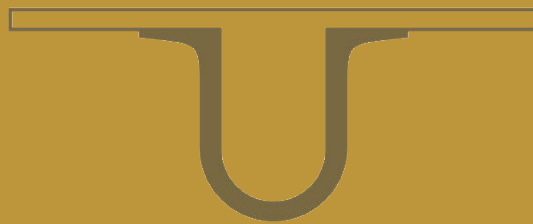




UNIVERSIDADE D
COIMBRA



Thiago José da Luz

**METODOLOGIAS E TECNOLOGIAS PARA A INTEGRAÇÃO
DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO SISTEMA ELÉTRICO
BRASILEIRO**

Tese no âmbito do Doutoramento em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, ramo de Especialização em Energia, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada ao Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.

Dezembro de 2018

Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

METODOLOGIAS E TECNOLOGIAS PARA A INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Thiago José da Luz

Tese no âmbito do Doutoramento em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, ramo de Especialização em Energia, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada ao Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.

Dezembro de 2018



UNIVERSIDADE D
COIMBRA



O presente trabalho foi realizado com o apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil.

Agradecimentos

Ao meu professor, orientador e fomentador, o Professor Doutor Pedro Moura, por ter acreditado em mim e me conduzido nessa jornada. Muito obrigado professor por sua dedicação e prontidão, pelas horas gastas comigo, pelo conhecimento transmitido, por responder aos emails tão rapidamente, mesmo quando estava no seu descanso ou em viagem. Não poderia deixar de agradecer com toda a sinceridade a sua paciência em corrigir os meus textos.

Ao Instituto de Sistemas e Robótica, ao Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da FCTUC e ao CNPq pelo apoio institucional.

Às amizades feitas durante esse percurso no DEEC, pelas conversas de descontração e científicas. Em especial ao Thiago Vasques e ao Vinicius Andrade que deixaram marcas permanentes em minha vida.

À família Lima, pelo laço de amizade indispensável criado em Coimbra.

Ao GBU Coimbra e a família Clarke pela influência, crescimento e amizade.

À igreja Assembleia de Deus de Coimbra pelo acolhimento. Em especial, ao João Carvalho e família por nos receber como filhos e ao Bruno Nascimento e família por nos receber em seu lar.

Aos meus pais que suportaram a distância, aos seus sacrifícios e dedicação para formar meu carácter. Aos meus irmãos que são tão importantes para mim e aos meus sobrinhos pelas mensagens carinhosas.

À minha esposa, Tailan, por ter acreditado em mim, deixado para trás seus pais e amigas e embarcado nesse desafio em terras portuguesas. O seu apoio foi fundamental e sem a tua companhia eu teria, no mínimo, entrado em depressão. Eu te amo eternamente.

Acima de tudo e o mais importante, ao meu Senhor e Salvador Jesus Cristo. Por causa de Ti e para Ti é que eu existo e nada disso seria possível se não fosse o Teu imenso amor. Tu restauraste minha capacidade cognitiva e me levaste a um lugar onde nunca conseguiria sem Ti.

Procure obter sabedoria; use tudo o que você possui para adquirir entendimento. Dedique alto estima à sabedoria e ela o exaltará; abraça-a e ela o honrará

Provérbios 4:7-8

RESUMO

O planejamento energético é fundamental para garantir o fornecimento de energia e a continuidade do abastecimento, pois é preciso definir à priori onde, quando e quais recursos deverão ser usados. Atualmente, devido às restrições ambientais, segurança energética e interesses políticos, o planejamento da expansão do sistema elétrico passou a envolver vários objetivos, sendo assim um problema multiobjectivo. Na COP21 o governo brasileiro assumiu o compromisso de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e de aumentar a participação das energias renováveis não-hídricas. Contudo, o último planejamento de longo prazo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética não contempla esses objetivos.

Para atender os objetivos internacionais para a descarbonização da matriz energética, será necessário aumentar a integração das energias renováveis intermitentes no sistema eletroprodutor, pelo que é preciso considerar a sua intermitência, variabilidade e imprevisibilidade. Na literatura são consideradas várias opções para compensar os desajustes entre a oferta e a procura, causados por essas fontes. No entanto, os benefícios da complementaridade têm sido pouco explorados no planejamento da expansão.

Este trabalho apresenta um modelo multiobjectivo para o planejamento da expansão da geração, que pretende garantir o fornecimento futuro da energia elétrica, atendendo as metas do governo Brasileiro, proporcionando uma maior integração das energias renováveis intermitentes, reduzindo a dependência hídrica e considerando os benefícios da complementaridade.

Através da caracterização dos dados meteorológicos da velocidade do vento, da radiação solar, do caudal dos rios e da produção de biomassa, foi possível encontrar diferentes perfis característicos de cada região. Dessa forma, definiram-se cinco regiões solares, quatro regiões eólicas e três regiões hídricas. Esta abordagem permitiu verificar a correlação e complementaridade que há entre fontes renováveis e regiões no território brasileiro, com correlações entre hídrica e eólica de 0,92 e correlações negativa (ou complementaridade) entre

hídrica e biomassa de -0,96. A complementaridade entre fontes e regiões permitiu reduzir para metade o armazenamento de energia necessário.

Atualmente, as hídricas têm dominado a produção de energia elétrica, com uma participação acima de 60%, tornando a matriz energética brasileira muito suscetível as secas. As projeções encontradas na literatura também continuam a explorar predominantemente o uso das hídricas, porém na metodologia proposta é possível aumentar a integração das fontes renováveis não-hídrica com cenários onde a geração de energia eólica ultrapassa a produção hídrica em 2050.

É proposto um modelo final para mensurar o impacto do crescimento da energia fotovoltaica integrada em edifícios e a contribuição dos programas de eficiência energética e do uso de sistemas de baterias. É apresentado um cenário capaz de garantir três anos consecutivos de seca extrema em 2050, sem ser necessária a construção de novos reservatórios de grande porte, e com a participação de 15% de energia solar, 39,1% de energia eólica, 4,2% de biomassa, 40% de hidroeletricidade e 1,7 de gestão da procura.

Palavras-chave: Planeamento da Expansão da Geração; Programação Multiobjectivo; Energias Renováveis; Complementaridade entre Fontes e Regiões; Flexibilidade da Geração

ABSTRACT

Energy planning is essential to ensure the continuity of electricity supply, because it is necessary to define a priori where, when and what resources should be used. Nowadays, due to the increasing environmental, energy security and policy goals, the generation expansion planning began to involve multiple objectives, being thus a multi-objective problem. In COP21, Brazilian government has committed to reduce greenhouse gas emissions and increase the share of non-hydro renewable energy. However, the latest long-term planning prepared by the Energy Research Company does not considers such goals.

In order to meet the international goals for the decarbonization of the energy matrix, it will be necessary to increase the integration of intermittent renewable energies into the power system, being necessary to consider their intermittency, variability and unpredictability. The literature presents several options to compensate the mismatch between demand and generation caused by the effects of the variability and randomness of intermittent renewable energy sources. However, the complementarity benefits have been neglected in generation expansion planning.

This work presents a multi-objective model for generation expansion planning, which aims to guarantee the energy future, meeting Brazilian government goals, providing a larger integration of intermittent renewable energies, reducing water dependence and considering the complementarity benefits.

It was possible to obtain different profiles to represent each region by the characterization of meteorological data of wind speed, solar radiation, river flows and biomass production. Therefore, five solar regions, four wind regions and three hydro regions were defined. This approach allowed to verify the correlations and complementarity that exists between renewable energy sources and regions in the Brazilian territory, with 0.92 of correlations between hydro and wind and -0.96 of negative (or complementarity) correlations between hydro and biomass. With the complementarity between renewable sources and regions it was possible to reduce to half the energy storage requirements.

Currently, hydropower has dominated the electricity generation, with a share of over 60%, making the Brazilian energy matrix very vulnerable to droughts. The projections found in the literature also continue to predominantly exploit water use, but with the proposed methodology it was possible to increase the integration of non-hydro renewable sources with scenarios where wind power generation exceeds hydropower by 2050.

A final model is proposed to measure the impact of the increasing use of building integrated photovoltaics and the contribution of energy efficiency programs and battery energy storage. A scenario able to guarantee three consecutive years of extreme drought in 2050 is presented, without the need of new large reservoirs, with 15% of solar energy, 39.1% of wind energy, 4.2% of biomass, 40% hydropower and 1.7 Demand-Side Management.

Keywords: Power Generation Expansion Planning; Multi-objective Programming; Renewable Energy Sources; Complementarity between sources and regions; Generation Flexibility

Índice de figuras	xv
Índice de tabelas	xix
Simbologia	xxi
Acrónimos	xxv
Capítulo 1: Introdução	1
1.1. Motivação	2
1.2. Objetivos	5
1.3. Contribuições da dissertação	6
1.4. Publicações	7
1.5. Organização da dissertação	8
Capítulo 2: Planeamento energético com integração de fontes renováveis intermitentes	11
2.1. Planeamento energético	11
2.1.1. Horizonte de planeamento	12
2.1.2. Execução do planeamento	14
2.2. Programação multiobjectivo não-linear no planeamento energético	14
2.3. Integração de renováveis	17
2.3.1. Armazenamento	18
2.3.1. Complementaridade entre Fontes Renováveis	22
2.3.2. Gestão da procura	23
2.4. Contexto brasileiro	25
2.4.1. Fontes renováveis no Brasil	26
2.4.2. Armazenamento no Brasil	28
2.4.3. Complementaridade no Brasil	30
2.4.4. Gestão da procura no Brasil	32
Capítulo 3: Caracterização das fontes renováveis	35
3.1. Hidroelétricas	36
3.1.1. Definição das regiões hídricas e estações de medição	37
3.1.2. Potencial hidroelétrico	40

3.2. Energia eólica	41
3.2.1. Definição das regiões eólicas e EMA	42
3.2.2. Potencial eólico	48
3.3. Energia solar	49
3.3.1. Definição das regiões solares e EMA	49
3.3.2. Potencial solar	52
3.4. Biomassa	53
3.4.1. Definição das regiões para biomassa	54
3.4.2. Potencial de Biomassa	54
3.5. Fator de capacidade	55
Capítulo 4: Complementaridade entre fontes e regiões para um sistema 100% renovável	59
4.1. Complementaridade no Brasil	59
4.2. Otimização da complementaridade	63
4.2.1. Função objetivo	64
4.2.2. Restrições de igualdade	67
4.2.3. Restrições de desigualdade	68
4.2.4. Limite das variáveis de decisão	69
4.2.5. Ajuste de dados	69
4.3. Resultados da otimização da complementaridade	70
4.3.1. Resultados do cenário global	70
4.3.2. Resultados do cenário regional	73
4.3.3. Horário vs. Mensal	76
4.4. Discussão	78
Capítulo 5: Planeamento multiobjectivo da expansão da geração	81
5.1. Programação multiobjectivo não-linear	82
5.2. Formulação do problema multiobjectivo	85
5.2.1. Funções objetivo	86
5.2.2. Restrições de igualdade	88
5.2.3. Restrições de desigualdade	89
5.2.4. Restrições não-lineares de igualdade	90
5.2.5. Restrições não-lineares de desigualdade	91
5.2.6. Limite das Variáveis de decisão	91
5.3. Dados utilizados	91
5.3.1. Dados Económico	91
5.3.2. Dados técnicos	96

5.3.3.	Projeção do consumo	97
5.4.	Resultados	98
Capítulo 6: Opções de flexibilidade para a integração de energias renováveis		107
6.1.	Baterias	109
6.2.	Gestão da Procura	111
6.2.1.	Oportunidades do sector	114
6.2.2.	Sector industrial	117
6.2.3.	Sector dos Serviços	118
6.2.4.	Sector Residencial	123
6.2.5.	Projeto de Eficiência Energética	126
6.3.	Energia fotovoltaica integrada em edifícios	128
Capítulo 7: Planeamento das opções de flexibilidade e gestão da procura		131
7.1.	O impacto da integração fotovoltaica no planeamento	131
7.1.1.	Resultados com a produção fotovoltaica	133
7.2.	Formulação das opções de flexibilidade	135
7.2.1.	Funções objetivo	135
7.2.2.	Restrições de igualdades	137
7.2.3.	Restrições de desigualdade	138
7.2.4.	Restrições não-lineares de igualdade	140
7.2.5.	Restrições não-lineares de desigualdade	141
7.2.6.	Limite das variáveis de decisão	142
7.3.	Resultados	142
7.3.1.	Soluções para os ótimos individuais	142
7.3.2.	Cenários com flexibilidade	145
7.3.3.	Análise geral	149
7.3.4.	Análise do uso das baterias	151
7.3.5.	Análise de fiabilidade dos cenários	153
Capítulo 8: Conclusões e trabalho futuro		157
8.1.	Conclusões	157
8.2.	Trabalho futuro	161
Referências		163
Anexo A: Dados Meteorológicos		175

A.1: Dados Hidrológicos	175
A.2: Dados Eólicos	176
A.3: Dados Solares	177
Anexo B: Cenários apresentados	181
B.1: Potência a ser instalada por região e subperíodo	181
Anexo C: Formulação do PEG com medidas de flexibilidade	185
C.1: Variáveis de decisão	185
C.2: Formulação	185
Anexo D: Código Matlab	189
D.1: Função objetivo (Custo)	189
D.2: Função objetivo (Complementaridade)	190
D.3: Restrições não-lineares	193

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Projeção do consumo de energia	1
Figura 2: Divisão do horizonte de planeamento	12
Figura 3: Programação mono e multiobjectivo	16
Figura 4: Categorização científica das tecnologias de armazenamento de energia	19
Figura 5: (a) Capacidade estimada e (b) projeção da instalação de novas baterias para as principais tecnologias	21
Figura 6: Projeção do custo do capital para um sistema de baterias de iões de lítio, para um cenário de custos Alto, Médio e Baixo	22
Figura 7: Complementaridade entre a energia solar, as aflúências dos rios e a energia eólica em Portugal	22
Figura 8: Objetivos das ações de DSM	24
Figura 9: Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte em 2017	27
Figura 10: Distribuição das albufeiras no território brasileiro	29
Figura 11: Rede de transporte do Sistema Interligado Nacional sobre o mapa da Europa	31
Figura 12: Atlas Geográfico de Recursos Hídricos do Brasil	37
Figura 13: Escolha das Centrais Hidroelétricas representativas para cada bacia	38
Figura 14: Média normalizada dos caudais das 10 bacias hidrográficas (1931-2014)	39
Figura 15: Divisão das regiões de acordo com as variações anuais dos caudais	39
Figura 16: Mapa Eólico do Brasil	42
Figura 17: Estações meteorológicas brasileiras	44
Figura 18: Estações meteorológicas selecionadas	44
Figura 19: (a) Primeira análise – média diária normalizada. (b) Segunda análise – média mensal normalizada	45
Figura 20: Divisão das regiões de acordo com a variação anual da velocidade do vento	46
Figura 21: Velocidade do vento de um ano médio para cada região e EMA	46
Figura 22: Radiação solar global diária – média anual típica (Wh/m ² .dia)	50
Figura 23: Radiação solar: (a) média diária normalizada e; (b) média mensal normalizada	50
Figura 24: Divisão das regiões de acordo com a variação anual da radiação solar	51
Figura 25: Radiação solar do ano médio para cada uma das regiões e EMA	51
Figura 26: Divisão fuso horária do Brasil (a). Análise do deslocamento solar (b)	52
Figura 27: Curva anual de produção de energia elétrica através da biomassa (ano 2015)	54
Figura 28: Oferta de bioeletricidade para até 2050	55
Figura 29: Curva média anual (a) e diária (b) do FC (média global) para solar, eólica, hídrica e biomassa	56
Figura 30: Curva do FC por região hídrica para um ano médio	60
Figura 31: Curva do FC por região eólica para um ano médio	60
Figura 32: Curva do FC por região solar para um ano médio	61
Figura 33: Matriz de correlação <i>Pearson</i> para as curvas anuais do FC	62
Figura 34: Curva média diária do FC para todas as regiões solares e eólicas, nas quatro estações	63
Figura 35: Função exemplo	66
Figura 36: Crescimento (a) e participação na produção de energia por tecnologia em 2050 (b) no cenário global	71
Figura 37: Produção anual de energia por tecnologia para o cenário global	71
Figura 38: Curva natural do fator de capacidade versus curva turbinado do fator de capacidade anual (global)	72

Figura 39: Variação anual da energia (em %) armazenada no reservatório global	72
Figura 40: Produção de energia por tecnologia no dia médio de verão (a) e de inverno (b), para o cenário global	73
Figura 41: Crescimento (a) e participação na produção de energia por tecnologia em 2050 (b) no cenário regional	73
Figura 42: Produção anual de energia por tecnologia para o cenário regional	74
Figura 43: Curva natural do fator de capacidade versus curva turbinado do fator de capacidade anual (regional)	74
Figura 44: Variação anual da energia (em %) armazenada nos reservatórios	75
Figura 45: Gestão dos reservatórios sudeste/centro-este durante o ano de 2017	75
Figura 46: Produção de energia por tecnologia no dia médio de verão (a) e de inverno (b), para o cenário regional	76
Figura 47: Potência acrescentada por tecnologia para a análise horária e mensal	77
Figura 48: Participação na potência instalada por tecnologia e região na abordagem mensal	78
Figura 49: Projeção do CNE para diferentes cenários de custo médio ponderado do capital (WACC)	93
Figura 50: Estudos da variação do CNE da biomassa para até 2050	95
Figura 51: Projeção dos CNE's das energias renováveis para até 2050	96
Figura 52: Consumo mensal no ano de referência	98
Figura 53: Consumo diário de verão e inverno no ano de referência	98
Figura 54: Resultados para os diferentes métodos.	99
Figura 55: Conjunto de soluções normalizadas pelo mínimo local	100
Figura 56: Gestão dos reservatórios das regiões sudeste/centro-este em 2017 e a projeção para o cenário de referência (2030, 2040 e 2050)	102
Figura 57: Produção de energia por fonte em 2030, 2040 e 2050 para o cenário de referência	103
Figura 58: Potência nova instalada e contribuição para a ponta para o cenário económico	104
Figura 59: Evolução do parque gerador no horizonte de planeamento para o cenário técnico	104
Figura 60: Curva anual de produção de energia em 2040, para o cenário referência	108
Figura 61: Dia médio de verão em 2050, para o cenário referência	108
Figura 62: Diagrama unifilar simplificado de um sistema de baterias em paralelo com um sistema fotovoltaico, conectados à rede pela mesma barra	109
Figura 63: Projeções do CNE e preço das baterias elétricas	110
Figura 64: Dinâmica de penetração de ações de eficiência energética	112
Figura 65: Selo PROCEL de Economia de Energia	113
Figura 66: Selo PROCEL de Economia de Energia em edifícios	114
Figura 67: Evolução do consumo diária de 2000 a 2014, em MW	115
Figura 68: Curva típica do consumo diário de energia elétrica do sector industrial	115
Figura 69: Curva típica do consumo diário de energia elétrica do sector de comércio e serviços	116
Figura 70: Curva típica do consumo diário de energia elétrica do sector residencial	116
Figura 71: Curva de consumo por subgrupo tarifário (MW)	118
Figura 72: Distribuição do consumo por uso final para o sector de comércio e serviços	118
Figura 73: Perfil típico da carga de ar condicionado de um edifício comercial durante o dia	119
Figura 74: Padrão de uso dos sistemas de ar condicionado em escritórios do sector público	119
Figura 75: Padrão de uso do sistema de iluminação – edifício público 1	119
Figura 76: Padrão de uso do sistema de iluminação – edifício público 2	120
Figura 77: Perfil típico da procura de ar condicionado e iluminação no sector de comércio e serviços	120

Figura 78: Projeção da procura total de energia e do ar condicionado centralizado do sector de comércio e serviços	121
Figura 79: Projeção da procura total de energia e da iluminação e ar condicionado do sector de comércio e serviços	122
Figura 80: Projeção da produção ótima renovável não-despachável e as opções de gerenciamento da demanda no sector de comércio e serviços	123
Figura 81: Distribuição do consumo por uso final para o sector residencial	124
Figura 82: Projeção da procura total de energia e o consumo de energia dos equipamentos doméstico com potencial para medidas de gestão da procura	125
Figura 83: Projeção da produção ótima renovável não-despachável e as opções de gestão da procura no sector residencial	126
Figura 84: Composição da tarifa média do Brasil 2012-2015 em (R\$/MWh)	128
Figura 85: Projeção do consumo final para o dia típico de verão, após o impacto da inserção da geração fotovoltaica não-centralizada	130
Figura 86: Variação anual nos níveis dos reservatórios com e sem BIPV	135
Figura 87: Produção de energia para o dia médio de verão (a) e de inverno (b) em 2050	143
Figura 88: Produção diária de energia e impacto das baterias e DSM em 2050 para a solução flex 2	144
Figura 89: Evolução do parque gerador no horizonte de planeamento com flexibilidade	146
Figura 90: Produção de energia por fonte em 2030, 2040 e 2050 para o cenário ref-flex	147
Figura 91: Potência nova instalada e contribuição para a ponta para o cenário Econ-flex	147
Figura 92: Novas centrais elétricas construídas por região e tecnologia no cenário Tec-flex	148
Figura 93: Regiões definidas para as hídricas (a), eólicas (b) e solar (c)	148
Figura 94: Gestão dos reservatórios em 2017 e projeção para o cenário técnico (2050) e cenário Tec-flex (2050 flex)	149
Figura 95: Produção solar e gestão das baterias para o dia médio de verão e de inverno no cenário Tec-flex	152
Figura 96: Produção solar e gestão das baterias para o dia médio de verão e de inverno no cenário Tec-flex (reduzindo o custo da bateria)	153
Figura 97: Níveis dos reservatórios no ano de seca	154
Figura 98: Gestão diária do sistema elétrico em um ano de seca	155

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Potencial hidroelétrico aproveitável por região (ano base 2017)	40
Tabela 2: Potencial hidroelétrico reversível aproveitável por região	41
Tabela 3: Definição das regiões eólicas	48
Tabela 4: Potencial eólico aproveitável por região (ano base 2017)	49
Tabela 5: Definição das regiões solares	52
Tabela 6: Potencial solar aproveitável por região (ano base 2017)	53
Tabela 7: Participação anual na produção de energia	79
Tabela 8: ICB's e CNE's para o mercado brasileiro da energia solar	93
Tabela 9: ICB's e CNE's para o mercado brasileiro da energia eólica	93
Tabela 10: Projeção da taxa de redução do CNE da energia eólica para até 2050	94
Tabela 11: ICB's e CNE's para o mercado brasileiro da biomassa	94
Tabela 12: Parâmetros utilizados para as energias renováveis	97
Tabela 13: Projeção de consumo e produção de energia em TWh	97
Tabela 14: Ótimos individuais (<i>payoffs</i>)	100
Tabela 15: Potência final a ser instalada (GW) para os <i>payoffs</i>	100
Tabela 16: Resultados das funções objetivos	101
Tabela 17: Potência final a ser instalada (GW) para os cenários definidos	101
Tabela 18: Comparação dos resultados da produção de energia em 2050 com outros estudos	105
Tabela 19: Parâmetros do sistema de armazenamento em baterias	111
Tabela 20: Mecanismos considerados pelo governo para viabilizar ganhos de eficiência energética	112
Tabela 21: Projeção da procura por sector, em TWh/ano, considerando a redução no consumo devido ao processo autónomo e induzido de eficiência energética	116
Tabela 22: Posse média de equipamentos por habitação (2013 – 2050)	124
Tabela 23: Projeto de eficiência energética (ar condicionado, ano base: 2018)	127
Tabela 24: Ótimos individuais para a função custo	133
Tabela 25: Potência final a ser instalada (GW) para o mínimo custo	134
Tabela 26: Ótimos individuais para a complementaridade	134
Tabela 27: Potência final a ser instalada (GW) para a máxima complementaridade	134
Tabela 28: Ótimos individuais para a função custo (flexibilidade)	142
Tabela 29: Potência final a ser instalada (GW) para o mínimo custo (flexibilidade)	142
Tabela 30: Ótimos individuais para a função complementaridade (flexibilidade)	143
Tabela 31: Potência final a ser instalada (GW) para a máxima complementaridade (flexibilidade)	145
Tabela 32: Resultados das funções objetivos (flexibilidade)	145
Tabela 33: Potência final a ser instalada (GW) para os cenários definidos (flexibilidade)	145
Tabela 34: Comparação final dos resultados da produção de energia em 2050	150
Tabela 35: Resultados das funções objetivos (reduzindo o custo da bateria)	152
Tabela 36: Potência final a ser instalada (GW) (reduzindo o custo da bateria)	152

SIMBOLOGIA

a	índice do mês
A_p	área útil dos painéis fotovoltaicos
A_T	área da secção plana transversal do rotor da turbina
$Bi_{in}^{h,tc}$	energia do carregamento das baterias no dia médio de inverno, na hora h do subperíodo tc
$Bi_{out}^{h,tc}$	energia fornecida pelas baterias para atender o consumo no dia médio de inverno, na hora h do subperíodo tc
$BIPV^t$	previsão da geração através do BIPV no subperíodo t
$BIPV^{a,tc}$	produção de BIPV no mês a e subperíodo tc
$BIPV_{in}^{h,tc}$	produção de BIPV no inverno na hora h e subperíodo tc
$BIPV_v^{h,tc}$	produção de BIPV no verão na hora h e subperíodo tc
$Bv_{in}^{h,tc}$	energia do carregamento das baterias no dia médio de verão, na hora h do subperíodo tc
$Bv_{out}^{h,tc}$	energia fornecida pelas baterias para atender o consumo no dia médio de verão, na hora h do subperíodo tc
C_{Bat}^t	custo nivelado da energia instalada de baterias no subperíodo t
C_{DSM}^t	custo nivelado da energia evitada através de DSM no subperíodo t
C_i^t	custo nivelado da energia da tecnologia e região do tipo i instalada no subperíodo t
d_{Bat}	dias de utilização, por ano, equivalentes a um ciclo completo de carga/descarga das baterias
E_{Bat}^t	energia útil a ser instalada em baterias, acumulada desde o subperíodo inicial até o subperíodo t -ésimo
$E_{DSM}^{a,t}$	energia removida por DSM, no mês a e subperíodo tc
E_{DSM}^t	energia total evitada através de DSM acumulado nos últimos 15 anos
$E_{DSM}^{max,t}$	energia máxima que poderá ser evitada no subperíodo t .
E_H^a	energia produzida nas hídricas no mês a
E_{Hj}^a	energia produzida nas hídricas Hj , no mês a
$E_{Hj}^{a,tc}$	energia produzida nas hídricas Hj , no mês a e subperíodo tc
EA_{Hj}^a	energia que está armazenada nas albufeiras da região Hj , no mês a
$EAI_{Bat}^{0,tc}$	energia inicial nas baterias no dia médio de inverno, no subperíodo tc
$EAI_{Bat}^{h,tc}$	energia que está armazenada nas baterias no dia médio de inverno, na hora h do subperíodo tc
$EAv_{Bat}^{0,tc}$	energia inicial nas baterias no dia médio de inverno, no subperíodo tc
$EAv_{Bat}^{h,tc}$	energia que está armazenada nas baterias no dia médio de verão, na hora h do subperíodo tc
En_H^a	energia natural que flui nos rios no mês a
En_{Hj}^a	energia natural que flui nos rios da região Hj , no mês a
$En_{Hj}^{a,tc}$	energia natural que flui nos rios da região hídrica Hj , no mês a e subperíodo tc

$Esub_{Bat}^t$	capacidade de armazenamento útil instalada de baterias no subperíodo t
$Esub_{DSM}^t$	energia evitada através de DSM contratado no subperíodo t
f_{Bat}	custo total dos sistemas de baterias instalados
f_{DSM}	custo total da energia evitada através do DSM
$f_k(\mathbf{x})$	função objetivo k -ésima
f_{prod}	custo total da expansão da produção de energia
FC	fator de capacidade
FC_i^a	fator de capacidade médio de cada tecnologia e região i no mês a
$FC_i^{a,tc}$	fator de capacidade médio de cada tecnologia e região i no mês a e subperíodo tc
FC_i^{pt}	fator de capacidade no horário de ponta pt da tecnologia e região i
FC_{Hj}^a	variável de decisão que representa o fator de capacidade médio do mês a da região Hj
$FC_{Hj}^{a,tc}$	variável de decisão que representa o fator de capacidade médio do mês a e subperíodo tc da região Hj
FC_{Hj}^{min}	caudal mínimo da região Hj
FCn_{Hj}^a	fator de capacidade médio do mês a para o caudal natural da região Hj
$FC_{in_i}^h$	fator de capacidade da tecnologia e região i para o dia médio de inverno na hora h
$FC_{in_i}^{h,tc}$	fator de capacidade da tecnologia e região i para o dia médio de inverno na hora h e subperíodo tc
$FC_{in_{Hj}}^{h,tc}$	fator de capacidade das hídricas Hj , para o dia médio de inverno, na hora h do subperíodo tc
$FC_{in_s}^{h,tc}$	médias nacionais dos fatores de capacidade da energia solar para o dia médio de inverno, na hora h e subperíodo tc
$FC_{v_i}^h$	fator de capacidade da tecnologia e região i para o dia médio de verão na hora h
$FC_{v_i}^{h,tc}$	fator de capacidade da tecnologia e região i para o dia médio de verão na hora h e subperíodo tc
$FC_{v_{Hj}}^{h,tc}$	fator de capacidade das hídricas Hj , para o dia médio de verão, na hora h do subperíodo tc
$FC_{v_s}^{h,tc}$	médias nacionais dos fatores de capacidade da energia solar para o dia médio de verão, na hora h e subperíodo tc
$g_\gamma(\mathbf{x})$	restrições de igualdade
h	índice da hora
h_i	horas de funcionamento médias por ano que as centrais de tecnologia e região do tipo i operam
$h_\lambda(\mathbf{x})$	restrições de desigualdades
H^a	total de horas no mês a
i	índice do tipo de tecnologia e região a ser instalado
j	índice da região hídrica
L^a	consumo de energia no mês a

$L^{a,tc}$	consumo de energia no mês a e subperíodo tc
$Lp^{t,pt}$	consumo de energia no período t e horário de ponta pt
$Lsub^t$	previsão do consumo de energia elétrica no subperíodo t
$Lsub_final^t$	parcela do consumo de energia que deverá ser assegurado pelas energias renováveis do sistema eletroprodutor no subperíodo t
L_in^h	consumo diário de inverno na hora h
$L_in^{h,tc}$	consumo diário de inverno na hora h e subperíodo tc
L_v^h	consumo diário de verão na hora h
$L_v^{h,tc}$	consumo diário de verão na hora h e subperíodo tc
m	mês de análise
n_g	número de restrições de igualdade
n_h	número de restrições de desigualdade
$nValor$	número de valores válidos
P	potência
p	número de funções objetivo
pt	horário de ponta para o verão e o inverno
P_{Bat}^t	potência a ser instalada de baterias, acumulada desde o subperíodo inicial até o subperíodo t -ésimo
$P_{Bat}^{max,t}$	potência máxima que as baterias podem ter no subperíodo t
$P_{DSM}^{t,pt}$	potência a ser retirada da ponta no horário de ponta pt , através de DSM, acumulada nos últimos 15 anos
P_{Hj}	potência total das hidroelétricas da região Hj no ano de projeção
P_i	potência total da tecnologia e região i no ano de projeção
P_i^{max}	potencial máximo estimado para a tecnologia e região i
Perdas ^{a,tc}	perdas nas baterias no mês a e subperíodo tc ;
PI_i^t	potência a ser instalada da tecnologia e região do tipo i , acumulada desde o subperíodo inicial até o subperíodo t -ésimo
$PIsub_i^{ta}$	variável de decisão que representa a potência a ser instalada da tecnologia e região do tipo i no subperíodo ta
Pin_i	potência instalada e leiloadada da tecnologia e região i no ano de referência
$Psub_{Bat}^{ta}$	potência instalado de baterias no subperíodo ta
$Psub_{DSM}^{ta,pt}$	potência a ser retirada da ponta no horário de ponta pt , através de DSM, no subperíodo ta
$P_in_{DSM}^{h,tc}$	potência removida através do DSM no dia médio de inverno, na hora h do subperíodo tc
$P_v_{DSM}^{h,tc}$	potência removida através do DSM no dia médio de verão, na hora h do subperíodo tc
Q	caudal natural do rio
Q_p	caudal de projeto da central hídrica
R	radiação solar horária

R_{Hj}^{max}	capacidade máxima de armazenamento de energia nas albufeiras da região Hj
t	índice do subperíodo dentro do horizonte de planeamento
t_{bat}	índice auxiliar de subperíodo com um passo de 15 anos para as baterias
ta	índice auxiliar do subperíodo dentro do horizonte de planeamento
tc	índice do subperíodo que analisa a complementaridade dentro do horizonte de planeamento
tr	índice alternativo ao índice t para representar os subperíodos a partir de 2030
v	velocidade do vento
$v(z)$	velocidade do vento para a altura z
$v(z_r)$	velocidade do vento de referência na altura z_r
v_τ	velocidade do vento no instante τ
\overline{v}_m	velocidade média do vento no mês
\vec{w}	vetor de pesos definido pelo agente decisor a priori
\mathbf{x}	vetor com as variáveis de decisão
z	altura desejada para ser extrapolada a velocidade do vento
z_r	altura de referência na qual a velocidade do vento está disponível
z_0	comprimento da rugosidade do solo
α	energia mínima de reserva que deverá ser mantida nos reservatórios das albufeiras
β^t	contribuição das energias renováveis para assegurar o consumo de energia elétrica no subperíodo t
ε	energia de reserva que o sistema deverá assegurar
η_b	rendimento total do sistema de armazenamento
η_E	rendimento da conversão eólica
η_S	rendimento da conversão solar
μ_i	constante de ajuste para a tecnologia e região i no período de inverno
μv_i	constante de ajuste para a tecnologia e região i no período de verão
ρ	densidade do ar
τ	horário de aquisição dos dados
φ	percentagem da capacidade máxima que poderá ser instalado da tecnologia i em cada subperíodo
ϑ	energia de reserva que o sistema deverá ter

ACRÓNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i> (energia fotovoltaica integrada em edifícios)
CNE	Custo Nivelado de Energia
CNRH	Conselho Nacional de Recursos Hídricos
CPP	<i>Critical Peak Price</i> (tarifas com preço de ponta crítico)
CV	Coeficiente de Variação
DSM	<i>Demand Side Management</i> (Gestão da Procura)
DR	<i>Demand Response</i> (Resposta da Procura)
DRP	<i>Demand Response Program</i> (Programa de Resposta da Procura)
EE	Eficiência Energética
EMA	Estação Meteorológica Automática
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
GD	Geração Distribuída
GF	Garantia Física
ICB	Índice Custo Benefício
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEG	Planeamento da Expansão da Geração
PEE	Projeto de Eficiência Energética
PNE	Plano Nacional de Energia
PNEf	Plano Nacional de Eficiência Energética
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PV	<i>photovoltaic</i> (fotovoltaico)
RTP	<i>Real Time Pricing</i> (tarifa em tempo real)
SAS	Sistema de Aquecimento Solar
TCU	Tribunal de Contas da União
ToU	<i>Time of Use</i> (tarifa por período de utilização)

CAPITULO 1

INTRODUÇÃO

Atualmente, o Brasil está entre os países emergentes, com uma população que ultrapassa os 200 milhões e uma previsão para 2030 de 220 milhões de habitantes (IBGE, 2016). Recentemente, o país tem passado por uma recessão económica, porém há uma grande perspectiva de crescimento nos próximos anos. O crescimento económico e populacional trará grandes desafios aos gestores do sistema eletroprodutor, perante a necessidade de assegurar um consumo de energia eléctrica crescente. Por exemplo, em 2017 o consumo de energia eléctrica chegou a 526 TWh (EPE, 2018a) e a previsão para 2050 é de 1.605 TWh (Figura 1).

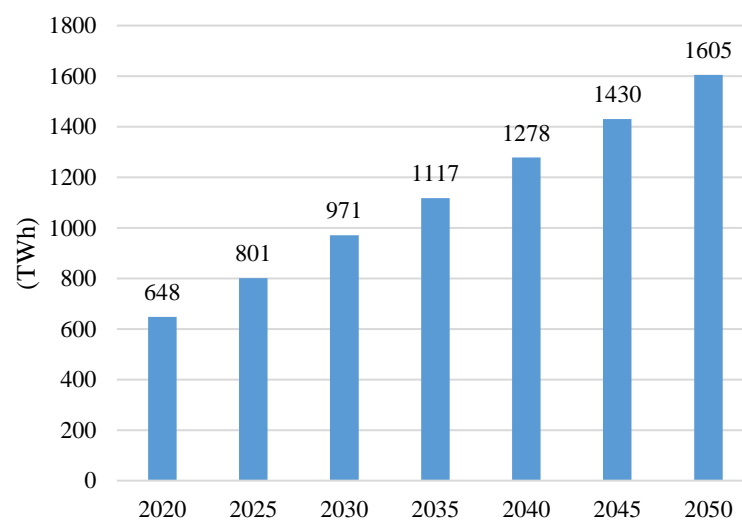


Figura 1: Projeção do consumo de energia
Fonte: (EPE, 2016b)

O Brasil é um dos maiores produtores de energia elétrica através de renováveis, tendo ocupado o terceiro lugar no ranking mundial nos últimos três anos (REN21, 2018). No entanto, tal só é alcançado devido à grande participação das hidroelétricas, que atualmente asseguram 65% da geração de energia elétrica (EPE, 2018a). O país é o segundo maior produtor de hidroeletricidade do mundo (REN21, 2018) e durante décadas a participação das hidroelétricas no sector elétrico tem estado acima dos 60%. Porém, a construção de grandes hidroelétricas pode ter elevados impactos nas atividades económicas, sociais e ambientais (BERMANN, 2007). Devido ao aumento das restrições ambientais, houve uma redução na construção de grandes reservatórios desde a década de 1990 e nos próximos anos está previsto o crescimento da capacidade de produção hidroelétrica em 40%, mas o crescimento previsto para a capacidade de armazenamento é de apenas 2% (Hunt, Freitas, & Pereira Junior, 2014). Assim, esta dependência da energia hidroelétrica torna o sistema elétrico brasileiro vulnerável às secas (Volpi, Jannuzzi, Dourado, & Gomes, 2006).

O mercado eólico no Brasil tem crescido nos últimos anos e o país esteve em quarto lugar, em 2014 e 2015, no ranking mundial dos países que mais instalaram novas eólicas (REN21, 2016). O mercado de energia solar no Brasil ainda é recente, sendo que o primeiro leilão público ocorreu no ano de 2014, no entanto, é esperado um grande crescimento a partir de 2030 e em 2050 a capacidade instalada de energia fotovoltaica integrada em edifícios deverá ultrapassar os 118 GW.

Assim, o Brasil enfrentará grandes desafios energéticos futuros. Se por um lado se prevê que o consumo de energia elétrica vai triplicar até 2050, por outro lado haverá um crescimento das fontes renováveis intermitentes e a redução percentual da capacidade de armazenamento nas hidroelétricas.

1.1. Motivação

O último Plano Nacional de Energia (PNE 2030), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, prevê que a participação das energias renováveis não-hídricas na produção de eletricidade não vai chegar aos 5% em 2030 (EPE, 2007). No entanto, a participação da energia eólica tem superado as expectativas do PNE 2030. Na previsão do PNE, em 2030, o parque eólico somaria 4,7 GW, porém esse valor já foi ultrapassado em 2014 (4,9 GW) (EPE, 2015b). O planeamento energético é um processo contínuo, pelo que é essencial mantê-lo atualizado e em direção às metas governamentais. Contudo, o último Plano Nacional de Energia realizado pelo governo no Brasil foi apresentado em 2007 e

encontra-se desatualizado. Adicionalmente, os últimos estudos apresentados por organismos do governo e instituições de pesquisas apresentam níveis de participação das energias renováveis aquém das metas governamentais para a mitigação dos gases do efeito de estufa assumidas na COP21¹. As projeções de custo na energia também têm sido utilizadas de forma desatualizada, subvalorizando a energia solar. Por exemplo, em 2017 foi possível alcançar preços melhores que as térmicas, tendo a energia solar fotovoltaica sido leiloadada com valores entre 43,56 USD/MWh e 44,53 USD/MWh, enquanto que as centrais a biomassa foram leiloadas a 66,17 USD/MWh e centrais térmicas a gás natural (ciclo simples e ciclo combinado) a 64,65 USD/MWh.

Antes da crise petrolífera, o planejamento da expansão do sector elétrico era mono-objetivo com foco apenas na minimização dos custos e podia ser resolvido através da Programação Linear – PL ou programação linear inteira mista (Albuquerque, Almeida, & Cavalcante, 2009). Contudo, atualmente devido às restrições ambientais, segurança energética e interesses políticos, o planejamento da expansão do sistema elétrico passou a envolver vários objetivos (Antunes, Martins, & Brito, 2004; Antunes & Alves, 2012). No entanto, muitos estudos de planejamento da expansão ainda continuam a utilizar um modelo simplista, onde somente o custo é avaliado.

O aumento futuro da participação das renováveis intermitentes no Brasil, para atender as metas governamentais, poderá trazer novos desafios para o sistema elétrico, como por exemplo evitar o deficit de produção e desperdício de energia, em diferentes períodos. Nesse contexto o sistema elétrico necessitará de maior flexibilidade, o que não poderá ser conseguida apenas com o recurso aos reservatórios das hidroelétricas (Brouwer, Broek, Seebregts, & Faaij, 2014).

A complementaridade entre as fontes renováveis pode ter um papel importante na integração das energias renováveis intermitente, pois vários estudos têm comprovado a complementaridade entre fontes renováveis no Brasil. Por exemplo, a produção de bioeletricidade através da cana-de-açúcar e a hidroeletricidade são complementares (WWF-Brasil, 2012). O Brasil também é um país continental (8.514.876 km²), pelo que a sua grande dimensão permite ter características climatológicas diferentes entre as regiões. Por exemplo,

¹ Em 2015 foi realizado em Paris a 21ª edição da Conferências das Partes (COP), com o objetivo de alcançar novos acordos internacionais sobre o clima, para manter o aquecimento global abaixo dos 2° C. Nessa conferência o governo brasileiro assumiu a meta de atingir os 23% de participação das energias renováveis não-hídricas na produção de eletricidade.

o comportamento hidrológico do Sul é inverso ao do resto do país (Cantão, 2015). Apesar disso, a complementaridade entre fontes renováveis tem sido negligenciada em muitos estudos de planejamento da expansão e no Brasil a complementaridade entre regiões e fontes ainda não foi caracterizada e inserida dentro dos estudos de planejamento.

Atualmente, os reservatórios das hidroelétricas são os grandes responsáveis por compensar as variações do consumo, das afluências e das energias renováveis intermitentes (Silva, Pimenta, Assireu, & Spyrides, 2016). Contudo, a construção de novos reservatórios de grande dimensão é cada vez mais reduzida e assim a complementaridade entre fontes e regiões pode desempenhar um papel importante na redução da necessidade de armazenamento de energia.

Para analisar os benefícios da complementaridade, o estudo de planejamento da expansão deve utilizar uma resolução de pelo menos uma hora, para conseguir avaliar as fontes intermitentes renováveis (Engeland et al., 2017). Essa resolução é suficiente para capturar as variações e avaliar a flexibilidade necessária para garantir o equilíbrio entre produção e consumo, sendo normalmente as hidroelétricas as responsáveis por garantir esse equilíbrio (Brown et al., 2018).

Além da complementaridade, a gestão da procura também pode promover a redução da necessidade de armazenamento de energia na integração de fontes renováveis intermitentes (Paulus & Borggreffe, 2011). Desde 1980, a gestão da procura (*Demand Side Management - DSM*) tem tido um papel importante no Planejamento Integrado de Recursos – PIR (de Almeida *et al.*, 2007) e por isso deve ser incluído no planejamento da expansão.

O crescimento da energia fotovoltaica integrada em edifícios será também um grande desafio. Nesse cenário a flexibilidade atual do sistema eletroprodutor brasileiro pode não ser suficiente para absorver a variação da energia solar esperada e por isso é essencial analisar o impacto do uso de sistemas de armazenamento, nomeadamente de baterias, tanto em termos de flexibilidade como em termos económicos na promoção da energia solar.

Existem alguns estudos de planejamento da expansão para um horizonte até 2050 (por exemplo: da Cunha, Pereira Jr, & Castro, 2016; Lima et al., 2015; Santos et al., 2017), mas poucos apresentam um cenário 100% renovável (por exemplo: Gils, Simon, & Soria, 2017; Greenpeace, 2016a). No entanto, estes estudos não analisam a otimização do caudal das hidroelétricas e o uso dos reservatórios, consideram apenas os critérios económicos e os

benefícios da complementaridade têm sido negligenciados. Assim, o Brasil necessita de um planeamento da expansão multiobjectivo que simultaneamente:

- Avalie os critérios económicos, com projeções atualizadas;
- Inclua as novas metas governamentais;
- Inclua a complementaridade como um dos objetivos;
- Otimize o uso dos reservatórios;
- Evite o corte de cargas e de geração;
- Utilize uma resolução de tempo capaz de captar a variação das fontes intermitentes;
- Promova a descarbonização da matriz elétrica;
- Avalie os benefícios da gestão da procura dentro do modelo de otimização;
- Analise o impacto do uso das baterias com a integração da energia solar.

1.2. Objetivos

O presente trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para o Planeamento da Expansão do Sistema Eletroprodutor e apresentar propostas metodológicas e tecnológicas para a integração de fontes renováveis intermitentes na rede de energia elétrica. Desta forma, tem-se como objetivos fundamentais:

- Caracterizar as energias renováveis no Brasil;
- Avaliar a complementaridade entre fontes renováveis e entre localizações no Brasil;
- Analisar as opções de armazenamento de energia;
- Analisar as opções de gestão da procura;
- Desenvolvimento de um modelo de Planeamento da Expansão do Sistema Eletroprodutor para assegurar a Integração de Fontes de Energias Renováveis Intermitentes;
- Determinar cenários de projeção do *mix* de geração renovável para a produção de eletricidade no Brasil até 2050.
- Incluir medidas de gestão da procura e soluções de armazenamento de energia, para projetar a matriz de geração elétrica que atenderá o crescimento do consumo até 2050.

1.3. Contribuições da dissertação

Nesta dissertação são apresentados vários cenários para assegurar o consumo de energia elétrica no Brasil até 2050, considerando uma matriz energética 100% renovável e evitando o deficit ou o excesso de produção de energia. Para a seleção dos cenários, são utilizados critérios económicos e de complementaridade.

Para analisar a complementaridade entre fontes renováveis e regiões foi selecionado um conjunto de estações meteorológicas, foram analisados os dados e o país foi dividido em regiões, em função dos recursos solar, eólico, hídrico e de biomassa. Essa divisão permite compreender a interação que há entre as fontes renováveis e as regiões por todo o território brasileiro, a nível horário e mensal.

Para avaliar a complementaridade foi desenvolvida uma nova formulação. Essa formulação permite reduzir o uso dos reservatórios e através desta é possível avaliar o impacto na complementaridade quando se utiliza um modelo que não considera a complementaridade entre regiões e um modelo que considera a heterogeneidade de cada região. Para a análise económica foram utilizadas projeções atualizadas do custo nivelado da energia eólica, solar, hídrica e biomassa, para o contexto do Brasil.

Para construir os cenários foi desenvolvido um problema multiobjectivo não-linear. Este modelo tem como objetivo minimizar os custos totais de expansão e maximizar a complementaridade que há entre fontes e regiões. Este permite avaliar a variação diária na produção de energia para os dias médios de verão e de inverno, juntamente com a análise da variação mensal para os anos médios ao longo do horizonte de planeamento.

O modelo permite determinar a potência instalada em cada tecnologia renovável, para cada subperíodo do horizonte de planeamento, assim como otimizar a produção de energia nas hídricas para os dias médios de verão e de inverno e a produção hídrica mensal para os anos médios de cada subperíodo. Este modelo evita o deficit ou excesso na produção de energia e assegura que as restrições técnicas e ambientais não são violadas.

Para aumentar a flexibilidade do sistema eletroprodutor foram analisadas várias opções de gestão da procura e de armazenamento de energia e selecionadas as medidas com maiores benefícios para o cenário de complementaridade. Também foi feita a projeção para o custo futuro dessas medidas. As medidas de flexibilidade foram inseridas no modelo de otimização para permitir avaliar o impacto dessas medidas no *mix* energético, no custo, na

complementaridade, assim como otimizar a utilização dessas medidas no horizonte de planeamento.

Tendo em consideração que os trabalhos apresentados na literatura para o planeamento da expansão não avaliam a complementaridade entre regiões, não otimizam simultaneamente o *mix* energético, os custos, a complementaridade, o uso de baterias e medidas de gestão da procura com uma resolução horária e sabendo que o governo brasileiro ainda não formulou um plano de expansão para 2050, o presente trabalho permite preencher uma importante lacuna e apresentar novas diretrizes para os tomadores de decisão do sector eletroprodutor brasileiro.

1.4. Publicações

As seguintes publicações resultaram do trabalho reportado nesta dissertação.

Artigos em revistas:

- Luz, T. & Moura, P (2018). 100% renewable energy planning with complementarity and flexibility based on a multi-criteria assessment. *Applied Energy*, Elsevier (IF – 7.900) – Em revisão.
- Luz, T. & Moura, P (2018). Power generation expansion planning with complementarity between renewable sources and regions for 100% renewable energy systems. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, John Wiley & Sons (IF – 1.619), 2019;e2817. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.2817>.
- Luz, T., Moura, P., & de Almeida, A. (2018). Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier (IF – 9.184), 81(June), 2637–2643. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.069>

Artigos em conferências:

- T. J. Luz, P. S. Moura (2019). Scenarios for a 100% renewable Brazilian power sector based on a multicriteria assessment. In *Energy for Sustainability International Conference: Designing Cities & Communities for the Future (EfS 2019)*, Turin – Italia, 24 a 26 de Julho de 2019 – Submetido para publicação
- T. J. Luz, P. S. Moura (2019). Renewable energy integration based on complementarity assessment. *European Conference on Renewable Energy Systems*

(*ECRES 2019*), Madrid – Espanha, 10 a 12 de Junho de 2019 – Submetido para publicação

Apresentação:

- T. J. Luz, P. S. Moura (2018), Power Generation Expansion Planning for 100% Renewable Energy Systems with Complementarity Between Renewable Sources And Regions. *In Energy for Sustainability Research Day (EfS – Research Day 2018)*.

1.5. Organização da dissertação

O presente documento é composto por 8 capítulos que abordam o trabalho realizado.

No Capítulo 2 é apresentada a base teórica e o estado da arte, no que se refere ao planeamento da expansão do sistema eletroprodutor e a integração de fontes renováveis intermitentes. No mesmo capítulo é também apresentado de forma sucinta o contexto brasileiro.

A caracterização dos dados meteorológicos é realizada no Capítulo 3, assim como a definição das regiões em função dos recursos solares, eólicos, hídricos e de biomassa. Nesse capítulo também é definido o potencial de cada fonte renovável e são apresentados os dados para o ano e dia médio.

Esta dissertação apresenta a complementaridade como solução para a integração de fontes renováveis. Assim, no Capítulo 4 é analisada a correlação e complementaridade entre cada fonte renovável e cada região. Neste capítulo é proposta uma nova formulação não-linear para otimizar a complementaridade e são apresentados alguns resultados para avaliar a variação anual, a variação diária e o impacto da complementaridade entre regiões.

No Capítulo 5 são apresentadas algumas metodologias da programação multiobjectivo e a formulação do problema proposto, com a qual são gerados três cenários para assegurar o crescimento do consumo de energia no Brasil até 2050.

Além da complementaridade, também são usadas outras soluções para a integração de fontes renováveis intermitentes. Assim, no Capítulo 6 são apresentadas as projeções do custo nivelado da energia das baterias para o mercado brasileiro e as oportunidades do setor energético para a implementação de medidas de gestão da procura. Esse capítulo é encerrado com a projeção do crescimento da energia fotovoltaica integrada em edifícios.

No Capítulo 7 é efetuada a avaliação do impacto que a energia fotovoltaica integrada em edifícios tem ao sistema eletroprodutor. As medidas para aumentar a flexibilidade são

integradas na formulação do Capítulo 5, sendo apresentados e analisados os novos cenários para assegurar o crescimento do consumo de energia no Brasil até 2050.

No Capítulo 8 apresentam-se as conclusões tiradas ao longo deste trabalho, fazendo uma análise final, assim como indicando algumas sugestões de trabalhos futuros.

CAPITULO 2

PLANEAMENTO ENERGÉTICO COM INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES

2.1. Planeamento energético

A Terra tem vários tipos de fontes de energia, sendo o Sol a fonte primária de energia responsável por quase todos os processos naturais observáveis. A energia, em qualquer das suas formas (térmica, magnética, química, elétrica, etc.), é parte integrante da atividade humana. No entanto, algumas fontes de energia primária são finitas, sendo fundamental conhecer as melhores formas de utilizá-las, quais as fontes mais abundantes e disponíveis, quais as tecnologias que deverão ser utilizadas na sua transformação, em quais setores de atividades serão aplicadas (uso final), quais os impactos no meio ambiente, na sociedade e no desenvolvimento socioeconómico e quais os esforços para assegurar o seu fornecimento.

O planeamento energético é fundamental para garantir a continuidade do abastecimento e o fornecimento de energia ao menor custo, com o menor risco, atendendo os padrões de qualidade pré-estabelecidos e com os menores impactos ambientais e socioeconómicos. Assim, toda a cadeia do sistema elétrico, desde a produção de energia até ao uso final, necessita de planeamento. O sistema elétrico é formado principalmente por: Sistemas de Geração; Sistemas de Transporte, Sistemas de Distribuição e Sistemas de Consumo. No planeamento da geração de energia elétrica tem-se um problema de Planeamento da Expansão da Geração – PEG, quando se tem o objetivo de selecionar qual tecnologia de geração deverá ser adicionada ao sistema existente, assim como onde e quando essas novas unidades deverão ser construídas ao longo do horizonte de planeamento, para satisfazer a

procura de energia prevista (Meza, Yildirim, & Masud, 2007; Tekiner, Coit, & Felder, 2010). O PEG deve apresentar as diretrizes estratégicas a serem adotadas para garantir o equilíbrio entre a oferta e a procura de forma eficiente e segura, considerando fatores sociais, económicos e ambientais, com uma perspectiva a médio e longo prazo (Castro, Brandão, Dantas, & Ely, 2012; Unsihuay, 2014). É com o apoio do planeamento energético que os atores do setor energético podem elaborar as políticas públicas para esse sector e definir as diretrizes (Bajay, 2006).

2.1.1. Horizonte de planeamento

Pode-se classificar o planeamento do sistema elétrico de acordo com o horizonte temporal a ser analisado. Genericamente, este pode ser dividido em Operação do Sistema Elétrico de Potência e Planeamento do Sistema Elétrico de Potência, referindo-se o primeiro ao presente e o segundo ao futuro (Seifi & Sepasian, 2011). Porém, a operação do sistema elétrico de potência também necessita de planeamento e o plano de operação precisa de ser definido à priori. A Figura 2 apresenta os intervalos de tempo tipicamente utilizados.

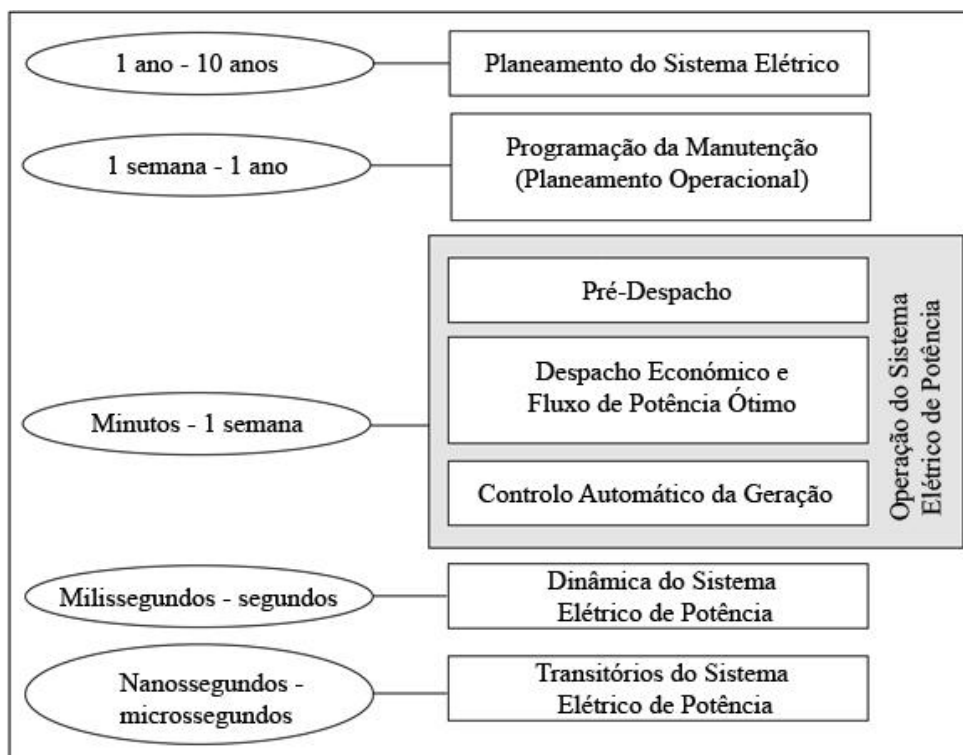


Figura 2: Divisão do horizonte de planeamento

Fonte: (Seifi & Sepasian, 2011)

O foco deste trabalho é no planeamento de longo prazo da expansão do sistema elétrico de geração de energia elétrica, pelo que serão detalhadas apenas as subdivisões deste horizonte. Neste horizonte de estudo deve-se considerar um período de tempo maior, pois é preciso

considerar o tempo de construção dos novos sistemas. Esse tipo de planejamento tem como objetivo aumentar a capacidade dos elementos já existentes ou decidir sobre a construção de novos elementos do sistema para dar resposta ao crescimento previsto do consumo. Estes elementos podem ser: centrais de geração; subestações; linhas de transporte e distribuição etc. A decisão centra-se em saber onde, quando e quais elementos deverão ser construídos (Seifi & Sepasian, 2011).

A operação do sistema elétrico abrange um horizonte de tempo normalmente inferior a um ano, com exceção de alguns países onde a base de geração é hídrica e por isso é necessário planejar a utilização dos reservatórios para um intervalo de tempo maior. Historicamente, os períodos de grandes secas duram mais do que um ano, e por isso o sistema hidroelétrico tem que ser planejado para operar nessas condições. No caso brasileiro o horizonte é de cinco anos, pois foi este o tempo de duração da maior seca que o país já enfrentou. Para intervalos superiores de tempo, tem-se a fase de planejamento do sistema elétrico que pode ser dividida em curto e longo prazo. O curto prazo pode ser entre um e três anos (por exemplo, a construção de novos sistemas de distribuição). Para um prazo maior, este é designado como planejamento de longo prazo (por exemplo, a construção de linhas de transporte ou de uma central hidroelétrica) (Seifi & Sepasian, 2011).

Para o caso brasileiro, tem-se os estudos de curto e longo prazo, porém com horizontes diferentes dos apresentados por Seifi e Sepasian. Para o curto prazo (horizonte de 10 anos), o estudo é dividido em subperíodos de um ano, com uma análise mais detalhada que pretende definir quais empreendimentos deverão ser construídos e onde deverão ser alocados. Esse plano é designado como Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE. Nos estudos de longo prazo (horizonte de 30 anos) os subperíodos são de cinco anos e definem as estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico, a composição futura do parque gerador e os principais troncos dos sistemas de transporte. Esse plano é denominado como Plano Nacional de Energia – PNE (Vila, 2009). O PNE fornece informações para a elaboração do PDE, sendo este revisto anualmente.

Contudo, o Planejamento Energético não termina após a elaboração de um plano e da elaboração das respectivas metas, pois este é um processo contínuo que deve ser realimentado, sofrer correções e atualizações ao longo da sua implementação (Bajay, 2006).

2.1.2. Execução do planejamento

Tão importante como planejar é executar. A execução do planejamento da operação segue o que é definido no planejamento, sendo implementado por um administrador centralizado (Operador Nacional do Sistema - ONS). Contudo, a execução do planejamento da expansão depende, em muitos países, dos agentes do mercado. O planejamento é realizado de forma centralizada e, as metas são definidas pelo governo, porém, de forma indicativa, pois é o mercado que define como irá assegurar a procura (Unsihuay-Vila, Marangon-Lima, Souza, & Perez-Arriaga, 2011).

Relativamente ao caso Brasileiro, para Castro *et al.* (2012), existem duas questões fundamentais para garantir a execução do PDE. Primeiro, o planejamento deve ser realizado antes da execução do plano, no entanto, o novo modelo de leilões do Brasil define que os contratos devem ser assinados no mínimo com três anos de antecedência. Portanto, quando o PDE é lançado, grande parte dos empreendimentos previstos já estão contratados. Em segundo lugar, para garantir a modicidade tarifária (assegurar tarifas com custos moderados), vence o leilão quem oferece o menor custo, e isso pode acarretar divergências entre o contratado e o planejado, pois o planejamento leva em conta outros fatores, além dos fatores econômicos. Para garantir uma maior convergência entre o planejado e o executado, alguns anos depois da criação do novo modelo de mercado, o governo criou alguns mecanismos para tal objetivo, nomeadamente incentivos fiscais para as fontes renováveis e leilões exclusivos para as fontes renováveis. Assim, os leilões, a partir de 2009, passaram a ter uma maior convergência com os planos (Castro *et al.*, 2012).

“Desta forma, pode-se afirmar que o marco macro regulatório do setor elétrico brasileiro possui as condições necessárias para que as diretrizes do planejamento elaborado pela EPE, mais especificamente do PDE, sejam de fato executadas” (Castro *et al.*, 2012).

2.2. Programação multiobjectivo não-linear no planejamento energético

No planejamento energético é muito importante definir quais ferramentas matemáticas e computacionais poderão ser usadas para solucionar o modelo. A função objetivo e/ou as restrições e a natureza das variáveis definem como o problema pode ser designado: problema de programação linear (*Linear Programming – LP*); problema de programação não-linear (*Non-Linear optimization Problem – NLP*); programação inteira (*Integer Programming – IP*); programação linear inteira-mista (*Mixed Integer Linear Programming – MILP*); e

programação não-linear inteira-mista (*Mixed Integer Non-Linear Programming – MINLP*) (Iqbal, Azam, Naeem, Khwaja, & Anpalagan, 2014).

As técnicas de soluções podem ser classificadas como matemáticas ou heurísticas (Seifi & Sepasian, 2011). Os métodos matemáticos (ou exatos) utilizam uma modelagem matemática (ex. cálculo do gradiente) para analisar todas as soluções e encontrar a solução ótima, satisfazendo todas as restrições. Como técnicas matemáticas, alguns trabalhos de revisão apresentam: método simplex (Bhowmik, Bhowmik, Ray, & Pandey, 2017); método dos pontos interiores (Kumar et al., 2017); método de programação dinâmica (Bhowmik et al., 2017); e método de programação quadrática sequencial (*Sequential Quadratic Programming – SQP*) (Bhowmik et al., 2017). Nos métodos heurísticos não há uma garantia teórica de encontrar a solução ótima e não é possível avaliar a solução encontrada em relação à sua proximidade ao ponto ótimo, pelo que ao invés do conceito de solução ótima, essa abordagem apresenta uma “solução boa” (Gaspar Cunha, Takahashi, & Henggeler Antunes, 2012). Como técnicas heurísticas, alguns trabalhos de revisão apresentam: Algoritmos Genéticos – AG (Iqbal et al., 2014); e Recozimento Simulado (*simulated annealing*) (Bhowmik et al., 2017).

Antes da crise petrolífera, no planeamento, era apenas necessário determinar ‘quanto’, ‘quando’ e ‘qual’ central de geração de energia elétrica deveria ser construída para assegurar o crescimento do consumo (Seifi & Sepasian, 2011). Nesse período, o planeamento da expansão do sector elétrico era mono-objectivo (Figura 3), com foco apenas na minimização dos custos e durante muitos anos a ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S.A) utilizou a Programação Linear (PL) na expansão do parque gerador brasileiro (Albuquerque et al., 2009). No último Plano Nacional de Energia (PNE 2030), foi utilizado o MELP (Modelo de Planeamento da Expansão da Geração de Longo Prazo) que aplica a programação linear inteira mista para minimizar o custo total de expansão do sistema elétrico (EPE, 2007) e foi utilizado o MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact*) para validar os resultados. Esse mesmo modelo que utiliza programação linear para minimizar o custo global também foi usado em (La Rovere et al., 2007; Liu, Shi, & Jiang, 2009; Pereira et al., 2011).

Contudo, atualmente, devido às restrições ambientais, segurança energética e objetivos políticos e económicos, o PEG passou a envolver vários objetivos (Antunes *et al.*, 2004; Antunes & Alves, 2012). Dessa forma, é essencial que no PEG sejam consideradas as necessidades políticas, sociais, económicas e aspetos ambientais para assegurar o

crescimento do consumo garantindo um desenvolvimento sustentável (Kumar et al., 2017). Em um trabalho de revisão, Iqbal *et al.* (2014) identificaram catorze objetivos utilizados na literatura.

Um problema multiobjectivo envolve múltiplos pontos de vista (critérios) a serem avaliados, por exemplo o ponto de vista económico e o ponto de vista ambiental. Esta análise pode ser traduzida por meio de funções objetivo, que são em geral conflituosas (não existe, em geral, uma solução que otimize simultaneamente todas as funções). Por exemplo, normalmente as tecnologias com menor custo causam maiores impactos ambientais. Estas funções objetivo também são frequentemente incomensuráveis (expressas em diferentes unidades de medida). No exemplo anterior, o impacto ambiental pode ser traduzido em custos de compensação ambiental, e nesse caso tem-se a mesma unidade de medida, porém, considerando como função objetivo a redução de emissão de CO₂, tem-se unidades de medidas diferentes (Antunes & Alves, 2012). A Figura 3 exemplifica um problema mono-objectivo onde há somente uma função a ser minimizada e apenas um resultado final, assim como um problema multiobjectivo com três funções a serem minimizadas e várias soluções possíveis.

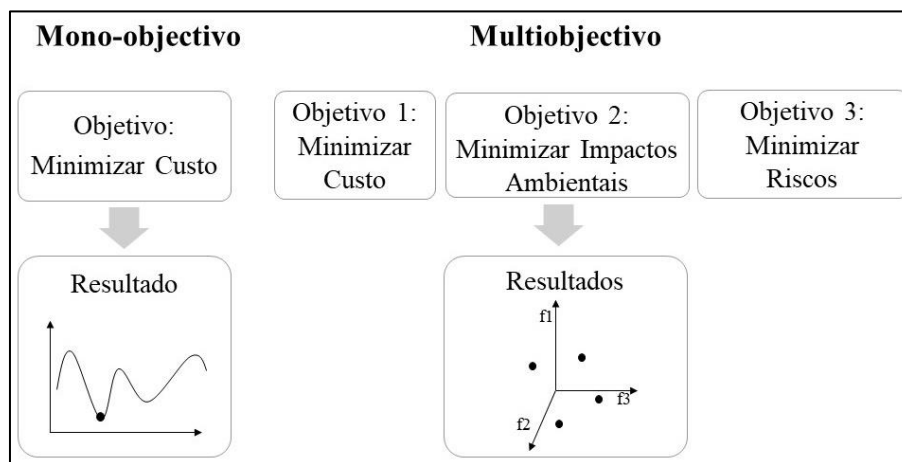


Figura 3: Programação mono e multiobjectivo

Os objetivos também podem ser conflituosos entre si. No exemplo anterior a função custo está em conflito com a função de impactos ambientais, sendo que não existe uma solução ótima (não há uma solução que otimize todas as funções objetivo simultaneamente), e sim um conjunto de soluções com diferentes características e diferentes compromissos. Esse conjunto de soluções faz parte das soluções não-dominadas. Uma solução não-dominada, é uma solução para a qual não há outra solução admissível que melhore simultaneamente todas as funções objetivo (Antunes & Alves, 2012). Para melhorar uma solução não-dominada, é necessário degradar o valor de pelo menos uma das outras funções objetivo. Sabendo que

não existe uma solução ótima, a simples comparação entre soluções não-dominadas não fornece qualquer recomendação que leve até à solução final. De fato, não há um modelo puramente matemático que conduza a uma solução final, sendo necessário a intervenção de um agente decisor, sendo as suas preferências a determinar a solução final (Clímaco, Antunes, & Alves, 2003).

Um problema multiobjectivo pode ser solucionado por um processo iterativo, com uma fase técnica (cálculo das soluções não-dominadas) e uma fase de diálogo (entre o agente de decisão/analista e o computador) (Clímaco *et al.*, 2003). As preferências do decisor podem ser entendidas como um modelo pessoal da realidade (conjunto de opiniões, valores, perspectivas da realidade, etc.) sobre o qual se apoia para avaliar diferentes possibilidades de ações. A intervenção do agente decisor desempenha um papel importante no processo de solução, mas é de suma importância a utilização de ferramentas computacionais que o auxiliem na tomada de decisão (Alves, Antunes, & Clímaco, 2015).

Para problemas multiobjectivo alguns autores apresentam métodos matemáticos como: programação por compromisso (*Compromise Programming – CP*) (Mardani et al., 2017); soma pesada (Pohekar & Ramachandran, 2004); multiplicação pesada (Kumar et al., 2017); priorização (Marler & Arora, 2004); e perseguição de objetivos (*Goal Programming – GP*) (Bhowmik et al., 2017).

Na literatura também é possível encontrar diversas ferramentas e software interativos utilizados no PEG para a resolução de problemas multiobjectivo, como por exemplo: TOMMIX (*three-objective methods mixed*) (Clímaco et al., 2003); iMOLPe (*Interactive MOLP Explorer*) (Alves et al., 2015); e NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) (Murugan, Kannan, & Baskar, 2009).

Uma explicação mais detalhada sobre a aplicação e utilização dessas técnicas pode ser encontrada na literatura citada. Contudo, as técnicas de solução utilizadas neste trabalho serão detalhadas na secção 5.1.

2.3. Integração de renováveis

Muitos países têm procurado reduzir a dependência de combustíveis fósseis, passando a alternativa para essa mudança pelo aumento do uso das fontes renováveis. Para 2050 está previsto que metade da energia elétrica consumida no mundo seja gerada por fontes renováveis (WEC, 2013). No entanto, algumas dessas fontes de energia renovável não

oferecem muita flexibilidade na sua produção. Por exemplo, a energia eólica depende da velocidade do vento e a energia solar, da radiação solar, que por sua vez dependem de fatores climatológicos variáveis (Bai, Clark, Jordan, Miller, & Piwko, 2007; Elliott, 2015). A intermitência, a variabilidade e a imprevisibilidade dessas fontes afetam a estabilidade do sistema, as perdas de transporte e a eficiência das centrais termoelétricas. Os erros de previsão e a variabilidade da geração causam desequilíbrios entre a oferta e a procura e como consequência, deficit de energia ou excessos de disponibilidade de energia que não podem ser absorvidos pelo sistema (Brouwer *et al.*, 2014; Holttinen, 2004; Moura, 2010).

O aumento da participação das energias renováveis intermitentes exigirá do sistema elétrico maior flexibilidade (Brouwer *et al.*, 2014). Na literatura há várias opções para compensar os efeitos da variabilidade e aleatoriedade dessas fontes renováveis, nomeadamente: centrais de reserva operacional; interligação com outras redes; *curtailment* da tecnologia intermitente; geração distribuída – GD; armazenamento de energia; complementaridade entre fontes renováveis; gestão da procura e resposta da procura (*Demand Response – DR*) (Moura, 2010). Neste trabalho a análise será centrada em algumas dessas soluções, as quais serão apresentadas a seguir.

2.3.1. Armazenamento

Uma forma de aumentar a flexibilidade do sistema elétrico é através do armazenamento de energia. Com os sistemas de armazenamento é possível ajustar a produção de energia de acordo com a procura. O excesso de energia produzido pelas tecnologias não-despacháveis pode ser armazenado para ser utilizado nos períodos de baixa produção dessas tecnologias (NREL, 2016). Os sistemas de armazenamento têm sido utilizados como reserva girante, para controlo de tensão e frequência, em medidas de gestão da procura (ex. corte das pontas, desvio de consumo e preenchimento dos vales), backup de emergência e integração de energias renováveis em larga escala ou a nível residencial (REN21, 2017). O ajuste entre a oferta e a procura de energia na integração das energias renováveis pode ser a curto prazo (poucos segundos) ou a médio e longo prazo (horário, diário e sazonal) (Moura, 2010).

No início de 2018, a capacidade de armazenamento de energia instalada a nível mundial era de 193,6 GW (U.S. Department of Energy, 2018). Prevê-se que as tecnologias de armazenamento se vão tornar cada vez mais importantes (WWEA, 2016), pelo que os sistemas de armazenamento terão uma importância crescente no processo de descarbonização da energia.

Os sistemas de armazenamento podem ter várias aplicações no sistema elétrico, desde a estabilidade do sistema de transporte (alguns milissegundos) até o armazenamento para consumo (várias horas) e podem ser alocados de forma centralizada ou distribuída. As tecnologias de armazenamento melhoram a eficiência do sistema elétrico, ajudam na integração das fontes renováveis intermitentes, apoiam a produção de energia nos locais de consumo, aumentam o acesso a energia elétrica e melhoram a estabilidade, flexibilidade e elasticidade da rede elétrica (International Energy Agency [IEA], 2014a).

Os principais sistemas de armazenamento podem ser categorizados como armazenamento: físico (ou mecânico), eletroquímico, térmico, químico e elétrico. A Figura 4 apresenta as principais tecnologias e a sua classificação.

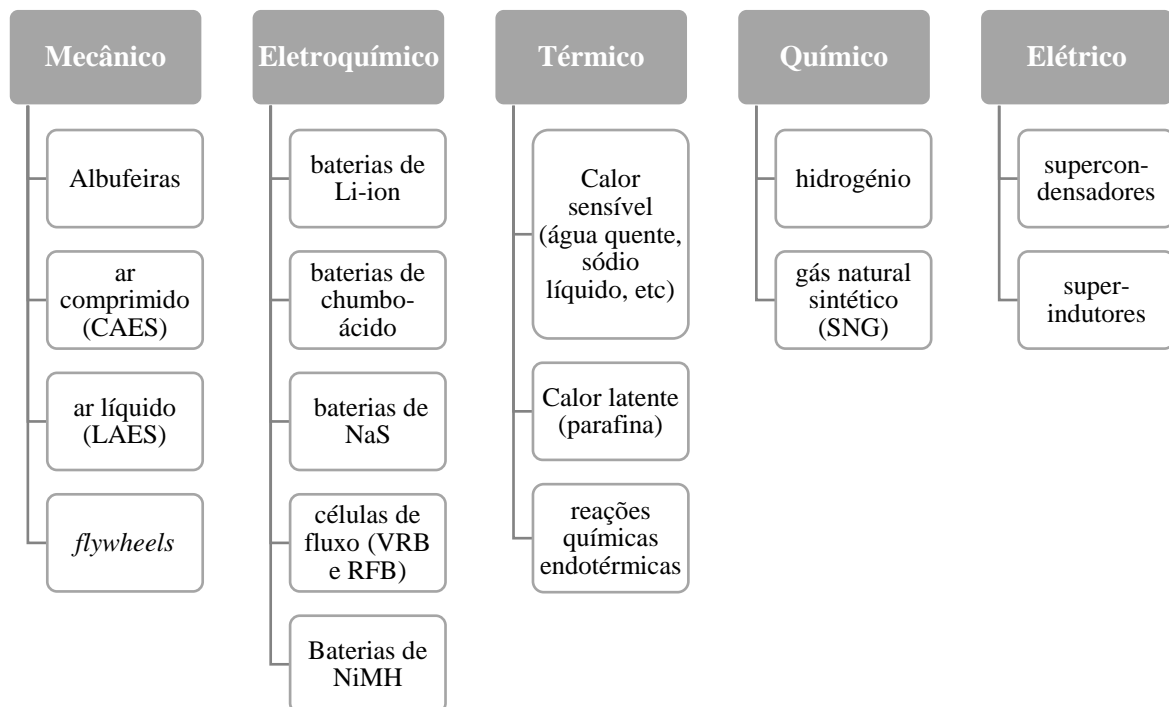


Figura 4: Categorização científica das tecnologias de armazenamento de energia

Fonte: (Jin, 2014; Moura, 2010; WEC, 2016)

Cada tipo de tecnologia terá uma aplicação diferente em função do tempo de resposta e da capacidade (Moura & de Almeida, 2010a).

Historicamente, as albufeiras têm sido a forma mais económica de armazenar grandes quantidades de energia. Os reservatórios das hidroelétricas também podem trabalhar de forma coordenada com as fontes intermitentes (Pappala *et al.*, 2008), mas este tipo de armazenamento depende do ciclo hidrológico. Se um segundo reservatório for construído a jusante, a água turbinada poderá ser reaproveitada se for bombeada novamente para o reservatório a montante. Este tipo de sistema é conhecido como centrais hidroelétricas

reversíveis, têm sido usados desde 1882 (na Suécia) (U.S. Department of Energy, 2015) e representam mais de 96% da capacidade de armazenamento de eletricidade no mundo (REN21, 2017). As centrais reversíveis já alcançaram maturidade tecnológica, com eficiência entre 70% e 80% e são economicamente viáveis para aplicação em grande escala (Rehman *et al.*, 2015). No final de 2018, a capacidade mundial era de 183 GW, somando 351 projetos (U.S. Department of Energy, 2018). Nos EUA, em 2018 haviam 52 centrais reversíveis com uma capacidade total de 31,5 GW, representando 95% da capacidade de armazenamento do país e é esperado para 2050 uma capacidade de 57,1 GW (U.S. Department of Energy, 2016, 2018). A capacidade instalada na UE (União Europeia) em 2016 era de 24,8 GW, sendo a Alemanha o país com maior capacidade na EU (5,6 GW) (Eurostat, 2016).

Os 3% restantes dos sistemas de armazenamento são constituídos principalmente pelo armazenamento de energia térmica, *flywheels* (volantes de inércia), baterias e armazenamento de ar comprimido. Os *flywheels* são aplicados principalmente na regulação de frequência e podem fornecer até 40 MW (Loutan & Hawkins, 2007; Moura, 2010). No Reino Unido está a maior central de *flywheel* do mundo, com uma potência instalada de 400 MW (U.S. Department of Energy, 2018).

O armazenamento de ar comprimido (CAES - *Compressed-Air Energy Storage*) também está em fase de implementação, porém há grandes expectativas de redução no custo desta tecnologia (IEA, 2014a). Esta tecnologia permite armazenar grandes quantidades de energia durante períodos longos. Na Alemanha existe uma central que está em funcionamento desde 1978 com capacidade de 321 MW (U.S. Department of Energy, 2018).

As baterias são uma forma de armazenamento largamente utilizada em pequenos dispositivos tais como *smartphones* e computadores portáteis. Em aparelhos de médio porte pode-se citar a sua aplicação nos veículos elétricos e em sistemas de *backup*. Atualmente, as baterias são uma das principais candidatas para assegurar o ajuste entre a oferta local e o consumo de energia (Elliott, 2015) e por isso será uma das formas de armazenamento adotada nesse trabalho juntamente com o armazenamento nas albufeiras.

No início de 2018, a capacidade mundial instalada em baterias era de 3,4 GW (U.S. Department of Energy, 2018). Na China está um dos maiores projetos com uma capacidade de armazenamento em baterias de 110 MW e que trabalha em conjunto com 500 MW de energia eólica e 100 MW de solar fotovoltaico (Wang, Tang, Chen, & Hou, 2012). Em

Minami-Soma, no Japão, foi instalado 40 MW – 40MWh de baterias de íões de lítio para complementar uma central solar de 189 MW (Solar Power Business, 2016). No Japão um sistema de 34 MW de baterias sódio de enxofre trabalha em conjunto com 51 MW de energia eólica (Moura, 2010). O Estado da Califórnia tem investido fortemente nas energias renováveis e contratou a instalação de uma central de armazenamento de energia através de baterias de íões de lítio, com capacidade total de 100 MW que entrará em funcionamento até 2020 (U.S. Department of Energy, 2018).

Historicamente, o custo das baterias tem sido uma das principais barreiras para a disseminação dessa tecnologia no mercado. No entanto, as recentes reduções nos custos, os incentivos e as mudanças nas regras dos mercados têm viabilizado esta tecnologia, tanto na escala das *utilities*, como a nível dos consumidores comerciais e residências (Cole, Marcy, Krishnan, & Margolis, 2016). As baterias de íões de lítio (Li-ion), sódio-enxofre (NaS) e células de fluxo são as tecnologias de armazenamento químico mais estudadas nos últimos anos (Haas et al., 2017). As baterias de sódio-enxofre dominaram o mercado até 2014 (Figura 5a), contudo, estas têm gradualmente perdido mercado para as baterias de íões de lítio, que segundo as projeções terão um crescimento acelerado nos próximos anos (Figura 5b).

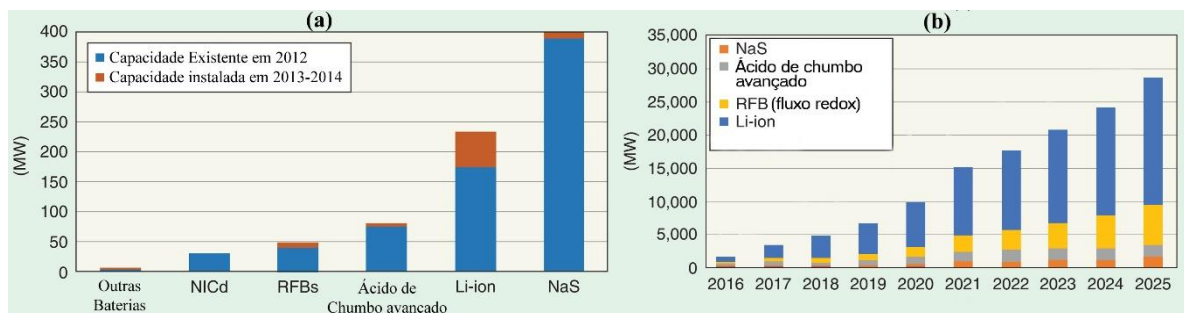


Figura 5: (a) Capacidade estimada e (b) projeção da instalação de novas baterias para as principais tecnologias

Fonte: (Hu, Zou, Zhang, & Li, 2017)

Os principais fatores que têm feito as baterias de íões de lítio ganhar mercado são a melhoria do desempenho e a redução de custos (Hu et al., 2017). O custo nivelado da energia das baterias de íões de lítio em 2017 era de 282 USD/MWh (Lazard, 2017), sendo que na última década houve uma redução nos preços de mais de 70% (Robson & Bonomi, 2018). Cole et al. (2016) apresentou um estudo baseado em 25 projeções para diferentes sistemas de baterias de íões de lítio, onde foram calculados valores médios para três cenários (Figura 6). Nesse estudo é possível perceber que para 2015-2025 está prevista uma grande redução nos custos dessa tecnologia.

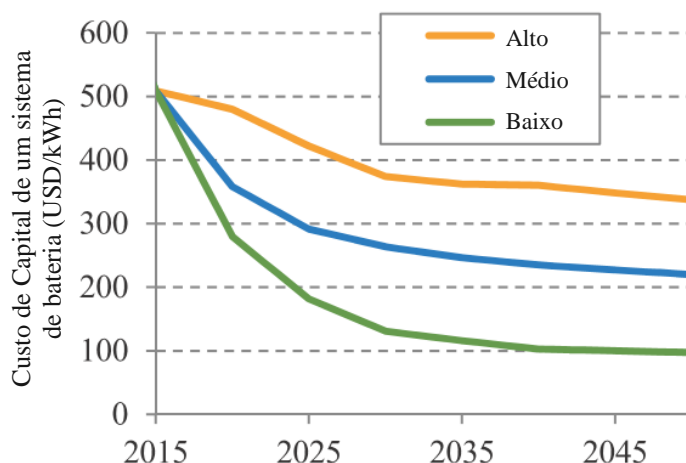


Figura 6: Projeção do custo do capital para um sistema de baterias de íons de lítio, para um cenário de custos Alto, Médio e Baixo
 Fonte: (Cole et al., 2016)

2.3.1. Complementaridade entre Fontes Renováveis

A complementaridade entre fontes de energias renováveis pode ser apresentada como uma solução para reduzir a necessidade de armazenamento de energia. Por exemplo, em Portugal a energia eólica e as afluições dos rios são complementares à energia solar ao longo do ano (Figura 7). Esta mesma complementaridade entre a energia solar e o ciclo de chuvas também ocorre na Itália (François et al., 2016). Na Austrália, a complementaridade entre a energia eólica e a energia solar reduz a intermitência (Prasad, Taylor, & Kay, 2017) e na Califórnia, a complementaridade diária e anual entre a energia solar e a energia eólica contribui para a redução da necessidade de sistemas de *backup* (Solomon *et al.*, 2016). No sul da Península Ibérica, a combinação entre energia eólica e energia solar suaviza a variabilidade dessas fontes e em 71% dos casos as variações são opostas, garantindo a complementaridade dessas fontes (Santos-Alamillos, Pozo-Vázquez, Ruiz-Arias, Lara-Fanego, & Tovar-Pescador, 2012).

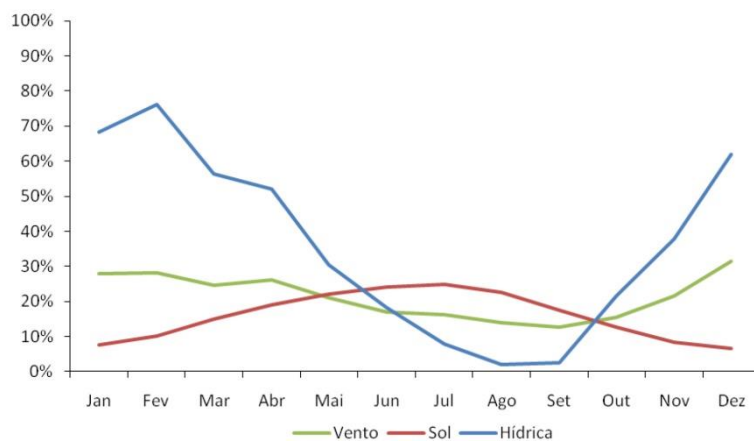


Figura 7: Complementaridade entre a energia solar, as afluições dos rios e a energia eólica em Portugal
 Fonte: (Moura, 2010)

2.3.2. Gestão da procura

Desde 1980, a gestão da procura (*Demand Side Management - DSM*) tem tido um papel importante no Planeamento Integrado de Recursos – PIR (de Almeida *et al.*, 2007). Os programas de gestão da procura têm como objetivos: desvio de consumo, corte de pontas, enchimento de vales, crescimento estratégico, diagrama flexível e conservação estratégica. A Figura 8 sumariza os objetivos das ações de DSM. Através da gestão da procura é possível reduzir a necessidade de instalação de novas fontes intermitentes e as tecnologias de gestão da procura também podem reduzir a ponta do consumo, sendo este o horário mais crítico que o sistema tem que enfrentar quando há uma grande participação das fontes intermitentes, pois necessitará de uma quantidade maior de reserva girante (de Almeida & Moura, 2009). Moura & de Almeida (2010c) avaliaram o impacto das medidas da gestão da procura para o caso português e nesse estudo foi possível reduzir em 11,24% a instalação de energia intermitente renovável.

Os programas de gestão da procura também podem reduzir a necessidade de armazenamento de energia para assegurar o balanço. Um estudo mostrou que o DSM poderá suprir 50% da capacidade de reserva da Alemanha em 2020 (Paulus & Borggreffe, 2011). Este também é essencial na integração das fontes renováveis intermitentes, por exemplo no caso dinamarquês, onde a gestão da procura terá um grande papel para tornar o país livre dos combustíveis fósseis até 2050, a eletrificação do sector dos transportes será fundamental para absorver o excesso de produção de energia elétrica através das baterias e posteriormente usá-la nos veículos elétricos (Holttinen *et al.*, 2011). Muitos países já implementam programas de DSM para desvio de consumo através do seu modelo tarifário. Na China esta medida terá um papel importante para mudar o comportamento do consumo de energia no setor industrial e residencial e para promover a integração de fontes renováveis intermitentes, pelo que o governo tem criado mecanismos de preço específicos para a alocação da produção das energias renováveis (Zhou & Yang, 2015).

A *Demand Response* também é uma ferramenta importante dentro da gestão da procura para a integração de fontes intermitentes. A DR ajuda a aumentar a fiabilidade e flexibilidade do sistema elétrico reduzindo ou aumentando o consumo quando necessário. Tradicionalmente, os programas de DRs permitem ao operador do sistema cortar algumas cargas para responder à variação na produção, através dos contratos de cargas interrompíveis. Este tipo de programa tem crescido com o avanço da tecnologia, bem como dos *smart meters* (“contadores inteligentes”), os equipamentos domésticos “inteligentes” que poderão

responder automaticamente às situações de emergência e variações de preço em tempo real, criando novas oportunidades para o mercado (Weiss & Tsuchida, 2015).



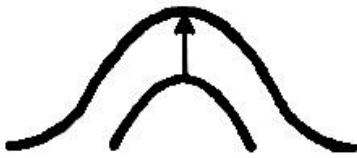
Desvio de Consumo - O desvio da carga de horas de ponta é normalmente obtido através de tarifas variáveis com a hora do dia, ou por promoção de dispositivos de armazenamento.



Corte de Pontas - A redução da carga durante períodos de ponta é normalmente obtida por controlo direto de cargas do consumidor ou por estímulos tarifários.



Enchimento de Vales (*Valley Filling*) - O aumento da carga durante os períodos de vazio obtém-se por estímulo de usos de energia elétrica nos períodos de vazio



Crescimento Estratégico - O crescimento estratégico de consumos procura estimular novas utilizações para a energia elétrica, conquistando porventura mercado a outros combustíveis, através da promoção de equipamento eficiente.

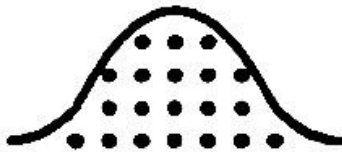
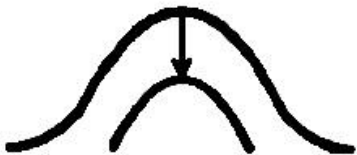


Diagrama Flexível - O diagrama flexível ou fiabilidade flexível é um conceito relacionado com a fiabilidade. A fiabilidade que pode ser flexível se o consumidor aceitar variações na qualidade de serviço em troca de incentivos.



Conservação Estratégica - A conservação estratégica obtém-se através de incentivos a utilização mais eficientes para o uso de energia.

Figura 8: Objetivos das ações de DSM

Fonte: (Moura, 2010)

Em um estudo realizado por Almeida e Moura (2009), verificou-se que com os programas de DR é possível reduzir em 5% a ponta em Portugal. Outro estudo mostrou que é possível realocar 15,2 TWh/ano do consumo residencial alemão, através da resposta às tarifas dinâmicas (Stadler, 2008). Em 2008, os programas de DR permitiram a redução de 38 GW de potência de ponta nos Estados Unidos (Cappers *et al.*, 2010). Neste contexto das energias renováveis intermitentes, os consumidores podem ter a capacidade para responder rapidamente para compensar a perda de geração de energia. Por exemplo, os sistemas de aquecimento térmico podem ser desligados instantaneamente por curtos períodos de tempo, sem que tal afete o conforto do consumidor, até que a produção de energia seja reestabelecida novamente (Carvalho *et al.*, 2015).

2.4. Contexto brasileiro

O planejamento elétrico centralizado foi implantado no Brasil com a criação da Eletrobrás² na década de 60 (Biague, 2010). Na década de 90, com a privatização do setor e a recessão que o país atravessava, o planejamento da expansão foi abandonado. Com a reestruturação do mercado em 1998, a responsabilidade da expansão do setor passou para os agentes privados. Esse novo modelo não contemplava um planejamento de longo prazo coordenado de forma centralizada, pois acreditava-se que as forças do mercado eram suficientes para promoverem a expansão da oferta. A falta de planejamento e consequentemente a falta de expansão da oferta resultou na crise de racionamento de energia de 2001 e 2002 (Castro et al., 2012).

Em 2004, o setor sofreu uma nova reestruturação e foi criada a Empresa de Pesquisa Energética – EPE que retomou o planejamento energético de longo prazo e em 2007 lançou o Plano Nacional de Energia (PNE 2030), sob sua coordenação e com projeções para 2030 (EPE, 2007). Este foi o primeiro e o único PNE realizado até o momento. Além do PNE, também se pode destacar o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDE que tem sido realizado todos os anos e abrange um horizonte de 10 anos. Tanto o PNE como o PDE, são documentos informativos para indicar, e não determinar, as perspectivas de expansão do setor sob a ótica do governo (MME/EPE, 2017).

Para preencher a lacuna causada pela falta de planejamento do sistema elétrico brasileiro, muitos investigadores e instituições têm investido na produção de relatórios e cenários com projeções de longo prazo. O Greenpeace apresenta dois cenários para 2050, com um cenário base no qual a geração não-renovável assegura 16% do consumo, com apenas 6% da energia assegurada pelas energias solares e outro cenário para o sistema 100% renovável, onde a participação da energia solar atinge 21% em 2050 (Greenpeace, 2016a).

Outro estudo que se pode destacar é o do grupo de investigação da COPPE/UFRJ, onde foi utilizado o modelo MATRIZ (Modelo de Projeção de Matriz Energética) para projetar os cenários para 2050. No cenário apresentado, as energias não-renováveis terão uma participação de 9,6% na geração de energia elétrica e a energia solar de 16,1% (da Cunha et al., 2016).

² É uma *utility* que foi criada pelo governo federal para promover estudos, projetos de construção e operação de centrais geradoras, linhas de transporte e subestações. Esta também teve um grande papel como *holding*, na estatização do setor elétrico.

Alguns artigos também têm sido produzidos com projeções para 2050, por exemplo:

- Lima et al. (2015) apresentam quatro cenários utilizando o MESSAGE-BRAZIL, com o objetivo de minimizar o custo total de expansão. Os cenários são construídos para diferentes evoluções de preços do CO₂ e diferentes metas de redução das emissões de CO₂.
- Santos et al. (2017) apresentam cinco cenários utilizando uma ferramenta de análise multicritério desenvolvido pela Universidade do Minho (MCDA tool). Nessa análise multicritério, são avaliados doze objetivos utilizando a soma pesada. Entre estes destacam-se como novidade: geração de empregos; receita local (o impacto positivo da construção de uma central elétrica na economia local); impacto visual; aceitação social; poluição sonora; uso da terra; e consumo de água.
- Gils, Simon, & Soria (2017) apresentam quatro cenários para uma matriz energética 100% renovável, utilizando a ferramenta REMix para gerar cenários baseados na minimização do custo total. Essa ferramenta também permite analisar a operação horário para um ano médio.

No entanto, estes estudos não analisam a otimização do caudal das hidroelétricas e o uso dos reservatórios. Esses trabalhos também não analisam os benefícios da complementaridade entre regiões e fontes renováveis, em uma base horária, sem opção de corte de cargas ou de produção, com a otimização do armazenamento de água para um sistema 100% renovável, com análise multicritério, simultaneamente.

2.4.1. Fontes renováveis no Brasil

O Brasil é um dos maiores produtores de energia elétrica através de renováveis, tendo ocupado o terceiro lugar no ranking mundial nos últimos três anos (REN21, 2018). No entanto, isto só é possível graças à grande contribuição das hidroelétricas, que atualmente asseguram 65% da geração de energia (Figura 9). O país é o segundo maior produtor de hidroeletricidade no mundo (REN21, 2018) e por décadas a taxa de hidroelétricas na matriz elétrica tem ultrapassado os 60%. Apesar da hidroeletricidade ser considerada uma fonte de energia limpa, a construção de centrais de grandes dimensões são processos demorados e causam impactos econômicos, ambientais e sociais irreversíveis (BERMANN, 2007; World Commission on Dams, 2000; WWF-Brasil, 2012). Adicionalmente, as albufeiras construídas na região da Amazônia também são responsáveis pela emissão de gases de efeito de estufa devido à vegetação e o solo alagado, e em alguns casos específicos, as grandes albufeiras

(ex. Três Marias) podem ultrapassar as emissões de centrais termoelétricas a carvão (Greenpeace, 2016b; Santos, Rosa, Sikar, Sikar, & Santos, 2006).

A dependência da energia hidroelétrica também torna o sistema elétrico vulnerável a secas (Volpi et al., 2006), podendo causar racionamento de energia (2001 à 2002) ou aumento de tarifas (2014 to 2015)(da Silva, de Marchi Neto, & Seifert, 2016). Assim, em 2015, na 21ª Conferência das Partes (COP21), o governo federal assumiu o compromisso de aumentar a participação das renováveis não-hídricas para 23% na produção de energia elétrica (MMA, 2015). No entanto, em 2017 a participação das renováveis não-hídricas correspondeu a apenas 15,1% da produção de energia elétrica (Figura 9).

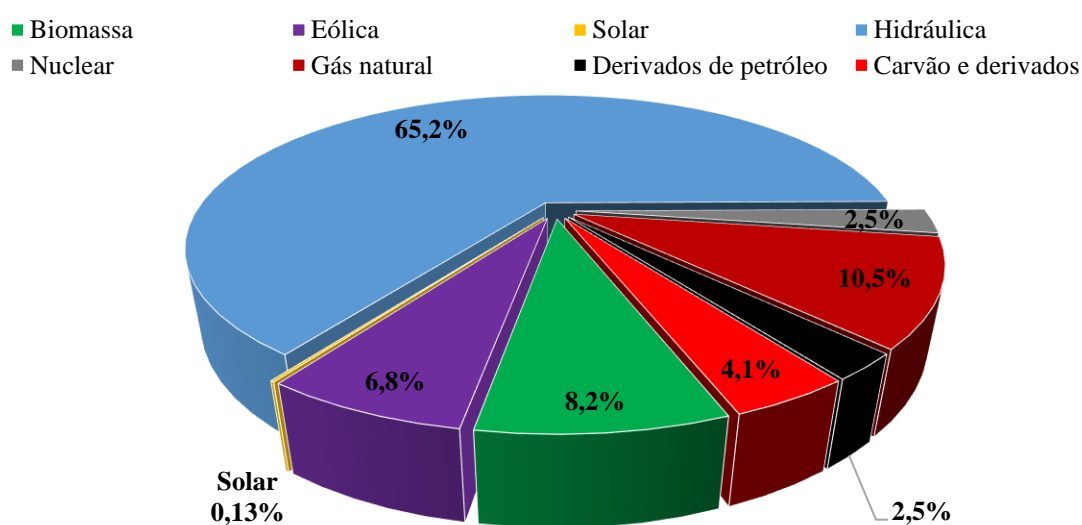


Figura 9: Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte em 2017
Fonte: (EPE, 2018a)

O mercado da energia eólica no Brasil tem crescido nos últimos anos e entre 2014 e 2016, o Brasil esteve entre os cinco países que mais instalaram novos parques eólicos (REN21, 2017). Atualmente, a energia eólica é uma das tecnologias com menor custo no mercado brasileiro, perdendo apenas para as grandes hidroelétricas.

O mercado para a energia solar ainda é recente no Brasil, pois o primeiro leilão para contratação de centrais solares foi realizado em 2014. No ano de 2015, foi possível atingir preços próximos das centrais a gás natural e centrais a biomassa e em 2018, foi possível alcançar preços bastante competitivos, com a energia solar fotovoltaica a ser leiloada a 32,29 USD/MWh, enquanto que as centrais a biomassa foram leiloadas a 52,54 USD/MWh e centrais térmicas a gás natural (ciclo simples e ciclo combinado) a 48,98 USD/MWh. As eólicas tiveram o melhor preço, com valores médios de 24,35 USD/MWh e 50,07 USD/MWh para as pequenas centrais hidroelétricas (de 5 a 30 MW). O grande

destaque foi a contratação de 1 GWp para 2022, de centrais solares (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019).

2.4.2. Armazenamento no Brasil

A principal fonte de energia elétrica no Brasil é a hidroeletricidade, o que também faz desta a principal tecnologia para armazenamento de energia no país. Atualmente, a capacidade de armazenamento das hidroelétricas é de 216 TWh (julho de 2018), sendo os reservatórios das hidroelétricas os grandes responsáveis por compensar as variações do consumo, das aflúncias e das energias renováveis intermitentes (Silva et al., 2016).

Apesar da capacidade atual de armazenamento, o Brasil enfrentou recentemente uma das maiores crises na geração de energia elétrica. Segundo o Prof. Dr. Secundino Soares Filho (UNICAMP), o problema está na falta de construção de grandes reservatórios, visto que tal não ocorre desde 1988, devido às novas legislações ambientais (TV Câmara de Campinas, 2015). Na década de 90, com a capacidade de armazenamento era possível assegurar o consumo de energia entre três e quatro anos, mas atualmente as albufeiras conseguem assegurar apenas quatro meses. Adicionalmente, 70% da capacidade de armazenamento está concentrada nas regiões Sudeste e Centro-Este (área a vermelho na Figura 10) e não há previsão de construção de grandes reservatórios nos próximos anos, pois enquanto a capacidade de produção das hidroelétricas irá aumentar 40%, o aumento da capacidade de armazenamento será de apenas 2% (Hunt et al., 2014). A Figura 10 apresenta as albufeiras no território brasileiro, sendo omitidas as com capacidade abaixo de 0,37 TWh.

A alta taxa de participação das hidroelétricas aumenta a dependência do armazenamento de energia, pois o uso das hidroelétricas está condicionado por fatores climáticos. Por exemplo, o ciclo anual de chuvas obriga o operador do sistema a armazenar água durante o período chuvoso (Dezembro a Abril) para ser usado durante o período seco (Maio a Novembro), de forma a assegurar a estabilidade no fornecimento de energia (Hunt et al., 2014). Quando os reservatórios não são capazes de assegurar esse balaço anual no fornecimento de energia, é necessária a entrada em operação das centrais térmicas a gás natural ou a carvão para suprir o deficit de energia nos meses secos (Hunt, Guillot, Freitas, & Solari, 2016). Assim, a não construção de novos reservatórios levará à contratação de mais centrais térmicas para fornecer esse serviço auxiliar.

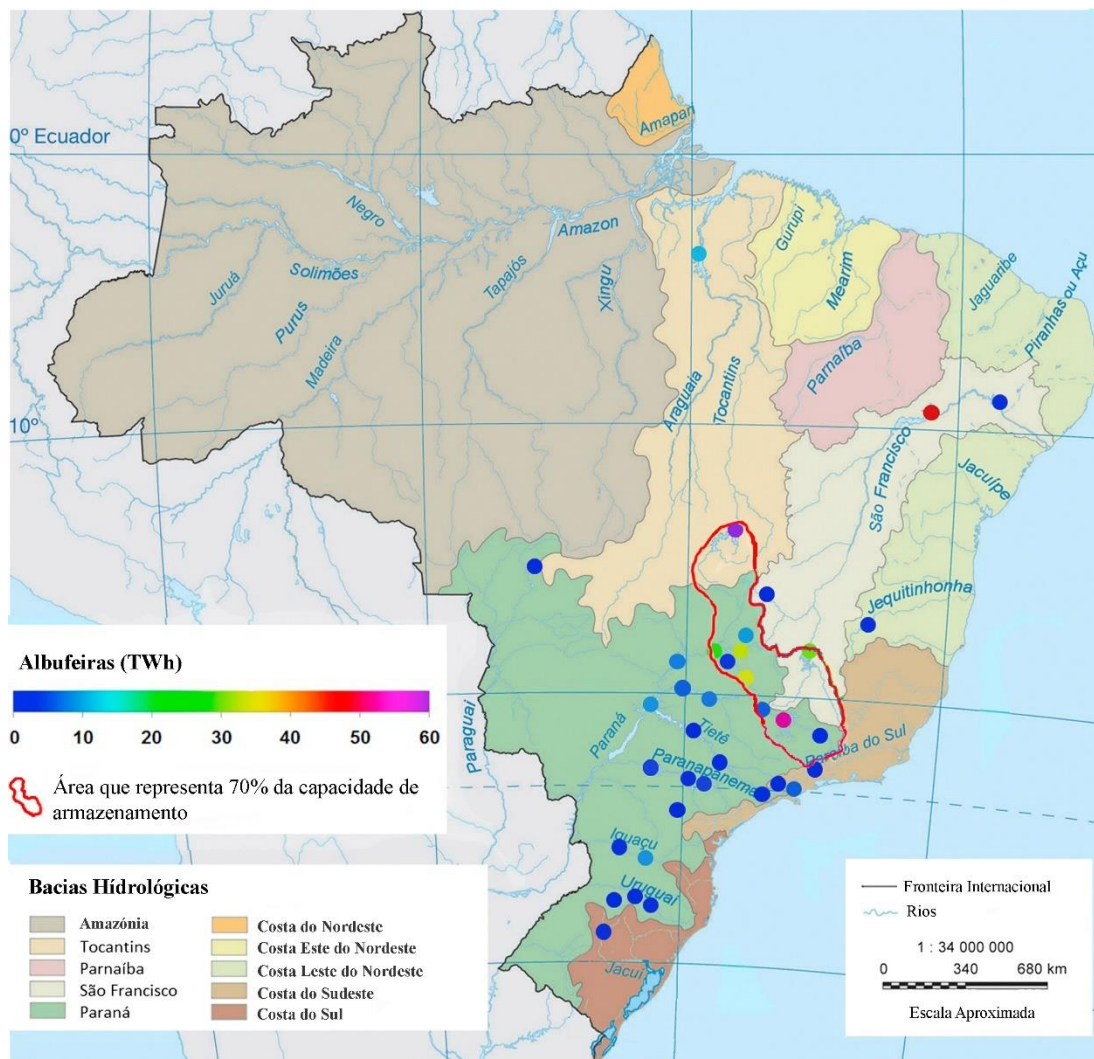


Figura 10: Distribuição das albufeiras no território brasileiro

Fonte: (Hunt et al., 2014)

As centrais hidroelétricas reversíveis são uma das soluções para aumentar a capacidade de armazenamento e minimizar os impactos causados pelas albufeiras. Em 2014, a Eletrobras realizou um seminário técnico em Brasília com o propósito de discutir a utilização das centrais hidroelétricas reversíveis, sob o ponto de vista regulatório, viabilidade econômica e a sua inclusão no planejamento energético. Neste seminário também foi discutida a retomada dos estudos de centrais hídricas reversíveis no Brasil (Barbosa, 2014). Atualmente, existem apenas duas centrais hidroelétricas reversíveis: Traição (22 MW) e Pedreiras (108 MW), ambas no estado de São Paulo, sendo que o potencial inventariado para o Brasil é de 1.355 GW (Tolmasquim, 2016), porém não está previsto para os próximos anos construir novas reversíveis.

Hunt et al. (2014) apresentam a técnica *Enhanced-Pumped-Storage* (a combinação de uma central hidroelétrica reversível de larga escala e uma série de barragens em cascata) como

uma solução para aumentar a capacidade de armazenamento do Brasil. Esta solução consiste em bombear a água armazenada de um reservatório que está em um nível inferior para um reservatório que está em um nível superior, como ocorre nas centrais reversíveis, porém estes dois reservatórios estão separados por várias centrais hidroelétricas construídas no mesmo rio formando um sistema em cascata. Esse tipo de solução permite armazenar água no período chuvoso para utilizar no período seco.

Devido ao esgotamento do potencial hídrico das regiões Sul, Sudeste e Centro-Este, as novas centrais hidroelétricas têm sido construídas na região Amazônica (ex.: Jirau, Santo Antônio e Belo Monte) (de Faria & Jaramillo, 2017). No entanto, a região Amazônica é marcada por uma geografia plana, com poucos relevos, pelo que para viabilizar um projeto nessa região, geralmente é necessário alargar uma área extensa. Por exemplo, a construção da central de Balbina foi responsável por alargar uma área de floresta amazônica de 2.360 km², com um índice de produção de apenas 0,05 MW/km² (Moretto, Gomes, Roquetti, & Jordão, 2012). Por outro lado, a central de Itaipu, situada na região Sul, alargou uma região de 1.350 km² e tem um índice de produção de 10,4 MW/km² (ITAIPU, 2017). As alterações climáticas também vão afetar os caudais da região Amazônica, reduzindo-os em 55% até 2040, o que pode resultar na perda de até 40% da capacidade de produção de algumas hidroelétricas (Greenpeace, 2016b).

Como alternativa às hidroelétricas, para o caso brasileiro, alguns investigadores apresentam o armazenamento na forma de biomassa (florestas) para atender o déficit de energia nos períodos/anos de seca (Hunt et al., 2016). Outros também consideram tecnologias de armazenamento como: baterias combinadas com painéis fotovoltaicos (de Souza Noel Simas Barbosa, Orozco, Bogdanov, Vainikka, & Breyer, 2016; Gils et al., 2017); hidrogênio (Gils et al., 2017; Greenpeace, 2016a); e calor combinado com centrais a biomassa ou biogás (de Souza Noel Simas Barbosa et al., 2016; Gils et al., 2017).

2.4.3. Complementaridade no Brasil

Um melhor uso da complementaridade entre as fontes renováveis pode reduzir a necessidade de novos reservatórios de água e o uso de fontes não-renováveis. O Brasil é um país continental (8.514.876 km²), pelo que a sua grande dimensão permite ter diferentes características climatológicas entre as regiões e uma grande distribuição dos geradores eólicos, o que permite ter um dos maiores fatores de capacidade para a geração eólica do mundo, pois a interligação do país permite uma grande complementaridade entre as regiões.

A Figura 11 apresenta a dimensão do sistema de transporte brasileiro quando comparado com o mapa da Europa.

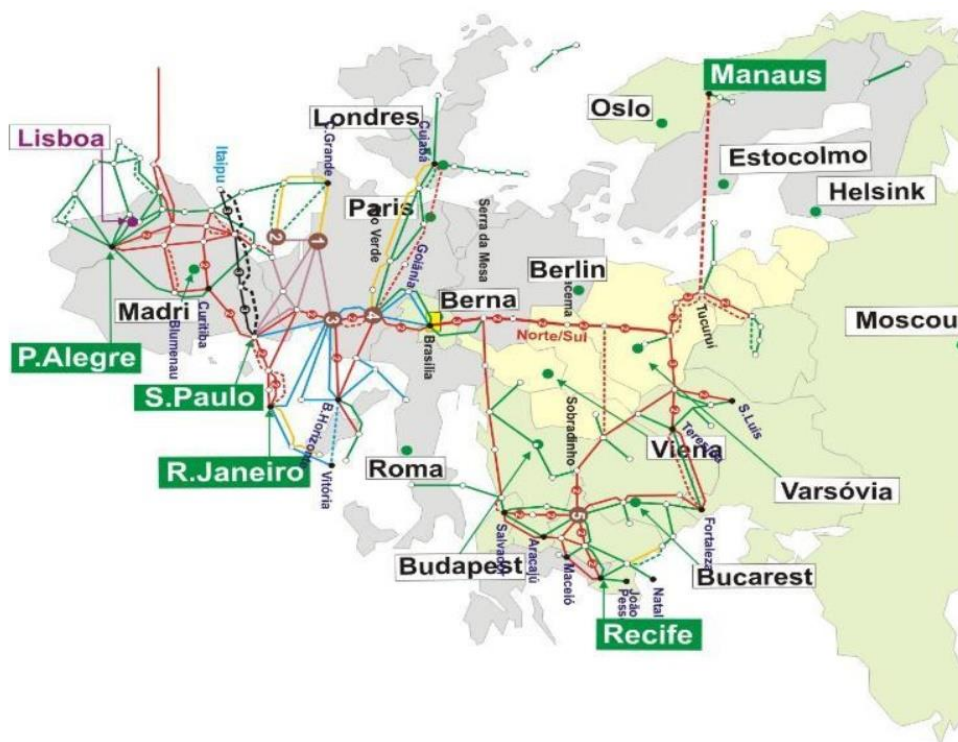


Figura 11: Rede de transporte do Sistema Interligado Nacional sobre o mapa da Europa
Fonte: (Correia, 2018)

Além da interligação nacional, o Brasil também possui interligações com a Argentina, Paraguai, Uruguai e Venezuela (EPE, 2014a). A interconexão do sistema elétrico também é uma solução para aumentar a flexibilidade do sistema elétrico. As interligações a nível internacional permitem exportar o excesso de energia e importar nos períodos de baixa produção (Moura, 2010). Para o sistema dinamarquês, a interligação com os países vizinhos é essencial, pois a Dinamarca pode exportar 40% da sua capacidade quando há excedente de energia e importar 70% do seu consumo máximo quando há deficit de energia (Holtinen *et al.*, 2011). No entanto, o sistema regulatório da interligação que o Brasil tem com os países vizinhos não permite esse fluxo de complementaridade.

A interligação inter-regional permite além da complementaridade eólica, a complementaridade hidrológica, pois o comportamento hidrológico do Sul é o inverso do resto do país (Cantão, 2015). Além da complementaridade inter-regional, no Brasil também é possível verificar uma complementaridade sazonal entre a hidroeletricidade e a energia solar, eólica e biomassa. Ao contrário dos países do hemisfério Norte, o período de chuva no Brasil ocorre no verão. O período de seca (quando as hidroelétricas produzem menos) coincide com a colheita da cana-de-açúcar e a maior incidência de ventos (WWF-Brasil,

2012). Schmidt et al. (2016) verificaram que as energias solar e eólica combinadas são complementares à hidroeletricidade no Nordeste do Brasil. Nessa região, foi possível alcançar 100% de geração através de fontes renováveis (sendo 63% através de eólicas), quando a interligação com as outras regiões é considerada (Jong, Dargaville, Silver, Utembe, & Kiperstok, 2017).

A extensa área do país também permite suavizar a variabilidade da velocidade do vento e da radiação solar, tal como ocorre na Europa (Holttinen, 2004; Tejada et al., 2018), pois com o aumento da distância entre os locais eólicos e solares, enquanto a correlação diminuí, a suavização das variações aumenta (Buttler, Dinkel, Franz, & Spliethoff, 2016).

2.4.4. Gestão da procura no Brasil

A principal atuação do governo brasileiro na gestão da procura tem sido no âmbito da Eficiência Energética – EE. Em 1985, foi criado o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel) para promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o seu desperdício (PROCEL, 2017). Em 2011, foi realizado o primeiro Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf 2030). De acordo com o PNEF 2030, para 2030 está prevista uma redução de 10% no consumo de energia elétrica em relação ao cenário base (MME, 2011). Nas projeções de consumo para 2050, está previsto que a economia de energia devido às ações de EE chegue a 17% em relação ao cenário base, alcançando uma economia total de 331,4 TWh/ano em 2050. Essa economia proporcionada pela EE corresponderá à não construção de uma central hidroelétrica com capacidade instalada de 80 GW, o equivalente a quase 6 centrais com a dimensão da Itaipu (14 GW)(EPE, 2016b).

Em 2015 o governo brasileiro implantou um novo programa, que pode ser considerado um programa de resposta da procura (*Demand Response Program – DRP*), denominado Bandeiras Tarifárias (ANEEL, 2018a). O DRP pode ser implementado através de duas estratégias, (i) com mecanismos de incentivo e (ii) com mecanismos de preço. O DRP baseado em mecanismos de preço é uma alternativa para promover a otimização do consumo de energia e influenciar o comportamento de consumo dos consumidores através de um sistema tarifário variado. Os mecanismos de preço podem ser: *Time of Use – ToU*, *Critical Peak Price – CPP* e *Real Time Pricing – RTP*. Na tarifa ToU o dia é dividido em períodos e são pré-definidos diferentes preços para cada período. A tarifa CPP é estabelecida durante um período crítico que pode ser por exemplo, condições extremas do clima. Nesta tarifa, é pré-sinalizado um aumento no preço da eletricidade para os consumidores. Na tarifa RTP os

preços variam de hora em hora (ou intervalos mais curtos), refletindo as condições do sistema elétrico em tempo real (Lima, Perez, & Clemente, 2017).

As Bandeiras Tarifárias adotadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, consiste em uma tarifa CPP que procura passar para os consumidores o aumento no custo da operação do sistema elétrico causado pelo uso das termoelétricas nos períodos secos (Hunt., Stilpen, & de Freitas, 2018). O sistema elétrico brasileiro é basicamente hidrotérmico, com uma operação centralizada e coordenada pelo ONS, e um modelo de despacho baseado no preço mínimo. Através do Custo Variável Unitário – CVU da última central a ser despachada, é definida qual a bandeira que deverá ser aplicada (Moraes, 2018). As bandeiras tarifárias funcionam como um semáforo, com as bandeiras Verde, Amarela e Vermelha, sendo um sinal econômico para os consumidores do mercado cativo (Lima et al., 2017). Na Bandeira Verde não há aumento, na Bandeira Amarela há um aumento de 3,75 USD/MWh, na Bandeira Vermelha é de 7,5 USD/MWh e na Bandeira Vermelha - patamar 2, o aumento é de 11,25 USD/MWh (Hunt. et al., 2018).

Apesar de ser considerado uma medida de gestão da procura para enfrentar a crise energética, o Tribunal de Contas da União – TCU questionou a sua eficácia na mudança de comportamento do consumo. Segundo o TCU, a aplicação das Bandeiras foi somente uma ferramenta para arrecadação de recursos, pois a ANEEL não está a acompanhar o impacto das bandeiras tarifárias no comportamento dos consumidores (Borges, 2017).

Além das bandeiras, entrou em vigor no Brasil uma nova modalidade tarifária denominada de Tarifa Branca. Nesse formato de tarifa ToU existem três níveis tarifários: horário de ponta, horário intermediário e horário fora de ponta. O consumidor poderá optar entre a Tarifa Convencional (tarifa plana) ou a Tarifa Branca, sendo que o primeiro grupo que poderá aderir a esse novo modelo é o dos consumidores com uma média mensal de consumo superior a 500 kWh. Em 2019, um segundo grupo poderá aderir, sendo este o dos consumidores com uma média maior que 250 kWh, e em 2020, será estendida para qualquer nível de consumo em baixa tensão (residencial e pequenos comércios). Antes da implantação dessa nova modalidade (Tarifa Branca), somente os consumidores do Grupo A³ tinham direito à tarifa ToU (ANEEL, 2018a).

³ Grupo A: é composto por consumidores com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV (Alta tensão).

CAPITULO 3

CARACTERIZAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS

O território brasileiro está dividido em cinco regiões (Norte, Nordeste, Centro-Este, Sudeste e Sul), 26 estados e um distrito federal. Neste trabalho, foram analisadas séries climatológicas históricas para todo o território brasileiro, tendo todos os dados sido obtidos através de fontes governamentais (INPE, 2017; ONS, 2018). No Brasil, existem, desde 1961, mais de 300 locais de medições de caudais dos rios e mais de 400 estações meteorológicas com dados solares e dos ventos. No entanto, a disponibilidade dos dados de muitas estações é insuficiente, pois o número de Estações Meteorológicas Automáticas – EMA, com medição horária e um longo período de operação é limitado. Sendo assim, foi selecionado um pequeno grupo de EMA para representar as regiões de interesse analisadas neste trabalho.

Na literatura existem estudos em que os investigadores simulam um conjunto de séries temporárias para analisar as incertezas dos resultados (Schmidt, Cancelli, & Pereira, 2016b), ou simulam alguns cenários para representar o comportamento estocástico das energias renováveis (Afshin, Rasool, & Afshin, 2018; da Silva et al., 2007), e outros consideram um ano médio (Gils et al., 2017). Alguns investigadores utilizam dados de médias mensais (Schmidt, Cancelli, & Pereira, 2016b), dados de médias diárias (Schmidt, Cancelli, & Pereira, 2016a), o dia dividido em cinco períodos e quatro dias médias por ano para representar as quatro estações (Lima et al., 2015; Santos et al., 2017), ou uma resolução horária (da Silva et al., 2007; Gils et al., 2017). A resolução espacial pode ser uma média global para o país, ou com o país dividido em sub-regiões, como verificado no modelo

MESSAGE-BRASIL (Lima et al., 2015). Alguns investigadores utilizam a divisão política do país (Gils et al., 2017), e outros consideram algumas localizações específicas para cada recurso energético (Schmidt, Cancelli, & Pereira, 2016a). O número de estações meteorológicas depende dos recursos energéticos e dos estudos, por exemplo, Schmidt, Cancelli, & Pereira (2016a), usaram 17 estações meteorológicas para a irradiação solar no seu estudo para o caso brasileiro.

Em um trabalho de revisão, Engeland *et al* (2017), concluem que uma resolução horária é o mínimo que deve ser usado para as análises de fontes renováveis intermitentes. Alguns investigadores defendem o uso de intervalo de tempo menores (Heard, Brook, Wigley, & Bradshaw, 2017). No entanto, em modelos de grande escala, uma resolução horária é suficiente para capturar as variações, pois se existe flexibilidade suficiente para lidar com as variações horárias, o sistema elétrico também será capaz de lidar com as oscilações que ocorrem nos intervalos de tempo menor, sendo que normalmente as hidroelétricas desempenham esse papel que garante o equilíbrio entre consumo e produção de energia (Brown et al., 2018). Sendo assim, sem que haja prejuízo na análise deste trabalho, será utilizada uma resolução horária, para um dia médio de verão e de inverno, com divisão espacial em regiões representativas que variam dependendo do recurso energético. Para tal, foram analisados os dados meteorológicos de 27 EMA e hidrológicos de 264 locais de medição, reduzindo-os no final das análises.

3.1. Hidroelétricas

Atualmente, o Brasil está entre os países com maior participação das fontes renováveis na matriz energética e é um dos maiores produtores de hidroeletricidade (da Silva *et al.*, 2016). No Brasil também está uma das maiores centrais hidroelétricas do mundo, a hidroelétrica binacional Itaipu situada no Rio Iguaçu e na fronteira entre o Brasil e o Paraguai, que entrou em operação em 1982 e é a hidroelétrica mais importante do país (fornece cerca de 17% da energia consumida no país), e cujo reservatório tem uma extensão de mais de 170 km. A central de Itaipu é formada por 20 grupos geradores e tem 14.000 MW de potência instalada (7.000 MW pertencente ao lado brasileiro). Em 2013 esta produziu 98,6 TWh, sendo esse o recorde mundial, que faz com que Itaipu seja a maior hidroelétrica do mundo em geração (ITAIPU, 2017).

Nas últimas décadas, a hidroeletricidade tem sido a principal fonte de geração de energia no sistema elétrico brasileiro e atualmente (julho de 2018), a potência instalada é de 107,7 GW

e o potencial total estimado para o Brasil é de 261,5 GW (ANEEL, 2005, 2018b). Segundo a classificação da Agência Nacional de Energia – ANEEL, o sistema hidroelétrico é formado por Pequenas Hidroelétricas (< 3 MW), Médias Hidroelétricas (3 MW – 30 MW) e Grandes Hidroelétricas (> 30 MW). As pequenas hidroelétricas correspondem a 0,7% da capacidade total instalada, as médias a 4,7% e o restante é composto pelas grandes hidroelétricas (220 centrais) (ANEEL, 2018b).

3.1.1. Definição das regiões hídricas e estações de medição

O território brasileiro é rico em rios, tendo uma predominância de rios de planalto, o que proporciona o seu aproveitamento hidráulico. A ANEEL divide o território nacional em 8 bacias e 79 sub-bacias hidrográficas. Já o Conselho Nacional de Recursos Hídricos – CNRH divide o território em 12 bacias hidrográficas (Figura 12).



Figura 12: Atlas Geográfico de Recursos Hídricos do Brasil
Fonte: (Conselho Nacional de Recursos Hídricos, 2016)

Cantão (2015) apresentou um trabalho onde analisou a complementaridade entre a energia hidroelétrica e a energia eólica no Brasil. Nessa análise, utilizou séries históricas dos caudais medidos em 264 centrais hidroelétricas e considerou a divisão hidrográfica do CNRH. Após

uma primeira análise de correlação, encontrou as centrais hidroelétricas representativas para cada bacia hidrográfica pelo critério de ter uma elevada correlação com a bacia de maior caudal. A Bacia Amazônica também teve que ser dividida em duas partes (Norte e Sul) e houve uma junção das Bacias de São Francisco, Parnaíba, Atlântico Nordeste Oriental e Atlântico Nordeste Ocidental. A Figura 13 apresenta as divisões hidrográficas definidas por Cantão e as centrais hidroelétricas representativa de cada região.



Figura 13: Escolha das Centrais Hidroelétricas representativas para cada bacia
 Fonte: (Cantão, 2015)

Neste trabalho, foi considerada a mesma divisão e as mesmas centrais hidroelétricas adotadas por Cantão (2015), e as séries históricas diárias dos caudais (1931-2014) das 10 centrais disponíveis em (ONS, 2018). A Figura 14 apresenta as médias mensais dos caudais normalizados (divido pelo valor médio da bacia correspondente) para um ano médio das centrais hidroelétricas representativas. É possível observar três comportamentos distintos na (H1, H2 e H3), o que justifica a divisão do país em apenas três regiões representativas (Figura 15).

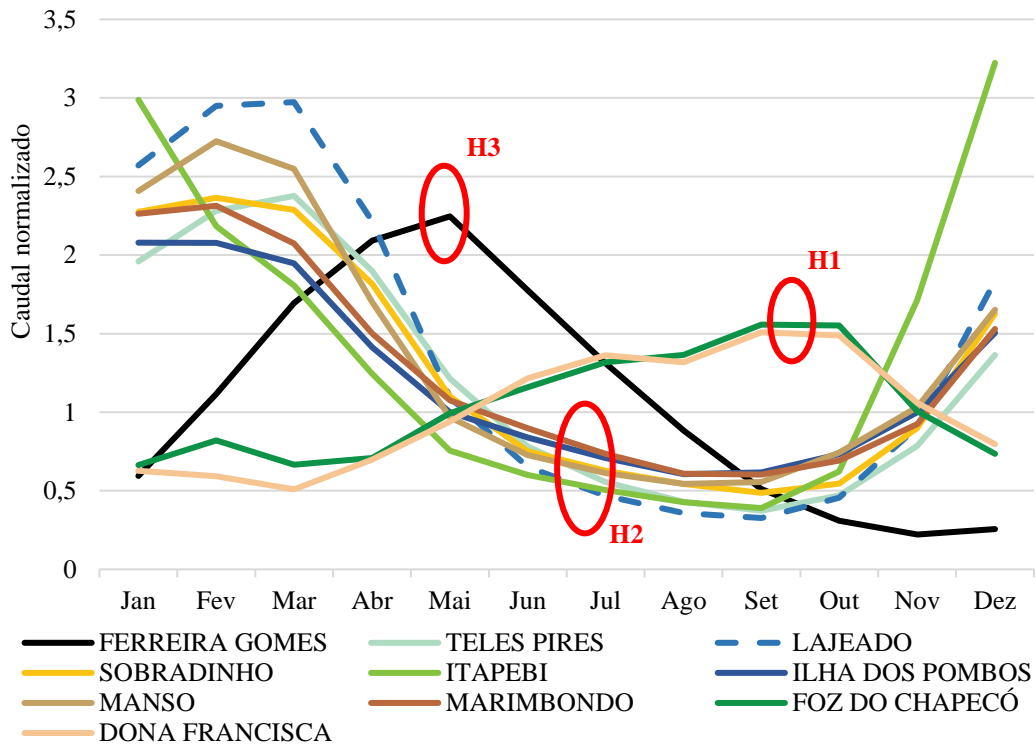


Figura 14: Média normalizada dos caudais das 10 bacias hidrográficas (1931-2014)



Figura 15: Divisão das regiões de acordo com as variações anuais dos caudais

O ano médio foi calculado utilizando séries históricas de 1931 a 2014 (83 anos), com uma resolução temporal diária para as 10 bacias. Devido à grande variação e aleatoriedade entre horas e dias diferentes e a falta de informação, os dados horários foram calculados considerando um valor constante proporcional ao dia médio. Para calcular o ano médio, foi utilizado a média aritmética. No Anexo A.1 são apresentados detalhadamente os resultados hídricos.

3.1.2. Potencial hidroelétrico

O potencial hidroelétrico estimado no Atlas de Energia Elétrica do Brasil, lançado em 2005 é de aproximadamente 261,5 GW, sendo que 37% deste potencial já está a ser utilizado (ANEEL, 2005, 2018b). Além do potencial já utilizado, também existem hidroelétricas que estão em processo de construção ou com os projetos já leiloados, mas que ainda não tiveram a sua construção iniciada. Sendo assim, 61,1% do potencial estimado está disponível (ANEEL, 2018b). A Tabela 1 apresenta o potencial hidroelétrico utilizado e leiloado para cada uma das regiões definidas, o potencial disponível para expansão por região e a capacidade de armazenamento no ano base.

Tabela 1: Potencial hidroelétrico aproveitável por região (ano base 2017)

Região	Operação + Leiloado (GW)	Potencial Disponível (GW)	Potencial Estimado (GW)	Reservatório (GWh)
H1	9,9	11,0	20,9	5 213
H2	90,6	127,6	218,1	203 225
H3	1,2	21,2	22,4	573
Total	101,7	159,8	261,5	209 011

Fonte: Dados Adaptados (ANEEL, 2018b)

A capacidade de armazenamento é de 209 TWh. No PDE 2023 está previsto um crescimento, no período de 2014 até 2023, na potência instalada para a geração de hidroeletricidade em 36%, enquanto que a capacidade de armazenamento nas albufeiras crescerá apenas 2%. Em 2015, a EPE realizou um estudo de inventário para a construção de novas albufeiras, sendo considerados como viáveis 25 projetos, cujos reservatórios poderiam agregar cerca de 33,4 TWh ao sistema, o que corresponde a um crescimento de 16% da capacidade atual (EPE, 2015d). Apesar da possibilidade de crescimento da capacidade de armazenamento, neste trabalho será apresentado um cenário alternativo, através da complementaridade, que evita a construção de novas albufeiras.

Além do potencial hidroelétrico para o uso das centrais convencionais, também foi realizado um levantamento em 1991, onde foram identificados 642 hidroelétricas reversíveis, totalizando 1.355 GW (Tolmasquim, 2016). A Tabela 2 apresenta a divisão desse potencial por região.

No entanto, esse estudo está desatualizado, pois as premissas utilizadas na época precisam ser revistas. As restrições ambientais mudaram, muitos desses locais tornaram-se ocupações urbanas, foram construídas novas centrais elétricas, etc. No seminário realizado pela Eletrobras em 2014, a expectativa era de que até 2020, novos estudos de inventário fossem

realizadas e que até 2025 novas centrais reversíveis pudessem ser construídas (Barbosa, 2014).

Tabela 2: Potencial hidroelétrico reversível aproveitável por região

Região do país	Região definida	Potencial (GW)
Sul	H1	704,6
Sudeste	H2	311,7
Nordeste	H2	338,8
Total	-	1 355

Fonte: (Tolmasquim, 2016)

3.2. Energia eólica

O estudo do potencial eólico brasileiro teve início em 1970. Nos primeiros estudos foi verificada a viabilidade técnica do litoral nordestino e do Arquipélago de Fernando de Noronha (MME, 2001). Em 1980 foi apresentado o “Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional”, em 1987 foi finalizado o primeiro inventário da região Nordeste, e depois o estado de Minas Gerais e Rio Grande do Sul também passaram a mapear o potencial eólico (MME, 2001). Na década de 1990 entrou em operação o primeiro aerogerador no Brasil, em um sistema isolado (ANEEL, 2005).

Atualmente (julho de 2018), o país conta com 13.158 MW de potência instalada em centrais eólicas, 2.474 MW em construção e 2.798 MW que ainda não iniciaram a construção, de energia eólica (ANEEL, 2018b). A participação da energia eólica no Brasil, tem superado as expectativas do PNE 2030, pois na previsão do PNE, em 2030 o parque eólico somaria 4,7 GW, porém este valor já foi ultrapassado em 2014 (4,9 GW) e o PDE de 2017 já prevê 28,5 GW para 2026 (EPE, 2015a; MME/EPE, 2017).

A energia eólica já é uma tecnologia competitiva no Brasil, com preços apenas superior às Grandes Hidroelétricas, o que só foi possível graças aos incentivos iniciais realizados pelo poder público para promover essa tecnologia. Em 2001 foi apresentado o primeiro programa para incentivar o crescimento da energia eólica no país, intitulado “Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA”, depois em 2002, foi criado o “Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA”, para promover o uso de fontes renováveis alternativas (excluindo as grandes hidroelétricas) e a partir de 2007 foram criados leilões específicos para fontes renováveis e leilões específicos para energia eólica (Leilão de Fontes Alternativas e Leilão de Energia de Reserva – LER) (Tolmasquim, 2016).

3.2.1. Definição das regiões eólicas e EMA

A distribuição geral dos ventos sobre o território brasileiro é afetada principalmente pelos sistemas de alta pressão Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul e do Atlântico Norte e pela faixa de baixas pressões da Depressão Equatorial (MME, 2001). A Figura 16 apresenta o Mapa Eólico Brasileiro. Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, o Brasil pode ser organizado em 7 regiões geográficas com características de ventos diferentes: Bacia Amazônica Ocidental e Central; Bacia Amazônica Oriental; Zona Litoral Norte-Nordeste; Zona Litoral Nordeste-Sudeste; Elevações Nordeste-Sudeste; Planalto Central; Planaltos do Sul.

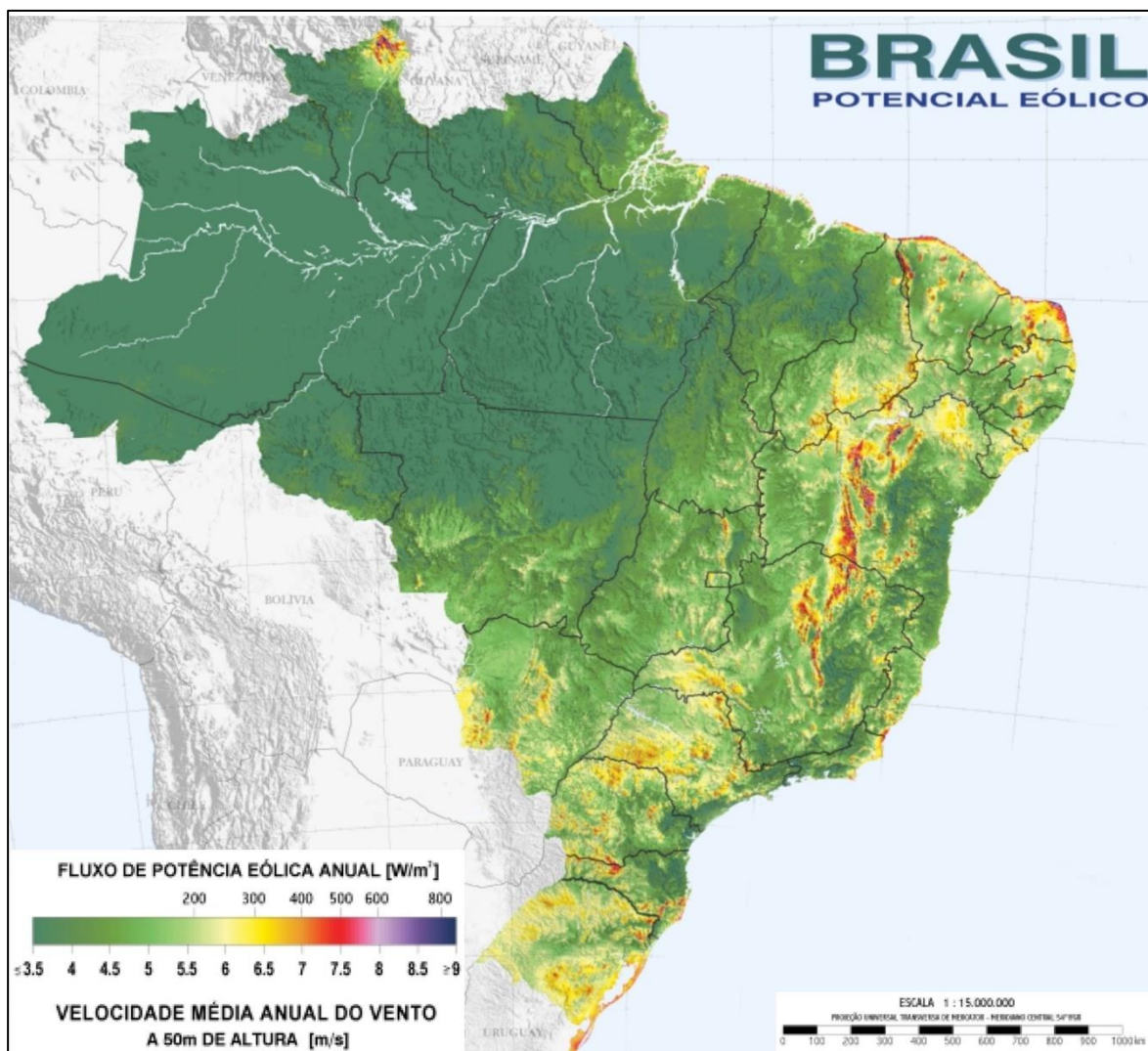


Figura 16: Mapa Eólico do Brasil

Fonte: (MME, 2001)

A Zona Litoral Norte-Nordeste é a faixa costeira, com 100 km de largura, que se estende desde o Amapá até o Rio Grande do Norte, onde os ventos são controlados pelos alísios de leste e brisas terrestres e marinhas. A Zona Litoral Nordeste-Sudeste é a continuidade desta

faixa costeira, começando no Rio Grande do Norte e estendendo-se até o Estado do Rio de Janeiro, onde os ventos são controlados pelos mesmo efeito da Zona Litoral Norte-Nordeste. A região Planaltos do Sul está entre o Estado de São Paulo e o Rio Grande do Sul e sofre o efeito da Depressão do Nordeste da Argentina, os ventos são mais fortes nas regiões montanhosas e ao longo do litoral do sul devido às brisas marinhas (MME, 2001).

As Elevações Nordeste Sudeste, região de serras e chapadas, estão localizadas entre o Rio Grande do Norte e o Rio de Janeiro, numa região mais central (a 1.000 km da costa), sendo a velocidade do vento nessa região elevada, principalmente pelo efeito de compressão vertical do escoamento. A Bacia Amazônica Ocidental e Central é uma região com baixa velocidade do vento, porém, nos locais onde as altitudes estão entre 1.000 e 2.000 metros (Serra Pacaraima, em Roraima), a velocidade do vento atinge valores elevados. O Planalto Centro também apresenta velocidades do vento baixas, destacando-se a região do Mato Grosso do Sul, nos locais mais elevados (MME, 2001).

Através do mapa apresentado na Figura 16, é possível definir algumas regiões de interesse para esta pesquisa, como por exemplo a faixa litoral do país. Também é possível encontrar algumas regiões onde o aproveitamento eólico tem baixa viabilidade (a maior parte da região norte do país). A Figura 17 apresenta um mapa com estações meteorológicas brasileiras e embora existam mais de 400 estações meteorológicas, o número de estações escolhidas foi limitado porque os dados disponíveis na maior parte das estações são insuficientes para a análise, pois o número de EMA com dados horários e um longo período de operação é pequeno. Por exemplo, no estado do Rio Grande do Sul (o último estado ao sul do Brasil), há 14 estações meteorológicas com medições manuais⁴ e 42 estações automáticas (EMA), mas apenas 4 EMA estão em operação há mais de 10 anos e em alguns casos as estações não estão localizadas perto dos locais com grande potencial eólico. Schmidt, Cancellata, & Junior, (2016), analisaram 34 estações em quatro estados brasileiros, e apenas 22 estações apresentaram dados suficientes.

Outro fator que limitou o número de estações escolhidas foi a disponibilidade dos dados do potencial eólico estimado. Neste trabalho, o potencial estimado é importante para limitar a expansão de cada fonte renovável. Porém, os dados disponíveis para o potencial eólico estão por regiões (o Brasil é dividido em cinco regiões), e as EMA selecionadas devem ser distribuídas por essas regiões (Figura 18). Sendo assim, foram selecionadas EMA

⁴ Nas estações meteorológicas manuais, as medições ocorrem com uma periodicidade de 6 em 6 horas.

representativas dessas regiões. Na Figura 18 são apresentadas as 27 EMA escolhidas do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) (INPE, 2017), distribuídas por todo o território brasileiro e perto das centrais eólicas e/ou locais com um grande potencial eólico.



Figura 17: Estações meteorológicas brasileiras
 Fonte: (INPE, 2017)



Figura 18: Estações meteorológicas selecionadas

A análise dos dados foi dividida em duas etapas:

- A primeira análise teve o propósito de reduzir o número de EMA, eliminando aquelas que estavam próximas e que tinham uma alta correlação, sendo assim redundantes. Nessa análise, foi usado um período de 90 dias, pois a disponibilidade dos dados horários na plataforma online do INPE (INPE, 2017) é somente para os últimos 90 dias. Nesse processo, o número de EMA foi reduzido para 17;
- Na segunda análise, as médias mensais foram usadas para um período de três anos e as correlações entre os estados foram analisadas, sendo possível reduzir o número de EMA para quatro. Contudo, foi decidido usar mais de uma EMA por região para melhorar a qualidade dos resultados, para minimizar os erros e falta de medições nas EMA e para considerar o efeito de suavização na região, aumentando para oito EMA.

A Figura 19 apresenta dois exemplos da análise desenvolvida para a altura de 10 metros. A primeira (a) é para a média diária e a segunda (b) é para a média mensal, sendo ambas para a velocidade do vento normalizada pela média. Como pode ser observado, as duas análises demonstram casos em que as duas EMA apresentam o mesmo comportamento, sendo assim redundante o uso das duas.

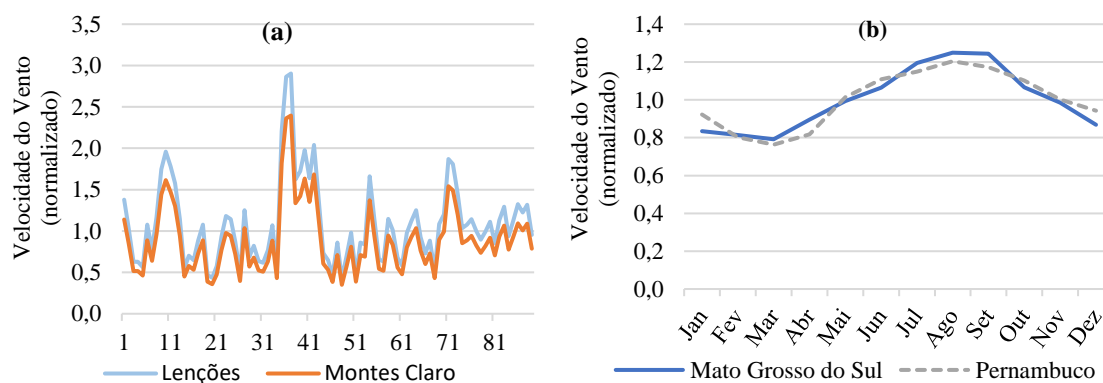


Figura 19: (a) Primeira análise – média diária normalizada. (b) Segunda análise – média mensal normalizada

Após as referidas análises, de acordo com o perfil da velocidade do vento, o território brasileiro foi dividido em quatro regiões (Figura 20). Atualmente, poucos estados brasileiros realizaram estudos sobre o seu potencial eólico e o atlas nacional apresenta valores por região. Por exemplo, a falta de informação do estado de Tocantins (parte cinza isolada no centro da Figura 20) e o potencial não muito relevante (Figura 16) e ainda não explorado, levou à sua exclusão nesse estudo e apesar do estado do Mato Grosso ter um baixo potencial, a falta de informação dos estados da região Centro-Este (da qual o Mato Grosso faz parte) levou à inclusão de todos os estados dessa região. Na região de cor cinza a velocidade do

vento é muito baixa (conforme apresentado anteriormente na Figura 16) e por isso esta região não será considerada na análise eólica.

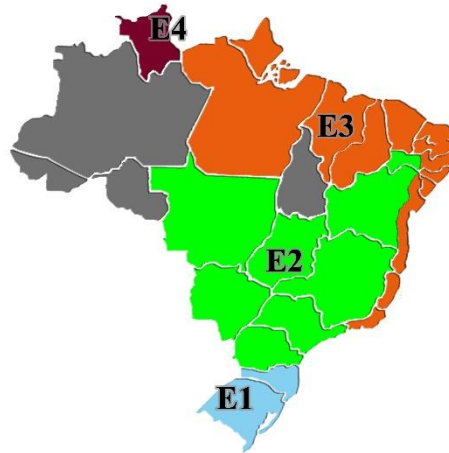


Figura 20: Divisão das regiões de acordo com a variação anual da velocidade do vento

Na análise efetuada verificou-se heterogeneidade em regiões do mesmo estado. Por exemplo, o Estado da Bahia (composto pela Zona Litoral Nordeste-Sudeste e as Elevações Nordeste-Sudeste) teve que ser dividido em duas regiões eólicas (E2 e E3), ocorrendo o mesmo com Pernambuco.

A Figura 21 apresenta a velocidade do vento para a altura de 10 metros durante um ano médio para cada uma das regiões definidas, sendo possível observar quatro comportamentos distintos.

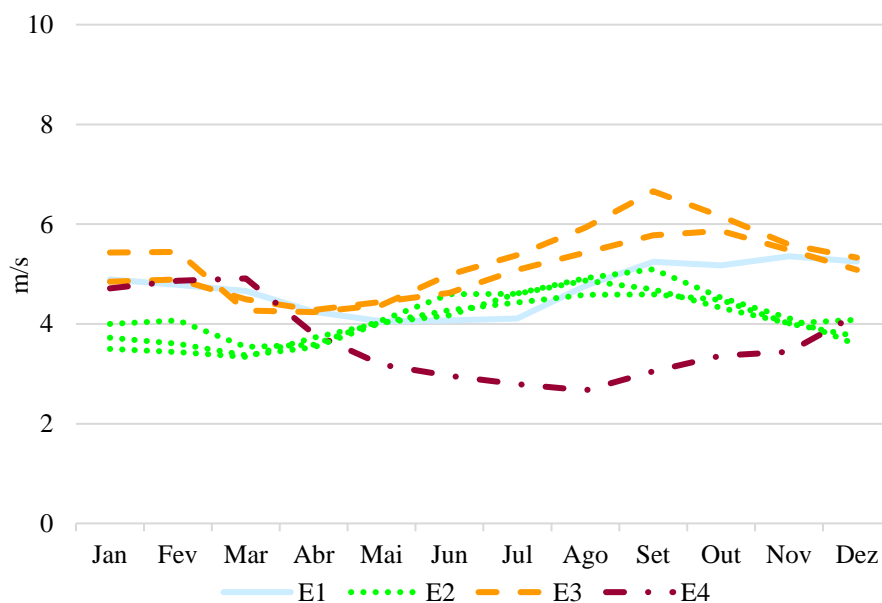


Figura 21: Velocidade do vento de um ano médio para cada região e EMA

Apesar de terem sido selecionadas apenas oito EMA para representar o Brasil, foi verificado uma alta correlação para grandes distâncias. Por exemplo, na região E2 há duas EMA que distam mais de 2.000 km, mas que apresentaram uma correlação de 0,8, sendo possível observar o mesmo fenómeno na região E3. De facto, o uso de oito EMA e quatro regiões não pretende representar a variabilidade individual nas diferentes regiões do território brasileiro, mas sim a variação global ao nível do país. O mesmo fenómeno é verificado em muitos estudos, onde a dispersão geográfica contribuí para a suavização das variações da velocidade do vento na geração global (Brown et al., 2018; Engeland et al., 2017).

O ano médio foi calculado usando as séries históricas de 1961 a 2016 (55 anos), com uma resolução temporal de seis horas para as oito estações. Para calcular os valores médios, foi usada a média cúbica para evitar subestimar o potencial da energia eólica (Eq. 1).

$$\overline{v_m} = \left(\frac{1}{nValor} \sum_{\tau=1}^n (v_{\tau})^3 \right)^{1/3}, \quad \forall m \quad (1)$$

onde $\overline{v_m}$ é a velocidade média do vento no mês (m), v_{τ} é a velocidade do vento no instante τ e $nValor$ é o número de valores válidos. O dia médio foi calculado usando um período menor (2001-2016), correspondente ao período de operação das estações automáticas com resolução temporal horária. O mesmo conceito da Eq. (1) foi usado para calcular a média horária. As velocidades do vento medidas nas estações meteorológicas são para a altura de 10 metros e por isso foi necessária a extrapolação dos valores através da Eq. 2 para uma altura de 100 metros, para corresponder à altura da turbina eólica considerada neste trabalho.

$$\frac{v(z)}{v(z_r)} = \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (2)$$

onde $v(z)$ é a velocidade do vento (em m/s) para a altura z , $v(z_r)$ é a velocidade do vento (em m/s) de referência na altura z_r , z é a altura (em metros) desejada para ser extrapolada a velocidade do vento, z_r é a altura (em metros) de referência na qual a velocidade do vento está disponível e z_0 é o comprimento da rugosidade do solo (em metros). O z_0 definido foi de 0,1 metros, que corresponde a área cultivada, baixas plantações e obstáculos altos ocasionalmente.

A Tabela 3 apresenta os estados que foram agrupados em cada região e quais estações meteorológicas que foram escolhidas para representar essas regiões.

Tabela 3: Definição das regiões eólicas

Estados	Estação	Sigla
Rio Grande do Sul (RS) e Santa Catarina (SC)	Rio Grande (RG)	E1
Paraná (PR), São Paulo (SP), Mato Grosso do Sul (MS), Mato Grosso (MT), Goiás (GO), Distrito Federal (DF), Minas Gerais (MG), Bahia (BA) ^a e Pernambuco (PE) ^a	Clevelândia (PR), Cuiabá (MS) e Petrolina (PE)	E2
Rio de Janeiro (RJ), Espírito Santo (ES), Bahia (BA) ^b , Sergipe (SE), Alagoas (AL), Pernambuco (PE) ^b , Paraíba (PB), Rio Grande do Norte (RN), Ceará (CE), Piauí (PI), Maranhão (MA), Pará (PA) e Amapá (AP)	Arraial do Cabo (RJ), Natal (RN) e Tartarugalzinho (AP)	E3
Roraima (RR)	Boa Vista (RR)	E4
Tocantins (TO), Rondônia (RO), Amazonas (AM) e Acre (AC)	-	-

^a Exceto a faixa costeira. ^b Apenas a faixa costeira.

No Anexo A.2 são apresentados detalhadamente os resultados eólicos.

3.2.2. Potencial eólico

Há vários estudos para definir o potencial eólico brasileiro. As primeiras estimativas apontavam para um potencial de 20 GW (ANEEL, 2005). No Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foi estimado um potencial de 143 GW instalável a que corresponde uma geração de 272 TWh/ano, para a altura de 50 metros e velocidades do vento acima de 7 m/s (MME, 2001). No entanto, esses dados estão desatualizados, pois os estudos mais recentes utilizam alturas de 100 e de 150 metros, devido ao avanço da tecnologia de geração eólica (Tolmasquim, 2016). Alguns estados brasileiros já disponibilizam estudos para a altura de 100 metros: RS (Camargo Schubert, 2014); PR (Carago Schubert, 2007); RJ (Amarante, Silva, & Filho, 2002); MG (Odilon A. Camargo do Amarante & Fabiano de Jesus Lima da Silva, 2010); ES (Amarante & Silva, 2009); SP (Governo de São Paulo, 2012); BA (Camargo Schubert, 2001a, 2013); AL (Camargo-Schubert, LACTEC, 2008); RN (Camargo Schubert, 2003) e CE (Camargo Schubert, 2001b).

Apesar de 10 estados terem estudos para 100 metros, ainda faltam 16 estados, e por isso foi necessário extrapolar alguns dos dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro para a altura de 100 metros. Para a divisão do potencial da Bahia, e da Região Norte (Amapá, Pará e Roraima), adotou-se como critério a proporção da área das regiões com potencial eólico. O potencial de Pernambuco foi estimado considerando como referência o Estado de Alagoas e utilizando como critério a área desses estados e depois foi dividido metade para a região E2 e a outra metade para a região E3. Após essas estimativas para a altura de 100 metros, foi

possível construir a Tabela 4 e chegar a um potencial total de 526 GW, sendo este um resultado muito próximo do apresentado em estudo recente, pela grupo alemão DEWI, que estimou um potencial de 500 GW (INVESTE SÃO PAULO, 2015). A disponibilidade dos dados do potencial eólico estadual também influenciou a definição das regiões adotadas.

Tabela 4: Potencial eólico aproveitável por região (ano base 2017)

Região	Operação + Leiloado (GW)	Potencial Disponível (GW)	Potencial Estimado (GW)
E1	2,1	160,0	162,1
E2	4,9	108,6	113,5
E3	10,9	229,8	240,7
E4	-	10,1	10,1
Total	18,0	508,5	526,4

Fonte: Dados Adaptados (ANEEL, 2018b)

3.3. Energia solar

Atualmente (julho de 2018), a capacidade fotovoltaica instalada no Brasil é de 1.307 MW, o que representa apenas 0,8% da capacidade total de geração de energia elétrica instalada no país (ANEEL, 2018b). Contudo, está previsto um grande crescimento na participação da energia solar, estando previsto para 2024 uma capacidade de 7 GW (Green Power, 2016). No estudo da procura de energia para 2050 realizado pela EPE, está previsto que em 2050 a capacidade instalada de painéis fotovoltaicos na geração distribuída atinja 118 GW (EPE, 2016b).

3.3.1. Definição das regiões solares e EMA

Grande parte do território brasileiro está localizada na região inter-tropical e por isso possui um grande potencial para o aproveitamento solar (Pereira, Martins, Abreu, & Ruther, 2006). A localização do Brasil no globo terrestre favorece a incidência mais vertical dos raios solares (Tolmasquim, 2016), fazendo com que o país tenha uma radiação média anual entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano (EPE, 2012). O Nordeste brasileiro é a região com maior radiação solar, tendo também pouca variação entre anos. Já a região Sul apresenta uma menor radiação solar e uma maior variação entre anos (Pereira et al., 2006). A Bahia é o estado com maior radiação solar (2.372 kWh/m²/ano) e o estado de Santa Catarina o que tem a menor média (1.551 kWh/m²/ano) (EPE, 2012). A Figura 22 apresenta o mapa da radiação solar no território brasileiro.

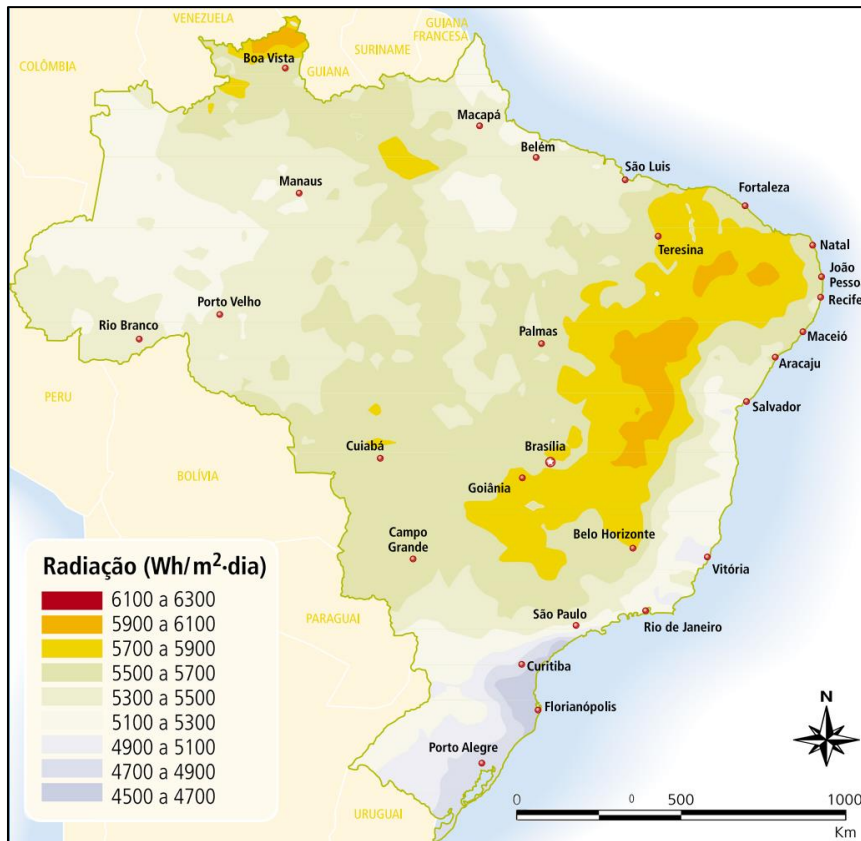


Figura 22: Radiação solar global diária – média anual típica (Wh/m².dia)
 Fonte: (ANEEL, 2005)

Para analisar a energia solar, foi utilizado o mesmo processo descrito para a energia eólica e foram escolhidas as mesmas 27 EMA da Figura 18 utilizadas para energia eólica. A Figura 23 apresenta a primeira e segunda etapa da análise para definir as regiões e estações. A primeira é para a análise da média diária (a) e a segunda é para a média mensal (b).

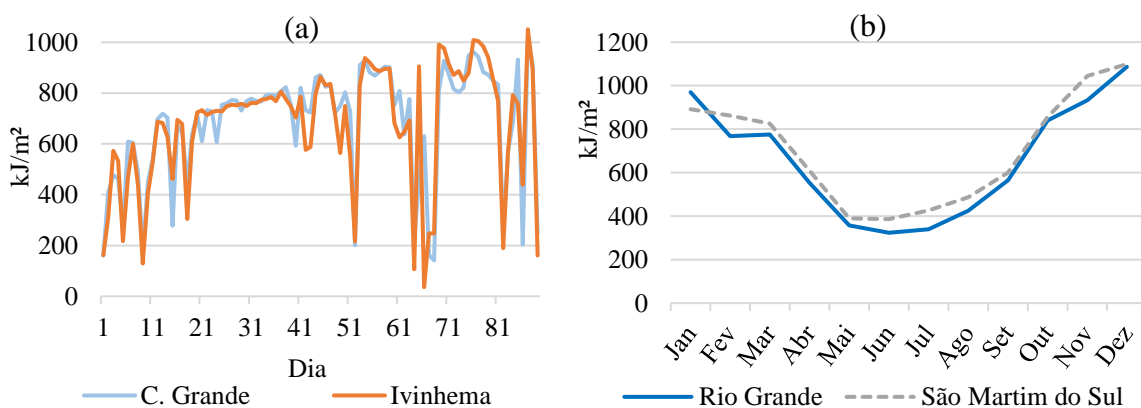


Figura 23: Radiação solar: (a) média diária normalizada e; (b) média mensal normalizada

Após essa análise, o país foi dividido em cinco regiões solares (Figura 24) e o número de EMA foi reduzido para 12. Considerando que a variação da radiação solar intra-anual é muito menor que a variação da velocidade do vento, o período de análise foi reduzido para

15 anos (2001 a 2016), com uma resolução temporal horária para as 12 EMA. O ano médio foi calculado utilizando a média aritmética.



Figura 24: Divisão das regiões de acordo com a variação anual da radiação solar

A Figura 25 apresenta a radiação solar do ano médio para cada região e é possível observar três comportamentos anuais distintos (S1, S2-S3 e S4-S5). Para a energia solar, a redução da correlação com o aumento da distância e a variabilidade espacial são pequenas quando comparadas com o que acontece para a velocidade do vento (Buttler et al., 2016; Santos-Alamillos et al., 2012). O Brasil está dividido em três fuso-horários (Figura 26a) e dessa forma, apesar da alta correlação, as regiões S2-S3 e S4-S5 têm que ser divididas em duas regiões, cada uma, devido à variação de fusos horários.

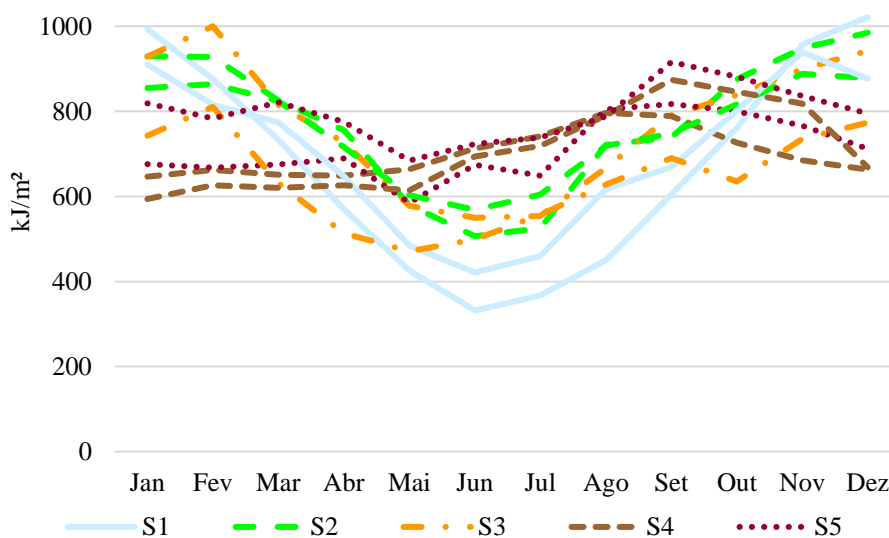


Figura 25: Radiação solar do ano médio para cada uma das regiões e EMA

A Figura 26b apresenta um exemplo onde foi utilizado como referência o horário oficial do país (-3h). Neste exemplo há um desfasamento de uma hora entre o pico da radiação solar

do Estado do Acre e do Estado do Mato Grosso. Estes resultados são importantes para a análise de contribuição para a ponta de consumo.

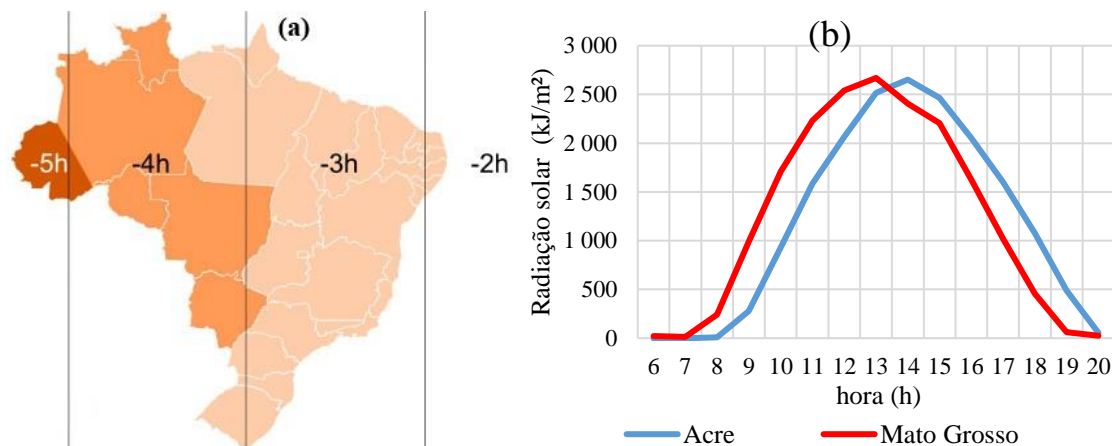


Figura 26: Divisão fuso horária do Brasil (a). Análise do deslocamento solar (b)

A Tabela 5 apresenta os estados que foram agrupados em cada região e quais as estações meteorológicas que foram escolhidas para representar essas regiões.

Tabela 5: Definição das regiões solares

Estados	Estação	Sigla
Rio Grande do Sul (RS), Santa Catarina (SC) e Paraná (PR)	Rio Grande (RS) e Novo Horizonte (SC)	S1
São Paulo (SP), Mato Grosso do Sul (MS), Mato Grosso (MT), Goiás (GO) e Distrito Federal (DF)	Ourinhos (SP), Campo Grande (MS) e Cuiabá (MT)	S2
Minas Gerais (MG), Rio de Janeiro (RJ), Espírito Santo (ES), Bahia (BA), Sergipe (SE), Alagoas (AL), Pernambuco (PE), Paraíba (PB), Rio Grande do Norte (RN), Ceará (CE) e Piauí (PI)	Arraial do Cabo (RJ), Macajuba (BA) e Natal (RN)	S3
Tocantins (TO), Maranhão (MA), Pará (PA) e Amapá (AP)	Palmas (TO) e Tartarugalzinho (AP)	S4
Rondônia (RO), Amazonas (AM), Roraima (RR) e Acre (AC)	Parque Estadual Chandless (AC) e Boa Vista (RR)	S5

No Anexo A.3 são apresentados detalhadamente os resultados eólicos.

3.3.2. Potencial solar

Uma pesquisa realizada no Brasil, mostrou que o país tem potencial para instalar 307 GW em centrais fotovoltaicas, sendo que essa pesquisa apenas considerou as regiões com radiação solar entre 6,0 kWh/m² e 6,2 kWh/m² e excluiu os biomas Amazônia e Pantanal. Para um fator de capacidade médio de 18,86% e uma área de instalação de 4.381 km², é possível gerar 506 TWh/ano. Ao considerar todas as faixas de radiação solar e uma área total de 407.090 km², é possível gerar 43.961 TWh/ano, considerando apenas as áreas aptas para

os painéis fotovoltaicos. Já o potencial técnico fotovoltaico residencial é estimado em 287,5 TWh/ano (Tolmasquim, 2016).

Nesse trabalho, o potencial solar para cada região foi estimado considerando uma taxa de ocupação de 0,1%. A área total do território brasileiro é de 8.515.767 km², sendo dessa forma considerada uma área total de 8.516 km². A área útil dos painéis fotovoltaicos corresponde a 75% da área total, ou seja, 6.387 km² de área útil (Moura, 2010). Foi considerando um rendimento conservador de 14% para o sistema fotovoltaico (painéis e inversores) e um fator de capacidade médio de 18% (EPE, 2012). Tendo como referência os valores de radiação solar por regiões apresentado no Atlas brasileiro de energia solar (Pereira et al., 2006), construiu-se a Tabela 6 que apresenta a potência máxima instalável para cada uma das regiões definidas na Figura 24.

Tabela 6: Potencial solar aproveitável por região (ano base 2017)

Região	Operação + Leiloado (GW)	Potencial Disponível (GW)	Potencial Estimado (GW)
S1	0,004	72,9	72,9
S2	0,317	256,0	256,3
S3	2,412	264,9	267,4
S4	0,270	270,4	270,6
S5	0,000	292,1	292,1
Total	3,003	1 156,3	1 159,4

Fonte: Dados Adaptados (ANEEL, 2018b)

3.4. Biomassa

Uma grande parte do território brasileiro está localizado em regiões tropicais e chuvosas, o que oferece excelentes condições para a produção de biomassa em larga escala (ANEEL, 2005). Apesar do grande potencial florestal do Brasil, o bagaço de cana-de-açúcar tem sido a principal fonte para a produção de energia elétrica, devido ao crescimento das indústrias produtoras de etanol e açúcar (Tolmasquim, 2016). A produção de energia elétrica através da cogeração, transforma a biomassa numa fonte de energia elétrica competitiva e atualmente (julho de 2018) 8,8% (14.780 MW) da potência elétrica instalado no Brasil é de centrais elétricas a biomassa, sendo que 77% dessas centrais elétricas são de indústrias de cana-de-açúcar (Borges, 2017). O Estado de São Paulo é o maior produtor de energia elétrica através de cana-de-açúcar, sendo responsável por mais de 50% da produção. O segundo maior produtor é o Estado de Minas Gerais, com uma parcela de 12,6% (EPE, 2016a).

3.4.1. Definição das regiões para biomassa

A produção de eletricidade através da biomassa ocorre principalmente pelo processo da cogeração, pelo que a geração de energia acompanha a necessidade de produção de vapor dessas indústrias. Tomando como referência a indústria sucroenergética (que corresponde a 77% desse mercado), existe uma sazonalidade na oferta de cana-de-açúcar, pois os maiores estados produtores realizam a colheita entre os meses de março e outubro. Existe uma pequena parcela dessa produção (localizada na região norte-nordeste) que tem a colheita realizada no período entressafra e que foi considerada, mas que não justifica a divisão em regiões (Tolmasquim, 2016). Dessa forma, ao contrário das outras fontes, não é necessário dividir o país em regiões, pois a maior parcela da produção apresenta um ciclo anual semelhante.

Devido à falta de dados históricos da produção termoelétrica por tipo de fonte, adotou-se uma produção uniforme anual para a biomassa e para a indústria sucroenergética, utilizando-se a média dos anos de 2014 a 2016 (UNICA, 2015, 2016). A produção diária foi calculada usando os dados da média mensal e considerando que a geração por biomassa segue a curva de consumo do sector industrial. A Figura 27 apresenta a curva anual de produção de energia elétrica através da biomassa do ano de 2015 onde existe uma parcela sazonal que representa a cana-de-açúcar e uma produção de base que representa as outras biomassas.

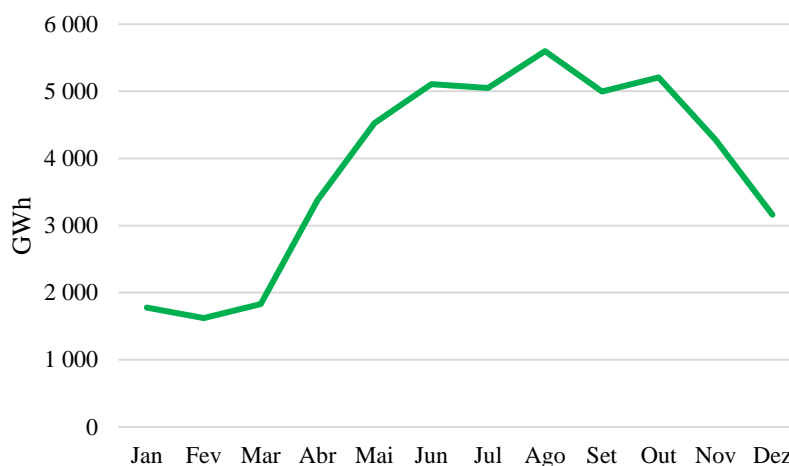


Figura 27: Curva anual de produção de energia elétrica através da biomassa (ano 2015)
Fonte:(UNICA, 2016)

3.4.2. Potencial de Biomassa

O potencial de biomassa disponível depende de vários fatores, pois além de levar em conta o potencial das florestas energéticas, também é preciso considerar o crescimento das atividades das indústrias de cana-de-açúcar e agropecuária e o crescimento populacional.

Até 2050, os relatórios do governo apresentam uma projeção de crescimento do potencial estimado, sendo que em 2050 este potencial deverá atingir 380 TWh/ano (Figura 28). Considerando o fator de capacidade anual médio de 0,46 (ano base 2014-2015), estimou-se um potencial máximo aproveitado para o ano de 2050 de 93,9 GW.

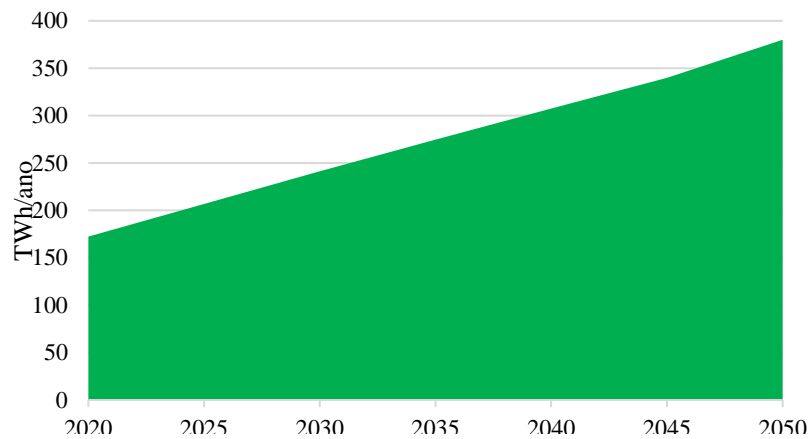


Figura 28: Oferta de bioeletricidade para até 2050
Fonte: (Tolmasquim, 2016)

3.5. Fator de capacidade

Com o objetivo de permitir a comparação entre diferentes fontes de energia, todos os dados foram convertidos para uma unidade adimensional, o Fator de Capacidade – FC (Moura, 2010). O FC é o rácio entre a potência média de saída e a potencia instalada, sendo a potência média de saída da energia eólica calculada pela Eq. (3).

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_T \cdot v^3 \cdot \eta_E \quad (3)$$

onde ρ é a densidade do ar (1,225 kg/m³, em condições normais de pressão e temperatura), A_T é a área da secção plana transversal do rotor da turbina (em m²), η_E é o rendimento da conversão (em %) e v é a velocidade do vento (em m/s). A Eq. (3) é válida apenas para a zona de operação entre a velocidade de *cut-in* e a velocidade nominal. Assim, foi definido 4 m/s para a velocidade de *cut-in*, 25 m/s para *cut-out* e 12 m/s para velocidade nominal. Para valores abaixo de 4 m/s ou acima de 25 m/s, o FC será corrigido para zero e para as velocidades entre 12 m/s e 25 m/s, as velocidades foram corrigidas para o valor nominal (12 m/s). A potência nominal da turbina escolhida é de 3 MW com um rotor de 90 metros de diâmetro (Moura, 2010).

A potência média de saída da energia solar é calculada pela Eq. (4). Neste trabalho foi considerado um rendimento de 14% para o sistema fotovoltaico.

$$P = \frac{R \cdot A_p \cdot \eta_S}{3.6 \cdot 10^3} \quad (4)$$

onde R é a radiação solar horária (em J/m^2), A_p é a área útil dos painéis fotovoltaicos (em m^2) e η_S é o rendimento da conversão (em %).

O FC das hidroelétricas pode ser calculado pela Eq. (5) (Moura, 2010).

$$FC \approx Q/Q_p \quad (5)$$

onde Q é o caudal natural do rio (em m^3/s) e Q_p é o caudal de projeto (em m^3/s) da central hídrica. O FC das centrais a biomassa foi calculado usando as médias mensais de produção e a potência instalada para o ano de referência.

A Figura 29 apresenta a curva mensal para o ano médio (a) do fator de capacidade de cada energia renovável analisada neste trabalho e a curva horária para o dia médio (b) de verão e de inverno. Os valores apresentados na Figura 29 representam a média nacional pesada, isto é, foi considerado o potencial estimado para cada região no cálculo da média. A geração fotovoltaica é praticamente constante durante o ano, um comportamento similar ao da radiação solar na China (Huber & Weissbart, 2015). Isso ocorre porque o Brasil está localizado próximo da linha do equador, sendo assim, apresenta uma sazonalidade muito menor do que a verificada na Europa central.

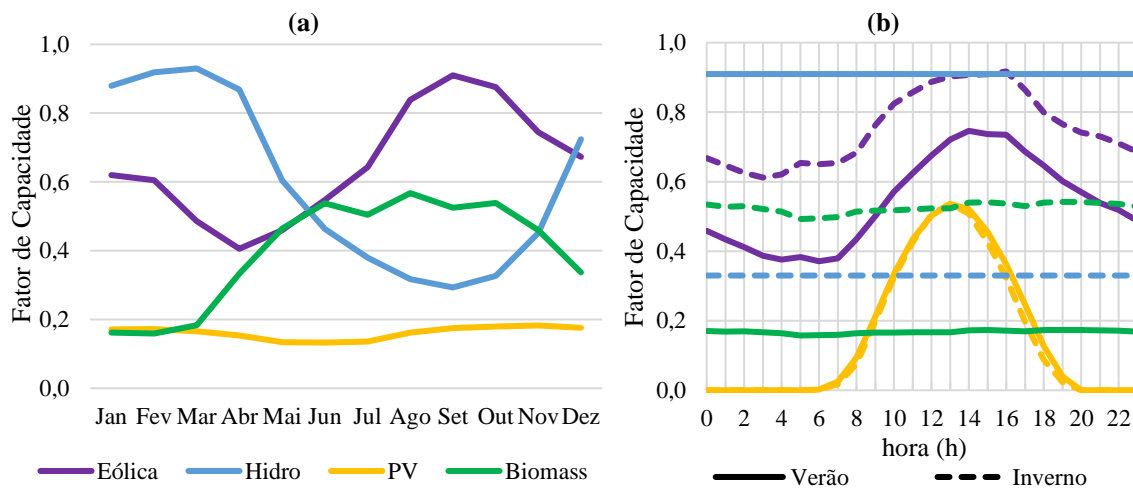


Figura 29: Curva média anual (a) e diária (b) do FC (média global) para solar, eólica, hídrica e biomassa

A biomassa e a eólica são complementares às hídricas, tal como foi verificado em outros trabalhos (Cantão, 2015; Schmidt, Cancelli, & Junior, 2016; Tolmasquim, 2016). Para a biomassa e as hídricas, foi verificada uma correlação negativa (complementaridade) bastante elevada (-0,94). Na Figura 29b quase não há variação entre a curva de verão e de inverno da

energia solar devido ao o uso dos valores médios globais, isso é, o inverno do sul do Brasil é compensado pela estação de chuva do verão no norte e nordeste.

CAPITULO 4

COMPLEMENTARIDADE ENTRE FONTES E REGIÕES PARA UM SISTEMA 100% RENOVÁVEL

Tal como foi referido, o governo brasileiro tem como meta aumentar a participação das energias renováveis não-hídricas. No entanto, o aumento da participação das energias renováveis intermitentes exigirá do sistema elétrico maior flexibilidade e no Brasil, os reservatórios das hidroelétricas são os grandes responsáveis por fornecer tal flexibilidade. Contudo, o aumento das restrições ambientais tem levado a uma redução na construção de grandes reservatórios no Brasil, desde a década de 1990 (Hunt et al., 2014). Como solução para a integração das fontes renováveis intermitentes, neste trabalho é proposta a análise da complementaridade entre as fontes renováveis e entre regiões.

Na primeira parte deste capítulo serão analisados os dados recolhidos no capítulo anterior e na segunda parte será desenvolvida uma metodologia que permite avaliar os benefícios da complementaridade para a redução da necessidade de armazenamento.

4.1. Complementaridade no Brasil

Na Figura 29 do capítulo anterior foi apresentado o fator de capacidade global por fonte. Nas Figuras 30-31 são apresentados os fatores de capacidade por região e por fonte renovável. Como a biomassa não foi dividida em regiões nesta secção são analisados os mesmos resultados apresentados na Figura 29 para essa fonte.

Na Figura 30 pode observar-se uma forte complementaridade entre as regiões hídricas H1-H2, com uma correlação negativa de -0,97 (Figura 33). No entanto, H2 representa 89% da capacidade total hídrica e H1 apenas 10%, ou seja, H1 não tem capacidade suficiente para compensar a variação de H2. Contudo, além de H1, também as regiões eólicas E2 (-0,86) e E3 (-0,67) são complementares em relação a H2.

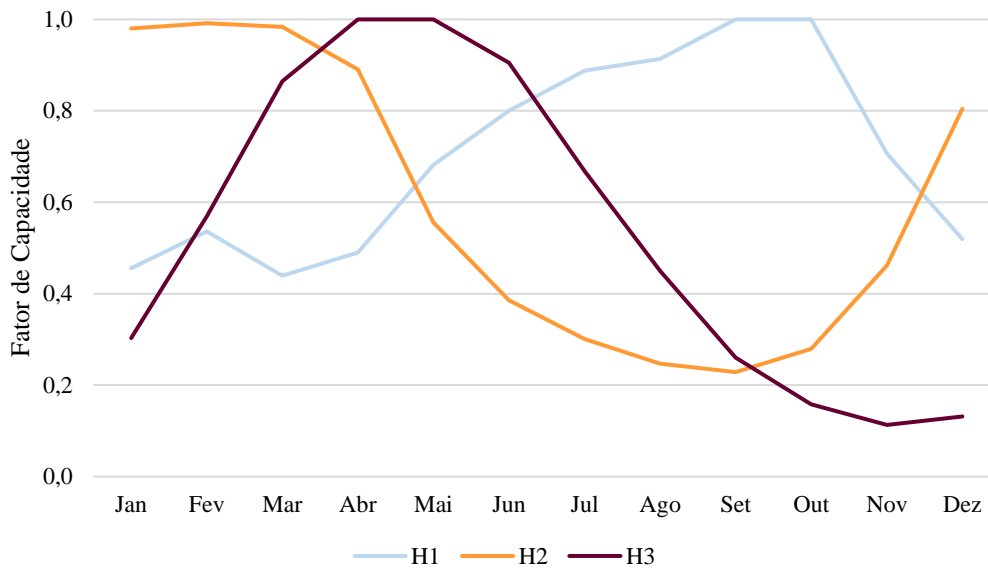


Figura 30: Curva do FC por região hídrica para um ano médio

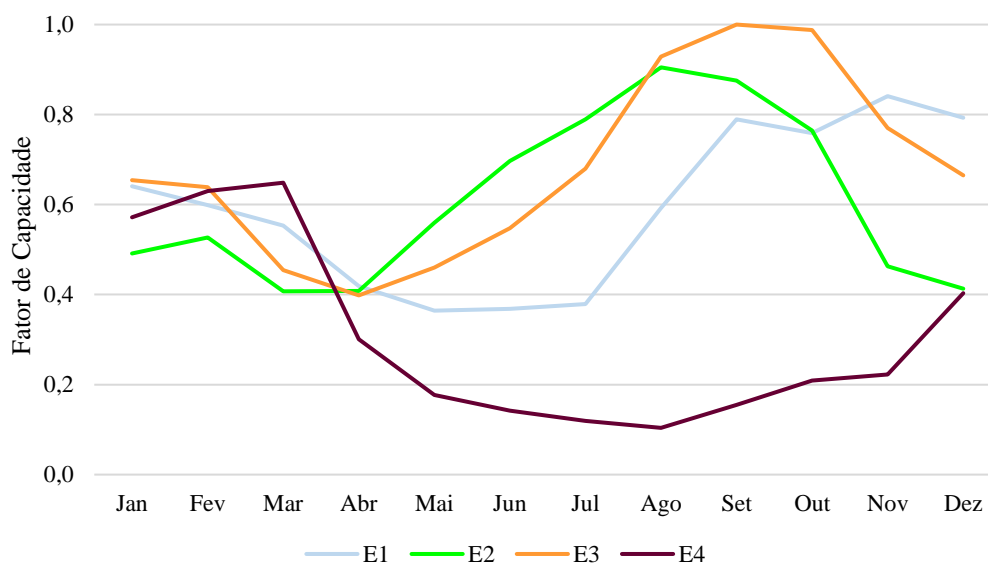


Figura 31: Curva do FC por região eólica para um ano médio

Para a energia solar (Figura 32), quanto mais ao sul (S1), maior é o coeficiente de variação (CV) da (31%) da curva anual, variação essa que é reduzida à medida que a região está mais próxima da linha do equador. Por exemplo, para S5 tem-se 9% para o CV, por isso, para fins

de complementaridade pode-se ignorar os resultados de S3, S4, S5 que apresentam um CV inferior a 15% (o CV de H2 é 69%).

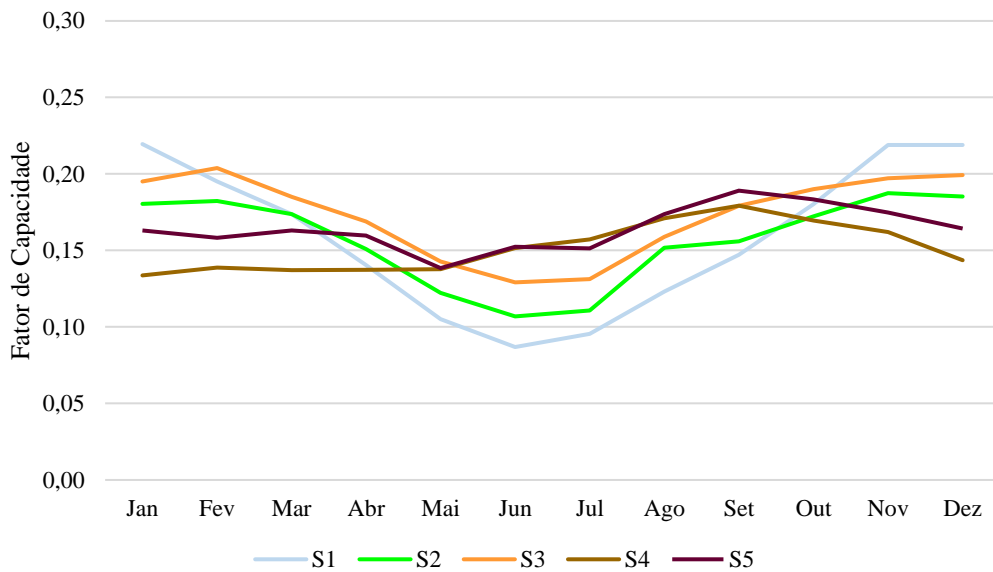


Figura 32: Curva do FC por região solar para um ano médio

Na Figura 33 é possível observar que existe complementaridade entre regiões (ex. E2-E4; H1-H2), entre fontes da mesma região (ex. H2-[E2-E3]; H3-S5) e entre fontes e regiões diferentes (ex. H2-S4; H3-[S1-E1],). Os coeficientes de correlação *pearson* com uma forte ou fortíssima significância⁵, estão destacados com cores na Figura 33. Esta análise mostrou como é importante incluir a complementaridade no planeamento da expansão. Assim, na próxima secção será apresentada uma nova abordagem para incluir a complementaridade no planeamento.

⁵ O coeficiente de correlação *pearson* mede o grau de correlação linear entre duas variáveis e assume valores entre 1 e -1. Quando o existe uma forte complementaridade, o valor aproxima-se de -1, o que significa que quando uma variável aumenta, a outra diminui. O nível de significância é a probabilidade de rejeitar a hipótese nula quando ela é verdadeira e pode ser expressa pelo *p-valor*. O resultado pode ter uma significância fraca ($p > 0,05$), forte ($0,01 < p < 0,05$), ou fortíssima ($p < 0,01$).

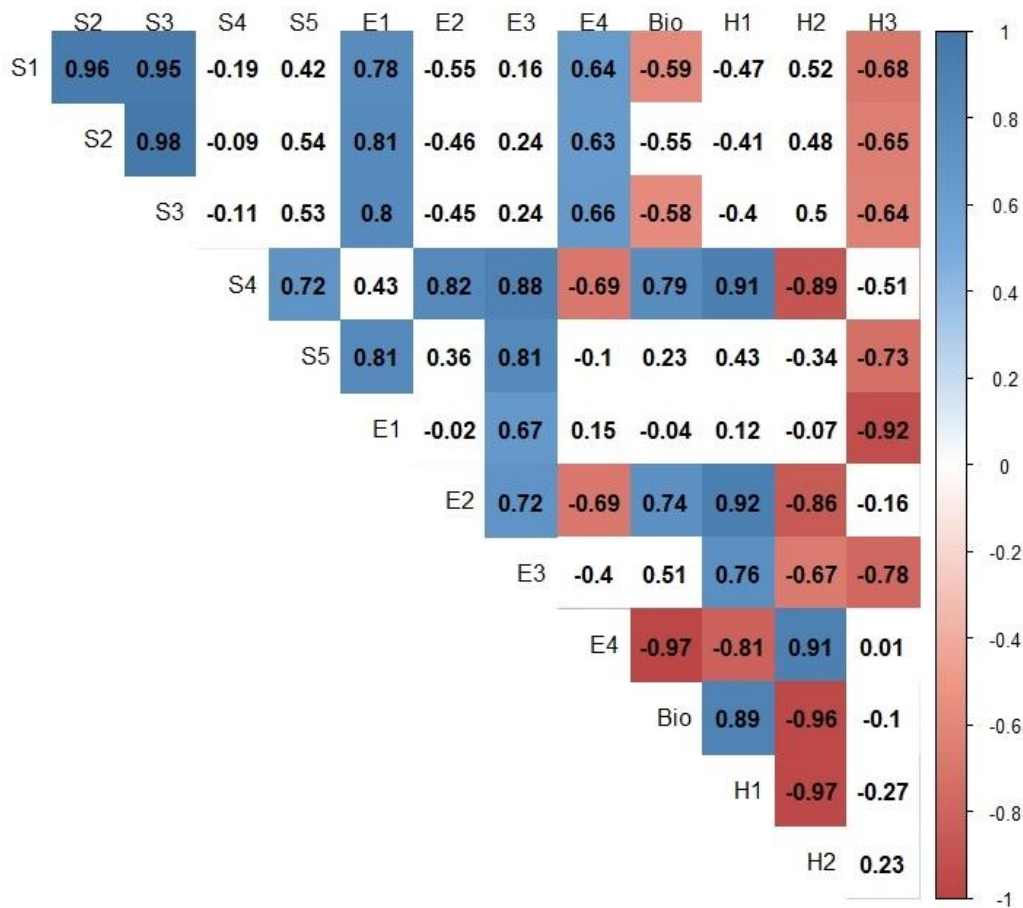


Figura 33: Matriz de correlação *Pearson* para as curvas anuais do FC

Na Figura 34 são apresentadas as curvas diárias médias do fator de capacidade de todas as regiões eólicas e solares definidas, nas quatro estações do ano. A região E2 é complementar em relação às outras regiões e à energia solar, o que se verifica principalmente no Estado da Bahia. Para as outras regiões, tem-se a energia solar fortemente correlacionada com a energia eólica, com valores máximos durante o dia. No inverno e na primavera as regiões S4 e S5 têm um comportamento muito parecido, mas o uso dessas duas regiões em conjunto apresenta a vantagem de permitir aumentar a duração diária e o pico de produção solar com duração entre às 11h-15h. A região E4 apresentou uma grande variação entre as estações do ano, o que pode ser explicado pelo facto desta região representar uma área pequena (25% do estado do Amapá), e por isso o efeito de suavização é reduzido.

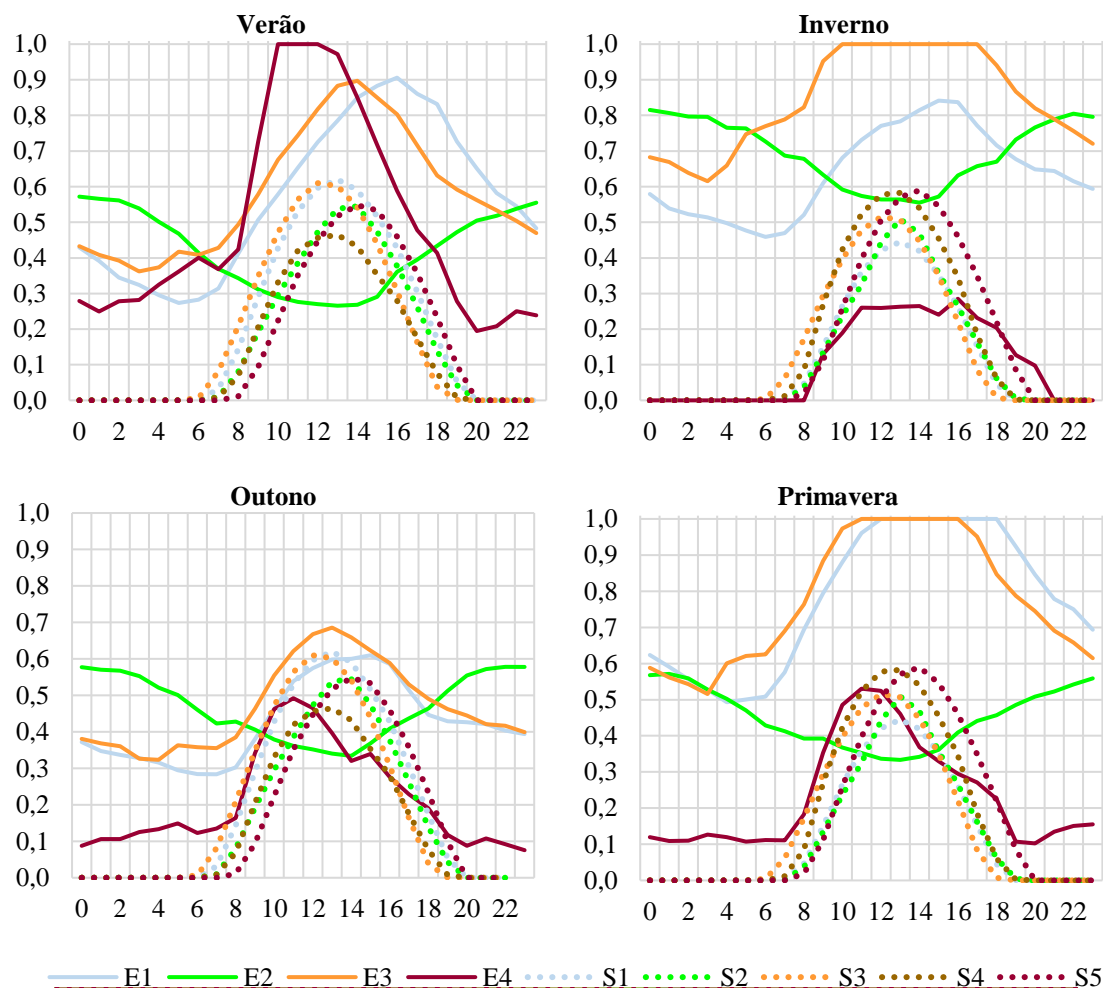


Figura 34: Curva média diária do FC para todas as regiões solares e eólicas, nas quatro estações

4.2. Otimização da complementaridade

Para assegurar a procura de energia maximizando a complementaridade entre fontes, é necessário maximizar o aproveitamento desses recursos. No entanto, a utilização de todos os recursos não é suficiente para assegurar a procura de energia em todos os períodos sem causar excessos ou deficits de geração. Por isso, pelo menos uma dessas fontes deverá ter a sua geração flexível para assegurar o ajuste entre a oferta e a procura. Neste trabalho, as hídricas asseguram este papel porque é uma fonte previsível a longo prazo e a sua geração pode ser gerida através do armazenamento de água nas albufeiras, pressuposto que também pode ser verificado em outros trabalhos, tais como (Brown et al., 2018; Engeland et al., 2017; Jurasz, Mikulik, Krzywda, Ciapała, & Janowski, 2018; Schmidt, Cancelli, & Pereira, 2016b, 2016a).

Uma forma de maximizar a complementaridade é encontrar uma combinação que minimize o superavit e o deficit (Jurasz et al., 2018), ou que minimize a produção das centrais térmicas

e a perda de carga (Schmidt, Cancelli, & Pereira, 2016b, 2016a), ou minimizar o custo da energia armazenada (A. T. de Almeida & Moura, 2009; Kougias, Szabó, Monforti-Ferrario, Huld, & Bódis, 2016). Contudo, em países com grandes albufeiras, como o Brasil, esses modelos de otimização não otimizam o caudal das hidroelétricas nem o uso dos reservatórios, porque as hidroelétricas ficam livres para ter uma curva de produção completamente diferente da curva do caudal natural. Uma outra forma de maximizar a complementaridade consiste em encontrar a combinação ótima que aproveite as vantagens do caudal natural dos rios (Kougias et al., 2016).

No despacho diário é exigida uma maior flexibilidade do sistema, pois há uma maior variação da produção e da procura horária, e como consequência, pode levar a um sobredimensionamento das hidroelétricas e o desperdício de água para compensar as variações causadas principalmente pela intermitência na geração solar. No modelo de otimização proposto, a alocação e o caudal das albufeiras são otimizados com uma resolução horária para um dia médio de verão e de inverno, em paralelo com a utilização de uma resolução mensal para um ano médio. O problema de programação não-linear é implementado no *software Matlab* e utiliza o método dos pontos interiores para maximizar a complementaridade entre as energias solares, eólicas, biomassas e hídricas, sem perda de carga e nem *curtailment* das tecnologias intermitentes, através da otimização do uso dos reservatórios.

4.2.1. Função objetivo

O objetivo desse problema é maximizar a complementaridade entre as fontes renováveis, reduzindo o desperdício de água e a necessidade de armazenar água para os meses seguintes. Tendo como pressuposto que as hidroelétricas serão as únicas renováveis com flexibilidade na produção, qualquer alteração na sua produção afetará todo o sistema eletroprodutor. Sendo assim, há várias funções objetivo que podem ser implementadas. Por exemplo, na equação (6) é proposto o máximo uso da água afluente dos rios, no entanto, este objetivo dá prioridade ao uso das albufeiras e não penaliza o armazenamento de água entre meses, apesar de penalizar o armazenamento entre anos.

$$Max \left[\sum_{a=1}^{12} E_H^a \right] \quad (6)$$

onde a é o índice do mês ($a = 1, \dots, 12$) e E_H^a é a energia (MWh/mês) produzida nas hídricas no mês a .

Outro exemplo é a equação (7), em que a diferença entre a energia que seria produzida com o caudal natural e a energia efetivamente produzida deve ser minimizada. Dessa forma, o problema de priorização das hídricas é resolvido, mas devido à grande capacidade de armazenamento das albufeiras do sistema eletroprodutor brasileiro, é facilmente possível atingir o valor de zero na equação (7), para diferentes *mixes* da matriz eletroprodutora, não ocorrendo assim a minimização da necessidade de armazenamento.

$$\text{Min} \left[\sum_{a=1}^{12} \text{En}_H^a - E_H^a \right] \quad (7)$$

em que En_H^a é a energia natural (MWh/mês) que flui nos rios no mês a .

Na equação (8), a curva de produção das hidroelétricas é forçada a ser o mais próximo possível da energia natural afluyente dos rios. Com isso, se o aumento da participação das hídricas promover o afastamento dessas duas curvas, esta será fortemente penalizada. Sabendo que as hídricas são a única renovável com produção flexível, a aproximação entre a curva natural e a curva de produção promove a maximização da complementaridade entre todas as renováveis e conseqüentemente, a redução do armazenamento de energia. Por outro lado, a equação proposta é não-diferenciável, sendo complexa a convergência para o mínimo global.

$$\text{Min} [\max(\overrightarrow{\text{En}}_H - \overrightarrow{E}_H)] \quad (8)$$

O desafio desse problema está em encontrar uma função objetivo, de fácil solução e que atenda os pressupostos definidos. A Figura 35 apresenta duas curvas: $f_a(x)$ e $f_b(x)$. O objetivo desse problema é minimizar a distância entre as duas curvas. Para representar essa distância, foram inseridos vetores entre as duas curvas.

A soma desses vetores pode representar a área entre as duas curvas. Existe uma área positiva ($f_b(x) > f_a(x)$), e uma área negativa ($f_b(x) < f_a(x)$), sendo que com uma soma, as duas áreas se subtraem, podendo o resultado ser igual a zero. Para contornar esse problema, o vetor \vec{v} pode ser multiplicado por seu oposto (Eq. 9). Na equação (10) tem-se um exemplo para o primeiro vetor da Figura 35, onde o ponto A_1 é o primeiro ponto da curva $f_a(x)$, e o ponto B_1 é o primeiro ponto da curva $f_b(x)$. Ao substituir \vec{v} na equação (9) pelo resultado da equação (10) e considerando θ° igual a 180° , tem-se a equação (11) e depois das manipulações matemáticas necessárias, tem-se a equação (12).

$$\vec{v} \cdot (-\vec{v}) = |\vec{v}| \cdot |-\vec{v}| \cdot \cos \theta \quad (9)$$

$$\vec{v}_1 = B_1 - A_1 \quad (10)$$

$$\vec{v}_1 \cdot (-\vec{v}_1) = (B_1 - A_1) \cdot (A_1 - B_1) \quad (11)$$

$$\vec{v}_1 \cdot (-\vec{v}_1) = -A_1^2 - B_1^2 + 2A_1B_1 \quad (12)$$

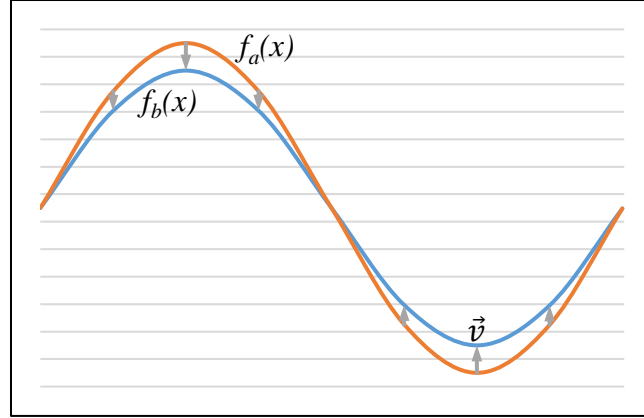


Figura 35: Função exemplo

Sabendo que θ é sempre 180° , o resultado da equação (12) é sempre negativo ou zero. Dessa forma, a minimização da distância será a maximização da equação (12), que também se pode tornar uma função de minimização quando multiplicada por -1 . Para exemplificar esse problema, se $(A_1 = 2, B_1 = 3)$, o resultado da equação (12) será -1 , sendo encontrado o mesmo resultado ao inverter os pontos. Se $(A_1 = 2, B_1 = 4)$, o resultado será -4 , ou seja, a distância aumenta ao quadrado, penalizando os pontos mais distantes. Assim a função objetivo para o sistema eletroprodutor proposto é apresentada na equação (13).

$$\text{Min} \left\{ \sum_{a=1}^{12} [(En_H^a)^2 + (E_H^a)^2 - (2 \cdot En_H^a \cdot E_H^a)] \right\} \quad (13)$$

Neste capítulo serão avaliados dois cenários, que utilizam: (i) dados médios globais e (ii) dados regionais. Ou seja, no primeiro cenário os dados das fontes renováveis são representados por uma média nacional e no segundo caso utiliza-se as classificações de regiões definidas no Capítulo 3. O primeiro cenário considera somente a complementaridade entre fontes e o segundo considera a complementaridade entre fontes e regiões. A equação (14) é uma formulação genérica que pode ser aplicada nos dois cenários.

$$\text{Min} \left\{ \sum_{j=1}^J \sum_{a=1}^{12} [(En_{Hj}^a)^2 + (E_{Hj}^a)^2 - (2En_{Hj}^a \cdot E_{Hj}^a)] \right\} \quad (14)$$

onde E_{Hj}^a é a energia (MWh/mês) produzida nas hídricas Hj , no mês a ; En_{Hj}^a é a energia natural (MWh/mês) que flui nos rios da região Hj , no mês a ; e o índice j representa a região

hídrica ($H1$, $H2$ e $H3$)⁶. A energia produzida pelas hídricas e a energia natural que flui nos rios no último ano de análise podem ser calculadas pelas equações (15-16).

$$En_{Hj}^a = FCn_{Hj}^a \cdot P_{Hj} \cdot H^a, \quad (a = 1,2, \dots, 12), (j = 1,2,3) \quad (15)$$

$$E_{Hj}^a = FC_{Hj}^a \cdot P_{Hj} \cdot H^a, \quad (a = 1,2, \dots, 12), (j = 1,2,3) \quad (16)$$

em que FCn_{Hj}^a é o fator de capacidade médio do mês a para o caudal natural da região Hj , FC_{Hj}^a é uma variável de decisão que representa o fator de capacidade médio do mês a da região Hj , P_{Hj} é uma variável de decisão que representa a potência (MW) total das hidroelétricas da região Hj no ano de projeção (2050 neste trabalho) e H^a é o total de horas (h/mês) no mês a .

4.2.2. Restrições de igualdade

A energia gerada tem que ser instantaneamente consumida, para qualquer período de tempo, quer seja em termos mensais, quer seja em termos diários. A restrição (17) garante o equilíbrio mensal entre a produção e o consumo e as restrições (18-19) asseguram o equilíbrio diário para o verão e inverno, respetivamente. A curva de consumo anual médio (com dados mensais) entre 2014 e 2016 do Brasil foi projetada para 2050 e as curvas de consumo para os dias médios (com dados horários) de verão e de inverno do ano de 2014 foram projetadas para 2050. Estes dados também serão utilizados no próximo capítulo, onde essas projeções são apresentadas em detalhe (secção 5.3.3).

$$L^a - \sum_{i=1}^I FC_i^a \cdot P_i \cdot H^a = 0, \quad \forall a \quad (17)$$

$$L_{_v^h} - \sum_{i=1}^I FC_{_v_i^h} \cdot P_i = 0, \quad \forall h \quad (18)$$

$$L_{_in^h} - \sum_{i=1}^I FC_{_in_i^h} \cdot P_i = 0, \quad \forall h \quad (19)$$

L^a é o consumo de energia (MWh/mês) no mês a ; $L_{_v^h}$ e $L_{_in^h}$ são o consumo diário de verão e de inverno (consecutivamente) na hora h ; FC_i^a é o fator de capacidade médio de cada tecnologia e região i no mês a ; $FC_{_v_i^h}$ e $FC_{_in_i^h}$ são os fatores de capacidade da tecnologia e região i para o dia médio de verão e de inverno (respetivamente) na hora h ; i representa o tipo de tecnologia renovável (hídrica = 1, eólica = 2, solar = 3 e biomassa = 4) e para o

⁶ para o cenário global, j pode ser removido ou fazer ($J = 1$) e usar as médias globais.

cenário regional, i representa o tipo de tecnologia e região ($i = 1,2, \dots, 12$ e 13 para $H1, H2, \dots, S5$ e Bio). h é o índice da hora ($h = 1, \dots, 24$); e P_i é uma variável de decisão que representa a potência (MW) total da tecnologia e região i no ano de projeção (2050 neste trabalho). Devido ao facto dos FC das hídricas serem variáveis de decisão, as equações (17-19) são equações de igualdades não-lineares.

A restrição de igualdade (20) garante que a energia produzida pelas hidroelétricas, no ano da análise de complementaridade, é igual à energia afluyente dos rios, para dessa forma ser evitada a depreciação das albufeiras e o desperdício de água.

$$\sum_{a=1}^{12} FC_i^a H^a = \sum_{a=1}^{12} FCn_i^a H^a, \quad (i = H1, H2, H3) \quad (20)$$

As restrições (21-22) garantem que o volume de água turbinado durante o dia é proporcional ao volume turbinado anualmente. Sendo assim, toda a água turbinada no semestre deverá ser igual à água turbinada no dia médio, multiplicada pelo número de dias do semestre, sendo 181 dias para o semestre que representa o verão (janeiro-junho), e 184 dias para o semestre que representa o inverno (julho-dezembro). Dessa maneira, o dia médio de verão e de inverno estão ligados pelo caudal anual e a água poupada em um desses dias médios será utilizado no outro.

$$\sum_{a=1}^6 FC_i^a H^a = 181 \cdot \sum_{h=1}^{24} FC_{v_i}^h, \quad (i = H1, H2, H3) \quad (21)$$

$$\sum_{a=7}^{12} FC_i^a H^a = 184 \cdot \sum_{h=1}^{24} FC_{in_i}^h, \quad (i = H1, H2, H3) \quad (22)$$

4.2.3. Restrições de desigualdade

A restrição de desigualdade não-linear (Eq. 23) assegura o limite máximo e mínimo de armazenamento de energia nas albufeiras.

$$\alpha R_{Hj}^{max} \leq EA_{Hj}^a \leq R_{Hj}^{max}, \quad \forall a, j \quad (23)$$

EA_{Hj}^a é a energia (MWh) que está armazenada nas albufeiras da região Hj , no mês a e pode ser calculada pela equação (24). R_{Hj}^{max} é a capacidade máxima de armazenamento de energia (MWh) nas albufeiras da região Hj e α é a energia mínima de reserva (%) que deverá ser mantida nos reservatórios das albufeiras. Neste trabalho foi considerada uma reserva mínima de 20% em relação à capacidade máxima de armazenamento.

A equação (24) representa o balanço hídrico dos reservatórios, porém em forma de energia armazenada.

$$EA_{Hj}^a = En_{Hj}^a - E_{Hj}^a + EA_{Hj}^{a-1}, \quad \forall a, j \quad (24)$$

En_{Hj}^a e E_{Hj}^a são calculados pelas equações (15-16), sendo que EA_{Hj}^0 é a energia inicial dos reservatórios. Neste trabalho foi considerada uma energia inicial igual a 50% da capacidade máxima de armazenamento (R_{Hj}^{max}) para todos os reservatórios.

Não é necessário inserir restrições de reservatório para a análise diária, pois a quantidade de energia armazenada ao longo de um dia, para assegurar a variação diária entre a produção e o consumo de energia, é consideravelmente inferior à energia armazenada mensalmente.

4.2.4. Limite das variáveis de decisão

As restrições (25-28) são referentes aos limites das variáveis de decisão.

$$Pin_i \leq P_i \leq P_i^{max}, \quad \forall i \quad (25)$$

$$FC_i^{min} \leq FC_i^a \leq 1, \quad \forall a, (i = H1, H2, H3) \quad (26)$$

$$FC_i^{min} \leq FC_{v_i}^h \leq 1, \quad \forall h, (i = H1, H2, H3) \quad (27)$$

$$FC_i^{min} \leq FC_{in_i}^h \leq 1, \quad \forall h, (i = H1, H2, H3) \quad (28)$$

A restrição (25) é referente às restrições de mínima e máxima potência de expansão, para cada tecnologia e região i , devido ao potencial máximo explorável no país. Pin_i é a potência instalada e leiloada (MW) da tecnologia e região i no ano de referência (neste trabalho é dezembro/2016); e P_i^{max} é o potencial (MW) máximo estimado para a tecnologia e região i . As restrições (26-28) limitam os fatores de capacidade anuais e diários das hídricas, sendo FC_{Hj}^{min} o caudal mínimo da região Hj para evitar impactos ambientais e assegurar outros serviços desempenhados pelo rio (ONS, 2016).

4.2.5. Ajuste de dados

Para que haja convergência desse problema, os dados para a energia média diária consumida devem ser iguais aos da energia anual (Eq. 29-30), assim como os fatores de capacidade.

$$\sum_{a=1}^6 L^a = 181 \cdot \sum_{dv=1}^{24} L_{v^h} \quad (29)$$

$$\sum_{a=7}^{12} L^a = 184 \cdot \sum_{di=1}^{24} L_{in^h} \quad (30)$$

No entanto, para garantir as características das curvas típicas para as estações de verão e inverno, não será utilizado um dia médio semestral. Para tal, será utilizado o dia médio de verão e de inverno (pois representam situações extremas), multiplicando-os por uma constante para garantir a igualdade da equação (31-32).

$$\sum_{a=1}^6 FC_i^a = \mu v_i \cdot 181 \cdot \sum_{i=1}^{24} FC_{-v_i}^h, \quad \forall (i \notin \text{hidroelétrica}) \quad (31)$$

$$\sum_{a=7}^{12} FC_i^a = \mu i_i \cdot 184 \cdot \sum_{i=1}^{24} FC_{-v_i}^h, \quad \forall (i \notin \text{hidroelétrica}) \quad (32)$$

onde μv_i e μi_i representam as constantes de ajuste para a tecnologia e região i no período de verão e de inverno (consecutivamente). Para resolver esse problema de programação não-linear, será utilizado o algoritmo *fmincon Interior Point* disponível na *Matlab Optimization Toolbox*.

4.3. Resultados da otimização da complementaridade

Nesta secção são apresentados os resultados da otimização da complementaridade para o caso global e regional. O primeiro considera o fator de capacidade global para o Brasil, sem uma subdivisão em regiões e o segundo considera as regiões definidas. Também será analisado o impacto da não utilização da resolução horária no planeamento da expansão.

4.3.1. Resultados do cenário global

A Figura 36 apresenta o crescimento por tecnologia e a participação na produção de energia elétrica por tecnologia após o período de planeamento para o caso global. Neste cenário as hidroelétricas tiveram uma grande redução na participação e as eólicas e biomassa assumiram um papel importante na produção de energia elétrica, sendo que estas complementam as hídricas entre os meses de junho-novembro (Figura 37) e a eólica passou a ser líder na produção anual de energia. A biomassa aumentou drasticamente atingindo o limite máximo de expansão e a solar cresceu de 3 GW para 51,5 GW.

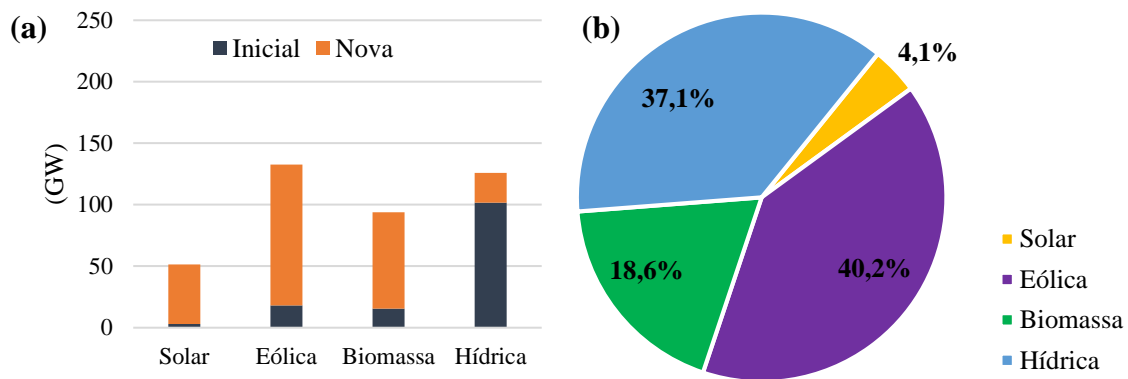


Figura 36: Crescimento (a) e participação na produção de energia por tecnologia em 2050 (b) no cenário global

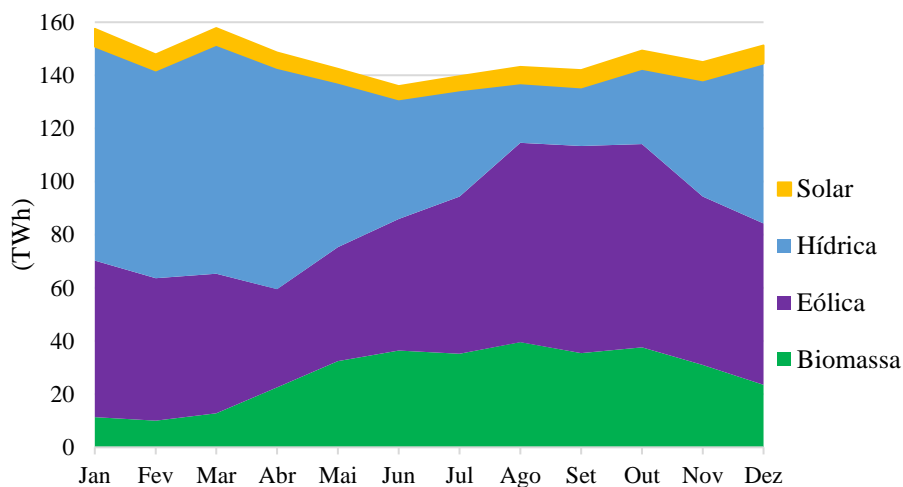


Figura 37: Produção anual de energia por tecnologia para o cenário global

A Figura 38 apresenta a variação do fator de capacidade e, conseqüentemente, a variação do caudal turbinado durante o ano. Foi possível assegurar a procura anual com uma variação máxima de 10,7% do caudal turbinado em relação ao natural. Ao analisar as Figuras 38 e 39, há um excesso de energia disponível no início do ano e, portanto, essa energia é armazenada para ser usada no fim do primeiro semestre e no começo do segundo semestre, quando começa a entrar na estação de seca e a produção da eólica e biomassa ainda não atingiram os picos de produção anuais. No mês de agosto, essas duas fontes renováveis atingem a sua máxima produção e então há novamente um excesso na produção de energia que é armazenado para ser usado no mês de dezembro.

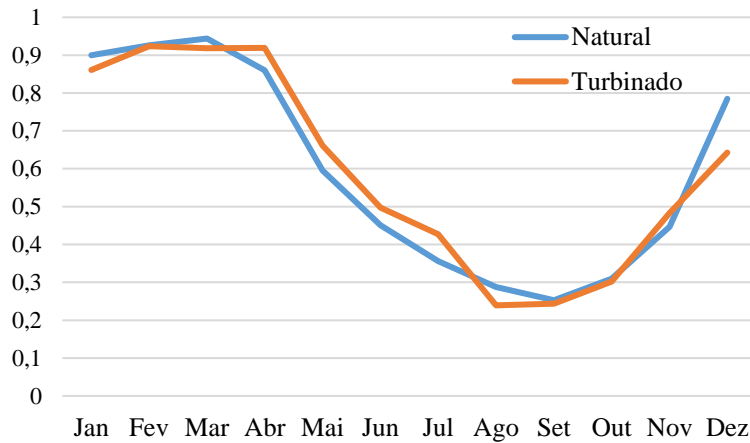


Figura 38: Curva natural do fator de capacidade versus curva turbinado do fator de capacidade anual (global)

Como se pode observar na Figura 39, com a utilização dos benefícios da complementaridade foi possível assegurar o crescimento do consumo até 2050 utilizando apenas 10,7% (22,3 TWh/ano) da capacidade atual de armazenamento das albufeiras.

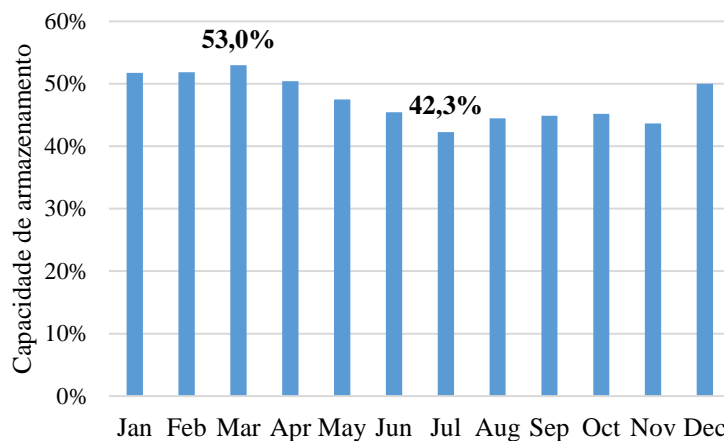


Figura 39: Variação anual da energia (em %) armazenada no reservatório global

A Figura 40 apresenta a produção de energia diária para o dia médio de verão (a) e de inverno (b). No verão é possível ver três picos de consumo, a primeira queda de consumo ocorre na hora do almoço e a segunda queda ocorre perto das 18h quando entra em vigor a tarifa de ponta para alguns sectores. No verão o maior pico é após o almoço devido ao uso do ar-condicionado, e no inverno o maior pico é a noite, isso porque o pico da tarde é reduzido no inverno, pois o uso de ar-condicionado no Brasil tem uma maior aplicação para arrefecimento de ambiente e pouca aplicação para aquecimento. A energia solar apresenta um grande benefício no verão porque produz no período onde há maior necessidade de energia, porém, as eólicas também têm seu pico de produção nesse mesmo período do dia.

Em termos gerais, a eólica apresenta maior benefícios que a solar, pois a sua produção contínua diária oferece mais benefícios do que a solar, principalmente no inverno.

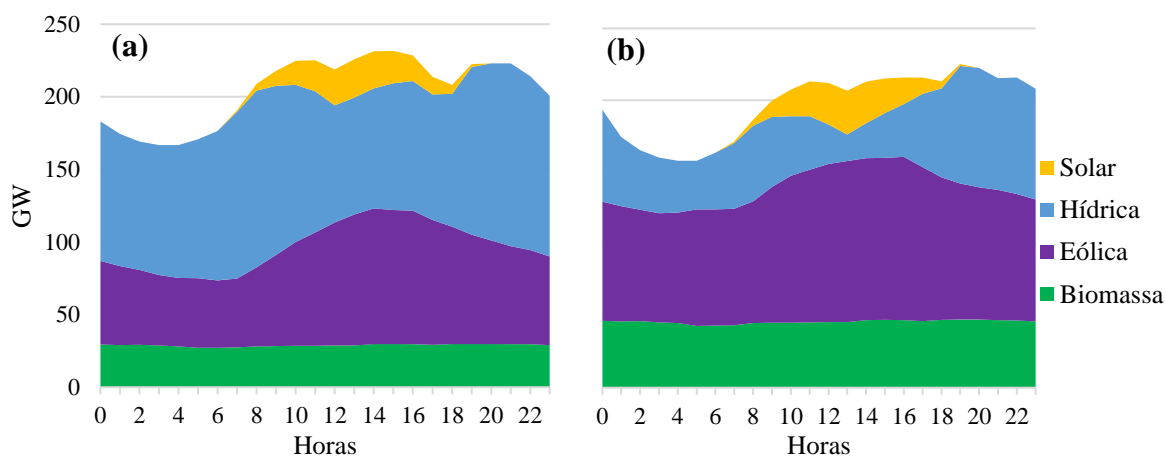


Figura 40: Produção de energia por tecnologia no dia médio de verão (a) e de inverno (b), para o cenário global

4.3.2. Resultados do cenário regional

Este cenário considera a heterogeneidade climática que há ao longo do território brasileiro, dividindo o país em regiões representativas para cada tecnologia. No cenário regional foi possível reduzir ainda mais a percentagem de participação das hidroelétricas (Figura 41), porém a sua potência instalada e a sua participação na produção de energia foram maiores devido ao baixo fator de capacidade da energia solar. Nesse cenário, foram adicionados 125,8 GW de energia solar. Outra característica desse cenário é que a expansão da biomassa não atingiu o seu limite, como ocorreu na análise anterior.

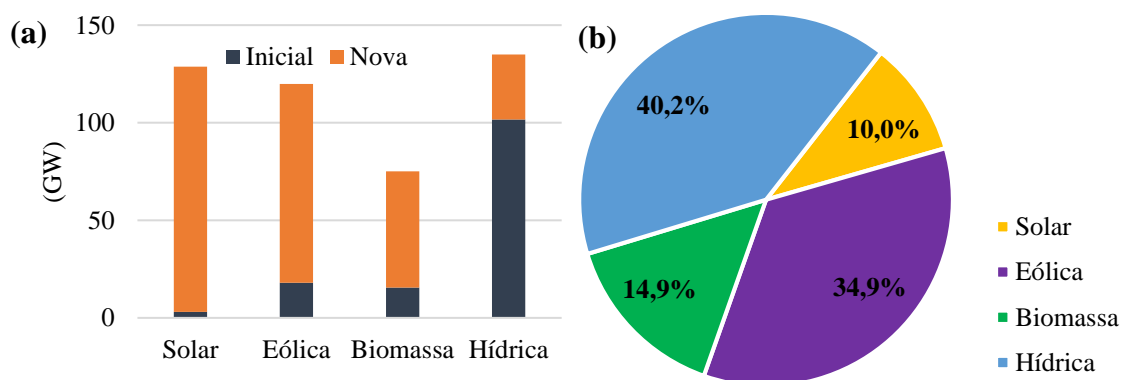


Figura 41: Crescimento (a) e participação na produção de energia por tecnologia em 2050 (b) no cenário regional

Na Figura 42 pode-se observar o impacto da energia solar na produção anual de base.

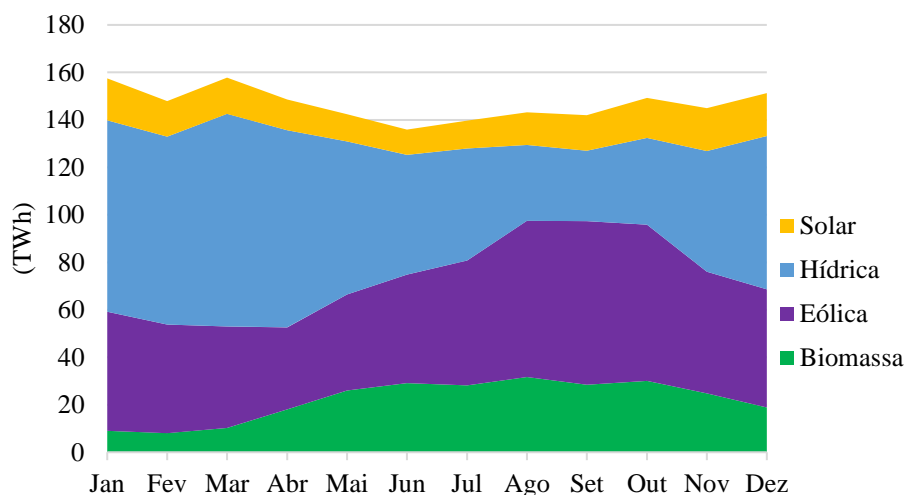


Figura 42: Produção anual de energia por tecnologia para o cenário regional

O cenário regional proporcionou uma complementaridade entre as fontes e regiões, pois foi possível reduzir a diferença entre o fator de capacidade natural e o turbinado (Figura 43) e conseqüentemente, também foi possível reduzir o armazenamento de energia (Figura 44). Quase não há variação entre o fator de capacidade natural e o turbinado da região H2, sendo que a região H2 representa 68% da capacidade hídrica instalada.

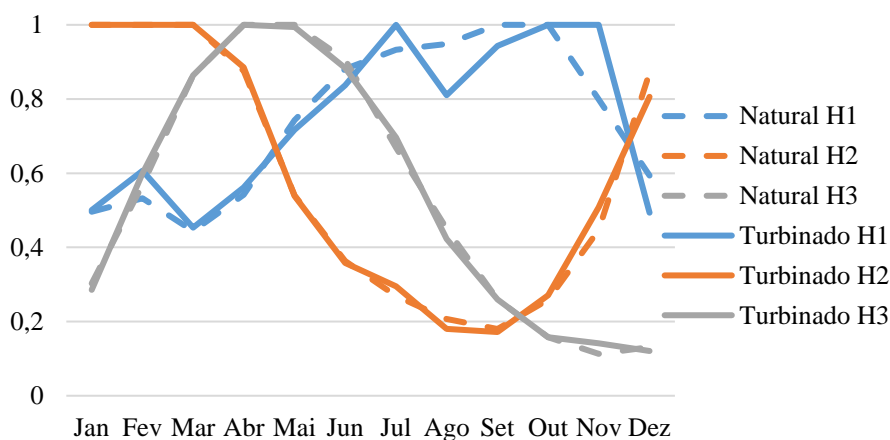


Figura 43: Curva natural do fator de capacidade versus curva turbinado do fator de capacidade anual (regional)

Quando comparamos os dois cenários (global e regional), no segundo, a energia solar teve um importante papel e foi possível reduzir a variação entre o caudal natural e o turbinado, obtendo uma melhor complementaridade entre as fontes e regiões e a energia armazenada nos reservatórios foi reduzida em 70% (6,8 TWh/a), representado apenas 3,2% da capacidade atualmente instalada. Para a principal região (H2), a variação nos níveis do reservatório foi de apenas 2,4% (Figura 44). A região H3 foi a que mais cresceu (1659%) e atingiu o limite máximo de expansão. Assim, é possível afirmar que essa é a região que mais contribui para a complementaridade do sistema.

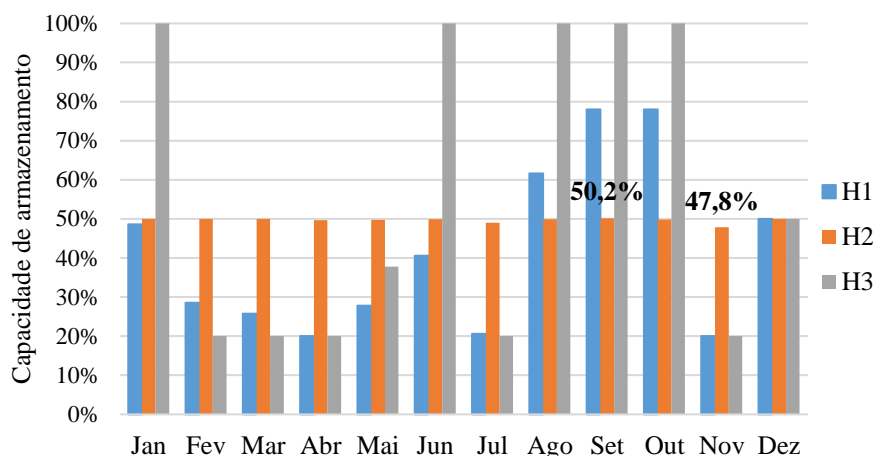


Figura 44: Variação anual da energia (em %) armazenada nos reservatórios

A Figura 45 apresenta a gestão dos reservatórios da principal região hidrológica do Brasil no ano de 2017, com os dados normalizados em 0,5. Devido à sazonalidade hidrológica (Figura 38), atualmente é necessário armazenar água durante o primeiro semestre para ser utilizada no segundo semestre. Contudo, com a produção da eólica e biomassa é possível suavizar essa sazonalidade, pois essas fontes são complementares às hidroelétricas (Figura 42). A redução da dependência dos reservatórios para assegurar as variações sazonais, aumenta a capacidade das hidroelétricas para compensar eventos extremos.

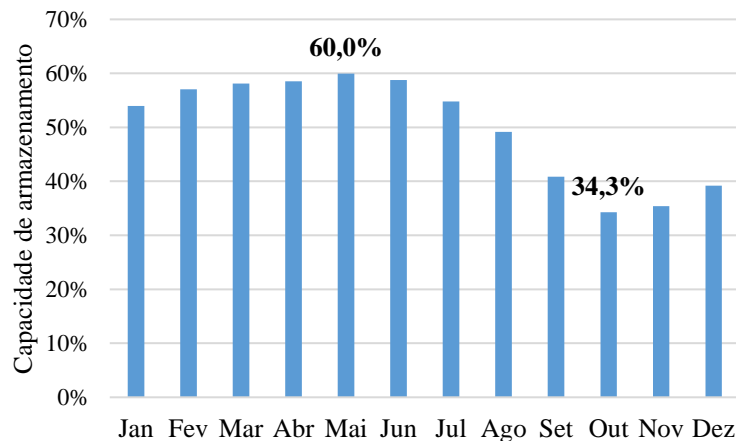


Figura 45: Gestão dos reservatórios sudeste/centro-este durante o ano de 2017
Fonte: (ONS, 2018)

A Figura 46 apresenta os resultados para a produção diária. Embora o inverno seja a estação de seca, mesmo com menos água disponível, as hidroelétricas foram capazes de compensar a descontinuidade da produção solar. A hora onde o uso da reserva foi mais necessário foi nos horários de ponta (19h-20h), tanto para o inverno (b) como para o verão (a). Para compensar a redução da geração solar que começa após as 13h, a produção das hidroelétricas cresce numa taxa de 15 GW durante 6h seguidas até atingir o valor máximo (103 GW) às

19h, quando a produção solar é nula. No verão (a), esse crescimento é mais suavizado, pois a produção solar também é menor nessa estação.

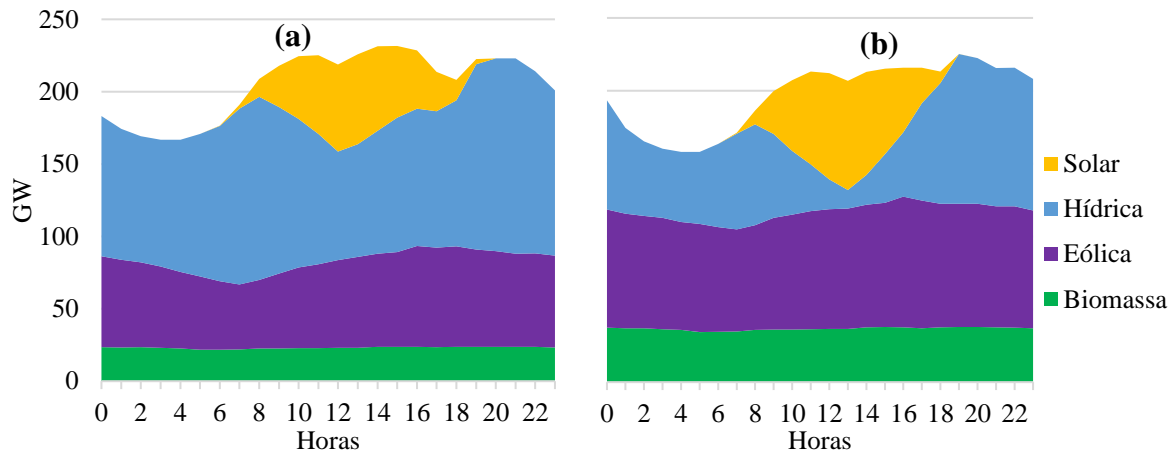


Figura 46: Produção de energia por tecnologia no dia médio de verão (a) e de inverno (b), para o cenário regional

4.3.3. Horário vs. Mensal

Muitos estudos não utilizam uma resolução horária e para exemplificar a importância da utilização de uma abordagem horária no planejamento da expansão, nesta seção serão apresentados os resultados para uma abordagem que considera somente as restrições de equilíbrio entre consumo e produção mensais (ignorando as restrições horárias) e outra que considera apenas as restrições horários (ignorando as restrições mensais) para o cenário regional (por ser o que apresentou a melhor solução nas análises anteriores). As duas abordagens foram analisadas separadamente e apresentam resultados de mixes diferentes (Figura 47), porque por exemplo, a descontinuidade diária na geração solar não aparece na análise mensal ou até mesmo em uma abordagem diária.

Na abordagem mensal (Figura 47) a energia solar é a principal fonte, porém o mesmo não ocorre na abordagem horária, devido à descontinuidade da energia solar ao longo do dia. No entanto, ao comparar essas duas abordagens, fica evidente o papel da energia solar na maximização da complementaridade entre fontes e regiões durante o ano, com a segunda maior participação na produção anual (29%), ficando apenas abaixo das hidroelétricas. Se o resultado da abordagem mensal for aplicado na abordagem horária, as hídricas não seriam capazes de suprir a diferença entre a procura e a produção, a nível horário. Ao analisar este problema é preciso levar em conta que a complementaridade anual é mais importante que a complementaridade diária porque a energia armazenada requerida na análise anual é muito superior à da análise diária. O tempo de armazenamento também é muito inferior na análise diária, pois na análise anual a energia poderá ser armazenada durante 12 meses e na análise

diária apenas 24 horas. A necessidade de armazenamento também pode ser reduzida através de medidas de gestão da procura, sendo que estas medidas têm maior impacto a nível diário. Para aumentar a complementaridade anual, é preciso aumentar a flexibilidade diária, por isso no Capítulo 7 será analisado o impacto de medidas de gestão da procura para promover a integração da energia solar.

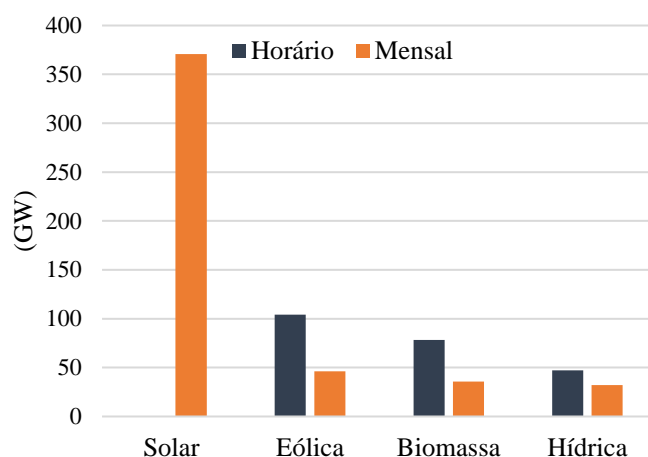


Figura 47: Potência acrescentada por tecnologia para a análise horária e mensal

Na abordagem mensal, a energia solar teve um importante papel devido à sua baixa variação anual, enquanto na abordagem horária, as hídricas tiveram maior importância devido à sua flexibilidade de geração.

Ao analisar a complementaridade entre regiões, a solar S4 foi a região em que a capacidade (Figura 48) instalada atingiu o potencial máximo estimado (271 GW), o que representa 43,4% da potência total instalada na abordagem mensal e 72% da capacidade solar instalada. As regiões solares apresentaram dois comportamentos distintos (Figura 32), o grupo S1-S2-S3 apresenta uma curva anual mais típica, com redução no inverno, e o grupo S4-S5 apresenta um comportamento bastante diferente, com pouca variação durante o ano. Porém, a região S4 foi a região solar que apresentou maior complementaridade com a região hídrica H2 (Figura 33), podendo assim afirmar-se que a região norte do país apresenta mais benefícios para a complementaridade do que as outras regiões.

O mesmo ocorreu com a energia eólica, na Figura 48 a região que mais cresceu foi a região E3 (região nordeste), sendo esta também a região eólica que apresenta maior complementaridade em relação a H2 (Figura 33). Schmidt et al (2016), também chegou à mesma conclusão ao afirmar que a energia eólica gerada na Região Nordeste do Brasil contribui mais para complementar a hidroeletricidade, do que a energia eólica gerada nas outras regiões.

A Figura 48 apresenta a participação por fonte e região para a abordagem mensal (a soma das regiões omitidas não ultrapassa 1%).

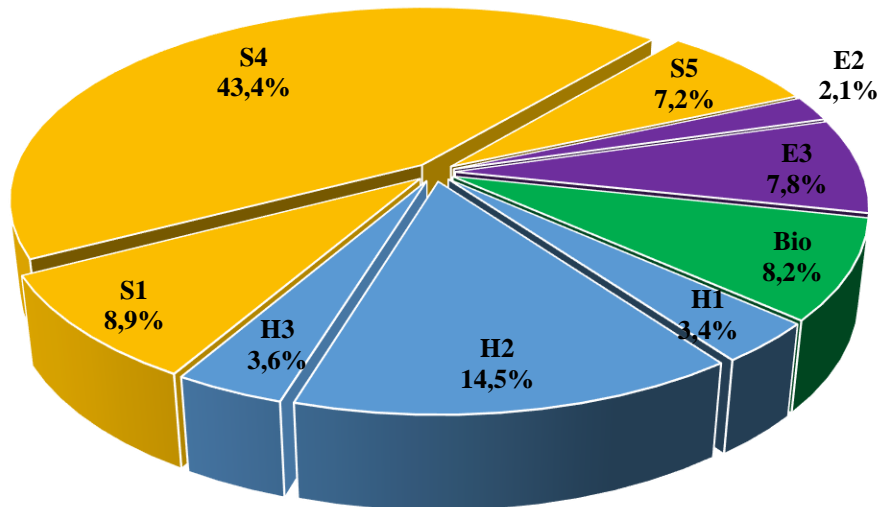


Figura 48: Participação na potência instalada por tecnologia e região na abordagem mensal

4.4. Discussão

Quando os resultados do cenário global (média nacional) são comparados com os resultados do cenário regional (com o país dividido em regiões) é possível perceber claramente os benefícios de usar as regiões. Por exemplo, o uso de regiões permitiu um crescimento de 150% na expansão da energia solar em relação ao cenário global e uma redução de 70% da necessidade de armazenamento de energia. O cenário regional teve uma melhor distribuição da potência instalada entre fontes e foi possível assegurar o consumo futuro sem a necessidade de construir novos reservatórios. Gils et al. (2017), também conclui que é possível assegurar o consumo em 2050 sem novos reservatórios, com o sistema eletroprodutor 100% renovável.

Na Tabela 7 as taxas de participação na produção de energia elétrica de cada fonte renovável são comparadas com outros trabalhos. Como pode ser observado, em todos os trabalhos são as hidroelétricas que lideram a produção de energia elétrica, porém neste trabalho foi possível ter a menor participação das hidroelétricas. Tal é um bom resultado do ponto de vista de segurança energética e ambiental, tendo em vista as últimas crises energéticas que o país tem sofrido devido à dependência das hídricas e o impacto ambiental que a construção de novas centrais hidroelétricas tem causado. Nos estudos do Greenpeace-E[R] e Gils (ambas análises consideram um sistema de energia 100% renovável em 2050), as hídricas e eólicas foram as responsáveis pela produção de quase 75% da energia consumida (Gils-74%

e Greenpeace-73%), resultado muito idêntico ao deste trabalho (75%), porém neste trabalho houve uma melhor distribuição entre estas fontes.

A energia solar e a biomassa tiveram um resultado oposto ao encontrado nesses outros trabalhos. Nesses estudos, as centrais solares (com armazenamento térmico) e as centrais a biomassa foram consideradas com flexibilidade na produção, além de algumas medidas de gestão da procura e o uso de outros sistemas de armazenamento (ex. baterias e armazenamento térmico), enquanto que nesse capítulo foi usado o conceito de complementaridade para aumentar a flexibilidade do sistema e nesse caso as centrais a biomassa aumentaram a segurança do sistema elétrico. Neste trabalho, apenas as hidroelétricas são flexíveis e são complementadas pelas centrais eólicas, biomassa e uma parcela das centrais solares que também contribui para essa complementaridade. As hidroelétricas são responsáveis por assegurar 40-54% do consumo anual em todos os estudos, pois estas são flexíveis, previsíveis e têm o menor custo. Mesmo quando o custo não é considerado na análise (como nesse capítulo), as hidroelétricas ainda continuam a ser o principal recurso.

Tabela 7: Participação anual na produção de energia

Tecnologia	Regional	Gils ^a	Coppe ^b	E[R] ^c
Hídrica	40%	48%	54%	47%
Eólica	35%	26%	11%	25%
Solar	10%	18%	16%	21%
Biomassa	15%	7%	9%	7%
Não-renovável			10%	

^a(Gils et al., 2017). ^b(da Cunha et al., 2016). ^c(Greenpeace, 2016a)

CAPITULO 5

PLANEAMENTO MULTIOBJECTIVO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

No capítulo anterior foi apresentada uma nova metodologia para o planeamento da expansão. O problema consistia em minimizar a diferença entre o caudal turbinado e o caudal natural para maximizar a complementaridade, sendo assim um problema mono-objectivo. Todavia, a minimização do custo total da expansão tem sido o objetivo mais comum utilizado pelos investigadores nas análises de planeamento da expansão (Luz, Moura, & de Almeida, 2018), pois o modelo clássico do planeamento do sector elétrico envolvia apenas a minimização dos custos. No entanto, atualmente devido às restrições ambientais, segurança energética e objetivos políticos, o planeamento da expansão do sistema elétrico passou a envolver vários objetivos (Antunes *et al.*, 2004; Antunes & Alves, 2012).

Existem várias abordagens utilizadas pelos investigadores no planeamento da expansão e vários critérios para seleccionar o *mix* energético. Contudo, a maior parte dos estudos utiliza uma abordagem multicritério e inclui a minimização do custo total do sistema. Em relação ao impacto ambiental e à segurança energética, há diferentes abordagens. Nesse capítulo será apresentado um modelo de Planeamento da Expansão da Geração Multiobjectivo para um Sistema 100% Renovável, considerando duas funções objetivo: minimização do custo total (usando a abordagem clássica) e maximização da complementaridade (usando a formulação apresentada no capítulo anterior). Este último objetivo é uma função não-linear com restrições não-lineares, pelo que o modelo apresentado utiliza programação multiobjectivo não-linear.

A segurança energética e a diversificação da matriz elétrica serão utilizadas como restrições no modelo apresentado. O horizonte de tempo desse plano será 2017-2050, com subperíodos quinquenais, com o objetivo de fomentar os agentes decisores a reformular os planos energéticos para atender o novo contexto brasileiro. Este estudo contempla as atuais metas governamentais e utiliza projeções atualizadas do crescimento da procura e do preço das tecnologias de geração de energia elétrica.

5.1. Programação multiobjectivo não-linear

Um problema multiobjectivo envolve múltiplos pontos de vista a serem avaliados, ou seja, existe mais do que uma função objetivo para ser avaliada. Quando se lida com problemas em que há mais de uma função objetivo e essas funções são conflituosas entre si, não existe uma solução ótima (não há uma solução que otimize todas as funções objetivo simultaneamente), e sim um conjunto de soluções com diferentes características e diferentes compromissos.

Esse conjunto de soluções faz parte das soluções não-dominadas. Uma solução não-dominada é uma solução para a qual não há outra solução admissível que melhore simultaneamente todas as funções objetivo (Antunes & Alves, 2012). Para melhorar uma solução não-dominada é necessário degradar o valor de pelo menos uma das outras funções objetivo. Sabendo que não existe uma solução ótima, a simples comparação entre soluções não-dominadas não fornece qualquer recomendação que leve até à solução final. De fato, não há um modelo puramente matemático que conduza a uma solução final, sendo necessário a intervenção de um agente decisor, sendo as suas preferências a determinar a solução final (Clímaco et al., 2003).

Um problema multiobjectivo pode ser solucionado por um processo iterativo, com uma fase técnica (cálculo das soluções não-dominadas) e uma fase de diálogo (entre o agente de decisão/analista e o computador) (Clímaco *et al.*, 2003). As preferências do decisor podem ser entendidas como um modelo pessoal da realidade (conjunto de opiniões, valores, perspectivas da realidade, etc.) sobre o qual se apoia para avaliar diferentes possibilidades de ações. A intervenção do agente decisor desempenha um papel importante no processo de solução, mas é de suma importância a utilização de ferramentas computacionais que o auxiliem na tomada de decisão (Alves et al., 2015).

Um problema multiobjectivo genérico pode ser representado pelas equações 33-36.

$$\min z_1 = f_1(\mathbf{x}) \quad (33)$$

...

$$\min z_p = f_p(\mathbf{x}) \quad (34)$$

s.a.

$$g_\gamma(\mathbf{x}) = 0, \quad \gamma = 1, 2, \dots, n_g \quad (35)$$

$$h_\lambda(\mathbf{x}) \leq 0, \quad \lambda = 1, 2, \dots, n_h \quad (36)$$

onde p é o número de funções objetivo, n_g é o número de restrições de igualdade e n_h é o número de restrições de desigualdade. \mathbf{x} é um vetor com as variáveis de decisão, $f_k(\mathbf{x})$ é a função objetivo k -ésima ($k = 1, 2, \dots, p$), $g_\gamma(\mathbf{x})$ são as restrições de igualdade e $h_\lambda(\mathbf{x})$ são as restrições de desigualdades.

Este problema consiste em determinar o(s) vetor(es) $\mathbf{x}'(s)$, que pertence(m) à região admissível, que minimiza(m) simultaneamente os p objetivos considerados. Uma solução $\mathbf{x}' \in X$ é *eficiente* (ou não-dominada), se e unicamente se, não existe nenhuma outra solução admissível que seja igual ou melhor, pois caso exista, essa solução é fracamente eficiente. X_E representa o conjunto das soluções eficientes.

O ponto $\mathbf{z}' = f(\mathbf{x}')$ no espaço da função objetivo é não-dominado (não inferior) se e só se $\mathbf{x}' \in X_E$. O conjunto de pontos não-dominados é $F_E = \{\mathbf{z} = f(\mathbf{x}) \in F: \mathbf{x} \in X\}$. A solução ideal \mathbf{z}^* (ou ponto utopia) é o ponto, no espaço dos objetivos, formado pelo ótimo de cada função objetivo na região admissível, quando otimizadas separadamente.

Na literatura é possível encontrar problemas multiobjectivo lineares e não-lineares para o planejamento da expansão (Iqbal et al., 2014). Neste trabalho é proposto um problema multiobjectivo não-linear com variáveis contínuas.

Foram utilizadas ferramentas heurísticas e matemáticas para encontrar o conjunto de soluções não-dominadas implementadas no software *Matlab*. Como técnica heurística, foram utilizados algoritmos genéticos (Holland, 1975) e como métodos matemáticos foi utilizada a priorização (Osyczka, 1984), a programação por compromisso (Yu, 1973; Zelany, 1974), a soma pesada e a perseguição de objetivos (Gembicki, 1974).

Os algoritmos genéticos são um método heurístico inspirado no processo adaptativo dos seres vivos observado na natureza. Um indivíduo representa uma solução e um conjunto de indivíduos formam uma população. As variáveis de otimização sofrem mutações aleatórias para gerar novos indivíduos semelhantes (soluções próximas) aos indivíduos selecionados. Os indivíduos selecionados são as melhores soluções de uma população e podem passar para

a geração seguinte. A cada geração, são gerados novos pontos próximos das melhores soluções e assim as soluções vão sendo melhoradas e conduzidas para uma convergência (Gaspar Cunha et al., 2012). Através desse método é possível encontrar um conjunto de soluções que representam a fronteira de Pareto. Neste trabalho foi utilizado a *package* ‘*gamultiobj*’ (Deb, 2001), incluída no software *Matlab*, para encontrar os resultados.

No método da priorização (*Hierarchical method*), uma função objetivo f_v é escolhida para ser minimizada e as outras funções são transformadas em restrições (Marler & Arora, 2004). As equações 37-38 apresentam o método de priorização.

$$\min z_v = f_v(\mathbf{x}) \quad (37)$$

s.a.

$$f_k(\mathbf{x}) \leq \left(1 + \frac{\delta_k}{100}\right) f_k(\mathbf{x}_k^*), \quad k = 1, 2, \dots, p, \quad \forall k \neq v \quad (38)$$

A restrição (38) é relaxada pelo aumento do lado direito da restrição por uma percentagem de $f_k(\mathbf{x}_k^*)$. A variação de δ_k gera diferentes pontos não-dominados.

Na programação por compromisso (*Compromise Programming*) as funções objetivo são aglutinadas (*scalarization*) para formar um único objetivo. Porém, não é possível somar funções objetivo com unidades diferentes, pelo que todas as funções têm que ser transformadas em funções objetivo adimensionais. A primeira técnica apresentada será o método de normalização (Eq. 39) de Koski & Silvennoinen (1987).

$$f_k^{trans}(\mathbf{x}) = \frac{f_k(\mathbf{x}) - f_k^{min}}{f_k^{max} - f_k^{min}}, \quad k = 1, 2, \dots, p \quad (39)$$

f_k^{min} é o resultado da minimização de f_k e f_k^{max} é o resultado máximo para f_k . Para essa metodologia f_k^{trans} sempre estará entre 0 e 1. A função objetivo na programação por compromisso pode ser descrita pela equação (40).

$$\min z = \left\{ \sum_{k=1}^p w_k \cdot (f_k^{trans}(\mathbf{x}))^\psi \right\}^{1/\psi} \quad (40)$$

\vec{w} é um vetor de pesos definido pelo agente decisor a priori, tal que $\sum_{k=1}^p w_k = 1$ e $w_k \geq 0$. A equação (40) pode ser apresentada de forma simplificada usando $\psi = 1$ (Eq. 41), tendo-se assim o método da soma pesada (Marler & Arora, 2004). A transformação das funções objetivo em funções adimensionais também pode ser simplificada utilizando o desvio relativo, tendo-se assim uma abordagem menos complexa.

$$\min z = \sum_{k=1}^p w_k \cdot \left(\frac{f_k(\mathbf{x}) - f_k^{\min}}{f_k^{\min}} \right) \quad (41)$$

O método de perseguição de objetivos (*goal attainment*) é uma adaptação do método de programação por metas (*goal programming*), mas é computacionalmente mais rápido (Marler & Arora, 2004). A sua formulação pode ser descrita pela equação 42.

$$\begin{aligned} & \min_{x,\gamma} \gamma \\ \text{s.a.} & \\ & f_k(\mathbf{x}) - w_k \cdot \gamma \leq b_k, \quad k = 1, 2, \dots, p \end{aligned} \quad (42)$$

γ é um escalar irrestrito e b_k é o objetivo a ser atingido pela função objetivo k-ésima. Para solucionar esse problema, foi utilizada a *package* ‘*fgoalattain*’ incluída no software *Matlab*.

5.2. Formulação do problema multiobjetivo

Um problema de Planejamento da Expansão da Geração – PEG é formado por variáveis (independentes ou dependentes) de decisão, funções de restrições e funções objetivo, e o decisor deverá encontrar uma solução dentro da região viável. O horizonte de planejamento pode ser dividido em estudos de longo ou de curto prazo. Nesse trabalho será apresentado um estudo de longo prazo, para um horizonte até 2050, com subperíodos de cinco anos, para definir a melhor composição da evolução do sistema eletroprodutor. Os subperíodos podem ser solucionados separadamente (tipo estático) ou, como nesse trabalho, pode ser encontrada uma solução global para todos os subperíodos (tipo dinâmico). A modelização do problema depende das ferramentas e algoritmos disponíveis para a sua resolução, da precisão requerida, das simplificações possíveis, etc. Nos estudos de longo prazo, não há a necessidade de detalhar cada elemento desse sistema e a simplificação do modelo pode facilitar a sua solução (Seifi & Sepasian, 2011). Portanto, nesse modelo será ignorado o sistema de transporte.

A formulação proposta considera duas funções objetivo (custo total de expansão e complementaridade), 52 restrições lineares, 138 restrições não-lineares e 271 variáveis. As tecnologias consideradas serão: hidroeletricidade; eólica, solar fotovoltaica e biomassa. No capítulo anterior foram analisados dois cenários: global e regional. Porém, foram comprovadas as vantagens da divisão do país em regiões representativas, pelo que neste capítulo será apenas analisado o cenário regional.

5.2.1. Funções objetivo

Para a função de custo, quando se refere ao planejamento da expansão de longo prazo, muitos autores (Luz et al., 2018; Moura & de Almeida, 2010b; Unsuhay-Vila et al., 2011) utilizam o Custo Nivelado de Energia – CNE para representar o custo total de expansão, o que também será adotado nesse trabalho. No CNE já estão incluídos o investimento inicial e os custos de operação e manutenção.

A Equação 43 apresenta a função objetivo de minimização dos custos.

$$\min f_1 = \sum_{t=2020}^{T=2050} \sum_{i=1}^I (C_i^t PI_i^t h_i) \quad (43)$$

Em que:

- t índice do subperíodo dentro do horizonte de planejamento ($t = 2020, 2025, \dots, 2050$);
- i índice do tipo de tecnologia e região a ser instalado ($i = 1, \dots, I$);
- C_i^t custo nivelado da energia (\$/MWh) da tecnologia e região do tipo i instalada no subperíodo t ;
- h_i horas de funcionamento médias por ano (h/ano) que as centrais de tecnologia e região do tipo i operam;
- PI_i^t potência a ser instalada (MW) da tecnologia e região do tipo i , acumulada desde o subperíodo inicial ($t = 2020$) até o subperíodo t -ésimo, que pode ser calculado pela equação (44).

$$PI_i^t = \sum_{ta=2020}^t PISub_i^{ta}, \quad (i = 1, 2, \dots, I), \quad \forall t \quad (44)$$

$PISub_i^{ta}$ é a variável de decisão que representa a potência a ser instalada (MW) da tecnologia e região do tipo i no subperíodo ta . Foram utilizados os índices t e ta para diferenciar o subperíodo da potência acumulada e o subperíodo da potência a ser instalada durante um único período, porém os dois índices servem para representar os subperíodos do horizonte de planejamento T . Para as equações em que não é necessário fazer essa diferenciação, será adotado somente t .

Para maximizar a complementaridade, será utilizada a formulação apresentada no capítulo anterior. Tendo como pressuposto que as hidroelétricas serão as únicas renováveis com flexibilidade na produção, a minimização entre o caudal natural e o caudal turbinado garante a maximização da complementaridade das fontes renováveis. A análise de

complementaridade será aplicada a partir de 2030, pois nos primeiros anos de projeção há pouca intervenção no *mix* atual devido às centrais que já estão em processo de construção ou dos leilões até dezembro de 2016. Esta análise terá intervalos de dez anos entre cada subperíodo, pois as mudanças significativas nas contribuições de cada fonte e região exigem intervalos de tempo maiores. Apesar da análise começar a partir de 2030, os subperíodos anteriores também sofrem um impacto, pois para chegar no *mix* desejado em 2030, as mudanças deverão começar em 2020. Assim, a função objetivo proposta na equação (14) da secção (4.2.1) do capítulo anterior será alterada para incluir os subperíodos e garantir que haja complementaridade em todo o período de projeção. A função objetivo (45) analisa a complementaridade para os subperíodos ($tc = 2030, 2040$ e 2050).

$$Min \left\{ \sum_{tc=2030}^{2050} \sum_{j=1}^J \sum_{a=1}^{12} \left[(En_{Hj}^{a,tc})^2 + (E_{Hj}^{a,tc})^2 - (2En_{Hj}^{a,tc} \cdot E_{Hj}^{a,tc}) \right] \right\} \quad (45)$$

A energia produzida pelas hídricas ($E_{Hj}^{a,tc}$) e a energia natural que flui nos rios ($En_{Hj}^{a,tc}$) podem ser calculadas pelas equações (46-47), que são uma adaptação das equações (15-16) da secção (4.2.1) do capítulo anterior, para incluir os subperíodos tc .

$$En_{Hj}^{a,tc} = FCn_{Hj}^a \cdot (Pin_i + PI_i^t) \cdot H^a, \quad \forall (t = tc), (i = Hj) \\ (a = 1,2, \dots, 12), (j = 1,2,3), (tc = 2030,2040,2050) \quad (46)$$

$$E_{Hj}^{a,tc} = FC_{Hj}^{a,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) \cdot H^a, \quad \forall (t = tc), (i = Hj) \\ (a = 1,2, \dots, 12), (j = 1,2,3), (tc = 2030,2040,2050) \quad (47)$$

Em que:

tc índice do subperíodo que analisa a complementaridade dentro do horizonte de planeamento ($tc \subset t$, $tc = 2030, 2040$ e 2050);

a índice do mês ($a = 1, \dots, 12$);

j índice da região hídrica ($H1, H2$ e $H3$);

$En_{Hj}^{a,tc}$ energia natural (MWh/mês) que flui nos rios da região hídrica Hj , no mês a e subperíodo tc ;

$E_{Hj}^{a,tc}$ energia (MWh/mês) produzida nas hídricas Hj , no mês a e subperíodo tc ;

FCn_{Hj}^a fator de capacidade médio do mês a para o caudal natural da região Hj . O caudal natural é o mesmo em todos os subperíodos analisados;

$FC_{Hj}^{a,tc}$ variável de decisão que representa o fator de capacidade médio do mês a e subperíodo tc da região Hj ;

H^a total de horas (h/mês) no mês;

Pin_i potência inicialmente instalada (MW) da tecnologia e região i .

A implementação das funções objetivos em *Matalb* é apresentada nos Anexos D.1 e D.2.

5.2.2. Restrições de igualdade

Nesse trabalho, o compromisso energético é assegurar o consumo anual de energia dentro do horizonte de planeamento utilizando apenas fontes renováveis. Portanto, a restrição clássica que utiliza a LDC (*Load Duration Curve* – Curva de Duração de Cargas) deve ser substituída por uma restrição de produção de energia (Luz et al., 2018; Moura & de Almeida, 2010b). A Equação (48) apresenta a restrição de compromisso de produção de energia elétrica através de energias renováveis, definindo a produção anual das energias renováveis no subperíodo t .

$$\sum_{i=1}^I [(Pin_i + PI_i^t)h_i] = \beta^t Lsub^t (1 + \varepsilon) , \quad \forall t \quad (48)$$

$Lsub^t$ é a previsão do consumo de energia elétrica (MWh/ano) no subperíodo t ; β^t é a contribuição (%) das energias renováveis para assegurar o consumo de energia elétrica no subperíodo t ; e ε é a energia de reserva (%) que o sistema deverá assegurar (nesse estudo foi utilizado 10%).

As restrições de igualdade Eq. (49-51) garantem o equilíbrio hídrico entre o caudal natural e turbinado, e o caudal diário e mensal e são uma adaptação das equações (20-22) da secção (4.2.1) do capítulo anterior para incluir os subperíodos tc .

$$\sum_{a=1}^{12} FC_{Hj}^{a,tc} H^a = \sum_{a=1}^{12} FCn_{Hj}^a H^a , \quad \forall tc, j \quad (49)$$

$$\sum_{a=1}^6 FC_{Hj}^{a,tc} H^a = 181 \cdot \sum_{h=1}^{24} FC_v_{Hj}^{h,tc} , \quad \forall tc, j \quad (50)$$

$$\sum_{a=7}^{12} FC_{Hj}^{a,tc} H^a = 184 \cdot \sum_{h=1}^{24} FC_in_{Hj}^{h,tc} , \quad \forall tc, j \quad (51)$$

$FC_{v_{Hj}}^{h,tc}$ e $FC_{in_{Hj}}^{h,tc}$ são os fatores de capacidade das hídricas Hj para o dia médio de verão e de inverno (respectivamente), na hora h do subperíodo tc ; e h é o índice da hora ($h = 1, \dots, 24$).

5.2.3. Restrições de desigualdade

Com o objetivo de atingir a meta do governo para energias renováveis não-hídrica (eólica, solar e biomassa), a restrição (52) garante que a partir de 2030 a participação das renováveis não-hídrica ultrapassa 23%. Esta restrição também garante a diversificação do sistema eletroprodutor.

$$\sum_{i=1}^I [h_i(Qin_i + Q_i^{tr})] \geq 0,23 \cdot Lsub^{tr} , \quad (tr = 2030, 2035, \dots, 2050) \quad (52)$$

$$\text{onde } Q_i^{tr} = \begin{cases} 0, & \text{se } Q_i^{tr} \in (\text{hidroelétrica}) \\ PI_i^{tr}, & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad Qin_i = \begin{cases} 0, & \text{se } Qin_i \in (\text{hidroelétrica}) \\ Pin_i, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

onde tr é uma alternativa ao índice t para representar os subperíodos a partir de 2030 e Pin_i é a potência inicialmente instalada (MW) mais a potência leiloada (MW), da tecnologia e região i no ano inicial (2017).

A restrição (53) é referente às restrições de máxima expansão para cada tecnologia devido ao potencial máximo explorável no país.

$$Pin_i + PI_i^{t=2050} \leq P_i^{max}, \quad \forall (i \notin \text{biomassa}) \quad (53)$$

em que P_i^{max} é o potencial (MW) máximo explorável da tecnologia e região i . Para a biomassa, o P_i^{max} será diferente em cada subperíodo devido ao crescimento progressivo da oferta de bioeletricidade apresentado na Figura 28. Assim, a Eq. (54) implementa essa modificação na Eq. (53) e deve ser aplicada apenas à biomassa.

$$Pin_{Bio} + PI_{Bio}^t \leq P_{Bio}^{max,t}, \quad \forall t \quad (54)$$

No Brasil, a ponta de verão ocorre entre as 14 e 15h e a ponta de inverno ocorre entre as 19 e 20h (EPE, 2015c). A tarifa de ponta no Brasil é um período composto por três horas diárias consecutivas definido pelas distribuidoras de energia (*utilities*), normalmente entre as 17 e 21h. Na análise de complementaridade (seção 4.3) também foi verificado que essas são as horas mais críticas, tanto no inverno como no verão, na gestão diária. Para garantir a segurança no fornecimento de energia para o pior caso (horário de ponta ou períodos críticos), o sistema eletroprodutor deverá ser capaz de assegurar o consumo nesses períodos

em todos os anos da análise. A restrição (55) assegura o consumo na ponta de verão (14-15h) e nos períodos de ponta definidos pelas distribuidoras (17-21h) para o verão e inverno.

$$\sum_{i=1}^I [(Pin_i + PI_i^t) FC_i^{pt}] \geq \beta^t Lp^{t,pt} (1 + \vartheta) , \quad \forall pt, t \quad (55)$$

onde FC_i^{pt} é o fator de capacidade no horário de ponta pt da tecnologia e região i , $Lp^{t,pt}$ é o consumo de energia no período t e horário de ponta pt ; e pt representa o horário de ponta para o verão e o inverno (14h e 15h, 17-21h no verão e 17-21h no inverno). Tal como na restrição (48) também é preciso disponibilizar energia de reserva para o horário de ponta por questões de segurança, sendo que ϑ representa a energia de reserva (%) que o sistema deverá ter (nesse estudo foi utilizado 15%).

5.2.4. Restrições não-lineares de igualdade

A energia gerada tem que ser instantaneamente consumida, para qualquer período de tempo, quer seja em termos mensais, quer seja em termos diários. A restrição (45) garante esse equilíbrio a nível anual para todos os anos analisados. No entanto, esse mesmo equilíbrio deve ser garantido a nível mensal e horário na análise de complementaridade. As equações (17-19), definidas no capítulo anterior (secção 4.2.2), foram alteradas (Eq. 56-58) para garantirem o equilíbrio mensal e horário em todos os subperíodos (tc).

$$L^{a,tc} - \sum_{i=1}^I FC_i^{a,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) \cdot H^a = 0 , \quad \forall a, tc, (t = tc) \quad (56)$$

$$L_{\nu}^{h,tc} - \sum_{i=1}^I FC_{\nu}^{h,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) = 0 , \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (57)$$

$$L_{in}^{h,tc} - \sum_{i=1}^I FC_{in}^{h,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) = 0 , \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (58)$$

$L^{a,tc}$ é o consumo de energia (MWh/mês) no mês a e subperíodo tc ; $L_{\nu}^{h,tc}$ e $L_{in}^{h,tc}$ são o consumo diário de verão e de inverno (consecutivamente) na hora h e subperíodo tc ; $FC_i^{a,tc}$ é o fator de capacidade médio de cada tecnologia e região i no mês a e subperíodo tc ; $FC_{\nu}^{h,tc}$ e $FC_{in}^{h,tc}$ são os fatores de capacidade da tecnologia e região i para o dia médio de verão e de inverno (respetivamente) na hora h e subperíodo tc .

5.2.5. Restrições não-lineares de desigualdade

A restrição (59) é uma adaptação da equação (23) para assegurar o limite máximo e mínimo de armazenamento de energia nas albufeiras, em todos os subperíodos tc , tendo sido definida no capítulo anterior.

$$\alpha R_{Hj}^{max} \leq EA_{Hj}^{a,tc} \leq R_{Hj}^{max} \quad , \quad \forall a, j, tc \quad (59)$$

A equação (60) é uma adaptação da equação (24) e representa o balanço hídrico dos reservatórios e também foi definida no capítulo anterior.

$$EA_{Hj}^{a,tc} = En_{Hj}^{a,tc} - E_{Hj}^{a,tc} + EA_{Hj}^{a-1,tc} \quad , \quad \forall a, j, tc \quad (60)$$

A implementação das equações não-lineares em *Matalb* é apresentada no Anexo D.3.

5.2.6. Limite das Variáveis de decisão

A Eq. (61) e as equações (62-64) são relativas aos limites das variáveis de decisão.

$$0 \leq P_{sub_i}^{ta} \leq \varphi P_i^{max} \quad , \quad \forall i, ta \quad (61)$$

$$FC_i^{min} \leq FC_{Hj}^{a,tc} \leq 1 \quad , \quad \forall a, j, tc \quad (62)$$

$$FC_i^{min} \leq FC_{v_{Hj}}^{h,tc} \leq 1 \quad , \quad \forall h, j, tc \quad (63)$$

$$FC_i^{min} \leq FC_{in_{Hj}}^{h,tc} \leq 1 \quad , \quad \forall h, j, tc \quad (64)$$

A equação (61) apresenta as restrições de crescimento, por tecnologia e região, para cada subperíodo, onde φ é a percentagem (%) da capacidade máxima (P_i^{max}) que poderá ser instalada da tecnologia i em cada subperíodo (5 anos). Neste trabalho φ assume o valor de 25%, pelo que em cada subperíodo cada tecnologia poderá ter um crescimento máximo de 25% da sua capacidade total de expansão, sendo assim evitado que se esgote o potencial da tecnologia i , em uma dada região, em um único subperíodo t . Essa restrição também evita um crescimento abrupto de uma dada tecnologia em uma única região, tendo em consideração a capacidade para a construção e instalação de novas centrais. As equações (62-64) são uma adaptação das equações (26-28) e limitam os fatores de capacidade anuais e horários.

5.3. Dados utilizados

5.3.1. Dados Económico

Ao realizar o planeamento energético de um país ou região, um dos vetores de decisão é a análise económica. Por isso, é necessário saber o custo que os recursos energéticos terão no

ano da sua implementação. Um método internacionalmente consagrado e adotado por muitos países para classificação das centrais elétricas com base no critério económico é o CNE. Este método permite comparar o custo da eletricidade produzida por centrais elétricas de natureza diferente e com estruturas de composição dos custos diferentes (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015). No entanto, o CNE não fornece informações sobre a disponibilidade da energia produzida, ou seja, uma central controlável pode ter o mesmo CNE que uma central não-controlável, apesar de ter um diferente rácio custo-benefício.

Devido à predominância da geração de energia elétrica através das hidroelétricas no Brasil, na década de 2000, foi adotado como critério de seleção nos leilões de energia o Índice Custo Benefício (ICB), para classificar os empreendimentos de acordo com a análise económica e os benefícios (complementaridade) que estes oferecem ao sistema (EPE, 2013).

O cálculo do CNE, de forma simplista, é a soma dos custos (Investimentos, O&M e Combustível), dividido pela energia produzida, podendo ser expresso em \$/MWh (IRENA, 2016). O ICB, também pode ser expresso em \$/MWh (ou R\$/MWh), e é a soma dos custos dividido pela energia produzida, com um dado critério de risco que afecta a quantidade de energia produzida (por exemplo a energia que uma hidroelétrica pode produzir em um ano de seca extrema) (Lisbona, Almeida, & Losekann, 2015). A metodologia para o cálculo da energia produzida depende do tipo de fonte de energia e é definida pelo Ministério de Minas e Energia – MME (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2010).

a. Solar

Ao comparar o ICB dos leilões realizados no Brasil entre 2014 e 2018, com o CNE apresentado por alguns autores para o mercado brasileiro, os resultados são bastante próximos (Tabela 8).

Neste trabalho será realizado o planeamento energético para o Brasil no horizonte temporal 2017-2050, pelo que é necessário ter a estimativa do preço da energia para esse horizonte. Em 2015, o instituto *Fraunhofer* estimou o preço da energia até o ano 2050 (Figura 49), para vários países, incluindo o Brasil.

Tabela 8: ICB's e CNE's para o mercado brasileiro da energia solar

Ano	ICB ^a (USD/MWh)	SolarPower ^b (USD/MWh)	Fraunhofer ^c (USD/MWh)	EPE ^d (USD/MWh)
2014	86 - 94	80	-	-
2015	88 - 93	-	76 - 130	71-103
2017	43-44	-	-	-
2018	35	-	-	-

^a(Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019). ^b(SolarPower Europe, 2016).
^c(Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015). ^d(Tolmasquim, 2016).

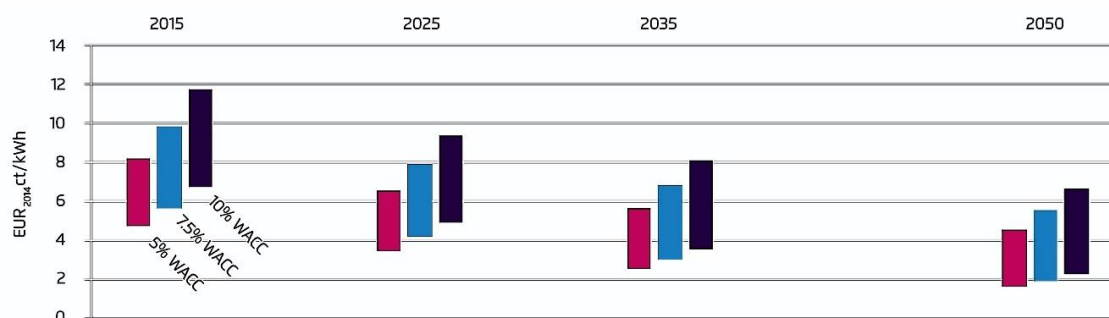


Figura 49: Projeção do CNE para diferentes cenários de custo médio ponderado do capital (WACC)
 Fonte: (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015)

Contudo, no leilão de 2017 já foi possível alcançar valores abaixo do esperado para 2025 para um WACC (custo médio ponderado do capital) de 7,5% ou 10%. O relatório do *Fraunhofer* apresenta uma faixa de valores e mesmo o limite inferior da projeção para um WACC de 5% em 2025, já está a ser superado em 2018. Por isso, serão utilizadas as mesmas taxas de decaimento do CNE para o limite inferior do WACC a 5%, tendo como referência o ICB do leilão de 2017 para projetá-lo até 2050.

b. Eólica

A Tabela 9 apresenta os resultados mínimos e máximos dos leilões entre 2014 e 2018 e o CNE apresentado por alguns autores para o mercado brasileiro.

Tabela 9: ICB's e CNE's para o mercado brasileiro da energia eólica

Ano	ICB ^a (USD/MWh)	SolarPower ^b (USD/MWh)	IRENA ^c (USD/MWh)	EPE ^d (USD/MWh)
2014	55 - 61	58	-	-
2015	54 - 65	50	66	35-65
2017	29-33	-	-	-
2018	20	-	-	-

^a(Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019). ^b(SolarPower Europe, 2016).
^c(IRENA, 2015). ^d(Tolmasquim, 2016).

O que foi verificado para o caso da energia solar, também ocorre na energia eólica, os ICB's apresentam valores próximos dos CNE's apresentados por outros autores. Em 2016, o

Lawrence Berkeley National Laboratory e National Renewable Energy Laboratory apresentaram os resultados de um inquérito respondido pelos maiores especialistas em energia eólica do mundo, com o objetivo de compreender o futuro do mercado de energia eólica (Wiser, Jenni, Seel, Baker, & Hand, 2016). Esse documento apresenta as estimativas das taxas de redução do CNE da energia eólica 2014-2050, para o mundo e em particular para a América Latina (Tabela 10).

Tabela 10: Projeção da taxa de redução do CNE da energia eólica para até 2050

	Cenário Médio			Cenário Baixo			Cenário Alto		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Redução do CNE (%)	-8	-19	-34	-22	-37	-54	-1	0	0

Fonte: (Wiser et al., 2016)

Tendo em consideração que os valores dos ICB's estão próximos aos CNE's apresentados por alguns autores e uma vez que esta metodologia foi já utilizada para a energia solar, será utilizado como referência o valor médio do ICB de 2017 e projetado até 2050, utilizando as taxas da Tabela 10.

c. Biomassa

A Tabela 11 apresenta os resultados mínimos e máximos dos leilões entre 2014 e 2017 e o CNE apresentado por alguns autores para o mercado brasileiro.

Tabela 11: ICB's e CNE's para o mercado brasileiro da biomassa

Ano	ICB ^a (USD/MWh)	IRENA ^b (USD/MWh)	BR ^c (USD/MWh)	EPE ^d (USD/MWh)
2014	84 - 111	90	61	-
2015	62 - 85	-	-	11-94
2017	65 - 71	-	-	-

^a(Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019). ^b(IRENA, 2015).

^c(de Jong, Kiperstok, & Torres, 2015). ^d(Tolmasquim, 2016).

A Figura 50 apresenta a variação percentual do CNE para estudos realizados na Alemanha (DLR), Estados Unidos da América (EIA) e Reino Unido (DECC). Nos três estudos apresentados a variação do CNE para a biomassa não ultrapassa os 10%. O EIA (Administração da informação de energia dos EUA) é o estudo mais recente, porém esse estudo apresenta apenas o CNE para o ano de 2018 e 2040, no entanto, ao realizar uma interpolação é possível encontrar os pontos restantes e uma variação (2020-2050) próxima dos outros estudos apresentados.

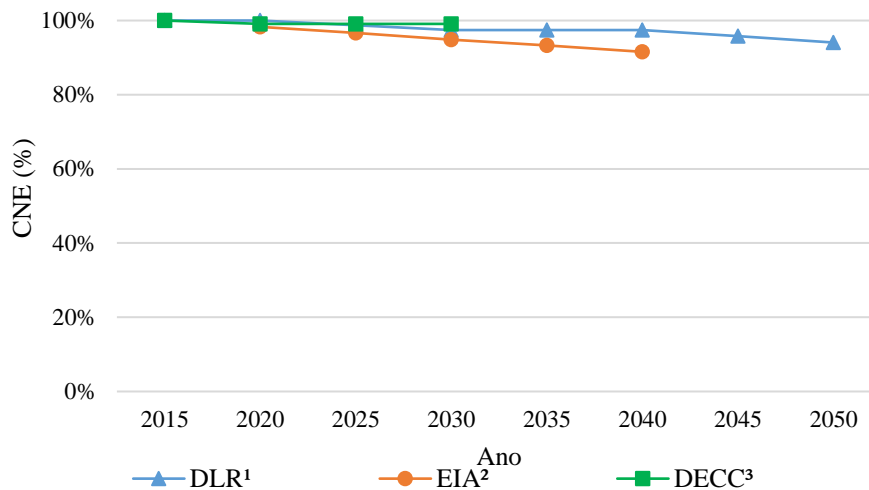


Figura 50: Estudos da variação do CNE da biomassa para até 2050

Fonte: ¹(Nitsch et al., 2010); ²(U.S Energy Information Administration, 2016);

³(Departament of Energy & Climate Change, 2012)

Não há um estudo oficial de projeção do CNE da biomassa específico para o Brasil, contudo existe uma grande semelhança entre os estudos apresentados anteriormente, apesar de serem para países diferentes e com características da matriz energética distintas. Assim, optou-se por utilizar as mesmas taxas do EIA, sendo este o estudo mais recente, e os resultados dos leilões de 2017.

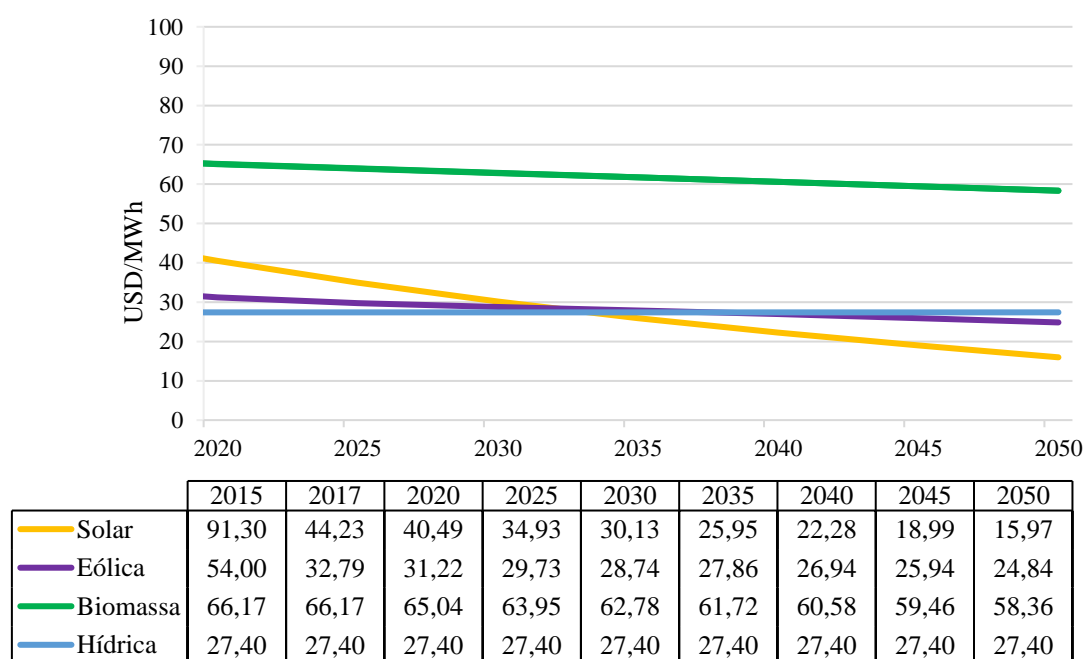
d. Hidroelétrica

Em 2015, o valor mínimo do ICB alcançado para uma hídrica foi de 47 USD/MWh, para uma central hidroelétrica de 150 MW. No entanto, este resultado depende muito da dimensão da central a ser construída e das condições do local. Por exemplo no ano de 2010 a central hidroelétrica de Teles Pires (1,82 GW) foi leiloada a 34 USD/MWh (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019). A EPE apresentou um relatório em que o CNE para as hídricas está entre 25 – 40 USD/MWh, dependendo da dimensão da central (Tolmasquim, 2016). A hidroeletricidade é uma tecnologia madura, com uma grande parte do recurso mundial já explorado (Simon, Gils, & Fischer, 2016). Assim, alguns investigadores não preveem a alteração do CNE das hidroelétricas nos próximos anos, ou preveem apenas uma pequena variação, tanto de aumento como de diminuição (Departament of Energy & Climate Change, 2012; Moura, 2010; U.S Energy Information Administration, 2014, 2016).

Partindo do pressuposto de que o CNE das hidroelétricas não se irá alterar nos próximos anos no Brasil, é preciso definir um valor médio para utilizar na projeção, pelo que foi

utilizada a média ponderada dos valores apresentados pela EPE, considerando a potência atualmente instalada para cada faixa de CNE.

A Figura 51 apresenta a projeção dos CNE's de todas as fontes de energia a serem utilizadas nesse trabalho. Em 2015 a energia solar fotovoltaica era a tecnologia com maior custo, entre as quatro consideradas, porém no leilão 2017 já conseguiu apresentar valores abaixo da biomassa e em 2035 é esperado que a energia solar tenha o menor CNE. Em alguns países já é possível obter preços próximos ou até abaixo das centrais nucleares ou de energia fóssil. Por exemplo, no Dubai foi registrado o menor preço em um leilão para a energia solar fotovoltaica (USD 29/MWh) (IEA, 2016). Portanto, os resultados apresentados nesse estudo estão de acordo com as previsões por muitos especialistas do sector energético. Ram et al. (2018), prevê para 2030 que a solar fotovoltaica atinja valores entre 23-72 USD/MWh) e para a energia eólica 23-90 USD/MWh para o Brasil. Na projeção deste trabalho é esperada uma redução de 64% no preço da energia solar de 2017 até 2050 e para a eólica é esperada uma redução de 24%.



Nota: Os valores de 2015 e 2017 são resultados reais dos leilões.

Figura 51: Projeção dos CNE's das energias renováveis para até 2050

5.3.2. Dados técnicos

A Tabela 12 sumariza os parâmetros definidos nos capítulos anteriores e que serão usados como entrada no modelo apresentado neste capítulo.

Tabela 12: Parâmetros utilizados para as energias renováveis

Tecnologia e região	P_i^{max} (GW)	φP_i^{max} (GW)	Pin_i (GW)	h_i (h)	FC_i^{min}	R_{Hj}^{max} (GWh)
S1	72,9	18,2	0,0	1 406	-	-
S2	256,3	64,1	0,3	1 438	-	-
S3	267,4	66,8	2,4	1 595	-	-
S4	270,6	67,7	0,3	1 292	-	-
S5	292,1	73,0	0,0	1 429	-	-
E1	162,1	40,5	2,1	5 523	-	-
E2	113,5	28,4	4,9	5 773	-	-
E3	240,7	60,2	10,9	6 449	-	-
E4	10,1	2,5	0,0	3 607	-	-
Bio	93,9	23,5	15,5	4 030	-	-
H1	20,9	5,2	9,9	6 505	0,050	5 213
H2	218,1	54,5	90,6	5 119	0,186	203 225
H3	22,4	5,6	1,2	4 689	0,050	573

Nota: Para biomassa foi utilizado valores diferentes para cada subperíodo conforme a projeção da Figura 28.

5.3.3. Projeção do consumo

Tendo como referência o desejo do governo federal de tornar a matriz energética mais renovável, será proposto o aumento da participação da renováveis até o sistema eletroprodutor se tornar 100% renovável. A Tabela 13 apresenta os resultados da projeção de consumo apresentado pelo governo incluindo a conservação de energia prevista, a produção das fontes renováveis proposta e a sua taxa de participação β^t para assegurar o consumo.

Tabela 13: Projeção de consumo e produção de energia em TWh

Ano	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Projeção de consumo	648	801	971	1117	1278	1430	1605
Produção das Renováveis	555	721	898	1061	1246	1430	1605
β^t	85,7%	90,0%	92,5%	95,0%	97,5%	100%	100%

Fonte: Adaptado (EPE, 2016b)

A curva de consumo anual médio (com dados mensais) entre 2014 e 2016 do Brasil (ONS, 2018) foi projetada para 2030, 2040 e 2050, utilizando como referência o consumo anual estimado para esses anos, apresentado na Tabela 13. A Figura 52 apresenta o consumo mensal no ano de referência. A curva de consumo para o dia médio (com dados horários) de verão e de inverno do ano de 2014 (EPE, 2015c) foi projetada para 2030, 2040 e 2050 utilizando como referência o consumo mensal de verão e de inverno apresentado na Figura 52.

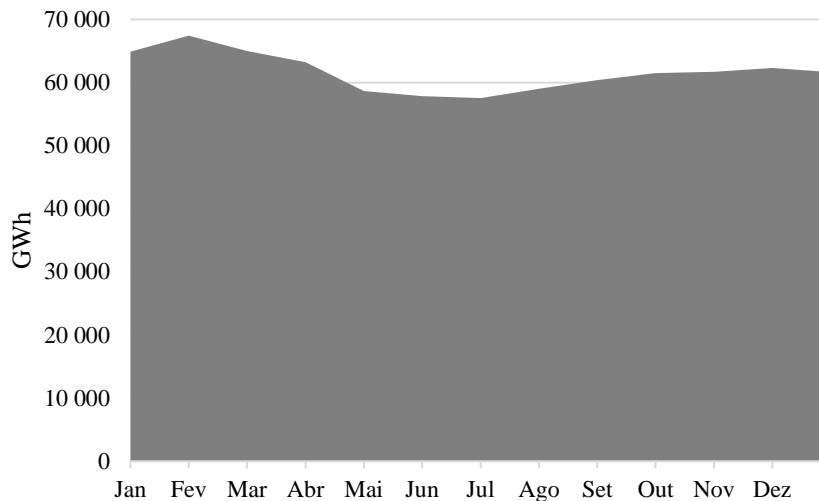


Figura 52: Consumo mensal no ano de referência

A Figura 53 apresenta o consumo do dia médio de verão e de inverno no ano de referência. Devido à utilização dos dados das estações meteorológicas de diferentes estados brasileiros, com diferença de fuso-horário, sendo que alguns estados não aplicam o horário de verão, optou-se por utilizar -3h em relação ao tempo universal coordenado (horário de Brasília, cidade onde está o parlamento do país), sem mudança no verão. Por isso, existe um deslocamento de consumo entre o verão e o inverno na Figura 53, causado pela diferença horária do horário de verão.

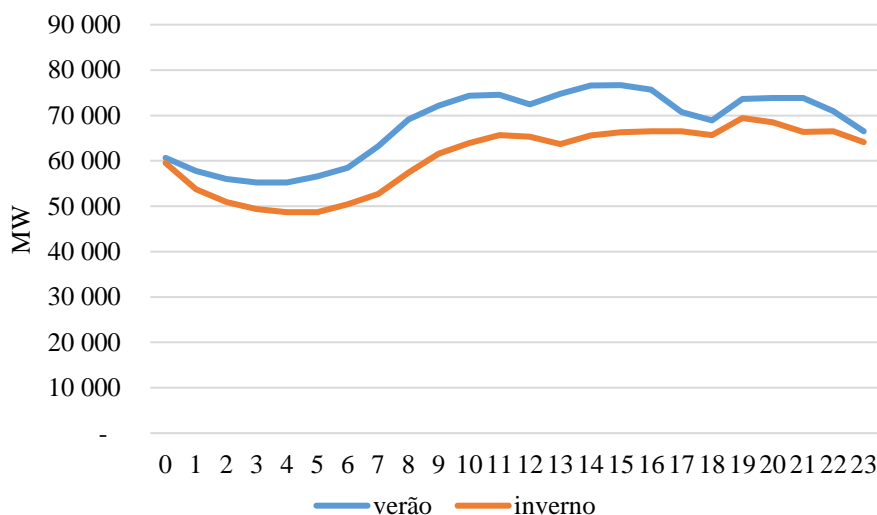
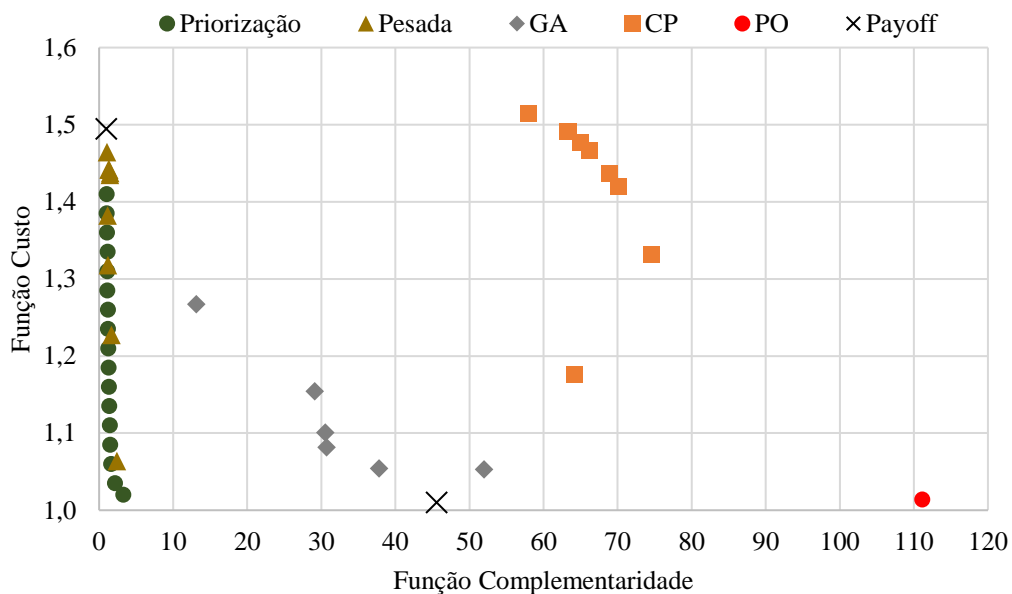


Figura 53: Consumo diário de verão e inverno no ano de referência

5.4. Resultados

Na secção 5.1 foram apresentados vários métodos para a solução de problemas multiobjectivo. A Figura 54 apresenta os resultados dos diferentes métodos aplicados ao

problema multiobjectivo apresentado neste capítulo. Os Algoritmos Genéticos – GA, a Programação por Compromisso – CP e a Perseguição de Objetivos – PO apresentaram soluções dominadas, pois devido à complexidade do problema, que é não-linear e não-convexo, essas abordagens não garantem soluções não-dominadas e ótimos globais. Os métodos mais simples (computacionalmente) obtiveram os melhores resultados (priorização e soma pesada). Sendo que os resultados da priorização podem ser denominados como fronteira de Pareto e todas as soluções para além dessa fronteira podem ser denominadas como solução dominada ou não-eficiente.



Nota: Os valores são adimensional e foram divididos pelo mínimo local (*payoff*)

Figura 54: Resultados para os diferentes métodos.

O método de priorização apresentou o melhor desempenho e por isso foi escolhido para apresentar os resultados finais deste capítulo, pois através do relaxamento da função custo é mais fácil assegurar o “deslocamento” pela região de fronteira, enquanto que o método da soma pesada exige mais esforço computacional e a combinação dos pesos apresenta maior complexidade para “deslocamento” pela região de fronteira.

Através da priorização, a função custo foi relaxada com um passo de 2,5% para gerar um conjunto de soluções (Figura 55). Com o uso dos dados reais e atualizados do sistema elétrico, apresentados neste capítulo e nos capítulos anteriores, foi possível encontrar um conjunto de soluções para o planejamento do sistema eletroprodutor brasileiro para um horizonte de 2017 até 2050.

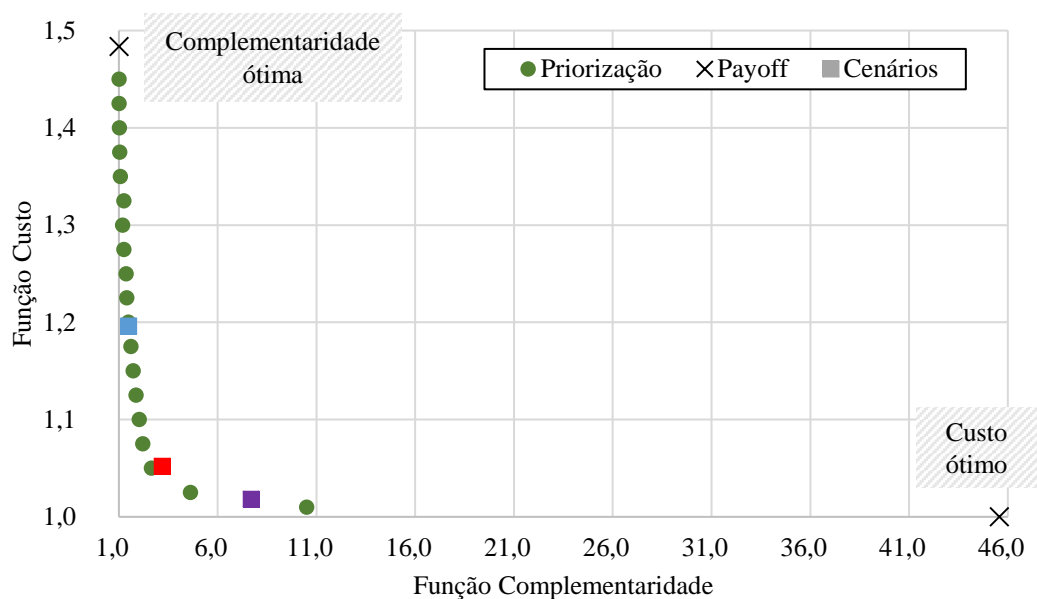


Figura 55: Conjunto de soluções normalizadas pelo mínimo local

Na Figura 55, à medida que a função custo é relaxada (piorada), as soluções vão-se distanciando do ponto ótimo da função custo e seguem em direção ao ponto ótimo da função complementaridade.

A solução 1 representa o ponto ótimo da função custo, que procura cumprir as restrições do problema a mínimo custo e a solução 2 representa o ponto ótimo da função que maximiza a complementaridade e minimiza o uso dos reservatórios (Tabelas 14 e 15)

Tabela 14: Ótimos individuais (*payoffs*)

Solução	Custo (10^{10} USD)	Complementaridade (10^9 GWh ²)	Uso médio do Reservatório (%)	Uso do Reservatório 2050 (%)
1	9,07	12,7	51,0	49,4
2	13,5	0,28	6,12	2,91

Tabela 15: Potência final a ser instalada (GW) para os *payoffs*

Solução	PV	Eólica	Biomassa	Hidroelétrica
1	212,0	51,1	0,0	94,2
2	64,1	90,2	77,6	46,0

Ao minimizar a função custo (solução 1), há uma preferência pelo uso das hidroelétricas nos primeiros subperíodos (Tabela 15) e há um crescimento acentuado da energia solar nos últimos subperíodos, quando esta se torna a tecnologia com o menor preço. Para esta solução, o custo médio foi de 26,04 USD/MWh para as novas tecnologias instaladas. Ao maximizar a complementaridade (solução 2), houve uma maior distribuição da potência total entre as fontes (PV = 16,1%, Eólica = 26,0%, Biomassa = 22,4% e Hidro = 35,54%), e uma

preferência pela instalação de novas centrais eólicas e de biomassa, devido à complementaridade destas em relação às hídricas, mas o custo médio foi maior (38,30 USD/MWh).

Os problemas multiobjectivo, que representam problemas reais, envolvem múltiplos pontos de vista a serem avaliados, que por sua vez são conflituosos (não existe, em geral, uma solução que otimize simultaneamente todos os objetivos), pelo que a solução final será uma escolha (no conjunto de soluções) do agente de decisão, tendo em atenção as suas preferências (Carlos Henggeler Antunes & Alves, 2012). Dado este facto, serão apresentadas três soluções (cenários) com base nas preferências económicas, técnicas, ambientais e governamentais.

A solução 3 (Tabelas 16-17) representa o cenário de referência, sendo esta solução o ponto que garante uma participação na potência total do sistema electroprodutor para o último ano de pelo menos 5% para cada tecnologia analisada (ponto vermelho da Figura 55). A solução 4 (ponto roxo da Figura 55), é um cenário económico com o compromisso de utilizar no máximo 19,9% da capacidade total dos reservatórios (metade do valor atingido para um relaxamento de 0,01% na função custo). A solução 5 (ponto azul da Figura 55), é o cenário técnico com o compromisso de garantir a mínima distância entre os *payoffs*, ou seja, os dois objetivos são atendidos de forma equilibrada. Para gerar esses cenários, foram realizadas buscas com passos menores (0,1%) entre os pontos (da Figura 55) que estão mais próximos dos compromissos assumidos, sendo os três pontos com cores diferentes, as soluções escolhidas.

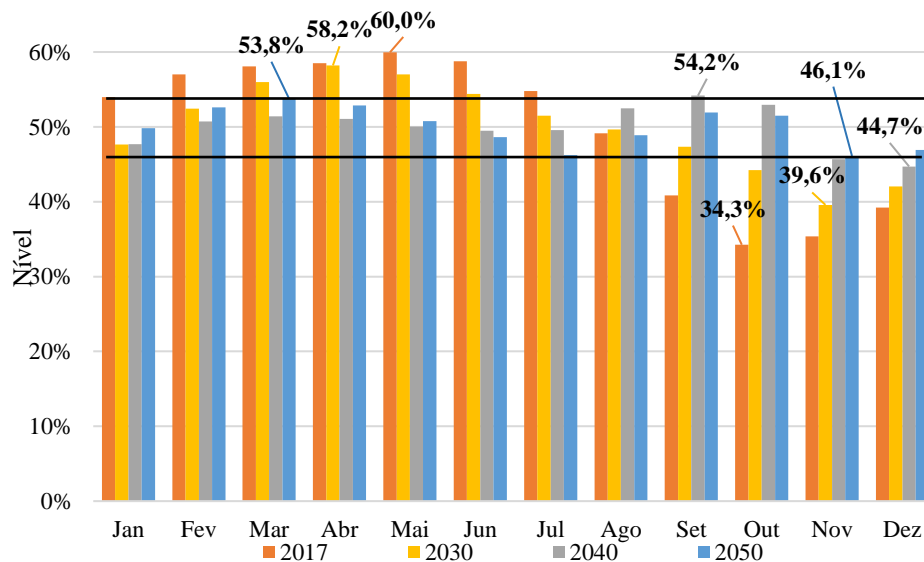
Tabela 16: Resultados das funções objetivos

Solução	Custo (10 ¹⁰ USD)	Complementaridade (10 ⁸ GWh ²)	Uso do Reservatório (%)
3	9,54	8,90	12,2
4	9,24	21,4	19,6
5	10,9	4,18	8,2

Tabela 17: Potência final a ser instalada (GW) para os cenários definidos

Solução	PV	Eólica	Biomassa	Hidroelétrica
3	97,3	132,4	6,0	39,0
4	180,8	95,0	0,0	58,8
5	102,4	117,7	26,3	42,8

Para o cenário de referência (Solução 3), a função custo foi relaxada em 5,2% em relação ao ótimo local e assim foi possível reduzir em 58% o uso dos reservatórios. Na Figura 56 o resultado da operação dos reservatórios para 2030, 2040 e 2050 (Solução 3) é comparado com os dados de operação em 2017. É possível verificar que mesmo com um crescimento de mais de 170% do consumo de energia, é possível assegurar o consumo até 2050 sem novos reservatórios e com uma menor variação nos níveis mensais dos reservatórios. Neste trabalho foi utilizado um nível inicial de 50% nos reservatórios, porém com a complementaridade entre as fontes renováveis é possível ter uma maior flexibilidade entre anos nos reservatórios para assegurar os anos de secas ou chuvosos, ou seja, os níveis iniciais podem ser aumentados ou reduzidos pois há pouca variação entre os meses.



Nota: A média foi centralizada em 50%

Figura 56: Gestão dos reservatórios das regiões sudeste/centro-este em 2017 e a projeção para o cenário de referência (2030, 2040 e 2050)

Na Figura 56 foram utilizados os dados de operação dos reservatórios da região mais significativa (sudeste/centro-este), para o ano de 2017 (ONS, 2018). Para 2017 a diferença entre o nível máximo e o mínimo dos reservatórios foi de 26%, enquanto que para Solução 3 foi de apenas 7,7% em 2050. Na Figura 56 está destacada com duas linhas a faixa de variação dos reservatórios em 2050. Tem-se assim uma variação maior em 2030 com um comportamento próximo do cenário atual (2017), mas à medida que a composição do sistema eletroprodutor vai sendo modificada, com a instalação de novas centrais para assegurar o consumo de energia futura, o uso dos reservatórios vai sendo reduzido e o seu comportamento anual vai sendo modificado. Em 2040 a curva anual de variação tem um comportamento já próximo da curva de 2050.

No cenário de referência, as hidroelétricas tiveram a menor participação, quando comparada aos outros cenários. A Figura 57 apresenta a participação de cada fonte na produção de energia elétrica. Em 2017, as hidroelétricas asseguraram 68% do consumo de energia e nas projeções realizadas para o cenário de referência em 2030 a sua participação ainda é alta, porém a partir de 2040 sua produção passa a ser inferior a 50%. Para isso, as energias eólica e solar passaram a ter um papel importante na produção de energia. Entre 2020 e 2030 foram acrescentados 42 GW de centrais eólicas e entre 2040 e 2050 foram instalados 46 GW de centrais fotovoltaicas.

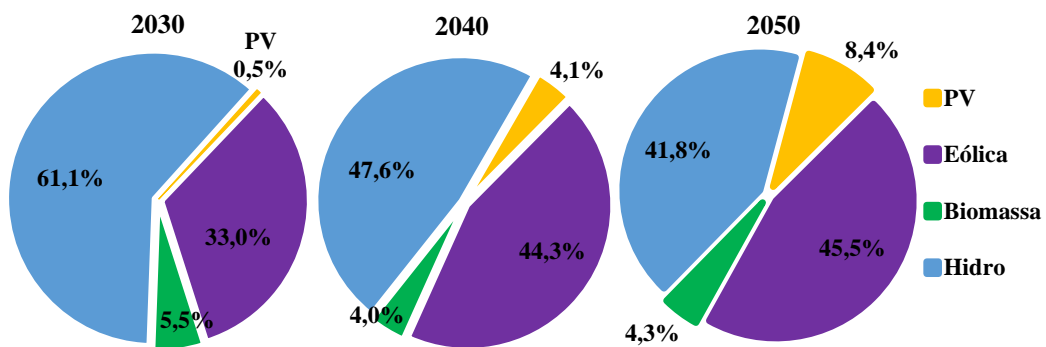


Figura 57: Produção de energia por fonte em 2030, 2040 e 2050 para o cenário de referência

Com um aumento de apenas 1,8% (solução 4) na função custo em relação ao ótimo local, foi possível reduzir para metade o uso dos reservatórios (em relação ao ponto de referência em que a função custo é relaxada em 0,01%), garantindo um custo médio de 26,51 USD/MWh. Este é o cenário económico e por isso é o cenário com o maior potencial solar instalado. Porém, este cenário não inclui o uso da biomassa, pois apesar da biomassa contribuir para a ponta, é a fonte de energia com maior custo. A Figura 58 apresenta esse impacto para os piores horários no ano, sendo que a restrição (55) assegura uma reserva mínima de 15% nos horários de ponta. Com o crescimento da energia eólica e solar, a contribuição para a ponta decresce para 118% em 2040 e depois permanece no mínimo.

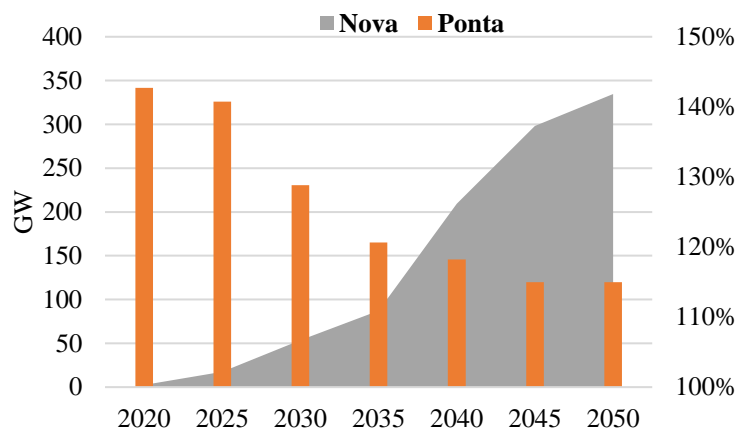


Figura 58: Potência nova instalada e contribuição para a ponta para o cenário económico

Para a solução 5 são instalados 26,3 GW de novas centrais a biomassa, o que resultou em um aumento de 19,6% na função custo em relação ao ótimo local. Apesar disso, a biomassa só integra o sistema eletroprodutor em 2030 e 2050 (Figura 59). Este cenário também garantiu uma participação de 57% das renováveis não-hídricas na produção de energia elétrica em 2050.

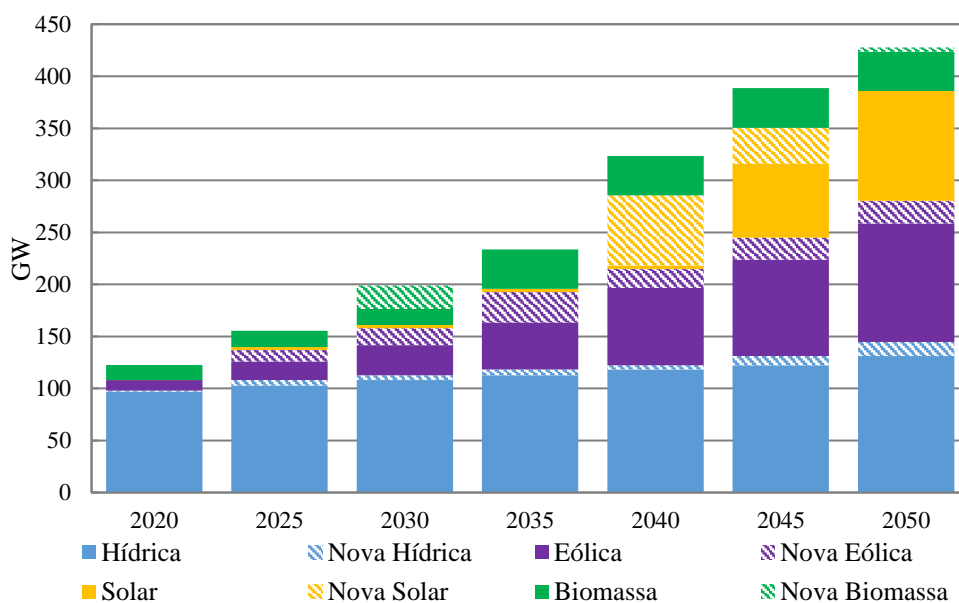


Figura 59: Evolução do parque gerador no horizonte de planeamento para o cenário técnico

Ao comparar os resultados deste trabalho com outros estudos (Tabela 18), a energia hidroelétrica continua a ser a tecnologia predominante devido ao seu baixo custo. O cenário económico apresentou a mesma sequência de priorização das tecnologias do cenário E[R] do Greenpeace. A maior divergência entre os cenários deste trabalho e outros estudos foi na participação da energia eólica. Neste trabalho a participação da energia eólica foi influenciada por dois fatores: custo e complementaridade. Nos outros estudos a

complementaridade não foi avaliada e foi considerado um papel relevante para as energias não-renováveis. O facto de utilizar projeções de preços mais atualizadas também teve bastante impacto nos resultados finais.

Tabela 18: Comparação dos resultados da produção de energia em 2050 com outros estudos

Tecnologia	Refer.	Económ.	Téc.	EPE ^a	Coppe ^b	Green-peace ^c	Greenpeace E[R] ^c
Hidroelétrica	41,8%	47,1%	42,9%	30,1%	53,7%	52,9%	45,4%
Eólica	45,5%	35,4%	40,8%	1,3%	11,1%	15,0%	25,3%
Solar	8,4%	14,4%	8,0%	0,0%	16,2%	5,8%	21,0%
Biomassa	4,3%	3,1%	8,3%	7,6%	9,3%	10,0%	6,8%
Outras renováveis	-	-	-	-	-	0,3%	1,5%
Não-renováveis	-	-	-	61,0%	9,7%	16,0%	-

^a(EPE, 2018b). ^b(da Cunha et al., 2016). ^c(Greenpeace, 2016a).

Os resultados dos cenários são apresentados detalhadamente no Anexo B.

CAPÍTULO 6

OPÇÕES DE FLEXIBILIDADE PARA A INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

No Capítulo 4 foram analisados os benefícios da complementaridade e constatou-se que a energia solar maximiza a complementaridade a nível anual. No entanto, oferece poucos benefícios na análise diária devido à descontinuidade na produção causado pelo ciclo diário da radiação solar. Dessa forma, foi possível afirmar que para aumentar a participação da energia solar, seria necessário aumentar a flexibilidade da geração diária.

Estudos recentes apontam para um forte crescimento da energia solar para reduzir as emissões de gases do efeito de estufa, tirando partido da sua forte redução de custos e modularidade, o que permite a sua integração em diversas escalas, nomeadamente em edifícios. Por exemplo, Norwood et al. (2017) preveem que a participação da energia solar, na produção anual de energia elétrica em 2050 na Europa, será de 50%.

No Capítulo 5 foram apresentados três cenários para assegurar o crescimento do consumo até 2050. A Figura 60 apresenta a produção anual para o cenário de referência, que se situa entre o cenário técnico e o cenário económico, para analisar a produção das hidroelétricas em 2040. O mês de março de 2040 é o pior caso verificado, em termos de segurança energética, na produção anual. Nesse mês as hidroelétricas são capazes de assegurar uma contingência de 17,9% do consumo, o que significa que têm uma reserva de produção de 20,5 TWh, valor até o qual pode haver uma perda de produção nas outras tecnologias ou um aumento no consumo sem que haja necessidade de perda de carga, pois as hidroelétricas podem suprir essa diferença. Tal é também suficiente para suprir 100% da geração

fotovoltaica ou 56% da geração eólica, além da sua própria produção agendada para esse mês. Para o melhor caso, mês de agosto de 2040, as hidroelétricas podem suprir 100% da produção solar ou 98% da produção eólica durante esse mês.

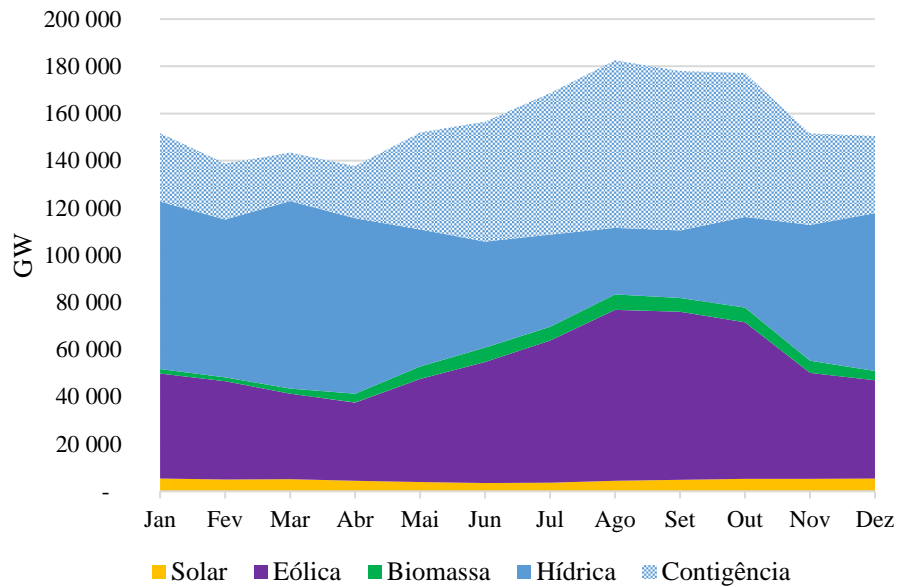


Figura 60: Curva anual de produção de energia em 2040, para o cenário referência

A Figura 61 apresenta a produção do dia médio de verão de 2050, pois esse é o pior dia e ano verificado no intervalo de análise, para a gestão diária. No Capítulo 5, a restrição (55) assegura os horários de ponta de consumo com uma reserva mínima de 15%, sendo que os horários em que o sistema eletroprodutor está exposto a maiores riscos são entre as 19h e as 22h e às 8h do dia médio de verão. Nesse horário as hidroelétricas podem assegurar uma contingência de 15% (30 GW), o que representa 35% da geração eólica.

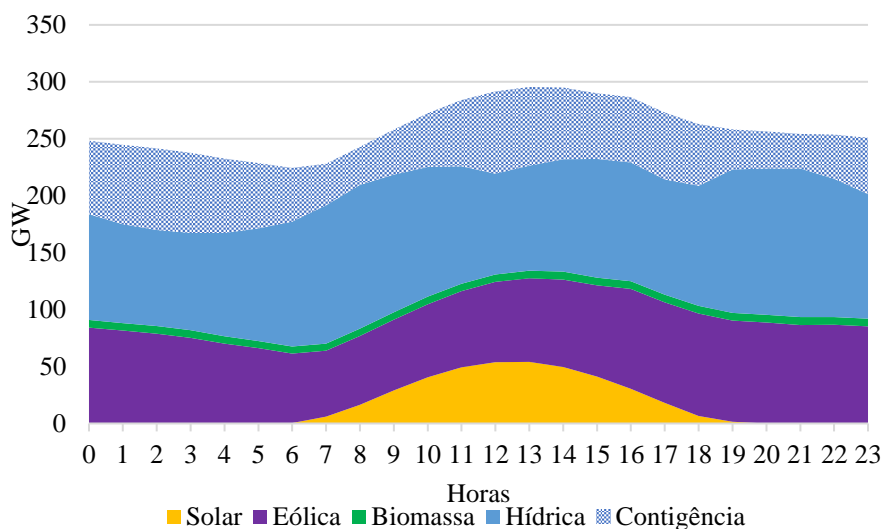


Figura 61: Dia médio de verão em 2050, para o cenário referência

O melhor caso é às 4h da manhã do dia médio de inverno quando as hidroelétricas podem suprir uma contingência de 75,6% do consumo total, o que corresponde a 100% da energia eólica.

O aumento da participação da energia solar irá requerer mais flexibilidade do sistema eletroprodutor, não só na geração e operação, mas também na procura, no transporte, no armazenamento e na integração dos outros sistemas energéticos (Haas et al., 2017). Dessa forma, o planeamento do armazenamento também deve fazer parte do plano de expansão (Hedayati, Zhang, & Hedman, 2014). Na Figura 61, os horários de maior necessidade de reserva foram exatamente quando não havia produção solar, pelo que uma melhor gestão da injeção da geração e da procura pode garantir maior segurança e melhorar o desempenho do sistema eletroprodutor. Nesse capítulo serão propostas duas abordagens, (i) baterias, e (ii) gestão da procura.

6.1. Baterias

As baterias têm sido uma das soluções para garantir a inserção da energia fotovoltaica no sistema electroprodutor. Por exemplo, os países com uma capacidade instalada significativa de energia fotovoltaica (Alemanha, Austrália, França e Itália), têm liderado o crescimento do mercado de baterias para sistemas em edifícios (*behind-the-meter*) no setor residencial e dos serviços (IEA, 2017). A Figura 62 mostra o sistema típico onde as baterias são ligadas à rede em paralelo com a geração solar.

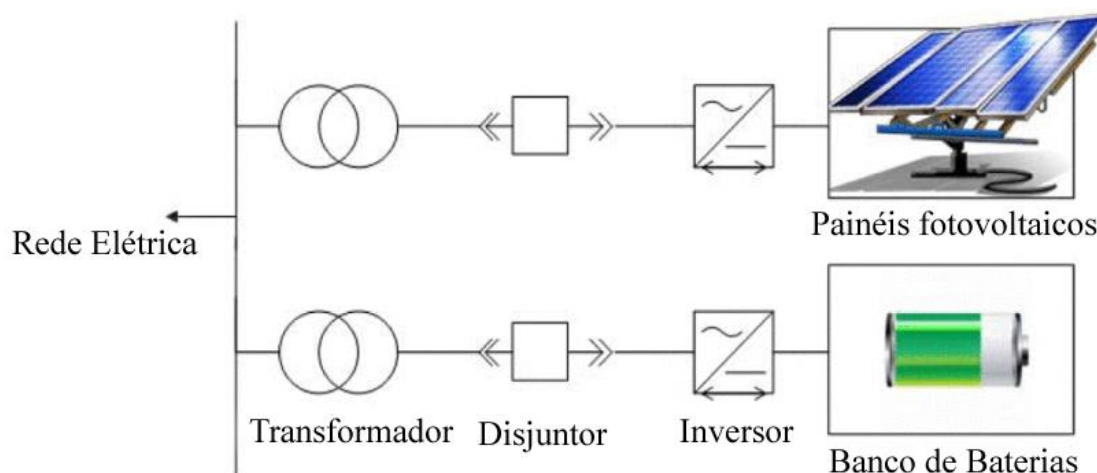


Figura 62: Diagrama unifilar simplificado de um sistema de baterias em paralelo com um sistema fotovoltaico, conectados à rede pela mesma barra

Fonte: (Hill, Such, Chen, Gonzalez, & Grady, 2012).

As baterias de íons de lítio são uma tecnologia relativamente madura e têm sido a grande aposta para viabilizar a integração da energia fotovoltaica. Nos últimos anos as baterias de íons de lítio tiveram um forte crescimento, e até 2021 é esperado uma segunda onda de crescimento para atender principalmente a rede de distribuição e muitas projeções sugerem que essas baterias vão dominar o mercado ao nível da rede nos próximos anos (Albermate, 2016; Hart, Bonvillian, & Austin, 2018).

A Figura 63 apresenta algumas projeções para o CNE e preços das baterias. O mercado de energia fotovoltaica ainda é recente no Brasil e o mecanismo de compra e venda de energia solar não obriga ou incentiva a instalação de sistemas de armazenamento, por isso não há projeções de CNE para baterias de íons de lítio no Brasil. Contudo, existem alguns estudos de longo prazo para o preço do kWh para o mercado internacional (BloombergNEF, 2018; Cole et al., 2016; Hart et al., 2018). A WEC apresenta uma projeção do CNE, porém é para até 2030. Os valores de CNE mais recentes são os apresentados por Lazard e pela Forbes, sendo que nas projeções de Lazard é considerando o custo de todo o sistema de armazenamento (banco de baterias; sistema de conversão, de controle, monitorização e proteção; infraestrutura e projeto). Para esse trabalho é necessário ter projeções do CNE até 2050, com intervalos de 5 anos e para tal foi construído o cenário de projeção para o Brasil (Figura 63), utilizando as taxas de redução do preço apresentadas por Cole *et. al.* (2016) e o CNE de referência apresentado pela Forbes.

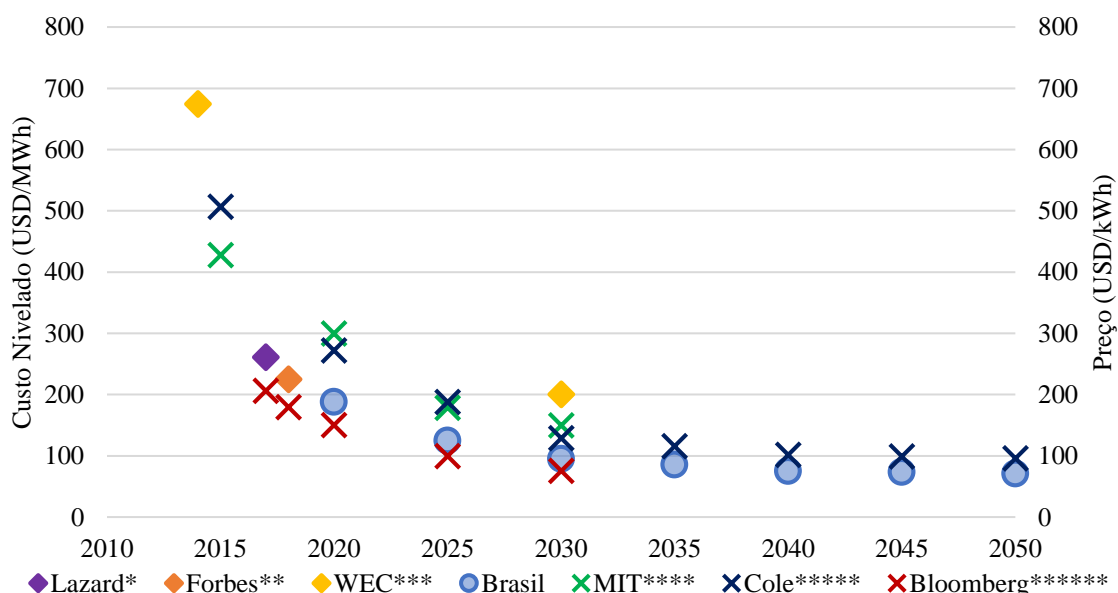


Figura 63: Projeções do CNE e preço das baterias elétricas

Fontes:*(Lazard, 2017); **(Silverstein, 2018); ***(WEC, 2016); *****(Hart et al., 2018); *****(Cole et al., 2016); *****(BloombergNEF, 2018)

Os parâmetros que serão utilizados nas simulações do próximo capítulo, são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19: Parâmetros do sistema de armazenamento em baterias

Tecnologia	(W/Wh)	Eficiência	Ciclo de vida
Iões de lítio	0,25	0,88	15 anos

Fonte: (TESLA, 2017)

6.2. Gestão da Procura

A principal atuação do governo brasileiro na gestão da procura tem sido no âmbito da eficiência energética. Em 1985 foi criado o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL para promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o seu desperdício (PROCEL, 2017). Em 2011 foi realizado o primeiro Plano Nacional de Eficiência Energética – PNEf 2030.

Em termos de objetivos futuros, nas projeções para 2050 está prevista uma redução de 17% no consumo de energia elétrica em relação ao cenário base, alcançando uma economia anual de 331,4 TWh/ano em 2050 (EPE, 2016b) e todas as análises apresentadas nesse trabalho utilizam as projeções, incluindo a redução de 17% no consumo de energia elétrica. Para alcançar a meta esperada, a penetração dos ganhos de eficiência energética a longo prazo deverá acontecer simultaneamente de forma autónoma e induzida (Figura 64). A forma autónoma é o movimento tendencial do consumidor final de energia (“*business-as-usual*”) e ocorre naturalmente com a reposição e evolução tecnológica, devido ao fim da vida útil dos equipamentos e às políticas energéticas já existentes. Já o processo induzido necessita de intervenção do governo com novas políticas públicas para incentivar a eficiência energética (EPE, 2016d). A Tabela 20 apresenta os mecanismos de mudanças que o governo pretende implementar até 2050, para promover o processo induzido de penetração da eficiência energética.

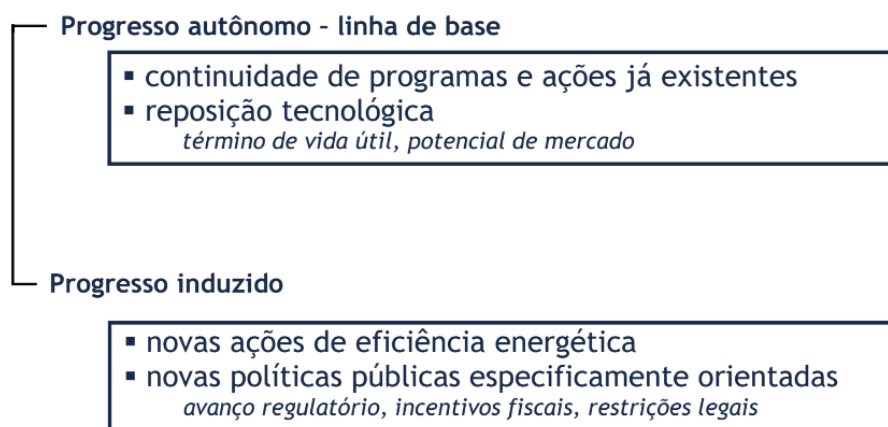


Figura 64: Dinâmica de penetração de ações de eficiência energética
 Fonte: (EPE, 2014c)

Tabela 20: Mecanismos considerados pelo governo para viabilizar ganhos de eficiência energética

Mecanismo	Principais sectores-alvo
Etiquetagem de equipamentos	Todos os sectores
Programas setoriais de conservação de energia	Indústria e comércio/serviços
Índices mínimos de eficiência energética	Todos os sectores
Etiquetagem de Edificações eficientes	Comercial, público e residencial
Programas de Eficiência Energética no Sector Público	Sector público
Incentivo à penetração de redes elétricas inteligentes	Todos os sectores

Fonte: (EPE, 2016d)

No âmbito dos programas para promover a eficiência energética, pode-se destacar:

- **Programa Brasileiro de Etiquetagem:** Foi implementado pelo Instituto Brasileiro de Metrologia e do Comércio Exterior – Inmetro em 1992 para promover a redução do consumo de energia em equipamentos como frigoríficos, arcas congeladoras e ar condicionado doméstico. Este programa classifica os produtos de acordo com uma escala de ‘E’ até ‘A’, sendo ‘E’ o nível menos eficiente. As normas de qualidade são definidas especificamente para o mercado brasileiro (MME, 2011). Adicionalmente, os equipamentos que apresentam nível ‘A’ de eficiência energética também recebem o Selo PROCEL de Economia de Energia, criado em 1993 (Figura 65).



Figura 65: Selo PROCEL de Economia de Energia

Fonte: (PROCEL, 2017)

- **PROESCO:** É um programa de apoio a Projetos de Eficiência Energética, coordenado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Económico e Social – BNDES, que financia projetos de combate ao desperdício e de racionalização do uso da energia. Este programa abrange: Empresas de Serviços de Energia – ESCOs; utilizadores finais de energia; e empresas de geração, transporte e distribuição de energia (EPE, 2014a).
- **Lei 9.991/2000:** Esta Lei, criada no ano de 2000, determina a aplicação de 1% da receita líquida das companhias de distribuição de energia em projetos de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento. Nos primeiros anos dessa lei, as concessionárias investiram na redução de perdas técnicas na rede de distribuição e na substituição das lâmpadas de iluminação pública por lâmpadas mais eficientes. Em 2005 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu que metade desse recurso, ou seja, 0,5% da receita líquida das concessionárias deveria ser aplicada em residências que fazem parte da tarifa social para promover a eficiência energética nessas residências, com adequação das instalações elétricas internas dessas habitações, doação de equipamentos eficientes, etc. (MME, 2011).
- **Lei de Eficiência Energética:** Esta Lei foi criada em 2001 para restringir a comercialização de equipamentos menos eficientes. Esta lei, além de estabelecer os níveis mínimos de eficiência energética elétrica (nível ‘E’) para o mercado brasileiro, também visa à promoção de eficiência energética nas edificações construídas no país (MME, 2011).
- **Procel Edifica:** Foi criado em 2003 pela PROCEL como um plano de ação para eficiência energética em edificações, porém, apenas em 2009 foi lançada a primeira Etiqueta de Eficiência Energética em Edificações (PROCEL, 2017). Além do selo de

edificação, a PROCEL também promove ações de eficiência energética em edifícios públicos desde 1997. Em 2009 foi lançada a normativa de etiquetagem de edifícios públicos de forma voluntária e que se tornou obrigatória a partir de 2014. Agora, todas as aquisições ou alugueres dos organismos público, seja de equipamentos ou de edificações, precisam ter a classe “A” na Etiqueta Nacional de Conservação de Energia – ENCE e todas as obras de *retrofit* também devem promover a adequação da edificação à classe “A” (Brasil, 2014). A Figura 66 apresenta um modelo do selo adotado pela Procel para edifícios, no qual é apresentada a classificação final e a classe energética para o envelope (envoltória), a iluminação e o sistema de ar condicionado.

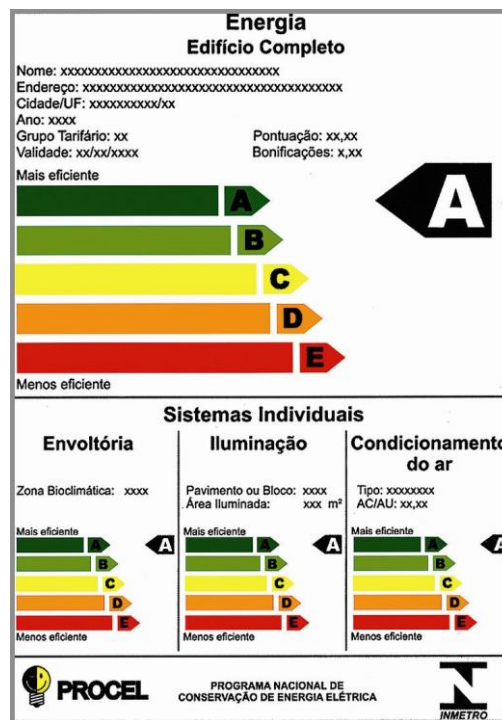


Figura 66: Selo PROCEL de Economia de Energia em edifícios
 Fonte: (PROCEL, 2017)

6.2.1. Oportunidades do sector

Além dos programas nacionais de gestão da procura, este trabalho também pretende apresentar novas medidas de gestão da procura que possam promover a integração de fontes renováveis e reduzir a necessidade de armazenamento de energia. Para tal, em primeiro lugar é preciso caracterizar a procura de energia para encontrar as possíveis oportunidades.

Na Figura 67 é possível ver a mudança que a curva média típica de consumo de energia elétrica sofreu nos últimos anos. A redução de consumo que ocorreu no ano de 2002 foi causada pelo racionamento de energia 2001-2002. Historicamente, o horário de ponta no

consumo de energia é entre as 17h e as 21h, porém, nos últimos anos, a ponta no verão tem sido deslocada para o horário após o almoço, devido ao aumento no uso de ar condicionado no sector comercial e ao aumento da eficiência energética da iluminação (troca das lâmpadas incandescentes por fluorescentes) usada no período das 17h às 21h (EPE, 2015c).

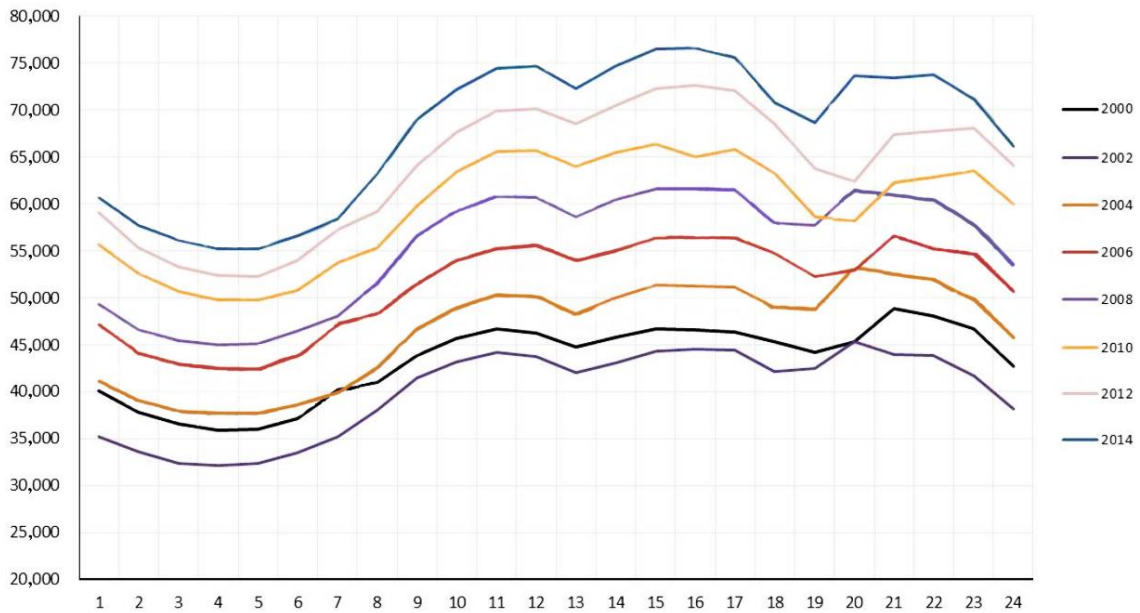


Figura 67: Evolução do consumo diário de 2000 a 2014, em MW
 Fonte: (EPE, 2015c)

As Figuras 68-70 apresentam as curvas típicas para o sector industrial, comercial e residencial.

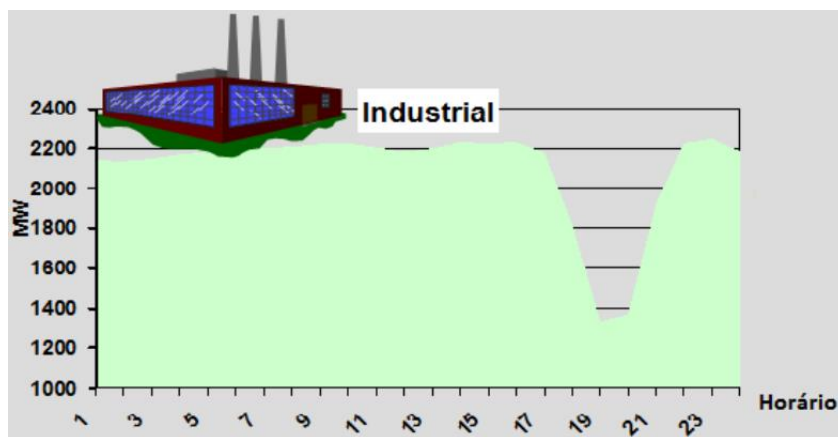


Figura 68: Curva típica do consumo diário de energia elétrica do sector industrial
 Fonte: (Coutinho, 2010)

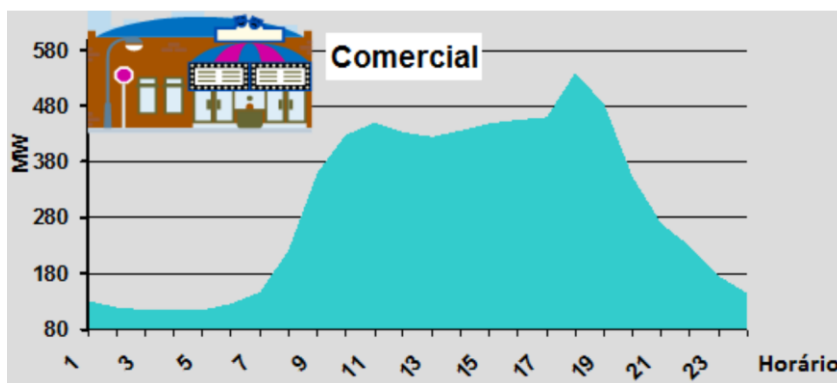


Figura 69: Curva típica do consumo diário de energia elétrica do sector de comércio e serviços
 Fonte: (Coutinho, 2010)

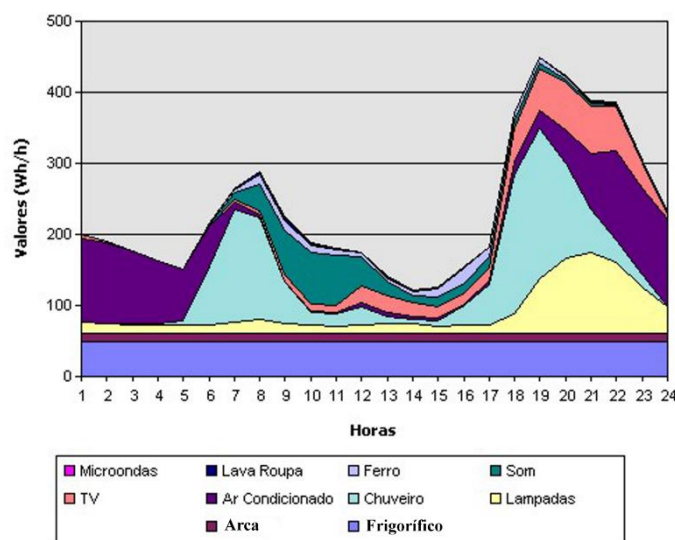


Figura 70: Curva típica do consumo diário de energia elétrica do sector residencial
 Fonte: (PROCEL, 2007b)

A Tabela 21 apresenta as projeções do consumo anual de energia elétrica, por sector, para o horizonte 2050.

Tabela 21: Projeção da procura por sector, em TWh/ano, considerando a redução no consumo devido ao processo autónomo e induzido de eficiência energética

Setor	2020	2030	2040	2050
Residencial	164	238	303	355
Comercio e serviços	197	320	437	578
Indústria	199	283	362	443
Outros	88	130	176	230
Consumo Total	648	971	1278	1605

Fonte: (EPE, 2014c)

Considerando que o hábito de uso dos equipamentos (Figuras 68-70) não será alterado e sabendo o consumo por sector projetado pelo governo (Tabela 21) para o período analisado nesse trabalho, é possível estimar as curvas de consumo para o horizonte até 2050.

6.2.2. Sector industrial

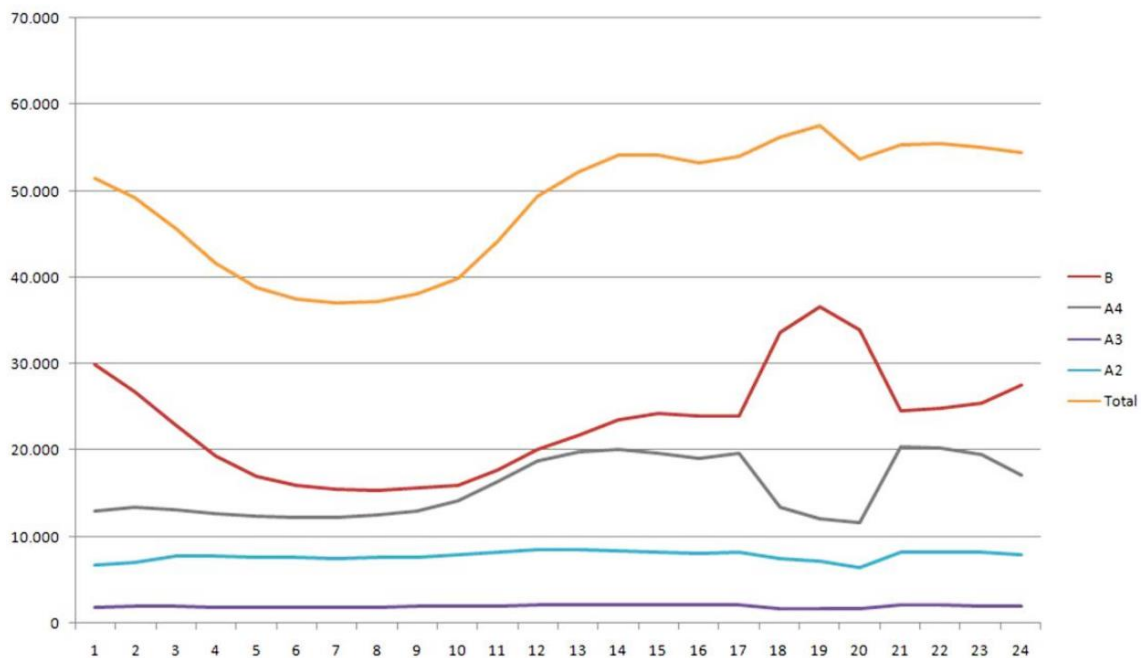
No Brasil, as unidades consumidoras de energia elétrica são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B. A classificação ocorre em função do nível de tensão e da potência. O Grupo B tem uma tarifa simples e é alimentado em baixa tensão (<2,3 kV). Nesse grupo, está a classe residencial e rural, grande parte dos edifícios comerciais e a maioria dos edifícios públicos. O Grupo A são os consumidores alimentados em alta tensão (>2,3 kV) com tarifa bi-horária. Esse grupo é formado pelas indústrias e grandes edifícios comerciais. O Grupo A tem normalmente a modalidade tarifária “horo-sazonal Verde” ou “horo-sazonal Azul” (PROCEL, 2011).

Na tarifa horo-sazonal Verde o consumidor paga tarifas diferentes para o consumo na ponta e fora de ponta e tarifas diferentes para o período seco e húmido, mas para a potência contratada é cobrada uma tarifa única, independente da hora do dia e do período do ano. A tarifa horo-sazonal Azul é obrigatória para consumidores com uma tensão igual ou superior a 69 kV e a diferença dessa tarifa para a anterior é que nessa tarifa são cobrados valores diferentes para a potência contratada na ponta e fora de ponta, porém esses valores não mudam entre o período seco ou húmido. O período de ponta corresponde a três horas consecutivas durante os dias úteis e é definido pela concessionária, normalmente entre as 17 e as 21h. O período seco é de maio a novembro e o húmido é de dezembro a abril (PROCEL, 2011).

Devido à diferença tarifária entre o horário de ponta e fora de ponta, por exemplo na tarifa verde o preço do kWh na ponta é nove vezes superior (PROCEL, 2011), o sector industrial tem investido fortemente na geração própria para operar no horário de ponta. Normalmente, essa geração é assegurada por grupos geradores a diesel ou a gás natural, que também podem operar como sistemas de *backup*. Em 2014 foi estimado que a capacidade instalada de geração distribuída (GD) na ponta era de 8,8 GW, representando uma redução de 10% na ponta (Figura 71), sendo essa potência estimada apenas para os consumidores da modalidade horo-sazonal Verde (A4) que fazem parte do Grupo A, pois para as outras modalidades não havia viabilidade no uso de grupos-geradores.

Essa capacidade do sector industrial para reduzir o seu consumo pode ser vista como uma oportunidade de *Demand Response*. No entanto, esses sistemas não utilizam energias renováveis e o incentivo ao seu uso torna a matriz energética menos limpa, vai contra as metas governamentais para redução de gases com efeito de estufa e, portanto, não se enquadra no objetivo deste trabalho, que é a utilização de energias renováveis. Também é

importante realçar que o Grupo B é o responsável pelo aumento do consumo no horário de ponta e será apenas em 2020 que a tarifa Branca abrangerá todo esse grupo para incentivar a redução nesse período. No entanto, atualmente cabe aos consumidores do subgrupo A4 esse papel.



Nota: O subgrupo A2 são os consumidores alimentados por tensão entre 88-138 kV, A3 são os consumidores alimentados por tensão de 69 kV e A4 são ligados à tensão entre 2,3-25 kV.

Figura 71: Curva de consumo por subgrupo tarifário (MW)
 Fonte: (EPE, 2015c)

6.2.3. Sector dos Serviços

Cerca de 70% do consumo de energia elétrica do sector de comércio e serviços é para assegurar a iluminação e ar condicionado (Figura 72). Nesse sector, 76,6% dos sistemas de ar condicionado são formados por sistemas individuais (*mono-split*) (PROCEL, 2007a), pelo que a falta de sistemas centralizados reduz a oportunidade de aplicar medidas de *Demand Response*.

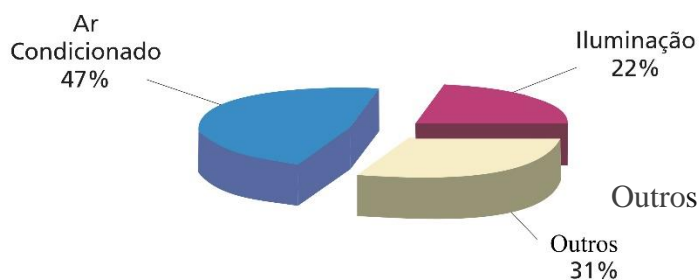


Figura 72: Distribuição do consumo por uso final para o sector de comércio e serviços
 Fonte: (PROCEL, 2007a)

A Figura 73 apresenta a procura térmica típica de um edifício comercial. Para o caso brasileiro a maior procura de energia ocorre no verão, sendo necessário arrefecer o edifício, por isso a procura aumenta ao longo do dia para compensar o aumento da temperatura externa. A Figura 74 apresenta um exemplo de uso do ar condicionado em escritórios de um edifício público. Para a iluminação, as Figuras 75 e 76 apresentam o uso em edifícios públicos.

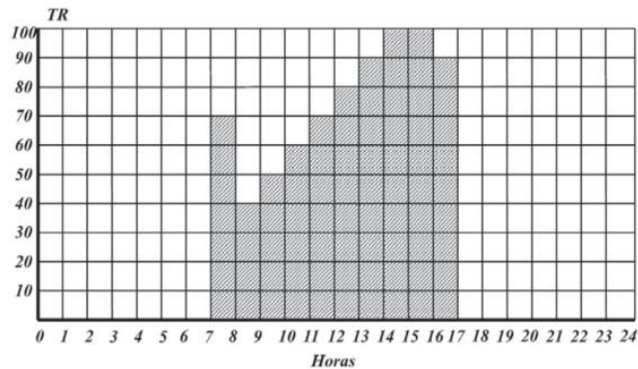


Figura 73: Perfil típico da carga de ar condicionado de um edifício comercial durante o dia
 Fonte: (Viana et al., 2012)

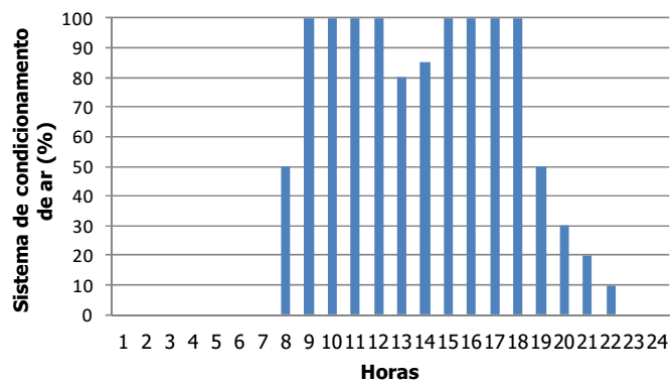


Figura 74: Padrão de uso dos sistemas de ar condicionado em escritórios do sector público
 Fonte: (Lamberts, Melo, Lopes, & Pacheco, 2013)

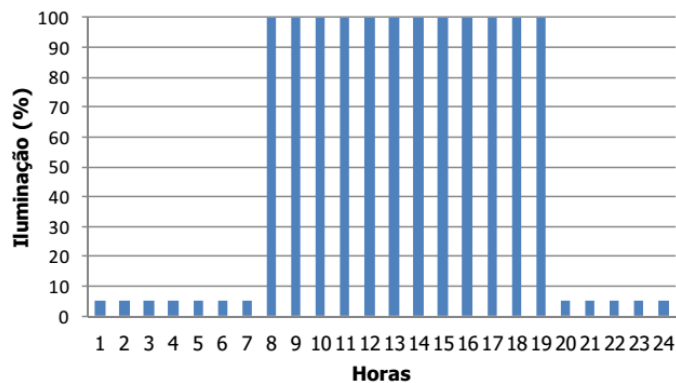


Figura 75: Padrão de uso do sistema de iluminação – edifício público 1
 Fonte: (Lamberts et al., 2013)

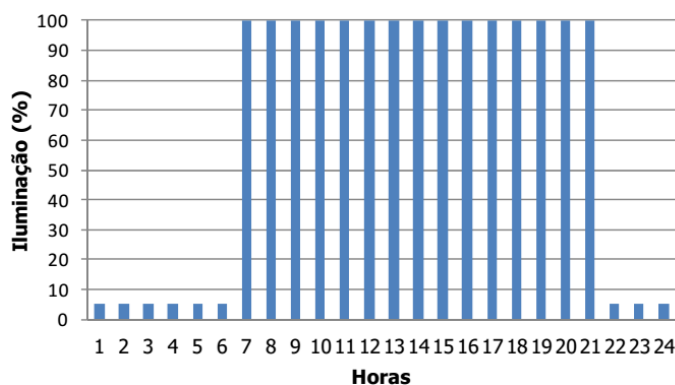


Figura 76: Padrão de uso do sistema de iluminação – edifício público 2

Fonte: (Lamberts et al., 2013)

Com base no padrão de uso dos equipamentos do sector de comércio e serviços, na percentagem de consumo desses equipamentos e na curva média de consumo desse sector (Figura 69), é possível estimar o padrão médio de consumo dos sistemas de iluminação e de ar condicionado para o sector de comércio e serviços (Figura 77).

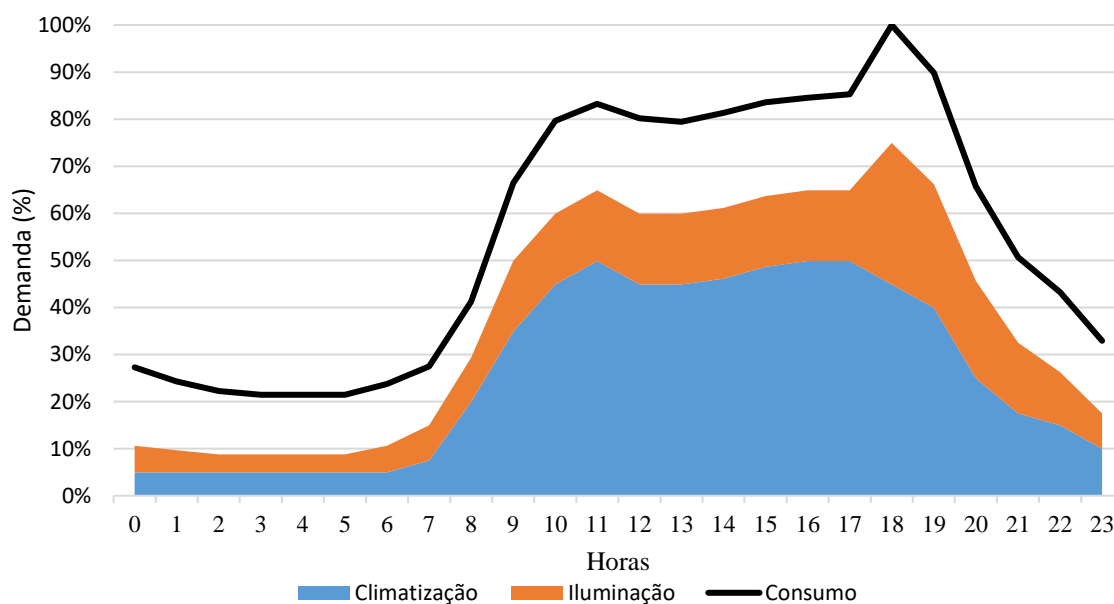


Figura 77: Perfil típico da procura de ar condicionado e iluminação no sector de comércio e serviços

Sabendo que na pesquisa realizada em 2005, a maior parte dos sistemas de ar condicionado não eram coordenados de forma centralizada (76,6%), considerou-se que apenas 25% desses equipamentos podem ser usados em ações de *Demand Response*. Dessa forma, 11,8% do consumo do sector de comércio e serviços pode sofrer ações de *Demand Response*. Com base nessas informações e na projeção da procura realizada até 2050, é possível estimar o impacto desses equipamentos no sistema elétrico e analisar as opções de *Demand Response* (Figura 78). Os sistemas de ar condicionado centralizados (sistemas de AVAC), podem ser controlados (desligados por curtos períodos de tempo ou alterada a sua temperatura de

operação) pelo operador do sistema em caso de redução súbita na geração renovável, porém o impacto no sistema é ainda baixo. Uma outra opção passa por aumentar a quantidade de sistemas centralizados de ar condicionado com programas que estimulam a troca dos sistemas antigos por sistemas centralizados mais eficientes.

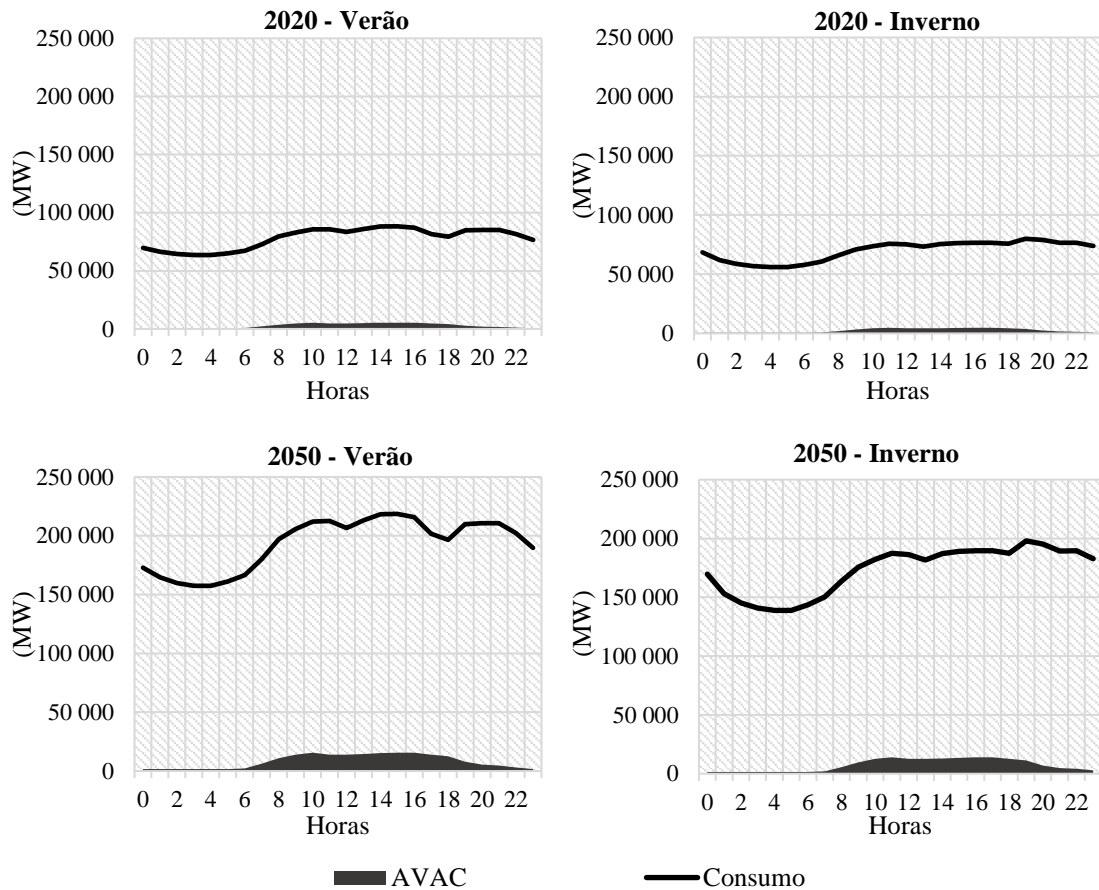


Figura 78: Projeção da procura total de energia e do ar condicionado centralizado do sector de comércio e serviços

O restante dos sistemas de ar condicionado e de iluminação desse sector podem ser objeto de ações de eficiência energética, sendo que esses equipamentos correspondem a 57,3% do consumo do sector. A Figura 79 apresenta a projeção desses equipamentos, como no exemplo anterior. É possível perceber que a iluminação tem um impacto elevado no horário de ponta no inverno, pelo que a redução do consumo desta tecnologia pode ser uma boa oportunidade para fazer face à ponta.

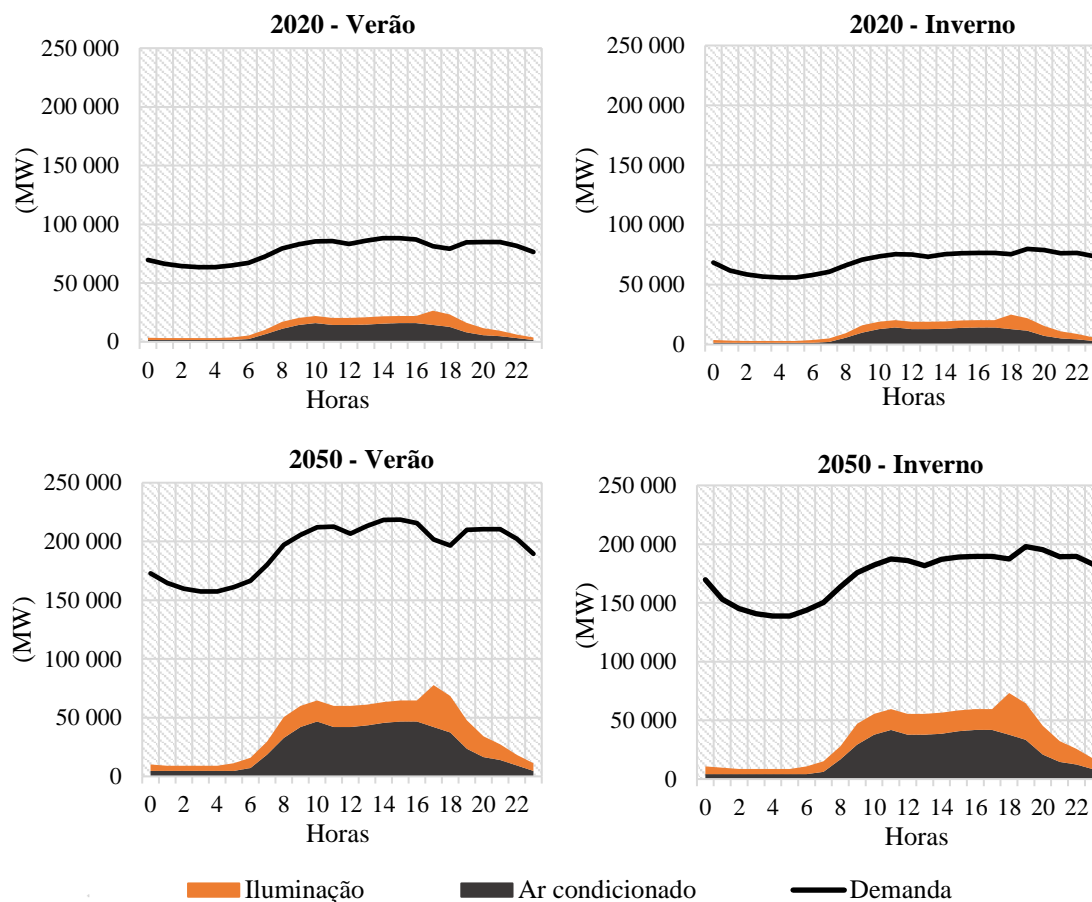


Figura 79: Projeção da procura total de energia e da iluminação e ar condicionado do sector de comércio e serviços

Para analisar o potencial de gestão da procura, foi escolhido o resultado do *payoff* da complementaridade do Capítulo 5, onde a necessidade de armazenamento de energia é minimizada através da maximização da complementaridade. Ao analisar o potencial de gestão da procura, comparando a procura de energia e a geração ótima não-despachável (Figura 80), os horários de maior consumo ocorrem no período de maior produção. Sendo assim, os sistemas de AVAC podem ser utilizados como *backup* para o caso de uma redução na geração. Para esse cenário é mais vantajoso, para o operador do sistema, a substituição da climatização não centralizada por sistemas centralizados, pois o uso de AVAC não só aumentaria a eficiência energética, como também possibilitaria uma gestão por parte do controlador do sistema. Uma medida de troca dos equipamentos antigos por outros mais eficientes, não centralizados, provocaria uma redução no consumo, porém no período que há maior disponibilidade de geração.

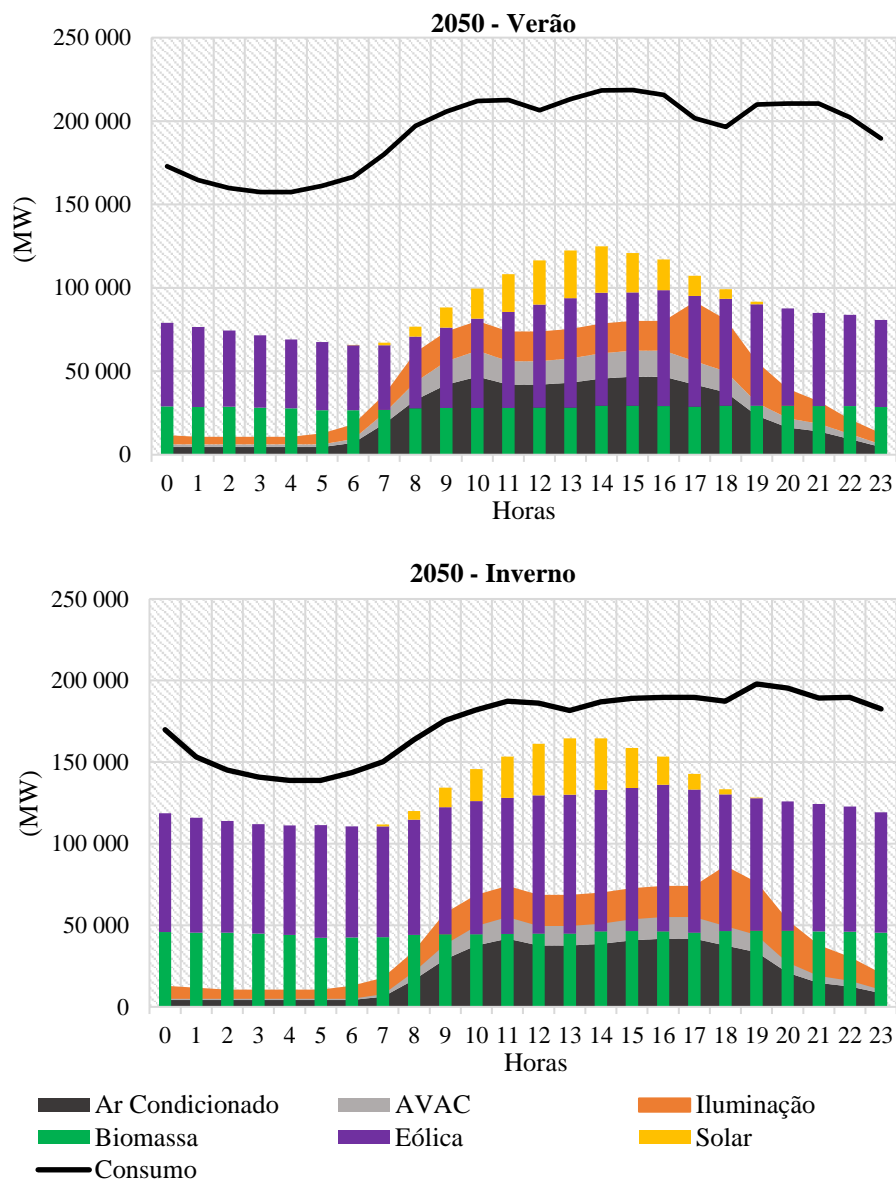


Figura 80: Projeção da produção ótima renovável não-despachável e as opções de gerenciamento da demanda no sector de comércio e serviços

6.2.4. Sector Residencial

Para o sector residencial é possível encontrar mais informação na literatura, por exemplo, nas projeções de consumo realizados pelo governo para 2050 é apresentado o consumo por uso final para esse sector. A Figura 81 apresenta estas projeções para o primeiro e último subperíodo de análise desse trabalho. É previsto um aumento na participação final do consumo para tecnologias como a climatização e o entretenimento devido ao aumento do rendimento per capita, o que vai contribuir para uma maior taxa de posse de equipamentos (Tabela 22). Por outro lado, é previsível uma redução no peso da iluminação, devido à troca de lâmpadas menos eficientes por lâmpadas de LED. Também está previsto um aumento no

uso de chuveiros a gás e chuveiros com aquecimento solar, diminuindo drasticamente o uso dos chuveiros elétricos.

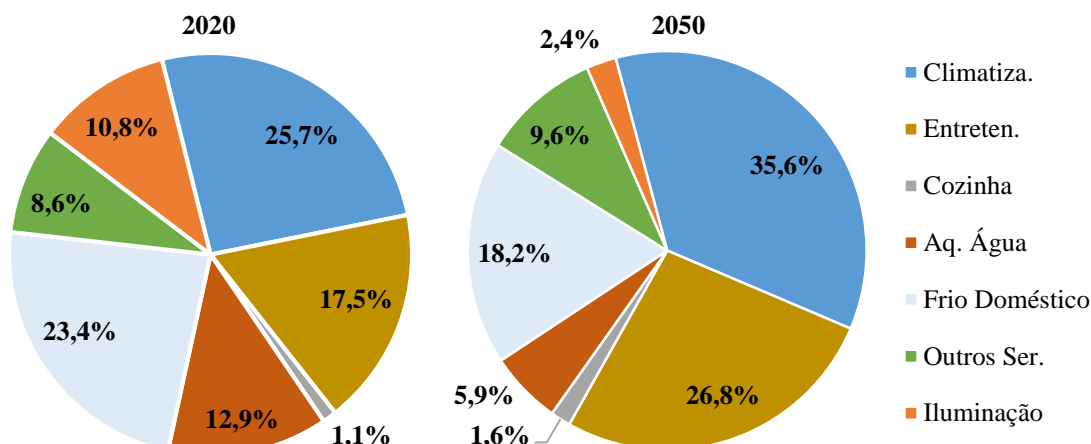


Figura 81: Distribuição do consumo por uso final para o sector residencial
Fonte: (EPE, 2016b)

Tabela 22: Posse média de equipamentos por habitação (2013 – 2050)

Equipamento	2013	2050
Ar condicionado	0,23	1,37
Frigorífico	1,03	1,03
Lâmpada	8,25	10,43
Chuveiro elétrico	0,7	0,20
Televisão	1,61	1,85
Máquina de lavar roupa	0,68	0,82
Arca	0,18	0,12

Fonte: (EPE, 2016b)

A Figura 82 apresenta a projeção de consumo para os equipamentos domésticos com potencial para medidas de gestão da procura. Como ocorre para os sistemas de climatização do sector de comércio e serviços, também existe um grande potencial nos frigoríficos e arcas para aplicar ações de *Demand Response*. Nesse caso, o ar condicionado não é útil para as medidas de *Demand Response*, pois o seu uso ocorre principalmente no período noturno, quando a procura diminui. O desvio de consumo também não é uma opção devido ao baixo isolamento térmico das residências brasileiras, tendo as paredes de isolamento um diâmetro mínimo de 15 cm, permitido por norma e sem tratamento térmico. As máquinas de lavar roupa também têm sido alvo dos programas de *Demand Response* em muitos países, porém no caso brasileiro o seu consumo tem pouco impacto na procura.

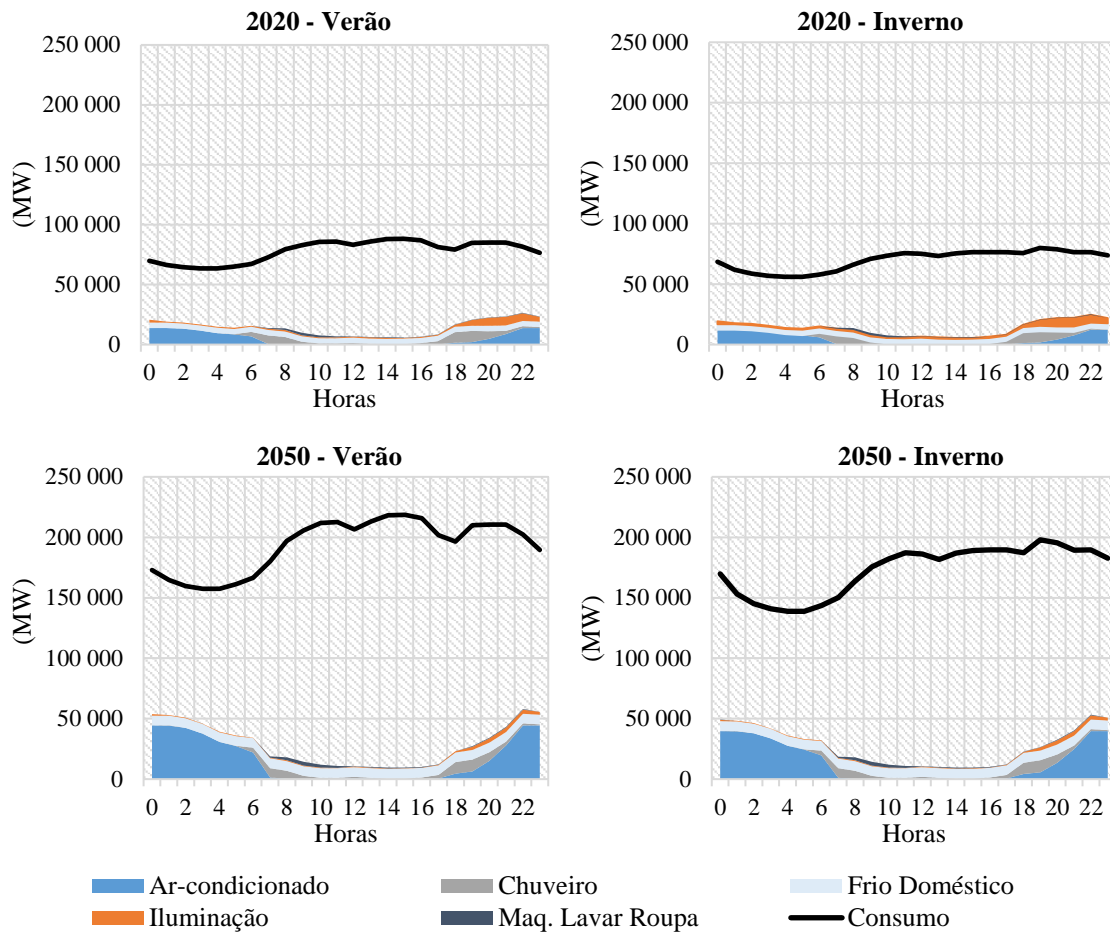


Figura 82: Projeção da procura total de energia e o consumo de energia dos equipamentos doméstico com potencial para medidas de gestão da procura

Como no caso anterior, para analisar o potencial de gestão da procura, foi escolhido o cenário que minimiza a necessidade de armazenamento de água. Ao analisar o consumo do setor residencial em conjunto com a geração renovável não-despachável (Figura 83), o consumo do ar condicionado ocorre principalmente no período noturno, exatamente quando a produção renovável não-despachável atinge o menor valor diário. Assim, o aumento da eficiência desses equipamentos pode reduzir a necessidade do armazenamento de energia.

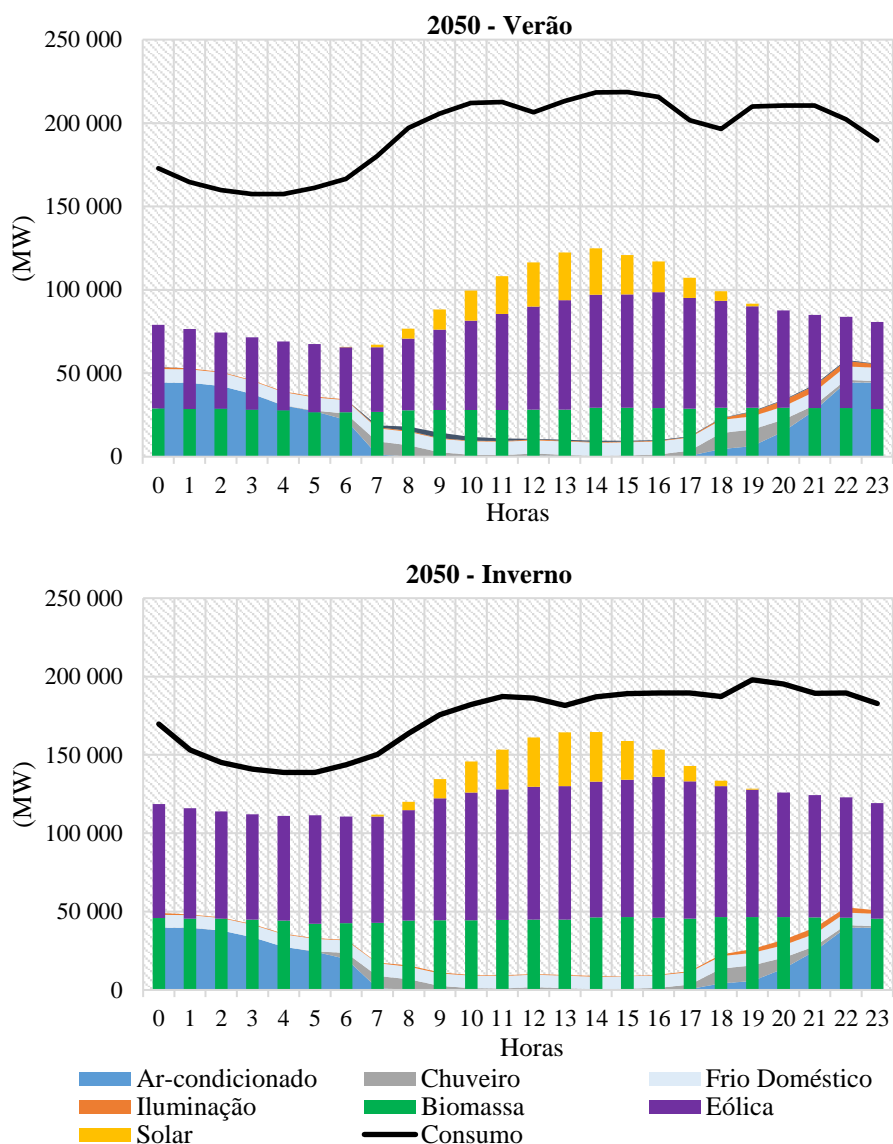


Figura 83: Projeção da produção ótima renovável não-despachável e as opções de gestão da procura no sector residencial

6.2.5. Projeto de Eficiência Energética

Os projetos de eficiência energética são baseados na troca de equipamentos menos eficientes por equipamentos mais eficientes. A Lei 9.991/2000 obriga as concessionárias a aplicarem 0,5% de sua receita em projetos de eficiência energética, pelo que estas têm vindo a promover trocas de equipamentos, principalmente dos consumidores abrangidos pelas tarifas sociais. A troca de lâmpadas tem sido a principal medida das concessionárias, porém algumas concessionárias têm promovido a troca de frigoríficos a custo zero e troca de ar condicionado com subsídio de 50% (Celesc, 2017).

Os programas de eficiência energética através da troca de ar condicionado podem promover a redução de mais de 40% do consumo de energia na climatização (Copel, 2017; Costa et

al., 2004). Segundo o Proteste (Associação Brasileira de Defesa do Consumidor), a troca de um ar condicionado antigo (modelo janela) por um modelo novo (modelo *split*), pode proporcionar uma economia de energia de 60%, com recuperação do investimento em apenas 10 meses (Proteste, 2016).

Ao analisar a troca de um ar condicionado modelo janela de 12.000 Btu/h por um outro equipamento novo, modelo *split* com inversor é possível reduzir em 48% o consumo de energia (Tabela 23). Nesse Projeto de Eficiência Energética – PEE é oferecido um subsídio de 50% do preço do equipamento ao consumidor residencial. Considerando uma taxa de atualização de 8% (praticado pelas distribuidoras) e um tempo de vida do equipamento de 15 anos (EPE, 2016c), o custo da procura evitada ou do negawatt, foi de 98,30 R\$/MWh (30,74 USD/MWh).

Tabela 23: Projeto de eficiência energética (ar condicionado, ano base: 2018)

	Antigo (janela)	Novo (Split inverter)
Potência refrigeração (Btu/h)	12.000	12.000
Potência (W)	1.400	1.096
Consumo Anual (MWh)	4,032	2,093
Vida útil do equipamento		15
Taxa de atualização		8%
Preço do equipamento (R\$)		1.600,00
Custo instalação/troca (R\$)		500,00
Custo do PEE (R\$)		800,00
Energia Economizada (MWh/ano)		1,94
Marketing (5% do preço suportado) (R\$) ^a		40,00
Receita perdida por ano (R\$/MWh)		47,69
Custo do negawatt anualizado (R\$/MWh)		98,30
Tempo de retorno cliente		10 meses

^aConsiderando um investimento em marketing de 5% do preço produto (Exame, 2018).

Para o consumidor final, o tempo de retorno da troca do ar condicionado sem o subsídio do governo, é de 1 ano e 7 meses. Com o subsídio, esse valor decai para apenas 10 meses. O custo com produção de energia no Brasil representa, em média, 52% do preço final da energia (Figura 84), por isso, o CNE da energia economizada com o programa de gestão do consumo, dependerá do custo da energia para cada um dos subperíodos.

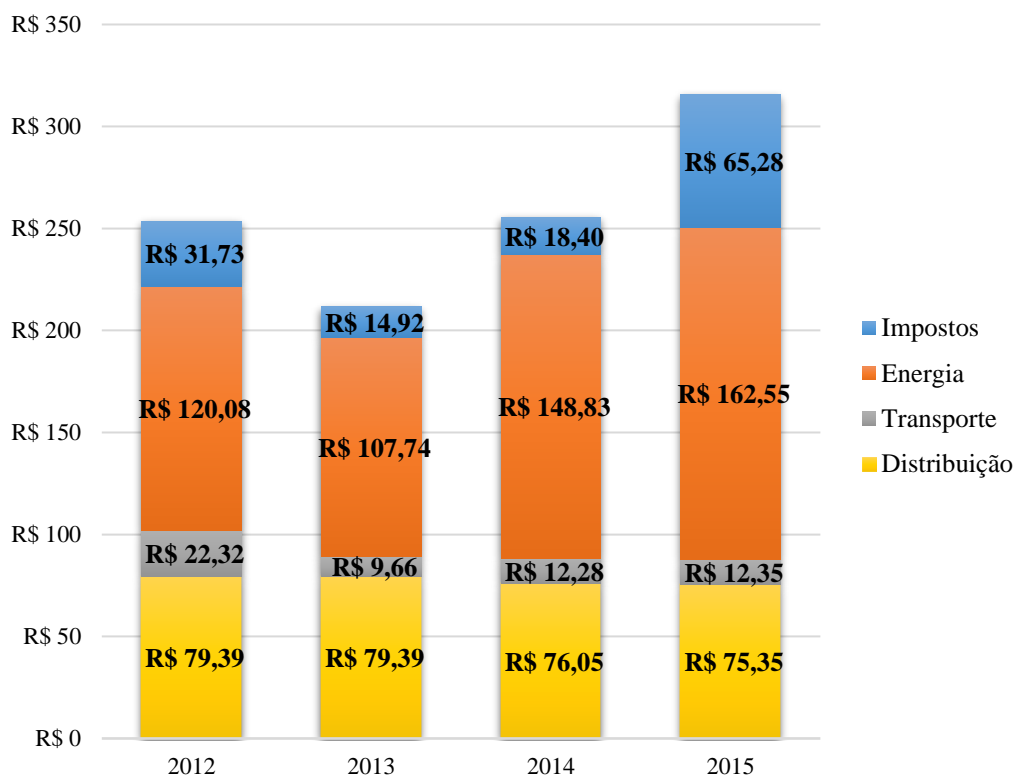


Figura 84: Composição da tarifa média do Brasil 2012-2015 em (R\$/MWh)
 Fonte: (ANEEL, 2016)

6.3. Energia fotovoltaica integrada em edifícios

Em 2015 foi criado o ProGD (Programa de desenvolvimento de geração distribuída de energia elétrica), para estimular o uso de energias renováveis na GD. Esse programa irá investir 100 mil milhões de reais (USD 30 mil milhões), beneficiando 2,7 milhões de unidades consumidoras (residenciais, comerciais e industriais, além de escolas e universidades públicas, hospitais e edifícios públicos). As ações desse programa estão na criação de linhas de créditos, incentivo a projetos de I&D, capacitação e formação (esse programa espera criar 30 novos empregos por cada MW instalado) e irá atrair novos investidores (nacionais e internacionais) para o sector. As ações na regulação do sector estão: (i) no aumento do prazo para utilizar os créditos de energia, pois o consumidor passa a ter cinco anos para consumir a geração em excesso injetada na rede; (ii) o consumidor poderá utilizar os créditos para reduzir a fatura de outro edifício do qual seja o titular da futura de energia (autoconsumo remoto); (iii) os consumidores residentes em condomínios poderão ter a compensação em forma conjunta; e (iv) a geração distribuída poderá ser realizada na forma de consórcio ou cooperativas e a compensação poderá ser conjunta (MME, 2015).

O governo federal também tem fomentado o uso da energia solar através do programa habitacional “Minha Casa Minha Vida”. Este programa consiste na construção e financiamento de habitações sociais para a população da classe baixa e média. A primeira fase do programa foi de 2009 até 2011 e foram construídas mais de 1 milhão de habitações, tendo 41.449 dessas habitações Sistemas de Aquecimento Solar – SAS. A segunda fase do programa foi de 2012 até 2014 e construiu mais de 1,7 milhões de habitações, nessa fase a utilização do SAS passou a ser obrigatória para famílias com até três salários mínimos e em 2013 já havia 180 mil habitações com SAS (de Melo, Jannuzzi, & Bajay, 2016; Minha Casa Minha Vida, 2013; Vale et al., 2017). Essas iniciativas fazem do Brasil o quinto maior país em capacidade instalada de SAS (REN21, 2018). A terceira fase do programa tem como objetivo a construção de dois milhões de habitações. Em 2015 foi apresentado um projeto de lei para a obrigatoriedade do uso de painéis fotovoltaicos nas habitações, porém esse projeto está a ser discutido desde então e até o momento (a última discussão foi em julho de 2018) ainda não foi aprovado (Morais, 2015).

Apesar disso, parte das novas habitações estão a ser construídas com sistemas fotovoltaicos. Por exemplo, em Juazeiro/BA foi construído um condomínio com casas sociais onde o conjunto de apartamentos forma a maior micro central de energia solar do país, com 9.144 painéis fotovoltaicos e uma potência instalada de 2,1 MW. Esse projeto gera receitas para os moradores, para o condomínio e para a associação dos moradores, resultando em melhorias na infraestrutura (por exemplo, sala de informática, atendimentos médicos, etc.) (Brasil, 2015).

A GD no Brasil pode ser classificada como a geração ligada à rede de distribuição com até 30 MW de capacidade e localizada perto da carga. Também pode ser subdividida em Micro GD (< 100 kW), Mini GD (< 1 MW), Média GD (< 5 MW) e Grande GD (< 30 MW). O uso da geração de eletricidade através do sol, começou no Brasil para atender regiões remotas em sistemas isolados, porém, com a redução dos custos e os programas de incentivos, passou a ser viável a inserção dessa tecnologia na rede de distribuição de energia. Nas projeções de consumo realizadas pelo governo federal, prevê-se um grande aumento na participação da energia fotovoltaica para a produção de energia elétrica na escala de Mini e Micro GD, para atendimento do sector residencial e comercial (EPE, 2016b).

Tendo em vista os programas governamentais citados para incentivar o uso da energia fotovoltaica integrada em edifícios (BIPV – *Building Integrated Photovoltaics*) e as projeções realizadas pelo governo, no próximo capítulo a instalação de novas centrais

fotovoltaicas não será considerada apenas de forma centralizada. Portanto, é preciso considerar que existe um potencial que será instalado na geração distribuída por iniciativa do consumidor. Cabe ao operador do sistema prever essa potência e preparar o sistema eletroprodutor para esse novo perfil de consumo. Com base nas projeções realizadas pelo governo, para o crescimento da autoprodução fotovoltaica (EPE, 2016b), e na curva média diária do fator de capacidade para a energia solar (Figura 29, Capítulo 3), foi possível estimar a curva média diária da autoprodução fotovoltaica e o impacto no consumo final para até 2050 (Figura 85). Em 2020 o impacto ainda é baixo, mas em 2040 já é possível perceber o impacto que a GD fotovoltaica terá na curva diária de consumo.

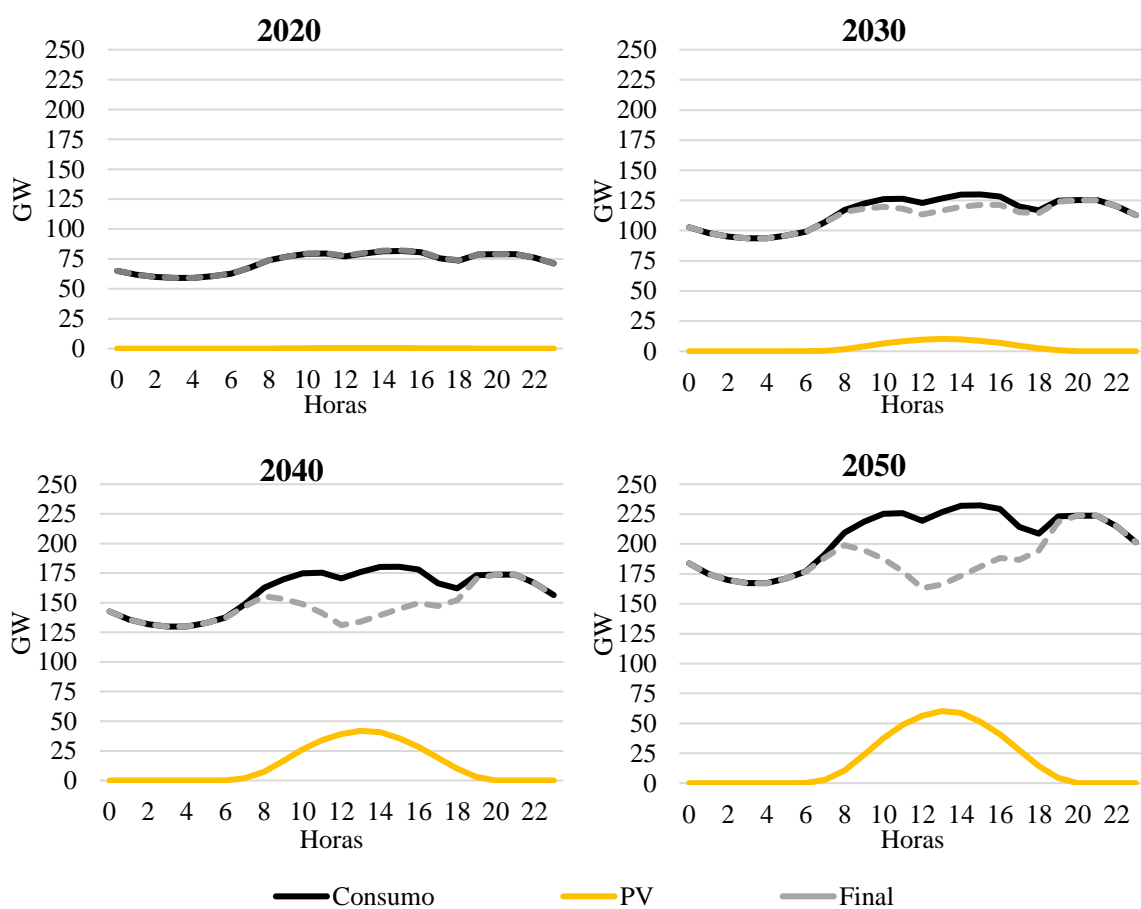


Figura 85: Projeção do consumo final para o dia típico de verão, após o impacto da inserção da geração fotovoltaica não-centralizada

CAPÍTULO 7

PLANEAMENTO DAS OPÇÕES DE FLEXIBILIDADE E GESTÃO DA PROCURA

No capítulo anterior foram apresentadas algumas soluções viáveis para assegurar o crescimento do consumo de energia elétrica no mercado brasileiro. Neste capítulo será analisado o impacto dessas medidas no planeamento energético. A primeira análise será sobre o impacto da geração fotovoltaica integrada em edifícios (BIPV – *Building Integrated Photovoltaics*). Sendo o BIPV uma autoprodução, este não será otimizado, ou seja, terá impacto direto no consumo e de forma exógena ao problema de otimização. Considerando as previsões do governo e os cenários de *payoffs*. A segunda análise será a implementação das medidas de DSM e de armazenamento de energia através de baterias. Nessa análise, a otimização da potência instalada das baterias, a otimização do uso das baterias e a otimização da quantidade de energia removida através das medidas de DSM, serão integradas ao problema proposto no Capítulo 5.

7.1. O impacto da integração fotovoltaica no planeamento

Na Figura 85 apresentada no final do capítulo anterior, é possível perceber o impacto do BIPV. Em 2050, a capacidade instalada será de 118 GW, valor que é superior à capacidade instalada atualmente em hidroelétricas. Para analisar esse impacto, o BIPV será inserido como uma redução no consumo. Porém, todas as premissas definidas anteriormente vão continuar a ser sobre consumo total de energia. Por exemplo, a restrição (48) utilizada no

Capítulo 5 garante que uma parcela do consumo anual de energia seja assegurada pelas renováveis. A produção do BIPV deverá contribuir para reduzir essa parcela do consumo.

$$Lsub_final^t = [\beta^t Lsub^t(1 + \varepsilon)] - BIPV^t, \quad \forall t \quad (65)$$

Onde $Lsub_final^t$ é a parcela do consumo de energia que deverá ser assegurado pelas energias renováveis do sistema eletroprodutor no subperíodo t ; $BIPV^t$ é a previsão da geração através do BIPV (MWh/ano) no subperíodo t . A produção do BIPV também contribuirá diretamente para a meta do governo de 23% de renováveis não-hídricas sobre o consumo total de energia elétrica. Sendo assim, a restrição para produção de energia renováveis não-hídricas (Eq. 52) também tem que ser alterada (Eq. 66).

$$\sum_{i=1}^I [h_i(Qin_i + Q_i^{tr})] \geq (0,23 \cdot Lsub^{tr}) - BIPV^{tr}, \quad (tr = 2030, 2035, \dots, 2050) \quad (66)$$

$$\text{onde } Q_i^{tr} = \begin{cases} 0, & \text{se } Q_i^{tr} \in (\text{hidroelétrica}) \\ PI_i^{tr}, & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad Qin_i = \begin{cases} 0, & \text{se } Qin_i \in (\text{hidroelétrica}) \\ Pin_i, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

O BIPV também contribuirá para a redução do consumo de ponta, por isso, a restrição (55) também deverá incluir essa contribuição (Eq. 67). Na equação (67) utilizou-se as mesmas considerações que na equação (65).

$$\sum_{i=1}^I [(Pin_i + PI_i^t)FC_i^{pt}] \geq [\beta^t Lp^{t,pt}(1 + \vartheta)] - BIPV^{t,p}, \quad \forall p, t \quad (67)$$

Em que $BIPV^{t,pt}$ é a geração de BIPV no subperíodo t e horário de ponta pt . Por último, as restrições de equilíbrio entre produção e consumo de energia (56-58) das análises do ano e dia médio, também devem ser alteradas (Eq. 68-70).

$$L^{a,tc} - BIPV^{a,tc} - \sum_{i=1}^I FC_i^{a,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) \cdot H^a = 0, \quad \forall a, tc, (t = tc) \quad (68)$$

$$L_v^{h,tc} - BIPV_v^{h,tc} - \sum_{i=1}^I FC_v_i^{h,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) = 0, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (69)$$

$$L_in^{h,tc} - BIPV_in^{h,tc} - \sum_{i=1}^I FC_in_i^{h,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) = 0, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (70)$$

$BIPV^{a,tc}$ é a produção de BIPV (MWh/mês) no mês a e subperíodo tc e $BIPV_v^{h,tc}$ e $BIPV_in^{h,tc}$ são a produção de BIPV no verão e no inverno (consecutivamente) na hora h e subperíodo tc .

As restrições alteradas nesta secção garantem que toda energia fotovoltaica produzida nos edifícios é consumida instantaneamente pelo próprio consumidor que tem instalado o sistema fotovoltaico e que o excedente dessa produção é absorvido pela rede de distribuição de energia.

7.1.1. Resultados com a produção fotovoltaica

Na Tabela 24 é possível comparar os resultados ótimos da função custo. A solução 1 já foi apresentada no Capítulo 5 e a solução BIPV 1 é a solução que otimiza os custos, considerando a geração fotovoltaica nos edifícios. O crescimento do BIPV contribuiu para uma redução de 13,2% nos custos totais relacionados com a contratação de novas centrais elétricas, no entanto, o preço do MWh teve um pequeno aumento de 2,2%. Ao analisar o custo da energia apenas no último ano, essa diferença aumenta para 3,8%, evidenciando que o BIPV reduz o custo para o consumidor proprietário dos painéis fotovoltaicos, porém, aumenta o custo de produção do sistema eletroprodutor, considerando que a energia solar é o recurso com menor CNE em 2050. O BIPV também contribuiu para assegurar a ponta, enquanto a outra solução apresentou uma reserva de ponta de 15% (sendo este o limite mínimo), a solução BIPV 1 apresentou 20%, aumento este que está relacionado com o facto de se ter aumentado a participação hidroelétrica (Tabela 25).

Ao considerar a potência instalada de BIPV e a potência a ser instalada pelos agentes decisores tem-se 215 GW de fotovoltaico, sendo este valor ligeiramente superior à solução 1. Apesar disso, a potência eólica foi diferente nos dois cenários (variação de 16%), e o mesmo ocorreu com as hídricas. Isso pode ser justificado pelo facto de que na solução 1 o perfil de produção das centrais fotovoltaicas é dividido em cinco regiões, enquanto que na solução BIPV 1 é utilizado a média global para os 118 GW instalado nos edifícios, dado a falta de dados para a previsão do crescimento do uso de painéis solares em edifícios, por estado. Essas duas soluções são para o custo mínimo, pelo que não está previsto instalar novas centrais a biomassa.

Tabela 24: Ótimos individuais para a função custo

Solução	Custo (10 ¹⁰ USD)	(USD/MWh)	Ponta (%)	Uso do Reservatório 2050 (%)
1	9,07	26,04	115	49,4
BIPV 1	7,87	26,60	120	54,1

Tabela 25: Potência final a ser instalada (GW) para o mínimo custo

Solução	PV	BIPV	Eólica	Biomassa	Hidroelétrica
1	212,0	-	51,1	0,0	94,2
BIPV 1	97,4	118	43,1	0,0	102,9

As Tabelas 26 e 27 apresentam os resultados para a maximização da complementaridade através da minimização da diferença entre a energia natural dos rios e a energia turbinada pelas centrais hídricas. Estes cenários apresentaram diferenças maiores que em relação aos anteriores devido ao facto da geração fotovoltaica não ser a melhor opção para a maximização da complementaridade, sendo a prova disso o aumento de quase 50% no valor final da função de complementaridade (Tabela 26). Este impacto também pode ser visto no uso dos reservatórios que teve um aumento de 140% em 2050.

A potência fotovoltaica não-centralizada instalada na solução BIPV 2 obrigou o sistema eletroprodutor a utilizar uma quantidade de energia fotovoltaica acima do ideal e por isso, nesse cenário não houve instalação de novas centrais fotovoltaicas (Tabela 27).

Tabela 26: Ótimos individuais para a complementaridade

Solução	Complementaridade (10 ⁸ GWh ²)	(USD/MWh)	Ponta (%)	Uso do Reservatório 2050 (%)
2	2,78	38,30	115	3,23
BIPV 2	4,17	39,08	115	7,63

Tabela 27: Potência final a ser instalada (GW) para a máxima complementaridade

Solução	PV	BIPV	Eólica	Biomassa	Hidroelétrica
2	51,6	-	88,6	76,9	49,0
BIPV 2	0,0	118	82,0	57,4	51,1

Para evitar o desperdício de energia (Restrição 65), foi preciso reduzir a instalações de novas centrais a biomassa e eólicas, apesar de estas serem fortemente complementares com as centrais hidroelétricas. A redução da complementaridade exigiu uma maior gestão dos reservatórios, levando a poupar água nos primeiros meses para ser usada nos últimos meses (Figura 86).

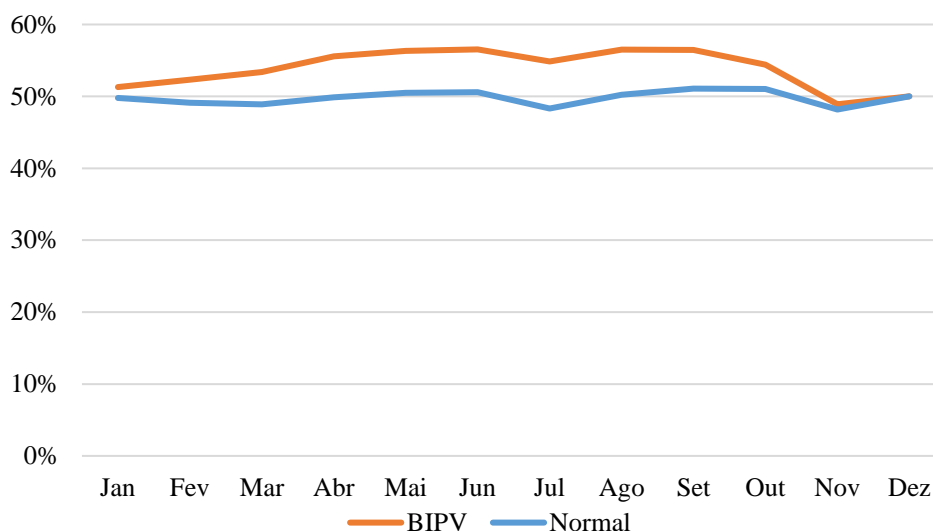


Figura 86: Variação anual nos níveis dos reservatórios com e sem BIPV

7.2. Formulação das opções de flexibilidade

A formulação desse problema será uma adaptação da formulação apresentada na secção 5.2.

7.2.1. Funções objetivo

Na função custo (Eq. 43) deverá ser incluído o custo das baterias (Eq. 71) e das medidas de DSM (Eq. 72). Conforme apresentado na Tabela 19 do Capítulo 6, a vida útil considerada para as baterias é de 15 anos, por isso, a cada ciclo de 15 anos, as baterias devem ser trocadas e dessa forma, o CNE sofrerá redução a cada ciclo, devido à evolução prevista para os custos. Por exemplo, na equação (71), fazendo ($t=2020$), o sistema de baterias instaladas em 2020 terá o mesmo CNE nos 15 anos seguintes (três subperíodos de cinco anos). Em 2035 esse sistema deverá ser substituído por um novo sistema e o CNE sofrerá uma redução, sendo aplicado o CNE de 2035 nos 15 anos seguintes. Em 2050, esse sistema será substituído novamente e o CNE sofrerá novamente uma redução. Assim, a equação (71) tem uma primeira parcela que representa o ano de instalação do sistema de armazenamento, e uma segunda parcela que representa os próximos ciclos de 15 anos, em que esses sistemas serão substituídos. α_a e α_b representam o tempo de vida das baterias, ou seja, as baterias instaladas no subperíodo t ou t_{bat} vão gerar as mesmas despesas nos próximos dois subperíodos (totalizando 15 anos), porém, nos últimos subperíodos (2045 e 2050), serão contabilizadas somente as despesas até 2050. O fluxo de energia nas baterias não representa uma produção ou remoção de energia como para os outros recursos, no entanto, o CNE das baterias deve ser multiplicado pelo número de dias de utilização para representar os dias de uso no ano,

supondo que há apenas um ciclo de carregamento por dia, critério também utilizado no cálculo do CNE das baterias (Lazard, 2017).

$$f_{Bat} = \sum_{t=2020}^{T=2050} \left\{ (C_{Bat}^t Esub_{Bat}^t \alpha_a d_{Bat}) + \sum_{t_{bat}=t+15}^T (C_{Bat}^{t_{bat}} Esub_{Bat}^{t_{bat}} \alpha_b d_{Bat}) \right\} \quad (71)$$

$$\text{onde } \alpha_a = \begin{cases} 3 & , \text{ se } t \leq T - 10 \\ \frac{T - t + 5}{5} & , \text{ se } t > T - 10 \end{cases} , \quad \alpha_b = \begin{cases} 3 & , \text{ se } t_{bat} \leq T - 10 \\ \frac{T - t + 5}{5} & , \text{ se } t_{bat} > T - 10 \end{cases}$$

Em que:

t índice do subperíodo dentro do horizonte de planejamento ($t = 2020, 2025, \dots, 2050$);

t_{bat} índice auxiliar de subperíodo com um passo de 15 anos para as baterias ($t_{bat}^p = t_{bat}^{p-1} + 15$);

C_{Bat}^t custo nivelado da energia (MWh) instalada de baterias no subperíodo t em (USD/MWh);

$Esub_{Bat}^t$ capacidade de armazenamento útil (MWh) instalada de baterias no subperíodo t ;

d_{Bat} dias de utilização, por ano, equivalentes a um ciclo completo de carga/descarga das baterias.

Para o DSM, a vida útil considerada para o ar condicionado é de 15 anos (Tabela 23). Na Equação 72 tem-se a mesma analogia que foi apresentada na primeira parcela da (Eq. 71).

$$f_{DSM} = \sum_{t=2020}^{T=2050} (C_{DSM}^t Esub_{DSM}^t \alpha_a) \quad (72)$$

$$\text{onde } \alpha_a = \begin{cases} 3 & , \text{ se } t \leq T - 10 \\ \frac{T - t + 5}{5} & , \text{ se } t > T - 10 \end{cases}$$

Em que:

C_{DSM}^t custo nivelado da energia (MWh) evitada através de DSM no subperíodo t em (USD/MWh);

$Esub_{DSM}^t$ energia (MWh/ano) evitada através de DSM contratado no subperíodo t .

A função objetivo será minimizar o custo total de expansão, sendo este a soma do custo total da expansão da produção de energia (f_{prod}) calculado pela equação (43) do da secção (5.2.1), custo total dos sistemas de baterias instalados (f_{Bat}) e o custo total da energia evitada através do DSM (f_{DSM}).

$$\text{Min}(f_{\text{prod}} + f_{\text{Bat}} + f_{\text{DSM}}) \quad (73)$$

A função objetivo da complementaridade (Eq. 45) permanece inalterada. A implementação das funções objetivo em *Matalb* são apresentadas nos Anexos D.1 e D.2.

7.2.2. Restrições de igualdades

A restrição do compromisso energético apresentada na equação (48) e alterada no início deste capítulo deverá ser novamente alterada para incluir o DSM. A restrição (74) deverá excluir os subperíodos que analisa a complementaridade (tc), pois nesses subperíodos deverão ser inseridas as perdas de energia nas baterias, sendo que tal é apenas possível com restrições não-lineares.

$$\left[\sum_{i=1}^I (Pin_i + Pl_i^t) h_i \right] + [\beta^t E_{\text{DSM}}^t (1 + \varepsilon)] = L_{\text{sub_final}}^t, \quad \forall (t \neq tc) \quad (74)$$

Em que E_{DSM}^t é a quantidade total de energia (MWh/ano) evitada através de DSM acumulado nos últimos 15 anos (tempo máximo de duração do DSM), que pode ser calculado pela equação (75).

$$E_{\text{DSM}}^t = \sum_{ta=2020}^t E_{\text{sub}_{\text{DSM}}}^{ta} \alpha_c, \quad \forall t \quad (75)$$

$$\text{onde } \alpha_c = \begin{cases} 1, & \text{se } (t - ta) \leq 15 \\ 0, & \text{se } (t - ta) > 15 \end{cases}$$

Foram utilizados os índices t e ta para diferenciar o subperíodo da potência acumulada e o subperíodo da potencia a ser instalada durante um único período, porém os dois índices servem para representar os subperíodos do horizonte de planejamento T . As restrições de igualdade Eq. (49-51) que garantem o equilíbrio hídrico não sofrerão alterações.

Uma nova restrição de igualdade será necessária para garantir o equilíbrio de energia nas baterias (Eq. 76-77).

$$\sum_{h=1}^{24} Bv_{in}^{h,tc} \cdot \eta_b = \sum_{h=1}^{24} Bv_{out}^{h,tc}, \quad \forall tc \quad (76)$$

$$\sum_{h=1}^{24} Bi_{in}^{h,tc} \cdot \eta_b = \sum_{h=1}^{24} Bi_{out}^{h,tc}, \quad \forall tc \quad (77)$$

$Bv_{in}^{h,tc}$ e $Bi_{in}^{h,tc}$ são a energia do carregamento das baterias no dia médio de verão e de inverno (respetivamente), na hora h do subperíodo que analisa a complementaridade (tc), $Bv_{out}^{h,tc}$ e

$Bi_{out}^{h,tc}$ são a energia fornecida pelas baterias para assegurar o consumo no dia médio de verão e de inverno (respectivamente), na hora h do subperíodo que analisa a complementaridade (tc) e η_b é o rendimento total do sistema de armazenamento.

7.2.3. Restrições de desigualdade

O DSM terá impacto direto na redução do consumo, pelo que a restrição de desigualdade (66), apresentada no início desse capítulo, será alterada para tal efeito.

$$\sum_{i=1}^I [h_i(Qin_i + Q_i^{tr})] \geq [0,23 \cdot (Lsub^{tr} - E_{DSM}^t)] - BIPV^{tr}, \quad \forall tr, (t = tr) \quad (78)$$

As restrições (53-54) referentes à máxima expansão para cada tecnologia, permanecem inalteradas.

Contudo, a restrição (67) para assegurar o consumo na ponta também receberá a contribuição do DSM e das baterias (79).

$$\sum_{i=1}^I [(Pin_i + PI_i^t)FC_i^{pt}] + P_{Bat}^t \geq [\beta^t(Lp^{t,pt} - P_{DSM}^{t,pt})(1 + \vartheta)] - BIPV^{t,pt}, \quad \forall p, t \quad (79)$$

Em que P_{Bat}^t é a potência a ser instalada (MW) em baterias, acumulada desde o subperíodo inicial ($t = 2020$) até o subperíodo t -ésimo, que pode ser calculada pela equação (80) e $P_{DSM}^{t,pt}$ é a potência a ser retirada da ponta (MW) no horário de ponta pt , através de DSM, acumulada nos últimos 15 anos, que pode ser calculada pela equação (81).

$$P_{Bat}^t = \sum_{ta=2020}^t Psub_{Bat}^{ta}, \quad \forall t \quad (80)$$

$$P_{DSM}^{t,pt} = \sum_{ta=2020}^t Psub_{DSM}^{ta,pt} \alpha_c, \quad \forall t \quad (81)$$

$$\text{onde } \alpha_c = \begin{cases} 1, & \text{se } (t - ta) \leq 15 \\ 0, & \text{se } (t - ta) > 15 \end{cases}$$

Em que $Psub_{Bat}^{ta}$ é a potência (MW) instalado de baterias no subperíodo t e $Psub_{DSM}^{ta,pt}$ é a potência a ser retirada da ponta (MW) no horário de ponta pt , através de DSM, no subperíodo t .

Também é necessário inserir novas restrições de desigualdade para o DSM e para as baterias. A restrição (82) limita a quantidade máxima de energia que poderá ser evitada por subperíodo através do DSM. $E_{DSM}^{max,t}$ representa a máxima energia (MWh) que poderá ser evitada no subperíodo t . Nesse trabalho o DSM será limitado à 25% do consumo total dos equipamentos de ar condicionado residencial.

$$0 \leq E_{DSM}^t \leq E_{DSM}^{max,t}, \quad \forall t \quad (82)$$

Para as baterias serão necessárias três restrições. A primeira restrição é para limitar a máxima potência instalada de baterias (Eq. 83), tendo esta sido limitada a 15% da ponta. Sendo assim, $P_{Bat}^{max,t}$ representa 15% da potência de ponta (MW) no subperíodo t .

$$0 \leq P_{Bat}^t \leq P_{Bat}^{max,t}, \quad \forall t \quad (83)$$

Também será necessário limitar a quantidade de vezes que o sistema de baterias poderá carregar durante um dia médio de verão e de inverno, para minimizar o impacto na sua vida útil. Assim, as equações (84-85) restringem a quantidade diária de energia que os sistemas de baterias podem receber, sendo que essa energia corresponde à capacidade máxima de armazenamento instalada. As restrições (84-85) não evitam, de forma global, que o sistema carregue e descarregue pequenas quantidades de energia várias vezes durante um dia. Porém, os vários sistemas de baterias espalhados por todo o país e próximos dos centros de consumo, podem ser geridos de forma individual para garantir que têm um ciclo completo diário de carga/descarga. Por exemplo, se o sistema global necessita de dois ciclos de carga/descarga de 50% em dois períodos distintos do dia, é possível dividir o sistema em dois conjuntos de baterias que vão funcionar com um ciclo carga/descarga de 100%, em períodos diferentes, tendo em consideração apenas a energia útil dos sistemas de baterias (Eq. 97-98).

$$\sum_{h=1}^{24} Bv_{in}^{h,tc} \leq E_{Bat}^t, \quad \forall tc, (t = tc) \quad (84)$$

$$\sum_{h=1}^{24} Bi_{in}^{h,tc} \leq E_{Bat}^t, \quad \forall tc, (t = tc) \quad (85)$$

Em que E_{Bat}^t é a energia útil a ser instalada (MWh) em baterias, acumulada desde o subperíodo inicial ($t = 2020$) até o subperíodo t -ésimo.

O último conjunto de restrições de desigualdades é para limitar a potência de carga/descarga horária das baterias e limitar o período do carregamento das baterias (Eq. 86-87) para as

horas em que há produção fotovoltaica. A energia de saída das baterias deverá ser menor que a potência instalada (Eq. 88-89).

$$0 \leq Bv_{in}^{h,tc} \leq P_{Bat}^t \cdot \alpha_d, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (86)$$

$$0 \leq Bi_{in}^{h,tc} \leq P_{Bat}^t \cdot \alpha_e, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (87)$$

$$0 \leq Bv_{out}^{h,tc} \leq P_{Bat}^t, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (88)$$

$$0 \leq Bi_{out}^{h,tc} \leq P_{Bat}^t, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (89)$$

$$\text{onde } \alpha_d = \begin{cases} 0, & \text{se } FC_{v_s}^{h,tc} \leq 0,01 \\ 1, & \text{se } FC_{v_s}^{h,tc} > 0,01 \end{cases}, \quad \alpha_e = \begin{cases} 0, & \text{se } FC_{in_s}^{h,tc} \leq 0,01 \\ 1, & \text{se } FC_{in_s}^{h,tc} > 0,01 \end{cases}$$

$FC_{v_s}^{h,tc}$ e $FC_{in_s}^{h,tc}$ são as médias nacionais dos fatores de capacidade da energia solar para o dia médio de verão e de inverno (respetivamente) na hora h e subperíodo tc .

7.2.4. Restrições não-lineares de igualdade

As restrições de equilíbrio entre produção e consumo de energia (68-70) das análises do ano e dia médio, alteradas no início desse capítulo para incluir o BIPV, agora têm que incluir a contribuição do DSM e das baterias. A restrição (90) assegura o equilíbrio mensal para o ano médio e as restrições (91-92) asseguram o equilíbrio diário para o dia médio de verão e inverno, respetivamente. Na restrição (90) têm-se as perdas das baterias que podem ser calculadas pelas equações (93) e (94), para o verão e inverno, respetivamente.

$$L^{a,tc} - BIPV^{a,tc} - \sum_{i=1}^I [FC_i^{a,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) \cdot H^a] - E_{DSM}^{a,t} + Perdas^{a,tc} = 0, \quad \forall a, tc, (t = tc) \quad (90)$$

$$L_{v}^{h,tc} - BIPV_{v}^{h,tc} - \sum_{i=1}^I FC_{v_i}^{h,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) - P_{v_{DSM}}^{h,tc} + Bv_{in}^{h,tc} - Bv_{out}^{h,tc} = 0, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (91)$$

$$L_{in}^{h,tc} - BIPV_{in}^{h,tc} - \sum_{i=1}^I FC_{in_i}^{h,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) - P_{in_{DSM}}^{h,tc} + Bi_{in}^{h,tc} - Bi_{out}^{h,tc} = 0, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (92)$$

$$Perdas^{a,tc} = \left(\sum_{h=1}^{24} Bv_{in}^{h,tc} - \sum_{h=1}^{24} Bv_{out}^{h,tc} \right) \cdot \frac{H^a}{24}, \quad \forall tc, (a = 1,2, \dots, 6) \quad (93)$$

$$Perdas^{a,tc} = \left(\sum_{h=1}^{24} Bi_{in}^{h,tc} - \sum_{h=1}^{24} Bi_{out}^{h,tc} \right) \cdot \frac{H^a}{24}, \quad \forall tc, (a = 7,8, \dots, 12) \quad (94)$$

Em que:

- Perdas^{a,tc} perdas nas baterias (MWh/mês) no mês *a* e subperíodo *tc*;
- $E_{DSM}^{a,t}$ energia (MWh/mês) removida por DSM, no mês *a* e subperíodo *tc*;
- $P_{v_{DSM}}^{h,tc}$ e $P_{in_{DSM}}^{h,tc}$ potência (MW) removida através do DSM no dia médio de verão e de inverno (respetivamente), na hora *h* do subperíodo *tc*.

São também inseridas novas restrições (95-96) para garantir que as baterias não estão simultaneamente a carregar e a descarregar.

$$Bv_{in}^{h,tc} \cdot Bv_{out}^{h,tc} = 0, \quad \forall h, tc \quad (95)$$

$$Bi_{in}^{h,tc} \cdot Bi_{out}^{h,tc} = 0, \quad \forall h, tc \quad (96)$$

7.2.5. Restrições não-lineares de desigualdade

As restrições (59-60) não sofrem alterações, no entanto, deverão ser inseridas novas restrições à semelhança das restrições (59-60) para assegurar o limite mínimo e máximo de armazenamento de energia nas baterias, em todos os subperíodos *tc*, para o dia médio de verão (Eq. 97) e de inverno (Eq. 98). O SoC (estado da carga) mínimo é zero porque E_{Bat}^t representa a energia utilizável do sistema de armazenamento, pelo que o CNE das baterias está associado à energia útil das baterias e dessa forma todas as equações, referem-se à energia útil das baterias.

$$0 \leq EAv_{Bat}^{h,tc} \leq E_{Bat}^t, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (97)$$

$$0 \leq EAI_{Bat}^{h,tc} \leq E_{Bat}^t, \quad \forall h, tc, (t = tc) \quad (98)$$

$EAv_{Bat}^{h,tc}$ e $EAI_{Bat}^{h,tc}$ são a energia (MWh) que está armazenada nas baterias no dia médio de verão e de inverno, respetivamente, na hora *h* do subperíodo *tc* e pode ser calculada pelas equações (99-100).

As equações (99-100) representam o balanço de energia nas baterias para o dia médio de verão (99) e o dia médio de inverno (100).

$$EAv_{Bat}^{h,tc} = (Bv_{in}^{h,tc} \cdot \eta_b) - Bv_{out}^{h,tc} + EAv_{Bat}^{(h-1),tc}, \quad \forall h, tc \quad (99)$$

$$EAI_{Bat}^{h,tc} = (Bi_{in}^{h,tc} \cdot \eta_b) - Bi_{out}^{h,tc} + EAI_{Bat}^{(h-1),tc}, \quad \forall h, tc \quad (100)$$

$EAv_{Bat}^{0,tc}$ e $EAI_{Bat}^{0,tc}$ são a energia inicial nas baterias no dia médio de verão e de inverno, respetivamente, no subperíodo *tc* e também deverão ser otimizados respeitando as restrições (97-98).

A implementação das equações não-lineares em *Matlab* é apresentada no Anexo D.3.

7.2.6. Limite das variáveis de decisão

As equações (61-64) para os limites das variáveis de decisão definidas no Capítulo 5, não sofrem alterações, pois as novas variáveis inseridas já são limitadas pelas equações: E_{DSM}^t (Eq. 82); P_{Bat}^t (Eq. 83); $Bv_{in}^{h,tc}$, $Bi_{in}^{h,tc}$, $Bv_{out}^{h,tc}$ e $Bi_{out}^{h,tc}$ (Eq. 86-89); $EAv_{Bat}^{0,tc}$ e $EAI_{Bat}^{0,tc}$ (Eq. 97-98).

A configuração final desse problema é: 2 funções objetivo; 939 variáveis de decisão; 19 restrições de igualdade; 422 restrições de desigualdade; 342 restrições não-lineares de igualdade; e 504 restrições não-lineares de desigualdade. A formulação completa pode ser consultada no Anexo C. Será utilizado o método de priorização (o mesmo utilizado no Capítulo 5) para solucionar o problema multiobjectivo. Para resolver o problema de programação não-linear resultante, será utilizado o algoritmo *fmincon Sequential Quadratic Programming* e *fmincon Interior Point* disponível na *Matlab Optimization Toolbox*.

7.3. Resultados

7.3.1. Soluções para os ótimos individuais

Inicialmente serão apresentados os resultados dos ótimos individuais (*payoffs*) para analisar os benefícios das medidas de flexibilidade para o sistema eletroprodutor. As Tabelas 28 e 29 apresentam os resultados para a função custo. Os resultados sem a geração fotovoltaica nos edifícios apresentam um custo da energia gerada (US\$/MWh) menor, o que já foi concluído no início desse capítulo. O *payoff* da função custo é o mesmo do cenário BIPV 1.

Tabela 28: Ótimos individuais para a função custo (flexibilidade)

Solução	Custo (10 ¹⁰ USD)	(USD/MWh)	(USD/MWh) 2050	Ponta 2050 (%)	Uso do Reservatório 2050 (%)
1	9,07	26,04	25,03	115	49,4
BIPV 1	7,87	26,60	25,98	120	54,1
Flex 1	7,87	26,60	25,98	120	54,1

Tabela 29: Potência final a ser instalada (GW) para o mínimo custo (flexibilidade)

Solução	PV	BIPV	Eólica	Biomassa	Hidroelétrica	Baterias
1	212,0	-	51,1	0,0	94,2	-
BIPV 1	97,4	118,0	43,1	0,0	102,9	-
Flex 1	97,4	118,0	43,1	0,0	102,9	0,0

O uso das baterias implica um aumento dos custos para os gestores do sistema elétrico e do ponto de vista económico não é viável a sua utilização, ocorrendo o mesmo para o DSM, pois o seu preço só supera a biomassa e nesse cenário de *payoff* a biomassa não é utilizada. Sendo assim, pode-se afirmar que o uso das medidas de flexibilidade não oferece benefícios económicos para o sistema eletroprodutor. O uso das baterias só seria economicamente viável se o seu CNE fosse reduzido em 54% e nesse caso seria possível integrar 7,8 GW de baterias no sistema eletroprodutor em 2050, o que resultaria em um aumento de 143% na integração da energia solar e conseqüentemente uma redução na função custo de 2,3%.

Na Figura 87 as hídricas são as responsáveis por absorver a variação diária da energia solar. Nessa figura a energia eólica e biomassa foram agrupadas em ‘Outros’ e a solar PV e BIPV em ‘Solar’.

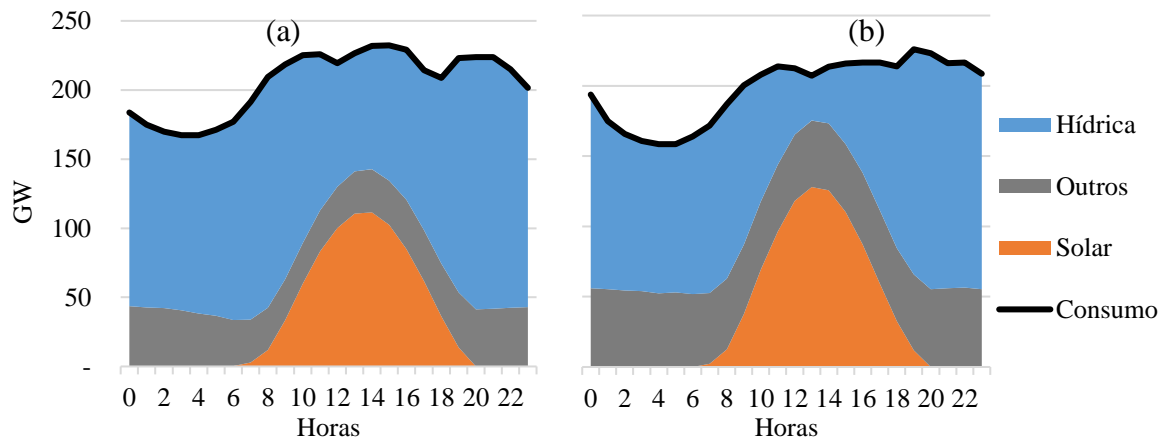


Figura 87: Produção de energia para o dia médio de verão (a) e de inverno (b) em 2050

As Tabelas 30 e 31 apresentam os resultados para a complementaridade. Nesse cenário, o DSM e as baterias foram utilizados. O DSM foi responsável por remover 15,3 TWh em 2045 e 30,8 TWh em 2050 (15,9 milhões de equipamentos de ar condicionado trocados). Foram também instalados 36,4 GW de baterias, o que representa a capacidade máxima permitida. As medidas de flexibilidade permitiram reduzir em 65% o uso dos reservatórios em 2050, quando comparado com o BIPV 2 e em 19% em relação à solução 2.

Tabela 30: Ótimos individuais para a função complementaridade (flexibilidade)

Solução	Complementaridade (10 ⁸ GWh ²)	(USD/MWh)	Ponta 2050 (%)	Uso do Reservatório 2050 (%)
2	2,78	38,30	115	3,23
BIPV 2	4,17	39,08	115	7,63
Flex 2	3,08	46,99	151	2,62

No Capítulo 6 foi escolhido o ar condicionado para o programa de DSM, pois acreditava-se que o perfil de consumo desse equipamento poderia contribuir para a complementaridade. Através da Figura 88 é possível comprovar este benefício, principalmente no inverno (Figura 88b) quando o DSM tem impacto exatamente em paralelo com as baterias para remover consumo (DSM) e fornecer energia (baterias) nos períodos onde não há geração solar. Nessa figura a energia eólica e a biomassa foram agrupadas em ‘Outros’ e a solar PV e BIPV em ‘Solar’. As hidroelétricas são as maiores responsáveis por absorver a variação na produção solar, porém, as baterias e o DSM reduzem essa dependência principalmente na ponta das 18-21h, tendo diretamente impacto na potência hídrica final (Tabela 31). As baterias também tiveram o papel de absorver o excesso de energia produzida nas horas de maior geração solar. Na análise de complementaridade, apesar da energia total diária das baterias e das hídricas serem otimizadas, o despacho horário desses recursos não é otimizado, tendo somente o compromisso de assegurar a diferença entre a produção e o consumo. Para ter uma gestão diária otimizada, os resultados finais das hídricas e das baterias foram reutilizados em uma nova simulação com o propósito de reduzir a variação hídrica diária, mantendo-se a mesma quantidade de energia e potência estabelecida na primeira simulação. O resultado desta otimização é apresentado na Figura 88.

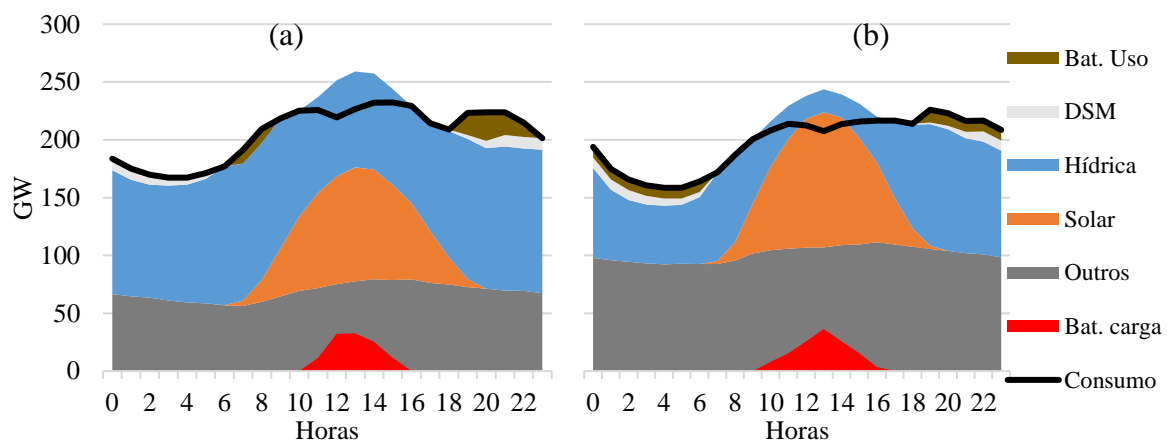


Figura 88: Produção diária de energia e impacto das baterias e DSM em 2050 para a solução flex 2

As medidas para aumentar a flexibilidade também proporcionaram a integração da energia solar após a inclusão da BIPV, pois na solução sem flexibilidade (BIPV 2) não houve expansão solar. Contudo, após o uso do DSM e das baterias, foi possível incluir novamente a solar e com valores superiores à solução 2 (Tabela 31). O primeiro ano de instalação das baterias ocorre em 2025 com 65,4 GWh de energia útil, pois a componente custo não está a ser avaliada. A solução Flex 2 proporcionou uma melhor distribuição entre as fontes

renováveis para a produção de energia, sendo 40% hídrica, 25% eólica, 17% biomassa, 16% solar-BIPV e 2% DSM.

Tabela 31: Potência final a ser instalada (GW) para a máxima complementaridade (flexibilidade)

Solução	PV	BIPV	Eólica	Biomassa	Hidroelétrica	Baterias
2	51,6	-	88,6	76,9	49,0	-
BIPV 2	0,0	118	82,0	57,4	51,1	-
Flex 2	76,0	118	65,0	71,0	35,4	36,4

7.3.2. Cenários com flexibilidade

Nesta secção serão apresentados os mesmos três cenários do Capítulo 5, porém com os benefícios das medidas de flexibilidade. A solução Ref-flex representa o cenário de referência, no qual a participação da biomassa deve ser superior a 21,5 GW, valor que foi utilizado no Capítulo 5. A solução Econ-flex é um cenário económico com o compromisso de utilizar no máximo 19,9% da capacidade dos reservatórios, tal como definido no Capítulo 5. A solução Tec-flex é o cenário técnico com o compromisso de garantir a mínima distância entre os *payoffs*, ou seja, os dois objetivos são atendidos de forma equilibrada. Para gerar esses cenários, foram realizadas buscas relaxando a função custo com passos de 0,1%.

Os três cenários são apresentados nas Tabelas 32 e 33. Os três cenários têm o mesmo valor para o BIPV, pois este é definido à priori e apenas um cenário utiliza as baterias. Para o cenário Ref-flex, a função custo foi relaxada em 5,3% em relação ao ótimo local e houve uma redução de 78% no uso dos reservatórios em relação ao ótimo da função custo. O cenário com flexibilidade (Ref-flex) representou um aumento de 2,3% no preço do MWh em relação ao cenário do Capítulo 5, porém é importante ressaltar que no Capítulo 5 não é considerado o impacto do BIPV. O cenário Téc-flex é o único que utiliza os sistemas de baterias.

Tabela 32: Resultados das funções objetivos (flexibilidade)

Solução	Custo (10 ¹⁰ USD)	Complementaridade (10 ⁸ GWh ²)	Uso do Reservatório (%)
Ref-flex	8,29	7,72	11,2
Econ-flex	8,02	20,3	19,5
Tec-flex	9,74	4,74	8,8

Tabela 33: Potência final a ser instalada (GW) para os cenários definidos (flexibilidade)

Solução	PV	BIPV	Eólica	Biomassa	Hidroelétrica	Baterias
Ref-flex	8,3	118	123,4	6,28	36,0	0,0
Econ-flex	47,9	118	108,2	0,0	48,4	0,0
Tec-flex	15,7	118	104,4	31,4	36,6	5,0

A Figura 89 apresenta a evolução do sistema eletroprodutor para os três cenários. A instalação de novas centrais solar PV só ocorre a partir de 2040 e há uma forte preferência pela instalação de centrais eólicas.

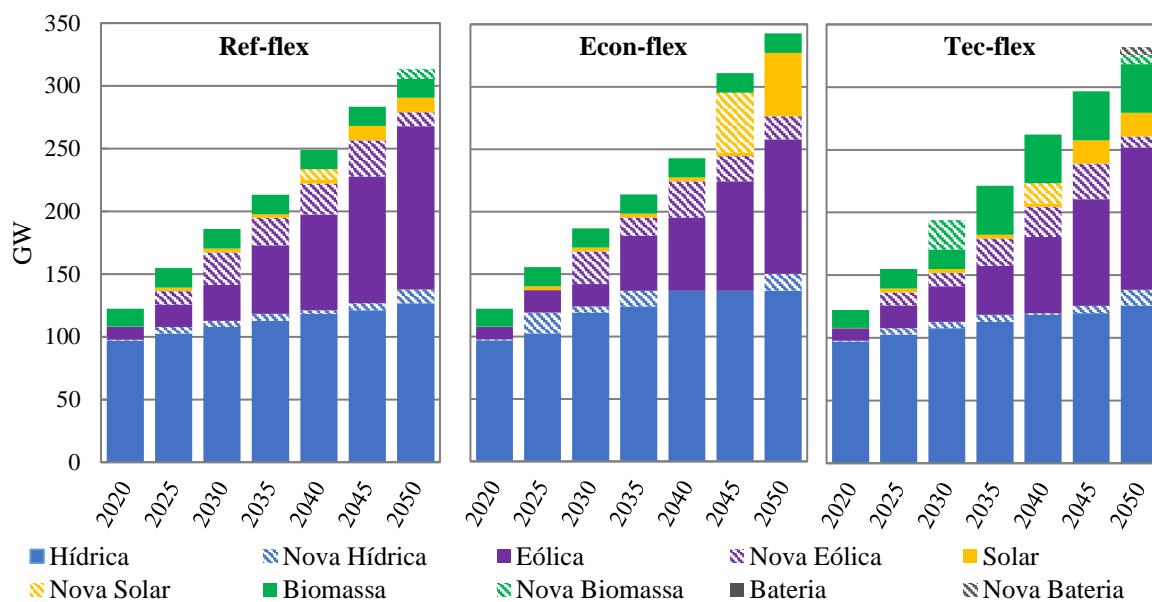


Figura 89: Evolução do parque gerador no horizonte de planeamento com flexibilidade

No cenário Ref-flex existe uma particularidade que é o facto da produção eólica superar a produção de hidroeletricidade em 2050 (Figura 90), e este é também o cenário com menor participação solar (Tabela 33). Neste, as centrais a biomassa voltam a aumentar a sua participação novamente apenas em 2050 (Figura 89) para melhorar a complementaridade. Este cenário atende tanto o compromisso económico como o compromisso de complementaridade, pois consegue reduzir para quase metade o uso dos reservatórios quando comparado com o cenário Econ-flex. Para tal, o seu crescimento está centrado na geração eólica que é complementar à hidroeletricidade e apresenta baixo custo. A energia eólica apresentou um crescimento contínuo a partir de 2025, com uma média de 21 GW, por subperíodo, distribuídos entre as regiões E1 e E2. Na Figura 90 também é possível observar a participação do DSM no último ano.

Para encontrar o cenário Econ-flex foi preciso relaxar a função custo em 1,9% para reduzir o uso dos reservatórios, garantindo um custo médio de 27,11 USD/MWh, o que se traduziu em um aumento de 2,3% em relação ao cenário sem flexibilidade. Este é o cenário mais económico e por isso a potência solar PV instalada é três vezes maior que nos outros cenários, com a instalação de novas centrais apenas em 2045 (Figura 89), apesar desta atingir o menor CNE a partir de 2040.

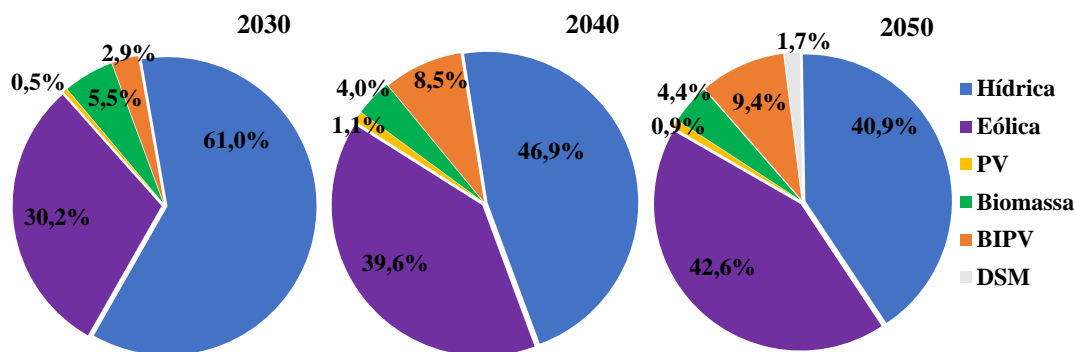


Figura 90: Produção de energia por fonte em 2030, 2040 e 2050 para o cenário ref-flex

Em 2050, a tecnologia com menor custo é a solar PV, no entanto, nesse ano são instaladas novas centrais eólicas e hidroelétricas, pois para aumentar o potencial solar instalado seria necessário instalar baterias, o que levaria a um aumento nos custos. O mesmo também ocorre em 2040. Assim como no cenário sem flexibilidade do Capítulo 5, este cenário também não inclui o uso da biomassa devido ao seu custo, porém o DSM que tem um custo um pouco inferior ao da biomassa, é incluído nos dois últimos subperíodos, removendo um total 3 GWh/ano em 2050. O crescimento da energia solar PV e BIPV afetou diretamente a potência disponível nos horários de ponta de consumo, sendo o cenário Econ-flex o pior cenário para a ponta. A Figura 91 traduz esse impacto, na qual é apresentada a contribuição para a ponta nos piores horários no ano, sendo que a restrição (79) assegura uma reserva mínima de 15% nos horários de ponta. Com o crescimento da energia solar PV em 2045 (Figura 89), a contribuição para a ponta decresce para 115% (mínimo permitido) e em 2050 é de apenas 116%.

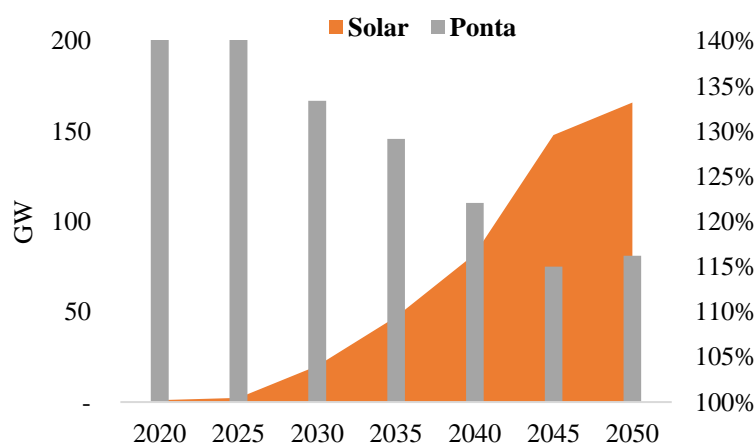


Figura 91: Potência nova instalada e contribuição para a ponta para o cenário Econ-flex

Para o cenário Tec-flex são instalados 31,4 GW de novas centrais a biomassa, o que resultou em um aumento de 23,7% na função custo em relação ao ótimo local. Apesar da função custo ter valores completamente diferente com e sem flexibilidade, devido ao impacto do BIPV,

os cenários técnicos, que representam o equilíbrio entre a complementaridade e o custo, são os cenários com a maior participação de biomassa. Houve mais potência instalada com flexibilidade porque a função custo precisou ser mais relaxada do que no Capítulo 5. Este facto revela a importância da biomassa para melhorar a complementaridade do sistema eletroprodutor. Assim como no Capítulo 5 (Figura 58), a biomassa só integra o sistema eletroprodutor em 2030 e 2050.

O cenário Tec-flex também apresentou a melhor distribuição entre as fontes e regiões, conforme apresentado na Figura 92. Ao analisar as Figuras 92 e 93, verifica-se que as hídricas estão a ser instaladas em todas as regiões, pois é atingido o valor máximo explorável na região H1 e 86% da capacidade da região H3. As eólicas estão concentradas principalmente nas regiões sul e central do país e a energia solar na região norte, evidenciando a importância da complementaridade que há entre as regiões e a singularidade de cada região para beneficiar o sistema eletroprodutor.

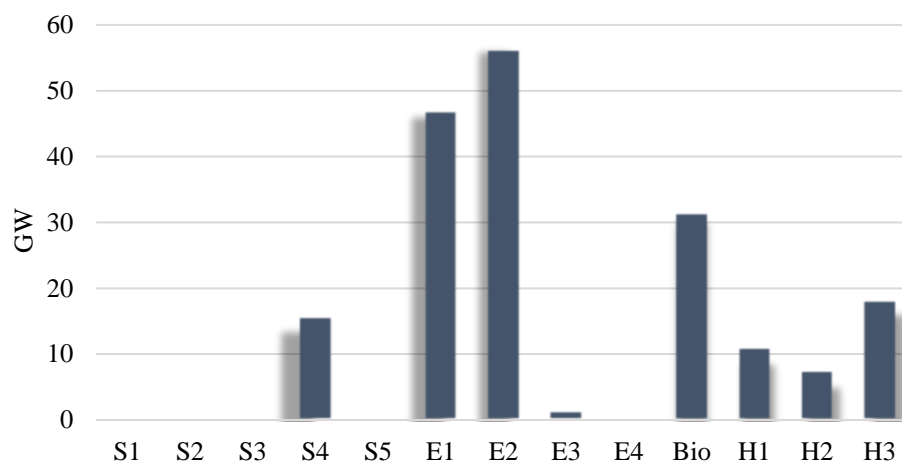


Figura 92: Novas centrais elétricas construídas por região e tecnologia no cenário Tec-flex

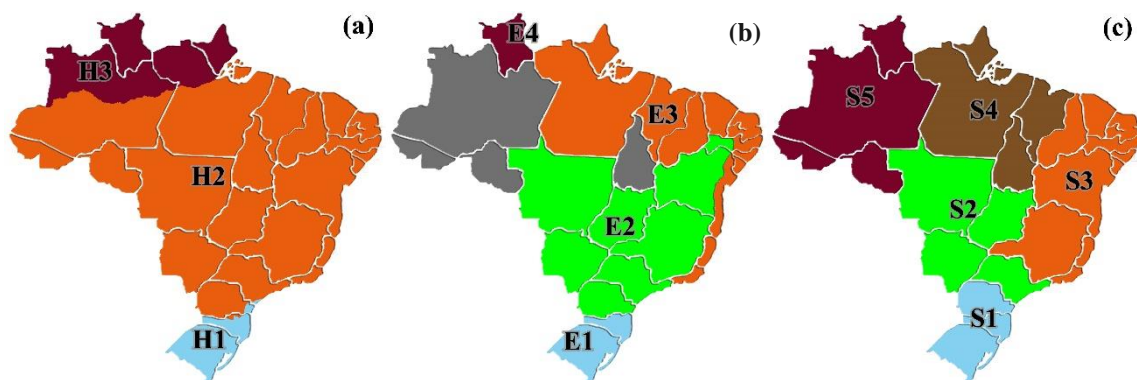


Figura 93: Regiões definidas para as hídricas (a), eólicas (b) e solar (c)

Na Figura 94 são comparados os resultados da operação dos reservatórios em 2050 para os melhores cenários (técnico), em termos de uso dos reservatórios, com e sem flexibilidade e

o resultado real da operação dos reservatórios em 2017. É possível verificar que apesar do BIPV não beneficiar a complementaridade (o BIPV não otimiza a complementaridade entre regiões, pois a sua instalação é distribuída por todo o território brasileiro), com flexibilidade é possível reduzir ainda mais o uso dos reservatórios. Sem flexibilidade, a diferença entre o nível máximo e o mínimo era de 4,9% em 2050, com flexibilidade foi reduzido para 4,7%. Na Figura 94 está destacada, com duas linhas, a faixa de variação dos reservatórios para o cenário Tec-flex. As variações ao longo do ano dos reservatórios com e sem flexibilidade estão muito próximas, com níveis máximos em agosto, e níveis mínimos em junho e outubro.

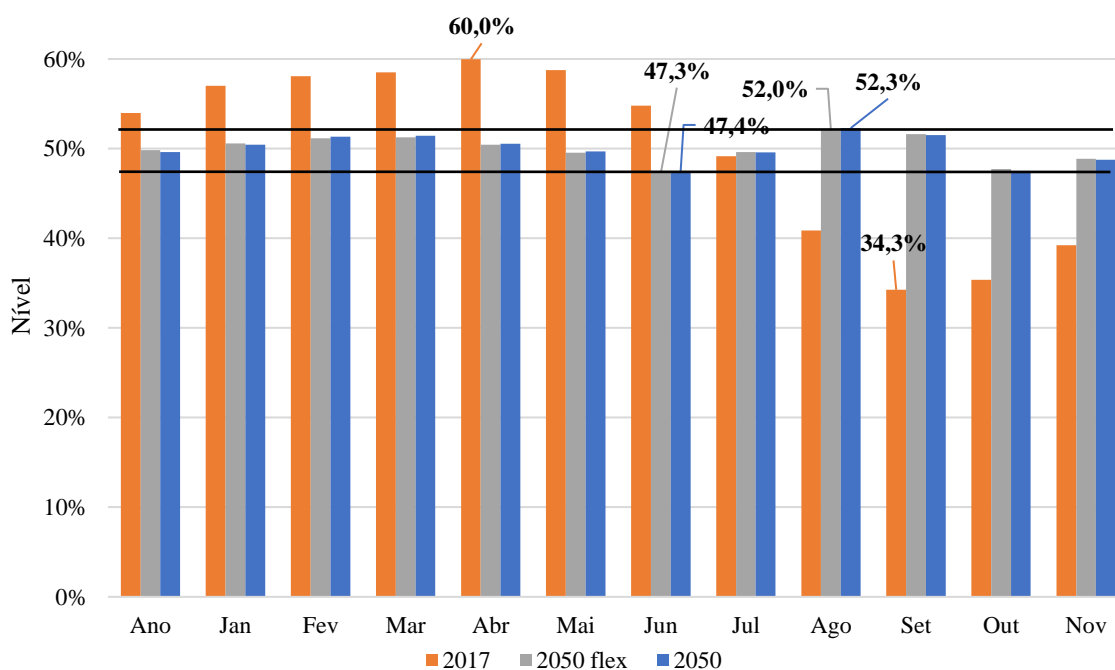


Figura 94: Gestão dos reservatórios em 2017 e projeção para o cenário técnico (2050) e cenário Tec-flex (2050 flex)

7.3.3. Análise geral

Na Tabela 34 são apresentados os cenários do Capítulo 5 (Referência, Económico e Técnico), os cenários deste capítulo (Ref-flex, Econ-flex e Tec-flex) e os cenários de outros estudos. Para facilitar a comparação entre os vários estudos é apresentada a percentagem da participação na produção total e para os estudos com energia não-renováveis, também é apresentada a participação percentual da parcela renovável.

Na Tabela 34, tanto o BIPV como a solar PV estão inseridos na coluna ‘Solar’. O crescimento do BIPV e as medidas de flexibilidades contribuíram para uma maior participação da energia solar.

Tabela 34: Comparação final dos resultados da produção de energia em 2050

Tecnologia	Hidro	Eólica	Solar	Biom.	DSM e Outras renováveis	Não-renováveis
Referência	41,8%	45,5%	8,4%	4,3%	-	-
Económico	47,1%	35,4%	14,4%	3,1%	-	-
Técnico	42,9%	40,8%	8,0%	8,3%	-	-
Ref-flex	41,0%	42,6%	10,3%	4,4%	1,7%	-
Econ-flex	44,8%	38,5%	13,6%	3,1%	0,0%	-
Tec-flex	41,1%	37,0%	10,9%	9,3%	1,7%	-
Gils ^a	47,4%	26,0%	17,8%	7,3%	1,5%	-
Greenpeace E[R] ^b	45,4%	25,3%	21,0%	6,8%	1,5%	-
Greenpeace ^b	52,9 / 63,0	15,0 / 17,8	5,8 / 6,9	10,0 / 11,9	0,3 / 0,4	16,0% / -
EPE ^c	30,1 / 77,1	1,3 / 3,3	0,0 / 0,0	7,6 / 19,6	-	61,0% / -
Coppe ^d	53,7 / 59,5	11,1 / 12,3	16,2 / 17,9	9,3 / 10,3	-	9,7% / -

^a(Gils et al., 2017). ^b(Greenpeace, 2016a). ^c(EPE, 2018b). ^d(da Cunha et al., 2016).

Maioritariamente, nos cenários apresentados nesse trabalho a participação das hidroelétricas foi menor do que nos outros trabalhos (Tabela 34), o que é um bom resultado do ponto de vista técnico, ambiental e governamental. A redução da dependência hídrica melhora a fiabilidade do sistema eletroprodutor porque reduz a exposição aos riscos de secas prolongadas, como ocorreu em 2001 e 2015. A construção de grandes hidroelétricas no Brasil tem causado grandes impactos ambientais e sociais, pois cada vez mais é preciso construir em regiões de maior impacto pelo facto de se estar a reduzir as opções de locais. Ao apresentar cenários com menor participação hídrica, os impactos ambientais também são reduzidos. Do ponto de vista governamental, o governo brasileiro tem assumido metas para a redução da participação das hídricas e a construção de hidroelétricas de grande porte geralmente geram tensões políticas e atraso nas obras devido aos impasses nas aprovações ambientais e movimentos anti hidroelétricas organizados por populares, ativistas ou indígenas.

Nos estudos com 100% de renováveis e em quase todos os cenários apresentados nesse trabalho têm-se: hídrica, eólica, solar e biomassa organizadas nessa ordem decrescente para a produção de energia. No entanto, a participação da energia eólica nos cenários desse trabalho é consideravelmente maior do que nos outros trabalhos. Por exemplo, no cenário Ref-flex (Tabela 34) a participa eólica é 42% maior que em (Gils et al., 2017) e 46% maior que em (Greenpeace, 2016a). No cenário Ref-flex, 58% das novas centrais eólicas são instaladas na região eólica E2, que tem uma correlação negativa de -0,86 (Figura 33) com a região hídrica H2 (nessa região está instalada 70% da capacidade total hídrica). Os 42%

restantes são instalados na região eólica E1, que tem uma correlação negativa de -0,92 com a região hídrica H3 (nessa região são instaladas 54% das novas centrais hidroelétricas). Além da eólica representar um baixo custo, esta também contribui para a complementaridade e por isso nesse trabalho é possível ter uma maior participação da energia eólica do que nos outros trabalhos, pelo que os outros estudos não consideram os benefícios da complementaridade. As novas centrais solares foram instaladas apenas na região solar (S4) no cenário Ref-flex e Tec-flex, que também tem alta complementaridade (-0,89) com a região hídrica H2.

7.3.4. Análise do uso das baterias

O preço das baterias é a grande barreira para a sua utilização. Apesar da energia solar fotovoltaica ser a tecnologia com menor preço nos últimos anos, a sua integração em maior escala requer o uso de sistemas de baterias, dado que já são integrados forçosamente no sistema 118 GW pelo BIPV. Contudo, o baixo preço da energia solar não é suficiente para compensar o preço elevado das baterias, que além de não produzirem energia, aumentam o consumo devido às perdas de energia. Assim a autoprodução fotovoltaica beneficia apenas os proprietários dos painéis fotovoltaicos, pois reduz a flexibilidade do sistema eletroprodutor e aumenta o preço da energia elétrica, que acaba por ser suportado pelos consumidores não portadores de tais sistemas para autoprodução.

Na Figura 95 é apresentada a gestão das baterias em 2050 para o dia médio de verão e de inverno, no cenário Tec-flex (único cenário com baterias), no qual as baterias entram em operação apenas em 2050. Na Figura 95, as baterias não são utilizadas no primeiro semestre e no inverno são utilizadas em apenas 25% da sua capacidade de armazenamento de energia devido às restrições de potência para o carregamento, com o sistema de armazenamento a atuar para absorver a ponta de produção solar que coincide com a redução de consumo do horário de almoço. Essa energia absorvida é posteriormente devolvida uniformemente nas outras horas do dia, em parcelas muito pequenas (0,4 GW) e impercetível na (Figura 95).

Na equação (71) o custo da instalação das baterias está associado aos dias de utilização. No entanto, as baterias não estão a ser utilizadas durante todo o ano e quando são utilizadas, não chegam a realizar um ciclo completo de carga/descarga, o que afeta diretamente a vida útil. Ao analisar o *payoff* da função custo na secção 7.3.1 verificou-se que uma redução de 54% no CNE das baterias tornaria possível a sua integração nesse cenário.

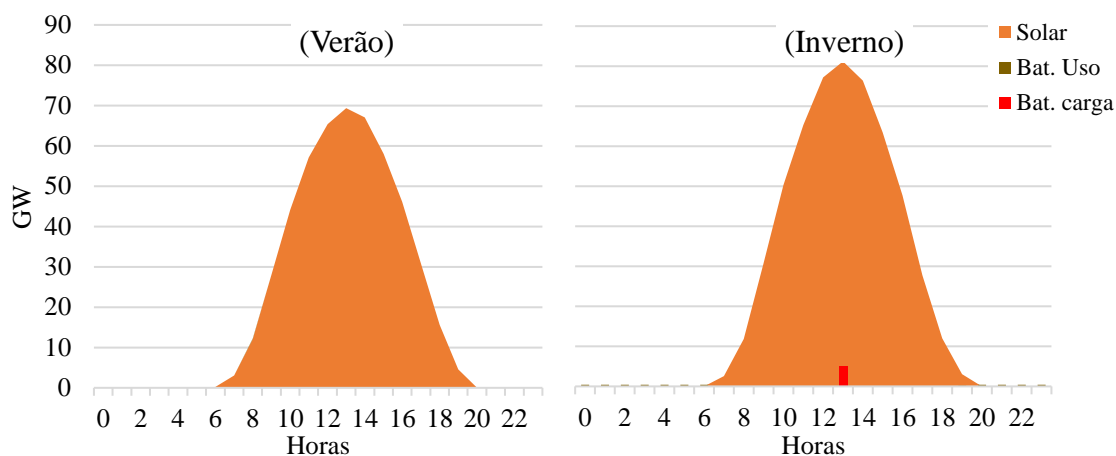


Figura 95: Produção solar e gestão das baterias para o dia médio de verão e de inverno no cenário Tec-flex

Com base nessas informações, nesta seção será suposto que as baterias são necessárias apenas no segundo semestre (inverno), reduzindo (aproximadamente) para metade o seu custo anual. Com essa suposição, é preciso garantir com que as baterias são utilizadas apenas no dia de inverno, pelo que os limites máximos das restrições (87,89) são alterados para zero. Para o cenário do *payoff*, uma redução de 50% não é suficiente para que haja integração das baterias. O cenário Econ-flex também não é afetado pelo impacto dessa redução, pois nesse cenário o custo é relaxado em apenas 1,9%. Contudo, ao trabalhar com essa hipótese é possível ter 25,4 GW de baterias instaladas no cenário Ref-flex e um aumento de 345% na capacidade instalada de baterias no cenário Tec-flex.

As Tabelas 35 e 36 apresentam os resultados para a redução do custo das baterias. Os dois novos cenários gerados são para os mesmos valores de relaxamento da função custo, ou seja, o custo total de expansão é o mesmo para os respectivos cenários anteriores. A redução do custo das baterias teve impacto principalmente na integração da energia solar PV, sendo por exemplo, no cenário de referência o aumento de 735%. A energia eólica foi a principal tecnologia afetada (com redução na capacidade instalada) com o crescimento da solar PV.

Tabela 35: Resultados das funções objetivos (reduzindo o custo da bateria)

Solução	Custo (10^{10} USD)	Complementaridade (10^8 GWh ²)	Uso do Reservatório (%)
Ref-bat	8,29	7,47	11,1
Tec-bat	9,74	4,61	8,7

Tabela 36: Potência final a ser instalada (GW) (reduzindo o custo da bateria)

Solução	PV	BIPV	Eólica	Biomassa	Hidroelétrica	Baterias
Ref-bat	69,3	118	111,5	5,5	32,9	25,4
Tec-bat	56,4	118	96,6	30,6	34,4	22,4

O cenário Tec-bat utilizou menos baterias do que o cenário Ref-bat, apesar de ter um custo de expansão superior. A participação da energia solar PV também foi menor, mostrando que o uso das baterias está condicionado com integração da energia solar, pois este cenário procura aumentar a complementaridade através da biomassa, reduzindo a dependência das baterias. Quando comparado com o caso anterior, onde as baterias tinham um custo maior, este aumentou o uso das baterias e a participação da energia solar, melhorou a complementaridade e reduziu o uso dos reservatórios. As baterias também melhoraram a reserva de ponta.

Sem a redução do custo das baterias, o cenário Tec-flex apresentado na seção 7.3.3 carregava as baterias durante apenas uma hora do dia (Figura 95), pelo que utilizava 100% da potência instalada, porém usando apenas 25% da capacidade de armazenamento de energia. Com a redução no custo através da utilização em apenas metade do ano, o uso da capacidade de armazenamento aumentou para 70% e o carregamento das baterias foi realizado durante um período de sete horas (Figura 96).

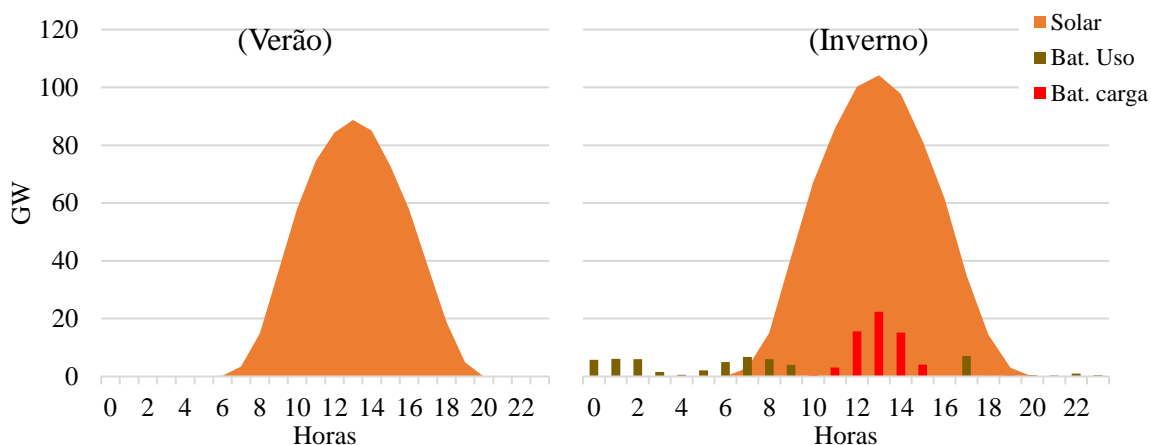


Figura 96: Produção solar e gestão das baterias para o dia médio de verão e de inverno no cenário Tec-flex (reduzindo o custo da bateria)

Nesta secção foi testada a hipótese de utilizar as baterias apenas durante metade do ano para reduzir o seu custo. Outra forma de reduzir o custo suportado pelo sistema eletroprodutor e promover seu uso para melhorar a complementaridade do sistema é transferir parte do custo de instalação para os proprietários dos BIPV.

7.3.5. Análise de fiabilidade dos cenários

Nesta secção será analisada a fiabilidade dos cenários em casos de redução da disponibilidade dos recursos naturais. No Brasil, durante os anos de seca extrema, o caudal natural pode ser 25% abaixo das médias históricas, ou do ano médio (ONS, 2018). Com base

nessa informação, o caudal natural será reduzido em 25% para testar a capacidade dos cenários para enfrentar condições climáticas de seca severa. Nessa análise será removida a restrição de reserva (ϵ) da equação (74) e essa restrição de igualdade passará a ser uma restrição de desigualdade onde a produção de energia deverá ser maior que o consumo. As restrições de caudal mínimo também foram relaxadas e o volume mínimo foi relaxado para 15%. Algumas das alterações apresentadas são essenciais para garantir a convergência do problema.

A Figura 97 apresenta a variação do nível dos reservatórios para o ano de seca extrema. Os cenários de referência com e sem flexibilidade estão bastante próximos, com uma redução de 20% no volume de água (em relação ao volume inicial) ao fim de um ano de seca. O Ref-bat 2º representa o segundo ano consecutivo de estiagem, ou seja, após dois anos seguidos com uma redução de 25% no caudal médio, o cenário de referência com flexibilidade e redução nos preços das baterias perdeu 31% do volume de água (em relação ao volume inicial). O Ref-bat 3º representa o terceiro ano consecutivo de estiagem, após três anos o cenário de referência com flexibilidade e redução nos preços das baterias perdeu quase metade do volume inicial.

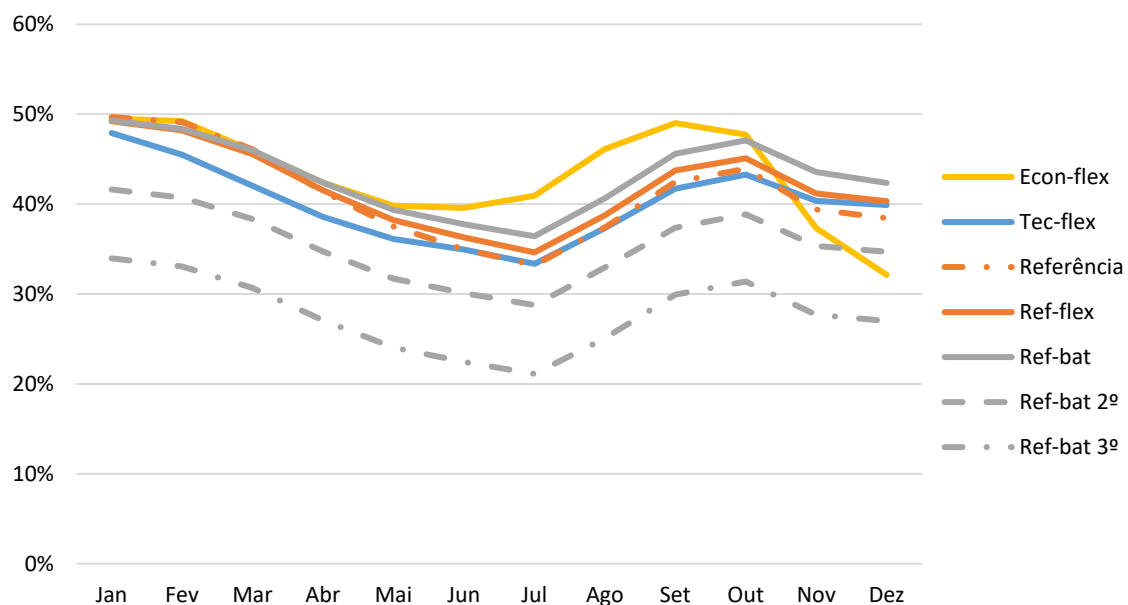


Figura 97: Níveis dos reservatórios no ano de seca

O pior caso é para o cenário Econ-flex, pois este é o cenário com maior dependência das hidroelétricas (45%), e o melhor caso é o cenário de referência com a redução do custo das baterias. Este último é o cenário com maior participação solar e dos sistemas de baterias (Tabela 36). Para um ano de seca, as baterias têm um papel extremamente importante para evitar o desperdício de energia, pois nos horários de maior produção solar as hidroelétricas

são incapazes de absorver o excesso de produção e sem o uso das baterias, essa energia seria totalmente perdida (Figura 98). Esse cenário com baterias consegue assegurar três anos consecutivos de seca, iniciando com os reservatórios a 50% e terminando esse período com os reservatórios a 27% da capacidade total. A Figura 98 apresenta a gestão do sistema eletroprodutor em um ano de seca, para o cenário de referência com redução nos custos das baterias.

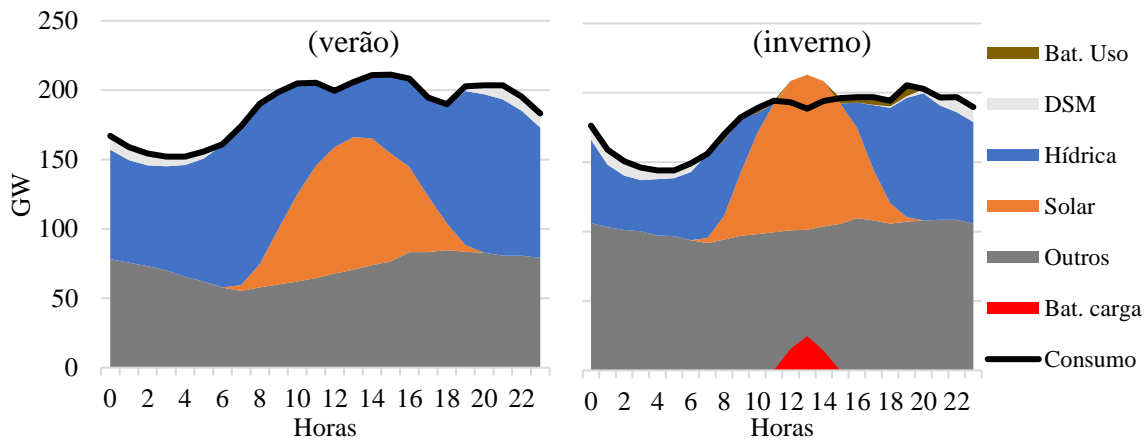


Figura 98: Gestão diária do sistema elétrico em um ano de seca

Apesar dos cenários assegurarem o fornecimento de energia, a capacidade atual dos reservatórios pode colocar em risco o sistema eletroprodutor no futuro, pois em 2050, considerando os reservatórios com 50% da capacidade e assumindo que o volume mínimo permitido é 20% da capacidade total, essa reserva de energia dos reservatórios representa apenas 9% da produção anual de energia das hidroelétricas. Não é possível continuar a depender das hídricas sem a construção de novos reservatórios de grande porte, pois os cenários apresentados nesse trabalho, são os com menor participação hídrica quando comparado com outros estudos e em um dos cenários apresentados (Econ-flex) só foi possível assegurar um ano de seca. A energia solar é uma forte candidata para suprir energia nos anos de seca, porém será necessário investir em sistemas de armazenamento não-hídrico, a nível diário.

CAPITULO 8

CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

Neste capítulo apresenta-se resumidamente as conclusões tiradas ao longo deste trabalho, fazendo uma análise final. São também indicadas algumas sugestões de trabalhos futuros.

8.1. Conclusões

Embora o planeamento da expansão seja de extrema importância para garantir o abastecimento futuro, o atual plano de expansão de longo prazo do governo Brasileiro está desatualizado. Muitos dos estudos presentes na literatura, para o caso brasileiro, não contemplam as novas metas internacionais assumidas pelo governo para a integração de fontes renováveis não-hídricas. Adicionalmente, o critério económico não deve ser o único critério avaliado no planeamento da expansão, pelo que a atual complexidade do sistema eletroprodutor sugere um modelo multicritério.

A flexibilidade exigida para a integração das fontes renováveis intermitentes, pode ser conseguida através da complementaridade entre fontes renováveis e regiões, do armazenamento de energia e da gestão da procura. O armazenamento de água nas albufeiras tem sido a forma mais económica de armazenar energia, porém o crescimento das restrições ambientais e as constantes secas provocadas pelo aquecimento global têm levado à necessidade de outras formas de armazenamento. Nesse contexto, as baterias de iões de lítio são emergentes neste sector e aparecem com um futuro promissor, principalmente para a integração da energia solar.

A complementaridade desempenha um papel importante na promoção de energias renováveis intermitentes. Através da complementaridade é possível aproveitar melhor as características de cada região e conseqüentemente, reduzir a necessidade de armazenamento de energia. Com a caracterização dos dados meteorológicos, foi possível avaliar a interação que há entre as fontes renováveis e regiões. Em particular para o caso brasileiro, existe complementaridade entre fontes de energia diferentes na mesma região, entre fontes diferentes e regiões diferentes e entre regiões diferentes para a mesma fonte de energia. É possível ter correlação negativa (complementaridade) de -0,97 entre regiões hídricas, de -0,86 entre regiões eólicas e hídricas, de -0,96 entre biomassa e hídricas, de -0,89 entre solar e hídrica e de -0,97 entre regiões eólicas e biomassa.

A formulação proposta mostrou-se eficiente para avaliar os aspectos da complementaridade. O uso de dados médios nacionais para representar o país como uma só região pode mitigar o efeito da complementaridade. Os resultados mostraram que é possível reduzir em 70% o uso dos reservatórios quando se considera dados por regiões, ou seja, ao invés de utilizar uma média nacional, o país pode ser dividido em regiões para representar a variação dos dados meteorológicos anuais e diários dessa região. Dessa forma, é possível tirar proveito da complementaridade que há entre regiões. A divisão em regiões também permitiu aumentar em 150% a integração solar, o que representa instalar 126 GW de centrais solares fotovoltaicas.

Ao utilizar uma resolução diária, mensal ou anual, pode-se perder as variações horárias e isto pode conduzir à escolha de um *mix* que não será capaz de dar resposta a variações horárias. Por exemplo, com uma análise anual que utiliza médias mensais foi possível instalar 370 GW de novas centrais de energia solar. Porém quando este *mix* é aplicado na gestão da operação diária, com resolução horária, as hídricas foram incapazes de absorver o desequilíbrio que há entre a produção e o consumo, levando a situações de excesso e deficit de produção em algumas horas. Essa análise permitiu perceber a importância da energia solar na complementaridade mensal, sendo responsável por garantir 29% da produção anual e portanto, as medidas que promovem maior flexibilidade diária para a integração solar terão um papel fundamental na promoção da complementaridade a nível mensal. Essa análise também permitiu comprovar que os estudos que não utilizam uma abordagem horária podem conduzir a um *mix* tecnicamente inviável na gestão diária.

Com o planeamento multiobjectivo é possível avaliar diferentes aspectos simultaneamente e por isso, normalmente não há uma solução global que atenda a todos os critérios

simultaneamente, pois para se melhorar um critério de avaliação, tem que se penalizar no mínimo algum outro critério. Sendo assim, no planeamento multiobjectivo é possível ter um conjunto de soluções que atendam diferentes perspectivas.

Com o modelo multiobjectivo apresentado foi possível avaliar os aspetos económicos e técnicos. Os cenários apresentados mostraram-se capazes de atender o crescimento do consumo de energia até 2050, sem a necessidade de construir novos reservatórios. Foi possível maximizar a complementaridade e reduzir a necessidade de armazenamento de energia. O uso de projeções de custo atualizadas e a utilização do critério da complementaridade promoveram um maior uso da energia eólica (45% da produção de energia) e quando comparado com a maioria dos outros estudos, obteve o dobro na participação, pois além de explorar os benefícios económicos, também foi considerada a complementaridade que há entre a energia eólica e hídrica. Assim, foi possível reduzir a participação hídrica para 42%, valor inferior aos outros estudos. O cenário económico foi o que mais explorou a participação da energia solar, com a instalação de 181 GW de novas centrais solares fotovoltaicas.

A instalação de 118 GW da energia fotovoltaica integrada em edifícios teve um impacto negativo no sistema eletroprodutor sobre vários pontos de vista. Essa integração não é otimizada, pelo contrário, ela é imposta pelos consumidores proprietários de tais painéis fotovoltaicos. Assim, essa integração triplicou a necessidade de armazenamento de energia para 2050 e o custo médio da energia aumentou em 2,2% para os *payoffs*. Os custos aumentaram porque o sistema eletroprodutor teve que reduzir o crescimento da energia solar fotovoltaica em 54%, devido as restrições técnicas. Apesar da potência solar final instalada (215 GW) com e sem a energia fotovoltaica integrada em edifícios serem próximas, a complementaridade foi reduzida porque os painéis fotovoltaicos não foram instalados preferencialmente nas regiões que proporcionam uma melhor complementaridade. Pode-se concluir que a energia fotovoltaica integrada em edifícios traz benefícios principalmente ao proprietário, pois este tem uma redução considerável no consumo de energia do sistema elétrico de distribuição. Contudo, o sistema eletroprodutor tem que aumentar a sua flexibilidade para absorver as variações causadas pela produção fotovoltaica e pode caber aos outros consumidores, não proprietários de tais painéis, suportar o aumento nos custos.

Contudo, a gestão da procura e os sistemas de baterias podem atenuar esse impacto negativo. Ao analisar as opções de gestão da procura, verificou-se que o consumo do ar-condicionado residencial tem o seu maior impacto nos horários de baixa produção de energia. Assim,

através de programas de eficiência energética é possível oferecer incentivos para promover a troca de equipamentos atualmente em utilização por equipamentos mais eficientes. Nos cenários apresentados foi considerada a troca de 16 milhões de equipamentos de ar-condicionado, resultando em uma economia anual de 31 GWh. Essa medida de gestão da procura trouxe benefícios económicos e técnicos, com o aumento da complementaridade.

O uso de baterias será essencial para promover a integração da energia solar. Após considerar a energia fotovoltaica integrada em edifícios no planeamento da expansão, a energia solar teve uma grande redução de crescimento. No entanto, com o uso de baterias, foi possível aumentar novamente a flexibilidade do sistema eletroprodutor, tanto na gestão diária como para a reserva de ponta. Com esses benefícios foi possível aumentar a participação da energia solar, reduzir os custos de expansão e aumentar a complementaridade.

As medidas de flexibilidade, em conjunto, proporcionaram uma redução de 65% na necessidade de armazenamento (*payoff* da função complementaridade). No entanto, essas medidas não tiveram impacto no *payoff* da função custo, pois o uso dessas medidas não oferece benefícios económicos e o custo das centrais solares com sistemas de baterias não é mais económico que as outras opções.

O preço dos sistemas de baterias ainda é a maior barreira e apesar da energia solar ser o recurso com menor preço nos últimos anos (15,97 USD/MWh), o seu uso está condicionado pela necessidade de integração de baterias e o custo desse conjunto (centrais solares e sistemas de baterias) faz com que outras fontes renováveis sejam escolhidas. Com a redução do custo das baterias é possível instalar 25 GW de baterias e consequentemente aumentar a integração de energia solar em 735%, sem ser necessário aumentar o custo total de expansão.

Além dessas vantagens, um maior uso das baterias aumenta a segurança do sistema eletroprodutor. Essa segurança é traduzida com o aumento da capacidade de ponta de consumo e com a redução na dependência das hidroelétricas. Enquanto os outros cenários conseguem assegurar no máximo dois anos consecutivos de seca extrema, com a instalação de 25 GW de baterias é possível construir um cenário que assegura três anos consecutivos de seca extrema. Este cenário é composto por 40% de hidroelétricas, 39% de energia eólica, 15% de energia solar, 4% de biomassa, 2% de DSM e 25,4 GW de baterias instaladas, promovendo a participação de 60% de energia renovável não-hídrica.

Os cenários apresentados são uma importante ferramenta para os tomadores de decisão no Brasil, pois permitem avaliar aspetos económicos e técnicos. As projeções realizadas podem

ser um indicador para o mercado de energia, apontando algumas tendências e oportunidades de negócio. Também é possível avaliar os benefícios de cada região do Brasil para decidir quais tecnologias devem ser instaladas em cada região para se beneficiar da complementaridade.

O modelo proposto mostrou-se capaz de avaliar diferentes aspectos e apesar de ter sido implementado para o contexto brasileiro, o mesmo pode ser adaptado para outros países, sendo uma importante ferramenta para a construção de cenários.

8.2. Trabalho futuro

Ao selecionar as estações meteorológica, constatou-se que existem algumas fragilidades nos dados. Em muitas estações há anos com falhas nos dados e as estações meteorológicas automáticas com dados horários entraram em operação há menos de duas décadas. Assim, no futuro a seleção de um número maior de estações (devido à disponibilidade de novos dados) e a utilização de modelos meteorológicos para gerar séries históricas pode ser explorado.

A falta de dados do potencial eólico por estado e a falta de dados para a altura de 100 metros, levou à utilização de métodos de extrapolação. Com a divulgação de novos resultados e com o aparecimento de novos modelos de software para cálculo do potencial eólico, o modelo proposto no presente trabalho pode ser atualizado e a definição das regiões eólicas pode ser melhorada.

O modelo utiliza a curva atual de consumo de energia elétrica, porém, recentemente o governo apresentou uma nova modalidade tarifária que poderá afetar substancialmente o perfil de consumo residencial dos brasileiros. Atualmente, o horário com tarifa de ponta está situado entre as 17h e 21h, porém no verão a ponta ocorre após o almoço. Os consumidores que se enquadram na cobrança da tarifa de ponta têm utilizado grupos geradores a diesel nesses horários de aumento tarifário. Um novo cenário pode ser sugerido avaliando mudanças no perfil de consumo, como também o impacto de uma mudança no horário da tarifa de ponta, a remoção dos grupos geradores a diesel e o novo perfil do consumidor residencial.

O modelo proposto utiliza subperíodos de cinco anos, porém a avaliação para o ano e dia médio é realizada com intervalos de dez anos, devido à complexidade encontrada na convergência e à carga computacional exigida. A análise do dia e ano médio poderá ser

implementada para todos os anos, aumentando o tempo de simulação e a capacidade computacional. Também podem ser testados novos métodos para solução de problemas multiobjectivo não-lineares de grande porte.

Podem também ser implementadas novas medidas de gestão da procura e o impacto da *Demand Response* poderá ser avaliado, tendo em vista a necessidade de flexibilidade a nível horário verificada nesta dissertação. O uso de centrais reversíveis também poderá ser adicionado.

Por fim, o planeamento energético é um processo contínuo que deve ser realimentado, sofrer correções e atualizações ao longo de sua implementação. Dessa forma, deve-se continuamente atualizar as projeções de custo, as projeções de consumo, a capacidade instalada e as metas governamentais. Novos cenários com outros pontos de vista e novos objetivos também podem ser avaliados e o modelo poderá ser adaptado para outros países e regiões.

REFERÊNCIAS

- Aghajani, A., Kazemzadeh, R., & Ebrahimi, A. (2018). Optimal energy storage sizing and offering strategy for the presence of wind power plant with energy storage in the electricity market. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 28(11), e2621. <https://doi.org/10.1002/etep.2621>
- Albermate. (2016). *Lithium Market Dynamics* Klanecky, David. Retrieved from <https://www.flandersinvestmentandtrade.com/export/sites/trade/files/attachments/Invest in Chile 2017 - lithium market.pdf>
- Albuquerque, L. L. de, Almeida, A. T. de, & Cavalcante, C. A. V. (2009). Aplicabilidade da programação matemática multiobjetivo no planejamento da expansão de longo prazo da geração no Brasil. *Pesquisa Operacional*, 29(1), 153–177. <https://doi.org/10.1590/S0101-74382009000100008>
- Alves, M. J., Antunes, C. H., & Clímaco, J. (2015). Interactive MOLP explorer-A graphical-based computational tool for teaching and decision support in multi-objective linear programming models. *Computer Applications in Engineering Education*, 23(2), 314–326. <https://doi.org/10.1002/cae.21601>
- Amarante, O. A. C. do, & Fabiano de Jesus Lima da Silva, P. E. P. de A. (2009). *Atlas Eólico: Espírito Santo*. Vitória.
- Amarante, O. A. C. do, & Fabiano de Jesus Lima da Silva, P. E. P. de A. (2010). *Atlas eólico: Minas Gerais*. Belo Horizonte. Retrieved from http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/inovacao/Alternativas_Energeticas/Documents/atlas_eolico_MG.pdf
- Amarante, O. A. C. do, Silva, F. J. L. da, & Filho, L. G. R. (2002). *Estado do Rio de Janeiro - Atlas Eólico*. Rio de Janeiro.
- ANEEL. (2005). *Atlas de Energia Elétrica do Brasil* (2nd ed.). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2016). *Por Dentro da Conta de Luz: informação de utilidade pública* (7^a ed.). Brasília: ANEEL.
- ANEEL. (2018a). Agência Nacional de Energia Elétrica. Retrieved July 17, 2018, from <http://www.aneel.gov.br/>
- ANEEL. (2018b). Banco de Informações de Geração (BIG). Retrieved July 1, 2018, from <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
- Antunes, C. H., & Alves, M. J. (2012). Programação linear multiobjetivo - métodos interativos e software. In *Congresso Latino-Lberoamericano de Investigação Operativa, Simposio Brasileiro de pesquisa operacional* (pp. 1880–1891). Rio de Janeiro: CLAI/O/SBPO.
- Antunes, C. H., Martins, A. G., & Brito, I. S. (2004). A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning. *Energy*, 29(4), 613–627. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2003.10.012>
- Bai, X., Clark, K., Jordan, G. A., Miller, N. W., & Piwko, R. J. (2007). *Intermittency Analysis Project: Appendix B - Impact of Intermittent Generation on Operation of California Power Grid*. GE Energy Consulting, Report CEC-500-2007-081-APB.
- Bajay, S. V. (2006). Modelos de planejamento da expansão de sistemas energéticos. In *X Congresso Brasileiro de Energia* (p. 9). Rio de Janeiro: CBE.
- Barbosa, A. (2014, December). ELETRONORTE REALIZA SEMINÁRIO SOBRE USINAS REVERSÍVEIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. *Revista Hidro & Hydro – PCH Notícias & Ship News*. Itajubá: UNIFEI/CERPCH.

- BERMANN, C. (2007). Impasses and controversies of hydroelectricity. *Estudos Avançados*, 21(59), 139–154.
- Bhowmik, C., Bhowmik, S., Ray, A., & Pandey, K. M. (2017). Optimal green energy planning for sustainable development: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71(December 2015), 796–813. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.105>
- Biague, M. F. (2010). *Modelagem da Carteira dos Recursos Energéticos no PIR: Validação do Modelo no PIR de Araçatuba*. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- BloombergNEF. (2018). *New Energy Outlook 2018: BNEF's annual long-term economic analysis of the world's power sector out to 2050*. Retrieved from <https://bnef.turtl.co/story/neo2018?teaser=true>
- Borges, A. (2017). Aneel diz que não monitora impacto da bandeira tarifária no comportamento de consumo. Retrieved July 17, 2018, from <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,aneel-diz-que-nao-monitora-impacto-da-bandeira-tarifaria-no-comportamento-de-consumo,70002030859>
- Brasil. (2014). INSTRUÇÃO NORMATIVA Nº 2, DE 4 DE JUNHO DE 2014. Retrieved May 2, 2017, from <http://www.comprasgovernamentais.gov.br/paginas/instrucoes-normativas/instrucao-normativa-no-2-de-4-de-junho-de-2014>
- Brasil. (2015). Energia solar financia melhorias em condomínios do Minha Casa Minha Vida. Retrieved September 14, 2018, from <http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2015/09/energia-solar-financia-melhorias-em-condominios-do-minha-casa-minha-vida>
- Brouwer, A. S., van den Broek, M., Seebregts, A., & Faaij, A. (2014). Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 443–466. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.076>
- Brown, T. W., Bischof-Niemz, T., Blok, K., Breyer, C., Lund, H., & Mathiesen, B. V. (2018). Response to ‘Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems.’ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92(September 2017), 834–847. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.113>
- Buttler, A., Dinkel, F., Franz, S., & Spliethoff, H. (2016). Variability of wind and solar power – An assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014. *Energy*, 106, 147–161. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.041>
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. (2010). Regras De Comercialização: Módulo 4 - Tarifas Físicas. Brasília: CCEE.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. (2019). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Retrieved January 1, 2019, from <http://www.ccee.org.br>
- Camargo-Schubert, LACTEC, E. (2008). *Estado de Alagoas: Atlas Eólico*. (Eletrobrás, Ed.).
- Camargo Schubert. (2001a). *Estado da Bahia: Atlas do Potencial Eólico*.
- Camargo Schubert. (2001b). *Estado do Ceará: Atlas do Potencial Eólico*.
- Camargo Schubert. (2003). *Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte*.
- Camargo Schubert. (2013). *Atlas Eólico: Bahia*. Salvador. Retrieved from http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf
- Camargo Schubert. (2014). *Atlas eólico : Rio Grande do Sul*. Porto Alegre.
- Cantão, M. P. (2015). *Complementaridade hidroelétrica no território brasileiro*.
- Cappers, P., Goldman, C., & Kathan, D. (2010). Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence. *Energy*, 35(4), 1526–1535. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.029>
- Carago Schubert. (2007). *Atlas do Potencial Eólico do Paraná*. Curitiba. Retrieved from <http://www.aspe.es.gov.br/web/atlaseolico/index.htm>

- Carvalho, A. D., Moura, P., Vaz, G. C., & de Almeida, A. T. (2015). Ground source heat pumps as high efficient solutions for building space conditioning and for integration in smart grids. *Energy Conversion and Management*, 103, 991–1007. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.07.032>
- Castro, N. J. de, Brandão, R., Dantas, G. de A., & Ely, R. N. (2012). *Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2020: Análise do método, metas e riscos* (TDSE No. 44). Grupo de Estudo do Setor Elétrico - GESEL. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ.
- Celesc. (2017). Bônus Eficiência Energética. Retrieved May 3, 2017, from <http://www.celesc.com.br/portal/index.php/duvidas-mais-frequentes/993-bonus-eficiencia-energetica>
- Clímaco, J. N., Antunes, C. H., & Alves, M. J. G. (2003). *Programação linear multiobjetivo: do modelo de programação linear clássico à consideração explícita de várias funções objetivo*. Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.14195/978-989-26-0479-4>
- Cole, W. J., Marcy, C., Krishnan, V. K., & Margolis, R. (2016). Utility-scale lithium-ion storage cost projections for use in capacity expansion models. In *2016 North American Power Symposium (NAPS)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2016.7747866>
- Conselho Nacional de Recursos Hídricos. (2016). Conselho Nacional de Recursos Hídricos. Retrieved May 4, 2016, from <http://www.cnrh.gov.br/>
- Copel. (2017). Programa de Eficiência Energética. Retrieved May 3, 2017, from <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fverdocatual%2F7235B37FBCDDA5EA032573FB0065CAE0>
- Correia, T. D. B. (2018). Brazilian Initiatives for Energy Sustainability. Brasília: ANEEL. Retrieved from https://www.uc.pt/efs/imagens/eventos/conf_efs2015/tiago_barros_correia
- Costa, F. R., Gonçalves, A. C. L. C., Cartaxo, E. F., Gomes, H. M. O., Nascimento, N. C., Inui, R. E., ... Benchaya, R. T. (2004). PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ATRAVÉS DA TROCA DE CONDICIONADORES DE AR NO SETOR RESIDENCIAL DE MANAUS: UMA EXPERIÊNCIA CONCRETA. *Universidade Federal Do Amazonas*.
- Coutinho, P. C. (2010). O ONS e a operação do sistema nacional - SIN. Brasília: ONS.
- da Cunha, S. H. F., Pereira Jr, A. O., & Castro, G. (2016). *Emissão de Gases de Efeito Estufa – 2050: Implicações Econômicas e Sociais do Cenário de Plano Governamental*. Rio de Janeiro.
- da Silva, A. M. L., Manso, L. A. F., Sales, W. S., Resende, L. C., Aguiar, M. J. Q., Matos, M. A., ... Miranda, V. (2007). Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources. *European Transactions on Electrical Power*, 17(4), 387–400. <https://doi.org/10.1002/etep.157>
- de Almeida, A., Moura, P., Gellings, C., & Parmenter, K. (2007). Distributed Generation and Demand-Side Management. In *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy* (pp. 5-1-5–53). <https://doi.org/10.1201/9781420003482.ch5>
- de Almeida, A. T., & Moura, P. S. (2009). Minimization of energy storage requirements for a mixed renewable system with demand-side management. In *Conference Record 2009 IEEE Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference* (pp. 1–8). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICPS.2009.5463969>
- de Faria, F. A. M., & Jaramillo, P. (2017). The future of power generation in Brazil: An analysis of alternatives to Amazonian hydropower development. *Energy for Sustainable Development*, 41, 24–35. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.08.001>
- de Jong, P., Kiperstok, A., & Torres, E. A. (2015). Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 725–739. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.064>

- de Melo, C. A., Jannuzzi, G. D. M., & Bajay, S. V. (2016). Nonconventional renewable energy governance in Brazil: Lessons to learn from the German experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 61, 222–234. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.054>
- de Souza Noel Simas Barbosa, L., Orozco, J. F., Bogdanov, D., Vainikka, P., & Breyer, C. (2016). Hydropower and Power-to-gas Storage Options: The Brazilian Energy System Case. *Energy Procedia*, 99(March), 89–107. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.101>
- Deb, K. (2001). *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*. Wiley. Retrieved from <https://books.google.pt/books?id=OSTn4GSy2uQC>
- Departament of Energy & Climate Change. (2012). *Electricity Generation Costs*. London.
- Elliott, D. (2015). Energy intermittency. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(9), 3797–3798. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.080>
- Engeland, K., Borga, M., Creutin, J.-D., François, B., Ramos, M.-H., & Vidal, J.-P. (2017). Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79(February), 600–617. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.046>
- EPE. (2007). *Plano Nacional de Energia 2030*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2012). *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2013). *Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração*. Brasília.
- EPE. (2014a). Eficiência Energética e Geração Distribuída: para os próximos 10 anos (2014-2023). *Estudos de Demanda*. Rio de Janeiro: EPE.
- EPE. (2014b). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Brasília.
- EPE. (2014c). *Série ESTUDOS DA DEMANDA DE ENERGIA: Demanda de Energia 2050*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2015a). *Balanco Energético Nacional - ano base 2014*. Brasília.
- EPE. (2015b). *Balanco Energético Nacional (BEN) 2015*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2015c). *Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no SIN: Aplicações no horário de ponta*. Brasília.
- EPE. (2015d). *Estudos de planejamento da expansão da geração: Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2016a). *Balanco Energético Nacional 2016: Ano Base 2015*. Brasília.
- EPE. (2016b). *Demanda de Energia 2050 (Vol. 2)*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2016c). Eficiência Energética e Geração Distribuída: para os próximos 10 anos (2015-2024). Rio de Janeiro: EPE/MME.
- EPE. (2016d). *O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2018a). *Brazilian Energy Balance 2018 Year 2017*. Rio de Janeiro. Retrieved from www.dgeg.pt
- EPE. (2018b). Calculadora 2050. Retrieved May 18, 2018, from <http://calculadora2050brasil.epe.gov.br/calculadora.html>
- Eurostat. (2016). European office of statistics. Retrieved December 17, 2018, from <http://ec.europa.eu/eurostat>
- Exame. (2018). Quanto pequenas empresas devem investir em marketing. Retrieved September 6, 2018, from <https://exame.abril.com.br/pme/quanto-pequenas-empresas-devem-investir-em-marketing/>
- François, B., Borga, M., Creutin, J. D., Hingray, B., Raynaud, D., & Sauterleute, J. F. (2016).

- Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy. *Renewable Energy*, 86, 543–553. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.044>
- Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems. (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics*. Freiburg.
- Gaspar Cunha, A., Takahashi, R., & Henggeler Antunes, C. (2012). *Manual de computação evolutiva e metaheurística* (Vol. II). Imprensa da Universidade de Coimbra. <https://doi.org/10.14195/978-989-26-0583-8>
- Gembicki, F. W. (1974). Performance and sensitivity optimization: a vector index approach. Case Western Reserve University.
- Gils, H., Simon, S., & Soria, R. (2017). 100% Renewable Energy Supply for Brazil—The Role of Sector Coupling and Regional Development. *Energies*, 10(11), 1859. <https://doi.org/10.3390/en10111859>
- Governo de São Paulo. (2012). *Atlas Eólico do Estado de São Paulo*. (Secretaria de Energia, Ed.). São Paulo. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- Green Power. (2016). *HIGH RISK, HIGH REWARD: A Snapshot of Brazil's Renewable Energy Opportunities*. São Paulo.
- Greenpeace. (2016a). *Energy [R]evolution: For a Brazil with 100% clean and renewable energy*. São Paulo. Retrieved from <https://www.greenpeace.org/brasil/publicacoes/>
- Greenpeace. (2016b). *HIDRELÉTRICAS NA AMAZÔNIA: Um mau negócio para o Brasil e para o mundo*. São Paulo. Retrieved from <https://www.greenpeace.org/brasil/publicacoes/>
- Haas, J., Cebulla, F., Cao, K., Nowak, W., Palma-Behnke, R., Rahmann, C., & Mancarella, P. (2017). Challenges and trends of energy storage expansion planning for flexibility provision in low-carbon power systems – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80(May), 603–619. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.201>
- Hart, D. M., Bonvillian, W. B., & Austin, N. (2018). Energy Storage for the Grid: Policy Options for Sustaining Innovation. *An MIT Energy Initiative Working Paper*, (April), 33. Retrieved from <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/04/Energy-Storage-for-the-Grid.pdf>
- Heard, B. P., Brook, B. W., Wigley, T. M. L., & Bradshaw, C. J. A. (2017). Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76(September 2016), 1122–1133. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.114>
- Hedayati, M., Zhang, J., & Hedman, K. W. (2014). Joint transmission expansion planning and energy storage placement in smart grid towards efficient integration of renewable energy. In *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition* (pp. 1–5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/TDC.2014.6863213>
- Hill, C. A., Such, M. C., Chen, D., Gonzalez, J., & Grady, W. M. (2012). Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(2), 850–857. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2190113>
- Holland, J. H. (1975). *Adaptation in natural and artificial systems: an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*. University of Michigan Press. Retrieved from <https://books.google.pt/books?id=JE5RAAAAMAAJ>
- Holttinen, H. (2004). The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system. Espoo: VTT Publications.
- Holttinen, H., Orths, A., Eriksen, P., Hidalgo, J., Estanqueiro, A., Groome, F., ... Dudurych, I. (2011). European Experience and Perspectives with High Wind Penetration Levels. *IEEE Power and Energy Magazine*, 9(6), 47–59. <https://doi.org/10.1109/MPE.2011.942351>

- Hu, X., Zou, C., Zhang, C., & Li, Y. (2017). Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(5), 20–31. <https://doi.org/10.1109/MPE.2017.2708812>
- Huber, M., & Weissbart, C. (2015). On the optimal mix of wind and solar generation in the future Chinese power system. *Energy*, 90, 235–243. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.146>
- Hunt., J. D., Stilpen, D., & de Freitas, M. A. V. (2018). A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 88(February), 208–222. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.030>
- Hunt, J. D., Freitas, M. A. V., & Pereira Junior, A. O. (2014). Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. *Energy*, 78, 513–523. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.038>
- Hunt, J. D., Guillot, V., Freitas, M. A. V. de, & Solari, R. S. E. (2016). Energy crop storage: An alternative to resolve the problem of unpredictable hydropower generation in Brazil. *Energy*, 101, 91–99. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.011>
- IBGE. (2016). Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Retrieved February 23, 2016, from <http://www.ibge.gov.br>
- IEA. (2014). *Technology Roadmap - Energy Storage*. Paris.
- IEA. (2016). *Next Generation Wind and Solar Power: From cost to value*. Paris.
- IEA. (2017). *Tracking Clean Energy Progress 2017: Energy Technology Perspectives 2017 Excerpt, Informing Energy Sector Transformations*. OECD/IEA.
- INPE. (2017). Instituto Nacional de Meteorologia. Retrieved June 1, 2017, from <http://www.inmet.gov.br/portal/>
- INVESTE SÃO PAULO. (2015). Potencial eólico do Brasil é de 500 GW, segundo DEWI. Retrieved May 29, 2017, from <http://www.investe.sp.gov.br/noticia/potencial-eolico-do-brasil-e-de-500-gw-segundo-dewi/>
- Iqbal, M., Azam, M., Naeem, M., Khwaja, A. S., & Anpalagan, A. (2014). Optimization classification, algorithms and tools for renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 640–654. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.120>
- IRENA. (2015). *Renewable Power Generation Costs in 2014*. Bonn.
- IRENA. (2016). *THE POWER TO CHANGE: SOLAR AND WIND COST REDUCTION POTENTIAL TO 2025*. Bonn.
- ITAIPU. (2017). ITAIPU Binacional. Retrieved April 20, 2017, from <https://www.itaipu.gov.br>
- Jin, J. X. (2014). Emerging SMES Technology into Energy Storage Systems and Smart Grid Applications (Vol. 7, pp. 77–125). https://doi.org/10.1007/978-981-4585-30-9_4
- Jong, P. De, Dargaville, R., Silver, J., Utembe, S., & Kiperstok, A. (2017). Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. *Applied Energy*, 195, 538–555. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.058>
- Jurasz, J., Mikulik, J., Krzywda, M., Ciapała, B., & Janowski, M. (2018). Integrating a wind-and solar-powered hybrid to the power system by coupling it with a hydroelectric power station with pumping installation. *Energy*, 144, 549–563. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.011>
- Koski, J., & Silvennoinen, R. (1987). Norm methods and partial weighting in multicriterion optimization of structures. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 24(6), 1101–1121. <https://doi.org/10.1002/nme.1620240606>
- Kougias, I., Szabó, S., Monforti-Ferrario, F., Huld, T., & Bódis, K. (2016). A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. *Renewable Energy*, 87, 1023–1030. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.073>

- Kumar, A., Sah, B., Singh, A. R., Deng, Y., He, X., Kumar, P., & Bansal, R. C. (2017). A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69(November 2016), 596–609. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.191>
- La Rovere, E. L., Pereira, A. O., Simões, A. F., Pereira, A. S., Garg, A., Halsnaes, K., ... da Costa, R. C. (2007). *Development First : Linking Energy and Emission Policies with Sustainable Development for Brazil*. Roskilde.
- Lamberts, R., Melo, A. P., Lopes, M. N., & Pacheco, M. (2013). *SIMULAÇÃO ENERGÉTICA DO PRÉDIO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA EM BRASÍLIA - DF*. Florianópolis: LabEEE. Retrieved from <http://www.labee.ufsc.br>
- Lazard. (2017). *Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 3.0*. Lazard. Retrieved from <https://www.lazard.com/media/450338/lazard-levelized-cost-of-storage-version-30.pdf>
- Lima, D., Perez, R., & Clemente, G. (2017). A comprehensive analysis of the Demand Response Program proposed in Brazil based on the Tariff Flags mechanism. *Electric Power Systems Research*, 144, 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2016.10.051>
- Lima, F., Portugal-Pereira, J., Lucena, A. F. P., Rochedo, P., Cunha, J., Lopes Nunes, M., & Szklo, A. S. (2015). Analysis of energy security and sustainability in future low carbon scenarios for Brazil. *Natural Resources Forum*, 39(3–4), 175–190. <https://doi.org/10.1111/1477-8947.12081>
- Lisbona, D., Almeida, E. De, & Losekann, L. (2015). A Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica Despacháveis versus Intermitentes e o Caso Brasileiro. *5th Latin American Energy Economics Meeting*, 1–14.
- Liu, Q., Shi, M., & Jiang, K. (2009). New power generation technology options under the greenhouse gases mitigation scenario in China. *Energy Policy*, 37(6), 2440–2449. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.044>
- Loutan, C., & Hawkins, D. (2007). *Integration of renewable resources*. California. Retrieved from <http://www.aiso.com/Documents/Integration-RenewableResourcesReport.pdf> <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Integration+of+Renewable+Resources#1%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Integration+of+renew>
- Luz, T., Moura, P., & de Almeida, A. (2018). Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(June), 2637–2643. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.069>
- Mardani, A., Zavadskas, E. K., Khalifah, Z., Zakuan, N., Jusoh, A., Nor, K. M., & Khoshnoudi, M. (2017). A review of multi-criteria decision-making applications to solve energy management problems: Two decades from 1995 to 2015. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71(July 2015), 216–256. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.053>
- Marler, R. T., & Arora, J. S. (2004). Survey of multi-objective optimization methods for engineering. *Structural and Multidisciplinary Optimization*, 26(6), 369–395. <https://doi.org/10.1007/s00158-003-0368-6>
- Meza, J. L. C., Yildirim, M. B., & Masud, A. S. M. (2007). A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(2), 871–878. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.895178>
- Minha Casa Minha Vida. (2013). Programa Minha Casa Minha Vida. Minha Casa Minha Vida. Retrieved from http://ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/131114_ifh_castilha_minha_casa.pdf
- MMA. (2015). Brasil crescerá sem aquecer o planeta. Retrieved November 21, 2015, from <http://www.mma.gov.br/index.php/comunicacao/agencia-informma?view=blog&id=1171>
- MME/EPE. (2017). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. Brasília.

- MME. (2001). Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. *Ministério de Minas Energia*. Brasília: Ministério de Minas Energia. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- MME. (2011). *PLANO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA 2030: PREMISSAS E DIRETRIZES BÁSICAS*. Brasília: Ministério de Minas Energia.
- MME. (2015). Ações de Estimulo à Geração Distribuída, com base em fontes Renováveis. Retrieved from <http://www.mme.gov.br/documents/%0A10584/3013891/15.12.2015+Apresentação+ProGD/bee12bc8-%0Ae635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?Version=1.0>
- Moraes, F. A. C. (2018). *Impacto econômico das bandeiras tarifárias nos processos tarifários das distribuidoras de energia elétrica*. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.
- Morais, W. (2015). PLS 224/2015. Retrieved September 15, 2018, from <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/120762>
- Moretto, E. M., Gomes, C. S., Roquetti, D. R., & Jordão, C. D. E. O. (2012). HISTÓRICO, TENDÊNCIAS E PERSPECTIVAS NO PLANEJAMENTO ESPACIAL DE USINAS HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS: A ANTIGA E ATUAL FRONTEIRA AMAZÔNICA. *Ambiente & Sociedade*, XV(3), 141–164.
- Moura, P. M. S. (2010). *Metodologias e Tecnologias para a Integração em Larga Escala de Fontes Renováveis Intermitentes*. Universidade de Coimbra.
- Moura, P. S., & de Almeida, A. T. (2010a). Large Scale Integration of Wind Power Generation. In *Handbook of power systems I, Energy systems* (pp. 95–119). https://doi.org/10.1007/978-3-642-02493-1_5
- Moura, P. S., & de Almeida, A. T. (2010b). Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(5), 1461–1468. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.01.004>
- Moura, P. S., & de Almeida, A. T. (2010c). The role of demand-side management in the grid integration of wind power. *Applied Energy*, 87(8), 2581–2588. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.019>
- Murugan, P., Kannan, S., & Baskar, S. (2009). NSGA-II algorithm for multi-objective generation expansion planning problem. *Electric Power Systems Research*, 79(4), 622–628. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.09.011>
- National Renewable Energy Laboratory. (2016). *Analysis Insights: Energy Storage - Possibilities for Expanding Electric Grid Flexibility*. Golden.
- Nitsch, J., Pregger, T., Scholz, Y., Naegler, T., Sterner, M., Gerhardt, N., ... Wenzel, B. (2010). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*.
- Norwood, Z., Goop, J., & Odenberger, M. (2017). The Future of the European Electricity Grid Is Bright: Cost Minimizing Optimization Shows Solar with Storage as Dominant Technologies to Meet European Emissions Targets to 2050. *Energies*, 10(12), 2080. <https://doi.org/10.3390/en10122080>
- ONS. (2016). *Inventário Das Restrições Operativas Hidráulicas Dos Aproveitamentos Hidrelétricos*. Rio de Janeiro.
- ONS. (2018). Operador Nacional do Sistema. Retrieved June 1, 2018, from <http://www.ons.org.br>
- Osyczka, A. (1984). *Multicriterion optimization in engineering with FORTRAN programs*. Chichester, West Sussex: E. Horwood ; New York : Halsted.
- Pappala, V. S., Erlich, I., & Singh, S. N. (2008). Unit Commitment under Wind Power and Demand Uncertainties. In *2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICPST.2008.4745274>

- Paulus, M., & Borggrefe, F. (2011). The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy*, 88(2), 432–441. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.017>
- Pereira, A. O., Pereira, A. S., La Rovere, E. L., Barata, M. M. D. L., Villar, S. D. C., & Pires, S. H. (2011). Strategies to promote renewable energy in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 681–688. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.027>
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L. de, & Ruther, R. (2006). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos: INPE.
- Pohekar, S. D., & Ramachandran, M. (2004). Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8(4), 365–381. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2003.12.007>
- Prasad, A. A., Taylor, R. A., & Kay, M. (2017). Assessment of solar and wind resource synergy in Australia. *Applied Energy*, 190, 354–367. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.135>
- PROCEL. (2007a). *AVALIAÇÃO DO MERCADO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DO BRASIL: Sumário Executivo (Ano Base 2005)*. Rio de Janeiro: Eletrobrás.
- PROCEL. (2007b). Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso. Ano Base 2005: Classe Residencial. Rio de Janeiro: Eletrobrás.
- PROCEL. (2011). Manual de Tarifação da Energia Elétrica. Rio de Janeiro: Procel/Eletrobras.
- PROCEL. (2017). Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética (Procel Info). Retrieved May 9, 2017, from <http://www.procelinfo.com.br>
- Proteste. (2016). Conta de luz: trocar aparelhos antigos compensa para gastar menos energia. Retrieved May 3, 2017, from <https://www.proteste.org.br/suas-contas/energia-e-gas/noticia/conta-de-luz-trocar-aparelhos-antigos-compensa-para-gastar-menos-energia>
- Ram, M., Child, M., Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Lohrmann, A., & Breyer, C. (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. *Journal of Cleaner Production*, 199, 687–704. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.159>
- Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 586–598. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
- REN21. (2016). *Renewables 2016 Global Status Report*. Paris.
- REN21. (2017). *Renewables 2017 Global Status Report*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Paris. Retrieved from http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf
- REN21. (2018). *Renewables 2018 Global Status Report*. Paris. <https://doi.org/978-3-9818911-3-3>
- Robson, P., & Bonomi, D. (2018). Growing The Battery Storage Market 2018: Exploring four key issues. In *Energy Storage World Forum*. Berlin. Retrieved from <file:///D:/Bibliografia/Baterias de segunda vida/Growing the battery storage market 2018.pdf>
- Santos-Alamillos, F. J., Pozo-Vázquez, D., Ruiz-Arias, J. A., Lara-Fanego, V., & Tovar-Pescador, J. (2012). Analysis of Spatiotemporal Balancing between Wind and Solar Energy Resources in the Southern Iberian Peninsula. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 51(11), 2005–2024. <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-11-0189.1>
- Santos, M. J., Ferreira, P., Araújo, M., Portugal-Pereira, J., Lucena, A. F. P., & Schaeffer, R. (2017). Scenarios for the future Brazilian power sector based on a multi-criteria assessment. *Journal of Cleaner Production*, 167, 938–950.

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.03.145>

- Santos, M., Rosa, L., Sikar, B., Sikar, E., & Santos, E. (2006). Gross greenhouse gas fluxes from hydro-power reservoir compared to thermo-power plants. *Energy Policy*, *34*, 481–488. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.06.015>
- Schmidt, J., Cancellata, R., & Junior, A. O. P. (2016). The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: The case of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *55*, 131–141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.159>
- Schmidt, J., Cancellata, R., & Pereira, A. O. (2016a). An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. *Renewable Energy*, *85*(2016), 137–147. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.010>
- Schmidt, J., Cancellata, R., & Pereira, A. O. (2016b). The role of wind power and solar PV in reducing risks in the Brazilian hydro-thermal power system. *Energy*, *115*, 1748–1757. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.059>
- Seifi, H., & Sepasian, M. S. (2011). *Electric Power System Planning*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-17989-1>
- Silva, A. R., Pimenta, F. M., Assireu, A. T., & Spyrides, M. H. C. (2016). Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *56*, 413–427. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>
- Silva, R. C. da, de Marchi Neto, I., & Seifert, S. S. (2016). Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *59*, 328–341. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.001>
- Silverstein, K. (2018). Energy Storage Markets Forecast To Double With Falling Prices And Favorable Policies. Retrieved August 30, 2018, from <https://www.forbes.com/sites/kensilverstein/2018/03/15/energy-storage-markets-forecast-to-double-with-falling-prices-and-favorable-policies/#5a6998a172eb>
- Simon, S., Gils, H. C., & Fischer, T. (2016). *Methodology and assumptions for the Brazil Energy [R]evolution : Scenarios for a future energy supply*. Stuttgart.
- Solar Power Business. (2016). 40 MWh Battery System Starts Operation in Fukushima. Retrieved July 22, 2018, from https://tech.nikkeibp.co.jp/dm/atclen/news_en/15mk/090500810/
- SolarPower Europe. (2016). *Global Market Outlook*. Munich.
- Solomon, A. A., Kammen, D. M., & Callaway, D. (2016). Investigating the impact of wind–solar complementarities on energy storage requirement and the corresponding supply reliability criteria. *Applied Energy*, *168*, 130–145. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.070>
- Stadler, I. (2008). Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response. *Utilities Policy*, *16*(2), 90–98. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.11.006>
- Tejeda, C., Gallardo, C., Domínguez, M., Gaertner, M. Á., Gutierrez, C., & de Castro, M. (2018). Using wind velocity estimated from a reanalysis to minimize the variability of aggregated wind farm production over Europe. *Wind Energy*, *21*(3), 174–183. <https://doi.org/10.1002/we.2153>
- Tekiner, H., Coit, D. W., & Felder, F. A. (2010). Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation. *Electric Power Systems Research*, *80*(12), 1394–1405. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.05.007>
- TESLA. (2017). *TESLA ENERGY PRODUCTS – BUDGETARY PROPOSAL*. Coimbra.
- Tolmasquim, M. T. (2016). *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Rio de Janeiro: EPE.
- TV Câmara de Campinas. (2015). PONTO DE VISTA : CRISE ENERGÉTICA. Brasil: TV CÂMARA CAMPINAS. Retrieved from <https://www.youtube.com/watch?v=l->

nyPlaELpw

- U.S. Department of Energy. (2015). *Pumped Storage and Potential Hydropower from Conduits*. Washington. Retrieved from http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/?utm_source=EnergyPlus&utm_medium=redirect&utm_campaign=EnergyPlus+redirect+1
- U.S. Department of Energy. (2016). *Hydropower Vision: A New Chapter for America's 1st Renewable Electricity Source*. Oak Ridge. Retrieved from <https://energy.gov/eere/water/downloads/hydropower-vision-report-full-report>
- U.S. Department of Energy. (2018). DOE Global Energy Storage Database. Retrieved December 17, 2018, from <http://www.energystorageexchange.org/>
- U.S Energy Information Administration. (2014). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014*. Washington.
- U.S Energy Information Administration. (2016). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016*. Washington.
- UNICA. (2015). *A Bioeletricidade da cana em números - Dezembro de 2015*. São Paulo. Retrieved from <http://www.unica.com.br/download.php?idSecao=17&id=39451351>
- UNICA. (2016). *A bioeletricidade da cana em números – Novembro de 2016*. São Paulo.
- Unsihuay-Vila, C., Marangon-Lima, J. W., Souza, A. C. Z. de, & Perez-Arriaga, I. J. (2011). Multistage expansion planning of generation and interconnections with sustainable energy development criteria: A multiobjective model. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(2), 258–270. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.08.021>
- Unsihuay, C. V. (2014). Planejamento Energético e as políticas públicas: Aspectos conceituais e metodológicos. In T. C. G. Pereira (Ed.), *Energias Renováveis: Políticas Públicas e Planejamento Energético* (p. 305). Curitiba: COPEL.
- Vale, A. M., Felix, D. G., Fortes, M. Z., Borba, B. S. M. C., Dias, B. H., & Santelli, B. S. (2017). Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida.” *Energy Policy*, 108(September 2016), 292–298. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.001>
- Viana, A. N. C., Bortoni, E. da C., Nogueira, F. J. H., Haddad, J., Nogueira, L. A. H., Venturini, O. J., & Yamachita, R. A. (2012). *EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES* (1ª). Campinas: Elektro, UNIFEI, Fupai, Excen.
- Vila, C. U. (2009). *Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas Elétricos e Gás Natural com Critérios de Desenvolvimento Energético Sustentável*. Universidade Federal de Itajubá.
- Volpi, G., Jannuzzi, G., Dourado, R., & Gomes, M. (2006). A sustainable electricity blueprint for Brazil. *Energy for Sustainable Development*, 10(4), 14–24. [https://doi.org/10.1016/S0973-0826\(08\)60552-9](https://doi.org/10.1016/S0973-0826(08)60552-9)
- Wang, H., Tang, Y., Chen, J., & Hou, J. (2012). Modeling and Equivalence of Integrated Power Generation System of Wind, Photovoltaic and Energy Storage. In *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference* (pp. 1–7). IEEE. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2012.6307541>
- WEC. (2013). *World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050*. London.
- WEC. (2016). *World Energy Resources: E-Storage 2016* (Vol. 1). https://doi.org/http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_Survey.pdf
- Weiss, J., & Tsuchida, B. (2015). *Integrating Renewable Energy into the Electricity Grid: Case studies showing how system operators are maintaining reliability*.
- Wiser, R., Jenni, K., Seel, J., Baker, E., & Hand, M. (2016). *Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts*.

- World Commission on Dams. (2000). *Dams and Development – A new framework for decision-making*. London: Earthscan Publications.
- WWEA. (2016). World Wind Energy Association. Retrieved January 8, 2016, from <http://www.wwindea.org/>
- WWF-Brasil. (2012). *Além de grandes hidrelétricas - Sumário para tomadores de decisão*. Brasília.
- Yu, P.-L. (1973). A class of solutions for group decision problems. *Management Science*, 19(8), 936–946.
- Zelany, M. (1974). A concept of compromise solutions and the method of the displaced ideal. *Computers & Operations Research*, 1(3–4), 479–496.
- Zhou, K., & Yang, S. (2015). Demand side management in China: The context of China's power industry reform. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 954–965. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.036>

Anexo A: Dados Meteorológicos

A.1: Dados Hidrológicos

Caudal Natural das Hídricas em m³/s

Hidroelétrica	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
FERREIRA GOMES	537	1008	1531	1889	2028	1604	1184	798	461	280	200	232
TELES PIRES	3710	4319	4501	3596	2300	1482	1053	812	706	889	1488	2585
LAJEADO	4441	5097	5137	3830	1889	1125	809	620	565	789	1566	3170
SOBRADINHO	4677	4860	4703	3733	2259	1545	1291	1118	1001	1120	1852	3345
ITAPEBI	821	600	496	342	207	165	139	117	107	171	471	885
ILHA DOS POMBOS	1079	1078	1010	733	519	435	367	314	320	381	518	781
MANSO	305	345	323	216	123	92	78	69	70	94	131	209
MARIMBONDO	3286	3359	3011	2179	1562	1305	1067	885	876	1004	1342	2222
FOZ DO CHAPECÓ	811	1002	813	865	1214	1416	1610	1668	1903	1897	1230	898
DONA FRANCISCA	202	191	164	225	303	392	439	424	486	480	341	257

Fator de Capacidade Natural das Regiões Hídricas

Região	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
H1	0,46	0,54	0,44	0,49	0,68	0,80	0,89	0,91	1,00	1,00	0,71	0,52
H2	0,98	0,99	0,98	0,89	0,56	0,39	0,30	0,25	0,23	0,28	0,46	0,80
H3	0,30	0,57	0,86	1,00	1,00	0,91	0,67	0,45	0,26	0,16	0,11	0,13

A.2: Dados Eólicos

Velocidade do Vento para 100 m em m/s

Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
E1	7,34	7,17	6,99	6,37	6,08	6,10	6,16	7,15	7,87	7,76	8,03	7,88
E2	6,72	6,87	6,31	6,31	7,01	7,55	7,87	8,23	8,14	7,78	6,58	6,34
E3	7,39	7,33	6,54	6,26	6,57	6,96	7,48	8,30	8,63	8,48	7,80	7,43
E4	7,07	7,30	7,37	5,70	4,78	4,44	4,19	4,00	4,57	5,05	5,16	6,29

Velocidade do Vento para 100 m em m/s (Verão)

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
E1	6,4	6,2	6,0	5,8	5,7	5,5	5,6	5,8	6,3	6,8	7,1	7,4	7,6	7,9	8,1	8,2	8,2	8,1	8,0	7,7	7,4	7,1	7,0	6,7
E2	7,1	7,0	7,0	6,9	6,8	6,6	6,3	6,1	6,0	5,8	5,6	5,5	5,5	5,5	5,5	5,6	6,1	6,2	6,4	6,6	6,8	6,8	6,9	7,0
E3	6,4	6,3	6,2	6,1	6,1	6,4	6,3	6,4	6,7	7,1	7,5	7,7	8,0	8,2	8,2	8,1	7,9	7,6	7,3	7,1	7,0	6,9	6,8	6,6
E4	5,6	5,4	5,6	5,6	5,9	6,1	6,3	6,1	6,4	7,6	8,9	9,1	8,7	8,4	8,1	7,6	7,1	6,7	6,3	5,6	4,9	5,0	5,4	5,3

Velocidade do Vento para 100 m em m/s (Outono)

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
E1	6,1	6,0	5,9	5,9	5,8	5,7	5,6	5,6	5,7	6,2	6,6	6,9	7,1	7,2	7,2	7,2	7,1	6,8	6,5	6,4	6,4	6,4	6,3	6,2
E2	7,1	7,1	7,0	7,0	6,8	6,8	6,6	6,4	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	5,9	5,9	6,1	6,3	6,5	6,6	6,8	7,0	7,1	7,1	7,1
E3	6,2	6,1	6,1	5,9	5,8	6,1	6,0	6,0	6,2	6,6	7,0	7,3	7,4	7,5	7,4	7,3	7,1	6,9	6,7	6,6	6,5	6,4	6,4	6,3
E4	3,8	4,0	4,0	4,3	4,4	4,5	4,2	4,4	4,7	5,9	6,6	6,7	6,6	6,3	5,8	5,9	5,5	5,2	4,9	4,2	3,8	4,0	3,8	3,6

Velocidade do Vento para 100 m em m/s (Inverno)

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
E1	7,1	6,9	6,9	6,8	6,7	6,7	6,6	6,6	6,8	7,2	7,5	7,7	7,8	7,8	8,0	8,0	8,0	7,8	7,6	7,5	7,4	7,3	7,2	7,2
E2	8,0	7,9	7,9	7,9	7,8	7,8	7,7	7,5	7,5	7,3	7,1	7,1	7,0	7,0	7,0	7,1	7,3	7,4	7,4	7,7	7,8	7,9	7,9	7,9
E3	7,5	7,4	7,3	7,2	7,4	7,7	7,8	7,9	8,0	8,4	8,7	8,8	8,9	9,0	9,0	8,9	8,9	8,7	8,3	8,1	8,0	7,9	7,8	7,6
E4	3,1	3,0	3,1	3,0	2,9	3,0	3,0	2,8	3,2	4,3	4,9	5,4	5,4	5,5	5,5	5,3	5,6	5,2	5,0	4,3	3,9	3,4	3,6	3,3

Velocidade do Vento para 100 m em m/s (Primavera)

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
E1	7,3	7,1	7,0	6,9	6,7	6,8	6,8	7,1	7,5	7,9	8,2	8,4	8,6	8,7	8,9	8,9	9,0	8,9	8,7	8,3	8,0	7,8	7,7	7,5
E2	7,0	7,1	7,0	6,9	6,8	6,6	6,4	6,3	6,2	6,2	6,1	6,0	5,9	5,9	6,0	6,1	6,3	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	6,9	7,0
E3	7,1	7,0	6,9	6,8	7,2	7,3	7,3	7,5	7,8	8,2	8,4	8,6	8,9	9,0	9,0	8,9	8,7	8,4	8,1	7,9	7,7	7,5	7,4	7,2
E4	4,2	4,1	4,1	4,3	4,2	4,0	4,1	4,1	4,8	6,0	6,7	6,9	6,9	6,6	6,1	5,9	5,7	5,5	5,2	4,0	4,0	4,4	4,5	4,6

A.3: Dados Solares**Radiação Solar em kJ/m²**

Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
S1	951	846	753	609	455	376	414	534	637	781	948	949
S2	855	864	824	716	579	507	525	719	739	817	888	878
S3	942	984	893	816	689	623	633	767	865	918	952	962
S4	620	644	636	637	639	703	730	793	831	786	751	666
S5	747	725	748	732	635	699	694	796	867	841	801	754

Radiação Solar em kJ/m² (Verão)

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S1	0	0	0	0	0	0	3	137	623	1257	1854	2300	2584	2687	2559	2237	1855	1321	752	234	0	0	0	0
S2	0	0	0	0	0	0	0	46	383	907	1402	1824	2240	2550	2582	2244	1789	1243	657	202	0	0	0	0
S3	0	0	0	0	0	0	33	394	1008	1682	2278	2722	2944	2906	2614	2120	1482	790	186	5	0	0	0	0
S4	0	0	0	0	0	0	0	42	318	951	1535	1947	2116	2155	2002	1635	1299	812	353	35	0	0	0	0
S5	0	0	0	0	0	0	0	0	50	429	1025	1611	2052	2372	2510	2447	2109	1639	1068	452	0	0	0	0

Radiação Solar em kJ/m² (Outono)

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S1	0	0	0	0	0	0	1	2	142	566	1062	1477	1744	1797	1676	1377	1004	547	125	2	0	0	0	0
S2	0	0	0	0	0	0	0	2	142	588	1021	1464	2056	2273	2015	1444	1062	582	198	14	0	0	0	0
S3	0	0	0	0	0	0	13	237	743	1309	1773	2132	2272	2207	1925	1486	892	299	17	0	0	0	0	0
S4	0	0	0	0	0	0	0	52	359	1055	1724	2124	2308	2263	2086	1694	1279	660	220	10	0	0	0	0
S5	0	0	0	0	0	0	0	0	86	430	976	1540	2010	2267	2327	2197	1955	1464	930	343	0	0	0	0

Radiação Solar em kJ/m² (Inverno)

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S1	0	0	0	0	0	0	1	15	201	648	1147	1561	1825	1928	1815	1530	1137	665	198	5	0	0	0	0
S2	0	0	0	0	0	0	4	8	172	633	1121	1540	2097	2411	2218	1692	1254	770	291	24	0	0	0	0
S3	0	0	0	0	0	0	20	296	832	1422	1910	2304	2487	2445	2159	1691	1067	409	37	0	0	0	0	0
S4	0	0	0	0	0	0	0	56	394	1251	1960	2430	2678	2702	2502	2109	1602	857	281	13	0	0	0	0
S5	0	0	0	0	0	0	0	0	88	512	1185	1819	2316	2616	2703	2499	2111	1600	1009	392	0	0	0	0

Radiação Solar em kJ/m² (Primavera)

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S1	0	0	0	0	0	0	27	358	936	1542	2071	2457	2674	2701	2549	2242	1789	1247	662	169	0	0	0	0
S2	0	0	0	0	0	0	5	154	619	1116	1597	1974	2415	2647	2538	2154	1665	1096	541	123	0	0	0	0
S3	0	0	0	0	0	0	128	600	1210	1818	2337	2716	2878	2775	2454	1913	1257	608	127	3	0	0	0	0
S4	0	0	0	0	0	0	1	138	604	1384	1919	2324	2520	2446	2191	1803	1307	739	243	7	0	0	0	0
S5	0	0	0	0	0	0	0	1	153	705	1373	1993	2468	2674	2707	2441	2034	1465	853	293	0	0	0	0

Anexo B: Cenários apresentados

B.1: Potência a ser instalada por região e subperíodo

Cenário de referência (Cap. 5) em GW

Região	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
S1	-	-	-	0,56	0,65	12,06	7,61
S2	-	-	-	0,36	0,44	0,27	0,14
S3	-	-	-	0,40	29,25	22,70	16,05
S4	-	-	-	0,77	0,87	0,76	0,57
S5	-	-	-	0,54	0,65	0,60	2,09
E1	-	-	6,33	3,52	3,72	19,70	15,72
E2	-	9,58	23,07	22,72	22,86	1,89	0,50
E3	-	1,09	1,56	0,16	-	-	-
E4	-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	0,02	-	-	-	5,99
H1	0,99	5,19	4,79	-	-	-	-
H2	-	-	-	2,69	-	2,14	4,50
H3	-	0,17	-	4,53	3,06	5,44	5,48

Cenário económico (Cap. 5) em GW

Região	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
S1	-	-	-	-	-	-	-
S2	-	-	-	-	-	-	-
S3	-	-	-	-	-	-	-
S4	-	-	-	-	67,66	34,41	-
S5	-	-	-	-	45,24	33,44	0,02
E1	-	-	-	0,01	0,00	-	0,01
E2	-	-	28,39	28,38	9,10	-	28,39
E3	-	-	0,73	-	-	-	-
E4	-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	-	-	-	-	-
H1	0,93	5,23	4,82	-	-	-	-
H2	0,03	10,44	-	3,77	-	20,90	7,97
H3	0,06	0,91	1,97	1,76	-	0,02	0,02

Cenário técnico (Cap. 5) em GW

Região	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
S1	-	-	-	-	-	-	-
S2	-	-	-	-	-	-	-
S3	-	-	-	-	-	-	-
S4	-	-	-	-	67,7	34,8	-
S5	-	-	-	-	-	-	-
E1	-	-	-	16,5	13,5	8,3	21,8
E2	-	10,9	16,3	12,7	4,8	12,9	-
E3	-	-	-	-	-	-	-
E4	-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	22,4	-	-	-	3,9
H1	1,0	5,2	4,8	-	-	-	-
H2	-	-	-	-	-	3,4	7,8
H3	-	-	-	5,6	3,8	5,6	5,6

Cenário Ref-flex (Cap. 7) em GW

Região	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
S1	-	-	-	-	-	-	-
S2	-	-	-	-	-	-	-
S3	-	-	-	-	-	-	-
S4	-	-	-	-	8,3	-	-
S5	-	-	-	-	-	-	-
E1	-	-	-	10,4	10,3	21,5	9,6
E2	-	10,6	26,1	11,4	14,4	7,3	1,8
E3	-	-	-	-	-	-	-
E4	-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	-	-	-	-	6,7
H1	0,8	5,2	5,0	-	-	-	-
H2	-	-	-	-	-	-	5,4
H3	-	-	-	5,6	2,8	5,6	5,6
Baterias	-	-	-	-	-	-	-
BIPV	1	2,4	20	47,26	82	99,95	118

Cenário Econ-flex (Cap. 7) em GW

Região	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
S1	-	-	-	-	-	-	-
S2	-	-	-	-	-	-	-
S3	-	-	-	-	-	-	-
S4	-	-	-	-	-	-	-
S5	-	-	-	-	-	47,9	-
E1	-	-	-	-	0,6	-	-
E2	-	-	26,1	14,6	28,4	20,2	18,4
E3	-	-	-	-	-	-	-
E4	-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	-	-	-	-	-
H1	0,8	5,2	5,0	-	-	-	-
H2	-	5,8	-	8,3	-	-	13,4
H3	-	5,6	-	4,3	-	-	-
Baterias	-	-	-	-	-	-	-
BIPV	1	2,4	20	47,26	82	99,95	118

Cenário Tec-flex (Cap. 7) em GW

Região	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
S1	-	-	-	-	-	-	-
S2	-	-	-	-	-	-	-
S3	-	-	-	-	-	-	-
S4	-	-	-	-	15,7	-	-
S5	-	-	-	-	-	-	-
E1	-	-	-	9,3	9,2	20,7	7,7
E2	-	10,6	10,7	12,4	13,5	7,8	1,2
E3	-	-	-	0,1	1,4	-	-
E4	-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	23,5	-	-	-	7,9
H1	0,8	5,2	5,0	-	-	-	-
H2	-	-	-	-	-	0,3	7,2
H3	-	-	-	5,6	1,3	5,6	5,6
Baterias	-	-	-	-	-	-	5,0
BIPV	1	2,4	20	47,26	82	99,95	118

Cenário Ref-bat (Cap. 7) em GW

Região	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
S1	-	-	-	-	-	-	-
S2	-	-	-	-	-	-	-
S3	-	-	-	-	-	8,1	-
S4	-	-	-	-	36,6	24,5	-
S5	-	-	-	-	-	-	-
E1	-	-	-	10,5	6,5	16,9	11,8
E2	-	10,6	26,1	11,2	12,2	3,4	2,3
E3	-	-	-	-	-	-	-
E4	-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	-	-	-	-	5,6
H1	0,8	5,2	5,0	-	-	-	-
H2	-	-	-	-	-	-	3,6
H3	-	-	-	5,6	1,5	5,6	5,6
Baterias	-	-	-	-	-	-	25,4
BIPV	1	2,4	20	47,26	82	99,95	118

Cenário Tec-bat (Cap. 7) em GW

Região	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
S1	-	-	-	-	-	0,1	-
S2	-	-	-	-	-	-	-
S3	-	-	-	-	-	-	-
S4	-	-	-	-	26,4	29,9	-
S5	-	-	-	-	-	-	-
E1	-	-	-	4,8	11,4	18,5	8,3
E2	-	10,3	10,7	15,8	8,7	2,6	2,8
E3	-	-	-	1,3	1,4	-	-
E4	-	-	-	-	-	-	-
B	-	0,4	23,5	-	-	-	6,7
H1	0,8	5,2	5,0	-	-	-	-
H2	-	-	-	-	-	0,1	5,8
H3	-	-	-	5,2	1,2	5,6	5,6
Baterias	-	-	-	-	-	-	22,4
BIPV	1	2,4	20	47,26	82	99,95	118

Anexo C: Formulação do PEG com medidas de flexibilidade

C.1: Variáveis de decisão

$PIsub_i^{ta}$, $Esub_{DSM}^t$, $Esub_{Bat}^t$, $FC_{Hj}^{a,tc}$, $FC_{v_{Hj}}^{h,tc}$, $FC_{in_{Hj}}^{h,tc}$, $Bv_{in}^{h,tc}$, $Bv_{out}^{h,tc}$, $Bi_{in}^{h,tc}$, $Bi_{out}^{h,tc}$, $EAv_{Bat}^{0,tc}$ e $EAI_{Bat}^{0,tc}$.

C.2: Formulação

$$\begin{aligned} \min f_1 = & \sum_{t=2020}^{T=2050} \sum_{i=1}^I (C_i^t PI_i^t h_i) \\ & + \sum_{t=2020}^{T=2050} \left\{ (C_{Bat}^t Esub_{Bat}^t \alpha_a d_{Bat}) + \sum_{t_{bat}=t+15}^T (C_{Bat}^{t_{bat}} Esub_{Bat}^{t_{bat}} \alpha_b d_{Bat}) \right\} \\ & + \sum_{t=2020}^{T=2050} (C_{DSM}^t Esub_{DSM}^t \alpha_a) \\ \min f_2 = & \left\{ \sum_{tc=2030}^{2050} \sum_{j=1}^J \sum_{a=1}^{12} [(En_{Hj}^{a,tc})^2 + (E_{Hj}^{a,tc})^2 - (2En_{Hj}^{a,tc} \cdot E_{Hj}^{a,tc})] \right\} \end{aligned}$$

onde: $PI_i^t = \sum_{ta=2020}^t PIsub_i^{ta}$,

$$\alpha_a = \begin{cases} 3 & , \text{se } t \leq T - 10 \\ \frac{T-t+5}{5} & , \text{se } t > T - 10 \end{cases} , \quad \alpha_b = \begin{cases} 3 & , \text{se } t_{bat} \leq T - 10 \\ \frac{T-t+5}{5} & , \text{se } t_{bat} > T - 10 \end{cases} ,$$

$$En_{Hj}^{a,tc} = FCn_{Hj}^a \cdot (Pin_i + PI_i^t) \cdot H^a , \quad \forall (t = tc), (i = Hj) ,$$

$$E_{Hj}^{a,tc} = FC_{Hj}^{a,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) \cdot H^a , \quad \forall (t = tc), (i = Hj)$$

s.a

$$\left[\sum_{i=1}^I (Pin_i + PI_i^t) h_i \right] + [\beta^t E_{DSM}^t (1 + \varepsilon)] = Lsub_final^t , \quad \forall (t \neq tc)$$

onde: $Lsub_final^t = [\beta^t Lsub^t (1 + \varepsilon)] - BIPV^t ,$

$$E_{DSM}^t = \sum_{ta=2020}^t Esub_{DSM}^{ta} \alpha_c , \quad \alpha_c = \begin{cases} 1 & , \text{se } (t - ta) \leq 15 \\ 0 & , \text{se } (t - ta) > 15 \end{cases}$$

$$\sum_{i=1}^I [h_i(Qin_i + Q_i^{tr})] \geq [0,23 \cdot (Lsub^{tr} - E_{DSM}^t)] - BIPV^{tr}, \quad \forall tr, (t = tr)$$

onde: $Q_i^{tr} = \begin{cases} 0, & \text{se } Q_i^{tr} \in (\text{hidroelétrica}) \\ PI_i^{tr}, & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad Qin_i = \begin{cases} 0, & \text{se } Qin_i \in (\text{hidroelétrica}) \\ Pin_i, & \text{caso contrário} \end{cases}$

$$\sum_{i=1}^I [(Pin_i + PI_i^t)FC_i^{pt}] + P_{Bat}^t \geq [\beta^t(Lp^{t,pt} - P_{DSM}^{t,pt})(1 + \vartheta)] - BIPV^{t,pt}, \quad \forall p, t$$

onde: $P_{Bat}^t = \sum_{ta=2020}^t Psub_{Bat}^{ta}$,

$$P_{DSM}^{t,pt} = \sum_{ta=2020}^t Psub_{DSM}^{ta,pt} \alpha_c, \quad \alpha_c = \begin{cases} 1, & \text{se } (t - ta) \leq 15 \\ 0, & \text{se } (t - ta) > 15 \end{cases}$$

$$L^{a,tc} - BIPV^{a,tc} - \sum_{i=1}^I [FC_i^{a,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) \cdot H^a] - E_{DSM}^{a,t} + Perdas^{a,tc} = 0, \quad \forall a, tc, (t = tc)$$

onde: $Perdas^{a,tc} = \left(\sum_{h=1}^{24} Bv_{in}^{h,tc} - \sum_{h=1}^{24} Bv_{out}^{h,tc} \right) \cdot \frac{H^a}{24}, \quad \forall (a = 1,2, \dots, 6),$

$$Perdas^{a,tc} = \left(\sum_{h=1}^{24} Bi_{in}^{h,tc} - \sum_{h=1}^{24} Bi_{out}^{h,tc} \right) \cdot \frac{H^a}{24}, \quad \forall (a = 7,8, \dots, 12)$$

$$L_{-v}^{h,tc} - BIPV_{-v}^{h,tc} - \sum_{i=1}^I FC_{-v}^{h,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) - P_{-v}^{h,tc}_{DSM} + Bv_{in}^{h,tc} - Bv_{out}^{h,tc} = 0,$$

$$\forall h, tc, (t = tc)$$

$$L_{in}^{h,tc} - BIPV_{in}^{h,tc} - \sum_{i=1}^I FC_{in}^{h,tc} \cdot (Pin_i + PI_i^t) - P_{in}^{h,tc}_{DSM} + Bi_{in}^{h,tc} - Bi_{out}^{h,tc} = 0,$$

$$\forall h, tc, (t = tc)$$

$$\sum_{a=1}^{12} FC_{Hj}^{a,tc} H^a = \sum_{a=1}^{12} FCn_{Hj}^a H^a, \quad \forall tc, j$$

$$\sum_{a=1}^6 FC_{Hj}^{a,tc} H^a = 181 \cdot \sum_{h=1}^{24} FC_{-v}^{h,tc} H^a, \quad \forall tc, j$$

$$\sum_{a=7}^{12} FC_{Hj}^{a,tc} H^a = 184 \cdot \sum_{h=1}^{24} FC_in_{Hj}^{h,tc} , \quad \forall tc, j$$

$$\alpha R_{Hj}^{max} \leq EA_{Hj}^{a,tc} \leq R_{Hj}^{max} , \quad \forall a, j, tc$$

$$EA_{Hj}^{a,tc} = En_{Hj}^{a,tc} - E_{Hj}^{a,tc} + EA_{Hj}^{a-1,tc} , \quad \forall a, j, tc$$

$$\sum_{h=1}^{24} Bv_{in}^{h,tc} \cdot \eta_b = \sum_{h=1}^{24} Bv_{out}^{h,tc} , \quad \forall tc$$

$$\sum_{h=1}^{24} Bi_{in}^{h,tc} \cdot \eta_b = \sum_{h=1}^{24} Bi_{out}^{h,tc} , \quad \forall tc$$

$$\sum_{h=1}^{24} Bv_{in}^{h,tc} \leq E_{Bat}^t , \quad \forall tc, (t = tc)$$

$$\sum_{h=1}^{24} Bi_{in}^{h,tc} \leq E_{Bat}^t , \quad \forall tc, (t = tc)$$

$$Bv_{in}^{h,tc} \cdot Bv_{out}^{h,tc} = 0 , \quad \forall h, tc$$

$$Bi_{in}^{h,tc} \cdot Bi_{out}^{h,tc} = 0 , \quad \forall h, tc$$

$$0 \leq EAv_{Bat}^{h,tc} \leq E_{Bat}^t , \quad \forall h, tc, (t = tc)$$

$$0 \leq E Ai_{Bat}^{h,tc} \leq E_{Bat}^t , \quad \forall h, tc, (t = tc)$$

$$EAv_{Bat}^{h,tc} = (Bv_{in}^{h,tc} \cdot \eta_b) - Bv_{out}^{h,tc} + EAv_{Bat}^{(h-1),tc} , \quad \forall h, tc$$

$$E Ai_{Bat}^{h,tc} = (Bi_{in}^{h,tc} \cdot \eta_b) - Bi_{out}^{h,tc} + E Ai_{Bat}^{(h-1),tc} , \quad \forall h, tc$$

$$Pin_i + PI_i^{t=2050} \leq P_i^{max} , \quad \forall (i \notin \text{biomassa})$$

$$Pin_{Bio} + PI_{Bio}^t \leq P_{Bio}^{max,t} , \quad \forall t$$

$$0 \leq E_{DSM}^t \leq E_{DSM}^{max,t} , \quad \forall t$$

$$0 \leq P_{Bat}^t \leq P_{Bat}^{max,t} , \quad \forall t$$

$$0 \leq P_{Sub}_i^{ta} \leq \varphi P_i^{max} , \quad \forall i, ta$$

$$FC_i^{min} \leq FC_{Hj}^{a,tc} \leq 1 , \quad \forall a, j, tc$$

$$FC_i^{min} \leq FC_{vHj}^{h,tc} \leq 1 , \quad \forall h, j, tc$$

$$FC_i^{min} \leq FC_in_{Hj}^{h,tc} \leq 1 , \quad \forall h, j, tc$$

$$0 \leq Bv_{in}^{h,tc} \leq P_{Bat}^t \cdot \alpha_d , \quad \forall h, tc, (t = tc)$$

$$0 \leq Bi_{in}^{h,tc} \leq P_{Bat}^t \cdot \alpha_e , \quad \forall h, tc, (t = tc)$$

$$0 \leq Bv_{out}^{h,tc} \leq P_{Bat}^t , \quad \forall h, tc, (t = tc)$$

$$0 \leq Bi_{out}^{h,tc} \leq P_{Bat}^t, \quad \forall h, tc, (t = tc)$$

Anexo D: Código Matlab

D.1: Função objetivo (Custo)

```
% SIMBOLOGIA CONFORME A DISSERTAÇÃO
% nreg - número de tecnologias e regiões a serem instaladas (i)
% per - número de subperíodos (t)
% nh - número de regiões hídricas (H1, H2, H3)
% ncp - número de anos de análise de complementaridade (tc)
% Td - número de horas do dia (h)
% fcS1, fcS2, fcS3, fcS4, fcS5, fcE1, fcE2, fcE3, fcE4 e fcB - são os
% vetores com os fatores de capacidade mensal para solar (fcSi), eólica
%(fcEi) e biomassa (fcB)
% fcH1_old, fcH2_old e fcH2_old - são os vetores com os fatores de
% capacidade natural das hídricas
% H - vetor com o número de horas que há em cada mês do ano
% preco - Matriz (4,7) com CNE de cada tecnologia para cada subperíodo
% preco_DSM - vetor com o CNE do DSM para cada subperíodo
% preco_Bat - vetor com o CNE das baterias para cada subperíodo
% kapa - relação W/Wh para as baterias
% d_bat - dias de utilização das baterias no ano (dBat)

function f = fun_custo(x)% função custo

run dados; % carregando o ficheiro com os dados utilizados

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Extraindo as variáveis de decisão que serão usadas do vetor x que
% contem as variáveis de decisão

% Pper é uma matriz (13,7) com as variáveis de decisão das potências a
% serem instaladas por tecnologia e região(i) em cada subperíodo
% (t)
aux = 1;
aux1 = nreg;
Pper = zeros(aux1,per);
for t=1:per
aux1 = t*nreg;
Pper(:,t) = x(aux:aux1);
aux = aux1 + 1;
end

% DSM é um vetor (7,1) com as variáveis de decisão do DSM a ser
% implementado em cada subperíodo (t)
aux = (nreg*per) + (nh*ncp*Ta) + (nh*ncp*Td*2) + 1;
DSM = x(aux:(aux + per - 1));

% Bat é um vetor (7,1) com as variáveis de decisão das baterias a
% serem implementado em cada subperíodo (t)
aux = aux + per + (2*2*Td*ncp) + (2*ncp);
Bat = x(aux:end);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Cáculo da função objetivo
% Custo da Produção de energia
% Cálculo das horas de operação anual (hi) de cada tecnologia e região
fcS1a = fcS1*H';
fcS2a = fcS2*H';
fcS3a = fcS3*H';
```

```

fcS4a = fcS4*H';
fcS5a = fcS5*H';
fcE1a = fcE1*H';
fcE2a = fcE2*H';
fcE3a = fcE3*H';
fcE4a = fcE4*H';
fcBa = fcB*H';
fcH1a = fcH1_old*H';
fcH2a = fcH2_old*H';
fcH3a = fcH3_old*H';
fc = [fcS1 fcS2 fcS3 fcS4 fcS5 fcE1 fcE2 fcE3 fcE4 fcB fcH1 fcH2 fcH3];

% Definindo o CNE para cada tecnologia e região
% CNE para a solar
preco_S(:, (1:5)) = [preco(:,3) preco(:,3) preco(:,3) preco(:,3) ...
                    preco(:,3)];
% CNE para a eólica
preco_E(:, (1:4)) = [preco(:,2) preco(:,2) preco(:,2) preco(:,2)];
% CNE para a hídrica
preco_H(:, (1:3)) = [preco(:,1) preco(:,1) preco(:,1)];
% CNE para a biomassa
preco_B(:,1) = preco(:,4);

preco = [preco_S preco_E preco_B preco_H];%matriz (nreg,per) com os CNE

% Função custo da produção
fa = (zeros (1,per));
fa(1) = (fc.*preco(1,:))*Pper(:,1);
for t = 2:per
    fa(t) =fa(t-1) + (fc.*preco(t,:))*Pper(:,t);
end
f = sum(fa); % custo total da geração

% Função custo do DSM
A_DSM = tril(ones(per));
DSM = triu (A_DSM,-2); % para uma vida útil de 15 anos
f_DSM = (preco_DSM(1:per)*A_DSM)*DSM; % custo total do DSM

% Função custo das Baterias
t = per;
t1 = 1;
f_Bat = 0; % custo total das baterias
while t > 0
    A_Bat = tril(ones(t));
    A_Bat = triu (A_Bat,-2); % vida útil de 15 anos
    f_Bat = f_Bat + ((Bat(1:t)'*kapa).*sum(A_Bat))*preco_Bat(t1:per)';
    t = t - 3;
    t1 = t1 + 3;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
f = f + f_DSM + f_Bat; % custo total final
end

```

D.2: Função objetivo (Complementaridade)

```

% SIMBOLOGIA CONFORME A DISSERTAÇÃO
% nreg - número de tecnologias e regiões a serem instaladas (i)
% per - número de subperíodos (t)

```

```

% ncp - número de anos de análise de complementaridade (tc)
% Td - número de horas do dia (h)
% Ta - número de meses do ano (a)
% Pini - vetor (13,1) com as potências instaladas e leiloadas das
% tecnologias e regiões (i) no ano de inicial
% pri_ano - primeiro subperíodo de análise (2020)
% pri_anoc - primeiro subperíodo de análise da complementaridade (2030)
% fcH1_old, fcH2_old e fcH3_old - são os vetores com os fatores de
% capacidade natural das hídricas
% H - vetor com o número de horas que há em cada mês do ano

function f = fun_comp(x) % função complementaridade

run dados; % carregando o ficheiro com os dados utilizados

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Extraindo as variáveis de decisão que serão usadas do vetor x que
% contem as variáveis de decisão

% Pper é uma matriz (13,7) com as variáveis de decisão das potências a
% serem instaladas por tecnologia e região(i) em cada subperíodo
% (t)
aux = 1;
aux1 = nreg;
Pper = zeros(aux1,per);
for t=1:per
aux1 = t*nreg;
Pper(:,t) = x(aux:aux1);
aux = aux1 + 1;
end

% Extraindo os valores dos caudais turbinados para o ano médio
fcH1 = zeros(Ta,ncp);
for t = 1:ncp

aux = aux1 +1;
aux1 = aux1+Ta;
fcH1(1:Ta,t) = x(aux:aux1); % caudal turbinado H1

end
fcH2 = zeros(Ta,ncp);
for t = 1:ncp

aux = aux1 +1;
aux1 = aux1+Ta;
fcH2(1:Ta,t) = x(aux:aux1); % caudal turbinado H2

end
fcH3 = zeros(Ta,ncp);
for t = 1:ncp

aux = aux1 +1;
aux1 = aux1+Ta;
fcH3(1:Ta,t) = x(aux:aux1); % caudal turbinado H3

end

%%%%% % Extraindo os valores dos caudais turbinados para o dia médio
% de verão e inverno
fcH1_v = zeros(Td,ncp);

```

```

fcH1_i = zeros(Td,ncp);
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH1_v(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado verão H1
end
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH1_i(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado inverno H1
end

fcH2_v = zeros(Td,ncp);
fcH2_i = zeros(Td,ncp);
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH2_v(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado verão H2
end
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH2_i(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado inverno H2
end
% fcH3
fcH3_v = zeros(Td,ncp);
fcH3_i = zeros(Td,ncp);
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH3_v(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado verão H3
end
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH3_i(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado inverno H3
end

%% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Cálculo da função objetivo
% Cálculos da Potência total do sistema eletroprodutor em cada
% subperíodo da análise de complementaridade
anos = pri_ano:5:(pri_ano+(per-1)*5); % vetor com os anos de análise
t1 = find(anos==pri_anoc); % encontrando a posição do primeiro ano
Pn = zeros(nreg,ncp);
for t = 1:nreg
    t2 = t1;
    t3 = 1;
    while t2 <= per
        Pn(t,t3) = sum(Pper(t,(1:t2))); % potência total instalada acumulada
        t3 = t3 + 1;
        t2 = t2 + 2;
    end
end
P = Pn + Pini; % potencia total nos anos de análise da complementaridade

% Cálculo da Energia Gerada nas hídricas para o caudal natural e
% turbinado nos anos de análises
Ena1 = zeros (Ta,1);
Ega1 = zeros (Ta,1);
Ena2 = zeros (Ta,1);

```

```

Ega2 = zeros (Ta,1);
Ena3 = zeros (Ta,1);
Ega3 = zeros (Ta,1);
f1 = (0);
f2 = (0);
f3 = (0);
for t=1:ncp
    for i=1:Ta

        Ena1(i) = P(11,t)*H(i)*fcH1_old(i); % Energia natural na H1
        Ega1(i) = P(11,t)*H(i)*fcH1(i,t); % Energia produzida na H1
        Ena2(i) = P(12,t)*H(i)*fcH2_old(i); % Energia natural na H2
        Ega2(i) = P(12,t)*H(i)*fcH2(i,t); % Energia produzida na H2
        Ena3(i) = P(13,t)*H(i)*fcH3_old(i); % Energia natural na H3
        Ega3(i) = P(13,t)*H(i)*fcH3(i,t); % Energia produzida na H3

    end

    % cálculo da função objetivo para H1, H2 e H3
    for i=1:Ta

        f1 = f1 + ((Ena1(i)^2) + (Ega1(i)^2) - (2*Ena1(i)*Ega1(i)));
        f2 = f2 + ((Ena2(i)^2) + (Ega2(i)^2) - (2*Ena2(i)*Ega2(i)));
        f3 = f3 + ((Ena3(i)^2) + (Ega3(i)^2) - (2*Ena3(i)*Ega3(i)));

    end

end

f = f1 + f2 + f3; % função objetivo final
end

```

D.3: Restrições não-lineares

```

% nreg - número de tecnologias e regiões a serem instaladas (i)
% per - número de subperíodos (t)
% ncp - número de anos de análise de complementaridade (tc)
% Td - número de horas do dia (h)
% Ta - número de meses do ano (a)
% auxDSM - percentual da diferença entre o consumo do ar-condicionado no
% inverno e verão
% mes - vetor (1,12) com os dias do mês (a)
% H - vetor com o número de horas que há em cada mês do ano
% DSMv e DSMi - vetores com o fator de carga diário do uso do
% ar-condicionado no verão e inverno
% Pini - vetor (13,1) com as potências instaladas e leiloadas das
% tecnologias e regiões (i) no ano de inicial
% pri_ano - primeiro subperíodo de análise (2020)
% pri_anoc - primeiro subperíodo de análise da complementaridade (2030)
% fcS1, fcS2, fcS3, fcS4, fcS5, fcE1, fcE2, fcE3, fcE4 e fcB - são os
% vetores com os fatores de capacidade mensal para solar (fcSi), eólica
% (fcEi) e biomassa (fcB)
% fcS1_dia, fcS2_dia, fcS3_dia, fcS4_dia, fcS5_dia, fcE1_dia, fcE2_dia,
% fcE3_dia, fcE4_dia e fcB_dia - são os vetores com os fatores de
% capacidade diário (verão e inverno), para solar (fcSi), eólica (fcEi) e
% biomassa (fcB)
% D_dia - matriz (7, 48) com a previsão de consumo no dia médio (verão
% e inverno) projetado para todos os subperíodos
% D_ano - matriz (7, 12) com a previsão de consumo anual projetado para

```

```

% todos os subperíodos
% Rmax -vetor (1,3) com a capacidade máxima de armazenamento nas hídricas
% fcH1_old, fcH2_old e fcH2_old - são os vetores com os fatores de
% capacidade natural das hídricas
% kapa - relação W/Wh para as bateiras
% k - eficiência de transformação das baterias

function [C, Ceq] = rest(x)

run dados; % carregando o ficheiro com os dados utilizados
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Extraindo as variáveis de decisão que serão usadas do vetor x que
% contem as variáveis de decisão

% Pper é uma matriz (13,7) com as variáveis de decisão das potências a
% serem instaladas por tecnologia e região(i) em cada subperíodo
% (t)
aux = 1;
aux1 = nreg;
Pper = zeros(aux1,per);
for t=1:per
aux1 = t*nreg;
Pper(:,t) = x(aux:aux1);
aux =aux1 + 1;
end

% Extraindo os valores dos caudais turbinados para o ano médio
fcH1 = zeros (Ta,ncp);
for t = 1:ncp

aux = aux1 +1;
aux1 = aux1+Ta;
fcH1(1:Ta,t) = x(aux:aux1); % caudal turbinado H1

end
fcH2 = zeros (Ta,ncp);
for t = 1:ncp

aux = aux1 +1;
aux1 = aux1+Ta;
fcH2(1:Ta,t) = x(aux:aux1); % caudal turbinado H2

end
fcH3 = zeros (Ta,ncp);
for t = 1:ncp

aux = aux1 +1;
aux1 = aux1+Ta;
fcH3(1:Ta,t) = x(aux:aux1); % caudal turbinado H3

end

%%%%% % Extraindo os valores dos caudais turbinados para o dia médio
% de verão e inverno
fcH1_v = zeros (Td,ncp);
fcH1_i = zeros (Td,ncp);
for t = 1:ncp
aux = aux1 + 1;
aux1 = aux1 + Td;
fcH1_v(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado verão H1

```



```

end
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH1_i(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado inverno H1
end

fcH2_v = zeros(Td,ncp);
fcH2_i = zeros(Td,ncp);
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH2_v(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado verão H2
end
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH2_i(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado inverno H2
end
% fcH3
fcH3_v = zeros(Td,ncp);
fcH3_i = zeros(Td,ncp);
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH3_v(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado verão H3
end
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    fcH3_i(1:Td,t) = x(aux:aux1); % Valores caudal turbinado inverno H3
end

% DSM é um vetor (7,1) com as variáveis de decisão do DSM a ser
% implementado em cada subperíodo (t)
aux = (nreg*per) + (nh*ncp*Ta) + (nh*ncp*Td*2) + 1;
DSM = x(aux:(aux + per - 1));

% Extraindo as variáveis para as Baterias
% Variáveis do dia médio de verão e inverno
aux1 = aux + ndsm - 1;
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    % variável da energia fornecida pelas baterias para atender o
    % consumo no dia médio de verão
    bt_v_out(1:Td,t) = x(aux:aux1);
end
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
    % variável da energia fornecida pelas baterias para atender o
    % consumo no dia médio de inverno
    bt_i_out(1:Td,t) = x(aux:aux1); %
end
for t = 1:ncp
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
% variável da energia do carregamento das baterias no dia médio de verão
    bt_v_in(1:Td,t) = x(aux:aux1); %
end

```

```

for t = 1:
    aux = aux1 + 1;
    aux1 = aux1 + Td;
%variável da energia do carregamento das bat. no dia médio de inverno
    bt_i_in(1:Td,t) = x(aux:aux1); %
end
bt_out = [bt_v_out; bt_i_out]; % vetor com a energia fornecida
bt_in = [bt_v_in; bt_i_in]; % vetor com a energia do carregamento

aux = aux1 + 1;
aux1 = aux1 + (2*ncp);
Ebt_ini = x(aux:aux1); % energia inicial nas bateria

% Bat é um vetor (7,1) com as variáveis de decisão das baterias a
% serem implementado em cada subperíodo (t)
aux = aux1 + 1;
aux1 = aux1 + nbat;
Bat = x(aux:aux1); % potência instalada em cada subperíodo (t)
Bat = tril(ones(nbat))*Bat; % potência acumulada em cada subperíodo (t)
%% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Cálculo das restrições não-lineares

% Cálculo da curva anual e diária do DSM
auxV = (1+auxDSM)*sum(H(1:6));
auxI = (1-auxDSM)*sum(H(7:12));
auxT = auxI+auxV;
DSM_va = auxV/auxT;
DSM_ia = auxI/auxT;
DSM_v = (DSM_va*mes(1:6))/sum(mes(1:6));
DSM_i = (DSM_ia*mes(7:12))/sum(mes(7:12));
DSMa = [DSM_v'; DSM_i'];
aux = tril(ones(per));
aux = (triu(aux,-2))*DSM;
DSM_dva = (DSM_va/sum(H(1:6)))*aux;
DSM_dia = (DSM_ia/sum(H(7:12)))*aux;
for t = 1:per
% energia mensal removida pelo DSM no subperíodo (t)
    DSM_ano(t,:) = DSMa'*aux(t);
%energia horária removida pelo DSM no dia médio de verão e subper. (t)
    DSM_dv(t,:) = DSMv*DSM_dva(t);
%energia horária removida pelo DSM no dia médio de inverno e subper. (t)
    DSM_di(t,:) = DSMi*DSM_dia(t);
end
DSMdia = [DSM_dv DSM_di]; %matriz com os dias médios de verão e inverno

% Cálculos da Potência total do sistema eletroprodutor em cada
% subperíodo da análise de complementaridade
anos = pri_ano:5:(pri_ano+(per-1)*5); % vetor com os anos de análise
t1 = find(anos==pri_anoc); % encontrando a posição do primeiro ano
Pn = zeros(nreg,ncp);
for t = 1:nreg
    t2 = t1;
    t3 = 1;
    while t2 <= per
        Pn(t,t3) = sum(Pper(t,(1:t2))); % potência total instalada acumulada
        t3 = t3 + 1;
        t2 = t2 + 2;
    end
end
P = Pn + Pini; % potencia total nos anos de análise da complementaridade

```

```

% Potência total das baterias nos anos de complementaridade
ta = 1;
Batcp = sym(zeros (ncp,1));
for t = t1:2:per
    Batcp (ta,1) = Bat (t); % Potência nos anos de análise
    ta = ta + 1;
end

%% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Restrição não-linear de igualdade para garantir o equilíbrio diário
% entre a oferta e procura nos anos de análise da complementaridade
t2 = t1;
C_diaux = zeros ((Td*2),ncp);
for t=1:ncp
    % Vetor com os fatores de capacidade diário, inclusive hídrica
    vetor_FC_dia = [fcS1_dia fcS2_dia fcS3_dia fcS4_dia fcS5_dia...
                    fcE1_dia fcE2_dia fcE3_dia fcE4_dia fcB_dia...
                    fcH1_dia(:,t) fcH2_dia(:,t) fcH3_dia(:,t)];

    Eg_dia = vetor_FC_dia*P(:,t); % energia produzida no dia médio

    %          (consumo)      (produção)   (DSM)          (baterias)
    aux = - D_dia(t2,:) + Eg_dia + DSMdia(t2,:) + (bt_out(:,t)) ...
           + (bt_in(:,t));

    t2 = t2 + 2;
    C_diaaux(:,t) = aux;
end
C_dia = reshape(C_diaaux,[],1);%vetor de restrição de equilíbrio diário

% Cálculo das perdas do uso das baterias
bt_pva = (sum(bt_v_out) + sum(bt_v_in)); % perdas no dia de verão
bt_pia = (sum(bt_i_out) + sum(bt_i_in)); % perdas no dia de inverno
bt_pv = zeros ((Ta/2),ncp);
bt_pi = zeros ((Ta/2),ncp);
for t = 1:ncp
    bt_pv(:,t) = mes(1:6)'*bt_pva(t); % perdas mensais no 1º semestre
    bt_pi(:,t) = mes(7:12)'*bt_pia(t); % perdas mensais no 2º semestre
end
bt_p = [bt_pv; bt_pi]; % perdas anuais

% Restrição não-linear para garantir o equilíbrio mensal entre a oferta
% e procura nos anos de análise da complementaridade
t2 = t1;
C_anoa = zeros (Ta,ncp);
for t=1:ncp
    % Vetor com os fatores de capacidade anual, inclusive hídricas
    vetor_FC = [fcS1' fcS2' fcS3' fcS4' fcS5' fcE1' fcE2' fcE3' ...
                fcE4' fcB' fcH1(:,t) fcH2(:,t) fcH3(:,t)];
    a = vetor_FC*P(:,t);
    Eg_ano = a.*H'; % Energia mensal produzida nos anos de análise

    %          (consumo)      (produção)   (DSM)          (perdas nas baterias)
    aux = - D_ano(t2,:) + Eg_ano + DSM_ano(t2,:) + bt_p(:,t);
    t2 = t2 + 2;
    C_anoa (:,t) = aux;
end
C_ano = reshape(C_anoa,[],1); %vetor de restrição de equilíbrio anual

%% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Restrições não-lineares de desigualdade do uso dos reservatórios

```

```

Ea1 = (zeros (Ta,1)); Ea2 = (zeros (Ta,1)); Ea3 = (zeros (Ta,1));
Cla = (zeros (Ta,ncp)); C2a = (zeros (Ta,ncp));
C3a = (zeros (Ta,ncp)); C4a = (zeros (Ta,ncp));
C5a = (zeros (Ta,ncp)); C6a = (zeros (Ta,ncp));
Ceqlv = (zeros(ncp,1)); Ceq2v = (zeros(ncp,1));
Ceq3v = (zeros(ncp,1)); Ceqli = (zeros(ncp,1));
Ceq2i = (zeros(ncp,1)); Ceq3i = (zeros(ncp,1));

for t=1:ncp
    Ph1 = P(11,t); % potência total da hídrica H1 nos anos de análise
    Ph2 = P(12,t); % potência total da hídrica H2 nos anos de análise
    Ph3 = P(13,t); % potência total da hídrica H3 nos anos de análise
    i =1;
    Ea1(i) = - (Ph1*H(i)*fcH1(i,t)) + (Ph1*H(i)*fcH1_old(i)) + ...
    (Rmax(1)*N(1)); % Energia no reservatório no primeiro ano (H1)
    Ea2(i) = - (Ph2*H(i)*fcH2(i,t)) + (Ph2*H(i)*fcH2_old(i)) + ...
    (Rmax(2)*N(2)); % Energia no reservatório no primeiro ano (H2)
    Ea3(i) = - (Ph3*H(i)*fcH3(i,t)) + (Ph3*H(i)*fcH3_old(i)) + ...
    (Rmax(3)*N(3)); % Energia no reservatório no primeiro ano (H3)

    for i=2:Ta
        % Energia no reservatório nos outros anos
        Ea1(i,1) = Ea1(i-1) - (Ph1*H(i)*fcH1(i,t)) + ...
        (Ph1*H(i)*fcH1_old(i));
        Ea2(i,1) = Ea2(i-1) - (Ph2*H(i)*fcH2(i,t)) + ...
        (Ph2*H(i)*fcH2_old(i));
        Ea3(i,1) = Ea3(i-1) - (Ph3*H(i)*fcH3(i,t)) + ...
        (Ph3*H(i)*fcH3_old(i));
    end
    % restrição máxima energia armazenada
    Cla(:,t) = Ea1 - Rmax(1); C3a(:,t) = Ea2 - Rmax(2);
    C5a(:,t) = Ea3 - Rmax(3);

    % restrição mínima energia armazenada
    C2a(:,t) = -Ea1 + Rmax(1)*0.2; C4a(:,t) = -Ea2 + Rmax(2)*0.2;
    C6a(:,t) = -Ea3 + Rmax(3)*0.2;

% Restrições não-lineares de igualdade para garantir o equilíbrio
% hídrico entre o caudal diário e mensal
% Energia gerada anualmente nas hídricas
Eh1 = Ph1*fcH1(:,t).*H';
Eh2 = Ph2*fcH2(:,t).*H';
Eh3 = Ph3*fcH3(:,t).*H';
% Energia gerada diariamente nas hídricas no 1º semestre
Eh1_dv = sum(fcH1_dia(1:24,t))*Ph1*sum(mes(1:6));
Eh2_dv = sum(fcH2_dia(1:24,t))*Ph2*sum(mes(1:6));
Eh3_dv = sum(fcH3_dia(1:24,t))*Ph3*sum(mes(1:6));
% Energia gerada diariamente nas hídricas no 2º semestre
Eh1_di = sum(fcH1_dia(25:48,t))*Ph1*sum(mes(7:12));
Eh2_di = sum(fcH2_dia(25:48,t))*Ph2*sum(mes(7:12));
Eh3_di = sum(fcH3_dia(25:48,t))*Ph3*sum(mes(7:12));
% Restrições não-lineares de igualdade do equilíbrio hídrico
Ceqlv(t) = sum(Eh1(1:6)) - Eh1_dv;
Ceq2v(t) = sum(Eh2(1:6)) - Eh2_dv;
Ceq3v(t) = sum(Eh3(1:6)) - Eh3_dv;
Ceqli(t) = sum(Eh1(7:12)) - Eh1_di;
Ceq2i(t) = sum(Eh2(7:12)) - Eh2_di;
Ceq3i(t) = sum(Eh3(7:12)) - Eh3_di;

End
% Transformado matrizes em vetores

```

```

C1 = reshape (C1a, [],1); C2 = reshape (C2a, [],1);
C3 = reshape (C3a, [],1); C4 = reshape (C4a, [],1);
C5 = reshape (C5a, [],1); C6 = reshape (C6a, [],1);

%% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Restrições não-lineares de igualdade para garantir que as baterias
% não estejam simultaneamente a carregar e a descarregar
auxv = reshape(bt_out, [],1);
auxi = reshape(bt_in, [],1);
Ceq_bt = auxv.*auxi;

% Restrições não-lineares de desigualdade para assegurar os limites
% mínimos e máximos de armazenamento de energia nas baterias
Ebt_max = kapa*Batcp; % máximo armazenamento
Ebt_min = 0; % mínimo armazenamento

Ebt_ini = reshape(Ebt_ini,2,ncp);
Ebt_v = zeros (Td,ncp);
Ebt_i = zeros (Td,ncp);
Cb1a = zeros (Td,ncp);
Cb2a = zeros (Td,ncp);
Cb3a = zeros (Td,ncp);
Cb4a = zeros (Td,ncp);
for t=1:ncp
    % Energia nas baterias na primeira hora do dia médio de verão
    d =1;
    Ebt_v(d,t) = - (bt_v_out(d,t)) - (k*bt_v_in(d,t)) + (Ebt_ini(1,t));

    % Energia nas baterias nas outras horas do dia médio de verão
    for d=2:(Td)
        Ebt_v(d,t) = Ebt_v(d-1,t) - (bt_v_out(d,t)) - (k*bt_v_in(d,t));
    End
    Cb1a(:,t) = Ebt_v(:,t) - Ebt_max(t); % máxima energia armazenada
    Cb2a(:,t) = -Ebt_v(:,t) + Ebt_min; % mínima energia armazenada

    % Energia nas baterias na primeira hora do dia médio de inverno
    d =1;
    Ebt_i(d,t) = - (bt_i_out(d,t)) - (k*bt_i_in(d,t)) + Ebt_ini(2,t); %

    % Energia nas baterias nas outras horas do dia médio de inverno
    for d=2:(Td)

        Ebt_i(d,t) = Ebt_i(d-1,t) - (bt_i_out(d,t)) - (k*bt_i_in(d,t));
    end
    Cb3a(:,t) = Ebt_i(:,t) - Ebt_max(t); % máxima energia armazenada
    Cb4a(:,t) = -Ebt_i(:,t) + Ebt_min; % mínima energia armazenada
end
% transformando matriz em vetor
Cb1 = reshape(Cb1a, [],1);
Cb2 = reshape(Cb2a, [],1);
Cb3 = reshape(Cb3a, [],1);
Cb4 = reshape(Cb4a, [],1);

% restrições das baterias
Cbt = [Cb1; Cb2; Cb3; Cb4];

% restrições não-lineares de desigualdade
C = [C1; C2; C3; C4; C5; C6; Cbt];
% restrições não-lineares de igualdade
Ceq = [C_ano; C_dia; Ceqlv; Ceq2v; Ceq3v; Ceqli; Ceq2i; Ceq3i; Ceq_bt];
end

```