

Estudo de Baixo Carbono para a Indústria Química no Estado de São Paulo de 2014 a 2030

1ª edição atualizada

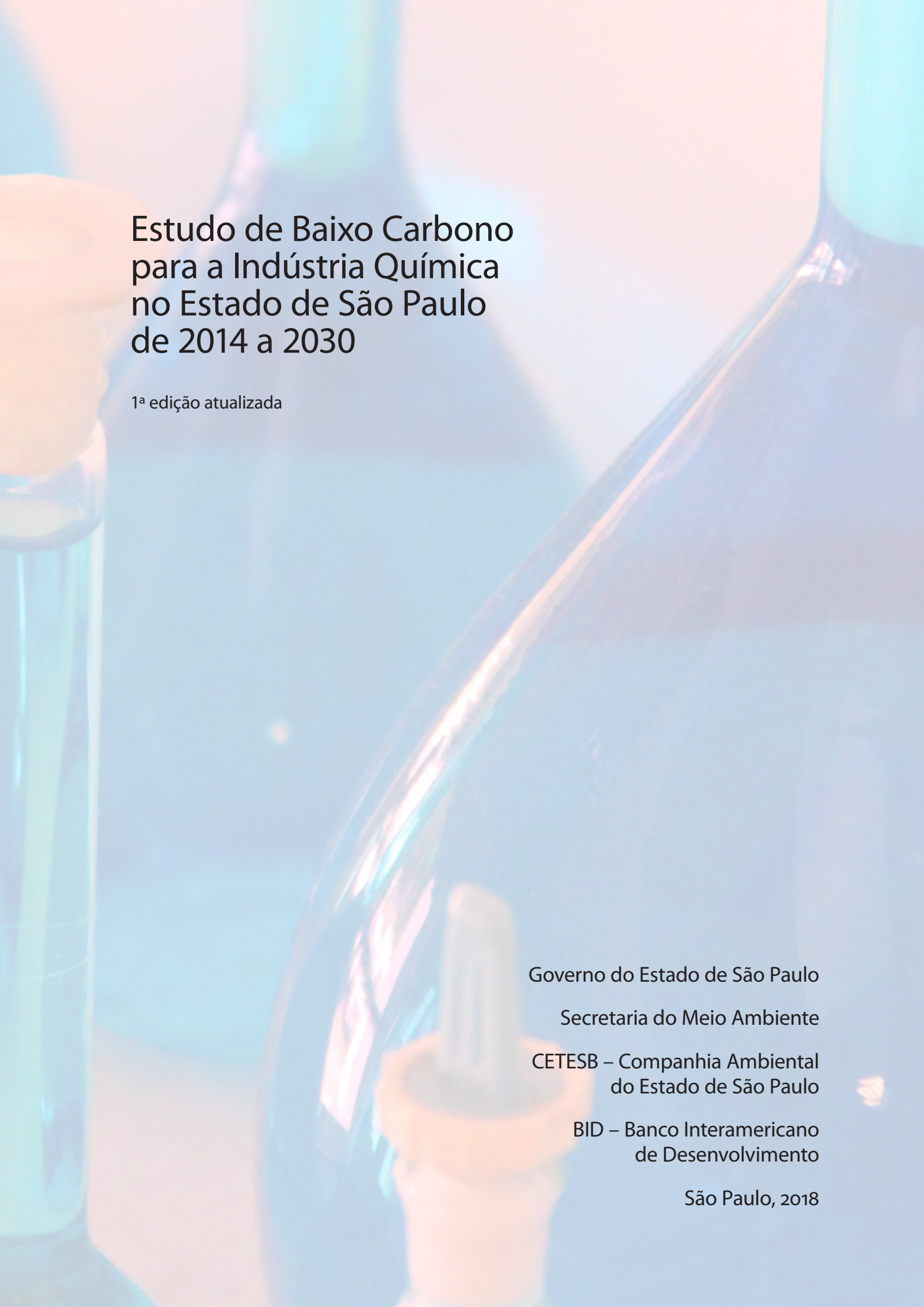


Governo do Estado de São Paulo
Secretaria do Meio Ambiente

CETESB – Companhia Ambiental
do Estado de São Paulo

BID – Banco Interamericano
de Desenvolvimento

São Paulo, 2018



Estudo de Baixo Carbono para a Indústria Química no Estado de São Paulo de 2014 a 2030

1ª edição atualizada

Governo do Estado de São Paulo

Secretaria do Meio Ambiente

CETESB – Companhia Ambiental
do Estado de São Paulo

BID – Banco Interamericano
de Desenvolvimento

São Paulo, 2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CETESB – Biblioteca, SP, Brasil)

C418e CETESB (São Paulo)

Estudo de baixo carbono para a indústria química no estado de São Paulo de 2014 a 2030 [recurso eletrônico] / CETESB, BID ; Autores Obdúlio Diego Fanti ... [et al.] ; Coordenação executiva Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer ; Coordenação técnica Sérgio Almeida Pacca ; Colaboradores Bruna Chyoshi... [et al.] ; Fotos José Jorge Neto. – 1.ed. atual. – São Paulo : CETESB, 2018.

1 arquivo de texto (184 p.) : il. color., PDF ; 7,7 MB.

Publicado no suporte papel em 2017.

Publicado também em pen-drive.

Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br>>

ISBN 978-85-9467-026-7

1. Aquecimento global 2. Baixo carbono 3. Efeito estufa – gases - cenário 4.

Mudanças climáticas 5. Química – indústria 6. Tecnologia química 7. São Paulo (Est.) I. Fanti, Obdúlio Diego, autor. II. Strumpf, Roberto, autor. III. Souza, Jhonathan Fernandes Torres de, autor. IV. Kurimori, Natália, autor V. BID. VI. Título

CDD (21. ed. Esp.) 363.738 748 161

CDU (2. ed. Port.) 504.7:661 (815.6)

Catalogação na fonte: Margot Terada CRB 8.4422

Companhia Ambiental do Estado de São Paulo

Avenida Professor Frederico Hermann Jr., 345
Alto de Pinheiros CEP 05459-900 São Paulo SP
Tel.: (11) 3133 3000
<http://www.cetesb.sp.gov.br>

© CETESB 2018

É permitida a reprodução total ou parcial deste documento, desde que citada a fonte.
Direitos reservados de distribuição.



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO

Governador Márcio França

SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE

Secretário Eduardo Trani

CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo

Diretor Presidente Carlos Roberto dos Santos

Diretoria de Gestão Corporativa Waldir Agnello

**Diretoria de Controle
e Licenciamento Ambiental** Geraldo do Amaral Filho

**Diretoria de Avaliação
de Impacto Ambiental** Ana Cristina Pasini da Costa

**Diretoria de Engenharia
e Qualidade Ambiental** Eduardo Luis Serpa

Presidência

Carlos Roberto dos Santos

Departamento de Cooperação Institucional e Internacional

Fátima Aparecida Carrara

Divisão de Mudanças Climáticas

Maria Fernanda Pelizzon Garcia

Ficha técnica

Autores

Obdúlio Diego Fanti
Roberto Strumpf
Jhonathan Fernandes Torres de Souza
Natália Kurimori

Carlos Alberto Sequeira Paiva
Daniel Soler Huet
Eduardo Shimabokuro
Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer
Jussara de Lima Carvalho
Maria Fernanda Pelizzon Garcia
Marta Emerich
Oswaldo dos Santos Lucon
Renan Pelegrine
Wilson Issao Shiguemoto

Coordenação executiva

Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer

Coordenação técnica

Sérgio Almeida Pacca

Revisão e reestruturação

Bruna Patrícia de Oliveira

Projeto Gráfico e Diagramação

Brainstorm Arte em Comunicação

Colaboradores

Bruna Chyoshi

Fotos

José Jorge Neto/ CETESB

O presente relatório trata-se de uma consolidação de estudos complementares realizados por Fanti e Souza (2016)¹ para os processos envolvidos e por Strumpf e Kurimori (2016)² para a energia. A estrutura final, aqui apresentada, e a harmonização dos conteúdos de ambos os estudos foi realizada pela equipe de consultores do projeto de apoio à CETESB, assim como a adequação do modelo de consumo de energia. Originalmente, na análise de energia, foram realizados dois cenários exploratórios de evolução de consumo, um com o crescimento de 2,7% e outro com 3,7% ao ano. Para gerar a harmonização entre os resultados finais, o modelo foi ajustado apenas sobre a taxa de 3,7%, incluindo a premissa de que existe um limite imposto pela capacidade instalada da indústria. Esta é a mesma taxa de crescimento adotada na evolução da produção química, parte da análise sobre os processos. Os resultados originais de energia sobre as taxas de 2,7% e 3,7% (não limitadas à capacidade instalada) podem ser consultados no APÊNDICE A.

Estudo realizado com recursos do Projeto BR T-1262: "Apoio ao desenvolvimento de estudos de mitigação para o Estado de São Paulo", proveniente da parceria entre o Banco Interamericano de Desenvolvimento e a CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo.

Reitera-se que este é um estudo exploratório. As opiniões e conclusões expressas nesta publicação são de responsabilidade dos autores e não refletem necessariamente a posição da CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo e do BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento, de sua Diretoria Executiva, ou dos países que eles representam.

O Banco Mundial, através do seu programa de assistência técnica, ESMAP, apoiou o desenvolvimento deste estudo com a ferramenta Curva MAC e as informações que foram necessárias para sua utilização. A versão mais recente da referida ferramenta encontra-se no link <http://esmap.org/mactool> (acesso em março/2018).

-
1. FANTI, O. D.; SOUZA, J. F. T. de. Projeto BR-T1262: Apoio ao desenvolvimento de estudos de mitigação para o Estado de São Paulo – setor da indústria química (emissões de GEE oriundas de processos químicos). São Paulo, 2016. Documento não editorado. **Relatório não publicado.**
 2. STRUMPF, R.; KURIMORI, N. Projeto BR-T1262: Apoio ao desenvolvimento de estudos de mitigação para o Estado de São Paulo – setor da indústria química (emissões de GEE oriundas do consumo de energia). São Paulo, 2015. Documento não editorado. **Relatório não publicado.**

Apresentação do Secretário

O Estado de São Paulo foi pioneiro na instituição da Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC), que começou a ser discutida no âmbito da Secretaria do Meio Ambiente em 1995 e adotada por meio da Lei Estadual nº 13.798, de 9 de novembro de 2009. A PEMC confere atribuições aos diversos órgãos do Estado no sentido de apoiar e facilitar a realização de estudos, pesquisas e ações nos temas relacionados às Mudanças Climáticas, para fins de promover medidas de prevenção, adaptação e mitigação. Considerando este contexto, a CETESB realizou o “Estudo de Baixo Carbono para a Indústria Química no Estado de São Paulo de 2014 a 2030”, apresentando contribuições ao Estado de São Paulo para subsidiar os segmentos envolvidos na articulação de estratégias de médio e longo prazos para harmonização com a PEMC, sem comprometer as metas de crescimento do setor.

O estudo compreendeu outros setores industriais, sendo fundamental para a construção de políticas públicas que irão orientar decisões em direção a uma economia competitiva, sustentável e de baixo carbono. Assim, o Estado de São Paulo apresenta este trabalho como parte do compromisso assumido para contribuir com os esforços climáticos nacionais e internacionais.

Eduardo Trani

Secretário do Meio Ambiente do Estado de São Paulo

Apresentação do Presidente

O “Estudo de Baixo Carbono para a Indústria Química no Estado de São Paulo de 2014 a 2030” é um dos produtos do “Projeto de Desenvolvimento de Estudos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) para o Estado de São Paulo”, desenvolvido pela Divisão de Mudanças Climáticas, da CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo, com a finalidade de subsidiar a promoção de uma economia mais sustentável e de baixo carbono.

Além do setor químico, o projeto contemplou também os setores de siderurgia, cal e cimento, os mais significativos do estado em termos de emissões de GEE.

Realizado com apoio de Cooperação Técnica do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), o presente estudo foi elaborado com por especialistas, com vasta experiência e conhecimento no setor químico.

Como resultado, foram apresentadas alternativas de tecnologias que reduzem as emissões de GEE, buscando principalmente a melhoria da eficiência energética e dos processos produtivos, e substituição de combustíveis fósseis por outros renováveis ou com menor nível de carbono. Com base nesse levantamento, foram estimados os investimentos necessários para a implementação das ações de mitigação.

Esta publicação disponibiliza informações atualizadas e de qualidade, com o mérito de, ao mesmo tempo, dar transparência aos esforços do Governo do Estado frente aos desafios das mudanças climáticas e propiciar o diálogo técnico com o setor produtivo buscando o desenvolvimento competitivo e com menor potencial emissor de GEE.

Carlos Roberto dos Santos
Diretor Presidente da CETESB

Apresentação do Representante do BID no Brasil

O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) aprovou, na sua Assembleia de Governadores de 2016, a meta de dobrar o financiamento a projetos relacionados com a mudança do clima, os quais devem responder a 30% das aprovações do Grupo BID até 2020. A meta está sujeita à demanda por parte dos países membros, dos seus clientes e do acesso a fontes externas de financiamento, mas trata-se de uma diretriz fundamental para a nossa atuação na região. Desta maneira, o BID reforça o seu papel de atuar estrategicamente na mitigação dos impactos ambientais e efeitos da mudança climática e está focado nos projetos que podem ajudar os países da América Latina e Caribe a implementar seus compromissos adotados na Conferência das Partes (COP 21), realizada em 2015, em Paris.

A parceria entre o BID e a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) no “Projeto de Desenvolvimento de Estudos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) para o Estado de São Paulo” se enquadra no esforço do Banco em orientar e instrumentalizar o desenvolvimento da indústria de baixo carbono. As informações coletadas a partir da ferramenta *MACTool* — Curva de Custo Marginal de Abatimento — mostraram alternativas tecnológicas e possibilidades claras de reduções no futuro baseadas no manejo eficiente de insumos — principalmente no emprego da energia — apresentando oportunidades de redução de emissões de GEE, redução de custos e aumento de produtividade.

O apoio do BID ao Estado de São Paulo, por meio da CETESB, busca trazer soluções estratégicas em resposta à Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC), e contribui para seu esforço de promover a redução da intensidade de carbono associada ao desenvolvimento do Estado, sem com isso comprometer as metas de crescimento da indústria.

Essa parceria representa uma experiência de extrema importância técnica e institucional, de caráter pioneiro. A presente publicação compartilha os resultados deste processo de cooperação técnica, e nos permite contribuir com a disseminação de conhecimento relevante e inovador para que outros atores do Brasil e da América Latina e Caribe possam igualmente contar com as bases adequadas para seus esforços de mitigar os efeitos da mudança do clima.

Hugo Florez Timoran
Representante do BID no Brasil

Agradecimentos

Expressamos nossos agradecimentos ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) pela parceria e acompanhamento do trabalho desenvolvido. Agradecemos à equipe do BID pelas providências necessárias para que o estudo fosse concluído e pelas revisões e sugestões que resultaram no aprimoramento do trabalho, em especial ao Luciano Schweizer, Maria Netto, Simone Bauch e aos prestadores de serviço do BID que apoiaram este estudo, Mônica Conceição, Rogério Lessa da Paixão, Andreza Leódido e Sarah Rodrigues da Cunha Irff.

Salientamos nosso reconhecimento ao Banco Mundial, através de Christophe de Gouvello e do seu fundo de assistência técnica, ESMAP, que apoiou o desenvolvimento deste estudo com a ferramenta Curva MAC e as informações que foram necessárias para sua utilização.

Agradecemos ao Dr. Nelson Bugalho, vice-presidente da CETESB na época do início deste trabalho pela facilitação da cooperação junto ao BID e pelo apoio e entusiasmo durante todo o projeto.

Agradecemos às empresas, instituições e especialistas do setor químico que colaboraram com o desenvolvimento deste estudo.

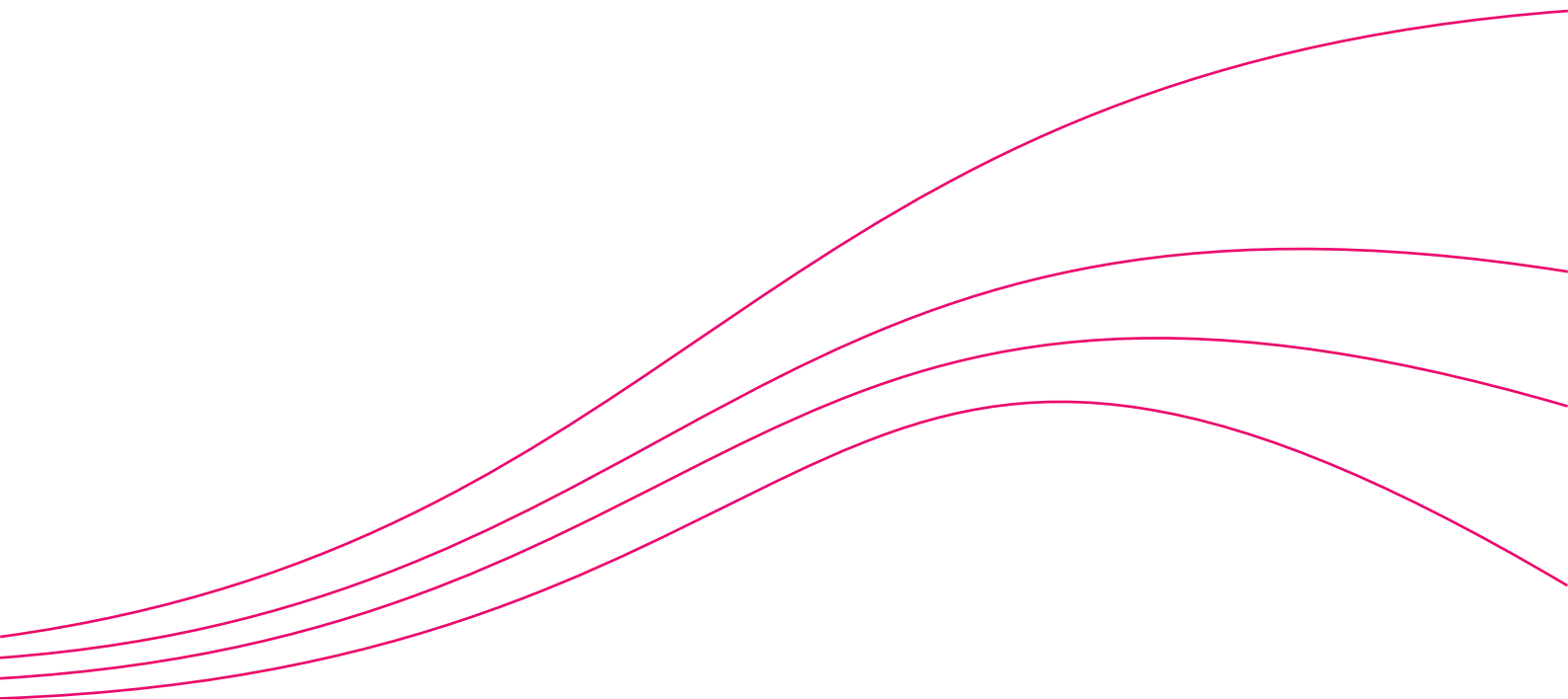
Destacamos e agradecemos às contribuições dos colegas da CETESB: Fátima A. Carrara, Carlos Lacava, Maria Cristina Poli, Margot Terada, Rafael F. Modolo, Milton Norio Sogabe, Volf Steinbaun (*in memoriam*), Eduardo Serpa e Maria Heloisa Pádua Lima de Assumpção.

Agradecemos e demonstramos nosso reconhecimento à FIESP e à ABIQUIM, que enviaram suas contribuições durante o período da consulta pública, pois tornaram o documento melhor, e citamos os profissionais das referidas instituições que contribuíram: Aline Caldas Bressan (ABIQUIM), Anicia Pio (FIESP), Jorge Luis Rocco (FIESP), Natascha Nogueira Britschka (FIESP), Priscila Freire Rocha (FIESP).

A todos os envolvidos neste projeto nossos mais sinceros agradecimentos.



Sumário executivo



O presente sumário foi baseado no “Estudo de baixo carbono para a indústria química no Estado de São Paulo de 2014 a 2030” o qual construiu cenários de referência e de baixo carbono considerando emissões de gases de efeito estufa (GEE) de processo e do consumo de energia e a avaliação de alternativas de mitigação. No estudo foram apresentados o Custo Marginal de Abatimento (*Marginal Abatement Cost* – MAC) das tecnologias e o preço de equilíbrio de carbono (*Break-even carbon price* – BECP). As reduções de emissões proporcionadas ao longo do período analisado por cada opção tecnológica foram consolidadas em um gráfico de cunha (*Wedge Graph*).

As emissões futuras de GEE são o produto de sistemas dinâmicos muito complexos, determinados por forças motrizes tais como crescimento demográfico, desenvolvimento sócio-econômico e mudança tecnológica, cuja evolução é altamente incerta. No entanto, os cenários são imagens alternativas de como o futuro poderá se desdobrar e são uma ferramenta adequada para analisar como as forças motrizes podem influenciar no resultado de emissões futuras, assim como avaliar as incertezas associadas, não apresentando relação com a probabilidade de ocorrência dos mesmos (IPCC, 2000b).

Os cenários colaboram na identificação das possíveis ameaças, avaliam as competências organizacionais e exercitam o pensamento global para desenvolver alianças e ações estratégicas, proporcionando a elaboração de análises alternativas. Portanto, não se trata apenas de prospecção, mas da construção de um futuro possível, auxiliando a construir as mudanças desejadas para o futuro (WRIGHT, 2008 apud MENDONÇA, 2011). Os cenários no presente estudo exploratório, foram construídos baseados na análise de dados históricos, nas informações apresentadas em publicações do setor e em informações atribuídas pelos autores.

A CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo publicou em 2011 o 1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo, CETESB (2011), que destacou que, em 2005, no Estado de São Paulo, a emissão de gases de efeito estufa (GEE) foi de 139.811Gg de CO₂e (sem incluir os gases controlados pelo Protocolo de Montreal), sendo que 57,2% das emissões foram advindas da categoria de energia. Além disso, os processos industriais paulistas foram responsáveis por 14,7% das emissões. Dessas emissões referentes aos processos, o setor químico foi responsável por 38,8% associado à produção de ácido adípico, ácido fosfórico, ácido nítrico, amônia, dicloroetano e cloreto de vinila, eteno, negro de fumo e óxido de eteno.

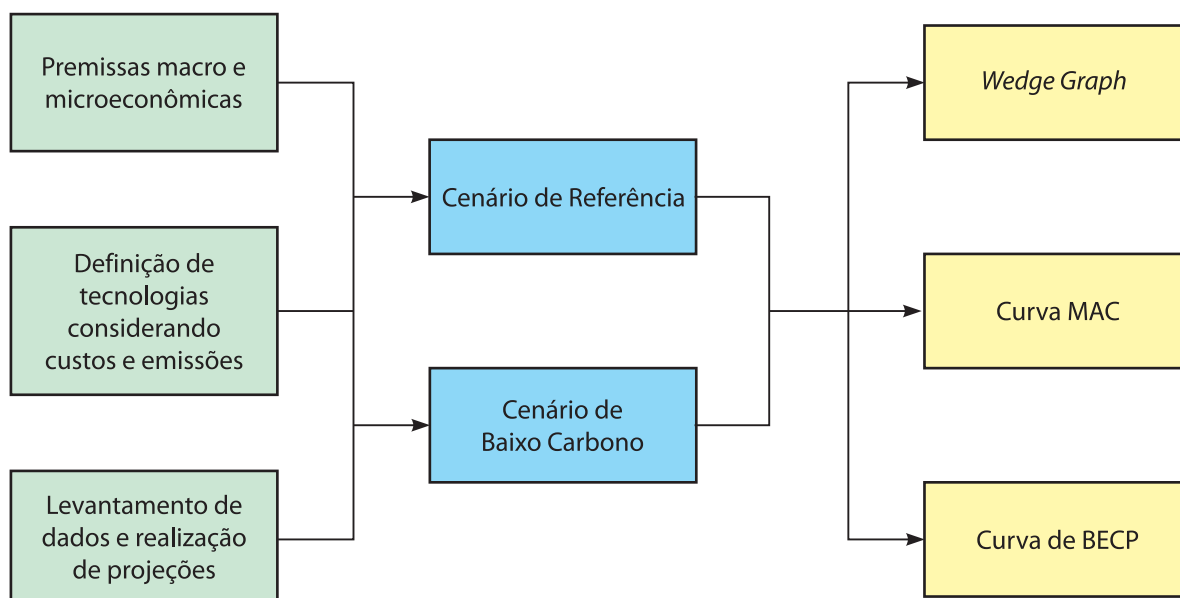
Diante do contexto do estado frente às mudanças climáticas, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e a CETESB estabeleceram uma Cooperação Técnica, na qual se enquadra o estudo em pauta, que teve como principais objetivos apresentar os custos e o potencial de mitigação de GEE para a indústria no Estado de São Paulo, a partir da elaboração de cenários de referência (CR) e de baixo carbono (CBC), considerando emissões de GEE de processo e de consumo de energia.

ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

A construção dos cenários seguiu o roteiro metodológico apresentado na Figura 1, onde consta um levantamento inicial de dados, o estabelecimento de premissas e a realização de projeções. Posteriormente seguiu-se com a realização dos cenários de referência (CR) e baixo carbono (CBC) e a apresentação dos resultados de mitigação, MAC e BECP.

As estimativas de emissões de GEE foram realizadas empregando-se o método apresentado

Figura 1 – Etapas do desenvolvimento do estudo



Fonte: Pacca et al. (2017).

nos guias do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (*Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC, 2000a, 2006*) *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Greenhouse Gas Inventories Programme, Energy, Volume 2* e o *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*. As estimativas consideraram os dados de atividade, como produção, combustível, energia elétrica consumida e os respectivos fatores de emissão.

Para a construção das curvas de MAC e BECP¹ empregou-se a MACTool. De acordo com o *Energy Sector Management Assistance Program* (ESMAP, 2016), trata-se de uma ferramenta desenvolvida pelo Banco Mundial que permite avaliar o investimento necessário para um crescimento de baixo carbono, podendo ser utilizada para testar as possibilidades setoriais e as respectivas respostas aos preços (ESMAP, 2016; FAY, et al., 2015).

Para aferir quantitativamente a contribuição de cada tecnologia na redução das emissões de GEE, foram elaboradas curvas que apresentaram cunhas de mitigação (*Wedge Graph*), referente à comparação entre o CR e o CBC com a implantação das respectivas tecnologias. Com esta informação foi possível visualizar a contribuição de cada tecnologia para a mitigação de GEE.

RESULTADOS

Nesta seção, são apresentadas os resultados no período de 2014 a 2030 para a evolução da produção química no estado, a evolução do consumo de energia, a evolução das emissões do CR e CBC, as emissões evitadas por cada medida nos cenários, o MAC e o BECP das tecnologias.

1. O preço de equilíbrio de carbono indica o incentivo econômico que os agentes econômicos estabelecem como necessário para que a medida de mitigação estudada se torne atraente, quando comparada à referência (GOUVELLO et al., 2010).

A evolução da produção química no Estado de São Paulo

A projeção de produção na indústria química considerou a premissa de crescimento de 3,7%

ao ano (a.a.) limitada pela capacidade instalada ou licenciada das unidades de produção existentes. No Quadro 1 são apresentadas as considerações específicas sobre a produção dos produtos químicos abordados no estudo.

Quadro 1 – Considerações específicas sobre a produção

Produto	Considerações sobre a produção
Ácido adípico (C ₆ H ₁₀ O ₄)	A produção está limitada à capacidade instalada e não há previsão de aumento da capacidade de produção
Ácido fosfórico (H ₃ PO ₄)	A produção está limitada à capacidade instalada. A expansão da capacidade produtiva de ácido fosfórico está projetada pela instalação de fábricas nas proximidades das minas de rocha fosfática localizadas em Patrocínio em Minas Gerais, Catalão em Goiás, Santa Quitéria no Ceará, porém, no Estado de São Paulo, não há previsão de aumento da capacidade de produção.
Ácido nítrico (HNO ₃)	A produção está limitada à capacidade de produção e não há previsão de nova instalação de produção no estado.
Amônia (NH ₃)	Não há previsão de aumento da produção. A unidade existente já aumentou sua capacidade de projeto de 530 t/dia para 600 t/dia em 2003 e depende da disponibilidade de matéria prima (gás de refinaria e ou gás natural). Portanto, a capacidade de produção no horizonte de 2030, no cenário BC, está limitada à capacidade instalada (CIESP, 2014).
Dicloroetano (C ₂ H ₄ Cl ₂)	Não há previsão de aumento da capacidade de produção, assim, a capacidade de produção está limitada à capacidade instalada.
Cloreto de vinila (CH ₂ CHCl)	Não há previsão de aumento da produção, assim, a capacidade de produção está limitada à capacidade instalada
Eteno (C ₂ H ₄)	O cenário de produção está relacionado à gestão da produção de eteno (ou etileno) no Brasil. Como não há previsão de novos projetos "crakers" para produção de eteno a partir de nafta, a produção de eteno por essa via é considerada constante (BAIN & COMPANY, GÁS ENERGY, 2014). Assim, a produção de eteno "petroquímico", no horizonte de 2030, está limitada à capacidade instalada.
Negro de fumo	Não há previsão de aumento da produção devido a não disponibilidade de matéria-prima. Já foi aumentada a capacidade em 55.000 toneladas, em 2008. Não há previsão de expansão ou novas instalações, refinarias e petroquímicas no estado para a produção da matéria-prima primária, o resíduo aromático. Assim, a produção no horizonte de 2030 está limitada pelas capacidades licenciadas.
Óxido de Eteno (C ₂ H ₄ O)	Não há previsão para expansão da capacidade produtiva. A capacidade instalada já foi ampliada em 2005, de 52.000 t/ano para o atual patamar de 95.000 t/ano. Assim, considerou-se que a produção no horizonte de 2030 será limitada pela capacidade atualmente licenciada.
Coque de petróleo	Não há previsão de aumento de produção na unidade de Cubatão, limitada ao fornecimento de matéria-prima da RPBC.

Fonte: Elaboração própria (2017).

Na Tabela 1 é apresentada a produção de ácido adípico, ácido fosfórico, ácido nítrico, amônia, dicloroetano, cloreto de vinila, eteno, negro de fumo, óxido de eteno e coque de petróleo no período de 2014 a 2030. Ao atingir a capacidade instalada, a produção se mantém constante até o final do período.

No cenário de referência, estima-se que a produção aumentará dos 3.002 Gg em 2014 para 3.503 Gg em 2030, representando um aumento de 16,7 %, cerca de 1,0% ao ano. A produção de ácido adípico apresentou um aumento de 45% em 2030 em relação a 2014. Considerando

este mesmo período, ácido fosfórico aumentou 14,9%, a produção de ácido nítrico aumentou 14,7%, a produção de amônia aumentou 14,8%, a produção de dicloroetano aumentou 16,7%, a produção de cloreto de vinila aumentou 10,8%, a produção de eteno aumentou 20,1%, a produção de negro de fumo aumentou 18,6%, óxido de eteno 17,3%, e a produção de coque de petróleo aumentou 17,6%.

No CBC a produção difere do CR pela inserção de bioeteno a partir de 2025 totalizando, no período de 2025 a 2030, uma produção de 1.482 Gg de bioeteno².

Tabela 1 – Produção química no Estado de São Paulo no período de 2014 a 2030

Ano	Ácido adípico	Ácido fosfórico	Ácido nítrico	Amônia	Dicloroetano	Cloreto de vinila	Eteno	Negro de fumo	Óxido de eteno	Coque de petróleo	Total
(Gg)											
2014	60	442	468	182	120	316	583	318	81	425	3002
2015	63	459	485	189	131	327	605	330	84	441	3.114
2016	65	476	503	196	136	340	627	342	87	457	3.229
2017	67	493	522	203	140	350	651	355	90	474	3.345
2018	70	508	537	209	140	350	675	368	93	492	3.442
2019	72	508	537	209	140	350	700	376	95	500	3.487
2020	75	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.491
2021	78	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.494
2022	81	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.497
2023	84	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.500
2024	87	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.503
2025	87	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.503
2026	87	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.503
2027	87	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.503
2028	87	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.503
2029	87	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.503
2030	87	508	537	209	140	350	700	377	95	500	3.503

Fonte: Elaboração própria (2017).

2. As informações são resultados de um levantamento exploratório cujos dados estão referenciados no Anexo B deste documento.

A evolução do consumo de energia

O cenário de referência de consumo energético na indústria química paulista foi construído a partir das informações publicadas no Balanço Energético Estadual (SÃO PAULO, 2014), que disponibiliza o consumo energético por setor da economia, incluindo a indústria química. Na Tabela 2 são apresentados os dados de consumo de energia pela indústria química de 2014 a 2030, considerando um crescimento anual médio de 3,7% limitado à capacidade instalada.

No CR observa-se que a maior parcela de consumo energético é proveniente da eletricidade e do gás natural (GN) e, correspondendo a 48,6% e 38,6% respectivamente, conforme a tabela 2.

No CBC ocorre uma redução de 85.873 TJ em relação ao consumo de GN. O óleo combustível (OC) apresenta redução de 29.796 TJ, eletricidade redução de 120.865 TJ. No CBC é proposto a partir de 2015 o consumo de biomassa como medida de baixo carbono totalizando em energia 115.670 TJ no período de 2015 a 2030.

Tabela 2 – Consumo de energia pela indústria química no Estado de São Paulo de 2014 a 2030

Ano	Gás natural	Lenha	Óleo diesel	Óleo combustível	GLP	Gás de refinaria	Eletricidade (1)	Bagaço de cana	Outros secundários	Total
	(TJ)									
2014	27.509	217	955	1.909	1.779	2.083	34.668	781	1.432	71.332
2015	28.508	225	989	1.978	1.844	2.158	35.927	809	1.484	73.923
2016	29.544	233	1.025	2.050	1.911	2.237	37.233	839	1.538	76.609
2017	30.591	241	1.062	2.123	1.978	2.316	38.552	869	1.592	79.324
2018	31.461	248	1.092	2.183	2.035	2.382	39.648	893	1.638	81.579
2019	31.873	251	1.106	2.212	2.061	2.413	40.168	905	1.659	82.648
2020	31.909	252	1.107	2.215	2.064	2.416	40.214	906	1.661	82.742
2021	31.935	252	1.108	2.216	2.065	2.418	40.246	907	1.662	82.808
2022	31.961	252	1.109	2.218	2.067	2.420	40.279	907	1.664	82.877
2023	31.988	252	1.110	2.220	2.069	2.422	40.313	908	1.665	82.947
2024	32.017	252	1.111	2.222	2.070	2.424	40.349	909	1.666	83.021
2025	32.017	253	1.111	2.222	2.071	2.424	40.350	909	1.667	83.023
2026	32.017	253	1.111	2.222	2.071	2.424	40.350	909	1.667	83.023
2027	32.017	253	1.111	2.222	2.071	2.424	40.350	909	1.667	83.023
2028	32.017	253	1.111	2.222	2.071	2.424	40.350	909	1.667	83.023
2029	32.017	253	1.111	2.222	2.071	2.424	40.350	909	1.667	83.023
2030	32.017	253	1.111	2.222	2.071	2.424	40.350	909	1.667	83.023

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) Os dados de consumo de energia foram extraídos do Balanço Energético Estadual (SÃO PAULO, 2014) em tonelada equivalente de petróleo (tep) e foram convertidos em Joule (J) empregando-se o fator 41,868 GJ/tep.

A evolução das emissões no cenário de referência e baixo carbono

A Tabela 3 apresenta as emissões totais de GEE que abrangem os processo, a energia térmica e a energia elétrica. As estimativas foram realizadas considerando os dados estimados de produção e os respectivos fatores de emissão.

No cenário de referência as emissões de 2030 em relação a 2014 apresentam um aumento de 1.861 GgCO₂e, representando 15,7%. Em relação às emissões de processo, estima-se que ocorrerá um aumento de 18,7% GgCO₂e em 2030 em relação à 2014. Para as emissões de energia térmica e energia elétrica estima-se um aumento de 16,4% e 14,1%, respectivamente.

Para o CBC foram consideradas três medidas associadas ao processo e cinco à energia. As mesmas estão descritas no Quadro 2.

Alternativamente para a implantação de tecnologias de baixo carbono, podem-se avaliar outras tecnologias disponíveis com as quais se obtenham resultados similares em termos de CBC.

O cenário de penetração, apresentado na Tabela 4, representa a evolução da adoção das tecnologias do CBC. As tecnologias referentes a processos possuem uma penetração pontual em seus respectivos anos, enquanto as referentes à energia são implantadas gradualmente ao longo do período de análise.

Tabela 3 – Emissões de GEE no cenário de referência no Estado de São Paulo de 2014 a 2030

Ano	Processo (1)	Energia térmica (2)	Energia elétrica (3)	Total
	(GgCO ₂ e) (4)			
2014	3.073	2.143	6.630	11.846
2015	3.186	2.221	6.862	12.269
2016	3.304	2.302	7.102	12.708
2017	3.426	2.383	7.344	13.153
2018	3.543	2.451	7.543	13.537
2019	3.622	2.483	7.633	13.738
2020	3.629	2.486	7.632	13.747
2021	3.633	2.488	7.629	13.750
2022	3.637	2.490	7.626	13.754
2023	3.642	2.492	7.623	13.758
2024	3.646	2.495	7.621	13.762
2025	3.647	2.495	7.612	13.753
2026	3.647	2.495	7.603	13.744
2027	3.647	2.495	7.593	13.735
2028	3.647	2.495	7.584	13.725
2029	3.647	2.495	7.575	13.716
2030	3.647	2.495	7.566	13.707

Fonte: Elaboração própria (2017).

- (1) Os FE utilizadas para as estimativas de emissões no CR foram: ácido adípico 1,494 tCO₂e/t_{produto} (FANTI et al., 2017), ácido nítrico 0,634 tCO₂e/t_{produto} (FANTI et al., 2017), ácido fosfórico 0,059 tCO₂e/t_{produto} (FANTI et al., 2017), amônia 1,30 tCO₂e/t_{produto} Brasil (2015), cloreto de vinila 0,294 tCO₂e/t_{produto} Brasil (2015), coque de petróleo 0,730 tCO₂e/t_{produto} (FANTI et al., 2017), dicloroetano 0,196 tCO₂e/t_{produto} IPCC (2006), eteno 1,870 tCO₂e/t_{produto} (FANTI et al., 2017), negro de fumo 2,620 tCO₂e/t_{produto} IPCC (2006), óxido de eteno 0,863 tCO₂e/t_{produto} IPCC (2006).
- (2) Gás natural: 0,0558 tCO₂/GJ, óleo diesel: 0,0733 tCO₂/GJ, óleo combustível: 0,0766 tCO₂/GJ, GLP: 0,0624 tCO₂/GJ, querosene: 0,0708 tCO₂/GJ, gás de refinaria: 0,0661 tCO₂/GJ, coque de petróleo: 0,0998 tCO₂/GJ.
- (3) O FE para eletricidade foi o 0,5884 tCO₂/MWh baseado em (BRASIL 2014) e (FANTI et al.).
- (4) O potencial de aquecimento global (*Global Warm Potencial – GWP*) dos GEE foram empregados conforme apresentado pelo IPCC (2000b) onde, para um horizonte de 100 anos, o GWP do CO₂ é de 1 e o do N₂O é de 310.

Quadro 2 – Tecnologias de baixo carbono

Tecnologia		Descrição
Processo	Amônia	A oportunidade de redução de emissão de CO ₂ em unidade de amônia está associada à recuperação de H ₂ do gás de purga no circuito da síntese de amônia.
	Ácido nítrico	A oportunidade de redução de emissão de N ₂ O em unidade de ácido nítrico está associada ao abatimento de N ₂ O na unidade de ácido nítrico de tecnologia de baixa pressão empregando catalisador.
	Produção de bioeteno	O eteno, de origem renovável para a produção de dois produtos químicos de uso industrial: o óxido de eteno e o cloreto de vinila promovendo a neutralização do CO ₂ gerado na produção destes dois derivados do eteno
Energia	LED	Substituição de lâmpadas convencionais por lâmpadas diodo emissor de luz (<i>Light Emitting Diode</i> – LED), visando um menor consumo de energia elétrica.
	GN	Substituição de GN por biomassa cultivada.
	OC	Substituição de OC por biomassa cultivada.
	Motores	Substituição de motores convencionais por motores mais eficientes visando um menor consumo de energia elétrica.
	Cogeração	Associada à produção simultânea e de forma sequenciada, de eletricidade e energia térmica a partir do uso de GN (o estudo não considera o reaproveitamento de gases residuais).

Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 4 – Cenário de penetração das tecnologias do CBC

Tipo	Processo			Energia				
	Amônia (recuperação de gás de purga)	Ácido nítrico (abatimento de N ₂ O)	Bioeteno	LED	Motores mais eficientes	Cogeração (1)	Substituição de GN por biomassa (2)	Substituição de OC por biomassa (2)
2014	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2015	0%	0%	0%	0%	6%	0%	3%	17%
2016	0%	0%	0%	0%	13%	6%	7%	33%
2017	0%	0%	0%	20%	19%	12%	10%	50%
2018	0%	0%	0%	20%	25%	18%	13%	67%
2019	0%	0%	0%	20%	31%	25%	17%	83%
2020	100%	0%	0%	40%	38%	30%	20%	100%
2021	100%	0%	0%	40%	44%	37%	20%	100%
2022	100%	0%	0%	40%	50%	43%	20%	100%
2023	100%	100%	0%	60%	56%	50%	20%	100%
2024	100%	100%	0%	60%	63%	55%	20%	100%
2025	100%	100%	100%	60%	69%	62%	20%	100%
2026	100%	100%	100%	80%	75%	68%	20%	100%
2027	100%	100%	100%	80%	81%	74%	20%	100%
2028	100%	100%	100%	80%	88%	80%	20%	100%
2029	100%	100%	100%	100%	94%	80%	20%	100%
2030	100%	100%	100%	100%	100%	80%	20%	100%

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) Estimativa do autor com base na Associação Paulista de Cogeração de Energia (COGEN, 2008).

(2) Estimativa do autor com base em ABDI; MDIC e FGV (2012).

Na Tabela 5 são apresentadas as emissões de GEE no CBC.

No cenário de baixo carbono em relação ao cenário de referência observa-se uma emissão evitada de 31.311 GgCO₂e no período de 2014 a 2030. Essa redução está 4,6% associada a processo, 72,8% a energia elétrica e 22,6% à energia térmica.

Tabela 5 – Emissões de GEE no cenário de baixo carbono no Estado de São Paulo de 2014 a 2030

Ano	Processo (1)	Energia térmica (2)	Energia elétrica (3)	Total
	(GgCO ₂ e) (4)			
2014	3.073	2.143	6.630	11.846
2015	3.186	2.148	6.825	12.159
2016	3.304	2.135	6.882	12.321
2017	3.426	2.131	6.940	12.497
2018	3.543	2.111	6.943	12.596
2019	3.622	2.040	6.837	12.499
2020	3.624	1.960	6.646	12.230
2021	3.628	1.962	6.455	12.045
2022	3.632	1.964	6.265	11.861
2023	3.531	1.965	6.061	11.557
2024	3.536	1.967	5.883	11.385
2025	3.446	1.967	5.688	11.101
2026	3.446	1.967	5.480	10.893
2027	3.446	1.967	5.304	10.717
2028	3.446	1.967	5.104	10.517
2029	3.446	1.967	5.043	10.456
2030	3.446	1.967	4.996	10.409

Fonte: Elaboração própria (2017).

- (1) Os FE utilizadas para as estimativas de emissões no CBC foram: ácido nítrico 0,438 tCO₂e/t_{produto}, amônia: 1,275 tCO₂e/t_{produto}, cloreto de vinila, 0,271 tCO₂e/t_{produto}, óxido de eteno 0,000 tCO₂e/t_{produto}. Os demais produtos componentes CR não tiveram alteração em seus FE no cenário proposto.
- (2) Gás natural: 0,0558 tCO₂/GJ, óleo diesel: 0,0733 tCO₂/GJ, óleo combustível: 0,0766 tCO₂/GJ, GLP: 0,0624 tCO₂/GJ, querosene: 0,0708 tCO₂/GJ, gás de refinaria: 0,0661 tCO₂/GJ, coque de petróleo: 0,0998 tCO₂/GJ.
- (3) O FE para eletricidade foi o 0,5884 tCO₂/MWh baseado em (BRASIL 2014).
- (4) O potencial de aquecimento global (*Global Warm Potencial – GWP*) dos GEE foram empregados conforme apresentado pelo IPCC (2000b) onde, para um horizonte de 100 anos, o GWP do CO₂ é de 1 e o do N₂O é de 310.

Custos de investimento e operação

A Tabela 6 apresenta o Investimento (*Capital Expenditures – CAPEX*) das tecnologias de processo de Recuperação de purga na síntese da amônia, implementação de catalisador na produção de ácido nítrico e utilização de bioeteno para a produção de cloreto de vinila e óxido de etileno.

A diferença do investimento entre o CR e o CBC é o da instalação de um sistema para recuperação de H₂ do gás de purga da síntese de amônia.

Em relação à tecnologia associada à produção de ácido nítrico, o catalisador é utilizado para converter o N₂O em CO₂.

A produção de bioeteno visa a obtenção dos derivados cloreto de vinila e óxido de eteno a partir de matéria-prima renovável em substituição à utilização de eteno petroquímico.

Tabela 6 – CAPEX das tecnologias de baixo carbono para processos

Cenário	Recuperação de purga na síntese da amônia	Catalisador na produção de ácido nítrico	Utilização de bioeteno para a produção de cloreto de vinila e óxido de etileno
	(US\$)		
Referência	—	—	237.687.720
Baixo carbono	3.905.000	3.538.250	369.721.000

Fonte: Elaboração própria (2017).

Nota: A não apresentação de valores para o cenário de referência relaciona-se ao fato de serem tecnologias que no CBC receberão complementos à instalação previamente existente no CR.

A Tabela 7 apresenta o CAPEX das tecnologias relacionadas a energia sendo a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas a LED, a substituição de gás natural e óleo combustível por biomassa, o emprego de motores mais eficientes e a cogeração de energia pela combustão do gás natural.

A Tabela 8 apresenta o MAC e o *Break-Even Carbon Price* para o setor da indústria química.

A curva MAC contemplando as oito tecnologias do CBC abordadas no presente trabalho é apresentada no Gráfico 1. Por sua vez, as emissões evitadas representadas na curva MAC são apresentadas na Tabela 9.

Emissões evitadas por cada medida ou tecnologia

A Tabela 9 apresenta as emissões evitadas por tipo de medida ou tecnologia.

A partir da análise, conclui-se que é possível reduzir 16% (31,3 milhões de tCO₂) das emissões totais do CR no período de 2014–2030. A medida que mostrou o maior potencial foi a cogeração a partir de GN, com 52,6% (16,4 milhões de tCO₂) de participação no CBC, seguida pelos motores mais eficientes (18,4%) e substituição do GN por biomassa (15,3%). A participação destas tecnologias fica visível no Gráfico 2.

Tabela 7 – CAPEX das tecnologias de baixo carbono para o setor químico

Cenário	Lâmpadas LED	Substituição de gás natural	Substituição de óleo combustível	Motores eficientes	Cogeração (gás natural)
	(US\$/MWh)	(US\$/GJ)	(US\$/GJ)	(US\$/MWh)	(US\$/GJ)
Referência	132	5,18	5,18	—	5,18
Baixo carbono	800	10,39	10,39	6	15,11

Fonte: Elaboração própria (2017)

Nota: A não apresentação de valores para o cenário de referência relaciona-se ao fato de serem tecnologias que no CBC receberão complementos à instalação previamente existente no CR.

Tabela 8 – MAC e *Break-Even* do setor químico no Estado de São Paulo

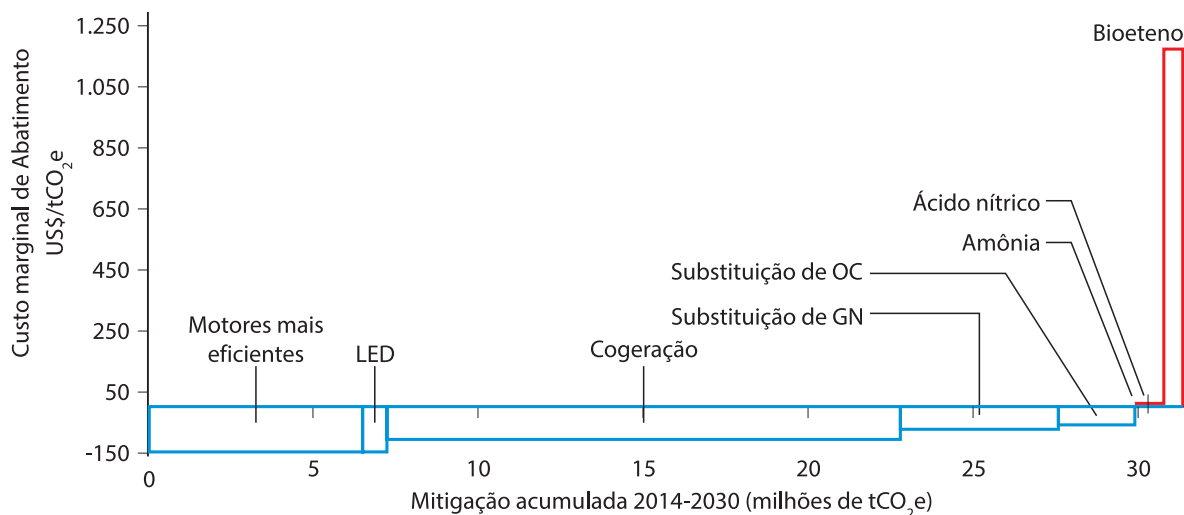
Setor	Tecnologia	MAC (1)	BECP (2)	Emissões evitadas
		(US\$/tCO ₂)		(MtCO ₂)
Energia elétrica	Motores mais eficientes	-150	-224	5,77
Energia elétrica	LED	-145	-224	0,57
Energia elétrica	Cogeração	-111	-250	16,46
Energia térmica	Substituição de GN por lenha de reflorestamento	-75	-131	4,79
Energia térmica	Substituição de OC por lenha de reflorestamento	-58	-103	2,28
Processo	Amônia	-27	31	0,06
Processo	Ácido nítrico	2	10	0,84
Processo	Bioeteno	1.174	3.907	0,54

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) A taxa de desconto adotada no projeto para o cálculo do MAC foi de 8% ao ano (Pacca et al., 2017).

(2) A taxa de atratividade considerada foi de 18% para calcular o BECP.

Gráfico 1 – Curva de custo marginal de abatimento



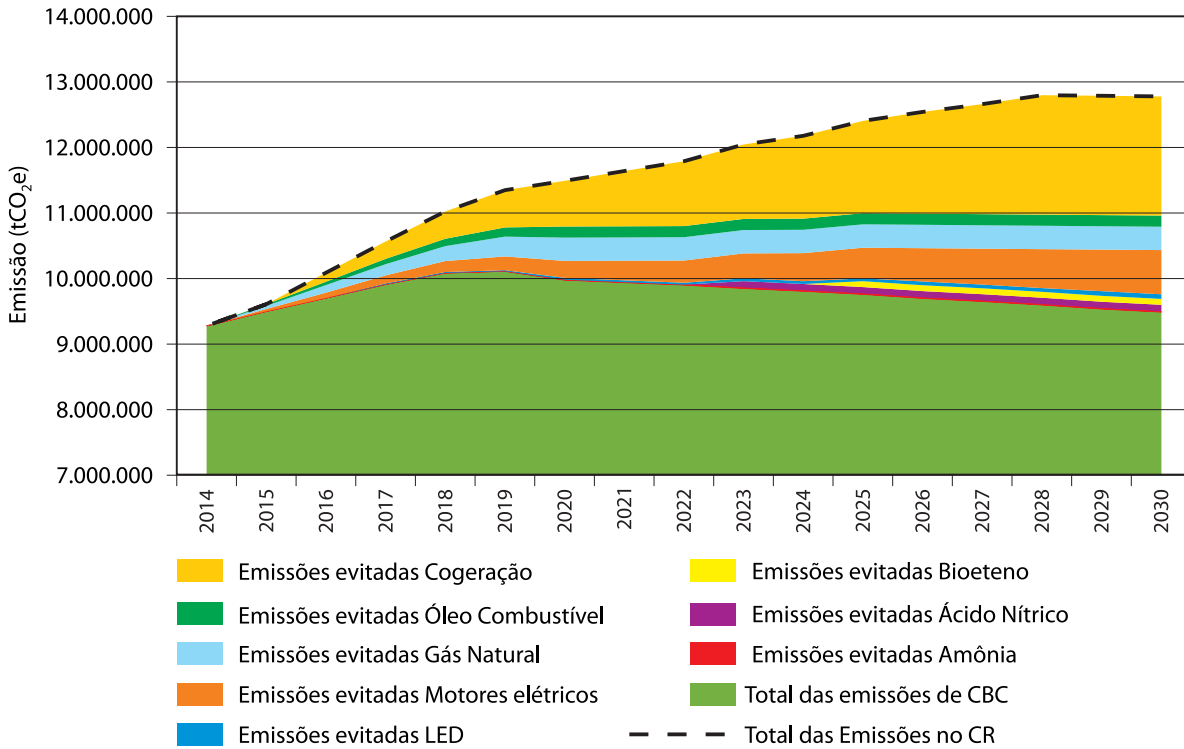
Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 9 – Emissões de gases de efeito estufa evitadas na indústria química 2014–2030

Ano	Emissões evitadas								Total das emissões no CBC	Total das emissões no CR
	Amônia	Ácido nítrico	Bioeteno	LED	Motores elétricos	Cogeração	GN	OC		
(tCO ₂ e)										
2014	—	—	—	—	—	—	—	—	9.279.111	9.279.111
2015	—	—	—	—	36.760	—	47.739	25.761	9.500.629	9.610.889
2016	—	—	—	—	82.434	136.857	115.439	51.824	9.704.833	10.091.387
2017	—	—	—	13.832	124.590	265.360	170.757	81.305	9.913.383	10.569.227
2018	—	—	—	14.207	168.376	417.912	228.294	112.045	10.088.498	11.029.333
2019	—	—	—	14.376	211.269	569.969	302.451	140.621	10.115.984	11.354.669
2020	5.200	—	—	28.750	258.957	698.625	356.231	169.616	9.980.028	11.497.408
2021	5.200	—	—	28.738	299.722	845.357	356.514	169.752	9.942.098	11.647.382
2022	5.200	—	—	28.727	340.463	991.996	356.809	169.892	9.904.555	11.797.642
2023	5.200	105.328	—	43.075	381.184	1.138.555	357.114	170.037	9.853.046	12.053.538
2024	5.200	105.328	—	43.061	428.692	1.266.689	357.430	170.188	9.809.497	12.186.085
2025	5.200	105.328	90.062	43.010	468.961	1.411.868	357.437	170.191	9.762.267	12.414.324
2026	5.200	105.328	90.062	57.277	509.121	1.556.665	357.437	170.191	9.700.567	12.551.850
2027	5.200	105.328	90.062	57.208	549.183	1.682.815	357.437	170.191	9.653.303	12.670.728
2028	5.200	105.328	90.062	57.138	595.918	1.826.923	357.437	170.191	9.599.366	12.807.563
2029	5.200	105.328	90.062	71.336	635.774	1.824.699	357.437	170.191	9.538.041	12.798.067
2030	5.200	105.328	90.062	71.249	675.531	1.822.475	357.437	170.191	9.491.099	12.788.571
Total das emissões no período 2014–2030	57.200	842.624	540.372	571.983	5.766.935	16.456.765	4.793.404	2.282.187	165.836.305	197.147.776

Fonte: Elaboração própria (2017).

Gráfico 2 – Wedge Graph para a indústria química em São Paulo de 2014 a 2030



Fonte: Elaboração própria (2017).

CONCLUSÃO

A indústria química paulista, ainda depende, quase que exclusivamente, do uso de matéria-prima fóssil para produzir os seus produtos químicos básicos, intermediários e produtos finais de consumo. Recentes desenvolvimentos baseados em matéria-prima alternativa possibilitam uma gradual redução na dependência de matérias-primas fósseis nas próximas décadas.

No estudo, o fator limitante para o crescimento das emissões de processo, no período 2014–2030, está relacionado com a capacidade instalada ou licenciada dos produtos. Esta condição pode indicar que, se houverem expansões de produção após 2030, os novos processos de produção podem ser implementados com tecnologias com menores emissões de GEE que as existentes.

De um modo geral, em relação à energia, o reaproveitamento de calor em reações químicas, minimiza a queima de combustíveis para a produção de vapor e conseqüentemente a emissão de CO₂. Deve-se considerar também que diversos processos na indústria química necessitam de calor para seu desenvolvimento e, uma forma de minimizar a utilização de fontes externas para a geração de energia e conseqüente emissão de CO₂, é a criação de programas internos de eficiência energética, abordando aspectos, tais como a avaliação de eficiência em isolamento térmico.

Os resultados mostram que é necessário estruturar mecanismos que possam alavancar as ações de redução de GEE das medidas de mitigação que, depois de implementadas e ao longo do tempo, apresentem continuamente, um custo de abatimento e preço de equilíbrio de carbono positivos.

Ao longo do período de execução deste documento, foram encontradas limitações na coleta de dados, pois informações sobre produção e emissão do segmento da química no ano base do estudo (2014) eram fundamentais, contudo esta dificuldade foi superada, e optou-se pela não identificação da maioria das empresas que forneceram subsídios para sua realização.

Dado seu caráter exploratório e uma vez que tomadores de decisão optem por determinados caminhos de baixo carbono, novas possibilidades de tecnologias podem ser consideradas. Cabe ressaltar que o enfoque deste projeto foi analisar tecnologias para a mitigação

de emissões de GEE, com ênfase no dióxido de carbono e óxido nitroso, e, portanto, a emissão de outros poluentes deve ser analisada de acordo com a legislação vigente, sendo necessária por vezes a regulamentação de procedimentos específicos, e existem questões relacionadas a aspectos logísticos que não foram considerados neste estudo.

Finalmente, o estudo apresentou um modelo de redução de emissões, com base na curva MAC, de forma a promover novos estudos que se utilizam desta metodologia para avaliar opções de mitigação e de precificação de carbono.

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Emissões de gases de efeito estufa em 2005 no Estado de São Paulo	46
Gráfico 2 – Emissões de gases de efeito estufa por setor industrial em 2005	47
Gráfico 3 – Representatividade das indústrias paulistas no consumo de energia	50
Gráfico 4 – Consumo energético na indústria química paulista	50
Gráfico 5 – Esquematização de uma curva MAC	58
Gráfico 6 – Cenário de referência: evolução da produção por produto químico 2014– 2030	70
Gráfico 7 – Previsão do consumo de energia na indústria química até 2030	71
Gráfico 8 – Cenário de baixo carbono: evolução da produção por produto (2014–2030)	85
Gráfico 9 – Previsão do consumo de energia no cenário de baixo carbono até 2030. . .	87
Gráfico 10 – Comparação entre o consumo energético.	99
Gráfico 11 – <i>Wedge Graph</i> para a indústria química em São Paulo de 2014 a 2030 . . .	103
Gráfico 12 – Participação das tecnologias no cenário de baixo carbono.	104
Gráfico 13 – Consumo de gás natural e as medidas de mitigação relacionadas	104
Gráfico 14 – Curva de custo marginal de abatimento exploratório	105
Gráfico 15 – Curva de <i>Break-Even Carbon Price</i>	107
Gráfico 16 – Intensidade cenário de referência	110
Gráfico 17 – Intensidade cenário de baixo carbono	110
Gráfico 18 – Cenário 1: emissões evitadas por medida de mitigação	138
Gráfico 19 – Cenário 2: emissões evitadas por tipo de oportunidade (MtCO ₂ e)	139
Gráfico 20 – Cenário 1: curva de custo marginal de abatimento	140
Gráfico 21 – Cenário 2: curva de custo marginal de abatimento	140
Gráfico 22 – Cenário 1: <i>Break-Even Carbon Price</i>	141
Gráfico 23 – Cenário 2: <i>Break-Even Carbon Price</i>	142
Gráfico 24 – Perdas de energia para a Região Sudeste de 2014 a 2030.	146
Gráfico 25 – Projeção exponencial dos preços dos leilões de energia	147
Gráfico 26 – Projeção anual do <i>Brent</i> no período de 2014 a 2030	151

Lista de Figuras

Figura 1 – Âmbito da indústria química no Brasil.	48
Figura 2 – Classificação Nacional de Atividades Econômicas	48
Figura 3 – Etapas do desenvolvimento do estudo	56
Figura 4 – Esquematização de um <i>Wedge Graph</i>	59
Figura 5 – Redução das emissões de CO ₂ do Sistema Interligado Nacional pela implantação de cogeração	82
Figura 6 – Produtos, produção e matriz energética UNIB ABC	171
Figura 7 – Árvore da álcoolquímica.	178

Lista de Equações

Equação 1 – Determinação do custo de investimento das lâmpadas por unidade de energia consumida	59
Equação 2 – Determinação do custo de operação e manutenção por energia consumida ao ano	59
Equação 3 – Determinação do custo de investimento de caldeiras	60
Equação 4 – Determinação do custo de operação e manutenção de caldeiras	60
Equação 5 – Cálculo do consumo energético	60
Equação 6 – Cálculo do consumo de combustível anual	60

TABELAS

Tabela 1 – Produtos e capacidades instaladas em São Paulo e no Brasil em 2013	49
Tabela 2 – Perfil de produção de derivados em função da matéria-prima	52
Tabela 3 – Fatores de emissão de gases de efeito estufa para o cenário de referência	62
Tabela 4 – Fatores de emissão de gases de efeito estufa para o cenário de baixo carbono	63
Tabela 5 – Fatores de emissão dos combustíveis	63
Tabela 6 – Fatores de perda de eletricidade na rede	64
Tabela 7 – Projeção dos preços dos energéticos	64
Tabela 8 – Projeção dos preços da eletricidade para análise de processos químicos	65
Tabela 9 – Projeção dos preços da eletricidade para a análise de energia elétrica.	65
Tabela 10 – Empresa, produto químico, capacidade e local em 2013	67
Tabela 11 – Grupo dos produtos e fator de utilização da capacidade instalada 2013.	67
Tabela 12 – Ano em que a produção atinge a capacidade instalada a uma taxa de 3,7% ao ano.	68
Tabela 13 – Cenário de referência: evolução da produção até 2030	69
Tabela 14 – Cenário de referência: crescimento anual da produção por produto químico.	69
Tabela 15 – Previsão do consumo de energia na indústria química até 2030	70
Tabela 16 – Uso de energia elétrica na indústria química.	76
Tabela 17 – Informações sobre lâmpadas – LCF 6" Downlight.	77
Tabela 18 – Informações publicadas sobre caso de instalação de LED em São Paulo.	77
Tabela 19 – Informações sobre uso de caldeiras a gás natural – Custo de investimento	78
Tabela 20 – Informações sobre uso de caldeiras a gás natural – Custo de operação e manutenção.	78
Tabela 21 – Cenário de penetração das tecnologias do CBC.	83
Tabela 22 – Cenário de baixo carbono: evolução da produção até 2030	84
Tabela 23 – Previsão do consumo de energia no cenário baixo carbono até 2030	86
Tabela 24 – Informações sobre lâmpadas – LED 6" <i>Downlight</i>	91
Tabela 25 – Informações publicadas sobre caso de instalação de LED em São Paulo.	92
Tabela 26 – Informações sobre uso de caldeiras a biomassa – CAPEX.	93

Tabela 27 – Informações sobre uso de caldeiras a biomassa – Custo de operação e manutenção.	93
Tabela 28 – Energia gerada pela cogeração a gás natural	95
Tabela 29 – Informações sobre uso de cogeração – Custo de investimento.	95
Tabela 30 – Informações sobre uso de cogeração – Custo de operação e manutenção .	95
Tabela 31 – Comparação do consumo energético total.	98
Tabela 32 – Comparação das emissões de energia no cenário de referência e no cenário de baixo carbono	100
Tabela 33 – Comparação dos cenários de emissão com e sem a limitação da capacidade instalada de 2013	101
Tabela 34 – Comparação das emissões de processo no cenário de referência e no cenário de baixo carbono	101
Tabela 35 – Emissões de gases de efeito estufa evitadas na indústria química 2014–2030	102
Tabela 36 – Custo marginal de abatimento e potencial de redução de emissões	105
Tabela 37 – Teste de sensibilidade de bioeteno para o preço do etanol	106
Tabela 38 – Teste de sensibilidade de bioeteno para o valor da receita.	106
Tabela 39 – Comparação dos custos de abatimento utilizando lenha e etanol	106
Tabela 40 – <i>Break-Even Carbon Price</i> e potencial de redução de emissões	107
Tabela 41 – Previsão do consumo de energia no cenário 1 de referência: crescimento de 2,7% até 2030 (GJ)	132
Tabela 42 – Previsão do consumo de energia no cenário 2 de referência: crescimento de 3,7% até 2030	133
Tabela 43 – Previsão das emissões de gases de efeito estufa no cenário 1 de referência: crescimento de 2,7% até 2030	133
Tabela 44 – Previsão das emissões de gases de efeito estufa no cenário 2 de referência: crescimento de 3,7% até 2030	134
Tabela 45 – Previsão do consumo de energia no cenário 1 de baixo carbono: crescimento de 2,7% até 2030.	135
Tabela 46 – Previsão do consumo de energia no cenário 2 de baixo carbono: crescimento de 3,7% até 2030.	135
Tabela 47 – Previsão das emissões de gases de efeito estufa (GEE) no cenário 1 de baixo carbono: crescimento de 2,7% até 2030.	136
Tabela 48 – Previsão das emissões de gases de efeito estufa no cenário 2 de baixo carbono: crescimento de 3,7% até 2030.	137

Tabela 49 – Cenário 1: emissões evitadas por tipo de oportunidade	138
Tabela 50 – Cenário 2: emissões evitadas por medida de mitigação.	139
Tabela 51 – Cenário 1: custo marginal de abatimento e potencial de redução de emissões.	140
Tabela 52 – Cenário 2: custo marginal de abatimento e potencial de redução de emissões	141
Tabela 53 – Cenário 1: <i>Break-Even Carbon Price</i> e potencial de redução de emissões . .	141
Tabela 54 – Cenário 2: <i>Break-Even Carbon Price</i> e potencial de redução de emissões considerando a substituição por lenha de reflorestamento	142
Tabela 55 – Fatores de emissão dos combustíveis fósseis	144
Tabela 56 – Comparação entre os fatores de emissão	144
Tabela 57 – Custos associados à produção de energia elétrica (<i>Power Baseline</i>)	148
Tabela 58 – Projeção dos preços de compra e venda da eletricidade (MACTool).	149
Tabela 59 – Projeções do <i>Brent</i> para o período de 2011 a 2030	150
Tabela 61 – Médias anuais do preço da nafta para o Estado de São Paulo.	153
Tabela 63 – Preço anual dos combustíveis 2004–2013	154
Tabela 62 – Preço anual do gás de refinaria com relação ao preço do gás natural.	154
Tabela 64 – Fatores de equivalência dos combustíveis em relação ao <i>Brent</i> (R)	155
Tabela 65 – Projeção dos preços dos combustíveis de 2014 a 2030	156
Tabela 66 – Fator de emissão de CO ₂ – negro de fumo	165
Tabela 67 – Item oportunidade: produção de eteno – resumo das informações.	170
Tabela 68 – Item oportunidade: abatimento de óxido nitroso – resumo das informações	172
Tabela 69 – Item oportunidade: recuperação de H ₂ do gás de purga – resumo das informações.	174

Lista de abreviaturas e siglas

a.a.	ao ano
ABDI	Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
ABIQUIM	Associação Brasileira da Indústria Química
ACM	Metodologia Consolidada Aprovada (<i>Approved Consolidated Methodology</i>)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Baixo Carbono
BCEP	Preço de Equilíbrio do Carbono (<i>Break-Even Carbon Price</i>)
BEN	Balanço Energético Nacional
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BMCI	Bureau of Mines Correlation Index
CAPEX	Investimentos (<i>Capital Expenditures</i>)
CBC	Cenário de Baixo Carbono
CCR	Captura e Reciclo de Carbono (<i>Carbon Capture and Recycle</i>)
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono (<i>Carbon Capture and Storage</i>)
CEPEA/ESALQ	Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada da Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz"
CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
CNAE	Classificação Nacional de Atividades Econômicas
COGEN	Associação Paulista de Cogeração de Energia
EIA	Energy Information Administration
ETBE	Éter Etil Terbulítico
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FIESP	Federação da Indústria do Estado de São Paulo
GEE	Gás ou Gases de Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GR	Gás de Refinaria
GWP	Potencial de Aquecimento Global (<i>Global Warming Potential</i>)
HVC	<i>High Value Chemicals</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICCA	International Council of Chemical Associations
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	International Energy Agency

INDC	Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (Intended Nationally Determined Contribution)
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (Intergovernmental Panel on Climate Change)
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control
IRENA	International Renewable Energy Agency
ITAL	Instituto de Tecnologia de Alimentos
LCF	Lâmpada Compacta Fluorescente
LED	Diodo Emissor de Luz (<i>Light Emitting Diode</i>)
MAC	Custo Marginal de Abatimento (<i>Marginal Abatement Cost</i>)
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – atual Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC)
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MTPD	Melhor Tecnologia Prática Disponível
NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada (Nationally Determined Contribution)
NSCR	Redução Não-Seletiva Catalítica (Non-Selective Catalytic Reduction)
OC	Óleo Combustível
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	Despesas com a Operação (<i>Operational Expenses</i>)
PEMC	Política Estadual de Mudanças Climáticas
PIB	Produto Interno Bruto
PNMC	Política Nacional sobre Mudança do Clima
PPC	Carbonato de Polipropileno
PVC	Policloreto de Vinila
RARO	Resíduo Aromático
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes – Cubatão
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária da ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
SP	São Paulo
TIR	Taxa Interna de Retorno
UDOP	União dos Produtores de Bioenergia
UNFCCC	Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (United Nations Framework Convention on Climate Change)
UNIB-RJ	Unidade de Insumos Básicos RJ
UNIB-ABC	Unidade de Insumos Básicos ABC

USEPA	Agência de Proteção Ambiental do Estados Unidos (U.S. Environmental Protection Agency)
VPL	Valor Presente Líquido
WTI	West Texas Intermediate

Lista de símbolos

Btu	unidade térmica britânica
$\text{CaF}_2 \cdot 3\text{Ca}_3(\text{PO}_4)$	fluorapatita (rocha fosfática)
$(\text{CH}_2)_5\text{CO}$	cicloexanona
$(\text{CH}_2)_6\text{O}$	cicloexanol
C_2H_4	eteno
$\text{C}_2\text{H}_4\text{Cl}_2$	dicloroetano
$\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$	óxido de eteno
$\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$	etanol
$\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_4$	ácido adípico
$\text{Ca}(\text{SO}_4) \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	sulfato de cálcio
CaCO_3	carbonato de cálcio
CH_2CHCl	cloreto de vinila
CH_4	metano
CO_2	dióxido de carbono
g	grama
H_2	hidrogênio
H_2SO_4	ácido sulfúrico
HCl	ácido clorídrico
HNO_3	ácido nítrico
k	quilo
kg	quilograma
kWh	quilowatt-hora
M	mega
MW	megawatt
MWh	megawatt-hora
N_2	nitrogênio
N_2O	óxido nitroso
NH_3	amônia
NO	óxido nítrico
O_2	oxigênio
t	tonelada
tep	tonelada equivalente de petróleo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	45
1.1	Caracterização da indústria química	47
1.2	Produção química no Brasil e em São Paulo	49
1.3	Apresentação do cenário energético	49
1.4	Estratégias de mitigação: oportunidades e barreiras	51
1.4.1	Produção de ácido nítrico	51
1.4.2	Produção de amônia	51
1.4.3	Produção de eteno	51
1.4.4	Redução do consumo de eletricidade	52
1.4.5	Geração de eletricidade através da cogeração	52
1.4.6	Substituição de combustíveis fósseis por lenha de replantio	52
1.4.7	Substituição de combustíveis fósseis por etanol	53
2	INTRODUÇÃO	55
2.1	Etapas de desenvolvimento do estudo	56
2.1.1	Coleta de dados para a análise de processos	56
2.1.2	Coleta de dados para a análise da energia consumida pela indústria química	57
2.2	Estimativas de emissões	57
2.3	Curva de custo marginal de abatimento	57
2.4	Preço de equilíbrio de carbono (Break-Even Carbon Price)	58
2.5	Gráfico de cunhas de redução (<i>Wedge Graph</i>)	58
2.6	Determinação de consumo, preços e custos	59
3	DADOS	61
3.1	Dados gerais	62
3.1.1	Fatores de emissão: processos químicos	62

3.1.2	Fatores de emissão: combustíveis fósseis.	63
3.1.3	Fatores de emissão: combustíveis provenientes de biomassa	63
3.1.4	Fatores de emissão: energia elétrica	63
3.1.5	Preço da energia.	64
3.1.6	Taxa de desconto	65
3.1.7	Taxa de Atratividade (Benchmark-TIR).	65
3.1.8	Taxa de câmbio	66
3.1.9	Previsão de crescimento da indústria química	66
3.2	Cenário de referência	66
3.2.1	Cenário de produção.	66
3.2.2	Consumo de energia	69
3.2.3	Tecnologia de referência – Amônia.	72
3.2.3.1	Custo de investimento	73
3.2.3.2	Custo de operação e manutenção	73
3.2.3.3	Custo com matéria-prima	73
3.2.4	Tecnologia de referência – Ácido nítrico	73
3.2.4.1	Custo de investimento e manutenção.	74
3.2.4.2	Custo de operação.	74
3.2.5	Tecnologia de referência – Eteno petroquímico	74
3.2.5.1	Custo de investimento	75
3.2.5.2	Custos de operação, manutenção e energia	75
3.2.5.3	Custo com matéria-prima	75
3.2.5.4	Geração de receita.	76
3.2.6	Tecnologia de referência – Iluminação tradicional com lâmpadas compactas fluorescentes	76
3.2.6.1	Consumo de eletricidade por iluminação.	76
3.2.6.2	Custo de investimento	76
3.2.6.3	Custo de operação e manutenção	77
3.2.7	Tecnologia de referência – Caldeiras a gás natural.	77
3.2.7.1	Consumo de gás natural.	78

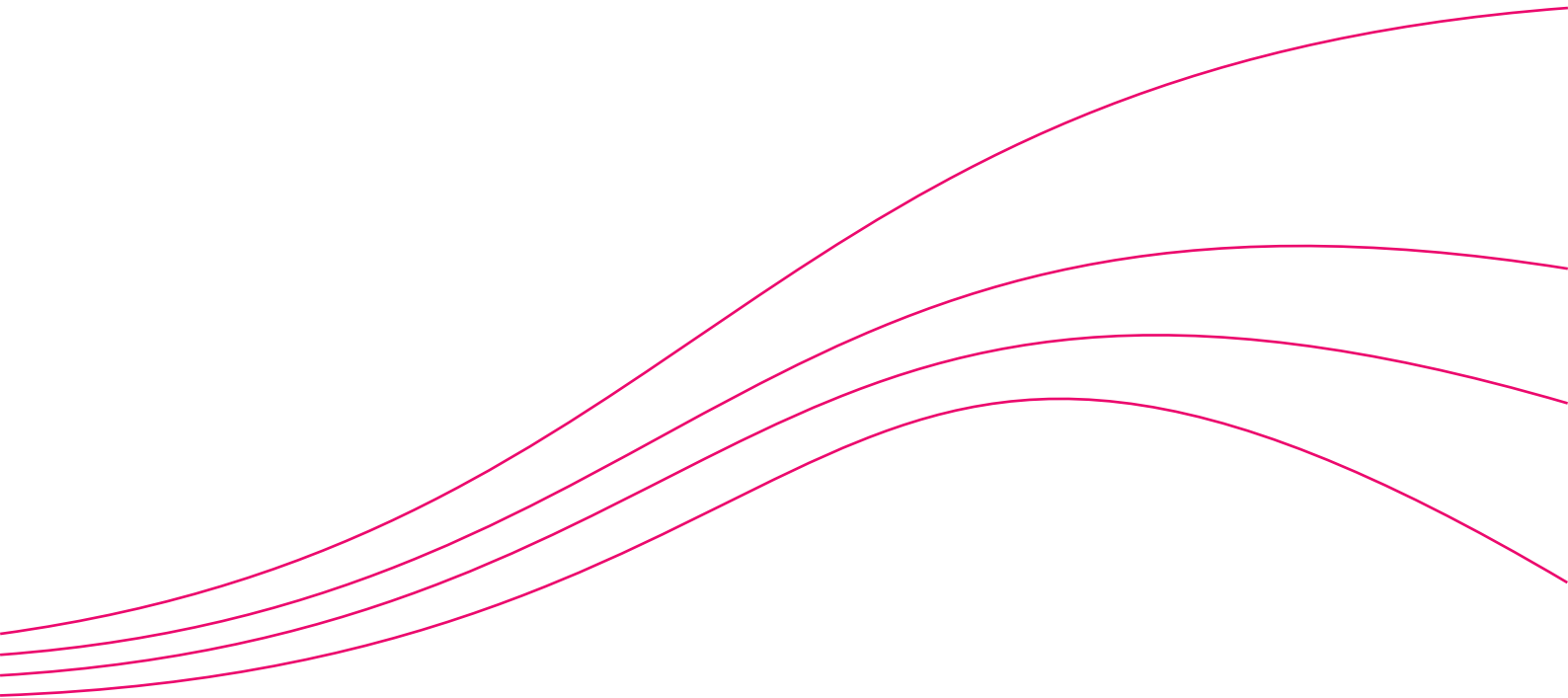
3.2.7.2	Custo de investimento	78
3.2.7.3	Custo de operação e manutenção	78
3.2.8	Tecnologia de referência – Caldeiras a óleo combustível.	78
3.2.8.1	Consumo de óleo combustível.	79
3.2.8.2	Custo de investimento	79
3.2.8.3	Custo de operação e manutenção	79
3.2.9	Tecnologia de referência – Motores elétricos tradicionais	79
3.2.9.1	Consumo de eletricidade por força motriz	79
3.2.9.2	Custo de investimento	79
3.2.9.3	Custo de operação e manutenção	79
3.2.10	Tecnologia de referência – Consumo de gás natural sem sistema de cogeração.	80
3.2.10.1	Consumo de gás natural.	80
3.2.10.2	Custo de investimento	80
3.2.10.3	Custo de operação e manutenção	80
3.3	Cenário de baixo carbono	80
3.3.1	Tecnologias empregadas no cenário de baixo carbono – Visão geral.	80
3.3.2	Cenário de penetração das tecnologias.	82
3.3.3	Cenário de produção.	84
3.3.4	Consumo de energia	86
3.3.5	Tecnologia de baixo carbono – Amônia.	87
3.3.5.1	Custo de investimento	88
3.3.5.2	Custo de operação e manutenção	88
3.3.5.3	Custo com matéria-prima	88
3.3.6	Tecnologia de baixo carbono – Ácido nítrico	88
3.3.6.1	Custo de investimento	89
3.3.6.2	Custo de operação e manutenção	89
3.3.7	Tecnologia de baixo carbono – Bioeteno.	89
3.3.7.1	Custo de investimento	90
3.3.7.2	Custo de operação, manutenção e energia.	90

3.3.7.3	Custo com matéria-prima	91
3.3.7.4	Geração de receita.	91
3.3.8	Tecnologia de baixo carbono – Lâmpadas LED	91
3.3.8.1	Consumo de energia elétrica	91
3.3.8.2	Custo de investimento	91
3.3.8.3	Custo de operação e manutenção	92
3.3.9	Tecnologia de baixo carbono – Caldeira a biomassa cultivada	92
3.3.9.1	Custo de investimento – Caldeira com lenha de reflorestamento	92
3.3.9.2	Custo de operação e manutenção – Caldeira com lenha de reflorestamento.	93
3.3.9.3	Custos para uma caldeira movida a etanol	93
3.3.10	Tecnologia de baixo carbono – Motores elétricos de maior eficiência	94
3.3.10.1	Consumo de eletricidade	94
3.3.10.2	Custo de investimento	94
3.3.10.3	Custo de operação e manutenção	94
3.3.11	Tecnologia de baixo carbono – Cogeração a gás natural.	94
3.3.11.1	Consumo de combustível e geração de eletricidade.	94
3.3.11.2	Custo de investimento	95
3.3.11.3	Custo de operação e manutenção	95
3.3.11.4	Geração de receita.	96
4	RESULTADOS e RECOMENDAÇÕES.	97
4.1	Comparação dos cenários de referência e de baixo carbono.	98
4.1.1	Consumo energético.	98
4.1.2	Emissões de energia	100
4.1.3	Emissões geradas pelos processos químicos	100
4.2	Emissões evitadas em gráfico de cunha (Wedge Graphs)	102
4.3	Curva de custo marginal de abatimento (MAC).	105
4.3.1	Cenário alternativo da substituição de fósseis: utilização do etanol	106
4.4	Preço de Equilíbrio de Carbono (Break-Even Carbon Price).	107

4.5	Perspectivas da indústria para novas tecnologias de baixo carbono	108
4.5.1	Processos químicos exotérmicos	108
4.5.2	Eficiência energética	108
4.6	Recomendações para políticas ambientais	109
4.6.1	Intensidade de emissões de gases de efeito estufa	109
4.6.2	Benchmarking	110
4.6.3	O CO ₂ como fonte de carbono na produção de químicos	111
4.6.4	Produção de bioplásticos	112
4.6.5	Economia de baixo carbono	112
5	CONCLUSÃO	115
	REFERÊNCIAS	119
	APÊNDICE A	131
	APÊNDICE B	143
	Anexo A	159
	Anexo B	167
	Anexo C	169
	Anexo D	175
	Anexo E	179
	Anexo F	181



Introdução



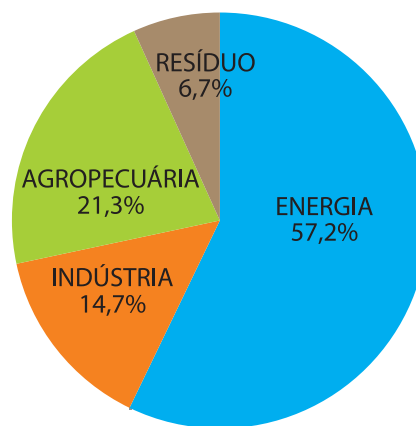
Brasil instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), por meio da Lei 12.187 de 2009 (BRASIL, 2009), que define o compromisso nacional voluntário de adoção de ações de mitigação com vistas a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) entre 36,1% e 38,9% em relação às emissões projetadas até 2020. Segundo o Decreto 7.390 de 2010 (BRASIL, 2010), que regulamenta a PNMC, as emissões de GEE projetadas para 2020 foram estimadas em 3,2 gigatoneladas de carbono equivalente (GtCO₂e). Desta forma, a redução correspondente aos percentuais estabelecidos encontra-se entre 1,2 GtCO₂e e 1,3 GtCO₂e, respectivamente, para o ano meta em questão. Em 2015, durante a vigésima primeira Conferência das Partes (COP 21), foi assinado o Acordo de Paris. Foi estabelecido que cada país contribuisse para a redução das emissões de GEE com base em uma meta nacional voluntária (*Nationally Determined Contribution* – NDC). Em sua NDC, o governo brasileiro se comprometeu a reduzir 37% de suas emissões para 2025, tendo como base o ano de 2005, e uma meta adicional de 43% para o ano de 2030 (BRASIL, 2015). Estes valores representam respectivamente uma redução de 0,777 GtCO₂e e 0,903 GtCO₂e.

Em atendimento à Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC), em 2011 a CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo publicou o 1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo. O inventário das emissões do setor químico mostrou um aumento das emissões de GEE entre 1995 e 2005, como consequência do aumento da produção dos produtos químicos como o ácido adípico, ácido fosfórico, ácido nítrico, amônia, dicloroetano, cloreto de vinila, eteno, negro de fumo e óxido de eteno.

O inventário destacou que, em 2005, no Estado de São Paulo, a emissão foi de 139.811Gg

de CO₂ equivalente (sem incluir os gases controlados pelo Protocolo de Montreal), sendo que 57,2% das emissões foram advindas da categoria de energia (CETESB, 2011). Além disso, os processos industriais paulistas foram responsáveis por 14,7% das emissões (CETESB, 2011), conforme é possível observar no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Emissões de gases de efeito estufa em 2005 no Estado de São Paulo



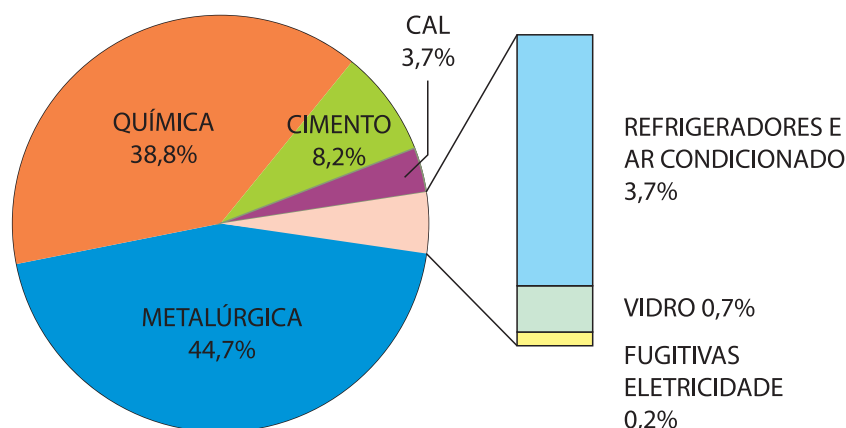
Fonte: CETESB (2011, p.80).

Das emissões referentes aos processos industriais, o setor químico foi responsável por 38,8% associado à produção de ácido adípico, ácido fosfórico, ácido nítrico, amônia, dicloroetano e cloreto de vinila, eteno, negro de fumo e óxido de eteno (CETESB, 2013), conforme Gráfico 2, excluindo os gases controlados pelo Protocolo de Montreal.

Avaliando os resultados de emissões de processo e energia para o setor químico presentes no inventário para o ano de 2005 e realizando-se uma estimativa, não oficial¹, para os anos de 2013, ano base ao qual este estudo se refere, identifica-se uma diminuição de 94,7% em relação às emissões de N₂O, 8,5% em relação às emissões de CO₂ e 27,7% em relação à energia.

1. Elaboração própria (2017) com base em CETESB (2011), São Paulo (2014) e ABIQUIM (2013a; 2014).

Gráfico 2 – Emissões de gases de efeito estufa por setor industrial em 2005



Fonte: Adaptado de CETESB (2013).

Diante do contexto do estado frente às mudanças climáticas, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e a CETESB estabeleceram uma Cooperação Técnica, na qual se enquadra o estudo exploratório, em pauta, que teve como principais objetivos apresentar os custos e o potencial de mitigação de GEE para a indústria no Estado de São Paulo, a partir da elaboração de cenários de referência (CR) e cenário de baixo carbono (CBC), considerando emissões de GEE de processo e de consumo de energia.

No estudo foram apresentados os Custos Marginais de Abatimento (*Marginal Abatement Cost – MAC*) das tecnologias e o preço de equilíbrio de carbono (*Break-Even Carbon Price – BECP*). As reduções de emissões proporcionadas ao longo do período analisado em cada opção tecnológica foram consolidadas em um gráfico de cunha (*Wedge Graph*).

Ao longo do período de execução deste documento, foram encontradas limitações na coleta de dados, pois informações sobre produção e emissão do segmento da química no ano base do estudo (2014) eram fundamentais, contudo esta dificuldade foi superada, e optou-se pela não identificação da maioria das empresas que forneceram subsídios para sua realização.

Dado seu caráter exploratório e uma vez que tomadores de decisão optem por

determinados caminhos de baixo carbono, novas possibilidades de tecnologias podem ser consideradas. Finalmente, cabe ressaltar que o enfoque deste projeto foi analisar tecnologias para a mitigação de emissões de GEE, com ênfase no dióxido de carbono e óxido nitroso, e, portanto, a emissão de outros poluentes deve ser analisada de acordo com a legislação vigente, sendo necessária por vezes a regulamentação de procedimentos específicos.

1.1 CARACTERIZAÇÃO DA INDÚSTRIA QUÍMICA

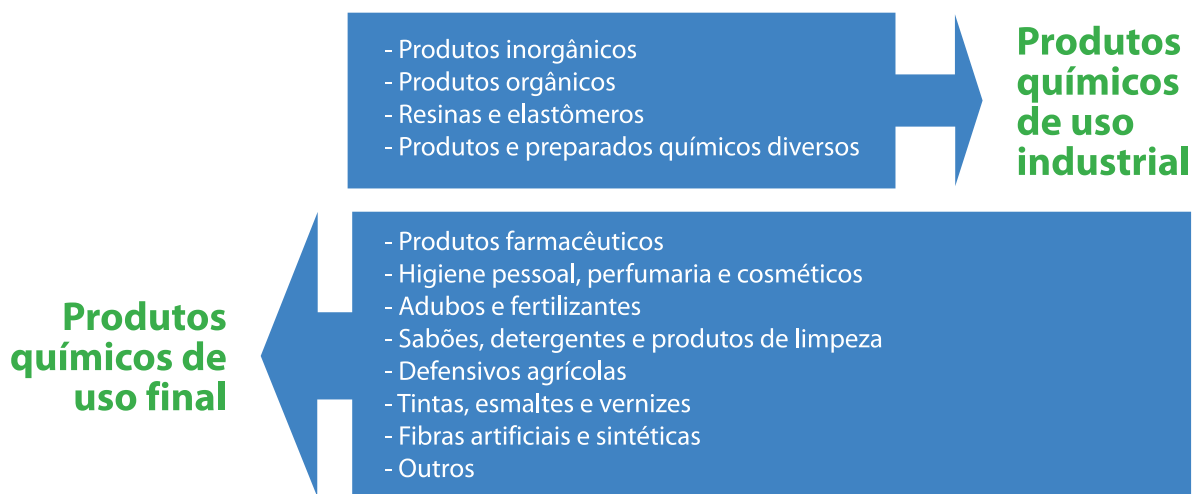
A produção da indústria química cobre três grandes áreas de produtos: produtos de base, especialidades químicas e produtos para consumo. O setor químico é um viabilizador de crescimento na economia brasileira, paulista e global e é fator decisivo para o desenvolvimento do país.

A abrangência da indústria química no Brasil é apresentada na Figura 1. Há uma divisão clara entre os produtos químicos de uso industrial e os produtos químicos de uso final. Nos primeiros, estão incluídos todos os produtos que o IPCC define que em seus processos químicos de produção há geração de gases de efeito estufa e devem ser incluídos nos inventários.

De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e com base nos critérios aprovados pela Organização das Nações Unidas (ONU), os segmentos que compõem a

indústria química no âmbito da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), desde 2007, estão contemplados nas divisões 20 e 21 da CNAE 2.0, conforme a Figura 2.

Figura 1 – Âmbito da indústria química no Brasil



Fonte: ABIQUIM (2013a).

Figura 2 – Classificação Nacional de Atividades Econômicas



Fonte: ABIQUIM (2013a).

1.2 PRODUÇÃO QUÍMICA NO BRASIL E EM SÃO PAULO

Os produtos mencionados na publicação do IPCC (HARNISCH et al., 2006) que integram a lista de produtos químicos de uso industrial, e que representam as emissões de GEE no processo da indústria química brasileira são o ácido adípico, o ácido nítrico, o acrilonitrila, a amônia, o carbureto de cálcio, o coque de petróleo calcinado, o dicloroetano, o cloreto de vinila, o eteno, o metanol, o negro de fumo e o óxido de eteno, além do ácido fosfórico, que não consta nesta lista.

Dos produtos acima relacionados, foram identificados 10 produzidos no Estado de São Paulo, conforme a relação de produtos dos quais o IPCC apresenta método para a estimativa de GEE e que, também estão presentes na publicação da CETESB (2013), sendo o ácido adípico, o ácido fosfórico, o ácido nítrico, a amônia, o coque de petróleo calcinado, o dicloroetano, o cloreto de vinila, o eteno, o negro de fumo e o óxido de eteno.

Na Tabela 1, são apresentadas as capacidades instaladas e ou licenciadas de produção dos produtos químicos em 2013. Os produtos de grande volume, eteno e amônia, tem pouca representatividade no Estado de São Paulo. Por outro lado, 100% da produção brasileira de ácido adípico, 93,7% da produção brasileira de ácido nítrico e 78,2% da produção brasileira de negro de fumo, estão no estado. Em geral, a capacidade instalada em São Paulo, de todos os produtos incluídos neste estudo, representa 34,6% da capacidade instalada no Brasil.

Tabela 1 – Produtos e capacidades instaladas em São Paulo e no Brasil em 2013

Produto	Capacidade instalada – São Paulo	Capacidade instalada – Brasil	Relação São Paulo/Brasil
	(t/ano)		(%)
Ácido adípico	87.000	87.000	100,0
Ácido fosfórico	507.904	1.554.904	32,7
Ácido nítrico	537.000	573.300	93,7
Amônia	209.000	1.502.250	13,9
Cloreto de vinila	350.000	893.100	39,2
Coque de petróleo	500.000	500.000	100,0
Dicloroetano	140.000	140.000	100,0
Eteno	700.000	3.952.000	17,8
Negro de fumo	377.000	482.000	78,2
Óxido de eteno	95.000	440.000	21,6
Total	3.502.904	10.124.554	34,6

Fonte: ABIQUIM (2013a).

1.3 APRESENTAÇÃO DO CENÁRIO ENERGÉTICO

Segundo o último Balanço Energético Nacional (BEN), publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo energético no Brasil cresceu 36,5% passando de 190.664 mil tep² em 2004 para 260.429 mil tep em 2013. Durante este período, o Estado de São Paulo foi responsável por uma média de 27% do consumo energético anual (SÃO PAULO, 2014).

2. tep (tonelada equivalente de petróleo) é uma unidade que corresponde à energia liberada durante a combustão de uma tonelada de petróleo cru, aproximadamente 41,9 GJ.

Do total da energia consumida no Brasil, uma parcela é proveniente do consumo energético das indústrias, sendo que o Estado de São Paulo é responsável por cerca de 32% deste consumo. No estado, o consumo passa de 21.584 mil tep em 2004 para 28.985 mil tep em 2013 (SÃO PAULO, 2014).

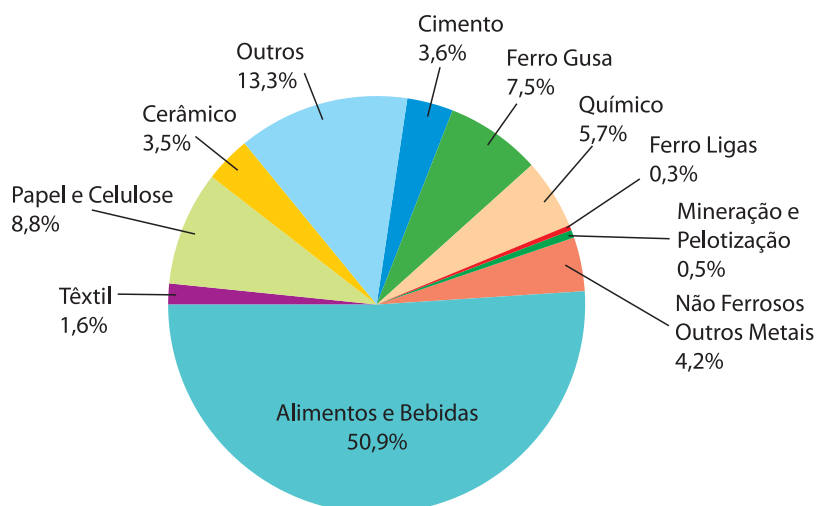
O Gráfico 3 apresenta a representatividade das indústrias paulistas no consumo de energia (combustíveis e energia elétrica) em 2013.

Especificamente sobre a indústria química paulista, foco deste trabalho, em 2013, ela

foi responsável por 5,7% do consumo energético de todo o setor industrial paulista (SÃO PAULO, 2014).

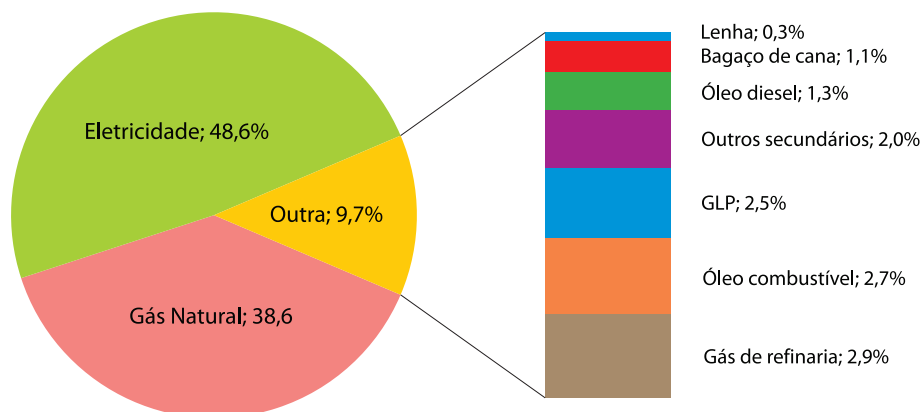
Sobre os tipos de energia, incluindo combustíveis e energia elétrica, utilizados na indústria química paulista, é possível destacar o gás natural (GN) e a eletricidade. Esses dois vetores energéticos representam cerca de 80% do uso de energia neste setor. O Gráfico 4 apresenta o consumo energético da indústria química paulista por fonte de energia.

Gráfico 3 – Representatividade das indústrias paulistas no consumo de energia



Fonte: Adaptado de São Paulo (2014).

Gráfico 4 – Consumo energético na indústria química paulista



Nota: Segundo informação do Governo do Estado de São Paulo, enviada aos autores do estudo, a categorias "outros secundários" se refere, basicamente, ao combustível coque de petróleo.

1.4 ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO: OPORTUNIDADES E BARREIRAS

Para estabelecer um CBC para a emissão de GEE, é necessário identificar as oportunidades e barreiras que possam contribuir para definir tal cenário.

As oportunidades e barreiras para o CBC são diferentes tanto do ponto de vista tecnológico quanto regulatório, e é tecnicamente adequado estabelecer as oportunidades e barreiras para o CBC em função do gás emitido e do produto químico produzido.

A respeito da análise da energia, a proposição de medidas para o CBC se baseou na gama de energéticos apresentados no Balanço Energético Estadual (SÃO PAULO, 2014).

1.4.1 Produção de ácido nítrico

Na produção do ácido nítrico o óxido nitroso (N_2O) é emitido.

Oportunidade: está associada à utilização de uma tecnologia para abatimento da emissão descrita pela Metodologia Consolidada Aprovada (*Approved Consolidated Methodology* – ACM0019) para decomposição de N_2O em unidades de produção de ácido nítrico, desenvolvida para o MDL (UNFCCC, 2013) em uma instalação de produção de ácido nítrico de 72.900 toneladas por ano e que utiliza a tecnologia de vácuo na reação de oxidação da amônia (HARNISCH et al., 2006). A medida de abatimento implica na instalação de um sistema de abatimento “secundário”, destruição do N_2O após a formação do composto químico, no reator de oxidação de amônia. A medida mitigadora poderá reduzir a emissão de 5 kg de N_2O /t de ácido nítrico para 0,71 kg de N_2O /t de ácido nítrico (menor emissão nos projetos

MDL implementados) conforme o documento do IPCC de 2006 (vide Tabela 3.3 do Anexo 3 de HARNISCH et al., 2006).

Barreiras: os custos da instalação e operação do sistema de destruição de óxidos nitrosos.

1.4.2 Produção de amônia

Durante a produção de amônia ocorre a emissão de CO_2 .

Oportunidade: está associada à recuperação de H_2 no gás de purga do sistema de síntese de amônia. A purga é consequência do aumento da concentração de inertes, não reagentes, no circuito da síntese. Para manter a pressão é necessário purgar o sistema que além de conter inertes contém H_2 e N_2 . Esta medida permite retornar o H_2 ao circuito de síntese de amônia, como matéria-prima, equivalente a uma produção mínima de 4.000 toneladas de amônia por ano e assim evitar a emissão de 1,30 t CO_2 /t NH_3 .

Barreiras: investimento na tecnologia de mitigação para recuperação do H_2 do gás de purga da síntese de amônia.

1.4.3 Produção de eteno

O processo produtivo do eteno também é emissor de CO_2 .

Oportunidade: a oportunidade de mitigação, para o CBC, está associada à utilização de matérias-primas alternativas, o GN e o etanol, de fonte renovável, obtido no processamento da cana de açúcar, matéria-prima utilizada na Empresa A, com capacidade de produção de 200.000 t/ano, como já foi mencionado. Cabe ressaltar que optou-se pela não identificações da maioria das empresas que forneceram informações para realização deste estudo.

Barreira: A matéria-prima, nafta petroquímica, utilizada na unidade de produção localizada em São Paulo para produzir 700.000 t/ano de eteno. O processamento das matérias-primas, nafta petroquímica, GN e etanol, apresenta perfis de produção de derivados petroquímicos diferentes como apresentado na Tabela 2, para as outras unidades industriais da Empresa A.

Tabela 2 – Perfil de produção de derivados em função da matéria-prima

Produto	Nafta petroquímica	Gás natural	Etanol
Eteno	X	X	X
Propeno	X	X	
Butadieno	X		
Benzeno	X		
Tolueno	X		
O-Xileno	X		

Fonte: Elaboração própria (2017).

Em função dessas considerações, é impossível a substituição da nafta que, em seu processamento, permite obter até seis derivados, enquanto o GN, apenas dois derivados, e o etanol somente o eteno.

Para a produção de bioeteno as barreiras identificadas são: o custo de produção do bioeteno e a necessidade de dispor de suprimento de etanol (que independa do período da safra da cana-de-açúcar); a competição com outras formas de utilização do etanol; a limitação diárias de plantio; questões relacionadas à distribuição e transporte.

1.4.4 Redução do consumo de eletricidade

Oportunidade: no CBC, está associada à redução do consumo elétrico por tecnologias de maior eficiência, ou seja, que oferecem o mesmo resultado mantendo a mesma energia útil

(iluminação ou força motora, por exemplo). A redução do consumo elétrico não apenas gera mitigação de GEE como também economia nos custos de energia, resultando em um resultado “win-win”.

Barreira: os custos iniciais da instalação e os custos de operação das tecnologias, apesar de que, a análise econômica mostra que os mesmos são amortizados ao longo da vida útil destas tecnologias.

1.4.5 Geração de eletricidade através da cogeração

Oportunidade: semelhantemente à eficiência energética, a cogeração traz ganhos ambientais e econômicos, reduzindo as perdas de energia térmica no processo de queima dos combustíveis. Atualmente, várias empresas já produzem sua própria eletricidade através do aproveitamento de energia de seus processos, e quando a geração é maior que o autoconsumo, estas empresas podem vender este excedente à rede e gerar receita. Esta oportunidade configura-se como a de maior impacto positivo no contexto da indústria química, tanto sob o ponto de vista do potencial de mitigação quanto da redução de custos no horizonte de tempo analisado.

Barreira: os custos iniciais da instalação e os custos de operação das tecnologias, apesar de que, a análise econômica mostra que os mesmos são amortizados ao longo da vida útil destas tecnologias.

1.4.6 Substituição de combustíveis fósseis por lenha de replantio

Oportunidade: encontra-se na utilização de combustíveis renováveis advindos da biomassa que possui emissão neutra dentro do ciclo do carbono (DONG et al., 2006).

Barreira: a queima de lenha acarreta na emissão de material particulado e outros poluentes regulados pela legislação. Há também a questão da disponibilidade de área plantada e variabilidade nas condições climáticas para garantir o suprimento energético necessário para a substituição da energia fóssil. Igualmente, existem questões relacionadas à logística (custos diretos e indiretos), que não estão sendo incorporados neste estudo.

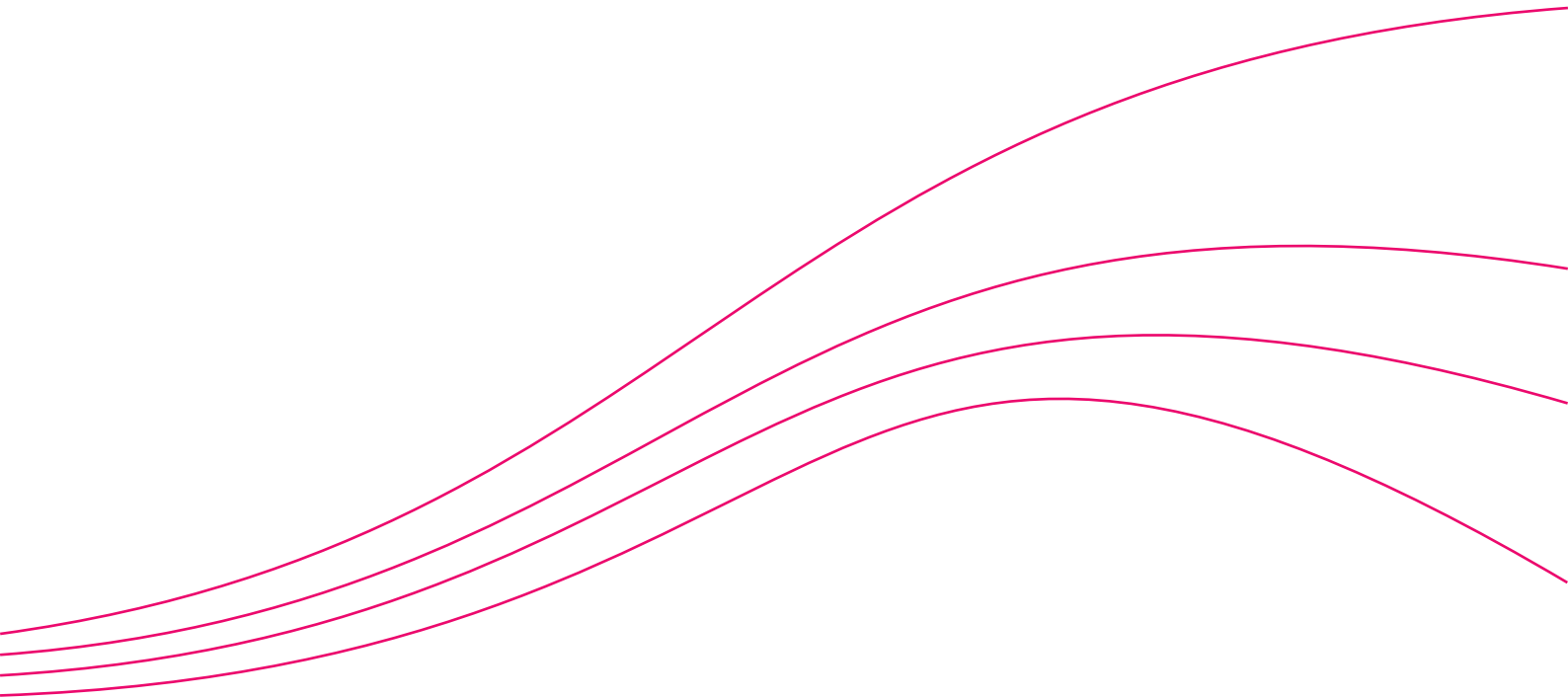
1.4.7 Substituição de combustíveis fósseis por etanol

Oportunidade: encontra-se na utilização de combustíveis renováveis advindos da biomassa que possui emissão neutra dentro do ciclo do carbono (DONG et al., 2006).

Barreira: a oferta de etanol sofre alterações ao longo do ano por conta da sazonalidade da cana-de-açúcar, o que também afeta o preço deste combustível. Também existe a competição entre cultivo para geração de etanol e para fins alimentícios. Pesquisas em etanol de segunda geração mostram-se grandemente promissoras para solucionar esta limitação de oferta.



Métodos



Os métodos a seguir se referem aos utilizados para as estimativas de GEE e para a análise econômica.

2.1 ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

Na Figura 3 constam as etapas de desenvolvimento do estudo. Primeiramente, realizaram-se as etapas de estabelecimento das informações base para o desenvolvimento como a coleta e projeção de dados necessários como os de produção e consumo. Na etapa inicial, definiram-se as tecnologias potencialmente empregáveis em cada setor, considerando potencial de emissão, potencial de mitigação consumo energético e custos ou receitas associados.

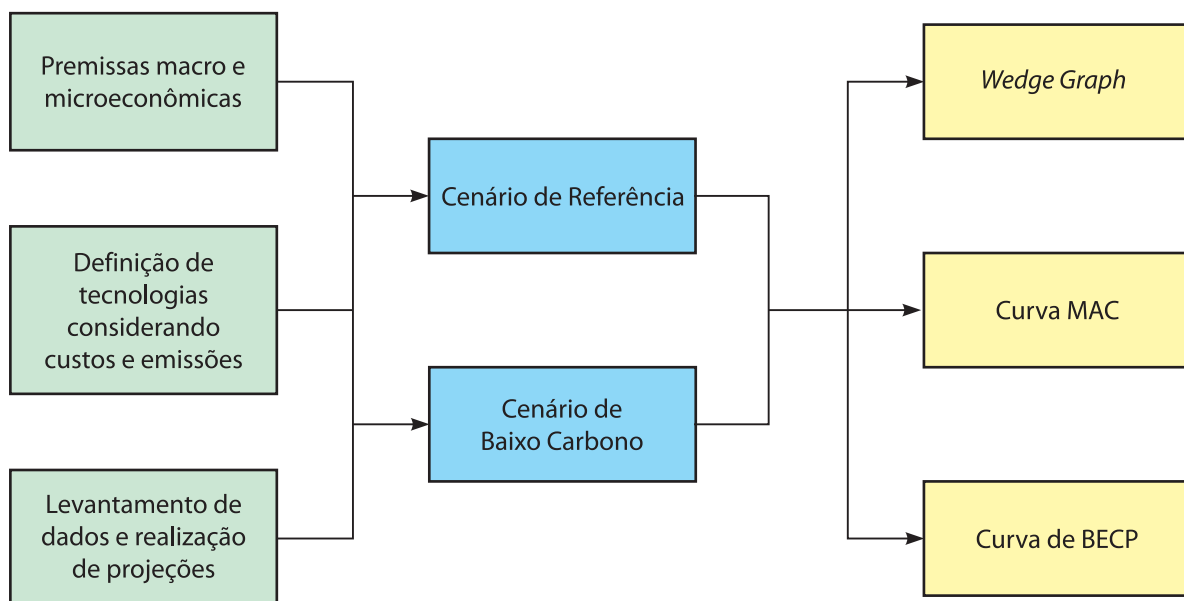
Na questão do levantamento de dados, parte destes advém das entrevistas setoriais e da bibliografia levantada no estudo, outra parte foi fornecida pela coordenação do projeto.

2.1.1 Coleta de dados para a análise de processos

Na análise dos processos químicos, foram solicitados dados relativos aos processos diretamente para as indústrias do setor do Estado de São Paulo que produzem produtos químicos classificados pelo IPCC como carbono-intensivos, como o ácido adípico, o ácido fosfórico, o ácido nítrico, a amônia, o dicloroetano e cloreto de vinila, o eteno, o negro de fumo, o óxido de eteno e o coque de petróleo.

Para a obtenção de dados sobre os processos foram consultadas empresas representativas para o setor. As informações enviadas pelas empresas foram complementadas com dados presentes em publicações de organizações como a CETESB, o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), o IPCC e informações fornecidas por empresas de tecnologias de processos químicos, bem como empresas ou consultorias focadas na implementação de medidas de baixo carbono (BC).

Figura 3 – Etapas do desenvolvimento do estudo



Fonte: Pacca et al. (2017).

2.1.2 Coleta de dados para a análise da energia consumida pela indústria química

Para a análise do consumo energético da indústria química, foram priorizados dados coletados diretamente das indústrias do setor químico do Estado de São Paulo, bem como empresas ou consultorias focadas na implementação de medidas do Cenário de Baixo Carbono (CBC).

Para isso, foram enviadas para as empresas consideradas relevantes para o estudo, convite e questionário, cujos modelos encontram-se no ANEXO E e no ANEXO F. O projeto teve a proposta inicial de realizar uma análise original a partir de dados primários que refletissem o real estado da indústria química no estado. Os critérios estabelecidos para atribuir relevância foram o tamanho da empresa, a capacidade de produção, a representatividade da empresa no setor, a produção de produtos químicos classificados pelo IPCC como carbono-intensivos e a contribuição da unidade industrial para a emissão de dióxido de carbono (CO₂) pelo uso de combustíveis.

Além disso, as informações disponibilizadas foram complementadas por dados secundários.

2.2 ESTIMATIVAS DE EMISSÕES

As estimativas de emissões de GEE foram realizadas empregando-se os métodos apresentados pelo IPCC em suas publicações (IPCC, 2000a; GOMEZ et al., 2006). Essas estimativas consideraram dados de atividade, como produção ou energia consumida e o respectivo fator de emissão (FE).

2.3 CURVA DE CUSTO MARGINAL DE ABATIMENTO

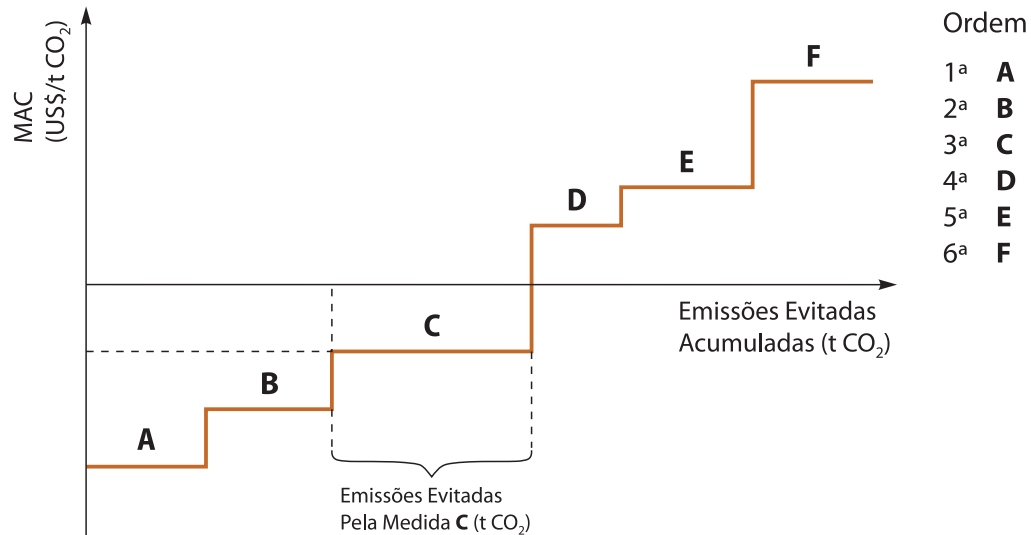
Para a construção das curvas de MAC e BECP empregou-se a MACTool. De acordo com o *Energy Sector Management Assistance Program* (ESMAP, 2016), trata-se de uma ferramenta desenvolvida pelo Banco Mundial que permite avaliar o investimento necessário para um crescimento de baixo carbono, podendo ser utilizada para testar as possibilidades setoriais e as respectivas respostas aos preços.

A Curva MAC, apresentada no Gráfico 5, é uma representação gráfica que apresenta cada uma das tecnologias do CBC, representadas por “degraus”, em ordem crescente de custo. O eixo das abscissas (x) apresenta a emissão evitada no período de análise em dióxido de carbono equivalente³ (CO₂e), e o eixo das ordenadas (y) apresenta o MAC em custo por tonelada de CO₂ evitada (US\$/tCO₂). A área de cada “degrau” da curva reflete o custo total da referente tecnologia se todo o seu potencial de redução for atingido (PACCA et al. 2017).

Os custos e benefícios do cenário de referência (CR) são subtraídos, ano a ano, do CBC durante todo o período analisado para a determinação dos MAC e construção desta curva. A seguir, utilizando uma taxa de desconto social, única para todos os setores, é calculado o valor presente líquido (VPL) dos custos e benefícios incrementais anuais para determinar a média ponderada por emissão evitada. Esta média é denominada MAC (GOUVELLO et al., 2010).

3. Para o setor químico, foram estudados o óxido nitroso (N₂O) no caso do ácido nítrico, e o CO₂ no caso das demais tecnologias.

Gráfico 5 – Esquematização de uma curva MAC



Fonte: Pacca et al (2017).

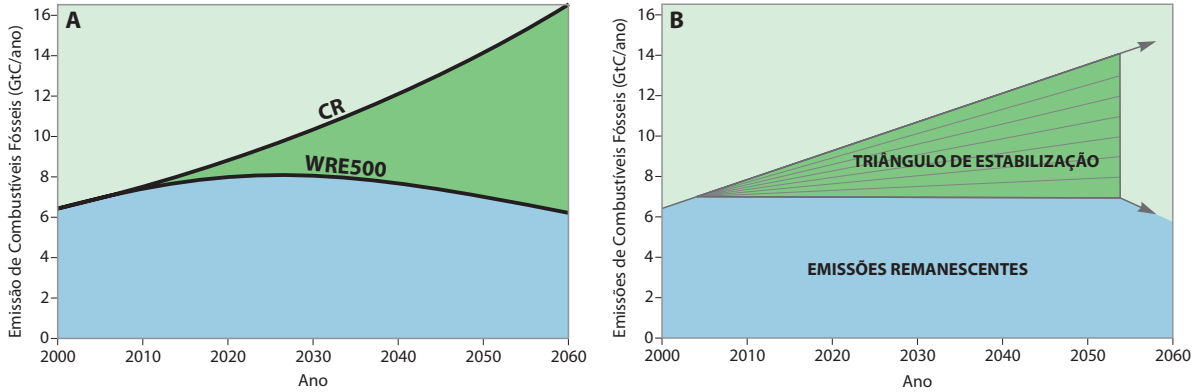
2.4 PREÇO DE EQUILÍBRIO DE CARBONO (BREAK-EVEN CARBON PRICE)

O BECP indica o incentivo econômico que os agentes econômicos da indústria necessitariam para que a medida de mitigação estudada se torne atraente. O cálculo do BECP é feito a partir de uma taxa de atratividade (*Benchmark-TIR*), que é uma taxa específica estabelecida pelo investidor com base em suas metas de retorno. Por fim, o valor resultante é o preço que deve atingir a tonelada de carbono evitada em um mercado de carbono, de forma que, ao considerar a receita da venda dos créditos de carbono, a implantação da tecnologia proporcione uma taxa interna de retorno (TIR) equivalente ao *Benchmark-TIR*, o que torna a tecnologia atraente para o investidor (GOUVELLO et al., 2010). A representação gráfica da curva de BECP é basicamente a mesma da curva MAC, excetuando-se a variável do eixo y, onde está o valor de BECP ao invés do valor de MAC.

2.5 GRÁFICO DE CUNHAS DE REDUÇÃO (WEDGE GRAPH)

A curva com as cunhas de redução mostram a contribuição quantitativa da redução de GEE por cada tecnologia do CBC considerada no estudo ao longo do período de 2014 a 2030. Como é visível na Figura 4A, o limite superior apresenta as emissões totais do CR, enquanto que o limite inferior representa as emissões remanescentes do CBC. A diferença entre eles consiste na emissão evitada, que na Figura 4B está discriminada por tecnologia, cada uma formando uma cunha (fatia) de mitigação. Com esta informação é possível visualizar a contribuição de cada tecnologia, e, eventualmente, até servir como ferramenta para priorizar a implantação da tecnologia de mitigação.

Figura 4 – Esquematisação de um Wedge Graph



Fonte: Adaptado de Pacala e Socolow (2004).

Nota: WRE500 = modelo de emissões que condiz com o limite de 500ppm CO₂ na atmosfera.

2.6 DETERMINAÇÃO DE CONSUMO, PREÇOS E CUSTOS

A determinação do preço médio das lâmpada LCF e LED foi realizada conforme Equação 1.

A determinação do custo de operação e manutenção foi realizada conforme Equação 2.

Equação 1 – Determinação do custo de investimento das lâmpadas por unidade de energia consumida

$$\text{Preço (US\$ / kWh.ano)} = \frac{\text{Preço / Potência (US\$ / W)}}{8 \left(\frac{\text{hora}}{\text{dia}} \right) \times 365 \left(\frac{\text{dia}}{\text{ano}} \right)} = 0,13 \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kWh.ano}} \right)$$

$$\frac{1.000 \left(\frac{\text{W}}{\text{kW}} \right)}{}$$

Equação 2 – Determinação do custo de operação e manutenção por energia consumida ao ano

$$\text{OPEX (US\$ / kWh.ano)} = \frac{\text{OPEX (R\$ / ano)}}{\text{Consumo com iluminação (kWh / dia. luminária)} \times \text{luminária}} \times \frac{1 \text{ ano}}{330 \text{ dias}}$$

$$\frac{\text{Taxa de câmbio (US\$ / R\$)}}{}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

A determinação do custo de investimento de caldeiras foi realizada conforme Equação 3.

A determinação do custo de operação e manutenção de caldeiras foi realizada conforme Equação 4.

A determinação do consumo energético foi realizada conforme Equação 5.

A determinação do cálculo do consumo de combustível foi realizada conforme Equação 6.

Equação 3 – Determinação do custo de investimento de caldeiras

$$CAPEX \left(\frac{US\$}{GJ \text{ de combustível}} \right) = \frac{\text{Custo de capital (US\$)}}{\text{Uso de combustível (MBtu/ano)}} \times 0,95 \left(\frac{MBtu}{GJ} \right)$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Equação 4 – Determinação do custo de operação e manutenção de caldeiras

$$OPEX \left(\frac{US\$}{GJ \text{ de combustível}} \right) = \frac{\text{Custo de operação e manutenção (US\$)}}{\text{Uso de combustível (MBtu/ano)}} \times 0,95 \left(\frac{MBtu}{GJ} \right)$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Equação 5 – Cálculo do consumo energético

$$\text{Energia elétrica}_{\text{baixo carbono}} = (1 - \%_{\text{penetração}}) \times EE + \%_{\text{penetração}} \times EE \times (1 - \text{potencial de redução})$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde EE é a energia elétrica consumida no CR.

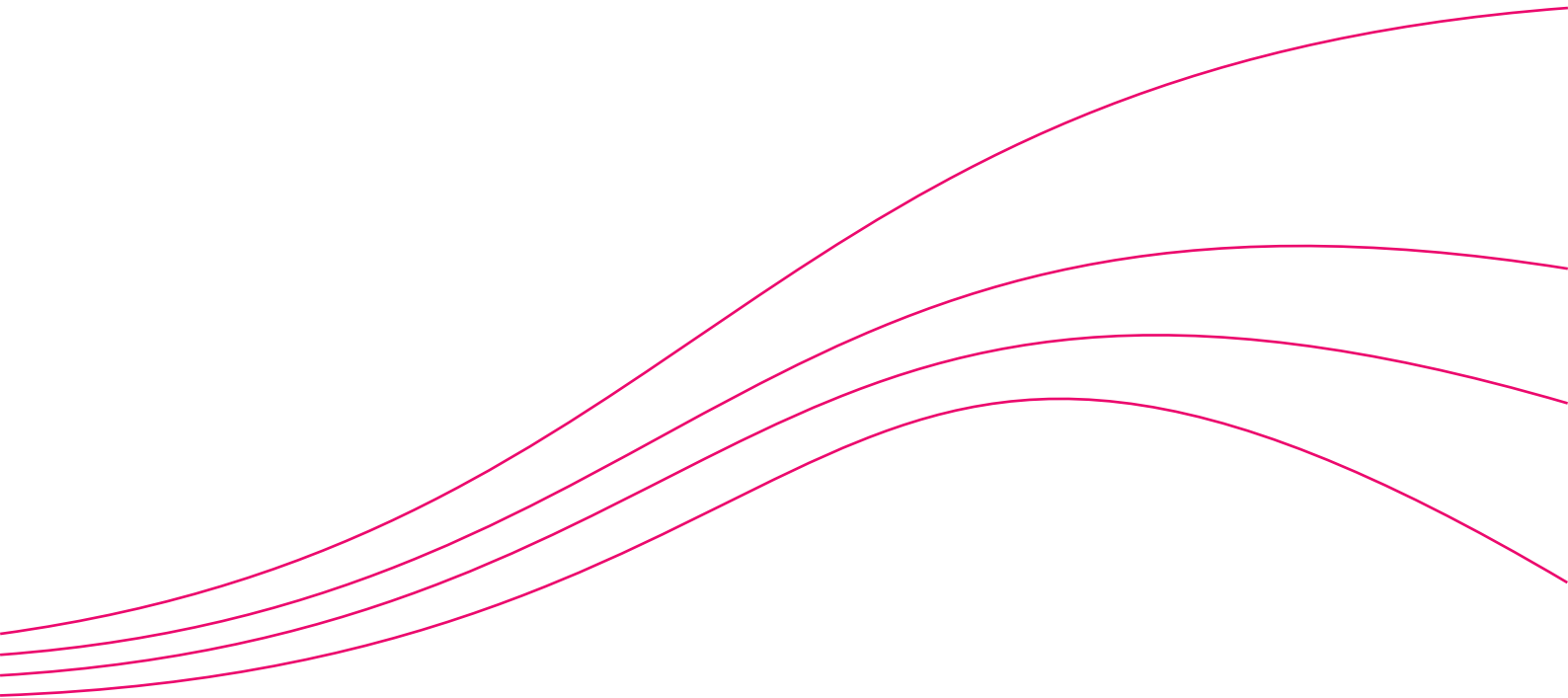
Equação 6 – Cálculo do consumo de combustível anual

$$\text{Consumo anual} = \text{Consumo por hora} \times 24 \text{ horas} \times 365 \text{ dias} \times \text{Capacidade instalada (\%)}$$

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABIQUIM (2014a).



Dados



Os dados a seguir se referem aos utilizados para as estimativas de GEE e para a geração das informações financeiras.

3.1 DADOS GERAIS

Esta seção dedica-se a apresentar às premissas adotadas para o desenvolvimento de todo o estudo.

3.1.1 Fatores de emissão: processos químicos

Os fatores de emissão de GEE foram obtidos por consulta ou confirmação por parte das empresas

produtoras e por consulta às publicações, como os guias do IPCC. A Tabela 3 apresenta os fatores de emissão de CO₂ e N₂O para os produtos químicos citados no CBC. Para os processos emissores de N₂O, a determinação em unidade de CO₂e, considerou o potencial de aquecimento global (*Global Warming Potential – GWP*) conforme IPCC (2000b).

Para o CBC os FE empregados foram os apresentados na Tabela 4. Observa-se que estão sendo apresentados apenas os FE dos produtos químicos que sofrem redução das emissões decorrentes da implantação das tecnologias do CBC, sendo eles o ácido nítrico, a amônia, o cloreto de vinila e o óxido de eteno.

Tabela 3 – Fatores de emissão de gases de efeito estufa para o cenário de referência

Produto	Planta industrial	Fator de emissão	Fator de emissão	Fonte
		(tGEE/t _{produto})	(tCO ₂ e/t _{produto})	
Ácido adípico	Empresa B	0,192 tCO ₂ /t _{ácido_adípico}	0,192	
	Empresa B	0,0042 tN ₂ O/t _{ácido_adípico}	1,302	
	Total		1,494	Elaboração própria (2017) (1)
Ácido nítrico	Empresa B	0,00099 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	0,307	
	Empresa C – média pressão	0,00071 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	0,220	
	Empresa C – baixa pressão	0,005 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	1,550	
	Empresa C – alta pressão	0,02 tCO ₂ /t _{ácido_nítrico}	0,020	
	Empresa C – alta pressão	0,002 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	0,620	
	Empresa C – média pressão	0,00158 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	0,490	
	Total		0,634	Elaboração própria (2017) (2)
Ácido fosfórico	—	—	0,059	Elaboração própria (2017) (1)
Amônia	—	—	1,300	Brasil (2015)
Cloreto de vinila	—	—	0,294	Brasil (2015)
Coque de petróleo	—	—	0,730	Elaboração própria (2017)
Dicloroetano	—	—	0,196	IPCC (2006)
Eteno	—	—	1,870	Elaboração própria (2017)
Negro de fumo	—	—	2,620	IPCC (2006)
Óxido de eteno	—	—	0,863	IPCC (2006)

Fonte: Elaboração própria (2017) com base nas informações do ANEXO A.

(1) Processos que emitem N₂O e foram convertidos para CO₂e.

(2) Elaboração própria com base dados de medições em plantas existentes no estado.

Tabela 4 – Fatores de emissão de gases de efeito estufa para o cenário de baixo carbono

Produto	Planta industrial	Fator de emissão
		(tCO ₂ e/t _{produto})
Ácido nítrico (1)	Empresa B: 0,00099 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	0,307
	Empresa C – média pressão: 0,00071 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	0,220
	Empresa C – baixa pressão: 0,00071 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	0,220
	Empresa C – alta pressão: 0,02 tCO ₂ /t _{ácido_nítrico}	0,020
	Empresa C – alta pressão: 0,002 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	0,620
	Empresa C – média pressão: 0,00158 tN ₂ O/t _{ácido_nítrico}	0,490
	Total	0,438
Amônia	—	1,275
Cloreto de vinila	—	0,271
Óxido de eteno	—	0,000

Fonte: Elaboração própria (2017) com base nas informações do ANEXO A.

(1) Processos que emitem N₂O e foram convertidos para CO₂e empregando o potencial de aquecimento global (*Global Potential Warming – GWP*) de 310 (IPCC, 2000b).

3.1.2 Fatores de emissão: combustíveis fósseis

Os fatores de emissão para os combustíveis fósseis adotados no estudo em CR e em CBC são os apresentados na Tabela 5.

Estes valores foram os mesmos utilizados durante a elaboração do “Inventário de emissões antrópicas de gases de efeito estufa diretos e indiretos do Estado de São Paulo” (CE-TESB, 2011).

3.1.3 Fatores de emissão: combustíveis provenientes de biomassa

Para combustíveis provenientes de biomassa cultivada (lenha, bagaço de cana-de-açúcar, carvão vegetal e etanol), o fator de emissão adotado foi

Tabela 5 – Fatores de emissão dos combustíveis

Energético	Fator de emissão
	(tCO ₂ /GJ)
Gás natural	0,0558
Óleo diesel	0,0733
Óleo combustível	0,0766
GLP	0,0624
Querosene	0,0708
Gás de refinaria	0,0661
Coque de petróleo	0,0998

Fonte: Adaptado de IPCC (1996) e GOMEZ et al. (2006).

zero. Assume-se que o dióxido de carbono emitido durante a combustão é reabsorvido pela fotossíntese durante o crescimento da biomassa (planta) que é cultivada no local onde a biomassa anterior havia sido retirada. Portanto, do ponto de vista do ciclo do carbono, ocorre um equilíbrio e as emissões líquidas são neutras (DONG et al., 2006).

3.1.4 Fatores de emissão: energia elétrica

As emissões associadas ao consumo de energia elétrica em CR e CBC tiveram como base o fator de emissão publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) seguindo a abordagem de MDL, que tem por objetivo estimar a redução de carbono para projetos que gerem eletricidade para a rede (por exemplo, módulos fotovoltaicos conectados à rede, ou a própria cogeração alvo deste estudo), quantificando a emissão deslocada na margem, ou seja, considerando as usinas que estão sendo introduzidas para aumentar a oferta de eletricidade e possuem uma média de emissão de GEE maior que a média total do *grid*. Portanto, o fator de emissão utilizado foi de 0,5884 tCO₂/MWh⁴ (BRASIL, 2014), que é a média do ano de 2013 segundo a abordagem MDL.

4. MWh = 3,6 × 10⁹ Joules.

Para a determinação dos cenários de emissão no caso da eletricidade, além do FE e consumo específico, também foi necessário incluir a parcela de perdas da eletricidade na rede de transmissão e distribuição. Estes fatores foram fornecidos pela coordenação técnica do estudo e se apresentam na Tabela 6.

3.1.5 Preço da energia

Os preços dos combustíveis foram determinados utilizando como referência o preço do petróleo, levando-se em conta os valores para o barril de petróleo *Brent*, e estão sendo apresentados na Tabela 7. No estudo dos processos químicos, foram utilizados apenas quatro energéticos (além da eletricidade), são eles: o GN, o Gás de Refinaria (GR), o nafta e o etanol. Enquanto que no estudo do consumo energético, para o cálculo do cenário de custos foram utilizados os preços de todos os energéticos, mas para as medidas do CBC, foram utilizados somente o GN, o óleo combustível (OC), a lenha, o etanol e a eletricidade.

Os preços da eletricidade também foram fornecidos pela coordenação técnica, eles foram utilizados para calcular os custos de energia para a medida de eteno em ambos CR e CBC. A metodologia para determinar os preços da eletricidade utilizados neste trabalho difere entre a parte de processos e a parte de energia.

Para a análise de processos, adotaram-se os preços baseados nos leilões de energia disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), acrescido de 24% referentes aos

Tabela 7 – Projeção dos preços dos energéticos

Ano	GN	Nafta	OC	GR	Lenha	Etanol
	(US\$/GJ)					
2014	15,61	19,22	16,23	13,14	5,26	54,81
2015	15,34	18,88	15,95	12,91	5,16	53,85
2016	15,07	18,54	15,67	12,68	5,07	52,89
2017	14,80	18,21	15,38	12,45	4,98	51,94
2018	14,52	17,87	15,10	12,22	4,89	50,98
2019	14,25	17,54	14,82	11,99	4,80	50,02
2020	13,98	17,20	14,53	11,76	4,71	49,06
2021	14,34	17,64	14,90	12,07	4,83	50,32
2022	14,70	18,09	15,28	12,37	4,95	51,58
2023	15,06	18,53	15,65	12,67	5,07	52,84
2024	15,35	18,97	15,95	12,91	5,19	53,86
2025	15,78	19,41	16,40	13,28	5,31	55,37
2026	16,06	19,77	16,70	13,52	5,41	56,39
2027	16,35	20,13	17,00	13,76	5,51	57,40
2028	16,64	20,48	17,30	14,01	5,60	58,42
2029	16,93	20,84	17,60	14,25	5,70	59,43
2030	17,22	21,20	17,90	14,49	5,80	60,45

Fonte: Adaptado de Pacca et al. (2017).

impostos e taxas de transmissão e distribuição (PACCA et al., 2017). Deduz-se que os preços, apresentados na Tabela 8, são consideravelmente menores que os adotados na parte de energia (Tabela 9). Isto ocorre porque os preços da análise de energia são atrelados ao preço do GN, enquanto que este estudo, específico de processos, utiliza outra metodologia, porque os mecanismos de redução de CO₂ nos processos de produção não tem relação com a diminuição do consumo de energia elétrica.

No caso da análise de energia, foi assumido que o preço da eletricidade está diretamente atrelado ao consumo de GN que hipoteticamente é

Tabela 6 – Fatores de perda de eletricidade na rede

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Perdas (%)	17,00	16,85	16,70	16,55	16,40	16,26	16,12	15,98	15,84
Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Perdas (%)	15,70	15,56	15,42	15,28	15,14	15,00	14,86	14,72	

Fonte: Pacca et al. (2017).

Tabela 8 – Projeção dos preços da eletricidade para análise de processos químicos

Ano	Preço
	(US\$/kWh)
2014	0,05
2015	0,06
2016	0,07
2017	0,07
2018	0,08
2019	0,09
2020	0,10
2021	0,11
2022	0,12
2023	0,13
2024	0,15
2025	0,16
2026	0,18
2027	0,20
2028	0,22
2029	0,24
2030	0,26

Fonte: Pacca et al. (2017).

utilizado para geração desta energia. Estes valores foram calculados e fornecidos pela coordenação técnica, com base em uma usina termelétrica a GN.

Sob estes valores, foi adicionada a mesma taxa de 24%, correspondente aos impostos, para a determinação do preço de compra de energia elétrica. Os resultados do valor de venda para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o preço de compra da energia elétrica são mostrados na Tabela 9.

O preço de venda foi utilizado na tecnologia de cogeração para determinar a receita da energia elétrica gerada, enquanto que o preço de compra foi utilizado para determinar os custos de energia das tecnologias de lâmpadas LED e motores elétricos de maior eficiência.

Tabela 9 – Projeção dos preços da eletricidade para a análise de energia elétrica

Ano	Venda para SIN	Preço de compra
	(US\$/kWh)	(US\$/kWh)
2014	0,20	0,25
2015	0,20	0,24
2016	0,19	0,24
2017	0,19	0,24
2018	0,19	0,23
2019	0,18	0,23
2020	0,18	0,23
2021	0,19	0,23
2022	0,19	0,24
2023	0,19	0,24
2024	0,20	0,24
2025	0,20	0,25
2026	0,20	0,25
2027	0,21	0,26
2028	0,21	0,26
2029	0,21	0,26
2030	0,22	0,27

Fonte: Pacca et al. (2017).

3.1.6 Taxa de desconto

A taxa de desconto social utilizada nos cálculos foi definida em 8% ao ano (a.a.) pela coordenação técnica do Projeto, vide APÊNDICE B. Ela foi utilizada para calcular o custo marginal de abatimento, US\$/tCO₂ pelas medidas do CBC das que compõem a curva MAC e tal valor foi aplicado para todos os setores deste estudo.

3.1.7 Taxa de Atratividade (Benchmark-TIR)

Em função da diversidade de processos produtivos e das características das cadeias de valor, a taxa de atratividade foi avaliada para cada medida de mitigação no CBC. Entretanto, para estabelecer uma base de cálculo única para todas as medidas de mitigação do setor químico, foi adotada uma taxa de atratividade de 18% para calcular o BECP.

3.1.8 Taxa de câmbio

Para as conversões entre real e dólar, o estudo adotou a cotação utilizada em comum por todos os setores estudados no projeto, fornecida pela coordenação técnica. Trata-se do valor médio de venda da moeda no ano de 2013, apresentado no BEN, correspondente a 2,16 R\$/US\$ (EPE, 2014).

Todos os resultados econômicos do estudo foram apresentados em dólar.

3.1.9 Previsão de crescimento da indústria química

Este estudo se baseou na previsão de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro de 2,7% a.a. no cenário adotado pela Federação da Indústria do Estado de São Paulo (FIESP, 2015), levando em consideração o intervalo de 2,5% a.a. e 4,0% a.a. apresentado em nota técnica para a indústria química (ABDI, MDIC e FGV, 2012). Assim, foi estabelecido para o estudo uma taxa de crescimento da produção de produtos químicos de 3,7% a.a., considerando que cada ponto porcentual de crescimento do PIB pode gerar 1,37 ponto porcentual de crescimento no consumo de produtos químicos, considerando o valor meio de elasticidade entre 1,25 e 1,5, em relação ao PIB. O crescimento de 3,7% a.a. foi limitado à capacidade instalada (vide item 3.2.1), (ABIQUIM, 2015).

3.2 CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Neste estudo, foram construídos um cenário de referência (CR) e um cenário de baixo carbono (CBC), onde foram consideradas medidas de mitigação.

O CR é a continuação do estado atual da indústria e o marco em relação ao qual uma mudança é medida. No caso do CBC elaborado para este estudo, o mesmo corresponde a uma

projeção em que o contexto se mantém igual em todos os aspectos do CR, exceto por dois elementos: a inclusão de tecnologias de mitigação do clima; e o aumento da produção química devido à introdução de uma planta de bioeteno.

3.2.1 Cenário de produção

Os cenários de produção foram elaborados a partir de informações da Associação Brasileira da Indústria Química (ABIQUIM, 2013; 2013a) as quais foram estabelecidas as projeções.

A Tabela 10 apresenta informações da capacidade instalada em São Paulo, incluindo o nome do produto, a empresa produtora e o local da unidade de produção.

A produção do ano base 2013 foi calculada utilizando as capacidades instaladas e os fatores de utilização para os seguintes grupos de produtos (ABIQUIM, 2014):

- a) intermediários para fertilizantes;
- b) produtos petroquímicos básicos;
- c) produtos químicos de uso industrial;
- d) intermediários para plásticos;
- e) intermediários para fibras sintéticas.

A Tabela 11 apresenta o grupo onde os produtos estão incluídos para definir a projeção das produções e o fator de utilização da capacidade instalada para o ano de 2013.

Para estabelecer o CR da produção, que é base para a elaboração do CBC da produção, foi necessário analisar as perspectivas de implementação de projetos para o aumento das capacidades instaladas em 2013, à luz da capacidade prevista para 2030, para cada um dos produtos. Para identificar a previsão de aumento de produção foi feita uma análise a partir das informações disponibilizadas na publicação da ABIQUIM (2013a):

- **Ácido adípico:** A produção está limitada à capacidade instalada. Não há previsão de aumento da capacidade de produção.

Tabela 10 – Empresa, produto químico, capacidade e local em 2013

Produto	Capacidade instalada	Empresa (1) – Local de produção
	(t/a)	
Ácido adípico	87.000	Empresa B – Paulínia
Ácido fosfórico	140.000	Empresa D – Cubatão
	146.000	Empresa C – Piaçaguera
	221.900	Empresa C – Cajati
Ácido nítrico	60.000	Empresa B – Paulínia
	97.000	Empresa C – Cubatão
	79.000	Empresa C – Cubatão
	205.000	Empresa C – Piaçaguera
	95.400	Empresa C – Piaçaguera
Amônia	209.000	Empresa C – Piaçaguera
Cloreto de vinila	350.000	Empresa E – Santo André
Coque de petróleo	500.000	Empresa F – Cubatão
Dicloroetano	140.000	Empresa G – Cubatão
Eteno	700.000	Empresa A – Mauá
Negro de fumo	120.000	Empresa H – Mauá
	140.000	Empresa I – Cubatão
	100.000	Empresa J – Paulínia
Óxido de eteno	95.000	Empresa K – Mauá

Fonte: Adaptado de ABIQUIM (2013; 2013a).

(1) Os nomes das empresas foram substituídos intencionalmente.

- **Ácido nítrico:** A produção está limitada à capacidade de produção. Não há previsão de nova instalação de produção.
- **Ácido fosfórico:** A produção está limitada à capacidade instalada. A expansão da capacidade produtiva de ácido fosfórico está projetada pela instalação de fábricas nas proximidades das minas de rocha fosfática: Patrocínio/MG, Catalão/GO, Santa Quitéria/CE. Não há previsão de aumento da capacidade de produção nas indústrias localizadas no estado.
- **Amônia:** Não há previsão de aumento da produção. A unidade existente já aumentou sua capacidade de projeto de 530 t/dia, em um projeto de desgargamento de produção para 600 t/dia equivalente a 209.000 t/ano em 2003 e depende da disponibilidade de matéria prima (gás de refinaria (GR) e ou gás

Tabela 11 – Grupo dos produtos e fator de utilização da capacidade instalada 2013

Produto	Grupo dos produtos	Fator de utilização
		(%)
Ácido adípico	Intermediário na produção de fibras	67
Ácido fosfórico	Intermediário na produção de fertilizantes	84
Ácido nítrico	Intermediário na produção de fertilizantes	84
Amônia	Intermediário na produção de fertilizantes	84
Cloreto de vinila	Intermediário na produção de plásticos	87
Coque de petróleo	Produto químico de uso industrial	82
Dicloroetano	Intermediário na produção de plásticos	87
Eteno	Produto petroquímico básico	80
Negro de fumo	Produto químico de uso industrial	81
Óxido de eteno	Produto químico de uso industrial	82

Fonte: ABIQUIM (2014) e informações obtidas das empresas.

natural). Portanto, a capacidade de produção no horizonte de 2030, no CBC, está limitada à capacidade instalada. A expansão da capacidade produtiva de amônia prevista para o período 2013–2020, no Brasil, é a seguinte: Unidade de Fertilizantes V – 765.000 t/ano, em Uberaba, Minas Gerais; Unidade de Fertilizantes III – 519.000 t/ano, em Três Lagoas, Mato Grosso do Sul e Unidade de Fertilizantes IV – Complexo Químico – 434.000 t/ano, em Linhares, Espírito Santo, perfazendo um total de 1.718.000 t/ano de amônia (ALENCAR, 2014).

- **Cloreto de vinila:** Não há previsão de aumento da produção. Assim, a capacidade de produção está limitada à capacidade instalada.
- **Coque de petróleo:** Não há previsão de aumento de produção na unidade de Cubatão,

limitada ao fornecimento de matéria-prima da RPBC. Está prevista a instalação de uma unidade industrial em Araucária, no Paraná, de 350.000 toneladas anuais. A capacidade de produção está limitada à capacidade instalada.

- **Dicloroetano:** Não há previsão de aumento da capacidade de produção. Assim, a capacidade de produção está limitada à capacidade instalada.
- **Eteno:** O cenário de produção está relacionado à gestão da produção de eteno no Brasil. Como não há previsão de novos projetos “*crakers*” para produção de eteno a partir de nafta, a produção de eteno por essa via é considerada constante (BAIN & COMPANY; GAS ENERGY, 2014). Assim, a produção de eteno “petroquímico”, no horizonte de 2030, está limitada à capacidade instalada. A Empresa A, já foi desengargalada⁵, otimizada energeticamente e a produção aumentada de 450.000 t/dia para 700.000 t/dia em 2009.
- **Negro de fumo:** Não há previsão de aumento da produção devido a não disponibilidade de matéria-prima. Já foi aumentada a capacidade em 55.000 toneladas, em 2008. Não há previsão de expansão ou novas instalações, refinarias e petroquímicas no estado para a produção da matéria-prima primária, o resíduo aromático. Assim, a produção no horizonte de 2030 está limitada pelas capacidades licenciadas.
- **Óxido de Eteno:** Não há previsão para expansão da capacidade produtiva. A capacidade instalada já foi ampliada em 2005, de 52.000 t/ano para o atual patamar de 95.000 t/ano. Assim, a produção no horizonte de 2030 provavelmente está limitada pela capacidade atualmente licenciada.

Em função do exposto, é importante identificar quando é atingida a capacidade máxima de produção para o cenário de crescimento

máximo de 3,7% a.a.. A produção estimada atinge a capacidade instalada para cada um dos produtos antes de 2030, conforme pode ser observado na Tabela 12.

Tabela 12 – Ano em que a produção atinge a capacidade instalada a uma taxa de 3,7% ao ano

Produtos	Ano em que a produção atinge a capacidade máxima instalada em 2013
Ácido adípico	2025
Ácido fosfórico	2018
Ácido nítrico	2018
Amônia	2018
Cloreto de vinila	2017
Coque de petróleo	2019
Dicloroetano	2017
Eteno	2020
Negro de fumo	2020
Óxido de eteno	2019

Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 10 e na Tabela 11.

O CR da produção dos produtos relacionados com a emissão de CO₂ e N₂O (CO₂e) é apresentado na Tabela 13, e no Gráfico 6. Para esses cenários é adotada a premissa de crescimento de 3,7% a.a., descrita no item 3.1.9, limitada pela capacidade instalada/licenciada das unidades de produção existentes, conforme Tabela 10. Estes gráficos e tabelas representam uma evolução de produção que encontra seu ápice de crescimento em 2018 e, após isso, se estabiliza em 2025.

Considerando a limitação do crescimento da produção de cada produto pela capacidade instalada na Tabela 14 é apresentado o crescimento anual médio por produto químico, para o período 2013–2030.

No Gráfico 6, baseado nas informações da Tabela 13, é apresentada a evolução das produções para a perspectiva de crescimento de 3,7%, no período 2014 a 2030.

5. Termo técnico que significa ampliação da capacidade de algum sistema com poucos investimentos, podem ser portos, aeroportos, fábricas, entre outros.

Tabela 13 – Cenário de referência: evolução da produção até 2030

Produto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(t)								
Ácido adípico	60.447	62.683	65.003	67.408	69.902	72.488	75.170	77.951	80.836
Ácido fosfórico	442.425	458.795	475.770	493.374	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904
Ácido nítrico	467.770	485.077	503.025	521.637	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000
Amônia	182.056	188.792	195.777	203.021	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000
Dicloroetano	126.307	130.980	135.826	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000
Cloreto de vinila	315.767	327.450	339.566	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
Eteno	583.333	604.917	627.298	650.509	674.577	699.537	700.000	700.000	700.000
Negro de fumo	318.411	330.192	342.409	355.078	368.216	376.168	377.000	377.000	377.000
Óxido de eteno	80.782	83.771	86.871	90.085	93.418	95.000	95.000	95.000	95.000
Coque de petróleo	425.170	440.901	457.215	474.132	491.674	500.000	500.000	500.000	500.000
Total	3.002.467	3.113.558	3.228.760	3.345.243	3.441.692	3.487.096	3.491.074	3.493.855	3.496.740

Produto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(t)								
Ácido adípico	83.827	86.928	87.000	87.000	87.000	87.000	87.000	87.000	
Ácido fosfórico	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904	
Ácido nítrico	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000	
Amônia	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000	
Dicloroetano	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	
Cloreto de vinila	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	
Eteno	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	
Negro de fumo	377.000	377.000	377.000	377.000	377.000	377.000	377.000	377.000	
Óxido de eteno	95.000	95.000	95.000	95.000	95.000	95.000	95.000	95.000	
Coque de petróleo	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	
Total	3.499.731	3.502.832	3.502.904	3.502.904	3.502.904	3.502.904	3.502.904	3.502.904	

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABIQUIM (2013), ABIQUIM (2013) e premissas consideradas pelo autor.

Tabela 14 – Cenário de referência: crescimento anual da produção por produto químico

Produto	Crescimento anual médio 2013–2030
	(%)
Ácido adípico	2,36
Ácido fosfórico	1,03
Ácido nítrico	1,03
Amônia	1,03
Cloreto de vinila	0,82
Coque de petróleo	0,82
Dicloroetano	1,29
Eteno	1,21
Negro de fumo	1,17
Óxido de eteno	1,17
Valor médio	1,12

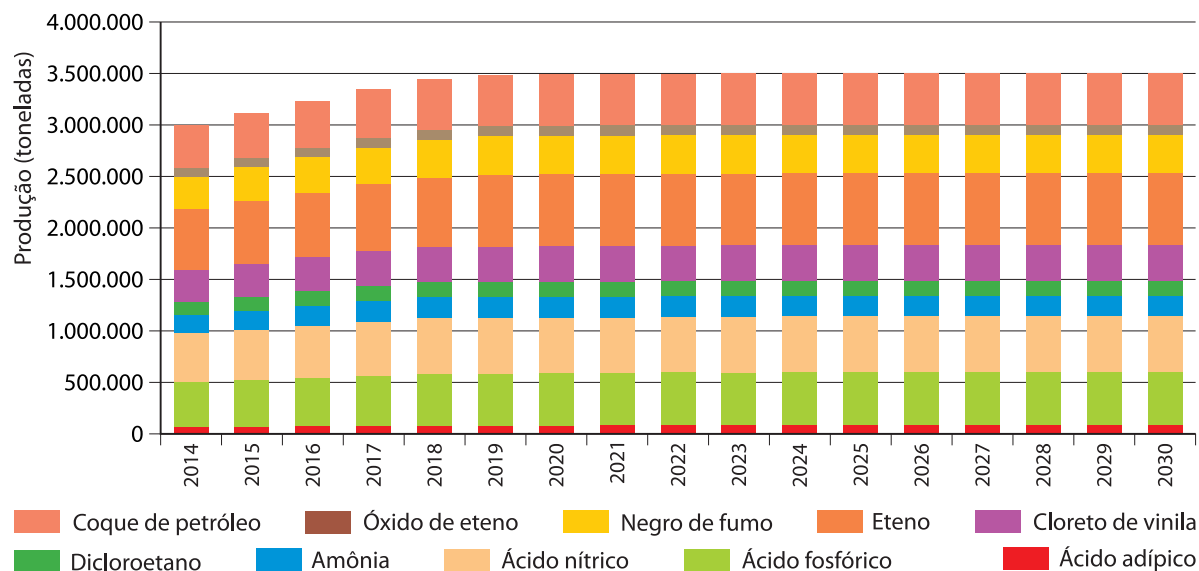
Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 13.

3.2.2 Consumo de energia

O CR de consumo energético na indústria química paulista foi determinado a partir das informações publicadas no Balanço Energético Estadual, da Secretaria de Energia do Governo do Estado (SÃO PAULO, 2014), que disponibiliza o consumo energético por setor da economia, incluindo a indústria química.

Tendo como valor inicial o consumo de energia da indústria química no ano de 2013 (SÃO PAULO, 2014), foram aplicadas as taxas anuais de crescimento com base na evolução da produção química presentes na Tabela 13. A previsão do consumo de energia encontra-se na Tabela 14.

Gráfico 6 – Cenário de referência: evolução da produção por produto químico 2014–2030



Fonte: Elaborado com base na Tabela 13.

A Tabela 15 e o Gráfico 7, apresentados nesta seção, foram essenciais para estabelecer o CR de custos e o CR de emissões de GEE. É possível observar a participação majoritária

da eletricidade e do GN, que representam respectivamente 49% e 39% da demanda energética da indústria química.

Tabela 15 – Previsão do consumo de energia na indústria química até 2030

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(GJ)								
GN	27.508.722	28.508.165	29.543.924	30.590.996	31.460.510	31.872.835	31.909.174	31.934.582	31.960.941
Lenha	216.946	224.828	232.996	241.254	248.111	251.363	251.650	251.850	252.058
Óleo diesel	954.561	989.242	1.025.183	1.061.517	1.091.690	1.105.997	1.107.258	1.108.140	1.109.055
OC	1.909.123	1.978.485	2.050.367	2.123.034	2.183.379	2.211.995	2.214.517	2.216.280	2.218.109
GLP	1.778.955	1.843.588	1.910.569	1.978.282	2.034.512	2.061.177	2.063.527	2.065.170	2.066.875
GR	2.082.679	2.158.347	2.236.764	2.316.038	2.381.868	2.413.085	2.415.836	2.417.760	2.419.756
Eletricidade	34.667.932	35.927.482	37.232.801	38.552.375	39.648.183	40.167.815	40.213.612	40.245.633	40.278.852
Bagaço de cana	781.005	809.380	838.786	868.514	893.201	904.907	905.939	906.660	907.408
Outros secundários	1.431.842	1.483.863	1.537.775	1.592.276	1.637.534	1.658.996	1.660.888	1.662.210	1.663.582
Total	71.331.765	73.923.379	76.609.167	79.324.285	81.578.989	82.648.170	82.742.400	82.808.286	82.876.636

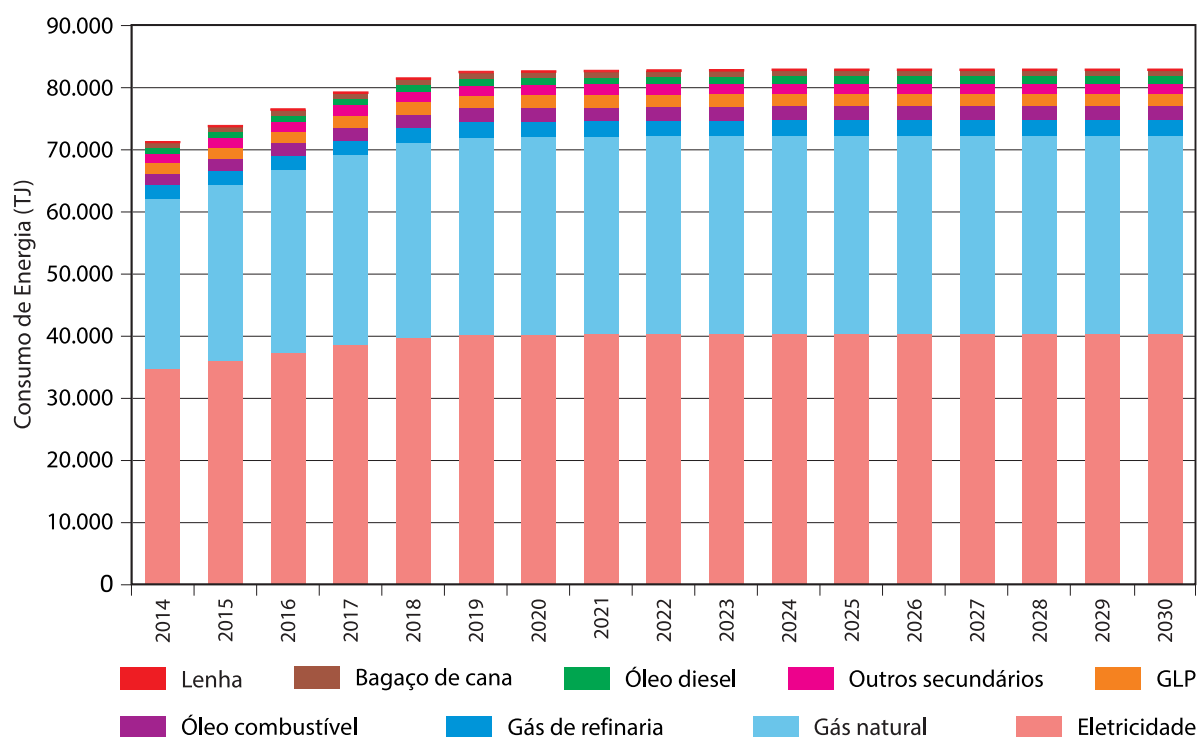
continua

continuação

Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(GJ)								
GN	31.988.268	32.016.599	32.017.257	32.017.257	32.017.257	32.017.257	32.017.257	32.017.257	
Lenha	252.273	252.497	252.502	252.502	252.502	252.502	252.502	252.502	
Óleo diesel	1.110.003	1.110.986	1.111.009	1.111.009	1.111.009	1.111.009	1.111.009	1.111.009	
OC	2.220.006	2.221.972	2.222.018	2.222.018	2.222.018	2.222.018	2.222.018	2.222.018	
GLP	2.068.642	2.070.474	2.070.517	2.070.517	2.070.517	2.070.517	2.070.517	2.070.517	
GR	2.421.825	2.423.970	2.424.019	2.424.019	2.424.019	2.424.019	2.424.019	2.424.019	
Eletricidade	40.313.290	40.348.995	40.349.824	40.349.824	40.349.824	40.349.824	40.349.824	40.349.824	
Bagaço de cana	908.184	908.989	909.007	909.007	909.007	909.007	909.007	909.007	
Outros secundários	1.665.004	1.666.479	1.666.513	1.666.513	1.666.513	1.666.513	1.666.513	1.666.513	
Total	82.947.496	83.020.960	83.022.667	83.022.667	83.022.667	83.022.667	83.022.667	83.022.667	

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em São Paulo (2014) e nas premissas de crescimento do item 3.1.9.

Gráfico 7 – Previsão do consumo de energia na indústria química até 2030



Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 15.

3.2.3 Tecnologia de referência – Amônia

O CR está associado à continuidade da operação da unidade de amônia, sem modificação da tecnologia e do processo de produção.

O processo de produção de amônia cujas principais reações são apresentadas no ANEXO A e utiliza GR como fonte de hidrogênio, envolve as operações:

- a) hidrogenação de olefinas (hidrocarbonetos não-saturados, como por exemplo o eteno) na etapa autohidrogenação na presença de catalisador para promover a redução do conteúdo de compostos insaturados pela hidrogenação da matéria-prima com H_2 contido no GR, obtendo-se o GR hidrogenado;
- b) redução do conteúdo de contaminantes na etapa de desulfurização na presença de catalisador para eliminar os compostos de enxofre contidos na matéria-prima;
- c) conversão dos hidrocarbonetos (metano e etano) e vapor de água em gás de reforma ($CO + H_2$) na presença de catalisador, nas etapas denominadas Reforma Primária (utilizando combustível para promover a reação de conversão do GR hidrogenado em gás de síntese) e Reforma Secundária (utilizando ar atmosférico para promover a reação de conversão adicional e a inclusão do nitrogênio);
- d) conversão do CO a CO_2 mediante reação com vapor d'água em presença de catalisador, na etapa denominada "Conversão Primária e Secundária". Geração de CO_2 : nesta etapa é gerado o CO_2 que caracteriza a emissão de GEE no processo químico de produção de amônia;
- e) remoção do CO_2 na chamada etapa de Purificação do Gás de Síntese. Nesta etapa, o CO_2 é separado e enviado para a atmosfera ou para reprocessamento (venda às empresas processadoras de gases do ar);
- f) remoção do CO residual, em presença de catalisador: etapa chamada de Metanação, onde é gerado o residual de metano que entra na etapa da síntese de amônia;
- g) reação do H_2 com N_2 na etapa denominada Síntese de Amônia que inclui a compressão da mistura de gás de síntese (relação 3/1 de H_2/N_2) até a pressão de operação, a reação de formação de amônia em presença de catalisador e a separação da amônia produzida. É nesta etapa que, como consequência da recirculação contínua de gás de síntese, é gerado o gás de purga. Resulta da necessidade de evitar acumulação de impurezas (do argônio contido no ar utilizado na reformação secundária e do metano residual gerado na etapa de metanação) que resultam da recirculação do gás não reagido e assim, manter a pressão estável na etapa da síntese, com a purga contínua desses gases considerados inertes.

A tecnologia de produção de amônia, reformação de hidrocarbonetos e síntese catalítica de H_2 e N_2 , comercialmente e tecnologicamente viável é utilizada tanto em todas as unidades de produção mundiais quanto na unidade de produção em análise, com gás como matéria-prima e combustível, operando ou em construção e não há perspectivas de mudança tecnológica (EUROPEAN COMMISSION, 2007).

A unidade industrial existente foi modernizada no início dos anos 2000 para incremento da capacidade de produção, com a implementação introdução de nova tecnologia do sistema da síntese de amônia e melhoria no sistema de reformação de GR (GUIRADO, FILLIPI e BADANO, 2005).

No caso de considerar a vida útil da instalação industrial, a referência considera que oscila entre 10 a 30 anos (BELLOTTI, 2005). Entretanto, neste caso a vida útil da instalação industrial está relacionada com a estratégia de manutenção da planta baseada na confiabilidade dos

equipamentos e na melhoria operacional, para continuidade da produção.

3.2.3.1 Custo de investimento

Em função do período de construção da unidade de amônia, na década de 70 e das melhorias implementadas desde aquela época, não há fonte de referência consistente para determinar o custo do investimento da tecnologia existente por ser muito antiga. Entretanto, esta informação não compromete a qualidade dos resultados, pois a capacidade instalada de produção e a tecnologia do processo industrial, atualmente existente, não serão alteradas pela instalação de equipamento adicional que caracteriza o CBC. O CR, portanto, não requer quaisquer investimento para a operação atual da unidade. Assim, o investimento (*Capital Expenditure* – CAPEX) é considerado zero.

A diferença do investimento entre o CR e o CBC é o da instalação de um sistema para recuperação de H₂ do gás de purga da síntese de amônia que será detalhado adiante.

3.2.3.2 Custo de operação e manutenção

Por se tratar de adicionar um sistema de abate de GEE sem modificar a tecnologia da unidade de produção existente, os custos de operação, manutenção e energia da unidade de produção de amônia são considerados similares nos dois cenários (CR e CBC), sendo o custo de operação e manutenção (OPEX) considerado zero no CR. O CR não requer quaisquer custos de funcionamento adicionais aos da operação da unidade atual.

3.2.3.3 Custo com matéria-prima

A tecnologia do CBC estudada implica na redução do consumo da matéria-prima, GR. Assim, o

consumo de matéria-prima na unidade de amônia na referência foi determinado considerando um fator específico de consumo de 0,516 t de GR/t de amônia (ENPAG, 1984), equivalente a 18,15 GJ/t de amônia. Considerando a operação da unidade de amônia, a partir de 2020 até 2030, na sua capacidade licenciada e instalada de produção e o fator específico de consumo de GR citado acima, CR e na data de implementação da Tecnologia do CBC, o consumo de GR é de 107.844 t GR por ano (FANTI, 2012a).

O valor de consumo foi multiplicado pelos preços do GR presentes na Tabela 7 para chegar ao custo final anual.

3.2.4 Tecnologia de referência – Ácido nítrico

O CR está associado à continuidade da operação da unidade de ácido nítrico, sem modificação da tecnologia e do processo de produção.

O ácido nítrico é produzido comercialmente, pelo processo de oxidação da amônia. A tecnologia de produção é composta por três etapas básicas, cujas reações são apresentadas no ANEXO A:

- a) **oxidação da amônia:** A amônia é oxidada pelo oxigênio do ar atmosférico em quatro reatores, na presença de catalisador de platina e ródio (denominado de telas de platina/ródio), em temperatura elevada e baixa pressão de operação (quase atmosférica), produzindo o óxido nítrico (NO), além de outros óxidos do nitrogênio. Nesta etapa é gerado o gás de efeito estufa, óxido nitroso (N₂O).
- b) **conversão do óxido nítrico:** Durante o processo de resfriamento do óxido nítrico (NO), gerando simultaneamente vapor, o NO é convertido em dióxido de nitrogênio (NO₂), através da reação com ar secundário e o residual de oxigênio já existente em excesso nos gases alimentados nos reatores citados na etapa de oxidação da amônia.

c) **absorção do dióxido de nitrogênio:** O dióxido de nitrogênio é absorvido em água, em um sistema de absorção composto por 10 equipamentos (torres absorvedoras com recheio cerâmico), operando a baixa pressão e gerando o ácido nítrico (HNO_3).

A tecnologia de produção de ácido nítrico comercialmente viável atualmente é única utilizada em todas as unidades de produção mundiais e também na unidade de produção em análise. As unidades em operação ou em construção, utilizam amônia e ar como matérias-primas e não há perspectivas de mudança tecnológica na produção de ácido nítrico (EUROPEAN COMMISSION, 2007).

No caso de considerar a vida útil da instalação industrial, a referência considera uma oscilação entre 10 a 30 anos (BELLOTTI, 2005). Entretanto, neste caso a vida útil da instalação industrial está relacionada com a estratégia de manutenção da planta baseada na confiabilidade dos equipamentos e na melhoria operacional, para continuidade da produção.

3.2.4.1 Custo de investimento e manutenção

No CR, não é necessário investimento, pois a tecnologia do processo industrial atual existente não será alterada pela instalação da tecnologia do CBC (UNFCCC, 2008a), sendo, deste modo, o CAPEX assumido como zero no CR.

3.2.4.2 Custo de operação

No CR, não há custos de funcionamento adicionais à operação da unidade. Por se tratar de tecnologia e unidade de produção existente, os custos de operação, manutenção e energia da unidade de produção de ácido nítrico são considerados iguais nos dois cenários (CR e CBC). A diferença entre o CR e o CBC são

os custos adicionais gerados pela instalação de um catalisador no reator de oxidação de amônia existente. Portanto, os custos de OPEX, assim como CAPEX, serão considerados como zero no CR.

3.2.5 Tecnologia de referência – Eteno petroquímico

O CR para a oportunidade de neutralização da emissão de CO_2 nos processos de produção que utilizam o eteno como matéria-prima (óxido de eteno e cloreto de vinila) é definido como a instalação de uma unidade industrial com tecnologia de “craqueamento de nafta petroquímica”.

A tecnologia de produção de eteno do CR é apresentada utilizando a descrição da Empresa A, localizada no pólo petroquímico de Mauá, em São Paulo, conforme detalhado na bibliografia (MATHIAS, 2014).

A unidade é composta por duas plantas separadas: uma planta central de craqueamento a vapor, que é dividida em uma seção de olefinas e outra de aromáticos, e uma planta, adjacente, de produtos intermediários, que tem uma parte onde se produz cumeno e outra que contém as instalações de hidrogenação.

O processo de produção de eteno e de seus co-produtos a partir da nafta envolve quatro etapas: a pirólise da nafta, o fracionamento e resfriamento dos produtos, a sua compressão e a destilação.

Na pirólise, a nafta é aquecida até 875°C onde os hidrocarbonetos sofrem a reação de craqueamento. O craqueamento térmico é realizado em fornos de pirólise, com reatores tubulares com queima de combustível para promover a reação de quebra dos compostos existentes na nafta petroquímica. Ao sair dos fornos, os gases são resfriados e nas caldeiras de recuperação de calor dos fornos de pirólise é gerado vapor de alta pressão usado para produzir energia elétrica

nos turbo geradores, com capacidades instaladas de 17 MW⁶ e 8,7 MW. Posteriormente, há uma série de processos de separação e reações químicas visando maximizar o conteúdo de eteno no produto final.

A tecnologia de produção de eteno petroquímico pelo craqueamento da nafta como matéria-prima é uma tecnologia consolidada e, portanto, o cenário de penetração é 100%. A tecnologia observa os mesmos princípios desde que foi desenvolvida. O início da operação está posto no ano de 2025.

No mundo, cerca de 46% de todos os produtos petroquímicos de primeira geração, onde está incluído o eteno, são obtidos com base na tecnologia de craqueamento da nafta, enquanto no Brasil, esse percentual alcança 86%. Considerando apenas o eteno, a referência utilizada para identificar o potencial de produção de produtos petroquímicos de primeira geração da indústria química, indica que no mundo 47% deles são obtidos por craqueamento de nafta, sendo que no Brasil esta fração alcança 80% (BAIN & COMPANY; GAS ENERGY, 2014).

3.2.5.1 Custo de investimento

O cálculo do custo do investimento para uma capacidade instalada de 247.000 toneladas anuais, apresentado no ANEXO C, foi baseado na informação que consta do Anuário da ABIQUIM (2004). O investimento de US\$ 237.687.720 foi distribuído em 4 anos anteriores ao ano da implementação da tecnologia do CBC, 2025, conforme referência citada (ABIQUIM, 2004), na seguinte razão: 14% em 2021; 48% em 2022; 26% em 2023; e 12% em 2024.

3.2.5.2 Custos de operação, manutenção e energia

O OPEX da tecnologia foi um valor fixo equivalente a US\$ 19.807.310, este valor foi calculado com base nas informações presentes no ANEXO C.

O consumo energético é formado por combustíveis residuais, GN e energia elétrica. A maior parte dos combustíveis residuais consumidos provém de processos da transformação da matéria-prima na própria central e a energia elétrica de unidades de cogeração. A planta utiliza o GN e energia elétrica da distribuidora como complementos adicionais ao consumo dos próprios energéticos.

Os valores de consumo adicional de energia externa, isto é, GN e energia elétrica, e outros custos foram calculados com base no Diagnóstico Energético e Gestão da Energia em uma Planta Petroquímica de Primeira Geração (MATHIAS, 2014) e nas informações do ANEXO C.

O consumo específico de GN e eletricidade por tonelada de eteno são, respectivamente, 6,09 GJ/t e 0,133 MWh/t. Estes valores foram multiplicados pela produção de eteno anual e pelos preços dos energéticos presentes na Tabela 7 e Tabela 8 para chegar aos custos finais anuais.

3.2.5.3 Custo com matéria-prima

O custo da matéria-prima é o custo mais significativo e determinante do custo de produção do eteno. A UNIB 3 ABC produz 170.000 t/mês de uma cesta de produtos. O eteno é o principal dessa cesta de produtos, responsável por uma parcela que tem variado entre 35% e

6. MW = 10⁶ Watts.

45% da produção total. Em relação aos demais produtos, os que possuem as participações mais elevadas na produção total desta central são o propeno, de grau de polímero e de grau químico (16% a 20% da produção total), benzeno (7% a 14% do total) e gasolina A (9% a 13% do total).

O consumo de nafta para este estudo foi determinado considerando um fator específico de consumo de 1,311 t de nafta/t de etileno, utilizando as premissas descritas no ANEXO C, considerando que o eteno representa 40% da cesta de produtos da unidade industrial. Para a produção de 247.000 t anuais de eteno, constante no período 2025 a 2030, o custo foi calculado com base no custo da nafta presente na Tabela 7.

3.2.5.4 Geração de receita

A receita advinda da comercialização do eteno foi calculada considerando as informações disponibilizadas no Anuário da ABIQUIM (2013a). Considerando as informações da quantidade exportada e do valor da exportação, obtém-se um preço de venda de 1.385 US\$/t para o eteno petroquímico. A receita da comercialização de 247.000t anuais de eteno petroquímico é de US\$ 342.156.750, valor computado do primeiro ano de operação, 2025, até 2030.

3.2.6 Tecnologia de referência – Iluminação tradicional com lâmpadas compactas fluorescentes

O CR desta oportunidade está associado à continuidade da utilização de lâmpadas compactas fluorescentes (LCF) para iluminação no setor químico.

A vida útil das LCF foi determinada a partir de um documento publicado pelo *U.S. Department of Energy, Lifetime of White LEDs*. Segundo este documento, a vida útil de uma lâmpada compacta fluorescente é de 10.000 horas

(*U.S. Department of Energy, [2015?]*). Considerando que os sistemas de iluminação funcionam no período noturno, ou seja, oito horas diárias, a vida útil é de aproximadamente três anos e meio.

3.2.6.1 Consumo de eletricidade por iluminação

A EPE, no documento Plano Nacional de Energia 2030, apresenta o consumo de energia elétrica nos setores industriais brasileiros e o uso final desta energia. Os valores são mostrados na Tabela 16.

De acordo com a Tabela 16, 3% da energia elétrica utilizada pela indústria química são direcionados à iluminação. Com base nessa informação e no cenário de crescimento do consumo de energia elétrica na indústria química foi determinado o consumo de energia elétrica no CR destinada à iluminação do setor industrial químico paulista.

Tabela 16 – Uso de energia elétrica na indústria química

Destinação	Participação frente ao total
	(%)
Força motriz	76
Calor de processo	2
Aquecimento direto	2
Iluminação	3
Eletroquímica	17

Fonte: EPE (2007).

3.2.6.2 Custo de investimento

No caso da tecnologia de mitigação de emissões nos sistemas de iluminação, o CAPEX pode ser considerado como o custo associado à compra das lâmpadas utilizadas. Neste trabalho, não foi considerado o custo de instalação dos equipamentos auxiliares, como soquetes e a parte elétrica, porque as análises feitas pelo *U.S. Department of Energy* consideram que os

diferentes tipos de lâmpadas utilizam o mesmo sistema. Portanto, o CR é igual ao CBC.

Além disso, o modelo tem como premissa analítica que produtores de lâmpadas LED desenvolvem e irão desenvolver no futuro, lâmpadas com atributos similares às lâmpadas convencionais para que as novas lâmpadas possam ser instaladas diretamente dos soquetes existentes (U.S.Department of Energy, 2010, tradução livre⁷).

Para a determinação do CAPEX, foi considerada uma lâmpada de 13 W de potência, com um preço de US\$ 5, conforme a Tabela 17. Assim, é possível assumir que o preço de lâmpada é de 0,38 US\$/W.

Tabela 17 – Informações sobre lâmpadas – LCF 6" Downlight

Potência média	(W)	13
Preço	(US\$)	5

Fonte: Adaptado de U.S. Department of Energy (2014) – Table 2.2.

Utilizando as informações da Tabela 17 e a Equação 1, foi possível determinar que o CAPEX, em termos de energia elétrica gasta em um ano para a iluminação tradicional, foi de 0,13 US\$/(kWh.ano).

O CAPEX foi multiplicado pelo consumo real máximo de energia elétrica para o período do investimento a cada três anos, seguindo a vida útil das lâmpadas. Nesta multiplicação não foram consideradas as perdas durante a transmissão e distribuição.

3.2.6.3 Custo de operação e manutenção

O OPEX de iluminação das plantas químicas paulistas foram determinados a partir de um projeto bem-sucedido implementado pela Empresa L na cidade de Itapevi (SP) em 2014.

Com base nas informações da Tabela 18 e relação descrita na Equação 2, foi estabelecido que os gastos com operação e manutenção foram US\$ 0,000288/(kWh.ano). Este valor foi multiplicado pelo consumo real de energia elétrica que ocorre ano a ano para a determinação dos custos de operação e manutenção.

Tabela 18 – Informações publicadas sobre caso de instalação de LED em São Paulo

Pontos de iluminação tradicional	(Luminárias)	322
Consumo com iluminação tradicional	(kWh/dia.Luminária)	628,60
OPEX da iluminação tradicional	(R\$/ano)	41.500

Fonte: Revista Brasil Energia (2014).

Neste estudo, os custos de consumo de energia elétrica e térmica não são considerados OPEX porque foram analisados separadamente. Desta forma, os custos de energia foram determinados multiplicando a projeção do consumo de energia pelos preços apresentados nas Tabela 7, Tabela 8 e Tabela 9. Esta abordagem foi aplicada não somente à substituição de lâmpadas como também para as demais tecnologias energéticas avaliadas no estudo.

3.2.7 Tecnologia de referência – Caldeiras a gás natural

O GN é largamente utilizado pela indústria química paulista, sendo o segundo principal energético. Devido à sua grande importância, foram identificadas duas estratégias de mitigação relacionadas ao uso de GN: substituição por biomassa cultivada e cogeração.

Os cenários de referência dessas duas oportunidades representam o total de GN

7. Trecho original: "In addition, the model makes an analytical assumption that both now and in the future, SSL manufacturers will be able to develop lamps with performance attributes similar to conventional lamps, and these sources will install directly into existing sockets" (U.S. Department of Energy, 2010).

consumido para fins energéticos pela indústria química paulista descrito na Tabela 41.

Segundo Kinto, Maruyama e Udaeta ([2011?]), a vida útil de caldeiras a GN é de 25 anos.

3.2.7.1 Consumo de gás natural

Com o objetivo de evitar dupla contagem na curva MAC e seus desdobramentos, uma vez que o GN é compartilhado pela medida de substituição por biomassa e pela medida de cogeração (item 3.2.10), foi necessário discriminar o consumo de GN no CR.

No caso da oportunidade de substituição por biomassa, o CR representa 20% do consumo de GN, pois segundo o documento pesquisado, é nesta proporção que ocorre a substituição de combustíveis na indústria química paulista (ABDI; MDIC; FGV, 2012).

3.2.7.2 Custo de investimento

As informações econômicas desta oportunidade de mitigação foram coletadas considerando uma caldeira de geração de vapor e são apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19 – Informações sobre uso de caldeiras a gás natural – Custo de investimento

Custo de capital	(US\$)	4.200.000
Uso de combustível	(MBtu/ano) (1)	768.000

Fonte: USEPA (2013).
(1) Btu = 1,055 x 10³ Joules.

Com a relação apresentada na Equação 3, foi determinado que o custo de instalação de uma caldeira movida a GN é de US\$ 5,18/GJ de combustível utilizado ao ano. Considerando que a vida útil é maior do que o período analisado, não são necessários reinvestimentos em equipamentos de combustão.

Vale acrescentar que a determinação do investimento no ano de 2014 considera o máximo de GN queimado durante o período analisado, ou seja, foi considerado o volume de combustível utilizado no ano de 2030.

3.2.7.3 Custo de operação e manutenção

Assim como o custo de investimento, o custo de manutenção no CR foi baseado em uma caldeira de geração de vapor movida a GN, cujas informações são apresentadas na Tabela 20.

Tabela 20 – Informações sobre uso de caldeiras a gás natural – Custo de operação e manutenção

Custo de operação e manutenção	(US\$/ano)	729.600
Uso de combustível	(MBtu/ano) (1)	768.000

Fonte: USEPA (2013).
(1) Btu = 1,055 x 10³ Joules.

Segundo as informações publicadas pela Agência de Proteção Ambiental Americana (USEPA, 2013) e inseridas na Equação 4, o OPEX de uma caldeira movida a GN é de 0,90 US\$/GJ de combustível utilizado ao ano. Este valor foi multiplicado pelos valores, do cenário de consumo de GN da indústria química, apresentados na Tabela 15.

Apesar do OPEX relativo por combustível ser constante durante o período analisado, os custos foram crescentes, pois ocorre um aumento do consumo de GN entre os anos de 2014 a 2024.

3.2.8 Tecnologia de referência – Caldeiras a óleo combustível

O CR desta tecnologia é análogo ao da tecnologia do item 3.2.7. Isto significa que a diferença básica entre estas é o consumo, preço e FE dos

energéticos analisados, que neste caso é o OC e, no caso anterior, o GN.

Segundo Kinto, Maruyama e Udaeta ([2011?]), a vida útil de caldeiras a OC é de 25 anos.

3.2.8.1 Consumo de óleo combustível

O CR do consumo de OC na indústria química paulista foi construído a partir das informações publicadas no Balanço Energético Estadual (SÃO PAULO, 2014), apresentados na Tabela 15.

3.2.8.2 Custo de investimento

Em diversas referências bibliográficas, como a Agência Internacional de Energia (IEA, 2010) e Kinto, Maruyama e Udaeta ([2011?]), os custos associados a caldeiras movidas a OC são equivalentes quando comparados às caldeiras a GN. Portanto, foi utilizado o mesmo custo de US\$ 5,18/GJ de combustível utilizado ao ano, descrito no item 3.2.7.2.

Para este estudo foi considerado um investimento inicial de caldeiras com o volume máximo de combustível previsto no cenário, ou seja, o último ano da análise. Neste cenário, não foram feitos reinvestimentos ao longo dos anos, pois a vida útil das caldeiras é maior do que o período analisado.

3.2.8.3 Custo de operação e manutenção

Devido às semelhanças entre caldeiras à GN e OC, o OPEX para esta oportunidade já foi descrito no item 3.2.7.3, que apresenta um valor de 0,90 US\$/GJ para caldeiras a GN.

3.2.9 Tecnologia de referência – Motores elétricos tradicionais

O CR está associado à continuação do uso de motores elétricos que são menos eficientes do que os avaliados no CBC.

Segundo estudo da Associação Brasileira de Manutenção e Gestão de Ativos, a idade média dos equipamentos dos parques fabris do Estado de São Paulo é de 16 anos (WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A., [2013?]).

3.2.9.1 Consumo de eletricidade por força motriz

A determinação do consumo de energia elétrica utilizada em sistemas de força motriz foi baseada nos mesmos parâmetros descritos no item 3.2.6.1. Segundo a Tabela 16, 76% da energia elétrica utilizada na indústria química é utilizada para força motriz (EPE, 2007).

3.2.9.2 Custo de investimento

Não foram calculados os custos de implementação de motores de referência, pois não foi possível identificar fontes de referências confiáveis. Entretanto, essa falta de dados não compromete a qualidade dos resultados, pois a diferença entre o CR e CBC é a instalação de motores de alta eficiência. Portanto, o valor de investimento assumido foi zero para o período 2014–2030.

3.2.9.3 Custo de operação e manutenção

Por se tratar de equipamentos, na essência, parecidos, os custos de operação e manutenção desta oportunidade foram considerados iguais nos dois cenários. Portanto, o valor de investimento assumido foi zero para o período 2014–2030.

3.2.10 Tecnologia de referência – Consumo de gás natural sem sistema de cogeração

Assim como o CR apresentado no item 3.2.7, o CR da cogeração foi construído a partir das informações publicadas no Balanço Energético Estadual (SÃO PAULO, 2014).

3.2.10.1 Consumo de gás natural

Neste caso, foi considerado que 80% do GN consumido pela indústria química paulista é passível de cogeração de energia elétrica, seguindo as premissas estabelecidas por ABDI, MDIC e FGV (2012), que afirma que os 20% restantes do GN será substituído por biomassa até 2020.

3.2.10.2 Custo de investimento

O CAPEX dessa oportunidade no CR considera uma caldeira movida a GN tradicional. As premissas utilizadas para tal foram descritas com detalhes no item 3.2.7.2. Assim, o volume máximo de consumo de GN no período analisado foi multiplicado pelo fator de 5,18 US\$/GJ de combustível utilizado ao ano.

O único investimento ocorre no primeiro ano, pois se considera que este investimento é capaz de suprir a necessidade de combustão máxima, uma vez que o fator de 5,18 US\$/GJ foi multiplicado pelo volume máximo de combustível. Além disso, a vida útil das caldeiras é maior do que o período analisado, excluindo a necessidade de reinvestimento.

3.2.10.3 Custo de operação e manutenção

Da mesma forma que o CAPEX, o OPEX seguiu as premissas descritas em 3.2.7.3. Portanto, o consumo de GN, 80% do apresentado na Tabela 15, foi multiplicado por 0,90 US\$/GJ de combustível utilizado ao ano.

3.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO

No CBC, foram avaliadas oito oportunidades, três para reduzir as emissões referentes a processo e cinco para reduzir as emissões referentes ao consumo de energia. Tais tecnologias são descritas nesta seção.

3.3.1 Tecnologias empregadas no cenário de baixo carbono – Visão geral

As três tecnologias na área de processos químicos que compõe a curva MAC foram: redução de emissão de CO₂ em unidade de amônia, abatimento de óxido nítrico em unidade de ácido nítrico e produção de bioeteno.

A oportunidade de redução de emissão de CO₂ em unidade de amônia está associada à recuperação de H₂ do gás de purga no circuito da síntese de amônia.

A oportunidade de redução de emissão de N₂O em unidade de ácido nítrico está associada ao abatimento de N₂O na unidade de ácido nítrico de tecnologia de baixa pressão.

Por fim, a oportunidade de mitigação de emissões de GEE está associada à

disponibilidade da matéria-prima, o eteno, de origem renovável para a produção de dois produtos químicos de uso industrial: óxido de eteno e cloreto de vinila. Desta forma, promove-se a neutralização do CO₂ gerado na produção dos dois derivados do eteno. Não foi incluído o consumo de eteno para a produção de cloreto de vinila devido a localização prevista para a unidade de bioeteno distante da unidade de produção do derivado vinílico. O processo mais comum é a produção do bioeteno a partir do uso do etanol derivado de biomassa. Para efeitos deste trabalho, considerou-se que em ambos os cenários as unidades existentes e os processos atuais de produção de óxido de eteno e cloreto de vinila não sofrem alterações pelo uso de matéria-prima de origem renovável.

Já na área de energia, as cinco medidas que compõe a curva MAC foram: substituição da iluminação tradicional por lâmpadas LED, substituição de GN por biomassa cultivada, substituição de OC por biomassa cultivada instalação de motores elétricos de alta eficiência e cogeração a GN. Observa-se que algumas destas medidas já estão sendo aplicadas em um segmento do setor químico, o estudo propõe um aumento desta participação até o ano de 2030.

Ambas as medidas relacionadas ao LED e aos motores elétricos visam a redução do consumo de eletricidade por maior eficiência. Em ambos os casos, existe não só a redução das emissões associadas à geração de eletricidade, como também a redução de gastos pelo consumo da eletricidade evitada.

No caso da substituição tanto de GN como de OC, a redução das emissões está associada à substituição de combustíveis fósseis por biomassa renovável, cuja emissão foi considerada neutra devido ao ciclo do carbono (DONG et al., 2006).

Entretanto, é a cogeração que ganha o maior destaque entre as tecnologias no presente estudo. Esta medida de mitigação de emissões de GEE está associada:

à produção simultânea e de forma sequenciada, de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de GN e/ou de biomassa, entre outros (COGEN, [2014?]).

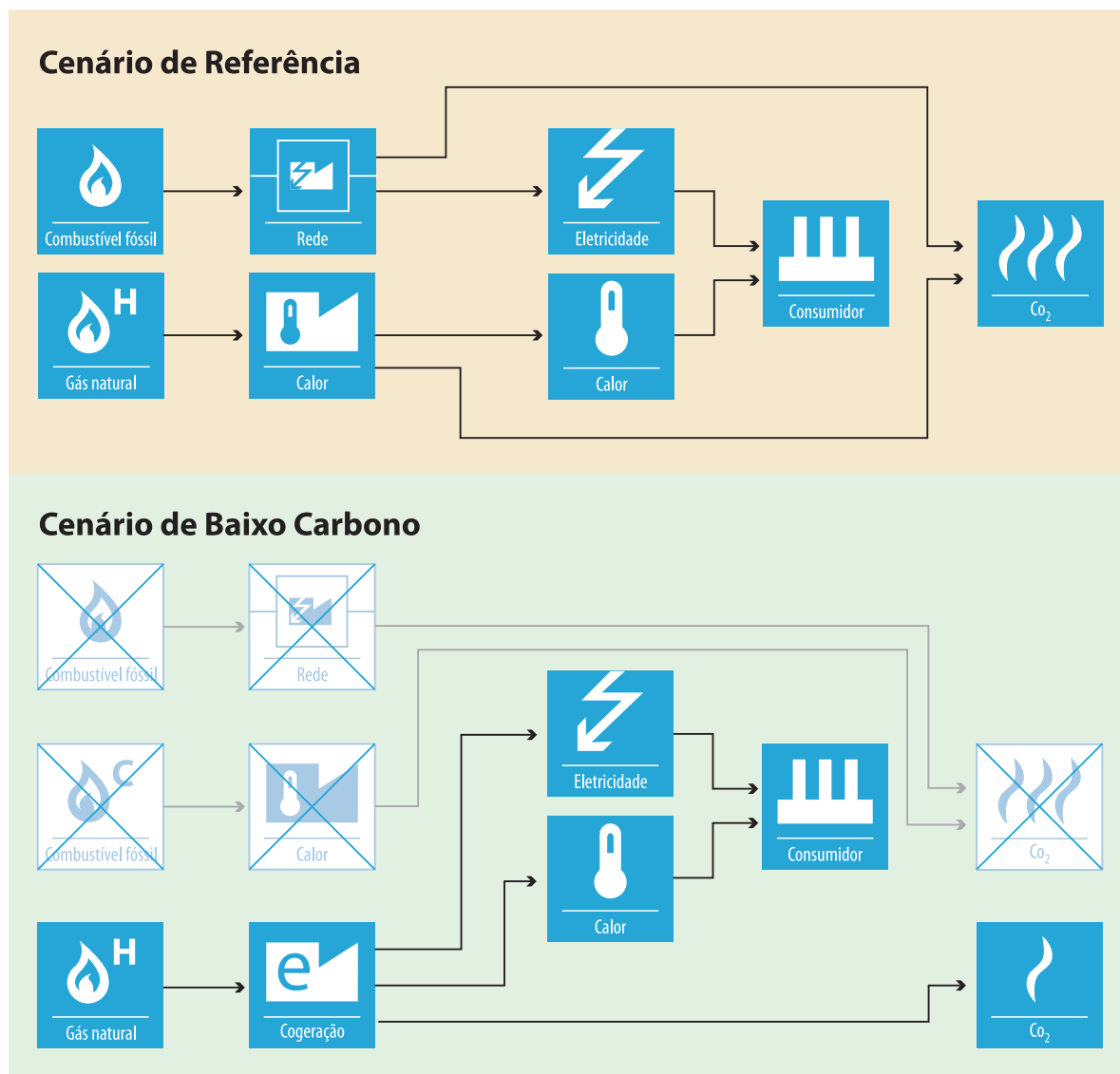
A energia elétrica gerada pela cogeração na indústria química é enviada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, supõe-se que esta energia substitui a necessidade de geração de energia elétrica utilizando fontes fósseis, que são mais intensivas em carbono. Portanto, apesar de não existir substituição de um combustível fóssil por combustíveis menos intensivos em carbono ou diminuir o consumo energético, a cogeração ainda pode ser considerada como uma medida de mitigação, pois oferece uma quantia extra de eletricidade, sem alterar o consumo de GN. Ou seja, as emissões devidas ao consumo de GN não são alocadas para a eletricidade da cogeração. A abordagem é ilustrada na Figura 5.

No CBC, uma vez que as emissões advindas do GN são as mesmas do CR, utilizou-se o fator de emissão da eletricidade descrito no item 3.1.4, referente a projetos de MDL, multiplicado pelo total de energia elétrica gerada para determinar a emissão evitada por esta medida do CBC.

É importante destacar que as análises descritas neste trabalho contemplam os consumos, emissões, gastos e receitas que ocorrem dentro dos limites do setor químico. Portanto, emissões atreladas à fabricação de instrumentos necessários para a adoção das medidas não foram consideradas⁸.

8. Alternativamente, para a implantação de tecnologias de baixo carbono, é possível avaliar outras tecnologias disponíveis, e obter resultados similares.

Figura 5 – Redução das emissões de CO₂ do Sistema Interligado Nacional pela implantação de cogeração



Fonte: Adaptado de UNFCCC (2016).

Nota: Não faz parte do escopo do estudo o reaproveitamento energético de gases residuais.

3.3.2 Cenário de penetração das tecnologias

O cenário de penetração, apresentado na Tabela 21, representa a evolução da adoção das tecnologias do CBC. As tecnologias referentes a processos possui uma penetração pontual em seus respectivos anos, enquanto as referentes à energia são implantadas gradualmente ao longo do período de análise.

A tecnologia sobre a amônia tem 100% de penetração no ano de 2020. Trata-se de uma tecnologia consolidada para a separação de H₂ de gases de purga em unidades de processos químicos.

A tecnologia sobre o ácido nítrico tem 100% de penetração no ano 2023, uma tecnologia consolidada e preconizada pelo MDL. Como referência, foi instalada a tecnologia de abatimento de N₂O com catalisador no reator

Tabela 21 – Cenário de penetração das tecnologias do CBC

Ano	Processo			Energia				
	Amônia (Recuperação de gás de purga)	Ácido nítrico (abatimento de N ₂ O)	Bioeteno	LED	Motores mais eficientes	Cogeração (1)	Substituição de GN por biomassa (2)	Substituição de OC por biomassa (2)
2014	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2015	0%	0%	0%	0%	6%	0%	3%	17%
2016	0%	0%	0%	0%	13%	6%	7%	33%
2017	0%	0%	0%	20%	19%	12%	10%	50%
2018	0%	0%	0%	20%	25%	18%	13%	67%
2019	0%	0%	0%	20%	31%	25%	17%	83%
2020	100%	0%	0%	40%	38%	30%	20%	100%
2021	100%	0%	0%	40%	44%	37%	20%	100%
2022	100%	0%	0%	40%	50%	43%	20%	100%
2023	100%	100%	0%	60%	56%	50%	20%	100%
2024	100%	100%	0%	60%	63%	55%	20%	100%
2025	100%	100%	100%	60%	69%	62%	20%	100%
2026	100%	100%	100%	80%	75%	68%	20%	100%
2027	100%	100%	100%	80%	81%	74%	20%	100%
2028	100%	100%	100%	80%	88%	80%	20%	100%
2029	100%	100%	100%	100%	94%	80%	20%	100%
2030	100%	100%	100%	100%	100%	80%	20%	100%

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) Estimativa do autor com base na Associação Paulista de Cogeração de Energia (COGEN, 2008).

(2) Estimativa do autor com base em ABDI; MDIC e FGV (2012).

de amônia com sucesso, em uma planta de pressão atmosférica única na reação e na absorção (*atmospheric [mono] pressure plant*) na BASF em Ludwigshaven (Alemanha), em 1999.

No caso do bioeteno, há uma variedade de empresas que fornecem a tecnologia catalítica de desidratação de etanol: Empresas A, M e N, que se diferenciam pelas condições operacionais dos processos de reação e dos sistemas de purificação do bioeteno produzido. A reação de desidratação é realizada com o uso de catalisadores sólidos. Diversos arranjos de reatores contínuos, como, por exemplo, reatores de leito fixo ou de leito fluidizado, podem ser empregados. O processo de desidratação pode operar seja de modo isotérmico (usando um fluido térmico) seja em modo adiabático (usando vapor de diluição).

A produção de bioeteno não é novidade no Brasil. A primeira fábrica utilizando a tecnologia de produção de eteno derivado do bioetanol, foi operada pela Electro Cloro (uma subsidiária do grupo Solvay do Brasil), em São Paulo, em 1960. Foi projetada para produzir 20 toneladas/dia (cerca de 6.700t/ano) de eteno com qualidade para a produção de cloreto de vinila. A operação da planta foi descontinuada em resposta às mudanças nas condições econômicas (GI DYNAMICS, c2014).

Entre 1980 e 1990, foi operada pela Salgema (atual Empresa A) uma unidade de produção de 100.000t/ano de bioeteno para a produção de Policloreto de Vinila (PVC). Em 2010, a Empresa A inaugurou a unidade de produção de bioeteno, no polo petroquímico de Triunfo, Rio Grande do Sul, para a produção em escala

econômica de 200.000t/ano de bioeteno para a produção de PE (BELLOLI, 2010).

Portanto, ainda que a tecnologia seja considerada *game changer*, ou tecnologia de mudança de paradigma no estudo *Roadmap* de Tecnologia da IEA, foi possível considerar um cenário de 100% de penetração no ano de 2025 (IEA; ICCA; DECHEMA, 2014). Informações complementares sobre a penetração da tecnologia para mitigação de CO₂ nos processos cloreto de vinila e óxido de eteno são incluídas no ANEXO D.

Após análise dos autores envolvidos na indústria química, ficou definido que a substituição por LED ocorre nos anos nos quais há necessidade de troca das lâmpadas tradicionais, por conta do fim de suas vidas úteis. Essa premissa foi adotada para garantir a utilização das lâmpadas tradicionais até seu esgotamento. Assim, a substituição ocorre nos anos 2017, 2020, 2023, 2026 e 2029. Além disso, a substituição é realizada sempre de forma gradativa até chegar num cenário de penetração de 100% no penúltimo ano da análise.

Também conforme análise dos autores, ficou definido que o início da substituição dos motores ocorre em 2015. Durante o período de penetração de 2015 a 2030, a progressão é

constante completando 100% de motores de alta eficiência no último ano.

A determinação do cenário de penetração da substituição de GN foi baseada no documento da ABDI, MDIC e FGV (2012). Neste documento, foi mencionada a substituição gradual de GN por biomassa até a redução de 20% no ano de 2020. A mesma referência menciona a substituição gradual de OC por biomassa até a redução total no ano de 2020.

No Estado de São Paulo existem 26 oportunidades de instalação de sistemas de cogeração por GN (COGEN, 2008). Para esta análise, foi determinado que duas oportunidades são colocadas em prática, até que todas estejam implementadas no ano de 2028.

3.3.3 Cenário de produção

A produção no CBC, apresentada na Tabela 22 e Gráfico 8, parte do princípio, que as unidades de produção existentes podem operar nas capacidades instaladas/licenciadas, detalhadas na Tabela 4, sem previsão de desgargalamentos e sem mudança tecnológica, pois as instalações industriais atuais representam o estado da arte, em tecnologia e volume de produção, para cada

Tabela 22 – Cenário de baixo carbono: evolução da produção até 2030

Produto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(t)								
Ácido adípico	60.447	62.683	65.003	67.408	69.902	72.488	75.170	77.951	80.836
Ácido fosfórico	442.425	458.794	475.770	493.373	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904
Ácido nítrico	467.770	485.077	503.025	521.637	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000
Amônia	182.056	188.792	195.777	203.021	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000
Dicloroetano	126.307	130.980	135.826	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000
Cloreto de vinila	315.767	327.450	339.566	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
Etileno	583.333	604.917	627.298	650.509	674.577	699.537	700.000	700.000	700.000
Negro de fumo	318.411	330.192	342.409	355.078	368.216	376.168	377.000	377.000	377.000
Óxido de eteno	80.782	83.771	86.871	90.085	93.418	95.000	95.000	95.000	95.000
Coque de petróleo	425.170	440.901	457.215	474.132	491.674	500.000	500.000	500.000	500.000
Bioeteno	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	3.002.467	3.113.558	3.228.759	3.345.242	3.441.692	3.487.097	3.491.074	3.493.855	3.496.740

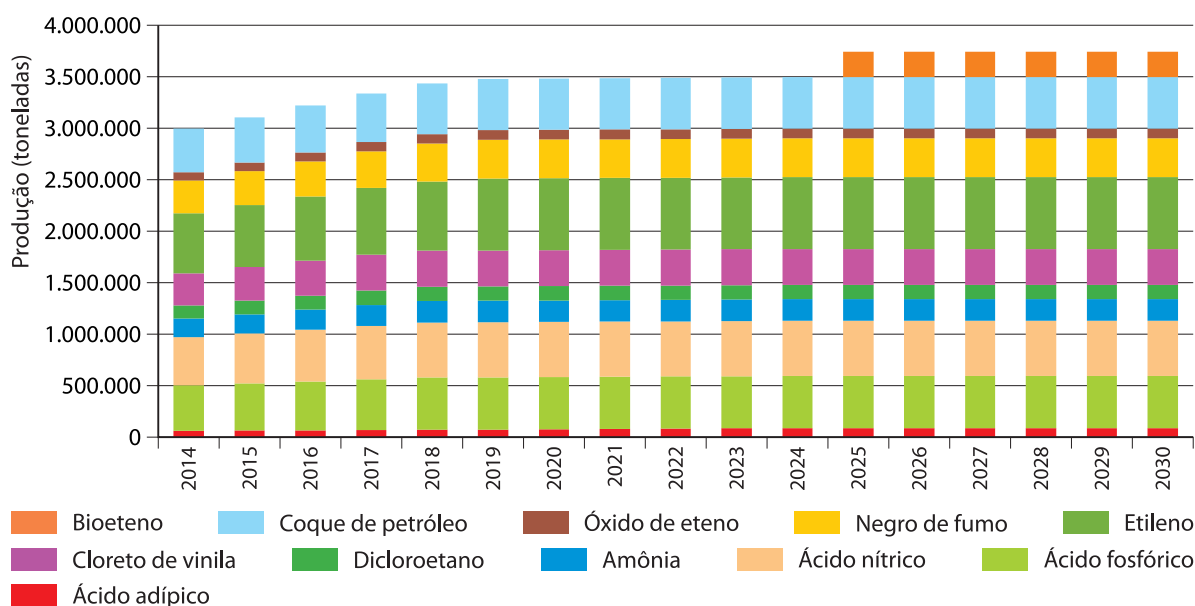
continua

continuação

Produto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(t)								
Ácido adípico	83.827	86.928	87.000	87.000	87.000	87.000	87.000	87.000	
Ácido fosfórico	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904	507.904	
Ácido nítrico	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000	537.000	
Amônia	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000	209.000	
Dicloroetano	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	140.000	
Cloreto de vinila	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	
Etileno	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	
Negro de fumo	377.000	377.000	377.000	377.000	377.000	377.000	377.000	377.000	
Óxido de eteno	95.000	95.000	95.000	95.000	95.000	95.000	95.000	95.000	
Coque de petróleo	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	
Bioeteno	0	0	247.000	247.000	247.000	247.000	247.000	247.000	
Total	3.499.731	3.502.832	3.749.904	3.749.904	3.749.904	3.749.904	3.749.904	3.749.904	

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em ABIQUIM (2013), ABIQUIM (2013) e premissas consideradas pelo autor.

Gráfico 8 – Cenário de baixo carbono: evolução da produção por produto (2014–2030)



Fonte: Elaboração Própria (2017).

um dos produtos e os processos de transformação das respectivas matérias-primas.

Para esse cenário foi adotada a premissa de crescimento de 3,7% a.a., descrita no item 3.1.9, limitada pela capacidade instalada/licenciada das unidades de produção existentes, incluindo a unidade de produção de bioeteno. Esse CR

da produção foi considerado para o cálculo do CBC das emissões de GEE.

Observa-se a partir do Gráfico 8, que a produção química no CBC evolui à mesma taxa de crescimento do CR. A única diferença é o incremento da produção de bioeteno, equivalente à 247 mil toneladas anuais, tecnologia a operar a partir de 2025.

3.3.4 Consumo de energia

O consumo de energia no CBC foi construído tendo como base o CR apresentado na Tabela 15 e a penetração das tecnologias do CBC referentes à energia, apresentadas na Tabela 21, considerando as propriedades de cada tecnologia do CBC descritas do item 3.3.8 ao item 3.3.11.

O cenário de consumo resultante é apresentado na Tabela 23 e no Gráfico 9, no qual são adotadas as mesmas premissas de crescimento descritas no item 3.1.9.

Os gráficos e tabelas apresentados nesta seção foram essenciais para estabelecer o cenário de custos e o de emissões de GEE no CBC.

O consumo total de energia em 2030 foi somente 0,7% maior do que o consumo em 2013, isto se deve a redução de 20,3% do consumo de energia elétrica no mesmo período, resultado da implantação das tecnologias de eficiência elétrica.

Outro ponto importante é o aumento do consumo de biomassa (lenha ou etanol), que atinge 8.625 TJ em 2030 (12,4% da energia total consumida). Este montante é composto de

Tabela 23 – Previsão do consumo de energia no cenário baixo carbono até 2030

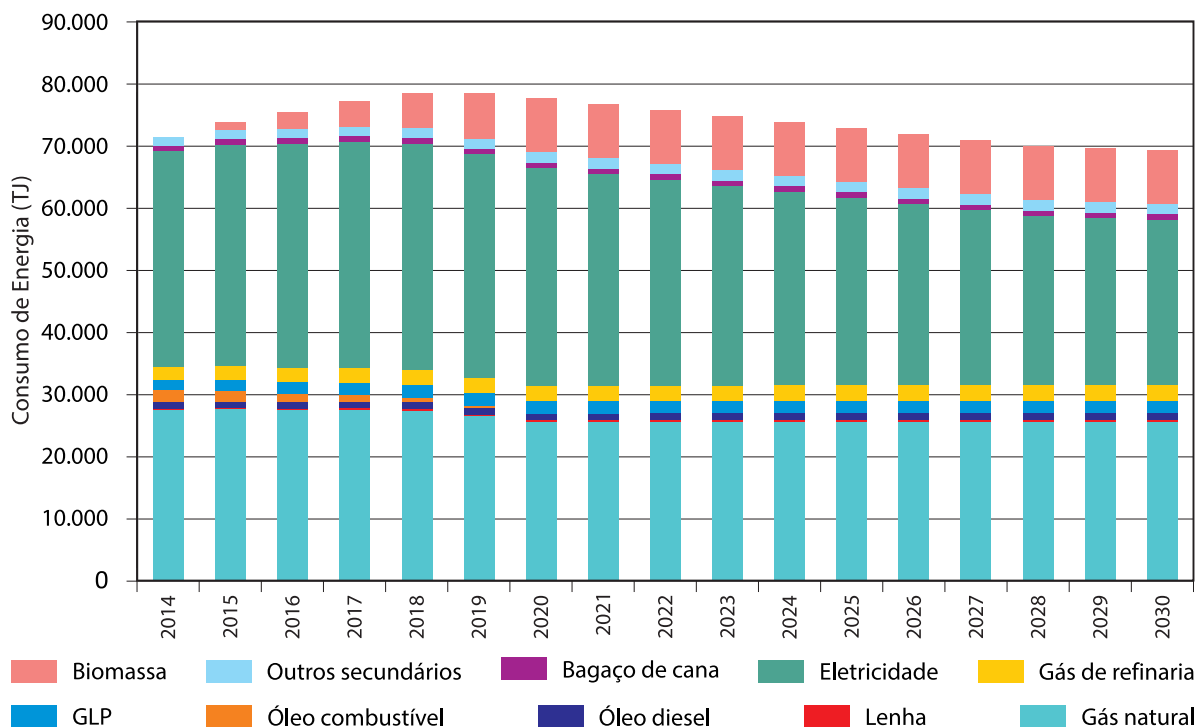
Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(GJ)								
GN	27.508.722	27.652.920	27.475.850	27.531.896	27.370.644	26.454.453	25.527.339	25.547.666	25.568.753
Lenha	216.946	224.828	232.996	241.254	248.111	251.363	251.650	251.850	252.058
Óleo diesel	954.561	989.242	1.025.183	1.061.517	1.091.690	1.105.997	1.107.258	1.108.140	1.109.055
OC	1.909.123	1.642.142	1.373.746	1.061.517	720.515	376.039	—	—	—
GLP	1.778.955	1.843.588	1.910.569	1.978.282	2.034.512	2.061.177	2.063.527	2.065.170	2.066.875
GR	2.082.679	2.158.347	2.236.764	2.316.038	2.381.868	2.413.085	2.415.836	2.417.760	2.419.756
Eletricidade	34.667.932	35.735.008	36.083.115	36.432.725	36.491.824	35.980.830	35.016.689	34.053.398	33.089.513
Bagaço de cana	781.005	809.380	838.786	868.514	893.201	904.907	905.939	906.660	907.408
Outros secundários	1.431.842	1.483.863	1.537.775	1.592.276	1.637.534	1.658.996	1.660.888	1.662.210	1.663.582
Biomassa	—	1.191.587	2.744.696	4.120.617	5.552.730	7.254.338	8.596.351	8.603.197	8.610.298
Total	71.331.765	73.730.905	75.459.481	77.204.636	78.422.630	78.461.186	77.545.477	76.616.051	75.687.297

Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(GJ)								
GN	25.590.614	25.613.279	25.613.806	25.613.806	25.613.806	25.613.806	25.613.806	25.613.806	
Lenha	252.273	252.497	252.502	252.502	252.502	252.502	252.502	252.502	
Óleo diesel	1.110.003	1.110.986	1.111.009	1.111.009	1.111.009	1.111.009	1.111.009	1.111.009	
OC	—	—	—	—	—	—	—	—	
GLP	2.068.642	2.070.474	2.070.517	2.070.517	2.070.517	2.070.517	2.070.517	2.070.517	
GR	2.421.825	2.423.970	2.424.019	2.424.019	2.424.019	2.424.019	2.424.019	2.424.019	
Eletricidade (1)	32.049.035	31.144.868	30.151.767	29.082.029	28.185.485	27.155.717	26.863.554	26.647.388	
Bagaço de cana	908.184	908.989	909.007	909.007	909.007	909.007	909.007	909.007	
Outros secundários	1.665.004	1.666.479	1.666.513	1.666.513	1.666.513	1.666.513	1.666.513	1.666.513	
Biomassa	8.617.660	8.625.292	8.625.469	8.625.469	8.625.469	8.625.469	8.625.469	8.625.469	
Total	74.683.240	73.816.833	72.824.610	71.754.872	70.858.328	69.828.560	69.536.397	69.320.231	

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) No CBC excluiu-se a energia elétrica advinda da cogeração, pois a mesma desloca o consumo de energia gerado pelo SIN.

Gráfico 9 – Previsão do consumo de energia no cenário de baixo carbono até 2030



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Tabela 23.

100% do deslocamento de OC e mais 20% do deslocamento de GN.

3.3.5 Tecnologia de baixo carbono – Amônia

A descrição da tecnologia baseada na informação fornecida pelo detentor da tecnologia é a separação de H₂ em dois estágios por membranas permeáveis. O gás de purga do circuito da síntese de amônia, que contém hidrogênio, nitrogênio, argônio, metano, amônia, após remoção de contaminantes entra no vaso que contém a primeira membrana onde permeia hidrogênio mais rapidamente do que outros componentes, separando a alimentação em duas correntes: uma corrente de permeado enriquecido em hidrogênio e um gás residual com depleção de hidrogênio. A corrente de permeado da primeira membrana, rico em hidrogênio é enviado para sua reutilização no circuito da síntese.

A corrente residual da primeira membrana é alimentada na segunda membrana, que funciona da mesma forma que a primeira, separando a alimentação em um permeado enriquecido em hidrogênio e em outro com um teor residual de hidrogênio. O permeado enriquecido com hidrogênio da segunda membrana é enviado, também, para o circuito de síntese de amônia para a sua reutilização, na produção de amônia, junto com a alimentação do gás de síntese.

A corrente residual de gás de purga pode ser usada como gás combustível no reformador primário.

A vida útil informada pelo fornecedor da tecnologia foi de 20 anos. No caso de considerar a vida útil da instalação, a referência considera que oscila entre 10 a 30 anos (BELLOTTI, 2005). Desta forma a informação do fornecedor foi coerente com a informação da referência.

3.3.5.1 Custo de investimento

O custo do investimento está baseado na informação do custo do equipamento fornecido pelo detentor da tecnologia, de US\$ 2.000.000 acrescido de custos adicionais calculados conforme ANEXO C, totalizando US\$ 3.905.000 investidos no ano de 2019, ano anterior ao início da operação da tecnologia. Considerando a vida útil maior que o período de análise, não são necessários reinvestimentos.

3.3.5.2 Custo de operação e manutenção

O valor fornecido pelo detentor da tecnologia foi de 10% do custo do equipamento de US\$ 2.000.000 conforme referências no ANEXO C. Este valor foi introduzido ano a ano no período de 2020 a 2030.

3.3.5.3 Custo com matéria-prima

O custo foi determinado considerando que, com a redução do consumo de GR para $0,506 \text{ t}_{\text{GR}}/\text{t}_{\text{amônia}}$ pela recuperação de H_2 do gás de purga e considerando o consumo unitário de matéria-prima, conforme a bibliografia (ENPAG, 1984), o consumo de matéria-prima no CBC resulta em 105.779 toneladas anuais de GR, constante no período de implementação da tecnologia, 2020 até 2030, com a unidade operando em sua capacidade máxima de produção. Este valor foi multiplicado pelos preços anuais do GR apresentados na Tabela 7 para chegar ao custo final introduzido na MACTool.

3.3.6 Tecnologia de baixo carbono – Ácido nítrico

Para a tecnologia de abatimento de óxidos nitrosos, as informações foram complementadas com dados de projetos MDL, um dos mecanismos de flexibilização criados pelo Protocolo de Kyoto para auxiliar o processo de redução de emissões.

A tecnologia do CBC empregada é a tecnologia secundária de abatimento catalítico de N_2O e envolve a instalação de um equipamento com catalisador nos reatores de amônia, na descrição do processo de produção de ácido nítrico. O catalisador é composto por princípios ativos que são otimizados para promover a decomposição do N_2O no reator de amônia na temperatura de operação entre 800°C e 950°C ⁹. O equipamento que contém o catalisador deve ser instalado em cada um dos quatro reatores.

A tecnologia de abatimento inclui a instalação de um sistema de monitoramento da emissão de N_2O integrado por analisador de N_2O e medidor de fluxo dos gases efluentes da etapa de absorção de dióxido de nitrogênio na unidade de ácido nítrico.

A tecnologia “*catalytic N_2O decomposition in the reactor chamber*” em plantas de ácido nítrico é considerada como a Melhor Tecnologia Prática Disponível (MTPD), segundo o controle e prevenção integrados da poluição (IPPC) (EUROPEAN COMMISSION, 2007).

9. Tradução livre de: “The catalyst is composed of the active components, which are optimized for decomposing N_2O to nitrogen and oxygen at the ammonia burner at operating temperatures of 800°C – 950°C ” (UNFCCC, 2007).

3.3.6.1 Custo de investimento

Para determinar o custo de investimento foram utilizadas informações de projetos MDL e os valores e referências são apresentados no ANEXO C. O custo de investimento está associado à implementação da tecnologia de abatimento que inclui:

- a) Um sistema de monitoramento da emissão de N_2O , equivalente a US\$ 466.091, implantado um ano anterior a penetração da tecnologia (2021);
- b) Adequação do reator de oxidação da amônia para instalação de um equipamento da tecnologia catalítica para abatimento, equivalente a US\$ 3.072.156 (com contingências) no ano de 2022, e;
- c) O ajuste do sistema de ar, para compensar a eventual perda de carga ocasionada pela instalação do novo equipamento no reator de oxidação.

O CAPEX total estimado foi US\$ 3.538.246.

3.3.6.2 Custo de operação e manutenção

Para determinar esses custos são utilizadas informações de projetos MDL e os valores e referências são apresentados no ANEXO C. O custo de manutenção está associado à manutenção do sistema de monitoramento da emissão de N_2O e a necessidade de substituição do catalisador de abatimento do N_2O , a cada 2 anos, equivalente a US\$ 390.967, iniciando no ano de 2023, segundo ano de operação do sistema com a tecnologia do CBC. Estes custos são incrementais aos custos de operação, manutenção e energia da unidade existente. Conforme Durilla (2009), não há custo adicional com energia¹⁰, pois a temperatura gerada na reação da

amônia com ar atmosférico, no reator de oxidação, é suficiente para assegurar a máxima eficiência da tecnologia catalítica de abatimento do óxido nitroso (UNFCCC, 2009). A tecnologia secundária de abatimento catalítico de N_2O implica na redução de N_2O imediatamente após a sua formação no processo de oxidação da amônia.

Não há geração de receita capaz de subsidiar os custos de investimento e de funcionamento, pois não há nenhum produto ou subproduto comercializável gerado pela tecnologia. O projeto precisa, para ser viabilizado, um recurso externo provido pelo mecanismo MDL, Redução Certificada de Emissão do MDL ou outro mecanismo de valorização das emissões de CO_2 e mitigadas.

3.3.7 Tecnologia de baixo carbono – Bioeteno

A tecnologia que caracteriza o CBC proposto é definida pela oportunidade de adoção da tecnologia de desidratação de bioetanol para a produção de bioeteno como matéria-prima para a produção de óxido de eteno e cloreto de vinila com emissão líquida de carbono neutra.

Essa tecnologia promove a transição para uma produção de produtos químicos básicos com menor intensidade de emissão de GEE em relação à tecnologia de referência, refletindo a tendência a adoção de técnicas e tecnologias de produção com menor “pegada de carbono”. Como exemplo de iniciativa de uso do bioetanol na produção de derivados do eteno, a Croda, fabricante de especialidades químicas, planeja a construção em sua planta em Delaware, EUA, de unidade para converter entre 10 milhões e 14 milhões de litros de etanol por ano em bio-óxido de eteno, abrindo um novo mercado para o etanol norte-americano. O óxido

10. Tradução livre de: “There are no additional operating cost” (DURILLA, 2009).

de eteno é o principal produto químico utilizado na produção de agentes tenso ativos não iônicos. Segundo a empresa, esta será a primeira instalação do tipo na América do Norte e uma das três em todo o mundo (MAXIQUIM, 2015).

Para a tecnologia de produção de eteno utilizando etanol como matéria-prima as informações foram obtidas por consulta e dados disponibilizados pelos detentores de tecnologia de produção, Empresas A, N e O.

A tecnologia de produção tem seções bem definidas, seção de reação e seção de purificação, como segue:

- a) **seção de reação:** em que o etanol é aquecido em fornos, com uma temperatura entre 360°C–400°C e enviado aos reatores onde se produz a reação endotérmica de desidratação. O efluente dos reatores é formado principalmente pelos produtos de reação (eteno e água) junto com pequenas quantidades de etanol não reagido e subprodutos derivados, seja de reações paralelas, como a desidratação gerando acetaldeído e hidrogênio, seja de reações em série como a hidrogenação e eteno a etano;
- b) **seção de purificação:** onde o efluente do reator é refrigerado para que a maior parte da água, gerada na reação de desidratação, seja removida em uma torre de condensação. O eteno bruto do topo desta torre sofre lavagens para remoção de ácidos e outros componentes solúveis em água e passa por um leito de secagem, gerando assim eteno grau químico. O eteno grau polímero é obtido após remoção das impurezas remanescentes em colunas de destilação (CARMO, R. W.; BELLOLI, R.; MORSCHBACKER, A, 2012).

A tecnologia de desidratação catalítica de etanol para produção de bioeteno, comercialmente viável atualmente, é única e utilizada tanto em todas as unidades de produção mundiais

quanto na unidade de produção proposta e não há perspectiva de mudança tecnológica.

No caso de considerar a vida útil da instalação industrial, a referência considera uma oscilação entre 10 a 30 anos (BELLOTTI, 2005).

3.3.7.1 Custo de investimento

O custo do investimento é calculado no ANEXO C e utiliza como base o valor do investimento de US\$ 290 milhões para uma capacidade anual de 200.000t de bioeteno (BRASKEM, 2012).

O investimento calculado de US\$ 369.721.000, para uma unidade de produção de 247.000 toneladas anuais de bioeteno, é distribuído em 4 anos a partir de 2021, considerando que foi definido o ano 2025 como ano de implementação da tecnologia do CBC e adotando a mesma porcentagem de investimento anual estabelecido no CR (ABIQUIM, 2004).

Considerando que a vida útil do empreendimento é maior do que o período analisado, não há necessidade de reinvestimentos.

3.3.7.2 Custo de operação, manutenção e energia

O custo de OPEX e custo de energia foram calculados com base em HILL (c2014), informações fornecidas pela Empresa N e nas informações do ANEXO C.

O OPEX da tecnologia do CBC foi equivalente a US\$ 16.805.500, fixo no período de operação da tecnologia (2025-2030).

O custo de energia é formado pelo consumo de GN e energia elétrica. O consumo por tonelada de bioeteno para GN e energia elétrica são, respectivamente, 1,6 GJ e 0,07 MWh. Utilizou-se o preço dos energéticos presentes na Tabela 7, Tabela 8, e a produção de 247 mil toneladas de bioeteno para chegar ao custo final anual de energia.

3.3.7.3 Custo com matéria-prima

Similar ao apresentado na tecnologia de referência, o custo da matéria-prima é o valor mais representativo dos custos na produção de bioeteno. O custo foi determinado considerando um fator específico de consumo de 2,4 m³ de etanol 51,21 GJ/t de eteno utilizando as premissas descritas no ANEXO C. Os custos foram calculados considerando os preços anuais do etanol apresentados na Tabela 7.

3.3.7.4 Geração de receita

Considerando que o bioeteno deva ser vendido por um preço maior que o eteno petroquímico, uma vez que se trata de um “produto verde”, adotou-se um preço 30% mais alto que o adotado no CR, resultando em US\$ 1.800,83 por tonelada vendida. Uma vez havendo uma produção anual de 247.000 toneladas de bioeteno, a receita da tecnologia do CBC será equivalente a US\$ 444.803.775 anuais no período de 2025–2030.

Dentre as considerações que embasam a receita de venda do bioeteno, destaca-se a informação da empresa de tecnologia Empresa O, que avaliou o desempenho econômico de uma planta de bioeteno nos Estados Unidos e no Brasil, considerando um prêmio de 30% sobre os preços locais de eteno fóssil nas duas regiões analisadas, concluindo que, se o prêmio considerado é alcançado, a usina vai operar com margens rentáveis, tanto nos Estados Unidos quanto no Brasil.

3.3.8 Tecnologia de baixo carbono – Lâmpadas LED

Nesta oportunidade de mitigação, é proposta a mudança pela tecnologia de iluminação

utilizada nas plantas químicas para o diodo emissor de luz (LED).

A vida útil das lâmpadas LED foi determinada a partir de um documento publicado pelo *U.S. Department of Energy, Lifetime of White LEDs*. Segundo este documento, a vida útil de uma lâmpada LED é de 50.000 horas (USEPA, [2015?]). Considerando que o sistema de iluminação funciona durante 8 horas diárias, a vida útil do LED é de aproximadamente 17 anos.

3.3.8.1 Consumo de energia elétrica

A partir dos dados publicados pela Revista Brasil Energia (2014), apresentados na Tabela 18, foi possível determinar que o potencial de redução do consumo de energia elétrica com a instalação de iluminação por LED é de 37%. Este potencial foi aplicado sobre o consumo de energia elétrica por iluminação no CR para determinar a energia elétrica economizada por esta tecnologia. O cálculo foi feito de acordo com a Equação 5.

3.3.8.2 Custo de investimento

De maneira análoga ao custo de investimento no CR, no CBC, o CAPEX dos sistemas de iluminação das plantas químicas pode ser considerado como o custo das lâmpadas utilizadas¹¹. Para essa determinação, foram coletados dados sobre lâmpadas LED semelhantes às lâmpadas usadas na referência. Essas informações estão apresentadas na Tabela 24.

Tabela 24 – Informações sobre lâmpadas – LED 6" Downlight

Potência média	(W)	11,5
Preço	(US\$)	26,88

Fonte: Adaptado de U.S. Department of Energy (2014) – Table 2.2.

11. Assim como no CR, o CBC também não considera o custo de instalação dos equipamentos auxiliares, já que o CR é igual ao CBC e essa premissa não afeta os resultados finais.

Seguindo as informações da Tabela 24 e as mesmas premissas descritas no CR (item 3.2.6.2), o preço das lâmpadas foi de 0,80 US\$/ (kWh.ano).

A primeira substituição por LED ocorre apenas em 2017. Além disso, a penetração da medida de mitigação é gradual, portanto é realizado um investimento de iluminação tradicional ao longo dos anos, de forma que este se encerra no ano de 2029, ano em que o cenário de penetração atinge 100%. No caso dos investimentos do CBC, cada lâmpada LED tem uma vida útil maior do que o período analisado e, portanto, não são necessários reinvestimentos ao longo dos anos.

É importante destacar que investimentos em LED realizados no período podem suprir a necessidade de iluminação por um período maior do que o período analisado, por conta de sua extensa vida útil. Essa vantagem não foi considerada neste estudo o qual analisa somente o intervalo fixo de 2013 a 2030.

3.3.8.3 Custo de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção (sem considerar custos de energia) também foram determinados a partir de um projeto bem sucedido implementado pela Empresa L na cidade de Itapevi (SP). Estes custos são associados à manutenção do sistema de iluminação. Os dados foram coletados na publicação do setor, Brasil Energia no ano de 2014 (Tabela 25).

Tabela 25 – Informações publicadas sobre caso de instalação de LED em São Paulo

Pontos de iluminação LED	(Luminárias)	384
Consumo com iluminação LED	kWh/(dia.luminária)	334,40
OPEX da iluminação LED	(R\$/ano)	21.000

Fonte: Revista Brasil Energia (2014).

Com base nessas informações, foi estabelecido que os gastos com operação e manutenção são de US\$ 0,000229/kWh, que posteriormente foi multiplicado pelo consumo real de energia elétrica para iluminação (sem considerar perdas de transmissão e distribuição).

3.3.9 Tecnologia de baixo carbono – Caldeira a biomassa cultivada

A tecnologia de caldeira alimentada por biomassa cultivada é a mesma avaliada tanto para substituição de GN quanto de OC. Portanto, os custos apresentados neste item foram aplicados de forma incremental tanto para o CR do item 3.2.7 como para o do item 3.2.8.

A indústria química paulista utilizou em 2013 dois tipos de biomassa cultivada: a lenha e o bagaço de cana. Apesar de o bagaço de cana ser mais utilizado que a lenha, o bagaço de cana apresenta uma grande sazonalidade. Além disso, durante conversas com o setor químico, foi levantada a opção de substituir o combustível fóssil, tanto GN quando OC, por etanol. Assim, optou-se por realizar a análise principal com a substituição do combustível fóssil por lenha de reflorestamento e uma análise complementar utilizando-se o etanol como substituto.

Segundo Kinto, Maruyama e Udaeta ([2011?]), a vida útil de caldeiras a biomassa é de 25 anos. Os custos são apresentados a seguir.

3.3.9.1 Custo de investimento – Caldeira com lenha de reflorestamento

As informações econômicas desta oportunidade de mitigação foram coletadas considerando uma caldeira de geração de vapor a biomassa e são apresentadas na Tabela 26.

Tabela 26 – Informações sobre uso de caldeiras a biomassa – CAPEX

Custo de capital	(US\$)	23.430.000
Uso de combustível	(MBtu/hora)	297,5

Fonte: USEPA (2007).

Para o cálculo do custo de capital associado ao consumo de combustível, foi necessário determinar o consumo de combustível anual, de acordo com a Equação 6.

A capacidade instalada, segundo a ABIQUIM (2014a), do parque químico brasileiro foi de 82% no ano de 2013. Portanto, o consumo anual de biomassa na caldeira descrita em USEPA (2007) foi de 2.137.002 MBtu¹² ou 2.025.594 GJ. Assim, utilizando a Equação 3 e as informações da Tabela 26, o custo de implementação de uma caldeira movida à biomassa foi de US\$ 10,39/GJ de combustível utilizado ao ano.

Além do custo de implantação de uma caldeira à biomassa, também é necessário envolver os custos de uma caldeira a GN e a OC, uma vez que a substituição do combustível fóssil pela lenha ocorre de maneira gradual. O CAPEX de caldeiras de GN foi apresentado no item 3.2.7.2, e a de caldeiras a OC, no item 3.2.8.2. Apesar disso, a vida útil dos dois tipos de caldeiras são maiores que o período analisado e, portanto, não são necessários reinvestimentos em equipamentos de combustão.

É importante destacar que a lenha é um combustível sólido e, assim, existe a necessidade de transporte e estoque. Estes parâmetros não foram abordados neste trabalho.

Para a determinação do CAPEX dos dois tipos de caldeiras foi considerado o volume de consumo máximo dos combustíveis pertinentes. É importante destacar que o ano de implementação de novas caldeiras de biomassa ocorre no segundo ano da análise, como determinado no cenário de penetração desta oportunidade.

3.3.9.2 Custo de operação e manutenção – Caldeira com lenha de reflorestamento

O custo de operação e manutenção para caldeiras de geração de vapor movida à biomassa teve como base as Equação 4, Equação 6 e as informações publicadas pela EPA (2007) apresentadas na Tabela 27.

Tabela 27 – Informações sobre uso de caldeiras a biomassa – Custo de operação e manutenção

Custo de operação e manutenção	(US\$/ano)	1.415.000
Uso de combustível	(MBtu/hora)	297,5

Fonte: USEPA (2007).

Assim, o custo de operação e manutenção (OPEX) de uma caldeira movida à biomassa é de 0,63 US\$/GJ de combustível utilizado ao ano, este valor foi multiplicado pelo consumo de biomassa e somado ao OPEX da caldeira a GN e a OC, no caso de cada medida. O OPEX da caldeira a GN e de OC foi calculado com a mesma constante apresentada nos itens 3.2.7.3 e 3.2.8.3 respectivamente, só que multiplicado pelo consumo decrescente de GN e OC, conforme penetração da substituição por biomassa em cada caso.

3.3.9.3 Custos para uma caldeira movida a etanol

A substituição de um combustível gasoso por um combustível líquido, no caso do GN, e de um combustível líquido por outro, no caso de OC, teoricamente, não implica em modificações nos equipamentos industriais.

Neste cenário, assume-se que os custos de investimento e operação e manutenção não se alteram no CBC. Como o FE do etanol, assim como o da

12. BTU = 1,055 × 10³ Joules.

lenha, foi nulo, o cenário de emissão não se altera. Assim, o único parâmetro alterado é o custo de energia. Por causa da diferença de preço entre os energéticos, o custo de energia total desta alternativa aumenta quase 560% quando se utiliza etanol, em detrimento da lenha.

3.3.10 Tecnologia de baixo carbono – Motores elétricos de maior eficiência

Esta tecnologia tem o mesmo princípio da substituição da iluminação tradicional por lâmpadas LED. O atrativo está não só no ganho ambiental por diminuição das emissões de CO₂, como no ganho econômico por redução nos gastos de energia elétrica.

Segundo estudo da Associação Brasileira de Manutenção e Gestão de Ativos, a idade média dos equipamentos dos parques fabris do Estado de São Paulo é de aproximadamente 16 anos (WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A., [2013?]).

3.3.10.1 Consumo de eletricidade

O consumo de energia elétrica no CBC foi determinado com base na premissa de que motores de alta eficiência têm, em média, um consumo de energia 11,72% (WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A., [2013?]) menor quando comparados a motores tradicionais. Para o cálculo do consumo, foi utilizada a Equação 5, já apresentada no item referente às lâmpadas LED.

3.3.10.2 Custo de investimento

O CAPEX da instalação de motores de alta eficiência foi determinado seguindo em informações divulgadas pela ANEEL em uma publicação de casos de sucesso na área de eficiência energética.

A base para o cálculo foi o caso de sucesso de uma empresa que, como medida de eficiência energética, substituiu os motores antigos por motores de alta eficiência em sua produção. Segundo esse caso de sucesso, o CAPEX para a implementação de motores de alta eficiência é de US\$ 0,006/kWh (CELESC, [2014?]).

Com o cenário de penetração determinado, é possível estabelecer qual é o incremento anual de motores de alta eficiência nas plantas paulistas e, portanto, o custo de instalação anual.

3.3.10.3 Custo de operação e manutenção

Por se tratar de equipamentos em essência parecidos, os custos de operação e manutenção dessa oportunidade foram considerados iguais nos dois cenários (CR e CBC), e, portanto, foram equivalentes a US\$ zero no período de 2014–2030.

3.3.11 Tecnologia de baixo carbono – Cogeração a gás natural

A cogeração a GN foi a tecnologia mais promissora avaliada no presente estudo exploratório, não só pelo volume de emissões evitadas como também pela oportunidade de gerar receita pela venda da eletricidade gerada para a rede. Isto estará claramente visível na seção 4 deste relatório.

Segundo a USEPA ([2009?]), a vida útil de um sistema de cogeração é de 20 anos. A seguir, os custos e geração de eletricidade serão detalhados.

3.3.11.1 Consumo de combustível e geração de eletricidade

Essa oportunidade de mitigação se refere à geração de energia elétrica usando o mesmo combustível (GN) já utilizado pela indústria. Portanto, neste caso, o consumo de combustível

é o mesmo no CR e o CBC (item 3.2.10.1), e a emissão líquida de combustível é igual a zero.

A geração de energia elétrica proveniente da implementação de cogeração nas plantas químicas paulista foi determinada a partir de uma informação disponibilizada pela Associação Paulista de Cogeração de Energia. Segundo ela, o potencial de geração de energia elétrica na indústria química paulista é de 105 kWh/GJ de GN (COGEN, 2008). Este valor foi multiplicado pelo consumo de GN (Tabela 15) e pelo cenário de penetração da tecnologia (Tabela 21) para chegar ao cenário de geração de eletricidade, apresentado na Tabela 28.

Tabela 28 – Energia gerada pela cogeração a gás natural

Ano	Energia gerada
	(MWh/ano)
2014	0
2015	0
2016	199.308
2017	386.946
2018	610.182
2019	833.197
2020	1.022.503
2021	1.238.753
2022	1.455.388
2023	1.672.430
2024	1.862.901
2025	2.078.933
2026	2.294.926
2027	2.483.919
2028	2.699.912
2029	2.699.912
2030	2.699.912

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em dados disponibilizados pela CELESC ([2014?]), Tabela 15 e Tabela 21.

Para determinar a emissão evitada a partir da eletricidade gerada na cogeração, foram utilizados os valores da Tabela 28 e o FE da eletricidade para MDL (0,5884 tCO₂/MWh). Também foram incluídas no cálculo as perdas de

eletricidade na rede (Tabela 6) pois, assumindo que não há perdas referentes à transmissão e distribuição na cogeração, esta emissão também estaria sendo evitada.

3.3.11.2 Custo de investimento

As informações econômicas desta oportunidade de mitigação foram coletadas considerando uma caldeira de geração de vapor com cogeração de energia elétrica e são apresentadas na Tabela 29.

Tabela 29 – Informações sobre uso de cogeração – Custo de investimento

Custo de capital	(US\$)	21.000.000
Uso de combustível	(MBtu/ano)	1.317.786

Fonte: USEPA (2013).

Com base na Tabela 29, o custo de implementação de sistema de cogeração foi de US\$ 15,11/GJ de combustível utilizado ao ano (USEPA, 2013). Considerando uma vida útil maior que o período analisado, não são necessários reinvestimentos em equipamentos de combustão.

3.3.11.3 Custo de operação e manutenção

Assim como o custo de investimento, o custo de manutenção do cenário foi baseado em uma caldeira de geração de vapor com cogeração de energia elétrica, apresentado na Tabela 30.

Segundo a Tabela 30, o custo de operação e manutenção de uma caldeira movida a GN foi de US\$ 1,21/GJ de combustível utilizado ao ano

Tabela 30 – Informações sobre uso de cogeração – Custo de operação e manutenção

Custo de operação e manutenção	(US\$/ano)	1.687.200
Uso de combustível	(MBtu/ano)	1.317.786

Fonte: USEPA (2013).

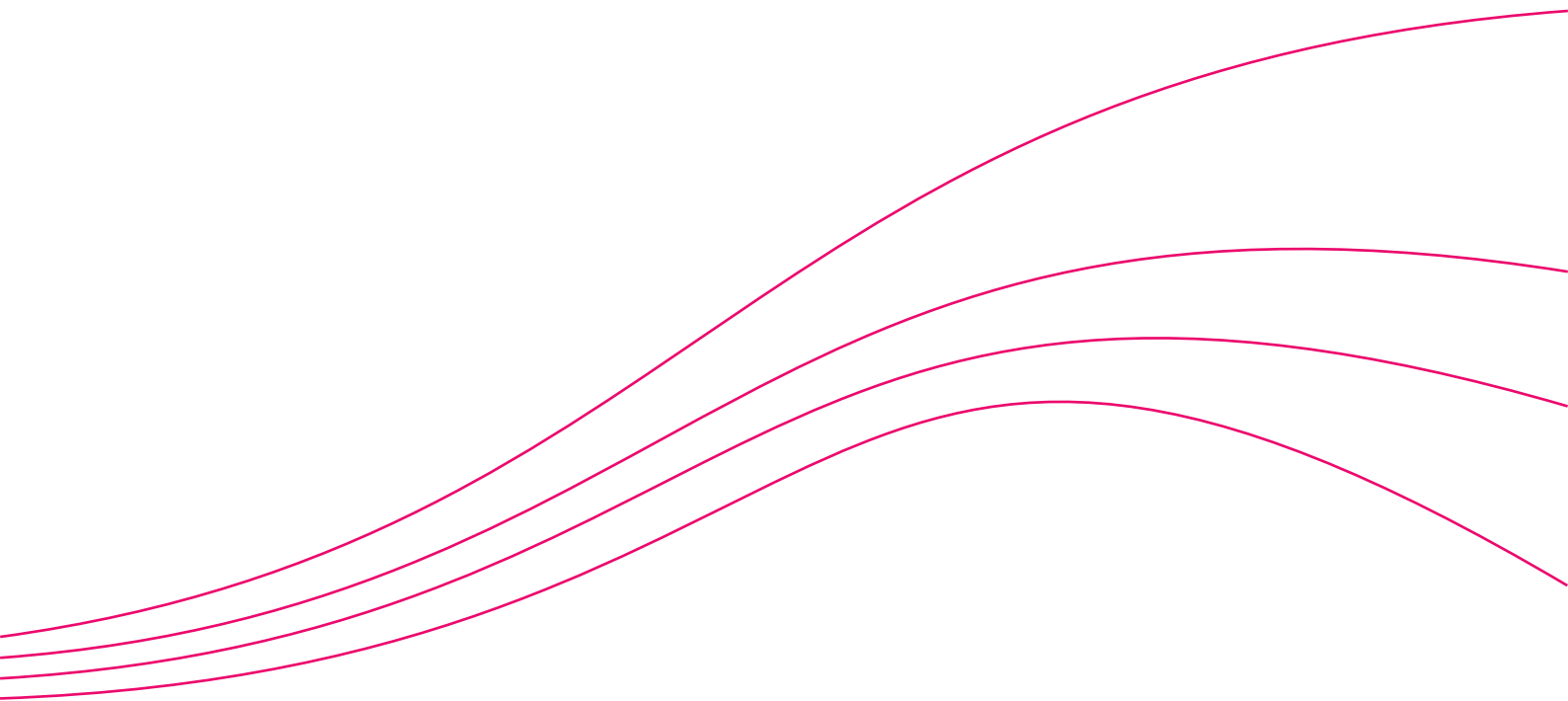
(USEPA, 2013). Como essa medida de mitigação se refere à geração de energia elétrica usando o mesmo combustível (GN) já utilizado pela indústria, neste caso, o custo do consumo de combustível é o mesmo no CR e CBC.

3.3.11.4 Geração de receita

No CBC, a receita gerada pela venda da eletricidade ao SIN foi calculada considerando o montante de energia elétrica (Tabela 28) e os preços de venda apresentados na Tabela 9, que é o custo de geração de eletricidade por uma turbina a GN, descontando os impostos de transmissão e distribuição.



Resultados e recomendações



Neste capítulo, serão apresentados os resultados do gráfico de redução das emissões (*Wedge Graph*), da curva MAC, e da curva de BECP geradas na MACTool.

A partir da aplicação das oito tecnologias do CBC, foi possível alcançar uma redução de 31,3 milhões de toneladas de CO₂, 15,9% em relação às emissões do CR na indústria química até o ano de 2030. Esta redução tem participação predominante da tecnologia de cogeração, com 52,6% do total das emissões evitadas. Apesar de sua participação ser de apenas 2,7%, se considerarmos apenas as tecnologias relacionadas a processo, o ácido nítrico possui a oportunidade com maior potencial de redução de GEE.

Em relação aos resultados econômicos¹³, somente duas das oito tecnologias do CBC analisadas apresentaram MAC positivo: o bioeteno e ácido nítrico. No caso do BECP, a tecnologia referente à amônia também passa a ter um valor positivo. De forma unânime, as tecnologias relacionadas ao consumo de energia geram economia. No caso da eficiência elétrica, existe a diminuição do custo da energia elétrica evitada, e no caso da substituição de combustíveis, tanto o GN quanto o OC apresentam preços menores que o da lenha (Tabela 7). Estes fatores serão aprofundados nos itens 4.3 e 4.4..

4.1 COMPARAÇÃO DOS CENÁRIOS DE REFERÊNCIA E DE BAIXO CARBONO

Neste subitem são comparados o CR e CBC no que concerne ao consumo de energia na indústria química e suas consequentes emissões de GEE. Assim como a comparação das emissões de processos químicos.

4.1.1 Consumo energético

A Tabela 31 apresenta o consumo energético no CR e CBC. Para isso foi feita uma compilação dos resultados obtidos neste trabalho e já apresentados nos itens 3.2.2 e 3.3.4 deste relatório.

É possível perceber que o consumo total de energéticos no período analisado, de 2014 até 2030, cai de 1.377.948 TJ no CR para 1.257.082 TJ no CBC. A diferença de 120.865 TJ de energéticos representa uma variação de -8,77%. Este cenário fica mais claro no Gráfico 10.

A redução do consumo de energia se deve à eficiência das lâmpadas LED, dos motores elétricos e à geração elétrica pela cogeração. A substituição de combustíveis fósseis por biomassa não altera o resultado total de energia.

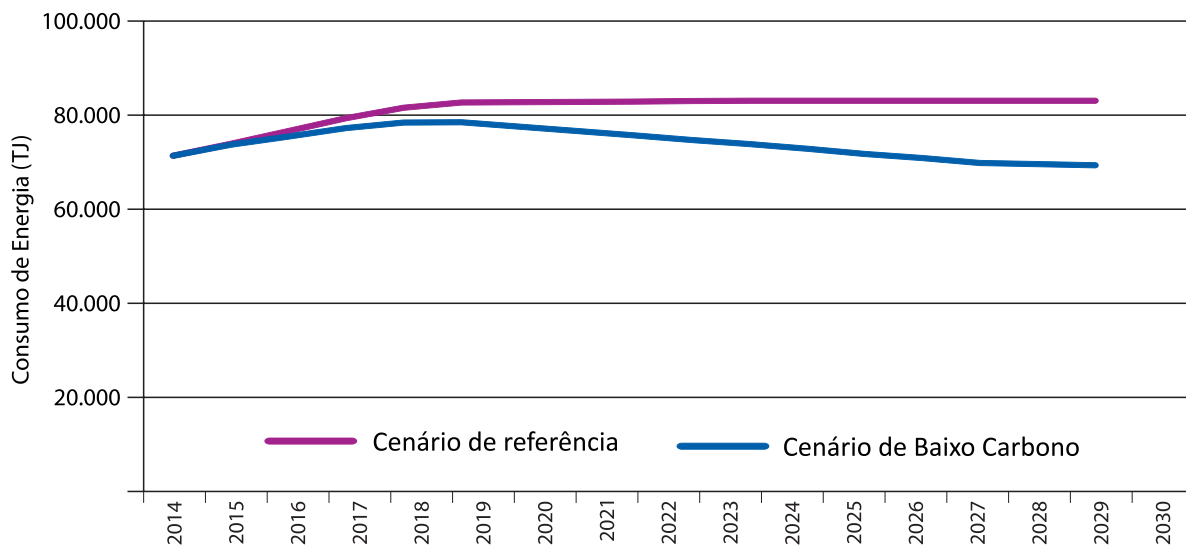
Tabela 31 – Comparação do consumo energético total

Ano	CR	CBC	Variação
	(TJ)	(TJ)	(%)
2014	71.332	71.332	0,00
2015	73.923	73.731	-0,26
2016	76.609	75.459	-1,50
2017	79.324	77.205	-2,67
2018	81.579	78.423	-3,87
2019	82.648	78.461	-5,07
2020	82.742	77.545	-6,28
2021	82.808	76.616	-7,48
2022	82.877	75.687	-8,67
2023	82.947	74.683	-9,96
2024	83.021	73.817	-11,09
2025	83.023	72.825	-12,28
2026	83.023	71.755	-13,57
2027	83.023	70.858	-14,65
2028	83.023	69.829	-15,89
2029	83.023	69.536	-16,24
2030	83.023	69.320	-16,50
Total	1.377.948	1.257.082	-8,77

Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 41 e Tabela 46.
Nota: No CBC excluiu-se a energia elétrica advinda da cogeração, pois a mesma desloca o consumo de energia gerado pelo SIN.

13. Considerando a análise principal onde a substituição de combustíveis fósseis é realizada por lenha.

Gráfico 10 – Comparação entre o consumo energético



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Tabela 31.

4.1.2 Emissões de energia

A comparação das emissões de energia está sendo apresentada na Tabela 32. Por motivos de simplificação da leitura, estão sendo apenas apresentados os energéticos avaliados no estudo, que sofrem variação do CR para o CBC: eletricidade, GN e OC. Oportunamente, estes três energéticos representam juntos 95% das emissões no CR.

No período de 2014 a 2030, as emissões devidas ao consumo de energia diminuem 18% do CR para o CBC considerando apenas eletricidade, GN e OC. Em 2030, seriam emitidas 1.602 GgCO₂ a menos do que no ano de 2013.

4.1.3 Emissões geradas pelos processos químicos

Primeiramente, infere-se que as emissões no CR já são reduzidas, devido ao limite imposto pela capacidade instalada. Deste modo, as emissões estabilizam em cerca de 3,6 milhões de tCO₂e, enquanto que em um cenário de crescimento que não houvesse essa limitação, as emissões seriam 15% superiores, chegando a 5,5 milhões de tCO₂e conforme apresentado na Tabela 33.

Considerando as emissões de processo nos cenários efetivamente analisados, a Tabela 34 apresenta a comparação entre o CR e o CBC, sendo apresentadas somente as emissões dos produtos químicos que sofrem variação do CR para o CBC: amônia, ácido nítrico, cloreto de vinila e óxido de eteno. As emissões destes

Tabela 32 – Comparação das emissões de energia no cenário de referência e no cenário de baixo carbono

Ano	Emissões no CR				Emissões no CBC				Diferença	Outros energéticos (1)
	GN	OC	Eletricidade	Total	GN	OC	Eletricidade	Total		
(GgCO ₂)										
2014	1.536	146	6.630	8.312	1.536	146	6.630	8.312	0	462
2015	1.591	152	6.862	8.605	1.544	126	6.825	8.495	110	478
2016	1.649	157	7.102	8.908	1.534	105	6.882	8.521	387	496
2017	1.708	163	7.344	9.215	1.537	81	6.940	8.558	657	513
2018	1.756	167	7.543	9.466	1.528	55	6.943	8.526	940	528
2019	1.779	169	7.633	9.581	1.477	29	6.837	8.343	1.238	535
2020	1.781	170	7.632	9.583	1.425	0	6.646	8.071	1.512	535
2021	1.783	170	7.629	9.582	1.426	0	6.455	7.881	1.701	536
2022	1.784	170	7.626	9.580	1.427	0	6.265	7.692	1.888	536
2023	1.786	170	7.623	9.579	1.428	0	6.061	7.489	2.090	537
2024	1.787	170	7.621	9.578	1.430	0	5.883	7.313	2.265	537
2025	1.787	170	7.612	9.569	1.430	0	5.688	7.118	2.451	537
2026	1.787	170	7.603	9.560	1.430	0	5.480	6.910	2.650	537
2027	1.787	170	7.593	9.550	1.430	0	5.304	6.734	2.816	537
2028	1.787	170	7.584	9.541	1.430	0	5.104	6.534	3.007	537
2029	1.787	170	7.575	9.532	1.430	0	5.043	6.473	3.059	537
2030	1.787	170	7.566	9.523	1.430	0	4.996	6.426	3.097	537
Total	31.144	2.965	133.183	167.292	26.354	683	110.387	137.424	29.868	8.917

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) As emissões de "Outro energéticos" não variaram no CBC em relação ao CR e incluem as emissões provenientes de lenha, óleo diesel, GLP, querosene, gás de refinaria, eletricidade, carvão vegetal, bagaço de cana, outros secundários.

Tabela 33 – Comparação dos cenários de emissão com e sem a limitação da capacidade instalada de 2013

Ano	Cenário de crescimento de 3,7% a.a. sem limitar a capacidade instalada			Cenário de crescimento de 3,7% a.a. limitado à capacidade instalada		
	CO ₂	N ₂ O	Total	CO ₂	N ₂ O	Total
	(tCO ₂ e)					
2014	2.700.883	371.836	3.072.720	2.700.883	371.836	3.072.720
2015	2.800.816	385.594	3.186.410	2.800.816	385.594	3.186.410
2016	2.904.446	399.861	3.304.308	2.904.446	399.861	3.304.308
2017	3.011.911	414.656	3.426.567	3.011.118	414.656	3.425.774
2018	3.123.352	429.998	3.553.350	3.115.463	427.531	3.542.994
2019	3.238.916	445.908	3.684.824	3.190.909	430.898	3.621.807
2020	3.358.755	462.407	3.821.162	3.194.471	434.390	3.628.861
2021	3.483.029	479.516	3.962.545	3.195.005	438.011	3.633.017
2022	3.611.901	497.258	4.109.159	3.195.559	441.767	3.637.326
2023	3.745.542	515.657	4.261.198	3.196.133	445.661	3.641.794
2024	3.884.127	534.736	4.418.863	3.196.729	449.699	3.646.428
2025	4.027.840	554.521	4.582.361	3.196.742	449.793	3.646.535
2026	4.176.870	575.038	4.751.908	3.196.742	449.793	3.646.535
2027	4.331.414	596.315	4.927.729	3.196.742	449.793	3.646.535
2028	4.491.676	618.378	5.110.055	3.196.742	449.793	3.646.535
2029	4.657.868	641.258	5.299.127	3.196.742	449.793	3.646.535
2030	4.830.209	664.985	5.495.194	3.196.742	449.793	3.646.535

Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 34 – Comparação das emissões de processo no cenário de referência e no cenário de baixo carbono

Ano	Emissões no CR				Emissões no CBC				Diferença	Outros produtos (2)
	Amônia	Ácido nítrico	Cloreto de vinila	Óxido de eteno	Amônia	Ácido nítrico	Cloreto de vinila (1)	Óxido de eteno (1)		
	(GgCO ₂ e)									
2014	237	297	93	70	237	297	93	70	0	2.377
2015	245	308	96	72	245	308	96	72	0	2.465
2016	255	319	100	75	255	319	100	75	0	2.556
2017	264	331	103	78	264	331	103	78	0	2.650
2018	272	341	103	81	272	341	103	81	0	2.747
2019	272	341	103	82	272	341	103	82	0	2.825
2020	272	341	103	82	267	341	103	82	5	2.832
2021	272	341	103	82	267	341	103	82	5	2.836
2022	272	341	103	82	267	341	103	82	5	2.840
2023	272	341	103	82	267	235	103	82	111	2.845
2024	272	341	103	82	267	235	103	82	111	2.849
2025	272	341	103	82	267	235	95	0	201	2.849
2026	272	341	103	82	267	235	95	0	201	2.849
2027	272	341	103	82	267	235	95	0	201	2.849
2028	272	341	103	82	267	235	95	0	201	2.849

continua

continuação

Ano	Emissões no CR				Emissões no CBC				Diferença	Outros produtos (2)
	Amônia	Ácido nítrico	Cloreto de vinila	Óxido de eteno	Amônia	Ácido nítrico	Cloreto de vinila (1)	Óxido de eteno (1)		
	(GgCO ₂ e)									
2029	272	341	103	82	267	235	95	0	201	2.849
2030	272	341	103	82	267	235	95	0	201	2.849
Total	4.761	5.969	1.819	1.426	4.704	5.126	1.771	934	1.440	46.917

Fonte: Elaboração própria (2017).

- (1) A redução das emissões de cloreto de vinila e de óxido de eteno no CBC é referente à tecnologia de bioeteno, que é a matéria-prima destes dois produtos.
- (2) Na categoria “Outros produtos” encontram-se as emissões provenientes dos produtos químicos que foram estimadas no estudo mas que não apresentaram variações tecnológicas de CBC em relação ao CR, sendo eles o ácido adípico, o ácido fosfórico, o dicloroetano, o eteno, o negro de fumo e o coque de petróleo.

quatro produtos representam 22% do total das emissões de GEE de processo no CR.

No período de 2014 a 2030, as emissões de vidas ao processo diminuem de 13.975 GgCO₂ para 12.535 GgCO₂ do CR para o CBC. Isto significa uma redução de 10%, considerando somente os quatro produtos.

4.2 EMISSÕES EVITADAS EM GRÁFICO DE CUNHA (WEDGE GRAPHS)

As reduções no período de 2014 a 2030 graças à implantação das tecnologias do CBC são apresentadas na Tabela 35.

Tabela 35 – Emissões de gases de efeito estufa evitadas na indústria química 2014–2030

Ano	Emissões evitadas								Total das emissões no CBC	Total das emissões no CR
	Amônia	Ácido nítrico	Bioeteno	LED	Motores elétricos	Cogeração	GN	OC		
	(tCO ₂ e)									
2014	—	—	—	—	—	—	—	—	9.279.111	9.279.111
2015	—	—	—	—	36.760	—	47.739	25.761	9.500.629	9.610.889
2016	—	—	—	—	82.434	136.857	115.439	51.824	9.704.833	10.091.387
2017	—	—	—	13.832	124.590	265.360	170.757	81.305	9.913.383	10.569.227
2018	—	—	—	14.207	168.376	417.912	228.294	112.045	10.088.498	11.029.333
2019	—	—	—	14.376	211.269	569.969	302.451	140.621	10.115.984	11.354.669
2020	5.200	—	—	28.750	258.957	698.625	356.231	169.616	9.980.028	11.497.408
2021	5.200	—	—	28.738	299.722	845.357	356.514	169.752	9.942.098	11.647.382
2022	5.200	—	—	28.727	340.463	991.996	356.809	169.892	9.904.555	11.797.642
2023	5.200	105.328	—	43.075	381.184	1.138.555	357.114	170.037	9.853.046	12.053.538
2024	5.200	105.328	—	43.061	428.692	1.266.689	357.430	170.188	9.809.497	12.186.085
2025	5.200	105.328	90.062	43.010	468.961	1.411.868	357.437	170.191	9.762.267	12.414.324
2026	5.200	105.328	90.062	57.277	509.121	1.556.665	357.437	170.191	9.700.567	12.551.850
2027	5.200	105.328	90.062	57.208	549.183	1.682.815	357.437	170.191	9.653.303	12.670.728
2028	5.200	105.328	90.062	57.138	595.918	1.826.923	357.437	170.191	9.599.366	12.807.563
2029	5.200	105.328	90.062	71.336	635.774	1.824.699	357.437	170.191	9.538.041	12.798.067
2030	5.200	105.328	90.062	71.249	675.531	1.822.475	357.437	170.191	9.491.099	12.788.571
Total das emissões no período 2014–2030	57.200	842.624	540.372	571.983	5.766.935	16.456.765	4.793.404	2.282.187	165.836.305	197.147.776

Fonte: Elaboração própria (2017).

A partir da análise conclui-se que é possível reduzir 16% (31,3 milhões de tCO₂) das emissões totais do CR no período de 2014 a 2030. A medida que mostrou o maior potencial de mitigação foi a cogeração a partir de GN, com 52,6% (16,4 milhões de tCO₂) de participação no CBC, seguida pelos motores mais eficientes (18,4%) e substituição do GN por biomassa (15,3%). A participação destas tecnologias fica visível no Gráfico 11.

Ao analisar a participação das tecnologias em relação às emissões evitadas no período de

2014 a 2030, observa-se que as tecnologias de BC para processo, empregadas na produção de amônia, ácido nítrico e bioeteno, representam apenas 4,6% do total das emissões evitadas. As emissões evitadas pelo uso de combustíveis, no caso o GN e o OC, contribuem com 22,6% e as emissões relacionadas ao uso de eletricidade, com as tecnologias de LED, motores mais eficientes e cogeração, contribuem com 72,8%, maior parcela de contribuição das emissões evitadas, conforme apresentado no Gráfico 12.

Gráfico 11 – Wedge Graph para a indústria química em São Paulo de 2014 a 2030

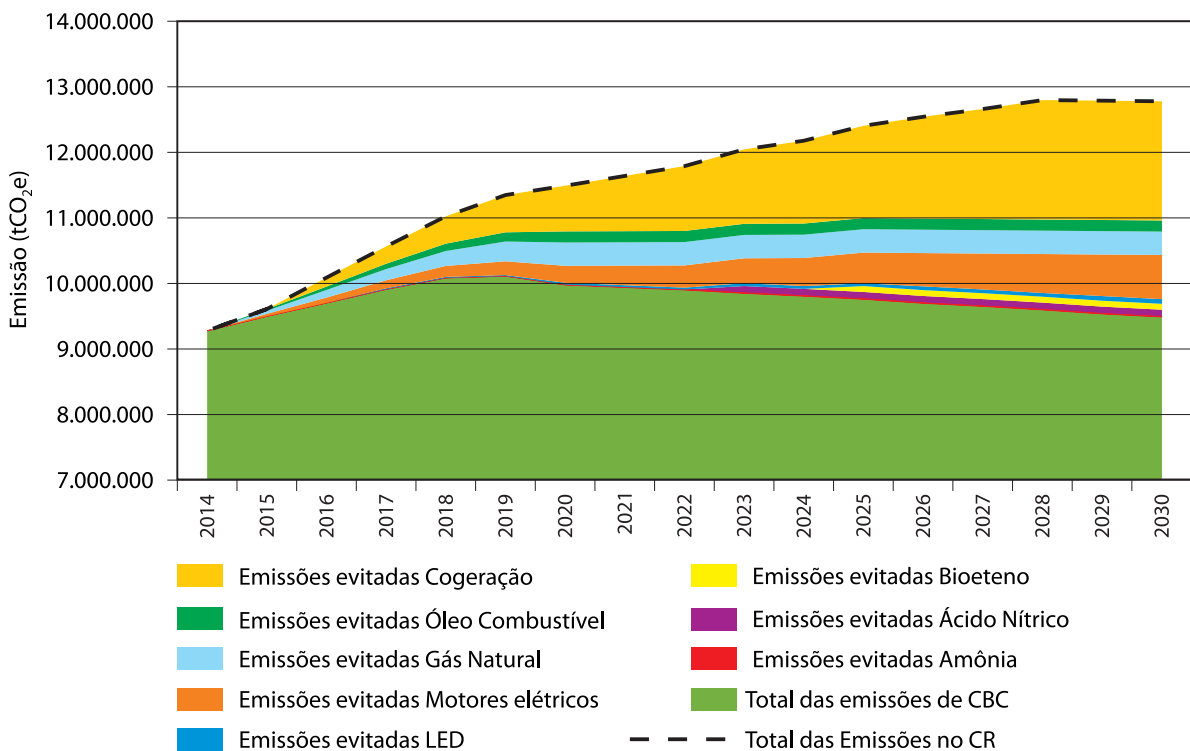
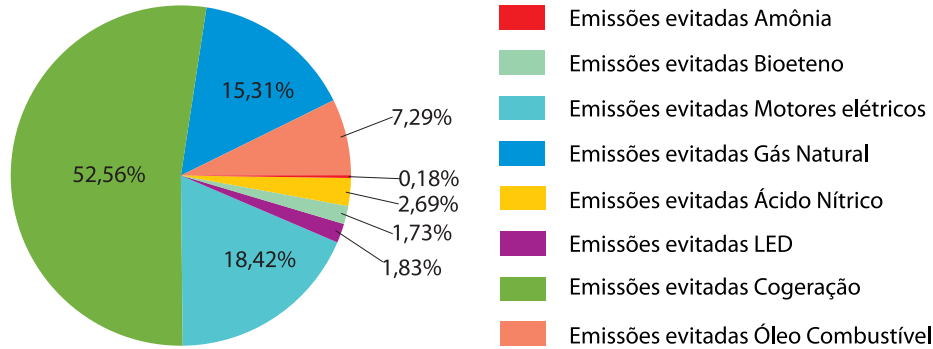


Gráfico 12 – Participação das tecnologias no cenário de baixo carbono



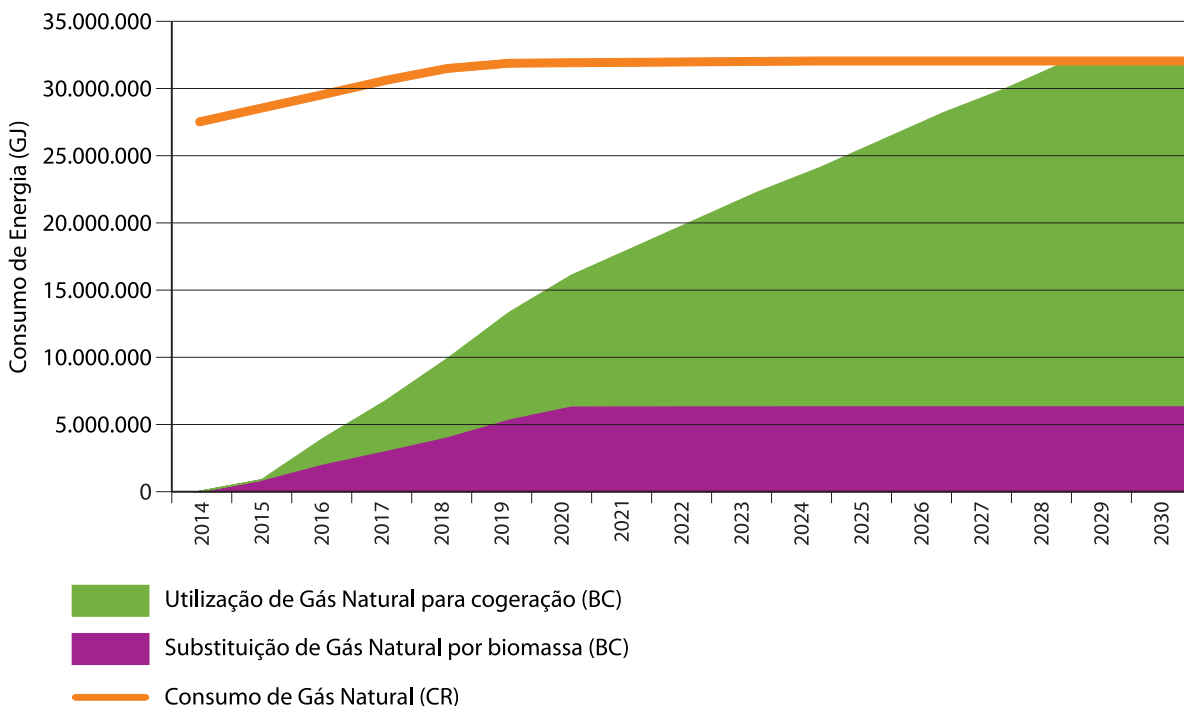
Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 35.

Também é importante ressaltar a singularidade que existe no caso do gás natural, pois este é compartilhado por duas medidas no CBC: a substituição por biomassa e a cogeração. Para evitar duplas contagens entre as medidas, foi necessário discriminar a parcela de gás natural consumida no CR que no CBC seria substituída por biomassa, pois a mesma não poderá ser

empregada para cogeração e vice-versa. No Gráfico 13 é apresentado a parcela de GN que é substituído por biomassa e a parcela de GN que é utilizado pela cogeração no CBC.

É possível observar como se comporta a penetração de cada medida, sendo maior a participação da cogeração até o ano de 2030.

Gráfico 13 – Consumo de gás natural e as medidas de mitigação relacionadas



Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 15 e Tabela 21.

4.3 CURVA DE CUSTO MARGINAL DE ABATIMENTO (MAC)

A curva MAC contemplando as oito tecnologias do CBC abordadas no presente trabalho é apresentada no Gráfico 14. Por sua vez, os valores representados na curva MAC são apresentados na Tabela 36.

Tabela 36 – Custo marginal de abatimento e potencial de redução de emissões

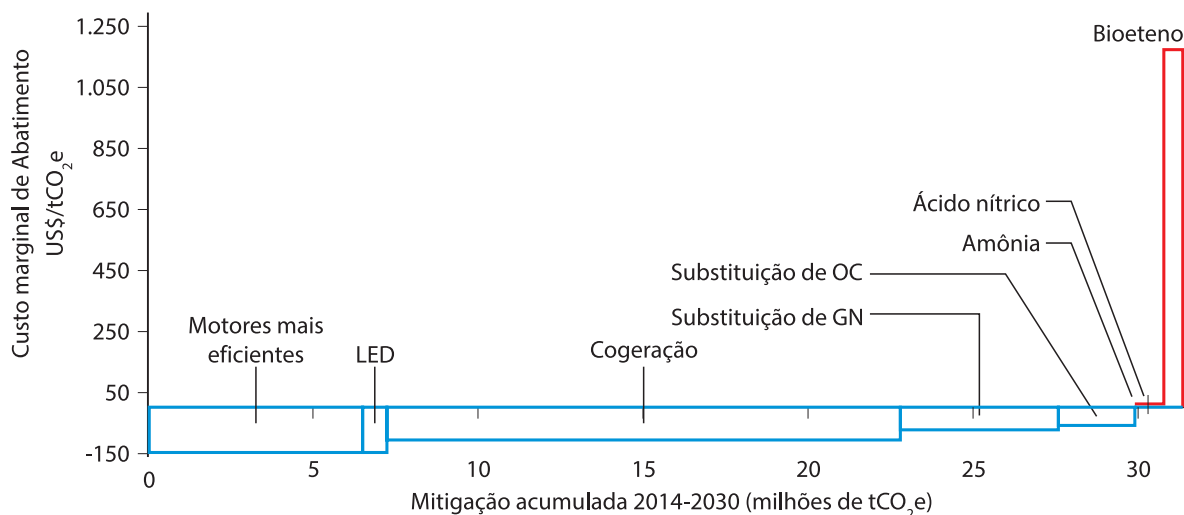
Setor	Tecnologia	Custo de abatimento	Emissões evitadas
		(US\$/tCO ₂)	2014–2030 (MtCO ₂)
Eletricidade	Motores mais eficientes	-150	5,77
Eletricidade	LED	-145	0,57
Eletricidade	Cogeração	-111	16,46
Fóssil	Substituição de GN por lenha de reflorestamento	-75	4,79
Fóssil	Substituição de OC por lenha de reflorestamento	-58	2,28
Processo	Amônia	-27	0,06
Processo	Ácido nítrico	2	0,84
Processo	Bioeteno	1.174	0,54

Fonte: Elaboração própria (2017) com base na bibliografia pesquisa e na metodologia aplicada no estudo.

A medida que apresentou o menor MAC foi a implantação de motores mais eficientes (-150 US\$/tCO₂), seguida por instalação de LED (-145 US\$/tCO₂) e cogeração (-111 US\$/tCO₂). Estas são as três medidas voltadas à conservação e geração de eletricidade. Em termos absolutos, a medida de cogeração é a que traz a maior economia, porque, apesar do seu MAC não ser mais baixo que as medidas de motores e LED, o potencial de redução é o maior de todas as medidas, resultando em uma economia total de mais de US\$ 1,8 bilhão até 2030.

Em seguida, aparecem as medidas referentes à substituição de combustíveis fósseis por lenha. Uma vez que o custo de energia é a variável de maior peso na determinação do MAC destas medidas, e o preço da lenha é menor que o preço do GN e OC, o resultado também foi um custo de abatimento negativo. Considerando os processos químicos, a tecnologia de recuperação de gás de purga na síntese da amônia também apresentou MAC negativo, isto ocorre pela economia gerada no reaproveitamento do gás e diminuição do consumo de GR, que é em média de US\$ 620 mil por ano. Se considerarmos apenas as seis medidas que apresentaram

Gráfico 14 – Curva de custo marginal de abatimento exploratório



Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 36.

MAC negativo, a indústria química do Estado de São Paulo estaria gerando uma economia total de US\$ 3,2 bilhões e evitando 29,9 milhões de tCO₂ até 2030.

Por fim, as medidas de ácido nítrico e bioeteno possuem MAC positivo. Ressalta-se aqui o resultado do bioeteno como um ponto atípico na Curva MAC, que se apresenta como a tecnologia de maior MAC, mais de mil dólares acima da segunda colocada. Por conta disto, foram realizados dois testes de sensibilidade para o bioeteno, um sobre o preço do etanol e outro sobre a receita gerada no CBC, apresentados respectivamente na Tabela 37 e na Tabela 38. Cada teste foi realizado mantendo-se constantes todas as demais variáveis.

Tabela 37 – Teste de sensibilidade de bioeteno para o preço do etanol

Preço do etanol (1)	Valor do MAC
	(US\$/tCO ₂ e evitada)
100%	1.174
80%	639
70%	371
60%	103
±56,2% (preço de equilíbrio)	0
50%	-164

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) Sendo 100% = preço do etanol adotado no estudo.

Tabela 38 – Teste de sensibilidade de bioeteno para o valor da receita

Porcentagem sobre o preço de venda do bioeteno (1)	Valor do MAC
	(US\$/tCO ₂ e evitada)
0%	1.551
30%	1.174
50%	923
100%	295
123,5% (preço de equilíbrio)	0
130%	-81

Fonte: Elaboração própria (2017).

(1) Sendo 0% = preço de venda do eteno no CR.

O preço do etanol adotado no estudo foi em média 2,8 vezes maior que o preço da nafta. Por conta desta condição e do alto consumo, o custo de matéria-prima foi a variável de maior impacto sobre o MAC do bioeteno. O teste de sensibilidade da Tabela 37 mostra que se o preço do etanol for aproximadamente 56,2% do que o preço do etanol utilizado na análise, o MAC seria próximo de zero.

Por outro lado, se a indústria química decidisse por transferir integralmente o custo da tCO₂ evitada para o consumidor, teoricamente, teria que vender o bioeteno a um preço 123,5% mais alto que o eteno petroquímico, como mostra a Tabela 38.

4.3.1 Cenário alternativo da substituição de fósseis: utilização do etanol

Conforme foi desenvolvido no item 3.3.9, o etanol foi cogitado como alternativa de biomassa no lugar da lenha para substituição do GN e do OC consumidos na indústria química. A alteração não afeta o potencial das medidas, mas afeta seus MAC, conforme mostra a Tabela 39.

Observa-se que o MAC aumentou 390 e 284 US\$/tCO₂ respectivamente para GN e OC, passando a ser positivo. O uso do etanol pode não acarretar custos adicionais de CAPEX e OPEX às tecnologias em relação ao CR como também pode trazer benefícios ambientais em relação à lenha (não aprofundados neste estudo),

Tabela 39 – Comparação dos custos de abatimento utilizando lenha e etanol

Tecnologia	Por lenha de reflorestamento	Por etanol
	MAC (US\$/tCO ₂)	
Substituição de GN	-75	315
Substituição de OC	-58	226

Fonte: Elaboração própria (2017) com base na bibliografia pesquisa e na metodologia aplicada no estudo.

todavia, a análise MAC mostrou que, por conta do preço de venda, o resultado final não é economicamente vantajoso quando se opta por etanol como combustível renovável, ao invés da lenha.

4.4 PREÇO DE EQUILÍBRIO DE CARBONO (BREAK-EVEN CARBON PRICE)

A curva de BECP está sendo apresentada no Gráfico 15, e os valores de cada medida do CBC estão dispostos na Tabela 40.

A partir dos resultados apresentados, observa-se que tanto as medidas referentes à conservação e geração de eletricidade como as que se referem à substituição de combustíveis fósseis fornecem um retorno interno acima do *Benchmark-TIR* e, por isso, são investimentos atrativos. Por outro lado, as tecnologias referentes aos processos químicos não trazem o retorno esperado, por isso é necessário vender a tonelada de carbono pelo BECP levantado para que estas tecnologias atinjam o retorno necessário.

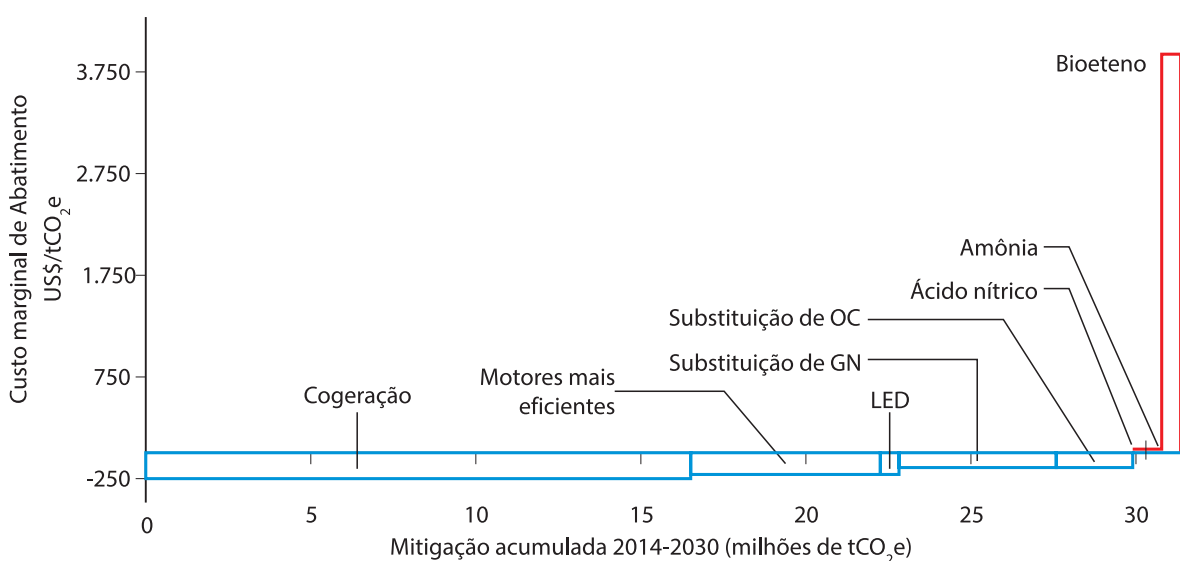
A cogeração passa a ser a medida mais atrativa, diferente do que se observou na Curva MAC. Isto provavelmente ocorreu porque os custos de energia e a receita gerada tem maior relevância no cálculo do que o custo de

Tabela 40 – *Break-Even Carbon Price* e potencial de redução de emissões

Setor	Tecnologia	BECP	Emissões evitadas 2014-2030
		(US\$/tCO ₂)	(MtCO ₂)
Eletricidade	Cogeração	-250	16.46
Eletricidade	Motores mais eficientes	-224	5.77
Eletricidade	LED	-224	0.57
Fóssil	Substituição de GN por lenha de reflorestamento	-131	4.79
Fóssil	Substituição de OC por lenha de reflorestamento	-103	2.28
Processo	Ácido nítrico	10	0.84
Processo	Amônia	31	0.06
Processo	Bioeteno	3,907	0.54

Fonte: Elaboração própria (2017) com base na bibliografia pesquisa na metodologia aplicada no estudo.

Gráfico 15 – Curva de *Break-Even Carbon Price*



Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 40.

14. O texto foi baseado em experiência prática de profissionais da indústria química.

investimento, o que faz com que a cogeração seja menos sensível à taxa de atratividade e, por consequência, seu custo se torna mais negativo do que as demais medidas. A tecnologia referente à amônia também muda de posição, (provavelmente pelo mesmo princípio do caso da cogeração) antes negativa na Curva MAC, passa a ter um valor maior que ácido nítrico, ficando em segunda colocação no BECP.

Em complemento, também foi calculado o BECP para as tecnologias de substituição de fósseis por etanol em vez de lenha. O resultado foi semelhante ao que ocorre com a curva MAC, com os valores passando a ser positivos para GN (673 US\$/tCO₂) e OC (483 US\$/tCO₂).

4.5 PERSPECTIVAS DA INDÚSTRIA PARA NOVAS TECNOLOGIAS DE BAIXO CARBONO

A indústria química é altamente diversificada e conta com uma grande variedade de processos produtivos. Por conta disso, algumas oportunidades de redução de emissões de GEE são difíceis de avaliar. Tendo isso em vista, a ABIQUIM contribuiu com este trabalho com os conteúdos a seguir¹⁴.

4.5.1 Processos químicos exotérmicos

Os processos químicos exotérmicos são aqueles que, através de reações químicas para obtenção de produtos, existe uma geração de calor, que pode ser recuperada na forma de vapor d'água, utilidade de amplo uso na indústria química

como meio de aquecimento de produtos, matérias-primas nos processos unitários de modo geral. Em algumas condições este vapor pode ser usado para a geração de energia elétrica.

Onde ocorre a minimização de GEE: a forma tradicional de se obter vapor d'água é em caldeiras, através da queima de combustíveis, e na reação de combustão é produzido o CO₂. O reaproveitamento de calor em reações químicas, minimiza a queima de combustíveis para a produção de vapor e conseqüentemente a emissão de CO₂. Alguns exemplos de processos exotérmicos são a fabricação de ácido sulfúrico, a fabricação de anidrido maleico, etc.

4.5.2 Eficiência energética

Diversos processos na indústria química necessitam de calor para seu desenvolvimento (aquecimento em equipamentos, tubulações, produtos, etc.). Uma forma de minimizar a utilização de fontes externas para a geração de energia e conseqüente emissão de CO₂, é a criação de programas internos de eficiência energética, abordando aspectos, tais como: avaliação de eficiência em isolamento térmico (medição de face fria, que é um indicador de perdas, identificação de perdas em purgadores de vapor, acompanhamento para intervenção em vazamentos de vapor e campanhas de conscientização de economia de energia, entre outros).

Em projetos de instalação de incineradores catalíticos, deve ser avaliada a viabilidade de recuperação de calor proveniente da reação de oxidação catalítica.

4.6 RECOMENDAÇÕES PARA POLÍTICAS AMBIENTAIS

A indústria química paulista ainda depende, quase que exclusivamente, do uso de matéria-prima fóssil para produzir os seus produtos químicos básicos, intermediários e produtos finais de consumo. Recentes desenvolvimentos baseados em matéria-prima alternativa prometem uma gradual redução da dependência de matérias-primas fósseis nas próximas décadas, no horizonte de 2050.

Enquanto a mudança para recursos de base biológica é viável em áreas como especialidades químicas, isso é muito mais complexo para os produtos de *commodities*, dados os volumes envolvidos e atual incerteza relacionada com a disponibilidade de biomassa e os custos competitivos com as matérias-primas derivadas de recursos não-renováveis, tais como o petróleo, carvão, GN e gás de folhelho (*shale gas*), para citar aquelas que geram na sua transformação produtos da cadeia orgânica.

O fator limitante para o crescimento das emissões de processo no CR, no período 2014–2030, está relacionado com a capacidade instalada ou licenciada dos produtos. Esta condição pode indicar que, se houver expansões de produção após 2030, os novos processos de produção podem ser implementados com tecnologias menos emissoras de GEE que as existentes.

Os resultados econômicos mostram que é necessário estruturar mecanismos que possam alavancar as ações de redução de GEE das medidas de mitigação que, depois de implementadas e ao longo do tempo¹⁵, apresentem continuamente, MAC e BECP positivos. Esses mecanismos devem ser adicionais as existentes

como, por exemplo, o “*premium*” do preço do bioeteno, que o mercado aceita pela sua característica sustentável.

4.6.1 Intensidade de emissões de gases de efeito estufa

A abordagem que considera níveis absolutos de emissão, como no caso da PEMC, apesar de relevantes, não consegue refletir mudanças nos processos químicos que contribuam para a redução de emissão de GEE. No caso dos processos químicos, pela diversificação de tecnologias e produtos produzidos, como foi visto neste estudo, a emissão é proporcional à produção. Portanto, a abordagem setorial e por processo torna-se um imperativo para a tomada de decisão de ações de mitigação de GEE.

O indicador de intensidade permite avaliar o nível de afastamento entre evolução da produção e a evolução da emissão de GEE associada ao produto químico (GVCES, 2015).

O uso de indicadores de intensidade, específicos para cada produto e processo químico, complementando o uso de um valor absoluto de meta de redução como no caso da PEMC, que considere a tecnologia utilizada atualmente em termos de *benchmarking* ou as MTPD não só equipamentos de controle de emissões, mas também alterações no processo que diminuam a emissão de GEE, podem representar não só ganhos em termos de redução de emissões, mas também manter a competitividade da indústria.

É o caso típico da indústria química paulista e dos processos que foram avaliados em termos de oportunidades de mitigação da emissão de GEE. Observa-se nos títulos precedentes, sobre a evolução da emissão de

15. É importante notar que uma das limitações da ferramenta MACTool é considerar que os cenários se encerram no último ano de análise (2030), sendo que os empreendimentos se estendem além deste ano até o final de suas vidas úteis. Assim, deve-se considerar, por exemplo, que a medida de ácido nítrico, apesar de ter um valor de MAC baixo, será paga por toda a vida, enquanto que a medida de eteno, dependendo de como flutuar o cenário de custos de matéria-prima, poderá apresentar retorno (receita) no período pós-2030.

CO₂e, que há duas situações que merecem avaliação diferenciada:

- a) no caso das emissões dos processos oxidativos catalíticos, resultado do processamento de matérias-primas, onde o carbono não integra o produto final, e;
- b) no caso de emissões de processos oxidativos catalíticos ou termodinâmicos onde o carbono integra o produto final, a emissão de CO₂ é influenciada pela atividade do catalizador ou pelas características termodinâmicas do processo produção, que definem a capacidade de fixação do carbono no produto final.

A intensidade de emissões pode ser representada pelo nível de emissões de GEE por unidade física produzida (tCO₂e/t de produto). No caso deste Projeto, o indicador de intensidade inclui, unicamente, emissões diretas dos processos químicos.

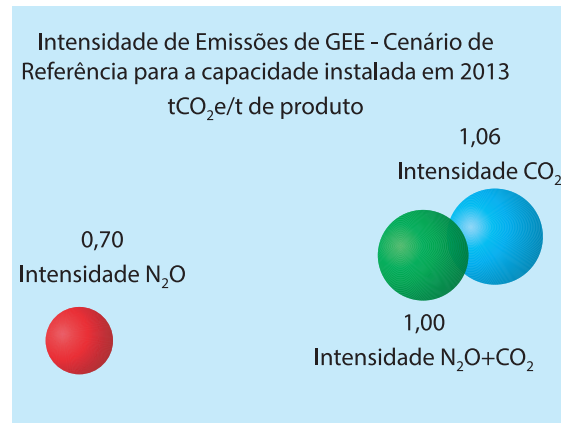
Como resultado das ações de mitigação apresentadas, que se baseiam em incorporação de sistemas de abatimento de GEE nos processos produtivos existentes e uso de matéria-prima renovável em nova instalação industrial, no Gráfico 16 e no Gráfico 17 são apresentados os indicadores que relacionam métricas de dimensão física: tCO₂e/quantidade produzida, para o CR e CBC, com medidas de mitigação, para a alternativa de crescimento de 3,7% a.a.. A influência da ação de mitigação devido à possibilidade de redução de N₂O na unidade de ácido nítrico, é evidente e importante, reduzindo a intensidade do (N₂O+CO₂) de 1,00 para 0,92 tCO₂e/t de produto.

Observa-se a redução importante da emissão de CO₂e (N₂O) que tem o maior impacto no cálculo de indicador de intensidade para a condição de produção de 2030.

4.6.2 Benchmarking

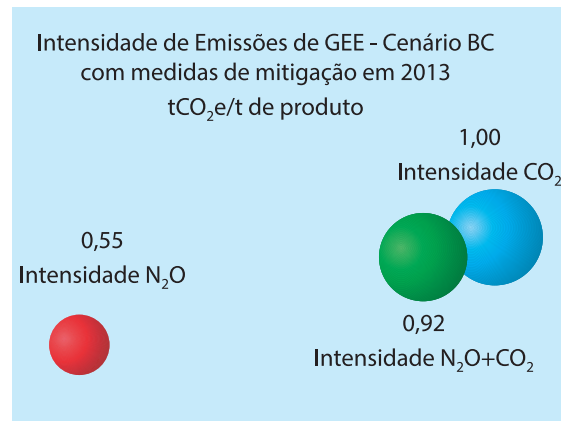
O *benchmarking* utilizando referências de intensidade de emissões é especialmente útil para

Gráfico 16 – Intensidade cenário de referência



Fonte: Elaboração própria (2017).

Gráfico 17 – Intensidade cenário de baixo carbono



Fonte: Elaboração própria (2017).

embasar estratégias que buscam incentivar o desenvolvimento de uma economia do CBC (GVCES, 2015), já que considera retrações e expansões produtivas e, portanto, torna possível analisar o desempenho do segmento químico com relação à PEMC.

A determinação bem concebida de *benchmarks* da indústria química é crucial para o sucesso e a eficácia de um programa de mitigação de GEE, pois ele determina onde um processo está colocado em relação à intensidade de carbono com seus competidores.

No caso da indústria química o desenvolvimento de *benchmarks* deve estar apoiado no princípio um produto ou um processo químico. Esta abordagem pode ser o vetor para que o *benchmarking* seja um indutor para criar incentivos de redução de GEE ao estabelecer comparativos de desempenho.

Com a inclusão de emissões indiretas, tanto a jusante como a montante, a análise engloba a abordagem chamada “pegada de carbono”, que avalia o ciclo de vida de produtos, podendo até mesmo incluir emissões provenientes da utilização e disposição final do produto (ICCA, 2013?). Esta abordagem permite estabelecer *benchmarking* em cadeias produtivas e eventualmente identificamos no segmento químico paulista os produtos onde há *leakage* (vazamento) de carbono.

4.6.3 O CO₂ como fonte de carbono na produção de químicos

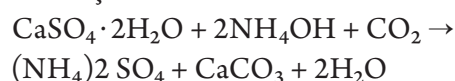
O dióxido de carbono é o produto final do ciclo do carbono, seja por processos biológicos ou fermentativos, por processos de combustão ou incineração ou por processos de transformação de matérias-primas que contêm carbono na sua composição. É considerado subproduto do processamento das matérias-primas na produção de óxido de eteno e amônia, gerado em concentrações da ordem de 98%–99% e processado pelas empresas de gases industriais, White Martins, Air Products, Air Liquide, IBG, Linde, produzidos pelas empresas químicas, Petrobras, Vale Fertilizantes, GPC Química e tem valor comercial (ABIQUIM, 2013).

Seus principais usos econômicos são carbonatação de bebidas, refrigeração, extintores de incêndio, gás inerte, processos de soldagem, solvente em reações químicas, neutralização de efluentes, dentre outros.

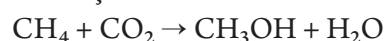
Alguns dos produtos químicos que podem ser produzidos utilizando o CO₂ como

matéria-prima, incluindo as suas reações de síntese, são representados pelo seguinte conjunto de equações (FANTI, 2012):

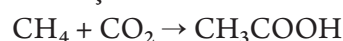
■ Produção de sulfato de amônio



■ Produção de metanol



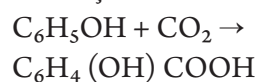
■ Produção de ácido acético



■ Produção de carbonato de dimetilo



■ Produção de ácido acetilsalicílico



■ Produção de ureia



■ Produção de bicarbonato de amônio



Esses produtos e seus processos de produção estão disponíveis comercialmente. Dentre eles três produtos se destacam mundialmente (CAT, 2015):

- Metanol (consumo de CO₂: 2 milhões de toneladas por ano);
- Ácido acetilsalicílico (consumo de CO₂: 30.000 toneladas por ano), e;
- Ureia (consumo de CO₂: 107 milhões de toneladas por ano).

Deve ser objetivo, no longo prazo, na expansão do parque industrial paulista, a introdução de instalações de produção com novas tecnologias de ruptura na produção de químicos com a utilização intensiva do CO₂ como matéria-prima.

No caso da indústria paulista as fontes de emissão de CO₂ são distribuídas e distantes umas das outras, o que faz com que a construção de dutos de transporte de CO₂ seja necessária, o

que de certa forma dificulta a aplicação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage – CCS*). De qualquer forma, é necessário incentivar o desenvolvimento de tecnologias de conversão do CO₂ em matéria-prima e, ao mesmo tempo, tecnologias eficientes para recuperar o CO₂ dos diferentes processos que os geram como, por exemplo, fornos, caldeiras e processos fermentativos.

Considerando que as oportunidades para implementação de ações de CCS na indústria química paulista, não estão consolidadas, surge a oportunidade da implementação de ações de captura e reciclagem de carbono, Captura e Reciclo de Carbono (*Carbon Capture and Recycle – CCR*), com a utilização de CO₂ como matéria-prima na produção de químicos e bioplásticos.

Nesse sentido a integração entre diferentes cadeias produtivas, denominadas simbiose industrial, pode alavancar a indústria química e a indústria sucro-alcooleira paulista, geradora de quantidades razoáveis de CO₂ pelos processos fermentativos no processo de produção do etanol.

No longo prazo o caminho de valorização do CO₂, tem múltiplos benefícios em termos de recurso, eficiência, destacando a reciclagem de CO₂, a redução do uso de fontes fósseis, a criação de novas oportunidades de geração de emprego e renda.

4.6.4 Produção de bioplásticos

As tecnologias de produção de bioplásticos utilizando o CO₂ como matéria-prima já são uma realidade. O carbonato de polipropileno (PPC), com conteúdo de 43% em peso de CO₂, é o primeiro polímero bioplástico. A sua produção inclui a polimerização de óxido de propileno com CO₂.

O processo para produzir *polyethylene carbonate* ou carbonato de polieteno, outro novo plástico utilizando CO₂, inclui a polimerização de óxido de eteno com dióxido de carbono.

É um polímero com um conteúdo de CO₂ (50%) ainda mais elevado o conteúdo em peso do PPC (REINSHAGEN, Paul, 2012).

Os poliuretanos, produzidos a partir de polióis e CO₂, são outra nova classe de polímeros do dióxido de carbono. Como exemplo de ação concreta, que mostra a viabilidade do uso do CO₂ como matéria-prima na produção de especialidades químicas a empresa química Bayer Material Science divulgou que pretende, em 2016, iniciar a produção comercial de polióis utilizando dióxido de carbono como matéria-prima. A linha de produção foi projetada para uma capacidade de produção anual de 5.000 toneladas de um poliól que contém 20% de CO₂ na sua composição química para, inicialmente, ser utilizado na fabricação de colchões de espuma de poliuretano (BAYER, 2015).

4.6.5 Economia de baixo carbono

Para incentivar a implementação da Economia de Baixo Carbono, Economia de Renováveis, Economia do CO₂ se propõe reforçar na legislação paulista à oportunidade de desenvolvimento de produtos e de negócios que fortaleçam ambas as economias para alavancar o crescimento da indústria química paulista e potencializar o desenvolvimento sustentável de químicos, básicos, de segunda, terceira geração, ao mesmo tempo ocupar uma posição diferenciada no cenário brasileiro e mundial.

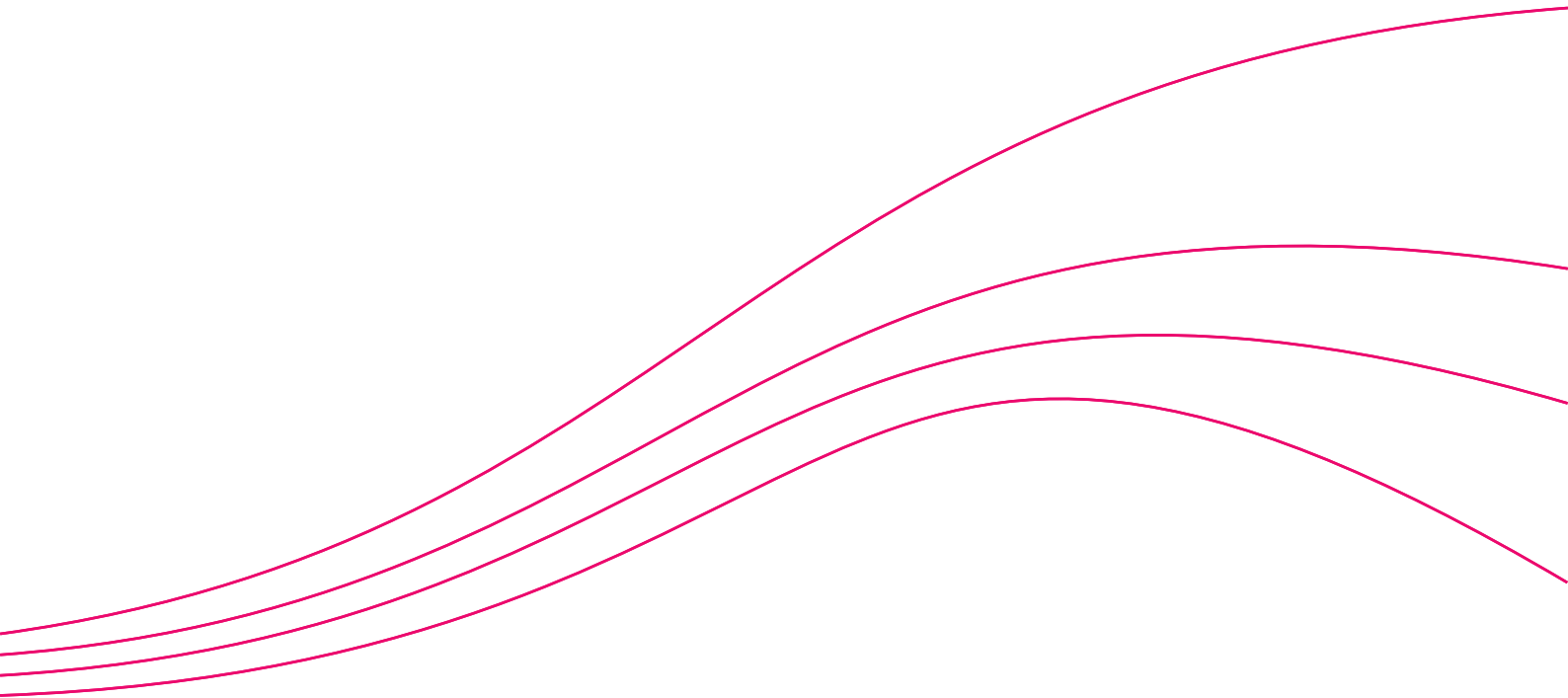
Sugere-se incluir, no arcabouço legislativo paulista, a promoção de uma “Economia de Baixo carbono”, “Economia de Renováveis”, “Economia do CO₂” que considere:

- a) Identificação de produtos e negócios que notadamente tenham menor intensidade de carbono que seus concorrentes internacionais, ou que potencialmente possam vir a ter esse diferencial comparativo;

- b) Incentivo a utilização de selos do CBC para os produtos identificados, uma vez já desenvolvidos. Esse selo deve atender referências normativas internacionais para que ele possa ser reconhecido externamente;
- c) Identificação junto ao órgão ambiental do estado de São Paulo, a CETESB, de mecanismos para incentivar a adoção de tecnologias e procedimentos operacionais de produção que promovam a redução ou mitigação da emissão de GEE;
- d) Visando a priorização de ações de redução, deve ser identificada, independentemente da unidade de produção e do processo químico, a melhor relação custo/benefício ou a ação de redução que promove a menor intensidade de emissão (relação entre emissão por unidade produzida) ou a melhor intensidade de redução (relação entre emissão reduzida por unidade produzida);
- e) Promover o mercado para esses produtos, através de:
- Prioridade para esses produtos no Programa de Compras Públicas Sustentáveis;
 - Incentivo à promoção desses produtos no exterior, focando a venda de “Produtos Paulistas de Baixo Carbono”;
- f) Incentivar o desenvolvimento dos produtos que potencialmente possam vir a ter uma intensidade de carbono menor que seus concorrentes internacionais, e que contribuam para a redução das emissões de GEE, em outras cadeias produtivas, como, no transporte, na construção civil, na eficiência na queima de combustíveis, na produção agropecuária, através de:
- Linhas de pesquisa para o desenvolvimento de tecnologias e produtos do CBC o de carbono renovável;
 - Linhas de pesquisa para o desenvolvimento de novas tecnologias e soluções para aumentar drasticamente as capacidades para transformar matéria-prima de origem biológica e CO₂ em produtos químicos;
 - Linhas de pesquisa e desenvolvimento para produtos que incorporem em sua constituição outros produtos do CBC o de carbono renovável;
 - Financiamentos das agências de fomento de menor custo;
 - Desoneração de investimentos para a instalação de unidades produtivas de produtos produzidos com base renovável, que além de contribuir com a mitigação de GEE podem, adicionalmente, contribuir para a redução das emissões de poluentes de maneira geral.



Conclusão



No CR, espera-se que a indústria química apresente um aumento de 3,5 milhões de tCO₂e no ano de 2030 comparativamente a 2014. Neste cenário, as emissões são crescentes até atingir 12,8 milhões de tCO₂e em 2028 por conta do crescimento da indústria, mas sofrem um pequeno decréscimo até 2030 por conta de dois fatores: a limitação imposta pela capacidade industrial instalada, fazendo com que a produção química se estabilize em 3.503 mil toneladas em 2025, e as perdas da eletricidade na rede de transmissão e distribuição, que são decrescentes ao longo do período de análise.

A partir da curva MAC, observou-se que a tecnologia mais custosa é a de produção do bioeteno. A análise de sensibilidade mostrou que o etanol tem o maior papel na composição do MAC, que foi superior a mil dólares por tCO₂. Entretanto, se a indústria optasse por transferir o MAC integralmente para os consumidores, deveria vender o bioeteno a um preço mais de 100% acima do preço do eteno petroquímico.

Todas as cinco medidas relacionadas à energia juntamente com a tecnologia de amônia apresentaram MAC negativos. No caso das medidas de geração, conservação elétrica e amônia, existe uma economia com o custo da energia que amortiza os valores de CAPEX e OPEX empregados. No caso das medidas de substituição de combustíveis fósseis por lenha, o MAC negativo se deve ao preço da lenha ser menor do que o preço do GN e OC, sendo mais uma vez o custo de energia o principal *driver* do valor final.

Também foi visto que se a indústria optar por etanol ao invés da lenha, na substituição de combustíveis fósseis, o custo da tonelada de carbono evitada aumentaria em média US\$ 340, fato devido novamente à diferença de preço entre os vetores energéticos.

Do volume total de emissões evitadas no período 2014–2030, as três tecnologias de processo tem participação de somente 4,6% em detrimento das tecnologias de energia, sendo a

maior participação da tecnologia referente ao ácido nítrico com 0,84 milhão de tCO₂e (2,7%). A medida de maior potencial avaliado no estudo foi a cogeração a GN, com 16,5 milhões de tCO₂ evitados, 8,3% do total da emissão do CR até o ano de 2030.

Se todas as oito oportunidades avaliadas por este estudo inicial e exploratório fossem implantadas, o segmento químico paulista evitaria 31,3 milhões de tCO₂e, 16% das emissões projetadas no CR até 2030 e, economizando um total de US\$ 2,6 bilhões. Adicionalmente, o estudo teve como objetivo apresentar um modelo de redução de emissões com base na curva MAC, de forma a promover novos estudos

A metodologia para as curvas de custo marginal de redução de emissões se mostra uma ferramenta adequada para ser aplicada na identificação de tecnologias de mitigação e seus custos associados para redução das emissões de gases de efeito estufa nos segmentos industriais, tanto nos processos de produção como no uso e na geração de energia e, na construção de políticas públicas de mitigação. O valor do carbono associado a cada iniciativa e tecnologia de mitigação pode ser utilizado para orientar o estabelecimento de estruturas de precificação de carbono e seus impactos.

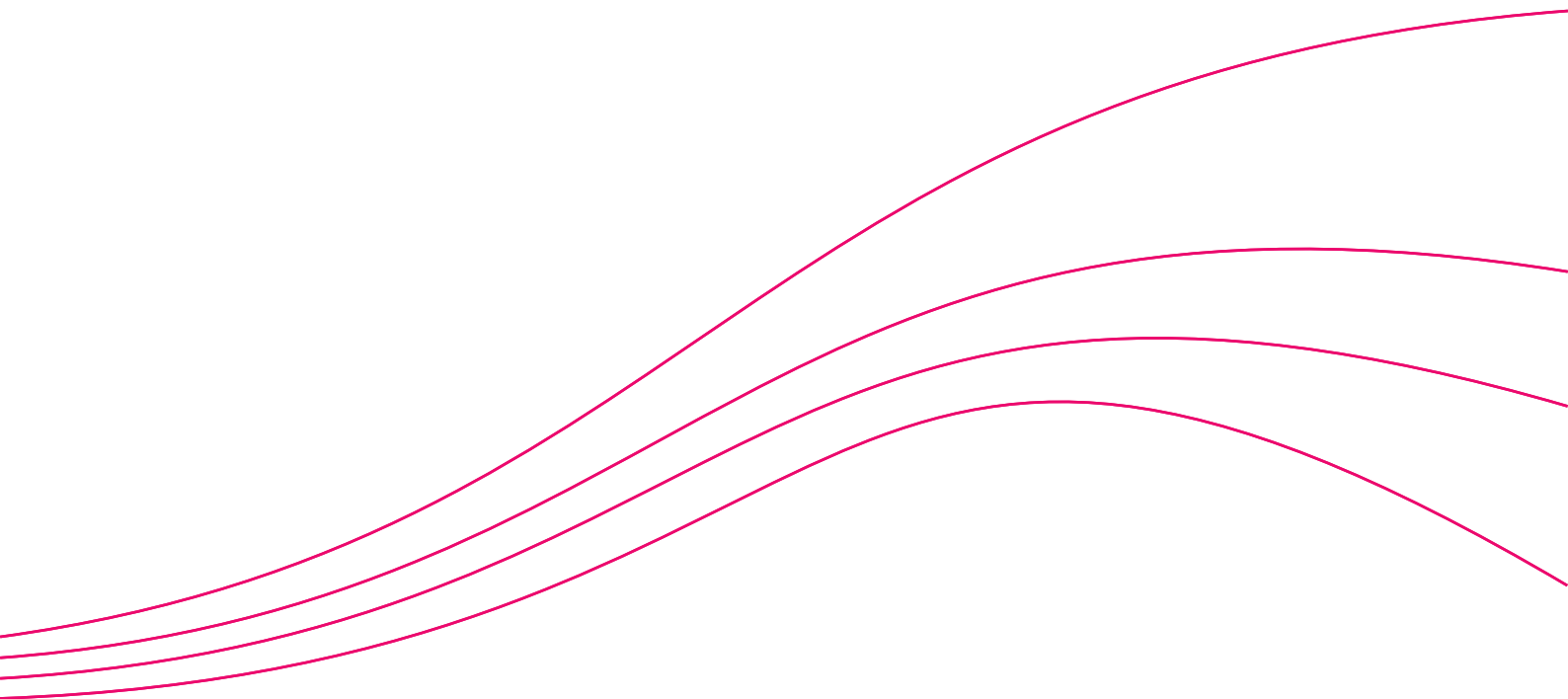
A abordagem para construir a curva MAC requer inicialmente a definição das políticas de mitigação e dos programas e atividades que tenham sido identificadas como impactadas por essas políticas de mitigação de gases de efeito estufa tendo uma visão do futuro sobre o progresso das tecnologias de baixo carbono. Uma vez construída, uma curva MAC para um dado período a mesma pode continuar a ser atualizada adicionando novas medidas de mitigação o atualizando as já definidas, modificando os pressupostos para melhor refletir a realidade temporal, e revisando o potencial de redução baseado na velocidade de difusão das tecnologias de mitigação e da penetração das mesmas

do mercado. As atualizações das curvas MAC devem, no possível, terem frequências de atualização em função das características dos segmentos envolvidos nas políticas de mitigação, consistentes com as atualizações dos inventários de GEE e com o desenvolvimento tecnológico, até para identificar se é necessário redefinir as estruturas de precificação de carbono.

Finalmente, o estudo apresentou um modelo de redução de emissões, com base na curva MAC, de forma a promover novos estudos que se utilizam desta metodologia para avaliar opções de mitigação e de precificação de carbono.



Referências



- ABDI. MDIC. FGV. Subsídios para elaboração de uma estratégia industrial brasileira para economia de baixo carbono. **Caderno 4: Nota Técnica Química**. 2012. 76 p. Disponível em: <<http://www.abdi.com.br/Estudo/Caderno%2004%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Qu%C3%ADmica.pdf>>. Acesso em: abr. 2017.
- ABIQUIM. **Anuário da indústria química brasileira**. São Paulo: ABIQUIM, 2004.
- ABIQUIM. **Anuário da indústria química brasileira**. São Paulo: ABIQUIM, 2013a.
- ABIQUIM. **Guia da indústria química brasileira 2013/2014**. São Paulo: s.n., 2013.
- ABIQUIM. **Notícias Abiquim: Indústria Química fatura mais de US\$ 156 bilhões em 2014**. dez. 2014a. Disponível em <<http://www.abiquim.org.br/comunicacao/noticia/detalhe/1773/industria-quimica-fatura-mais-de-us-156-bilhoes-em-2014>>. Acesso em out. 2015.
- ABIQUIM. **Pacto Nacional da Indústria Química: o tamanho do desafio**. Crescimento econômico. São Paulo: ABIQUIM, [2015]. Disponível em <<http://canais.abiquim.org.br/pacto/desafio.asp>>. Acesso em out. 2015.
- ABIQUIM. **RAC: Relatório de acompanhamento conjuntural Utilização da capacidade instalada por grupos de produtos 1996-2013**. São Paulo, 2014.
- ALENCAR, J. CIESP. **Fertilizantes: Petrobrás amplia atuação**. Cubatão, 2014. Disponível em: <<http://www.ciesp.com.br/cubatao/noticias/fertilizantes-petrobras-amplia-atuacao/>>. Acesso em: 25 janeiro 2015.
- ANEEL. **Novos empreendimentos (implantações e ampliações) decorrentes de leilões de geração (2005 a 2014)**. Brasília, 2015. 1 planilha de dados eletrônica, formato XLS. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=58&idPerfil=5&idiomaAtual=0>>. Acesso em: abr. 2015.
- BAIN & COMPANY; GAS ENERGY. **Potencial de diversificação da indústria química brasileira**. Relatório 6: matéria-prima petroquímica. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/aep_fep/chamada_publica_FEPprospec0311_Quimicos_Petroquimica.pdf>. Acesso: dez. 2014.
- BAYER. **Progress in the construction of a new Bayer Material Science production line: Further milestone in the manufacture of plastics from CO₂**. [on-line] maio 2015. Disponível em: <[http://press.covestro.com/news.nsf/id/EA794AA9CD69B2B8C1257E7C00413D97/\\$File/2015-0218E.pdf?open&mod=20.08.2015_11:21:25](http://press.covestro.com/news.nsf/id/EA794AA9CD69B2B8C1257E7C00413D97/$File/2015-0218E.pdf?open&mod=20.08.2015_11:21:25)>. Acesso: jun. 2017.
- BELLOLI, R. **Polieteno Verde do Etanol de Cana de Açúcar Brasileiro: Biopolímero de classe mundial**. Porto Alegre: Universidade Federal de Rio Grande do Sul, 2010. Disponível em: <<http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/35204/000792993.pdf>>. Acesso em: out. 2015.
- BELLOTTI, G. L. **Perspectivas de Investimentos em Automação no setor químico**. In: ABINEE TEC, 2005, São Paulo. Fórum... São Paulo: ABINEE, 2005. ABINEE TEC, 2005. 37 slides, il., color., PPT em PDF. Disponível em: <<http://>>

www.tec.abinee.org.br/2005/arquivos/s309.pdf>. Acesso em: jul. 2015.

BROEREN, M. Production of Bio-ethylene: Technology Brief. 2013. IEA ETSAP and IRENA Technology Brief, Paris, n. I13, Jan. 2013. 20 p. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20I13%20Production_of_Bio-ethylene.pdf>. Acesso em: maio 2015.

BRASIL. Federative Republic of Brazil – INDC. Submetido à UNFCCC em 28 de setembro de 2015. Disponível em: <<http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Brazil/1/BRAZIL%20iNDC%20english%20FINAL.pdf>>. Acesso em: abr. 2017.

BRASIL. Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC e dá outras providências. Com mensagem de veto. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/12187.htm>. Acesso em: set. 2016.

BRASIL. MCT. Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Brasília: s.n., 2010. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0215/215070.pdf>. Acesso em outubro de 2015.

BRASIL. MDIC. AliceWeb 2. Brasília, 2016. 1 banco de dados online de informações estatísticas. Disponível em: <<http://aliceweb.mdic.gov.br//menu/index/id/21>>. Acesso em: set. 2016.

BRASIL. MME. EPE. Plano decenal de expansão de energia 2023. Brasília,

DF, 2014. 434 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023.pdf>>. Acesso em: set. 2016.

BRASIL. MCTI. MDL - Arquivos dos Fatores de Emissão. [Online] 2014. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/346664.html#ancora>> Acesso em: outubro de 2015.

BRASIL. MCTI. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de GEE: Emissões de CO₂ por queima de Combustíveis: Abordagem Top-Down. Brasília: 2006. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0226/226591.pdf> Acesso em: outubro de 2015.

BRASKEM. Biopolímero Polieteno Verde, inovação transformando plástico em sustentabilidade. 2012. Disponível em: <http://www.braskem.com.br/Portal/Principal/Arquivos/Download/Upload/Catalogo_PE_Verde.pdf>. Acesso em: maio 2015.

BRASKEM. O setor petroquímico. [on-line] c2015. Disponível em: <<http://www.braskem-ri.com.br/o-setor-petroquimico>>. Acesso em: abr. 2016.

BRASKEM. Plástico Verde: Perguntas Frequentes. c2016. Disponível em: <http://www.braskem.com.br/site.aspx/FAQ_PeVerde>. Acesso em: mar. 2015.

BUSINESS INSIDER INC.; FINANZEN.NET GMBH. Quotenet.com: Naphta (European) in USD: historical prices. Karlsruhe, 2016. Disponível em: <<http://www.quotenet.com/commodities/historical-prices/naphtha/USD>>. Acesso em: set. 2016.

CARMO, R. W.; BELLOLI, R.; MORSCHBACKER, A. ITAL. **Polieteno Verde**. Boletim de Tecnologia e Desenvolvimento de Embalagens. v. 24, n.1. jan/fev/mar. De 2012. Disponível em: <http://www.ital.sp.gov.br/cetea/informativo/v24n1/v24n1_artigo1.pdf>. Acesso em: jul. 2015.

CAT. **Carbon dioxide, a renewable resource**. 2015. Disponível em: <<http://www.catalyticcenter.rwth-aachen.de/research/CO2-chemistry.html>>. Acesso em: maio 2015.

CELESC. **Indústria mais eficiente, WEG**. [2014?]. 56 p. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-industria+-eficiente-estudo-de-caso-portugues-br.pdf>>. Acesso em: abr. 2017.

CEPEA/ESALQ. **Série histórica de preços da lenha de eucalipto para o Estado de São Paulo (período de julho de 2002 a novembro de 2014)**. 1 planilha eletrônica, formato XLS, programa Excel, 262 KB. São Paulo, 2014.

CETESB. **1º Inventário de emissões antrópicas de gases de efeito estufa diretos e indiretos do Estado de São Paulo**. 2.ed. São Paulo, 2011. Disponível em: <http://cetesb.sp.gov.br/inventario-gee-sp/wp-content/uploads/sites/34/2014/01/Primeiro_Inventario_GEE_WEB_Segunda-Edicao-v1.pdf>. Acesso em: mar. 2018.

CETESB. Decisão de Diretoria nº 254/2012/V/I, de 22 de agosto de 2012. Referente ao Relatório à Diretoria nº 001/2012/V/I – conjunto, de 22/8/2012 - Processo 005/2011/321/P Dispõe sobre os critérios para a elaboração do inventário de emissões de gases de efeito estufa no Estado de São Paulo e dá outras providências. **Diário**

Oficial [do] Estado de São Paulo, Poder Executivo, v. 122, n. 160, 24 ago. 2012. Seção 1, p. 50. Disponível em: <<http://cetesb.sp.gov.br/inventario-gee-empresendimentos/decisao-de-diretoria-no-2542012vide-22-8-2012/>>. Acesso em: mar. 2018.

CETESB. Decisão de Diretoria nº 289/2014/P, de 8 de outubro de 2014. Referente ao Relatório à Diretoria nº 001/2012/V/I – conjunto, de 08/10/2014. Dispõe sobre a aprovação do “Plano de Redução de Emissão de Fontes Estacionárias – PREFE 2014”, elaborado em atendimento ao Decreto Estadual nº 59.113, de 23 de abril de 2013. **Diário Oficial [do] Estado de São Paulo**, Poder Executivo, v. 124, n. 230, 5 dez. 2014. Seção 1, p. 63. Disponível em: <<http://cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/2014/12/DD-289-2014.pdf>>. Acesso em: mar. 2018.

CETESB. **Emissões no setor de processos industriais e uso de produtos 1990 a 2008**: relatório de referência. São Paulo, 2013. 318 p. (1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo). Disponível em: <http://cetesb.sp.gov.br/inventario-gee-sp/wp-content/uploads/sites/34/2014/04/primeiro_inventario_setor_industria_web1.pdf>. Acesso em: mar. 2018.

CETESB. **Inventário de emissões antrópicas de gases de efeito estufa diretos e indiretos do Estado de São Paulo**. São Paulo: s.n., 2011. Disponível em: <http://cetesb.sp.gov.br/inventario-gee-sp/wp-content/uploads/sites/34/2014/01/Primeiro_Inventario_GEE_WEB_Segunda-Edicao-v1.pdf>. Acesso em mar.2018.

CETESB. **Plano de Redução de Emissão de Fontes Estacionárias – PREFE**. São

Paulo, 2014a. ANEXO B – Metodologia do Inventário de fontes estacionárias. Critério para a seleção dos empreendimentos inventariados. São Paulo, 2014a. Disponível em: <http://www.ambiente.sp.gov.br/consema/files/2014/11/PREFE_2014.pdf>. Acesso em: fev. 2016

COGEN. **Resumo técnico: Avaliação técnica e econômica do mercado potencial de cogeração a GN no Estado de São Paulo.** 2008. 9 pg. Disponível em: <<http://www.cogen.com.br/cogengas/ebook/resumo.pdf>>. Acesso em outubro de 2015.

COGEN. **Conceito e Tecnologias, [2014?].** Disponível em <<http://www.cogen.com.br/cogerao/conceito-e-tecnologias>>. Acesso em: abr. 2017.

DONG, H. et al. Emissions from livestock and manure management. In: EGGLESTON, S. et al. (Ed.). **2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories: agriculture, forestry and other land use.** Hayama, Japan: IGES, 2006. v. 4, Chap. 10, p. 10.1-10.87. Hayama, JP: IPCC/IGES, 2006. Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.html>>. Acesso em: jun. 2017.

DURILLA, M. NO_x and N₂O control in nitric acid plant: a time to review the past and look ahead. **EM: the magazine for environmental managers**, Pittisburgh, PA, nov. 2009, p. 6-9. Disponível em: <<http://pubs.awma.org/gsearch/em/2009/11/durilla.pdf>>. Acesso em: jun. 2017.

EIA. **Annual energy outlook 2014 with projections to 2040.** Washington, DC, 2014. (DOE/EIA-0383/2014). Disponível

em: <[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2014).pdf)>. Acesso em: set. 2016.

EIA. **Electricity Market Module, 2014.** Assumptions to the Annual Energy Outlook 2014. Washington, 2014a. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/0554\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/0554(2014).pdf)>. Acesso em outubro de 2015.

EIA. **Table ET1. Primary Energy, Electricity, and Total Energy Price and Expenditure Estimates, 1970–2012, United States.** 2015. Disponível em: <http://www.eia.gov/state/seds/data.cfm?incfile=/state/seds/sep_prices/total/pr_tot_US.html&sid=US>. Acesso em outubro de 2015.

ENPAG. **Adaptação da Unidade de Amônia da Ultrafertil para processamento de GR.** Bahia. 1984.

EPE. **Balanco energético nacional: ano base 2013 = Brazilian energy balance: year 2013.** Rio de Janeiro, 2014. 285 p. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030. Eficiência energética.** Ministério de Minas e Energia, 2007. 242 p. Disponível em <http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_11.pdf>. Acesso em outubro de 2015.

ESMAP. **World bank group. Modeling Tools and E-Learning: MACTool.** Disponível em: <<http://www.esmap.org/MACTool>>. Acesso em: mar.2018.

EUROPEAN COMMISSION. **Integrated Pollution Prevention and Control.** Reference Document on Best Available Techniques for

the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Ammonia, Acids and Fertilisers 2007. 446 p. Disponível em: <[http://www.prtr-es.es/data/images/BREF%20Industria%20Qu%C3%ADmica%20Inorg%C3%A1nica%20de%20gran%20volumen%20de%20producci%C3%B3n%20\(amoniaco,%20%C3%A1cidos%20y%20abonos\)-B69EED9E11BEACCB.pdf](http://www.prtr-es.es/data/images/BREF%20Industria%20Qu%C3%ADmica%20Inorg%C3%A1nica%20de%20gran%20volumen%20de%20producci%C3%B3n%20(amoniaco,%20%C3%A1cidos%20y%20abonos)-B69EED9E11BEACCB.pdf)>. Acesso em: set. 2015.

FANTI, O, D. **Aspectos Econômicos e Industriais de Amônia, Uréia, Ácido Nítrico, Gás Carbônico e Ácido Sulfúrico**. Workshop Aspectos Gerais da Indústria de Fertilizantes Nitrogenados. Petrobras. RJ. nov. 2012.

FANTI, O. D. **International Refining and Petrochemical Conference. IRPC 2012**. Environment & Safety. “Greenhouse Gases Inventory Management in The Brazilian Chemical and Petrochemical Industry”. Milão, Italia. 2012a.

FANTI, O.D.; PAIVA, C.R. Hydrogen and ammonia from refinery off-gas. **Nitrogen**. London: British Sulfur, nº 170, p. 31–34, 1987. Publisher The British Sulphur Corporation. Disponível em: <<http://cat.inist.fr/?aModele=afficheN&cpsidt=7418971>>. Acesso em: fev. 2016.

FAY, M.; HALLEGATTE, S.; VOGT-SCHILB, A.; ROZENBERG, J.; NARLOCH, U.; KERR, T. **Decarbonizing Development**. Three Steps to a Zero-Carbon Future. Climate Change and Development. Washington, DC: World Bank. doi:10.1596/978-1-4648-0479-3. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO. Washington, 2015. 182p.

FELIPPE, G. J. Processamento de Álcool Etílico na Produção de Amônia Anidra. **Revista Brasileira de Engenharia Química**. São Paulo, V. 3, n. 4, p. 27-29, 1979.

FIESP. **ConstruBusiness – 11º Congresso Brasileiro da Construção**. Departamento da indústria da construção. São Paulo: s.n., 2015. Disponível em: <<http://hotsite.fiesp.com.br/construbusiness/2015/docs/Caderno-Tecnico.pdf>>. Acesso em outubro de 2015.

FIESP. **ConstruBusiness**. 11º Congresso Brasileiro da Construção. Antecipando o futuro: Brasil 2022: planejar, construir, crescer. 11.ed. Departamento da Indústria da Construção. São Paulo, 2015. Disponível em: <<http://hotsite.fiesp.com.br/construbusiness/2015/docs/Caderno-Tecnico.pdf>>. Acesso em maio de 2015.

GI DYNAMICS. **Bio-Refining**. Wateringen, NL. c2014. Disponível em: <<http://www.gidynamics.nl/#!bio-refining/cfca>>. Acesso em: jun. 2015.

GOMEZ, D. R. et al. Stationary combustion. In: EGGLESTON, S. et al. (Ed.). **2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories: energy**. Hayama, JP: IPCC: IGES, 2006. v. 2: Energy. Chap 2, 47 p. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf>. Acesso em: outubro de 2015.

GOUVELLO, C. de et al. **Estudo de baixo carbono para o Brasil**. Washington, DC: Banco Mundial: Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento, 2010. 280 p. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/BRAZILINPOREXTN/>>

Resources/3817166-1276778791019/
Relatorio_Principal_integra_Portugues.
pdf>. Acesso em: abr. 2017.

GUIRADO, S. A. de O.; FILLIPI, E.;
BADANO, M.. **The fosfertil experience in
applying casale advanced technologies to
ammonia plant revamping.** [S.L.: s.n.], 2005.
Preparado para a apresentação na “Nitrogen
2005 Conference” Bucarest, Romania. 2005.
Disponível em: <[http://www.casale.ch/
images/casalegroup/events/paper_archive/
ammonia/2005/nitrogen_syngas_bucharest_
romania_2005_the_fosfertil_experience_
in_applying_casale_advanced_
technologies_to_ammonia_plant_
revamping.pdf](http://www.casale.ch/images/casalegroup/events/paper_archive/ammonia/2005/nitrogen_syngas_bucharest_romania_2005_the_fosfertil_experience_in_applying_casale_advanced_technologies_to_ammonia_plant_revamping.pdf)>. Acesso em: maio, 2015.

**GVCES. Aplicação de Indicadores de
Intensidade em Instrumentos Econômicos.**
Centro de Estudos em Sustentabilidade da
Escola de Administração de Empresas de
São Paulo da Fundação Getúlio Vargas: São
Paulo, 2015. 143 p. Disponível em: <[http://
mediadrawer.gvces.com.br/publicacoes/
original/gvces-relatorio-indicadores-de-inten-
sidade-26-08-2015.pdf](http://mediadrawer.gvces.com.br/publicacoes/original/gvces-relatorio-indicadores-de-intensidade-26-08-2015.pdf)> Acesso em: jan. 2016.

HARNISCH, J. et al. Chemical industry
emissions. In: EGGLESTON, S. et al.
(Ed.). 2006 IPCC guidelines for national
greenhouse gas inventories. Hayama,
JP: IPCC: IGES, 2006. v. 3: Industrial
Processes and Product Use. Chap. 3, p.
2.19-2.26. Disponível em: <[http://www.
ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/
3_Volume3/V3_3_Ch3_Chemical_
Industry.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/3_Volume3/V3_3_Ch3_Chemical_Industry.pdf)>. Acesso em: abr. 2017.

HILL, P. M. J. **Technologies for conversion
of unconventional and renewable
feedstocks from BP.** BP International.
UK, c2014. Disponível em: <<http://www>.

[petrochemconclave.com/presentation/2014/
Mr.PHill.pdf](http://petrochemconclave.com/presentation/2014/Mr.PHill.pdf)>. Acesso em: mar. 2018.

**ICCA. How to Know If and When
it's Time to Commission a Life Cycle
Assessment.** Na Executive Guide. [The
Hague, NL, 2013?]. Disponível em: <[http://
www.icca-chem.org/iccadocs/acc_icc_
lifecycle_2013.08.pdf](http://www.icca-chem.org/iccadocs/acc_icc_lifecycle_2013.08.pdf)>. Acesso em: dez. 2015.

IEA. Energy Technology Systems analysis
Programme. **Industrial Combustion
Boilers.** 2010, 5 p. Disponível em
<[http://www.etsap.org/E-techDS/
PDF/I01-ind_boilers-GS-AD-gct1.
pdf](http://www.etsap.org/E-techDS/PDF/I01-ind_boilers-GS-AD-gct1.pdf)>. Acesso em: outubro de 2015.

IEA; ICCA; DECHEMA. **Roadmap
de Tecnologia: Reduções de energia
e GEE na indústria química via
processos catalíticos.** Paris, France, 2014.
Disponível em: <[http://www.iea.org/
publications/freepublications/publication/
ChemicalRoadmap_Portugueseversion.
pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ChemicalRoadmap_Portugueseversion.pdf)>. Acesso em: junho 2015.

INTRATEC SOLUTIONS. “Green”
Ethylene Production. **Chemical Engineering.**
v. 122, n. 2, p. 39, New York, fev. 2015.
Disponível em: <[http://search.proquest.
com/openview/26f681fce2ba7a4e404f43
9f20b2ce06/1.pdf?pq-origsite=gscholar](http://search.proquest.com/openview/26f681fce2ba7a4e404f439f20b2ce06/1.pdf?pq-origsite=gscholar)>.
Acesso em: abr. 2017. IPCC. **Good practice
guidance and uncertainty management
in national greenhouse gas inventories.**
Hayama, JP: IGES, 2000a. Disponível em:
<[http://www.ipcc-nggip.iges. or.jp/public/
gp/english/](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/)>. Acesso em: mar. 2013.

IPCC. Mudança do clima 1995: a ciência
da mudança do clima — sumário para
formuladores de políticas e sumário
técnico do relatório do grupo do trabalho

- I. Editado e traduzido pelo MCT. Brasília, DF: MCT, 2000b. Disponível em: <http://inventariogee.cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/sites/29/2013/12/mudanca_clima_1995.pdf>. Acesso em: jul. 2017.
- KAHN, J.; CAMPBELL, R. **Development Bio-based Olefins**. [Philadelphia]. 38 slides, il., color., PPT em PDF. BRASKEM, jan. 2014. Disponível em: <http://www.inda.org/BIO/vision2014_659_PPT.pdf>. Acesso em: fev. 2016.
- KIKUCHI, Y. et al. Environmental Performance of Biomass-Derived Chemical Production: A case study on Sugarcane-Derived Polyethylene. **Journal of Chemical Engineering of Japan**. 2013. Disponível em: <<http://www.espacoeco.org.br/media/1078/journal-of-chemical-engineering-of-japan.pdf>>. Acesso em: fev. 2015.
- KINTO, O.T.; MARUYAMA, F. M.; UDAETA, M. E. M. **Avaliação Energo-Ambiental da Gaseificação de Biomassa dentro da Indústria de Celulose com base do Planejamento Integrado de Recursos Energéticos Cooperativo**. In: JORNADA CIENTÍFICA DA AB3E, 7., 2013, Rio de Janeiro. [Anais...]. [S.L.]: AB3E, 2013. 14 p. Disponível em <www.ab3e.org.br/eventos/download/44>. Acesso em: outubro de 2015.
- MATHIAS, F.R.C. **Diagnóstico Energético e Gestão da Energia em uma Planta Petroquímica de Primeira Geração**. Dissertação de mestrado. Campinas, 2014. Disponível em: <[http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000928191&go=x&code=x&unit=x](http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/zeus/auth.php?back=http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000928191&go=x&code=x&unit=x)>. Acesso em: set. 2015.
- MAXIQUIM. ASSESSORIA DE MERCADO. **Croda investe em planta de óxido de eteno a partir de etanol**. MaxiQuim: conhecimento gerando valor, Porto Alegre, 1 abr. 2015. MaxiGIP. Disponível em: <http://www.maxiquim.com.br/site/login.php?link=/site/maxigip_ver.php?titulo=croda-investe-em-planta-de-oxido-de-eteno-a-partir-do-etanol&id=18191>. Acesso em: abr. 2017.
- PACALA, S.; SOCOLOW, R. Stabilization wedges: solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. **Science**, Washington, DC, v. 305, n. 5686, p. 968-972, aug. 2004. Special section: Toward a hydrogen economy: review. DOI: 10.1126/science.1100103. Disponível em: <http://fire.pppl.gov/energy_socolow_081304.pdf>. Acesso em: abr. 2017.
- PACCA, S. A. et al. **Estudo de baixo carbono para a indústria de São Paulo: relatório síntese**. 1ª ed. 2017. São Paulo CETESB, 2017. 188 p.
- PETROBRÁS. **Coque verde de petróleo**. Rio De Janeiro. c2016. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/produtos/industriais/coque-verde-de-petroleo/>>. Acesso em: mar. 2015.
- PETROCOQUE S. A.. **Coque Petrocoque**. 2008. Disponível em: <<http://www.petrocoque.com.br/site/336/Default.aspx>>. Acesso em: mar. 2015.

REINSHAGEN, P. BIO BASED PRESS. **Bioplastic from carbon dioxide, new and biodegradable**. Amsterdam, 2012. Disponível em: <<http://www.biobasedpress.eu/2012/10/bioplastics-from-carbon-dioxide-new-and-biodegradable/>>. Acesso em: maio 2015.

Revista Brasil Energia. **Com iluminação LED, Henkel reduz gasto pela metade**. São Paulo: s.n., 2014, Vol. 402. 2014. Disponível em: <http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/cadun/login?url_retorno=/news/consumidor/eficiencia/2014/04/com-iluminacao-led-henkel-reduz-gasto-pela-metade-449621.html>. Acesso em: maio 2015.

SÃO PAULO (Estado). **Balço Energético do Estado de São Paulo – 2014: Ano Base – 2013**. São Paulo: Secretaria de Energia, 2014. Disponível em: <<http://www.energia.sp.gov.br/a2sitebox/arquivos/documentos/642.pdf>>. Acesso em: outubro de 2015.

SÃO PAULO (Estado). **Lei nº 13.798 – Institui a Política Estadual de Mudanças Climáticas**. São Paulo, 2009. Disponível em: <http://www.ambiente.sp.gov.br/wp-content/uploads/2013/01/lei_13798_portugues.pdf>. Acesso em: março de 2016.

SCHLÖMER, S. et al. Annex III: technology-specific cost and performance parameters. In: IPCC. **Climate change 2014: mitigation of climate change: Working Group III contribution to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Edited by O. Edenhofer et al. New York: Cambridge University Press, 2014. Annex 3, p. 1329–1356. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf>. Acesso em: set. 2016.

SCIENTIFIC DESIGN COMPANY. **Renewable Ethylene Oxide & Glycol**. c2016. Disponível em: <<http://www.scidesign.com/technologies/renewable-green-technologies/renewable-ethylene-oxide-and-glycol>>. Acesso em: mar. 2015.

SGT ANEEL. Arquivo Excel fornecido pela SGT. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por e-mail. 2015.

SZWARC, A. **A álcoolquímica no cenário futuro da cana-de-açúcar**. Cap. 4.4. In: São Paulo (Estado). Secretaria do Meio Ambiente / Coordenadoria de Planejamento Ambiental. **Meio Ambiente Paulista: Relatório de Qualidade Ambiental**. São Paulo, 2011.. Cap. 4.4, p. 224-228. Disponível em: <<http://www.ambiente.sp.gov.br/publicacoes/2011/12/27/relatorio-de-qualidade-ambiental-2011/>>. Acesso em: abr. 2016.

U.S. Department of Energy. **Energy Savings Potential of Solid-State Lighting in General Illumination Applications – 2010 to 2030**. Washington DC, 2010. Disponível em: <http://apps1.eere.energy.gov/buildings/publications/pdfs/ssl/ssl_energy-savings-report_10-30.pdf>. Acesso em: outubro de 2015.

U.S. Department of Energy. **Lifetime of White LEDs**. Building Technologies Program. [2015?] arquivo PDF, 2 p. Disponível em: <https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/sites/default/files/attachments/lifetime_white_leds.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

U.S. Department of Energy. **Solid-State Lighting Research and Development Multi-Year Program Plan 2014**. 2014, 95 p. Disponível em: <<http://apps1.eere>

energy.gov/buildings/publications/pdfs/ssl/ssl_mypp2014_web.pdf>.

Acesso em: outubro de 2015.

UDOP. CONSECANA. **Valores de ATR e preço da tonelada de cana-de-açúcar:** Consecana do estado de São Paulo. Araçatuba, [2016?].

Disponível em: <http://www.udop.com.br/cana/tabela_consecana_saopaulo.pdf>. Acesso em: set. 2016.

UNFCCC. CCNUCC. CDM.AM0021: **Baseline Methodology for decomposition of N₂O from existing adipic acid production plants.**

Version 01. Bonn, DE, 2005. 2005.

Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/filestorage/C/D/M/CDMWF_AM_802035877/CDMWF_AM.pdf?t=OTB8bzYSMXc5fDBtg-lZvghdKqSTiAMFi4u4>. Acesso em: abr. 2016.

UNFCCC. CDM – PDD – **Fosfertil Piaçaguera NAP 2 Nitrous Oxide Abatement Project.** versão 3.

Bonn. 2008a. Disponível em:

<<https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1207635159.57/view>>. Acesso em: abr. 2016.

UNFCCC. CDM – PDD **Huayang Dier Line1 N₂O Abatement Project Version 01.** Bonn, DE. 2007. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/filestorage/B/M/G/BMGAGYFF4WO3QXF8XHQ3OKI9WYJRN0/revised%20PD.pdf?t=QUd8bzZiMGcyfDCg4s_PoQMYIdqPOeMTXT9L>.

Acesso em: abr. 2016.

UNFCCC. CDM - PDD **N₂O Emission Reduction in nítric acid plant Paulínia, SP, Brazil.** Bonn, DE. Appendix 2 – Brazil NPV. Brazil, 2006. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1174479298.53/view?cp=1>>. Acesso em: jun. 2015.

UNFCCC. CDM – PDD. **YARA Ambès N₂O abatement project.** Bonn, DE, 2009. Disponível em: <<http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/SOQTH73E8NU6JAFKGCWI92PLX1YVD4.pdf>>. Acesso em: maio 2015.

UNFCCC. CDM Methodology **booklet.** Eighth edition. Bonn, DE. 2016. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/meth_booklet.pdf>. Acesso em: abr. 2017.

UNFCCC. CDM – PDD. **Fosfertil Cubatão NAP 4 Nitrous Oxide Abatement Project.** Apêndice 4. Bonn, DE. 2008b. Disponível em: <<https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1224046064.15/view>>. Acesso em: abr. 2016.

UNFCCC. **Large-scale Consolidated Methodology N₂O abatement from nitric acid production.** versão 2. Bonn, DE. 2013 Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/filestorage/o/o/UK0QCO6YJA2E7LTNI5WHZ1D3MSFV89.pdf/EB73_repan07_ACM0019_ver02.0.pdf?t=UnN8bzY4emJ5fDDSTIvUQh4zE2DjqoyKQBTf>. Acesso em: abr. 2016.

USEPA. **Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies.** [Washington, DC]. 2007, 112 p. Disponível em: <http://www.epa.gov/chp/documents/biomass_chp_catalog.pdf>. Acesso em: outubro de 2015.

USEPA. Combined Heat and Power: Frequently Asked Questions, [Washington, DC, 2009?]. 2 p. Disponível em <https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/combined_heat_and_power_frequently_asked_questions.pdf>. Acesso em: maio 2017.

USEPA. Fact Sheet: CHP as a Boiler Replacement Opportunity, [Washington, DC] 2013. 6 p. Disponível em <http://www.epa.gov/chp/documents/boiler_opportunity.pdf>. Acesso em: maio 2015.

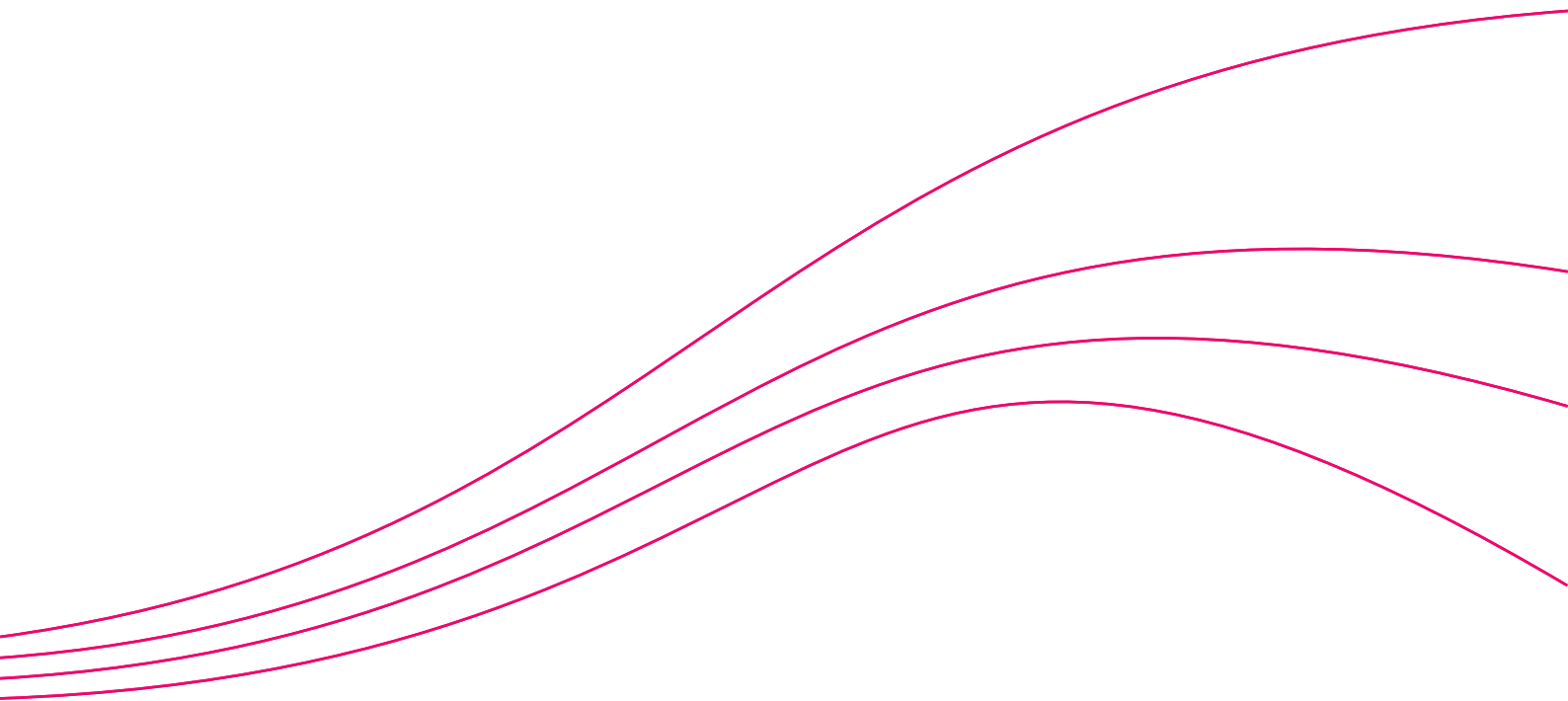
VINNOLIT. EDC/VCM – Process. [2014?]. Disponível em: <https://www.vinnolit.com/vinnolit.nsf/id/DE_VCM-Process.>. Acesso em: mar. 2015.

WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A. See+: substituição de motor queimado, substituição de motor em operação, nova instalação. Versão V1.0.3 – 73172EE. Jaraguá do Sul, SC, [2013?] 1 software online. Disponível em: <<http://www.weg.net/eficienciaenergetica/substituicao-de-motores/>>. Acesso em: jun. 2017.



Apêndice A

Cenário de crescimento de 2,7% e 3,7% ao ano (sem limitação à capacidade instalada)



Este apêndice contém os resultados principais da projeção originalmente realizada pela equipe que estudou o consumo de energia na indústria química. Em ordem de manter a coesão com o estudo de processos químicos no relatório, a modelagem foi refeita pela coordenação

com base no crescimento de 3,7% a.a. limitado pela capacidade instalada no Estado de São Paulo. A seguir, são apresentados os resultados para os cenários de crescimento de 2,7% a.a. (cenário 1) e 3,7% a.a. (cenário 2), não limitados à capacidade instalada da indústria.

Tabela 41 – Previsão do consumo de energia no cenário 1 de referência: crescimento de 2,7% até 2030 (GJ)

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(GJ)								
GN	27.261.008	27.997.056	28.752.976	29.529.307	30.326.598	31.145.416	31.986.342	32.849.973	33.736.923
Lenha	214.992	220.797	226.758	232.881	239.169	245.626	252.258	259.069	266.064
Óleo diesel	945.966	971.507	997.737	1.024.676	1.052.343	1.080.756	1.109.936	1.139.904	1.170.682
OC	1.891.931	1.943.013	1.995.475	2.049.353	2.104.685	2.161.512	2.219.872	2.279.809	2.341.364
GLP	1.762.936	1.810.535	1.859.420	1.909.624	1.961.184	2.014.136	2.068.517	2.124.367	2.181.725
GR	2.063.925	2.119.651	2.176.881	2.235.657	2.296.020	2.358.013	2.421.679	2.487.064	2.554.215
Eletricidade	34.355.750	35.283.356	36.236.006	37.214.378	38.219.167	39.251.084	40.310.863	41.399.257	42.517.037
Bagaço de cana	773.972	794.869	816.331	838.371	861.008	884.255	908.130	932.649	957.831
Outros secundários	1.418.948	1.457.260	1.496.606	1.537.014	1.578.514	1.621.134	1.664.904	1.709.857	1.756.023
Total	70.689.429	72.598.043	74.558.191	76.571.262	78.638.686	80.761.930	82.942.502	85.181.950	87.481.863

Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	(GJ)							
GN	34.647.820	35.583.311	36.544.060	37.530.750	38.544.080	39.584.770	40.653.559	41.751.205
Lenha	273.248	280.625	288.202	295.984	303.975	312.183	320.612	329.268
Óleo diesel	1.202.290	1.234.752	1.268.090	1.302.329	1.337.492	1.373.604	1.410.691	1.448.780
OC	2.404.581	2.469.504	2.536.181	2.604.658	2.674.983	2.747.208	2.821.383	2.897.560
GLP	2.240.632	2.301.129	2.363.259	2.427.067	2.492.598	2.559.898	2.629.016	2.699.999
GR	2.623.179	2.694.005	2.766.743	2.841.445	2.918.164	2.996.954	3.077.872	3.160.975
Eletricidade	43.664.997	44.843.952	46.054.738	47.298.216	48.575.268	49.886.800	51.233.744	52.617.055
Bagaço de cana	983.692	1.010.252	1.037.529	1.065.542	1.094.311	1.123.858	1.154.202	1.185.365
Outros secundários	1.803.435	1.852.128	1.902.136	1.953.493	2.006.238	2.060.406	2.116.037	2.173.170
Total	89.843.873	92.269.657	94.760.938	97.319.484	99.947.110	102.645.682	105.417.115	108.263.377

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em São Paulo (2014) e taxa de crescimento de 2,7% (item 3.1.9).

Tabela 42 – Previsão do consumo de energia no cenário 2 de referência: crescimento de 3,7% até 2030

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(GJ)								
GN	27.526.452	28.544.930	29.601.093	30.696.333	31.832.097	33.009.885	34.231.251	35.497.807	36.811.226
Lenha	217.086	225.118	233.447	242.085	251.042	260.330	269.963	279.951	290.309
Óleo diesel	955.177	990.518	1.027.167	1.065.172	1.104.584	1.145.453	1.187.835	1.231.785	1.277.361
OC	1.910.353	1.981.036	2.054.335	2.130.345	2.209.168	2.290.907	2.375.670	2.463.570	2.554.722
GLP	1.780.102	1.845.966	1.914.266	1.985.094	2.058.543	2.134.709	2.213.693	2.295.600	2.380.537
GR	2.084.022	2.161.130	2.241.092	2.324.013	2.410.001	2.499.171	2.591.640	2.687.531	2.786.970
Eletricidade	34.690.276	35.973.816	37.304.847	38.685.126	40.116.476	41.600.786	43.140.015	44.736.195	46.391.435
Bagaço de cana	781.508	810.424	840.410	871.505	903.750	937.189	971.865	1.007.824	1.045.114
Outros secundários	1.432.765	1.485.777	1.540.751	1.597.759	1.656.876	1.718.180	1.781.753	1.847.678	1.916.042
Total	71.377.739	74.018.715	76.757.407	79.597.432	82.542.537	85.596.610	88.763.685	92.047.941	95.453.715
Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(GJ)								
GN	38.173.241	39.585.651	41.050.320	42.569.182	44.144.242	45.777.579	47.471.349	49.227.789	
Lenha	301.051	312.190	323.741	335.719	348.141	361.022	374.380	388.232	
Óleo diesel	1.324.624	1.373.635	1.424.459	1.477.164	1.531.819	1.588.496	1.647.271	1.708.220	
OC	2.649.247	2.747.269	2.848.918	2.954.328	3.063.638	3.176.993	3.294.542	3.416.440	
GLP	2.468.617	2.559.955	2.654.674	2.752.897	2.854.754	2.960.380	3.069.914	3.183.501	
GR	2.890.088	2.997.021	3.107.911	3.222.903	3.342.151	3.465.810	3.594.045	3.727.025	
Eletricidade	48.107.918	49.887.911	51.733.763	53.647.913	55.632.885	57.691.302	59.825.880	62.039.438	
Bagaço de cana	1.083.783	1.123.883	1.165.467	1.208.589	1.253.307	1.299.679	1.347.767	1.397.634	
Outros secundários	1.986.935	2.060.452	2.136.689	2.215.746	2.297.729	2.382.745	2.470.906	2.562.330	
Total	98.985.503	102.647.966	106.445.941	110.384.441	114.468.665	118.704.006	123.096.054	127.650.608	

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em São Paulo (2014) e taxa de crescimento de 3,7% (item 3.1.9).

Tabela 43 – Previsão das emissões de gases de efeito estufa no cenário 1 de referência: crescimento de 2,7% até 2030

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(tCO ₂ e)								
GN	1.521.696	1.562.782	1.604.977	1.648.311	1.692.816	1.738.522	1.785.462	1.833.669	1.883.178
Lenha	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Óleo diesel	69.364	71.237	73.160	75.135	77.164	79.247	81.387	83.585	85.841
OC	144.909	148.821	152.839	156.966	161.204	165.557	170.027	174.617	179.332
GLP	110.071	113.043	116.095	119.229	122.448	125.755	129.150	132.637	136.218
GR	136.355	140.037	143.818	147.701	151.689	155.784	159.991	164.310	168.747
Eletricidade	5.615.257	5.766.868	5.922.574	6.082.483	6.246.710	6.415.372	6.588.587	6.766.479	6.949.173
Bagaço de cana	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Outros secundários	141.647	145.471	149.399	153.432	157.575	161.830	166.199	170.686	175.295
Total	7.739.297	7.948.258	8.162.861	8.383.259	8.609.607	8.842.066	9.080.802	9.325.983	9.577.785

continua

continuação

Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(tCO ₂ e)								
GN	1.934.024	1.986.243	2.039.871	2.094.948	2.151.511	2.209.602	2.269.261	2.330.531	
Lenha	—	—	—	—	—	—	—	—	
Óleo diesel	88.159	90.539	92.984	95.495	98.073	100.721	103.440	106.233	
OC	184.174	189.147	194.254	199.499	204.885	210.417	216.098	221.933	
GLP	139.896	143.673	147.552	151.536	155.628	159.830	164.145	168.577	
GR	173.303	177.982	182.788	187.723	192.791	197.997	203.343	208.833	
Eletricidade	7.136.801	7.329.495	7.527.391	7.730.631	7.939.358	8.153.720	8.373.871	8.599.965	
Bagaço de cana	—	—	—	—	—	—	—	—	
Outros secundários	180.028	184.889	189.881	195.007	200.273	205.680	211.233	216.937	
Total	9.836.385	10.101.968	10.374.721	10.654.838	10.942.519	11.237.967	11.541.392	11.853.010	

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em São Paulo (2014) e taxa de crescimento mencionada no item 3.1.9.

Tabela 44 – Previsão das emissões de gases de efeito estufa no cenário 2 de referência: crescimento de 3,7% até 2030

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(tCO ₂ e)								
GN	1.536.513	1.593.364	1.652.318	1.713.454	1.776.852	1.842.595	1.910.771	1.981.470	2.054.784
Lenha	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Óleo diesel	70.039	72.631	75.318	78.105	80.995	83.992	87.099	90.322	93.664
OC	146.320	151.734	157.348	163.170	169.207	175.467	181.960	188.692	195.674
GLP	111.142	115.255	119.519	123.941	128.527	133.283	138.214	143.328	148.631
GR	137.683	142.777	148.060	153.538	159.219	165.110	171.219	177.554	184.124
Eletricidade	5.669.933	5.879.720	6.097.270	6.322.869	6.556.815	6.799.417	7.050.996	7.311.883	7.582.422
Bagaço de cana	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Outros secundários	143.026	148.318	153.805	159.496	165.398	171.517	177.863	184.444	191.269
Total	7.814.656	8.103.798	8.403.638	8.714.573	9.037.012	9.371.382	9.718.123	10.077.693	10.450.568

Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(tCO ₂ e)								
GN	2.130.811	2.209.651	2.291.408	2.376.190	2.464.110	2.555.282	2.649.827	2.747.871	
Lenha	—	—	—	—	—	—	—	—	
Óleo diesel	97.129	100.723	104.450	108.315	112.322	116.478	120.788	125.257	
OC	202.914	210.422	218.207	226.281	234.653	243.335	252.339	261.675	
GLP	154.131	159.833	165.747	171.880	178.239	184.834	191.673	198.765	
GR	190.937	198.001	205.327	212.924	220.803	228.972	237.444	246.230	
Eletricidade	7.862.972	8.153.902	8.455.596	8.768.453	9.092.886	9.429.323	9.778.208	10.140.001	
Bagaço de cana	—	—	—	—	—	—	—	—	
Outros secundários	198.346	205.685	213.295	221.187	229.371	237.857	246.658	255.785	
Total	10.837.239	11.238.217	11.654.031	12.085.230	12.532.384	12.996.082	13.476.937	13.975.584	

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em São Paulo (2014) e taxa de crescimento mencionada no item 3.1.9.

Tabela 45 – Previsão do consumo de energia no cenário 1 de baixo carbono: crescimento de 2,7% até 2030

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(GJ)								
GN	27.261.008	27.063.820	26.836.111	26.576.376	26.283.051	25.954.513	25.589.074	26.279.979	26.989.538
Lenha	214.992	220.797	226.758	232.881	239.169	245.626	252.258	259.069	266.064
Óleo diesel	921.096	945.966	971.507	997.737	1.024.676	1.052.343	1.080.756	1.109.936	1.139.904
OC	1.891.931	1.619.178	1.330.316	1.024.676	701.562	360.252	—	—	—
GLP	1.762.936	1.810.535	1.859.420	1.909.624	1.961.184	2.014.136	2.068.517	2.124.367	2.181.725
GR	2.063.925	2.119.651	2.176.881	2.235.657	2.296.020	2.358.013	2.421.679	2.487.064	2.554.215
Eletricidade	34.355.750	35.086.456	35.831.575	36.521.260	37.294.052	38.081.950	38.809.283	39.626.105	40.458.742
Bagaço de cana	773.972	794.869	816.331	838.371	861.008	884.255	908.130	932.649	957.831
Outros secundários	1.418.948	1.457.260	1.496.606	1.537.014	1.578.514	1.621.134	1.664.904	1.709.857	1.756.023
Biomassa	—	1.257.071	2.582.023	3.977.607	5.446.670	6.992.162	8.617.141	8.849.804	9.088.748
Total	70.664.559	72.375.603	74.127.529	75.851.205	77.685.905	79.564.383	81.411.742	83.378.830	85.392.791
Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(GJ)								
GN	27.718.256	28.466.649	29.235.248	30.024.600	30.835.264	31.667.816	32.522.847	33.400.964	
Lenha	273.248	280.625	288.202	295.984	303.975	312.183	320.612	329.268	
Óleo diesel	1.170.682	1.202.290	1.234.752	1.268.090	1.302.329	1.337.492	1.373.604	1.410.691	
OC	—	—	—	—	—	—	—	—	
GLP	2.240.632	2.301.129	2.363.259	2.427.067	2.492.598	2.559.898	2.629.016	2.699.999	
GR	2.623.179	2.694.005	2.766.743	2.841.445	2.918.164	2.996.954	3.077.872	3.160.975	
Eletricidade	41.225.214	42.088.043	42.967.411	43.774.498	44.685.334	45.613.444	46.462.600	47.423.460	
Bagaço de cana	983.692	1.010.252	1.037.529	1.065.542	1.094.311	1.123.858	1.154.202	1.185.365	
Outros secundários	1.803.435	1.852.128	1.902.136	1.953.493	2.006.238	2.060.406	2.116.037	2.173.170	
Biomassa	9.334.144	9.586.166	9.844.993	10.110.808	10.383.799	10.664.162	10.952.094	11.247.801	
Total	87.372.482	89.481.287	91.640.272	93.761.527	96.022.013	98.336.213	100.608.884	103.031.693	

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em nos resultados obtidos nos Produtos 3 e 4 do Projeto BR-T1262.

Tabela 46 – Previsão do consumo de energia no cenário 2 de baixo carbono: crescimento de 3,7% até 2030

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(GJ)								
GN	27.526.452	27.593.433	27.627.686	27.626.700	27.587.818	27.508.238	27.385.001	28.398.246	29.448.981
Lenha	217.086	225.118	233.447	242.085	251.042	260.330	269.963	279.951	290.309
Óleo diesel	955.177	990.518	1.027.167	1.065.172	1.104.584	1.145.453	1.187.835	1.231.785	1.277.361
OC	1.910.353	1.650.863	1.369.556	1.065.172	736.389	381.818	—	—	—
GLP	1.780.102	1.845.966	1.914.266	1.985.094	2.058.543	2.134.709	2.213.693	2.295.600	2.380.537
GR	2.084.022	2.161.130	2.241.092	2.324.013	2.410.001	2.499.171	2.591.640	2.687.531	2.786.970
Eletricidade	34.690.276	35.773.063	36.888.486	37.964.616	39.145.436	40.361.663	41.533.049	42.820.120	44.145.577
Bagaço de cana	781.508	810.424	840.410	871.505	903.750	937.189	971.865	1.007.824	1.045.114

continua

continuação

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(GJ)								
Outros secundários	1.432.765	1.485.777	1.540.751	1.597.759	1.656.876	1.718.180	1.781.753	1.847.678	1.916.042
Biomassa	—	1.281.670	2.658.184	4.134.806	5.717.058	7.410.737	9.221.921	9.563.132	9.916.967
Total	71.377.739	73.817.963	76.341.047	78.876.921	81.571.496	84.357.488	87.156.719	90.131.866	93.207.857
Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(GJ)								
GN	30.538.593	31.668.521	32.840.256	34.055.346	35.315.394	36.622.063	37.977.079	39.382.231	
Lenha	301.051	312.190	323.741	335.719	348.141	361.022	374.380	388.232	
Óleo diesel	1.324.624	1.373.635	1.424.459	1.477.164	1.531.819	1.588.496	1.647.271	1.708.220	
OC	—	—	—	—	—	—	—	—	
GLP	2.468.617	2.559.955	2.654.674	2.752.897	2.854.754	2.960.380	3.069.914	3.183.501	
GR	2.890.088	2.997.021	3.107.911	3.222.903	3.342.151	3.465.810	3.594.045	3.727.025	
Eletricidade	45.419.887	46.822.022	48.265.736	49.651.142	51.177.774	52.749.404	54.254.593	55.915.801	
Bagaço de cana	1.083.783	1.123.883	1.165.467	1.208.589	1.253.307	1.299.679	1.347.767	1.397.634	
Outros secundários	1.986.935	2.060.452	2.136.689	2.215.746	2.297.729	2.382.745	2.470.906	2.562.330	
Biomassa	10.283.895	10.664.399	11.058.982	11.468.165	11.892.487	12.332.509	12.788.811	13.261.997	
Total	96.297.472	99.582.078	102.977.914	106.387.670	110.013.554	113.762.108	117.524.767	121.526.971	

Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 47 – Previsão das emissões de gases de efeito estufa (GEE) no cenário 1 de baixo carbono: crescimento de 2,7% até 2030

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(tCO ₂ e)								
GN	1.521.696	1.510.689	1.497.978	1.483.480	1.467.107	1.448.768	1.428.369	1.466.935	1.506.543
Lenha	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Óleo diesel	67.540	69.364	71.237	73.160	75.135	77.164	79.247	81.387	83.585
OC	144.909	124.018	101.893	78.483	53.735	27.593	—	—	—
GLP	110.071	113.043	116.095	119.229	122.448	125.755	129.150	132.637	136.218
GR	136.355	140.037	143.818	147.701	151.689	155.784	159.991	164.310	168.747
Eletricidade	5.615.257	5.734.686	5.856.472	5.969.197	6.095.506	6.224.283	6.343.162	6.476.667	6.612.757
Bagaço de cana	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Outros secundários	141.647	145.471	149.399	153.432	157.575	161.830	166.199	170.686	175.295
Biomassa	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	7.737.474	7.837.307	7.936.891	8.024.683	8.123.195	8.221.177	8.306.118	8.492.623	8.683.144
Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(tCO ₂ e)								
GN	1.547.219	1.588.994	1.631.897	1.675.958	1.721.209	1.767.682	1.815.409	1.864.425	
Lenha	—	—	—	—	—	—	—	—	
Óleo diesel	85.841	88.159	90.539	92.984	95.495	98.073	100.721	103.440	
OC	—	—	—	—	—	—	—	—	

continua

continuação

Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(tCO ₂ e)								
GLP	139.896	143.673	147.552	151.536	155.628	159.830	164.145	168.577	
GR	173.303	177.982	182.788	187.723	192.791	197.997	203.343	208.833	
Eletricidade	6.738.032	6.879.057	7.022.785	7.154.699	7.303.570	7.455.264	7.594.054	7.751.101	
Bagaço de cana	—	—	—	—	—	—	—	—	
Outros secundários	180.028	184.889	189.881	195.007	200.273	205.680	211.233	216.937	
Biomassa	—	—	—	—	—	—	—	—	
Total	8.864.320	9.062.754	9.265.442	9.457.907	9.668.965	9.884.525	10.088.905	10.313.313	

Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 48 – Previsão das emissões de gases de efeito estufa no cenário 2 de baixo carbono: crescimento de 3,7% até 2030

Energético	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(tCO ₂ e)								
GN	1.536.513	1.540.252	1.542.164	1.542.109	1.539.938	1.535.496	1.528.617	1.585.176	1.643.827
Lenha	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Óleo diesel	70.039	72.631	75.318	78.105	80.995	83.992	87.099	90.322	93.664
OC	146.320	126.445	104.898	81.585	56.402	29.245	—	—	—
GLP	111.142	115.255	119.519	123.941	128.527	133.283	138.214	143.328	148.631
GR	137.683	142.777	148.060	153.538	159.219	165.110	171.219	177.554	184.124
Eletricidade	5.669.933	5.846.908	6.029.218	6.205.106	6.398.104	6.596.890	6.788.346	6.998.711	7.215.349
Bagaço de cana	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Outros secundários	143.026	148.318	153.805	159.496	165.398	171.517	177.863	184.444	191.269
Biomassa	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	7.814.656	7.992.585	8.172.983	8.343.879	8.528.583	8.715.532	8.891.359	9.179.535	9.476.864

Energético	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(tCO ₂ e)								
GN	1.704.649	1.767.721	1.833.127	1.900.952	1.971.288	2.044.225	2.119.862	2.198.296	
Lenha	—	—	—	—	—	—	—	—	
Óleo diesel	97.129	100.723	104.450	108.315	112.322	116.478	120.788	125.257	
OC	—	—	—	—	—	—	—	—	
GLP	154.131	159.833	165.747	171.880	178.239	184.834	191.673	198.765	
GR	190.937	198.001	205.327	212.924	220.803	228.972	237.444	246.230	
Eletricidade	7.423.628	7.652.799	7.888.766	8.115.203	8.364.723	8.621.597	8.867.612	9.139.127	
Bagaço de cana	—	—	—	—	—	—	—	—	
Outros secundários	198.346	205.685	213.295	221.187	229.371	237.857	246.658	255.785	
Biomassa	—	—	—	—	—	—	—	—	
Total	9.768.819	10.084.763	10.410.712	10.730.461	11.076.745	11.433.964	11.784.037	12.163.460	

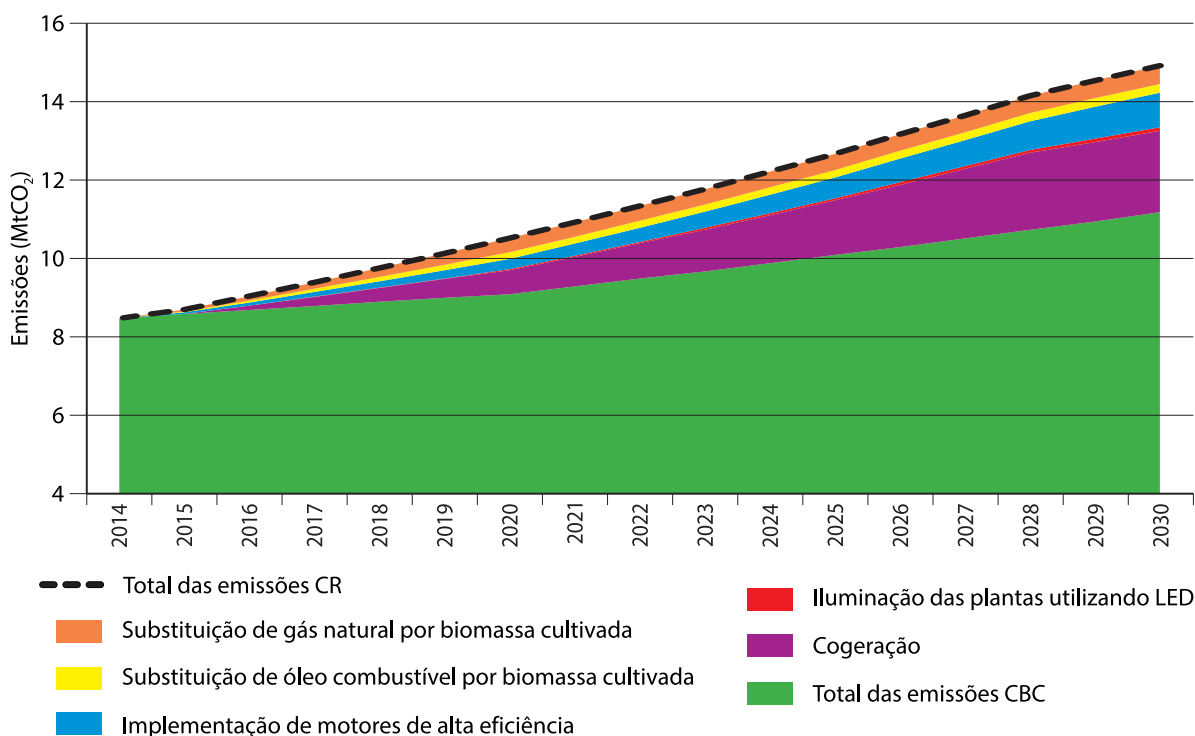
Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 49 – Cenário 1: emissões evitadas por tipo de oportunidade

Ano	Cogeração	Iluminação das plantas utilizando LED	Implementação de motores de alta eficiência	Substituição de OC por biomassa cultivada	Substituição de GN por biomassa cultivada	Total
	(MtCO ₂ e)					
2014	—	—	—	—	—	—
2015	—	—	0,04	0,02	0,05	0,11
2016	0,11	-	0,08	0,05	0,11	0,34
2017	0,23	0,01	0,12	0,08	0,16	0,60
2018	0,35	0,01	0,16	0,11	0,23	0,86
2019	0,48	0,01	0,21	0,14	0,29	1,13
2020	0,61	0,03	0,26	0,17	0,36	1,42
2021	0,75	0,03	0,31	0,17	0,37	1,63
2022	0,90	0,03	0,36	0,18	0,38	1,85
2023	1,06	0,05	0,41	0,18	0,39	2,09
2024	1,22	0,05	0,47	0,19	0,40	2,33
2025	1,39	0,05	0,53	0,19	0,41	2,58
2026	1,58	0,07	0,60	0,20	0,42	2,86
2027	1,77	0,07	0,66	0,20	0,43	3,13
2028	1,96	0,07	0,73	0,21	0,44	3,42
2029	2,02	0,09	0,81	0,22	0,45	3,58
2030	2,07	0,09	0,88	0,22	0,47	3,73
Total	16,49	0,66	6,63	2,54	5,34	31,67

Fonte: Elaboração própria (2017).

Gráfico 18 – Cenário 1: emissões evitadas por medida de mitigação



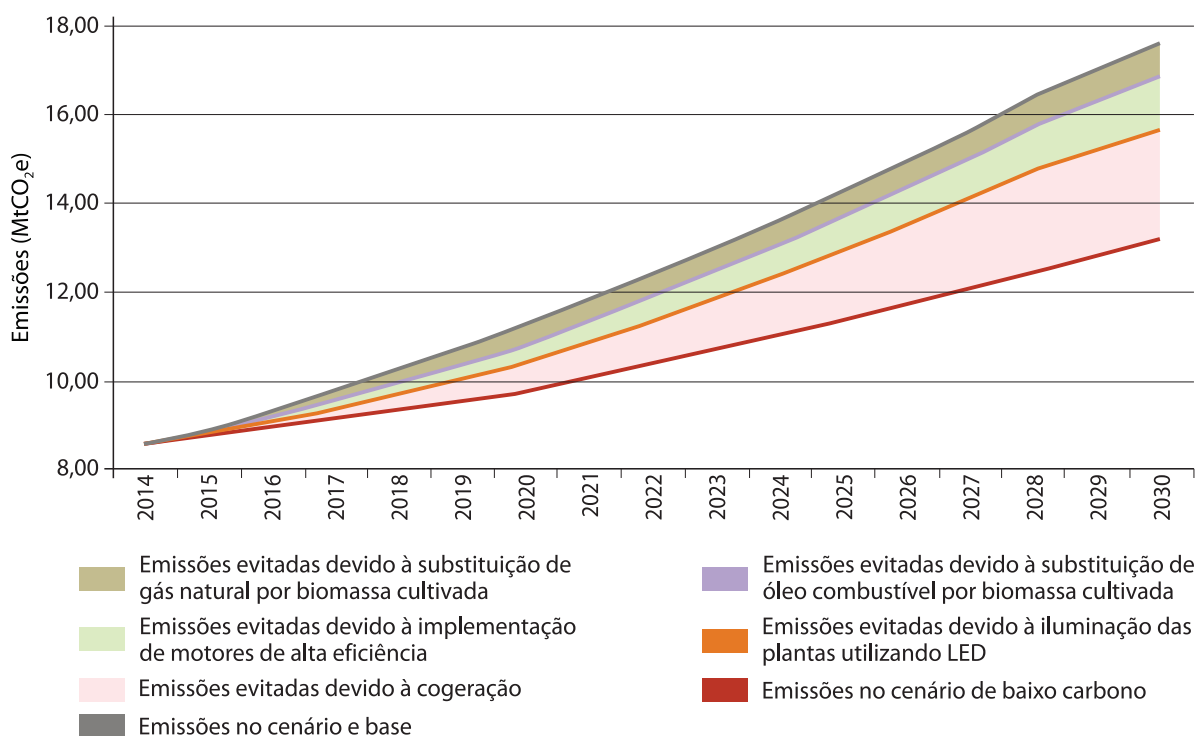
Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 50 – Cenário 2: emissões evitadas por medida de mitigação

Ano	Cogeração	Iluminação das plantas utilizando LED	Implementação de motores de alta eficiência	Substituição de OC por biomassa cultivada	Substituição de GN por biomassa cultivada	Total
	(MtCO ₂ e)					
2014	—	—	—	—	—	—
2015	—	—	0,04	0,03	0,05	0,12
2016	0,11	-	0,08	0,05	0,11	0,36
2017	0,23	0,01	0,12	0,08	0,17	0,62
2018	0,36	0,01	0,17	0,11	0,24	0,90
2019	0,50	0,01	0,22	0,15	0,31	1,19
2020	0,65	0,03	0,27	0,18	0,38	1,52
2021	0,81	0,03	0,33	0,19	0,40	1,76
2022	0,98	0,03	0,39	0,20	0,41	2,02
2023	1,17	0,05	0,46	0,20	0,43	2,30
2024	1,36	0,05	0,53	0,21	0,44	2,59
2025	1,57	0,06	0,60	0,22	0,46	2,90
2026	1,79	0,08	0,68	0,23	0,48	3,24
2027	2,02	0,08	0,76	0,23	0,49	3,59
2028	2,27	0,08	0,85	0,24	0,51	3,95
2029	2,36	0,11	0,94	0,25	0,53	4,18
2030	2,44	0,11	1,04	0,26	0,55	4,40
Total	18,64	0,75	7,47	2,83	5,95	35,65

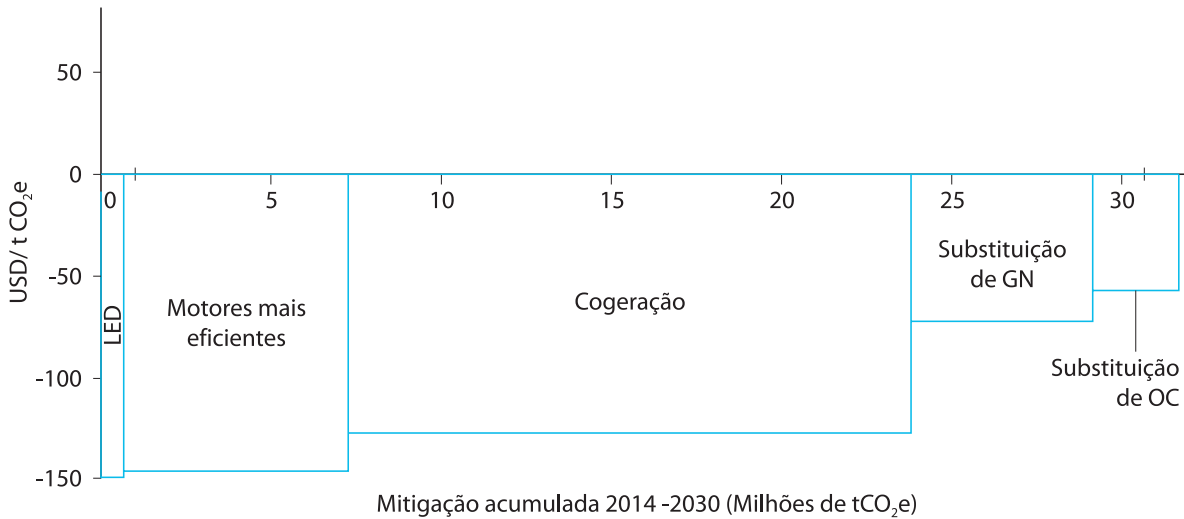
Fonte: Elaboração própria (2017).

Gráfico 19 – Cenário 2: emissões evitadas por tipo de oportunidade (MtCO₂e)



Fonte: Elaboração própria (2017).

Gráfico 20 – Cenário 1: curva de custo marginal de abatimento



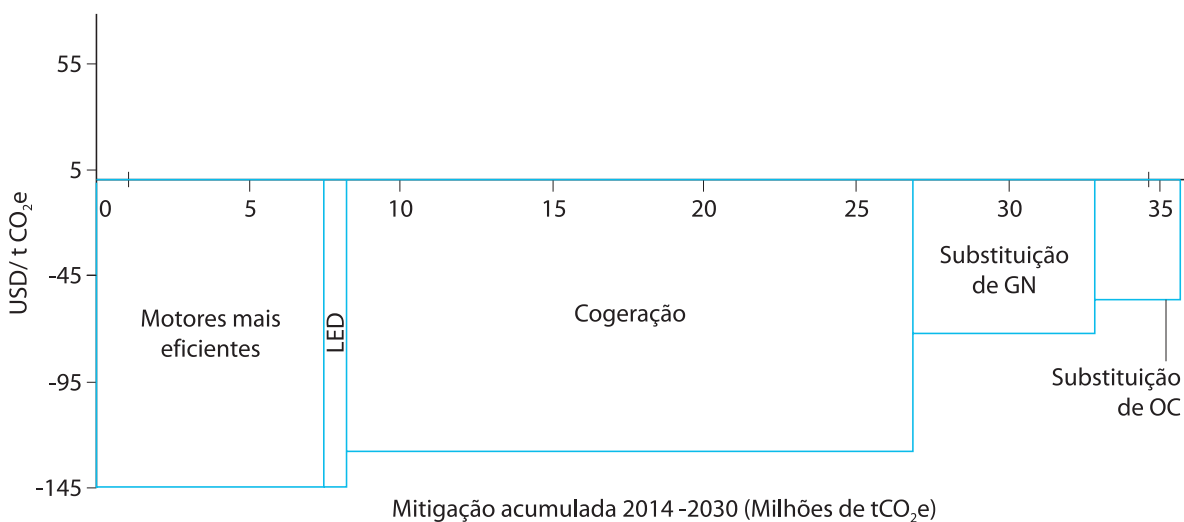
Fonte: Elaboração própria (2017) com base na MACTool.

Tabela 51 – Cenário 1: custo marginal de abatimento e potencial de redução de emissões

Oportunidade de mitigação de emissões	Custo de abatimento	Potencial de emissões evitadas 2014–2030
	(US\$/tCO ₂ e)	(MtCO ₂ e)
Iluminação das plantas utilizando LED	-150	0,66
Implementação de motores de alta eficiência	-146	6,63
Cogeração	-128	16,49
Substituição de GN por lenha de reflorestamento	-73	5,34
Substituição de OC por lenha de reflorestamento	-57	2,54

Fonte: Elaboração própria (2017).

Gráfico 21 – Cenário 2: curva de custo marginal de abatimento



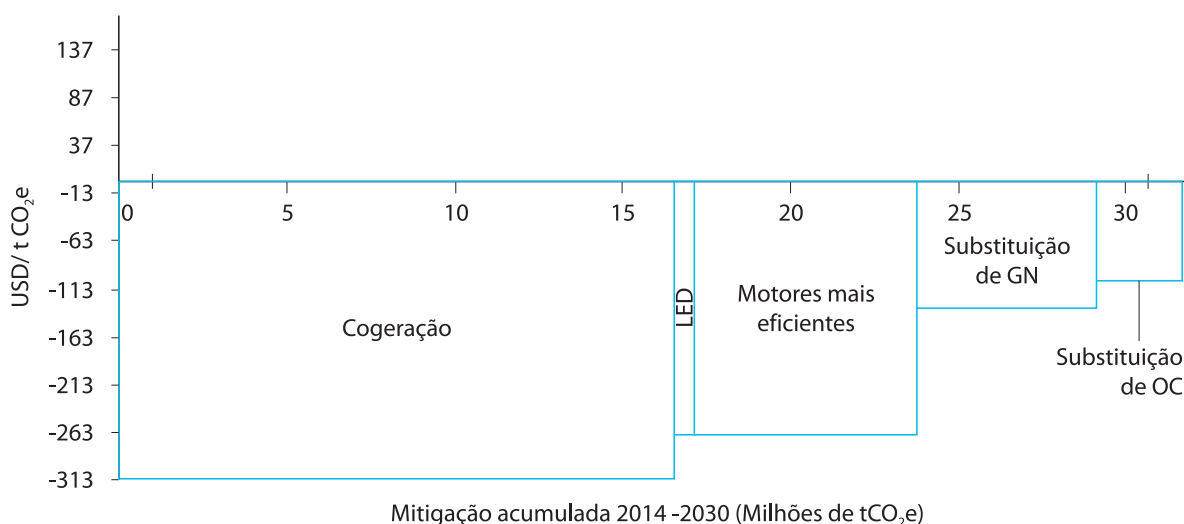
Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 52 – Cenário 2: custo marginal de abatimento e potencial de redução de emissões

Oportunidade de mitigação de emissões	Custo de abatimento	Potencial de emissões evitadas 2014–2030
	(US\$/tCO ₂ e)	(MtCO ₂ e)
Implementação de motores de alta eficiência	-145	7,47
Iluminação das plantas utilizando LED	-145	0,75
Cogeração	-128	18,64
Substituição de GN por lenha de reflorestamento	-72	5,95
Substituição de OC por lenha de reflorestamento	-56	2,83

Fonte: Elaboração própria (2017).

Gráfico 22 – Cenário 1: Break-Even Carbon Price



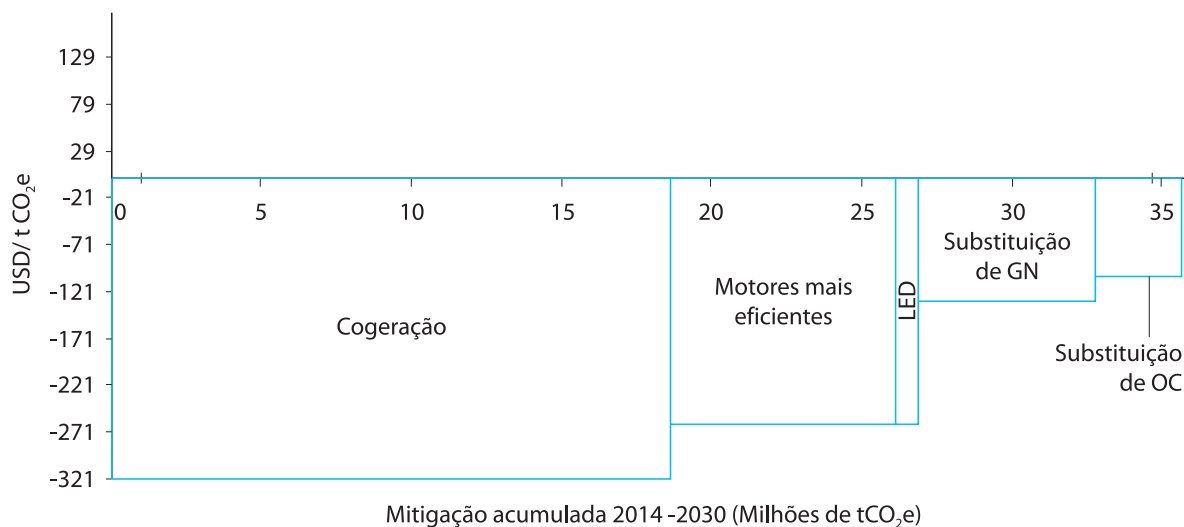
Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 53 – Cenário 1: Break-Even Carbon Price e potencial de redução de emissões

Oportunidade de mitigação de emissões	Preço de equilíbrio	Potencial de emissões evitadas 2014–2030
	(US\$/tCO ₂ e)	(MtCO ₂ e)
Cogeração	-313	16,49
Iluminação das plantas utilizando LED	-265	0,66
Implementação de motores de alta eficiência	-265	6,63
Substituição de GN por lenha de reflorestamento	-132	5,34
Substituição de OC por lenha de reflorestamento	-104	2,54

Fonte: Elaboração própria (2017).

Gráfico 23 – Cenário 2: Break-Even Carbon Price



Fonte: Elaboração própria (2017).

Tabela 54 – Cenário 2: Break-Even Carbon Price e potencial de redução de emissões considerando a substituição por lenha de reflorestamento

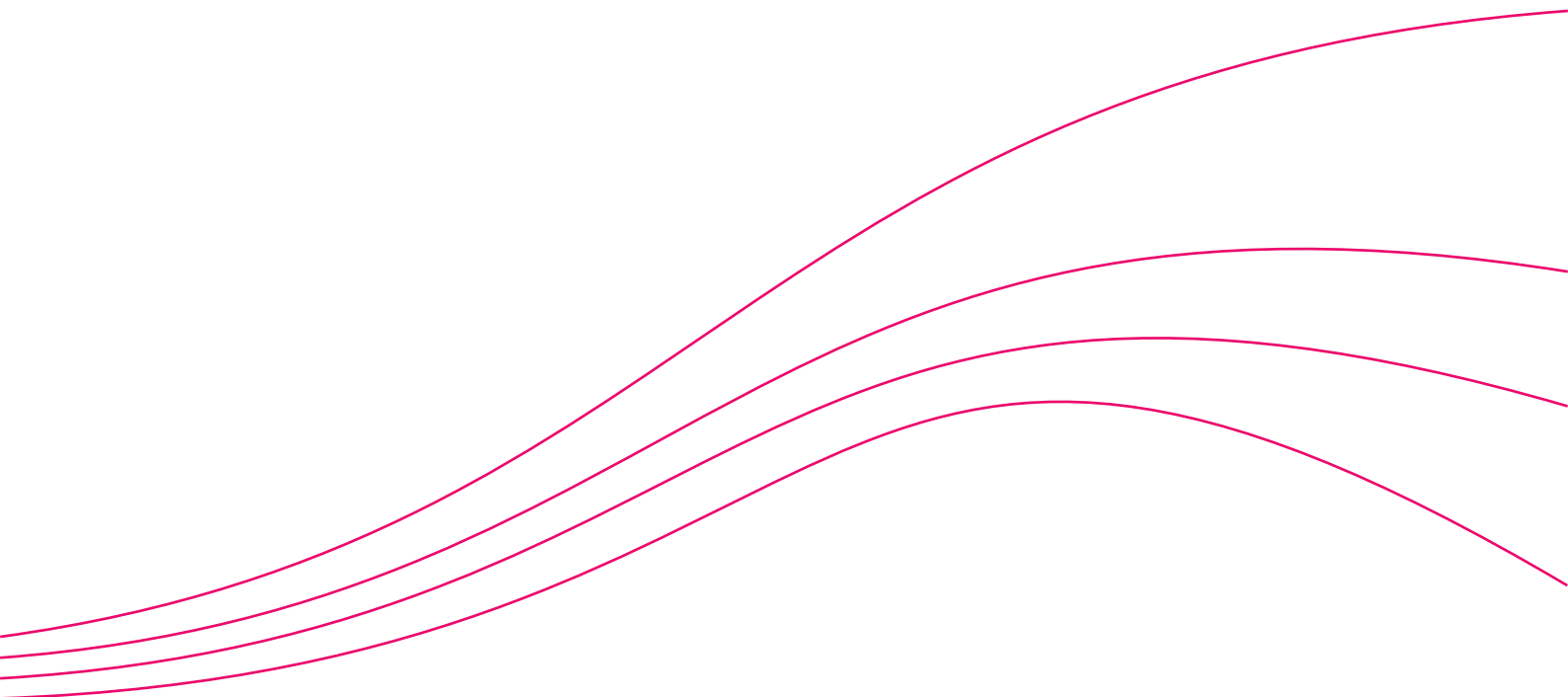
Oportunidade de mitigação de emissões	Preço de equilíbrio	Potencial de emissões evitadas 2014–2030
	(US\$/tCO ₂ e)	(MtCO ₂ e)
Cogeração	-321	18,64
Implementação de motores de alta eficiência	-263	7,47
Iluminação das plantas utilizando LED	-263	0,75
Substituição de GN por lenha de reflorestamento	-132	5,95
Substituição de OC por lenha de reflorestamento	-104	2,83

Fonte: Elaboração própria (2017).



Apêndice B

Premissas



FATORES DE EMISSÃO PARA OS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS

A determinação dos fatores de emissão para os combustíveis foi baseada na Equação 7.

Os conteúdos de carbono, frações de oxidação e conversão para CO₂ dos combustíveis são apresentados na Tabela 55. Nesta tabela também são apresentados os fatores de emissão obtidos a partir dessas informações.

Estes valores foram utilizados durante a elaboração do “Inventário de emissões antrópicas de gases de efeito estufa diretos e indiretos do Estado de São Paulo” da CETESB, publicado em 2011. A metodologia de cálculo utilizada na ocasião foi publicada no “Relatório de referência das emissões de CO₂ por queima de combustíveis no Estado de São Paulo, 1990 a 2008: Abordagem de referência” (CETESB, 2010), publicado para consulta pública no site da CETESB entre os anos de 2010 e 2013. Outra fonte de referência de fatores de emissão é o documento publicado pelo IPCC, “2006 IPCC Guidelines

for National Greenhouse Gas Inventories” (GOMEZ et al., 2006).

A Tabela 56 apresenta uma comparação entre os valores médios do IPCC e os utilizados pela CETESB.

Após análise da Tabela 56, é possível concluir que para os combustíveis: gás natural, óleo diesel, óleo combustível, GLP, querosene e coque de petróleo, a diferença é insignificante. Já o FE de gás de refinaria da CETESB é 15% maior quando comparado ao IPCC. Essa grande diferença é proveniente do FE diferente de carbono adotado pelas duas instituições. Enquanto o IPCC (GOMEZ et al., 2006) adota 15,7 tC/TJ, a CETESB (2010) utilizou um valor de 18,2 tC/TJ.

Fator de emissão da eletricidade para projetos de MDL

Para as medidas que proporcionam redução de emissões através da eficiência elétrica ou que, através de cogeração, possibilitam a introdução

Equação 7 – Cálculo do fator de emissão de CO₂ para combustíveis

$$\text{Fator de emissão} = \text{Conteúdo de carbono} \times \text{Fração de oxidação} \times \text{Conversão para CO}_2$$

Fonte: Adaptado de Gomez et al. (2006)

Tabela 55 – Fatores de emissão dos combustíveis fósseis

Energético	Conteúdo de carbono	Fração de oxidação	Conversão para CO ₂	Fator de emissão
	(tC/TJ)	(%)	(tCO ₂ /GJ)	
Gás natural	15,30	100%	3,67	0,0558
Óleo diesel	20,20	99%	3,67	0,0733
Óleo combustível	21,10	99%	3,67	0,0766
GLP	17,20	99%	3,67	0,0624
Querosene	19,50	99%	3,67	0,0708
Gás de refinaria	18,20	99%	3,67	0,0661
Coque de petróleo	27,50	99%	3,67	0,0998

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em CETESB (2010) e Gomez et al. (2006).

Tabela 56 – Comparação entre os fatores de emissão

Energético	CETESB	IPCC	Diferença
	(kgCO ₂ /TJ)		
Gás natural	55.820	56.100	0%
Óleo diesel	73.326	74.100	1%
Óleo combustível	76.593	77.400	1%
GLP	62.436	63.100	1%
Querosene	70.785	71.900	2%
Gás de refinaria	66.066	57.600	- 15%
Coque de petróleo	99.825	97.500	- 2%

Fonte: Elaboração própria com base em CETESB (2010), MCT (BRASIL, 2006) e Gomez et al. (2006).

de energia no *grid*, considerou-se o FE de MDL, uma vez que, de acordo com o MCTI (BRASIL, [2015?]), trata-se de um algoritmo amplamente utilizado para quantificar contribuições futuras em termos de redução de emissões de CO₂ em relação a um CR.

Dentre as fontes fósseis, que são mais intensivas em emissão de carbono, utilizadas na geração entregue ao sistema interligado nacional, observa-se que a participação do carvão mineral e do óleo combustível era respectivamente 2,6% e 4,4% em 2013 (EPE, 2014). Estas fontes podem ser substituídas por fontes renováveis na geração de eletricidade.

A média dos anos de 2013 e 2014 dos fatores de emissão para MDL é equivalente a 0,5884 tCO₂/MWh, este valor foi inserido na MACTool para os anos de 2014 a 2030. A ferramenta calcula a emissão da eletricidade conforme a Equação 8, incluindo o fator de perdas na rede elétrica (Gráfico I) conforme Equação 9.

Equação 8 – Estimativa da emissão de GEE

$Emissão\ GEE = dado\ de\ atividade \times fator\ de\ emissão$

Fonte: IPCC (2000a).

Considerando que o FE do gás natural é 0,2 tCO₂/MWh (0,0558 tCO₂/GJ), o FE do MDL adotado implica em uma eficiência de aproximadamente 34% para a tecnologia de conversão da energia térmica provinda do gás natural em eletricidade.

Dependendo do combustível utilizado pelas novas termelétricas, o FE do MDL pode aumentar, contudo está sendo utilizando um valor fixo (0,5884 tCO₂/MWh) ao longo do período.

ELETRICIDADE – PERDAS NA REDE ELÉTRICA

As perdas de energia elétrica por transmissão são representadas por um valor médio que é uma importante premissa da MACTool para todos os

cálculos que envolvem emissão de CO₂ por variação no consumo de energia elétrica. Devido a estas perdas de energia, a emissão evitada de CO₂ por kWh consumido é, em realidade, maior do que a emissão média dos geradores, pois de acordo com a Equação 8, a emissão real é dada pela emissão do consumo acrescida da porcentagem perdida na rede ou de outras formas, conforme Equação 9.

Equação 9 – Energia elétrica real gerada mediante perdas de eletricidade na rede

$Energia\ gerada = Energia\ consumida \times (1 + perdas)$

Fonte: Elaboração própria.

Onde

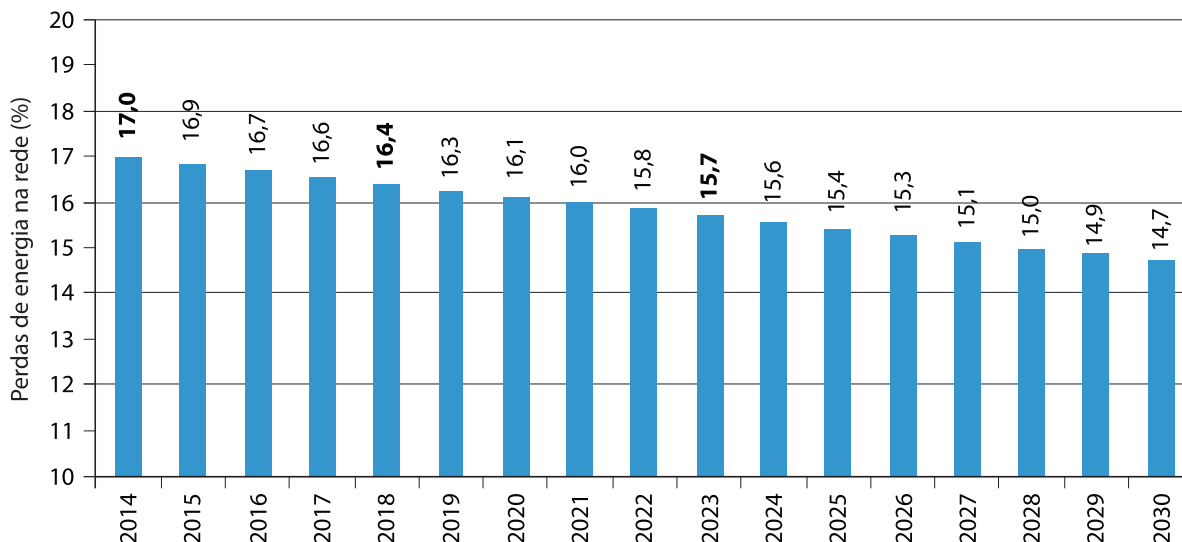
Energia gerada	= Quantidade de energia gerada considerando as perdas	(kWh)
Energia consumida	= Quantidade de energia consumida	(kWh)
Perdas	= Porcentagem de energia perdida na rede	(%)

Os dados de perda de energia para a Região Sudeste e Centro Oeste foram retirados do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2023 (BRASIL, 2014), onde constavam valores apenas para os anos de 2014, 2018 e 2023. Portanto, foi realizada a interpolação linear dos valores de perda para os anos intermediários. Os valores interpolados encontram-se no Gráfico 24, juntamente com os valores retirados do PDE 2023.

PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA CONFORME OS LEILÕES DE ENERGIA

Nesta abordagem, os preços da geração de energia elétrica têm como base os resultados dos leilões de energia elétrica, mais recentes, disponibilizados pela ANEEL ([2015?]). Com base nos preços dos leilões, foram realizadas médias ponderadas anuais considerando a potência das usinas (MW) e o preço por energia (R\$/MWh) pelo qual elas foram vendidas. A ponderação foi

Gráfico 24 – Perdas de energia para a Região Sudeste de 2014 a 2030



Fonte: Elaboração própria com base em BRASIL (2014).
 Nota: Os anos de 2014, 2018 e 2023 são dados. Os demais são projeções.

feita para que o preço médio represente melhor o valor dos grandes produtores de energia, principalmente as hidroelétricas e as termoeelétricas.

O período selecionado foi de 2013 a 2020¹⁶. Em seguida, para se projetar os preços até 2030, foi utilizado um modelo exponencial, calculado de acordo com a Equação 10, cuja $r^2 = 0,51$, com base nos valores dos últimos leilões.

Equação 10 – Regressão exponencial dos preços dos leilões de energia elétrica 2013–2020

$$P_a = 32,301 e^{0,0983(a - 2003)}$$

Fonte: Elaboração própria baseado em ANEEL ([2015?]).

Onde:

- P_a = Preço da energia elétrica no ano em questão (R\$/MWh)
- a = Ano em questão (ano)

O Gráfico 25 apresenta a projeção exponencial e os dados dos leilões de energia de 2013–2020 (ANEEL, [2015?]).

PREMISSAS ADOTADAS PARA O CÁLCULO DO CUSTO DA GERAÇÃO POR MEIO DE UMA USINA TERMOELÉTRICA

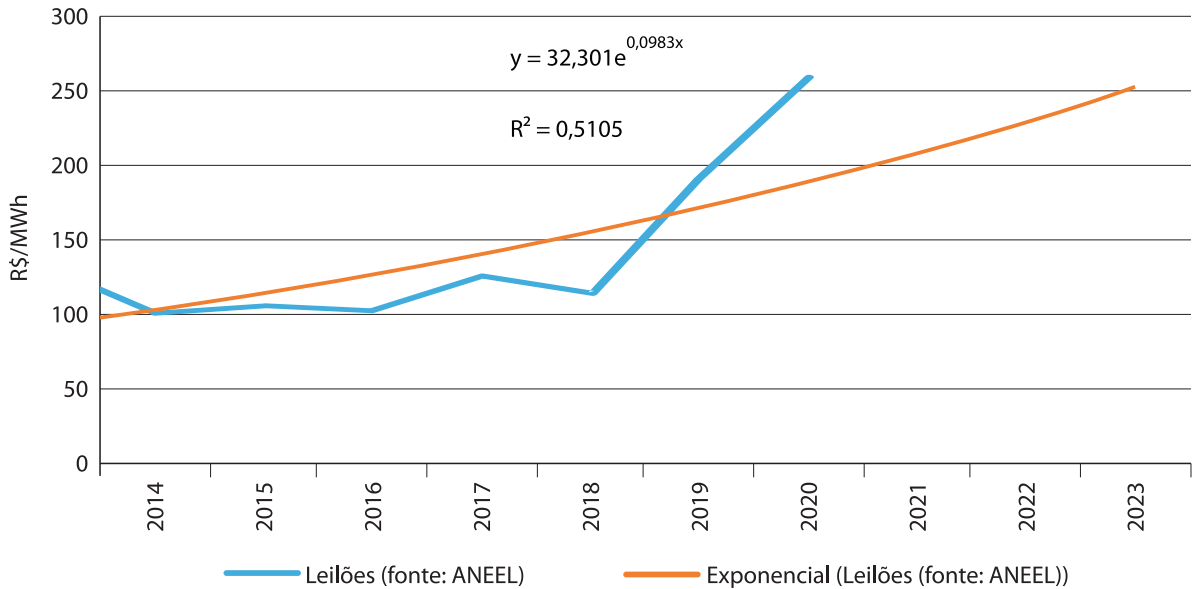
Os valores da energia elétrica neste caso foram calculados pela ferramenta MACTool, que calcula a receita (venda da eletricidade) segundo as variáveis de custo utilizadas: *Actual Investment Flow per MWh* (Fluxo de investimento atual por MWh), *levelized investment per MWh* (Investimento anualizado por MWh), *O&M per MWh* (Operação e manutenção por MWh), *Fossil Fuel cost per MWh* (Custo de combustível fóssil por MWh).

Fluxo de investimento atual por MWh

O investimento atual por MWh foi calculado com base no documento *Electricity Market Module do Energy Information Administration* (EIA, 2015). Para a composição do custo de investimento, utilizou-se o valor de 924 US\$/kW

16. Para o período de 2016–2020, utilizou-se leilões de projetos de usinas que operarão no futuro, a exemplo, os leilões de 2020 são referentes a projetos leiloados em 2015 que operarão em 5 anos, por isso são denominados “2015 A-5”.

Gráfico 25 – Projeção exponencial dos preços dos leilões de energia



Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL ([2015?]).
Nota: Dados de 2013 a 2020. Os demais são projeção.

referente a uma turbina de combustão convencional, sendo este o valor empregado na Equação 11.

Equação 11 – Custo de investimento por MWh

$$CAPEX_{MWh} = \frac{CAPEX \times 1.000}{8.760 \times FC}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

- CAPEX** = Investimento US\$ 924/kW (EIA, 2015, p. 97)
CAPEX_{MWh}: Investimento por MW
- 1000** = Conversão de kW para MW
- 8.760** = Horas em um ano (h/ano)
- FC** = Fator de capacidade 42% (SCHLÖMER, 2014)

Após a aplicação da Equação 11, obteve-se um investimento de 250 US\$/MWh, valor atribuído ao ano de 2014. Este valor não foi utilizado pela MACTool no cálculo dos preços da eletricidade, mas foi utilizado para obter o valor anualizado.

Investimento anualizado por MWh

O investimento anualizado por MWh foi calculado a partir do valor de 924 US\$/kW, utilizando a Equação 12.

Equação 12 – Custo de investimento anualizado por MWh

$$CAPEX_{M} = \frac{CAPEX \times FRC \times 1.000}{E}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

- CAPEX_M** = investimento anualizado (MWh)
- CAPEX** = investimento = US\$ 924/kW (EIA, 2015, p. 97)
- FRC** = fator de recuperação de capital (1) = 8,88%
- 1.000** = conversão de kW para MW
- E** = energia gerada em uma operação da turbina = 3700 (kWh)

(1) Calculado pelo Microsoft Excel com a função PGTO com os valores de taxa de desconto (8% a.a.) e tempo de vida da turbina (30 anos segundo Schlömer, 2014, p. 1333) e o valor de -1 para o investimento).

O resultado da Equação 12 foi o investimento anualizado correspondente a 22,18 US\$/MWh, este valor foi inserido para todos os anos de 2014 a 2030.

Operação e Manutenção por MWh

Os custos de operação e manutenção por MWh foram calculados a partir dos valores fornecidos pelo EIA (2015), utilizando a Equação 13.

Equação 13 – Custo de operação e manutenção por MWh

$$O\&M_{MWh} = O\&M_{var} + \left(\frac{O\&M_{fix} \times 1.000 \times FC}{8.760} \right)$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

$O\&M_{MWh}$ = custo de operação e manutenção total por MWh

$O\&M_{var}$ = custo de operação e manutenção variável = 15,45 US\$/MWh (EIA, 2015, p. 97)

$O\&M_{fix}$ = custo de operação e manutenção fixo = 7,34 US\$/kW (EIA, 2015, p. 97)

1.000 = conversão de kW para MW

FC = fator de capacidade = 42% (SCHLÖMER, 2014)

8.760 = horas em um ano

Empregando-se a Equação 7 obteve-se o custo de O&M de 15,80 US\$/MWh, empregado em todos os anos do período de 2014 a 2030.

Custo do combustível fóssil por MWh

O custo de combustível por MWh foi calculado com base nos preços do gás natural, de acordo com a Equação 14.

Equação 14 – Cálculo dos custos do combustível por MWh

$$CE_{MWh} = \frac{P_{ano}}{F \times E}$$

Fonte: Elaboração própria (2017)

Onde:

CE_{MWh} = custo de energia por MWh

P_{ano} = preço do gás natural no ano em questão (US\$/tep)

F = fator de conversão tep \square MWh = 11,63 (adaptado de EPE, 2014).

E = eficiência da turbina (1) = 34%

(1) A eficiência foi calculada a partir do FE do gás natural, 0,2 tCO₂/MWh (com base em CETESB, 2010) e do FE da eletricidade pela metodologia MDL, 0,5884 tCO₂/MWh (com base em BRASIL, [2015?]).

Por fim, os valores resultantes da Equação 12, a Equação 14, que foram inseridos ano a ano na MACTool, são apresentados na Tabela 57.

Tabela 57 – Custos associados à produção de energia elétrica (Power Baseline)

Ano	Investimento anualizado	Operação e manutenção	Custo de energia
	(US\$/MWh)		
2014	22,18	15,80	165,38
2015	22,18	15,80	162,49
2016	22,18	15,80	159,60
2017	22,18	15,80	156,72
2018	22,18	15,80	153,83
2019	22,18	15,80	150,94
2020	22,18	15,80	148,05
2021	22,18	15,80	151,85
2022	22,18	15,80	155,66
2023	22,18	15,80	159,47
2024	22,18	15,80	163,28
2025	22,18	15,80	167,09
2026	22,18	15,80	170,15
2027	22,18	15,80	173,22
2028	22,18	15,80	176,28
2029	22,18	15,80	179,35
2030	22,18	15,80	182,42

Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Equação 9 e na Equação 12.

PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONSUMIDOR FINAL

Os preços da energia elétrica para o consumidor final, ou seja, a indústria, foram projetados a partir dos preços da geração, adicionando uma porcentagem relativa aos impostos e a taxa de transmissão tanto nos preços de leilão quanto nos preços de uma usina termelétrica. No caso dos preços baseados na termelétrica, esta porcentagem foi introduzida diretamente na ferramenta MACTool, em cada tecnologia referente a conservação ou geração de eletricidade. No caso do preço dos leilões, esta porcentagem foi adicionada fora da ferramenta, no montante que compõe os custos de energia das demais

tecnologias que não estão relacionadas à conservação ou geração de eletricidade.

O cálculo da referida porcentagem foi realizado a partir dos dados fornecidos pela Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) da ANEEL, onde foram apresentados os dados mensais para as concessionárias de eletricidade do Estado de São Paulo. Os mesmos estão apresentados no Quadro 1. Tomando os dados da referência classificados como “industrial” de cada concessionária, foi aplicada a Equação 15 que estabelece o cálculo da porcentagem dos impostos sobre o custo de geração da eletricidade.

A Equação 15 foi aplicada para obter os valores mensais para cada concessionária e, em seguida, foi realizada a média dos valores para

Onde:

I_e	= Porcentagem de imposto sobre a eletricidade	
Receita Energia	= Receita total arrecadada pela concessionária	(R\$)
Receita Demanda	= Ônus adicionado por determinada indústria exceder a demanda estabelecida	(R\$)
PIS PASESP Cofins e ICMS	= Impostos governamentais	(R\$)

todas as concessionárias no ano de 2013, que é o ano base deste estudo. O resultado médio de 24% indica o valor que é acrescido de impostos ao preço da geração da energia elétrica. Os preços finais de compra e venda para os dois fluxos da eletricidade (termelétrica e leilões) são apresentados na Tabela 58.

Quadro 1 – Concessionárias de energia elétrica do Estado de São Paulo

Concessionárias de energia elétrica (SP)
CNEE – Companhia Nacional de Energia Elétrica
CPFL Leste Paulista – Companhia Leste Paulista de Energia
CPFL- Piratininga – Companhia Piratininga de Força e Luz
EDEVP – Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A
Elektro – Elektro Eletricidade e Serviços S/A.
Caiuá-D – Caiuá Distribuição de Energia S/A
CPFL Jaguari – Companhia Jaguari de Energia
CPFL Sul Paulista – Companhia Sul Paulista de Energia
CPFL-Paulista – Companhia Paulista de Força e Luz
EEB – Empresa Elétrica Bragantina S/A.
Eletropaulo – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A

Fonte: Elaboração própria (2017) com base nos dados fornecidos pela SGT ANEEL.

Equação 15 – Cálculo da porcentagem mensal referente aos impostos da eletricidade

$$I_e = \frac{\text{Receita Energia} - \text{Receita Demanda}}{\text{Receita Energia} - \text{Receita Demanda} - \text{Pis Pasesp Cofins} - \text{ICMS}} - 1$$

Fonte: Elaboração própria (2017) com base nos dados fornecidos pela SGT ANEEL.

Tabela 58 – Projeção dos preços de compra e venda da eletricidade (MACTool)

Ano	Usina a gás natural		Leilões de energia	
	Preço de geração	Preço para o consumidor final	Preço de geração	Preço para o consumidor final
(US\$/MWh)				
2014	203,37	252,32	44,09	54,70
2015	200,48	248,73	48,65	60,35
2016	197,59	245,15	53,67	66,59
2017	194,70	241,56	59,22	73,47
2018	191,81	237,98	65,33	81,06
2019	188,92	234,39	72,08	89,43
2020	186,03	230,81	79,53	98,67
2021	189,84	235,53	87,74	108,86
2022	193,65	240,25	96,80	120,10
2023	197,46	244,98	106,80	132,51
2024	201,26	249,70	117,84	146,20
2025	205,07	254,43	130,01	161,30
2026	208,14	258,23	143,44	177,96
2027	211,21	262,04	158,25	196,34
2028	214,27	265,84	174,60	216,62
2029	217,34	269,64	192,63	238,99
2030	220,40	273,45	212,53	263,68

Fonte: Elaboração própria com base na análise MACTool.

SÉRIES DE PREÇOS DA ENERGIA

Na MACTool, os preços de todos os energéticos podem ser obtidos para qualquer ano por meio de um fator de comparação entre o preço do energético e o preço do petróleo, ou podem ser incluídos independentemente do petróleo, como preços adicionais. A opção do fator de comparação é reforçada pelo fato de que qualquer *energy carrier*¹⁷ pode ter um substituto produzido a partir do petróleo. Sendo assim, a série de preços do petróleo foi utilizada como referência para a determinação dos preços dos demais energéticos.

Com o objetivo de padronização, foi determinada inicialmente uma relação entre os preços de todos os combustíveis e o preço do barril de petróleo *Brent* (preço do petróleo bruto). Estes fatores, associados às projeções no preço do *Brent*, foram utilizados para estimar o preço dos combustíveis no futuro. Apesar da eletricidade também ser um *energy carrier*, optou-se por fazer uma análise a parte por conta da estrutura da ferramenta. Portanto, os preços da eletricidade não estão diretamente relacionados¹⁸ à projeção do preço do petróleo.

PREÇO DO PETRÓLEO BRENT

Para projetar o preço do barril do petróleo foi utilizado o *Brent* apresentado em dólar por barril, ao invés do preço do Oeste do Texas (*West Texas Intermediate* – WTI), que é sugerido na MACTool.

De acordo com estudo divulgado pelo *U.S. Energy Information Administration* do *U.S. Department of Energy* (EIA, 2014), o preço do barril de petróleo *Brent* é uma referência

internacional e mais relevante do que o preço do WTI, uma referência nacional do mercado americano, para determinar os preços dos derivados de petróleo. A gasolina é uma *commodity* negociada globalmente e seus preços são altamente correlacionados entre os mercados à vista globais. Apesar de o presente estudo enfocar o Estado de São Paulo, acredita-se que a mesma consideração é válida para o mercado nacional e estadual.

O *Brent* e WTI são dois adjetivos que normalmente acompanham a cotação do petróleo. Elas indicam a origem do óleo e o mercado onde ele é negociado. O petróleo *Brent* possui esse nome porque era extraído de uma plataforma da Shell chamada *Brent*. Contudo, *Brent*, hoje em dia, designa todo o petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres. A cotação *Brent* é referência para o mercado europeu e asiático. Já o petróleo WTI provém do Texas, a principal região petrolífera dos Estados Unidos. O óleo WTI é aquele vendido pelos comerciantes do *West Texas*, sendo negociado na Bolsa de Nova Iorque (*WOLFFENBÜTTTEL*, 2005).

Os valores utilizados para as projeções do Petróleo *Brent* foram retirados do relatório do panorama energético anual publicado em abril de 2014 pelo *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2014a). Tais valores foram compilados na Tabela 59.

Tabela 59 – Projeções do *Brent* para o período de 2011 a 2030

	2011	2012	2020	2025	2030
	preços (2012) (US\$/unidade)				
Petróleo <i>Brent</i>	113,24	111,65	96,57	108,99	118,99

Fonte: EIA (2014a).

17. Fonte de energia.

18. No caso das medidas de geração/conservação de eletricidade, o preço do gás natural compõe o custo de energia para geração elétrica e está, portanto, indiretamente relacionado ao preço da energia elétrica.

Os dados do *Brent* foram apresentados na Tabela 59 para os anos 2011, 2012, 2020, 2025 e 2030 e, realizou-se uma interpolação, para a obtenção dos valores ano a ano, conforme descrito genericamente pela Equação 16:

Equação 16 – Cálculo do preço do petróleo *Brent* (2014–2030)

$$B_t = B_{t-1} + [(B_{tF} - B_{t0})/p]$$

Fonte: Elaboração própria.

Onde:

t	= ano de interesse	(ano)
B	= preço do Brent	(US\$/barril)
B _{tF}	= preço do Brent no ano final	(US\$/barril)
B _{t0}	= preço do Brent no ano inicial	(US\$/barril)
p	= período = ano final - ano inicial	(ano)

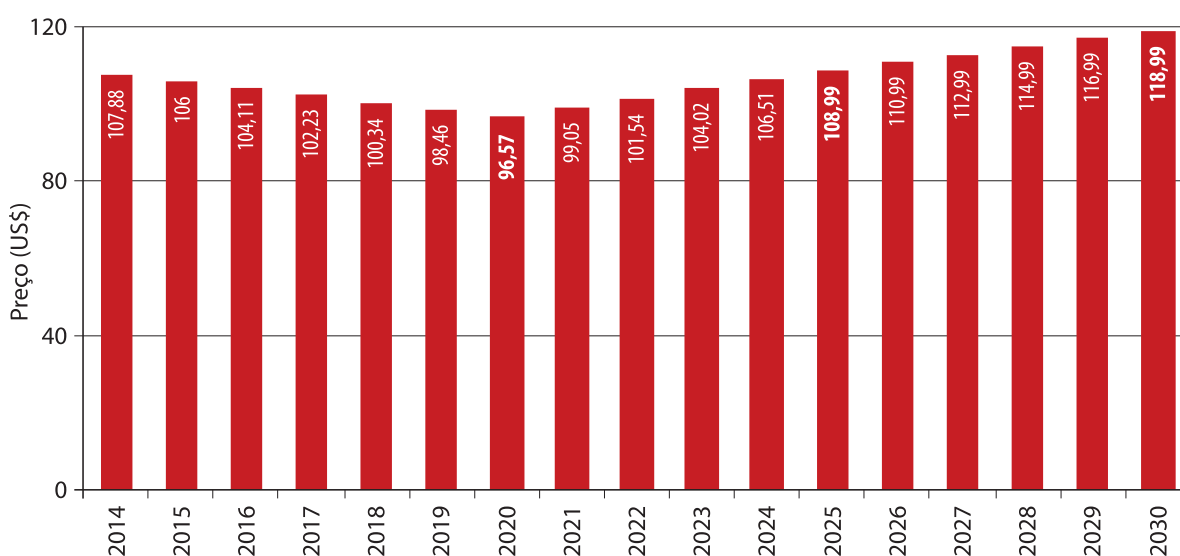
Após aplicar a interpolação para cada trecho (2013–2019; 2021–2024; e 2026–2030), obteve-se os seguintes valores projetados para o *Brent* (Gráfico 26).

PREÇO DA ENERGIA CALCULADO COMO UMA PROPORÇÃO FIXA DO PREÇO DO *BRENT*

Para que fosse possível a agregação de todas as medidas de mitigação dos vários setores em uma única curva, foi preciso estabelecer consistência com relação aos preços dos combustíveis considerados ao longo do período analisado para que fossem os mesmos para todos os cálculos. Desta forma, determinou-se um fator de correlação para cada *energy carrier* com o preço do petróleo.

O objetivo deste fator foi obter a correlação entre preço do *Brent* em dólares por barril de petróleo bruto (US\$/bep¹⁹) e o preço corrente

Gráfico 26 – Projeção anual do *Brent* no período de 2014 a 2030



Fonte: Elaboração própria com base na Tabela 59 e Equação 16.
Nota: Os anos de 2020, 2025 e 2030 são dados. Os demais são projeções.

19. O barril equivalente de petróleo (bep) (ou boe, na sigla em inglês) é uma unidade de medição de energia que equivale à energia contida em um barril de petróleo ou 6,383 GJ. Não deve ser confundida com o "barril", que é uma unidade de volume (geralmente petróleo cru) igual a 158,98 litros.

da energia (US\$/bep ou US\$/tep²⁰). A maioria dos preços de energia na MACTool estão em US\$/tep.

A série histórica de preços do *Brent* (preço do petróleo bruto, em US\$/barril) foi retirada do site do *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2014b). Correspondem ao “*Europe Brent Spot Price FOB*”, cujos dados foram disponibilizados anualmente, no período de 1987 a 2013.

Os Preços Correntes de Fontes de Energia (apresentados em US\$/bep) foram obtidos da Tabela 7.10 do BEN (EPE, 2014). Os fatores de conversão foram igualmente obtidos do Balanço Energético (EPE, 2014). Logo, foi realizada a conversão, de acordo com a Equação 17.

Equação 17 – Cálculo do fator de equivalência

$$R = \frac{P_e \times F}{P_b}$$

Fonte: Elaboração própria.

Onde:

R (1)	= relação de preço do combustível em função do barril de petróleo	(bep/tep)
P _e	= preço corrente da fonte de energia	(US\$/tep)
P _b	= preço do <i>Brent</i>	(US\$/bep)
F	= fator de conversão (2) (de bep para tep)	7,0369 (bep/tep)

(1) A unidade do fator de equivalência para a entrada na MACTool depende do combustível, dessa forma, não foi possível padronizar todos os combustíveis para uma mesma unidade, os mesmos foram convertidos em função da demanda da ferramenta.

(2) O fator de conversão só foi utilizado para os preços retirados do BEN (EPE, 2014) que são apresentados em US\$/bep, para os demais combustíveis, que provêm de outras fontes, não se utilizou este fator, pois os preços foram convertidos diretamente para US\$/tep.

PREÇO DA LENHA

O preço da lenha foi obtido pela série histórica fornecida pelo Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada da Escola Superior

de Agricultura “Luiz de Queiroz” (CEPEA/ESALQ), da Universidade de São Paulo (USP). São referentes à média mensal de preço da lenha de eucalipto (com casca) no Estado de São Paulo, cortada e empilhada na fazenda.

O preço é dado em reais por metro cúbico estéreo²¹ (R\$/m³st) e corresponde a parte superior da árvore ou galhada das florestas compradas em pé acrescido do custo do corte e do empilhamento no pátio de carregamento em caminhões, caminhonetes ou tratores. Não foi incluído o custo de carregamento no meio de transporte.

Os valores originais da série histórica foram ajustados. Para tanto se utilizou o valor médio da série e com tais valores obteve-se a média anual para cada ano. Convém ressaltar que a média para o ano de 2002 foi calculada de julho a dezembro e para o ano de 2014, o cálculo foi feito de janeiro a novembro. No restante dos anos (2003 a 2013), a média foi calculada entre os meses de janeiro a dezembro, uma vez que se dispunha dos dados mês a mês.

Segundo Balanço Energético Nacional (EPE, 2014), a densidade da lenha comercial é de 390 kg/m³st, que corresponde à lenha comercial de eucalipto. A taxa de conversão monetária de real para dólar é o valor médio do dólar comercial para cada ano do cálculo, retirados da Tabela 7.9 do Balanço Energético Nacional (EPE, 2014).

A conversão de R\$/m³st em US\$/tep foi utilizada Equação 18. Os valores de entrada na MACTool referentes ao preço da energia da lenha são dados em US\$/tep. Uma vez que os dados fornecidos pelo CEPEA/ESALQ (2014) estavam em R\$/m³st, foi necessário fazer a conversão destes valores.

20. A tonelada equivalente de petróleo (tep) (ou toe, na sigla em inglês) também é uma unidade de medida de energia, que equivale à energia contida em uma tonelada de petróleo ou 41,8 GJ.

21. O estéreo (st) é uma unidade de medida que representa um metro cúbico de madeira desuniforme e empilhada, considerando-se os vãos entre as peças.

Equação 18 – Preço da lenha

$$P_f = P \times \frac{1}{D} \times \frac{1}{F} \times \frac{1}{T} \times 1.000$$

Fonte: Elaboração própria.

Onde:

P_f = preço final da lenha	(US\$)
P = preço da lenha original	(R\$/m ³ st) – (CEPEA/ESALQ, 2014)
D = densidade da lenha	390,00 (kg/m ³ st) – (EPE, 2014)
F = fator de conversão da lenha de t para tep	0,31 (tep/t) – (EPE, 2014)
T = taxa de câmbio de real para dólar no respectivo ano	(R\$/US\$) – (EPE, 2014)

Pela aplicação das fórmulas foram obtidos os valores apresentados na Tabela 60 para o preço da lenha.

Tabela 60 – Preço médio anual da lenha de eucalipto no Estado de São Paulo

Ano	Preço médio anual
	(US\$/tep)
2004	70,97
2005	105,64
2006	134,76
2007	153,79
2008	178,55
2009	173,68
2010	197,44
2011	216,33
2012	189,03
2013	172,96

Fonte: Elaboração própria com base em CEPEA (2014) e Equação 18.

Os preços da Tabela 60 foram utilizados para calcular o fator de equivalência em relação ao *Brent* de acordo com a Equação 17.

PREÇO DA NAFTA

Os dados primários do preço da nafta foram extraídos da série histórica presente na base de dados QUOTENET (BUSINESS INSIDER INC.; FINANZEN.NET GMBH, 2016). Foi

utilizada uma série do período de 2005 a 2013 para gerar o fator de equivalência. Cabe ressaltar que existe uma carência de dados: o ano de 2005 só possui dados de outubro a dezembro, o ano de 2006 de janeiro a maio, e o ano de 2007, somente novembro e dezembro. A partir destes dados primários, foi realizada a média aritmética dos preços da nafta para cada ano.

Como a unidade de preço na fonte primária está em dólares por tonelada (US\$/t) e a ferramenta MACTool necessita que a unidade esteja em dólares por barril de petróleo equivalente (US\$/bep), foi utilizada a Equação 19 para converter as unidades.

Equação 19 – Preço da nafta

$$P_f = P \times \frac{1}{C} \times F$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

P_f = preço final	(US\$/bep)
P = preço original	(US\$/10 ³ kg de nafta)
C = poder calorífico da nafta	11.320 (kcal/kg) (EPE, 2014)
F = fator de conversão de kcal para bep	$7,03 \times 10^6$ (kcal/bep) (EPE, 2014)

Os preços em dólar por bep são apresentados na Tabela 61. Estes valores foram utilizados

Tabela 61 – Médias anuais do preço da nafta para o Estado de São Paulo

Ano	Preço
	(US\$/bep)
2005	63,97
2006	70,21
2007	100,55
2008	92,62
2009	66,91
2010	89,64
2011	115,35
2012	113,30
2013	112,29

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em QUOTENET (BUSINESS INSIDER INC.; FINANZEN.NET GMBH, 2016) e Equação 19.

para encontrar o fator de relação entre o preço da nafta e do petróleo.

Os preços da Tabela 61 foram utilizados para calcular o fator de equivalência em relação ao Brent de acordo com a Equação 17.

PREÇO DO GÁS DE REFINARIA

Os preços do gás de refinaria foram determinados, segundo a consulta à especialista do setor químico, com base no preço do gás natural (EPE, 2014) e dos respectivos poderes caloríficos de cada gás. A Equação 20 expressa esta relação.

Equação 20 – Preço do gás de refinaria

$$P_{GR} = P_{GN} \times \frac{PC_{GR}}{PC_{GN}}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

P_{GR}	= preço do gás de refinaria	(US\$/tep)
P_{GN}	= preço do gás natural	(US\$/tep)
PC_{GR}	= poder calorífico do gás de refinaria	8.800 (kcal/kg) (EPE, 2014)
PC_{GN}	= poder calorífico do gás natural	10.454 (kcal/kg) (EPE, 2014)

A Tabela 62 apresenta os preços do gás de refinaria obtidos a partir do gás natural e utilizados para chegar-se ao fator de equivalência:

Os preços da Tabela 62 foram utilizados para calcular o fator de equivalência em relação ao Brent de acordo com a Equação 17.

Tabela 62 – Preço anual do gás de refinaria com relação ao preço do gás natural

Ano	Preço do gás natural	Preço do gás de refinaria
	(US\$/bep)	
2004	199,85	168,23
2005	277,25	233,39
2006	365,92	308,02
2007	458,10	385,62
2008	508,06	427,68
2009	467,95	393,92
2010	522,14	439,53
2011	694,54	584,65
2012	711,43	598,87
2013	690,32	581,10

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2014).

PREÇOS DOS OUTROS COMBUSTÍVEIS (ETANOL, ÓLEO COMBUSTÍVEL E GÁS NATURAL)

Os preços dos demais combustíveis foram obtidos do Balanço Energético Nacional. Os valores para cada ano (no período de 2004 a 2013) estão na Tabela 63.

Tabela 63 – Preço anual dos combustíveis 2004–2013

Combustível	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	(US\$/bep)									
Óleo diesel	82,2	116,5	139,4	155,5	179,6	167,5	190,6	201,6	174,5	175,5
Óleo combustível BPF	38,5	52,1	61,5	66,3	78,1	69,4	81,5	87,9	77,7	74,4
Gasolina	128,0	172,1	209,6	226,0	244,9	225,7	268,9	300,9	251,7	237,6
Álcool	115,8	158,4	214,9	243,9	258,5	231,4	262,6	334,7	277,8	262,5
GLP	100,4	120,1	144,4	164,8	176,6	176,8	213,4	226,5	196,9	186,6
Gás natural	28,4	39,4	52,0	65,1	72,2	66,5	74,2	98,7	101,1	98,1
Carvão vapor	11,4	14,1	16,1	19,5	19,1	17,6	17,6	17,6	19,1	16,6

Fonte: Adaptado de EPE (2014).

FATOR DE EQUIVALÊNCIA DOS COMBUSTÍVEIS

O fator de equivalência foi calculado anualmente utilizando-se a Equação 17. Para calcular o fator de equivalência médio, foi tomado um período de 10 anos para cada combustível, esse período variou conforme a disponibilidade de dados da série histórica. A média dos valores encontrados neste período para cada combustível foi calculada e em seguida adicionadas à MACTool.

Por fim, empregou-se na MACTool o fator de equivalência médio obtido na Tabela 64

e os preços do *Brent*, extrapolados no Gráfico 26 para projetar os preços dos combustíveis até 2030 de acordo com a Equação 21.

Equação 21 – Preço do combustível em função do *Brent*

$$P_{comb} = P_{Brent,x} \times R_{comb}$$

Fonte: Elaboração própria.

Onde

P_{comb} = preço do combustível em função do *Brent* (US\$/tep) ou (US\$/bep)

P_{Brent} = preço do *Brent* no ano x (US\$/bep)

R_{comb} = fator de equivalência do combustível (bep/tep) ou (bep/bep)

Tabela 64 – Fatores de equivalência dos combustíveis em relação ao *Brent* (R)

Ano	Nafta	Gás natural	Lenha	Óleo combustível	Gás de refinaria	Etanol
	(bep/bep)	(bep/tep)	(bep/tep)	(bep/tep)	(bep/tep)	(bep/tep)
2004	sd	5,22	1,85	7,08	4,40	21,30
2005	1,17	5,08	1,94	6,72	4,28	20,43
2006	1,08	5,62	2,07	6,64	4,73	23,21
2007	1,39	6,32	2,12	6,44	5,32	23,69
2008	0,96	5,24	1,84	5,67	4,41	18,76
2009	1,08	7,58	2,81	7,91	6,38	26,37
2010	1,13	6,56	2,48	7,20	5,52	23,21
2011	1,04	6,24	1,94	5,56	5,25	21,17
2012	1,01	6,37	1,69	4,90	5,36	17,51
2013	1,03	6,36	1,59	4,82	5,35	17,02
Média	1,09	6,06	2,04	6,30	5,10	21,27

Fonte: Elaboração própria com base na Tabela 60, Tabela 61, Tabela 62 e Tabela 63.

Nota: sd = sem dados disponíveis para o período.

Estes preços, apresentados na Tabela 65, não foram utilizados pela ferramenta em nenhum cálculo programado, sendo empregados apenas como uma base de dados, para que os consultores utilizassem como referência padronizada em suas análises.

TAXA DE DESCONTO

A taxa de desconto adotada no projeto para o cálculo do MAC foi de 8% ao ano. Este é o mesmo valor adotado no estudo do Banco Mundial, que também utilizou a MACTool (GOUVELLO et al., 2010), pois é o que geralmente corresponde ao custo dos empréstimos adotado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) para o financiamento de projetos.

Também chamada de “taxa de desconto social”, esta taxa é única para todas as medidas do CBC, que difere no caso do Break-Even Carbon

Price, onde aplicamos a taxa de atratividade específica para cada medida.

TAXA DE JUROS DE LONGO PRAZO (TJLP)

A TJLP foi instituída pela Medida Provisória nº 684, de 31/10/1994 e publicada no Diário Oficial da União em 03/1994, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. Algumas alterações ocorreram através da Medida Provisória nº 1.790, de 29/12/98 e da Medida Provisória nº 1.921, de 30/09/1999, posteriormente convertidas na Lei nº 10.183, de 12/02/2001 (BNDES, 2016).

A TJLP apresentada pelo BNDES (2011) tem período de vigência de um trimestre, sendo expressa em termos anuais, e é calculada a partir dos seguintes parâmetros:

Tabela 65 – Projeção dos preços dos combustíveis de 2014 a 2030

Ano	Petróleo Brent	Nafta	Gás natural	Lenha	Óleo combustível	Gás de refinaria	Etanol
	(US\$/GJ)						
2014	17,63	19,22	15,61	5,26	16,23	13,14	54,81
2015	17,32	18,88	15,34	5,16	15,95	12,91	53,85
2016	17,01	18,54	15,07	5,07	15,67	12,68	52,89
2017	16,71	18,21	14,80	4,98	15,38	12,45	51,93
2018	16,40	17,87	14,52	4,89	15,10	12,22	50,98
2019	16,09	17,54	14,25	4,80	14,81	11,99	50,02
2020	15,78	17,20	13,98	4,71	14,53	11,76	49,06
2021	16,19	17,64	14,34	4,83	14,90	12,07	50,32
2022	16,59	18,09	14,70	4,95	15,28	12,37	51,58
2023	17,00	18,53	15,06	5,07	15,65	12,67	52,85
2024	17,33	18,97	15,42	5,19	16,03	12,97	54,11
2025	17,81	19,41	15,78	5,31	16,40	13,28	55,37
2026	18,14	19,77	16,06	5,41	16,70	13,52	56,39
2027	18,46	20,13	16,35	5,51	17,00	13,76	57,40
2028	18,79	20,48	16,64	5,60	17,30	14,01	58,42
2029	19,12	20,84	16,93	5,70	17,60	14,25	59,43
2030	19,44	21,20	17,22	5,80	17,90	14,49	60,45

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Ferramenta MACTool, Gráfico III e Tabela X.

- A meta de inflação, calculada proporcionalmente para os doze meses seguintes ao primeiro mês de vigência da taxa, baseada nas metas anuais fixadas pelo Conselho Monetário Nacional (CMN);
- O prêmio de risco, que incorpora uma taxa de juro real internacional e um componente de risco Brasil numa perspectiva de médio e longo prazo.

De acordo com o BNDES (2011) a TJLP é aplicada:

- i) Aos contratos passivos do BNDES junto ao Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT); Fundo de Participação PIS-PASEP; e ao Fundo de Marinha Mercante (FMM);
- ii) Aos contratos ativos do BNDES, com os recursos dos mesmos fundos do item i);
- iii) À remuneração das contas dos participantes do Fundo de Participação PIS-PASEP;
- iv) Outros casos, a critério do Conselho Monetário Nacional (CMN).

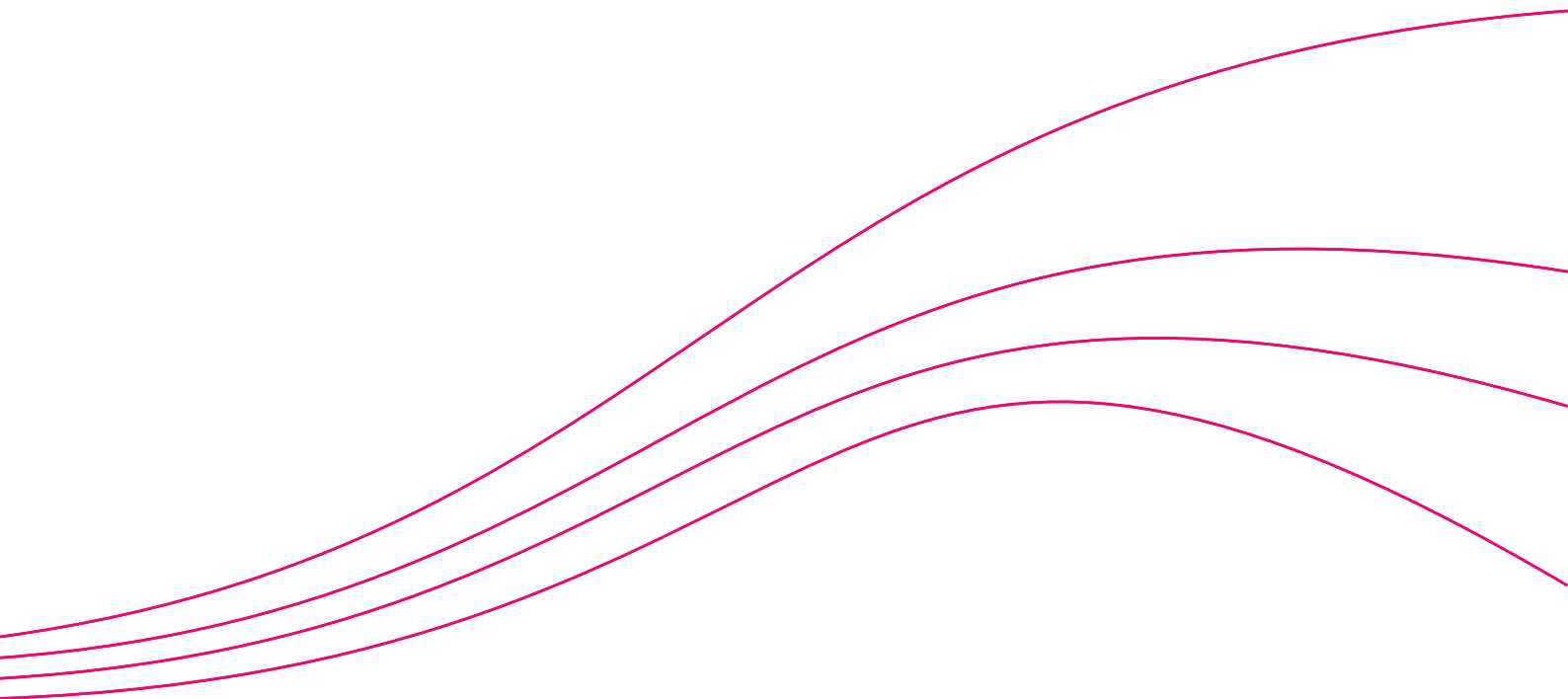
Porém, de acordo com a metodologia de cálculo, em relação aos contratos do BNDES atrelados à TJLP incidem também um *spread* básico (que varia de acordo com o estabelecido nas Políticas Operacionais do Sistema BNDES) e um *spread* de risco (que varia de acordo com a classificação de risco do cliente).

Considerando as médias anuais do valor de TJLP para o período de 2006 a 2016, sendo este último até o primeiro semestre, foi obtido um valor médio de 6,19% (BNDES, 2016) e considerando que deve haver a incidência do *spread* básico e do *spread* de risco, estimou-se para emprego no estudo uma taxa de 8% a.a..



Anexo A

Informação sobre
os produtos químicos



Em função da diversidade dos produtos químicos e das características das matérias-primas de cada processo são apresentadas as informações sobre o processo de produção, a capacidade de produção instalada e o fator de emissão para cada um dos produtos químicos listados pelo IPCC mais o ácido fosfórico.

ÁCIDO ADÍPICO

O ácido adípico ($C_6H_{10}O_4$) é um sólido cristalino branco que é utilizado como intermediário na fabricação de fibras sintéticas, plásticos, poliuretanos e lubrificantes sintéticos. Comercialmente é o mais importante ácido alifático dicarboxílico, usado na fabricação de poliéster e náilon (HARNISCH et al., 2006).

A planta de ácido adípico utiliza o processo típico de produção baseado na oxidação, por meio de ácido nítrico (HNO_3), de cicloexanol ($(CH_2)_6O$) ou de uma mistura cicloexanol/cicloexanona ($(CH_2)_5CO$) na presença de um catalizador. O óxido nitroso (N_2O) é gerado, não-intencionalmente, na reação de oxidação nítrica, conforme a Equação 22.

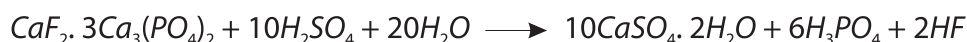
Fatores de emissão e capacidade de produção

O fator de emissão, estabelecido em função do projeto de MDL é de $0,0042 \text{ tN}_2\text{O} \cdot (\text{t}_{\text{ácido adípico}})^{-1}$ e $0,192 \text{ tCO}_2 \cdot (\text{t}_{\text{ácido adípico}})^{-1}$ (CDM-PDD).

Equação 22 – Síntese do ácido adípico e geração de N_2O



Equação 23 – Síntese do ácido fosfórico



Equação 24 – Geração de CO_2



A capacidade licenciada para produção de ácido adípico no Estado de São Paulo é de $87.000 (\text{t}_{\text{ácido adípico}}) \cdot \text{ano}^{-1}$, a mesma do Brasil.

ÁCIDO FOSFÓRICO

O ácido fosfórico (H_3PO_4) é utilizado principalmente para a produção de fertilizantes fosfatados, sendo os mais representativos o fosfato monoamônico, o fosfato diamônico, o superfosfato simples e o superfosfato triplo.

As matérias-primas utilizadas para a produção de ácido fosfórico são o ácido sulfúrico (H_2SO_4) e a rocha fosfática, fluorapatita ($CaF_2 \cdot 3Ca_3(PO_4)_2$), como fonte de fósforo. A rocha fosfática contém, em menor ou maior concentração, carbono inorgânico na forma de carbonato de cálcio ($CaCO_3$) que é parte integrante do mineral. O carbonato contido na rocha reage com o ácido sulfúrico produzindo como subprodutos gesso agrícola e CO_2 , conforme a Equação 23 e Equação 24.

O principal gás gerado no processo de produção de ácido fosfórico, com potencial de contribuir para o efeito estufa, é o CO_2 . A emissão de CO_2 é inerente ao processo químico. As rochas fosfáticas utilizadas na produção de ácido fosfórico contém carbonato de cálcio na sua matriz cristalina ou amorfa.

Fator de emissão e capacidade de produção

O fator de emissão foi calculado considerando o consumo de concentrado fosfático e o teor de carbono inorgânico (carbonato de cálcio) presente em todos os concentrados fosfáticos utilizados como matérias-primas nas unidades de ácido fosfórico. Os valores são: $2,7 \text{ t}_{\text{concentrado fosfático}} \cdot \text{t}_{\text{ácido fosfórico}}^{-1}$ e $0,059 \text{ tCO}_2 \cdot \text{t}_{\text{ácido fosfórico}}^{-1}$ (CETESB, 2011).

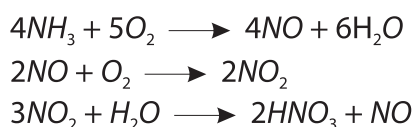
A capacidade instalada de ácido fosfórico é distribuída em três unidades de produção e é de 507.704 toneladas. A capacidade instalada em São Paulo é de 32,7% em relação ao país.

ÁCIDO NÍTRICO

O ácido nítrico (HNO_3) é um composto inorgânico usado principalmente na fabricação de fertilizantes sintéticos fabricado em concentrações variáveis de 53% a 62%. Este é utilizado frequentemente como insumo na fabricação de ácido adípico, como intermediário na produção de ácido nítrico concentrado, para agente de nitrificação de compostos orgânicos, na fabricação de explosivos, por exemplo, a dinamite, e também na gravura de metais e processamento de metais ferrosos (HARNISCH et al., 2006).

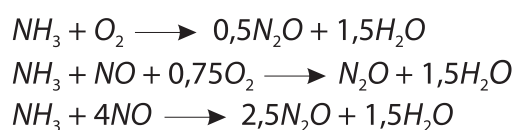
O processo de produção tradicional e comercialmente disponível envolve as etapas de reação e absorção. A tecnologia usada na reação é a da oxidação catalítica de amônia (NH_3) com ar, conforme se observa nas reações químicas descritas na Equação 25.

Equação 25 – Síntese do ácido nítrico



Porém o óxido nítrico (NO), um intermediário na produção de ácido nítrico, pode reagir rapidamente e vir a formar N_2O como subproduto não intencional, conforme reações químicas descritas na Equação 26 (HARNISCH et al., 2006).

Equação 26 – Reações que geram o óxido nítrico



A quantidade de N_2O formada depende das condições de combustão (pressão, temperatura), composição de catalisador e idade, e o projeto de queimadores (HARNISCH et al., 2006).

As fábricas instaladas no país cobrem todas as possíveis alternativas de combinação de processos nas etapas de reação e absorção, desde a operação a vácuo, baixa pressão, média pressão até a alta pressão de operação passando pela combinação das duas últimas pressões — condições que determinam a característica da planta.

Em função da tecnologia do CBC adotada para mitigação do N_2O e, particularmente no caso do processo de produção que opera a alta pressão, há emissão de CO_2 pela utilização de tecnologia da redução catalítica, sobre um catalisador de platina em alta temperatura, conforme Equação 27. A energia necessária para atingir a temperatura desejada é obtida utilizando-se como insumos gases combustíveis.

Equação 27 – Reação de conversão do N_2O em CO_2



Fatores de emissão de N₂O e CO₂ e capacidade de produção

Os fatores de emissão de óxido nitroso para cada uma das unidades de produção são os seguintes:

- a) Planta de vácuo (Cubatão):
 $5 \text{ kgN}_2\text{O} \cdot (\text{t}_{\text{ácido nítrico}})^{-1}$;
- b) Planta de baixa pressão (Cubatão):
 $0,71 \text{ kgN}_2\text{O} \cdot (\text{t}_{\text{ácido nítrico}})^{-1}$;
- c) Planta de média pressão (Piaçaguera):
 $1,58 \text{ kgN}_2\text{O} \cdot (\text{t}_{\text{ácido nítrico}})^{-1}$;
- d) Planta de média pressão (Paulínia):
 $0,99 \text{ kgN}_2\text{O} \cdot (\text{t}_{\text{ácido nítrico}})^{-1}$;
- e) Planta de alta pressão (Piaçaguera):
 $2,0 \text{ kgN}_2\text{O} \cdot (\text{t}_{\text{ácido nítrico}})^{-1}$.

Para as unidades b); c) e d) foram utilizados os valores de emissão definidos nos projetos MDL. (CDM-PDD). Para as unidades a) e d) os fatores de emissão são os definidos pelo IPCC como *default* em função das tecnologias utilizadas nos processos de produção.

A unidade de ácido nítrico de alta pressão utiliza a tecnologia de abatimento denominada redução catalítica não-seletiva (NSCR). Esta tecnologia utiliza combustível para abater o N₂O e os óxidos de nitrogênio e, portanto, há emissão de CO₂. O fator é $0,02 \text{ tCO}_2 \cdot \text{t}_{\text{ácido nítrico}}^{-1}$. (CETESB, 2013).

A capacidade instalada de produção das duas empresas instaladas em São Paulo é de 537.000 toneladas anuais. Na comparação com Brasil a diferença é pequena relacionada com uma unidade de produção de ácido nítrico localizada no polo petroquímico de Camaçari, na Bahia.

COQUE CALCINADO DE PETRÓLEO

O coque calcinado de petróleo é uma variedade de carbono, definido como o de mais alta pureza obtido em um processo industrial. Produzido a partir do coque verde de petróleo, o processo de calcinação em fornos rotativos consiste

basicamente na retirada de umidade e hidrocarbonetos, reduzindo as matérias voláteis.

Em seu estado mais puro, o coque calcinado é ideal para utilização na indústria de alumínio na confecção de anodos. Para cada tonelada de alumínio produzido são utilizados aproximadamente 400 kg de carbono na forma de coque calcinado. Enquanto que a maior parte do coque calcinado é utilizada na indústria do alumínio, ele também é aplicado como fonte de carbono em outras indústrias como Dióxido de Titânio e Siderurgia. Não existe processo de calcinação capaz de transformar um coque verde de baixa qualidade ou inconsistente em um coque calcinado de qualidade. Assim, a qualidade do coque calcinado da Petrocoque provém em sua maior parte da qualidade de sua matéria-prima, com baixos teores de enxofre, proveniente da Refinaria Petrobras RPBC. A Petrocoque tem fornecimento exclusivo de coque verde da Petrobras, um produto com alto nível de consistência, oriundo de uma única fonte — a Bacia de Campos (PETROCOQUE S. A., 2008 e PETROBRÁS, c2016).

Fator de emissão e capacidade de produção

O fator de emissão é o “*default*” de $0,73 \text{ tCO}_2 \cdot (\text{t}_{\text{coque}})^{-1}$ (HARNISCH et al., 2006). A Petrocoque é a única empresa do Brasil que produz o coque calcinado e sua capacidade de produção de 500.000 toneladas/ano. No caso do coque de petróleo, a capacidade instalada em São Paulo e no Brasil é a mesma.

AMÔNIA

A amônia (NH₃) é um dos produtos químicos básicos, produzido em grandes quantidades, utilizado como fonte de nitrogênio. É matéria-prima para a produção de ácido nítrico, intermediário na produção de nitrato de amônio

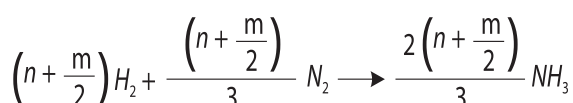
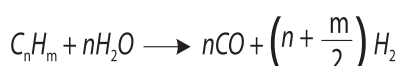
fertilizante e nitrato de amônio explosivo. Aproximadamente, 10% da produção de amônia é destinada à produção de aminas e outros compostos orgânicos, como fluido refrigerante, substituindo compostos listados no protocolo de Montreal, e na produção de ureia grau técnico utilizada como insumo químico em outros processos produtivos.

A produção de amônia requer uma fonte de hidrogênio e uma fonte de nitrogênio. A fonte de nitrogênio é o ar atmosférico. A fonte de hidrogênio utilizada na unidade de São Paulo é o GR, fornecido pela Refinaria Petrobrás RPBC de Cubatão.

Como subproduto da fabricação de amônia é gerado dióxido de carbono (CO_2), que pode ser enviado (ventado) para a atmosfera ou pode ser recuperado, como no caso da unidade industrial localizada em São Paulo, para a fabricação de CO_2 líquido.

O processo envolve as etapas de geração de hidrogênio e a de síntese de amônia. A tecnologia usada na reação é a da redução catalítica de GR, com vapor de água. O nitrogênio necessário à relação estequiométrica para a síntese de amônia é fornecido pelo ar. O CO_2 é formado na etapa de geração de hidrogênio e deve ser separado da mistura de gás de síntese — N_2 e H_2 . As principais reações químicas envolvidas no processo são apresentadas na Equação 28.

Equação 28 – Síntese da amônia e geração de CO_2



Fator de emissão de CO_2 e capacidade de produção

A planta de amônia localizada em São Paulo utiliza como matéria-prima o gás residual de refinaria, processo patenteado pelo Petrobrás e que valorizou um resíduo gasoso produzido pela refinaria de petróleo, substituindo, na época, a nafta petroquímica e reduzindo a emissão de CO_2 . O fator de emissão é de $1,30\text{tCO}_2\cdot\text{t}_{\text{amônia}}^{-1}$. (CE-TESB, 2011).

Com relação a capacidade instalada em São Paulo e no Brasil, a produção em São Paulo representa apenas 13,7%.

DICLOROETANO E CLORETO DE VINILA

O dicloroetano (1,2 dicloroetano) ou dicloreto de eteno ($\text{C}_2\text{H}_4\text{Cl}$) é um dos primeiros hidrocarbonetos clorados sintetizado em 1795, apresentando-se como um líquido oleoso de cor clara com odor adocicado de clorofórmio. É utilizado como intermediário na produção de cloreto de vinila, solventes, hidrocarbonetos policlorados, etenoglicol e outros. Também é empregado como solvente para graxas, óleos e gorduras, limpeza industrial, aditivo para combustíveis e em formulações de solventes. Bastante difundido na extração de produtos naturais como esteróides, vitamina A, cafeína e nicotina.

O cloreto de vinila (CH_2CHCl), é utilizado como intermediário na produção do cloreto de polivinila, amplamente utilizado na fabricação de materiais e fios elétricos, material de construção civil, tubos, conexões, embalagens.

A produção de cloreto de vinila e dicloroetano, no Brasil, utiliza o processo de cloração direta e oxicloração do eteno, sendo usado o cloreto de hidrogênio (HCl) gerado no craqueamento do dicloroetano.

A planta de produção de cloreto de vinila e dicloroetano pode operar como “processo balanceado” entre os dois produtos. Como o processo

não atinge 100% de conversão do eteno, uma pequena porcentagem da matéria-prima não é convertida. Assim, os gases exaustos do processo são tratados para eliminar os compostos clorinados, formados em reações secundárias, e o eteno não reagido. O eteno não reagido é convertido em CO₂ e os compostos clorados são reduzidos através de um processo de redução catalítica ou incineração; a 1.100°C. Assim, os gases limpos são enviados para a atmosfera atendendo as exigências do órgão de controle ambiental. Desta forma, o principal gás de efeito estufa emitido é o CO₂.

O processo de produção do dicloroetano e cloreto de vinila ocorre conforme as reações da Equação 29.

Equação 29 – Reações para a produção do dicloroetano e cloreto de vinila

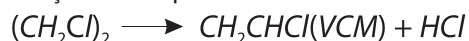
Reação de cloração



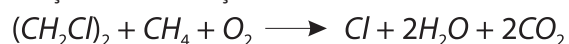
Reação de oxicloração



Reação de craqueamento



Reação de incineração



Fatores de emissão de CO₂ e capacidades de produção

Os fatores de emissão para o CO₂ considerados para o cálculo são os *default* de 0,196tCO₂.(t_{dicloroetano})⁻¹ e de 0,294tCO₂.(t_{cloreto_de_vinila})⁻¹ (HARNISCH et al., 2006).

As capacidades instaladas para produção de dicloroetano e de cloreto de vinila são 140.000 t_{dce}.ano⁻¹ e 350.000t_{clv}.ano⁻¹, respectivamente. No caso do dicloroetano, a capacidade instalada em São Paulo é a mesma que no Brasil. Já no caso do cloreto de vinila, a capacidade instalada em São Paulo é 39,2% da do Brasil.

ETENO

O eteno (C₂H₄) ou (H₂C=CH₂) é o hidrocarboneto primário uma das principais substâncias da cadeia de valor da indústria petroquímica, utilizada no processo de produção de plásticos incluindo os polietenos de alta e baixa densidade, cloreto de polivinila, e como matéria-prima para a fabricação de cloreto de vinila, óxido de eteno, dicloroetano e etilbenzeno, utilizado na produção de estireno.

O processo de produção utilizado pela indústria petroquímica instalada em São Paulo é o tradicional processo de craqueamento de nafta, líquido incolor com faixa de destilação próxima a da gasolina. É um processo endotérmico onde a nafta é craqueada — quebra das substâncias — nos fornos de pirólise em presença de vapor de água.

Em seu processamento são obtidos, além do eteno, co-produtos de alto valor chamados de *High Value Chemicals* (HV)²², o propeno, butadieno e compostos aromáticos (benzeno, tolueno e xileno). Outros co-produtos hidrogênio, metano e combustíveis líquidos, oriundos do processamento da matéria-prima, são utilizados na própria instalação de produção, como combustíveis, para fornecer calor ao processo químico de craqueamento nos fornos de pirólise. É por essa razão que apesar do gás de efeito estufa não ser gerado no processo químico propriamente dito a emissão de CO₂ é incluída como emissão de processo.

22. Produtos químicos de alto valor (HVC): termo geral que descreve os produtos do craqueamento da nafta. Etileno e propileno são os principais produtos, mas os HVC incluem também, por exemplo, butadieno e aromáticos. O termo HVC é também usado no contexto de tecnologias catalíticas de olefinas e tecnologias metanol para olefina.

A Petrobras é praticamente a única produtora de nafta petroquímica no Brasil, nas suas refinarias, atendendo parcialmente à demanda nacional com produção própria e com importações (BRASKEM, c2015).

Fator de Emissão de CO₂ e capacidade de produção

O principal GEE associado à produção de eteno é o CO₂. O fator escolhido foi obtido junto ao produtor de eteno baseado na emissão de 0,95 tCO₂/t_{HVC}. Assim, o valor calculado considerando a produção de eteno é de 1,87 tCO₂·(t_{eteno})⁻¹, a partir da matéria-prima, nafta petroquímica, na Unidade da Empresa A.

Em São Paulo, a capacidade instalada de 700.000 t/ano representa 13% da produção nacional. Destaca-se que de forma pioneira na indústria química mundial, a partir de 2011, uma nova matéria-prima, o etanol, derivado da cana-de-açúcar, matéria-prima renovável está sendo utilizada para a produção de eteno, pela Empresa A.

NEGRO DE FUMO

O negro de fumo não é um produto petroquímico é um produto químico inorgânico, mas utiliza como matéria-prima um produto derivado do processamento do petróleo ou da petroquímica. O processo de produção de negro de fumo, parte da combustão incompleta ou parcial de hidrocarbonetos líquidos. O resíduo aromático (RARO) é a matéria-prima primária utilizada na produção de negro de fumo (*carbon black*), que é injetada no forno e através de sua combustão incompleta, em atmosfera redutora (ausência de oxigênio produz o negro de fumo). A matéria-prima é aquecida com um insumo secundário ou matéria-prima secundária, usualmente GN ou óleo. Os gases gerados na pirólise, a 1.400°C contem CO e H₂.

O negro de fumo possui duas propriedades que definem a maioria absoluta das suas aplicações: elevado poder de pigmentação e capacidade de, em mistura com as borrachas, elevar substancialmente a resistência mecânica desses materiais, por isso é largamente utilizado na indústria de pneus.

O valor comercial do RARO depende, em grande parte, de sua aromaticidade, pois influencia diretamente no rendimento do processo de produção do negro de fumo. Comercialmente a aromaticidade de um óleo é caracterizada por valores de *Bureau of Mines Correlation Index* (BMCI). Via de regra, quanto maior o BMCI do RARO, maior o rendimento em negro de fumo.

A reação abaixo apresenta, genericamente, o mecanismo de formação de negro de fumo, como é uma reação de oxidação em atmosfera com restrição de oxigênio O₂, há formação de CO em paralelo com a reação de oxidação completa. Esse monóxido de carbono é oxidado a dióxido de carbono no processo de produção, exemplificado pela Equação 30.

Equação 30 – Reação da produção de negro de fumo



Fator de emissão de CO₂ e capacidade instalada

O valor do fator de emissão, na Tabela 66, é o default do IPCC (2006b), utilizado pelas empresas

Tabela 66 – Fator de emissão de CO₂ – negro de fumo

Processo de produção	Matéria-prima primária	Matéria-prima secundária	Total matéria-prima
	(kg CO ₂ /t _{negro_de_fumo})		
Furnace Black	1.960	660	2.620

Fonte: Harnisch et al. (2006).

do setor, que produzem negro de fumo pelo processo *Furnace Black* de produção.

A comparação entre a capacidade instalada em São Paulo representa 78,2% da capacidade de produção no Brasil.

ÓXIDO DE ETENO

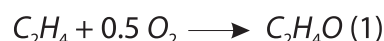
O óxido de eteno (C_2H_4O) é um dos mais importantes derivados do eteno, produzido a partir da sua reação de oxidação em presença de um catalizador de prata. Sua estrutura peculiar torna-o uma das principais matérias-primas da indústria química e petroquímica.

O óxido de eteno é utilizado principalmente como matéria-prima na produção de eteno-glicóis, éteres glicólicos, etoxilados, acetatos de éteres e especialidades químicas. Estes produtos, por sua vez, são utilizados como matérias-primas para uma série de aplicações, nos segmentos de alimentos, limpeza, agroquímicos, têxteis, construção civil, cosméticos, couros, higiene pessoal, farmacêuticos, fluidos automobilísticos, tintas, resinas e vernizes.

O processo de produção utiliza a tecnologia de oxidação direta do eteno, na presença de um catalizador de prata. As reações exotérmicas são apresentadas na Equação 31. Consistem na oxidação catalítica de eteno para produzir

o óxido de eteno (1) e, adicionalmente com a reação principal de incorporação catalítica do oxigênio à molécula de eteno, duas reações de combustão, indesejáveis, com a geração de CO_2 (2) e (3).

Equação 31 – Síntese do óxido de eteno e geração de CO_2



Portanto, a emissão de CO_2 é intrínseca ao processo de fabricação de óxido de eteno e função da atividade do catalizador empregado. É um processo que gera CO_2 de alta concentração.

Fator de emissão de CO_2 e capacidade de produção

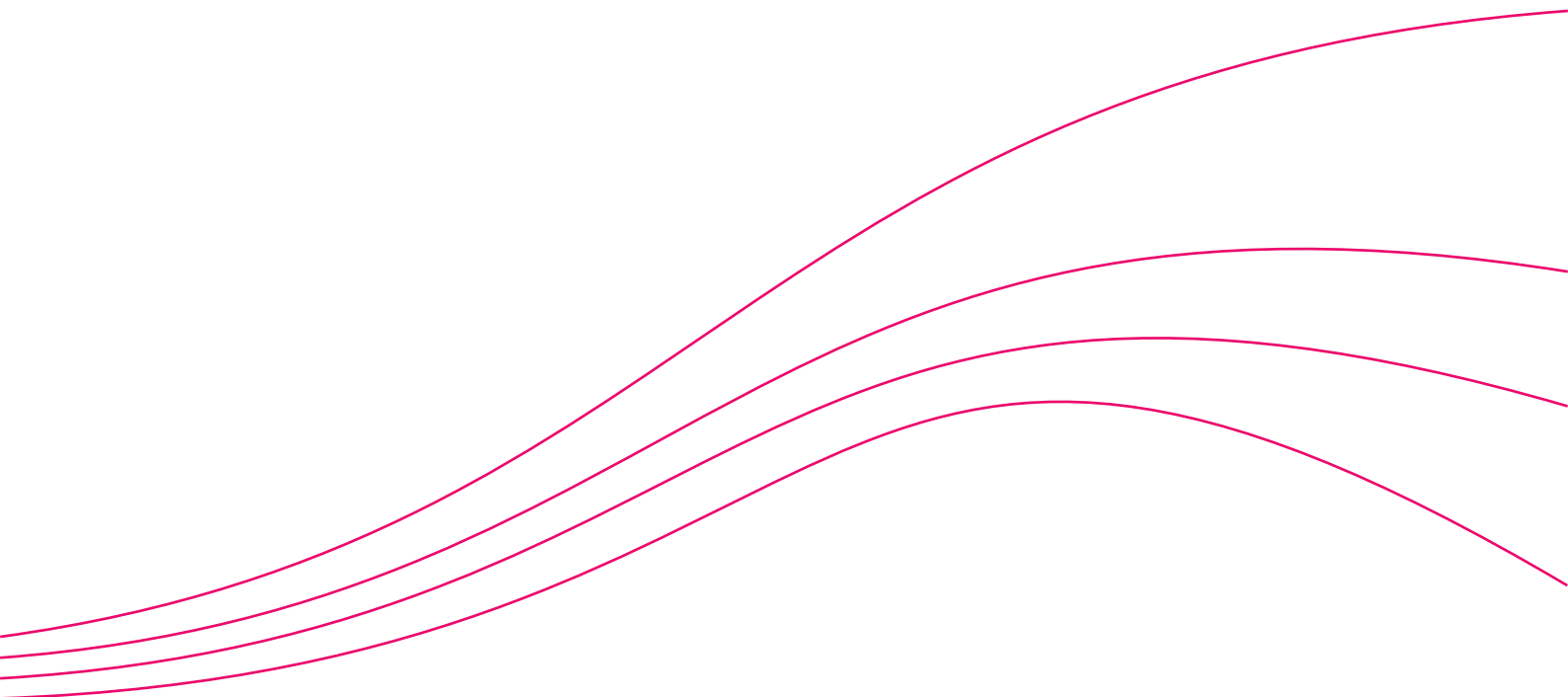
O fator de emissão empregado na estimativa para o CO_2 é o *default* do IPCC (2006b), de $0,863tCO_2 \cdot (t_{\text{óxido de eteno}})^{-1}$ (CETESB, 2011).

A capacidade de produção em São Paulo e no Brasil, do único produtor brasileiro. Conclui-se que a produção paulista é 21,6% da do Brasil.



Anexo B

Unidade de bioeteno



Este anexo apresenta os valores e cálculos necessários para determinar as emissões do cloreto de vinila e óxido de eteno a partir do bioeteno.

PRODUÇÃO DE ÓXIDO DE ETENO: 95000 T/ANO

Consumo de eteno na produção de óxido de eteno:



28 44

Massa de C_2H_4 (t/ano) = $(95.000\text{t/ano} * 28 / 44) = 60.455$ t/ano.

Consumo de eteno na geração de CO_2



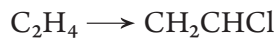
28 88

Considerando um específico de emissão de 0,863 t CO_2 /t de óxido de eteno.

Massa de C_2H_4 (t/ano) = $95.000 * 0,863 * 28 / 88 = 26.086$ t/ano.

PRODUÇÃO DE CLORETO DE VINILA: 350000 T/ANO

Consumo de eteno na produção de cloreto de vinila:



28 62

Considerando uma eficiência na conversão do eteno de 98,4% (VINNOLIT, [2014?]).

Massa de C_2H_4 (t/ano) = $(350.000\text{t/ano} * 28 / 62) / 0,984 = 160.635$ t/ano.

CAPACIDADE DA UNIDADE DE ETENO

Massa de C_2H_4 (t/ano) = $60.455 + 26.086 + 160.635 = 247.176$ t/ano.

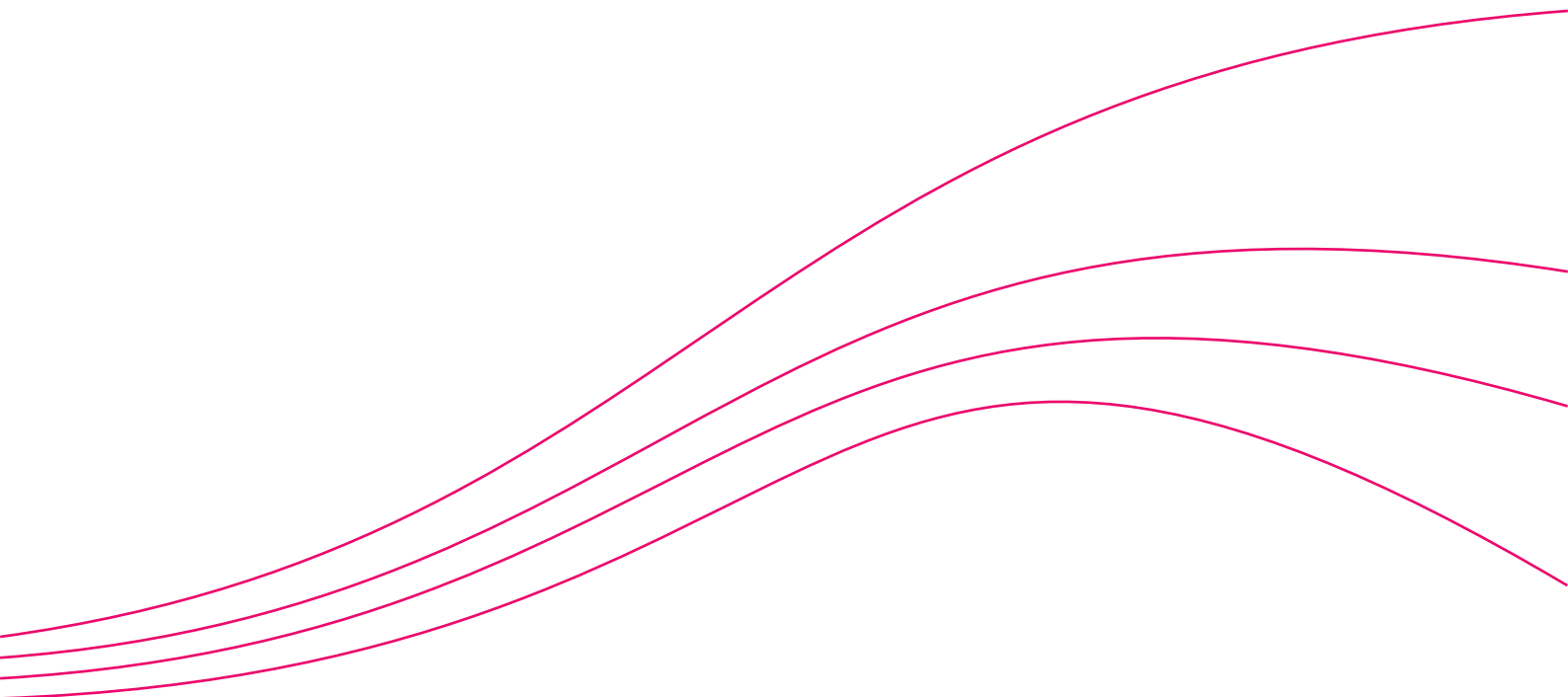
CONSUMO DE ETANOL

Considerando a informação disponibilizada pela Empresa A de 450.000 m³ de etanol para a produção de 200.000t de eteno o consumo previsto para a unidade de 247.176 t/ano de eteno é de 556.000 m³ de etanol por ano.



Anexo C

Informações sobre
custos de investimento
e custos de operação
e manutenção



As informações a seguir apresentam as justificativas ou explicações sobre os valores adotados para as informações utilizadas para definir os valores CAPEX e OPEX para o CBC das oportunidades de redução de GEE nos processos químicos identificadas no estudo.

Oportunidade: produção de eteno CAPEX – Cenário de referência

O cálculo do investimento tem como referência o valor de US\$ 170.900.000 investido na expansão, em 200.000 t/ano, da capacidade de produção de eteno utilizando nafta petroquímica como matéria-prima, na unidade industrial de produção de Santo André, São Paulo (ABIQUIM, 2004).

Para obter o valor do investimento para a capacidade de 247.000 toneladas, é aplicado um fator de escala, típico para o segmento industrial químico, de 0,7 (relação entre a capacidade de produção projetada e a referência). Segundo a fórmula:

$$\text{Investimento (247.000 t)} = \text{Investimento (200.000 t)} * (\text{relação entre as capacidades})^{0,7}.$$

Assim, o custo do investimento (CAPEX) para a produção de 247.000 toneladas anuais de eteno e fator de relação entre capacidades de 1,159 é de US\$ 198.073.100, conforme Tabela 67.

Considerando as incertezas é aplicado um fator de contingências de 20% típico (estimativa do autor dobro do valor de CAPEX – CBC em função da complexidade dos processos envolvidos na fabricação de eteno petroquímico) sobre o valor do investimento (custo fixo) da tecnologia. O custo de contingências = US\$ 39.614.620.

Custo total do investimento – CAPEX (Cenário de referência) = US\$ 237.687.720

A estimativa de dispêndio por ano utiliza as % informadas no projeto de expansão da unidade da Empresa A (Ex-PQU): 14% – 1º ano / 48% – 2º ano / 26% – 3º ano / 12% – 4º ano. (ABIQUIM, 2004).

Tabela 67 – Item oportunidade: produção de eteno – resumo das informações

			Consumo anual	Unidade
PRODUÇÃO DE ETENO PETROQUIMICO			247.000	(t/ano)
CUSTOS CAPEX & OPEX (CR)				
Custo CAPEX	Investimento	198.073.100	(US\$)	
	Contingência (20% do investimento)	39.614.620	(US\$)	
	TOTAL	237.687.720	(US\$)	
Custos OPEX	Consumo de nafta (t) (1)	3,278	(t/t eteno)	809.666 toneladas
	Consumo de GN (m³) (2)	198	(m³/t eteno)	48.906.000 m³
	Consumo de EE (kwh) (2)	133	(kwh/t de eteno)	32.851.000 kwh
	Custos OPEX (10% investimento) (3)	19.807.310	(US\$)	
PRODUÇÃO DE BIOETENO – CBC			247.000	(t/ano)
CUSTOS CAPEX & OPEX (CBC)				
Custo CAPEX	Investimento	336.110.000	(US\$)	
	Contingência (10% do investimento)	33.611.000	(US\$)	
	TOTAL	369.721.000	(US\$)	
Custos OPEX	Consumo de etanol (t) (4)	1,896	(t/t eteno)	468.312 toneladas
	Consumo de GN (m³) (5)	177	(m³/t eteno)	43.719.000 m³
	Consumo de EE (kwh) (5)	68	(kwh/t de eteno)	16.796.000 kwh
	Custos OPEX (5% investimento) (6)	16.805.500	(US\$)	

Fonte: Elaboração própria (2017).

CAPEX – CBC

O cálculo do investimento tem como base o valor de US\$ 290.000.000, informação disponível em publicação (BRASKEM, 2015) que não é detalhado. A suposição é que seja uma instalação independente incluindo tanques de armazenamento de matéria-prima e produto acabado.

Considerado a relação entre as capacidades do projeto prevista de 247.000 toneladas/ano e a da planta da BRASKEM de referência de 200.000 t/ano, aplicando o fator de escala calculado no caso CAPEX do CR e o investimento informado pela BRASKEM para a planta de 200.000 toneladas o custo do investimento a considerar no estudo resulta: US\$ 336.110.000. Incluindo as incertezas é aplicado um fator de contingências de 10% (estimativa do autor).

Custo total do investimento – CAPEX (BC) = US\$ 369.721.000.

A estimativa de dispêndio do investimento por ano utiliza as mesmas % informadas para o caso CAPEX do CR.

Custos de operação, manutenção e energia – OPEX

OPEX – Cenário de referência

(1) Consumo de nafta: O valor do específico foi estabelecido considerando duas referências: o valor de 3,3 t de nafta/t de eteno (obtido da informação NEXANT: Petrochemicals

Outlook: challenges and opportunities. EUROPE.2014. <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/OPEC%20presentation.pdf>) e o valor de 3,278 da informação do ICIS no título: ICIS. Weekly Margin – Ethylene China (Methodology) no site http://www.icis.com/staticpages/methodology_EthyChina.htm. Para o cálculo adota-se o menor valor de 3,278.

(2) Os específicos de consumo de energia elétrica e de GN, conforme Figura 6 para a produção de 700.000 t/ano de eteno na unidade UNIB ABC, que são utilizados para obter os gastos operacionais (OPEX) são: 198 m³ de GN /t de eteno (420.000 m³/dia) e 133 kwh de EE/t de eteno (12.000 kwh/h) (MATHIAS, 2014).

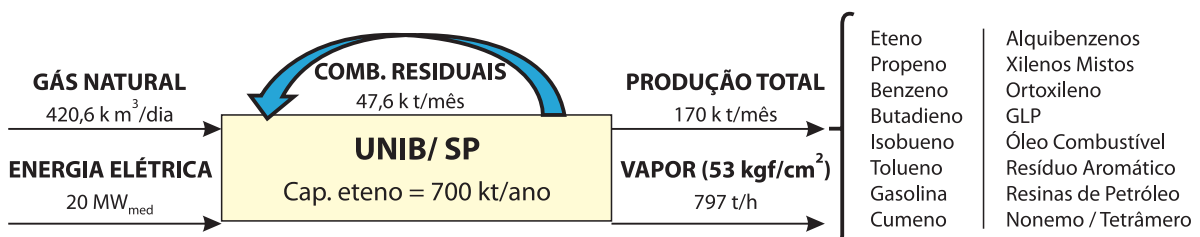
(3) Custos fixos 10% (estimativa do autor do dobro do valor de OPEX – CBC em função da complexidade dos processos envolvidos na fabricação de eteno petroquímico, diversidade de processos e produtos).

Custos OPEX – Cenário de referência (exclui energia) = US\$ 19.807.310.

Custo dos Investimentos – CAPEX – CBC

Considerado a relação entre as capacidades do projeto prevista de 247.000 t/ano e a da planta da BRASKEM de referência de 200.000 t/ano, aplicando o fator de escala calculado no

Figura 6 – Produtos, produção e matriz energética UNIB ABC



Fonte: Mathias (2014).

caso CAPEX-referência e o investimento informado pela BRASKEM para a planta de 200.000 toneladas o custo do investimento a considerar no estudo resulta: US\$ 336.110.000. Incluindo as incertezas é aplicado um fator de contingências de 10% (estimativa do autor), conforme Tabela 67.

Custo total do investimento – CAPEX (BC) = US\$ 369.721.000.

A estimativa de dispêndio do investimento por ano utiliza as mesmas % informadas para o caso CAPEX-referência: 14% – 1º ano / 48% – 2º ano / 26% – 3º ano / 12% – 4º ano (ABIQUIM, 2004).

Custos de operação, manutenção e energia – OPEX – CBC

(4) consumo de matéria-prima (etanol): A relação entre a produção de eteno e o consumo de matéria-prima — o etanol — é de (densidade 0,79 t/m³) 7,2 m³/3 t de eteno = 2,4 m³/t de eteno (BRASKEM, c2016).

(5) Consumos de energéticos: Para a unidade que utiliza a tecnologia atual (Petrobras/BRASKEM) os energéticos incluídos no cálculo são: GN, utilizado nos fornos de desidratação da matéria-prima, o vapor de baixa pressão, utilizado no aquecimento da carga dos fornos de desidratação e a energia elétrica. Os consumos dos energéticos, GN e EE foram calculados considerando as informações sobre Kg CO₂e/kg de C₂H₄, obtidas do estudo disponibilizado pela Empresa N (HILL, 2014).

Cálculo dos consumos de energéticos

Cálculo do consumo de GN (m³) = 0,31 (tCO₂/t eteno) / 2,62 (tCO₂/tGN)*1000 / 0,78 (kg/m³ GN) = 152 m³/t eteno.

Cálculo de consumo de vapor em GN (m³) = 0,05 (tCO₂/t eteno)/0,31 (tCO₂/t eteno)* 152 (m³/t eteno) = 25 m³/t eteno.

Cálculo de consumo de EE (kwh) = 0,04 (tCO₂/t eteno) / 0,5884 tCO₂/Mwh = 0,068 Mwh/t de eteno.

(6) Os custos fixos foram estimados em 5%, conforme pesquisa (INTRATEC SOLUTIONS, 2015).

Custos OPEX – CBC (exclui energia) = US\$ 16.805.500.

Oportunidade: abatimento de óxido nitroso

Custos investimento – CAPEX – CBC

(1) Valor do sistema de monitoramento de emissão de óxido nitroso: analisador de N₂O e medição de gases = US\$ 449.672 + US\$ 16.418 (equipamento + instalação/manutenção), conforme Tabela 68.

Tabela 68 – Item oportunidade: abatimento de óxido nitroso – resumo das informações

		(US\$)
CUSTOS CAPEX & OPEX (BC)		
CUSTOS CAPEX	Sistema de monitoramento (1)	466.090
	Sistema de ar de processo (2) – 50% de (3)	930.957
	Equipamento (4 reatores) (3)	1.861.912
	Contingências (10% de (2)+(3)) (4)	279.287
CUSTOS OPEX	Catalisador (5)	290.573
	Manutenção (6)	100.394

Fonte: Elaboração própria (2017).

Fonte: UNFCCC (2008b).

Observação: É necessário realizar o investimento antecipado para obter os dados do projeto conforme é solicitado nas condicionantes para os projetos CDM.

(2) Como a tecnologia envolve o aumento da perda de carga nos reatores foi incluído no valor do investimento um adicional (50% – estimativa do autor) sobre o investimento em (3) para adequação do sistema dos sopradores de ar que alimentam os reatores de oxidação da amônia visando a compensação da eventual perda de carga devida a instalação do sistema de abatimento: catalisador e equipamento de suporte.

(3) A referência para o cálculo do investimento na Tecnologia de abatimento é o projeto CDM da BASF.

Fonte: JOINT IMPLEMENTATION PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM VERSION 01 – IN EFFECT AS OF: 15 JUNE 2006: Catalytic Reduction of N₂O inside the Ammonia Burners of the BASF Nitric Acid Plant in Ludwigshafen. Segundo essa fonte: “The costs for the proposed project activity consist of the investment needed for the installation of the baskets and the repeating costs for the catalyst fillings (the catalyst has to be replaced around every two years). The investment amounts to some 3.7 million Euro”. Initial investment for each reactor (10 reactors: basket + Catalyst): EUS 370.000. Em dólares de 2006 = 370.000 EUS * 2,735 (R\$/EUS)/2,174 (R\$/US\$) = US\$ 465.478. Considerando os quatro reatores de oxidação de amônia o investimento é de US\$ 1.861.912, conforme Tabela 68.

(4) Contingências estimadas (pelo autor) em 10% dos investimentos itens (2) e (3).

O custo total CAPEX: CBC = US\$ 3.538.246

Custos de operação, manutenção e energia – OPEX – CBC

(5) Adota-se o valor informado para o projeto CDM da Fosfértil foi de US\$ 290.573, na fonte citada em (1). Planta de capacidade de produção equivalente.

(6) A manutenção está associada a troca/substituição do catalisador cada 2 anos (conforme orientação da BASF (3)). Observação: Considerando a informação do projeto da Fosfértil – Cubatão – Fosfertil no arquivo “Appendix 4 – NPV”, (UNFCCC, 2008b), o custo de manutenção para a substituição do catalisador em cada reator de US\$ 20.994 o valor para quatro reatores é de US\$ 83.976 (gasto de manutenção cada 2 anos) + valor para o sistema de monitoramento US\$ 16.418 (gasto de manutenção cada 2 anos). O valor total é de US\$ 100.394 (gasto de manutenção do catalisador e do sistema de monitoramento) cada 2 anos.

Custo total OPEX – CBC (cada 2 anos) = US\$ 390.967.

**Oportunidade: recuperação H₂
Custos de investimento – CAPEX – CBC**

- (1) A informação fornecida pelo detentor da tecnologia que solicitou sigilo do nome (confidencial).
- (2) O fornecimento exclui: *“Items Not Included in Vapor Sep Unit: Installation and site preparation; Insulation or heat tracing; Commissioning; Spare parts; Freight, crating, insurance, and handling; Taxes, insurance, fees or permits”*. Estimado pelo autor o valor da montagem de 50% sobre o valor do fornecimento (1).
- (3) As taxas e impostos representam aprox. 35% do fornecimento (Imposto a importação – 14%; PIS/PASESP – 1,65%; Cofins – 7,6%; ICMS – 12%).
- (4) Contingências valor de 10% sobre o fornecimento, estimado pelo autor.

Custo total CAPEX – CBC = US\$ 3.905.000, conforme Tabela 69.

Tabela 69 – Item oportunidade: recuperação de H₂ do gás de purga – resumo das informações

		(US\$)
CUSTOS CAPEX & OPEX (BC)		
CUSTOS CAPEX	Equipamento (1)	2.000.000
	Montagem (50% de Equipamento) (2)	1.000.000
	Taxas e Impostos (3)	705.000
	Contingências (10% de Equipamento) (4)	200.000
CUSTO OPEX	10% Investimento (5)	200.000

Fonte: Elaboração própria (2017).

Custos operação, manutenção e energia – OPEX – CBC

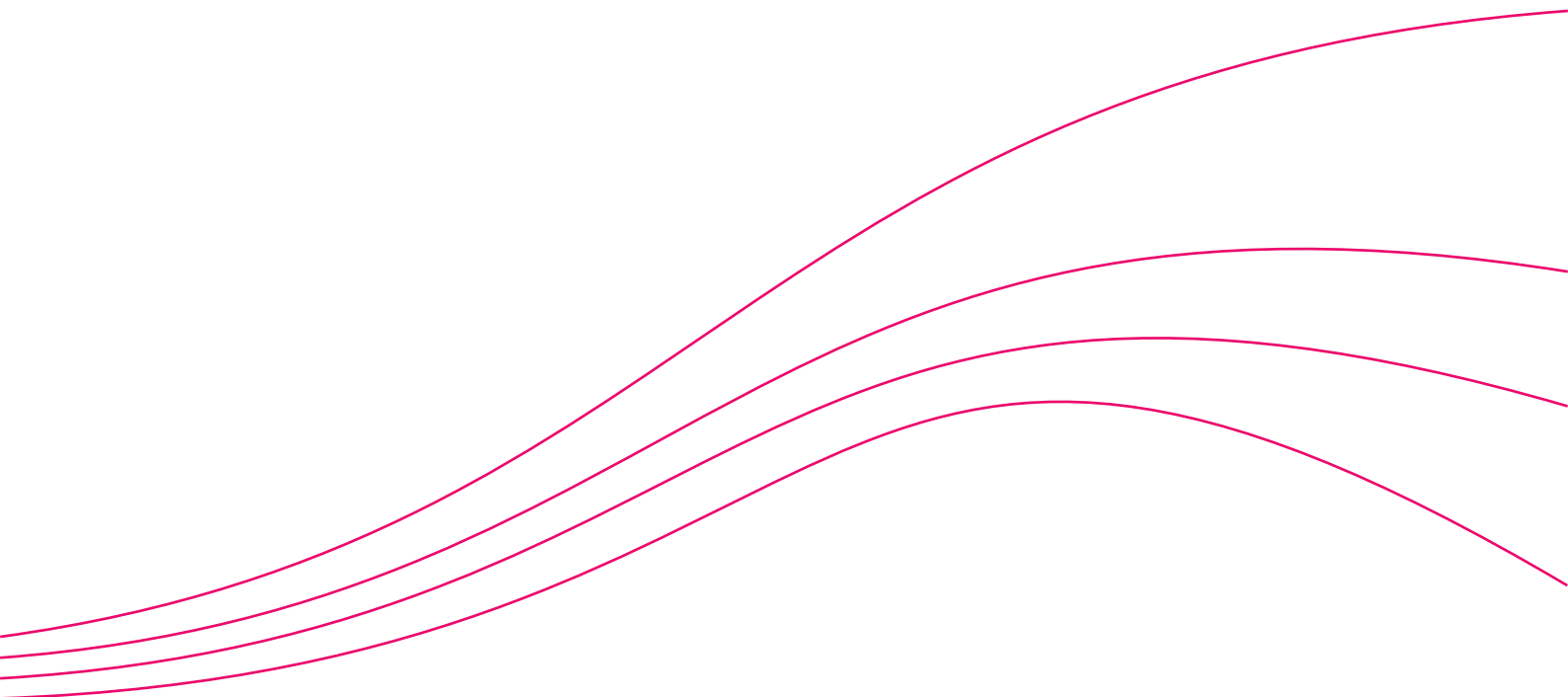
- (5) Valor fornecido pelo detentor de tecnologia.

Custo total OPEX – CBC (anual) = US\$ 200.000.



Anexo D

O etanol: matéria-prima
na produção de químicos



O uso de bioetanol como matéria-prima na indústria é considerada uma tecnologia de “mudança de paradigma” ou em inglês “*game changer*”, em relação à redução das emissões de CO₂ (IEA; ICCA; DECHEMA, 2014), pois:

- a) O aumento do uso do bioetanol reduz o uso de matérias-primas não-renováveis, que são a fonte de emissão de CO₂ nos processos químicos analisados.
- b) Quando os produtos são avaliados usando uma Avaliação de Ciclo de Vida do “berço ao túmulo” a contabilidade das emissões inclui o fato de que a biomassa, cana-de-açúcar, captura e fixa CO₂ a cada ciclo de crescimento, que ocorre anualmente (KIKUCHI et al., 2013; KAHN; CAMPBELL, 2014; BRASKEM, 2015; HILL, c2014).
- c) As fontes da biomassa são renováveis, enquanto as matérias-primas fósseis são finitas.

A produção do eteno, utilizando etanol, já é uma realidade no Brasil e utiliza o processo catalítico de desidratação do etanol, com eficiências entre 96% a 98% de conversão.

O processo de produção de bioeteno ocorre conforme a reação descrita na Equação 32.

Equação 32 – Reação de desidratação do etanol



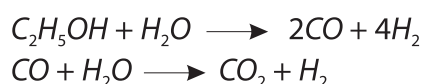
Para viabilizar a produção de bioeteno pela tecnologia mencionada foram identificados, com como mencionado no título “Evolução da produção – CBC”, os possíveis produtos e processos, com “elevado” potencial de penetração para uso do bioeteno no período até 2030, que utilizam como matéria-prima o eteno “petroquímico”. A penetração desta tecnologia também depende de ações de governo promovendo o incentivo ao uso de matérias-primas renováveis na produção de bens de consumo.

Ainda que a mitigação da emissão de 540.372t de CO₂, em seis anos, nos processos de produção com a utilização de bioeteno como matéria-prima, apresentada na Tabela 12, não seja significativa em termos da emissão de CO₂, se for considerado o “CO₂ captado na fotossíntese”, a mitigação poderá ser da ordem de 617.500 t/ano de CO₂, considerando o valor de 2,39 tCO₂/t de Eteno captado durante a fase de crescimento da biomassa até a produção de bioeteno (KAHN; CAMPBELL, 2014).

O etanol é uma alternativa de matéria-prima renovável para a produção de hidrogênio pelo processo de reformação catalítica com vapor de água. O processo, da mesma forma que no caso do óxido de eteno e “neutro” em carbono, pois o subproduto da reação química o CO₂ é de fonte renovável. O hidrogênio é o insumo básico para a produção de amônia, base dos fertilizantes nitrogenados: ureia e nitrato de amônio. A síntese de amônia a partir de H₂ produzido utilizando como matéria-prima, o etanol, já foi testada na unidade de produção de amônia, localizada no município de Cubatão (FELIPPE, 1979).

O processo de produção de hidrogênio ocorre conforme as reações da Equação 33.

Equação 33 – Reações de reformação do etanol



ALCOOLQUÍMICA

A alcoolquímica, cadeia química de obtenção de álcool e derivados, representa uma grande oportunidade de negócios para a indústria da cana-de-açúcar. A alcoolquímica é uma alternativa tecnicamente viável para suprir um mercado que apresenta demanda crescente por produtos fabricados de forma sustentável. Muitas das unidades produtoras de açúcar e etanol

instaladas no Estado de São Paulo, já se encontram em um estágio que permite classificá-las como precursoras das biorrefinarias. É perfeitamente possível que em futuro próximo seja possível processar a totalidade da biomassa existente na cana-de-açúcar e, dessa forma, aumentar a produção de etanol, inclusive contemplando o abastecimento da alcoolquímica.

A alcoolquímica não é exatamente uma novidade, havendo registros de sua utilização em escala comercial no país desde a década de 1940. A Rhodia, em São Paulo, introduziu o uso do etanol em sua cadeia produtiva em 1944, na produção de solventes oxigenados. A empresa produz de 15% a 20% de seus produtos pela rota do etanol. A Empresa A produz o Éter Etil Terbutílico (ETBE), nas suas unidades industriais no Rio Grande do Sul e na Bahia, um aditivo para a gasolina que tem cerca de 40% de sua formulação derivada de etanol; também é utilizado, no

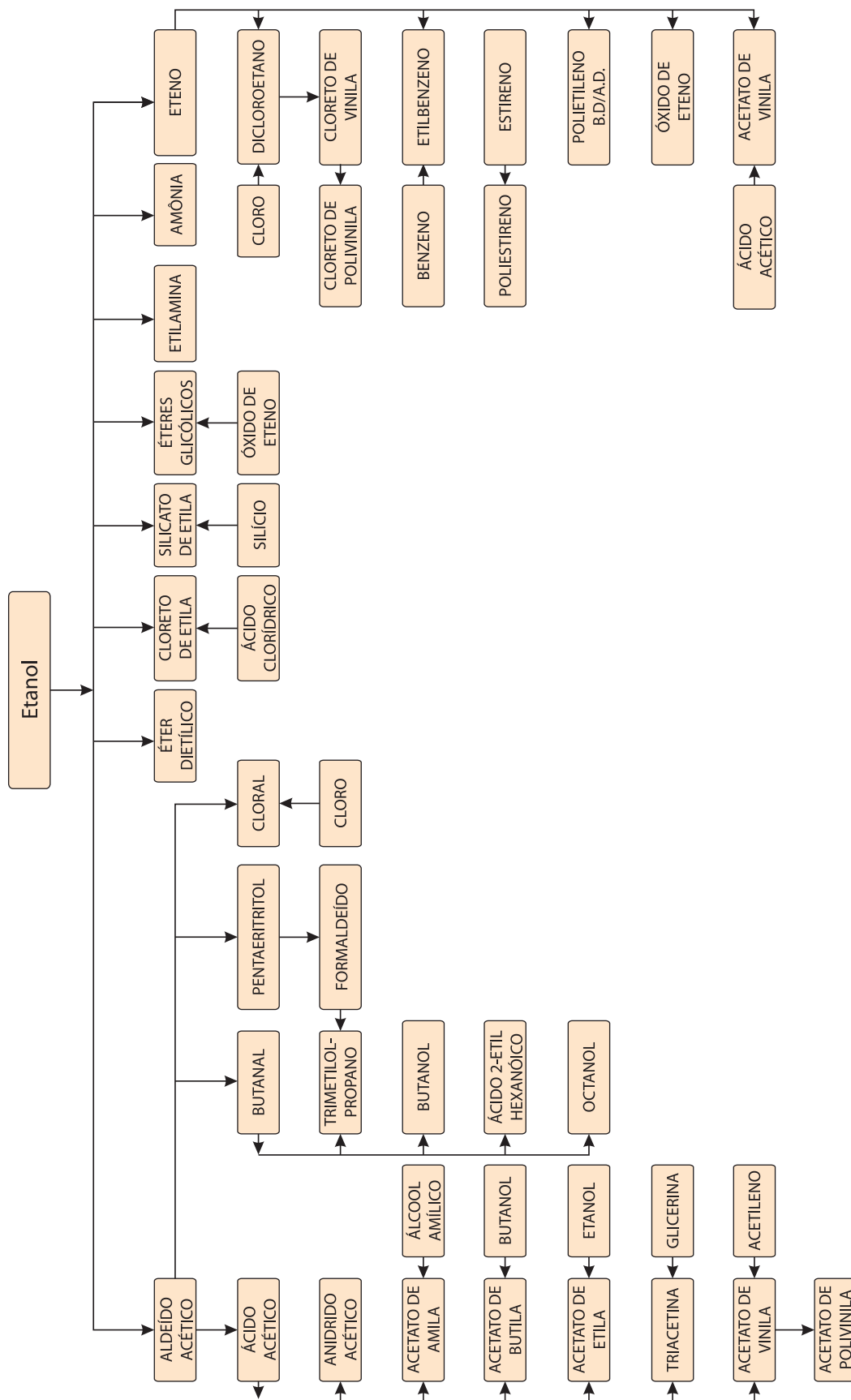
Brasil, na fabricação de produtos químicos, já mencionados e na produção de cloreto de etila, éterdietílico, acetaldeído, acetona, ácido acético, acetato de etila.

Até a inauguração das centrais petroquímicas na década de 1970, empresas como a Salgema, Union Carbide, Eletrocloro, Solvay e Companhia Alcoolquímica Nacional utilizaram, como já foi mencionado no item sobre o processo de produção de eteno renovável, o etanol como matéria-prima para fabricar eteno, insumo fundamental para a produção de importantes polímeros como o polieteno e o PVC. Além dessas empresas, a Companhia Pernambucana de Borracha Sintética, também utilizou a rota do etanol, produziu butadieno, base de seus produtos (SZWARC, 2011).

A Figura 7 apresenta os diversos produtos derivados do etanol: a árvore da alcoolquímica

Figura 7 – Árvore da alcoolquímica

ÁRVORE DA ALCOOLQUÍMICA

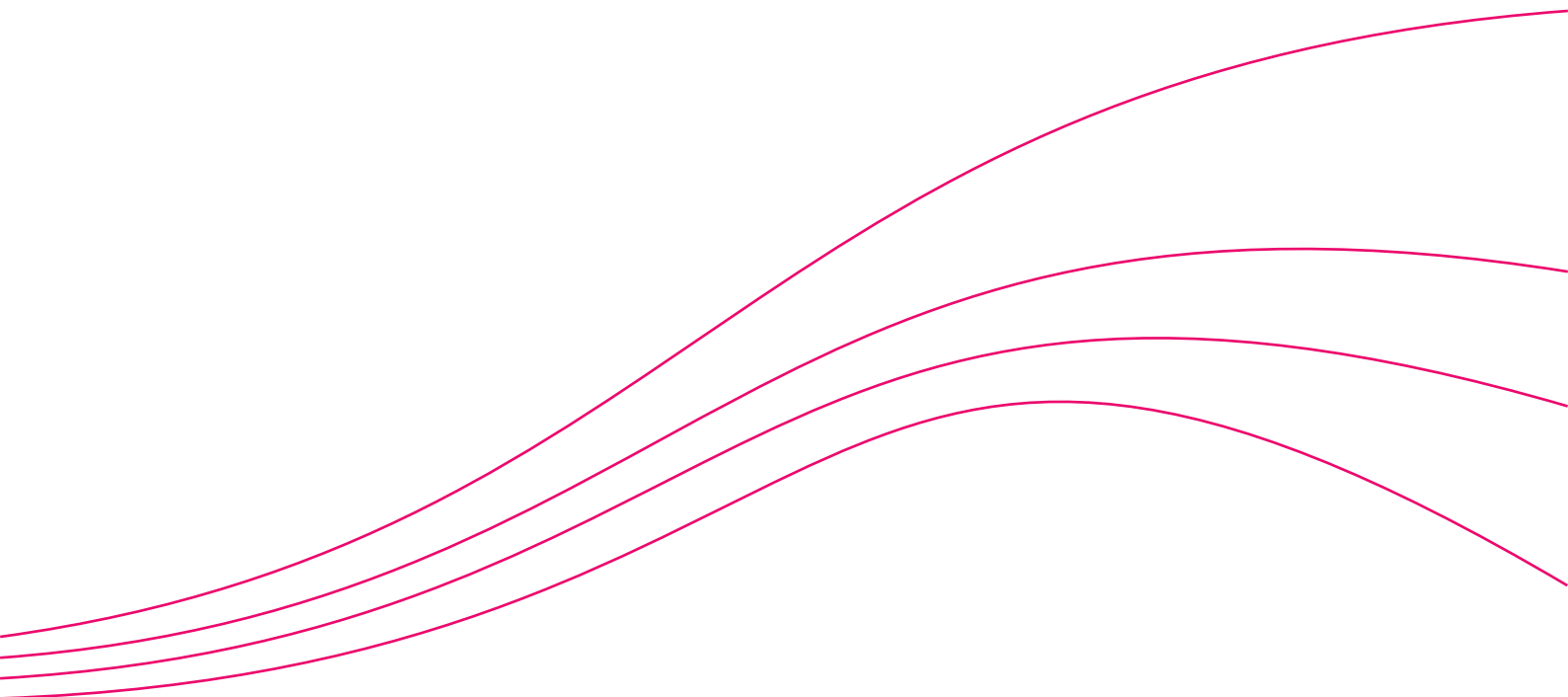


Fonte: Elaboração própria (2017).



Anexo E

Convites enviados
às empresas



PROJETO BR-T1262: APOIO AO DESENVOLVIMENTO DE ESTUDOS DE MITIGAÇÃO PARA O ESTADO DE SÃO PAULO – SETOR DA INDÚSTRIA QUÍMICA

Prezado Sr./Sra.

A Abiquim organizou, em 3 de novembro, o workshop “Cenários de Mitigação de GEE”. Na ocasião foi apresentado o Projeto BR-T1262: Apoio ao desenvolvimento de estudos de mitigação para o Estado de São Paulo – setor da indústria química.

O projeto é coordenado pelo Prof. Sérgio Pacca (NUPPREC - USP), conta com o apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e tem como principal objetivo a elaboração de uma Curva de Custos Marginais de Abatimento de emissões (MACC ou Curva MAC) para a indústria química paulista. Para mais detalhes, consultar o documento em anexo.

A Curva MAC é uma representação gráfica que aponta o potencial de redução de emissões e o custo de cada medida de mitigação em um determinado período em relação a um cenário de referência. A partir dos resultados dela as empresas podem, de forma sistemática e estruturada, priorizar ações, definir metas voluntárias de redução de emissões e identificar volumes financeiros atrelados a elas.

Os principais passos para a elaboração da Curva MAC são:

- Apresentar a projeção das emissões de CO₂ mantendo a eficiência atual no uso da energia. Assim, estabelecer, para uma determinada taxa de crescimento da indústria química paulista, o Cenário *business as usual* (BAU); e
- Identificar oportunidades de gestão energética e custos associados à sua implementação visando um cenário de BAIXO CARBONO.

Para contribuir com a realização do estudo, solicitamos seu apoio no preenchimento do arquivo Excel anexo, com as informações relacionadas à gestão de consumo energético (combustíveis e eletricidade). Posteriormente, serão solicitadas também informações sobre os processos industriais, se aplicável à sua planta industrial.

Os dados fornecidos pelas empresas químicas serão consolidados em uma única curva MAC e tratados com a confidencialidade exigida pelo BID para esta consultoria.

Esclarecimentos adicionais podem ser obtidos pelo telefone (11) 2307-0018, junto à Natália Kurimori (natalia.kurimori@pangeacapital.com.br). Ficamos à disposição para eventual visita em suas instalações industriais para detalhar o projeto em pauta.

Atenciosamente,

Roberto Strumpf e Obdulio Fanti

Roberto.strumpf@pangeacapital.com.br Obduliofanti@gmail.com

Consultores do BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento



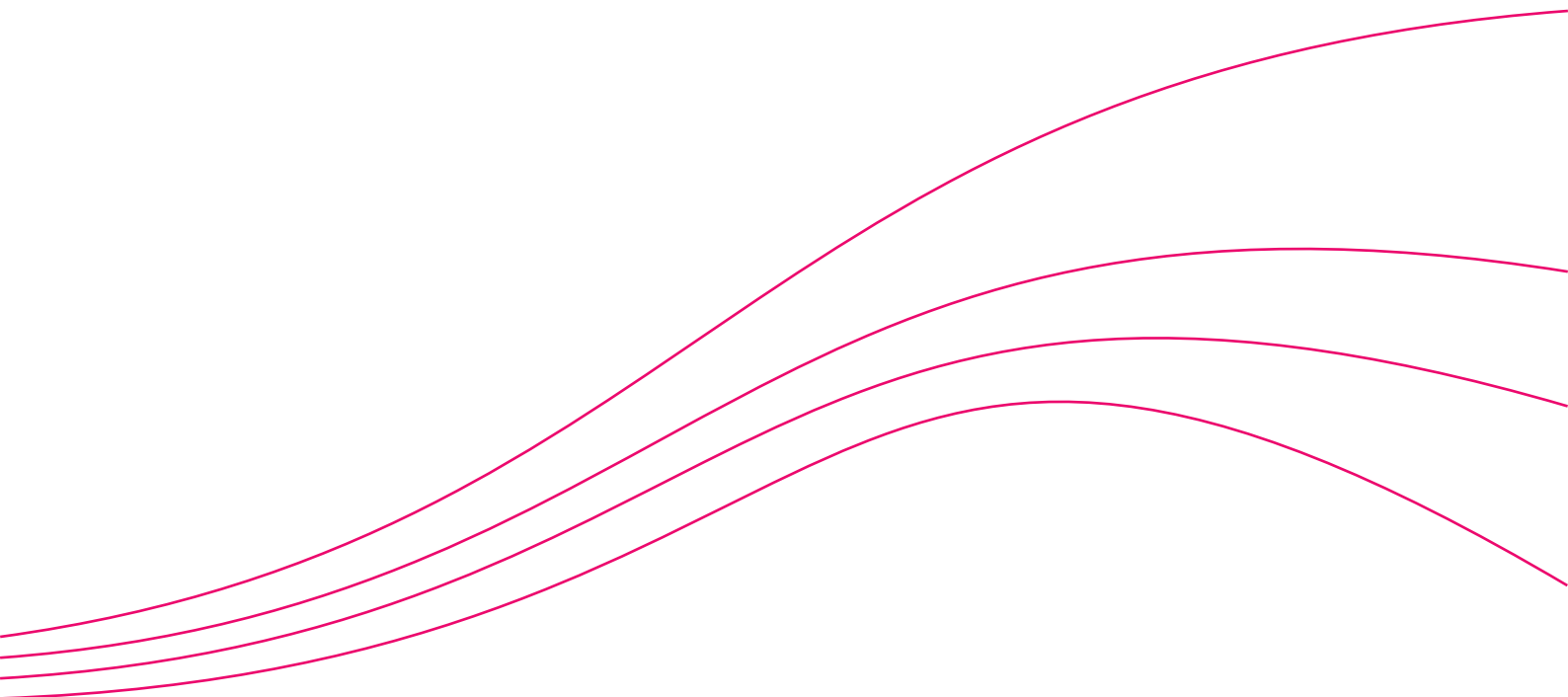
Secretaria
do Meio Ambiente





Anexo F

Solicitações enviadas
às empresas



INFORMAÇÕES GERAIS DA INSTALAÇÃO LOCALIZADA NO ESTADO DE SÃO PAULO

NOME E LOCALIZAÇÃO DA UNIDADE INDUSTRIAL	
Nome da empresa	
Cidade	
Ponto focal e email para contato	

INFORMAÇÕES SOBRE A PLANTA INDUSTRIAL	
Capacidade instalada total de todos os produtos da unidade (toneladas/ano)	
Utilização da capacidade instalada em 2013 (%)	

INFORMAÇÃO SOBRE CONSUMO ENERGÉTICOS PARA PRODUÇÃO DE CALOR E ENERGIA ELÉTRICA						
CALDEIRAS DE VAPOR E SISTEMAS COMBINADOS DE GERAÇÃO DE VAPOR E EE (CHP)/COGERAÇÃO (CAPACIDADE INSTALADA)						
	CHP	Caldeira 1	Caldeira 2	Caldeira 3	Caldeira 4	Caldeira 5
Capacidade da Caldeira ou CHP (toneladas/h de vapor)						
Pressão do vapor (bar - abs)						
Principal tipo de combustível ou vapor						
Economizador (aquecedor de água) S ou N						
Aquecedor de ar S ou N						
Temperatura nos gases da chaminê (graus Celsius) °C						
Eficiência da caldeira e/ou da cogeração (CHP) em %						
Substituição de combustível - óleo por gás S ou N						

INFORMAÇÕES ADICIONAIS DO SISTEMA COMBINADO DE VAPOR E EE (CHP/COGERAÇÃO)	
Capacidade instalada de produção de energia elétrica MW	

INFORMAÇÕES SOBRE GERAÇÃO DE VAPOR NOS PROCESSOS QUÍMICOS (RECUPERAÇÃO DE ENERGIA TÉRMICA)		
Tem geração de vapor por recuperação de energia no processo químico?	S ou N	
	(toneladas/h)	
Quais são os processos químicos que geram vapor por recuperação de energia?		

EQUIPAMENTOS DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	
Motores	
Número de motores	
Motores mencionados acima de alta eficiência (%)	
Motores mencionados que tem variador de velocidade (%)	
Capacidade total (kw)	
Potencia (kw) instalada motores/Energia elétrica consumida %	
<i>Nota: somar a potencia instalada de todos os motores</i>	
Iluminação	
Número de lâmpadas na unidade industrial	
Capacidade total das lâmpadas na unidade industrial (kW)	
Número de lâmpadas nos armazens	
Capacidade total das lâmpadas nos armazens e nos escritórios (kW)	
% de lâmpadas Led na unidade industrial e nos armazens	
Capacidade (kw) instalada iluminação/Energia elétrica consumida %	
Área de cobertura (telhado) das instalações industriais (instalação de geração fotovoltaica) - m2	



Agenda 2030:



Apoio técnico:



Realização:

