



## ***Projeto IES – Brasil 2050***

*Implicações Econômicas e Sociais de Cenários de  
Emissão de Gases de Efeito Estufa – GEE no Brasil  
até 2050*

***Cenários de Referência e 1,5°C***

Centro de Estudos Integrados sobre Meio  
Ambiente e Mudanças Climáticas  
**Centro Clima/COPPE/UFRJ**

**Apoio:**

**Instituto Clima e Sociedade (iCS) e WWF-Brasil**

## **CENTRO CLIMA/COPPE/UFRJ**

**COORDENAÇÃO GERAL:** Emilio Lèbre La Rovere

**COORDENAÇÃO TÉCNICA:** Carolina B.S. Dubeux e William Wills

**MODELAGEM MACROECONÔMICA:** William Wills

### **ESTUDOS SETORIAIS**

Setor de Transporte: Márcio de Almeida D'Agosto, Daniel Neves Schmitz Gonçalves e George Vasconcelos Goes (Laboratório de Transporte de Carga –LTC/COPPE/UFRJ)

Setor Industrial: Otto Hebeda

Setor Energético: Amaro Olímpio Pereira Junior e Gabriel Castro

Setor de Agricultura, Floresta e Outros Usos da Terra (AFOLU): Michele Karina Cotta Walter, Carolina B.S. Dubeux e Isabella da Fonseca Zicarelli

Setor de Resíduos: Saulo Machado Loureiro e Tairini Pimenta

Avaliação microeconômica: Carolina Grottera

Cobenefícios: Daniel Oberling

Integração dos Modelos Energéticos de Demanda: Claudio Gesteira

**APOIO:** Carmen Brandão Reis

**EDITORAÇÃO:** Elza Maria da Silveira Ramos

Citação:

Grottera, C. (2018). Custos Setoriais de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil para um Cenário Global de 1,5° em 2050, in Rovere, E. L.L.; Wills, W.; Dubeux, C. B. S; Pereira Jr, A. O.; D'Agosto, M. A; Walter, M. K. C; Grottera, C.; Castro, G.; Schmitz, D.; Hebeda, O.; Loureiro, S. M.; Oberling, D; Gesteira, C.; Goes, G.V.; Zicarelli, I.F.; e Oliveira, T.J.P (2018). Implicações Econômicas e Sociais dos Cenários de Mitigação de GEE no Brasil até 2050: Projeto IES-Brasil, Cenário 1.5 ° C. COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro, 2018.

**PROJETO IES-Brasil – 2050**

**Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e  
Mudanças Climáticas**

**(Centro Clima/COPPE/UFRJ)**

**Cenários de Emissão de GEE – 2050**

**(Referência e 1,5°C)**

**Custos Setoriais de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito  
Estufa no Brasil para um Cenário Global de 1,5°, em 2050.**

**(Avaliação Microeconômica)**

**Junho de 2018**

**Autor: Carolina Grottera**



## Sumário

Avaliação Microeconômica .....	1
1. Metodologia de Cálculo dos Custos Marginais de Abatimento .....	1
2. Custos de Abatimento das Opções de Mitigação do Cenário 1,5°C.....	3
2.1 Setor de Agricultura, Floresta e Outros Usos da Terra.....	3
2.2 Setor de Resíduos .....	7
2.3 Setor de Indústria .....	9
2.4 Setor de Transportes .....	13
2.5 Setor de Oferta de Energia .....	17
3. Curvas de Custos de Abatimento de Emissões de GEE .....	19
4. Análise de Sensibilidade dos Custos de Abatimento de Emissões.....	22
5. Referências.....	23

## Tabelas

<b>Tabela 1.</b>	Preço dos principais combustíveis considerados em 2015 .....	3
<b>Tabela 2.</b>	Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor de AFOLU .....	4
<b>Tabela 3.</b>	Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor de resíduos.....	7
<b>Tabela 4.</b>	Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor industrial .....	9
<b>Tabela 5.</b>	Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor de transportes .....	13
<b>Tabela 6.</b>	Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor de oferta energia .	17
<b>Tabela 7.</b>	Custos médios de abatimento (ponderados pelo potencial de mitigação de cada medida), para preços internacionais de petróleo de 87 e 60 US\$/barril e taxas de desconto de 8 e 4% a.a.....	22

## Figuras

- Figura 1.** Curva de custo marginal de abatimento – Cenário 1,5°C – período 2021-2030  
(US\$/tCO<sub>2</sub>e, em valores de 2021, à taxa de desconto de 8% a.a.)..... 20
- Figura 2.** Curva de custo marginal de abatimento – Cenário 1,5°C – período 2031-2050  
(US\$/tCO<sub>2</sub>e, em valores de 2031, à taxa de desconto de 8% a.a.)..... 21

## Avaliação Microeconômica

### 1. Metodologia de Cálculo dos Custos Marginais de Abatimento

A análise dos custos marginais de abatimento de emissões de GEE consiste em estimar o custo de abatimento (dispêndios totais menos receitas) de uma unidade de emissões (tonelada de GEE) no Cenário 1,5°C relativamente ao Cenário de Referência. A análise é realizada individualmente para cada uma das medidas de mitigação contempladas, a qual pode ser a adoção de uma tecnologia totalmente nova ou simplesmente o aumento da penetração de alguma medida. O resultado se expressa em US\$/tCO<sub>2</sub>e evitado, valor que se multiplica pela quantidade total de emissões evitadas para se obter o custo total da medida de mitigação analisada.

Os dispêndios são classificados em duas categorias:

- (a) despesas de capital: investimentos em bens de capital (máquinas, equipamentos e qualquer tipo de capital físico);
- (b) despesas operacionais, nas quais estão incluídos gastos manutenção, mão de obra, combustível, entre outros.

A avaliação de investimentos em bens de capital deve levar em consideração a vida útil dos equipamentos adquiridos, que por vezes pode se estender para além do período considerado, além do custo de oportunidade de tal investimento, dado que geralmente se tratam de altos montantes requeridos no início do período. Deste modo, faz-se necessária uma abordagem que considere o custo de investimento nivelado, isto é, capaz de diluir tais investimentos ao longo do período em vigência.

A análise dos custos operacionais dispensa tal abordagem, uma vez que estes são apreciados ao longo do período, no caso deste estudo, anualmente.

O custo marginal de abatimento é calculado a partir da metodologia apresentada em Gouvello et al. (2010), explicada a seguir:

$$AC_n^{Atividade} = \frac{ANC_n^{abatimento} - ANC_n^{referência}}{AE_n^{referência} - AE_n^{abatimento}}$$

$AC_n^{Atividade}$  = Custo de abatimento de atividade/tecnologia de mitigação de GEE para o ano n

$ANC_n^{abatimento}$  = Custo anual líquido da tecnologia de abatimento para o ano n

$ANC_n^{referência}$  = Custo anual líquido da tecnologia usada no Cenário de Referência para o ano n

$AE_n^{abatimento}$  = Emissão anual de GEE com tecnologia de abatimento para o ano n

$AE_n^{referência}$  = Emissão anual de GEE com tecnologia usada no Cenário de Referência para o ano n

$$ANC_n = \frac{INV \cdot r \cdot \frac{(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} + AOMC_n + AFC_n - AREV_n}{(1+r)^{(n-anobase)}}$$

$ANC_n$  = Custo anual líquido da tecnologia de abatimento ou do Cenário de Referência para o ano n

$INV$  = Investimento total ou custo de capital da tecnologia de abatimento ou do Cenário de Referência

$AOMC_n$  = Custo anual de operações e manutenção da tecnologia de abatimento ou do Cenário de Referência

$AFC_n$  = Custo anual de combustíveis da tecnologia de abatimento ou do Cenário de Referência

$AREV_n$  = Receita anual gerada pela tecnologia de abatimento ou do Cenário de Referência

$r$  = Taxa de desconto

$t$  = Vida útil da tecnologia

$n$  = Ano

$$AAAC^{Atividade} = \frac{\sum_n AC_n^{Atividade} \times MIT_n^{Atividade}}{\sum_n MIT_n^{Atividade}}$$

$AAAC^{Atividade}$  = Custo de abatimento anual médio da atividade/tecnologia de mitigação de GEE no período

$AC_n^{Atividade}$  = Custo de abatimento da atividade/tecnologia de mitigação de GEE no ano n

$MIT_n^{Atividade}$  = Mitigação de GEE da atividade/tecnologia no ano n

## 2. Custos de Abatimento das Opções de Mitigação do Cenário 1,5°C

A seguir são apresentados os custos marginais de abatimento (CMA) para as principais opções de mitigação contempladas no estudo. Considera-se que os esforços de mitigação têm início em 2021 e a análise é realizada para dois períodos distintos: de 2021 a 2030, ano final da NDC brasileira, e de 2031 a 2050, o fim do horizonte de análise do estudo. Os valores finais são apresentados em dólares americanos de 2015 considerando uma taxa de câmbio de 3,15R\$/US\$, com fluxo de caixa descontado em 8% a.a., trazido para valor presente no ano de 2021 no primeiro período e 2031 no segundo. A apresentação em valores presentes é relevante, pois permite harmonizar investimentos em mitigação realizados em diferentes anos pertencentes ao mesmo período (ex: 2022 e 2029).

O valor de referência considerado para o barril de petróleo internacional foi de US\$871. Os preços considerados para os principais combustíveis são apresentados na tabela a seguir:

**Tabela 1.** Preço dos principais combustíveis considerados em 2015

Combustível	Preço em 2015 (milhões R\$2015/ktep)
Petróleo importado	2,04
Gás natural	2,04
Carvão vapor	0,49
Carvão mineral	0,09
Óleo diesel	3,06
Óleo combustível	1,7
Gasolina	3,06
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	2,30
Coque de petróleo	0,5
Querosene	3,06
Eletricidade	5,0
Álcool	3,06
Biodiesel	3,06
Bio-óleo	1,45
Bioquerosene	12,26

Fonte: Elaborado com base em IEA (2015) e Brasilagro (2011)

### 2.1 Setor de Agricultura, Floresta e Outros Usos da Terra

Para a análise do setor de AFOLU, as principais fontes consultadas foram:

<sup>1</sup> Instituto Escolhas (2016); <sup>2</sup> Soares Filho et al., (2016); <sup>3</sup> Mota (2013); <sup>4</sup> Biomassa BR 32 (2017); <sup>5</sup> Kimura e Santos (2016); <sup>6</sup> EPE (2014a); <sup>7</sup> MCTI; GEF (2017); <sup>8</sup> Agriannual (2015); <sup>9</sup> GVces (2015); <sup>10</sup> Escobar e Coelho (2017); <sup>11</sup> Soares Filho (2013); <sup>12</sup> EPE (2014b); <sup>13</sup> EPE (2016a); <sup>14</sup> INPUT (2016); <sup>15</sup> Strassburg et al. (2014); <sup>16</sup> Nassar et al. (2014); <sup>17</sup> BID (2015); <sup>18</sup> ABRAF (2013); <sup>19</sup> CGEE (2015); <sup>20</sup> MAPA (2012); <sup>21</sup> Chazdon et al. (2016)

<sup>1</sup>Dólares americanos de 2015. Baseado no preço estimado para o barril de petróleo do '450 Scenário' do relatório World Energy Outlook 2015 de IEA (2015).

**Tabela 2.** Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor de AFOLU

<b>A. Expansão de florestas plantadas</b>		
<b>Principais premissas</b> <sup>3; 4; 9; 18; 19; 20</sup>	Custo de capital (R\$2015/ha/ano): 153 (área sem integração pecuária-floresta) 116 (área com integração pecuária-floresta)	
	Custo de operação e manutenção (R\$2015/ha/ano): 385 (área sem integração pecuária-floresta) 344 (área com integração pecuária-floresta)	
	Receita (R\$2015/ha/ano): 2111 (área sem integração pecuária-floresta) 1427 (área com integração pecuária-floresta)	
	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	1959	8141
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	5410	22789
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	4593	41030
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	17	156
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	51,4	-20,5

<b>B. Restauração de floresta nativa</b>		
<b>Principais premissas</b> <sup>1; 11; 21</sup>	Custo de capital (R\$2015/ha/ano): 1881 (Amazônia) 1752 (Mata Atlântica e outros biomas)	
	Custo de operação e manutenção (R\$2015/ha/ano): 4464 (Amazônia) 4160 (Mata Atlântica e outros biomas)	
	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	4702	25840
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	11164	61344
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	56	860
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	90,7	32,2

<b>C. Fixação Biológica de Nitrogênio (FBN)</b>		
<b>Principais premissas</b> <sup>7</sup>	Custo de operação e manutenção (R\$2015/ha/ano): 3,14	
	Preço do fertilizante nitrogenado (R\$2015/kg): 4,06	
	Economia de fertilizante nitrogenado (kg/ha com FBN): 25	
	<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-3503	-7119
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	19	52
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	-58,4	-43,3

<b>D. Sistema de Plantio Direto</b>		
<b>Principais premissas</b> <sup>7; 9</sup>	Custos (R\$2015/ha) Sistema de cultivo convencional: 2716 Sistema de Plantio Direto: 2805	
	Receita (R\$2015/ha): 1350	
	Ganho de produtividade com relação ao sistema convencional: 9%	
	<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	501	1981
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	2814	11132
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	18	22
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	-39,9	-135

<b>E. Intensificação e modernização de práticas pecuárias e recuperação de pastagens degradadas</b>		
<b>Principais premissas</b> <sup>5; 9; 14; 15; 16; 17</sup>	Produtividade (arobas/ha): 6.2 (pastagem degradada) 11.3 (pasto recuperado)	
	Custo operacional (R\$2015/ha): 919 (pastagem degradada) 1583 (pasto recuperado)	
	Receita (R\$2015/ha) 1166 (pastagem degradada) 2043 (pasto recuperado)	
	Custo de recuperação de pastagem (R\$2015/ha): 1149 Custo de manutenção de pastagem (R\$2015/ha): 957 Custo com pecuária (vacinas, mão-de-obra, etc.) (R\$2015/ha): 1517	
	Porcentagem do custo de capital: 7%	

	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	169	1108
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	2270	14892
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	3797	24914
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	137	1211
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	-3,2	-2,3

#### F. Manejo de dejetos suínos com aproveitamento do biogás

<b>Principais premissas</b> <sup>6; 12; 13</sup>	Propriedades (1 MW de capacidade instalada): 2021: 3 2030: 34 2040: 55 2050: 80  Custo de capital (R\$2015/kW): 15775  Custo de operação e manutenção (R\$2015/kW): 63  Receita de venda (ou economia) de eletricidade R\$2015/MWh: 131,9  Vida útil: 20 anos	
	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	146	683
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	7	34
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	135	626
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	2	19
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	3,4	1,5

#### G. Produção de pellets a partir da biomassa proveniente de florestas comerciais

<b>Principais premissas</b> <sup>4; 10; 12</sup>	Produção (toneladas/ano): 2021: 237375 2030: 4788000 2040: 12000000 2050: 22129000  Investimento (R\$2015/ano): 89418 (produção anual de 7200 toneladas)  Custo de capital (R\$2015/t): 12  Custo de operação e manutenção (R\$2015/t): 150 (custo da madeira)  Receita (R\$2015/t): 564	
	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	198	1453
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	2379	17497

<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	8966	65952
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	61	281
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	-33	-53,1

<b>H. Pagamento por Serviços Ambientais (PSA)</b>		
<b>Principais premissas<sup>2; 8</sup></b>	Área com PSA (milhões de hectares): 2021: 0,04 2030: 0,34 2040: 1,08 2050: 3,5  Custo administrativo (R\$2015/ha): 315  Custo de oportunidade da terra (R\$2015/ha): 2795	
	<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	3964	32320
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	25	382
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	49,5	26,7

## 2.2 Setor de Resíduos

Para a análise do setor de resíduos, as principais fontes consultadas foram:

<sup>1</sup> Agência Nacional de Águas (2017); <sup>2</sup> Barea (2006); <sup>3</sup> EPE (2014c); <sup>4</sup> La Rovere et al. (2010); <sup>5</sup> Maier e Oliveira (2014); <sup>6</sup> Oliveira e Rosa (2003); <sup>7</sup> Oliveira et al. (2008); <sup>8</sup> MCTIC; GEF (2017); <sup>9</sup> Colling et al. (2016); <sup>10</sup> Gouvello et al. (2010)

**Tabela 3.** Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor de resíduos

<b>A. Captura e destruição de metano em aterros sanitários com aproveitamento energético do biogás</b>			
<b>Principais premissas<sup>3; 4; 5; 6; 7; 10</sup></b>	Destruição de metano: 412 kg/habitante 30 R\$2015/habitante 73 R\$2015/t lixo		
		<b>Incineração</b>	<b>Biodigestão</b>
	Capacidade (t lixo/ano)	182500	91250
	Capacidade (MW)	30	1
	Investimento (milhões R\$2015)	465	50

	Vida útil (anos)	20	20
	Fator de capacidade	90%	90%
	Eficiência elétrica de purificação	20%	33%
	PCI (GJ/t)	8,37	
	PCI (MJ/m <sup>3</sup> )		21,6
	Participação de CH <sub>4</sub>		60%
	Preço MWh (R\$2015)	143	143
	Taxa de lixo (R\$2015/t lixo)	55	55
		<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
	<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	14583	50851
	<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	1458	5085
	<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	13770	59803
	<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	132	1107
	<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	5,48	-1,11

### B. Reciclagem de resíduos sólidos urbanos

<b>Principais premissas<sup>3; 9</sup></b>	Taxa de lixo (R\$2015/t lixo): 50 Custo adicional do sistema de coleta seletiva (R\$2015/t): 190 Economia de energia: 6,02 (TJ/ mil t lixo)  Usina de reciclagem com capacidade para 38,5 toneladas anuais:  Investimento (milhões R\$2015): 1,2 Vida útil: 20 anos Mão-de-obra (milhões R\$2015): 0,28 Receita venda (R\$2015/t): 18	
	<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	33	150
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	2442	11001
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	5	31
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	168,93	112,45

### C. Captura e destruição de metano em efluentes domésticos

<b>Principais premissas<sup>1; 2</sup></b>	Custos dos sistemas de coleta e tratamento de efluentes domésticos (residencial e comercial):  Coleta (R\$2015/habitante): 1,210 Tratamento (R\$2015/habitante): 1,776 (tratamento com reator é 20% mais caro)
--	---

	Vida útil do sistema implantado: 30 anos	
	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	1569	9393
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	157	939
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	4	49
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	148,93	67,24

<b>D. Captura e destruição de metano em efluentes industriais com aproveitamento energético</b>		
<b>Principais premissas<sup>1; 2; 10</sup></b>	Custo dos sistemas de coleta e tratamento de efluentes industriais é 4% mais alto que de efluentes domésticos  Preço MWh (R\$2015): 143	
	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	20340	45132
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	2034	4513
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	9672	22262
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	56	306
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	72,06	28,38

## 2.3 Setor de Indústria

Para a análise do setor industrial, as principais fontes consultadas foram:

<sup>1</sup> MCTIC; GEF (2017); <sup>2</sup> IEA (2009); <sup>3</sup> Neelis et al. (2008); <sup>4</sup> UNIDO (2010); <sup>5</sup> NEDO (2008); <sup>6</sup> Kermeli et al. (2014)

**Tabela 4.** Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor industrial

<b>A. Medidas no setor de metais não-ferrosos (desenvolvimento tecnológico/eficiência energética)</b>			
<b>Principais premissas<sup>1; 2; 4; 5; 6</sup></b>	<b>Medida de mitigação</b>	<b>Custo Investimento (US\$/t)</b>	<b>Potencial de abatimento das emissões no setor (%)</b>
	Otimização do fluxo de ar da combustão	3	31%
	Controle de pressão em fornos	1.6	16%
	Isolamento em fornos	0.5	6%
	Recuperação de calor	10	31%

	Controle de motores e inversores de frequência	7	16%
		<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>		291	1653
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>		-1610	-6692
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>		-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>		26	127
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>		-16	-12,6

### B. Medidas no setor de metais não-ferrosos (troca de combustível)

<b>Principais premissas</b> 1; 2; 4; 5; 6	Redução do consumo de óleo combustível de 22% em 2015 para 10% em 2050 Aumento do consumo de gás natural de 7% em 2015 para 16% em 2050		
		<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>		-	-
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>		-700	-3152
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>		-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>		5	33
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>		-48,2	-29,9

### C. Medidas no setor de cimento (desenvolvimento tecnológico/eficiência energética)

<b>Principais premissas</b> 1; 2; 4; 5	<b>Medidas de mitigação</b>	<b>Custo de investimento (US\$/t clínquer)</b>	<b>Custo de O&amp;M (US\$/t clínquer)</b>	<b>Ganho de eficiência (%)</b>
	Controle e otimização	0.2	0.01	3.5%
	Redução da perda de calor	0.3	0.015	6.8%
	Melhorias no sistema de combustão	1	0.5	8%
	Uso de aditivos	0.5	0.025	8%
		<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>	
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>		636	3095	
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>		-1236	-4941	
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>		-	-	
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>		15	86	
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>		-12,6	-6,8	

<b>D. Medidas no setor de siderurgia (desenvolvimento tecnológico/eficiência energética)</b>			
<b>Principais premissas</b> <sup>1; 2; 4; 5</sup>	<b>Medidas de mitigação</b>	<b>Custo de investimento (US\$/t)</b>	<b>Ganho de eficiência (%)</b>
	Recuperação de calor residual	2.94	1.8%
	Drivers de velocidade variável nos BOF	0.79	1.6%
	Coke dry quenching	36.73	2.0%
	Controle da umidade do carvão	20.2	1.0%
	Recuperação de calor nas fornalhas de ar quente	2.2	0.4%
	Injeção de carvão pulverizado	8.1	3.1%
	Fornos a coque tipo Scope 21	140	4.8%
	Recuperação de calor sensível do BOF	36.5	5.0%
	Novos processo de fusão redutora sem captura	140	10.0%
	Altos-fornos com reciclagem de gás do topo	230	10.0%
			<b>2021-2030</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>		8419	43119
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>		-3480	-23444
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>		-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>		53	425
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>		29,5	14,7

<b>E. Medidas no setor de siderurgia (troca de combustível)</b>			
<b>Principais premissas</b> <sup>1; 2; 4; 5</sup>	Aumento da participação da utilização de carvão vegetal de 22% em 2015 para 32% em 2050		
			<b>2021-2030</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>		-	-
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>		-99	-496
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>		-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>		12	87
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>		-2,6	-1,8

<b>F. Medidas no setor químico (desenvolvimento tecnológico/eficiência energética)</b>				
Principais premissas <sup>1; 2; 3; 4; 5</sup>	Medidas de mitigação	Custo de investimento (US\$/GJ)	Ganho de eficiência (%)	Penetração (%)
	Adoção de queimadores mais eficientes	0.2	2%	100%
	Melhoria no sistema de caldeiras	1.5	10%	70%
	Reparos no sistema de condução de vapor	2	10%	70%
	Eficientização de compressores	26.4	1%	100%
	Recuperação de calor caldeira	3.4	1%	100%
	Reciclo de condensado	9.3	10%	50%
		<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>	
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	644	2588		
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-868	-4688		
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-		
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	7	47		
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	-10,7	-14,3		

<b>G. Medidas no setor de papel de celulose (desenvolvimento tecnológico/eficiência energética)</b>				
Principais premissas <sup>1; 2; 4; 5</sup>	Medidas de mitigação	Custo de investimento (US\$/t)	Custo de O&M (US\$/t)	Ganho de eficiência (%)
	Caldeira auxiliar com controle de processo	0.6	0.12	3%
	Caldeira auxiliar com recuperação de vapor	1.2	0.16	1%
	Caldeira auxiliar com retorno de condensado	5.6	0.79	14%
	Manutenção da caldeira auxiliar	-	0.09	10%
	Modificações no forno de cal	3.7	-	5%
		<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>	
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	580	3488		
<b>Custo de operação e manutenção total</b>	-931	-6076		

(milhões R\$2015)		
Receita total (milhões R\$2015)	-	-
Potencial de abatimento de emissões (Mt CO <sub>2</sub> e)	6	49
Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO <sub>2</sub> e)	-18,3	-16,6

## 2.4 Setor de Transportes

Para a análise do setor de transportes, as principais fontes consultadas foram:

<sup>1</sup> Brasilagro (2011); <sup>2</sup>CEBDS (2016); <sup>3</sup>CEPA (2015); <sup>4</sup> Cortez (2014); <sup>5</sup> Delft (2013); <sup>6</sup> Delft (2015); <sup>7</sup> dos Santos et al. (2015); <sup>8</sup> IEA (2012); <sup>9</sup>EPRI (2013); <sup>10</sup> Grantham Institute (2017); <sup>11</sup> IBD/C40 (2013); <sup>12</sup> Menezes (2017); <sup>13</sup> PIL 2 (2016); <sup>14</sup> Reuters (2013); <sup>15</sup> Scania (2015); <sup>16</sup> Schwieder (2012); <sup>17</sup> UBRABIO (2015)

**Tabela 5.** Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor de transportes

A. Bioquerosene para transporte aeroviário		
Principais premissas <sup>4; 7; 8; 12; 14; 17</sup>	Custo do bioquerosene é quatro vezes mais alto que o querosene de aviação (2015)	
	Custo de produção por litro (R\$2015): 2020: 7.3 2030: 6.0 2040: 6.0 2050: 5.4  Participação na mistura: 2020: 5% 2025: 8% 2030: 10% 2040: 15% 2045: 20%	
	2021-2030	2031-2050
Custo de capital total (milhões R\$2015)	383	1479
Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)	-21	-86
Receita total (milhões R\$2015)	-	-
Potencial de abatimento de emissões (Mt CO <sub>2</sub> e)	12	90
Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO <sub>2</sub> e)	9,6	4,9

### B. Bioóleo para transporte aquaviário de carga

<b>Principais premissas</b> <sup>1; 16</sup>	Pirólise de biomassa ligno-celulósica: casca de arroz, capim, casca de café, serragem, eucalipto  Planta com vida útil de 10 anos e capacidade de produção de 829 toneladas anuais  Aproximadamente 20% mais barato que óleo combustível.  Investimento necessário anualizado (R\$2015): 42,242  Poder calorífico (GJ/t): 25  Participação na mistura: 2025: 5% 2030: 7% 2040: 15% 2050: 15%	
	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	7	59
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-0	-4
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	1	13
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	1,7	1,3

### C. Eletrificação da malha ferroviária existente

<b>Principais premissas</b> <sup>2; 13</sup>	Custo de eletrificação da ferrovia (milhões R\$2015/km): 2,75  Vida útil: 30 anos  Malha total eletrificada (km): 2030: 454 2040: 1769 2050: 3569	
	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	185	3635
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-230	-3589
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	0	9
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	-37	2

#### D. Expansão da malha ferroviária a diesel

<b>Principais premissas</b> <sup>13</sup>	Custo de construção da ferrovia (milhões R\$2015/km): 8,59	
	Malha ferroviária adicional (km): 2030: 65 2040: 100 2050: 183  Participação na divisão modal 2030: 28,3% 2040: 31,6% 2050: 35,0%	
	<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	1560	11677
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-9033	-65247
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	14	127
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	-167	-134

#### E. Expansão do transporte ferroviário de passageiros

<b>Principais premissas</b> <sup>7</sup>	Custo de construção (milhões R\$2015/km): 224	
	Vida útil: 30 anos  Participação na divisão modal 2030: 2,9% 2040: 4,5% 2050: 6,5%	
	<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	8166	207621
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-1284	-28991
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	1	30
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	1592	1868

#### F. Expansão da frota de veículos pesados de carga elétricos

<b>Principais premissas</b> <sup>3; 5; 6; 10; 15</sup>	Custos dos veículos (R\$2015/veículo) Caminhão semileve elétrico: 110.000 Caminhão leve elétrico: 150.000 Caminhão médio elétrico: 300.000  Vida útil: 15 anos  Custo de manutenção 35% inferior comparado a caminhões a combustão interna.	

	<p>A bateria representa 60% do valor do veículo. Redução do valor da bateria em 50% até 2050.</p> <p>Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição (TUSD): R\$0,18/kWh</p>	
	<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	9	2188
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-5	-11853
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>		
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	0	38
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	92	-81

### G. Expansão da frota de veículos pesados de passageiros elétricos

<b>Principais premissas</b> <sup>6; 10; 11</sup>	<p>Custos dos veículos (R\$2015/veículo)</p> <p>Micro ônibus elétrico: 580000          Ônibus urbano padrão elétrico: 1000000</p> <p>Vida útil: 15 anos</p> <p>Veículo 133% mais eficiente que os convencionais do Ciclo Otto. Custo de manutenção 35% inferior comparado a caminhões a combustão interna.</p> <p>A bateria representa 70% do valor do veículo. Redução do valor da bateria em 50% até 2050.</p> <p>Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição (TUSD): R\$0,18/kWh</p>	
	<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	1331	5865
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-2381	-54182
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	17	258
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	-20	-59

### H. Expansão da frota de veículos leves elétricos

<b>Principais premissas</b> <sup>6; 10; 11</sup>	<p>Custos dos veículos (R\$2015/veículo)</p> <p>Automóvel e comercial leve elétrico: 120000          Automóvel e comercial leve híbrido flex-elétrico: 110000          Motocicleta elétrica: 20000</p> <p>Vida útil: 12 anos</p> <p>Custo de manutenção 35% inferior comparado a veículos a combustão interna.</p> <p>A bateria representa 60% do valor do veículo. Redução do valor da bateria em 50% até 2050.</p>	

	Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição (TUSD): R\$0,18/kWh	
	2021-2030	2031-2050
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	483	180392
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-4845	-310492
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	1	89
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	-1265	-465

## 2.5 Setor de Oferta de Energia

Para a análise do setor energético, as principais fontes consultadas foram:

<sup>1</sup> EPE (2016b); <sup>2</sup> EPE (2016c); <sup>3</sup> IEA (2016); <sup>4</sup> DOE/EIA (2016); <sup>5</sup> MCTI; GEF (2017); <sup>6</sup> ICF (2014)

**Tabela 6.** Detalhamento das medidas de mitigação consideradas para o setor de oferta energia

A. Expansão da participação de fontes renováveis na geração de eletricidade					
Principais premissas <sup>1;2;3;4</sup>	Potência Total (MW)	Custo O&M Variável (R\$2015/MWh)	Custo do Combustível (R\$2015/MWh)	Tempo de Construção (anos)	Vida Útil (anos)
Termelétrica a carvão (nacional)	600	15	117	4	35
Termelétrica a carvão (importado)	600	15	103	4	35
Termelétrica a gás natural	400	1	406	2	20
Termonuclear	1000	10	23	6	40
Termelétrica a bagaço de cana	100	5	91	3	20
Termelétrica a biomassa florestal	100	20	54	2	20
Eólica Onshore	50	0	0	3	20
Solar Fotovoltaica distribuída	100	0	0	1	20
Solar Fotovoltaica centralizada	100	0	0	2	20
Solar CSP	220	0	0	4	25
Hidrelétrica Grande	1000	6	0	5	50
Hidrelétrica Média	300	6	0	3	40
Outras	30	15	0	2	20
<b>Custo de Investimento (R\$2015/kW)</b>					
	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Termelétrica a carvão (nacional)	8347	8347	8347	8347	1
Termelétrica a carvão (importado)	4481	4481	4481	4481	4481
Termelétrica a gás natural	3339	3339	3339	3339	3339
Termonuclear	18029	18029	18029	18029	18029
Termelétrica a bagaço de cana	5000	5000	5000	5000	5000
Termelétrica a biomassa florestal	7345	7100	6544	5876	5208
Eólica Onshore	5403	5266	5108	4970	4832
Solar Fotovoltaica distribuída	11418	10133	7572	5869	4167
Solar Fotovoltaica centralizada	8514	7608	5783	4481	3178
Solar CSP	23371	21535	17361	12353	7345
Hidrelétrica Grande	6010	6010	6010	6010	6010

Hidrelétrica Média	7345	7345	7345	7345	7345
Outras	7345	7345	7345	7345	7345
<b>Custo O&amp;M Fixo (R\$2015/kW/ano)</b>					
	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Termelétrica a carvão (nacional)	221	221	221	221	221
Termelétrica a carvão (importado)	157	157	157	157	157
Termelétrica a gás natural	84	84	84	84	84
Termonuclear	551	551	551	551	551
Termelétrica a bagaço de cana	200	200	200	200	200
Termelétrica a biomassa florestal	110	107	98	88	78
Eólica Onshore	137	132	129	127	124
Solar Fotovoltaica distribuída	87	82	77	73	68
Solar Fotovoltaica centralizada	57	51	38	29	21
Solar CSP	467	431	347	247	147
Hidrelétrica Grande	168	173	200	223	246
Hidrelétrica Média	168	173	200	223	246
Outras	147	147	147	147	147
	<b>2021-2030</b>		<b>2031-2050</b>		
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	16000		92490		
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	-14567		-145526		
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-		-		
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	25		794		
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	17,9		-21,2		

<b>B. Redução das emissões fugitivas em E&amp;P</b>		
<b>Principais premissas<sup>5; 6</sup></b>	Custo de capital (R\$2015/ano): 37759 (plataformas de 10000 bpd) 45311 (plataformas de 15000 bpd – Pré-Sal) 52863 (plataformas de 20000 bpd – Pré-Sal)  Custo de operação e manutenção (R\$2015/ano): 487130	
	<b>2021-2030</b>	<b>2031-2050</b>
<b>Custo de capital total (milhões R\$2015)</b>	17	25
<b>Custo de operação e manutenção total (milhões R\$2015)</b>	215	285
<b>Receita total (milhões R\$2015)</b>	-	-
<b>Potencial de abatimento de emissões (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	6	12
<b>Custo Marginal de Abatimento (US\$2015/tCO<sub>2</sub>e)</b>	12,9	8,5

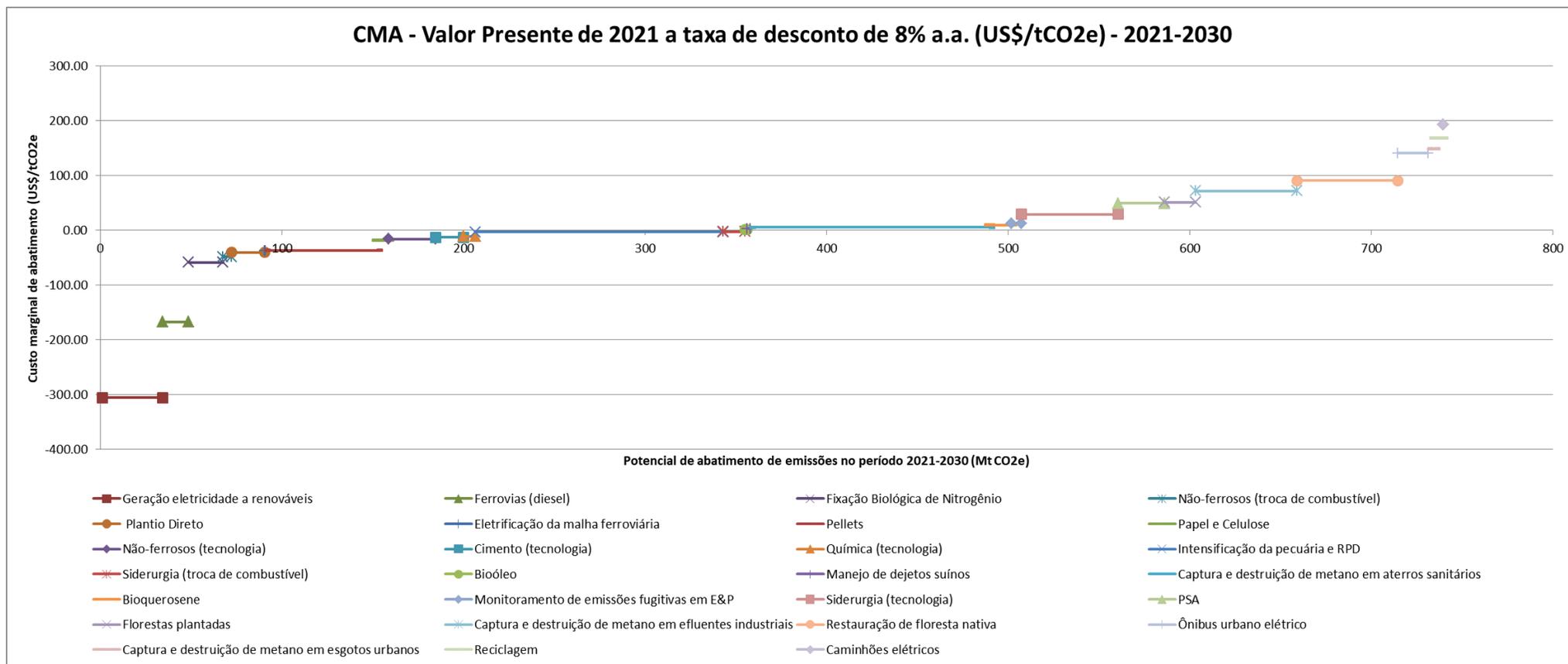
### 3. Curvas de Custos de Abatimento de Emissões de GEE

As curvas de custo marginal de abatimento (CMA) associam o custo de implementação de cada medida (eixo vertical) a seu potencial de abatimento de emissões total (eixo horizontal), permitindo comparar a atratividade de cada opção<sup>2</sup>.

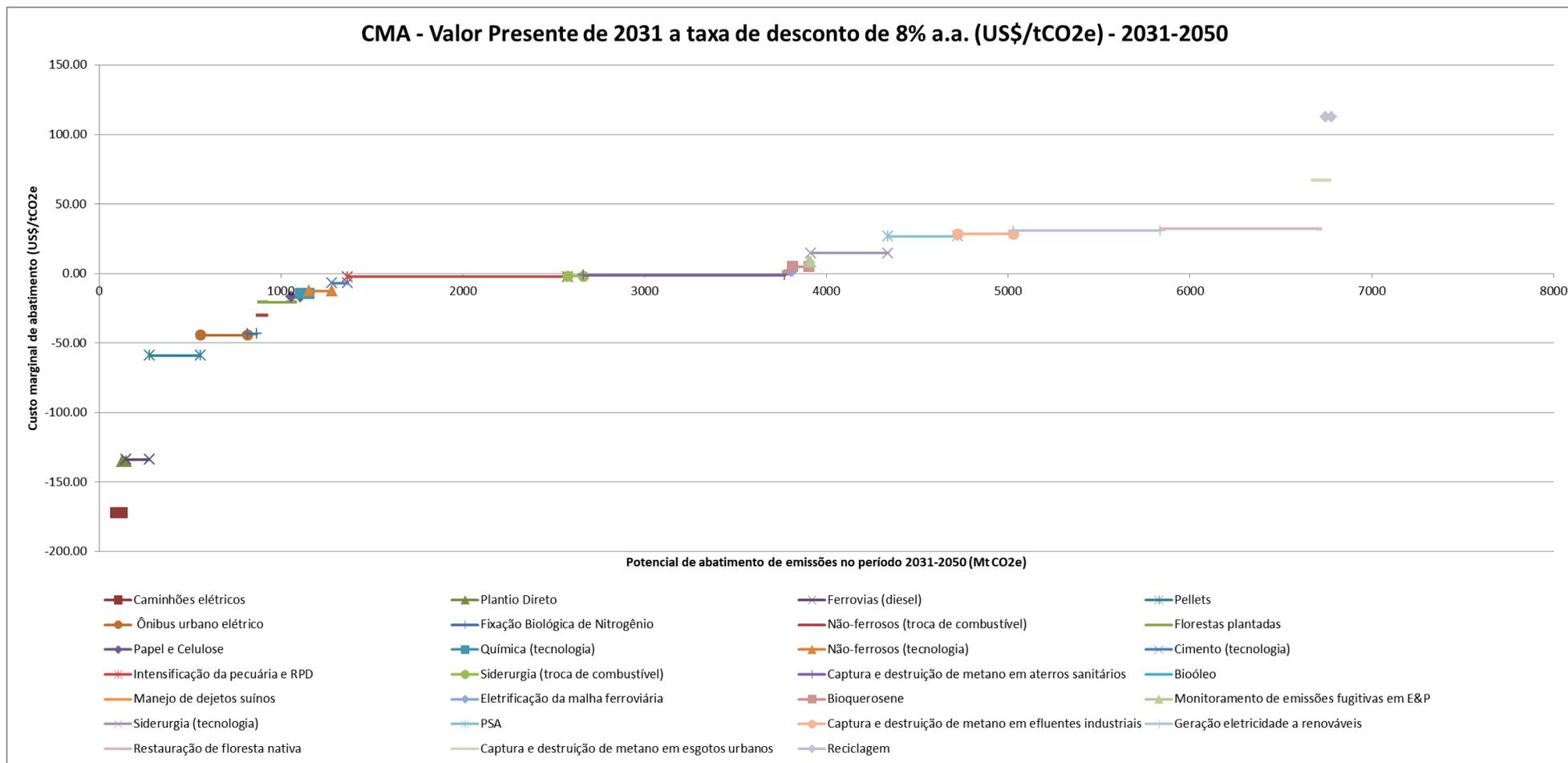
---

<sup>2</sup> Não foram incluídos nas Figuras 1 e 2 os custos marginais de abatimento da expansão do transporte ferroviário de passageiros (metrô e VLT), por se tratarem de valores muito altos, que prejudicariam a visualização das figuras. Pelo mesmo motivo, os custos referentes à expansão de veículos leves elétricos foram excluídos, por se tratarem de valores muito baixos (pois não contemplam os investimentos necessários à implantação da infraestrutura de recarga das baterias). Os valores correspondentes a tais medidas são:

- Transporte ferroviário de passageiros: VP: 2021-2030: 1592 US\$/tCO<sub>2</sub>e; 2031-2050: 1873 US\$/tCO<sub>2</sub>e
- Veículos leves elétricos: VP: 2021-2030: -1265 US\$/tCO<sub>2</sub>e; 2031-2050: -465 US\$/tCO<sub>2</sub>e



**Figura 1.** Curva de custo marginal de abatimento – Cenário 1,5°C – período 2021-2030 (US\$/tCO<sub>2</sub>e, em valores de 2021, à taxa de desconto de 8% a.a.)



**Figura 2.** Curva de custo marginal de abatimento – Cenário 1,5°C – período 2031-2050 (US\$/tCO<sub>2</sub>e, em valores de 2031, à taxa de desconto de 8% a.a.)

## 4. Análise de Sensibilidade dos Custos de Abatimento de Emissões

Os custos de abatimento apresentados na seção anterior consideram uma taxa de desconto de 8% a.a. e um valor de referência para o barril de petróleo internacional de US\$87<sup>3</sup>. Os custos médios de abatimento, ponderados pelo potencial de mitigação de cada medida, são 11,3 US\$/tCO<sub>2</sub>e no período 2021-2030 e -1,3 US\$/tCO<sub>2</sub>e no período 2031-2050, ambos a valor presente, como explicado anteriormente.

Foram conduzidas análises de sensibilidades para duas variáveis-chave da modelagem:

- a. considerando o valor de referência para o barril de petróleo internacional a US\$60<sup>4</sup>. Pode-se esperar preços mais baixos para combustíveis fósseis em cenários em que não apenas o Brasil, mas todos os principais países emissores promovem esforços globais de descarbonização, fruto do sucesso de negociações internacionais;
- b. considerando uma taxa de desconto de 4% a.a., consistente com a ótica social empregada nos objetivos de mitigação do exercício e com o alto grau de incerteza inerente a cenários de longo prazo.

Os custos de abatimento resultantes da análise de sensibilidade realizada são consolidados na tabela a seguir, contrastados com valores do cenário original.

**Tabela 7.** Custos médios de abatimento (ponderados pelo potencial de mitigação de cada medida), para preços internacionais de petróleo de 87 e 60 US\$/barril e taxas de desconto de 8 e 4% a.a.

	Petróleo: 87 US\$/barril TD: 8% a.a. (Cenário original)	Petróleo: 87 US\$/barril TD: 4% a.a.	Petróleo: 60 US\$/barril TD: 8% a.a.	Petróleo: 60 US\$/barril TD: 4% a.a.
2021-2030	11,3	2,7	17,5	10,6
2031-2050	-1,3	-18,9	7,5	-5,6

<sup>3</sup>Dólares americanos de 2015. Baseado no preço estimado para o barril de petróleo do '450 Scenário' do relatório World Energy Outlook 2015 de IEA (2015).

<sup>4</sup>Baseado no preço estimado para o barril de petróleo do 'Low Oil Price Case' e 'Sustainable Development Scenário' do World Energy Outlook 2017 de IEA (2017).

## 5. Referências

- ABRAF (2013), Anuário Estatístico 2013 ano base 2012. ABRAF – Brasília, 148p.
- ANA (2017), Atlas esgotos - despoluição de bacias hidrográficas /Agência Nacional de Águas, Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Brasília.
- Barea (2006), RALF, Reator Anaeróbico de Manto de Lodo e Fluxo Ascendente reduzindo custos e economizando energia no Tratamento de Esgotos.
- BID (2015), Documento-base para subsidiar os diálogos estruturados sobre a elaboração de uma estratégia de implementação e financiamento da Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil ao Acordo de Paris.
- MAPA (2012), Plano setorial de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas para a consolidação de uma economia de baixa emissão de carbono na agricultura. MAPA/ACS, 2012. 172 p.
- Brasilagro (2011), "Projeto de produção de bioóleo do UEMABIO será financiado pela ANP" - <http://www.brasilagro.com.br/conteudo/projeto-de-producao-de-biooleo-do-uemabio-sera-financiado-pela-anp.html#.WUF1eesrLct>.
- CEBDS (2016), Estudo de Melhoria e Desenvolvimento de sistemas de Transporte de Cargas por Malha Ferroviária Eletrificada.
- CEPA (2015), Technology assessment: Medium- and heavy-duty battery electric trucks and buses.
- CGEE (2015), Modernização da produção de carvão vegetal no Brasil – Subsídios para revisão do Plano Siderurgia. – Brasília.
- Chazdon et al. (2016), Carbon sequestration potential of second-growth forest regeneration in the Latin American tropics. Sci. Adv. 2016.
- Colling et al. (2016), Brazilian recycling potential: Energy consumption and Green House Gases reduction, Renewable and Sustainable Energy Reviews 59, pages 544-549.
- Cortez (2014), Roadmap for Sustainable Aviation Biofuels for Brazil. A Flightpath to Aviation Biofuels in Brazil - Boeing, Embraer, Fapesp, Unicamp.
- Delft (2013), Zero emissions trucks - An overview of state-of-the-art technologies and their potential.
- Delft (2015), Alternative Transport Technologies for Megacities.
- DOE/EIA (2016), International Energy Outlook 2016.
- Dos Santos et al. (2015), Demanda por investimentos em mobilidade urbana no Brasil, BNDES Setorial 41.
- EPE (2014a), Inventário Energético de Resíduos Rurais (Nota Técnica 15/14).
- EPE (2014b), Demanda de Energia 2050 (Nota Técnica 13/15).
- EPE (2014c), Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos (Nota Técnica DEA 16/14).
- EPE (2016a), Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Rurais" (Nota Técnica 17/14).
- EPE (2016b), Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear. Rio de Janeiro.

- EPE (2016c), Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. Rio de Janeiro.
- EPRI (2013), Total Cost of Ownership Model for Current Plug-in Electric Vehicle.
- Escobar e Coelho (2017), O potencial dos pellets de madeira como energia no Brasil.
- Gouvello, C.; Britaldo, S.S.F.; Nassar, A.; Schaeffer, R.; Alves, F.J.; Alves, J.W.S. (2010), Estudo de Baixo Carbono para o Brasil. Washington DC. Banco Mundial.
- Grantham Institute (2017), Expect the Unexpected: The Disruptive Power of Low-carbon Technology. London.
- GVces (2015), Contribuições para análise da viabilidade econômica da implementação do Plano ABC e da INDC no Brasil. Centro de Estudos em Sustentabilidade da Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getulio Vargas.
- IBD/C40 (2013), Low Carbon Technologies can transform Latin América's Bus Fleets.
- ICF (2014), Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Mexican Oil and Natural Gas Industries
- IEA (2009), Energy Technology Transitions for Industry, OECD/IEA, Paris.
- IEA (2012), Energy Technology Perspectives 2012. Paris
- IEA (2014), World Energy Investment Outlook 2014: Energy Efficiency Investment Assumption Tables. Paris.
- IEA (2015), World Energy Outlook 2015. Paris, 718pp.
- IEA (2016), Energy Technology Perspectives 2016. Paris.
- IEA (2017), World Energy Outlook 2017. Paris, 782pp.
- INPUT (2016), Análise Econômica de Projetos de Investimentos para Expansão da Produção Pecuária.
- Instituto Escolhas (2016), Quanto custa reflorestar 12 milhões de hectares na Amazônia e Mata Atlântica? Coordenação: Roberto Kishinami e Shiguo Watanabe Jr. Fevereiro de 2016.
- Kermeli, K.; Weer, P.-H.; Crijns-Graus, W., Worrell, E., 2014. Energy efficiency improvement and GHG abatement in the global production of primary aluminium. Energy Efficiency, Outubro de 2014.
- La Rovere et al. (2010), Sustainable expansion of electricity sector: Sustainability indicators as an instrument to support decision making. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14(1), pages 422-429.
- Maier e Oliveira (2014), Economic feasibility of energy recovery from solid waste in the light of Brazil's waste policy: The case of Rio de Janeiro. Renewable and Sustainable Energy Reviews 35, pages 484-498.
- MCTIC; GEF (2017), Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil.
- Menezes (2017), Ações do MCTIC em Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico dos Biocombustíveis no Brasil.
- Nassar et al. (2014), Brazil's pathway to low-emission rural development" (Agrolcone and Earth Innovation Institute, São Paulo.
- NEDO (2008), Japanese Technologies for Energy Savings / GHG Emissions Reduction – 2008 Revised Edition, New Energy and Industrial Technology Development Organisation, Kawasaki City, Japan.
- Neelis et al. (2008), Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Petrochemical Industry, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, United States.

Oliveira e Rosa (2003), Brazilian waste potential: energy, environmental, social and economic benefits. *Energy Policy* 31(14), pages 1481-1491.

Oliveira et al. (2008), Analysis of the sustainability of using wastes in the Brazilian power industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12(3), pages 883-890.

PIL 2 (2016): Programa de Investimento em Logística 2 (PIL 2).

Reuters (2013), "Bioquerosene para aviação será inviável sem política pública, diz Abear" (<http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRSPE99N02V20131024>).

Revista Biomassa BR 32 (2017), Os desafios para exportação de Pelets no Brasil.

Scania, 2015. "[http://www.scania.com.br/a-scania/imprensa/press-releases/directory/press\\_release\\_43\\_15.aspx](http://www.scania.com.br/a-scania/imprensa/press-releases/directory/press_release_43_15.aspx)"

Schwieder (2012), Análise da viabilidade técnico-econômica da utilização de bio-óleo na geração descentralizada de energia elétrica como alternativa à utilização de combustíveis fósseis.

Soares-Filho B. (2013), Impacto da revisão do código florestal: como viabilizar o grande desafio adiante? Centro de Sensoriamento Remoto, Universidade Federal de Minas Gerais. *Desenvolvimento Sustentável*, subsecretaria SAE. 2013, 28p.

Soares-Filho et al. (2014), Cracking Brazil's Forest Code. *Science* 344, 363–364.

Strassburg et al. (2014), When enough should be enough: Improving the use of current agricultural lands could meet production demands and spare natural habitats in Brazil, *Global Environmental Change* 28.

UBRABIO (2015), [http://www.ubrabio.com.br/1891/Noticias/PaisDeveInvestirEmBiocombustiveisDeAviacaoParaReduzir\\_263973/](http://www.ubrabio.com.br/1891/Noticias/PaisDeveInvestirEmBiocombustiveisDeAviacaoParaReduzir_263973/)

UNIDO (2010), *Global Industrial Energy Efficiency Benchmarking – An Energy Policy Tool*, United Nations Industrial Development Organization, Vienna.