



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA



IMPLICAÇÕES DA COP21

PARA O SETOR ELÉTRICO

Brasília
2017

**IMPLICAÇÕES DA COP21
PARA O SETOR ELÉTRICO**

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

Diretoria de Desenvolvimento Industrial

Carlos Eduardo Abijaodi
Diretor

Diretoria de Comunicação

Carlos Alberto Barreiros
Diretor

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor

Diretoria de Políticas e Estratégia

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães
Diretora

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato
Diretor

Diretoria Jurídica

Hélio José Ferreira Rocha
Diretor

Diretoria CNI/SP

Carlos Alberto Pires
Diretor



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

IMPLICAÇÕES DA COP21

RAFAEL KELMAN
ANA CAROLINA DEVEZA
REBECA DOCTORS
CELSON DALL'ORTO
JOÃO PEDRO BASTOS
JÚLIO ALBERTO DIAS

© 2017. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Gerência Executiva de Infraestrutura – GEINFRA

FICHA CATALOGRÁFICA

C748i

Confederação Nacional da Indústria.

Implicações da COP21 para o setor elétrico / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2017.
197 p. : il.

Setor Elétrico. 2. COP21. I. Título.

CDU: 621.31

CNI

Confederação Nacional da Indústria

Sede

Setor Bancário Norte

Quadra 1 – Bloco C

Edifício Roberto Simonsen

70040-903 – Brasília-DF

Tel.: (61) 3317-9000

Fax: (61) 3317-9994

<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC

Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992

sac@cni.org.br

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – CAPACIDADE INSTALADA TOTAL DO SIN EM 2014 E 2030.	18
FIGURA 2 – VARIAÇÃO DA PRODUÇÃO HORÁRIA EÓLICA COMO FRAÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA PARA AMOSTRA DE 72 GERADORES DO NORDESTE ENTRE 2015 E 2016.	20
FIGURA 3 – CAPACIDADE INSTALADA EM 2030: CASO BASE X CASO COP 21 X NT EPE COP 21.	21
FIGURA 4 – FLUXO DE INFORMAÇÃO E MODELOS PARA SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SIN. ...	23
FIGURA 5 – GERAÇÃO HORÁRIA DO SIN EM 2030 - OUTUBRO (07/10 - 13/10).	24
FIGURA 6 – OPERAÇÃO DO SISTEMA TERMELÉTRICO EM OUTUBRO DE 2016.	24
FIGURA 7 – ACRÉSCIMO EM GF POR FONTES ENTRE 2016 E 2030: CASO BASE X CASO COP 21.	26
FIGURA 8 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS TOTAIS (OPERAÇÃO E INVESTIMENTO): CASO BASE X CASO COP 21.	27
FIGURA 9 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS TOTAIS: CASO BASE X CASO COP 21 COM/SEM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (EE) EM BILHÕES DE REAIS.	28
FIGURA 10 – COMPARAÇÃO DAS EMISSÕES ACUMULADAS NO PERÍODO.	29
FIGURA 11 – REDUÇÕES DE EMISSÕES EM MTCO ₂ E EM FUNÇÃO DE DIFERENTES TAXAS DE CARBONO.	30
FIGURA 2.1 – EMISSÕES TOTAIS NO BRASIL POR SETOR (2000-2014) EM GTCO ₂ E.	40
FIGURA 2.2 – CAPACIDADE INSTALADA TOTAL DO SIN EM 2014 E 2030.	43
FIGURA 2.3 – CAPACIDADE INSTALADA DO SIN EM 2014.	46
FIGURA 2.4 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO DO PIB REAL PARA O PERÍODO 2016-2020.	47
FIGURA 2.5 – INVESTIMENTOS EM ENERGIA.	53
FIGURA 3.1 – POTENCIAL TÉCNICO, ECONÔMICO E DE MERCADO.	56
FIGURA 3.2 – DISTRIBUIÇÃO DE TOTAIS ANUAIS DE CHUVAS POR CONTINENTE.	57
FIGURA 3.3 – POTÊNCIA INSTALADA EM GW E % DO TOTAL GLOBAL DA FONTE HIDRELÉTRICA.	58
FIGURA 3.4 – CAPACIDADE INSTALADA, PRODUÇÃO E POTENCIAL HIDRELÉTRICO.	59
FIGURA 3.5 – COMPLEMENTARIDADE ENTRE A ENERGIA HIDRELÉTRICA, EÓLICA E DE BIOMASSA.	62
FIGURA 3.6 – EVOLUÇÃO DA BIOELETRICIDADE (TWH) E SUA PARTICIPAÇÃO NA GERAÇÃO TOTAL (%).	64
FIGURA 3.7 – PARTICIPAÇÃO DA BIOMASSA NO CRESCIMENTO DA CAPACIDADE INSTALADA DO SIN.	66
FIGURA 3.8 – ZONEAMENTO AGROECOLÓGICO DA CANA-DE-AÇÚCAR.	68

FIGURA 3.9 – INVESTIMENTOS DO BNDES, COM ÊNFASE EM BIOELETRICIDADE.	74
FIGURA 3.10 – CADEIA DO SEQUESTRO E ARMAZENAMENTO DE CARBONO – CCS.	77
FIGURA 3.11 – PRINCIPAIS PAÍSES EM CAPACIDADE INSTALADA EÓLICA.	79
FIGURA 3.12 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA 2016-2020.....	80
FIGURA 3.13 – CAPACIDADE INSTALADA (MW) CONTRATADA (JUNHO/2016).	81
FIGURA 3.14 – COMPORTAMENTO DOS FATORES DE CAPACIDADE DADA A GARANTIA FÍSICA ACUMULADA POR LEILÃO.	82
FIGURA 3.15 – CUSTO NIVELADO E FATORES DE CAPACIDADE PARA DIFERENTES REGIÕES..	83
FIGURA 3.16 – EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DA ENERGIA CONTRATADA.	83
FIGURA 3.17 – CUSTOS DE EQUIPAMENTOS INFORMADOS PELOS EMPREENDEDORES NOS LEILÕES – ATUALIZADOS PELO IPCA.	85
FIGURA 3.18 – EVOLUÇÃO DAS DEBÊNTURES INCENTIVADAS PELA LEI N° 12.431/2011. VALOR DOS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURA.	89
FIGURA 3.19 – IRRADIAÇÃO TOTAL PARA SUPERFÍCIES INCLINADAS: 10 KM X 10 KM.	93
FIGURA 3.20 – POTÊNCIA INSTALADA E NÚMERO DE SISTEMA POR FONTE RENOVÁVEL DISTRIBUÍDA (%).....	96
FIGURA 3.21 – REGISTRO DE MICRO E MINIGERADORES FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS NO BRASIL POR MÊS.	97
FIGURA 3.22 – PREÇO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL POR POTÊNCIA.	98
FIGURA 3.23 – COMPOSIÇÃO DO CUSTO TOTAL DA INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FV.....	98
FIGURA 3.24 – EVOLUÇÃO DOS CUSTOS TOTAIS DE UMA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR FV CENTRALIZADA ENTRE 2009-2025	99
FIGURA 3.25 – PROJETOS DE CSP NO BRASIL.	105
FIGURA 3.26 – PARTICIPAÇÕES HIDROELÉTRICAS ASSOCIADAS AO RISCO.	107
FIGURA 3.27 – MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA PROPOSTAS.	111
FIGURA 3.28 – ENERGIA CONSERVADA EM DECORRÊNCIA DE AÇÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.	111
FIGURA 3.29 – CUSTO DE CONSERVAÇÃO X CUSTO DE PRODUÇÃO POR FONTE. ADAPTADO A PARTIR DE: CEBDS, 2016A.	112
FIGURA 4.1 – PROJEÇÃO DO REQUISITO DE ENERGIA.	116
FIGURA 4.2 – BALANÇO FÍSICO DE OFERTA E DEMANDA (MÉDIA ANUAL).	117
FIGURA 4.3 – CAPACIDADE INSTALADA EM 2030: CASO BASE X CASO COP 21 X NT EPE COP 21.	119
FIGURA 4.4 – VARIAÇÃO DA PRODUÇÃO HORÁRIA EÓLICA COMO FRAÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA PARA AMOSTRA DE 72 GERADORES DO NORDESTE ENTRE 2015 E 2016.	120
FIGURA 4.5 – EFEITO DAS RESERVAS SOBRE OPERAÇÃO DAS FONTES NO SIN.	121
FIGURA 4.6 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE.	122
FIGURA 4.7 – GARANTIA FÍSICA DE CADA FONTE DE GERAÇÃO NÃO HIDRELÉTRICA.	123

FIGURA 4.8 – INCREMENTO DE GARANTIA FÍSICA POR ANO PARA CADA FONTE DE GERAÇÃO NÃO HIDRELÉTRICA.	124
FIGURA 4.9 – FLUXO DE INFORMAÇÃO E MODELOS PARA SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SIN.....	125
FIGURA 4.10 – GERAÇÃO MÉDIA ANUAL POR FONTE PARA O CASO BASE.....	126
FIGURA 4.11 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES NA GERAÇÃO.....	127
FIGURA 4.12 – PROJEÇÃO DE PLD PARA O CASO BASE.....	127
FIGURA 4.13 – EMISSÕES MÉDIAS DE GEE NO HORIZONTE DE ESTUDO.....	128
FIGURA 4.14 – TARIFA DE ENERGIA MÉDIA (AMOSTRA DAS 30 MAIORES DISTRIBUIDORAS) PARA O CASO BASE.....	129
FIGURA 5.1 – PROJEÇÃO DO REQUISITO DE ENERGIA.	132
FIGURA 5.2 – COMPARAÇÃO ENTRE DEMANDA SEM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, CASO BASE QUE CONSIDERA 3% DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E CASO COP21, COM 10% DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.	133
FIGURA 5.3 – BALANÇO FÍSICO DE OFERTA E DEMANDA MÉDIA ANUAL (OFERTAS DISCRIMINADAS).....	134
FIGURA 5.4 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE.	135
FIGURA 5.5 – GARANTIA FÍSICA DE CADA FONTE DE GERAÇÃO NÃO HIDRELÉTRICA.	136
FIGURA 5.6 – INCREMENTO DE GARANTIA FÍSICA POR ANO PARA CADA FONTE DE GERAÇÃO NÃO HIDRELÉTRICA.	137
FIGURA 5.7 – GERAÇÃO MÉDIA ANUAL POR FONTE PARA O CASO COP 21.	138
FIGURA 5.8 – PORCENTAGEM DA GERAÇÃO TOTAL EM ANOS SELECIONADOS – CASO COP 21.	139
FIGURA 5.9 – GERAÇÃO HORÁRIA DO SIN – JANEIRO (07/01-13/01).	140
FIGURA 5.10 – GERAÇÃO HORÁRIA DO SIN – OUTUBRO (07/10 - 13/10).....	140
FIGURA 5.11 – PROJEÇÃO DE PLD PARA O CASO COP 21.	141
FIGURA 5.12 – EMISSÕES DE CO ₂ MÉDIAS SEGUNDO CASO COP 21.....	142
FIGURA 5.13 – TARIFA DE ENERGIA MÉDIA (AMOSTRA DAS 30 MAIORES DISTRIBUIDORAS) PARA O CASO COP 21.....	143
FIGURA 6.1 – VARIAÇÃO ENTRE CAPACIDADE INSTALADA: COP 21 – BASE.	146
FIGURA 6.2 – VARIAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA: COP 21 – BASE.	147
FIGURA 6.3 – VARIAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO DE ENERGIA POR FONTE: COP 21 – BASE.....	148
FIGURA 6.4 – ACRÉSCIMO EM GF POR FONTES ENTRE 2016 E 2030: CASO BASE X CASO COP 21.....	149
FIGURA 6.5 – COMPARATIVO ENTRE EMISSÕES NOS CASOS SIMULADOS.	150
FIGURA 6.6 – COMPARAÇÃO DAS EMISSÕES ACUMULADAS NO PERÍODO.....	151
FIGURA 6.7 – VARIAÇÃO DE PLD: COP 21 – BASE.	152
FIGURA 6.8 – COMPARAÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA: BASE - COP 21.	152
FIGURA 6.9 – DIAGRAMA DOS CUSTOS ADICIONAIS A SEREM CONSIDERADOS.....	155

FIGURA 6.10 – CUSTO NIVELADO PARA AS DIFERENTES FONTES (R\$/MWH).....	156
FIGURA 6.11 – CUSTOS TOTAIS DESAGREGADOS: CASO COP 21.....	157
FIGURA 6.12 – CUSTOS TOTAIS DESAGREGADOS: CASO BASE.....	158
FIGURA 6.13 – COMPARAÇÃO VARIAÇÃO DE CUSTOS POR VARIAÇÃO DE DEMANDA: CASO BASE X CASO COP 21.....	158
FIGURA 6.14 – VALOR PRESENTE DOS CUSTOS TOTAIS: CASO BASE X CASO COP 21 COM/SEM EE (R\$ BI).....	159
FIGURA 7.1 – INVESTIMENTO GLOBAL EM RENOVÁVEIS.....	162
FIGURA 8.1 – REDUÇÃO DE EMISSÕES.....	178
FIGURA 8.2 – EMISSÕES MÉDIAS DE CO ₂ E DO SETOR ENERGÉTICO POR SEGMENTO DE ATIVIDADE.....	180
FIGURA 8.3 –PROBABILIDADE ACUMULADA DAS EMISSÕES EM 2030.....	181
FIGURA 8.4 – EMISSÕES DE GEE DO CENÁRIO INDC EM OUTROS CENÁRIOS ATÉ 2030. ...	182
FIGURA 8.5 – CLASSIFICAÇÃO DOS PAÍSES SEGUNDO SUA INDC.....	184

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – COMPARAÇÃO ENTRE VALORES REALIZADOS, INDC E PLANEJAMENTO OFICIAL	45
TABELA 3.1 – PRINCIPAIS FONTES DE FINANCIAMENTO PARA BIOENERGIA.	75
TABELA 3.2 – POTENCIAL EÓLICO DOS ATLAS BRASILEIROS.	84
TABELA 3.3 – PRINCIPAIS GARGALOS E INCENTIVOS PARA A CADEIA EÓLICA.	92
TABELA 3.4 – PREÇO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL (VALORES DE JULHO/2015)	102
TABELA 3.5 – PREÇO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA COMÉRCIO E INDÚSTRIA (VALORES DE JULHO/2015).....	102
TABELA 3.6 – PREÇO DE USINAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (VALORES DE JULHO/2015)	102
TABELA 6.1 – PREMISSAS ADOTADAS PARA CALCULAR OS INVESTIMENTOS ANUAIS DE EXPANSÃO POR FONTE.....	155
TABELA 7.1 – MODIFICAÇÕES PARA A REN N° 482/2012 TRAZIDAS PELA REN N° 687/2015.....	168
TABELA 7.2 – NOVAS CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO DO BNDES	171
TABELA 7.3 – AGENDA DE AÇÕES PARA INCENTIVAR A GERAÇÃO EÓLICA.....	173
TABELA 7.4 – AGENDA DE AÇÕES PARA A GERAÇÃO A PARTIR DE BIOMASSA.....	173
TABELA 7.5 – AGENDA DE AÇÕES PARA GERAÇÃO SOLAR	174
TABELA 8.1 – AUMENTO DA TEMPERATURA GLOBAL PARA DIFERENTES CENÁRIOS.	183
TABELA 8.2 – VISÃO GERAL DAS OPÇÕES PARA MITIGAR EMISSÕES PÓS-2030.	185

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO	15
1 INTRODUÇÃO	15
2 FONTES RENOVÁVEIS NÃO DESPACHÁVEIS	17
2.1 Adaptações para o SIN	20
2.2 Comparação entre cenários: impactos para o SIN	22
2.2.1 Composição do parque gerador.....	25
2.2.2 Custos.....	26
2.2.3 Emissões	28
3 CONCLUSÕES	30
1 INTRODUÇÃO	33
1.1 ANTECEDENTES	33
1.2 VISÃO GERAL DO ESTUDO	35
1.3 ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	37
2 ANÁLISE DA INDC	39
2.1 O QUE FOI PROMETIDO?	39
2.2 SITUAÇÃO ATUAL DO BRASIL.....	42
2.3 COMPARAÇÃO ENTRE A SITUAÇÃO ATUAL E MEDIDAS DA INDC	44
2.4 NOTA TÉCNICA DA EPE SOBRE A INDC	46
2.5 OPINIÃO DOS ESPECIALISTAS SOBRE A INDC	49
3 PANORAMA DAS FONTES E ANÁLISE DE OBSTÁCULOS	55
3.1 HIDRELÉTRICA.....	57
3.2 COMPLEMENTARIDADE ENTRE AS FONTES	59
3.3 BIOMASSA	63
3.3.1 Ambiental.....	67
3.3.2 Legal e regulatório.....	70
3.3.3 Político	72
3.3.4 Financeiro	73
3.3.5 Fatores adicionais.....	76
3.4 EÓLICA.....	79
3.4.1 Ambiental.....	85
3.4.2 Legal e regulatório.....	86
3.4.3 Político	87
3.4.4 Financeiro	87
3.4.5 Fatores adicionais.....	90

3.5 SOLAR	93
3.5.1 Ambiental.....	94
3.5.2 Legal e regulatório.....	95
3.5.3 Político.....	101
3.5.4 Financeiro.....	101
3.5.5 Fatores adicionais.....	104
3.6 USINAS TERMOELÉTRICAS	106
3.7 USINAS NUCLEARES	108
3.8 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	109
4 CASO BASE	115
4.1 BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA DO SIN.....	116
4.2 ADAPTAÇÕES PARA O SIN.....	118
4.3 PARTICIPAÇÃO DAS FONTES.....	122
4.4 FONTES NÃO HIDRELÉTRICAS.....	122
4.5 RESULTADOS DO CASO BASE.....	124
4.6 TARIFAS: CASO BASE.....	128
5 CASO COP21	131
5.1 BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA DO SIN.....	133
5.2 PARTICIPAÇÃO DAS FONTES.....	134
5.3 FONTES NÃO HIDRELÉTRICAS.....	135
5.4 RESULTADOS DO CASO COP 21.....	137
5.5 TARIFAS: CASO COP 21.....	142
6 COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS: IMPACTOS PARA O SIN	145
6.1 COMPOSIÇÃO DO PARQUE GERADOR.....	145
6.2 EMISSÕES.....	150
6.3 PLD.....	151
6.4 TARIFAS DE ENERGIA.....	152
6.5 CUSTOS.....	154
7 MECANISMOS DE APOIO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS	161
7.1 DIFERENTES INCENTIVOS.....	163
7.1.1 Proinfa.....	164
7.1.2 Mercado incentivado: TUST e TUSD.....	165
7.1.3 Leilões de energia exclusivos.....	166
7.1.4 Regulamentação para a geração distribuída.....	167
7.1.5 Benefícios fiscais e de financiamento.....	170
7.1.6 Projetos híbridos.....	171
7.2 AGENDA DE AÇÕES.....	173

8 ANÁLISE E INTER-RELAÇÕES DA INDC.....	177
8.1 REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO ₂	177
8.2 E SE TODAS AS INDCS FOSSEM FACTÍVEIS E EXECUTADAS?	181
9 CONSIDERAÇÕES FINAIS	187
REFERÊNCIAS.....	191



SUMÁRIO EXECUTIVO

1 Introdução

Em 18 de novembro, encerraram-se em Marrakesh as negociações da 22ª Conferência das Partes (COP 22). Apesar de conturbado pelo resultado das eleições presidenciais americanas, esse encontro é o primeiro a ser realizado após o Acordo de Paris, desdobramento da Conferência das Nações Unidas sobre Mudança Climática (COP 21), realizada em dezembro de 2015 na capital francesa. Em linhas gerais, o acordo, assinado pelo Brasil e por outros 194 países, estabelece o comprometimento em manter o aumento da temperatura global “bem abaixo” de 2 °C até o final do século.

O Acordo de Paris trouxe alento a uma série de tentativas frustradas para os países se comprometerem a controlar as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Este teve ainda os méritos de ter conseguido a adesão de países considerados grandes poluidores, questão que sempre foi o ponto mais delicado dos acordos anteriores, e de ter iniciado uma discussão inclusiva entre países desenvolvidos e em desenvolvimento e também entre diferentes agentes da sociedade civil, empresas e governos.

A participação do Brasil na COP 21 foi destacada internacionalmente por apresentar compromissos ambiciosos junto ao Secretariado da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, por meio da chamada Contribuição Pretendida Determinada Nacionalmente (*intended Nationally Determined Contributions – iNDC*, em inglês).

Além da meta de redução total das emissões de GEE em 37% em 2025 e em 43% em 2030 (em relação aos níveis de 2005), recentemente ratificada¹, o Brasil detalhou *como* esta meta seria atingida, por meio de *medidas* a serem adotadas em três setores que concentram as emissões do país: (i) mudança de uso do solo (desmatamento e queimadas); (ii) agropecuária; e (iii) energia (que inclui transportes).

No caso do setor de energia, o objetivo é atingir 45% de participação de renováveis na matriz energética até 2030. Na área de transportes, isso seria feito por meio do aumento da oferta de etanol (incluindo biocombustíveis de segunda geração) e do incremento da parcela de biodiesel na mistura do diesel. Já para o **setor elétrico**, as medidas para 2030 seriam:

- aumentar a parcela de geração renovável, *desconsiderando a energia hídrica*, para ao menos 23%;
- alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico.

Cabe aqui observar que a meta ratificada não define as medidas tal como elas foram sugeridas pela iNDC brasileira. O próprio texto da iNDC define que as metas se baseiam em “caminhos flexíveis para atingir os objetivos de 2025 e 2030”. No entanto, apesar de o texto prever certa flexibilidade, os custos e barreiras encontrados para evitar as emissões em cada setor deveriam ter sido considerados *ex-ante* as medidas.

¹ O processo de ratificação brasileiro passou inicialmente pela Câmara Legislativa, a qual aprovou a Mensagem 235/2016, seguindo para o Senado Federal, onde foi assinado o Decreto Legislativo 140/2016. Em 12 de setembro de 2016, o Acordo de Paris foi ratificado com a assinatura do presidente Michel Temer.

A definição de medidas para atingir a meta de redução de emissões deveria ter sido respaldada por um estudo que considerasse as tecnologias e alternativas necessárias para alcançar o objetivo de forma economicamente eficiente, com menor custo para a sociedade. Outro ponto importante de ser mencionado é que, ao divulgar a iNDC, as medidas se tornaram um compromisso político sob o ponto de vista da opinião pública, ficando, portanto, amarradas às suas considerações iniciais.

Além disso, merece destaque a distinção entre renováveis hídricas e não hídricas da iNDC, que contraria um posicionamento histórico do Brasil em defesa da hidroeletricidade e contra a tentativa de caracterizá-la como fonte não renovável. Em relação à matriz elétrica, o estabelecimento de 23% de fontes renováveis, além da hídrica, em 2030, e de 10% de eficiência energética, neste mesmo horizonte, quando combinadas, inviabilizariam a contratação de novos aproveitamentos hidrelétricos para o mercado previsto pela PSR. Essa constatação não ocorre na Nota Técnica da EPE sobre a COP 21, discutida a seguir, porque nesta o crescimento do mercado previsto é bem maior.

A seguir, é apresentado estudo feito pela PSR para a Confederação Nacional da Indústria (CNI) para avaliar como a iNDC afetaria o setor elétrico e qual seria o impacto para a indústria nacional. Essa avaliação foi feita comparando o plano da PSR para a expansão da oferta (**Caso Base**) com um plano alternativo que atende os compromissos da iNDC (**Caso COP 21**).

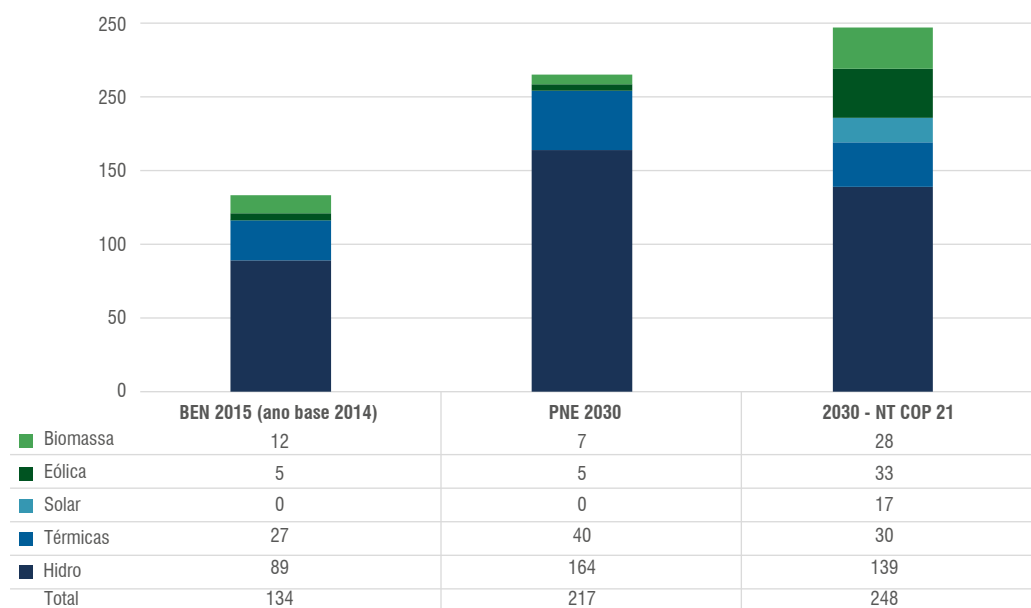
2 Fontes renováveis não despacháveis

Atualmente, a matriz elétrica brasileira conta com 75,5% de fontes renováveis, dos quais 64% são de hidroeletricidade, 8% de bioeletricidade, 3,5% de eólica e menos de 0,02% de solar. No Brasil, assim como no resto do mundo, tem se observado um forte crescimento de fontes renováveis não despacháveis (eólica, solar e biomassa).

A título ilustrativo, a geração eólica cresceu 77% em 2015 com relação ao ano anterior e já é uma das fontes com maior capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN). As projeções são favoráveis para uma maior participação das fontes renováveis não despacháveis, que devem aumentar consideravelmente nos próximos anos.

A figura a seguir ilustra a capacidade instalada do SIN em 2014 (segundo o Balanço Energético Nacional – BEN) e duas projeções para 2030. A mais antiga é do Plano Nacional de Energia (PNE) e a mais recente, da Nota Técnica da EPE *O compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia*, que serviu como memória de cálculo *ex-post* da iNDC brasileira, denominada por simplicidade NT COP 21.

Figura 1 – Capacidade instalada total do SIN em 2014 e 2030.



Fonte: Elaboração própria com base no BEN 2014, no PNE 2030 e na Nota Técnica da EPE sobre a INDC.²

Observa-se que o PNE 2030 previa um aumento maior de fontes convencionais (hidrelétrica e térmica), enquanto a NT COP 21 sinaliza uma maior participação de fontes renováveis não despacháveis. O menor fator de capacidade dessas fontes renováveis não despacháveis explica em parte o aumento da capacidade instalada de uma projeção para a outra. Além do mais, cabe observar que a matriz atual já excede as projeções do PNE 2030 em relação às fontes renováveis não hídricas.

A segunda observação é que a NT COP 21 indica que é *fisicamente* possível desenvolver um plano de expansão que atende às medidas da INDC. No entanto, cabem aqui algumas críticas quanto às justificativas econômicas do plano e às premissas utilizadas pelo estudo. A NT COP 21 usa uma taxa de crescimento econômico anual de 4,4% ao longo de todo o período, o que parece otimista para uma economia em crise. Como ilustração, se for admitido crescimento de 1% para 2017 e que 2018 e 2019 terão crescimentos respectivos de 2,5% e 5%, *seria necessário crescer 6% a.a. entre 2020 e 2030* para que a premissa de crescimento econômico da NT COP 21 fosse válida.

² O PNE 2030 não considera expansão considerável da geração distribuída, enquanto a Nota Técnica da EPE sobre a COP 21 considera um total de 9 GW de capacidade instalada em GD solar fotovoltaica e biogás.

Outro ponto que merece destaque é a interpretação do significado das medidas da iNDC, que se baseia nos estudos da EPE. Isso porque os termos utilizados no documento oficial submetido ao Secretariado da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) não foram precisos na definição da métrica empregada (ex.: capacidade instalada, produção efetiva, garantia física etc.).

Ao avaliar as referências indicadas para o ano de 2014, pode-se concluir que as medidas relacionadas à energia dizem respeito à Oferta Interna de Energia, segundo sua definição dada no Balanço Energético Nacional da EPE. Nesse caso, cabe a crítica, sob o ponto de vista do planejamento da expansão do setor elétrico, quanto ao uso da Oferta Interna de Energia, que é dada em TWh.

A título de planejamento, inclusive para realização de leilões e contratação de energia, os montantes de energia a serem adicionados à matriz são comumente referidos em termos de Garantia Física (GF) e não na produção energética esperada. Essa métrica tampouco é consistente com o aumento da participação de energias intermitentes na matriz, uma vez que a variação na produção das fontes renováveis não convencionais torna praticamente impossível atingir um percentual definido.

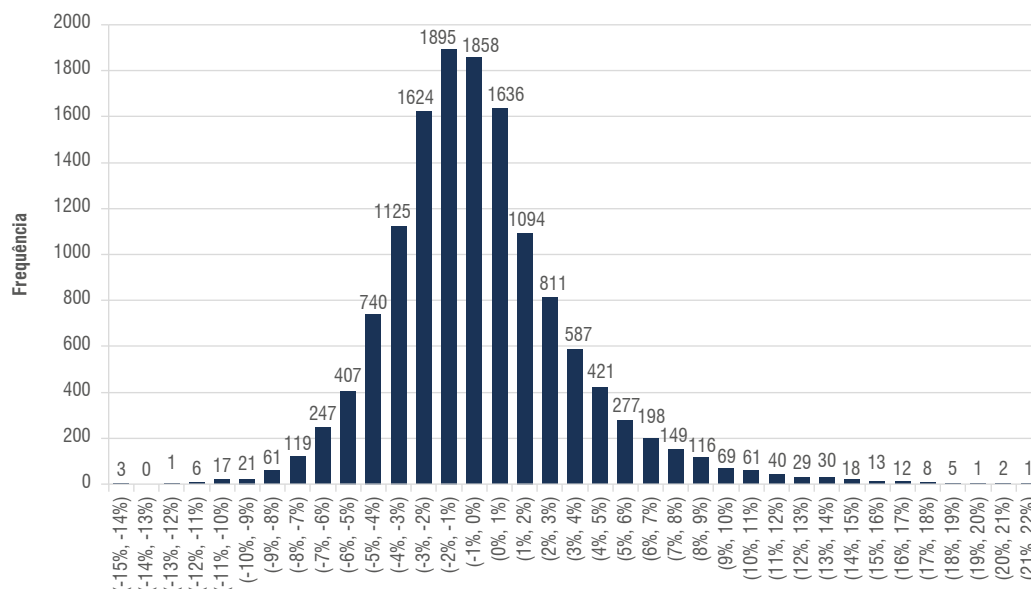
Ao combinar a redução da demanda (dada a medida de 10% de eficiência energética) com o aumento de fontes renováveis não convencionais, há certos desafios que devem ser levados em conta. Em particular, a incerteza quanto à previsão da disponibilidade dos recursos energéticos tem se mostrado uma das principais barreiras observadas. Isso porque o aumento da participação das fontes renováveis não convencionais tem impacto considerável na operação do sistema, podendo levar a grandes variações na geração de eletricidade líquida.

Em termos da geração eólica, fonte com maior capacidade instalada prevista entre as fontes renováveis não convencionais, é possível observar variações de 20% da produção horária como fração da capacidade instalada.

O histograma ilustrado a seguir foi calculado a partir do histórico do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) de produção horária de

72 parques eólicos nos Estados do Ceará, Bahia, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul para o período entre janeiro de 2015 e julho de 2016.

Figura 2 – Variação da produção horária eólica como fração da capacidade instalada para amostra de 72 geradores do Nordeste entre 2015 e 2016.



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

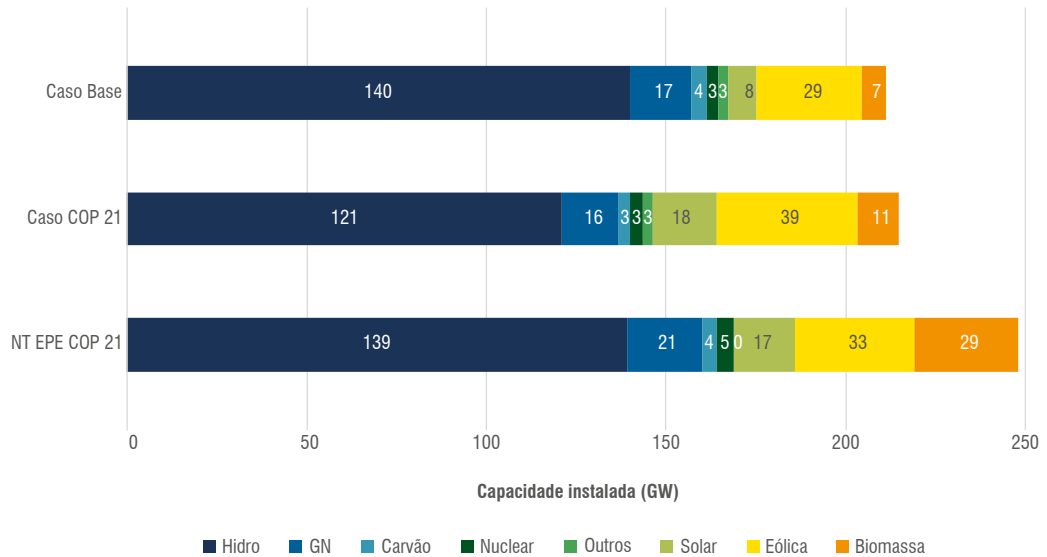
2.1 Adaptações para o SIN

No estudo elaborado para a CNI, foram realizados dois casos para comparação: **Caso Base**, apoiado no planejamento oficial da expansão da oferta de geração e atualizado com premissas da PSR em relação ao potencial de mercado das fontes, e o **Caso COP 21**, elaborado para atender às medidas estabelecidas na iNDC relacionadas ao setor elétrico (participação de 23% de fontes renováveis, além da hídrica, na matriz elétrica em 2030 e 10% de eficiência energética no mesmo horizonte).

A figura a seguir ilustra a capacidade instalada por fonte para os dois casos e para NT COP 21. Apesar de o Caso Base ter uma demanda superior ao Caso COP 21, este considera um incremento de 3% de eficiência energética até o final do horizonte, de modo que é necessário um esforço adicional de 7% para o Caso COP 21. Em comparação com a capacidade instalada da NT COP 21, os dois casos têm capacidade inferior, pois a premissa de crescimento utilizado no estudo realizado pela PSR é mais

conservadora. No entanto, os três casos têm elevada participação de fontes intermitentes, de modo que é necessário estabelecer um aumento gradativo da reserva girante do SIN em fontes despacháveis.

Figura 3 – Capacidade instalada em 2030: Caso Base x Caso COP 21 x NT EPE COP 21.³



Fonte: Elaboração própria.

Parte dessa reserva pode ser atendida com recursos existentes ou planejados (que já faziam parte da expansão), mas, em caso de insuficiência, a reserva passa a induzir uma parte da expansão, por meio da contratação de fontes *despacháveis* para servirem de *backup*. Essa necessidade resultará em um custo para o SIN que precisa ser quantificado tanto em termos de investimentos como em impactos sobre custos operativos.

Os desvios de produção excessivos, da ordem de 20%, ilustrados na Figura 2, foram usados como critério para a definição das reservas operativas. Dado que o plano de expansão Base prevê 30 GW de eólica em 2030 e o Caso COP 21 prevê 40 GW, o controle da intermitência da produção demandará uma reserva girante de 6 GW e 8 GW, respectivamente, de forma a garantir o atendimento do Nordeste (onde está a maior parte dos parques eólicos), mesmo que ocorra uma queda brusca de produção eólica no curto prazo.

³ Nessa situação, "Outros" refere-se a outras térmicas (óleo diesel, óleo combustível etc.) e Proinfa, nos Casos Base e COP 21. Na Nota Técnica da EPE, entende-se que esse item seja inteiramente de fontes fósseis.

Essa reserva foi inicialmente alocada entre as usinas hidrelétricas da própria região Nordeste, que são as de resposta mais rápida. Nessa avaliação consideramos não somente as usinas que presentemente estão conectadas ao Controle Automático de Geração (CAG) da região (UHE Paulo Afonso IV e UHE Itaparica), mas também a UHE Xingó. Além desse recurso, lançamos mão de hidrelétricas do subsistema Sudeste concomitantemente com uma reserva de igual montante alocada na capacidade de intercâmbio do Nordeste.

Admitindo-se que no máximo 30% da capacidade de intercâmbio e 30% da capacidade das hidrelétricas de alta queda do subsistema Nordeste possam ser reservadas (Paulo Afonso IV, Itaparica e Xingó), obtém-se 2,2 GW oriundos do intercâmbio e 2,8 GW das hidrelétricas do Nordeste em 2030. Para atingir os 6 GW e 8 GW necessários à reserva, admitiu-se acréscimo de ofertas térmicas a gás natural em ciclo aberto (i.e. com operação flexível) com capacidade de 1 GW para o Caso Base (6,0 - 2,2 - 2,8) e 3 GW (8,0 - 2,2 - 2,8) para o Caso COP 21. Nos dois casos, essa oferta térmica entraria a partir de 2027 com capacidade menor, atingindo os respectivos 1 GW e 3 GW no final do horizonte (2030). A forma de contratação dessas usinas é como energia de reserva, de modo a não afetar o limite de sobreoferta.

2.2 Comparação entre cenários: impactos para o SIN

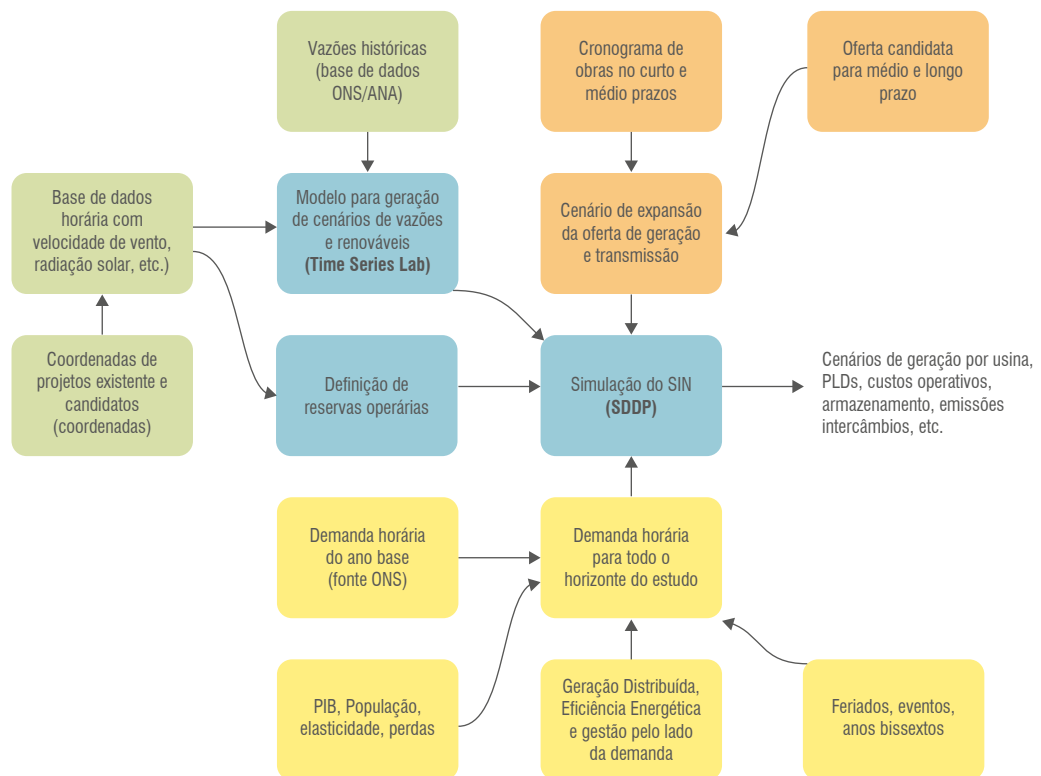
Com o aumento de fontes intermitentes ao longo do horizonte, foi necessário desenvolver uma metodologia que adotasse a variação horária das fontes. Uma vez estabelecidas as premissas de oferta e demanda para cada caso, o modelo de despacho hidrotérmico com restrições de transmissão SDDP, desenvolvido pela PSR, calculou a política operativa ótima para o período 2016-2030 com cinco anos adicionais de configuração estática para evitar esvaziamento ao final do período.

A incerteza hidrológica e das outras fontes renováveis não convencionais foi representada pelo *Time Series Lab* da PSR, um modelo estocástico multivariado (não paramétrico) baseado em redes Bayesianas e distribuições *kernel* de probabilidades. Esse modelo foi ajustado às vazões mensais afluentes às hidrelétricas da configuração e às medidas de

velocidades dos parques eólicos e de radiação solar horizontal global das usinas solares fotovoltaicas em escala horária.

O diagrama a seguir ilustra o procedimento da análise. As fontes de dados estão identificadas em caixas verdes; os modelos, em caixas azuis; o plano de expansão avaliado, em caixas alaranjadas; e a preparação dos dados da demanda horária, em caixas amarelas.

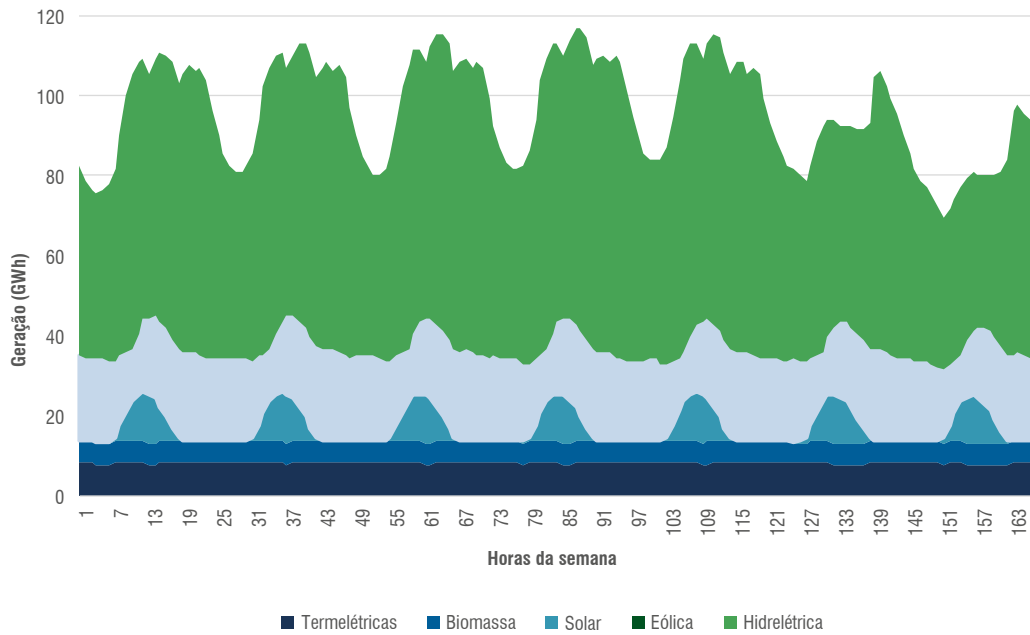
Figura 4 – Fluxo de informação e modelos para simulação da operação do SIN.



Fonte: Elaboração própria.

A título ilustrativo, essa metodologia permite avaliar a geração horária para um determinado horizonte. A figura a seguir ilustra a geração horária do SIN para uma semana em outubro no final do horizonte. É possível destacar a variabilidade da geração eólica e o formato da geração solar, que segue a trajetória do sol (pico ao meio-dia e geração nula durante a noite). Apesar de parecer que a geração termelétrica fica constante a maior parte do tempo, uma análise *por cenário* simulado na operação do SIN mostra uma geração térmica muito mais variável, servindo portanto para auxiliar a variação na geração eólica.

Figura 5 – Geração horária do SIN em 2030 - Outubro (07/10 - 13/10).



Fonte: ONS

Atualmente, já vem se percebendo uma transformação do sistema brasileiro em um sistema semelhante ao da Alemanha, onde 30 GW de térmicas são usados para compensar a variabilidade da produção eólica e solar, ilustrado na figura abaixo.

Figura 6 – Operação do sistema termelétrico em outubro de 2016.



Fonte: ONS

Cabe aqui notar que a realidade pós-2030 depende em muito das medidas assumidas atualmente pelo Brasil. Caso continue-se dando destaque para fontes com alta intermitência em detrimento da fonte hídrica, o mix nacional terá que contar com fontes despacháveis, como gás natural, carvão e óleo, com possibilidade de rampas, de modo a controlar as variações da produção no curto prazo. Desse modo, mais atenção deve ser dada para a geração hidrelétrica, que serve para atenuar as grandes variabilidades na produção de renováveis não hídricas. Apesar de o horizonte estudado não evidenciar claramente as consequências dessas medidas, deve-se ter cuidado com as conclusões, pois os resultados poderiam ser consideravelmente diferentes caso o horizonte fosse estendido, por exemplo, para 2040 ou 2050.

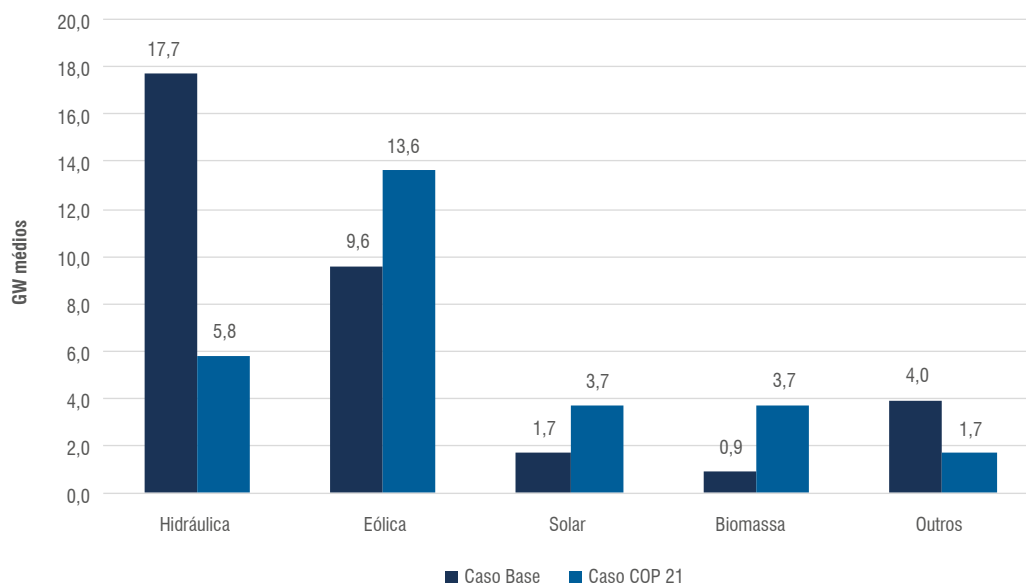
2.2.1 Composição do parque gerador

Como estabelecido pela iNDC, a participação das renováveis não hídricas alcança a medida de 23% em 2030 no Caso COP 21. Isso se dá especialmente pela queda de 6,3 p.p na participação hídrica, aumento de 2,1 p.p na geração solar, 4,8 p.p na geração eólica e 2,4 p.p na geração advinda de biomassa. Como ilustra a figura 7, é possível ver que o Caso COP 21 tem um acréscimo bem maior em termos de garantia física (de 2016 para 2030) para as fontes eólica, solar e biomassa e um acréscimo inferior para outras fontes (essencialmente térmicas) e, sobretudo, para energia hidráulica em relação ao Caso Base.

Na construção do Caso COP 21, foi necessário substituir projetos hidrelétricos por outras fontes renováveis não hidrelétricas. Como consequência, os seguintes projetos deixariam de iniciar a operação até 2030 (horizonte da análise):

São Luiz do Tapajós (8.040 MW)	Formoso (300 MW)
São Simão Alto (3.509 MW)	Pai Querê (292 MW)
Jatobá (2.338 MW)	Jardim de Ouro (227 MW)
Marabá (1.850 MW)	Cachoeira (219 MW)
Serra Quebrada (1.328 MW)	Ribeiro Gonçalves (113 MW)
Jamanxim (881 MW)	Castelhano (64 MW)
Itapiranga (725 MW)	Cachoeira dos Patos (528 MW)
Água Limpa (320 MW)	Total (20.734 MW)

Figura 7 – Acréscimo em GF por fontes entre 2016 e 2030: Caso Base x Caso COP 21.



Fonte: Elaboração própria.

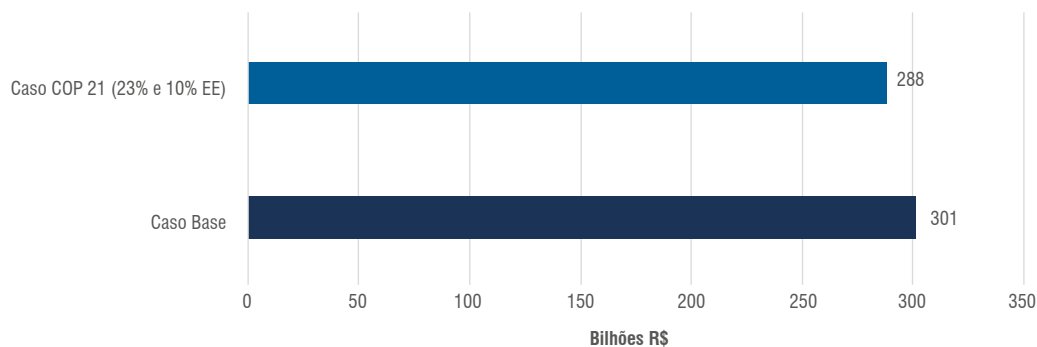
2.2.2 Custos

No estudo, foram avaliados os custos respectivos de cada caso, o que inclui uma análise mais detalhada dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLDs), das tarifas de energia e outros custos adicionais. Os resultados do Caso COP 21 mostram tarifas de energia menores que o Caso Base.⁴

Em termos de valor presente dos custos totais (investimento nas fontes e operação), nota-se uma diferença de R\$ 13 bilhões a favor do Caso COP 21, como é ilustrado na figura a seguir.

⁴ Para o custo de eficiência energética, foi utilizado o valor de R\$ 99 por MWh, calculado em um estudo realizado pela PSR para o CEBDS (Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável), intitulado Consumo Eficiente de Energia Elétrica: uma agenda para o Brasil.

Figura 8 – Valor presente dos custos totais (operação e investimento):
Caso Base x Caso COP 21.

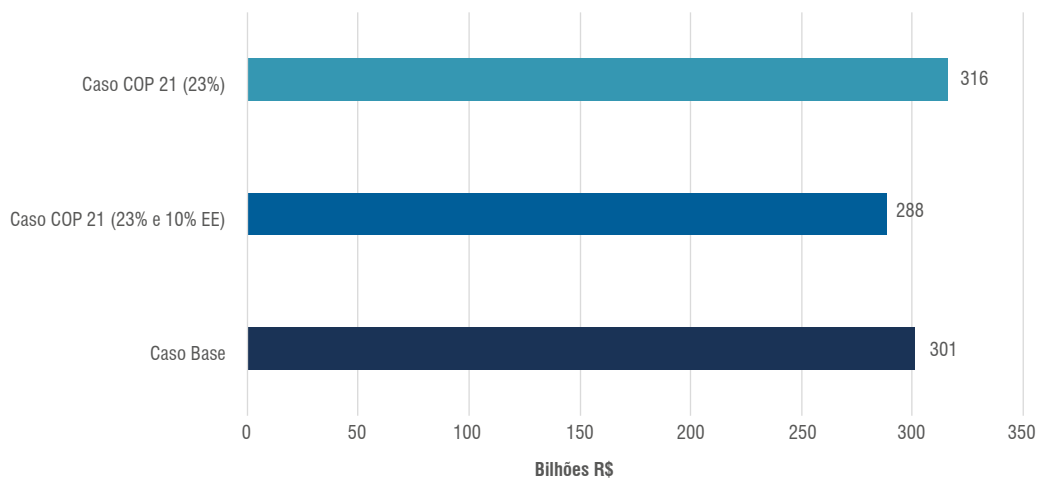


Fonte: *Elaboração própria.*

No entanto, esse resultado parece contraintuitivo se for considerada a forte inserção de uma geração mais cara no Caso COP 21. Nesse ponto, foi feita uma análise desagregada do Caso COP 21, na qual o custo com eficiência energética foi separado do custo com investimento em fontes renováveis não hídricas. O custo de investimento em eficiência energética utilizado no estudo foi de R\$ 99/MWh, que é substancialmente inferior ao custo das demais fontes de geração. Esse custo foi recentemente calculado em um estudo realizado pela PSR para o Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), intitulado *Consumo Eficiente de Energia Elétrica: Uma Agenda para o Brasil*.

A figura a seguir ilustra o resultado para os custos totais quando se desagregam as medidas da iNDC para o setor elétrico. Nesta análise, observa-se que o Caso COP 21 sem eficiência energética é R\$ 15 bilhões mais caro do que o Caso Base. Desse modo, mais atenção deveria ser dada à eficiência energética.

Figura 9 – Valor presente dos custos totais: Caso Base x Caso COP 21 com/sem eficiência energética (EE) em bilhões de reais.



Fonte: Elaboração própria.

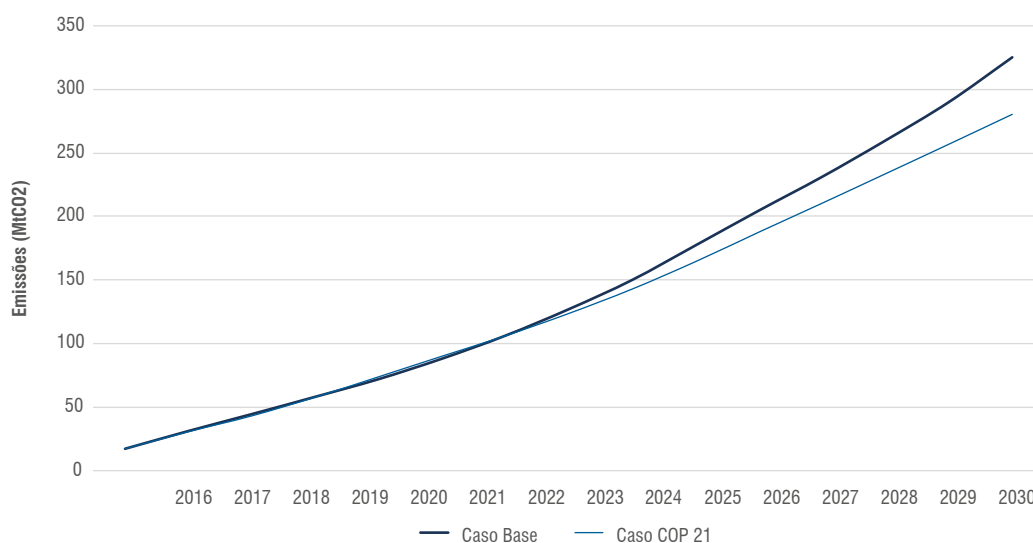
Entretanto, implementar eficiência energética ainda não é trivial, uma vez que existem diversas barreiras práticas. O investimento em eficiência energética recai significativamente no setor privado, sendo necessário ter maior articulação entre governo, setores produtivos e usuários finais.⁵

2.2.3 Emissões

Dado que o objetivo do Acordo de Paris é reduzir as emissões de GEE, vale a pena comparar os casos nesse aspecto. Como mostra a figura a seguir, as emissões acumuladas do Caso COP 21 são inferiores às do Caso Base. A diferença de 45 MtCO₂ ao final do período corresponde a 2% do total das emissões totais do país em 2014 (cerca de 1.800 MtCO₂) ou a 9% das emissões do setor energético (480 MtCO₂).

⁵ Uma análise mais detalhada das barreiras à implementação da eficiência energética é descrita em estudo recente feito para o CEBS, referenciado na nota acima.

Figura 10 – Comparação das emissões acumuladas no período.



Fonte: Elaboração própria.

Os valores acima permitem estimar o “preço sombra” (ou *custo de oportunidade*) das reduções de emissões associadas ao setor elétrico. Como visto anteriormente, o plano COP 21, sem considerar a eficiência energética, é R\$ 15 bilhões mais caro do que o Caso Base. Supondo-se um fator de anualização de 10% (que resulta de uma taxa de desconto de 10% e um período de 20 anos), conclui-se que a redução de 45 MtCO₂ por ano custaria R\$ 1,5 bilhão (anualização dos R\$ 15 bilhões). Supondo-se uma taxa de câmbio de R\$ 3,3/US\$, chega-se a um preço sombra ou custo de oportunidade de US\$ 10 /tCO₂.

Para a alocação de máximo benefício social, esse custo de oportunidade de US\$ 10/tCO₂ para redução de emissões via setor elétrico deve ser comparado com os respectivos custos de oportunidade dos outros setores.

Um estudo recente da COPPE/UFRJ com o modelo integrado de economia-energia MESSAGE para o Brasil produziu uma curva de redução de emissões para diferentes taxas de carbono, ilustrada a seguir.

Figura 11 – Reduções de emissões em MtCO₂ e em função de diferentes taxas de carbono.

US\$/tCO _{2eq}		Base	\$0	\$5	\$10	\$20	\$30	\$40	\$50	\$75	\$100	\$150	\$200
MtCO _{2eq}	2025	803	713	707	689	689	685	680	672	669	667	646	639
	2030	890	778	770	750	747	740	733	722	717	686	658	641

Fonte: MILES PROJECT CONSORTIUM, 2015.

Pode-se observar que US\$ 10/tCO₂ corresponde ao *ponto de inflexão* da curva, isto é, onde preços maiores produzem reduções adicionais de emissões cada vez menores. Isso significa que o custo de oportunidade da maior parte das alternativas de redução das emissões é mais barato do que as medidas para o setor elétrico.

3 Conclusões

Apesar de os eixos de proposição da iNDC brasileira focarem nos setores que mais contribuem para as emissões, existem grandes diferenças nas barreiras e custo de mitigação de emissões que aparentemente não foram considerados. Por essa razão, consideramos que a iNDC pode ser vista como um esforço *inicial* do Brasil para atender à redução de emissões e uma maneira de estimular um debate entre os setores considerados os maiores emissores. Sob essa perspectiva, no intervalo de cinco anos até a sua revisão, o país terá amadurecido sua estratégia interna para atender ao seu compromisso externo.

Uma análise mais detalhada das medidas da iNDC para a matriz elétrica evidencia uma série de questões que devem ser discutidas. A maior inserção de fontes renováveis intermitentes, combinada com a redução da demanda, diminuem o espaço para a geração hidrelétrica, que, além de ser renovável, foi a responsável (via reservatórios) pela competitividade dessas fontes.

O descarte das hidrelétricas promovido pela iNDC, mesmo que não intencionalmente, é negativo para o país e terá como consequência de médio prazo a redução da competitividade das demais renováveis.

Complementarmente, foram avaliados os custos adicionais (investimento, implementação de eficiência energética e operação) não contabilizados na tarifa de energia. Ao desagregar os custos totais equivalentes a cada medida da INDC brasileira avaliada, foi possível destacar que de um lado a medida de inserção de 23% de energias renováveis, além da hídrica, *eleva* os custos finais para o consumidor, enquanto a medida de 10% de eficiência energética *reduz* esses mesmos custos. Isso reforça a importância de se dar mais atenção à eficiência energética.

Para uma alocação de máximo benefício social, o custo de oportunidade de reduções de emissões do setor elétrico deve ser comparado com os respectivos custos de oportunidade dos outros setores. A estimativa *preliminar* de US\$ 10/MtCO₂ sugere que o custo de oportunidade da maior parte das alternativas de redução das emissões é mais barata do que as medidas para o setor elétrico.



1 INTRODUÇÃO

1.1 Antecedentes

Em abril de 2016, o Brasil e outros 194 países, entre os quais China e Estados Unidos (maiores emissores de gases de efeito estufa – GEE), assinaram um acordo sobre o clima, denominado Acordo de Paris, na sede das Nações Unidas, em Nova York. Esse acordo foi um desdobramento da Conferência das Nações Unidas sobre Mudança Climática (COP 21), ocorrida em Paris em dezembro de 2015, que trouxe um alento a uma série de frustradas tentativas de engajamento dos países para que compromissos para controlar as emissões de GEE fossem assumidos.

A adesão de países com grande produção de GEE sempre foi o ponto mais delicado dos acordos anteriores, como o Protocolo de Quioto. Um ponto central do Acordo de Paris é que os compromissos não estão restritos apenas aos países ricos: todas as nações signatárias têm um papel no combate às mudanças climáticas. Em setembro de 2016, no encontro do G20 em Hangzhou, os governos dos Estados Unidos e da China se comprometeram a ratificar seus compromissos de redução de emissões.

O processo de ratificação brasileiro passou inicialmente pela Câmara Legislativa, a qual aprovou a Mensagem 235/2016, seguindo para o Senado Federal, onde foi assinado o Decreto Legislativo 140/2016. Em 12 de setembro de 2016, o Acordo de Paris foi ratificado através da assinatura do presidente Michel Temer. Dessa forma, o Brasil comprometeu-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% em 2025 e em 43% em 2030, abaixo dos níveis de 2005.

A participação do Brasil na COP 21 foi destacada internacionalmente tanto pela articulação e coordenação de trabalhos durante o encontro, como – e principalmente – por apresentar compromissos ambiciosos junto ao Secretariado da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, por meio da Contribuição Pretendida Determinada Nacionalmente (*intended Nationally Determined Contributions* – iNDC, em inglês).

No caso do setor energético, o Brasil mostrou a intenção de adotar as seguintes medidas:

- Alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética até 2030, incluindo:
 - Expandir o uso de fontes renováveis, desconsiderando a energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33%;
 - Expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis, desconsiderando a energia hídrica, no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23%;
 - Alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico.
- Aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, ampliando a oferta de etanol, inclusive por meio do incremento da parcela de biocombustíveis de segunda geração, e aumentando a parcela de biodiesel na mistura do diesel.

Adicionalmente, a iNDC brasileira contém as seguintes medidas para o setor florestal e mudança do uso da terra (essas medidas podem ter relação com o setor elétrico, que é o foco do presente estudo, em decorrência da possibilidade de geração de energia elétrica com biomassa florestal):

- Fortalecer o cumprimento do Código Florestal em todas as esferas governamentais;
- Fortalecer políticas e medidas para alcançar o desmatamento ilegal zero até 2030, na Amazônia brasileira, e compensar as emissões de gases de efeito estufa provenientes da supressão legal da vegetação até 2030;
- Restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas até 2030;
- Ampliar a escala de sistemas de manejo sustentável de florestas nativas por meio de sistemas de georreferenciamento e rastreabilidade aplicáveis ao manejo de florestas nativas, de forma a desestimular práticas ilegais e insustentáveis.

Após as comemorações do Acordo de Paris, surgiram dúvidas pertinentes sobre o que, exatamente, foram as medidas prometidas, quais seriam os mecanismos para o cumprimento destas, e os correspondentes impactos econômicos. Nesse contexto, a Confederação Nacional da Indústria (CNI) contratou a PSR para avaliar como a iNDC afetaria o setor elétrico e qual seria o impacto para a indústria nacional. Essa avaliação foi feita comparando o planejamento oficial da expansão da oferta de geração (caso Base) com um plano alternativo que atende aos compromissos do iNDC (caso COP 21).

1.2 Visão geral do estudo

Os pontos de partida do Caso Base foram o Plano Nacional de Energia 2030, publicado em 2007, e o Plano Decenal de Energia 2024, de 2016, ambos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. O cronograma desses planos foi ajustado para considerar tanto a retração econômica a partir de 2014 como as mudanças recentes nas opções de oferta,

por exemplo o arquivamento pelo Ibama do processo de licenciamento ambiental da usina hidrelétrica São Luiz do Tapajós.

Por sua vez, o cenário COP 21 foi preparado a partir de análises técnico-econômicas das fontes renováveis não hidrelétricas, em particular eólicas, cogeração a biomassa e solar, e das opções de eficiência energética. Foram levados em conta nestas análises o potencial dessas fontes, disponibilidade de insumos, custos associados à sua exploração, capacidade de financiamento e, naturalmente, o custo para os consumidores finais.

Finalmente, a comparação entre o Caso Base e o COP 21 foi feita através de simulações probabilísticas detalhadas da operação do sistema elétrico para os dois planos.

Em particular, essas simulações utilizaram etapas horárias cronológicas para avaliar produção e consumo de energia elétrica e cenários de geração das fontes renováveis não despacháveis, de forma a aproximar os resultados produzidos pelos modelos da realidade operativa do sistema elétrico, que tem trazido preocupação crescente ao Operador Nacional do Sistema (ONS), em particular sobre a necessidade de alocar uma reserva operativa suficiente para absorver a intermitência da geração renovável não despachável.

Os resultados principais dessas simulações são: (i) a distribuição de probabilidade das emissões de gases de efeito estufa (GEE) do Sistema Interligado Nacional (SIN), que compõe as emissões nacionais, sobre as quais há um compromisso de redução de acordo à INDC; e (ii) a distribuição de probabilidade dos custos operativos das usinas termelétricas à base de combustíveis fósseis (gás natural, carvão, óleo etc.). Esses custos operativos foram somados aos investimentos dos reforços de geração de cada plano, de forma a avaliar o impacto econômico para o consumidor de energia.

O presente relatório traz ainda:

- Um levantamento dos entraves legais, regulatórios, ambientais, políticos e de financiamento para a evolução de cada fonte renovável;

- Uma proposta de agenda com as ações necessárias para que as medidas da iNDC sejam atingidas, considerando cada uma das fontes de energia renovável;
- Uma investigação sobre a relação entre os compromissos sobre o setor florestal e a mudança do uso da terra e a expansão do uso de etanol e biodiesel necessária para atingir as medidas.

1.3 Organização do relatório

O Capítulo 2 apresenta a iNDC do Brasil, explicando o compromisso nacional e quais as medidas setoriais para o atendimento desse compromisso. O texto relaciona as medidas previstas para o setor energético relacionadas em maior detalhe na Nota Técnica elaborada pela EPE intitulada *Compromissos do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia*, de junho de 2016. Finalmente, apresenta uma seção com a opinião de especialistas sobre o Acordo de Paris e as medidas brasileiras.

O Capítulo 3 avalia a situação atual e as perspectivas dos três eixos de evolução da matriz do setor elétrico: (i) fontes renováveis; (ii) usinas termelétricas à base de combustíveis fósseis; e (iii) eficiência energética. O entendimento dessas perspectivas permite uma avaliação crítica do esforço necessário para o atendimento da iNDC brasileira.

O Capítulo 4 apresenta um plano de expansão do setor elétrico brasileiro elaborado pela PSR que pode ser visto como uma adequação do PDE 2024 (preparado pela EPE antes da iNDC brasileira) para uma conjuntura macroeconômica bastante diferente das premissas adotadas no PDE 2024. O objetivo desse plano (chamado de “Caso Base”) é estabelecer uma “linha de referência” que servirá para avaliar os impactos diferenciais da iNDC sobre o setor elétrico.

O Capítulo 5 apresenta um plano de expansão alternativo do setor elétrico, também elaborado pela PSR, que incorpora a iNDC brasileira. Esse plano, chamado de “caso COP21”, utiliza a mesma projeção de demanda do Caso Base, modificando a composição da oferta para assegurar 23% de produção renovável na matriz elétrica em 2030 (desconsiderando a fonte hídrica).

O cenário COP 21 também representa a medida de 10% de eficiência energética com relação ao mercado de energia elétrica ao final do horizonte simulado (2030). Um detalhe técnico é que, em vez de representar a eficiência energética através de uma redução da demanda, como seria usual, preferimos representá-la como um gerador inflexível de custo operativo zero. A razão é permitir a comparação direta dos custos de investimento em eficiência energética no Caso COP21 e no Caso Base.

O Capítulo 6 quantifica os impactos decorrentes da iNDC, comparando os dois casos (Base e COP 21) em termos de composição do parque gerador, emissões de gases de efeito estufa e os seguintes custos: (i) operação do SIN; e (ii) investimentos na construção de nova oferta de energia e (iii) ações de eficiência energética.

O Capítulo 7 analisa os mecanismos de apoio às energias renováveis, expondo os principais pontos críticos. Esse capítulo ainda apresenta uma agenda de ações, em que são considerados diferentes prazos e agentes, que busca a melhor implementação de fontes renováveis não convencionais na matriz elétrica.

O Capítulo 8 avalia as inter-relações entre as medidas energéticas e as demais medidas da iNDC, de modo a investigar a viabilidade do conjunto.

O Capítulo 9 apresenta as considerações finais do estudo.

O Capítulo 10 traz as referências usadas neste estudo.



2 ANÁLISE DA INDC

2.1 O que foi prometido?

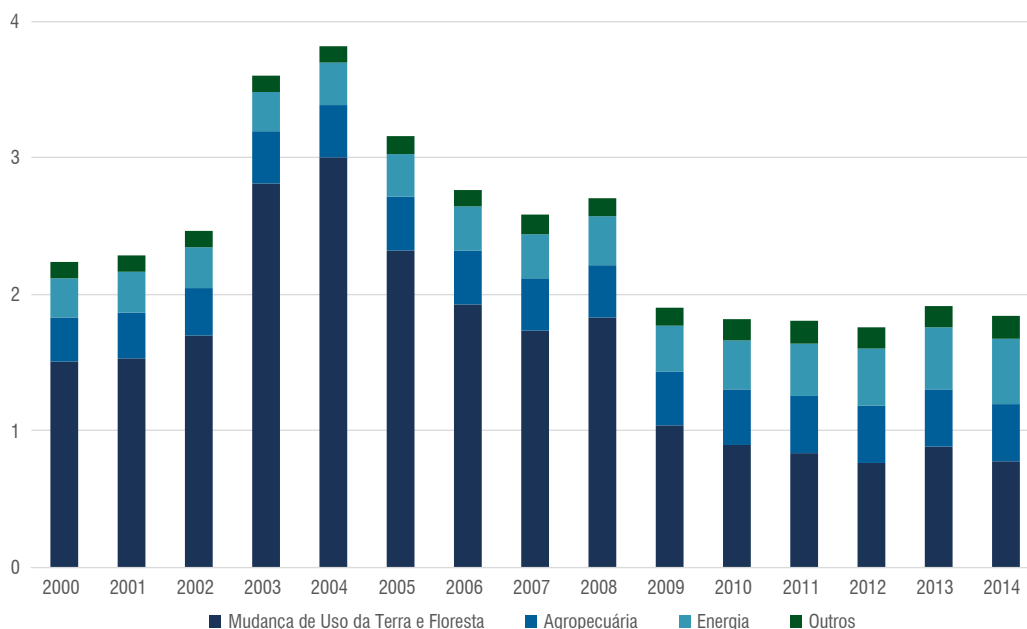
Em setembro de 2015, os Estados Membros da ONU definiram os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) como parte de uma nova agenda que deve finalizar o trabalho dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM). O chamado *Acordo de Paris* (COP 21) faz parte desse contexto mais amplo, de modo que os compromissos assumidos na INDC não buscam apenas limitar as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), estando também vinculados aos ODS.

Historicamente, as queimadas irregulares e o desmatamento eram de longe a maior fonte emissora de CO₂ no Brasil. No entanto, essas emissões foram reduzidas em cerca de quatro vezes na última década, fruto de maior monitoramento e ações governamentais, diminuindo consideravelmente o total das emissões brasileiras. Esse êxito relativo das ações sobre a mudança de uso do solo, combinado com o aumento das emissões dos setores de energia e agropecuária⁶, alterou bastante a participação relativa de cada setor.

⁶ Cabe aqui uma observação quanto à INDC brasileira. Apesar de se observar o esforço brasileiro para reduzir as emissões de GEE desde o início da década, as reduções de emissões de GEE pretendidas pelo Brasil são em relação aos níveis de 2005, cerca de 25% superiores em comparação aos níveis atuais (Figura 2.1).

Como indica a Figura 2.1 (dados de 2014), as parcelas mais significativas das emissões nacionais são: para mudança de uso de solo (42%), setor energético (26%) e agropecuária (23%).

Figura 2.1 – Emissões totais no Brasil por setor (2000-2014) em GtCO₂e.



Fonte: Elaboração própria a partir de SEEG (s.d.).

Nesse contexto, a INDC brasileira tem como seus dois eixos principais os setores AFOLU (Agricultura, Florestas e Outros Usos do Solo) e Energia. Em particular, a INDC brasileira se comprometeu a expandir o uso doméstico de fontes de energia elétrica não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis não hídricas para ao menos 23% em sua matriz elétrica até 2030. A avaliação dessa medida, em conjunção com a medida de 10% de eficiência energética para o setor elétrico até 2030, é o foco principal do presente relatório.

Apesar de os eixos de proposição da iNDC focarem nos setores que mais contribuem para as emissões, é questionável a forma como as medidas foram distribuídas por setor, considerando-se a diferença de custo e as barreiras encontradas para evitar emissões em cada um deles. Por essa razão, a definição de metas de redução de emissões deveria ter sido respaldada por um estudo que considerasse as tecnologias e alternativas necessárias para alcançar o objetivo de forma economicamente eficiente, isto é, com menor custo para a sociedade.

Outra questão que merece destaque é a distinção entre renováveis hídricas e não hídricas da iNDC, que contraria um posicionamento histórico do Brasil em defesa da hidroeletricidade e contra a tentativa de caracterizá-la como fonte não renovável. Na prática, o que será visto nesse estudo é que as medidas para 2030, de 23% de produção de renováveis não hídricas e eficiência energética, inviabilizam o espaço de contratação de aproveitamentos hidrelétricos. Soma-se a isso o fato de que o processo de definição da iNDC foi pouco participativo, pelo menos no tocante ao setor elétrico.

O caráter voluntário dos compromissos assumidos em Paris permitiu que cada país adotasse a estratégia de redução de emissões mais aderente à sua realidade. Assim, não havia qualquer formato e limite para a submissão de contribuições. É de se esperar, portanto, maior sucesso na realização das metas. Isso permitiu, simultaneamente, maior variabilidade no grau de detalhamento dos comprometimentos nacionais.

Apesar de a iNDC ter se estendido além do necessário no detalhamento das medidas para os diferentes setores, aparentemente sem o devido respaldo técnico, esta pode ser vista como um esforço *inicial* do Brasil para atender à redução de emissões e uma forma de forçar o debate entre os setores considerados os maiores emissores. Sob essa perspectiva, no intervalo de cinco anos até a sua revisão, o país terá amadurecido sua estratégia interna para atender ao seu compromisso externo. Esse ponto é, de certa forma, levantado no seguinte trecho da iNDC:

A iNDC do Brasil aplica-se ao conjunto da economia e, portanto, baseia-se em caminhos flexíveis para atingir os objetivos de 2025 e 2030.

No entanto, é importante frisar que, apesar de a iNDC sugerir a possível revisão das medidas que foram estabelecidas no primeiro momento, o fato de elas terem sido explicitadas publicamente já representa um compromisso político sob o ponto de vista da opinião pública.

Recentemente, as metas de emissões de GEE assumidas pelo Brasil na COP 21 foram ratificadas. No entanto, o governo ainda irá elaborar

a estratégia nacional para o cumprimento destas. O documento a ser apresentado em Marrakesh, na COP 22, será um esboço inicial de tal estratégia. Os meios pelos quais essas metas serão postas em prática será discutido mais à frente junto com a sociedade civil.

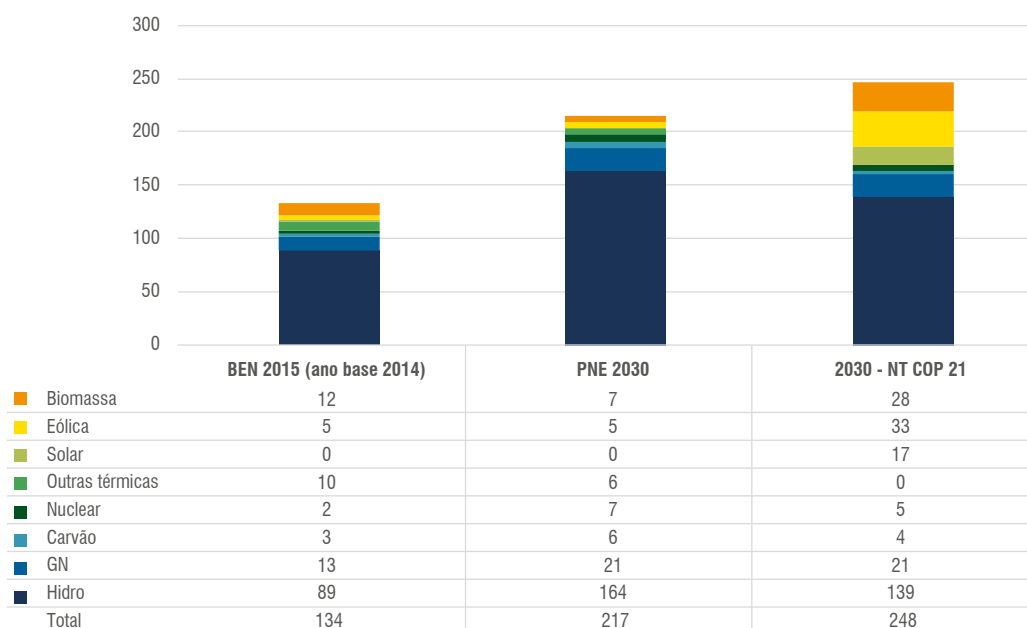
2.2 Situação atual do Brasil

Com relação aos setores considerados, apesar das emissões de GEE do setor energético terem aumentado (Figura 2.1) em grande medida devido ao consumo de combustíveis no setor de transportes, o Brasil continua sendo um dos países com maior participação de energia renovável. No caso da matriz elétrica, 80% da capacidade instalada em 2014 é composta de fontes renováveis convencionais e não convencionais.

A fim de apresentar a situação atual e as diferentes projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Figura 2.2 mostra a capacidade instalada em 2014, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2015, e as projeções para 2030 tanto do Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, concluído em 2008, como da Nota Técnica da EPE *Compromissos do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia*, de junho de 2016, que descreve a memória de cálculo que teria servido como base para os compromissos assumidos na iNDC brasileira⁷.

⁷ Essa publicação foi disponibilizada apenas alguns meses após o Acordo de Paris.

Figura 2.2 – Capacidade instalada (GW).



Fonte: Elaboração própria com base em EPE 2007, EPE 2015a e EPE, 2016a⁸

Observa-se que a capacidade instalada projetada para 2030 no estudo mais recente é o dobro da capacidade instalada em 2014. Apesar da crise econômica atual (2014-2016), o valor é bem superior à projeção do PNE 2030 de 2007, principalmente porque esta última considerava maior a expansão de fontes convencionais (hídricas e térmicas) enquanto que a projeção mais recente considera uma maior participação de fontes renováveis, com menor fator de capacidade (principalmente no caso da energia solar).

Enquanto o PNE 2030 não contemplava a participação solar, a perspectiva atual é de que ela atinja 17 GW em 2030. Quanto à fonte eólica, a nova projeção chega a ser 7 vezes superior. Outra constatação: a realidade instalada em 2014 já superava a prevista para ocorrer somente em 2030 no estudo de 2007. Para a biomassa, a realidade em 2014 superou em duas vezes a previsão do valor previsto em 2030 no estudo de 2007.

A própria interpretação do significado das medidas da iNDC, que se baseia nos estudos da EPE, se mostrou uma tarefa complexa. Isso

⁸ O PNE 2030 não considera expansão considerável da geração distribuída, enquanto a NT da EPE sobre a COP 21 considera um total de 9 GW de capacidade instalada em GD solar fotovoltaica e biogás.

porque os termos utilizados no documento oficial⁹ não foram precisos na definição da métrica empregada (ex.: capacidade instalada, produção efetiva, garantia física etc.).

Ao avaliar as referências indicadas para o ano de 2014, pode-se concluir que as medidas relacionadas à energia dizem respeito à Oferta Interna de Energia, segundo sua definição dada no Balanço Energético Nacional (BEN), da EPE. Nesse caso, cabe à crítica, sob o ponto de vista do planejamento da expansão do setor elétrico, quanto ao uso da Oferta Interna de Energia, que é dada em TWh. A título de planejamento, inclusive para realização de leilões e contratação de energia, os montantes de energia a serem adicionados à matriz são comumente referidos em termos de Garantia Física e não na produção energética esperada.

2.3 Comparação entre a situação atual e medidas da iNDC

A Tabela 2.1 apresenta a compilação das participações das fontes de interesse para o ano de 2014 (marco de comparação), a iNDC e o planejamento até então apresentado pela EPE (desenvolvido em 2006-2008).

Cabe destacar que a iNDC adotou como medidas valores muito próximos às previsões de 2030 (Tabela 2.1). Como o PNE 2030, publicado em 2008, era o único planejamento até a definição da iNDC, é de se esperar que haja certa defasagem nos valores adotados, em especial por conta da recente crise econômica.

A exemplo disto, o PDE 2025 cortou 2 GW da expansão de geração para 2025 (NEVES, 2016a). Em relação às projeções feitas, apresentadas na Tabela 2.1, a medida de 23% de fontes renováveis, além da hídrica, na matriz elétrica é a medida que parece ser a mais ambiciosa, uma vez que sua participação mais que dobraria em relação aos números atuais e à projeção mais antiga (PNE 2030).

⁹ Submetido ao Secretariado da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC).

Tabela 2.1 – Comparação entre valores realizados, iNDC e planejamento oficial

	Situação em 2014 (1)		Compromisso INDC para 2030 (2)		Planejamento EPE 2030 (3)	
	Matriz elétrica	Matriz energética	Matriz elétrica	Matriz energética	Matriz elétrica	Matriz energética
Bioenergia sustentável	7%	19%		18%	7%	20%
Renováveis s/Hidro	9%	28%	23%	28 a 33 %	11%	29%
Renováveis c/Hidro	75%	39%		45%	79%	45%
Eficiência Energética			10%			

Fontes: (1) BEN 2015 (ano base 2014) - cálculos baseados em oferta interna de energia (geração nacional + importações líquidas).

(2) Metas retiradas da iNDC e projeção em valor absoluto com base no PNE 2030.

(3) PNE 2030 - Cálculos baseados em oferta interna de energia (geração nacional + importações líquidas).

Além disso, alguns documentos oficiais do governo mencionam medidas que não foram estabelecidas na iNDC, disponível no site do Ministério do Meio Ambiente. São elas: a medida que prevê o estabelecimento de 66% da participação da fonte hídrica na geração de eletricidade (sem considerar a autoproduzida) para 2030 e a medida que define a participação de 16% de etanol carburante e das demais biomassas derivadas da cana-de-açúcar no total da matriz energética¹⁰.

Outra questão da iNDC está na aparente incoerência entre as medidas absolutas de emissões de GEE para 2025 e 2030 e as respectivas medidas relativas às emissões verificadas em 2005. Isto será examinado em maior detalhe na seção 8.1.

Um último ponto que merece destaque é a medida de eficiência energética no uso de energia elétrica. A iNDC não deixa clara a linha de base sobre a qual os 10% de eficiência energética em 2030 deveriam ser aplicados, se no incremento do consumo no período até 2030 ou sobre o valor do ano final. A Nota Técnica da EPE esclareceu essa questão: refere-se ao consumo final, o que implica uma percentagem maior com relação ao incremento no período.

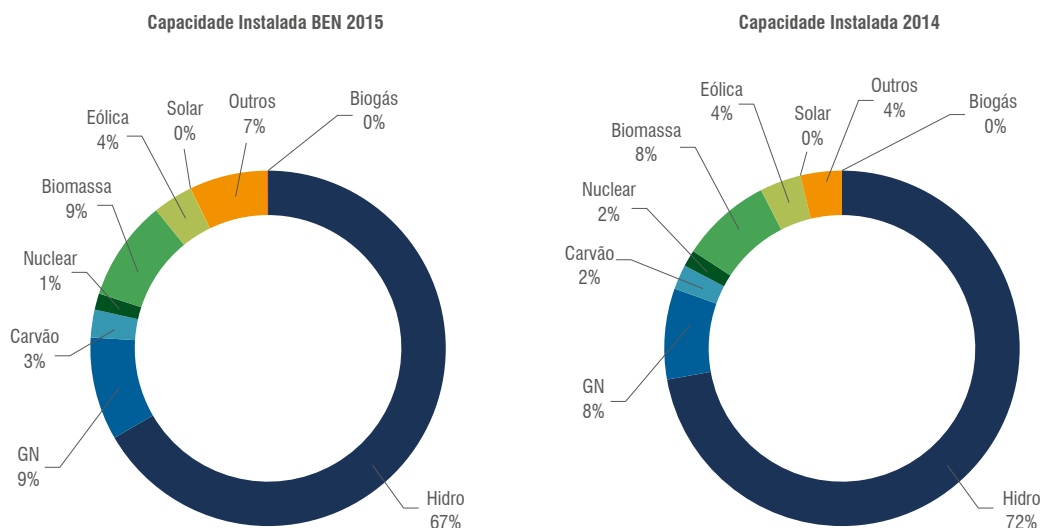
¹⁰ Apesar de essas medidas não constarem no documento oficial, é possível que ainda sejam ratificadas pelo Congresso.

2.4 Nota Técnica da EPE sobre a iNDC

Como a Nota Técnica (NT) em questão, sobre as medidas adotadas na COP 21, é o documento mais recente que tem como horizonte 2030 e decorre diretamente da iNDC, uma análise mais pormenorizada merece ser feita desse documento.

Inicialmente, chama a atenção a diferença na participação das fontes na capacidade instalada total em 2014, que difere do BEN referente ao mesmo ano (BEN 2015), como indicado abaixo.

Figura 2.3 – Capacidade instalada do SIN em 2014.



Fonte: NT EPE e BEN 2015.

Ainda é preciso destacar as premissas adotadas no cálculo da iNDC, já que estas são centrais para as projeções feitas. O documento faz a ressalva de que as perspectivas de evolução econômica e energética utilizadas para determinar a iNDC tomam como base premissas e informações de setembro de 2015.

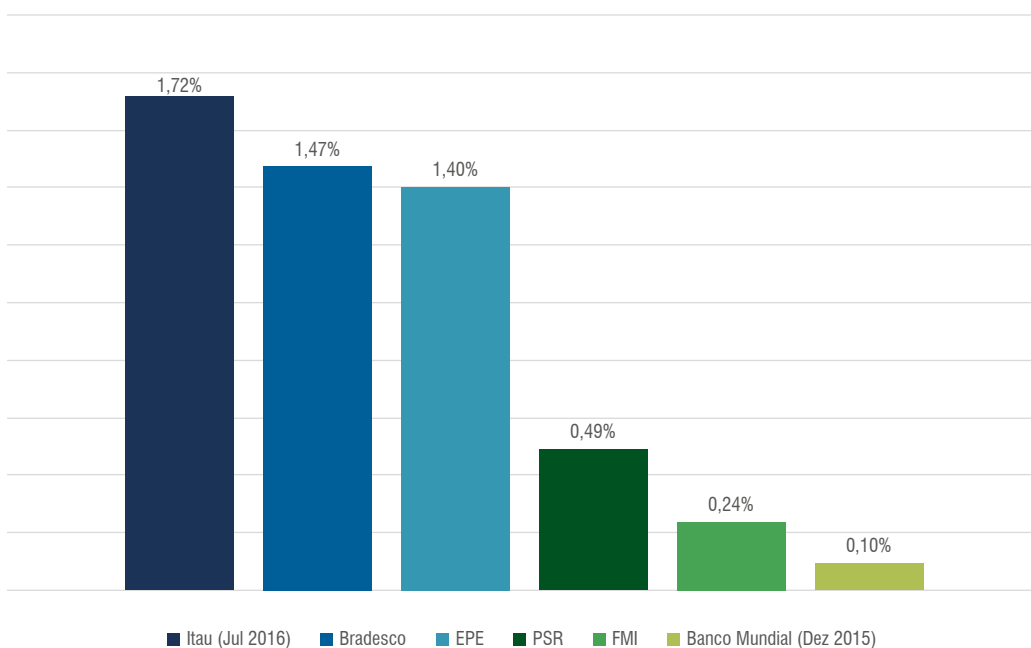
Apesar de assumir que modificações nas trajetórias de algumas variáveis de interesse possam ser necessárias, tendo em vista mudanças recentes nas perspectivas econômicas, a NT argumenta que os desafios e a factibilidade das medidas não devem ser alterados em sua natureza. No entanto, há incerteza quanto a algumas premissas do estudo

(EPE, 2016a)¹¹, que em grande medida dependem da premissa de crescimento econômico, equivalente a 3,3% ao ano entre 2014 e 2030¹².

Apesar de reconhecer que as projeções do setor econômico dependem da produtividade total da economia e dos setores regulatório, tributário e de infraestrutura, as premissas parecem otimistas. Segundo relatório feito pelo Banco Mundial, o Brasil entrou recentemente em uma profunda recessão, comparável ao estado da Venezuela, e é esperada uma forte contração para o próximo ano, que deve ser prolongada até 2018, dado o cenário politicamente conturbado e a falta de credibilidade e estabilidade do governo (WORLD BANK, 2016).

Em comparação com as previsões nacionais e internacionais, as taxas de crescimento adotadas na Nota Técnica sobre a iNDC brasileira podem ser consideradas elevadas. O gráfico a seguir compara as taxas médias de crescimento estipuladas pelos diferentes agentes nacionais e internacionais para o período 2016-2020.

Figura 2.4 – Taxas médias de crescimento do PIB real para o período 2016-2020.



Fonte: Itaú, Bradesco, EPE, PSR, FMI, Banco Mundial.

¹¹ Esses itens foram elaborados a partir da Nota Técnica de Cenários Econômicos para 2050 feita pela EPE.

¹² Essa taxa de crescimento seria equivalente a um aumento no Produto Interno Bruto (PIB) per capita de 50% nesse período (considerando também a premissa de taxa de crescimento populacional de 0,6% a.a. entre 2014 e 2030).

As outras premissas, como adoção de novo padrão de mobilidade, evolução da frota de veículos leves e penetração de novas tecnologias, dependem consideravelmente do nível de renda *per capita* futuro, que por sua vez depende da taxa de crescimento da população e do PIB. A EPE adotou no estudo uma taxa de 4,1% para o período 2021-2030.

A Nota Técnica prevê um crescimento considerável dos veículos *flex fuel*, que passariam a representar cerca de 55 milhões do total de veículos leves em 2030. Segundo a Nota Técnica, a frota de veículos leves em 2030 chegaria a 70 milhões de unidades, quase o dobro da frota de 2014 (37 milhões de unidades), em uma indústria que atualmente enfrenta grandes desafios pela crise econômica com queda na venda de novos veículos.

Se considerada a situação atual, decorrente de uma política de controle do preço da gasolina que afetou simultaneamente a situação financeira da Petrobras e do setor sucroalcooleiro, e a decorrente falta de investimentos na produção de etanol, essa estimativa parece pouco crível. Consequentemente, é igualmente improvável a forte participação de biomassa (28 GW) na matriz elétrica, por ser a bioeletricidade um subproduto da produção de etanol.

A NT busca ainda medir as relações entre as diversas medidas. Como resultado, os cálculos da Nota Técnica atendem com alguma folga às medidas estabelecidas pelo Brasil na COP 21. Nesse documento, o seguinte comentário é feito:

“Embora ambiciosa e desafiadora, a proposta relativa à produção e uso da energia é plenamente factível, e retrata o empenho e a determinação do País na contribuição para o desenvolvimento sustentável e combate às mudanças climáticas”.

A viabilidade de o Brasil cumprir com a INDC no que diz respeito às metas para o setor energético não é a verdadeira questão, mas se existe racionalidade econômica no que foi divulgado. A falta de um documento com a análise das opções de mitigação de emissões e os custos relativos reforça essa tese.

O setor elétrico, por exemplo, é responsável em anos hidrológicos normais por somente 1% das emissões nacionais de gases de efeito estufa. Ainda assim, foi atribuída uma meta de aumento significativo na participação de fontes renováveis não hídricas na matriz elétrica, sem aparente razão (afinal hidrelétricas são igualmente renováveis e se a razão é reduzir emissões, não deveria haver essa diferenciação).

O presente relatório endereça essa questão através de avaliações quantitativas focadas no setor elétrico. Mas antes dessa avaliação, e dando seguimento à metodologia proposta para a realização desse estudo, a PSR consultou diversos especialistas tanto da área de energias renováveis como de mudanças climáticas e uso da terra e fez uma pesquisa da literatura específica sobre o tema. A próxima seção tem um aspecto mais qualitativo e busca avaliar a opinião dos especialistas com relação à iNDC.

2.5 Opinião dos especialistas sobre a iNDC

Tem-se como consenso geral que o Acordo de Paris foi de suma importância para o avanço do combate às mudanças climáticas. Em comparação com a outra grande Conferência das Partes (a COP 3, que ocorreu em 1997 e estabeleceu o Protocolo de Quioto), a COP 21 rompeu a divisão dos países que se tinha até então e estabeleceu uma métrica comum para todos os países, desenvolvidos ou em desenvolvimento, de que a temperatura global não deveria aumentar mais do que 2 °C até o final do século¹³. Apesar de todos os signatários terem como compromisso estabelecer suas iNDCs, os países deveriam, é claro, apresentar compromissos dentro de suas possibilidades.

Outro ponto que ganhou destaque na última Conferência das Partes foi o fato de membros subnacionais, como a sociedade civil, representantes das cidades e grandes empresas terem se engajado com essa medida. Como exemplo, o *Paris Pledge For Action*, documento indicativo de suporte ao Acordo de Paris, foi assinado por mais de 1000 empresas, entre as quais 2% são brasileiras.

É importante destacar o papel das cidades no contexto das mudanças climáticas, pois a mudança no padrão de vida alavancada pela urbanização tem grande contribuição para o aumento das emissões de GEE. Além disso, a concentração populacional e a infraestrutura das cidades agravam problemas como ilhas de calor, mortes provocadas por altas temperaturas e epidemias como malária e dengue.

¹³ Esse limite foi estabelecido em 2009, na Conferência da ONU sobre alterações climáticas que ocorreu em Copenhague. Acredita-se que, se o aquecimento global superar 2 °C, poderão ocorrer consequências graves, como o aumento de eventos climáticos extremos.

Apesar de a COP 21 ter sido um marco histórico no sentido de ter mobilizado importantes *stakeholders* e trazido um espírito de maior cooperação, muitos atores acreditam que as intenções estabelecidas não foram suficientes, ou que foram muito imprecisas, aumentando o espaço para interpretações confusas ou vagas. Nessa questão, o Brasil foi muito elogiado, apesar das questões apontadas na seção anterior.

Outra preocupação está relacionada a setores internacionais, como de aviação ou transporte marítimo, responsáveis por uma parte considerável das emissões globais, mas que não fizeram parte das negociações (ROGELJ et al., 2016a). O que preocupa também é o fato das intenções serem voluntárias, permitindo uma negligência dos países signatários.

Atualmente, o uso e a produção de energia representam quase dois terços da emissão global de GEE, de modo que a discussão sobre esse setor é central. Ainda em 2015, de 125 iNDCs que haviam sido submetidas¹⁴, todas cobriam as emissões do setor energético e cerca de 50% das submissões incluíam medidas diretas para esse setor. Dessas, 40% tinham como alvo aumentar a participação de energias renováveis na matriz energética, e 33% pretendiam aumentar o uso de eficiência energética (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2015).

Segundo Richard Alley, da *Penn State University*, mudar o sistema energético é uma tarefa que pode durar 30 ou mais anos. A impressão que se tem é que todos devem correr contra o tempo. Em especial, as iNDCs devem ser revisadas, tarefa que deve ser feita na COP 22, a ser realizada no Marrocos em novembro de 2016, e nas próximas Conferências das Partes.

Com o objetivo de compreender as implicações de iNDCs selecionadas (EUA, China, Japão, União Europeia, Brasil e Índia), tanto em âmbito nacional como global, foi desenvolvido o relatório *Beyond the Numbers: Understanding the Transformation Induced by INDCs*, elaborado pelo

¹⁴ Mais de 150 países, pois inclui a União Europeia.

*MILES Project Consortium*¹⁵ em outubro de 2015. Para tal, foram investigadas as implicações concretas das iNDCs para a transformação de baixo carbono, até e depois de 2030, a partir de sistemas energéticos, edifícios, setor de transportes e indústria.

Na seção desse relatório dedicada ao Brasil, aplicou-se o modelo integrado MESSAGE 8000, versão especialmente adaptada para o Brasil do modelo desenvolvido pela Agência Internacional de Energia (IEA). Tal abordagem, desenvolvida pela COPPE/UFRJ, considerou que as medidas da iNDC estão relacionadas aos setores AFOLU e energético. Assim, através da adoção de cenários de crescimento para os setores AFOLU, estimou-se o orçamento de emissões disponível para o sistema energético, dentro do horizonte da iNDC.

De forma geral, a conclusão do estudo é de que as medidas anunciadas são moderadamente ambiciosas, embora haja potencial para uma maior contribuição, especialmente dos setores AFOLU. O principal desafio então vem dos sistemas de energia.

Apesar de o então ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, afirmar que o Brasil tem plenas condições de cumprir com a iNDC proposta em Paris, o setor privado brasileiro tem uma visão menos otimista. Segundo o professor emérito da USP e presidente da FAPESP José Goldemberg, os compromissos apresentados pelo Brasil foram pouco concretos e confiáveis.

Além da medida de atingir 23% de renováveis não hídricas na matriz elétrica, a iNDC brasileira enfatizou as energias renováveis e a bioenergia sustentável. Para um especialista entrevistado pela PSR, a medida de 18% de bioenergia sustentável na matriz energética nacional é um grande desafio, considerando-se a realidade do setor. O setor deve enfrentar um *gap energético*, dado o déficit da oferta e o aumento na demanda até 2024.

¹⁵ O *Modelling and Informing Low-Emission Strategies* (Modelagem e informação sobre as estratégias de baixa emissão) é um projeto de investigação internacional que reúne 16 equipes líderes em pesquisa, a fim de fortalecer a capacidade técnica e o conhecimento sobre estratégias de desenvolvimento com baixas emissões. O objetivo desse relatório é o de compreender as implicações de INDCs dos 5 países e uma região abrangidas pelo projeto (EUA, China, Japão, União Europeia, Brasil e Índia), tanto em âmbito nacional como global, ao investigar as implicações concretas de INDCs para a transformação de baixo carbono por e depois de 2030, a partir de sistemas de energia, edifícios de transportes e indústria.

Mesmo considerando-se o grande potencial dos biocombustíveis e da bioeletricidade na matriz energética, para esse especialista a meta para a bioenergia sustentável dependerá do estabelecimento de políticas públicas de incentivo com uma visão de longo prazo, além de mecanismos de subvenção econômica e crédito com *spread* subsidiado, nos casos com maior risco tecnológico.

Zilmar Souza, gerente de bioeletricidade da ÚNICA, também questiona a medida de 23% de energias renováveis na matriz elétrica brasileira até 2030. Segundo ele, para atingir a medida, o governo deveria começar a dar mais incentivos para a bioeletricidade, em especial aumentar os investimentos nessa fonte e estimular a contratação de biomassa nos leilões do Ambiente Regulado. Mesmo que o mercado livre tenha grande importância, é necessário que existam contratos de longo prazo, o que permite suavizar riscos de curto prazo e viabilizar os investimentos em cogeração e biodigestores (SIAMIG, 2016).

A energia solar, assim como a energia eólica, tem tido grande representação na câmara. Segundo Rodrigo Lopes Sauaia, presidente executivo da ABSOLAR, o setor espera ter um aumento de 200 vezes na participação da energia solar fotovoltaica no SIN até 2024 e participação de mais de 8% na matriz até 2030 em potência nominal. Apesar de afirmar que os compromissos brasileiros estabelecidos na COP 21 são totalmente críveis, Sauaia pensa ser necessário o estabelecimento e cumprimento de uma medida anual de contratação mínima da fonte, sugerindo a faixa de 2 GWp.

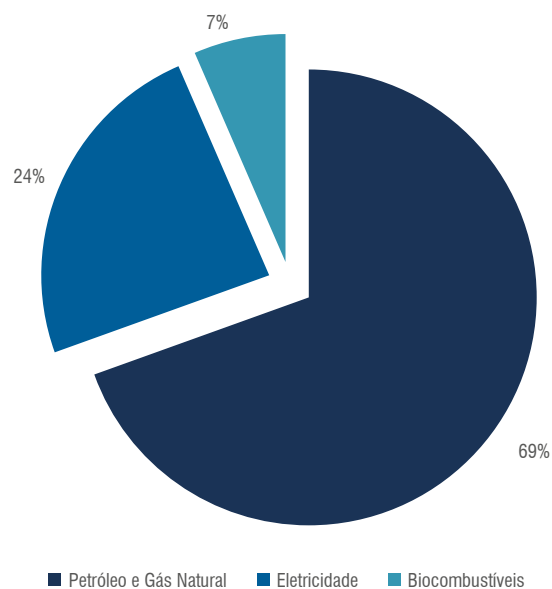
Segundo Carlo Zorzoli, *country manager* da Enel no Brasil, a energia eólica já vem apresentando desempenho notável. Ele acredita que maior atenção deva ser dada à energia solar fotovoltaica, pois, mesmo que a fonte ainda seja menos competitiva, pode ser construída em menos tempo e possui alto potencial a ser explorado.

Apesar de haver diversas críticas quanto à factibilidade da iNDC brasileira, o secretário-executivo do Observatório do Clima, Carlos Rittl, pensa que o Brasil poderia ter medidas ainda mais ambiciosas. Segundo Rittl, o Brasil tem um potencial considerável de fontes alternativas, como solar,

eólica e biomassa, que poderiam juntas representar mais do que 23% da matriz elétrica nacional.

No entanto, o governo brasileiro tem tomado atitudes pouco convergentes com a iNDC: logo após o Brasil anunciar suas medidas em Paris, foi posto em consulta pública um plano para expansão de energia que integra investimentos em combustíveis fósseis. De fato, 70% dos investimentos em energia estão previstos para petróleo e gás natural, conforme Figura 2.5 (CNPE, 2015). Desse modo, as contribuições brasileiras para a redução da temperatura global seriam pouco realistas, uma vez que o governo não estaria se planejando para atender às medidas já encaminhas, a despeito potencial de aumento do escopo das medidas atuais.

Figura 2.5 – Investimentos em energia.

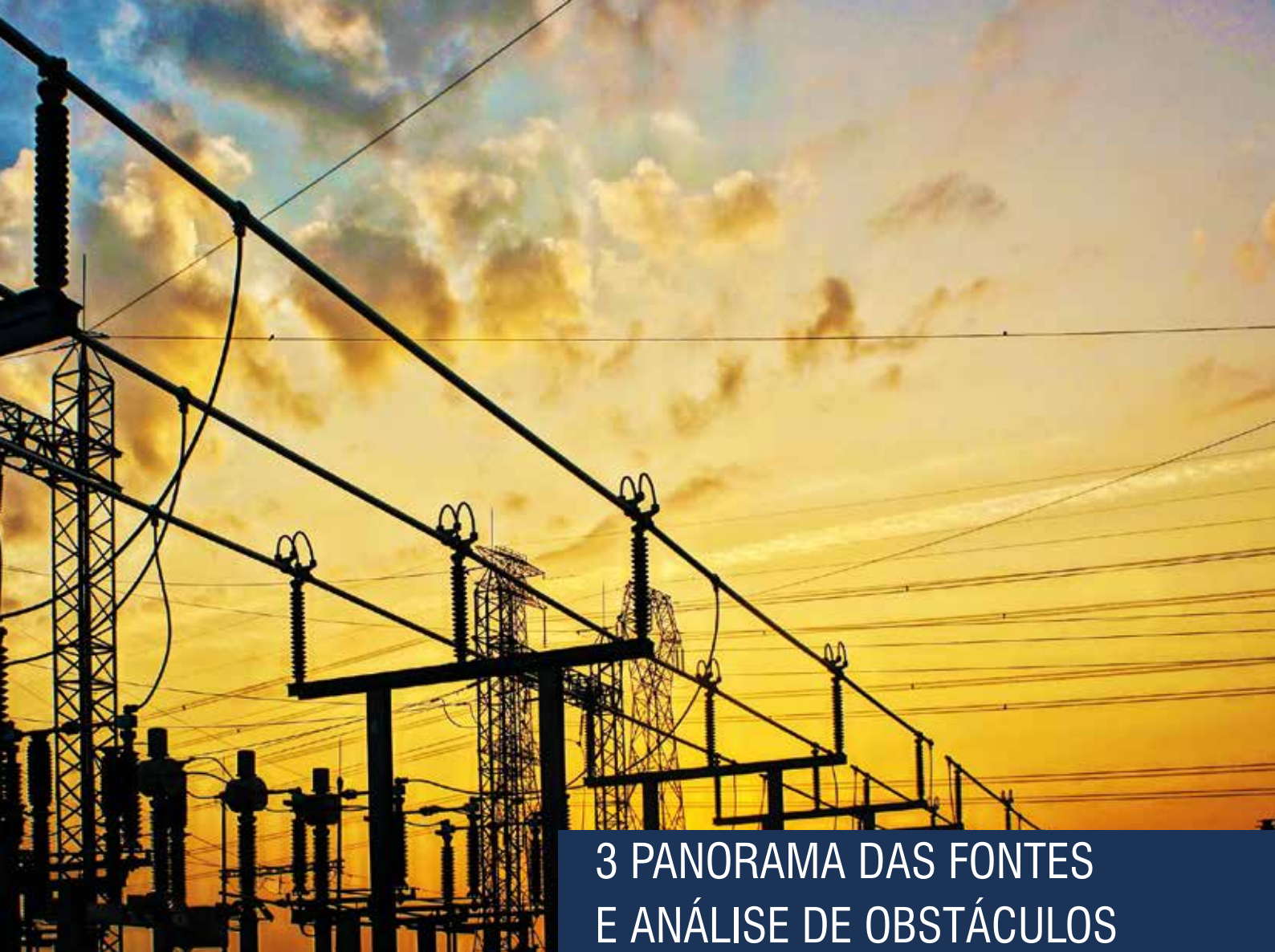


Fonte: CNPE, 2015.

Ainda em relação à medida de 23% de energias renováveis não convencionais na matriz elétrica, a energia eólica é vista como a grande aposta da década e acredita-se que ela terá expressão importante na matriz. O setor como um todo percebe que o governo deve começar, no curto-médio prazo, a investir fortemente em fontes alternativas e em pesquisa e desenvolvimento para novas tecnologias, ainda muito caras. Assim, as políticas devem estar alinhadas com a iNDC.

Antes de avaliar os cenários de expansão Base¹⁶ e COP 21 (que atende às medidas em relação à matriz elétrica) serão apresentadas na próxima seção as diferentes fontes, a partir da estratégia nacional de expansão da geração elétrica para 2030.

16 No qual são adotadas as premissas da PSR.



3 PANORAMA DAS FONTES E ANÁLISE DE OBSTÁCULOS

A estratégia de expansão para o Brasil se baseia em três eixos: (i) energias renováveis (incluem hidrelétricas e fontes não convencionais); (ii) termelétricas; e (iii) eficiência energética. A expansão de mínimo custo para o consumidor é um *mix* de projetos que envolvem esses eixos:

- As hidrelétricas permitem reduzir os custos operativos nas hidrologias favoráveis e funcionam como âncora para o uso de fontes renováveis complementares intermitentes (energia eólica e solar) ou sazonal (biomassa de cana, que só ocorre durante os meses de safra). Ajudam ainda a atender à demanda em tempo real pela grande velocidade de resposta das turbinas.
- As fontes renováveis complementares precisam de menos tempo de construção, o que ajuda no suprimento, por exemplo, se a demanda crescer diferente do esperado. Também exigem investimentos menores, o que permite maior número de investidores, tornando o mercado mais competitivo. Têm papel de destaque na estratégia brasileira de aumento do caráter renovável da matriz energética. Como a iNDC brasileira dá especial atenção às fontes renováveis *não hidráulicas*, o capítulo apresenta o estado de desenvolvimento das fontes biomassa, eólica e solar, identificando quais obstáculos podem frear seu crescimento nos próximos

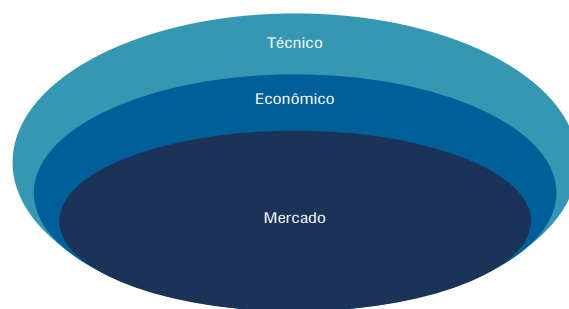
anos. A análise levará em conta aspectos ambientais, legais, regulatórios, políticos e financeiros, de acordo com as especificidades de cada fonte.

- As termelétricas contribuem para a segurança operativa nas hidrologias desfavoráveis e, assim como as hidrelétricas, são *despacháveis*.
- A eficiência energética possibilita o melhor aproveitamento dos recursos existentes com redução da necessidade de expansão da oferta de energia, o que pode ser economicamente atraente, como mostra o estudo (CEBDS, 2016a).

É importante ter em mente a conceituação dos diferentes potenciais que serão mencionados neste trabalho, conforme diagrama da Figura 3.1. Esse panorama fará uma análise do potencial técnico das fontes, que é levantado a partir de medições e modelos físicos.

O potencial econômico depende da competitividade da fonte em relação às alternativas. Já o potencial de mercado considera restrições comerciais ou que limitam ou impedem o crescimento de cada fonte. Por exemplo, ausência de regulamentação ou impossibilidade de certas fontes participarem de leilões de energia nova ou da geração distribuída se desenvolver no Brasil antes da Resolução ANEEL nº 482/2012.

Figura 3.1 – Potencial técnico, econômico e de mercado.



Fonte: *Elaboração própria.*

O presente capítulo também abordará certos aspectos da situação econômica e política atual do Brasil, que tem apresentado desafios para o desenvolvimento da energia renovável. No entanto, o potencial de

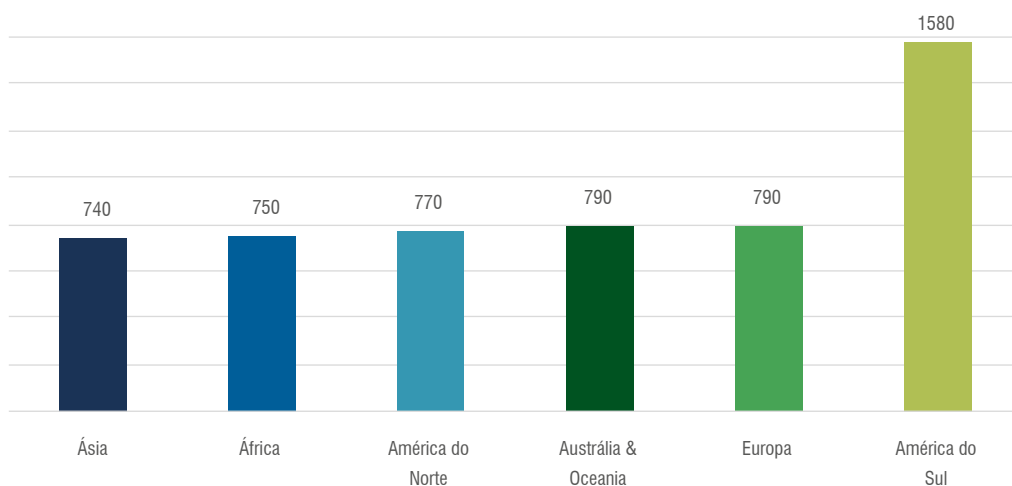
mercado é o que é efetivamente utilizado na definição das opções de expansão no longo prazo (vide Capítulo 11).

3.1 Hidrelétrica

O Brasil possui uma das matrizes elétricas mais limpas do mundo graças às hidrelétricas. A proporção de energia limpa varia entre 85% em anos normais e 60% em anos de hidrologia desfavorável, quando mais usinas térmicas são acionadas para atender à demanda.

A base da matriz elétrica brasileira é hidráulica pela combinação da enorme disponibilidade hídrica das principais bacias hidrográficas do Brasil e por suas dimensões continentais (8,5 milhões de km²). A América do Sul (1.600 mm/ano), e em particular o Brasil (1.800 mm/ano, sendo 2.400 mm/ano na Amazônia) tem precipitação média maior que qualquer outro continente. Europa, África, Austrália e Oceania, América do Norte e Ásia recebem pouco menos de 800 mm/ano – cerca de metade da América do Sul.

Figura 3.2 – Distribuição de totais anuais de chuvas por continente.



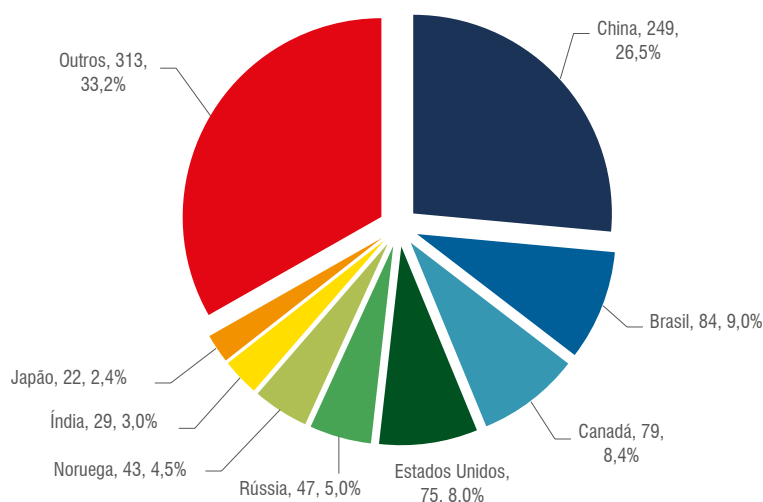
Fonte: Gomide (2015).

Essa combinação de elevada pluviosidade e grandes bacias hidrográficas é a razão para os caudalosos rios do Brasil. Quando esses rios atravessam desníveis naturais (ex.: trechos em corredeiras) reúnem-se as condições básicas para produção de energia elétrica: vazão e queda.

Por esse motivo e por ser econômica, a hidroeletricidade foi desenvolvida em larga escala no Brasil.

Outros países como a Noruega, Suécia e França, com boa disponibilidade hídrica, também exploram as fontes hidráulicas pela mesma razão. Dentro desse quadro mundial, o Brasil tinha 84 GW de potência instalada em 2012, estando atrás apenas da China, com 249 GW. Por outro lado, cabe destacar que a produção anual de hidroeletricidade chinesa é somente o dobro da brasileira. A razão principal é que o Brasil possui muitos reservatórios que conseguem estocar água no período de chuvas para uso durante a estiagem, com aumento relativo da produção de energia anual.

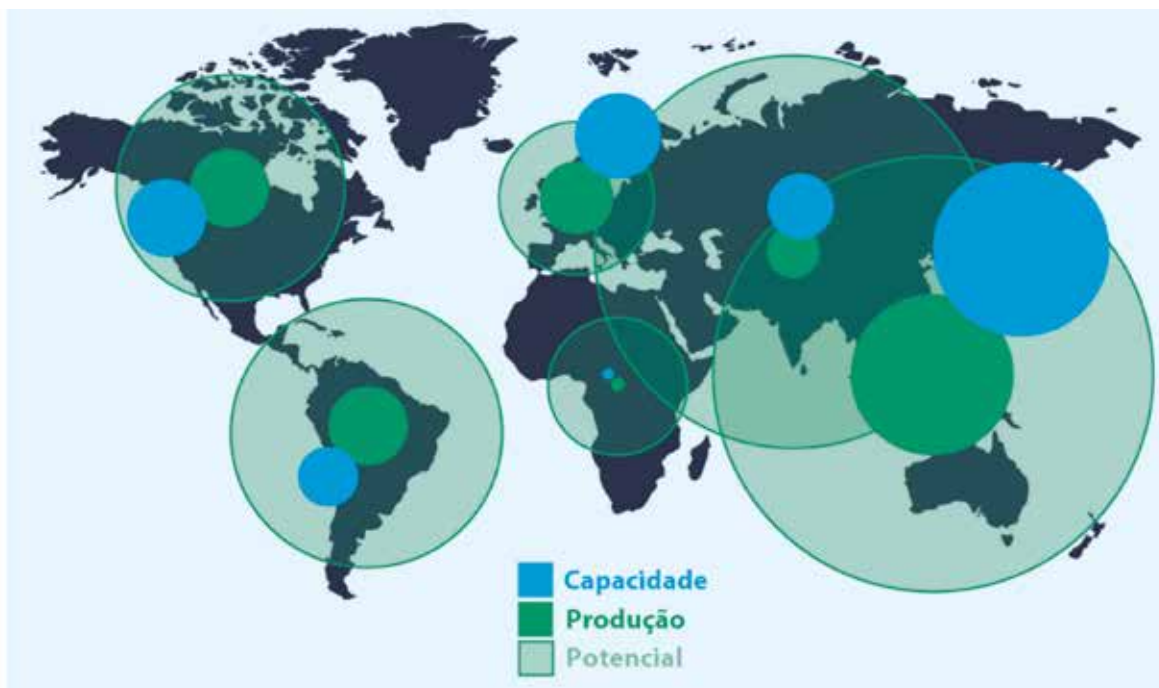
Figura 3.3 – Potência instalada em GW e % do total global da fonte hidrelétrica.



Fonte: IEA.

Assim, a matriz elétrica brasileira reflete os investimentos no seu maior recurso natural: o potencial hidrelétrico. Apesar da importância para o suprimento, ainda há grande potencial a ser desenvolvido, sobretudo na Ásia (Figura 3.4). Países desenvolvidos exploraram a maior parte do seu potencial hidrelétrico, como a França, a Alemanha e os Estados Unidos (100%, 83% e 60%, respectivamente). Por outro lado, existem países com grande potencial inexplorado por dificuldades – mas básicas, como falta de financiamento. Um exemplo é o Congo, que explorou 1% do seu potencial. O Brasil, como visto, fica no meio do caminho, tendo explorado 30% do seu potencial hidrelétrico.

Figura 3.4 – Capacidade instalada, produção e potencial hidrelétrico.



Fonte: Adaptado de IHA, 2014.

3.2 Complementaridade entre as fontes

O atendimento ao crescimento da demanda nas próximas décadas deverá se basear em fontes renováveis, em conformidade com a INDC. Além da hidroeletricidade, cujo potencial econômico ainda a desenvolver no Brasil é cerca de 120 GW (EPE, 2015), duas novas fontes renováveis se tornaram mais representativas na matriz nos últimos anos.

A partir de 2005, a cogeração com biomassa de cana-de-açúcar, também conhecida como bioeletricidade, passou a contribuir de maneira significativa para a produção de eletricidade, com 14 GW instalados até 2016 de acordo com o Banco de Informação de Geração (BIG) da ANEEL, sendo 11 GW devidos ao bagaço de cana, 2 GW de licor negro e 1 GW de demais fontes (ex.: gás de alto forno, resíduos florestais, carvão vegetal e biogás). Uma parte significativa dessa capacidade é utilizada para autoconsumo pelas usinas, como no caso da cana (produção de etanol e açúcar).

A bioeletricidade poderia contribuir com 20 GW nos próximos anos, enquanto o potencial da geração eólica pode chegar a 300 GW, excedendo

até o potencial hidrelétrico. No que se refere à competitividade, ambas têm preços inferiores às demais alternativas não hidroelétricas, como, por exemplo, a geração termelétrica a gás natural.

A partir de 2009, a energia eólica teve um crescimento acelerado, também atingindo 7 GW em 2015, 10 GW em 2016 e grande crescimento nos próximos anos (pelo menos 8 GW adicionais já contratados).

Despachabilidade

Um dos maiores obstáculos para a inserção econômica dessas fontes nos demais países é seu caráter intermitente, isto é, a produção de energia pode variar consideravelmente de um minuto para o outro, como é o caso da eólica, ou sazonalmente, no caso da biomassa, cuja produção se concentra no período de safra da cana-de-açúcar, que vai de maio a novembro.

Por exemplo, a Alemanha, que é o país com maior capacidade eólica instalada (44 GW em 2015), já teve registros de geração eólica próxima a zero (BOISVERT, 2013). A título de comparação com a realidade brasileira, seria como se toda a usina de Itaipu parasse de funcionar.

Há três estratégias possíveis (não mutuamente exclusivas) de compensar a variabilidade de uma fonte de produção de energia:

- a) Efeito portfólio: a variação dessas fontes não é uníssona, isto é, a geração eólica de uma região pode estar baixa, porém, a de outra região, alta, no mesmo instante de tempo. Desse modo, a produção total de energia eólica varia proporcionalmente menos do que as produções individuais. O aproveitamento dessa diversidade, no entanto, requer que o país tenha grande extensão territorial para a diversidade no padrão de ventos e uma rede de transmissão robusta. Apesar da sua extensão territorial, os Estados Unidos estão com dificuldade para construir essa rede, devido a obstáculos dos estados e das comunidades, que também se opõem às linhas de transmissão (*not in my backyard*). No caso da Europa, existe a proposta de uma rede de transmissão internacional, que faria o *mix* da produção eólica

da Europa Central e hídrica da Escandinávia, e no futuro traria energia solar do norte da África (projeto Desertec). Assim como no caso dos Estados Unidos, a construção dessa rede enfrenta muitos obstáculos políticos, regulatórios e econômicos.

- b) Ter alguma capacidade de armazenamento de energia, usada para suavizar as variações da produção intermitente. O problema é que as tecnologias atuais de armazenamento de energia em grande escala ainda estão em desenvolvimento e têm custos elevados.
- c) Ter uma fonte *despachável* (isto é, que pode ser acionada quando necessário) como reserva. Essa é, por exemplo, a opção da Alemanha, que possui 30 GW de capacidade termelétrica (quase duas vezes a capacidade instalada da usina de Itaipu) em reserva.

No caso do Brasil, o problema da variabilidade na produção tem sido superado pela combinação do efeito *portfólio* e da capacidade de armazenamento. O efeito *portfólio* deve-se ao fato de que a bioeletricidade e a energia eólica (na região Nordeste) tendem a produzir mais energia nos períodos secos (de baixa hidrologia), havendo uma *sinergia* natural no padrão de produção dessas fontes. No caso do armazenamento, os reservatórios das hidroelétricas passaram a funcionar como *armazéns virtuais de energia*. No período de entressafra da cana-de-açúcar ou quando há produção eólica menor, a produção de energia hidroelétrica é aumentada através do esvaziamento dos reservatórios.

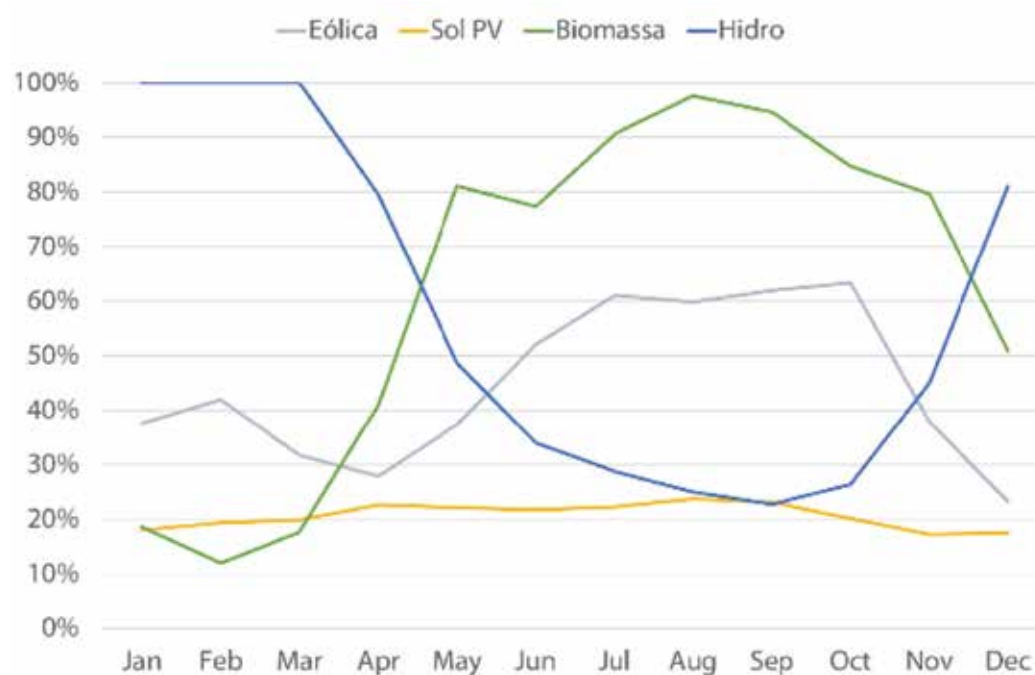
O inverso acontece na época da safra de cana ou quando há aumento dos ventos e maior geração eólica, permitindo que os reservatórios aumentem seu volume armazenado. Em outras palavras, os reservatórios hidrelétricos deixaram de armazenar somente água e hoje também armazenam vento, sol¹⁷ e cana-de-açúcar.

Outro aspecto de relevância para a expansão ótima da geração e operação do sistema é a já mencionada extensão da rede de transmissão de energia. A rede elétrica brasileira tem mais de 100 mil quilômetros de

¹⁷ No caso da energia solar, pode-se pensar nesse movimento ao longo do dia, uma vez que não há geração solar fotovoltaica à noite.

linhas de transmissão de energia. Esta interliga o sistema elétrico com vantagens, como a garantia de atendimento e diminuição de falhas, e o aproveitamento de diferenças na sazonalidade das aflúências nas bacias hidrográficas brasileiras, além da complementaridade entre hidrologia e a produção sazonal das usinas eólicas e a biomassa (Figura 3.5).

Figura 3.5 – Complementaridade entre a energia hidrelétrica, eólica e de biomassa.



Fonte: Elaboração própria com dados da EPE.

Essa *reengenharia* do sistema hidrelétrico para um sistema integrado de armazenamento e transporte de eletricidade explica a competitividade da energia renovável complementar.

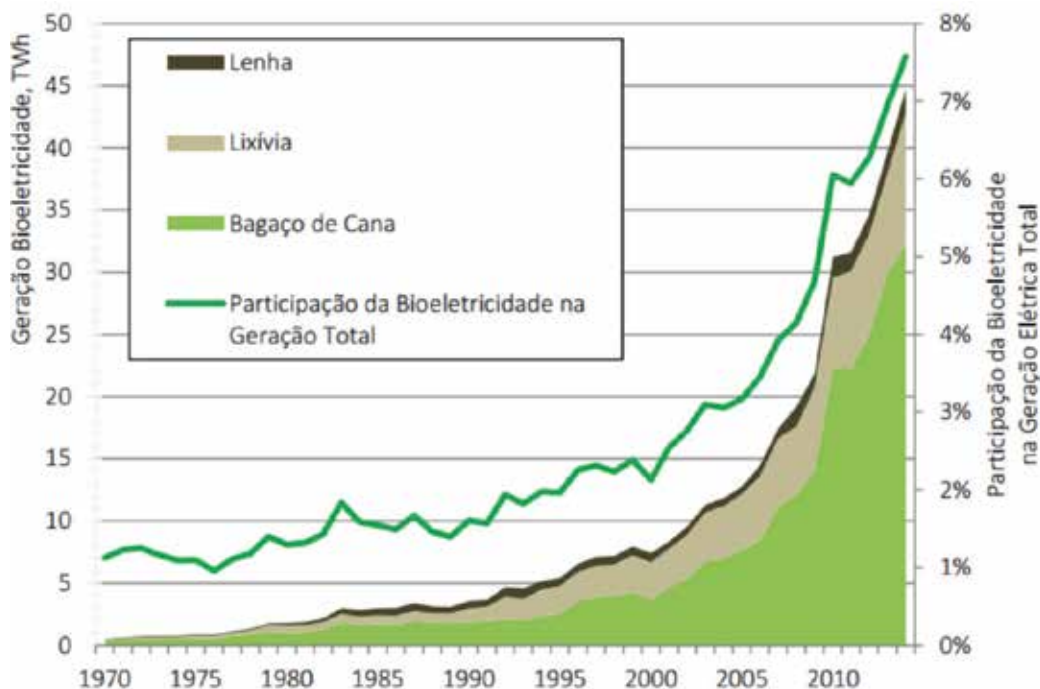
3.3 Biomassa

A presente seção avaliará a biomassa como recurso elétrico, sendo esse recurso principalmente dividido em dois grupos: (i) biomassa energética agrícola e (ii) biomassa contida em rejeitos urbanos¹⁸. Essa fonte apresenta diferentes rotas para seu uso, que vai da combustão para a obtenção de energia térmica até processos físico-químicos e bioquímicos mais complexos para a obtenção de combustíveis líquidos e gasosos (EPE, 2007).

Como o presente trabalho propõe enfatizar a avaliação da matriz elétrica, será avaliado nesta seção o uso da biomassa para bioeletricidade, proveniente principalmente da cogeração de usinas e do uso dos resíduos do processamento da biomassa para geração de biogás. Como a quase totalidade da biomassa no Brasil provém do bagaço e da palha da cana-de-açúcar, grande destaque será dado a essa matéria-prima.

¹⁸ Além dessa divisão, a biomassa como recurso elétrico/energético ainda pode provir de biomassa energética florestal. Sua origem é principalmente ligada à produção de celulose e papel. A outra matéria usada para a produção de biomassa energética florestal é a lenha e o carvão vegetal. Apesar de a biomassa energética florestal ter uma expressão crescente, atualmente apenas uma parcela pequena é sustentável (DE FÁTIMA DE OLIVEIRA; SANTOS; HATAKEYAMA, 2012).

Figura 3.6 – Evolução da bioeletricidade (TWh) e sua participação na geração total (%).



Fonte: EPE, 2016b.

O processamento de uma tonelada de cana necessita em média de 12 kWh de energia elétrica, a qual pode ser gerada pelos próprios resíduos da cana. Esse processo requer a instalação de caldeiras para a queima do bagaço ou palha (ANEEL, 2003). Atualmente, apesar de a quase totalidade das usinas sucroalcooleiras já ser autossuficiente, pouco mais de 40% das usinas comercializam seus excedentes de energia, de modo que ainda há um potencial relevante a ser explorado (EPE, 2016b)¹⁹ após o *retrofit* das usinas (aumento da pressão de suas caldeiras para aumento de produção de energia elétrica e exportação para a rede).

Esse alto potencial foi muito discutido na época da reforma do setor, em 2004, e teve especial atenção em 2008, ano em que foi observada uma frequência elevada das contratações de biomassa nos leilões (31 projetos e 541 MW médios). Quantitativamente, a biomassa de cana-de-açúcar tem um potencial técnico para a geração de energia elétrica de 7,1 GW médios em 2024 (EPE, 2015b) e de 3,7 GW médios, supondo uma

¹⁹ Das usinas comercializadoras, 16% comercializam no Ambiente de Contratação Regulado.

projeção baseada na evolução histórica da relação de energia elétrica disponibilizada para a rede e toneladas de cana processada.

O potencial pode ser aumentado se a energia contida na palha e pontas for aproveitada. Nesse caso, o potencial técnico em 2024 seria incrementado de 11,7 GW médios, passando para 18,8 GW médios, equivalente a pouco menos que duas usinas Itaipu (EPE, 2015c). O potencial estimado pela EPE é consideravelmente superior ao cenário base adotado pela PSR, que prevê somente 1,6 GW médio em 2024, dadas as atuais condições regulatórias e de financiamento tanto nacionais quanto internacionais.

Segundo o *Potsdam Institut für Klimafolgenforschung*, seria necessário um aumento considerável em 2100 no uso de bioeletricidade e biocombustíveis líquidos, em relação ao observado hoje, para manter a temperatura global abaixo de 1,5 °C, sendo essa uma medida mais ambiciosa, estipulada na COP 21. Para tanto, o instituto de pesquisa de impactos climáticos compilou modelos do 5º relatório de avaliação do IPCC em uma ferramenta que combina consumo de biomassa e aumentos médios da temperatura global.

De acordo com o estudo, a bioeletricidade deveria passar dos atuais 0,5 EJ para 25 EJ em 2100 e para biocombustíveis dos atuais 1 EJ para 23 EJ em 2100 (LUCON, 2016)²⁰. A Comissão Europeia também acredita que o uso da biomassa seja a maneira mais econômica de atingir as medidas estabelecidas na última conferência das partes (SETIS – EUROPEAN COMMISSION, 2016).

De acordo com a iNDC brasileira, ao menos 23% da matriz elétrica em 2030 deve ser de fontes renováveis, além da energia hídrica, e outros 18% devem ser de bioenergia sustentável na matriz energética, de modo que a biomassa tem papel importante no compromisso brasileiro com a medida climática. Em 2014, a biomassa representava 8% da capacidade instalada total no Brasil, incluindo derivados de lenha, lixo e, sobretudo, bagaço

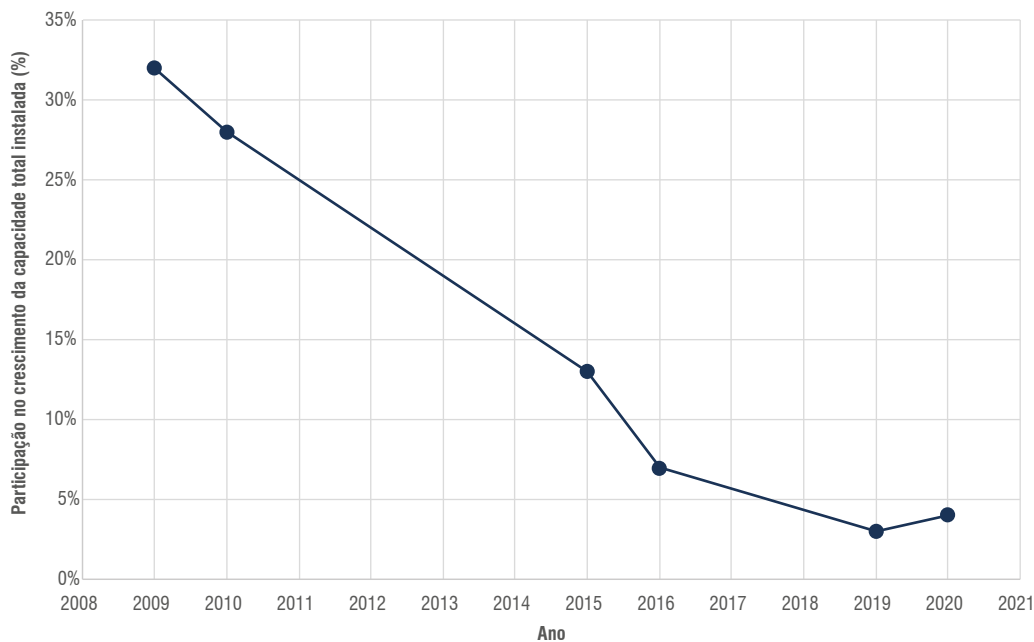
²⁰ Nota: 1 EJ são quase 24 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (TEP). Como referência, a Oferta Interna de Energia do Brasil (2014) é cerca de 13 EJ. Portanto, será preciso tanto para bioeletricidade como para biocombustíveis agregar o equivalente a duas vezes a oferta interna de energia do Brasil de 2014 até 2100. Outra comparação útil para o caso específico da bioeletricidade: 1 EJ equivalem a 277 TWh (pouco menos de metade do mercado de eletricidade do Brasil).

de cana²¹. Projeções mais recentes esperam que essa fonte contribua com 11% da capacidade instalada nacional em 2030 (EPE, 2016a).

Apesar de o governo brasileiro ter se comprometido com uma forte participação dessa fonte na matriz energética e elétrica, a bioeletricidade vem apresentando queda na participação de novos projetos desde 2008/2009. O ano de 2012 foi especialmente ruim, pois não registrou nenhuma contratação nos leilões de energia. O cenário para a bioeletricidade parece melhorar um pouco: em 2015, a biomassa (a cana-de-açúcar) teve participação em quatro leilões, nos quais foram contratados três projetos e um total de 52 MW médios. Outras biomassas, como de casca de arroz e cavaco de madeira, também venceram leilões em 2015. No entanto, o potencial contratado, sobretudo no que se refere à bioeletricidade de cana, ainda está aquém do esperado.

A figura a seguir indica a participação da bioeletricidade na capacidade total instalada do SIN, mantida a tendência atual. Em 2009, 1/3 da nova oferta de energia foi de bioeletricidade. Mantida a trajetória atual, esta deverá passar para 4% em 2020.

Figura 3.7 – Participação da biomassa no crescimento da capacidade instalada do SIN.



Fonte: Elaboração própria com base em VALOR ECONÔMICO, 2016.

21 Há ainda outras fontes combustíveis, como o carvão vegetal e o biogás.

A biomassa pode ainda ser utilizada para a produção de biogás, combustível gerado pela fermentação anaeróbica de matéria orgânica de origem vegetal ou animal. Apesar de existirem projetos que estudam o uso de dejetos animais para a geração de energia, como a Rede BiogásFert, o aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos (RSU) ainda é predominante. Todas as 15 usinas que totalizam 118 MW de capacidade em 2016 e que geram energia elétrica a partir do biogás estão vinculadas a aterros sanitários ou estações de saneamento.

Mesmo existindo tecnologias consolidadas para o aproveitamento elétrico de rejeitos urbanos, o dimensionamento de usinas para tal não é trivial, uma vez que a curva de oferta da energia é declinante. Estima-se que a capacidade instalada do biogás deve aumentar para 1GW em 2030, equivalente a uma participação de 0,3% da capacidade instalada total da matriz elétrica (EPE, 2016a). A seguir serão explorados aspectos ambientais, políticos, regulatórios e financeiros que visam incentivar a maior participação da biomassa na matriz elétrica nacional.

3.3.1 Ambiental

A queima de biomassa para produção de energia elétrica tem balanço nulo de emissões de CO₂, pois as emissões de particulados como SOx e NOx são compensadas pela captura desses gases na fase de crescimento da planta (EPE, 2007). No entanto, é importante frisar que o balanço de emissões só é nulo quando não há queima da palha, que ocorre com vista a facilitar a colheita manual.

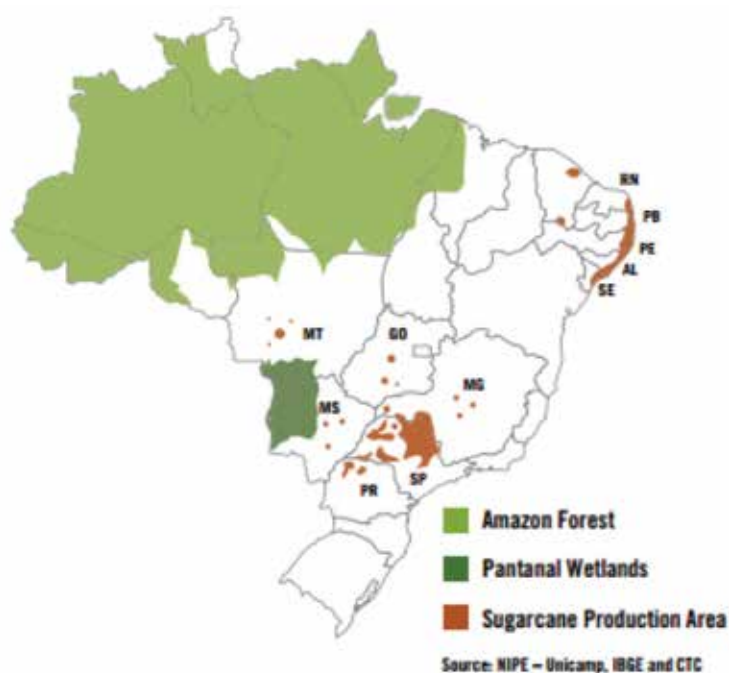
Legislações e acordos entre o poder público e a iniciativa privada vêm inibindo a prática da queima, que não somente é prejudicial ao meio ambiente como também está associada a condições precárias da mão de obra. O Estado de São Paulo já se adiantou e hoje 90% das colheitas são mecânicas (RIPOLI, 2014).

O Protocolo Agroambiental do Setor Sucroenergético Paulista antecipou a lei estadual nº 11.241, de 2002, que dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana no Estado de São Paulo e determinou a eliminação total das queimadas até 2017. Em âmbito nacional, o projeto de lei nº 1.712, de 2007, que prevê o fim das queimadas vem sendo

discutido; a última ação legislativa sobre esse projeto de lei ocorreu em abril de 2015.

Em comparação a outros usos da terra, a produção de cana-de-açúcar usa uma parcela pequena da área total brasileira: dos 7% utilizados para outros cultivos, 1% é para a produção de cana, contra 23% para pastos (UNICA, 2015a)²². Como o aumento da produção da bioenergia é associado ao aumento na produção de açúcar e etanol, a expansão dos canaviais deve seguir o zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar, que estabelece a expansão sustentável do cultivo no território nacional, que exclui as regiões do Pantanal e da Amazônia e áreas que produzem alimentos (EMBRAPA, 2009).

Figura 3.8 – Zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar.



Fonte: UNICA, 2015b.

Outro ponto que merece destaque é a criação de um selo verde para consumidores do ambiente livre que comprem energia elétrica produzida a partir da biomassa da cana. Em 2015, cinco selos foram emitidos para consumidores livres e quase 50 para usinas sucroalcooleiras,

²² Esses valores somados representam a parcela total da área brasileira que é usada para produção agrícola e pecuária (equivalente a 30%). Da área total brasileira, 65% são de vegetação nativa e 5% são reservados para outros usos.

responsáveis por abastecer 3,5 milhões de residências e evitar 3 milhões de tCO₂ (UNICA, 2015c).

Além de a biomassa ser ambientalmente favorável, o aproveitamento racional e energético desta promove o desenvolvimento de regiões em que as usinas são instaladas. Investimentos em usinas *greenfield* de cana-de-açúcar responderam por 130% da renda média de municípios de Mato Grosso do Sul, Estado que observou forte crescimento do setor nos últimos oito anos.

Além de responder por uma parcela elevada da renda dos municípios, foi constatado que outros indicadores tiveram melhora significativa após quatro anos de a usina ter sido construída, a saber: aumento em 30% da renda municipal, aumento em 10% da população, aumento em 40% de empregos, aumento em 44% nos salários e aumento em 31% nas arrecadações municipais (ASSUNÇÃO; PIETRACCI; SOUZA, 2015).

Há ainda outros possíveis impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de usinas termoelétricas a biomassa que devem ser considerados, como (MME, 2007):

- Apoio das usinas na construção do Plano Diretor do Município e adequação das infraestruturas de habitação, educação e transporte para contornar movimentos migratórios resultantes da construção da usina;
- Utilização de sistemas compactos para tratamento de esgotos (separado do tratamento de outros efluentes líquidos);
- Utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência;
- Manejo da plantação na região para fixação do carbono;
- Monitoramento das emissões.

Finalmente, o licenciamento ambiental dos empreendimentos da biomassa está sujeito a legislação estadual, como a Resolução Conjunta SEMA/IMAP nº 004/2004, que estabelece o manual de licenciamento ambiental para usinas de biomassa em Mato Grosso do Sul. Apesar de as licenças estaduais serem mais difíceis que as federais, o fato de

grande parte das usinas já estarem instaladas torna o processo licitatório mais fácil, necessitando apenas de licenças para geração. Estima-se que as licenças demorem entre quatro e sete meses para serem feitas. Vale lembrar que para usinas *greenfield*, caracterizadas por serem projetos novos de usinas já adaptadas ao processo de cogeração, o processo é mais complicado, pois envolve a necessidade de licença para todas as etapas do projeto (YAMAGUCHI; PAIVA DE PAULA, 2015).

Apesar de o armazenamento e o tratamento do biogás serem necessários para projetos de aterro sanitários, o sistema de licenciamento ambiental para geração de eletricidade ainda é demorado e complexo. Há ainda carência de especialistas para desenvolver os estudos (MME, 2012). Assim como no caso da biomassa agrícola, o biogás de aterro sanitário também está sujeito à legislação estadual. No caso de Minas Gerais, por exemplo, plantas de biogás inferiores ou iguais a 10 MW devem elaborar um Relatório de Controle Ambiental (RCA), como é indicado na Deliberação Normativa COPAM nº 74 de 2004. Usinas superiores a 10 MW devem apresentar um Estudo de Impacto Ambiental e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental.

3.3.2 Legal e regulatório

Para que o potencial da bioeletricidade fosse de fato aproveitado, algumas medidas de cunho regulatório e comercial foram tomadas após a reforma do setor, em 2004. Destacam-se o cálculo da garantia física dos geradores com base na produção média ao longo do ano, independentemente da variação sazonal, e a contratação de energia por meio de licitações conjuntas das distribuidoras, sendo oferecidos nas licitações contratos de suprimento de longo prazo (15 anos) e com entrada em operação três ou cinco anos depois.

Assim, os contratos de energia não discriminam geradores com produção sazonal, como no caso das usinas sucroalcooleiras que produzem apenas entre maio e novembro e permitem que a bioeletricidade forneça energia a vários compradores e não apenas às empresas locais de distribuição.

Equacionado o problema da variação sazonal das térmicas a biomassa, esses empreendimentos tornam-se bastante competitivos, uma vez que

seu custo variável unitário (CVU) é nulo, pelo menos quando a biomassa é gerada na própria usina (e não comprada de terceiros). Seu custo econômico de curto prazo (CEC) é negativo em função da sazonalidade das liquidações do mercado de curto prazo (CCEE): compram energia para honrar contratos quando o preço de liquidação de diferenças (PLD) é menor, na época de chuvas (com maior hidroeletricidade), e vendem energia em excesso aos contratos quando o PLD é maior (na época de seca, com menor hidroeletricidade, durante a safra). O CEC negativo ajuda na competitividade da fonte.

Como já mencionado, o CVU nulo faz com que se beneficiem indiretamente de medidas do governo que visam reduzir a competitividade de térmicas a óleo combustível e óleo diesel, que têm altos custos com combustível. Um exemplo são as Portarias MME que definem limites para o CVU, proibindo a habilitação de UTEs com CVU superior ao PLD máximo ou a um limite predeterminado. Para o último leilão A-3 de 2016, a Portaria MME nº 382, de agosto de 2015, definiu a participação de empreendimentos termelétricos sujeitos a um CVU inferior ou igual a R\$ 265/MWh.

Além das medidas citadas, o Estado de São Paulo, maior produtor de cana-de-açúcar, estabeleceu em 2011 o Decreto nº 57.142, que estende os benefícios fiscais do ICMS para investimentos em cogeração do setor sucroalcooleiro. O Estado de São Paulo também criou, pelo Decreto nº 58.659, de 2012, o Programa Paulista de Biogás, que prevê a obrigatoriedade de um percentual mínimo de injeção de biometano no gás natural vendido no Estado. O programa ainda promove o biogás produzido a partir de vinhaça, resíduo da produção de etanol. A cada litro de álcool produzido, 12 litros de vinhaça são descartados. Atualmente, a vinhaça já é utilizada na fertilização (AUN USP, 2015).

Outra regulação que pretende beneficiar produtores de bioeletricidade é a já mencionada redução na TUST e TUSD para fontes incentivadas com potência instalada menor ou igual a 300 MW. Assim como no caso da geração eólica, as usinas cogradoras recebem desconto de 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. No entanto, por não conseguirem se dividir em parques com menor potência instalada, o incentivo acaba sendo pouco usado. De fato, o alto custo de conexão,

estimado em R\$ 100 mil/km, é visto como um dos principais obstáculos para a expansão da bioeletricidade (YAMAGUCHI; PAIVA DE PAULA, 2015).

É importante destacar que a separação feita no leilão A-5 de 2013 entre a geração eólica e a biomassa possibilitou a volta dessa fonte nos leilões. Segundo investidores, o valor ideal para que projetos de biomassa vendam energia no ambiente regulado está entre R\$ 250 e R\$ 300 por MWh, de modo que a expansão da biomassa no setor depende em grande medida do ambiente nos leilões, que deve estar livre de fontes mais competitivas como a energia eólica (CANAONLINE, 2015).

No caso do biogás, o Plano Nacional de Resíduos Sólidos, estabelecido pela Lei nº 12.305, de 2010, foi um marco importante para o estabelecimento dessa fonte. Fica determinada a obrigatoriedade de medidas para o aproveitamento energético dos gases gerados nas unidades de disposição final de resíduos sólidos. Destaca-se também a Lei do Estado do Rio de Janeiro nº 6.361, de 2012 (mais recentemente regulamentada pelo Decreto nº 44.855, de 2014), que dispõe sobre a Política Estadual de Gás Natural Renovável (oriundo do processo de purificação do biogás). A lei prevê a capacitação técnica e a disponibilização de linhas de financiamento para aquisição de tecnologias de produção, coleta e transporte de biogás como meio de incentivar essa fonte.

3.3.3 Político

No início do ano, a comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados aprovou um substitutivo do Projeto de Lei nº 3529, de 2012, que obriga as distribuidoras a contratarem anualmente e durante 10 anos 700 MW de energia elétrica produzida a partir de biomassa, em contratos com duração de 20 anos. Exige que ao menos 60% dos equipamentos ou serviços fornecidos sejam nacionais.

O projeto ainda aprovou a isenção de PIS/PASEP e da COFINS para a receita gerada pela compra e venda de energia elétrica entre produtores e consumidores localizados no mesmo sítio e desde que sua produção utilize biomassa como combustível, além de isentar a agroindústria do imposto sobre a receita da comercialização de bioeletricidade (BRASIL,

2016). O projeto ainda deve ser analisado pelas comissões de Finanças e Tributação e de Constituição e Justiça e Cidadania.

3.3.4 Financeiro

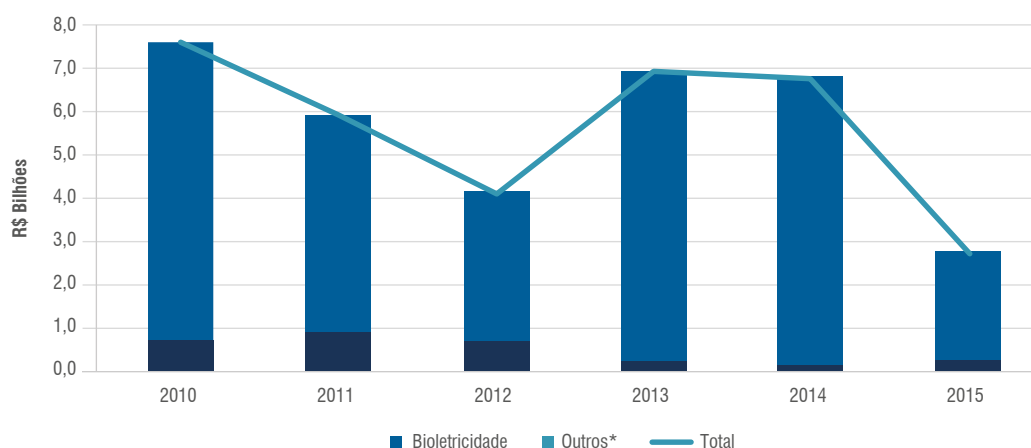
O BNDES é o grande financiador de plantas de cogeração e projetos *greenfield*. Entre 2006 e 2011, o BNDES financiou um total de 110 plantas de cogeração, sendo 52 projetos de *retrofit* (2 GW) e 58 de usinas *greenfield* (1,6 GW). No entanto, o financiamento para as usinas sucroalcooleiras não foi suficiente para conter a crise que se abateu no setor em 2012: 24% das usinas em operação no país pediram recuperação judicial e 11 tiveram falência decretada. Em 2015, as dívidas bancárias das usinas que pediram recuperação judicial somaram R\$ 8 bilhões (VALOR ECONÔMICO, 2016), o que representa quase 10% da receita total movimentada pelo setor nesse mesmo ano.

Em grande medida, essa crise se deu pela isenção da Cide sobre a gasolina, entre 2012 e 2014, estabelecida pelo Decreto nº 7.764/2012 e pelo congelamento do preço desse combustível, gerando taxas de retorno negativas ou aquém do que se esperaria em condições normais para o investimento em usinas sucroalcooleiras e cogedoras (DOCTORS, 2016).

Além dessa política, a crise de 2008 também teve impacto considerável no setor, pois arrefeceu o mercado de energia eólica na Europa e nos Estados Unidos (maiores mercados para essa tecnologia), fazendo com que grandes empresas diversificassem sua atuação e voltassem seus investimentos para mercados emergentes, em particular o Brasil, tornando, portanto, essa fonte competitiva com a biomassa.

Como um reflexo da redução de investimentos no setor e da crise econômica e política, o BNDES teve liberações de financiamento reduzidas em quase 60% no último ano, passando de R\$ 6,8 bilhões em 2014 para R\$ 2,7 bilhões em 2015 (VALOR ECONÔMICO, 2016). No entanto, houve aumento do financiamento para caldeiras de alta pressão ou equipamentos que melhoram a eficiência; a cogeração mostrou ser um bom amortizador durante a crise do setor.

Figura 3.9 – Investimentos do BNDES, com ênfase em bioeletricidade.



Fonte: EPE, 2016c.

Nota: *Cultivo da cana, fabricação de açúcar, fabricação de etanol e tancagem.

Apesar de alguns investidores perceberem o atual momento como oportuno para a aquisição das usinas com alto grau de endividamento, as fusões e aquisições devem ter expressão maior com o retorno da estabilidade econômica em 2017 (VALOR ECONÔMICO, 2016).

Paralelamente às usinas de cogeração, novas tecnologias vêm ganhando expressão no mercado, como o etanol de segunda geração (2G), pellets de biomassa a partir da palha e do bagaço da cana e a cana energia. O Brasil é atualmente detentor de duas das seis plantas de etanol 2G em escala industrial no mundo (FINEP, 2016).

Apesar do trade-off natural entre o etanol 2G²³ e a cogeração de energia elétrica (ambos consomem biomassa), a utilização da cana energia, com maior rendimento agrícola e industrial, permitiria gerar energia elétrica a partir da queima da lignina residual do processo de hidrólise, que tem alto poder calorífico. Mesmo assim, acredita-se que o potencial em geração de energia elétrica seria reduzido, dada a menor disponibilidade de biomassa para geração de eletricidade (NovaCana, 2016).

Além de ser grande investidora em projetos de etanol 2G, a Finep apoia desde 2010 a produção e comercialização de pellets de biomassa, combustível sólido usado para geração de energia elétrica. A Cosan e

²³ Assim como a eletricidade gerada a partir da queima do bagaço e/ou palha da cana, o etanol 2G é produzido a partir da biomassa não utilizada na alimentação humana.

a empresa japonesa *Sumitomo Corporation*, que é atualmente uma das maiores tradings de biomassa do mundo, assinaram no começo de 2016 a formação de uma *joint venture* que será a primeira empresa do mundo a comercializar e produzir pellets de biomassa a partir de resíduos da cana-de-açúcar (REVISTA BIOMASSA BR, 2016).

A Cosan já tem uma planta em São Paulo com capacidade instalada de 175 mil toneladas de pellets por ano. Tendo em vista o aumento da demanda mundial por pellets, estimada em um acréscimo médio de 15 milhões de toneladas até 2030²⁴, a Cosan pretende expandir sua produção para 2 milhões de toneladas até 2025 e quadruplicar sua produção depois desse ano (REVISTA BIOMASSA BR, 2016). Estima-se que o setor sucroalcooleiro brasileiro tenha potencial para produzir cerca de 80 milhões de toneladas de pellets, sendo mais da metade desse potencial atribuído ao Estado de São Paulo.

Além da Finep, outras principais linhas de financiamento para projetos de biomassa se encontram na tabela a seguir (RUIZ, 2015a):

Tabela 3.1 – Principais fontes de financiamento para bioenergia.

Linhas	Eligibilidade	Limite	Juros	Prazo	Destques
Linhas de Banco de Fomento					
FINEM - Geração de Vapor e Energia Renovável	Geração de vapor e/ou eletricidade de biomassa	70%	TJLP + 1,2% + spread	Até 20 anos	Financia investimentos agrícolas
FINEM - Eficiência Energética	Cogeração greenfield ou retrofit	70%	TJLP + 1,2% + spread	Caso a Caso	Prazo em função da capacidade de pagamento do projeto
FINEP	Processo/ tecnologia inovadora	50% a 90%	TJLP + 0,5%-3%	Até 12 anos	Baixo custo, financia importados sem similar
Economia Verde	Biogás, cogeração e termelétricas	100%	IPCA + 6,55%	Até 10 anos	Específico para o Estado de SP
Linhas de Fundos Regionais					
Crédito Rural	Investimento agrícola	100%	~ 8,75%	Variável	Baixo custo
Linhas de Mercado de Capital					
Debêntures (Lei 12.431/2011)	Greenfields e retrofit	Não determinado	IPCA + ~ 8%	12 anos	Amortização customizada
Linhas de Agências Multilaterais e ECAs					
IFC/BID (USD)	Projetos greenfield	80%	Libor + spread	10 a 15 anos	Financia importados
IFC/BID (BRL)	Projetos greenfield	80%	SELIC + spread	≥ 10 anos	Financia importados

Fonte: RUIZ, 2015b.

²⁴ Hoje a demanda mundial por pellets é de aproximadamente 25 milhões de toneladas.

Alguns desafios para o financiamento de bioenergia são percebidos pelo setor, que em grande medida dependem da saúde econômica e financeira do país. Destacam-se:

- Aumento da SELIC e do IPCA: aumentam o custo de oportunidade do capital e encarecem as debêntures de infraestrutura;
- Aumento da TJLP: reduz o limite de alavancagem pelo BNDES e FINEP e geram maior necessidade de capital próprio do investidor.

No caso do biogás, o BNDES oferece um produto (cartão BNDES) que visa financiar investimentos de micro, pequenas e médias empresas. Esse incentivo beneficia ainda outros setores e procura estar alinhado com o programa ABC (Agricultura de Baixo Carbono), criado em 2010 pelo Governo Federal. O BNDES ainda tem outras linhas de financiamento que atendem resíduos sólidos: PMI (Projetos Multissetoriais Integrados Urbanos) e Saneamento Ambiental e Recursos Hídricos. O Banco do Brasil também tem linhas de financiamento que visam a esse setor, como o Finame Empresarial, o FCO Empresarial e o Proger Urbano Empresarial.

Por último, é essencial que se tenha um planejamento integrado do financiamento entre os vários produtos dos empreendimentos considerados, uma vez que a bioeletricidade e o biogás são na maioria das vezes um subproduto das usinas sucroalcooleiras e dos aterros sanitários (ou estações de saneamento). No caso da cadeia sucoenergética, por exemplo, há a movimentação de diversos setores, que vão desde fertilizantes a bioplástico, de modo que essa fonte tem papel estratégico.

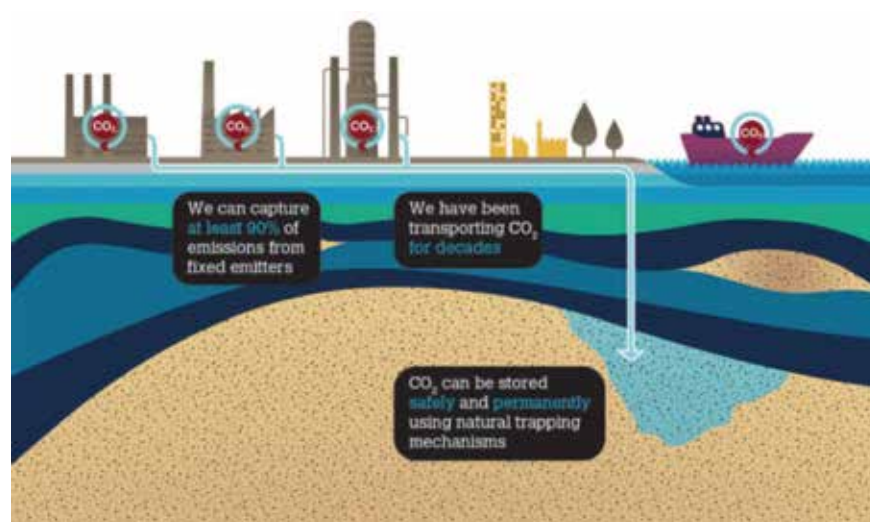
3.3.5 Fatores adicionais

Apesar do Acordo de Paris, na última Conferência das Partes, ter sido um marco fundamental por ter havido um alinhamento dos países sobre a questão climática, há ainda muitas dúvidas na comunidade científica sobre a *efetividade* do que foi prometido pelos países (isso se eles cumprirem seus compromissos) visando um aumento de temperatura média global inferior a 2°C até o final do século.

Considerando as contribuições dos países, haverá, com grande probabilidade, um pico considerável de emissões, o que compromete o orçamento de carbono e exige projetos alternativos, como medidas de sequestro de carbono nos solos e na cobertura vegetal. Se o atraso para tal for ainda maior, serão necessárias emissões negativas, ou seja, mais carbono deve ser estocado do que liberado na atmosfera (LUCON, 2016).

O sequestro e armazenamento de carbono (em inglês, CCS - *Carbon Capture and Storage*) é visto como uma alternativa efetiva de controle de emissões. A manutenção em 2050 do nível de emissões de 2005 poderia ser feita com redução de 70% dos custos em relação às alternativas (ZEP, 2012a). No entanto, uma das maiores preocupações com essa alternativa é o gasto energético adicional na cadeia produtiva (mineração, processamento, transporte, injeção etc.), que equivale a 10-40% da energia produzida pelo gerador.

Figura 3.10 – Cadeia do sequestro e armazenamento de carbono – CCS.



Fonte: ZEP, 2012b.

Há ainda a possibilidade, ao menos teórica, de combinar CCS com bioenergia (BECCS - *Bioenergy with Carbon Capture and Storage*) para lograr emissões negativas. Como o ciclo de vida de algumas biomassas já tem emissões líquidas nulas, é possível armazenar as emissões de CO₂ liberadas em algum processo industrial que aproveite o material orgânico em questão.

No panorama brasileiro, o potencial para BECCS estaria, sobretudo, na indústria sucroalcooleira, onde as emissões de CO₂ liberadas no processo de fermentação da produção do etanol poderiam ser capturadas e armazenadas *in situ* ou utilizadas por alguma atividade industrial que use o CO₂.

Essa tecnologia ainda é pouco explorada, pois requer custos iniciais de investimento altos, como compressores de CO₂ e perfuração de um poço em um aquífero salino para armazenamento do gás. A existência de retornos incertos e a falta de apoio financeiro fez com que recentemente um projeto em grande escala de BECCS no Brasil tenha sido cancelado (MOREIRA et al., 2016). De fato, o conceito do CCS tem perdido força, com a desistência de grandes empresas de investirem na tecnologia, como RWE, EDF, Vattenfall e Gas Natural Fenosa.

Estima-se que seria possível reduzir as emissões em 28 MtCO₂ por ano no Brasil caso dois terços das usinas sucroalcooleiras adotassem BECCS da fermentação para produção de etanol²⁵ (MOREIRA et al., 2016). Para instalar projetos de CCS em usinas sucroalcooleiras, seriam necessários investimentos que implicariam aumento de 3,5% no preço do etanol e 2% do preço da bioeletricidade (MOREIRA et al., 2016). Como há uma parcela obrigatória de 27,5% de etanol anidro na gasolina, uma alternativa seria aumentar o preço da gasolina para compensar os investimentos (MOREIRA, 2013).

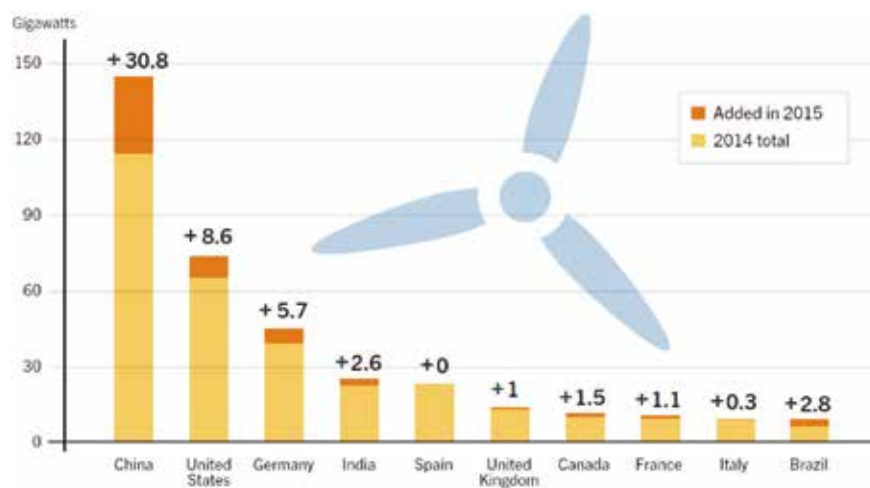
Ainda há controvérsias em relação ao CCS: alguns acreditam que é uma tecnologia arriscada por não existir um número suficiente de estudos, enquanto outros defendem que a tecnologia já seria comercializável em 2020. É preciso fazer um balanço dos custos relacionados à implementação de CCS ou BECCS em grande escala, que implicam custos econômicos elevados, maior uso de água e terra e maior uso de energia (SMITH et al., 2015).

²⁵ Considera-se que dois terços das usinas produzam 400 Mt de cana-de-açúcar por ano e que a participação de etanol hidratado seja de 77,3% dos combustíveis totais usados para o uso de automóveis de passageiros.

3.4 Eólica

A energia eólica no Brasil vivenciou considerável expansão nos últimos anos. A crise internacional de 2008, que levou à redução do consumo de energia global, foi um fator de crescimento para o país porque as fábricas, ociosas e com excesso de estoque, disputaram o mercado ferozmente, provocando queda do preço da tecnologia. Contribuiu também para a queda de custo dessa fonte a apreciação do real. Em pouco tempo, muitos fabricantes migraram para o Brasil. A partir de 2009, com leilões dedicados à fonte eólica, os investimentos aumentaram dramaticamente. Atualmente, o Brasil é o 10º país em capacidade eólica instalada.

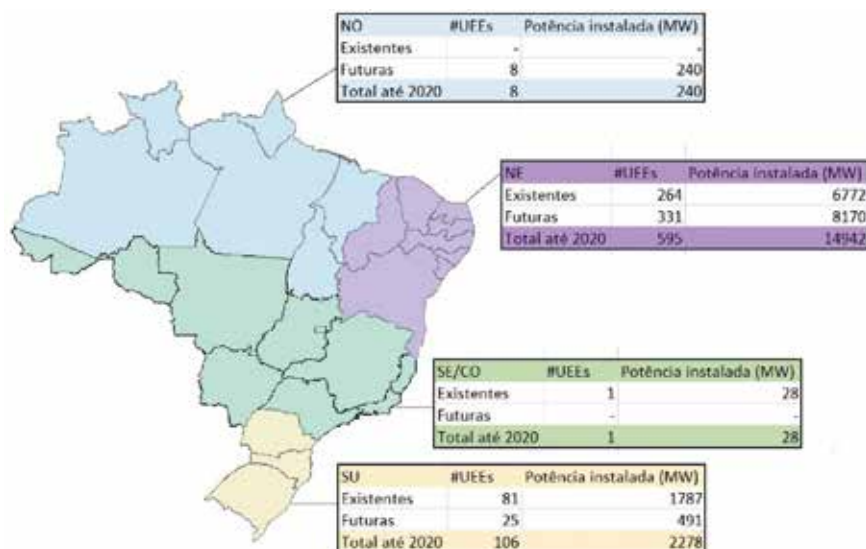
Figura 3.11 – Principais países em capacidade instalada eólica.



Fonte: REN21, 2016.

O parque eólico brasileiro está concentrado na região Nordeste, com 79% da capacidade instalada (Figura 3.3) nacional. Os ventos na região são favoráveis e tem havido recordes de geração, em contraste com a produção hidrelétrica, em níveis mínimos para economizar água do Rio São Francisco pela seca que assola a região desde 2010, com maior intensidade em anos recentes. Em junho de 2016, a energia eólica respondeu por mais de 50% da energia elétrica consumida na região, ou quase 5 GW médios de energia.

Figura 3.12 – Evolução da capacidade instalada 2016-2020.



Fonte: Adaptado de ONS, 2016.

O setor eólico está ganhando maturidade, com crescimento do índice de nacionalização dos aerogeradores. O ano de 2016 terminará com a marca de 10 GW em operação superada. Segundo o Plano de Operação Energética do ONS, a evolução da capacidade instalada de usinas eólicas no horizonte 2020 se dará conforme a Figura 3.3. A região Nordeste continuará se destacando, respondendo por 85% de toda a capacidade instalada do SIN em 2020.

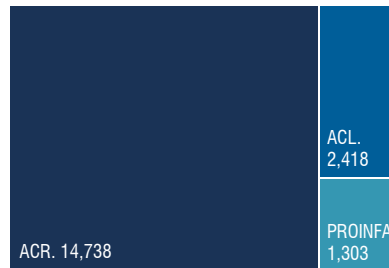
O grande volume de máquinas em operação abre espaço para o negócio de operação e manutenção, que é característico de mercados mais maduros (NEVES, 2016b). Como referência, o mercado global de O&M das usinas eólicas movimentou quase US\$ 10 bilhões em 2014, com quase 400 GW instalados no mundo.

É interessante observar que a localização regional das eólicas é bastante complementar à das demais fontes renováveis, já que a maior parte do potencial hidrelétrico ainda não desenvolvido concentra-se na região Norte, enquanto a bioeletricidade tem maior potencial nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Além do Proinfa e dos leilões, a energia eólica também é comercializada no Mercado Livre, conforme Figura 3.13. O ambiente de contratação

do ACR em geral provê melhores condições para o financiamento dos projetos, sendo a principal causa o fato de os contratos com as distribuidoras serem de longo prazo e haver risco menor de crédito entre os compradores.

Figura 3.13 – Capacidade instalada (MW) contratada (junho/2016).



Fonte: ABEEÓLICA, 2016.

A ausência de um mecanismo de mitigação de riscos e o crescimento da participação de parques eólicos na matriz elétrica brasileira tem encorajado grandes geradores e comercializadores a analisar a complementariedade entre fontes de energia, buscando mitigar riscos por meio da formação de portfólios compostos por diferentes fontes de energia ou por plantas em diferentes regiões. A sazonalidade e a variabilidade anual podem se tornar uma proteção natural, funcionando como um mecanismo de mitigação de risco (E. GUARNIER *et al.*, 2015).

Vale ressaltar também o alto fator de capacidade da fonte eólica no Brasil, determinante para a sua competitividade²⁶. A Figura 3.14 apresenta a evolução do fator de capacidade para diferentes leilões, de acordo com a capacidade acumulada dos projetos habilitados com garantia física publicada. Observa-se que, para a “melhor” garantia física acumulada de até 2 GWm de cada leilão (aqui medido simplifadamente pelo fator de capacidade), os primeiros leilões apresentam fatores de capacidade menores, mesmo quando a GF era a mediana da distribuição de probabilidades da produção de energia anual (P50).

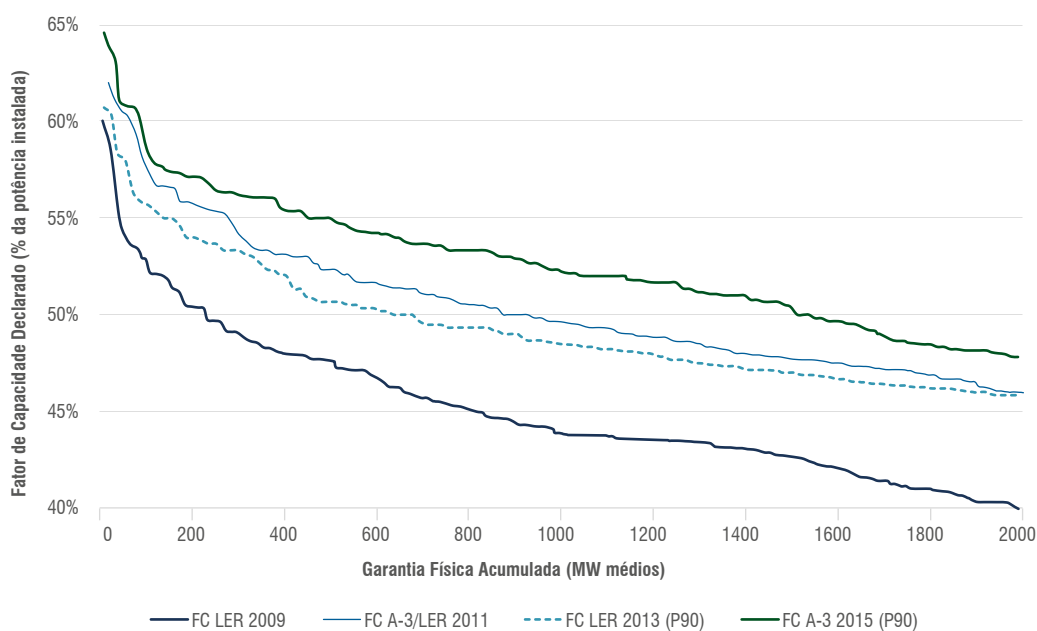
Já nos leilões mais recentes, o critério de GF passou a ser P90 (a GF é o valor de produção anual com 90% de probabilidade de ser excedido).

²⁶ O fator de capacidade é a tradução da capacidade de geração de uma usina no tempo, ou a relação entre o que pode ser gerado, pelo que a usina geraria se funcionasse em plena capacidade (valor instalado) durante todo o período avaliado.

Percebe-se num primeiro momento uma redução dos fatores de capacidade declarados (basta comparar os resultados de 2013, já com o critério P90 com os de 2011, quando ainda se praticava o P50). Num segundo momento, entretanto, o desenvolvimento da tecnologia eólica somado à maior disponibilidade de dados de medição tem aumentado o fator de capacidade dos projetos se os projetos de 2015 forem comparados com os de 2013, por exemplo.

É razoável supor, entretanto, que a seleção dos melhores sítios estará saturada em algum momento no futuro, apesar de o Atlas Eólico da Bahia indicar um grande potencial, sobretudo se consideramos um aumento da altura das torres. Assim, o avanço tecnológico será em parte consumido pela disponibilidade de locais com menos recursos primários.

Figura 3.14 – Comportamento dos fatores de capacidade dada a garantia física acumulada por leilão.



Fonte: Elaboração própria.

Em comparação com o restante do mundo, a geração eólica brasileira se destaca pelo maior fator de capacidade. Como exemplo, os valores médios globais oscilam em torno de 33% (REN21, 2016). Apesar dessa vantagem relativa, o custo nivelado da energia elétrica (LCOE) ainda é menor na Ásia ou na América do Norte, como indicado na Figura 3.15. Nesta tabela as barras horizontais indicam a variabilidade do custo

nivelado e os pontos a média ponderada por região. Conclui-se da tabela que as condições econômicas (ex.: risco país, financiamento etc.) têm grande peso no valor final da energia, não capturado pelo fator de capacidade.

Figura 3.15 – Custo nivelado e fatores de capacidade para diferentes regiões.



Fonte: REN21, 2016.

O crescimento da competitividade da energia eólica no Brasil pode ser verificado também nos preços da energia contratada dessa fonte ao longo dos anos e dos programas, como pode ser observado na Figura 3.16, que apresenta os preços atualizados da energia contratada desde o PROINFA até o último leilão ocorrido em 2015, com os valores levados à database de dezembro de 2015. Apesar de o preço da eólica contratada ter aumentado nos últimos leilões, os valores ainda são muito inferiores, se comparados ao preço do primeiro leilão (380 R\$/MWh). Em comparação com a América do Sul, o Brasil está no limite inferior, com um preço em torno de 0,05 US\$/kWh.

Figura 3.16 – Evolução dos preços da energia contratada.



Fonte: EPE, 2016d.

Desde o programa de incentivos até o 15°LEN, observou-se uma queda gradativa dos preços. A partir do 5°LER, iniciou-se um processo de estabilização dos preços da energia eólica que durou até o final de 2014. Em 2015, os preços tiveram um aumento substancial, que pode ser atribuído às novas condições de mercado após as eleições presidenciais de 2015, percepção de maior risco pelos investidores (EPE, 2016d) e condições menos atraentes para o financiamento de projetos.

Para avaliar o potencial técnico para o horizonte 2030, é preciso analisar os potenciais de todo o território nacional. A tabela a seguir mostra resumidamente os potenciais em terra dos atlas existentes em função da altura dos aerogeradores. Cabe recordar que o potencial dos distintos Atlas adotou restrições, modelos e premissas vigentes na época da edição de cada documento.

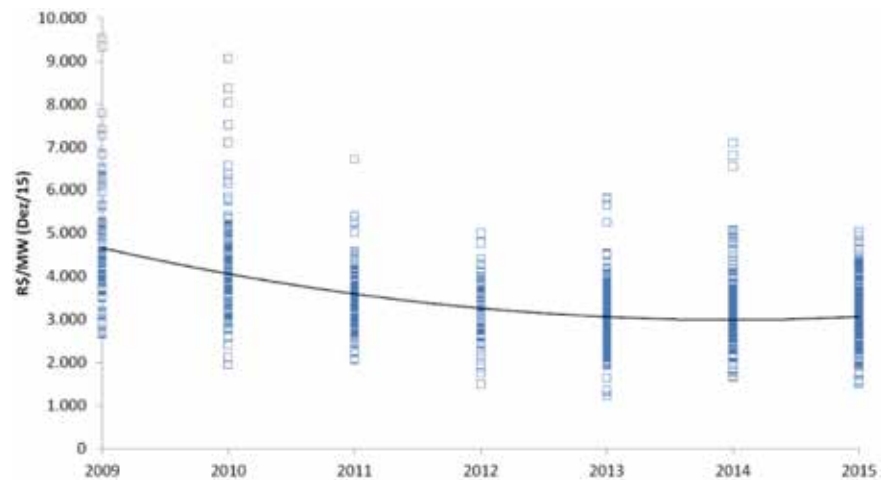
Tabela 3.2 – Potencial eólico dos Atlas brasileiros.

Altura	75m (*80m, **70m)		100m		150m		
	Estados Potencial (>7m/s)	Potência instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)
Alagoas ²⁰⁰⁸		336	822	649	1.340	n.d.	n.d.
Bahia ²⁰¹³		38.600*	150.400*	70.100	273.500	195.200	766.500
Ceará ²⁰⁰⁰		24.900**	51.900**	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Espírito Santo ²⁰⁰⁹		448	1.073	1.143	2.397	n.d.	n.d.
Minas Gerais ²⁰¹⁰		24.742	57.812	39.043	92.076	n.d.	n.d.
Paraná ²⁰⁰⁷		1.363	3.756	3.375	9.386	n.d.	n.d.
Rio de Janeiro ²⁰⁰²		1.524	4.835	2.813	8.872	n.d.	n.d.
Rio Grande do Norte ²⁰⁰³		19.431	55.901	27.080	69.293	n.d.	n.d.
Rio Grande do Sul ²⁰¹⁴		n.d.	n.d.	102.800	382.000	245.300	911.000
São Paulo ²⁰¹²		15	48	564	1.753	n.d.	n.d.
Total dos Atlas		111.023	325.725	246.918	839.277	440.500	1.677.500

Fonte: EPE, 2016d.

A Figura 3.17 mostra a evolução dos custos de equipamentos no Brasil, conforme cadastro efetuado na EPE pelos empreendedores que foram habilitados para concorrer aos leilões de energia. Os equipamentos incluem também a torre, porém, o aerogerador é o principal item desse custo. A figura demonstra uma tendência de diminuição de custos a partir de 2009 e uma estabilização a partir de 2012, ambas alinhadas com as tendências internacionais (EPE, 2016d).

Figura 3.17 – Custos de equipamentos informados pelos empreendedores nos leilões – atualizados pelo IPCA.



Fonte: EPE, 2016d.

A queda de custos dos equipamentos tem sido acompanhada pela queda em proporção similar da maior parte dos itens que compõem os custos dos empreendimentos. Na contramão das reduções de custos, as ações socioambientais passaram a exigir maior atenção, com um custo mais que duplicado entre 2009 e 2015. Isso decorre do aumento da complexidade dos estudos e programas socioambientais relacionados ao processo de licenciamento ambiental. Ainda assim, os gastos com obrigações socioambientais são muito pequenos em relação aos investimentos (<2% do total, contrastando com valores que superam 15% em algumas hidrelétricas, por exemplo).

3.4.1 Ambiental

Em julho de 2014, a Resolução 462 do Conama simplificou o processo de licenciamento ambiental para empreendimentos eólicos não situados em locais específicos, como as áreas dunares. Eles podem ser avaliados pelos órgãos ambientais como de baixo impacto ambiental e, portanto, apresentar Estudo Ambiental Simplificado para obtenção das licenças prévia e de instalação. A emissão do estudo simplificado é, no mínimo, seis meses mais rápida que a do Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/Rima), que compunham a exigência anterior (BRASIL ENERGIA, 2015).

Adicionalmente, a resolução também estabelece que os projetos de baixo impacto podem obter licença de instalação diretamente, finalizado o estudo ambiental. Já a licença prévia pode ser emitida para um complexo inteiro e não parque a parque, como anteriormente. Por outro lado, a resolução do Conama tornou mais restritiva a implantação de projetos em determinadas localidades.

Em boa parte do Nordeste, por exemplo, por causa das áreas com dunas, será necessária a apresentação do EIA/RIMA para obtenção de licença. O EIA/RIMA, mais aprofundado, torna o processo de licenciamento dos empreendimentos mais custoso e demorado. Pela redação da resolução, todos os empreendimentos localizados na zona costeira, em dunas, mangues e demais áreas úmidas, bem como no bioma Mata Atlântica, devem, compulsoriamente, apresentar EIA/RIMA.

Outra contribuição da Resolução foi trazer aprimoramentos para os documentos e procedimentos do Licenciamento Ambiental, ao determinar quais informações mínimas deveriam constar das licenças e estabelecer alguns procedimentos. Isso tende a trazer maior transparência e dinamismo ao processo, tornando mais eficiente também o cadastramento e habilitação de projetos para os Leilões de Energia.

Entre os principais impactos ambientais da geração eólica está a poluição sonora. Esta se torna especialmente importante em muitas localidades com a maior geração de energia noturna, provocando transtornos em áreas residenciais. A interferência dos parques instalados nas rotas de aves migratórias também é um impacto que precisa ser estudado através do mapeamento de habitats sensíveis.

3.4.2 Legal e regulatório

O arcabouço regulatório do setor eólico está cada vez mais robusto, o que proporciona segurança jurídica e amplia o interesse de novos investidores. No começo de 2015 foi publicada a Lei 13.097/2015, que dispõe sobre a desoneração do PIS e da COFINS para aerogeradores. Tal regulamentação permitiu que os fabricantes passassem a desfrutar dos benefícios do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). Juntas, as taxas somam uma alíquota de 9,25%,

que seria embutida no preço dos aerogeradores, que representam 80% do custo total dos parques eólicos (BRASIL ENERGIA, 2015).

Foi publicada a regulamentação voluntária para aerogeradores, com foco no desempenho, através do mecanismo de certificação, atendendo aos requisitos especificados nas normas técnicas IEC 61400-11 e ABNT NBR IEC 61400. A certificação permitirá aos consumidores diferenciar o desempenho dos diferentes tipos de tecnologias dos aerogeradores, que serão classificados de A (mais eficiente) a E (menos eficiente).

3.4.3 Político

Está em tramitação no Senado Federal uma ementa ao projeto de lei do Senado nº 705, de 2015, que visa excluir da obrigatoriedade da reserva legal as áreas nas quais funcionem empreendimentos de geração de energia elétrica de fonte eólica ou solar. A proposta é alterar o Código Florestal, para estender a não exigência de Reserva Legal relativa às áreas adquiridas ou desapropriadas por detentor de concessão, permissão ou autorização para exploração de potencial de energia hidráulica, passando a abranger as hipóteses de áreas arrendadas e de exploração de energia solar ou eólica.

Outra ementa em tramitação visa alterar o projeto de lei do Senado nº 229, de 2016. Esta dispõe que a outorga para empreendimentos de geração de energia elétrica a partir das fontes solar e eólica e de transmissão de energia elétrica em terras indígenas será precedida de consulta prévia à comunidade indígena possuidora da terra em que será instalado o empreendimento.

3.4.4 Financeiro

O BNDES permanece oferecendo as melhores condições de empréstimos para o setor eólico. No entanto, o custo financeiro dos contratos subiu com o reajuste da TJLP de 5% no final de 2014 para atuais 7,5% ao ano (julho de 2016). A instituição encerrou 2015 com R\$ 7,42 bilhões em aprovações para 82 novos projetos de geração de energia elétrica a partir dessa fonte, que somam 2.102 MW de potência instalada. O valor representa um aumento de 12,7% em relação ao montante aprovado no

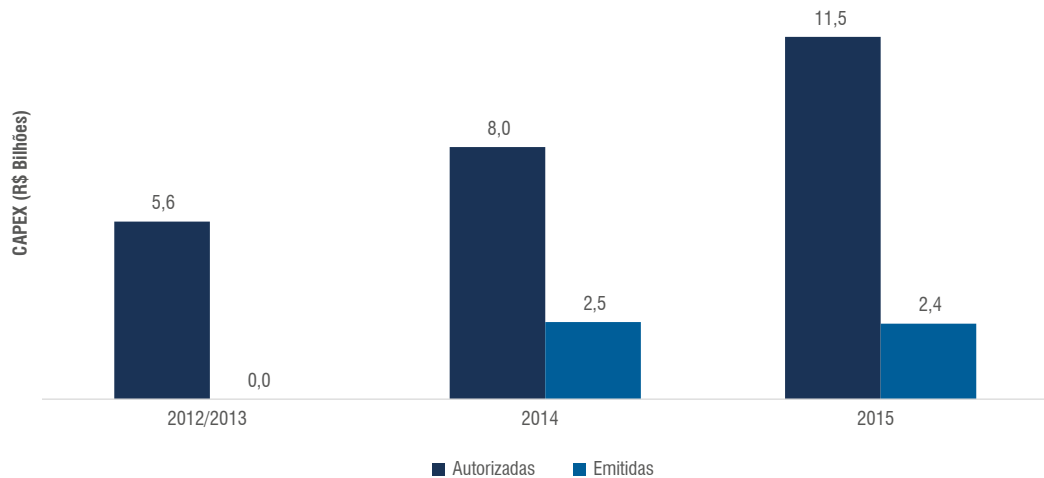
ano anterior, de R\$ 6,58 bilhões. A quantidade de projetos aprovados mais que dobrou, passando de 40 para 82 (BNDES, 2016).

O mercado notou um enrijecimento na avaliação dos projetos por parte do banco, que ampliou sua aversão ao risco com um índice de cobertura da dívida ajustado de 1,2 para 1,3. Apesar de continuar a oferecer uma alavancagem máxima de 70% nos projetos, na prática o BNDES vem liberando participações de até 60% ou 50%. O entendimento é de que a metodologia de análise de risco dos projetos tem resultado em menor alavancagem, sobretudo para parques negociados em leilões mais recentes. (BRASIL ENERGIA, 2015)

A estratégia da instituição é desenvolver o mercado de capitais no Brasil e novas fontes de financiamento que mudem a alavancagem dos projetos, como debêntures de infraestrutura, que ainda são pouco comuns no Brasil para projetos renováveis. Esse tipo de título pode ser emitido para qualquer empreendimento de infraestrutura e, com a necessidade de diversificar a fonte do capital, a operação se torna uma alternativa para os parques eólicos.

As emissões são realizadas conforme a lei 12.431/2011, que incentiva as debêntures de longo prazo para projetos de infraestrutura. A regra estabelece alíquota zero de imposto de renda sobre os rendimentos obtidos através dos papéis incentivados, quando o comprador é pessoa física, e de 15%, exclusivamente na fonte, para pessoa jurídica. Nos últimos anos, pode-se observar o aumento das autorizações para emissões de debêntures incentivadas, no entanto, a realização das operações ainda é tímida (Figura 3.18).

Figura 3.18 – Evolução das debêntures incentivadas pela Lei nº 12.431/2011. Valor dos investimentos em infraestrutura.



Fonte: SEAE, 2016.

Em outros países, os *títulos verdes*, debêntures de longo prazo emitidas para projetos renováveis, arrecadaram US\$ 39 bilhões globalmente no ano passado, um rápido crescimento em relação a 2013, quando levantaram US\$ 15 bilhões. Os dados são da *Bloomberg New Energy Finance*. A operação, entretanto, tende a ser mais cara do que o empréstimo com o BNDES, motivo pelo qual não deve corresponder a uma grande participação na estrutura financeira dos projetos. As debêntures incentivadas têm prazos muito menores que o financiamento do BNDES, de até dez anos, com vocação para cobrir até 10% do investimento nos projetos (“Arcabouço sólido garante segurança jurídica”, 2015).

Os bancos comerciais também estão avaliando os riscos inerentes ao setor eólico. Até mesmo as ofertas de empréstimos ponte estão escassas devido à aversão ao risco dos bancos, motivada pelo cenário macroeconômico. Quando há oferta desse tipo de operação, a taxa de juros típica é de 20% ao ano. A operação, que é comumente realizada para cobrir os custos do projeto até a assinatura do financiamento de longo prazo com o BNDES, está sendo um problema porque o BNDES tem optado por esperar até quase o início da operação dos parques para então liberar o financiamento.

A recente decisão do Ministério da Integração Nacional (por meio da Lei 13.182/15) de incluir as energias renováveis entre os projetos que podem receber financiamento dos fundos regionais de desenvolvimento,

representou um avanço para o setor. O Fundo de Energia do Nordeste (FNE), por exemplo, disponibilizará R\$ 2,5 bilhões, que serão geridos pela CHESF. Com isso, as empresas interessadas em ter acesso aos recursos do fundo deverão se associar à estatal, formando SPEs. O governo entende que os recursos poderão alavancar investimentos totais de R\$ 13 bilhões, viabilizando a implantação de 5,4 GW.

A ideia é atender os clientes industriais que começarão a ficar descontraídos com o gradual remanejamento da energia de usinas da CHESF para o mercado regulado. Esses clientes são vistos como potenciais sócios dos projetos. No mínimo 50% dos projetos viabilizados pelo FEN deverão estar localizados no Nordeste, favorecendo os projetos eólicos, que têm bastante potencial na região. Os contratos serão distribuídos entre os consumidores industriais, em um rateio proporcional ao consumo. Não está descartada, no entanto, a possibilidade de que parte dos recursos seja destinada a projetos voltados para leilões, segundo o Ministério de Minas e Energia (BRASIL ENERGIA, 2015).

3.4.5 Fatores adicionais

- A fim de consolidar a tecnologia nacional, o que favorece a obtenção de empréstimos via BNDES e amplia a propriedade intelectual brasileira, é essencial o investimento em pesquisa e desenvolvimento (P&D). Um caminho já conhecido do setor elétrico para promover esse tipo de investimento são as chamadas de P&D Estratégico da ANEEL. No entanto, o que se tem observado é que, dos cinco projetos aprovados pela agência em 2013, que deram ânimo ao desenvolvimento de tecnologia nacional, apenas um está evoluindo. Trata-se de projeto fruto de parceria entre Tractebel Energia e WEG para desenvolver e certificar um aerogerador nacional com 3,3 MW de capacidade.
- Uma questão de destaque para a evolução da participação eólica no ACR e no ACL é a correta representação da intermitência dessa fonte nos modelos de simulação do SIN. A variabilidade das fontes renováveis de forma geral precisa ser coerente com a modelagem da operação do SIN e com as estratégias de fornecimento contratadas no ACL.

- A questão logística tem representado um entrave para o desenvolvimento da energia eólica em algumas localidades, principalmente no interior do Brasil. Fazer os componentes dos aerogeradores, que são cada vez maiores, chegarem a seu destino é um desafio. As vias, que incluem estradas locais remotas, curvas, túneis e declives, não foram planejadas para tal. Essa dificuldade técnica não é exclusividade do Brasil, mas ocorre também em outros países, como os Estados Unidos, segundo colocado mundial em capacidade instalada (BRASIL ENERGIA, 2015). Uma solução adotada para minimizar tais restrições de infraestrutura foi a construção de fábricas de equipamentos e pás próximas aos locais onde se encontram os recursos eólicos, além da inclusão dessas restrições de dimensionamento nos projetos dos equipamentos.
- A capacidade de escoamento da geração eólica é uma das principais preocupações do setor, pois depende da existência e das condições de operação dos projetos de transmissão. A situação atual (julho de 2016) é que 64% dos 336 empreendimentos de transmissão em construção no Brasil estão atrasados. Em junho de 2014, essa parcela era de 49%.
- Fato interessante é que o licenciamento ambiental, pleito recorrente das transmissoras, está mais rápido. O tempo médio para obtenção de autorizações diminuiu de 478 para 353 dias em 2015, uma queda de 26% em relação a 2014. Além de os atrasos significarem que os projetos eólicos podem não contar com escoamento disponível quando prontos, preocupa o fato de que alguns leilões para novas linhas, que poderiam compensar o atraso ou a não entrega de projetos problemáticos, têm encerrado com alguns lotes vazios.
- Outra grande preocupação para a expansão da geração é a consolidação da cadeia de fornecedores de bens e serviços. A Tabela 3.3 apresenta os principais gargalos e incentivos necessários para o fornecimento local de bens e serviços.

Tabela 3.3 – Principais gargalos e incentivos para a cadeia eólica.

Gargalos e incentivos	Materiais	Componentes	Manufatura do aerogerador	Logística e operações	P&D - Tecnologia
Gargalos produtivos (<i>capacidade limitada ou ausência de fornecedor</i>)	Aço laminado (chapas), aço forjado (anéis), aço para fundidos, aço silício (núcleo magnético) Cimentos, aditivos e grautes especiais (para torres de concreto) Fibra de vidro (fio e/ou tecido), fibra de carbono (fio e/ou tecido) Resina epóxi Materiais para núcleos das pás e para acabamento	Flanges e internos para torres Rolamentos de passo do rotor, de giro e principal Carcaça do cubo Fundidos e usinados de maior porte e complexidade Sistemas de controle Sensores ou medidores Caixa multiplicadora Imãs permanentes	Mão de obra Torres de aço	Mão de obra Guindastes Certificação de dados de vento (uso de modelos mais avançados) Projeto de aerogeradores e componentes Licenciamento ambiental	
Outros gargalos (<i>difficultades para o fornecimento local</i>)	Custo interno do aço e outros insumos Custo de mão de obra	Falta de competitividade dos itens locais (custo interno do aço e outros insumos, custo Brasil, custo de mão de obra, acúmulo de créditos de PIS/Cofins e ICMS, baixa escala de produção) Concentração de pedidos Oscilação de demanda	Custos com logística Custo de mão de obra Preferência por <i>global sourcing</i> Novos modelos de aerogerador necessitam novo processo de credenciamento no BNDES Baixa escala de produção Possibilidade de financiamento externo para aerogeradores impostados Oscilação de demanda	Certificação de dados de vento (uso de modelos mais avançados) Projeto de aerogeradores e componentes Licenciamento ambiental	Poucas montadores de base local (apenas WEG e Impsa)
<i>Incentivos à nacionalização</i>	Regra de conteúdo local do BNDES para o Finame	Regra de conteúdo local do BNDES para o FINAME Complementaridades na cadeia Volume médio anual de contratações maior que 2 GW	Regra de conteúdo local do BNDES para o FINAME Volume médio anual de contratações maior que 2 GW		Regra de conteúdo local do BNDES para o Finame (em menor grau) Contratação por leilões – incentivo à melhoria de desempenho (competição)
Necessidades (oportunidades para nacionalização)	Investimento em teares Reatores ou misturadores	Fornos de forjaria, laminadoras, tornos Conhecimento de especificações e processos de homologação Conhecimento em desenvolvimento / projeto de componentes	Conhecimento em projetos aerogerador e componentes (para fabricantes locais) Aerogeradores (e seus componentes) para as condições de ventos locais	Projeto de aerogeradores e componentes Serviços/ consultoria de O&M Mão de obra qualificada e operacional próxima aos parques	Equipamentos e centros de testes e certificações Programas de inovação / financiamento público Parcerias governo-universidade-empresa Tecnologia em eletrônica e automação

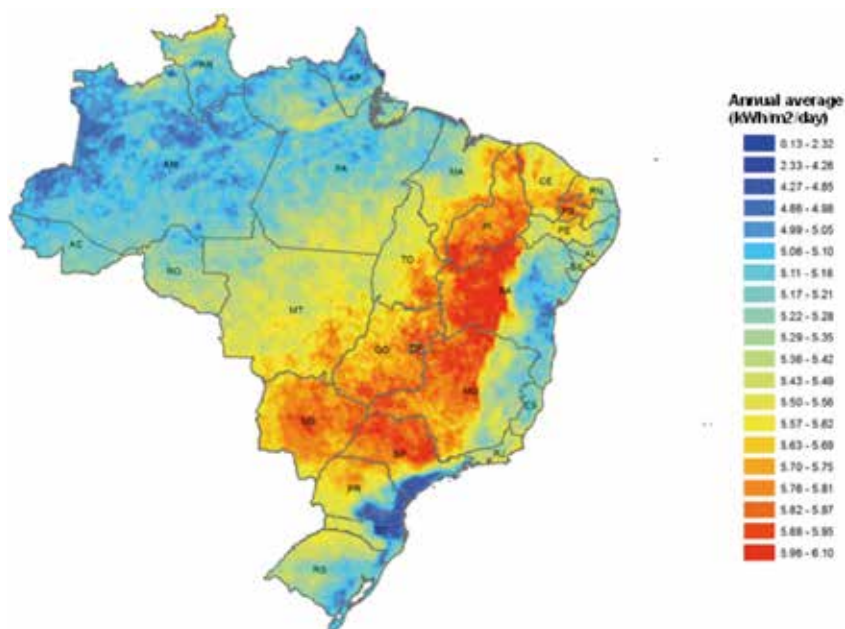
Fonte: BRASIL ENERGIA, 2015.

3.5 Solar

Por ter dimensões continentais e ser em sua maior parte localizado na região intertropical, o Brasil possui grande potencial para aproveitamento de energia solar, térmica e fotovoltaica (FV), durante todo o ano. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (Bueno Pereira *et al.*, 2006), a incidência de radiação solar diária no Brasil varia entre 4,2 e 6,5 kWh/m², superior à média global. Em termos comparativos, as áreas mais ensolaradas da Alemanha, que é atualmente um dos países com maior potência fotovoltaica instalada (quase 2000 vezes maior que o Brasil ao final de 2015), recebem 40% menos radiação solar do que as áreas menos ensolaradas do Brasil (FotoVolt, 2015).

Além dos altos níveis de insolação, há grandes reservas de quartzo nacionais, capazes de gerar vantagem competitiva na comercialização de produtos com alto valor agregado para a indústria solar, como silício de grau metalúrgico, células e módulos solares.

Figura 3.19 – Irradiação total para superfícies inclinadas: 10 km x 10 km.



Fonte: INPE, elaboração PSR.

A energia solar FV se divide em dois ramos: geração distribuída (GD) e geração centralizada. A GD se caracteriza por pequenas fontes de geração e por ser gerada pelo consumidor final de energia. A geração

centralizada, por sua vez, é caracterizada por ser uma grande fonte geradora de energia e ter linhas de transmissão e distribuição que a conectem ao consumidor final. Nesse estudo serão avaliadas a GD e a geração centralizada para o caso da energia fotovoltaica, além da geração helio-térmica, que ainda é pouco expressiva.

A energia solar fotovoltaica poderia atingir 11,5 GW em 2024 (de acordo NEVES, 2016e). Naturalmente, essa previsão está sujeita a alterações, como o recente pedido de adiamento de 70% do total de energia de fotovoltaica que venceu o leilão de energia de reserva de 2014, equivalente a 669 MW de capacidade. O MME está negociando com os vencedores do leilão um possível acordo sobre a concessão dos projetos, já que a ANEEL negou o pedido de postergação para a construção dos empreendimentos por mais dois anos (Brasil Energia, 2016).

A premissa adotada para o Caso Base é uma participação relativamente menor, com cerca de 5 GW até 2024 e 10 GW até 2030. O crescimento esperado para a energia fotovoltaica do Brasil segue uma tendência internacional de forte crescimento. De acordo com algumas fontes, a energia solar fotovoltaica poderia chegar a 2.500 GW em 2030 (IRENA, 2016), crescendo nesse período bem acima das fontes convencionais e atingindo 13% do consumo elétrico mundial em 2030 (IRENA, 2016a).

O Brasil apresenta grande potencial a ser explorado, associado às condições legais, regulatórias, políticas e financeiras. Essas condições, em conjunção com o ponto de vista ambiental, serão apresentadas a seguir.

3.5.1 Ambiental

Além de ser isenta de emissões durante a geração de energia elétrica, a energia solar precisa, proporcionalmente, de menores áreas. De fato, o estudo Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira (EPE, 2012) aponta que todo o consumo do SIN poderia ser gerado através de uma área de 2.400 quilômetros quadrados de painéis fotovoltaicos (devendo estar localizados em uma área com irradiação anual média de 1.400 kWh/m²/ano), o que representa menos de 0,03% da área territorial total do Brasil.

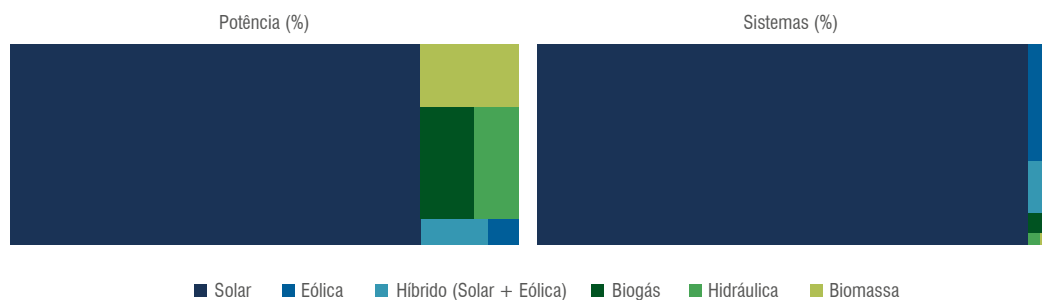
A energia solar está inclusa na Resolução CONAMA nº 279, de junho de 2001, a qual estabelece os procedimentos para o licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos. A implantação de usinas solares também está sujeita às legislações estaduais existentes. O Estado do Piauí, por exemplo, vem se mostrando um grande entusiasta da energia solar.

De fato, a Lei Ordinária nº 5.936, de novembro de 2009, institui a Política Estadual de Incentivo ao Aproveitamento da Energia Solar, na qual ficam estabelecidos: apoio à implantação e desenvolvimento de projetos que contemplem a utilização de equipamentos de energia solar; criação de mecanismos para facilitar a comercialização e o fomento dos produtos inerentes ao sistema de energia solar; desenvolvimento de campanhas de promoção da utilização e dos produtos da energia solar; estímulo de empreendimentos solares particulares e públicos, residenciais, comunitários e industriais; e promoção da pesquisa tecnológica voltada para a energia solar por meio de incentivos fiscais e tributários (Lei Ordinária nº 5.936/2009).

3.5.2 Legal e regulatório

No Brasil, o marco inicial para o desenvolvimento de geração distribuída foi a REN da ANEEL nº 482, de abril de 2012, que estabeleceu as regras para micro e minigeradores de fontes incentivadas. O sistema de compensação e incentivo à GD é essencial para o desenvolvimento do mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil, pois é visto por empresários e analistas como o grande propulsor dessa fonte (VALOR ECONÔMICO, 2016). Atualmente, a energia solar representa a quase totalidade dos sistemas de GD incentivada pela REN nº482/2012 e cerca de 80% da potência instalada, como é mostrado na figura a seguir.

Figura 3.20 – Potência instalada e número de sistema por fonte renovável distribuída (%).

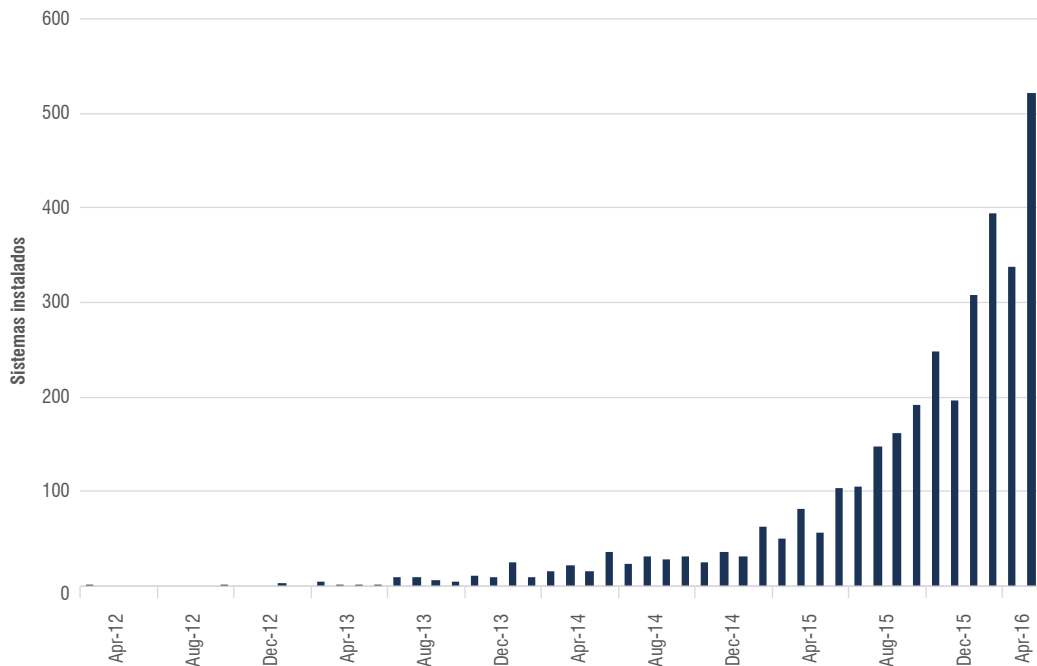


Fonte: Elaboração própria com base em FotoVolt, 2015 & VALOR ECONÔMICO, 2016

A REN ANEEL n° 482/2012 foi determinante para o crescimento vertiginoso de unidades de micro e minigeradores fotovoltaicos distribuídos no país, como é destacado na Figura 3.21. Apesar desse ter sido um passo inicial para o desenvolvimento da energia solar distribuída no Brasil, a evolução observada ainda estava aquém do potencial esperado. Assim, a REN n° 482/2012 foi recentemente alterada pela REN n° 687, de novembro de 2015, que começou a valer a partir de março de 2016.

O principal objetivo dessa alteração foi aumentar o público-alvo, via redução de custos e aumento na parcela de empreendimentos qualificados para GD. Mais detalhes sobre essa alteração são apresentados na Seção 7.1.4.

Figura 3.21 – Registro de micro e minigeradores fotovoltaicos distribuídos no Brasil por mês.

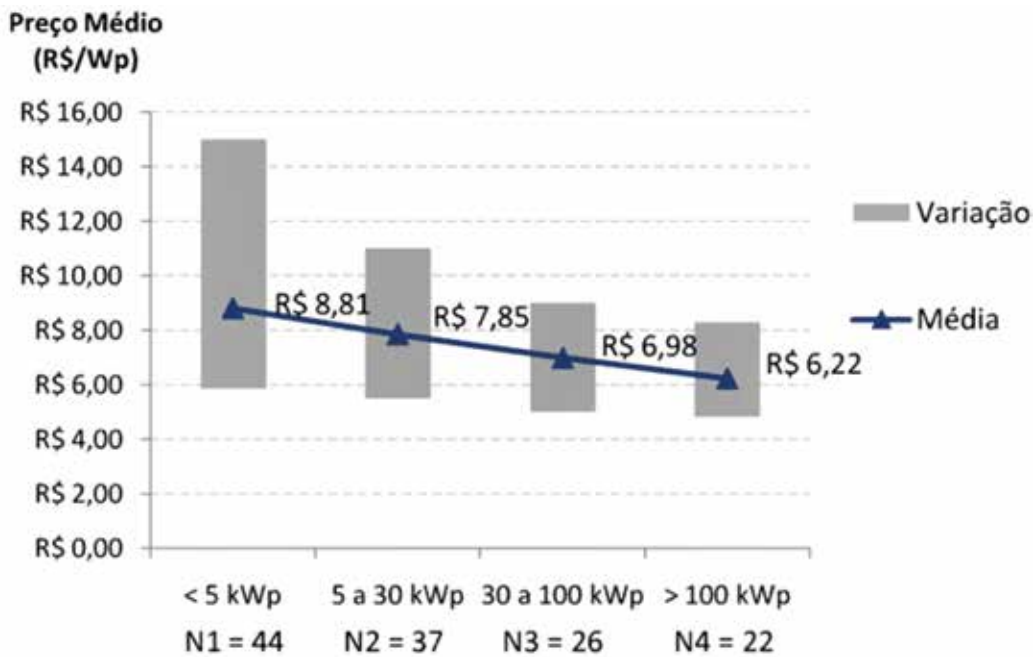


Fonte: Adaptado de dados da ANEEL

Essa alteração regulatória busca expandir o número de beneficiários e obter ganhos de escala, uma vez que no Brasil estima-se que apenas um em cada quatro consumidores de energia elétrica teria condições de ter um telhado sem sombra e a nova resolução permite geração distribuída em condomínios e autoconsumo remoto. De fato, sistemas fotovoltaicos tendem a apresentar benefícios de economia de escala, isto é, menores custos por kW instalado com o aumento da quantidade instalada. Esse é um resultado normal, pois os custos fixos dos componentes Balance of System (todo o sistema, exceto o módulo fotovoltaico) acabam sendo diluídos em maior capacidade instalada.

Essa relação é destacada na figura a seguir, desenvolvida em uma pesquisa que busca compreender os principais desafios a serem enfrentados para a maior adoção da GD a partir da energia fotovoltaica (Ideal, 2015). Como é indicado, o preço médio dos sistemas fotovoltaicos no Brasil (R\$ de 2014) tende a ser menor quanto maior for o sistema instalado.

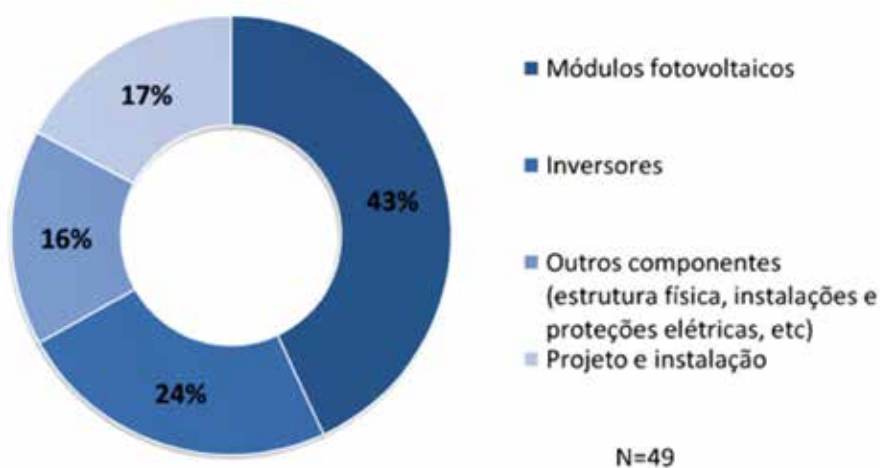
Figura 3.22 – Preço dos sistemas fotovoltaicos no Brasil por potência.



Fonte: Ideal, 2015.

Esse estudo também destaca a composição do custo total da instalação de um sistema FV. Apenas 43% dos custos totais são referentes a módulos fotovoltaicos, de modo que os 57% restantes poderiam ser diluídos com módulos com maior potência instalada.

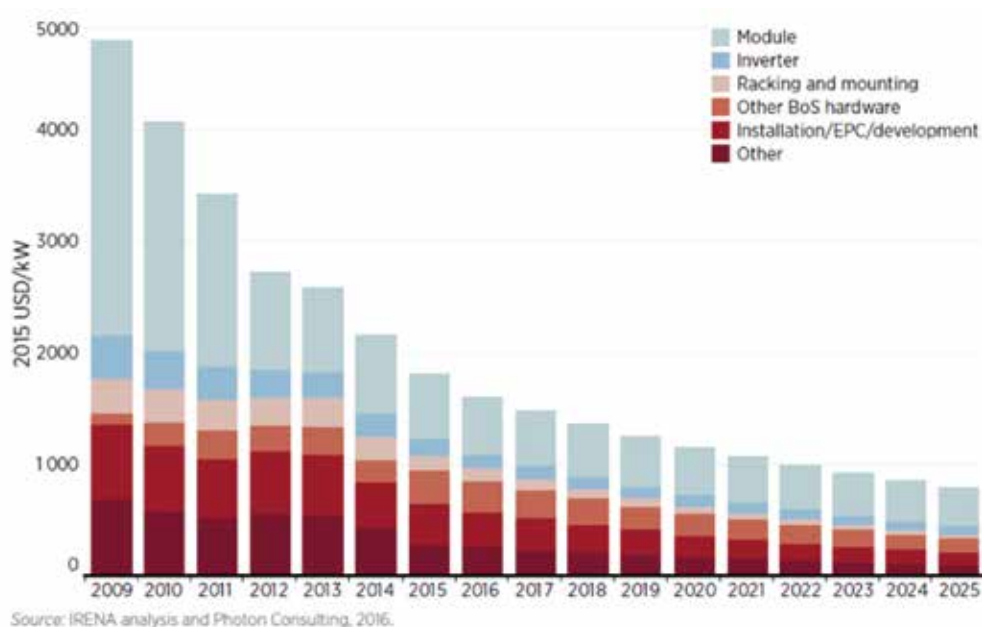
Figura 3.23 – Composição do custo total da instalação de um sistema FV.



Fonte: Ideal, 2015.

Apesar da ênfase dada à GD, há uma parcela cada vez mais expressiva de energia solar na geração centralizada. O segundo leilão de energia de reserva, ocorrido no final de 2015, teve 649 empreendimentos a energia fotovoltaica, com 21 GW, do total de 39 GW cadastrados. Um dos desafios do setor é tornar a energia solar mais competitiva, reduzindo o custo do MWh, como foi observado com a geração eólica a partir de 2008/2009. Mesmo que atualmente ainda haja custos elevados da ordem de R\$ 5 milhões por MW instalado (VALOR ECONÔMICO, 2016), a previsão é de queda para os próximos dez anos (IRENA, 2016).

Figura 3.24 – Evolução dos custos totais de uma instalação de geração solar FV centralizada entre 2009-2025



Fonte: IRENA, 2016b.

Paralelamente ao sistema de compensação de energia, a ANEEL aprovou novas regras para descontos na TUSD e na TUST para usinas fotovoltaicas de até 300 MW, estabelecidas inicialmente pela REN nº 481/2012. Empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 têm desconto de 80% na TUSD e TUST, a ser aplicado nos dez primeiros anos de operação da usina. O desconto será reduzido para 50% após o décimo ano de operação. No caso de empreendimentos que entrarem em operação após 2017, o desconto será de 50% (atualmente estabelecido para outras fontes incentivadas).

A Absolar defende que esse desconto seja mantido até 2023, de modo a alinhar esse benefício com o Plano de Nacionalização Progressiva (PNP), que estabelece, entre outros produtos, níveis de conteúdo local mínimo para módulos e sistemas fotovoltaicos. Segundo definição do PNP, todas as células fotovoltaicas deverão ser produzidas no Brasil em 2020.

A grande maioria dos sistemas FV atualmente é produzida com equipamentos importados, sendo a tecnologia dominante a dos módulos de silício mono e policristalino. Com o objetivo de diminuir custos de instalações fotovoltaicas, o MME criou em dezembro de 2015 o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). Esse programa busca implementar diferentes medidas fiscais para incentivar a geração distribuída por fontes renováveis. Entre as medidas adotadas, encontra-se a redução do Imposto de Importação, até 31 de dezembro de 2016, de 14% para 2% da alíquota incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica.

Outros estímulos fiscais foram introduzidos. Em 2015, houve a renovação até 2020 do PADIS (Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores), estabelecido pela Lei nº 11.484, de 2007. O programa isenta o pagamento de impostos para a produção de materiais semicondutores, incluindo células e módulos fotovoltaicos. Nessa mesma linha, o REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura), confere, segundo a Lei nº 11.488/2007, suspensão do PIS/PASEP e da COFINS no caso de venda ou importação de máquinas, instrumentos, aparelhos e equipamentos novos, materiais de construção e serviços utilizados e destinados a obras de usinas geradoras de energia solar (SILVA, 2015).

Além de estímulos tributários e fiscais, o decreto nº 4.873, de 2003, que instaurou o Programa Luz para Todos, teve recentes alterações, nas quais foram estendidos o prazo estipulado para o fim do programa e as áreas atendidas. O programa busca a universalização do abastecimento elétrico e, para o cumprimento de tal, seria ainda necessário atender dois milhões de pessoas até 2018. Entre as casas atendidas, aproximadamente 26% devem ter sistemas solares fotovoltaicos.

No entanto, a perspectiva de uma demanda significativa por sistemas fotovoltaicos no âmbito do programa federal ainda não se concretizou. Em dez anos de vigência do Luz para Todos e três milhões de novos atendimentos por rede, foram instalados 2.108 sistemas fotovoltaicos domiciliares e 17 minirredes para sistemas isolados, o que representa apenas 328 residências (FotoVolt, 2015).

Um dos principais motivos para a expressão pouco significativa da energia solar fotovoltaica deu-se pela potência insuficiente para atender eletrodomésticos, como, por exemplo, geladeiras. Assim, a ANEEL estabeleceu por meio da REN nº 493/2012 que o sistema fotovoltaico a ser utilizado seja o SIGFI 80 (Sistemas Individuais de Geração com Fontes Intermitentes), o qual oferece 80 kWh por mês. Há algumas questões do programa, como a difusão de inovação e a fiscalização das instalações, que poderiam ser melhor explorados pelo Governo Federal.

3.5.3 Político

Em adição aos incentivos fiscais e tributários vigentes, incentivos adicionais estão sendo discutidos na Câmara e no Senado. A comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados aprovou recentemente o substitutivo da proposta do projeto de lei nº 8.322, de 2014, que isenta de impostos equipamentos e componentes de geração de energia solar, sendo esta aplicada apenas quando não houver produto nacional similar e substituível. Segundo o texto aprovado, cabos, estruturas de suporte e conectores ficariam livres de IPI, enquanto outros equipamentos (inclusive painéis fotovoltaicos) teriam isenção de PIS/PASEP e COFINS.

Além desses estímulos, o texto permite que trabalhadores empreguem parte do saldo do FGTS para a compra de sistemas fotovoltaicos. A proposta ainda deve ser analisada pelas comissões de Finanças e Tributação e de Constituição e Justiça e de Cidadania.

3.5.4 Financeiro

Além de incentivos regulatórios e legais, o financiamento de projetos é igualmente importante. Alguns bancos já têm linhas de créditos especiais para o financiamento para GD solar e atendem pessoa física e jurídica, a

exemplo do FNE Sol do Banco do Nordeste, lançado no final de maio de 2016 para apoiar a microgeração, com prazo de até 12 anos para o pagamento das parcelas (Brasil Energia, 2016). As tabelas a seguir descrevem os custos médios de sistemas fotovoltaicos para diferentes segmentos (usinas de geração fotovoltaica, residencial, comercial e indústria) a partir de uma pesquisa feita em julho de 2015 pelo Portal Solar.

Tabela 3.4 – Preço da energia solar fotovoltaica residencial (valores de julho/2015)

	Preço energia solar FV residencial (milhões R\$)
Casa pequena (1,5 kWp)	0,015 – 0,020
Casa média (4,0 kWp)	0,032 – 0,040
Casa grande (10 kWp)	0,070 – 0,080

Fonte: Portal Solar, 2015.

Tabela 3.5 – Preço da energia solar fotovoltaica para comércio e indústria (valores de julho/2015)

Capacidade (kWp)	Preço energia solar FV comercial e industrial (milhões R\$)
100	0,65 – 0,82
500	3,0 – 3,8
1000	6,0 – 6,5

Fonte: Portal Solar, 2015.

Tabela 3.6 – Preço de usinas de energia solar fotovoltaica (valores de julho/2015)

Capacidade (kWp)	Preço de usinas de energia solar FV (milhões R\$)
5.000	25
30.000	120

Fonte: Portal Solar, 2015.

Apesar de se destacarem benefícios do investimento em energia solar fotovoltaica distribuída, como a redução na conta de luz paga²⁷, o tempo de retorno de investimento ainda é relativamente alto, maior que seis

²⁷ Pesquisa do Portal Solar sugere que o investimento de energia fotovoltaica distribuída em Minas Gerais possa gerar uma diferença de R\$ 0,55/kWh na tarifa de energia, supondo tarifa de R\$ 0,8/kWh da distribuidora local.

anos. Como já mencionado, é possível reduzir custos com ganhos de escala, o que se tornou possível com a regulação vigente para GD de fontes renováveis.

Outro ponto fundamental para o maior investimento em GD recai sobre o uso de baterias e outras soluções de armazenamento que aumentam a taxa de autonomia (parcela de energia solar consumida em relação ao consumo total de energia) para diversas residências e/ou sistemas isolados. Apesar de ainda não existir viabilidade econômica para essa tecnologia, vem se observando nos últimos anos uma queda de custos significativa das baterias, que deverá ser mantida com a massificação de seu uso (ex.: carros elétricos) e novas tecnologias. Esse tipo de uso pode ser utilizado em regiões isoladas do Brasil que dependem de geração a diesel transportada a elevados custos logísticos.

Em relação ao financiamento de usinas solares fotovoltaicas, o BNDES disponibiliza diferentes linhas de créditos visando incentivar o desenvolvimento da cadeia produtiva de fornecedores locais de equipamentos fotovoltaicos. Em 2014, após o primeiro leilão exclusivo para energia solar, o BNDES definiu as condições de apoio financeiro, que deve ser feito a partir da nova Metodologia de Credenciamento e Apuração de Conteúdo local de Módulos de Sistemas Fotovoltaicos.

De acordo com os termos aprovados no plano do BNDES, os projetos a serem financiados serão os vencedores do leilão desde que incluam equipamentos produzidos no Brasil e estejam cadastrados segundo a nova metodologia. A estratégia é bem semelhante à política adotada pelo banco no fomento em relação à expansão dos parques eólicos no país e à instalação, em território nacional, de indústrias fabricantes de aerogeradores e seus componentes.

Os atuais métodos de credenciamento e apuração de conteúdo local para módulos e sistemas fotovoltaicos deixam de ser feitos a partir do modelo Finame e passam a ser conceituados a partir do critério de credenciamento, a nacionalização progressiva de componentes e processos específicos ao longo do período de implementação do plano.

Os empreendimentos poderão ser apoiados de forma direta (operação feita diretamente com o BNDES) e indireta (operação em que os recursos do BNDES são repassados por meio de instituição financeira credenciada). As linhas de financiamento utilizadas são o BNDES Finem (com custo financeiro de TJLP, atualmente em 7,5% ao ano) e o Fundo Clima (com custo financeiro de 0,1% ao ano). Além desses fundos, o BNDES também criou o Plano Inova Energia, com o objetivo de apoiar empresas nacionais no desenvolvimento tecnológico e comercial das cadeias produtivas de energia solar fotovoltaica, termossolar e eólica.

Finalmente, o Brasil está buscando aumentar o fluxo de investimentos estrangeiros nos próximos anos. A Absolar assinou em julho de 2015 um acordo com a Apex Brasil (Agência Brasileira de Promoção de Exportações e Investimentos) para atrair investimentos estrangeiros para o Brasil e promover o setor fotovoltaico junto a investidores americanos, europeus e asiáticos.

3.5.5 Fatores adicionais

Apesar de grande parte da discussão sobre a energia solar se centrar na energia solar fotovoltaica, há projetos de Energia Solar Concentrada (CSP) no Brasil que agregariam 920 MW de capacidade (com operação de 13 horas/dia), segundo a empresa de desenvolvimento de projetos de geração de energia sustentável Braxenergy.

Tecnologias heliotérmicas (ou CSP) geram calor em temperaturas operacionais entre 250 e 1.500 °C, a partir de espelhos que concentram irradiação direta normal do sol. O calor gerado pode ser aproveitado diretamente em processos térmicos, ou ainda armazenado ou transformado em eletricidade em um ciclo de potência (Chamada nº 19/2015 para Projeto Estratégico – ANEEL, 2015). Assim, uma das principais vantagens de CSP é a possibilidade de armazenamento do calor, sendo possível uma geração flexível de eletricidade. No entanto, a tecnologia CSP ainda requer investimentos elevados, de modo que a energia gerada torna-se bem mais cara quando comparada com outras fontes.

Figura 3.25 – Projetos de CSP no Brasil.



Fonte: Elaboração própria com base em BRAXENERGY, 2016.

Uma planta piloto de geração heliotérmica está sendo planejada em Pernambuco, com investimento inicial de R\$ 23 milhões, sendo R\$ 18 milhões do Fundo Setorial de Energia e R\$ 5 milhões da Secretaria de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente de Pernambuco. Esse projeto se insere no acordo de cooperação técnica firmado em 2010 pelos Ministérios de Minas e Energia e de Ciência e Tecnologia, com o objetivo de fomentar o desenvolvimento científico e tecnológico para o aproveitamento de energia solar no Brasil (tendo ênfase nas tecnologias heliotérmicas). Por outro lado, a Chamada Pública ANEEL n° 19 (dezembro/2015) objetiva desenvolver tecnologia nacional de geração de energia elétrica heliotérmica, devendo os participantes propor arranjos técnicos e comerciais para tal. Entre as especificações descritas para o projeto, estão:

- Construção do protótipo de uma usina heliotérmica com tecnologia inovadora a ser conectada por meio de unidades con-

sumidoras, à rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica ou ainda o desenvolvimento, fabricação e instalação de protótipos de peças, componentes e equipamentos de usinas heliotérmicas;

- Campanha de medição da irradiação solar direta em estações terrestres, instalação e tratamento de dados com práticas internacionalmente reconhecidas;
- Capacitação profissional para o desenvolvimento e transferência tecnológica;
- Descrição das regiões mais adequadas ao uso da tecnologia desenvolvida nas diversas localidades brasileiras, levando em conta o potencial de irradiação solar direta, aspectos ambientais, condições climáticas, aspectos tributários e viabilidade logística;
- Análise técnico-econômica da tecnologia proposta e comparação com outras;
- Análise dos custos de formação de base tecnológica nacional, incluindo possível capacitação profissional (tecnológica/laboratorial).

3.6 Usinas termoelétricas

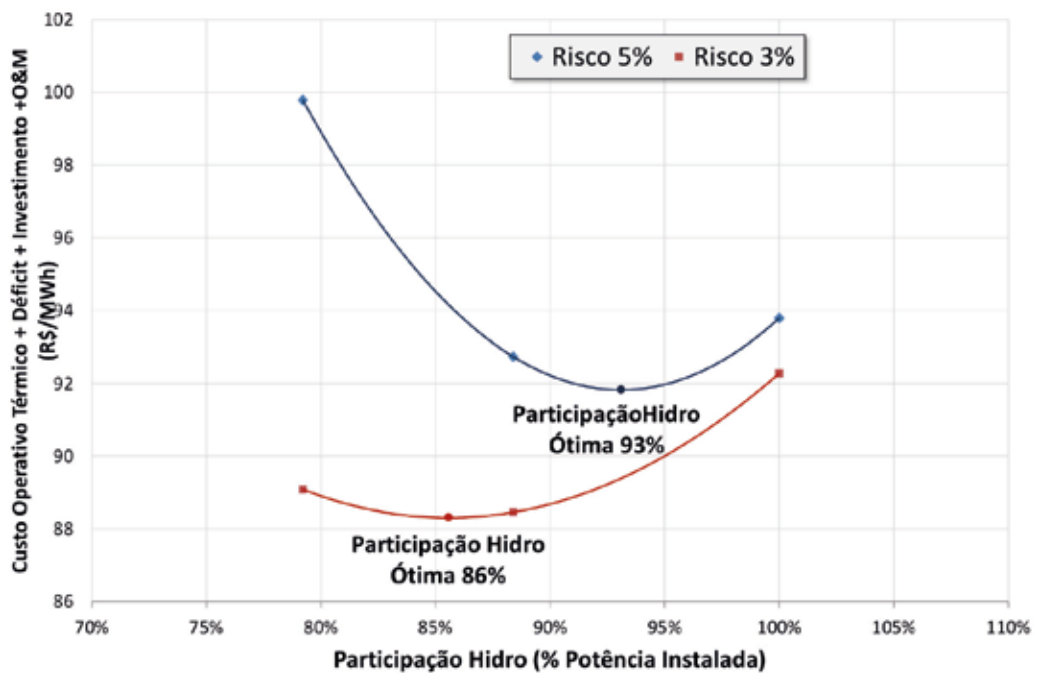
Diferentemente das hidrelétricas (instaladas onde o potencial está localizado) as usinas termoelétricas podem ser instaladas com maior facilidade proximamente aos centros de carga, envolvendo menor período de maturação e implantação do que as usinas hidrelétricas, pois os estudos se limitam ao local onde será construída.

Seu prazo de licenciamento e aprovação, com raras exceções, não passa de dois anos, e como está perto dos centros de carga não tem gastos com linhas de transmissão. Seus custos de implantação por kW são equivalentes aos de uma usina hidrelétrica, porém, o custo de operação é bem maior pela compra de combustíveis. Considerando todos os custos (operação e manutenção), o custo total das termoelétricas, no decorrer de sua vida útil, costuma ser superior, pelo menos na realidade brasileira.

Mesmo em um cenário em que haja plena disponibilidade de projetos hidrelétricos sem entraves ambientais, a expansão do parque gerador de menor custo para o consumidor final é um *mix* de usinas termoeletricas e hidrelétricas. Isso ocorre porque essas usinas possuem atributos complementares. Por um lado, as termelétricas contribuem para a segurança operativa do sistema, sendo acionadas nos períodos em que as hidrologias são desfavoráveis. **Por outro lado, as hidroelétricas permitem que os custos operativos das térmicas sejam economizados durante os períodos de boa hidrologia.**

O gráfico a seguir, na Figura 3.26, apresenta o risco associado a essa complementariedade e o custo de acionamento das termoeletricas.

Figura 3.26 – Participações hidroelétricas associadas ao risco.



Outro atributo importante das termelétricas, referente apenas às usinas flexíveis, é a *despachabilidade*. Essas usinas são acionadas todas as vezes em que ocorrem eventos inesperados no sistema, isto é, essa característica é necessária nesses momentos.

Com relação às possibilidades de oferta, termoeletricas convencionais, usinas a gás natural, carvão e óleo combustível são as opções naturais. No entanto, as usinas a óleo não se justificam pelos custos de operação elevados. Apesar de o carvão ser uma fonte economicamente mais atraente,

há questões ambientais que se opõem à sua maior expansão. Desse modo, o gás natural é uma opção com maior apelo ambiental e econômico.

3.7 Usinas nucleares

As primeiras reservas de urânio no Brasil foram descobertas em meados da década de 1970 e totalizavam 9.400 toneladas. Atualmente, o país registra a sétima maior reserva geológica de urânio do mundo, com cerca de 309.000 t de U_3O_8 , atrás da Austrália, Cazaquistão, Rússia, África do Sul, Canadá e Estados Unidos. Os principais estados produtores são Minas Gerais (4.500 t), Bahia (100.770 t) e Ceará (142.500 t)²⁸. Observa-se que essas reservas estão associadas a custos inferiores a US\$ 80/kgU, que são bastante competitivos segundo os padrões internacionais (custos inferiores a US\$ 130/kgU).

A primeira usina nuclear do Brasil, Angra 1, de 657 MW, iniciou sua construção em 1972 e sua operação comercial em 1985. A segunda usina, Angra 2, com 1.350 MW, decorreu do Acordo Brasil-Alemanha, firmado em junho de 1975. Após diversas paralisações em suas obras, a usina iniciou operação comercial em 2000. A terceira usina, Angra 3, com 1.350 MW, teve sua obra interrompida em 1985, com 30% dos investimentos já realizados, referente à maior parte dos equipamentos. A entrada em operação de Angra 3 está prevista para 2023.

Atualmente, o Brasil domina a tecnologia de todo o ciclo do combustível, inclusive a principal fase, o enriquecimento, utilizando o processo de enriquecimento isotópico de urânio por ultracentrifugação. Essa fase é a principal tanto em termos econômicos, pois representa quase a metade dos investimentos do ciclo; como em termos políticos e estratégicos, pela sua potencial aplicação na produção de armas nucleares, o que a faz objeto de controle e salvaguardas internacionais.

De acordo com o Plano Nacional de Energia de 2030, considerando-se que apenas as reservas com custos inferiores a US\$ 40/kgU serão desenvolvidas, existe um potencial para o desenvolvimento de mais duas centrais nucleares, totalizando mais 4,5 GW de capacidade instalada

²⁸ Fonte: *Indústrias Nucleares do Brasil (INB)*.

dessa fonte no sistema. Incorporando-se as reservas com custos entre 40 e 80 US\$/kgU e que já foram medidas e indicadas (177.500 tU₃O₈), seria possível construir mais 15 centrais nucleares, o que totalizaria uma capacidade instalada de 17,5 GW no sistema.

3.8 Eficiência energética

A medida de aumento da eficiência energética em 10% colocada na iNDC foi tema de recente estudo preparado pela PSR para o Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) intitulado *Consumo eficiente de energia elétrica: uma agenda para o Brasil*. Tal estudo se baseou amplamente na coletânea intitulada *Oportunidades de eficiência energética para a indústria*, de autoria da CNI, do Procel e da Eletrobras.

Neste capítulo, os principais resultados do referido trabalho são apresentados.

Inicialmente, o trabalho identificou as principais barreiras ao avanço da conservação de energia no país. Trata-se de falhas de mercado e aspectos culturais que precisam ser endereçados para o alcance da medida da iNDC. Entre as principais barreiras identificadas no estudo estão:

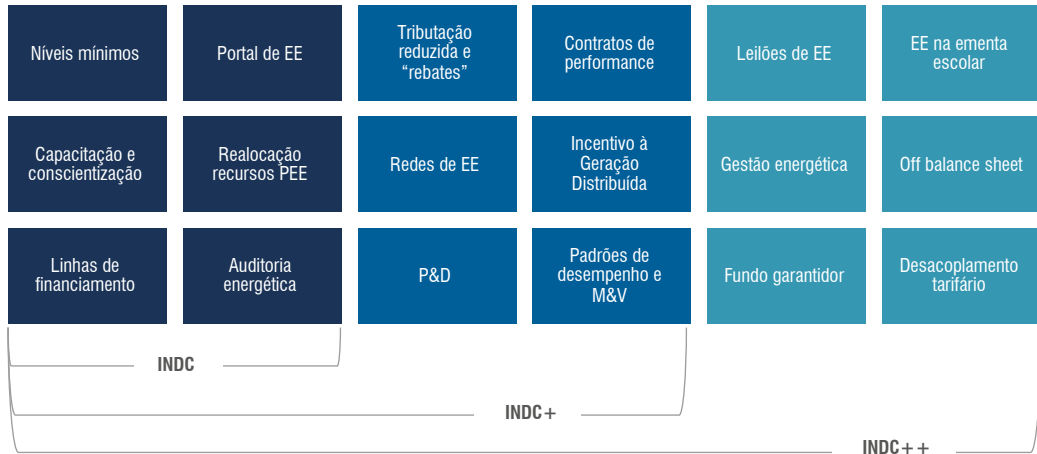
- **Desinformação:** consumidores desconhecem tecnologias de conservação ou não têm clareza sobre seu desempenho ou índice de custo-benefício. O nível global de conhecimento ainda é relativamente baixo, mesmo entre consumidores de maior porte, como industriais. A visão imediatista (menor investimento inicial, independentemente de sobrecustos operativos de longo prazo) é um sintoma dessa desinformação. É necessário desenvolver campanhas de esclarecimento para o público leigo e, para alguns profissionais, treinamento para identificar oportunidades de eficiência energética e fazer a gestão dos projetos que forem viáveis;
- **Falta de recursos humanos e de capital:** os recursos humanos de uma empresa comumente estão sobrecarregados, sendo difícil atribuir-lhes a função adicional de fomentar a eficiência energética. Além disso, muitas vezes faltam recursos para investir nesse segmento;

- **Priorização de investimentos:** empresas podem ter um nível de endividamento elevado, de modo que os empréstimos e investimentos voltados à conservação de energia, que usualmente não é a atividade fim dessas empresas, não têm espaço no plano de ações;
- **Financiamento:** inadequação das linhas de financiamento para ações de eficiência energética, como no caso da exigência de garantias bancárias muito restritivas ou na complexidade ao atendimento de requisitos administrativos para a liberação do financiamento, agravada pela baixa qualidade técnica de muitos projetos;
- **Aversão ao risco:** gestores empresariais e mesmo consumidores residenciais temem riscos técnicos decorrentes de novas tecnologias que consumam menos energia;
- **Custos adicionais:** por vezes, a implantação de uma tecnologia nova exige adaptação da infraestrutura e capacitação adicional dos operadores, o que encarece indiretamente a medida de eficiência energética ou a torna menos atrativa;
- **Custos de agência:** quem compra um equipamento pode não ser a mesma pessoa que paga a conta pela energia consumida. Portanto, mesmo que o comprador seja informado e não haja restrição orçamentária, pode não haver estímulo para a aquisição de um equipamento eficiente. Para certos agentes como as distribuidoras, aumentar a eficiência energética causa redução direta de seu mercado, o que também gera desinteresse ou resistência;
- **Expansão:** priorização por agentes econômicos por investimentos na expansão de suprimento (construção de novas usinas e redes de energia) com relação à conservação.

A principal hipótese do estudo questionou se seria possível superar a medida de 10% (INDC), alcançando conservações de 15% (INDC+) ou 20% (INDC++) em cenários alternativos. Para tal, foi necessário conceber cenários que pudessem superar progressivamente as barreiras identificadas. Sendo assim, foi proposta uma série de políticas, estratégias e ações práticas a serem desenvolvidas pelos governos, empresas

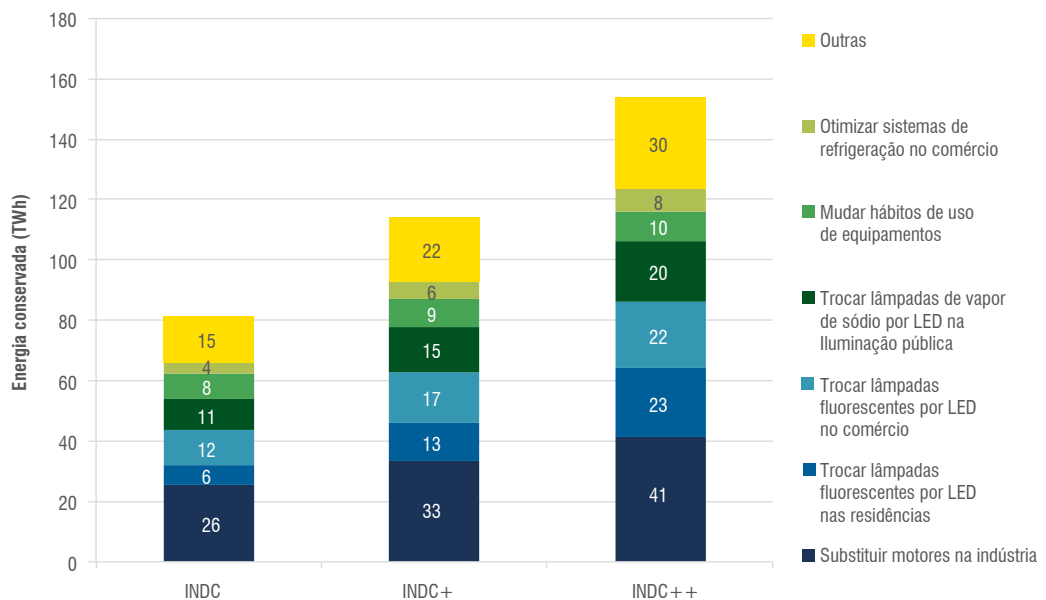
e consumidores em geral, de modo a promover a eficiência no uso da energia. A figura a seguir apresenta o conjunto de medidas proposto para cada cenário do estudo.

Figura 3.27 – Medidas de eficiência energética propostas. Adaptado a partir de: CEBDS, 2016a.



A figura a seguir mostra a energia que pode ser conservada em cada cenário através das principais ações propostas.

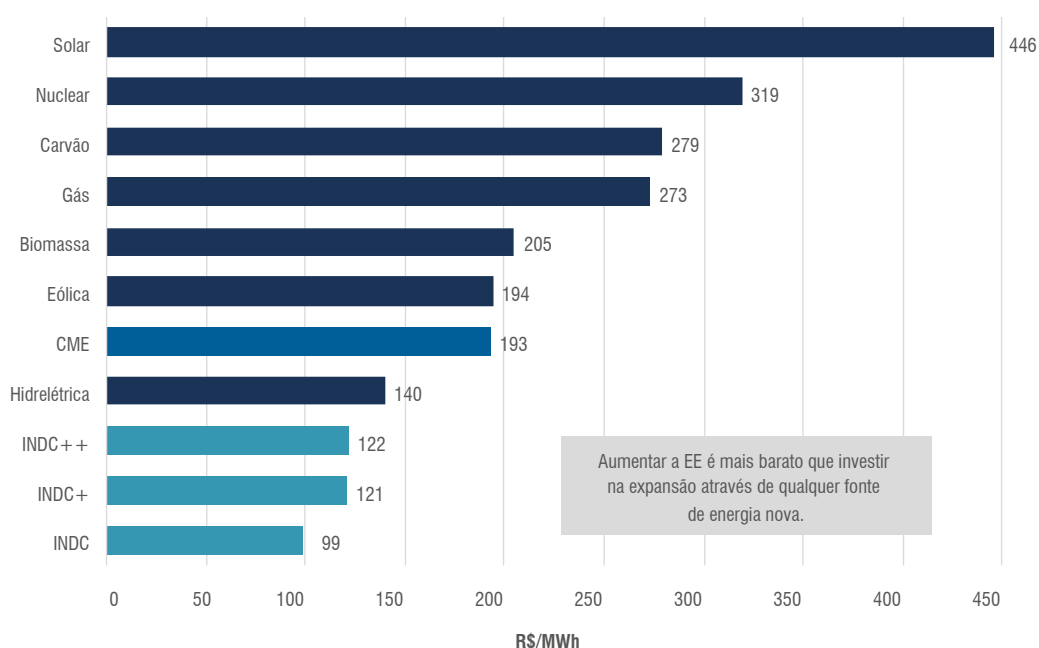
Figura 3.28 – Energia conservada em decorrência de ações de eficiência energética.



Fonte: Adaptado a partir de: CEBDS, 2016a

O papel da eficiência energética é diminuir a demanda no longo prazo, reduzindo a necessidade de nova oferta. Assim, em termos absolutos, a necessidade de investimentos será reduzida. No entanto, em termos relativos, é importante comparar o custo de implementação do MWh gerado com o economizado. A figura abaixo compara o preço de energia nova para diversas fontes, o Custo Marginal de Expansão (CME) e o custo de implantação de ações e medidas de eficiência energética pela economia de energia.

Figura 3.29 – Custo de conservação x custo de produção por fonte.
Adaptado a partir de: CEBDS, 2016a.



Fonte: Adaptado a partir de: CEBDS, 2016a.

O estudo mostra de forma bem clara os benefícios que essa redução de demanda traria para o setor elétrico. Entre as principais conclusões, tem-se que vale mais a pena investir em eficiência energética do que em expansão do sistema elétrico por meio de qualquer fonte e mesmo em cenários mais ambiciosos.

De forma geral, conclui-se que, para a medida de eficiência energética ser alcançada, é necessário o engajamento de diversos setores da sociedade. É preciso mudar a cultura, investir em conhecimento e divulgação de boas práticas e adotar estratégias sistemáticas para superar as barreiras à eficiência energética.

A redução da demanda de 10% em 2030, como esperado, tem um impacto considerável tanto para a expansão do SIN (equipara-se, por exemplo, à perda de espaço de contratação equivalente a 12 GW de hidrelétricas) como para sua operação.

No Caso Base, já são incorporados 3% de eficiência energética, que deve vir do processo natural da troca de equipamentos mais antigos por equipamentos novos mais eficientes. Desse modo, foi necessário adicionar 7% de eficiência energética no caso COP 21 em que são avaliadas as medidas estabelecidas pelo Brasil no Acordo de Paris para o final do horizonte.



4 CASO BASE

Até a nota técnica da EPE sobre os compromissos adotados na COP 21, publicada em 2016, o documento mais recente de planejamento setorial para o horizonte 2030 era o Plano Nacional de Energia 2030, publicado em 2008. É importante notar que esse planejamento para 2030 já previa uma forte inserção de fontes renováveis na matriz elétrica (a saber, 79%), dos quais 11% eram provenientes de fontes renováveis não hídricas. Como foi visto na Seção 2.1, a iNDC incrementou a participação de fontes renováveis não hídricas de 11% para 23%.

O Plano Decenal de Expansão (PDE) 2024 também mantém a elevada participação de renováveis na matriz elétrica. A razão, como já discutido, é a forte disponibilidade desses recursos a preços competitivos para expansão do setor. A iNDC traz como importantes alterações a queda da demanda como consequência da premissa de maior eficiência energética. Outro ponto de destaque é a substituição de hidrelétricas por outras fontes renováveis (eólica, biomassa, solar), que serão tratadas no capítulo seguinte.

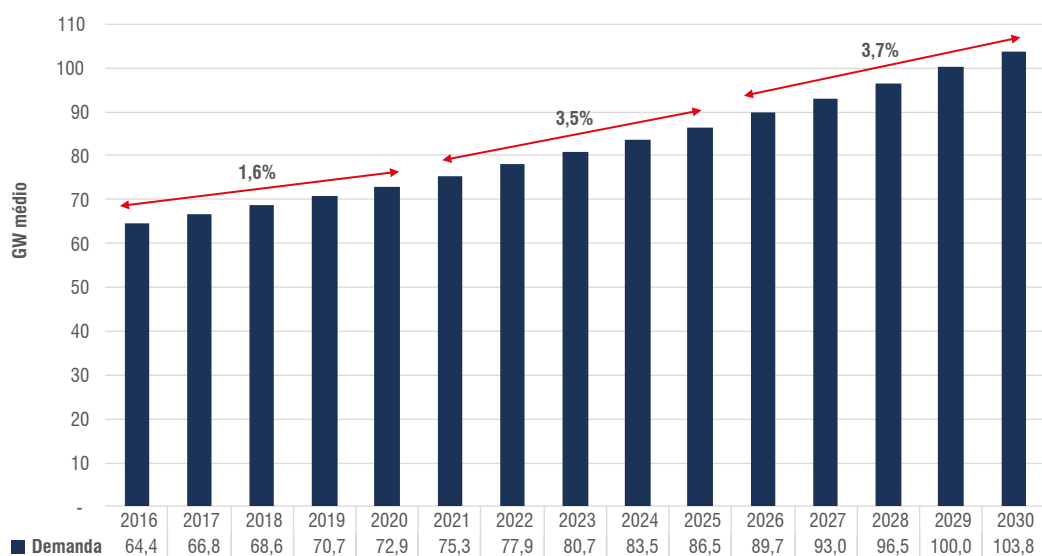
Nesta seção é apresentado o plano de expansão que se apoia no PDE 2024 acrescido de uma expansão de longo prazo para o horizonte 2030. São adotadas premissas, como a taxa de crescimento da

economia, cronograma de entrada de novos empreendimentos, evolução de perdas e outras, especificadas. No presente capítulo, serão apresentados a formulação e os principais resultados desse cenário, denominado Caso Base.

4.1 Balanço entre oferta e demanda de energia do SIN

No Caso Base, admitimos crescimento de mercado de 1,6% ao ano durante o horizonte 2016 a 2020, 3,5% ao ano durante o horizonte 2021 a 2025 e 3,7% ao ano durante o horizonte 2026 a 2030. Essa é uma das principais diferenças com respeito tanto ao PDE 2024 como a nota técnica da EPE sobre a COP 21 em 2016. O presente caso considera uma taxa de crescimento econômica substancialmente menor para o horizonte considerado.

Figura 4.1 – Projeção do requisito de energia.



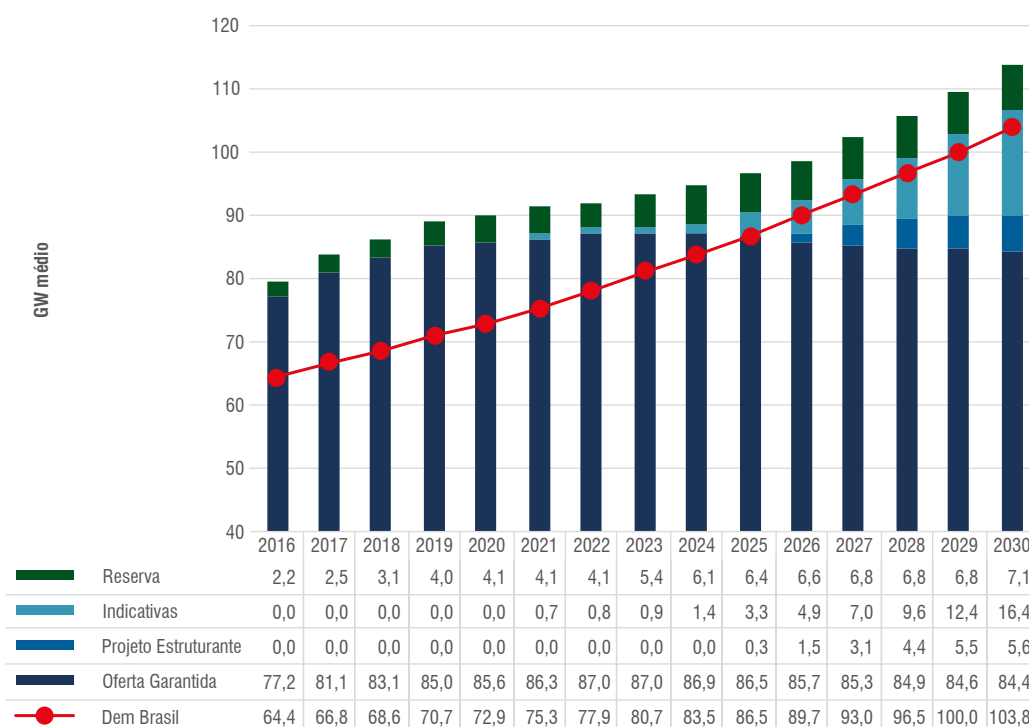
Inclui interligação com Acre-Rondônia em 2010, Manaus/Amapá em setembro de 2013 e Ande (consumo do Paraguai)

A Figura 4.2 apresenta o balanço entre oferta e demanda, considerando as premissas para o cálculo da garantia física e discriminando a oferta em:

- Oferta garantida: energia existente e/ou já contratada nos leilões de energia nova;
- Projetos estruturantes: projetos internacionais (UHEs do Peru e UHE de Garabi);

- Oferta indicativa: projetos que indicam a necessidade de contratação de nova oferta;
- Energia de reserva: inclui a energia de Angra III, biomassa e eólica.

Figura 4.2 – Balanço físico de oferta e demanda (média anual).



Verifica-se que a sobreoferta existente no sistema para o horizonte de curto e médio prazos (até 2019) aumenta, resultado da baixa projeção de crescimento da demanda no horizonte 2015-2019, e ainda a motorização de grandes projetos hidrelétricos já contratados.

No horizonte de mais longo prazo, a sobra tende a se manter em torno de 2,0% (% da demanda) em decorrência da premissa de que o mercado livre participa com apenas 50% de sua expansão, consumindo o restante em leilões de energia existente.

O balanço apresentado indica uma necessidade de nova oferta a partir de 2021. Em resumo, haveria a necessidade de contratar em torno de 35 GW médios de garantia física para atender ao crescimento de demanda até 2030 (desconsiderando-se Belo Monte, Angra III e os projetos

internacionais) em energia nova. Esse é, portanto, o espaço de oferta para novos investimentos.

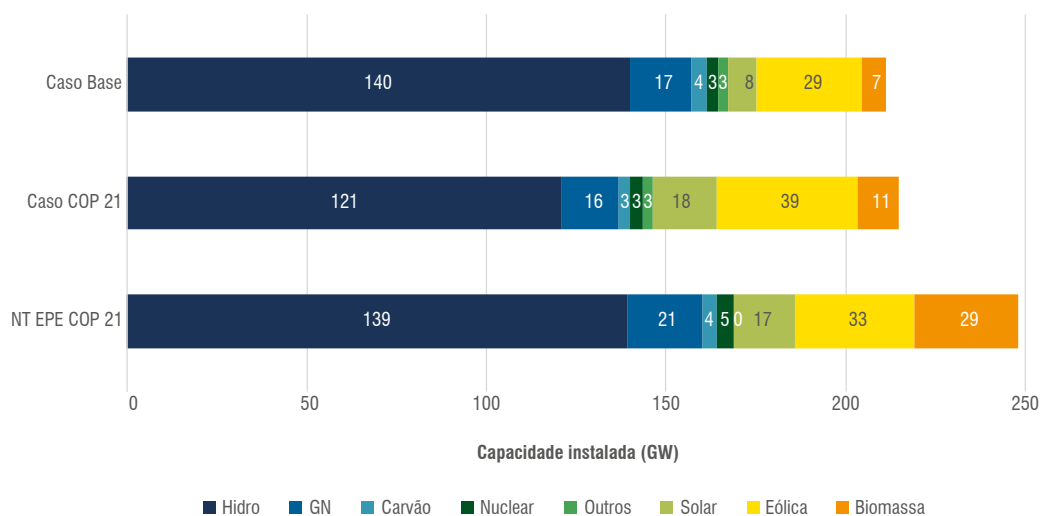
4.2 Adaptações para o SIN

A expansão planejada pelo governo é apresentada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024). Trata-se de planejamento indicativo que mostra a visão do governo a respeito da expectativa de evolução da oferta e demanda de energia para os próximos dez anos²⁹. Apesar de ser interessante a comparação dos casos explanados nesse estudo com o PDE 2024, a expansão em 2024 do Caso Base e do Caso COP 21 não difere muito. De fato, os dois casos passam a se afastar mais marcadamente a partir de 2026, período para o qual há grande inserção de fontes renováveis, além da hídrica, no Caso COP 21, e há queda da participação da geração hidrelétrica.

Desse modo, faz-se aqui a comparação com a nota técnica da EPE que apresenta a memória de cálculo da INDC. Três comentários podem ser feitos a partir da Figura 4.3. O primeiro é que a capacidade instalada é menor nos casos elaborados nesse estudo, pois se usa uma premissa mais conservadora de crescimento econômico, como já foi esclarecido na Seção 2.4. O segundo ponto que merece destaque é que a capacidade instalada do Caso Base é inferior à do Caso COP 21, apesar de o Caso COP 21 ter uma demanda reduzida por conta da medida de 10% de eficiência energética. Isso se dá porque o Caso Base tem uma participação menor de fontes renováveis não convencionais, com menor fator de capacidade. Finalmente, o terceiro ponto, e o mais importante a ser tratado, é a alta participação de fontes renováveis não convencionais (eólica, biomassa, solar) nos três casos.

²⁹ Mais recentemente, o PDE 2025 atualizou suas projeções e cortou 2 GW da expansão de geração.

Figura 4.3 – Capacidade instalada em 2030: Caso Base x Caso COP 21 x NT EPE COP 21³⁰.



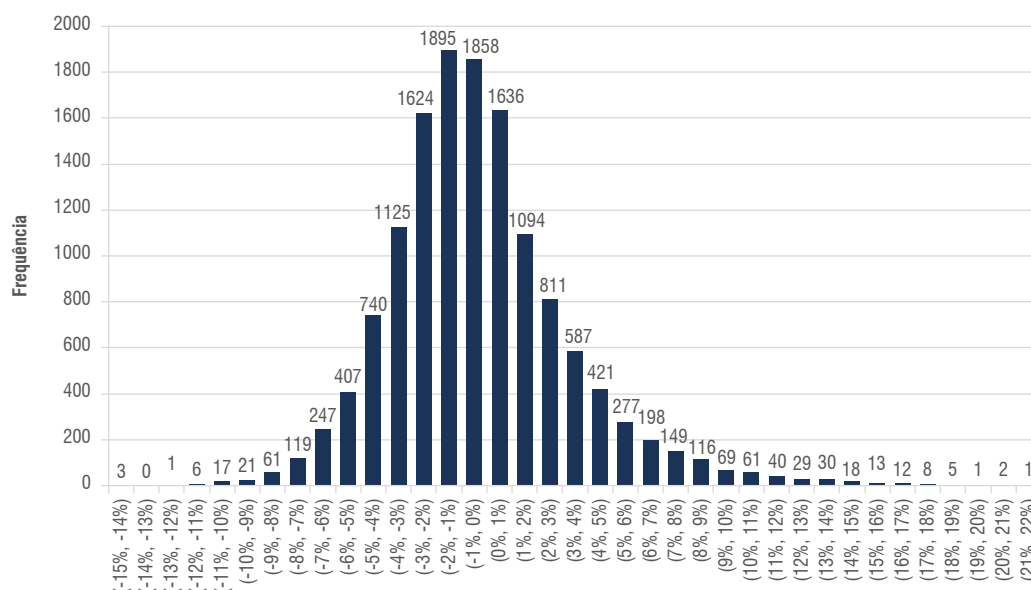
A intermitência dessas fontes, sobretudo eólica, demandará um aumento gradativo da reserva girante do SIN em fontes despacháveis. Parte dessa reserva pode ser atendida com recursos existentes ou planejados (que já faziam parte da expansão), mas, em caso de insuficiência, a reserva passa a induzir uma parte da expansão, através da contratação de fontes *despacháveis* para servirem de *backup*. Essa necessidade resultará num custo para o SIN que precisa ser quantificado tanto em termos de investimentos como em impactos sobre custos operativos.

Para estimar qual seria a reserva de geração necessária, foi utilizado o histórico do ONS de produção horária de 72 parques eólicos nos Estados do Ceará, Bahia, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul para o período entre janeiro de 2015 e julho de 2016.

Para a região Nordeste, calcularam-se as variações de produção em horas consecutivas, que foram convertidas em frações da capacidade instalada, de forma a aferir a variação percentual da geração total. Foi elaborado um histograma dessa amostra, como indicado na Figura 4.4. Observam-se do histograma desvios de produção excessivos, da ordem de 20% da capacidade instalada. Esse valor foi utilizado como critério para a definição das reservas operativas.

³⁰ Nesse caso, "Outros" refere-se a outras térmicas (óleo diesel, óleo combustível etc.) e Proinfa, nos Casos Base e COP 21. Na nota técnica da EPE, entende-se que esse item seja inteiramente de fontes fósseis.

Figura 4.4 – Variação da produção horária eólica como fração da capacidade instalada para amostra de 72 geradores do Nordeste entre 2015 e 2016.



Fonte: Elaboração própria com base em dados do ONS.

Dado que o plano de expansão do Caso Base prevê 30 GW de eólica em 2030, e o Caso COP 21 prevê 40 GW nesse mesmo período, o controle da intermitência da produção demandará uma reserva girante de 6 GW e 8 GW, respectivamente, de forma a garantir o atendimento do Nordeste mesmo que ocorra uma queda brusca de produção eólica no curto prazo.

Essa reserva foi inicialmente alocada entre as usinas hidrelétricas da própria região Nordeste, que são as de resposta mais rápida. Nessa avaliação consideramos não somente as usinas que presentemente estão conectadas ao Controle Automático de Geração (CAG) da região (UHE Paulo Afonso IV e UHE Itaparica), mas também a UHE Xingó. Além desse recurso, lançamos mão de hidrelétricas do subsistema Sudeste concomitantemente com uma reserva de igual montante alocada na capacidade de intercâmbio do Nordeste.

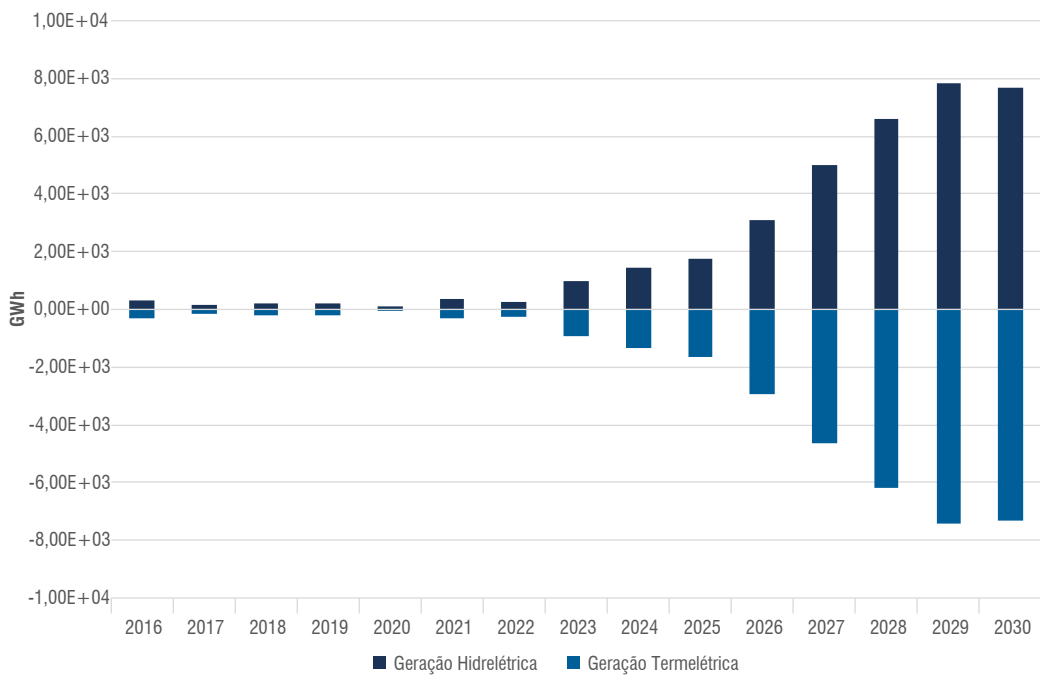
Admitindo-se que no máximo 30% da capacidade de intercâmbio e 30% da capacidade das hidrelétricas de alta queda do subsistema Nordeste possam ser reservados (Paulo Afonso IV, Itaparica, Xingó), obtêm-se 2,2 GW oriundos do intercâmbio e 2,8 GW das hidrelétricas do Nordeste em 2030. Para atingir os 6 GW e 8 GW necessários à reserva, admitiu-se

acréscimo de oferta térmica a gás natural em ciclo aberto (i.e. com operação flexível) com capacidade de 1 GW para o Caso Base (6,0 - 2,2 - 2,8) e 3 GW (8,0 - 2,2 - 2,8) para o Caso COP 21. Nos dois casos, essa oferta térmica entraria a partir de 2027 com capacidade menor, atingindo os respectivos 1 GW e 3 GW no final do horizonte (2030). A forma de contratação dessas usinas é como energia de reserva, de modo a não afetar o limite de sobreoferta.

A operação do SIN será impactada pelas reservas operativas das usinas hidrelétricas do Nordeste (produção máxima limitada a 70% da capacidade), da capacidade de intercâmbio entre o Nordeste e demais sistemas (igualmente limitada a 70% da capacidade) e das demais hidrelétricas (que *perdem* 2,2 GW de capacidade de produção).

A figura a seguir ilustra o impacto das reservas na operação do SIN para o horizonte. Para tal, foi feita uma sensibilidade em que se desconsiderou a necessidade de reserva do plano. Como esperado, a geração hidrelétrica aumentaria nesse caso e haveria menor produção térmica. Esse comportamento se amplia mais ao final do horizonte e para o caso COP 21 pela maior penetração de renováveis.

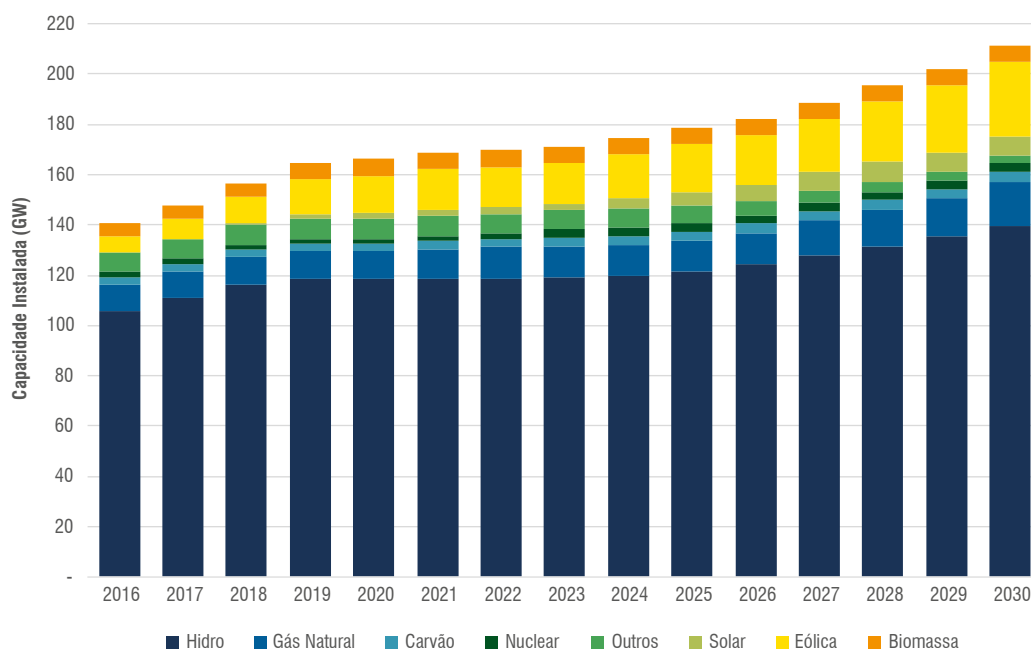
Figura 4.5 – Efeito das reservas sobre operação das fontes no SIN.



4.3 Participação das fontes

A Figura 4.6 mostra a oferta de energia em capacidade instalada discriminada para as diversas fontes³¹. Tal oferta foi estabelecida com base nos projetos já contratados e nas opções de longo prazo definidas com base no potencial de mercado.

Figura 4.6 – Evolução da capacidade instalada por fonte³².



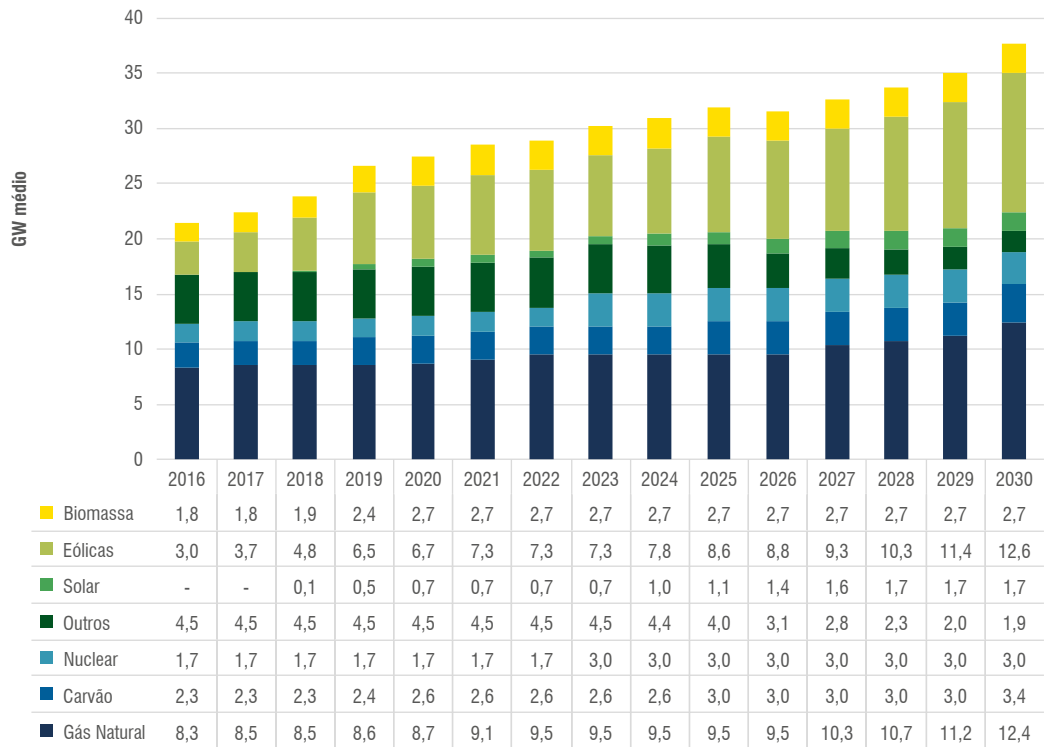
4.4 Fontes não hidrelétricas

A Figura 4.7 apresenta a evolução da garantia física de cada fonte de geração não hidrelétrica. São notáveis os crescimentos das seguintes fontes: eólica, nuclear e gás natural.

³¹ A classificação Outros inclui: projetos resultantes do PROINFA e gás de processo industrial.

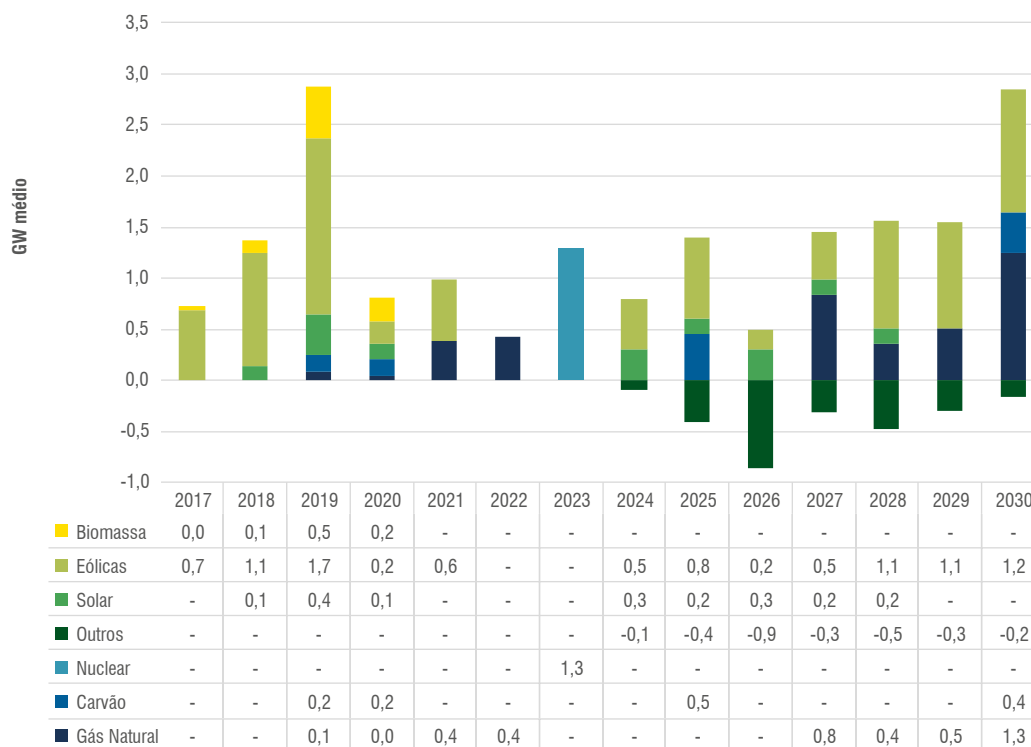
³² "Outros" agrupa óleo diesel, óleo combustível, outras térmicas fósseis e Proinfa. A participação do Proinfa é decrescente ao longo do tempo, de modo que esse grupo pode ser pensado como quase integralmente fóssil.

Figura 4.7 – Garantia física de cada fonte de geração não hidrelétrica.



A figura 4.8 apresenta o incremento de garantia física por ano para cada fonte de geração não hidrelétrica (inclui energia de reserva). A redução da oferta de óleo diesel/combustível e outros a partir de 2024 deve-se ao descomissionamento das termelétricas contratadas nos leilões de energia nova desde 2005 e ao término dos contratos do Proinfa.

Figura 4.8 – Incremento de garantia física por ano para cada fonte de geração não hidrelétrica.



4.5 Resultados do Caso Base

Conhecidos os cenários de oferta e demanda, o modelo de despacho hidrotérmico com restrições de transmissão SDDP (desenvolvido pela PSR), calculou a política operativa ótima para o período 2016-2030 com cinco anos adicionais de configuração estática para evitar esvaziamento ao final do período.

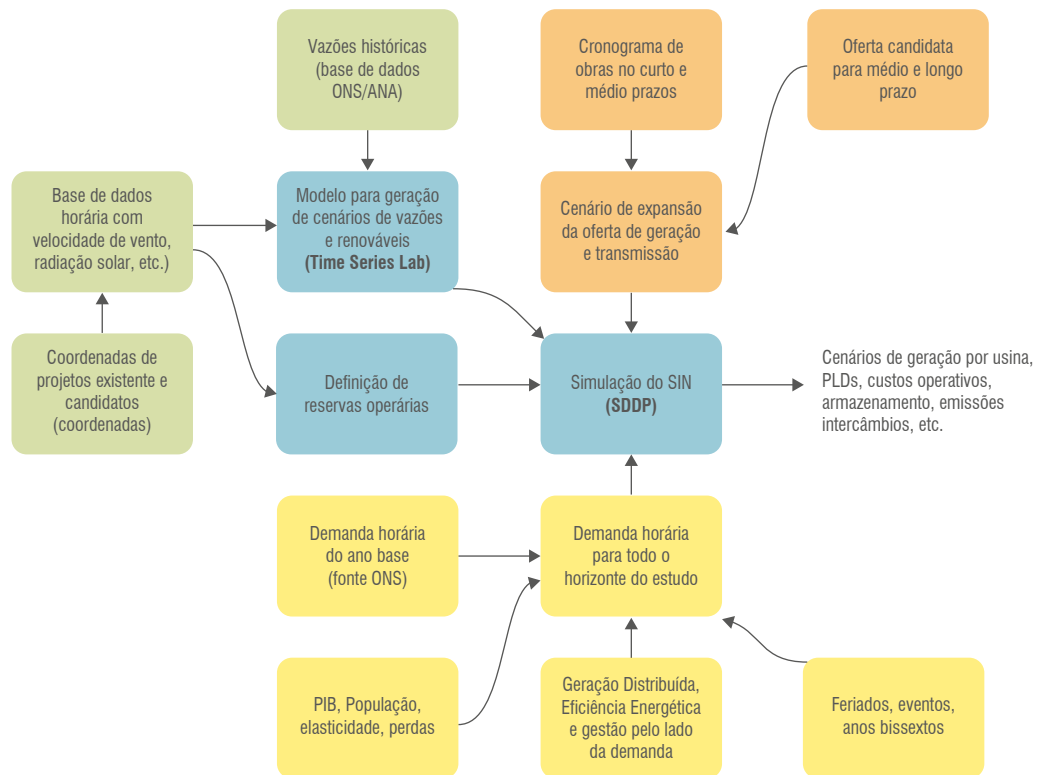
A incerteza hidrológica e das outras fontes renováveis não convencionais foi representada pelo *Time Series Lab* – um modelo estocástico multivariado (não paramétrico) baseado em redes Bayesianas e distribuições *kernel* de probabilidades. Esse modelo foi ajustado às vazões mensais afluentes às hidrelétricas da configuração e às medidas de velocidades dos parques eólicos e de radiação solar horizontal global das usinas solares fotovoltaicas em escala horária.

O diagrama a seguir ilustra o procedimento da análise. As fontes de dados estão identificadas em caixas verdes; os modelos, em caixas azuis; o

plano de expansão, avaliado em caixas alaranjadas; e a preparação dos dados da demanda horária, em caixas amarelas.

O modelo SDDP representa em detalhe as características físicas, operativas e comerciais do sistema brasileiro. A simulação do sistema considerou todos os procedimentos operativos utilizados pelo ONS.

Figura 4.9 – Fluxo de informação e modelos para simulação da operação do SIN.



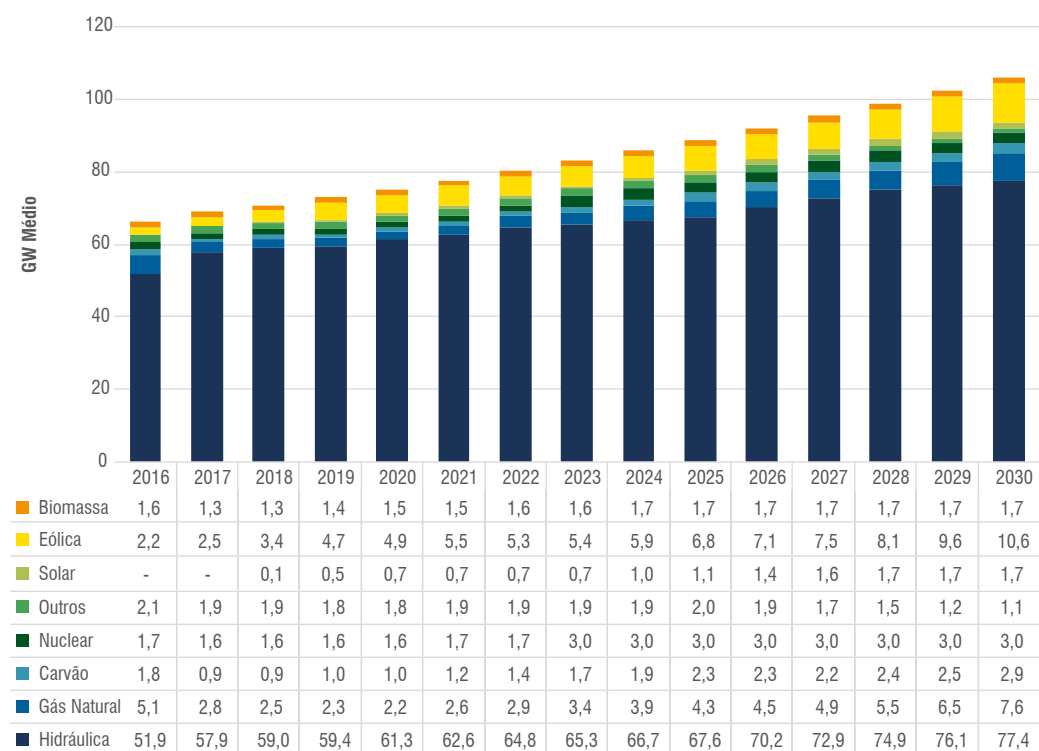
As condições iniciais de armazenamento dos reservatórios e de afluência se referem ao final de março de 2016. As restrições de transmissão entre os submercados foram representadas por um modelo de fluxo em rede.

Uma vez calculada a política operativa, simulou-se a operação do sistema para um conjunto de 200 cenários hidrológicos³³ produzidos pelo modelo estocástico. Para cada estágio t , cada série hidrológica s e cada patamar de demanda k , foram calculados os resultados de interesse, por exemplo: produção de energia, preços de liquidação das diferenças (PLD), custos operativos e emissões de GEE.

³³ Baseado na experiência de estudos anteriores, esse número de cenários foi considerado suficiente para capturar a diversidade de despachos hidrotérmicos causados pelas diferentes condições hidrológicas e de fontes renováveis.

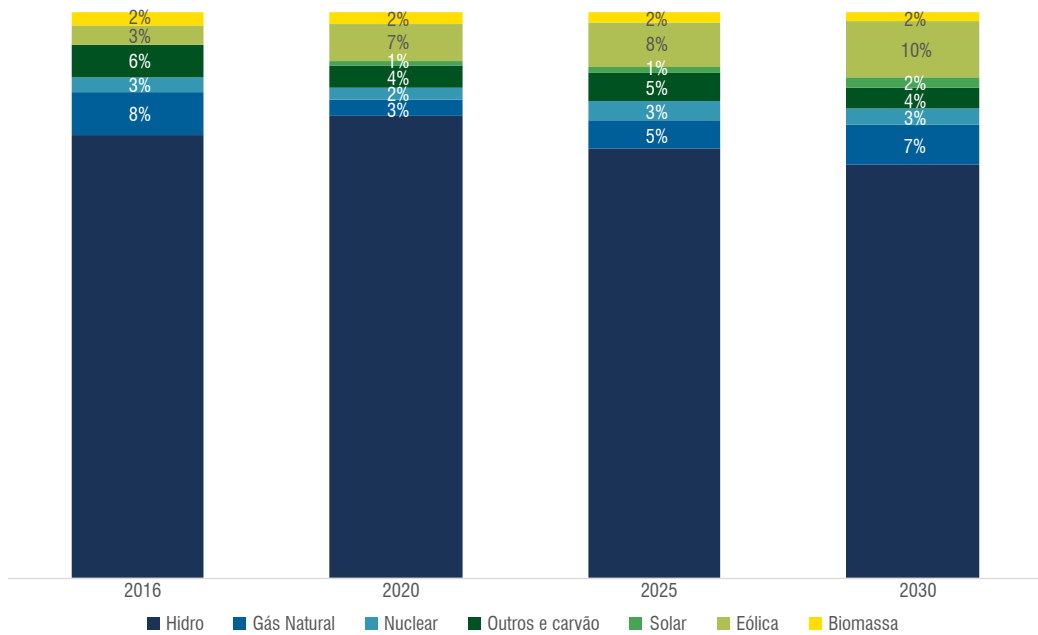
A Figura 4.10 apresenta a evolução da geração de eletricidade média anual por fonte. Em 2016, observa-se maior participação de gás natural na geração, o que se deve ao nível ainda baixo dos reservatórios em consequência do período seco observado em 2014 e 2015. Destaca-se também o crescimento da geração eólica.

Figura 4.10 – Geração média anual por fonte para o Caso Base.



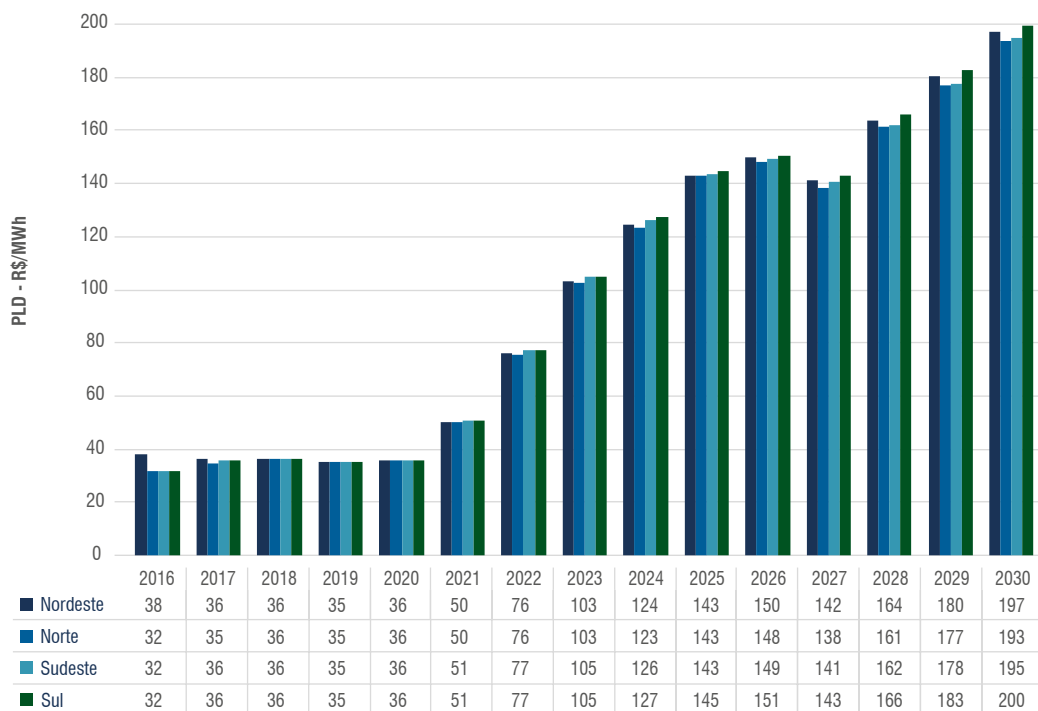
A Figura 4.11 apresenta a participação das fontes na geração em termos relativos. Destaca-se o crescimento da eólica e solar e a manutenção da participação relativa das demais fontes.

Figura 4.11 – Participação das fontes na geração.



A Figura 4.12 mostra a projeção do valor esperado dos PLDs para cada ano resultante.

Figura 4.12 – Projeção de PLD para o Caso Base.

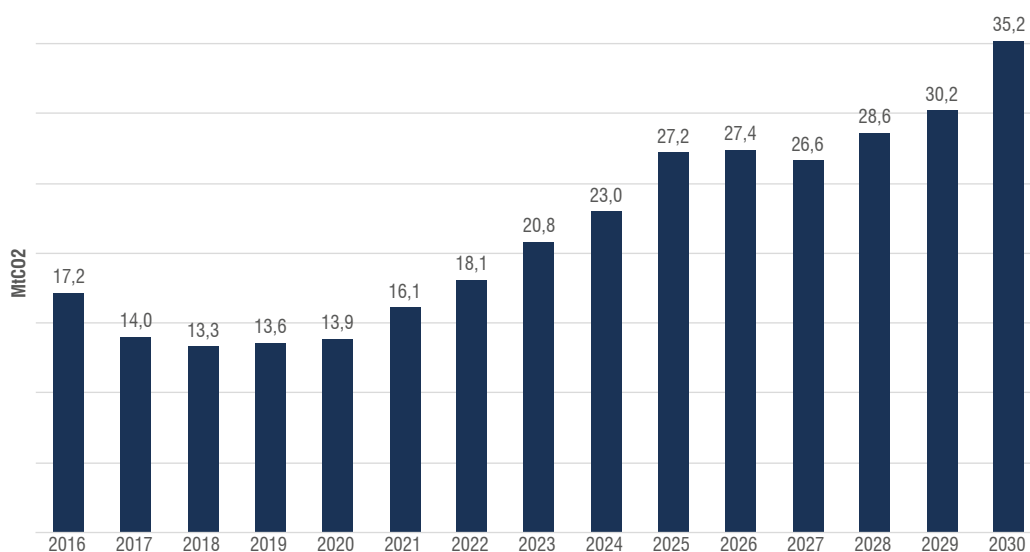


Observa-se uma queda nos PLDs no médio prazo, chegando a R\$ 36/MWh em 2020, decorrente da entrada de sobreoferta. Em seguida, ocorre forte

elevação dos preços, chegando a quase R\$ 145/MWh em 2025. Após leve queda, os PLDs alcançam seus valores máximos em 2030.

A Figura 4.13 apresenta as emissões médias de GEE para o SIN no Caso Base para o horizonte de estudo. O cálculo agrega as emissões por usina, que resultam do produto entre a produção de energia (MWh) e seu fator de emissão individual (tCO₂/MWh).

Figura 4.13 – Emissões médias de GEE no horizonte de estudo.



O vale apresentado no médio prazo pode dever-se à redução da participação do carvão na geração desse período. Em especial, a razão para a redução das emissões no período 2025-2028 deve-se pelo descomissionamento das usinas a óleo combustível e óleo diesel, cujos contratos de 15 anos acabaram nesse período. Os valores observados em 2025-2026 correspondem ao aumento da participação do gás natural no longo prazo. No entanto, a tendência de crescimento é quebrada pelo aumento da fonte eólica.

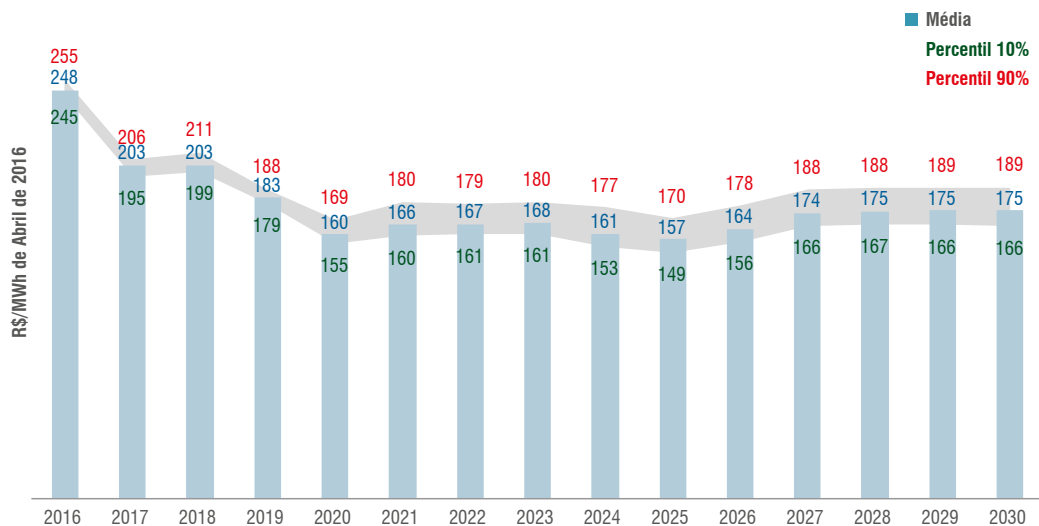
4.6 Tarifas: caso base

Finalmente, é apresentada a seguir a projeção das tarifas de energia, conforme a metodologia empregada. O gráfico a seguir mostra os valores

médios e os associados aos percentis 10% e 90% da função de distribuição de probabilidades da TE (Tarifa de Energia)³⁴.

O percentil superior (90%) está associado a um cenário hidrológico seco no qual o PLD e o despacho térmico (tanto por ordem e fora da ordem de mérito econômico) são altos. Por outro lado, o percentil 10% representa um cenário hidrológico no qual o despacho térmico e o ESS são baixos, mas o EER é alto. A tarifa de energia mostrada inclui os custos dos contratos, os outros componentes ilustrados na tabela anterior e a expectativa de acionamento das bandeiras tarifárias a cada ano.

Figura 4.14 – Tarifa de energia média (amostra das 30 maiores distribuidoras) para o Caso Base.

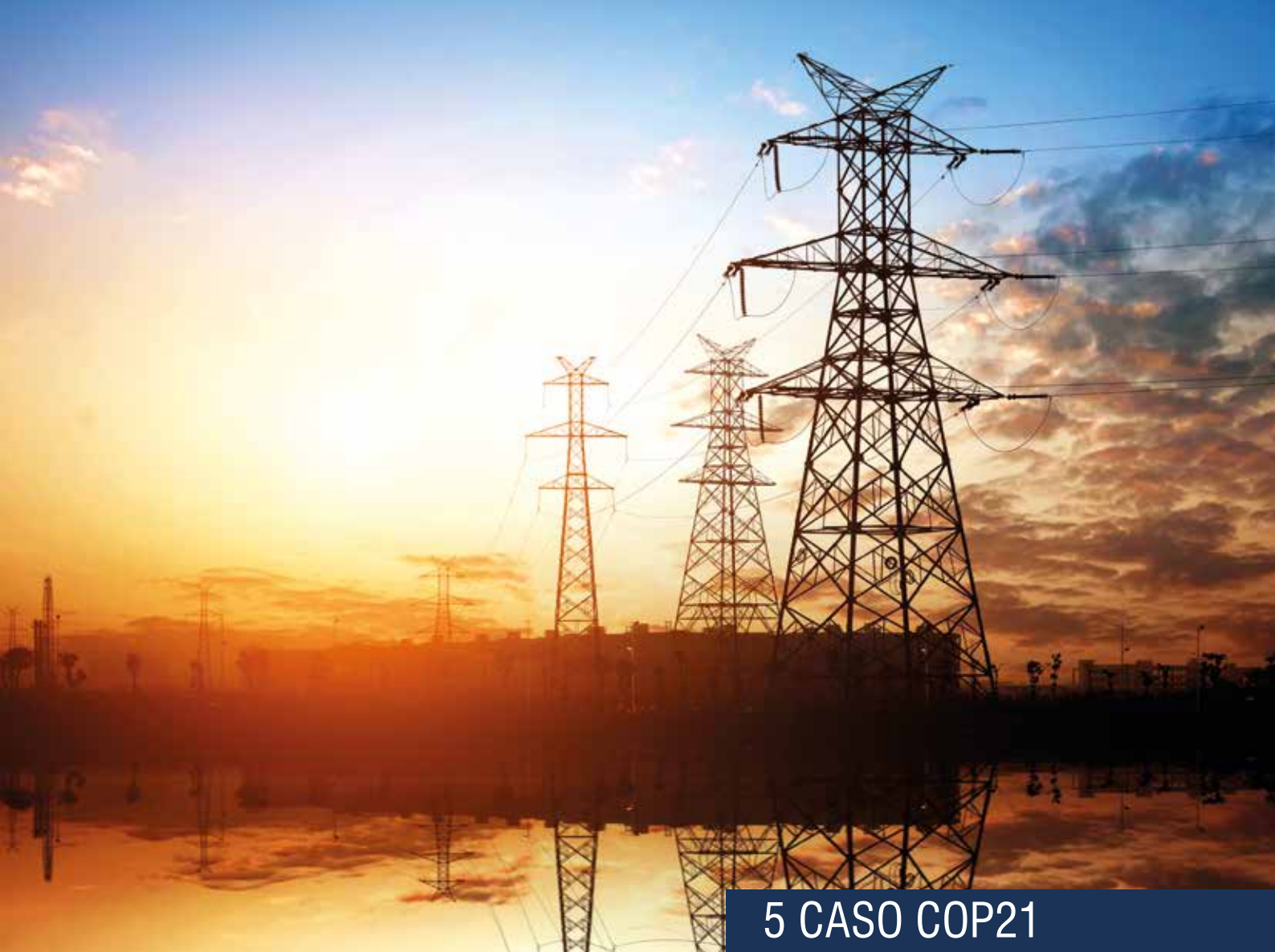


A redução observada na tarifa de energia média entre 2016 e 2020 é majoritariamente explicada pelos seguintes efeitos: (i) redução esperada dos preços no mercado de curto prazo e dos custos com o despacho termelétrico; (ii) expectativa de menor acionamento das bandeiras tarifárias; (iii) entrada no portfólio de contratos de energia nova já contratada nos anos anteriores a 2016 cujo preço é inferior ao preço atual do mix de contratos; e (iv) término do pagamento dos empréstimos (fim da CDE Energia).

A partir de 2021, as tarifas seguem em patamar estabilizado, com redução um pouco mais significativa em 2024 e 2025, em decorrência do término

³⁴ Uma tarifa de energia é calculada para cada cenário hidrológico simulados (são 200 cenários equiprováveis).

de contratos (e hipótese de descomissionamento) das térmicas movidas a óleo diesel (portanto, com custos mais elevados). O volume associado a esses contratos é renovado como energia existente nos leilões A-1



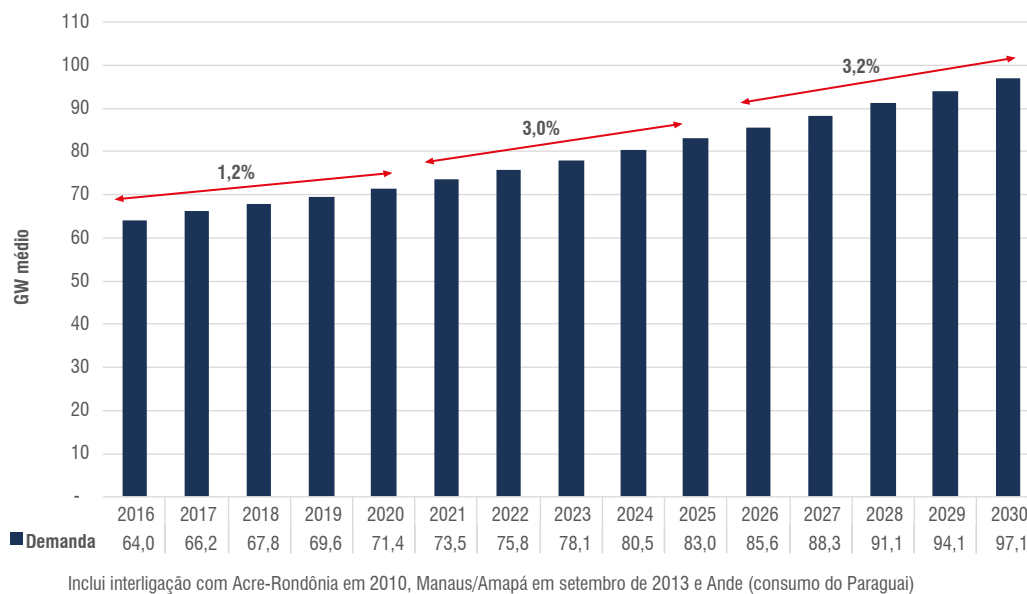
5 CASO COP21

Para a construção do caso COP 21, além da medida de renováveis, foi considerada também a eficiência energética – um dos componentes centrais da iNDC, o que levou à redução da demanda inicial. Foi necessário adaptar as premissas de opções de expansão no longo prazo e utilizadas no Caso Base, de modo a atingir as medidas estabelecidas na iNDC.

Portanto, a participação atribuída a algumas fontes pode ir além daquela indicada pelo potencial de mercado apresentado no Caso Base, principalmente solar e biomassa. Para suprir a diferença entre a participação proposta nos dois casos, a Seção 7.2 apresenta a agenda de ações requeridas para implementar o caso COP 21.

Com relação à projeção de demanda no longo prazo, a Figura 5.1 consolida a projeção do requisito de energia (carga própria) do sistema até 2030 para o Caso COP 21, já considerada a eficiência energética.

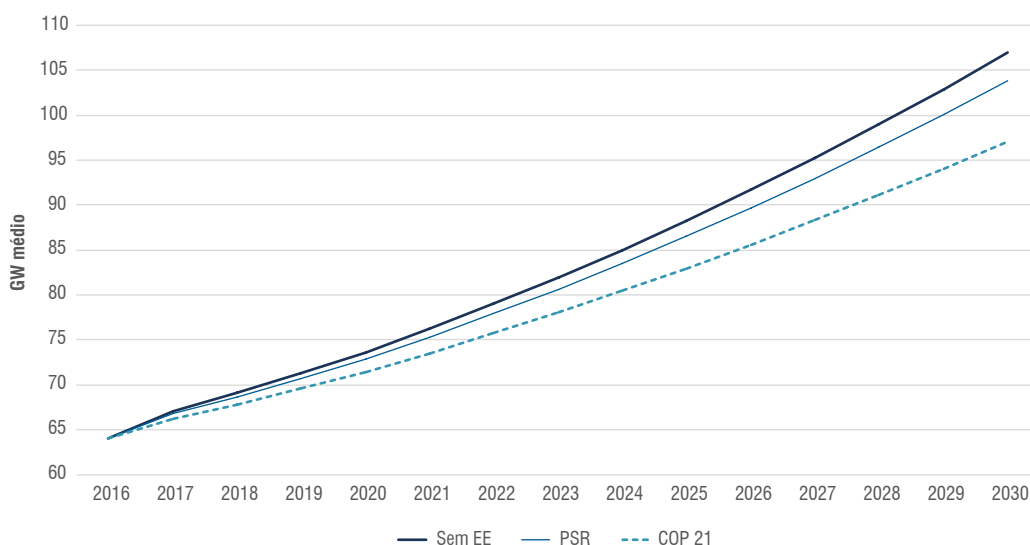
Figura 5.1 – Projeção do requisito de energia.



É importante enfatizar que foi adotada nesse cenário a medida de 10% de eficiência energética (EE) para o horizonte 2030. Como visto no cenário base, já é considerada a hipótese de que a eficiência energética alcance 3% da carga própria (consumo mais perdas) em 2030 de forma tendencial, por exemplo, através da troca ao longo do tempo de equipamentos usados por outros novos e mais eficientes. No Caso COP21, um esforço adicional de 7%, portanto, é necessário para atingir a medida.

Cabe ressaltar que os 10% da iNDC se referem à oferta interna de energia, que além da carga própria do SIN inclui os sistemas isolados, a autoprodução e a geração distribuída. Nesse caso, será considerada a hipótese de que os 10% serão igualmente distribuídos entres esses componentes. Assim sendo, o efeito de 10% da eficiência energética se dará sobre a carga própria do SIN em 2030. A figura a seguir ilustra a carga própria do Caso Base, do Caso COP21 e um caso ilustrativo do que seria o mercado sem o componente tendencial da eficiência energética.

Figura 5.2 – Comparação entre demanda sem eficiência energética, Caso Base que considera 3% de eficiência energética e Caso COP21, com 10% de eficiência energética.

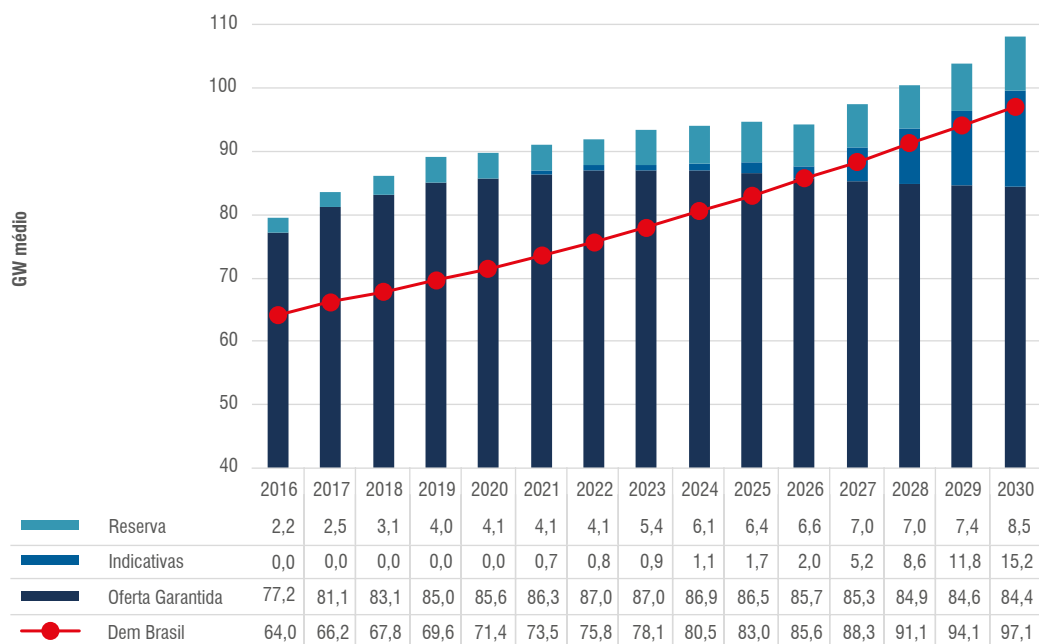


5.1 Balanço entre oferta e demanda de energia do SIN

A Figura 5.3 apresenta o balanço entre oferta e demanda, considerando as premissas para o cálculo da garantia física. Verifica-se que a sobreoferta existente no sistema para o horizonte de curto e médio prazos (até 2019) aumenta; resultado da baixa projeção de crescimento da demanda no horizonte 2016-2019 (maior EE) e da entrada de grandes projetos hidrelétricos já contratados.

No horizonte de mais longo prazo, a sobra tende a se manter em torno de 2% da demanda devido à premissa de que o mercado livre participa com apenas 50% de sua expansão, consumindo o restante em leilões de energia existente. O balanço apresentado a seguir indica uma necessidade de nova oferta a partir de 2021. Em resumo, haveria a necessidade de contratar em torno de 15 GW médios de garantia física para atender ao crescimento de demanda até 2030 (desconsiderando Belo Monte, Angra III e os projetos estruturantes, que no Caso Base são os projetos internacionais das UHEs do Peru e a UHE Garabi) em energia nova. Esse é, portanto, o espaço de oferta para novos investimentos.

Figura 5.3 – Balanço físico de oferta e demanda média anual (ofertas discriminadas).

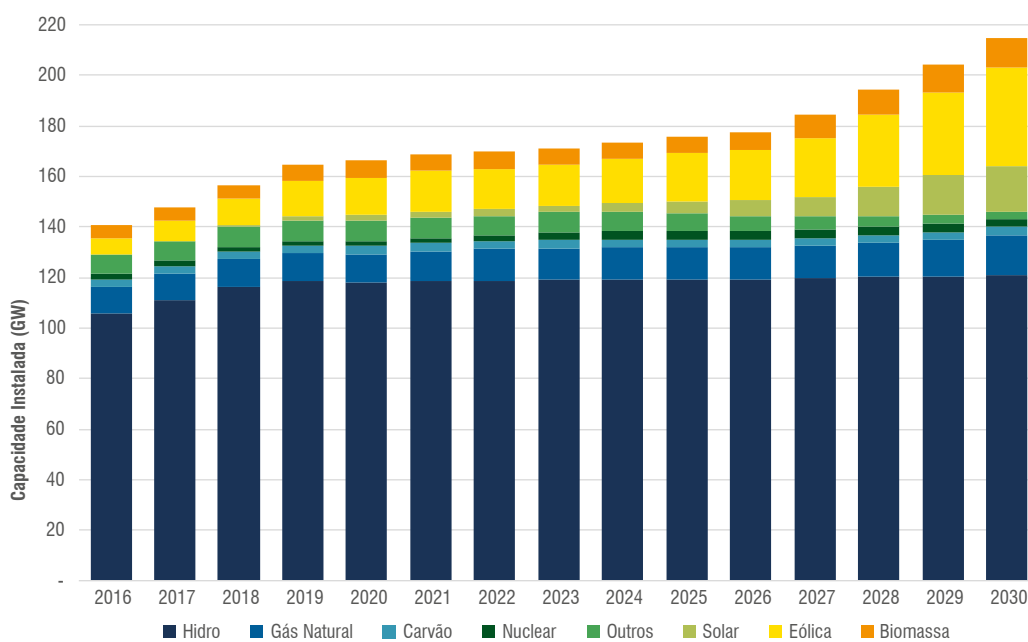


5.2 Participação das fontes

A Figura 5.4 mostra a oferta de energia em capacidade instalada discriminada para as diversas fontes³⁵. As ofertas podem estar além do potencial de mercado, mas estão dentro do potencial técnico para o horizonte de estudo. A capacidade instalada eólica se mostra crescente desde o início do horizonte e a solar começa a se sobressair no longo prazo. Observa-se também uma estagnação da capacidade instalada hidrelétrica e das fontes fósseis (como óleo diesel, óleo combustível e carvão).

³⁵ A classificação Outros inclui: projetos do Proinfra e gás de processo industrial, óleo combustível e óleo diesel.

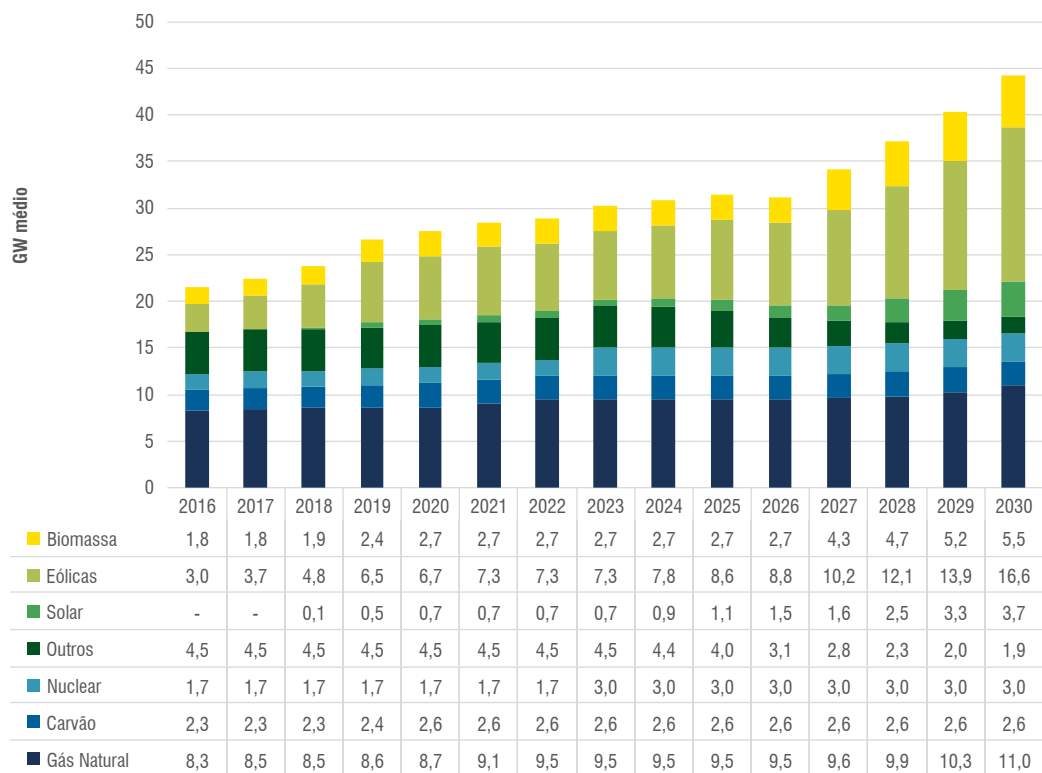
Figura 5.4 – Evolução da capacidade instalada por fonte.



5.3 Fontes não hidrelétricas

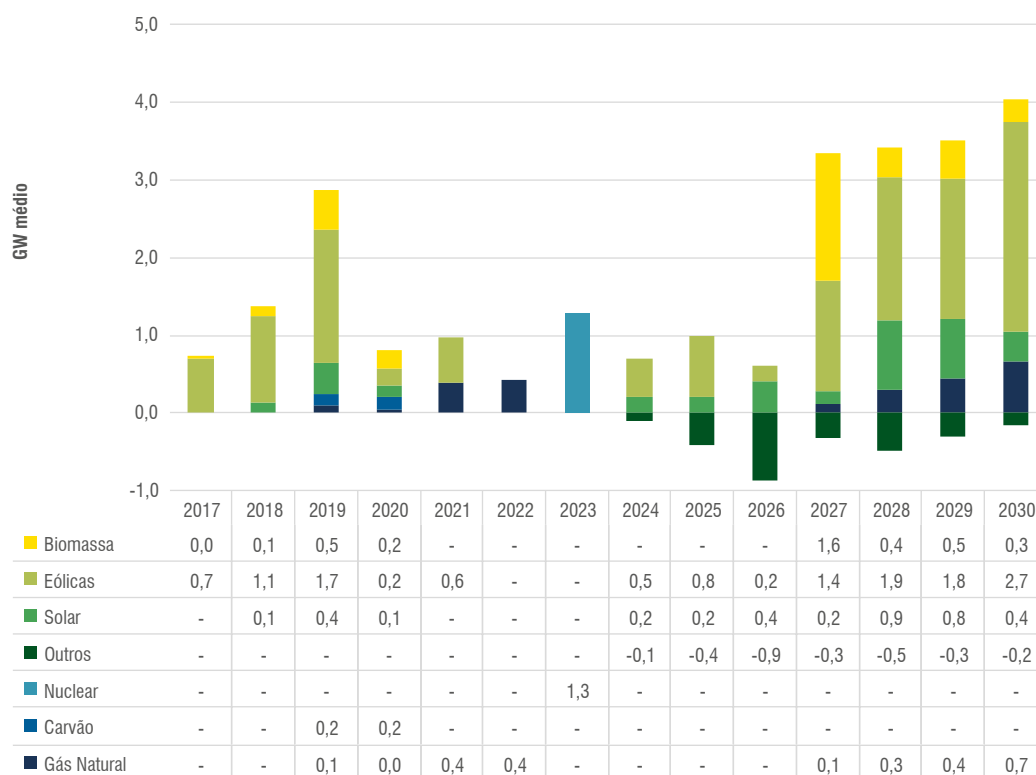
A Figura 5.5 apresenta a evolução da garantia física de cada fonte de geração não hidrelétrica. São notáveis os crescimentos das fontes eólica e solar no horizonte.

Figura 5.5 – Garantia física de cada fonte de geração não hidrelétrica.



A Figura 5.6 apresenta o incremento de garantia física por ano para cada fonte de geração não hidrelétrica (inclui energia de reserva). A redução da oferta de óleo diesel/combustível e outros a partir de 2024 deve-se ao descomissionamento das termelétricas contratadas nos leilões de energia nova desde 2005 e ao término dos contratos do Proinfa.

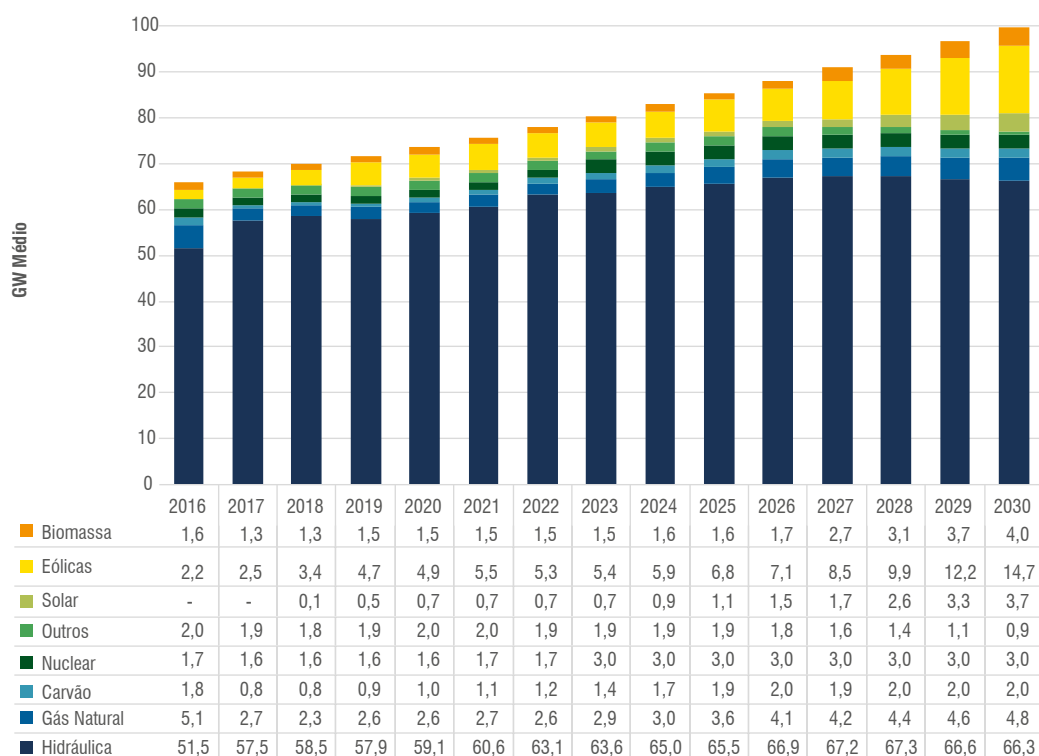
Figura 5.6 – Incremento de garantia física por ano para cada fonte de geração não hidrelétrica.



5.4 Resultados do caso COP 21

A Figura 5.7 apresenta a evolução da geração por fonte no horizonte 2026-2030.

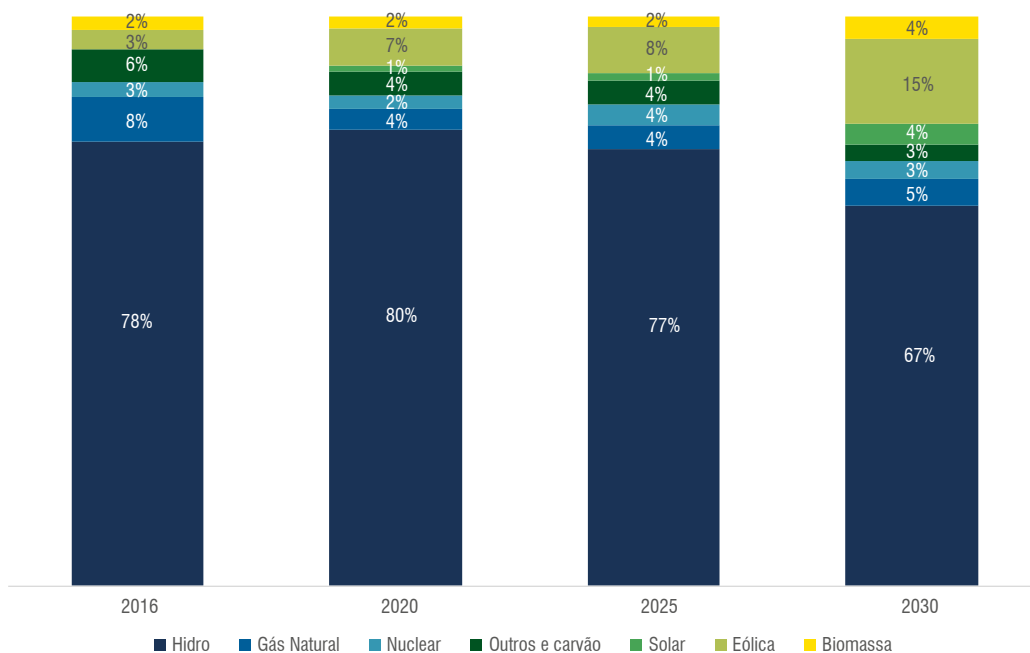
Figura 5.7 – Geração média anual por fonte para o Caso COP 21.



A Figura 5.8 mostra a participação relativa das fontes na geração. Grande destaque deve ser dado ao crescimento da fonte eólica, passando de 3% para 15% da geração do SIN. Em compensação, a geração hidrelétrica cai de quase 80% para 66%³⁶.

³⁶ Apesar de não ter sido considerado neste relatório a medida da participação de 66% da fonte hídrica na geração de eletricidade, pois não estava especificada na INDC, observa-se que é possível atingir esse valor no Caso COP 21.

Figura 5.8 – Porcentagem da geração total em anos selecionados – Caso COP 21.



As Figuras a seguir ilustram a geração média horária em 2030 para uma semana selecionada para janeiro e outra para outubro. O objetivo é ilustrar a variabilidade da produção por fonte pelo efeito da sazonalidade (período de cheia e seca). É possível destacar a variabilidade da geração eólica e o formato da geração solar (pico ao meio-dia e geração nula durante a noite). Outro ponto interessante é a sazonalidade da biomassa, cuja safra ocorre entre abril e novembro. Apesar de parecer que a geração termelétrica fica constante a maior parte do tempo, uma análise *por cenário* simulado na operação do SIN mostra uma geração térmica muito mais variável, servindo, portanto, para auxiliar a variação na geração eólica.

Figura 5.9 – Geração horária do SIN – Janeiro (07/01-13/01).

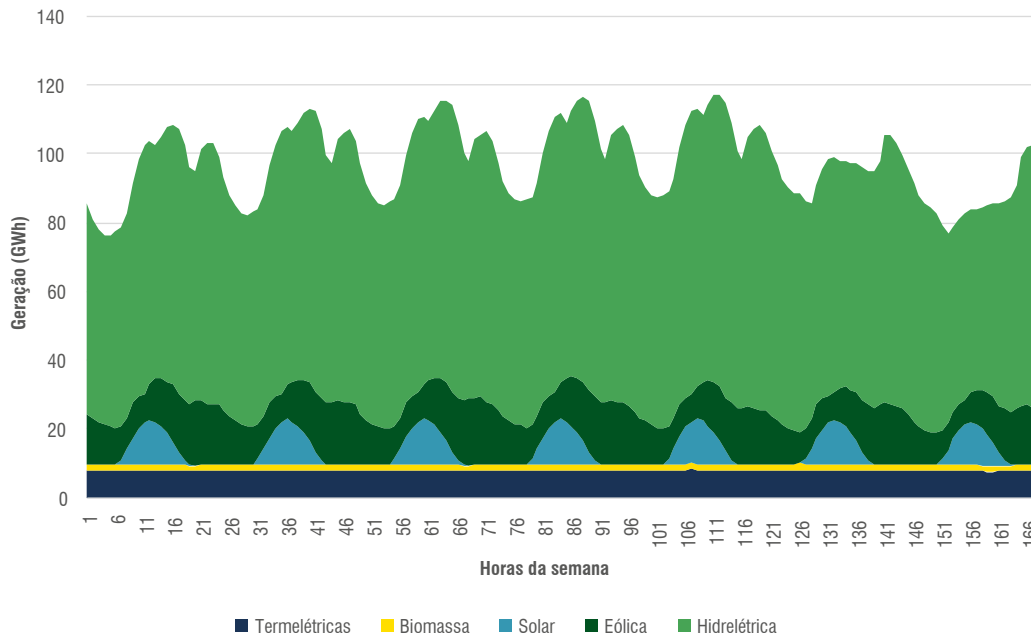
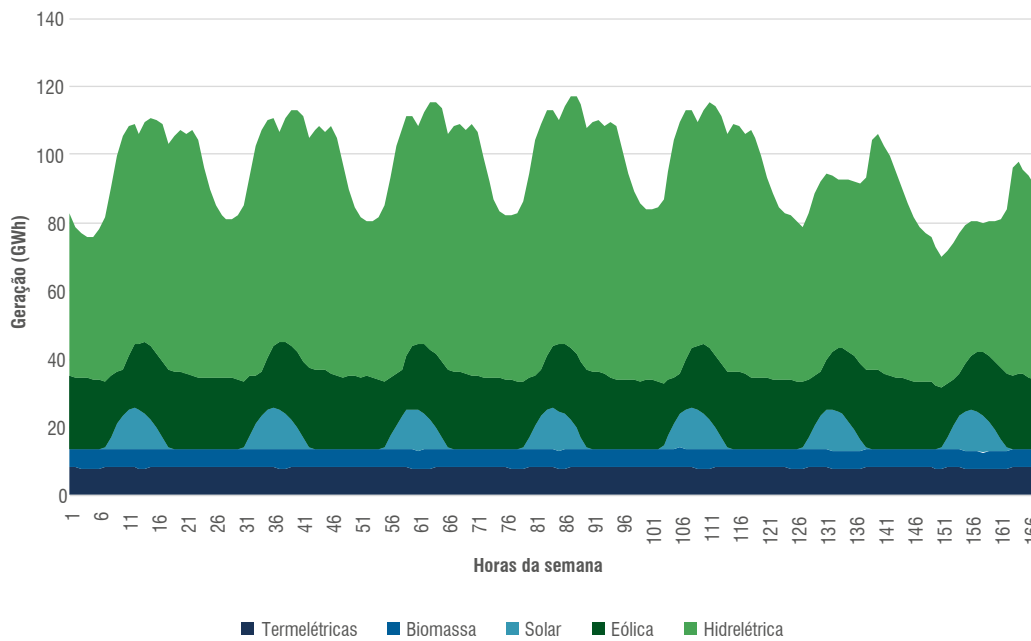


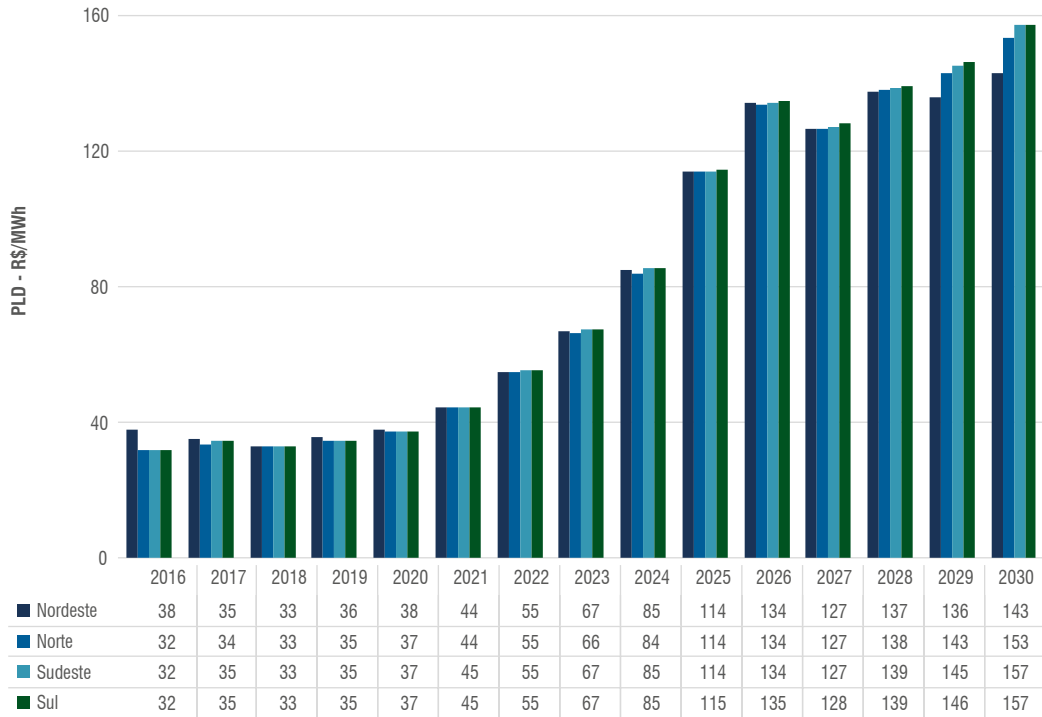
Figura 5.10 – Geração horária do SIN – Outubro (07/10 - 13/10).



A Figura 5.11 apresenta a evolução do PLD por subsistema ao longo do horizonte. Nesse caso, o aumento do PLD no final do horizonte é dado pelo aumento da reserva do sistema, que conta com 30% da capacidade de intercâmbio, 30% da oferta hídrica no sistema Nordeste e com o acréscimo de um grupo térmico a gás natural com capacidade instalada de 3

GW ao final do horizonte, com entrada em 2027. No total, a reserva girante soma 8 GW (vide seção 4.2 para maior esclarecimento nesse ponto).

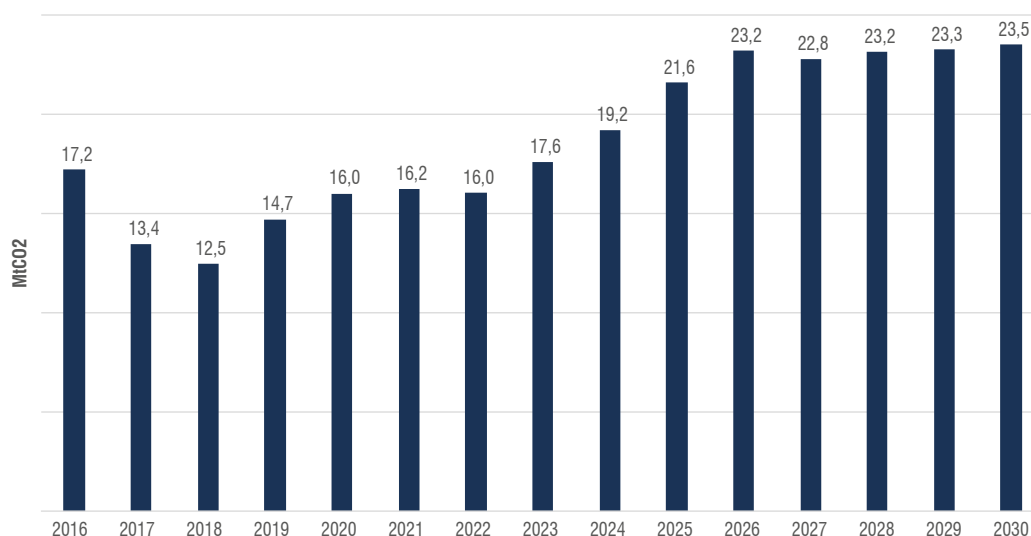
Figura 5.11 – Projeção de PLD para o Caso COP 21.



Para todos os subsistemas, o PLD começa estável e abaixo de 40 R\$/MWh no curto prazo, apresentando considerável elevação entre 2021 e 2026. Após pequena interrupção no crescimento em 2027, o PLD volta a crescer, até encontrar seu máximo em 2030, em torno de 150 R\$/MWh.

A Figura 5.12 apresenta a evolução média das emissões no horizonte de estudo.

Figura 5.12 – Emissões de CO₂ médias segundo caso COP 21.

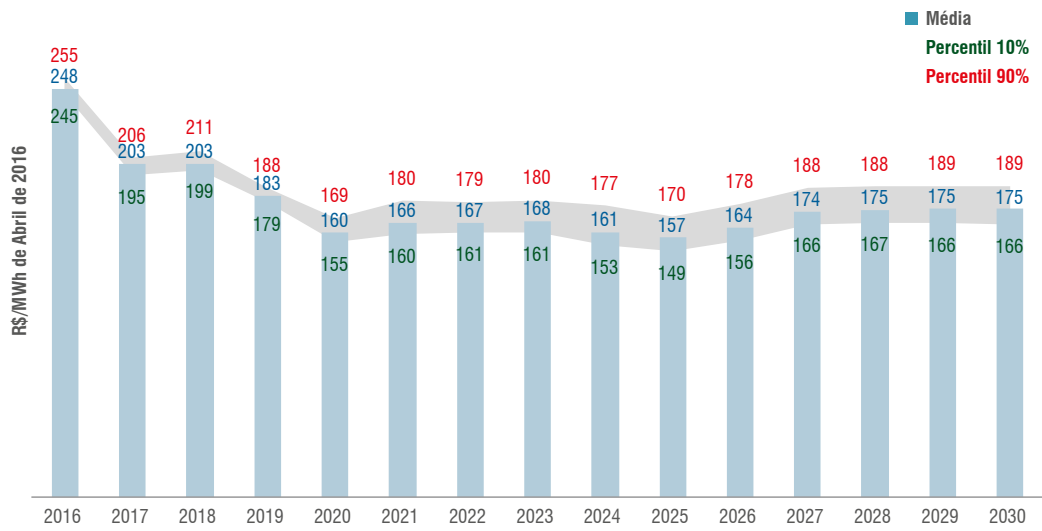


À semelhança do Caso Base, há uma considerável redução das emissões no curto prazo, seguida de aumento até 2026 e pequena queda em 2027. O pico é atingido em 2030, porém, seu valor é pouco maior que o atingido em 2026, resultado da grande participação de solar e eólica na geração do SIN no final do horizonte. As comparações entre esses dois cenários serão mais exploradas no Capítulo 6, em que também serão avaliados os impactos na operação do sistema.

5.5 Tarifas: caso COP 21

Da mesma forma como foi apresentado no Caso Base, a figura a seguir mostra a projeção das tarifas de energia para o Caso COP 21. O gráfico da Figura 5.13 também traz os valores médios e os associados aos percentis 10% e 90% da distribuição de probabilidades da TE. Percebe-se que o valor da TE cai ao longo do horizonte e se mantém estável no médio-longo prazo.

Figura 5.13 – Tarifa de energia média (amostra das 30 maiores distribuidoras) para o Caso COP 21.





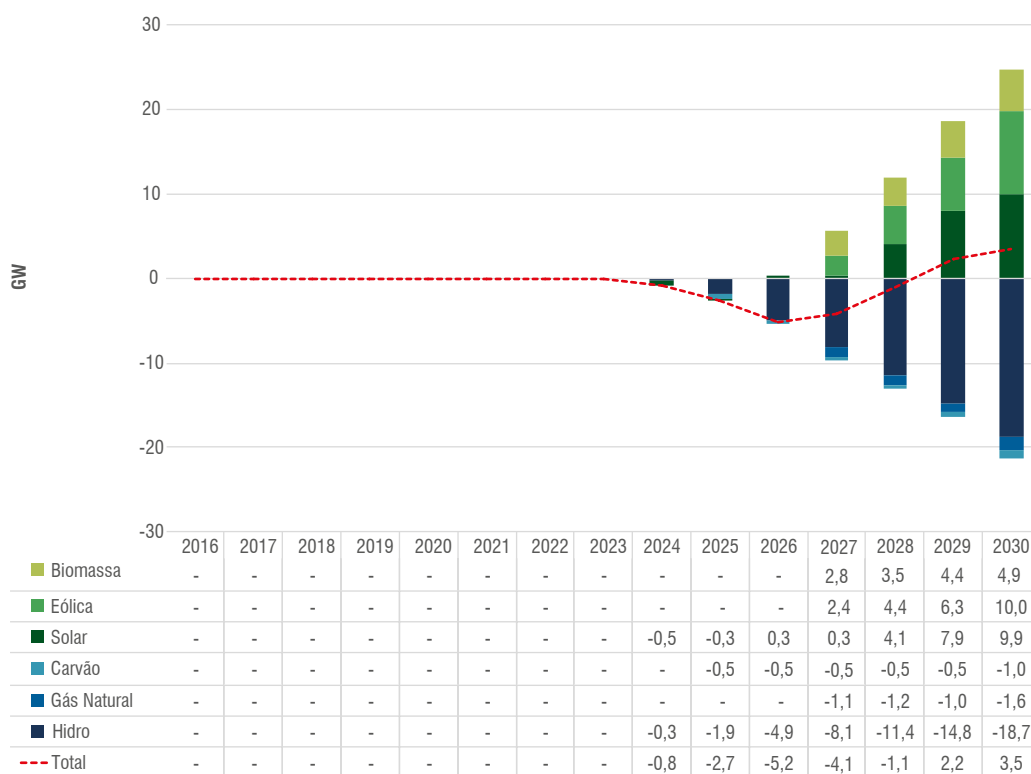
6 COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS: IMPACTOS PARA O SIN

A presente seção apresenta uma comparação entre os dois casos avaliados: (i) Caso Base, apresentado no Capítulo 4, e (ii) Caso COP 21, cujo plano de expansão foi elaborado de forma a atender aos compromissos da INDC brasileira para o setor de energia, apresentados no Capítulo 5. As comparações serão feitas em termos de composição do parque gerador, geração de energia, emissões e impactos econômicos.

6.1 Composição do parque gerador

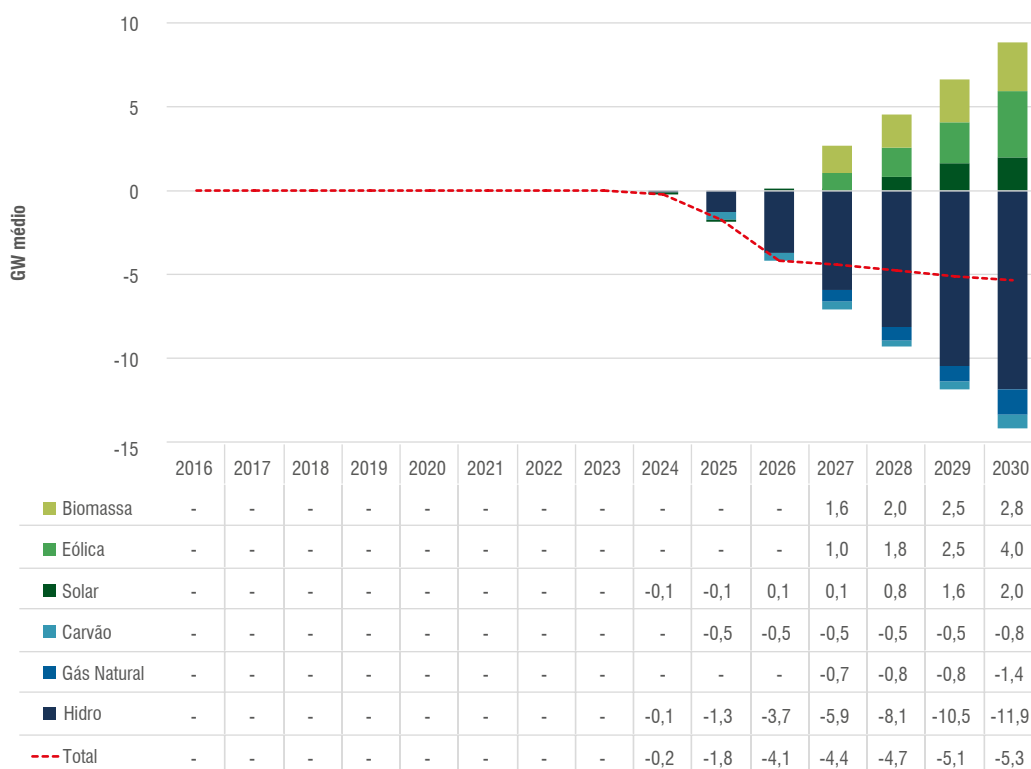
A Figura 6.1 compara a capacidade instalada do parque gerador por fonte. Até 2023, as capacidades instaladas propostas para os casos são iguais. Entre 2024 e 2027 há uma redução da capacidade instalada total. Isso se dá porque no Caso COP 21 há menor demanda (efeito da maior eficiência energética), que reduz a oferta. Finalmente, a partir de 2028, observa-se um importante acréscimo de oferta renovável não hídrica, que tem menor fator de capacidade (especialmente a solar, com cerca de 20%). Assim, a capacidade instalada total (linha pontilhada vermelha) é nominalmente maior ao final do horizonte, apesar de a garantia física total ser menor (vide Figura 6.2) pelo efeito de redução de mercado.

Figura 6.1 – Variação entre capacidade instalada: COP 21 – Base.



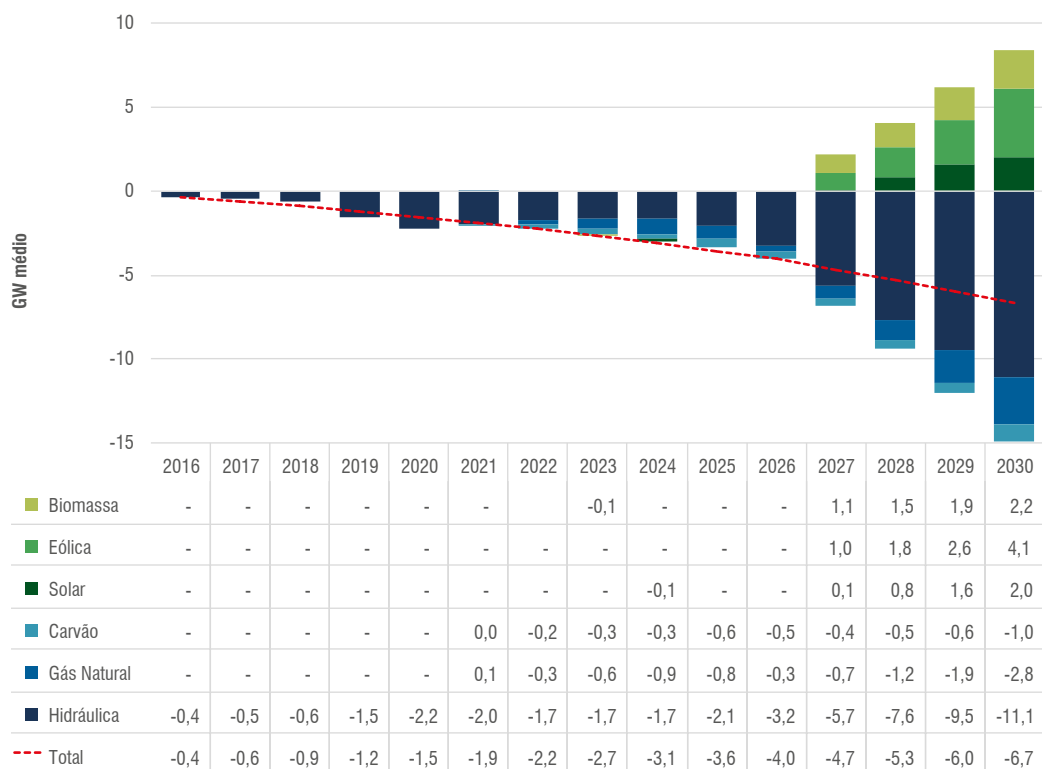
No caso da fonte eólica, por exemplo, 4 GW médios entraram na matriz em 2030 para atingir a medida. Esse montante é mais do que toda a GF adicionada no ano de 2016 para essa fonte. No caso solar, o valor agregado de 2 GW médios é ainda mais expressivo, pois em 2016 a GF existente no SIN é inexpressiva. Para biomassa, a expansão adotada foi mais conservadora, mesmo no Caso COP 21. A NT da EPE estimou uma capacidade instalada de 28 GW para biomassa, cinco vezes mais que os 5,5 GW previstos no Caso COP 21.

Figura 6.2 – Variação de Garantia Física: COP 21 – Base.



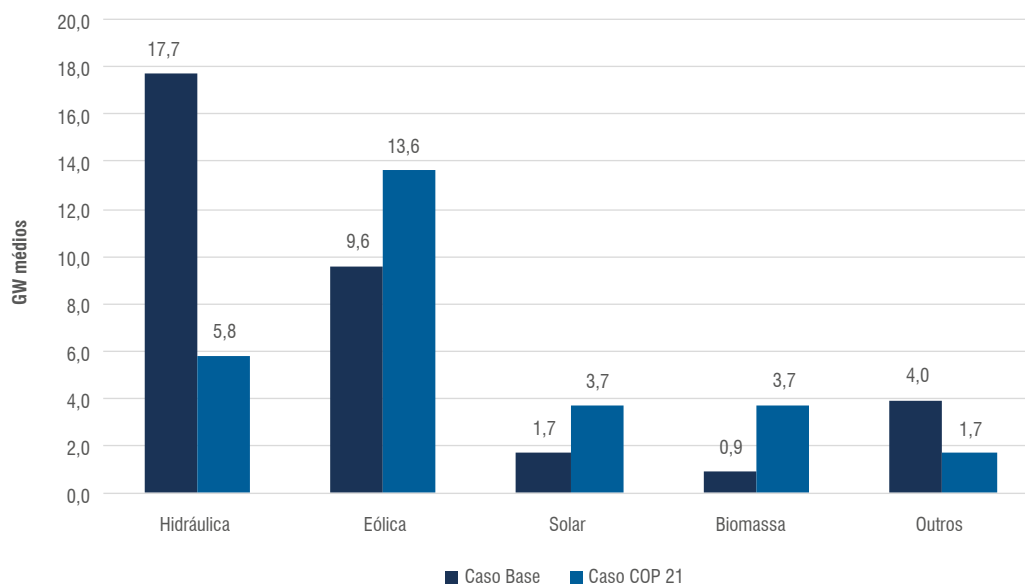
A Figura 6.3 apresenta a variação de geração média anual por fonte. A redução da produção deve-se à menor demanda por conta da premissa de eficiência energética, de forma a atingir 10% em 2030. Cabe destacar que no Caso Base foi adotada a hipótese de 3% em 2030, ou seja, já é incorporada nesse caso uma trajetória tendencial de eficiência energética, em grande parte relacionada à troca de equipamentos obsoletos por outros novos, mais eficientes. Observa-se ainda queda na geração hidrelétrica do Caso COP 21 em comparação ao Caso Base. Esse efeito se dá em parte por causa da redução da demanda, que deve ser acompanhada por uma redução da oferta hidrelétrica e aumento relativo da capacidade instalada eólica, solar e de biomassa.

Figura 6.3 – Variação entre produção de energia por fonte: COP 21 – Base.



Como estabelecido pela INDC, a participação das renováveis não hídricas alcança a medida de 23% em 2030 no Caso COP 21 (15% de eólica, 4% de biomassa e 4% de solar). Isso se dá especialmente pela queda de 6,3 p.p na participação hídrica, aumento de 2,1 p.p na geração solar, 4,8 p.p na geração eólica e 2,4 p.p na geração advinda de biomassa. Em termos de garantia física, é possível ver que o Caso COP 21 tem um acréscimo bem maior (de 2016 para 2030) para as fontes eólica, solar e biomassa e um acréscimo inferior para a energia hidrúlica e outras fontes (essencialmente térmicas) em relação ao Caso Base.

Figura 6.4 – Acréscimo em GF por fontes entre 2016 e 2030: Caso Base x Caso COP 21.



Observa-se que a participação térmica varia pouco, mas há uma substituição de hidrelétricas por outras fontes renováveis, não hidrelétricas. Como consequência, os seguintes projetos deixariam de iniciar a operação até 2030 (horizonte da análise):

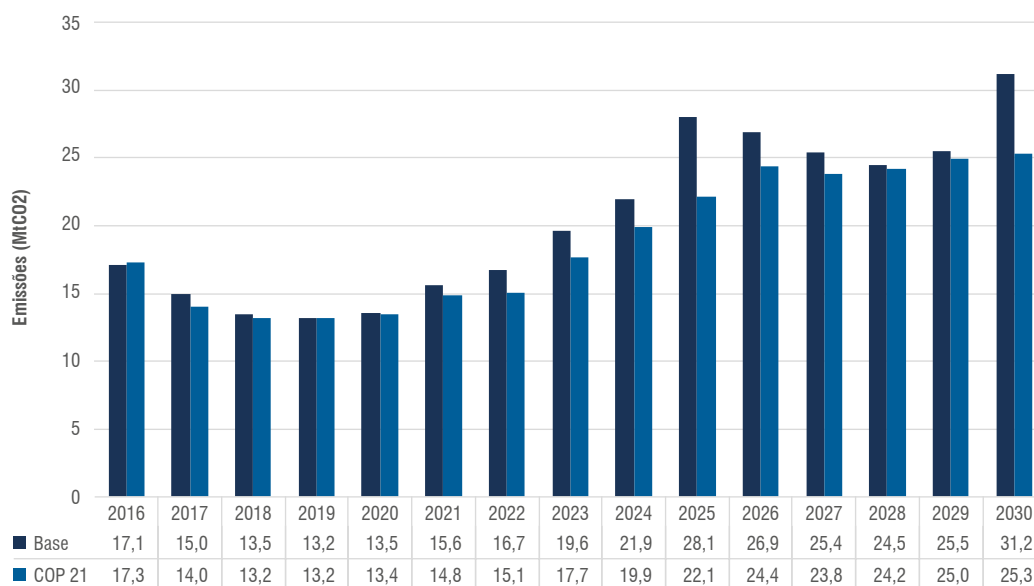
- | | |
|------------------------------------|----------------------------------|
| UHE São Luiz do Tapajós (8.040 MW) | UHE Formoso (300 MW) |
| UHE São Simão Alto (3.509 MW) | UHE Pai Querê (292 MW) |
| Jatobá (2.338 MW) | Jardim de Ouro (227 MW) |
| UHE Marabá (1.850 MW) | UHE Cachoeira (219 MW) |
| UHE Serra Quebrada (1.328 MW) | UHE Ribeiro Gonçalves (113 MW) |
| UHE Jamanxim (881 MW) | UHE Castelhana (64 MW) |
| UHE Itapiranga (725 MW) | UHE Cachoeira dos Patos (528 MW) |
| UHE Água Limpa (320 MW) | |

Como visto, exceto pela oferta hidrelétrica já contratada (que entra em operação no início do horizonte), a consequência direta da INDC brasileira caso seguida à risca é retirar o espaço para contratação de novas hidrelétricas da matriz elétrica brasileira até 2030.

6.2 Emissões

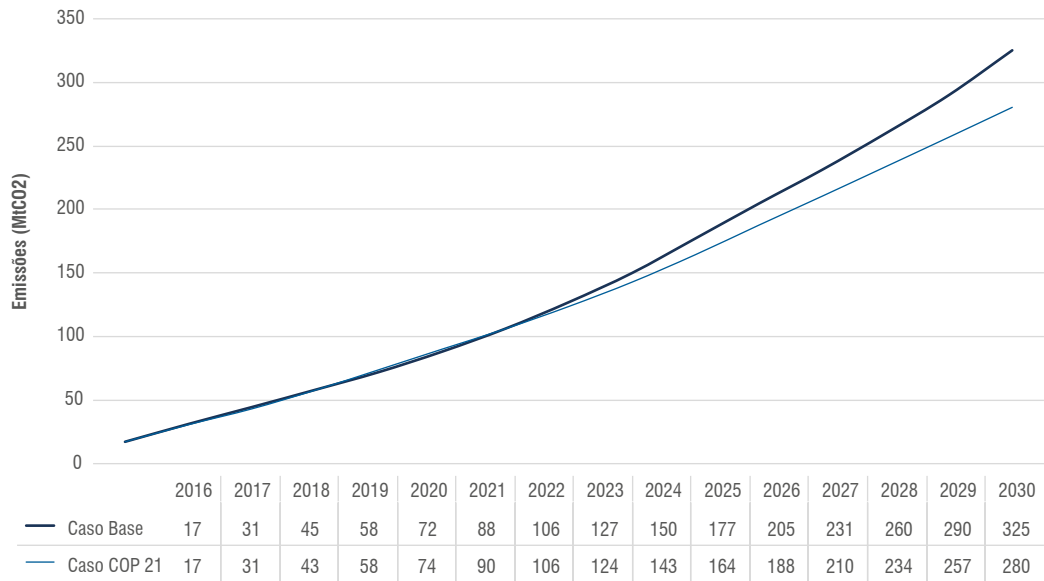
A Figura 6.5 apresenta a comparação entre as emissões de CO₂ em ambos os casos. Apesar da similaridade no curto e no médio prazo, essas emissões divergem mais marcadamente no longo prazo. As emissões médias no Caso Base são quase 50% maiores em 2030 que no Caso COP 21.

Figura 6.5 – Comparativo entre emissões nos casos simulados.



A figura a seguir compara as emissões acumuladas no período 2016-2030 para o Caso Base e o COP 21. Percebe-se uma diferença de 45 MtCO₂ ao final do período. Como referência, isso corresponde a 9% do total de emissões do setor energético em 2014 (480 MtCO₂), ou 2% do total das emissões totais do país em 2014 (cerca de 1800 MtCO₂).

Figura 6.6 – Comparação das emissões acumuladas no período.

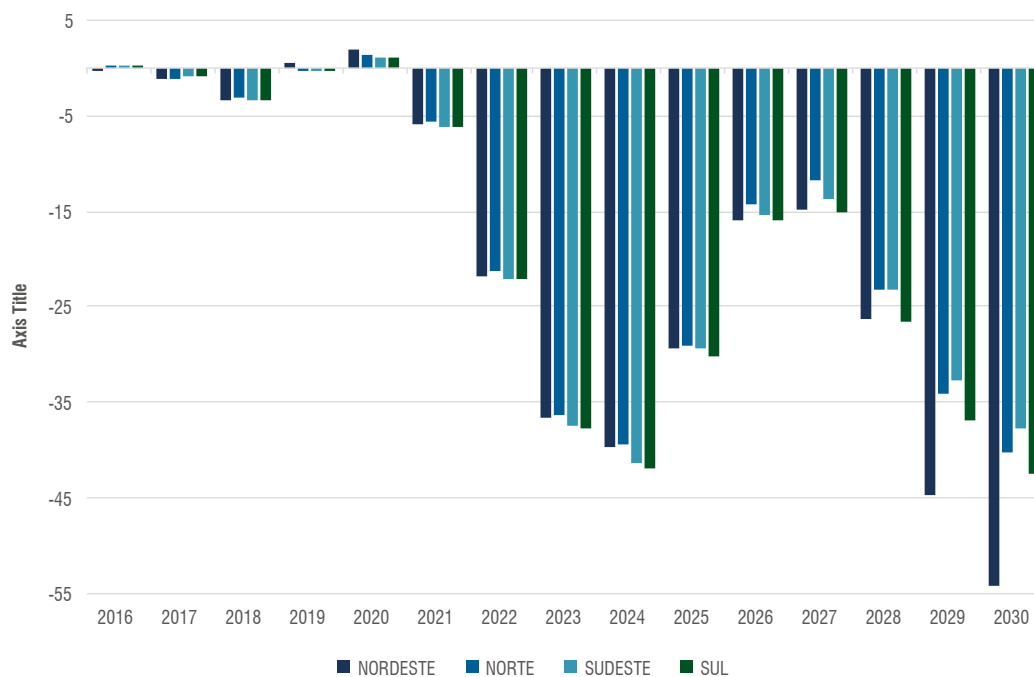


6.3 PLD

A figura a seguir apresenta a evolução da variação entre os PLDs dos cenários Base e COP 21 (Figura 6.7). Praticamente não há variação no início do horizonte, no entanto, a diferença entre os dois casos é crescente de 2021 a 2024; como não há variação da oferta, esse resultado pode ser atribuído à menor demanda. A partir de 2025, essa diferença se torna menor, atingindo 15 R\$/MWh em 2026-2027. Essa redução da diferença do PLD decorre da expansão hidrelétrica no Caso Base que o torna, portanto, mais barato nesse período.

Em 2027 começam a entrar as térmicas a GN usadas como reserva girante para os dois casos. A saber, entram um total de 3 GW em 2030 para o Caso COP 21 e 1 GW em 2030 para o Caso Base. Após 2027, passa a se ter uma expansão renovável, sobretudo eólica, mais forte no Caso COP 21 (sendo desconsiderada a expansão hidrelétrica), com CVU nulo. Desse modo, a diferença do PLD dos dois casos volta a ampliar.

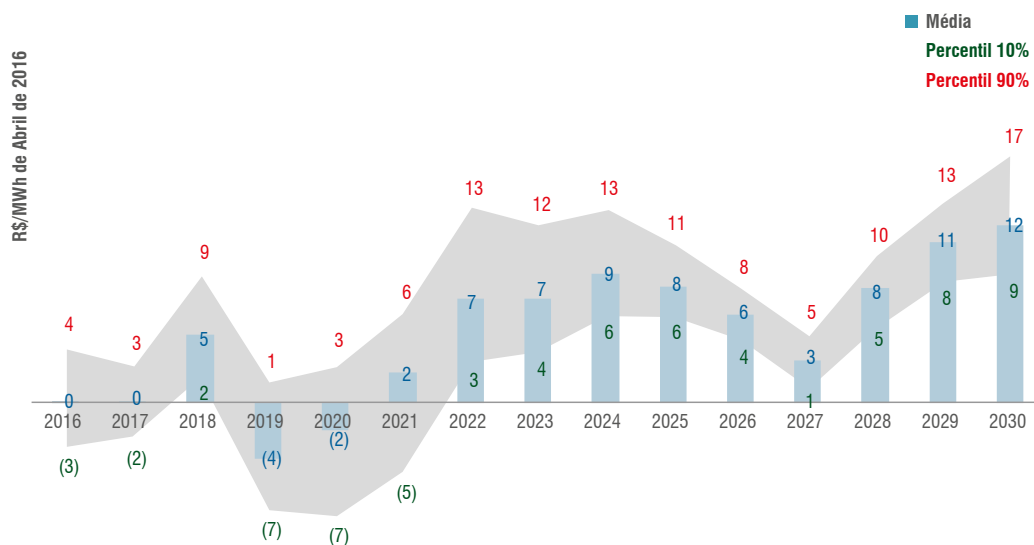
Figura 6.7 – Variação de PLD: COP 21 – Base.



6.4 Tarifas de energia

A Figura 6.8 apresenta gráfico com diferença entre as tarifas projetadas para os dois casos.

Figura 6.8 – Comparação das tarifas de energia: Base - COP 21.



O perfil variável das diferenças apresentadas na Figura 6.8 é fruto de efeitos decorrentes das alterações feitas para a confecção do Caso COP 21, que podem atuar em sentidos opostos, mas que, quando somados, têm levado a TE menores:

- 1) Apesar de ter mais fontes intermitentes e, portanto, maior necessidade para reserva operativa, a menor demanda de energia constante do Caso COP 21 acarreta menor necessidade de geração termelétrica para atendimento da carga, o que reduz os gastos: (i) com combustíveis (que entram na formação da tarifa de energia através dos custos dos contratos por disponibilidade); (ii) com ressarcimento do despacho termelétrico fora da ordem de mérito (que forma o Encargo de Serviços do Sistema); e (iii) com o pagamento de bandeiras tarifárias (uma vez que sua probabilidade de acionamento fica reduzida). Por outro lado, o despacho termelétrico menor somado à necessidade de atendimento aos contratos por disponibilidade firmados também gera maiores compras na CCEE pelas distribuidoras. Ainda assim, como veremos em seguida, há outro fator que alivia os gastos percebidos.
- 2) Até como uma consequência do menor despacho termelétrico, os preços no mercado de curto prazo (PLDs) sofrem reduções do Caso Base para o Caso COP 21. A redução do PLD: (i) alivia os gastos das transações na CCEE (que entram parte na formação da Tarifa de Energia através dos custos dos contratos por disponibilidade, e parte nos gastos a serem cobertos pelas bandeiras tarifárias acionadas); e (ii) reduz a expectativa de preços para a renovação da energia existente. Por outro lado, o custo do Encargo de Energia de Reserva (EER) está inversamente correlacionado com o PLD, logo reduções no último geram maiores gastos com o EER.
- 3) Por fim, o aumento da premissa de eficiência energética e a consequente redução da demanda diminuem a necessidade de contratação de nova oferta no Caso COP 21. Esse efeito, aliado ao menor custo médio da energia nova neste caso (207 R\$/MWh, contra os 216 R\$/MWh do Caso Base – vide capítulo 12)

contribuem para a redução relativa das tarifas de energia em um horizonte de médio/longo prazo com respeito ao Caso Base.

6.5 Custos

Os custos totais dos casos estudados nos capítulos anteriores são avaliados, tanto em termos de investimentos (em nova oferta ou redução de consumo, via eficiência energética) como operativos (despacho térmico e custos de déficit). Nesse particular, o Caso COP 21 se diferencia qualitativamente do Caso Base pelas seguintes condições (ver Figura 6.9):

- Menor necessidade de expansão da geração, em termos de garantia física de suprimento decorrente do aumento da eficiência energética (10% do consumo em 2030, contra 3% admitidos no Caso Base), que trazem como consequência maior necessidade de investimentos em eficiência energética. A referência utilizada é o estudo elaborado para o CEBDS, que estimou o custo dessa alternativa em R\$ 99 por MWh economizado. Trata-se de uma opção competitiva quando comparada às alternativas de investimento em nova oferta.
- Maior participação de fontes renováveis não hídricas, que possuem maior custo nivelado de produção que as hidrelétricas. Essa penetração de fontes não despacháveis (intermitentes) aumenta a necessidade de alocação de reservas operativas entre usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, cujas externalidades são mensuradas pelo SDDP (modelo utilizado para simular a operação do SIN para cada plano de investimentos avaliado).

Figura 6.9 – Diagrama dos custos adicionais a serem considerados.



Com o objetivo de avaliar os custos adicionais dos dois casos, foram inicialmente calculados os custos de investimento, a partir das premissas apresentadas na seguinte tabela, a qual contempla o investimento anual por fonte.

Tabela 6.1 – Premissas adotadas para calcular os investimentos anuais de expansão por fonte

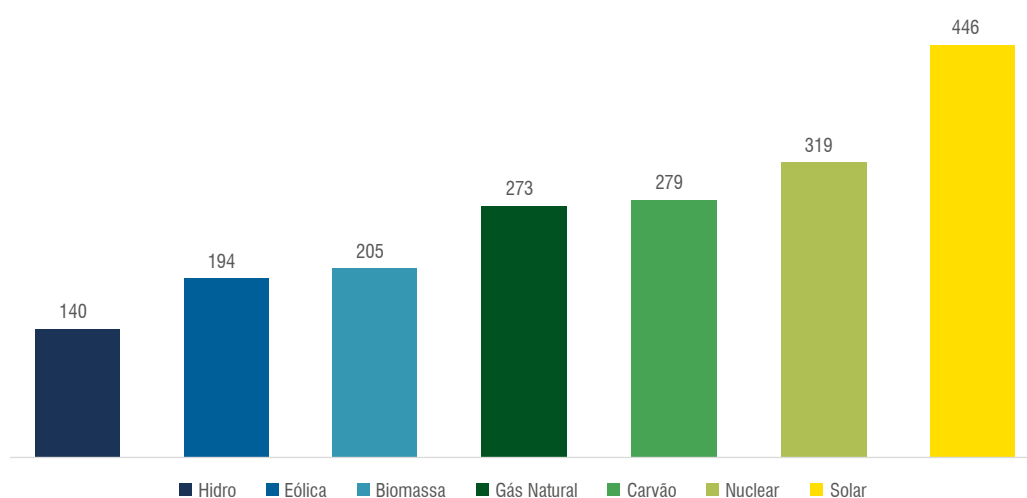
2016	Hidro	Biomassa	Gás Natural	Eólica	Carvão	Nuclear	Solar	Outras térmicas
CAPEX	4500	5500	3300	5000	7150	16500	5000	3300
TUST (R\$/kW/mês)	6,5	4,5	5,0	5,0	6,0	4,5	4,5	5,0
O&M Fixo (R\$/kW/ano)	12	85	35	65	45	65	50	35
Duração contrato (anos)	30	20	20	20	30	30	20	20
Fator de Capacidade (%)	0,55	0,50	0,5	0,48	0,5	0,8	0,2	0,5
Construção (anos)	5	3	3	2	5	5	1	3
CVU (R\$/kWh)	0,005	0,005	0,15	0,005	0,05	0,01	0,005	0,15
Investimento (R\$/kW/ano)	649	875	537	794	1005	2167	773	537
LCOE (R\$/kWh)	0,14	0,20	0,27	0,19	0,28	0,32	0,45	0,27

A Figura 6.10 ilustra os custos nivelados (valores da LCOE na tabela) para as demais fontes, consideradas na expansão da matriz elétrica para 2030. Cabe destacar que os valores apresentados não podem ser comparados às referências de preços de energia resultantes dos

certames para contratação de energia nova ou energia de reserva. Estes resultam de mecanismos regulatórios, condições de financiamento, impostos, estrutura fiscal e outros. Uma discussão mais detalhada sobre os mecanismos de incentivos às fontes renováveis não convencionais é apresentada no capítulo 7.

Outra ressalva que se faz da figura é que o custo nivelado não pode ser interpretado de forma unidimensional (i.e. a melhor opção é investir tudo na fonte de menor custo nivelado, ou na segunda opção etc.). A razão, como é para o atendimento do mercado, é que as fontes apresentam características complementares, sendo necessário enxergar o “conjunto da obra”, considerando diversos aspectos, como complementaridade das fontes, despachabilidade, localização, limites de intercâmbio de energia, sazonalidade e correlação entre estas. Assim, se faz necessária a utilização de modelo para a simulação da operação energética do SIN, de modo que os detalhes operativos sejam considerados.

Figura 6.10 – Custo nivelado para as diferentes fontes (R\$/MWh).



De toda forma, é possível destacar a competitividade das fontes hidrelétrica, eólica e biomassa. Atualmente, o custo da geração solar ainda supera o custo da nuclear, o que deve encarecer o Caso COP 21, uma vez que é considerado um forte incremento na participação dessa fonte.

É preciso ainda considerar o custo da eficiência energética, uma vez que a redução da demanda contribui para menores custos, podendo induzir a uma interpretação errônea em relação à economicidade do Caso COP 21.

Para verificar esse ponto, interpretou-se a eficiência energética como uma nova fonte, sendo adotado o valor de R\$ 99/MWh. Esse valor foi calculado no estudo desenvolvido para o CEBDS (apresentado na Seção 3.8).

Finalmente, devem também ser contabilizados os custos operativos do sistema que se somam aos custos de déficit para se obter o custo total operativo do SIN.

As figuras a seguir desagregam os custos totais para cada caso. Destaca-se que o Caso COP 21 tem uma proporção alta de custos operativos e de investimento, enquanto a proporção de custos operativos do Caso Base é predominante.

Figura 6.11 – Custos totais desagregados: Caso COP 21.

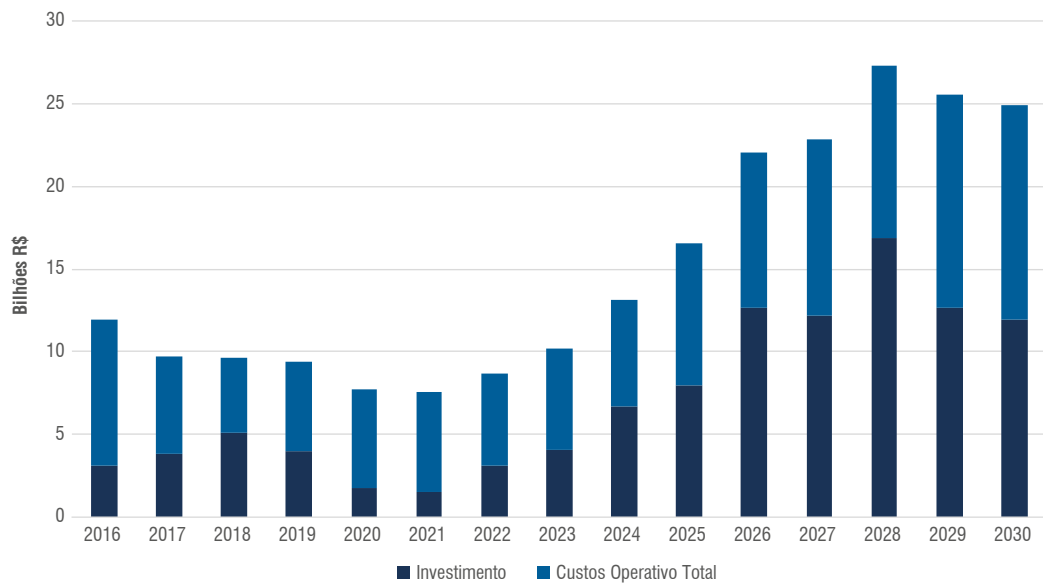
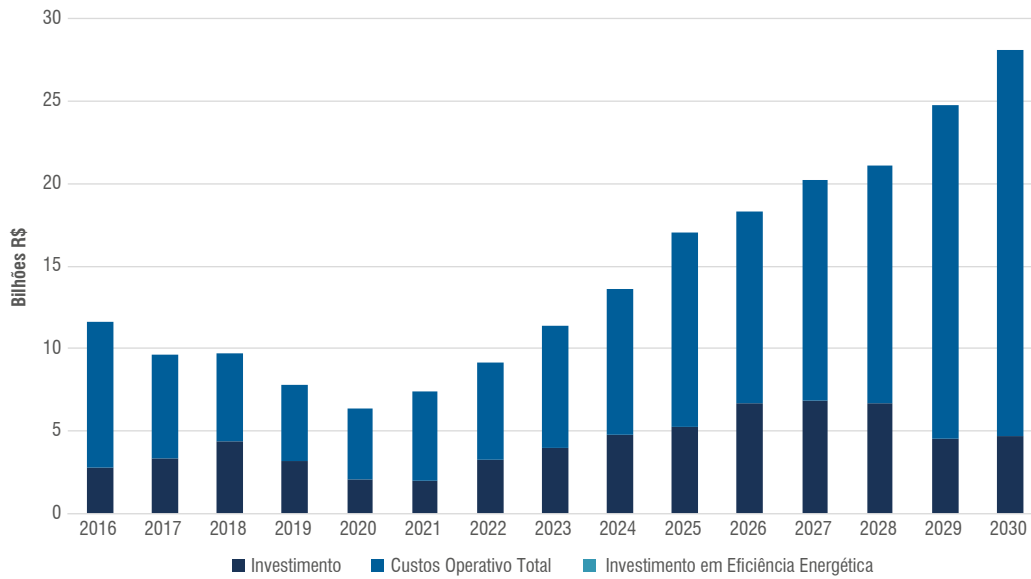
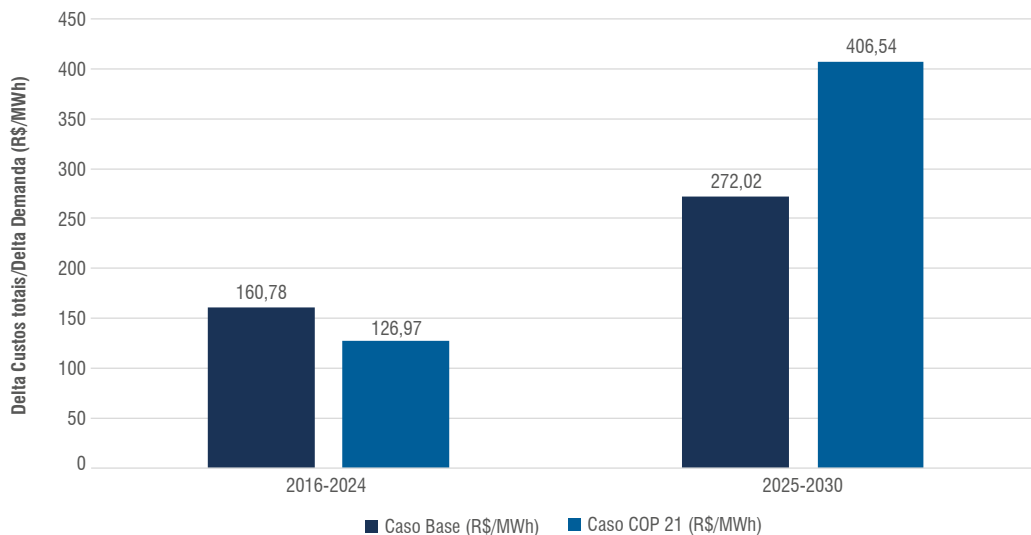


Figura 6.12 – Custos totais desagregados: Caso Base.



Uma análise completa é feita na Figura 6.13, onde são avaliadas as diferenças dos custos totais sobre a diferença da demanda para os períodos 2016-2024 e 2025-2030. Esses períodos foram selecionados em função da expansão dos dois casos. Como é ilustrado na figura, o Caso COP 21 tem um custo por MWh maior que o Caso Base para o período 2025-2030. Isso se dá principalmente pelo alto custo em investimento na expansão das fontes e pelas externalidades, que, por exemplo, levam à contratação de geração térmica flexível no Nordeste para atender aos requisitos de reserva operativa.

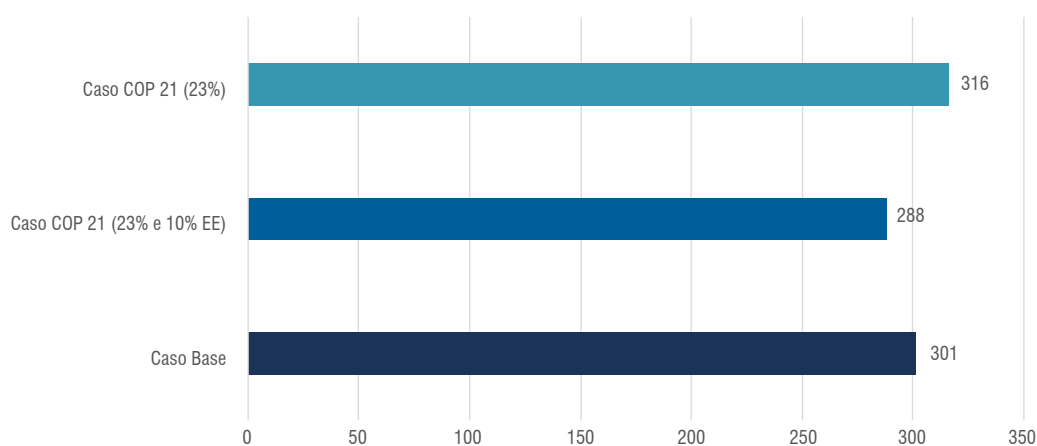
Figura 6.13 – Comparação variação de custos por variação de demanda: Caso Base x Caso COP 21.



A Figura 6.14 compara os custos totais de cada caso no horizonte 2016-20130 trazidos a valor presente à taxa de 12% ao ano (juros reais). Os valores estão expressos em bilhões de reais.

Neste exercício, fez-se uma sensibilidade do Caso COP 21 retirando-se a medida de eficiência energética de 10% no final do horizonte para separar o efeito dessa medida daquela referente à participação de 23% de fontes renováveis não convencionais na matriz elétrica em 2030. Para compensar a diferença de demanda dos dois casos, foi utilizado o Custo Marginal de Expansão (CME) 193 R\$/MWh (EPE, 2016e).

Figura 6.14 – Valor presente dos custos totais: Caso Base x Caso COP 21 com/sem EE (R\$ bi).



A figura mostra que o plano de expansão elaborado de forma a atingir os 23% renováveis (não hidrelétricos) na matriz *para a mesma demanda* (i.e. sem a premissa do incremento de eficiência energética) resultaria em valor presente 5,0% maior que o do Caso Base. Entretanto, ao incorporar a eficiência energética, o Caso COP 21 torna-se 4,3% mais econômico que o Caso Base, novamente em termos de valor presente. Como apresentado na Seção 3.8, eficiência energética é uma opção bastante competitiva, que deveria ter maior peso no planejamento setorial. Seu efeito, e não o acréscimo de renováveis não hidrelétricas, é o maior responsável pelo bom desempenho econômico do Caso COP21.

A seguir, serão apresentados os mecanismos de incentivo às fontes renováveis, que permitem alterar a relação dos custos observados nessa seção.

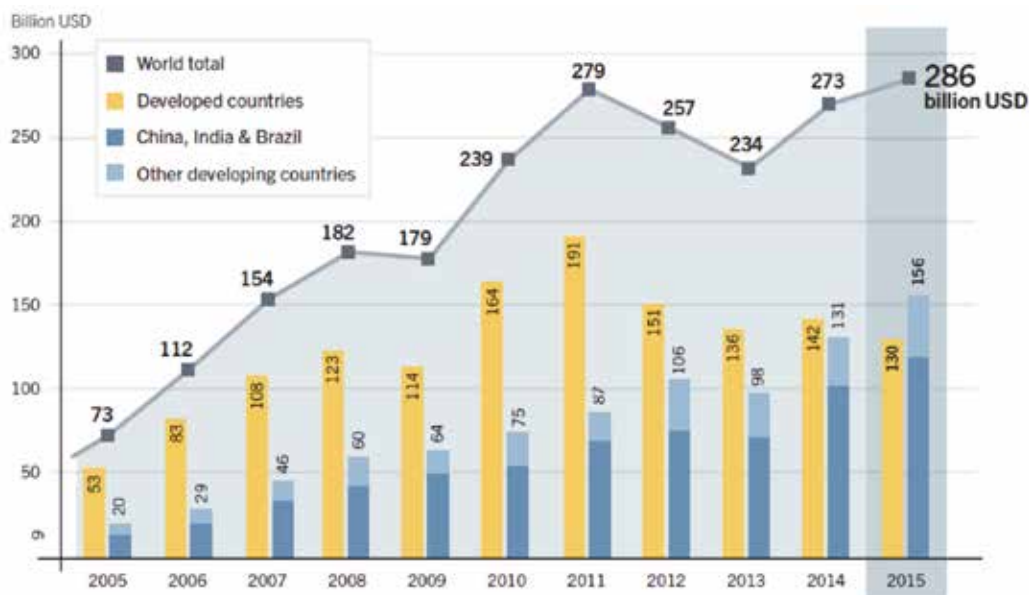


7 MECANISMOS DE APOIO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS

Em 2015, o investimento global em renováveis atingiu o nível recorde de US\$ 286 bilhões, apesar da queda dos preços dos combustíveis fósseis. A força do dólar americano, o enfraquecimento contínuo da economia europeia e as quedas de preços unitários projetadas para as fontes eólica e solar fotovoltaica contribuíram para esse feito.

Pelo sexto ano consecutivo, as renováveis ultrapassaram as fontes fósseis em investimento líquido em adição de capacidade instalada. Pela primeira vez, o investimento em renováveis (excluindo grandes hidrelétricas) em países em desenvolvimento superou o investimento em economias desenvolvidas (Figura 7.1).

Figura 7.1 – Investimento global em renováveis.



Fonte: REN21, 2016.

Novos veículos de investimento – incluindo *green bonds*, *crowdfunding* e *yieldcos* – ampliaram-se ao longo do ano. Os financiamentos clássicos (as estruturas de securitização) continuaram a se mover para mercados de países em desenvolvimento. As empresas, especialmente as de solar fotovoltaica, e investidores buscaram maior rentabilidade de projetos, aceitando maior grau de exposição a risco (REN21, 2016).

No entanto, os investimentos globais em fontes renováveis diminuiram 23% no primeiro semestre de 2016 em comparação com o mesmo período de 2015, somando US\$ 116,4 bilhões. Parte dessa queda é um resultado da redução dos investimentos feitos pela China, 34% menores (equivalente a US\$ 33,7 bilhões) que os investimentos feitos no primeiro semestre de 2015 (NEVES, 2016c).

Mudanças no mercado fotovoltaico também explicam a trajetória de queda dos investimentos globais acumulados neste ano. Os custos de equipamentos e de construção de projetos baratearam em muitos países. A queda está relacionada a uma participação maior de usinas com *Capex* menor que os sistemas residenciais/comerciais. As perspectivas de investimentos para o segundo semestre são incertas, especialmente após a saída do Reino Unido da União Europeia.

No Brasil, o cenário é mais favorável: o investimento em energias renováveis, incluindo biocombustíveis, cresceu 36% no primeiro semestre de 2016, totalizando US\$ 3,7 bilhões.

A energia renovável de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), biomassa, eólica, solar e de cogeração qualificada têm desempenhado um papel ativo no setor elétrico brasileiro e desfrutado de mecanismos de incentivo que representam vantagem competitiva com relação às fontes de geração convencionais. Alguns desses incentivos são *pouco transparentes*, o que torna mais complexa a discussão sobre *competitividade real* dessas fontes.

Outra questão relevante diz respeito à manutenção da política de incentivos para fontes que, a rigor, já seriam competitivas, como é o caso da geração eólica. Soma-se a isso a ocorrência de subsídios cruzados, que acontece quando a diferença entre o preço praticado para uma fonte e o custo é arcada por outros agentes do mesmo mercado.

Essa seção apresenta em conjunto os incentivos mais difundidos para as fontes renováveis não convencionais e os meios mais eficazes de incentivar essas fontes, além de definir uma agenda de ações que visa aumentar a participação das fontes renováveis não hídricas.

7.1 Diferentes incentivos

Inicialmente, cabe destacar que o processo de desenvolvimento de um projeto de energia renovável de pequeno porte tende a ser mais simples que o desenvolvimento de um projeto convencional. Projetos de energia eólica e de biomassa não precisam de concessões outorgadas pelo governo (como hidrelétricas regulares), mas apenas autorizações por um período de 35 anos. Essas autorizações, por sua vez, podem ser obtidas através de um processo de desenvolvimento descentralizado do projeto, feito pelo grupo empresarial interessado. Há também menor complexidade no licenciamento ambiental dos projetos com relação às grandes hidrelétricas.

De forma geral, o licenciamento das PCHs, entre as fontes renováveis, tende a ser mais complicado, principalmente em bacias hidrográficas com muitos projetos onde existe a preocupação sobre o *conjunto da*

obra. Nesses casos têm sido exigidas avaliações ambientais integradas que acabam atrasando a implementação de projetos.

Em parte, pela facilidade de licenciamento, projetos de fontes renováveis não convencionais tendem a ser mais rapidamente implementados. Em combinação com os diferentes incentivos apresentados a seguir, essas fontes têm se tornando atraentes. Como já foi mencionado, é importante tomar cuidado com esses incentivos, que podem alterar certas relações, como no caso da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), apresentada mais à frente.

7.1.1 Proinfa

Em 2002, o Brasil criou um programa específico para fomentar a geração de energia renovável não convencional. Esse programa, conhecido como Proinfa, foi criado pela Lei nº 10.438/2002 a fim de aumentar a participação de PCHs, energia eólica e biomassa na matriz energética brasileira com 1,1 GW de medida para cada fonte. O Proinfa atua através de contratos de compra de energia de longo prazo firmados entre os produtores de energias renováveis e a Eletrobras. O custo desses contratos é repassado a todos os consumidores de energia (regulados e livres) através de um encargo na conta, cujo valor é proporcional ao consumo anual de energia.

O Proinfa é um clássico programa de subsídio que ofereceu uma tarifa prêmio (acima do valor de mercado) para cada tecnologia, de forma a incentivar o desenvolvimento dos projetos. Para os geradores, o pagamento é baseado em sua produção média e o valor dos contratos é reajustado pela inflação.

As principais críticas feitas ao programa se referem à sua justificativa econômica. A primeira crítica diz respeito à segregação dos 3,3 GW em partes iguais de 1,1 GW para cada fonte. Se as três fontes têm preços diferentes e diferentes fatores de capacidade, essa segregação tem racionalidade econômica questionável. O critério para selecionar os projetos também foi objeto de críticas: os projetos para cumprir quota de cada tecnologia foram escolhidos de acordo com a data de emissão da licença ambiental do projeto. O Proinfa também exigia que

60% dos equipamentos fossem produzidos no Brasil, o que gerou um impasse, porque nessa época somente o fabricante eólico Wobben estava instalado no país. Finalmente, o Proinfa não previu sinais econômicos para eficiência e melhoria tecnológica.

O valor econômico de parques eólicos no programa Proinfa é uma função do fator de carga de referência de cada projeto. No programa, a receita anual de um produtor eólico é calculada com base em uma quantidade de energia de referência contratada pela Eletrobras (MWh) e do valor econômico do projeto. Desvios positivos e negativos entre a energia de referência contratada e a produção real são verificados mensalmente e compensados em uma base anual. Se o projeto eólico apresentar sucessivamente fraco desempenho, o seu montante de energia de referência é reduzido. Por outro lado, o valor econômico do projeto é aumentado, a fim de manter a sua saúde financeira. Portanto, no Proinfa, as usinas eólicas estão cobertas contra o risco de condições adversas de vento, até certo limite regulamentar.

A lei que introduziu o Proinfa em 2002 previu uma segunda fase do programa, com o objetivo declarado de alcançar uma quota de 10% do consumo anual fornecida por energia renovável não convencional ao longo de 20 anos. A Lei 12.783/2013 revogou essa segunda fase do programa, uma vez que ao longo do tempo as fontes não convencionais, sobretudo a energia eólica, provaram ser competitivas nos leilões de energia padrão dados outros incentivos existentes, descritos nas próximas seções.

7.1.2 Mercado incentivado: TUST e TUSD

A Lei nº 9.648/1998 introduziu um desconto na tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST ou distribuição – TUSD (também conhecidas por tarifas *fio*) para a energia produzida por fontes renováveis, aumentando a sua competitividade nos leilões de energia e mercado livre. Atualmente, esse benefício contempla pequenas centrais hidrelétricas, eólica, biomassa, solar e centrais de cogeração com uma capacidade instalada de até 0,3 GW, oferecendo um desconto *não menor do que 50%* da tarifa fio tanto na geração como no lado do consumo.

A energia solar é a única tecnologia para a qual atualmente é concedido um desconto maior do que o mínimo de 50% estabelecido por lei: empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 terão desconto de 80% na TUSD e TUST, a ser aplicado nos dez primeiros anos de operação da usina. Além de aplicáveis para geradores de fontes incentivadas, os descontos na tarifa fio também são admissíveis para consumidores que adquirem essas fontes (na proporção da participação das fontes renováveis na carteira do consumidor).

Com o desconto na tarifa fio, a geração renovável pode ser atraente aos consumidores mesmo com preço de energia superior ao de uma usina hidrelétrica ou térmica, principalmente no caso de geradores e consumidores conectados diretamente à rede de distribuição, uma vez que os custos de transporte de energia crescem para a rede de mais baixa tensão.

A Lei permite ainda que a energia gerada por essas fontes seja vendida diretamente aos consumidores (ou grupos de consumidores) cuja carga esteja acima de 500 kW e até 3000 kW. O mercado sujeito a esses incentivos econômicos é conhecido como *incentivado* e os consumidores beneficiados são chamados *especiais*. O mecanismo de desconto na tarifa fio tem sido um dos principais caminhos para a integração de geração de energia renovável não convencional no Brasil, sobretudo para projetos de pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica e cogeração com biomassa de cana.

No entanto, cabe o contraponto de que pela regulamentação vigente, o ônus do desconto na TUST e TUSD, tanto na produção como no consumo, recai sobre todos os consumidores do Brasil, sendo a parcela mais carente mais sensível a aumentos da tarifa de energia.

7.1.3 Leilões de energia exclusivos

Desde a reforma do setor elétrico brasileiro em 2004, leilões de energia centralizados organizados pelo regulador do sistema (ANEEL) têm sido uma peça central do modelo de mercado. O sistema busca garantir a segurança de abastecimento e promover a concorrência entre geradores, de forma a minimizar o valor das tarifas. Esses leilões também têm sido utilizados pelo governo brasileiro para o desenvolvimento de energia renovável.

No arcabouço pós-reforma, as energias provindas da biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas se mostraram tecnologias maduras e provaram ser competitivas em relação a usinas térmicas convencionais nos leilões de energia em 2005 e 2006, quando um *mix* diversificado de contratos foi assinado. A fim de acelerar o desenvolvimento dessas duas fontes, os leilões exclusivos têm sido realizados desde 2007, com a energia eólica recebendo seus leilões exclusivos desde 2009, e a energia solar a partir de 2014.

7.1.4 Regulamentação para a geração distribuída

Em abril de 2012, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482, que concede termos mais atraentes para micro e minigeradores de fontes incentivadas (PCH, solar, eólica, biomassa e projetos de cogeração qualificada). O regulamento estabelece um sistema de compensação de energia (não financeiro) para os consumidores que geram sua própria energia, de modo que cada kWh entregue à rede reduz o consumo a ser cobrado pela empresa de distribuição em montante equivalente. A resolução foi alterada em novembro de 2015 pela REN nº 687, que começou a vigorar a partir de março de 2016, e oferece condições ainda mais atraentes para micro e minigeradores. De forma geral, fica estabelecido:

- Um sistema de compensação nas faturas de energia (*net metering*): nos meses de produção maior que a demanda, o consumidor recebe um crédito de energia (não financeiro, os excessos de geração não podem ser vendidos gerando lucro) a ser deduzido das próximas faturas. Um saldo positivo pode ser mantido por até cinco anos. Esse mecanismo permite um aumento dos sistemas de GD, que podem ser projetados para atender ao consumo médio (não o mínimo). É interessante para consumidores com padrão fortemente sazonal, por exemplo, pelo maior uso de ar-condicionado no verão;
- Uma simplificação do processo de registro de autoprodutor (que passou a ser estabelecido com a distribuidora local, e não mais com a ANEEL) e da exigência de licenciamento ambiental;

- Padronização dos formulários de pedido de acesso para todo o território nacional, e acompanhamento online junto à distribuidora (a partir de janeiro de 2017);
- Atribuições dadas à distribuidora: responsabilidade pela coleta de informações de unidades geradoras junto aos micro e minigeradores, envio da ficha técnica e da declaração de operação da planta para a ANEEL (conforme modelo disponível no site da Agência), adequação do sistema de medição para microgeradores, e operação e manutenção do mesmo para micro e minigeradores;
- Não obrigatoriedade das etapas *Acesso* e *Informação Acesso* para mini e microgeração distribuída. O Parecer de Acesso passa a ser emitido pela distribuidora, sem ônus ao acessante, e há redução do prazo para a distribuidora emití-lo e efetivar a conexão;
- Dispensa da celebração do CUSD e CCD para as centrais que participem do Sistema de Compensação de Energia da distribuidora local, bastando um Relacionamento Operacional para instalações até 75kW e um Acordo Operativo para as instalações entre 75kW e 5000kW;

Além dos pontos acima destacados, a REN nº 687/2015 fez importantes alterações na REN nº 482/2012 (Tabela 7.1), como a criação de geração compartilhada (geração distribuída em condomínios), que aumenta a parcela de consumidores que podem se beneficiar.

Tabela 7.1 – Modificações para a REN nº 482/2012 trazidas pela REN nº 687/2015

Aspecto	REN nº 482/2012	REN nº 687/2015
Prazo de validade dos créditos	36 meses	60 meses
Autoconsumo remoto ¹	Não	Sim
Prazo para distribuidora conectar usinas de até 75 kW	82 dias	34 dias
Geração distribuída em condomínios	Não	Sim
Microgeração	< 100 kW	< 75 kW
Minigeração	> 100 kW & < 1 MW	>75 kW & < 5 MW (3 MW para hídrica)

É interessante observar que o investimento em projetos de micro e mini-geração é efetivamente remunerado pela tarifa de energia total, que inclui impostos, taxas, transmissão e os custos de distribuição. A regulamentação é especialmente benéfica para a energia solar fotovoltaica, instalada mais facilmente em pequena escala (por exemplo, painéis solares do tipo *rooftop*) e junto de centros de consumo.

Em adição à alteração na REN nº 482/2012, o MME criou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD) em dezembro de 2015. O objetivo do ProGD é ampliar a GD com fontes renováveis em residências, instalações industriais e comerciais. Segundo o MME, estima-se um investimento de R\$ 100 bilhões até 2030 em 2,7 milhões de unidades (MME, 2015). Entre as medidas adotadas, estão:

- Isenção de ICMS e PIS/COFINS: o consumidor passa a ser tributado apenas sobre o saldo da energia que ele recebe da distribuidora e não consegue compensar;
- Financiamento direto do BNDES, autorizado pela Lei nº 13.203, de 2015, para apoiar com recursos a taxas diferenciadas projetos de eficiência energética e GD por fontes renováveis em escolas e hospitais públicos.

Atualmente, as instalações de GD ainda somam uma pequena parcela, mas estão em forte crescimento, com previsão de alcançar 150 mil unidades em 2019, segundo projeção da ANEEL (COELHO, 2016). Essa projeção está alinhada com a série de incentivos criados para micro e minigeração distribuída. No entanto, os subsídios que desoneram o uso da rede para esses geradores são vistos como um desequilíbrio, uma vez que os consumidores que não se tornarem também geradores terão que pagar pelo uso da rede por aqueles que instalam GD. Além do mais, deve ser considerado também o impacto que esse novo mercado terá nas distribuidoras de energia. Para evitar possíveis distorções, alguns agentes têm proposto uma tarifa binômia, que diferencia os custos de fio e de energia.

7.1.5 Benefícios fiscais e de financiamento

As fontes renováveis são também os alvos de vários programas independentes do Governo Federal, governos estaduais ou outras entidades que buscam reduzir custos percebidos por essas fontes.

Um exemplo são as condições de financiamento do BNDES, principal credor para os grandes projetos de infraestrutura no Brasil e responsável por 62% dos empréstimos feitos para o setor de energia renovável (ESTADÃO, 2016). Em geral, as condições oferecidas em empréstimos para projetos de geração renováveis são melhores do que os de produção convencional (não renovável), tanto em termos de percentual máximo de alavancagem permitida quanto de prazo de amortização da dívida. Atualmente, o BNDES vem discutindo a possibilidade de captar recursos com a emissão de títulos verdes (*green bonds*).

O apoio financeiro do BNDES foi especialmente importante para o desenvolvimento da bioeletricidade. No entanto, não foi suficiente para conter a crise do setor, em grande parte causada pela política do governo de congelamento do preço da gasolina. Esse é um exemplo da falta de coordenação do governo, uma vez que muitas usinas sucroalcooleiras ficaram endividadas e não conseguiram arcar com os financiamentos cedidos pelo BNDES, que em geral têm prazo de 20 anos para usinas sucroalcooleiras que investem em cogeração.

No início de outubro foi estabelecida a nova política de financiamento para o setor elétrico do BNDES, que dá prioridade para projetos com maior retorno socioambiental, contribuindo para o maior financiamento de fontes renováveis não convencionais (POLITO; SARAIVA; MAIA, 2016a). Nas novas condições de financiamento do banco, a energia solar ganhou destaque, com elevação para 80% da participação de projetos de energia solar em taxas de juros de longo prazo (TJLP). A tabela a seguir ilustra as novas condições de financiamento para as diferentes fontes de geração e para os setores de transmissão e distribuição de energia.

Tabela 7.2 – Novas condições de financiamento do BNDES

Setor	Participação do BNDES	Custo
Eficiência Energética e iluminação pública	Até 80%	100% TJLP
Solar	Até 80%	100% TJLP
Eólica, Biomassa, Cogeração e PCH	Até 70%	100% TJLP
Hidrelétrica	Até 50%	100% TJLP
Termelétrica a gás natural	Até 50%	100% TJLP
Termelétrica a carvão e óleo combustível	Sem apoio do banco	-
Transmissão de energia	Até 80%	Custo de mercado
Distribuição de energia	Até 50%	50% TJLP e 50% custo de mercado

É importante frisar o papel que o BNDES tem nesse mercado, uma vez que esses financiamentos são um meio não distorcido de aumentar a competitividade das fontes. Essas condições serão válidas a partir do próximo leilão de linhas de transmissão e para o próximo leilão de energia de reserva, destinado a projetos solares e eólicos (POLITO; SARAIVA; MAIA, 2016b).

Outros incentivos específicos podem ser oferecidos por estados individuais, como isenção do PIS/COFINS e ICMS, dependendo de suas estratégias de desenvolvimento. Adicionalmente, o Projeto de Lei nº 371/2015, que estabelece o uso do FGTS para compra de equipamentos voltados para microgeração distribuída solar FV, foi aprovado no início do ano pela Comissão de Infraestrutura do Senado. Outros projetos, como isenção de IOF e IPI para geração de energia solar e eólica de capacidade reduzida, ainda estão em tramitação (ALTAFIN, 2015).

7.1.6 Projetos híbridos

Além de possíveis financiamentos e outras formas de incentivo (por meio de mecanismos legais e/ou regulatórios), há ainda a possibilidade de formação de projetos híbridos, com vantagens competitivas por meio da divisão de custos compartilhados. O conceito de projetos híbridos envolve o uso de fontes diferentes com complementaridade local, como energia eólica e solar, ou energia solar e cogeração com biomassa de cana. Cabe ressaltar que no Brasil, por uma feliz coincidência, a região com alto índice de irradiação solar do interior da Bahia possui regime de ventos muito favorável à energia eólica.

Segundo reportagem da Revista Brasil Energia, (SIL, 2016), no momento há apenas um projeto desse tipo em operação no país: uma usina eólico-solar da Enel Green Power (EGP) inaugurada em setembro de 2015 em Tacaratu (PE). Esse parque híbrido combina o parque eólico de Fontes dos Ventos (80 MW) com 11 MW fotovoltaicos.

No horizonte de desenvolvimento, há um projeto de P&D da Renova Energia em Caetitê (BA), financiado em parte pela Finep, que junta duas eólicas que somam 21,6 MW com uma usina solar de 4,8 MW. A previsão é que o conjunto comece a operar a partir do 1º trimestre de 2017.

A principal ideia dos projetos híbridos é maximizar o aproveitamento de investimentos nos parques, em especial a infraestrutura de transmissão de energia, além de permitir uma operação mais estável, baseada na complementariedade das fontes. Por exemplo, nos casos em que a fonte eólica opera principalmente à noite, enquanto a fotovoltaica gera durante o dia.

O compartilhamento de conexões e subestações, além de serviços de O&M e de gestão e segurança, permitem um custo médio menor da energia ofertada, o que deve ser levado em consideração caso os híbridos sejam adotados nos leilões regulados.

O desenvolvimento de regulação adequada é um desafio que ainda precisa ser enfrentado. Para a configuração híbrida, independentemente das fontes em questão, seria interessante valorizar não só a energia fornecida de forma mais estável ao longo do ano, como também a proximidade da fonte em relação à carga, permitindo redução das perdas. Outro ponto importante seria padronizar a duração dos contratos, já que os prazos estabelecidos pelo regulador diferem por fonte.

Os pontos críticos da abordagem envolvem determinar o dimensionamento correto de cada uma das fontes dentro do arranjo híbrido e também buscar um valor adequado para um produto de características particulares.

7.2 Agenda de ações

Tendo em vista a situação corrente das fontes alternativas (eólica, biomassa, solar), essa seção propõe uma agenda de ações a serem tomadas para promover a maior inserção dessas fontes na matriz elétrica, considerando as boas práticas necessárias à garantia do suprimento no longo prazo. Diferentes ações são propostas para cada fonte, com base em experiências de sucesso já realizadas no Brasil ou internacionalmente. As ações serão diferenciadas quanto ao agente realizador (governo ou empresas) e horizonte de implementação (curto, médio e longo prazo).

Os horizontes definidos como curto, médio e longo podem ser entendidos da seguinte forma: até dois anos para curto prazo (CP), até cinco anos para médio prazo (MP) e até 15 anos para longo prazo (LP). A tabela a seguir indica as principais propostas estipuladas a partir da análise feita dos setores avaliados.

Tabela 7.3 – Agenda de ações para incentivar a geração eólica

Ação	Horizonte	Agente
Eólica		
Avaliação de impactos cumulativos e sinérgicos (análise de bacia área e efeito portfólio com o aumento significativo da capacidade instalada)	MP	Empresas/Governo
Fomento à entrada de novos fornecedores na cadeia, principalmente para itens que não são produzidos no país (facilita a aquisição de financiamento pelo BNDES e ajuda a desenvolver a indústria nacional).	CP	Governo
Criação de pólos produtores locais.	CP	Governo
Criação de mecanismo para compartilhamento de risco e a mitigação do impacto financeiro entre geradores.	CP	Governo

Tabela 7.4 – Agenda de ações para a geração a partir de biomassa

Ação	Horizonte	Agente
Biomassa		
Planejamento integrado do setor: dialogação entre Ministério da Agricultura e Minas e Energia.	CP	Governo
Linhas de financiamento para caldeiras de alta pressão.	CP	Empresas/Governo
Aumento da Cide na gasolina (setor defende aumento de R\$ 0,5 a mais - atualmente a Cide está em R\$ 0,10/l).	CP	Governo
Leilões específicos para bioeletricidade integrados à expansão das redes.	CP	Governo
Regulamentação para um preço piso do PLD para não afetar investimentos de longo prazo das usinas cogeneradoras.	MP	Governo
Incentivos fiscais para biodigestão e gaseificação.	CP	Governo

Tabela 7.5 – Agenda de ações para geração solar

Ação	Horizonte	Agente
Solar		
Extensão do REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – criado pela lei nº 11.488 de 2007) para a geração solar.	MP	Governo
Adequação do PADIS (Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores - instituído pela Lei nº 11.484 de 2007) para outros insumos necessários para a fabricação de módulos e células fotovoltaicas.	MP	Governo
Criação de um Licenciamento próprio para energia solar, a exemplo da Resolução nº 462/2014 do Conama que simplificou o processo de licenciamento ambiental para energia eólica.	CP	Governo
Aumento do número de linhas de financiamento para pessoa física (79% dos sistemas ligados à rede são de consumidores residências) e melhora das condições de linhas de crédito.	CP	Empresas
Precificar o armazenamento e serviços ancilares (uso potencial da CSP).	LP	Governo

Essas propostas devem ser feitas em articulação com os diversos agentes, sendo indispensável a transparência dos incentivos e a definição de uma data para seu término. Além do mais, cabe adicionar na agenda de ações a reformulação das medidas assumidas na COP 21, a partir de maior articulação com os setores considerados. Nesse sentido, uma maior participação da fonte hídrica deveria ser discutida, uma vez que grande parte do desenvolvimento das fontes renováveis não convencionais depende de uma capacidade de armazenamento, o que em grande parte pode ser fornecido pela fonte hídrica, com rápida resposta à variabilidade horária das fontes intermitentes.

A bioeletricidade também deve ser avaliada de forma estratégica entre as possíveis ações a serem implementadas no setor. Pelo menos no caso da bioeletricidade de cana de açúcar, como já visto, há uma complementaridade entre essa fonte e a hidroeletricidade porque sua produção ocorre durante o período de estiagem. Sob o ponto de vista da operação do SIN, esta característica sazonal tem efeito complementar aos reservatórios das hidrelétricas, que precisarão transferir menos energia do período úmido para o seco.

Nessa perspectiva, construir usinas de bioeletricidade de cana seria equivalente a construir hidrelétricas com reservatórios de regularização, que como se sabe, não vem acontecendo há pelo menos 15 anos por restrições ambientais. Como consequência, a bioeletricidade pode aumentar

a disponibilidade hidrelétrica para suportar, mesmo na estiagem, a intermitência da produção renovável não convencional.

Finalmente, cabe também destacar a importância que o BNDES tem em incentivar a maior expansão de fontes renováveis não convencionais que ainda não são competitivas. Os incentivos são diretos e explicitados pela taxa de juros subsidiada. Favorecem fontes com dificuldades em disputar oferta nos leilões com outras já competitivas, como no caso da solar frente à eólica.



8 ANÁLISE E INTER-RELAÇÕES DA INDC

Como as medidas propostas para o setor elétrico fazem parte de um escopo mais amplo da meta assumida para a redução das emissões de GEE, nesta sessão será analisada a redução total de emissões de CO₂ no Brasil no horizonte estudado. Discute-se ainda um cenário ideal em que todas as iNDCs sejam cumpridas, com o objetivo de ampliar as discussões contidas no presente relatório.

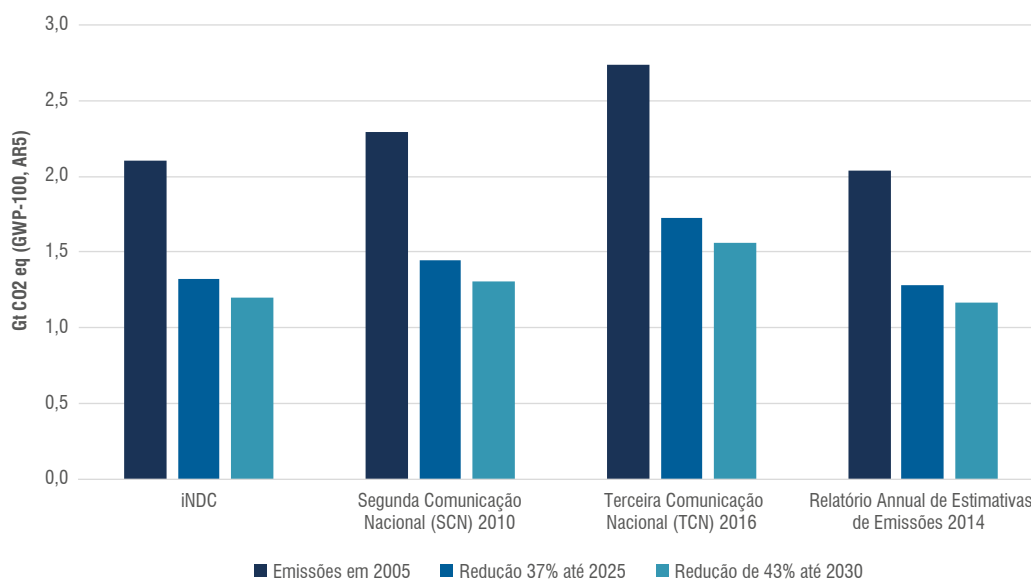
8.1 Redução de emissões de CO₂

A iNDC brasileira estabelece medidas de emissões absolutas de 1,3 GtCO₂e em 2025 e de 1,2 GtCO₂e em 2030 (GWP-100, AR5), correspondentes às reduções de 37% e 43%, respectivamente, em comparação a 2005. Essas reduções percentuais são relativas a emissões comunicadas de 2,1 GtCO₂e (GWP-100, AR5) em 2005, de acordo com a iNDC.

No entanto, uma análise dos relatórios de emissões já divulgados mostra uma inconsistência: ao se aplicarem as reduções de 37% e 43% sobre as emissões referidas a 2005, não se alcança o valor absoluto indicado na iNDC. A Figura 8.1 apresenta esses valores para os diferentes relatórios. A referência

mais próxima que se tem do valor de 2,1 GtCO₂e é do Relatório Anual de Estimativas de Emissões (MCTI, 2014), documento não oficial apresentado à UNFCCC.

Figura 8.1 – Redução de emissões.



Fonte: Elaboração própria segundo MILES PROJECT CONSORTIUM, 2015.

Além de terem interface com as outras medidas da iNDC, as medidas energéticas se relacionam de forma mais geral com a medida de emissões. O *mix* de geração deve estar dentro do limite de emissões estabelecido para 2025 e 2030, sendo descontadas as emissões dos outros setores, em especial do setor agrícola e AFOLU.

O Projeto MILES (*Modelling and Informing Low Emissions Strategies*), articulação entre 16 grupos de pesquisadores internacionais com o objetivo de estudar estratégias para o desenvolvimento de economias de baixo carbono, quantificou recentemente diferentes iNDCs. Em particular, a COPPE (UFRJ) analisou o caso da iNDC brasileira, destacando qual seria o *orçamento de emissões* do setor energético.

Para tal, foi usada uma abordagem de exclusão, na qual foram subtraídas as emissões de três possíveis cenários para AFOLU e da implementação integral da medida que estabelece o comprometimento do plano ABC (Agricultura de Baixo Carbono), além da restauração adicional de 15 milhões de hectares de áreas de pastagem degradadas e outros 5

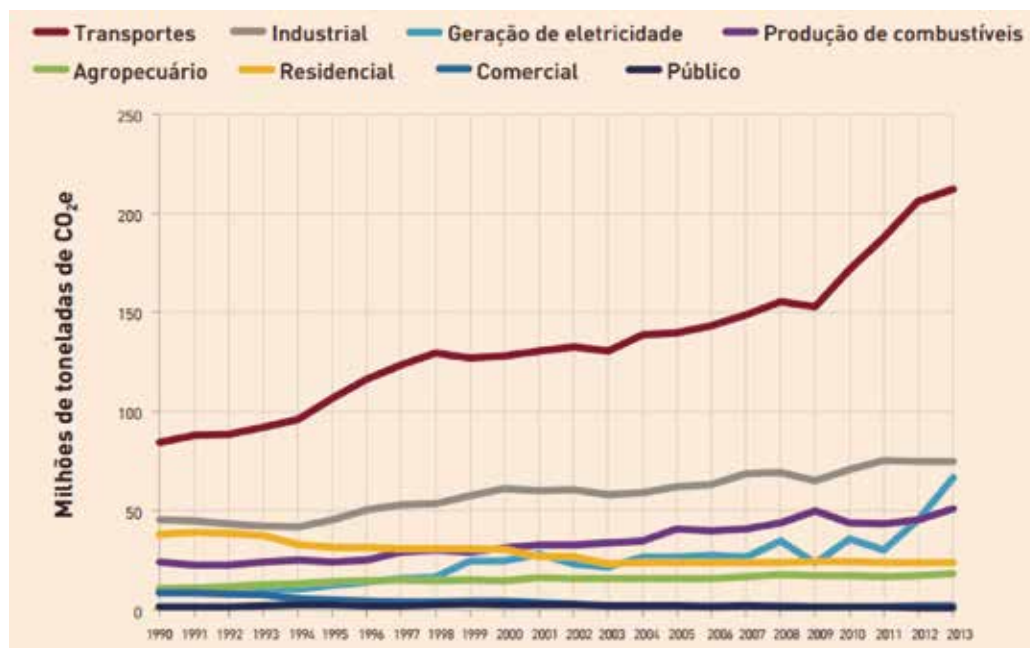
milhões de hectares de sistemas de integração lavoura-pecuária-florestas, até 2030.

O *orçamento de emissões* que foi considerado técnico e economicamente viável considera desmatamento líquido zero em 2030, preço de US\$ 50/tCO₂e e medidas adicionais do setor agrícola (os 20 milhões de hectares especificados acima, que correspondem à área do Estado do Paraná). Assim, foram calculados 780 MtCO₂e disponíveis para emissões do setor energético em 2030.

Tendo em vista que a metodologia empregada neste estudo simula a operação do setor elétrico, para relacionar os resultados do Caso COP 21 com o *orçamento* de emissões do setor energético, é necessário compreender como ambos se relacionam. Assim, a partir do limite inferior de emissões para o setor energético, calcula-se quanto sobra para o setor elétrico.

Entre as emissões do setor energético, aquelas relacionadas à atividade de transporte historicamente correspondem à maior parcela. No entanto, conforme Figura 8.2, as emissões relativas à geração de eletricidade têm aumentado (de 4% em 1990 para 15% em 2013). A tendência, no entanto, é que as emissões do setor elétrico cresçam menos que as do setor energético, pois nossa matriz elétrica tende a ser mais limpa que a energética.

Figura 8.2 – Emissões médias de CO₂e do setor energético por segmento de atividade.

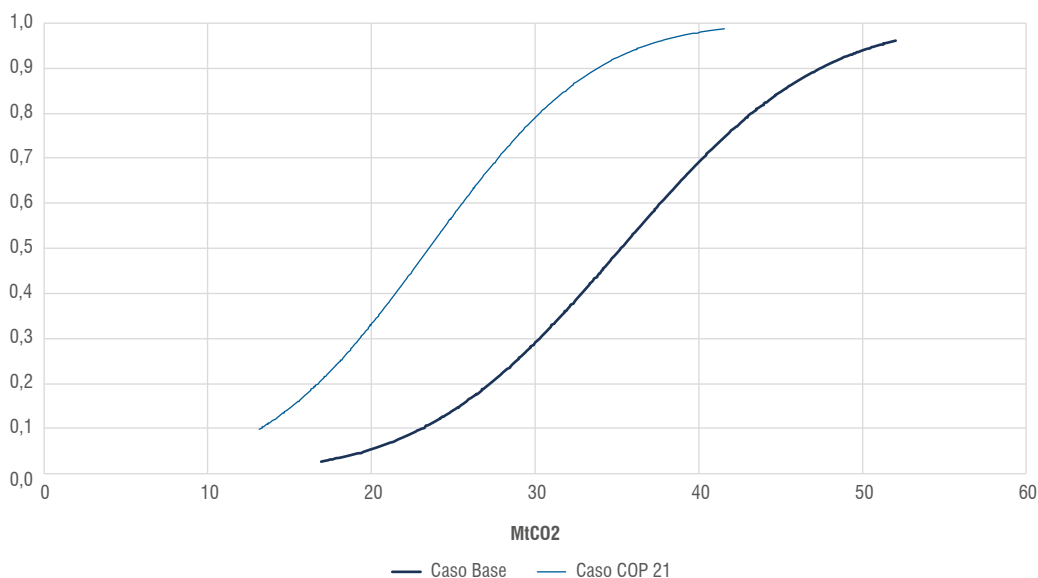


Fonte: OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2015.

A título de identificar a relação entre as emissões advindas do setor elétrico e do energético, recorreu-se ao cenário da iNDC apresentado no projeto MILES. Nele, 3,6% das emissões do setor energético advêm do elétrico. Aplicando essa mesma relação para o *orçamento* de 780 MtCO₂e para o setor energético, chega-se a um *orçamento* de 28 MtCO₂e para o setor elétrico.

Sendo a matriz elétrica brasileira majoritariamente hidrelétrica, é importante considerar a estocasticidade na geração. Isto é, a análise das emissões depende da afluência de vazões, que é uma variável aleatória. A metodologia mais utilizada para essa análise realiza a simulação da operação do sistema para um número considerável de cenários hidrológicos. Dessa forma, obtém-se o mesmo número de cenários de emissão, possibilitando a avaliação de parâmetros estatísticos como a média, a variância e o desvio padrão. As séries com hidrologia mais seca têm emissões maiores pelo maior despacho térmico complementar. A Figura 8.3 permite comparar as emissões em 2030 para os Casos Base e COP 21 segundo suas distribuições de probabilidades acumuladas.

Figura 8.3 – Probabilidade acumulada das emissões em 2030.



Observa-se que, no pior caso, ambos os cenários ficam acima do *orçamento* de 28 MtCO₂e. No entanto, com 70% de probabilidade, as emissões no cenário COP 21 ficam abaixo de 28 MtCO₂e. Assim, nesse intervalo de confiança, o cenário COP 21 permite que a medida de emissões da iNDC seja alcançada, caso os demais setores se enquadrem nas premissas adotadas.

8.2 E se todas as iNDCs fossem factíveis e executadas?

Um recente artigo avaliou o impacto das iNDCs submetidas pelos países ao final de 2015 sobre as emissões de GEE, visando limitar o aumento da temperatura global em até 2 °C até o final do século. Os estudos analisados nesse artigo contemplam até 160 iNDCs, que representam 96% das emissões mundiais em 2012 (ROGELJ *et al.*, 2016b).

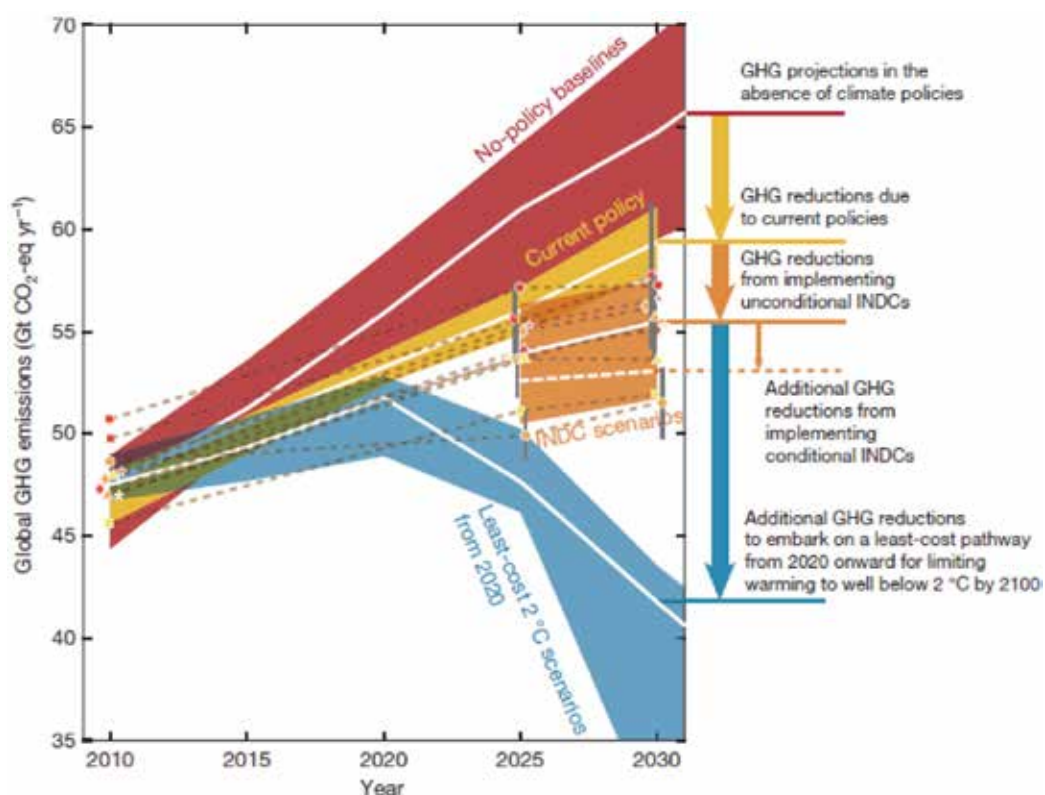
Nesse artigo foram considerados quatro cenários possíveis:

- **Cenários *no-policy baseline*:** assume que desde 2005 não houve nenhuma política orientada a reduzir emissões e impactos ambientais. Esse cenário se baseia no IPCC AR5 e contempla ações como eficiência energética e políticas de segurança energética;

- **Cenários *current-policy***: considera as estimativas mais recentes de GEE e as políticas implementadas em âmbito nacional, sem ter interferência de políticas internacionais;
- **Cenários iNDC**: projeta de que forma as emissões de GEE evoluiriam caso houvesse uma implementação bem-sucedida das iNDCs. Mais especificamente, esses cenários avaliam o caso da implementação condicional e incondicional destas;
- **Cenários 2°C**: contempla um mundo ideal, em que a medida de manter o aumento da temperatura global *bem abaixo* de 2 °C é atingida.

A partir desses cenários foi possível apontar as previsões das emissões de GEE para 2030. Como é destacado na Figura 8.4, mesmo que todas as iNDCs sejam implementadas, as emissões ainda seriam superiores ao cenário ideal.

Figura 8.4 – Emissões de GEE do cenário iNDC em outros cenários até 2030.



Fonte: ROGELJ et al., 2016b.

Em um segundo momento, o estudo quantifica em quanto seria o aumento da temperatura global para o final do século, dadas as emissões observadas para os diferentes cenários. Os resultados probabilísticos se encontram na tabela a seguir:

Tabela 8.1 – Aumento da temperatura global para diferentes cenários.

Scenario	Global-mean temperature rise by 2100 (in °C) that is not exceeded with the given probability		
	50%	66%	90%
No-Policy baseline	4.1 (3.5–4.5) [3.1–4.8]	4.5 (3.9–5.1) [3.4–5.4]	5.6 (4.8–6.3) [4.2–6.8]
Current policy	3.2 (3.1–3.4) [2.7–3.8]	3.6 (3.4–3.7) [2.9–4.1]	4.4 (4.2–4.6) [3.6–5.2]
INDC (unconditional)	2.9 (2.6–3.1) [2.2–3.5]	3.2 (2.9–3.4) [2.4–3.8]	3.9 (3.5–4.2) [2.8–4.7]
INDC (condicional)	2.7 (2.5–2.9) [2.1–3.2]	3.0 (2.7–3.1) [2.2–3.6]	3.7 (3.3–3.9) [2.6–4.4]

For each scenario, temperature values at the 50%, 66% and 90% probability levels are provided for the median emission estimates, as well as the 10th-90th-percentile range of emissions estimates (in parentheses) and the same estimates when also including scenario projection uncertainty (in brackets). Temperature increases are relative to pre-industrial levels (1850-1900), and are derived from simulations with a probabilistic set-up with the simple model MAGICC (refs 10, 68-70, Supplementary Text 3).

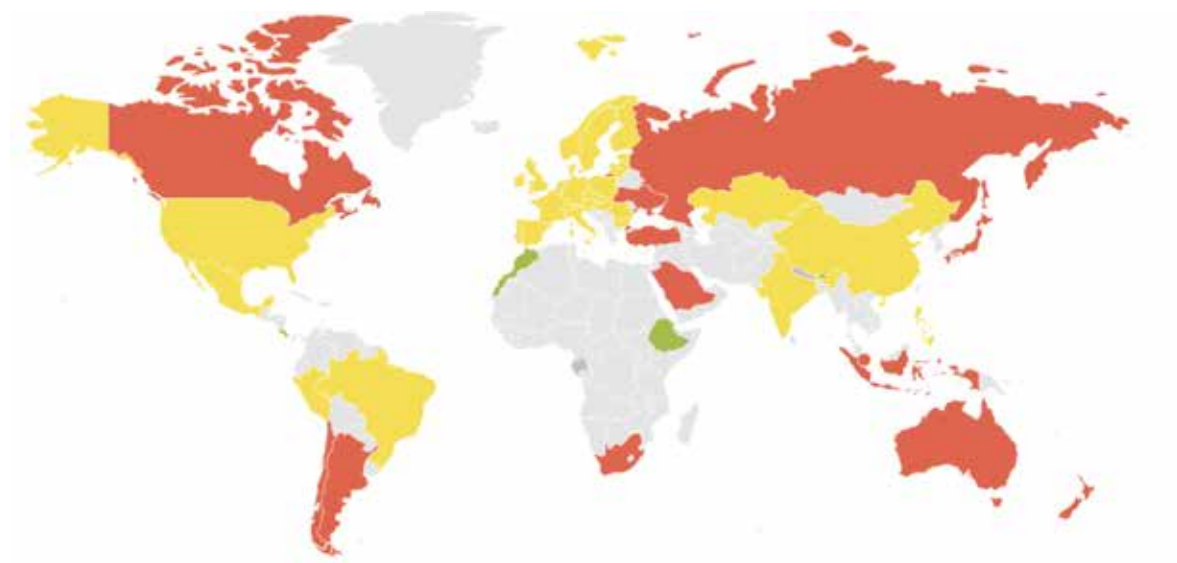
Fonte: ROGELJ et al., 2016b.

Apesar de se esperar que as iNDCs consigam reduzir como um todo as emissões de GEE (dados os valores observados na Tabela 8.1), o aumento percebido ainda é alto: o aquecimento mediano para 2100 varia entre 2,6 °C e 3,1 °C. Pode-se dizer que é altamente improvável que a temperatura global aumente apenas 2 °C.

Para que a medida climática seja atingida, será necessário ter maior articulação dos países nas próximas Conferências das Partes e uma definição mais clara de seus programas. Como é destacado no artigo, algumas intenções carecem de precisão (China, Índia e pelo menos outros sete países) ou propõem medidas aquém de suas possibilidades (Rússia e Ucrânia, por exemplo). Outros compromissos serão necessários.

O *Climate Action Tracker* (CAT), avaliação científica das emissões dos países em função de suas iNDCs, desenvolvido pelo *Climate Analytics*, *Ecofys*, *NewClimate Institute* e pelo *Potsdam Institute for Climate Impact Research*, acredita que nenhuma das iNDCs é suficientemente ambiciosa. Para tal, as submissões dos países foram classificadas em *suficiente* (verde), *média* (amarelo) ou *inadequada* (vermelho). A figura a seguir mostra a relação dos países e suas classificações.

Figura 8.5 – Classificação dos países segundo sua iNDC.



Fonte: CAT, 2015.

O artigo destaca a necessidade de compromissos de outros setores, como o de transporte, setor marítimo ou de aviação. A tabela a seguir descreve mais precisamente as ações que poderiam ser adotadas para reduzir as emissões no cenário pós-2030.

Tabela 8.2 – Visão geral das opções para mitigar emissões pós-2030.

Option	Description	Possible impact on global emissions in 2030 (order of magnitude)
(i) Increasing ambition of existing 2025 and 2030 contributions	The outcome of the Paris climate summit provides several opportunities to increase ambition of national contributions by 2030, for example, through consecutive five-year cycles during which national contributions increase in ambition.	10 Gt CO ₂ -eq yr ⁻¹ The oretical potential to embark on a least-cost 2 °C pathway after 2020 ¹⁶ .
(ii) Increasing coverage of sectors and gases	Some contries cover only part of their total GHG emissions and some sectors in their contributions; for example, some contributions apply only to CO ₂ and not to other GHGs. Extending INDCs to all sectors and gases would increase the global coverage of INDCs.	0.1–1 Gt CO ₂ -eq yr ^{-1†}
(iii) Including international sectors	At present, the contributtions cover only countries. International sectors, such as international aviation and maritime transport can also be included. These sectors covered around 2% of global emissions in 2010 [‡] , with an increasing trend	0.1–1 Gt CO ₂ -eq yr ⁻¹ (ref. 71)
(iv) Implementing domestic measures that enable over-delivery on the INDCs*	Countries can implement domestic measures that go beyond the actions described in the current INDCs.	10 Gt CO ₂ -eq yr ⁻¹ The oretical potential to embark on a least-cost 2 °C pathway ^{16,72} .
(v) Increasing climate finance and international cooperation*	Additional international climate finance and cooperaton on technology development, transfer and diffusion could help to (over-)achieve the conditional end of the nacional contributions.	1 Gt CO ₂ -eq yr ⁻¹ Estimate for moving from unconditional to condition INDCS [§] . No estimate available for additional reductions.
(vi) Implementing international cooperative initiatives*	Action could be implemented by ambitious sub-national or regional govnrments, companies, organizations, non-governmental organisations and citizens to further reduce emissions. The amount of overlap of these initiatives with nacional contributions remains unclear.	1 Gt CO ₂ -eq yr ⁻¹ in 2020 No comprehensive estimates available for 2030.

Fonte: ROGELJ et al., 2016b.

Como comentário final, apesar do otimismo gerado pelo Acordo de Paris, estudos recentes, a partir das iNDC, indicam a necessidade de esforços adicionais. Sugerem que Paris foi somente o primeiro passo dado na direção certa, mas ainda tímido e insuficiente. Será preciso fazer mais e mais rápido.



9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O caráter voluntário dos compromissos assumidos em Paris permitiu que cada país adotasse a estratégia de redução de emissões mais aderente à sua realidade. Não havia qualquer formato e limite para a submissão de contribuições, o que resultou numa grande variabilidade do grau de detalhamento dos comprometimentos nacionais.

Apesar de os eixos de proposição da iNDC brasileira focarem nos setores que mais contribuem para as emissões, existem grandes diferenças nas barreiras e custo de mitigação de emissões que aparentemente não foram considerados.

Ao mesmo tempo, a iNDC pode ser vista como um esforço *inicial* do Brasil para atender à redução de emissões e uma forma de forçar o debate entre os setores considerados os maiores emissores. Sob essa perspectiva, no intervalo de cinco anos até a sua revisão, o país terá amadurecido sua estratégia interna para atender ao seu compromisso externo.

Avaliaram-se neste trabalho os planos apresentados pelo governo para o cumprimento das medidas assumidas pelo Brasil na COP 21. Foram avaliadas as medidas de 23% de fontes renováveis, além da hídrica, na matriz elétrica em 2030 e 10% de eficiência energética elétrica nesse mesmo horizonte.

Apesar de o Brasil ter um potencial técnico elevado, é necessário distingui-lo do potencial de mercado. Ao construir o Caso Base para 2030, considerou-se uma participação das fontes renováveis, baseada no potencial de mercado, consideravelmente menor que o estabelecido na medida dos 23% na matriz elétrica. Sendo assim, o Caso COP 21 foi construído com a premissa de um aumento da participação da geração solar, biomassa e eólica. Essa grande inserção de fontes intermitentes, sobretudo a produção eólica, sujeita a grandes flutuações no curto prazo, precisará ser acompanhada de um aumento na reserva operativa do SIN de forma a manter a estabilidade da rede elétrica.

Em 2016, o ONS vem compensando a variabilidade da produção eólica do Nordeste por uma combinação de reserva de geração hidrelétrica em Paulo Afonso e Itaparica e em hidrelétricas de fora da região, nesse caso reservando espaço nas linhas de transmissão. Em decorrência da seca do Rio São Francisco, que em novembro de 2016 resultou em nova redução da defluência mínima a jusante da UHE Sobradinho, dessa vez para 700 m³/s, as usinas térmicas da região Nordeste têm tido grande variabilidade de produção para compensar as flutuações eólicas.

Contudo, os recursos atuais (hidrelétricas e rede de transmissão) têm seus limites para compensar a intermitência. A compensação por geração termelétrica passa então a ser necessária a partir de certo patamar de desenvolvimento de fontes renováveis não convencionais, que de acordo com o cenário COP 21 deve ocorrer a partir de 2026, aproximadamente. A partir desse momento, o sistema elétrico demanda alguma fonte despachável da ordem de 3 GW em 2030, com entrada a partir de 2027, para o Caso COP 21 e 1 GW para o Caso Base.

A análise das fontes renováveis não hídricas expõe as condições atuais e problemas fundamentais que devem ser revistos, como o aumento necessário da reserva girante pela elevada inserção de fontes intermitentes. Nesse sentido, é importante destacar a distinção que a INDC fez entre renováveis não hídricas e hídricas. Para atender à medida de 10% de eficiência energética, foi necessário retirar a oferta hidrelétrica inicialmente prevista no Caso Base, por insuficiência de mercado no Caso COP 21 no horizonte considerado.

Assim, a maior participação de fontes renováveis na matriz e a redução da demanda geram uma externalidade que precisa ser compensada por maior participação térmica e mais reservas operativas em usinas e linhas de transmissão. De fato, a eficiência energética pode ser vista como uma fonte que diminui o espaço de contratação para as demais. Em termos de capacidade instalada hidrelétrica, o incremento de 7% de eficiência energética (já é considerado no Caso Base o índice de 3% de redução na demanda para o final do horizonte), implicaria uma redução de 12 GW de oferta hídrica para 2030.

Complementarmente, foram avaliados os custos adicionais (investimento, operação e implementação de eficiência energética) não contabilizados na tarifa de energia. Em termos globais, o Caso COP 21 mostrou-se mais caro no período 2025-2030, por conta do alto custo em investimento. O estudo concluiu que a participação de 23% de energias renováveis (além da hídrica) na matriz elétrica eleva custos e 10% de eficiência energética em 2030 reduz custos, pois retirar 1 MWh do consumo é mais econômico que investir 1 MWh em oferta.

No entanto, implementar eficiência energética ainda não é trivial, uma vez que existem diversas barreiras práticas. O investimento em eficiência energética recai significativamente no setor privado, de modo que é preciso ter maior articulação entre governo, setores produtivos e usuários finais (CEBDS, 2016b).

Já em termos de custo operativo, o Caso Base se mostra mais custoso para esse mesmo horizonte (2025-2030). Além de ter uma demanda maior que o Caso COP 21, o Caso Base conta com 30 GW de capacidade instalada eólica, de modo que também é calculada uma reserva girante para conter as possíveis variações na geração dessa fonte.

Cabe aqui a observação de que a fonte hidrelétrica tem sido essencial para a expansão das fontes renováveis, como eólica e biomassa, uma vez que permite equilibrar variações na oferta por conta dos reservatórios. Caso as hidrelétricas participem menos da expansão do Brasil, no médio/longo pós 2030 se assemelhará ao da Alemanha, por exemplo (país com forte inserção renovável em um ambiente com menor flexibilidade operativa). A variabilidade eólica e solar demanda maior participação de

fontes despacháveis, como gás natural, carvão e óleo, com possibilidade de rampas (os alemães se orgulham do fato de as nucleares e a carvão conseguirem variar produção em pequeno intervalo) e através de maior integração de redes elétricas.

Em suma, as medidas assumidas pelo Brasil para o setor elétrico devem ainda ser discutidas dentro de um ambiente mais técnico, de modo que os efeitos, positivos e negativos, sejam considerados. Apesar de o horizonte estudado não evidenciar claramente as consequências dessas medidas, deve-se ter cuidado com as conclusões, pois os resultados poderiam ser consideravelmente diferentes caso o horizonte fosse estendido, por exemplo, para 2040 ou 2050.

Em particular, mais atenção deve ser dada tanto para a geração hidrelétrica, que serve para atenuar as grandes variabilidades na produção de renováveis não hídricas, quanto para eficiência energética, que reduz fortemente os custos de expansão. É preciso também aumentar a discussão em torno de mecanismos que possam aumentar a participação renovável, sem que seja necessário arcar com um custo muito elevado. Nesse caso, o papel de instituições de desenvolvimento e financiamento, assim como a articulação dos diferentes agentes e setores de planejamento, deve estar na agenda de ações a serem cumpridas para 2030.



REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. **Boletim de Dados Julho 2016**. 2016.

ALTAFIN, Iara Guimarães. **Comissão de infraestrutura aprova incentivos para equipamentos de energia solar e eólica**. 2015. <<http://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2015/08/19/comissao-de-infraestrutura-aprova-incentivos-para-equipamentos-de-energia-solar-e-eolica>>. Acesso em: 21 mar. 2017.

ANEEL. **Biomassa**. Brasília, 2003. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/05-Biomassa\(2\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/05-Biomassa(2).pdf)>. Acesso em: 20 jul. 2016

Arcabouço sólido garante segurança jurídica. **Cenários de Energia Eólica 2015-2016**. 2015.

AUN USP. **Vinhaça**: o futuro da fertilização. Disponível em: <<https://www.usp.br/aun/exibir.php?id=7108>>. Acesso em: 11 ago. 2016.

BNDES. **BNDES aprova mais três projetos e encerra 2015 com recorde de R\$ 7,42 bi para parques eólicos — BNDES**. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/>

Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2016/Energia/20160203_eolica.html>. Acesso em: 14 jul. 2016.

BOISVERT, W. Green energy bust in Germany. **Dissent magazine**. Disponível em: <<https://www.dissentmagazine.org/article/green-energy-bust-in-germany>>. Acesso em: 21 mar. 2017.

BRASIL ENERGIA. **Comissão aprova incentivo ao uso de biomassa como fonte de energia**. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/camaranoticias/noticias/INDUSTRIA-E-COMERCIO/502839-COMISSAO-APROVA-INCENTIVO-AO-USO-DE-BIOMASSA-COMO-FONTE-DE-ENERGIA.html>>. Acesso em: 25 jul. 2016.

BRASIL ENERGIA. Cenários de Energia Eólica 2015/2016. 2015.

BRAXENERGY. **Projetos de CSP (Energia Solar Concentrada) no Brasil**. Disponível em: <http://www.braxenergy.com.br/?page_id=84&lang=pt>. Acesso em: 19 jul. 2016.

CANAONLINE. **A biomassa poderá participar de leilões de energia em abril. Mas o preço-teto vai estimular?** Disponível em: <<http://www.canaonline.com.br/conteudo/a-biomassa-podera-participar-de-leiloes-de-energia-em-abril-mas-o-preco-teto-vai-estimular.html#.V5aLAmiAOk>>. Acesso em: 25 jul. 2016.

CAT. **Brasil**, 2015.

CEBDS. **Consumo eficiente de energia elétrica: uma agenda para o Brasil**. Rio de Janeiro, 2016a.

CNPE. **30ª Reunião Ordinária. Anais**. Brasília: 2015.

COELHO, T. **Novas tecnologias e mudanças em modelos comerciais obrigam segmentos a refletir sobre o futuro, num momento em que a conjuntura se mostra adversa**. Disponível em: <<http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/news/gtd/distribuicao/2016/10/distribuicao-no-diva-450409.html>>. Acesso em: 10 out. 2016.

DE FÁTIMA DE OLIVEIRA, S.; SANTOS, M.; HATAKEYAMA, K. Processo sustentável de produção de carvão vegetal quanto aos aspectos:

ambiental, econômico, social e cultural. Palavras-chave. v. 22, n. 2, p. 309–321, 2012.

DOCTORS, R. **Uma análise micro e macroeconômica sobre comercialização de energia a partir do bagaço de cana no Brasil.** [s.l.] Pontifícia Universidade Católica, 2016.

E. GUARNIER et al. Análise estruturada de mecanismos para mitigação dos riscos de comercialização de usinas eólicas alocadas no mercado livre. **XXIII SNPTEE — Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.** 2015.

EMBRAPA. Zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar — Expandir a produção, preservar a vida, garantir o futuro. 2009. p. 58.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030.** Rio de Janeiro, 2007.

EPE. Balanço Energético Nacional 2015. Ano base 2014. 2015a.

EPE. **Plano Decenal de Energia 2024. Empresa de Pesquisa Energética.** 2015b. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório Final do PDE 2024.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório%20Final%20do%20PDE%202024.pdf)>

EPE. O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia. 2016a.

EPE. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis.** Rio de Janeiro, 2016b. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/ Analise de Conjuntura dos Biocombustíveis - boletins periodicos/Analise de Conjuntura - Ano 2013.pdf](http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Analise%20de%20Conjuntura%20dos%20Biocombustiveis%20-%20boletins%20periodicos/Analise%20de%20Conjuntura%20-%20Ano%202013.pdf)>

EPE. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis.** Rio de Janeiro.

EPE. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar e oceânica.**

EPE. **Custo Marginal de Expansão CME — Metodologia de cálculo.** 2016e. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/ NT-EPE-DEE-RE-010-2016-r0.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-010-2016-r0.pdf)>. Acesso em: 4 nov. 2016

ESTADÃO. Coluna do Broad. Sustentável. p. 2016, 2016.

FINEP. **O caso do etanol de segunda geração**. 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook Special Briefing for COP21**. 2015.

IRENA. **Solar energy could power 13% of the world by 2030 | IRENA newsroom**. Disponível em: <<https://irenanewsroom.org/2016/06/22/solar-energy-could-power-13-of-the-world-by-2030/>>. Acesso em: 3 ago. 2016a.

IRENA. **The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025**.

LUCON, O. O papel das energias renováveis na Conferência COP 21. 2016.

MILES PROJECT CONSORTIUM. **Beyond the Numbers: Understanding the Transformation Induced by INDCs. A Report of the Miles Project Consortium**. October, p. 80, 2015.

MME. **Versão final do produto sobre o aproveitamento energético do biogás de aterro sanitário ou de biodigestores no Brasil e sua regulamentação**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <[http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80058/Produtos_Consultores/ElizabethPinto - APROVEITAMENTO ENERGETICO DO BIOGAS DE ATERRO SANITARIO OU DE BIODIGETORES NO BRASIL E SUA REGULAMENTACAO.pdf](http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80058/Produtos_Consultores/ElizabethPinto-APROVEITAMENTO_ENERGETICO_DO_BIOGAS_DE_ATERRO_SANITARIO_OU_DE_BIODIGETORES_NO_BRASIL_E_SUA_REGULAMENTACAO.pdf)>. Acesso em: 9 ago. 2016

MOREIRA, J. R. **Bio-energy and CCS (BECCS): Options for Brazil BECCS in Brazil – perspectives on development**. Instituto de Energia e Ambiente Universidade de São Paulo. São Paulo, 2013. Disponível em: <https://www.iea.org/media/workshops/2013/beccs/Moreira_Session6.pdf>. Acesso em: 25 jul. 2016

MOREIRA, J. R. et al. BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues. **Applied Energy**, v. 179, p. 55–63, 2016.

NEVES, L. **PDE 2025 corta 2 GW da expansão da geração**. Disponível em: <<http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/daily/bec-online/eletrica/2016/08/pde-2025-corta-2-gw-da-expansao-da-geracao-471093.html>>. Acesso em: 11 ago. 2016a.

NEVES, L. Parques antigos, novos negócios. **Brasil Energia**, v. 427, 2016b.

NEVES, L. **Investimentos em renováveis no Brasil sobem 36 %**. Brasil Energia, 2016c.

NEVES, L. **Eólicas e biomassa podem perder incentivo na tarifa fio**. Disponível em: <<http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/daily/tec-online/eletrica/2016/10/eolicas-e-biomassa-podem-perder-incentivo-na-tarifa-fio-471883.html>>. Acesso em: 10 out. 2016d.

NEVES, L. **A escalada da energia solar**. Maio 2016e.

NOVACANA. **Cogeração: como funciona a produção de energia elétrica numa usina sucroalcooleira**. Disponível em: <<https://www.novacana.com/usina/cogerao-como-funciona-producao-energia-eletrica/>>. Acesso em: 21 jul. 2016.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. **Análise das emissões de GEE no Brasil (1970-2013) e suas implicações para políticas públicas**.

ONS. **A evolução da capacidade instalada eólica no horizonte do Plano da Operação Energética**. 2016.

POLITO, R.; SARAIVA, A.; MAIA, C. **Canal Energia — Clipping: BNDES eleva crédito para energia solar e reduz a participação em hidrelétricas**. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Clipping.asp?id=187277>>. Acesso em: 10 out. 2016a.

REN21. **Renewables 2016 Global Status Report**n. Paris, 2016.

REVISTA BIOMASSA BR. **Cosan e Sumitomo criam joint venture para produzir e comercializar pellets de biomassa de cana-de-açúcar**.

RIPOLI, M. **O desenvolvimento tecnológico na mecanização da colheita da cana-de-açúcar**. Disponível em: <<https://www.novacana.com/n/cana/maquina-agricola/tecnologia-mecanizacao-colheita-cana-210814/>>. Acesso em: 11 ago. 2016.

ROGELJ, J. et al. Perspective: Paris Agreement climate proposals need boost to keep warming well below 2 °C. **Nature Climate Change**. v. 534, n. 7609, p. 631–639, 2016a.

RUIZ, E. T. **Alternativas para o financiamento de projetos de bioenergia**, 2015a.

SEAE. **Boletim Informativo de Debêntures Incentivadas**. 2016.

SEEG. **Emissões no Brasil de 1970 a 2014**. Disponível em: <<http://seeg.eco.br/>>. Acesso em: 1 ago. 2016.

SETIS — EUROPEAN COMMISSION. **Bio-CCS — The way forward? | SETIS — European Commission**.

SIAMIG. **Se o Brasil quiser cumprir as metas ambientais da COP-21 terá que dar mais atenção à biomassa da cana**. Disponível em: <http://www.siamig.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=6212:se-o-brasil-quiser-cumprir-as-metas-ambientais-da-cop-21-tera-que-dar-mais-atencao-a-biomassa-da-cana&catid=35:noticias-do-dia&Itemid=70>. Acesso em: 29 jul. 2016.

SIL, A. C. Bem casados para reduzir custos e compartilhar instalações de transmissão, empresas começam. **Brasil Energia**. v. 424. 2016.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado. Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Brasília. 2015.

SMITH, P. et al. Biophysical and economic limits to negative CO2 emissions. **Nature climate change**, 2015.

UNICA. **Sugarcane One Plant, many solutions: Sugar, ethanol, bioelectricity & beyond**. 2015a.

UNICA. **Comercializadoras ligadas à Abbraceel apoiarão Selo Energia Verde**. Disponível em: <<http://unica.com.br/noticia/22757742920316336797/comercializadoras-ligadas-a-abraceel-apoiarao-selo-energia-verde/>>. Acesso em: 9 ago. 2016c.

VALOR ECONÔMICO. **Futuro Limpo**. 2016.

WORLD BANK. **Global Outlook. Divergences and Risks**. 2016. Disponível em: <<http://pubdocs.worldbank.org/en/154911463605617095/>>

Global-Economic-Prospect-2016-Global-Outlook.pdf>. Acesso em: 5 ago. 2016

YAMAGUCHI, H.; PAIVA DE PAULA, C. Regulação da conexão de agentes geradores ao sistema elétrico — cogeração a biomassa. **IX Congresso Brasileiro de Regulação. 3ª ExpoABAR**. 17 e 20 de agosto de 2015. Brasília. n. 1. p. 1199–1208. 2015.

ZEP. **Biomass with CO₂ Capture and Storage (Bio-CCS): The way forward for Europe industrial biotechnology**. 2012a. Disponível em: <<http://online.liebertpub.com/doi/abs/10.1089/ind.2012.1529>>. Acesso em: 25 jul. 2016

CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS – DRI

Mônica Messenberg Guimarães
Diretora de Relações Institucionais

Gerência Executiva de Infraestrutura – GEINFRA

Wagner Ferreira Cardoso
Gerente-Executivo de Infraestrutura

Roberto Wagner Lima Pereira
Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO – DIRCOM

Carlos Alberto Barreiros
Diretor de Comunicação

Gerência Executiva de Publicidade e Propaganda – GEXPP

Carla Gonçalves
Gerente-Executiva de Publicidade e Propaganda

Walner Pessôa
Produção Editorial

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC

Fernando Augusto Trivellato
Diretor de Serviços Corporativos

Área de Administração, Documentação e Informação – ADINF

Maurício Vasconcelos de Carvalho
Gerente-Executivo de Administração, Documentação e Informação

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

Rafael Kelman - PSR
Consultoria



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA