

Estudo de Baixo Carbono para a Indústria do Estado de São Paulo de 2014 a 2030

Relatório Síntese

1ª edição atualizada



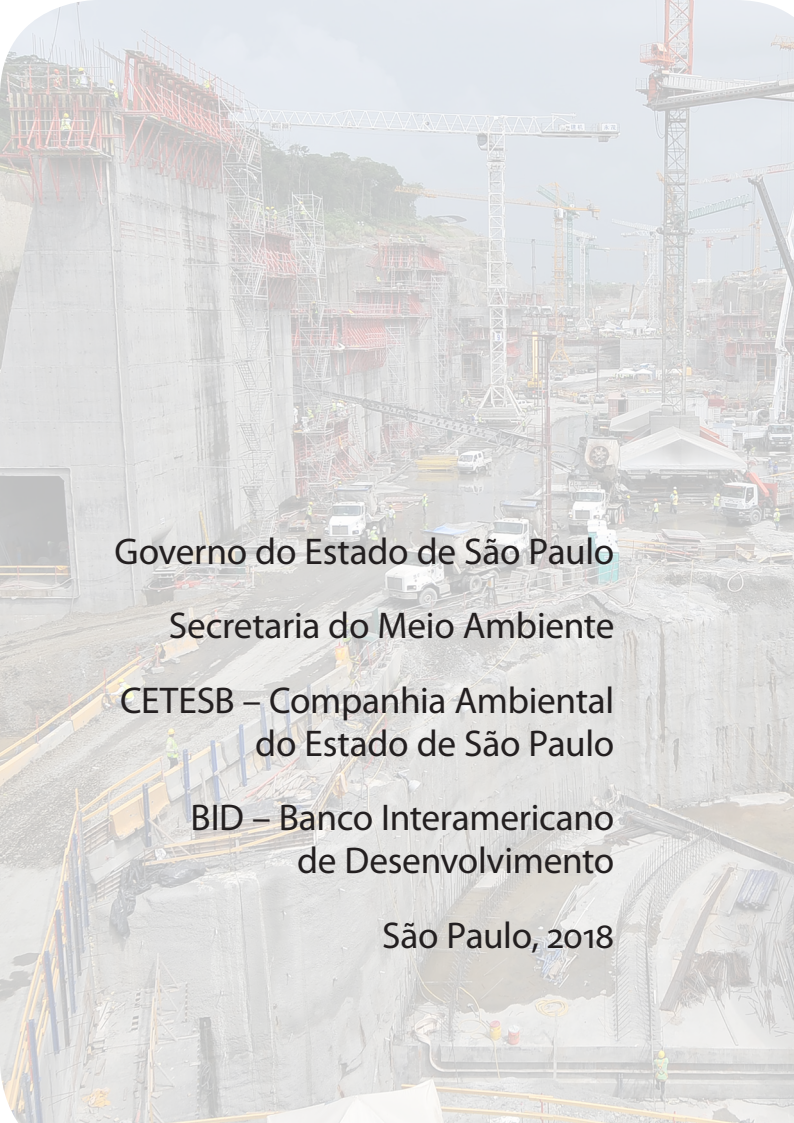
Governo do Estado de São Paulo
Secretaria do Meio Ambiente
CETESB – Companhia Ambiental
do Estado de São Paulo
BID – Banco Interamericano
de Desenvolvimento
São Paulo, 2018



Estudo de Baixo Carbono para a Indústria do Estado de São Paulo de 2014 a 2030

1ª edição atualizada

Relatório Síntese



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 no estado de São Paulo de 2014 a 2030 [recurso eletrônico] : relatório síntese / CETESB, BID ; Autores Sérgio Almeida Pacca ... [et al.] ; Coordenação executiva Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer ; Coordenação técnica Sérgio Almeida Pacca ; Colaboradores Bruna Chyoshi ... [et al.]. – 1.ed. atual. – São Paulo : CETESB, 2018.

1 arquivo de texto (152 p.) : il. color., PDF ; 12,4 MB.

Publicado no suporte papel em 2017.

Publicado também em pen-drive.

Título traduzido para o inglês: Low carbon study for São Paulo's industrial sector 2014- 2030: summary report. ISBN 978-85-9467-046-5.

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

ISBN 978-85-9467-008-3

1. Aquecimento global 2. Baixo carbono 3. Efeito estufa – gases 4. Indústrias 5. Medidas mitigadoras 6. Mudanças climáticas 7. São Paulo (Est.) I. BID. II. Pacca, Sérgio Almeida, Autor. III. Souza, Jhonathan Fernandes Torres de, Autor. IV. Oliveira, Bruna Patrícia de, Autor. V. Ferrer, Josilene Ticianelli Vannuzini, Autor. VI. Título.

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

CDU (2. ed. Port.) 504.7:661.66 (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 Fax: (11) 3133 3402
<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

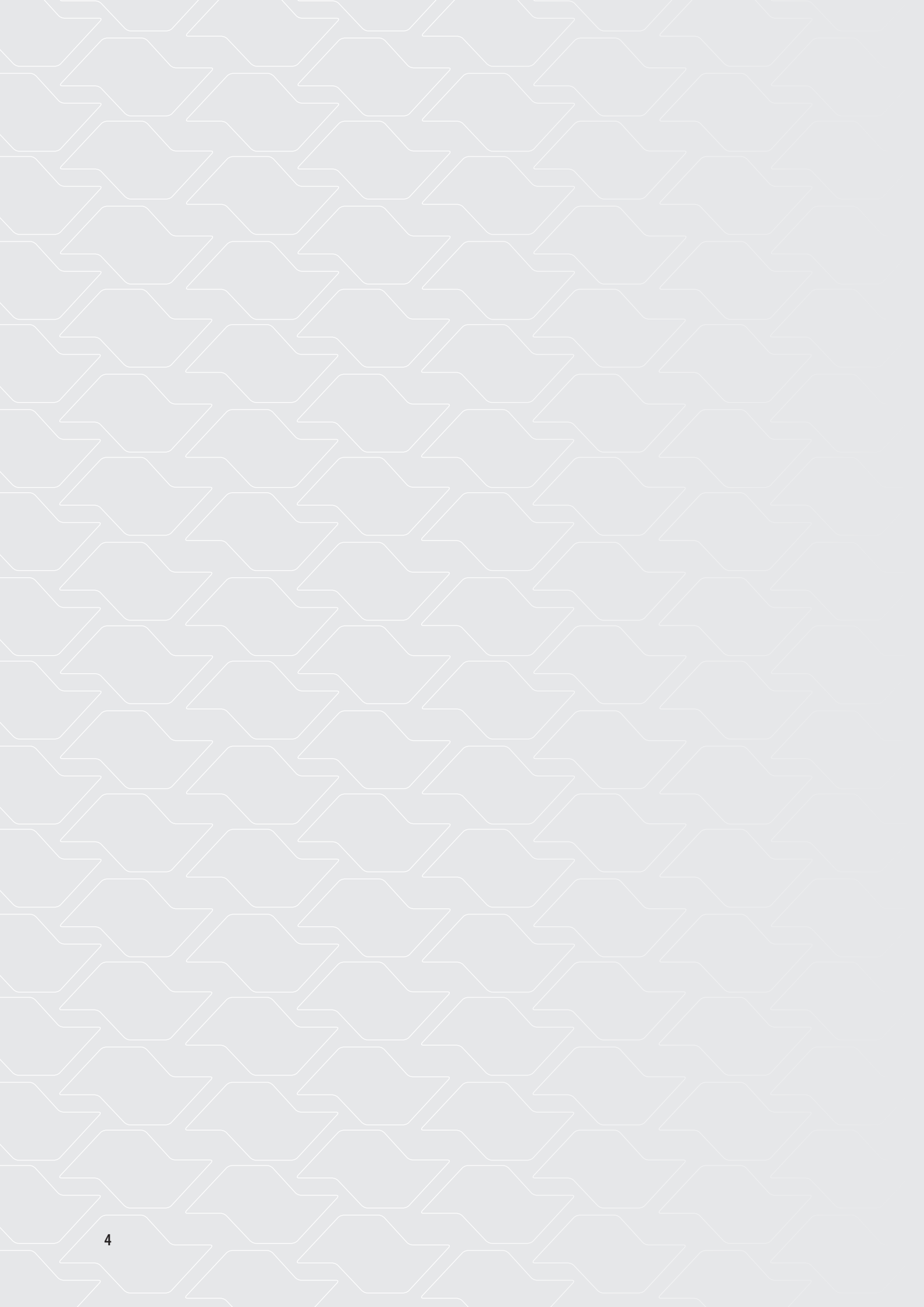
Diretor Presidente Carlos Roberto dos Santos

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

Sérgio Almeida Pacca
Jhonathan Fernandes Torres de Souza
Bruna Patrícia de Oliveira
Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer

Coordenação executiva

Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer

Coordenação técnica

Sérgio Almeida Pacca

Colaboradores

Bruna Chyoshi
Carlos Alberto Sequeira Paiva
Carlos Lacava
Daniel Soler Huet
Eduardo Serpa
Eduardo Shimabokuro

Jussara de Lima Carvalho
Maria Cristina Poli
Maria Fernanda Pelizzon Garcia
Maria Heloisa Assumpção
Marta Emerich
Milton Norio Sogabe
Oswaldo dos Santos Lucon
Renan Pelegrine

Revisão e reestruturação

Bruna Patrícia de Oliveira

Projeto Gráfico e Diagramação

Brainstorm Arte em Comunicação
Wilson Issao Shiguemoto - Revisão

Fotos

Acervo CETESB/Acervo BID

Este Relatório trata-se de uma síntese dos seguintes estudos:

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

Autores:

José Milton de Freitas
René Vogelaar
Renato Vogelaar

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

Autores:

José Milton de Freitas
René Vogelaar
Renato Vogelaar

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

Autores:

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

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

Autores:

Kátia Regina Garcia Punhagui
Lidiane Santana Oliveira
Jhonathan Fernandes Torres de Souza
Vanderley Moacyr John

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.

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.

O Banco Mundial, através do seu fundo 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 01/12/2017).

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 de mitigação.

Considerando este contexto, a CETESB realizou o “Projeto de Desenvolvimento de Estudos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) para o Estado de São Paulo”, que contemplou o estudo dos setores de cal, siderurgia, química e cimento, apresentando contribuições ao Estado de São Paulo para subsidiar os segmentos envolvidos na articulação de estratégias de médio prazo para harmonização com a PEMC, sem comprometer as metas de crescimento dos setores.

O estudo aprofundado dos setores industriais é parte 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 “Projeto de Desenvolvimento de Estudos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) para o Estado de São Paulo”, elaborado pela Divisão de Mudanças Climáticas, da CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo, coordenando os esforços dos setores produtivos, constitui uma importante ferramenta para a promoção de uma economia mais sustentável e de baixo carbono.

Realizado com apoio de Cooperação Técnica do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), o trabalho faz um diagnóstico da situação ambiental e econômica dos setores industriais mais significativos em termos de emissão de GEE no Estado de São Paulo, avaliando as tecnologias disponíveis para a redução das emissões e os respectivos custos de implantação.

O levantamento contemplou os setores de siderurgia, química, cal e cimento, contando com a participação de especialistas que contribuíram com subsídios valiosos na definição dos cenários de referência (CR) e de baixa emissão de carbono (CBC).

Desta maneira, com esta publicação, a CETESB disponibiliza a sociedade informação de qualidade, de forma transparente, mostrando os esforços do Governo do Estado no enfrentamento dos desafios das mudanças climáticas, consolidando o canal de diálogo técnico com o setor produtivo buscando o desenvolvimento econômico competitivo, com o 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 sinceros 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 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; e Paula Fernanda Moraes Andrade Rodrigues, que apoiou a coordenação técnica e executiva no período inicial do projeto.

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.

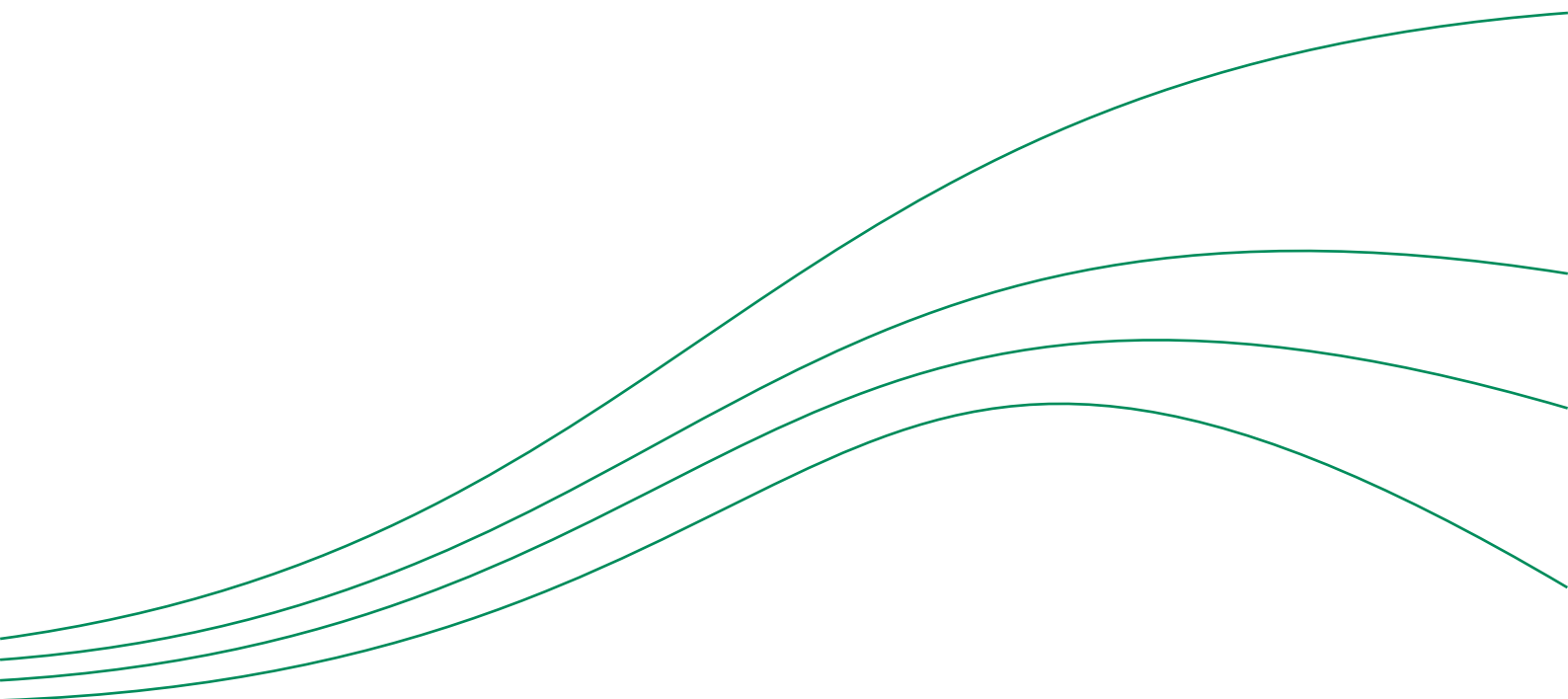
Agradecemos ao Dr. Nelson Bugalho, vice-presidente da CETESB na época do início deste trabalho pela facilitação da cooperação junto ao BID, pelo apoio e entusiasmo durante todo o projeto.

Destacamos e agradecemos as contribuições dos colegas da CETESB: Fátima Carrara, Carlos Lacava, Maria Cristina Poli, Margot Terada, Milton Norio Sogabe, Volf Steinbaun (*in memoriam*), Maria Heloisa Assumpção e Eduardo Serpa.

A todos os envolvidos neste projeto, nossos mais sinceros agradecimentos.



Sumário executivo



Em 2011, foi realizado o 1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo: Período 1990 a 2008, que apresentou emissões para os setores, que incluem processos industriais e uso de produtos, energia, agropecuária, uso da terra, mudança do uso da terra e florestas e resíduos sólidos e efluentes líquidos, para o período de 1990–2008. As emissões de GEE do Estado de São Paulo foram aproximadamente 0,14 GtCO₂e e os processos industriais foram responsáveis por 14,7%, no ano de 2005 (CETESB, 2011). Adicionalmente, o setor de energia é responsável por 57,2% das emissões do estado em 2005, onde, deste total, 29,4% corresponde ao consumo energético do setor industrial (CETESB, 2011).

O “Estudo de baixo carbono para a indústria do Estado de São Paulo de 2014 a 2030” contribui com a disponibilização de análises de alternativas de baixo carbono para os setores de cal, siderurgia, química e cimento. Ressalta-se que, diferentemente dos inventários que separam as emissões de processos industriais e de energia, este estudo inclui as emissões decorrentes do consumo de energia pela indústria, visto que a energia subsidia estes setores para que as atividades ocorram, ou seja, é parte do sistema produtivo. De acordo com os parâmetros adotados, algumas escolhas preconizadas pelo estudo, demonstram que suas aplicações podem resultar em um potencial de mitigação com condições favoráveis de implementação.

As emissões futuras de GEE são o produto de sistemas dinâmicos e complexos, determinados por forças motrizes tais como crescimento demográfico, desenvolvimento sócio-econômico e mudança tecnológica, cuja evolução é incerta. As alternativas estudadas de redução de emissão foram analisadas a partir de cenários de referência e de baixo carbono considerando as emissões de GEE dos pro-

cessos, do consumo de energia e a avaliação de custos associados às alternativas de mitigação.

Os resultados apresentam alternativas de baixo custo que poderiam implicar em reduções substanciais sem comprometer a competitividade da indústria paulista. 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 de construção de um futuro possível, auxiliando a construir as mudanças desejadas para o futuro (WRIGHT, 2008 apud MENDONÇA, 2011).

A partir dos cenários, o estudo avaliou economicamente medidas e tecnologias que visam à redução das emissões de GEE, apresentando os Custos Marginais de Abatimento (*Marginal Abatement Cost – MAC*) e o preço de equilíbrio de carbono (*Break-Even Carbon Price – BECP*) de cada oportunidade. Os cenários exploratórios no presente estudo foram projetados de 2014 a 2030, tendo como base o ano de 2013, e foram construídos baseados na análise de dados históricos, nas informações apresentadas em publicações dos setores analisados e em informações atribuídas pelos autores. As reduções de emissões proporcionadas ao longo do período analisado por cada opção tecnológica foram consolidadas em um gráfico de cunha (*Wedge Graph*), que representa os potenciais de mitigação de cada alternativa.

Tendo em vista uma região em que se objetiva a redução de emissões, observa-se que nem sempre todos os setores apresentam sistemas produtivos com o mesmo nível de competitividade ou potencial de redução. Desta forma, é fundamental estimar os custos associados e o potencial das tecnologias para que se possa atingir os objetivos de redução de forma economicamente mais atrativa. Não obstante, o resul-

tado final, considerando as medidas de baixo carbono para os setores que o estudo abordou, indica um custo médio ponderado negativo de US\$ 29,15/tCO₂ atrelado a um cenário potencial de mitigação estimado em 78,4 milhões de toneladas de CO₂ até o ano de 2030¹.

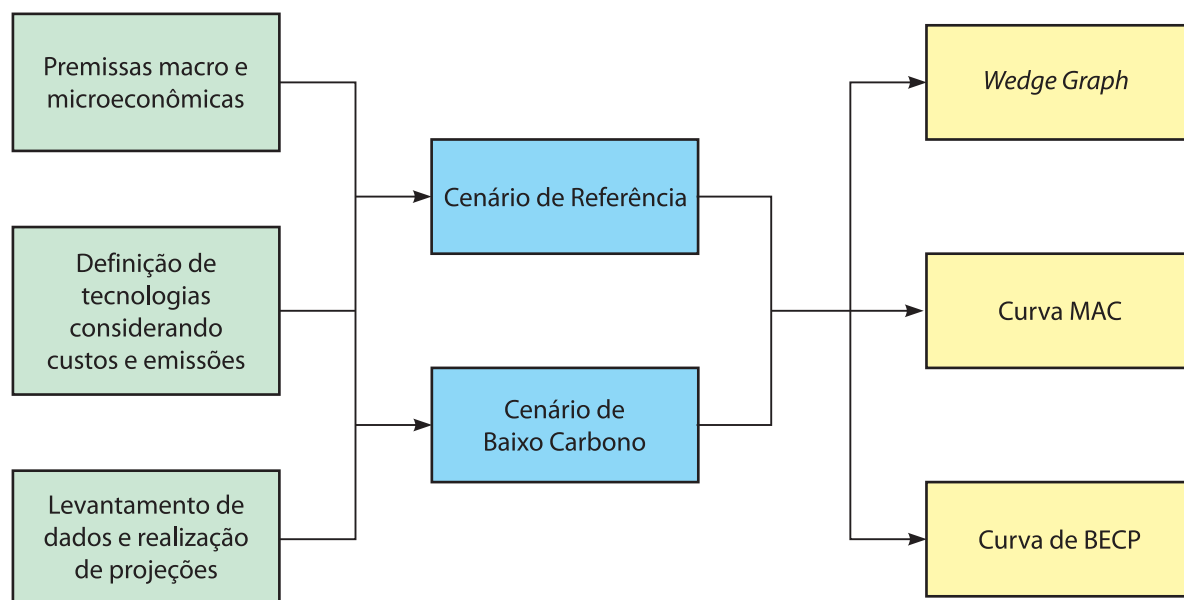
ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

A construção dos cenários seguiu o roteiro metodológico apresentado na Figura 1, onde consta um levantamento inicial de dados, onde foram contactadas empresas e especialistas do setor para o estabelecimento de premissas e a realização de projeções. Posteriormente, foram propostos os cenários de referência (CR) e baixo carbono (CBC) e apresentados os resultados MAC, BECP e o *Wedge Graph* (Gráfico de Cunhas) com os potenciais de mitigação.

As emissões de GEE foram estimadas pelo método apresentado no guia do *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC, 2000b), o *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*. Essas estimativas consideraram dados de atividade, como produção ou energia consumida e o respectivo fator de emissão (FE).

A abordagem na determinação do MAC e do BECP² foi incremental e teve como referência o Estudo de Baixo Carbono para o Brasil (GOUVELLO et al., 2010). Para a construção das curvas de MAC e BECP empregou-se a ferramenta MACTool que, de acordo com *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 res-

Figura 1 – Etapas do desenvolvimento do estudo



Fonte: Elaboração própria (2017)

1. Existem questões relacionadas, como por exemplo, a logística (custos diretos e indiretos) de implementação de tecnologias, que não estão sendo incorporadas neste estudo.
2. O preço de equilíbrio de carbono indica o incentivo econômico que os agentes econômicos, como por exemplo, a indústria, necessitariam para que a medida de mitigação proposta se tornasse atraente, quando comparada à referência. Este preço é determinado da mesma forma que o custo marginal de abatimento, porém utilizando uma taxa de atratividade (TIR) setorial. Usualmente, o *benchmark carbon price* é apresentado graficamente da mesma forma que a Curva MAC (GOUVELLO et al, 2010).

postas aos preços. Como entradas, a MACTool utiliza valores chave para caracterizar as medidas de mitigação e para as variáveis macroeconômicas, devendo o usuário especificar pelo menos um cenário sobre o futuro macroeconômico incluindo as variáveis de interesse, tais como o preço dos combustíveis fósseis e a demanda futura, e também fornecer cenários de adoção futura de tecnologias ou medidas de baixo carbono para uma linha de base e pelo menos uma via de redução de emissão (FAY, et al., 2015).

Para aferir quantitativamente o potencial de redução das emissões de GEE de cada tecnologia, são produzidas figuras que apresentaram cunhas de mitigação (*Wedge Graph*). Estas cunhas resultam da 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 apresentados os resultados no período de 2014 a 2030, para os parâmetros adotados neste estudo, como a evolução da produção industrial no estado, a evolução do consumo de energia, a evolução das emissões do CR e CBC, os custos de investimentos, as emissões evitadas por cada medida nos cenários, o custo marginal de abatimento (curva MAC) e o BECP das tecnologias.

A EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO NO ESTADO DE SÃO PAULO

Em comparação com outros estudos, que geralmente atrelam o futuro a um cenário macroeconômico único, neste estudo os cenários de evolução da produção física dos setores são distintos e foram caracterizados de acordo com as perspectivas dos especialistas de cada setor. Sendo

assim, houve casos em que a produção futura terá um decréscimo, como o caso do setor da cal.

No setor da cal, foi considerada uma redução futura da produção da cal hidratada para construção civil, uma vez que ocorre uma migração da argamassa feita em obra para a argamassa pronta em saco. Esta redução no volume, segundo o estudo, também ocorrerá pela substituição da cal por outros produtos químicos denominados incorporadores de ar (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a).

Já no setor de siderurgia, adotou-se que o crescimento da produção de aço ocorre a uma proporção constante de 1,5 em relação ao Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro. Como exemplo, no ano em que o PIB brasileiro cresce 1,5%, a produção da siderurgia cresce 2,25%. Também foram consideradas ampliações na capacidade instalada da rota semi-integrada, que produz aço a partir da sucata de fornos elétricos a arco (FEA). Em 2015, entrou em operação a usina SIMEC em Pindamonhangaba, com 350 mil toneladas por ano. Até 2030, adotou-se que ainda haverá um aumento da capacidade de 850 mil toneladas por ano através da ampliação de duas usinas na rota semi-integrada (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b).

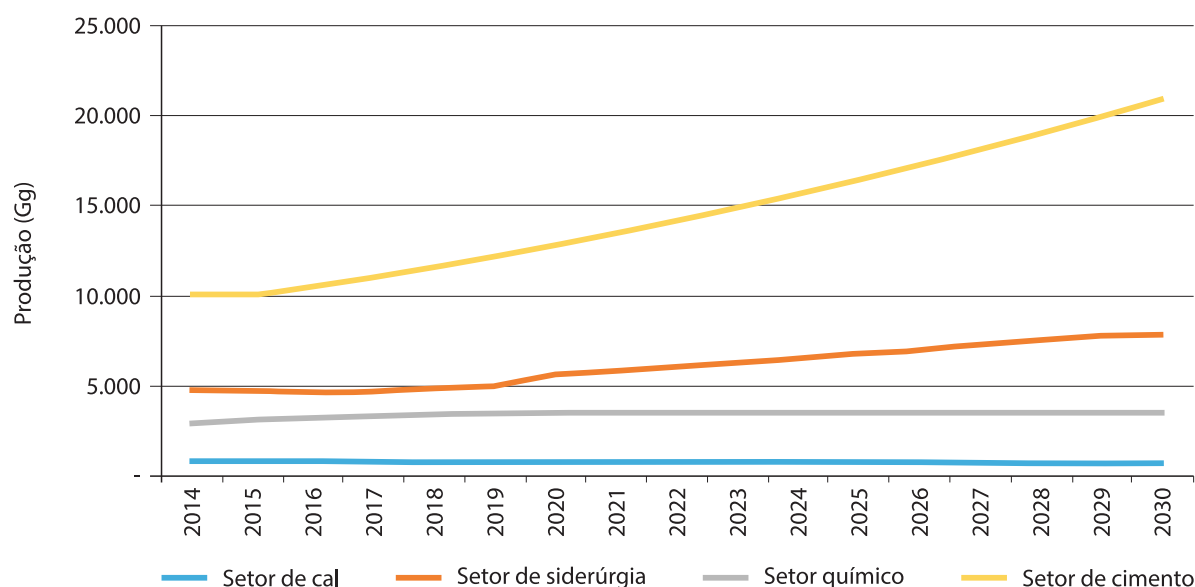
No setor químico, adotou-se uma taxa de crescimento de 3,7% a.a., mas que não haverá aumento da capacidade instalada no estado. Portanto, a produção crescerá até se estabilizar em 3,5 milhões de toneladas em 2025. Deste modo, o crescimento anual médio no período de 2014-2030 passa a ser de 1% a.a.. Este é também o único setor em que a produção do CR difere do CBC, sendo que no CBC existe o incremento de 247 mil toneladas de bioeteno a partir de 2025 (FANTI et al., 2017).

Por fim, no setor de cimento adotou-se uma taxa de crescimento de 5% a.a. a partir de

2016. Considerou-se que não haverá aumento da capacidade instalada por rota integrada. A produção por esta rota se estabilizará em 7,8 milhões de toneladas em 2019, a partir deste ano o aumento da produção se dará pela rota de moagem (PUNHAGUI et al., 2017).

A partir do Gráfico 1, é possível observar a evolução e comparação dos cenários de produção para cada setor industrial do estudo. Os cenários de produção foram fundamentais para determinar os cenários de consumo de energia e os consequentes cenários de emissões de GEE no CR, e posteriormente no CBC.

Gráfico 1 – Projeção da produção dos setores industriais abordados no estudo para São Paulo



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b), Fanti et al. (2017) e Punhagui et al. (2017).

A evolução do consumo energético pelos setores pertencentes ao escopo do projeto

O consumo de energia projetado até 2030 para cada setor do estudo está apresentado na Tabela 1.

O consumo de energia tem grande peso na determinação do cenário de emissões de GEE, sobretudo pela composição da matriz energética de cada setor.

Tabela 1 – Projeção do consumo de energia para a indústria de São Paulo

Ano	Cal	Siderurgia	Química	Cimento	Total
	(TJ)				
2014R	4.405	24.529	71.332	19.014	119.280
2015E	4.408	24.707	73.923	18.684	121.723
2016E	4.374	24.191	76.609	19.680	124.854
2017E	4.340	24.736	79.324	20.952	129.353
2018E	4.307	25.478	81.579	22.290	133.653
2019E	4.238	26.242	82.648	23.698	136.826
2020E	4.241	30.743	82.742	24.077	141.803
2021E	4.209	31.896	82.808	24.582	143.496
2022E	4.177	33.092	82.877	25.091	145.237
2023E	4.146	34.333	82.947	25.601	147.028
2024E	4.149	35.621	83.021	26.112	148.903
2025E	4.119	36.957	83.023	26.625	150.723
2026E	4.088	38.342	83.023	27.147	152.600
2027E	4.024	39.780	83.023	27.673	154.500
2028E	3.962	41.176	83.023	28.205	156.365
2029E	3.900	42.426	83.023	28.745	158.093
2030E	3.841	42.681	83.023	29.299	158.843

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b), Fanti et al. (2017) e Punhagui et al. (2017).

Nota: R - Dado Real. E - Dado Estimado.

No caso do setor de cal, 100% do consumo de energia térmica são provenientes de lenha de reflorestamento (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a). Por conta disto, foi assumido no CBC, que a eficiência energética neste setor poderia ser utilizada para deslocar lenha para outros setores que ainda utilizam combustíveis fósseis, como o coque de petróleo.

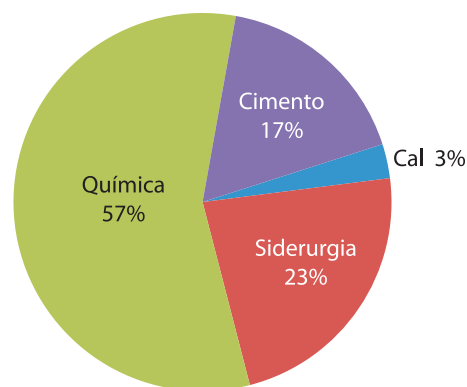
No setor de siderurgia, observa-se uma distinção entre a rota integrada e a semi-integrada. Na rota integrada a energia elétrica representa apenas 10% do total de energia consumida, já na rota semi-integrada ela representa 24% do total (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b). Isto mostra que a rota semi-integrada é mais atrativa para receber oportunidades que envolvam eficiência elétrica.

No setor químico, apesar da diversidade de energéticos consumidos, observa-se que 49% da energia total correspondem à eletricidade e 39% ao gás natural. Existe uma grande relação entre estes dois energéticos, uma vez que é possível aproveitar a energia térmica do gás natural na cogeração de eletricidade, como foi avaliado no estudo setorial desenvolvido por Fanti et al. (2017).

No setor de cimento, apenas 8% do consumo energético é referente à eletricidade. Por isso e pelo fato do baixo FE da eletricidade frente ao FE do coque de petróleo, que é o combustível fóssil empregado nos fornos de cimento, as emissões de eletricidade tornam-se ínfimas, o que faz com que estratégias baseadas na eficiência elétrica sejam pouco atrativas para o setor.

No Gráfico 2, observa-se que o setor de química é responsável por 57% do total de

Gráfico 2 – Consumo total de energia por setor 2014–2030

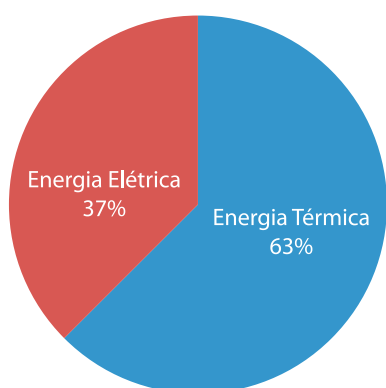


Consumo total 2014-2030: 2.423.281 TJ

Fonte: Elaboração própria (2017).

energia consumido no período, seguido pelo setor de siderurgia com 23%. Por sua vez, no Gráfico 3 é possível observar que a participação da energia térmica é de 63% do total, contra 37% da energia elétrica.

Gráfico 3 – Participação da energia elétrica e térmica no total consumido 2014–2030



Fonte: Elaboração própria (2017).

A evolução das emissões da indústria paulista no cenário de referência

Na Tabela 2 são apresentadas as emissões setoriais de cal, siderurgia, química e cimento no CR no período de 2014 a 2030.

Considerando as emissões totais no período, a maior parcela das emissões se refere ao setor químico com 47%, seguido do setor de siderurgia com 32%, setor de cimento com 18% e, por último, o setor de cal com 2%.

Comparando o CR do ano de 2014 com o ano de 2030, observa-se uma redução de 13% nas emissões do setor de cal, um aumento de 51% no setor de siderurgia, um aumento de 34% no setor da indústria química, um aumento de 43% nas emissões provenientes do setor de cimento e um aumento de 40% considerando as emissões totais. Em termos absolutos, até 2030 estaria sendo emitido um total de 442,5 milhões de toneladas de CO₂.

Tabela 2 – Emissões estimadas do CR dos setores industriais no período de 2014 a 2030

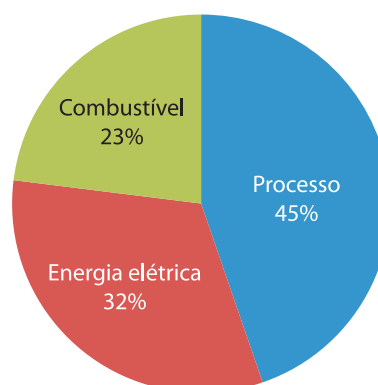
Ano	Cal	Siderurgia	Química	Cimento	Total
	(GgCO ₂ e)				
2014R	588	7.078	9.976	3.758	21.400
2015E	589	6.830	10.333	3.676	21.428
2016E	584	6.581	10.841	3.874	21.880
2017E	579	6.728	11.345	4.137	22.790
2018E	575	6.929	11.825	4.413	23.742
2019E	566	7.136	12.152	4.702	24.556
2020E	566	7.737	12.289	4.746	25.338
2021E	562	8.026	12.439	4.817	25.844
2022E	557	8.326	12.590	4.886	26.359
2023E	553	8.637	12.740	4.953	26.883
2024E	554	8.960	12.873	5.018	27.404
2025E	549	9.294	13.011	5.080	27.935
2026E	545	9.642	13.148	5.141	28.476
2027E	536	10.002	13.267	5.200	29.005
2028E	528	10.366	13.404	5.257	29.555
2029E	520	10.701	13.395	5.313	29.928
2030E	512	10.725	13.385	5.367	29.989

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b), Fanti et al. (2017) e Punhagui et al. (2017).

Nota: R - Dado Real. E - Dado Estimado.

Em relação à origem das emissões, o Gráfico 4 apresenta a participação na emissão total do período 2014 a 2030. As emissões de processo se referem a 44,7%, sendo os outros 55,3% referentes à energia, tanto térmica como elétrica.

Gráfico 4 – Participação das emissões de CO₂e por origem no período 2014–2030



Fonte: Elaboração própria (2017).

Medidas de baixo carbono levantadas no estudo e o cenário de penetração

A Tabela 3 apresenta a lista das tecnologias e medidas de baixo carbono levantadas e avaliadas. Apresenta-se também um ano de início estimado da implementação das tecnologias e medidas, sendo que algumas delas possuem implantação pontual e hipotética, como a Captura e Armazenamento de Carbono (*Carbon Capture and Storage* – CCS) e a possibilidade de uma planta de bioeteno em 2025, enquanto que outras, possuem possível implantação gradual ao longo do período, como a substituição de for-

nos Azbe por Maerz no setor de cal e a substituição da iluminação tradicional por lâmpadas LED no setor químico.

Em um período de curto prazo (2014–2019), dez das dezessete medidas poderiam ser implementadas em algum nível de penetração. Em médio prazo (2020–2024), mais três medidas poderiam ser implementadas, duas delas na parte de processos na indústria química e uma na rota semi-integrada em siderurgia. Já em um horizonte maior (2025–2030), mais quatro medidas poderiam ser implantadas, dentre elas o sistema CCS e o TGRBF-MDEA.

Tabela 3 – Cenário de Baixo Carbono (CBC) na ferramenta MACTool

Setor	Medida	Primeiro ano de implementação
Química	Cogeração a gás natural	2016
	Substituição de iluminação tradicional por lâmpadas LED	2017
	Implementação de motores elétricos mais eficientes	2015
	Substituição de óleo combustível por lenha	2015
	Substituição de gás natural por lenha	2015
	Recuperação do gás de purga na amônia	2020
	Conversão catalítica de óxido nitroso (N ₂ O) na produção de ácido nítrico	2023
	Produção de bioeteno (eteno a partir de etanol)	2025
Cal	<i>Carbon Capture and Storage</i> (CCS)	2025
	Substituição de forno Azbe por forno Maerz com lenha <i>in natura</i>	2018
	Substituição de forno Azbe por forno Maerz com lenha torrificada	2027
Siderurgia	<i>Top Gas Recovery Blast Furnace</i> metil-dietanolamina (TGRBF-MDEA)	2025
	Forno com alimentação contínua e pré aquecimento da sucata (sistema CONSTEEL)	2017
	Fornos com corrente contínua (CC)	2022
Cimento	Substituição de combustíveis fósseis por combustível derivado de resíduos (CDR)	2016
	Substituição parcial de combustíveis fósseis por <i>pellets</i> de madeira	2016
	Aumento do teor de <i>filler</i> no cimento	2014

Fonte: Elaboração própria (2017).

Emissões evitadas no cenário de baixo carbono

A mitigação das emissões de GEE é apresentada na Tabela 4. Conclui-se que, com a implantação das dezessete medidas analisadas, é possível gerar uma redução de 78,4 milhões de toneladas de CO₂, 18% das emissões totais no CR de 2014 a 2030.

O Gráfico 5 apresenta o *Wedge Graph* com a redução das emissões ao longo do período por medida de baixo carbono.

Do ponto de vista das medidas, a maior participação no total de emissões evitadas é da tecnologia TGRBF-MDEA no alto-forno da indústria siderúrgica, com 25%. Particularmente, o alto-forno está presente no processo produtivo por rota-integrada da usina siderúrgica e, no Estado de São Paulo, está presente apenas em uma usina, a USIMINAS, sendo que a

mesma teve o seu desligamento no final do ano de 2015 (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b). Embora o alto-forno tenha sido desligado temporariamente, considerou-se no desenvolvimento do estudo a manutenção do funcionamento em todo o período. Uma análise realizada paralelamente mostrou que, se o alto-forno se mantiver desativado até o ano de 2030, considerando sua capacidade máxima de produção, deixariam de ser emitidas 104 milhões de toneladas CO₂ em um período de 15 anos. Isto representa 72% de toda a emissão do setor siderúrgico no CR, 24% considerando todos os setores.

Em segundo lugar, encontra-se a medida de cogeração na indústria química com 21% de participação nas emissões evitadas. Esta medida em especial apresenta um baixo valor de MAC como será visto a seguir, que aliado ao seu po-

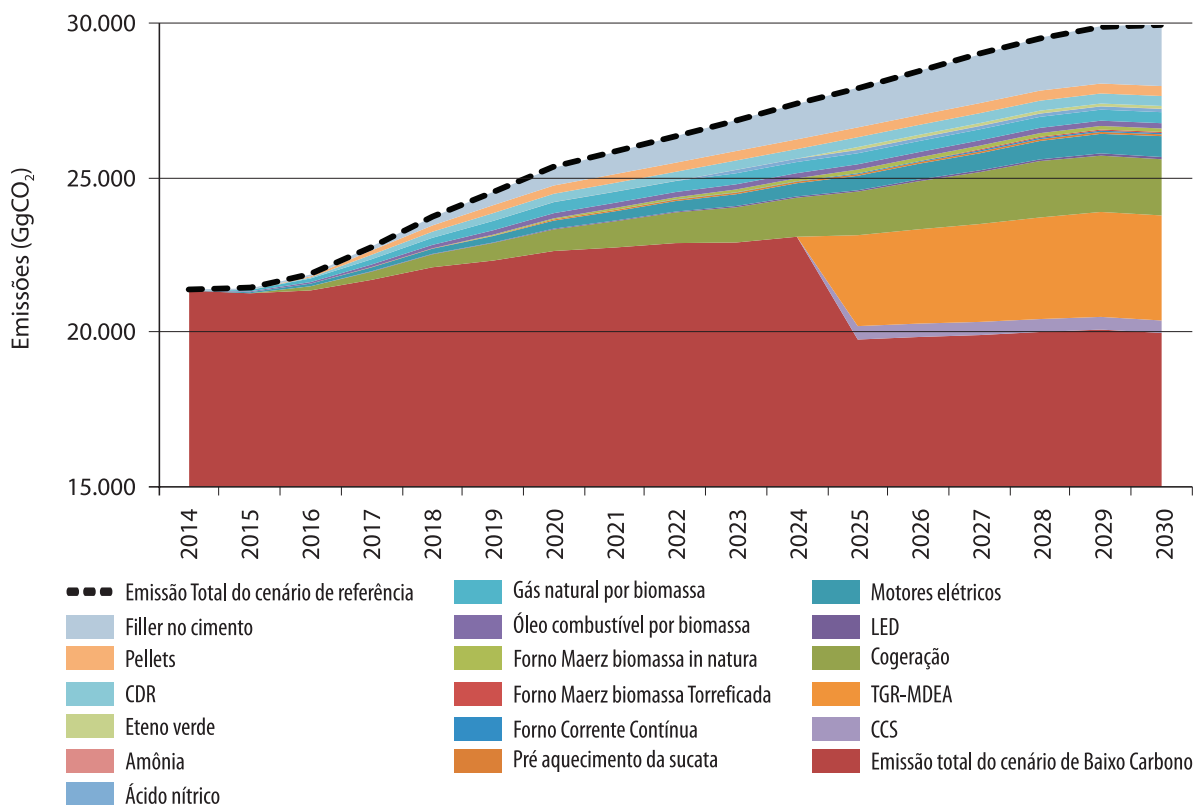
Tabela 4 – Estimativas de emissões evitadas por setor no cenário de baixo carbono

Ano	Emissões evitadas				Total das emissões CBC	Total das emissões CR
	Setor de cal	Setor siderúrgico	Setor químico	Setor de cimento		
	(GgCO ₂)					
2014R	0	0	0	43	21.357	21.400
2015E	0	0	110	48	21.270	21.428
2016E	0	0	387	128	21.365	21.880
2017E	0	12	656	416	21.707	22.790
2018E	0	12	941	674	22.115	23.742
2019E	32	12	1.239	942	22.332	24.556
2020E	32	41	1.517	1.107	22.641	25.338
2021E	63	43	1.705	1.279	22.754	25.844
2022E	63	59	1.893	1.447	22.898	26.359
2023E	93	61	2.200	1.610	22.919	26.883
2024E	93	63	2.377	1.769	23.102	27.404
2025E	560	3.027	2.652	1.923	19.772	27.935
2026E	556	3.140	2.851	2.074	19.854	28.476
2027E	581	3.269	3.017	2.221	19.917	29.005
2028E	572	3.391	3.208	2.365	20.019	29.555
2029E	563	3.505	3.260	2.506	20.094	29.928
2030E	554	3.506	3.297	2.646	19.985	29.989

Fonte: Elaboração própria (2017).

Nota: R - Dado Real. E - Dado Estimado.

Gráfico 5 – Emissões evitadas pelas medidas de baixo carbono



tencial de redução pode gerar um volume de economia monetária consideravelmente alta.

Em terceiro lugar, encontra-se a medida de aumento de *filler* na indústria de cimento com 19% de participação nas emissões evitadas. Esta medida também apresenta MAC negativo e, portanto, gera economia quando comparado ao CR.

Custo marginal de abatimento (curva MAC) e preço de equilíbrio do carbono das medidas de baixo carbono

O Gráfico 6 apresenta a curva MAC com as dezoito medidas avaliadas no estudo.

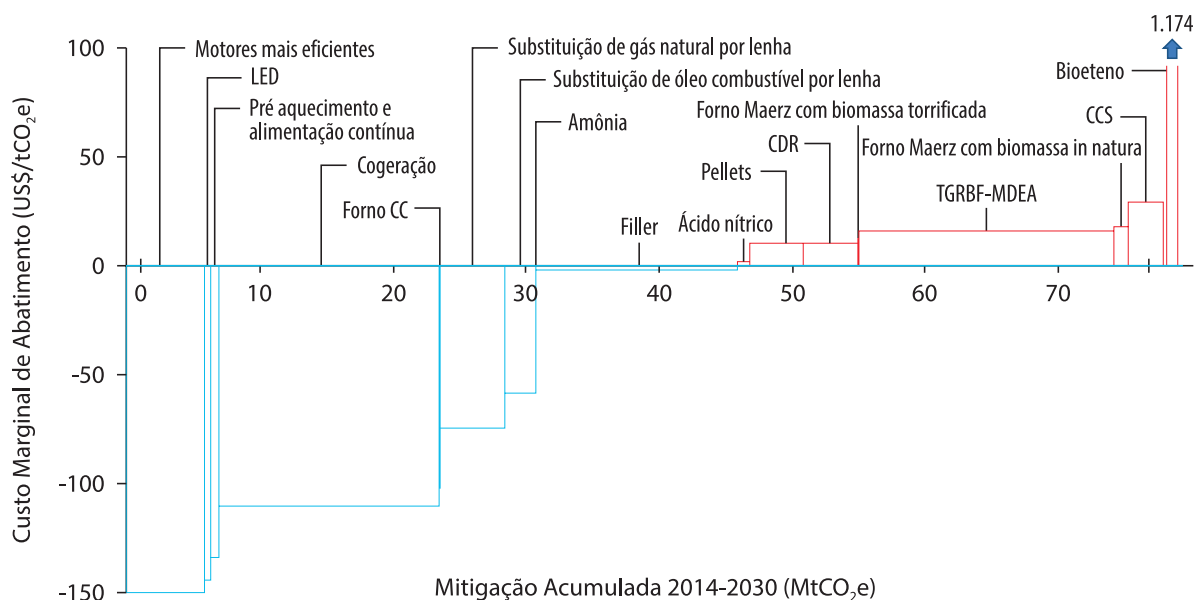
Na Tabela 5 são apresentadas 9 medidas para as quais o resultado econômico é negativo.

Tais medidas são conhecidas como *no regrets*³ ou seja, as medidas não apresentam um custo e até podem implicar em ganhos. Entre estas medidas destacam-se como as mais atraentes as medidas relacionadas com a redução no consumo de cimento e a redução no consumo de energia. Sendo que a quarta medida é a cogeração no setor químico, que também pode ser considerada como uma medida de redução das perdas energéticas.

Caso, somente as medidas *no regrets* fossem adotadas, estariam sendo economizados US\$ 3,4 bilhões até o ano de 2030, com uma redução total de 45,95 milhões de toneladas de CO₂, 58,6% do potencial total de mitigação avaliado. Se a opção for por atingir o potencial

3. “No regrets” (‘sem arrependimentos’ em tradução livre) é um termo da literatura especializada utilizada para se referir a medidas de redução de GEE cujos benefícios são iguais ou excedem os custos para a sociedade, fora os ganhos na questão das mudanças climáticas evitadas) (IPCC, 2016).

Gráfico 6 – Curva de custo marginal de abatimento para a indústria do Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Fanti et al. (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui et al. (2017).

Tabela 5 – Valores da curva MAC para a indústria do Estado de São Paulo

Tipo de emissão	Medida	MAC	BECP	Emissões evitadas 2014-2030
		(US\$/tCO ₂)	(US\$/tCO ₂)	(MtCO ₂)
Eletricidade	Motores mais eficientes	-150	-224	5,77
Eletricidade	LED	-145	-224	0,57
Eletricidade	Pré-aquecimento e alimentação contínua	-134	-288	0,61
Eletricidade	Cogeração	-111	-250	16,46
Eletricidade	Forno de corrente contínua	-102	-229	0,27
Combustível	Substituição de GN por lenha de reflorestamento	-75	-131	4,79
Combustível	Substituição de OC por lenha de reflorestamento	-58	-103	2,28
Processo	Amônia	-27	10	0,06
Processo e combustível	Filler	-2	-5	15,14
Processo	Ácido nítrico	2	31	0,84
Combustível	Pellets	10	23	4,03
Combustível	CDR	11	24	4,03
Combustível	Forno Maerz com biomassa torreficada	12	93	0,13
Processo	TGRBF-MDEA	16	95	19,27
Combustível	Forno Maerz com biomassa <i>in natura</i>	17	94	1,09
Processo	CCS	29	98	2,54
Processo	Bioeteno	1.174	3.907	0,54

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Fanti et al. (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui et al. (2017).

total de 78,4 milhões de toneladas de CO₂, ainda assim seria gerado uma economia de US\$ 2,3 bilhões. Estes resultados econômicos totais variam se forem visualizados individualmente para cada setor.

Nos resultados do BECP, observa-se que poucas medidas mudam de posição em relação à ordem crescente de custo. No BECP, basicamente houve o aumento dos valores (em módulo) em relação à curva MAC, por conta das taxas de atratividade que para todos os setores são maiores que a taxa de desconto social adotada para o cálculo da MAC. Ao total, oito tecnologias de baixo carbono, consideradas pelo estudo em caráter exploratório, trazem uma taxa interna de retorno (TIR) acima do determinado como taxa de atratividade para o setor, portanto são investimentos atraentes. No caso das demais tecnologias, para que isto ocorra é necessário vender a tonelada de carbono pelo BECP levantado no estudo.

CONCLUSÕES

O estudo abordou o potencial de mitigação existente nas ações referentes à eficiência energética, tanto térmica como elétrica; na substituição de combustíveis fósseis por renováveis; e, por fim, na introdução de medidas de captura, como o CCS e o TGRBF-MDEA. Trata-se de um estudo exploratório, inédito no estado com vistas ao desenvolvimento de baixo carbono da indústria paulista.

Dentre as dezessete medidas analisadas, nove apresentaram custo negativo, ou seja, a adoção das mesmas em detrimento do CR projetado seria benéfica. Todas as dezessete medi-

das para os quatro setores avaliados teriam o potencial de mitigar 78,4 milhões de toneladas de CO₂ até o ano de 2030.

Neste contexto, o levantamento dos preços do carbono (MAC e BECP) podem assegurar que as opções de redução mais atrativas sejam adotadas com maior facilidade e que as organizações equalizem custos marginais de forma a se obter as condições necessárias para uma transição de baixo carbono. Contudo, deve-se lembrar que, além de considerar premissas, a curva MAC é datada para um ano de referência e um período específico. Neste sentido, os resultados exploratórios deste estudo se caracterizam como uma contribuição para a discussão das possibilidades de mitigação para os setores estudados da indústria paulista.

Finalmente, destacam-se as limitações e dificuldades encontradas ao longo do período de execução deste documento, um dos seus principais objetivos foi identificar possíveis direções para um futuro de baixo carbono, tendo um recorte específico e exploratório, as indústrias de química, cal, cimento e siderurgia no Estado de São Paulo. Uma vez que tomadores de decisão optem por determinados caminhos, novos estudos deverão surgir para ampliar o escopo e aprofundar o caráter técnico, político, regulatório, social e ambiental destas tecnologias de baixo carbono. Cabe ressaltar que o enfoque deste estudo foi a análise de tecnologias para a mitigação de emissões de gases de efeito estufa 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.

REFERÊNCIAS

- CERQUEIRA, C. **The steel industry and its by-products for cement industries**. In: CBI BRAZIL & LATAM 2014 – BRAZILIAN AND LATIN AMERICAN CEMENT & LIME CONFERENCE. São Paulo, 6/02 2014.
- CETESB. **Emissões no setor de processos industriais e uso de produtos 1990 a 2008: Relatório de Referência**. São Paulo, 2013. (1º Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo). Disponível em: <http://inventariogeesp.cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/sites/30/2014/04/primeiro_inventario_setor_industria_web1.pdf>. Acesso em: set. 2015.
- ESMAP. World Bank Group. **Modeling Tools and E-Learning: MACTool**. Disponível em: <<http://www.esmap.org/MACTool>>. 2016. Acesso em: 24 abr 2016.
- FANTI, O.D.; SOUZA, J.F.T. de; STRUMPF, R.; KURIMORI, N. **Estudo de Baixo Carbono para a Indústria Química no Estado de São Paulo 2014–2030**. São Paulo, 2017.
- 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.
- FREITAS, J.M. de; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato. **Estudo de Baixo Carbono para a Indústria Siderúrgica no Estado de São Paulo 2014–2030**. São Paulo, 2017b.
- GOUVELLO, C. de et al. **Estudo de baixo carbono para o Brasil**. Washington, DC: Banco Mundial, 2010. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/BRAZILINPOREXTN/Resources/3817166-1276778791019/Relatorio_BM_Principal_Portugues_SumarioExecutivo.pdf>. Acesso em: out.2015.
- IPCC. **Emission Scenarios**. Summary for Policymakers. A Special Report of IPCC Working Group III. 2000a. 27p.
- IPCC. **Good practice guidance and uncertainty management in national greenhouse gas inventories**. Hayama, JP, 2000b. Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/>>. Acesso em mai de 2016.
- MENDONÇA, M.B. ANPAD. **Técnicas de Prospecção e Análise de Cenários Futuros nos Governos e Administração Pública do Brasil: Revisão da Produção Científica Brasileira de 2001 a 2010**. In: **V Encontro de Estudos em Estratégia**. Porto Alegre, 2011.
- MME. **Plano Nacional de Mineração 2030 (PNM – 2030)**. Brasília: MME, 2010.
- 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.
- PUNHAGUI, K. R. S.; OLIVEIRA, L. S.; SOUZA, J. F. T. de; JOHN, V. M. **Estudo de baixo carbono para a indústria de cimento no Estado de São Paulo de 2014 a 2030**. São Paulo, 2017.
- SNIC. **Press Kit 2013**. SNIC,, 2013. Disponível em: <http://www.snic.org.br/pdf/presskit_SNIC_2013_PB.pdf>. Acesso em: 28 set. 2015
- SNIC. **Relatório anual 2013**. [s.l.] SNIC, 2014. Disponível em: <http://www.snic.org.br/relatorio_anual_dinamico.asp>. Acesso em: 1 jun. 2015
- WBCSD. **CO₂ and Energy Accounting and Reporting Standard for the Cement Industry – The Cement CO₂ and Energy Protocol – Version 3.0**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.cement-co2-protocol.org/v3/Content/Resources/Downloads/WBCSD_CO2_Protocol_En.pdf>. Acesso em: 11 nov. 2015.

Lista de gráficos

Gráfico 1 – Emissões de gases de efeito estufa por setor industrial em 2005	50
Gráfico 2 – Esquematização de uma curva de custo marginal de abatimento	51
Gráfico 3 – Comparação entre os fatores de emissão para projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo e para inventários entre 2006–2014	57
Gráfico 4 – Projeção anual do petróleo <i>Brent</i> no período de 2013 a 2030	65
Gráfico 5 – Projeção exponencial dos preços dos leilões de energia	75
Gráfico 6 – Perdas de energia para a região Sudeste de 2014 a 2030	77
Gráfico 7 – Cenário de produção de cal virgem e hidratada	80
Gráfico 8 – Projeção do consumo de energia térmica e elétrica para o setor de cal.	81
Gráfico 9 – Cenário de emissões de CO ₂ pelo processo de calcinação	83
Gráfico 10 – Cenário de emissões de CO ₂ pelo consumo de energia	83
Gráfico 11 – Setor de cal: emissões de energia no cenário de baixo carbono, comparação entre a emissão da energia térmica e da energia elétrica	87
Gráfico 12 – Setor de cal: emissões de processo de cal no cenário de baixo carbono	87
Gráfico 13 – Setor de cal: <i>Wedge Graph</i>	88
Gráfico 14 – Capacidade instalada da indústria siderúrgica do Estado de São Paulo em 2013	89
Gráfico 15 – Projeção do consumo de energia térmica e elétrica no setor de siderurgia	91
Gráfico 16 – Emissão da indústria siderúrgica no cenário de referência	92
Gráfico 17 – Setor de siderurgia: emissões do cenário de baixo carbono	95
Gráfico 18 – Setor de siderurgia: <i>Wedge Graph</i>	95
Gráfico 19 – Projeção da produção de produtos químicos no cenário de referência com 3,7% de crescimento (limitado à capacidade instalada)	97
Gráfico 20 – Consumo relativo de eletricidade por setor em 2013.	98
Gráfico 21 – Consumo relativo de gás natural e derivados de petróleo por setor em 2013 ..	98
Gráfico 22 – Consumo relativo de óleo combustível por setor em 2013	99
Gráfico 23 – Projeção do consumo energético da indústria química	99
Gráfico 24 – Evolução das emissões de gases de efeito estufa por processo na indústria química	100
Gráfico 25 – Evolução das emissões de gases de efeito estufa por consumo de energia na indústria química	101

Gráfico 26 – Cenário de Baixo Carbono: emissões de processos químicos.	105
Gráfico 27 – Cenário de Baixo Carbono: emissões pelo consumo de energia no setor químico	105
Gráfico 28 – Setor químico: <i>Wedge Graph</i>	106
Gráfico 29 – Projeção da produção e consumo de cimento no Estado de São Paulo . .	109
Gráfico 30 – Consumo de energia para produção de cimento no Estado de São Paulo	109
Gráfico 31 – Emissão total da produção de cimento do Estado de São Paulo, por fonte de emissão	111
Gráfico 32 – Setor de cimento e construção civil: emissões de baixo carbono	113
Gráfico 33 – Setor de cimento e construção civil: <i>Wedge Graph</i>	114
Gráfico 34 – <i>Wedge Graph</i> para a indústria do Estado de São Paulo	117
Gráfico 35 – Curva de custo marginal de abatimento para a indústria do Estado de São Paulo	118
Gráfico 36 – Curva de <i>Break-Even Carbon Price</i> para a indústria do Estado de São Paulo	120
Gráfico 37 – Intensidade de investimento (incremental) nas medidas de baixo carbono para o Estado de São Paulo	121
Gráfico 38 – Projeção da produção e consumo de cimento no Estado de São Paulo . .	140
Gráfico 39 – Projeção do consumo de energia incorporada no cimento consumido no Estado de São Paulo	141
Gráfico 40 – Emissão total do consumo de cimento no Estado de São Paulo, discriminando consumo no concreto, na argamassa e no cimento para outros usos	141
Gráfico 41 – Emissões de gases do efeito estufa do Estado de São Paulo: Produção em SP (sem considerar as emissões devido à produção de clínquer em outros estados) × Consumo	143
Gráfico 42 – <i>Wedge Graph</i> para a indústria do Estado de São Paulo incorporando a construção civil	145
Gráfico 43 – Curva de custo marginal de abatimento incluindo a construção civil . . .	146

Lista de figuras

Figura 1 – Etapas do desenvolvimento do estudo	46
Figura 2 – Emissões globais em 2010	49
Figura 3 – Emissões e estabilização.	53
Figura 4 – Emissões e estabilização triangulada	53
Figura 5 – Emissão neutra por uso de biomassa	59
Figura 6 – Diagrama esquemático de um sistema de captura e armazenamento de carbono: possíveis fontes e opções de armazenamento	60
Figura 7 – Captura e armazenamento de carbono: formações geológicas	61
Figura 8 – Captura e armazenamento de carbono: oceanos.	62
Figura 9 – Distribuição do total das emissões do setor de cimento	111
Figura 10 – Emissões com base em setor econômico, território e consumo.	136
Figura 11 – <i>Ranking</i> de emissões por países, consumo e território considerando a queima de combustíveis fósseis	137
Figura 12 – Inter-relação entre o setor da construção civil (consumidor) e os demais setores (produtores).	139

Lista de tabelas

Tabela 1 – Fatores de emissão dos combustíveis fósseis	56
Tabela 2 – Comparação entre os fatores de emissão utilizados pela CETESB (2010) e do IPCC (GOMEZ <i>et al.</i> , 2006)	56
Tabela 3 – Projeções do <i>Brent</i> para o período de 2011 a 2030.	64
Tabela 4 – Preço médio anual da lenha de eucalipto no Estado de São Paulo	66
Tabela 5 – Médias anuais do preço da nafta para o Estado de São Paulo	67
Tabela 6 – Médias anuais do preço do coque de petróleo	68
Tabela 7 – Preço anual do gás de refinaria com relação ao preço do gás natural	68
Tabela 8 – Preço anual dos combustíveis 2004–2013	70
Tabela 9 – Fatores de equivalência dos combustíveis em relação ao <i>Brent</i>	70
Tabela 10 – Projeção dos preços dos combustíveis 2014–2030.	71
Tabela 11 – Custos associados à produção de energia elétrica (<i>Power Baseline</i>)	74
Tabela 12 – Projeção dos preços de compra e venda da eletricidade	76
Tabela 13 – Taxa de atratividade por setor industrial	78
Tabela 14 – Projeção do consumo de energia térmica e elétrica para o setor de cal de 2013 a 2030	81
Tabela 15 – Composição e fatores de emissão da cal	82
Tabela 16 – Projeção das emissões de CO ₂ de 2014 a 2030 por tipo de cal	82
Tabela 17 – Comparação entre o cenário de referência e baixo carbono no setor de cal: consumos energéticos e a respectiva emissão	86
Tabela 18 – Setor de cal: custo marginal de abatimento e <i>Break-Even Carbon Price</i>	88
Tabela 19 – Projeção da produção de aço no Estado de São Paulo	90
Tabela 20 – Cenário de emissão do setor siderúrgico por rota	92
Tabela 21 – Setor de siderurgia: custo marginal de abatimento e <i>Break-Even Carbon Price</i>	96
Tabela 22 – Setor químico: taxas anuais de crescimento	97
Tabela 23 – Fatores de emissão de gases de efeito estufa para o cenário de referência.... .	100
Tabela 24 – Setor químico: custo marginal de abatimento e <i>Break-Even Carbon Price</i> . . .	107
Tabela 25 – Projeção da produção e consumo de cimento no Estado de São Paulo . . .	108
Tabela 26 – Variação do teor de clínquer e as emissões por tonelada de clínquer e de cimento no cenário de referência	110

Tabela 27 – Setor de cimento e construção civil: custo marginal de abatimento e <i>Break-Even Carbon Price</i>	114
Tabela 28 – Medidas de baixo carbono na ferramenta MACTool	116
Tabela 29 – Valores da curva de custo marginal de abatimento para a indústria do Estado de São Paulo	119
Tabela 30 – Valores de <i>Break-Even Carbon Price</i> para a indústria do Estado de São Paulo ..	120
Tabela 31 – Intensidade de investimento e custo total das medidas de baixo carbono para o Estado de São Paulo	122
Tabela 32 – Projeção da produção e consumo de cimento no Estado de São Paulo . .	140
Tabela 33 – Emissão devida à produção SP × Emissão devida ao consumo de cimento SP.	142
Tabela 34 – Valores da curva de custo marginal de abatimento para a indústria do Estado de São Paulo incluindo a construção civil.	147

Lista de equações

Equação 1 – Cálculo do MAC a partir dos cenários de referência e baixo carbono	51
Equação 2 – Valor presente para fluxo de valores futuros descontados	52
Equação 3 – Estimativa da emissão de gases de efeito estufa.	55
Equação 4 – Cálculo do fator de emissão de CO ₂ para combustíveis	55
Equação 5 – Cálculo do preço do petróleo <i>Brent</i> (2014–2030)	64
Equação 6 – Cálculo do fator de equivalência	65
Equação 7 – Preço da lenha.	66
Equação 8 – Preço da nafta	67
Equação 9 – Preço do coque de petróleo	68
Equação 10 – Preço do gás de refinaria	68
Equação 11 – Preço do <i>pellet</i> de madeira	69
Equação 12 – Preço do combustível derivado de resíduos.	69
Equação 13 – Preço do combustível em função do <i>Brent</i>	70
Equação 14 – Custo de investimento por megawatt-hora	72
Equação 15 – Custo de investimento anualizado por megawatt-hora	72
Equação 16 – Custo de operação e manutenção por megawatt-hora	73
Equação 17 – Cálculo dos custos do combustível por megawatt-hora	73
Equação 18 – Regressão exponencial dos preços dos leilões de energia elétrica 2013– 2020 ($r^2 = 0,51$).	74
Equação 19 – Cálculo da porcentagem mensal referente aos impostos da eletricidade. . . .	76
Equação 20 – Energia elétrica real gerada mediante perdas de eletricidade na rede. . .	77

Lista de abreviaturas e siglas

a.a.	ao ano
ABDI	Associação Brasileira de Desenvolvimento Industrial
ABIQUM	Associação Brasileira da Indústria Química
ABPC	Associação Brasileira dos Produtores de Cal
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APEC	Cooperação Econômica Ásia-Pacífico (Asian-Pacific Economic Cooperation)
BECP	Preço de Equilíbrio do Carbono (<i>Break-Even Carbon Price</i>)
BEN	Balanço Energético Nacional
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX	Investimento em Bens de Capital (<i>Capital Expenditure</i>)
CBC	Cenário de Baixo Carbono
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono (<i>Carbon Capture and Storage</i>)
CDR	Combustível Derivado de Resíduos
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
CMN	Conselho Monetário Nacional
COP	Conferência das Partes
CR	Cenário de Referência
EGP	Libra Egípcia
EIA	Energy Information Administration
EOR	Recuperação Melhorada de Petróleo (<i>Enhanced Oil Recovery</i>)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESMAP	Assistência à Gestão do Setor de Energia
FAT	Fundo de Amparo ao Trabalhador
FE	Fator ou Fatores de Emissão
FEA	Forno Elétrico a Arco
FIESP	Federação da Indústria do Estado de São Paulo
FRC	Fator de Recuperação de Capital
GEE	Gás ou Gases do Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GR	Gás de Refinaria
GWP	Potencial de Aquecimento Global (<i>Global Warming Potential</i>)

IABr	Instituto do Aço Brasil
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INDC	Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (Intended Nationally Determined Contribution)
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (Intergovernmental Panel on Climate Change)
ISS	Imposto Sobre Serviço de Qualquer Natureza
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 (atual MCTI)
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (atual MCTIC – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações)
MDEA	Metildietanolamina
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
NDC	Contribuição Determinada Nacionalmente (<i>Nationally Determined Contribution</i>)
OC	Óleo Combustível
OECD	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (Organisation for Economic Cooperation and Development)
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	Custos de operação e manutenção (<i>Operational Expenditure</i>)
PCI	Poder Calorífico Inferior
PDD	<i>Project Design Document</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEMC	Política Estadual de Mudanças Climáticas
PIB	Produto Interno Bruto
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária
SNIC	Sindicato Nacional das Indústrias de Cimento
SP	Estado de São Paulo
TGRBF-MDEA	Reciclagem de Gases de Topo do Alto-Forno com Metildietanolamina (<i>Top Gas Recycling Blast Furnace – Metildietanolamine</i>)
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
UNFCCC	Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (United Nations Framework Convention on Climate Change)
USP	Universidade de São Paulo
WTI	Petróleo do Oeste do Texas (<i>West Texas Intermediate</i>)

Lista de símbolos

bep	barril equivalente de petróleo
C ₂ H ₄	eteno
CH ₄	metano
CO	monóxido de carbono
CO ₂	dióxido de carbono
CO ₂ e	dióxido de carbono equivalente
Gg	gigagrama
GJ	gigajoule
H ₂	hidrogênio
HNO ₃	ácido nítrico
kg	quilograma
kWh	quilowatt-hora
m ³	metro cúbico
Mt	megatonelada
MWh	megawatt-hora
N ₂	nitrogênio
N ₂ O	óxido nitroso
NH ₃	amônia
NO	óxido nítrico
ppm	parte por milhão
t	tonelada
tep	tonelada equivalente de petróleo
TJ	terajoule

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	43
1.1	Cenários	45
2	CONCEITOS E PREMISSAS	47
2.1	Estratégias para a redução das emissões de gases do efeito estufa	48
2.2	Figuras de mérito da ferramenta MACTool	49
2.2.1	Curva de custo marginal de abatimento	50
2.2.2	Preço de equilíbrio do carbono (Break-Even Carbon Price)	52
2.2.3	Gráfico de cunhas de redução (Wedge Graph)	53
2.2.4	Gráficos de investimento	54
2.2.4.1	Gráfico de custo de investimento	54
2.2.4.2	Gráfico de custo de investimento incremental	54
2.2.4.3	Gráfico de intensidade de investimento	55
2.2.4.4	Gráfico de intensidade de investimento incremental	55
2.3	Fatores de emissão	55
2.3.1	Fatores de emissão para os combustíveis fósseis	55
2.3.2	Fatores de emissão da energia elétrica	56
2.3.2.1	Fator de emissão da eletricidade para projetos de MDL	57
2.3.2.2	Fator de emissão da eletricidade para inventários	58
2.3.3	Fator de emissão da biomassa	58
2.4	Fonte das emissões de CO ₂ : processo e energia	59
2.4.1	Emissões de processo	59
2.4.2	Emissões de energia	63
2.5	Currency (moeda adotada como referência no estudo)	63
2.6	Energy Price Series (séries de preços da energia)	63
2.6.1	Preço do petróleo Brent	64

2.6.2	Preço da energia calculado como uma proporção fixa do preço do Brent	64
2.6.2.1	Preço da lenha	66
2.6.2.2	Preço da nafta	67
2.6.2.3	Preço do coque de petróleo	67
2.6.2.4	Preço do gás de refinaria	68
2.6.2.5	Preço dos pellets	69
2.6.2.6	Preço do combustível derivado de resíduo	69
2.6.2.7	Preço dos outros combustíveis	70
2.6.2.8	Fator de equivalência dos combustíveis	70
2.6.3	Valores associados com os fluxos de eletricidade na MACTool	71
2.6.3.1	Premissas adotadas para o cálculo do custo da geração por meio de uma usina termelétrica	72
2.6.3.1.1	Fluxo de investimento atual por MWh	72
2.6.3.1.2	Investimento anualizado por MWh	73
2.6.3.1.3	Operação e manutenção por MWh	73
2.6.3.1.4	Custo do combustível fóssil por MWh	74
2.6.3.2	Preços da energia elétrica baseados nos leilões de eletricidade (preço da geração)	74
2.6.4	Preços da energia elétrica para o consumidor final	75
2.7	Electricity – Network losses (Eletricidade – perdas na rede elétrica)	76
2.8	Taxa de desconto	77
2.9	Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP)	78
2.10	Taxa de atratividade (Benchmark-TIR)	78
3	CENÁRIOS E ANÁLISES ESPECÍFICAS POR SETOR	79
3.1	Setor de cal	80
3.1.1	Cenários de referência	80
3.1.1.1	Produção de cal no cenário de referência	80
3.1.1.2	Consumo de energia do cenário de referência	81
3.1.1.3	Emissões de CO ₂ do cenário de referência	81

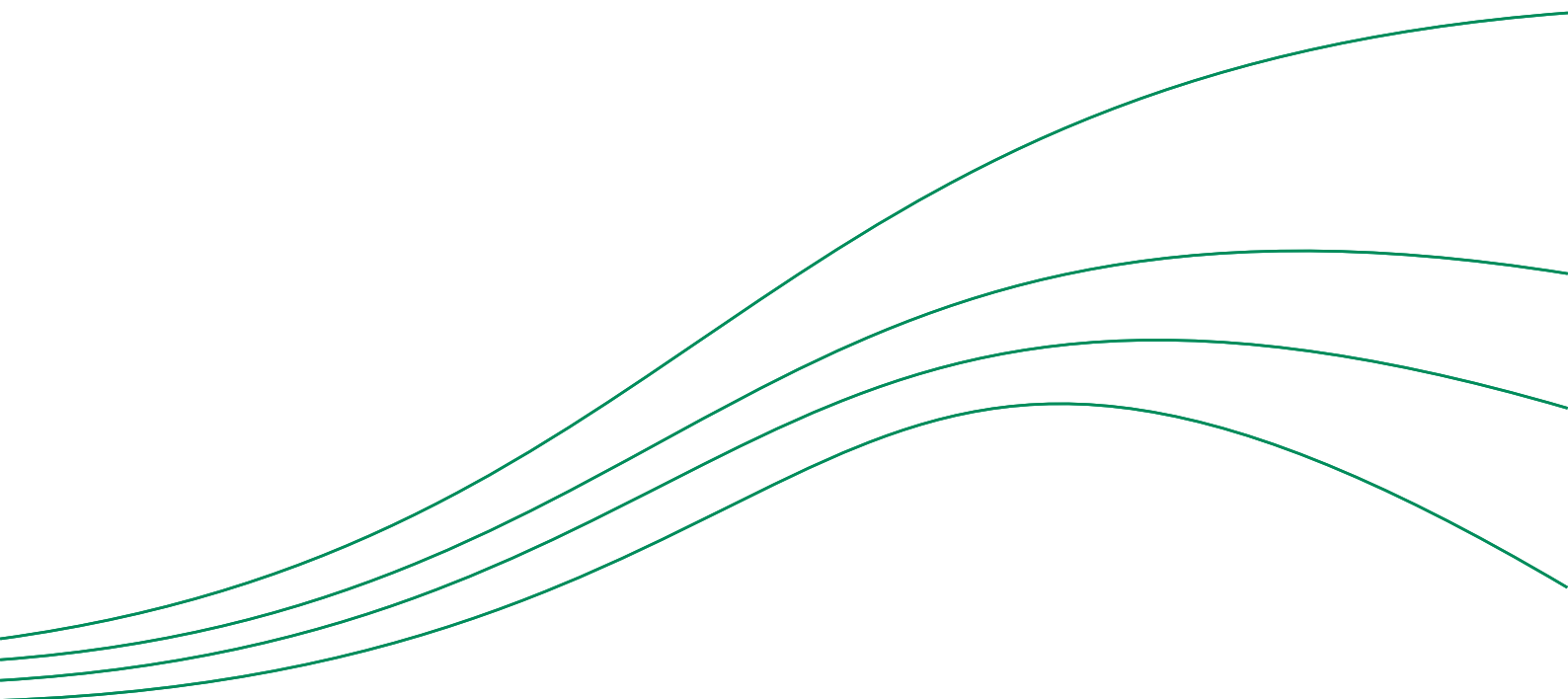
3.1.2	Cenário de baixo carbono	83
3.1.2.1	Tecnologias de mitigação do CO ₂ no cenário de baixo carbono . .	84
3.1.2.1.1	Captura e armazenamento de carbono	84
3.1.2.1.2	Forno Maerz com biomassa in natura	85
3.1.2.1.3	Forno Maerz com biomassa torrificada.	85
3.1.2.2	Barreiras que impedem o desenvolvimento dos cenários de baixo carbono propostos.	85
3.1.2.3	Emissões de CO ₂ do cenário de baixo carbono.	86
3.1.3	Resultados MACTool do setor de cal	88
3.2	Setor da siderurgia.	89
3.2.1	Cenários de referência	89
3.2.1.1	Produção de aço no cenário de referência	89
3.2.1.2	Consumo de energia do cenário de referência.	91
3.2.1.3	Emissões de CO ₂ do cenário de referência.	92
3.2.2	Cenário de baixo carbono	93
3.2.2.1	Tecnologias de mitigação do CO ₂ no cenário de baixo carbono .	93
3.2.2.1.1	Top Gas Recycling com Methyl Diethanolamine.	93
3.2.2.1.2	Pré-aquecimento da sucata e alimentação contínua.	94
3.2.2.1.3	Forno elétrico com corrente contínua	94
3.2.2.2	Barreiras que impedem o desenvolvimento dos cenários de baixo carbono propostos.	94
3.2.2.3	Emissões de CO ₂ do cenário de baixo carbono.	94
3.2.3	Resultados MACTool do setor de siderurgia	94
3.3	Setor da química	96
3.3.1	Cenário de referência	96
3.3.1.1	Produção química no cenário de referência	96
3.3.1.2	Consumo de energia do cenário de referência.	98
3.3.1.2.1	Emissões de CO ₂ do cenário de referência.	100
3.3.2	Cenário de baixo carbono	101
3.3.2.1	Tecnologias de mitigação do CO ₂ no cenário de baixo carbono	101

3.3.2.1.1	Ácido nítrico	101
3.3.2.1.2	Amônia	102
3.3.2.1.3	Bioeteno	102
3.3.2.1.4	Lâmpadas LED	102
3.3.2.1.5	Motores mais eficientes	103
3.3.2.1.6	Óleo combustível.	103
3.3.2.1.7	Gás natural.	103
3.3.2.1.8	Cogeração	103
3.3.2.2	Barreiras que impedem o desenvolvimento dos cenários de baixo carbono propostos.	104
3.3.2.3	Emissões de CO ₂ do cenário de baixo carbono	105
3.3.3	Resultados MACTool do setor químico	106
3.4	Setor do Cimento	108
3.4.1	Cenários de referência	108
3.4.1.1	Produção de cimento no cenário de referência	108
3.4.1.2	Consumo de energia do cenário de referência.	108
3.4.1.3	Emissão de CO ₂ no cenário de referência	109
3.4.2	Cenários de baixo carbono	110
3.4.2.1	Tecnologias de mitigação do CO ₂ no cenário de baixo carbono 110	
3.4.2.1.1	Combustível derivado de resíduos	112
3.4.2.1.2	Pellets de madeira de eucalipto	112
3.4.2.1.3	Introdução de filler no cimento	112
3.4.2.2	Barreiras que impedem o desenvolvimento dos cenários de baixo carbono propostos.	112
3.4.2.3	Emissão de CO ₂ no cenário de baixo carbono	113
3.4.3	Resultados da MACTool do setor de cimento.	114
4	POTENCIAL DE MITIGAÇÃO DA INDÚSTRIA DO ESTADO DE SÃO PAULO	115
4.1	Resultados	116

4.1.1	Wedge Graph para o Estado de São Paulo	116
4.1.2	Curva de custo marginal de abatimento para o Estado de São Paulo. .	118
4.1.3	Curva de preço de equilíbrio do carbono	119
4.1.4	Investimento nas medidas de baixo carbono.	121
4.2	Discussões	122
4.3	Incertezas e recomendações	124
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	127
	REFERÊNCIAS	129
	APÊNDICE A - Estudo de baixo carbono para a indústria de São Paulo incorporando a construção civil	135
	APÊNDICE B - Cálculo do custo marginal de abatimento	149



Introdução



O presente relatório é a consolidação dos estudos setoriais realizados no âmbito do Projeto BR-T1262, a saber: setor de cal, setor siderúrgico, setor químico e setor de cimento. O estudo considerou as emissões de gases do efeito estufa (GEE) que são oriundas de processos industriais e do consumo de energia. Também foram avaliadas as emissões do consumo de materiais, por meio da incorporação do cimento consumido pela construção civil no estado, tal análise é apresentada no Apêndice A deste relatório.

O objetivo do relatório é apresentar uma síntese da análise realizada e seus resultados, incluindo informações sobre as principais premissas adotadas, o método de análise, as projeções das variáveis de interesse ao longo do período analisado, a coleta de dados dos setores modelados e a análise dos resultados.

No estudo foram estabelecidos cenários de referência (CR) e de baixo carbono (CBC), entre 2014 e 2030, considerando as emissões de GEE de processo e do consumo de energia e as respectivas alternativas de mitigação. Com base nestes cenários, foram estimados Custos Marginais de Abatimento (*Marginal Abatement Cost* – MAC) e, a partir dos mesmos, foi gerada a Curva de Custo Marginal de Abatimento (Curva MAC). No estudo também foi estabelecida uma taxa de atratividade do setor para se gerar a curva de preço de equilíbrio de carbono (*Break-Even Carbon Price* – BECP). As reduções de emissões proporcionadas por cada opção tecnológica foram consolidadas em um gráfico de cunhas (*Wedge Graph*).

As estimativas de emissões de GEE foram realizadas a partir das diretrizes metodológicas do guia do Painel Internacional sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change* – IPCC) “*Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*” (IPCC, 2000a) e no “*2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*” (IPCC, 2006). Essas estimativas consideraram dados de atividade, como a

produção física ou energia consumida e os respectivos fatores de emissão.

A determinação do MAC e do BECP utilizou uma abordagem incremental e teve como referência o “*Estudo de Baixo Carbono para o Brasil*” (GOUVELLO *et al.*, 2010). Para a construção das curvas MAC e do BECP empregou-se a *Marginal Abatement Cost Tool* (MACTool), uma ferramenta desenvolvida pelo Banco Mundial.

Para aferir quantitativamente a contribuição de cada tecnologia na redução das emissões de GEE, elaboraram-se os *Wedge Graphs* que apresentam a mitigação referente à implantação das tecnologias. Com esta informação foi possível visualizar a contribuição de cada tecnologia para a mitigação de GEE ao longo do período avaliado.

A fim de garantir a consistência e permitir comparações entre os resultados finais, todas as análises, de um modo geral, buscaram utilizar uma base de dados comum. A análise considera como base o ano de 2013 e a Seção 2 deste relatório apresenta o método utilizado nas análises e as premissas comuns adotadas para os setores industriais, tais como os valores base de custos de energia e fatores de emissão de dióxido de carbono (CO₂).

A Seção 3 apresenta um panorama dos estudos realizados em cada setor, apresentando os cenários de produção física, de consumo de energia, de custos e emissão de CO₂, tanto para o CR, quanto para o CBC. Os cenários apresentados incluem as tecnologias indicadas pelos consultores para estimar o potencial de redução das emissões de CO₂ e a análise de custo benefício das possibilidades estudadas de mitigação. A estrutura de cada subseção, relativa a cada setor específico, segue o mesmo padrão para facilitar a identificação das possibilidades de mitigação, de CR e de CBC, bem como das suas principais condicionantes.

Em seguida, a Seção 4 apresenta os resultados gerais, em uma análise integrada dos setores componentes do estudo. Nesta Seção é

apresentada a curva com o custo marginal de redução das emissões de CO₂ onde está registrado o custo da tonelada de CO₂ evitada e o potencial de mitigação até 2030 para cada medida de mitigação avaliada. Ainda nesta seção, são feitas discussões sobre os resultados, comparações com o cenário realizado para o Brasil (GOUVELLO *et al.*, 2010) e também são apresentadas as incertezas da análise. E, por último, a Seção 5 apresenta as considerações finais decorrentes das avaliações.

O relatório apresenta avaliação de dezesseite medidas que podem contribuir para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) provenientes da indústria paulista¹.

1.1 CENÁRIOS

As emissões futuras de GEE são o produto de sistemas dinâmicos complexos, determinados por forças motrizes tais como crescimento demográfico, desenvolvimento sócio-econômico e mudança tecnológica, cuja evolução é incerta. No entanto, os cenários são imagens alternativas de como o futuro poderá se desdobrar e 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, 2000).

A preocupação com o planejamento, programação e estabilidade muitas vezes coloca os gestores frente a situações complexas, onde as mudanças exigem das organizações adaptações nos seus referidos ambientes (MENDONÇA, 2011). No contexto de grandes mudanças, o planejamento estratégico, apoiado em prospecção de tendências de futuro e cenários, tornam-se importantes ferramentas de auxílio ao processo de planejamento de forma a sub-

sidar ações que tenham impacto nas políticas públicas e estratégias de governo (UFRJ, 2011).

Segundo McDowall e Eames (2006) apud Dixon (2011), conforme se observa no Quadro 1, os cenários são classificados em descritivos ou normativos e subdivididos em 6 principais categorias.

Quadro 1 – Classificação dos cenários

Descritivos	Cenários de previsão: usam extrapolações quantitativas e modelagem para prever provável futuro a partir das tendências atuais.
	Cenários exploratórios: exploram possíveis futuros. Eles enfatizam direções e não especificam um final predeterminado no sentido de que devem conter histórias específicas de progresso.
	Cenários técnicos: enfatizam a viabilidade e implicações para diferentes opções e tecnologias, ao invés de explorar como o futuro pode se desdobrar.
Normativos	As visões (visions): são a elaboração de futuros desejáveis ou mais ou menos plausíveis.
	As trajetórias: predeterminam um ponto a ser atingido no futuro e investigam as possíveis rotas para que o mesmo seja atingido.
	As rotas de percurso (roadmaps): descrevem a sequência de medidas destinadas a atingir um futuro desejável.

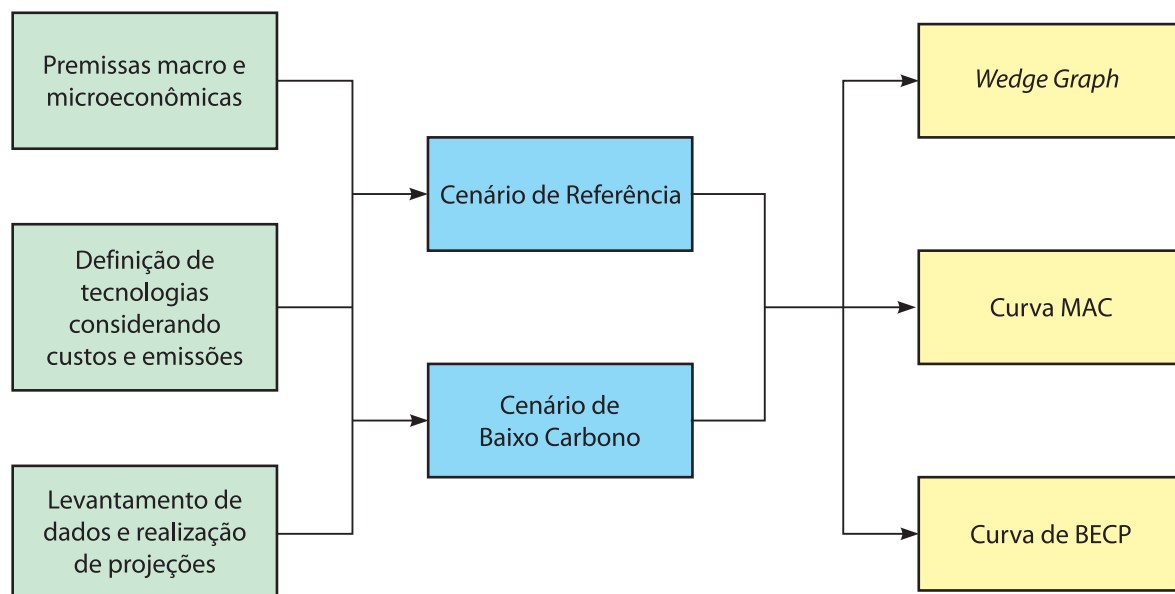
Fonte: Adaptado de McDowall e Eames (2006) apud Dixon (2011).

Os cenários realizados neste estudo foram descritivos, pois realizam uma previsão do futuro a partir do conhecimento que os especialistas dos estudos setoriais detêm sobre os setores analisados. Os cenários de todos os setores apresentaram características de cenário de previsão, pois, a partir de dados atuais, realizaram-se projeções de produção, consumo de energia e emissão de GEE. O estudo de siderurgia apresentou também em seu conteúdo, um cenário exploratório, uma vez que expôs possíveis direções por conta da reabertura ou não do alto-forno na Baixada Santista e seus impactos.

De um modo geral, a construção dos cenários seguiu o roteiro metodológico apresentado na Figura 1, onde consta um levantamento inicial de dados e realização de projeções, posteriormente à realização dos CR e CBC e a apresentação dos resultados de mitigação, MAC e BECP. Sob o ponto de vista da classificação

1. As medidas de mitigação relativas ao setor de cimento para construção civil encontram-se no Apêndice A.

Figura 1 – Etapas do desenvolvimento do estudo



Fonte: Elaboração própria (2017).

apresentada no Quadro 1, os CBC apresentam-se, de um modo geral, como cenários técnicos, pois incorporam as tecnologias que reduzem as emissões de GEE, as quais foram selecionadas pelos especialistas autores de cada setor. O estudo abrangeu os setores industriais de cal, siderurgia, químico e cimento.

Quanto às etapas do estudo, primeiramente, realizaram-se as referentes ao estabelecimento das informações base para o desenvolvimento, como a coleta e projeção de dados necessários, como os de produção e consumo. Nesta etapa foram contactadas empresas e especialistas do setor. 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. Fez-se necessário também, em alguns casos a realização de projeções do Produto Interno Bruto (PIB).

Os cenários no estudo foram construídos tendo como base dados históricos, hipóteses de desenvolvimento socioeconômico, como projeções de PIB e consumo, informações apresentadas em publicações dos setores e por atribuições dos especialistas. Cada cenário desenvolveu-se

de forma independente, sendo assim, o cenário global apresentado no presente estudo para a indústria paulista foi concebido por meio de uma abordagem do tipo *bottom up*.

Inicialmente, fez-se necessário reconhecer a forma pela qual cada setor industrial abordado vem evoluindo no Estado de São Paulo, considerando o consumo energético e tecnologias já em uso. Tendo o contexto atual por base, realizaram-se as projeções das condições atuais e das perspectivas da evolução do consumo de energia e produção. Esses cenários podem, inclusive, incluir medidas do CBC que já sejam vislumbradas no horizonte de planejamento da indústria.

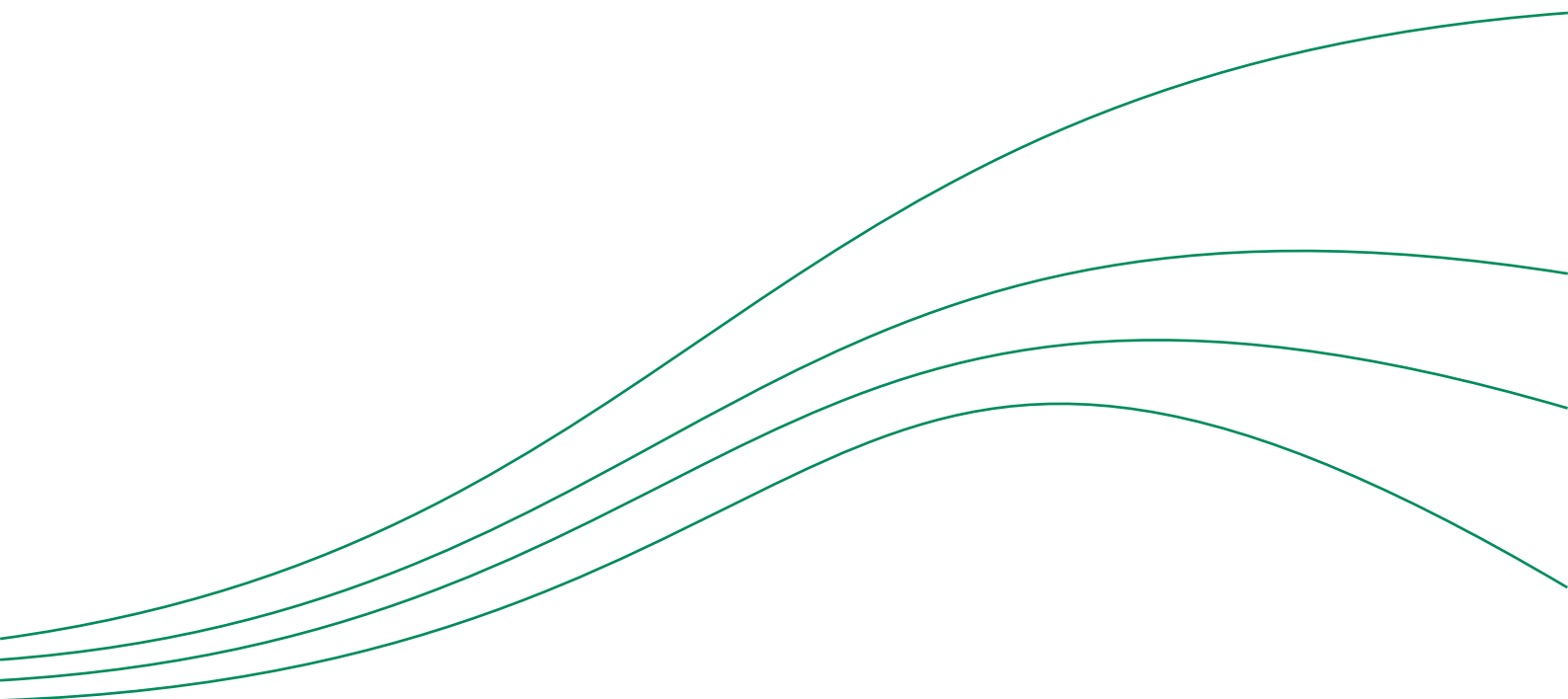
A contribuição de mitigação para o conjunto de opções tecnológicas por setor foi registrada em gráficos de cunha (*Wedge Graphs*). A evolução de implantação das tecnologias se deu por meio de cenários de penetração concebidos pelos autores.

Em relação à avaliação econômica dos CR tanto como dos CBC, foram apresentados os custos associados da implantação e operação dessas tecnologias, os custos marginais de abastecimento (MAC) e o *Break-Even Carbon Price* (BECP).



2

Conceitos e premissas



Esta seção apresenta os conceitos básicos que integram a metodologia do estudo, a construção da curva MAC, por meio da MACTool e as chamadas figuras de mérito, que foram alvo do estudo. Premissas como taxas, preços dos energéticos e fatores de emissão de GEE foram determinadas pela coordenação do Projeto para que fossem comuns a todas as análises, gerando coesão entre os setores contemplados. As fontes de informações e os métodos de cálculo utilizados pela coordenação são descritos nos itens subsequentes.

2.1 ESTRATÉGIAS PARA A REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DO EFEITO ESTUFA

O 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 Giga toneladas de dióxido 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) da UNFCCC, foi assinado o Acordo de Paris. O Acordo, já em vigor, estabeleceu que cada país publique no site da UNFCCC a sua contribuição para a redução das emissões de GEE, ou seja, a apresentação de uma meta nacional voluntária (*Nationally Determined Contribution* – NDC). Em sua NDC,

o governo brasileiro se comprometeu em reduzir 37% de suas emissões até 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 anual de 0,777 GtCO₂e e de 0,903 GtCO₂e.

Estas iniciativas apresentam implicações econômicas e sociais não apenas no nível federal, mas também nos níveis subnacionais (estadual e municipal). O Governo do Estado de São Paulo, com a criação da Lei 13.798, de 09 de novembro de 2009 (SÃO PAULO, 2009), instituiu a Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC), que estabelece o compromisso do estado em reduzir suas emissões em 20% até 2020, tendo como base o ano de 2005 (CETESB, 2011). Em 2005 as emissões do Estado de São Paulo foram aproximadamente 140 MtCO₂e (CETESB, 2011). Algumas estratégias tais como impostos sobre as emissões de carbono e *cap-and-trade*², podem ser adotadas pelos governos para atingir as reduções estipuladas pelas políticas climáticas.

O relatório de contribuição do Grupo de trabalho III para *The Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change – Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*, apresentou algumas informações sobre as questões históricas, atuais e futuras das emissões globais considerando os principais GEE relacionados às atividades antrópicas como o dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) e outros. Na Figura 2 é possível observar os percentuais de emissões totais globais por setor em 2010, referentes a cerca de 49,5 GtCO₂e/ano. Além das emissões diretas, são apresentadas as emissões indiretas correspondentes à produção de eletricidade e calor. Nota-se que a indústria e os edifícios se destacam como os consumidores destes vetores ener-

2. Usada para denominar um mecanismo de mercado que cria limites para as emissões de gases de um determinado setor ou grupo, com base nos limites estabelecidos.

géticos que são responsáveis por 25% das emissões globais de GEE.

Mas, como se observa na Figura 2, a indústria também é responsável pelo consumo de energia (eletricidade e produção de calor) e, dependendo da fonte, este consumo pode ocasionar emissões indiretas de GEE.

De acordo com o Inventário de GEE do Estado de São Paulo (CETESB, 2011), em 2005, no estado, a emissão foi de 139.811Gg de CO₂ equivalente (sem incluir os gases cobertos pelo Protocolo de Montreal). A indústria foi responsável por 14,4% destas emissões.

Em relação às emissões industriais, conforme apresentado no Gráfico 1, o setor químico foi responsável por 38,8%. Considerando a produção de ácido adípico, ácido fosfórico, ácido nítrico, amônia, dicloroetano e cloreto de

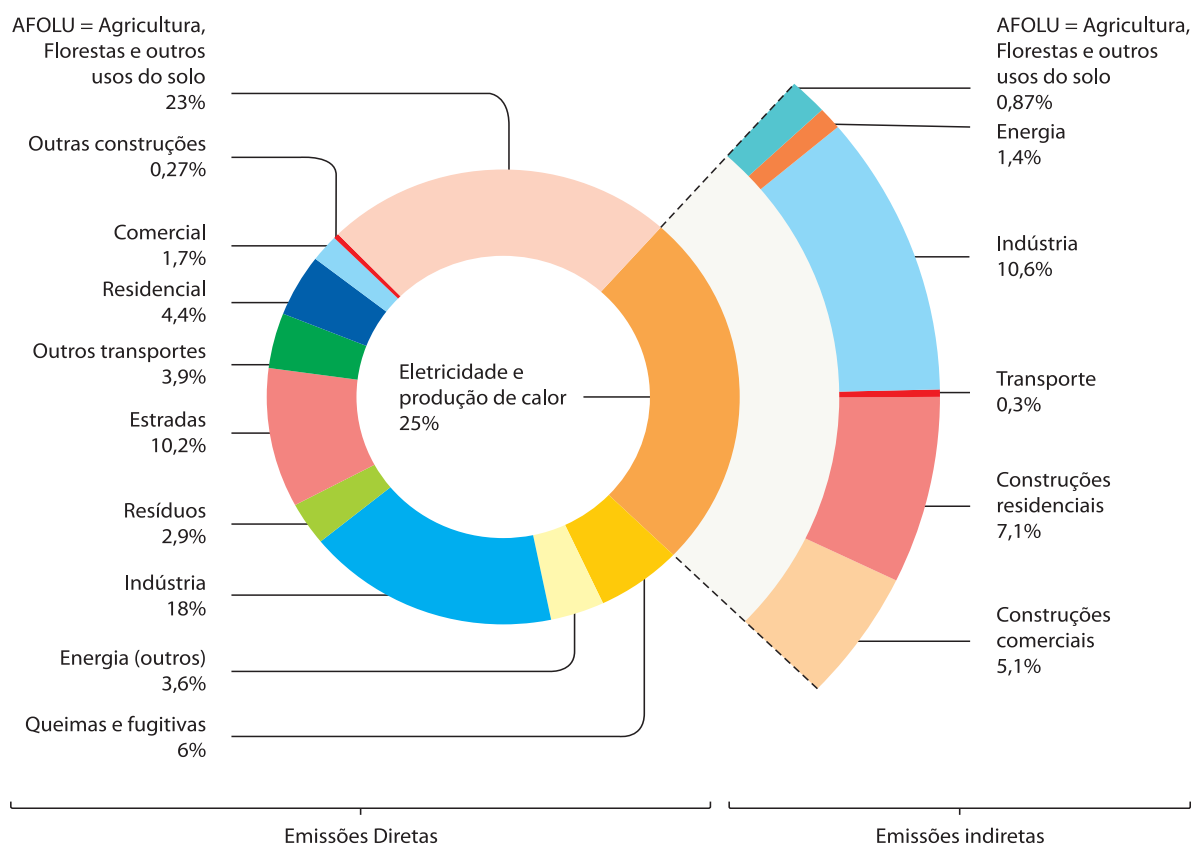
vinila, eteno, negro de fumo e óxido de eteno (CETESB, 2013).

Neste estudo são consideradas estratégias de mitigação que possam reduzir tanto as emissões de processo produtivo como as emissões oriundas de conversões energéticas. Além disso, o estudo também considera a redução das emissões pela ótica do consumo, específica para o setor de cimento. Esta estratégia é discutida no Apêndice A.

2.2 FIGURAS DE MÉRITO DA FERRAMENTA MACTOOL

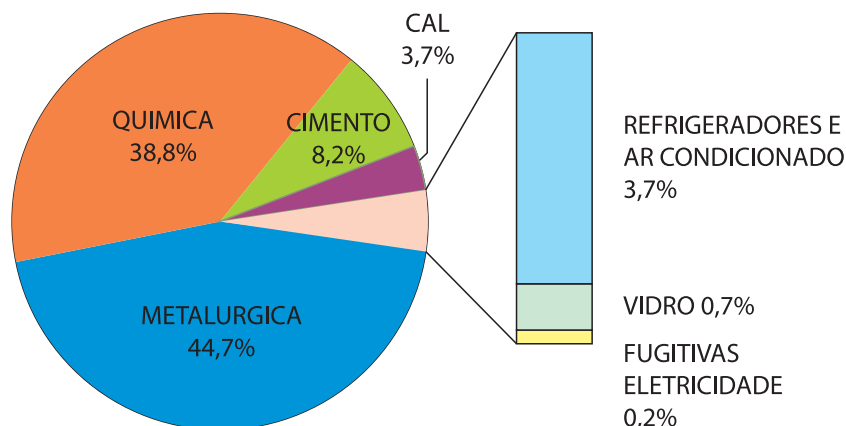
A ferramenta utilizada para concretizar a metodologia do projeto, a MACTool, permite visualizar diversos desdobramentos realizados a partir das saídas de seu modelo. São quatro os principais resultados da MACTool que foram

Figura 2 – Emissões globais em 2010



Fonte: Victor et al. (2014).

Gráfico 1 – Emissões de gases de efeito estufa por setor industrial em 2005



Fonte: Adaptado de CETESB (2013).

abordados neste estudo: a curva MAC, o BECP, a intensidade de investimento e as cunhas de redução das emissões de CO₂.

O método de quantificação das emissões aplicado na MACTool considera emissões dos principais GEE e transforma por meio do Potencial de Aquecimento Global (*Global Warming Potential* – GWP) as emissões de todos eles em emissões equivalentes de CO₂ (CO₂e). Em relação aos tipos de GEE, o presente estudo abordou majoritariamente o CO₂. Somente uma tecnologia, referente ao ácido nítrico na indústria química, abordou as emissões de óxido nitroso (N₂O). Portanto, todas as figuras de

mérito da MACTool se referem à contabilidade do CO₂e.

2.2.1 Curva de custo marginal de abatimento

A metodologia do projeto tem base na chamada curva de custo marginal de abatimento (MACC, do inglês *Marginal Abatement Cost Curve*). A curva apresenta cada tecnologia com o potencial total de redução de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) no eixo das abscissas (x), pelo custo em dólares da tonelada de carbono evitada (US\$/tCO₂) no eixo das ordenadas (y).

MACTool

A MACTool é uma ferramenta que analisa valores de entrada para a construção de curvas de custos marginais de abatimento (MAC), oferecendo comparações de custo-benefício dentre as opções de mitigação e uma estimativa dos incentivos necessários para torná-las atraentes por meio do cálculo dos preços de equilíbrio de carbono (*Break-Even Carbon Price* – BECP). A ferramenta também permite avaliar o investimento total necessário para realizar as modificações visando um crescimento de baixo carbono, podendo ser

utilizada para testar as possibilidades explorando os setores e as respostas aos preços do carbono (ESMAP, 2016).

Como parâmetros de entrada o usuário deve especificar na MACTool pelo menos um cenário sobre o futuro macroeconômico incluindo as variáveis de interesse, tais como o preço dos combustíveis fósseis e a demanda futura, e também fornecer cenários de futura inclusão de tecnologias ou medidas de baixo carbono para uma linha de base e pelo menos uma viável redução de emissão (FAY, *et al.*, 2015).

O potencial diz respeito a soma das emissões evitadas ao longo do período de análise. No caso deste estudo, o período compreende o intervalo entre 2014 e 2030. A área de cada “degrau” da curva reflete o custo total da tecnologia se todo o seu potencial de redução for atingido, como mostra o Gráfico 2.

É importante salientar que as medidas A, B e C, que apresentam MAC negativo no Gráfico 2, na realidade não possuem custo zero ou negativo. Elas têm custos de implantação e operação, que são inferiores aos custos do CRE, consequentemente, geram um resultado incremental negativo.

Para produzir uma curva desse tipo, é necessário calcular o custo marginal de abatimento (MAC) de cada tecnologia. O cálculo foi realizado por meio da abordagem incremental que é uma análise de custo-benefício que compara valores do CR com o CBC. Informações como

os custos de implantação das tecnologias e as suas emissões de CO₂e são fundamentais para determinar o MAC das tecnologias de mitigação. Dependendo do caso analisado, o resultado econômico pode incluir custos e receitas, mas em alguns casos só os custos são considerados. A Equação 1 representa de forma simplificada a abordagem utilizada para determinar o MAC.

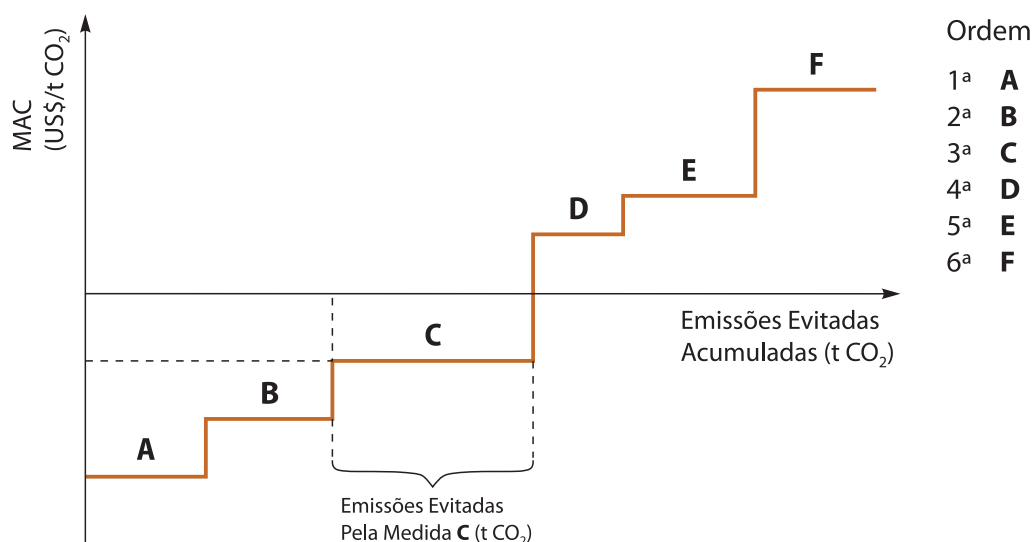
Equação 1 – Cálculo do MAC a partir dos cenários de referência e baixo carbono

$$\frac{US\$}{tCO_2e} = \frac{RESULTADO_{Baixo Carbono} - RESULTADO_{Referência}}{EMIÇÃO_{Referência} - EMIÇÃO_{Baixo Carbono}}$$

Fonte: Adaptado de Gouvello et al. (2010).

O resultado econômico é a soma dos custos totais anuais calculados em termos de valores presentes em relação ao ano de 2013.

Gráfico 2 – Esquemática de uma curva de custo marginal de abatimento



Fonte: Elaboração própria (2017).

Para converter os valores futuros de cada projeto foi aplicada uma mesma taxa de desconto para todos os setores, conforme a Equação 2.

Mais detalhes sobre o cálculo do MAC podem ser conferidos no Apêndice B.

Equação 2 – Valor presente para fluxo de valores futuros descontados

$$VP = \frac{VF}{(1+r)^{a_f-a_0}} + \frac{VF}{(1+r)^{a_f-a_0}} + \dots + \frac{VF}{(1+r)^{a_f-a_0}}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

VP	= valor presente de fluxo de valores futuros descontados a uma taxa de desconto anual	(US\$)
VF	= valores futuros aos quais sofrerá a incidência de uma taxa de desconto	(US\$)
r	= taxa de desconto anual	(%)
a _f	= ano do valor futuro	(adimensional)
a ₀	= ano base (2013)	(adimensional)

2.2.2 Preço de equilíbrio do carbono (*Break-Even Carbon Price*)

O BECP é o valor que deve atingir a tonelada de carbono evitada em um sistema de precificação de carbono no mercado, de forma a tornar a implantação da tecnologia atrativa ao investidor. O cálculo do BECP é feito a partir de uma taxa de atratividade (*Benchmark-TIR*), que deve corroborar a taxa interna de retorno (TIR), esperada pelo empresário para que ele adote a tecnologia. Isto ocorre diferentemente da curva MAC, onde se utiliza uma mesma taxa de desconto para todas as medidas consideradas. Por consequência, o BECP da tecnologia do CBC deve proporcionar uma TIR equivalente à taxa de atratividade para que a adoção da mesma seja conveniente (GOUVELLO *et al.*, 2010).

O resultado da curva com o BECP é uma representação gráfica semelhante à curva MAC (Gráfico 2), com o eixo das abscissas indicando a emissão evitada por cada medida, e o eixo das ordenadas indicando o BECP em US\$/tCO₂, mas ao invés deste valor significar o custo da tonelada de CO₂ evitada, significa o preço mínimo que deveria ser vendido a tonelada de CO₂, para que o investidor atinja sua meta de retorno. O cálculo do BECP é basicamente o mesmo do MAC, com a particularidade de que, não só os custos, a emissão evitada também é convertida em valor presente (Equação 2). Isto é feito porque, considera-se que há um preço atribuído à massa de carbono evitada e, deste modo o valor físico é traduzido em um valor “descontado”. Ou seja, considerando uma taxa de desconto positiva, seria como se a quantidade mitigada de emissões no período, em valores para o ano de referência (2013), fosse menor do que a simples soma das emissões evitadas a cada ano. Desta forma, é possível calcular o valor da tonelada de CO₂ evitada ao longo do período, que faz com que o resultado econômico do projeto atinja a taxa de atratividade esperada pelo investidor. O VP, bem como a anualização³ do investimento, é realizado considerando a taxa de atratividade setorial (*Benchmark-TIR*).

Atenta-se para o fato que existem dois resultados de BECP na MACTool, um denominado BECP, que não é calculado de forma incremental, e o outro BECP Incremental. O BECP simples não é incremental, pois não é subtraído do CR. Já o BECP incremental é proveniente da subtração entre os valores do CR e do CBC. O BECP incremental permite comparabilidade com o resultado da curva MAC, portanto, toda vez que for referido o BECP no presente estudo, está se falando sobre o BECP Incremental calculado pela MACTool.

3. A anualização é uma operação que permite determinar qual é o valor anual de um dado investimento mediante uma taxa de juros e a vida útil do ativo adquirido, que compõe o fator de recuperação de capital (FRC).

2.2.3 Gráfico de cunhas de redução (Wedge Graph)

Em 2004, a revista *Science* publicou o estudo *Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies* (PACALA; SOCOLOW, 2004) sobre os desafios de mitigar a emissão de carbono no século 21.

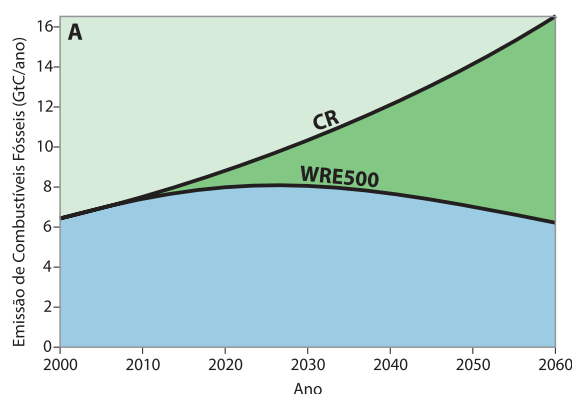
Segundo esse estudo, as opções de tecnologias que evitariam a duplicação da concentração de CO₂ na atmosfera nos próximos 50 anos em relação ao período pré-industrial já existem e muitas já estão operando em algum lugar em escala industrial. Portanto, a fim de solucionar a questão climática global, seria necessário expandir a utilização das mesmas buscando maximizar o potencial de mitigação de emissões.

As possibilidades para limitar a concentração de CO₂ na atmosfera evitariam danos associados com a mudança do clima, e poderiam estabilizar a concentração de CO₂ em torno de 500 partes por milhão (ppm), ou menos que o dobro da concentração pré-industrial de 280 ppm. As reduções de emissões de CO₂ necessárias para atingir qualquer meta, dependem das emissões prováveis no período considerado, as chamadas emissões do CR, assim como dos detalhes quantitativos da meta de estabilização e do comportamento futuro de sumidouros naturais. De acordo com o estudo realizado por Pacala e Socolow (2004), tratando exclusivamente de CO₂, para uma estabilização correspondente a 500 ppm, as emissões devem ser limitadas a aproximadamente 7 bilhões de toneladas de carbono por ano (GtC/ano)⁴ durante os 50 anos seguintes ao estudo.

No estudo de Pacala e Socolow (2004), as emissões de referência e de estabilização das concentrações de CO₂ na atmosfera, apresen-

tadas na Figura 3 para 50 anos, foram idealizadas como um triângulo perfeito (Figura 4), na qual a estabilização (ou CBC) é representada por uma trajetória estável de emissões em 7 GtC/ano, e o CR é representado por uma trajetória crescente que chega a 14 GtC/ano em 2054⁵. A estabilização triangular, localizada entre o CBC estável e o CR, remove exatamente um terço das emissões do CR. Para manter o foco em tecnologias que apresentam o potencial substancial de redução para 2054, o triângulo foi dividido em 7 cunhas, onde uma

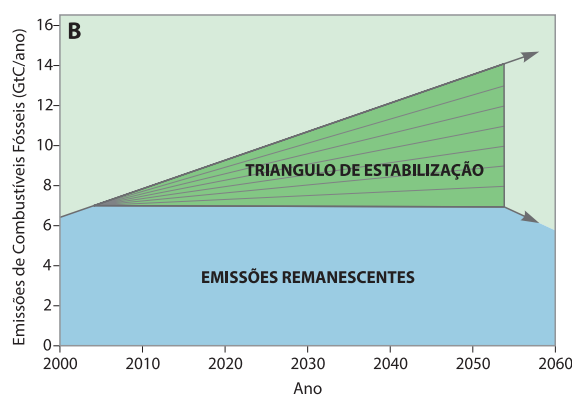
Figura 3 – Emissões e estabilização



Fonte: Adaptado de Pacala e Socolow (2004).

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

Figura 4 – Emissões e estabilização triangulada



Fonte: Adaptado de Pacala e Socolow (2004).

4. 7 GtC equivalem a 25,7 toneladas de CO₂. Se por um lado a quantificação dos fluxos em carbono é tradicional em diagramas do ciclo do carbono, a contabilidade das emissões é geralmente realizada tendo como base o dióxido de carbono (CO₂).
5. Em seu último relatório, o IPCC estimou que em 2012 as emissões da combustão de combustíveis fósseis e da produção de cimento estavam em torno de 7,8 ± 0,6 Gt de C (IPCC, 2013).

representa uma atividade para a redução das emissões de GEE, começando do zero representado pelos anos do estudo até 2054, apresentando um crescimento linear até totalizar uma redução de 1 GtC (3,67 GtCO₂e) em 50 anos (ou seja a área da cunha corresponde a 1 GtC, sendo importante compreender que cada cunha representa um esforço para além do que iria ocorrer na trajetória do CR.

As cunhas podem ser alcançadas a partir de eficiência energética, da descarbonização no fornecimento de eletricidade e combustível (por meio de troca de combustível, uso de energia nuclear e renovável, e captura e estoque de carbono) e pelo armazenamento biológico em florestas e solos agrícolas. A adoção de uma cunha frequentemente se relaciona com a adoção de outra e demanda uma trajetória de preços para o carbono, dos quais os detalhes dependem de muitas suposições incluindo preços futuros de combustíveis, a aceitação do público e reduções de custo por meio de aprendizagem, com relação às tecnologias emergentes.

De um modo geral, eficiência e conservação de energia oferecem um maior potencial para gerar cunhas. No estudo de Pacala e Socolow (2004), para a categoria de eficiência e conservação foram apresentadas quatro opções, sendo: a economia de combustível por meio da melhoria na autonomia dos veículos, a redução da dependência de automóveis, a construção de edifícios mais eficientes e a melhoria da eficiência de usinas elétricas. Em relação à descarbonização de eletricidade e combustíveis, foram apresentadas: a substituição de gás natural (GN) por carvão vegetal, a captura e o armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage* – CCS) aplicado a usinas, a captura e o armazenamento de carbono aplicado a plantas de produção de hidrogênio, a captura e o armazenamento de carbono aplicadas a

plantas de produção de *synfuel* (combustível sintético), a fissão nuclear, a energia eólica, a energia fotovoltaica, o hidrogênio renovável e os biocombustíveis.

Para o presente estudo foram elaborados *Wedge Graphs* setoriais consolidando o potencial de mitigação de todas as medidas abordadas na análise.

2.2.4 Gráficos de investimento

Os gráficos de investimento são outro resultado de relevância na ferramenta MACTool. A partir dos resultados de investimento, o investidor da tecnologia do CBC pode, por exemplo, avaliar as necessidades de alavancar o capital e de financiamento junto aos bancos.

Existem quatro vertentes na MACTool para apresentar os investimentos de uma dada tecnologia do CBC: (i) gráfico de custo de investimento; (ii) gráfico de custo de investimento incremental; (iii) gráfico de intensidade de investimento; e (iv) gráfico de intensidade de investimento incremental.

2.2.4.1 Gráfico de custo de investimento

O gráfico de custo de investimento mostra o custo total de investimento de cada tecnologia do CBC para o período 2014–2030, em milhões de dólares.

2.2.4.2 Gráfico de custo de investimento incremental

O gráfico de custo de investimento incremental mostra a diferença entre o custo total de investimento de cada tecnologia do CBC em relação ao investimento total no CR para o período 2014–2030, em milhões de dólares.

2.2.4.3 Gráfico de intensidade de investimento

O gráfico de intensidade de investimento mostra o custo de investimento por tonelada de CO₂ (US\$/tCO₂) das tecnologias do CBC. Ele é a razão entre o custo total de investimento pela quantidade total de CO₂ evitada no período 2014–2030.

2.2.4.4 Gráfico de intensidade de investimento incremental

O mesmo resultado do item anterior, entretanto este é feito de maneira incremental, subtraindo o investimento no CR do CBC. Entre os quatro gráficos de investimento, o resultado da intensidade de investimento incremental, em US\$/tCO₂, é o que mais se assemelha ao cálculo do MAC e, portanto, possibilita comparações diretas com a curva MAC.

2.3 FATORES DE EMISSÃO

Os fatores de emissão (FE) são chave para estimar a evolução das emissões no CR e das tecnologias no CBC e foram utilizados para estimar as quantidades de GEE emitidas seguindo a Equação 3.

Equação 3 – Estimativa da emissão de gases de efeito estufa

$Emissão\ GEE = dado\ de\ atividade * fator\ de\ emissão$
Fonte: IPCC (2000).

De um modo geral, os FE e os métodos de estimativas de GEE empregados no estudo são específicos de cada setor e apresentam como principais fontes os guias do IPCC e diversas publicações específicas do setor. Em relação às emissões de energia, estabeleceram-se fatores a serem utilizados nas estimativas de todos os setores, os quais serão descritos adiante.

Para a maioria dos combustíveis fósseis, os valores adotados foram os disponibilizados pelo IPCC (1996) e IPCC 2006 (Gomez *et al.*, 2006), e utilizados pelo BRASIL (2006) no inventário nacional e pela CETESB (2011) na Comunicação Estadual. Contudo alguns FE, como para a geração de eletricidade e para o uso da biomassa, foram determinados utilizando outros métodos e outras fontes, que serão detalhados adiante.

2.3.1 Fatores de emissão para os combustíveis fósseis

A determinação dos FE para os combustíveis foi baseada na Equação 4.

Equação 4 – Cálculo do fator de emissão de CO₂ para combustíveis

$Fator\ de\ emissão =$
 $Conteúdo\ de\ carbono * Fração\ de\ oxidação * Conversão\ para\ CO_2$
Fonte: Adaptado de Gomez *et al.* (2006).

Os conteúdos de carbono, frações de oxidação e conversão para CO₂ dos combustíveis são apresentados na Tabela 1. Nesta tabela também são apresentados os FE obtidos a partir dessas informações.

Os valores da Tabela 1 foram utilizados na 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. A fonte primária dos FE foi o documento publicado pelo IPCC “*2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*” (GOMEZ *et al.*, 2006). Entretanto, para o

Tabela 1 – Fatores de emissão dos combustíveis fósseis

Energético	Conteúdo de carbono	Fração de oxidação	Conversão de C para CO ₂	Fator de emissão
	(tC/TJ)	(%)	(adimensional)	(tCO ₂ /GJ)
Gás natural	15,3	100%	3,67	0,0558
Óleo diesel	20,2	99%	3,67	0,0733
Óleo combustível	21,1	99%	3,67	0,0766
GLP	17,2	99%	3,67	0,0624
Querosene	19,5	99%	3,67	0,0708
GR	18,2 (1)	99%	3,67	0,0661
Coque de petróleo	27,5 (1)	99%	3,67	0,0998

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Gomez *et al.* (2006).

Nota: (1) Baseado nos valores do IPCC (1996).

gás de refinaria (GR) e para o coque de petróleo foram adotados os valores do guia de 1996 (IPCC, 1996), assim como foi feito nos inventários nacional e estadual.

A Tabela 2 apresenta uma comparação entre os valores médios do IPCC (GOMEZ *et al.*, 2006) e os utilizados pela CETESB (2010).

Tabela 2 – Comparação entre os fatores de emissão utilizados pela CETESB (2010) e do IPCC (GOMEZ *et al.*, 2006)

Energético	CETESB	IPCC	Diferença
	(kg CO ₂ /TJ)	(kg CO ₂ /TJ)	(%)
GN	55.820	56.100	0,5
Óleo diesel	73.326	74.100	1,1
OC	76.593	77.400	1,1
GLP	62.436	63.100	1,1
Querosene	70.785	71.900	1,6
GR	66.066	57.600	-12,8
Coque de petróleo	99.825	97.500	-2,3

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em CETESB (2010) e Gomez *et al.* (2006).

Após análise da Tabela 2, é possível concluir que para os combustíveis: GN, óleo diesel, óleo combustível (OC), gás liquefeito de petróleo (GLP), querosene e coque de petróleo, a diferença é insignificante. Já o FE de gás de refinaria (GR) adotado pela CETESB conforme IPCC (1996) é 13% maior quando comparado ao guia do IPCC de 2006. No caso do

GR e coque de petróleo, optou-se por adotar o FE mais conservador (IPCC, 1996).

2.3.2 Fatores de emissão da energia elétrica

Neste projeto, em relação aos fatores de emissões de energia elétrica, adotou-se os fatores para projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e para inventários. Segundo o Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), os fatores para MDL tem por objetivo estimar a redução de carbono para projetos que disponibilizem eletricidade para a rede (por exemplo, módulos fotovoltaicos conectados à rede), quantificando a emissão deslocada na margem, ou seja, considerando que, ao se gerar ou poupar 1 megawatt-hora (MWh), está se evitando a emissão de GEE considerando apenas as usinas que compõe a margem de operação e expansão do sistema elétrico, cujo FE é mais alto que a média do FE considerando o parque em operação no país. Esta mesma abordagem foi adotada no Estudo de Baixo Carbono para o Brasil (GOUVELLO *et al.*, 2010).

Já o fator para inventários tem por objetivo representar todas as tecnologias empregadas na geração de eletricidade no país, estimando as emissões que estão sendo geradas em um determinado momento pelo consumo da energia elétrica. Considerando que a matriz brasileira

é composta em grande parte por energias renováveis, o FE para inventários é inferior ao utilizado em projetos de MDL. No Quadro 2, são apresentadas as medidas em que se utilizou o FE de eletricidade para MDL e o FE de eletricidade para inventários.

Existe uma diferença unitária entre a ordem de grandeza dos dois tipos de fatores. A média para os fatores de emissão de MDL para o período de 2006 a 2014 foi de 0,4226 tCO₂/MWh enquanto que a média para inventários, no mesmo período, foi de 0,0569 tCO₂/MWh (cerca de 8 vezes menor). No Gráfico 3, observa-se a evolução dos dois fatores no período. Os anos

de 2013 e 2014 foram escolhidos para a análise por apresentarem uma relativa estabilidade em relação aos anos anteriores, além do fato de que a análise do projeto tem como base o ano de 2013.

2.3.2.1 Fator de emissão da eletricidade para projetos de MDL

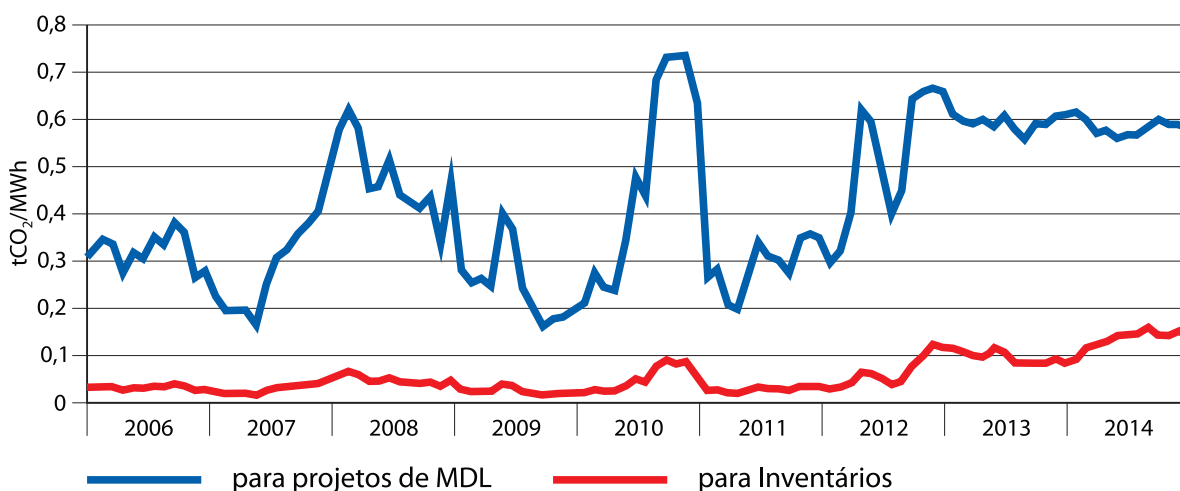
Para as medidas que proporcionam redução de emissões por meio da eficiência elétrica ou que, por meio de cogeração, possibilitam a introdução de energia no *grid*, considerou-se o FE de MDL, uma vez que, de acordo com o MCTI

Quadro 2 – Medidas de baixo carbono e o fator de emissão da eletricidade empregado

Sector	FE de eletricidade para MDL	FE de eletricidade para inventários
Química	- iluminação de plantas utilizando lâmpadas LED - motores elétricos mais eficientes - cogeração a GN	—
Cal	—	- substituição de forno Azbe por Maerz com biomassa <i>in natura</i> - substituição de forno Azbe por Maerz com biomassa torreficada
Siderurgia	- pré-aquecimento e alimentação contínua - forno com corrente contínua	TGRBF-MDEA
Cimento	—	- aumento do teor de <i>filler</i> em produtos cimentícios - concreto usinado (1) - misturador ao concreto usinado (1) - argamassa industrializada (1)

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Vogellar (2015b; 2015c), Punhagui e Oliveira (2016), Fanti e Souza (2016), Strumpf e Kurimori (2015).
Nota: (1) Medidas da área de construção civil (Apêndice A).

Gráfico 3 – Comparação entre os fatores de emissão para projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo e para inventários entre 2006–2014



Fonte: Elaboração própria (2017) com base nos dados do MCTI (BRASIL, [2015?]).

(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 OC eram 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 foi 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 3, incluindo o fator de perdas na rede elétrica (Gráfico 6) conforme a Equação 20.

Considerando que o FE do GN 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 GN em eletricidade.

Dependendo do combustível utilizado pelas novas termelétricas, o FE do MDL pode aumentar, contudo está sendo utilizado um valor fixo ao longo do período.

2.3.2.2 Fator de emissão da eletricidade para inventários

Este estudo adota os fatores de emissão de inventários para as medidas que não estão relacionadas à geração ou conservação de eletricidade,

mas que a consomem para o processo produtivo da indústria.

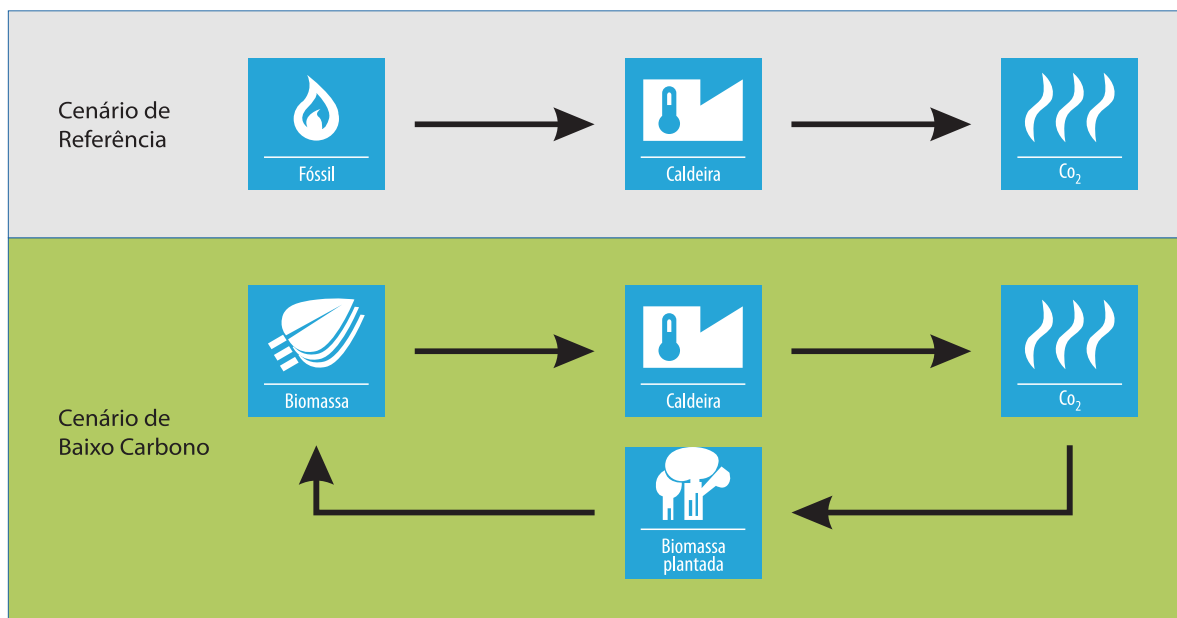
As emissões de cada tecnologia industrial são levantadas por inventário por meio da soma de cada variável que emite CO₂, entre elas, o consumo de energia elétrica. Segundo MCTI (BRASIL, [2015?]), nesse sentido, o FE para inventários deve ser utilizado quando o objetivo for quantificar as emissões da energia elétrica que estão sendo geradas em determinado momento. Ele serve, portanto, para inventários em geral, corporativos ou de outra natureza.

Na MACTool, o cálculo das emissões da eletricidade pelo fator de inventário foi feito separadamente, somado às outras fontes de emissão e introduzido ano a ano na guia de cada tecnologia. O fator adotado para estes casos foi de 0,1355 tCO₂/MWh, correspondente à média de emissão do ano de 2014 MCTI (BRASIL, [2015?]).

2.3.3 Fator de emissão da biomassa

Considera-se para os fins do projeto que as emissões de dióxido de carbono (CO₂) advindas da queima de biomassa cultivada (lenha, bagaço de cana-de-açúcar, carvão vegetal) são equivalentes a zero. Assume-se que o CO₂ 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 (DONG *et al.*, 2006). Portanto, do ponto de vista do ciclo do carbono ocorre um equilíbrio e as emissões líquidas são neutras, como exemplifica a Figura 5.

Figura 5 – Emissão neutra por uso de biomassa



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em DONG *et al.* (2006).

Neste estudo, foram utilizados os seguintes tipos de biomassa: (i) lenha de reflorestamento para as tecnologias dos fornos Maerz no setor de cal e para substituição de fósseis no setor químico; (ii) etanol⁶ para a produção de bioeteno; (iii) *pellets* de madeira; e (iv) combustível derivado de resíduos (CDR) na substituição de coque de petróleo na indústria de cimento. Para todos estes casos aplicou-se o FE igual a zero.

2.4 FONTE DAS EMISSÕES DE CO₂: PROCESSO E ENERGIA

As emissões de CO₂ e demais GEE foram separadas, neste estudo, segundo sua origem dentro de cada setor. O estudo considerou as emissões de GEE que são oriundas de processos industriais, que incluem o consumo de energia pela indústria.

2.4.1 Emissões de processo

Quando falamos em processo, nos referimos aos GEE liberados na manufatura do produto, ou seja, por reações químicas da matéria-prima para a obtenção do produto final. O CO₂ liberado na calcinação da cal (CaO) e o óxido nitroso (N₂O) liberado por reagentes na indústria química são exemplos de emissões de processo. As tecnologias de mitigação de emissões desta origem envolvem métodos como o CCS ou a substituição do material por substâncias que liberem menos GEE nas reações químicas inerentes aos processos.

De fato, das três origens, a emissão de processo apresenta-se como a mais desafiadora do ponto de vista da mitigação por medidas no CBC pois, de um modo geral, trata-se de algo intrínseco à composição química dos reagentes. Desta forma, a mitigação destas emissões depende de tecnologias que substituam ou racionalizem o uso dos insumos intensivos em emissões de GEE.

6. Ressalta-se que, no caso do bioeteno, o etanol é utilizado como matéria-prima e não como energético.

Carbon Capture and Storage

Embora seja uma tecnologia de alto custo e ainda incipiente, o CCS foi considerado como uma das opções de mitigação de emissões de CO₂ de origem fóssil para o setor da indústria de cal em um horizonte futuro.

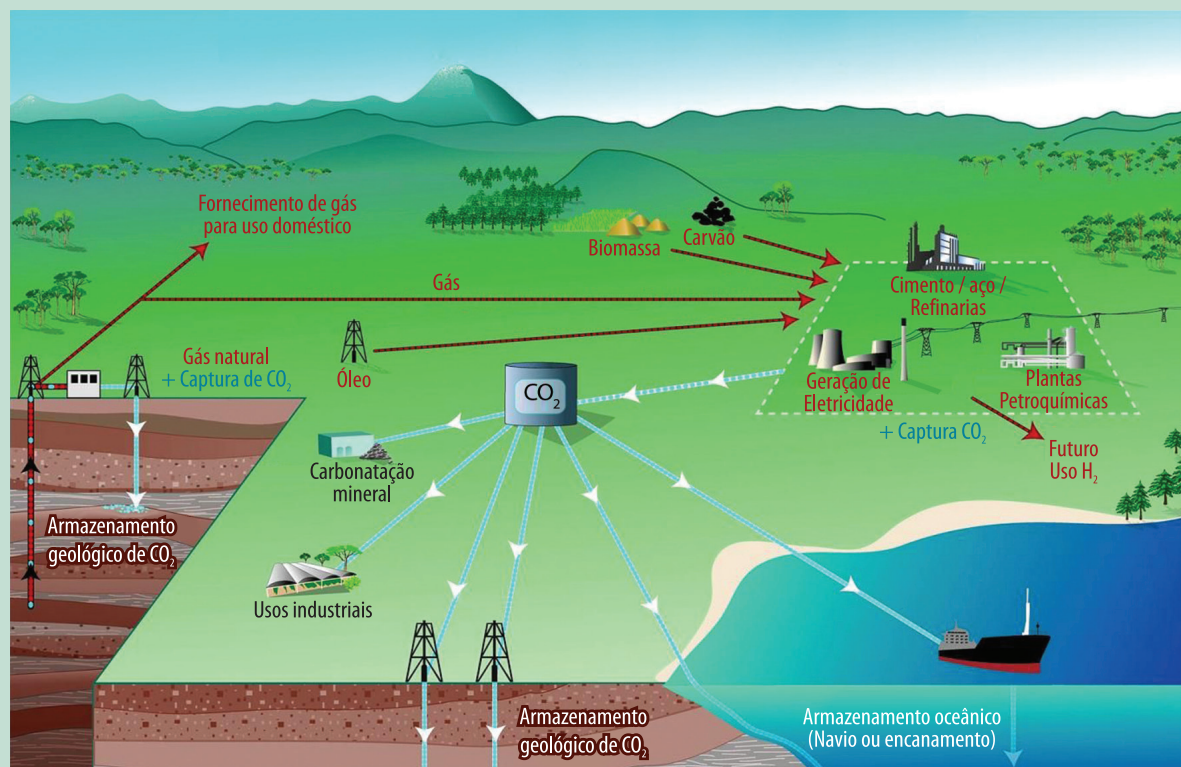
Sobre esta tecnologia, em 2005 foi elaborado o *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage* (SRCCS) (IPCC, 2005) tratando sobre aplicações, conceitos, possibilidades, custos e implicações. O documento foi elaborado pelo grupo de Trabalho III em resposta a um convite da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (do inglês *United Nation Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC), em sua sétima

Conferência das Partes (COP 7) em 2001 em Marraquexe, no Marrocos.

Segundo este relatório, a captura e armazenamento de CO₂ (CCS) é um processo que consiste na separação do CO₂ da atmosfera ou de uma fonte de emissão, transporte para um local de armazenamento e isolamento de longo prazo. A tecnologia deve ser considerada como uma opção na carteira de mitigação e ações para a estabilização da concentração dos GEE na atmosfera (IPCC, 2005).

O CO₂ capturado é comprimido e transportado para o armazenamento em formações geológicas, no oceano ou para uso em processos industriais, como apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Diagrama esquemático de um sistema de captura e armazenamento de carbono: possíveis fontes e opções de armazenamento

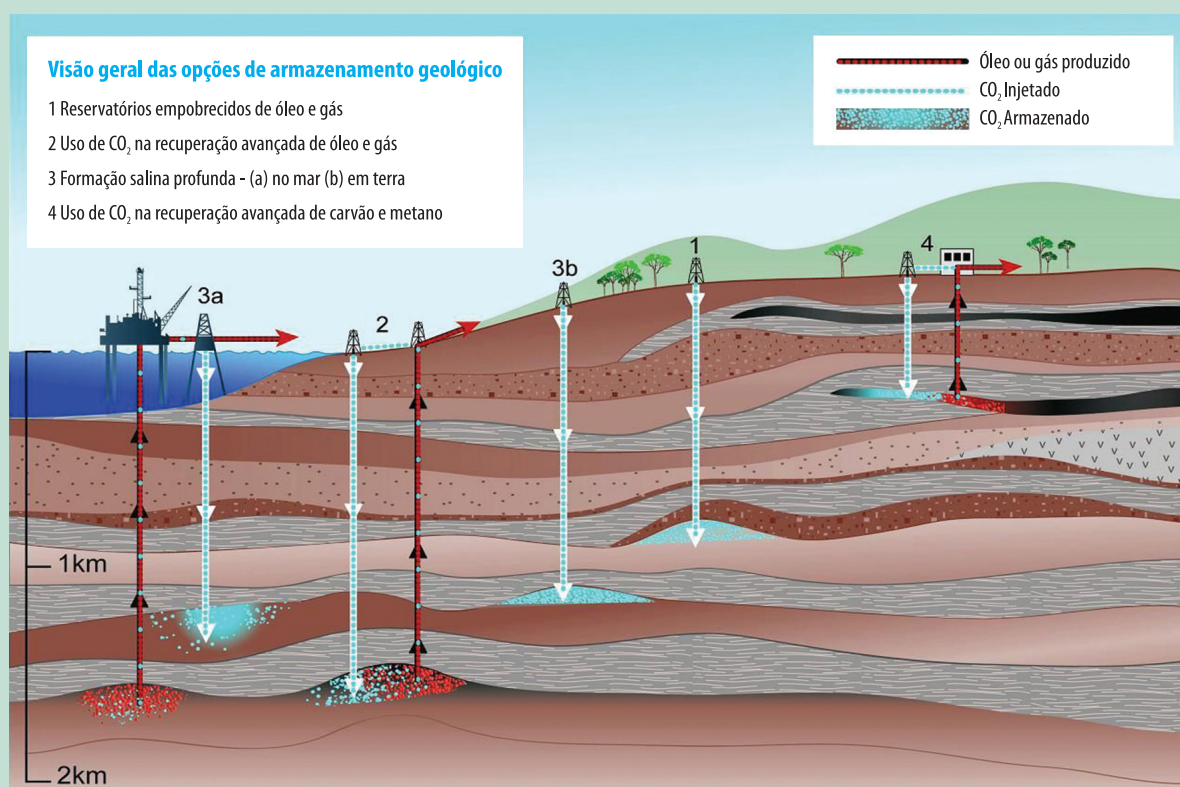


Fonte: IPCC (2005).

O CO₂ pode ser armazenado em reservas de petróleo e gás, reservas de carvão e formações salinas profundas, assim como também pode ser armazenado em oceanos, por liberação direta em coluna de água ou sob o fundo, e armazenado por fixação industrial em carbonatos inorgânicos (IPCC, 2005).

O armazenamento de CO₂ em formações geológicas (Figura 7) utiliza muitas das mesmas tecnologias que foram desenvolvidas pela indústria de petróleo e gás.

Figura 7 – Captura e armazenamento de carbono: formações geológicas



Fonte: IPCC (2005).

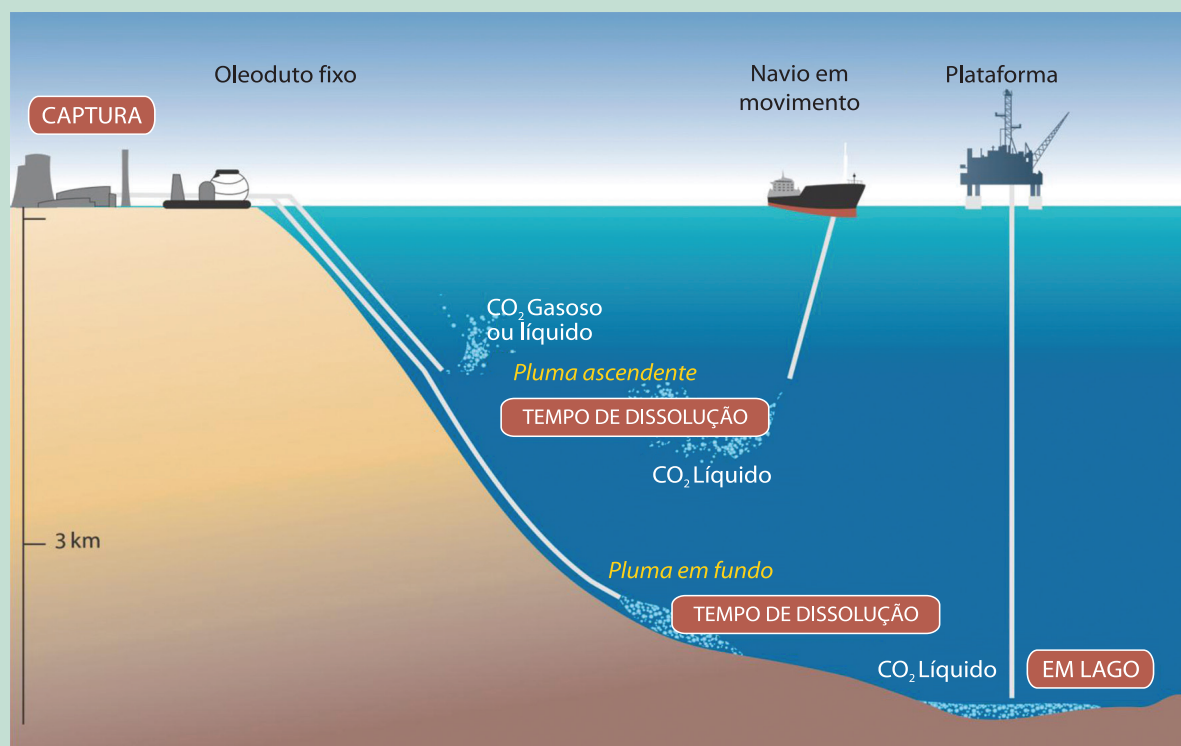
O armazenamento de CO₂ nos oceanos (Figura 8), pode ser feito de duas maneiras: por injeção e por dissolução de CO₂ na coluna de água (tipicamente abaixo de 1.000 metros) por meio de uma tubagem fixa ou de um navio em movimento, ou ainda, pode ser depositado através de um gasoduto fixo ou uma plataforma *offshore* para o fundo do oceano em profundidades abaixo de 3.000 m, condição em que o CO₂ é mais denso do que a água, esperando-se dessa forma, a formação de um lago submerso, retardando a dissolução do CO₂.

A essa tecnologia estão associados fenômenos físicos e químicos como o aumento da acidez e a reação de CO₂ com óxidos metálicos, produzindo carbonatos estáveis.

Em relação ao uso industrial de CO₂ capturado como um gás ou um líquido é possível, mas não espera-se significativas contribuições para a redução de CO₂ por este meio.

Atualmente, o custo do CCS é mais elevado do que várias formas de tecnologias de energias renováveis, mas tecnicamente a tecnologia tem um grande potencial de redução direta de emissões a partir de fontes de combustíveis fósseis e pode, por conseguinte, desempenhar um papel importante no cumprimento de metas de mudanças climáticas (GLOBAL CCS INSTITUTE, IRLAM, L., SENIOR ADVISER POLICY & ECONOMICS, 2015).

Figura 8 – Captura e armazenamento de carbono: oceanos



Fonte: IPCC (2005).

2.4.2 Emissões de energia

No caso das emissões pelo consumo de energia, o CO₂ é liberado pela queima de combustíveis para liberação da energia térmica necessária às atividades industriais. Também se emite GEE na geração de energia elétrica, seja por usinas termelétricas (queima de combustíveis fósseis como GN ou carvão), ou por hidroelétricas (decomposição de cobertura vegetal inundada e outras fontes indiretas). Tais emissões podem ser mitigadas pela introdução de fontes renováveis como a biomassa ou mesmo resíduos urbanos, ou então pela utilização de tecnologias que aumentem a eficiência energética (térmica ou elétrica), reduzindo deste modo o consumo de combustíveis, eletricidade e, consequentemente, a emissão de carbono.

O aumento da eficiência energética, em especial, é um atrativo para as indústrias, pois pode representar, além de redução de emissões de GEE, um ganho econômico pela redução de custos com consumo de combustível ou eletricidade.

2.5 CURRENCY (MOEDA ADOTADA COMO REFERÊNCIA NO ESTUDO)

A moeda empregada neste estudo foi o dólar. A taxa de câmbio entre o dólar e o real adotados pelo projeto foi um valor médio extraído do Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2014), que apresenta a média de venda da moeda americana.

Para os anos anteriores a 2013, foi adotada a taxa respectiva a cada ano da mesma tabela. Estes valores históricos foram considerados para a análise de preços históricos e para a projeção dos cenários de custo. Quando os preços

se encontravam em reais, a exemplo do preço histórico da lenha, os valores históricos da taxa de câmbio foram aplicados para realizar a conversão para o dólar.

Na análise realizada foi considerado o ano base de 2013 (valores de 2013) e foi adotado o valor da taxa de câmbio de 2013, que corresponde a 2,16 R\$/US\$. Este valor foi padronizado para todos os setores nos cálculos que utilizam a conversão entre as moedas.

2.6 ENERGY PRICE SERIES (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*⁷ pode ter um substituto produzido a partir do petróleo. Sendo assim, a série de preços do petróleo é 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*, são utilizados para estimar o preço dos combustíveis no futuro. Apesar da eletricidade também ser um *energy carrier*, optamos por fazer uma análise a parte por conta da estrutura da ferramenta. Portanto, os preços da eletricidade não estão diretamente relacionados⁸ à projeção do preço do petróleo.

7. Fonte de energia.

8. No caso das medidas de geração/conservação de eletricidade, o preço do GN compõe o custo de energia para geração elétrica e está, portanto, indiretamente relacionado ao preço da energia elétrica.

2.6.1 Preço do petróleo Brent

Para projetar o preço do barril do petróleo foi utilizado o *Brent* apresentado em dólar por barril, em vez do preço do Oeste do Texas (*West Texas Intermediate* – WTI), sugerido na MACTool.

De acordo com estudo divulgado pela U.S. Energy Information Administration do U.S. Department of Energy (EIA, 2014c), 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 correlacionados entre os mercados à vista globais. Apesar de o presente estudo enfocar o Estado de São Paulo, acreditamos 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*, atualmente, 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 EIA (2014a). Tais valores foram compilados na Tabela 3.

Os dados do *Brent* foram apresentados na Tabela 3 para os anos 2011, 2012, 2020, 2025 e 2030, realizou-se uma interpolação, para a

Tabela 3 – Projeções do *Brent* para o período de 2011 a 2030

Ano	Preço do Brent (US\$/barril)
2011	113,24
2012	111,65
2020	96,57
2025	108,99
2030	118,99

Fonte: EIA (2014a).

obtenção dos valores ano a ano, conforme descrito genericamente pela Equação 5:

Equação 5 – Cálculo do preço do petróleo Brent (2014–2030)

$$B_t = B_{t-1} + [(B_{tf} - B_{to})/p]$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

t	= ano de interesse	(ano)
B_t	= preço do Brent	(US\$/barril)
B_{tf}	= preço do Brent no ano final	(US\$/barril)
B_{to}	= preço do Brent no ano inicial	(US\$/barril)
p	= período: ano final – ano inicial	(ano)

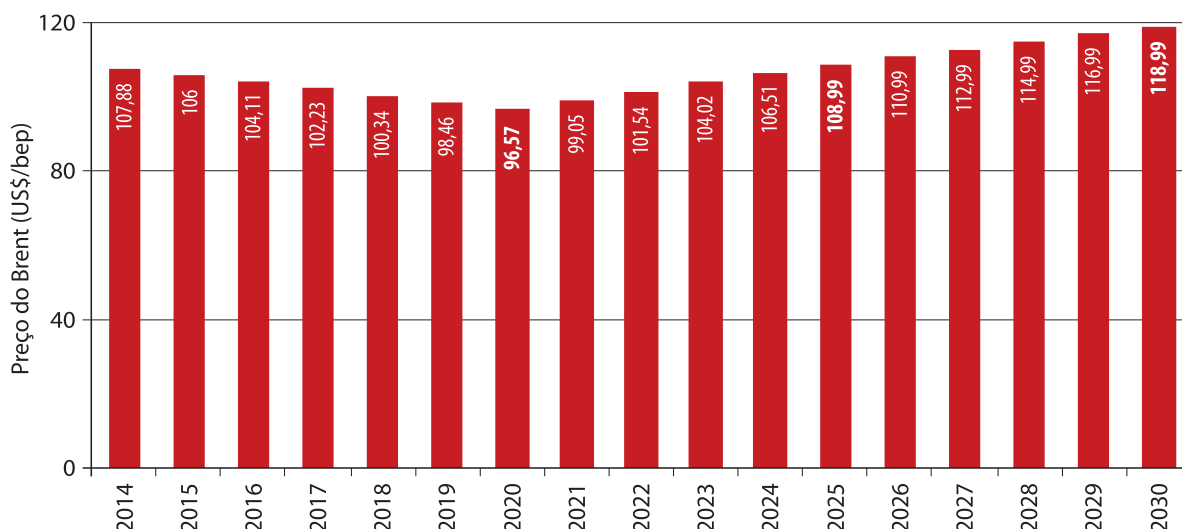
Após aplicar a interpolação para cada trecho (2013–2019, 2021–2024 e 2026–2030), obtiveram-se os valores projetados para o *Brent* (Gráfico 4).

2.6.2 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

Gráfico 4 – Projeção anual do petróleo Brent no período de 2013 a 2030



Fonte: Elaboração própria (2017) com base na Tabela 3 e Equação 5.
Nota: Os anos de 2020, 2025 e 2030 são dados. Os demais são projeções.

de petróleo bruto (US\$/bep⁹) e o preço corrente da energia (US\$/bep ou US\$/tep¹⁰). A maioria dos preços de energia na MACTool estão em (US\$/tep). O índice de correlação foi determinado de acordo com a Equação 6.

A série histórica de preços do Brent (preço do petróleo bruto, em US\$/barril) foi retirada do site do 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 do BEN (EPE, 2014). Os fatores de conversão foram igualmente obtidos do BEN. Logo, foi realizada a conversão, de acordo com a Equação 6.

Alguns combustíveis na MACTool já estão como US\$/bep, portanto, a fórmula para calcular sua relação com o petróleo não envolve o fator de conversão presente na Equação 6,

que representa a equivalência energética entre o tep e o bep.

Equação 6 – Cálculo do fator de equivalência

$$R = \frac{P_e * F}{P_b}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

R (1)	= relação de preço do combustível em função do barril de petróleo	(bep/tep) ou (bep/bep)
P_e	= preço corrente da fonte de energia	(US\$/tep) ou (US\$/bep)
P_b	= preço do Brent	(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.

9. 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.

10. 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.

2.6.2.1 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 estéreo¹¹ (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 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 o BEN (EPE, 2014), a densidade da lenha comercial é de 390 kg/m³ st, 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 (EPE, 2014).

Para a conversão de R\$/m³ st em US\$/tep foi utilizada a Equação 7. Os valores de entrada na MACTool referentes ao preço da energia da lenha são dados em US\$/tep (dólares por tonelada equivalente de petróleo). Uma vez que os dados fornecidos pelo CEPEA/ESALQ (2014)

Equação 7 – Preço da lenha

$$P_f = P * \frac{1}{D} * \frac{1}{F} * \frac{1}{T} * 1000$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

P_f	= preço final da lenha	(US\$/tep)
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)

estão em R\$/m³ st, foi necessário fazer a conversão destes valores.

Pela aplicação das fórmulas foram obtidos os valores apresentados na Tabela 4 para o preço da lenha.

Tabela 4 – 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 (2017) com base em CEPEA/ESALQ (2014, informações não publicadas [arquivo Excel]) e Equação 7.

Os preços da Tabela 4 foram utilizados para calcular o fator de equivalência em relação ao *Brent* de acordo com a Equação 6.

11. 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.

2.6.2.2 Preço da nafta

Os dados primários do preço da nafta foram extraídos da série histórica presente na base de dados QUOTENET (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 8 para converter as unidades.

Equação 8 – Preço da nafta

$$P_f = P * \frac{1}{C} * F$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

P_f	= preço final da nafta	(US\$/bep)
P	= preço original da nafta	(US\$/10 ³ kg)
C	= poder calorífico da nafta	11.320 (kcal/kg)
F	= fator de conversão de kcal para bep	7,03 × 10 ⁶ (kcal/bep)

Os preços em dólar por bep são apresentados na Tabela 5. Estes valores foram utilizados para encontrar o fator de relação entre o preço da nafta e do petróleo.

Tabela 5 – 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 (FINANZEN.NET GMBH, 2016) e Equação 8.

Os preços da Tabela 5 foram utilizados para calcular o fator de equivalência em relação ao *Brent* de acordo com a Equação 6.

2.6.2.3 Preço do coque de petróleo

O coque de petróleo é o combustível utilizado nos setores como o de cal¹², química e cimento. Os dados primários foram retirados do AliceWeb (BRASIL, 2016), uma base de dados com informações do comércio exterior, mediante cadastro gratuito.

12. Excetuando-se o caso de São Paulo, onde se utiliza lenha de reflorestamento (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a).

Os dados estão apresentados como o valor total pago na importação do produto (coque de petróleo, em dólares) e a quantidade total do produto (em quilos) importada em um período selecionado. Foram realizadas médias anuais de 2004 a 2013. A Equação 9 foi utilizada para a conversão da base de dados para dólares por tonelada de petróleo equivalente (US\$/tep).

Equação 9 – Preço do coque de petróleo

$$P_f = \frac{P}{Q} * \frac{1}{C} * F$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

P_f = preço final	(US\$/tep)
P = preço total da importação do coque de petróleo no ano	(US\$)
Q = quantidade total da importação do coque de petróleo no ano	(kg)
C = poder calorífico do coque de petróleo	8.500 (kcal/kg) (EPE, 2014)
F = fator de conversão de kcal para tep	10^7 (kcal/tep) (EPE, 2014)

Os preços finais do coque de petróleo, que foram utilizados para calcular o fator de equivalência, estão presentes na Tabela 6.

Tabela 6 – Médias anuais do preço do coque de petróleo

Ano	Preço
	(US\$/tep)
2004	21,67
2005	34,07
2006	48,33
2007	69,15
2008	106,83
2009	63,14
2010	117,35
2011	166,67
2012	113,86
2013	108,82

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em BRASIL (2016) e Equação 9.

Os preços da Tabela 6 foram utilizados para calcular o fator de equivalência em relação ao *Brent* de acordo com a Equação 6.

2.6.2.4 Preço do gás de refinaria

Os preços do GR foram determinados, segundo a consulta à especialista do setor químico, com base no preço do GN (EPE, 2014) e dos respectivos poderes caloríficos de cada gás. A Equação 10 expressa esta relação.

Equação 10 – Preço do gás de refinaria

$$P_{GR} = P_{GN} * \frac{PC_{GR}}{PC_{GN}}$$

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 7 apresenta os preços do GR obtidos a partir do GN e utilizados para obter o fator de equivalência:

Tabela 7 – Preço anual do gás de refinaria com relação ao preço do gás natural

Ano	Preço do GN	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 (2017) com base em EPE (2014), Tabela 8 e Equação 10.

Os preços da Tabela 7 foram utilizados para calcular o fator de equivalência em relação ao *Brent* de acordo com a Equação 6.

2.6.2.5 Preço dos *pellets*

Os *pellets* de madeira são biocombustíveis compostos por grânulos de madeira prensada a partir de resíduos como serragem ou maravalha. O preço dos *pellets* foi retirado da base de dados AliceWeb (BRASIL, 2016), que apresenta esta informação a partir de 2012. Visando a padronização e a conversão dos dados primários, para a unidade US\$/tep foi realizada utilizando a Equação 11.

Equação 11 – Preço do *pellet* de madeira

$$P_f = \frac{P}{Q} * \frac{1}{C} * F$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

P_f = preço final	(US\$/tep)
P = preço total da importação de <i>pellets</i> no ano em dólares sem frete marítimo	(US\$/FOB)
Q = quantidade total da importação de <i>pellets</i> no ano	(kg)
C = poder calorífico do <i>pellet</i>	16,91 (MJ/kg) (1) (GARCIA; CARASCHI; VENTORIM, 2013)
F = fator de conversão de MJ para tep	$4,868 \times 10^3$ (MJ/tep) (EPE, 2014)

(1) Esta é a média dos valores do poder calorífico inferior (PCI) apresentados pela referência (GARCIA; CARASCHI; VENTORIM, 2013).

A partir da Equação 11, constatou-se que o preço dos *pellets* em 2012 e 2013 foram, respectivamente, US\$ 156,09/tep e US\$ 146,67/tep. Estes preços foram utilizados para calcular o fator de equivalência em relação ao *Brent* de acordo com a Equação 6.

2.6.2.6 Preço do combustível derivado de resíduo

O CDR é o combustível resultante do processamento de resíduos que podem ser de origem urbana (RSU), industrial, agrícola. O preço foi baseado em um desenho de projeto (*Project Design Document Form* – PDD) de MDL que propôs a substituição parcial de combustíveis fósseis por alternativos, dentre eles o CDR, em uma planta de cimento na Arábia, pois quando este estudo foi realizado não foram localizados valores de projetos similares no Brasil (UNFCCC, 2012). O preço equivalente a 400 libras egípcias (EGP) foi convertido conforme a Equação 12.

Equação 12 – Preço do combustível derivado de resíduos

$$P_f = \frac{P}{T} * \frac{F}{C}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

P_f = preço final	(US\$/tep)
P = preço do CDR adotado no projeto de MDL	400 9 (EGP/t) (UNFCCC, 2012)
T = taxa de câmbio do ano de 2012	6,04 (EGP/US\$) (UNFCCC, 2012)
C = poder calorífico do CDR	14,349 (GJ/t) (UNFCCC, 2012)
F = fator de conversão de GJ para tep	41,868 (GJ/tep) (EPE, 2014)

Após a aplicação da fórmula, constatou-se que o preço do CDR em 2013 foi de US\$ 193,23/tep. Este preço foi utilizado para calcular o fator de equivalência em relação ao *Brent* de acordo com a Equação 6.

2.6.2.7 Preço dos outros combustíveis

Os preços dos demais combustíveis foram obtidos do BEN. Os valores para cada ano (no período de 2004 a 2013) estão na Tabela 8.

2.6.2.8 Fator de equivalência dos combustíveis

O fator de equivalência foi calculado anualmente utilizando-se a Equação 6. 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, conforme coluna “Média” da Tabela 9.

Por fim, a MACTool emprega os fatores de equivalência médios de cada combustível obtidos na Tabela 9 e o preço do *Brent*,

conforme a Tabela 3 para projetar os preços dos combustíveis até 2030 de acordo com a Equação 13.

Equação 13 – Preço do combustível em função do *Brent*

$$P_{comb} = P_{Brent,x} * R_{comb}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

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)

Estes preços encontram-se na guia *Time Based Assumptions* e não são utilizados pela ferramenta em nenhum cálculo programado. No entanto, os mesmos serviram como uma base de dados, para que os consultores utili-

Tabela 8 – Preço anual dos combustíveis 2004–2013

Combustível	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	(US\$/bep)									
OC	38,5	52,1	61,5	66,3	78,1	69,4	81,5	87,9	77,7	74,4
Etanol	115,8	158,4	214,9	243,9	258,5	231,4	262,6	334,7	277,8	262,5
GN	28,4	39,4	52,0	65,1	72,2	66,5	74,2	98,7	101,1	98,1

Fonte: Adaptado de EPE (2014).

Tabela 9 – Fatores de equivalência dos combustíveis em relação ao *Brent*

Fator de Equivalência	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Média
	(bep/bep)										
Nafta	sd	1,17	1,08	1,39	0,96	1,08	1,13	1,04	1,01	1,03	1,09
GN	5,22	5,08	5,62	6,32	5,24	7,58	6,56	6,24	6,37	6,36	6,06
Lenha	1,85	1,94	2,07	2,12	1,84	2,81	2,48	1,94	1,69	1,59	2,04
OC	7,08	6,72	6,64	6,44	5,67	7,91	7,20	5,56	4,90	4,82	6,30
GR	4,40	4,28	4,73	5,32	4,41	6,38	5,52	5,25	5,36	5,35	5,10
Coque de petróleo	0,57	0,62	0,74	0,95	1,10	1,02	1,47	1,50	1,02	1,00	1,00
Etanol	21,30	20,43	23,21	23,69	18,76	26,37	23,21	21,17	17,51	17,02	21,27
Pellets de madeira	sd	sd	sd	sd	sd	sd	sd	sd	1,40	1,35	1,37
CDR	sd	sd	sd	sd	sd	sd	sd	sd	sd	1,78	1,78

Fonte: Elaboração Própria (2017) com base nas Tabela 4, 8 e cálculo da MACTool.

Nota: sd = sem dados disponíveis para o período.

zassem como referência padronizada em suas análises.

Para facilitar a manipulação dos dados nas modelagens, optou-se por converter todos os preços para a unidade dólares por gigajoule (US\$/GJ), como se apresenta na Tabela 10.

2.6.3 Valores associados com os fluxos de eletricidade na MACTool

A MACTool apresenta abordagens distintas com relação à valorização econômica dos fluxos de eletricidade. Para projetos específicos de geração ou conservação de energia (*power*), o cálculo é feito com base no custo da tecnologia de geração. Neste caso, optou-se por considerar os custos de uma termelétrica a GN. Este valor foi adotado quando uma tecnologia gera eletricidade que é

comercializada como, por exemplo, a cogeração na indústria química. Já quando a tecnologia evita o consumo de eletricidade, acrescentou-se ao custo da geração por meio da termelétrica uma parcela correspondente à carga tributária. Este tipo de análise foi considerada, por exemplo, para medidas envolvendo motores elétricos e iluminação na indústria química.

A abordagem anteriormente descrita foi adotada no estudo para a manutenção da consistência em relação ao uso do FE adotado em projetos de MDL, que de certa forma, pressupõem a expansão do sistema de geração por meio de termelétricas a GN.

Quando foi necessário determinar a despesa com eletricidade, utilizou-se o preço de compra da energia elétrica pelo consumidor final (indústria). Estes valores foram utilizados

Tabela 10 – Projeção dos preços dos combustíveis 2014–2030

Combustível	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	(US\$/GJ)								
Preço do petróleo Brent	17,63	17,32	17,01	16,71	16,40	16,09	15,78	16,19	16,59
Nafta	19,22	18,88	18,54	18,21	17,87	17,54	17,20	17,64	18,09
GN	15,61	15,34	15,07	14,80	14,52	14,25	13,98	14,34	14,70
Lenha	5,26	5,16	5,07	4,98	4,89	4,80	4,71	4,83	4,95
OC	16,23	15,95	15,67	15,38	15,10	14,81	14,53	14,90	15,28
GR	13,14	12,91	12,68	12,45	12,22	11,99	11,76	12,07	12,37
Coque de petróleo	2,58	2,53	2,49	2,44	2,40	2,35	2,31	2,37	2,43
Etanol	54,81	53,85	52,89	51,93	50,98	50,02	49,06	50,32	51,58
Pellets de madeira	3,53	3,47	3,41	3,34	3,28	3,22	3,16	3,24	3,32
CDR	192,03	188,67	185,32	181,96	178,61	175,25	171,89	176,32	180,74

Combustível	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	(US\$/GJ)								
Preço do petróleo Brent	17,00	17,33	17,81	18,14	18,46	18,79	19,12	19,44	
Nafta	18,53	18,97	19,41	19,77	20,13	20,48	20,84	21,20	
GN	15,06	15,42	15,78	16,06	16,35	16,64	16,93	17,22	
Lenha	5,07	5,19	5,31	5,41	5,51	5,60	5,70	5,80	
OC	15,65	16,03	16,40	16,70	17,00	17,30	17,60	17,90	
GR	12,67	12,97	13,28	13,52	13,76	14,01	14,25	14,49	
Coque de petróleo	2,48	2,54	2,60	2,65	2,70	2,75	2,79	2,84	
Etanol	52,85	54,11	55,37	56,39	57,40	58,42	59,43	60,45	
Pellets de madeira	3,40	3,49	3,57	3,63	3,70	3,76	3,83	3,89	
CDR	185,16	189,58	194,00	197,56	201,12	204,68	208,24	211,80	

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Ferramenta MACTool, Tabela 3 e Tabela 9.

tanto para o CR quanto para o CBC. Já os preços de venda da energia elétrica para as empresas de distribuição foram utilizados para determinar os lucros por se adicionar energia à rede com projetos de cogeração, como foi o caso do estudo.

A outra abordagem utilizada para determinar os preços da eletricidade foi por meio de uma projeção exponencial dos preços da eletricidade a partir dos valores encontrados nos leilões de energia disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), também adicionando uma porcentagem referente aos impostos. Esta abordagem é utilizada para as medidas nas quais o consumo de eletricidade compõe os custos de energia, mas em que a tecnologia de mitigação de CO₂ não está relacionada ao consumo de eletricidade, vide Quadro 2.

2.6.3.1 Premissas adotadas para o cálculo do custo da geração por meio de uma usina termelétrica

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).

2.6.3.1.1 Fluxo de investimento atual por MWh

O investimento em bens de capital (*Capital Expenditure* – CAPEX) atual por MWh foi calculado com base no documento “*Electricity Market Module*” do EIA (2015). Para a composição do custo de investimento, utilizou-se o valor de US\$ 924/kW referente a uma turbina de com-

Equação 14 – Custo de investimento por megawatt-hora

$$CAPEX_{MWh} = \frac{CAPEX * 1000}{8760 * FC}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

CAPEX _{MWh}	= investimento por MWh	(US\$/MWh)
CAPEX	= investimento	924(US\$/kW) (EIA, 2015, p. 97)
1.000	= conversão de kW para MW	(kW/MW)
8.760	= horas em um ano	(h/ano)
FC	= fator de capacidade	42 (%) (SCHLÖMER, 2014)

bustão convencional, sendo este o valor empregado na Equação 14.

Após a aplicação da Equação 14, obteve-se um investimento de US\$ 250/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, como descrito na Equação 15.

Equação 15 – Custo de investimento anualizado por megawatt-hora

$$CAPEX_{Iv} = \frac{CAPEX * FRC * 1.000}{E}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

CAPEX _{Iv}	= investimento anualizado	(US\$/MWh)
CAPEX	= investimento	924 (US\$/kW) (EIA, 2015, p. 97)
FRC	= fator de recuperação de capital (1)	8,88 (%)
1.000	= conversão de kW para MW	(kW/MW)
E	= energia gerada em um ano pela turbina	3.700 (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.

2.6.3.1.2 Investimento anualizado por MWh

O investimento anualizado por MWh foi calculado a partir do valor de US\$ 924/kW, utilizando a Equação 15.

O resultado da Equação 15 foi o investimento anualizado correspondente a US\$ 22,18/MWh. Este valor foi inserido para todos os anos de 2014 a 2030.

2.6.3.1.3 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 16.

Empregando-se a Equação 16 obteve-se o custo de operação e manutenção (*operational expenditure* – OPEX) de US\$ 15,80/MWh, empregado em todos os anos do período de 2014 a 2030.

Equação 16 – Custo de operação e manutenção por megawatt-hora

$$O\&M_{MWh} = O\&M_{var} + \left(\frac{O\&M_{fix} * 1.000 * FC}{8760} \right)$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

$O\&M_{MWh}$	= custo de operação e manutenção total por MWh	(US\$/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	(kW/MW)
FC	= fator de capacidade	42 (%) (SCHLÖMER, 2014)
8.760	= horas em um ano	(h/ano)

Equação 17 – Cálculo dos custos do combustível por megawatt-hora

$$CE_{MWh} = \frac{P_{ano}}{F * E}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

CE_{MWh}	= custo de energia por MWh	(US\$/MWh)
P_{ano}	= preço do gás natural no ano em questão	(US\$/tep)
F	= fator de conversão tep para MWh	11,63 (MWh/tep) (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, 0,5884tCO₂/MWh (com base em BRASIL, [2015?]).

2.6.3.1.4 Custo do combustível fóssil por MWh

O custo de combustível por MWh foi calculado com base nos preços do GN, de acordo com a Equação 17. Os preços do GN foram calculados a partir do preço do petróleo *Brent* e do fator de equivalência, conforme descritos na seção 2.6.2.

Por fim, os valores resultantes da Equação 15 a Equação 17, que foram inseridos ano a ano na MACTool, são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – 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(2016) com base na Equação 15 e na Equação 17.

Nota: Dados estimados.

2.6.3.2 Preços da energia elétrica baseados nos leilões de eletricidade (preço da geração)

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 feita para que o preço médio represente melhor o valor dos grandes produtores de energia, principalmente as hidroelétricas e as termoeletricas.

O período selecionado foi de 2013 a 2020¹³. Em seguida, para se projetar os preços até 2030, foi utilizado um modelo exponencial, calculado de acordo com a Equação 18 com base nos valores dos últimos leilões.

Equação 18 – Regressão exponencial dos preços dos leilões de energia elétrica 2013–2020 ($r^2 = 0,51$).

$$P_a = 32,301 e^{0,0983(a - 2003)}$$

Fonte: Elaboração própria (2017) baseado em ANEEL (2015).

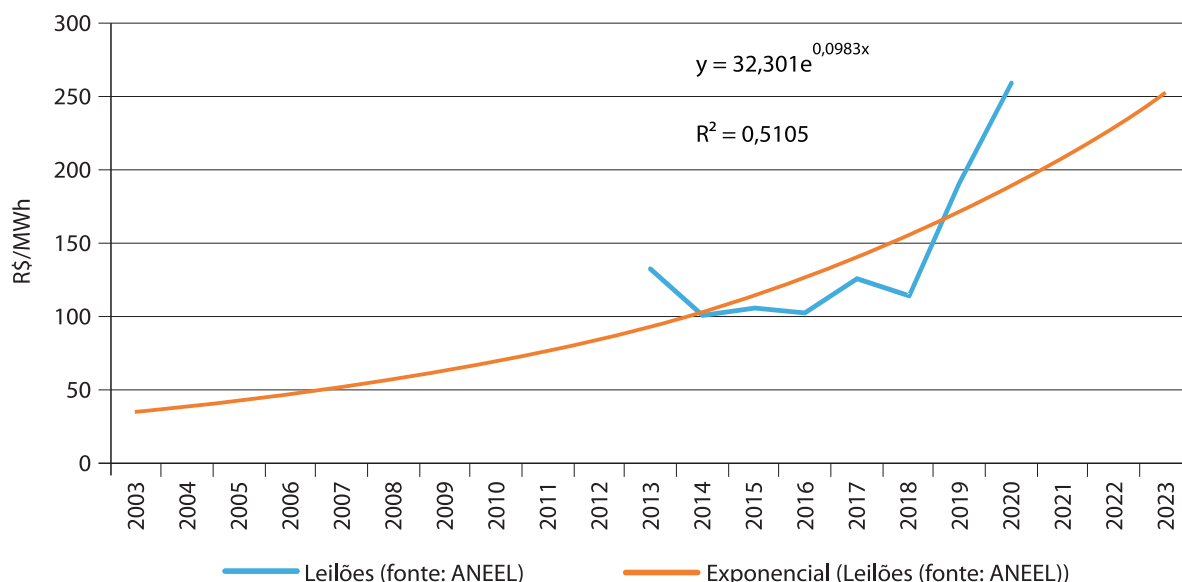
Onde:

P_a = preço da energia elétrica no ano em questão (R\$/MWh)
 a = ano em questão (adimensional)

O Gráfico 5 apresenta a projeção exponencial e os dados dos leilões de energia de 2013–2020 (ANEEL, [2015?]).

13. Para o período de 2016–2020, utilizaram-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 5 – Projeção exponencial dos preços dos leilões de energia



2.6.4 Preços da energia elétrica para o consumidor final

Os preços da energia elétrica para o consumidor final 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.

Quadro 3 – 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 Jaguarí – Companhia Jaguarí 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.

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 3. Tomando os dados da referência classificados como “industrial” de cada concessionária, foi aplicada a Equação 19 que estabelece o cálculo da porcentagem dos impostos sobre o custo de geração da eletricidade.

A Equação 19 foi aplicada para obter os valores mensais para cada concessionária e, em seguida, foi realizada a média dos valores para 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 da eletricidade são apresentados na Tabela 12, que também compara os preços da abordagem dos leilões com a abordagem anterior, da usina a GN.

Equação 19 – Cálculo da porcentagem mensal referente aos impostos da eletricidade.

$$I_e = \frac{R_E - R_D}{R_E - R_D - \text{Pis_Pasep_Cofins} - \text{ICMS}} - 1$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

I_e	= porcentagem de imposto sobre a eletricidade	(%)
R_E	= receita total arrecadada pela concessionária	(R\$)
R_D	= ônus adicionado por determinada indústria exceder a demanda estabelecida	(R\$)
Pis Pasep Cofins e ICMS	= impostos governamentais	(R\$)

Tabela 12 – Projeção dos preços de compra e venda da eletricidade

Ano	Usina a GN		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 (2017).

Nota: Dados estimados.

2.7 ELECTRICITY – NETWORK LOSSES (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 quilowatt-hora (kWh) consumido é em realidade maior do que a emissão média dos geradores, pois de acordo com a Equação 20, a emissão real é dada pela emissão do consumo acrescida da porcentagem perdida na rede ou de outras formas.

Os dados de perda de energia para a Região Sudeste e Centro Oeste foram retirados do Pla-

Equação 20 – Energia elétrica real gerada mediante perdas de eletricidade na rede

$$\text{Energia gerada} = \text{Energia consumida} * (1 + \text{perdas})$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

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	(%)

no Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2023 (BRASIL, 2014). Constam valores apenas para os anos de 2014, 2018 e 2023. Portanto, foi realizada a interpolação linear dos valores de perda para os anos intermediários, a mesma fórmula descrita na Equação 5. Os valores interpolados encontram-se no Gráfico 6, juntamente com os valores retirados do PDE 2023, eles foram adicionados à MACTool.

No presente estudo, nas medidas relacionadas ao consumo de eletricidade, considerou-se as perdas na rede. As medidas

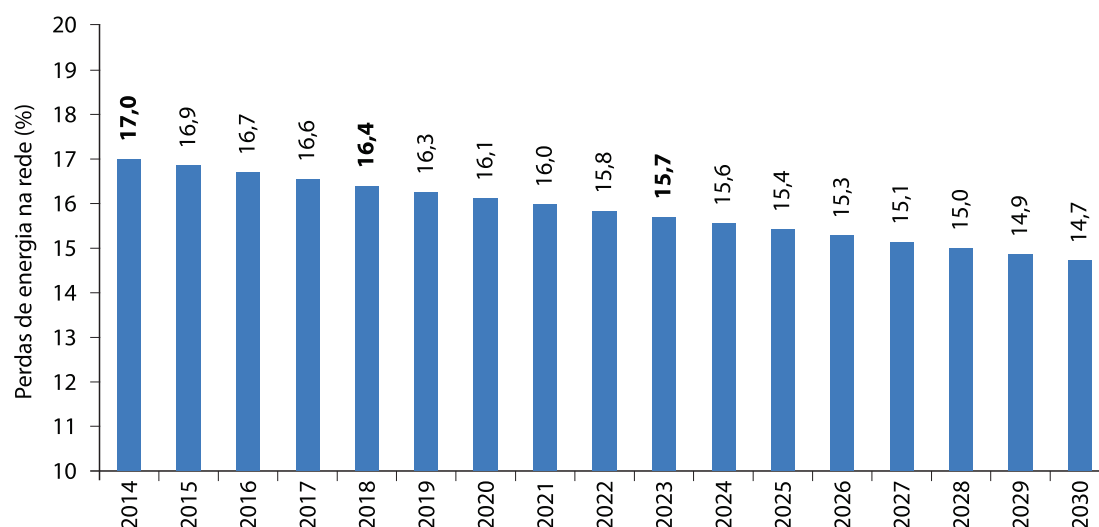
foram: (i) Cogeração a GN; (ii) Iluminação com lâmpadas do tipo diodo emissor de luz (*Light Emitting Diode* – LED); (iii) Motores elétricos; (iv) Fornos com pré aquecimento e alimentação contínua; (v) Forno com corrente contínua; (vi) Forno Maerz com biomassa *in natura*; e (vii) Forno Maerz com biomassa torrificada.

2.8 TAXA DE DESCONTO

A taxa de desconto adotada no projeto para o cálculo do MAC é de 8% ao ano (a.a.). 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 de baixo carbono, que difere no caso do BECP, onde aplicamos a taxa de atratividade específica para cada medida.

Gráfico 6 – Perdas de energia para a região Sudeste de 2014 a 2030



Fonte: Elaboração própria (2017), com base no Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 2014).

Nota: Os anos de 2014, 2018 e 2023 são dados. Os demais são projeções.

2.9 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:

- ▣ 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 incide 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..

2.10 TAXA DE ATRATIVIDADE (BENCHMARK-TIR)

A taxa de atratividade, utilizada no cálculo do BECP, varia por conta das metas de cada investidor com base nos riscos de implantação do projeto e das condições do mercado. Portanto, para cada setor foi identificada uma taxa de atratividade com base em consultas realizadas pelos especialistas junto à indústria, estas são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Taxa de atratividade por setor industrial

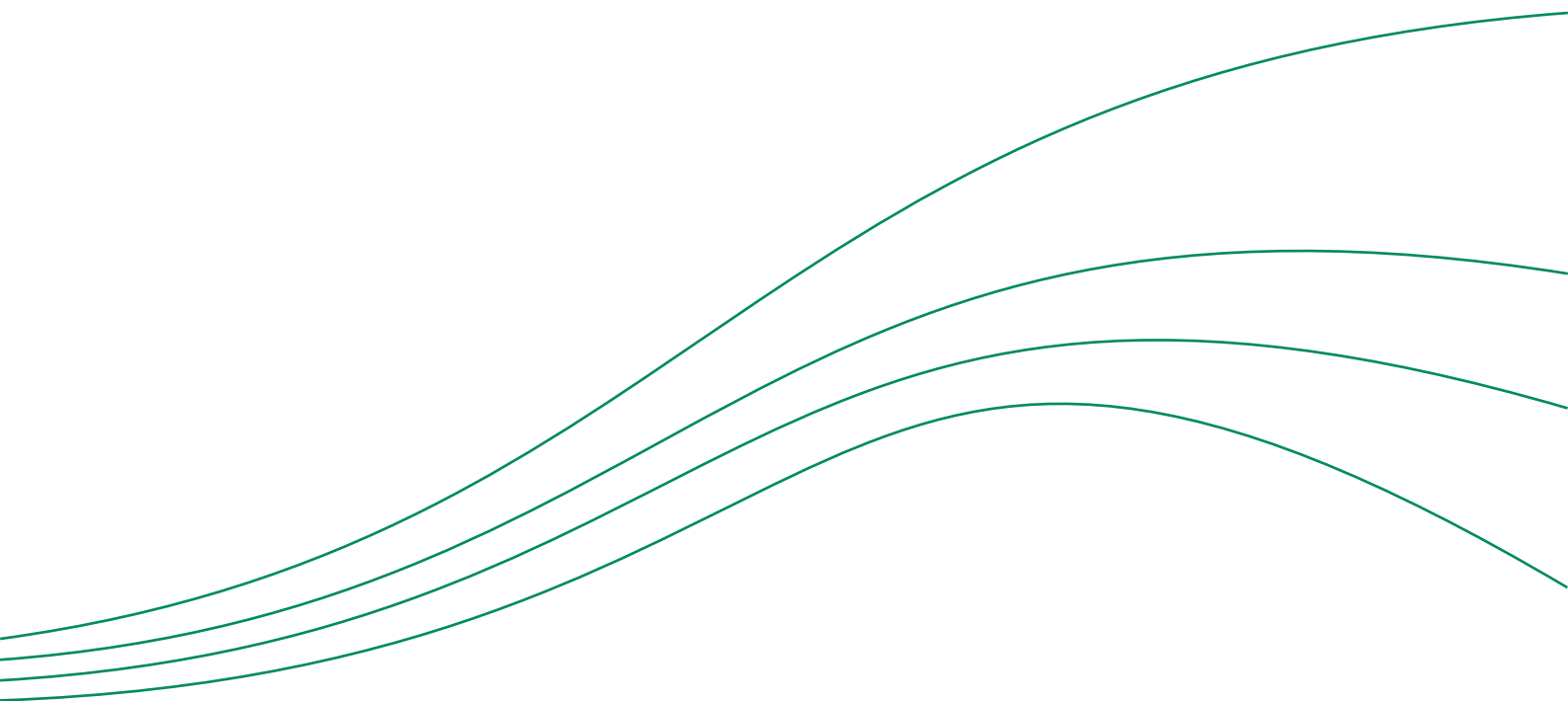
Setor Industrial	Taxa de atratividade
	(%)
Cal	15
Siderurgia	15
Química	18
Cimento	13
Construção civil (1)	22

Fonte: Elaboração própria (2017), baseado em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a; 2017b), Punhagui *et al.* (2017), Fanti *et al.* (2017).

(1) Utilizado para o cálculo do BECP apresentado no Apêndice A.



Cenários e análises específicas por setor



3.1 SETOR DE CAL

Nesta seção, será apresentada a síntese do estudo desenvolvido para o setor de cal no Estado de São Paulo.

3.1.1 Cenários de referência

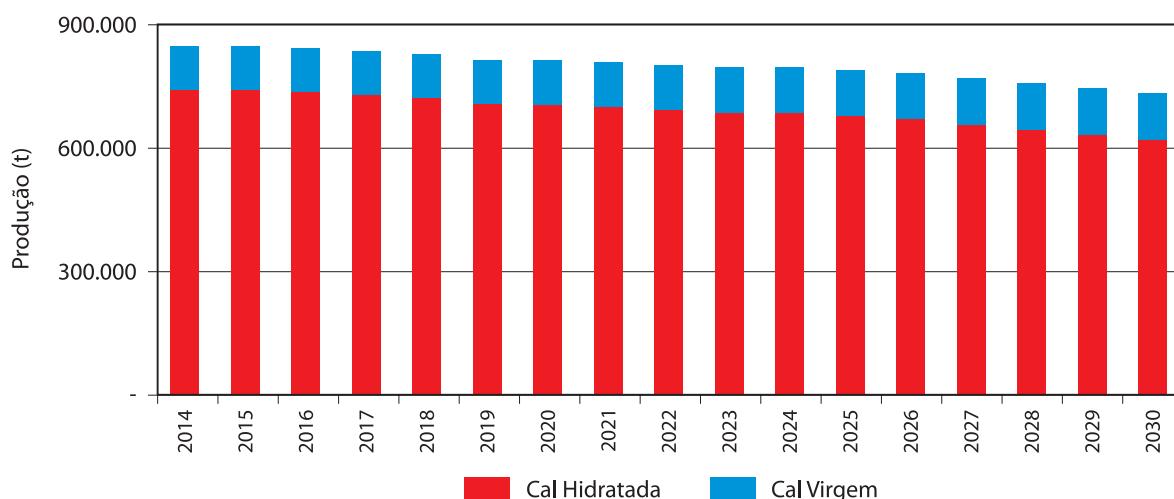
Neste subitem são apresentados o CR de produção física de cal (cal virgem e hidratada), os consumos de energia térmica e elétrica, e as emissões de GEE de processo e de energia.

3.1.1.1 Produção de cal no cenário de referência

Os dados para realizar a projeção foram retirados da série histórica (1990–2013) da Associação Brasileira dos Produtores de Cal (ABPC). As premissas para projetar a produção de cal

até 2030 foram: (a) para a cal virgem (cal industrial), os volumes de produção atual irão se manter, caso novos volumes de cal industrial sejam necessários, serão comprados no mercado, já que esta é uma indústria que depende de escala, e uma nova unidade em escala industrial no estado não disporia de reservas minerais com a qualidade necessária; e (b) com relação à cal hidratada (cal para construção civil), a tendência é que a argamassa preparada em obra seja substituída pela argamassa industrializada (argamassa pronta em saco), além disso, outro fator, que também contribui para a redução no volume de cal hidratada, é a tendência de substituição por produtos químicos denominados incorporadores de ar (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a). O cenário de produção de cal é apresentado no Gráfico 7. Segundo esse cenário, ocorre uma redução anual média de 0,8% no período de 2013 a 2030.

Gráfico 7 – Cenário de produção de cal virgem e hidratada



Fonte: Adaptado de Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

Nota: 2013 é dado, os demais são projeções.

3.1.1.2 Consumo de energia do cenário de referência

O consumo de combustíveis para os fornos de cal e o consumo de eletricidade no CR é apresentado na Tabela 14. Esta estimativa considera que o consumo de energia térmica e elétrica por tonelada de cal são respectivamente 6,28 GJ e 0,12 GJ (32 kWh), excluindo a parcela correspondente à água na cal hidratada.

O Gráfico 8 foi elaborado utilizando os dados da Tabela 14. Observa-se que ocorre uma tendência à redução do consumo de energia e da produção de cal no período. Tal redução é decorrente do decréscimo da produção de cal no estado (Gráfico 7).

3.1.1.3 Emissões de CO₂ do cenário de referência

Para a projeção das emissões de CO₂ por processo, foram utilizados os FE utilizados no inventário da CETESB (2011) e BRASIL (2010) para cada tipo de cal. A cal virgem é composta exclusivamente de cal calcítica, enquanto que a

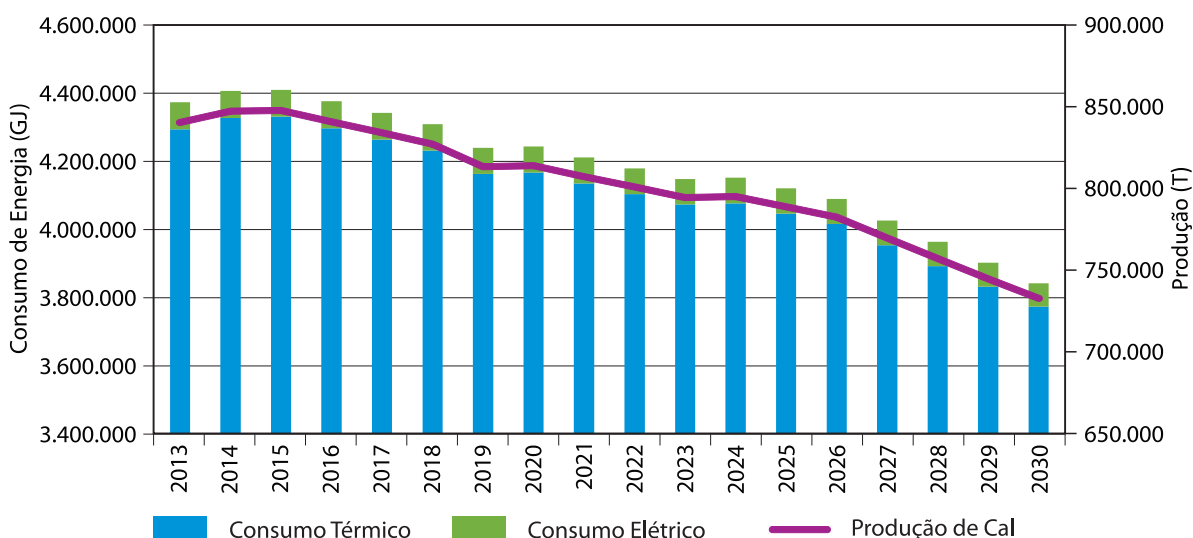
Tabela 14 – Projeção do consumo de energia térmica e elétrica para o setor de cal de 2013 a 2030

Ano	Produção	Consumo de energia térmica	Consumo de energia elétrica
	(t)	(GJ)	(MWh)
2013	840.000	4.292.171	21.870
2014	846.850	4.325.359	22.039
2015	847.355	4.328.530	22.056
2016	840.442	4.295.043	21.885
2017	833.607	4.261.954	21.716
2018	826.852	4.229.261	21.550
2019	812.971	4.161.359	21.204
2020	813.502	4.164.692	21.221
2021	806.979	4.133.170	21.060
2022	800.532	4.102.030	20.901
2023	794.161	4.071.270	20.745
2024	794.713	4.074.738	20.762
2025	788.422	4.044.389	20.608
2026	782.204	4.014.413	20.455
2027	769.347	3.951.629	20.135
2028	756.765	3.890.207	19.822
2029	744.451	3.830.122	19.516
2030	732.401	3.771.348	19.216

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

Nota: Dados estimados.

Gráfico 8 – Projeção do consumo de energia térmica e elétrica para o setor de cal



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

Nota: Dado: 2013. Os demais foram estimados.

cal hidratada é composta pela cal calcítica, cal dolomítica, cal magnesiana e uma porcentagem de água, a qual foi desconsiderada no cálculo das emissões, conforme é apresentado na Tabela 15.

A Tabela 16 apresenta a projeção das emissões para o Estado de São Paulo por tipo de cal pela composição química (calcítica, dolomítica e magnesiana) e por tipo comercial no período de 2014 a 2030.

O Gráfico 9 apresenta as emissões de 2014 a 2030, utilizando dados e produção de cal em

2013 (ABPC, 2014) e dados de produção estimados a partir deste mesmo ano, conforme os valores apresentados na Tabela 16.

Considerando que no processamento de cal são consumidas lenha renovável e eletricidade (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a), para o cálculo das emissões, empregou-se somente o FE da eletricidade, uma vez que a lenha de floresta plantada tem emissão nula, conforme apresentado na Seção 2.3.3 do presente relatório. As emissões relacionadas com o consumo de energia são apresentadas no Gráfico 10.

Observa-se que no Gráfico 9 e no Gráfico 10, há a tendência de diminuição das emissões de CO₂, pois tanto as emissões de processo como de energia estão diretamente relacionados à produção física de cal, que se apresenta decrescente no período. Ou seja, no CR já ocorre uma desmaterialização, ou redução do consumo de cal no estado que leva à redução global nas emissões desse setor.

Tabela 15 – Composição e fatores de emissão da cal

	Fator de emissão	Cal virgem	Cal hidratada
	(tCO ₂ /tcal)		
Calcítica	0,800	100%	16%
Dolomítica	0,903	0%	24%
Magnesiana	0,854	0%	39%
Água	—	0%	21,3%
Fator de emissão médio (tCO ₂ /t _{cal})		0,800	0,675

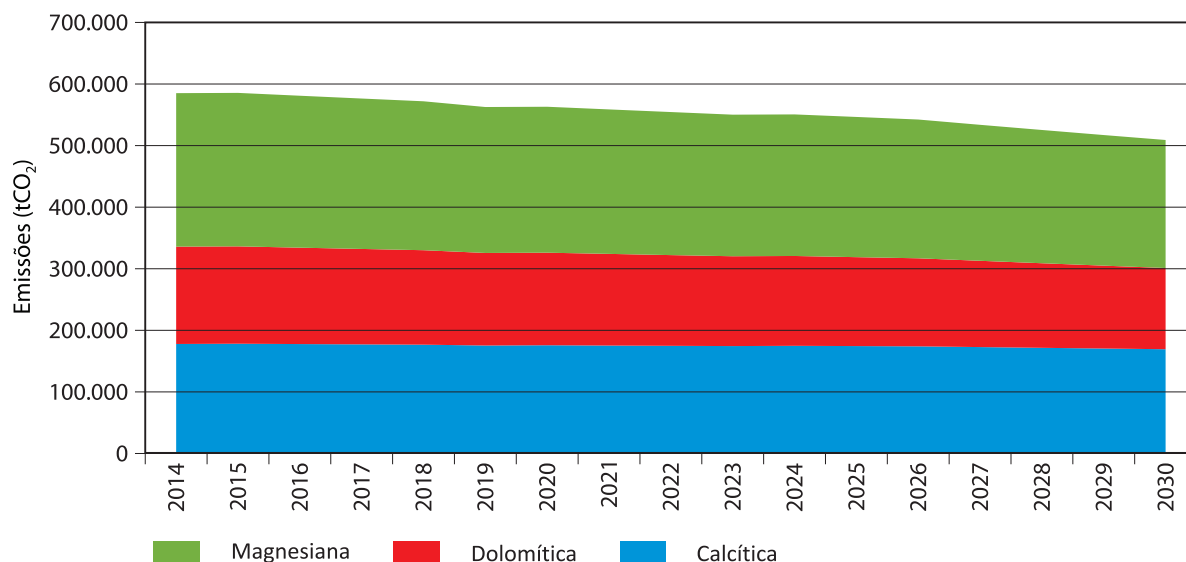
Fonte: Elaboração própria (2017), com base em MCT (BRASIL, 2010).

Tabela 16 – Projeção das emissões de CO₂ de 2014 a 2030 por tipo de cal

Ano	Tipo químico				Tipo comercial		
	Calcítica	Dolomítica	Magnesiana	Total	Cal virgem	Cal hidratada	Total
	(tCO ₂)						
2014	177.077	158.268	249.466	584.810	83.600	501.210	584.810
2015	177.481	158.268	249.466	585.214	84.004	501.210	585.214
2016	176.954	156.685	246.971	580.610	84.412	496.198	580.610
2017	176.441	155.118	244.502	576.061	84.824	491.236	576.061
2018	175.941	153.567	242.057	571.564	85.240	486.324	571.564
2019	174.547	150.496	237.215	562.258	85.661	476.598	562.258
2020	174.972	150.496	237.215	562.683	86.085	476.598	562.683
2021	174.512	148.991	234.843	558.346	86.514	471.832	558.346
2022	174.065	147.501	232.495	554.061	86.947	467.113	554.061
2023	173.631	146.026	230.170	549.827	87.385	462.442	549.827
2024	174.073	146.026	230.170	550.269	87.827	462.442	550.269
2025	173.657	144.566	227.868	546.091	88.273	457.818	546.091
2026	173.254	143.120	225.590	541.963	88.724	453.239	541.963
2027	172.018	140.258	221.078	533.354	89.179	444.175	533.354
2028	170.821	137.452	216.656	524.930	89.639	435.291	524.930
2029	169.662	134.703	212.323	516.689	90.103	426.585	516.689
2030	168.540	132.009	208.077	508.626	90.572	418.054	508.626

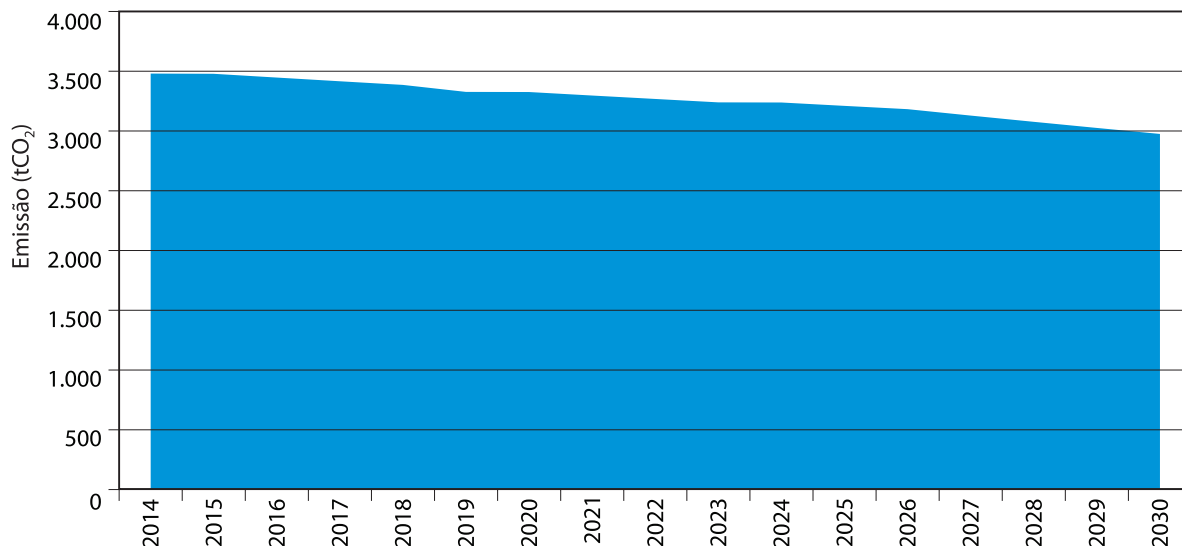
Fonte: Adaptado de Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

Gráfico 9 – Cenário de emissões de CO₂ pelo processo de calcinação



Fonte: Adaptado de Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

Gráfico 10 – Cenário de emissões de CO₂ pelo consumo de energia



Fonte: Adaptado de Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

3.1.2 Cenário de baixo carbono

A partir do cenário apresentado, pode-se constatar que as emissões são decrescentes pela retração do mercado de cal no estado. A substituição de cal na construção por outras tecnologias e o aumento na eficiência no seu uso, sem que

haja redução no consumo de produtos que a utilizam. Ou seja, o setor de cal já apresenta uma redução intrínseca nas emissões pela tendência de mercado.

A introdução de tecnologias de baixo carbono poderia reduzir ainda mais as emissões estimadas até 2030. Contudo, a busca de medidas

que levem a uma aceleração na substituição de cal por outros materiais (incorporadores de ar e argamassa) também poderiam ser consideradas como opções de baixo carbono. Além disso, a paralisação do alto forno da USIMINAS deverá afetar a já limitada produção de cal virgem no estado, pois diminuirá a demanda por esse insumo. As tecnologias, barreiras e emissões no CBC para o setor de cal, que foram consideradas no estudo, são apresentadas a seguir.

3.1.2.1 Tecnologias de mitigação do CO₂ no cenário de baixo carbono

Para o setor de cal é possível considerar tecnologias que reduzem as emissões de processo e tecnologias que reduzem as emissões provenientes do consumo de energia.

Para a redução das emissões referentes ao processo, que representam aproximadamente 99,4% das emissões de CO₂ no CR, foi considerado o processo de CCS (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a). Para a redução das emissões referentes à energia, foram avaliadas as seguintes alternativas tecnológicas que consistem na substituição do forno Azbe pelo forno Maerz alimentado por (a) biomassa *in natura* e (b) biomassa torrificada. Sendo que de um total de 5 fornos a serem substituídos no CBC, 4 serão com biomassa *in natura* e 1 com biomassa torrificada (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a).

É importante deixar claro que, no CR, a biomassa renovável já é o combustível utilizado nos fornos Azbe (para o Estado de São Paulo), portanto, não existe redução das emissões de CO₂ no CBC, pois em ambos os casos o FE é nulo. Entretanto, presume-se que ao se utilizar o forno Maerz, seja com biomassa *in natura* ou com biomassa torrificada, existirá uma eficiência energética que disponibilizaria biomassa para outros fins e setores. Portanto, a redução das emissões de CO₂ no CBC implica em au-

mento de oferta de energia renovável que poderá ser deslocada para outro setor, substituindo o combustível fóssil por biomassa. Isto pode ser visualizado nas cunhas do Gráfico 13. Para fins desta estimativa, o combustível fóssil a ser substituído adotado foi o coque de petróleo. O FE do coque apresentado na Tabela 1, foi utilizado para determinar a emissão evitada pela economia de energia da comparação entre o CR e o CBC. Com a utilização de lenha em um forno mais eficiente, uma quantidade adicional da mesma fica disponível no mercado para a utilização em outras aplicações que geralmente empregariam o coque de petróleo, sendo essa troca uma opção de baixo carbono.

3.1.2.1.1 Captura e armazenamento de carbono

Como tecnologia para reduzir as emissões do processo de produção de cal, foi adotado o CCS. Esta tecnologia envolve a captura, transporte, injeção e contenção do CO₂ em estruturas geológicas. Sistemas de CCS comerciais em larga escala ainda estão sendo desenvolvidos, mas já existem vários projetos piloto que demonstram esta tecnologia. O CCS permite ganhar tempo na transição para tecnologias que emitam menos carbono, aliás, uma técnica similar a Extração de Petróleo Melhorada (*Enhanced Oil Recovery* — EOR) permite usar o gás como fluido para injeção e recuperação de petróleo ou GN em poços próximos à exaustão (APEC, 2012).

Outros benefícios envolvidos na utilização de CCS, são: redução de CO₂ na atmosfera; contribuição no desenvolvimento de uma economia sustentável com possível geração de empregos; possível fluxo de receita secundária com o carbono revertido em uma mercadoria negociável (APEC, 2012). O custo de implantação e o custo de operação e manutenção de um sistema CCS por tonelada de CO₂ evitada foram

avaliados pelos autores em, respectivamente, US\$ 28,80 e US\$ 71,35/tCO₂ (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a).

3.1.2.1.2 Forno Maerz com biomassa in natura

Os fornos mais comuns utilizados pela indústria de cal no Brasil são os fornos Azbe, Maerz, rotativos e de alvenaria (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a). Para a indústria de São Paulo, os fornos Azbe são a tecnologia predominantemente usada, alimentada por madeira gaseificada. O forno Maerz, que é o forno vertical de fluxo paralelo regenerativo, é o mais eficiente energeticamente. Apesar de o forno Azbe ser mais eficiente que os simples fornos de alvenaria, ao se substituir um forno Azbe por um forno Maerz, é possível atingir uma redução do consumo de energia térmica de 39%. Os fornos Maerz podem ser alimentados por diversos tipos de combustível, incluindo a biomassa renovável.

Enquanto um forno tradicional Azbe tem um custo de implantação de US\$ 16 milhões, um forno Maerz custa US\$ 24,3 milhões. O custo de operação de um forno Azbe e o de um forno Maerz possuem uma média entre cal virgem e cal hidratada de US\$ 36/t_{produto} e US\$ 40/t_{produto}, respectivamente.

3.1.2.1.3 Forno Maerz com biomassa torreficada

A torrefação é um pré-tratamento que visa aumentar o teor de carbono na biomassa, aumentando deste modo a quantidade de energia por unidade de massa. As vantagens da biomassa torreficada comparada com a *in natura* são: maior poder calorífico, maior facilidade de moagem, hidrofobia (a água contribui para a degradação biológica da madeira), facilidade de transporte e manuseio, baixa explosividade devido à eliminação de voláteis (DUTTA e LEON, [2015?]).

Para a torrefação, o sistema *Poltorr*, de patente da empresa *Thyssen Krupp*, pode contribuir para uma redução das emissões de CO₂. Trata-se de um forno autógeno que controla a temperatura por meio de troca gasosa entre as duas câmaras da unidade (secagem e torreficação), sendo passível de utilizar não somente biomassa cultivada, como também, por exemplo, resíduos sólidos urbanos. A utilização dessa tecnologia sugere cuidados com a possível emissão de outros poluentes.

O custo de implantação de um forno Maerz com biomassa torreficada é de US\$ 27,3 milhões, cerca de US\$ 3 milhões a mais do que com biomassa in natura, e seu custo de operação e manutenção é de US\$ 41/t_{cal} (média entre cal virgem e hidratada).

3.1.2.2 Barreiras que impedem o desenvolvimento dos cenários de baixo carbono propostos

Os fornos Maerz consomem mais energia elétrica que os fornos Azbe, portanto, a redução ocorre por uma compensação na diminuição do consumo de energia térmica. Todavia, deve-se observar que mudanças na matriz elétrica brasileira podem vir a causar significativas variações no balanço de emissões destas tecnologias. Outro ponto é que, devido aos custos de investimento, os fornos não serão atrativos do ponto de vista econômico sem que haja incentivo governamental (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a).

Outra tecnologia é o CCS, que ainda tem poucas referências nacionais, e de alto custo, cuja implantação não está prevista dentro do horizonte do cenário de referência do projeto, mas mesmo assim foi realizada a modelagem tentativa que incluísse o CCS no cenário de baixa emissão, nos últimos anos do período de análise. Por conta de ainda estar em fase experimental, ocorreram dificuldades consideráveis

no levantamento de custos de implantação e operação do CCS. A maioria dos casos encontrados foram projetos de grande escala de emissões como termelétricas, sendo pouco viável extrapolar os custos para casos de pequena escala de emissões, como é o caso das fábricas de cal. Para assumir a implantação de um sistema de CCS no setor de cal, também foram desconsiderados todos os custos de transporte e armazenamento do carbono, pois tal infraestrutura não deve ser de responsabilidade unicamente do setor (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a).

3.1.2.3 Emissões de CO₂ do cenário de baixo carbono

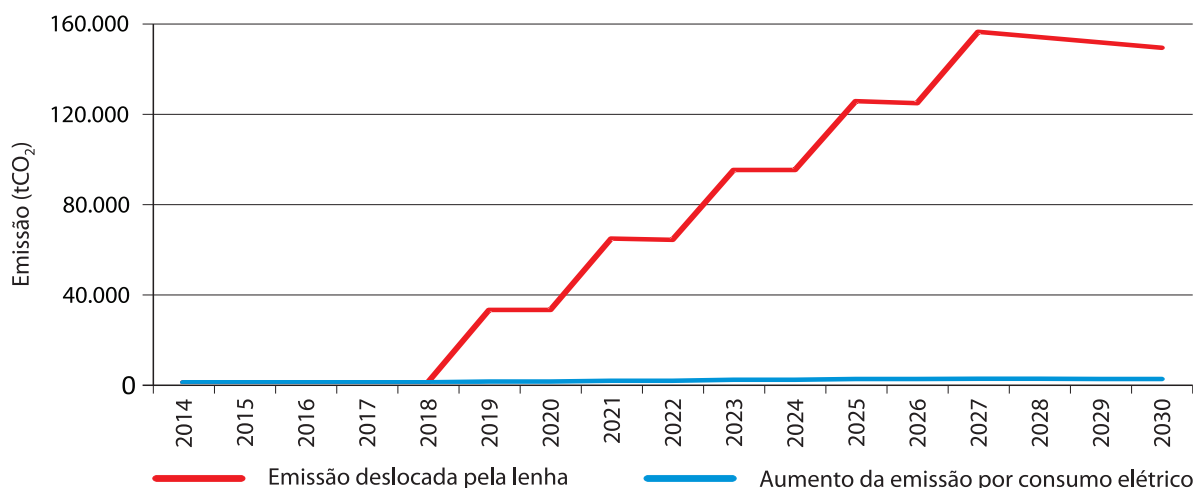
A principal característica presente no CBC é o fato dos fornos Maerz consumirem mais eletricidade do que os fornos Azbe, gerando um aumento das emissões de eletricidade no CBC. Entretanto, tal aumento é ínfimo se comparado à emissão que estaria sendo evitada considerando a economia de energia térmica e o deslocamento de lenha para outros setores que utilizam um combustível fóssil, como por exemplo, a emissão do coque de petróleo abordado no estudo. Estas relações podem ser observadas na Tabela 17 e no Gráfico 11.

Tabela 17 – Comparação entre o cenário de referência e baixo carbono no setor de cal: consumos energéticos e a respectiva emissão

Ano	Consumo de energia elétrica			Consumo de energia térmica		
	CR	CBC	Aumento da emissão por eletricidade no CBC	CR	CBC	Emissão evitada pelo deslocamento da lenha para substituir o coque de petróleo
	(MWh)		(tCO ₂)	(GJ)		(tCO ₂)
2014	22.039	22.039	0	4.325.359	4.325.359	0
2015	22.056	22.056	0	4.328.530	4.328.530	0
2016	21.885	21.885	0	4.295.043	4.295.043	0
2017	21.716	21.716	0	4.261.954	4.261.954	0
2018	21.550	23.974	0	4.229.261	4.229.261	0
2019	21.204	23.589	376	4.161.359	3.839.547	32.125
2020	21.221	25.995	376	4.164.692	3.842.623	32.151
2021	21.060	25.799	745	4.133.170	3.493.906	63.814
2022	20.901	27.956	738	4.102.030	3.467.583	63.334
2023	20.745	27.746	1.098	4.071.270	3.126.735	94.288
2024	20.762	30.105	1.097	4.074.738	3.129.399	94.368
2025	20.608	29.881	1.450	4.044.389	2.793.325	124.887
2026	20.455	30.682	1.438	4.014.413	2.772.621	123.962
2027	20.135	30.203	1.571	3.951.629	2.392.053	155.685
2028	19.822	29.733	1.544	3.890.207	2.354.872	153.265
2029	19.516	29.274	1.519	3.830.122	2.318.501	150.898
2030	19.216	28.825	1.494	3.771.348	2.282.923	148.582

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

Gráfico 11 – Setor de cal: emissões de energia no cenário de baixo carbono, comparação entre a emissão da energia térmica e da energia elétrica



Fonte: Elaboração própria (2017), com base na Tabela 17.

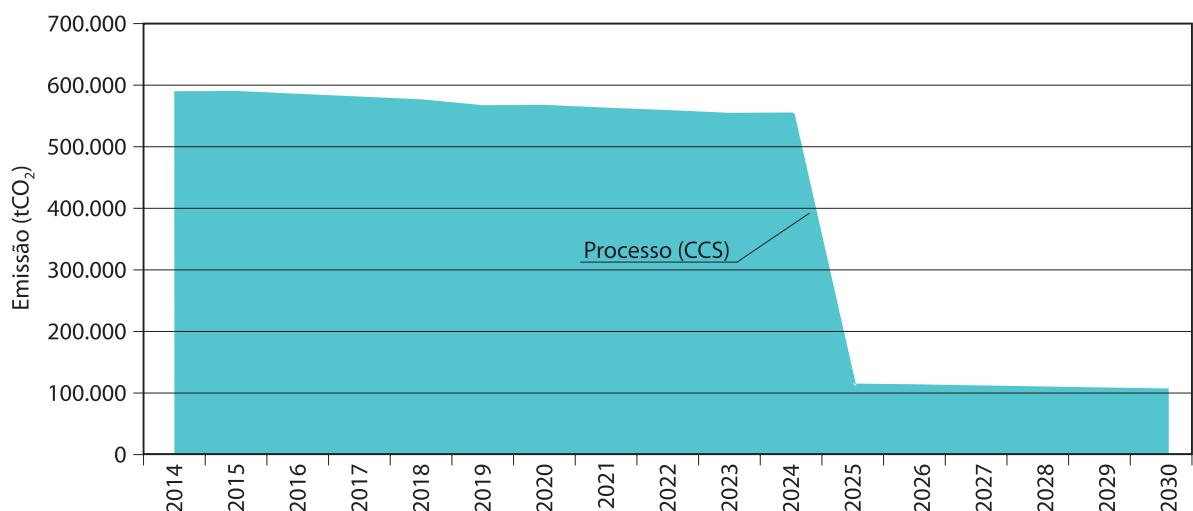
A diferença entre a emissão evitada pelo deslocamento de lenha e a emissão excedente pelo aumento do consumo elétrico resulta no total das emissões evitadas pelos fornos Maerz, com biomassa *in natura* e torrificada, no CBC. No Gráfico 11 é possível observar a comparação.

Conclui-se que o aumento das emissões por consumo de eletricidade é insignificante, visto que a emissão deslocada pela eficiência

térmica dos fornos Maerz é cerca de 99 vezes maior no ano de 2030.

Por sua vez, para o CCS foi considerada uma capacidade de captura de 80% da emissão de processo da produção de cal, o que ocorre nos cinco fornos contemplados no ano de 2025. Conforme apresentado no Gráfico 12, graças à adoção do CCS, ocorre a queda abrupta das emissões de processo, de 550 mil tCO₂ em 2024, para 109 mil tCO₂ em 2025.

Gráfico 12 – Setor de cal: emissões de processo de cal no cenário de baixo carbono



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

3.1.3 Resultados MACTool do setor de cal

As emissões evitadas pelo setor de cal de 2014 a 2030 são apresentadas no Gráfico 13. O MAC e o BECP são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Setor de cal: custo marginal de abatimento e *Break-Even Carbon Price*

Tipo de abordagem da MACTool	Medida/tecnologia	MAC	BECP	Emissões evitadas 2014–2030
		(US\$/tCO ₂)		(MtCO ₂)
Fóssil	Forno Maerz com biomassa torreficada	12	93	0,13
Fóssil	Forno Maerz com biomassa <i>in natura</i>	17	94	1,09
Processo	CCS	29	98	2,54

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

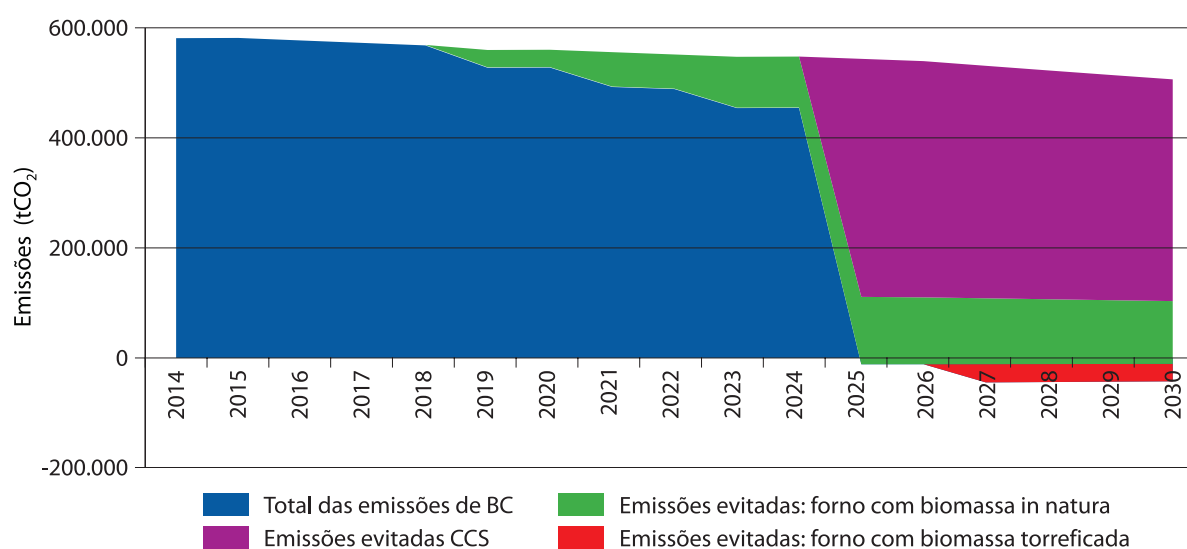
Com a introdução das três medidas de baixo carbono estudadas, é possível gerar uma redução total de 3,76 milhões de tCO₂ no período de 2014 a 2030, dos quais 67,5% corres-

ponde ao CCS. Observa-se que após a introdução do CCS em 2025, a emissão do CBC passa a ser negativa, isto pode ser interpretado como o setor zerando suas emissões e ainda gerando um excedente de mitigação de GEE equivalente a cerca de 195 mil tCO₂ no período de 2025 a 2030. Na prática este potencial pode ser maior ainda se a tecnologia de CCS for utilizada para mitigar não só as emissões de processo, mas também as emissões da produção de energia térmica são liberadas no forno. Sem dúvida, se tais emissões forem provenientes da biomassa renovável esta tecnologia pode levar a emissões negativas.

O resultado da curva MAC indica que a medida mais custosa é o CCS, seguida pela implantação do forno *Maerz* com biomassa *in natura*, ficando esta, pouco acima da biomassa torreficada, com uma diferença de US\$ 5/tCO₂. Todas as medidas apresentaram MAC positivo, na totalidade do período 2014–2030, seria necessário investir US\$ 94,2 milhões para implantar as três medidas de baixo carbono.

O BECP apresenta a mesma ordem de medidas vista no MAC, apesar de que a dife-

Gráfico 13 – Setor de cal: *Wedge Graph*



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a).

rença entre os valores diminui. Isto pode ser explicado pelos CAPEX serem relativamente maiores para as medidas dos fornos do que para o CCS, o que torna estas medidas mais sensíveis ao *benchmark*-TIR. No fim, nenhuma das tecnologias traz o retorno necessário para torná-las atrativas, por isso o BECP apresenta valores positivos.

Ressalta-se que, na prática, o CCS deve ter valores de MAC e BECP maiores do que está sendo apresentado neste estudo, pois somente se avaliou a estrutura de captura de CO₂ nas plantas industriais, excluindo todo o processo de transporte e armazenamento de CO₂. Maiores detalhes das limitações do estudo do CCS podem ser conferidos no relatório específico do setor de cal (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017a).

3.2 SETOR DA SIDERURGIA

Nesta seção, será apresentada a síntese do estudo desenvolvido para o setor siderúrgico no Estado de São Paulo.

3.2.1 Cenários de referência

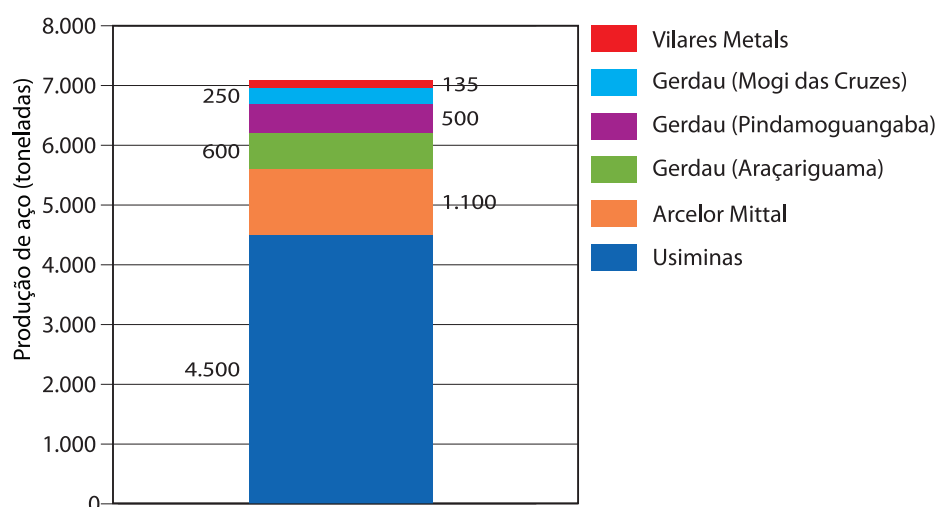
Nos itens subsequentes, será apresentado o CR desenvolvido para o setor siderúrgico no Estado de São Paulo.

3.2.1.1 Produção de aço no cenário de referência

Na indústria do aço em São Paulo, despontam duas rotas de produção: rota integrada e rota semi-integrada. A diferença entre as duas é que a rota integrada envolve a etapa de redução do minério de ferro para produzir ferro-gusa, portanto, neste caso, a emissão expressiva de CO₂ advém de processo, enquanto que na rota semi-integrada, que só apresenta a etapa de refino e transformação mecânica, existe uma maior contribuição da emissão proveniente da energia (consumo de eletricidade) (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b).

No Gráfico 14, apresenta-se a configuração da indústria de aço no Estado de São Paulo no ano de 2013.

Gráfico 14 – Capacidade instalada da indústria siderúrgica do Estado de São Paulo em 2013



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017b).

Para determinar a taxa de crescimento da produção de aço (terceira coluna da Tabela 19), fundamental para gerar os cenários de emissões e custos até 2030, foi estabelecido um cenário em que o setor siderúrgico evolui e aumenta 1,5 em relação ao PIB brasileiro em determinado ano, de acordo com premissa do autor.

A produção total do estado no ano de 2014 foi tomada como base e dividida proporcionalmente para cada planta segundo suas capacidades instaladas (Gráfico 14). A projeção foi feita por planta para facilitar a modelagem dos custos e emissões na ferramenta MACTool, de forma a evitar dupla contagem entre as medidas de redução de emissão. Ressalta-se, todavia, que a discriminação por planta industrial, ou mesmo por rota do aço, é uma estimativa feita com base em capacidade instalada apresentada pelo Instituto Aço Brasil (IABr), os valores não representam a produção real de cada planta em de-

terminado ano (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b).

Uma consideração de grande importância para a projeção da produção de aço foi o aumento da capacidade instalada. Em 2014, existiam 6 usinas em São Paulo, uma para rota integrada (USIMINAS) e cinco para rota semi-integrada. Em 2015, entrou em operação a usina SIMEC em Pindamonhangaba, com 350 mil toneladas por ano. Em 2020, existe um aumento possível de 500 mil toneladas por ano na Usina A de Pindamonhangaba, e também um aumento de 350 mil toneladas por ano para a Usina B (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b). Considerou-se que, no ano em que ocorre um aumento da capacidade instalada de uma usina, a produção desta usina equivale à produção do ano anterior acrescida em 60% do incremento da capacidade instalada. Outra variável considerada foi o chamado “fator de mar-

Tabela 19 – Projeção da produção de aço no Estado de São Paulo

Ano	PIB – projeção	Taxa de crescimento da produção siderúrgica	Produção de usina integrada	Produção de usina semi-integrada	Produção total de aço
	(%)	(%)	(kt/a)	(kt/a)	(kt/a)
2014	—	—	3.048	1.752	4.800
2015	-3,8	-5,70	2.874	1.862	4.736
2016	-3,0	-4,50	2.745	1.858	4.603
2017	1,5	2,25	2.807	1.900	4.706
2018	2,0	3,00	2.891	1.957	4.847
2019	2,0	3,00	2.978	2.015	4.993
2020	2,3	3,45	3.080	2.564	5.644
2021	2,5	3,75	3.196	2.660	5.856
2022	2,5	3,75	3.316	2.760	6.076
2023	2,5	3,75	3.440	2.863	6.303
2024	2,5	3,75	3.569	2.971	6.540
2025	2,5	3,75	3.703	3.082	6.785
2026	2,5	3,75	3.842	3.198	7.039
2027	2,5	3,75	3.986	3.318	7.303
2028	2,5	3,75	4.135	3.429	7.565
2029	2,5	3,75	4.275	3.526	7.801
2030	2,5	3,75	4.275	3.560	7.835

Fonte: Adaptado de Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017b).

Nota: Produção total real de 2013. Os demais anos foram estimados.

cha”, que limita a produção máxima nominal, correspondente a 95% da capacidade instalada.

A Tabela 19 mostra que o crescimento da indústria siderúrgica se estabiliza por volta de 2029, ao se atingir a capacidade instalada da maioria das plantas. Em 2014, a produção da rota integrada foi 74% maior do que a rota semi-integrada, esta relação diminui para 20% no ano de 2030, devido ao aumento da capacidade instalada da rota semi-integrada.

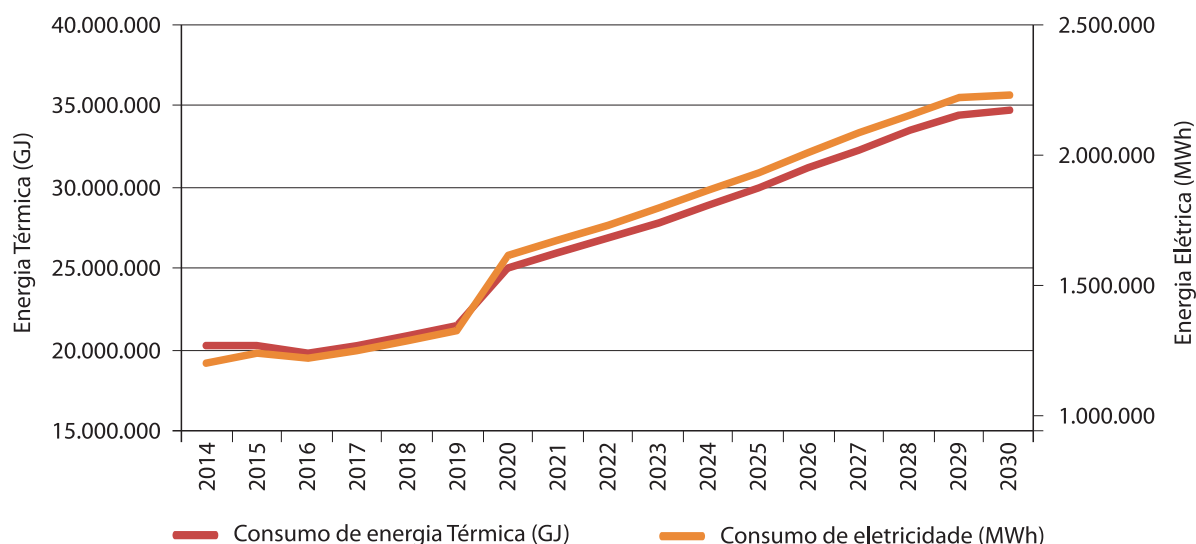
3.2.1.2 Consumo de energia do cenário de referência

Tanto a rota integrada quanto a rota semi-integrada consomem combustíveis e eletricidade em diferentes proporções. Na rota semi-integrada, é maior a participação de eletricidade no saldo total do consumo de energia.

No Gráfico 15, são apresentados os consumos de energia térmica e elétrica, somando as duas rotas do aço. O consumo de energia elétrica na rota integrada e semi-integrada é, respectivamente, 106 kWh/t_{aço} e 500 kWh/t_{aço}. Sobre o consumo de energia térmica, a rota integrada consome por tonelada de aço: 1,73 GJ de GN; 0,47 GJ de gás de coqueria; e 1,15 GJ de gás de alto-forno. Por sua vez, a rota semi-integrada consome GN como combustível primário, em um fator de 5,70 GJ/t_{aço} (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b).

Como a relação entre o consumo de energia e a produção é constante, a evolução do Gráfico 15 acompanha o crescimento da produção de aço, sendo que o “degrau” entre 2019–2020 se deve ao aumento da capacidade instalada previsto para a rota semi-integrada.

Gráfico 15 – Projeção do consumo de energia térmica e elétrica no setor de siderurgia



Fonte: Elaboração própria (2017), com base nos dados de Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017b).

3.2.1.3 Emissões de CO₂ do cenário de referência

As emissões no CR, por tipo de rota e por tipo de emissão, são apresentadas no Gráfico 16 e Tabela 20. Os fatores de emissão de processo para a rota integrada e semi-integrada são respectivamente 1,46 tCO₂e/t _{aço} e 0,08 tCO₂e/t _{aço} (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b).

O Gráfico 16 apresenta a emissão estimada do setor, que é composta por emissões de processo e de consumo de energia, para as duas principais rotas.

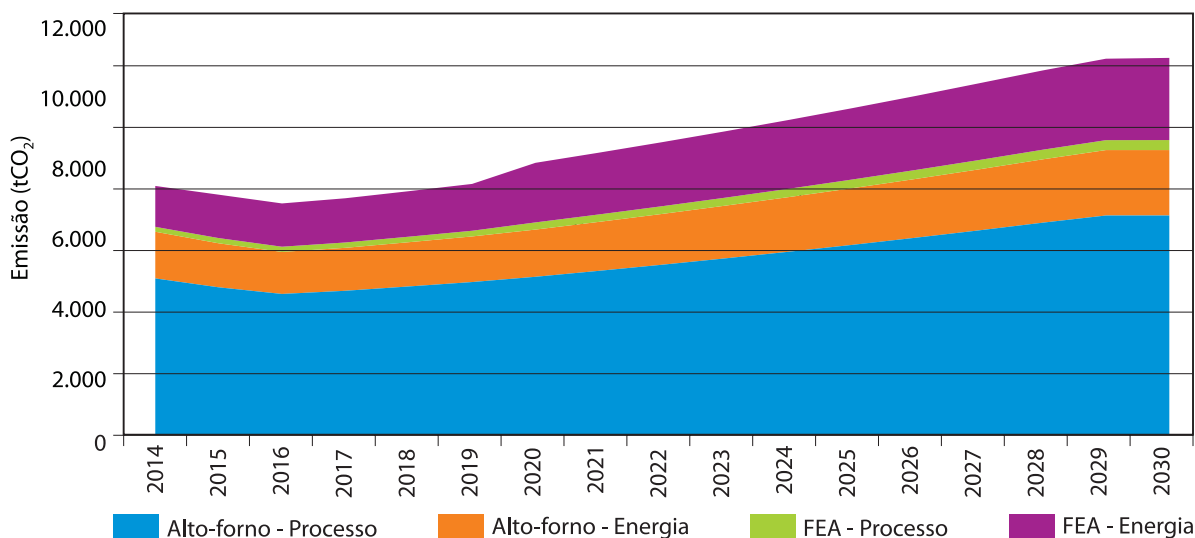
Tabela 20 – Cenário de emissão do setor siderúrgico por rota

Ano	Rota integrada		Rota semi-integrada	
	Emissão de processo	Emissão de energia (1)	Emissão de processo	Emissão de energia (1)
	(GgCO ₂)			
2014	4.450	1.325	140	1.164
2015	4.196	1.250	149	1.236
2016	4.008	1.193	149	1.232
2017	4.098	1.220	152	1.259
2018	4.221	1.257	157	1.296
2019	4.347	1.294	161	1.334
2020	4.497	1.339	205	1.696
2021	4.666	1.389	213	1.759
2022	4.841	1.441	221	1.824
2023	5.022	1.495	229	1.891
2024	5.211	1.551	238	1.961
2025	5.406	1.609	247	2.033
2026	5.609	1.669	256	2.108
2027	5.819	1.732	265	2.185
2028	6.037	1.797	274	2.258
2029	6.242	1.857	282	2.320
2030	6.242	1.857	285	2.341

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017b).

(1) Inclui as perdas de eletricidade na rede de transmissão e distribuição (Gráfico 6).

Gráfico 16 – Emissão da indústria siderúrgica no cenário de referência



3.2.2 Cenário de baixo carbono

As tecnologias, barreiras e emissões no CBC para o setor da siderurgia são apresentadas a seguir.

3.2.2.1 Tecnologias de mitigação do CO₂ no cenário de baixo carbono

No setor de siderurgia, foi considerada uma tecnologia de baixo carbono para mitigar as emissões de processos advindas da rota integrada, a reciclagem de gases de topo do alto-forno a partir de metil-dietanolamina (*Top Gas Recycling Blast Furnace-metildietanolamine* – TGRBF-MDEA), e duas tecnologias para mitigar as emissões do uso de eletricidade, que são o forno de pré-aquecimento (*Sistema Consteel*) e o forno de corrente contínua, relacionadas com a rota semi-integrada. As medidas da rota semi-integrada seguem os pressupostos de FE e custos da eletricidade detalhados nos itens 2.3.2 e 2.6.3 do presente relatório.

Por se tratarem de tecnologias incrementais, o CAPEX no CBC também foi aplicado de forma incremental (planta com tecnologia de baixo carbono menos planta de referência), mas como se supõe que existe um custo a mais devido à adaptação da infraestrutura já existente, multiplicou-se o valor incremental por um fator de implementação determinado pelo especialista setorial para a rota integrada e semi-integrada de, respectivamente, 1,6 e 1,4 (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b).

3.2.2.1.1 *Top Gas Recycling com Methyl Diethanolamine*

Trata-se de uma tecnologia para a rota integrada que consiste em recuperar o gás de topo dos fornos de produção de aço. Deste modo, a tecnologia não apenas reduz a emissão capturando o CO₂ (como o caso do CCS, redução de

Cenário alternativo da rota integrada (Cubatão)

Em novembro de 2015, devido a uma retração forte da demanda de aço no mercado interno, aliado ao fato de que em 2015, conforme estatísticas globais (OECD, 2016), ficou evidente o excesso de oferta mundial de aço. O alto-forno de Cubatão foi desativado, de onde provinha parte massiva das emissões de CO₂ (76,6% de toda a emissão do setor de siderurgia no CR), e passou apenas a trabalhar com a laminação, importando aço de Minas Gerais.

Ao desligar o alto-forno, o FE da rota integrada foi reduzido de 1,89 para 0,27 tCO₂/t_{aço} (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b). Considerando a produção máxima de 4.275 milhões de toneladas de aço mediante a capacidade instalada na usina da Baixada Santista, o desligamento do alto-forno implicaria em uma redução anual de 6,9 milhões de tCO₂. Há alguns indicativos sobre a reativação deste alto-forno, mas se o mesmo permanecer desativado até 2030, estima-se que serão evitadas cerca de 104 milhões de tCO₂ em um período de 15 anos. Isto representa 72% de toda a emissão do setor siderúrgico no CR.

emissão de processo), mas também recupera monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H₂) que podem ser reinjetados, gerando uma economia de combustível (redução de emissão de energia) (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b). O custo de implantação de uma planta com TGRBF-MDEA é de U\$ 1.219/t_{aço}, 188,00 dólares mais cara que uma planta do CR sem esta tecnologia. O custo de operação com a tecnologia TGRBF-MDEA é de U\$ 330/t_{aço}, enquanto que na planta de referência é de U\$ 324/t_{aço}.

3.2.2.1.2 Pré-aquecimento da sucata e alimentação contínua

Para a rota semi-integrada, dois elementos fazem parte de uma mesma tecnologia. O objetivo é substituir um sistema de alimentação de “cestões” por um sistema de alimentação contínua, evitando assim perdas de energia decorrentes das pausas no processo de carregamento dos fornos (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b). O custo de implantação, operação e manutenção de uma planta com esta tecnologia é respectivamente de US\$ 583 e US\$ 362 por tonelada de aço. Em comparação, uma planta semi-integrada de referência tem um custo de implantação de US\$ 576 por tonelada de aço e o mesmo custo de operação e manutenção.

3.2.2.1.3 Forno elétrico com corrente contínua

Outra medida para a rota semi-integrada é a troca do sistema do arco elétrico de corrente alternada para corrente contínua, dessa forma, garante-se uma maior estabilidade do processo, reduzindo a variação na voltagem conhecida como efeito *flicker*, implicando em um menor consumo de energia e uma fusão homogênea ao redor dos eletrodos (FREITAS; VOGELLAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b). O custo de implantação de uma planta com forno de corrente contínua é de US\$ 584 por tonelada de aço, 1 dólar mais caro do que a planta com aquecimento da sucata, e, assim como esta, possui o mesmo custo de operação e manutenção que o CR.

3.2.2.2 Barreiras que impedem o desenvolvimento dos cenários de baixo carbono propostos

As principais barreiras impostas ao CBC são a situação conjuntural e estrutural da indústria

siderúrgica, que passa por uma crise de produção, que teve início, segundo as fontes levantadas pelo autor, com a crise econômica de 2008. Segundo o especialista, as importações diretas e indiretas prejudicam a economia deste setor brasileiro. Ressalta-se que apenas uma forte política governamental de incentivos, linhas de crédito e desonerações pode fazer com que a indústria do aço adote medidas que visem reduzir as emissões de CO₂. Como a produção de aço foi reduzida, a retomada da mesma pode se beneficiar do efeito *leapfrog* (se beneficiar de tecnologias mais avançadas, que tenham sido instaladas em países desenvolvidos), pelo qual as tecnologias instaladas sejam as mais agressivas dentre as tecnologias de baixo carbono disponíveis no mundo (FREITAS; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato, 2017b).

3.2.2.3 Emissões de CO₂ do cenário de baixo carbono

No Gráfico 17 apresentam-se as emissões do CBC do setor de siderurgia (cenário com alto-forno), discriminando processo e energia térmica da energia elétrica na rota semi-integrada.

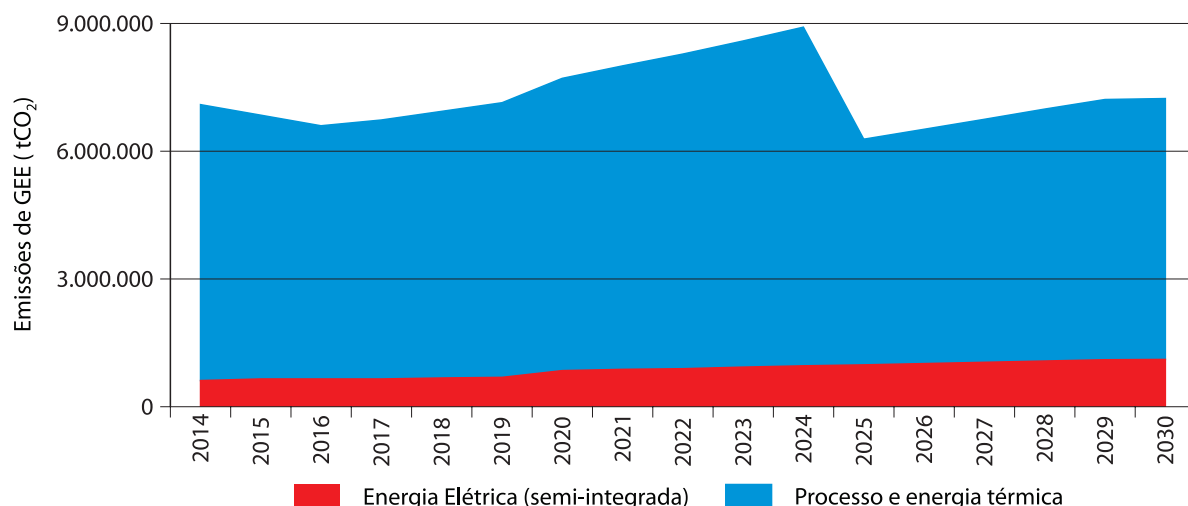
Semelhantemente ao que foi observado no setor de cal a respeito do CCS, existe um degrau nas emissões de CO₂ pela abrupta diminuição causada pelo TGRBF-MDEA. Também se observa que a ordem de grandeza das emissões de eletricidade da rota semi-integrada é consideravelmente menor do que as de processo.

3.2.3 Resultados MACTool do setor de siderurgia

O Gráfico 18 apresenta as emissões evitadas do setor siderúrgico em decorrência do emprego das tecnologias de baixo carbono.

Conclui-se que a contribuição na redução de CO₂ das tecnologias da rota semi-integrada, que são os fornos com pré-aquecimento e

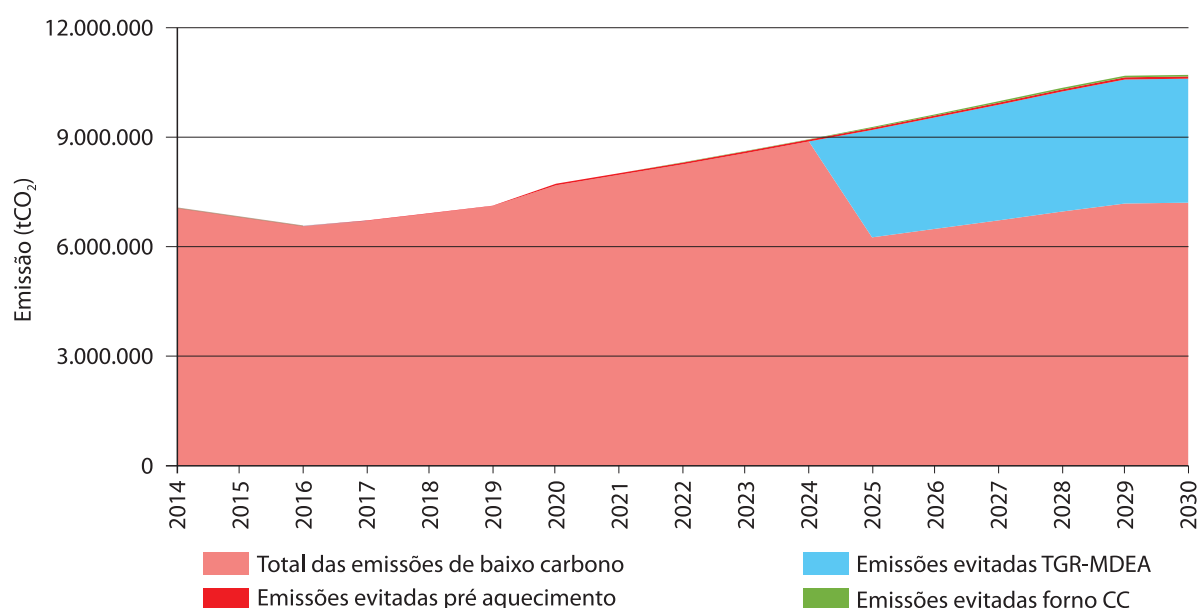
Gráfico 17 – Setor de siderurgia: emissões do cenário de baixo carbono



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017b).

Nota: As emissões de eletricidade da rota integrada não estão sendo incluídas junto com "energia elétrica", pois estas não foram alvo de reduções no CBC.

Gráfico 18 – Setor de siderurgia: Wedge Graph



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017b).

Nota: O Gráfico de Cunhas, ou *Wedge Graph*, foi construído tendo como base nos resultados obtidos a partir de revisão de literatura e da análise dos especialistas do setor, José Milton de Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar.

corrente contínua, é mínima, representando somente 4% (873 mil tCO₂) de 2014–2030. Por outro lado, a tecnologia TGRBF-MDEA na rota integrada, mesmo sendo implantada em 2025, representa 96% (19,2 milhões de tCO₂) das emissões evitadas. Ao total, é possível evi-

tar no setor siderúrgico o equivalente a 13,4% das emissões do CR do período de 2014–2030. Em 2030, às emissões chegariam a 7,2 milhões de tCO₂, apenas 140 mil tCO₂ acima do ano de 2014. Contudo é necessário frisar que o aproveitamento de todo o potencial da tecnologia

TGRBF-MDEA depende da existência de condições para o armazenamento geológico do CO₂ e que o custo para esta etapa não foi considerado pela análise dos especialistas.

A Tabela 21 apresenta os resultados do MAC e BECP das tecnologias de baixo carbono.

Tabela 21 – Setor de siderurgia: custo marginal de abatimento e Break-Even Carbon Price

Setor	Medida/tecnologia	MAC	BECP	Emissões evitadas 2014–2030
		(US\$/tCO ₂)		(MtCO ₂)
<i>Power Conservation</i>	Pré-aquecimento e alimentação contínua	–134	–288	0,61
<i>Power Conservation</i>	Forno de corrente contínua	–102	–229	0,27
<i>Manufacturing</i>	TGRBF-MDEA	16	95	19,27

Fonte: Elaboração própria (2017), com base Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017b).

Nota: A MAC e o BECP foram construídos tendo como base os resultados obtidos a partir de revisão de literatura e da análise dos especialistas do setor, José Milton de Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar.

As tecnologias da rota semi-integrada apresentaram custo de abatimento e BECP substancialmente negativos, o que significa que são interessantes do ponto de vista econômico. Contudo, o potencial de mitigação das mesmas é baixo, de forma que, em termos absolutos, não são lucrativas, resultando em uma economia total de apenas US\$ 110 milhões até 2030.

A tecnologia TGRBF-MDEA, apesar de apresentar custo positivo, é relativamente atraente em comparação ao MAC de tecnologias dos outros setores do estudo, e a quantidade de emissão evitada é alta, como dito anteriormente. Se as três medidas de baixo carbono forem implantadas, o custo final para o setor seria de US\$ 199 milhões até 2030, em relação ao CR.

3.3 SETOR DA QUÍMICA

Nesta seção, será apresentada a síntese do estudo desenvolvido para o setor químico no Estado de São Paulo.

3.3.1 Cenário de referência

O CR de produção química, o consumo de energia associado ao mesmo, bem como as respectivas emissões são apresentados a seguir.

3.3.1.1 Produção química no cenário de referência

Com base na Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI) e na Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP), os consultores do setor químico determinaram dois cenários de crescimento anual de 2013 até 2030: 2,7% e 3,7% (FANTI *et al.*, 2017). A coordenação técnica do projeto decidiu por adotar o crescimento de 3,7% para construir a curva MAC¹⁴. Assumiu-se ainda que a capacidade máxima instalada em 2013 seja atingida por volta de 2025 e a partir deste ano o crescimento estagna-se, como pode ser observado no Gráfico 19.

A Tabela 22 mostra o crescimento total da produção química entre 2014 e 2030 seguindo as premissas condizentes com o fato de que não haverá aumento da capacidade instalada da indústria até 2030 e, portanto, o crescimento irá se estagnar. O crescimento inicia a uma taxa próxima a 3,7% a.a., mas a média do período 2014–2030 é de praticamente 1% a.a., o que está de acordo com as previsões de crescimento da economia brasileira para o ano de 2016.

14. A análise original da parte de energia do setor químico, foi concebida para os dois cenários de crescimento, 2,7% e 3,7% a.a., não limitados à capacidade instalada.

Gráfico 19 – Projeção da produção de produtos químicos no cenário de referência com 3,7% de crescimento (limitado à capacidade instalada)

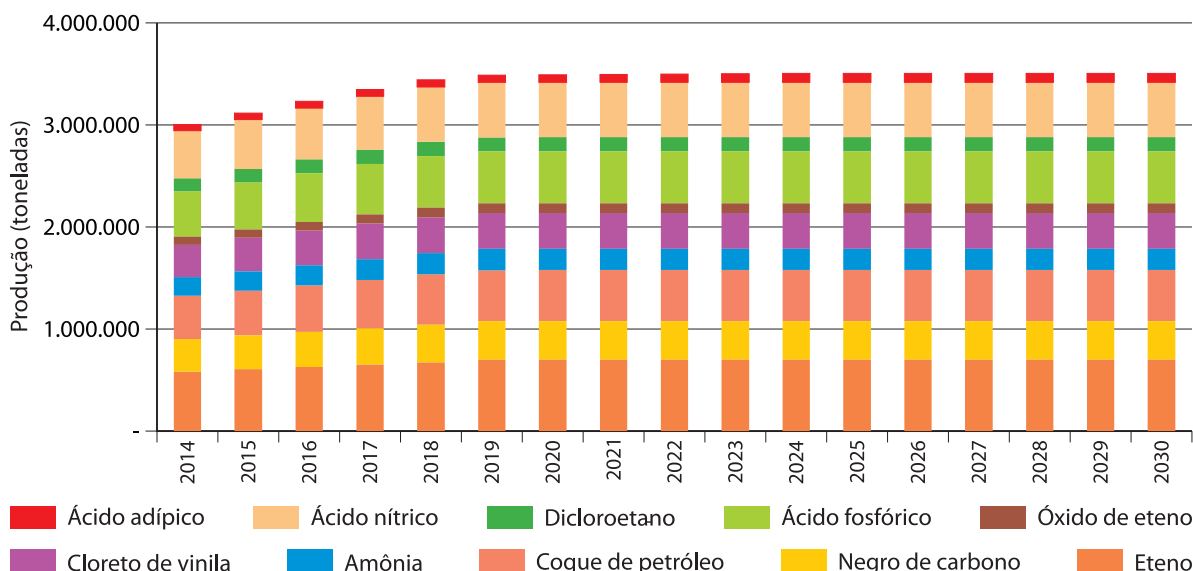


Tabela 22 – Setor químico: taxas anuais de crescimento

Ano	Crescimento da produção química (com relação ao ano anterior)
	(%)
2013	—
2014	3,63
2015	3,63
2016	3,63
2017	3,54
2018	2,84
2019	1,31
2020	0,11
2021	0,08
2022	0,08
2023	0,09
2024	0,09
2025	0,00
2026	0,00
2027	0,00
2028	0,00
2029	0,00
2030	0,00
Crescimento médio (2013–2030)	1,12

Fonte: Elaboração própria (2017), com base nas informações de Fanti *et al.* (2017).

3.3.1.2 Consumo de energia do cenário de referência

Em 2013, o setor químico ocupava o primeiro lugar no consumo de energia elétrica (14%) e o terceiro lugar no consumo de OC (15%), sendo que os setores que ficaram em primeiro e segundo lugares não fazem parte do presente estudo (SÃO PAULO, 2014). O Gráfico 20 apresenta o consumo relativo de eletricidade por setor em 2013.

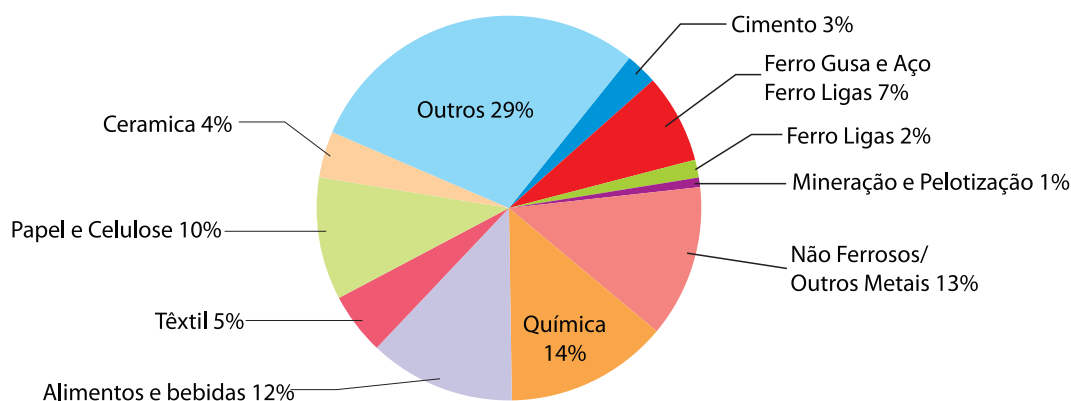
O Gráfico 21 apresenta o consumo relativo de GN por setor em 2013.

O Gráfico 22 apresenta o consumo relativo de OC por setor em 2013.

A partir dos Gráfico 20, Gráfico 21 e Gráfico 22, observa-se a participação significativa da indústria química no consumo dos principais energéticos emissores de GEE. Assim, medidas buscando uma maior eficiência no consumo energético podem levar à mitigação de parte significativa das emissões do setor químico.

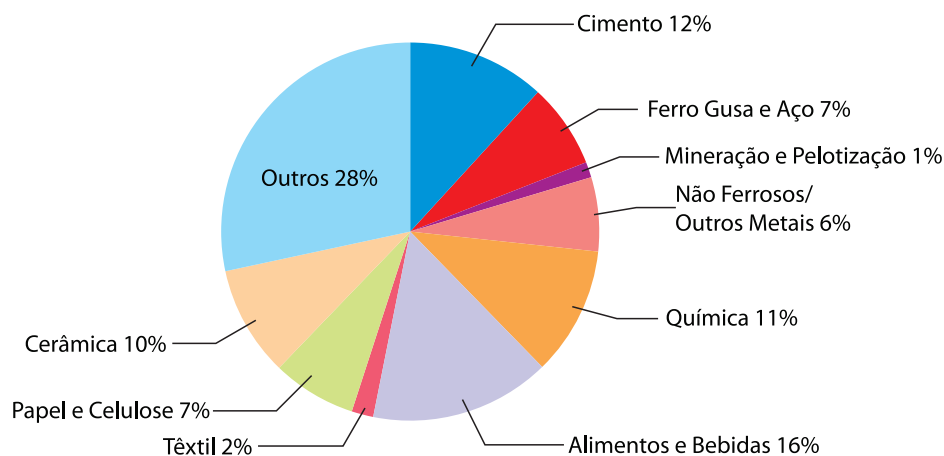
Os valores da Tabela 22, foram aplicados sobre o consumo de energia em 2013, gerando o cenário de consumo apresentado no Gráfico 23.

Gráfico 20 – Consumo relativo de eletricidade por setor em 2013



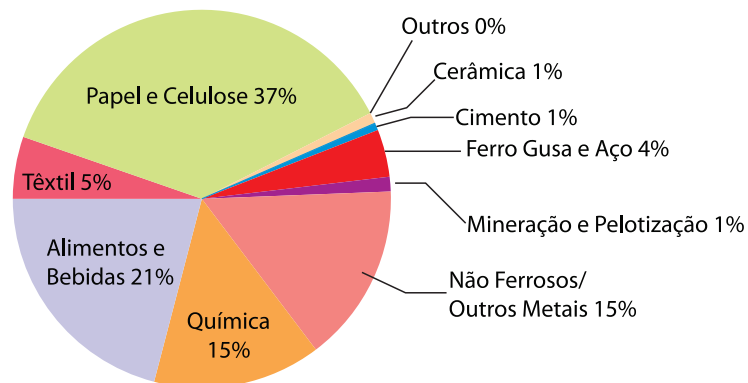
Fonte: Elaboração própria (2017), com base em São Paulo (2014).

Gráfico 21 – Consumo relativo de gás natural e derivados de petróleo por setor em 2013



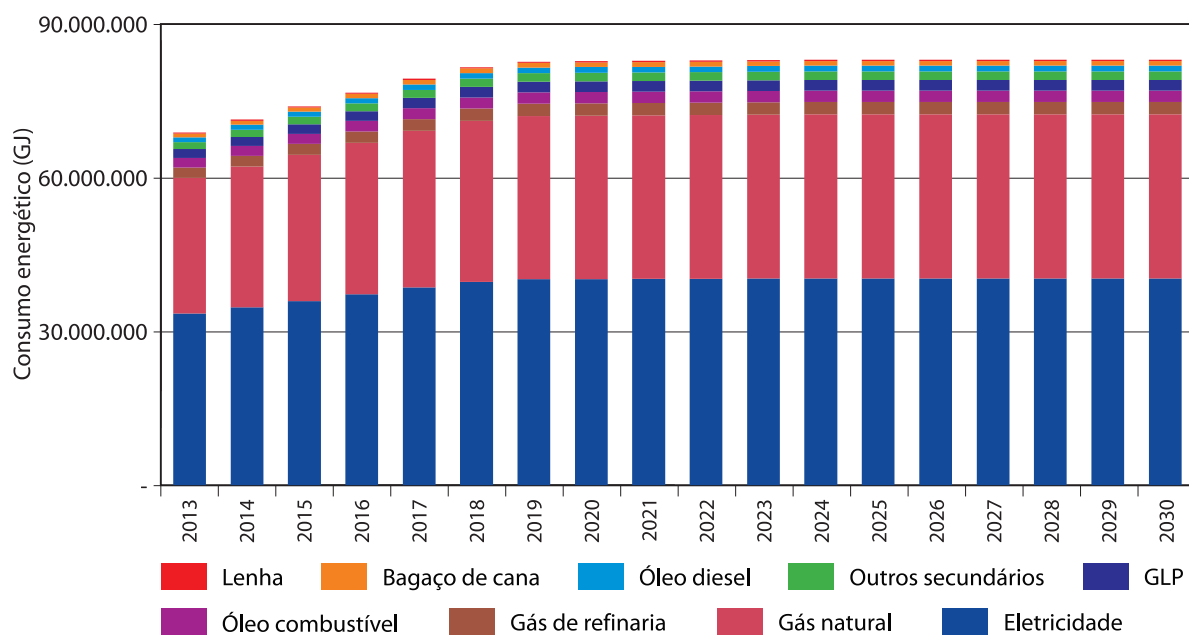
Fonte: Elaboração própria (2017), com base em São Paulo (2014).

Gráfico 22 – Consumo relativo de óleo combustível por setor em 2013



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em São Paulo (2014).

Gráfico 23 – Projeção do consumo energético da indústria química



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti *et al.* (2017).

3.3.1.2.1 Emissões de CO₂ do cenário de referência

Para projetar as emissões de GEE até 2030, foram adotados os FE dispostos pelo IPCC e utilizados no Inventário de emissões antrópicas de gases de efeito estufa diretos e indiretos do Estado de São Paulo (CETESB, 2011), que se apresentam na Tabela 23.

O Gráfico 24 mostra a evolução das emissões de processo, discriminando o óxido nitroso (N₂O) do CO₂, por conta de sua participação nas emissões totais contabilizadas em CO₂e.

Por sua vez, o Gráfico 25 apresenta a evolução das emissões pelo consumo de energia,

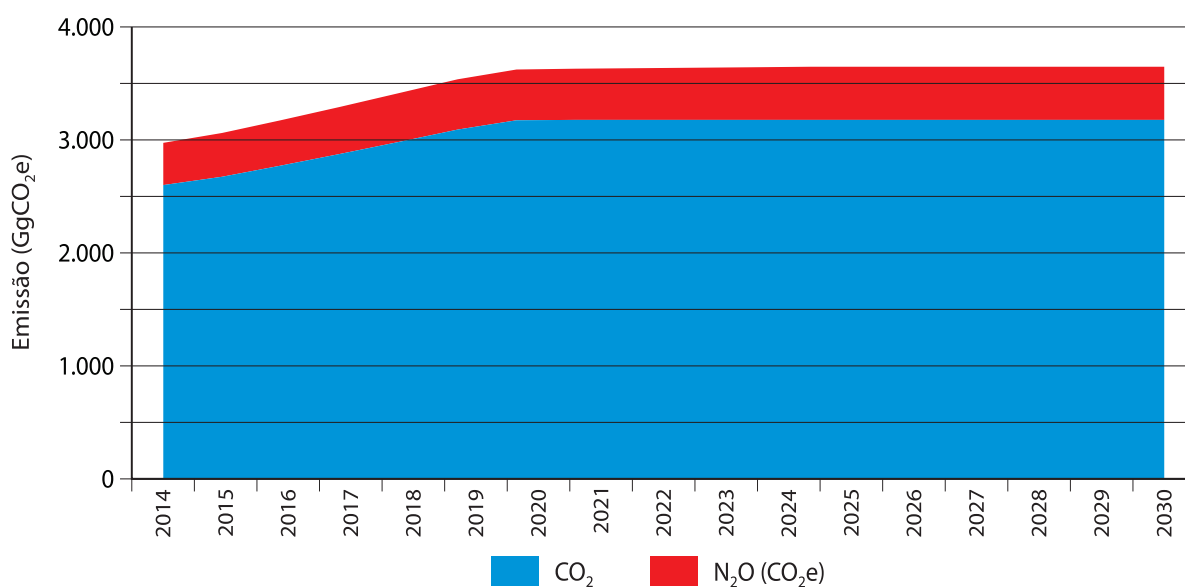
Tabela 23 – Fatores de emissão de gases de efeito estufa para o cenário de referência

Produtos	Fator de emissão
	(tCO ₂ e/t)
Ácido adípico (1)	1,494
Ácido nítrico (1)	0,634
Ácido fosfórico	0,059
Amônia	1,300
Cloreto de vinila	0,294
Coque de petróleo	0,730
Dicloroetano	0,196
Eteno	1,870
Negro de fumo	2,620
Óxido de eteno	0,863

Fonte: Adaptado de Fanti *et al.* (2017).

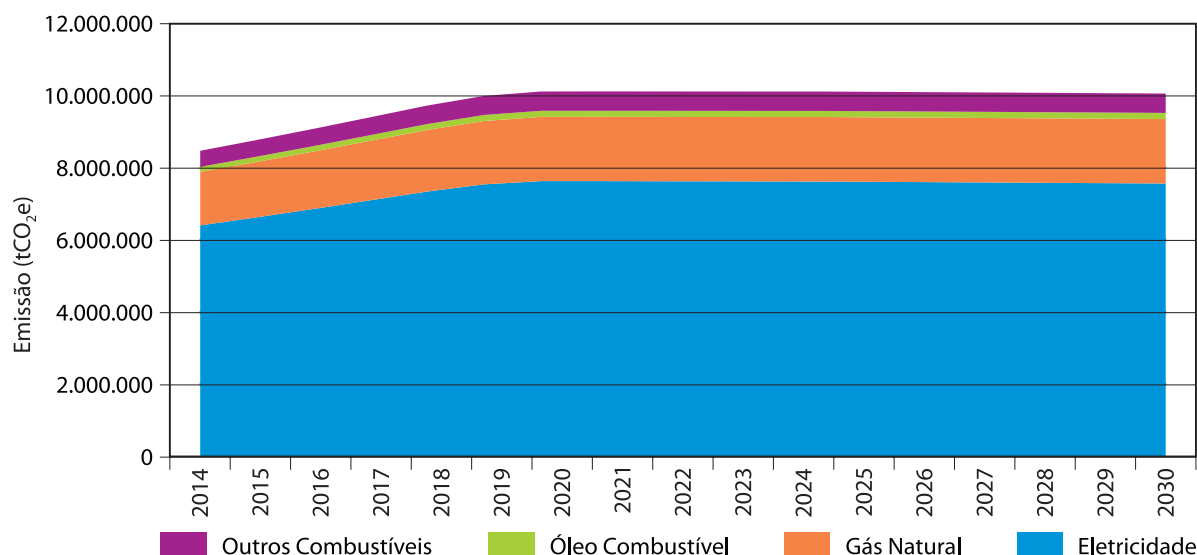
(1) Processos que emitem N₂O e foram convertidos para CO₂e.

Gráfico 24 – Evolução das emissões de gases de efeito estufa por processo na indústria química



Fonte: Adaptado de Fanti *et al.* (2017).

Gráfico 25 – Evolução das emissões de gases de efeito estufa por consumo de energia na indústria química



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti *et al.* (2017).

discriminando os três vetores energéticos abordados no projeto: GN, OC e eletricidade. Conclui-se que a eletricidade participa de 75% de todas as emissões no período de 2014–2030 na indústria química.

3.3.2 Cenário de baixo carbono

O CBC de produção do setor químico, as barreiras encontradas, e as respectivas emissões são apresentados a seguir.

3.3.2.1 Tecnologias de mitigação do CO₂ no cenário de baixo carbono

As tecnologias de mitigação das emissões decorrentes de processos químicos são: (i) instalação de tecnologia secundária de abatimento para ácido nítrico; (ii) instalação de tecnologia de recuperação de H₂ do gás de purga para amônia; (iii) nova instalação industrial de produção de “bioeteno” (eteno de etanol) para produzir cloreto de vinila e óxido de eteno.

As tecnologias de mitigação das emissões decorrentes do consumo de energia são: (i) iluminação de plantas industriais usando diodo emissor de luz (LED), (ii) implementação de motores mais eficientes, (iii) substituição de OC por biomassa, (iv) substituição de GN por biomassa e (v) cogeração.

3.3.2.1.1 Ácido nítrico

O ácido nítrico (HNO₃) é um composto inorgânico usado principalmente na fabricação de fertilizantes sintéticos fabricado em concentrações variáveis de 53% a 62%. Porém o óxido nítrico (NO), um intermediário na produção de ácido nítrico, pode reagir rapidamente e vir a formar N₂O, um dos GEE, como subproduto não intencional. Em função da tecnologia adotada no CBC para mitigação do N₂O e, particularmente no caso do processo de produção que opera a alta pressão, há emissão de CO₂ pela utilização de tecnologia da redução catalítica, sobre um catalisador de platina em alta temperatura. A energia necessária para atingir a temperatura

desejada é obtida utilizando como insumo gás combustível. Apesar da emissão de CO_2 , o abatimento consiste na passagem de N_2O para CO_2 , o que reduz as emissões em decorrência da redução dos respectivos GWP de 310 para 1 (FANTI *et al.*, 2017). A implantação do catalisador para abatimento do N_2O na produção de ácido nítrico foi calculada em US\$ 3,54 milhões, por se tratar de uma tecnologia complementar ao que já existe, não foram considerados investimentos no CR.

3.3.2.1.2 Amônia

A amônia (NH_3) é um dos produtos químicos básicos, produzida em grandes quantidades, utilizada como fonte de nitrogênio. É matéria-prima para a produção de ácido nítrico. A tecnologia 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 $1,30 \text{ tCO}_2/\text{tNH}_3$ (FANTI *et al.*, 2017). O custo de um sistema de recuperação de H_2 do gás de purga é equivalente à US\$ 3,9 milhões, por se tratar de uma tecnologia complementar ao que já existe, não foram considerados investimentos no CR.

3.3.2.1.3 Bioeteno

O eteno (C_2H_4) é o hidrocarboneto primário, uma das principais substâncias da cadeia de valor da indústria petroquímica, utilizada no processo de produção de plásticos incluindo os polietilenos de alta e baixa densidade, cloreto de polivinila, e como matéria-prima para a fabri-

cação de cloreto de vinila, óxido de eteno, dicloroeteno e etilbenzeno, utilizado na produção de estireno. A oportunidade de mitigação, no CBC, está associada à utilização de matéria-prima de origem renovável, o eteno “verde” ou bioeteno, de modo que a redução não se dará na produção do eteno, pois a produção do eteno petroquímico continua a mesma do cenário de base, a redução se dá na produção do cloreto de vinila e do óxido de eteno (FANTI *et al.*, 2017), pois se utilizam de uma matéria-prima advinda de carbono neutro, decorrente da emissão reabsorvida no plantio de biomassa (vide item 2.3.3).

O custo de uma planta de produção de bioeteno (FANTI *et al.*, 2017) foi cerca de US\$ 370 milhões, já o custo de uma planta de eteno petroquímico, utilizada no CR, é cerca de US\$ 238 milhões. Apesar do CAPEX já ser maior no CBC, a variável de maior peso no valor do MAC é o custo com matéria-prima (etanol), que é em média 148% maior no CBC, por conta do preço do etanol. Este tipo de tecnologia já é utilizado por uma planta existente no Rio Grande do Sul.

Adicionalmente, considerou-se também uma receita gerada pela venda do eteno petroquímico e do bioeteno. Adotou-se que o bioeteno seria vendido a um preço 30% mais caro que o eteno petroquímico, desta forma, os preços de venda da tonelada são US\$ 1.800 para bioeteno e US\$ 1.385 para eteno petroquímico.

3.3.2.1.4 Lâmpadas LED

O LED é uma tecnologia que proporciona mais eficiência energética em relação à iluminação tradicional utilizada em plantas químicas, que é predominantemente composta por lâmpadas fluorescentes. O potencial de redução do consumo de energia elétrica com a instalação de iluminação por LED é de 36,6% (FANTI *et al.*, 2017). O custo de implantação das lâmpadas LED foi

estimado pelos autores (FANTI *et al.*, 2017) em US\$ 800/MWh, enquanto que a iluminação tradicional foi estimada em US\$ 132/MWh.

3.3.2.1.5 Motores mais eficientes

Os motores de alta eficiência a serem utilizados no CBC têm, em média, um consumo de energia 11,7% menor quando comparados a motores tradicionais (FANTI *et al.*, 2017). Uma importante consideração a se fazer é que os motores, por se tratarem de uma tecnologia semelhante, possuem os mesmos custos de operação e manutenção em ambos os cenários, por isso a diferença entre os 2 cenários (CR e CBC) é considerada como nula ao serem inseridos na MACTool. Os motores de alta eficiência possuem um custo de implantação de US\$ 6/MWh. Como se trata de uma tecnologia complementar ao que já existe, considerou-se que no CR o custo de implantação é igual a zero.

3.3.2.1.6 Óleo combustível

A substituição do OC por biomassa busca reduzir a zero as emissões até 2020, ano no qual ocorre 100% da penetração da tecnologia segundo a literatura levantada pelo especialista do setor (FANTI *et al.*, 2017). A biomassa a ser utilizada é a lenha renovável de eucalipto. Inicialmente pensou em se utilizar o bagaço de cana, pelo fato de seu preço ser basicamente metade do preço da lenha, conforme Tabela 10, na qual constam os fatores de equivalência dos combustíveis, entretanto o bagaço não teria disponibilidade por conta de sua sazonalidade e de sua competição para geração de eletricidade no Estado de São Paulo¹⁵.

Uma caldeira movida a OC possui um custo de implantação igual a US\$ 5,18/GJ, enquan-

to que uma caldeira movida a biomassa custa o dobro, ou seja, US\$ 10,39/GJ.

3.3.2.1.7 Gás natural

A substituição do GN segue basicamente os mesmos princípios da tecnologia anterior, excetuando-se o FE do combustível fóssil a ser deslocado (vide Tabela 1) e que a penetração só chega a 20% de substituição do total de GN consumido até 2030.

Por serem equipamentos semelhantes, os autores consideraram o mesmo custo de implantação no CR e CBC da tecnologia anterior, US\$ 5,18/GJ e US\$ 10,39/GJ, respectivamente (FANTI *et al.*, 2017).

3.3.2.1.8 Cogeração

A cogeração consiste em aproveitar o GN que não foi substituído por biomassa (medida anterior) na geração de eletricidade (FANTI *et al.*, 2017). Esta é a medida de energia mais promissora do setor químico, pois, além de ser a medida de maior potencial (52,6% de toda a redução no CBC, vide item 3.3.3), gera uma receita extra pela venda da eletricidade gerada à rede. É importante ressaltar que a medida não reduz as emissões do GN, pois esta redução se deve à medida de biomassa, a redução se refere à emissão evitada por geração de eletricidade, considerando o fator de 588,4 gCO₂/kWh. Ou seja, as emissões com a combustão do GN continuam a ocorrer, mas parte da energia liberada é utilizada para produzir eletricidade, além do calor que já era consumido pela indústria química. Ou seja, as emissões da combustão do GN são alocadas para o calor que já era demandado no CR pelos processos químicos. No CR, o custo de implantação é o mesmo citado

15. A questão do bagaço de cana foi levantada pelos técnicos da FIESP em reunião com os membros do projeto no dia 23 de junho de 2015.

anteriormente para as medidas de GN e OC, US\$ 5,18/GJ, pois trata-se da mesma tecnologia. No CBC, uma caldeira com cogeração apresenta um custo de implantação equivalente a US\$ 15,11/GJ.

3.3.2.2 Barreiras que impedem o desenvolvimento dos cenários de baixo carbono propostos

Para as tecnologias de mitigação referentes aos processos químicos, surgem barreiras e oportunidades para cada produto abordado (FANTI *et al.*, 2017).

A oportunidade sobre a produção de amônia 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 tCO₂/tNH₃. A maior barreira é o investimento na tecnologia de mitigação para recuperação do H_2 do gás de purga da síntese de amônia.

A produção de ácido nítrico está associada à utilização de uma tecnologia para abatimento da emissão descrita pela metodologia para decomposição de N₂O em unidades de produção de ácido nítrico. A principal barreira para esta medida são os custos da instalação e operação do sistema de destruição de óxidos nitrosos.

Para a produção de eteno, a oportunidade de mitigação, para o CBC está associada à utilização de matérias primas alternativas, como o GN e o etanol. A principal barreira é a matéria prima, nafta petroquímica, utilizada na unidade de produção localizada em São Paulo. O proces-

samento das matérias primas, nafta petroquímica, GN e etanol, apresentam perfis de produção de derivados petroquímicos diferentes.

Na área de energia também existem oportunidades e barreiras para a implantação do CBC. A redução do consumo elétrico, por exemplo, não apenas gera mitigação de GEE como também economia nos custos de energia, resultando em um desfecho “win-win”. As maiores barreiras correspondem aos custos iniciais da instalação e os custos de operação das tecnologias, mesmo que a análise econômica mostre que os mesmos são amortizados ao longo da vida útil dessas tecnologias.

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 por meio 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.

No caso da substituição de combustíveis fósseis por lenha de reflorestamento, encontra-se a utilização de combustíveis renováveis advindos da biomassa, que possuem emissão neutra dentro do ciclo do carbono (DONG *et al.*, 2006). Uma das barreiras é que a queima de lenha acarreta na emissão de material particulado e outros poluentes regulados pela legislação. Contudo existem tecnologias que podem solucionar este problema. 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, além de outros impactos ambientais não mensurados pelo estudo.

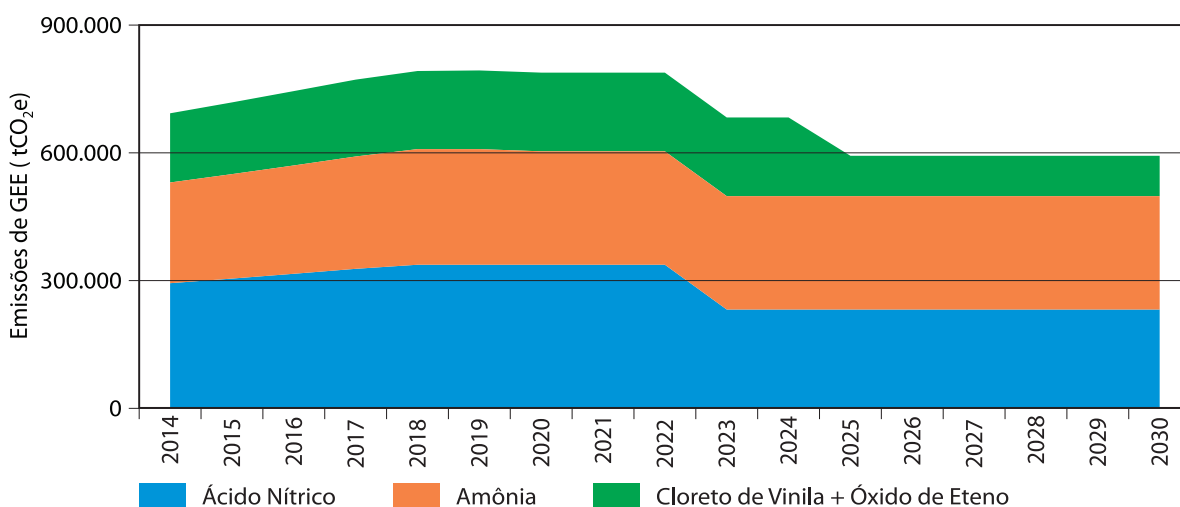
Se for considerado etanol ao invés de lenha, existe a barreira da oferta de etanol, que sofre alterações ao longo do ano por conta da sazonalidade da cana-de-açúcar, o que também afeta o preço deste combustível. Pesquisas em etanol

de segunda geração (2G) mostram-se grandemente promissoras para solucionar esta limitação de oferta. Além disso, existe um potencial de aumento da produção de bioeletricidade nas usinas de cana-de-açúcar, que também pode ser entregue para a rede elétrica.

3.3.2.3 Emissões de CO₂ do cenário de baixo carbono

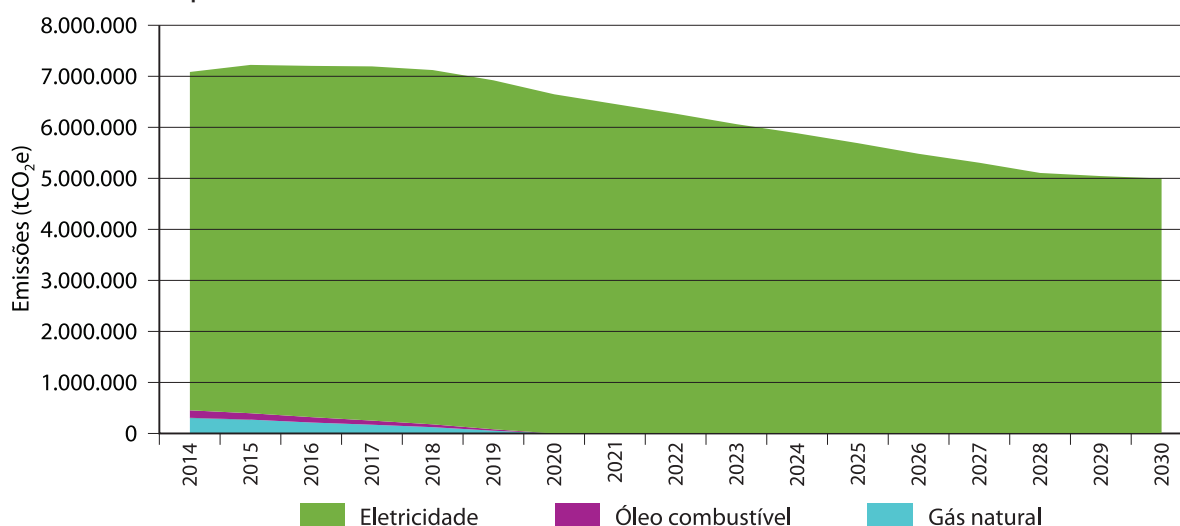
As emissões de CO₂ no CBC¹⁶ por processos e por energia estão representadas respectivamente no Gráfico 26 e Gráfico 27.

Gráfico 26 – Cenário de Baixo Carbono: emissões de processos químicos



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti *et al.* (2017).

Gráfico 27 – Cenário de Baixo Carbono: emissões pelo consumo de energia no setor químico



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti *et al.* (2017).

Nota: As emissões do GN não chegam a zero em 2020, ocorre que parte destas emissões estão alocadas na área de eletricidade, por conta da cogeração.

16. Estão sendo apresentados apenas os produtos químicos e energéticos alvo das medidas do projeto e por isso contribuem na redução das emissões. Os demais produtos químicos e energéticos mostrados no CR não constam no Gráfico 26 e Gráfico 27, pois não sofrem alterações.

Os resultados foram obtidos considerando os FE das substâncias respectivas a cada uma das três medidas de baixo carbono, vale lembrar que as emissões de cloreto de vinila + óxido de eteno (área verde) estão associadas à implantação da medida de bioeteno. O Gráfico 27 apresenta as emissões pelo consumo de energia.

Os resultados foram obtidos considerando a gradual substituição de GN e OC por lenha (emissão neutra) e da economia de eletricidade proveniente da eficiência dos motores elétricos, das lâmpadas LED e da cogeração.

3.3.3 Resultados MACTool do setor químico

Nesta seção são apresentados os resultados da modelagem para o setor químico. Como se pode notar no Gráfico 28, as medidas relacionadas com o aumento da eficiência na conversão de energia e com a substituição da fonte de energia são as que implicam em reduções mais significativas na emissão de GEE.

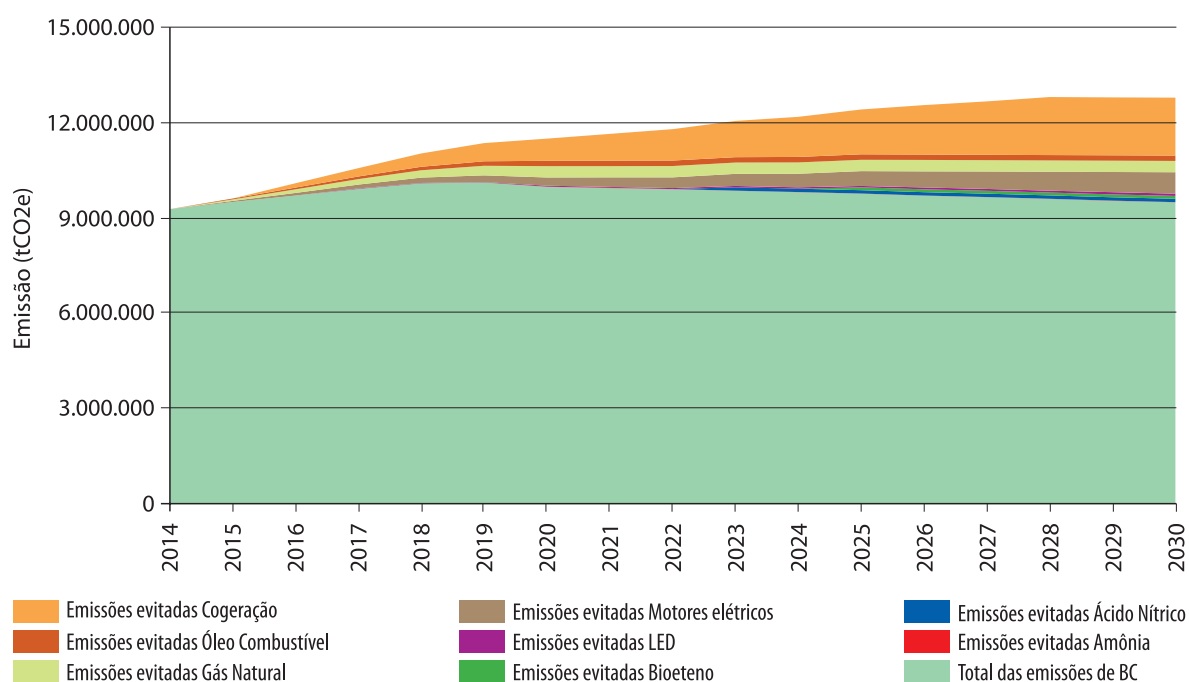
A medida de maior potencial do setor químico é a medida de cogeração, com um total de 16,5 milhões de tCO₂ evitadas no período 2014–2030. Esta medida também é atrativa, pois possui MAC negativo, como será visto em seguida. Na parte de processos, a medida mais promissora é a referente ao ácido nítrico, com 843 mil tCO₂e evitadas, isto se deve ao grande potencial de aquecimento embutido no N₂O, que é o GEE alvo desta medida.

Considerando todas as tecnologias, as que visam a redução de emissão de energia representam 95% do total da mitigação no período, o que se mostra como uma área de grande oportunidade para implantação de alternativas de baixo carbono.

Na Tabela 24 são apresentados os resultados de MAC e BECP.

A medida de menor custo é a implantação de motores mais eficientes, com negativos US\$ 150/tCO₂. Entretanto, em termos absolutos, a medida de cogeração é a mais lucrativa, pois geraria uma receita de US\$ 1,8 bilhão em

Gráfico 28 – Setor químico: *Wedge Graph*



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti et al. (2017).

Tabela 24 – Setor químico: custo marginal de abatimento e *Break-Even Carbon Price*

Setor	Medida/ tecnologia	MAC	BECF	Emissões evitadas 2014–2030
		(US\$/tCO ₂)	(MtCO ₂)	(MtCO ₂)
<i>Power conservation</i>	Motores mais eficientes	– 150	– 224	5,77
<i>Power conservation</i>	LED	– 145	– 224	0,57
<i>Power generation</i>	Cogeração	– 111	– 250	16,46
<i>Fossil</i>	Substituição de GN por lenha de reflorestamento	– 75	– 131	4,79
<i>Fossil</i>	Substituição de OC por lenha de reflorestamento	– 58	– 103	2,28
<i>Manufacturing</i>	Amônia	– 27	10	0,06
<i>Manufacturing</i>	Ácido nítrico	2	31	0,84
<i>Manufacturing</i>	Bioeteno	1.174	3.907	0,54

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti et al. (2017).

Nota: O MAC e BECF foi construído tendo como base os resultados obtidos a partir de revisão de literatura e da análise dos especialistas do setor, Obdulio Diego Fanti, Jhonathan F. T. de Souza, Roberto Strumpf e Natális Kurimori.

relação ao CR no período 2014–2030, isto devido à grande quantidade de emissões de CO₂ evitadas.

Observa-se que a tecnologia de bioeteno possui um MAC muito elevado (US\$ 1.174/tCO₂) que se deve ao alto custo da matéria-prima, etanol, que se torna o maior condicionante do MAC e BECF por conta da quantidade consumida por tonelada de bioeteno e do preço do etanol. As duas análises de sensibilidade realizadas mostraram que, para que o MAC desta medida seja próximo de zero, ou o preço do etanol deve ser cerca de 44% menor que o projetado neste estudo (Tabela 10), ou o bioeteno deve ser vendido a um preço 123,5% maior que o eteno convencional (FANTI *et al.*, 2017).

Etanol como substituto a óleo combustível e gás natural

Em atendimento aos representantes da Associação Brasileira da Indústria Química (ABIQUM), foi realizada uma análise paralela na qual a substituição de OC, assim como a substituição de GN, é feita por etanol (FANTI *et al.*, 2017).

O preço do álcool é mais elevado que o preço da lenha e demais combustíveis (Tabela 10), entretanto ele traz algumas vantagens: por se tratar de um combustível líquido, assumiu-se que os fornos são os mesmos e, portanto, a diferença de CAPEX e OPEX do CBC para o CR é igual a zero. Diferente da biomassa, o etanol não emite material particulado e outros poluentes regulados, assim prezando a importância da saúde humana, não apenas a mitigação das mudanças climáticas.

Os resultados do MAC para substituição de OC e GN por etanol são, respectivamente, US\$ 226/tCO₂ e US\$ 315/tCO₂, e do BECF, respectivamente, US\$ 483/tCO₂ e US\$ 673/tCO₂. Nota-se que, pelo preço do combustível ser o principal condicionante de custo, o MAC com a substituição por etanol para tais medidas é em média US\$ 338 mais caro que o da substituição por lenha, apresentada na Tabela 24.

Se todas as tecnologias forem adotadas, o resultado desta iniciativa da indústria química do Estado de São Paulo corresponderia a uma economia de US\$ 2,63 bilhões até o ano de 2030.

3.4 SETOR DO CIMENTO

Nesta seção, será apresentada a síntese do estudo desenvolvido para o setor de cimento no Estado de São Paulo.

3.4.1 Cenários de referência

Os CR da produção de cimento, consumo energético associado e as consequentes emissões são apresentados nos tópicos a seguir.

3.4.1.1 Produção de cimento no cenário de referência

Para a projeção da produção de cimento adotou-se um crescimento de 5% a.a., com exceção de 2014 e 2015 onde foi utilizada uma taxa de 0,4% a.a. conforme o Sindicato Nacional das Indústrias de Cimento (SNIC). Existem tanto estimativas mais conservadoras quanto mais otimistas, que variam entre 3% a.a. e 8% a.a.. Considerou-se que ao se atingir a capacidade instalada das usinas integradas em São Paulo, o crescimento continuaria a partir da ampliação de usinas de moagem (PUNHAGUI *et al.*, 2017). Estas usinas de moagem importam o clínquer de fora do Estado de São Paulo e apenas moem o produto no estado para produzir o cimento.

A produção de cimento (rota integrada e moagem) no estado é apresentada na Tabela 25 e no Gráfico 29.

O Gráfico 29 apresenta a produção e o consumo de cimento no estado de 2014 a 2030.

A capacidade instalada da rota integrada, onde ocorre a descarbonatação para produção do clínquer e a moagem, correspondeu a 7,8 milhões de toneladas de cimento, ou seja, 64% da produção total do estado em 2013 (PUNHAGUI *et al.*, 2017). A produção via rota integrada cresce nesta proporção até atingir a capacidade de 7,8 milhões, estagnando-se a partir de 2019. A diferença entre a produção total e a pro-

Tabela 25 – Projeção da produção e consumo de cimento no Estado de São Paulo

Ano	Produção de cimento (rota integrada)	Produção de cimento total (integrada + só moagem)
	(Gg)	
2014	6.413	10.020
2015	6.441	10.064
2016	6.763	10.567
2017	7.101	11.096
2018	7.457	11.651
2019	7.800	12.233
2020	7.800	12.845
2021	7.800	13.487
2022	7.800	14.161
2023	7.800	14.869
2024	7.800	15.613
2025	7.800	16.393
2026	7.800	17.213
2027	7.800	18.074
2028	7.800	18.978
2029	7.800	19.926
2030	7.800	20.923

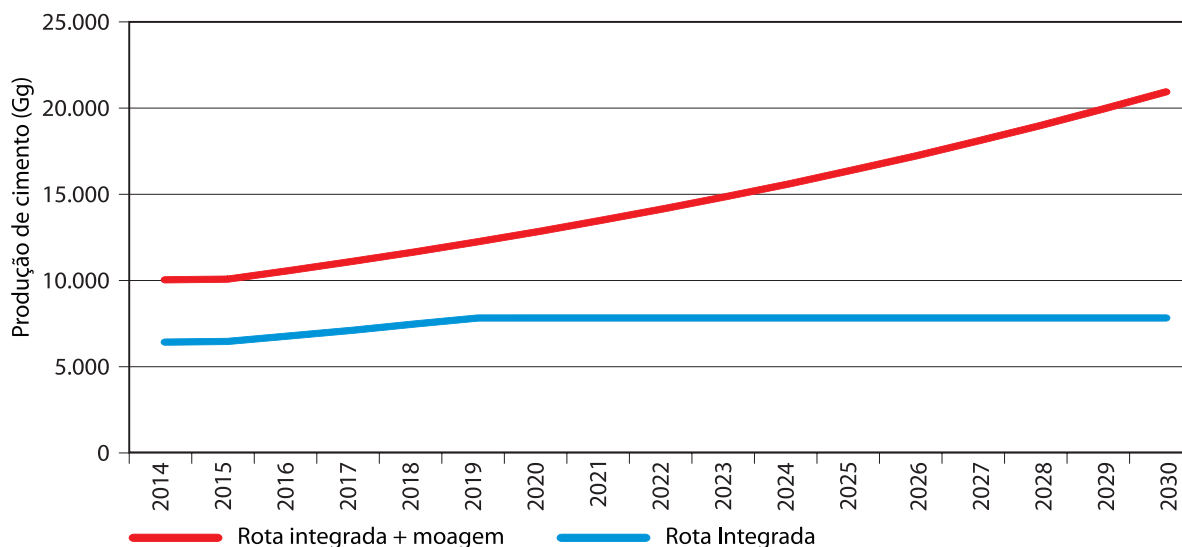
Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Punhagui *et al.* (2017).

dução pela rota integrada representa a quantidade de cimento cuja maior parte da emissão de CO₂ da produção não ocorre dentro dos limites territoriais do Estado de São Paulo, pois o calcário está sendo descarbonatado em outros estados e apenas moído no estado, ou seja, apenas ocorrem emissões em São Paulo pelo consumo de eletricidade por esta rota.

3.4.1.2 Consumo de energia do cenário de referência

A energia térmica consumida por tonelada de cimento varia devido à composição do mesmo e as condições dos processos industriais, pois quanto maior o teor de clínquer no cimento, maior a energia térmica necessária para produzi-lo. Já o consumo de energia elétrica para produção de cimento é constante e corresponde a 107 kWh/t. Como a eletricidade consumida para a moagem é baixa (32 kWh/t) e fortemente influenciada

Gráfico 29 – Projeção da produção e consumo de cimento no Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria (2017), a partir dos valores da Tabela 25.

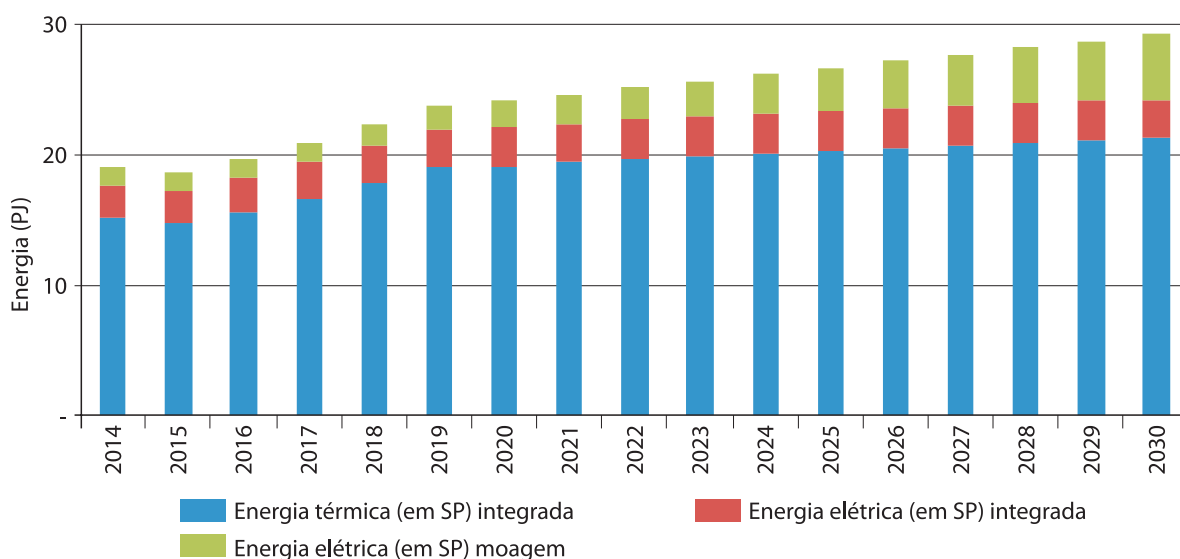
pelo que é moído, dadas as incertezas, assumiu-se que a demanda de eletricidade não será afetada no futuro. No ano de 2013, a energia total (térmica e elétrica) gasta por tonelada de cimento foi de 2,74 GJ, sendo cerca de 86% energia térmica e 14% elétrica (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

O Gráfico 30 apresenta o consumo de energia térmica e elétrica na produção de cimento.

3.4.1.3 Emissão de CO₂ no cenário de referência

O FE do cimento foi calculado ano a ano no CR, uma vez que este varia devido ao teor de clínquer no cimento. O FE do clínquer é considerado constante correspondendo a 0,848 tCO₂/t_{cimento}, e a composição do cimento

Gráfico 30 – Consumo de energia para produção de cimento no Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Punhagui *et al.* (2017).

é apresentada na Tabela 26. A partir destes dados, pode-se chegar à emissão por tonelada de cimento, última coluna da tabela.

O Gráfico 31 apresenta a emissão total da produção de cimento em São Paulo. Para calcular as emissões do cimento, consideraram-se os dados da Tabela 26 e a produção de cimento por rota integrada apresentados na Tabela 25. Para o cálculo das emissões de eletricidade no setor de cimento, considerou-se a produção de ambas as rotas (integrada e moagem), o consumo de eletricidade por tonelada de cimento e o FE da eletricidade para inventários.

3.4.2 Cenários de baixo carbono

As tecnologias, barreiras e emissões no CBC para o setor de cimento são apresentadas a seguir.

3.4.2.1 Tecnologias de mitigação do CO₂ no cenário de baixo carbono

Ao total, três medidas de mitigação foram consideradas para o setor de cimento. As medidas relacionadas com a redução das emissões pela substituição de combustíveis fósseis por CDR e *pellets* de madeira, fazem parte do escopo de energia. Já a medida que diz respeito ao aumento do teor de *filler*, em detrimento do clínquer no cimento, relaciona-se a redução de emissões do processo de descarbonatação e da queima de combustíveis. As emissões relacionadas ao consumo de energia elétrica se mantêm inalteradas no CBC em relação ao CR.

As medidas de combustível seriam aplicadas sobre a parcela de clínquer que não foi substituída por *filler*, de modo a se evitar duplas contagens entre as medidas. Esta configuração é esclarecida na Figura 9.

Tabela 26 – Variação do teor de clínquer e as emissões por tonelada de clínquer e de cimento no cenário de referência

Ano	Fração				Emissão	
	Clínquer	Filler	Escória	Gipsita	Clínquer	Cimento
	(%)				(tCO ₂ /t)	
2014	66%	4%	27%	4%	0,848	0,562
2015	64%	6%	26%	4%	0,848	0,546
2016	65%	7%	25%	4%	0,848	0,548
2017	66%	7%	24%	4%	0,848	0,558
2018	67%	7%	23%	4%	0,848	0,567
2019	68%	7%	22%	4%	0,848	0,576
2020	69%	7%	21%	4%	0,848	0,585
2021	70%	7%	20%	4%	0,848	0,593
2022	71%	7%	19%	4%	0,848	0,600
2023	72%	7%	18%	4%	0,848	0,607
2024	72%	7%	17%	4%	0,848	0,614
2025	73%	7%	16%	4%	0,848	0,621
2026	74%	7%	15%	4%	0,848	0,627
2027	75%	7%	15%	4%	0,848	0,633
2028	75%	7%	14%	4%	0,848	0,639
2029	76%	7%	13%	4%	0,848	0,644
2030	77%	7%	13%	4%	0,848	0,649

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

Gráfico 31 – Emissão total da produção de cimento do Estado de São Paulo, por fonte de emissão

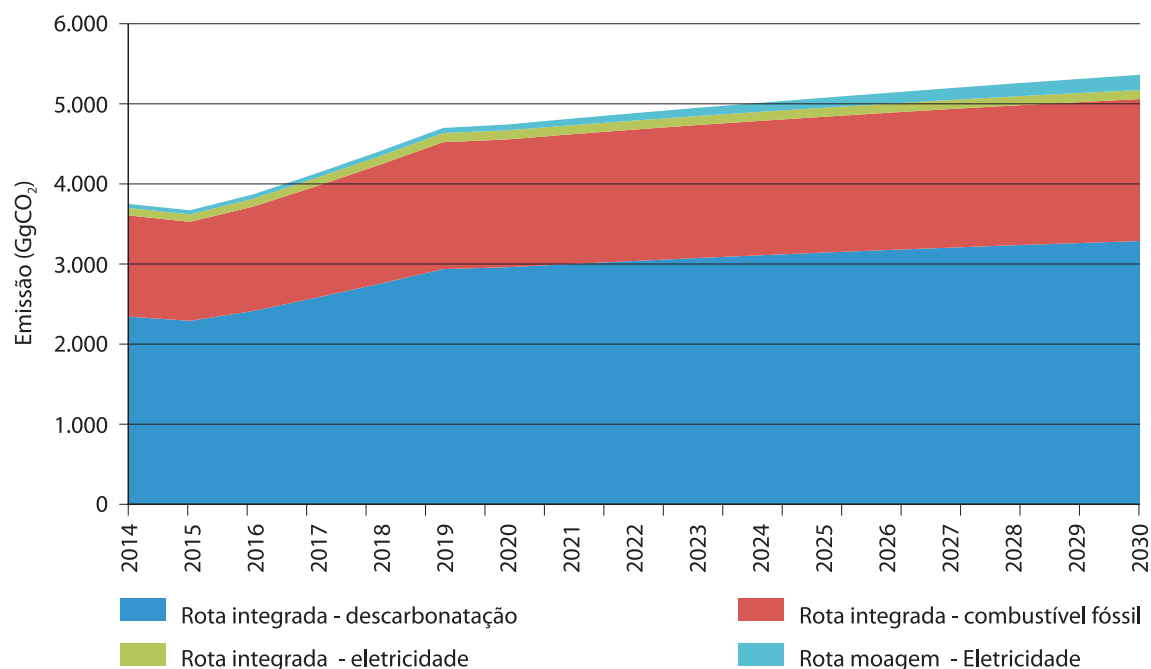
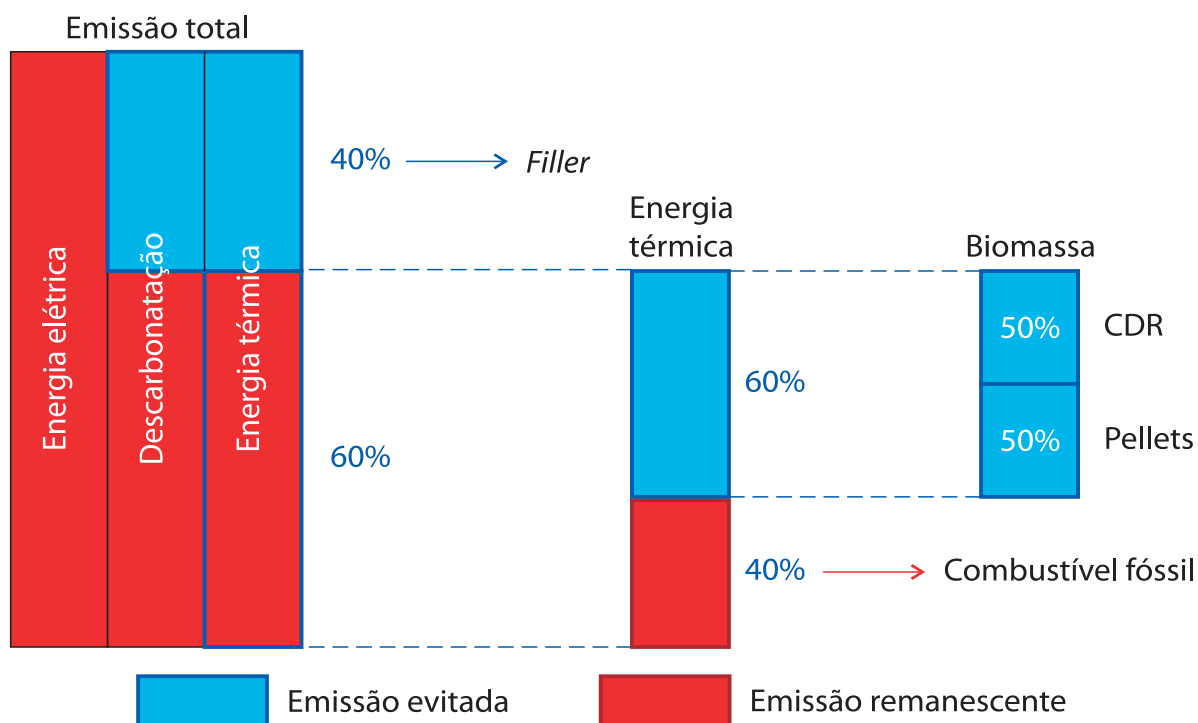


Figura 9 – Distribuição do total das emissões do setor de cimento



3.4.2.1.1 Combustível derivado de resíduos

Os resíduos sólidos urbanos (RSU) foram adotados para substituir parte do coque de petróleo no CBC. Há várias vias para se aproveitar RSU, como coprocessamento e incineração, tais procedimentos já são conhecidos e utilizados no setor.

A eficiência desta medida é ainda maior quando os resíduos são transformados em CDR. Assim como a biomassa, o FE do CDR foi considerado conforme a literatura e normas técnicas pesquisadas pelos autores (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

Além de reduzir as emissões por substituição de combustíveis fósseis no setor de cimento, estará se abatendo uma possível emissão de metano (poder de aquecimento quase 30 vezes maior que o CO₂), destes resíduos em aterros sanitários. Apesar de se acreditar no grande potencial que este fenômeno representa, a redução da emissão de metano não foi considerada no presente estudo, também não foram contabilizadas as emissões advindas do processamento de CDR (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

Com relação à implementação do CDR como medida de mitigação, não foram identificados custos de implantação ou operação. Com relação aos custos de energia, foram adotados os preços dos combustíveis CDR e coque de petróleo (Tabela 10) multiplicado por suas respectivas participações no saldo total de energia.

3.4.2.1.2 Pellets de madeira de eucalipto

Os *pellets* foram a segunda possibilidade apresentada na análise do setor. Assim como o CDR, a emissão do *pellet* é nula, porque é advindo de matéria renovável. Também não foi considerada a emissão advinda do processamento do *pellet*. A divisão da energia fóssil a ser substituída entre CDR e *pellet* foi 50–50% (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

Igualmente à medida anterior, não há CAPEX ou OPEX para a medida de *pellets*. O preço dos *pellets* e o preço do coque de petróleo, usados para determinar os custos de energia no CBC e no CR, respectivamente, podem ser conferidos na Tabela 10 do presente estudo.

3.4.2.1.3 Introdução de filler no cimento

A principal matéria-prima do cimento é o clínquer moído. Contudo, a calcinação para a produção do clínquer é a grande responsável pela emissão de CO₂ do setor do cimento.

O CR projeta que o percentual de clínquer no cimento irá aumentar, concomitantemente com a emissão, pois não haverá aumento do teor de escória com o passar dos anos, então a demanda crescente por cimento forçará o aumento do teor de clínquer (PUNHAGUI *et al.*, 2017). No CBC, busca-se substituir este material por *filler* e argila. Os especialistas responsáveis pelo setor propuseram um cenário onde o *filler* alcança 40% do cimento em 2030, enquanto que o clínquer cai para 46%, 20% a menos do que foi em 2013 (PUNHAGUI *et al.*, 2017). O custo de implantação de uma nova usina, considerando a expansão apenas por rota de moagem, foi avaliado em US\$ 87,5 milhões, valor que é empregado tanto no CR quanto no CBC. A diferença para a medida de *filler* está na aquisição de silos de armazenagem. Estes foram avaliados em US\$ 103,7 mil cada 2 unidades (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

3.4.2.2 Barreiras que impedem o desenvolvimento dos cenários de baixo carbono propostos

As barreiras encontradas para o CBC do setor de cimento (PUNHAGUI *et al.*, 2017), são as seguintes:

- a) O uso do *filler* de calcário requer maior controle dos parâmetros de dosagem, uma vez que (normalmente) demandam maior teor

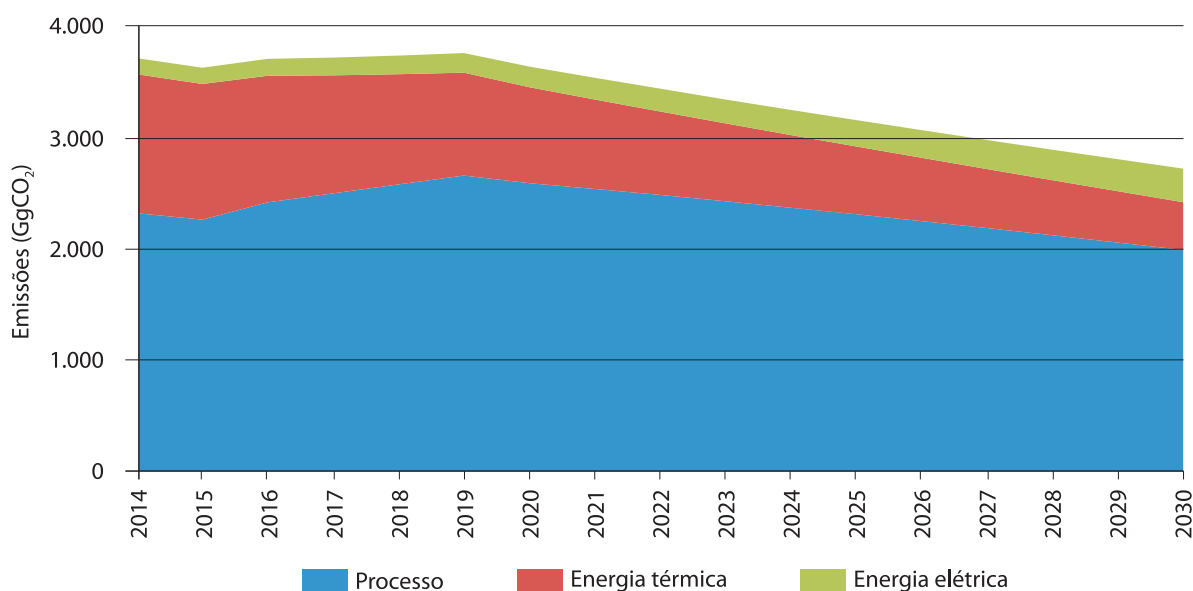
- de água, o que diminui a resistência. Para não necessitar de incremento no teor de água são necessários dispersantes;
- b) A adequação de norma brasileira para que seja possível aumento do teor de *filler*;
 - c) A necessidade de investimentos para o uso de RSU nos fornos, pelo tratamento do resíduo e a localização da planta em razão da logística de fornecimento. Além disso, é preciso que sejam criadas políticas públicas para a sua realização;
 - d) A necessidade de incentivos para a produção de CDR, pois são elevados os custos com implantação de uma planta para o processamento do mesmo;
 - e) O elevado custo de investimentos para implantação de CCS, além de amplo conheci-

mento das técnicas de monitoramento e a necessidade de regulamentação governamental.

3.4.2.3 Emissão de CO₂ no cenário de baixo carbono

No CBC do setor de cimento, observa-se a gradual redução das emissões conforme são introduzidas as estratégias de mitigação. Observa-se uma variação nas emissões até 2019 por conta das taxas de crescimento da produção adotadas, e a partir de 2020 ocorre a queda das emissões a uma taxa média de -2,9% a.a. até o ano de 2030. Isto pode ser observado no Gráfico 32, onde em 2030 ocorrerá a emissão de 2,7 milhões de tCO₂, 994 mil toneladas a menos do que a emissão em 2014.

Gráfico 32 – Setor de cimento e construção civil: emissões de baixo carbono



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Punhagui et al. (2017).

3.4.3 Resultados da MACTool do setor de cimento

O Gráfico 33 apresenta a evolução das emissões evitadas pela introdução das estratégias do CBC na indústria de cimento.

Observa-se que é possível reduzir 23,1 milhões de tCO₂ com a implementação das medidas de BC, 36% da emissão total do CR de até o ano de 2030. A medida de introdução de *filler* no cimento apresenta o maior potencial de mitigação, representando 65,3% do total de CO₂ evitado, seguido das medidas de substituição de combustíveis fósseis, CDR e pellets, com 17,4% cada uma.

Como mostra a Tabela 27, a medida de substituição de clínquer por *filler* apresenta MAC e BECP negativos, o que a torna atrativa economicamente. Isto ocorreu porque a economia em OPEX e custo de energia cobriu o CAPEX inicial, trazendo retorno ao longo do período de análise.

As medidas de substituição de coque por *pellets* e CDR apresentam um custo positivo e

Tabela 27 – Setor de cimento e construção civil: custo marginal de abatimento e Break-Even Carbon Price

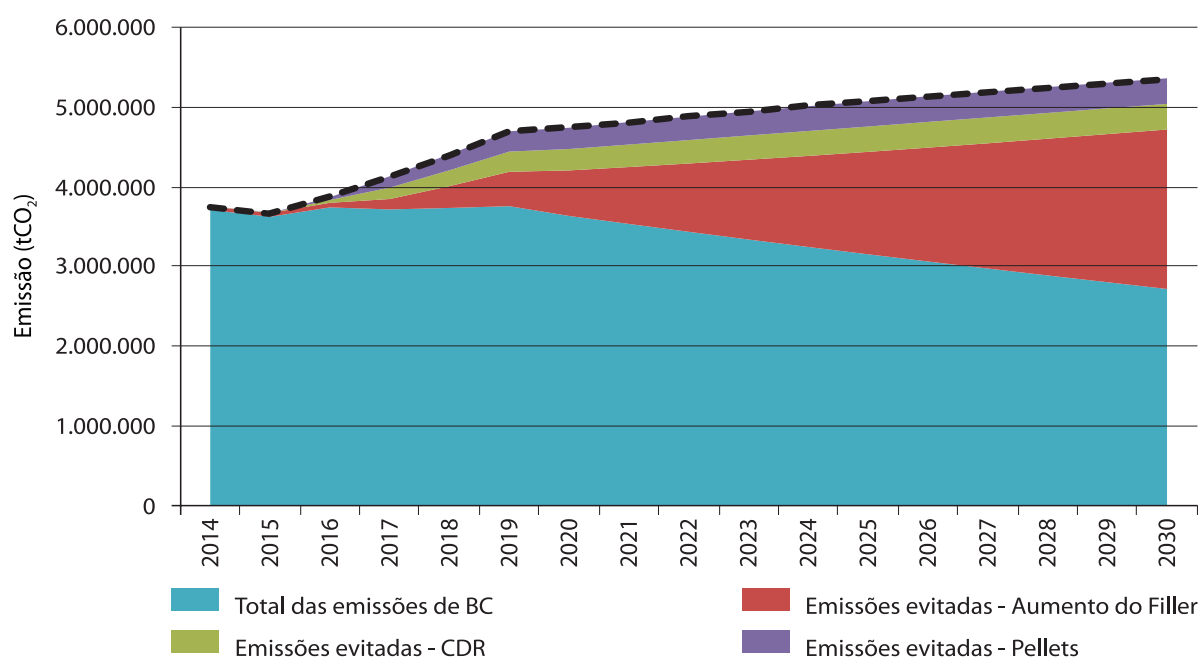
Tipo de abordagem da MACTool	Tecnologia/medida	MAC	BECP	Emissões evitadas 2014–2030
		(US\$/tCO ₂)	(US\$/tCO ₂)	
<i>Manufacturing</i>	<i>Filler</i>	–2	–5	15,14
<i>Fossil</i>	<i>Pellets</i>	10	23	4,03
<i>Fossil</i>	CDR	11	24	4,03

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Punhagui *et al.* (2017).

um potencial de mitigação que é praticamente metade do potencial do *filler*. Não há custos de CAPEX ou OPEX para o aumento da biomassa. Por esta razão, o determinante do MAC e BECP é unicamente a diferença entre os preços dos combustíveis renováveis em relação ao coque de petróleo.

Em termos absolutos, a indústria gastaria US\$ 55,3 milhões para atingir o potencial total de 23,2 MtCO₂ evitadas. Este valor inclui os US\$ 28,1 milhões economizados com o aumento do *filler*.

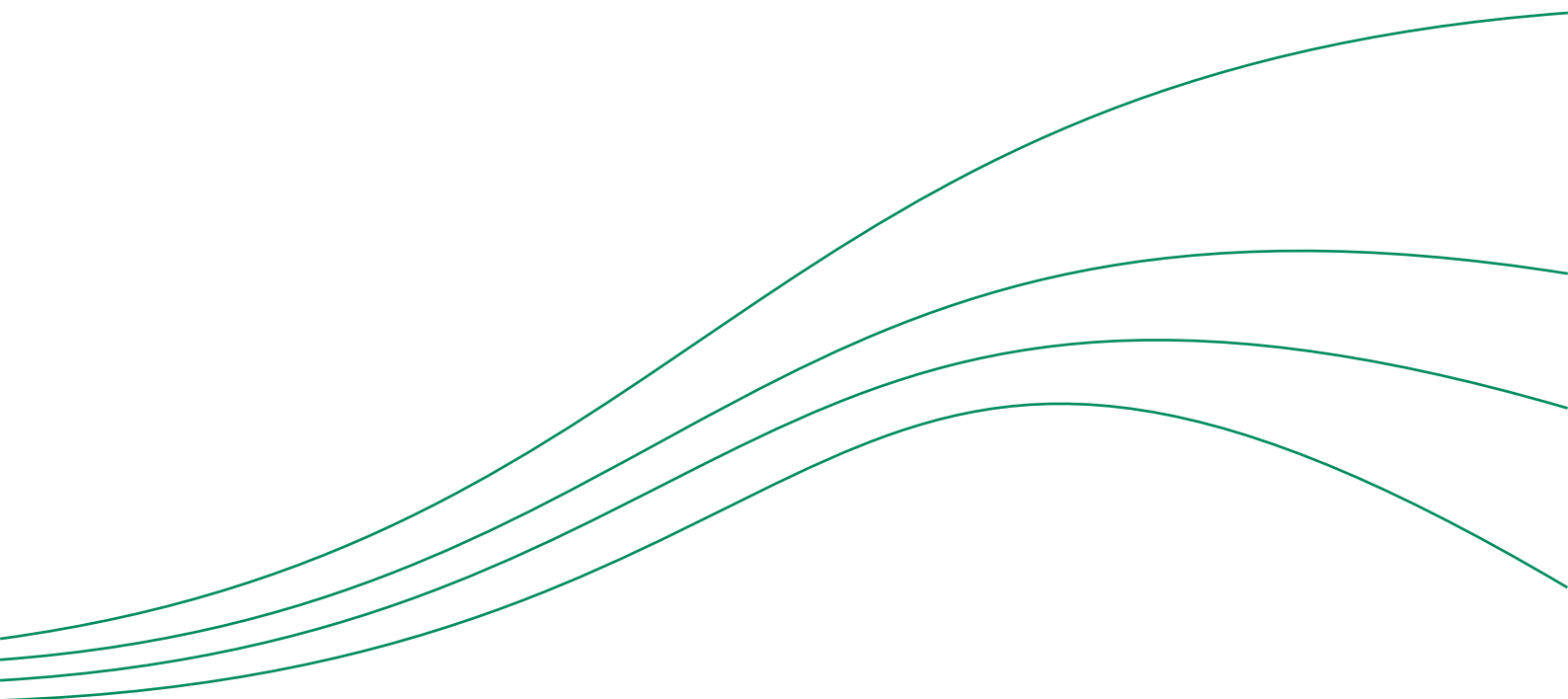
Gráfico 33 – Setor de cimento e construção civil: *Wedge Graph*



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Punhagui *et al.* (2017).



Potencial de mitigação da indústria do Estado de São Paulo



Esta última seção apresenta os resultados obtidos na modelagem da ferramenta MACTool, na qual são consolidadas todas as medidas de mitigação, e as discussões a respeito destes resultados. Também são apresentadas as dificuldades encontradas ao longo do desenvolvimento do estudo, bem como recomendações para estudos futuros.

4.1 RESULTADOS

A partir dos dados de entrada, a MACTool permite visualizar diversos desdobramentos, como gráficos de intensidade de investimento, de consumo de energia, taxas de carbono, entre outros. Porém, para o estudo foram abordados os resultados da curva MAC, da curva de BECP incremental¹⁷, e os gráficos que permitem visualizar as emissões de GEE evitadas ao longo do período 2014–2030, denominados *Wedge Graphs* (gráficos de cunha). Também é apresenta-

do gráfico de investimento, outro resultado de relevância para o estudo.

4.1.1 Wedge Graph para o Estado de São Paulo

A Tabela 28 apresenta a lista das 17 tecnologias de baixo carbono modeladas na ferramenta MACTool. As mesmas estão classificadas pelos setores industriais.

O Gráfico 34 apresenta as emissões evitadas no período de 2014–2030 para a indústria do Estado de São Paulo.

O potencial de mitigação das emissões que apresenta maior destaque é o das emissões evitadas do setor químico, que representam 39,9% de todo o potencial de mitigação avaliado pelo presente relatório, sendo que, como já visto no Item 3.3.3, 95% deste potencial são devido à área de energia. Em segundo lugar aparece o setor de

Tabela 28 – Medidas de baixo carbono na ferramenta MACTool

Setor	Subsetor	Medida
Química	Energia	Iluminação com lâmpadas LED
		Cogeração a GN
		Implementação de motores mais eficientes
		Substituição de OC por lenha
		Substituição de GN por lenha
	Processo	Recuperação do gás de purga na amônia
		Conversão catalítica do N ₂ O do ácido nítrico
		Produção de bioeteno (eteno a partir de etanol)
Cal		Carbon capture and storage (CCS)
		Substituição de fornos Azbe por fornos Maerz com lenha <i>in natura</i>
		Substituição de fornos Azbe por fornos Maerz com lenha torreficada
Siderurgia		TGRBF-MDEA
		Fornos com alimentação contínua e pré-aquecimento da sucata
		Fornos com corrente contínua
Cimento		Substituição de combustível fóssil por CDR
		Substituição de combustível fóssil por <i>pellets</i> de madeira
		Adição de <i>filler</i> no cimento

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti *et al.* (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui *et al.* (2017).

17. O BECP incremental difere do simples BECP, pois faz o cálculo de maneira incremental (CBC menos CR), já que a curva MAC é uma análise igualmente incremental, é este o BECP que permite compatibilidade entre as curvas.

cimento¹⁸, com participação de 29,6% do total evitado pela indústria de São Paulo.

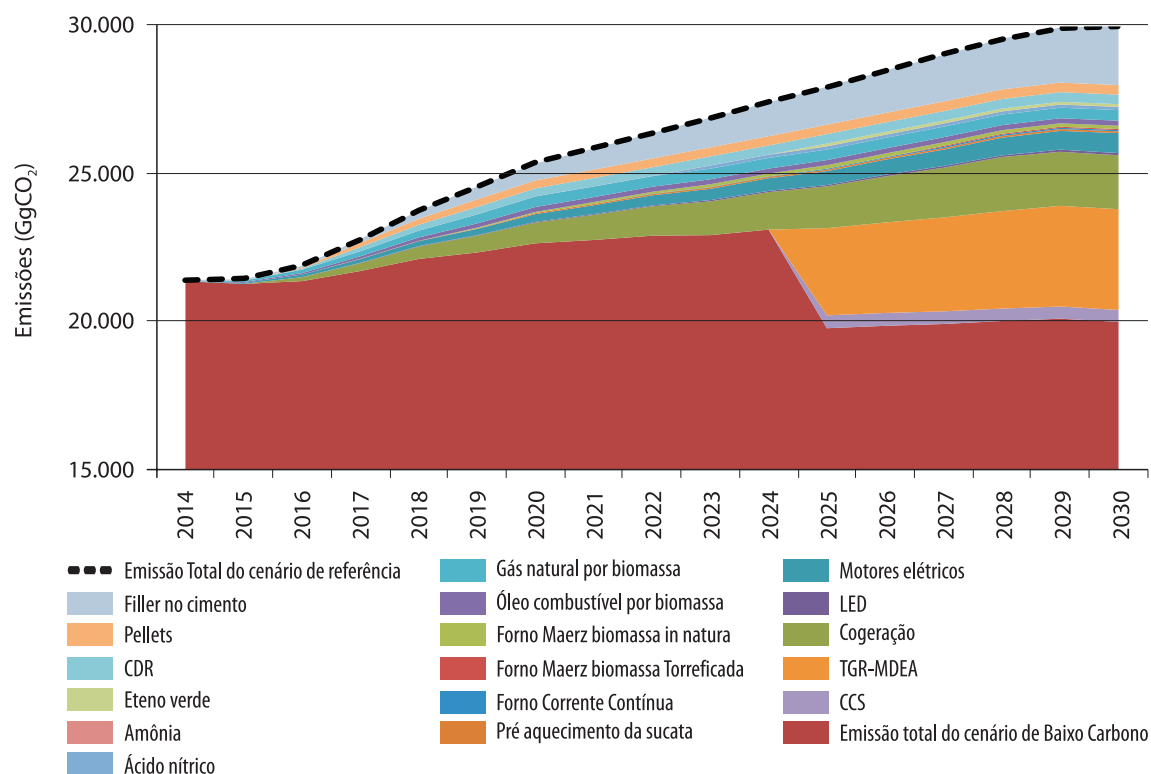
Em último lugar observa-se o setor de cal com 4,8%. Sobre este resultado, é necessário levar em consideração o tamanho do setor, e o consequente volume de emissões, frente aos demais setores da indústria de São Paulo analisados no estudo. Além disso, este é o único setor que apresenta um saldo negativo de emissões no CBC com o deslocamento de biomassa para outros setores, alcançado pela eficiência térmica dos fornos Maerz. A ideia de “emissões negativas”, principalmente por meio da implantação de CCS junto com uso de biomassa, é grandemente promissora e deve ser alvo de futuros estudos, extrapolando para maiores escalas produtivas.

A partir de 2025, podemos notar reduções significativas na emissão do setor siderúrgico

graças à tecnologia TGRBF-MDEA, que é próxima ao CCS, pelo menos no que tange ao tratamento dos gases emitidos durante os processos de fabricação. O TGRBF-MDEA representa 96% da mitigação do setor siderúrgico. O próprio CCS implantado no setor de cal é bastante representativo do ponto de vista do total de emissões do setor, com 67%. No setor químico, a medida de maior potencial é a cogeração por meio do GN com 53% do potencial de mitigação do setor. Especialmente esta medida apresenta MAC e BECP substancialmente negativos, o que torna a medida atraente para potenciais investidores. No setor de cimento, a medida de inserção de *filler* é a de maior potencial, representando 65% do total da mitigação.

Do ponto de vista global, o potencial de mitigação do período analisado é de 78,4 MtCO₂e,

Gráfico 34 – Wedge Graph para a indústria do Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti et al. (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui et al. (2017).

18. Desconsiderando o potencial evitado pela ótica do consumo. Se adotarmos esta ótica, as emissões evitadas por cimento e construção civil passam a representar 61,6% do total (vide apêndice A).

considerando as premissas adotadas no estudo. Sendo assim, as emissões evitadas entre 2014 e 2030 correspondem a cerca de 18% das emissões totais do CR projetado. Independentemente da evolução da produção física e econômica dos setores, em 2030 as emissões de GEE são 7% menores que em relação ao primeiro ano de análise, 2014. Com as tecnologias de CBC, a indústria do Estado de São Paulo conseguiria no ano de 2030 reduzir as emissões de GEE para 19,98 MtCO₂e/ano, 66% das emissões projetadas para este mesmo ano no CR.

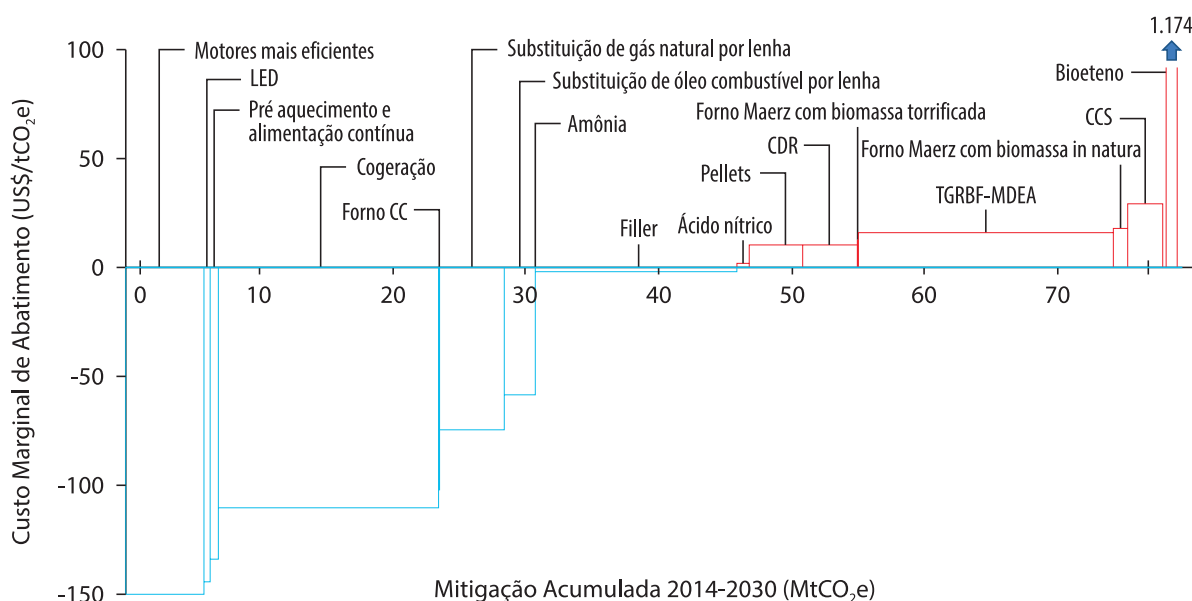
4.1.2 Curva de custo marginal de abatimento para o Estado de São Paulo

O Gráfico 35 apresenta a curva MAC com as 17 medidas contempladas no Projeto. Da esquerda para a direita, a identificação das medidas apresentadas é realizada de cima para baixo, conforme a Tabela 29.

A Tabela 29 apresenta os valores numéricos de MAC e a mitigação de GEE proporcionada por cada medida.

Segundo a Tabela 29, existem 9 medidas para as quais o resultado econômico é negativo. Tais medidas são conhecidas como *no regrets*¹⁹, ou seja, as medidas não apresentam um custo para a sociedade e até podem implicar em ganhos. Entre estas medidas, destacam-se como as mais atraentes as medidas relacionadas à área de energia, sobretudo as que implicam na redução do consumo de eletricidade. Sendo que a quarta medida de menor MAC é a cogeração no setor químico, que se distingue pela geração de eletricidade por meio da redução das perdas energéticas da combustão do gás natural. A medida de maior potencial de redução no estudo, a medida TGRBF-MDEA, que é uma medida de certa forma próxima ao CCS do ponto de vista tecnológico, mas que não envolve o estoque do CO₂ em reservatórios geológicos, também possui um MAC consideravelmente bai-

Gráfico 35 – Curva de custo marginal de abatimento para a indústria do Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti et al. (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui et al. (2017).

19. “No regrets” (‘sem arrependimentos’, em tradução livre), é um termo da literatura especializada utilizado para se referir a medidas de redução de GEE cujos benefícios são iguais ou excedem os custos para a sociedade, fora os ganhos na questão das mudanças climáticas evitadas (IPCC, 2007).

Tabela 29 – Valores da curva de custo marginal de abatimento para a indústria do Estado de São Paulo

Tecnologia/medida de baixo carbono	Custo marginal de abatimento	Redução das emissões 2014–2030
	(US\$/tCO ₂ e)	(MtCO ₂ e)
Química: motores mais eficientes	– 150	5,77
Química: LED	– 145	0,57
Siderurgia: pré-aquecimento e alimentação contínua	– 134	0,61
Química: cogeração	– 111	16,46
Siderurgia: forno corrente contínua	– 102	0,27
Química: substituição de gás natural por lenha de reflorestamento	– 75	4,79
Química: substituição de óleo combustível por lenha de reflorestamento	– 58	2,28
Química: amônia	– 27	0,06
Cimento: <i>filler</i>	– 2	15,14
Química: ácido nítrico	2	0,84
Cimento: <i>pellets</i>	10	4,03
Cimento: CDR	11	4,03
Cal: forno Maerz com biomassa torrificada	12	0,13
Siderurgia: TGRBF-MDEA	16	19,27
Cal: forno Maerz com biomassa <i>in natura</i>	17	1,09
Cal: CCS	29	2,54
Química: eteno verde	1.174	0,54

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti *et al.* (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui *et al.* (2017).

xo (menor que US\$ 20 por tonelada mitigada). Todavia para se concretizar esta medida depende da ação do estado para transportar e injetar o CO₂ no seu sumidouro geológico. Vale também destacar que a medida que apresenta o terceiro maior potencial de mitigação, a adição de *filler*, demonstra um resultado econômico praticamente nulo (US\$ –2/tCO₂). O potencial de redução de emissões desta medida ao longo do período analisado é de 15 MtCO₂e.

Se fossem adotadas somente as tecnologias de MAC negativo, cuja predominância é dos setores químico e siderúrgico, seriam evi-

tados 45,95 MtCO₂e com uma economia de US\$ 3,4 bilhões até 2030. Considerando as premissas adotadas no estudo, se fossem implantadas todas as 17 tecnologias para alcançar o potencial máximo de 78,4 MtCO₂, ainda assim seriam economizados US\$ 2,2 bilhões até 2030.

4.1.3 Curva de preço de equilíbrio do carbono

O Gráfico 36 apresenta a curva com o BECP para as 17 medidas contempladas no Projeto. Da esquerda para a direita a identificação das medidas apresentadas no Gráfico 36 é apresentada de cima para baixo na Tabela 30.

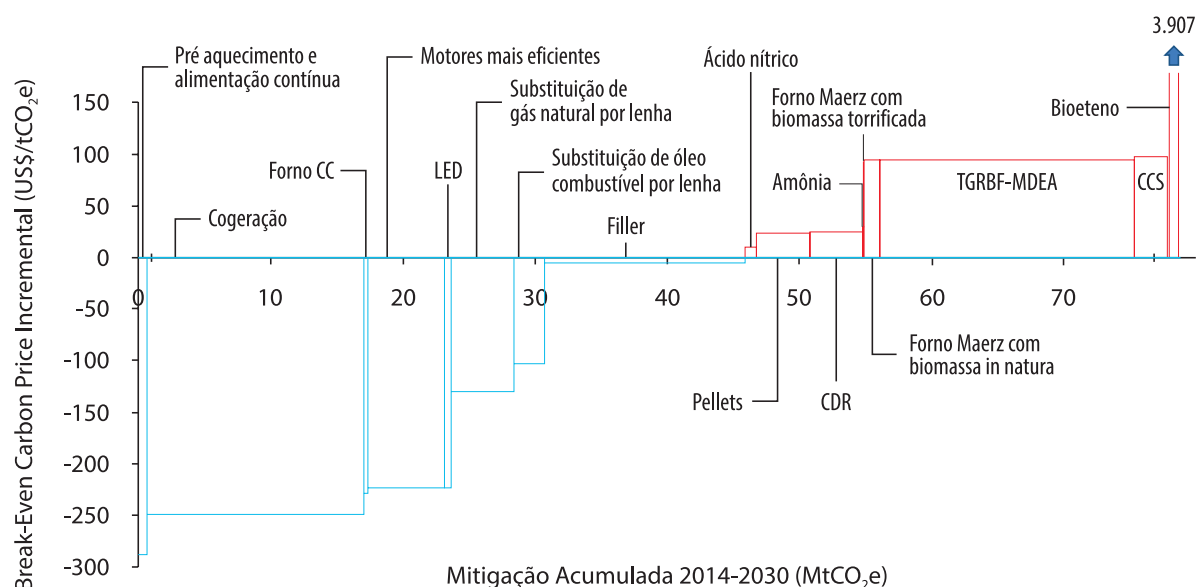
A Tabela 30 apresenta os valores de BECP e a mitigação de GEE, que é a mesma da Tabela 29, proporcionada por cada medida.

Apesar de apresentarem os mesmos potenciais de mitigação das emissões, os resultados econômicos da análise BECP são amplificados em relação aos resultados do MAC. De forma geral, a ordenação das medidas não varia muito. Eventuais mudanças na ordem das medidas estão em função principalmente da representação do CAPEX dentro da composição dos custos de cada uma. No cálculo do BECP, a taxa de atratividade é a única variável que difere em relação ao MAC e atua na anualização do CAPEX, por isso, quanto maior for o CAPEX dentro do custo total (que inclui OPEX, custo de energia e receita), maior será a elevação do MAC para o BECP.

Vale destacar que a cogeração no setor químico, que tem um potencial de redução das emissões considerável, passa a ser a segunda opção mais atraente e com um resultado negativo (*no regrets*) bastante expressivo.

Ao total, 8 tecnologias de baixo carbono trazem um retorno acima do determinado para o setor, portanto são investimentos atraentes. No caso das demais tecnologias, é necessário vender a tonelada de carbono para que isto ocorra.

Gráfico 36 – Curva de *Break-Even Carbon Price* para a indústria do Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti et al. (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui et al. (2017).

Tabela 30 – Valores de *Break-Even Carbon Price* para a indústria do Estado de São Paulo

Tecnologia/medida de baixo carbono	BECP incremental	Redução das emissões 2014-2030
	(US\$/tCO ₂ e)	(MtCO ₂ e)
Siderurgia: pré-aquecimento e alimentação contínua	-288	0,61
Química: cogeração	-250	16,46
Siderurgia: forno corrente contínua	-229	0,27
Química: motores mais eficientes	-224	5,77
Química: LED	-224	0,57
Química: substituição de gás natural por lenha de reflorestamento	-131	4,79
Química: substituição de óleo combustível por lenha de reflorestamento	-103	2,28
Cimento: filler (SP)	-5	15,14
Química: ácido nítrico	10	0,84
Cimento: pellets (SP)	23	4,03
Cimento: CDR (SP)	24	4,03
Química: amônia	31	0,06
Cal: forno Maerz com biomassa torrificada	93	0,13
Cal: forno Maerz com biomassa in natura	94	1,09
Siderurgia: TGRBF-MDEA	95	19,27
Cal: CCS	98	2,54
Química: eteno verde	3.907	0,54

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti et al. (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui et al. (2017).

4.1.4 Investimento nas medidas de baixo carbono

O Gráfico 37 apresenta a curva de intensidade de investimento no CBC. A intensidade mostra os investimentos necessários por tCO₂ evitada, em comparação com os investimentos do CR.

A Tabela 31 mostra os valores utilizados na construção da curva, e também adiciona o investimento total (não incremental) para cada medida. O investimento não incremental corresponde ao investimento somente para o CBC, sem levar em consideração o investimento do CR, que por ventura pudesse deixar de ser realizado.

Como já mencionado na seção 3.4.2, as medidas de substituição de coque de petróleo por biomassa na indústria de cimento não requer quaisquer investimentos iniciais. Em contrapartida, é no setor de siderurgia que observamos a tecnologia com maior investimento total, o TGRBF-MDEA, US\$ 1.286 milhões até 2030.

Todavia, constata-se que medidas como o *filler*, o TGRBF-MDEA e a cogeração podem

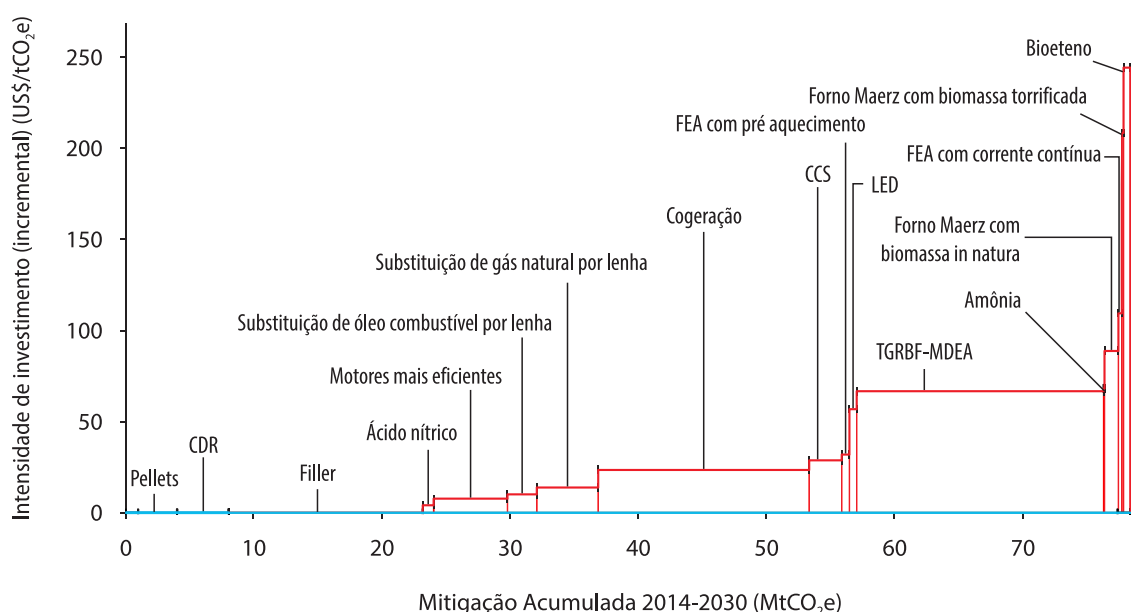
apresentar altos investimento totais, mas a intensidade de investimento das mesmas é relativamente baixa, pois seu potencial de mitigação, como já foi visto, é elevado. Contudo, a análise desta medida considera que o estado será responsável pelo transporte do CO₂ até os reservatórios geológicos, no caso das tecnologias TGRBF-MDEA e CCS.

Outro ponto de interesse é que, na curva de intensidade de investimento, o bioeteno passa a não apresentar um valor elevado como ocorreu na MAC e BECP, apesar de continuar na primeira colocação de maior custo. Isto reafirma o que já foi mencionado na seção 3.3.3, de que o preço do etanol é o maior condicionante do custo total do bioeteno e não o CAPEX da construção de uma nova fábrica.

4.2 DISCUSSÕES

As medidas analisadas no presente estudo apresentaram MAC, BECP e potenciais de mitigação variados. Indo além dos custos e emissões, cada

Gráfico 37 – Intensidade de investimento (incremental) nas medidas de baixo carbono para o Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti *et al.* (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui *et al.* (2017).

Tabela 31 – Intensidade de investimento e custo total das medidas de baixo carbono para o Estado de São Paulo

Tecnologia/medida CBC	Intensidade de investimento (não incremental)	Custo de investimento total
	(US\$/tCO ₂)	(milhões US\$)
Cimento: <i>pellets</i> (SP)	—	—
Cimento: CDR (SP)	—	—
Cimento: <i>filler</i> (SP)	0	701
Química: ácido nítrico	4	4
Química: motores mais eficientes	8	45
Química: substituição de óleo combustível por lenha de reflorestamento	10	35
Química: substituição de gás natural por lenha de reflorestamento	14	100
Química: cogeração	24	520
Cal: CCS	29	73
Siderurgia: pré-aquecimento e alimentação contínua	32	19
Química: LED	57	258
Siderurgia: TGRBF-MDEA	67	1.286
Química: amônia	68	4
Cal: forno Maerz com biomassa <i>in natura</i>	89	161
Siderurgia: forno corrente contínua	110	721
Cal: forno Maerz com biomassa torreficada	208	43
Química: eteno verde	244	370

Fonte: Elaboração própria (2017), com base em Fanti *et al.* (2017), Freitas, René Vogelaar e Renato Vogelaar (2017a, 2017b) e Punhagui *et al.* (2017).

medida apresenta peculiaridades de diversas ordens, como barreiras técnicas e regulatórias.

Em comparação com estudos anteriores, que geralmente atrelam o futuro a um cenário macroeconômico único, neste estudo os cenários de evolução da produção física dos setores são distintos e foram caracterizados de acordo com as perspectivas dos especialistas de cada setor.

Um resultado de destaque é a utilização do CDR como combustível alternativo na indústria de cimento. Esta tecnologia apresenta um potencial de reduzir 4 MtCO₂, que é bastante

significativo. É uma medida interessante, pois a prática já ocorre em outros estados brasileiros e a sua viabilização no Estado de São Paulo poderá avançar a partir da publicação da Resolução SMA 38 de 2017, que versa sobre o licenciamento e a operação da atividade de recuperação de energia proveniente do uso de CDR em Fornos de Produção de Clínquer.

Já para setores como o setor químico, onde o consumo de energia se destaca, o potencial de mitigação de medidas baseadas na redução do consumo de energia é significativo. A cogeração apresenta um potencial de mitigar 16,5 MtCO₂. Contudo, a intensidade de investimento para este tipo de projeto é de US\$ 24/tCO₂, o que pode ser uma barreira para que esta tecnologia seja adotada em massa. Além disso, devem ser feitas ressalvas para este resultado, pois neste caso e em alguns outros (vide Quadro 2) foi considerado o FE do MDL para estimar as emissões. Neste caso, o papel do estado como facilitador mostra ser imprescindível.

O FE do MDL trata-se de uma abordagem legítima, mas que depende de regulação apropriada para ser validada. O MDL presume que o setor de eletricidade evite a ampliação da oferta por fontes com maior intensidade de carbono, uma vez existindo medidas de redução de consumo de eletricidade ou sua geração por fontes renováveis ou por cogeração. Não obstante, também foi necessário adotar o FE de inventário para algumas das medidas, pois o sistema interligado brasileiro apresenta diversos tipos de usinas, não só as mais emissivas, pelo contrário, ainda há participação significativa da hidroeleticidade. Além do que, existem tecnologias que consomem mais energia elétrica no CBC do que no CR. Nesse caso foi adotado o fator de emissão para inventários.

Ressalta-se ainda que a redução de emissão de CO₂ por economia de energia elétrica, graças às alternativas estudadas no projeto, terá cada vez mais relevância. Isto porque, conforme os cenários apontados em diversos estudos,

o aumento da temperatura global provocará déficits hídricos que comprometerão a oferta de energia por hidrelétricas, aumentando a participação de fontes fósseis, que são não somente mais “sujas” para o meio ambiente, como também tornam o preço da eletricidade mais alto. Além das maiores dificuldades para o desenvolvimento hidrelétrico devido aos seus altos custos ambientais e financeiros.

Do ponto de vista de fontes energéticas, as opções com o MAC mais alto estão relacionadas com vetores energéticos a partir da biomassa. Desta forma, a análise de medidas de mitigação relacionadas tanto com o consumo de energia pela indústria, quanto com o setor energético demandam ferramentas dinâmicas que integrem a evolução da matriz energética e possam identificar o potencial de deslocamento de fontes fósseis ao longo do período analisado, levando em conta também o resultado econômico das tecnologias. A aplicação destas ferramentas é relevante para evitar dupla contagem e ao mesmo tempo identificar o potencial máximo existente de mitigação.

Finalmente, vale a pena considerar medidas mais agressivas, que de certa forma já são indicadas pelo mercado dos produtos industriais dos setores analisados. O setor de cal passa por uma retração e pela substituição de cal por outras substâncias. Esta desmaterialização poderia ser considerada de forma mais agressiva. Da mesma forma a estimativa de que a permanência da desativação do único alto-forno da rota integrada de produção de aço no estado implica em uma redução de cerca de 104 milhões de tCO₂ até 2030, poderia ser também considerada como uma oportunidade de mudança radical na indústria siderúrgica do estado. Ou seja, a recuperação da produção de aço no futuro poderia se basear em uma planta com

o estado da arte da tecnologia de baixo carbono. Este potencial é mais de cinco vezes maior do que o potencial da medida que apresenta o maior potencial de redução de emissões (o próprio TGRBF-MDEA) e integra a MACTool proposta neste relatório.

Outro ponto de discussão são as comparações que podem ser realizadas entre os resultados deste estudo, para São Paulo, com o estudo realizado para o Brasil em 2010. O CR projetado para o Brasil no ano de 2030 é de 1.718 MtCO₂ (GOUVELLO *et al.*, 2010, p. 31). Desconsiderando os 31% referentes ao desmatamento, já que o mesmo tem um peso ínfimo no caso de São Paulo, temos a emissão de 1.185 MtCO₂, enquanto que o valor levantado para a indústria do Estado de São Paulo foi de 30 MtCO₂ no mesmo ano. O total acumulado de mitigação ao longo do período (2008–2030) no estudo para o Brasil foi de 11,1 GtCO₂, em outras palavras, 483 MtCO₂ por ano. Comparado a este valor, a média anual de emissões evitadas para a indústria do Estado de São Paulo, de 4,6 MtCO₂, representa 0,96%.

Desconsiderando as medidas que apresentam um desvio considerável na curva MAC para o Brasil (trem bala São Paulo–Rio) e na curva MAC para São Paulo (bioeteno), para o Brasil houve valores de US\$/tCO₂ em um intervalo de –120 a 106²⁰ (GOUVELLO *et al.*, 2010, p. 157 e 158). Por sua vez, o presente estudo apresentou um intervalo de –150 a 29. Isto indica que existem maiores oportunidades de gerar economia com um desenvolvimento de baixo carbono no estado quando comparado ao Brasil. Outro fato é que, assim como no caso de São Paulo, as medidas que apresentaram MAC negativo no estudo do Brasil são majoritariamente da área de eficiência energética. Isto reforça o que já foi mencionado diversas vezes

20. Considerando a taxa de desconto de 8%, a mesma utilizada no estudo, sendo que o estudo do banco mundial também apresenta os resultados para 4% e 12%.

ao longo deste relatório a respeito da economia atrelada a mitigação de GEE pela eficiência energética.

4.3 INCERTEZAS E RECOMENDAÇÕES

Em igual relevância à apresentação dos resultados, destaca-se o apontamento das limitações e dificuldades encontradas ao longo do período de execução deste projeto. Um dos principais objetivos do estudo foi em identificar possíveis direções para um futuro de baixo carbono, tendo um recorte específico, ou seja, setores da indústria do Estado de São Paulo. Uma vez que tomadores de decisão optem por determinados caminhos, novos estudos deverão surgir para ampliar o escopo e aprofundar o caráter técnico, político, regulatório, social e ambiental das tecnologias de baixo carbono. Cabe ressaltar que o enfoque deste estudo foi a análise de tecnologias para a mitigação de emissões de gases de efeito estufa 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. A seguir, serão relatadas algumas das dificuldades a serem relevadas em futuras análises.

Os valores do período inicial (base 2013) foram estabelecidos em um momento da economia que apresentou características marcantes e distintas em relação aos anos seguintes ao desenvolvimento do trabalho, que compuseram os anos iniciais de projeção (2014, 2015 e 2016). Em um cenário onde a economia se comportou de forma diferenciada em um curto espaço de tempo, as projeções podem não corresponder às possibilidades apresentadas, visto que, não foram realizadas previsões, mas sim apresentada trajetória de desenvolvimento para possível futuro com base em um momento específico. Considerando o cenário de volatilidade e incertezas, é possível que a economia se restabeleça próximo aos níveis iniciais utilizados

como base em um futuro próximo ou que demande um período mais longo. Estas questões macroeconômicas que permeiam o contexto e que podem impactar os resultados finais deste estudo não foram parte do escopo deste projeto.

Como exemplo é possível citar o preço do petróleo *Brent*, base dos preços dos demais energéticos deste estudo, que em 2013 se encontrava próximo a US\$ 100/bep e as projeções indicavam que este preço se manteria em média a US\$ 110/bep (EIA, 2014a). Porém os dados atuais referentes a 2017, por exemplo, não ultrapassaram US\$ 60/bep.

Em relação à coleta de dados, o principal desafio foi a obtenção de dados representativos setoriais, visto que, de um modo geral, as empresas apresentam sua política de privacidade e mercado estabelecidas vinculadas à estratégias comerciais. Além disso, os dados foram levantados junto aos setores, além de consultas a especialistas da área e literatura.

Para as estimativas, os custos das tecnologias foram mantidos constantes durante todo o período do estudo, sem considerar inflação e obsolescência, ou seja, de um modo geral, os avanços tecnológicos ocasionam impactos nos preços de tecnologias, refletindo a consolidação das mesmas ou a substituição por tecnologias mais avançadas que, no momento, encontram-se em estágio experimental.

O preço da lenha adotado no estudo teve como fonte o CEPEA/ESALQ e representa um dado médio estadual. Já os demais combustíveis, com exceção do carvão vegetal, foram dados médios nacionais, tendo como base as séries históricas do BEN. O preço do etanol foi articulado pelo modelo ao preço do petróleo, o que pode não refletir bem a evolução do preço no mercado brasileiro, pois os preços dos combustíveis no Brasil são fortemente controlados pelo governo federal e a tributação dos combustíveis é diferenciada.

As tecnologias adotadas no estudo consideram as informações de custos e emissões presentes na literatura, em conformidade com as análises dos especialistas. Para algumas tecnologias, como no caso do setor de energia na indústria química, foram considerados dados médios já processados em outros estudos para o estabelecimento de premissas de utilização e custos. No caso dos demais setores abordados, os dados foram obtidos diretamente com as empresas representantes do setor e das tecnologias, estudos específicos que, em grande parte, apresentavam informações em contexto internacional em relação à aplicação e custos.

Em algumas tecnologias ocorreu a simplificação de implementação em relação a custos e emissões. Por exemplo, nas tecnologias incrementais não foram considerados em alguns casos, o custo de adaptação das estruturas tecnológicas já existentes. Em outros casos, quando não foi possível obter o valor de determinada tecnologia, os custos da tecnologia de interesse foram estabelecidos por comparação com outra considerada semelhante pelos autores. No caso do TGRBF-MDEA, o custo da destinação final do CO₂ não foi considerado.

Algumas das tecnologias consideradas nos setores foram modeladas tendo como exemplo o contexto internacional, sem considerar possíveis taxas de importação já que, muitas delas

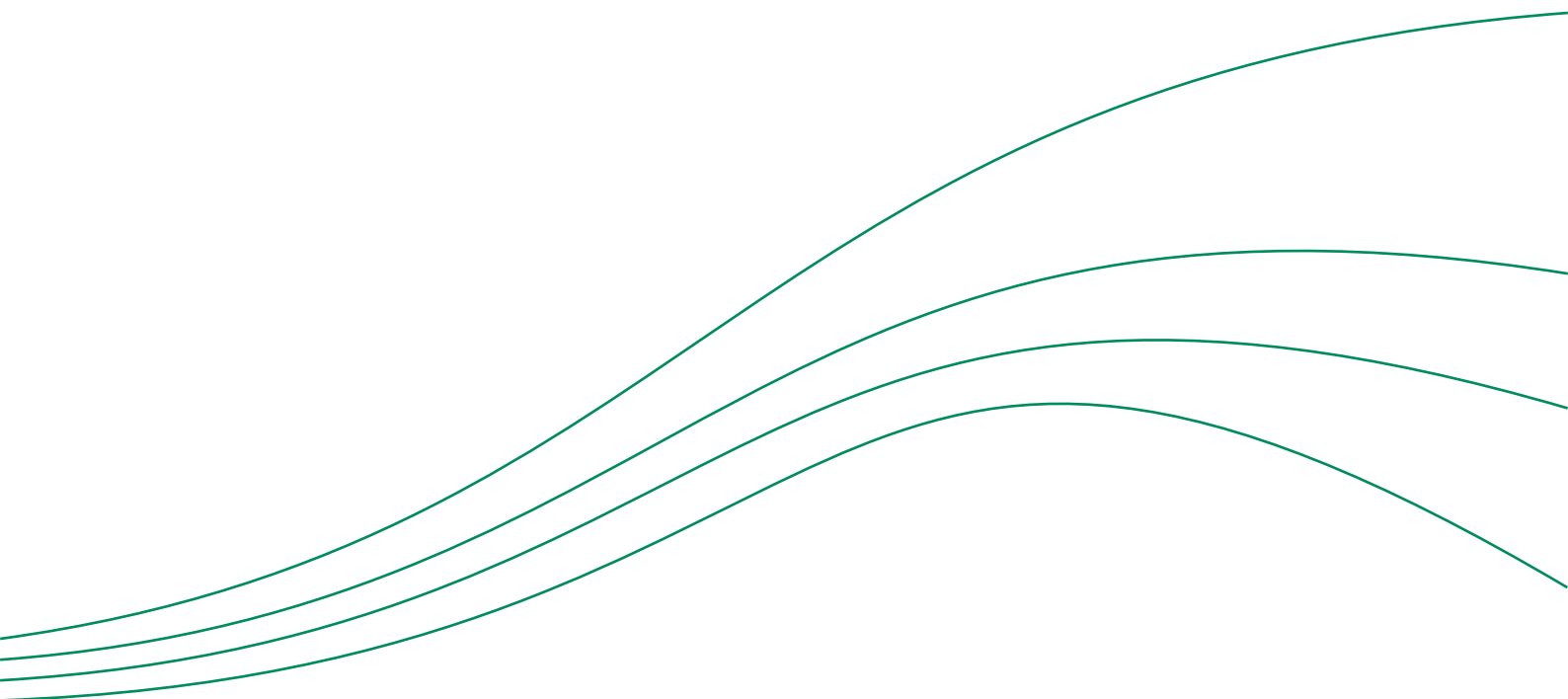
não apresentam seu desenvolvimento e consolidação no país.

Buscando se obter uma análise integrada, o estudo se desenvolveu de forma a evitar possíveis duplas contagens entre as tecnologias adotadas. No estudo para o setor de cimento, por exemplo, foi realizada uma análise de forma que as mudanças internas na aplicação de uma medida ocasionou impactos nas demais e, por consequência, em todo o estudo. Observaram-se também interações entre os setores, como no caso da indústria de siderurgia com o setor de cimento, em decorrência do fornecimento interrompido de escória em decorrência do fechamento da USIMINAS. Contudo, a análise não incorporou um modelo integrado do tipo *top down*, que relacionasse, por exemplo, a evolução de todos os vetores energéticos ao longo do período analisado.

Considerando o uso da ferramenta MACTool, adotaram-se estratégias para que suas limitações fossem superadas, realizando-se adaptações da programação da MACTool conforme as necessidades dos *inputs*.



Considerações finais



O estudo permitiu avaliar quantitativamente as emissões e custos em decorrência das dezessete opções avaliadas e, desta forma, pode fornecer base para as tomadas de decisões e suas implicações. O estudo abordou o potencial de mitigação existente nas ações referentes à eficiência energética, tanto térmica como elétrica; na substituição de combustíveis fósseis por renováveis; e, por fim, na introdução de medidas agressivas de captura, como o CCS e o TGR-BF-MDEA. Além da relevância dos resultados, o estudo apresenta uma base de dados que poderá ser utilizada e complementada no futuro e que está abrigada em uma planilha eletrônica. Trata-se de um estudo inédito que pode balizar o desenvolvimento de baixo carbono da indústria paulista.

Dentre as dezessete medidas analisadas, nove tem custo negativo, ou seja, a adoção das mesmas em detrimento do CR projetado seria benéfica. Considerando as premissas adotadas no estudo, todas as dezessete medidas para os quatro setores avaliados teriam o potencial de mitigar 78,4 milhões de toneladas de CO₂ até o ano de 2030. O resultado médio da MAC, ponderado pelo potencial de mitigação, indica um valor negativo de US\$ 29,15/tCO₂.

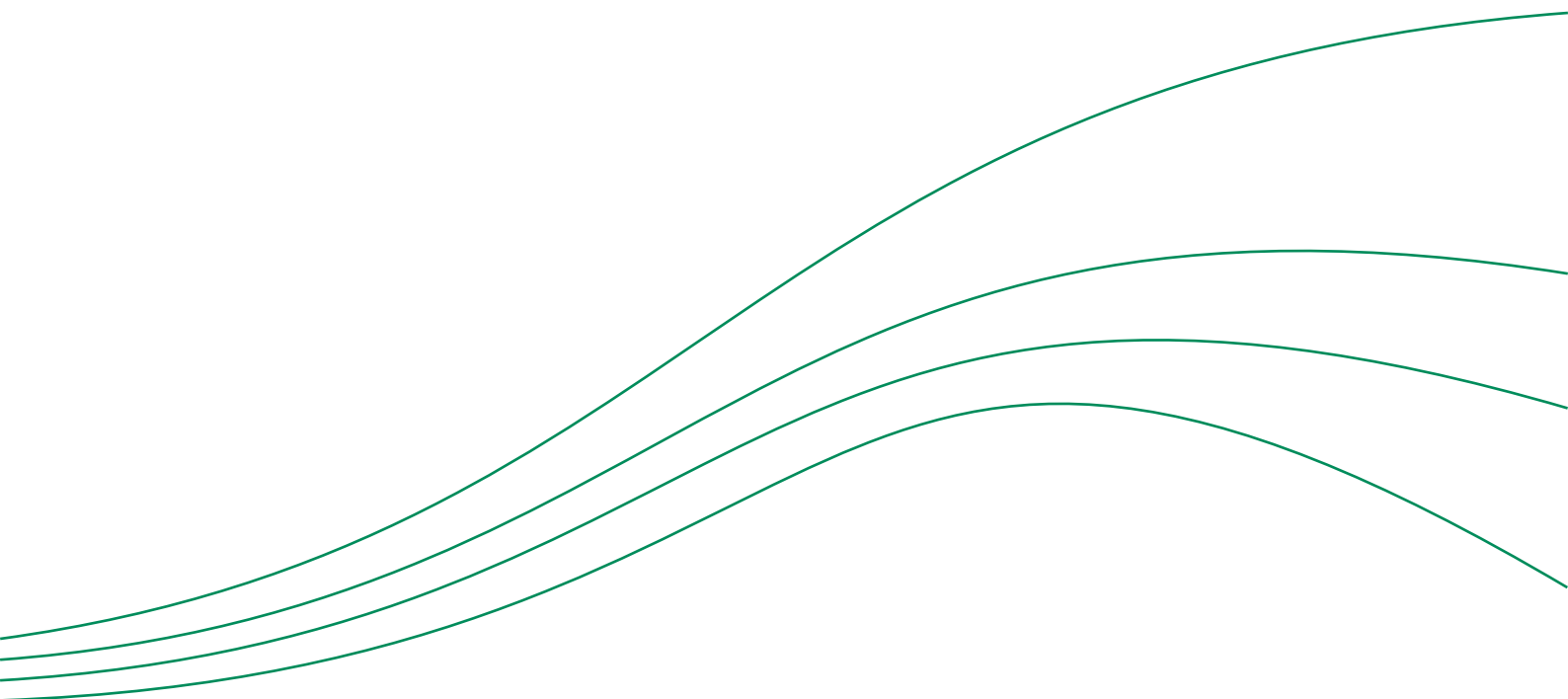
De acordo com a publicação *Decarbonizing Development: Three Steps to a Zero-Carbon*

Future (FAY, 2015), o planejamento de um futuro de baixo carbono depende de ações antecipadas para que este objetivo seja alcançado, e todos os meios para essas ações devem concordar quanto à necessidade de descarbonização nas atividades de todos os setores da economia.

Os esforços não necessitam ser na mesma direção e velocidade, porém menos esforços no início podem demandar maiores no futuro. Por outro lado, maiores investimentos iniciais podem gerar retorno ao longo dos anos, este retorno equaliza ou mesmo é maior que tais investimentos, como o próprio estudo apresenta. Neste contexto, o levantamento dos preços do carbono (MAC e BECP) podem assegurar que as opções de redução mais baratas sejam adotadas e que as organizações equalizem custos marginais de forma a se obter condição necessária para uma transição eficiente. Contudo, não podemos esquecer que a curva MAC é datada para um ano de referência e um período específico e a questão climática é um problema de longo prazo. Neste sentido os resultados deste estudo são um ponto seminal para a discussão das possibilidades de mitigação da indústria paulista.



Referências



ALLWOOD, J.M. et al. Material efficiency: A White Paper. **Resources, Conservation and Recycling**. v. 55, n. 3, p. 362–381, 2011. Disponível em: <http://web.mit.edu/ebm/www/Publications/MEWP_Res_Cons_Recycl_2011.pdf>. Acesso em: set. de 2016.

ANEEL. **Novos empreendimentos (implantação e ampliação) decorrentes de leilões de geração (2005 a 2014)**. Brasília, DF, [2015?]. 1 planilha, XLS. Disponível em: <https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKewiIm6Dk-OPLAhUBqR4KHWk9Dc0QFggiMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Farquivos%2FExcel%2FCEL_Resultado_Leiloes_Geracao_2005a2014_31-jul-14.xlsx&usg=AFQjCNF9vmgBc8ZVNMO82wJDPtcgJY_AsA&sig2=JV48eQm7aJESHny4xqw4zQ>. Acesso em: set. de 2016.

APEC. **Building capacity for co2 capture and storage in the apec region: a training manual for policy makers and practitioners**. Singapore, 2012. 240 p. (APEC Reference 212-RE-03.1). Disponível em: <<http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/114711/building-capacity-co2-capture-and-storage-apec-region.pdf>>. Acesso em: set. 2016.

BNDES. **Manual da TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo**. Rio de Janeiro, 2011. 6 p. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/tjlp.pdf>. Acesso em: set. 2016.

BNDES. **Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP: evolução (% a.a.)**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/>. Acesso em: set. 2016.

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. **Emissões de dióxido de carbono por queima de combustíveis: abordagem top-down**. Brasília, DF, 2006. (Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de GEE: relatórios de referência). Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0008/8812.pdf>. Acesso em: set. 2016.

BRASIL. MCTI. **Fatores de Emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil**. [On-line] [2015?]. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764/Fatores_de_Emissao_de_CO_sub_2_sub_pela_geracao_de_energia_eletrica_no_Sistema_Interligado_Nacional_do_Brasil.html>. Acesso em: setembro de 2016.

BRASIL. MDIC. **AliceWeb 2**. Brasília, 2016. 1 banco de dados online de informações estatísticas. Disponível em:

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.

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: abr. 2018.

CETESB. **Inventário das emissões de CO₂ por queima de combustíveis no estado de São Paulo, 1990 a 2008: abordagem de referência (top down)**. São Paulo, 2010. (1º relatório de referência do estado de São Paulo de emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa, período de 1990 a 2008). Disponível em: <http://cetesbhomolog.sp.gov.br/inventario-gee-sp/wp-content/uploads/sites/34/2014/09/sumario-executivo_energia-top-down.pdf>. Acesso em: abr. 2018.

DIXON, T. Low carbon scenarios, roadmaps, transitions and pathway: an overview and discussion. In: [WORKSHOP OF THE MEETING] RETROFIT 2050: Re-Engineering the City 2020-2050: Urban Foresight and Transition Management, 1st, Oct. 2011, London. **Working paper ... United Kingdom: RETROFIT**, 2011. 30 p. (WP 2011/6). Disponível em: <<http://www.retrofit2050.org.uk/sites/>

<default/files/resources/WP20116.pdf>>. Acesso em: set. 2016.

DUTTA, A; LEON, M. **Pros and cons of torrefaction of woody biomass**. [Ontário, CA]: School of Engineering/University of Guelph, [2015?]. 22 slides, il., color., PPT em PDF. Disponível em: <https://www.agrireseau.net/references/32/presentations_guelph/2Torrefaction%20-%20Pros%20and%20Cons%20By%20Mathias%20Leon%20UoG.pdf>. Acesso em: set. 2016.

EIA. **Annual energy outlook 2014 with projections to 2040**. Washington, DC, 2014a. (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. In: _____. **Assumptions to the annual energy outlook 2015**. Washington, DC, 2015. Section 7, p. 102–127.

EIA. **Europe Brent Spot Price FOB. Period: 1987–2018**. Independent Statistics & Analysis. U.S. Department of Energy. Washington. 2014b. Disponível em: <<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=rbrte&f=a>>. Acesso em: abr. 2018.

EIA. **What drives U.S. gasoline prices?** Washington, DC, 2014c. Disponível em <<http://www.eia.gov/analysis/studies/gasoline/pdf/gasolinepricestudy.pdf>>. Acesso em: set. 2016.

EPE. **Balanço energético nacional: ano base 2013 = Brazilian energy balance: year 2013**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>. Acesso em: abr. 2018.

ESMAP. World bank group. **Modeling Tools and E-Learning: MACTool**. Disponível em: <<http://www.esmap.org/MACTool>>. 2016. Acesso em: abr. 2018.

FANTI, O.D.; SOUZA, J.F.T. de; STRUMPF, R.; KURIMORI, N. **Estudo de Baixo Carbono para a Indústria Química no Estado de São Paulo 2014–2030**. São Paulo, 2017.

FAY, M. et al. **Decarbonizing development: three steps to a zero-carbon future**. Washington, DC: World Bank, 2015. 182 p. (Climate Change and Development Series). Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/21842>>. Acesso em: set. 2016.

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

FREITAS, J.M. de; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato. **Estudo de Baixo Carbono para a Indústria de Cal no Estado de São Paulo 2014–2030**. São Paulo, 2017a.

FREITAS, J.M. de; VOGELAAR, René; VOGELAAR, Renato. **Estudo de Baixo Carbono para a Indústria Siderúrgica no Estado de São Paulo 2014–2030**. São Paulo, 2017b.

GARCIA, D.P.; CARASCHI, J.C.; VENTORIM, G. Caracterização energética de pellets de madeira. **Revista da Madeira**, Curitiba, v. 24, n. 135, p. 14–18, maio 2013. Disponível em: <<http://pt.calameo>.

com/read/002298648e9155395c632>. Acesso em: set. 2016.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **Large scale CCS projects**. Docklands, AUS, [2015a?]. Disponível em: <<http://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects>>. Acesso em: set. 2016.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **The costs of CCS and other low-carbon technologies in the United States: 2015 update**. Docklands, AUS, 2015. 19 p. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/publications/costs-ccs-and-other-low-carbon-technologies-2015-update>>. Acesso em: set. 2016.

GOUVELLO, C. de et al. **Estudo de baixo carbono para o Brasil**. Washington, DC: Banco Mundial: Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento, 2010. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/BRAZILINPOREXTN/Resources/3817166-1276778791019/Relatorio_Principal_integra_Portugues.pdf>. Acesso em: set. 2016.

GOMEZ, D. R. et al.. **2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories**. Hayama, JP, 2006. v. 2: Energy. Chap 2. 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.

DONG, H. et al. **2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories**. Hayama, JP: IGES, 2006. v. 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use, chap: 10, p. 10.7. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/4_Volume4/V4_10_Ch10_Livestock.pdf>. Acesso em: set. 2016.

IPCC. Annex I: glossary J-P. In: _____. **Climate change 2007: mitigation of climate change: contribution of Working Group III to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** Edited by B. Metz et al. New York: Cambridge University Press, 2007. (IPCC Fourth Assessment Report – AR 4). Disponível em: <http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/annex1-ensglossary-j-p.html>. Acesso em: set. 2016.

IPCC. **Climate change 2013: the physical science basis: Working Group I contribution to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** Edited by T.F. Stocker et al. New York: Cambridge University Press, 2013. 1535p. Disponível em: <<http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>>. Acesso em: set. 2016.

IPCC. **Emission scenarios: summary for policymakers.** Geneva, 2000. (Special Report). Disponível em: <<http://www.ipcc.ch/ipccreports/sres/emission/index.php?idp=0>>. Acesso em: abr. 2018.

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/>>. Acesso em: set. 2016.

IPCC. **IPCC Special report on carbon dioxide capture and storage.** Edited by B. Metz et al. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. New York: Cambridge University Press, 2005. 442 p. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srrcs/srrcs_wholereport.pdf>. Acesso em: set. 2016.

IPCC. **Revised 1996 guidelines for national greenhouse inventories: reference manual.** Geneva, 1996. v. 3. Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.html>>. Acesso em: set. 2016.

MENDONÇA, M.B. de. Técnicas de prospecção e análise de cenários futuros nos governos e administração pública do Brasil: revisão da produção científica brasileira de 2001 a 2010. In: ENCONTRO DE ESTUDOS EM ESTRATÉGIA, 5., 2011, Porto Alegre. **Trabalhos apresentados...** [Rio de Janeiro]: ANPAD, 2011. Disponível em: <http://www.anpad.org.br/diversos/trabalhos/3Es/3es_2011/2011_3ES51.pdf>. Acesso em: set. 2016.

OECD. **Recent market developments in the global steel industry.** [Paris], 2016. (DSTI/SU/SC(2015)9/Final). Disponível em: <[http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DSTI/SU/SC\(2015\)9/FINAL&docLanguage=En](http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DSTI/SU/SC(2015)9/FINAL&docLanguage=En)>. Acesso em: set. 2016.

ONU. Conferência das Partes. **Adoção do acordo de Paris.** Trad. por UNIC Rio. [New York], 2015. 21ª sessão, Paris, 30 nov. a 11 dez. 2015. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/acordodeparis/>>. Acesso em: set. 2016.

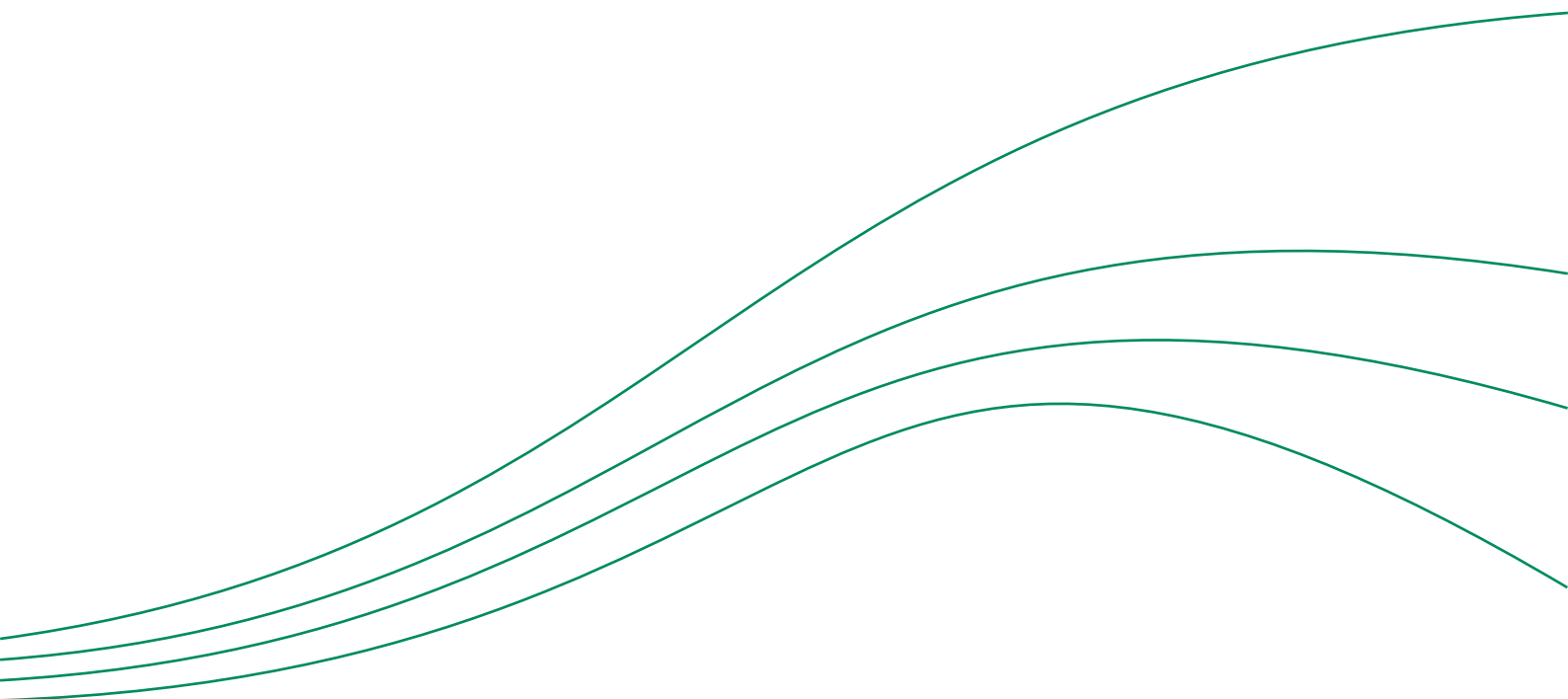
PACALA, S.; SOCOLOW, R. Stabilization wedges: solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. **Science**, v. 305, n. 5686, p. 968-972, Aug. 2004. Special section: Toward a hydrogen economy: review. Disponível em: <<http://science.sciencemag.org/content/305/5686/968>>. Acesso em: set. 2016.

- 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.
- PUNHAGUI, K.R.S.; OLIVEIRA, L.S.; SOUZA, J.F.T.; JOHN, V.M. **Estudo de Baixo Carbono para a Indústria de Cimento no Estado de São Paulo 2014–2030**. São Paulo, 2017.
- SÃO PAULO (Estado). Secretaria de Energia. **Balanço energético do estado de São Paulo 2014**: ano base 2013 = **Energy balance of the state of São Paulo 2014**: year 2013. São Paulo, 2014. (Série Informações Energéticas, 002). Disponível em: <<http://www.energia.sp.gov.br/a2sitebox/arquivos/documentos/642.pdf>>. Acesso em: set. 2016.
- SÃO PAULO. Lei Estadual n.13.798, de 9 de novembro de 2009. Institui a Política Estadual de Mudanças Climáticas. **Diário Oficial [do] Estado de São Paulo**, Poder Executivo, São Paulo, v. 119, n. 209, 10 nov. 2009. Seção 1, p.1–4. Disponível em: <<http://dobuscadireta.imprensaoficial.com.br/default.aspx?DataPublicacao=20091110&Caderno=DOE-I&NumeroPagina=1>> Acesso em: abr. 2018.
- 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.
- UFRJ. COPPE. Centro Clima; RIO DE JANEIRO (Cidade). Secretaria Municipal de Meio Ambiente. **Inventário e cenário de emissões dos gases de efeito estufa da cidade do Rio de Janeiro**: resumo técnico. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://www.rio.rj.gov.br/dlstatic/10112/1712030/DLFE-222982.pdf/NelsonSINVENTARIOFINALMAC_Resumo_Geral_Inv_e_Cenario_v05abr_E.pdf>. Acesso em: set. 2016.
- UNFCCC. **PDD 9267**: Partial Fuel Switching to Agricultural Wastes, Sewage Sludge & Refuse Derived Fuel (RDF) at Arabian cement plant. 2012. Disponível em: <<https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/RWTUV1356603354.08/view>>. Acesso em: jun. 2017.
- VICTOR, D.G. et al. Introductory chapter. 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. Disponível em: <<http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>>. Acesso em: set. 2016.
- WOLFFENBÜTTEL, A. O que é? Petróleo Brent e WTI. **Desafios do Desenvolvimento**, São Paulo: IPEA, ano 2, n. 16, 2005. Disponível em: <http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2083:catid=28&Itemid=23>. Acesso em: abr. 2018.



Apêndice A

Estudo de baixo carbono
para a indústria de
São Paulo incorporando
a construção civil



EMISSÕES INDIRETAS PELO CONSUMO DE MATERIAIS MUNDIAIS

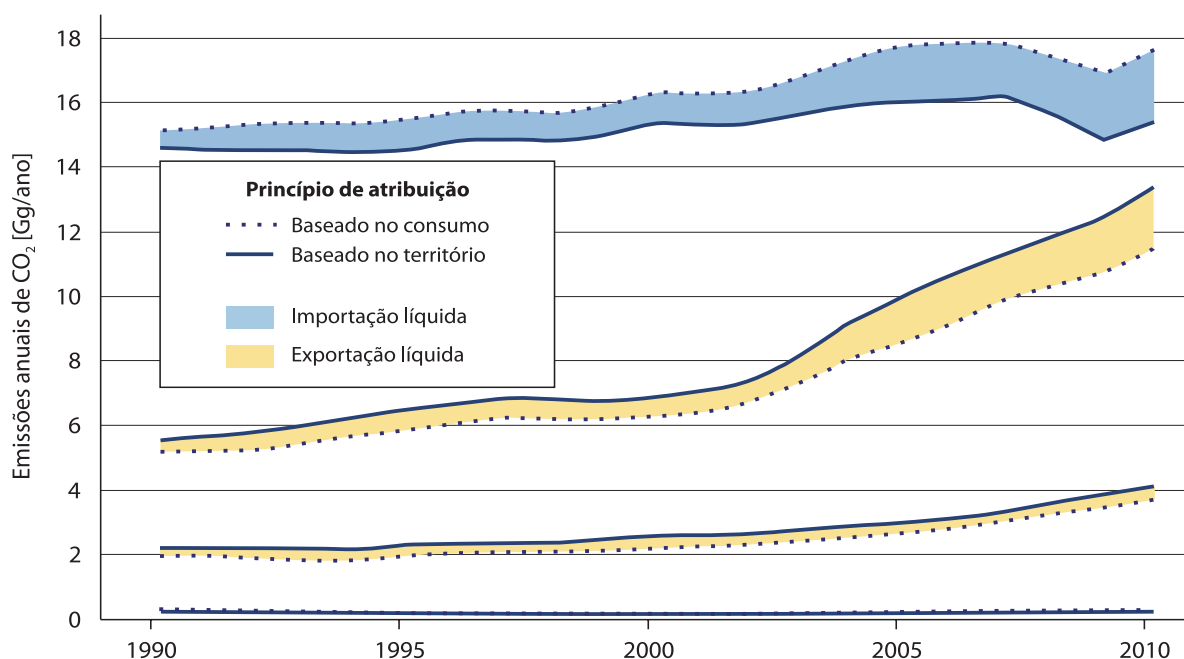
Uma das abordagens apresentadas pelo relatório do IPCC (VICTOR *et al.*, 2014) é a contabilização das emissões pela ótica do consumo, onde é possível constatar que de fato, muitos países de renda alta estão importando emissões incorporadas nos produtos, provenientes principalmente de países de renda média alta (Figura 10).

A Figura 10 apresenta as emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis para quatro faixas econômicas atribuídas com base no território (linha sólida) e no consumo final (linha pontilhada). As áreas sombreadas são o saldo líquido do comércio de CO₂ entre cada um dos grupos e o resto do mundo. O sombreamento azul indica que a região é um importador líquido de emissões, com as emissões de CO₂ per capita por consumo sendo superiores às que ocorrem em seu território. Em amarelo, in-

dica a situação inversa, ou seja, exportadores de emissões incorporadas em produtos. Os países de baixa renda, por não terem grande relevância no comércio global de produtos manufaturados, não apresentam diferença entre as emissões por território e consumo. Já para os países de renda média-alta, as emissões per capita incorporadas em produtos exportados têm crescido ao longo do tempo.

Comparando as emissões por consumo e produção é possível observar variações consideráveis com relação à relevância e responsabilidade pelas emissões dos países, como apresentado na Figura 11. A fim de exemplificação, uma tonelada de aço produzido na China, mas exportada para Estados Unidos, resulta em emissões na China, quando o fundamento da demanda para o aço teve origem nos Estados Unidos. A Figura 11 apresenta as emissões estimadas de consumo e produção em 2010, classificados em ordem até 75% das emissões globais. A abordagem pelo

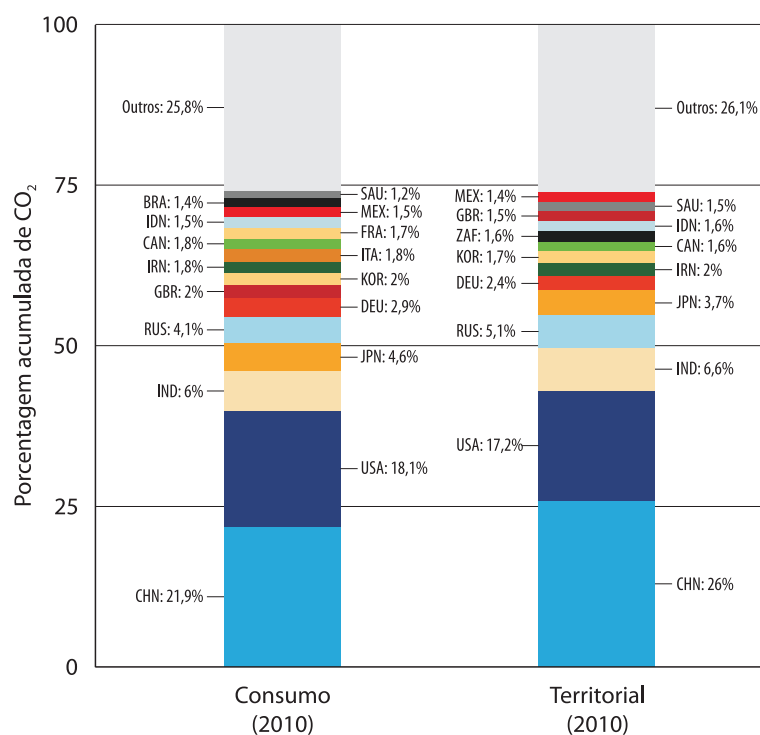
Figura 10 – Emissões com base em setor econômico, território e consumo



Fonte: Victor *et al.* (2014).

Nota: Países de renda alta (*high-income countries* – HIC), países de renda média alta (*upper-middle-income countries* – UMC), países de renda média baixa (*lower-middle-income countries* – LMC) e países de renda baixa (*low-income countries* – LIC).

Figura 11 – *Ranking* de emissões por países, consumo e território considerando a queima de combustíveis fósseis



Fonte: Victor *et al.* (2014).

lado da demanda é uma forma alternativa de responsabilizar os países pelas emissões de GEE.

De acordo com a Figura 11, a barra da esquerda apresenta o ranking dos países com base no consumo e a barra da direita em base territorial considerando as emissões pela queima de combustíveis fósseis. Observam-se variações consideráveis para a China e os Estados Unidos, por exemplo, embora na classificação geral não se observe muitas diferenças quando esses efeitos comerciais estão incluídos, em termos absolutos a diferença é relevante. Considerando a ótica territorial a China emite 3,9 GtCO₂/ano e pela ótica do consumo 3,8 Gt/ano. Os EUA considerando o consumo, emite 3,2 GtCO₂/ano já o território, cerca de 2,6 GtCO₂/ano representando 24% a menos do que a abordagem pelo consumo. Pela ótica do consumo a China representa uma emissão de 0,6 GtCO₂/ano a mais do que os EUA, representando 19,4%. Pela ótica do território, a China representa uma emis-

sões de 1,4 GtCO₂ superior aos EUA representando 53,6 GtCO₂.

Observa-se na Figura 11, que o Brasil, pela ótica do consumo é responsável por 1,4% das emissões globais, mas em relação à abordagem territorial, não é representativo.

Observa-se também pela Figura 11 que, considerando a responsabilidade pelo consumo, apenas 4 países respondem por mais da metade das emissões. Essa perspectiva sugere que, embora todos os países apresentem papéis importantes a desempenhar em relação à redução de emissões, o impacto global dos esforços de mitigação deve ser concentrado em poucos países. Sendo assim, é possível que medidas e tecnologias visando racionalizar o consumo, possam desempenhar um papel relevante na mitigação das emissões.

Este cenário global, apresentado pelo IPCC, é um dos principais motivos pelos quais esta seção do presente estudo adota a ótica do

consumo. A construção civil, apesar de não ser classificada como um setor industrial, utiliza grandes volumes de materiais advindos dos outros setores, como o cimento e o aço. Novos arranjos estruturais podem vir a diminuir a quantidade de material consumido, mantendo os padrões de qualidade e segurança necessários.

EMISSÕES INDIRETAS PELO CONSUMO DE MATERIAIS NO SETOR DE CONSTRUÇÃO CIVIL DO ESTADO DE SÃO PAULO

Medidas de conservação de energia reduzem a emissão de GEE, pois tecnologias mais eficientes fazem com que a energia deixe de ser consumida. Assim, uma ideia similar pode ser aplicada ao consumo de materiais. Em específico, este estudo avalia a construção civil, onde consideramos as emissões pela ótica do consumo, que difere dos outros setores abordados, onde foi considerada a ótica da produção.

Aqui são apresentados os resultados do estudo através da ótica do consumo, com a inclusão do cimento demandado pela construção civil do Estado de São Paulo. São apresentados os conceitos básicos que envolvem a emissão indireta pelo consumo de materiais, a desmaterialização e o posicionamento da construção civil como uma importante esfera que intersecciona os demais setores abordados. Também são apresentados os cenários de consumo de cimento, consumo de energia e as consequentes emissões de GEE, bem como os custos associados às três novas medidas de baixo carbono estudadas para a construção civil. Por fim, são apresentados os resultados do *Wedge Graph*, da curva MAC e da curva BECP considerando o total das vinte medidas avaliadas.

A inclusão de medidas de mitigação pela ótica do consumo de materiais (setor de cimento

englobando a construção civil) é uma proposta inovadora do ponto de vista das possibilidades políticas de mitigação das emissões e da responsabilidade pelas mesmas. Trata-se da busca por medidas que buscam racionalizar o uso de insumos industriais para atender as demandas da sociedade concomitantemente à mitigação das emissões de GEE. Para serem viabilizadas, tais medidas necessitam de um ambiente regulatório apropriado e certamente a busca por esta condição irá suscitar debates sobre a responsabilização pelas emissões globais de GEE.

Apesar de envolver empresas de setores diferentes, a redução no consumo de cimento e cal para argamassa, e cimento e aço para concreto armado implica na redução das emissões dos setores que fabricam estes insumos. Ou seja, as empresas envolvidas nos projetos de construção, apesar de não estarem diretamente relacionadas às fontes de emissão dos insumos, são consideradas responsáveis pela ótica do consumo. A relação entre a atividade da construção civil e os setores industriais avaliados neste projeto pode ser visualizada no esquema da Figura 12. Parte das emissões destes setores pode ser reduzida pela racionalização dos seus produtos que são consumidos pela construção civil.

Em conclusão, a abordagem do consumo contabiliza as emissões indiretas, tanto de processo como de energia, incorporadas na manufatura dos materiais a serem consumidos. Neste estudo, aplicamos esta abordagem para as emissões relacionadas com o consumo de cimento pela construção civil.

No Brasil, o setor industrial do cimento já se beneficia de uma matriz energética limpa e faz uso de tecnologias de produção eficientes, o que resulta em níveis baixos de emissão se comparados aos de outros países. Portanto, as medidas de mitigação de GEE, que focam apenas na produção de cimento no estado, não

Figura 12 – Inter-relação entre o setor da construção civil (consumidor) e os demais setores (produtores)



Fonte: Elaboração própria (2017).

surtem grandes efeitos. Sendo assim, o Projeto BR-T1262 buscou incluir a construção civil na análise integrada ao setor de cimento, deste modo considerando a ótica do consumo do material, já mencionado anteriormente.

Como será apresentado nos itens subsequentes, existe um enorme potencial de mitigação pela substituição de clínquer por *filler*. Também há um grande potencial com o aumento da participação da fabricação de concreto e a argamassa, evitando o desperdício de cimento e aumentando a eficiência “ $t_{\text{concreto}}/t_{\text{cimento}}$ ” e “ $t_{\text{argamassa}}/t_{\text{cimento}}$ ”. Somente estas medidas, do total de 20 de medidas do Projeto, representam 42,1% do total de emissões evitadas pela indústria no Estado de São Paulo.

COMPARAÇÃO ENTRE A PRODUÇÃO E O CONSUMO DE CIMENTO NO ESTADO DE SÃO PAULO

Para a projeção do consumo de cimento, considerou-se o crescimento do consumo de concreto e argamassa, uma vez que o cimento é consumido na fabricação destes produtos. Adotou-se a mesma taxa de 5% a.a. para o crescimento do consumo de concreto e argamassa. Também foi considerado o aumento da participação de concreto e argamassa industrializados, sendo uma premissa importante, pois o consumo específico de cimento (dado em kg/m^3) varia se estes produtos são feitos em obra ou se já vem prontos em sacos. Portanto, adotou-se um crescimento

de volume concreto industrializado de 8% até 2030, sendo que a argamassa industrializada atinge 80% do *market share*²¹ no mesmo ano (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

A produção de cimento (rota integrada e moagem) e o consumo de cimento no estado é apresentada na Tabela 32. Percebe-se que, por conta do consumo ser em média 66% maior que a produção, São Paulo importa cimento de outros estados para atender a sua demanda.

O Gráfico 38 apresenta a produção e o consumo de cimento no estado de 2014 a 2030.

CONSUMO DE ENERGIA

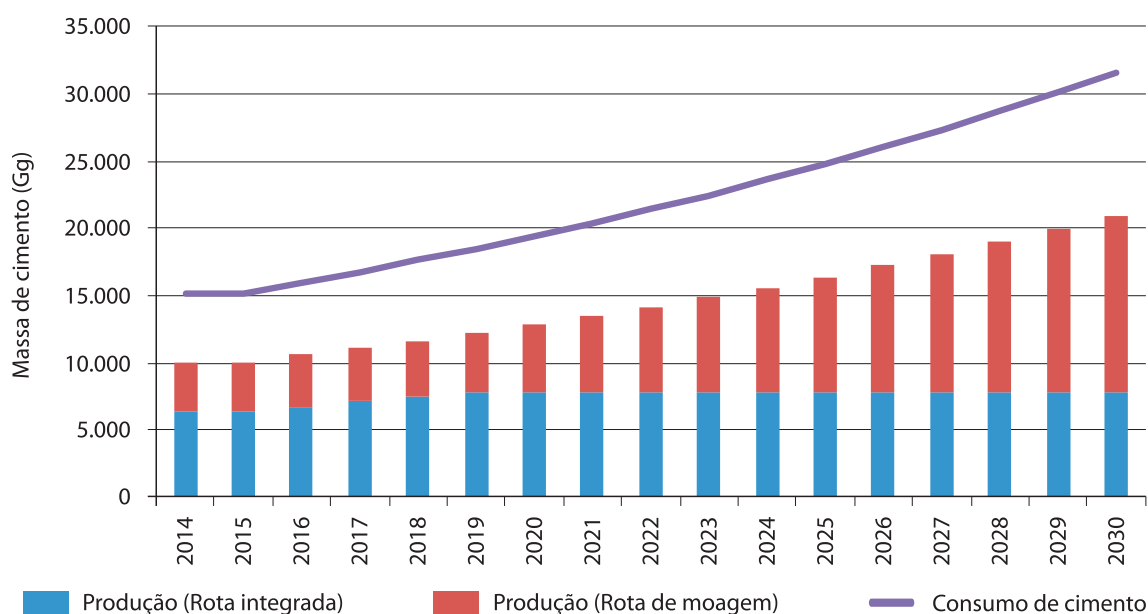
Considerando a ótica do consumo, o Gráfico 39 apresenta a energia incorporada no cimento total consumido até 2030, que é destinado para concreto e argamassa. Ressalta-se que no caso da argamassa, parte da energia está incorporada no processo de fabricação de cal.

Tabela 32 – Projeção da produção e consumo de cimento no Estado de São Paulo

Ano	Produção de cimento (rota integrada)	Produção de cimento (moagem)	Consumo de cimento
	(Gg)		
2014	6.413	3.607	15.155
2015	6.441	3.623	15.221
2016	6.763	3.804	15.982
2017	7.101	3.995	16.781
2018	7.457	4.194	17.620
2019	7.800	4.433	18.501
2020	7.800	5.045	19.426
2021	7.800	5.687	20.397
2022	7.800	6.361	21.417
2023	7.800	7.069	22.488
2024	7.800	7.813	23.613
2025	7.800	8.593	24.793
2026	7.800	9.413	26.033
2027	7.800	10.274	27.334
2028	7.800	11.178	28.701
2029	7.800	12.126	30.136
2030	7.800	13.123	31.643

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Punhagui *et al.* (2017).

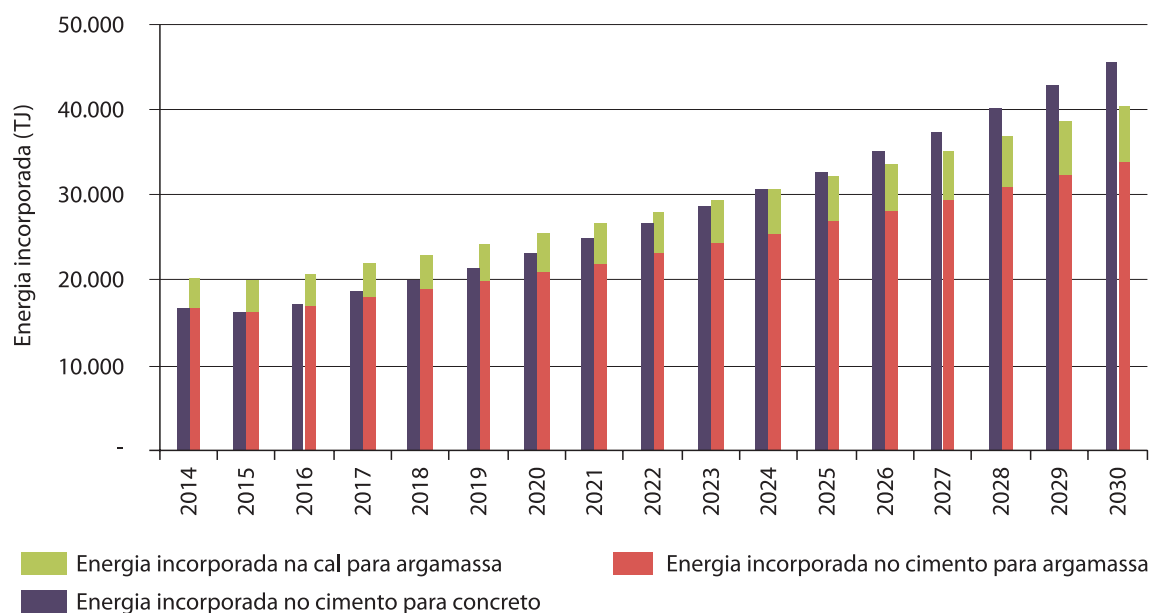
Gráfico 38 – Projeção da produção e consumo de cimento no Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria (2017) a partir dos valores da Tabela 25.

21. O *market share* é o grau de participação de uma empresa no mercado em termos das vendas de um determinado produto.

Gráfico 39 – Projeção do consumo de energia incorporada no cimento consumido no Estado de São Paulo



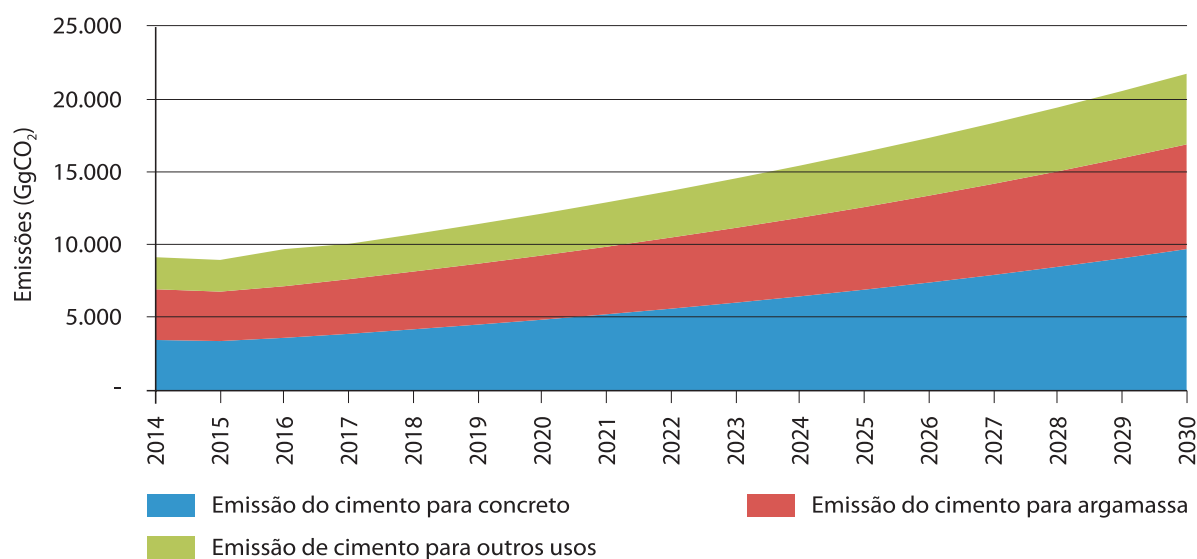
Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Punhagui *et al.* (2017).

EMISSIONES DE CO₂

O Gráfico 40, apresenta a evolução da emissão total do cimento pela ótica do consumo. É possível observar a participação nas emissões totais

do cimento para concreto (42%), cimento para argamassa (35%) e cimento para outros usos (23%) em 2030.

Gráfico 40 – Emissão total do consumo de cimento no Estado de São Paulo, discriminando consumo no concreto, na argamassa e no cimento para outros usos



Fonte: Punhagui *et al.* (2017).

COMPARAÇÃO DAS EMISSÕES QUE OCORREM DENTRO E FORA DO ESTADO DE SÃO PAULO NO CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Considerando os limites do Estado de São Paulo, as emissões decorrentes do cimento produzido se restringiriam apenas às emissões de processo e da energia consumida em seu limite territorial (sem considerar a produção do clínquer em outros estados). Por outro lado, as emissões provenientes do cimento pela ótica do consumo englobam as emissões de processo e da energia consumida nas atividades realizadas dentro e fora dos limites geográficos do estado. Considerando esses dois casos no CR, observa-se pela Tabela 33 que as emissões indiretas pelo consumo chegam a ser quase 2 vezes maiores que as emissões ocorrentes em SP no ano de 2030. Em 2014 essa diferença foi de 4.973 GgCO₂e e em 2030, 15.637 GgCO₂e. No período analisa-

do, seriam 152.498 GgCO₂e sendo emitidas de forma indireta pelo consumo de cimento no Estado de São Paulo.

Uma das abordagens apresentadas pelo relatório do IPCC (VICTOR, D.G. *et al.*, 2014) é a contabilização das emissões pela ótica do consumo e considerando a produção no território, onde é possível constatar, de fato, a diferença dessas abordagens.

No levantamento das emissões da produção do cimento em SP, podem ser consideradas todas as emissões oriundas do processo ou apenas aquelas originadas no Estado de São Paulo. Nesse último caso, seriam consideradas apenas as emissões do clínquer produzido no estado (emissões na sexta coluna da Tabela 33), que não engloba a descarbonatação do calcário e a queima de combustíveis fósseis da produção do clínquer em outros estados. No entanto, a demanda do estado ocasiona as emissões fora do território, uma vez que o clínquer é produzido para suprir

Tabela 33 – Emissão devida à produção SP × Emissão devida ao consumo de cimento SP

Ano	Consumo de cimento (SP)	Produção total de cimento (SP)	Emissão de CO ₂ pelo consumo (SP)	Emissão de CO ₂ pela produção total (SP)	Emissão de CO ₂ pela produção (SP) (1)	Diferença (2)
	(Gg)		(GgCO ₂ e)			
2014	15.155	10.020	8.731	5.773	3.758	4.973
2015	15.221	10.064	8.537	5.645	3.676	4.861
2016	15.982	10.567	8.997	5.949	3.874	5.123
2017	16.781	11.096	9.610	6.354	4.137	5.473
2018	17.620	11.651	10.253	6.779	4.413	5.841
2019	18.501	12.233	10.929	7.226	4.702	6.226
2020	19.426	12.845	11.638	7.695	4.746	6.892
2021	20.397	13.487	12.383	8.187	4.817	7.565
2022	21.417	14.161	13.165	8.705	4.886	8.278
2023	22.488	14.869	13.986	9.247	4.953	9.032
2024	23.613	15.613	14.848	9.817	5.018	9.830
2025	24.793	16.393	15.753	10.416	5.080	10.673
2026	26.033	17.213	16.703	11.044	5.141	11.563
2027	27.334	18.074	17.701	11.704	5.200	12.502
2028	28.701	18.978	18.749	12.397	5.257	13.492
2029	30.136	19.926	19.850	13.125	5.313	14.537
2030	31.643	20.923	21.005	13.889	5.367	15.637

Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Punhagui *et al.* (2017).

(1) Considerando apenas a emissão por rota integrada e pela eletricidade consumida na moagem no Estado de São Paulo.

(2) Diferença entre a emissão total do consumo (coluna 4) e a emissão territorial (coluna 6).

sua necessidade, já que atualmente não é possível a construção de novas usinas integradas (que possuem forno para produção do clínquer).

Como a produção do cimento em São Paulo é menor que a demanda do estado, parte do cimento consumido é totalmente produzida em outros estados. Assim, a emissão de CO₂ do cimento consumido por São Paulo abrange todas as emissões de processo e do consumo de energia que ocorrem em decorrência da produção desse cimento, mesmo que esta ocorra fora de seus limites geográficos. Os dados apresentados na última coluna da Tabela 33 se referem às emissões que ocorrem indiretamente, ocasionadas pela diferença entre o consumo de cimento em São Paulo e somente cimento produzido por rota integrada no estado.

O Gráfico 41 foi elaborado a partir dos dados da Tabela 33, apresentando a emissão pela ótica do consumo e devido à produção no Estado de São Paulo, sem considerar as emissões do clínquer produzido em outros estados.

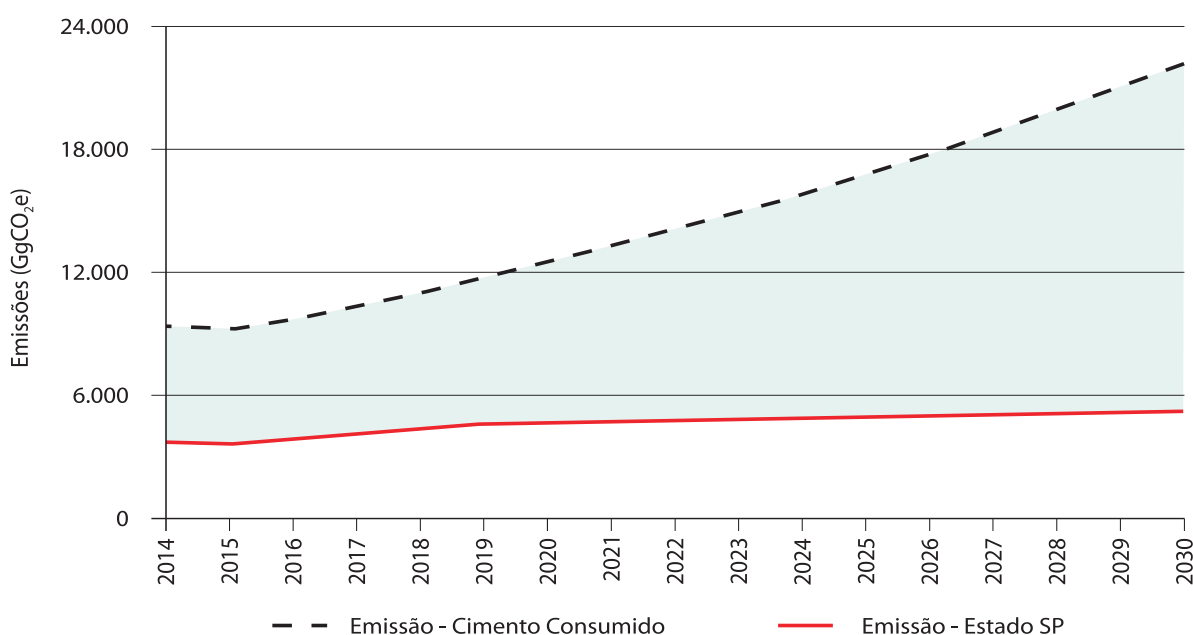
CENÁRIO DE BAIXO CARBONO NA CONSTRUÇÃO CIVIL

A base do CBC na construção civil está no processo de desmaterialização do uso do cimento na produção de concreto e argamassa. Foram três medidas avaliadas adotando a desmaterialização: (i) aumento do uso do concreto ensacado (usinado) em detrimento do concreto revirado em obra; (ii) introdução de misturadores para produção do concreto; e (iii) aumento do uso da argamassa industrializada em detrimento da produzida em obra.

CONCRETO USINADO

Ao se trocar o uso do concreto misturado em obra por concreto pronto no saco, existe uma economia material do consumo de cimento, dado em quilos de cimento por metro cúbico de concreto. Ao aplicar esta medida, reduz-se em 20% o consumo de cimento para concreto,

Gráfico 41 – Emissões de gases do efeito estufa do Estado de São Paulo: Produção em SP (sem considerar as emissões devido à produção de clínquer em outros estados) × Consumo



Fonte: Elaboração própria (2017) com base em Punhagui et al. (2017).

Desmaterialização

Allwood *et al.* (2011) destacam a importância do consumo de materiais na geração de GEE. A demanda global por materiais como cimento, aço, papel e alumínio quadruplicou nos últimos 50 anos e contribuiu para o aumento das emissões.

Existem vários instrumentos para promover a desmaterialização, desde instrumentos de caráter técnico, como informativos, pesquisa e desenvolvimento, certificações, até instrumentos de caráter político, como impostos, subsídios e incentivos (ALLWOOD *et al.*, 2011).

Por consequência, a eficiência material pode se tornar tão lucrativa quanto a eficiência energética. Ainda são necessários mais estudos nesta área para sanar as questões em aberto e vencer as barreiras econômicas, legais, regulatórias e sociais que se colocam nos atuais cenários (doméstico e global).

o que diminui proporcionalmente as emissões de CO₂ relacionadas (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

O preço de uma tonelada de cimento ensacado, utilizado no CR, equivale à US\$ 170,62. O concreto industrializado é vendido pronto e seu preço se encontra em US\$/m³, o especialista chegou a um preço médio por metro cúbico, junto às empresas do setor, de US\$ 129,63, porém este preço foi desconsiderado ao longo do desenvolvimento da análise (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

CONCRETO USINADO MAIS ADIÇÃO DE MISTURADOR

Esta medida é adicional à medida anterior. Ao implantar o misturador juntamente com o concreto usinado, a redução do consumo de cimento para concreto aumenta para 29%, sendo 9% a contribuição do misturador (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

O custo de um misturador de concreto foi avaliado em quase US\$ 92,6 mil, sendo que o custo de implantação total de uma usina de concreto com misturador (infraestrutura, pás carregadeiras, caminhões) foi calculado em US\$ 2,28 milhões.

ARGAMASSA INDUSTRIALIZADA

Seguindo a mesma lógica da medida de concreto usinado, a argamassa industrializada traz uma redução no consumo de cimento de 11,5% (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

O preço de uma tonelada de cimento ensacado, utilizado no CR, equivale à US\$ 170,62, já o preço de uma tonelada de argamassa industrializada foi estimado em US\$ 55,95 (PUNHAGUI *et al.*, 2017).

BARREIRAS AO CENÁRIO DE BAIXO CARBONO NA CONSTRUÇÃO CIVIL

A seguir, estão descritas as barreiras possíveis ao CBC na construção civil (PUNHAGUI *et al.*, 2017):

- a) A baixa lucratividade das empresas que operam na formalidade e competem de maneira desigual em um mercado heterogêneo, onde se observam diferentes níveis de informalidade, empresas não pagam impostos e utilizam agregados de fornecedores que não possuem licença ambiental. A lucratividade melhora para as firmas de concreto usinado quando é possível explorar a renda imobiliária;
- b) A alta competitividade devido à inexistência de grandes diferenciais tecnológicos que colaboram para a distinção de produtos. A maioria das empresas opera com as mesmas técnicas, materiais e equipamentos para a produção, que não apresenta grandes diferenças de dosagem entre o concreto usinado e o feito em obra;

- c) Não se notam grandes investimentos no setor. O concreto misturado em obra dispensa investimento em caminhões, silos e elementos de apoio à produção como laboratórios, engenheiros, técnicos, motoristas, entre outros;
- d) As empresas de concreto usinado usualmente fazem a mistura nos caminhões betoneira, dispensando o uso de misturador na planta de produção, que poderia melhorar o desempenho no consumo de cimento e no produto final devido ao maior controle. A implantação do misturador é evitada devido ao Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS);
- e) O concreto usinado, diferente do concreto feito em obra, pois está sujeito ao Imposto Sobre Serviço de Qualquer Natureza (ISS), que varia entre 3% e 5% no Estado de São Paulo;
- f) O transporte é outro fator que aumenta o custo do concreto usinado, que é afetado pelas condições de tráfego e distâncias de forne-

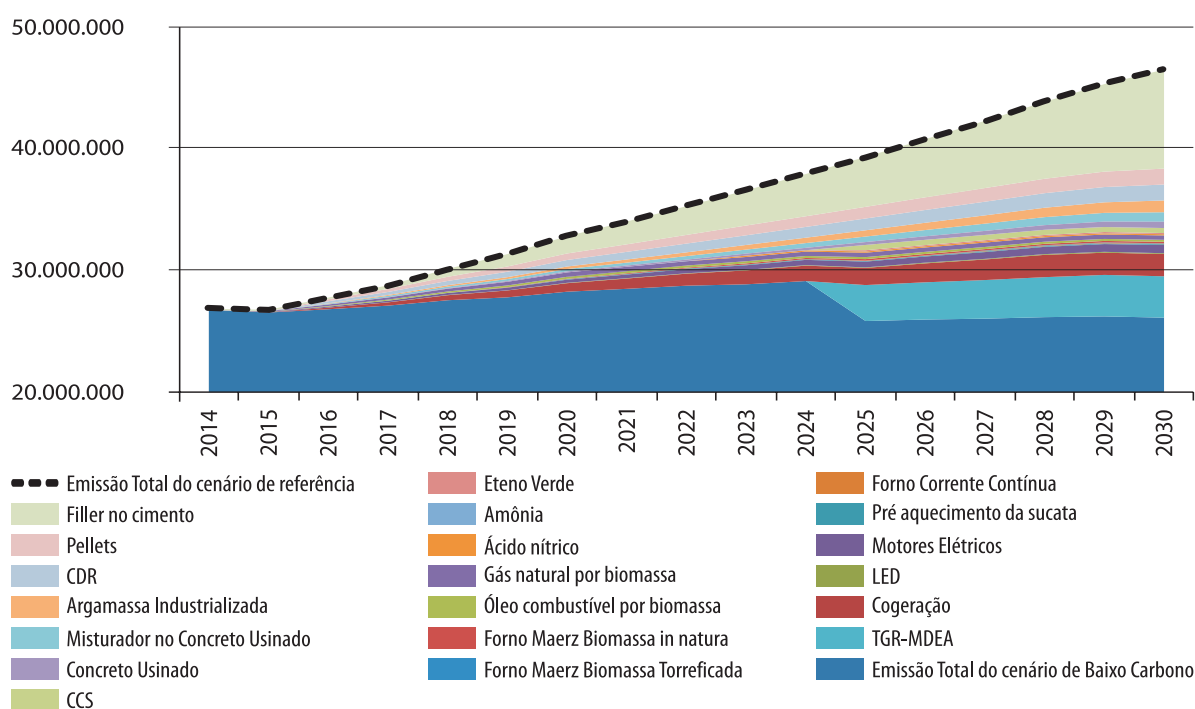
cimento, principalmente na cidade de São Paulo;

- g) A argamassa industrializada apresenta dificuldade na concorrência de mercado com a argamassa feita em obra devido a não comparação nos ganhos de volume pelo seu uso (aumento de cerca de 20% para uma mesma quantidade de cimento), que afeta o custo de obra;
- h) A competitividade dos produtos industrializados também sofre com a ausência de comparação na perda dos insumos.

EMISSIONES EVITADAS PELAS TECNOLOGIAS DE BAIXO CARBONO CONSIDERANDO A CONSTRUÇÃO CIVIL

As emissões evitadas pelas vinte estratégias no CBC, que engloba as emissões e mitigação que ocorrem fora dos limites de São Paulo, são apresentadas no Gráfico 42.

Gráfico 42 – Wedge Graph para a indústria do Estado de São Paulo incorporando a construção civil



Fonte: Elaboração própria (2017).

A partir da análise, conclui-se que é possível reduzir quase 144 MtCO₂e de 2014 a 2030. Isto é 83% a mais do que a mitigação considerando somente os limites territoriais de São Paulo. Portanto, esta abordagem amplia as possibilidades de redução das emissões de CO₂, que na verdade transcendem fronteiras territoriais.

Quando se considera a ótica do consumo, inclui-se três novas medidas na construção civil que contribuem para a mitigação de GEE com 15 MtCO₂e evitadas. Não somente esta inclusão, quando se considera a possibilidade de aumentar o teor de *filler* em todo o cimento consumido pelo estado, mais que triplica-se o seu potencial de redução em relação ao que seria apenas para o cimento produzido. O *filler* passa a ser a medida de maior potencial analisada no estudo, com 50,3 MtCO₂ (35% das emissões evitadas ao longo do período).

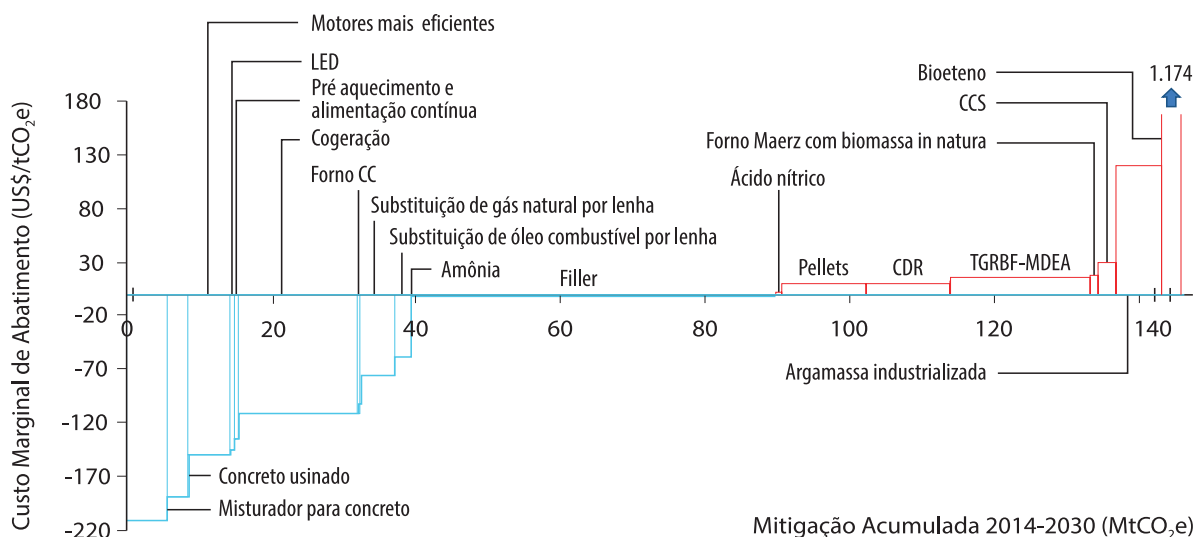
CURVA DE CUSTO MARGINAL DE ABATIMENTO ENGLOBANDO A MITIGAÇÃO QUE OCORRE FORA DOS LIMITES TERRITORIAIS DE SÃO PAULO

Somando as medidas analisadas na construção civil com as demais tecnologias que compõe a curva MAC para o Estado de São Paulo (Item 4.1.2), completam-se vinte estratégias para a redução das emissões de GEE. Estas são apresentadas no Gráfico 43.

Por sua vez, a Tabela 34 apresenta os valores que compõe a curva MAC.

A desmaterialização e a abordagem pela ótica do consumo apresentam resultados econômicos e potenciais de redução das emissões significativos, principalmente em se tratando dos setores intensivos em materiais (cimento, cal e construção civil). Isso demonstra a relevância em se explorar tal possibilidade do ponto de vista político para atingir a redução de emissões esperada no estado. Contudo, para que a redução das emissões seja realmente efetiva, é necessário estabelecer acordos e formas de contabilizar as emissões para que as mesmas não sejam simplesmente deslocadas para outro estado da fe-

Gráfico 43 – Curva de custo marginal de abatimento incluindo a construção civil



Fonte: Elaboração Própria (2017).

Tabela 34 – Valores da curva de custo marginal de abatimento para a indústria do Estado de São Paulo incluindo a construção civil

Tecnologia/medida de baixo carbono	Custo marginal de abatimento	Redução das emissões 2014–2030
	(US\$/tCO ₂ e)	(MtCO ₂ e)
Construção: misturador	– 212	5,63
Construção: concreto usinado	– 189	2,99
Química: motores mais eficientes	– 150	5,77
Química: LED	– 145	0,57
Siderurgia: pré-aquecimento e alimentação contínua	– 134	0,61
Química: cogeração	– 111	16,46
Siderurgia: forno corrente contínua	– 102	0,27
Química: substituição de gás natural por lenha de reflorestamento	– 75	4,79
Química: substituição de óleo combustível por lenha de reflorestamento	– 58	2,28
Química: amônia	– 27	0,06
Cimento e construção: adição de <i>filler</i>	– 2	50,32
Química: ácido nítrico	2	0,84
Cimento: <i>pellets</i>	10	11,62
Cimento: CDR	10	11,62
Cal: forno Maerz com biomassa torrificada	12	0,13
Siderurgia: TGR-MDEA	16	19,27
Cal: forno Maerz com biomassa <i>in natura</i>	17	1,09
Cal: CCS	29	2,54
Construção: argamassa industrializada	120	6,37
Química: eteno verde	1.174	0,54

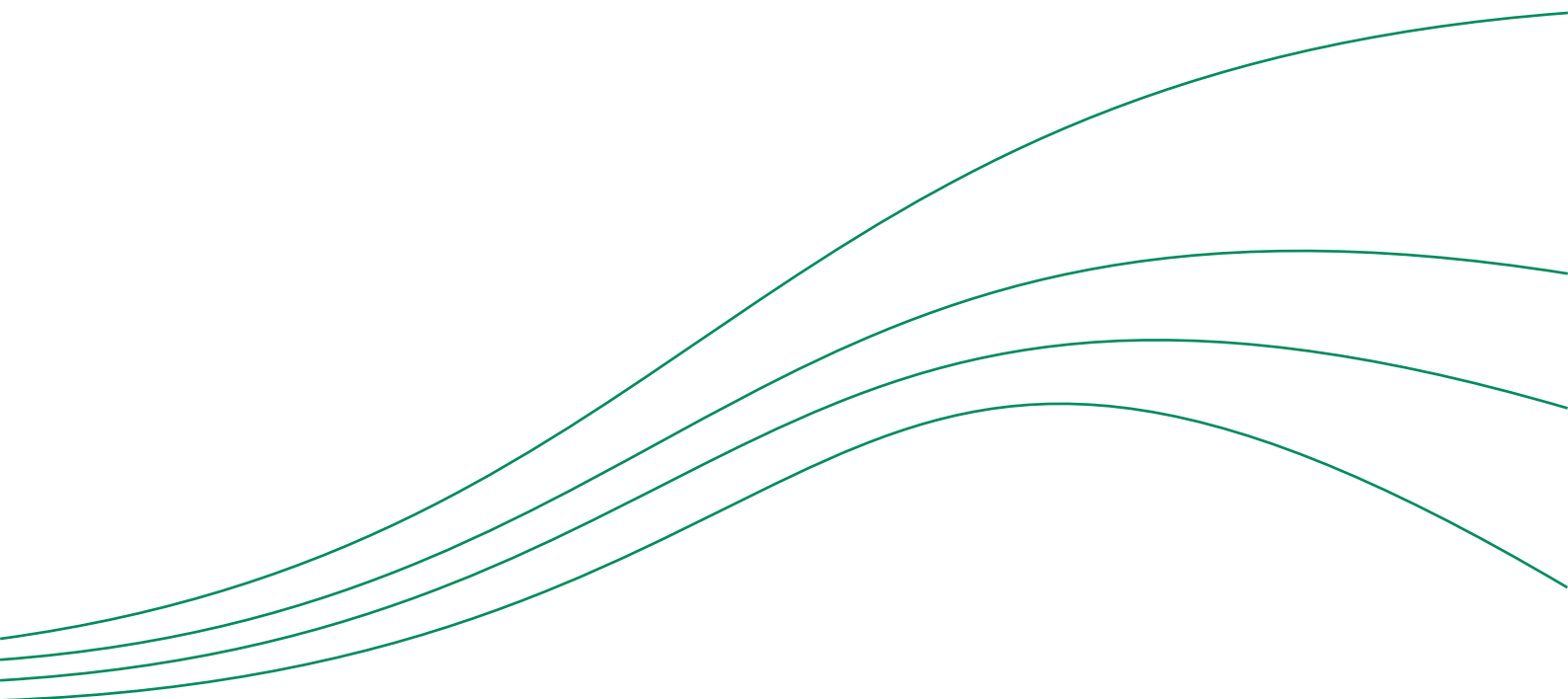
deração. É necessário um consenso sobre esta abordagem que tenha o apoio de todas as unidades da federação, e por ventura também da UNFCCC. Paralelamente à redução do consumo de materiais, as alternativas que se destacam na análise são as relativas à redução no consumo de energia ou substituição de combustíveis,

incluindo neste grupo o uso de resíduos sólidos urbanos. Esta abordagem também pode ser um início para a discussão sobre as emissões embutidas em produtos importados do exterior, que muitas vezes competem com produtos produzidos no Brasil, e que são menos intensivos em emissões de carbono



Apêndice B

Cálculo do custo marginal
de abatimento



Este apêndice apresenta o cálculo do custo marginal de abatimento (MAC).

O MAC utiliza uma abordagem incremental no qual se compara os valores dos resultados econômicos e das emissões entre o CR e o CBC, como já foi apresentado na Equação 1. O “resultado” presente na Equação 1 é composto por CAPEX, OPEX, custo de energia e receita, conforme esclarece a Equação 21. Por se tratar de um custo total, o CAPEX precisa ser anualizado através do FRC (Equação 22) para então ser somado aos demais custos anuais. Ressalta-

se que, a depender da tecnologia que está sendo avaliada, pode haver ou não a presença de cada componente de custo.

Os custos anuais obtidos dessa forma em geral são diferentes devido à variação dos fluxos de custo-benefício ao longo dos anos. O MAC final que compõe a curva MAC será, portanto, a média ponderada dos MAC anuais pela quantidade de CO₂ evitada anualmente, conforme mostra a Equação 23.

Equação 21 – Cálculo do resultado econômico dentro do MAC

$$Resultado_i = CAPEX * FRC + OPEX_i + CE_i - R_i$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

Resultado_i	= custo anual da medida no ano <i>n</i>	(US\$)
CAPEX	= custo de investimento total da medida	(US\$)
FRC	= fator de recuperação de capital	(adimensional)
OPEX_i	= custo anual de operação e manutenção no ano <i>n</i>	(US\$)
CE_i	= custo anual de energia no ano <i>n</i>	(US\$)
R_i	= receita anual no ano <i>n</i>	(US\$)

Equação 22 – Cálculo do fator de recuperação de capital

$$FRC = \frac{r * (1 + r)^t}{(1 - r)^t - 1}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

FRC	= fator de recuperação de capital	(adimensional)
r	= taxa de desconto social	(%)
t	= vida útil da tecnologia	(anos)

Equação 23 – Cálculo do MAC ponderado da tecnologia de baixo carbono

$$MAC = \frac{\sum_{i=1}^n (MAC_i * MIT_i)}{\sum_{i=1}^n MIT_i}$$

Fonte: Elaboração própria (2017).

Onde:

MAC	= custo marginal de abatimento ponderado	(US\$/tCO ₂)
MAC_i	= custo marginal de abatimento no ano <i>i</i>	(US\$/tCO ₂)
MIT_i	= emissão evitada pela tecnologia de baixo carbono no ano <i>i</i>	(tCO ₂)



Agenda 2030:



Apoio técnico:



Realização:

