

# ANEXOS TÉCNICOS DO RELATÓRIO FINAL DO PROJETO - CENÁRIOS PARA UM SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO EFICIENTE E INTELIGENTE

---

## ÍNDICE

<b>Índice de Tabelas</b> .....	iv
<b>Índice de Figuras</b> .....	vi
<b>1 O CENÁRIO DO ANO BASE (2004)</b> .....	1
<b>1.1 A oferta de eletricidade no ano base</b> .....	1
<b>1.2 O consumo de eletricidade no ano base</b> .....	4
1.2.1 O setor residencial.....	4
1.2.2 O setor industrial .....	8
1.2.3 O setor de comércio e público .....	9
<b>2 MÉTODO DE ANÁLISE E PROJEÇÃO DE ENERGIA</b> .....	12
<b>2.1 Formulação do modelo de demanda setorial de energia</b> .....	12
<b>3 O CENÁRIO ELÉTRICO TENDENCIAL</b> .....	15
<b>3.1 Cenário econômico</b> .....	15
3.1.1 Plano de Longo Prazo da Matriz 2023 .....	15
3.1.2 Plano Decenal de Expansão (2003-2012) .....	17
3.1.3 Plano Estratégico da Petrobrás (2006-2010) .....	17
3.1.4 A proposta do cenário BAS.....	17
<b>3.2 O futuro da oferta de eletricidade</b> .....	20
3.2.1 Plano Decenal da Eletrobrás (2004-2013).....	20
3.2.2 Plano Decenal de Expansão do Ministério de Minas e Energia (2003-2012) .....	21
3.2.3 Plano Estratégico da Petrobrás (2006-2010).....	21
3.2.4 Plano de Longo Prazo da Matriz (2003-2022) .....	21
3.2.5 Programa PROINFA .....	23
<b>4 O CENÁRIO ELÉTRICO SUSTENTÁVEL</b> .....	27
<b>4.1 Metodologia de cálculo do custo de conservação por equipamento</b> .....	27
<b>4.2 Detalhamento das planilhas</b> .....	28
<b>4.3 Hipóteses por setor para o cenário Power Switch</b> .....	31

4.3.1	Setor residencial .....	31
4.3.2	Setor de comércio e público .....	38
4.3.3	Setor industrial.....	41
<b>5</b>	<b>MERCADO FUTURO DE CARBONO: ALGUMAS CONSIDERAÇÕES .....</b>	<b>46</b>
<b>5.1</b>	<b> Mercado internacional de carbono.....</b>	<b>46</b>
<b>5.2</b>	<b> Estimativa para o primeiro período de compromisso: 2008-2012 .....</b>	<b>47</b>
5.2.1	Emissões e demanda totais do Anexo B do Protocolo de Quioto .....	48
5.2.2	Volume do mercado e participação dos mecanismos de flexibilização .....	48
5.2.3	Preços estimados .....	49
5.2.4	Variabilidade das estimativas e fatores de risco.....	49
<b>5.3</b>	<b> Mercado de carbono pós-2012: a incerteza das negociações internacionais</b>	
5.3.1	ESTIMATIVAS PARA O PERÍODO PÓS-2012 .....	53
<b>6</b>	<b>POTENCIAL DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE POLUENTES E CO<sub>2</sub> E PARTICIPAÇÃO NO MERCADO DE CARBONO.....</b>	<b>58</b>
<b>6.1</b>	<b> Metodologia e parâmetros usados .....</b>	<b>59</b>
6.1.1	Metodologia de cálculo das emissões de poluentes (NO <sub>x</sub> ).....	59
6.1.2	Metodologia de cálculo das emissões de CO <sub>2</sub> .....	60
6.1.3	Parâmetros usados para a configuração do mercado de carbono .....	61
<b>6.2</b>	<b> Resultados.....</b>	<b>62</b>
6.2.1	Emissões de NO <sub>x</sub> .....	62
6.2.2	Emissões de CO <sub>2</sub> e mercado de carbono .....	63
<b>6.3</b>	<b> Regime pós-2012, mercado de carbono e estratégias para o Brasil.....</b>	<b>64</b>
<b>7</b>	<b>BENEFÍCIOS DO CENÁRIO ELÉTRICO SUSTENTÁVEL .....</b>	<b>64</b>
<b>7.1</b>	<b> Benefícios sociais: geração de empregos.....</b>	<b>64</b>
7.1.1	Usinas Hidrelétricas.....	64
7.1.2	Usinas Termoelétricas à Gás Natural .....	64
7.1.3	Usinas Termoelétricas a Carvão .....	64
7.1.4	Termelétricas a Biomassa.....	64
<b>7.2</b>	<b> Energia Eólica e Fotovoltaica .....</b>	<b>64</b>
<b>7.3</b>	<b> Benefícios ambientais .....</b>	<b>64</b>
7.3.1	Termelétricas alimentadas por combustíveis de origem fóssil .....	64

7.3.2	Redução de áreas alagadas.....	64
7.3.3	Redução de emissões de poluentes.....	64
7.3.4	Benefícios econômicos.....	64
7.3.5	Comentários Finais .....	64
<b>8</b>	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>64</b>

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: A estrutura de oferta interna de eletricidade no ano base (2004) .....	1
Tabela 2: Tarifas médias por classe de consumo (Regional e Brasil) em 2004 (R\$/MWh) 4	
Tabela 3: Estimativa do consumo de eletricidade do setor residencial em 2004 (GWh) por uso final selecionado. ....	5
Tabela 4: Consumo de Eletricidade do Setor Residencial em 2004 (GWh) por Uso Final por Faixa de Renda. ....	5
Tabela 5: Consumo Específico por Uso Final em 2004 (kWh/ano). ....	6
Tabela 6: Consumo de eletricidade por uso final do setor industrial no ano base (2004) .	9
Tabela 7: Estimativa das participações dos usos finais considerados .....	10
Tabela 8: Estimativa do consumo de eletricidade para os usos finais considerados.....	11
Tabela 9: Elasticidade eletricidade – PIB por uso final selecionado .....	14
Tabela 10: Taxa de Crescimento Real do PIB e do Valor Agregado Setorial da Economia Brasileira (%aa). ....	16
Tabela 11: Projeções Populacionais, Número e Moradores por Domicílio. ....	16
Tabela 12: Distribuição dos domicílios por classe de renda.....	17
Tabela 13: Estimativa de crescimento do PIB para 2020.....	18
Tabela 14: Estimativas da distribuição de domicílios por classe de renda (2004-2020) ..	19
Tabela 15: Estimativas Populacionais e de Distribuição de Renda.....	19
Tabela 16: Tabela Resumo das Variáveis Sócio-econômicas .....	20
Tabela 17 – Capacidade instalada e evolução desta com base em estudos oficiais .....	22
Tabela 18: Investimentos do PROINFA .....	25
Tabela 19: Valor econômico das tecnologias. ....	25
Tabela 20: Planilha de substituição de tecnologia para o setor residencial no cenário Power Switch: o caso das geladeiras. ....	30
Tabela 21: Estimativa de Preços (R\$) das Tecnologias Utilizadas no Setor Residencial (Geladeiras). ....	31
Tabela 22: Resultados Alcançados Referentes às trocas de Geladeiras Ineficientes por Mais Eficientes.....	32
Tabela 23: Estimativa de Preços (R\$) das Tecnologias Utilizadas no Setor Residencial (Freezers). ....	33
Tabela 24: Dados de Consumos Médios e Custos Médios dos Freezer's no Mercado Brasileiro. ....	34
Tabela 25: Resultados Alcançados Referentes às trocas de Freezers Ineficientes por Mais Eficientes. ....	34
Tabela 26: Resultados alcançados referentes às trocas de chuveiros elétricos por coletores solares.....	35

Tabela 27: Estimativa de Preços (R\$) das Tecnologias Utilizadas no Setor Residencial (Iluminação Elétrica). .....	36
Tabela 28: Potências assumidas antes e depois da substituição das lâmpadas por faixa de renda, percentual de ganho de eficiência energética e o custo das lâmpadas. ....	36
Tabela 29: Resultados referentes às trocas de lâmpadas incandescentes por fluorescentes. ....	37
Tabela 30: Características da substituição – ar-condicionado .....	37
Tabela 31: Resultados da substituição – ar condicionado .....	37
Tabela 32: Características da substituição - freezers .....	39
Tabela 33: Resultados da substituição - freezers. ....	39
Tabela 34: Características da substituição - iluminação .....	39
Tabela 35: Resultados da substituição – iluminação. ....	40
Tabela 36: Características da substituição – ar-condicionado .....	40
Tabela 37: Resultados da substituição – ar-condicionado.....	40
Tabela 38: Preço e eficiência energética para motores industriais. ....	42
Tabela 39: Resultados para a troca de motores industriais por mais eficientes. ....	43
Tabela 40: Resultados para a troca de queimadores elétricos por a gás natural.....	45
Tabela 41: Preços, quantidades e volumes anuais de transação no mercado global de carbono para o 1º período de compromisso – apenas CO <sub>2</sub> .....	48
Tabela 42: Participação dos mecanismos do Protocolo de Quioto no mercado internacional de emissões - 2010 .....	49
Tabela 43: Potencial de mitigação no Brasil. ....	54
Tabela 44: Fatores de emissão de NO <sub>x</sub> por fontes fósseis.....	60
Tabela 45 Emissões estimadas para os cenários tendencial, EE e sustentável, por fonte, em tNO <sub>x</sub> - 2020 .....	63
Tabela 46 Emissões evitadas nos cenários EE e sustentável para o ano 2020, em tNO <sub>x</sub> .	63
Tabela 47 Emissões estimadas para os cenários tendencial, EE e sustentável, por fonte, em tCO <sub>2</sub> e - 2020.....	63
Tabela 48 Emissões evitadas nos cenários EE e sustentável para o ano 2020, em tCO <sub>2</sub> e	64
Tabela 49 Estimativa de volume participação no mercado de carbono das reduções de emissão de CO <sub>2</sub> do setor elétrico brasileiro para o ano de 2020 – em milhões R\$/tCO <sub>2</sub> e – cenário EE.....	64
Tabela 50 Estimativa de volume participação no mercado de carbono das reduções de emissão de CO <sub>2</sub> do setor elétrico brasileiro para o ano de 2020 – em milhões R\$/tCO <sub>2</sub> e – cenário sustentável .....	64
Tabela 51: Estimativa da geração de empregos para os cenários tendencial e sustentável por fonte de geração de eletricidade.....	64
Tabela 52: Comparação entre unidades termoeletricas a carvão e a gás natural.....	64

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Estrutura da geração de eletricidade no Brasil (2004).....	2
Figura 2: Evolução da estrutura da geração térmica de eletricidade no Brasil .....	3
Figura 3: Parâmetros utilizados para as projeções de demanda de eletricidade.....	13
Figura 4 – Estimativas das Taxas Geométricas de Crescimento 2004-2020 – IBGE .....	18
Figura 5 - Estimativas Populacionais - 2004-2020 – IBGE .....	19
Figura 6: Capacidade instalada estimada com o PROINFA. ....	24
Figura 7: Comportamento do preço das reduções de emissões para as três propostas analisadas - euro/tCO <sub>2</sub> e. ....	54
Figura 8: Emissões de CO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> para o ano base, cenário tendencial e cenário sustentável. ....	62
Figura 9: Emissões de CO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> para o ano base, cenário tendencial e cenário sustentável (tCO <sub>2</sub> ).....	64

## 1 O cenário do Ano Base (2004)

### 1.1 A oferta de eletricidade no ano base

A estrutura de oferta interna de eletricidade no ano base de 2004 é apresentada na Tabela 1. Nas seções 3.1 e 3.1 serão discutidas as tendências assumidas para a evolução dessa matriz de geração de eletricidade.

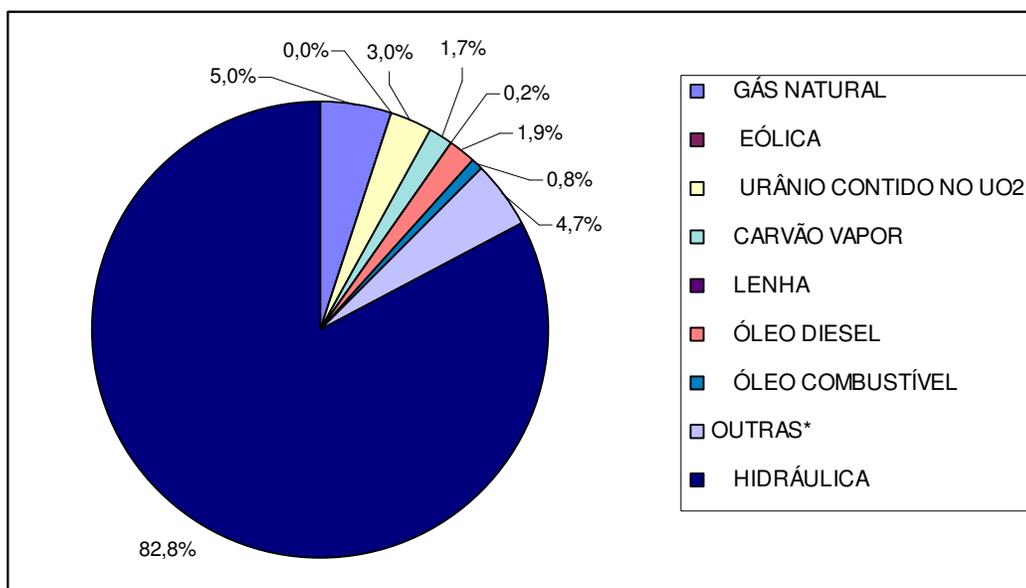
**Tabela 1: A estrutura de oferta interna de eletricidade no ano base (2004)**

Fontes de Geração	Produção (GWh)	%	Capacidade instalada (MW)	%	Custos de geração R\$/MWh (*)
Energia Hidráulica	315,298	75%	69,183	75%	78,67
Gás Natural	19,264	5%	10,085	11%	90,33
Petróleo	10,448	2%	5,151	6%	85,00
Carvão Mineral	6,580	2%	1,415	2%	80,61
Nuclear	11,611	3%	2,007	2%	139,02
Biomassa	11,844	3%	3,071	3%	90,00
Eólica	61	0%	29	0%	169,25
PCH	5,499	1%	1,207	1%	79,46
Importação	37,385	9%	-	-	
total	417,990	100%	92,147	100%	

Fontes: BEN (2005), Tolmasquim (2005). Notas: (\*) valores em US\$ convertidos para R\$ (US\$ 1,00= R\$ 2,20).

Em 2004, a oferta de eletricidade representou a segunda maior participação na oferta interna de energia com 14,4%, atrás da oferta de petróleo e derivados (39,1%). A Figura 1 ilustra a estrutura da geração da eletricidade<sup>1</sup> no país.

<sup>1</sup> A geração dos autoprodutores foi de aproximadamente 37.912 (10,8% da geração pública) em 2004. Cabe destacar a participação de algumas fontes na eletricidade gerada: bagaço de cana (18,3%), gás natural (12%) e lixo (11%).



**Figura 1: Estrutura da geração de eletricidade no Brasil (2004)**

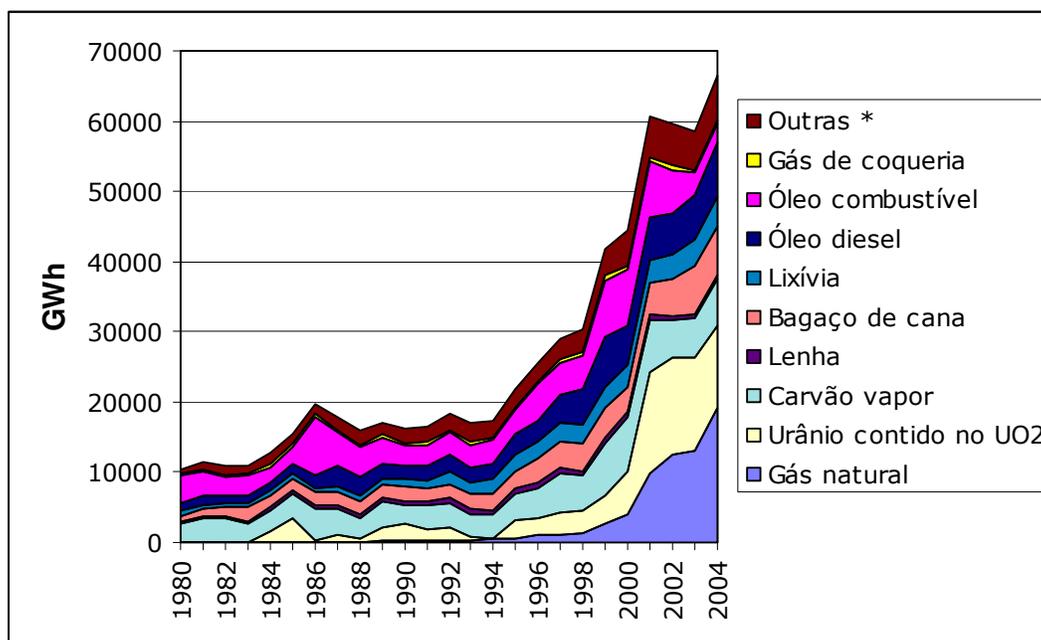
\* Outras: bagaço de cana, lixívia, outras recuperações, gás de coqueria e outras secundárias.

Fonte: Elaboração própria a partir do Balanço Energético Nacional (BEN, 2005)

A geração hidrúlica representou aproximadamente 83% do total gerado, o que torna a problemática das emissões de gases de efeito estufa (GEE) no contexto da geração brasileira discreta em relação ao contexto geral mundial, onde se predomina a geração com a utilização de combustíveis fósseis e urânio.

No entanto, nos últimos anos, para atender o acréscimo da demanda, a participação da termogeração tem sido crescente. Em 1980, do total gerado, a participação da termogeração correspondeu a 7,5%. Já em 2004, esse valor foi de 17,2% (BEN,2005).

Cabe destacar a crescente participação do gás natural na geração de eletricidade, seja ao substituir outros combustíveis, principalmente óleo diesel e óleo combustível, seja na implantação de novas termelétricas. No entanto, o acréscimo anual mais expressivo deu-se em 2001 devido à ocorrência do racionamento de energia elétrica, resultado da impossibilidade de suprimento da demanda, quando, então, foi reforçado o plano prioritário de termoeletricidade (PPT) com o principal objetivo de ampliar a oferta de eletricidade a partir da geração utilizando o gás natural. A Figura 2 ilustra a estrutura da geração térmica no período de 1980 a 2004.



**Figura 2: Evolução da estrutura da geração térmica de eletricidade no Brasil**

\* Outras: corresponde a outras recuperações e outras secundárias.

Fonte: Elaboração própria a partir do Balanço Energético Nacional (BEN, 2005)

A participação das outras fontes renováveis de energia, como eólica, biomassa e a partir de PCHs, na matriz de geração de eletricidade ainda é bastante modesta. O PROINFA é sem dúvida um programa que dará um impulso importante a essas fontes.

A produção de eletricidade a partir da energia eólica no Brasil passou a ser contabilizada a partir de 1996 no Balanço Energético Nacional (BEN, 2005). Neste primeiro ano, produziu-se 2 GWh, gerando-se 61 GWh em 2004. Representa 0,017% da produção total de eletricidade no país. O principal estudo referente ao potencial brasileiro de geração eólica é o Atlas do potencial eólico brasileiro<sup>2</sup>, no qual estimou-se um potencial de 143,5 GW de capacidade instalável e produção anual de 272,2 TWh.

A geração de eletricidade a partir de biomassa foi de 37,3 TWh em 2002, representando 4,0% do total. Sua participação relativa caiu em março de 2004, considerando "outras recuperações" como biomassa (em 1998, 23,2 TWh, i.e., 15% da geração mundial). A capacidade total instalada em biomassa em março de 2004 somava 2.730 GW (3,1% da capacidade total). Havia, ainda, mais 12,2 MW em construção e 495,6 MW outorgados (Walter, 2004). A tecnologia mais utilizada é dos ciclos a vapor e existem majoritariamente instalações de cogeração e poucas termelétricas.

A geração térmica nuclear em 2004 foi de 11.611 GWh (BEN, 2005), aproximadamente 3% do total gerado. Apesar das oscilações em relação à quantidade gerada, a capacidade

<sup>2</sup> Ver [www.cresesb.cepel.br/atlas\\_eolico\\_brasil/atlas-web.htm](http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm). Consultado em 23/08/2005

instalada tem se mantido constante em 2007 MW, enquanto não entra em operação a term nuclear Angra III, prevista para os próximos anos.

As PCHs representam aproximadamente 1,4% da potência instalada, ou seja aproximadamente 1365 MW, sendo que existem 39 empreendimentos em construção representando um acréscimo de 549 MW (ANEEL, 2005)<sup>3</sup>.

Neste trabalho, consideram-se os custos de fornecimento de eletricidade como sendo correspondentes aos valores das tarifas cobradas aos consumidores finais. Desse modo, será possível fazer uma correspondência com os custos de conservar eletricidade no ponto de uso final. A Tabela 2 mostra que, em 2004, a tarifa média cobrada no país era de R\$ 197,25/MWh (em julho de 2005 a média nacional era R\$ 230/MWh).

**Tabela 2: Tarifas médias por classe de consumo (Regional e Brasil) em 2004 (R\$/MWh)**

Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro - Oeste	Brasil
Residencial	244,84	220,93	287,40	274,16	261,55	270,49
Industrial	100,13	105,09	145,30	152,15	165,37	137,11
Comercial	217,83	227,53	243,30	235,29	246,45	238,50
Rural	172,40	141,18	165,96	145,74	159,23	154,29
Poder Público	242,11	245,39	247,08	251,34	260,13	248,15
Iluminação Pública	146,62	140,15	154,52	140,48	142,53	147,64
Serviço Público	153,45	137,77	143,82	153,82	146,22	144,48
Consumo Próprio	237,03	245,18	116,37	129,78	280,66	143,07
Tarifa Média Total	173,67	163,75	208,20	197,58	217,75	197,35

Fonte: ANEEL (2005)<sup>4</sup>

## 1.2 O consumo de eletricidade no ano base

A seguir são apresentados os cenários do ano base (2004) para os setores residencial, industrial, comercial e público.

### 1.2.1 O SETOR RESIDENCIAL

O consumo residencial brasileiro em 2004 foi da ordem de 78.577 GWh (BEN, 2005). Para este estudo foram selecionados os quatro principais equipamentos elétricos que mais consomem eletricidade em uma residência, sendo eles:

1. Chuveiro Elétrico;

<sup>3</sup>Site consultado em 21/12/2005: <http://www.aneel.gov.br/15.htm>

<sup>4</sup>ANEEL. "Tarifas médias de fornecimento por região". <http://www.aneel.gov.br/98.htm> (consultada em 02/12//2005).

2. Geladeira;
3. Freezer;
4. Iluminação Elétrica;
5. Ar-condicionado; e
6. Outros<sup>5</sup>.

A Tabela 3 apresenta os resultados das estimativas do consumo residencial por uso final para 2004 (cenário-base).

**Tabela 3: Estimativa do consumo de eletricidade do setor residencial em 2004 (GWh) por uso final selecionado.**

<b>Consumo 2004 (GWh)</b>	
Geladeira	26.316
Freezer	4.862
Iluminação Elétrica	14.895
Chuveiro Elétrico	21.761
Ar-Condicionado	2.449
Outros	8.294
<b>TOTAL</b>	<b>78.577</b>

Fonte: Elaboração própria.

O consumo do setor residencial em 2004 foi também dividido por faixa de renda. A divisão se deu em 3 faixas: consumidores com renda mensal de até 2 salários mínimos; consumidores com renda mensal de 2 até 10 salários mínimos; e consumidores com renda mensal de mais de 10 salários mínimos. Desta maneira, o consumo do setor residencial por uso final foi fragmentado como apresentado na Tabela 4.

**Tabela 4: Consumo de Eletricidade do Setor Residencial em 2004 (GWh) por Uso Final por Faixa de Renda.**

<b>Tecnologia</b>	<b>Salários Mínimos</b>			<b>Consumo 2004 (GWh)</b>
	<b>X ≤ 2</b>	<b>2 &lt; X ≤ 10</b>	<b>X &gt; 10</b>	

<sup>5</sup> A categoria "Outros" está representada pelo percentual de consumo de energia elétrica de todos os outros equipamentos elétricos (máquina de lavar roupas, microondas, ferro elétrico etc.) de uma residência e que não estão detalhados neste trabalho.

ANEXO 1: O cenário do Ano Base (2004)

Geladeira	6055	16759	3502	26.316
Freezer	688	2844	1330	4.862
Iluminação Elétrica	3257	7603	4034	14.895
Chuveiro Elétrico	796	20359	605	21.761
Ar-condicionado	0	395	2055	2.449
Outros	200	5490	2604	8.294
<b>TOTAL</b>	<b>10977</b>	<b>53451</b>	<b>14130</b>	<b>78.577,00</b>

Fonte: Elaboração própria.

Estes resultados foram obtidos a partir do consumo específico de cada uso final por faixa de renda (Tabela 5). O cálculo dos consumos específicos partiu de diversas referências e hipóteses a seguir apresentadas.

**Tabela 5: Consumo Específico por Uso Final em 2004 (kWh/ano).**

Tecnologia	Salários Mínimos		
	$X \leq 2$	$2 < X \leq 10$	$X > 10$
Geladeira	450	650	750
Freezer	533	610	610
Iluminação Elétrica	190	280	864
Chuveiro Elétrico	216	1082	648
Ar-condicionado	500	360	1100
Outros	140	500	697

Fonte: Elaboração própria baseada em INMETRO (2005), PROCEL (2004) e SOCIEDADE DO SOL (2005).

Os valores de potência e consumo de energia elétrica dos principais equipamentos utilizados no setor residencial em 2004 foram retirados de INMETRO (2005) e PROCEL (2004). Foram coletados todos os modelos avaliados pelo INMETRO e PROCEL (Catálogo PROCEL, 2004).

O total de residências existentes no Brasil baseou-se em IBGE (2004) e o percentual de inserção por uso final por ano nas diversas PNADs (1992, 1993, 1995, 1996, 1997, 1998, 1999, 2001, 2002 e 2003).

As hipóteses utilizadas para obtenção dos valores do consumo específico por uso final foram:

- Geladeira – para este equipamento, foram selecionados todos os modelos existentes no catálogo PROCEL (PROCEL, 2004) e realizado o cálculo de média de

consumo. Desta forma, foram identificados 3 modelos de geladeiras: de uma porta, de duas portas e de duas portas Frost-Free. Como a média de consumo das geladeiras foi obtida através da referência dos modelos avaliados pelo PROCEL e INMETRO, sendo então consideradas geladeiras mais econômicas pelo motivo de já participarem do Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE, foi utilizado como hipótese para as geladeiras de uma porta um acréscimo no consumo médio de 50% (de 324,5 (média PROCEL) para 486,8), pois foi considerado que hoje no Brasil existem ainda muitas geladeiras antigas deste modelo, portanto, ainda muito ineficientes. Esta hipótese foi inserida apenas na faixa de renda de até 2 salários mínimos por se acreditar ser a faixa de renda mais propícia a esta situação tecnológica. Para os outros dois modelos (geladeira de duas portas e duas portas Frost-Free), o consumo médio encontrado (média PROCEL) foi mantido para as outras duas faixas de renda. Partiu-se da hipótese de que estas faixas de renda, por possuírem maior poder aquisitivo, já estariam substituindo os equipamentos antigos por equipamentos mais novos, restando, desta forma, poucos ou nenhum modelo de geladeira antiga ainda em utilização.

- Freezer – o consumo específico deste equipamento foi calculado de forma semelhante ao das geladeiras. Contudo, a hipótese aqui feita foi de se manter as médias de consumo encontradas porque se considerou este tipo de equipamento já bem moderno e com início de penetração no mercado residencial recente.
- Iluminação Elétrica – foi considerado para efeito de cálculo da média de consumo de energia elétrica o funcionamento das lâmpadas por 3 horas diárias, 30 dias no mês e 12 meses no ano. Foram hipoteticamente estabelecidas as potências médias para cada faixa de renda, onde: 1) para renda de até 2 salários mínimos, utilizou-se uma potência total de 160W; 2) para renda acima de 2 salários mínimos até 10 salários mínimos, uma potência total de 280W; e 3) para renda acima de 10 salários mínimos, uma potência total de 800W.
- Chuveiro Elétrico – A média de consumo foi calculada assumindo-se as seguintes hipóteses: A) potência média do chuveiro de 4500W (SOCIEDADE DO SOL, 2005); B) média de quatro banhos diários por residência (SOCIEDADE DO SOL, 2005); e C) tempo de banho diferenciado por faixa de renda, onde:
  - para renda de até 2 salários mínimos, assumiu-se 2 minutos por banho, pois partiu-se de duas hipóteses: as pessoas desta faixa de renda utilizam o seu próprio local de trabalho para tomar banho e a maior concentração de pessoas que estejam nesta faixa de renda encontra-se nas regiões Norte, Nordeste e Centro Oeste do Brasil. Estas regiões são predominantemente quentes e, por sua vez, há utilização mínima de chuveiros elétricos;

- para renda de 2 salários mínimos até 10 salários mínimos, utilizou-se 10 minutos por banho, tempo usado para bases de cálculo para projetos de coletores solares (SOLETROL, 2005). Assumiu-se também que esta faixa representa cerca de 70% dos usuários de chuveiros elétricos no Brasil;
- para renda acima de 10 salários mínimos, assumiu-se 6 minutos por banho, pois considerou-se que nesta faixa de renda há maior utilização de boilers em relação a chuveiros elétricos ou até mesmo uma intercalação no uso destas tecnologias, reduzindo o tempo de uso do chuveiro elétrico (ELETROBRÁS, 2005a, b, c, d).
- Outros – Assumiu-se as seguintes porcentagens: 1) para renda familiar mensal de até 2 salários mínimos, assumiu-se 5% do consumo total de “Outros”; 2) para renda de 2 salários até 10 salários mínimos, assumiu-se 15%; e 3) para renda acima de 10 salários mínimos, assumiu-se 80%. Estes valores foram distribuídos desta maneira porque considerou-se os equipamentos incluídos nesta categoria como sendo de segunda necessidade, sendo assim, a faixa de renda que se encontra acima de 10 salários mínimos possui maior peso no consumo da categoria.

### 1.2.2 O SETOR INDUSTRIAL

Os valores de consumo de energia elétrica pelo setor industrial em 2004 são retirados do BEN 2005. O setor industrial foi dividido em dois subgrupos: eletrointensivos e outros. Neste estudo, é considerado eletro-intensivo o setor cujo consumo percentual de energia elétrica em relação ao total de energéticos consumidos é maior do que 20%. Com isso, os setores considerados eletrointensivos são:

1. Extração Mineral
2. Metalurgia
3. Químico
4. Têxtil

Os outros setores são:

1. Papel e Celulose
2. Alimentos e Bebidas
3. Outros (cerâmica, cimento e outros)

Para o uso final, são considerados a força motriz, o aquecimento direto, o calor de processo e outros usos; estes usos finais foram considerados por representarem a maior parte do consumo de eletricidade e por apresentarem também bons potenciais de redução através de projetos de eficiência energética ou troca de combustíveis. Os dados

do coeficiente de destinação para o uso final são retirados do BEU (1995), cujo ano base é 1993.

De acordo com GARCIA et al (2004), a força motriz consome na indústria 60% da energia elétrica utilizada, chegando a 103 TWh em 2004.

Em 2004, o setor industrial brasileiro consumiu 172.061 GWh de energia elétrica. O setor eletro-intensivo consumiu 97.135 GWh (56%) e os outros setores 74.926 GWh (46%).

A Tabela 6 mostra o consumo de eletricidade por uso final dos setores eletros-intensivos e outros em 2004.

**Tabela 6: Consumo de eletricidade por uso final do setor industrial no ano base (2004)**

	Consumo 2004 (GWh) <sup>1</sup>	(%) <sup>2</sup>
ELETROINTENSIVOS – total <sup>3</sup>	97.135	100
Força Motriz	53.594	55
Aquecimento Direto	19.415	20
Outros usos	24.126	25
OUTROS – total <sup>4</sup>	74.926	100
Força Motriz	52.752	70
Aquecimento Direto	8.238	11
Outros usos	13.934	19
TOTAL	172.061	

Fonte: <sup>1</sup> BEN (2005) e <sup>2</sup> BEU (2005).

<sup>3</sup> Metalurgia, Extrativa Mineral, Química e Têxtil.

<sup>4</sup> Alimentos e Bebidas, Papel e Celulose e Outros.

### 1.2.3 O SETOR PÚBLICO E DE COMÉRCIO<sup>6</sup>

Os setores comercial e público mostram uma tendência de crescimento da participação no consumo total final. No ano de 2004, foram responsáveis por 22,2% do consumo total no país, sendo 13,9% (50.082 GWh) no setor comercial e 8,3% (30.092 GWh) no público (BEN, 2005).

Com o objetivo de estimar o consumo por tipo de uso final para calcular o potencial de energia conservada através da substituição das tecnologias atuais por aquelas mais eficientes, o presente trabalho separa este setor em três grupos: grande comércio (chamado aqui de *Grandes Edifícios*, que abrange consumidores de alta tensão - cerca de

<sup>6</sup> Neste trabalho, o setor de serviços está sendo incluído juntamente com o setor de comércio, exceto os serviços públicos (por ex. serviços de tratamento e abastecimento de água) incluídos no setor público.

30% do consumo do setor de comércio), pequeno comércio (chamado aqui de *Pequenos Edifícios*, que abrange os consumidores de baixa tensão - 70%<sup>7</sup> do consumo do setor comercial) e público. Os dados de consumo de eletricidade utilizados são os disponibilizados em BEN (2005).

Em relação aos usos finais, o presente estudo toma por base o trabalho da COPPE (2003). Este estudo desagrega o setor comercial nos subsetores hotéis, hospitais, shoppings e supermercados, subdividindo-os nos principais usos finais de eletricidade: iluminação, ar-condicionado, refrigeração e outros.

Considerou-se a média ponderada da participação dos usos finais no consumo de eletricidade do setor comercial. Ademais, supôs-se que a participação percentual dos usos finais manteve-se constante para o ano de 2004 para cada um dos subsetores mencionados, resultando nos valores apresentados na Tabela 7 e Tabela 8.

**Tabela 7: Estimativa das participações dos usos finais considerados**

Uso Final	Grandes Edifícios	Pequenos Edifícios	Setor Público	Total 2004	
				GWh	%
Iluminação	40%	60%	50%	42,090	52%
Ar Condicionado	34%	18%	30%	20,446	26%
Refrigeração	16%	12%	12%	10,222	13%
Outros	10%	10%	8%	7,416	9%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>80,174</b>	<b>100%</b>

Nota: Estimativas feitas baseadas em BEN (2005), COPPE (2003) e INEE (2005).

As estimativas para o setor público são baseadas em parte no trabalho "Processos de medição das grandezas elétricas e térmicas em prédios comerciais e públicos do Instituto Nacional de Eficiência Energética" - INEE<sup>8</sup>, que indica os usos finais em escritórios de prédios públicos. No entanto, considerou-se a inversão do uso final principal: iluminação ao invés de condicionamento de ar, já que, ao considerarmos escolas públicas e postos de saúde, o número de condicionadores de ar é reduzido drasticamente, diferentemente dos escritórios públicos. Cabe ressaltar que, devido à falta ou indisponibilização até o momento de informações sobre uso final neste setor, as estimativas do presente trabalho vislumbram representar minimamente a realidade objetivando indicar potenciais de conservação de energia.

<sup>7</sup> Estas participações são baseadas nos consumos por faixa de tensão conforme disponibilizados na Nota Técnica nº 088/2004-SRD/ANEEL (Elektro) e Nota Técnica nº 071/2004-SRD/ANEEL (Eletropaulo), com um pequeno acréscimo da participação de baixa tensão: de 60% para 70%, visto que, no âmbito nacional, acredita-se ser maior a participação de consumidores de baixa tensão do que a amostra utilizada no estado de São Paulo.

<sup>8</sup> Ver página na internet: [http://www.inee.org.br/downloads/escos/MED\\_CO1.pdf](http://www.inee.org.br/downloads/escos/MED_CO1.pdf) visitada em 30/10/2005.

**Tabela 8: Estimativa do consumo de eletricidade para os usos finais considerados**

<b>Uso Final</b>	<b>Grandes Edifícios</b>	<b>Pequenos Edifícios</b>	<b>Setor Público</b>	<b>Total 2004</b>	
				<b>GWh</b>	<b>%</b>
Iluminação	6.009,84	21.034,44	15.046,00	42.090	52%
Ar Condicionado	5.108,36	6.310,33	9.027,60	20.446	26%
Refrigeração	2.403,94	4.206,89	3.611,04	10.222	13%
Outros	1.502,46	3.505,74	2.407,36	7.416	9%
<b>Total</b>	<b>15.024,60</b>	<b>35.057,40</b>	<b>30.092,00</b>	<b>80.174</b>	<b>100%</b>

Nota: Estimativas feitas baseadas em BEN (2005), COPPE (2003) e INEE (2005).

## 2 Método de análise e projeção de energia

Neste item, são apresentadas as equações utilizadas para projeção da demanda e estimativas da oferta requerida de eletricidade. Essas equações possibilitam um procedimento para simular os resultados que possam ser alcançados mantendo um regime tendencial de oferta e demanda e contrastar com as alternativas consideradas no cenário elétrico sustentável.

### 2.1 Formulação do modelo de demanda setorial de energia

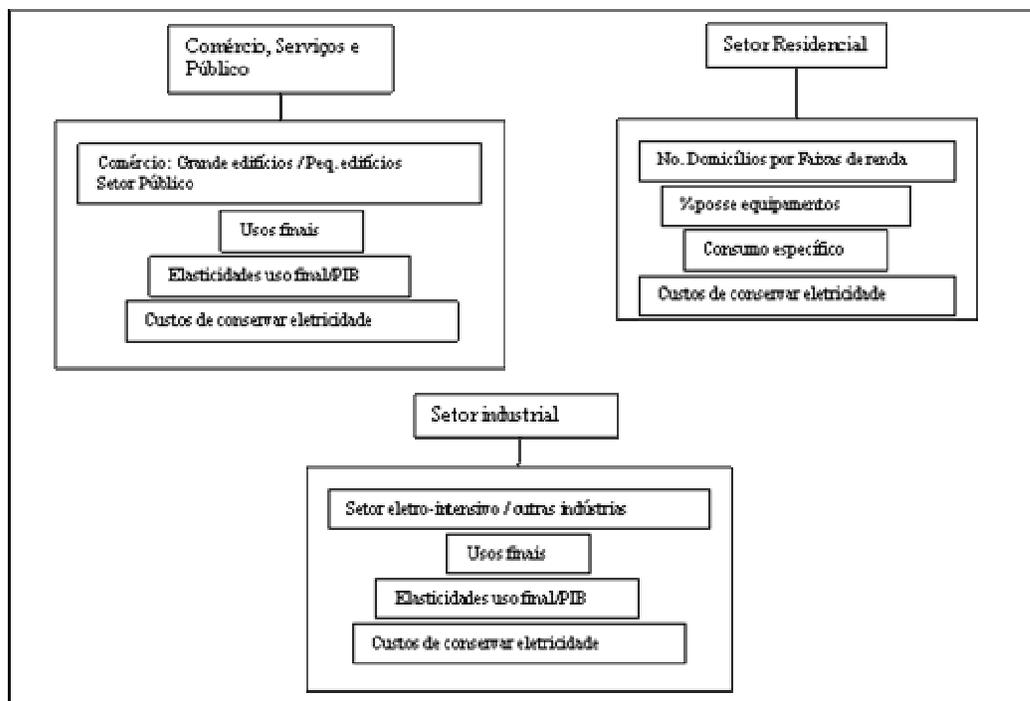
As estimativas de demanda de eletricidade para os três setores considerados foram feitas a partir dos principais usos finais de energia. Para os setores industrial e comercial, utilizou-se uma fórmula do tipo:

$$(E/E_0) = (Y/Y_0)^{\alpha} \cdot FC \quad \text{Equação 1}$$

Onde E é a demanda de eletricidade no ano 2020 para determinado setor e uso final;  $E_0$  é a quantidade de eletricidade consumida em 2004; Y é o valor do PIB em 2020 e  $Y_0$  em 2004; FC denota o fator de conservação assumido para o setor/uso final considerado. O expoente  $\alpha$  é a chamada elasticidade eletricidade-PIB, utilizada considerando valores passados e também as expectativas futuras da relação do consumo de eletricidade para cada uso final e o crescimento do PIB.

O fator de conservação (FC) é baseado no julgamento dos autores para cada setor/uso final e levam em consideração a evolução histórica do crescimento da demanda e o potencial técnico de conservação.

O fluxograma dos parâmetros utilizados para as projeções de demanda de eletricidade é apresentado na Figura 3.



**Figura 3: Parâmetros utilizados para as projeções de demanda de eletricidade**

Fonte: elaboração própria.

Para cada uso final, assumiu-se um valor de elasticidade consumo de eletricidade-PIB que indicaria o crescimento relativo da eletricidade *vis-à-vis* o crescimento do PIB setorial, conforme apresentado na Tabela 9. São valores estimados e baseiam-se no comportamento recente das variáveis consumo de eletricidade e evolução do PIB.

Para o caso do setor residencial, a demanda setorial foi projetada a partir do crescimento anual do número de domicílios, índice de penetração das tecnologias e consumo específico.

**Tabela 9: Elasticidade eletricidade – PIB por uso final selecionado**

<b>Setor</b>	<b>Elasticidade Eletricidade – PIB</b>
<b>Industrial</b>	
- <i>Eletrointensivos</i>	
Força motriz	1,15
Aquecimento direto	1,15
Outros usos	1,10
- <i>Outros</i>	
Força motriz	1,25
Aquecimento direto	1,15
Outros usos	1,20
<b>Comércio e Público</b>	
- <i>Grandes edifícios</i>	
Iluminação	1,30
Ar-condicionado	1,25
Refrigeração	1,15
Outros	1,10
- <i>Pequenos edifícios</i>	
Iluminação	1,15
Ar-condicionado	1,10
Refrigeração	1,00
Outros	1,02
- <i>Público</i>	
Iluminação	1,10
Ar-condicionado	1,05
Refrigeração	1,00
Outros	1,00

### 3 O cenário tendencial

#### 3.1 Cenário econômico

Questões como crescimento econômico, crescimento populacional, evolução do número de domicílios e distribuição de renda são algumas das variáveis-chaves na determinação dos requisitos de energia. Por isso a necessidade de incluí-las em estudos que tratam do uso da energia. No presente item serão apresentadas as hipóteses traçadas para o cenário-base referentes às variáveis sócioeconômicas.

Conforme já explicitado, não é o objetivo do presente trabalho propor diferentes alternativas de desenvolvimento econômico para o país e sim procurar discutir alternativas de “maneiras” de produzir e consumir eletricidade para um determinado modelo de desenvolvimento.

Para configurar um cenário base e sócio-econômico para 2020 e com isso poder associar os requerimentos de eletricidade necessários, foram analisados os seguintes estudos:

- Plano de Longo Prazo da Matriz 2023
- Plano Decenal de Expansão do Ministério de Minas e Energia (2003-2012)
- Plano Estratégico da Petrobrás 2006-2010

As seções a seguir apresentam algumas informações extraídas destes três estudos com relação às tendências sócioeconômicas. Em seguida apresentam-se as variáveis sócioeconômicas a serem utilizadas no presente trabalho.

##### 3.1.1 PLANO DE LONGO PRAZO DA MATRIZ 2023

No trabalho Plano de Longo Prazo da Matriz 2023 (2004), realizado pela COPPE, foram estabelecidos dois cenários: cenário-base e cenário alternativo. No que concerne as variáveis econômicas, para ambos cenários considerou-se a manutenção da estabilidade econômica e os mesmos valores de crescimento do PIB total. Em média, supõe-se que o PIB brasileiro crescerá 4,12% ao ano (aa). Para o crescimento do PIB setorial, houve diferenciação. Enquanto no cenário-base o setor industrial se destaca como o alavancador do crescimento econômico (média de 5,15% aa), no cenário alternativo quem se destaca como carro-chefe do crescimento é o setor de serviços (média de 4,53%aa).

A Tabela 10 apresenta as taxas de crescimento do PIB utilizadas em ambos cenários. Destaca-se que o cenário-base, de acordo com o crescimento do PIB setorial utilizado no estudo, tende a ser mais energo-intensivo do que o cenário alternativo.

**Tabela 10: Taxa de Crescimento Real do PIB e do Valor Agregado Setorial da Economia Brasileira (%aa).**

<b>Cenários</b>	<b>2005/2010</b>	<b>2010/2015</b>	<b>2015/2020</b>	<b>2020/2023</b>	<b>Crescimento Médio</b>
<b>Base</b>					
PIB	4,26	4,11	4,05	4,05	4,12
Agropecuário	3,58	3,55	3,38	3,26	3,44
Indústria	5,42	5,16	5,03	4,98	5,15
Extrativa Mineral	6,70	6,18	6,03	5,91	6,21
Extração de Petróleo e Gás Natural	5,15	5,19	5,07	4,95	5,09
Indústria de Transformação	5,34	5,01	4,87	4,81	5,01
SIUP	3,60	2,80	2,49	2,38	2,82
Construção	6,46	6,43	6,21	6,09	6,30
Serviços	3,60	3,45	3,42	3,46	3,48
<b>Alternativo</b>					
PIB	4,26	4,11	4,05	4,05	4,12
Agropecuário	4,00	3,00	1,86	1,80	2,67
Indústria	4,45	4,42	3,45	3,27	3,90
Extrativa Mineral	3,50	1,50	1,20	1,00	1,80
Extração de Petróleo e Gás Natural	4,00	3,00	1,20	1,00	2,30
Indústria de Transformação	3,96	4,05	3,86	3,71	3,90
SIUP	5,00	5,00	4,00	3,00	4,25
Construção	6,00	6,00	3,00	3,00	4,50
Serviços	4,19	4,13	4,88	4,93	4,53

Fonte: COPPE, 2004.

Com relação ao número de domicílios e à distribuição dos mesmos por classe de renda, para o cenário-base foram mantidas as tendências verificadas na PNAD e projeções calculadas pelo IBGE. A taxa anual média de crescimento da população foi de 1,23% e o número de pessoas por domicílio em 2025 seria de 3,1 pessoas (Tabela 11). A distribuição dos domicílios por classe de renda encontra-se na Tabela 12. Os dados de crescimento populacional e de composição do domicílio são os mesmos para os dois cenários.

**Tabela 11: Projeções Populacionais, Número e Moradores por Domicílio.**

<b>Variável</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
População	169.872.856	184.184.264	196.834.086	208.468.035	219.077.729	228.873.717
Taxa de Crescimento (%)	-	1,63	1,34	1,16	1	0,88
Domicílios	44.776.740	52.624.075	57.892.378	63.172.132	68.461.790	73.830.231
Morad/Domic.	3,79	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1

Fonte: COPPE, 2004.

**Tabela 12: Distribuição dos domicílios por classe de renda**

<b>Classe de Renda (em salários mínimos)</b>	<b>% de domicílios</b>
Até 2SM	31,7
Mais de 2 a 3SM	15,9
Mais de 3 a 5SM	19,6
Mais de 5 a 10SM	17,7
Mais de 10 SM	13,4
Sem Rendimento	1,8
Total	100

Fonte: COPPE, 2004.

Para o cenário alternativo, foi estabelecida uma distribuição de renda mais eqüitativa, supondo a adoção de políticas de distribuição de renda mais eficazes. Apesar disso, no estudo da COPPE (2004) não se encontra disposto de forma clara como foram redistribuídos os domicílios entre as classes, dificultando a utilização dos dados.

### 3.1.2 PLANO DECENAL DE EXPANSÃO (2003-2012)

No Plano Decenal de Expansão do Ministério de Minas e Energia – MME (2002), foram configurados três cenários macroeconômicos de análise: cenário de referência, cenário alto e cenário baixo. O crescimento médio do PIB para o cenário de referência foi de 4,53% aa, para o cenário alto de 5,53% aa e para o cenário baixo de 2,50% aa.

O Plano considerou um crescimento populacional médio anual de 1,54%. Quanto à distribuição de renda, em todos os cenários apresenta melhoria, apesar do estudo não disponibilizar dados capazes de tornar claro como foi configurada essa melhoria.

### 3.1.3 PLANO ESTRATÉGICO DA PETROBRÁS (2006-2010)

Por fim, o Plano Estratégico da Petrobrás (2005) supõe uma taxa de crescimento do PIB de 4% ao ano.

Mais detalhes sobre as referências supracitadas encontram-se disponíveis no anexo.

### 3.1.4 A PROPOSTA DO CENÁRIO BAS

Com base nas informações extraídas dos estudos acima mencionados, formulou-se uma proposta para o cenário-base do presente trabalho.

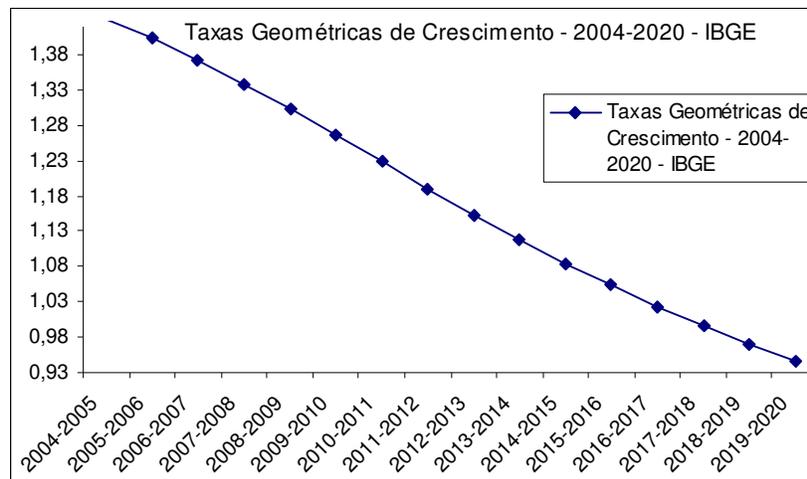
Levando em consideração os valores observados para a tendência de crescimento do PIB nos próximos 17 anos nos diferentes estudos analisados, determinou-se que no presente estudo, o PIB do Brasil crescerá 4,12% ao ano. No que diz respeito aos PIBs dos setores de serviços e industrial, seus crescimentos anuais seriam de, respectivamente, 4,53% e 3,90%. No que concerne aos dados de PIB, optou-se por utilizar taxas de crescimento semelhantes às utilizadas no cenário alternativo do estudo Plano de Longo Prazo da Matriz 2023 (COPPE, 2004).

**Tabela 13: Estimativa de crescimento do PIB para 2020**

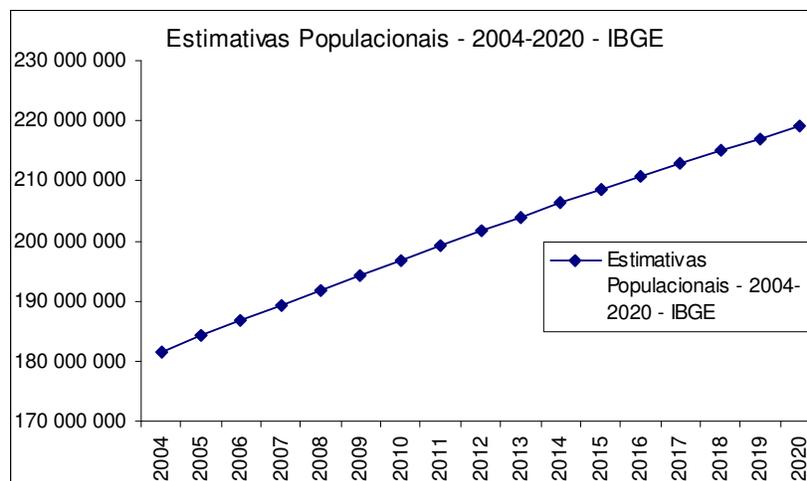
PIB	2004 (bilhões R\$)	% anual 2004-2020	2020 (bilhões R\$)
Total	1.769	4,0%	3.313
Industrial	688	3,9%	1.289
Comercial	985	4,5%	1.845

Fonte: IBGE. Nota: projeção baseada nos estudos consultados.

No cálculo do crescimento populacional, foram utilizadas as estimativas populacionais oficiais disponibilizadas pelo IBGE (2004). Como mencionado anteriormente, a taxa geométrica média de crescimento da população para o período é de 1,23% ao ano. A Figura 4 e a Figura 5 apresentam as taxas de crescimento e as suas respectivas estimativas populacionais. A tendência é de forte redução do crescimento populacional, atingindo taxas inferiores a 1% ao ano a partir de 2017.

**Figura 4 – Estimativas das Taxas Geométricas de Crescimento 2004-2020 – IBGE**

Fonte: IBGE, 2004.



**Figura 5 - Estimativas Populacionais - 2004-2020 – IBGE**

Fonte: IBGE, 2004.

Fazendo uso das estimativas populacionais e das de número de pessoas por domicílio disponibilizadas em COPPE (2004), calculou-se que o número de domicílios em 2020 seria de 68.461.790 (Tabela 11). Considerou-se também que a distribuição de renda será a mesma da utilizada nesse estudo (Tabela 12). A Tabela 15 apresenta os resultados das estimativas realizadas do número de domicílios por faixa de renda para os anos de 2004 e 2020.

**Tabela 14: Estimativas da distribuição de domicílios por classe de renda (2004-2020)**

Faixa de Renda	2004	(%)	2020	(%)	Taxa cresc. 2004-2020
Renda ≤ 2 salários mínimos	18.433.447	36%	22.934.700	33%	1,37%
2 SM < Renda < 10 SM	27.428.882	53%	36.421.672	53%	1,79%
Renda ≥ 10 salários mínimos	5.890.199	11%	9.173.880	13%	2,81%
Total	51.752.528	100%	68.461.190	100%	1,76%

Fonte: elaboração própria a partir de COPPE (2004).

A Tabela 15 apresenta os dados a serem utilizados no presente estudo obtidos a partir das hipóteses traçadas para o crescimento populacional, domiciliar e os contornos da distribuição de renda.

**Tabela 15: Estimativas Populacionais e de Distribuição de Renda.**

Variável	2005	2010	2015	2020	2025	
População Total	184 184 264	196 834 086	208 468 035	219 077 729	228 873 717	
Número de Domicílios	52 624 075	57 892 378	63 172 132	68 461 790	73 830 231	
Domicílios por Classe de Renda	0 a 2 SM	17 629 065	19 393 947	21 162 664	22 934 700	24 733 127
	2 a 10 SM	27 996 008	30 798 745	33 607 574	36 421 672	39 277 683
	Mais que 10SM	7 051 626	7 757 579	8 465 066	9 173 880	9 893 251

Fonte: Elaboração Própria (2005).

No que diz respeito à taxa de atendimento aos domicílios com energia elétrica, em 2025, 100% dos domicílios terão acesso à energia elétrica.

A Tabela 16 apresenta resumidamente as hipóteses sócioeconômicas analisadas e as propostas traçadas para o cenário BAS.

**Tabela 16: Tabela Resumo das Variáveis Sócio-econômicas**

Variável	Estudos Oficiais	Proposta Cenário BAS
PIB (aa%)	4,12	4,12
	4	
	5,53	
	4,53	
	2,5	
PIB – Agropecuário (aa%)	3,44	3,44
PIB – Indústria (a%)	5,15	5,15
PIB – Serviços (aa%)	3,48	3,48
Número de Domicílios	73 830 231	68 461 790
	68 461 790	
	60 264 706	
Taxa de Crescimento da População (aa%)	1,54	1,23
	1,20	
	1,23	
Taxa de Atendimento (%)	100	100
Distribuição de Renda		
Até 2SM	33,5	33,5
Mais de 2 a 10 SM	53,2	53,2
Mais de 10SM	13,4	13,4

Fonte: Elaboração Própria (2005).

### 3.2 O futuro da oferta de eletricidade

O futuro da oferta de eletricidade envolve uma questão fundamental: quais serão os tipos de fontes de geração? Ou mais especificamente, quais as participações dos vários tipos de geração na oferta total de eletricidade? No caso da continuidade do cenário mundial usual, fortemente dependente do consumo de combustíveis fósseis, inúmeros problemas principalmente de caráter ambiental têm seus potenciais de efetividade acrescidos ao longo dos anos.

Com o objetivo principal de balizar e embasar a adoção de algumas hipóteses para a formulação dos cenários, o presente estudo remete-se a alguns trabalhos oficiais de projeção da matriz, sendo eles: Plano Decenal da Eletrobrás (2004–2013), Plano Decenal de Expansão do Ministério de Minas e Energia (2003–2012), Plano Estratégico da Petrobrás (2006–2010) e Plano de Longo Prazo da Matriz (2003-2022). Um breve resumo desses estudos é dado a seguir e as suas principais considerações, bem como algumas de suas hipóteses e resultados, são listadas na Tabela 17.

#### 3.2.1 PLANO DECENAL DA ELETROBRÁS (2004-2013)

Esse estudo evidencia principalmente o deslocamento da geração hídrica em relação à térmica: em 2004 a participação da geração hídrica foi de aproximadamente 81%, enquanto a térmica de aproximadamente 14%. No horizonte das projeções, em 2013, esses valores são: 75% e 21%, respectivamente. Outro fato importante é a entrada em 2006 de 3300 MW referentes aos projetos de PCHs, energia eólica e biomassa do

PROINFA, representando, aproximadamente em 2013, 4% da geração, contra os aproximadamente 2% referentes a PCHs em 2004.

### 3.2.2 PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2003–2012)

Este trabalho elabora três tipos de mercado (baixo, alto e de referência) e para cada um dois cenários, A e B. Como o objetivo inicial é balizar o cenário tendencial, o presente trabalho utiliza apenas o mercado de referência, cenário A, no qual, diferentemente do cenário B que considera um maior crescimento da geração hídrica em detrimento da geração de pequenas usinas, existe um crescimento mais acentuado da capacidade dessas pequenas usinas.

Comparando com o ano de 2004, essas projeções também evidenciam o aumento da participação das térmicas na geração de eletricidade: em 2002, a geração hídrica representou aproximadamente 84% e a térmica 12%. Em 2004, como mencionado acima, esses valores foram de 81% e 14% respectivamente. Para o horizonte das projeções, em 2012, esses valores são de 76% e 15% respectivamente. Nesse caso, existe um crescimento menor das térmicas que é compensado pelas pequenas usinas hidráulicas, eólicas e térmicas, representando em 2012 aproximadamente 7%.

### 3.2.3 PLANO ESTRATÉGICO DA PETROBRÁS (2006–2010)

Diferentemente dos planos citados acima, o da Petrobrás não coloca a evolução da capacidade instalada por fonte, apenas cita as taxas de crescimento médio anual da demanda de gás natural em 14,2%, atingindo, em 2010, 5044 MW de geração térmica e cogeração. Também é mencionado um acréscimo significativo da capacidade instalada de fontes alternativas, 96 MW já em 2010, distribuída entre biomassa, eólica e fotovoltaica.

### 3.2.4 PLANO DE LONGO PRAZO DA MATRIZ (2003–2022)

Para o longo prazo, as projeções são indicativas. No entanto, cabe destacar algumas indicações colocadas no trabalho. Por exemplo, a participação da eletricidade no consumo final de energia sobe de 15,8% em 2000 para 20,2% em 2022. Cita também que a participação do gás natural como fonte de geração deve ser de 35% em 2030, citando trabalho da IEA<sup>9</sup>.

Os usos em geração elétrica do gás natural correspondem a capacidades instaladas de 11,8 GW em 2010 e 49,3 GW em 2022. Em 2010, a geração a gás natural é de 72 TWh, passando para 216 TWh em 2022. Isto representa, respectivamente, 13% e 23% dos requisitos públicos de eletricidade.

A oferta interna de energia elétrica é composta por geração através de centrais elétricas de serviço público, geração de autoprodutores e importações de países vizinhos. Assumiu-se uma queda nas importações do Paraguai (Itaipu) e um valor constante no

---

<sup>9</sup> International Energy Agency

tempo para as importações de outros países – as importações passam de 44,3 TWh em 2000, para 38,7 TWh em 2022. A geração de autoprodutores cresce acima do crescimento industrial, dado que alguns setores, como Papel e Celulose, Química, Petróleo, Siderurgia etc ainda têm potencial para aumentar a participação da geração própria na demanda de eletricidade. A cogeração a gás natural no Setor Comercial ganha, também, relevância.

Para a composição da geração interna de eletricidade foram consideradas as capacidades instaladas em 2005 e em 2010 do Cenário de referência do Plano Decenal de Geração 2003-2012, tendo em conta a aderência com este Cenário (B) dos estudos. Para 2022 foram considerados os resultados do modelo MELP, da Eletrobras. Nota-se que a geração hidráulica, no período 2005-2015 interrompe o crescimento da geração térmica. Cabe registrar os reflexos do Proinfra, que ao final do período contribui com 77,4 TWh – 7,9% da geração.

A capacidade instalada de geração de 73,6 GW em 2000 (incluídos os autoprodutores e excluída a parte paraguaia de Itaipu), passa a 117,3 TW em 2010 e a 218,8 TW em 2022 – taxa média de crescimento de 5,1% aa. Em 2022, as usinas térmicas públicas passam a representar metade da capacidade instalada hidráulica e o Proinfra chega a 17,4 GW.

**Tabela 17 – Capacidade instalada e evolução desta com base em estudos oficiais**

Fontes	Atual (ANEEL)		Plano Decenal da Eletrobrás 2004 - 2013 (*)				Plano Decenal de Expansão do MME 2003 - 2012 (**)					
	Capac. Instalada		Capacidade Instalada				Taxa (%)	Capacidade Instalada				Taxa (%)
	12/11/2005		jul/2004	2013		Annual (***)	31/10/2002	2012		Annual (***)		
	MW	%	MW	%	MW	%	%	MW	%	MW	%	%
Hidroeletricidade	70977	70,51	72664	81,16	100707	75,59	3,69	68928	83,87	90022	76,63	3,01
Térmica a Gás	10081	10,01	12925	14,43	28360	21,28	9,12	9980	12,14	17072	14,53	6,15
Térmica a Petróleo	4846	4,81										
Biomassa	3142	3,12			1100	0,82						
Nuclear	2007	1,99										
Carvão Mineral	1415	1,41										
Eólica	28,6	0,03			1100	0,82						
PCH			1760	1,97	2868	2,15	5,58					
Pequenas Usinas								1091	1,32	8201	6,98	25,12
Importação	8170	8,12	2178					2178	2,65	217,8	1,85	-22,57
<b>Total</b>	<b>100662</b>	<b>100</b>	<b>89527</b>	<b>100</b>	<b>133225</b>	<b>100</b>		<b>82177</b>	<b>100</b>	<b>117473</b>	<b>100</b>	

(\*) - O plano Decenal da Eletrobrás considera a geração térmica de maneira agregada: todos os tipos de gás e derivados de petróleo; considera de maneira desagregada as PCHs.

(\*\*) - O plano Decenal do MME também considera a geração térmica de maneira agregada; considera também, de maneira agregada, pequenas usinas: térmicas, eólicas e hidráulicas.

(\*\*\*) - Taxa média de crescimento anual nos períodos estudados.

### 3.2.5 PROGRAMA PROINFA

O PROINFA, criado em 26 de abril de 2002 pela Lei 10.438 e revisado pela Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003, é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional a partir de fontes renováveis de energia, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. O Programa tem como objetivo incentivar três tipos de centrais de geração no sistema nacional interligado: eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Em relação ao abastecimento de energia elétrica do país, o PROINFA foi instituído para ser um instrumento de complementaridade energética sazonal à energia hidráulica, responsável por mais de 90% da geração do país. Na região Nordeste, a energia eólica servirá como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é inverso ao de ventos. O mesmo ocorrerá com a biomassa nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras propícias à geração de energia elétrica (cana-de-açúcar e arroz, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso.

O Programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e é dividido em duas fases. A primeira estabelece a contratação de 3.300 MW de capacidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) a ser introduzida através de centrais eólicas, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW advindas de cada uma das opções. A ELETROBRÁS assegurará a compra da energia a ser produzida no prazo de vinte anos a partir da data de entrada em operação definida em contrato. A contratação dos projetos, 144 no total, já foi concluída mediante chamadas públicas. O prazo limite para a entrada em operação das centrais contratadas é dia 30 de dezembro de 2008 (Lei 11.075, de 30 de dezembro de 2004).

A segunda fase estabelece a meta de, em vinte anos, 10% do consumo anual de energia elétrica no país seja suprido através de centrais eólicas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa. A aquisição far-se-á mediante programação anual de compra da energia elétrica de cada produtor, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional. A exemplo da primeira fase, os contratos serão celebrados pela ELETROBRÁS com prazo de duração de vinte anos. A segunda fase ainda não foi regulamentada.

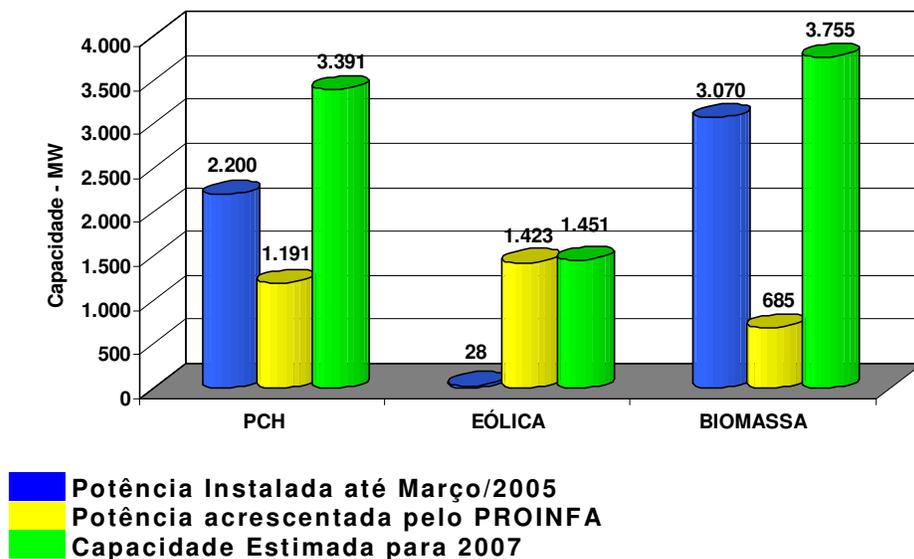
Estabeleceram-se índices de nacionalização dos equipamentos e serviços para participação no PROINFA. Na primeira etapa é de, no mínimo, 60% em valor e, na segunda, de, no mínimo, 90% em valor. O objetivo desses índices é estimular o mercado e o desenvolvimento tecnológico de equipamentos e serviços.

### Características e resultados da primeira fase do PROINFA

Na primeira fase, a produção de 3,3 mil MW a partir de fontes alternativas renováveis dobrará a participação na matriz de energia elétrica brasileira das fontes eólica, biomassa e PCH, que atualmente respondem por 3,1% do total produzido e, em 2006, podem chegar a 5,9% (MME, 2004). A Figura 6 apresenta o impacto da primeira fase do PROINFA em termos de capacidade instalada para as centrais eólicas, de biomassa e PCHs.

Com a implantação da primeira fase do PROINFA, estima-se que serão gerados 150 mil empregos diretos e indiretos durante a construção e a operação dos empreendimentos. Os investimentos previstos do setor privado, conforme apresentado na Tabela 18 são da ordem de R\$ 9,2 bilhões (MME, 2004; MACHADO, 2005).

Para evitar a concentração de projetos em poucos Estados, a Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003, estabeleceu um limite de contratação por Estado de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa e 15% para as PCHs, o que possibilita a todos os Estados que tenham vocação e projetos aprovados e licenciados a oportunidade de participarem do programa. A limitação, no entanto, era preliminar, já que, caso a totalidade dos 1.100 MW destinados a cada tecnologia não viesse a ser contratada, o potencial não-contratado seria distribuído entre os Estados que possuíssem as licenças ambientais mais antigas.



**Figura 6: Capacidade instalada estimada com o PROINFA.**

Fonte: Porto (2005) e Machado (2005).

**Tabela 18: Investimentos do PROINFA**

		<b>TOTAL</b>
Potência Instalada	MW	3.299,40
Receita	R\$ milhões/ano	1.929,54
Investimento	R\$ milhões	9.211,20
Financiamento	R\$ milhões	7.368,96

Fonte: Machado (2005).

Para a primeira fase, o programa conta com dois planos de apoio governamentais: ELETROBRÁS e BNDES. A primeira é a gestora do programa e, como adiantado, garantirá a compra da energia dos projetos por um prazo de 20 anos.

A Eletrobrás, no contrato de compra de energia de longo prazo (PPAs), assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo (MME, 2004). A Tabela 19 apresenta os valores econômicos correspondentes à tecnologia específica da fonte<sup>10</sup> para a compra de energia definidos pelo Poder Executivo. Os valores econômicos serão atualizados com base na variação do IGP-M/FGV ocorrida a partir do mês de março de 2004, inclusive até o mês da assinatura do contrato, utilizando-se o valor dos índices dos meses imediatamente anteriores aos referidos.

**Tabela 19: Valor econômico das tecnologias.**

<b>CENTRAL GERADORA DE ENERGIA ELÉTRICA</b>		<b>* VALOR ECONÔMICO DA TECNOLOGIA ESPECÍFICA DA FONTE (R\$/MWH)</b>	<b>* PISO (R\$/MWH)</b>
PCH		117,02	117,02 – 70% TMF
Eólica	FCR ≤ 32,4%	204,35	150,45 – 90% TMF
	32,4% < FCR < 41,9%	Curva	
	FCR ≥ 41,9%	180,18	
Bagaço de Cana		93,77	83,58 – 50% TMF
Casca de Arroz		103,20	
Madeira		101,35	
Biogás de Aterro		169,08	

TMF: Tarifa Média Nacional de Fornecimento – R\$ 167,17/MWh; FCR: Fator de Capacidade de Referência

\* Base: 1º de março/2004

Fonte: a partir da Portaria MME N° 45, de 30 de março de 2004.

O BNDES criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica no âmbito do PROINFA. A linha de crédito de R\$ 5,5 bilhões prevê financiamento de até 80% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados

<sup>10</sup> Valor de venda da energia elétrica para a ELETROBRÁS, expresso em R\$/MWh, que viabiliza econômica e financeiramente um projeto padrão utilizando a referida fonte num período de 20 anos e com um determinado nível de eficiência e atratividade.

e a aquisição de terrenos. Os investidores terão que garantir 20% do projeto com capital próprio. As condições do financiamento serão TJLP mais 2% de spread básico e até 1,5% de spread de risco ao ano, carência de seis meses após a entrada em operação comercial, amortização por doze anos e não-pagamento de juros durante a construção do empreendimento (BNDES, 2005; MME, 2004).

Além do BNDES, outras instituições também estão financiando projetos, como Banco do Brasil - BB, o Banco do Nordeste - BNB, o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul - BRDE e instituições estrangeiras (MACHADO, 2005).

## 4 O cenário elétrico sustentável

Para os setores estudados (industrial, residencial e de comércio e público), foram desenvolvidas planilhas que contribuem na análise econômica decorrente das possíveis substituições de tecnologias energeticamente menos eficientes por aquelas mais eficientes.

No texto a seguir, apresentam-se: a metodologia utilizada para o cálculo do custo anualizado da energia conservada por equipamento (R\$/kWh conservado), o detalhamento do funcionamento destas planilhas e, por fim, as várias hipóteses assumidas para a substituição de cada nova tecnologia por setor no cenário denominado Cenário Elétrico Sustentável.

Foram utilizados valores correntes de equipamentos e tarifas para consumidores levantados amostralmente durante o período de set/05 a dez/05.

### 4.1 Metodologia de cálculo do custo de conservação por equipamento

Os principais resultados para todos os equipamentos escolhidos para o estudo são:

- Economia (kWh/ano)/equipamento substituído;
- Economia (R\$/ano)/geladeira substituída;
- Custo da energia conservada (R\$/kWh/ano); e
- Período de retorno do investimento (Payback) em anos.

A **Economia (kWh/ano)/ geladeira substituída** é obtida da seguinte forma:

$$Ec(kWh/ano) = (MOA * DOM * CMD_{in} * PGEf)$$

Ec = Economia no consumo em kWh/ano;

MOA = número de meses de operação por ano;

DOM = número de dia de operação por mês;

CMD<sub>in</sub> = consumo médio diário (kWh) da geladeira ineficiente;

PGEf = percentual de ganho de eficiência.

A **Economia (R\$/ano)/geladeira substituída** é obtida da seguinte forma:

$$EcC(R\$/ano) = (MOA * DOM * CMD_{in} * PGEf * CEE)$$

EcC = Economia na conta de energia elétrica (R\$/ano);

CEE = Custo da Energia Elétrica (R\$/kWh).

O **Custo da energia conservada (R\$/kWh/ano)**<sup>11</sup> é obtido da seguinte forma:

<sup>11</sup> Dos custos de operação e manutenção (O&M), estes últimos não foram considerados.

$$CEC(R\$/kWh/ano) = \left\{ \frac{\left[ \left( \frac{CE_{ef}}{FRC_{ef}} \right) - \left( \frac{CE_{in}}{FRC_{in}} \right) \right] + (CO_{ef} - CO_{in})}{Ec} \right\}, \text{ onde, } FRC = \left( \frac{1}{r} \right) * \left[ 1 - \frac{1}{(1+r)^N} \right]$$

$CE_{ef}$  = Custo do equipamento eficiente (R\$);

$CE_{in}$  = Custo do equipamento ineficiente (R\$);

$FRC_{ef}$  = Fator de recuperação de capital do equipamento eficiente;

$FRC_{in}$  = Fator de recuperação de capital do equipamento ineficiente;

$CO_{ef}$  = Custo operacional do equipamento eficiente (R\$/ano);

$CO_{in}$  = Custo operacional do equipamento ineficiente (R\$/ano);

$Ec$  = Economia no consumo em kWh/ano;

$r$  = taxa de retorno do investimento;

$N$  = Vida útil do equipamento.

O **Período de retorno do investimento (Payback) em anos** é obtido da seguinte forma:

$$Payback(anos) = \left( \frac{(CE_{ef} - CE_{in})}{EcC} \right)$$

#### 4.2 Detalhamento das planilhas

Tabela 20 apresenta um exemplo ilustrativo da planilha de cálculo desenvolvida para simulação dos impactos econômicos na inserção de equipamentos mais eficientes no mercado brasileiro, os quais, conseqüentemente, substituirão os equipamentos menos eficientes encontrados em grande parte das residências hoje.

As planilhas de cálculo para todos os equipamentos foram formatadas por cores e estas possuem as seguintes características: 1) As cores cinza, branca e verde funcionam como células informativas; 2) A cor amarela representada em duas tonalidades, é utilizada para os dados de entrada, ou seja, são os inputs do sistema; e 3) A cor azul representada também por duas tonalidades, é utilizada, por sua vez, para a saída de resultados, ou melhor, são os outputs do sistema.

**Tabela 20: Planilha de substituição de tecnologia para o setor residencial no cenário elétrico sustentável: o caso das geladeiras.**

Meses de Operação no Ano =>	12		
Dias de Operação no Mês =>	30		
Consumo Médio Diário da Geladeira Menos Eficiente (kWh) =>	1,350		
Percentual de Ganho em Eficiência Energética =>	44,10%		
Consumo Médio Diário da Geladeira Mais Eficiente (kWh) =>	0,755		
Custo da Geladeira Mais Eficiente (C. caso base + C. inovações) =>	R\$ 1.082,25		
Custo da Geladeira Menos Eficiente (Caso Base) =>	R\$ 925,00		
Potência Média das Geladeiras (W) =>	150		
Custo do kWh (R\$) =>	R\$ 0,350		
Número Total de Geladeiras no Brasil =>	1		
Taxa de Retorno do Investimento (r) =>	12,00%		
Vida útil da Geladeira Mais Eficiente em anos =>	16		
Vida útil da Geladeira Menos Eficiente em anos =>	16		
Custo operacional por ano (Geladeira Menos Efic.) =>	R\$ 170,10		
Custo operacional por ano (Geladeira Mais Efic.) =>	R\$ 95,09		
Vida útil Geradora de energia em anos =>	50		
Consumo por ano (kWh) da Geladeira Menos Eficiente =>	486,00		
Consumo por ano (kWh) da Geladeira Mais Eficiente =>	271,67		
Percentual de Geladeiras que serão substituídas =>	100,00%		
Número de Geladeiras Substituídas =>	1		
Fator de Recuperação de Capital mais eficiente =>	6,973986151		
Fator de Recuperação de Capital menos eficiente =>	6,973986151		
Fator de Recuperação de Capital geradora=>	8,304498488		
<b>Economia (kWh)/ano /Geladeira Substituída</b>	<b>Economia (R\$)/ano /Geladeira Substituída</b>	<b>Custo da energia conservada (R\$/kWh)/ano</b>	<b>Payback para o consumidor (em anos)</b>
<b>214,33</b>	<b>R\$ 75,01</b>	<b>-R\$ 0,24</b>	<b>2,1</b>

Notas: Valores ilustrativos somente.

Com o formulário da planilha de cálculo já detalhado, a etapa seguinte é a inserção dos dados de entrada e das hipóteses assumidas necessárias para a realização do trabalho. Estas hipóteses são necessárias porque no Brasil não existe a cultura de formação de banco de dados nacionais e mesmo quando existe algum tipo de dado, estes não são disponibilizados para a comunidade, seja ela acadêmica ou não.

### 4.3 Hipóteses por setor para o cenário elétrico sustentável

#### 4.3.1 SETOR RESIDENCIAL

Além da fragmentação por equipamentos de uso final, dividiu-se o setor residencial em classes de renda. Os equipamentos para uso final para o setor residencial assumidos neste trabalho foram:

- i) Geladeiras - aqui são simuladas as substituições das geladeiras menos eficientes existentes no Brasil por uma nova geração de geladeiras mais eficientes;
- ii) Freezers - de forma similar às geladeiras, são feitas também simulações de substituição de freezers menos eficientes por mais eficientes;
- iii) Chuveiros Elétricos - neste uso final, simula-se a substituição dos chuveiros elétricos por coletores solares;
- iv) Iluminação Elétrica - são feitas simulações substituindo as lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas;
- v) Ar-condicionado - simula-se a substituição de aparelhos de ar-condicionado menos eficientes existentes no Brasil por uma nova geração de aparelhos mais eficientes.

Como hipóteses comuns para todos os usos finais, considerou-se uma tarifa média de R\$ 0,27049/kWh para 2004 (disponíveis no site da ANEEL). Também foram considerados um ICMS médio de 18%.

#### i) Geladeiras

Como apresentado na seção **1.1**, para este equipamento, foram selecionados todos os modelos existentes no catálogo PROCEL (PROCEL, 2004) e realizado o cálculo de média de consumo. Desta forma, foram identificados 3 tipos de geladeiras, que são, os modelos de uma porta, os de duas portas e os de duas portas Frost-Free. Os preços das geladeiras encontrados no mercado brasileiro são apresentados na Tabela 21.

**Tabela 21: Estimativa de Preços (R\$) das Tecnologias Utilizadas no Setor Residencial (Geladeiras).**

Tecnologia	Modelos Estimados		
	Uma Porta	2 Portas Simples	2 Portas Frost-Free
Geladeira	R\$ 750,00 à R\$ 1100,00	R\$ 1400,00 à R\$ 1700,00	R\$ 1929,00 à R\$ 4000,00

Fonte: Elaboração própria baseada em BUSCAPÉ (24/11/2005).

Contudo, é assumido o custo médio destes valores encontrados no mercado nacional para os cálculos finais. Os valores médios assumidos são: I) Geladeira de uma porta - R\$ 925,00; II) Geladeira de 2 portas R\$ 1570,00; e III) Geladeira de 2 portas Frost-Free -

R\$ 2964,50. Estes valores foram utilizados para representar os refrigeradores menos eficientes.

Para os refrigeradores mais eficientes, foi assumido um acréscimo de 17% em relação ao valor dos refrigeradores menos eficientes. Esta hipótese foi assumida porque é necessário se considerar o aumento de preço dos equipamentos mais eficientes decorrente da inserção de novas tecnologias no mesmo. Este percentual de 17% foi retirado de uma média de três valores percentuais: 26% para as geladeiras de uma porta, 15% para as geladeiras de 2 portas e 8% para as geladeiras de 2 portas Frost-Free. Todos estes valores foram encontrados através de cálculos baseados em SILVA Jr. (2005), no qual calculou-se o custo das inovações para se obter 44,1% de ganho de eficiência energética em geladeiras de uma porta. Desta forma, pegou-se esse valor encontrado e foi calculado o percentual proporcional para cada modelo de geladeira utilizado neste trabalho. A mesma hipótese foi assumida para os freezers.

Portanto, são assumidos para este trabalho um ganho de eficiência energética de 44,1% e um percentual de 17% para o acréscimo de preço das geladeiras e freezer's brasileiros. Foram também assumidos: período de operação destes equipamentos (geladeiras e freezers) como sendo de 30 dias/mês e 12 meses/ano; custo da energia elétrica de R\$ 350,00/MWh; taxas de retorno do investimento de 28% a 65% a.a.; e vida útil de 16 anos tanto para o equipamento ineficiente quanto para o mais eficiente.

Os valores iniciais de consumo de eletricidade assumidos para as geladeiras, levando em conta as faixas de renda (até 2 salários mínimos, entre 2 e 10 salários mínimos e acima de 10 salários mínimos), são, respectivamente, 486,8 kWh/ano para geladeiras de uma porta, 550 kWh/ano para geladeiras de 2 portas e 680 kWh/ano para geladeiras 2 portas Frost-Free.

Assim, após a inserção de todos esses dados de entrada (inputs do sistema) na planilha de cálculos, chegou-se aos resultados de economia que são apresentados a seguir na Tabela 22.

**Tabela 22: Resultados Alcançados Referentes às trocas de Geladeiras Ineficientes por Mais Eficientes.**

		<b>Tipo Modelo</b>	<b>Economia Obtida (kWh/ano)/ Geladeira</b>	<b>Economia Obtida (R\$)/ Geladeira</b>	<b>Custo da Energia Conservada (R\$/kWh/ano)</b>
<b>Faixas de Renda</b>	$x \leq 2$	1 Porta	214,3	R\$ 75,01	R\$ 0,13
	$2 < x \leq 10$	2 Portas	242,9	R\$ 85,02	R\$ 0,13
	$X > 10$	2 Portas Frost-Free	300	R\$ 105,02	R\$ 0,13

Ao se analisar os resultados alcançados, é possível notar que a substituição das geladeiras antigas (ineficientes) pelas geladeiras novas (eficientes) é vantajosa para todas as faixas de renda.

**ii) Freezers**

Vários dados de entrada para freezers foram considerados iguais aos utilizados para geladeiras, pois estes dois equipamentos possuem funcionamentos muito parecidos e variáveis físicas semelhantes.

A Tabela 23 apresenta a faixa de preços dos freezers encontrada no mercado brasileiro.

**Tabela 23: Estimativa de Preços (R\$) das Tecnologias Utilizadas no Setor Residencial (Freezers).**

Tecnologia	Modelo Estimado	
	Vertical	Vertical Frost-Free
Freezer	R\$ 929,00 à R\$ 1599,00	R\$ 1650,00 à R\$ 2999,00

Fonte: Elaboração própria baseada em BONDFARO (01/12/2005).

Da mesma maneira que nas geladeiras, foram utilizados preços médios dos freezers para a entrada de dados na planilha de cálculo. Desta forma, são ilustrados o custo médio e o consumo médio para cada modelo e sua respectiva faixa de renda na Tabela 24.

**Tabela 24: Dados de Consumos Médios e Custos Médios dos Freezer's no Mercado Brasileiro.**

Faixas de Renda		Tipo Modelo	Consumo do Freezer Assumido como Antigo (kWh/ano)	Custo do equipamento (antigo/novo)	
Faixas de Renda	$x \leq 2$	Freezer Vertical	533	R\$ 1.264,00	R\$ 1.478,88
	$2 < x \leq 10$	Freezer Vertical Frost-Free	610	R\$ 2.324,50	R\$ 2.719,67
	$X > 10$	Freezer Vertical Frost-Free	610	R\$ 2.324,50	R\$ 2.719,67

A Tabela 25 apresenta o resumo dos resultados de economia encontrados com uma possível inserção de novas tecnologias nos freezers. Verifica-se que, para o consumidor de qualquer classe de renda, há retorno econômico no investimento em um freezer mais eficiente.

**Tabela 25: Resultados Alcançados Referentes às trocas de Freezers Ineficientes por Mais Eficientes.**

Faixas de Renda		Tipo Modelo	Economia Obtida (kWh/ano)/ Freezer	Economia Obtida (R\$)/ Freezer	Custo da Energia Conservada (R\$/kWh/ano)
Faixas de Renda	$x \leq 2$	Vertical	234,96	R\$ 82,24	R\$ 0,13
	$2 < x \leq 10$	Vertical Frost-Free	268,94	R\$ 94,13	R\$ 0,13
	$X > 10$	Vertical Frost-Free	268,94	R\$ 94,13	R\$ 0,13

### iii) Chuveiro Elétrico

A análise de viabilidade econômica da substituição do chuveiro elétrico por coletor solar foi calculada assumindo-se as seguintes hipóteses:

- a) Potência média do chuveiro de 4500W (SOCIEDADE DO SOL, 2005);
- b) Média de quatro banhos diários por residência;
- c) Tempo de banho diferenciado por faixa de renda:
  - i) renda até 2 salários mínimos: assumiu-se 2 minutos por banho, pois consideraram-se duas hipóteses: a primeira é que as pessoas desta faixa de renda utilizam o seu próprio local de trabalho para tomar banho e a segunda é que talvez a maior concentração de pessoas que estejam nesta faixa de renda encontra-se nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Estas regiões são predominantemente quentes, havendo, por sua vez, uso mínimo de chuveiros elétricos;

- ii) renda de 2 a 10 salários mínimos: 10 minutos por banho, tempo este usado para bases de cálculo de projetos de coletores solares (SOLETROL, 2005). Assumiu-se que esta faixa de renda representa cerca de 70% dos usuários de chuveiros elétricos no Brasil;
- iii) renda acima de 10 salários mínimos: assumiu-se 6 minutos por banho porque nesta faixa de renda considerou-se uma maior utilização de boilers em relação ao de chuveiros elétricos ou até mesmo intercalando os seus usos, reduzindo, assim, o tempo de uso do chuveiro elétrico (ELETROBRÁS, 2005a, b, c, d).

d) Vida útil estimada do coletor solar entre 15 e 20 anos (SOLETROL, 29/11/2005).

e) Taxas de retorno do investimento entre 12% e 25% a.a.;

Foram utilizados os preços de mercado do chuveiro elétrico - R\$ 30,00 (BUSCAPÉ, 24/11/2005), do coletor solar - R\$ 1920,00 (SOLETROL, 29/11/2005), e um custo de manutenção anual de R\$ 5,00 para limpeza das placas.

Com todas as hipóteses assumidas, foi possível calcular as potenciais economias no consumo de eletricidade e na redução da conta de energia elétrica do consumidor com a substituição do chuveiro elétrico pela tecnologia de coletores solares para aquecimento de água (Tabela 26).

**Tabela 26: Resultados alcançados referentes às trocas de chuveiros elétricos por coletores solares.**

		<b>Economia Obtida (kWh/ano)</b>	<b>Economia Obtida (R\$)</b>	<b>Custo da Energia Conservada (R\$/kWh/ano)</b>
<b>Faixas de Renda</b>	$x \leq 2$	216	R\$ 75,60	R\$ 0,82
	$2 < x \leq 10$	1080	R\$ 378,00	R\$ 0,10
	$X > 10$	648	R\$ 226,80	R\$ 0,10

#### iv) **Iluminação Elétrica**

Para a substituição de tecnologias de iluminação elétrica (lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas) nas residências brasileiras, foram assumidas as seguintes hipóteses: 3 horas diárias de funcionamento durante 30 dias no mês e 12 meses no ano, uma vida útil para a lâmpada incandescente de 1000 horas e para a lâmpada fluorescente de 10.000 horas. Outro dado importante são as faixas de preços das lâmpadas incandescentes e fluorescentes coletadas no mercado nacional e que são apresentadas na Tabela 27 a seguir.

**Tabela 27: Estimativa de Preços (R\$) das Tecnologias Utilizadas no Setor Residencial (Iluminação Elétrica).**

Tecnologia	Modelos Estimados					
	Incandescentes		Fluorescentes Compactas		Fluorescentes Tubulares	
	60W	100W	15W Tripla	20W Tripla	32W T8	40W T8
Lâmpadas	R\$ 1,49	R\$ 1,99	R\$ 7,00	R\$ 8,00	R\$ 4,70	R\$ 5,64

Fonte: Elaboração própria baseada em LOJAS AMERICANAS (25/10/2005) e LÂMPADA ONLINE (25/10/2005).

Para as potências médias instaladas por residência referentes a cada faixa de renda, consideraram-se as seguintes hipóteses:

- 1) renda até 2 salários mínimos: 160W;
- 2) renda de 2 a 10 salários mínimos: 260W; e
- 3) renda acima de 10 salários mínimos: 800W.

A Tabela 28 apresenta as potências demandas que foram assumidas com a nova tecnologia utilizada, e mostra, também, o percentual de eficiência energética atingido com dada substituição de tecnologia e os custos para a substituição.

**Tabela 28: Potências assumidas antes e depois da substituição das lâmpadas por faixa de renda, percentual de ganho de eficiência energética e o custo das lâmpadas.**

Faixas de Renda		Tipo modelo antigo (incandescente)	Tipo modelo novo (LFC)	Ganho em eficiência energética (%)	Custo do equipamento (antigo/novo)	
		x <= 2	1x100W e 1x60W	2x20W	75%	R\$ 3,48
2 < x <= 10		2x100W e 1x60W	3x20W	77%	R\$ 5,47	R\$ 24,00
x > 10		8x100W	8x20W	80%	R\$ 15,92	R\$ 64,00

As lâmpadas de 20W foram escolhidas para substituir as lâmpadas antigas (incandescentes) porque, de acordo com vários fabricantes, o nível de iluminação desta lâmpada equivale a uma lâmpada incandescente de 90 a 100W. Desta forma, com a substituição para lâmpadas fluorescentes compactas de 20W, o consumidor obterá uma economia de energia considerável em sua residência sem perder a qualidade da iluminação e o conforto visual. Esta equivalência de iluminação pode ser encontrada em todas as embalagens deste produto, algumas apresentando inclusive o selo de eficiência energética do PROCEL, que indica o quanto este produto irá consumir de eletricidade todos os meses.

Com as hipóteses assumidas, obtiveram-se resultados consideráveis de economia de eletricidade e na conta de energia elétrica para o consumidor (Tabela 29).

**Tabela 29: Resultados referentes às trocas de lâmpadas incandescentes por fluorescentes.**

		<b>Economia Obtida (kWh/ano)</b>	<b>Economia Obtida (R\$)</b>	<b>Custo da Energia Conservada (R\$/kWh/ano)</b>
<b>Faixas de Renda</b>	x < 2	81	R\$ 7,29	R\$ 0,01
	2 < x < 10	70	R\$ 5,95	R\$ 0,16
	x > 10	158	R\$ 31,68	R\$ 0,10

Os resultados não foram diferentes dos esperados. As trocas mostram-se muito satisfatórias, com importantes retornos econômicos para o consumidor e de redução do consumo de eletricidade.

#### **v) Ar-Condicionado**

As seguintes condições do uso dos equipamentos de ar-condicionado nas residências foram utilizadas: 8 meses de operação no ano (4 meses de temperaturas amenas), 30 dias de operação no mês, consumo diário de 4 horas e taxa de retorno do investimento de 40% a.a. Outras características dos equipamentos utilizados estão listadas na Tabela 30.

**Tabela 30: Características da substituição – ar-condicionado**

<b>Tecnologia</b>	<b>Potência (Btu/h)</b>	<b>Preço (R\$)</b>	<b>Consumo diário (KWh)</b>
<b>Ar-condicionado (Antigo)</b>	7500	785,00	9,00
<b>Ar-condicionado (Novo)</b>	7500	1.164,02	5,72

Fonte: Elaboração própria baseada em <http://www.sofrio.com.br/> ( Consulta em 01/12/2005)

Assim, foram então realizados os cálculos referentes a substituição pelos ar condicionados encontrados no mercado brasileiro. Os resultados evidenciam vantajosa viabilidade econômica para a troca (Tabela 31).

**Tabela 31: Resultados da substituição – ar condicionado**

<b>Tecnologia</b>	<b>Economia anual (KWh/ar condicionado substituído)</b>	<b>Economia anual (R\$/ ar-condicionado substituído)</b>	<b>Custo anualizado da energia conservada (R\$/kWh)</b>
<b>Ar-condicionado</b>	345,60	114,00	R\$ 0,12

Assim, pode-se concluir que a substituição dos vários equipamentos considerados menos eficientes por equipamentos mais eficientes encontrados no mercado brasileiro resulta em economia de energia para o consumidor residencial. No entanto, cabe salientar que não foram consideradas as participações de cada equipamento específico no mercado, visto que a obtenção desses dados não foi possível durante a realização do trabalho.

#### 4.3.2 SETOR PÚBLICO E DE COMÉRCIO

No setor público e de comércio, decidiu-se optar por três tipos de uso final devido às suas representatividades no consumo (COPPE 2003, baseado em ECOLUZ,1996): refrigeração, iluminação e condicionamento de ar, representados, respectivamente, pelos seguintes equipamentos:

- i) Freezers - de forma similar às geladeiras, são feitas também simulações de substituição de freezers menos eficientes por mais eficientes;
- ii) Lâmpadas Elétricas - são feitas simulações substituindo as lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas;
- iii) Ar-condicionado - simula-se a substituição de aparelhos de ar-condicionado menos eficientes existentes no Brasil por uma nova geração de aparelhos mais eficientes.

A seguir apresentam-se as hipóteses e dados utilizados para calcular o custo anualizado de conservação de energia para a troca destes equipamentos de uso final por mais eficientes existentes no mercado.

Para todos os cálculos, utilizou-se a tarifa de energia elétrica média nacional de R\$ 0,216043/kWh referente a 2004 e um valor médio de ICMS de 18%. O valor da tarifa é a média ponderada das tarifas do setor de comércio, poder público, iluminação pública e serviços públicos em relação ao consumo de eletricidade (62% comercial e 38% dos demais mencionados).

##### i) Freezers

A planilha de cálculos para os freezers foi construída de forma similar à planilha dos freezers utilizada pelo setor residencial. No entanto, foram feitas modificações principalmente em relação ao tipo do equipamento: considerou-se apenas freezers horizontais, mais utilizados pelo comércio.

Foram assumidas as seguintes hipóteses de funcionamento dos freezers: funcionamento por 30 dias no mês, 12 meses no ano para uma vida útil de 20 anos; consumo médio diário de 2,92 e 1,72 kWh para, respectivamente, os freezers menos eficientes e mais eficientes. Considerou-se uma taxa de desconto de 47% ao ano.

A Tabela 32 detalha as especificações dos equipamentos utilizados nos cálculos para troca dos equipamentos antigos por novos mais eficientes. Devido à grande diferenciação dos tipos de freezers encontrados no mercado, optou-se por escolher equipamentos semelhantes em relação ao volume. Optou-se também por escolher um volume médio dentre as possibilidades que variavam de aproximadamente 100 a 600 litros.

**Tabela 32: Características da substituição - freezers**

Tecnologia	Volume (l)	Preço (R\$) <sup>1</sup>	Consumo diário (KWh)
Freezer (antigo)	409	1589	2,92
Freezer (novo)	385	1948,70	1,72

<sup>1</sup> Neste caso é interessante notar que a relação preço por litro (R\$/l) é praticamente a mesma para ambos equipamentos: R\$ 3,885/l (409l) e R\$3,893/l (385l). Assim, para efeito de cálculo, considerou-se o preço de R\$ 1.500,00, já que esta variável não representa diferenças na relação preço/volume.

Fonte: Elaboração própria baseada em <http://pesquisa.bondfaro.com/freezer.html> (05/12/2005)

Na Tabela 33 é apresentado o resumo dos resultados de economia encontrados com uma possível substituição dos freezers. Os resultados obtidos são custo-efetivos, pois o custo da energia conservada deu valores negativos, o que implica grande viabilidade de troca.

**Tabela 33: Resultados da substituição - freezers.**

Tecnologia	Economia anual (KWh/freezer)	Economia anual (R\$/por freezer substituído)	Custo da energia conservada (R\$/kWh)/ano
Freezer horizontal	432	113,96	R\$ 0,13

ii) Iluminação Elétrica

Considerou-se para simplificação dos cálculos que a iluminação do setores comercial e público consistem principalmente de lâmpadas fluorescentes tubulares. Estas serão substituídas em quantidade e qualidade: o número de lâmpadas será reduzido de 4 para 3, assim como sua potência unitária (de 40W para 32W). Os reatores das lâmpadas também foram considerados: redução do número de reatores pela metade (de 2 para 1) e da potência, de 11W (eletromagnético) para 3W (eletrônico). Para a substituição de tecnologias na iluminação, foram assumidas hipóteses de funcionamento das lâmpadas: funcionamento por 4,8 horas diárias, 26 dias no mês, 12 meses no ano para uma vida útil para a lâmpada fluorescente de 8.000 horas. Considerou-se uma taxa anual de desconto de 65%. A Tabela 34 especifica a substituição e a Tabela 35 apresenta os principais resultados obtidos.

**Tabela 34: Características da substituição - iluminação**

Tecnologia	Potência (Lâmpada / Reator)	Preço - R\$ (Lâmpada / Reator)	Consumo diário (KWh) (Lâmpada + Reator)
Fluorescente Tubular	32W / 3W	10,00 / 22,00	0,67
Fluorescente Tubular	40W / 11W	5,64 / 8,00	1,82

Fonte: Elaboração própria baseada em <http://preco2.buscape.com.br> (08/01/2006).

**Tabela 35: Resultados da substituição – iluminação.**

<b>Tecnologia</b>	<b>Economia anual (KWh/luminária<sup>1</sup>)</b>	<b>Economia anual (R\$/luminária substituída)</b>	<b>Custo anualizado da energia conservada (R\$/kWh)</b>
<b>Florescente Tubular</b>	358	94,65	R\$ 0,10

<sup>1</sup> Aqui, entende-se como luminária o conjunto lâmpada-reator.

Os resultados para a substituição das lâmpadas fluorescentes mostraram-se custo-efetivos. Os resultados de economia de eletricidade e na conta de energia elétrica foram satisfatórios.

iii) Ar-Condicionado

Em razão do uso do ar-condicionado condicionar-se à temperatura ambiente, foram feitas as seguintes considerações para a realização dos cálculos: 8 meses de operação no ano (4 meses de temperaturas amenas), 22 dias de operação no mês (descontando sábados e domingos), consumo diário de 9 horas (horário comercial) para uma vida útil de 10 anos tanto para o equipamento antigo quanto para o mais eficiente. Considerou-se uma taxa de desconto de 46% ao ano. As especificidades dos equipamentos utilizados estão listadas na Tabela 36 e principais resultados obtidos na Tabela 37.

**Tabela 36: Características da substituição – ar-condicionado**

<b>Tecnologia</b>	<b>Potência (Btu/H)</b>	<b>Preço R\$</b>	<b>Consumo diário KWh</b>
<b>Ar condicionado (Antigo)</b>	7500	785,00	9,00
<b>Ar condicionado (Novo)</b>	7500	1.250,60	5,72

Fonte: Elaboração própria baseada em <http://www.sofrio.com.br/> ( Consulta em 01/12/2005)

**Tabela 37: Resultados da substituição – ar-condicionado**

<b>Tecnologia</b>	<b>Economia anual (KWh/ar-condicionado substituído)</b>	<b>Economia anual (R\$/ar-condicionado substituído)</b>	<b>Custo da energia conservada (R\$/kWh)/ano</b>
<b>Ar condicionado</b>	577,28	152,28	R\$ 0,12

Dessa forma, a substituição dos equipamentos de ar-condicionado mostram-se bastante atraentes economicamente (Tabela 37).

Assim, pode-se concluir que, a partir das hipóteses assumidas, a substituição dos vários equipamentos considerados menos eficientes por mais eficientes comercializados no mercado brasileiro resulta em economia de energia para o consumidor do setor público e de comércio. No entanto, cabe salientar que não foram consideradas as participações de cada equipamento específico no mercado, visto que a obtenção desses dados não foi possível durante a realização do trabalho.

### 4.3.3 SETOR INDUSTRIAL

No setor industrial, o maior potencial para a redução de consumo está nos motores industriais, através da troca por um motor mais eficiente ou na instalação de um controlador de velocidades. Com relação à eletrotermia (caldeiras e fornos), a tendência atual é a substituição total ou parcial para outros energéticos, como gás natural, GLP, diesel ou óleo combustível. A iluminação na indústria pode ser considerada eficiente, ao contrário do setor residencial que tem ainda um enorme potencial de redução; este fato pode ser confirmado através dos dados de eficiência energética do BEU (2005).

Esta seção descreve o potencial de redução no consumo de energia elétrica dos motores industriais (força motriz) e para aquecimento direto (trocando para gás natural), para que posteriormente seja possível elaborar o custo de cenários de redução.

#### *i) Força motriz*

Conforme descrito acima, o maior potencial para a redução de consumo está nos motores industriais. Alguns fatores podem explicar a não adoção dos motores eficientes na indústria, como os maiores custos iniciais de compra e a falta de informação do mercado sobre os potenciais de redução de energia. Poucas pessoas sabem, na maioria dos casos, que os investimentos realizados nos motores de alta eficiência têm um curto período de amortização (algo entre 1 e 3 anos). Uma regulação efetiva combinada com campanhas informativas pode trazer diversos benefícios, estimulando este mercado e diminuindo o consumo de energia elétrica, evitando a construção de novas usinas geradoras e emissões de gases de efeito estufa. Ao mesmo tempo, isto poderia estimular o mercado a investir mais em P&D para produzir motores elétricos cada vez mais eficientes. Existem basicamente duas formas de diminuir o consumo de energia elétrica através de motores industriais: a primeira é trocando o motor menos eficiente pelo mais eficiente e a segunda instalando um controlador de velocidade nos motores que têm potencial para isto.

#### *a) Troca de Motores*

De acordo com GARCIA *et al* (2004), a força motriz consome na indústria 60% da energia elétrica utilizada, chegando a 103 TWh em 2004; este valor chega a quase 29% do consumo de energia elétrica do Brasil no ano de 2004. Supondo-se uma vida útil de 12 anos e dados de vendas da ABINEE retirados de GARCIA *et al* (2004), estariam em funcionamento no Brasil no ano de 2000, 12.481.262 motores de 1 a 300 cv, sendo que:

1. 84% de 1 a 10 cv
2. 13% maior que 10 a 40 cv
3. 2% maior que 40 a 100 cv
4. 1% maior que 100 a 300 cv

A venda de motores, também de acordo com a ABINEE, é de 1,0 milhão de motores por ano. Considerando um aumento do consumo de energia na indústria de 17,26% entre

2000 e 2004 (BEN, 2005), pode-se estimar o incremento de motores no mercado (excluindo-se aqueles que são para a substituição dos existentes). Com isso, a estimativa do número de motores no Brasil em 2004 seria de 14.635.987. Considerando inalterada a proporção acima, tem-se:

1. 12.294.229 de 1 a 10 cv
2. 1.902.678 maior que 10 a 40 cv
3. 292.719 maior que 40 a 100 cv
4. 146.360 maior que 100 a 300 cv

Para que seja possível calcular o potencial de redução, algumas hipóteses são assumidas neste trabalho, são elas:

- a) Para os cálculos, foi considerada uma distribuição com motores de 1cv, 5cv, 10cv e 100cv, baseando-se nos números apresentados na tabela acima e distribuídos da seguinte forma:
  - i) 8.605.960 motores de 1 cv (70% dos 12.294.229 acima);
  - ii) motores de 5 cv (30% dos 12.294.229 acima);
  - iii) 1.902.678 motores de 10 cv (motores de 10 a 40cv);
  - iv) 439.080 motores de 100 cv (motores de 40 a 300 cv).
- b) São considerados como dados de carregamento e eficiência a tabela relativa aos motores elétricos da marca Weg, responsáveis por aproximadamente 80% do mercado nacional;
- c) Para os motores existentes no Brasil são considerados os motores standard da marca Weg. Estimativas do relatório da Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE, 1994) mostra que a evolução da eficiência energética de 2000 a 2020 será em média de 20% para os motores industriais. Considerando esta informação, no futuro teríamos disponíveis motores mais eficientes do que os atuais. É possível utilizar os dados de EERE (1994) para o caso brasileiro porque a Weg está dentro do padrão internacional em eficiência energética das empresas produtoras de motores elétricos, já que a maior parte da produção da Weg é exportada para a Europa e Estados Unidos. A Tabela 38 apresenta as eficiências dos motores standard, de alto rendimento e suas estimativas para 2020;

**Tabela 38: Preço e eficiência energética para motores industriais.**

		Carregamento: 75%					
		Preço (R\$)		Standard IP55 W21 (1)	Alto Rendimento (2)	Estimativa 2020 <sup>1</sup> (2)	
Potência		(1)	(2)				
		1 cv (~750 W)	227,00	303,00	77,5	80	86
		5 cv (~3.700 W)	518,00	713,00	84,3	87,5	90
	10 cv (~7.500 W)	905,00	1.184,00	88	90	93	

	100 cv (~75.000 W)	6.772,00	9.653,00	93	94,2	96
--	--------------------	----------	----------	----	------	----

<sup>1</sup> Baseada em Eurelectric (2004).

- d) Os motores considerados são de 4 pólos, já que de acordo com GARCIA et al (2004), estes representam 2/3 da energia gasta pelos motores industriais;
- e) O fator de carregamento médio utilizado para os cálculos é de 0,75 (próximo da média de 0,68 encontrada no estudo de GARCIA et al (2004));
- f) A vida útil considerada foi de 12 anos, a mesma que é considerada pelo fabricante;
- g) O período de utilização considerado é de 10 horas de funcionamento por dia, 30 dias no ano e por 12 meses;
- h) O preço dos motores foi tomado em uma das revenderas WEG em outubro de 2005. É considerado também que o preço real dos motores não se altera até 2020;
- i) A taxa de desconto utilizada variou entre 30-54% ao ano;
- j) O custo da tarifa foi extraído de uma média ponderada nacional das indústrias no ano de 2004 (disponível no site da Aneel). Para efeitos de cálculo, neste trabalho a tarifa real de energia elétrica não se alterará até 2020;

A Tabela 39 apresenta alguns resultados para a troca por motores mais eficientes de 1 cv, 5 cv, 10 cv e 100 cv. O método para a comparação de fluxos de caixa utilizado é o do custo anualizado.

**Tabela 39: Resultados para a troca de motores industriais por mais eficientes.**

		<b>Economia Obtida por motor (kWh/ano)</b>	<b>Economia Obtida por motor (R\$)</b>	<b>Custo da Energia Conservada (R\$/kWh/ano)</b>
<b>Potência</b>	1 cv (~750 W)	172	3,56	0,13
	5 cv (~3.700 W)	569	10,20	0,13
	10 cv (~7.500 W)	1.013	17,79	0,13
	100 cv (~75.000 W)	6.075	112,72	0,13

Dadas as hipóteses assumidas no trabalho, a troca de todos os motores seria viável técnico-economicamente. Fazendo uma média ponderada dos custos acima considerando todo o potencial de redução, o custo de conservação no Brasil seria de aproximadamente R\$ 39,00 por MWh/ano.

Além da troca de motores, a opção de utilizar controladores de velocidade resulta em importantes economias de eletricidade. Podem ser utilizados em bombas, ventiladores e compressores. De acordo com EURELECTRIC (2004), a economia de energia para ventiladores e bombas gira em torno de 15 a 40% e para compressores em, aproximadamente, 5%. Com a instalação de controladores de velocidade, é possível a obtenção da exata energia requerida para o escoamento ou pressão necessários. Além do

mais, a energia não é desperdiçada através dos sistemas tradicionais que utilizam freios mecânicos, não perdendo assim energia na forma de calor.

A partir dos dados relativos ao ano base e dos dados de acima, é possível realizar uma primeira estimativa do potencial de redução no consumo de eletricidade com a instalação de controladores de velocidade. O custo da instalação destes controladores ainda é muito alto e difícil de ser estimado devido à sua ampla gama de utilizações e potências utilizadas.

### *ii) Aquecimento Direto*

O aquecimento direto com energia elétrica é efetivamente importante nos setores de Ferro Gusa e Aço, Ferro Ligas e em outros setores (por exemplo, indústria metalúrgica, automobilística e de auto-peças) que usam fornos a arco e fornos a indução.

O aquecimento direto, de acordo com o BEU (2005), é responsável por aproximadamente 16% do uso industrial de energia elétrica. Em cada setor e para cada tipo de insumo energético, o aquecimento direto assume uma forma própria, com características de rendimentos energéticos próprias. A substituição total por outros energéticos (gás natural, por exemplo) é possível nos casos de fornos comuns e aquecedores térmicos. Já nos fornos a arco elétrico e indução, é possível apenas uma substituição parcial por gás natural ou GLP na fase de pré-aquecimento (no máximo em 30% aproximadamente).

Neste trabalho, consideraram-se apenas como potencial de substituição os aquecedores de fluido térmico e fornos comuns. Para estimar o número de queimadores elétricos no Brasil com este fim, foram considerados dados do BEN (2005) e BEU (2005). No ano de 2004, o consumo de eletricidade para aquecimento direto foi de 27.653 GWh. Para os setores químico, de alimentos e bebidas, de cerâmica e considerando 30% das outras indústrias, é possível chegar a um consumo nos queimadores elétricos de aproximadamente 4.000 GWh. Na maioria das vezes, estes setores utilizam os queimadores elétricos para o aquecimento de fluidos ou como fornos/estufas. Considerando que a potência média dos queimadores é de 250 kW e que estes equipamentos funcionem durante 11 horas por dia, 30 dias no mês durante todo o ano, o número estimado de queimadores elétricos no Brasil seria de 4.040.

Considerando-se a substituição destes queimadores elétricos por queimadores a gás natural, mais algumas hipóteses são realizadas para que seja possível chegar a um custo evitado por MWh/ano:

- a) O preço da conversão de um equipamento elétrico de 250 kW para gás natural foi tomado na empresa de equipamentos de conversão Tenge, em dezembro de 2005, sendo ele de R\$ 74.500,00;
- b) A tarifa de energia elétrica considerada foi de R\$ 0,13711, extraída de uma média ponderada nacional das indústrias no ano de 2004 (disponível no site

da Aneel). Para efeitos de cálculo, neste trabalho a tarifa real de energia elétrica não se alterará até 2020;

- c) A tarifa de gás natural canalizado considerada é de R\$ 1,38/m<sup>3</sup>, extraída do site da CSPE para um volume mensal equivalente de 7.548 m<sup>3</sup> de gás natural. Neste trabalho a tarifa real de gás natural não se alterará até 2020;
- d) O período de utilização considerado é de 11 horas de funcionamento por dia, 30 dias no ano e por 12 meses;
- e) A taxa de desconto utilizada é de 13,5% ao ano;
- f) A vida útil considerada é de 15 anos, a mesma considerada pelo fabricante;

A Tabela 40 apresenta os resultados obtidos.

**Tabela 40: Resultados para a troca de queimadores elétricos por a gás natural.**

	<b>Economia obtida por queimador (kWh/ano)</b>	<b>Economia obtida por queimador (R\$)</b>	<b>Custo da energia conservada (R\$/kWh/ano)</b>
<b>Troca queimador elétrico por a gás</b>	990	12.560,00	0,13

A troca de todos os queimadores elétricos por a gás natural seria viável técnico-economicamente. O custo de conservação no Brasil seria de aproximadamente R\$ 80 por MWh/ano dadas as hipóteses assumidas.

## 5 Mercado futuro de carbono: algumas considerações

Um dos objetivos deste estudo é a identificação de estratégias que incentivem a expansão do setor elétrico brasileiro por meio de ações que impliquem em menor consumo de energia e de emissão de gases precursores de efeito estufa (GEE). Será importante verificar qual é a potencial contribuição que o setor elétrico em particular poderá oferecer. A estimativa desse potencial é feita na seção 6.

O objetivo desta seção é fundamentar e justificar a adoção dos parâmetros quantitativos usados na construção dos cenários tendencial e sustentável. Por este motivo, a preocupação aqui não é definir tais parâmetros, identificados através de uma grande variabilidade de estimativas provenientes da literatura, mas expor o contexto do qual foram retirados.

A presente seção estrutura-se da seguinte maneira: primeiramente, conceitua-se o que é o mercado internacional de carbono e apresentam-se quais as estimativas de sua dinâmica no primeiro período de compromisso (2008 a 2012), tais como demanda por unidades de carbono, volume do mercado, participação dos mecanismos de flexibilização e preços. Feito isso, tecem-se algumas considerações sobre o regime pós-2012, focando o ano de 2020, particularmente depois dos últimos acontecimentos na COP 11. Por fim, apresenta-se a potencial participação do Brasil nesse mercado, destacando suas vantagens e desvantagens competitivas.

### 5.1 Mercado internacional de carbono

Como forma de permitir maior flexibilidade ao cumprimento das metas de mitigação das Partes<sup>12</sup> listadas no Anexo I da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC), o Protocolo de Quioto instituiu três mecanismos de mercado: as atividades de implementação conjunta (AIC), o mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) e o comércio internacional de emissões (CIE). Por criarem, respectivamente, ERUs (do inglês *emission reduction units*), RCEs (reduções certificadas de emissões) e AAUs (do inglês *assigned amounts units*), permitindo transações dessas “unidades de carbono” entre governos e empresas, estes instrumentos dão origem ao chamado mercado **global** de carbono.

Da interação entre os mecanismos internacionais criados pelo Protocolo de Quioto e os mercados de redução e de permissões de emissão de GEE estabelecidos no âmbito regional (como o regime europeu de comércio de permissões de emissões), interno dos países (como os mercados do Reino Unido, Dinamarca e estado de New South Wales – Austrália), assim como mercados voluntários (como a CCX – Chicado Climate Exchange) e corporativos (como Shell e British Petroleum), tem surgido um mercado maior, mas ainda fragmentado e não totalmente compatível, denominado mercado **internacional** de

carbono, a apresentar uma variedade de transações, preços, volumes comercializados, riscos e incertezas.

Portanto, o mercado internacional de carbono contempla as transações dos mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto (ERUs, AAs e RCEs), o regime europeu do tipo *cap-and-trade*, sistemas nacionais, iniciativas de estados norte-americanos e regimes voluntários, estabelecidos entre empresas e dentro delas.

## 5.2 Estimativa para o primeiro período de compromisso: 2008-2012

Estimar o comportamento futuro do mercado internacional de carbono não é uma tarefa fácil, principalmente levando-se em conta o seu estágio de desenvolvimento ainda incipiente e a existência de riscos associados, a começar pela própria dinâmica inerentemente complexa das relações internacionais.

Mesmo considerando todos esses fatores, tem-se encontrado na literatura estudos e projeções<sup>13</sup> do futuro comportamento do mercado de carbono, particularmente para o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto, vigente entre 2008 e 2012. São identificados diferentes tipos de modelos de projeções, cujas metodologias de análise variam conforme o escopo (análise do comportamento dos *drivers* do mercado, estimativa de custo marginal de abatimento, etc), as variáveis utilizadas (PIB, crescimento da população e projeção de PIB, expansão do uso da tecnologia, etc), o tipo de abordagem (*top-down*, *bottom-up*, modelos agregados, etc).

Tais estudos focam a construção e análise de modelos de simulação do mercado, os quais procuram antever aspectos como volume de reduções<sup>14</sup> de emissões requerido e potencialmente ofertado, comportamento de agentes importantes, como países e grandes corporações, dinâmica de preços de reduções e custos de abatimento, etc.

Os resultados dos modelos apresentam uma grande variabilidade (Tabela 41 e Tabela 42). Segundo Springer e Varilek (2004), dois principais fatores a explicam: as projeções de emissão dos cenários (*business as usual*) e a arquitetura dos modelos. Adicionalmente, Springer (2003) aponta que os modelos simulam cenários perfeitos de comércio de emissões, além de que, na maioria deles, os volumes de transações representarem apenas o mercado global, não levando em conta o mercado regional da União Européia e os mercados nacionais e voluntários, e, principalmente, a interação entre todos eles.

Apesar de todos os fatores de incerteza inerentes aos modelos de simulação do mercado, há de considerá-los ferramentas úteis de previsão do comportamento futuro do comércio de emissões, à medida que permitem a identificação mais clara dos principais agentes do

---

<sup>12</sup> Em direito internacional, designa-se "Parte" ao Estado soberano signatário do tratado ou convenção.

<sup>13</sup> Sobre isso ver DAGOUMA et al. (2006), DEN ELZEN et al. (2005), DUBEUX & SIMÕES (2005), HAITES (2004), JOTZO & MICHAELOWA (2002), SPRINGER (2003), etc.

<sup>14</sup> Volume é conceituado como a multiplicação dos preços das permissões pelo número de permissões negociadas em cada modelo.

mercado, das variáveis condicionantes de sua dinâmica e das incertezas e riscos existentes.

### 5.2.1 EMISSÕES E DEMANDA TOTAIS DO ANEXO B DO PROTOCOLO DE QUIOTO

De acordo com Springer (2003), a demanda anual total do Anexo B, a ser suprida via mercado de carbono, variou de 1.214 MtCO<sub>2</sub> a 3.428 MtCO<sub>2</sub> (Tabela 41). De acordo com este estudo, procurou-se analisar 25 modelos de simulação do mercado, sendo que, destes, 13 foram tomados como parâmetro de comparação, por focarem as emissões apenas de CO<sub>2</sub>.

**Tabela 41: Preços, quantidades e volumes anuais de transação no mercado global de carbono para o 1º período de compromisso – apenas CO<sub>2</sub>**

MODELO	PREÇO (US\$/tCO <sub>2</sub> )	QUANTIDADE (MtCO <sub>2</sub> /ano)	VOLUME TRANSACIONADO (milhões de US\$/ano)
AIM	12	1833	21996
ECN	4	2119	8476
EPPA	8	3428	27424
G-CUBED	7	3318	23226
GEM-E3	8	-	-
GRAPE	13	1540	20020
GREEN	7	2427	16989
MERGE	22	-	-
MS-MRT	10	-	-
PACE	14	-	-
POLES	6	2295	13770
RICE-98	5	-	-
R&S	1	1214	1214
Média (average)	9	2272	16639
Median	8	2207	18505

Fonte: Springer, 2003.

Em estudo de Dubeux e Simões (2005), é citado o modelo Gem-E3, cujos resultados chegaram a uma estimativa de que os países do Anexo B (excluindo-se os EUA e ex-União Soviética) deveriam reduzir suas emissões, no ano de 2010, em 1.760 MtCO<sub>2</sub>e, o que, acumulado para todo o primeiro período de compromisso, equivale a 8.780 MtCO<sub>2</sub>e.

### 5.2.2 VOLUME DO MERCADO E PARTICIPAÇÃO DOS MECANISMOS DE FLEXIBILIZAÇÃO

No estudo feito por Springer (2003), estima-se que o volume total de transações em 2010 varie de 2,9 bilhões a 76,3 bilhões de dólares americanos<sup>15</sup>. A média de volume entre os modelos chega a 16,6 bilhões de dólares anuais (assumindo um cenário em que os países do Anexo B atingem seus compromissos dentro do prazo do primeiro período de compromisso, tomando como ano de referência 2010).

A participação dos mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto no mercado global de carbono também apresenta grandes variações. Para alguns modelos, o MDL é responsável por mais da metade da participação do mercado, chegando a até dois terços (Tabela 42; Springer, 2003), e para outros por menos de um terço (Dubeux & Simões,

2005; Haites, 2004).

**Tabela 42: Participação dos mecanismos do Protocolo de Quioto no mercado internacional de emissões - 2010**

MODELO	Quantid. transacionada (MtCO <sub>2</sub> e)	CIE e AIC Volume mercado (1000 US\$)	Participação do mercado (%)	Quant. transacionada (MtCO <sub>2</sub> e)	MDL Volume do mercado (1000 US\$)	Participação do mercado (%)
ECN	880	3520	42	1239	4956	58
EPPA	774	6189	23	2651	21208	77
G-CUBED	1503	10523	45	1815	12705	55
GREEN	972	6802	40	1456	10190	60
HAITES	1192	11917	36	2108	21083	64
POLES	986	5918	32	1606	12848	68
SGM	1309	10472	44	1665	13317	56
ZHANG	576	1727	35	1071	3212	65

Fonte: Springer, 2003.

Para Dubeux & Simões (2005), o MDL poderia comportar cerca de 32% da demanda do mercado internacional de carbono, o que equivaleria a 300 MtCO<sub>2</sub>e. Citando os estudos feitos pela IEA e EIA, Haites (2004) aponta que, para o primeiro, estimou-se o potencial do mercado de MDL em 214 MtCO<sub>2</sub>e, e, no segundo, considerando um cenário de grande crescimento econômico mundial, potencial de 2.259 MtCO<sub>2</sub>e.

Nos termos do estudo elaborado por Haites (2004), da demanda total de 868 MtCO<sub>2</sub>e, em 2010, cerca de 689 MtCO<sub>2</sub>e seriam supridos pelos próprios países pertencentes ao Anexo B, isto é, 520 MtCO<sub>2</sub>e correspondentes ao *hot air* oriundos da Rússia e Ucrânia (via CIE e AIC) e 169 MtCO<sub>2</sub>e provenientes de medidas domésticas. O restante – 180 MtCO<sub>2</sub>e – seria suprido pelo MDL.

### 5.2.3 PREÇOS ESTIMADOS

Em estudo feito por Dubeux a Simões (2005), são apresentadas variações de preços para as reduções de emissões, para o período 2008-2012, de US\$ 8 a US\$ 32 por tCO<sub>2</sub>e. Para o caso somente das reduções de CO<sub>2</sub>, os preços variam de US\$ 1 a US\$ 22 por tCO<sub>2</sub> (Springer, 2003). Especificamente aos RCEs oriundos do MDL, Haites (2004) estima um preço médio para 2010 de US\$ 11 por tCO<sub>2</sub>e, com variação de 50% para mais e para menos.

### 5.2.4 VARIABILIDADE DAS ESTIMATIVAS E FATORES DE RISCO

Justifica-se, em certa medida, pela existência de fatores de riscos importantes a grande variabilidade das estimativas de demanda por unidades de carbono, do volume do mercado, da participação dos mecanismos do Protocolo de Quioto e dos preços para o primeiro período de compromisso.

Os fatores de risco existentes no mercado de carbono podem estar relacionados ao projeto (experiência e capacidade técnica dos proponentes, estabilidade financeira dos

<sup>15</sup> Considerou-se, para a análise de Springer o valor de dólares americanos no ano de 2000.

## ANEXO 5: Mercado futuro de carbono: algumas considerações

participantes etc), ao país (capacidade institucional, atratividade para FDI - do inglês *Foreign Direct Investment*, e potencial de mitigação), e ao regime jurídico-político internacional de enfrentamento das mudanças climáticas (participação dos EUA, nível de comercialização do *hot air*, credibilidade das metodologias de linha de base e custos de transação) (Lecocq, 2005).

De qualquer forma, o aumento progressivo dos preços das unidades de carbono, como as RCEs provenientes do MDL<sup>16</sup>, é um sinal a expressar otimismo em relação à futura dinâmica do mercado de carbono. Com efeito, à medida que o mercado se organiza, ou seja, que os riscos correlatos vão sendo contornados, que o comportamento dos agentes torna-se mais claro, que os custos dos projetos se estabilizam, que os países vão instituindo suas regulamentações domésticas, espera-se uma redução da percepção de risco e maior engajamento dos países em participar do mercado, levando a preços mais atrativos para as reduções de emissão de GEE, particularmente dos projetos de MDL.

O otimismo quanto ao futuro do mercado de carbono foi reforçado durante a COP/11 e MOP/1<sup>17</sup>, realizadas em Montreal (Canadá) no final de novembro e início de dezembro de 2005. A aprovação legal dos Acordos de Marraqueche<sup>18</sup> na MOP1, ao formalizar a definição da entrada em vigor dos procedimentos de operacionalização dos mecanismos de flexibilização, em especial o MDL, e a expressa afirmação de que as negociações sobre a implementação de longo prazo da CQNUMC há de prever o reforço dos mecanismos de mercado podem ser tidos como dois fortes sinais de consolidação do mercado de carbono como uma importante medida de enfrentamento das mudanças climáticas.

### 5.3 Mercado de carbono pós-2012: a incerteza das negociações internacionais

Como visto, as metas quantificadas de redução de emissões de GEE devem ser alcançadas ao final do primeiro período de compromisso (2008 a 2012). Nos termos do artigo 3.9 do Protocolo de Quioto e do artigo 4.2 d da CQNUMC, durante a COP 11 iniciou-se oficialmente, além da revisão das metas quantificadas de redução de emissões de GEE dos países do Anexo I, também a discussão sobre a arquitetura jurídica-política a ser dada para o regime internacional de enfrentamento das mudanças climáticas a vigorar no período pós-2012.

A grande apreensão, a dominar o início da 11ª Conferência das Partes da CQNUMC e 1ª Reunião das Partes do Protocolo de Quioto, deu lugar ao otimismo ao final do evento.

---

<sup>16</sup> Segundo a Pointcarbon (2005), o preço médio das RCEs aumentou de 4 euros em setembro de 2004 para quase 12 euros em novembro de 2005.

<sup>17</sup> MOP: do inglês *Meeting of Parties*. Trata-se das reuniões anuais das Partes signatárias do Protocolo de Quioto, a exemplo da COP relativamente à Convenção-Quadro sobre Mudança do Clima.

<sup>18</sup> Os assim denominados Acordos de Marraqueche contemplam uma série de decisões que regulamentam artigos específicos do Protocolo de Quioto, como o mecanismo financeiro, os mecanismos de flexibilização, implementação e exigibilidade das normas do tratado, etc. Apesar de terem sido instituídas em 2001, durante a

## ANEXO 5: Mercado futuro de carbono: algumas considerações

Isso devido a três importantes eventos sobre o regime pós-1012: a aceitação dos EUA de negociar esse regime, mesmo que de forma paralela às discussões oficiais, e a aprovação de dois acordos: um no âmbito da CQNUMC e outro no do Protocolo de Quioto.

No âmbito da CQNUMC, aprovou-se o início do diálogo formal sobre medidas de longo prazo de implementação deste tratado, a ser pautado sobre os seguintes aspectos: [a] avanço das metas de desenvolvimento de forma sustentável, [b] desenvolvimento de ações de adaptação, [c] aproveitamento de todo o potencial do desenvolvimento tecnológico e [d] concretização de todo o potencial das oportunidades dos mecanismos de mercado. As Partes da CQNUMC tiveram até abril de 2006 para submeterem posicionamentos e sugestões sobre medidas de reforço a tais aspectos.

No âmbito do Protocolo de Quioto, firmou-se um acordo para criação de um grupo de trabalho *ad hoc* com o objetivo de discutir os compromissos de mitigação dos países do Anexo I para o segundo período de compromisso nos termos do artigo 3.9 desse tratado.

A condução das discussões sobre o regime pós-2012 mantém-se nebulosa quanto ao futuro comprometimento mais específico dos países em desenvolvimento, particularmente os considerados “emergentes” – China, Índia e Brasil<sup>19</sup> (Mesmo apesar do acordo firmado no âmbito da CQNUMC levar a que a participação dos países em desenvolvimento dê-se em conformidade com suas circunstâncias nacionais, sem comprometer seu desenvolvimento sustentável e enaltecendo medidas de adaptação, e mesmo considerando que a discussão do segundo período de compromisso no âmbito do Protocolo de Quioto restringiu-se ao artigo 3.9<sup>20</sup>).

Deve-se ter em vista que, antes mesmo do início oficial dessas negociações, as Partes do Anexo I já começaram a propugnar a incorporação de compromissos de mitigação mais específicos também às demais Partes não pertencentes ao Anexo I, particularmente os países citados, o que tem sido objeto de críticas e oposição por parte deste grupo de países (mert e Kete, 2002).

No intuito de trazer substratos à negociação do futuro regime internacional de combate às mudanças climáticas, têm surgido, por iniciativa de institutos acadêmicos e governos, propostas que vão desde a total ausência de qualquer acordo internacional e a

---

COP 7, estas decisões somente puderam passar por um processo jurídico formal de vigência na MOP1, considerando que o tratado a que se vinculam entrou em vigor em fevereiro de 2005.

<sup>19</sup> As pressões para que assumam compromissos mais específicos de mitigação estão a recair também sobre México, Coréia do Sul e África do Sul, mesmo que em menor escala. Estes países são comumente mencionados no debate internacional como *key developing countries*.

<sup>20</sup> A possibilidade de revisão das normas do Protocolo de Quioto foi prevista em dois artigos: art. 3º, parágrafo 9º, e art.9º . Contudo, o art.3.9 restringe a revisão apenas para os compromissos das Partes do Anexo I, sendo que artigo 9º permite uma revisão geral de todo o tratado “à luz das melhores informações e avaliações científicas disponíveis sobre a mudança do clima, bem como de informações técnicas, sociais econômicas relevantes”. Isso quer dizer que, caso a negociação do período pós-2012 se iniciasse com base no artigo 9º, já seria possível argumentar futuros compromissos específicos às Partes não pertencentes ao Anexo I.

## ANEXO 5: Mercado futuro de carbono: algumas considerações

conseqüente premência de tratados multilaterais regionais ou bilaterais<sup>21</sup>, permeando pela continuidade do regime do Protocolo de Quioto, ou pela estruturação de um sistema progressivo de comprometimento dos países, até propostas de imediata quantificação de metas de limitação de emissões aos principais países em desenvolvimento<sup>22</sup>.

A diversidade dessas propostas ilustra a dificuldade de se conseguir conciliar todos os interesses em conflito, o que, conjugado à complexidade inerente às relações internacionais, tem acrescido muitas e importantes incertezas sobre a dinâmica do mercado de carbono no período pós-2012. Por exemplo, ao se considerar a hipótese de cominação de compromissos específicos de mitigação aos assim denominados *key developing countries*, em especial à tríade China-Índia-Brasil, surgem as dúvidas se o comprometimento formal desses países autoriza-los-ia a participar das transações dos outros mecanismos de flexibilização, ou seja, o CIE e as AIC e se continuariam aptos a participar do MDL.

Tal incerteza decorre da possibilidade de se combinar diferentes graus ou tipos de comprometimento a esses países: podem adquirir o status de Partes do Anexo I, ou pode-se criar outros "Anexos" específicos a tal grupo e definidos conforme suas circunstâncias nacionais (por exemplo, a eles podem ser impostos limites de emissão e não metas de redução de emissão). Além disso, há de se ressaltar as discussões e sugestões já feitas de permissão de compromissos voluntários por parte dos países não pertencentes ao Anexo I.

Neste sentido, caso esses países fossem incluídos na lista do Anexo I, pressupõe-se que não mais poderiam participar do MDL – um mecanismo exclusivo das Partes não pertencentes a esse Anexo. A incerteza torna-se ainda maior caso fossem adotadas outras formas de compromisso ou a possibilidade de assumir compromissos voluntários fosse regulamentada, pois, nesta hipótese, há de se definir quais os mecanismos de flexibilização a que teriam direito de participar.

A forma como pode ser definido o comprometimento dos países em desenvolvimento no regime climático pós-2012 revela-se, pois, crucial para a futura configuração do mercado

---

<sup>21</sup> Exemplo claro foi o acordo (conhecido como *Asia-Pacific Partnership*) de parceria para o combate às mudanças climáticas firmado, em meados do segundo semestre de 2005, entre EUA, Austrália, Índia e China, focado no intensivo uso e desenvolvimento tecnológico.

<sup>22</sup> Sobre estas propostas ver: Aldy et al. **Beyond Kyoto: advancing the international effort against climate change**. Pew Center on Global Climate Change: dezembro de 2003; DEN ELZEN, Michel.G.J., BERK, M.M. **Bottom-up approaches for defining future climate mitigation commitments**. Amsterdam: Institute for Environmental Studies - Vrije Universiteit - RIVM, 2004; GCI. **C&C – Contraction & Convergence: a framework to avoid dangerous climate change – briefing paper to COP 10**. Global Commons Institute, dezembro 2004; ROSA, Luiz Pinguelli, MUYLAERT, Maria Silvia, CAMPOS, Cristiano Pires. **Developing perspectives on climate change – issues and analysis from developing countries and countries with economies in transition: The Brazilian Proposal and its scientific and methodological aspects – working draft**. Canadá: International Institute for Sustainable Development – IISD, 2003; TORVANGER, Asbjørn, BANG, Guri, KOLSHUS, Hans H., VEVATNE, Jonas. **Broadening the climate regime: design and feasibility of multi-stage climate agreements**. Oslo: CICERO – Center for International Climate and Environmental Research, maio 2005.

## ANEXO 5: Mercado futuro de carbono: algumas considerações

de carbono. Basta dizer que a inclusão dos atuais líderes de projetos de MDL – China, Índia e Brasil – no rol das Partes do Anexo I, retirando-lhes o direito de participar do MDL, alteraria tanto o potencial de participação do MDL no mercado (pulverizando os supridores e aumentando o preço da RCE) como a dinâmica das AIC e do CIE (já que são países a apresentar custos marginais de abatimento relativamente menores do que as demais Partes do Anexo I, excluindo, talvez, o Leste Europeu).

Na hipótese de continuidade do atual formato do regime climático e à medida que as atividades mais custo-efetivas vão se esgotando, é de se esperar uma redução do número de países participantes e a conseqüente concentração do mercado de MDL nos países com maior potencial de mitigação, estrutura institucional mais fortalecida e maior estabilidade econômico-financeira doméstica, ou seja, China e Índia e, em menor escala, o Brasil (Pointcarbon, 2005).

De qualquer forma, o que é preciso ficar claro é que o mercado de carbono já é uma realidade a envolver consideráveis somas de dinheiro e recursos, em franca expansão e com grandes perspectivas de consolidação durante o primeiro período de compromisso. Por isso, como bem afirmam Dubeux e Simões (2005), é improvável considerar seu desaparecimento no futuro, principalmente levando-se em conta que já existe todo um arcabouço de infra-estrutura de comércio internacional suficientemente avançado, cujos resultados já têm feito vislumbrar-se o carbono como bom e necessário negócio.

### 5.3.1 ESTIMATIVAS PARA O PERÍODO PÓS-2012

A grande incerteza sobre o delineamento a ser dado ao futuro regime internacional de enfrentamento das mudanças climáticas e a conseqüente dificuldade de se prever, com razoável acurácia, o comportamento do mercado de carbono após o primeiro período de compromisso, são fatores a justificar, de certa forma, a existência de poucas estimativas e projeções para além de 2012.

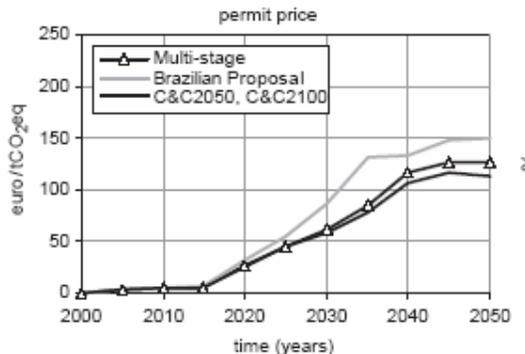
Em estudo perpetrado por Den Elzen et al. (2005), analisando-se a demanda por reduções de emissão de GEE em três propostas para o regime pós-2012 (Proposta Brasileira, Contração e Convergência e Multi-etapas), chegou-se aos seguintes resultados:

a) Metas de mitigação e demanda por reduções de emissões: para as três propostas, a maioria dos países, incluindo os em desenvolvimento, terão algum tipo de compromisso específico de mitigação (limites de emissões ou obrigação de reduções). As metas para os países pertencentes ao Anexo I tornam-se mais ambiciosas a partir de 2012, aumentando de 6% para 40-50% dos níveis de 1990 em 2025. Alguns países não pertencentes ao Anexo I terão de reduzir suas emissões até 2025, mas a maioria manterá projeções de aumento. Para as regiões menos desenvolvidas, como África e sul da Ásia, as reduções em 2025 são bem limitadas (menos de 10%); para as regiões de

ANEXO 5: Mercado futuro de carbono: algumas considerações

desenvolvimento médio (América Latina, Oriente Médio e Ásia), as reduções podem chegar a 35-50% em 2025;

b) Preços praticados: para o período de 2010 a 2050, os preços dos créditos de redução de emissões de GEE apresentam grande crescimento - de € 2 a €120-150 tCO<sub>2</sub>e -, resultante do rápido aumento das metas de redução de emissões para todas as regiões e do formato exponencial das curvas de custo marginal de abatimento. Para 2025, os preços variam de €46/tCO<sub>2</sub>e a €50/tCO<sub>2</sub>e. Essa variação dos preços é ilustrada na Figura 7 a seguir.



**Figura 7: Comportamento do preço das reduções de emissões para as três propostas analisadas - euro/tCO<sub>2</sub>e.**

Fonte: Den Elzen et al., 2005.

*Participação do Brasil no mercado de carbono*

País de áreas continentais, o Brasil apresenta, como poucos, potencial diversificado para implementação de projetos de MDL, particularmente nos setores de LULUCF, transportes, gerenciamento de resíduos sólidos e energia. Na Tabela 43, é apresentado o potencial relativo a alguns setores.

**Tabela 43: Potencial de mitigação no Brasil.**

Opções de mitigação	Abatimento incremental de emissões (MtCO <sub>2</sub> e)	
	2010	2020
Uso do etanol	4,4	6,2
Geração de energia com bagaço da cana de açúcar	12,5	19,4
Usinas eólicas	6,9	12,8
Pequenas centrais hidrelétricas	10,6	16,5
Geração de energia com gás natural	6,6	16,1
Conservação de energia	26,0	92,4

Fonte: Chandler et al., 2002

## ANEXO 5: Mercado futuro de carbono: algumas considerações

Segundo Chandler et al. (2002), a variedade de opções de mitigação no país configura uma das principais razões pelas quais ele está entre os maiores anfitriões de projetos de MDL. Com efeito, estudo realizado pelo Banco Mundial (Lecocq, 2005) coloca o Brasil entre os três maiores supridores, em volume, de redução de emissões. Esse fato é corroborado em estudo realizado por Jung (no prelo), em que a atratividade dos países para projetos de MDL é determinada em função de seu potencial de redução de emissões, existência de estrutura institucional organizada e atratividade na captação do investimento estrangeiro direto (FDI).

Contudo, a literatura tem apontado um aumento constante da participação dos países asiáticos como supridores de reduções oriundas do MDL. Segundo Fenham (2005), a Ásia, já em 2005, superou a América Latina em volume de transações. Além do aumento de atividades de redução em países como Índia, estudo feito pelo PCFPlus (Haite, 2004) estima um enorme potencial para a China, em torno de 35 a 45% do potencial total estimado de MDL para 2010, o que supera o potencial de toda América Latina, África e Oriente Médio juntos.

Em sua tese de doutorado, Rocha (2003) analisa a participação brasileira no mercado de carbono a partir do modelo de simulação do mercado CERT, o qual utiliza uma abordagem baseada na projeção dos custos marginais de abatimento – MAC (do inglês *Marginal Abatement Cost*). Segundo esclarece esse autor, comparado a países como China e Índia, o Brasil certamente tende a apresentar participação relativa no mercado de carbono, principalmente levando-se em conta que, contrariamente à realidade brasileira, aqueles países apresentam matriz energética fortemente baseada em combustíveis fósseis, nomeadamente carvão mineral.

Rocha (2003) também argumenta que a restrição do uso de atividades de LULUCF como projetos de MDL, imposta na Decisão 6 dos Acordos de Marraqueche, levou o investimento a migrar para outras áreas, como o setor de energias renováveis. Essa restrição reduziu ainda mais a capacidade de participação do Brasil no mercado de carbono, já que o maior potencial de redução do país concentra-se na área de LULUCF.

No estudo realizado por esse autor, a análise da participação do Brasil no mercado de carbono é feita através da adaptação do modelo CERT, chegando a cenários alternativos que melhor expressam as variáveis mais próximas da realidade brasileira. Desse modo, Rocha chega aos seguintes resultados:

- Pelo modelo CERT, no cenário mais favorável ao Brasil, sua participação no mercado internacional, em 2010, fica em torno de 3,4%, e naquele menos favorável esse valor reduz-se para 0,3%;
- No modelo CERT adaptado por Rocha, no cenário mais favorável, a participação brasileira chega a 17,76% do mercado.

## ANEXO 5: Mercado futuro de carbono: algumas considerações

Contudo, como apontado por Haites (2004), os investimentos em projetos de MDL tendem a acompanhar os fluxos do capital financeiro internacional. Além disso, na análise de risco e de custos do desenvolvimento de projetos, entram também outros fatores, como estrutura institucional já direcionada para viabilizar as atividades de mitigação, credibilidade dos projetos e de seus proponentes e preenchimento dos critérios de desenvolvimento sustentável. Tais considerações justificam, de certo modo, a força do Brasil enquanto um dos maiores anfitriões de projetos, fato a justificar uma tendência de continuidade de liderança no curto e médio prazo.

Essas vantagens competitivas do Brasil podem ser potencializadas no período pós-2012, considerando tanto a hipótese de o país assumir compromissos específicos como na de continuidade de seu atual *status* de Parte não pertencente ao Anexo I. No primeiro caso, o grande potencial de mitigação que o país apresenta, se adequadamente gerido, pode contribuir para a redução dos custos internos de cumprimento dos compromissos estabelecidos, além de lhe permitir competitividade na participação em AIC e no CIE. No segundo caso, o país tem condições de manter-se entre os líderes do mercado de MDL.

De qualquer modo, há de se ter em vista que, independentemente da configuração internacional a ser dada para o regime pós-2012, a situação do Brasil no futuro mercado de carbono está diretamente relacionada a um planejamento adequado das estratégias de mercado do país. Aspectos como priorização de determinados tipos de atividade, regulamentação doméstica do mercado de carbono, adequação da estrutura administrativa à necessária agilidade das decisões burocráticas, restrição da comercialização de RCEs no mercado atual visando a melhores preços no futuro ou mesmo utilizar essas unidades para cumprir futuras metas precisam ser pensadas desde já. Nesse contexto, o primeiro passo é estimar o potencial de redução de emissões dos setores mais importantes do país, dentre eles, o setor elétrico.

Mesmo considerando que a atual principal fonte de emissões antrópicas de GEE no país deve-se ao desmatamento (mais de 75% das emissões totais nacionais de CO<sub>2</sub> em 1994, conforme o Inventário Brasileiro de 2004), e que, portanto, há de se vislumbrar como atividade prioritária de mitigação o seu controle, e mesmo reconhecendo a participação relativamente pequena de emissões de GEE do setor elétrico brasileiro, não se pode perder de vista também o potencial de mitigação existente neste setor.

Aproveitar as oportunidades de tornar o setor elétrico brasileiro ainda menos intensivo em carbono deve ser visto como uma alternativa factível de mitigação doméstica das mudanças climáticas, uma conduta pró-ativa do país no combate às mudanças climáticas e uma postura de destaque nas negociações internacionais sobre meio ambiente e energia.

O primeiro passo neste sentido, perpassa, sem dúvida, pelo levantamento do potencial de mitigação do setor elétrico, um dos objetos deste estudo. Dessa forma, ao se delinear

## ANEXO 5: Mercado futuro de carbono: algumas considerações

o cenário alternativo sustentável, procurou-se identificar uma estimativa de redução de emissões resultantes e, conseqüentemente, sua potencial incorporação no futuro mercado de carbono, conforme será visto na seção seguinte.

## **6 Potencial de redução de emissões de poluentes e CO<sub>2</sub> e participação no mercado de carbono**

Conforme apresentado anteriormente, o cenário sustentável foi construído em duas etapas. Primeiramente se estimou o cenário EE (Eficiência Energética) onde foram consideradas somente as opções de maior eficiência energética tanto no lado da demanda como no lado da oferta, sem, contudo, alterar a estrutura de oferta, ou seja, mantendo a mesma participação percentual das fontes utilizadas para a geração de eletricidade do cenário .

A partir dos custos de conservar e dos custos de fornecimento de eletricidade aos consumidores finais foi estimado o custo total do cenário EE.

Uma vez que as medidas de eficiência energética escolhidas custam menos que aqueles associados ao fornecimento de eletricidade ao consumidor final, o cenário EE tem um valor menor que o do cenário . O cenário sustentável utiliza parte dessa economia de recursos para "subsidiar" fontes renováveis que possuem custos maiores que os custos de produção de eletricidade a partir de fontes convencionais (hidroeletricidade, termoeletricidade a partir de gás natural etc.).

A estrutura de oferta foi então modificada utilizando-se 60% da economia de recursos obtidos através de eficiência energética (EE) procurando estabilizar as emissões de CO<sub>2</sub> em 2020 e aumentando de maneira considerada factível a participação das fontes renováveis na matriz de geração de eletricidade. O resultado final foi, portanto, o cenário sustentável que custa cerca de 12% menos que o cenário , mantém as emissões aos níveis do ano base 2004 e possui maior participação de fontes renováveis.

O cenário sustentável apresenta a possibilidade de tomar as reduções de emissão de GEE como um parâmetro a ser usado na formulação de estratégias nacionais direcionadas ao regime internacional político-jurídico de enfrentamento das mudanças climáticas, particularmente no que diz respeito ao período pós-2012.

Considerando, por um lado, um possível cenário no qual o Brasil terá metas de limitação de emissões para o ano de 2020 e reconhecendo, por outro, a complexidade e dificuldade real de controle do desmatamento, de longe a principal fonte de emissão doméstica de GEE, a implementação de medidas de mitigação no setor elétrico haveria de ser vislumbrada como mais uma medida interna de mitigação, factível e real.

Além disso, independentemente do status e grau de comprometimento do Brasil a metas de redução ou limites de emissão para o regime pós-2012, é certo que o potencial de redução de emissões resultante da expansão do uso de fontes renováveis e eficiência energética deve ser levado em conta, principalmente considerando as vantagens e desvantagens competitivas do país no mercado internacional de carbono.

Nesta seção, tem-se, pois, como objetivo, apresentar as estimativas de redução de emissões de GEE provenientes dos cenários alternativos EE e sustentável e, a partir destas, traçar perspectivas de atuação do país no regime climático para o ano de 2020.

Para tanto, primeiramente, delinea-se a metodologia de cálculo das reduções de emissão de GEE, baseada e adaptada de metodologia já estabelecida pelo IPCC (1996), e os parâmetros adotados na análise da potencial participação do Brasil no mercado de carbono. Feito isso, apresentam-se as estimativas de redução de emissões de GEE e o respectivo potencial de participação no mercado de carbono. Por fim, foram delineadas algumas considerações sobre o regime pós-2012.

## 6.1 Metodologia e parâmetros usados

Nesta seção, são apresentadas, de forma sucinta, as metodologias usadas no cálculo da estimativa de emissão de poluentes, no caso o NO<sub>x</sub>, e de CO<sub>2</sub>. Também são apresentados os parâmetros de delineamento do potencial de participação, no mercado internacional de carbono, das emissões evitadas de CO<sub>2</sub> decorrentes da implementação do cenário sustentável em comparação ao cenário tendencial.

Neste estudo, adotou-se a metodologia de cálculo de redução de emissões de GEE utilizada na elaboração do Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases Efeito Estufa Não Controlados pelo Protocolo de Montreal<sup>23</sup> (Rosa & Schechtman, sem data), a qual tomou como base a metodologia sugerida pelo IPCC (IPCC, 1996). Optou-se por utilizar esta metodologia por ter sido oficialmente adotada pelo governo brasileiro na elaboração da Comunicação Nacional e por fundamentar-se na metodologia construída pelo IPCC, órgão científico internacional máximo sobre mudança no clima.

### 6.1.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS EMISSÕES DE POLUENTES (NO<sub>x</sub>)

Neste estudo, foram estimadas as emissões apenas de óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>)<sup>24</sup>.

Óxidos de nitrogênio são considerados poluentes locais, com impactos sobre a saúde e na formação de chuva ácida. Além disso, são gases precursores de efeito estufa indireto, por possuírem um papel nas reações químicas que ocorrem na troposfera.

O cálculo das emissões de NO<sub>x</sub> no ano base e a projeção do potencial de emissões para os cenários tendencial e sustentável estão fundamentadas conforme metodologia sugerida pelo IPCC (1996). Para o caso do setor elétrico brasileiro, foram consideradas as gerações térmicas a gás natural, carvão mineral e óleo.

---

<sup>23</sup> A metodologia pode ser acessada na página eletrônica: [http://www.mct.gov.br/Clima/comunic\\_old/t-down.htm](http://www.mct.gov.br/Clima/comunic_old/t-down.htm).

<sup>24</sup> Estudou-se fazer o mesmo para os óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>). No entanto, conforme metodologia do IPCC para este caso, existe a necessidade de cálculo do conteúdo de enxofre para cada combustível, o que demandaria tempo e estudo além do escopo do presente trabalho.

No entanto, cabe ressaltar que, devido à estrutura de dados e ao tempo disponibilizado, não foi possível apreciar um maior refinamento dos resultados como sugere a metodologia. Para tanto, seria necessária uma ampla pesquisa de campo para a obtenção de dados como:

- tecnologia de combustão
- condições de operação;
- tecnologia de controle;
- manutenção do equipamento; e
- idade dos equipamentos.

Posto isso, decidiu-se utilizar os fatores de emissão disponibilizados pelo próprio IPCC, os quais são valores estatísticos para cada setor, não representando especificidades para cada caso de geração (Tabela 44). A equação utilizada é:

$$\text{Emissões de NO}_x \text{ (kg)} = \text{Fator de emissão (kg/TJ)} * \text{consumo de energia (TJ)}$$

**Tabela 44: Fatores de emissão de NO<sub>x</sub> por fontes fósseis.**

<b>Combustível</b>	<b>Carvão</b>	<b>Gás Natural</b>	<b>Óleo</b>
Fator de emissão (kg/TJ)	300	150	200

Fonte: IPCC, 1996.

Assim, a partir dos valores do consumo e das conversões necessárias de unidades, as emissões de NO<sub>x</sub> foram estimadas.

#### 6.1.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS EMISSÕES DE CO<sub>2</sub>

Para fins deste estudo, foram consideradas apenas as emissões de CO<sub>2</sub>, tendo em vista ser este o principal gás precursor do efeito estufa em termos gerais (responsável por mais de 64% das emissões nacionais de GEE), e dentro do setor elétrico (responsável por mais de 82% das emissões totais do setor em 1994) (MCT, 2004).

Tomou-se como base de cálculo a geração elétrica provida pela queima de petróleo (derivados), carvão mineral e gás natural nas centrais térmicas de serviço público e centrais autoprodutoras<sup>25</sup>, conforme estimativas feitas em cada cenário – tendencial e sustentável. Não foram consideradas no cálculo as emissões oriundas das usinas hidrelétricas, assumindo-se nulo o balanço de carbono das demais fontes renováveis.

<sup>25</sup> A construção dos cenários tomou como referência informações do Balanço Energético Nacional. Assim, por não estarem disponíveis nessa fonte de dados, valores de consumo de alcatrão, outras primárias fósseis e outros produtos secundários de petróleo não foram contabilizados no cálculo das emissões das centrais autoprodutoras.

A estimativa das reduções potenciais de CO<sub>2</sub> para o ano de 2020 foi calculada pela diferença entre as emissões de CO<sub>2</sub> estimadas no cenário e aquelas dos cenários alternativos EE e sustentável. Para o cálculo das emissões em cada um dos cenários, utilizou-se a equação descrita a seguir, conforme a metodologia adotada.

$$FE = \frac{PCI * FEC * FCO * 44}{12 * Et}$$

Et

FE = fator de emissão da térmica (tCO<sub>2</sub>/GWh)

PCI = Poder calorífico inferior do combustível (MJ/kWh)

FEC = fator de emissão de carbono do combustível (tC/TJ)

FCO = fração do carbono realmente oxidado

44/12 = conversão do carbono oxidado em emissões de CO<sub>2</sub>

Et = Eficiência elétrica da térmica (serão utilizados os rendimentos médios para cada ano disponibilizados no Balanço Energético Nacional (BEN, 2004))

### 6.1.3 PARÂMETROS USADOS PARA A CONFIGURAÇÃO DO MERCADO DE CARBONO

Para a estimativa do potencial de participação do Brasil no mercado de carbono em 2020, assumiram-se os seguintes parâmetros:

- independentemente do regime jurídico-político a ser adotado pelos países para o período pós-2012, considera-se que o mercado internacional de permissões e de reduções de emissão de GEE continuará em operação;
- para fins de simplificação do estudo, não se fez distinção entre os "tipos" de créditos, assumindo a existência de uma certa "fungibilidade" e igualdade de preços entre eles. Fez-se isso por dois motivos: primeiro, não se encontrou referências a detalhar, para 2020, o comportamento dos diferentes mecanismos de flexibilização e dos regimes de mercado paralelos ao Protocolo de Quioto, o que corrobora o grau de incerteza sobre o tema; segundo, considerando a forte pressão para que países em desenvolvimento assumam compromissos de limitação de emissões, é possível que, no médio prazo, tenham eles livre acesso ao demais mecanismos além do MDL, conforme explicitado na seção 5.3;
- os dados foram informados em real (R\$), tomando como referência a cotação do ano de 2004<sup>26</sup>;
- tendo em vista o quanto exposto na seção 5.3.1, foram estimados os seguintes valores por tonelada de CO<sub>2</sub>:

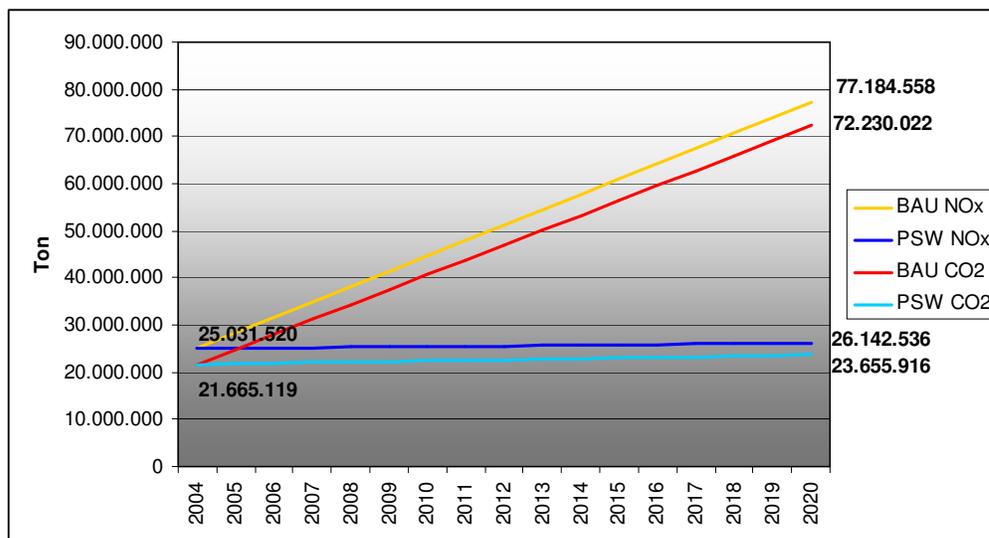
<sup>26</sup> Todas as informações baseadas em outras moedas, usadas neste estudo, tomaram como base a cotação de 2004. Dessa forma, adotou-se a razão: 1 euro = 3,6 reais.

- a) Preço máximo: R\$ 144,00 (40 euros)
- b) Preço mínimo: R\$ 115,00 (32 euros)
- c) Preço médio: R\$ 90,00 (25 euros)

- os dados foram informados em toneladas de dióxido de carbono equivalente – tCO<sub>2</sub>e<sup>27</sup>, tendo em vista ser essa a métrica adotada no Protocolo de Quioto.

## 6.2 Resultados

A formulação do cenário sustentável a partir da combinação de medidas de eficiência energética (tanto do lado da oferta como da demanda) e maior utilização de fontes renováveis (substituindo a termoeletricidade de origem fóssil) possibilitou reduzir drasticamente as emissões de CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> em comparação ao , praticamente oferecendo uma possibilidade de estabilização de emissões ao nível do ano base 2004 (Figura 8).



**Figura 8: Emissões de CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> para o ano base, cenário tendencial e cenário sustentável.**

### 6.2.1 EMISSÕES DE NO<sub>x</sub>

A Tabela 45 e Tabela 48 apresentam, respectivamente, as emissões absolutas e evitadas de NO<sub>x</sub> estimadas para os cenários tendencial , EE e sustentável.

<sup>27</sup> Nos termos do Terceiro Relatório apresentado pelo IPCC (2001), dióxido de carbono equivalente – CO<sub>2</sub>e – é a concentração de CO<sub>2</sub> capaz de causar o mesmo montante de força radioativa que uma mistura de CO<sub>2</sub> e outros gases precursores do efeito estufa. Essa equivalência é feita multiplicando-se o gás de efeito estufa que se quer considerar pelo seu GWP (fator de aquecimento global). Para o CH<sub>4</sub>, o GWP é 21; para o N<sub>2</sub>O, o GWP é 310, e, para o CO<sub>2</sub>, o GWP é igual a 1. Portanto, quando não são considerados outros gases que não o CO<sub>2</sub>, 1 tCO<sub>2</sub> é igual a 1 tCO<sub>2</sub>e.

**Tabela 45 Emissões estimadas para os cenários tendencial, EE e sustentável, por fonte, em tNO<sub>x</sub> - 2020**

	2004	Tendencial 2020	EE 2020	Sustentável 2020
<b>Gás Natural</b>	10.402.560	42.880.310	27.044.003	13.522.001
<b>Petróleo</b>	7.522.560	17.152.124	10.817.601	7.211.734
<b>Carvão Mineral</b>	7.106.400	17.152.124	10.817.601	5.408.801
<b>Total</b>	<b>25.031.520</b>	<b>77.184.558</b>	<b>48.679.205</b>	<b>26.142.536</b>

Em 2020, as emissões do cenário seriam mais de três vezes maiores quando comparadas com as de 2004. Com a introdução de medidas de eficiência energética, essas emissões seriam quase o dobro em relação às do ano base. Com a introdução mais acentuada das fontes renováveis (cenário sustentável), as emissões praticamente se estabilizariam no mesmo patamar de 2004.

**Tabela 46 Emissões evitadas nos cenários EE e sustentável para o ano 2020, em tNO<sub>x</sub>**

	EE	Sustentável
<b>Gás Natural</b>	15.836.307	29.358.309
<b>Petróleo</b>	6.334.523	9.940.390
<b>Carvão Mineral</b>	6.334.523	11.743.324
<b>Total</b>	<b>28.505.353</b>	<b>51.042.022</b>

## 6.2.2 EMISSÕES DE CO<sub>2</sub> E MERCADO DE CARBONO

Conforme apresentado na Tabela 47, as emissões totais de CO<sub>2</sub> para o ano 2020 foram estimadas em 72,2 MtCO<sub>2</sub>e para o cenário , 42,4 MtCO<sub>2</sub>e para o cenário EE e 23,7 MtCO<sub>2</sub>e para o cenário sustentável. O principal resultado é que o cenário tendencial praticamente mantém os níveis de emissões de CO<sub>2</sub> de 2004 em 2020.

**Tabela 47 Emissões estimadas para os cenários tendencial, EE e sustentável, por fonte, em tCO<sub>2</sub>e - 2020**

	2004	Tendencial 2020	EE 2020	Sustentável 2020
<b>Gás Natural</b>	10.971.675	46.647.652	28.243.211	14.121.606
<b>Petróleo</b>	7.541.806	17.736.453	8.472.963	7.159.123
<b>Carvão Mineral</b>	3.151.638	7.845.917	5.648.642	2.375.188
<b>Total</b>	<b>21.665.119</b>	<b>72.230.022</b>	<b>42.364.817</b>	<b>23.655.916</b>

No cenário , a emissão total de CO<sub>2</sub> apresenta aumento significativo em relação ao ano de 2004, ou seja, é cerca de 3,3 vezes maior. No cenário EE, as emissões aumentam em cerca de 2,0 vezes. Caso efetivado o cenário sustentável, as emissões do setor elétrico em 2020 aumentariam apenas 1,1 vez em relação ao ano de 2004, o que denota uma diminuição da relação intensidade-carbono na matriz elétrica brasileira.

ANEXO 6: Potencial de redução de emissões de poluentes e CO<sub>2</sub>

Chama atenção o fato de que, mesmo havendo diferenças significativas entre as emissões totais de cada cenário considerado, a proporção de contribuição do gás natural, petróleo e carvão mineral mantém-se semelhante. Nos três cenários, as emissões de CO<sub>2</sub> oriundas da combustão do gás natural são as principais fontes dentro do setor elétrico, representando cerca de 64,6% das emissões do cenário , 66,7% do cenário EE e 59,7% no sustentável.

Relativamente ao cenário , no cenário EE, seriam evitadas cerca de 29,9 MtCO<sub>2</sub>e, ou seja, a mais de 41% das emissões do cenário . Esse valor sobe para 67,2% no cenário sustentável, o que corresponde a cerca de 48,6 MtCO<sub>2</sub>e evitadas (Tabela 48).

**Tabela 48 Emissões evitadas nos cenários EE e sustentável para o ano 2020, em tCO<sub>2</sub>e**

	EE	Sustentável
<b>Gás Natural</b>	18.404.440,67	32.526.046,19
<b>Petróleo</b>	9.263.490,06	10.577.330,64
<b>Carvão Mineral</b>	2.197.274,78	5.470.728,94
<b>Total</b>	<b>29.865.205,51</b>	<b>48.574.105,78</b>

Tomando-se como base a estimativa de preços dos créditos de carbono para 2020 numa variação de R\$ 90,00 a R\$ 144,00, as emissões evitadas nos cenários EE e sustentável resultariam, respectivamente, valores entre R\$ 2,7 bilhões e R\$ 4,3 bilhões (EE) e entre R\$ 4,4 bilhões e R\$ 7,0 bilhões (sustentável) (Tabela 49 e Tabela 50).

**Tabela 49 Estimativa de volume participação no mercado de carbono das reduções de emissão de CO<sub>2</sub> do setor elétrico brasileiro para o ano de 2020 – em milhões R\$/tCO<sub>2</sub>e – cenário EE**

EE	R\$90/tCO <sub>2</sub> e	R\$115/tCO <sub>2</sub> e	R\$144/tCO <sub>2</sub> e
<b>Gás Natural</b>	1.656,40	2.116,51	2.650,24
<b>Petróleo</b>	833,71	1.065,30	1.333,94
<b>Carvão Mineral</b>	197,75	252,69	316,41
<b>total</b>	<b>2.688</b>	<b>3.434</b>	<b>4.301</b>

**Tabela 50 Estimativa de volume participação no mercado de carbono das reduções de emissão de CO<sub>2</sub> do setor elétrico brasileiro para o ano de 2020 – em milhões R\$/tCO<sub>2</sub>e – cenário sustentável**

Sustentável	R\$90/tCO <sub>2</sub> e	R\$115/tCO <sub>2</sub> e	R\$144/tCO <sub>2</sub> e
<b>Gás Natural</b>	2.927,34	3.740,50	4.683,75
<b>Petróleo</b>	951,96	1.216,39	1.523,14
<b>Carvão Mineral</b>	492,37	629,13	787,78
<b>Total</b>	<b>4.372</b>	<b>5.586</b>	<b>6.995</b>

Os investimentos na expansão da participação das fontes renováveis, sistemas de co-geração e geração descentralizadas necessários para a implantação do cenário sustentável é de cerca de R\$ 83 bilhões. A venda das emissões evitadas no setor elétrico

## ANEXO 6: Potencial de redução de emissões de poluentes e CO<sub>2</sub>

no mercado de carbono, na melhor hipótese do cenário sustentável (R\$144/tCO<sub>2</sub>e), corresponderia a aproximadamente 8,4% do investimento necessário.

Já ao considerar a estimativa de PIB para o ano de 2020 em R\$ 3,4 trilhões, a participação da venda das emissões evitadas no setor elétrico no mercado de carbono em relação ao PIB, na melhor hipótese do cenário sustentável (R\$144/tCO<sub>2</sub>e), corresponderia a cerca de 0,20%.

Em estudo sobre o potencial de redução de emissões decorrente da implementação do PROINFA realizado pelo Ministério de Minas e Energia e apresentado em seminários, palestras e encontros sobre o tema mercado de carbono, as emissões evitadas de CO<sub>2</sub> com a geração elétrica a partir de pequenas centrais hidrelétricas, centrais eólicas e a biomassa, tal qual prevista no PROINFA, resultariam num total de 2,89 MtCO<sub>2</sub>e, o que, em termos de aproveitamento em projetos de MDL, poderia originar uma receita total anual de R\$ 86,75 milhões, valores estes inferiores aos estimados para os cenários EE e sustentável.

É importante salientar que os resultados obtidos no mencionado estudo do MME e aqueles estimados no presente trabalho partiram de considerações e parâmetros distintos. Há de se ver que, no presente trabalho, as estimativas foram feitas tomando-se como base a redução do uso de combustíveis fósseis decorrente da implementação de medidas de eficiência energética do lado da demanda, da oferta (geração, transmissão e distribuição), repotenciação de hidrelétricas e maior uso de fontes renováveis, enquanto que, no estudo do MME, os cálculos foram feitos com base na substituição e/ou aumento da geração elétrica via uso das fontes renováveis consideradas. Além disso, outras diferenças existentes no tocante à base de preços utilizada da tCO<sub>2</sub>e evitada (R\$30/tCO<sub>2</sub> no estudo do MME e um preço médio de R\$90/tCO<sub>2</sub> no presente estudo), aos períodos de análise considerados, entre outros aspectos.

### **6.3 Regime pós-2012, mercado de carbono e estratégias para o Brasil**

Depois de levantado o potencial de mitigação do setor elétrico brasileiro para o ano de 2020, o segundo passo haveria de ser avaliar este potencial dentro das perspectivas para o mercado internacional de carbono no regime pós-2012.

Contudo, conforme mencionado, as incertezas ainda imperantes sobre a configuração desse regime acabam por também impor grandes dúvidas sobre o futuro comportamento do mercado de carbono, levando à impossibilidade de se estimar, como credibilidade, o tamanho desse mercado, a dinâmica dos mecanismos de flexibilização e quais Partes podem deles participar, o volume do mercado e tipos de transação preponderantes, o comportamento dos principais agentes, os preços e o potencial do mercado de MDL, entre outros fatores.

## ANEXO 6: Potencial de redução de emissões de poluentes e CO<sub>2</sub>

Diante dessa dificuldade, revela-se pouco crível avaliar o potencial de mitigação do setor elétrico brasileiro para 2020 dentro do contexto do mercado internacional de carbono, principalmente levando-se em conta a ausência de parâmetros de análise. Além disso, para que uma tal avaliação pudesse ser adequadamente feita, haveria de se realizar o levantamento tanto do potencial dos demais setores do país (como LULUCF, pecuária, resíduos sólidos, indústrias, etc) como dos custos de mitigação para o médio-prazo.

A dificuldade de se vislumbrar a participação do Brasil, no geral, e do setor elétrico brasileiro, em especial, no mercado internacional de carbono no período pós-2012, por um lado, e a constatação da existência de um potencial de mitigação, pelo menos para o setor elétrico brasileiro, assim como o reconhecimento de oportunidades para o país dentro desse mercado, por outro, são fatos a corroborar a necessidade premente de elaboração de estratégias políticas e comerciais do país visando ao regime pós-2012.

Para o delineamento de tais estratégias, pressuposto que se coloca é elaboração de estudos direcionados a identificar o potencial e os custos de mitigação do Brasil, a incluir todos os setores, como LULUCF, emissões industriais, pecuária, resíduos sólidos e transportes.

## **7 Benefícios do Cenário Sustentável**

Além dos benefícios referentes à redução das emissões de CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, há benefícios relacionados à geração de empregos e áreas alagadas.

Deve-se ressaltar a carência de informações de forma sistematizada que permitissem uma avaliação mais precisa tanto da geração de empregos quanto das áreas alagadas. Não foi possível realizar análise sobre os efeitos positivos, bem como os efeitos negativos das emissões de gases estufa e de outros poluentes associados à queima de combustível, como o SO<sub>x</sub>, o NO<sub>x</sub>, e dos poluentes secundários associados, como o ozônio sobre a saúde pública e a biodiversidade, uma vez que os cenários tinham o caráter abrangente e genérico.

### **7.1 Benefícios sociais: geração de empregos**

Procurou-se estimar a geração de empregos para os cenários tendencial e sustentável relativa a cada tipo de geração de energia elétrica. A estimativa do número de empregos gerados partiu de diversos estudos sobre impactos de empreendimentos energéticos e da literatura especializada (vide referências relativas a diversos relatórios da CELESC, CELG, CNEC, Consórcio Salto, Desenvix, Eletronorte e também Gil (2006), Guilhoto et al. (2001), Guilhoto et al. (2002), Ortiz & Happe (2005) nas referências bibliográficas).

A Tabela 51 consolida os resultados estimados para a geração de empregos para os cenários tendencial e sustentável.

**Tabela 51: Estimativa da geração de empregos para os cenários tendencial e sustentável por fonte de geração de eletricidade**

	Indicadores		Número de empregos gerados <sup>1</sup>					
	Construção	Operação	Construção		Operação		Total	
			Tendencial	Sustentável	Tendencial	Sustentável	Tendencial	Sustentável
Energia Hidráulica	15 emp/MW	1% da fase de construção	792.661	82.756	7.927	828	800.587	83.583
Gás Natural	1,5 emp/MW	0,1 emp/MW	30.196	-835	2.013	-56	32.210	-891
Carvão Mineral	4,3 emp/MW	1,25 emp/MW	19.901	2.110	5.785	613	25.687	2.723
Biomassa	178 emp/GWh	-	0	0	3.545.616	4.627.858	3.545.616	4.627.858
Eólica	13 emp/MW	0,2 emp/MW	83.801	105.802	1.289	1.628	85.091	107.430
PCH	15 emp/MW	1% da fase de construção	63.479	84.802	635	848	64.113	85.650
Solar Fotovoltaico	82 emp/MW	0,2 emp/MW	-	130.222	-	318	-	130.540
Solar Térmico (a)	58 emp/MW <sub>pico</sub> <sup>2</sup>							3.000.000
		<b>Total</b>	<b>990.038</b>	<b>404.857</b>	<b>3.563.265</b>	<b>4.632.036</b>	<b>4.553.304</b>	<b>8.036.893</b>

Fontes: a estimativa do número de empregos gerados partiu de diversos estudos sobre impactos de empreendimentos energéticos e da literatura especializada (vide referências relativas a diversos relatórios da CELESC, CELG, CNEC, Consórcio Salto, Desenvix, Eletronorte e também Gil (2006), Guilhoto et al. (2001), Guilhoto et al. (2002), Ortiz & Happe (2005) nas referências bibliográficas). (a) PROSOLAR (MME-MMA). Notas: 1 Total de postos criados nas fases de construção e operação. 2 MW retirados da ponta, calculados pela equação:  $MW_{pico} = \text{no. domicílios com aquecimento solar (Sustentável 2020)} \times 2.5 \text{ kW} \times \text{FCP} (\sim 0,6)$ . FCP = Fator de coincidência na ponta

### 7.1.1 USINAS HIDRELÉTRICAS

Mesmo com a diminuição da participação percentual relativa da energia hidráulica na matriz energética nacional como prevista nos cenários apresentados, haverá necessidade de aumento da oferta da energia gerada por hidrelétricas. Esses aumentos indicam a necessidade de construção de novas usinas onde exista potencial de implantação.

O sistema hidrelétrico brasileiro é constituído basicamente de três tipos de unidades geradoras de energia hidrelétrica, quais sejam: Usina Hidrelétrica de Energia (UHE), que se caracteriza por possuir uma potência mínima de 30.000 kW, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), que possuem uma potência entre 1.000 e 30.000 kW (desde que a área do reservatório não seja maior que 3 km<sup>2</sup>), e as Mini Centrais Hidrelétricas (MCH) ou Centrais Geradoras de Hidroeletricidade (CGH), que possuem potência até 1.000 kW.

Fez-se aqui algumas estimativas do número de empregos gerados nos cenários tendencial e sustentável com base em empreendimentos concluídos recentemente ou que estão sendo concluídos<sup>28</sup>. Adotou-se uma média de aproximadamente 15 empregos diretos por MW instalado na fase de construção. Observou-se que a média de empregos gerados por MW instalado, tanto para PCHs quanto para outras hidrelétricas, não tem diferença significativa. Portanto, adotou-se o mesmo valor para todas as hidrelétricas.

Reconhece-se a limitação de tais estimativas, uma vez que não se pode prever, por exemplo, onde as usinas serão construídas e seus respectivos portes.

Para o cenário tendencial, estima-se que serão gerados aproximadamente 865 mil empregos em 2020. Já para o cenário sustentável, cerca de 170 mil novos postos de trabalho seriam criados.

É importante salientar que esta geração de emprego se dá de forma temporária, ou seja, somente durante o tempo de construção da hidrelétrica, que varia de dois a quatro anos, dependendo do porte. Na fase de operação, há uma significativa redução no número de empregos, chegando a menos de 1% do contingente necessário na fase de construção, caracterizado como sendo de mão-de-obra mais qualificada, enquanto na construção a mão-de-obra é predominantemente de baixa qualificação.

Se olharmos para os benefícios dos cenários com relação às emissões de gases precursores de efeito estufa e sobre a biodiversidade, teremos que fazer algumas considerações com relação à possível localização das usinas hidrelétricas.

A capacidade instalada para a geração de energia hidrelétrica atualmente em operação, de cerca de 70 mil MW, é bastante reduzido (aproximadamente 27%) frente ao potencial hidrelétrico total do país, estimado em 260 mil MW. É importante ressaltar que o maior

---

<sup>28</sup> Informações obtidas nos estudos ambientais de diversas hidrelétricas em fase de implantação ou viabilidade ambiental. Estas informações são estimativas realizadas antes do início da implantação da obra.

potencial está na bacia do rio Amazonas (cerca de 40%) seguido pela bacia do Paraná (com 23,2%).

A região Amazônica torna-se um atrativo quanto à localização de novas unidades, em função do potencial hídrico e do impacto no deslocamento de populações locais. Porém, se for observado a média da relação entre potência instalada e área de reservatório necessária com base em usinas já instaladas na região, tem-se uma média de 0,82 MW/km<sup>2</sup><sup>29</sup>, enquanto a relação média potência/área dentre as usinas hidrelétricas em operação no país é de 59,79 MW/Km<sup>2</sup>. Logo, há uma necessidade de área significativamente maior de reservatório na região amazônica em comparação com outras regiões ou mesmo em relação à média nacional para a geração de energia hidrelétrica.

Porém, se considerarmos as restrições legais quanto aos aspectos ambientais e culturais da expansão das usinas na região da floresta amazônica, podemos supor que haverá um aproveitamento preponderante do potencial hidráulico, principalmente, nas bacias do rio Paraná e Uruguai, localizadas mais próximas dos centros consumidores. Com base nesta suposição, verifica-se que há potencial suficiente nas bacias do rio Paraná e Uruguai para a geração de energia hidrelétrica para os cenários tendencial e sustentável para 2020. Esta situação indica um ganho relativo da biodiversidade, uma vez que se manteriam intactas grandes áreas da floresta amazônica. Além disso, os cenários apontam um aumento sensível da participação das PCHs na geração de energia elétrica, que apresentam vantagens com relação aos impactos sócioambientais. Essas unidades tendem a serem localizadas geograficamente nas Regiões Sul e Sudeste. Entretanto, em função da situação já crítica da mata atlântica, quanto menor for a necessidade de implantação de usinas hidrelétricas (incluindo PCHs), como se apresenta no cenário sustentável, menor será o dano sobre a biodiversidade da Mata Atlântica, em comparação com o cenário .

Da mesma forma, a utilização do potencial hidráulico da região sul e sudeste, em detrimento da região norte, favorece a redução das emissões de gases do efeito estufa decorrentes da decomposição da vegetação natural submersa com a formação do reservatório.

### 7.1.2 USINAS TERMOELÉTRICAS À GÁS NATURAL

Basicamente, as usinas termelétricas produzem energia através do aproveitamento da energia química do gás natural, queimando-o e apropriando-se desta energia para movimentar uma turbina e/ou para gerar vapor d'água da caldeira, convertendo por fim a energia mecânica em energia elétrica.

---

<sup>29</sup> A usina hidrelétrica de Balbina, por exemplo, possui uma relação potência/área de 0,79 MW/Km<sup>2</sup> e a UHE Samuel de 3,73 MW/Km<sup>2</sup>.

Segundo os resultados, para o cenário tendencial (), haverá um aumento na geração de energia elétrica a partir da termoeletricidade a gás de 312% para o ano de 2020. Para o cenário sustentável, esses aumentos são de 30% para 2020.

A geração de empregos para as termoelétricas a gás concentram-se principalmente na fase de construção, gerando em média 1,5 emprego por MW. Estas unidades de geração possuem tempo de maturação mais rápido do que as hidrelétricas, desencadeando um tempo mais curto entre a geração de emprego e a desmobilização.

De qualquer forma, com base nas estimativas realizadas, o cenário poderá gerar cerca de 32,2 mil empregos até o ano de 2020, ao passo que o cenário sustentável não gerará novos postos de trabalho, pois haverá uma redução na capacidade instalada de termelétricas a gás natural em relação ao ano base.

Na fase de operação, devido ao automatismo inerente a este tipo de planta, a média de empregos é de cerca de 0,1 emprego por MW. Ou seja, serão gerados cerca de 2 mil empregos na operação das unidades termoelétricas a gás para o ano de 2020 para o cenário . O cenário sustentável não gerará novos postos de trabalho.

Como mencionado anteriormente, os principais impactos da geração de energia em termelétricas a gás decorrem da formação de gases precursores de efeito estufa, como o CO<sub>2</sub>, e outros poluentes como o NO<sub>x</sub>, além dos poluentes fotoquímicos como o ozônio. Em termos comparativos, a redução da participação da geração de energia termelétrica a gás na matriz energética nacional implica em diminuição das conseqüências ambientais não somente decorrentes da emissão de CO<sub>2</sub>, mas também das emissões dos demais poluentes que, além de causar danos à saúde pública, dependendo das condições de localização e dispersão atmosférica, podem atuar sobre a biodiversidade. Por exemplo, o ozônio é um poluente fotoquímico que gera necroses nas folhas das espécies vegetais sensíveis, afetando indiretamente a biodiversidade.

### 7.1.3 USINAS TERMOELÉTRICAS A CARVÃO

As usinas termelétricas a carvão, em termos de geração de emprego, se forem incorporados os empregos diretos do processo de extração do minério, tem-se uma média de 4,3 novos empregos diretos por MW instalado durante a construção, enquanto que, na operação, esta média cai para 1,25 emprego direto por MW instalado. As análises feitas pelo setor de energia termoelétrica a carvão sempre associam os empregos gerados na geração elétrica propriamente dita com a exploração mineral.

Com base nestes valores médios, estima-se, para o cenário , a criação de 19,1 mil (2020) empregos diretos na construção e 5,8 mil (2020) empregos diretos na operação, quando o aumento da geração de eletricidade utilizando carvão é de 141% em 2020 em relação a 2004. Para o cenário sustentável, haveria a criação de 2,7 mil novos postos de trabalho em 2020.

Entretanto, é importante ressaltar que a geração de energia termoelétrica a carvão, além das elevadas emissões de poluentes atmosféricos quando comparadas às de outras instalações semelhantes no mundo - dentre elas as partículas em suspensão, dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio, ozônio e ácido sulfúrico - deve-se associar a este tipo de geração a degradação ambiental como erosão, desertificação e desmatamento que impactam diretamente os recursos naturais decorrentes da extração mineral.

#### 7.1.4 TERMELÉTRICAS A BIOMASSA

É importante destacar que, devido às especificidades do setor sucroalcooleiro, não é trivial dimensionar o número de trabalhadores que ocupam vagas exclusivamente no segmento de cogeração energética. Isso se deve ao fato de que a geração energética em uma usina de cana é uma operação interligada e totalmente dependente da parte agrícola e industrial. Além disso, toda usina funciona com a finalidade primeira de produzir açúcar e etanol e o potencial energético potencialmente disponível é resultado de um excedente não utilizado na própria planta industrial.

Assim, os estudos de projeção futuros para o mercado de trabalho nesse setor têm como base principal a expansão da produção de cana-de-açúcar para posterior industrialização. Estes estudos indicam que o Brasil deve aumentar entre 100 e 200 milhões de toneladas/ano em 10-15 anos para atender as demandas de etanol e açúcar. Uma avaliação do impacto deste crescimento na geração de empregos deve ser feita a partir de hipóteses conservadoras.

Tomando como base o ano safra de 1997, Guilhoto (2001) mostra que, para uma produção de 304 milhões de toneladas, foram demandados:

- empregos diretos: 654 mil (510 mil em cana; 56 mil em álcool, 88 mil em açúcar)
- empregos indiretos: 427 mil (109 mil em cana; 318 mil na indústria)

Isso representa uma relação de 3,6 empregos para cada tonelada de cana produzida e processada pelo setor. Com hipóteses relativamente fortes (ganhos de produtividade de 20% no corte de cana manual e mecânico; avanço da colheita mecânica até 50% no Nordeste, e 80% no Centro-Sul) foi estimada por Guilhoto (2002) uma perda de 273 mil empregos diretos, e de 12 mil empregos indiretos na produção de cana. Por outro lado, não são esperadas alterações na oferta de empregos na indústria (Caderno NAE, 2005).

Conforme estimativas da UNICA para a safra de 2010/11, prevê-se a produção de 560 milhões de toneladas de cana para a indústria, com uma relação de 2,5 empregos (diretos e indiretos) gerados para cada tonelada processada. Logo, segundo informações da diretoria técnica da UNICA, a previsão é de que esse setor proporcione um acréscimo de pelo menos 350 mil postos de trabalhos em 2010 (SCARAMUCCI 2006).

Segundo informações da FIESP/CIESP (2001), para uma simulação de cogeração em usina de cana que opere com 10 mil toneladas de cana diária e que utilize uma caldeira de 42 bar com Gerador de Extração Controlado e Sistema de Condensação, a previsão do estudo é que essa unidade gere em torno de 0,14 GWh/tc durante o período de safra. Levando em consideração a previsão de SCARAMUCCI (2006) de 2,5 emprego para cada tonelada de cana (Tc), teria-se: 178 empregos gerados para cada GWh produzido por esse setor.

Sendo assim, o cenário tendencial criaria mais de 3,5 milhões de novos empregos em 2020, ao passo que o sustentável geraria mais de 4,6 milhões de novos postos de trabalho (Tabela 51).

De maneira geral, a utilização da biomassa da cana como fonte de energia elétrica apresenta vantagens ambientais positivas quanto à redução de emissões atmosféricas se comparadas com as fontes de origem fóssil. Além disso, a experiência dessa agroindústria no país mostra ser possível obter impactos positivos e importantes na geração de excedentes energéticos, na quantidade e qualidade de empregos para programas que priorizem a biomassa como fonte.

## **7.2 Energia Eólica e Fotovoltaica**

De acordo com o Gil (2006), estima-se para a Espanha a criação de 13 empregos por MW instalado em plantas de geração de energia eólica durante sua implantação e de 0,2 emprego por MW na sua operação e manutenção, enquanto que para a energia fotovoltaica, a estimativa é de aproximadamente 82 empregos por MW instalado na implantação e 0,2 na operação.

Com base nestas estimativas, para o cenário tendencial, estima-se a criação de cerca de 84 mil novos empregos em 2020 na fase de implantação de usinas eólicas e outros 1,3 mil na fase de operação.

Para o cenário sustentável, estima-se a criação de aproximadamente 105,8 mil empregos diretos na construção das usinas eólicas e de 1,6 mil empregos na operação em 2020.

Com relação à geração fotovoltaica, não há estimativa de geração de emprego para o cenário por não haver crescimento no uso da energia solar fotovoltaica. Para o cenário sustentável, em que a projeção indica passar de 0% para 0,5% na composição da capacidade instalada total, estima-se a criação de 130,5 mil novos empregos até 2020.

## **7.3 Benefícios ambientais**

### **7.3.1 TERMELÉTRICAS ALIMENTADAS POR COMBUSTÍVEIS DE ORIGEM FÓSSIL**

De maneira geral as unidades termoelétricas de geração de eletricidade, independente do combustível utilizado, apresentam-se altamente intensiva em recursos naturais como a

água e com uma elevada taxa de emissão de gases poluentes por unidade energética gerada.

Os recursos hídricos constituem num dos principais fatores ambientais a serem impactados com a implantação de empreendimentos termelétricos. As unidades ciclo aberto, devido a utilização de grandes vazões de água e a sua reposição com temperatura maior que da entrada, são as que apresentam maior dano durante o processo de refrigeração. Existe legislação aplicável para estes casos (temperatura menor que 40°C e variação no corpo d'água de no máximo 3°C) que restringe o impacto, porém para os organismos aquáticos mais sensíveis são gravemente afetados por essa variação, comprometendo a biodiversidade desses recursos.

Unidades termoelétricas emitem durante o processo de queima volumes consideráveis de gases poluentes, prejudicando a qualidade do ar na região próxima ao empreendimento e contribuindo para o aumento da concentração de gases de efeito estufa. Dependendo do tipo de combustível utilizado, como por exemplo, a biomassa, o impacto pode ser menor, pois não se está utilizando combustível fóssil para a geração de energia.

Os gases liberado por essas unidades, dentre eles o dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e os óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), quando em contato com a água na atmosfera produzem os ácidos sulfúricos (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) e nítrico (HNO<sub>3</sub>), principais agentes contaminantes responsáveis pela chuva ácida. No caso dos empreendimentos que utilizam carvão como combustível, a preocupação com os impactos ambientais é ampliada. A extração desse minério a partir de minas subterrâneas ocasiona graves problemas ambientais como erosão, desertificação e desmatamento que impactam diretamente os recursos naturais. Além disso, as reservas carboníferas do Brasil apresentam baixa qualidade no que diz respeito ao poder calorífico, teor de cinzas (maior que 50%) e enxofre (maior que 1,5%), acarretando elevadas emissões de poluentes atmosféricos quando comparadas às de outras instalações semelhantes no mundo.

A opção de utilização de gás natural como combustível pode representar uma alternativa "mais limpa" frente ao carvão e ao óleo. De maneira geral, esse combustível apresenta vantagens ambientais comparativas que o favorece frente aos demais de origem fóssil, a Tabela 3 apresenta dados comparativos entre unidades alimentadas com carvão e a gás natural

A sua facilidade de transporte e manuseio, devido à utilização de gasodutos, contribui para a diminuição do tráfego de caminhões transportadores, evita a necessidade de estocagem, eliminando os riscos do armazenamento de combustíveis. Por estar no estado gasoso, o gás natural não precisa ser atomizado para queimar, isso resulta em uma combustão com menor emissão de poluentes, melhor rendimento térmico e diminuição nos gastos com a manutenção dos equipamentos. Além disso, a

disponibilidade do gás natural pode funcionar como um vetor de atração de investimentos, contribuindo para a instalação de novas empresas e a geração de empregos na região.

**Tabela 52: Comparação entre unidades termoelétricas a carvão e a gás natural.**

	Ciclo Combinada a Carvão		Ciclo Combinado a Gás Natural (NGCC)	
	Turbina refrigerada a ar	Turbina refrigerada a vapor	Turbina refrigerada a ar	Turbina refrigerada a vapor
<b>Capacidade de geração (MW)</b>	500	400	506	400
<b>Eficiência calorífica(%)</b>	40,1	43,2	50,2	54,1
<b>Taxa de emissão de CO<sub>2</sub> (gramas de CO<sub>2</sub>/MWh)</b>	210	193	98	91
<b>Custo de geração (US\$/MWh)</b>	35,5	31,2	30,9	29,1

Fonte: Adaptado de WEA (2000).

### 7.3.2 REDUÇÃO DE ÁREAS ALAGADAS

Os esforços para aumentar a eficiência energética do cenário contribuem positivamente para limitar a expansão de hidroelétricas e conseqüentemente para a preservação da biodiversidade, especialmente quando se tem em conta que a maior parte da expansão planejada deverá vir de PCHs, que normalmente têm um menor impacto ambiental absoluto em relação às grandes hidrelétricas. Essas unidades de PCHs tendem a serem localizadas geograficamente nas Regiões Sul e Sudeste. Entretanto, em função da situação já crítica da mata atlântica, quanto menor for a necessidade de implantação de usinas hidrelétricas (incluindo PCHs), como se apresenta no cenário sustentável, menor será o dano sobre a biodiversidade da Mata Atlântica, em comparação com o cenário .

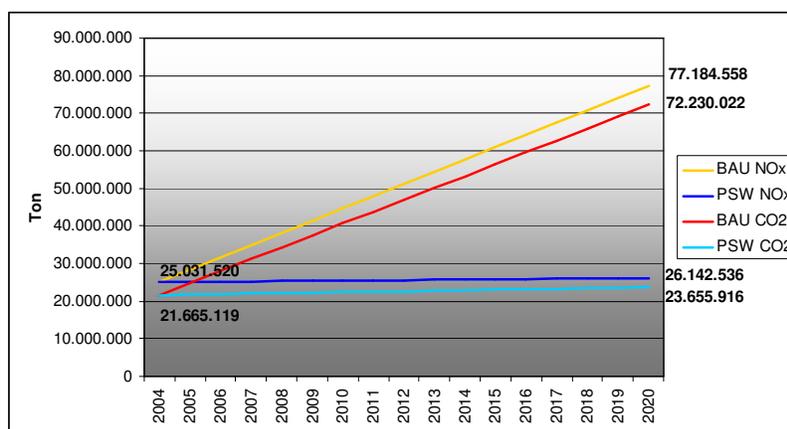
Associado a isto, a redução de emissões de precursores de poluentes fotoquímicos, como NO<sub>x</sub>, que atacam as plantas, podendo causar danos a plantas sensíveis, entende-se que o cenário sustentável representa a melhor opção de oferta de energia elétrica, em relação ao cenário tendencial, tendo ganhos tanto em termos dos aspectos sociais quanto ambientais, no senso restrito. Apesar da região Amazônica deter cerca de 40% (104 GW) do potencial hidrelétrico brasileiro, a relação entre a área de reservatório necessária por MW instalado nessa região é significativamente elevada em relação à média nacional. Caso a geração hidrelétrica adicional requerida em 2020 pelo cenário tendencial fosse gerada nessa região, seriam alagados 69.605 km<sup>2</sup> de floresta, uma área maior do que o Estado do Rio de Janeiro (43.696 km<sup>2</sup>), Espírito Santo (46.077 km<sup>2</sup>), Alagoas (27.768

km<sup>2</sup>), Sergipe (21.910 km<sup>2</sup>), Paraíba (56.440 km<sup>2</sup>) e Rio Grande do Norte (52.797 km<sup>2</sup>).

Já o cenário sustentável requer uma área alagada aproximadamente sete vezes menor do que a requerida pelo cenário em 2020. Na média, seriam inundados 142 km<sup>2</sup> até 2020 pelo cenário sustentável, enquanto para o cenário essa área seria de 955 km<sup>2</sup>.

### 7.3.3 REDUÇÃO DE EMISSÕES DE POLUENTES

A combinação de medidas de eficiência energética (tanto do lado da oferta como da demanda) e maior utilização de fontes renováveis (substituindo a termoeletricidade de origem fóssil) possibilitou a formulação do cenário sustentável que reduz drasticamente as emissões de CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> em comparação ao , praticamente oferecendo uma possibilidade de estabilização de emissões ao nível do ano base 2004 (Figura 9).



**Figura 9: Emissões de CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> para o ano base, cenário tendencial e cenário sustentável (tCO<sub>2</sub>)**

### 7.3.4 BENEFÍCIOS ECONÔMICOS

O cenário sustentável significou uma redução de 12,5% em relação aos custos necessários para atender a demanda projetada no cenário . Os custos do cenário sustentável incluem os custos de fornecimento de eletricidade (e da expansão de capacidade instalada), custos associados a programas de eficiência energética e os custos decorrentes de maior uso de fontes renováveis.

Pode ser interessante também considerar a possibilidade de captar créditos de carbono com as emissões evitadas através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) previsto no Protocolo de Quioto.

Se fossem comercializados os créditos de carbono obtidos com o cenário sustentável a um custo internacional de 32 euros/tonCO<sub>2</sub>e, esse cenário teria ainda um crédito de R\$

5.6 bilhões em 2020 (cerca de 2% do custo total do cenário sustentável). Se forem consideradas as emissões acumuladas durante o período 2004-2020, o cenário sustentável totaliza 413 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> que poderia significar uma receita acumulada de R\$ 47,5 bilhões nesse período.

O valor utilizado de €32/tCO<sub>2</sub>e é um valor médio para 2020 retirado do estudo realizado por Den Elzen et al., 2005<sup>30</sup>.

No entanto, é importante ressaltar que a grande incerteza sobre o delineamento a ser dado ao futuro regime internacional de enfrentamento das mudanças climáticas e a conseqüente dificuldade de se predizer, com razoável precisão, o comportamento do mercado de carbono após o primeiro período de compromisso, são fatores a justificar, de certa forma, a existência de poucas estimativas e projeções para além de 2012.

### 7.3.5 COMENTÁRIOS FINAIS

Dentro da avaliação realizada, procurou-se estimar a geração de empregos dentre os diversos cenários e para cada tipo de geração de energia elétrica. Deve-se ressaltar a carência de informações de forma sistematizada que permitissem uma avaliação mais precisa tanto dos efeitos positivos da geração de emprego, quanto dos efeitos negativos das emissões de gases estufa e de outros poluentes associados à queima de combustível como o SO<sub>x</sub>, o NO<sub>x</sub>, e dos poluentes secundários associados, como o ozônio. Neste sentido, a análise também ficou prejudicada em termos de impacto sobre a biodiversidade.

De qualquer modo, o resultado mostrou-se consistente com a experiência e dados levantados. Fez um quadro comparativo entre os cenários tendencial e sustentável com relação à estimativa de geração de emprego. Mesmo tendo o cenário sustentável uma estimativa de geração de emprego, na fase de implantação, maior que o cenário sustentável, esta estimativa é revertida com a maior utilização de mão-de-obra na operação de usinas a biomassa, associados a todo processo produtivo da cana-de-açúcar.

É importante salientar que deve ser melhor avaliada a energia elétrica gerada a partir da combustão de gás natural e carvão, por suas características inerentes de uso de fonte não renovável e, principalmente, da emissão de gases de efeito estufa, bem como os demais poluentes atmosféricos associados.

---

<sup>30</sup> Para maiores detalhes, vide seção 5.2.3.

Segundo informações de ORTIZ & HAPPE (S/D) alternativas aos projetos de termoelétricas a carvão mineral, principalmente no Sul do Brasil, estão centradas na potencialização das fontes de energia eólica e da biomassa a partir de resíduos agrícolas. Estes autores estimam um potencial de 200MW (5% do suprimento da demanda do RS) somente com projetos de biomassa de cascas de arroz. Além disso, o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul aponta um potencial de 15 mil MW (em solo a 50m) para a geração de energia eólica.

A energia hidráulica, dependendo do local onde será instalada a usina, pode gerar impactos ambientais negativos significativos, principalmente no tocante à emissão de gases de efeito estufa e à biodiversidade. É importante lembrar que o grande potencial de expansão da energia hidrelétrica no Brasil se situa na região Amazônica, onde ainda existe uma cobertura vegetal importante, reforçando a análise realizada.

Os danos específicos sobre a biodiversidade recaem principalmente nas alterações nas características bioclimáticas decorrentes da atividade de geração de energia. No caso de hidrelétricas, a formação do reservatório em áreas vegetadas elimina a diversidade biológica terrestre neste local, além de alterar toda a dinâmica aquática do local e do regime de jusante. O dano sobre a biodiversidade em função da implantação e operação de uma usina hidrelétrica deve ser analisado caso a caso, e demanda estudos bastante específicos.

Quanto às usinas térmicas a gás, no tocante aos efeitos sobre a biodiversidade, o primeiro fator se deve à contribuição para o efeito estufa, sentido por todas as espécies de forma global. Além deste fatores, as emissões de NOx são precursores de poluentes fotoquímicos, que dependendo do local de instalação da usina, podem afetar as espécies sensíveis, alterando a dinâmica biológica na área de influência da pluma de dispersão. Este fator pode ocorrer também com usinas térmicas a biomassa, uma vez que o processo de formação de NOx está relacionado aos parâmetros de queima.

A energia eólica representa a alternativa de geração de energia que implica em menores impactos ambientais negativos, lembrando sempre que os aspectos analisados foram restritos às características das fontes geradoras, sem cobrir os demais aspectos delineados a priori. A energia térmica da biomassa e a fotovoltaica se equivaleram em termos destes valores relativos, estando porém abaixo das térmicas a gás e hidrelétricas, muito em função da expectativa de baixas emissões de gases de efeito estufa.

É importante salientar que este estudo é exploratório e apenas indicativo das análises realizadas. Deve-se, a partir deste resultados, aprofundar na determinação e verificação dos aspectos e parâmetros previamente definidos, para que se possa ter uma melhor consistência dos resultados.

A geração de energia a partir da biomassa da cana-de-açúcar tem o papel preponderante na geração de empregos, principalmente para o cenário sustentável, uma vez que está diretamente associada ao trato cultural desta plantação, mesmo sendo um subproduto da produção de açúcar ou álcool.

Com base nas análises realizadas, o cenário sustentável representa a melhor opção em termos de composição de alternativas de geração de energia elétrica, causando um menor impacto sócio-ambiental, uma vez que há um aumento relativo da participação da energia eólica e solar, bem como a expansão das pequenas centrais hidrelétricas, que, normalmente, têm um menor impacto ambiental absoluto, e, provavelmente, não estejam localizadas predominantemente na região amazônica. Neste sentido, a redução de emissão de gás carbônico para este cenário (Sustentável) será de 10% com relação ao emitido em 2004, ou seja, mesmo tendo um aumento significativo da oferta de energia elétrica (cerca de 43%), não houve um correspondente aumento de emissão de CO<sub>2</sub>. Com relação ao NO<sub>x</sub>, estima-se para o cenário sustentável um redução de 24% das emissões deste poluente, o que implica diretamente na minimização dos efeitos da poluição deste gás, mas também na redução do potencial de formação de poluentes secundários associados a ele, como o ozônio.

Com relação à biodiversidade, na medida em que há uma menor participação relativa de energia hidrelétrica para o cenário Sustentável, e, supondo que as usinas a serem implantadas, visando suprir a demanda de energia elétrica, não estejam localizadas na região amazônica, há uma expectativa de menor impacto sobre este fator. Associado a isto, a redução de emissões de precursores de poluentes fotoquímicos, como NO<sub>x</sub>, que atacam as plantas, podendo causar danos a plantas sensíveis, entende-se que o cenário sustentável representa a melhor opção de oferta de energia elétrica, em relação ao cenário , tendo ganhos tanto em termos dos aspectos sociais quanto ambientais, no senso restrito.

## 1 Benefícios do Cenário Sustentável

Além dos benefícios referentes à redução das emissões de CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, há benefícios relacionados à geração de empregos e áreas alagadas.

Deve-se ressaltar a carência de informações de forma sistematizada que permitissem uma avaliação mais precisa tanto da geração de empregos quanto das áreas alagadas. Não foi possível realizar análise sobre os efeitos positivos, bem como os efeitos negativos das emissões de gases estufa e de outros poluentes associados à queima de combustível, como o SO<sub>x</sub>, o NO<sub>x</sub>, e dos poluentes secundários associados, como o ozônio sobre a saúde pública e a biodiversidade, uma vez que os cenários tinham o caráter abrangente e genérico.

### 1.1 Benefícios sociais: geração de empregos

Procurou-se estimar a geração de empregos para os cenários tendencial e sustentável relativa a cada tipo de geração de energia elétrica. A estimativa do número de empregos gerados partiu de diversos estudos sobre impactos de empreendimentos energéticos e da literatura especializada (vide referências relativas a diversos relatórios da CELESC, CELG, CNEC, Consórcio Salto, Desenvix, Eletronorte e também Gil (2006), Guilhoto et al. (2001), Guilhoto et al. (2002), Ortiz & Happe (2005) nas referências bibliográficas).

A Tabela 51 consolida os resultados estimados para a geração de empregos para os cenários tendencial e sustentável.

## 8 Referências

MERT, Kevin A., KETE, Nancy. Introduction: an architecture for climate protection. In MERT, Kevin A. (edit.). Building on the Kyoto Protocol: options for protecting the climate. Washington DC: World Resources Institute, oct 2002.

BEN - Balanço Energético Nacional, Ministério das Minas e Energia, 2005.

BEU - Balanço de Energia Útil, Ministério das Minas e Energia, 2005.

BONDFARO, <http://pesquisa.bondfaro.com/freezer.html> , acesso em 01/12/2005.

BUSCAPÉ, [http://compare.buscapedata.com.br/prod\\_unico?idu=26724&pos=1&site\\_origem=23574&pos=1](http://compare.buscapedata.com.br/prod_unico?idu=26724&pos=1&site_origem=23574&pos=1) , acesso em 24/11/2005.

CHANDLER William, SCHAEFFER, Roberto, DADI, Zhou, SHUKLA, P.R., TUDELA, Fernando, Davidson,. Climate change mitigation in developing countries: Brazil, China, India, Mexico, South Africa and Turkey. Pew Center on Global Climate Change: 2002

COPPE. Plano de Longo Prazo da Matriz 2023. UFRJ: Rio de Janeiro, 2004.

COPPE. Plano de Longo Prazo da Matriz 2023. Capítulo 4: Setor de Serviços Comercial e Público – Baseado em: ECOLUZ, 1996. Estudos de casos: como economizar energia em hotéis, clínicas, hospitais, shopping e supermercados. UFRJ: Rio de Janeiro, 2004.

DAGOUMA, A.S., PAPAGIANNIS, G.K., DOKOPOULOS, P.S. An economic assessment of the Kyoto Protocol application. *Energy Policy* n. 32, p.26-39, 2006.

DEN ELZEN, Michel, LUCAS, Paul, VUUREN, Detlef van. Abatement costs of post-Kyoto climate regimes. *Energy Policy* n.33, p.2138-2151, 2005.

DUBEUX, Carolina Burle Schmidt, SIMÕES, André Felipe. Parte III A – Mercado internacional de créditos de carbono. Cadernos NAE - Mudança do Clima, vol. II. Brasília: NAE – Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica, 2005.

ELETRORÁS, Pesquisa de Posses de Eletrodomésticos e Hábitos de uso (PPH): Segmento Residencial BT, Relatório Básio, Setembro de 2005, 2005a, pp 77.

ELETRORÁS, Pesquisa de Posses de Eletrodomésticos e Hábitos de uso (PPH): Segmento Residencial BT, Relatório Básio, Setembro de 2005, 2005b, pp 78.

ELETRORÁS, Pesquisa de Posses de Eletrodomésticos e Hábitos de uso (PPH): Segmento Residencial BT, Relatório Básio, Outubro de 2005, 2005c, pp 77.

ELETRORÁS, Pesquisa de Posses de Eletrodomésticos e Hábitos de uso (PPH): Segmento Residencial BT, Relatório Básio, Novembro de 2005, 2005d, pp 68.

Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE). The Energy Efficiency and Emissions Benefits of EE Programs: an Integrated Analysis. Relatório do Projeto, 1994.

EUROPEAN COMMISSION (2000). Final Report: Improving the penetration of Energy-Efficient Motors and Drivers. ISR-University of Coimbra, Portugal.

FENHAM, Joergen. CDM pipeline 24 November 2005. Disponível em <http://www.cd4cdm.org>. Acesso em 02 dez 2005.

GARCIA, A. P. et al. "A Lei de eficiência energética e o uso eficiente de energia em motores elétricos na indústria". X Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2004;

HAITES, Erik. Estimating the market potential for the Clean Development Mechanism: review of models and lessons learned: PCFPlus Report 19. Washington DC: World Bank, IEA e IETA, jun 2004.

IBGE no estudo Projeção da População do Brasil por Sexo e Idade para o Período 1980-2050 (2004).

IBGE, Projeção da População do Brasil por Sexo e Idade para o Período 1980-2050, Coordenação de População de Indicadores Sociais, Gerência de Estudos e Análises da Dinâmica Demográfica, Rio de Janeiro, 2004.

IBGE, Projeção da População do Brasil por Sexo e Idade para o Período 1980-2050 – Metodologia e Resultados, Coordenação de População e Indicadores Sociais, Gerência de Estudos e Análises da Dinâmica Demográfica, Rio de Janeiro, 2004.

INMETRO, <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/tabelas.asp> , acesso em 19/10/2005.

Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE/2000, Processos de medição das grandezas elétricas e térmicas em prédios comerciais e públicos.

Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE/2000, Processos de medição das grandezas elétricas e térmicas em prédios comerciais e públicos.

IPCC. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories. IPCC/OECD/IEA, 1996. Disponível em <http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm>. Acesso em set-nov 2005.

JOTZO, Frank, MICHAELOWA, Axel. Estimating the CDM market under the Marrakech Accords. *Climate Policy*, n.2, p.179-96, 2002.

JUNG, Martina. Host countries attractiveness for CDM non-sink projects. *Energy Policy*, no prelo.

LÂMPADA ONLINE, <http://www.lampadaonline.com.br/> , acesso em 25/10/2005.

LECOCQ, Franck. State and trends of the carbon market 2005. Washington DC: World Bank, mai 2005.

LOJAS AMERICANAS, <http://www.americanas.com.br/cgi-bin/webobjects/eacom.wa/group?grpid=23059> , acesso em 25/10/2005.

MCT. Comunicação Inicial do Brasil a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Ministerio de Minas e Energia, 2004.

MME – Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão 2004/2013, Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, Brasília, DF, 2003.

MME – Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão 2003/2012, Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, Brasília, DF, 2002.

Nota Técnica nº 071/2004-SRD/ANEEL - Revisão das tarifas de uso dos sistemas de distribuição da Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A – ELETROPAULO.

Nota Técnica nº 088/2004-SRD/ANEEL - Revisão das tarifas de uso dos sistemas de distribuição da Elektro Eletricidade e Serviços S.A.. – ELEKTRO.

PETROBRÁS, Plano Estratégico Petrobrás 2015, Agosto 2005.

PETROBRÁS, Plano Estratégico Petrobrás 2015, Dezembro 2004.

Plano Estratégico da Petrobrás (2006–2010)

- PNAD 1992, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1992, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- PNAD 1993, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1993, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- PNAD 1995, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1995, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- PNAD 1996, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1996, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- PNAD 1997, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1997, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- PNAD 1998, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1998, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- PNAD 1999, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1999, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- PNAD 2001, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2001, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- PNAD 2002, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2002, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- PNAD 2003, Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2003, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br), acesso em 17/03/2005.
- Pointcarbon. Homepage de Pointcarbon. <http://www.pointcarbon.com>. Acesso em dez/2005.
- PROCEL, <http://www.eletronbras.gov.br/procel/site/home/> , acesso em 20/10/2005.
- PROCEL, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, **Catálogo PROCEL 2003**, Ministério de Minas e Energia – MME, Rio de Janeiro, 2003, 55 p.
- PROCEL, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, **Catálogo PROCEL 2004**, Ministério de Minas e Energia – MME, Rio de Janeiro, 2004, 57 p.
- ROCHA, Marcelo Theoto. Aquecimento global e o mercado de carbono: uma aplicação do modelo CERT. Tese de doutorado apresentada à ESALQ. Piracicaba, 2003.
- ROSA, Luiz Pinguelli, SCHECHTMAN, Rafael (coord.). Relatório das emissões de carbono derivadas do sistema energético – abordagem top-down. MCT, sem data. Disponível em [http://www.mct.gov.br/clima/comunic\\_old/tdown.htm](http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/tdown.htm). Acesso em set - nov 2005.
- Silva Jr, H. X. D. Aplicação das Metodologias de Análise Estatística e de Análise do Custo do Ciclo de Vida (ACCV) para o Estabelecimento de Padrões de Eficiência Energética:

Refrigeradores Brasileiros. (MSc). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005. 163 p.

SOCIEDADE DO SOL, [http://www.sociedadedosol.org.br/resultados\\_ecologicos.htm](http://www.sociedadedosol.org.br/resultados_ecologicos.htm) , acesso em 28/11/2005.

SOLETROL, <http://www.soletrol.com.br/comprar/especifique.php> , acesso em 29/11/2005.

SPRINGER, Urs, VARILEK, Matthew. Estimating the price of tradable permits for greenhouse gas emissions in 2008-2012. Energy Policy n. 32, p.611-21, 2004.

SPRINGER, Urs. The market for tradable GHG permits under the Kyoto Protocol: a survey of model studies. Energy Economics, n.25, p.527-51, 2003.

Tolmasquim, M., Ed. Geração de Energia Elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Interciência, p.197. 2005.

Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC & International Union for Electricity Applications – UIE. Electricity for More Efficiency Electric Technologies and their Energy Savings Potential. Relatório Final do Projeto, 2004.

Walter, A. A Biomassa Moderna e a Geração Distribuída no Brasil Apresentação realizada no Fórum Permanente de Energia e Ambiente – Universalização do Atendimento de Energia Elétrica e Geração Distribuída. Março de 2004.