

SÉRIE
ESTUDOS DE OFERTA

NOTA TÉCNICA PR 003/22

Oferta de Energia Elétrica – PNE2050

Maio de 2022



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretário Executivo

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Rafael Bastos da Silva

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Pedro Paulo Dias Mesquita



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia
- Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54 - 5º andar.
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

SÉRIE
ESTUDOS DE OFERTA

NOTA TÉCNICA PR 003/22

Oferta de Energia Elétrica PNE 2050

Coordenação Geral

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira
Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Carla da Costa Lopes Achão

Coordenação Técnica

Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica

Luciano Basto Oliveira
Marcos Ribeiro Conde
Rodrigo Vellardo Guimarães

Nº NT-EPE-PR 003/2022
Rio de Janeiro, maio de 2022

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

APRESENTAÇÃO

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é empresa pública instituída nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, e do Decreto n° 5.184, de 16 de agosto de 2004, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

O presente texto insere-se no contexto do planejamento de longo prazo, que contempla estudos de diversos temas ligados ao mercado de energia, com foco em análises de demanda, recursos energéticos, economia da energia, evolução tecnológica, aspectos socioambientais e outros temas. Os estudos sobre a expansão da demanda e oferta de energia elétrica subsidiam a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia de Longo Prazo (PNE), publicações fundamentais para a avaliação das estratégias de expansão da oferta de energia no médio e no longo prazo.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	2
2. SÍNTESE DA METODOLOGIA	6
3. ESTRUTURA COMPUTACIONAL DO MODELO	10
3.1 SEQUÊNCIA DOS SOFTWARES UTILIZADOS NA RODADA NO PLANEL	10
3.2 FUNÇÃO OBJETIVO:	11
3.3 RESTRIÇÕES	13
3.3.1 Restrições de Expansão	13
3.3.2 Restrições Operativas	14
3.3.3 Restrições Ambientais	19
3.3.4 Restrições de Consumo de Combustível	20
3.4 CÁLCULOS FINANCEIROS	21
3.4.1 Custo de investimento	21
3.4.2 Custos variáveis de operação	24
4. CONJUNTO DE PREMISSAS	27
4.1 PREMISSAS MACROECONÔMICAS	27
4.2 PREMISSAS DE DEMANDA	28
4.2.1 Requisito de Geração x GD x Autoprodução	28
4.2.2 Requisito de Geração: Carga x Ponta	29
4.2.3 Requisito de Geração: Potencial x Carga de Energia	30
4.2.4 Autoprodução Não injetada na Rede	31
4.2.5 Recursos Energéticos Distribuídos	31
4.3 PREMISSAS CONSIDERADAS NA MODELAGEM DE EXPANSÃO	32
4.4 PREMISSAS BÁSICAS PARA A FORMULAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO E DESAFIOS	33
4.4.1 Fontes e Tecnologias consideradas no PNE	35
4.5 CUSTO NIVELADO	36
4.6 QUADRO RESUMO	37
4.7 CURVA DE CUSTOS	37
5. PERGUNTAS E SENSIBILIDADES	39
5.1 QUAIS AS PERSPECTIVAS CASO HAJA RESTRIÇÕES AO APROVEITAMENTO DO POTENCIAL REMANESCENTE DE UHE'S?	39
5.2 QUAL O IMPACTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS SOBRE O SETOR ENERGÉTICO?	41
5.3 QUAIS IMPACTOS SOBRE O SETOR DE UMA MAIOR INSERÇÃO DE FONTES DE GERAÇÃO RENOVÁVEL VARIÁVEL, EM TERMOS DE CUSTO, DISPONIBILIDADE ETC.?	42

5.4 NO HORIZONTE ATÉ 2050, QUE OUTRAS TECNOLOGIAS PODEM GANHAR IMPORTÂNCIA NO ATENDIMENTO À DEMANDA ENERGÉTICA FUTURA DO PAÍS?	46
5.5 QUAL O PAPEL DA TECNOLOGIA NUCLEAR NA FUTURA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA?	48
5.6 UM SISTEMA ELÉTRICO 100% RENOVÁVEL É POSSÍVEL E VIÁVEL ECONOMICAMENTE ATÉ 2050?	49
5.7 A GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO ATINGIU UM TETO NA SUA OFERTA NO BRASIL?	50
5.8 COMO UM CENÁRIO DE ELETRIFICAÇÃO DE TRANSPORTES (CARGAS, MAS PRINCIPALMENTE PASSAGEIROS) AFETA OUTRAS CADEIAS COMO A DE ETANOL E DE PETRÓLEO? COMO O PAÍS SE POSICIONA DIANTE DESSE TEMA?	51
6. TRAJETÓRIAS	52
6.1 CONSIDERANDO APENAS UHE'S EM ÁREAS SEM INTERFERÊNCIA COM UC OU TI	52
6.2 CONSIDERANDO ALGUMA RESTRIÇÃO NO POTENCIAL HIDRELÉTRICA INVENTARIADO DISPONÍVEL	94
6.3 CONSIDERANDO TODO POTENCIAL HIDRELÉTRICO INVENTARIADO DISPONÍVEL	102
7. SÍNTESE DE CUSTOS E EMISSÕES NO HORIZONTE 2050	139
8. ANÁLISE CONJUNTA	143
9. ANEXOS	150

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Evolução do PIB por período no Mundo e no Brasil (% ao ano)</i>	28
<i>Tabela 2 - Síntese dos dados de projetos geradores usados nos estudos PNE 2050</i>	37
<i>Tabela 3 - Potência Acumulada na simulação com cenário de estagnação econômica considerando apenas UHE's em áreas sem interferência com UC ou TI</i>	52
<i>Tabela 4 - Potência Acumulada na simulação com expansão 100% renovável</i>	54
<i>Tabela 5 - Potência Acumulada na simulação com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE</i>	55
<i>Tabela 6 - Potência Acumulada na simulação com o potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência</i>	56
<i>Tabela 7 - Potência Acumulada na simulação com cenário de redução de disponibilidade hídrica</i>	58
<i>Tabela 8 - Potência Acumulada na simulação com simulação de redução de disponibilidade hídrica sem emissões</i>	59
<i>Tabela 9 - Potência Acumulada na simulação com sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH</i>	61
<i>Tabela 10 - Potência acumulada na simulação com considerando repotenciação de UHE's</i>	62
<i>Tabela 11 - Potência Acumulada considerando a integração elétrica com países da América do Sul</i>	63
<i>Tabela 12 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação da integração elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior</i>	65
<i>Tabela 13 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação de integração elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor</i>	66
<i>Tabela 14 - Potência acumulada na simulação com frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050</i>	68
<i>Tabela 15 - Potência Acumulada da simulação eólica limitada a 50 GW no horizonte.</i>	69
<i>Tabela 16 - Potência Acumulada com simulação de eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte</i>	71
<i>Tabela 17 - Potência Acumulada da simulação de eólica offshore com 20% de redução de CAPEX</i>	72
<i>Tabela 18 - Potência Acumulada da simulação de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte</i>	74
<i>Tabela 19 - Potência Acumulada considerando o aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra</i>	75
<i>Tabela 20 - Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra</i>	77
<i>Tabela 21 - Potência Acumulada considerando repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra</i>	78
<i>Tabela 22 - Potência Acumulada considerando redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear</i>	80
<i>Tabela 23 - Potência Acumulada considerando redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear</i>	81
<i>Tabela 24 - Capacidade Instalada em 2050 considerando redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear</i>	83

<i>Tabela 25 - Potência Acumulada na simulação considerando redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear</i>	84
<i>Tabela 26 - Potência Acumulada considerando uma expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares</i>	86
<i>Tabela 27 - Capacidade Instalada em 2050 considerando uma expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares</i>	87
<i>Tabela 28 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com carvão financiado com redução de 20% no CAPEX</i>	89
<i>Tabela 29 - Potência Acumulada na simulação com capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050</i>	90
<i>Tabela 30 - Potência Acumulada na simulação de GD limitada a 25 GW em 2050</i>	92
<i>Tabela 31 - Potência Acumulada com GN do Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu</i>	93
<i>Tabela 32 - Potência Acumulada na simulação com potencial inventariado total exceto UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)</i>	94
<i>Tabela 33 - Potência acumulada com todo potencial inventariado, exceto UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)</i>	96
<i>Tabela 34 - Potência Acumulada com todas as UHE's em áreas de interferência com CAPEX dobrado</i>	97
<i>Tabela 35 - Potência acumulada da expansão com as UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado</i>	99
<i>Tabela 36 - Potência acumulada das UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado</i>	100
<i>Tabela 37 - Potência Acumulada das UHE's com interferência após 2040</i>	101
<i>Tabela 38 - Capacidade Instalada em 2050 considerando todo potencial hidrelétrico inventariado disponível no cenário Estagnação Econômica</i>	103
<i>Tabela 39 - Potência Acumulada considerando uma matriz elétrica com expansão 100% renovável</i>	104
<i>Tabela 40 - Potência Acumulada com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE</i>	105
<i>Tabela 41 - Potência Acumulada na simulação com todo o potencial hidrelétrico inventariado</i>	107
<i>Tabela 42 - Potência Acumulada na simulação com Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)</i>	108
<i>Tabela 43 - Potência Acumulada na simulação com Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões</i>	109
<i>Tabela 44 - Potência Acumulada na simulação com Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH</i>	111
<i>Tabela 45 - Potência Acumulada na simulação com Repotenciação de UHE</i>	112
<i>Tabela 46 - Potência Acumulada na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul</i>	113
<i>Tabela 47 - Potência Acumulada na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior</i>	114
<i>Tabela 48 - Potência Acumulada na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor</i>	116

<i>Tabela 49 - Potência Acumulada na simulação com Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050</i>	<i>117</i>
<i>Tabela 50 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte</i>	<i>118</i>
<i>Tabela 51 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte</i>	<i>119</i>
<i>Tabela 52 - Potência Acumulada na simulação com Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX</i>	<i>121</i>
<i>Tabela 53 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte</i>	<i>122</i>
<i>Tabela 54 - Potência Acumulada na simulação com Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo na entressafra</i>	<i>123</i>
<i>Tabela 55 - Potência Acumulada na simulação com Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo 50% maior na entressafra</i>	<i>124</i>
<i>Tabela 56 - Potência Acumulada na simulação com Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra</i>	<i>126</i>
<i>Tabela 57 - Potência Acumulada na simulação com Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear</i>	<i>127</i>
<i>Tabela 58 - Potência Acumulada na simulação com Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear</i>	<i>128</i>
<i>Tabela 59 - Potência Acumulada na simulação com Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear</i>	<i>129</i>
<i>Tabela 60 - Potência Acumulada na simulação com Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear</i>	<i>131</i>
<i>Tabela 61 - Potência Acumulada na simulação com Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares</i>	<i>132</i>
<i>Tabela 62 - Potência Acumulada na simulação com Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares</i>	<i>133</i>
<i>Tabela 63 - Potência Acumulada na simulação com Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX</i>	<i>134</i>
<i>Tabela 64 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050</i>	<i>136</i>
<i>Tabela 65 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050</i>	<i>137</i>
<i>Tabela 66 - Potência Acumulada na simulação com GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu</i>	<i>138</i>
<i>Tabela 67 - Simulações, custos e emissões</i>	<i>139</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Estrutura do modelo PLANEL</i>	9
<i>Figura 2: Sequência percorrida pelos dados de entrada para a importação de um caso do modelo PLANEL</i>	10
<i>Figura 3: Sequência de softwares utilizados em uma rodada de modelo PLANEL</i>	11
<i>Figura 4: Custo de investimento no ano de entrada em operação</i>	22
<i>Figura 5: Parcelas anuais ao longo da vida útil de um projeto</i>	23
<i>Figura 6: Valor presente das infinitas parcelas</i>	23
<i>Figura 7: Custo de geração para o período após o horizonte de fim de estudo.</i>	26
<i>Figura 8: Requisito de Geração x GD x Autoprodução</i>	29
<i>Figura 9: Requisito de Geração: Carga x Ponta</i>	29
<i>Figura 10: Requisito de Geração: Potencial x Carga de Energia</i>	30
<i>Figura 11 - Autoprodução Não injetada na Rede</i>	31
<i>Figura 12 - Contribuição para a eficiência energética</i>	31
<i>Figura 13 - Curva de custos.</i>	38
<i>Figura 14 - Avaliação da postergação da entrada das UHE's com interferência somente após 2040</i>	40
<i>Figura 16 - Geração e armazenamento médio com grande inserção de renováveis não-controláveis</i>	44
<i>Figura 15 - Geração e armazenamento Médio: parque gerador atual mais geradoras contratadas até 2019</i>	44
<i>Figura 17 - Expansão com redução de disponibilidade hídrica com e sem restrições de emissões</i>	49
<i>Figura 18 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com cenário de estagnação econômica considerando apenas UHE's em áreas sem interferência com UC ou TI</i>	53
<i>Figura 19 - Potência Acumulada na simulação com expansão 100% renovável</i>	54
<i>Figura 20 - Potência Instalada em 2050 na simulação com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE</i>	55
<i>Figura 21 - Potência Instalada em 2050 na simulação com o potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência</i>	57
<i>Figura 22 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com cenário de redução de disponibilidade hídrica</i>	58
<i>Figura 23 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com simulação de redução de disponibilidade hídrica sem emissões</i>	60
<i>Figura 24 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH</i>	61
<i>Figura 25 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com considerando repotenciação de UHE's</i>	62
<i>Figura 26 - Capacidade Instalada em 2050 considerando a integração elétrica com países da América do Sul</i>	64
<i>Figura 27 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação da integração elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior</i>	65

<i>Figura 28 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação de integração elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor</i>	67
<i>Figura 29 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050</i>	68
<i>Figura 30 - Capacidade Instalada em 2050 da simulação eólica limitada a 50 GW no horizonte.</i>	70
<i>Figura 31 - Capacidade Instalada em 2050 com simulação de eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte</i>	71
<i>Figura 32 - Capacidade Instalada em 2050 da simulação de eólica offshore com 20% de redução de CAPEX</i>	73
<i>Figura 33 - Capacidade Instalada em 2050 da simulação de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte</i>	74
<i>Figura 34 - Capacidade Instalada em 2050 considerando o aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra</i>	76
<i>Figura 35 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra</i>	77
<i>Figura 36 - Capacidade Instalada em 2050 considerando repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra</i>	79
<i>Figura 37 - Capacidade Instalada em 2050 considerando redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear</i>	80
<i>Figura 38 - Capacidade Instalada em 2050 considerando redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear</i>	82
<i>Figura 39 - Capacidade Instalada em 2050 considerando redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear</i>	83
<i>Figura 40 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação considerando redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear</i>	85
<i>Figura 41 - Capacidade Instalada em 2050 considerando uma expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares</i>	86
<i>Figura 42 - Capacidade Instalada em 2050 considerando uma expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares</i>	88
<i>Figura 43 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com carvão financiado com redução de 20% no CAPEX</i>	89
<i>Figura 44 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050</i>	91
<i>Figura 45 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação de GD limitada a 25 GW em 2050</i>	92
<i>Figura 46 - Capacidade Instalada em 2050 com GN do Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu</i>	93
<i>Figura 47 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com potencial inventariado total exceto UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)</i>	95
<i>Figura 48 - Capacidade Instalada em 2050 com todo potencial inventariado, exceto UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)</i>	96
<i>Figura 49 - Capacidade Instalada em 2050 com todas as UHE's em áreas de interferência com CAPEX dobrado</i>	98

<i>Figura 50 - Capacidade Instalada em 2050 com as UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado</i>	99
<i>Figura 51 - Capacidade Instalada em 2050 das UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado</i>	100
<i>Figura 52 - Capacidade Instalada em 2050 das UHE's com interferência após 2040</i>	102
<i>Figura 53 - Capacidade Instalada em 2050 considerando todo potencial hidrelétrico inventariado disponível no cenário Estagnação Econômica</i>	103
<i>Figura 54 - Capacidade Instalada em 2050 considerando uma matriz elétrica com expansão 100% renovável</i>	104
<i>Figura 55 - Capacidade Instalada em 2050 com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE</i>	106
<i>Figura 56 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com todo o potencial hidrelétrico inventariado</i>	107
<i>Figura 57 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)</i>	108
<i>Figura 58 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões</i>	110
<i>Figura 59 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH</i>	111
<i>Figura 60 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Repotenciação de UHE</i>	112
<i>Figura 61 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul</i>	113
<i>Figura 62 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior</i>	115
<i>Figura 63 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor</i>	116
<i>Figura 64 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050</i>	117
<i>Figura 65 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte</i>	118
<i>Figura 66 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte</i>	120
<i>Figura 67 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX</i>	121
<i>Figura 68 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte</i>	122
<i>Figura 69 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo na entressafra</i>	123
<i>Figura 70 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo 50% maior na entressafra</i>	125
<i>Figura 71 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra</i>	126

<i>Figura 72 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear</i>	<i>127</i>
<i>Figura 73 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear</i>	<i>128</i>
<i>Figura 74 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear</i>	<i>130</i>
<i>Figura 75 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear</i>	<i>131</i>
<i>Figura 76 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares</i>	<i>132</i>
<i>Figura 77 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares</i>	<i>133</i>
<i>Figura 78 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX</i>	<i>135</i>
<i>Figura 79 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050</i>	<i>136</i>
<i>Figura 80 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050</i>	<i>137</i>
<i>Figura 81 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu</i>	<i>138</i>
<i>Figura 82 - Participação de Renováveis sobre a capacidade instalada e na geração no Período Médio</i>	<i>145</i>
<i>Figura 83 - Expansão com redução de disponibilidade hídrica com e sem restrições de emissões</i>	<i>147</i>
<i>Figura 84 - Expansão 100% renovável vs. expansão com restrição a emissões</i>	<i>149</i>

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*Double sided*”)

1. Introdução

O Brasil dispõe de recursos renováveis e não renováveis suficientes para atender a demanda de eletricidade no horizonte até 2050. Preocupações com a segurança energética e com as mudanças climáticas têm levado os governos de diversos países, incluindo o do Brasil, a estabelecerem políticas energéticas que promovam a eficiência energética, a diversificação da matriz e uma maior participação de fontes renováveis no parque gerador. A hidreletricidade tem sido historicamente a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro. No entanto, os impactos socioambientais associados à implantação de usinas hidrelétricas representam hoje o principal desafio para o desenvolvimento do potencial ainda a ser explorado, em sua maior parte na região Amazônica. A fonte solar fotovoltaica tem perspectiva de se tornar economicamente competitiva num futuro próximo, seguindo a trajetória recente da geração eólica, mas a maior participação de ambas as fontes no sistema elétrico requer tecnologias adicionais capazes de mitigar a intermitência e a variabilidade características destas fontes. Usinas hidrelétricas e termelétricas a gás natural em ciclo simples têm sido as opções mais utilizadas pela flexibilidade operativa. Outra opção são as tecnologias de armazenamento. Reservatórios hidrelétricos constituem atualmente a única tecnologia economicamente competitiva capaz de armazenar grandes quantidades de energia. Outras soluções tecnológicas têm sido desenvolvidas, como sistemas de baterias, contudo com custos ainda elevados. A adequada expansão do sistema de distribuição também pode desempenhar papel importante para mitigar a intermitência das fontes eólica e solar fotovoltaica a nível regional, dada a distribuição espacial destas fontes nas vastas áreas das regiões geográficas brasileiras. Por fim, a expansão do sistema de transmissão continuará essencial para explorar as sinergias entre os parques geradores renováveis regionais com perfis sazonais de geração distintos, proporcionando redução de custos e maior confiabilidade da operação elétrica.

Os estudos de planejamento da expansão de longo prazo da oferta de energia elétrica têm por objetivo estabelecer uma estratégia de expansão das diversas fontes geradoras que permita atender a demanda futura de energia elétrica de forma econômica, confiável e sustentável. O Brasil é um país em desenvolvimento, com uma taxa média de crescimento de PIB prevista de 3,1% a.a. no horizonte até 2050, e taxas semelhantes para o crescimento médio do consumo de energia elétrica. Trata-se de um país com uma vasta área geográfica, por onde estão distribuídos recursos energéticos significativos, renováveis e não renováveis. A distribuição destes recursos entre as regiões, no entanto, é desigual, assim como é o nível de desenvolvimento econômico das mesmas. Adicionalmente, pelas dimensões do país, as fontes renováveis apresentam características diferentes de uma região para outra, como o regime hidrológico dos rios, a intensidade de radiação solar e a velocidade média dos ventos ao longo do dia e ao longo do ano. Longas distâncias separam os principais centros

consumidores, e entre estes e alguns recursos energéticos, como o potencial hidrelétrico ainda a ser explorado, concentrado em sua maior parte na Amazônia, o potencial eólico, notadamente no nordeste e o carvão mineral, no extremo sul do país. Como consequência, a expansão da geração para o sistema elétrico brasileiro representa uma tarefa complexa, em que o sistema de transmissão desempenha papel fundamental para promover as sinergias entre as fontes geradoras e garantir a confiabilidade do atendimento à demanda.

Pelas dimensões e características do sistema elétrico brasileiro, o planejamento da expansão da geração de longo prazo representa um problema complexo, cuja solução requer ferramentas computacionais de apoio. A complexidade do problema é ainda maior se incluir os múltiplos objetivos (economicidade, confiabilidade e sustentabilidade) e as incertezas associadas aos diversos parâmetros do problema (demanda futura, custos de combustíveis etc). Para o sistema brasileiro, pelo seu porte, uma modelagem matemática multiobjetivo e com representação das incertezas, com solução viável do ponto de vista computacional, ainda carece ser desenvolvida. O modelo computacional utilizado neste estudo contempla apenas um único objetivo, o da otimização econômica. Objetivos outros e as incertezas podem ser analisados através de cenários e/ou análise de sensibilidade.

Em função da predominância da geração hidrelétrica no parque gerador brasileiro, que pode perdurar no horizonte deste estudo ou no mínimo continuar sendo a fonte com maior participação na matriz elétrica, a incerteza hidrológica continuará merecendo atenção dos planejadores na resolução do problema do planejamento da expansão. A análise da operação restrita aos cenários de hidrologia média e crítica, apesar da simplicidade das premissas, é adequada para o tratamento da incerteza hidrológica para o horizonte de longo prazo, conforme metodologia adotada em outros planos, como o PNE 2030 (EPE, 2007). Vale ressaltar, no entanto, que a exploração do potencial hidrelétrico da Amazônia através de usinas hidrelétricas a fio d'água introduz a necessidade da análise da operação em períodos de tempo menores, visto que os rios desta região apresentam elevada sazonalidade, que é repassada para o perfil de geração das usinas desta região. A análise da operação em base anual, adotada em estudos passados torna-se inadequada, e a análise do atendimento à carga de demanda torna-se particularmente importante. A drástica redução de vazões dos rios desta região no segundo semestre do ano compromete severamente a capacidade de geração destas usinas para o atendimento à carga de energia e à carga de demanda do país.

Adicionalmente, o desenvolvimento tecnológico e a redução de custos dos parques eólicos verificados nos últimos anos têm resultado numa participação crescente desta fonte no parque gerador brasileiro. Painéis fotovoltaicos também se apresentam cada vez mais competitivos, principalmente na forma de geração distribuída. Estas fontes são tipicamente intermitentes, além de apresentarem variabilidade ao longo do dia e ao longo do ano, o que

impõe novos desafios aos estudos de planejamento da operação e da expansão. Para garantir uma operação elétrica confiável, dentro do padrão de qualidade desejado, é preciso conjugar a expansão das fontes renováveis intermitentes com outras que sejam capazes de responder rapidamente às suas variações, como as usinas hidrelétricas e as usinas termelétricas a gás natural em ciclo simples. O sistema de distribuição assume importância maior neste contexto, contribuindo para a mitigação da intermitência a nível regional (dada a maior distribuição espacial destas fontes), assim como os intercâmbios regionais, que permitem explorar as sinergias das diversas fontes geradoras instaladas em cada região.

De maneira geral, tecnologias de armazenamento são essenciais para maximizar a geração a partir de fontes renováveis e garantir o suprimento de energia nos períodos em que os recursos naturais são escassos. No caso da hidreletricidade, a solução tecnológica de armazenamento se deu através da construção de reservatórios de acumulação (anual ou plurianual), capazes de mitigar a incerteza e a variabilidade sazonal dos regimes hidrológicos dos rios brasileiros. No caso de fontes renováveis intermitentes, o armazenamento permitiria explorar os excedentes de eletricidade nos horários do dia em que os recursos naturais são mais favoráveis, para utilização num momento posterior, quando na ausência de ventos ou radiação solar. Dessa forma, poderia se evitar, total ou parcialmente, a operação de usinas termelétricas a combustíveis fósseis, que é cara e emite gases poluentes, que se faria necessária para o pleno atendimento à carga nesses momentos de recursos naturais escassos. Os reservatórios de usinas hidrelétricas podem também ser utilizados para armazenar os excedentes de geração eólica e/ou solar. Diversas tecnologias de armazenamento estão em desenvolvimento em vários países do mundo, entretanto, reservatórios de acumulação de usinas hidrelétricas representam a tecnologia mais econômica atualmente para armazenar grandes quantidades de energia. Usinas hidrelétricas com armazenamento bombeado, também conhecidas como usinas reversíveis, podem ser consideradas outra solução econômica de armazenamento, embora sejam de fato consumidoras líquidas de energia ao longo de um período⁸. A representação das tecnologias de armazenamento é outro aprimoramento que precisa ser feito nos modelos de planejamento de longo prazo para sistemas elétricos de grande porte. Ressalta-se que o acoplamento temporal exige maior esforço computacional.

Novas tecnologias de uso final, como os carros elétricos, e a maior inserção de painéis solares fotovoltaicos nos sistemas de distribuição, introduzem dificuldades adicionais ao planejamento da expansão e da operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, ainda não devidamente equacionadas no que diz respeito às ferramentas computacionais de apoio. Nos estudos aqui realizados procurou-se aprimorar, à medida do possível, a modelagem do problema de planejamento da expansão da geração. Conforme mencionado anteriormente, a análise da operação foi feita em base trimestral, levando em

consideração a variação sazonal de geração das diversas fontes renováveis. Adicionalmente, para a análise do atendimento à carga de demanda, foram considerados valores mais conservadores para a capacidade de geração das fontes eólica e solar fotovoltaica, dada as incertezas e variabilidades a elas associadas e ainda não adequadamente mensuradas. Certamente, estudos adicionais serão necessários para analisar com maior rigor o impacto das novas tecnologias de geração e de uso final na operação elétrica e energética do sistema elétrico brasileiro. Ressalta-se que para isso será necessário não apenas o desenvolvimento de modelos computacionais mais sofisticados, mas também o desenvolvimento de uma base de dados sobre a variabilidade das fontes renováveis que permita determinar estatísticas importantes para uma adequada modelagem matemática.

Finalmente, preocupações com relação às mudanças climáticas são crescentes no Brasil e no mundo. No que tange ao setor elétrico, o uso eficiente da energia e maior participação de fontes renováveis na matriz elétrica apresentam-se como soluções para mitigação dos gases de efeito estufa. Os impactos socioambientais positivos e negativos relacionados com a implantação e operação das usinas geradoras devem ser considerados na fase de concepção de cada projeto, mas também na análise integrada de todas as fontes geradoras do sistema elétrico brasileiro, visto que as fontes apresentam distintos custos econômicos e impactos ambientais, e contribuem de forma distinta para a confiabilidade da operação do sistema elétrico.

2. Síntese da metodologia

Para os estudos de longo prazo é necessária a elaboração de cronogramas de expansão que permitam analisar diferentes estratégias quanto à aspectos econômicos, tecnológicos, socioambientais e regulatórios que apresentem não apenas aspectos do setor elétrico, mas que também permitam analisar sua interface com o sistema energético. O uso dos modelos matemáticos atua como um sistema de apoio a tomada de decisão, a modelagem é sempre um ensaio de representação da realidade, na qual são selecionados aspectos chaves a serem representados de maneira a se obter respostas importantes frente a decisões, em especial sob condições de incerteza, elemento cuja atuação tende a ser ampliada, em especial nos estudos cujo horizonte é de longo prazo. E, ainda que o modelo matemático seja uma simplificação da realidade, são adotadas simplificações de modo a permitir a abordagem e tratamento do problema.

Em linhas gerais, este modelo constrói automaticamente alternativas viáveis de expansão do sistema e seleciona dentre essas alternativas, integrando geração e transmissão, aquela que resulta em menor custo total. As alternativas viáveis de expansão são constituídas por novos empreendimentos de geração, a partir de diferentes fontes e tecnologias, e de reforços nas interligações, capazes de assegurar um suprimento confiável e sustentável da demanda prevista em cada subsistema.

Para a discretização temporal modelo de longo prazo, o ano foi dividido em quatro trimestres, desta maneira, pode-se captar, ainda que simplificada, a sazonalidade de geração de fontes renováveis, como a produção de energia eólica e a variabilidade hidrológica. Do ponto de vista da demanda também esta discretização permite captar as variações não apenas ao longo dos anos, mas também intra-anualmente, e desta maneira propor estratégias de expansão que equacionem a oferta e demanda, tanto de energia quanto de ponta para cada trimestre do ano.

Para se reduzir o esforço computacional e possibilitar a análise de um grande número de alternativas de expansão, o modelo não simula a operação detalhada do sistema hidrotérmico para uma amostra de possíveis cenários hidrológicos, como é feito, por exemplo, no modelo NEWAVE. Ao contrário, neste modelo de planejamento da expansão, a operação energética do sistema é avaliada de forma aproximada, através de três balanços estáticos independentes, associados respectivamente a duas condições hidrológicas (crítica e média) e uma condição de atendimento de ponta, para cada subsistema, a cada período de tempo.

Assim, para a condição hidrológica crítica, a produção de uma usina hidrelétrica é dada por sua *energia firme*, definida por sua capacidade média de geração ao longo do *período crítico*

do sistema interligado nacional, enquanto que, para a condição hidrológica média, é dada por sua *energia média*, definida por sua capacidade média de geração ao longo de todo o *período histórico*. Além disso, o modelo verifica também se o sistema será capaz de suprir a *carga máxima ou demanda de ponta* prevista em cada subsistema, ou seja, efetua-se um terceiro balanço, em condição de ponta de cada trimestre.

A *capacidade máxima de geração de uma usina hidrelétrica* na hora da ponta do sistema (levando-se em conta sua disponibilidade hídrica naquele momento) pode ser admitida conservadoramente, por hipótese, como igual à sua capacidade máxima de produção de energia em horários de ponta (admitindo-se um período de produção a plena potência de cerca por uma quantidade determinada de horas por dia), verificada durante o pior trimestre do ano (variação sazonal), em condição hidrológica crítica (variação anual). As demais fontes têm sua capacidade de ponta admitida como proporcional à sua disponibilidade média de potência no intervalo de tempo utilizado.

Em síntese, pode-se considerar que para efeito de uma análise simplificada da operação energética do sistema em longo prazo, cada usina pode ser caracterizada por três atributos essenciais, correspondentes aos valores de sua capacidade de produção nas condições hidrológicas crítica e média, e na condição de atendimento de ponta. Para as usinas renováveis (hidrelétricas, eólicas, biomassa, etc.), estes atributos correspondem aos valores pré-determinados para sua geração no período considerado, com base na disponibilidade de energia da fonte primária, enquanto para as usinas termelétricas, em geral, representam os valores máximos de sua geração no período (a geração efetiva será calculada pelo modelo admitindo-se um despacho flexível dessas termelétricas, por ordem de mérito). Dividindo-se os valores da geração média de uma usina (MWmed) em cada condição de atendimento e cada período por sua respectiva potência instalada (MW) obtêm-se os correspondentes *fatores de capacidade crítico, médio e de ponta*, os quais podem ser importantes indicadores operativos da expansão indicada.

Na avaliação dos custos de operação em cada período (parcelas da função objetivo), considera-se apenas o despacho das usinas termelétricas na *condição média*, admitindo-se que o cenário de hidrologia média ocorre na maior parte do tempo. Isto é importante para que se possa interpretar que, na definição da estratégia ótima de expansão da oferta, a adição de uma nova capacidade de geração ou transmissão ocorre geralmente a partir do momento em que, para atender 1 MWh adicional de consumo, é mais econômico instalar esta nova capacidade (arcando com o seu custo de investimento) do que simplesmente aumentar a geração média do sistema existente (aumentando portanto o valor esperado (sobre os cenários hidrológicos) do custo de operação). Em outras palavras, nessa situação o

custo marginal de expansão (CME) se iguala ao valor esperado do custo marginal de operação (CMO), o que comumente é denominado *critério econômico de expansão*.

É importante ressaltar que as expansões de capacidade ocorrem não apenas devido ao critério econômico, mas também para assegurar a satisfação de todas as restrições do problema, em especial, os balanços energéticos em condição crítica e/ou em condição de ponta. Este critério é denominado como o *critério de confiabilidade*.

Outro aspecto importante, e que constitui uma evolução com relação à metodologia utilizada nos estudos de longo prazo realizados anteriormente, é que se constatou em estudos recentes que as novas usinas hidrelétricas da Amazônia, assim como os futuros parques eólicos e as usinas a biomassa de cana de açúcar a serem considerados, apresentam uma acentuada variação sazonal de sua capacidade de produção ao longo do ano. Assim, tornou-se necessário verificar se o sistema planejado é capaz de suprir adequadamente as demandas previstas de cada subsistema ao longo de todo o ano, através de balanços energéticos mais frequentes, com periodicidade pelo menos trimestral. A simples utilização de balanços médios anuais ou semestrais mostrou-se excessivamente otimista e, portanto, insuficiente.

O critério de confiabilidade de suprimento adotado baseia-se então em três balanços estáticos simultâneos para cada subsistema, a cada trimestre do horizonte de estudo. Segundo esse critério, a soma da geração das usinas e respectivos intercâmbios deve ser sempre maior ou igual à carga líquida, ou seja, não deve ocorrer déficit em nenhum subsistema, em nenhum trimestre, em nenhum balanço, sempre que possível. Vale ressaltar que o modelo de expansão considera que, em raras condições, pode ser "ótimo" do ponto de vista econômico ocorrer déficit em algum subsistema, em algum trimestre, em condição hidrológica média ou crítica, ou ainda pode indicar que dada expansão o sistema não é capaz de atender à demanda de ponta (caso se verifique algum déficit no balanço de ponta). Nesta situação, admite-se que o custo unitário do déficit (penalidade) será constante e uniforme em todos os subsistemas, podendo haver diferenciação entre o valor de penalidade entre os balanços de energia (média e crítica) e ponta

A decisão econômica entre as alternativas de expansão é baseada no *valor presente do fluxo de caixa descontado*. Em geral, tem-se adotado uma taxa de desconto de 8% ao ano, uniforme ao longo do horizonte.

Como resultado das simulações, o modelo apresenta o sequenciamento temporal ótimo das expansões das capacidades de geração e interligação entre subsistemas, satisfazendo todas as restrições estabelecidas, a mínimo custo. A Figura 1 apresenta um diagrama esquemático do modelo.

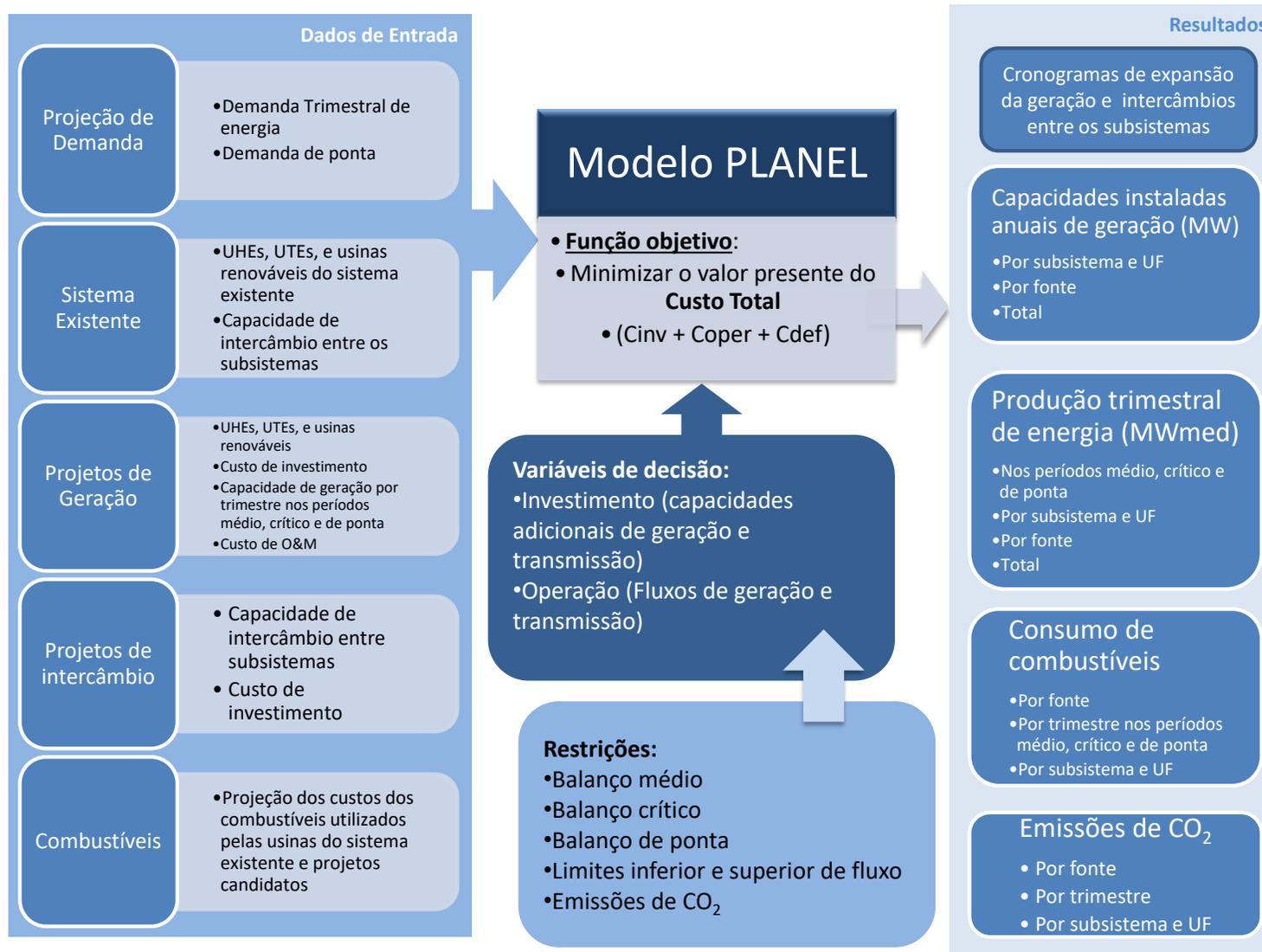


Figura 1: Estrutura do modelo PLANEL

3. Estrutura computacional do Modelo

O modelo PLANEL é composto de um código fonte, desenvolvido em plataforma AIMMS, de um Otimizador (utiliza-se um “solver” comercial, capaz de resolver problemas de programação linear inteira mista de grande porte, como, p.ex., o software CPLEX 12.6), de planilhas EXCEL e arquivos em ACCESS contendo os dados de entrada e, os resultados calculados podem ser visualizados dentro da plataforma AIMMS exportados para planilhas EXCEL.

O preenchimento dos dados de entrada é feito pelo usuário em planilhas Excel, que realizam cálculos preliminares. O banco de dados em Access assegura a consistência e integridade das informações inseridas, como, por exemplo, não permitindo que sejam fornecidas usinas repetidas ou que algum parâmetro essencial de um elemento seja deixado em branco. Além disso, utiliza-se a técnica de vincular as tabelas de dados do Access às planilhas Excel de tal forma que ao alterar valores nessas planilhas a nova informação é automaticamente transferida para o banco de dados. O sistema Access executa automaticamente uma série predefinida de consultas, as quais preparam então a transferência dos dados de entrada correspondentes a um “estudo de caso” no formato requerido pelo modelo PLANEL para ser executado no “ambiente” AIMMS.

3.1 Sequência dos softwares utilizados na rodada no PLANEL

O comando de importação é dado a partir da tela inicial do modelo PLANEL que estiver sendo executado pelo sistema AIMMS, sendo que a comunicação, para grande parte dos dados importados, entre o AIMMS e o Access, é realizada através de um ODBC (*Open Data Base Connectivity*). A sequência de importação dos dados de entrada é mostrada na Figura 2.

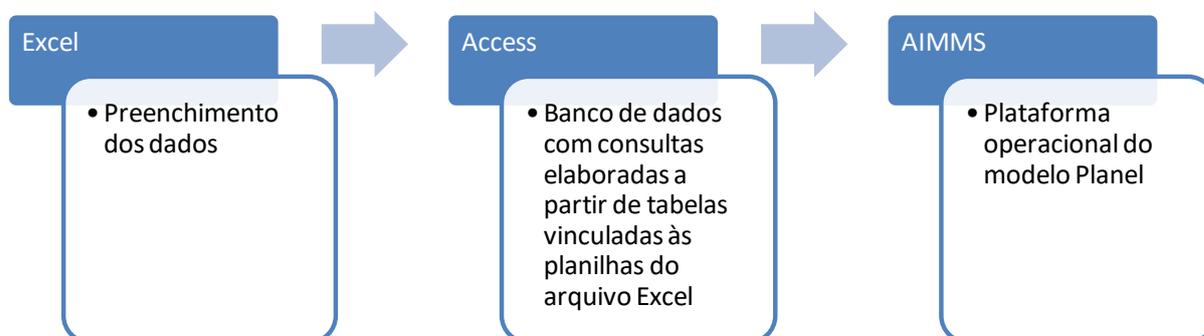


Figura 2: Sequência percorrida pelos dados de entrada para a importação de um caso do modelo PLANEL

O programa AIMMS constrói a função objetivo e as restrições do problema de otimização da expansão, que são então fornecidas ao otimizador para que obtenha sua solução ótima. No

caso do modelo PLANEL, por se tratar de um problema de grande porte, faz-se necessário o uso de um otimizador compatível, razão pela qual tem sido utilizado o solver CPLEX 12.6.

Ao encontrar a solução ótima, o otimizador a retorna ao programa AIMMS, que a torna acessível ao usuário para visualização dos valores dos respectivos parâmetros e variáveis do problema. Caso seja necessária uma análise mais minuciosa dos resultados, estes podem ser exportados diretamente para um arquivo Excel de organização e visualização de resultados, permitindo a elaboração de cálculos adicionais, tabelas dinâmicas, gráficos, comparação com outras rodadas, etc. Tais gráficos e tabelas podem ser então facilmente exportados para relatórios (em Word) e apresentações (em PowerPoint), essenciais nos estudos de planejamento.

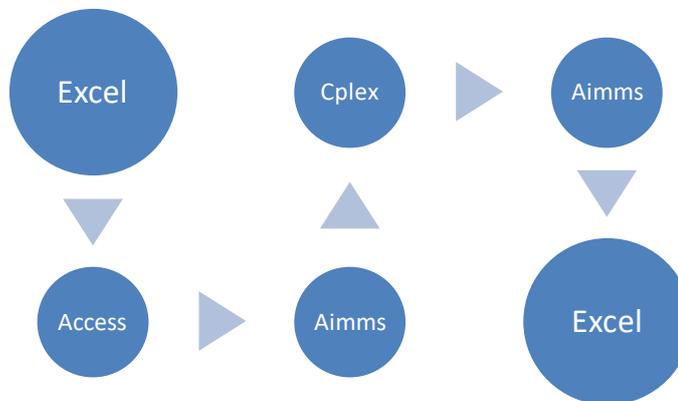


Figura 3: Sequência de softwares utilizados em uma rodada de modelo PLANEL

Esta sequência de softwares (Figura 3) adotada na execução do modelo PLANEL permite aproveitar as especificidades de cada um, de maneira a maximizar a segurança no tratamento dos dados, a qualidade da solução obtida e a disponibilidade de ferramental de análise numérica adequado para o usuário.

3.2 Função objetivo:

A decisão econômica entre as alternativas de expansão é baseada na minimização o valor presente do custo total de expansão do sistema, que é a soma dos custos de investimento de todos os projetos mais os custos operacionais de todo o sistema, incluindo o sistema existente e projetos, durante todos os anos do estudo, conforme equação a seguir.

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K \frac{1}{(1 + T_x)^k} \cdot \left\{ \begin{array}{l} \left[\sum_{j \in J_i^{HP}} \phi h_j^k \cdot x h_j^k + \sum_{j \in J_i^{RP}} \phi r_j^k \cdot x r_j^k + \sum_{j \in J_i^{TP}} \phi t_j^k \cdot x t_{i,j}^k + \sum_{j \in J_i^{ZP}} \phi z_j^k \cdot x z_j^k \right] \\ + \sum_{\tilde{h} = med, crit} E_{\tilde{h}} \cdot \left[\sum_{\substack{\forall j \in H_i \\ l=1, \dots, L}} \gamma_{j,h}^k \cdot \tilde{h}_{j,\tilde{h}}^{k,l} + \sum_{\substack{\forall j \in R_i \\ l=1, \dots, L}} \gamma_{j,r}^k \cdot \tilde{r}_{j,\tilde{h}}^{k,l} + \sum_{\substack{\forall j \in T_i \\ l=1, \dots, L}} \gamma_{j,t}^k \cdot \tilde{t}_{j,\tilde{h}}^{k,l} + \sum_{l=1, \dots, L} \delta_{i,\tilde{h}}^k \cdot \tilde{\omega}_{i,\tilde{h}}^{k,l} \right] \end{array} \right\}$$

(Equação 1)

Onde

$k = 1, \dots, K$	Anos do estudo
$l = 1, \dots, 4$	Segmentação temporal do ano (um ano, dois semestres ou três trimestres)
$i = 1, \dots, I$	Subsistemas
$j \in J$	Empreendimento
T_x	Taxa de desconto
HP	Projetos hidrelétricos
RP	Projetos térmicos
TP	Projetos renováveis não hidrelétricos
ZP	Projetos de intercâmbio de energia entre dois subsistemas i
$x h_j^k$	Decisão de construção do projeto hidrelétrico j , no ano k (variável binária)
$x r_j^k$	Decisão de construção do projeto renovável não hidrelétrico j , no ano k (variável binária)
$x t_j^k$	Decisão de construção do projeto termelétrico j , no ano k (variável binária)
$x z_j^k$	Decisão de construção do projeto de intercâmbio j , no ano k (variável binária)
ϕh_j^k	Custo de investimento do projeto hidrelétrico j , no ano k
ϕr_j^k	Custo de investimento do projeto renovável j , no ano k
ϕt_j^k	Custo de investimento do projeto termelétrico j , no ano k
ϕz_j^k	Custo de investimento do projeto de intercâmbio j , no ano k
\tilde{h}	Condição hidrológica
$E_{\tilde{h}}$	Probabilidade de ocorrência da condição hidrológica h (média; crítica)

$\gamma_{j,\hat{h}}^k$	Custo unitário de geração da usina hidrelétrica j , no ano k
$\gamma_{j,r}^k$	Custo unitário de geração da usina renovável j , no ano k
$\gamma_{j,\hat{t}}^k$	Custo unitário de geração da usina termelétrica j , no ano k
$\tilde{h}_{j,\hat{h}}^{k,l}$	Produção do projeto hidrelétrico ou nova renovável j , no ano k , no trimestre l , na condição hidrológica \hat{h}
$\tilde{r}_{j,\hat{h}}^{k,l}$	Produção do projeto renovável j no ano k , no trimestre l , na condição hidrológica \hat{h}
$\tilde{t}_{j,\hat{h}}^{k,l}$	Produção do projeto termelétrico ou nova renovável j no ano k , no trimestre l , na condição hidrológica \hat{h}
δ_j^k	Custo do déficit de energia no ano k , na condição hidrológica \hat{h}
$\tilde{\omega}_{i,\hat{h}}^{k,l}$	Déficit de energia no para cada subsistema i ano k , no trimestre l , na condição hidrológica \hat{h}

O subproblema de operação trabalha não apenas com a minimização do custo para condições de hidrologia média, mas também buscando a expansão de um sistema que considere o custo de operação para o cenário de hidrologia crítica. Estes dois cenários são considerados na função objetivo, porém são atribuídos pesos diferentes (representados por sua probabilidade $E_{\hat{h}}$) a cada um deles. A consideração de ambos os cenários hidrológicos no cálculo do custo de operação permite que a minimização do custo operativo do sistema ocorra em todos os cenários (evitando-se despachos pouco realistas em condição crítica).

3.3 Restrições

3.3.1 Restrições de Expansão

Cada projeto é construído uma única vez durante todo o período do estudo.

$$\sum_{k=k_0,\dots,K} xh_j^k \leq 1, \quad \forall j \in J_i^{HP}; xh_j^k \in \{0,1\}$$

$$\sum_{k=k_0,\dots,K} xr_j^k \leq 1, \quad \forall j \in J_i^{RP}; xr_j^k \in \{0,1\}$$

$$\sum_{k=k_0,\dots,K} xt_j^k \leq 1, \quad \forall j \in J_i^{TP}; xt_j^k \in \{0,1\}$$

(Equação 2)

Existem questões, como, por exemplo, a logística dos canteiros de obras e fornecimento de material, que podem restringir o valor máximo de potência instalada de uma determinada fonte por ano. Para representar esta restrição no longo prazo, são modelados no PLANEL os acréscimos máximos de potência por fonte para cada ano do horizonte do estudo.

$$\sum_{k=k_0, \dots, K} xh_j^k \cdot Pot_j \leq AcresMax_f^k$$

(Equação 3)

Onde:

$AcresMax_f^k$ Acréscimo máximo de potência da fonte f no ano k ;

3.3.2 Restrições Operativas

3.3.2.1 Atendimento à demanda de energia

Para cada cenário hidrológico previsto, o atendimento à demanda de energia de cada subsistema em cada trimestre dos anos do estudo é modelado conforme a seguir:

$$\sum_{\forall j \in H_i} \tilde{h}_{j, \hat{h}}^{k,l} + \sum_{\forall j \in R_i} \tilde{r}_{j, \hat{h}}^{k,l} + \sum_{\forall j \in T_i} \tilde{t}_{j, \hat{h}}^{k,l} + \sum_{\forall j \in H_i} (\eta_{j, i_n, i_m} \cdot \tilde{z}_{j, i_n, i_m, \hat{h}}^{k,l} - \tilde{z}_{j, i_m, i_n, \hat{h}}^{k,l}) + \tilde{\omega}_{i, \hat{h}}^{k,l} \geq D_i^{k,l}$$

(Equação 4)

Onde:

η_{j, i_n, i_m} Rendimento de uma linha j de intercâmbio de energia do subsistema i_n para o subsistema i_m ;

$\tilde{z}_{j, i_n, i_m, \hat{h}}^{k,l}$ Intercâmbio de energia do subsistema i_n para o subsistema i_m , no ano k , trimestre l e condição hidrológica \hat{h} .

$D_i^{k,l}$ Demanda de energia do subsistema i , no ano k , trimestre l

- **Limites de Geração de Energia:**

Usinas Hidrelétricas:

$$\tilde{h}_{j,\hat{h}}^{k,l} \geq xh_j^k \cdot \underline{H}_{j,h}^l$$

(Equação 5)

$$\tilde{h}_{j,\hat{h}}^{k,l} \leq xh_j^k \cdot \overline{H}_{j,h}^l$$

(Equação 6)

Onde:

 $\underline{H}_{j,h}^l$ Limite inferior de geração de cada hidrelétrica

 $\overline{H}_{j,h}^l$ Limite superior de geração de cada hidrelétrica

Os limites máximos de geração de uma hidrelétrica por trimestre dependem da condição hidrológica na qual o problema irá simular a operação. Para o cenário de hidrologia crítica, a energia máxima que uma UHE pode gerar corresponde a sua energia firme, enquanto que a limitação de geração das hidrelétricas para um cenário de hidrologia média é a sua energia média do respectivo trimestre do ano. Estes valores dos limites são informados ao PLANEL em seu banco de dados, e resultam de simulações da operação do sistema hidrelétrico brasileiro com o auxílio de programas computacionais como o MSUI ou SUIISHI-O, realizadas com base em uma configuração estática de longo prazo do sistema.

Usinas Renováveis não hidráulicas e usinas termelétricas:

O cálculo dos limites de geração das usinas não hidráulicas é realizado de maneira análoga para todas as usinas não hidráulicas.

$$\tilde{r}_{j,\hat{h}}^{k,l} \geq xh_j^k \cdot \underline{R}_j^l$$

(Equação 7)

$$\tilde{r}_{j,\hat{h}}^{k,l} \leq xh_j^k \cdot \overline{R}_{j,h}^l$$

(Equação 8)

Onde:

$\underline{R}_{j,h}^l$ Limite inferior de geração de cada usina

$\overline{R}_{j,h}^l$ Limite superior de geração de cada usina

Sendo que para o cálculo dos limites superiores e inferiores, são considerados os fatores de participação de todas as usinas e seus fatores de capacidades máximos e mínimos. No caso de usinas com inflexibilidade de geração, este valor estará representado no seu Fator de Capacidade Mínimo.

$$\underline{R}_j^l = Pot_j \cdot (1 - TEIF_j) \cdot (1 - IP_j) \cdot FCmin_j$$

(Equação 9)

Onde:

Pot_j Potência da usina

$TEIF_j$ Taxa de indisponibilidade forçada de uma usina

IP_h Taxa de indisponibilidade programada de uma usina

$FCmin_j$ Fator de Capacidade Mínimo da usina

Para representar a intermitência das fontes renováveis, utiliza-se uma variação de seus fatores de participação nos trimestres do ano de maneira a indicar a disponibilidade da fonte naquela determinada época. Por exemplo, ao preencher um valor igual a zero no banco de dados para um trimestre em uma usina a biomassa, isso significa que naqueles três meses do ano não existe combustível para a geração de energia elétrica por parte daquele empreendimento.

O limite superior é então diferenciado para cada trimestre conforme a equação a seguir.

$$\overline{R}_{j,h}^l = FPmed_{j,h}^l \cdot Pot_j \cdot (1 - TEIF_j) \cdot (1 - IP_j) \cdot FCmáx_j$$

(Equação 10)

Onde:

- $FPmed_{j,\hat{h}}^l$ Fator de participação da usina para cada trimestre em uma dada condição hidrológica.
- $FCmáx_j$ Fator de Capacidade Máximo da usina

3.3.2.2 Atendimento à demanda de ponta

O PLANEL tem formulado também a condição de atendimento à demanda de ponta. De maneira análoga ao atendimento da demanda de energia, é verificado um atendimento à demanda de ponta para cada trimestre do ano, utilizando os parâmetros de contribuição de cada tecnologia para cada trimestre.

$$\sum_{\forall j \in H_i} \tilde{h}_{j,p}^{k,l} + \sum_{\forall j \in R_i} \tilde{r}_{j,p}^{k,l} + \sum_{\forall j \in T_i} \tilde{t}_{j,p}^{k,l} + \sum_{\forall j \in H_i} (\eta_{j,i_n,i_m} \cdot \tilde{z}_{j,i_n,i_m,p}^{k,l} - \tilde{z}_{j,i_m,i_n,p}^{k,l}) + \tilde{\omega}_{i,p}^{k,l} \geq D_{i,p}^{k,l}$$

(Equação 11)

Onde:

- $\tilde{h}_{j,p}^{k,l}$ Contribuição de cada usina hidráulica no período de ponta, no ano k , trimestre l
- $\tilde{r}_{j,p}^{k,l}$ Contribuição de cada renovável não hidráulica no período de ponta, no ano k , trimestre l
- $\tilde{t}_{j,p}^{k,l}$ Contribuição de cada termelétrica no período de ponta, no ano k , trimestre l
- $\tilde{z}_{j,i_n,i_m,p}^{k,l}$ Intercâmbio no período de ponta do subsistema i_n para o subsistema i_m , no ano k , trimestre l
- $\tilde{\omega}_{i,p}^{k,l}$ Déficit no período de ponta no ano k , trimestre l
- $D_{i,p}^{k,l}$ Demanda de ponta no ano k no subsistema i no ano k , trimestre l

De forma ser apurada a confiabilidade da solução proposta, o quanto cada empreendimento, tanto existente quanto projetos que participam da expansão de geração

podem contribuir no balanço de ponta vai depender da fonte, tecnologia e localização, conforme descrito a seguir.

- Hidrelétricas (inclusive PCHs): São definidos fatores de contribuição de ponta, de modo a refletir a disponibilidade do recurso primário (estimados por subsistema e trimestre) a serem multiplicados pela potência instalada.

$$\tilde{h}_{j,p}^{k,l} = Pot_j \cdot Fdisp_i^l$$

(Equação 12)

Onde

$Fdisp_{h,i}^l$ Fator de disponibilidade no trimestre l da hidrelétrica j , localizada no subsistema i

- Renováveis (exceto hidrelétricas): São definidos fatores de contribuição de ponta, de modo a refletir a disponibilidade do recurso primário (estimados por subsistema e trimestre) a serem multiplicados pela potência instalada. O modelo possui flexibilidade para se configurar os fatores conforme diferentes tecnologias, como por exemplo, para as eólicas os fatores são calculados considerando-se níveis de probabilidade das menores gerações em todas as horas, já para a biomassa, podem ser considerados os períodos de safra ao longo do ano. Enquanto que para a solar, o valor utilizado como fator de contribuição de ponta é definido de acordo com o horário considerado no estudo para a ocorrência da demanda máxima.

$$\tilde{r}_{j,p}^{k,l} = Pot_j \cdot Fdisp_{r,i}^l$$

(Equação 13)

Onde

$Fdisp_{r,i}^l$ Fator de disponibilidade no trimestre l da usina j , associada à uma tecnologia de geração

- Termelétricas: São definidos fatores de contribuição de ponta associados a cada tecnologia termelétrica de geração.

$$\tilde{t}_{j,p}^{k,l} = Pot_j \cdot Fdisp_{t,i}^l$$

(Equação 14)

Onde

$Fdisp_{t,i}^l$ Fator de disponibilidade no trimestre l da termelétrica j , associada à uma tecnologia de geração

3.3.3 Restrições Ambientais

A crescente relevância da questão climática levou à criação Política Nacional sobre Mudança do Clima¹, que estabeleceu metas de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE). O Acordo de Paris² fortaleceu a resposta global frente às mudanças climáticas, no qual os países participantes se comprometeram a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa.

Este aspecto está internalizado na modelagem do planejamento da expansão da oferta de eletricidade através da restrição de emissões totais de CO₂ no SIN devido à geração de energia elétrica.

$$\sum_{j \in J^T} \varepsilon_j \cdot \left(\frac{\sum_l \tilde{t}_{j, \hat{h}_{medio}}^{k,l}}{4} \right) \leq \bar{E}^k$$

(Equação 15)

Onde:

ε_j Coeficiente de emissão de CO₂ da termelétrica [tCO₂/MWh];

$\sum_l \tilde{t}_{j, \hat{h}_{medio}}^{k,l}$ Soma da geração de energia, nos quatro trimestres do ano, da termelétrica em cenário de hidrologia média;

\bar{E}^k Limite de geração de CO₂ pelo SIN [tCO₂]

¹ Ocorrida através da promulgação da Lei 12.187/09.

² Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada. Disponível em:
http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf

3.3.4 Restrições de Consumo de Combustível

Para abordar o acoplamento dos setores elétrico e energético, foram inseridas no modelo restrições de consumo de combustíveis. Focada especialmente na restrição de consumo de combustíveis fósseis no horizonte de longo prazo, os limites máximos de utilização de um determinado combustível podem ser determinados ano a ano. Para comportar situações de hidrologia crítica, onde há uma maior necessidade de geração termelétrica, os limites podem variar a cada cenário hidrológico.

$$\sum_{j \in J^T} \rho_j \cdot \left(\frac{\sum_l \tilde{t}_{j,\tilde{h}}^{k,l}}{4} \right) \leq \bar{F}_{\tilde{h}}^k$$

(Equação 16)

Onde:

ρ_j Coeficiente de consumo de combustível da termelétrica;

$\sum_l \tilde{t}_{j,\tilde{h}}^{k,l}$ Soma da geração de energia, nos quatro trimestres do ano, da termelétrica, para condição hidrológica \tilde{h}

$\bar{F}_{\tilde{h}}^k$ Limite superior de consumo de combustível em um ano, por cenário hidrológico para condição hidrológica \tilde{h}

Caso algum subsistema contemple uma restrição de utilização mínima de combustíveis, como o gás natural, por exemplo, inclui-se uma restrição que estabelece valores de utilização de uma quantidade mínima de um determinado combustível para a de geração termelétrica.

$$\sum_{j \in J_i^T} \rho_j \cdot \left(\frac{\sum_l \tilde{t}_{j,\tilde{h}}^{k,l}}{4} \right) \geq \underline{F}_i^k$$

(Equação 17)

Onde:

\underline{F}_i^k Limite inferior de consumo de combustível em um ano, para cada subsistema.

3.4 Cálculos Financeiros

O portfólio de opções para a expansão da oferta é composto de usinas hidrelétricas, eólicas e termelétricas que utilizam diversos combustíveis, tanto fósseis quanto renováveis, e variadas tecnologias de funcionamento.

3.4.1 Custo de investimento

O custo de investimento das usinas hidrelétricas depende de características do projeto dimensionado para o aproveitamento de cada potencial hidráulico. Este custo varia devido a fatores como potência instalada, altura da barragem, tipo de turbina, custos ambientais, etc.

Já para as demais fontes de energia elétrica, nos estudos de longo prazo, pode-se utilizar custos modulares de construção das usinas. Para tal devem ser consideradas características dos empreendimentos que incluem o tipo de combustível utilizado, tecnologia de geração (ex: motores, turbina a gás em ciclo simples ou ciclo combinado, turbina a vapor, etc.), custos operacionais fixos, custos ambientais, instalação de equipamentos para redução de emissões de GEE, vida útil, dentre outros.

Portanto, esta diversidade de alternativas que compõem os projetos candidatos à composição do parque gerador precisa de um tratamento financeiro que torne todas as usinas comparáveis entre si do ponto de vista do custo de investimento, ainda que apresentem, para cada tipo de empreendimento, diferentes modalidades de desembolso, vida útil e duração do período de construção.

Para a contabilização de todos estes parâmetros dos empreendimentos foi utilizada a perpetuidade. No caso do custo de investimento, as parcelas constantes anuais do custo de capital (com juros durante a construção) a serem pagas durante a vida útil são consideradas como um pagamento de infinitas parcelas, conforme metodologia descrita a seguir.

No modelo PLANEL, o procedimento do cálculo segue as seguintes etapas:

- a) Cada empreendimento tem um valor de investimento, ou custo de capital, que é desembolsado em $P(i)$ parcelas. Este conjunto de N_D parcelas de desembolso caracteriza o *cronograma de desembolso*. Calcula-se o custo de investimento C_{op} no ano de entrada em operação do empreendimento, com N_C anos de construção conforme a (Equação 18).

$$C_{OP} = \sum_{i=1}^{N_D} P(i) \cdot (1 + T_x)^{(N_c - i)}$$

(Equação 18)

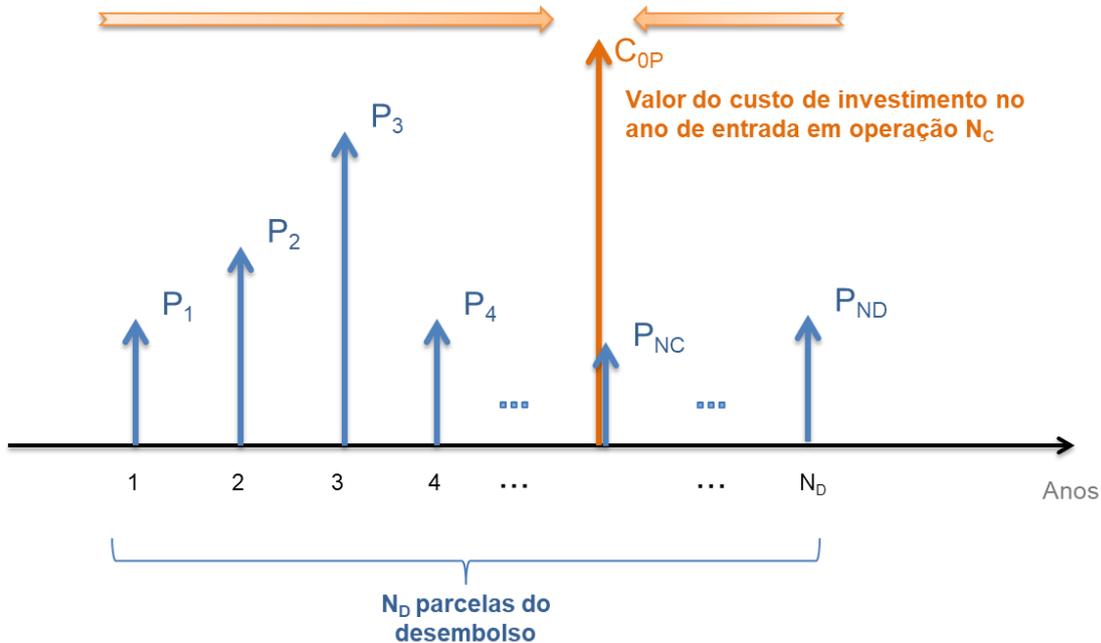


Figura 4: Custo de investimento no ano de entrada em operação

- b) Para a obtenção de parcelas anuais R (Figura 5) a serem pagas durante toda a vida útil N_V do projeto, agrega-se os custos fixos anuais de operação e manutenção C_F ao valor anualizado de C_{OP} .

$$R = \left[C_{OP} \cdot \left(\frac{T_x \cdot (1 + T_x)^{N_V}}{(1 + T_x)^{N_V} - 1} \right) \right] + C_F$$

(Equação 19)

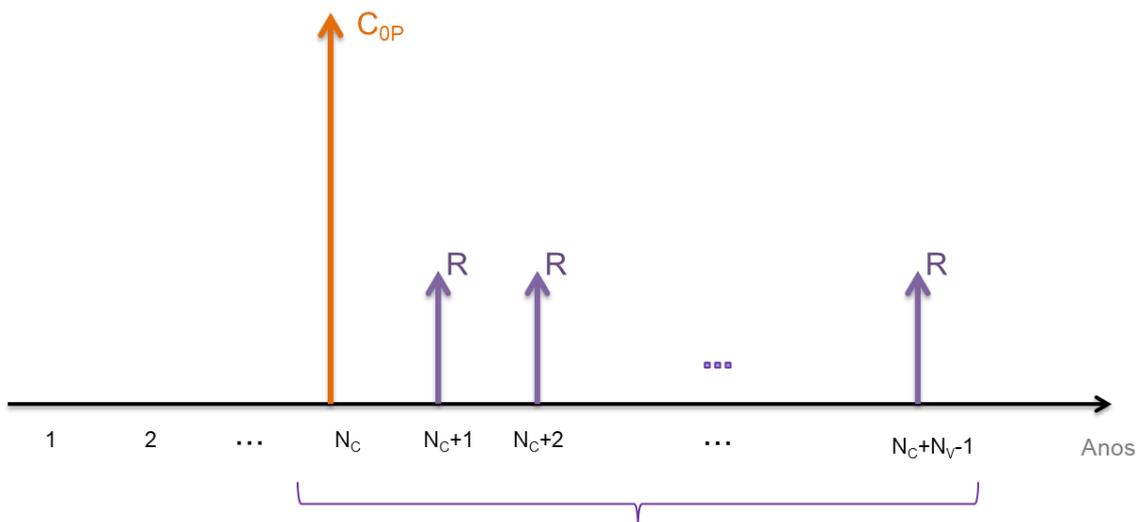


Figura 5: Parcelas anuais ao longo da vida útil de um projeto

- c) Para tornar os projetos com diferentes valores de vida útil comparáveis entre si, faz-se a extensão de sua vida útil para o infinito e calcula-se então o valor presente V_P da série infinita de parcelas R .

$$V_P = R \cdot \left[\frac{(1 + T_x)^{N_V} - 1}{T_x \cdot (1 + T_x)^{N_V}} \right] = R \cdot \left(\frac{1}{T_x} - \frac{1}{T_x \cdot (1 + T_x)^{N_V}} \right) = \frac{R}{T_x}$$

(Equação 20)

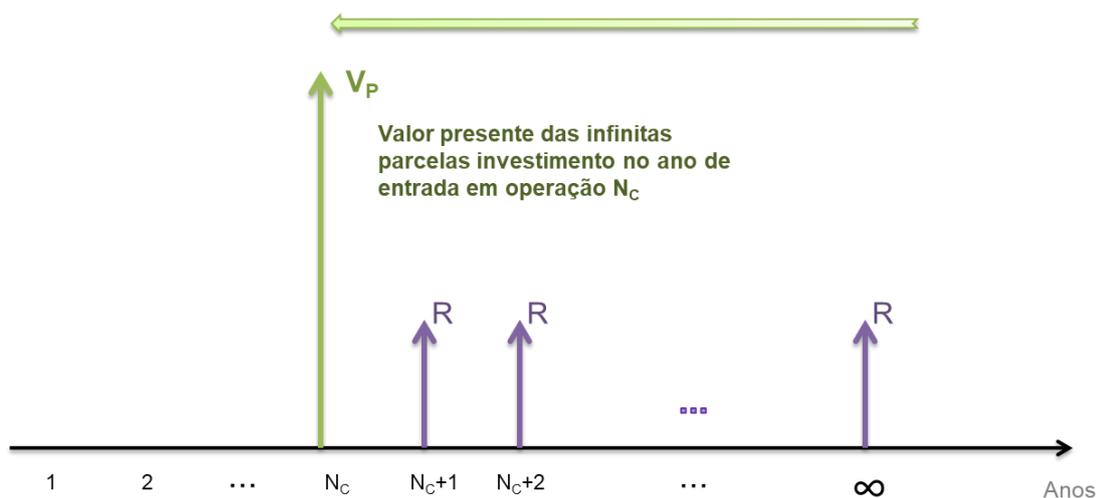


Figura 6: Valor presente das infinitas parcelas

- d) Este valor de V_P é utilizado na função objetivo, onde conforme mostrado na (Equação 1), onde todos os custos de investimentos dos projetos (usinas e intercâmbios) serão trazidos a valor presente ao primeiro ano do estudo.

3.4.2 Custos variáveis de operação

A função objetivo do modelo PLANEL faz a minimização não apenas da soma dos custos de investimento, mas também dos custos de operação do sistema (existente e expansão). Portanto, torna-se necessário um tratamento que reflita os custos operacionais de cada fonte de geração.

O custo variável de geração de qualquer usina, conforme definido na (Equação 21), depende do valor da energia gerada em cada trimestre e dos custos unitários de operação e manutenção (O&M variável) somados ao custo de combustível³ projetado para cada ano do estudo.

$$\text{Custo Geração}(j, t, l) = [\text{Custo O\&M}_{var}(j) + \text{Custo Combustível}(j, t)] \cdot \text{Geração}(j, t, l)$$

(Equação 21)

Onde:

j Usina;

t Ano do estudo;

l Trimestre

A seguir são mostrados como os custos variáveis de operação e manutenção (O&M variável) e custos de combustível são considerados no modelo.

- **Hidrelétricas**

O custo variável de todas as hidrelétricas (UHE's e PCHs) não inclui custo de combustível, apenas valores de $O\&M_{var}$, para o sistema existente e para os projetos.

- **Termelétricas e eólicas**

Atualmente o modelo PLANEL adota o mesmo tratamento para o custo de operação das usinas termelétricas e eólicas. A diferenciação ocorre apenas entre empreendimentos existentes e os projetos.

³ Custo de combustível informado em R\$/MWh na planilha do banco de dados do PLANEL.

Para as usinas existentes, o valor do custo de operação de cada ano segue a (Equação 21), onde os valores resultantes para cada ano do estudo são trazidos a valor presente na função objetivo.

Para os projetos, o cálculo do custo de operação é dividido em etapas que compõem o valor a ser contabilizado na função objetivo. Para valores decorrentes de gastos com a operação dentro do horizonte do estudo, o modelo calcula a política operativa de cada usina. Após este horizonte, a perpetuidade reflete os gastos em operação dos projetos. O cálculo do custo de operação, dividido em etapas, é mostrado a seguir e exibido na Figura 7.

- **Período entre o ano inicial do estudo e o ano final do estudo (N):**

O custo variável para cada trimestre dos anos do estudo é dado pela (Equação 21), sendo que o valor da geração da usina é o valor calculado pelo modelo, buscando a minimização dos custos operacionais de todo o sistema.

- **Período de 5 anos iniciado no ano de fim de estudo:**

Após o ano horizonte, considera-se que haverá um crescimento linear da geração das usinas termelétricas durante 5 anos. No ano de fim de estudo, a geração de cada usina está em seu limite inferior (L_{Inf}) e vai aumentando gradativamente até o quinto ano após o fim do horizonte quando a geração alcançará seu limite superior (L_{Sup}). E o valor presente destas parcelas é descontado para o ano de fim de estudo (Equação 22).

$$VP_{TCoper} = \sum_{k=1, \dots, 5} \frac{[k \cdot L_{Sup} + (5 - k) \cdot L_{Inf}]/5}{(1 + T_x)^k}$$

(Equação 22)

- **Período posterior aos 5 anos até o infinito:**

Após a geração da usina atingir seu limite superior 5 anos após o fim do horizonte, considera-se que este valor se estabiliza até infinito, e tais valores podem então ser descontados conforme a (Equação 23).

$$VP_{O\&Mvar} = \frac{R_{Coper}}{T_x}$$

(Equação 23)

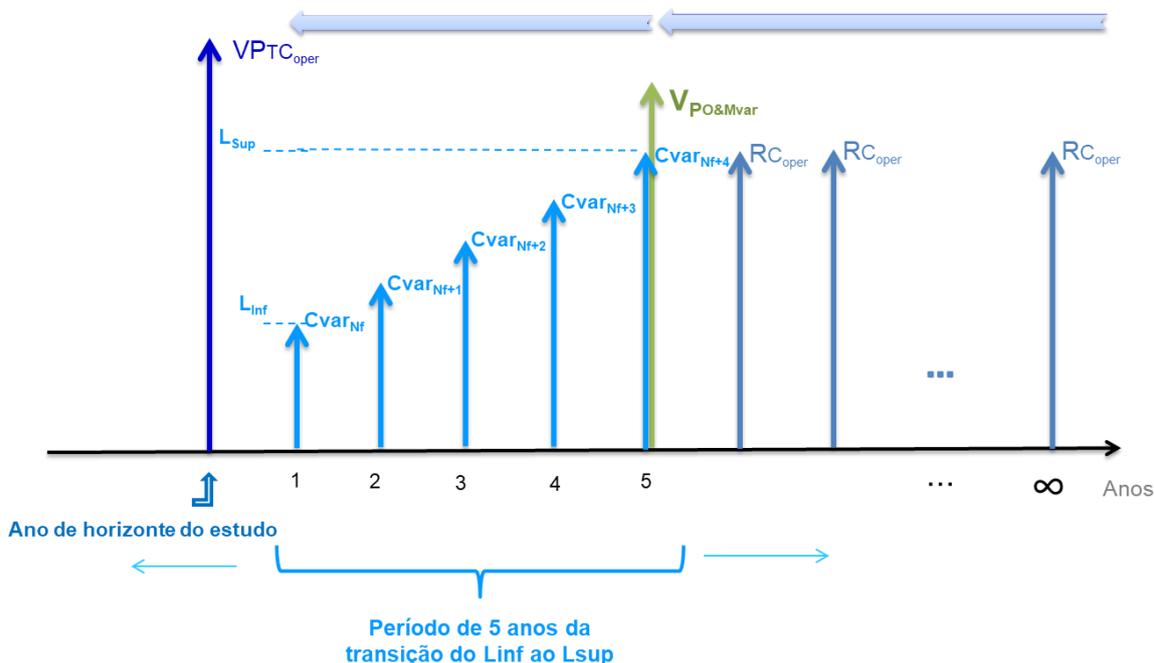


Figura 7: Custo de geração para o período após o horizonte de fim de estudo.

Posteriormente, todas essas parcelas de custo de geração são descontadas para o ano de início de estudo.

Para térmicas cuja atuação seja especialmente para a ponta, o valor de do custo operacional até o infinito é ponderado pela duração considerada da ponta. Desta maneira, usinas totalmente flexíveis não são penalizadas por um custo de geração médio ao longo de todo o ano, e sim ponderado pela parcela de horas do ano que são consideradas como demanda máxima.

4. Conjunto de Premissas

Para a elaboração da análise de oferta foram consideradas premissas Econômicas, de Demanda, de Recursos Energéticos e de Custos das Tecnologias, cada uma disponível em uma das Notas Técnicas já publicadas no âmbito do PNE 2050.

No intuito de facilitar a leitura dessa Nota Técnica, sínteses dessas citadas são apresentadas abaixo.

4.1 Premissas Macroeconômicas

Economia mundial:

- População mundial aumentará em torno de 2,5 bilhões de pessoas;
- China e Índia concentrarão cerca de 30% da população mundial;
- Menor crescimento médio do PIB ao longo das décadas, devido ao menor crescimento dos países emergentes;
- China com grande importância no PIB mundial em 2050, apesar da trajetória de desaceleração;
- Manutenção dos preços de commodities metálicas e agrícolas nos patamares próximos aos atuais;

Economia do Brasil:

2016-20 Recuperação gradual será possível em virtude de retomada de utilização de capacidade ociosa existente na economia.

2021-30 Melhoria no ambiente de negócios estimula o investimento no período. Destaque para os investimentos em infraestrutura e aqueles relacionados à E&P de petróleo.

2031-50 Maiores níveis de produtividade que a economia brasileira alcançará como resultado dos investimentos e reformas realizadas ao longo do horizonte.

A Tabela 1, a seguir, apresenta a evolução do PIB mundial e brasileiro, por período no horizonte em voga.

Tabela 1 – Evolução do PIB por período no Mundo e no Brasil (% ao ano)

Período (anos)	Mundo	Brasil
2000-2010	4,0	-
2011-2020	3,6	-
2000-2015	-	2,9
2016-2020	-	1,4 a 1,9
2021-2030	3,5	3,5 a 4,0
2031-2040	2,7	3,5 a 4,0
2041-2050	2,4	3,0 a 3,5

4.2 Premissas de Demanda

4.2.1 Requisito de Geração x GD x Autoprodução

A Oferta Interna de Energia Elétrica, conforme Balanço Energético Nacional, compreende toda a energia disponibilizada para o País, seja via geração ou importação. Excluindo-se as demandas relativas aos sistemas isolados, geração distribuída e a autoprodução não injetada na rede, chega-se à Carga de Energia no SIN.

Desta forma, a carga de energia no SIN corresponde a soma do requisito de geração centralizada com a geração das pequenas usinas não despachadas e não programadas centralizadamente pelo ONS e subtraindo-se a parcela distribuída de geração micro e mini.

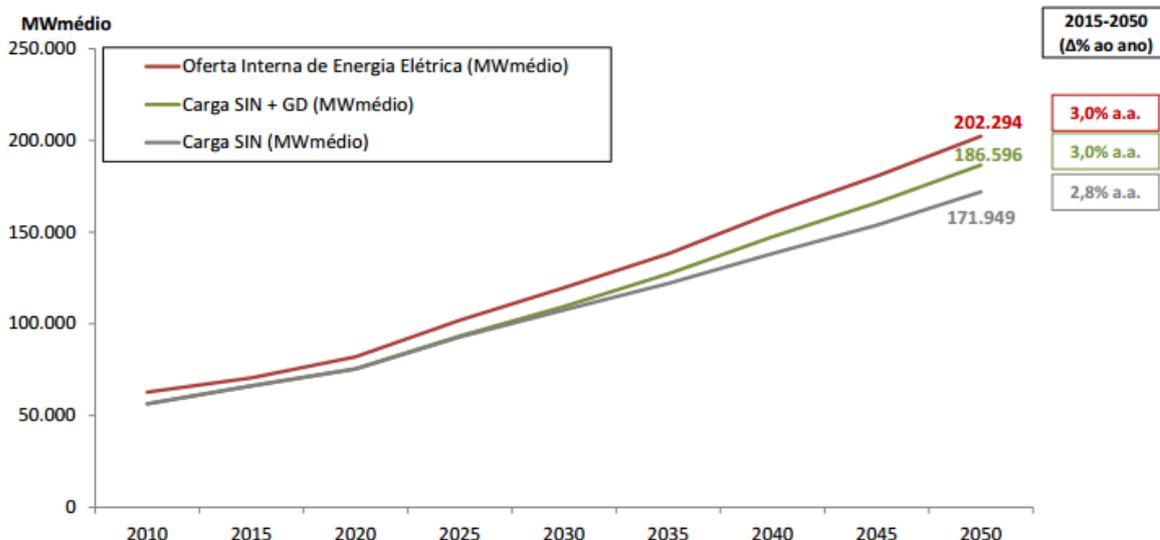


Figura 8: Requisito de Geração x GD x Autoprodução

4.2.2 Requisito de Geração: Carga x Ponta

A Carga de demanda ilustrada abaixo corresponde à demanda máxima de cada ano, integralizada em uma hora. Neste conceito, não se considera o abatimento da geração distribuída micro e mini.

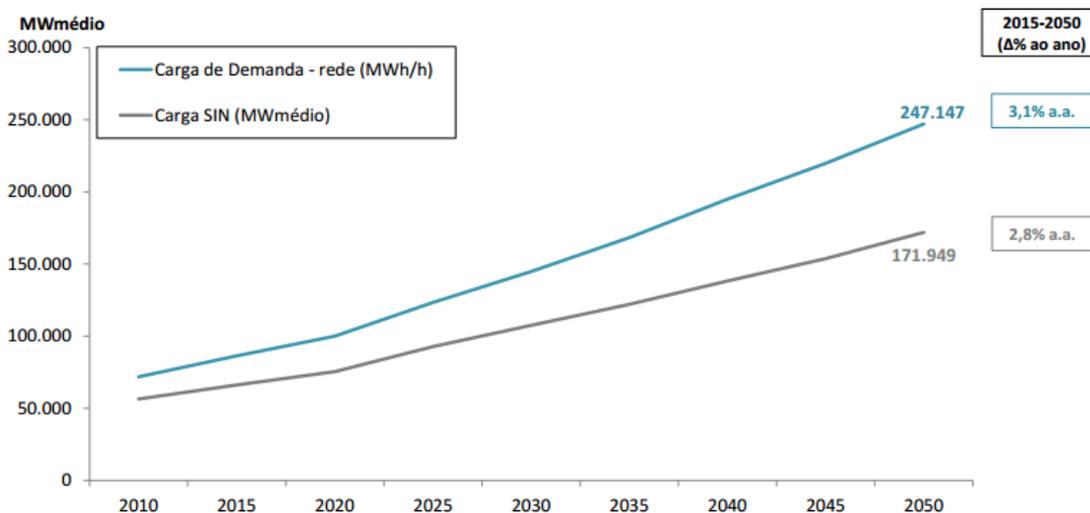


Figura 9: Requisito de Geração: Carga x Ponta

4.2.3 Requisito de Geração: Potencial x Carga de Energia

Adicionando-se ao requisito de geração no SIN o montante advindo de geração distribuída mini e micro, a autoprodução não injetada na rede e o consumo evitado via eficiência elétrica, obtém-se a carga potencial de energia conforme gráfico abaixo.

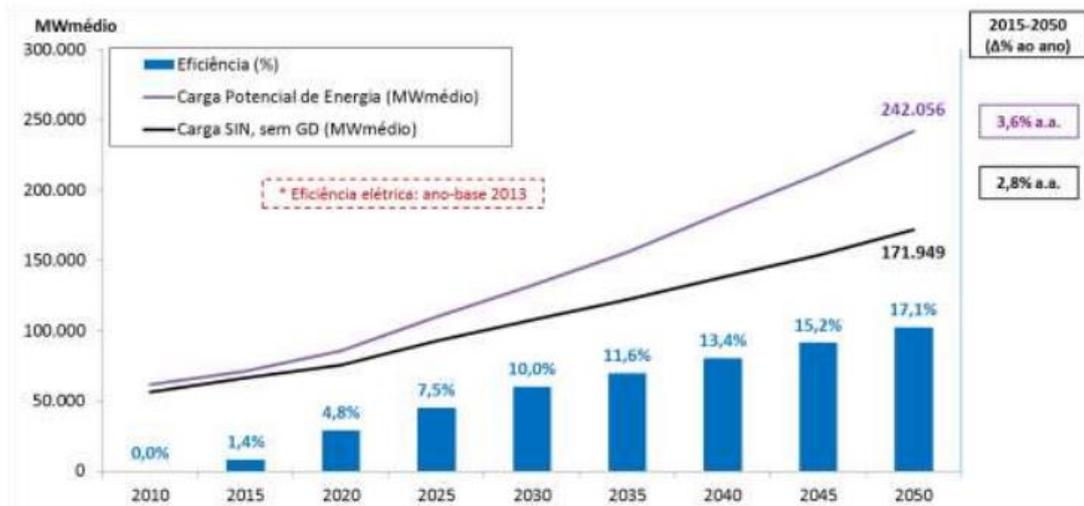
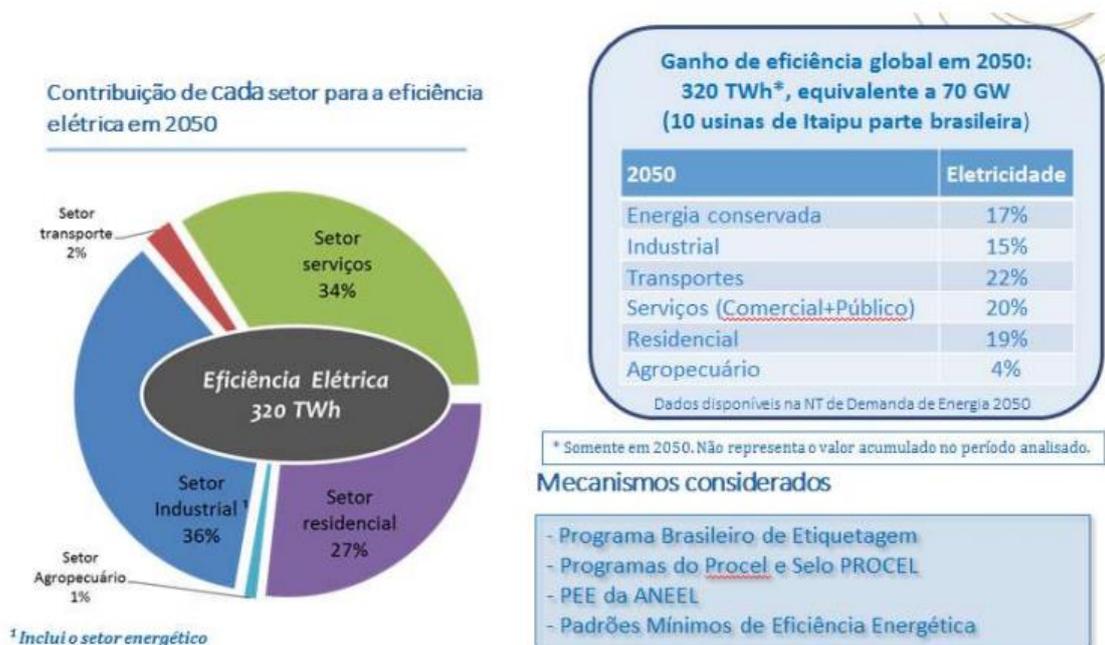


Figura 10: Requisito de Geração: Potencial x Carga de Energia

4.2.4 Autoprodução Não injetada na Rede

O montante de energia produzido *in situ* cresce a taxa de 2,5% ao ano. Deste acréscimo, a maior parcela é oriunda de grandes consumidores de eletricidade, notadamente, Celulose, Siderurgia e Petroquímica. O restante deste incremento acompanha as perspectivas de setores como Exploração e Produção, Refino e Sucrialcooleiro



4.2.5 Recursos Energéticos Distribuídos

A eficiência energética corresponde a uma parcela considerável da estratégia de atendimento da demanda no longo prazo. Setorialmente, as parcelas que mais contribuem são da indústria e edificações. O montante conservado em 2050 equivale a 5 usinas de Itaipu, incluindo a parte paraguaia, alcançando 320 TWh neste ano, tomando-se o ano de 2013 como base.

4.3 Premissas Consideradas na Modelagem de Expansão

- O ano base considerado para todas as informações foi de dezembro de 2015.
- Devido ao alto grau de incerteza e volatilidade das projeções de câmbio existentes, a taxa de câmbio utilizada, correspondente à média mensal do último mês disponível no ano base, ou seja, referente à de dezembro de 2015 – R\$ 3,90.
- Para a avaliação foi estabelecida uma taxa de desconto de 8% a.a., em termos reais, tendo como referência, taxas de títulos públicos de longo prazo, bem como a metodologia do WACC, para todos os projetos. Para os juros durante a construção foram aplicados para cada projeto conforme o critério de desembolso específico de cada tecnologia. Os custos de investimento (Faixas de CAPEX e valor utilizado) e de O&M, de cada fonte, foram obtidos a partir das informações dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos de geração, estudos de viabilidade e inventário de UHE, referências nacionais e internacionais, informações prestadas por fabricantes contatados pela EPE e estimativas a partir de conversas com o mercado, devidamente criticados e avaliados.
- Os valores de CAPEX englobam todos os custos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) e indiretos do empreendimento, sem JDC, tendo como referência o mês de dezembro/2015. Os valores de O&M apresentados refletem a soma dos valores fixos e variáveis, exceto para as fontes despacháveis (onde o O&M variável está contemplado no CVU).

Para os custos de O&M da UTE a gás natural, tomou-se como referência as informações dos empreendimentos cadastrados para os leilões de energia, devidamente avaliadas e criticadas, incluindo parcela fixa dos custos de regaseificação de GNL (considerando utilização de terminal de regaseificação de terceiros existente).

Diante das premissas dos dados inseridos na modelagem e de modo a melhor representar a realidade, não se consideraram os efeitos dos encargos e impostos, com o objetivo de prover isonomia entre as fontes, despacháveis e não despacháveis (os valores de CVU foram definidos considerando impostos e encargos pertinentes).

Para as informações de "Vida Útil" tomou-se como referência a vida útil dos equipamentos, bem como o prazo contratual estabelecido, para cada fonte, nos últimos leilões de energia.

Para projeção dos CVU das usinas a gás natural e carvão importado, utilizou-se a taxa de crescimento estimada no Annual Energy Outlook 2017. Para as fontes em que as parcelas

vinculadas ao reajuste pelo IPCA foram mantidas constantes (avaliação em moeda constante).

4.4 Premissas básicas para a formulação das alternativas de expansão e desafios

A formulação de alternativas para a expansão da oferta de energia elétrica é feita de forma implícita pelo *modelo de otimização* e leva em conta os condicionantes técnicos, econômicos e socioambientais abordados, assim como os de natureza diversa, inerentes às opções energéticas disponíveis, relacionados principalmente à capacitação da indústria nacional, à regulação setorial e ao desenvolvimento tecnológico.

Surgiram fatos novos e relevantes nestes últimos anos, como, por exemplo, o notável desenvolvimento da tecnologia de geração eólica com abatimento nos custos, o que exigiu uma revisão completa das premissas básicas adotadas para esta fonte. Merece destaque também novas tecnologias que se mostraram promissoras como eólica *offshore* e solar heliotérmica, soma-se a crescente preocupação mundial com as mudanças climáticas e os recentes acordos internacionais de que o Brasil faz parte, os quais também impõem novos condicionantes ao PNE 2050.

Todos esses condicionantes foram sendo incorporados gradativamente ao processo de planejamento da expansão do sistema elétrico, através de dois procedimentos principais:

- Revisões e adaptações nos dados básicos do problema (projeções da demanda de energia elétrica, portfólio de expansão, custos de investimento das diversas fontes, projeções de custos e de disponibilidade dos combustíveis, etc.), consolidados em uma base de dados técnica, armazenada em um banco de dados relacional e georreferenciado em parte;
- Incorporação de restrições adicionais ao modelo de expansão, tais como, limites de consumo de certos combustíveis, limites na emissão total de CO₂eq, limites na capacidade de expansão anual para determinadas fontes, expansões mínimas obrigatórias para outras, data mínima para entrada em operação de certas fontes, etc.
- No que tange à hidroeletricidade, esta ainda representa um vetor importante de ampliação da oferta de energia elétrica no SIN, embora reduza paulatinamente sua participação na matriz elétrica, continuará sendo uma fonte geradora importante e sua importância será tanto maior quanto maior for a participação das fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira. Conforme

apresentado na Nota Técnica de Recursos Energéticos, será considerado apenas o potencial hidrelétrico inventariado pós PDE 2026 (6 GW). O conjunto de projetos inventariados pós 2026 soma cerca de 45 GW. Com base na localização dos eixos dos projetos e dos respectivos reservatórios foi feita a classificação socioambiental, que indica se os projetos apresentam ou não interferência em áreas protegidas (Unidades de conservação, Terras Indígenas e Territórios Quilombolas).

- A energia eólica (*onshore*) já apresenta um patamar de preço que a torna competitiva em termos de energia frente às demais expansões candidatas. Por outro lado, ao ampliar sua participação na oferta de energia enfrentamos desafios como a necessidade de expansão de potência complementar, devido à sua variabilidade de produção e limitação para o atendimento aos requisitos de potência;
- Para o aproveitamento solar, os custos de implantação se revelam cada vez mais competitivos e patamares de preço em queda no país.
- Solar e Eólica, por se tratarem de fontes de geração “não despachável”, suas expansões dependem de complementaridade para garantir a segurança no suprimento energético. Para tanto, devem estar associadas a uma potência complementar flexível ou a tecnologia de armazenamento.
- Espera-se que durante o horizonte os custos de implantação reduzam substancialmente
- O potencial de aproveitamento do bagaço de cana para produção de energia elétrica no SIN se mostra bastante competitivo e tem como vantagem a possibilidade de geração combinada de eletricidade e calor (cogeração), o baixo fator de emissão de carbono no ciclo de vida e o baixo custo de combustível. A expansão foi definida pelo limite máximo anual resultante da projeção de etanol e açúcar.
- No caso da biomassa florestal cerca de 15 milhões de hectares deverão estar ocupados por florestas plantadas em 2050 para atender a demanda pelos recursos energéticos de base florestal (instalação máxima de 17GW, 11GW de acordo com a implantação de cultivos e 6 GW de resíduos) em 2050. Deve-se levar em consideração: i) novos desenhos de negócios, diferentes daqueles contratados em leilões anteriores; ii) biomassa de eucalipto, com alto grau de conteúdo nacional na implantação do empreendimento, bem como custos de operação referenciados

a índices de preços locais e permitem a aplicação próximas aos centros de carga ou de forma distribuída.

- A expansão da geração nuclear é uma opção de oferta firme de energia, porém considera-se que os prazos para início de operação do próximo projeto, após Angra 3, esteja na esfera estratégica e será definida pelo Programa Nuclear.
- As restrições ambientais impostas à geração com carvão mineral podem exigir dispositivos adicionais para controle/redução de emissões de gases poluentes, por exemplo, tecnologias de CCS ou mesmo a adoção de carbono price, incidindo um sobre custo ao CAPEX. Dificuldades de financiamento e necessidade de substituição/eficientização do parque térmico gerador também são importantes vetores que encerram por inibir a expansão.
- Neste contexto o gás natural passa a ser referência para a expansão de geração termelétrica. O preço do energético constitui o principal vetor para a expansão.
- O armazenamento se revela como alternativa de expansão, devido a capacidade de armazenamento de energia e de resposta rápida às flutuações entre oferta e demanda energia elétrica, características importantes em um sistema elétrico com maior participação de fontes renováveis com alta variabilidade.

4.4.1 Fontes e Tecnologias consideradas no PNE

Fontes Renováveis:

- Hidrelétrica (UHE e PCH);
- Biomassa (cana, cavaco, resíduos lenhosos, agrícolas, pecuários, urbanos; Tecnologias de condensação, gaseificação e biodigestão);
- Eólica (*onshore* e *offshore*);
- Solar (Fotovoltaica e Heliotérmica);
- Bio-CCS / Co-queima

Fontes Não Renováveis:

- Gás natural (CS e CC);
- Carvão (nacional, importado, Tecnologias de gaseificação e supercrítico);

- Nuclear;
- Diesel;
- Óleo combustível.

Potência Complementar

- Usinas Hidrelétricas Reversíveis;
- Baterias.

4.5 Custo nivelado

O custo nivelado de eletricidade (LCOE – Levelised Cost of Electricity) representa uma métrica bastante simples para comparar distintas tecnologias de geração. São parâmetros fundamentais para seu cálculo os custos de investimento, combustível, operação e manutenção (O&M), além da vida útil, fator de capacidade médio e taxa de desconto. Seu cálculo é definido pela seguinte equação (OECD/NEA/IEA, 2015):

$$C = \frac{\sum (Investimento + O\&M + Combustível + Descomissionamento) * (1 + tx)^t}{\sum MWh * (1 + tx)^{-t}}$$

Onde C é o custo nivelado (dado em \$/MWh), tx é a taxa de desconto e MWh a produção média anual, definida com base num valor esperado de fator de capacidade. A soma se estende desde o início da construção até o fim da vida útil da tecnologia.

Apesar de ser bastante usado internacionalmente, em estudos e discussões de política energética, o custo nivelado não pode ser usado como critério de decisão para o planejamento da expansão de um sistema elétrico. O custo nivelado não captura todos os benefícios e custos que podem advir com a operação desta tecnologia integrada a um sistema elétrico, que geralmente e, principalmente no caso brasileiro, é composto por tecnologias de geração com distintas características operativas e um extenso e complexo sistema de transmissão. Na verdade, com a perspectiva de maior penetração de fontes renováveis intermitentes, existe atualmente uma preocupação no desenvolvimento de métodos mais adequados, capazes de ponderar os benefícios de cada tecnologia.

4.6 Quadro resumo

Os dados apresentados nas seções anteriores estão sintetizados na Tabela 2, com o objetivo de facilitar uma análise comparativa dos custos das diversas fontes de geração consideradas nesse estudo

Tabela 2 - Síntese dos dados de projetos geradores usados nos estudos PNE 2050

Fonte de Geração	CAPEX Referência(US\$/kW)	CAPEX Utilizado (US\$/kW)	FC médio (%)	O&M Anual R\$/kW/ano	CVU (R\$/MWh)
UHE/PCH	1.800 a 4.800	Variável	55	26 / 100	-
Fotovoltaica (FV)	2500 a 950	1350/ 800	30	20/12	-
Heliotérmica (CSP)	3500 a 8000	5600 / 3100	41	70 / 47	-
Eólica <i>onshore</i>	1800 a 2000	1600 / 1200	40 / 47	100	-
Eólica <i>offshore</i>	2500 a 5000	3500/1880	50 / 60	210	-
Bagaço (cana)	600 a 2000	1200	33	120	-
					150
Floresta	1000 a 3000	1500	80	120	(floresta)
Gás Natural (CC)	700 a 1200	1000	90	170	260
Gás Natural (CS)	600 a 1000	800	60	270	400
Carvão Nacional	1900 a 2800	2050	69	100	85
Carvão Importado	800 a 3000	2300	69	100	140
Nuclear (adv)	2000 a 6500	5000	90	325	25
Potência					
Complementar	1000 a 2000	1500	-	60 / 100	-
Baterias	1200 a 2000	1500		60	-

4.7 Curva de Custos

A Figura 13 apresenta a curva de custos para as tecnologias que apresentam grande propensão de queda de custos ao longo do horizonte. Para as demais fontes foram considerados valores constantes no período do estudo.

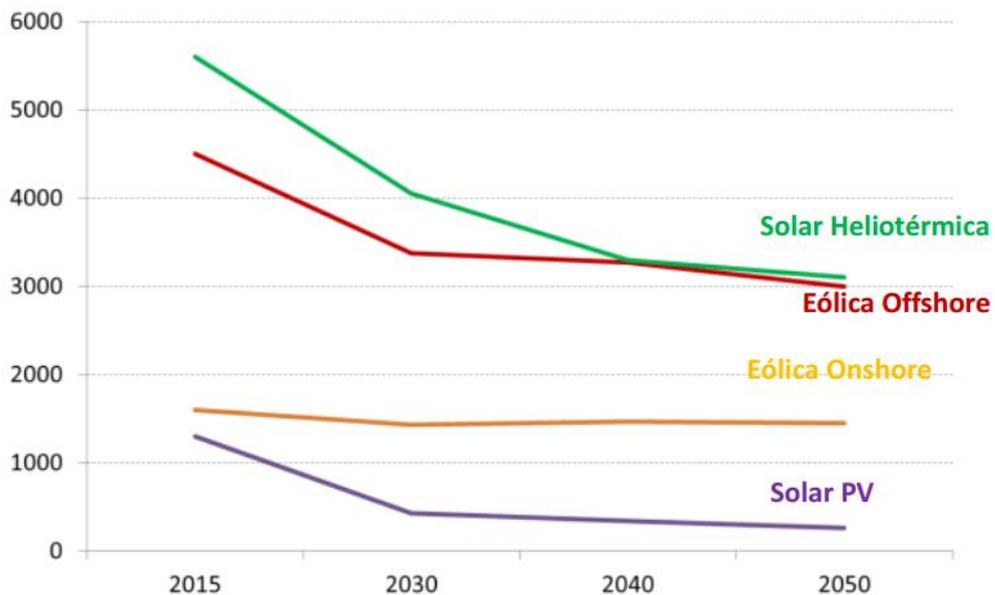


Figura 13 - Curva de custos.

Fonte: Elaboração própria

5. Perguntas e Sensibilidades

Mais relevante do que a discussão de quantos cenários serão avaliados, bem como qual a matriz energética resultante em 2050 em cada um deles, a questão é estabelecer as orientações de longo prazo que permitam a todos os agentes do setor tomar suas decisões de modo a alcançar o melhor resultado para o desenvolvimento do setor de energia.

Nesse sentido, foram definidas as seguintes questões de relevância para o desenho da estratégia de longo prazo no âmbito do PNE 2050, com suas respectivas sensibilidades, necessárias para fundamentar as respostas. As questões foram divididas em 3 conjuntos;

- i. Considerando apenas UHE's em áreas sem interferência com UC ou TI;
- ii. Considerando alguma restrição no potencial hidrelétrica inventariado disponível;
- iii. Considerando Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado Disponível.

5.1 Quais as perspectivas caso haja restrições ao aproveitamento do potencial remanescente de UHE's?

Além das simulações atendendo aos critérios dos três grupos de UHE's, acima citadas, foram adicionadas restrições para estressar a avaliação, conforme descrito abaixo.

Como vários projetos em áreas de interferência em áreas protegidas necessitam de uma atualização dos seus custos, foi feito um exercício hipotético em que somente os projetos em área de interferência tiveram seu CAPEX dobrado. O resultado sugere que este significativo acréscimo de CAPEX afeta o resultado da competitividade das UHE's em áreas com interferência, equivalendo à evolução da matriz elétrica em que a expansão conta apenas com a cesta de projetos de UHE's que não interferem em áreas de proteção. Em outras palavras, é necessário avaliar a competitividade dos projetos de UHE's em áreas de interferência (ou seja, revisar os custos destes projetos), para os quais os estudos de viabilidade e inventários precisam ser equacionados nestas áreas.

Outro exercício, de modo a analisar o impacto que uma discussão mais estendida dos benefícios e custos das UHE's com interferência pode ter sobre a evolução do sistema, foi conduzido um exercício em que a entrada das UHE's com interferência ocorre somente após 2040 (Figura 14).

Em termos comparativos, há uma redução de 6 GW na potência de instalada de UHE em 2050, mostrando que a competitividade relativa destes projetos decresce no tempo. A

postergação da entrada de UHE's a partir de 2040 resulta em uma solução com valor presente do custo total da geração centralizada maior. Interessante notar que a substituição das hidrelétricas postergadas, como apontado anteriormente, é feita por um conjunto de fontes: na simulação, com expansão de renováveis não hídricas e termelétricas a combustíveis fósseis. Sob o ponto de vista técnico-econômico e socioambiental, a viabilidade da implementação dos projetos hidrelétricos em estudo, especialmente localizados na fronteira com as regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil, devem considerar os elevados investimentos para a construção de infraestrutura de transmissão até os principais centros de carga do Brasil.

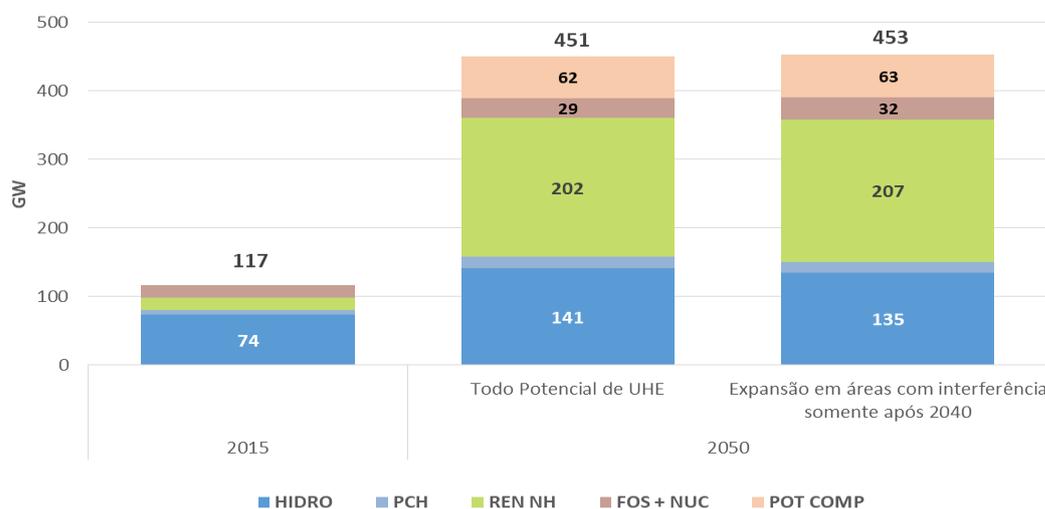


Figura 14 - Avaliação da postergação da entrada das UHE's com interferência somente após 2040

As sensibilidades elaboradas para responder a essa pergunta foram:

- i.4. Exceto UC e TI: Potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência
- ii.30. Potencial Inventariado Total exceto UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)
- ii.31. Potencial Inventariado Total exceto UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)
- ii.32. UHE's em áreas de interferência com CAPEX dobrado
- ii.33. UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado

- ii.34. UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado
- ii.35. UHE's com interferência após 2040
- iii.39. Potencial Hidrelétrico Inventariado com áreas de interferência

5.2 Qual o impacto das mudanças climáticas sobre o setor energético?

A partir dos dados de estudo Efeito das Mudanças Climáticas na Geração de Eletricidade (LIMA et al., 2014), os impactos das mudanças climáticas sobre geração hidrelétrica foram representados por uma redução na energia média e crítica das usinas dos subsistemas Norte e Nordeste na faixa de 15% para o parque existente e 25% para o parque futuro, onde os modelos climáticos tendem a concordar com uma maior redução na precipitação. De modo conservador, foi considerado que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul permanecem inalterados, sem redução, pois, na realidade, os modelos climáticos apontam, no horizonte de longo prazo, aumento da vazão no Sul e sinais divergentes ou neutros na região Sudeste.

Além disso, o resultado destas simulações mostra que grande parte do potencial hidrelétrico, inclusive as UHE's com interferência em áreas protegidas (UC e TI), deixa de ser economicamente viável se houver redução da energia nos patamares indicados, se aproximando da solução, em termos de potência instalada ao fim de 2050, em que apenas o potencial sem interferência é apresentado. Em consequência, há um aumento da expansão das renováveis não hídricas (e a complementação de potência decorrente), mas também das termelétricas a combustíveis fósseis, ratificando o fato de que não há uma única fonte que substitua a hidreletricidade.

No entanto, em um contexto de mudanças climáticas, é esperada que a expansão das termelétricas também seja condicionada ao controle de emissões de GEE, ampliando as perspectivas para as tecnologias com CCS. Nesse caso, a expansão termelétrica é reduzida quase à metade, o que é compensado por maior expansão das renováveis não-hídricas e, por decorrência, há aumento adicional da complementação de potência, levando a uma potência instalada total maior em cerca de 35 GW. A variabilidade das vazões naturais é indutora de impacto sobre a geração de energia, principalmente hidrelétrica. Estudos disponíveis até o momento apontam possível redução na precipitação de algumas regiões o que pode trazer efeitos negativos para a geração do parque instalado e para a viabilidade econômica de usinas futuras.

Tendo em vista a importância das hidrelétricas no sistema elétrico brasileiro, é evidente a necessidade de se aprofundar nas ameaças que atuam sobre as usinas e suas vulnerabilidades individuais e sistêmicas. Ressalta-se a importância de se considerar medidas de adaptação da operação e do planejamento de forma a construir um portfólio de geração resiliente às alterações climáticas, como, por exemplo, com a ampliação da capacidade de armazenamento das hidrelétricas.

As sensibilidades elaboradas para responder a essa pergunta foram:

- i.5. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)
- i.6. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões
- iii.4. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)
- iii.41. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões

5.3 Quais impactos sobre o setor de uma maior inserção de fontes de geração renovável variável, em termos de custo, disponibilidade etc.?

Desde o século passado, as hidrelétricas assumiram papel central no atendimento às crescentes necessidades de energia elétrica do Brasil, que buscou utilizar o seu farto potencial hidrelétrico, deixando apenas uma fatia minoritária para a geração termelétrica com combustíveis fósseis. No século XXI, vimos que o potencial hidrelétrico ainda inexplorado tem sido cada vez mais desafiador de se desenvolver, enquanto novas fontes e tecnologias se apresentam como alternativas competitivas e também renováveis. Os exercícios apresentados neste relatório do PNE 2050 confirmam esse prognóstico.

Nesse sentido, a ampliação da oferta hidrelétrica não conseguirá acompanhar o ritmo de crescimento da demanda por energia no Brasil ao longo das próximas décadas, resultando em gradual perda de participação relativa na nossa matriz. Todavia, isso não significa perda de relevância das hidrelétricas. Pelo contrário, o parque hidrelétrico existente, com seus estoques de água nos reservatórios, conectado a um sistema de transmissão de dimensões continentais, seguirá sendo extremamente valioso para a competitividade do suprimento de energia elétrica no Brasil. Isso se deve a uma razão fundamental: as hidrelétricas conferem elevada flexibilidade para a operação do sistema num contexto de significativa expansão das fontes eólica e solar, tidas como não despacháveis. Em outras palavras, as hidrelétricas podem, dentro de certos limites, aumentar ou diminuir sua geração

para ajudar a compensar a variação das outras fontes renováveis, permitindo utilizar mais eficientemente os recursos renováveis disponíveis e reduzindo a necessidade de acionamento das termelétricas fósseis.

Todavia, à medida em que a energia eólica e solar ocupam uma fatia maior da matriz elétrica brasileira, é preciso rever a forma de utilizar os reservatórios das hidrelétricas, pois a demanda por flexibilidade operativa vai aumentando significativamente. Como utilizar os reservatórios da forma mais nobre possível?

Alguns exercícios de simulação permitem sinalizar os principais efeitos dessas mudanças no médio e longo prazo.

O primeiro exercício aqui apresentado faz uso de algumas simplificações na representação do sistema para nos ajudar a entender a mudança esperada no comportamento sazonal (variações ao longo dos meses do ano) da geração hidrelétrica nas décadas futuras. Utilizando o modelo NEWAVE para realizar simulações estáticas (quando não há evolução do mercado e da expansão durante o período de estudo) e ajustadas ao critério de suprimento atual utilizando as séries históricas de afluência, foram comparados dois casos: (i) o primeiro, considerando o parque gerador atual mais a oferta contratada até 2019, e (ii) o segundo, com matriz expandida até 2050 (considerando o caso em que a oferta de hidrelétricas se restringe às que não afetem diretamente áreas legalmente protegidas). Para complementar a análise, ambos os casos também foram simulados com séries sintéticas de afluências, apresentando o mesmo padrão de resultados obtidos com uso das séries históricas. Para fins deste exercício, adotou-se o mesmo perfil da carga atual para representar o mercado consumidor futuro. Também se adotou a mesma forma da sazonalidade e de proporcionalidade das usinas renováveis futuras que a oferta informada ao Modelo de Decisão de Investimento (MDI) no estudo do PDE 2029.

Os resultados obtidos (Figuras 15 e 16) indicam que, com a maior entrada de renováveis variáveis não controláveis na matriz, o perfil sazonal de armazenamento dos reservatórios do SIN se achata, em relação ao que se observa atualmente. Enquanto a sazonalidade atual é bem marcada pelos períodos secos e chuvosos do subsistema SE/CO, o de maior capacidade de armazenamento no País, a complementariedade sazonal das demais fontes renováveis faz com que haja um aumento da oferta de energia renovável não hidrelétrica nos períodos secos. Esse aumento é de tal proporção que reduz a necessidade de consumir os estoques de água nos períodos secos para evitar consumo de combustíveis nas termelétricas, de forma que não se torna necessário reduzir tanto os níveis dos reservatórios no segundo semestre.

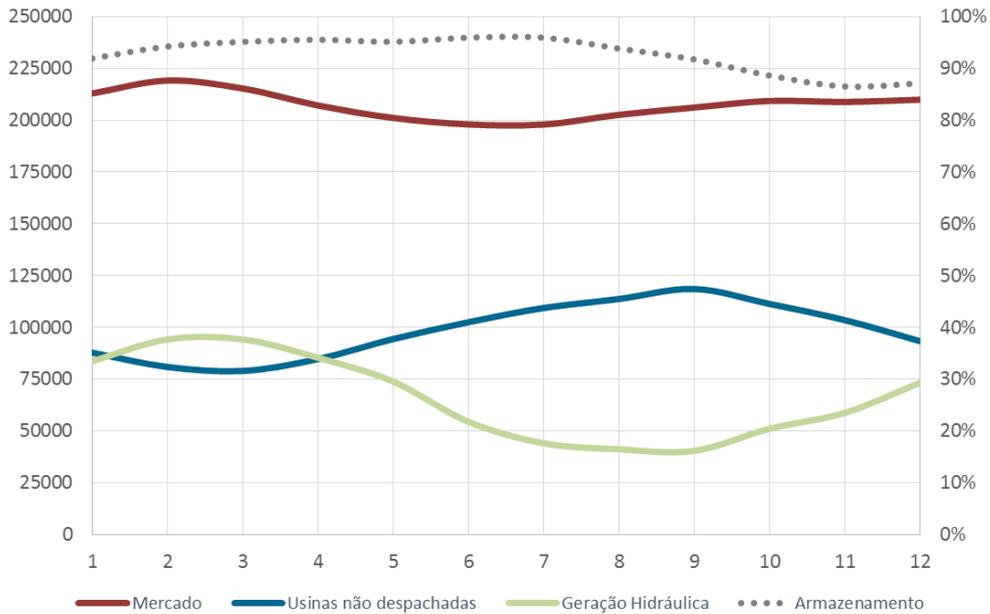


Figura 16 - Geração e armazenamento Médio: parque gerador atual mais geradoras contratadas até 2019

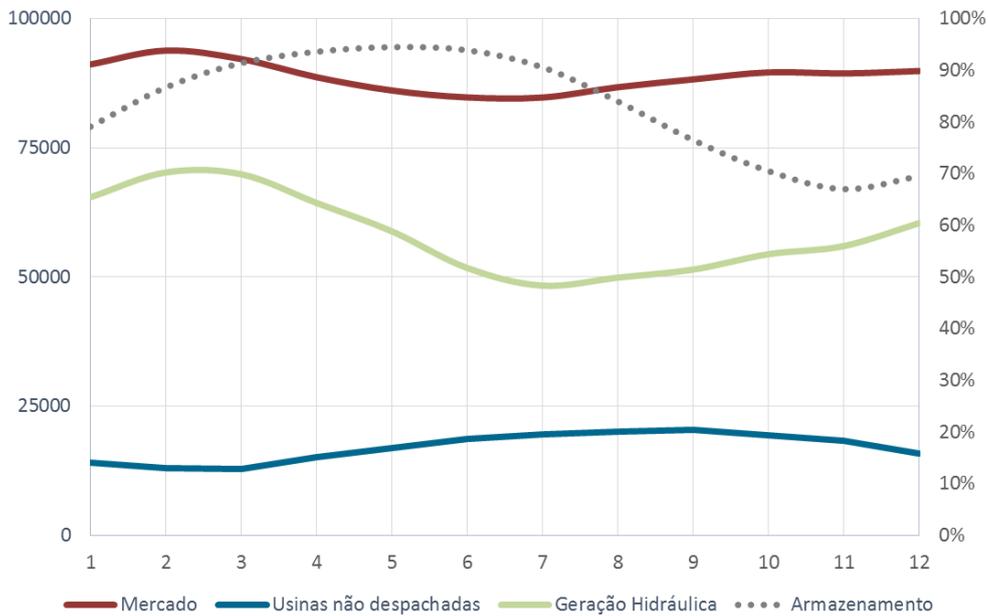


Figura 15 - Geração e armazenamento médio com grande inserção de renováveis não-controláveis

O segundo exercício apresentado busca verificar o comportamento esperado das hidrelétricas numa escala de tempo mais curta, por meio de modelagem do sistema com maior refinamento (granularidade espacial e temporal). Neste caso, utilizamos a mesma metodologia empregada para avaliação de suprimento de potência no PDE 2029.

Como resultado, verifica-se que, se por um lado a variação sazonal no nível dos reservatórios deve ser menos acentuada no futuro, por outro, os estoques de água podem funcionar como um pulmão que inspira e expira ao longo dos dias, em escala de horas ou minutos, para ajudar a compensar as variações na demanda de energia e na oferta das fontes eólica e solar, presentes em larga escala na matriz futura. A preservação dos níveis dos reservatórios por mais tempo em níveis elevados disponibiliza uma queda d'água suficiente para atender ao requisito de geração nos horários mais críticos do sistema (o chamado "suprimento de potência"). O volume de água estocado nos reservatórios permite o controle da variação das vazões afluentes (respeitando as restrições hidráulicas, ambientais, de outros usos da água), provendo flexibilidade a baixo custo e permitindo uma melhor gestão do sistema. Não fossem as hidrelétricas, haveria uma pressão muito maior para a entrada de geração termelétrica flexível, encarecendo a conta final da energia.

Embora estudos mais detalhados sejam necessários para avaliar as implicações em termos de operação, os resultados claramente apontam para a necessidade de reavaliação dos atuais desenhos regulatório e de mercado atualmente vigentes. Será cada vez mais necessário que a estrutura de remuneração aos agentes dê o devido sinal para a otimização no uso dos recursos energéticos. Isso significa que o preço da energia deve refletir o seu efetivo valor (ou escassez) para o consumidor, de forma que os geradores invistam e operem as usinas da melhor forma possível (mais econômica sob a ótica sistêmica). As propostas apresentadas no âmbito do GT Modernização do Setor Elétrico em 2019 apontam justamente nessa direção.

As sensibilidades elaboradas para responder a essa pergunta foram:

- i.2. Matriz Elétrica 100% Renovável
- i.13. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
- i.14. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
- i.15. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX
- i.27. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050

- i.28 Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
- iii.37. Matriz Elétrica 100% Renovável
- iii. 48. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
- iii.49. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
- iii.50. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX
- iii.62. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
- iii.63 Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050

5.4 No horizonte até 2050, que outras tecnologias podem ganhar importância no atendimento à demanda energética futura do país?

Considerando as simulações realizadas, espera-se que, em 2050, tenha uma maior participação de fontes não-renováveis compensada, em grande parte, por uma menor participação da combinação de fontes renováveis não-hídricas e potência complementar no caso da expansão com restrição de emissões. Dentre estes, destacam-se as sinergias com outras fontes renováveis, a flexibilidade operativa e a capacidade de armazenamento de energia em seus reservatórios, que pode ser usada em horas do dia, na ausência de ventos e ou irradiação solar, aumentando a confiabilidade do suprimento de energia. Adicionalmente, os reservatórios de usinas hidrelétricas podem prover uma série de serviços não energéticos, como controle de cheias, irrigação, suprimento de água para consumo humano, recreação e serviços de navegação.

A fonte eólica no Brasil mantém sua expansão em terra nas simulações conduzidas, mas ao contrário da tendência mundial, o aproveitamento do recurso no oceano requer quedas ainda mais acentuadas de CAPEX do que aquelas consideradas em IEA (2019). Isso se dá por situações particulares do Brasil em relação aos outros países do mundo, como o extenso potencial e a qualidade do recurso em terra, que acabam por introduzir maior dificuldade para que o modelo faça opções economicamente interessantes pelo recurso *offshore* levando em consideração as premissas de redução de custos atuais e as diferenças conhecidas dos recursos em terra e em mar.

Além disso, observar-se que, com redução do CAPEX de 20% em relação aos valores de IEA (2019), a fonte eólica *offshore* basicamente ocupa lugar da *onshore*, sem impacto muito relevante sobre o perfil geral da matriz elétrica

As sensibilidades elaboradas para responder a essa pergunta foram:

- i.7. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH
- i.8. Repotenciação de UHE
- i.9. Integração Elétrica com países da América do Sul
- i.10. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior
- i.11. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor
- i. 13. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
- i.14. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
- i.15. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX
- i.16. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
- i.17. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
- i.18. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
- i.19. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
- i.27. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
- i.28. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
- i.29. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu
- iii. 62. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
- iii.63. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
- iii.48. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte

- iii.49. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
- iii. 50. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX
- iii.51. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
- iii.52. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
- iii.53. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
- iii.54. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
- iii. 64. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu

5.5 Qual o papel da tecnologia nuclear na futura matriz energética brasileira?

Apesar do Brasil dominar toda a tecnologia do ciclo do combustível nuclear desde a mineração até a montagem do elemento combustível. Atualmente, uma única etapa do ciclo do combustível (a conversão e parte do enriquecimento) tem sido realizada no exterior por questões de escala. Adicionalmente, se desenvolvem no Brasil pesquisas em reatores e aplicações da energia nuclear, tais como o Reator Multipropósito Brasileiro (RMB) e o submarino com propulsão nuclear (SN-BR).

O País tem duas usinas nucleares (Angra I e Angra II) em operação e uma em construção (Angra III), com previsão de início da operação comercial em janeiro de 2026. Apesar dos condicionantes desafiadores para a geração term nuclear no mundo e no Brasil, com incertezas sobre o aproveitamento de seu potencial, há também novas perspectivas para a energia nuclear associadas a seu papel em um cenário com significativa restrição de carbono e alta participação de fontes renováveis não despacháveis, bem como ao desenvolvimento de novos negócios (inclusive no setor elétrico) e outras aplicações da tecnologia nuclear.

Além da fissão nuclear, a fusão nuclear é uma tecnologia com a perspectiva de oferecer uma geração elétrica de base, com emissões de GEE praticamente nulas e sem a possibilidade de acidentes com desdobramentos significativos fora da área da usina.

Embora seja uma tecnologia promissora no longo prazo, ainda requer muitos esforços de P&D ao longo das próximas décadas. Dessa forma, reatores com a tecnologia de fusão nuclear não devem estar disponíveis para contribuir para a geração de energia na primeira metade do século XXI, por conta dos desafios a serem enfrentados (IEA & NEA, 2015).

As sensibilidades elaboradas para responder a essa pergunta foram:

- i.20. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
- i.21. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
- i.22. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
- i.23. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
- i.24. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
- i.25. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares
- iii. 55. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
- iii. 56. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
- iii. 57. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
- iii. 58. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
- iii. 59. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
- iii. 60. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares

5.6 Um sistema elétrico 100% renovável é possível e viável economicamente até 2050?

■ HIDRO ■ REN NH ■ FOS + NUC ■ POT COMP

Assim, a fim de se testar a viabilidade desta possibilidade, restringiu-se o conjunto de projetos na cesta de expansão apenas àqueles renováveis. O resultado, apresentado na Figura 17, mostra que uma matriz elétrica praticamente 100% renovável poderia ser alcançada no sistema centralizado em 2050 desde que a complementação de potência (de 77 GW a 85 GW de capacidade instalada em 2050) também fosse feita a partir de fontes renováveis. A parcela não-renovável da matriz (de cerca de 0,5% da capacidade instalada em 2050) corresponderia às termoeletricas do complexo de Angra, já que no horizonte de 2050, elas ainda não teriam sido totalmente retiradas do parque de geração nacional.

Adicionalmente, pode-se ver que o resultado da simulação em termos de capacidade instalada total em 2050 varia de acordo com a disponibilidade da cesta de UHE's acima de 30 MW com interferência em áreas protegidas para a expansão (caso chamado de Todo Potencial Inventariado de UHE's) ou não, ou seja, quando apenas aquelas que não possuam tal tipo de interferência estão disponíveis (caso chamado Exceto UC e TI: contam apenas com UHE's sem interferência em áreas de Unidades de Conservação (UC) ou Terras Indígenas ou Quilombolas (TI)).

Verifica-se que, quando todo potencial inventariado de UHE's está disponível, a capacidade instalada total em 2050 é menor e, conseqüentemente, o valor presente líquido do custo da solução é mais baixo em relação ao caso em que a expansão de UHE's está limitada àquelas sem interferência em UC e TI. Dessa forma, as simulações apresentadas ao longo deste relatório farão, sempre que seja importante para a análise, essa distinção em termos da disponibilidade de UHE's acima de 30 MW com interferência em áreas protegidas.

Um aspecto não tratado neste relatório consiste nas implicações em termos de operação do sistema elétrico de uma matriz 100% renovável com grande participação de fontes não-controláveis. Considera-se que, uma vez garantida a adequação dos recursos no longo prazo, a complexidade da questão da segurança do sistema possa ser completamente endereçada nos estudos de planejamento decenal e quinquenal do sistema (PDE, PET e PEN). Por fim, resultados mais detalhados do caso, com informações sobre a expansão, por tecnologias selecionadas, da capacidade instalada total, geração no período médio e balanço de potência podem ser encontrados no Anexo.

As sensibilidades elaboradas para responder a essa pergunta foram:

- i. 2. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável
- iii. 37. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável

5.7 A geração termelétrica a carvão atingiu um teto na sua oferta no Brasil?

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão das usinas termelétricas a carvão mineral nacional centraram-se na questão de se o teto de sua oferta no Brasil foi atingido, para além do programa de modernização do parque termelétrico a carvão mineral nacional.

Conforme análise do GT Interministerial do Carvão Mineral nacional, as medidas propositivas para a modernização do parque termelétrico a carvão mineral devem estar baseadas, entre outros, na ausência de ônus para o Estado ou de novos subsídios ou extensão do já

existentes. Nesse sentido, as simulações apontam para dois fundamentos para maior competitividade das UTEs a carvão mineral: condições de financiamento equivalentes aos das demais fontes e perspectiva de valores de CAPEX pelo menos 20% menores do que os considerados (US\$2.100/kW). Quando essas 2 condições estão presentes, a participação das UTEs a carvão mineral nacional atinge 1% da geração total em 2050, mantidas as demais premissas de evolução de custos das demais fontes.

Importante destacar que nos casos simulados, a intensidade de emissão de carbono por conta do parque termelétrico a carvão mineral nacional em 2050 reduz de maneira significativa em relação ao ano base do estudo (de 0,07 tCO₂/MWh em 2015 para 0,03 tCO₂/MWh em 2050), com maior geração média de energia, com 1,6 GW médios em 2050 contra 1 GW médio em 2015.

As sensibilidades elaboradas para responder a essa pergunta foram:

- i.26. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX
- iii. 61. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX

5.8 Como um cenário de eletrificação de transportes (cargas, mas principalmente passageiros) afeta outras cadeias como a de etanol e de petróleo? Como o país se posiciona diante desse tema?

No que se refere a mobilidade elétrica, nos cabe evidenciar que o PNE contempla diversos dos pontos citados na contribuição. As discussões acerca da mobilidade elétrica e biocombustíveis também podem ser encontradas em estudos da EPE já publicados, destacando a [NT- Eletromobilidade](#) e Biocombustíveis. Ressalta-se, entretanto, que os estudos estão em constantemente aprimoramento.

As sensibilidades elaboradas para responder a essa pergunta foram:

- i. 12. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050
- ii. 47. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050

6. Trajetórias

Nessa seção será descrita a evolução e configuração da matriz elétrica em 2050 para cada uma das simulações realizadas.

6.1 Considerando apenas UHE's em áreas sem interferência com UC ou TI

1. Estagnação

Em um cenário de estagnação da economia e contando apenas com o conjunto de UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve aumentar apenas 25% (164 GW) até 2050, sendo o principal incremento em hidrelétricas que expandem para cerca de 118GW, atingindo 72% da capacidade instalada, 79% da energia e 77% de contribuição ao balanço de potência. As demais fontes permanecem praticamente estagnadas, havendo inclusive decréscimo de capacidade instalada em virtude de descomissionamento após a vida útil dos equipamentos. A Geração distribuída atinge cerca de 8,4 GW, que representa aproximadamente 5% da capacidade instalada, 5% da energia e 1% do balanço de potência.

Tabela 3 - Potência Acumulada na simulação com cenário de estagnação econômica considerando apenas UHE's em áreas sem interferência com UC ou TI

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	113.461	117.380	117.708
UHE	74.341	102.260	103.635	103.635
PCH	5.422	11.201	13.745	14.073
Eólica	7.631	15.913	5.933	6.783
Solar	6	2.170	0	0
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	7.305	7.981	7.612
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	190	5.538	6.054
GD	17	3.180	5.525	8.395
Total	117.159	161.751	159.977	163.832

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

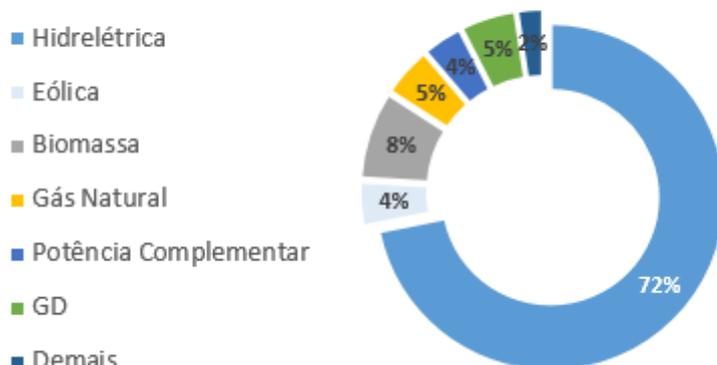


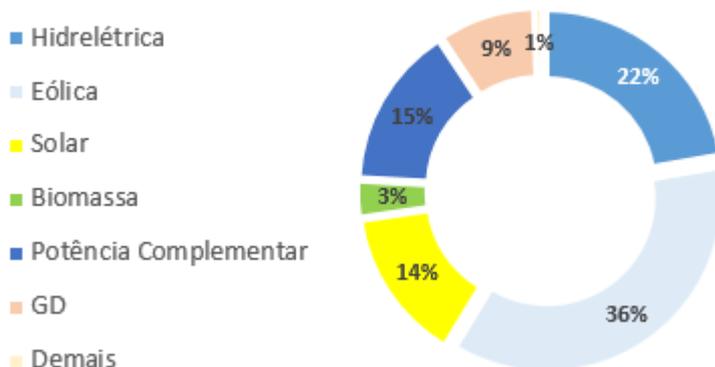
Figura 18 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com cenário de estagnação econômica considerando apenas UHE's em áreas sem interferência com UC ou TI

2. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável

Contando somente com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e garantindo a expansão totalmente renovável, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (575 GW), sendo o principal incremento em eólica, que atinge 36% da capacidade (209 GW), metade da energia e 21% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (81 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 85 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 22% da capacidade instalada, 28% da energia e 31% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge cerca de 18 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e da energia, além de 5% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 4 - Potência Acumulada na simulação com expansão 100% renovável

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.154	127.900	127.900
UHE	74.341	108.972	111.718	111.718
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	54.489	137.841	209.431
Solar	6	6.353	37.873	80.831
Biomassa	11.497	23.995	18.842	18.456
Gás Natural	5.085	6.923	1.577	0
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	0	0
Potência Complementar	0	14.337	51.131	85.432
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	251.056	406.627	575.332

Perfil da Capacidade Instalada em 2050**Figura 19 - Potência Acumulada na simulação com expansão 100% renovável**

3. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE

Utilizando apenas a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e garantindo a expansão totalmente sem emissões de gases responsáveis pelo aquecimento global (efeito estufa), a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (563 GW), sendo o principal incremento em eólica, que atinge 33% da capacidade (188 GW), 45% da energia e 20% de contribuição ao balanço de ponta. A intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (84 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito

competitivas, requer a instalação de aproximadamente 80 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 129 GW, atingindo 23% da capacidade instalada em 2050, 32% da energia e 31% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa tem pequena expansão, atingindo cerca de 16 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada, da energia e da contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 5 - Potência Acumulada na simulação com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.819	128.468	128.468
UHE	74.341	109.637	112.287	112.287
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	55.107	120.066	188.327
Solar	6	6.353	41.018	83.977
Biomassa	11.497	15.813	15.813	15.813
Gás Natural	5.085	14.016	14.803	14.434
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	0	0
Potência Complementar	0	14.277	44.793	79.697
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	251.189	396.425	563.999

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

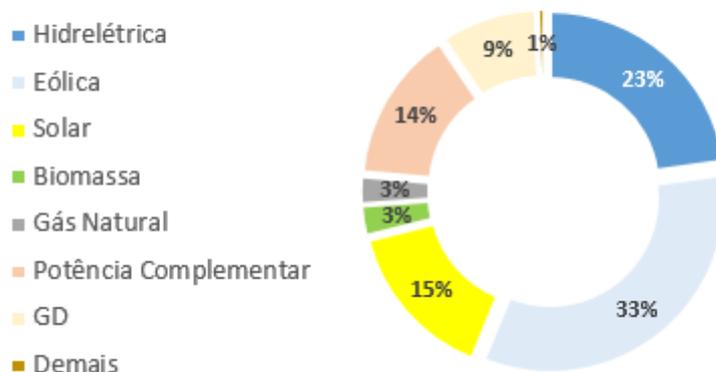


Figura 20 - Potência Instalada em 2050 na simulação com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE

4. Exceto UC e TI: Potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência

Para atender à demanda contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (522 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (151 GW), 37% da energia e contribui com 18% para o balanço de potência. A intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (75 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, requer a instalação de aproximadamente 67 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 32% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa tem pequena expansão, atingindo cerca de 15 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada, 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência. O Gás natural atinge 34 GW, equivalente a 6% da capacidade instalada e da energia, mas 13% de contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 6 - Potência Acumulada na simulação com o potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	128.150	128.224
UHE	74.341	109.598	111.969	112.043
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	52.747	108.782	151.651
Solar	6	6.353	32.083	75.041
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	17.501	25.627	33.004
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.711	39.165	67.316
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.292	379.155	522.404

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

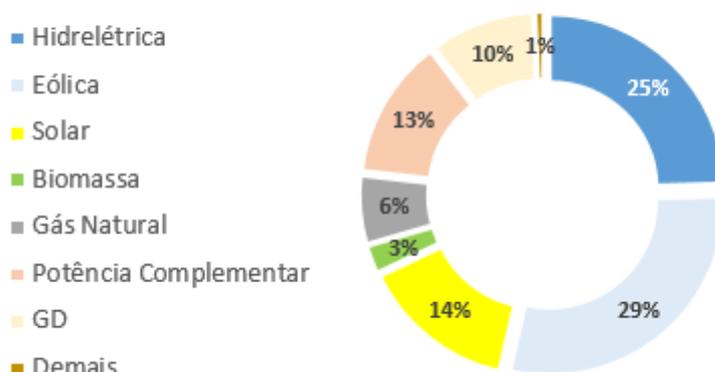


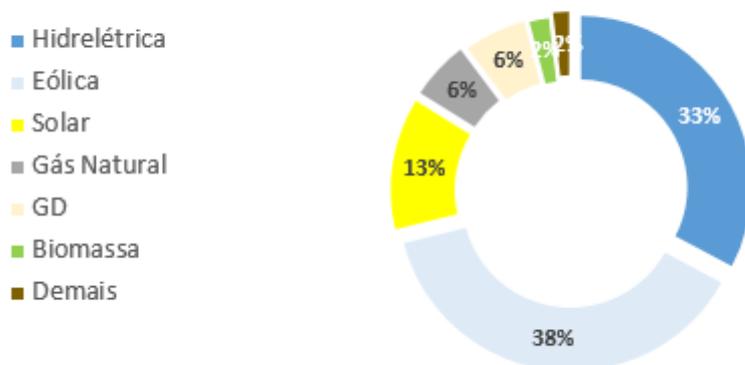
Figura 21 - Potência Instalada em 2050 na simulação com o potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência

5. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)

Considerando a redução de disponibilidade hídrica causada pelas mudanças climáticas e utilizando apenas as UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (536 GW), sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (158 GW), 38% da energia e 18% de contribuição ao balanço de potência, em 2050. A intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (85 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, requer a instalação de aproximadamente 56 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 120 GW, atingindo 22% da capacidade instalada, 33% da energia e 30% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa tem pequena expansão, atingindo cerca de 14 GW, correspondente a 2% da capacidade instalada, da energia e da contribuição ao balanço de potência. O Gás natural atinge 51 GW, equivalente a 9% da capacidade instalada, 6% da energia, mas 19% de contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada, 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 7 - Potência Acumulada na simulação com cenário de redução de disponibilidade hídrica

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	63.145	61.248	61.271
UHE	74.341	57.792	55.199	55.172
PCH	5.422	5.353	6.048	6.099
Eólica	7.631	27.619	53.244	71.454
Solar	6	1.722	11.766	23.851
Biomassa	11.497	4.591	4.293	4.097
Gás Natural	5.085	5.065	6.820	10.980
Carvão Mineral	3.215	872	247	0
Nuclear	1.990	3.008	3.008	3.053
Outras	7.955	428	428	428
Potência Complementar	0	0	0	0
GD	17	3.015	6.339	11.464
Total	117.159	109.464	147.391	186.597

Perfil da Geração em 2050**Figura 22 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com cenário de redução de disponibilidade hídrica**

6. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões

Em um cenário com redução da disponibilidade hídrica e uma expansão totalmente sem emissões de GEE (gases de efeito estufa) e utilizando somente as UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (571 GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 34% da

capacidade (193 GW) e 46% da energia, além de contribuir em 17% para o balanço de potência. A intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (89 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, requer a instalação de aproximadamente 66 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 119 GW, atingindo 21% da capacidade instalada, 28% da energia e 32% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge 24 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e da energia, além de 6% da contribuição ao balanço de potência. O Gás natural atinge 27 GW, equivalente a 5% da capacidade instalada, 0,5% da energia e 9% de contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 8 - Potência Acumulada na simulação com simulação de redução de disponibilidade hídrica sem emissões

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	118.919	118.919	118.919
UHE	74.341	105.257	105.257	105.257
PCH	5.422	13.661	13.661	13.661
Eólica	7.631	55.488	124.836	193.176
Solar	6	11.800	46.251	89.209
Biomassa	11.497	23.995	23.995	23.995
Gás Natural	5.085	23.968	26.914	26.545
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	2.209	32.614	65.585
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	256.183	405.483	571.202

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

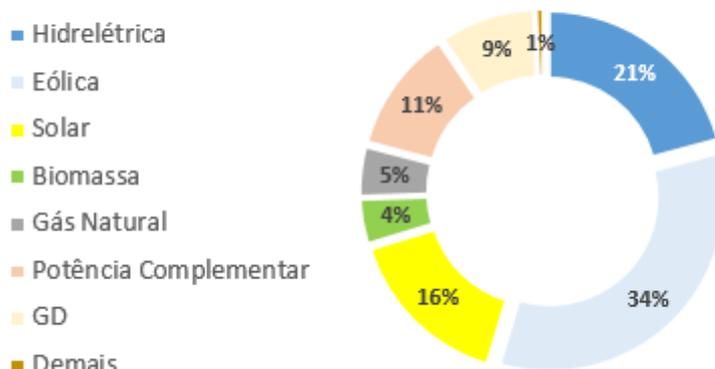


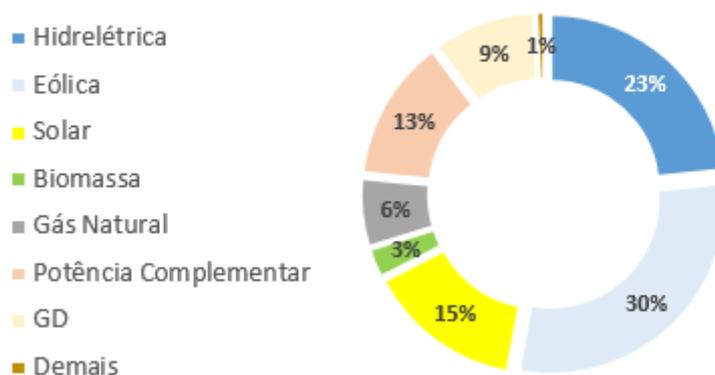
Figura 23 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com simulação de redução de disponibilidade hídrica sem emissões

7. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH

Nesta simulação, foi considerado que os investimentos nas pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) disponíveis estejam subestimados, visto que nos últimos leilões essa tecnologia teve resultados inexpressivos, e por essa razão considerou-se o dobro de seu CAPEX, bem como apenas as UHE's sem interferência em áreas protegidas. Nesse caso, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (527 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 30% da capacidade (156 GW) e 38% da energia, além de contribuir com 15% para o balanço de potência. A intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (77 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, requer a instalação de aproximadamente 70 GW de potência complementar. A tecnologia PCH fica restrita a 11 GW, limite atingido logo no início do horizonte em análise (2030). As UHE's expandem para cerca de 123 GW, atingindo 23% da capacidade instalada, 35% da energia e 33% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa tem pequena expansão, atingindo cerca de 15 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada, 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência. O Gás natural atinge 34 GW, equivalente a 6% da capacidade instalada e da energia, mas 13% de contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 9 - Potência Acumulada na simulação com sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	120.799	123.170	123.244
UHE	74.341	109.598	111.969	112.043
PCH	5.422	11.201	11.201	11.201
Eólica	7.631	56.601	114.894	155.993
Solar	6	6.353	33.577	76.536
Biomassa	11.497	14.509	14.509	14.509
Gás Natural	5.085	17.926	26.052	33.714
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	16.764	41.559	69.829
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	252.757	385.714	527.597

Perfil da Capacidade Instalada em 2050**Figura 24 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH**

8. Repotenciação de UHE

Considerando uma política de repotenciação de UHE's e apenas a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (510 GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (145 GW), 36% da energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (66 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 61 GW de potência complementar. As UHE's, já contando com os projetos de repotenciação, expandem para cerca de 138 GW, atingindo 27% da capacidade instalada, 39% da energia e 36% de contribuição ao balanço de potência. Nesse cenário a biomassa tem expansão modesta,

atingindo cerca de 13,5 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear atinge pouco mais de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da 1% contribuição ao balanço de potência.

Tabela 10 - Potência acumulada na simulação com considerando repotenciação de UHE's

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	131.142	136.418	138.224
UHE	74.341	114.960	120.236	122.043
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	49.177	102.708	145.815
Solar	6	2.170	23.006	65.964
Biomassa	11.497	13.459	13.459	13.459
Gás Natural	5.085	17.499	25.625	31.676
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	11.151	34.931	61.447
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	244.403	368.100	510.359

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

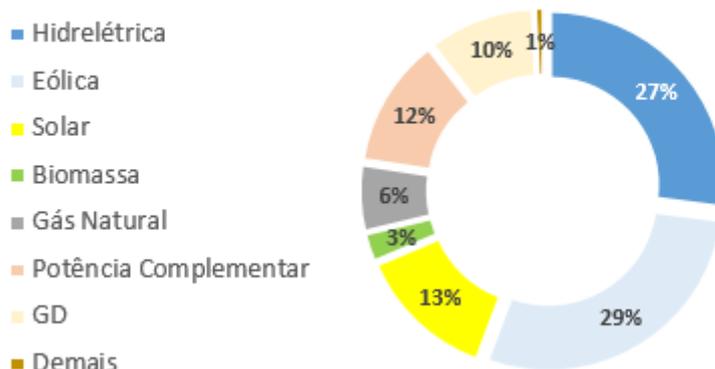


Figura 25 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com considerando repotenciação de UHE's

9. Integração Elétrica com países da América do Sul

Nesta sensibilidade foram considerados os projetos hidrelétricos binacionais e apenas as UHE's sem interferência em áreas protegidas. Com essas premissas, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (511 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 30% da capacidade (154 GW), 37 da energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (34 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 70 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 147 GW, atingindo 29% da capacidade instalada, 41% da energia e 35% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge cerca de 27 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e da energia, além de 4% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 11 - Potência Acumulada considerando a integração elétrica com países da América do Sul

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.822	139.594	146.961
UHE	74.341	116.748	125.521	132.888
PCH	5.422	14.073	14.073	14.073
Eólica	7.631	46.312	111.417	153.636
Solar	6	2.170	4.719	34.141
Biomassa	11.497	25.096	27.372	27.372
Gás Natural	5.085	17.007	24.408	24.845
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.308	39.260	70.181
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	254.520	378.724	510.909

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

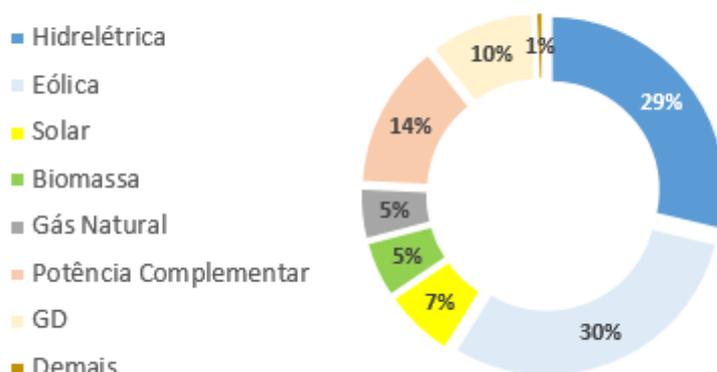


Figura 26 - Capacidade Instalada em 2050 considerando a integração elétrica com países da América do Sul

10. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior

Considerando apenas as UHE's sem interferência em áreas protegidas e com projetos hidrelétricos binacionais mais caros, devido ao incremento no custo da transmissão de 50%, a capacidade instalada original deve quadruplicar (468 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 21% da capacidade (97 GW), 26 da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (44 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 56 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 147 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 36% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge cerca de 28 GW, correspondente a 6% da capacidade instalada e 5% da energia, além de 4% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 12 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação da integração elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.925	141.170	147.899
UHE	74.341	115.416	125.660	132.390
PCH	5.422	15.509	15.509	15.509
Eólica	7.631	35.933	61.598	96.659
Solar	6	6.928	44.334	44.334
Biomassa	11.497	25.498	27.520	28.438
Gás Natural	5.085	20.168	32.943	41.393
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	10.370	30.550	55.792
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.626	370.068	468.287

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

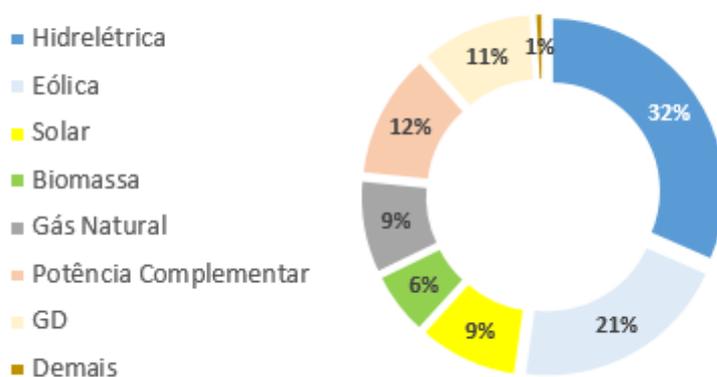


Figura 27 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação da integração elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior

11. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor

Contando apenas com as UHE's sem interferência em áreas protegidas e com projetos hidrelétricos binacionais mais baratos devido a um desconto no custo da transmissão de

50%, a capacidade instalada original deve quadruplicar (468 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 22% da capacidade (104 GW), 29% da energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (39 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 57 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 148 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 44% da energia e 36% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge cerca de 28 GW, correspondente a 6% da capacidade instalada e 5% da energia, além de 4% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 13 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação de integração elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	135.005	148.347	148.482
UHE	74.341	120.932	134.273	134.408
PCH	5.422	14.073	14.073	14.073
Eólica	7.631	31.309	60.968	104.385
Solar	6	6.928	39.061	39.061
Biomassa	11.497	25.498	27.520	28.546
Gás Natural	5.085	22.163	32.765	37.691
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	10.281	32.154	56.874
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.989	372.768	468.812

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

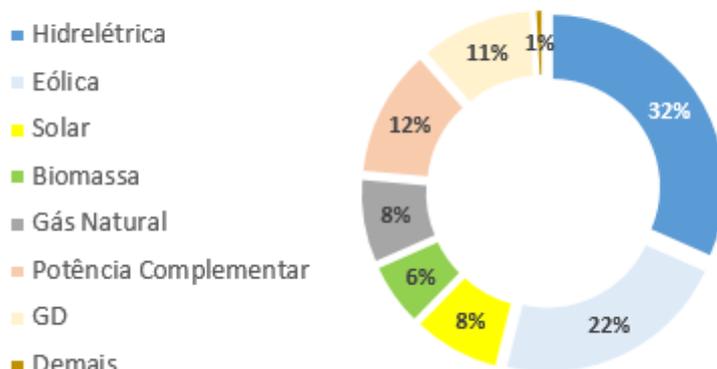


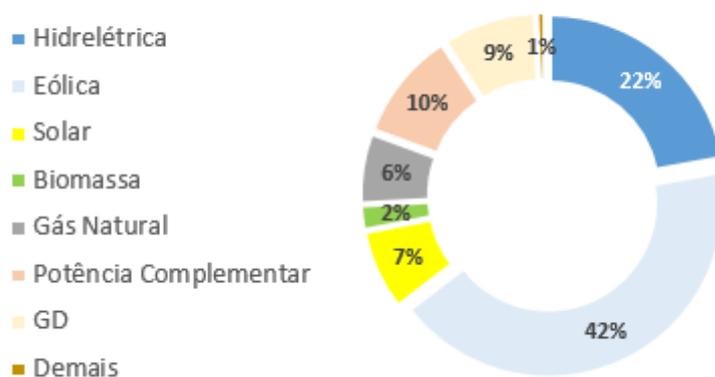
Figura 28 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação de integração elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor

12. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050

Para atender à demanda aumentada em cerca de 15% em virtude da eletrificação da frota e contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (580 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 42% da capacidade (246 GW), metade da energia e 22% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (43 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 59 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 22% da capacidade instalada, 30% da energia e 32% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 2% da capacidade instalada e da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 14 - Potência acumulada na simulação com frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.679	128.465	128.465
UHE	74.341	109.497	112.283	112.283
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	54.324	148.256	246.146
Solar	6	8.144	25.190	43.015
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.009
Gás Natural	5.085	17.680	28.280	37.530
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.818	36.197	58.722
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	251.844	411.736	580.660

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

Figura 29 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050

13. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte

Nesta simulação, a capacidade instalada de eólicas foi limitada em 50 GW e, contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (563 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em

solar, que atinge 33% da capacidade (187 GW), 29% da energia e 10% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 81 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 130 GW, atingindo 23% da capacidade instalada, 37% da energia e 31% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge cerca de 27 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 4% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear atinge cerca de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 15 - Potência Acumulada da simulação eólica limitada a 50 GW no horizonte.

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	127.754	130.166	130.166
UHE	74.341	110.137	112.549	112.549
PCH	5.422	17.618	17.618	17.618
Eólica	7.631	32.833	32.635	46.120
Solar	6	17.600	127.868	187.064
Biomassa	11.497	25.096	27.372	27.372
Gás Natural	5.085	21.485	33.198	37.395
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	9.189	39.506	81.122
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	253.762	422.699	563.011

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

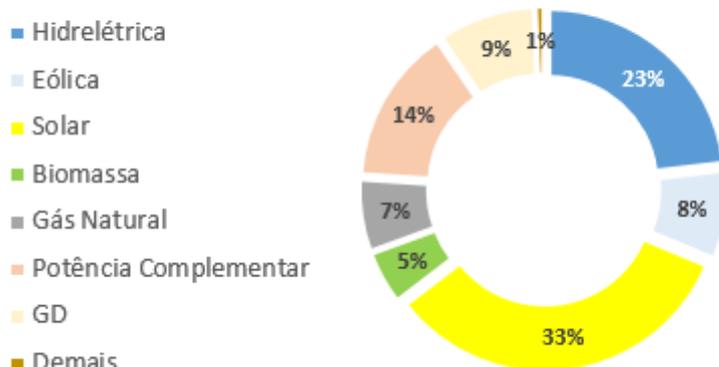


Figura 30 - Capacidade Instalada em 2050 da simulação eólica limitada a 50 GW no horizonte.

14. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte

Nesta sensibilidade, a expansão de Eólicas e solares foram limitadas a 50GW cada uma contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e, a capacidade instalada original deve ser mais que triplicar (433 GW) em 2050, sendo o principal incremento em gás natural, que atinge 17% da capacidade (76 GW), 30% da energia e 29% do balanço de potência. Dada a limitação de expansão de solar e eólica e à consequente maior expansão do gás natural, reduz-se a necessidade de potência complementar, que atinge 46GW no horizonte. As UHE's expandem para cerca de 133 GW, atingindo 31% da capacidade instalada, 38% da energia e 36% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge cerca de 27 GW, correspondente a 6% da capacidade instalada e da energia, além de 5% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear atinge cerca de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 16 - Potência Acumulada com simulação de eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	129.453	130.436	132.896
UHE	74.341	111.835	112.818	112.818
PCH	5.422	17.618	17.618	20.078
Eólica	7.631	34.451	34.253	47.738
Solar	6	14.276	30.106	50.106
Biomassa	11.497	25.148	26.839	26.839
Gás Natural	5.085	18.305	50.873	75.623
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	11.495	28.323	45.893
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	252.934	332.784	432.868

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

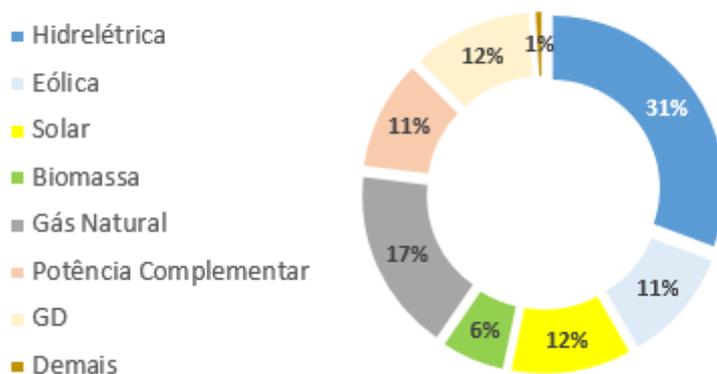


Figura 31 - Capacidade Instalada em 2050 com simulação de eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte

15. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX

Nesta simulação, que tinha como objetivo avaliar a competitividade das eólicas *offshore*, foi oferecido ao modelo um desconto de 20% no CAPEX, e considerando apenas a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegida. Com essas premissas, a capacidade instalada original deve ser quadruplicada (516 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica *onshore*, que atinge 130 GW de capacidade instalada. Uma queda de 20% nos custos de eólica *offshore* tornaria essa fonte competitiva, podendo alcançar 15GW de potência

instalada em 2050. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (78 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 65 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 33% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear aproxima-se de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 17 - Potência Acumulada da simulação de eólica *offshore* com 20% de redução de CAPEX

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	128.213	128.287
UHE	74.341	109.598	112.032	112.106
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	51.943	105.229	145.409
Solar	6	6.353	35.022	77.980
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	17.899	26.025	32.623
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.511	37.050	64.694
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	248.685	376.888	516.161

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

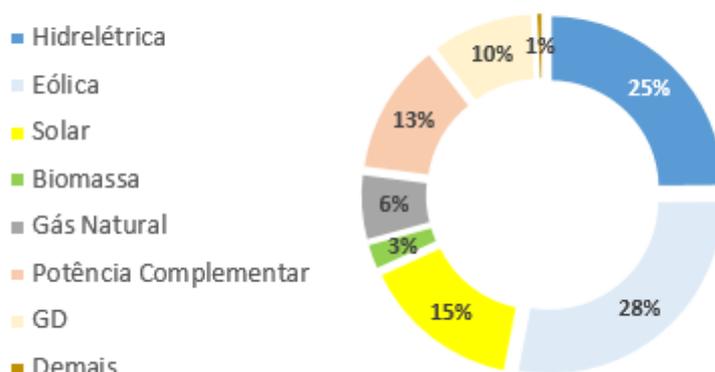


Figura 32 - Capacidade Instalada em 2050 da simulação de eólica offshore com 20% de redução de CAPEX

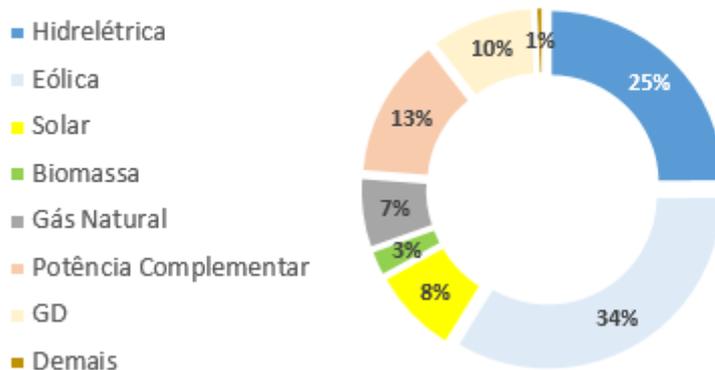
16. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte

Nesta simulação, limitando a expansão de PV a 50 GW e contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve ser mais que quadruplicada (514 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 34% da capacidade (174 GW), 42% da energia e 19% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (42 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 69 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 35% de contribuição ao balanço de potência. Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear atinge pouco mais de 3,3 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 18 - Potência Acumulada da simulação de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.819	128.189	128.303
UHE	74.341	109.637	112.008	112.122
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	52.519	116.926	173.765
Solar	6	6.670	22.500	42.500
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.009
Gás Natural	5.085	17.500	25.626	34.361
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.645	41.134	68.629
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.353	379.724	514.340

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

**Figura 33 - Capacidade Instalada em 2050 da simulação de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte**

17. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra

Neste cenário, contando com um aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço no período de entressafra e contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (493 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (141 GW), 34% da

energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (53 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 63 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 26% da capacidade instalada, 36% da energia e 33% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa se torna mais competitiva e atinge cerca de 28 GW, correspondente a 6% da capacidade instalada e 9% da energia, além de 8% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear atinge cerca de 3,4 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 19 - Potência Acumulada considerando o aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	122.711	127.809	127.954
UHE	74.341	108.638	111.627	111.773
PCH	5.422	14.073	16.182	16.182
Eólica	7.631	46.062	100.543	140.942
Solar	6	2.170	10.075	53.033
Biomassa	11.497	25.498	27.520	28.546
Gás Natural	5.085	14.533	21.933	25.802
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	7.776	32.671	62.901
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	238.554	352.504	492.951

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

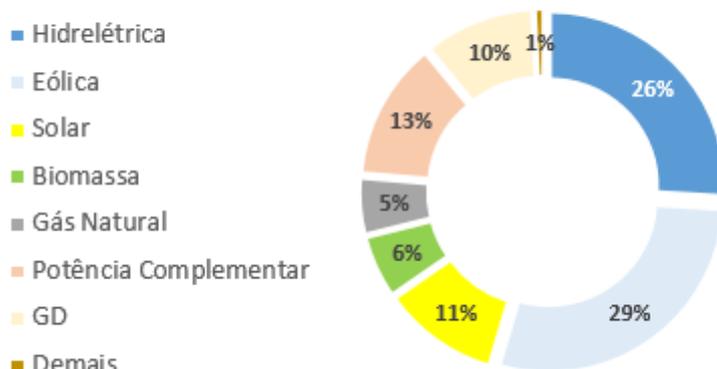


Figura 34 - Capacidade Instalada em 2050 considerando o aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra

18. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra

Neste estudo, semelhante a simulação 17, foi considerado um aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço porém com um sobrecusto de 50% na entressafra. Considerando apenas a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (499 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 30% da capacidade (148 GW), 36% da energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (56 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 65 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 26% da capacidade instalada, 36% da energia e 33% de contribuição ao balanço de potência. Mesmo com o sobrecusto na entressafra a Biomassa se torna mais competitiva e atinge cerca de 22 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e 7% da energia, além de 6% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear atinge pouco mais de 3,3 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 20 - Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	122.506	127.809	128.028
UHE	74.341	108.432	111.627	111.847
PCH	5.422	14.073	16.182	16.182
Eólica	7.631	49.050	107.092	148.226
Solar	6	2.170	11.911	56.329
Biomassa	11.497	22.278	22.278	21.892
Gás Natural	5.085	14.381	21.781	26.325
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	9.484	34.674	65.296
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	239.674	357.498	499.869

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

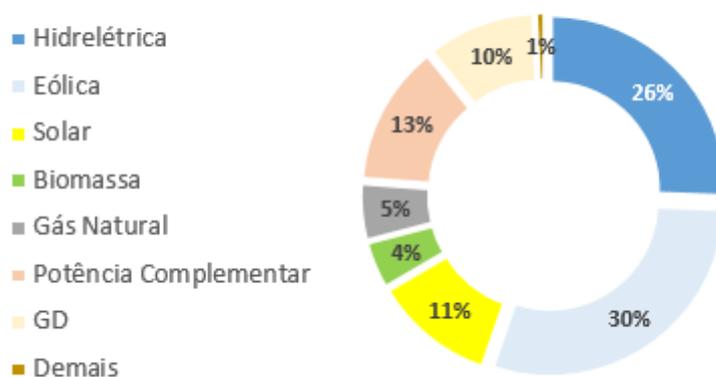


Figura 35 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra

19. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra

Com um aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço e contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e repotenciação de UHE's, a capacidade

instalada original deve mais que quadruplicar (483 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 28% da capacidade (133 GW), 33% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (47 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 58 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 138 GW, atingindo 29% da capacidade instalada, 39% da energia e 36% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa se torna mais competitiva e atinge cerca de 28 GW, correspondente a 6% da capacidade instalada e 9% da energia, além de 8% da contribuição ao balanço de potência. Nuclear atinge pouco mais de 3,3 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 21 - Potência Acumulada considerando repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.489	133.602	137.954
UHE	74.341	111.416	119.529	121.773
PCH	5.422	14.073	14.073	16.182
Eólica	7.631	41.679	95.810	133.288
Solar	6	2.170	4.719	47.677
Biomassa	11.497	25.498	27.520	28.546
Gás Natural	5.085	14.480	21.881	24.034
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	6.849	29.789	58.467
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	235.970	345.274	483.739

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

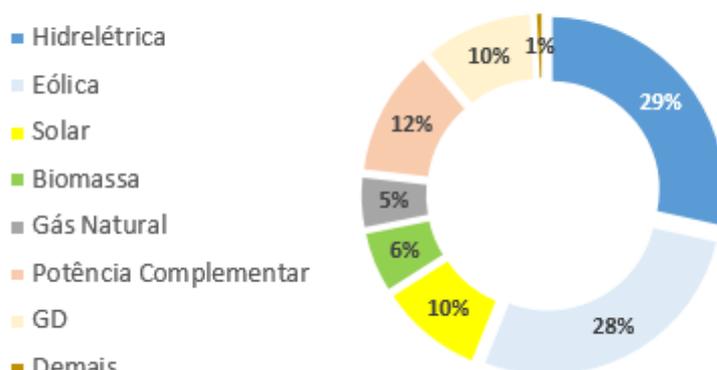


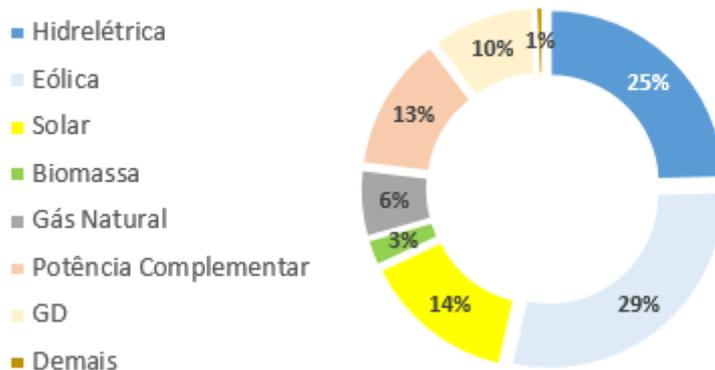
Figura 36 - Capacidade Instalada em 2050 considerando repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra

20. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear

Para atender à demanda contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e oferecendo ao modelo usinas nucleares com redução de 45% no CAPEX, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (521 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (151GW), 37% da energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (75 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 67 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 1288 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 34% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. A redução de 45% no CAPEX das usinas nucleares não torna esse tipo de usina competitiva e a fonte atinge pouco mais de 3,3 GW, cerca de 0,5% da capacidade instalada e 2% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 22 - Potência Acumulada considerando redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	128.150	128.224
UHE	74.341	109.598	111.969	112.043
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	52.930	106.324	150.980
Solar	6	6.353	32.409	75.367
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	17.410	26.461	33.167
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.757	38.352	66.746
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.430	377.045	521.652

Perfil da Capacidade Instalada em 2050**Figura 37 - Capacidade Instalada em 2050 considerando redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear**

21. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear

Nesta sensibilidade, foi oferecido ao modelo um conjunto de usinas nucleares com redução de 50% no CAPEX, bem como contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (515 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 28% da capacidade (143GW), 35% da

energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (74 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 66 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 35% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. A redução de 50% no CAPEX das usinas nucleares aumenta a competitividade da fonte que atinge 7,5 GW, cerca de 1,5% da capacidade instalada e 3% da energia e da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 23 - Potência Acumulada considerando redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.640	128.010	128.084
UHE	74.341	109.458	111.829	111.903
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	45.888	99.798	143.814
Solar	6	6.353	31.302	74.260
Biomassa	11.497	13.833	13.833	13.834
Gás Natural	5.085	16.879	25.930	32.294
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	7.505	7.505	7.505
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.171	36.854	65.676
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	244.679	371.791	515.845

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

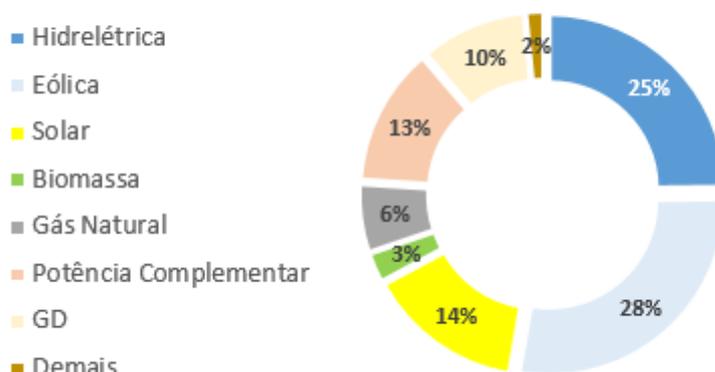


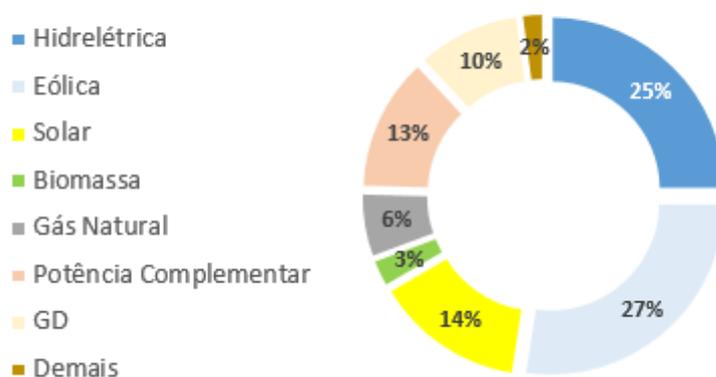
Figura 38 - Capacidade Instalada em 2050 considerando redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear

22. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

Similarmente a rodada 21, só que com reduções de custos em 45% no CAPEX e no OPEX. Também foram consideradas apenas a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (511 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (140GW), 34% da energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (73 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 65 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 33% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. A redução de 45% no CAPEX e no opex das usinas nucleares aumenta a competitividade da fonte que atinge 10,4 GW, cerca de 2% da capacidade instalada e 5% da energia e 3% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 24 - Capacidade Instalada em 2050 considerando redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	124.921	128.010	128.084
UHE	74.341	108.739	111.829	111.903
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	44.193	95.753	140.204
Solar	6	3.688	29.711	72.669
Biomassa	11.497	13.904	13.904	13.904
Gás Natural	5.085	15.892	24.943	31.305
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	10.438	10.438	10.438
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.127	36.273	64.984
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	241.574	367.590	511.966

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

Figura 39 - Capacidade Instalada em 2050 considerando redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

23. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

Nesta simulação foi oferecido ao modelo um conjunto de usinas nucleares com redução de 50% no CAPEX e no OPEX e considerada apenas a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e oferecendo. A capacidade instalada original deve quadruplicar (486 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 26% da capacidade (127GW), 31% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (56 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 60 GW de potência complementar. As UHE's

expandem para cerca de 127 GW, atingindo 26% da capacidade instalada, 36% da energia e 34% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. A redução de 50% no CAPEX e no opex das usinas nucleares aumenta a competitividade da fonte que atinge 23,3 GW, cerca de 5% da capacidade instalada e 12% da energia e 15% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 25 - Potência Acumulada na simulação considerando redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	120.968	124.859	127.188
UHE	74.341	106.895	110.786	111.007
PCH	5.422	14.073	14.073	16.182
Eólica	7.631	43.394	85.547	126.767
Solar	6	2.170	12.911	55.869
Biomassa	11.497	13.899	13.899	13.900
Gás Natural	5.085	15.430	24.481	29.317
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	13.920	23.395	23.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.640	33.908	59.871
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	239.833	347.559	486.685

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

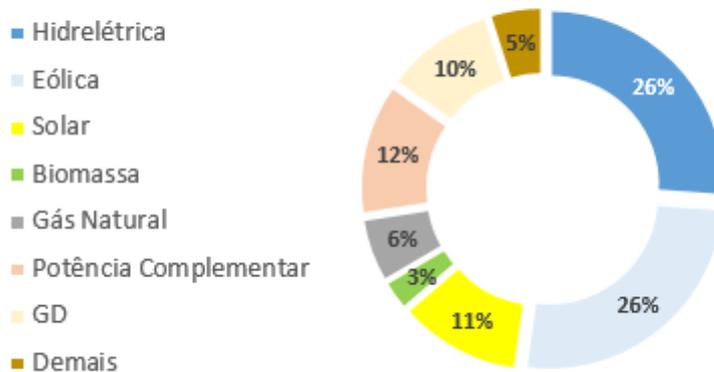


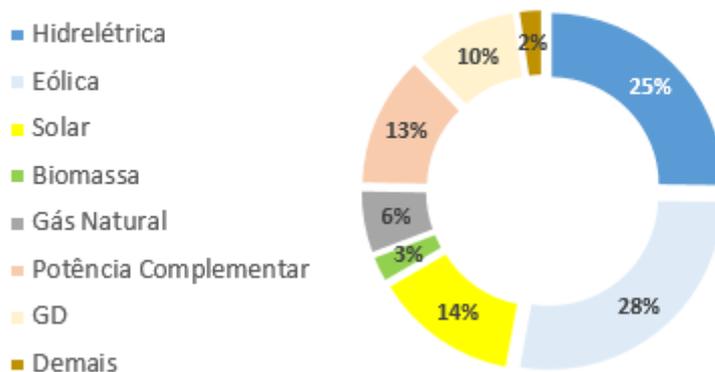
Figura 40 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação considerando redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

24. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares

Contando com 8 GW de usinas nucleares compulsórias, oriundas de política para expansão dessa fonte e, contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (509 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 28% da capacidade (141GW), 34% da energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (70 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 64 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 32% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares, com a expansão de 8GW oriunda de política pública, atingem 11,4 GW, cerca de 2% da capacidade instalada e 6% da energia e 12% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 26 - Potência Acumulada considerando uma expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	128.118	128.224
UHE	74.341	109.598	111.936	112.043
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	52.747	103.295	140.875
Solar	6	6.353	26.619	69.577
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	17.501	25.627	31.016
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	7.395	11.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.711	37.132	63.979
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.292	370.139	508.839

Perfil da Capacidade Instalada em 2050**Figura 41 - Capacidade Instalada em 2050 considerando uma expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares**

25. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares

Contando com 10 GW de usinas nucleares compulsórias, oriundas de política para expansão dessa fonte e, contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (503 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 28% da capacidade (140GW), 34% da energia e

15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (64 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 62 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 35% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares, com a expansão de 10GW oriunda de política pública, atingem 13,4 GW, cerca de 3% da capacidade instalada e 7% da energia e 12% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 27 - Capacidade Instalada em 2050 considerando uma expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	128.118	128.224
UHE	74.341	109.598	111.936	112.043
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	52.780	103.566	140.478
Solar	6	6.353	20.774	63.732
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	17.485	25.610	30.996
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	9.395	13.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.719	36.786	62.437
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.317	366.202	503.036

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

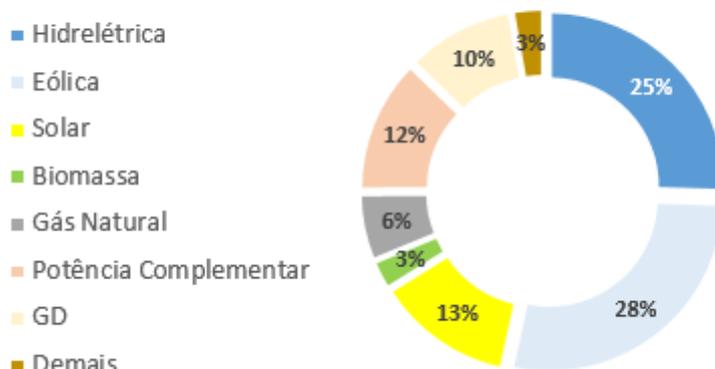


Figura 42 - Capacidade Instalada em 2050 considerando uma expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares

26. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX

Se o financiamento para usinas a carvão tivesse uma redução de 20% no CAPEX dessas usinas contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e contando com, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (521 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (149GW), 36% da energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (75 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 67 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 33% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 28 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com carvão financiado com redução de 20% no CAPEX

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	128.150	128.224
UHE	74.341	109.598	111.969	112.043
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	49.601	105.344	149.432
Solar	6	6.353	31.964	74.922
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	17.113	25.238	31.930
Carvão Mineral	3.215	4.251	2.340	2.000
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.271	38.658	67.189
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	247.318	376.703	520.866

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

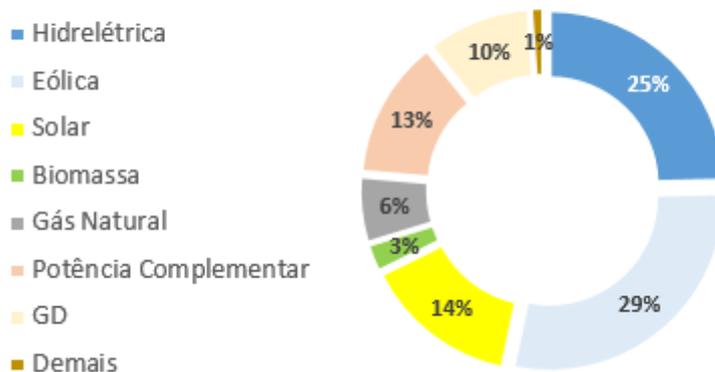


Figura 43 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com carvão financiado com redução de 20% no CAPEX

27. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050

Em um cenário com forte expansão da geração distribuída (atingindo 75GW em 2050) e contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (523 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 33% da capacidade (170GW), 41% da energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (27 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a

inserção de 71 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 34% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 29 - Potência Acumulada na simulação com capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.819	128.189	128.303
UHE	74.341	109.637	112.008	112.122
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	50.516	113.180	170.685
Solar	6	5.358	16.047	26.892
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.009
Gás Natural	5.085	17.292	25.418	34.163
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	14.172	42.580	71.148
GD	17	20.503	41.593	74.831
Total	117.159	253.190	384.627	522.916

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

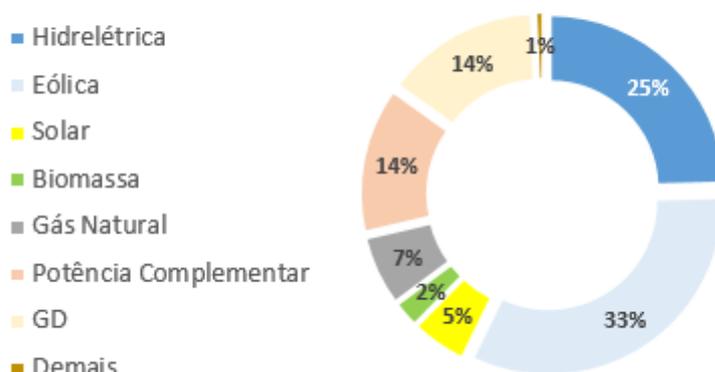


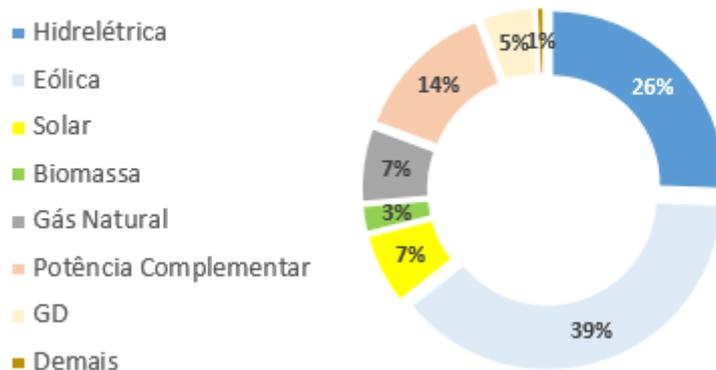
Figura 44 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050

28. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050

Se a expansão da geração distribuída for menos acentuada (atingindo 25GW em 2050), e considerando apenas a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (501 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 39% da capacidade (194 GW), 46% da energia e 21% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (34 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 68 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 26% da capacidade instalada, 36% da energia e 32% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 30 - Potência Acumulada na simulação de GD limitada a 25 GW em 2050

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.819	128.252	128.366
UHE	74.341	109.637	112.071	112.185
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	54.784	127.751	194.068
Solar	6	7.180	19.849	33.919
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.009
Gás Natural	5.085	17.928	26.054	35.304
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.060	41.289	68.003
GD	17	6.834	13.864	24.944
Total	117.159	245.136	374.679	501.499

Perfil da Capacidade Instalada em 2050**Figura 45 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação de GD limitada a 25 GW em 2050**

29. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu

Se o gás natural, oriundo do Pré-sal, atingir o preço de 6 US\$/MMBtu, e considerando apenas a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (544 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 31% da capacidade (170 GW), 41% da energia e 19% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (80 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 74 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 24%

da capacidade instalada, 34% da energia e 32% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 13 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 31 - Potência Acumulada com GN do Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	128.213	128.287
UHE	74.341	109.598	112.032	112.106
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	51.273	117.209	170.707
Solar	6	6.353	37.081	80.039
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	19.153	22.255	24.255
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.470	40.278	73.863
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	248.229	390.385	544.320

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

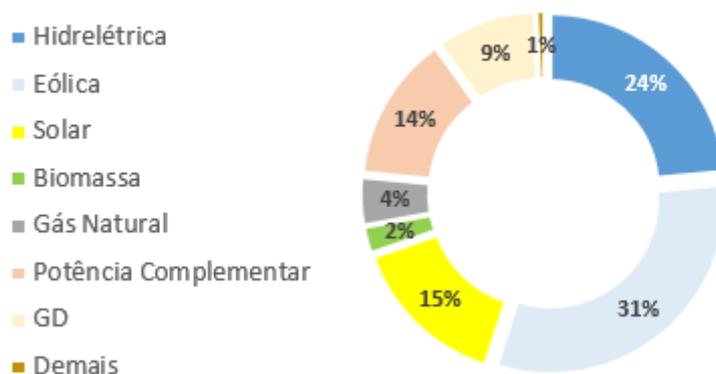


Figura 46 - Capacidade Instalada em 2050 com GN do Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu

6.2 Considerando alguma restrição no potencial hidrelétrica inventariado disponível

30. Potencial Inventariado Total exceto UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)

Para atender à demanda contando com a parcela de UHE's sem interferência em áreas protegidas e com a parcela com interferência em TIs (exclui projetos que afetam UC), a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (503 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (137 GW), 33% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (48 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 63 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 151 GW, atingindo 30% da capacidade instalada, 42% da energia e 38% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 23 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 32 - Potência Acumulada na simulação com potencial inventariado total exceto UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.943	146.828	150.813
UHE	74.341	114.761	130.647	134.632
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	43.879	102.755	136.537
Solar	6	2.170	4.719	47.677
Biomassa	11.497	22.644	22.644	22.645
Gás Natural	5.085	17.355	25.481	28.319
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.656	31.253	63.494
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.453	365.634	503.258

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

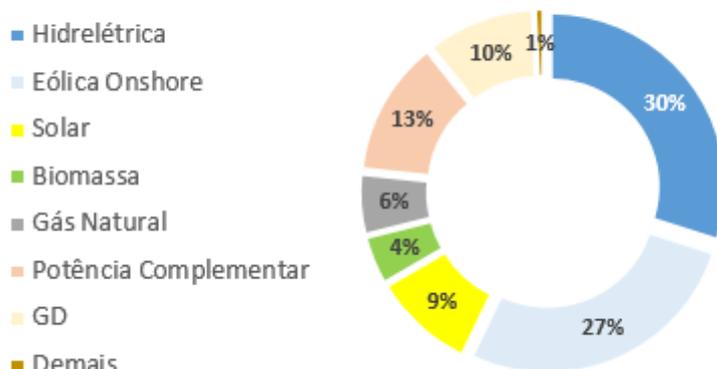


Figura 47 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com potencial inventariado total exceto UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)

31. Potencial Inventariado Total exceto UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)

Nesta simulação foram consideradas apenas as UHE's sem interferência em áreas protegidas e com a parcela com interferência em UCs (exclui projetos que afetam TI). Nestas rodadas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (513 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (147 GW), 36% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (68 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 64 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 135 GW, atingindo 26% da capacidade instalada, 38% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 33 - Potência acumulada com todo potencial inventariado, exceto UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	128.165	134.007	135.482
UHE	74.341	111.983	117.825	119.300
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	50.928	106.001	147.156
Solar	6	6.353	24.892	67.850
Biomassa	11.497	13.556	13.556	13.556
Gás Natural	5.085	17.153	25.279	31.466
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.353	36.249	64.114
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	248.313	371.938	513.396

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

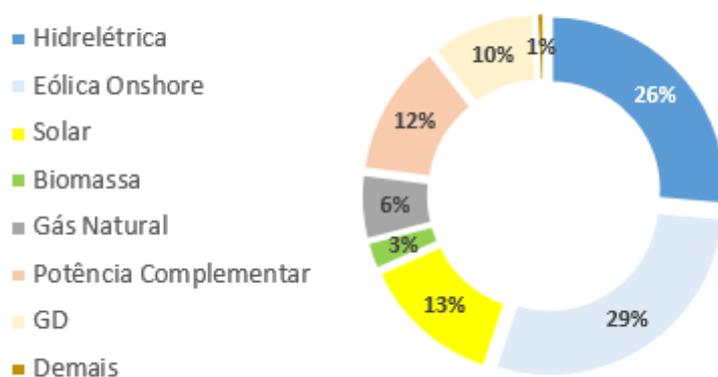


Figura 48 - Capacidade Instalada em 2050 com todo potencial inventariado, exceto UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)

32. UHE's em áreas de interferência com CAPEX dobrado

Se utilizarmos todo o conjunto de UHE's inventariadas, porém com acréscimo de 100% no CAPEX das usinas com interferência em áreas protegidas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (521GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que

atinge 29% da capacidade (149 GW), 36% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (76 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 67 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 130 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 34 - Potência Acumulada com todas as UHE's em áreas de interferência com CAPEX dobrado

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	129.718	129.912
UHE	74.341	109.598	113.537	113.730
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	52.746	104.904	148.953
Solar	6	6.353	32.631	75.589
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	17.502	25.627	32.495
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.711	38.405	66.727
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.291	376.634	520.843

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

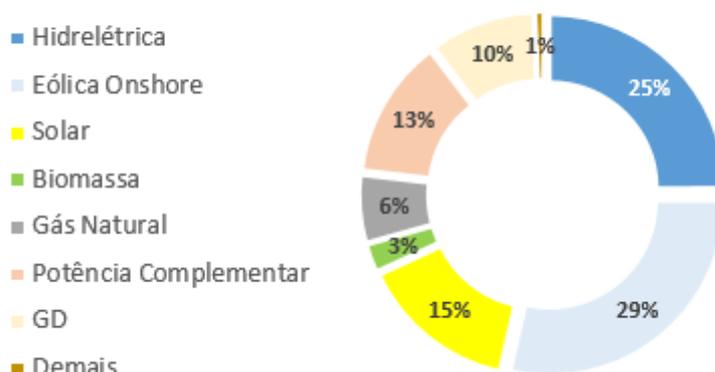


Figura 49 - Capacidade Instalada em 2050 com todas as UHE's em áreas de interferência com CAPEX dobrado

33. UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado

Se considerarmos todo o conjunto de UHE's inventariadas exceto usinas em UCs, porém com acréscimo de 100% no CAPEX das usinas com interferência em Terras Indígenas e Quilombolas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (521GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (149 GW), 36% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (76 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 67 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 130 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 35 - Potência acumulada da expansão com as UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	129.568	129.780
UHE	74.341	109.598	113.387	113.598
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	52.747	105.167	149.218
Solar	6	6.353	32.585	75.543
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	17.501	25.627	32.537
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.711	38.556	66.835
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.292	376.852	521.081

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

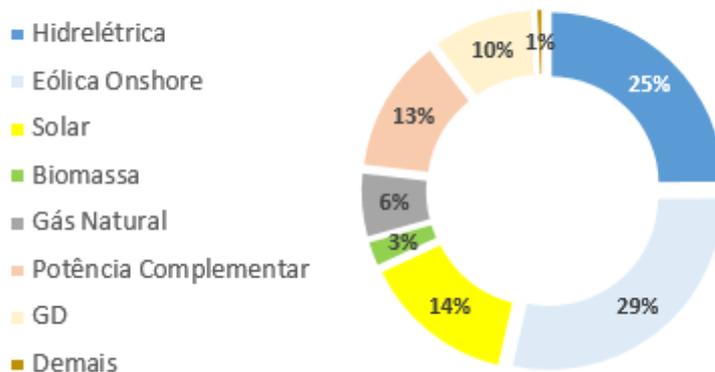


Figura 50 - Capacidade Instalada em 2050 com as UHE's em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado

34. UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado

Nesta sensibilidade foi considerado todo o conjunto de UHE's inventariadas exceto usinas em TIs, porém com acréscimo de 100% no CAPEX das usinas com interferência em Unidades de Conservação, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (522GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (151 GW), 37% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes,

principalmente solar (75 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 67 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 128 GW, atingindo 25% da capacidade instalada, 36% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 36 - Potência acumulada das UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	128.300	128.494
UHE	74.341	109.598	112.119	112.312
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	52.747	107.997	151.292
Solar	6	6.353	32.123	75.081
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	17.501	25.627	32.892
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.711	39.131	67.268
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.292	378.527	522.195

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

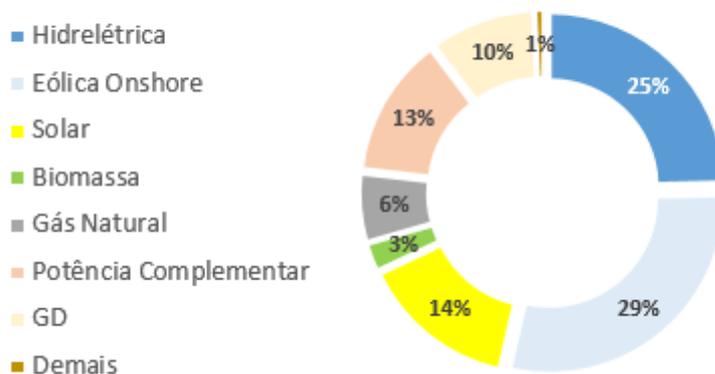


Figura 51 - Capacidade Instalada em 2050 das UHE's em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado

35. UHE's com interferência após 2040

Se considerarmos todo conjunto de UHE's inventariadas, porém com as usinas que interferem em áreas protegidas disponíveis apenas após 2040, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (499 GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 31% da capacidade (153 GW), 37% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (33 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 66 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 153 GW, atingindo 31% da capacidade instalada, 42% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 37 - Potência Acumulada das UHE's com interferência após 2040

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.780	134.274	153.330
UHE	74.341	109.598	118.092	137.148
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	53.182	106.930	153.795
Solar	6	6.353	23.466	33.419
Biomassa	11.497	13.904	13.904	13.904
Gás Natural	5.085	17.114	24.515	24.746
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	13.962	40.119	66.232
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.099	375.162	499.198

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

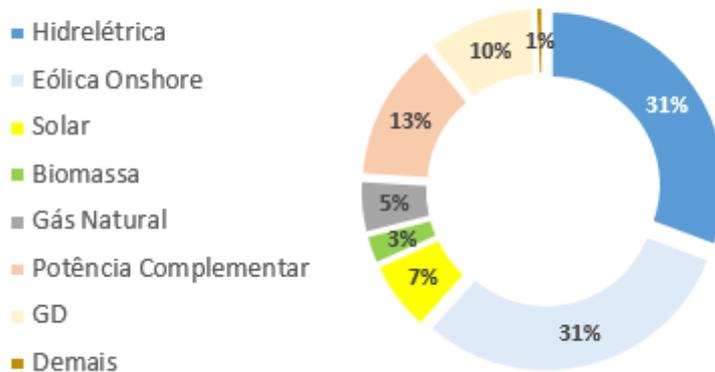


Figura 52 - Capacidade Instalada em 2050 das UHE's com interferência após 2040

6.3 Considerando Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado Disponível

36. Estagnação

Em um cenário de estagnação da economia e contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas, a capacidade instalada original deve aumentar apenas 25% (163 GW) em 2050, sendo o principal incremento em hidrelétricas que expandem para cerca de 119 GW, atingindo 73% da capacidade instalada, 80% da energia e 78% de contribuição ao balanço de potência. As demais fontes permanecem praticamente estagnadas, havendo inclusive decréscimo de capacidade instalada em virtude de descomissionamento após a vida útil dos equipamentos. A Geração distribuída atinge cerca de 8,4 GW que representa cerca de 5% da capacidade instalada, 5% da energia e 1% do balanço de potência.

Tabela 38 - Capacidade Instalada em 2050 considerando todo potencial hidrelétrico inventariado disponível no cenário Estagnação Econômica

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	113.461	118.571	119.413
UHE	74.341	102.260	105.649	105.649
PCH	5.422	11.201	12.922	13.765
Eólica	7.631	15.913	4.790	5.021
Solar	6	2.170	0	0
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	7.305	7.781	7.412
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	190	5.039	5.303
GD	17	3.180	5.525	8.395
Total	117.159	161.751	159.326	162.824

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

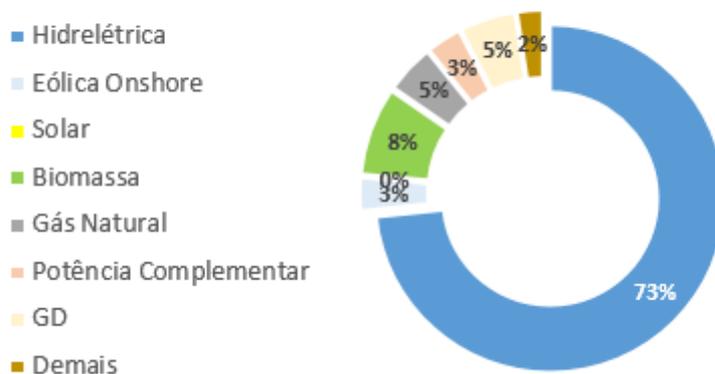


Figura 53 - Capacidade Instalada em 2050 considerando todo potencial hidrelétrico inventariado disponível no cenário Estagnação Econômica

37. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável

Considerando todo o conjunto de UHE's inventariadas, e expansão exclusivamente baseada em fontes renováveis, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (538 GW no horizonte sendo o principal incremento em eólica, que atinge 33% da capacidade (176 GW), 42% da energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (48 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 77 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 29% da capacidade instalada, 39% da energia e

39% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 26 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. Não há expansão nuclear além de Angra 3. Nesse cenário as usinas a combustível fóssil são extintas do sistema e as emissões de gases de efeito estufa são zeradas em 2050.

Tabela 39 - Potência Acumulada considerando uma matriz elétrica com expansão 100% renovável

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	132.443	150.387	158.362
UHE	74.341	118.369	134.205	142.180
PCH	5.422	14.073	16.182	16.182
Eólica	7.631	49.856	128.765	175.748
Solar	6	2.170	4.719	47.677
Biomassa	11.497	26.287	26.287	25.901
Gás Natural	5.085	6.923	1.577	0
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	0	0
Potência Complementar	0	11.829	42.891	77.275
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.313	386.090	538.246

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

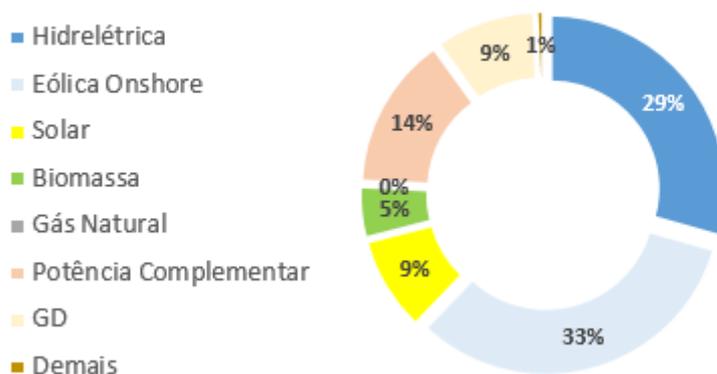


Figura 54 - Capacidade Instalada em 2050 considerando uma matriz elétrica com expansão 100% renovável

38. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE

Nesta simulação foram consideradas todo o conjunto de UHE's inventariadas, e apenas com usinas não emissoras de GEE, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (526 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 30% da capacidade (159 GW), 38% da energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (48 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 77 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, com 16 GW de PCH, atingindo 30% da capacidade instalada, 42% da energia e 39% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 22 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. Não há expansão nuclear além da usina de Angra 3. Nesse cenário as usinas a combustíveis fósseis são extintas do sistema e as emissões de Gases de efeito estufa são zeradas em 2050.

Tabela 40 - Potência Acumulada com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	135.966	150.889	157.974
UHE	74.341	119.785	134.707	141.792
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	46.499	113.912	159.235
Solar	6	2.170	4.719	47.677
Biomassa	11.497	21.708	21.708	21.708
Gás Natural	5.085	13.958	14.634	14.265
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	0	0
Potência Complementar	0	10.280	38.818	72.262
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.386	376.143	526.403

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

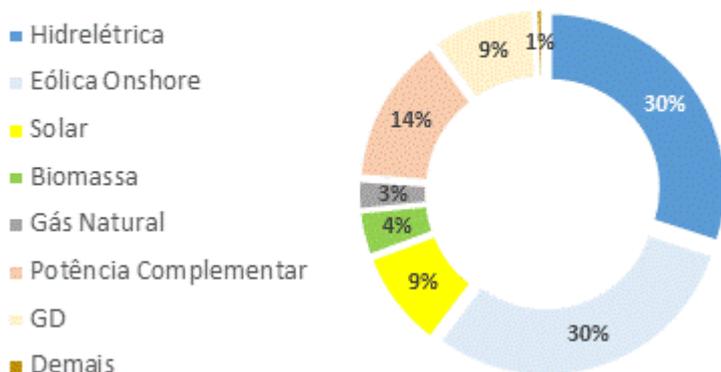


Figura 55 - Capacidade Instalada em 2050 com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE

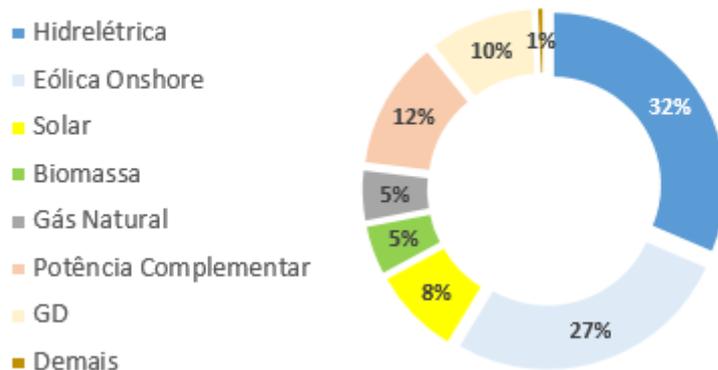
39. Potencial Hidrelétrico Inventariado com áreas de interferência

Neste cenário foi considerado todo o conjunto de UHE's inventariadas a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (500 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (136 GW), 33% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (42 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 62 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 24 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 41 - Potência Acumulada na simulação com todo o potencial hidrelétrico inventariado

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.210	150.517	157.659
UHE	74.341	114.028	134.335	141.477
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	44.096	98.114	135.600
Solar	6	2.170	4.719	42.369
Biomassa	11.497	24.414	24.414	24.415
Gás Natural	5.085	17.059	24.460	25.097
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.768	29.686	61.566
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.523	363.864	500.478

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

**Figura 56 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com todo o potencial hidrelétrico inventariado**

40. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)

Contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas, porém com redução na capacidade de geração das UHE's dos subsistemas Norte e Nordeste em virtude dos efeitos das mudanças climáticas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (534 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 29% da capacidade (155 GW), 38% da energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (85 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito

competitivas, é necessária a inserção de 54 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 123 GW, atingindo 23% da capacidade instalada, 34% da energia e 31% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 42 - Potência Acumulada na simulação com Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	121.568	121.944	123.031
UHE	74.341	107.906	108.283	109.370
PCH	5.422	13.661	13.661	13.661
Eólica	7.631	59.424	115.612	154.737
Solar	6	6.353	41.752	84.710
Biomassa	11.497	13.395	13.395	13.395
Gás Natural	5.085	33.885	42.011	50.861
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	440	25.548	53.603
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	254.870	392.215	534.110

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

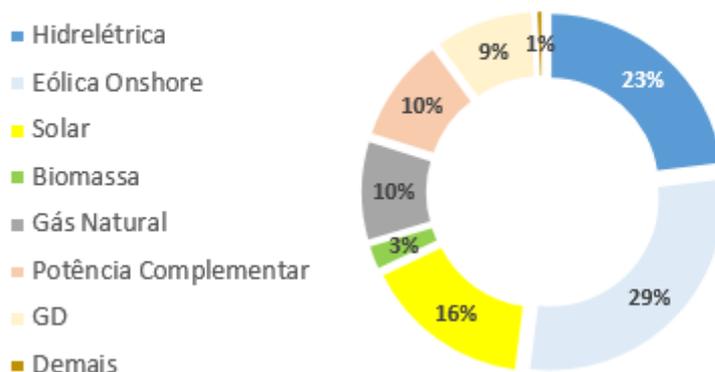


Figura 57 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)

41. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões

Semelhante à simulação 40, considerando todo o conjunto de UHE's inventariadas, porém com redução na capacidade de geração das UHE's dos subsistemas Norte e Nordeste em virtude dos efeitos das mudanças climáticas e também com uma política de zerar as emissões do setor elétrico, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (569 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 34% da capacidade (193 GW), 46% da energia e 20% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (85 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 63 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 124 GW, atingindo 22% da capacidade instalada, 29% da energia e 30% de contribuição ao balanço de potência. A Biomassa atinge cerca de 24 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 43 - Potência Acumulada na simulação com Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	123.865	123.865	124.019
UHE	74.341	110.466	110.466	110.621
PCH	5.422	13.398	13.398	13.398
Eólica	7.631	55.668	124.459	192.670
Solar	6	6.424	42.174	85.132
Biomassa	11.497	23.995	23.995	23.995
Gás Natural	5.085	23.750	26.516	26.147
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	0	30.344	63.065
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	253.507	403.307	568.802

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

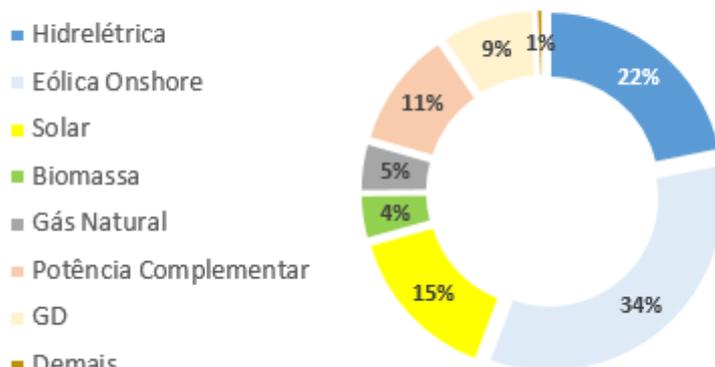


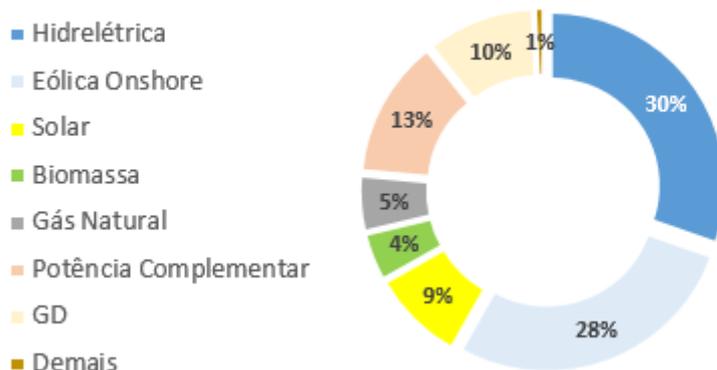
Figura 58 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões

42. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH

Neste cenário foi considerado todo o conjunto de UHE's inventariadas, e contando com um aumento de 100% do CAPEX dos projetos de PCHs, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (502 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 28% da capacidade (140 GW), 34% da energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (43 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 65 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 153 GW, atingindo 30% da capacidade instalada, 42% da energia e 38% de contribuição ao balanço de potência, sendo que mesmo dobrando o CAPEX das PCHs essas ainda atingem 11 GW. A Biomassa atinge cerca de 22 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 44 - Potência Acumulada na simulação com Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	126.697	145.434	152.819
UHE	74.341	115.496	134.232	141.617
PCH	5.422	11.201	11.201	11.201
Eólica	7.631	48.537	104.324	139.590
Solar	6	2.170	4.719	43.479
Biomassa	11.497	22.360	22.361	22.361
Gás Natural	5.085	17.425	25.472	26.109
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	15.311	31.891	64.717
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	252.305	366.153	502.847

Perfil da Capacidade Instalada em 2050**Figura 59 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH**

43. Repotenciação de UHE

Nesta simulação foi considerado o conjunto de UHE's inventariadas, e contando com a repotenciação de UHE's, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (491 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (132 GW), 32% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (38 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 54 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 163 GW, atingindo 33% da capacidade instalada, 45% da energia e 43% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge

cerca de 24 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 45 - Potência Acumulada na simulação com Repotenciação de UHE

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.566	159.032	162.999
UHE	74.341	114.384	142.850	146.817
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	44.078	91.667	132.456
Solar	6	2.170	4.719	37.633
Biomassa	11.497	24.031	24.031	24.032
Gás Natural	5.085	16.943	25.269	25.506
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.799	21.987	54.485
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.393	358.658	490.884

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

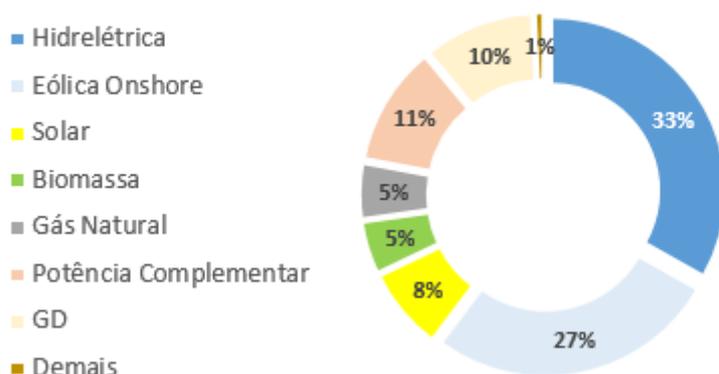


Figura 60 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Repotenciação de UHE

44. Integração Elétrica com países da América do Sul

Contando com projetos de UHE's binacionais bem como com todo o conjunto de UHE's inventariadas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (498 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 30% da capacidade (147 GW), 36% da energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (28 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito

competitivas, é necessária a inserção de 62 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 156 GW, atingindo 31% da capacidade instalada, 43% da energia e 39% de contribuição ao balanço de potência, sendo 14 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 25 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 46 - Potência Acumulada na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	132.308	150.299	156.065
UHE	74.341	118.234	136.225	141.992
PCH	5.422	14.073	14.073	14.073
Eólica	7.631	43.787	98.772	147.443
Solar	6	2.170	4.719	28.450
Biomassa	11.497	25.096	25.096	25.096
Gás Natural	5.085	16.777	24.178	24.615
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	11.769	32.025	62.353
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	251.713	367.042	497.795

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

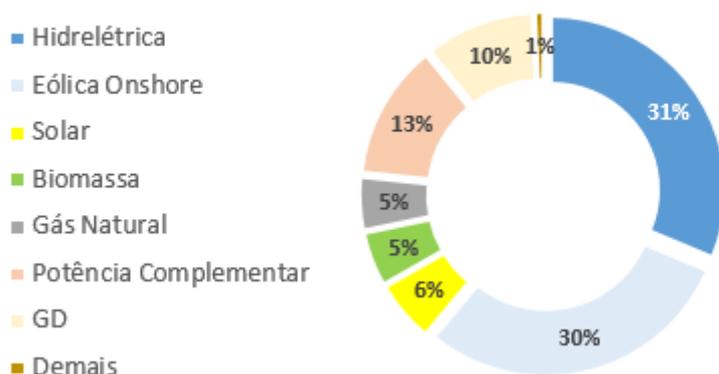


Figura 61 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul

45. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior

Nesta simulação foram modelados projetos de UHE's binacionais, porém com um incremento de 50% no custo de transmissão desses projetos, além de contar com todo o conjunto de UHE's inventariadas. Com essas premissas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (500 GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (136 GW), 33% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (42 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 61 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 25 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 47 - Potência Acumulada na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.210	150.517	157.659
UHE	74.341	114.028	134.335	141.477
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	44.096	98.114	135.600
Solar	6	2.170	4.719	42.369
Biomassa	11.497	24.414	24.414	24.415
Gás Natural	5.085	17.059	24.460	25.097
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.768	29.686	61.566
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.523	363.864	500.478

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

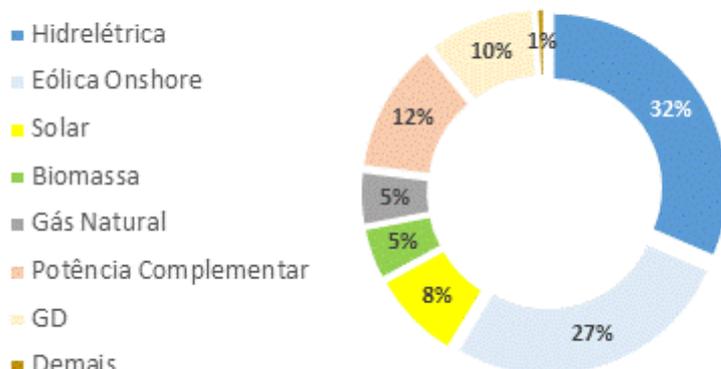


Figura 62 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior

46. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor

Com projetos de UHE's binacionais, porém com um desconto de 50% no custo de transmissão desses projetos, e contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (500 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (135 GW), 33% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (42 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 61 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 25 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 48 - Potência Acumulada na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.210	150.517	157.659
UHE	74.341	114.028	134.335	141.477
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	44.096	98.114	135.600
Solar	6	2.170	4.719	42.369
Biomassa	11.497	24.414	24.414	24.415
Gás Natural	5.085	17.059	24.460	25.097
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.768	29.686	61.566
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.523	363.864	500.478

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

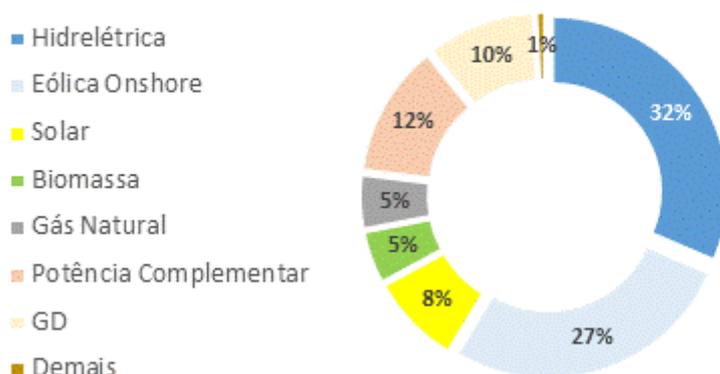


Figura 63 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor

47. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050

Para atender à demanda aumentada em virtude da eletrificação total da frota de veículos leves em 2050 e contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (540 GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 38% da capacidade (205 GW), 43% da energia e 22% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (28 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é

necessária a inserção de 46 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 29% da capacidade instalada, 38% da energia e 39% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW PCHs. A Biomassa atinge cerca de 14 GW, correspondente a 3% da capacidade instalada e 2% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 49 - Potência Acumulada na simulação com Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.199	151.261	157.966
UHE	74.341	114.018	135.079	141.784
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	52.978	132.263	204.885
Solar	6	2.170	9.971	27.796
Biomassa	11.497	14.545	14.545	14.545
Gás Natural	5.085	17.210	25.336	34.386
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	11.815	25.171	46.175
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	248.723	390.500	539.524

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

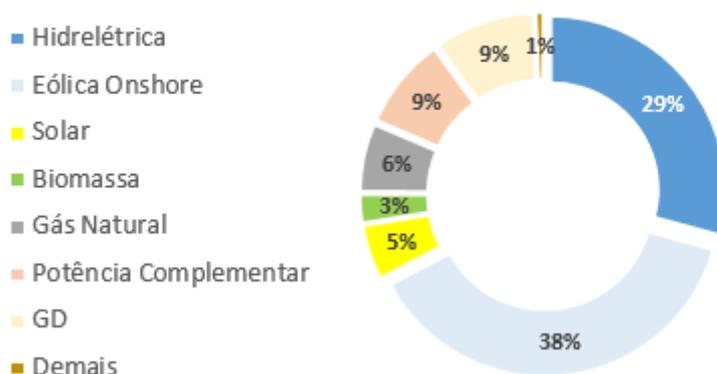


Figura 64 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050

48. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte

Limitando a expansão da fonte eólica a 50 GW e modelando todo o conjunto de UHE's inventariadas e, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (548 GW) em

2050, sendo o principal incremento em solar, que atinge 30% da capacidade (165 GW), 25% da energia e 11% do balanço de potência. Eólica expande para cerca de 47 GW devido à limitação imposta. Dada a intermitência dessas fontes e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 76 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 145 GW, atingindo 27% da capacidade instalada, 41% da energia e 36% de contribuição ao balanço de potência, sendo 18 GW PCHs. A Biomassa atinge cerca de 28 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 5% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 50 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	133.623	145.342	145.342
UHE	74.341	116.005	127.724	127.724
PCH	5.422	17.618	17.618	17.618
Eólica	7.631	33.391	33.193	46.678
Solar	6	2.170	102.590	164.897
Biomassa	11.497	25.096	27.520	28.546
Gás Natural	5.085	21.350	31.863	33.021
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	9.444	32.001	76.096
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	244.880	404.461	548.353

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

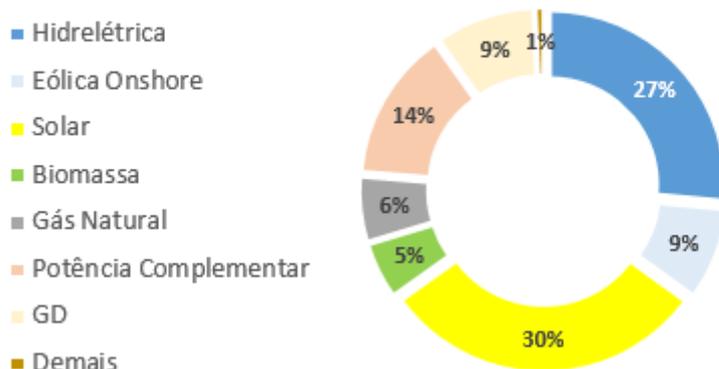


Figura 65 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte

49. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte

Se limitarmos a expansão das fontes eólica e solar a 50 GW, e contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas e, a capacidade instalada original deve mais que triplicar (443 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em UHE's, que atinge 37% da capacidade (162 GW), 46% da energia e 43% do balanço de potência. Eólica expande para cerca de 48 GW e solar 47 GW, devido à limitação imposta. Dada a intermitência dessas fontes e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 42 GW de potência complementar. A Biomassa atinge cerca de 28 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 5% da energia, além de 4% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência. Nesse cenário destaca-se também a expansão das usinas a gás natural, que atingem 61 GW, que corresponde a 14% da capacidade, 22% da geração de energia e 23% do balanço de potência.

Tabela 51 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.436	161.840	161.947
UHE	74.341	113.971	144.222	144.329
PCH	5.422	16.465	17.618	17.618
Eólica	7.631	34.925	34.727	48.212
Solar	6	11.170	27.000	47.000
Biomassa	11.497	25.096	27.520	28.546
Gás Natural	5.085	19.026	39.159	61.308
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	10.427	22.034	42.547
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.886	344.233	443.332

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

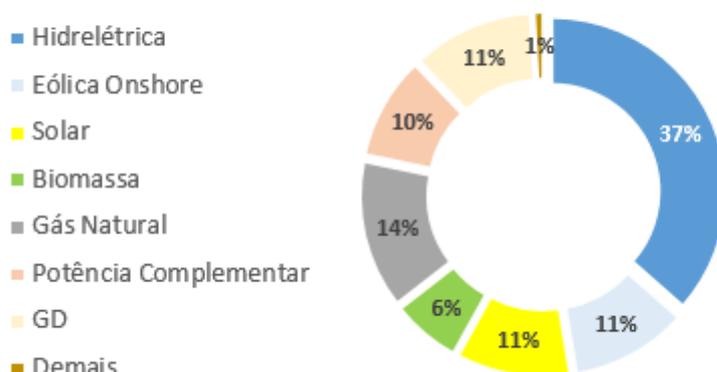


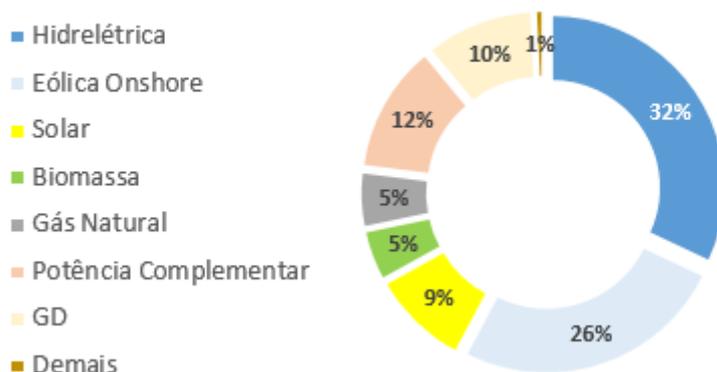
Figura 66 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte

50. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX

Nesta rodada os projetos de eólica *offshore* tiveram uma redução de 20% no CAPEX e, considerando todo o conjunto de UHE's inventariadas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (492 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 32% da capacidade (126 GW), 43% da energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessa e de outras fontes, principalmente solar (45 GW) e GD (50 GW), cuja evolução de custos as torna muito competitivas, é necessária a inserção de 59 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 157 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 41% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 24 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência. O desconto de 20% no CAPEX da Eólica *Offshore* torna essa fonte competitiva o que leva a uma expansão de cerca de 16 GW dessa fonte.

Tabela 52 - Potência Acumulada na simulação com Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.611	150.136	157.659
UHE	74.341	114.429	133.954	141.477
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	43.293	94.930	126.159
Solar	6	2.170	4.719	45.363
Biomassa	11.497	23.741	23.742	23.742
Gás Natural	5.085	17.448	24.848	25.904
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.482	28.499	59.408
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.551	358.828	492.008

Perfil da Capacidade Instalada em 2050**Figura 67 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX**

51. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte

Se a expansão da fonte PV Solar for limitada a 50 GW, e contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas e, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (487 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 30% da capacidade (146 GW), 36% da energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a solar (25 GW - bem abaixo da restrição imposta) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 59 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 157 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 41% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW PCHs. A Biomassa atinge cerca de 20 GW,

correspondente a 4% da capacidade instalada e 3% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 53 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	131.319	151.432	157.550
UHE	74.341	115.137	135.250	141.368
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	45.480	101.464	145.566
Solar	6	2.170	4.654	24.654
Biomassa	11.497	20.251	20.251	20.252
Gás Natural	5.085	17.140	24.631	26.918
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.302	28.746	59.032
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	248.467	363.132	487.745

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

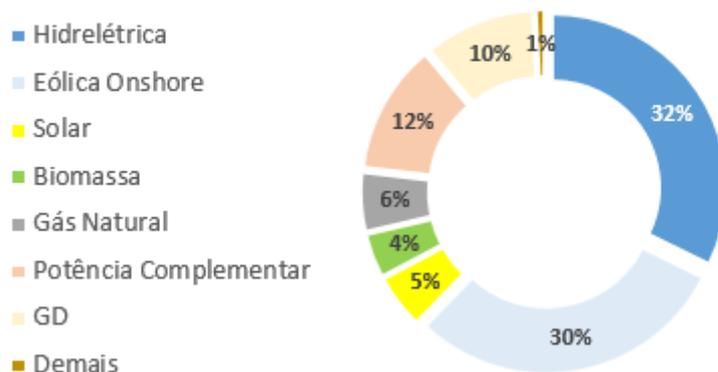


Figura 68 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW no horizonte

52. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo na entressafra

Nesta sensibilidade o fator de capacidade das usinas a bagaço foi estendido para 11 meses, porém com um aumento no custo do combustível na entressafra. Além disso, foi utilizando todo o conjunto de UHE's inventariadas. Com essas premissas, a capacidade instalada

original deve mais que quadruplicar (472 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 31% da capacidade (146 GW), 36% da energia e 18% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (18 GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 60 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 145 GW, atingindo 31% da capacidade instalada, 40% da energia e 38% de contribuição ao balanço de potência, sendo 14 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 28 GW, correspondente a 6% da capacidade instalada e 9% da energia, além de 8% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 54 - Potência Acumulada na simulação com Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo na entressafra

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	124.940	138.081	145.053
UHE	74.341	110.866	124.008	130.980
PCH	5.422	14.073	14.073	14.073
Eólica	7.631	44.167	92.204	145.981
Solar	6	2.170	4.719	18.291
Biomassa	11.497	25.498	27.520	28.546
Gás Natural	5.085	13.958	20.334	20.565
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	6.948	30.875	59.798
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	237.486	345.687	472.008

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

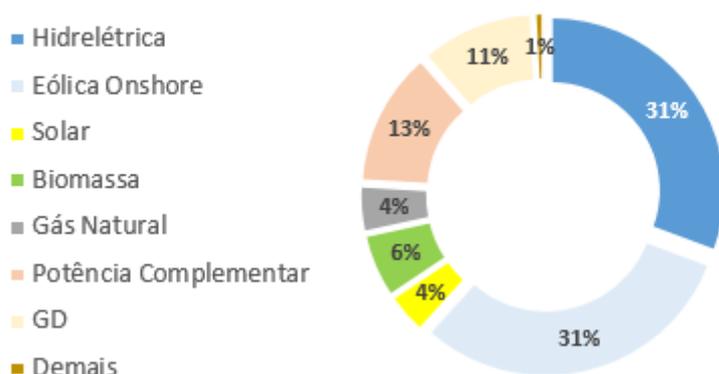


Figura 69 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo na entressafra

53. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo 50% maior na entressafra

Com um aumento no fator de capacidade das usinas a bagaço (11 meses), porém com um acréscimo de 50% no custo do combustível complementar dessas usinas e, contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas e contando, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (476 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 32% da capacidade (154 GW), 38% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (18 GW) e a GD (50 GW), é necessária a inserção de 61 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 147 GW, atingindo 31% da capacidade instalada, 41% da energia e 35% de contribuição ao balanço de potência, sendo 14 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 19 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e 6% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 55 - Potência Acumulada na simulação com Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo 50% maior na entressafra

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.266	140.345	146.787
UHE	74.341	111.193	126.272	132.714
PCH	5.422	14.073	14.073	14.073
Eólica	7.631	48.863	100.253	154.392
Solar	6	2.170	4.719	18.271
Biomassa	11.497	19.850	19.850	19.464
Gás Natural	5.085	14.155	21.556	21.987
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	9.079	31.453	61.560
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	239.189	350.129	476.234

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

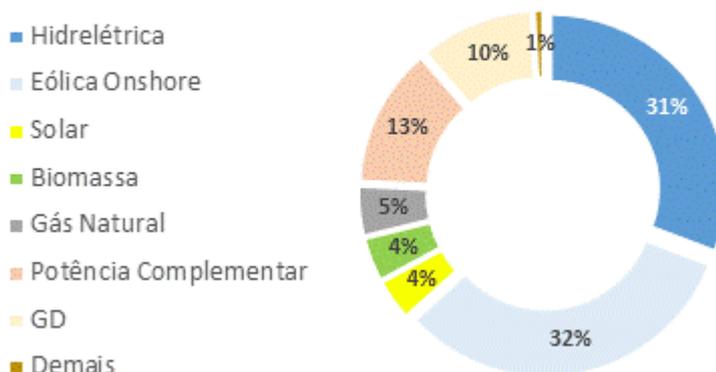


Figura 70 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando combustível com custo 50% maior na entressafra

54. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra

Neste exercício foi considerado que as UHE's existentes fariam repotenciação, além de um aumento no fator de capacidade das usinas a bagaço para 11 meses, porém com um aumento no custo do insumo na entressafra. Também foram consideradas com todo o conjunto de UHE's inventariadas. Partindo dessas restrições, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (469 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 30% da capacidade (140 GW), 34% da energia e 17% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (21GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 57 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 150 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 41% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência, sendo 14 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 29 GW, correspondente a 6% da capacidade instalada e 9% da energia, além de 8% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 56 - Potência Acumulada na simulação com Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.126	140.554	149.800
UHE	74.341	111.052	126.481	135.726
PCH	5.422	14.073	14.073	14.073
Eólica	7.631	43.378	86.078	139.771
Solar	6	2.170	4.719	21.364
Biomassa	11.497	25.498	27.520	28.546
Gás Natural	5.085	13.732	19.367	19.398
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	7.177	29.946	57.009
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	236.886	340.137	469.660

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

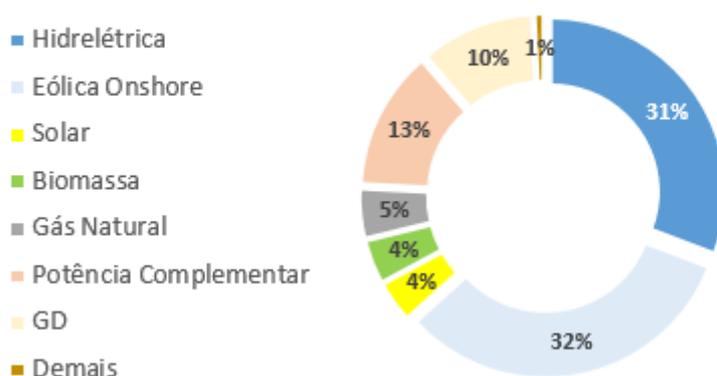


Figura 71 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra

55. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear

Para atender à demanda contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas e uma redução de 45% no CAPEX das usinas nucleares, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (497 GW) no horizonte, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (135 GW), 33% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (39GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 60 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço

de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 24 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares não ganham competitividade mesmo com essa redução no CAPEX, atingindo 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 57 - Potência Acumulada na simulação com Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.210	150.517	157.659
UHE	74.341	114.028	134.335	141.477
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	44.178	98.173	135.718
Solar	6	2.170	4.719	39.206
Biomassa	11.497	24.346	24.346	24.346
Gás Natural	5.085	17.042	25.368	26.005
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.769	28.816	60.542
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.520	363.892	497.248

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

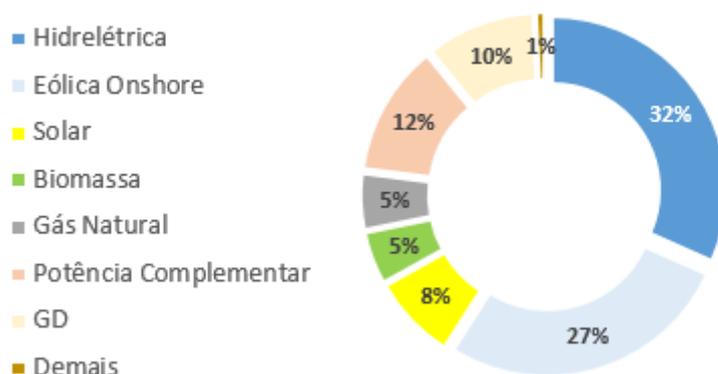


Figura 72 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear

56. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear

Neste cenário foi inserida no modelo uma redução de 50% no CAPEX das usinas nucleares e, contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (497 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que

atinge 27% da capacidade (135 GW), 33% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (39GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 60 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 24 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares não ganham competitividade mesmo com essa redução no CAPEX, atingindo 3,4 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 58 - Potência Acumulada na simulação com Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.210	150.517	157.659
UHE	74.341	114.028	134.335	141.477
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	44.178	98.173	135.718
Solar	6	2.170	4.719	39.206
Biomassa	11.497	24.346	24.346	24.346
Gás Natural	5.085	17.042	25.368	26.005
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.769	28.816	60.542
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.521	363.892	497.248

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

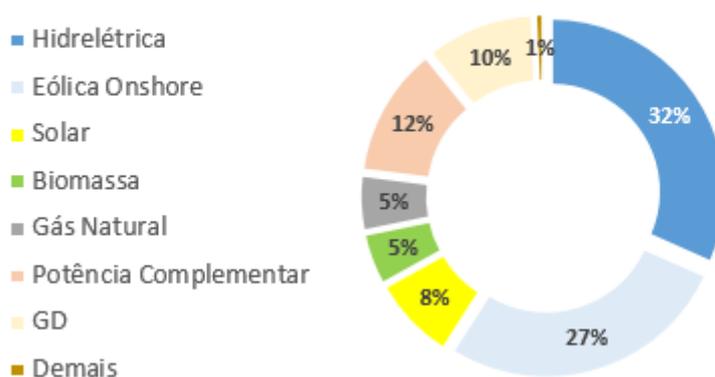


Figura 73 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear

57. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

Se houver uma redução de 45% no CAPEX e no OPEX das usinas nucleares, bem como contar com todo o conjunto de UHE's inventariadas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (495 GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (135 GW), 33% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (38GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 60 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 24 GW, correspondente a 5% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares começam a ganhar competitividade com esse patamar de redução de CAPEX e OPEX, atingindo 4,5 GW, cerca de 1% da capacidade instalada e 2% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 59 - Potência Acumulada na simulação com Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	129.805	150.001	157.244
UHE	74.341	113.623	133.819	141.062
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	43.066	96.866	135.522
Solar	6	2.170	4.719	37.899
Biomassa	11.497	24.003	24.003	24.003
Gás Natural	5.085	16.758	25.084	25.721
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	4.530	4.530	4.530
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.619	28.809	60.188
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	249.361	362.570	495.484

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

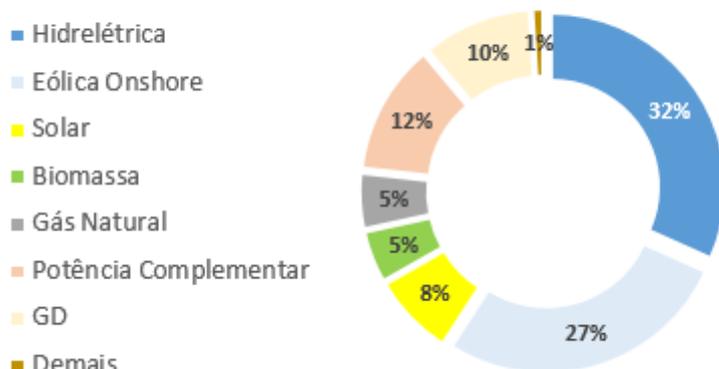


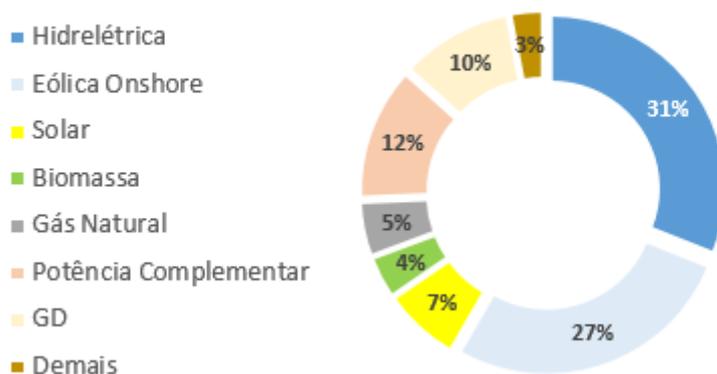
Figura 74 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

58. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

Nesta simulação foram consideradas todas as UHE's inventariadas e uma redução de 50% no CAPEX e no OPEX das usinas nucleares, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (483 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (131 GW), 32% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (34GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 59 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 150 GW, atingindo 31% da capacidade instalada, 41% da energia e 38% de contribuição ao balanço de potência, sendo 14 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 19 GW, correspondente a 4 % da capacidade instalada e 3% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares ganham competitividade com esse patamar de redução de CAPEX e OPEX (50%), atingindo quase 14 GW, cerca de 3% da capacidade instalada e 7% da energia e 11% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 60 - Potência Acumulada na simulação com Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.698	145.252	150.404
UHE	74.341	111.624	131.178	135.836
PCH	5.422	14.073	14.073	14.568
Eólica	7.631	34.623	88.826	131.636
Solar	6	2.170	4.719	34.385
Biomassa	11.497	18.952	18.952	18.953
Gás Natural	5.085	15.658	23.984	24.421
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	13.920	13.920	13.920
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	10.717	28.159	59.812
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	238.148	352.369	483.908

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

Figura 75 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear

59. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares

Contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas e uma política para instalação de 8 GW de usinas nucleares, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (486 GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 26% da capacidade (126 GW), 31% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (35GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 58 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 155 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço de

potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 25 GW, correspondente a 5 % da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem quase 11 GW, cerca de 2% da capacidade instalada e 5% da energia e 10% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 61 - Potência Acumulada na simulação com Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.154	149.949	155.478
UHE	74.341	113.972	133.767	139.296
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	43.769	92.748	126.407
Solar	6	2.170	4.719	34.878
Biomassa	11.497	25.096	25.096	25.096
Gás Natural	5.085	17.034	24.435	24.872
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	7.395	11.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.885	27.724	58.265
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.912	360.624	486.768

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

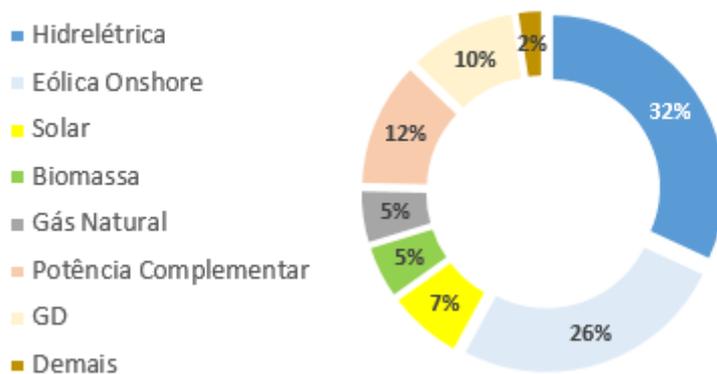


Figura 76 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares

60. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares

Neste cenário, foi simulado o impacto de uma política mandatória para instalação de 10 GW de usinas nucleares, bem como considerando todo o conjunto de UHE's inventariadas. Com essas premissas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (484 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 26% da capacidade (124 GW),

30% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (34 GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 58 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 155 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 25 GW, correspondente a 5 % da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem quase 13G W, cerca de 3% da capacidade instalada e 6% da energia e 11% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 62 - Potência Acumulada na simulação com Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.106	149.364	154.733
UHE	74.341	113.924	133.183	138.551
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	43.831	89.027	123.892
Solar	6	2.170	4.719	34.343
Biomassa	11.497	25.096	25.096	25.096
Gás Natural	5.085	17.026	24.427	24.664
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	9.395	13.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.920	27.244	57.802
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.954	357.830	484.303

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

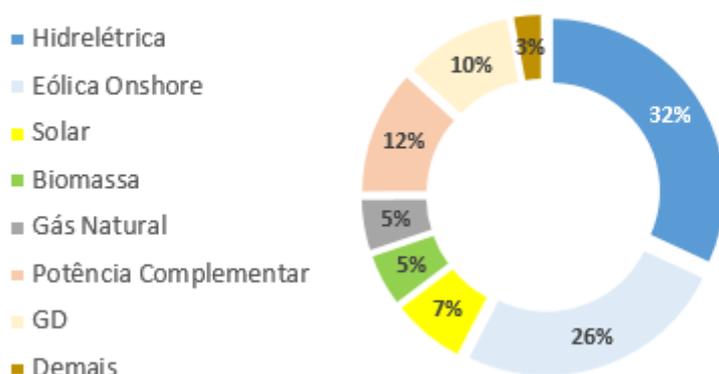


Figura 77 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares

61. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX

Nesta simulação, todo o conjunto de UHE's inventariadas foi utilizado, bem como a retomada do financiamento de projetos a carvão além de uma redução de 20% no CAPEX dessa fonte, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (496 GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 27% da capacidade (134 GW), 33% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (38 GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 61 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 157 GW, atingindo 32% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 24 GW, correspondente a 5 % da capacidade instalada e 4% da energia, além de 3% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem cerca de 3,4 GW que corresponde a cerca de 1% da capacidade instalada e 3% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 63 - Potência Acumulada na simulação com Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.076	149.937	157.480
UHE	74.341	113.894	133.755	141.298
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	41.823	97.291	135.995
Solar	6	2.170	4.719	38.024
Biomassa	11.497	24.070	24.071	24.071
Gás Natural	5.085	16.428	23.829	24.466
Carvão Mineral	3.215	4.251	2.340	2.000
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.496	29.493	60.789
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	248.869	363.293	496.597

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

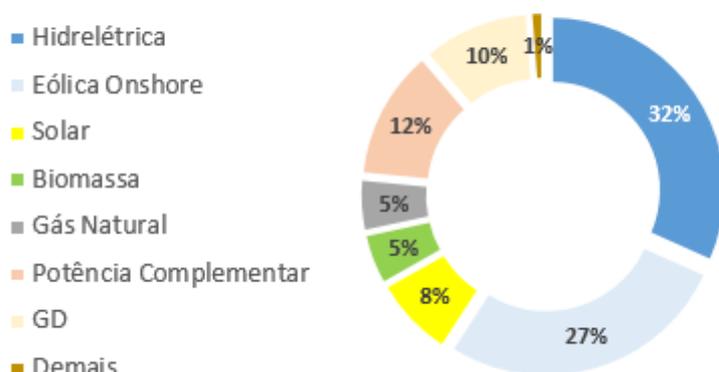


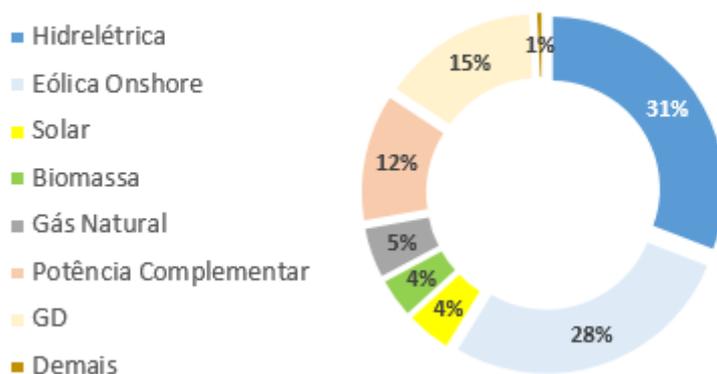
Figura 78 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX

62. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050

Se houver um avanço expressivo da GD, atingindo 75 GW em 2050, além de considerar todo o conjunto de UHE's inventariadas, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (504 GW) em 2050, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 28% da capacidade (140 GW), 34% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (22 GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 62 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 156 GW, atingindo 31% da capacidade instalada, 43% da energia e 40% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 20 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e 3% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem cerca de 3,4 GW que corresponde a cerca de 1% da capacidade instalada e 3% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 64 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	131.095	149.179	155.552
UHE	74.341	114.913	132.997	139.370
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	42.973	93.549	140.101
Solar	6	2.170	11.586	22.432
Biomassa	11.497	19.976	19.976	19.976
Gás Natural	5.085	16.944	24.345	25.182
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.795	30.303	61.555
GD	17	20.503	41.593	74.831
Total	117.159	252.593	374.755	503.513

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

Figura 79 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050

63. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050

Contando com todo o conjunto de UHE's inventariadas e um avanço tímido da GD, limitando a expansão desse tipo de geração a 25 GW em 2050, a capacidade instalada original deve quase quadruplicar (466 GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 33% da capacidade (155 GW), 38% da energia e 15% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (21 GW) e da GD (25 GW), é necessária a inserção de 56 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 34% da capacidade instalada, 44% da energia e 41% de contribuição

ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 16 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e 3% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW que corresponde a cerca de 1% da capacidade instalada e 3% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 65 - Potência Acumulada na simulação com Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	131.247	150.399	157.636
UHE	74.341	115.065	134.218	141.454
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	50.961	108.229	155.190
Solar	6	2.170	6.991	21.061
Biomassa	11.497	16.489	16.489	16.489
Gás Natural	5.085	17.323	25.259	30.503
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	11.587	28.430	56.392
GD	17	6.834	13.864	24.944
Total	117.159	242.748	353.886	466.100

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

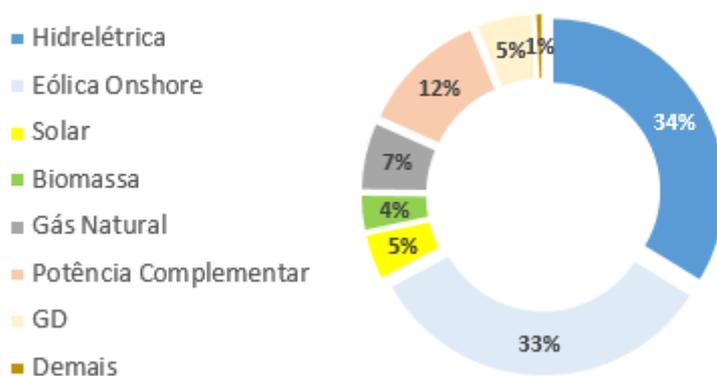


Figura 80 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050

64. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu

Nesta sensibilidade a disponibilidade de Gás natural, proveniente das bacias do pré-sal, custariam a partir de 6 US\$/MMBtu. Além disso, foi considerado todo o conjunto de UHE's inventariadas. Com isso, a capacidade instalada original deve mais que quadruplicar (514

GW) no horizonte em voga, sendo o principal incremento em eólica, que atinge 28% da capacidade (145 GW), 35% da energia e 16% do balanço de potência. Dada a intermitência dessas fontes, principalmente a Solar (48 GW) e da GD (50 GW), é necessária a inserção de 67 GW de potência complementar. As UHE's expandem para cerca de 158 GW, atingindo 31% da capacidade instalada, 43% da energia e 39% de contribuição ao balanço de potência, sendo 16 GW de PCHs. A Biomassa atinge cerca de 23 GW, correspondente a 4% da capacidade instalada e 4% da energia, além de 2% da contribuição ao balanço de potência. As usinas nucleares atingem 3,4 GW que corresponde a cerca de 1% da capacidade instalada e 3% da energia e 1% da contribuição ao balanço de potência.

Tabela 66 - Potência Acumulada na simulação com GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu

Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	129.838	152.086	158.108
UHE	74.341	113.656	135.905	141.926
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	43.487	104.400	145.052
Solar	6	2.170	4.719	47.677
Biomassa	11.497	22.989	22.989	22.989
Gás Natural	5.085	17.916	18.792	19.829
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.502	34.468	66.796
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	248.707	369.408	514.223

Perfil da Capacidade Instalada em 2050

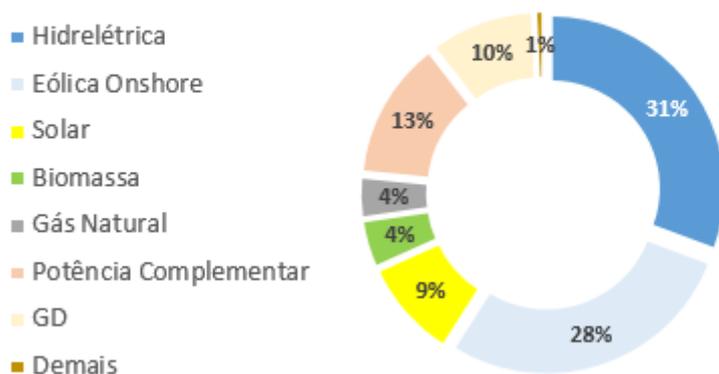


Figura 81 - Capacidade Instalada em 2050 na simulação com GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu

7. Síntese de Custos e Emissões no Horizonte 2050

A tabela a seguir sintetiza todas as simulações realizadas com seus custos e as emissões de gases responsáveis pelo aquecimento global (efeito estufa) no horizonte do estudo (2015 a 2050).

Tabela 67 – Simulações, custos e emissões

	Simulação	Custo Total	Emissões acumuladas 2015 - 2050 (MtCO ₂)	
		(Bilhões de R\$)	Período Médio	Período Crítico
Apenas UHEs sem interferência em TI e UC	1. Estagnação	252	456	568
	2. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável	859	460	607
	3. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE	837	472	613
	4. Exceto UC e TI: Potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência	807	939	1408
	5. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)	937	974	2786
	6. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões	1005	475	895
	7. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH	824	952	1432
	8. Repotenciação de UHE	797	929	1417
	9. Integração Elétrica com países da América do Sul	795	874	1322
	10. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior	854	1247	1827
	11. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor	847	1138	1737
	12. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050	882	996	1449
	13. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte	828	1208	1699
	14. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte	866	2622	3062

	15. Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX	806	923	1400
	16. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte	811	943	1413
	17. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra	767	837	1244
	18. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra	804	841	1255
	19. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra	664	818	1209
	20. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear	806	947	1421
	21. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear	806	934	1402
	22. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear	805	912	1369
	23. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear	799	904	1347
	24. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares	826	931	1399
	25. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares	833	931	1398
	26. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX	806	1207	1714
	27. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050	824	936	1404
	28. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050	803	953	1424
	29. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu	813	815	1250
Alguma restrição no potencial hidrelétrico inventariado	30. Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)	791	932	1360
	31. Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)	802	944	1407
	32. UHEs em áreas de interferência com CAPEX dobrado	806	942	1417
	33. UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado	806	942	1416
	34. UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado	807	939	1409
	35. UHEs com interferência após 2040	798	903	1342
Todo potencial inventariado de	36. Estagnação	251	451	566
	37. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável	832	461	597

UHes	38. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE	812	465	610
	39. Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado	788	897	1322
	40. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)	935	968	2789
	41. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões	1001	475	897
	42. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH	804	923	1360
	43. Repotenciação de UHE	778	882	1323
	44. Integração Elétrica com países da América do Sul	784	856	1259
	45. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior	784	864	1300
	46. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor	783	837	1281
	47. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050	855	975	1416
	48. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte	814	1130	1596
	49. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte	831	1840	2287
	50. Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX	787	912	1340
	51. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte	789	907	1333
	52. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra	756	800	1182
	53. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra	792	815	1206
	54. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra	659	759	1132
	55. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear	787	913	1343
	56. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear	787	913	1343
57. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear	787	905	1332	
58. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear	783	865	1277	
59. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares	808	884	1308	

60. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares	816	881	1304
61. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX	787	1152	1616
62. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050	802	884	1308
63. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050	779	950	1390
64. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu	792	760	1191

8. Análise Conjunta

As simulações conduzidas no âmbito deste relatório têm como objetivo ilustrar quantitativamente a evolução de longo prazo da matriz elétrica sob diferentes trajetórias de futuro. Por conta da incerteza sobre diversos aspectos dessa evolução (englobando trajetórias de custos de CAPEX e OPEX das tecnologias, evolução da demanda total de energia elétrica, grau de descentralização na geração, entre outros), não é aconselhável apresentar uma única evolução de matriz elétrica resultante para o horizonte de 2050, ainda que as informações mais atualizadas e disponíveis tenham sido utilizadas.

Optou-se, portanto, em condicionar a análise quantitativa a questões de interesse para a evolução de cada fonte sob consideração. A partir dessas questões, foram rodados 64 diferentes casos, cada qual explorando um aspecto relevante para ser analisado em termos de impacto na evolução da matriz elétrica. Os respectivos resultados foram apresentados graficamente ao longo do texto, com foco na pergunta formulada, mas o detalhamento de cada rodada pode ser visto no Anexo.

Dessa forma, este relatório do PNE 2050 não apresenta uma única matriz elétrica para o horizonte 2050. Contudo, isso não impede que algumas conclusões mais gerais sejam obtidas das diversas rodadas, o que será explorado mais adiante.

Como as simulações foram construídas?

O exercício quantitativo gera uma expansão indicativa da oferta a partir do modelo de decisão de investimentos (EPE, 2018), que define uma expansão ótima do sistema através da minimização do custo esperado total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento, em bases trimestrais, à demanda de energia (com único patamar) e demanda máxima de potência instantânea ao longo do horizonte até 2050.

Em relação à demanda de energia, a simulação considera o atendimento relativo à demanda total desconsiderados os ganhos de eficiência energética e a parcela atendida pela autoprodução, mas considerando a parcela atendida por Geração Distribuída. Esta, por sua vez, tem sua evolução dada na Figura 8, de acordo com o cenário considerado. Dessa forma, a simulação se concentra propriamente na evolução do sistema centralizado ao longo do horizonte até 2050.

Com a perspectiva de crescente participação de fontes energéticas não-controláveis na matriz elétrica no horizonte de 2050, torna-se necessária adicionalmente a incorporação do balanço de potência, já que uma análise de atendimento puramente energética redundaria em uma contratação excessivamente concentrada em fontes energéticas com baixa capacidade de controle, em virtude de sua competitividade relativa. Por outro lado, como a

contribuição dessas fontes para o balanço de potência pode ser relativamente baixa dependendo do perfil da carga no futuro, poderia haver uma superestimação da sua real contribuição. Dessa maneira, a inclusão da análise do balanço de potência permite uma melhor avaliação das condições de atendimento à carga no futuro, garantindo a adequabilidade do sistema, se comparada com uma análise pura de atendimento da demanda energética por meio de balanços médios.

Contudo, com a ampliação dos horizontes de estudo aumentam-se também as incertezas sobre as condições de atendimento à demanda instantânea. Nesse sentido, considerar de uma única maneira a contribuição das fontes energéticas não controláveis, pode levar a resultados simplificados e percepções equivocadas dos caminhos a se seguir, mesmo que essas representações sejam diferentes das utilizadas no horizonte de planejamento mais curto. Dessa forma, considerou-se que as contribuições das fontes eólica e solar PV ao balanço de potência nas simulações conduzidas no PNE 2050 eram não-nulas. A contribuição para o balanço de potência respeitou a sazonalidade dessas fontes nos diferentes subsistemas de forma que a PV contribui apenas nos 1º e 4º trimestres, quando o pico de demanda ocorre à tarde, e a contribuição da eólica é maior na região nordeste.

Os resultados indicam que a contribuição da eólica pode alcançar um patamar ao redor de 20% no balanço de potência, enquanto a solar PV majoritariamente fica abaixo de 10%. Apesar disso, a eólica pode contar com o efeito portfolio em maior intervalo de tempo que a solar PV. Dessa forma, apenas naqueles casos em que a contribuição da Solar PV foi maior do que 10% do balanço de potência ou acima de 10 GW, optou-se adicionalmente por simular o mesmo caso desconsiderando qualquer contribuição sua de modo a se verificar o efeito desta premissa sobre a configuração da matriz elétrica. Nessas simulações sem contribuição da PV para o balanço de potência, a tendência identificada é um aumento da potência instalada de eólica associado a um aumento da potência complementar, em resposta à redução da capacidade instalada de solar PV.

Outra questão que emerge em relação ao balanço de potência é a necessidade de complementação de potência. Como diversas tecnologias provêm esse serviço, foi escolhida a de mais fácil representação para a modelagem. Enquanto os sistemas de acumulação adicionam carga ao sistema, as tecnologias de geração com disponibilidade rápida podem ser representadas da mesma maneira que as tecnologias de geração elétrica. Dessa forma, escolheu-se para o papel de potência complementar o grupo moto-gerador a combustão interna com explosão por compressão (ciclo diesel), por seu baixo investimento, custo de operação, manutenção e combustível conhecidos e confiáveis. Optou-se adicionalmente pelo biocombustível (biodiesel) para evitar emissões de poluentes locais e globais. Por fim,

qualquer tecnologia que desempenhe papel semelhante a menor custo deslocará parte da opção escolhida dentro do grupo chamado de Potência Complementar.

Resultados Gerais

Os resultados das simulações conduzidas sugerem que o grau de renovabilidade da matriz elétrica brasileira continuará alto no horizonte do estudo. Considerando-se que a complementação de potência é totalmente renovável, a Figura 82 mostra como o percentual previsto de renováveis na matriz elétrica (seja medida na geração no período médio ou na capacidade instalada) em 2050 é alto nos casos simulados, (foram excluídos da figura os casos em que alguma restrição quantitativa da capacidade instalada de fontes renováveis tenha sido imposta no exercício simulado).

A conclusão não se modifica substancialmente, ainda que, no outro extremo, a complementação de potência fosse totalmente não renovável: neste caso, o gráfico sofreria um deslocamento vertical médio de 12% (que representa a participação média da potência complementar na capacidade instalada total em 2050 nos casos simulados), mantendo-se um patamar esperado de mais de 75% de fontes renováveis na capacidade instalada em 2050.

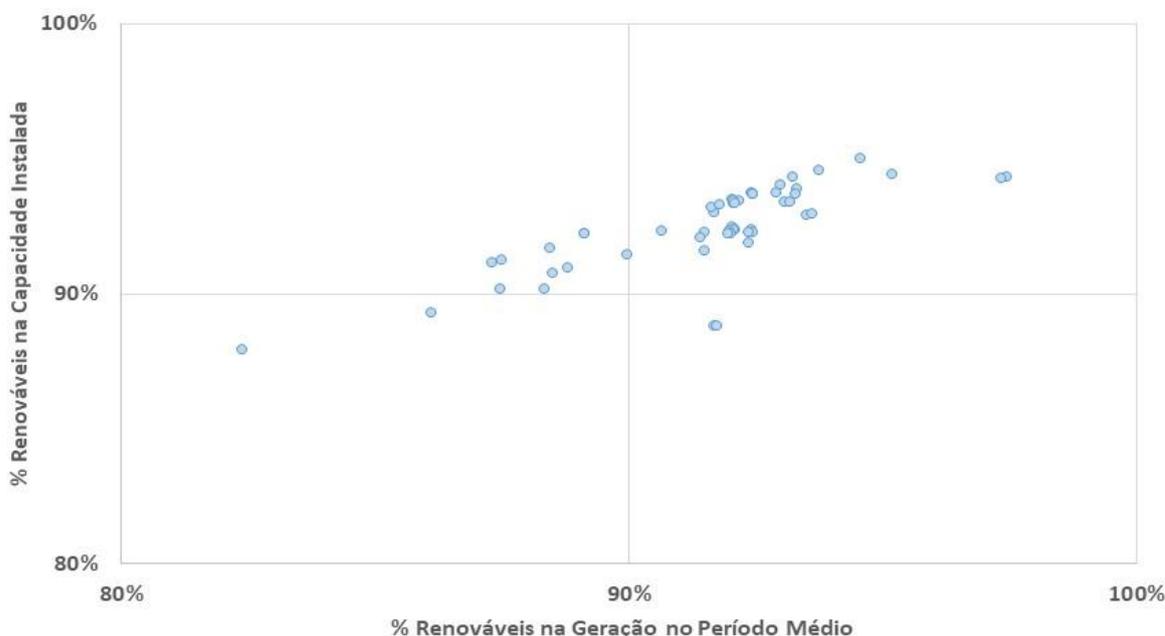


Figura 82 – Participação de Renováveis sobre a capacidade instalada e na geração no Período Médio

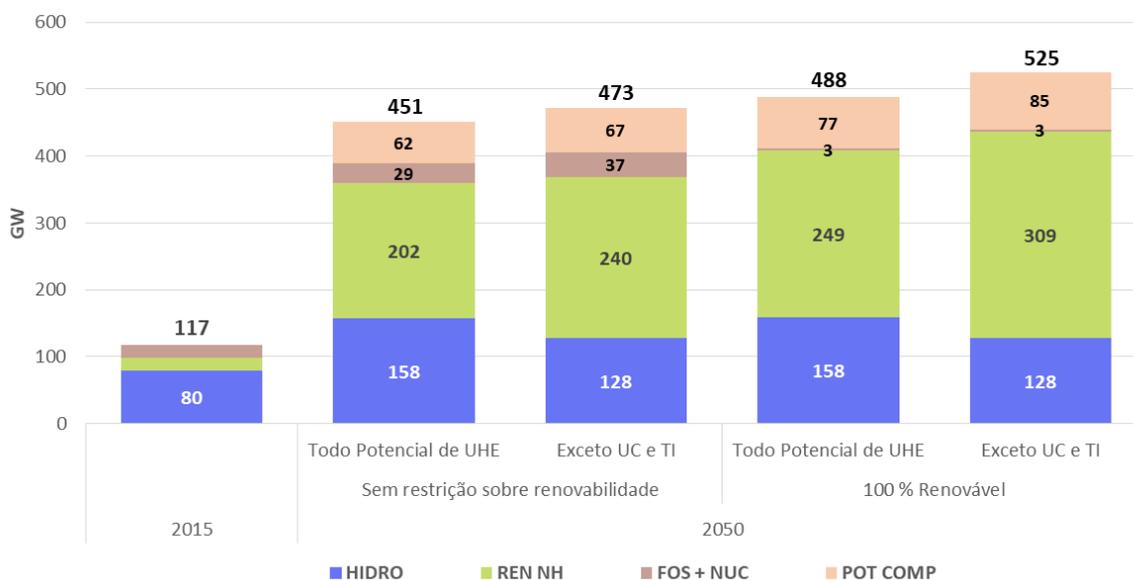
O resultado acima sugere que, embora as simulações conduzidas se restrinjam apenas às questões de interesse deste estudo (não refletindo, portanto, todas as possibilidades de futuro no horizonte de 2050), não se estaria, provavelmente, muito longe de se obter uma matriz elétrica totalmente renovável.

Assim, a fim de se testar a viabilidade desta possibilidade, restringiu-se o conjunto de projetos na cesta de expansão apenas àqueles renováveis. O resultado, apresentado na Figura 83, mostra que uma matriz elétrica praticamente 100% renovável poderia ser alcançada no sistema centralizado em 2050 desde que a complementação de potência (de 77 GW a 85 GW de capacidade instalada em 2050) também fosse feita a partir de fontes renováveis. A parcela não-renovável da matriz (de cerca de 0,5% da capacidade instalada em 2050) corresponderia às term nucleares do complexo de Angra, já que no horizonte de 2050, elas ainda não teriam sido totalmente retiradas do parque de geração nacional.

Adicionalmente, pode-se ver que o resultado da simulação em termos de capacidade instalada total em 2050 varia de acordo com a disponibilidade da cesta de UHEs acima de 30 MW com interferência em áreas protegidas para a expansão (caso chamado de Todo Potencial Inventariado de UHEs) ou não, ou seja, quando apenas aquelas que não possuam tal tipo de interferência estão disponíveis (caso chamado Exceto UC e TI: contam apenas com UHEs sem interferência em áreas de Unidades de Conservação (UC) ou Terras Indígenas ou Quilombolas (TI)).

Verifica-se que, quando todo potencial inventariado de UHEs está disponível, a capacidade instalada total em 2050 é menor e, conseqüentemente, o valor presente líquido do custo da solução é mais baixo em relação ao caso em que a expansão de UHEs está limitada àquelas sem interferência em UC e TI. Dessa forma, as simulações apresentadas ao longo deste relatório farão, sempre que seja importante para a análise, essa distinção em termos da disponibilidade de UHEs acima de 30 MW com interferência em áreas protegidas.

Um aspecto não tratado neste relatório consiste nas implicações em termos de operação do sistema elétrico de uma matriz 100% renovável com grande participação de fontes não-controláveis. Considera-se que, uma vez garantida a adequação dos recursos no longo prazo, a complexidade da questão da segurança do sistema possa ser completamente endereçada nos estudos de planejamento decenal e quinquenal do sistema (PDE, PET e PEN). Por fim, resultados mais detalhados do caso, com informações sobre a expansão, por tecnologias selecionadas, da capacidade instalada total, geração no período médio e balanço de potência podem ser encontrados no Anexo.



Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Sem restrição sobre renovabilidade: Não há qualquer restrição a expansão de UTEs a combustíveis fósseis		100% renováveis: Não é permitida expansão de UTE a combustíveis fósseis	
	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	742	767	794

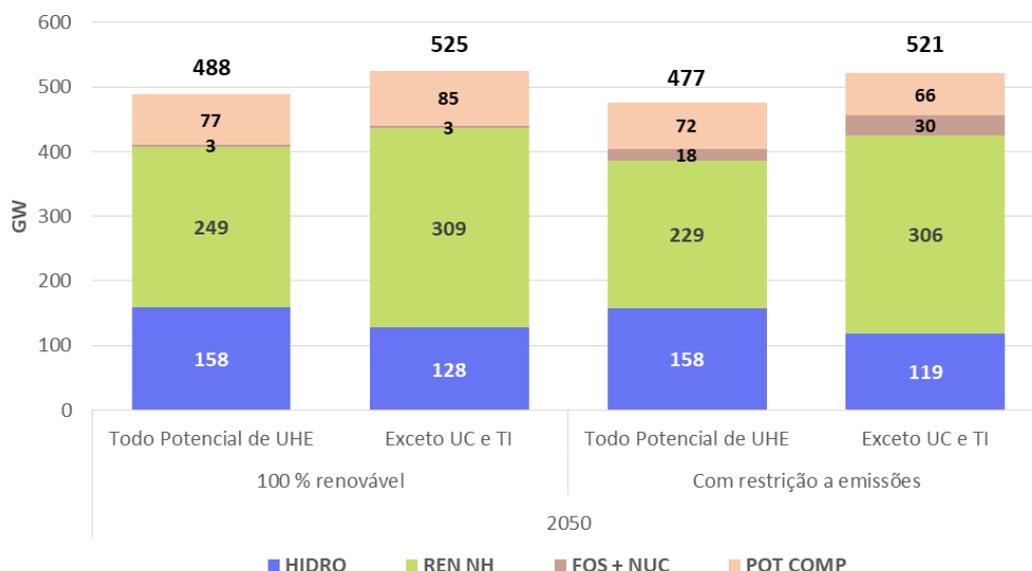
Figura 83 – Expansão com redução de disponibilidade hídrica com e sem restrições de emissões

A análise anterior apresentou uma simulação em que uma matriz sem emissões de GEE é obtida impedindo-se a expansão de UTEs a combustíveis fósseis. No entanto, uma possibilidade menos restritiva seria permitir a expansão de qualquer tecnologia de geração que não produza emissões, como, por exemplo, as tecnologias com sequestro e armazenamento de carbono (CCS).

Ao se comparar o resultado desta simulação com a expansão apenas a partir de fontes renováveis (Figura 84), observa-se que, em 2050, suas capacidades instaladas totais são

aproximadamente iguais, porém, com maior participação de fontes não-renováveis compensada, em grande parte, por uma menor participação da combinação de fontes renováveis não-hídricas e potência complementar no caso da expansão com restrição de emissões.

Como consequência, há uma redução no valor presente líquido do custo total, indicando que, caso as perspectivas de custos utilizadas neste estudo se confirmem, uma matriz de baixo carbono é obtida a menor custo por meio de uma expansão que não se limita apenas às fontes renováveis, mas inclui também na cesta de expansão toda tecnologia não emissora.



	100% renováveis:		Com restrição sobre emissões:	
	Não é permitida expansão de UTE a combustíveis fósseis		É permitida expansão apenas de tecnologias que não emitam	
Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	767	794	747	772

Figura 84 – Expansão 100% renovável vs. expansão com restrição a emissões

9. Anexos

Planilhas com dados de entrada das simulações;

Planilhas com relatórios das simulações.