

IMPLICAÇÕES ECONÔMICAS E SOCIAIS DE CENÁRIOS DE MITIGAÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO BRASIL ATÉ 2030



Cenários de Mitigação do Setor de Oferta de Energia

Relatório Técnico

Autores:

Amaro Olímpio Pereira Junior, Sergio Henrique Ferreira da Cunha e Thauan Santos
(Centro Clima/COPPE/UFRJ)

Citação:

PEREIRA JR., A.O.; CUNHA, S.H.F.; SANTOS, T. (2015). Cenários de Oferta de Energia. In: LA ROVERE, E. L. et al., 2016. Implicações Econômicas e Sociais de Cenários de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Brasil até 2030: Projeto IES-Brasil, Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas – FBMC. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2016.

EQUIPE DO PROJETO IES-Brasil

FORUM BRASILEIRO DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS – COORDENAÇÃO INSTITUCIONAL

Luiz Pinguelli Rosa – Coordenador Geral

Neilton Fidelis – Coordenador Executivo

CENTRO CLIMA/COPPE/UFRJ – COORDENAÇÃO TÉCNICA

Emilio Lèbre La Rovere – Líder de Pesquisa e Modelagem

William Wills – Coordenador de Pesquisa e Modelagem Macroeconômica

Carolina Burle Schmidt Dubeux, Amaro Olímpio Pereira Junior e Sergio Henrique Ferreira da Cunha –
Coordenadores de Estudos Setoriais

Isabella da Fonseca Zicarelli – Assistente de Coordenação

ECOSYNERGY – EQUIPE DE FACILITAÇÃO

Barbara C. P. Oliveira – Líder de Processo e Facilitação

Sergio Marcondes

Luisa Santos Sette Câmara Moreira

EQUIPE DE MODELAGEM MACROECONÔMICA

William Wills, Carolina Grottera, Romulo Neves Ely – Centro Clima/COPPE/UFRJ

Julien Lefevre – CIRED/CNRS (*Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement*)

EQUIPE DE ESTUDOS SETORIAIS

Setor de Agricultura, Floresta e Outros Usos da Terra (AFOLU): Marcelo Melo Ramalho Moreira, Leila Harfuch, William Kimura, Luciane Chiodi Bachion, Rodrigo Lima, Wilson Zambianco e André Nassar – Agroicone; Carolina B. S. Dubeux e Michele K.C. Walter – Centro Clima/COPPE/UFRJ

Setor Energético: Amaro Olímpio Pereira Junior, Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Thauan Santos, Mariana Weiss, Larissa Albino da Silva Santos e Patricia Turano de Carvalho – Centro Clima/COPPE/UFRJ

Setor Industrial: Shiguelo Watanabe Jr, Roberto Kishinami e Ana Toni – CO2 Consulting

Setor de Resíduos: Saulo Machado Loureiro e Carolina B.S. Dubeux – Centro Clima/COPPE/UFRJ e Victor Zveibil

Setor de Transporte: Amaro Olímpio Pereira Junior, Luan Santos e Luiza Di Beo Oliveira – Centro Clima/COPPE/UFRJ

EQUIPE DE COMUNICAÇÃO

Roberta Nadalutti La Rovere

GERÊNCIA ADMINISTRATIVA

Charlotte Heffer – Gerente de Projeto

Mariana Portellada – Assistente Administrativa

Yuri Ramos Alves – Estagiário

Sumário

Setor Oferta de Energia no Brasil	1
1. Modelagem do Setor	1
1.1. Introdução	1
1.2. Estrutura da Oferta Interna de Energia.....	2
2. Cenários Considerados	6
2.1. Cenário do Plano Governamental (CPG)	6
2.1.1. Premissas Utilizadas na Modelagem.....	7
2.1.2. Dados de Entrada do MESSAGE	8
2.1.3. Principais Resultados.....	11
2.2. Cenários de Mitigação Adicional (MA).....	20
2.2.1. Premissas Utilizadas na Modelagem do MA1	21
2.2.2. Dados de Entrada do MESSAGE para o MA1	22
2.2.3. Principais Resultados do MA1.....	24
2.2.4. Premissas Utilizadas na Modelagem do MA2	30
2.2.5. Dados de Entrada do MESSAGE para o MA2	31
2.2.6. Principais Resultados do MA2.....	32
3. Análise Comparativa dos Cenários	39
3.1. Potencial de Mitigação	42
3.2. Outros indicadores	43
Referências Bibliográficas	45
ANEXO METODOLÓGICO.....	46

Figuras

Figura 1.	Participação das fontes na geração de energia elétrica em 2013	3
Figura 2.	Oferta interna de energia em 2013	4
Figura 3.	Representação simplificada das cadeias energéticas no modelo MESSAGE.....	5
Figura 4.	Matriz Energética em 2010 (%).....	18
Figura 5.	Matriz Energética em 2030 (%).....	18
Figura 6.	Matriz Energética 2030 MA1	28
Figura 7.	Matriz Energética 2030 MA2	38

Tabelas

Tabela 1.	Dados das novas usinas de geração de energia elétrica considerados no CPG.....	9
Tabela 2.	Evolução de demanda de energia final para o cenário CPG (2010-2030)	10
Tabela 3.	Dados do parque de refino considerado no CPG	11
Tabela 4.	Perfil de produção considerado para as UPGNs	11
Tabela 5.	Evolução da capacidade instalada no cenário CPG (MW)	12
Tabela 6.	Evolução da geração por fonte no cenário CPG (MWmed)	13
Tabela 7.	Evolução do fator de capacidade no cenário CPG (%)	14
Tabela 8.	Evolução das emissões da geração termelétrica no CPG (MtCO _{2e}).....	15
Tabela 9.	Evolução da oferta de petróleo no cenário CPG (Mbbbl/dia)	16
Tabela 10.	Evolução da oferta de gás natural no cenário CPG (Mm ³ /dia)	16
Tabela 11.	Evolução da produção anual de combustíveis no cenário CPG	16
Tabela 12.	Oferta interna de energia no cenário CPG	19
Tabela 13.	Evolução das emissões fugitivas e de carvoaria no CPG (MtCO _{2e})	20
Tabela 14.	Medidas de mitigação consideradas no MA1 e MA2	21
Tabela 15.	Variação da capacidade instalada entre os cenários MA1 e CPG	22
Tabela 16.	Evolução de demanda de energia final para o cenário MA1 (2010-2030)	23
Tabela 17.	Evolução da capacidade instalada no cenário MA1 (MW)	24
Tabela 18.	Evolução da geração por fonte no cenário MA1 (MWmed)	25
Tabela 19.	Evolução do fator de capacidade no cenário MA1 (%)	25
Tabela 20.	Evolução das emissões da geração termelétrica no cenário MA1 (MtCO _{2e})	26
Tabela 21.	Evolução da oferta de petróleo no cenário no cenário MA1 (Mbbbl/dia)	26
Tabela 22.	Evolução da oferta de gás natural no cenário MA1 (Mm ³ /dia)	27
Tabela 23.	Evolução da produção anual de combustíveis no cenário MA1	27
Tabela 24.	Oferta Interna de Energia no cenário MA1.....	28
Tabela 25.	Evolução das emissões fugitivas e de carvoaria no MA1 (MtCO _{2e})	30
Tabela 26.	Variação da capacidade instalada entre cenários MA2 e CPG	31
Tabela 27.	Evolução de demanda de energia final para o cenário MA2 (2010-2030)	32
Tabela 28.	Evolução da capacidade instalada no cenário MA2 (MW)	33
Tabela 29.	Evolução da geração por fonte no cenário MA2 (MWmed)	33
Tabela 30.	Evolução do fator de capacidade no cenário MA2 (%)	34

Tabela 31.	Evolução das emissões da geração termelétrica no MA2(MtCO _{2e}).....	34
Tabela 32.	Evolução da oferta de petróleo no cenário MA2 (Mbbl/dia)	36
Tabela 33.	Evolução da oferta de gás natural no cenário MA2 (Mm ³ /dia).....	36
Tabela 34.	Evolução da produção anual de combustíveis no cenário MA2.....	37
Tabela 35.	Oferta Interna de Energia no cenário MA2.....	38
Tabela 36.	Evolução das emissões fugitivas e de carvoaria no MA2 (MtCO _{2e}).....	39
Tabela 37.	Oferta Interna Bruta de Energia, por fonte, por cenário.....	39
Tabela 38.	Expansão do Setor Elétrico	41
Tabela 39.	Emissões de GEE da Produção, Transformação e Consumo Final do Setor Energético no CPG.....	42
Tabela 40.	Emissões de GEE da Produção, Transformação e Consumo Final do Setor Energético no MA1	42
Tabela 41.	Emissões de GEE da Produção, Transformação e Consumo Final do Setor Energético no MA2	42
Tabela 42.	Fator de Emissão Médio do Setor Elétrico.....	43
Tabela 43.	Preço médio da energia elétrica	44

Setor de Oferta de Energia no Brasil

1. Modelagem do Setor

1.1. Introdução

O presente relatório tem por objetivo apresentar a evolução da Oferta de Energia e as respectivas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Brasil, no período 2010 a 2030, considerando três possíveis cenários futuros: Cenário do Plano Governamental (CPG) que considera a continuidade das políticas de mitigação existentes, Cenário de Mitigação Adicional 1 (MA1) e Cenário de Mitigação Adicional 2 (MA2). A simulação desta evolução foi feita com auxílio do modelo MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts*), desenvolvido pelo *International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)* com apoio da *International Atomic Energy Agency (IAEA)*.

Para cada cenário, foram calculadas também as respectivas Implicações Econômicas e Sociais (IES) para o Brasil, com auxílio de um modelo de equilíbrio geral computável, denominado IMACLIM-BR, ajustado para a economia brasileira pela COPPE com o apoio do CIRED¹, instituição que o desenvolveu. Este modelo macroeconômico híbrido calcula um conjunto de indicadores, os quais permitem avaliar as implicações econômicas (em termos de geração de emprego, renda etc.) de políticas de mitigação das mudanças climáticas para o Brasil. A comparação da variação dos valores desses indicadores entre os cenários MA1-CPG e MA2-CPG fornece uma espécie de balizamento para os resultados/consequências que se pode esperar da adoção de um conjunto de medidas de mitigação além daquelas contemplados pelo CPG, posto que foram calculadas para duas situações limites: um cenário menos ambicioso (MA1), que inclui medidas de mitigação de mais fácil implementação, com custo estimado até o valor de US\$20/MtCO₂e evitado, e um cenário mais ambicioso (MA2) que inclui todas as medidas de mitigação identificadas com custo até o valor limite de US\$100/MtCO₂e evitado.

A modelagem do setor Oferta de Energia e a simulação de sua operação energética realizada com auxílio do modelo MESSAGE possibilitam, como será visto a seguir, que se estimem as emissões das centrais elétricas de serviço público (transformação) e das carvoarias, assim como, das fugitivas de óleo e gás e fugitivas de carvão mineral. Além das emissões de oferta, foram estimadas também as emissões decorrentes da autoprodução de energia elétrica e do consumo final do setor energético (consumo de combustíveis), com base nos níveis de atividade obtidos pelo modelo MESSAGE.

¹CIRED - Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement, França.

1.2. Estrutura da Oferta Interna de Energia

A oferta nacional de energia foi modelada considerando suas principais fontes primárias (ex: petróleo, gás natural, carvão mineral, urânio, hidráulica, biomassa, eólica, solar) e secundárias (ex: derivados de petróleo, coque de carvão mineral, eletricidade, etanol, carvão vegetal).

A modelagem toma como ponto de partida os dados e estrutura do Balanço Energético Nacional (BEN). A construção do Cenário de Plano Governamental procurou se basear, sempre que possível, nos planos oficiais do governo brasileiro em vigor. Neste setor, as principais referências oficiais são o Plano Nacional de Energia (PNE), os Planos Decenais de Energia (PDE) e o próprio Balanço Energético Nacional (BEN), publicados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Assim, no presente estudo foram utilizados preferencialmente dados e critérios extraídos dos relatórios parciais e resultados preliminares divulgados do PNE 2050, ora em elaboração pela EPE, além das informações constantes do PDE 2023 e do BEN 2014, já publicadas.

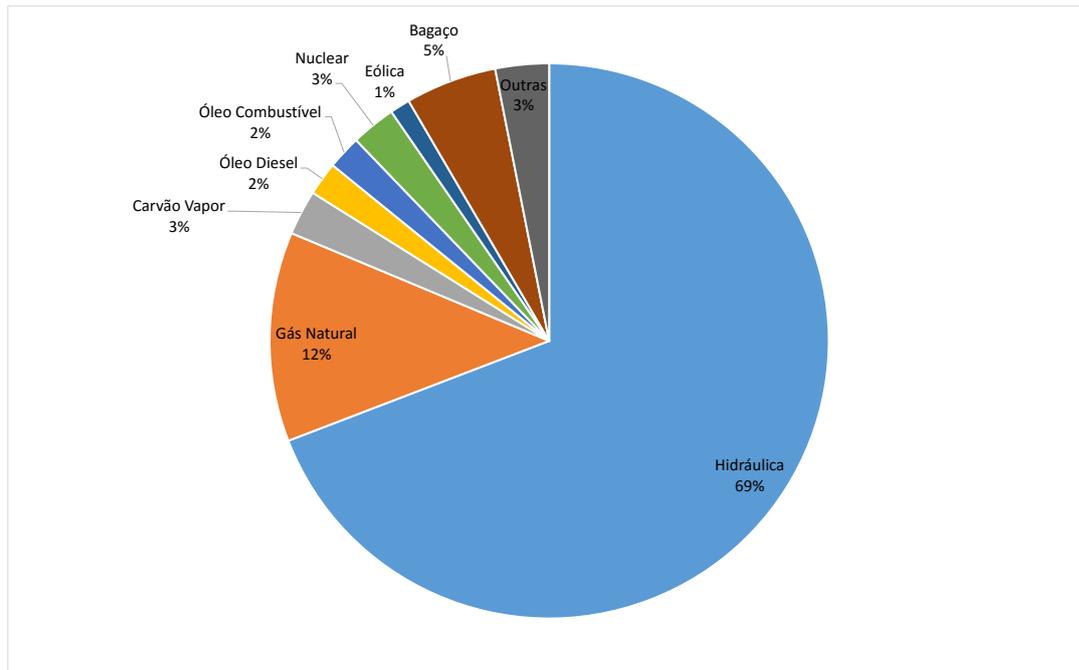
Apresentaremos a seguir um breve resumo destes dados, a título de caracterização das especificidades do sistema energético brasileiro, que é bastante diferente da média mundial.

De acordo com o BEN2014, o Brasil conta com reservas provadas petróleo de 14,7 bilhões de barris, que permitiu ao país produzir 2,03 milhões de barris por dia (Mbpd) em 2013, sendo 85% *offshore*. O setor de petróleo conta com uma capacidade nominal de refino de 2,09 Mbpd. Entretanto, para atender às especificações técnicas de algumas refinarias, um mínimo de 256 mil bpd deve continuar sendo importado.

O país conta ainda com reservas provadas de gás natural que somam 434 bilhões m³. Tais reservas possibilitaram a produção em 2013 de 77 Mm³/dia, que corresponderam a 71% do consumo total. O restante é atendido via regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e importação da Bolívia (GASBOL). O setor contou com uma capacidade de processamento em 2013 de 92,9 milhões m³/dia, segundo dados do anuário estatístico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O parque gerador elétrico brasileiro é hidrotérmico, caracterizado pela forte presença de usinas hidrelétricas, com grandes reservatórios de regularização plurianual e sem reservatórios (fio d'água), localizadas em diferentes bacias hidrográficas, que ficam afastadas dos centros consumidores. O sistema, por isso, é interligado por extensas linhas de transmissão. A fonte hidráulica é complementada por usinas térmicas, convencionais e nucleares, parques eólicos, cogeração a partir de biomassa (principalmente, o bagaço de cana), além de uma incipiente geração distribuída de base solar, mas que deverá crescer significativamente até o fim do horizonte, incluindo parques solares. De acordo com o

BEN 2014, em 2013 o Brasil possuía um parque instalado de geração de energia elétrica com capacidade de aproximadamente 126 GW, sendo mais de 86 GW de usinas hidrelétricas, 36,5 GW de termelétricas convencionais, 2 GW de nucleares e 2,2 GW de usinas eólicas. Estima-se que o potencial hidrelétrico remanescente (principalmente na região amazônica) seja de cerca de 95GW. A Figura 1 mostra a participação de cada fonte na geração de energia elétrica.



Fonte: BEN 2014

Figura 1. Participação das fontes na geração de energia elétrica em 2013

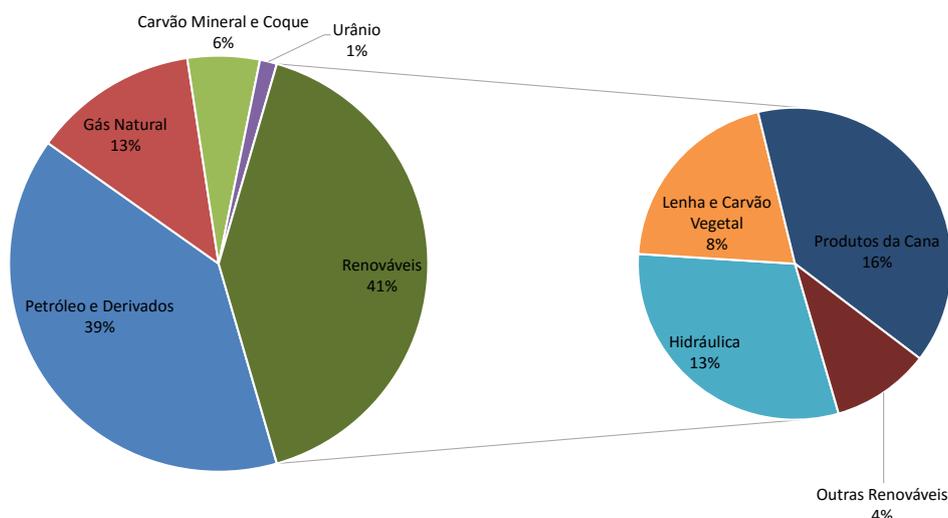
No setor sucroalcooleiro são processadas anualmente cerca de 185 milhões de toneladas de caldo de cana que produziram, em 2013, cerca de 27,6 milhões de m³ de etanol, segundo dados do BEN 2014. O setor produz ainda 163 milhões de toneladas de bagaço que são utilizadas no processo de produção de açúcar e álcool e na geração de energia elétrica.

O carvão mineral é o combustível fóssil mais abundante no País, que conta com uma reserva de 32,3 bilhões de toneladas concentradas na região Sul. Em 2013, foram produzidos 6,6 milhões de toneladas de carvão energético, que são utilizadas basicamente para geração de eletricidade. Atualmente, não há produção doméstica de carvão metalúrgico, sendo este, portanto, 100% importado.

As reservas de urânio no Brasil somam 309 mil toneladas, representando a sexta maior do mundo. Entretanto, o país vem ampliando gradativamente a capacidade nacional de processamento do combustível a ser utilizado em suas centrais termonucleares.

A produção de lenha em 2013 foi de 79 milhões de toneladas, sendo aproximadamente 30% para produção de carvão vegetal, usado principalmente no setor metalúrgico, e 59% utilizados com fins energéticos diversos, com destaque para o consumo dos setores metalúrgico, agropecuário e residencial.

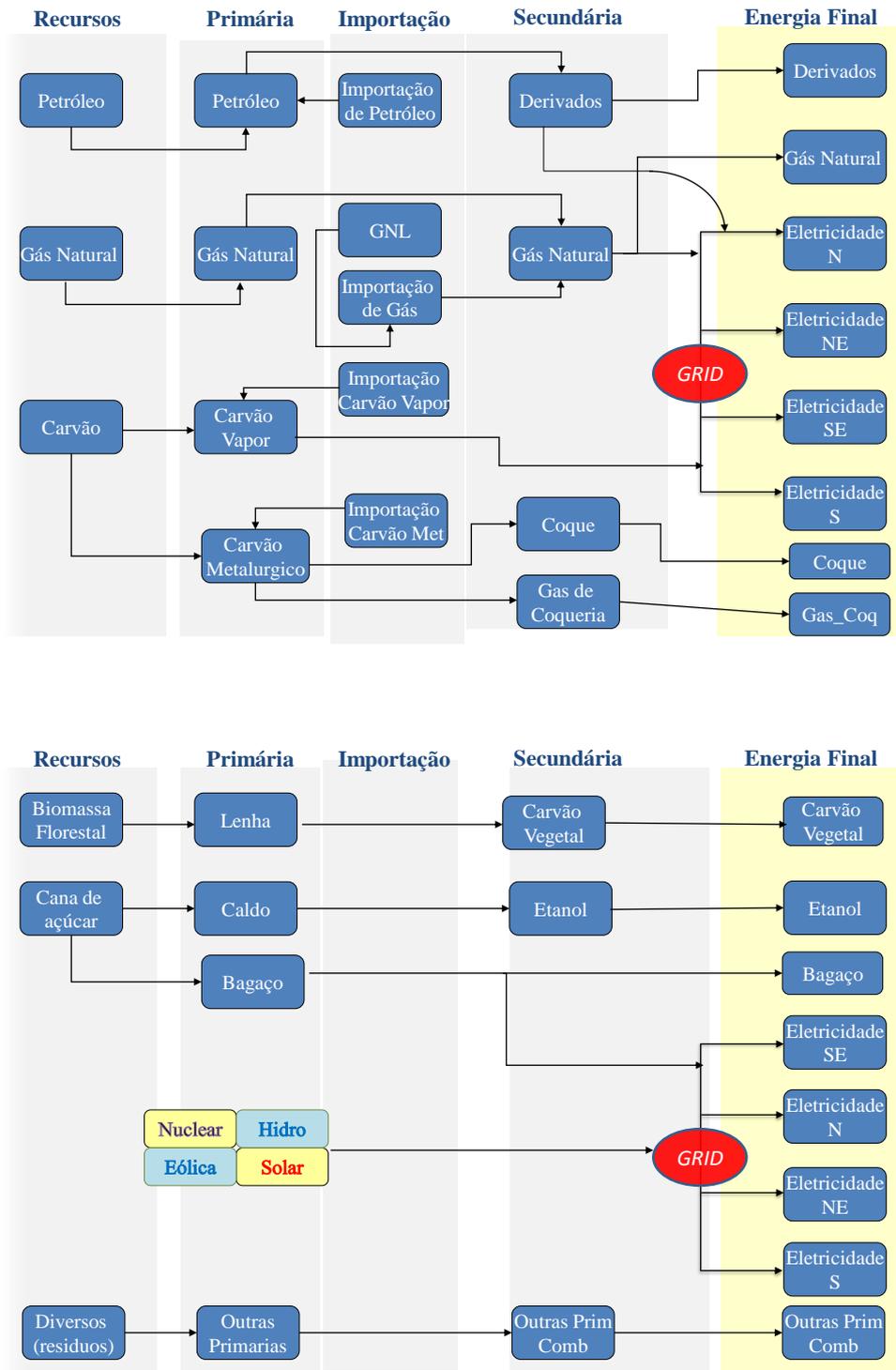
A Figura 2 abaixo ilustra a participação relativa das diversas fontes na matriz energética nacional.



Fonte: BEN 2014

Figura 2. Oferta interna de energia em 2013

Para cada cenário de consumo final dos diversos energéticos, existem inúmeras estratégias possíveis de oferta de energia capazes de assegurar o seu suprimento ao longo do tempo. De um modo geral, pode-se dizer que o processo de planejamento do sistema energético procura “otimizar” os fluxos energéticos ao longo das diversas cadeias de transformação, desde os recursos naturais ou reservas, passando pelas formas primárias e secundárias de energia até chegar à energia final entregue nos pontos de consumo. Esta otimização busca uma “solução ótima” (conjunto de fluxos energéticos), que assegure o suprimento do vetor aos consumidores finais, atendendo a todas as restrições pré-estabelecidas, e ao menor custo possível acumulado ao longo do horizonte de estudo (incluindo ou não uma eventual precificação das emissões de carbono). Para tanto, é necessário representar, o mais fielmente possível, as cadeias energéticas que compõem o sistema de oferta de energia no País. A Figura 3 ilustra as cadeias energéticas que foram representadas no modelo MESSAGE.



Fonte: Elaboração própria

Figura 3. Representação simplificada das cadeias energéticas no modelo MESSAGE

2. Cenários Considerados

2.1. Cenário do Plano Governamental (CPG)

Conforme mencionado anteriormente, o Cenário do Plano Governamental (CPG) baseou-se, sempre que possível, em planos oficiais do governo brasileiro em vigor no momento, tais como, o Plano Nacional de Energia (PNE), os Planos Decenais de Energia (PDE) e o Balanço Energético Nacional (BEN), publicados, ou em vias de publicação, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O CPG já considera uma ampla gama de atividades de mitigação, conforme definido pela Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, instituído pela Lei Nº 12.187/09, regulamentado pelo Decreto Nº 7.390/10 e anunciado no contexto da 15ª Conferência das Partes da Convenção Quadro das Mudanças Globais do Clima. Do lado da geração de energia elétrica, a PNMC considera a meta de expansão da hidroeletricidade, das energias complementares, como também ações de eficiência energética com o objetivo agregado de reduzir as emissões entre 117 e 147 milhões de tCO₂. Além disso, o CPG considera a ampliação do uso de biocombustíveis e de carvão vegetal renovável para reduzir entre 8 a 10 MtCO₂ a partir do ano 2020. A legislação da PNMC também define instrumentos econômicos a exemplo de i) medidas fiscais e tributárias destinadas a estimular a redução das emissões e remoção de gases de efeito estufa, ii) linhas de crédito e financiamento específicas de agentes financeiros públicos e privados, iii) os mecanismos financeiros e econômicos que existam no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima e do Protocolo de Quioto e iv) mecanismos financeiros e econômicos, no âmbito nacional. A existência desses mecanismos ilustra que o cenário do CPG já implica em diversas políticas de regulamentação e precificação de carbono que devem ser considerados na discussão de oportunidades de definir e ampliar a ambição no período pós 2020.

Como todo exercício de cenarização, o CPG também deve ser entendido como uma “trajetória possível de futuro”, construída a partir de um processo de planejamento setorial indicativo, e não como uma verdade absoluta ou uma projeção de longo prazo. Serve, portanto, para antecipar tendências, que geram oportunidades e trazem ameaças, muitas das quais demandam um posicionamento estratégico já no curto prazo. No horizonte de tempo deste estudo, a estimativa da demanda de energia, por exemplo, depara-se com um grande número de incertezas das mais variadas naturezas, incluindo configuração de infraestrutura da economia, padrões de mobilidade urbana, competitividade tecnológica e de matérias-primas, além do padrão de consumo de energia, apenas para citar algumas. A estimativa da oferta também se depara com grandes incertezas, relativas aos custos e prazos previstos para as obras de

expansão do sistema, assim como, à variabilidade e disponibilidade da energia das fontes renováveis. Vale ressaltar que o CPG não considerou os possíveis impactos das mudanças climáticas sobre a oferta primária de energia no horizonte 2030.

A essas informações foram agregadas as contribuições do Comitê de Elaboração de Cenários (CEC) do projeto IES-Brasil, que reviu e complementou os dados necessários para a simulação do cenário com os modelos MESSAGE e IMACLIM-BR.

2.1.1. Premissas Utilizadas na Modelagem

Para a elaboração dos cenários de projeção da oferta de energia foi utilizada uma base de dados extraída de relatórios elaborados por empresas privadas e estatais, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Petrobras, entre outras. Foram utilizadas também informações coletadas em agências reguladoras, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e também do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Também foram utilizadas informações disponibilizadas por instituições internacionais, tais como, a *International Energy Agency* (IEA), a *International Atomic Energy Agency* (IAEA) e o *U.S. Energy Information Administration* (EIA).

A título de exemplo cabe destacar algumas premissas básicas fundamentais para a caracterização dos cenários, que foram estabelecidas em reuniões conjuntas com os membros do CEC:

- Preço internacional do petróleo: 85 US\$/bbl.
- Produção nacional de petróleo: 5,5 milhões de barris/dia, em 2030.
- Expansão da produção de etanol: 62 bilhões de litros, em 2030.
- Consideração do Biodiesel B7.
- Construção de uma nova refinaria, além das duas já em construção, RNEST (Refinaria do Nordeste ou Abreu e Lima) e COMPERJ (Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro).

É importante observar que o cenário CPG, por levar em conta as políticas energéticas governamentais de médio e longo prazo, já embute algumas medidas que podem ser consideradas como “medidas de mitigação” com relação ao estágio das práticas e das tecnologias em uso hoje no setor energético. Assim, o *Programa de Produção de Médios e Gasolina (PROMEGA)*, por exemplo, é uma medida em curso que aumenta a capacidade de processamento e a eficiência das refinarias existentes e, portanto, contribui para a redução da demanda de petróleo e das emissões fugitivas. No setor elétrico, podem-se

citar também as medidas adotadas para favorecer a expansão de fontes renováveis de geração no Sistema Interligado Nacional – SIN, tais como os leilões de fontes alternativas, que evitam uma maior expansão das usinas a combustíveis fósseis.

2.1.2. Dados de Entrada do MESSAGE

Abaixo, encontram-se as informações relativas aos dados básicos das usinas de geração de energia elétrica que foram consideradas no modelo MESSAGE.

Tabela 1. Dados das novas usinas de geração de energia elétrica considerados no CPG

Tecnologia	Potência Típica (MW)	Custo O&M Fixo (US\$/kW/ano)	Custo O&M Variável (US\$/MWh)	Custo do Combustível (US\$/MBtu)	Tempo de Construção (anos)	Vida Útil (anos)	Custo de Investimento (US\$/kW)
Hidrelétrica (UHE)	300	50	-	-	5,0	50	1.800
PCH	30	65	-	-	2,0	20	3.000
Biomassa ("Green Field")	100	75	7,00	-	3,0	20	1.400
Parque Eólico ("On-shore")	30	38	-	-	2,5	20	2.200
Parque Solar Fotovoltaico	100	24	-	-	2,0	15	2.600
Nuclear - G III	1.000	160	0,06	2,90	6,0	40	6.000
GN - Ciclo Aberto	250	12	0,35	7,00	2,0	20	1.030
Carvão Nacional (PCC)	600	28	0,41	3,54	4,0	35	4.050
Carvão Importado (PCC)	600	28	0,62	1,79	4,0	35	2.100
OC – Óleo Combustível	200	22	0,65	1,60	3,0	25	1.200

Vale notar que as informações relativas à Tabela 1 têm como fonte básica o estudo de Pereira Jr. et al. (2013)² e WEIO (2014)³, com algumas adaptações, que decorreram de conversas e encontros com os membros do CEC. Tais valores constituíram os inputs do modelo MESSAGE para o cenário CPG.

Nas simulações do MESSAGE, a demanda anual de energia (consumo final) foi tomada como exógena (dado de entrada), sendo proveniente de análises e totalizações dos setores energético, residencial, de serviços (comercial e público), agropecuário, de transportes, e industrial. A Tabela 2 apresenta as séries de valores (em ktep) consideradas para cada energético, em cortes quinquenais.

Tabela 2. Evolução de demanda de energia final para o cenário CPG (2010-2030)

Energético	Unidade	1990	2000	2010	2020	2030
Eletricidade	ktep	18.715	28.508	39.964	58.822	82.438
Eletricidade_N	ktep	-	-	2.797	5.307	7.186
Eletricidade_NE	ktep	-	-	5.994	9.053	12.831
Eletricidade_S	ktep	-	-	6.794	9.737	13.808
Eletricidade_SE	ktep	-	-	24.379	34.725	48.613
Andes	ktep	-	-	603	1.471	3.195
Diesel + biodiesel	ktep	20.945	29.505	41.498	68.535	90.114
Gasolina	ktep	7.485	13.319	17.578	27.562	34.377
GLP	ktep	5.522	7.844	7.702	9.633	11.137
Óleo combustível	ktep	9.559	9.498	4.938	5.326	6.823
QAV	ktep	1.918	3.124	3.188	5.005	7.066
Gás natural	ktep	3.032	7.117	16.887	35.021	46.717
Etanol	ktep	6.346	6.457	12.628	22.464	30.858
Bagaço de cana	ktep	11.266	13.381	30.068	42.077	49.753
Carvão vapor	ktep	992	2.648	3.236	4.511	5.900
Carvão vegetal	ktep	6.136	4.814	4.648	6.606	7.208
Coque de carvão	ktep	5.133	6.507	7.515	9.771	12.237
Gás de coqueria	ktep	1.410	1.272	1.434	1.819	2.331
Lenha	ktep	15.635	13.626	17.052	16.628	17.549
Lixívia	ktep	1.087	2.291	4.711	7.265	10.713
Querosene	ktep	272	118	14	16	16
Nafta	ktep	8.191	12.548	15.398	19.120	24.865
Alcatrão	ktep	224	219	238	261	332
Outras secundárias de petróleo	ktep	2.947	8.246	11.162	16.454	20.581
Outras primárias	ktep	407	709	1.332	729	1.045
TOTAL	ktep	127.222	171.751	241.191	357.624	462.061

² PEREIRA JR, A. O.; COSTA, R. C.; COSTA, C. V.; MARRECO, J. M.; LA ROVERE, E. L. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23, 2013, pp. 49–59.

³ WEIO – WORLD ENERGY INVESTMENT OUTLOOK. World Energy Investment Outlook – Special Report. International Energy Agency, IEA, Paris, 2014.

A produção de derivados de petróleo no cenário CPG é resultante da capacidade do parque de refino existente, levando-se em conta o aumento de eficiência e capacidade de processamento proporcionado pelo programa PROMEGA, acrescida da construção de novas refinarias (COMPERJ e RNEST), além de mais uma refinaria proposta neste estudo, com seu respectivo perfil, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3. Dados do parque de refino considerado no CPG

Unidade	Capacidade processamento (mil bbl/dia)	Entrada em operação	Derivados					
			Diesel	Óleo	QAV	GLP	Gasolina	Nafta
Parque de refino existente	2.203	Ano	37%	30%	4%	5%	18%	6%
RNEST (Abreu e Lima)	230	2015	74%	16%	0%	4%	0%	6%
COMPERJ	165	2016	39%	13%	17%	3%	0%	28%
PROMEGA	165	2016	59%	0%	7%	0%	34%	0%
Refinaria Proposta	300	2030	14%	16%	16%	5%	43%	6%

No caso das Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN a modelagem não considerou a entrada em operação individual de novas unidades, mas uma expansão de capacidade instalada que, por hipótese, acompanha automaticamente a evolução da produção de gás natural no país, partindo-se de uma capacidade de processamento de 73,9 Mm³/dia em 2010, conforme dados do Anuário Estatístico da ANP. A Tabela 4 apresenta o perfil de produção considerado para estas unidades.

Tabela 4. Perfil de produção considerado para as UPGNs

C5+	GLP	Gás Seco	Outros não energéticos
4%	4%	89%	3%

2.1.3. Principais Resultados

Inicialmente, cabe observar que o cenário inicial CPG, de expansão da oferta de energia no horizonte 2030, foi construído por diversos órgãos governamentais, com auxílio de modelos próprios de otimização da expansão da oferta de energia elétrica e de combustíveis, e utilizando processos iterativos. Com base neste cenário inicial foi construído o conjunto de dados de entrada para o modelo

de otimização MESSAGE, o qual calcula os fluxos nas diversas cadeias energéticas no horizonte 2030, que constituem os resultados do modelo.

O modelo MESSAGE procura encontrar dentre as inúmeras “soluções viáveis” do problema, aquela que minimiza o valor presente do custo total do sistema energético, também denominada “solução ótima” (podendo haver mais de uma solução de custo mínimo). Define-se como solução viável do problema, qualquer alternativa de ofertados diversos energéticos capaz de suprir as demandas anuais de energia final preestabelecidas para o cenário (demandas de eletricidade por subsistema, combustíveis por tipo, etc.), satisfazendo a todas as demais restrições fornecidas (limites de capacidade das fontes de geração de energia elétrica, fatores de capacidade mínimo e máximo por fonte, limites de transporte entre regiões, capacidade de processamento e perfis de refino das refinarias existentes e novas, limites de capacidade de processamento, importação e/ou regaseificação de gás natural, disponibilidade de bagaço de cana para geração termelétrica, etc.).

Com base nas premissas e condicionantes adotados e na aplicação do modelo MESSAGE, foi possível extrair um conjunto de resultados ou indicadores principais, suficientes para se caracterizar o cenário CPG com relação aos objetivos deste estudo. Este conjunto compreende os cronogramas quinquenais de expansão das capacidades de produção de energia elétrica e de combustíveis (dados de entrada), bem como os respectivos níveis de atividade resultantes (geração de energia elétrica por fonte, refino de petróleo por refinaria, produção de gás natural, de etanol, de carvão vegetal, etc.), assim como as respectivas emissões potenciais de GEE associadas a estes níveis de atividade, conforme será apresentado a seguir.

Resultados Relativos à Oferta de Energia Elétrica e suas Emissões

Com relação ao sistema elétrico nacional (SIN), pode-se observar inicialmente que entre 2010 e 2030 a capacidade total instalada, que também é um dado de entrada para o modelo MESSAGE, apresenta um crescimento significativo, de mais de 87%, conforme mostrado na Tabela 5.

Tabela 5. Evolução da capacidade instalada no cenário CPG (MW)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas	88.419	95.760	114.573	129.400	134.086
Nuclear	1.990	1.990	3.395	3.395	3.395
Gás Natural	10.132	13.087	14.134	20.634	24.330
Carvão	2.485	3.205	3.705	4.205	4.705
Óleo Combustível	2.853	3.493	3.493	3.493	3.493

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Óleo Diesel	947	947	947	947	947
Outros Não Renováveis	687	687	687	687	687
PCH	5.038	6.544	7.449	7.909	11.407
Biomassa	8.966	9.923	12.140	13.820	17.170
Eólica	1.981	9.274	15.240	17.640	24.325
Solar	0	0	3.000	6.500	6.500
TOTAL	123.498	144.910	178.763	208.630	231.045

Com relação à estrutura do parque gerador, a proporção relativa entre fontes convencionais de geração térmica (usinas a gás natural, nuclear, carvão, óleos combustíveis e outras não renováveis) e fontes renováveis (hidrelétrica, biomassa, eólica e solar) foi razoavelmente mantida, com a participação das fontes renováveis decrescendo de 85% para 83% da potência instalada total entre 2010 e 2030, devido principalmente ao crescimento da participação das usinas térmicas a gás natural. Observa-se, porém, que a estrutura interna das fontes renováveis se altera substancialmente, com a participação da fonte hidrelétrica se reduzindo de 76% para 62%, mas sendo substituída gradativamente pelas fontes eólica, biomassa e solar, cuja participação cresce de 9% para 21% da capacidade total instalada entre 2010 e 2030. Desta forma, no CPG o setor elétrico mantém uma *matriz elétrica de baixo carbono*, sem perder competitividade econômica nem comprometer a confiabilidade do suprimento à demanda. As três tabelas a seguir apresentam resultados obtidos da otimização energética com o modelo MESSAGE.

Tabela 6. Evolução da geração por fonte no cenário CPG (MWmed)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Nuclear	1.692	1.692	3.225	3.225	3.225
Gás natural	3.445	4.450	4.806	7.016	8.272
Carvão	706	706	906	1.106	3.268
Óleo combustível	-	-	44	81	2.448
Óleo diesel	-	-	-	-	-
Outros não renováveis	275	275	618	618	618
Hidrelétricas	49.485	49.285	55.728	67.199	73.797
PCH	2.069	3.599	4.097	4.350	6.274
Biomassa	3.710	4.199	6.999	7.955	9.959
Eólica	514	2.965	5.929	6.849	9.601
Solar	-	-	600	1.300	1.300
TOTAL	61.895	67.170	82.952	99.698	118.762
% de geração elétrica de fontes renováveis	90%	89%	88,5%	88%	85%
% de geração hidrelétrica	83%	78,5%	72,5%	72%	67,5%
% de geração elétrica de outras renováveis	7%	10,5%	16%	16%	17,5%

Com relação à geração efetiva anual das fontes (despacho ótimo), pode-se observar uma nítida tendência de aumento da geração termelétrica fóssil ao final do horizonte, com sua participação crescendo de 7% para 12% da geração total em 2030, decorrente em parte do crescimento da capacidade instalada em fontes intermitentes ou sazonais, de mais baixo fator de capacidade, incluindo usinas hidrelétricas a fio d'água. Este aumento de geração térmica se dá principalmente nas usinas a gás natural, mas observa-se também um expressivo aumento no despacho das centrais existentes a carvão e a óleo combustível (com exceção do Diesel). Por outro lado, observa-se também uma forte redução na participação relativa da geração hidrelétrica, de 80% para 62%, entre 2010 e 2030. Apesar disto, a participação total das fontes renováveis na geração de energia elétrica em 2030 continua superior a 85%.

Tabela 7. Evolução do fator de capacidade no cenário CPG (%)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas	56%	51%	49%	52%	55%
Nuclear	85%	85%	95%	95%	95%
Gás natural	34%	34%	34%	34%	34%
Carvão	28%	22%	24%	26%	69%
Óleo combustível	0%	0%	1%	2%	70%
Óleo diesel	0%	0%	0%	0%	0%
Outras não renováveis	40%	40%	90%	90%	90%
PCH	41%	55%	55%	55%	55%
Biomassa	41%	42%	58%	58%	58%
Eólica	26%	32%	39%	39%	39%
Solar	0%	0%	20%	20%	20%
SISTEMA	50%	46%	46%	48%	51%

Nota: Valores arredondados

Com relação à evolução do fator de capacidade médio anual (FC) das diversas fontes e do sistema, vale à pena destacar que o FC do sistema nacional cresce ligeiramente (de 50% para 51%) entre 2010 e 2030, indicando aparentemente um bom equilíbrio entre as fontes renováveis e térmicas. Entretanto, algumas fontes apresentam grande variação do FC entre 2010 e 2030, como por exemplo, Óleo Combustível (passando de 0% para 70%), Carvão (de 28% para 69%) e Outras Não Renováveis (de 40% para 90%), confirmando a necessidade do sistema de mais geração de base no período, ou seja, geração com fator de capacidade mais próximo do fator de carga do sistema, em torno de 80%. Enquanto isso, o FC das hidrelétricas cai de 56% para 55%, o que se deve ao fato de ser este o FC médio admitido para a

expansão de novas usinas hidrelétricas (predominantemente usinas médias e PCHs, pois as grandes UHEs da Amazônia apresentam um FC ainda menor). Vale observar também que não se observa um aumento do FC das usinas a gás, embora esta fonte tenha um custo de combustível bem inferior ao do óleo combustível, sinalizando que no horizonte 2030 permanecem as restrições de disponibilidade de gás natural para geração termelétrica. É importante destacar que todos esses resultados decorrem do processo de otimização do MESSAGE, dentro das limitações implícitas do modelo, e das premissas definidas pelo CEC.

Tabela 8. Evolução das emissões da geração termelétrica no CPG (MtCO₂e)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Gás natural	11,40	26,43	28,54	41,66	49,13
Carvão	6,94	8,58	7,87	7,87	15,73
Óleo combustível	8,56	0,00	0,35	0,63	18,16
Biomassa	0,02	0,88	1,56	1,80	2,38
Outros não renováveis	0,00	0,39	0,87	0,87	0,87
TOTAL	26,91	36,28	39,19	52,83	86,28

Finalmente, com relação ao cálculo das emissões correspondentes à geração termelétrica de diversas fontes, pode-se constatar que no cenário CPG, elas mais do que triplicam entre 2010 e 2030. Isto se deve principalmente à expansão das usinas a gás natural, mas também em grande parte a uma maior utilização do parque termelétrico a carvão e óleo combustível existente (instalado até 2015), cujo despacho de geração é crescente, apesar de não haver mais nenhuma expansão de sua capacidade instalada até o final do horizonte (ou seja, se deve apenas ao aumento dos respectivos fatores de capacidade). Vale observar ainda que as pequenas emissões da fonte renovável Biomassa correspondem às emissões de GEE não-CO₂ (ou seja, CH₄ e N₂O) decorrentes da queima da biomassa em usinas termelétricas.

Resultados Relativos à Oferta de Combustíveis e suas Emissões

Com relação à oferta de petróleo bruto, o cenário CPG se caracteriza por uma extraordinária expansão da extração de óleo bruto no país, apresentando um crescimento de 167% entre 2010 e 2030, atingindo a expressiva marca de 5,5 milhões de barris por dia (Mbbl/dia), devido principalmente à exploração das grandes reservas do pré-sal.

Tabela 9. Evolução da oferta de petróleo no cenário CPG (Mbb/dia)

Mbb/dia	2010	2015	2020	2025	2030
Extração de óleo bruto	2,06	2,80	4,50	5,00	5,50
Importação de petróleo	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Exportação de petróleo	0,63	1,15	2,44	2,95	3,16
Óleo processado	1,78	1,99	2,40	2,39	2,68

Conseqüentemente, conforme mostrado na Tabela 9, o país passaria a exportador de petróleo bruto, atingindo o nível de 3,16 Mbb/dia em 2030, nível superior ao do Iraque em 2013 (quinto maior exportador mundial), segundo a US EIA⁴.

Tabela 10. Evolução da oferta de gás natural no cenário CPG (Mm³/dia)

Mm ³ /dia	2010	2015	2020	2025	2030
Produção de GN	48,92	66,11	114,41	144,90	159,39
Importação da Bolívia	30,34	30,34	30,34	30,34	30,34
Importação de GNL	0,25	18,96	-	15,34	22,15
Oferta de GN	79,50	115,40	144,74	190,57	211,87

Consistentemente com a grande expansão da extração de óleo bruto, a produção nacional de gás natural (principalmente gás associado) também mais que triplica entre 2010 e 2030. Ainda assim, dado o grande aumento da demanda por GN no período, decorrente principalmente de sua maior utilização para a geração termelétrica, a importação de GN da Bolívia se mantém, enquanto as importações de GNL crescem no período, à exceção de 2020, quando ocorre uma forte expansão da produção nacional.

Tabela 11. Evolução da produção anual de combustíveis no cenário CPG

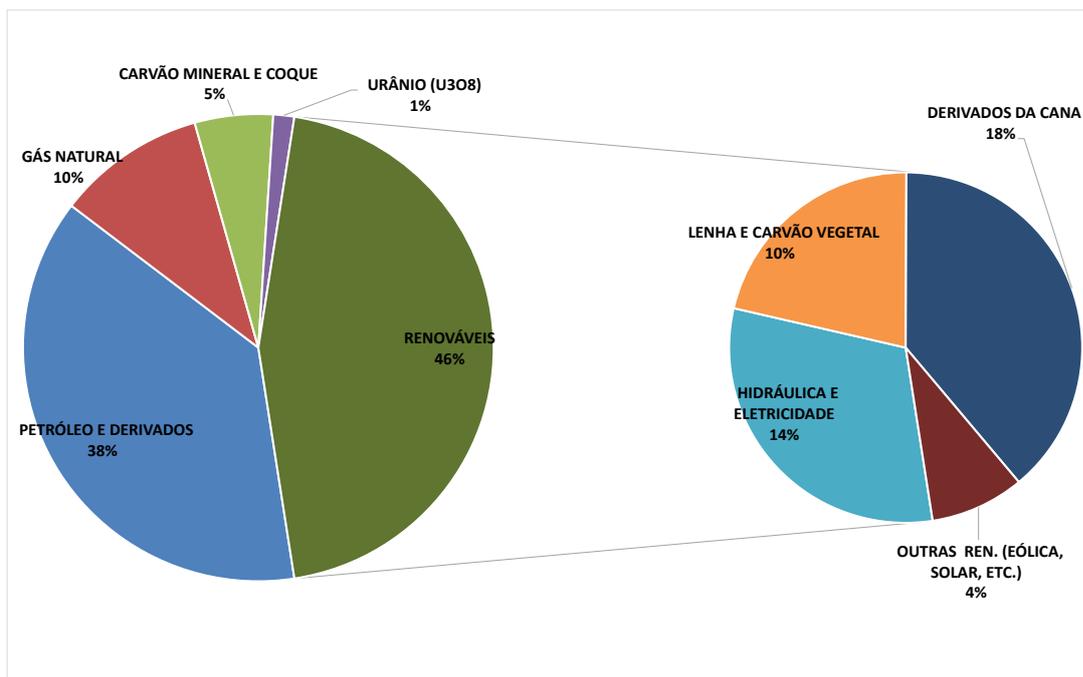
	Unidade	2010	2015	2020	2025	2030
DIESEL						
Produção	Mil m ³	39.238	49.095	62.464	62.464	64.995
Importação	Mil m ³	9.698	14.344	14.526	28.122	38.078
ETANOL						
Produção	Mil m ³	32.294	32.294	45.969	54.175	62.182
Exportação	Mil m ³	7.533	6.990	5.798	6.063	7.525
GLP						

⁴ US EIA: <http://www.eia.gov/countries/index.cfm?topL=exp>

	Unidade	2010	2015	2020	2025	2030
Produção	Mil m ³	8.850	10.113	11.983	12.912	14.608
Importação	Mil m ³	3.754	3.736	3.199	3.721	3.645
GÁS NATURAL						
Produção	Milhão m ³	17.854	24.129	41.759	52.888	58.177
Importação	Milhão m ³	11.164	17.994	11.072	16.670	19.157
GASOLINA						
Produção	Mil m ³	21.022	21.022	27.142	27.142	35.703
Importação	Mil m ³	1.806	14.569	12.299	17.247	12.418
NAFTA						
Produção	Mil m ³	7.946	9.146	12.994	13.550	15.017
Importação	Mil m ³	12.182	12.428	12.001	15.013	17.486
ÓLEO COMBUSTÍVEL						
Produção	Mil m ³	28.191	30.079	31.180	31.180	33.743
Exportação	Mil m ³	11.364	11.766	8.278	5.575	0
QUEROSENE						
Produção	Mil m ³	4.376	4.376	7.232	7.232	10.216
Importação	Mil m ³	0	684	0	350	0
Exportação	Mil m ³	481	0	1.064	0	1.427

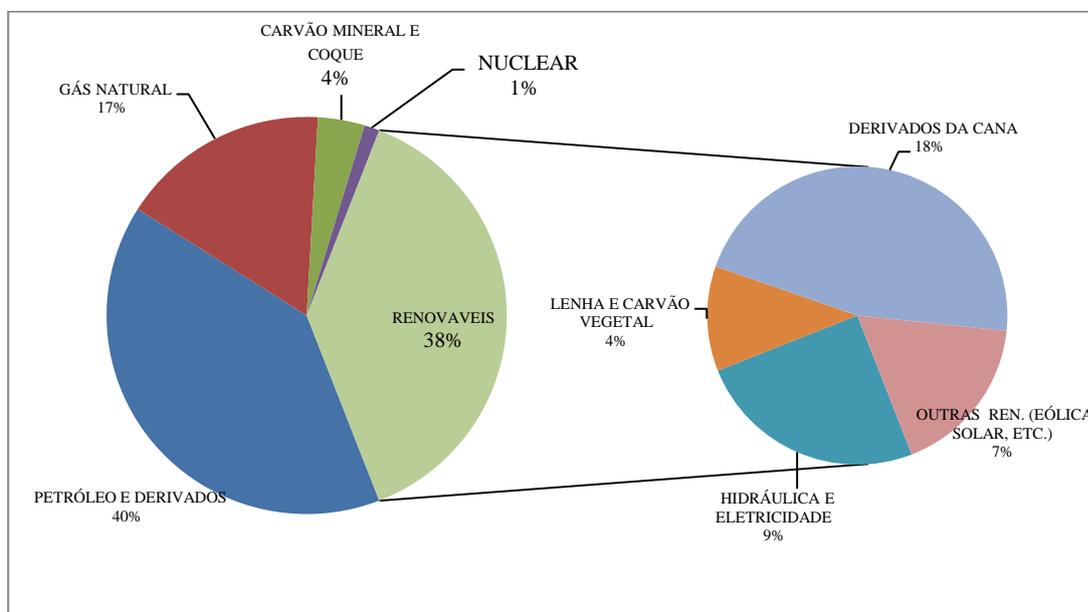
Com relação à oferta de combustíveis (derivados de petróleo, etanol e gás natural), a tabela 11 mostra que em 2030 no cenário CPG o país continuará a necessitar de importações de diesel, de gasolina, de nafta e de GLP. Entretanto, para os demais combustíveis observa-se um excedente exportável em 2030, com destaque para o etanol onde este excedente atinge 7 bilhões de litros em 2030. Quanto ao gás natural, a produção nacional em 2030 é mais que suficiente para suprir a demanda interna de GN não termelétrica. Mas para atender também à demanda de gás para geração termelétrica é necessário complementar a oferta com importações de GNL.

A estrutura da oferta de energia no cenário CPG fica perfeitamente caracterizada por sua correspondente Matriz Energética Nacional. Para ilustrar a evolução dessa estrutura no horizonte 2030, apresentamos inicialmente os tradicionais gráficos tipo “pizza”, calculados para 2010 e 2030. Nessas figuras, apresenta-se a participação relativa (%) de cada agrupamento de fontes primárias na oferta total de energia, utilizando-se a mesma classificação de fontes adotada no BEN.



Fonte: Elaboração IES-Brasil

Figura 4. Matriz Energética em 2010 (%)



Fonte: Elaboração IES-Brasil

Figura 5. Matriz Energética em 2030 (%)

Da análise das Figuras 4 e 5 é interessante observar que no CPG, embora a participação dos grupos *Petróleo e Derivados* e *Carvão Mineral e Coque* se mantenha estável, o expressivo aumento da participação do Gás Natural faz aumentar a participação total das fontes não renováveis na matriz energética de 55% em 2010 para 62% em 2030. Dentre as fontes renováveis, cumpre destacar a significativa redução na participação das fontes *Hidráulica* e *Lenha e Carvão Vegetal*, que juntas diminuíram de 24% para 15%, compensada em parte pelo aumento de 22% para 23% na participação dos *Produtos da Cana* e de *Outras Renováveis*.

Infelizmente, os gráficos acima não permitem visualizar claramente a importante mudança ocorrida na estrutura da oferta de energia elétrica, pois esta se encontra integrada à oferta de combustíveis e de energia renovável destinada a outros fins que não a geração de eletricidade. Assim, no presente estudo preferimos apresentar a Oferta Interna de Energia (OIE) em valores absolutos (Mtep) e de forma um pouco mais estratificada, separando-se a oferta de energia elétrica do restante da oferta energética, conforme mostrado na Tabela 12.

Tabela 12. Oferta interna de energia no cenário CPG

Oferta Interna Bruta (Mtep)	2010	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas (UHE e PCH)	34,7	39,8	45,1	53,5	55,6
Derivados da cana	4,4	9,0	15,1	17,1	21,4
Outras renováveis	2,4	2,2	4,9	5,8	9,0
Nuclear	3,8	3,8	7,2	7,2	7,2
Gás natural – UTE	7,0	11,2	12,1	17,6	20,8
Carvão mineral – UTE	1,9	2,1	1,9	1,9	3,9
Óleo combustível - UTE	1,1	0,0	0,1	0,2	5,6
Óleo diesel - UTE	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros não renováveis	0,8	0,2	0,5	0,5	0,5
Subtotal – Energia usada para Geração Elétrica	58,2	68,4	86,8	103,8	123,9
Participação de renováveis	71%	75%	75%	74%	69%
Petróleo e derivados	98,4	127,2	147,8	205,3	228,0
Gás Natural	20,5	33,0	51,8	68,2	78,2
Carvão mineral e coque	11,8	14,7	16,6	14,6	18,2
Derivados da cana	42,7	49,9	64,5	74,3	82,1
Fontes primárias do biodiesel	1,9	3,2	3,9	4,5	5,2
Outras biomassa	24,1	31,5	26,0	25,6	25,5
Outras fontes primárias	11,2	10,5	4,4	19,9	29,6
Subtotal - Combustíveis	210,6	269,9	315,0	412,3	466,7
Participação de renováveis	26%	22%	22%	23%	24%
TOTAL	268,8	338,3	401,8	516,2	590,6
% de Fontes Energia Renováveis	45%	43%	41%	39%	38%

Fonte: Elaboração IES-Brasil

Da análise da tabela 12 pode-se observar que, além da OIE mais que duplicar entre 2010 e 2030, seu perfil também se altera significativamente nos últimos quinquênios em decorrência do progresso tecnológico, da exploração do pré-sal, do esgotamento do potencial hidrelétrico aproveitável, e de restrições sócio ambientais. O efeito combinado desses fatores sobre a expansão da OIE acarretaria uma redução da participação das fontes renováveis entre 2010 e 2030, de 2% na geração de eletricidade e de 8% na produção de combustíveis.

Por fim, apresentam-se na Tabela 13 as emissões de GEE decorrentes da queima de lenha para produção de carvão vegetal nas carvoarias, além das emissões fugitivas da produção de óleo e gás natural (E&P, refino e UPGN) no cenário CPG. Nela pode-se observar um aumento significativo somente das fugitivas de óleo e gás, por conta do aumento da produção considerado no estudo.

Tabela 13. Evolução das emissões fugitivas e de carvoaria no CPG (MtCO₂e)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Carvoarias	0,7	1,46	1,72	1,01	1,03
Fugitivas de óleo e gás	21,5	30,61	50,01	57,33	63,06
Fugitivas do carvão mineral	2,5	4,56	4,62	4,28	5,31
TOTAL	24,7	36,63	56,35	62,62	69,4

2.2. Cenários de Mitigação Adicional (MA)

As emissões de GEE na oferta de energia podem ser reduzidas adotando-se medidas que evitem as emissões fugitivas nas cadeias do petróleo e gás e do carvão mineral, ou que diminuam a utilização de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica, ou ainda que reduzam a as emissões de outros GEE não CO₂ na produção de carvão vegetal⁵.

Nas reuniões com o CEC foram analisadas e discutidas diversas medidas que já haviam sido propostas em diferentes estudos anteriores, tais como:

- PEREIRA JR, A. O.; COSTA, R. C.; COSTA, C. V.; MARRECO, J. M.; LA ROVERE, E. L. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23, 2013, pp. 49–59.

⁵ No desmatamento induzido pelo uso de lenha de madeira nativa na produção não renovável de carvão vegetal, a emissão de CO₂ é contabilizada no setor AFOLU.

- IEA – International Energy Agency. World Energy Investment Outlook – Special Report. OECD/IEA, 2014.
- Brazil Low Carbon Study – Banco Mundial, 2010

Assim, o MA1 e o MA2 incluíram, por hipótese, medidas de mitigação adicionais ao CPG, tanto pelo lado da oferta quanto pelo lado da demanda de energia, com custo marginal de abatimento de até US\$20/tCO₂e evitado no MA1 e US\$100/tCO₂e no MA2 (mais ambicioso). As medidas adotadas pelo lado da oferta são as apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14. Medidas de mitigação consideradas no MA1 e MA2

Medidas de Mitigação pelo lado da Oferta	Nível MA1 (variação em relação ao CPG)	Nível MA2 (variação em relação ao CPG)
Redução da expansão de usinas termelétricas a combustíveis fósseis	Carvão Mineral: menos 1000 MW Gás Natural: menos 5000 MW	Carvão Mineral: menos 1000 MW Gás Natural: menos 10200 MW
Expansão da geração a bagaço de cana	Adição de 10.000 MW, chegando a 27.170 MW em 2030	Igual ao MA1
Expansão da geração eólica	Adição de 7.000 MW, chegando a 31.325 MW em 2030	Adição de 5000 MW, atingindo 29.325 MW em 2030
Expansão da geração solar PV concentrada	Mantém CPG	Expansão adicional de 2.000 MW, atingindo 8.500 MW em 2030.
Expansão da geração hidrelétrica	Mantém CPG	Adição de 10.000 MW de UHEs, atingindo 144.086 MW em 2030
Melhorias em refinarias	Mantém CPG	Ganhos de eficiência energética de todas as refinarias existente de 3% até 2025

Conforme mencionado anteriormente, em princípio, o Cenário de Mitigação Adicional 1 – MA1 inclui medidas de mitigação adicionais ao cenário CPG, cujo custo marginal de abatimento não ultrapasse o valor de US\$20/MtCO₂e evitado. Podem ocorrer exceções como, por exemplo, o aumento da geração termelétrica a bagaço de cana que, mesmo custando mais que este limite, foi incluída no MA1, por se tratar de uma cogeração que aproveita um resíduo decorrente da produção de açúcar e álcool e que, do contrário, teria que ser descartado a um certo custo econômico e ambiental não contabilizado.

2.2.1. Premissas Utilizadas na Modelagem do MA1

No que se refere à Oferta de Energia, das discussões com o CEC, ficou definido que para a construção do cenário MA1 seriam analisadas basicamente medidas de mitigação já previstas no CPG, mas cujo alcance

poderia ser ampliado, respeitando-se a premissa básica de que o custo marginal de abatimento não poderia exceder a 20 US\$/MtCO₂e. Desta forma, foram identificadas as seguintes medidas de mitigação adicional:

- **Redução da expansão de usinas termelétricas a combustíveis fósseis** previstas no CPG a partir de 2020 (eliminação total da expansão de usinas termelétricas a carvão mineral, e parcial de usinas a gás natural). Usinas contratadas até 2020 são mantidas.
- **Aumento da expansão da geração eólica.** Tal medida foi adotada para ampliar o aproveitamento do potencial eólico nacional, inclusive em regiões não consideradas no CPG. Pelo fato desses parques poderem não estar localizados nas regiões mais favoráveis, reduziu-se a estimativa do fator de capacidade médio para 35% (para os parques do CPG o valor considerado foi 40%).
- **Aumento da expansão da geração a bagaço de cana.** Ampliação da capacidade instalada incluindo um custo de combustível de 3,55R\$/MMBtu. Admitiu-se que o crescimento da demanda acabará criando um mercado competitivo para o bagaço de cana e que os custos logísticos do combustível precisam se cobertos.

2.2.2. Dados de Entrada do MESSAGE para o MA1

Considerando que até o ano de 2020 os contratos de compra e venda de energia já se encontram praticamente firmados, admitiu-se que as medidas de mitigação consideradas na formação do cenário MA1 só teriam início a partir de 2025. Assim, a Tabela 15 sintetiza as alterações nos dados de expansão da capacidade instalada de fontes de geração de energia elétrica com relação ao cenário CPG.

Tabela 15. Variação da capacidade instalada entre os cenários MA1 e CPG

Fontes (MW)	2025	2030
Carvão mineral	-500	-1.000
Gás natural	-3.000	-5.030
Biomassa	6.000	10.000
Eólica	5.000	7.000
TOTAL	7.500	10.970

Pode-se notar que o cenário MA1 considera uma expansão adicional da capacidade das fontes biomassa e eólica, mais que compensando a queda na capacidade das usinas a gás natural. Esta margem de reserva adicional considerada se destina a preservar o nível de confiabilidade do sistema elétrico

nacional tendo em vista que os parques eólicos e as usinas de cogeração a biomassa apresentam uma probabilidade de interrupção maior que a das usinas termelétricas a gás natural. Para as demais fontes, a projeção da evolução de sua capacidade instalada é idêntica a do cenário CPG.

A Tabela 16 apresenta os dados de demanda consolidada de todos os setores, já considerando o efeito das respectivas medidas de mitigação pelo lado da demanda do MA1. Estes valores, expressos nas unidades convencionais de cada energético, foram então utilizados como input para o modelo MESSAGE calcular a oferta de energia do cenário MA1.

Tabela 16. Evolução de demanda de energia final para o cenário MA1 (2010-2030)

Energético	Unidade	1990	2000	2010	2020	2030
Eletricidade	Ktep	18.715	28.508	39.964	58.203	81.225
Eletricidade_N	Ktep	-	-	2.797	5.251	7.080
Eletricidade_NE	Ktep	-	-	5.994	8.958	12.643
Eletricidade_S	Ktep	-	-	6.794	9.634	13.605
Eletricidade_SE	Ktep	-	-	24.379	34.360	47.898
Andes	Ktep	-	-	603	1.471	3.195
Diesel + biodiesel	Ktep	20.945	29.505	41.498	58.967	72.221
Gasolina	Ktep	7.485	13.319	17.578	22.501	20.032
GLP	Ktep	5.522	7.844	7.702	9.346	10.512
Óleo combustível	Ktep	9.559	9.498	4.938	5.217	6.579
QAV	Ktep	1.918	3.124	3.187	4.702	6.514
Gás natural	Ktep	3.032	7.117	16.888	34.580	45.438
Etanol	Ktep	6.346	6.457	12.628	23.565	36.036
Bagaço de cana	Ktep	11.266	13.381	30.068	41.785	49.354
Carvão vapor	Ktep	992	2.648	3.236	4.397	5.687
Carvão vegetal	Ktep	6.136	4.814	4.648	6.441	6.933
Coque de carvão	Ktep	5.133	6.507	7.515	9.519	11.716
Gás de coqueria	Ktep	1.410	1.272	1.434	1.780	2.249
Lenha	Ktep	15.635	13.626	17.052	16.521	17.382
Lixívia	Ktep	1.087	2.291	4.711	7.184	10.565
Querosene	Ktep	272	118	14	16	15
Nafta	Ktep	8.191	12.548	15.398	19.120	24.865
Alcatrão	Ktep	224	219	238	261	332
Outras secundárias de petróleo	Ktep	2.848	8.186	11.162	15.817	19.621
Outras primárias	Ktep	407	709	1.332	774	1.322
TOTAL	ktep	127.123	171.691	241.191	340.696	428.598

No que se refere aos demais dados de entrada do modelo MESSAGE, os valores de custos fixo, variável e de investimento foram mantidos iguais ao do CPG para todos os energéticos, com exceção de uma

alteração, relativa ao custo de combustível de usina termelétrica a biomassa *green field*. Neste caso, admitiu-se que, com a expansão deste tipo de geração termelétrica, passaria a existir um “mercado fornecedor de bagaço de cana” cujo preço médio de venda se estabilizaria em torno de 3,55 R\$/MBtu (valor este mantido também para o cenário MA2).

2.2.3. Principais Resultados do MA1

Resultados relativos à Oferta de Energia Elétrica e suas emissões

A Tabela 17 apresenta a evolução da capacidade instalada no cenário MA1, após a aplicação das medidas de mitigação apresentadas na tabela 13.

Tabela 17. Evolução da capacidade instalada no cenário MA1 (MW)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas	88.419	95.760	114.573	129.400	134.086
Nuclear	1.990	1.990	3.395	3.395	3.395
Gás natural	10.132	13.087	14.134	17.634	19.300
Carvão	2.485	3.205	3.705	3.705	3.705
Óleo combustível	2.853	3.493	3.493	3.493	3.493
Óleo diesel	947	947	947	947	947
Outros não renováveis	687	687	687	687	687
PCH	5.038	6.544	7.449	7.909	11.407
Biomassa	8.966	9.923	12.140	19.820	27.170
Eólica	1.981	9.274	15.240	22.640	31.325
Solar	–	–	3.000	6.500	6.500
TOTAL	123.498	144.910	178.763	216.130	242.015

Como se pode verificar, este conjunto de medidas acarretou um aumento líquido na capacidade instalada do sistema em 2030, com relação ao CPG. Em termos de estrutura, a participação das fontes a combustíveis fósseis diminuiu como era de se esperar em um cenário de mitigação. Por outro lado, este aumento na capacidade instalada total significa uma necessidade de investimentos adicionais com relação ao CPG, com possíveis rebatimentos sobre as tarifas de energia elétrica.

Tabela 18. Evolução da geração por fonte no cenário MA1 (MWmed)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Nuclear	1.692	1.692	3.225	3.225	3.225
Gás natural	3.445	4.450	4.806	5.996	7.016
Carvão	706	706	906	906	906
Óleo combustível	-	-	11	-	-
Óleo diesel	-	-	-	-	-
Outros não renováveis	275	275	618	618	618
Hidrelétricas	49.485	52.162	57.198	66.263	73.753
PCH	2.069	3.599	4.097	4.350	6.274
Biomassa	3.710	3.969	4.856	7.928	10.868
Eólica	514	3.003	5.929	8.419	12.638
Solar	-	-	600	1.300	1.300
TOTAL	61.895	69.855	82.246	99.005	116.598
% de geração elétrica de fontes renováveis	90%	90%	88,5%	89%	90%
% de geração hidroelétrica	83%	80%	74,5%	71%	68,5%
% de geração elétrica de outras renováveis	7%	10%	14%	18%	21,5%

Com relação à evolução da geração efetiva, deve-se observar inicialmente que no cenário MA1 o valor da geração total diminuiu 2.164 MWmed em 2030 devido às medidas de efficientização pelo lado da demanda. Quanto ao despacho de geração por fonte, cabe destacar o aumento significativo na participação da biomassa, de 8% para 9% da geração total, elevando a participação da geração não fóssil de 88% para 93% da geração total em 2030.

Tabela 19. Evolução do fator de capacidade no cenário MA1 (%)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas	56%	54%	50%	51%	55%
Nuclear	85%	85%	95%	95%	95%
Gás natural	34%	34%	34%	34%	34%
Carvão	28%	22%	24%	24%	24%
Óleo combustível	0%	0%	0%	0%	0%
Óleo diesel	0%	0%	0%	0%	0%
Outros não renováveis	40%	40%	90%	90%	90%
PCH	41%	55%	55%	55%	55%
Biomassa	41%	40%	40%	40%	40%
Eólica	26%	32%	39%	37%	43%
Solar	0%	0%	20%	20%	20%
TOTAL	50%	48%	46%	46%	48%

Comparando-se a evolução do fator de capacidade médio (FC) do sistema nos cenários CPG e MA1 (Tabelas 7 e 18), pode-se notar inicialmente que ocorre uma redução de seu valor, de 51% para 48%, em 2030. Isto decorre dos dois fatores já mencionados: redução da demanda e substituição de fontes fósseis por fontes renováveis. Vale destacar também a grande redução no FC das fontes Carvão (de 69% para 24%) e Óleo Combustível (de 70% para 0%), como era desejado num cenário de mitigação⁶.

Tabela 20. Evolução das emissões da geração termelétrica no cenário MA1 (MtCO₂e)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Gás natural	11,40	26,43	28,54	35,61	41,66
Carvão	6,94	0,00	0,00	0,00	0,00
Óleo combustível	8,56	0,00	0,08	0,00	0,00
Biomassa	0,02	0,89	1,20	1,92	2,62
Outros não renováveis	0,00	0,39	0,87	0,87	0,87
TOTAL	26,91	27,70	30,70	38,40	45,16

Finalmente, comparando-se a evolução das emissões correspondentes à geração termelétrica nos cenários CPG e MA1 (tabelas 8 e 19) verifica-se que as emissões relativas a Óleo Combustível foram praticamente zeradas e que houve uma redução de cerca de 15% nas emissões da fonte Gás Natural. Assim, as medidas de mitigação previstas no cenário MA1 resultaram na emissão total do setor elétrico de 45,16 MtCO₂e em 2030, ou seja, uma diminuição de quase 50% com relação ao CPG.

Resultados relativos à Oferta de Combustíveis e suas emissões

Como o cenário MA1 não previu nenhuma medida de mitigação específica para redução das emissões relativas à produção de petróleo, a evolução desta oferta é praticamente idêntica à do cenário CPG.

Tabela 21. Evolução da oferta de petróleo no cenário no cenário MA1 (Mbb/dia)

Mbb/dia	2010	2015	2020	2025	2030
Extração de óleo bruto	2,06	2,80	4,50	5,00	5,50
Importação de petróleo	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Exportação de petróleo	0,63	1,15	2,44	2,95	3,16
Óleo processado	1,78	1,99	2,40	2,39	2,68

Consequentemente, pode-se dizer que também no cenário MA1 o país manteria a posição de exportador de petróleo bruto, atingindo o nível de 3,16 Mbb/dia em 2030.

⁶ Observa-se que o FC das hidrelétricas cai até 2020, mas depois tende para o valor médio de 55%. Como as UHEs são usinas flexíveis, são usadas pelo MESSAGE para fechar o balanço. Assim, em alguns anos, em presença de outras usinas renováveis que não podem reduzir sua geração, cai o FC das UHEs.

Tabela 22. Evolução da oferta de gás natural no cenário MA1 (Mm³/dia)

Mm ³ /dia	2010	2015	2020	2025	2030
Produção de GN	48,92	66,11	106,76	134,49	152,18
Importação da Bolívia	30,34	30,34	30,34	30,34	30,34
Importação de GNL	0,25	18,93	-	-	-
Oferta de GN	79,50	115,37	137,09	164,83	182,52

Já com relação à oferta de gás natural, há uma diferença significativa entre os cenários CPG e MA1 (tabelas 10 e 21) devido principalmente à redução da demanda de GN no cenário MA1 decorrente das medidas de mitigação adotadas em todos os setores que consomem o combustível. Assim, a oferta interna de GN pôde ser reduzida em mais de 14% com relação ao CPG. A importação de gás da Bolívia, entretanto, foi mantida como premissa do cenário.

Tabela 23. Evolução da produção anual de combustíveis no cenário MA1

Combustível	Unidade	2010	2015	2020	2025	2030
DIESEL						
Produção	Mil m ³	39.238	49.095	62.464	62.464	64.995
Importação	Mil m ³	9.698	13.210	7.085	19.309	22.391
ETANOL						
Produção	Mil m ³	24.761	34.965	52.066	63.094	72.000
Exportação	Mil m ³	7.533	6.990	2.650	3.211	3.665
GLP						
Produção	Mil m ³	8.850	10.113	11.750	12.595	14.389
Importação	Mil m ³	3.754	4.090	3.186	3.096	2.230
GÁS NATURAL						
Produção	Milhão m ³	17.854	24.129	38.966	49.089	55.546
Importação	Milhão m ³	11.164	17.980	11.072	11.072	11.072
GASOLINA						
Produção	Mil m ³	21.022	21.022	27.142	27.142	35.703
Importação	Mil m ³	1.806	4.918	0	0	0
Exportação	Mil m ³	0	0	4.849	3.669	17.495
NAFTA						
Produção	Mil m ³	7.946	9.146	12.854	13.360	14.886
Importação	Mil m ³	12.182	12.428	12.141	15.203	17.617
ÓLEO COMBUSTÍVEL						
Produção	Mil m ³	28.191	30.079	31.180	31.180	33.743
Exportação	Mil m ³	11.364	12.212	9.069	6.478	7.175
QUEROSENE						
Produção	Mil m ³	4.376	4.376	7.232	7.232	10.216
Importação	Mil m ³	0	473	0	117	0
Exportação	Mil m ³	481	0	1.203	0	1.696

No tocante à oferta de combustíveis (derivados de petróleo, gás natural, etanol), a tabela 22 mostra relativamente ao CPG uma grande redução na oferta interna de gás natural, reduções significativas na oferta de diesel e aumento significativo na oferta de etanol. O aumento do consumo de etanol permite ao país voltar a ser exportador de gasolina. Para os demais derivados de petróleo há uma redução da importação comparando os cenários CPG e MA1 em 2030.

Sintetizando o cenário MA1, são apresentadas a Figura 6 e a Tabela 23 que apresenta um balanço consolidado da oferta interna bruta de energia (OIE), em Mtep.

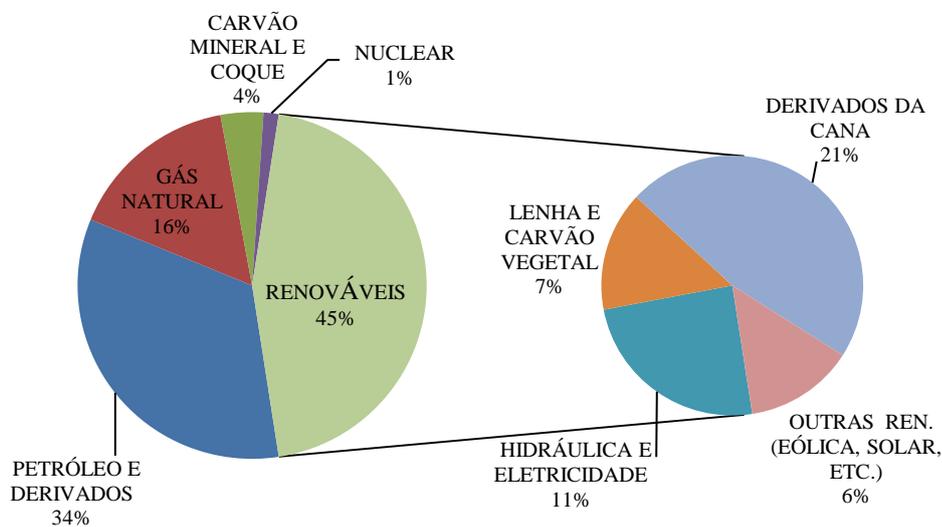


Figura 6. Matriz Energética 2030 MA1

Tabela 24. Oferta Interna de Energia no cenário MA1

Oferta Interna Bruta (Mtep)	2010	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas (UHE e PCH)	34,7	39,2	45,5	52,3	56,8
Derivados de cana	4,4	8,5	10,5	17,1	23,4
Outras renováveis	2,4	2,8	4,9	7,5	10,1
Nuclear	3,8	3,8	7,2	7,2	7,2
Gás natural – UTE	7,0	11,2	12,1	15,1	17,6
Carvão mineral – UTE	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Óleo combustível – UTE	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Óleo diesel – UTE	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros não renováveis	0,8	0,2	0,5	0,5	0,5
Subtotal – Eletricidade	58,2	65,7	80,6	99,6	115,5
Participação de renováveis	71%	77%	75%	77%	78%
Petróleo e derivados	98,4	124,5	139,8	155,4	173,2

Oferta Interna Bruta (Mtep)	2010	2015	2020	2025	2030
Gás natural	20,5	33,0	48,2	58,3	64,1
Carvão mineral e coque	11,8	14,3	16,2	17,9	20,4
Derivados de cana	42,7	49,9	45,1	71,0	86,0
Fontes primárias de biodiesel	1,9	3,3	4,9	5,2	6,0
Outras biomassa	24,1	30,6	33,3	34,5	34,6
Outras fontes primárias	11,2	10,5	8,2	13,1	20,9
Subtotal – Combustíveis	210,6	266,1	295,6	355,5	405,3
Participação de renováveis	26%	23%	18%	24%	26%
TOTAL	268,8	331,8	376,2	455,1	520,8
Fontes renováveis	45%	44%	40%	44%	45%

Fonte: Elaboração IES-Brasil

No caso das emissões de GEE decorrentes da queima de lenha para produção de carvão vegetal nas carvoarias, há um aumento devido à maior demanda de carvão vegetal na indústria. Já as emissões fugitivas da produção de óleo e gás natural (E&P, refino e UPGN) reduzem timidamente no cenário MA1, por conta da menor produção de gás natural. Da mesma forma, há também uma pequena redução das emissões fugitivas de carvão mineral devido à menor produção deste combustível fóssil.

Tabela 25. Evolução das emissões fugitivas e de carvoaria no MA1 (MtCO₂e)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Carvoarias	0,7	1,40	1,69	1,76	1,82
Fugitivas Óleo e Gás	21,5	30,61	49,25	56,3	62,35
Fugitivas Carvão Mineral	2,5	2,13	2,37	2,46	3,29
TOTAL	24,7	34,14	53,31	60,52	67,46

2.2.4. Premissas Utilizadas na Modelagem do MA2

O Cenário de Mitigação Adicional 2 – MA2 é mais ambicioso que o MA1, pois inclui todas as medidas de mitigação com custo marginal de abatimento até o valor limite de US\$100/MtCO₂e evitado.

Assim, foram consideradas novas medidas de mitigação, dentro deste novo limite, partindo-se das mesmas referências utilizadas para a construção do MA1. Dessa maneira, surgiram novas medidas de mitigação como, por exemplo, medidas de mitigação para as refinarias.

Para caracterizar um cenário MA2 mais ambicioso que o MA1, ficou definido também que não haveria nenhuma expansão adicional de usinas termelétricas a combustíveis fósseis, além daquelas já contratadas ou previstas de serem contratadas nos leilões de energia nova anterior ao ano de 2020.. Como compensação, foi proposto o aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente, situado na região Norte do país.

Das discussões em reuniões com o CEC, ficou definido que para a construção do cenário MA2 seriam consideradas as medidas de mitigação dos cenários CPG e MA1, acrescidas de novas medidas de mitigação cujo custo marginal de abatimento não ultrapassasse 100 US\$/MtCO₂e. Desta forma, foram identificadas as seguintes medidas de mitigação adicional:

- **Eliminação total da expansão de usinas termelétricas a combustíveis fósseis** incluídas no CPG, a partir de 2020 (ou seja, eliminação da expansão de gás natural ainda existente no cenário MA1).
- **Expansão adicional de hidrelétricas.** Viabilizara construção de um conjunto de novas UHEs pertencentes ao potencial hidrelétrico remanescente, com capacidade adicional de 10.000 MW. Prevê-se que o custo de investimento nessas usinas seja superior ao considerado para UHEs no CPG, posto que estas se situam predominantemente na região amazônica, onde as incertezas são maiores e as questões ambientais mais sensíveis.

- **Expansão da geração Solar PV concentrada.** Substituição de 2.000 MW da geração eólica adicional (sendo 1000 na região Sul e 1000 na região NE) por 2.000 MW de solar PV concentrada adicional (sendo 1000 no SE e 1000 no NE), atingindo uma capacidade instalada total de 8.500 MW em 2030.
- **Adoção de medidas de mitigação adicionais para as refinarias existentes.** Para esta análise foram consideradas inicialmente as medidas propostas no *Brazil Low Carbon Study* (Banco Mundial, 2007) para as refinarias existentes, a saber: Integração Energética e Redução de Calor; Controle de Incrustações; e Sistemas Avançados de Controle de Processo. Dentre as medidas analisadas, somente a Integração Energética e Redução de Calor se mostrou viável para o MA2, pelo fato de resultar em custo de abatimento inferior a 100 US\$/CO₂, considerando a hipótese de preço do barril de petróleo a 85 US\$/bbl, enquanto no referido estudo, o valor era de 45 US\$/bbl. De acordo com o estudo do Banco Mundial, tal medida proporciona uma redução na demanda de energia de 15% a um custo de 13 US\$/GJ, para um período de 15 anos. Nas reuniões do CEC, entretanto, avaliou-se que este já era um processo que vem sendo adotado nas refinarias existentes e, por isso, a redução da demanda deveria ser de 3%, no máximo.

2.2.5. Dados de Entrada do MESSAGE para o MA2

A Tabela 26 apresenta a variação da capacidade instalada do cenário MA2 frente ao cenário CPG. Como se percebe, há retirada total da expansão do gás natural, compensada por incremento na expansão da capacidade hidrelétrica do sistema. Tais variações só se dão a partir de 2025, devido à mesma razão explicada na variação do cenário MA1 frente ao CPG.

Tabela 26. Variação da capacidade instalada entre cenários MA2 e CPG

Fontes (MW)	2025	2030
Carvão mineral	-500	-1.000
Gás natural	- 6.500	- 10.196
Hidrelétricas	4.000	10.000
Biomassa	6.000	10.000
Eólica	5.000	5.000
Solar PV		2.000
TOTAL	8.000	15.804

A Tabela 27 apresenta os dados de demanda consolidada de todos os setores, já considerando o efeito das respectivas medidas de mitigação adicionais dos cenários MA1 e MA2. Estes valores, expressos nas

unidades convencionais de cada energético, foram então utilizados como input para o modelo MESSAGE calcular a oferta do cenário MA2.

Tabela 27. Evolução de demanda de energia final para o cenário MA2 (2010-2030)

Energético	Unidade	1990	2000	2010	2020	2030
Eletricidade	ktep	18.715	28.508	39.964	57.804	80.582
Eletricidade_N	ktep			2.797	5.215	7.024
Eletricidade_NE	ktep			5.994	8.896	12.543
Eletricidade_S	ktep			6.794	9.568	13.497
Eletricidade_SE	ktep			24.379	34.124	47.519
Andes	ktep			603	1.471	3.195
Diesel + biodiesel	ktep	20.945	29.505	41.498	54.832	54.492
Gasolina	ktep	7.485	13.319	17.578	20.455	12.710
GLP	ktep	5.522	7.844	7.702	9.359	10.586
Óleo combustível	ktep	9.559	9.498	4.938	5.171	6.332
QAV	ktep	1.918	3.124	3.188	4.511	5.575
Gás natural	ktep	3.032	7.117	16.887	34.243	45.163
Etanol	ktep	6.346	6.457	12.628	29.888	39.768
Bagaço de cana	ktep	11.266	13.381	30.068	41.421	48.855
Carvão vapor	ktep	992	2.648	3.236	4.299	5.517
Carvão vegetal	ktep	6.136	4.814	4.648	10.776	12.494
Coque de carvão	ktep	5.133	6.507	7.515	4.822	5.559
Gás de coqueria	ktep	1.410	1.272	1.434	1.745	2.191
Lenha	ktep	15.635	13.626	17.052	16.112	17.137
Lixívia	ktep	1.087	2.291	4.711	7.144	10.491
Querosene	ktep	272	118	14	15	15
Nafta	ktep	8.191	12.548	15.398	19.120	24.865
Alcatrão	ktep	224	219	238	261	332
Outras secundárias de petróleo	ktep	2.848	8.186	11.162	15.528	18.793
Outras primárias	ktep	407	709	1.332	847	1.568
TOTAL	ktep	127.123	171.691	241.191	338.353	403.025

2.2.6. Principais Resultados do MA2

A Tabela 28 apresenta a evolução da capacidade instalada do sistema elétrico no cenário MA2, após a aplicação das medidas de mitigação adicionais apresentadas na tabela 23. Como se pode verificar, este conjunto de medidas acarretou um aumento líquido adicional de 4.834 MW em 2030, cerca de 2% da capacidade instalada do sistema elétrico no MA1.

Tabela 28. Evolução da capacidade instalada no cenário MA2 (MW)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas	88.419	95.760	114.573	133.400	144.086
Nuclear	1.990	1.990	3.395	3.395	3.395
Gás Natural	10.132	13.087	14.134	14.134	14.134
Carvão	2.485	3.205	3.705	3.705	3.705
Óleo combustível	2.853	3.493	3.493	3.493	3.493
Óleo diesel	947	947	947	947	947
Outros não renováveis	687	687	687	687	687
PCH	5.038	6.544	7.449	7.909	11.407
Biomassa	8.966	9.923	12.140	19.820	27.170
Eólica	1.981	9.274	15.240	22.640	29.325
Solar	0	0	3.000	6.500	8.500
TOTAL	123.498	144.910	178.763	216.630	246.849

Em termos de estrutura, a participação das fontes a combustíveis fósseis se reduz ainda mais de 12% para 9%, correspondente apenas às usinas do sistema existente. Por outro lado, o pequeno aumento na capacidade instalada total representa uma necessidade de investimentos adicionais com relação ao MA1, com possíveis rebatimentos sobre as tarifas de energia elétrica.

Tabela 29. Evolução da geração por fonte no cenário MA2 (MWmed)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Nuclear	1.692	1.692	3.225	3.225	3.225
Gás natural	3.445	4.450	4.806	4.806	4.806
Carvão	706	706	906	906	906
Óleo combustível	-	-	-	-	81
Óleo diesel	-	-	-	-	-
Outros não renováveis	275	275	618	618	618
Hidrelétricas	49.485	52.133	56.638	67.022	75.621
PCH	2.069	3.599	4.097	4.350	6.274
Biomassa	3.710	3.969	4.856	7.928	10.868
Eólica	514	2.896	5.831	7.907	11.273
Solar	-	-	600	1.300	1.700
TOTAL	61.895	69.719	81.577	98.062	115.372
% de geração elétrica de fontes renováveis	90%	90%	88,5%	90,5%	91,5%
% de geração hidrelétrica	83%	80%	74,5%	73%	71%
% de geração elétrica de outras renováveis	7%	10%	14%	17,5%	20,5%

Com relação à evolução da geração efetiva, deve-se observar inicialmente que no cenário MA2 o valor da geração total de energia elétrica em 2030 aumenta em relação ao cenário CPG. Isto se deve ao

aumento verificado na produção real dos setores, conforme resultados da simulação com o modelo IMACLIM-BR. Apesar disto, a tabela 27 mostra que se conseguiu uma pequena redução adicional da geração a combustíveis fósseis com relação ao MA1, devido ao menor despacho das térmicas a gás natural. Vale observar que neste cenário, a geração de todas as termelétricas a combustíveis fósseis atingiu praticamente seu limite mínimo operativo.

Tabela 30. Evolução do fator de capacidade no cenário MA2 (%)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas	56%	54%	49%	50%	52%
Nuclear	85%	85%	95%	95%	95%
Gás natural	34%	34%	34%	34%	34%
Carvão	28%	22%	24%	24%	24%
Óleo combustível	0%	0%	0%	0%	2%
Óleo diesel	0%	0%	0%	0%	0%
Outros não renováveis	40%	40%	90%	90%	90%
PCH	41%	55%	55%	55%	55%
Biomassa	41%	40%	40%	40%	40%
Eólica	26%	31%	38%	35%	38%
Solar	0%	0%	20%	20%	20%
TOTAL	50%	48%	46%	45%	47%

Nota: Valores arredondados

Comparando-se a evolução do fator de capacidade médio (FC) do sistema nos cenários CPG e MA2 (Tabelas 7 e 26), pode-se notar que os valores são bastante próximos para as fontes renováveis, à exceção da biomassa, e se reduzem significativamente para as fontes fósseis Carvão (de 69% para 24%) e Óleo Combustível (de 70% para 2%) em 2030, como era de se esperar para um cenário de mitigação ambicioso.

Tabela 31. Evolução das emissões da geração termelétrica no MA2(MtCO₂e)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Gás natural	11,40	26,43	28,54	28,54	28,54
Carvão	6,94	0,00	0,00	0,00	0,00
Óleo combustível	8,56	0,00	0,00	0,00	0,63
Biomassa	0,02	0,89	1,20	1,91	2,60
Outros não renováveis	0,00	0,39	0,87	0,87	0,87
TOTAL	26,91	27,70	30,62	31,33	32,65

As tabelas 17 e 27 mostram que, consistentemente com a redução da geração termelétrica a combustíveis fósseis, foi possível se obter uma redução adicional das emissões do cenário MA1 para o MA2, atingindo-se o valor de 32,65 MtCO₂e em 2030.

Resultados relativos à oferta de combustíveis e suas emissões

Tabela 32. Evolução da oferta de petróleo no cenário MA2 (Mbbbl/dia)

m bbl/dia	2010	2015	2020	2025	2030
Extração de óleo	2,06	2,80	4,50	5,00	5,50
Importação de óleo	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Exportação de óleo	0,63	1,15	2,44	2,95	3,15
Óleo processado	1,78	1,99	2,40	2,39	2,69

Com relação à oferta de petróleo, as respectivas medidas de eficiência e mitigação incluídas no cenário MA2 possibilitaram uma pequena redução no volume de óleo bruto processado.

Tabela 33. Evolução da oferta de gás natural no cenário MA2 (Mm³/dia)

Mm ³ /dia	2010	2015	2020	2025	2030
Produção de GN	48,92	66,11	106,08	124,22	133,68
Importação da Bolívia	30,34	30,34	30,34	30,34	30,34
Importação de GNL	0,25	18,50	-	-	-
Oferta de GN	79,50	114,94	136,42	154,55	164,01

Com relação à oferta de gás natural no MA2, verifica-se uma redução adicional da oferta de GN em 2030 para 164,01Mm³/dia em 2030, devido principalmente à redução da demanda de GN em todos os setores que consomem o combustível. Assim, a oferta de GN pôde ser reduzida em 23% com relação ao CPG, sem necessidade de importação de GNL para geração termelétrica. A importação de gás da Bolívia foi mantida como premissa também neste cenário.

A introdução da medida proposta para as refinarias existentes (Integração Energética e Redução de Calor), de acordo com o Banco Mundial (2007), não requer grandes esforços de investimento ou de pesquisa.

Tabela 34. Evolução da produção anual de combustíveis no cenário MA2

Combustível	Unidade	2010	2015	2020	2025	2030
DIESEL						
Produção	Mil m ³	39.238	49.095	62.464	62.464	64.995
Importação	Mil m ³	9.698	12.927	6.708	18.721	21.829
ETANOL						
Produção	Mil m ³	24.761	34.847	57.394	69.212	79.000
Exportação	Mil m ³	7.533	6.990	8.257	9.957	11.365
GLP						
	Mil m ³	8.850	10.113	11.729	12.282	13.825
Importação	Mil m ³	3.754	4.073	3.182	3.377	2.754
GÁS NATURAL						
Gás Natural	Milhão m ³	17.854	24.129	38.719	45.340	48.793
Importação	Milhão m ³	11.164	17.823	11.072	11.072	11.072
GASOLINA						
Gasolina	Mil m ³	21.022	21.022	27.142	27.142	35.703
Importação	Mil m ³	1.806	4.826	0	0	0
Exportação	Mil m ³	0	0	4.979	3.922	17.687
NAFTA						
Produção	Mil m ³	7.946	9.146	12.842	13.173	14.548
Importação	Mil m ³	103.184	109.966	125.157	144.529	164.908
ÓLEO COMBUSTÍVEL						
Óleo Combustível	Mil m ³	28.191	30.079	31.180	31.180	33.743
Exportação	Mil m ³	11.364	12.212	9.097	6.478	6.971
QUEROSENE						
Produção	Mil m ³	4.376	4.376	7.232	7.232	10.216
Importação	Mil m ³	0	457	0	40	0
Exportação	Mil m ³	481	0	1.236	0	1.782

Com relação à oferta de combustíveis, pode-se observar que entre os cenários MA1 e MA2, como era de se esperar, ocorre uma redução adicional na oferta de gás natural, diesel e gasolina em 2030, devido às variações de demanda e substituição de gasolina por etanol nos carros flex. Observa-se também uma pequena redução na oferta de GLP e óleo combustível para se ajustar à demanda.

Sintetizando o cenário MA2, são apresentadas a Figura 7 e a Tabela 35 que apresenta um balanço consolidado da oferta interna bruta de energia (OIE), em Mtep.

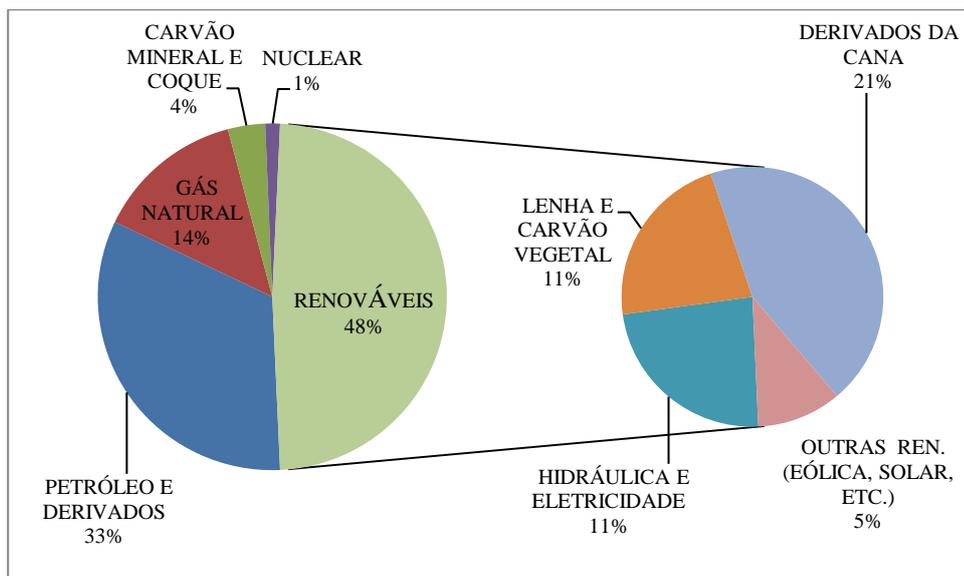


Figura 7. Matriz Energética 2030 MA2

Tabela 35. Oferta Interna de Energia no cenário MA2

Oferta Interna Bruta (Mtep)	2010	2015	2020	2025	2030
Hidrelétricas (UHE e PCH)	34,7	39,2	45,5	53,2	60,5
Derivados da cana	4,4	8,5	10,5	17,1	23,4
Outras renováveis	2,4	2,8	4,9	7,4	9,8
Nuclear	3,8	3,8	7,2	7,2	7,2
Gás natural – UTE	7,0	11,2	12,1	12,1	12,1
Carvão mineral – UTE	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Óleo combustível - UTE	1,1	0,0	0,0	0,0	0,2
Óleo diesel - UTE	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros não renováveis	0,8	0,2	0,5	0,5	0,5
Subtotal - eletricidade	58,2	65,7	80,6	97,4	113,7
Participação de renováveis	71%	77%	76%	80%	82%
Petróleo e derivados	98,4	124,1	139,5	155,4	173,6
Gás natural	20,5	32,9	47,9	56,5	60,9
Carvão mineral e coque	11,8	11,9	14,7	16,3	18,3
Derivados da cana	42,7	49,9	49,8	71,0	89,7
Fontes primárias do biodiesel	1,9	3,2	5,8	5,2	4,2
Outras biomassas	24,1	38,3	47,3	54,0	56,6
Outras fontes primárias	11,2	10,5	8,3	13,2	16,6
Subtotal - combustíveis	210,6	270,8	313,3	371,5	419,9
Participação de renováveis	26%	22%	19%	23%	25%
TOTAL	268,8	336,5	393,9	468,9	533,6
Fontes renováveis	45%	45%	44%	47%	48%

Fonte: Elaboração IES-Brasil

No caso das emissões de GEE decorrentes da queima de lenha para produção de carvão vegetal nas carvoarias, há um aumento devido à demanda de carvão vegetal na indústria, que é ainda maior que no MA1. As emissões fugitivas da produção de óleo e gás natural (E&P, refino e UPGN) reduzem mais que no cenário MA1, por conta da menor produção de gás natural e da medida de mitigação das refinarias. As emissões fugitivas de carvão mineral são iguais ao do MA1.

Tabela 36. Evolução das emissões fugitivas e de carvoaria no MA2 (MtCO₂e)

Fontes	2010	2015	2020	2025	2030
Carvoarias	0,7	1,99	2,89	3,29	3,39
Fugitivas óleo e gás	21,5	30,61	49,18	55,28	60,51
Fugitivas carvão mineral	2,5	2,13	2,37	2,47	3,29
TOTAL	24,7	34,7	54,4	61,0	67,2

3. Análise Comparativa dos Cenários

Com base nos cenários de demanda de energia recebidos dos diversos grupos setoriais e no resultado das simulações realizadas com o modelo MESSAGE, foi possível construir a evolução da **Matriz Energética Brasileira**, no período de 2010 a 2030, para os três cenários considerados. A Tabela 37 sintetiza os resultados obtidos.

Tabela 37. Oferta Interna Bruta de Energia, por fonte, por cenário.

Oferta Interna Bruta de Energia (Mtep)	2010	2030		
		CPG	MA1	MA2
Fontes energéticas				
Hidrelétricas (UHE e PCH)	34,7	55,6	56,8	60,5
Derivados da cana	4,4	21,4	23,4	23,4
Outras renováveis	2,4	9,0	10,1	9,8
Nuclear	3,8	7,2	7,2	7,2
Gás natural – UTE	7,0	20,8	17,6	12,1
Carvão mineral – UTE	1,9	3,9	0,0	0,0
Óleo combustível - UTE	1,1	5,6	0,0	0,2
Óleo diesel - UTE	2,2	0,0	0,0	0,0
Outros não renováveis	0,8	0,5	0,5	0,5
Subtotal - Eletricidade	58,2	123,9	115,5	113,7
Participação de renováveis	71%	69%	78%	82%
Petróleo e Derivados	98,4	228,0	173,2	173,6
Gás Natural	20,5	78,2	64,1	60,9

Oferta Interna Bruta de Energia (Mtep)	2010		2030	
	CPG	MA1	MA2	CPG
Carvão mineral e coque	11,8	18,2	20,4	18,3
Derivados da cana	42,7	82,1	86,0	89,7
Fontes primárias do biodiesel	1,9	5,2	6,0	4,2
Outras biomassas	24,1	25,5	34,6	56,6
Outras fontes primárias	11,2	29,6	20,9	16,6
Subtotal - combustíveis	210,6	466,7	405,3	419,9
Participação de renováveis	26%	24%	26%	25%
TOTAL	268,8	590,6	520,8	533,6
Fontes renováveis	45%	38%	45%	48%

Fonte para 2010: BEN 2014; Fonte para 2030: Resultados do estudo IES-Brasil; (*) UTEs – Consumo de combustível das respectivas Usinas Termelétricas (em Mtep)

A Tabela 32 apresenta a evolução da estrutura da **oferta interna bruta de energia (OIE)**, de 2010 a 2030, segundo os três cenários previstos. Inicialmente, pode-se observar que o CPG prevê um substancial incremento da OIE entre 2010 e 2030, de mais de 100%. Isto se explica pelo alto crescimento do consumo final no período e por uma expansão da oferta que considera apenas as tecnologias tradicionais, já disponíveis no país.

O MA1, mais eficiente, prevê um crescimento menor, de 86% com relação a 2010, com reduções tanto na oferta de eletricidade quanto na de combustíveis. Já o MA2 prevê um crescimento da OIE de 91%, um pouco maior que o do MA1, devido ao acréscimo na oferta de combustíveis de biomassa renovável. Isto permitiria uma mitigação adicional de emissões de GEE, mas exigindo maior quantidade de energia final, devido à menor eficiência de queima em relação aos combustíveis fósseis substituídos.

Outro fator importante para a redução de emissões de GEE nos cenários de mitigação adicional foi o aumento da participação de energias renováveis no total da OIE. Esta participação era de 49% em 1990, caiu para 41% em 2000 e voltou a subir até 45% em 2010. Na presente década, voltou a ser observada uma queda, mas em ritmo mais acelerado, chegando de volta a 41% já em 2013. Esta tendência de queda permanece no CPG, com a redução para 38% em 2030. Já no MA1, as renováveis voltam a elevar sua contribuição, chegando a 45% em 2030, superando o nível de 2013, e no MA2, atingem 48%, aproximando-se novamente do nível de 1990.

No setor de combustíveis, destaca-se um aumento na substituição de gasolina por etanol. Na comparação entre o CPG e os cenários de mitigação adicional, nota-se também a significativa redução da oferta de gás natural decorrente da redução do consumo, nos setores residencial e de serviços, e

principalmente na indústria. Tal redução é consequência dos programas de eficiência energética introduzidos no setor industrial.

No tocante ao setor elétrico, as diferenças na OIE entre o CPG e os cenários MA1 e MA2 se devem em parte à significativa redução do consumo, graças às medidas de eficiência da demanda. Outro fator foi a expressiva alteração na estrutura do parque gerador de energia elétrica nos três cenários em 2030, conforme mostrado na Tabela 38.

Tabela 38. Expansão do Setor Elétrico

Capacidade Instalada (MW)	2010		2030	
		CPG	MA1	MA2
Fonte de Geração		CPG	MA1	MA2
Hidrelétrica (UHE)	88.420	134.086	134.086	144.086
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	5.038	11.407	11.407	11.407
Cogeração bagaço de cana	8.966	17.170	27.170	27.170
Eólica	1.981	24.325	31.325	29.325
Solar PV concentrada	0	6.500	6.500	8.500
UTE Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
UTE gás natural	10.132	24.330	19.300	14.134
UTE carvão mineral	2.485	4.705	3.705	3.705
UTE óleo combustível	2.853	3.493	3.493	3.493
UTE óleo diesel	947	947	947	947
UTE outros não renováveis	687	687	687	687
TOTAL - Grid	123.498	231.045	242.015	246.849
Geração distribuída - Solar PV	0	10.000	10.000	10.000

Fonte para 2010: BEN 2014; Fonte para 2030: Resultados do estudo IES-Brasil

Com relação à capacidade instalada de geração, o CPG prevê um moderado acréscimo de 87% na potência total do sistema entre 2010 e 2030, correspondendo a uma taxa média de crescimento anual de 3,2%, semelhante a do crescimento da demanda no mesmo período. Nos cenários de mitigação adicional, esta expansão será maior, atingindo praticamente 100% no MA2. Isto se deve a uma maior penetração de fontes renováveis, de menor fator de capacidade, que aumentam sua participação de 85% em 2010 para quase 90% da capacidade total instalada no MA2 em 2030, certamente uma das maiores do mundo entre as grandes economias, e revertendo a tendência do CPG de uma redução para 84%.

3.1. Potencial de Mitigação

Os resultados obtidos para a evolução das emissões de GEE do setor de Oferta de Energia e do consumo final do setor energético, estimados conforme IPCC (2006), para os três cenários apresentam-se consolidados nas tabelas a seguir. Cabe ressaltar que, neste caso, foram agregadas as emissões fugitivas da exploração de carvão mineral, das carvoarias, do setor energético e das centrais elétricas autoprodutoras, além das emissões da queima de biomassa para a geração de energia elétrica, de forma a tornar os resultados compatíveis com os inventários das emissões de GEE.

Tabela 39. Emissões de GEE da Produção, Transformação e Consumo Final do Setor Energético no CPG

MtCO ₂ e - CPG	2010	2015	2020	2025	2030
Centrais Elétr. Serv. Públ.	26.9	36.3	39.2	52.8	86.3
Centrais Elétr. Autoprod.	10.1	16.6	32.0	45.5	55.5
Setor Energético	26.3	38.1	55.2	62.7	61.9
Carvoarias	0.7	1.5	1.7	1.0	1.0
Fugitivas Óleo e Gás	21.5	30.6	50.0	57.3	63.1
Fugitivas Carvão Mineral	2.5	4.6	4.6	4.3	5.3
TOTAL	88.03	127.66	182.70	223.62	273.11

Tabela 40. Emissões de GEE da Produção, Transformação e Consumo Final do Setor Energético no MA1

MtCO ₂ e - MA1	2010	2015	2020	2025	2030
Centrais Elétr. Serv. Públ.	26.9	36.3	30.7	38.4	45.2
Centrais Elétr. Autoprod.	10.1	16.6	31.1	41.8	45.7
Setor Energético	26.3	38.1	55.2	62.7	61.9
Carvoarias	0.7	1.5	1.7	1.8	1.8
Fugitivas Óleo e Gás	21.5	30.6	49.3	56.3	62.3
Fugitivas Carvão Mineral	2.5	4.6	2.4	2.5	3.3
TOTAL	88.03	127.66	170.27	203.42	220.18

Tabela 41. Emissões de GEE da Produção, Transformação e Consumo Final do Setor Energético no MA2

MtCO ₂ e - MA2	2010	2015	2020	2025	2030
Centrais Elétr. Serv. Públ.	26.9	36.3	30.6	31.3	32.6
Centrais Elétr. Autoprod.	10.1	16.6	31.1	38.6	39.9
Setor Energético	26.3	38.1	55.2	62.7	61.9
Carvoarias	0.7	1.5	2.9	3.3	3.4
Fugitivas Óleo e Gás	21.5	30.6	49.2	55.3	60.5
Fugitivas Carvão Mineral	2.5	4.6	2.4	2.5	3.3
TOTAL	88.03	127.66	171.30	193.66	201.64

É interessante observar que, enquanto no CPG ocorre uma tendência de aumento na participação relativa do setor elétrico nas emissões de GEE, principalmente a partir de 2020, nos cenários de mitigação adicional há uma tendência de estabilização dessas emissões devido à entrada das fontes renováveis. Há que destacar também que dentre as centrais elétricas de autoprodução, estão considerados em todos os cenários 10 GW de capacidade instalada de painéis fotovoltaicos, passando a representar 12% da geração distribuída e 2% do total de geração de energia elétrica (distribuída mais SIN) no CPG. No MA1, a participação é similar e no MA2 passa a representar 3% da geração de energia elétrica. As renováveis, no total da geração de energia elétrica representam 85% no CPG, 86% no MA1 e 87% no MA2.

Assim, as emissões totais da oferta de energia e do consumo final do setor energético caem de 273 MtCO₂e no CPG, para 220 MtCO₂e no MA1 e 202 MtCO₂e no MA2, significando uma redução de 19% no MA1 e 26% no MA2, com relação ao CPG, em 2030.

3.2. Outros indicadores

As medidas de mitigação consideradas no MA1 e MA2 proporcionam também uma importante redução do Fator de Emissão Médio (FE) do Sistema Interligado Nacional (SIN) com relação ao CPG, conforme mostrado na tabela 39.

Tabela 42. Fator de Emissão Médio do Setor Elétrico

2010	2030		
	CPG	MA1	MA2
tCO ₂ e/GWh			
57,1	96,2	52,9	41,2

Fonte para 2010: BEN 2014; Fonte para 2030: Resultados do estudo IES-Brasil

Pode-se notar que, enquanto no CPG o FE aumenta significativamente entre 2010 e 2030, no MA1 e MA2, ocorre o inverso, com o MA2 apresentando em 2030 uma redução de 57% relativamente ao CPG. Nota-se, ainda, que tanto no MA1, quanto no MA2, o nível de emissões em 2030 seria inferior ao observado em 2010.

Pode-se acrescentar ainda que o efeito das medidas de mitigação sobre o custo médio de geração de energia elétrica também é significativo, com um aumento de 28%, de 2010 para 2030 no CPG, refletindo principalmente os grandes investimentos e o custo mais elevado dos aproveitamentos hidroelétricos a serem construídos. A mitigação adicional encarece a eletricidade um pouco mais, cerca de 4% no MA1 e

8% no MA2, em relação ao CPG, chegando a um aumento de 32% no MA1 e 36% no MA2 em relação a 2010, devido principalmente à expansão adicional de geração eólica, de biomassa e solar PV.

A Tabela 40 apresenta um exercício de projeção das tarifas médias para Indústria e Comércio e Residencial feito com base nas tarifas vigentes em 2010 (BEN 2014) e na variação do custo médio de geração calculado pelo modelo MESSAGE para os três cenários simulados.

Tabela 43. Preço médio da energia elétrica

R\$/MWh	2010	CPG	MA1	MA2
	2030			
Indústria e Comércio	230,38	294,20	303,26	314,19
Residencial	326,14	416,49	429,31	444,78

Fonte para 2010: BEN 2014; Fonte para 2030: Resultados do estudo IES-Brasil

Referências Bibliográficas

PEREIRA JR, A. O.; COSTA, R. C.; COSTA, C. V.; MARRECO, J. M.; LA ROVERE, E. L. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23, 2013, pp. 49–59. Disponível em: <http://www.lima.coppe.ufrj.br/files/PerspectivesForTheExpansion.pdf>.

WEIO – WORLD ENERGY INVESTMENT OUTLOOK. *World Energy Investment Outlook – Special Report*. International Energy Agency, IEA, Paris, 2014. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weio2014.pdf>.

IPCC (2006) -. *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>

EPE (2015) – Plano Nacional de Energia – PNE 2050. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategorialD=346>

EPE (2015) – Plano Decenal de Energia – PDE 2023. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategorialD=345>

EPE (2015) – Balanço Energético Nacional – BEN 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategorialD=347>

International Institute for Applied Systems Analysis - IIASA (2015) - Modelo MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts*). Disponível em: <http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/Energy/MESSAGE.en.html>

ANEXO METODOLÓGICO

Conforme indicado na Introdução (seção 1.1), o modelo de oferta utilizado foi o MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental impacts*), desenvolvido originalmente no IIASA (*International Institute for Applied System Analysis*) para a otimização de um sistema energético (com suas demandas e suas ofertas). A IAEA (*International Atomic Energy Agency*) adquiriu a última versão do modelo e diversas atualizações vêm sendo realizadas, especialmente a introdução de uma interface amigável, de forma a facilitar a sua aplicação.

O princípio matemático do MESSAGE é a otimização de uma função-objetivo sujeita a um conjunto de restrições que definem a região viável que contém as soluções possíveis do problema. O valor da função objetivo ajuda a escolher a melhor solução, de acordo com um critério específico, usualmente, a minimização do custo. Numa classificação mais geral, o MESSAGE é um modelo de programação inteira mista (permite que algumas variáveis sejam definidas como inteiras), utilizado para a otimização de um sistema de energia. O modelo foi projetado para formular e avaliar alternativas de estratégias para o suprimento de energia, em consonância com restrições tais como limites de investimentos, disponibilidade e preço de combustíveis, regulação ambiental e taxas de penetração de mercado para novas tecnologias, dentre outras. Aspectos ambientais podem ser avaliados contabilizando-se e, se necessário, limitando-se, as emissões de poluentes por diversas tecnologias em vários níveis da cadeia energética. Isso ajuda a avaliar o impacto de regulações ambientais no desenvolvimento do sistema energético.

As informações no modelo estão organizadas em:

- Variáveis: fluxos, capacidades de produção e estoques; e
- Restrições: balanços de fluxos (extração, conversão, transporte, distribuição, uso final), limites (absolutos ou relativos) para as atividades, dinâmicas (intertemporais) e contábeis.

A representação do sistema energético no MESSAGE se dá pelo conceito de cadeia de produção da energia, que envolve a representação do processo de produção de energia desde a extração, passando pelos processos de conversão de energia (geração de energia, transmissão e distribuição)

O MESSAGE recebe, como input, dados relativos à previsão de demanda dos diferentes energéticos (energia elétrica, bagaço, diesel, etanol, GLP, gás natural, gasolina, nafta, óleo combustível, e QAV), assim como, da expansão das capacidades de produção de energia elétrica e de combustíveis, para todo o período em análise, quinquenalmente. Ademais, é montada a cadeia energética, considerando a evolução da disponibilidade de recursos, das fontes primárias, secundárias, finais, bem como as

exportações, também para o mesmo período, além de todas as demais informações inseridas no modelo.

Do lado da oferta, foi modelado o parque elétrico, as cadeias do petróleo, gás natural, carvão mineral, lenha, produtos da cana etc. Na representação do sistema interligado nacional, o modelo considera os diferentes subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN), ou seja, regiões geoeletricas Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/C.Oeste, e os seguintes energéticos: energia eólica, solar, hidrelétrica, de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), bem como termelétricas a carvão, óleo diesel, óleo combustível, gás natural, e outras fontes não renováveis. Para tal, foram incorporados os valores da potência típica das usinas (MW), o custo O&M variável (US\$/MWh) o custo O&M fixo (US\$/kW-ano), o custo do combustível (US\$/MMBtu), o tempo de construção (anos) a vida útil (anos), e o custo de investimento (US\$/kW), tal qual apresentados na Tabela 1 deste relatório.

Inicialmente, foi criado o cenário do plano governamental (CPG), considerando o detalhamento de informações da seção 2.1. Com base nesse cenário, foram gerados os cenários cenário de mitigação adicional 1 (MA1) e cenário de mitigação adicional 2 (MA2), levando em conta todas as informações apresentadas detalhadamente nas seções 2.2 e 2.3. Após a rodada dessa primeira simulação, foram calculados os fatores de emissão da rede elétrica (tCO₂e/MWh), tal qual apresentado na Tabela 33, bem como as tarifas (R\$/MWh), assim como na Tabela 34, para os três cenários.

Havendo, portanto, uma interação entre o MESSAGE e os modelos *bottom-up* de demanda por intermédio do modelo IMACLIM-BR, foi recalculada a nova demanda para os cenários, afetando a geração e o consumo por parte dos diferentes modelos setoriais. Nesse sentido, os novos valores de demanda foram substituídos no MESSAGE, para os três cenários, havendo, novamente, rodadas para se descobrir os novos valores de geração e de emissão associados aos novos valores.

Por fim, e tendo havido as devidas interfaces com o modelo IMACLIM-BR, o que destaca o caráter dinâmico dos dados apresentados no presente relatório, foram calculadas, para os três cenários, a evolução da capacidade instalada (MWh), a evolução da geração por fonte (MWmed), a evolução do fator de capacidade (%), a evolução das emissões do setor elétrico (MtCO₂e), a evolução da oferta de petróleo (Mbbl/dia), a evolução da oferta de gás natural (Mm³/dia), a evolução da oferta anual de combustíveis (mil m³)⁷, a oferta interna de energia (ktep), bem como a Estrutura de participação dos energéticos em 2010 e 2030 (%).

⁷Exceto para o gás natural, cuja unidade apresentada é milhão de m³.