



Benchmarking Internacional — Expansão da Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis

Assistência técnica e capacitação para o Tribunal de Contas da União (TCU) em relação com a fiscalização das políticas públicas na área de energias renováveis

Preparado por

Preparado para

**Facto Consultoria em Energia e Meio
Ambiente Ltda.**

**Deutsche Gesellschaft für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.**

Avenida Rio Branco, 185, sl -2101

SCN quadra 01, Bloco C, Sala 1501

Centro - Rio de Janeiro, RJ

Ed. Brasília, Trade Center

CEP 20040-007

70711-902 Brasília, Brasil

Tel (21) 98280-3437

T +55 61 2021-2170

factoenergy.com

giz-brasilien@giz.de

15 de junho 2018

Revisão 03

@Facto Energy/GIZ 2018

AGRADECIMENTOS

O relatório foi desenvolvido por Roberto M. Velásquez e José Zloccowick (Facto Energy).

A coordenação por parte da GIZ foi realizada por Reinhard Engl.

O relatório beneficiou-se da valiosa colaboração de Manoel Moreira de Souza Neto, Arlene Costa Nascimento, Rodrigo Motta, Fernando Antônio de Sousa Moreira, Jonatas Carvalho Silva, Fernando Simões dos Reis e Klauss Henry de Oliveira Nogueira (TCU).

Complementaram a visão da Facto Energy as contribuições dos especialistas Mariano Gonzáles, (Banco Mundial), Kanika Chawla (Council on Energy, Environment and Water – CCEW), Silvana Tiedemann (Ecofys), Dr. Anna Pegels (Deutsches Institut für Entwicklungspolitik – D.I.E), Robert Ashdown (Swiss Re Group), Soffia Alarcón Diaz (Carbon Trust Mexico).

AVISO LEGAL

Todas as precauções razoáveis foram tomadas pela Facto Energy para verificar a confiabilidade do material nesta publicação. No entanto, nem Facto Energy nem qualquer um de seus funcionários ou outros provedores de conteúdo de terceiros fornecem uma garantia de qualquer tipo, expressa ou implícita, e não aceitam responsabilidade por qualquer consequência do uso da publicação ou material contido neste relatório.

O Tribunal de Contas da União (TCU) não participou da elaboração desse relatório, de modo que as descrições, as opiniões e as conclusões nele contidas não necessariamente refletem o seu posicionamento, sendo a visão da Facto Energy e das fontes de consultas utilizadas.

As informações aqui contidas não representam necessariamente as opiniões dos membros do TCU. As designações empregadas e a apresentação do material aqui contido não implicam a manifestação de qualquer opinião por parte do TCU sobre o status legal de qualquer região, país, território, cidade ou área ou de suas autoridades, ou sobre a delimitação de fronteiras ou limites.

A menção de empresas específicas ou de determinados projetos ou produtos não implica que sejam endossados ou recomendados pela Facto Energy em detrimento de outros de natureza semelhante que não são mencionados.

ÍNDICE

1 - Introdução.....	12
2 - Objetivos.....	12
3 - Contextualização.....	13
3.1 Energia Renovável e o Mundo.....	13
3.1.1 Energia geotérmica no mundo.....	14
3.1.2 Energia maremotriz no mundo.....	15
3.2 Caracterização Sócio Econômica dos Países Analisados.....	17
3.3 Perfil Energético dos Países Analisados.....	20
3.3.1 Consumo per capita dos países.....	20
3.3.2 Intensidade Energética dos países.....	21
3.3.3 Intensidade das Emissões de CO ₂	22
3.3.4 Emissões de CO ₂ per capita.....	24
3.3.5 Penetração das Energias Renováveis nos países analisados.....	25
3.4 Investimentos Realizados em Renováveis no mundo.....	30
3.5 Evolução dos Custos no mundo.....	31
3.6 Análise das Políticas Públicas Implementadas.....	35
3.6.1 Políticas sobre emissões.....	35
3.6.2 Políticas de Suporte a Energias Renováveis.....	36
3.6.3 Feed-in Tariff (FIT).....	40
3.6.4 <i>Feed-in Premium</i> (FIP).....	41
3.6.5 Cotas Obrigatórias de Energia Renovável.....	44
3.6.6 Leilões de Energias Renováveis.....	45
3.7 Smart Grids.....	48
3.7.1 Segmentos de aplicação de <i>smart grids</i>	51
3.7.2 Desafios Tecnológicos.....	54
3.7.3 Benefícios das Redes Inteligentes.....	56
3.7.4 Principais barreiras para a difusão de Redes Inteligentes.....	57
3.8 Fontes de Geração Intermitentes e o Sistema Elétrico.....	61
3.8.1 Real custo da energia intermitente.....	63
3.8.2 Interconexões entre Sistemas Elétricos.....	64
3.8.3 Intermitência e sua influência nos preços dos mercados de energia.....	66

3.8.4	Intermitência e Serviços Ancilares	68
3.8.5	Intermitência e armazenamento de energia	71
3.8.6	Gerenciamento pelo Lado da Demanda	75
3.9	Avaliação dos Países selecionados	76
4	- África do Sul.....	77
4.1	Organização Institucional do Setor Energético na África do Sul.....	78
4.2	Matriz de Geração de Energia Elétrica na África do Sul.....	79
4.3	Energia Renovável na África do Sul.....	80
4.4	Objetivos e Metas Definidos pela África do Sul.....	82
4.5	Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas.....	85
4.5.1	Tarifas <i>feed-in</i> (REFIT).....	86
4.5.2	Leilões de Energia (REIPPPP)	87
4.5.3	Leilões para Pequenos Projetos (<i>Small SPP</i>).....	89
4.6	Evolução dos Custos na África do Sul.....	90
4.7	<i>Smart Grids</i> na África do Sul.....	91
4.8	Conclusões para a África do Sul.....	92
5	- Alemanha.....	94
5.1	Organização Institucional do Setor Energético na Alemanha	94
5.2	Matriz de Geração de Energia Elétrica na Alemanha	97
5.3	Energia Renovável na Alemanha	100
5.4	Objetivos e Metas Definidos pela Alemanha.....	103
5.5	Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas.....	105
5.5.1	Integração das Energias Renováveis na Rede Elétrica.....	105
5.5.2	Políticas de suporte a Energias Renováveis	106
5.5.3	Tarifas <i>feed-in</i> (FIT) e Prioridade de Despacho.....	107
5.5.4	Leilões de Energia	107
5.6	Evolução dos Custos na Alemanha	108
5.7	<i>Smart Grids</i> na Alemanha.....	111
5.8	Conclusões para a Alemanha	112
6	- Chile.....	114
6.1	Organização Institucional do Setor Energético no Chile	114
6.2	Matriz de Geração de Energia Elétrica no Chile.....	117
6.3	Energia Renovável no Chile.....	118
6.3.1	Capacidade Instalada de Energia Renovável no Chile.....	121

6.3.2	Potencial de Energias Renováveis no Chile	123
6.4	Objetivos e Metas Definidos pelo Chile	123
6.5	Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas	127
6.5.1	Políticas de Suporte a Energias Renováveis no Chile.....	127
6.5.2	Cotas Obrigatórias de Energia Renovável.....	128
6.5.3	Penalidades	129
6.5.4	Leilões de Renováveis no Chile.....	130
6.5.5	Outros leilões	131
6.5.6	Programa de Telhados Solares	132
6.6	Smart Grids no Chile	132
6.6.1	Projeto SmartCity Santiago	134
6.7	Conclusões para o Chile	135
7	China.....	137
7.1	Organização Institucional do Setor Energético na China	139
7.2	Matriz de Geração de Energia Elétrica na China	141
7.3	Energia Renovável na China	142
7.3.1	Capacidade Instalada de ERNC na China	146
7.4	Objetivos e Metas Definidos pela China.....	147
7.5	Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas na China	149
7.5.1	Investimentos previstos.....	149
7.5.2	Políticas de Suporte a Energias Renováveis.....	151
7.5.3	Leilões de Renováveis na China.....	152
7.6	Smart Grids na China	153
7.6.1	Breve análise do mercado de Redes Inteligentes na China.....	153
7.7	Conclusões para a China	154
8	Dinamarca	156
8.1	Organização Institucional do Setor Energético na Dinamarca	156
8.2	Matriz de Geração de Energia Elétrica na Dinamarca.....	158
8.3	Energia Renovável na Dinamarca	159
8.3.1	Capacidade Instalada de ERNC na Dinamarca.....	160
8.4	Objetivos e Metas Definidos pela Dinamarca	161
8.5	Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas na Dinamarca	162
8.5.1	Integração das Energias Renováveis na Rede Elétrica	162

8.5.2 Políticas de Suporte a Energias Renováveis	163
8.5.3 Leilões de Renováveis na Dinamarca.....	165
8.6 Smart Grids na Dinamarca	166
8.6.1 Projeto FlexPower — Testing a Market Design.....	167
8.6.2 Projeto iPower.....	169
8.6.3 Projeto PowerLabDK.....	169
8.7 Conclusões para Dinamarca.....	171
9 - Espanha.....	173
9.1 Organização Institucional do Setor Energético na Espanha.....	173
9.2 Matriz de Geração de Energia Elétrica na Espanha	175
9.3 Energia Renovável na Espanha	177
9.3.1 Capacidade Instalada de Energia Renovável na Espanha.....	178
9.3.2 Geração de Energia Utilizando ERNC na Espanha.....	180
9.4 Objetivos e Metas Definidos pela Espanha.....	182
9.5 Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas na Espanha.....	184
9.5.1 PANER-Plano Nacional de Energias Renováveis.....	184
9.5.2 Políticas de Suporte a Energias Renováveis na Espanha	185
9.6 Evolução das Metas traçadas pela Espanha	186
9.7 Smart Grids na Espanha.....	188
9.7.1 Projeto Energos.....	189
9.7.2 Smart City Malaga.....	190
9.7.3 Projeto Redes 2025.....	191
9.8 Conclusões para Espanha.....	192
10 - Estados Unidos da América	194
10.1 Organização Institucional do Setor Energético no EUA	194
10.2 Matriz de Geração de Energia Elétrica nos EUA	196
10.3 Energia Renovável nos EUA	198
10.4 Objetivos e Metas Definidos pelos EUA.....	200
10.5 Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas	203
10.5.1 Cotas Obrigatórias de Energia Renovável.....	204
10.5.2 Sistema de Compensação — Net Energy Metering (NEM)	207
10.5.3 Programa de Incentivo à Autogeração.....	208
10.6 Evolução dos Custos nos EUA.....	208

10.7 <i>Smart Grids</i> nos EUA.....	209
10.8 Conclusões para os EUA.....	210
11 - Índia	213
11.1 Organização Institucional do Setor Energético na Índia.....	213
11.2 Matriz de Geração de Energia Elétrica na Índia.....	214
11.3 Energia Renovável na Índia.....	215
11.4 Objetivos e Metas Definidos pela Índia.....	217
11.5 Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas.....	218
11.5.1 Tarifas <i>feed-in</i> (FIT)	219
11.5.2 Cotas Obrigatórias de Energia Renovável (RPO)	220
11.5.3 Sistema de Compensação (<i>Net Metering</i>)	221
11.5.4 Leilões de Energia.....	223
11.6 Evolução dos Custos na Índia.....	224
11.7 <i>Smart Grids</i> na Índia	225
11.8 Conclusões para a Índia.....	227
12 - Itália	229
12.1 Organização Institucional do Setor Energético na Itália.....	229
12.1 Matriz de Geração de Energia Elétrica na Itália.....	232
12.2 Energia Renovável na Itália.....	233
12.3 Objetivos e Metas Definidos pela Itália.....	235
12.4 Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas.....	236
12.4.1 Tarifa <i>Feed-in</i> I (<i>tariffa onnicomprensiva</i>)	237
12.4.2 Tarifa <i>Feed-in</i> II (<i>Ritiro Dedicato</i>)	238
12.4.3 FIT <i>Premium</i> I.....	239
12.4.4 FIT <i>Premium</i> II (<i>Conto energia per il solare termodinamico</i>)	239
12.4.5 <i>Net Metering</i> (<i>Scambio sul Posto</i>)	239
12.4.6 Leilões de Energia.....	240
12.5 Evolução dos Custos na Itália.....	241
12.6 <i>Smart Grids</i> na Itália	242
12.7 Conclusões para a Itália.....	244
13 - México	246
13.1 Organização Institucional do Setor Energético no México	247
13.1.1 Responsabilidades das Instituições.....	248

13.2 Matriz de Geração de Energia Elétrica no México	248
13.3 Energia Renovável no México	250
13.3.1 Capacidade Instalada de ERCN no México.....	250
13.4 Objetivos e Metas Definidos pelo México	251
13.5 Mecanismos Utilizados para Atingir as Metas no México	253
13.5.1 Leilões de Renováveis no México	253
13.6 Smart Grids no México	254
13.7 Conclusões para o México	256
14 - Lições aprendidas e Recomendações	258
14.1 Planejamento	263
14.2 Redes de Transmissão	268
14.3 Redes de Distribuição	269
14.4 Mitigação da Intermitência e Integração das Fontes Renováveis	271
14.4.1 Integração Elétrica Regional.....	273
14.4.2 Complementaridade e o Planejamento.....	275
14.4.3 Serviços Ancilares.....	275
14.4.4 Armazenamento.....	277
14.4.5 Programas de Gestão pelo Lado da Demanda.....	277
14.5 Alocação de Incentivos	278
14.6 Leilões de Energia	282
14.1 Pesquisa e Desenvolvimento	285
14.2 Financiamento	287
15 - Especialistas Entrevistados	288
16 - Bibliografia	289
17 - Lista de Abreviaturas	306

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Participação das Energias Renováveis no mundo na produção de energia (2016).....	13
Tabela 2. Consumo per capita.....	20
Tabela 3. Produção de Energia, PIB e Intensidade Elétrica (2016).....	21
Tabela 4. Intensidade das emissões.....	23
Tabela 5. Emissões de CO ₂ per capita.....	24
Tabela 6. Capacidade de geração FV Instalada até 2015 e adicionada em 2016, em MW.....	26
Tabela 7. Capacidade de geração eólica instalada até 2015 e adicionada em 2016, em MW.....	27
Tabela 8. Capacidade de geração CSP instalada até 2015 e adicionada em 2016, em MW.....	27
Tabela 9. Capacidade de geração de Bioenergia instalada até 2015 e adicionada em 2016, em MW.....	28

Tabela 10. Evolução dos investimentos em Energias Renováveis (bilhões de US\$)	30
Tabela 11. <i>Carbon Pricing Policies</i> , 2016	35
Tabela 12. Mecanismos de Suporte a Energias Renováveis nos países analisados	39
Tabela 13. Características específicas dos leilões	47
Tabela 14. Benefícios das redes inteligentes	56
Tabela 15. Valor presente (2011) em R\$ bilhões dos investimentos no período 2012-2030	58
Tabela 16. Classificação de serviços ancilares.....	69
Tabela 17. Classificação de tipos de armazenamento de energia.....	71
Tabela 18. Comparação entre os métodos citados de armazenamento.....	73
Tabela 19. Classificação de programas de GLD.....	75
Tabela 20. Responsabilidades das organizações do setor energético na África do Sul.....	78
Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica na África do Sul (2015).....	79
Tabela 22. Capacidade instalada da geração renovável na África do Sul em MW.....	81
Tabela 23. Políticas e incentivos aplicados na África do Sul	86
Tabela 24. Responsabilidades das organizações do setor energético na Alemanha	94
Tabela 25. Matriz de geração de energia elétrica na Alemanha.....	99
Tabela 26. Capacidade Instalada da Geração Renovável na Alemanha em MW.....	102
Tabela 27. Políticas e incentivos aplicados na Alemanha.....	106
Tabela 28. Responsabilidades das organizações do setor energético no Chile	114
Tabela 29. Matriz de geração de energia elétrica no Chile.....	118
Tabela 30. Capacidade Instalada da Geração Renovável no Chile em MW (1990-2015).....	121
Tabela 31. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW no Chile.....	122
Tabela 32. Resumo das metas energéticas e ambientais assumidas pelo Chile	125
Tabela 33. Políticas e incentivos aplicados no Chile	127
Tabela 34. Responsabilidades das organizações do setor energético na China.....	139
Tabela 35. % das diversas fontes na Capacidade instalada China.....	141
Tabela 36. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na China.....	146
Tabela 37. Participação das renováveis na geração e metas definidas pela China	148
Tabela 38. Políticas e incentivos aplicados na China	151
Tabela 39. Responsabilidades das organizações do setor energético na Dinamarca*.....	157
Tabela 40. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na Dinamarca	160
Tabela 41. Participação das renováveis na geração e metas <i>definidas</i> pela Dinamarca.....	162
Tabela 42. Políticas e incentivos aplicados na Dinamarca.....	164
Tabela 43. Leilões de energia eólica offshore realizados na Dinamarca.....	165
Tabela 44. Atividades dos agentes no setor energético na Espanha.....	174
Tabela 45. Responsabilidades das organizações do setor energético na Espanha	175
Tabela 46. Participação % na matriz de geração de energia elétrica (2014-2016).....	176
Tabela 47. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na Espanha	178
Tabela 48. Participação % da energia renovável por fontes específicas (2004-2016).....	181
Tabela 49. Metas de geração de energia renovável por tecnologia na participação da energia final e primária	183

Tabela 50. Participação das renováveis na geração e metas definidas pela Espanha	183
Tabela 51. Medidas definidas no PANER para geração com energias renováveis.....	184
Tabela 52. Políticas e incentivos aplicados na Espanha	185
Tabela 53. Participação das energias renováveis (% do consumo bruto final de energia)	187
Tabela 54. Responsabilidades das organizações do setor energético nos EUA	194
Tabela 55. Matriz de geração de energia elétrica nos EUA (2016).....	198
Tabela 56. Capacidade Instalada da Geração Renovável nos EUA.....	199
Tabela 57. Metas de participação de renováveis no consumo do governo federal dos EUA.....	201
Tabela 58. Políticas e incentivos aplicados nos EUA.....	203
Tabela 59. Responsabilidades das organizações do setor energético na Índia.....	213
Tabela 60. Matriz de geração de energia elétrica na Índia	214
Tabela 61. Capacidade Instalada da Geração Renovável na Índia.....	216
Tabela 62. Mecanismos de incentivo às fontes renováveis de energia na Índia.....	219
Tabela 63. Comparação das políticas de <i>net metering</i> nos Estados da Índia	222
Tabela 64. Responsabilidades das organizações do setor energético na Itália.....	229
Tabela 65. Matriz de geração de energia elétrica na Itália (2016)	232
Tabela 66. Capacidade Instalada (MW) da Geração Renovável na Itália.....	233
Tabela 67. Políticas e incentivos aplicados na Itália	238
Tabela 68. Evolução de projetos apresentados pelo mercado X capacidade (MW) leiloadas.....	240
Tabela 69. Responsabilidades das organizações do setor energético no México.....	248
Tabela 70. Matriz de geração de energia elétrica no México	249
Tabela 71. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW no México.....	250
Tabela 72. Políticas e incentivos aplicados no México.....	253
Tabela 73. Características para regulação por tipo de fonte de geração.....	275

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Participação da Energia Renovável na produção mundial de eletricidade.....	14
Figura 2. Capacidade Instalada Geotérmica e incremento nos Top 10 países em 2016.....	15
Figura 3. Caracterização socioeconômica dos países analisados	19
Figura 4. Consumo per capita dos 10 países considerados no estudo	21
Figura 5. Intensidade Elétrica dos 10 países considerados no estudo	22
Figura 6. Intensidade das emissões de CO ₂ dos países considerados no estudo.....	23
Figura 7. Emissões de CO ₂ per capita dos países considerados no estudo.....	24
Figura 8. Participação % de renováveis incluindo a totalidade da hidroeletricidade em 2016.....	25
Figura 9. Participação % de renováveis excluindo hidro > 10MW	26
Figura 10. Perfil energético dos países	29
Figura 11. Investimentos em Energias Renováveis ao redor do mundo (2006-2016)	30
Figura 12. Empregos diretos e indiretos oferecidos pela indústria de energia renovável no mundo.....	31
Figura 13. Custo médio mundial de eletricidade gerada em usinas renováveis de larga escala, 2010 e 2017 (1).....	32
Figura 14. Evolução do custo médio dos preços em leilões para FV (jan2010-fev2017).....	33

Figura 15. Média do custo de instalação global de projetos de FV versus custo de instalação médio dos vencedores em leilões.....	34
Figura 16. Evolução dos preços médios dos leilões para energia eólica <i>onshore</i> (jan2010-fev2017).....	35
Figura 17. Modelo de FIT com preço fixo.....	40
Figura 18. Tipos de <i>feed-in premium</i> (FIP).....	42
Figura 19. Rede elétrica tradicional.....	48
Figura 20. Exemplo de rede elétrica inteligente.....	50
Figura 21. Fatores motivadores para a introdução de <i>smart grids</i>	50
Figura 22. Nível do impacto das redes inteligentes nos diferentes segmentos.....	51
Figura 23. Segmentos de aplicação das <i>smart grids</i>	52
Figura 24. Aplicação das tecnologias.....	54
Figura 25. Impacto do nível de irradiação na geração de uma planta solar FV.....	61
Figura 26. Exemplo da variabilidade das fontes renováveis e da complementaridade entre eólica e FV.....	63
Figura 27. Evolução dos preços de energia no mercado horário da Alemanha em 2017.....	67
Figura 28. Número de horas com preços de energia negativos ou igual a zero em países selecionados.....	68
Figura 29. Exemplo de complementaridade utilizando baterias.....	71
Figura 30. Capacidade de energia armazenada conectada à rede no mundo, por tecnologia (2016).....	73
Figura 31. Evolução da capacidade de armazenamento com baterias conectadas à rede (2006-2016).....	74
Figura 32. Exemplo de otimização da curva de carga utilizando GLD.....	75
Figura 33. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na África do Sul (2015).....	80
Figura 34. Capacidade instalada acumulada de ERNC na África do Sul.....	82
Figura 35 – Evolução das metas de participação de renováveis na geração de energia elétrica na África do Sul.....	84
Figura 36. Requerimentos de conteúdo local e participação alcançada na África do Sul.....	88
Figura 37. Evolução do custo médio das fontes energéticas nos Leilões REIPPPP entre 2011-2014.....	91
Figura 38. Divisão geográfica do sistema de transmissão por operador na Alemanha.....	96
Figura 39. Estrutura do setor elétrico na Alemanha.....	97
Figura 40. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Alemanha (2017).....	99
Figura 41. Capacidade Instalada acumulada de ERNC na Alemanha.....	102
Figura 42. Evolução das metas de participação de renováveis na geração de energia elétrica na Alemanha.....	104
Figura 43. Evolução do custo médio da fonte solar nos leilões entre 2015-2017.....	109
Figura 44. Evolução da tarifa residencial na Alemanha.....	110
Figura 45. Estrutura das instituições de energia no Chile.....	117
Figura 46. Participação de renováveis (% do total de energia primária): comparação do Chile com outros países da IEA.....	118
Figura 47. Matriz de geração no Chile.....	120
Figura 48. Participação % na matriz de geração de energia elétrica no Chile ano 2016.....	121
Figura 49. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW no Chile.....	122
Figura 50. Evolução das metas de participação de renováveis (incluindo toda a hidro geração).....	124
Figura 51. Evolução das metas de participação de renováveis (considera somente ERNC).....	124

Figura 52. Evolução das cotas obrigatórias de renováveis para empresas de geração (contratos antes de 01/07/13).....	128
Figura 53. Evolução das cotas obrigatórias de renováveis para empresas de geração (contratos após 01/07/13).....	128
Figura 54. Participação da geração ERNC no Chile e as cotas obrigatórias.....	129
Figura 55. Leilões de energia eólica e solar realizado no Chile no ano 2016.....	131
Figura 56. Diagrama esquemático Projeto SmartCity Santiago.....	134
Figura 57. Matriz de geração na China, 2016 e previsão 2040.....	142
Figura 58. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na China.....	147
Figura 59. Investimentos em geração na China, históricos e projetados até 2040.....	150
Figura 60. Projeção 'cenário base 2040' da participação da China nos investimentos globais.....	151
Figura 61. Leilões de energia solar realizado na China no ano 2016.....	152
Figura 62. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Dinamarca.....	159
Figura 63. <i>Green jobs</i> na indústria dinamarquesa.....	159
Figura 64. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na Dinamarca.....	161
Figura 65. Evolução das metas de participação de renováveis na geração de elétrica da Dinamarca.....	162
Figura 66. Leilões de energia eólica e solar realizados na Dinamarca no ano 2016.....	165
Figura 67. Líder europeu em projetos de redes inteligentes.....	166
Figura 68. Projeto PowerLab na ilha de Bornholms.....	170
Figura 69. Mercado elétrico espanhol.....	174
Figura 70. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Espanha (2016).....	177
Figura 71. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na Espanha.....	179
Figura 72. Evolução da capacidade instalada de CSP na Espanha.....	179
Figura 73. Participação % da Capacidade instalada na Espanha.....	180
Figura 74. Participação % de fontes renováveis na geração na Espanha.....	181
Figura 75. Participação % de todas as fontes de geração na Espanha.....	182
Figura 76. Evolução das metas traçadas pela Espanha.....	186
Figura 77. Projeto Smart City Málaga.....	190
Figura 78. Operadores do sistema elétrico nos EUA.....	196
Figura 79. Participação % na matriz de geração de energia elétrica nos EUA (2016).....	198
Figura 80. Capacidade Instalada acumulada de ERNC nos EUA.....	199
Figura 81. Emissões (MtCO ₂) relacionadas a energia dos estados comprometidos com o Acordo de Paris.....	201
Figura 82. Participação de renováveis no consumo elétrico do governo federal dos EUA.....	202
Figura 83. Progresso das fontes renováveis de energia elétrica na Califórnia.....	203
Figura 84. Compromissos e metas de expansão da geração de energias renováveis nos EUA.....	205
Figura 85. Geração a partir de fontes renováveis entre 1983 e 2017.....	206
Figura 86. Evolução do custo médio da fonte solar nos leilões entre 2015-2017.....	209
Figura 87. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Índia (2015).....	215
Figura 88. Capacidade Instalada acumulada de ERNC na Índia.....	216
Figura 89. Progresso das fontes renováveis de energia elétrica na Índia.....	218
Figura 90. Capacidade contratada e evolução dos custos na Índia entre 2010 e 2017.....	224

Figura 91. Projetos de Redes Inteligentes na Índia	226
Figura 92. Estrutura do setor elétrico na Itália.....	231
Figura 93. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Itália (2016).....	232
Figura 94. Capacidade Instalada acumulada de ERNC na Itália	234
Figura 95. Progresso das fontes renováveis de energia elétrica na Itália	236
Figura 96. Evolução do custo para usinas FV de larga escala entre 2010 e 2017	242
Figura 97. Esquema de geração/consumo do setor elétrico no México antes e depois da reforma elétrica	247
Figura 98. Participação % na matriz de geração de energia elétrica no México ano 2016.....	249
Figura 99. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW no México	251
Figura 100. Metas definidas pelo México na <i>Estrategia de Transición</i>	252
Figura 101. Evolução das metas de renováveis definidas pelo México.....	252
Figura 102. Leilões de energia eólica e solar realizados no México no ano 2016.....	254
Figura 103. Integrantes do Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligente	256

1 - INTRODUÇÃO

O projeto “Fortalecimento do controle externo na área ambiental”, executado pela GIZ por encargo do BMZ, tem como objetivo permitir que o Tribunal de Contas da União (TCU) e outras Entidades Fiscalizadoras Superiores (EFS) da OLACEFS cumpram efetivamente sua missão institucional de aprimorar a administração pública. Implementado por TCU e OLACEFS, o projeto atua em três campos de ação: 1) fortalecimento dos processos de fiscalização; 2) fortalecimento dos mecanismos de cooperação entre as EFS membros da OLACEFS e melhoria de seus serviços; e 3) fortalecimento da comunicação interna, externa e com as partes interessadas, no âmbito do TCU e de outras EFS membros da OLACEFS.

2 - OBJETIVOS

O “Relatório *Benchmarking* internacional” tem o objetivo de mapear e sistematizar documentos com metodologias comparáveis, bem como consolidar informações acerca de:

- Organização institucional do setor elétrico vigente nos países indicados;
- Estratégia adotada para inserção das fontes de energia elétrica renovável (em especial eólica, solar, biomassa, maré) na matriz de geração dos países indicados;
- Ações adotadas ao longo dos anos, principais dificuldades e soluções que possibilitaram a expansão de fontes renováveis nos países indicados, observando-se os seguintes parâmetros: evolução do mercado nacional; políticas de subsídios e demais políticas públicas aplicáveis, soluções regulatórias adotadas, desafios operacionais para inserção das fontes de energia renováveis na matriz, evolução e comparação dos preços da energia, diversificação do parque industrial, evolução das tecnologias utilizadas, impactos sobre a segurança energética, entre outros;
- *Status quo* das fontes de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (em especial eólica, solar, biomassa, maré) nos países indicados, especificando qual o panorama atual dos seguintes parâmetros: potencial das diversas fontes de geração; matriz energética atual, extensão do mercado nacional e internacional, políticas de subsídios e demais políticas públicas aplicáveis, soluções regulatórias adotadas, desafios operacionais remanescentes, preço da energia das diferentes fontes, parque industrial, tecnologias utilizadas, entre outros;
- Evolução e estágio atual, se pertinente, da implementação de *smart grids* nos países indicados.

3 - CONTEXTUALIZAÇÃO

Este relatório identifica boas práticas e lições de 10 (dez) países selecionados (África do Sul, Alemanha, Chile, China, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Índia, Itália e México) relacionadas à expansão da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. É importante ressaltar que, em todas as variáveis analisadas neste capítulo, o Brasil será incluído, de forma a viabilizar uma comparação permanente com os 10 países.

Neste capítulo, será realizada uma caracterização dos países em análise, incluindo: aspectos socioeconômicos, perfil energético, consumo per capita, emissões, entre outras variáveis. Especial atenção será dada à presença de fontes renováveis nesses países, aos investimentos realizados e às mais relevantes políticas públicas aplicadas neles.

3.1 ENERGIA RENOVÁVEL E O MUNDO

A seguir, na Tabela 1 e na Figura 1, é possível observar que, conforme dados mundiais, até 2016 a geração de energia no mundo tem origem em fontes predominantemente não renováveis. De fato, somente 24,5% da energia elétrica produzida provém de fontes renováveis, sendo que a maior parte é de hidroeletricidade.

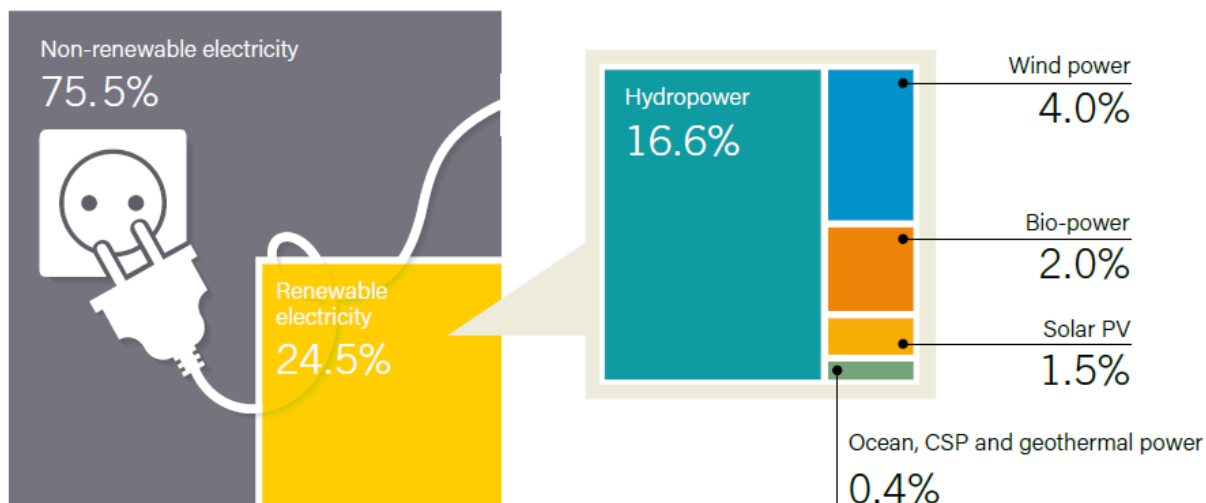
É importante ressaltar que este relatório diferencia a hidroeletricidade conforme a capacidade instalada da planta, sendo que as pequenas hidrelétricas (<10 MW) fazem parte de um subgrupo denominado ERNC (Energias Renováveis Não Convencionais). As hidrelétricas com capacidade acima de 10 MW estão classificadas como energias renováveis tradicionais. De qualquer maneira, tanto na Tabela 1, quanto na Figura 1, está incluída a totalidade da geração hidrelétrica, independentemente do tamanho das plantas.

Tabela 1. Participação das Energias Renováveis no mundo na produção de energia (2016)

Fonte	Participação %
Energia Não Renovável	75,50%
Energia Renovável	24,50%
Hidrelétrica	16,60%
Eólica	4%
Bioenergia	2%
Solar FV	1,50%
Geotérmica, CSP, maremotriz	0,40%

Fonte: (REN21, 2017)

Figura 1. Participação da Energia Renovável na produção mundial de eletricidade



Fonte: (REN21, 2017)

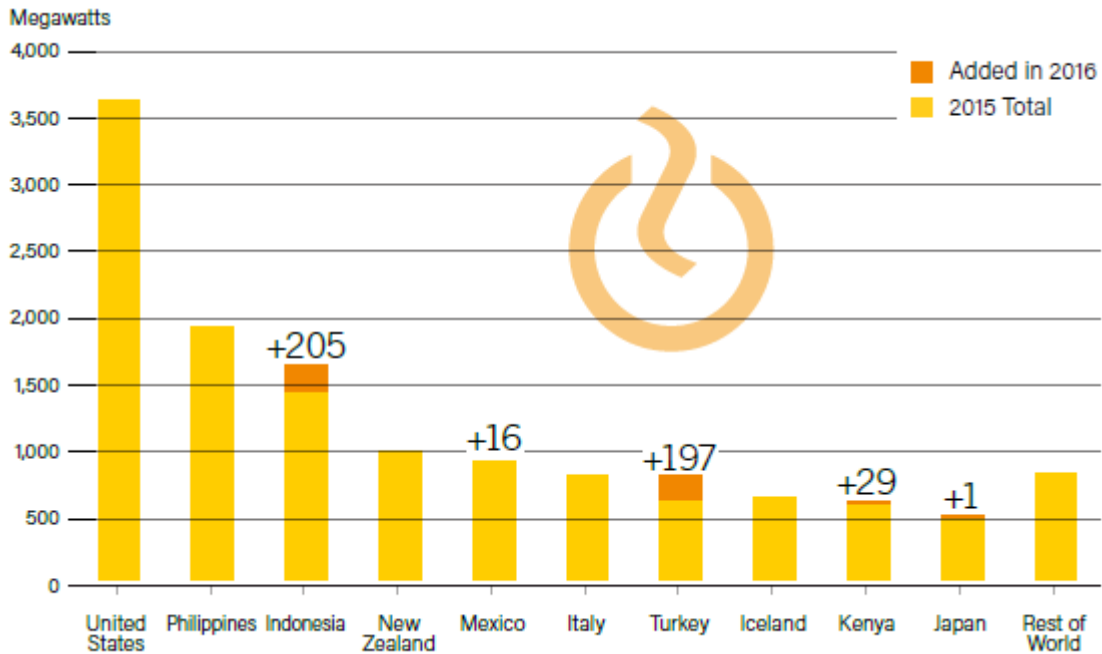
Devido à pequena participação das fontes geotérmica e maremotriz na produção mundial de eletricidade (vide Figura 1) e sua maturidade em relação as fontes solar, eólica e biomassa, este relatório apresenta uma breve contextualização destas fontes neste capítulo e aprofunda as avaliações em relação as tecnologias mais maduras nos capítulos dedicados a cada país avaliado.

3.1.1 Energia geotérmica no mundo

As usinas geotérmicas podem fornecer tanto eletricidade, quanto energia térmica para serviços de aquecimento e arrefecimento, por exemplo. Mundialmente, a produção entre as duas formas de utilização fica praticamente igual, 50% utilizado para gerar eletricidade, e 50% utilizado diretamente como energia térmica.

Estima-se que uma capacidade instalada de 0,4 GW de novos geradores de energia elétrica a partir de fontes geotérmicas entrou em operação em 2016, elevando o total global a 13,5 GW, o que corresponde a uma geração de eletricidade anual de 157 TWh (REN21, 2017). Conforme apresentado na Figura 2, os Estados Unidos (EUA) possuem a maior capacidade instalada de usinas geotérmicas do mundo, enquanto a Itália ocupa a 6ª posição. O México, único entre os países analisados neste relatório a instalar novas usinas em 2016, ocupa a 5ª posição.

Figura 2. Capacidade Instalada Geotérmica e incremento nos Top 10 países em 2016



Fonte: (REN21, 2017)

Os dois principais obstáculos para a expansão da energia geotérmica no mundo têm sido de natureza geográfica e financeira. A maior barreira atual ao avanço geotérmico é o acesso a capital para exploração de superfície e perfuração. Além disso, são necessárias regulamentações governamentais mais transparentes, que evitem retardos, fornecendo um ambiente estável para desenvolvedores e investidores (Keating, 2017). A limitação geográfica ocorre devido ao fato de que a energia geotérmica só é gerada onde existe atividade vulcânica intensa, excluindo a possibilidade de utilização desta fonte em países como o Brasil (Goldemberg, 2017).

3.1.2 Energia maremotriz no mundo

A Energia maremotriz ou oceânica refere-se a qualquer energia aproveitada do oceano por meio de ondas oceânicas, maré (subida e descida), correntes de marés, correntes oceânicas (permanentes), gradientes de temperatura e gradientes de salinidade. Poucas usinas comerciais de energia maremotriz foram construídas até hoje. Dos aproximadamente 536 MW de capacidade operacional no final de 2016, mais de 90% são de duas instalações de barragem de maré: a usina

de 254 MW de Sihwa, na República da Coreia (concluída em 2011), e a usina de energia de La Rance de 240 MW, construída em 1966 na França (IRENA, 2017a).

Diversos projetos-pilotos e de demonstração foram implantados em 2016 em todo o mundo, incluindo Espanha, Suécia, Estados Unidos, República da Coreia e China. O Brasil possui a primeira usina de ondas da América Latina, localizada na área do porto de Pecém, no Ceará. Com 100 kW de potência instalada e construída com tecnologia nacional, já gera energia em modo experimental e deve estar pronta para funcionamento até 2020. Estima-se que o custo do projeto seja de R\$ 18 milhões (Greenpeace, 2016).

A Espanha teve seu primeiro conversor de energia de ondas flutuantes conectado à rede na Plataforma de Energia Marinha de Biscay (BiMEP), na forma de um protótipo de 30 kW (Technalia, 2016). O país abriga também a usina multiturbinas Mutriku, a primeira dessas instalações no mundo. A usina está em operação desde 2011 e gera eletricidade ao aproveitar o ar comprimido movido a ondas (coluna de água oscilante, OWC).

No Havaí, EUA, o dispositivo Bolt Lifesaver, foi implantado para testes de um ano no Centro de Testes de Energia das Ondas da Marinha dos EUA (WETS). O experimento foi concluído em março de 2017, e a unidade produziu energia de forma contínua durante seis meses (Fred. Olsen & Co., 2017). No mesmo centro (WETS), também é testado em rede o dispositivo de energia de onda de meia-escala Azura de 20 kW.

Em 2016, na Província de Zhejiang, na China, a eletricidade começou a fluir das duas primeiras turbinas de um projeto de demonstração de energia de ondas de 3,4 MW e sete turbinas (People's Daily, 2016). A China também instalou um dispositivo de conversão de energia térmica oceânica de 10 kW (OTEC). A OTEC usa a diferença de temperatura entre águas superficiais mais frias e mais quentes para produzir energia. No início de 2017, o país lançou seu 13º Plano Quinquenal de Energia Oceânica, que pretende atingir 50 MW de capacidade instalada até 2020 (REN21, 2017). O plano também prevê instalações de teste e demonstração e um foco de pesquisa na conversão de energia das marés, das ondas e térmicas.

O apoio à redução de riscos de projetos por parte dos governos pode vir na forma de financiamento direto à pesquisa e também através do estabelecimento e operação de centros de testes de energia oceânica. Em 2016, o Departamento de Energia dos EUA (DoE) concedeu US\$ 40 milhões ao Centro de Energia Renovável Marinha do Noroeste, no estado de Oregon, para construir uma instalação em larga escala conectada à rede com o objetivo de testar tecnologias de energia das ondas em águas abertas. Para a ocasião, o DoE observou que a energia tecnicamente recuperável das ondas do país possui o potencial aproximado de 1.000 TWh por ano, o que representa cerca de um quarto da geração líquida dos EUA em 2016 (DoE, 2016).

O México também concluiu os preparativos para o Centro Mexicano de Inovação em Energia Oceânica (CEMIE-Ocean), que se propõe a fomentar a colaboração entre a academia e a indústria para o avanço da ciência e tecnologias de energia maremotriz. Ao sul, o Centro de Pesquisa e Inovação de Energia Marinha do Chile (MERIC) iniciou seu trabalho para estabelecer uma fundação para o desenvolvimento de energia oceânica no país. O centro foi lançado em 2015 com orçamento de US\$ 20 milhões para os primeiros oito anos de operação. A pesquisa inicial concentrou-se na avaliação de recursos, permitindo a estruturação legal relacionada a concessões marítimas, bioincrustação e corrosão marinha (REN21, 2017).

A grande barreira para a disseminação da tecnologia maremotriz reside na incerteza sobre os impactos ambientais causados. Para a instalação deste tipo de usina, é necessária a realização de estudos que analisem os impactos causados aos ecossistemas e habitats marinhos, além de propostas para minimizar suas externalidades negativas. Alguns impactos estão relacionados à instalação de cabos de transmissão submarinos; outros, a processos de erosão e deposição de sedimentos no litoral durante a construção de usinas (Greenpeace, 2016). Além disso, a construção de barragens para aproveitar a energia das marés pode causar alterações na turbidez e nos padrões de fluxo da água e resultar em mudanças significativas em habitats e populações de peixes e aves.

Mesmo superando as barreiras relacionadas aos estudos de impacto ambiental e à mitigação de suas externalidades negativas, a participação significativa desta tecnologia na matriz elétrica brasileira ainda deve demorar algumas décadas. Em exercício realizado no relatório “[R]evolução Energética” (Greenpeace, 2016), estimou-se que apenas em 2030 a tecnologia maremotriz passaria a figurar entre as grandes fontes de eletricidade no Brasil, sendo responsável pela geração de cerca de 3 TWh/ano, no melhor dos cenários para esta tecnologia.

3.2 CARACTERIZAÇÃO SÓCIO ECONÔMICA DOS PAÍSES ANALISADOS

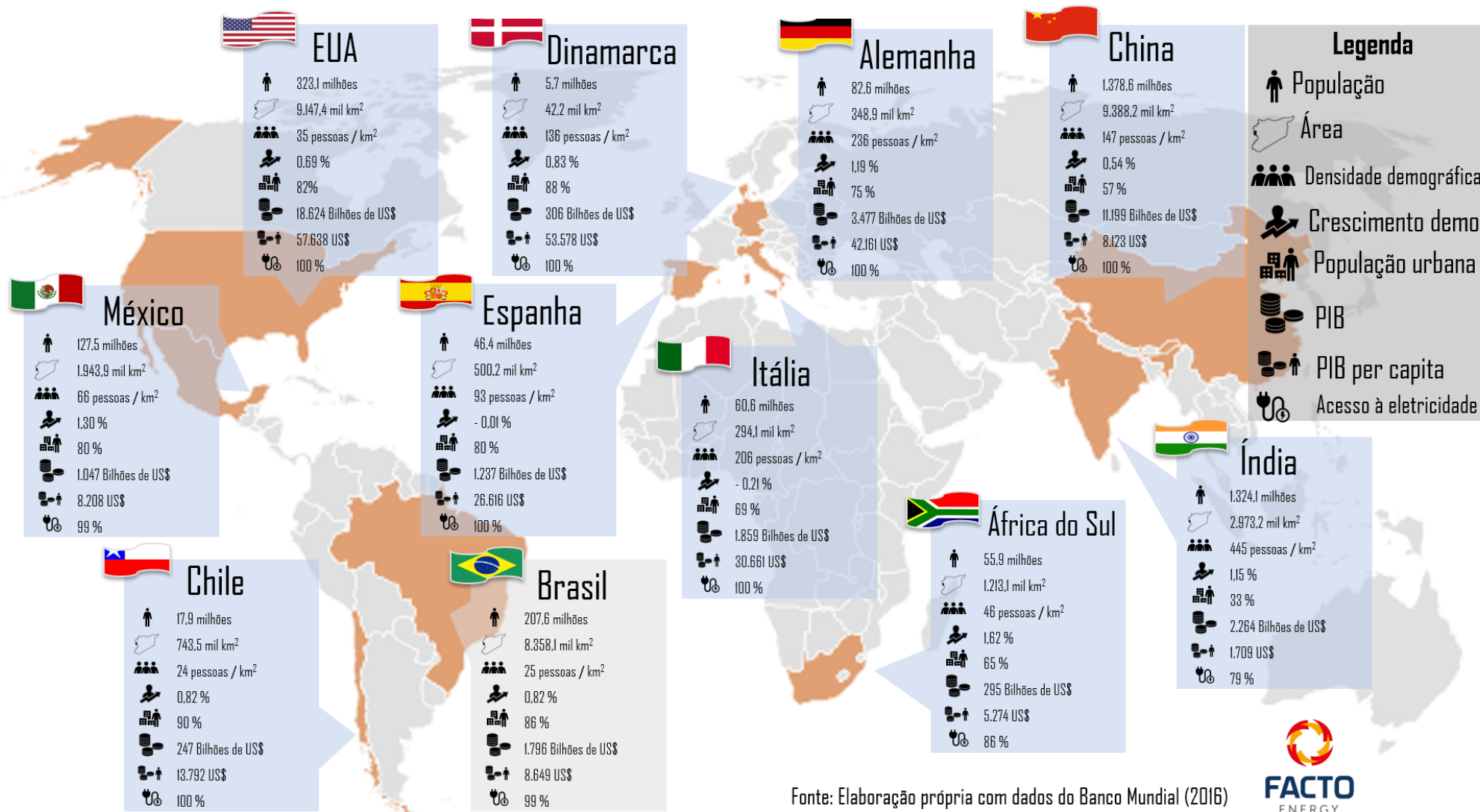
Entre os países selecionados para esta análise, a variedade socioeconômica é enorme. Características demográficas, geográficas, de riqueza produzida (PIB) e de acesso à eletricidade influenciam o ritmo de expansão das fontes renováveis de energia e devem ser levadas em consideração durante todo o estudo de *Benchmarking*. A Figura 3 apresenta todas estas características para os países analisados e para o Brasil.

O ritmo de crescimento demográfico entre os países analisados também varia bastante. O crescimento populacional e indicadores econômicos como o PIB são fatores que pressionam a demanda energética do país. Enquanto alguns países apresentam crescimento populacional acelerado, como Índia, México e África do Sul, outros registraram estagnação ou até decréscimo

da população, como Itália e Espanha, com redução entre 2015 e 2016 de 0,21% e 0,01%, respectivamente.

Enquanto muitos países desenvolvidos, que usualmente possuem 100% da população com acesso à eletricidade, buscam uma matriz energética mais limpa, impulsionados pelos compromissos internacionais assumidos em relação a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE), alguns países em desenvolvimento procuram, nas tecnologias renováveis, uma forma de aumentar o acesso à energia elétrica. É o caso de África do Sul e Índia, onde, respectivamente, 14% e 21% da população ainda não tem acesso à eletricidade.

Figura 3. Caracterização socioeconômica dos países analisados



Fonte: Elaboração própria com dados do Banco Mundial (2016)

3.3 PERFIL ENERGÉTICO DOS PAÍSES ANALISADOS

Com o intuito de definir um perfil para cada um dos países avaliados, foram calculados quatro indicadores: Consumo per capita dos países; Intensidade Elétrica; Intensidade das Emissões de CO₂; e Emissões de CO₂ per capita.

Para complementar o perfil energético de cada país, foram avaliados também a participação atual das fontes renováveis e a atratividade destes para investimentos em renováveis. A Figura 10 apresenta de forma consolidada o perfil de cada país analisado.

3.3.1 Consumo per capita dos países

O consumo per capita de eletricidade é calculado a partir da produção total de energia anual e da população do país, conforme apresentado na Tabela 2. O cálculo evidencia um resultado esperado: quanto mais rico o país, maior o consumo de eletricidade por habitante.

Tabela 2. Consumo per capita

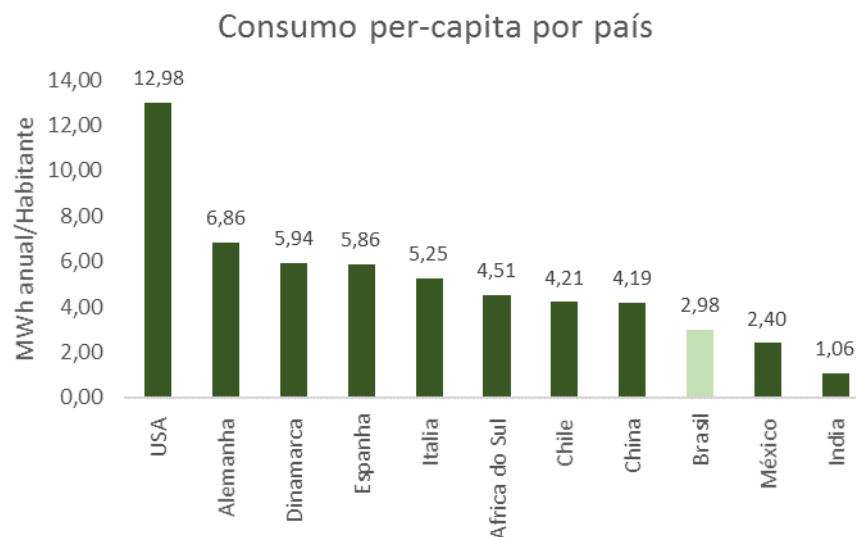
País	Produção de Energia Elétrica MWh	População (3)	Consumo per-capita anual
EUA (1)	4.182.076.902	322.179.605	12,98
Alemanha (1)	561.593.889	81.914.672	6,86
Dinamarca (1)	33.941.863	5.711.870	5,94
Espanha (1)	271.748.011	46.347.576	5,86
Itália (1)	311.816.514	59.429.938	5,25
África do Sul (2)	249.655.000	56.015.473	4,46
Chile (1)	75.480.357	17.909.754	4,21
China (2)	5.859.958.000	1.397.028.553	4,19
Brasil	619.700.000	207.700.000	2,98
México (1)	305.589.345	127.540.423	2,40
Índia (2)	1.383.004.000	1.309.053.980	1,06

(1) Fonte: <https://www.iea.org/statistics/monthlystatistics/monthlyelectricitystatistics/> e

(2) Fonte: <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/>

(3) Fonte: <http://www.worldometers.info/world-population>

Figura 4. Consumo per capita dos 10 países considerados no estudo



Fonte: Elaboração própria com dados da IEA (2015 e 2016) e do worldometers (2015/16)

3.3.2 Intensidade Energética dos países

O segundo indicador é a intensidade energética, que, a rigor, para este caso, poderia ser batizada como intensidade de energia elétrica, visto que não utiliza a totalidade da energia consumida no país (como é de praxe no cálculo desse indicador) — usa somente a produção de energia elétrica.

O conceito deste indicador se refere a quanta energia elétrica é utilizada para gerar “uma unidade de riqueza” ou, neste caso, para gerar US\$ 1. Ou seja, trata-se de uma medida de eficiência: quanto menor a barra da Figura 5, mais eficiente é o país. Pode-se observar que os países europeus são os mais eficientes e a África do Sul tem o maior gasto de energia elétrica para gerar US\$ 1.

Tabela 3. Produção de Energia, PIB e Intensidade Elétrica (2016)

País	Produção de Energia Elétrica GWh	PIB (em milhões de US Dollars)	Intensidade Elétrica (kWh/US Dollar)
Dinamarca (1)	33.942	306.900	0,11
Alemanha (1)	561.594	3.477.796	0,16
Itália (1)	311.817	1.858.913	0,17
Espanha (1)	271.748	1.237.255	0,22
EUA (1)	4.182.077	18.624.475	0,22
México (1)	305.589	1.046.923	0,29

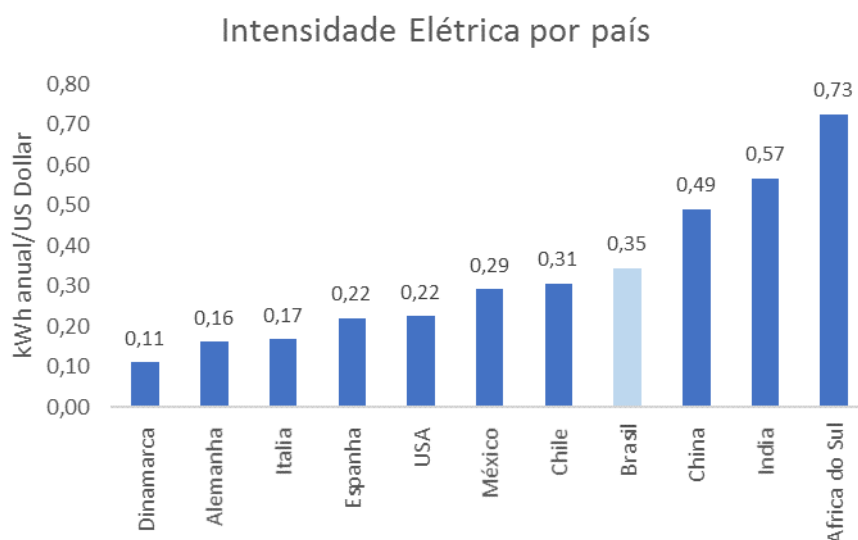
País	Produção de Energia Elétrica GWh	PIB (em milhões de US Dollars)	Intensidade Elétrica (kWh/US Dollar)
Chile (1)	75.480	247.028	0,31
Brasil (1)	619.700	1.796.187	0,35
China (2)	5.859.958	11.938.000	0,49
Índia (2)	1.383.004	2.439.000	0,57
África do Sul (2)	249.655	344.000	0,73

(1) Fonte: <https://www.iea.org/statistics/monthlystatistics/monthlyelectricitystatistics/> e

<https://datacatalog.worldbank.org/dataset/gdp-ranking>.

(2) Fonte: <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/> e <http://world-gdp-ranking-2015-data-and-charts>

Figura 5. Intensidade Elétrica dos 10 países considerados no estudo



Fonte: Elaboração própria com dados do World Bank (2015 e 2016) e da IEA (2015 e 2016)

3.3.3 Intensidade das Emissões de CO₂

O terceiro indicador utilizado é a intensidade das emissões de CO₂ de cada país em relação ao seu produto interno bruto.

O conceito deste indicador é similar ao anterior, ou seja, trata-se também de uma medida de eficiência, visto que avalia a quantidade de emissões de CO₂ que um país necessita para gerar “uma unidade de riqueza”, neste caso, para gerar US\$ 1. Quanto menor a barra da Figura 6, mais eficiente é o país. Pode-se observar que os países europeus são os mais eficientes e a África do Sul tem o pior desempenho. Constata-se também que o Brasil obtém bom resultado.

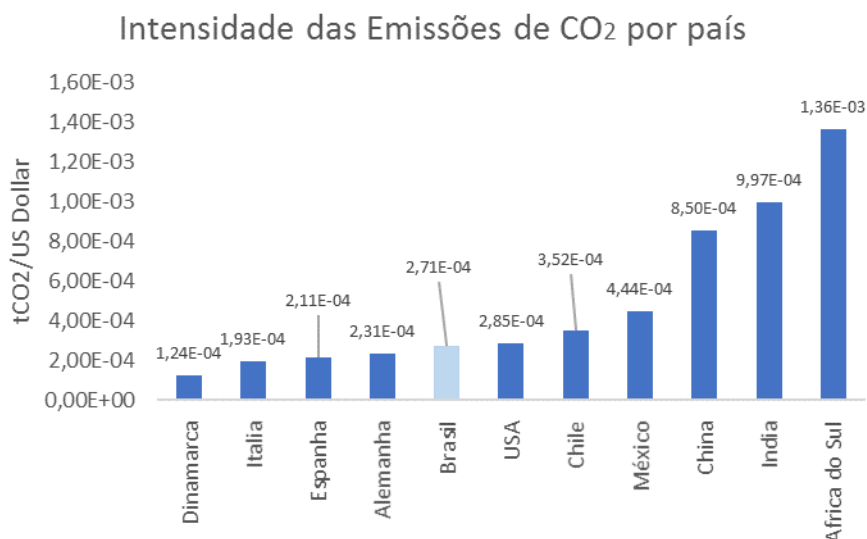
Tabela 4. Intensidade das emissões

Pais	Total de Emissões (MtCO ₂ /ano) (1)	PIB (em milhões de US Dollars)	Intensidade das Emissões (tCO ₂ /US dollar)
Dinamarca	38	306.900	0,00012
Itália	359	1.858.913	0,00019
Espanha	261	1.237.255	0,00021
Alemanha	802	3.477.796	0,00023
Brasil	487	1.796.187	0,00027
EUA	5.312	18.624.475	0,00029
Chile	87	247.028	0,00035
México	465	1.046.923	0,00044
China	10.151	11.938.000	0,00085
Índia	2.431	2.439.000	0,00100
África do Sul	468	344.000	0,00136

(1) Fonte: <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>

Fonte Elaboração própria

Figura 6. Intensidade das emissões de CO₂ dos países considerados no estudo



Fonte: Elaboração própria com dados do World Bank (2015 e 2016) e da IEA (2015 e 2016)

3.3.4 Emissões de CO₂ per capita

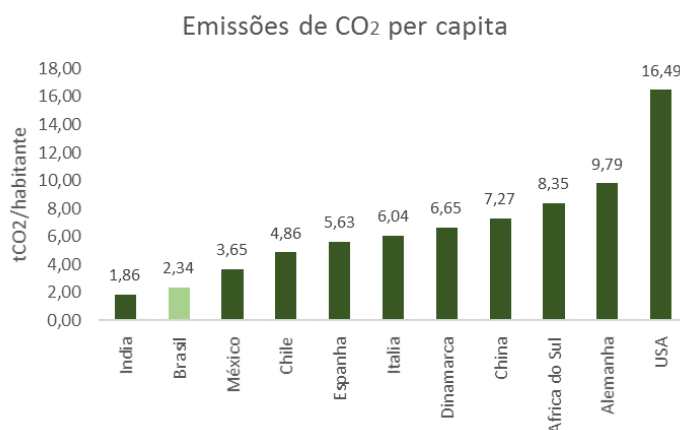
A emissão per capita de CO₂ foi calculada a partir do total de emissões do país e de sua população. O resultado, que pode ser observado na Figura 7, é similar ao do consumo de eletricidade por habitante. Destaque para a China, que é de longe o maior emissor absoluto de CO₂ do planeta, e para o Brasil, que tem baixa emissão per capita.

Tabela 5. Emissões de CO₂ per capita

País	Total de Emissões (MtCO ₂ /ano)	População (1)	Emissões per capita (tCO ₂ /habitante)
Índia	2.431	1.309.053.980	1,86
Brasil	487	207.700.000	2,34
México	465	127.540.423	3,65
Chile	87	17.909.754	4,86
Espanha	261	46.347.576	5,63
Itália	359	59.429.938	6,04
Dinamarca	38	5.711.870	6,65
China	10.151	1.397.028.553	7,27
África do Sul	468	56.015.473	8,35
Alemanha	802	81.914.672	9,79
EUA	5.312	322.179.605	16,49

(1) Fonte: <http://www.worldometers.info/world-population>

Figura 7. Emissões de CO₂ per capita dos países considerados no estudo

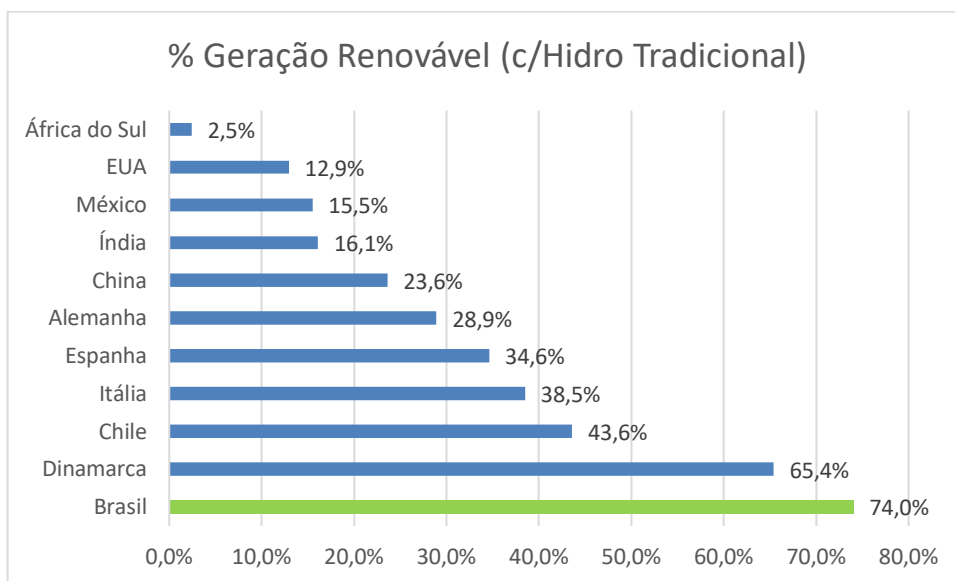


Fonte: Elaboração própria com dados do World Bank (2015 e 2016) e worldometers (2015/16)

3.3.5 Penetração das Energias Renováveis nos países analisados

Nesta seção será feita uma avaliação de quanto renovável é a matriz de geração de energia elétrica dos países analisados. Quando incluídas todas as hidrelétricas (Figura 8), independentemente de seu tamanho, o Brasil tem a maior participação de renováveis, como era de se esperar. O país é seguido de perto pela Dinamarca, que tem uma capacidade de geração eólica muito relevante.

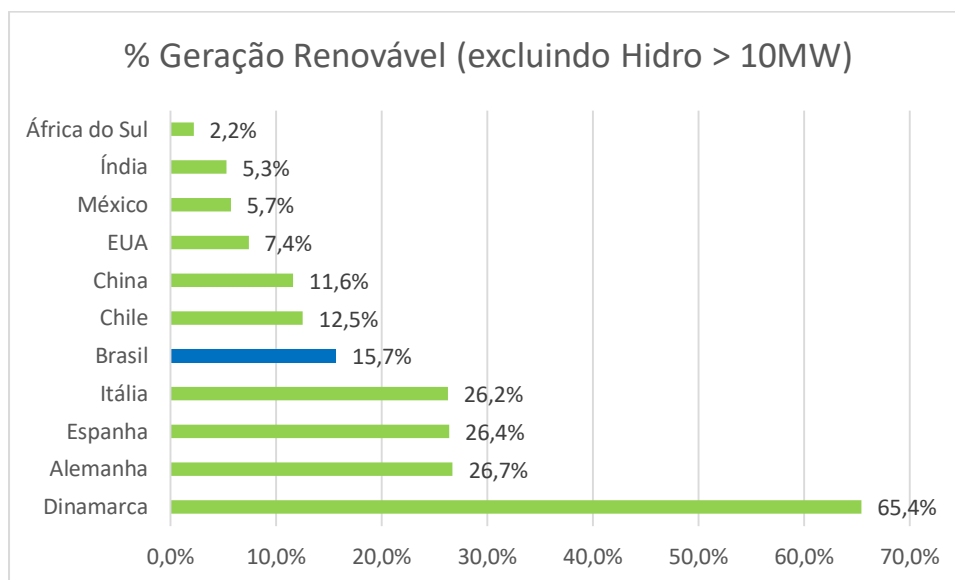
Figura 8. Participação % de renováveis incluindo a totalidade da hidroeletricidade em 2016



Fonte: (BP, 2018) (IRENA, 2018)

A Figura 9 exibe o resultado de análise semelhante, mas que exclui as plantas de hidroeletricidade acima de 10 MW. O Brasil, por ter uma matriz com base em grandes hidrelétricas, passa de 74% para 15,7%. Similar situação se observa com o Chile. Já a Dinamarca mantém sua posição, visto que não possui grandes hidrelétricas. Neste quesito, a Alemanha apresenta uma situação parecida com a dinamarquesa.

Figura 9. Participação % de renováveis excluindo hidro > 10MW



Fonte: (BP, 2018) (IRENA, 2018)

Ao observar as tabelas Tabela 6, Tabela 7, Tabela 8 e Tabela 9, a seguir, é possível notar o incremento da capacidade instalada das tecnologias FV, Eólica, CSP e Bioenergia para cada país. Alguns pontos de destaque são: crescimento relativo, entre 2015 e 2016, de 44% da tecnologia Fotovoltaica (FV) na China (mais de 34 GW), 62% no Chile (1.027 MW) e 55% no México (216 MW). Fica em evidência a escala dos empreendimentos na China, que, em termos absolutos, superou em mais de três vezes a capacidade FV adicionada pelos EUA.

Tabela 6. Capacidade de geração FV Instalada até 2015 e adicionada em 2016, em MW

Tecnologia	País	2015	2016	Adicionada 2016	% Adicionada 2016
Fotovoltaica	África do Sul	1.039	1.549	510	33%
	China	43.538	77.788	34.250	44%
	Índia	5.271	9.658	4.388	45%
	Dinamarca	782	790	8	1%
	Alemanha	39.786	40.986	1.200	3%
	Itália	18.892	19.245	353	2%
	Espanha	4.856	4.871	15	0%
	México	173	389	216	55%
	EUA	21.684	32.954	11.270	34%
	Brasil	23	23	0	0%
	Chile	639	1.666	1.027	62%

Fonte: (IRENA, 2018)

Em relação à energia eólica *onshore*, avanços importantes foram dados por China, Estados Unidos, Alemanha e Índia, em valores absolutos, e por Chile, África do Sul e Brasil, em termos relativos. Em relação à eólica *offshore*, importantes projetos entraram em operação na Alemanha e na China.

Tabela 7. Capacidade de geração eólica instalada até 2015 e adicionada em 2016, em MW

Tecnologia	País	2015	2016	Adicionada em 2016	% Adicionada 2016
Energia Eólica <i>Onshore</i>	África do Sul	1.079	1.473	394	27%
	China	129.079	147.503	18.424	12%
	Índia	25.088	28.875	3.787	13%
	Dinamarca	3.805	3.971	166	4%
	Alemanha	41.735	45.639	3.904	9%
	Itália	9.137	9.257	120	1%
	Espanha	22.938	22.987	49	0%
	México	3.271	3.735	464	12%
	EUA	72.573	81.282	8.709	11%
	Brasil	8.726	10.740	2.014	19%
	Chile	907	1.298	391	30%
Energia Eólica <i>Offshore</i>	África do Sul				
	China	559	1.480	921	62%
	Índia				
	Dinamarca	1.271	1.271		0%
	Alemanha	2.935	4.108	1.173	29%
	Itália				
	Espanha	5	5		0%
	México				
	EUA	-	29	29	100%
	Brasil				
	Chile				

Fonte: (IRENA, 2018)

Em relação à tecnologia heliotérmica (*Concentrated Solar Power – CSP*), em 2016, um único projeto entrou em operação na África do Sul.

Tabela 8. Capacidade de geração CSP instalada até 2015 e adicionada em 2016, em MW

Tecnologia	País	2015	2016	Adicionada em 2016	% Adicionada 2016
	África do Sul	150	200	50	25%
	China	14	14	-	0%

Tecnologia	Pais	2015	2016	Adicionada em 2016	% Adicionada 2016
CSP (Concentrated Solar Power)	Índia	229	229	-	0%
	Dinamarca			-	
	Alemanha	2	2	-	0%
	Itália	6	6	-	0%
	Espanha	2.300	2.300	-	0%
	México			-	
	EUA	1.758	1.758	-	0%
	Brasil			-	
	Chile			-	

Fonte: (IRENA, 2018)

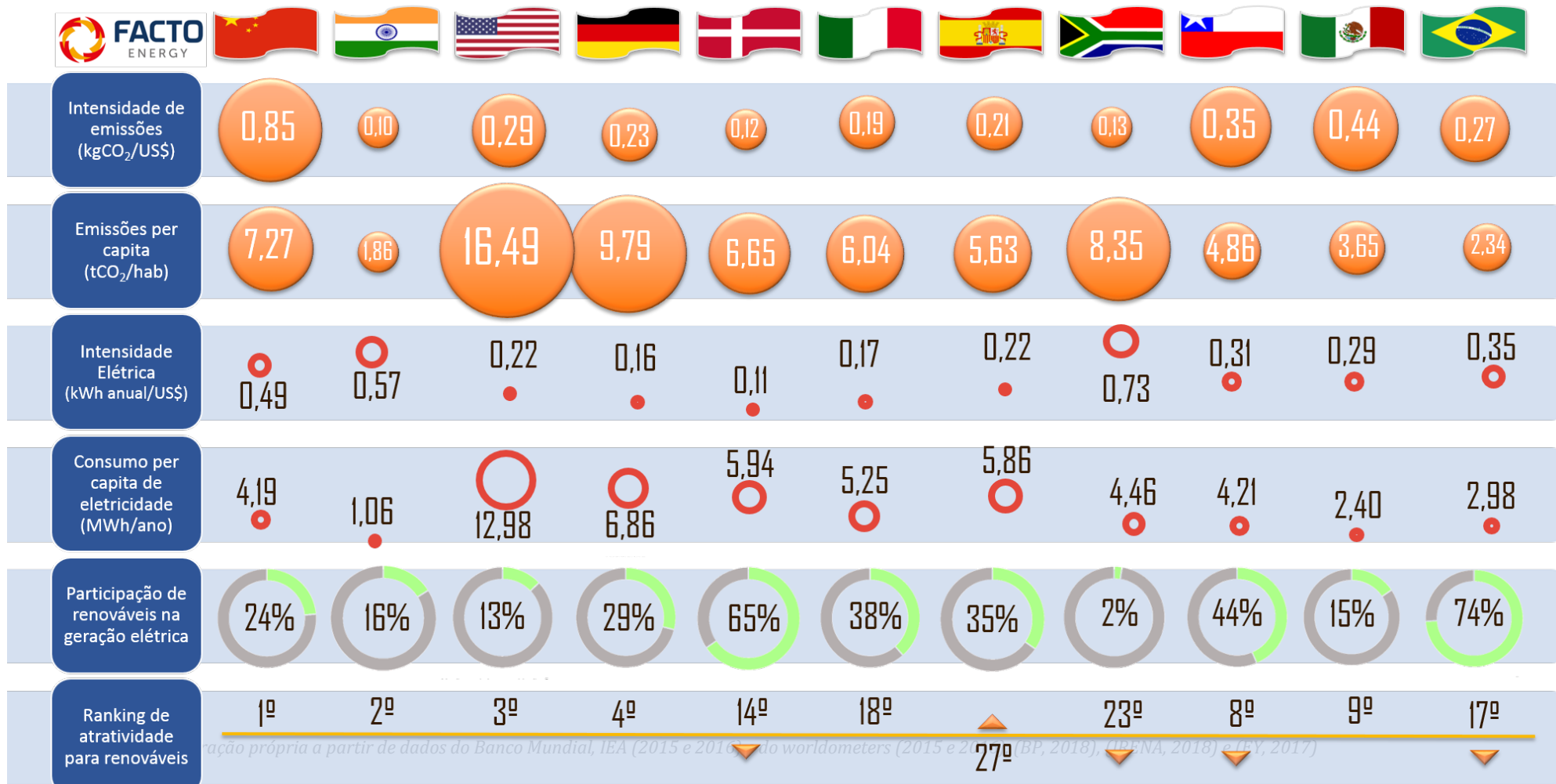
E finalmente, ainda em 2016, importantes projetos de bioenergia entraram em operação na Índia, na China e no Brasil.

Tabela 9. Capacidade de geração de Bioenergia instalada até 2015 e adicionada em 2016, em MW

Tecnologia	Pais	2015	2016	Adicionada em 2016	% Adicionada 2016
Bioenergia	África do Sul	144	144	-	0%
	China	10.318	12.140	1.822	15%
	Índia	5.605	9.185	3.580	39%
	Dinamarca	1.241	1.284	43	3%
	Alemanha	8.071	8.201	130	2%
	Itália	3.367	3.418	51	1%
	Espanha	1.018	1.018	-	0%
	México	734	907	173	19%
	EUA	12.461	12.458	2	0%
	Brasil	13.311	14.179	868	6%
	Chile	466	466	-	0%

Fonte: (IRENA, 2018)

Figura 10. Perfil energético dos países



3.4 INVESTIMENTOS REALIZADOS EM RENOVÁVEIS NO MUNDO

Ao observar o cenário internacional, é importante dimensionar os investimentos que estão sendo realizados e entender em quais tecnologias eles são alocados. Esta variável pode indicar como a matriz energética pode evoluir no longo prazo.

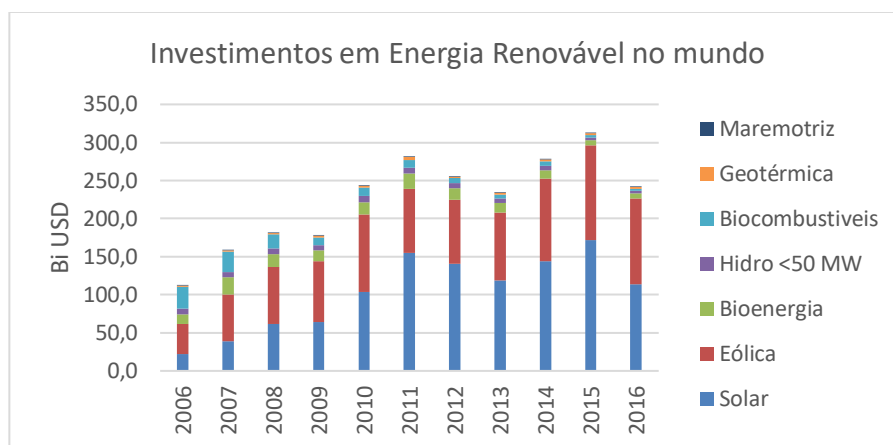
Conforme esperado, a geração solar e eólica concentra a maior parte dos investimentos, seguidos de longe pelos projetos em bioenergia e hidroeletricidade (<50 MW). Na Figura 11, observa-se uma variação do total de investimentos ao longo dos anos. Cabe ressaltar que os investimentos globais são afetados por mudanças macroeconômicas, políticas, regulatórias e tecnológicas, que podem variar de país para país e de um ano para outro.

Tabela 10. Evolução dos investimentos em Energias Renováveis (bilhões de US\$)

Investimentos por tecnologia	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Solar	21,9	38,9	61,3	64,0	103,6	154,9	140,6	119,1	143,9	171,7	113,7
Eólica	39,7	61,1	74,8	79,7	101,6	84,2	84,4	89,0	108,5	124,2	112,5
Bioenergia	12,8	23,0	17,5	15,0	16,6	19,9	14,9	12,4	10,8	6,7	6,8
Hidro <50 MW	7,5	6,4	7,6	6,2	8,1	7,5	6,4	5,6	6,4	3,5	3,5
Biocombustíveis	28,6	27,4	18,4	10,2	10,5	10,6	7,2	5,2	5,3	3,5	2,2
Geotérmica	1,4	1,7	1,7	2,8	2,9	3,9	1,6	2,9	2,9	2,3	2,7
Maremotriz	0,8	0,8	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2
Total Novos Investimentos	112,7	159,3	181,4	178,3	243,6	281,2	255,5	234,4	278,2	312,2	241,6

Fonte: (IRENA, 2018)

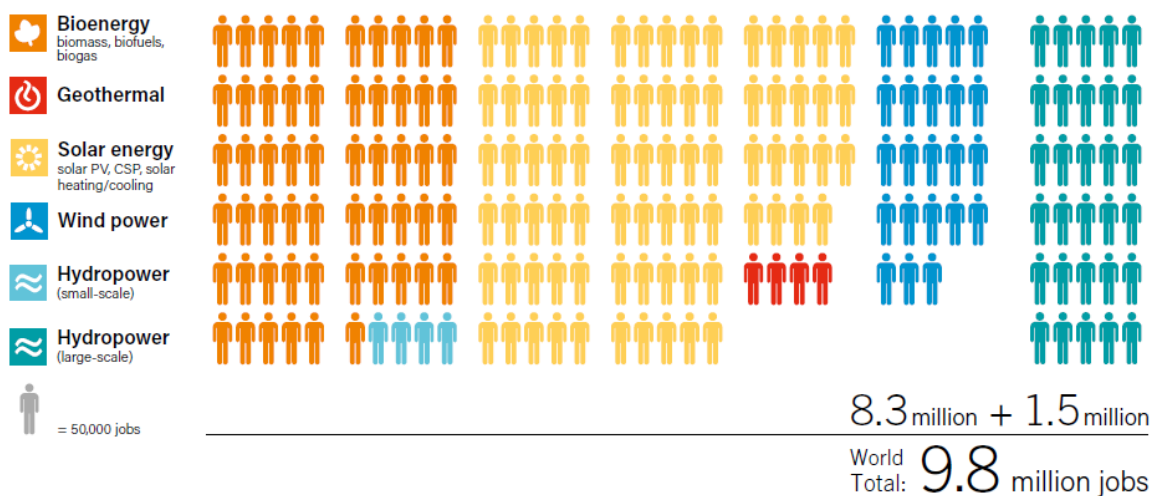
Figura 11. Investimentos em Energias Renováveis ao redor do mundo (2006-2016)



Fonte: (REN21, 2017)

Como complemento às informações sobre os investimentos, a Figura 12 apresentada a quantidade de empregos diretos e indiretos oferecidos pela indústria de renováveis no mundo. No Brasil, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), são gerados 15 empregos para cada MW de capacidade instalada. A Dinamarca informou que 10% de todos os empregos no setor industrial são classificados como *Green Jobs* (Copenhagen Capacity, 2018).

Figura 12. Empregos diretos e indiretos oferecidos pela indústria de energia renovável no mundo



Fonte: (REN21, 2017)

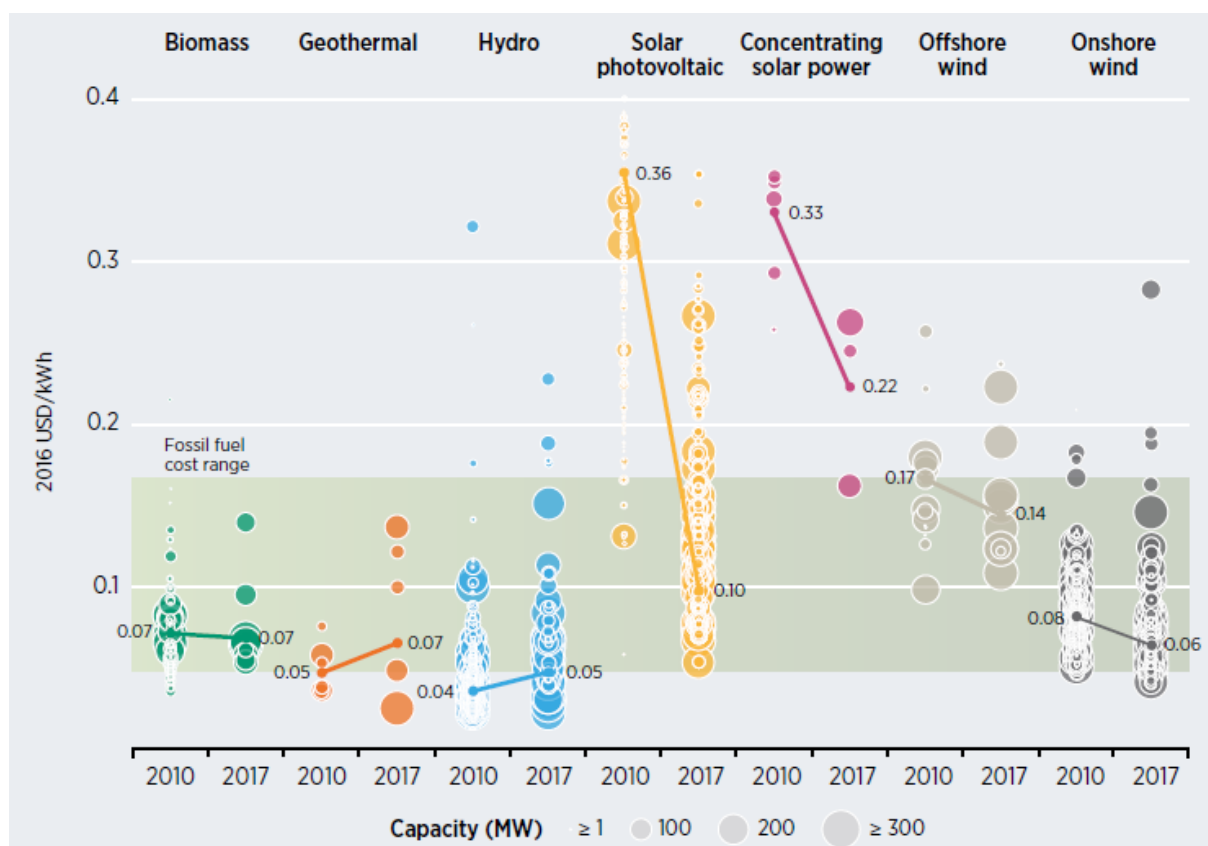
Desde 2014, a Ernest Young elabora o ranking de atratividade do mercado para investimentos em energia renovável. O *Renewable Energy Country Attractiveness Index* (EY, 2017) de outubro de 2017 avaliou os fatores que impulsionam a atratividade do mercado em um mundo onde a energia renovável vem ultrapassando a dependência de subsídios. Os pilares do índice, portanto, colocam maior ênfase em fundamentos como estabilidade política, entrega de projetos (incluindo a disponibilidade de capital) e diversidade de recursos naturais — fatores que se tornarão cada vez mais diferenciadores à medida que os mercados se movam em direção à paridade tarifária da rede e que motivações “artificiais”, como metas governamentais, se tornem menos críticas. A classificação dos países analisados é apresentada na última linha da Figura 10, assim como a variação da posição em relação ao último ranking, de maio de 2017.

3.5 EVOLUÇÃO DOS CUSTOS NO MUNDO

O principal motivador da redução dos custos da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia (*Levelized Cost of Electricity* — LCOE) é, sem dúvida, a redução dos custos de tecnologia. Uma vez que os recursos utilizados pelas tecnologias renováveis ainda não são

cobrados como mercadoria, assim como acontece com os combustíveis fósseis, o custo da geração das renováveis é composto, em sua maior parte, pelo custo de comissionamento da usina, e não pelo custo da compra de combustíveis durante sua operação. A Figura 13 mostra que, com exceção das tecnologias hidráulica e geotérmica, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis vem se tornando cada vez mais competitiva.

Figura 13. Custo médio mundial de eletricidade gerada em usinas renováveis de larga escala, 2010 e 2017 (1)



(1) No gráfico acima, são analisados os projetos dos anos 2010 e 2017. O tamanho das circunferências reflete o tamanho do empreendimento segundo a capacidade instalada, e a localização da circunferência indica o custo de energia em US\$/MWh. Para cada um dos anos (2010 e 2017) é calculado o preço médio ponderado da energia. A reta aponta a tendência dos preços do ano 2010 até o ano 2017.

Fonte: (IRENA, 2018)

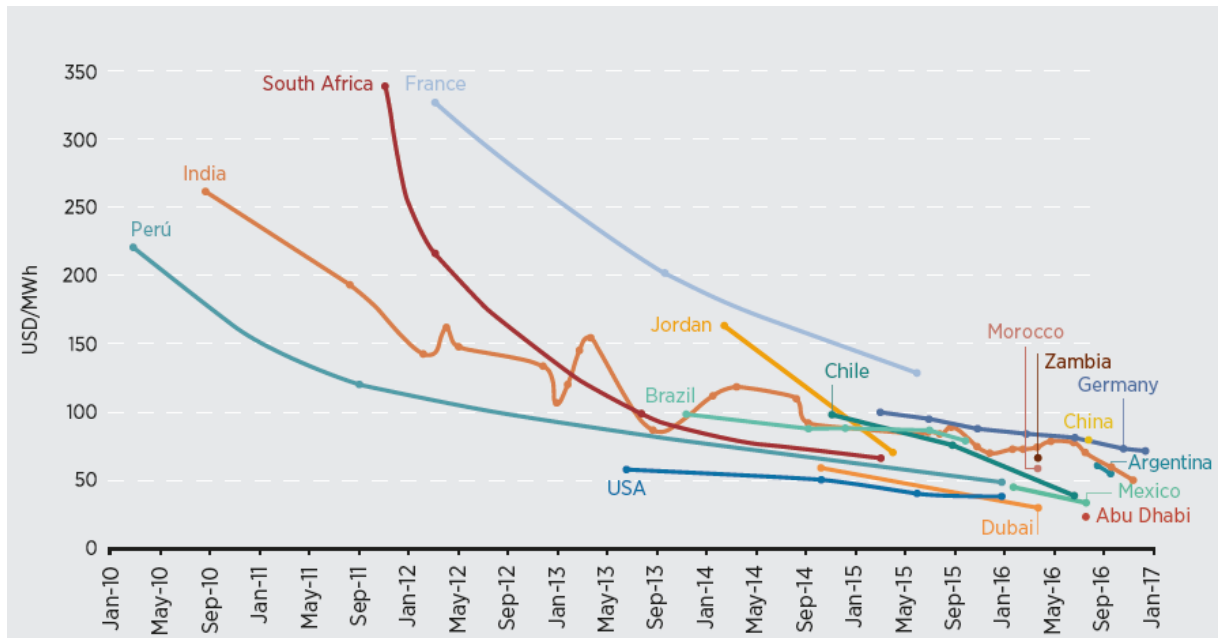
A redução dos custos das tecnologias fica evidente também na análise por país. Além de impulsionada pela curva de aprendizagem e escala de produção de cada tecnologia, a redução dos custos resulta da competitividade entre empreendimentos, principalmente, em decorrência de mecanismos como os leilões de energia.

Os leilões ganharam popularidade em diferentes países e diferentes contextos devido à sua flexibilidade no *design*, ao aumento de certeza que trazem em relação aos preços e quantidades,

ao grau de compromisso e transparência que eles criam e, o mais importante, ao seu potencial para, por meio da concorrência, aproximar preços aos custos reais.

Como tendência geral, os preços para a energia solar e energia eólica têm diminuído em anos recentes. Em 2010, a energia solar foi contratada a um preço médio global de quase 250 US\$/MWh, em comparação com o preço médio de 50 US\$/MWh em 2016 (ver Figura 14). Os preços da tecnologia eólica também caíram, embora em ritmo mais lento — a tecnologia já estava mais madura em 2010. O preço médio em 2016 foi de 40 US\$/MWh, abaixo de 80 US\$/MWh em 2010.

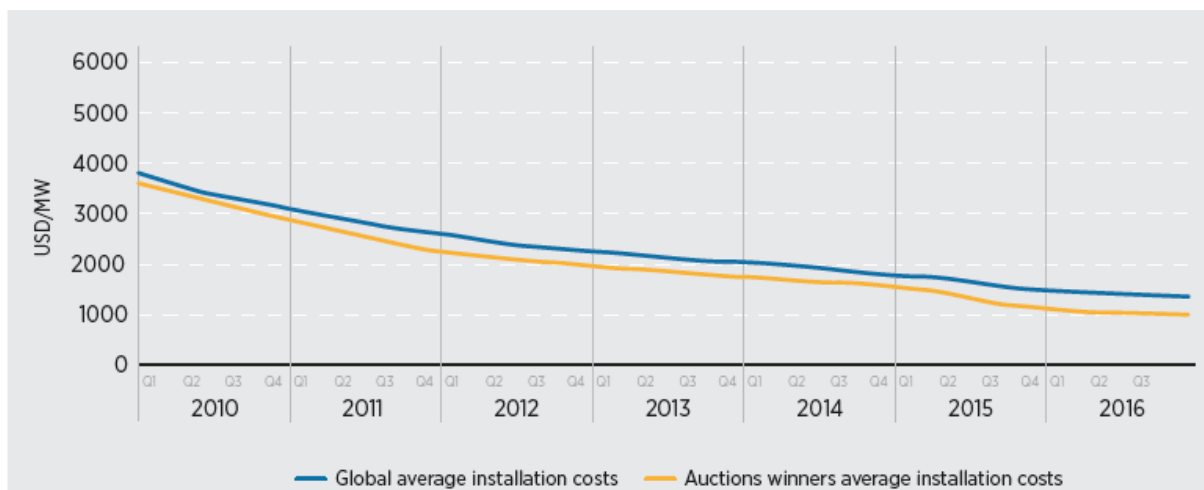
Figura 14. Evolução do custo médio dos preços em leilões para FV (jan2010-fev2017)



Fonte: (IRENA, 2017d)

A queda do custo da tecnologia levou os tomadores de decisão e criadores de políticas públicas em todo o mundo a considerar os leilões em busca de preço de mercado das energias renováveis, evitando lucros extraordinários para desenvolvedores. De fato, os dados mostram que a competição no mercado viabilizada num leilão pode reduzir o preço dos projetos de energia renovável de forma mais eficiente do que outros mecanismos de suporte.

Figura 15. Média do custo de instalação global de projetos de FV versus custo de instalação médio dos vencedores em leilões

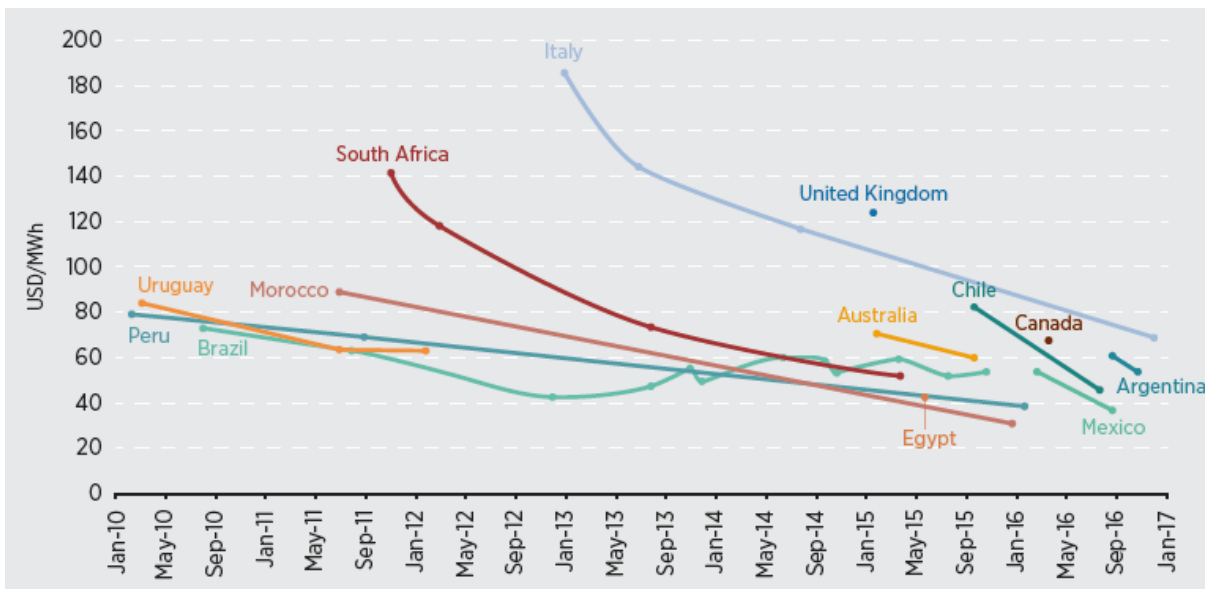


Fonte: (IRENA, 2017d)

Os preços de energia eólica caíram recentemente em muitos países. A Figura 16 mostra uma convergência para um valor aproximado a 40 US\$/MWh em 2016, incluindo resultados abaixo desse patamar no México, Marrocos e Peru. Estimulados pela alta competição, crescente confiança dos investidores, desenvolvimento da indústria local e baixos custos de financiamento em alguns países, os resultados recentes dos leilões indicam queda média de preço de 45% no Chile (10 meses de intervalo), 33% no México (6 meses de intervalo) e 10% na Argentina (2 meses de intervalo) — foram considerados os dois últimos leilões.

O gráfico também mostra grandes disparidades entre os países antes da recente convergência, o que revela, em alguns casos, quedas acentuadas nos preços entre as rodadas. No Chile, na Itália e na África do Sul, os preços começaram mais altos do que na maioria dos demais países, mas caíram acentuadamente do primeiro para o segundo leilão, reduzindo a desproporção. A queda de preços pode ser atribuída ao aumento da experiência, para os licitantes e para os países organizadores (efeito curva de aprendizagem), e ao fato de que alguns custos incorridos na primeira rodada não se repetem nas rodadas posteriores, porque os licitantes podem usar os mesmos estudos de viabilidade, avaliações de recursos, etc. Mudanças no *design* do leilão além de particularidades dos locais dos projetos no México, também causaram impacto nos preços.

Figura 16. Evolução dos preços médios dos leilões para energia eólica *onshore* (jan2010-fev2017)



Fonte: (IRENA, 2017d)

3.6 ANÁLISE DAS POLÍTICAS PÚBLICAS IMPLEMENTADAS

3.6.1 Políticas sobre emissões

A seguir, na Tabela 11, é apresentado um resumo das políticas sobre emissões praticadas nos países analisados.

Tabela 11. Carbon Pricing Policies, 2016

Política	País
Mercado Regional para Comercialização de Emissões (União Europeia)	Alemanha, Itália e Espanha.
Mercado Regional para Comercialização de Emissões (União Europeia) + Taxação de carbono (nacional)	Dinamarca
Mercado Nacional para Comercialização de Emissões	China

Política	País
Taxação de carbono (nacional)	Chile, México, e África do Sul.
Mercado Estadual para Comercialização de Emissões	Califórnia

Fonte: (REN21, 2017)

3.6.2 Políticas de Suporte a Energias Renováveis

Desde 2016, todos os países analisados apoiaram diretamente o desenvolvimento e a implantação de tecnologias de energia renovável através de determinadas políticas, conforme apresentado na Tabela 12. As instituições governamentais responsáveis de cada país continuam a implementar políticas para atrair investimentos, impulsionar a implantação tecnológica, fomentar a inovação e encorajar maior flexibilidade na infraestrutura de energia. As políticas têm como objetivo a disseminação de tecnologias inovadoras, como o armazenamento de energia e *smart grids*.

Em todos os países analisados existe uma ampla gama de políticas que fornecem apoio direto ou indireto às energias renováveis, visando ao desenvolvimento econômico, a proteção ambiental e a segurança energética. Os avanços tecnológicos, a queda dos custos e a crescente penetração de energias renováveis nestes países também exigiram o aprimoramento das políticas, a fim de estimular a implantação e a integração das renováveis da forma mais eficaz possível.

Até o final de 2016, quando foi realizada a 22ª Conferência das Partes (COP22) em Marraquexe, no Marrocos, mais de 100 países já haviam aderido oficialmente ao Acordo de Paris, formalizando seus compromissos com o desenvolvimento sustentável, muitas vezes através da descarbonização do setor de energia (REN21, 2017). Entre eles, estão Chile, China, África do Sul, Índia e Brasil. Essas nações apresentaram contribuições para a redução de emissões dos gases de efeito estufa, seguindo o que cada governo considera viável a partir do cenário social e econômico local.

Na União Europeia (UE), a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, em inglês) abrange a participação de todos os Estados-Membros. Desta forma, não vincula metas específicas de redução de emissões de GEE ou de participação de renováveis na matriz energética para cada integrante do bloco. Para alcançar a meta estabelecida na NDC, a UE conta com uma série de leis e regulamentos internos. A legislação relativa à partilha de esforços, por exemplo, estabelece metas

anuais vinculativas para as emissões de GEE para os Estados-Membros nos períodos de 2013-2020 e 2021-2030¹.

Para apresentar as contribuições individuais em relação à participação de renováveis na matriz energética da Europa, todos os países da UE adotaram planos de ação nacionais para energia renovável. Esses planos incluem metas setoriais para eletricidade, aquecimento e resfriamento, e transporte; medidas políticas planejadas; a combinação de diferentes tecnologias de energias renováveis que eles esperam empregar; e o uso planejado de mecanismos de cooperação. Cabe destacar que as metas de redução de emissões de GEE são mandatórias para os Estados-Membros. No entanto, as metas de participação de renováveis, estabelecidas em seus planos individuais, são apenas indicações das contribuições propostas, como evidenciado em comunicado da Comissão Europeia de 22 de janeiro de 2014:

“Um objetivo de redução dos gases com efeito de estufa de 40% deve, por si só, encorajar uma cota mais elevada de energias renováveis na UE de, pelo menos, 27%. Por este motivo, a Comissão propõe que este seja o objetivo para a cota de energias renováveis consumidas na UE. Embora vinculativo para a UE, este objetivo não o seria para os Estados-Membros a título individual, mas seria cumprido no âmbito de compromissos claros a decidir pelos próprios Estados-Membros, guiados pela necessidade de cumprir coletivamente o objetivo a nível da UE e que seriam baseados na redução que cada Estado-Membro deve alcançar em 2020 em relação aos seus objetivos atuais.” [Comissão Europeia, COM(2014)15 final]

O Conselho Europeu espera que este objetivo impulse o investimento contínuo em energias renováveis nas nações da UE, o que significa, por exemplo, que a cota de energias renováveis no setor da eletricidade aumentaria dos atuais 21% para, pelo menos, 45% em 2030.

Os planos nacionais de Alemanha, Espanha, Dinamarca e Itália estão alinhados tanto ao chamado acordo (20-20-20)² — que tem entre suas metas alcançar até 2020 uma participação de 20% de fontes renováveis no consumo bruto final de energia da União Europeia —, quanto à meta de 27% de participação de renováveis em 2030, estabelecida pelo Quadro Político para o Clima e a Energia no Período de 2020 a 2030³.

¹ As metas foram descritas no documento COM(2016) 482 final, de 20 de julho de 2016, relativo às reduções anuais obrigatórias das emissões de gases com efeito de estufa pelos Estados-Membros entre 2021 e 2030 para uma União da Energia resiliente e para cumprir os compromissos assumidos no âmbito do Acordo de Paris e que altera o Regulamento (UE) n.º 525/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à criação de um mecanismo de monitorização e de comunicação de informações sobre emissões de gases com efeito de estufa e de outras informações relevantes no que se refere às alterações climáticas.

² Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril 2009, sobre a promoção da utilização de energia a partir de fontes renováveis.

³ COM(2014) 15 final, de 22 de janeiro de 2014 — Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030.

Conforme apresentado na Tabela 12, os mecanismos de incentivo podem ser agrupados em Políticas Regulatórias e Incentivos Fiscais e Financeiros. As principais políticas regulatórias para o setor elétrico são o *feed-in tariff* (FIT), as Cotas Obrigatórias para Energia Renovável, o Sistema de Compensação (*Net Metering*) e os Leilões de Energia.

Mundialmente, a FIT continua a ser a forma mais proeminente de apoio à política regulatória para a promoção de energia renovável. No entanto, países em todo o mundo (especialmente na Europa e Ásia) começaram a se afastar dessas políticas. Principalmente quando se trata de apoio à implantação de projetos em larga escala, onde esse mecanismo é frequentemente substituído por aquisições baseadas em leilão. A China, por exemplo, reduziu o valor das taxas em até 19% para o FIT solar, mas manteve a FIT para geração distribuída inalterada (REN21, 2017). Considerando esta tendência mundial, este relatório detalha o mecanismo leilão no item 3.6.3.

Além das políticas regulatórias, vários países forneceram fundos públicos, através de empréstimos subsidiados ou incentivos fiscais, para impulsionar o investimento na implantação de energia renovável. No início de 2016, a Índia lançou um subsídio sobre o capital investido de 30% para instalações fotovoltaicas solares em telhados, apoiado em US\$ 750 milhões (50 bilhões de rupias indianas) para financiar um novo programa (REN21, 2017).

Tabela 12. Mecanismos de Suporte a Energias Renováveis nos países analisados

País	Metas de Energia Renovável	Energia Renovável na INDC ou NDC	Políticas Regulatórias							Incentivos Fiscais e Financiamentos Públicos			
			Feed-in tariff (FIT)/ premium (FIP)	Cota obrigatória para energias renováveis	Net metering	Obrigações em transporte de passageiros e carga	Obrigações para aquecimento	Certificados de Energias Renováveis (CER)	Leilões	Investimentos e créditos fiscais para produção	Redução de tributação em vendas de energia e outras taxas	Pagamento pela produção de energia	Investimentos públicos, empréstimos subsidiados, outorgas, capital subsidiado, ou descontos
Chile	X	X		X	X			X	H	R ⁶	X		X
Dinamarca	X		R		X	R		X	H	X	X		X ⁶
Alemanha	X		R			X	X	X	H	X	X		R ⁶
Itália	X		X		X	X	X	O	X	X	X		R ⁶
Espanha ³	X					X	X	X	H	X		X	X ⁶
USA ⁴	R*		X*	R*	R*	R	X*	X*		R ⁶	X		R ⁶
Brasil	X	X			R	X	X*		R	X	X		X
China	R	X	R	X		X*	X		H	X	X	X	X
México	R				X	N			H	X			X
África do Sul	R	X		X		X	X		H ⁶		X		X
Índia	R	X	R*	X	X*	R	X*	X	H	X	X	X	R ⁶

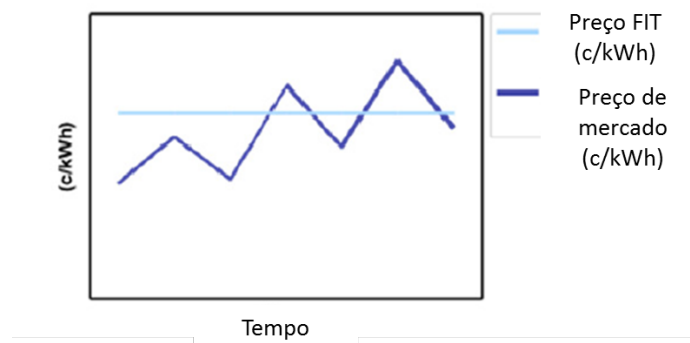
X - Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* - Existe a nível regional (mas não nacional); N - Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R - Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O - Removida; R* - Revisada a nível regional; H - Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 1 - A Espanha removeu o apoio do FIT para novos projetos em 2012. Os incentivos para projetos que se qualificaram anteriormente para o suporte do FIT continuam sendo revisados. 4 - As metas estaduais nos EUA incluem políticas de RPS. 6 - Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Renewables 2017 Global Status Report (REN21, 2017)

3.6.3 Feed-in Tariff (FIT)

No mecanismo de *feed-in tariff*, os geradores de grande porte ou *prosumers* (consumidores que geram sua própria energia) firmam contratos de longo prazo (geralmente de 10 a 25 anos) com as distribuidoras para remuneração da eletricidade gerada e exportada para a rede. A tarifa de remuneração pela oferta de eletricidade (*feed-in tariff*) pode ser fixa ou projetada para diminuir à medida que a tecnologia amadurece. Conforme representado na Figura 17, a FIT protege investidores da volatilidade do mercado spot de eletricidade, diminuindo os riscos. Os *prosumers* pagam o preço de varejo pela eletricidade que consomem da rede.

Figura 17. Modelo de FIT com preço fixo



Fonte: Adaptado de (Couture, Cory, Kreycik, & Williams, 2010).

Na maioria dos países que utilizam este mecanismo, o nível de FIT é determinado atualmente com base em um cálculo do custo nivelado de eletricidade (LCOE) produzido a partir de fontes renováveis de energia. Isso permite que o investidor recupere os diferentes custos (capital, O&M, combustível, financiamento) enquanto auferir um retorno sobre seu investimento que depende dos custos de financiamento assumidos. Em alguns casos, a FIT também é calculada com base nos custos evitados para o sistema de eletricidade ou para a sociedade, incluindo externalidades ambientais, por exemplo. Outra opção para determinar o nível de FIT é por meio de leilão.

Uma das principais vantagens da FIT consiste em sua natureza relativamente simples de política de incentivo às fontes renováveis de energia (FRE). Há possibilidade de ela ser combinada com elementos de concepção específicos (em particular, diferenciação tarifária) que permitem um ajuste fino do apoio e da realização de diferentes objetivos políticos (por exemplo, inovação, proteção climática, desenvolvimento regional, etc.). Para os investidores e instituições financeiras, a existência da FIT, combinada com contratos de longo prazo garantidos pelo governo, fornece

transparência, previsibilidade, segurança e, portanto, contribui para reduzir os riscos de investimento e os custos de financiamento.

Geralmente, a FIT também contribui para o desenvolvimento mais contínuo e estável do mercado de FRE. O mecanismo fornece incentivo para maximizar a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, pois ela é baseada na produção. Em muitos países, a *feed-in tariff* provou sua capacidade de estimular o desenvolvimento rápido e em grande escala do mercado de FRE, assim como o avanço tecnológico para energias renováveis menos maduras e a participação de pequenos e médios produtores de eletricidade gerada a partir de fontes renováveis.

O principal desafio da FIT tem sido a definição de níveis de remuneração, que não podem ser baixos demais a ponto de afastar investimentos, nem altos demais para evitar uma supercompensação (“lucros extraordinários”). Tal definição deve visar ao desenvolvimento de mercado, que promova a queda de custos pelo ganho de escala da tecnologia e a redução de problemas técnicos com o sistema elétrico através da curva de aprendizado. Portanto, é necessário bom conhecimento e monitoramento dos custos reais dos projetos de fontes renováveis. Em muitos casos, a FIT não foi estabelecida nos níveis certos devido ao problema de assimetria de informação entre o setor público e privado e à influência política durante sua determinação.

3.6.4 *Feed-in Premium* (FIP)

O mecanismo de *feed-in premium* (FIP) consiste em contratos de longo prazo que são projetados para reduzir a exposição de curto prazo do mercado a níveis elevados de renováveis intermitentes conectados à rede. O pagamento pela eletricidade disponibilizada depende dos atuais preços no mercado spot (atacadista) e, por isso, incentiva as exportações para a rede quando necessário e o autoconsumo durante períodos de alta oferta.

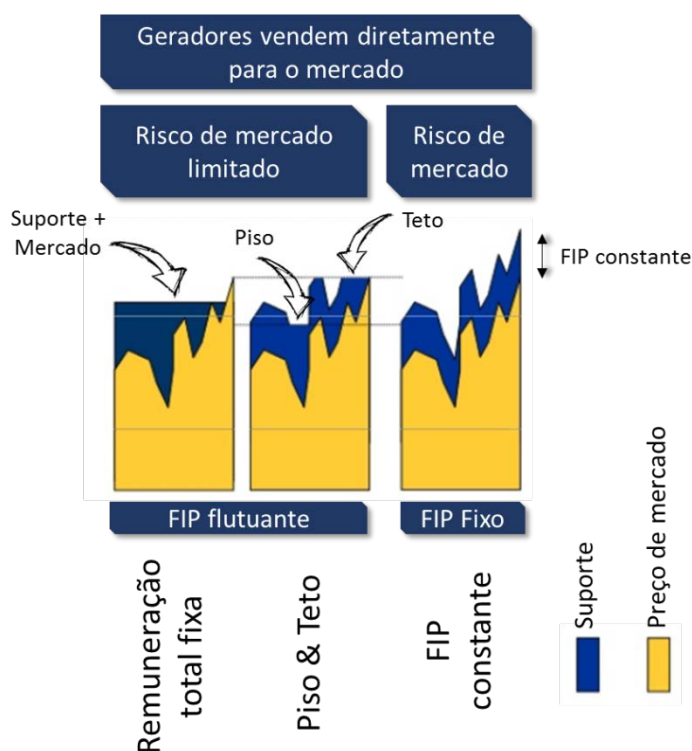
No mercado spot, onde geralmente a eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia (FRE) é vendida, os geradores recebem um prêmio/bônus sobre o preço de mercado de sua produção. Conforme apresentado na Figura 18, o FIP pode ser fixo/constante (a um nível fixo independente dos preços de mercado) ou flutuante (com níveis variáveis dependendo da evolução dos preços de mercado). O mecanismo flutuante pode ser usado, por exemplo, para reduzir a diferença entre o preço atacadista e a tarifa FIT (GfK Belgium consortium, 2017).

O FIP constante tem formato mais simples. Ainda assim, existe risco de sobrecompensação, no caso de preços de mercado elevados, ou de subcompensação, se estiverem baixos. A segurança fornecida pelas fontes de energia renovável contra a volatilidade e/ou aumento de preços dos

combustíveis fósseis é perdida sob mecanismos de FIP constantes, porque os níveis totais de pagamento aumentam em conjunto com os preços da eletricidade. Isso remove um benefício importante da geração de energia renovável e não aproveita o valor de estabilização da taxa que um portfólio diversificado de geração renovável de preço fixo pode oferecer (Couture, Cory, Kreycik, & Williams, 2010). Portanto, geralmente, os FIP fixos são combinados com níveis mínimos e máximos predeterminados (“piso” e “teto”) para o FIP ou para a remuneração total (FIP + preço de mercado), os chamados FIP flutuantes.

Os FIP flutuantes são calculados continuamente como a diferença entre os preços de mercado específicos por tecnologia (geralmente a média de um determinado período, por exemplo, um mês) e um nível tarifário de referência predefinido (normalmente correspondendo à FIT vigente). Se os preços de mercado forem mais altos do que o nível da tarifa de referência, nenhum FIP é pago. Em alguns casos, existe também um preço de mercado mínimo utilizado para o cálculo do FIP, a fim de aumentar a sensibilidade dos geradores aos preços de mercado e reduzir os custos do regime de apoio às fontes renováveis de energia, no caso de preços de mercado baixos ou mesmo negativos.

Figura 18. Tipos de feed-in premium (FIP)



Entre as principais vantagens do FIP está o incentivo para os operadores responderem aos sinais de preço do mercado de eletricidade, ou seja, produzir eletricidade quando a demanda é alta e/ou

a produção de outras fontes de energia é baixa. O FIP também estimula os investidores a considerarem os padrões de carga esperados na engenharia do projeto (por exemplo, escolha do local, tipo de turbina para parques eólicos e orientação dos módulos fotovoltaicos). Portanto, o FIP contribui para uma maior integração das fontes renováveis de energia no mercado de eletricidade, resultando em uma combinação mais eficiente de fornecimento de eletricidade com demanda. Isso está se tornando cada vez mais importante com o aumento da participação das energias renováveis na geração de eletricidade.

Os níveis mínimos (“piso”) para o FIP de piso e teto predeterminados ou para a remuneração total (FIP + preço de mercado) reduzem o risco de preço de mercado para os investidores. E fornecem segurança sobre as receitas mínimas que podem ser esperadas. Esta também é a intenção do FIP constante, no qual uma tarifa de referência predeterminada similar a um FIT é garantida aos investidores, no entanto, com riscos proporcionais à variação de preço da energia no mercado. Para o FIP constante, existe até a possibilidade de gerar receitas maiores em comparação ao FIT em situações nas quais os preços de mercado excedam o nível correspondente do FIT (ver Figura 18).

Entre os pontos de desvantagem do FIP está a limitação das tecnologias que podem ser beneficiadas. Esquemas de apoio baseados no mercado, como o FIP, são bem adequados para fontes como biomassa e geotérmica ou fontes que podem ser combinadas com armazenamento (energia hidrelétrica, CSP). Fontes de geração variável, como eólica e solar, têm possibilidades limitadas de se adaptar aos sinais dos preços de mercado, pois existem poucas formas para controlar sua geração/oferta de energia. Para essas tecnologias, os esquemas FIP trazem custos adicionais para a aquisição de serviços de balanceamento.

Tal como acontece com o FIT, existe risco de sobrecompensação e subcompensação nos mecanismos de FIP, que resulta da necessidade de determinar o valor do FIP (no caso do FIP constante) ou do nível tarifário de referência (no FIP flutuante) — em ambos os casos, uma decisão administrativa tomada pelo setor público. O mesmo se aplica a qualquer nível mínimo e máximo de remuneração (“piso” e “teto”) ou mecanismos de regressão que são introduzidos como parte do esquema FIP.

Em uma série de análises, pesquisadores da União Europeia demonstraram que os FIPs tendem a realizar pagamentos totais mais elevados do que os FITs de preço fixo. A Espanha e a República Tcheca ofereceram uma escolha entre as opções de política FIT e FIP. Nesses países, os lucros esperados foram incrementalmente mais altos para a opção de FIP do que a estrutura FIT de preço fixo, variando de um prêmio/bônus de 0,01 €/kWh a 0,03 €/kWh. O principal risco do investidor, agravado pela maior incerteza sobre os custos da política para a sociedade, provavelmente fará

das políticas de FIP uma opção mais onerosa para a sociedade (Couture, Cory, Kreycik, & Williams, 2010).

3.6.5 Cotas Obrigatórias de Energia Renovável

As Cotas Obrigatórias de Energia Renovável, obrigações renováveis (RO) ou cotas obrigatórias para distribuidoras (RPS) referem-se à definição de cotas mínimas de fontes de energia renováveis na matriz energética das empresas geradoras de eletricidade, distribuidoras ou, por vezes, grandes consumidores. Em alguns países, este mecanismo define subcotas para as fontes renováveis individualmente, a fim de estimular a diversificação tecnológica. As cotas são estabelecidas por governos nacionais, regionais ou locais e, geralmente, aumentam com o tempo para apoiar o desenvolvimento das renováveis. Em alguns casos, elas se aplicam apenas a usinas de energia renovável que são de propriedade e operadas pela própria concessionária.

Na maioria dos casos, as concessionárias podem incluir usinas de renováveis pertencentes a terceiros no cumprimento de suas obrigações de cotas por meio de um mercado dedicado a certificados de energia renovável (CER), muitas vezes também referidos como certificados verdes (TGC). Estes certificados são emitidos para cada unidade de eletricidade (kW) produzida a partir de fontes renováveis (em alguns casos para cada unidade de gases com efeito de estufa evitada — tCO_{2eq}). A venda desses documentos cria um fluxo de receitas para os operadores das usinas, que dependem dos preços flutuantes dos certificados, negociados em mercados específicos. Para as usinas, a receita com os certificados deve cobrir o diferencial entre os custos de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis e os ganhos com a venda da energia no mercado.

Por outro lado, as concessionárias têm de adquirir o número de certificados necessários para completar sua cota de renováveis, e são penalizadas em caso de não cumprimento. A taxa de penalidade pelo não atendimento das cotas, geralmente determina o preço dos certificados.

A alocação de certificados pode ser uniforme, ou seja, sem diferenciação entre as fontes, o que favorece a implantação apenas das tecnologias de menor custo. Outra possibilidade é a definição por faixas, o que significa que as tecnologias com custos de geração mais elevados recebem mais de um certificado por unidade de energia produzida. Esta segunda opção tem o efeito de desenvolver um portfólio de tecnologias mais diversificado. Existe também a possibilidade de estabelecer um limite mínimo para o preço do CER, a fim de reduzir o risco de preço para os operadores das usinas renováveis.

A principal vantagem dos sistemas de cotas e certificados (CER) é que as metas da política de renováveis podem ser atingidas de maneira muito eficiente em termos de custo, porque os preços das certificações são determinados pelas forças do mercado. As concessionárias que têm que

cumprir uma cota possuem forte incentivo para buscar a maneira mais econômica possível. Isto minimiza os custos globais do regime de apoio aos consumidores de eletricidade. Há também alta probabilidade de que as metas da política de renováveis sejam atingidas se houver penalidades suficientemente altas para o não cumprimento das obrigações. Ao mesmo tempo, não há risco de crescimento descontrolado das instalações de renováveis, porque não há incentivo para produzir eletricidade adicional, uma vez que a cota tenha sido cumprida.

As desvantagens das cotas e certificados residem, justamente, na introdução de mais um mecanismo variável de acordo como o mercado: os certificados. A experiência de diversos países mostra que a eficiência prevista em termos de custos dos regimes de cotas e certificados de energias renováveis frequentemente não corresponde à realidade. Também indica que os custos globais costumam ser mais elevados em comparação aos mecanismos alternativos de apoio, como a FIT e o leilão. Isto se deve, principalmente, aos riscos relacionados aos investimentos no âmbito de um regime de mercado de certificados, que incluem não apenas o risco do preço da eletricidade, mas também o do preço do CER. Em alguns casos, os geradores tentam se proteger dos riscos firmando contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs) com as concessionárias, mas, também nesses acordos, os riscos terão de ser precificados em algum grau.

Os esquemas de certificados e cotas de FRE são menos adequados para promover a combinação de energia diversificada, bem como o desenvolvimento tecnológico e a inovação, pois tendem a desencorajar o investimento em tecnologias mais caras. Até certo ponto, esse problema pode ser resolvido com a introdução da alocação de certificado em faixas, embora isso leve novamente aos problemas relacionados à determinação administrativa dos níveis de suporte para as renováveis. A adoção de subcotas específicas por tecnologia pode ser uma alternativa.

No mecanismo de cotas também não há incentivo para o desenvolvimento das renováveis além do limite superior da cota, pois, neste caso, haveria excesso de oferta de CER no mercado e seus preços cairiam acentuadamente. Este problema foi por vezes resolvido com a introdução de um “espaço de manobra” para a cota de renováveis que evita quedas repentinas nos preços dos CERs. Finalmente, os esquemas de cotas e certificados também tendem a favorecer grandes geradores que podem produzir eletricidade de menor custo e arcar com os gastos relacionados à comercialização de eletricidade e certificados verdes. Em poucos casos internacionais, mercados específicos de certificados verdes foram criados para usinas renováveis de pequena escala.

3.6.6 Leilões de Energias Renováveis

A crescente adoção de leilões como ferramenta de expansão de fontes renováveis reflete sua capacidade de viabilizar a implantação de projetos em um ambiente planejado e transparente, ao

mesmo tempo em que atende outros objetivos, como a criação de empregos, o aumento do conteúdo local, a adequação às metas nacionais de redução de emissões de GEE, e outros.

Nos últimos anos, a taxa de adoção de leilões tem crescido mais rápido que a adoção de *feed-in tariff* (ou *premium*) e a implantação de cotas (ou portfólios de renováveis). Muitas vezes, os leilões têm sido implementados em combinação com outras medidas. O número de países que adotaram leilões de energias renováveis aumentou de seis em 2005 para ao menos 67 em 2016 (IRENA, 2017d).

Um dos motivos possíveis para a ampla e rápida disseminação dos leilões é o fato de não estarem vinculado a um arranjo de mercado ou plataforma regulatória/institucional específica. Mercados completamente abertos podem utilizar leilões de renováveis dentro da sua estrutura. Mesmo monopólios com estruturas verticalizadas e um único comprador têm utilizado esta modalidade para atrair investidores privados.

Mais importante ainda é constatar que os leilões de renováveis têm mostrado grande potencial para alcançar preços baixos, o que se constituiu uma das principais motivações para sua adoção no mundo. Este atrativo pode ser atribuído à competição criada pelos leilões, o que permite que a queda nos custos das tecnologias se reflita nos preços com maior velocidade que outros mecanismos de suporte. A variação dos preços resultantes dos leilões de energia solar e eólica mostra uma clara tendência decrescente nos últimos anos. Em 2010, a energia solar foi contratada, a nível global, a preço médio de quase 250 US\$/MWh; seis anos depois, em 2016, registrou média de 50 US\$/MWh. Os preços da eólica também caíram, embora em ritmo mais lento, pois a tecnologia já era bastante madura em 2010. No entanto, comparar os resultados de diferentes países ou de diferentes leilões no mesmo país pode ser um desafio, visto que os objetivos, condições subjacentes e as estruturas de remuneração nos contratos não são os mesmos. As comparações de preços nos leilões nem sempre são diretas e podem levar a conclusões enganosas. Por isso, o registro de preços baixos obtidos em diferentes regiões ao longo de 2016 pode exigir um exame mais aprofundado (IRENA, 2017d).

Os fatores que influenciam a definição de políticas para energias renováveis se transformaram dramaticamente na última década. O principal fator é a rápida diminuição dos custos das tecnologias das energias renováveis e a crescente participação destas no sistema elétrico, acrescentando o componente de variabilidade. Diante das novas circunstâncias e com o conhecimento acumulado nos últimos anos, as políticas precisam ser adaptadas, em especial, às condições de mercados, que se modificam com o tempo.

Tabela 13. Características específicas dos leilões

Característica	Descrição
Flexibilidade de <i>design</i>	Permite combinar e adaptar diferentes elementos para atender a implantação e objetivos de desenvolvimento de acordo com a situação econômica do país, a estrutura de seu setor de energia, a maturidade do seu mercado de energia e seu nível de implantação de energia renovável.
Certeza sobre preços e quantidades	Permite aos desenvolvedores das políticas controlar tanto o preço (definindo um valor máximo) quanto a quantidade de energia renovável comprada, fornecendo garantias estáveis para o vencedor (semelhante ao <i>feed-in tariff</i>). Ao mesmo tempo, garante que a meta de geração renovável seja atingida com mais precisão (como com cotas e certificados verdes negociáveis).
Grau de compromisso e transparência	Reflete o fato de que os leilões resultam em contratos que 1) definem claramente os compromissos e responsabilidades de cada parte, oferecendo assim certeza reguladora aos investidores e minimizando a probabilidade de que sua remuneração possa ser questionada no futuro, caso o ambiente regulatório e de mercado mudem; e 2) especificam penalidades claras para a construção e atrasos, garantindo assim que os projetos sejam entregues de acordo com o ofertado no leilão.
Potencial de descoberta dos preços reais	Reduz assimetria de informação entre desenvolvedores de projetos e a entidade responsável pela definição dos preços de compra e níveis de suporte (geralmente o regulador). Esta característica é de especial relevância dada a evolução recente do mercado, com a significativa diminuição de custos das tecnologias, o desenvolvimento de cadeias de fornecimento locais e o incremento de maturidade do mercado.

Fonte: (IRENA, 2016)

3.7 SMART GRIDS

O objetivo desta seção é abordar brevemente o conceito de *smart grid* e suas principais características. Projetos específicos de cada um dos países estudados serão apresentados dentro dos contextos nacionais nas seções específicas.

Em pouco mais de cem anos de existência, os sistemas de energia elétrica quase não alteraram sua concepção estrutural. Grandes centrais geradoras produzem energia elétrica, que é conduzida aos centros de consumo por um sistema de transmissão. Nesses centros, a energia é distribuída aos consumidores em vários níveis de tensão. A rede de transmissão garante uma operação mais econômica e segura pela otimização das fontes de energia e reprogramação dessas fontes em casos de emergências (FALCÃO, 2009).

Figura 19. Rede elétrica tradicional



Fonte: (Lopes Y, 2015)

Esta concepção de sistemas de energia elétrica vem sofrendo grande modificação em vários países. A viabilidade econômica de fontes de energia de pequeno porte, os avanços na tecnologia de informação e comunicação de dados, e a disponibilidade de instrumentos de medição, sensoriamento e controle inteligentes proporcionam a introdução de uma nova estrutura de sistemas de energia elétrica: o *smart grid*.

O conceito de *smart grid* (ou “rede elétrica inteligente”) difere de acordo com quem o define. Alguns especialistas focam o conceito na área de automação de redes; outros, na cadeia de fornecimento de energia. Também há quem se concentre na melhoria dos canais de interação e serviços para o consumidor. A variedade de definições se explica pelas necessidades consideradas (reduzir perdas, emissões, custos operacionais) e a ótica aplicada (financeira, ambiental, entre outras) pelos analistas (Light, 2012).

Por se tratar de um conceito e não de um produto, o *smart grid* possui motivação, interpretação, abrangência e desafios diferentes entre os países, regiões ou áreas de concessão. Nos Estados

Unidos, por exemplo, o objetivo principal foi abordar o envelhecimento das redes, melhorar a qualidade de serviço, gerar empregos, fomentar a indústria e aumentar a interação com o usuário. Por outro lado, o foco na Europa é o de promover o uso de energias renováveis e diminuir a dependência de combustíveis fósseis em prol de maior segurança energética. No caso do Brasil, os objetivos englobam tanto os motivos americanos quanto os europeus (CGEE, 2012), com destaque para:

- reduzir as perdas técnicas e comerciais (fraudes);
- melhorar a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras;
- reduzir os custos operacionais;
- melhorar o planejamento da expansão da rede;
- melhorar a gestão dos ativos;
- promover a eficiência energética;
- fomentar a inovação e a indústria tecnológica.

É consenso, no entanto, que a integração das tecnologias de informação e telecomunicações à tradicional estrutura dos sistemas de energia elétrica proporcionará importantes mudanças na forma de gestão dos processos das concessionárias e no relacionamento entre regulador, concessionária de energia e clientes (ABRADEE, 2013).

Uma definição que se adequa aos objetivos deste projeto é a seguinte: uma rede inteligente é uma rede elétrica que usa tecnologias digitais para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade de todas as fontes de geração a fim de atender às diversas demandas de eletricidade dos usuários finais. Tais redes coordenam as necessidades e capacidades dos ativos de geração, dos operadores de rede, dos usuários finais e das partes interessadas no mercado de eletricidade. Sob esta perspectiva, operam todas as componentes do sistema com a maior eficiência possível, minimizando custos e impacto ambiental, ao mesmo tempo em que maximizam a confiabilidade, resiliência e estabilidade do sistema (Copenhagen Clean Cluster, 2017).

Outra definição interessante é a seguinte: *smart grid* pode ser entendida como a sobreposição dos sistemas unificados de comunicação e controle à infraestrutura de energia elétrica existente, com o objetivo de prover a informação correta à entidade correta (equipamentos de uso final, sistemas de controle de T&D, consumidores, etc.), no instante correto, permitindo que seja tomada a decisão correta. É um sistema que otimiza o suprimento de energia, minimizando perdas de várias naturezas. É autorrecuperável (*self-healing*) e possibilita o surgimento de uma nova geração de aplicações energeticamente eficientes (FALCÃO, 2009).

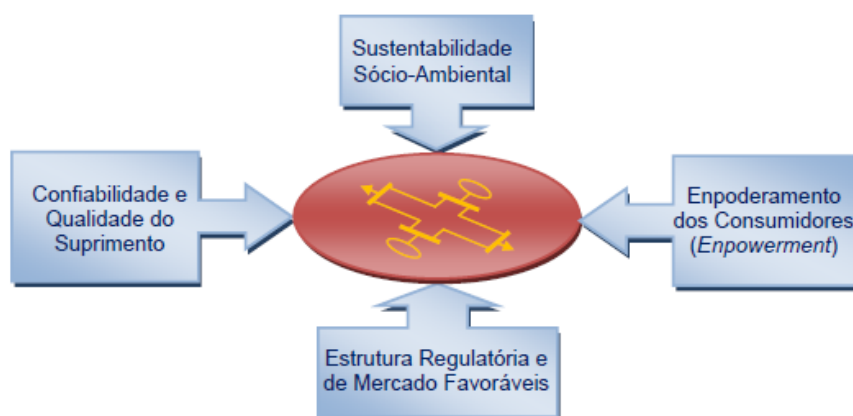
Figura 20. Exemplo de rede elétrica inteligente



Fonte: (Lopes Y, 2015)

O principal motivo para a adoção de redes inteligentes no mundo se baseia na necessidade urgente de acelerar o desenvolvimento de tecnologias de energia de baixo carbono, a fim de enfrentar os desafios globais de segurança energética, mudanças climáticas e crescimento econômico. Um resumo dos principais motivadores é apresentado na Figura 21.

Figura 21. Fatores motivadores para a introdução de *smart grids*



Fonte: (FALCÃO, 2009)

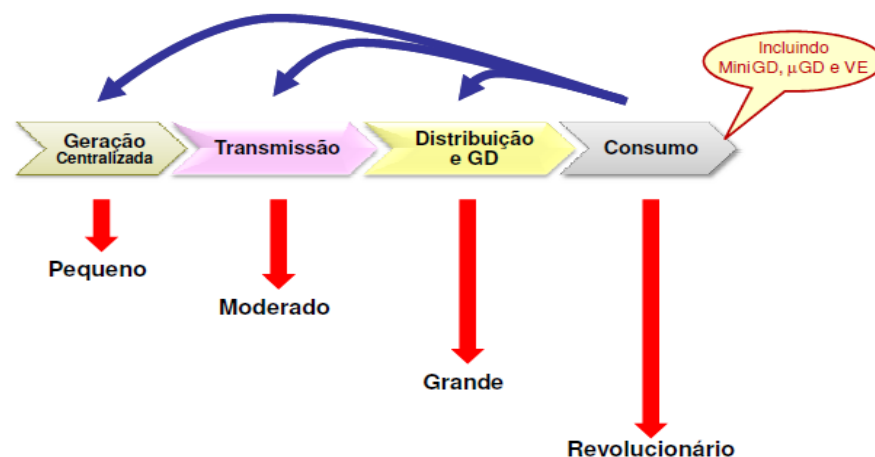
Para as concessionárias de energia elétrica, os motivadores são enfrentar, entre outros:

- a inevitável penetração de novas fontes de geração e armazenamento de energia;
- a potencial mudança do perfil do cliente de energia elétrica, por exemplo, com o advento da mobilidade elétrica (veículos elétricos e híbridos recarregáveis);
- a necessidade de lidar com a bidirecionalidade energética e de informação em tempo real relacionada às tecnologias de *smart grids*;

- a adequação de metas nacionais de redução de CO2 e a tendência de desenvolvimento das *smart cities*;
- a gestão otimizada do crescimento da carga;
- a resposta à crescente expectativa dos clientes em relação à qualidade e continuidade do fornecimento de energia, assim como as exigências regulatórias;
- a necessidade de redução dos custos operacionais, como, por exemplo, os relativos a perdas e inadimplência.
- a tendência de competição no mercado de energia elétrica (Light, 2012).

Ao analisar as redes inteligentes, é possível identificar os impactos provocados na estrutura do setor elétrico, como mostra a Figura 22. O consumidor é o elo mais impactado, o que gera verdadeira revolução na relação entre empresa e cliente.

Figura 22. Nível do impacto das redes inteligentes nos diferentes segmentos



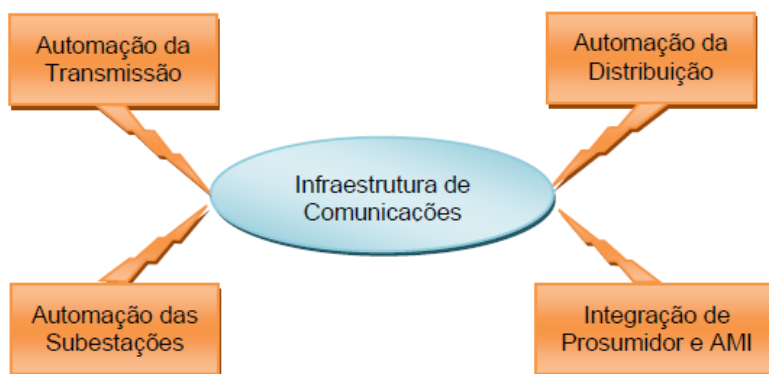
Fonte: (Falcão, 2016)

3.7.1 Segmentos de aplicação de *smart grids*

O conceito de *smart grid* se aplica com maior ou menor intensidade aos vários segmentos que compõem o sistema de energia elétrica. Além disso, algumas técnicas hoje utilizadas em redes inteligentes surgiram antes mesmo do conceito ser criado. O processo de automação do sistema elétrico, por exemplo, é antigo e tem sido desenvolvido ao longo dos anos. Entretanto, o desenvolvimento das tecnologias de informação, comunicação e IOT (*internet of things*) aliado a mudanças estruturais na organização dos sistemas elétrico e fatores socioambientais está

produzindo modificações substanciais nesse processo. A seguir é apresentada uma breve introdução a esses segmentos:

Figura 23. Segmentos de aplicação das *smart grids*



Fonte: (FALCÃO, 2009)

1. Automação da Transmissão

Os conceitos de *smart grids* são introduzidos no sistema de transmissão através dos esquemas de monitoração, controle e proteção sistêmicos (*Wide Area Monitoring, Protection and Control – WAMPACs*). As estruturas convencionais utilizam uma lógica local, operando com informações locais, enquanto as sistêmicas introduzem a visão do sistema como um todo. A utilização desses esquemas é possível devido aos avanços em tecnologia de comunicação, computação, serviços da *Web* e à instalação de unidades de Medição Fasorial Sincronizada (*Phasor Measurement Units PMU*) (J. Giri, 2009).

As aplicações já em uso ou em desenvolvimento são:

- Sistemas Especiais de Proteção: sistemas de proteção sistêmica;
- Utilização de Informação diretas de PMUs: monitoração e controle de desfasamento angular, oscilações Inter áreas, estabilidade de tensão, etc.

2. Automação da Distribuição

Os sistemas de distribuição estão sendo os mais beneficiados pela tecnologia associada a *smart grid*. A principal área de aplicação é a utilização de medição eletrônica. Os medidores eletrônicos acrescentam uma série de novas funcionalidades ao antigo medidor eletromecânico de kWh, constituindo-se um *Smart Meter*, o que permite inovações importantes, tais como:

- **AMR (*Automatic Meter Reading*):** é um sistema de coleta automática de dados de medidores de energia e transferência para um sistema centralizado responsável por

processá-los. Esse sistema economiza nas despesas com pessoal para leitura e transcrição de dados de consumo de energia e proporciona melhor acurácia na informação. A transmissão da informação pode ser realizada por diferentes redes de comunicação, incluindo sistemas *wireless* (Wi-Fi, WiMax, Zigbee, etc.), PLC (*Power line communications*), etc (FALCÃO, 2009).

- **AMI (*Advanced Metering Infrastructure*)**: representa um avanço em relação ao AMR pois, além de coletar as informações, também permite analisar a demanda e influir na resposta através da disponibilização de sinais de preços e atuação em dispositivos nas instalações dos consumidores. Para tanto, o sistema requer a comunicação bidirecional e um sistema de processamento de dados mais elaborado.

Além das aplicações acima, o conceito de *smart grid* nos sistemas de distribuição inclui, entre outras:

- detecção e isolamento automático de faltas, reconfiguração e restauração de serviço;
- controle coordenado de tensão e fluxo de reativos;
- integração da geração distribuída e da microgeração.

3. Automação das Subestações

As subestações constituem pontos de interconexão da rede elétrica nos quais ocorrem importantes operações de controle e proteção, além de serem utilizadas como pontos de aquisição de medidas e informações sobre o estado dos equipamentos. Até pouco tempo, essas funções vinham sendo exercidas por sistemas distintos de monitoração, controle e proteção, tais como o sistema SCADA, medidores, relés e oscilógrafos. A tendência atual é pela integração dessas funções através de tecnologia genericamente denominada de Automação de Subestações. Essa tecnologia baseia-se em:

- **Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (*Intelligent Electronic Devices* — IEDs)**: capazes de produzir dados operacionais e para fins comerciais, com múltiplos canais de comunicação, aplicações e protocolos.
- **Padronização**: utilização de protocolos padrões de comunicação e transferência de dados tais como IEC 61850, CIM, XML, etc.
- **Comunicações**: utilização de fibras óticas e sistemas *wireless*, baseados no protocolo IP.

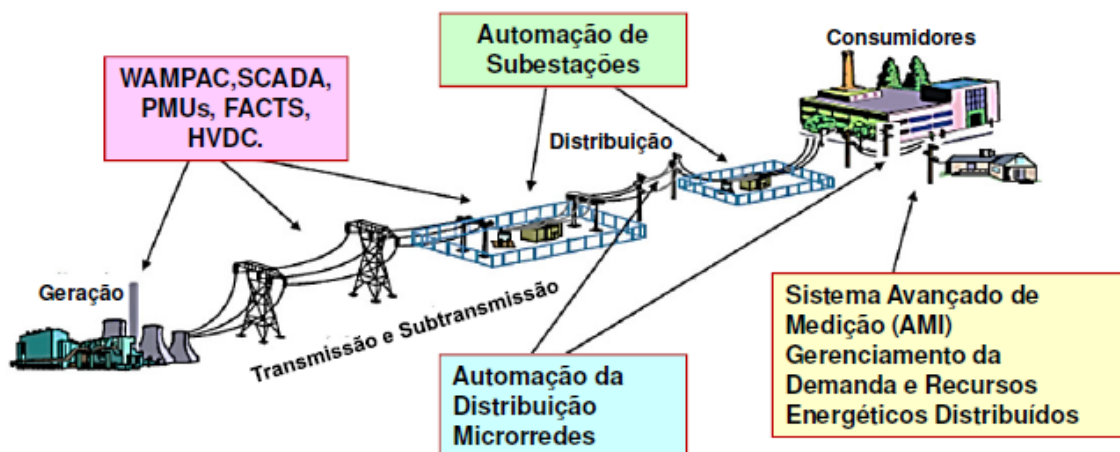
A automação das subestações tem um papel importante na aplicação do conceito de *smart grid* por permitir a implantação de estratégias distribuídas de monitoração, controle e proteção sistêmica da rede.

4. Integração dos Prosumidores e AMI

A introdução do conceito *Smart Grid* traz como uma de suas principais bandeiras o empoderamento do cliente da rede de energia elétrica. Esta mudança de papel é proporcionada, do ponto de vista tecnológico, pela introdução dos medidores inteligentes e do sistema AMI, mencionados no item 2. Modificações na estrutura regulatória e tarifária também são necessárias para viabilizar o novo paradigma. Os principais pontos são:

- sistemas de geração distribuída, microgeração e geração combinada de energia elétrica e calor/frio, capazes de reduzir substancialmente o consumo visto pela rede e, eventualmente, fornecer energia para a mesma;
- capacidade de controlar e otimizar a demanda e a geração local, através da Internet e de outros mecanismos de comunicação e processamento de informações;
- resposta em tempo real a sinais de preços de energia e solicitações de redução da demanda para auxiliar a segurança do sistema da concessionária.

Figura 24. Aplicação das tecnologias



Fonte: (Falcão, 2016)

3.7.2 Desafios Tecnológicos

Os sistemas que compõem o conceito de *smart grid* provocam desafios técnicos, como, por exemplo, o desenvolvimento de novos sistemas para atender necessidades como:

1. Medição para faturamento.
2. Automação das redes aéreas.
3. Automação das redes subterrâneas.

4. Integração da geração distribuída
5. Tratamento de cargas especiais (veículos elétricos)
6. Processamento, armazenamento e mineração de dados para geração de informações.
7. Gestão pelo lado da demanda.

A medição inteligente de energia (*smart metering*) contribui efetivamente para a solução de grande parte dos desafios citados anteriormente e é essencial para viabilizar as redes elétricas inteligentes. Por essa razão, a implementação massificada de sistemas de *smart metering* já são uma realidade em diversos países do mundo.

É importante ressaltar que existe um desafio tão grande quanto o desenvolvimento e a operação dos sistemas já mencionados: sua operação conjunta e coordenada. Sem a operação sistêmica, os ganhos de cada um desses sistemas não são potencializados, uma vez que suas funcionalidades são pulverizadas entre as diferentes áreas da distribuidora ou entre diferentes sistemas.

Por exemplo, quando os dados de um sistema de medição inteligente não são interpretados ou utilizados pelo sistema de automação de redes, não há ganhos significativos. Isso ocorre porque informações importantes, como a localização de falhas nos circuitos de baixa tensão e verificação dos níveis de qualidade de energia, não chegam aos sistemas de operação e, conseqüentemente, nenhuma ação pode ser tomada.

Tão importante quanto cumprir as funções avançadas previstas para os diferentes sistemas é garantir que eles falem entre si, utilizando sistemas de comunicação compatíveis (camada física) e os mesmos protocolos (camada lógica). Ao seguir essas premissas, garante-se a interoperabilidade, ou seja, que diferentes soluções de diferentes fabricantes possam ser adicionadas a uma mesma rede inteligente sem a necessidade de adaptações (Light, 2012).

O grande salto tecnológico proporcionado pelas redes inteligentes, quando visto pelo âmbito da gestão, inicia-se com o volume de novos dados disponibilizados pelo sistema, antes não disponíveis ou adquiridos apenas em frequências muito baixas, o que inviabilizava ações em tempo real. Entretanto, esse grande montante de dados deve ser processado de maneira a extrair informações necessárias para atuação em cada uma das áreas relacionadas. É o caso dos medidores inteligentes, que fornecem dados em tempo real sobre o estado da rede de distribuição, como, por exemplo, a ocorrência de falhas e variações de tensão nos circuitos.

O montante de informações advindas da rede elétrica inteligente possibilita que uma equipe de técnicos possa tomar decisões em tempo muito mais curto, uma vez que os dados são coletados, processados e as informações são geradas automaticamente, ficando a cargo destes apenas a análise e a tomada de decisão. Em alguns casos críticos, em que o tempo é curto, a tomada de

decisão é automática, como, por exemplo, ações de *selfhealing* (ações de autorrecuperação da rede mediante ações de reconfiguração, isolamento de defeitos, entre outras).

Nas redes elétricas, é imprescindível a gestão integrada e sinérgica das informações geradas a partir dos dados obtidos, por exemplo, através da adoção de conceitos como mineração de dados (*Data Mining*). Um sistema eficiente de *Data Mining* pode reduzir significativamente os esforços de detecção e operação das redes de distribuição (ABRADEE, 2013).

3.7.3 Benefícios das Redes Inteligentes

A rede inteligente não é de interesse apenas da concessionária. Ela também permite a aproximação entre concessionárias e clientes. As práticas adotadas para sua implementação e os resultados alcançados são estratégicos e de interesse da sociedade como um todo. A seguir, os principais benefícios identificados são resumidos.

Tabela 14. Benefícios das redes inteligentes

Benefícios para os Clientes	Benefícios para o Sistema Elétrico
Possibilidade do “prosumidor” fornecer energia à rede.	Deteção e correção inteligente de falhas na rede em tempo real.
Informações em tempo real sobre o serviço prestado e o consumo de energia.	Reconfiguração automática da rede.
Possibilidade de melhorar o planejamento e controle dos gastos com energia elétrica e adequação de seu consumo ao orçamento doméstico.	Gestão preventiva via monitoramento dos ativos da rede.
Acesso a mais produtos e serviços oferecidos pela concessionária de energia e seus parceiros.	Monitoramento da qualidade do fornecimento de energia, melhoria dos índices associados e da confiabilidade do sistema elétrico.
Capacidade de gerenciar a carga e se beneficiar com tarifas diferenciadas de energia (de acordo com o horário do consumo).	Suporte à geração e ao armazenamento distribuídos de energia.
Redução do tempo de atendimento.	Gestão pelo lado da demanda.

Benefícios para os Clientes	Benefícios para o Sistema Elétrico
Melhoria na qualidade do serviço prestado.	Gestão e monitoramento de ativos de rede em tempo real.
Maior privacidade em decorrência da não necessidade de visitas frequentes de funcionários das concessionárias para realizar leituras, salvo em casos específicos.	Fornecimento de informações aos clientes em tempo real, tarifas, produtos e serviços inovadores, apropriados a sua realidade, que inspirem uma mudança de hábito e o consumo eficiente de energia, bem como a adequação de seu consumo ao orçamento e a consequente redução de emissões de CO ₂ .
Benefícios nos mercados competitivos de energia (favorece o mercado varejista e a microgeração).	Ampliação dos canais de interação com os clientes e detalhamento do serviço prestado.
-----	Gestão em tempo real da oferta <i>versus</i> demanda de energia.
-----	Medição inteligente.
-----	Ações intensificadas de combate ao furto de energia e redução dos índices de inadimplência.

(Light, 2012)

3.7.4 Principais barreiras para a difusão de Redes Inteligentes

Uma das principais barreiras em relação à implementação de redes inteligentes é o elevado nível de investimento requerido. Os investimentos e benefícios econômicos advindos da implantação de redes elétricas inteligentes e sua consideração na remuneração do agente de distribuição é um assunto-chave para qualquer país. Sem regulamentação determinativa, tais investimentos e receitas não possuem garantias de serem considerados na base de remuneração regulatória da distribuidora. Por exemplo, no caso brasileiro, a remuneração hoje é definida pelo órgão regulador, baseado no conceito de investimento prudente, ou seja, o investimento em reforços e melhorias realizado de forma eficiente, tendo em vista a manutenção da qualidade de prestação do serviço. Essa incerteza explica o fato de que grande parte das iniciativas em *smart grids* no Brasil é fomentada por recursos de programas de pesquisa e desenvolvimento (Melo Silva, 2016).

Quanto à consideração de eventuais receitas provenientes das redes elétricas inteligentes no resultado da distribuidora, a preocupação recai sobre a exigência de repasse de receitas consideradas complementares para garantir a modicidade tarifária. Dessa forma, serviços acessórios que poderiam ser fonte de aumento de receitas e incentivo à implantação da tecnologia seriam capturados pelo regulador, eliminando o incentivo. No entanto, podem ser superadas por meio de políticas públicas e de regulamentação específica para as redes elétricas inteligentes (CGEE, 2012).

Para ilustrar o nível dos investimentos mencionados, no ano 2013 foi apresentado estudo da ABRADÉE, com uma estimativa dos investimentos necessários para a implementação de redes inteligente em grande escala no Brasil para o período 2012-2030.

Tabela 15. Valor presente (2011) em R\$ bilhões dos investimentos no período 2012-2030

Tecnologia	Cenário Acelerado	Cenário Moderado	Cenário Conservador
Medição	14,7	8,9	6,5
TI Medição	0,3	0,2	0,2
Telecom Medição	3,6	2,2	1,7
Automação	1,0	0,7	0,3
TI Automação	0,6	0,6	0,5
Telecom Automação	1,9	1,7	1,5
TI GD/VE	0,1	0,1	0,0
Incentivos GD	9,8	2,7	0,0
Total	31,9	17,0	10,7

(ABRADEE, 2013).

Destacam-se também barreiras como a incerteza quanto as fontes de financiamento dos investimentos necessários e as incertezas políticas que influem na regulação do setor elétrico e nas diretrizes governamentais para o desenvolvimento tecnológico de qualquer país.

Como pode ser percebido, o desenvolvimento de sistemas com medidores inteligentes na distribuição envolve bilhões de dólares de investimento. Inicialmente, o processo de substituição de medidores existentes pelos inteligentes é um grande desafio para as empresas, pois a falta de

infraestrutura adequada para sincronizar tecnologias novas com as existentes pode interromper o processo de troca.

Nos países em desenvolvimento, como o Brasil, uma arquitetura de redes inteligentes baseada em medidores inteligentes confronta-se com o problema de custo e disponibilidade de serviços de comunicação para tão grande volume de enlaces e elevado nível de complexidade de gerenciamento da rede constituída. Além disso, a grande massa de dados a ser coletada individualmente pelo centro de operação demanda protocolos e redes de comunicação, que não estão sempre disponíveis.

A utilização de *smart metering* envolve enorme quantidade de transferência (bidirecional) de dados entre a concessionária e o cliente. Estes dados são sensíveis e confidenciais, e o acesso a eles deve ser restrito. A possibilidade de violação da privacidade pode levar a situações como, por exemplo, a possibilidade de inferir, através dos dados de medição, quando os consumidores estão em casa e como eles utilizam seus aparelhos. Diretrizes de segurança deverão ser formuladas para coleta, transmissão, armazenamento e manutenção dos dados de consumo a fim de protegê-los contra *hackers* (Schettino, 2013).

A quantidade de dados que trafegam pelos sistemas de informação aumentará exponencialmente, e a correlação desses dados se tornará mais complexa. A fim de filtrar eficientemente todas as informações disponíveis e agregar valor, sistemas de informação sofisticados devem ser desenvolvidos.

A realidade de muitas concessionárias ao redor do mundo é compor a infraestrutura de dados por meio de diversos sistemas que tratam dos vários aspectos dos requisitos de serviço público — um sistema para o relacionamento com clientes, outro para recursos humanos, mais um para lidar com os dados de venda, operacionais, financeiros, e assim por diante. Tal infraestrutura não é compatível com conceito de redes inteligentes.

A interoperabilidade e a proteção da privacidade dos dados são desafios a serem solucionados no contexto de tecnologias da informação e telecomunicação. Todos os integrantes e componentes do sistema devem ser capazes de se comunicarem entre si e permitir a perfeita integração, com segurança operacional e integridade das informações trafegadas (Schettino, 2013).

Cabe ressaltar que a integração de dispositivos se torna mais complicada com um número crescente de clientes. Deve-se considerar também que a implementação de rede de comunicação em algumas localidades pode ser difícil devido a dificuldades geográficas e tecnológicas.

Outro aspecto a destacar é o compartilhamento de dados. As redes elétricas inteligentes utilizam técnicas de tecnologia da informação, coletam dados e informações de medidores eletrônicos

inteligentes, dados dos sistemas de transmissão, distribuição e geração, informações a respeito do mercado de energia elétrica, etc., que devem ser utilizados para melhorar o desempenho dos sistemas elétricos. Para atingir tal objetivo, é necessário que os dados sejam compartilhados entre todos os envolvidos.

Em sistemas interligados, é indispensável que os dados sejam compartilhados em todos os níveis, para garantir o aumento na confiabilidade dos sistemas e na capacidade de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, quando da ocorrência de contingências.

Existem barreiras técnicas, comerciais e políticas para o compartilhamento de dados em tempo real. As barreiras técnicas são:

- Identificação e configuração dos dados de interesse dos participantes, bem como a sua manutenção. Isso significa que é necessário investir na padronização desses dados de modo que todos os participantes possam acessá-los de maneira transparente. Vale ressaltar que as informações sobre os parâmetros dos equipamentos que compõem os sistemas fazem parte desses dados e também devem estar disponíveis. (Redes Elétricas Inteligentes e Microrredes, 2017)

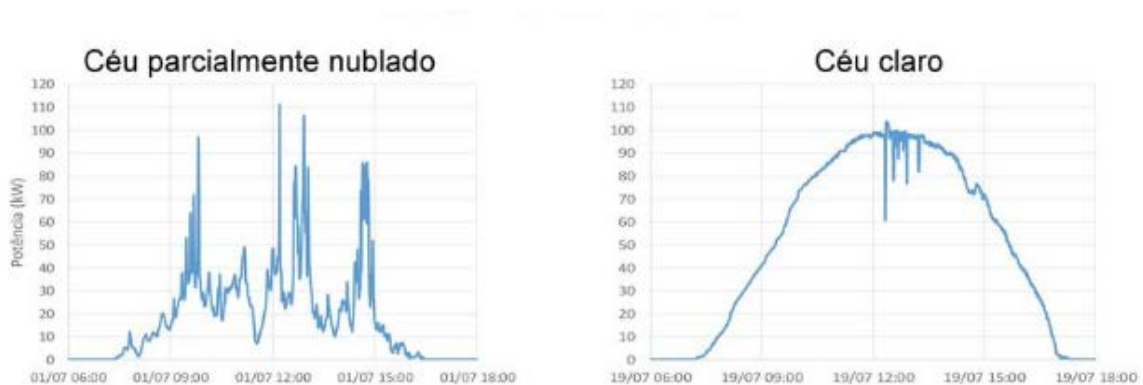
As barreiras comerciais e políticas são:

- O emprego de dados de empresas concorrentes na obtenção de vantagens competitivas (por exemplo, vantagens no mercado de energia e vantagens no mercado de ações).
- O compartilhamento de dados com todos os participantes (por exemplo, pesquisadores, agentes do governo e empresas concorrentes) permite que esses participantes critiquem o modelo de operação adotado.
- A disponibilidade dos dados traz um risco de segurança que pode ser explorado para colocar em risco a integridade do sistema como um todo. (Redes Elétricas Inteligentes e Microrredes, 2017)

3.8 FONTES DE GERAÇÃO INTERMITENTES E O SISTEMA ELÉTRICO

A geração de fontes renováveis se caracteriza por sua alta variabilidade, baixa previsibilidade, custo marginal de operação praticamente nulo e reduzido fator de capacidade (produzem, em média, abaixo de 50% da potência instalada), além de seu aproveitamento estar sujeito a restrições geográficas. A modularização das renováveis incentiva a geração distribuída, permitindo decisões descentralizadas em um setor marcado por arranjos centralizados, que influenciam o grau e o ritmo de penetração dessas fontes (Romeiro, 2016).

Figura 25. Impacto do nível de irradiação na geração de uma planta solar FV



Fonte: (ISA CTEEP, 2017)

Embora a imprevisibilidade desde sempre esteve presente nos sistemas elétricos, em função das variações da demanda, da indisponibilidade inesperada dos geradores ou de interrupções imprevistas no transporte da energia, o desenvolvimento em larga escala das fontes renováveis introduz dimensão inédita desses atributos na oferta de energia. . Consequentemente, incorre-se em novos e elevados custos para manter os níveis pré-estabelecidos de qualidade (tensão e frequência) e confiabilidade do suprimento.

A imprevisibilidade inerente aos sistemas elétricos, que permeia a interdependência sistêmica entre fluxos de produção e consumo, foi manejada, historicamente, por flexibilidade e coordenação, de modo a prover energia onde, quando e quanto desejada pelo consumidor. Esta flexibilidade (ou “liquidez”) definiu a noção de acesso irrestrito e ilimitado como o padrão vigente de consumo. No entanto, o novo protagonismo das fontes renováveis intermitentes compromete as possibilidades de injetar liquidez no sistema nos moldes tradicionais. Neste contexto, o problema não se resume ao custo da geração em si, mas o custo da manutenção da liquidez do sistema como um todo (Romeiro, 2016).

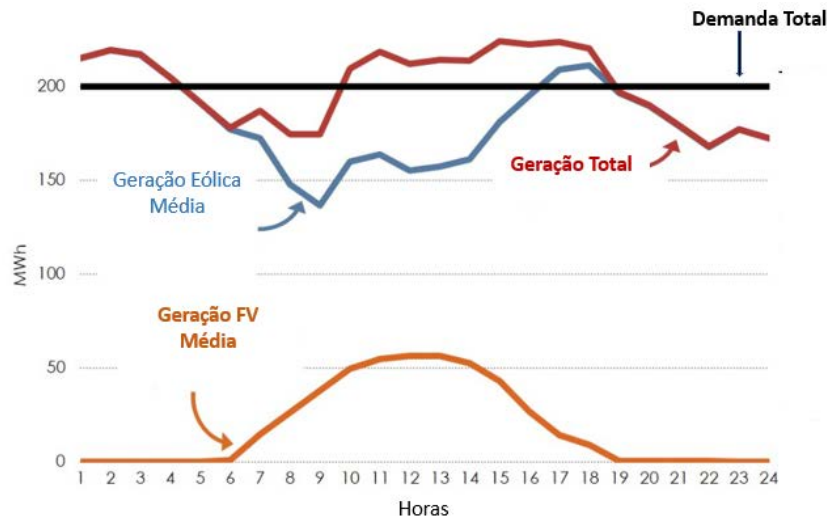
A partir do momento em que fontes de geração renováveis passam a atender uma proporção expressiva da carga, as demais fontes que compõem a matriz de geração são frequentemente deslocadas, enfrentando elevada variabilidade em seus despachos. Neste novo contexto, a intermitência das renováveis impõe alto grau de flexibilidade ao parque de geração residual, responsável por atender a demanda não suprida pelas fontes renováveis.

A geração intermitente, que inicialmente fazia apenas acréscimos marginais à capacidade geradora dos sistemas elétricos, cada vez fica mais expressiva, exigindo importantes alterações nos critérios de planejamento e operação do sistema interligado no qual está inserida. A expansão racional da utilização dessas fontes de energia deve considerar os custos de sua inserção no setor elétrico, evitando prejudicá-lo (ANACE, 2017).

Historicamente, a capacidade instalada dos sistemas elétricos foi dimensionada para atender o pico da demanda com uma margem de reserva de segurança, sobrepondo plantas despacháveis voltadas para atender a base da carga (*baseload*), variações previstas (*mid-merit*) e picos esporádicos (*peaking plants*). Com o protagonismo das fontes renováveis, uma parte significativa da capacidade instalada torna-se incontrolável e recorrentemente indisponível. Sendo assim, nasce um novo paradigma para a confiabilidade do sistema, no qual a capacidade de resposta da geração residual à brusca variação da disponibilidade das fontes intermitentes é tão importante para a garantia de suprimento quanto a capacidade instalada necessária para atender os picos de demanda (Romeiro & Ferraz, 2015).

A inserção da geração de fontes intermitentes em sistemas geradores de base térmica tem mostrado como seu custo marginal de operação nulo vem deslocando a geração das usinas convencionais, prejudicando a rentabilidade destas. Porém, a disponibilidade de tais fontes é necessária para a continuidade do suprimento e para a própria expansão do parque eólico e solar. A baixa previsibilidade da geração dessas fontes, devido a sua variação horária, exige novos modelos de simulação do sistema, novos critérios de operação do parque gerador e, sobretudo, importantes custos de provisão de geração de reserva, ou “backup”. Assim, embora o custo marginal de operação dessas usinas seja nulo, o custo de compensar sua falta é significativo.

Figura 26. Exemplo da variabilidade das fontes renováveis e da complementaridade entre eólica e FV



Fonte: Elaboração própria

3.8.1 Real custo da energia intermitente

Os impactos da intermitência no sistema elétrico podem se refletir em variáveis como encargos do sistema, no uso não programado dos reservatórios, na geração termelétrica intempestiva, no aumento da reserva girante e nas perturbações do fornecimento, etc.

A mitigação dos efeitos da intermitência tem sido objeto de diversas análises e alternativas de solução. Algumas destas soluções apenas transferem o problema para outras modalidades de geração, usualmente baseadas em combustíveis fósseis, como, por exemplo, as turbinas a gás, embora a opção por este tipo de geração para uso eventual não seja sempre economicamente recomendável, visto que depende das características da matriz energética do país e também da disponibilidade ao combustível. Além disso, o aproveitamento de fontes renováveis não deveria ser indutor de consumo de combustíveis fósseis. Mesmo se fossem utilizados combustíveis renováveis, como a biomassa de florestas homogêneas plantadas, a solução seria precária, pois desperdiçaria a vantagem da disponibilidade contínua desse combustível, e a baixa utilização aumentaria o custo da energia gerada.

As fontes intermitentes estão contribuindo de forma expressiva para a expansão da oferta de energia elétrica ao redor do mundo. Portanto, é necessário avaliar seus custos sistêmicos, e não apenas os da energia gerada em cada empreendimento, tomados isoladamente. A contribuição de fontes intermitentes envolve, além de seus custos diretos, aqueles devidos à maior exigência de

reserva girante e de geração complementar, para quando faltar, por exemplo, vento ou insolação. Nos países com base hidrotérmica, a complementação pode acarretar o deplecionamento de reservatórios e o consumo de combustíveis fósseis. Os custos da geração hidrelétrica ou da termelétrica variam conforme a situação hidrológica e a natureza das termelétricas utilizadas (Erber, 2016).

Para que a intermitência de fontes renováveis não induza o consumo de combustíveis fósseis, entende-se que a melhor forma de atenuá-la é o emprego de sistemas de acumulação ou armazenamento. Os recentes desenvolvimentos de baterias, além de alternativas como hidrelétricas com reservatórios de acumulação por bombeamento, permitem aumentar a atratividade econômica do aproveitamento dessas fontes. Identificar as melhores combinações destes sistemas com as diversas fontes é um novo elemento desafiador para o planejamento do setor elétrico.

Além de instalações conectadas às redes de baixa e média tensão, usinas fotovoltaicas de até centenas de MW estão contratadas ou mesmo em construção em diversos países, a custos da ordem de US\$ 50/MWh a R\$ 180/MWh. Caso se refiram apenas ao chamado custo nivelado (*Levelized Cost of Electricity* — LCOE), calculado ao longo da vida útil das instalações, é preciso considerar, também, os custos gerados pelo sistema para compensar sua intermitência. A inconstância desses sistemas pode ser coberta por geração térmica, com turbinas a gás ou grupos diesel. Porém, nesse caso, além de limitações no suprimento e utilização desses combustíveis, a redução de emissões de GEE ficaria prejudicada — e há urgência em reduzi-las. A inserção das novas fontes renováveis no sistema interligado poderá aumentar os custos totais diretos de suprimento ao mercado nos próximos anos. Mas, espera-se que tais aumentos sejam compensados pela redução das externalidades negativas que se afiguram crescentes com o possível aumento do uso de combustíveis fósseis na geração de energia (Erber, 2016).

3.8.2 Interconexões entre Sistemas Elétricos

Do ponto de vista estratégico, as principais vantagens da integração energética são: aumento da segurança energética; melhor aproveitamento dos recursos naturais; e a busca de sinergia derivada da complementaridade hidrológica, de recursos e de carga, além da redução de custos de implantação e operação dos sistemas elétricos. No entanto, a integração energética enfrenta resistências ao seu desenvolvimento associadas basicamente às assimetrias institucionais e regulatórias — restrições de caráter mais político derivadas do receio de perda de autonomia nacional — e à falta de estrutura física e carência de planejamento comum para a expansão dos sistemas de energia.

Existem várias vantagens de ter um setor elétrico integrado, em vez de se limitar a, somente, setores domésticos ilhados. Há redução de custos de produção à medida que aumenta o número de centrais elétricas eficientes no setor. O controle do mercado pelas firmas domésticas torna-se mais difícil. São necessários menos investimentos em ativos de geração e transmissão, pois um mercado integrado implicaria maior capacidade de reserva. E, por fim, será menos custoso promover integração a partir de fontes renováveis, uma das principais metas da política energética no mundo, dado que a intermitência doméstica seria compensada em um sistema elétrico integrando vários mercados domésticos (Castro, 2012).

Do ponto de vista operacional, é evidente que a interligação elétrica com outras regiões pode mitigar os problemas da intermitência, importando eventuais excedentes para compensar reduções de geração local, e evitar outros recursos de “backup”, mais onerosos. Porém, se faz necessário aumentar a capacidade das interligações acima dos níveis previstos, para efeito dos intercâmbios sazonais de energia.

Existem diversos casos de interconexões ao redor do mundo que podem ser mencionados e que têm contribuído para gerir sistemas com forte presença de geração renovável intermitente. Neste estudo, mencionamos o MIBEL e o Nord Pool:

Mercado Ibérico

O Mercado Ibérico de Eletricidade, conhecido pela sigla MIBEL, é uma iniciativa conjunta dos governos de Portugal e Espanha, visando à constituição de um mercado regional de energia elétrica na Península Ibérica interligado às redes transeuropeias e do Magreb, no noroeste da África, de transporte e distribuição de eletricidade. O mercado ibérico funciona como uma estrutura regional no contexto do mercado único europeu de eletricidade e permite que os consumidores daquela região adquiram energia em regime de livre concorrência de qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou Espanha.

Os mercados organizados do MIBEL são: mercado diário, que compreende as transações referentes a blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física; mercado intradiário, de liquidação necessariamente por entrega física; e mercado a prazo, que compreende as transações referentes a blocos de energia, com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física, quer por diferenças. Os mercados não organizados são compostos por contratos bilaterais entre as entidades do MIBEL, de liquidação tanto por entrega física, como por diferenças (Martinho, 2015).

Nord Pool

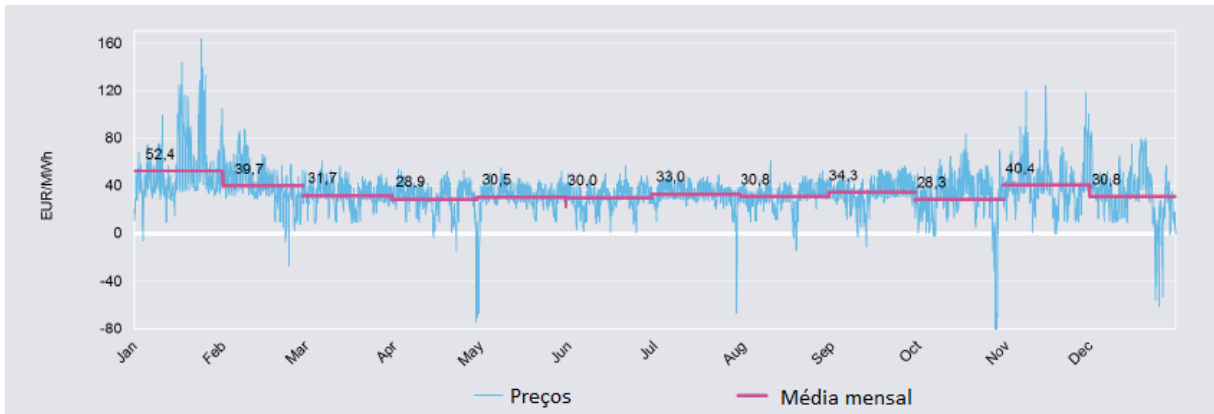
Os primeiros passos para a construção do Nord Pool ocorreram nos anos 1990, com a junção dos mercados da Noruega e da Suécia. No início da década, ambos os países realizaram um conjunto de alterações nos seus setores elétricos, iniciando, assim, a liberalização dos seus mercados. Depois de 1993, as instituições responsáveis pela exploração das redes de transmissão realizaram estudos e travaram negociações para criar um mercado comum. Após a concretização das diligências, o mercado nórdico tomou forma, usando o *market splitting*, e passou a funcionar em janeiro de 1996, estabelecendo que operador do mercado é detido em partes iguais pelas companhias transmissoras. Em janeiro de 1998, a Finlândia se tornou membro efetivo do Nord Pool, após realizar alterações internas do mercado elétrico. A Dinamarca se juntou ao grupo em janeiro de 1999, numa primeira fase na zona Oeste do país. Em outubro de 2000, adicionou a zona Leste.

No Nord Pool, existem dois métodos para gerir os congestionamentos da rede: áreas de preços, criadas pela separação de mercado (*market splitting*), e as trocas compensatórias (*counter trading*). A gestão é feita através do *market splitting* nas fronteiras das delimitações das zonas de preço — as cinco zonas da Noruega, as quatro zonas da Suécia, as duas zonas da Dinamarca e a da Finlândia —, enquanto o mecanismo de *counter trading* é aplicado no espaço interno das áreas de preços, caracterizando-se por um pagamento de compensação aos geradores para que estes incrementem ou diminuam sua produção, a fim de equilibrar o mercado.

3.8.3 Intermitência e sua influência nos preços dos mercados de energia

A grande penetração de energias renováveis tem causado variações do preço da energia no mercado em todo o mundo. No caso alemão, conforme exemplificado na Figura 27, os preços horários atingem valores mais baixos nos meses de abril a agosto, quando o país recebe maior insolação e a geração de renováveis atinge cerca de 65% do total gerado, e em outubro e dezembro, quando a incidência de ventos é maior. Em janeiro, durante o inverno europeu, quando as renováveis passam a compor apenas 11% do total gerado (Graichen, Sakhel, & Podewils, 2018), o preço aumenta.

Figura 27. Evolução dos preços de energia no mercado horário da Alemanha em 2017



Fonte: (Graichen, Sakhel, & Podewils, 2018)

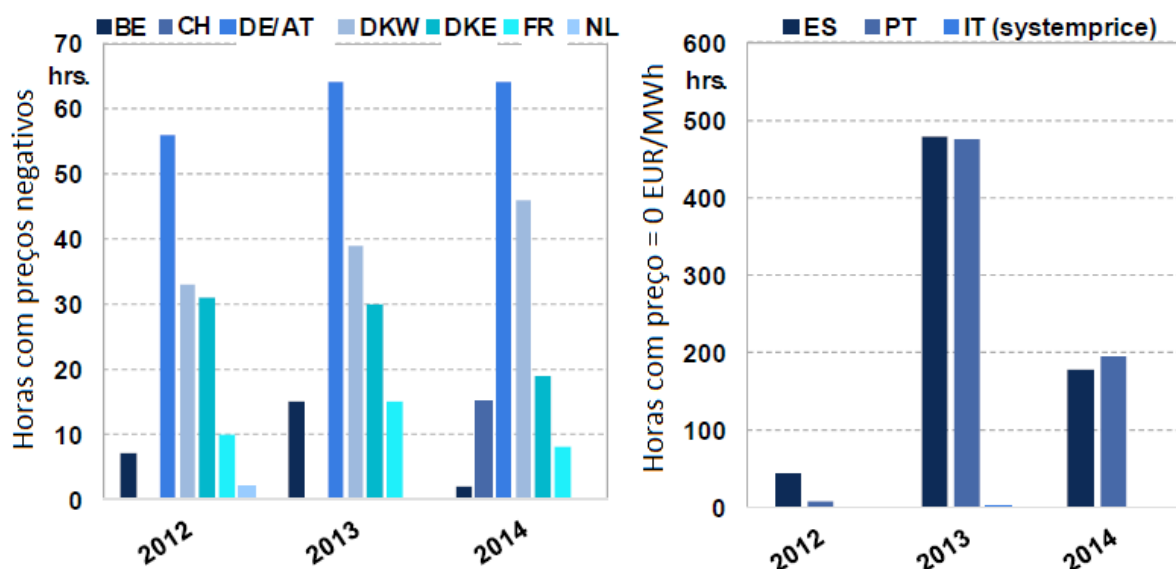
No entanto, devido à inflexibilidade das fontes convencionais, o excesso de energia ofertado no mercado pode resultar em preços negativos, como evidenciado na Figura 27, para os meses de maio, agosto e novembro. Isso ocorre em países onde as regras do mercado permitem preços abaixo de zero, como é o caso de Alemanha, França, Suíça e Dinamarca. Outros países, como Itália, Espanha e Portugal, aplicam limite mínimo de 0 €/MWh. Porém, longos períodos sem gerar receita prejudicam a viabilidade econômica de quaisquer usinas elétricas.

A análise detalhada sobre as horas com preços negativos no mercado spot indica que, apesar das condições desfavoráveis de mercado, as usinas convencionais produziram quantidades significativas de eletricidade (Agora Energiewende, 2014). A produção também foi verificada durante várias horas em que os preços foram positivos, mas com valores entre 0 e 10 €/MWh, colocando-os abaixo dos custos marginais de curto prazo de todas as centrais térmicas nucleares e convencionais. Isso levanta a questão de por que essas usinas ainda produzem eletricidade mesmo em condições tão desfavoráveis de mercado.

Preços negativos de energia podem ser atribuídos principalmente às restrições técnicas para redução da geração em usinas convencionais e aos custos de oportunidade avaliados pelos operadores. Quando a demanda por eletricidade é baixa e há grande oferta, pode fazer sentido para os operadores de usinas aceitar preços negativos por um período limitado se isso economizar custos de religamento da usina. A falta de flexibilidade tecnológica e custos relativamente altos para os processos de partida e parada de usinas convencionais justificam a operação em níveis mínimos de produção, mesmo quando os preços estão entre 0 e 10 €/MWh em um período de 24 horas e negativos (até -60 €/MWh) em horas estratégicas do ponto de vista econômico (Agora Energiewende, 2014).

Em momentos de grande oferta de energia renovável, a produção de eletricidade das usinas a gás e a carvão pode experimentar rápida redução a praticamente zero, sendo estas consideradas bastante flexíveis. Usinas nucleares e de lignito, no entanto, não têm a mesma flexibilidade, e, normalmente, só reduzem parcialmente sua produção em períodos com preços negativos, agravando a situação até que a demanda por energia aumente ou que se reduza a geração das fontes variáveis (eólica e solar). A Figura 28 apresenta a ocorrência de preços negativos em número de horas para os mercados da Bélgica (BE), Suíça (CH), Alemanha/Áustria (DE/AT), Dinamarca (DKW bzw; DKE), França (FR), Holanda (NL) e de preços igual a zero na Espanha (ES), Portugal (PT) e Itália (IT), onde existe este limite mínimo.

Figura 28. Número de horas com preços de energia negativos ou igual a zero em países selecionados



Fonte: (Think-Thank Renewables Energies, 2015)

3.8.4 Intermitência e Serviços Ancilares

A necessidade de prover segurança e estabilidade ao sistema elétrico é cumprida através de serviços técnicos conhecidos como “serviços ancilares” — aqueles que, além da energia, são essenciais para assegurar a operação confiável do sistema elétrico de potência. Geralmente, os serviços ancilares do sistema de potência são fornecidos e garantidos pelos grandes geradores convencionais, normalmente conectados ao sistema de transmissão. Isto é feito através da manutenção de um certo nível de disponibilidade de energia para ser usada quando necessário (Medina, 2012).

De acordo com esta definição, os serviços ancilares são usados principalmente para as seguintes tarefas:

- manter a frequência do sistema dentro de certos limites;
- controlar o perfil de tensão do sistema;
- manter a estabilidade do sistema;
- prevenir sobrecargas no sistema de transmissão;
- restabelecer o sistema ou partes dele depois de um corte no fornecimento de eletricidade.

Não há uma classificação comum de serviços ancilares no mundo, e alguns serviços semelhantes ainda têm nomes diferentes. Apesar disso, pode ser feita uma distinção entre serviços de interconexão, serviços de balanço de geração-demanda e serviços locais (GJERDE, 2007).

Tabela 16. Classificação de serviços ancilares

Tipo de serviços ancilares	Objetivo	Descrição
Serviços de interconexão	Serviços de resposta de frequência	A resposta de frequência é provida através de um sistema de controle baseado exclusivamente nas variações da frequência. Este serviço é fornecido constantemente
	Esquemas de proteção especiais	Usados para acrescentar a capacidade de transferência sem necessidade de construir novas linhas
Serviços de balanço geração-demanda	Resposta de regulação	É a habilidade de responder a desbalanços calculados entre geração e demanda
	Acompanhamento de carga	É a habilidade de responder a qualquer sinal de demanda
	Reserva de contingência	É a habilidade de responder a eventos inesperados
Serviços locais	Serviços de Reativos	É a habilidade de prover potência reativa, reservas e suporte de tensão com o propósito de controlar e suportar o transporte de potência ativa do sistema
	Autorrestabelecimento	É a habilidade de reinício autônomo

Fonte: (Medina, 2012).

Para manter a frequência dentro de certos limites estabelecidos, existe o conceito de Controle de Frequência, que é resumido a seguir:

Controle de Frequência

É a manutenção do equilíbrio entre a geração e a demanda em uma base de tempo real. Quando acontece uma perturbação no sistema, há um desbalanço entre a demanda e a geração, e a frequência varia, exigindo que o regulador de velocidade nos geradores responda, o que é conhecido como *controle primário*. Ele devendo responder às mudanças em poucos segundos. Para retornar o sistema à frequência nominal, deve-se reajustar o ponto de configuração de geração de algumas unidades. Normalmente, isto é feito pelo controle automático de geração (*Automatic Generation Control — AGC*), conhecido como *controle secundário*.

Em teoria, o controle de frequência pode ser obtido enviando sinais para os geradores e cargas para ajustar voluntariamente suas produções ou seus consumos baseados nestes sinais.

Em geral, a ação de controle de frequência pode ser em qualquer parte do sistema, mas o limite de capacidade e de transmissão deve ser considerado para evitar o congestionamento ou a sobrecarga do sistema de transmissão.

Os benefícios do controle de frequência incluem evitar custos por perdas na produção industrial, interrupções e inconvenientes para a comunidade, danos aos equipamentos e distorções no mercado.

Os custos de fornecimento de controle de frequência são difíceis de quantificar. Um mercado para os serviços de controle de frequência pode ajudar na avaliação. No entanto, no ambiente de mercado, os preços são mais sensíveis à oportunidade de negócio que aos custos reais da prestação do serviço.

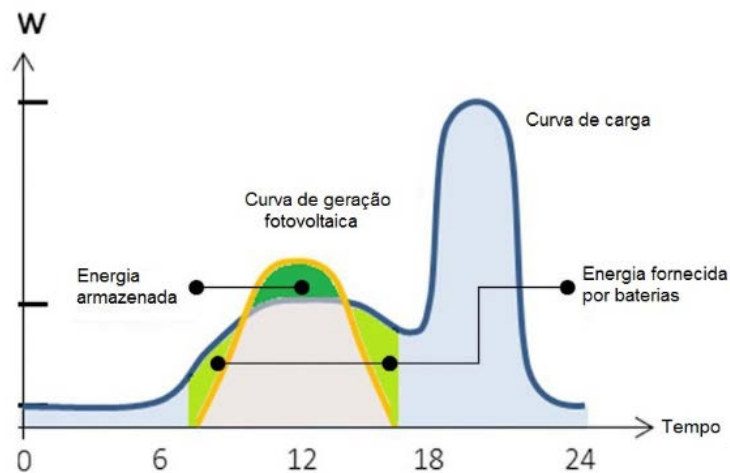
- *Controle primário de frequência*: é o controle automático que ajusta a geração de potência ativa das unidades geradoras e o consumo das cargas controláveis para restabelecer o equilíbrio entre a demanda e a geração e compensar as mudanças na frequência.
- *Controle secundário de frequência*: é o controle automático centralizado que ajusta a produção de potência das unidades geradoras para restabelecer a frequência e os intercâmbios com outros sistemas a seus valores nominais após um desequilíbrio. Enquanto o controle primário limita as variações de frequência, o controle secundário traz a frequência de volta para o seu valor nominal.
- *Controle terciário de frequência*: refere-se às mudanças manuais no despacho e redespacho das unidades geradoras (*unit commitment*). É usado para repor as reservas de potência de controle primário e secundário, gerenciar o congestionamento nas redes de transmissão e restabelecer a frequência aos seus valores nominais, quando o controle secundário é incapaz de realizar esta última tarefa.

3.8.5 Intermitência e armazenamento de energia

Um recurso crescentemente adotado em diversos países é o armazenamento da energia mais barata, incluindo a gerada por fontes intermitentes, que pode ser utilizada nas horas em que estas não estão produzindo. Assim, parte da geração intermitente ou de outras fontes tem seu consumo adiado para momentos de maior necessidade, podendo então auferir preços mais elevados para compensar a utilização da energia armazenada, seja na forma de reservatórios, baterias ou outros dispositivos. Outra vantagem do armazenamento é que, quando a energia é gerada por fontes renováveis, não há emissões de carbono.

Na Figura 29, é apresentado um exemplo simples da operação conjunta de um sistema de geração FV com baterias, utilizado para atender uma carga típica.

Figura 29. Exemplo de complementaridade utilizando baterias



Fonte: (Arturo D. Alarcon, 2016)

Tabela 17. Classificação de tipos de armazenamento de energia

Tipo de armazenamento	Descrição
Estações de bombeamento	O princípio se baseia no transporte de água entre reservatórios em diferentes cotas de implantação por meio de bombas de recalque que consomem energia elétrica. Assim, a energia elétrica (menos as perdas das bombas) é transformada em energia potencial para posterior geração hidrelétrica a fim de atender demandas em épocas específicas ou para regular o preço de comercialização da energia. No mundo, há mais de 270 estações deste tipo em operação. Dado que o sistema opera em módulos, consegue gerar energia de maneira estável por um longo período e de forma

Tipo de armazenamento	Descrição
	compatível com a variação sazonal de demanda. Em contrapartida, é um sistema com resposta lenta aos picos de demanda que acontecem em períodos menores do que 15 minutos. Contudo, nos últimos anos, com a introdução das bombas com variadores de frequência, foi possível aumentar a velocidade de resposta e a flexibilidade do sistema frente às oscilações de demanda de curta duração. Há ainda dois condicionantes importantes para a adoção deste tipo de sistema de armazenamento de energia: a dependência de características de relevo para implementação e os impactos ambientais de se criar reservatórios (inundação de áreas x fauna e flora)
Sistemas de armazenamento de energia com baterias eletroquímicas recarregáveis	Estes sistemas consomem energia elétrica na transformação de elementos químicos em compostos com potencial de liberar energia ao reagir quimicamente (reações de redução e oxidação, por exemplo). São considerados sistemas versáteis, porém, seus elevados custos e os desafios técnicos associados à sua utilização têm limitado sua aplicação
Tanques de armazenamento de calor (sal em estado líquido — aquecido)	O sistema de armazenamento de energia térmica com sal em estado líquido (450°C a 600°C) é associado normalmente ao uso de painéis de concentração de radiação solar (<i>Concentrating Solar Power</i> — CSP). Após ser aquecido pela radiação solar, o sal derretido é armazenado em tanques isolados termicamente e, posteriormente, é utilizado para gerar energia elétrica em turbinas a vapor. Este conceito é aplicado em cerca de 2,4% dos projetos de armazenamento dos EUA, com um custo de implantação bastante competitivo
Sistema de ar comprimido	Apresenta baixa participação na matriz de armazenamento de energia no mundo. O conceito se baseia na coleta de ar e seu armazenamento comprimido em cavidades geológicas de grandes proporções. Para produção de eletricidade, o ar comprimido, até então armazenado, é liberado, passando por turbinas geradoras de energia. Atualmente, há dois sistemas operando comercialmente no mundo: Sistema de 290 MW (Huntorf — Alemanha) e Sistema de 110 MW (McIntosh — Alabama, EUA). Ambos armazenam o ar comprimido em “cavernas” escavadas. Em comparação a outras formas de armazenamento de energia, o sistema tem menor eficiência
Sistema de armazenamento por “rodas” inerciais	O sistema armazena a energia cinética pelo movimento de um rotor instalado em uma câmara de vácuo. A energia cinética armazenada pelo rotor em movimento diminui (é consumida) ao fazer funcionar uma unidade geradora de energia; contrariamente, a quantidade de energia armazenada aumenta quando um motor (que consome energia) acelera o rotor. Rodas inerciais atualmente são uma opção custosa de armazenamento, sendo implantadas em situações com variação de demanda de curta duração e com necessidade de resposta em frações de segundo

Fonte: (Bernardes, 2015)

Na Tabela 18, é apresentada uma estimativa de preços por tecnologia. No entanto, o aspecto mais relevante a ser observado é o tempo de resposta.

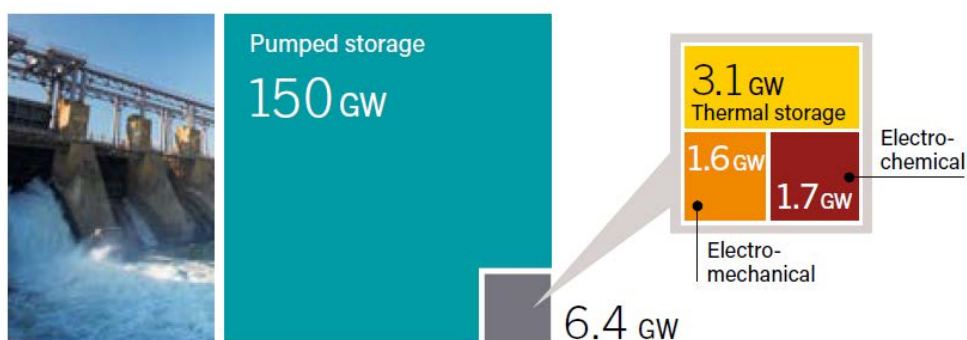
Tabela 18. Comparação entre os métodos citados de armazenamento

	BOMBEAMENTO DE ÁGUA	ARMAZ. DE AR COMPRIMIDO	RODAS INERCIAIS	BATERIAS	CAMPOS MAGNÉTICOS EM SUPERCONDUTORES	SALAUQUECIDO
CUSTO EM US\$/kWh	150-370	90-420	~9400	300 - 4690	não disponível	não disponível
TEMPO DE RESPOSTA	segundos / minutos	segundos / minutos	< segundos	< segundos	< segundos	minutos
VIDA ÚTIL (anos)	50-60	25-40	~20	5-20	20+	~30
EFICIÊNCIA DO CICLO COMPLETO (%)	75-85	27-54	70-80	75-90	70-80	80-90

Fonte: (Bernardes, 2015)

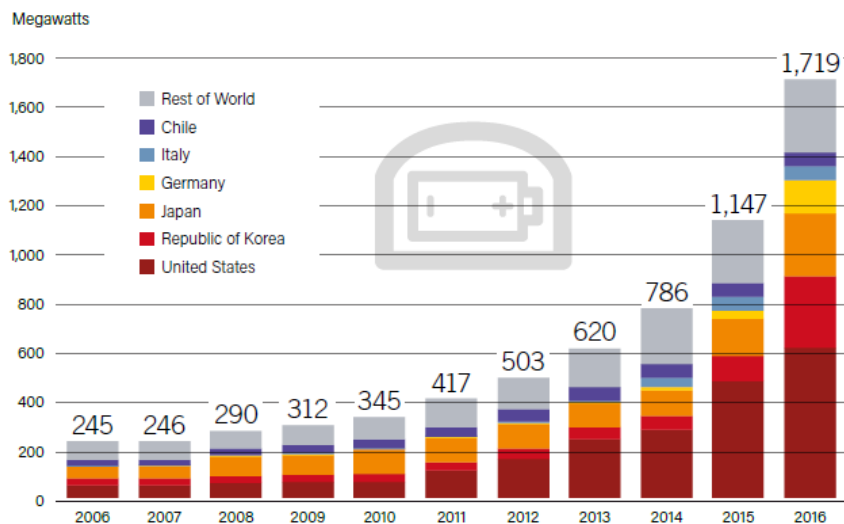
A seguir, um panorama mundial da capacidade de energia armazenada.

Figura 30. Capacidade de energia armazenada conectada à rede no mundo, por tecnologia (2016)



Fonte: (REN21, 2017)

Figura 31. Evolução da capacidade de armazenamento com baterias conectadas à rede (2006-2016)

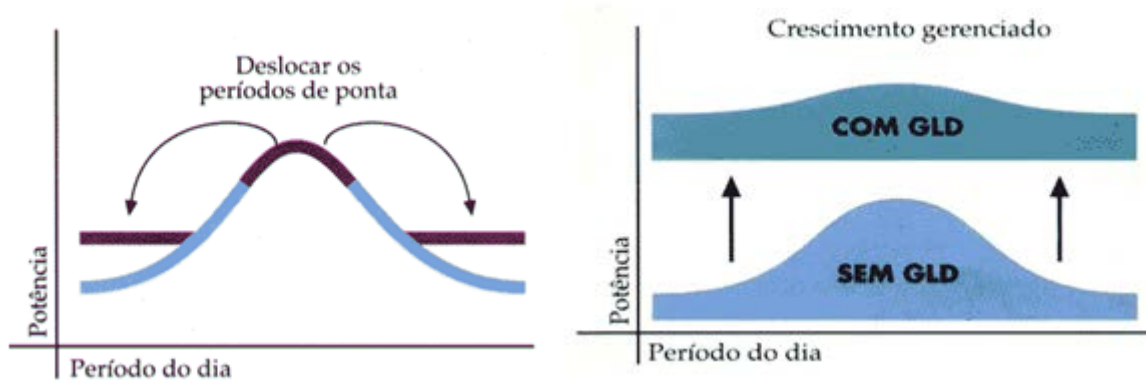


Fonte: (REN21, 2017)

3.8.6 Gerenciamento pelo Lado da Demanda

Os programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) são intervenções deliberadas de uma empresa de energia no mercado consumidor (demanda) com o intuito de promover alterações no perfil e na magnitude da curva de carga. As alterações almejadas podem ser a redução da potência no horário de pico, o preenchimento de vales, mudanças na carga, conservação estratégica, crescimento estratégico e construção de curvas de carga flexíveis (Campos, 2004).

Figura 32. Exemplo de otimização da curva de carga utilizando GLD



Fonte: (Chade, 2004)

Os programas de GLD podem ser divididos em duas categorias: o GLD direto, no qual a concessionária determina as cargas a serem desconectadas ou reduzidas, conforme condições especificadas em um contrato de interrupção com o consumidor; ou ainda o GLD indireto, em que o próprio consumidor remaneja sua demanda em resposta a sinais de preço gerados pela concessionária (Braga, 2014).

Tabela 19. Classificação de programas de GLD

Tipo de programa de GLD	Descrição
GLD Indireto	Não permite o controle direto da carga. Provoca alterações na curva de carga mediante mudanças induzidas nos hábitos de consumo (por exemplo, as tarifas variáveis no tempo), incentivando os clientes a consumirem em horários fora de ponta; programas de

	educação do consumidor, procurando ensinar o cliente como conservar a energia; programas envolvendo publicidade e marketing para estimular os consumidores a conservar a energia; e programas governamentais, dando descontos em aparelhos modernos e mais eficientes, que consomem menos energia elétrica
GLD Direto	<p>O controle de carga direto (<i>Direct load control — DLC</i>) permite que a concessionária controle remotamente o funcionamento de determinados aparelhos, podendo ligar/desligar equipamentos específicos fora e durante os períodos de pico de demanda e eventos críticos. O DLC é baseado em um acordo facultativo entre a concessionária e o cliente, no qual quem participa do programa recebe uma compensação na conta de energia elétrica, ou seja, reduz o preço da fatura.</p> <p>As aplicações mais comuns são em equipamentos de ar condicionado, aquecedores de água e bombas de piscina, classificados como aparelhos “interruptíveis”, que podem ser pausados e religados. Equipamentos classificados como “não-interruptíveis” e que precisam ser operados continuamente não se aplicam a uma política baseada em DLC</p>

Fonte: (Braga, 2014)

3.9 AVALIAÇÃO DOS PAÍSES SELECIONADOS

Este relatório identifica boas práticas e lições aprendidas na África do Sul, Alemanha, Chile, China, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Índia, Itália e México, relacionadas à expansão da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. De forma a viabilizar uma comparação permanente entre os dez países e o Brasil sempre que possível, são incluídos dados brasileiros na avaliação dos aprendizados identificados internacionalmente.

Nos próximos capítulos, será realizada a caracterização detalhada do país analisado, incluindo: organização institucional do setor elétrico, matriz de geração elétrica e evolução das fontes renováveis; objetivos e metas assumidos; e os principais mecanismos utilizados para fomentar a expansão das renováveis.

4 - ÁFRICA DO SUL

A África do Sul vem enfrentando uma desaceleração da economia desde 2011 e apresentou uma taxa de crescimento do PIB de 0,3% em 2016. Foi classificada em 82º no índice *Ease of Doing Business* 2017 do Banco Mundial, indicando que possui melhor ambiente regulatório e relativamente propício para iniciar e operar negócios que países como Índia e Brasil. Entre 2012 e 2017, a África do Sul caiu seis posições no índice Ernst & Young de atratividade para tecnologias renováveis e ocupa agora a 23ª posição (EY, 2017), penúltimo lugar entre os países analisados no relatório.

Apesar do grande potencial para expandir a participação de fontes renováveis em sua matriz energética, o setor de energia renovável da África do Sul está levemente estagnado devido aos atrasos na definição de políticas e plano de ação, o que resulta em uma desaceleração nos investimentos.

Cerca de 91% da eletricidade gerada na África do Sul é oriunda de carvão, contribuindo para que o país seja um dos 12 maiores emissores de CO₂ do mundo. A falta de investimento em usinas de energia está causando escassez no fornecimento de eletricidade. Após uma crise energética em 2008, o governo sul-africano começou a introduzir energias renováveis em larga escala e reforçou ainda mais a promoção da eficiência energética em todos os setores para atender a demanda de energia. Tais medidas ajudaram a reduzir as emissões de CO₂ e criar empregos. Os “apagões” eram comuns em 2015, mas tornaram-se menos frequente recentemente, graças, em parte, ao abrandamento do crescimento da demanda de energia como consequência da desaceleração do econômica.

A Eskom, empresa estatal que gera cerca de 95% da eletricidade da África do Sul, é a única compradora de eletricidade do país. A empresa sofreu problemas financeiros, ampliados pelo estado geral da economia sul-africana, e, em abril de 2017, a agência Standard & Poor's (S&P) reduziu a perspectiva de longo prazo para o país. Juntamente com a Fitch e a Moody's, a S&P colocou a Eskom em perspectiva negativa. Isto afeta a avaliação de investidores quanto à aplicação de recursos no país.

Uma das principais políticas públicas de expansão das energias renováveis na África do Sul está relacionada ao acesso da população à eletricidade. Segundo o relatório *Energy Access Outlook* (IEA, 2017a), o país está bem em seu caminho para atingir cerca de 100% de acesso até 2030, em grande parte devido ao resultado de seu Programa Nacional Integrado de Eletrificação. O programa combina a extensão da rede e as estratégias de utilização de sistemas solares residenciais. Outra prioridade é o desenvolvimento socioeconômico do país, evidente nos leilões de energia que atribuem pontuação classificatória para critérios como criação de empregos e conteúdo local.

4.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NA ÁFRICA DO SUL

A seguir, na Tabela 20, são apresentadas as principais instituições que têm como função organizar o setor elétrico na África do Sul.

Tabela 20. Responsabilidades das organizações do setor energético na África do Sul

Instituição	Responsabilidades
Ministério de Energia	<p>O planejamento do setor energético é centralizado e integrado. O desenvolvimento do Plano Nacional Integrado de Energia (IEP) foi previsto no <i>White Document</i> sobre Política Energética da República da África do Sul de 1998. Segundo a Lei Nacional de Energia (Lei nº 34 de 2008), o Ministério de Energia tem mandato para desenvolver e, anualmente, revisar e publicar o IEP no diário oficial do governo (DoE, 2016). O objetivo do plano é fornecer um roteiro da futura paisagem energética para o país, que orienta os investimentos em infraestrutura energética e desenvolvimento de políticas. A Lei Nacional de Energia exige que o IEP tenha um horizonte de planejamento não inferior a 20 anos.</p> <p>Existe também o Plano de Recursos Integrados (IRP) 2010-30, promulgado em março de 2011. O IRP é publicado pelo Departamento de Energia (DoE) e continuamente revisado. Uma das críticas ao IRP 2010-30 argumenta que ele foi desenvolvido sem um plano energético global adequado que considere as interações com outros operadores de energia. As atividades de planejamento no DoE nos últimos anos, portanto, se concentraram na produção do Plano Integrado de Energia (IEP). Com base no IEP, a atualização do IRP incidirá nos elementos relacionados à eletricidade do IEP (DoE, 2016a)</p>
<i>Department of Energy</i> (DoE)	Exerce, entre outras, a função de desenvolver, gerir e implementar políticas energéticas que integrem legislação, regulação e planejamento energético. O DoE garante, baseado em evidências, o planejamento, a definição de políticas e as decisões de investimento no setor de energia com o objetivo de melhorar a segurança energética através de opções de gerenciamento de oferta e demanda e de aumentar a concorrência através da regulamentação
<i>The South African National Energy Development Institute</i> (SANEDI)	O SANEDI é uma empresa estatal cuja principal função é dirigir, monitorar e conduzir a pesquisa e o desenvolvimento de energia aplicada, demonstração e implantação, além de aplicar medidas específicas para promover a expansão de energia renovável e eficiência energética na África do Sul
Regulador Nacional de Energia da África do Sul (NERSA)	Criado em 2004, através do Decreto Nacional de Regulação de Energia (nº 40 de 2004), o Regulador Nacional de Energia da África do Sul tem mandato para regulamentar as indústrias de eletricidade, gás e petróleo. O NERSA atua como regulador independente. Suas funções incluem a emissão de licenças, a definição e aprovação de tarifas e taxas, a mediação de disputas, entre outras
<i>Electricity Supply Commission</i> (Eskom)	Em termos de liberalização do setor elétrico, apenas a distribuição foi totalmente desagregada. A África do Sul tem um setor de distribuição de energia semi-descentralizada, com cerca de 180 empresas de distribuição (IRENA, 2013). A descentralização da geração e transmissão ainda não ocorreu, uma vez que

Instituição	Responsabilidades
	ambas as atividades são dominadas pela empresa pública Eskom, que atualmente detém o monopólio no mercado e opera toda a rede de transmissão do país

4.2 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ÁFRICA DO SUL

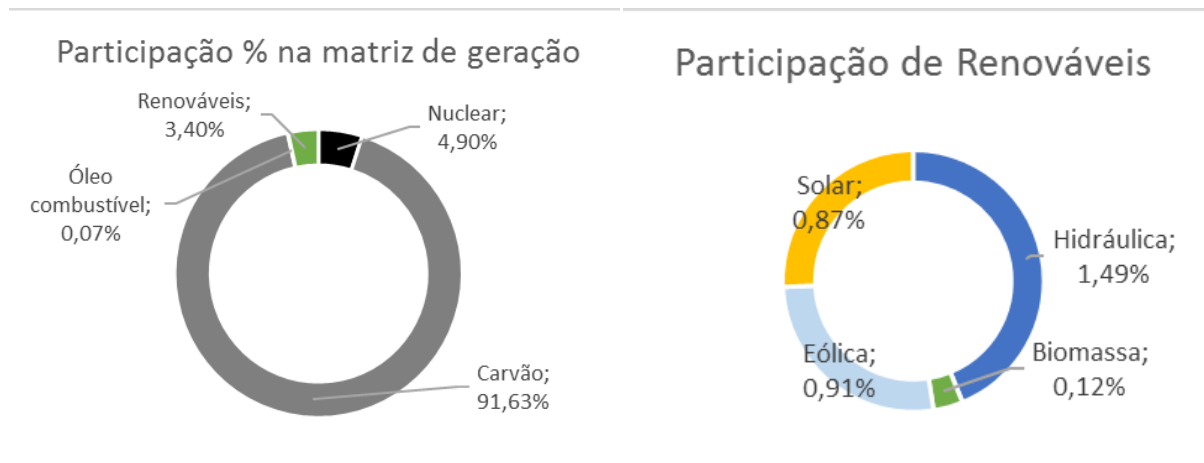
Conforme apresentado na Tabela 21, a matriz de geração elétrica na África do Sul é predominantemente baseada na utilização de carvão como combustível. Do grupo de países analisados, é o que tem menor penetração de renováveis na sua matriz energética (ver Figura 33).

Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica na África do Sul (2015).

Fonte	Produção de Energia (2015)		Capacidade Instalada (2015)	
	Geração (GWh)	%	(GWp)	%
Nuclear	12.237	4,90%	1,86	4,04%
Carvão	228.752	91,63%	38,51	83,59%
Gás Natural	0	0,00%	0,34	0,74%
Óleo combustível	183	0,07%	2,39	5,19%
Hidráulica	3.720	1,49%	0,60	1,30%
Biomassa	310	0,12%	0,10	0,22%
Eólica	2.270	0,91%	1,08	2,34%
Solar	2.183	0,87%	1,19	2,58%
Total	249.655	100%	46,07	100%

Fonte: Dados de geração (IEA, 2018); dados de capacidade instalada (BNEF, 2018)

Figura 33. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na África do Sul (2015)



Fonte: (IEA, 2018).

4.3 ENERGIA RENOVÁVEL NA ÁFRICA DO SUL

A África do Sul possui bons recursos de energia renovável sob a forma de radiação do sol e o vento nas áreas costeiras e montanhosas, que permanece pouco explorado. O país recebe abundante luz do sol para suportar uma indústria de energia solar sustentável. A radiação solar diária varia entre 4.5 e 6.5 kWh/m² (Stassen, 1996), em comparação a cerca de 3,6 kWh/m² em partes dos EUA e cerca de 2,5 kWh/m² na Europa. O *Northern Cape* é uma das áreas de radiação solar mais altas do mundo; e grande parte da região costeira da África do Sul, com seu terreno montanhoso, é adequada para a energia eólica.

Ao contrário do Brasil, a África do Sul enfrenta escassez de água e importa energia hidrelétrica. O país tem uma combinação de pequenas estações hidrelétricas (688 MW) e sistemas de armazenamento de água bombeada (*pump storage*) (1.580 MW) (Banks & Schaffler, 2006) e importa 1.300 MW de energia hidrelétrica da barragem de Cahora Bassa, em Moçambique (DoE, 2016). Como um país com pouca água, a África do Sul não poderia confiar em recursos hídricos de menor escala durante períodos secos.

De acordo com o *Integrated Energy Plan — IRP* (DoE, 2016a), a energia nuclear ainda terá bastante importância na matriz elétrica da África do Sul. Com a segunda maior capacidade instalada em todos os cenários projetados pelo IRP, atrás apenas da fonte solar com 50,5 GW, a fonte nuclear terá, em 2050, no mínimo 29,5 GW, sendo a maior fonte de eletricidade do país, de acordo com o cenário base. A especialista Anna Pegels alerta sobre as decisões de incluir energia nuclear na

expansão de oferta de eletricidade: “As decisões não são sempre tomadas considerando os benefícios econômicos ou os benefícios de flexibilidade de geração, mas, sim, de acordo com as considerações políticas”.

Nos últimos anos, o setor de energia sul-africana experimentou alguns contrastes. A implementação bem-sucedida do Programa de Produtores Independentes de Energia Renovável (REIPPP) ocorreu no mesmo período em que os apagões oriundos da falta de manutenção nas usinas de carvão prejudicaram a economia do país. As reservas de carvão são uma grande riqueza para a África do Sul. Segundo o *SA Coal Roadmap (2010)*, o país possui uma das 10 maiores reservas do mundo e, atualmente, é o 6º maior produtor, responsável por aproximadamente 4% da produção mundial. Mesmo sendo o 5º maior consumidor de carvão, estima-se que a reserva do país ainda exceda o consumo interno durante 200 anos (DoE, 2016).

A minuta do IRP, publicada em novembro de 2016, sugere que o carvão terá o maior declínio na cota de capacidade, mas o país ainda está planejando adicionar 15 GW até 2041. O governo anunciou os vencedores da primeira rodada de seu programa de aquisição de energia de carvão em outubro de 2016. O documento do IRP aponta que o gás deve ser a tecnologia de base da África do Sul. As novas usinas com turbinas a gás de ciclo combinado terão mais que o dobro da capacidade instalada em 2016, que era de 1,35 GW segundo a BNEF (2018). No entanto, o gás sofre os mesmos atrasos políticos que as renováveis.

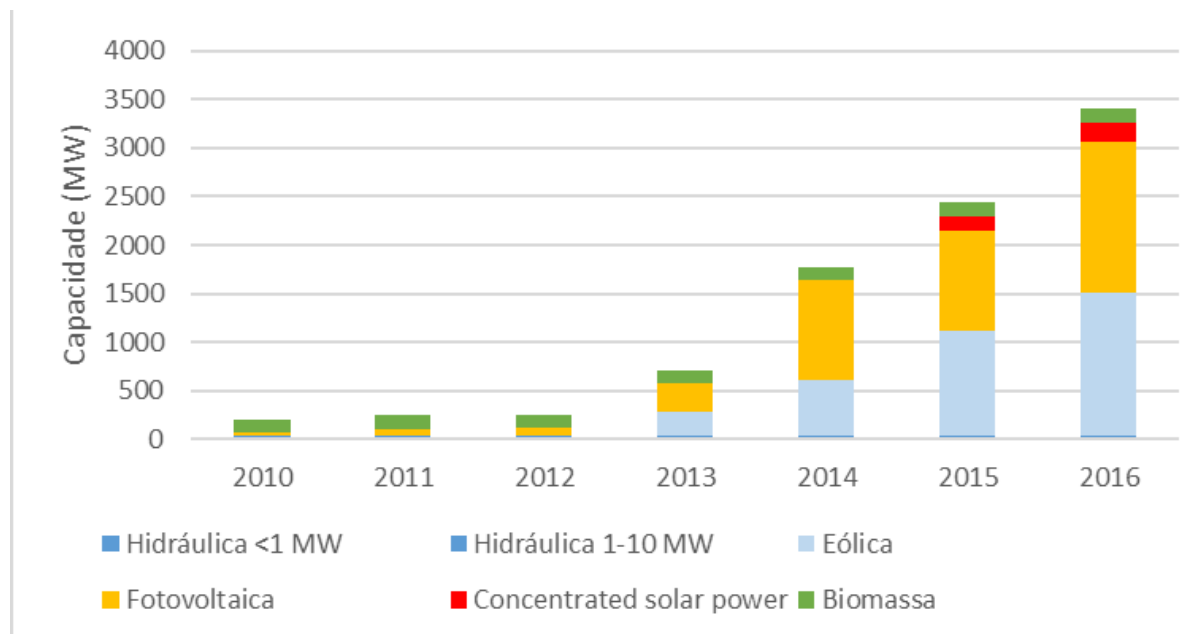
Timidamente, a participação de Energias Renováveis Não Convencionais (ERNC) na geração de eletricidade vem aumentando. “Especialmente se considerada a capacidade instalada destas usinas de renováveis, pois o volume é significativo”, alerta o especialista Robert Ashdown. Não existe registro de usinas da tecnologia maremotriz ou geotérmica no país. A Tabela 22 apresenta a evolução das fontes renováveis na África do Sul, incluindo hidrelétricas de grande porte (+10 MW). A Figura 34 mostra a evolução das ERNC em termos de capacidade instalada.

Tabela 22. Capacidade instalada da geração renovável na África do Sul em MW

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidráulica < 1MW	3	3	3	3	3	3	3
Hidráulica 1-10 MW	30	30	30	30	30	30	35
Hidráulica +10 MW	653	653	653	653	653	665	665
Eólica	10	10	10	257	569	1.079	1.473
Fotovoltaica	23	67	72	280	1.034	1.039	1.549
Concentrated solar power	0	0	0	0	0	150	200
Biomassa	134	134	135	135	135	144	144
Total	200	244	250	705	1.771	2.445	3.404

Fonte: (IRENA, 2018)

Figura 34. Capacidade instalada acumulada de ERNC na África do Sul



Fonte: (IRENA, 2018).

Enquanto o papel da Eskom como geradora se reduz, sua função como proprietária e operadora da rede de distribuição do país será fundamental para maximizar os benefícios do crescimento da geração de energia renovável. Em abril de 2016, a estatal obteve empréstimo de US\$ 180 milhões do *New Development Bank*, fundado pelos cinco países integrantes do BRICS, para financiar investimentos em capacidade de transmissão e conectar projetos de energia renovável à rede nacional. O empréstimo faz parte do plano de US\$ 13 bilhões da empresa para melhorar e expandir a rede de transmissão até 2025 (Oxford Business Group, 2016).

Segundo a Bloomberg New Energy Finance (2017), entre 2012 e 2016, cerca de US\$ 17,26 bilhões foram investidos em energias renováveis no país.

4.4 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELA ÁFRICA DO SUL

Desde 2016, a África do Sul é signatária do Acordo de Paris da UNFCCC, e sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) é baseada em uma trajetória de emissões. Os esforços de redução apresentados na NDC sul-africana abordam o setor energético, mas a NDC não estabelece meta de participação de renováveis. As metas relacionadas à expansão de renováveis são estabelecidas pelos Planos Integrados de Recursos (IRP) e de Energia (IEP). No entanto, o Ministério de Energia sul-africano afirma que os planos integrados meramente apontam as

aspirações políticas do país em relação ao *mix* de tecnologias (Bezuidenhout, Kay, & Werner, 2018), deixando claro que as metas não são mandatárias.

O país pretende atingir um nível de emissões na faixa de 398-614 MtCO_{2e} incluindo uso da terra (LULUCF) e 417-633 MtCO_{2e} (excluindo LULUCF) no período entre 2025 e 2030. Isso equivale a uma faixa de 20% a 82% acima do nível de emissões de 1990. Apesar desta promessa, o quadro político atual coloca o país em uma trajetória de emissões cuja estimativa está acima desse intervalo significativo (BNEF, 2017).

Em 2004, o *Renewable Energy White Paper* delineou uma visão de longo prazo para uma alternativa sustentável e completamente não subsidiada aos combustíveis fósseis. Para começar, estabeleceu o objetivo de obter 10.000 GWh de contribuição de energia renovável, a ser alcançado até 2013. Isso deveria ser gerado principalmente por biomassa, eólica, solar e PCH, e é equivalente ao fornecimento de eletricidade a 300 mil residências⁴ por ano. Nenhuma meta de longo prazo foi detalhada.

O *White Paper* mencionava: “Será desenvolvida uma Estratégia sobre Energias Renováveis, que traduzirá objetivos, metas e entregas determinadas no presente documento, em um Plano Prático de Implementação”. A elaboração de tal documento estratégico, no entanto, não foi imediatamente realizada. Como resultado, houve grande confusão sobre o que essa meta realmente significava: era uma meta cumulativa ou anual? Incluía energia renovável para serviços que não sejam eletricidade? Em resposta, o DoE esclareceu, em 2004, que o objetivo era cumulativo e seria cumprido por uma combinação de bagaço (59%), gás de aterro sanitário (6%), hidrelétrica (10%), aquecedores de água solares (13%), outra biomassa (1%) e apenas 1% de eólica (DoE, 2015). Curiosamente, não se esperava qualquer contribuição de energia solar fotovoltaica ou energia solar concentrada (CSP) para esse objetivo energético.

Em 2013, a geração anual a partir de renováveis atingiu apenas 1.626 GWh (IRENA, 2017), patamar aquém do objetivo estabelecido se ele não fosse cumulativo. Com esta interpretação, Eberhard, Kolker & Leigland (2014) afirmam que mesmo esses objetivos relativamente modestos não foram alcançados no prazo estabelecido, face ao paradigma de energia predominante. Por outro lado, considerando a meta cumulativa de 10.000 GWh gerados até 2013, equivalente a 1.667 MW de capacidade, é possível afirmar que a África do Sul alcançou esta meta ao final do segundo leilão em 2012, quando foram aprovados 2.457 MW (REN21, 2015). A falta de clareza na

⁴ Com base em 3.319kWh por domicílio, ou seja, o uso médio de eletricidade residencial segundo dados de consumo residencial da Eskom e dados da Amps para o número de casas eletrificadas (2013)

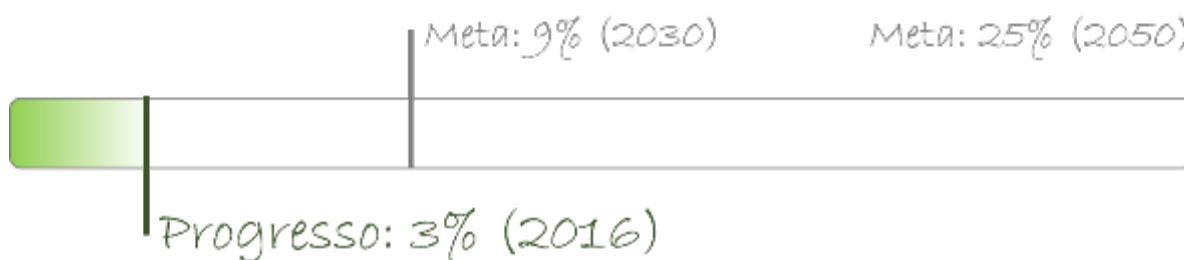
comunicação da meta ilustra o frágil planejamento energético e direcionamento por parte do governo sul-africano.

Em novembro de 2016, o governo divulgou o último rascunho do Plano Integrado de Recursos (IRP), que descreve a estratégia elétrica do país até 2050. O plano precisa agora ser aprovado pelo governo. O setor de energia renovável da África do Sul está relativamente estagnado por atrasos na definição de políticas públicas que paralisam os investimentos e novas construções.

De acordo com as minutas do IRP (2016a) e IEP (2016), o país quer adicionar 37 GW de usinas eólicas e 18 GW de PV e diminuir a utilização de carvão de 25% para 20% entre 2021 e 2050. Isso representa reduzir a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética de 86,5% em 2010 para 57% em 2030; aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética para 13% até 2020 (IRENA, 2013) e 21% até 2030; além de criar um programa de energia nuclear de US\$ 100 bilhões para compensar a demanda restante (Oxford Business Group, 2016).

Considerando a participação de fontes renováveis na geração elétrica é possível notar que a África do Sul ainda está distante da meta de 9% estabelecida em março de 2011 pelo Plano Integrado de Recursos 2010-2030 (DoE, 2011), conforme apresentado na Figura 35. No entanto, após uma maior concentração de esforços no detalhamento dos planos de expansão de energias renováveis o quadro caminha para uma reversão. A participação das renováveis (exceto hidrelétricas de grande porte) na geração de eletricidade do país saltou de 0,1% em 2013 para 3% em 2016 (DoE, The IPP Office, Eskom, 2017); (BP, 2017).

Figura 35 - Evolução das metas de participação de renováveis na geração de energia elétrica na África do Sul



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (DoE, 2011); (DoE, The IPP Office, Eskom, 2017); (BP, 2017); (Draft Integrated Energy Plan, 2016); (Draft Integrated Resource Plan, 2016a)

4.5 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS

Com 14% da população ainda sem acesso à energia elétrica, a África do Sul direciona suas políticas públicas de expansão das fontes renováveis para aumentar este percentual. Segundo o relatório *Energy Access Outlook* (IEA, 2017a), o país caminha para se atingir patamar próximo a 100% de acesso até 2030, em grande parte devido ao resultado do Programa Nacional Integrado de Eletrificação, que combina a extensão da rede e as estratégias de utilização de sistemas solares residenciais.

A África do Sul também atraiu níveis recordes de investimento através de leilões e do apoio concedido a um caro projeto de energia heliotérmica, que, por sua vez, representou, em 2016, um terço de todo o investimento em energia limpa no país (BNEF, 2017). O projeto heliotérmico Xina Solar One, de 100 MW, com orçamento de US\$ 880 milhões (NREL, 2017), recebeu financiamento subsidiados de diversos instituições de fomento, como o Banco Africano de Desenvolvimento, o International Finance Corporation (IFC), o Industrial Development Corporation (IDC) e o Development Bank of Southern Africa (New Energy Update, 2016). Nos leilões, o país recebeu mais de 400 lances para 100 projetos (IRENA, 2017d).

Outra forma de atração de investimentos tem origem tributária. Para incentivar maior penetração de renováveis, a Agência Tributária Sul-Africana (SARS) incluiu, em janeiro de 2016, a depreciação acelerada⁵ para bens relacionados ao comissionamento de usinas de energia renovável. Para usinas fotovoltaicas de até 1 MW_p, a depreciação é de 100% no 1º ano. Para sistemas de fontes eólica, biomassa, CSP, hidrelétricas de até 30 MW e sistemas fotovoltaicos acima de 1 MW_p, a depreciação é de 50% no 1º ano, 30% no 2º ano, e 20% no 3º ano.

A Tabela 23 apresenta as políticas de incentivos aplicadas na África do Sul. O país não utiliza mecanismos de *net metering* ou FIT — o FIT foi substituído em 2011, conforme detalhado no Tarifas feed-in (REFIT). O principal mecanismo utilizado atualmente para atingir as metas estipuladas no país é o Leilão de Energia através do Programa de Compras de Produtores Independentes de Energias Renováveis (REIPPPP), conforme detalhados nos itens abaixo.

⁵ Emenda do *Tax Act* N°58 de 1962

Tabela 23. Políticas e incentivos aplicados na África do Sul

África do Sul		
	Metas de Energia Renovável	R
	Renováveis na INDC ou NDC	X
Políticas Regulatórias	<i>Feed-in tariff</i> (FIT) / <i>Premium</i> (FIP)	
	Cota obrigatória de energia renovável	X
	<i>Net metering</i>	
	Obrigações em transporte	X
	Obrigações para aquecimento	X
	Certificados de Energias Renováveis (CER)	
	Leilões	H ⁶
Incentivos Fiscais e Financiamento Público	Investimentos e créditos fiscais à produção	
	Redução de tributos em vendas de energia e outras taxas	X
	Pagamento pela produção de energia	
	Investimentos públicos, empréstimos subsidiados, outorgas, ou descontos	X

X – Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* – Existe a nível regional (mas não nacional); N – Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R – Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O – Removida; R* – Revisada a nível regional; H – Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 – Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

Fonte: (REN21, 2017)

4.5.1 Tarifas *feed-in* (REFIT)

Em 2008, a África do Sul iniciou um processo para utilização de *feed-in tariffs* de energias renováveis (batizado no país como REFIT) para facilitar sua introdução no sistema de energia elétrica. Esta abordagem foi baseada em experiências exitosas no cenário internacional, como a da Alemanha. O trabalho de formatação da REFIT foi acelerado por consequência da grave escassez de eletricidade experimentada durante 2008 (DoE, 2015). Em 2009, o NERSA publicou os REFITs com as tarifas propostas destinadas a cobrir os custos de geração mais um retorno líquido de 17%, totalmente indexado à inflação. Segundo Msimanga (2014), a NERSA implementou o REFIT numa tentativa de alcançar o objetivo de gerar 10.000 GWh até 2013.

A adoção do REFIT demonstrou o compromisso da África do Sul com a introdução de renováveis, e, como tal, estimulou o interesse do mercado. O anúncio provocou mudanças rápidas e catapultou o país para o foco mundial, atraindo o interesse dos investidores (DoE, 2015). Inicialmente, o REFIT aplicava-se apenas à energia eólica, hidrelétrica e energia solar concentrada (CSP). Seis meses após a introdução, a abrangência foi ampliada para incluir biomassa e energia solar fotovoltaica (Pegels, 2010).

Em maio de 2011, o REFIT foi substituído pelo Programa de Compras de Produtores Independentes de Energias Renováveis (*Renewable Energy Independent Power Producers Procurement Programme* — REIPPPP). Tratava-se de um sistema de licitação competitiva, com as tarifas de REFIT utilizadas como teto. Possíveis explicações para essa mudança de política podem incluir desafios potenciais para a estabilidade da rede causada pela produção de energia flutuante de um grande número de usinas de energia eólica esperadas; receios de aumento das despesas do Tesouro devido à garantia da REFIT para comprar toda a energia renovável; e possíveis atrasos administrativos causados por uma sobrecarga de atribuições para autoridades com pequenas equipes (Renewable Energy Ventures (K) Ltd. and Meister Consultants Group Inc., 2012). O processo de licitação competitiva, como se tornou evidente na África do Sul, tem grande potencial para baixar os preços, ao mesmo tempo que oferece incentivos adequados para a entrada de investidores no mercado.

4.5.2 Leilões de Energia (REIPPPP)

Os leilões de energia, introduzidos em 2011 pelo (REIPPPP), são organizados pelo DoE, e os contratos de compra de energia de longo prazo (*Power Purchase Agreement* — PPA) são firmados entre os empreendimentos ganhadores e o comprador único, a estatal Eskom.

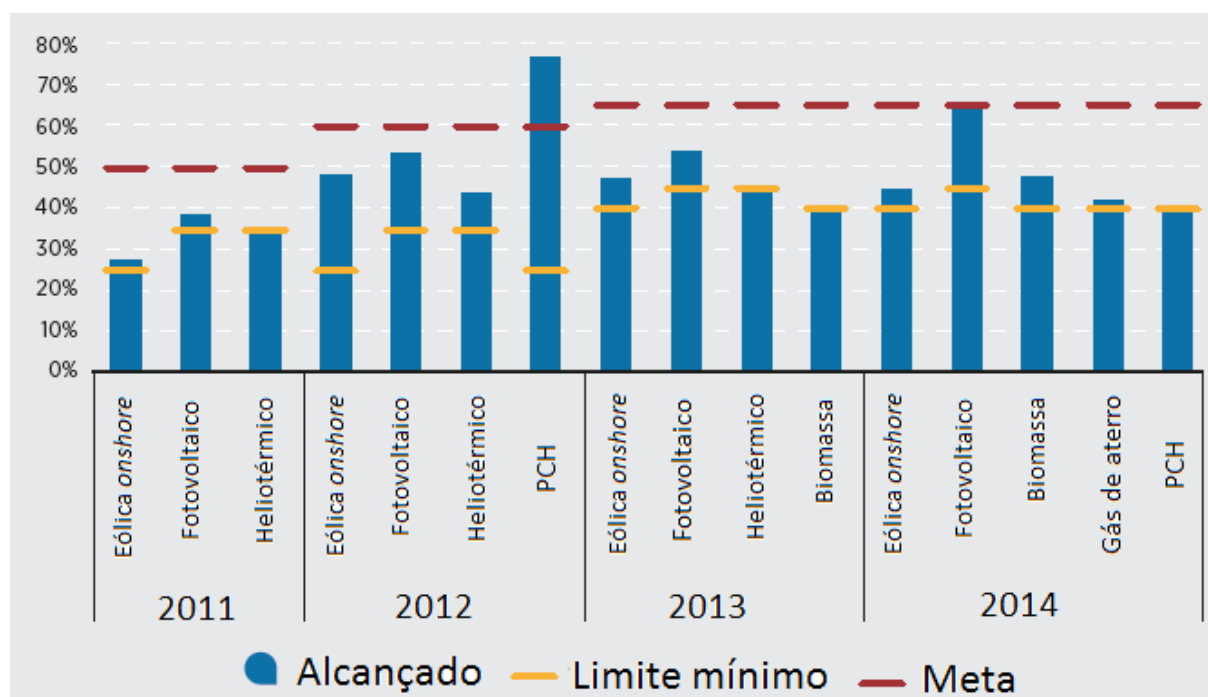
O processo de leilões na África do Sul se diferencia do utilizado em outros países, principalmente pelos critérios classificatórios que envolvem o desenvolvimento social proporcionado pela usina proposta. As políticas sul-africanas priorizam essas metas mais que a redução de preços (IRENA, 2017d).

Para que os projetos sejam habilitados na concorrência, eles precisam atingir limites definidos de desenvolvimento econômico em relação à criação de emprego, conteúdo local, propriedade, controle de gestão, compras preferenciais, desenvolvimento empresarial, desenvolvimento socioeconômico e participação de pequenas e médias empresas. Além disso, é necessário a participação mínima de 40% de empresa sul-africana no empreendimento que participará do leilão e uma contribuição para o plano do governo para melhorar a situação financeira da população não branca do país (BEE).

No processo de seleção, os fatores são ponderados da seguinte forma: criação de emprego (25%), conteúdo local (25%), propriedade (15%), controle de gestão (5%), aquisição preferencial (10%), desenvolvimento empresarial (5%) e desenvolvimento socioeconômico (15%). O especialista Robert Ashdown aprova: “estes critérios deveriam ser utilizados em todos os países, inclusive como critério de financiamento pelos bancos”.

O histórico de leilões mostra que a política de introdução de conteúdo local vem surtindo efeito. Em pesquisa realizada com participantes do leilão, Ettmayr & Lloyd (2017) revelam que os limites mínimos não foram considerados muito altos nem um fator proibitivo de entrada no mercado sul-africano. A Figura 36 mostra que, no primeiro leilão, os desenvolvedores mal conseguiram alcançar os requisitos mínimos de conteúdo local. No segundo, as ofertas incorporaram limites mínimos mais altos de conteúdo local, já que o primeiro havia estimulado o crescimento da indústria local (outra ilustração dos efeitos da curva de aprendizado). A participação de conteúdo local se estabilizou em torno de 45% em rodadas posteriores, com as maiores taxas alcançadas para PCHs na segunda rodada e para solar fotovoltaico na quarta (IRENA, 2017d).

Figura 36. Requerimentos de conteúdo local e participação alcançada na África do Sul



Fonte: (IRENA, 2017d)

Os requisitos de conteúdo local do programa levaram vários fabricantes de tecnologia e componentes a estabelecerem instalações locais. Os compromissos referentes a esse critério assumidos pelos proponentes totalizam 67,1 bilhões de rands sul-africanos (US\$ 5,6 bilhões)⁶, equivalente a cerca de 45% do valor total dos equipamentos. Considerando a despesa real com conteúdo local dos projetos que já iniciaram ou concluíram a construção, o resultado foi ainda

⁶ Taxa de câmbio de 12 rands sul-africanos para US\$ 1

melhor que o comprometido inicialmente, atingindo 51% do valor total do projeto (Independent Power Producers Procurement Programme (IPPPP) - An overview, 2016).

Por outro lado, a obrigatoriedade de conteúdo local no país encareceu os projetos, resultando em valores mais altos por MWh gerado, o que deve se refletir em aumento do preço da eletricidade para o consumidor final. Estima-se que a impossibilidade de importação de alguns equipamentos e a necessidade de suprir empreendimentos com conteúdo local tenha elevado o preço final da energia gerada em cerca de 9,89% (Ettmayr & Lloyd, 2017). Ainda assim, os preços da energia alcançados pelos leilões na África do Sul para as tecnologias solar e eólica acompanharam a média internacional e a tendência mundial de queda (ver Figura 14 e Figura 16), o que demonstra que é possível estimular a indústria local sem causar grandes impactos no preço final da eletricidade para o consumidor.

Com a sequência de leilões, os bancos e instituições financiadoras ficaram cada vez mais confortáveis com os projetos envolvendo tecnologias renováveis, o que resultou na redução do custo de capital.

Os participantes dos leilões de renováveis na África do Sul enfrentaram uma incerteza política considerável nos últimos dois anos. A Eskom se recusou a assinar contratos (PPA) de 27 projetos que venceram o leilão em 2015. Eles deveriam ser assinados até 28 de outubro de 2017, ainda assim, com tarifas mais baixas do que o anunciado anteriormente pelo Ministério de Energia (BNEF, 2017). Incertezas como esta reduzem a atratividade de investimentos no país, prejudicando a expansão, o planejamento e a integração das fontes renováveis na matriz de geração ao longo do tempo.

4.5.3 Leilões para Pequenos Projetos (*Small SPP*)

Além do REIPPPP, que atende principalmente a projetos de grande escala, a África do Sul adotou um Programa de Pequenos Projetos (SPP) (capacidade de até 5 MW), com regras mais simples. Foi a forma encontrada para incentivar instalações de geração de energia fotovoltaica e eólica que não estariam envolvidos no sistema de leilão regular. Ao contrário do REIPPPP, o SPP usa um preço máximo para diferentes tecnologias, agindo como um FIT, mas com um elemento competitivo.

O SPP foi lançado pelo DoE em agosto de 2011 e, segundo deliberação do Ministério de Energia, tem o objetivo de contratar 400 MW de projetos com capacidades individuais entre 1 e 5 MW. As tecnologias elegíveis no âmbito deste mecanismo são: eólica *onshore*, fotovoltaico, biomassa, biogás e gás de aterro sanitário.

O DoE implementa o processo em duas etapas, a fim de mitigar o risco de um grande número de novos desenvolvedores incorrerem em custos significativos na compilação de propostas de lance para projetos que podem ter pouca ou nenhuma chance de sucesso. Os dois estágios são:

- o estágio 1 é efetivamente de pré-qualificação, com critérios de qualificação de alto nível que devem ser cumpridos para obter uma habilitação que permite que o licitante avance para o processo do estágio 2;
- o estágio 2 é uma avaliação de lance completa, na qual os critérios de qualificação devem ser atendidos antes do preço e os critérios de desenvolvimento econômico são classificatórios.

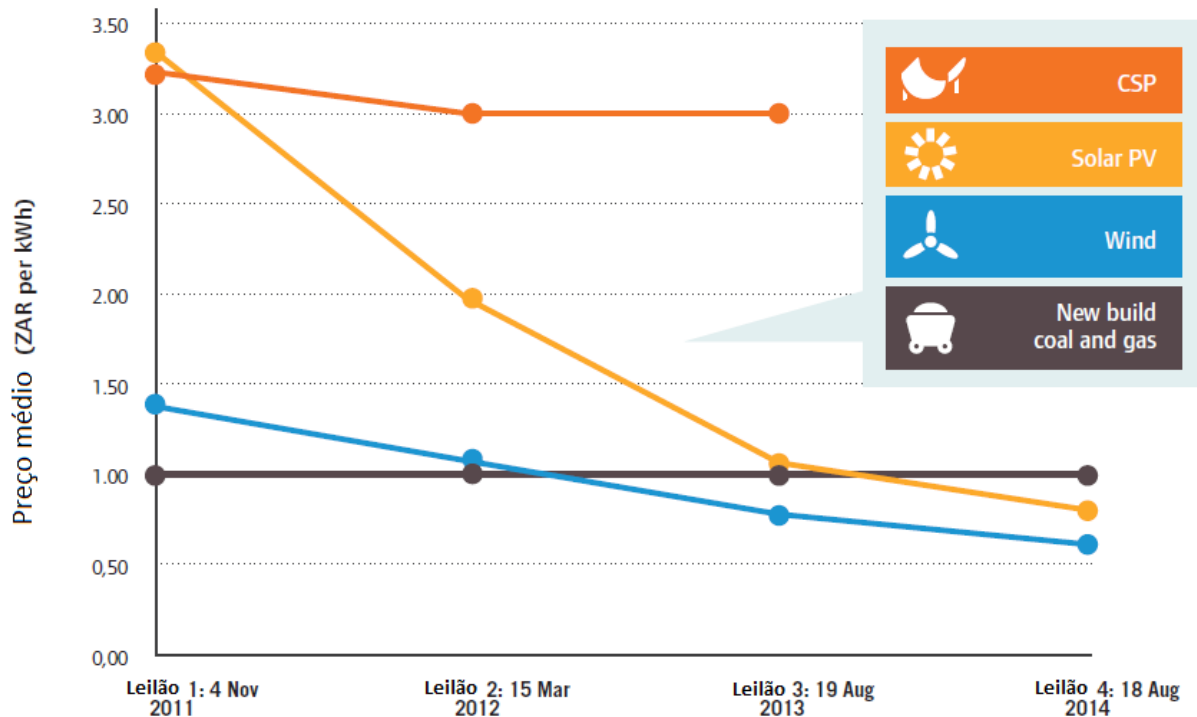
Assim como nos leilões de grande porte, os atrasos para as contratações neste mecanismo têm afetado a implementação dos projetos selecionados nos leilões para pequenos projetos. Com o estágio 1 iniciado em 2013, somente em 2017 o DoE nomeou vencedores para o estágio 2 do programa SPP. Um total de 10 plantas fotovoltaicas de 5 MW foram denominadas “licitantes preferenciais”. A tarifa média vencedora foi de 74 US\$/MWh, e os vencedores do estágio 1, anunciados em outubro de 2015, ainda estão aguardando fechamento financeiro dos contratos (BNEF, 2017).

4.6 EVOLUÇÃO DOS CUSTOS NA ÁFRICA DO SUL

O preço médio por megawatt hora (MWh) de energia solar fotovoltaica declinou acentuadamente entre o 1º leilão REIPPPP, em 2011, e o quarto, em 2015, despencando de 3.288 rands sul-africanos (US\$ 274) para 786 rands sul-africanos (US\$ 65)⁷ (REN21, 2015), tornando a fonte fotovoltaica, assim como a eólica, mais barata do que as novas usinas de geração de carvão ou a gás (ver Figura 37). Estas drásticas reduções de custos demonstram que a energia renovável pode ser uma alternativa viável para substituir a geração baseada em combustíveis fósseis.

⁷ Taxa de câmbio de 12 rands sul-africanos para US\$ 1

Figura 37. Evolução do custo médio das fontes energéticas nos Leilões REIPPPP entre 2011-2014



Fonte: (REN21, 2015)

4.7 SMART GRIDS NA ÁFRICA DO SUL

Embora seja uma empresa verticalmente integrada no setor elétrico sul africano, a Eskom tem responsabilidade limitada sob a rede de distribuição e os compromissos para implementação de uma rede inteligente. No país, cada município é responsável por supervisionar sua própria distribuição de energia, o que resulta em desafios significativos para a implantação da *smart grid*. Como em muitas economias em desenvolvimento, há também uma variedade de questões políticas e sociais em jogo. Segundo a Metering & Smart Energy International (2017), nenhuma instituição é responsável por analisar a rede de distribuição por uma perspectiva centralizada, nem por garantir que a gestão da rede esteja sendo realizada de forma economicamente viável pelos municípios.

A importância econômica da rede de distribuição para os governos municipais varia de acordo com o tamanho do local e pode ser diretamente correlacionado ao interesse em disseminar uma

infraestrutura de rede inteligente. Em municípios menores, que compõem a maior parte da África do Sul, a receita gerada com vendas de eletricidade e impostos geralmente não ultrapassa 15% da receita total do município. Isso se deve a vários fatores, incluindo a falta de pessoas economicamente ativas na região, o baixo consumo de eletricidade, a falta de acesso da população à rede elétrica e os desafios no gerenciamento de receita. Em municípios maiores, a situação é completamente diferente. Geralmente, os serviços de distribuição elétrica geram até 80% de suas receitas; ainda assim, há uma fraca gestão de receita (Metering & Smart Energy International, 2017).

A experiência com projetos-piloto também é bastante limitada na África do Sul. O SANEDI tem supervisionado dez projetos-piloto no país, a fim de avaliar os benefícios em torno da gestão e da autogestão de uso em particular. Através de um memorando assinado com o DoE, A SANEDI é encarregada da implementação do programa de redes inteligentes financiado pela UE introduzindo conceitos de redes inteligentes na distribuição de eletricidade no país. Resultados de projetos-piloto demonstram que perdas elétricas podem ser reduzidas de 23% para 6% (Metering & Smart Energy International, 2017), o que pode atrair mais o interesse dos governos municípios do que o potencial de integração das fontes renováveis.

4.8 CONCLUSÕES PARA A ÁFRICA DO SUL

Transparência e credibilidade são fatores essenciais para atração de empreendimentos de geração a partir de fontes renováveis em qualquer país. A definição e o compromisso em alcançar as metas para a participação destas fontes na matriz elétrica pode ser um grande impulsionador de investimentos. No entanto, a comunicação destas metas precisa ser clara para evitar dúvidas sobre o planejamento e direcionamento do país. A comunicação da meta de 10.000 GWh gerados a partir de fontes renováveis feita no *White Paper* de 2004, sem qualquer detalhamento sobre abrangência ou forma de monitoramento, ilustra o frágil planejamento energético da época por parte do governo sul-africano.

A África do Sul decidiu atender parte de sua demanda crescente por eletricidade através de um aumento substancial da capacidade instalada de renováveis. Não tendo entregue o alvo visado, o REFIT foi substituído pelo esquema de leilão — um esforço para apoiar de forma competitiva a implantação das fontes renováveis de energia.

O país utiliza mecanismos tributários para atrair investimentos em renováveis. A SARS incluiu, em 2016, a depreciação acelerada para bens relacionados ao comissionamento de usinas de energia renovável.

Assim como outros países, a África do Sul substituiu a FIT pelos leilões como principal mecanismo de incentivo às renováveis. Desafios potenciais para a estabilidade da rede — causada pela produção variável de um grande número de usinas de energia eólica esperadas; receios de aumento das despesas do Tesouro devido à garantia da REFIT para comprar toda a energia renovável; e possíveis atrasos administrativos causados por uma sobrecarga de atribuições para autoridades com pequenas equipes — foram apontados como principais explicações para a mudança de política (Renewable Energy Ventures (K) Ltd. and Meister Consultants Group Inc., 2012). O processo de licitação competitiva pode baixar os preços, enquanto oferece incentivos adequados para investidores entrarem no mercado.

Os leilões se diferenciam na África do Sul, especialmente pela adoção de critérios relativos ao desenvolvimento social. Para serem habilitados, os projetos precisam cumprir exigências relativas à criação de emprego, conteúdo local, participação de pequenas e médias empresas, desenvolvimento socioeconômico, entre outros. Além disso, é necessário a participação mínima de 40% de empresa sul-africana no empreendimento que participará do leilão e uma contribuição para o plano do governo sul-africano para melhora da situação financeira da população não branca do país (BEE).

Apesar de incrementar o custo da energia gerada em cerca de 9,89% (Ettmayr & Lloyd, 2017), a exigência de conteúdo local para os empreendimentos participantes de leilões alcançou um saldo positivo na África do Sul. A obrigatoriedade de conteúdo local do REIPPPP levou vários fabricantes de tecnologia e componentes a estabelecer instalações de fabricação no país. O relatório IPPPP — *an Overview* (2016) apurou que cerca de 51% do valor total dos projetos já iniciados ou concluídos é composto por conteúdo local. Mesmo com o aumento do custo trazido pela exigência de conteúdo local, os preços da energia (US\$/MWh) alcançados pelos leilões na África do Sul para as tecnologias solar e eólica acompanharam a média internacional e a tendência mundial de queda (vide Figura 14 e Figura 16), o que demonstra que é possível estimular a indústria local sem causar grandes impactos no preço final da eletricidade para o consumidor.

Apesar do retrospecto positivo dos leilões na África do Sul, a burocracia e as incertezas no quadro político local têm reduzido a atratividade de investimentos em renováveis nos últimos três anos. A Eskom se recusou a assinar contratos (PPA) de 27 projetos de renováveis que ganharam o leilão em 2015. Esses contratos deveriam ser assinados até 28 de outubro de 2017, ainda assim, com tarifas mais baixas do que o anunciado anteriormente pelo Ministério de Energia (BNEF, 2017). Incertezas como esta reduzem a atratividade de investimentos no país prejudicando a expansão, o planejamento e a integração das fontes renováveis na matriz de geração ao longo do tempo.

5 - ALEMANHA

A Alemanha foi, em 2016, o sexto maior consumidor de energia do mundo (Enerdata, 2018) e o maior da Europa (BP, 2017). De acordo com o Banco Mundial, nesse mesmo ano, a Alemanha classificou-se como a quarta maior economia, com base no Produto Interno Bruto (PIB) nominal, ficando atrás de Estados Unidos, China e Japão. Seu tamanho e localização proporcionam uma influência considerável sobre o setor de energia da União Europeia. No entanto, a Alemanha ainda depende das importações de energia para atender a maior parte de sua demanda energética.

O país conduz uma iniciativa de longo prazo para a possuir uma matriz energética mais limpa e eficiente. Esta iniciativa, conhecida como *Energiewende*, possui metas ambiciosas para a eliminação progressiva do carvão e da energia nuclear e o desenvolvimento de energia renovável. Os principais objetivos incluem a utilização de fontes de energia renováveis para atender ao menos 60% do consumo final de energia e 80% do consumo de eletricidade até 2050, bem como o fechamento das centrais nucleares em 2022.

5.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NA ALEMANHA

A seguir, na Tabela 24, são apresentadas as principais instituições que tem como função organizar o setor elétrico na Alemanha.

Tabela 24. Responsabilidades das organizações do setor energético na Alemanha

Instituição	Responsabilidades
<p><i>Bundestag;</i></p> <p><i>Bundesrat;</i></p> <p>Ministério da Economia e Energia (BMWi);</p> <p>Ministério do Meio Ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear (BMUB)</p>	<p>A orientação para a transição energética é fornecida pelo governo federal através do “Conceito de Energia” (BMWi; BMUB, 2010), novas decisões do parlamento federal (Bundestag) e regras da UE. Um novo capítulo da transição energética foi aberto em 8 de julho de 2016, quando o Bundestag e a assembleia legislativa (Bundesrat) aprovaram três leis: sobre o desenvolvimento do mercado elétrico, sobre a digitalização da transição energética e sobre a revisão do Decreto das Fontes de Energia Renováveis (EEG).</p> <p>Ao aprovar esta legislação, a Alemanha unifica as várias vertentes da transição energética, transformando-as em uma estrutura global consistente. Esta é a maior reforma do mercado de eletricidade desde a desregulamentação da década de 1990. O planejamento continua a integrar as energias renováveis no mercado da eletricidade, criando um mercado adequado para integrar uma parcela crescente de energias renováveis e possibilitando o desenvolvimento de uma infraestrutura digital capaz de conectar mais de 1,5 milhão de produtores de</p>

Instituição	Responsabilidades
	<p>eletricidade e consumidores em grande escala. As reformas no setor elétrico alemão estão alicerçadas no mercado interno europeu.</p>
<p><i>Bundesnetzagentur,</i> <i>Bundeskartellamt, e</i> Autoridades reguladoras nos estados</p>	<p>O <i>Bundesnetzagentur</i> e as autoridades reguladoras dos estados federais são responsáveis pela regulamentação das redes de gás e eletricidade. Os controles de preços de varejo não fazem parte de suas atribuições. Anualmente, o <i>Bundesnetzagentur</i>, em conjunto com a autoridade reguladora da competitividade (<i>Bundeskartellamt</i>), publica o “Relatório de monitoramento de desenvolvimento do mercado de eletricidade e gás”, e o envia para avaliação da Comissão Europeia e Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) (<i>Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2017</i>).</p> <p>Com atividades determinadas pelo Decreto de Energia (EnWG), o <i>Bundesnetzagentur</i> tem o objetivo de liberalizar os mercados da energia. A liberalização começou a nível europeu há alguns anos e foi adotada pelas diretrizes da UE. Os consumidores e as empresas comerciais têm grande interesse que o preço do acesso à rede elétrica seja calculado de forma justa. Esta tarefa jurídica é cumprida pelo <i>Bundesnetzagentur</i> com um instrumento específico conhecido como “regulamento de incentivo”.</p>
<p>Amprion; TenneT; 50hertz; TransnetBW</p>	<p>A operação da rede está a cargo de quatro grandes operadores (TSOs) que, historicamente, faziam parte de quatro grupos de geradores de energia. Os operadores são Amprion GmbH, TenneT, 50hertz e TransnetBW, sendo este último, parte do grupo EnBW controlado pelo governo alemão. Os quatro operadores elaboram bianualmente os planos de longo prazo de expansão da rede de transmissão, sendo esta atividade regulada quanto ao teto de receita que pode ser aferida e ao tipo de investimentos que devem ser feitos. Eles contribuem com sua experiência para garantir a expansão segura da rede e, portanto, são responsáveis pela segurança e estabilidade do sistema de fornecimento de energia alemão (<i>Amprion, TenneT, 50hertz, TransnetBW, 2017</i>).</p>
<p><i>Deutsche Energie-Agentur — DENA</i> (Agência Alemã de Energia)</p>	<p>Concentra seus esforços nos setores de construção, energia e transporte, bem como em questões relacionadas à geração de energia, armazenamento, rede e digitalização. Através de seus projetos-piloto, a agência aconselha políticos, fabricantes e prestadores de serviços, qualificando multiplicadores, informando os consumidores, criando redes, fomentando trocas internacionais e desenvolvendo cenários futuros. Para isso, a DENA baseia-se principalmente em instrumentos de mercado e nos modelos de negócios inovadores. A agência avalia o sistema energético como um todo e possui a República Federal da Alemanha e o Grupo KfW como acionistas.</p>

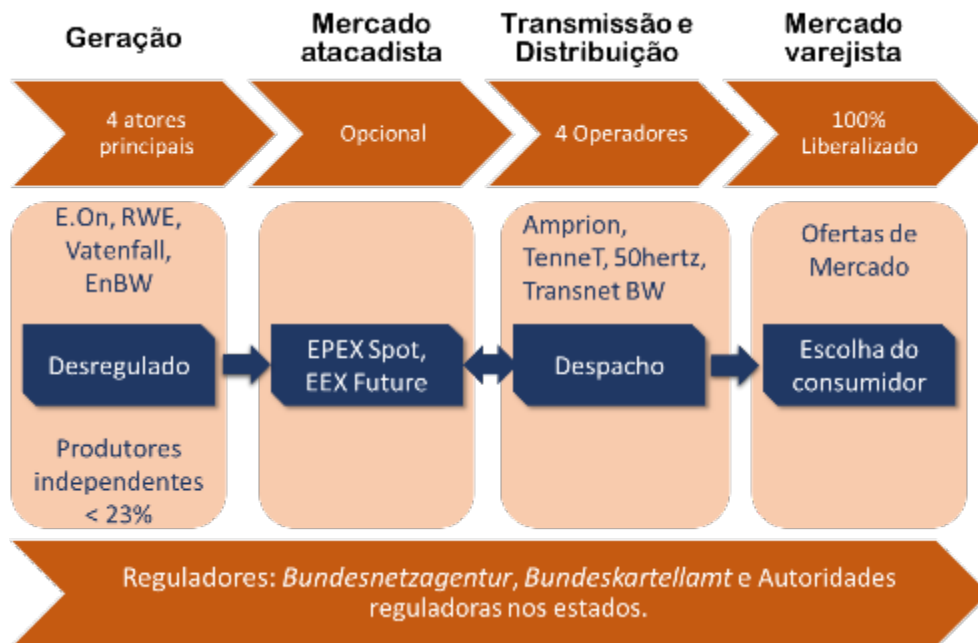
Figura 38. Divisão geográfica do sistema de transmissão por operador na Alemanha



O primeiro Plano de Desenvolvimento da Rede foi apresentado à autoridade reguladora (*Bundesnetzagentur*) em 2012 (Amprion, TenneT, 50hertz, TransnetBW, 2017). Desde então, já foram elaborados os planos para 2023, 2024, 2025, e o plano para 2030 está em sua 2ª minuta após várias rodadas de audiências públicas. Apesar disto, Silvana Tiedemann alerta que “investimentos na expansão da rede de transmissão estão atrasados”, retardando o alcance das metas para renováveis definidas pelo país.

O mercado de energia elétrica na Alemanha é livre, porém dominado por quatro grandes grupos que detêm aproximadamente 73% da geração de eletricidade (Delloite, 2015). E mais de 900 distribuidoras (DSO) atuam no país. Usualmente, estas distribuidoras fazem parte de grupos verticalmente integrados que possuem investimentos também em geração de energia, como os “quatro grandes”, E.ON, RWE, Vattenfall e EnBW. A Figura 39 apresenta a estrutura do setor elétrico e seu mercado, elencando os quatro níveis: Geração, Mercado Atacadista, Transmissão & Distribuição e Mercado Varejista.

Figura 39. Estrutura do setor elétrico na Alemanha



Fonte: Elaboração própria

5.2 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ALEMANHA

A matriz elétrica da Alemanha é fortemente baseada em carvão, fonte que gera 37% da toda a eletricidade produzida no país, conforme apresentado na

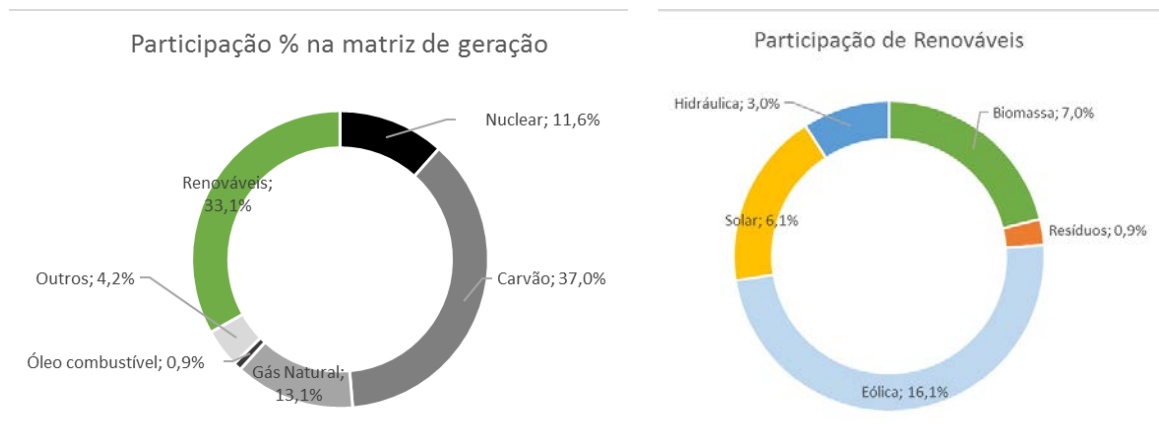
Tabela 25. A segunda maior fonte é a eólica, com 16% de participação. Com potencial de exploração praticamente todo utilizado, a fonte hidráulica responde por apenas 3%, sendo as hidrelétricas de grande porte responsáveis pela geração de mais de 14,3 GWh (IRENA, 2018) dos 19,62 GWh gerados por esta fonte. A participação das fontes renováveis, incluindo hidrelétricas de grande porte, é apresentada na Figura 40. As tecnologias geotérmica e heliotérmica não possuem participação significativa na matriz elétrica da Alemanha. Não foi identificada a existência de usinas da tecnologia maremotriz no país.

Tabela 25. Matriz de geração de energia elétrica na Alemanha

Fonte	Produção de Energia (2017)		Capacidade Instalada (2017)	
	Geração (GWh)	%	(GWp)	%
Nuclear	75,88	11,6%	10,80	5,31%
Carvão	242,02	37,0%	46,34	22,80%
Gás Natural	85,69	13,1%	29,50	14,52%
Óleo combustível	5,89	0,9%	4,44	2,18%
Outros	27,47	4,2%	N/A	N/A
Hidráulica	19,62	3,0%	5,60	2,76%
Resíduos	45,79	0,9%	N/A	N/A
Biomassa	5,89	7,0%	7,38	3,63%
Eólica	105,31	16,1%	56,18	27,64%
Solar	39,90	6,1%	42,98	21,15%
Total	654,1	99,9%	203,22	100%

Fonte: Dados de Geração da AG Energiebilanzen e.V. (AGEB) e dados da capacidade instalada do (Fraunhofer Institute, 2018)

Figura 40. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Alemanha (2017)



Fonte: AG Energiebilanzen e.V. - AGEB

5.3 ENERGIA RENOVÁVEL NA ALEMANHA

A Alemanha depende fortemente da importação de combustíveis fósseis, como petróleo, gás natural e carvão. Pobre nestes recursos, o país teve que importar 97% do seu petróleo e pouco menos de 91% do seu gás natural em 2016 (BMW, 2017). A segurança energética da Alemanha é, então, prejudicada pela dependência destas importações de energia. A quantidade de importações disponíveis e o preço podem variar significativamente, dependendo do país de origem, devido à redução na produção resultante de catástrofes ou guerras. Neste quesito, a Alemanha trabalha para reduzir a dependência das importações e melhorar a segurança energética através da expansão de fontes de energia renováveis.

Ao contrário do Brasil, a Alemanha não gera eletricidade a partir de bagaço de cana. No entanto, outras fontes de biomassa são amplamente utilizadas no país, inclusive como forma de mitigar os efeitos da variação das fontes solar e eólica no sistema elétrico. No país, a biomassa é utilizada não apenas em usinas de energia elétrica, mas também como energia final nos setores residencial, comercial, industrial e transporte. A biomassa sólida (madeira na forma de toras, aparas de madeira, pellets e briquetes), com cerca de 2 GW de capacidade instalada, e o biogás, com quase 5 GW, são as formas mais utilizadas da biomassa para a produção de eletricidade (IRENA, 2018). Combustíveis líquidos como óleo de semente de palma ou óleo de colza, assim como biocombustíveis como biodiesel e etanol, na verdade, assumem apenas um papel secundário (AGEB, 2017).

Como apresentado na Figura 40, a participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica atingiu 33,1% em 2017. O país tem mostrado ao mundo que um grande nível de geração variável oriunda de renováveis pode ser integrado ao sistema de transmissão sem causar problemas, graças a uma infraestrutura de rede robusta e a conexões internacionais (IRENA, 2015). Como a transição energética pretende elevar a participação de renováveis no sistema elétrico para mais de 50% até 2030 e ainda mais a partir de então, importantes fatores de infraestrutura de transmissão e do mercado de energia deverão ser considerados.

A evolução da capacidade instalada (MW) por fonte de energia renovável na Alemanha é apresentada na

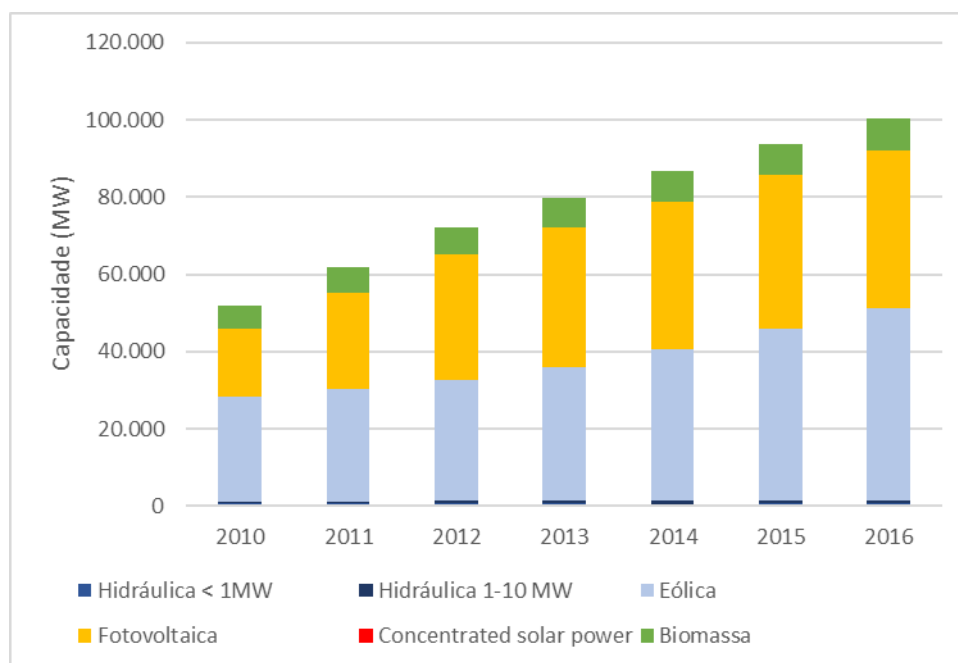
Tabela 26. A excelente evolução das energias renováveis não convencionais na Alemanha é apresentada na Figura 41.

Tabela 26. Capacidade Instalada da Geração Renovável na Alemanha em MW

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidráulica < 1MW	616	630	635	646	599	612	612
Hidráulica 1-10 MW	532	621	656	640	684	715	715
Hidráulica 10+ MW	3.104	3.218	3.160	3.148	3.141	3.250	3.259
Eólica	27.180	29.060	31.304	34.660	39.193	44.670	49.747
Fotovoltaica	17.552	25.037	32.641	36.335	38.234	39.786	40.986
Concentrated solar power	2	2	2	2	2	2	2
Geotérmica	8	8	12	24	24	26	26
Biomassa	5.849	6.514	6.928	7.447	7.913	8.071	8.201
Total	54.843	65.090	75.338	82.902	89.790	97.132	103.548

Fonte: (IRENA, 2018)

Figura 41. Capacidade Instalada acumulada de ERNC na Alemanha



Fonte: (IRENA, 2018)

5.4 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELA ALEMANHA

A Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) da União Europeia (UE) abrange a contribuição de todos os seus Estados-Membros. Desta forma, a NDC da UE não vincula metas específicas de redução de emissões de GEE ou de participação de renováveis na matriz energética para a Alemanha. Para contribuir para o alcance da meta estabelecida na NDC da EU, a Alemanha conta com uma série de leis e regulamentos internos que estabelecem metas de redução de emissões de GEE e também de participação de renováveis na matriz energética do país.

A reforma de 2017 do Decreto de Energias Renováveis (EEG) foi um elemento-chave nas fases finais da implementação da Diretriz 2009/28/CE da União Europeia, sobre a promoção da utilização de energia a partir de fontes renováveis, o que exige que o país gere 18% de seu consumo bruto de energia a partir de fontes renováveis até 2020. Isto significa que a Alemanha tem o compromisso de gerar 35% de sua energia elétrica a partir de fontes renováveis, incluindo hidrelétricas grande porte, até 2020.

Outro objetivo estabelecido pela Alemanha é a desativação das usinas nucleares. De acordo com a lei de eliminação nuclear do país, o último reator nuclear será desativado até 2022. Essa eliminação foi motivo de controvérsia na política nacional entre 1980 e 2011, mas ganhou amplo consenso político nos últimos anos, principalmente após o acidente em Fukushima, no Japão, em abril de 2011. Alicerçado pela legislação e pelo crescimento das renováveis, algumas usinas nucleares foram desativadas já em 2011 (IRENA, 2015).

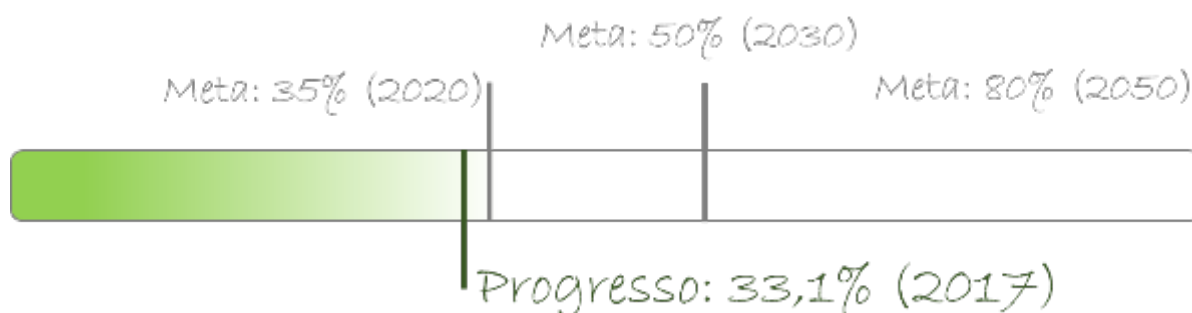
Uma combinação de energia eólica *onshore* e *offshore*, energia solar fotovoltaica e bioenergia substituirá a nuclear, mantendo a geração de energia segura e livre de emissões de carbono para o país. Esta substituição pode ser constatada na análise da evolução da matriz elétrica alemã. Enquanto a geração das usinas nucleares despencou de 102 TWh para 72 TWh entre 2011 e 2017, a geração das usinas eólicas saltou de 49 TWh para 102 TWh no mesmo período (Fraunhofer ISE, 2018). A importação de eletricidade gerada por fontes fósseis ou nucleares em países vizinhos como França e Suécia, ainda é necessária em alguns períodos. No entanto, o saldo de importações da Alemanha é positivo desde 2003.

Há compromissos claros para todas as áreas da transição de energia — eletricidade, aquecimento e transporte. As metas de longo prazo em relação a transição do setor energético para um setor mais sustentável estão descritas no Decreto de Energias Renováveis (EEG). De acordo com a especialista Silvana Tiedemann, “o apoio do país ao desenvolvimento das energias renováveis está alinhado com estas metas”. O foco está em dois objetivos principais: o fornecimento de energia deve ser cada vez mais baseado em energia renovável, e o uso, cada vez mais eficiente.

As revisões do Decreto de Energias Renováveis pretendem assegurar a continuidade da expansão de oferta de energia renovável, definindo corredores de implantação para cada uma das várias tecnologias, para alcançar as metas de 40% a 45% do consumo bruto de eletricidade em 2025, 55% a 60% em 2035, e 80% até 2050. Com participação de 31,5% e 31,7% do consumo bruto de eletricidade em 2015 e 2016, respectivamente, as energias renováveis avançam para se tornar a fonte de energia elétrica mais importante na Alemanha (BMW, 2017).

A Figura 42 apresenta a evolução da participação de renováveis na geração de energia elétrica e as metas estabelecidas pelos decretos de energias renováveis (EEG) desde 2000. A Alemanha registrou tremendo crescimento na capacidade de geração de energia renovável. Por muitos anos, o instrumento de política de escolha foi o *feed-in tariff*, mas o país utiliza, agora, novos instrumentos, incluindo pagamentos de *feed-in premium* e um sistema de leilão. No setor elétrico, o desenvolvimento das energias renováveis diversificou a matriz energética, mudou as estruturas de propriedade e reduziu a dependência das importações de combustíveis fósseis. Além disso, a indústria de renováveis construiu uma força de trabalho de mais de 371 mil trabalhadores (IRENA, 2015).

Figura 42. Evolução das metas de participação de renováveis na geração de energia elétrica na Alemanha



Fonte: Baseado nas metas definidas (BMW, 2017) e na participação de renováveis (AG Energiebilanzen e.V. – AGE, 2018)

Nos setores de aquecimento e transporte, as políticas de apoio direcionado foram menos efetivas no aumento da implantação de tecnologia de energia renovável (IRENA, 2015). A implantação de energias renováveis para o transporte tem sido limitada nos últimos anos, com o consumo líquido de biocombustíveis permanecendo estável e as vendas de veículos elétricos, abaixo das previsões anteriores. Para a indústria, que é o segundo maior setor de demanda de energia na Alemanha, nenhum quadro específico de mercado de energia renovável está em vigor.

5.5 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS

A Alemanha utiliza uma combinação robusta de tecnologia de integração de fontes renováveis na rede elétrica, políticas públicas e mecanismos financeiros de fomento à inserção de renováveis na matriz energética do país. As seções seguintes detalham estes temas.

5.5.1 Integração das Energias Renováveis na Rede Elétrica

A Alemanha tem integrado com sucesso grande volume de energia renovável em sua rede elétrica. Entre 2010 e 2015, foram adicionadas diversas usinas com geração variável oriunda de fontes como eólica e solar. Neste período, a geração fotovoltaica triplicou na rede elétrica alemã, e a eólica, duplicou. Em 2015, a rede elétrica suportou impressionantes 38,7 TWh e 79,2 TWh gerados a partir das fontes solar e eólica, respectivamente (IRENA, 2018). Juntas, elas geraram mais energia que a usina de Itaipu (96,4 TWh em 2017).

O crescimento de usinas de fontes renováveis com geração flexível, como hidráulica e biomassa, não acompanhou as mesmas taxas registradas pela geração fotovoltaica e eólica. Entre 2010 e 2015, as usinas a biomassa aumentaram sua geração de energia elétrica em 55%, passando a produzir 50 TWh de energia flexível em 2015. Já as hidrelétricas reduziram sua geração em 9% no mesmo período, contribuindo com 24,9 TWh de energia flexível em 2015 (IRENA, 2018). Usinas renováveis com geração flexível são utilizadas para mitigar os efeitos da intermitência das tecnologias solar e eólica sem contribuir para o aumento de emissões de GEE. Götz, Henkel & Lenz (2014) estimam que a Alemanha necessita de 20 GW a 25 GW de capacidade instalada de usinas flexíveis para responder adequadamente à variação da geração oriunda das fontes solar e eólica.

Em 2015, a rede elétrica da Alemanha superou enorme desafio em relação a sua capacidade de adaptação a uma ampla variação de geração renovável. Com o eclipse solar total ocorrido na manhã do dia 20 de março, a rede e seus operadores mostraram ao mundo que é possível passar por uma queda drástica na geração solar seguido por um aumento nunca enfrentado. Para manter a rede estável e balanceada com a redução de 7.000 MW durante o eclipse e retomada de 4.400 MW em apenas 15 minutos, a Alemanha utilizou usinas com geração flexível incluindo aquelas movidas a gás e suas hidrelétricas. Outros países afetados pelo eclipse utilizaram soluções menos tecnológicas. Na Itália, por exemplo, os operadores optaram por desconectar 30% da capacidade solar ligada a rede para reduzir o desafio do balanceamento da energia.

Como apresentado no item 3.8, a ausência de flexibilidade de geração das usinas convencionais pode resultar em excesso de oferta de eletricidade ao mercado e, conseqüentemente, na redução do preço de venda, atingindo, em alguns casos, preços negativos. Em 2017, os preços negativos de

energia foram negociados no mercado spot alemão durante 146 horas, estabelecendo um recorde no país. Isto ocorreu durante os períodos com grande oferta de energia eólica e solar, que atingiram, aproximadamente, 65% da eletricidade disponível, enquanto as usinas nucleares, movidas a lignito⁸ e de ciclo combinado (CHP), reduziram apenas parcialmente sua geração, configurando o quadro de excesso de eletricidade disponível (Graichen, Sakhel, & Podewils, 2018).

5.5.2 Políticas de suporte a Energias Renováveis

A Tabela 27 apresenta as políticas de incentivos aplicadas na Alemanha. O país não utiliza mecanismos de *net metering* ou cota obrigatória para Energia Renovável. Os principais mecanismos atuais são o *feed-in premium* e o leilão de energia, conforme detalhados a seguir.

Tabela 27. Políticas e incentivos aplicados na Alemanha

		Alemanha		
		Metas de Energia Renovável	X	
		Renováveis na INDC ou NDC		
Políticas Regulatórias	<i>Feed-in tariff</i> (FIT)	<i>Premium</i> (FIP)	R	
	Cota obrigatória para Energia Renovável			
	<i>Net metering</i>			
	Obrigações em transporte de passageiros e carga		X	
	Obrigações para aquecimento		X	
	Certificados de Energias Renováveis (CER)		X	
	Leilões		H	
	Incentivos Fiscais e Financiamento Público	Investimentos e créditos fiscais à produção		X
		Redução de tributos em vendas de energia e outros		X
Pagamento pela produção de energia				
Investimentos públicos, empréstimos subsidiados, outorgas ou descontos		R ⁶		

X - Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* - Existe a nível regional (mas não nacional); N - Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R - Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O - Removida; R* - Revisada a nível regional; H - Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 - Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

Fonte: (REN21, 2017)

⁸ Lignito ou lenhite (em português europeu, lignite ou lenhite) é uma rocha sedimentar macia, marrom e combustível formado pela compressão de turfa. É considerado um carvão baixo devido a seu baixo poder calórico.

5.5.3 Tarifas *feed-in* (FIT) e Prioridade de Despacho

O EEG, adotado em 1 de abril de 2000, é o instrumento central para o desenvolvimento de energia renovável no setor elétrico alemão e provou ser o mais eficaz. O decreto é baseado, principalmente, nos seguintes elementos: *feed-in tariff* para renováveis e prioridade de despacho na rede elétrica para fontes de geração renováveis, sendo esta despachada antes das fontes fósseis. Aproximadamente 80% dos investimentos em geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis aconteceram em plantas elegíveis aos incentivos financeiros oferecidos no âmbito do EEG (BMW, 2017).

Este mecanismo garante receitas fixas para geradores proporcionais à energia gerada, permitindo que eles recuperem seus investimentos com risco bastante limitado. As tarifas FIT são recomendadas quando as energias renováveis ainda estão em um nível de maturidade relativamente incipiente. Na Alemanha, este mecanismo foi crucial para consolidar o país como o segundo maior produtor de energia solar do mundo, com quase 41 GW de capacidade instalada no final de 2016 (IRENA, 2017d).

Inicialmente, a política de FIT na Alemanha não estabeleceu um limite para a capacidade instalada, o que resultou em uma capacidade maior do que a esperada ou necessária. Os altos custos atrelados ao amadurecimento das tecnologias renováveis, principalmente a fotovoltaica, foram então transferidos para os consumidores, como detalhado no item 5.6.

O decreto foi alterado várias vezes para refletir os desenvolvimentos tecnológicos e cada vez mais levar as energias renováveis ao mercado (BMW, 2017). A mudança para o uso de leilões de acordo com a emenda de 2017 do EEG e da Lei de Energia Eólica *Offshore* entrou recentemente em vigor. Isso significa que a *feed-in tariff* para instalações de energia fotovoltaica, eólica *onshore* e *offshore* e instalações de biomassa que excedem um determinado tamanho são agora determinadas com base na concorrência.

Um importante fator levantado pela especialista Silvana Tiedemann é que as atualizações no decreto (EEG) não alteram investimentos que foram realizados antes da referida mudança. Isso promove significativa segurança jurídica e financeira para os investidores e atores do setor elétrico.

5.5.4 Leilões de Energia

Em 2015, a revisão da política de renováveis na Alemanha substituiu as tarifas FIT pelo mecanismo de leilão para instalações acima de 100 kW. O objetivo foi melhorar o controle da

capacidade instalada, aumentar a concorrência e implementar as Diretrizes de Apoio Estatal da União Europeia (*EU State Aid Guidelines*), introduzindo mecanismos de suporte baseados no mercado (IRENA, 2017d).

Os leilões na Alemanha assemelham-se aos do resto do mundo, onde os empreendimentos vencedores são aqueles que conseguem ofertar o fornecimento de energia pelo menor preço. No processo, o *Bundesnetzagentur* classifica os lances a partir do preço mais baixo para o mais alto, e os projetos são selecionados até a capacidade-alvo (MW) ter sido preenchida.

Um setor de financiamento robusto e um quadro regulatório estável também permitem o acesso confiável ao financiamento, contribuindo para o sucesso dos leilões. Os investidores parecem preferir a receita menos volátil de contratos de leilão do que utilizar estratégias de negociação no mercado spot de energia, especialmente porque os preços neste mercado podem ser altamente voláteis (e até negativos), quando a penetração das energias renováveis é alta.

Os primeiros leilões organizados entre 2015 e 2017 foram exclusivos para a tecnologia solar fotovoltaica, no entanto, o programa foi projetado para incluir leilões periódicos além de 2017, com expansão para outras tecnologias renováveis, incluindo energia solar montada em telhados e energia eólica *onshore* e *offshore*.

Apesar da introdução recente do mecanismo de leilão, o país segue buscando o aprimoramento do mecanismo. Em 2016, Alemanha e Dinamarca organizaram, em conjunto, um leilão-piloto, no qual os dois países abriram parte de suas concorrências fotovoltaicos para licitantes do outro. Um projeto da Dinamarca ganhou o leilão alemão a um preço médio de 53,8 €/MWh (58,48 US\$/MWh) (*Bundesnetzagentur*, 2016). Com a redução a longo prazo dos custos de geração, a tarifa para o consumidor final na Alemanha deve também ser reduzida.

Todos os 13 leilões realizados na Alemanha mostraram uma tendência para queda acentuada nos custos. Um fator determinante será a quantidade de projetos vencedores efetivamente implementados. A experiência inicial foi positiva: mais de 90% da capacidade contratada nos dois primeiros leilões fotovoltaicos realizados em 2015 foi instalada (*Bundesnetzagentur*, *Bundeskartellamt*, 2017).

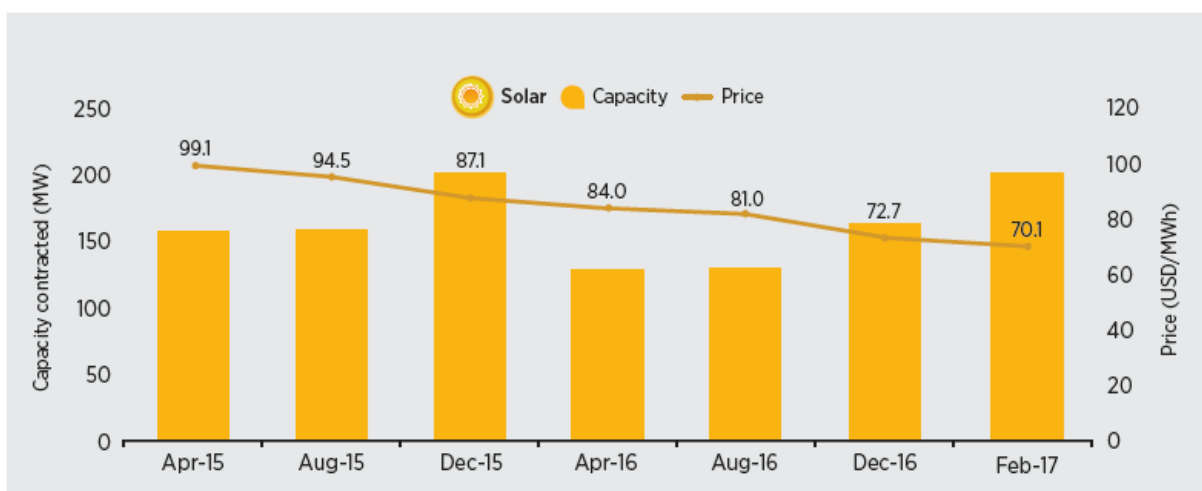
5.6 EVOLUÇÃO DOS CUSTOS NA ALEMANHA

Todas as rodadas de leilões na Alemanha foram altamente competitivas, com número de lances e capacidade instalada dos empreendimentos propostos muito maior do que a contratada. No entanto, o primeiro leilão, realizado em abril de 2015, resultou em um preço médio cerca de 1,6% maior que a tarifa FIT de 97,5 US\$/MWh vigente no país naquele momento (IRENA, 2017d). Este resultado deu origem a uma série de perguntas sobre a eficácia do mecanismo de leilão, uma vez

que houve uma expectativa geral de preços mais baixos. Com a redução dos preços observada nos leilões subsequentes, essas preocupações foram dissipadas.

Entre 2015 e 2017, o preço médio para a tecnologia fotovoltaica caiu 29%, de 99,1 US\$/MWh para 70,1 US\$/MWh (IRENA, 2017d). A Figura 43 mostra os resultados de preços médios e as capacidades contratadas em cada um dos leilões.

Figura 43. Evolução do custo médio da fonte solar nos leilões entre 2015-2017



Fonte: Renewable Energy Auctions: Analysing 2016 (IRENA, 2017d)

De forma semelhante, os leilões para a energia eólica *onshore* também apresentaram redução de preços. Foram realizados três leilões em 2017, cujos preços médios variaram de 57 €/MWh (60,71 US\$/MWh), no primeiro leilão, a 38 €/MWh (40,48 US\$/MWh)⁹, no terceiro leilão (ECOFYS, 2017). Com este preço, a Alemanha apresentou o menor custo para esta tecnologia entre os países europeus avaliados neste *Benchmarking* — mesmo que a operação das usinas ganhadoras tenha previsão de começar somente a partir de 2021.

Todo o esforço para a inserção em massa de energias renováveis aumentou o custo para os consumidores finais. Ocorre que os geradores elegíveis ao incentivo financeiro no âmbito do EEG recebem dos operadores da rede uma compensação financeira pela diferença entre valor estipulado de *feed-in tariff* e o preço médio de negociação de eletricidade. Entre 2012 e 2017, o preço de mercado da eletricidade caiu quase 50% (BMW, 2017), o que significa que o valor da

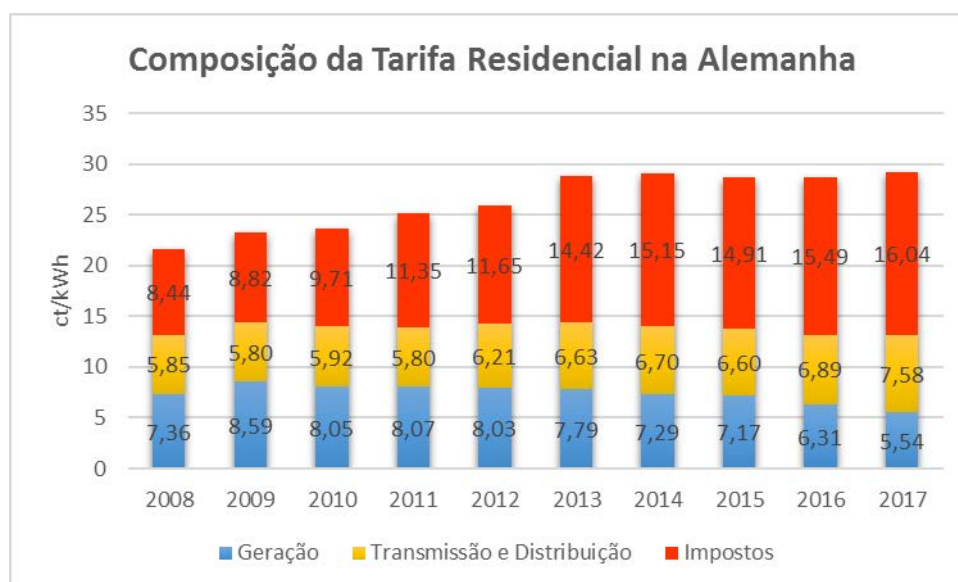
⁹ Taxa de câmbio aplicada março de 2017, com € 1= US\$ 1,0652

compensação financeira aumentou significativamente. Esta compensação é o principal fator que determina o nível de financiamento necessário para as energias renováveis e, portanto, quanto deve ser a sobretaxa EEG. As concessionárias, por sua vez, repassam este custo para o consumidor.

Como o EEG garante uma remuneração por mais de 20 anos, existe uma carga de custo considerável ligada à sobretaxa EEG sob a forma de pagamento de remuneração dos investimentos existentes. A maior parte das instalações foi construída entre 2009 e 2012 e recebe compensações expressivamente mais elevadas do que as erguidas desde então. Isso porque o custo das energias renováveis diminuiu drasticamente, o que significa que as novas instalações só precisam de uma fração da remuneração fornecida durante esse período. Expandir as energias renováveis é, portanto, muito mais barato atualmente do que antes.

Mesmo com os preços de eletricidade no atacado em declínio constante, a tarifa residencial atingiu seu recorde no início de 2017 e hoje é uma das maiores na Europa. Como destacado pela Figura 44, em 2017, cerca de 55% da tarifa residencial na Alemanha era composta por taxas/impostos. A sobretaxa EEG, aquela que financia o preço garantido pelo Estado para os geradores de energias renováveis, atingiu o valor de 6,88 centavos/kWh, correspondendo a 23,6% da tarifa residencial (Thalman & Wehrmann, 2017). Graichen, Sakhel, & Podewils (2018), estimam que a sobretaxa EEG iniciará uma tendência de queda a partir de 2023, em razão da redução de custos com esta forma de subsidio as tecnologias renováveis.

Figura 44. Evolução da tarifa residencial na Alemanha



Fonte: BDEW e BMWi

Apesar de benéfica para a transição energética de longo prazo, a sobretaxa EEG traz algumas distorções para a formação de tarifa elétrica atual na Alemanha. Gerando apenas 6,4% da eletricidade no país em 2016, a energia fotovoltaica corresponde a 38% do custo da sobretaxa

EEG, enquanto a energia eólica, maior geradora renovável (16,1%), corresponde a 22% da sobretaxa (BMW, 2017). Isso decorre da compensação financeira necessária para tornar competitiva as plantas de energia fotovoltaica e eólica construídas entre 2009 e 2012.

Estrategicamente, a Alemanha optou por isentar ou reduzir a sobretaxa EEG para grandes empresas de alta intensidade de energia que competem internacionalmente, bem como empresas ferroviárias. Isso ocorre desde 2004 para minimizar o impacto da sobretaxa EEG sobre a competitividade global das grandes empresas eletrointensivas e a competitividade intermodal das empresas ferroviárias. A Deloitte (2015) aponta que a maior parte (35%) do valor total da sobretaxa EEG recai sobre os consumidores residenciais.

5.7 SMART GRIDS NA ALEMANHA

Impulsionada pela Transição Energética (*Energiewende*), a Alemanha vem modificando progressivamente a sua matriz energética baseada na geração centralizada e visa preencher 80% de sua demanda de energia com energias renováveis, como a solar e a eólica, até 2050. Essa reestruturação fundamental do sistema de fornecimento de energia pode levar a uma série de desafios de integração, que inculem instabilidade de tensão, fluxo bidirecional, qualidade de energia, restrições de capacidade, sobrecarga (danos à base de ativos existentes) e nivelamento de carga/mudança de pico. A implantação de medidores inteligentes pode ajudar a mitigar esses problemas ao estabelecer uma rede de comunicação segura sobre a qual as informações sobre produção e consumo de energia podem ser compartilhadas. Essa disseminação de informações pode proporcionar visibilidade adicional ao sistema de fornecimento de energia e permite aos operadores da rede maior flexibilidade ao reagir às condições atuais da rede.

Os reguladores de energia alemães hesitaram em prosseguir com projetos substantivos de medidores inteligentes, mas não sem fundamento. No verão de 2013, o Ministério da Economia da Alemanha (BMW) contratou a EY para realizar uma análise de custo-benefício da implementação de medidores inteligentes a nível nacional. Esta análise foi realizada em função da Diretiva da UE 2009/72/CE, que estipula que, dependendo de uma avaliação econômica positiva, as nações-membro devem perseguir 80%. Enquanto o programa geral está configurado para durar até 2032, alguns tipos de consumidores e operadores são obrigados a concluir a disseminação até 2024. O período inicial, entre 2017 e 2020, permitirá que os operadores da rede aprendam com as instalações residenciais iniciais, e também com as instalações em grandes consumidores, mitigando assim riscos para uma disseminação em maior escala no futuro.

5.8 CONCLUSÕES PARA A ALEMANHA

A Alemanha conduz uma iniciativa de longo prazo para a possuir uma matriz energética mais limpa e eficiente. Esta iniciativa, conhecida como *Energiewende*, inclui metas ambiciosas para a eliminação progressiva do carvão e da energia nuclear e desenvolvimento de energia renovável. Os principais objetivos incluem a utilização de fontes de energia renováveis para atender pelo menos 60% do consumo final de energia e 80% do consumo de eletricidade até 2050, bem como o fechamento das centrais nucleares em 2022.

A Transição Energética (*Energiewende*) auxiliará o país a aumentar sua segurança energética através da redução da forte dependência de importações de petróleo, gás natural e carvão. Pobre nestes recursos, a Alemanha teve que importar 97% do seu petróleo e pouco menos de 91% do seu gás natural em 2016 (BMW, 2017). Dependendo do país de origem, a quantidade de importações disponíveis e o preço podem variar significativamente de acordo com a redução da produção no país fornecedor pela ocorrência de guerras ou catástrofes. Reduzir esta dependência de importações coloca a Alemanha em uma posição mais confortável para negociar com os países exportadores quaisquer questões de cunho internacional, pois reduz o impacto causado por uma possível interrupção de fornecimento.

Com estratégias de longo prazo bem definidas, a Alemanha tem com a expansão das fontes renováveis em sua matriz elétrica a certeza da redução do custo da energia, como os 29% de queda no custo de geração fotovoltaica (ver Figura 43) e 33% no custo de geração eólica (ECOFYS, 2017). Com a redução do custo da eletricidade no longo prazo, a Alemanha vislumbra o aumento da competitividade de suas empresas a nível internacional.

A utilização do mecanismo de tarifas *feed-in* (FIT) para aumentar a inserção de tecnologias de geração a partir de fontes renováveis de energia é recomendada quando a tecnologia ainda está em um nível de maturidade relativamente incipiente. A utilização deste mecanismo deve ser acompanhada da definição de capacidade instalada que se deseja atingir com o programa, limitando assim os custos com o fomento da tecnologia incipiente. Isso limitará também os custos repassados aos consumidores finais.

Alicerçado pela legislação e pelo crescimento das renováveis, a Alemanha tem avançado em seu objetivo de desativar as usinas nucleares. Juntas, as fontes solar e eólica geram quase o dobro da fonte nuclear (ver Tabela 25), possibilitando a desativação de algumas usinas nucleares já em 2011 (IRENA, 2015). A maior delas, a Gundremmingen B nuclear, foi desativada em 2017. Uma combinação de energia eólica *onshore* e *offshore*, energia solar fotovoltaica e bioenergia substituirá a energia nuclear, mantendo a geração de energia segura e livre de emissões de carbono para o país.

Na Alemanha, o aumento da participação de fontes renováveis com geração de energia variável tem pressionado a rede de transmissão. Com 33,1% de geração de eletricidade oriunda de fontes renováveis (ver Figura 42), o país tem mostrado ao mundo que um grande nível de geração variável pode ser integrado ao sistema de transmissão sem causar problemas, graças a uma infraestrutura de rede robusta e a conexões internacionais. Além disso, os leilões introduzidos a partir de 2015 podem ajudar a controlar melhor as quantidades de renováveis contratadas do que outros mecanismos de suporte.

Por outro lado, a ausência de flexibilidade de geração das usinas convencionais tem resultado em excesso de oferta de eletricidade ao mercado e conseqüentemente na redução do preço de venda, atingindo em alguns casos preços negativos. Em 2017, o mercado spot alemão registrou preços negativos de energia durante 146 horas, estabelecendo um recorde em duração no país (Graichen, Sakhel, & Podewils, 2018). Isso ocorreu durante os períodos com grande oferta de energia eólica e solar, que atingiram aproximadamente 65% da eletricidade disponível no país, enquanto as usinas nucleares, movidas a lignito¹⁰ e de ciclo combinado (CHP), reduziram apenas parcialmente a sua geração, acarretando em excesso de eletricidade disponível no mercado. Apesar do impacto na comercialização no mercado de energia, a rede elétrica não sofreu qualquer dano com a grande oferta de energia eólica e solar.

Para melhorar o controle de oferta e demanda de energia e evitar que preços negativos prejudiquem a evolução de tecnologias renováveis de geração variável, a Alemanha trabalha para introduzir maior flexibilidade em seu sistema elétrico. Estima-se que o país necessita de 20 a 25 GW de capacidade instalada flexível para responder adequadamente à variação da geração oriunda das fontes solar e eólica (Agora Energiewende, 2014). A utilização de usinas renováveis com geração flexíveis (ex.: hidrelétricas, biomassa), armazenamento de energia e gestão da demanda são as principais ferramentas perseguidas pelo país para mitigar os efeitos da intermitência das tecnologias solar e eólica sem contribuir para o aumento de emissões de GEE. O programa de implementação de *smart grid* na Alemanha concentra-se inicialmente em grandes consumidores (acima de 10.000 kWh por ano), proporcionando um período de três anos de aprendizagem para as distribuidoras, governo e terceiros. Entre 2017 e 2020, a instalação de medidores inteligentes para consumidores de menor porte é facultativa.

¹⁰ Lignito ou linhito (em português europeu, lignite ou lenhite), é uma rocha sedimentar macia, marrom e combustível formado pela compressão de turfa. É considerado um carvão baixo devido a seu baixo poder calórico.

6 - CHILE

Na última década, o Chile experimentou importantes mudanças em relação às políticas públicas e à implementação de grandes projetos de infraestrutura no setor energético (IEA, 2018). As reformas foram implementadas em face à grande redução do gás importado da Argentina, problema iniciado em 2004 devido a uma série de mudanças nas políticas internas do país vizinho. Somado a isto, o grande terremoto ocorrido no ano de 2010 (o maior tremor no país desde 1960), que registrou 8,8 graus da escala Richter, atingiu o centro-sul do Chile, interrompendo o fornecimento de energia no sistema de transmissão mais importante do país, o que deixou em evidência as fragilidades do sistema elétrico. Os desafios e oportunidades energéticas do Chile são moldados pela extraordinária geografia e dotação de recursos naturais do país. O Chile continental tem 4.300 km de extensão e apenas 177 km de largura em média, o que implica desafios únicos para a infraestrutura energética.

O deserto de Atacama possui os melhores recursos solares do mundo, e o país também possui a cadeia montanhosa mais longa do planeta, o que proporciona um alto potencial de energia eólica e hidrelétrica, além de energia geotérmica e, no futuro, oceânica. O Chile emergiu como um destino de investimento de classe mundial em energias renováveis, com destaque para a energia solar e eólica. O avanço das energias renováveis é consequência dos declínios consideráveis nos custos de tecnologia, mas também por políticas públicas focadas no incremento da matriz de energias renováveis no país. As perspectivas do Chile para explorar o seu vasto potencial de energia solar e eólica são claras, mas para integrar melhor essas fontes de energia variáveis serão necessários investimentos em expansão das redes, armazenamento e capacidade flexível, além do desenvolvimento de redes inteligentes (IEA, 2018).

6.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NO CHILE

A seguir, na Tabela 28, são apresentadas as principais instituições que têm como função organizar o setor elétrico no Chile. Também é apresentada, na Figura 45, uma descrição das instituições:

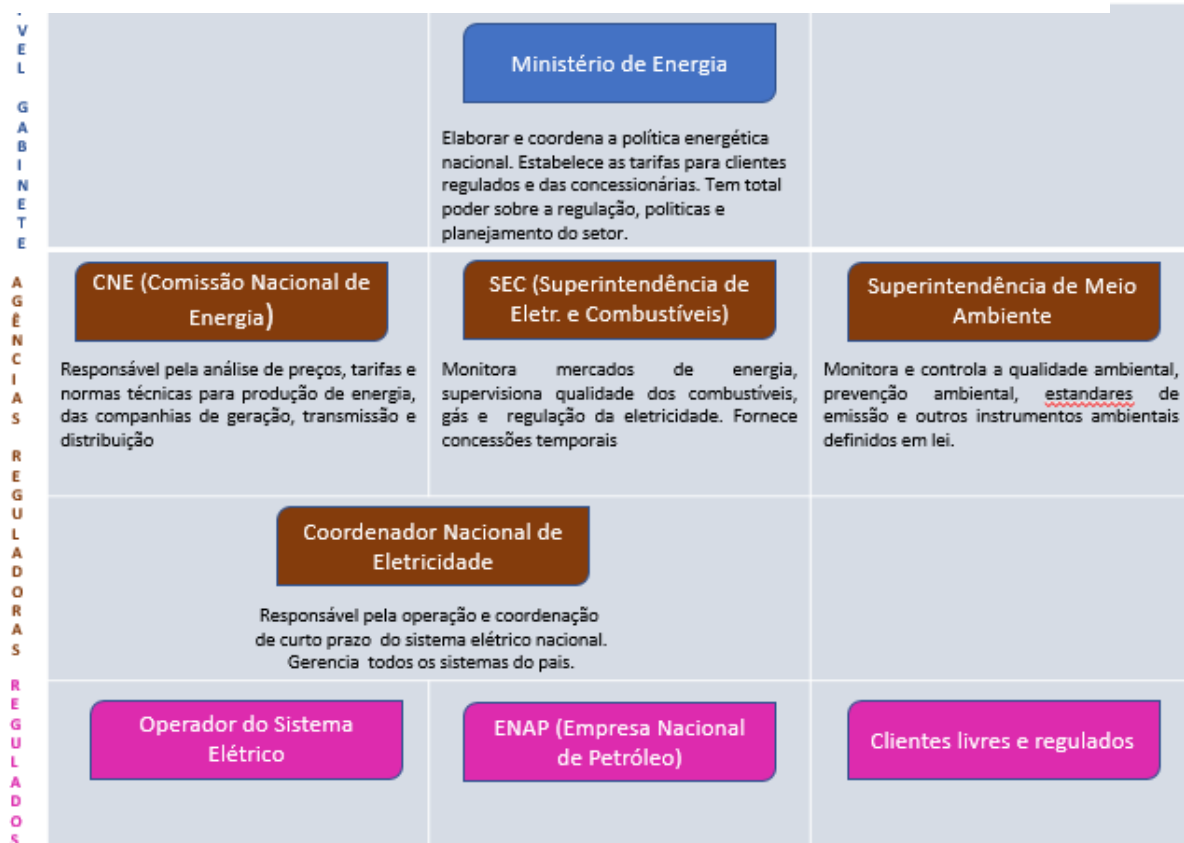
Tabela 28. Responsabilidades das organizações do setor energético no Chile

Instituição	Responsabilidades
Ministério de Energia	O Ministério da Energia tem a responsabilidade de elaborar, coordenar e implementar a política energética nacional. Criado em 2010, liderou os trabalhos para melhorar o marco jurídico, estratégias e planos de ação para reestruturar o setor de energia do Chile. Até 2010, a responsabilidade de formular e implementar a política energética era fragmentada em vários

Instituição	Responsabilidades
	<p>ministérios e entidades, que incluía o Ministério da Mineração e o Ministério da Economia.</p>
<p>CNE (<i>Comisión Nacional de Energía</i>)</p>	<p>A <i>Comisión Nacional de Energía</i> (CNE) é um órgão técnico com a responsabilidade de analisar preços, tarifas e normas técnicas que as empresas de produção, geração, transporte e distribuição de energia devem cumprir.</p> <p>O objetivo principal da CNE é assegurar que o suprimento de energia seja suficiente, seguro e compatível com a operação econômica do sistema. Algumas de suas principais responsabilidades são:</p> <ul style="list-style-type: none"> • fornecer análise técnica da estrutura e nível dos preços e tarifas de energia; • estabelecer normas técnicas e de qualidade para o funcionamento e operação das instalações; • monitorar e modelar o funcionamento atual e antecipado do setor de energia e prestar assessoria ao Ministério da Energia em normas e regulamentações.
<p>SEC (<i>Superintendencia de Electricidad Y Combustibles</i>)</p>	<p>A SEC monitora os mercados de energia para verificar a qualidade dos serviços prestados aos usuários. Suas principais tarefas são supervisionar o cumprimento das leis, regras e normas técnicas de geração, produção, armazenamento, transporte e distribuição de combustíveis, gás e eletricidade. A SEC também oferece concessões temporárias e informa o Ministério sobre as concessões definitivas de distribuição e transmissão de eletricidade. Anteriormente, a SEC era ligada ao Ministério de Economia.</p>
<p><i>Coordinador Eléctrico Nacional</i></p>	<p>O <i>Coordinador Eléctrico Nacional</i> é um órgão técnico e independente, responsável pela operação da operação do conjunto de instalações do <i>Sistema Eléctrico Nacional</i> que operam interconectadas entre si, de sorte a preservar o fornecimento elétrico com a segurança requerida, da forma mais econômica possível, garantindo o acesso aberto aos sistemas de transmissão.</p>
<p><i>Empresa Nacional de Petróleo</i> (ENAP)</p>	<p>A ENAP é a empresa estatal de petróleo responsável pelas operações de exploração, produção, refino e vendas no varejo de hidrocarbonetos e derivados. Uma alteração recente da lei também autorizou a ENAP a entrar no mercado de eletricidade. A ENAP possui duas subsidiárias: ENAP Sipetrol, para exploração e produção de hidrocarbonetos, e ENAP <i>Refinery</i>, para refino, transporte, armazenamento e comercialização de hidrocarbonetos.</p>

Instituição	Responsabilidades
<i>Comisión Chilena de Energía Nuclear</i> (CCHEN)	A CCHEN é a organização que aconselha a pesquisa, o desenvolvimento e o uso de energia nuclear em todos os seus âmbitos. Promove, realiza ou investiga a exploração e os benefícios dos materiais atômicos. O CCHEN também colabora com o Ministério da Saúde para controlar a produção, a aquisição, o transporte, a importação e exportação, o uso e a manipulação de materiais radioativos.
<i>Agencia Chilena de Eficiencia Energética</i> (AChEE)	A AChEE é uma fundação público-privada sem fins lucrativos com a missão de promover e fortalecer o uso eficiente da energia através de programas e projetos específicos na indústria e mineração, transportes e setores residencial e comercial, bem como em educação e programas de disseminação.
<i>Panel de Expertos</i>	O <i>Panel de Expertos</i> é um painel de peritos, um órgão colegiado autônomo criado em 2004 com a função de gerenciar as discrepâncias e os conflitos com a legislação da eletricidade, especificamente, para resolver conflitos entre os agentes do setor ou entre as empresas e as autoridades em caso de discrepâncias tarifárias e em questões especificamente delimitadas no âmbito geral da Lei de Serviços Elétricos. As decisões do painel são definitivas e não podem ser apeladas

Figura 45. Estrutura das instituições de energia no Chile



Fonte: IEA (2017b), IDR Chile Questionnaire, Overview and Description of Recent Developments in Energy Policy

6.2 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CHILE

A atual matriz energética do Chile, que pode ser observada na Tabela 29, ainda registra predominância de combustíveis fósseis, sendo o carvão o responsável pela maior parcela da geração no país. A energia renovável, especialmente a hidrelétrica, tradicionalmente tem desempenhado papel importante na geração de energia no Chile. Na última década, no entanto, como o crescimento econômico, a demanda por eletricidade cresceu significativamente, sendo predominantemente atendida pelo aumento da geração a carvão. Como resultado, a participação das energias renováveis na geração de eletricidade diminuiu de 55%, em 2006, para 39%, em 2016 (IEA, 2017)

Tabela 29. Matriz de geração de energia elétrica no Chile

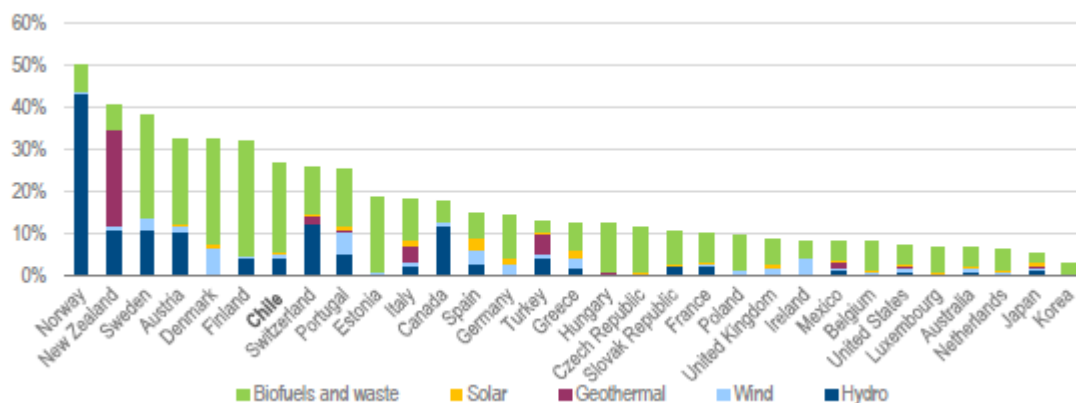
Fonte	%
Carvão	41,0%
Hidráulica	25,0%
Gás Natural	16,1%
Biomassa	7,9%
Óleo combustível	3,8%
Eólica	2,9%
Solar	3,3%
Total	100%

Fonte: (CNE, 2018)

6.3 ENERGIA RENOVÁVEL NO CHILE

No final de 2016, a hidrelétrica era a segunda maior fonte na geração de energia após o carvão, representando 25% da eletricidade produzida (ver Figura 48). Outras fontes de energia renováveis também contribuíram consideravelmente para a geração de energia do Chile, como biocombustíveis e resíduos, eólica e energia solar, que juntos representam 14% da geração de energia em 2016. Em uma comparação com países membros da IEA (*International Energy Agency*), o nível de participação das energias renováveis na matriz de geração do Chile está entre as 11 maiores, conforme apresentado na Figura 46.

Figura 46. Participação de renováveis (% do total de energia primária): comparação do Chile com outros países da IEA



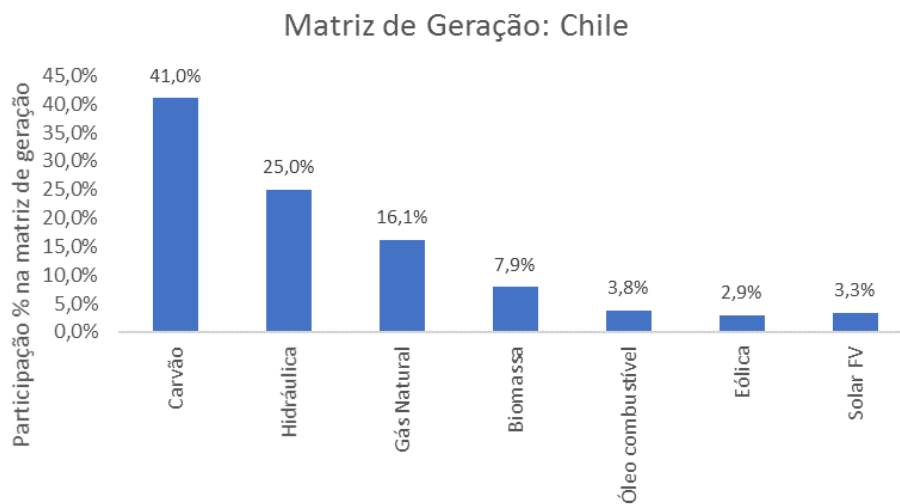
Fonte: (IEA, 2017)

No Chile, a participação da energia hidrelétrica alcançou mais de 80% da matriz de geração de energia elétrica no final da década de 1980, mas sua representação diminuiu desde então para 25% em 2016. Apesar da instalação de novas usinas, o aumento na energia hidrelétrica não acompanhou o crescimento da demanda. Secas recorrentes também contribuíram para a redução da participação das hidrelétricas na geração de energia. Além disso, as crescentes preocupações ambientais diminuíram a construção de novas usinas. Registre-se, no entanto, que várias hidrelétricas estão atualmente em desenvolvimento e continuam a manter a maior capacidade instalada entre as tecnologias de eletricidade renovável.

Em contraste com a energia hidrelétrica, o uso de outras fontes renováveis para geração de energia tem crescido rapidamente ao longo da última década, aumentando sua participação na geração de eletricidade, passando de 2%, em 2006, para 14%, dez anos depois. Em 2016, a

Figura 47. Matriz de geração no Chile

a solar,



com 3,3%, e eólica, com 2,9% (ver Figura 48).

Figura 48. Participação % na matriz de geração de energia elétrica no Chile ano 2016

Fonte: (CNE, 2018)

6.3.1 Capacidade Instalada de Energia Renovável no Chile

A Tabela 30 mostra a evolução da capacidade instalada das energias renováveis no Chile, entre 1990 e 2015, conforme informações da (IEA, 2018):

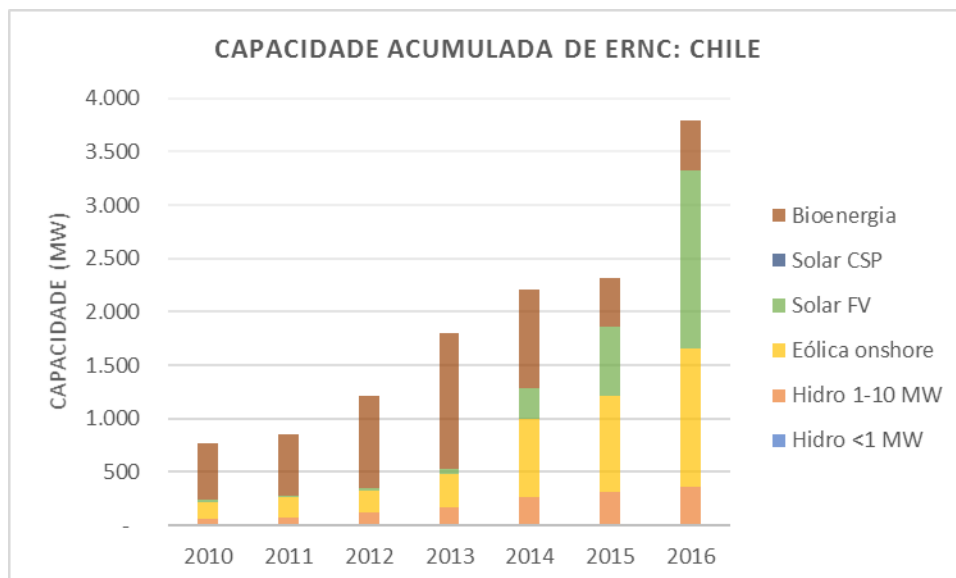
Tabela 30. Capacidade Instalada da Geração Renovável no Chile em MW (1990-2015)

Tecnologia	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidráulica	2.678	3.589	4.430	5.224	5.467	5.946	5.992	6.094	6.378	6.498
Solar FV	0	0	0	0	0	0	2	15	242	617
Eólica	0	0	0	2	163	184	202	301	731	908
Biocombustíveis	0	22	22	36	526	548	832	1240	884	417
Biogases	0	0	0	0	0	0	0	27	42	49
Total	2.678	3.611	4.452	5.262	6.156	6.678	7.028	7.677	8.277	8.489

Fonte: (IEA, 2018)

Informações complementares da IRENA mostram a evolução da capacidade. Cabe destacar que o valor total apresentado é menor que o da Figura 49, visto que a IRENA considera ERNC (Energias Renováveis Não Convencionais) somente hidrelétricas até 10 MW; já na classificação do governo chileno, este limite chega a 20 MW.

Figura 49. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW no Chile



Fonte: (IRENA, 2017)

Tabela 31. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW no Chile

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidro <1 MW	4	4	5	9	10	15	17
Hidro 1-10 MW	52	71	114	164	250	293	342
Maremotriz							
Eólica onshore	163	184	202	301	731	907	1.298
Eólica offshore							
Solar FV	17	22	32	57	294	639	1.666
Solar CSP							
Bioenergia	528	567	859	1.267	926	466	466
Geotérmica							

Total	764	848	1.212	1.798	2.211	2.320	3.790
-------	-----	-----	-------	-------	-------	-------	-------

Fonte: (IRENA, 2018)

6.3.2 Potencial de Energias Renováveis no Chile

O Chile possui um vasto potencial inexplorado para a energia solar e potencial significativo para energia eólica e hídrica. Em um estudo conjunto de 2014 do Ministério da Energia e da Agência Alemã de Cooperação Internacional (GIZ) (GIZ-Ministerio de Energia, 2016), o potencial de geração solar fotovoltaica (FV) do Chile foi estimado em 1.263 (GW), já o potencial de energia solar concentrada (CSP) foi calculado em 548 GW, o da energia eólica, em 37 GW, e o da hidroeletricidade, em 12 GW. Vale ressaltar que o estudo só considerou a capacidade de energia eólica com um fator de capacidade estimado de pelo menos 30%. As áreas mais adequadas tanto para a energia solar (Deserto de Atacama) quanto para a eólica (região andina) estão localizadas muito longe dos centros de carga (cidades), que estão concentradas no centro do país. As condições climáticas e a distância dos centros de carga tornam a implantação nessas áreas relativamente mais difícil.

6.4 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELO CHILE

O Chile tem traçado metas de longo prazo em relação à participação das energias renováveis na sua matriz de geração de eletricidade. O objetivo de curto prazo, inicialmente adotado em 2008, era que até 2024, 10% da geração de eletricidade fosse a partir de fontes renováveis não convencionais.

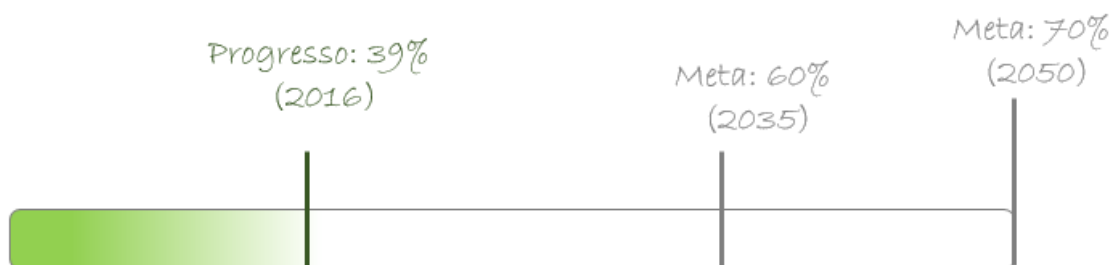
Em 2013, esta meta foi modificada, sendo aumentada pela Lei 20.698 para 20% até 2025. A Lei considera fontes de energia renovável não convencional: biomassa, energia hidrelétrica com capacidade inferior a 20 MW, energia geotérmica, solar, eólica, maremotriz e outros meios de geração definidos pela *Comisión Nacional de Energía* (CNE). Esta meta foi registrada no documento *Intended Nationally Determined Contribution* (INDC) no contexto do Acordo de Paris de 2015 (Gobierno de Chile, 2015)

Adicionalmente, em 2015, foi publicado o documento “Energia 2050: Política Energética de Chile” (Ministerio de Energia, 2015). A política energética define como alvo a energia renovável (incluindo grandes hidrelétricas), visando atingir uma representatividade de 60% da eletricidade gerada em 2035 e 70% até 2050, contra os 39% do ano 2015 (ver Figura 50). Também estabelece como objetivo: promover o desenvolvimento sustentável da energia hidrelétrica para aumentar a

participação das energias renováveis no *mix* de eletricidade. As metas são fundamentadas em estudos que avaliam a viabilidade de integração de tais fontes renováveis no sistema elétrico. Na Tabela 32, além das metas para a participação da energia renovável na matriz energética, são apresentadas metas com vieses regulatório e ambiental.

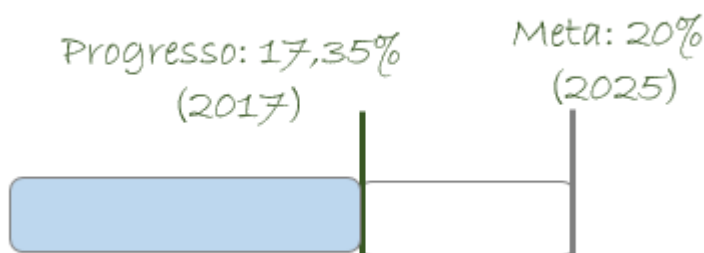
Cabe destacar que a meta de participação de ERNC na matriz energética chilena está próxima de ser cumprida (ver Figura 51). Dados de dezembro de 2017 da *Asociación Chilena de Energías Renovables* (ACERA) sinalizam que mais de 17% da energia foi gerada por fontes ERNC.

Figura 50. Evolução das metas de participação de renováveis (incluindo toda a hidro geração)



Fonte: (Ministerio de Energia, 2015).

Figura 51. Evolução das metas de participação de renováveis (considera somente ERNC)



Fonte: (ACERA, 2018)

Tabela 32. Resumo das metas energéticas e ambientais assumidas pelo Chile

Segmento do objetivo	Meta	Quando	Observação
Matriz Renovável	20% da energia elétrica gerada provenha de fontes renováveis	2025	
Matriz Renovável	ao menos 60% da energia elétrica gerada provenha de fontes renováveis	2035	O restante da energia (não renovável) deverá utilizar ao máximo infraestrutura de geração que possa contribuir para um desempenho eficiente do sistema, priorizando desenvolvimentos tecnológicos que sejam economicamente eficientes e de baixa emissão de carbono.
Matriz Renovável	ao menos 70% da energia elétrica gerada provenha de fontes renováveis	2050	O restante da energia (não renovável) deverá utilizar ao máximo infraestrutura de geração que possa contribuir para um desempenho eficiente do sistema, priorizando desenvolvimentos tecnológicos que sejam economicamente eficientes e de baixa emissão de carbono.
Externalidades locais	Os projetos energéticos que entrem em operação devem anular qualquer impacto ambiental	2035	
Externalidades locais	As mudanças regulatórias (novas e existentes) e os padrões ambientais devem seguir padrões internacionais	2050	

Segmento do objetivo	Meta	Quando	Observação
Energia e mudanças climáticas	Contribuir com o compromisso da COP 21, a partir do qual o Chile deve reduzir 30% das emissões de efeito estufa em relação a 2007	2035	1) Aplica-se um Plano de Mitigação de emissões do setor energético, alinhado às metas assumidas pelo Chile no âmbito internacional. 2) Existe um mecanismo de revisão periódica dos instrumentos de política pública aplicada para atingir as metas de mitigação de GEE. 3) Aplica-se um plano de adaptação do setor de energia às mudanças climáticas, dentro de um plano nacional específico, que promova medidas para avaliar a variabilidade climática e os danos potenciais sobre a infraestrutura energética. Todas as empresas de grande porte geram e informam suas emissões, de maneira compatível com os compromissos assumidos
Energia e mudanças climáticas	As emissões de efeito estufa do setor energético devem ser coerentes com os limites definidos pela ciência a nível global e com as metas nacionais de redução, promovendo medidas economicamente eficientes	2050	

Fonte: (Ministerio de Energia, 2015)

O Chile não tem metas quantitativas para energia renovável em aquecimento e transporte. No entanto, a nova política energética estabelece um objetivo geral para promover combustíveis com baixos níveis de emissões de gases de efeito estufa e poluentes atmosféricos no *mix* energético global.

6.5 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS

Nesta seção, são apresentados os principais mecanismos que o Chile vem utilizando para atingir as metas definidas.

6.5.1 Políticas de Suporte a Energias Renováveis no Chile

A seguir, a Tabela 33 mostra um resumo das políticas públicas, incentivos fiscais e oportunidades de financiamento existentes no Chile.

Tabela 33. Políticas e incentivos aplicados no Chile

		Chile	
Políticas Regulatórias	Metas de Energia Renovável		X
	INDC ou NDC		X
	<i>Feed-in tariff</i> (FIT)		
	Cota obrigatória para distribuidoras (RPS)		X
	<i>Net metering</i>		X
	Obrigações em transporte		
	Obrigações para aquecimento		
	Certificados de Energias Renováveis (REC)		X
	Leilões		H
Incentivos Fiscais e Financiamento Público	Investimentos e créditos fiscais à produção		R
	Redução de tributos em vendas, energia e outros		X
	Pagamento pela produção de energia		
	Investimentos públicos, empréstimos, outorgas, capital subsidiado ou descontos		X

X - Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* - Existe a nível regional (mas não nacional); N - Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R - Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O - Removida; R* - Revisada a nível regional; H - Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 - Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

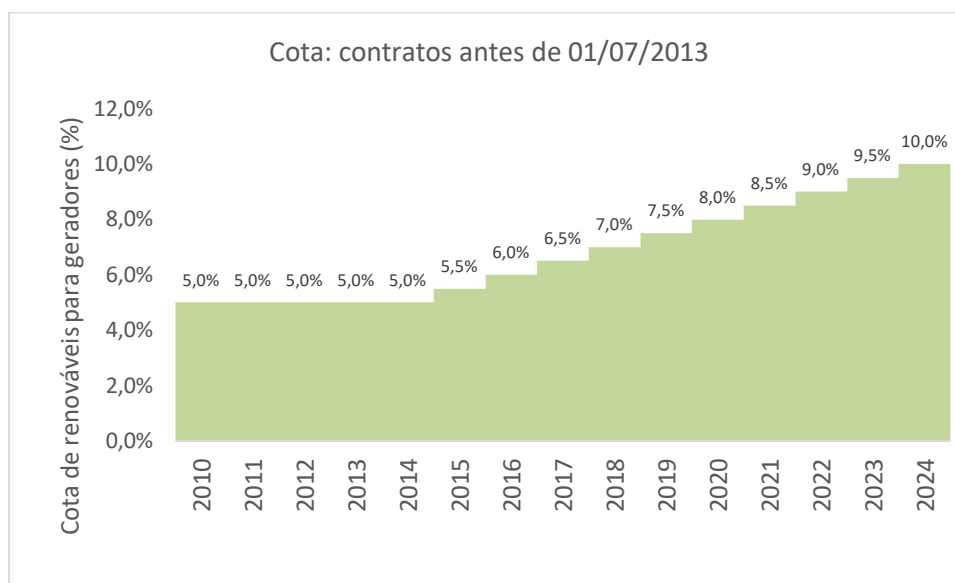
Fonte: (REN21, 2017)

6.5.2 Cotas Obrigatórias de Energia Renovável

Para alcançar a meta nacional de 20% da geração oriunda de fontes de ERNC até 2025, todas as companhias de geração que tenham capacidade instalada maior ou igual a 200 MW devem comprovar que um percentual da eletricidade que vendem tem origem em fontes ERNC. Esta parcela de geração exigida para estas companhias evoluirá anualmente até atingir 20% em 2025.

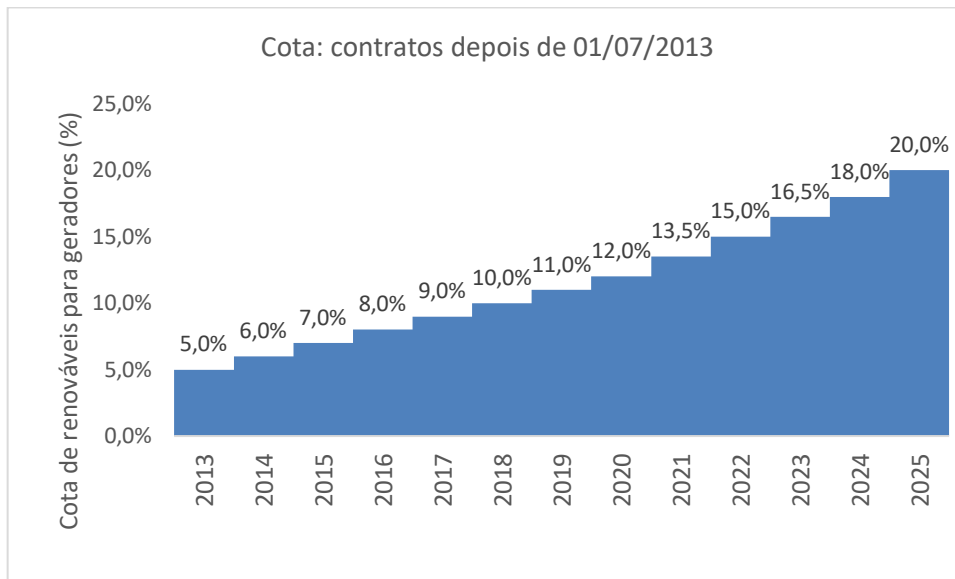
Para contratos assinados entre as companhias de geração mencionadas anteriormente e as empresas de distribuição ou usuários finais, no período de 31 de agosto de 2007 ao 01 de julho de 2013 (com entrega prevista de energia entre 2010 e 2014), a cota obrigatória anual foi fixada em 5% para o período 2010 a 2014, aumentando 0,5% a cada ano a partir de 2015, até atingir 10% em 2024. Os contratos assinados após 1 de julho de 2013 incluem uma cota de 5% obrigatória para 2013, com um aumento anual de 1% a partir de 2014 em diante até atingir 12% em 2020. Após esse período, os aumentos anuais das cotas são fixados em 1,5%, entre 2021 e 2024, e 2%, em 2025, para atingir 20% nesse ano.

Figura 52. Evolução das cotas obrigatórias de renováveis para empresas de geração (contratos antes de 01/07/13)



Fonte: (ACERA, 2018)

Figura 53. Evolução das cotas obrigatórias de renováveis para empresas de geração (contratos após 01/07/13)



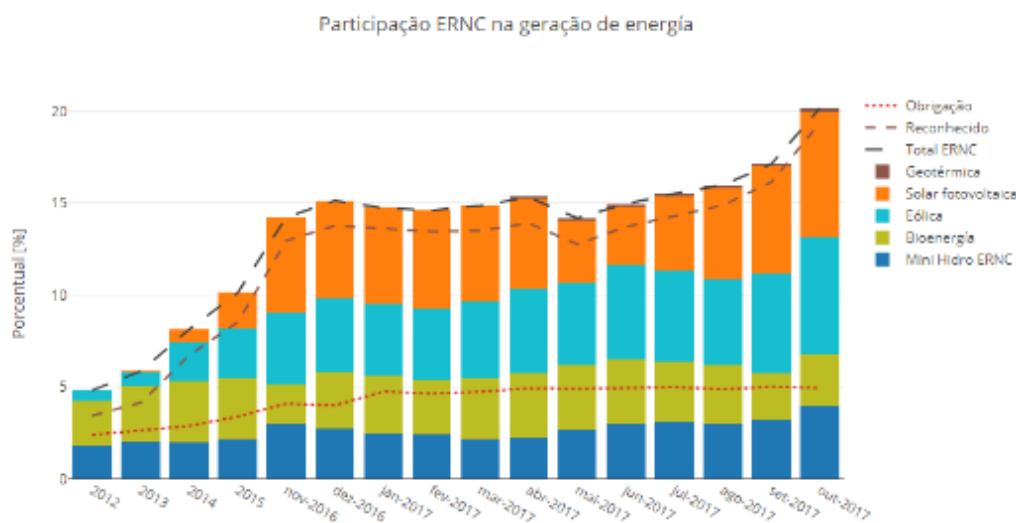
Fonte: (ACERA, 2018)

6.5.3 Penalidades

A legislação chilena também prevê penalidades para as empresas que não cumprirem a cota, bem como um modelo que permite vender o excedente de energia de fontes renováveis não convencionais de um gerador para outros geradores que têm uma obrigação de cota. A penalidade inicial para uma empresa em não conformidade é equivalente a 0,4 unidades fiscais mensais, denominada UTM *Unidad Tributaria Mensual* (UTM), por cada megawatt de déficit (~ US\$ 30 por megawatt hora [MWh]). A penalidade aumenta para 0,6 UTM para cada megawatt do déficit se a empresa permanece em não conformidade por mais do que três anos. Cabe ressaltar que as cotas estabelecidas por lei foram sistematicamente excedidas coletivamente todos os anos (em 300% em 2016) (ACERA, 2018).

Conforme pode ser observado na Figura 54, as cotas obrigatórias definidas pelo Chile vêm sendo atendidas.

Figura 54. Participação da geração ERNC no Chile e as cotas obrigatórias



Fonte: (ACERA, 2018)

6.5.4 Leilões de Renováveis no Chile

Outro mecanismo para atingir as metas traçadas pelo país são os leilões de energia. Os leilões para contratação de compra de energia de longo prazo (*Power Purchase Agreement — PPA*), organizados por empresas de distribuição, emergiram como o principal impulsionador de grandes projetos de energia solar e eólica.

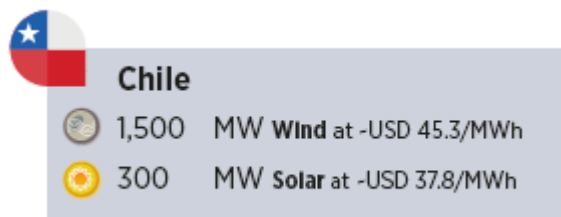
A queda dos custos da geração de energia solar e eólica estimulou a competitividade destas fontes nos últimos anos, contribuindo para a redução dos custos de fornecimento de eletricidade no país (IEA, 2018).

A legislação também permite leilões específicos apenas para energias renováveis, caso seja comprovado que o progresso, alavancado por meio das cotas, não é suficiente para atingir as metas de energia renovável estabelecidas por lei. O Ministério da Energia é responsável por monitorar o cumprimento desses objetivos. A cada três anos, o ministério estima a participação provável de fontes renováveis não convencionais para os próximos anos, considerando, para isso, os projetos existentes e em construção. Até agora, esse tipo de leilão não foi necessário, já que a meta anual sempre foi cumprida (ver Figura 54).

A participação nos leilões com tecnologia neutra, que são aqueles em que fontes renováveis competem com fontes de energia de origem fóssil, está disponível para entidades dos setores público e privado. A Lei 20/25 de 2013 introduziu este sistema de leilões, complementando a cota obrigatória de energia renovável já existente.

A *Comisión Nacional de Energía* realizou uma licitação tecnologicamente neutra em 2015/2016 (LS 2015/01). Esse foi um dos maiores leilões de energia até o momento, contratando 12.430 GWh/ano, patamar suficiente para atendimento de 23% da demanda de energia projetada pelo país para a próxima década. O leilão foi vencido principalmente por projetos de energia solar e eólica, a um preço médio de 47,6 US\$/MWh. Na ocasião, a concorrência obteve o recorde mundial de menor preço de energia FV, equivalente a 29,1 US\$/MWh, por um projeto solar de 120 MW da Solarpack (Espanha). Registrou-se também uma oferta de 39,7 US\$/MWh para um projeto de energia eólica *onshore* de 270 MW. Os preços médios de energia solar e eólica foram de 37,8 US\$/MWh e 45,3 US\$/MWh, respectivamente, provando a competitividade das energias renováveis (IRENA, 2016).

Figura 55. Leilões de energia eólica e solar realizado no Chile no ano 2016



Fonte: (IRENA, 2016)

Em relação ao leilão anterior, os resultados de 2016 mostram queda de preço de 45% num intervalo de 10 meses entre um e outro.

Cabe destacar que, desde 2005, a *Ley Corta II* (Lei 20018) requer que as empresas de distribuição adquiram energia em leilões tecnologicamente neutros (incluídas as energias renováveis). Adicionalmente, a Lei 20018 permite aos produtores de energia renovável assinar PPAs de longo prazo com as distribuidoras.

6.5.5 Outros leilões

Os grandes clientes não regulados podem negociar contratos de fornecimento de eletricidade diretamente com geradores ou organizar um leilão público (individual ou agregado). O último leilão, para uma demanda agregada de 56,2 GWh por ano, foi realizado em dezembro de 2016, com a participação de 13 empresas (GTDT, 2017).

Além disso, várias instituições públicas chilenas realizaram leilões para promover implantação de energia renovável nas indústrias florestal, alimentar e agrícola, bem como em edifícios públicos.

6.5.6 Programa de Telhados Solares

Em 2014, o Ministério da Energia, apoiado pelo *Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety* (BMUB, na sigla em inglês) e GIZ, lançou o Programa de Telhados Solares. O objetivo era estimular o mercado de soluções fotovoltaicas em telhados, com foco em propostas para suprir a demanda de edifícios públicos. O programa é implantado, principalmente, entre as regiões de Arica, Parinacota e Maule. Durante a primeira fase de implementação, em 2015 e 2016, foram avaliados 300 edifícios públicos e 26 escolas sendo desenvolvidos 99 projetos com capacidade entre 5 kW e 100 kW. As propostas que fizeram parte deste programa contribuíram para o desenvolvimento de capacidades institucionais e divulgação das melhores práticas. As propostas também contribuíram para a redução dos preços dos sistemas solares de 4,5 US\$/W para 1,31 US\$/W em menos de dois anos. Os preços alcançados pelo programa mostram que os projetos de geração para consumo próprio (geração distribuída) são rentáveis no Chile — e a rentabilidade provavelmente aumentará, porque o custo dos sistemas PV continua a diminuir.

6.6 SMART GRIDS NO CHILE

Em 2012, a *Comisión Nacional de Energía* contratou o estudo *Revisión de Mecanismos de Tarificación de Implementaciones de Smartgrid* (SYNEX e CNE, 2012).

As recomendações feitas para o Chile consideraram o quadro regulamentar do setor elétrico, que é baseado num modelo de mercado competitivo no segmento de geração e comercialização no atacado e regulação econômica eficiente nas atividades de transmissão e distribuição, devido às suas características de monopólios naturais.

A partir da análise dos regulamentos atuais, foram detectadas as seguintes restrições:

- ausência de uma visão integrada do desenvolvimento das redes inteligentes;
- necessidade de eliminar barreiras para o desenvolvimento de redes inteligentes;
- restrições para transferência de sinais de preços para usuários;
- oposição a incentivos das empresas de distribuição;
- estruturas de preços estáticas.

Depois de ter em conta todas as informações apresentadas no estudo, as principais conclusões indicam:

- a definição de incentivos à inovação é o primeiro passo evidenciado nos países analisados para o desenvolvimento das redes inteligentes;

- foram observadas diversas abordagens para o desenvolvimento de redes inteligentes que vão desde o consenso centralizado a iniciativas dispersas;
- uma questão central é a análise da relação custo-benefício para definir políticas públicas e regras tarifárias;
- os projetos-piloto são abandonados e substituídos por projetos de demonstração;
- os projetos analisados mostram evidências de uma diminuição no consumo durante as horas de pico devido ao gerenciamento de energia do usuário;
- as últimas modificações feitas no quadro regulamentar elétrico chileno possuem elementos que consideram alguns instrumentos para a implementação de iniciativas smart grid, como geração distribuída e geração residencial. No entanto, essas iniciativas não fazem parte de uma estratégia nacional para o desenvolvimento de redes inteligentes, mas emergem como projetos isolados para atender às necessidades específicas;
- as iniciativas para implementar as redes inteligentes são isoladas, normalmente projetos-piloto. Na maioria dos países avaliados pelo estudo da CNE, os marcos regulatórios vigentes ainda não têm a flexibilidade necessária para incorporar a transferência de benefícios e custos nas tarifas dos clientes finais.

Com base na análise realizada e considerando as conclusões mencionadas, a CNE e o SYNEX recomendaram (SYNEX e CNE, 2012):

1. Avançar na definição de estratégia de país no desenvolvimento de redes inteligentes, identificando os principais motivadores para o desenvolvimento das tecnologias associadas, definindo objetivos e métricas para seu controle e monitoramento.
2. Revisar os mecanismos de cobrança para implementações *smart grids*.
3. Estabelecer grupos de trabalho interdisciplinares para desenvolver as diretrizes associadas às estratégias *smart grid* e projetos de pesquisa.
4. Estabelecer certezas quanto aos custos e benefícios associados ao desenvolvimento das redes inteligentes focadas no setor elétrico chileno e ao impacto dos sinais de preços nos padrões de consumo dos usuários finais.
5. Desenvolver projetos de demonstração ou piloto para certificar os custos/benefícios planejados com a possibilidade de implementá-los em grande escala.

6.6.1 Projeto SmartCity Santiago

Em 2014, foi apresentado o relatório *Investigación, Desarrollo y Aplicación de Redes Inteligentes de Energía (smart grid): Proyecto Smartcity Santiago* (CORFO, 2014). O piloto SmartCity Santiago foi desenvolvido pela Enel e Chilectra e se iniciou no final de 2011, tornando-se uma demonstração de projeto de redes inteligentes, semelhante aos que foram desenvolvidos pelo grupo Enel Endesa na Espanha e Itália.

O objetivo da iniciativa foi sensibilizar os *stakeholders* locais sobre os benefícios de tecnologias pioneiras, como medição inteligente, automação de rede, iluminação pública eficiente e mobilidade elétrica, conforme pode ser observado na Figura 56.

Figura 56. Diagrama esquemático Projeto SmartCity Santiago



Fonte: (Chilectra, 2012)

6.7 CONCLUSÕES PARA O CHILE

Variáveis externas ao Chile obrigaram ao país a realizar significativas mudanças em relação à políticas públicas e a implementação de grandes projetos de infraestrutura (IEA, 2018). As reformas foram implementadas em face à grande redução do gás importado da Argentina, problema iniciado em 2004, e ao grande terremoto ocorrido no ano 2010 (o maior tremor no país desde 1960), de 8,8 graus da escala Richter, que atingiu o centro-sul do Chile, interrompendo o fornecimento de energia no sistema de transmissão mais importante do país, deixando em evidência as fragilidades do sistema elétrico.

No início desta década, o Chile realizou mudanças importantes na sua estrutura organizacional, criando por exemplo, o Ministério de Energia, a Agência Chilena de Eficiência Energética e o operador independente chamado de *Coordinador Eléctrico Nacional*.

A matriz de energia elétrica chilena vem mudando consideravelmente. A participação da energia hidrelétrica alcançou mais de 80% no final da década de 1980, mas diminuiu desde então para 25% em 2016. Apesar da instalação de novas usinas hidrelétricas, o aumento na energia hidrelétrica não acompanhou o crescimento da demanda de energia. Secas recorrentes também contribuíram para a redução da participação das hidrelétricas na geração de energia. Além disso, as crescentes preocupações ambientais diminuíram a construção de novas usinas.

Em contraste com a energia hidrelétrica, o uso de outras fontes renováveis para geração de energia tem crescido rapidamente ao longo da última década, aumentando sua participação na geração de eletricidade, ao passar de 2%, em 2006, para 14%, dez anos depois. Em 2016, os biocombustíveis e os resíduos representaram 7,9% do total, seguido de energia solar (3,3%) e vento (2,9%).

O Chile tem uma estabilidade político-econômica que converte o país num destino de investimento de classe mundial em energias renováveis, como solar e eólica.

As perspectivas do Chile para explorar o seu vasto potencial de energia solar e eólica são claras, mas, para integrar melhor essas fontes de energia variáveis, serão necessários investimentos em expansão das redes, armazenamento e capacidade flexível, além do desenvolvimento de redes inteligentes (IEA, 2018).

O país tem importantes recursos naturais que se alinham com os objetivos de aumentar a participação de renováveis na matriz de geração do país. Por exemplo, o deserto de Atacama possui os melhores recursos solares do mundo, a (GIZ) estimou o potencial de geração solar fotovoltaica (FV) em 1.263 Gigawatts (GW) (GIZ-Ministerio de Energia, 2016), já o potencial de

energia solar concentrada (CSP) foi calculado em 548 GW, o da energia eólica, em 37 GW, e o da hidroeletricidade, em 12 GW. Vale ressaltar que o estudo só considerou a capacidade de energia eólica com um fator de capacidade estimado de pelo menos 30%. O deserto de Atacama, localizado no Norte com cerca de 140 mil quilômetros quadrados, oferece os melhores recursos solares do mundo com o *Global Horizontal Irradiation* (GHI), que atinge mais de 2.800 kWh/m². O GHI declina de Norte a Sul, no entanto os recursos de vento são mais fortes na parte Sul do país. As condições de vento também existem no Nordeste, onde a fronteira chilena se expande mais na região andina e a velocidade média anual do vento excede 14 metros por segundo a uma altura de 100 metros.

As áreas mais adequadas tanto para a energia solar quanto para a eólica estão localizadas muito longe dos centros de carga (cidades), que estão concentrados na região central do país. Condições climáticas e a distância dos centros de carga tornam a implantação nessas áreas relativamente mais difícil.

Em termos de planejamento, em 2015 foi publicado o documento “Energia 2050: Política Energética de Chile” (Ministerio de Energia, 2015). A política energética define como alvo a energia renovável (incluindo grandes hidrelétricas) visando atingir uma representatividade de 60% da eletricidade gerada em 2035 e 70% até 2050, contra os cerca de 40% de 2015. O plano está alinhado com o compromisso da COP 21, que estabelece que Chile deve reduzir, até 2035, 30% das emissões de efeito estufa, em relação ao registrado em 2007.

Em termos de políticas públicas, a adoção de cotas de renováveis para os geradores tem meta de atingir 20% em 2025 e, até o momento, tem se mostrado um sucesso. O objetivo vem sendo alcançado com folga, o que indica que poderia ser revisado. Certamente, a adoção de penalidades financeiras tem se mostrado um mecanismo eficiente para o atendimento da meta.

Os leilões de energia têm contribuído para deixar a matriz mais limpa, e o Chile tem uma diversidade interessante de leilões, visto que, além dos leilões organizados pelas distribuidoras, existem leilões de renováveis específicos caso seja identificado que a metas de renováveis não será atendida. Os leilões com tecnologia neutra são utilizados nos setores público e privado. A Lei 20/25 de 2013 introduziu novo sistema de leilão, complementando a cota obrigatória de energia renovável já existente. Os grandes clientes não regulamentados podem negociar contratos de fornecimento de eletricidade diretamente com geradores ou organizar um leilão público (individual ou agregado).

7 - CHINA

Na fundação da República Popular em 1949, a China tinha apenas 1,85 GW de capacidade instalada de geração de eletricidade — hoje isso equivale a uma única planta moderna de geração a carvão ou nuclear — e uma população de mais de 540 milhões. Trinta e três anos depois, em 1982, a capacidade de geração de energia instalada tinha atingido 50 GW, e população já passava de um bilhão de habitantes, dos quais 800 milhões viviam em áreas rurais, com pouco ou nenhum acesso à eletricidade (Wilson, Yang, & Kuang, 2015).

Em 1990, de acordo com dados da ONU, a capacidade de geração instalada atingiu 138 GW, e, segundo o Banco Mundial, mais de 94% da população já tinha acesso à eletricidade. Em 2011, a capacidade passou de 1.000 GW e, desde então, a China ultrapassou os Estados Unidos para se tornar o maior sistema de energia do mundo. Em 2010, o Banco Mundial informou que o acesso à eletricidade era quase universal, estimado em 99,7%, patamar igual a taxa dos membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).

O setor elétrico da China enfrenta os desafios concorrentes de impulsionar a economia com crescimento e desenvolvimento, mantendo as “luzes acesas” e os preços de energia baixos. Para analisar a resposta dos tomadores de decisão e as empresas da China a esses desafios e compreender o provável desenvolvimento futuro do setor elétrico, é importante entender como a China passou de um país com acesso extremamente limitado à eletricidade para uma nação com acesso universal, liderando uma verdadeira revolução industrial durante o processo.

Em relação ao desenvolvimento do sistema regulatório e às reformas até o momento, identificam-se três fases da regulamentação do sistema da indústria de energia na China (Xu & Chen, 2005):

- Fase I (1949-1985) — indústria de energia como monopólio estatal: a unificação de governo e de funções empresariais.
- Fase II (1985-1997) — unificação de funções governamentais e empresariais com a abertura gradual do mercado de geração de energia.
- Fase III (1998-2002) — separação de funções e responsabilidades do governo das empresas privadas e o estabelecimento de mecanismos de mercado para o setor de energia em algumas províncias e cidades-piloto.

O início de 2003 marca o que poderíamos chamar de fase IV das reformas do setor elétrico na China: a implementação de uma arquitetura para a concorrência futura. Uma grande reestruturação da *State Power Corporation* (SPC), separando a geração da transmissão, inseriu uma estrutura que permite a concorrência no mercado atacadista.

Na ocasião, foram criadas 11 novas empresas visando acabar com o monopólio da companhia no setor energético. A antiga SPC detinha 46% dos ativos da geração de eletricidade do país e 90% dos ativos de fornecimento.

Entre as novas empresas, há dois operadores do *grid*: o *State Power Grid* e o *China South Power Grid*. Cada uma das cinco empresas de geração possui menos de 20% do mercado da China. Eles competem entre si pela assinatura de contratos com os operadores do *grid* (Xu & Chen, 2005).

Um dos grandes objetivos traçados pelo país é a redução da intensidade energética. E as energias renováveis são uma ferramenta para esta meta.

Com o objetivo de se tornar um líder mundial em energias renováveis, considerando somente os investimentos em seu território, a China está investindo mais de US\$ 100 bilhões por ano. É o dobro do investimento norte-americano e mais do que o investimento anual combinado dos EUA e da União Europeia, deixando o país na posição de mais atrativa do mundo no mercado em energia.

Além disso, a China investe US\$ 32 bilhões ao ano em fontes renováveis no exterior, com as empresas chinesas assumindo a liderança nas cadeias globais de valor de energia renovável. No Brasil, a China já se consolidou como o maior investidor em projetos diversos, principalmente, em energia.

A *State Grid Corporation of China* (SGCC) planeja desenvolver uma rede de energia que se baseia em turbinas eólicas e painéis solares em todo o mundo. Os fabricantes de painéis solares estimam uma vantagem de custo de 20% em relação aos concorrentes dos EUA, devido a economias de escala e desenvolvimento de cadeia de fornecimento mais avançados. Os fabricantes chineses de turbinas eólicas gradualmente preencheram suas lacunas de tecnologia e, agora, representam mais de 90% do mercado doméstico chinês, em comparação com apenas 25% em 2002.

É possível que o país enfrente desafios econômicos à medida que reduz o uso de combustíveis fósseis, substituindo-os por recursos renováveis, principalmente num setor em constante mudança. A economia ainda é altamente dependente do carvão, e os custos da energia crescem à medida que se muda a capacidade de geração para outros recursos, como o gás natural e as energias renováveis.

Destaque-se que a construção de painéis solares e parques eólicos está criando uma grande quantidade de resíduos, agravada principalmente pela escala de produção. Os produtores chineses estão se sentindo mais pressionados a reduzir custos e melhorar a eficiência para compensar o crescimento lento da demanda global.

Apesar desses obstáculos, a inovação tecnológica deve ajudar os produtores chineses a obter ganhos de produtividade e os consumidores, a economizar. Até 2035, as mudanças na oferta e demanda das principais *commodities* podem resultar em economia de custos total de US\$ 900 bilhões até US\$ 1,6 trilhão (Mckinsey Global Institute, 2017).

A escala dessas economias dependerá não somente da rapidez com que a nova tecnologia é adotada, mas também da forma como os formuladores de políticas públicas se posicionam e como as empresas ao redor do mundo se adaptam ao novo ambiente. Mas, acima de tudo, dependerá da capacidade da China de implementar sua política de energética.

A experiência na redução da intensidade energética chinesa pode servir de roteiro para outros países em desenvolvimento. Os investimentos em energias renováveis no país e no exterior podem criar avanços tecnológicos que reduzirão os custos para os consumidores em todos os lugares.

7.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NA CHINA

Os principais agentes que formam o sistema organizacional de setor energético da China são apresentados a seguir, na Tabela 34.

Tabela 34. Responsabilidades das organizações do setor energético na China

Instituição	Responsabilidades
<i>The National Development and Reform Commission of the People's Republic of China</i> (NDRC)	<p>É uma agência de gestão macroeconômica no âmbito do Conselho de Estado chinês, que possui um amplo controle administrativo e de planejamento sobre a economia chinesa. O presidente da NDRC é nomeado pelo primeiro-ministro da República Popular da China e aprovado pelo Congresso Nacional do Povo.</p> <p>As funções da NDRC são: estudar e formular políticas de desenvolvimento econômico e social, manter o equilíbrio do desenvolvimento econômico e orientar a reestruturação do sistema econômico da China. A NDRC possui 26 departamentos/gabinetes/escritórios funcionais com uma equipe de 890 funcionários públicos.</p>

Instituição	Responsabilidades
<i>National Energy Administration (NEA)</i>	A NEA está sob administração da NDRC. Define a estratégia energética da China, implementa a política energética e regula os setores de energia, incluindo carvão, petróleo, gás e energia nuclear. A NEA também apoia pesquisas científicas e tecnológicas sobre economia de energia e energias renováveis. Além disso, a NEA gerencia o centro nacional de reservas de petróleo da China e monitora o mercado internacional de energia em geral.
<i>State Grid Corporation of China (SGCC)</i> <i>China Southern Power Grid Company</i>	São os principais operadores, responsáveis pelo despacho de carga no sistema elétrico chinês. É importante destacar que, na China, o despacho de carga ocorre em cinco diferentes níveis: nacional, regional, provincial, municipal e condados, sendo que cada nível tem funções e jurisdições diferentes. Em geral os níveis inferiores requerem informações dos níveis superiores até atingir o nível nacional. Uma exceção é o centro de despacho da <i>China Southern Power Grid Company</i> , cuja operação é independente da SGCC e cobre Guangdong, Guangxi, Yunnan, Guizhou, e Hainan (Mun S. Ho, 2017).
<i>China Huaneng Group</i> (1)	É a maior e mais antiga companhia de geração de energia da China, criada em 1985. No final de 2014, a companhia era dona de 130 plantas, totalizando mais de 110 GW de capacidade instalada e mais de 60 megatoneladas de produção anual de carvão.
<i>China Datang</i> (1) (2)	Possui a maior planta de geração a carvão da China (Inner Mongolia Tuoketuo), o maior parque eólico do mundo (Inner Mongolia Chifeng) e o segundo maior projeto hidrelétrico (Longtan Hydro). No final de 2014, Datang tinha 68 plantas e mais de 120 GW de capacidade de geração.
<i>Huadian Group</i> (1) (2)	Possui 70 plantas com 123 GW de capacidade instalada.
<i>China Guodian</i> (1) (2)	Possui 94 plantas com 123 GW de capacidade
<i>China Power Investment Corporation (CPI)</i> (1) (2)	Possui a maior participação em geração de energia renovável entre as companhias chinesas, com quase 30% de toda a capacidade. Tem participado de nove projetos de geração nuclear e desenvolvido projetos de refinaria de alumínio. CPI tem 65 plantas que, combinadas, totalizam 90 GW de capacidade.

(1) Estas companhias são conhecidas na China como *The big-five gencos (generation companies)* da geração chinesa.

(2) As companhias China Datang Corporation, Huadian Group, China Guodian Corporation e China Power Investment Corporation (CPI) foram criadas em 2002 como consequência da reestruturação da SPC.

7.2 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA CHINA

A geração a carvão representa quase 60% da matriz de geração de energia elétrica da China, embora a hidráulica tenha grande importância, como mostra a Tabela 35. O país vem evoluindo fortemente no caminho das renováveis, com base em planejamento de longo prazo e incorporação de mecanismos e diretrizes que mostram resultados concretos. Atualmente, as energias eólica e solar, juntas, respondem por 14% de toda a capacidade instalada do gigante asiático. Para efeito de comparação, somente a capacidade eólica da China é praticamente igual à totalidade de capacidade de geração do Brasil (considerando fontes renováveis e não renováveis).

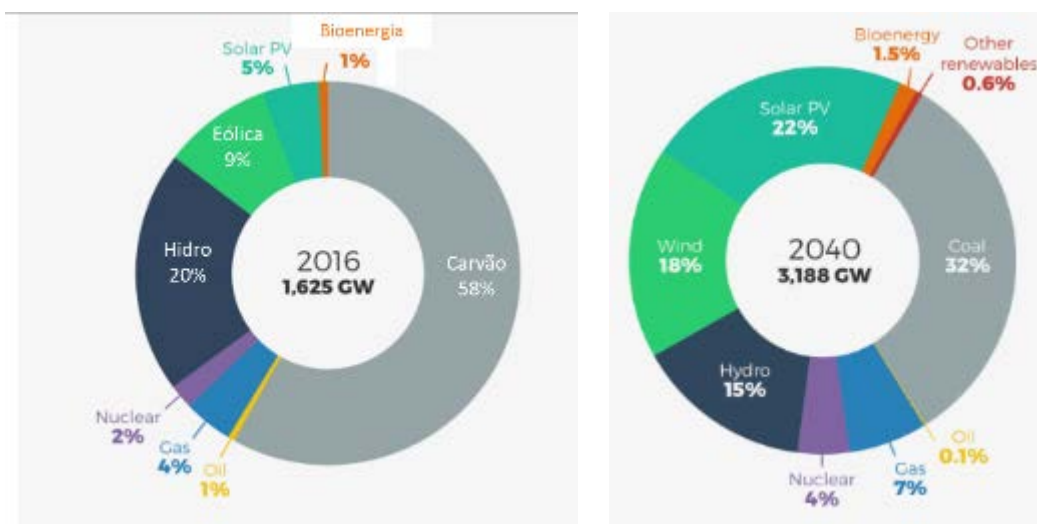
Tabela 35. % das diversas fontes na Capacidade instalada China

Fonte	Capacidade Instalada (GW)	Participação %
Carvão	942,5	58,0%
Hidráulica	325,0	20,0%
Eólica	146,3	9,0%
Solar FV	81,3	5,0%
Gás Natural	65,0	4,0%
Nuclear	32,5	2,0%
Óleo combustível	16,3	1,0%
Bioenergia	16,3	1,0%
Total	1.625	100%

Fonte: (IEA, 2017)

As projeções para China indicam que a dependência do carvão irá diminuir de maneira considerável. Estima-se que em 2040 o carvão responderá por 32% da capacidade instalada, ao mesmo tempo que as fontes eólica e solar, somadas, passarão para 40% (IEA, 2017).

Figura 57. Matriz de geração na China, 2016 e previsão 2040



Fonte: (IEA, 2017)

7.3 ENERGIA RENOVÁVEL NA CHINA

A China continua a ser uma força incomparável no domínio da energia renovável. O novo relatório divulgado pelo Instituto de Economia da Energia e Análise Financeira (IEEFA, 2018) mostra os esforços do país para ter a liderança mundial e estabelecer uma base internacional para a geração de energia renovável. O relatório afirma que, em 2017, o investimento total da China em projetos de energia limpa representou mais de US\$ 44 bilhões, um crescimento significativo em relação aos US\$ 32 bilhões de 2016.

De acordo com Tim Buckley, diretor de Estudos de Energia Financeira da IEEFA, a decisão dos Estados Unidos de se retirar do acordo climático de Paris foi um importante catalisador para o crescente domínio da energia renovável da China. “Embora a China não tenha necessariamente a intenção de preencher o vazio de liderança climática deixada pela saída dos EUA do Acordo de Paris, certamente fica numa posição confortável, fornecendo liderança tecnológica e capacidade financeira para dominar setores em rápido crescimento, como energia solar, veículos elétricos, e baterias”, diz Buckley.

No plano doméstico, a China começou, em 2017, a reorganizar suas grandes empresas de geração, o que é visto como um esforço para afastá-las da dependência do carvão, e reestruturar incentivos a essas empresas. Em agosto daquele ano, a principal empresa de mineração de carvão se fundiu com uma das empresas de energia que faz parte do chamado “Big Five” chinês. A combinação da *China Guodian Corp.* e da *Shenhua Group Corp.*, agora renomeada para *China Energy Investment*

Corp., criou o maior gerador de energia do mundo em capacidade instalada, com cerca de 225 GW. O acordo também criou uma empresa que não será mais dependente do carvão, pois a Guodian tem importantes ativos de energia limpa. Também garante que a trajetória de crescimento da Shenhua não dependa mais da busca única por mais carvão a qualquer preço, uma postura estratégica que sobrecarregou as empresas de energia da China e limitou seu apetite por novas e inovadoras tecnologias de energia limpa.

O ano de 2017 estabeleceu um recorde de instalação renovável na China. O país estima ter instalado pelo menos 50 GW de geração de energia solar naquele ano. Em 2016, foram instalados 34,5 GW dessa fonte. Esses dados indicam que a China continuará a liderar o mundo no desenvolvimento de energia renovável.

Internacionalmente, a *China Belt and Road Initiative* (BRI) — uma estratégia de desenvolvimento de infraestrutura definida pelo governo chinês com foco em países da Eurásia, África e Oceania — continuou a impulsionar investimentos chineses de energia no exterior. A iniciativa inclui 68 países, viabilizou US\$ 8 bilhões de exportações de equipamentos solares da China e ajudou o país a se tornar o primeiro exportador de bens e serviços ambientais, ultrapassando os EUA e a Alemanha.

Embora os mercados internacionais ofereçam oportunidades para construtores chineses de capacidade tecnológica mais antiga, como o carvão e a energia hidrelétrica, o investimento chinês em energia no exterior seguirá a tendência global para aumento da capacidade de energia renovável. Os números da IEA mostram que a capacidade de geração de energia renovável cresceu 165 GW em 2016, em comparação com 55 GW da capacidade a base de carvão. Está previsto que as renováveis vão contribuir, nos próximos anos, com 60% das adições globais, para a capacidade de geração de eletricidade, o que sugere o fortalecimento da China como líder em energia renovável.

A iniciativa BRI restringiu aquisições de empresas chinesas no exterior. Para os três primeiros trimestres de 2017, as operações de fusão e aquisição caíram 35%, alcançando US\$ 96 bilhões, devido a controles e restrições de investimento destinados a evitar saídas de capital. No entanto, a atividade chinesa de fusões e aquisições em países que fazem parte do BRI subiu em 2017. Durante o ano de 2016, os investimentos relacionados à BRI totalizaram US\$ 31 bilhões. Este valor foi ultrapassado em 2017 no mês de agosto, segundo a empresa de contabilidade internacional PwC (IEEFA, 2018).

Cabe ressaltar que a iniciativa foi consagrada na Constituição do Partido Comunista em 2017, criando mais pressão do que nunca para que ela tenha sucesso.

O total de investimentos para grandes projetos (com orçamento de US\$ 1 bilhão ou mais) em 2017 foi superior a US\$ 44 bilhões. Isso supera os US\$ 32 bilhões médios identificados em 2016 para o investimento chinês no setor de baixas emissões no exterior.

Os fabricantes chineses de energia solar participam de 60% da produção global de células FV, e esta liderança foi consolidada em 2017. No primeiro semestre daquele ano, registrou-se um aumento de expansão da capacidade global de produção em relação ao segundo semestre de 2016. Em 2017, os fabricantes chineses participaram em 70% dos projetos de expansão realizados no mundo. As empresas chinesas estavam presentes em projetos em toda a Ásia, América Latina, Austrália África e Oriente Médio. No mercado secundário, eles adquiriram plantas FV nos EUA.

As principais empresas chinesas de energia eólica, incluindo o maior desenvolvedor do mundo, continuaram a se expandir para o exterior. A *China Energy Investment Corporation*, a *Xinjiang Goldwind* (um dos maiores fabricantes mundiais de turbinas eólicas) e a *China Three Gorges* (uma empresa historicamente associada à energia hidrelétrica), fizeram grandes investimentos em energia eólica em mercados internacionais em 2017, comprando participações em projetos ou em expansão de parques eólicos.

As grandes empresas hidrelétricas chinesas continuaram a adquirir ou ganhar contratos para a construção de grandes empreendimentos hidrelétricos no exterior. A América Latina, a África e a Ásia permanecem como áreas de interesse, mesmo quando os projetos de hidrelétricas começaram a enfrentar forte oposição no Paquistão e no Nepal.

A *State Grid Corporation*, a maior empresa de energia do mundo em termos de receita, lidera o crescente investimento internacional chinês em redes elétricas. Em 2010, o Brasil foi escolhido pela *State Grid* para a realização do primeiro grande investimento do conglomerado em países não-asiáticos. A *State Grid Brazil Holding* adquiriu sete companhias nacionais de transmissão de energia ao custo de US\$ 989 milhões. São quase seis mil quilômetros de linhas de transmissão operados pela chinesa nos próximos 30 anos de concessão, localizados no Sudeste do país. Ao cobrir Brasília, Rio de Janeiro, São Paulo e outras grandes áreas próximas aos centros de carga, a *State Grid International Development (SGID)* passa a ocupar o quinto lugar entre as empresas de transmissão de energia do Brasil.

A *State Grid* adquiriu, em janeiro de 2017, o controle da CPFL Energia S.A, com 54,64% de participação acionária no grupo. No final de 2017, a empresa aumentou sua participação para 94,75% por meio de uma transação de US\$ 3,45 bilhões. Com isto, a *State Grid* tornou-se um gigante da distribuição de energia no Brasil. A empresa também está envolvida em projetos de transmissão no Paquistão e no Egito, e considera novos investimentos na Europa.

A *State Grid* continua também com ambiciosos projetos de “supergrids” transcontinentais. Um desses planos, que interconectaria China, Japão, Mongólia, Rússia e Coreia do Sul, tem o apoio do *Softbank* do Japão e do *KEPCO* da Coreia do Sul.

A China está superando outras economias, no sentido de garantir o fornecimento de novas *commodities* energéticas, por exemplo, fabricantes de baterias e de veículos elétricos (EV) garantiram os seus suprimentos de lítio e níquel em 2017. Assim como empresas que possuem estratégias para dominar o mercado de cobalto estão voltadas para atender o mercado interno. As mineradoras chinesas devem ser responsáveis por 62% da oferta global em 2017, dominando o setor de mineração e o processamento de terras raras.

A garantia de novas *commodities* de energia permitirá que a China domine a produção de baterias e EV no futuro. As empresas chinesas devem produzir 121 (GWh) em baterias até 2020, sem contar os 35 GWh da Tesla (IEEFA, 2018). Os fabricantes chineses de baterias, como *Contemporary Amperex Technology Ltda.* (CATL) e BYD, são os principais atores nesta expansão. A BYD já visa o mercado de armazenamento de bateria de energia em mercados-chave, como os EUA e a Austrália. Com suporte das políticas públicas, os fabricantes chineses de veículos elétricos estão expandindo rapidamente sua capacidade de atender o mercado interno. Ganhar forte vantagem em casa é um prelúdio para impulsionar a atividade nos mercados internacionais.

A China é, de longe, o maior mercado de medidores inteligentes do mundo, visto que busca ganhos significativos de eficiência energética. O investimento chinês na eficiência energética registrou o maior crescimento mundial em 2016, com 24%. No ano seguinte, a atenção começou a se voltar para o exterior. Em um investimento significativo, a *Hong Kong's Cheung Kong Infrastructure (CKI)*, investidor de infraestrutura ligada ao governo, realizou um acordo de US\$ 5,3 bilhões para adquirir a alemã *Ista*, uma das maiores empresas de gerenciamento de energia e medição inteligente.

O setor de energia da China possui muitas instituições financeiras importantes para apoiar suas ambições de energia no exterior. O Banco de Investimentos Asiático (AIIB) e o *New Development Bank (NDB)*, dominados pela China, são instituições multilaterais que estão ampliando os empréstimos. Em 2017, eles sinalizaram a preferência pelo financiamento de energia limpa sobre os investimentos em carvão.

A China também tem vários dos maiores bancos comerciais do mundo e uma gama de “bancos de políticas”, que atuam como braço financeiro da política externa. O apoio dos bancos de políticas para projetos em carvão no exterior está mudando à medida que o mundo se volta para as energias renováveis. Outras grandes instituições financeiras chinesas, incluindo o fundo de pensão nacional, o fundo de riqueza soberano (*China Investment Corporation*) e as principais companhias

de seguros, também estão buscando diversificar as participações ao aumentar os investimentos no exterior.

7.3.1 Capacidade Instalada de ERNC na China

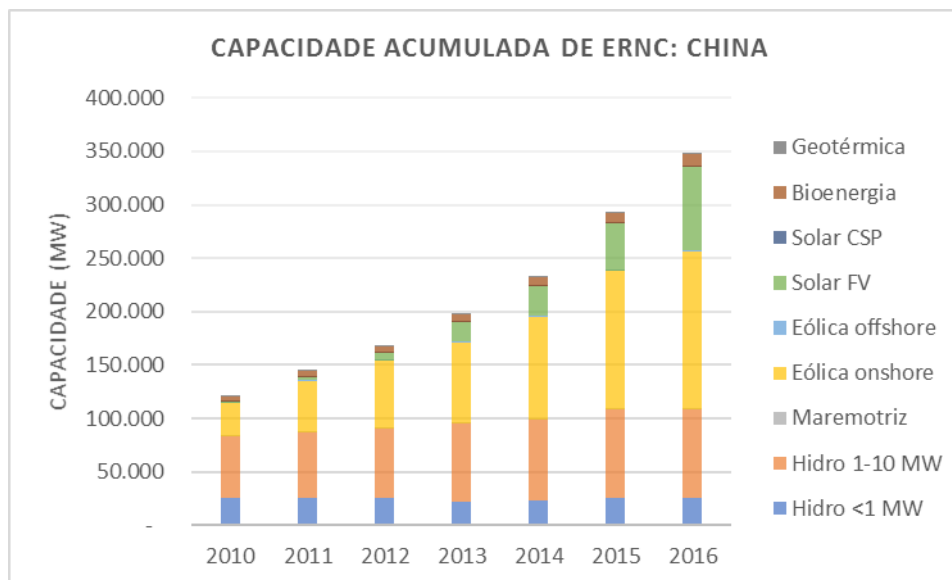
A seguir, na Tabela 36, é apresentada a evolução da capacidade de ERNC na China. Como era de se esperar, os segmentos solar e eólica são os que têm mostrado maior dinâmica de crescimento nos últimos anos.

Tabela 36. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na China

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidro <1 MW	25.600	25.652	25.370	22.740	23.000	26.000	26.000
Hidro 1-10 MW	57.620	61.812	65.800	72.400	76.000	83.000	83.000
Maremotriz	4	4	4	4	4	4	4
Eólica onshore	31.368	47.961	62.838	76.354	96.179	129.079	147.503
Eólica offshore	100	210	291	417	440	559	1.480
Solar FV	958	3.478	7.018	17.748	28.388	43.538	77.788
Solar CSP	3	5	8	14	14	14	14
Bioenergia	4.563	4.939	5.761	7.789	8.547	10.318	12.140
Geotérmica	27	27	27	27	27	27	27
Total	120.243	144.088	167.117	197.493	232.599	292.539	347.956

Fonte: (IRENA, 2018)

Figura 58. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na China



Fonte: (IRENA, 2018)

7.4 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELA CHINA

Enquanto a intensidade energética vem diminuindo na China, a participação do país na demanda mundial está aumentando. Prevê-se que, em 2035, a China representará 28% da demanda mundial de energia primária; hoje, a participação supera 23%. Os Estados Unidos demandarão apenas 12% em 2035, abaixo dos atuais 16% (Mckinsey Global Institute, 2017).

No 13º Plano Quinquenal, o governo chinês definiu como meta a redução da intensidade energética em 15% entre 2016 e 2020. E o país está próximo de atingir o objetivo. No início de 2017, o primeiro-ministro chinês Li Keqiang informou que a intensidade de energia da China caiu 5% no ano anterior.

Por meio da Lei das Energias Renováveis, de fevereiro de 2005, a China publicou, em setembro de 2007, o Plano de Desenvolvimento de Médio e Longo Prazo de Energia Renovável, que tinha como destaque:

- diretrizes para o investimento estrangeiro (dezembro de 2007);

- criação do *feed-in*, abordando a formação de preços, partilhamento de custos e criação de facilidades de financiamento para usar energias limpas.

Além disso, esse conjunto de documentos também aborda os elementos de regulamentação que dizem respeito a incentivos fiscais, aspectos técnicos e outras questões.

A meta de que, em 2020, 15% de toda a energia do país seja proveniente de fontes renováveis é explicitada nesses documentos. O plano traçado pelo país aponta que, naquele ano, deverão existir 300 GW de capacidade hídrica instalada — 30 GW para capacidade eólica e o mesmo valor de energia de biomassa — e ainda 1,8 GW de energia produzida pelo sol. Cabe ressaltar que essas metas foram superadas com folga nos últimos anos.

Os documentos ainda tratam da descrição da construção e operação de estações para a produção de energias renováveis como a solar, eólica, geotérmica, magnética, marés, biomassa e outras. A indústria de energias renováveis integra grupo de indústrias encorajadas pelo governo chinês, portanto, contam com processo de aprovação mais simples, benefícios fiscais, subsídios e até mesmo condições especiais de financiamento.

Em 3 de setembro de 2016, a China ratificou o Acordo de Paris e tem políticas em vigor para atingir suas metas de NDC. Essas políticas estão atualmente centradas nas metas de redução da intensidade de carbono do PIB em 60% -65% abaixo dos níveis de 2005 até 2030, aumentar a participação da energia não fóssil no suprimento total de energia primária para cerca de 20% (em relação ao 2005), e aumentar seu volume de estoque florestal em 4,5 bilhões de metros cúbicos, em comparação com os níveis de 2005.

Cabe destacar que no último relatório de renováveis (REN21, 2017) não foram encontradas metas de fontes de geração renováveis específicas para este país.

Tabela 37. Participação das renováveis na geração e metas definidas pela China

País	Participação % 2015	Meta
China	11,6% (1)	Sem metas específicas para geração renovável.

(1): considerando somente as ERNC, si incluídas todas as hidrelétricas este valor chega a 23,6%.

Fonte: (REN21, 2017)

7.5 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS NA CHINA

A capacidade instalada de baixa emissão de carbono, liderada por energia hidrelétrica, solar e eólica, crescerá rapidamente, atingindo 60% da capacidade total em 2040. Em média, em 2020, os projetos de energia solar fotovoltaica se tornarão mais baratos do que as usinas elétricas a gás (novas e existentes) e, em 2030, serão mais baratas do que as novas usinas de carvão e eólicas *onshore*.

Em 2040, prevê-se o custo de geração de eletricidade a partir de novas plantas FV, também será menor que os custos operacionais projetados das usinas de energia a carvão existentes. Esse aumento das fontes renováveis traz importantes benefícios, mas também exige grandes reformas do mercado de energia e um fortalecimento da rede para integrar maior participação de produção de energia solar e eólica.

Atualmente, cerca de 15% da geração de energia eólica e solar da China enfrenta limitações, porque não pode ser absorvida pelo sistema elétrico existente. Na avaliação da IEA (IEA, 2017), um grande investimento em novas linhas de transmissão de energia resolveria essas restrições, permitindo que o potencial de renováveis do interior do país escoar sua energia mais barata para os centros mais próximos da costa.

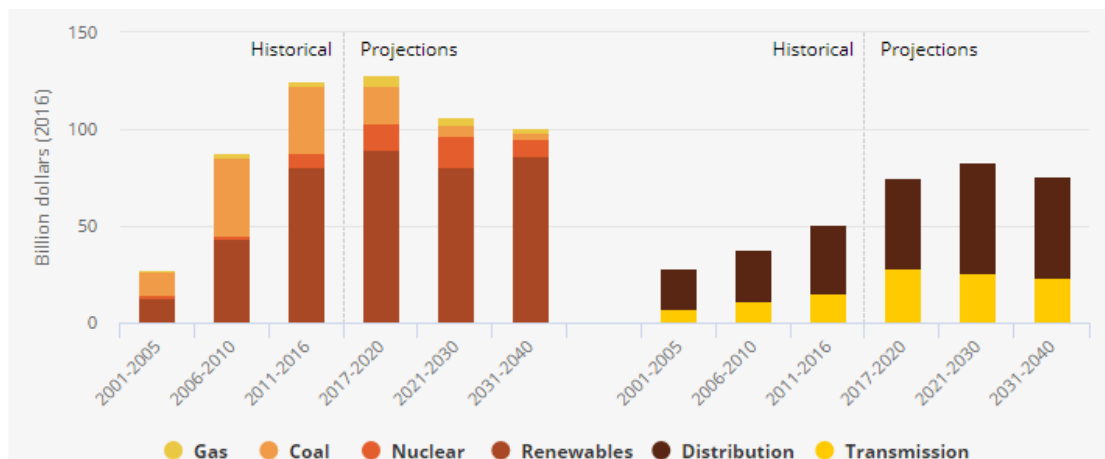
Ao lado das energias renováveis, a capacidade de geração do gás triplica, mas sua participação na geração permanece abaixo de 10%. O papel projetado da energia nuclear também continua a crescer: a China ultrapassará a União Europeia e os Estados Unidos até 2030, para se tornar líder mundial em geração de eletricidade nuclear.

7.5.1 Investimentos previstos

Para realizar a transformação de sua matriz energética, a China prevê grandes investimentos, tanto na geração, quanto nas redes de transmissão e distribuição.

A Figura 59 mostra a projeção de investimentos chineses até 2040. No lado esquerdo, observa-se a predominância em fontes renováveis e, no lado direito, um forte investimento em redes, com destaque para as redes de distribuição. Investimentos em distribuição são necessários devido à forte inserção de fontes intermitentes, como as eólicas e FV.

Figura 59. Investimentos em geração na China, históricos e projetados até 2040



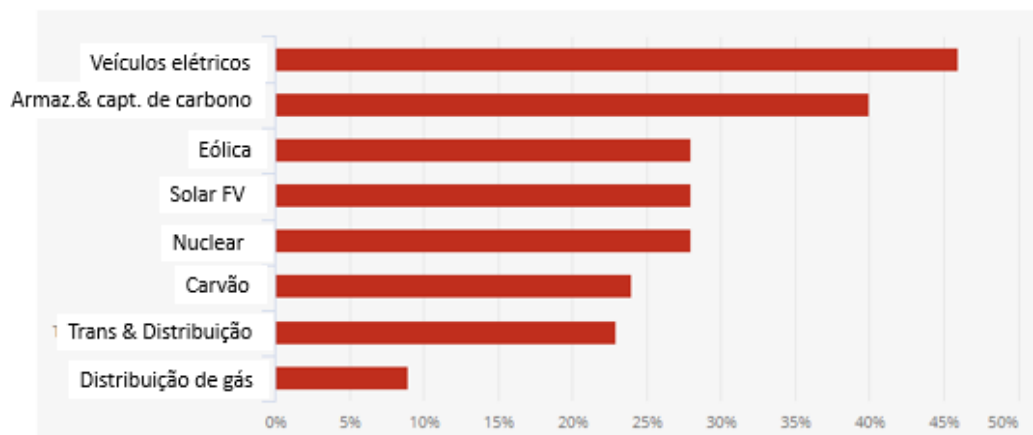
Fonte: (IEA, 2017)

Qualquer caminho que a China adote terá um impacto profundo nos mercados globais, nos fluxos de comércio e investimento, nos custos de tecnologia e na consecução de objetivos globais compartilhados. As políticas escolhidas e as necessidades de importação da China influenciarão o comércio internacional e o investimento em petróleo, gás e carvão: até 2040, quase 30% do petróleo e 25% do gás comercializado internacionalmente terá como destino a China, segundo o cenário base traçado pelo IEA (IEA, 2017).

A influência da China nos esforços globais para enfrentar as mudanças climáticas pode ser igualmente profunda: já no cenário base traçado pela IEA (IEA, 2017), a China é responsável por uma grande parcela do investimento global em uma variedade de tecnologias e aplicações de energia limpa, incluindo veículos elétricos, baterias, captura e armazenamento de carbono, energia nuclear e energia solar e eólica, com o potencial de modificar a curva de custo global em cada caso.

Na Figura 60, é apresentada a projeção de longo prazo com a participação chinesa nos investimentos globais.

Figura 60. Projeção 'cenário base 2040' da participação da China nos investimentos globais



Fonte: (IEA, 2017)

7.5.2 Políticas de Suporte a Energias Renováveis

A seguir, a Tabela 38 mostra um resumo das políticas públicas, incentivos fiscais e de financiamento existentes na China.

Tabela 38. Políticas e incentivos aplicados na China

		China	
Políticas Regulatórias	Metas de Energia Renovável		R
	INDC ou NDC		X
	Feed-in tariff (FIT)		R
	Cota obrigatória para distribuidoras (RPS)		X
	Net metering		
	Obrigações em transporte		X*
	Obrigações para aquecimento		X
	Certificados de Energias Renováveis (REC)		
	Leilões		H
Incentivos Fiscais e Financiamento Público	Investimentos e créditos fiscais à produção		X
	Redução de tributos em vendas, energia e outros		X
	Pagamento pela produção de energia		X

Investimentos públicos, empréstimos, outorgas, capital subsidiado ou descontos	X
--	---

X – Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* – Existe a nível regional (mas não nacional); N – Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R – Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O – Removida; R* – Revisada a nível regional; H – Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 – Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

Fonte: (REN21, 2017)

7.5.3 Leilões de Renováveis na China

Em setembro de 2016, a China organizou o maior leilão solar, contratando 1 GW de nova capacidade com o menor preço, 520 CNY/MWh (77,88 US\$/MWh).

Figura 61. Leilões de energia solar realizado na China no ano 2016



Fonte: (IRENA, 2016)

Em setembro de 2016, um leilão de 1 GW de capacidade no interior da Mongólia teve uma pequena quantidade de lances para energia solar. O último leilão de energia solar tinha acontecido em 2010, antes que o *feed-in tariff* fosse definido (Elizondo-Azuela 2014). No leilão de 2016, 50 desenvolvedores e fabricantes de energia solar ofereceram uma média de 77,88 US\$/MWh, valor considerado baixo. Estes preços, no entanto, ainda são superiores à média mundial de 2016, e mais altos que os preços dos leilões no Chile, Abu Dhabi, Zâmbia e Marrocos, por exemplo. Dados os ricos recursos solares do interior da Mongólia, ampla disponibilidade de terra para o desenvolvimento de grandes projetos de energia solar e um setor de manufatura local forte, esperava-se que a China fosse um dos países mais competitivos nos mercados de energia solar. Uma explicação plausível é a falta de capacidade de transmissão adequada.

A deficiência na transmissão na Mongólia pode resultar em interrupções frequentes e, portanto, uma redução no fator de capacidade da planta. Os vencedores do leilão têm que assumir esse risco, dado que projetos eólicos na região enfrentaram o mesmo problema de redução nos últimos anos. O fator de capacidade tem um impacto significativo no preço, o que significa que possíveis reduções futuras devem ser consideradas pelos participantes dos leilões, aumentando o valor de seus lances.

Certas características do leilão, como o curto prazo para a entrega do projeto (final de 2017), o grande volume leiloadado e os critérios para seleção de vencedores, também contribuíram para os

altos preços. O curto prazo para a implementação do projeto não facilita a redução de custos, principalmente da tecnologia utilizada, diferentemente de projetos com prazos mais longos, em que o empreendedor pode eventualmente se apropriar destes benefícios. Além disso, o volume leilado (1 GW) é grande para um único leilão, reduzindo o número de concorrentes qualificados. Finalmente, o leilão de energia solar pode fazer uso de lições aprendidas previamente com o leilão de eólica *onshore*, em que os responsáveis pela política pública se preocuparam com a sustentabilidade de longo prazo da indústria, levando à adoção de um mecanismo de seleção do vencedor que favoreceu o licitante cuja oferta estava mais próximo da média de todas as propostas, em vez de aquele que apresentou a menor proposta. Um *design* de leilão que considera o preço de equilíbrio pode ser uma forma de garantir maior remuneração para os empreendedores e estar alinhado com as metas traçadas pelo governo.

7.6 SMART GRIDS NA CHINA

A China tinha uma rede elétrica que não mudou por quase um século e continua tendo predominância da geração a base de carvão. As redes inteligentes ajudam a aliviar esses problemas, ao sobrepor os recursos de comunicação sofisticados em cima de um sistema elétrico existente (JUCCCE, 2018).

Atualmente, o país é o maior mercado de transmissão e distribuição de energia do mundo e caminha para ser o maior consumidor de tecnologias de redes inteligentes. Os compromissos da China para reduzir a intensidade de carbono de seu PIB para 40%-45% em 2020, em relação a 2005, e incrementar o uso de energias renováveis pode transformar o cenário energético do país (McKinsey and Company, 2010).

Para a China, está muito claro que, sem redes inteligentes, a indústria de energias renováveis não poderá crescer. Já em 2009, a *State Grid Corporation* tinha anunciado investimento em tecnologias para *smart grids* de US\$ 7,2 bilhões até 2020. Hoje, existem 15 projetos de *smart grids* em cidades sendo desenvolvidos e um projeto de demonstração tecnológica em Yangzhou, que ocupa 12 mil hectares.

7.6.1 Breve análise do mercado de Redes Inteligentes na China

O governo Chinês está determinado em reduzir a intensidade em carbono de sua economia, em grande parte através da melhoria da eficiência energética e da redução da utilização do carvão na matriz energética.

O consumo de eletricidade continua a crescer no país à medida que a economia segue em expansão, embora a natureza do crescimento econômico tenha mais impacto no segmento de serviços, que acostuma ter menor consumo de energia.

O mix de eletricidade da China começará a se afastar do carvão, que será substituído parcialmente por fontes de energia mais limpas, exigindo a construção e modernização da infraestrutura da rede de transmissão e distribuição.

O mercado de eletricidade da China é dominado pelo carvão, mas o governo está interessado, entre outras coisas, em melhorar a qualidade do ar urbano. Investimentos em renováveis e energia nuclear tem aumentado com o objetivo de atender a expansão do fornecimento de eletricidade a taxas de crescimento média de 4% por ano nos próximos cinco anos (ITA-International Trade Administration, 2016).

O governo da China fez recentes declarações sobre a intenção de reduzir as emissões de GEE, incluindo proibição de novas plantas de carvão em certas regiões e a criação de um *National Carbon Trading System* em 2017. Essas medidas provocaram grande pressão no setor de energia e aceleraram o mercado de geração renovável, bem como as redes inteligentes e a tecnologia e serviços de eficiência energética.

Atualmente, o crescimento geral do setor de energia da China foi estimado em 2% ao ano, mas os mercados específicos de energias renováveis, eficiência energética e redes inteligentes têm crescido a taxas anuais de 16%, 25% e 34 %, respectivamente, nos últimos anos.

7.7 CONCLUSÕES PARA A CHINA

Em poucos mais de 60 anos, a China passou de apenas 1,85 GW de capacidade instalada de geração para o país com o maior sistema elétrico do mundo, ultrapassando Estados Unidos por volta de 2011. A China está em vias de atingir a universalização do acesso à energia elétrica de sua enorme população, de 1,4 bilhões de habitantes, o que é sem dúvida um fato de relevância.

A disciplina com que a China trata a questão energética é um fator que explica o sucesso alcançado. As questões energéticas estão presentes em todo planejamento estratégico de longo prazo (horizonte de 50 anos). As energias renováveis ganharam grande importância estratégica para o país, sendo os principais motivadores, os seguintes:

Ambiental: a China responde por 24% das emissões globais — 85% delas são causadas por gás carbônico proveniente, basicamente, de uma matriz energética dependente do carvão e de indústrias poluentes, como a siderúrgica. O governo de Pequim deu uma guinada em suas políticas ambientais nos últimos anos. Em dezembro de 2009, na COP-15, a Conferência das Nações Unidas

para Mudanças Climáticas, realizada na Dinamarca, a China barrou um acordo global de redução de emissões de gás carbônico. Na época, adotou o argumento de que as grandes economias queriam frear o crescimento chinês. Mas, em 2014, o primeiro-ministro Li Keqiang declarou “guerra à poluição” e anunciou que o objetivo chinês de longo prazo estava mudando. Já não se busca o enriquecimento a todo custo, pois o país pretender ser uma economia verde. Em dezembro de 2015, a China ratificou seus objetivos ao assinar o Acordo de Paris, que estabelece obrigações para todas as nações, e não só para as ricas, para manter o aumento médio da temperatura global abaixo de 2 graus Celsius.

Econômica: o país quer liderar o mercado de renováveis, desenvolvendo uma indústria competitiva, incluindo as questões energéticas nos planos de desenvolvimento da nação. A China vem atendendo esse quesito, realizando enormes investimentos domésticos e internacionais, adquirindo empresas de energia mundo afora e participando de importantes projetos de geração de renováveis. Os investimentos chineses, tanto nacionais quanto internacionais, não têm paralelo no mundo. Cabe ressaltar que a China procura reduzir a sua intensidade energética, e as renováveis são um veículo para atingir esse objetivo. A experiência chinesa na redução da intensidade energética pode servir de roteiro para os países em desenvolvimento. E seus investimentos em energias renováveis no país e no exterior podem criar avanços tecnológicos que reduzirão os custos para os consumidores de qualquer país.

8 - DINAMARCA

O setor elétrico na Dinamarca possui uma matriz energética baseada em energias fóssil e renováveis (eólica, biogás, biomassa e resíduos). O país possui custos de eletricidade na média da União Europeia (incluindo custos para energia limpa), mas os impostos aumentam o preço, deixando-os entre os mais altos da Europa (Eurostat Statistic Explained, 2018). Por outro lado, em 2015, a segurança no fornecimento de energia foi superior a 99,99%, entre as mais altas do mundo (Energinet, 2018).

A Dinamarca investe no desenvolvimento da energia eólica desde a década de 1970, e, desde então, essa fonte registra a maior participação na matriz do país — a produção de energia eólica já atingiu o equivalente a 42% do consumo total de eletricidade do país. O consumo per capita dinamarquês de eletricidade gerada por turbinas eólicas já era o mais alto do mundo em 2009: 1.218 kWh. A Dinamarca produziu mais energia eólica (per capita) em 2009 do que a Espanha ou o Reino Unido produziram (per capita) em energia nuclear.

Nas últimas décadas, a Dinamarca desenvolveu uma experiência única na integração das renováveis no fornecimento de energia e, como resultado, tem, atualmente, um mercado de eletricidade muito flexível. Assim, o país leva vantagem no desenvolvimento de redes de energia inteligente, com um planejamento que permita a integração de 100% da energia renovável (Copenhagen Clean Cluster, 2017).

A Dinamarca já gerencia a integração de mais energia eólica na rede do que qualquer outro país. Ela possui ampla gama de recursos de rede inteligentes para testes e demonstrações e mais de 60 empresas com tecnologia de redes inteligentes, além de ser uma liderança no setor eólico. Sem dúvida, é um potencial líder na indústria de redes inteligentes.

8.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NA DINAMARCA

Os principais agentes do setor energético dinamarquês são citados a seguir, na Tabela 39.

Tabela 39. Responsabilidades das organizações do setor energético na Dinamarca*

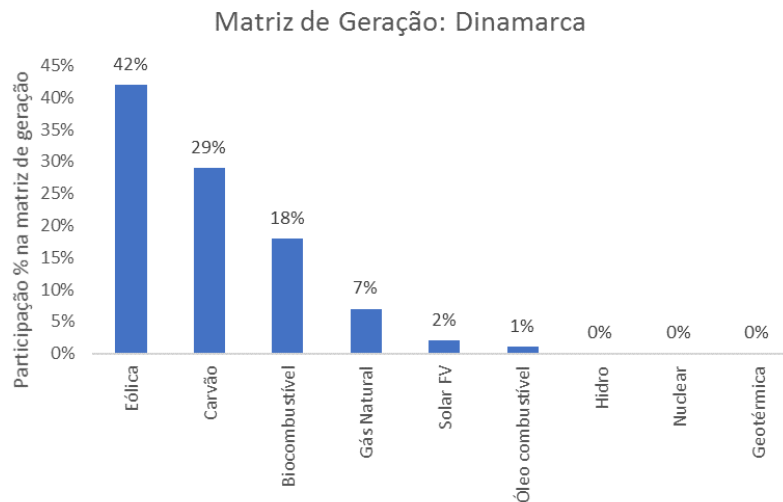
Instituição	Responsabilidades
<i>Ministry of Energy Utilities and Climate</i>	É responsável pelas políticas energéticas e de mitigação das mudanças climáticas a nível nacional e internacional, pela exploração geológica e meteorologia.
<i>Danish Energy Agency (DEA)</i>	Estabelecido em 1976, é uma agência sob o comando do <i>Ministry of Energy, Utilities and Climate</i> . É responsável pela implementação de políticas e medidas relacionadas com a produção, transmissão e uso da energia e seu impacto nas mudanças climáticas. Atua como principal responsável em relação aos projetos de energia eólica <i>offshore</i> , aloca as permissões necessárias e coordena os processos de consultas com outras autoridades.
<i>Energinet.dk</i>	É o operador independente do sistema elétrico, sob propriedade do Estado dinamarquês, representado pelo <i>Ministry of Energy, Utilities and Climate</i> . <i>Energinet</i> é proprietário do sistema de transmissão de gás natural e do sistema de transmissão de energia elétrica de 400 (kV). É o coproprietário das interconexões elétricas para Noruega, Suécia e Alemanha. É responsável por manter a segurança do fornecimento e garantir o bom funcionamento dos mercados da eletricidade e do gás.
<i>Danish Energy Regulatory Authority (DERA)</i>	Supervisiona os mercados de eletricidade, gás natural e de aquecimento urbano. O DERA é um órgão regulador totalmente independente, regido por um conselho de sete pessoas (mais dois suplentes), todos nomeados pelo <i>Ministry of Energy, Utilities and Climate</i> . As suas decisões podem ser apeladas para o Conselho Dinamarquês da Energia (<i>Danish Energy Board of Appeal</i>). As responsabilidades da DERA incluem, entre outras: regulação do operador de sistema de transmissão (TSO) e do mercado atacadista; regulação dos operadores de sistemas de distribuição (DSOs) e do mercado varejista, incluindo para este mercado; <i>benchmarks</i> de custo; regulação do setor de aquecimento urbano; supervisão da obrigação de eficiência energética; supervisão da implementação do código de rede; cooperação com os reguladores nórdicos em harmonização de regulamentação; e participação dos projetos de legislação no âmbito da União Europeia.

Instituição	Responsabilidades
<i>Danish Council on Climate Change</i>	Foi estabelecido com a <i>Climate Change Act</i> em 2014. É um órgão independente de especialistas, que objetiva uma transição para uma sociedade com baixas emissões de carbono.
Autoridades regionais e municipais	Têm papel importante na implementação das políticas nacionais de energia e mudança climática através de planos regionais e municipais de desenvolvimento urbano e industrial. Os municípios são responsáveis pelo planejamento de projetos de energia terrestre (energia eólica, biomassa, biogás e energia solar) e aquecimento urbano. Muitos municípios também possuem empresas locais de aquecimento distrital.
<i>Energy Commission</i>	É um órgão consultivo independente, com participação da academia e das empresas. A comissão foi estabelecida pelo governo em março de 2016, como parte de um novo Acordo de Energia para o período posterior a 2020. Em abril de 2017, cumprindo seu mandato, a comissão publicou um relatório com recomendações para futuras políticas energéticas.

8.2 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA DINAMARCA

A Figura 62 apresenta a matriz energética do país, com predominância da fonte eólica, seguida pela geração à carvão. Do grupo de países analisados neste relatório, a Dinamarca é a que apresenta o maior percentual de participação de renováveis na matriz energética, com 65,4%.

Figura 62. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Dinamarca



Fonte: Denmark - Energy System Overview. IEA 2017.

8.3 ENERGIA RENOVÁVEL NA DINAMARCA

A indústria de tecnologias limpas em Copenhague é apoiada por vários incentivos e oportunidades de financiamento, sustentando a pesquisa e o desenvolvimento do setor. Atualmente, a capital dinamarquesa é um *hub* para investimento em inovações verdes. O *cluster Cleantech*, é um polo de tecnologia de Copenhague e se destaca nas área de *smart cities*, *smart grids*, energia renovável, gerenciamento de água e resíduos, bem como tecnologias de reciclagem e *upcycling*. O *cluster Cleantech* da grande Copenhague assumiu uma posição de liderança na inovação, impulsionada por incentivos estaduais e uma regulação ambiciosa. A indústria no país está tão desenvolvida que 10% dos empregos na indústria são considerados *green jobs* (ver Figura 63).

Figura 63. *Green jobs* na indústria dinamarquesa



Fonte: (Copenhagen Capacity, 2018)

O *Cleantech* em Copenhague inclui:

- Liderança de companhias e oportunidades de P&D em biomassa, células de combustível, energia eólica, das ondas, solar e geotérmica, armazenamento de energia e edifícios eficientes.
- Instalações de demonstração e teste de redes inteligentes em escala real.

8.3.1 Capacidade Instalada de ERNC na Dinamarca

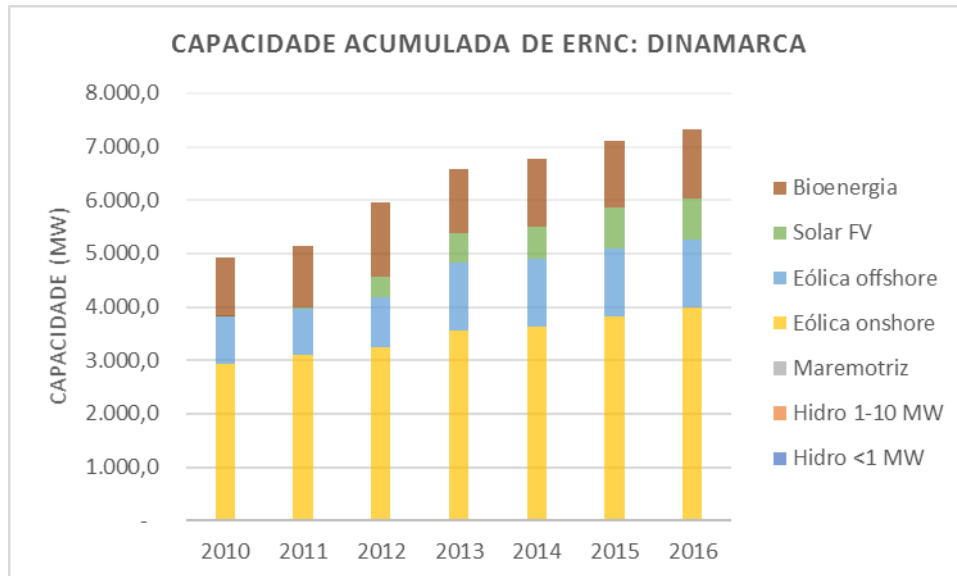
A seguir, é apresentada a evolução da capacidade instalada de ERNC na Dinamarca (2010-2016), em que se destaca a importância da geração eólica.

Tabela 40. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na Dinamarca

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidro <1 MW	5,0	5,0	6,0	5,0	5,0	3,0	3,0
Hidro 1-10 MW	4,0	4,0	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Maremotriz	0,2	0,3	0,3				
Eólica <i>onshore</i>	2.934,0	3.081,0	3.241,0	3.539,0	3.616,0	3.805,0	3.971,0
Eólica <i>offshore</i>	868,0	871,0	922,0	1.271,0	1.271,0	1.271,0	1.271,0
Solar FV	7,0	17,0	399,0	571,0	607,0	782,0	790,4
Bioenergia	1.112,4	1.160,3	1.390,5	1.202,0	1.267,0	1.240,5	1.283,5
Total	4.931	5.139	5.962	6.592	6.770	7.106	7.323

Fonte: (IRENA, 2018)

Figura 64. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na Dinamarca



Fonte: (IRENA, 2018)

A exemplo da importância da geração renovável no país, ressalta-se que, em janeiro de 2014, 62% da demanda de energia do país foi atendida por energia eólica. Em 19 de janeiro, por exemplo, a energia eólica gerou energia equivalente a 105% da demanda daquele dia (Martinot, 2015). A cada ano, a Dinamarca estabelece novos recordes de produção.

8.4 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELA DINAMARCA

O Parlamento dinamarquês acordou que até 2020:

- mais de 35% do consumo total de energia deve ser renovável;
- cerca de 50% do consumo de eletricidade deve ser fornecido pela energia eólica;
- as emissões de gases com efeito estufa devem ser 34% inferiores às de 1990.

A Dinamarca assumiu uma posição de liderança no setor de energia renovável. Hoje, 42% do consumo de eletricidade é coberto por energia proveniente de turbinas eólicas, que inicialmente deveria atingir a 50% até 2020.

Copenhague pretende se tornar a primeira capital neutra em carbono até 2025, e a Dinamarca quer ser totalmente independente dos combustíveis fósseis até 2050.

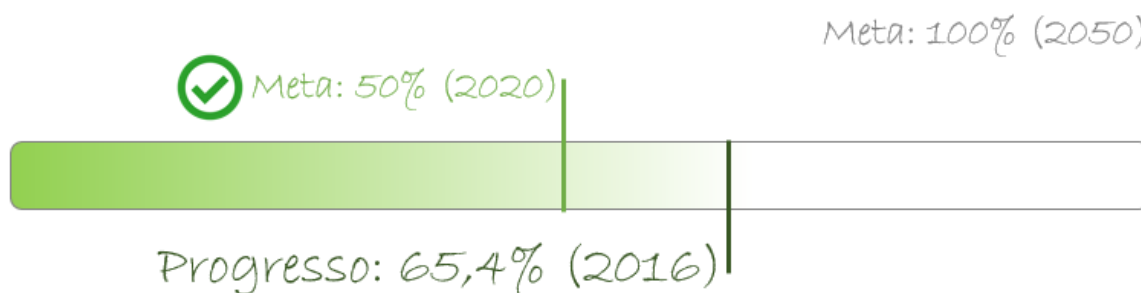
Tabela 41. Participação das renováveis na geração e metas *definidas* pela Dinamarca

País	Participação % 2016	Meta
Dinamarca ⁴	65,4%	50% até 2020
		100% até 2050

⁴ em março de 2012, o país definiu meta para atender 50% da energia fornecida, proveniente de fontes eólica até 2020.

Fonte: (REN21, 2017)

Figura 65. Evolução das metas de participação de renováveis na geração de elétrica da Dinamarca



(REN21, 2017)

8.5 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS NA DINAMARCA

A Dinamarca é um líder de longa data em energia eólica. Em 2011, o país já investia 3,1% (US\$ 10,7 bilhões) do seu PIB em tecnologias de eficiência energética e 2,6% (US\$ 8,7 bilhões) em fontes de energias renováveis.

8.5.1 Integração das Energias Renováveis na Rede Elétrica

Como a Dinamarca consegue gerenciar e integrar a forte presença de renováveis no seu *grid*? A maioria dos especialistas poderia apontar que o fator principal é a integração com as redes dos

países vizinhos, incluindo o bem desenvolvido *Nordic Pool Market*. De fato, a Dinamarca pode comprar e vender livremente energia de seus vizinhos para balançar seus renováveis. Mas existem razões mais interessantes que serão apontadas a seguir (Martinot, 2015):

- 1) **Integração do fornecimento de calor e eletricidade:** metade de toda a eletricidade é produzida por pequenas plantas de ciclo combinado (CHP). Essas plantas podem variar sua saída de eletricidade para responder às variações da geração eólica e, dessa forma, ajudar no balanço. Muitas têm a biomassa como combustível, o que proporciona uma alternativa de longo prazo, visto que permite o balanceamento com eólicas e FV utilizando, ao mesmo tempo, um combustível limpo.
- 2) **Hourly Ramping e Daily Cycling:** trata-se de uma inovação aplicada nesse país. As plantas de geração a carvão têm uma potência de saída que varia durante o dia (*Hourly Ramping*) ou de um dia para outro (*Daily Cycling*), e, inclusive, pode até ser desligada. Na maior parte do mundo, as plantas a carvão têm uma geração constante: as empresas normalmente argumentam que operar de uma forma variável reduz a eficiência, aumenta os custos, diminui o tempo de vida dos equipamentos. No entanto, Alemanha e Dinamarca consideram esta prática normal. Dinamarca antecipou a necessidade de flexibilidade do sistema da potência antes de qualquer um, mesmo décadas atrás.
- 3) **Previsão do tempo 24h a frente:** O país incorporou uma sofisticada previsão do tempo na operação, controle e despacho do sistema, assim como países e regiões com forte presença de renováveis, como Espanha, Alemanha e a Califórnia, nos Estados Unidos. Esta ferramenta pode ser creditada como uma grande contribuição, visto que deixa previsíveis os recursos renováveis, viabilizando o controle e o despacho com um dia de frente, como a maioria dos mercados ao redor do mundo funciona.
- 4) **Inovação no planejamento da transmissão:** o operador do sistema na Dinamarca (o *Energinet*) antecipa a interconexão de parques eólicos, baseado no plano de desenvolvimento de projetos em desenvolvimento além dos aprovados. Desta forma, o fortalecimento do sistema de transmissão é reforçado em paralelo ao desenvolvimento dos projetos, e não posteriormente.
- 5) **Mercado de Eletricidade:** o mercado de eletricidade é parte do mercado da União Europeia. A Dinamarca também participa do *Nordic Pool Market*, com Suécia, Noruega e Finlândia. A flexibilidade fornecida pelas plantas CHP e plantas de carvão permitem a venda de energia em ambos mercados atacadistas.

8.5.2 Políticas de Suporte a Energias Renováveis

A seguir, a Tabela 42 mostra um resumo das políticas públicas, incentivos fiscais e de financiamento definidos na Dinamarca.

Tabela 42. Políticas e incentivos aplicados na Dinamarca

Dinamarca		
	Metas de Energia Renovável	X
	INDC ou NDC	
Políticas Regulatórias	Feed-in tariff (FIT)	R
	Cota obrigatória para distribuidoras (RPS)	
	Net metering	X
	Obrigações em transporte	R
	Obrigações para aquecimento	
	Certificados de Energias Renováveis (REC)	X
	Leilões	H
Incentivos Fiscais e Financiamento Público	Investimentos e créditos fiscais à produção	X
	Redução de tributos em vendas, energia e outros	X
	Pagamento pela produção de energia	
	Investimentos públicos, empréstimos, outorgas, capital subsidiado ou descontos	X

X – Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* – Existe a nível regional (mas não nacional); N – Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R – Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O – Removida; R* – Revisada a nível regional; H – Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 – Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

Fonte: (REN21, 2017)

Depois de mais de quatro décadas recebendo subsídios, a indústria de energia renovável da Dinamarca está pronta para sobreviver por conta própria (Renewable Energy World, 2017). O ministro da Energia, Lars Christian Lilleholt, disse, em abril de 2017, que em pouco tempo os provedores de energia renovável não precisarão mais do apoio estatal. A independência desta indústria é um marco, mas se dá no momento em que a direção das políticas energéticas globais está sendo contestada, com o presidente dos Estados Unidos, Donald Trump, questionando a ciência que suporta as “teorias” de aquecimento global. Trump prometeu reviver a indústria de carvão e deixou claro que é um inimigo da energia eólica.

A experiência na Dinamarca, origem de empresas como *Vestas Wind Systems A/S* (uma das maiores fabricantes de turbinas eólicas do mundo) e *Dong Energy A/S* (o maior operador de parque eólico offshore do mundo), demonstra que a geração renovável pode competir com a geração a carvão. Além disso, espera-se maior desenvolvimento desta indústria com a entrada de tecnologias mais sofisticadas, que tornarão as energias renováveis cada vez mais competitivas.

8.5.3 Leilões de Renováveis na Dinamarca

Os preços dos leilões na Dinamarca tiveram aumento em 2010, no entanto, desde então, os preços têm decrescido. Os altos preços para Anholt foram atribuídos ao risco (penalidades altas e curto tempo para entrega da energia) e à maior atratividade do mercado *offshore* do Reino Unido. (Ecofys, 2017)

Tabela 43. Leilões de energia eólica offshore realizados na Dinamarca

Ano do leilão	Área	Capacidade (MW)	Preço (€/MWh)
2010	Anholt	400	141,00
2015	Horns Rev III	400	103,10
2016	Danish Nearshore Tender	350	64,00
2016	Kriegers Flak	600	49,90

Fonte: (Ecofys, 2017)

Em setembro e novembro de 2016, a Dinamarca realizou dois leilões de energia eólica *offshore* como parte de um programa de longo prazo, em que quatro grandes projetos já foram contratados. Os novos contratos foram adjudicados pela *Vesterhav* (350 MW a 71,5 US\$/MWh) e pela *Kriegers Flak* (600 MW a 53,9 US\$/MWh). Estes preços representam reduções de 39% e 53%, respectivamente, dos preços alcançados em 2015.

A Dinamarca também realizou um leilão-piloto para energia solar FV em 2016, envolvendo um prêmio acima do preço de atacado da eletricidade. A *Solpark Dinamarca* se adjudicou a capacidade de 21,6 MW com um prêmio de 19,19 US\$/MWh. Esse resultado está vinculado a estimativas sobre os futuros preços atacadistas (para os quais o prêmio fixo será adicionado).

Figura 66. Leilões de energia eólica e solar realizados na Dinamarca no ano 2016



Fonte: (IRENA, 2016)

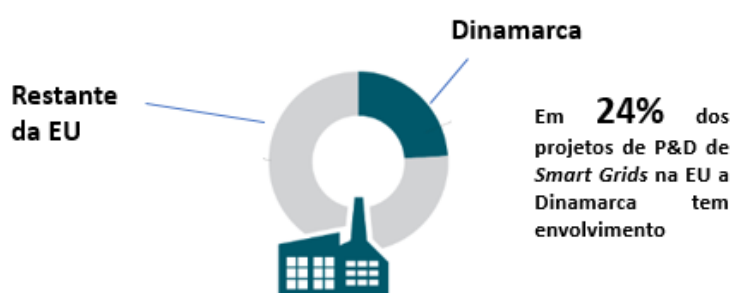
8.6 SMART GRIDS NA DINAMARCA

Até 2020, as energias renováveis representarão 30% do consumo total de energia na Dinamarca. Nesse mesmo horizonte, a energia eólica deverá fornecer 50% do consumo de eletricidade. Além disso, uma mudança significativa nos padrões de consumo ocorrerá devido ao uso mais amplo de veículos elétricos (EVs) e bombas de calor, por exemplo. O novo padrão de consumo e a maior presença de renováveis na matriz exigirão não só mudanças extensas na estrutura do sistema de energia, mas também o desenvolvimento da inteligência dentro do sistema. Essas mudanças fundamentais no setor resultarão em uma situação em que a produção e o consumo de energia elétrica flutuará em maior grau.

Até o ano de 2016 foram identificados 244 projetos exclusivamente nacionais no segmento de *smart grids* (European Commission, 2017). Há ainda outros projetos com participação internacional.

O setor de *smart grid* na Dinamarca está entre os líderes da Europa, atraindo pesquisas e inovações internacionais. Nos últimos anos, mais de 30% de todos os projetos de P&D desse segmento da União Europeia ocorreram no país.

Figura 67. Líder europeu em projetos de redes inteligentes



Fonte: (Copenhagen Capacity, 2018)

A Dinamarca tem longa tradição na adoção de fontes de energia renováveis e na integração de tecnologias verdes em todas as etapas da cadeia de valor de redes inteligentes. Os projetos *smart grid* de Copenhague são conduzidos em parcerias entre associações industriais, academia, instituições de pesquisa e o setor público. Alguns projetos em destaque são descritos a seguir.

8.6.1 Projeto FlexPower — Testing a Market Design

Na Dinamarca, a atividade de regulação de potência — que pode ser definida de maneira simples como o aumento ou diminuição da produção de eletricidade no curto prazo — sempre foi responsabilidade das usinas de geração centralizada. Na Dinamarca, a atividade de regulação de potência — que pode ser definida de maneira simples como o aumento ou diminuição da produção de eletricidade no curto prazo — sempre foi responsabilidade das usinas de geração centralizada. Porém, a expansão da geração a partir de fontes intermitentes (por exemplo, energia eólica) aumentou a necessidade dessa regulação. E ela vai se tornar ainda mais importante já que as fontes intermitentes constituirão a maior parcela da geração nova, reduzindo a participação da geração centralizada. (EA Energy Analyses, 2018).

O objetivo do projeto é desenvolver e testar um mercado em tempo real para a regulação de potência, que poderá atrair grande quantidade de recursos de pequena escala (consumidores e geradores distribuídos).

O projeto FlexPower investiga a possibilidade de usar preços de eletricidade dinâmicos (a cada 5 minutos), como um meio simples e de baixo custo para ativar um grande número de unidades de energia (consumidores e geradores) de pequena escala. O objetivo é que o agrupamento de várias pequenas unidades forneça, de forma voluntária, serviços de regulação de potência. As unidades de energia podem ser, por exemplo, unidades de aquecimento e resfriamento elétrico, veículos elétricos, demanda industrial e microgeração. Cada unidade de energia tem seu próprio controlador local, uma regra de negócios individual e sua própria função e objetivo. A otimização dos controles locais pode envolver restrições matemáticas do modelo de otimização, alguns definidos pelos clientes como: nível de aquecimento da casa, potência de carregamento de um veículo elétrico, etc. (Ea Energy Analyses, 2013).

É importante ressaltar que as respostas das unidades individuais às variações nos preços da eletricidade podem ser difíceis de prever, mas a resposta agregada de um grande número de unidades é relativamente previsível.

Os novos mecanismos dinâmicos do mercado propostos pelo projeto FlexPower para fornecer regulação de potência são projetados e testados por meio de simulações, em condições de laboratório e no campo. Uma ferramenta de simulação dedicada foi desenvolvida para este propósito. A regulamentação da FlexPower pode não ser perfeita, mas espera-se que seja capaz de atender uma demanda atual e futura crescente de regulação de potência.

O projeto espera abordar as seguintes questões:

- Como um sistema com um sinal de preço unidirecional pode ser projetado? Como o mecanismo FlexPower pode ser integrado ao atual mercado de eletricidade, incluindo o mercado de regulação de potência?
- Em que medida e em que condições a resposta agregada de muitas unidades pode ser prevista?
- O uso de preços locais de eletricidade é uma maneira eficiente de regular o fluxo de energia no sistema de distribuição de energia?
- Quanto da necessidade de regulação de potência pode ser fornecida pelos mecanismos FlexPower? Como as tecnologias individuais podem ser controladas pelo FlexPower?

A ideia central por trás do FlexPower é usar preços de eletricidade com periodicidade de 5 minutos para deslocar (otimizar) a curva de carga, de intervalos com preços elevados, para outros com preços mais baixos.

O projeto pode ser classificado como uma iniciativa de GLD (Gerenciamento pelo Lado da Demanda), porque contribui na otimização da curva de carga, visto que consumidores podem ser desligados para que o balanço entre demanda e oferta seja atingido. Porém, ao mesmo tempo, é um projeto que precifica serviços ancilares, especificamente de regulação de potência.

É fundamental que esse novo mercado coexista com a atual estrutura, seja tecnologicamente neutro e seja simples e direto para o usuário final.

Resposta de demanda previsível e confiável: um teste de campo com aquecimento elétrico e refrigeradores para garrafas, demonstrou que um sistema de comunicação baseado em sinal de preço pode produzir uma resposta de demanda previsível e confiável.

No teste, os sinais de preços foram enviados para *Smart Boxes* acoplados a dispositivos que consomem energia, como frigoríficos ou unidades de aquecimento, e estes ajustaram a temperatura de acordo com as configurações pré-estabelecidas de conforto do consumidor, considerando também se o preço da eletricidade era alto ou baixo.

Através da implementação de melhorias relacionadas às estratégias de controle e da inclusão de vários preços, demanda de calor e previsões meteorológicas, concluiu-se que um sistema de resposta à demanda baseado em sinal de preço poderia fornecer uma nova e confiável fonte de regulação de potência.

8.6.2 Projeto iPower

O iPower (*Strategic Platform for Innovation and Research in Intelligent Power*) é uma plataforma estratégica na qual universidades e parceiros industriais consolidam atividades de inovação e pesquisa com o objetivo de desenvolver um controle inteligente do consumo descentralizado de energia. É uma tarefa contínua no iPower produzir as ferramentas adequadas para gerenciar milhões de unidades de consumo flexíveis, bem como para descobrir métodos de operação visando distribuição de energia com fontes de geração flexíveis. Métodos para identificar o que os usuários precisam e aceitam em termos de consumo flexível estão sendo testados na prática (iPower, 2018).

A plataforma desenvolve e amadurece as tecnologias *smart grid* para redes elétricas, indústrias e aplicações residenciais. A sociedade precisa dessa tecnologia para garantir que a rede elétrica possa absorver toda a energia gerada pelas renováveis (eólica e solar). O iPower liga pesquisas, inovações e demonstrações ao desenvolvimento real de produtos, especificando tecnologias, requisitos e métodos para produtos *smart grid*. Ele permite que os parceiros da indústria se tornem os primeiros motores num novo e crescente mercado mundial. O iPower está organizado em oito pacotes de trabalho paralelos que abrangem:

- Gerenciamento de Projetos (WP0);
- Resposta à demanda (WP1 e WP2);
- Operação de grade de distribuição (WP3);
- Controle e operação de mercado (WP4);
- Avaliação socioeconômica e de investidores (WP5);
- Comportamento do consumidor (WP6);
- Disseminação (WP7).

8.6.3 Projeto PowerLabDK

O PowerLabDK é uma plataforma experimental para energia elétrica. Ele permite que sejam desenvolvidos tecnologias, testes, treinamento e demonstrações que contribuem para o desenvolvimento de um sistema de energia confiável, econômico e sustentável baseado em fontes de energia renováveis.

As instalações contêm laboratórios de teste flexíveis, instalações experimentais em larga escala e um sistema de distribuição de energia em toda a ilha de Bornholm, que também serve como fonte de dados e plataforma para experiências em grande escala. As instalações do PowerLabDK recebem engenheiros e pesquisadores da indústria e da academia, além de estudantes.

O PowerLabDK é um laboratório verde nacional que está sob a administração da *Danish Energy Agency*, que é parte do *Danish Ministry of Climate, Energy and Buildings*.

Figura 68. Projeto PowerLab na ilha de Bornholms



Fonte: (PowerlabDK, 2018)

8.7 CONCLUSÕES PARA DINAMARCA

A Dinamarca investe no desenvolvimento da energia eólica desde a década de 1970, e, desde então, essa fonte registra a maior participação na matriz do país — 42% do consumo total de eletricidade vem dessa fonte.

O país praticamente atingiu as metas assumidas no âmbito da União Europeia para 2020 e já aponta para novos desafios, entre eles, o de transformar Copenhague na primeira capital neutra em carbono até 2025. A Dinamarca também almeja ser totalmente independente dos combustíveis fósseis até 2050. Um plano de ação (Klima-OG Energiministerirt, 2010) detalha as medidas adotadas para garantir a redução no consumo e a expansão das energias renováveis até 2020.

A indústria de tecnologias limpas em Copenhague é apoiada por vários incentivos e oportunidades de financiamento, sustentando a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias limpas. A cidade é um *hub* para investimento em inovações verdes. O *cluster Cleantech* é um polo de tecnologia de Copenhague que se destaca nas áreas de *smart cities*, *smart grids*, energia renovável, gerenciamento de água e resíduos, bem como tecnologias de reciclagem e *upcycling*. A indústria no país está tão desenvolvida a ponto de 10% nos empregos serem *green jobs*.

Nas últimas décadas, a Dinamarca desenvolveu uma experiência única na integração das renováveis no fornecimento de energia e, como resultado, tem atualmente um mercado de eletricidade muito flexível. Ela já gerencia a integração de mais energia eólica na rede do que qualquer outro país.

Metade de toda a eletricidade consumida é produzida por pequenas plantas de ciclo combinado (CHP), que podem variar sua saída de eletricidade para responder a mudanças na saída de geração eólica e, dessa forma, ajudar no balanço. Muitas plantas CHP têm a biomassa como combustível.

A Dinamarca opera suas plantas a carvão de maneira flexível, o que é uma quebra de paradigma.

O mercado de eletricidade é parte de mercado da União Europeia. E a Dinamarca também participa do *Nordic Pool Market*, com Suécia, Noruega e Finlândia. A flexibilidade fornecida pelas plantas CHP e plantas de carvão permite a venda de energia em ambos mercados atacadistas.

O operador do sistema em Dinamarca antecipa a interconexão de parques eólicos, baseado no plano de desenvolvimento de projetos em execução, além dos projetos aprovados. Desta forma, o fortalecimento do sistema de transmissão é reforçado em paralelo ao desenvolvimento dos projetos, e não posteriormente.

A Dinamarca tem inovado na realização de leilões. Em 2016, realizou um leilão-piloto para energia solar FV envolvendo um prêmio acima do preço por atacado da eletricidade. A *Solpark Dinamarca* se adjudicou a capacidade de 21,6 MW com um prêmio de 128,9 DKK/MWh (19,19 US\$/MWh). Esse resultado está vinculado a estimativas sobre os futuros preços atacadistas (para os quais o prêmio fixo será adicionado).

9 - ESPANHA

O mercado espanhol de eletricidade é de vital importância para o país, já que a eletricidade está em segundo lugar em termos de consumo energético, apenas superado pelo petróleo e seus derivados. As empresas mais relevantes neste mercado são: Iberdrola, Unión Fenosa, Endesa, EDP — Energias de Portugal e E.ON. (Llorente Gallardo, 2016)

Tradicionalmente, o mercado teve forte regulação em razão de monopólios naturais, mas esta situação está mudando devido à inserção de marcos regulatórios para incentivar a concorrência entre os diversos agentes.

Antes de 1997, o mercado de eletricidade operava através de um sistema de intervencionismo estatal chamado *Marco Legal Estable*. O sistema de remuneração era dividido em duas partes: uma fixa para remunerar o investimento e outra variável para cobrir demais custos, incluindo manutenção. O mercado de produção de eletricidade caracterizava-se por seu alto nível de concentração, em que poucas empresas compartilhavam todo o mercado: a Endesa tinha uma participação de cerca de 50%, e a Iberdrola, um pouco menor, porém importante; o resto era compartilhado pelas demais empresas.

Esta situação mudou após 1997 com a liberalização do mercado, que se tornou conhecido como o *Mercado Ibérico de Electricidad*. As decisões de geração e comercialização, que anteriormente pertenciam ao Estado, são, agora, administradas pelas entidades participantes do mercado livre. Em 1998, a *Ley del Setor de Electricidad* estabeleceu que o sistema de remuneração passaria a ser baseado na oferta de produtores e na demanda das comercializadoras (Energía y sociedad, 2018).

9.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NA ESPANHA

A seguir, na Figura 69, é apresentado um diagrama esquemático do funcionamento atual do mercado energético espanhol e, na Tabela 44, as principais atividades dos diferentes agentes deste mercado.

Figura 69. Mercado elétrico espanhol



Fonte: (Atalaya, 2018)

Tabela 44. Atividades dos agentes no setor energético na Espanha

Agente	Descrição da atividade
Produtores	São os geradores de energia que vendem sua produção no mercado elétrico.
Transportadora — Operadora do Sistema (Red Eléctrica Española —REE)	É a entidade encarregada da gestão técnica da rede. Sua missão é garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica e coordenar o sistema de produção e transporte.
Distribuidores	São proprietários de redes de distribuição e centros de transformação. Sua missão é distribuir eletricidade em todo o território espanhol.
Comercializadoras	São responsáveis por comprar eletricidade no mercado ou chegar a acordos bilaterais com geradores para obter a energia e, posteriormente, vendê-la aos clientes (PPA: <i>Purchase Power Agreement</i>).
Operador del Mercado Ibérico de Energía — Pool (OMIE)	Gere o mercado atacadista de eletricidade de forma integrada (mercados diários e intradiários). Recebe as previsões de produção das usinas geradoras e realiza a liquidação financeira das transações realizadas, de acordo com o preço de mercado.

Tabela 45. Responsabilidades das organizações do setor energético na Espanha

Nome da Organização	Responsabilidades
<i>Ministerio de la Industria, Energia e Turismo</i> (Minetur)	Tem a responsabilidade principal de formular e implementar a política energética. Isso inclui a aprovação das tarifas de acesso à rede elétrica, componentes regulamentados dos preços da eletricidade e nível de tarifas de acesso. O ministério, após as devidas consultas com as comunidades autônomas, é responsável por estabelecer o Plano de Desenvolvimento da Rede Nacional de Eletricidade.
<i>Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia</i> (CNMC)	A CNMC, sob autoridade do Ministério da Economia e Competitividade, é o regulador de vários setores, incluindo a energia. Em particular, a CNMC estabelece a metodologia para o cálculo das tarifas de acesso à rede, de acordo com os custos de transmissão e distribuição. O Minetur aprova as tarifas obtidas usando essa metodologia. A CNMC também supervisiona o acesso às interconexões de fronteiras. A nível da UE, a CNMC coopera com outros reguladores, através do Conselho dos Reguladores Europeus da Energia (CEER) e da Agência para a Cooperação de Reguladores de Energia (ACER), para o desenvolvimento de códigos de rede e na implementação do mercado elétrico.
<i>Red Eléctrica España</i> (REE)	A REE, fundada em 1985 na aplicação da Lei 49/1984, de 26 de dezembro, foi a primeira empresa do mundo dedicada exclusivamente ao transporte de eletricidade e à operação do sistema elétrico. A principal atividade do Grupo REE é realizada na Espanha, onde a <i>Red Eléctrica</i> desempenha suas funções de transportadora e operadora do sistema elétrico espanhol (operador de sistema de transmissão TSO espanhol).

9.2 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ESPANHA

A seguir, na Tabela 46, é apresentada a evolução da matriz energética espanhola considerando o período de 2014-2016, quando foram verificadas variações relativamente pequenas em relação a sua composição, com predominância da energia nuclear, seguida de perto pela energia eólica.

Tabela 46. Participação % na matriz de geração de energia elétrica (2014-2016)

Fonte	2014	2015	2016
Hidráulica	14,7	10,6	13,8
Nuclear	20,9	20,7	21,7
Carvão	16,5	19,9	14,5
Fuel + Gás ⁽²⁾	2,4	2,5	2,6
Ciclo combinado ⁽³⁾	9,5	11,1	11,3
Eólica	19,4	18,2	18,4
Solar fotovoltaica	3,1	3,1	3,1
Solar térmica	1,9	1,9	2,0
Térmica renovável ⁽⁴⁾ /Outras renováveis ⁽⁵⁾	1,8	1,2	1,3
Cogeração e restos ⁽⁴⁾ /Cogeração	9,8	9,6	10,0
Resíduos ⁽⁶⁾	0,0	1,2	1,3
% de Geração Renovável ⁽⁷⁾	40,9	35,3	38,9
% de Geração Não Renovável	59,1	64,7	61,1

Fonte: (Red Electrica España, 2018)

⁽¹⁾ Definição de unidades de produção segundo combustível principal

⁽²⁾ No sistema elétrico de Baleares e Canarias, é incluída a geração de grupos auxiliares

⁽³⁾ Inclui o funcionamento em ciclo aberto. No sistema elétrico de Canarias se utiliza gasoil como combustível principal

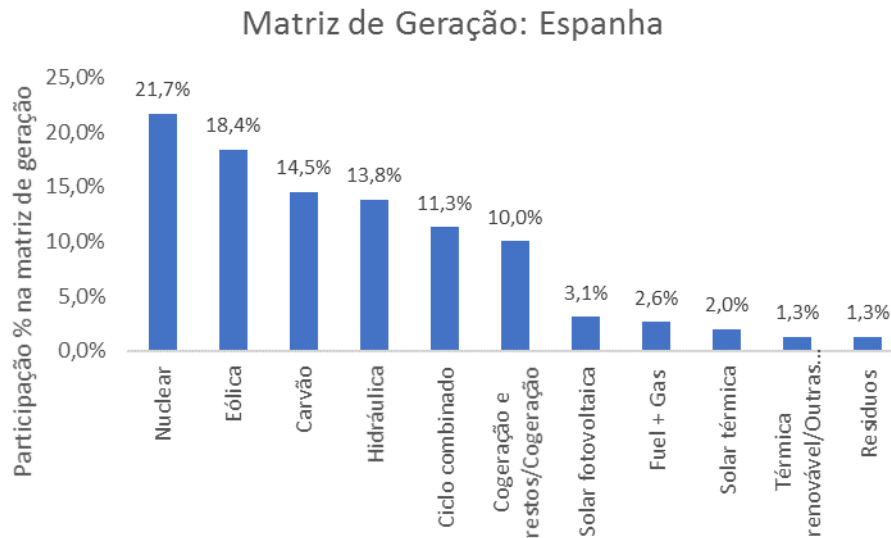
⁽⁴⁾ Inclui resíduos até 31/12/2014

⁽⁵⁾ Outras renováveis, incluindo biogás, biomassa, mare motriz e geotérmica

⁽⁶⁾ Geração incluída em outras renováveis e cogeração até 31/12/2014. Metade da geração procedente de resíduos sólidos urbanos se considera renovável

⁽⁷⁾ Inclui hidráulica, hidro eólica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y térmica renovável/outras renováveis e 50% dos resíduos sólidos urbanos. Não é incluída a geração de bombeamento

Figura 70. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Espanha (2016)



Fonte: REE Dez/17

9.3 ENERGIA RENOVÁVEL NA ESPANHA

A energia é um dos problemas estruturais da economia espanhola. A dependência do exterior faz com que a economia sofra as flutuações contínuas do preço e causa importante déficit na conta corrente.

Essa dependência está representada pela importação de 72,3% da energia consumida, patamar superior à média da União Europeia em quase 20 pontos percentuais. Se considerada a importação da matéria-prima para combustível nuclear, a dependência chega a quase 80%. A Espanha importa praticamente 100% do petróleo e do gás natural. O carvão que o país produz não é lucrativo sem subsídios, e estimativas indicam que cada aumento de US\$ 10 no preço do barril de petróleo provoca deterioração de US\$ 7.434 na balança comercial espanhola (Ferrando, 2017).

Além de contribuir com os compromissos internacionais assinados pela Espanha, as renováveis também podem ajudar a minimizar cada vez mais esse quadro de enorme dependência energética.

9.3.1 Capacidade Instalada de Energia Renovável na Espanha

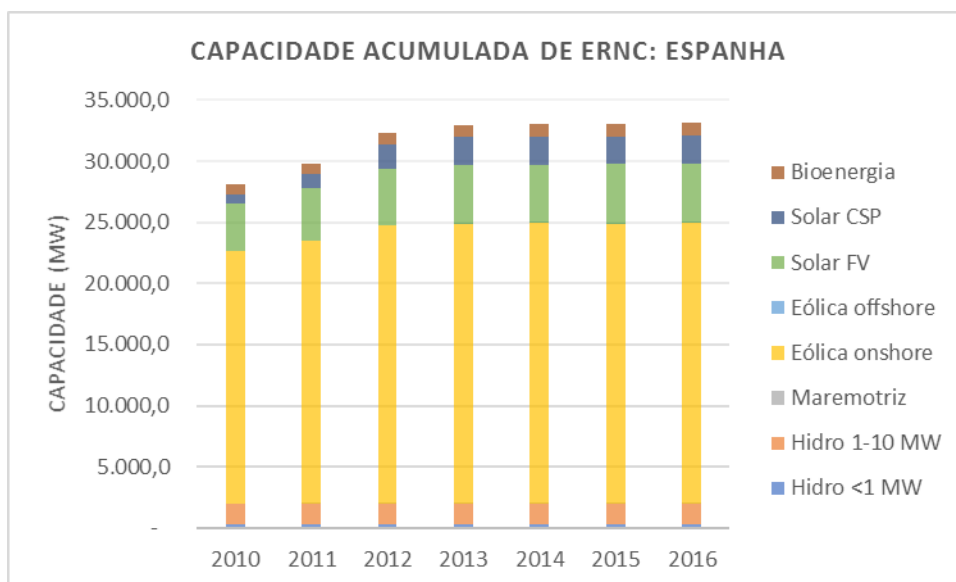
A seguir, na Tabela 47, é apresentada a evolução da capacidade instalada de ERNC. Vale ressaltar que a capacidade instalada vem crescendo a taxas modestas desde o ano 2014.

Tabela 47. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na Espanha

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidro <1 MW	273,0	276,0	279,0	280,0	280,0	280,0	280,0
Hidro 1-10 MW	1.653,0	1.655,0	1.663,0	1.668,0	1.668,0	1.673,0	1.673,0
Maremotriz		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Eólica onshore	20.693,0	21.529,0	22.789,0	22.953,0	22.970,0	22.938,0	22.987,0
Eólica offshore				5,0	5,0	5,0	5,0
Solar FV	3.921,0	4.352,0	4.646,0	4.785,0	4.787,0	4.856,0	4.871,0
Solar CSP	732,0	1.149,0	2.000,0	2.300,0	2.300,0	2.300,0	2.300,0
Bioenergia	861,5	884,0	970,0	994,0	1.017,0	1.018,0	1.018,0
Geotérmica							
Total	28.134	29.845	32.347	32.985	33.027	33.070	33.134

Fonte: (IRENA, 2018)

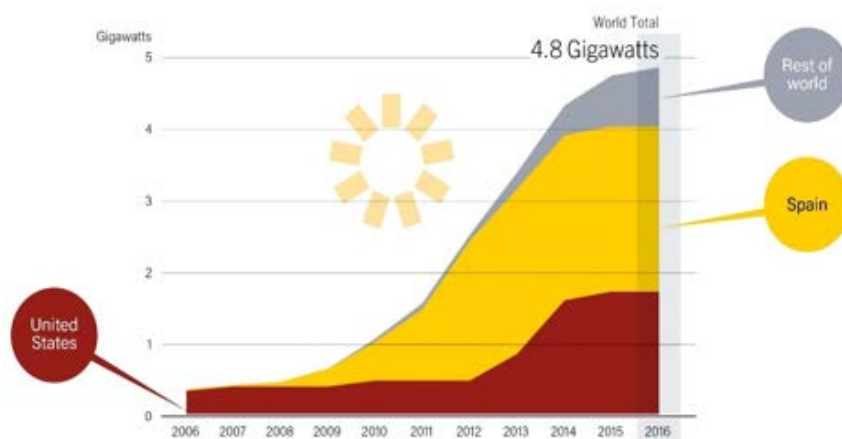
Figura 71. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW na Espanha



Fonte: (IRENA, 2018)

Um ponto de destaque é a capacidade instalada de CSP, que atingiu os 2,3 GW, colocando o país em posição de liderança em relação a esta tecnologia, conforme pode ser observado na Figura 72.

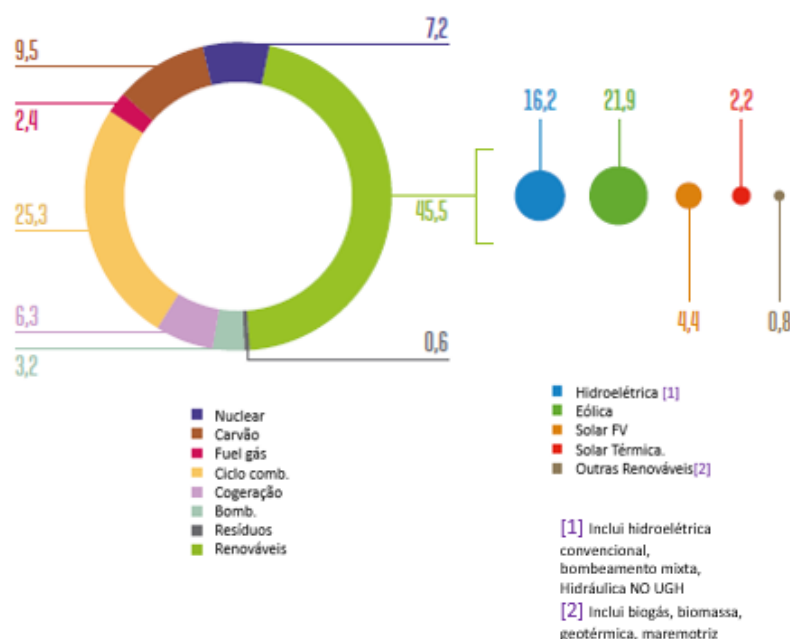
Figura 72. Evolução da capacidade instalada de CSP na Espanha



Fonte: (REN21, 2017)

É importante destacar que a participação de renováveis ultrapassa 45% da capacidade instalada quando são incluídas todas as fontes, inclusive a totalidade da hidroeletricidade, conforme pode ser observado na Figura 73.

Figura 73. Participação % da Capacidade instalada na Espanha



Fonte: (Red Eléctrica España, 2016)

Castilla y León é a comunidade autônoma com a maior participação de energia renovável, sendo responsável por pouco mais de 22% da capacidade renovável instalada na Espanha em 2016, seguida pela Galicia, Andaluzia e Castilla-La Mancha — somadas, representam quase 62% da energia renovável total.

9.3.2 Geração de Energia Utilizando ERNC na Espanha

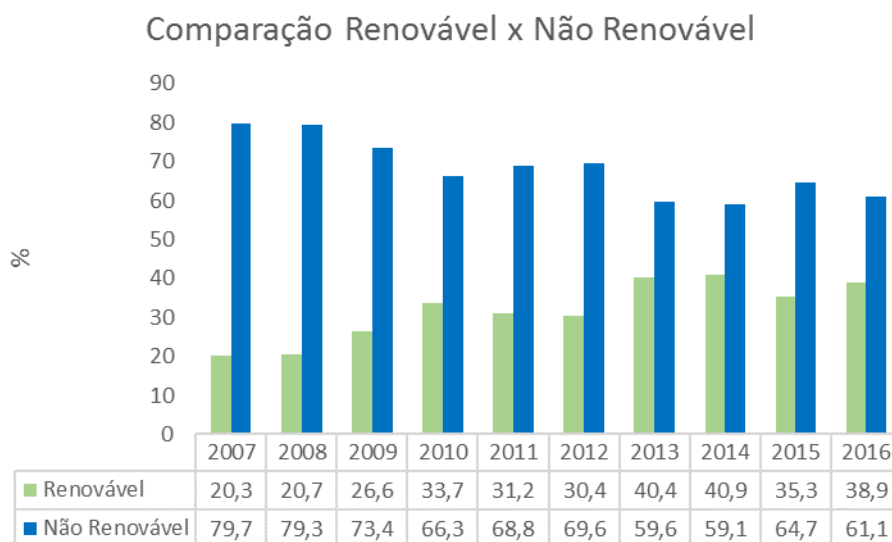
A seguir, na Tabela 48, é apresentada a evolução da capacidade instalada de ERNC. Da mesma forma que a capacidade instalada, a participação das renováveis na geração do país tem tido evolução discreta, inclusive com queda em 2015.

Tabela 48. Participação % da energia renovável por fontes específicas (2004-2016)

Fonte	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidráulica	9,5	7,8	9,4	14,7	10,9	7,3	13,5	14,7	10,6	13,8
Eólica	9,7	11,0	13,8	15,3	15,3	17,3	20,3	19,4	18,2	18,4
Solar fotovoltaica	0,2	0,9	2,2	2,3	2,7	2,9	3,1	3,1	3,1	3,1
Solar térmica	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,2	1,6	1,9	1,9	2,0
Térmica renovável/Outras renováveis	0,9	1,0	1,2	1,2	1,6	1,7	1,9	1,8	1,2	1,3
Resíduos	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3
Geração renovável	20,3	20,7	26,6	33,7	31,2	30,4	40,4	40,9	35,3	38,9

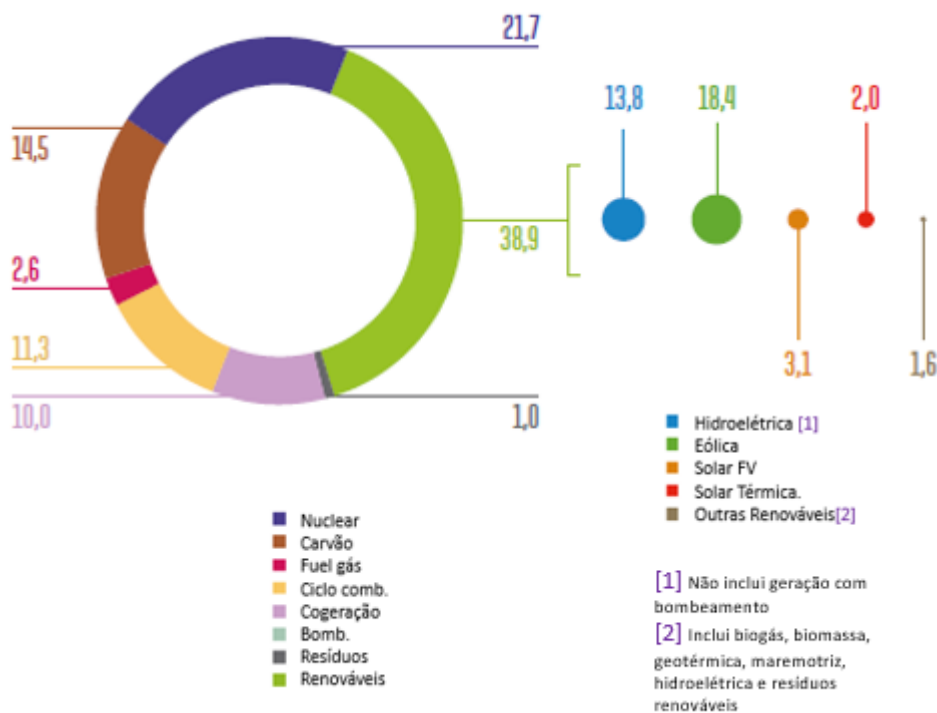
Fonte: (Red Electrica España, 2018)

Figura 74. Participação % de fontes renováveis na geração na Espanha



Fonte: REE Dez/17

Figura 75. Participação % de todas as fontes de geração na Espanha



Fonte: (Red Eléctrica España, 2016)

9.4 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELA ESPANHA

A Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril 2009, sobre a promoção da utilização de energia a partir de fontes renováveis, fixou como objetivos gerais alcançar uma participação de 20% de fontes renováveis no consumo bruto final de energia da União Europeia (UE) e uma parcela de 10% de energia proveniente dessas fontes no consumo de energia no setor dos transportes em cada Estado-Membro até 2020 (Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio, 2010).

Para isso, o documento estabelece objetivos para serem cumpridos por cada um dos Estados-Membros em 2020 e uma trajetória indicativa mínima até aquele ano. A Espanha tem o desafio de fazer com que fontes renováveis representem ao menos 20% do consumo de energia final (considerando somente consumo e geração nacionais). É o mesmo objetivo que para a média da União Europeia, em conjunto com uma contribuição de 10% das fontes de energia renováveis no transporte para o mesmo ano.

É importante destacar que a meta de utilização de 20% para renováveis faz parte do chamado acordo 20-20-20, que também inclui:

- a diminuição de emissões de GEE em 20% em relação aos níveis de 1990;
- o incremento de 20% da eficiência energética.

Tabela 49. Metas de geração de energia renovável por tecnologia na participação da energia final e primária

País	Tecnologia	Meta
Espanha	Bioenergia da biomassa, biogás e resíduos sólidos municipais ¹	0.1% da energia até 2020
	Energia Geotérmica, maremotriz e bombas de calor ²	5.8% da energia final até 2020
	Hidrelétrica (inclui grande porte)	2,9% da energia final até 2020
	Solar FV	3 % da energia final até 2020
	Eólica	6,3 % da energia final até 2020

Fonte: (REN21, 2017)

Tabela 50. Participação das renováveis na geração e metas definidas pela Espanha

País	Participação % 2016	Meta
Espanha	38,9%	38.1% até 2020

Fonte: (REN21, 2017)

É importante destacar que, em novembro de 2016, foi anunciado o *Packet of Measure* (European Commission, 2016), que atualizou, para 2030, esses objetivos, visando:

- reduzir em ao menos 40% as emissões de GEE (base 1990);
- incrementar a participação das renováveis acima de 27%;
- aumentar a eficiência energética para 30%.

9.5 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS NA ESPANHA

9.5.1 PANER-Plano Nacional de Energias Renováveis

O *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España* (PANER) (Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio, 2010) foi criado pelo governo espanhol visando o atendimento dos compromissos traçados junto à comunidade europeia.

A seguir, na Tabela 50, são apresentadas as medidas definidas para geração com energias renováveis. Cabe destacar que o plano é bastante abrangente e que existem medidas específicas para:

- aproveitamento térmico das energias renováveis (energia heliotérmica);
- setor hidroeletricidade;
- setor geotérmico;
- setor solar;
- energias do mar;
- setor eólico;
- biomassa, biogás e resíduos;
- setor biocombustíveis.

Tabela 51. Medidas definidas no PANER para geração com energias renováveis

Nº	Medida	Tipo de Medida
1	Mudança para um sistema de redes inteligentes na transmissão e na distribuição	Regulatória
2	Favorecimento de instalações de geração destinadas ao autoconsumo, usando sistemas baseados em balanços e compensação de energia	Regulatória
3	Estabelecimento de um marco estável, previsível, flexível, controlável e seguro para todo o setor elétrico	Regulatória/ Financeira
4	Revisão do planejamento dos setores de gás e eletricidade e desenvolvimento das estruturas de transmissão de energia	Regulatória/ Financeira
5	Planejamento da infraestrutura para escoamento da energia de projetos marinhos (eólico <i>offshore</i> , maremotriz, etc)	Regulatória

Nº	Medida	Tipo de Medida
6	Implementação de novas interconexões internacionais (especificamente com a França)	Financeira
7	Incremento da capacidade de armazenamento energético, usando centrais de bombeamento	Regulatória
8	Fortalecimento da gestão da demanda em tempo real, gestão pelo lado da demanda, otimização da curva de carga (utilização de baterias, etc.)	Regulatória
9	Definição de uma cota específica para projetos inovadores	Regulatória
10	Regulação que permita a conexão de microgeração na rede em baixa tensão	Regulatória

Fonte: (Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio, 2010)

9.5.2 Políticas de Suporte a Energias Renováveis na Espanha

A seguir, a Tabela 52 mostra um resumo das políticas públicas, incentivos fiscais e de financiamento definidos na Espanha.

Tabela 52. Políticas e incentivos aplicados na Espanha

		Espanha	
		Metas de Energia Renovável	X
		Renováveis na INDC ou NDC	
Políticas Regulatórias	<i>Feed-in tariff</i> (FIT)	FIP	
	Cota obrigatória de energias renováveis		
	<i>Net metering</i>		
	Obrigações em transporte de passageiros e carga		X
	Obrigações para aquecimento		X
	Certificados de Energias Renováveis (CER)		X
	Leilões		H
	Incentivos	Investimentos e créditos fiscais à produção	

	Redução de tributos em vendas de energia e outras taxas	
	Pagamento pela produção de energia	X
	Investimentos públicos, empréstimos, subsidiados, outorgas, capital subsidiado ou descontos	X6

X - Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* - Existe a nível regional (mas não nacional); N - Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R - Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O - Removida; R* - Revisada a nível regional; H - Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 - Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

Fonte: (REN21, 2017)

9.6 EVOLUÇÃO DAS METAS TRAÇADAS PELA ESPANHA

A capacidade instalada de origem renovável chegou a 47.921 MW, o que representa mais de 45% da potência total. A produção de energia renovável alcançou quase 39% da geração nacional. Em 2007, a produção de energias renováveis era de 20,3%.

Figura 76. Evolução das metas traçadas pela Espanha



Fonte: (REN21, 2017)

No conjunto de renováveis, a tecnologia mais importante tem sido a eólica, com 23.057 MW de capacidade instalada em 2016; seguida pela hidráulica, com 17.025 MW, e a solar, com 6.973 MW. Do ponto de vista da geração, a energia eólica é responsável por 47,3% de toda a produção renovável, a hidráulica por 35,5% e a solar por 12,9% (7,9% fotovoltaica e 5% térmica) (IMF Business School, 2018).

Na medida em que as renováveis substituíram o uso de combustíveis, o nível de emissões derivadas da geração elétrica diminuiu. Em 2016, foram 63,5 milhões de toneladas de CO₂, uma quantidade 18,3% menor que a registrada em 2015 e 43,1% menor que em 2007.

Na evolução da potência renovável instalada na Espanha ao longo dos últimos dez anos, as tecnologias eólicas e solar foram as impulsionadoras do aumento produzido no período. Juntas, as duas fontes perfizeram quase 70% de crescimento em relação a 2007.

Desde aquele ano, a tecnologia que mais contribuiu para o aumento da geração renovável foi a eólica. Essa fonte superou a hidráulica em 2009. Cabe destacar, também, o aumento da energia solar em menos de duas décadas: do primeiro MW instalado em 2000 aos atuais 6.973 MW.

O desenvolvimento das energias renováveis é um dos objetivos-chave do pacote de *Clean Energy* proposto pela União Europeia para alcançar um modelo energético descarbonizado. A integração destas energias supõe um desafio para a operação do sistema devido à variabilidade e difícil previsão que as caracterizam. A *Red Eléctrica*, através do Centro de Controle de Energias Renováveis (Cecre), tem realizado esforço importante para incorporar estas energias à operação do sistema elétrico, atentando para as condições de segurança.

No quadro europeu, a Espanha ocupa o quarto lugar em volume de geração renovável. É o segundo país com maior capacidade eólica instalada (o primeiro é a Alemanha), e o quarto em potência hidráulica e solar.

As energias renováveis, como a solar, a hidráulica, a eólica e a biomassa, já representam 16,7% de toda energia produzida na União Europeia. Esta proporção é ligeiramente inferior na Espanha (16,2%). Ou seja, tanto a UE como a Espanha estão a apenas quatro pontos percentuais de seus respectivos objetivos (comunidade e nacional). A maioria dos Estados-Membros está próxima de cumprir estas metas, conforme pode ser observado na Tabela 53.

Tabela 53. Participação das energias renováveis (% do consumo bruto final de energia)

País	Situação em 2015 (%)	Objetivo 2020 (%)
Média UE	16,7	20
Suécia	53,9	49
Finlândia	39,3	38
Letônia	37,6	40
Áustria	33	34
Dinamarca	30,8	30
Croácia	29	20

País	Situação em 2015 (%)	Objetivo 2020 (%)
Estônia	28,6	25
Portugal	28	31
Lituânia	25,8	23
România	24,8	24
Eslovênia	22	25
Bulgária	18,2	16
Itália	17,5	17
Espanha	16,2	20
Grécia	15,4	18
França	15,2	23
Rep.Tcheca	15,1	13
Alemanha	14,6	18
Hungria	14,5	13
Eslováquia	12,9	14
Polônia	11,8	15
Chipre	9,4	13
Irlanda	9,2	16
Reino Unido	8,2	15
Bélgica	7,9	13
Holanda	5,8	14
Malta	5	10
Luxemburgo	5	11

Fonte: [Eurostat](#)

9.7 SMART GRIDS NA ESPANHA

A Espanha tem tido papel de liderança no desenvolvimento de projetos de redes inteligentes. Até o ano de 2016 foram identificados 113 projetos executados no segmento de *smart grids* na

Espanha (European Commission, 2017), sendo iniciativas exclusivamente nacionais. Entre os projetos identificados, destacam-se os seguintes:

9.7.1 Projeto Energos

Projeto de pesquisa para o desenvolvimento de conhecimento e tecnologias que permitam o progresso na implementação de redes inteligentes para distribuição de energia elétrica (*smart grid*). O projeto está dividido em 15 subprojetos (Projeto Energos, 2018).

A principal característica deste tipo de rede é a capacidade de gerenciar em tempo real a participação de todos os agentes que se conectam a ela de forma a alcançar um suprimento sustentável, eficiente e seguro. Os agentes envolvidos são os geradores, que fornecem eletricidade; consumidores, que a utilizam; e aqueles que desempenham ambas as funções. Sua integração inteligente significa que os pequenos geradores e os milhões de clientes conectados às redes de distribuição serão vinculados através de sistemas de informação e comunicação, aumentando o grau de automação e controle. Tudo isso envolve a incorporação de novas tecnologias e soluções para operar e planejar as redes, controlar a geração, incluindo a renovável, e implementar novos serviços de energia, alcançando maior eficiência energética.

O projeto Energos faz parte do Programa de Consórcios Estratégicos Nacionais para Pesquisa Técnica (CENIT) para promover inovação e desenvolvimento tecnológico em áreas-chave para a sociedade. O Centro de Desenvolvimento Tecnológico Industrial (CDTI) subsidia metade do orçamento, no valor de € 24,3 milhões.

Os principais objetivos do projeto são:

- otimizar a operação da rede e o gerenciamento da demanda através do desenvolvimento de novas ferramentas para prever e simular o comportamento da rede em diferentes cenários de demanda e geração;
- facilitar a integração na rede de novos recursos energéticos, como as infraestruturas necessárias à incorporação de veículos elétricos, energias renováveis, microgeração ou cogeração doméstica;
- aumentar a confiabilidade da rede através do desenvolvimento de dispositivos inteligentes para aquisição de sinal, registro de energia e automação de equipamentos de rede.

Os principais benefícios contabilizados são: implementação de redes inteligentes, no sistema elétrico, que permitem a redução do consumo de eletricidade através de uma gestão de energia

mais eficiente; melhor integração das energias renováveis na rede; e um papel mais ativo dos usuários no gerenciamento de consumo.

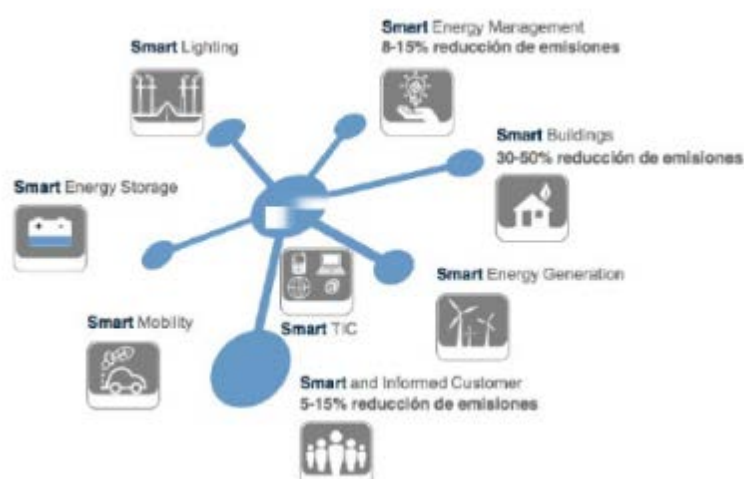
9.7.2 Smart City Malaga

O Projeto Smart City Málaga, liderado pela Endesa, cobre 4 quilômetros quadrados na área da *Playa de la Misericordia* e inclui 11 mil clientes domésticos e 1.200 clientes industriais e de serviços.

O Smart City Málaga foi o primeiro projeto-piloto de rede inteligente que teve o real objetivo de buscar a integração ótima de diferentes energias renováveis na rede elétrica, ao aproximar a geração dos consumidores. Isso foi feito através do estabelecimento de uma nova distribuição de gerenciamento de recursos de energia para microgeração, além de incorporar os usuários finais como um elemento essencial do sistema de gerenciamento inteligente. Os sistemas de armazenamento gerenciados em baterias ajudam a incorporar as energias renováveis.

O projeto envolve diversos assuntos, como, por exemplo, o uso de novos medidores inteligentes no contexto do sistema de gerenciamento remoto, e permite o consumo de eletricidade muito mais sustentável, bem como a instalação de sistemas avançados de telecomunicações e controles remotos.

Figura 77. Projeto Smart City Málaga



Fonte:Endesa

A equipe, liderada pela Endesa, é formada por importantes líderes da indústria, como Enel, Acciona, IBM, Sadiel, Ormazábal, Neo Metrics, Isotrol, Telvent, Ingeteam e Greenpower. As universidades nacionais e internacionais e os centros de pesquisa também apoiaram este projeto.

Em março de 2013, foi concluído com grande sucesso o projeto Smart City Málaga. Esta iniciativa constituiu uma referência líder na Europa em termos de *smart grids*, com um laboratório real no qual participaram mais de 300 clientes industriais, 900 empresas de serviços e 12 mil usuários domésticos.

Nos últimos 5 anos, a Smart City Málaga conseguiu uma economia de 25% no consumo total de eletricidade na área e evitou 4.500 toneladas de CO₂ por ano, representando um corte de 20% nas emissões, segundo informações da Endesa (Metering and Smart Energy, 2018).

9.7.3 Projeto Redes 2025

O projeto consiste em desenvolver a rede elétrica de 2025, capaz de satisfazer e garantir a oferta de novas necessidades elétricas de todos os usuários de forma eficiente e sustentável. Constitui a primeira iniciativa de P+D+D (pesquisa, desenvolvimento e demonstração) impulsionada pela *Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas — FUTURED* e tem grande importância como iniciativa conjunta e integradora do setor elétrico espanhol.

Redes 2025 é um Projeto Singular e Estratégico (PSE) liderado por *Gas Natural Fenosa, Red Eléctrica de España, Endesa, HC Energía e Iberdrola*, correspondente ao coordenador-geral da Tecnalia. O projeto conta com um orçamento de quase € 40 milhões e está financiado parcialmente pelo Ministério da Ciência e Inovação e Financiamento de Fundos FEDER.

Os principais benefícios na cadeia de valor do setor energético são:

- os usuários e consumidores podem acessar mais serviços e opções com valor agregado, como o acesso a preços de energia em tempo real;
- o regulador e as agências oficiais melhoram a eficiência e a transparência do setor elétrico;
- os operadores de redes elétricas realizam uma gestão da rede mais efetiva, dado que dispõem de uma resposta ativa de recursos, proporcionada pelos próprios consumidores, aumentando os níveis de segurança e de qualidade das redes;
- os comercializadores e agregadores se beneficiam da experiência e implantação com novos cenários de rede, facilitando as possibilidades de realização de transações elétricas em toda Espanha;
- as empresas de fornecimento de energia se beneficiam de um melhor aproveitamento de recursos para cobrir as necessidades de clientes, aumentando os benefícios na compra da energia requerida.
- os geradores de energia ampliam o catálogo de produtos e serviços com a utilização de outros recursos energéticos distribuídos.

- os fornecedores de produtos tecnológicos se beneficiam da venda de novos produtos capazes de garantir a integração de todos os recursos energéticos centralizados e distribuídos através de redes de acesso livre.
- para os investigadores, se propiciará uma cooperação muito mais próxima e intensa entre universidades, centros de investigação e o resto dos stakeholders.

9.8 CONCLUSÕES PARA ESPANHA

A Espanha importa 72,3% da energia consumida, patamar que difere em quase 20 pontos percentuais da média da União Europeia. A balança comercial espanhola é afetada pela variação do preço das *comodities*.

É evidente que, além de contribuir com os compromissos internacionais assinados pela Espanha, as renováveis também podem ajudar a minimizar, cada vez mais, a enorme dependência energética do país. Porém, há um longo caminho a ser percorrido.

No entanto não pode se ignorar que Espanha vem colhendo sucessos em relação às energias renováveis. Nos últimos dez anos, as tecnologias eólicas e solar impulsionaram a evolução da potência renovável instalada no país, com crescimento de quase 70% em relação a 2007. A participação no conjunto da geração elétrica passou de 20,3% em 2007 para quase 39% em 2016.

Em relação aos compromissos nacionais e internacionais, Espanha está muito próximo de atender os marcos definidos para o ano 2020, segundo projeções da União Europeia.

O país tem desenvolvido grande expertise em renováveis. Empresas espanholas têm se expandido internacionalmente e são consideradas grandes players no setor de eólica, fotovoltaica e CSP. Grandes avanços têm sido registrados no desenvolvimento das redes de distribuição e seu novo papel num sistema com alta presença de renováveis. O projeto Redes 2025, por exemplo, constitui importante iniciativa de P+D+D (pesquisa, desenvolvimento e demonstração), impulsionada pela *Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas* — FUTURED e tem grande importância como iniciativa conjunta e integradora do setor elétrico espanhol.

O planejamento tem desempenhado importante papel na expansão das renováveis, e a Espanha tem coordenado esforços estratégicos. Um exemplo é o *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España* (PANER) (Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio, 2010), que foi criado pelo governo visando o atendimento dos compromissos traçados junto à comunidade europeia. Outra iniciativa é o *Plan de Energías Renovables* (PER), para o período 2011-2020. Este plano inclui a concepção de novos cenários energéticos e a incorporação de objetivos em

conformidade com a Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia a partir de fontes renováveis.

10 - ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

Os Estados Unidos da América (EUA) continuam a ser a maior economia do mundo, com um Produto Interno Bruto (PIB) registrado em 2016 de US\$ 16,624 trilhões e US\$ 57,6 mil per capita. O país possui uma área de 9.826 milhões de quilômetros quadrados, com uma população estimada em 2016 de 323,1 milhões de habitantes, de acordo com o Banco Mundial. O país foi, em 2016, o segundo maior consumidor de energia do mundo (Enerdata, 2018), atrás apenas da China.

Os 50 estados federais, o Distrito de Columbia e os territórios dos EUA são responsáveis por muitas políticas ambientais e relacionadas à energia dentro de suas fronteiras. Muitos têm comissões regulatórias, eleitas ou nomeadas pelo governador ou a legislatura estadual, e que são responsáveis por regular as empresas de energia dentro da jurisdição. Os estados regulam todas as tarifas e serviços de eletricidade no varejo, bem como as decisões sobre a localização e construção de geração e transmissão de eletricidade (IEA, 2014). Diante desta complexidade política e regulatória, a avaliação deste estudo de *Benchmarking* se aprofundará sobre o estado da Califórnia, por possuir as políticas mais avançadas em relação à expansão de energia renovável, sem prejuízo à inclusão de aspectos relevantes observados em outros estados americanos.

10.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NO EUA

A seguir na Tabela 54, são apresentadas as principais instituições que tem como função organizar o setor elétrico nos EUA.

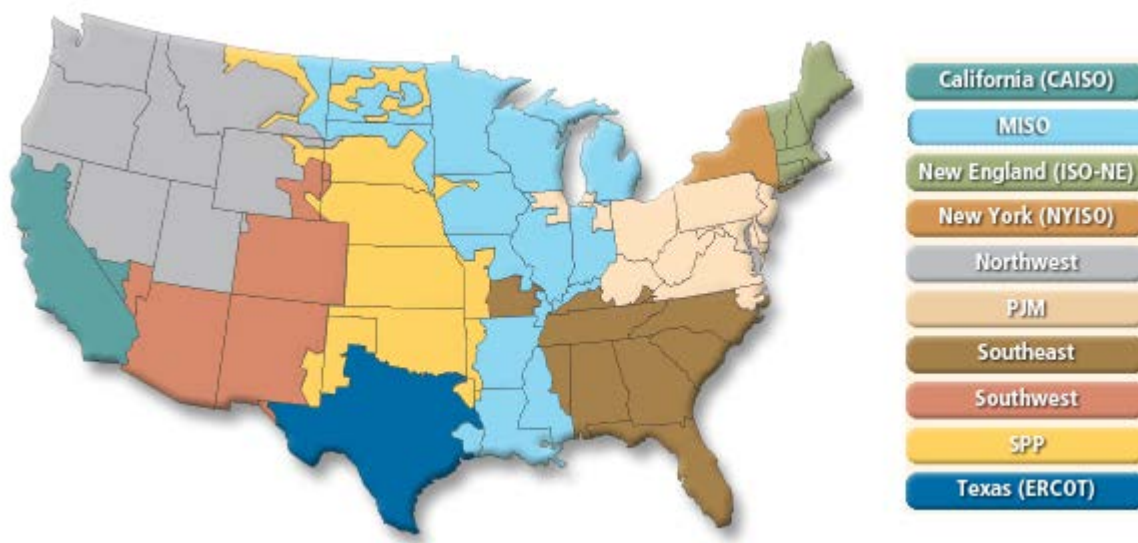
Tabela 54. Responsabilidades das organizações do setor energético nos EUA

Instituição	Responsabilidades
<i>The White House</i> (Casa Branca, sede do governo)	Nos termos do artigo II da Constituição dos Estados Unidos, o presidente é responsável pela execução e aplicação das leis promulgadas pelo Congresso. Quinze departamentos executivos — cada um liderado por um membro nomeado do gabinete do presidente — realizam a administração do governo federal no dia a dia. Eles são acompanhados por outras agências executivas, como a Agência de Proteção Ambiental (EPA), cujos chefes não fazem parte do gabinete, mas estão sob a autoridade total do presidente. O presidente também nomeia o chefe da Comissão Federal de Regulamentação da Energia (FERC). E tem o poder de assinar legislação ou de vetar as contas promulgadas pelo Congresso, embora o Congresso possa anular um veto com dois terços de votação de ambas as casas.
Departamento de Energia (DoE)	O DoE promove a segurança energética, incentivando o desenvolvimento de energia confiável, limpa e acessível. Administra mecanismos de financiamento federal para pesquisa científica e promoção da inovação, garantindo a competitividade econômica e melhoria da qualidade de vida. O DoE também é

Instituição	Responsabilidades
	encarregado de garantir a segurança nuclear e proteger o meio ambiente, fornecendo uma diretriz responsável para o legado de produção de armas nucleares.
<i>Energy Information Administration (EIA)</i>	A EIA é uma agência estatística e analítica independente dentro do DoE. Ela mantém um programa abrangente de dados e informações relevantes para suprimento e reserva, produção, demanda e tecnologias de energia, além de informações financeiras e estatísticas relacionadas. A missão da EIA é fornecer informações energéticas de alta qualidade e independentes de políticas para atender aos requisitos do governo, da indústria e do público, de uma maneira que promova políticas sólidas, mercados eficientes e compreensão pública.
<i>The Federal Energy Regulatory Commission (FERC)</i>	A regulação no setor elétrico dos EUA está sob responsabilidade da FERC, uma agência independente que regula o transporte interestadual de gás natural, petróleo e eletricidade. A FERC também analisa e licencia projetos de energia hidrelétrica. Estabelecida pela Lei de Política Energética de 2005, a FERC tem responsabilidade por regular a transmissão e vendas de eletricidade no mercado atacadista interestadual, avaliar fusões e aquisições de concessionárias, aplicação de exigências regulamentares através da imposição de penalidades, entre outras. No entanto, a FERC não é responsável pela regulação de vendas no mercado de varejo ou pela aprovação de construção de usinas de geração de energia elétrica.
Operadores Independentes de Sistemas (ISOs) Organizações Regionais de Transmissão (RTOs)	<p>Nos EUA as concessionárias são responsáveis pelas operações e gerenciamento do sistema elétrico e também fornecem energia aos consumidores de varejo. As concessionárias nesse mercado são frequentemente integradas verticalmente, ou seja, elas são proprietárias dos sistemas de geração, transmissão e distribuição utilizados para atender os consumidores de eletricidade (FERC, 2017). O comércio atacadista de energia normalmente ocorre através de transações bilaterais e, embora a indústria tenha historicamente negociado a eletricidade por meio de transações bilaterais, o decreto 888 promoveu o conceito de operadores de sistemas independentes (ISOs).</p> <p>Além de facilitar o acesso à transmissão, os ISOs operam o sistema de transmissão de forma independente e promovem a competição pela geração de eletricidade entre os participantes do mercado atacadista. Vários grupos de proprietários de linhas de transmissão formaram ISOs. No decreto 2000, a comissão incentivou as concessionárias a se juntarem a organizações regionais de transmissão (RTOs) que, como os ISOs, operariam os sistemas de transmissão e desenvolveriam procedimentos inovadores para gerenciar a transmissão de maneira equitativa. Cada um dos ISOs e RTOs tem mercados de energia e serviços auxiliares nos quais compradores e vendedores podem ofertar lances para energia elétrica. Os ISOs e RTOs usam mercados baseados em lances para determinar despachos econômicos. Dois terços da carga de eletricidade do país é atendida nas regiões de RTO (FERC, 2017), enquanto as demais regiões operam sob estruturas de mercado mais tradicionais.</p>

Conforme apresentado na Figura 78, CAISO é o ISO da Califórnia e opera o mercado atacadista de eletricidade, bem como gerencia a confiabilidade de sua rede de transmissão. O CAISO oferece acesso à transmissão e executa o planejamento de longo prazo. Ao gerenciar a rede, ele despacha de forma centralizada a geração e coordena o fluxo da eletricidade na Califórnia e parte de Nevada. Os mercados do CAISO incluem energia (um dia a frente e em tempo real), serviços auxiliares e direitos de receita de congestionamento. Também opera um mercado de desequilíbrio energético (EIM), que atualmente inclui outras áreas de autoridade de equilíbrio no oeste dos EUA.

Figura 78. Operadores do sistema elétrico nos EUA



Fonte: (FERC, 2017)

10.2 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS EUA

A geração de eletricidade nos EUA é fortemente baseada em fontes fósseis com gás natural e carvão, que, juntas, respondem por cerca de 64% de toda a matriz. As fontes renováveis somam cerca de 15%. Conforme apresentado na

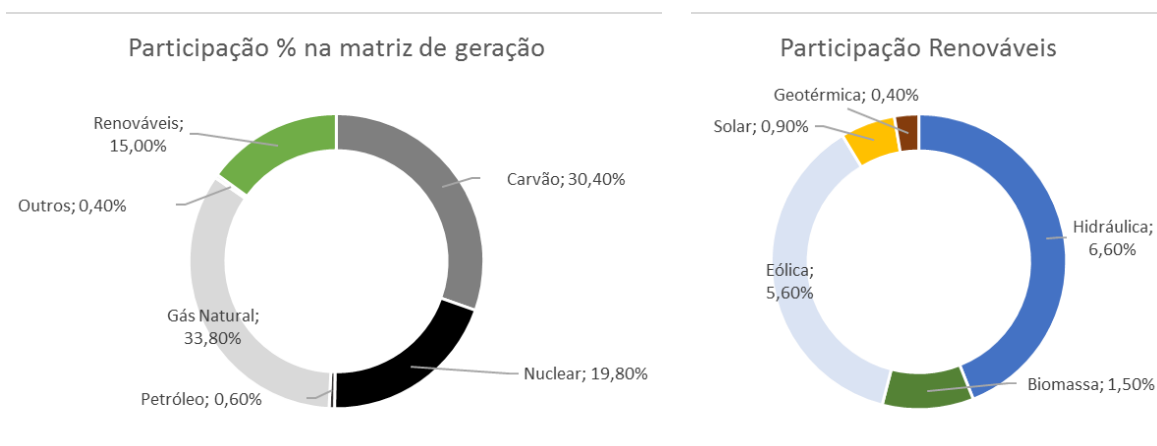
Tabela 55, a fonte nuclear possui a terceira maior participação, com 20%. Entre as renováveis não convencionais, a maior fonte é a eólica, com 5,6% de participação, conforme apresentado na Figura 79.

Tabela 55. Matriz de geração de energia elétrica nos EUA (2016)

Fonte	Produção de Energia (2016)	
	Geração (GWh)	%
Nuclear	807.212	19,8%
Carvão	1.239.355	30,4%
Gás Natural	1.377.968	33,8%
Petróleo	24.461	0,6%
Outras fontes	16.307	0,4%
Hidráulica	269.071	6,6%
Biomassa	61.152	1,5%
Eólica	228.302	5,6%
Solar	36.691	0,9%
Geotérmica	16.307	0,4%
Total	4.076.827	100%

Fonte: (EIA, 2018)

Figura 79. Participação % na matriz de geração de energia elétrica nos EUA (2016)



Fonte: (EIA, 2018)

10.3 ENERGIA RENOVÁVEL NOS EUA

A geração de eletricidade a partir de fontes renováveis não convencionais em 2016 foi de 341,6 TWh, representando 8,38% da geração total (ver Figura 79). A energia eólica responde por 5,6%, seguida pela biomassa (1,5%), solar (0,9%) e geotérmica (0,4%).

A participação das energias renováveis não convencionais na geração cresceu de 10,9%, em 2010, para quase 15%, em 2016 (EIA, 2018). A maior parte do aumento é resultado do crescimento da capacidade instalada da fonte eólica, que dobrou de tamanho nesse período. Em menor grau, a fonte solar (de larga escala) também contribuiu, tendo sua capacidade instalada elevada em 10 vezes no mesmo período (ver Tabela 56). Geração de geotérmica, biomassa e maremotriz também se expandiu, embora a uma taxa mais lenta.

As instalações fotovoltaicas de menor porte, como as de telhado, também vêm crescendo rapidamente nos EUA. Em apenas um ano, entre 2015 e 2016, a geração estimada destas pequenas plantas aumentou em 33,1% (EIA, 2018), passando a gerar 18,8 TWh, o que equivale a 221 vezes toda a geração solar do Brasil em 2016.

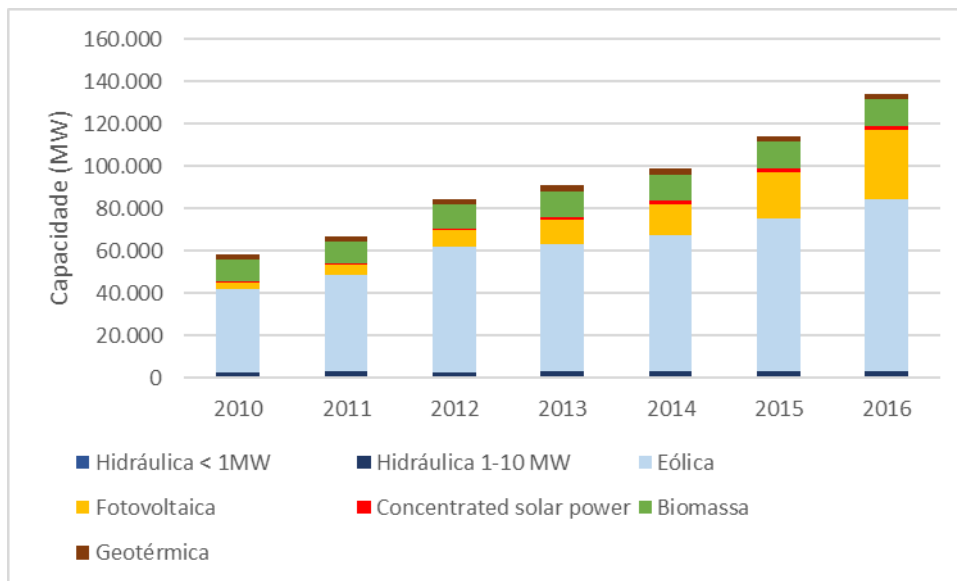
A evolução da capacidade instalada (MW) por fonte de energia renovável nos EUA é apresentada na Tabela 56. A evolução das energias renováveis não convencionais está registrada na Figura 80.

Tabela 56. Capacidade Instalada da Geração Renovável nos EUA

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidráulica < 1MW	38	37	43	39	32	32	32
Hidráulica 1-10 MW	2.790	2.817	2.788	2.859	2.920	2.920	2.920
Hidráulica 10+ MW	67.376	67.172	67.279	67.674	68.095	68.159	68.481
Eólica	39.135	45.676	59.075	59.973	64.232	72.573	81.312
Fotovoltaica	2.909	5.172	8.137	11.759	14.878	21.684	32.954
Concentrated solar power	473	472	476	1.286	1.667	1.758	1.758
Biomassa	10.423	10.510	11.240	12.306	12.441	12.461	12.458
Geotérmica	2.405	2.409	2.592	2.607	2.514	2.542	2.512
Maremotriz				0	0	0	1
Total	125.549	134.265	151.630	158.503	166.779	182.129	202.427

Fonte: (IRENA, 2018)

Figura 80. Capacidade Instalada acumulada de ERNC nos EUA



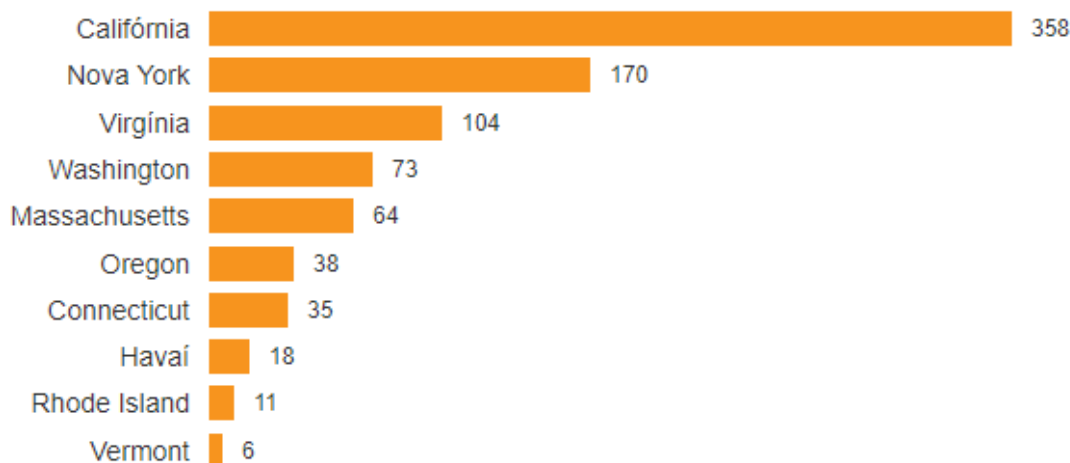
Fonte: (IRENA, 2018)

10.4 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELOS EUA

Em junho de 2017, os EUA anunciaram a saída oficial do Acordo de Paris — o maior tratado já firmado em favor do combate às mudanças climáticas e da estabilização da temperatura no planeta. Sua contribuição nacionalmente determinada (NDC) — de reduzir, até 2025, de 26% a 28% o nível de emissões em relação 2005 — representava, junto com as NDCs da China e dos países da União Europeia, grande parte dos compromissos do pacto. Porém, segundo o atual presidente do país, os moldes do acordo seriam injustos com os Estados Unidos, e a volta para o tratado dependeria de ajustes renegociados com os demais participantes.

Apesar da decisão a nível federal, dez estados anunciaram que seguirão o compromisso com o Acordo de Paris independentemente da postura da Casa Branca. Isto é possível porque as principais leis ambientais federais estabelecem parâmetros mínimos que os estados têm de cumprir, mas as leis geralmente permitem que os estados adotem padrões ainda mais restritos. No setor elétrico, por exemplo, os estados podem eliminar progressivamente as usinas a carvão, substituindo-as por fontes de energia renovável. A Figura 81 apresenta as emissões dos de estados ainda comprometidos com o Acordo de Paris, entre eles a Califórnia, segundo maior emissor de GEE do país, atrás do Texas.

Figura 81. Emissões (MtCO₂) relacionadas a energia dos estados comprometidos com o Acordo de Paris



Fonte: (Fleck, 2017)

Apesar da saída oficial do Acordo de Paris, o governo federal manteve seu compromisso com a expansão das energias renováveis nas instalações federais. De acordo com a Ordem Executiva 13693 — *Planning for Federal Sustainability in the Next Decade*, publicada em 25 de março de 2015, 30% da eletricidade consumida pelo governo federal deverá ser oriunda de fontes renováveis até 2025. As metas graduais para a participação de renováveis no consumo elétrico do governo federal estabelecidas por esta decisão são apresentadas na Tabela 57.

Tabela 57. Metas de participação de renováveis no consumo do governo federal dos EUA

Metas \ Período	2016 a 2017	2018 a 2019	2020 a 2021	2022 a 2023	2025 a diante
Participação (%)	10%	15%	20%	25%	30%

Fonte: *Planning for Federal Sustainability in the Next Decade* (The White House, 2015)

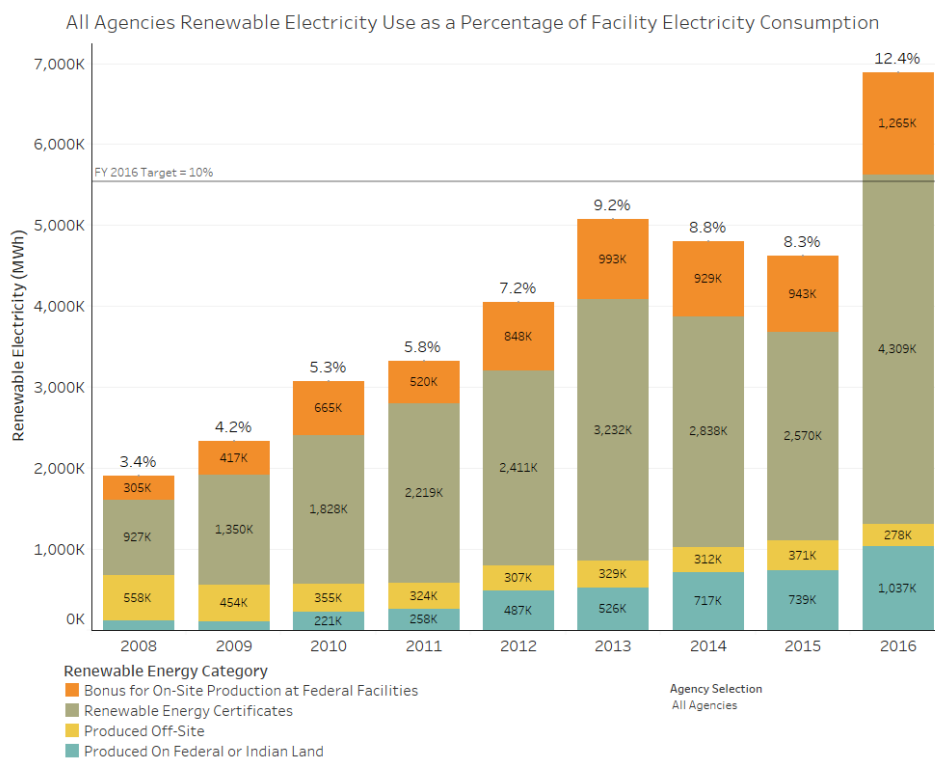
A Ordem Executiva 13693 não só estabelece as metas como também a ordem de prioridade das práticas que podem ser adotadas para o alcance das metas, conforme apresentado abaixo:

- 1º Instalar, com recursos financiados pela agência, geração de energia a partir de fontes renováveis nas instalações federais e reter os certificados de energia renovável (CERs) correspondentes ou certificados que venham a substituir estes CERs.
- 2º Firmar contratos de compra de energia que incluam a instalação de geração a partir de fontes renováveis na instituição federal ou fora dela e reter os CERs ou certificados que venham a substituir estes CERs durante a vigência do contrato.

- 3º Comprar eletricidade e CERs correspondentes ou certificados que venham a substituir estes CERs
- 4º Comprar CERs.

Com a publicação da Ordem Executiva em 2015, a participação das fontes renováveis no consumo de energia elétrica do governo federal saltou de 8,3% para 12,4% no ano seguinte (DOE, 2017), superando a meta de 10% inicialmente estabelecida e revertendo a tendência de queda que ocorreu entre 2013 e 2015, conforme apresentado na Figura 82.

Figura 82. Participação de renováveis no consumo elétrico do governo federal dos EUA



Fonte: (Department of Energy, 2017)

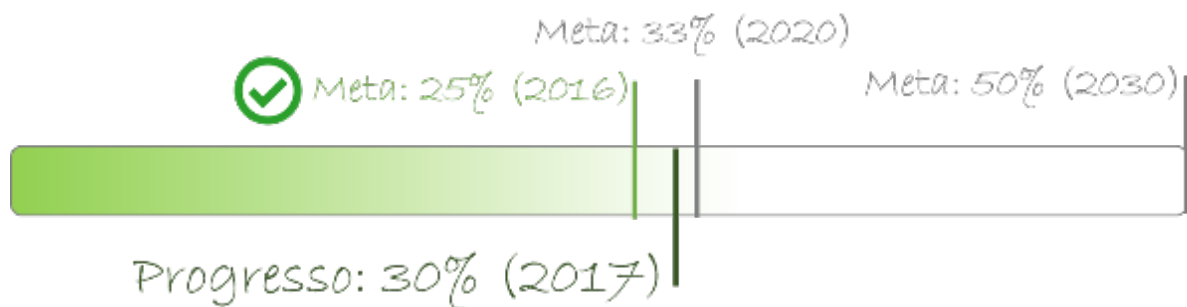
Estabelecida pela legislação¹¹ em 2002 e ampliada por legislações subsequentes, a política de Cotas Obrigatórias de Energia Renovável (*Renewable Portfolio Standard — RPS*) da Califórnia é uma das mais ambiciosas dos EUA. Ela faz parte do ambicioso compromisso assumido pelo estado de reduzir até 2030 as emissões de GEE em 40% abaixo do nível encontrado em 1990 (California's Energy Commission, 2017). O RPS do estado exige que os vendedores de varejo e as concessionárias estatais locais aumentem sua aquisição de energia oriunda de fontes renováveis (exceto

¹¹ Senate Bill 1078 (Sher, Chapter 516)

hidrelétricas acima de 30MW) para 33% das vendas no varejo até 2020 e 50% até 2030 (California Public Utilities Commission, 2017).

A Figura 83 apresenta as metas de Cotas Obrigatórias de Energia Renovável na Califórnia. A Comissão de Energia (2017) estima que cerca de 30% das vendas de eletricidade no varejo de 2017 foram atendidas por instalações de energia renovável. Isto demonstra que o estado segue o cronograma de implementação de renováveis para atender os objetivos do RPS e que a meta de 33% até 2020 deve ser atingida.

Figura 83. Progresso das fontes renováveis de energia elétrica na Califórnia



Fonte: (California Energy Commission, 2017)

10.5 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS

A Tabela 58 apresenta as políticas de incentivos aplicadas nos EUA. O país não utiliza mecanismos de leilão, sendo a Cota Obrigatória de Energia Renovável (*Renewable Portfolio Standard — RPS*) o principal adotado para fomentar a expansão das renováveis no país.

Tabela 58. Políticas e incentivos aplicados nos EUA

		EUA	
		Metas de Energia Renovável	R*
		Renováveis no INDC ou NDC	
Políticas Regulatórias	<i>Feed-in tariff (FIT)</i>	<i>Premium (FIP)</i>	X*
	Cota obrigatória para distribuidoras (RPS)		R*
	<i>Net metering</i>		R*
	Obrigações em transporte		R

		EUA	
	Obrigações para aquecimento		X*
	Certificados de Energias Renováveis (CER)		X*
	Leilões		
Incentivos Fiscais e Financiamento Público	Investimentos e créditos fiscais à produção		R
	Redução de tributos em vendas de energia e outras taxas		X
	Pagamento pela produção de energia		
	Investimentos públicos, empréstimos subsidiados, outorgas, ou descontos		R

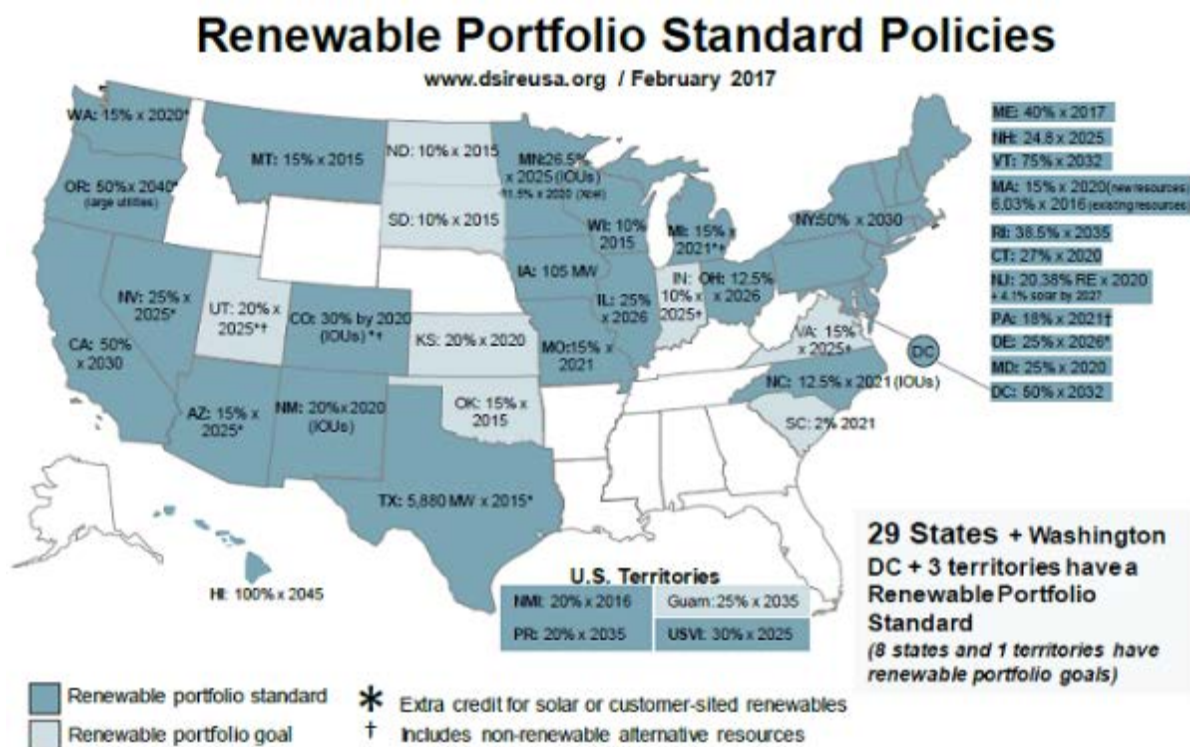
X – Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* – Existe a nível regional (mas não nacional); N – Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R – Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O – Removida; R* – Revisada a nível regional; H – Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 – Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

Fonte: (REN21, 2017)

10.5.1 Cotas Obrigatórias de Energia Renovável

Nos EUA, a definição de metas, incentivos e políticas públicas é realizada a nível estadual. A Figura 84 mostra os estados que possuem políticas de Cotas Obrigatórias de Energia Renovável (*Renewable Portfolio Standard — RPS*) e metas relacionadas à expansão da geração de energias renováveis. As RPS são políticas destinadas a aumentar a geração de eletricidade a partir de recursos renováveis e exigem ou incentivam que os produtores de eletricidade dentro de uma determinada jurisdição forneçam uma parcela mínima de sua energia elétrica a partir de recursos renováveis elegíveis de acordo com a regulação de cada estado (EIA, 2012). Estes programas variam amplamente em termos de estrutura, mecanismos de obrigação e fiscalização, abrangência e aplicação.

Figura 84. Compromissos e metas de expansão da geração de energias renováveis nos EUA



Fonte: (DSIRE, 2017)

Avaliar como e quando foram definidos os compromissos e metas relacionados à expansão da geração de energias renováveis em cada estado pode sobrecarregar o *Benchmarking* internacional. Desta forma, este relatório analisará os estados com políticas mais avançadas, como a Califórnia.

O *Renewables Portfolio Standard Eligibility Guidebook* (Green, Lynette, & Crume, 2017) descreve os requisitos de elegibilidade e processos para certificar fontes renováveis de energia para o RPS da Califórnia, bem como descreve o processo de verificação. As fontes elegíveis neste mecanismo incluem todas as energias renováveis não convencionais (ERNC), hidrelétricas de até 30 MW e a parcela incremental de geração obtida a partir de medidas de eficiência energética em hidrelétricas de grande porte. O RPS exige que todos os vendedores de varejo e concessionárias alcancem as seguintes metas para vendas de eletricidade de varejo a partir de fontes renováveis:

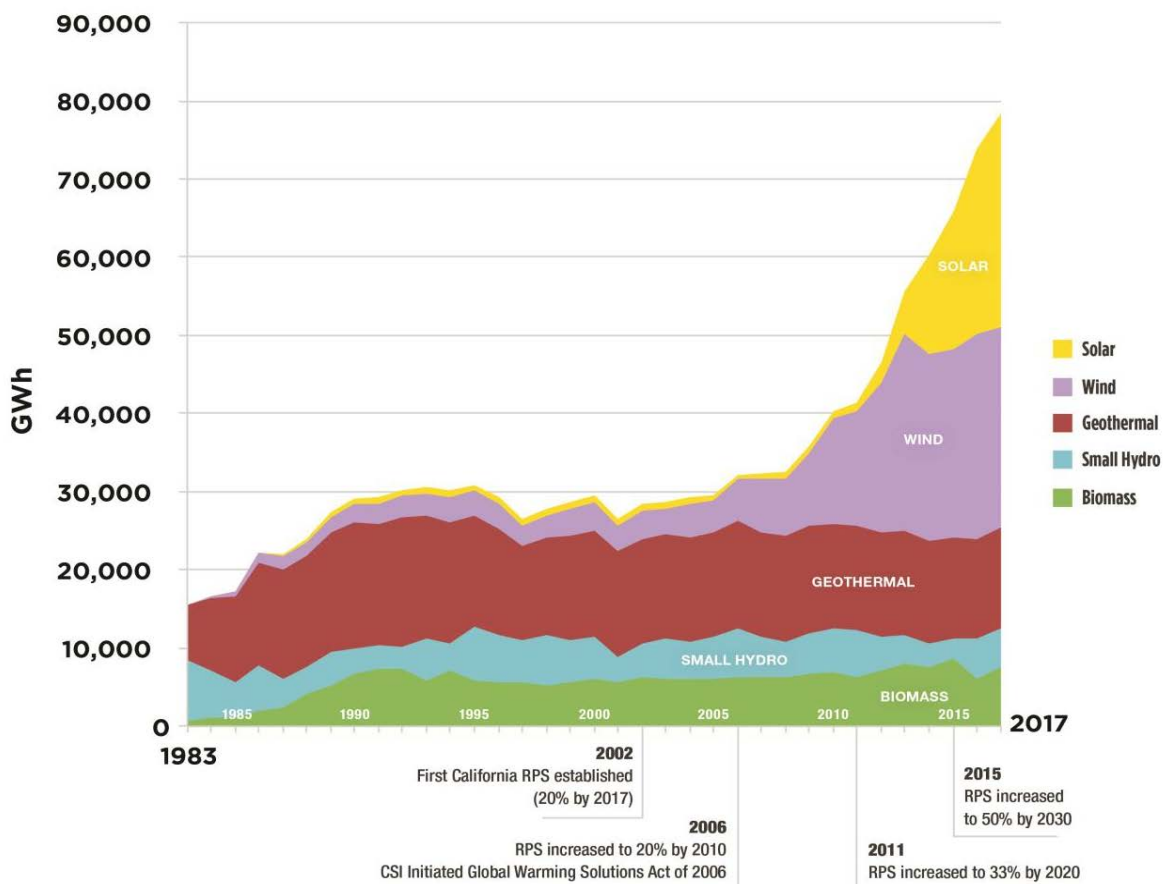
- média de 20% em 2011-2013;
- 25% até o final de 2016;
- 33% até o final de 2020;
- 40% até o final de 2024;
- 45% até o final de 2027;

- 50% até o final de 2030;
- não menos que 50% depois de 2030;

Os vendedores de varejo e concessionárias estatais da Califórnia estão à frente do cronograma para atender os objetivos do RPS. Segundo estimativas da Comissão de Energia do estado (2017), cerca de 30% das vendas de eletricidade no varejo de 2017 na Califórnia foram oriundas de energia renovável, como eólica, solar, geotérmica, biomassa e pequenas hidrelétricas (até 30 MW). Isso representa aumento de 29% em relação a 2016.

Com resultados acima do esperado durante sua implementação, esta política regulatória passou por algumas revisões para que as metas continuassem desafiadoras para as concessionárias. A Figura 85 destaca mudanças da política em 2002, 2006, 2011 e 2015. Mostra também a geração renovável adquirida pelas concessionárias da Califórnia de 1983 a 2016 por fonte energética. Os dados correspondem somente à geração elegível do RPS e não incluem o autoconsumo.

Figura 85. Geração a partir de fontes renováveis entre 1983 e 2017



Fonte: (California Energy Commission, 2017)

10.5.2 Sistema de Compensação — *Net Energy Metering (NEM)*

O atual programa NEM foi adotado em 28 de janeiro de 2016 e está disponível para clientes de três concessionárias da Califórnia: a *San Diego Gas & Electric (SDG&E)*, a *Pacific Gas & Electric (PG&E)* e a *Southern California Edison (SCE)*.

Neste mecanismo, os consumidores que instalam pequenas usinas de geração de energia solar, eólica ou biogás para atender toda ou parte da demanda de eletricidade no local são elegíveis para o programa *Net Energy Metering (NEM)* do estado. De forma semelhante ao Sistema de Compensação existente no Brasil, o NEM permite que os consumidores que geram sua própria energia (*prosumers*) atendam suas demandas de energia diretamente no local e recebam crédito financeiro em suas contas elétricas para qualquer energia excedente injetada de volta na rede de sua concessionária. A participação no NEM não limita a elegibilidade de um *prosumer* para qualquer outro desconto, incentivo ou crédito fornecido por uma empresa elétrica.

O programa fornece aos geradores créditos pela energia exportada para a rede ao mesmo valor da tarifa cobrada pela concessionária e exige que estes consumidores paguem algumas taxas que alinham os custos dos participantes do NEM com os custos do não participantes do NEM. Qualquer consumidor que se candidate ao NEM deve:

- pagar uma taxa única de conexão. Os geradores com instalações menores que 1 MW devem pagar uma taxa de interconexão única pré-aprovada com base nos custos de interconexão históricos de cada concessionária. A taxa varia entre US\$ 75 e US\$ 145 de acordo com cada concessionária. Os geradores com sistemas maiores que 1MW devem pagar taxa de interconexão de US\$ 800 e pagar todas as atualizações do sistema de transmissão/distribuição.
- pagar taxas não passíveis de isenção. Os geradores, assim como outros consumidores de serviços públicos, pagarão pequenas taxas a cada quilowatt-hora (kWh) de eletricidade que consomem da rede. Essas taxas financiam programas importantes, como programas de baixa renda e eficiência energética.
- aderir a uma Tarifa Horosazonal (TOU). Se um gerador ainda não estiver neste sistema de tarifação, será necessária a adesão para participar do NEM.

Para os consumidores que aderem ao NEM na Califórnia, não existe a cobrança de taxa de manutenção, disponibilidade ou assinatura. Os consumidores pagam apenas a energia que for de fato consumida da distribuidora, ou seja, se não houver consumo da rede apenas as taxas não

passíveis de isenção (descritas acima) serão cobradas ao consumidor. De forma oposta, os consumidores que fazem parte do sistema de compensação no Brasil precisam pagar a taxa de “custo de disponibilidade”, mesmo que sua geração exceda seu consumo de energia da rede.

Os consumidores que conectaram seus sistemas geradores à rede antes desse novo programa de compensação podem permanecer na antiga tarifa por 20 anos a partir da data em que se conectaram ou podem mudar para a tarifa NEM atual. A antiga tarifa NEM, às vezes, é referida como “NEM 1.0”, e a atual, como “NEM 2.0” ou “NEM Successor Tariff”.

10.5.3 Programa de Incentivo à Autogeração

O programa californiano de Incentivo à Autogeração (*Self-Generation Incentive Program* — SGIP) oferece estímulos para apoiar os recursos energéticos distribuídos — existentes, novos e emergentes. O SGIP fornece descontos para sistemas de energia distribuídos elegíveis instalados sem conexão à rede de distribuição das concessionárias. As tecnologias elegíveis incluem turbinas eólicas, tecnologias de reaproveitamento de calor para geração de eletricidade, turbinas de redução de pressão, motores de combustão interna, microturbinas, turbinas a gás, células de combustível e sistemas avançados de armazenamento de energia.

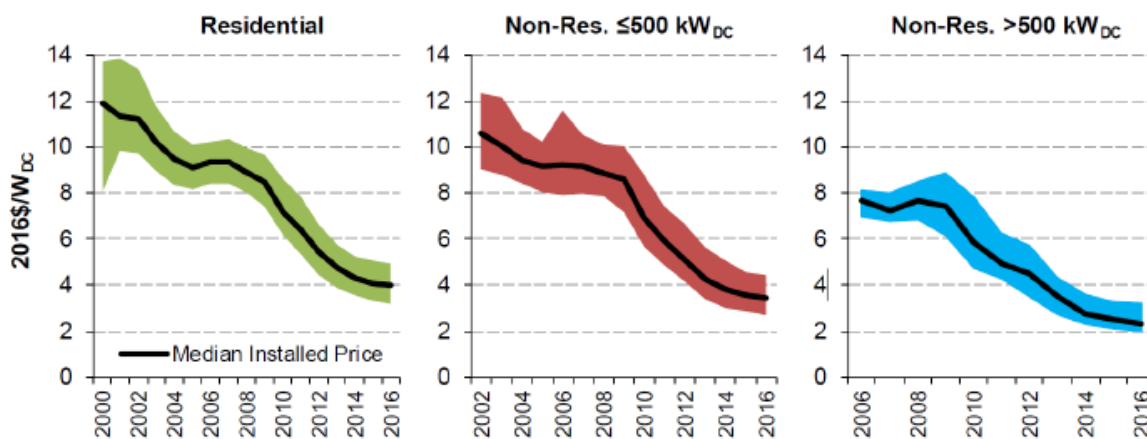
O mecanismo proporciona incentivos para o armazenamento local de energia em comunidades desfavorecidas e de baixa renda da Califórnia. Os consumidores elegíveis para o incentivo incluem os residentes em conjuntos habitacionais, organizações sem fins lucrativos, pequenas empresas, instituições educacionais e governos.

10.6 EVOLUÇÃO DOS CUSTOS NOS EUA

Além do acelerado ritmo de implantação de energia renovável, a política de Cotas Obrigatórias de Renováveis da Califórnia também ajudou a reduzir o custo da eletricidade renovável. O preço dos contratos solares de energia elétrica caiu 77% entre 2008 e 2016, enquanto o preço dos contratos de energia eólica teve redução de 47% entre 2007 e 2015 (CleanTechnica, 2017).

Considerando todo os EUA, a Figura 86 apresenta os custos médios do sistema instalado (linha contínua) e a faixa de variação (áreas sombreadas, percentual de 20% a 80%) para sistemas residenciais (verde), pequenos sistemas não residenciais (≤ 500 kW em vermelho) e grandes sistemas não residenciais (> 500 kW em azul) (Bolinger, Joachim, & LaCommare, 2017).

Figura 86. Evolução do custo médio da fonte solar nos leilões entre 2015-2017



Fonte: *Utility-Scale Solar 2016: An Empirical Analysis of Project Cost, Performance, and Pricing Trends in the United States* (Bolinger, Joachim, & LaCommare, 2017)

O custo da energia eólica também diminuiu ao longo do tempo. O relatório *2016 Wind Technologies Market Report* (Wiser & Bollinger, 2017) concluiu que, para os projetos finalizados em 2016, o custo médio nacional da capacidade instalada desta tecnologia foi de 1,59 US\$/W_p, reduzindo 0,78 US\$/W_p desde 2010.

10.7 SMART GRIDS NOS EUA

Os EUA têm um dos mercados de infraestrutura de rede inteligente mais maduros do mundo. Cerca de 50% das residências norte americanas estão equipadas com medidores inteligentes. Estes equipamentos medem e gravam o uso de eletricidade em intervalos mínimos de uma hora e fornecem os dados tanto para a distribuidora quanto para o consumidor pelo menos uma vez por dia. As instalações variam em termos de tecnologia, contemplando desde medidores de intervalos de horários básicos até medidores em tempo real com comunicação bidirecional embutida, que são capazes de gravar e transmitir dados instantâneos.

Medidores com intervalos de medição muito longos são bastantes criticados pelos usuários, pois dificultam o gerenciamento preciso de seu consumo. Por outro lado, a possibilidade de acompanhar em tempo real o consumo de eletricidade pode reduzir o consumo da rede. Após dois anos de implementação de um projeto-piloto, com aproximadamente cinco mil consumidores

residenciais equipados com medidores inteligentes que permitem o acompanhamento do consumo em tempo real pelo celular, 60% dos participantes declararam ter modificado seus hábitos de consumo durante os horários de pico para reduzir gastos com eletricidade (Pitì, Verticale, Rottondi, Capone, & Schiavo, 2017).

O país experimentou um salto no investimento em *smart grids* no início da década atual. Como parte dos esforços de estímulo econômico do governo federal após a crise financeira, o programa *Smart Grid Investment Grant* (SGIG) levou a quase US\$ 8 bilhões investidos na construção de redes inteligentes entre 2010 e 2015. Neste período, 99 projetos de *smart grid* receberam assistência financeira federal de até 50% do valor do projeto (Gardner & Chakerian, 2017).

Diversos estados dos EUA também começaram a solicitar para suas concessionárias da rede elétrica (IOUs) planos de investimentos em redes inteligentes. Com cada estado determinando seus próprios regulamentos, existe uma ampla variação do progresso da implantação da rede inteligente em todo o país. Sete das dez maiores distribuidoras do país atingiram 100% de implantação de medidores inteligentes, entre elas a *Southern California Edison*, *Pacific Gas & Electric*, *Florida Power & Light*, *Oncor* e *Georgia Power*.

Segundo a EIA (2017), as concessionárias de energia elétrica dos EUA tinham cerca de 70,8 milhões de instalações avançadas de infraestrutura de medição inteligentes em 2016. Cerca de 88% das instalações de medidores inteligentes estão em consumidores residenciais, o equivalente a 130 milhões de consumidores.

Diversas distribuidoras encontram-se implementando seus programas de instalação de medidores e infraestrutura inteligente ou com planos de ação para iniciar estas instalações em até dois anos. A principal delas é a *Consolidated Edison* (Con Ed) de Nova York, cuja implantação de 3,5 milhões de medidores inteligentes de eletricidade começou em meados de 2017 e será concluída em 2022. A *Duke Energy Carolinas* completará sua implantação em 2019, quando seus 2,5 milhões de consumidores possuirão medidores inteligentes.

10.8 CONCLUSÕES PARA OS EUA

Apesar da incerteza política trazida pela saída oficial dos EUA do acordo climático de Paris, o país continuam sendo o segundo maior mercado em crescimento para renováveis, atrás apenas da China. Os principais impulsionadores para instalação de novas usinas de energia eólica *onshore* e solar são os incentivos fiscais federais de plurianuais combinados com as Cota Obrigatória de Energia Renovável, bem como as políticas estaduais para energia fotovoltaica distribuída.

O principal mecanismo adotado para fomentar a expansão das renováveis nos EUA é a Cota Obrigatória de Energia Renovável (*Renewable Portfolio Standard* — RPS), estabelecido a nível estadual. O RPS exige que todos os vendedores de varejo e concessionárias alcancem metas para venda de eletricidade no varejo a partir de fontes renováveis. Desta forma, a contratação e fomento da competitividade ficam sob responsabilidade do mercado, através das concessionárias que podem ser penalizadas caso não cumpram as metas.

Com resultados acima do esperado durante sua implementação na Califórnia, o mecanismo de Cota Obrigatória de Energia Renovável (RPS) passou por algumas revisões em 2002, 2006, 2011 e 2015 para que as metas continuassem desafiadoras para as concessionárias (ver Figura 85). Como a RPS da Califórnia propicia incentivos de forma indistinta para as tecnologias elegíveis dentro do programa, tecnologias mais maduras e baratas, como a eólica e solar, se desenvolveram com maior velocidade (ver Figura 85), enquanto as renováveis mais custosas, como geotérmica, PCH e biomassa, permaneceram com níveis constantes de participação na geração.

Ao contrário da maior parte dos países avaliados neste relatório, os EUA não utilizam mecanismo federal de leilão de energia. No entanto, os leilões são utilizados pelas concessionárias para atender, com menor custo, suas Cotas Obrigatórias de Energia Renovável. Na Califórnia, por exemplo, as três maiores distribuidoras se juntaram para leiloar 1.300 MW de capacidade instalada entre 2011 e 2015, atingindo preços tão baixos quanto 79,82 US\$/MWh (Fitch-Roy, 2015). O apoio federal neste caso vem através de um incentivo tributário (*federal solar tax credit*) que reduz o custo de instalação de usinas solares em cerca de 30%. Por conta deste incentivo tributário, é preciso cautela na comparação de preços atingidos pelos leilões em estados americanos e no resto do mundo.

O sistema de compensação da Califórnia passou por um longo período de amadurecimento e foi remodelado para o atual *Net Energy Metering* (NEM). Após 4 anos de avaliação e diversas consultas públicas realizadas pela Comissão de Concessionárias da Califórnia (CPUC), o atual programa traz maior equilíbrio entre interesses dos consumidores participantes e não participantes do programa, pois as taxas inseridas refletem os reais custos dos sistemas geradores para a rede de distribuição. Essas taxas, cobrada aos consumidores participantes do programa, evitam que os referidos custos sejam repartidos entre todos os consumidores da rede, incluindo os não beneficiados pelo NEM, como feito no passado. Isso sem reverter os benefícios dos consumidores que aderiram ao programa antes da modificação.

Enquanto no Brasil os consumidores que fazem parte do sistema de compensação precisam pagar a taxa intitulada “custo de disponibilidade” mesmo que sua geração exceda seu consumo de energia da rede, para os consumidores que aderem ao NEM na Califórnia não existe nenhuma cobrança de taxa de manutenção, disponibilidade ou assinatura. Isso porque, na Califórnia, os

consumidores participantes do NEM pagam uma taxa de conexão única pré-aprovada com base nos custos de conexão históricos de cada concessionária. A partir disto, pagam apenas a energia que for de fato consumida da distribuidora e as taxas não passíveis de isenção, como aquelas atreladas ao financiamento de programas de baixa renda e eficiência energética.

Mecanismos de fomento à autogeração não conectados à rede, como o Programa de Incentivo à Autogeração aplicado na Califórnia, podem contribuir para a expansão de energias renováveis e tecnologias de armazenamento de energia, aliviar a tensão na rede elétrica e reduzir a necessidade de investimentos em expansão da rede de distribuição.

11 - ÍNDIA

A Índia tem o desafio de elevar a participação de renováveis em sua matriz e, ao mesmo tempo, atender a crescente demanda interna por energia e acesso à rede elétrica. O país ocupa o sexto lugar no mundo em capacidade instalada de geração de energia a partir de fontes renováveis, atrás de China, EUA, Alemanha, Espanha e Itália (IRENA, 2017). Como parte da “Missão Solar Nacional”, a Índia planeja usar energia solar para eletrificar, até 2019, casas de mais de 300 milhões de pessoas que agora não têm acesso à energia elétrica. Isso se dará a partir da utilização de painéis projetados para acender duas lâmpadas, operar um fogão e um aparelho de TV em cada casa (Bloomberg, 2014). Ou seja, trata-se de uma iniciativa para popularização da utilização de energias renováveis em um nível extremamente básico.

11.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NA ÍNDIA

A seguir, na Tabela 59, são apresentadas as principais instituições que têm como função organizar o setor elétrico na Índia. Na estrutura de governança federal, tanto o governo central quanto os estaduais estão envolvidos no estabelecimento de políticas e leis para o setor. Esse princípio motiva os entes governamentais a firmar memorandos de entendimento para ajudar a acelerar projetos e reformar o setor elétrico no respectivo estado.

Tabela 59. Responsabilidades das organizações do setor energético na Índia

Instituição	Responsabilidades
Ministério de Energia — <i>Ministry of Power</i>	É responsável pelo planejamento, formulação de políticas, processamento de projetos para decisões de investimento, monitoramento de implementação de projetos, treinamento e desenvolvimento de mão-de-obra, administração e promulgação de legislação em termos de geração de energia térmica, transmissão e distribuição. Também é responsável pela administração da Lei da Eletricidade (2003), da Lei de Conservação de Energia (2001) e para realizar emendas a essas leis, quando necessário, em conformidade com os objetivos da política do governo indiano.
<i>Ministry of New and Renewable Energy</i>	O Ministério é o principal responsável pela pesquisa e desenvolvimento, proteção de propriedade intelectual e cooperação internacional, promoção e coordenação em fontes de energia renováveis, como eólica, PCHs, biogás e solar. O objetivo geral do ministério é desenvolver e implantar energia nova e renovável para complementar as necessidades energéticas da Índia.
Autoridade Central de Eletricidade —	Em todas as questões técnicas e econômicas, o Ministério de Energia é assistido pela Autoridade Central de Eletricidade (CEA). Embora a CEA seja um órgão estatutário constituído pela Lei de Eletricidade de 1948, substituída pela Lei de Eletricidade de 2003, onde existem disposições semelhantes, o escritório da CEA

Instituição	Responsabilidades
<i>Central Electricity Authority (CEA)</i>	<p>é um “escritório adjunto” do Ministério de Energia. O CEA é responsável pela coordenação técnica e supervisão dos programas.</p> <p>A Autoridade Central de Eletricidade é responsável pela preparação do Plano Nacional de Eletricidade a cada cinco anos, de acordo com a Política Nacional de Eletricidade. Qualquer empresa geradora que pretenda criar uma central hidrelétrica necessita da concordância da Autoridade Central de Eletricidade.</p>
<i>Central Electricity Regulatory Commission (CERC)</i>	<p>O CERC é um órgão estatutário constituído nos termos da Lei de Comissões de Regulamentação de Eletricidade de 1998 e continuada sob a Lei de Eletricidade de 2003. As principais funções do CERC são de regular a tarifa das empresas geradoras detidas ou controladas pelo governo central; regular a tarifa de empresas geradoras que não sejam detidas ou controladas pelo governo central, se essas geradoras entrarem ou tiverem um esquema composto para geração e venda de eletricidade em mais de um estado; regular a transmissão interestadual de energia, incluindo a tarifa das utilidades de transmissão, para conceder licenças para transmissão e comércio interestadual e para assessorar o governo central na formulação da Política Nacional de Eletricidade e Política Tarifária.</p>
<i>Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL)</i>	<p>A <i>Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL)</i> é a maior empresa de transmissão da Índia (IBEF, 2017), além de responsável pelo planejamento, coordenação, supervisão e controle sobre sistemas de transmissão interestaduais.</p>

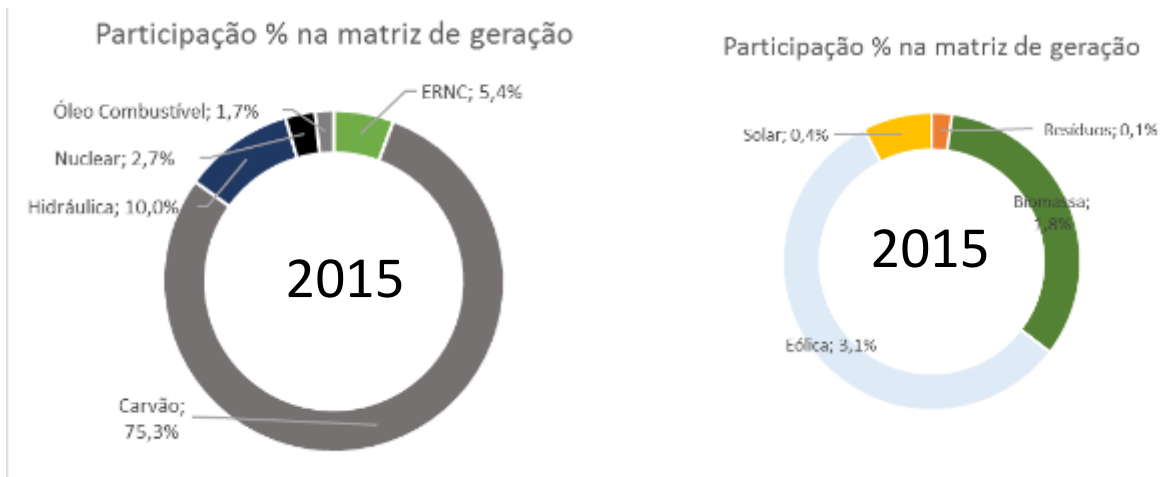
11.2 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ÍNDIA

Tabela 60. Matriz de geração de energia elétrica na Índia

Fonte	Produção de Energia (2015)		Capacidade Instalada (2017)	
	Geração (GWh)	%	(GWp)	%
Nuclear	37.413	2,7%	6,8	2,0%
Carvão	1.041.532	75,3%	193,8	58,0%
Gás Natural	68.088	4,9%	24,9	7,5%
Óleo combustível	22.951	1,7%	0,8	0,3%
Hidráulica	138.052	10,0%	49,4	14,8%
Resíduos	1.650	0,1%	0,1	0,03%
Biomassa	24.892	1,8%	8,4	2,5%
Eólica	42.790	3,1%	32,8	9,8%
Solar	5.636	0,4%	17,1	5,1%
Total	1.383.004	100%	334	100%

Fonte: Dados de geração (IEA, 2018), dados de capacidade instalada (MoP, 2018)

Figura 87. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Índia (2015)



Fonte: (IEA, 2018)

11.3 ENERGIA RENOVÁVEL NA ÍNDIA

A abundância de recursos de energia renovável em toda a Índia, aliada à redução dos custos de exploração em alguns casos e a sinergias claras com os objetivos de desenvolvimento e segurança energética do país, criou um ambiente fértil para sua expansão, especialmente no setor elétrico.

Os recursos energéticos renováveis da Índia, ao contrário dos combustíveis fósseis, estão espalhados pelo país de forma mais uniforme, embora ainda existam fortes variações regionais, particularmente para a energia hidrelétrica. Mas, o ritmo no qual as renováveis se desenvolvem também está sujeito a diferentes doses de políticas e economia, que variam de acordo com o estado e com a tecnologia. Os estímulos econômicos estão se tornando mais fortes à medida que os custos de tecnologia caem — particularmente para energia eólica e solar —, mas ainda não são suficientemente fortes para justificar o investimento sem algum tipo de subsídio. A expansão da energia hidrelétrica, de pequeno e grande porte, depende fortemente da concessão de financiamentos de longo prazo e da velocidade de expedição das aprovações necessárias.

Os últimos anos foram marcados pela rápida expansão da capacidade de geração de energia elétrica que foi empreendida, em grande parte, pelo setor privado; pela introdução de políticas para aproveitar o grande potencial de energia eólica e solar; pelo aumento acentuado na melhoria do acesso à eletricidade; e pelo fortalecimento e extensão da rede nacional de transmissão. Segundo a IEA (2015), a componente-chave ainda ausente e vital para as perspectivas futuras é a distribuição. As concessionárias de distribuição têm acumulado grandes perdas porque a receita média por quilowatt-hora (kWh) vendido é tipicamente inferior ao custo da eletricidade que elas compram das empresas geradoras. Com limitados recursos financeiros, as concessionárias de distribuição não conseguem investir o quanto deveriam para modernizar a rede e suas partes propensas a perdas. Sua situação financeira também tem implicações operacionais para o fornecimento de energia, pois pode dissuadir os distribuidores de comprar eletricidade de usinas dispendiosas. Isso leva à perda de carga e às dificuldades em cumprir as obrigações de comprar energia a partir de fontes renováveis.

A instalação de usinas hidrelétricas de grande porte (+10MW) entre 2010 e 2016 supera a taxa de crescimento das usinas hidrelétricas de pequeno porte, atingindo aumento de 21% na capacidade instalada no período. Isso ocorreu principalmente por conta da estagnação do crescimento das hidrelétricas de pequeno porte entre 2014 e 2016. A evolução da capacidade instalada (MW) por fonte de energia renovável na Índia é apresentada na Tabela 56.

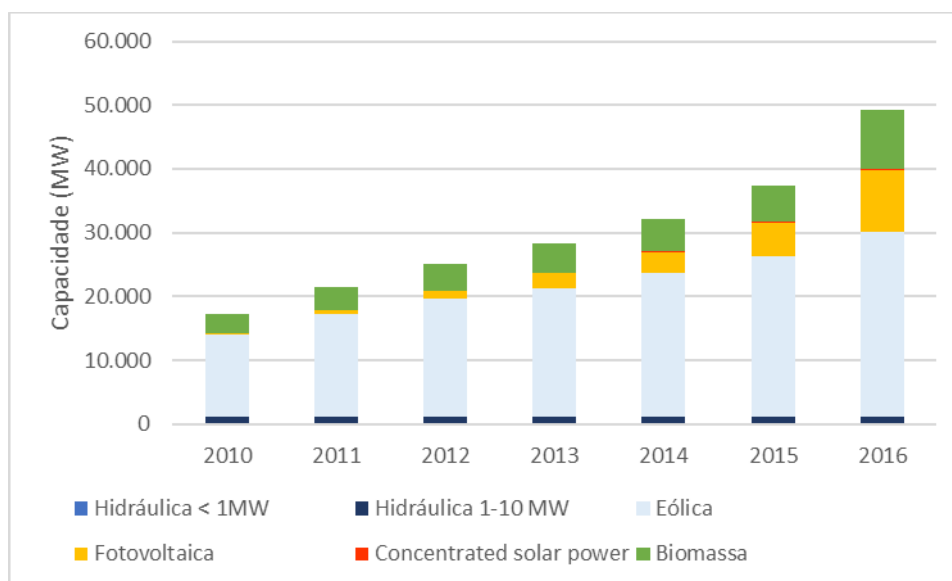
Entre as energias renováveis não convencionais (ERNC) o destaque na Índia é a grande evolução das tecnologias fotovoltaica, eólica e biomassa. Essa última fonte é composta principalmente por bagaço de cana-de-açúcar, que corresponde a cerca de 50% de toda biomassa utilizada no país (IRENA, 2018). A evolução das energias renováveis não convencionais é apresentada na Figura 80.

Tabela 61. Capacidade Instalada da Geração Renovável na Índia

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidráulica <1 MW	60	61	61	62	62	62	62
Hidráulica 1-10 MW	992	1.078	1.117	1.156	1.167	1.173	1.173
Hidráulica +10 MW	34.255	35.595	36.393	36.880	38.342	40.236	41.566
Eólica	13.065	16.084	18.421	20.150	22.465	25.088	28.875
Fotovoltaica	37	563	1.277	2.269	3.144	5.271	9.658
Concentrated solar power		3	4	54	229	229	229
Biomassa	3.151	3.758	4.280	4.685	5.152	5.605	9.185
Total	51.560	57.141	61.552	65.254	70.560	77.663	90.748

Fonte: (IRENA, 2018)

Figura 88. Capacidade Instalada acumulada de ERNC na Índia



Fonte: (IRENA, 2018)

11.4 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELA ÍNDIA

A Índia estabeleceu a meta de 175 GW para 2022, o que significa que a energia renovável contribuirá, então, com cerca de 20% do total consumido no país. Em junho de 2015, após revisão da “Missão Solar Nacional”, o governo elevou a meta de crescimento na capacidade instalada de energia solar de 22 GW para 100 GW em 2022, enquanto a eólica deve aumentar para 60 GW (IRENA, 2017). Existem também metas de 10 GW para biomassa e 5 GW de pequenas centrais hidrelétricas para o mesmo ano (CleanTechnica, 2015). Não existem metas para a energia heliotérmica (CSP) ou geotermal.

De acordo com a *Desert Power India*, o objetivo nacional é adicionar 455 GW de capacidade de energia renovável em 2050. Cerca de dois terços seriam instalados em regiões desertas no norte e oeste do país. O plano é usar entre 5% e 15% da área desocupada disponível nessas regiões para explorar o potencial de energia solar e eólica. O uso de 95% do potencial disponível em 10% da área seria equivalente a 271 GW da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica (FV) e 29 GW de eólica (IRENA, 2017).

Os objetivos subnacionais foram estabelecidos através das políticas de Cotas Obrigatórias de Renováveis existentes. Diversas cidades atribuíram também suas metas de participação de renováveis na geração elétrica, principalmente para a fonte solar.

Em termos de participação percentual na geração de energia elétrica, a meta da Índia pode ser traduzida em 40% até 2030, segundo a REN21 (2017). Este objetivo é bem ambicioso, uma vez que a Índia não classifica as usinas hidrelétricas com mais de 25 MW como fontes de energia renováveis, de modo que as que tem capacidade maior que 25 MW são excluídas da participação de renováveis e das metas nacionais. Segundo o *Global Energy Statistical Yearbook 2017* (Enerdata, 2018), as fontes renováveis na Índia geraram cerca de 15% do total da energia elétrica do país. A Figura 89 apresenta o progresso atual da participação de fontes renováveis na matriz elétrica em relação à meta estipulada para 2030.

Figura 89. Progresso das fontes renováveis de energia elétrica na Índia



Fonte: Baseado em dados do *Global Energy Statistical Yearbook* (Enerdata, 2018) e do *Renewables 2017 Global Status Report* (REN21, 2017)

11.5 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS

Apesar de manter-se rígido com seus objetivos políticos declarados, o governo indiano optou por manter certa flexibilidade em relação aos mecanismos de incentivos utilizados no país. No documento que guia a Missão Solar da Índia (MNRE, 2010), por exemplo, o governo pretendia adotar mecanismos baseados em Leilões de Energia quase que exclusivamente nas primeiras fases de implementação. Tais esquemas deveriam trabalhar em conjunto com mecanismos existentes para promover energias renováveis com base em Cotas Obrigatórias de Energia Renovável, Certificados de Energia Renovável e subsídios de capital e esquemas de depreciação acelerada.

Os desafios relacionados à conformidade das empresas de distribuição com as cotas obrigatórias de compra renovável e os efeitos associados ao mercado de certificados de energia renovável levaram os políticos, tanto a nível nacional como estadual, a recorrer inicialmente às tarifas *feed-in* (por exemplo, no estado de Gujarat) e, posteriormente, através de Leilões de Energia para contratar capacidade solar. Somente em 2017 a Índia realizou seu primeiro leilão eólico (IRENA, 2017d).

A Tabela 62 apresenta um resumo dos mecanismos de incentivo para a expansão das fontes renováveis e alcance das metas relacionadas na Índia. O detalhamento dos mecanismos diretamente ligados à expansão das renováveis na matriz elétrica é apresentado na sequência.

Tabela 62. Mecanismos de incentivo às fontes renováveis de energia na Índia

		Índia		
Políticas Regulatórias	Metas de Energia Renovável		R	
	Renováveis na INDC ou NDC		X	
	<i>Feed-in tariff</i> (FIT)	<i>Premium</i> (FIP)		R*
	Cota obrigatória de energia renovável			X
	<i>Net metering</i>			X*
	Obrigações em transporte			R
	Obrigações para aquecimento			X*
	Certificados de Energias Renováveis (REC)			X
	Leilões			H
	Incentivos Fiscais e Financiamento Público	Investimentos e créditos fiscais à produção		X
Redução de tributos em vendas de energia e outras taxas			X	
Pagamento pela produção de energia			X	
Investimentos públicos, empréstimos subsidiados, outorgas, ou descontos				R ⁶

X - Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* - Existe a nível regional (mas não nacional); N - Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R - Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O - Removida; R* - Revisada a nível regional; H - Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 - Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

Fonte: (REN21, 2017)

11.5.1 Tarifas *feed-in* (FIT)

Os mecanismos FIT e FIT *Premium* são implementados a nível estadual na Índia. As diretrizes nacionais foram emitidas pela CERC em setembro de 2009, com orientações sobre como as taxas FIT devem ser calculadas para projetos de energia renovável em que a comissão seja responsável pelo estabelecimento das tarifas. Normalmente, os mecanismos cobrem todas as tecnologias de energia renovável e devem ser revisados a cada três anos, embora a primeira revisão tenha sido realizada já em março de 2010. Para a fonte solar, os custos de capital de referência devem ser revisados anualmente.

Os regulamentos especificam os princípios financeiros ou os pressupostos de cada componente, alguns dos quais são específicos da tecnologia (por exemplo, custos de capital, juros sobre capital

de giro). Eles também permitem que certas tarifas específicas do projeto sejam determinadas para certos tipos de projetos (por exemplo, resíduos sólidos urbanos, energia solar híbrida, cerâmica solar e solar térmica), com diretrizes relevantes. A taxa de desconto utilizada na determinação da tarifa será o custo médio ponderado do capital. As tarifas são definidas como o custo nivelado de energia e são derivadas da vida útil específica de cada tecnologia. O período da FIT para a maioria das tecnologias de energia renovável é de 13 anos, estendido para 35 anos no caso de pequenas hidrelétricas (abaixo de 5 MW) e 25 anos para energia solar e solar heliotérmica.

Os regulamentos detalham os custos de capital e de operação e manutenção por MWh para várias tecnologias: projetos de energia eólica, hidráulica, solar fotovoltaica, solar heliotérmica, cogeração não fóssil e biomassa. Os custos de capital são ajustados anualmente através de um mecanismo de indexação. Para a energia eólica, a tarifa também varia com base na intensidade do recurso.

Assim como em muitos países, alguns estados da Índia fizeram cortes nas FIT. Em Tamil Nadu, por exemplo, a FIT para sistemas fotovoltaicos foi reduzida em 27% em abril de 2016 (PV Magazine, 2016), resultando em uma tarifa semelhante aos demais estados do país. As mudanças não afetam geradores cujas usinas iniciaram a operação antes desta data.

11.5.2 Cotas Obrigatórias de Energia Renovável (RPO)

Na Índia, os estados são responsáveis por elaborar e implementar as Cotas Obrigatórias de Energia Renovável (*Renewable Purchase Obligations* — RPOs). Os regulamentos de cada estado variam em termos de metas, escopo e execução. Segundo a BNEF (2017), na maioria dos casos, eles são pouco aplicados, mesmo quando há uma provisão de penalidade.

Na maioria dos estados, especificam-se os objetivos RPO em solares e não-solares. Os objetivos variam a cada ano e são aplicáveis normalmente às distribuidoras, aos consumidores livres e aos consumidores cativos.

As Cotas Obrigatórias podem ser cumpridas através das seguintes formas:

- 1) Geração e consumo de energia renovável ou Certificados de Energia Renovável (CERs);
- 2) Compra de energia renovável de outros geradores (desde que não reivindiquem CERs para tal geração);
- 3) Compra de CERs;

Os objetivos são aplicados no ano financeiro (1º de abril a 31 de março do ano seguinte). Alguns estados têm metas para tecnologias específicas de energia renovável, como a biomassa, definida em MW. Na maioria dos casos, os regulamentos mencionam que o regulador estatal de eletricidade

pode aplicar uma penalidade até o preço do CER por cada MWh de objetivos RPO não cumprimento.

11.5.3 Sistema de Compensação (*Net Metering*)

Não existe uma política nacional que regulamenta o *net metering* na Índia. Cada estado tem autonomia para implementar este mecanismo de incentivo que tem fomentado principalmente a tecnologia fotovoltaica. Enquanto na maioria dos estados o Sistema de Compensação funciona de forma semelhante ao Brasil, ou seja, o consumidor que possui sua usina de geração distribuída recebe créditos pela diferença entre a energia gerada e a energia consumida em sua unidade, em alguns estados indianos, como Delhi e Jharkhand, o crédito é fornecido para toda energia gerada.

Diversos outros fatores, como capacidade instalada máxima (MW) e limite percentual da energia injetada em relação à energia consumida da rede, também variam de acordo com a regulamentação estadual. Em relação à capacidade máxima instalada (MW), o limite estabelecido geralmente é de 1 MW, no entanto, alguns estados, como Madhya Pradesh e Goa, adotaram limites bastante inferiores, chegando a restringir as instalações a apenas 0,25 MW. A Tabela 63 apresenta as principais diferenças entre as políticas em diversos estados na Índia.

Tabela 63. Comparação das políticas de *net metering* nos Estados da Índia

State	Metering type		As a ratio of contract demand for the consumer	Absolute cap on project capacity, MW	Power injected into the grid as % of power consumed from the grid	Rooftop solar penetration at distribution transformer	Mandatory rooftop installation as per local building bye-laws	Ratio of capacity installed in last 12 months with net metering connection
	Net Metering	Gross Metering						
Andhra Pradesh			No capacity cap	1	NA	60%		
Maharashtra			100%	1	NA	40%		
Uttar Pradesh			100%	1	NA	15%		
Gujarat			50% (non residential), no cap for residential	1	NA	65%		
Tamil Nadu			100%	No cap	90%	30%		
Rajasthan			80%	1	NA	30%		
Goa			NA	0.5	30%	30%		-
Madhya Pradesh			100%	0.25	NA	15%		
Jharkhand			100%	1	NA	15%		-
Bihar			100%	1	90%	15%		-
Delhi			No capacity cap	1	NA	20%		

Fonte: (Bridge to India, 2017)

Cabe destacar a política de Instalação Obrigatória em Telhados de prédios públicos (*Mandatory Rooftop Installations*) apresentada na Tabela 63 para as cidades Delhi e Uttar Pradesh. Em Delhi, por exemplo, esta política foi introduzida pelo *Delhi Solar Policy* (DoP of Delhi, 2016), documento que promove as instalações solares em telhados através da combinação de metas de geração, regulação, obrigações e incentivos. Para atingir as metas estabelecidas pelo governo estadual, as edificações públicas com área útil e não sombreada de telhado maior ou igual a 500 metros quadrados são obrigadas¹² a instalar usinas fotovoltaicas com capacidade mínima pré-determinada em função¹³ do espaço disponível. Através de políticas como essa, Delhi conseguiu superar a meta estabelecida para 2016 de 35 MW de capacidade instalada fotovoltaica em

¹² A instalação deve ser concluída em até 5 anos. Não existe penalização prevista no caso de não cumprimento da obrigação. (Delhi Solar Policy, 2016, 2016).

¹³ Capacidade em kWp = (Área total não sombreada x 75%) / 12.

telhados, saltando de 7 MW, em agosto de 2015 (DoP of Delhi, 2016), para 35,9 MW, em dezembro de 2016 (MNRE, 2017).

11.5.4 Leilões de Energia

A Índia conseguiu, através do aperfeiçoamento das políticas de longo prazo, sucesso com leilão para projetos solares de larga escala e na escala de telhados. Em geral, o governo tentou e testou diferentes projetos de leilões e abordagens de implementação, focando principalmente em leilões de energia solar. Somente em 2017 a Índia realizou seu primeiro leilão eólico (IRENA, 2017d). AO país também experimentou diferentes mecanismos para atribuir pagamentos aos desenvolvedores do projeto. Nas primeiras iterações, as tarifas diferenciadas foram mesmo oferecidas, dependendo se os projetos se qualificavam para incentivos fiscais, como a depreciação acelerada.

Na prática, o mecanismo de leilão solar da Índia consiste em uma grande quantidade de programas a nível nacional e estadual. Vários estados (como Odisha, Chhattisgarh, Haryana e Uttarakhand) também realizaram leilões para quantidades menores. Durante o intervalo de três anos dos leilões de nível nacional, entre 2011 e 2013, os programas estaduais ganharam importância. Atualmente, os leilões estaduais e nacionais coexistem.

Facilidades na concessão de financiamentos, em particular das instituições voltadas para o desenvolvimento, como o Banco Mundial e o KfW, desempenham um papel cada vez mais importante na alavancagem do capital privado para o setor elétrico indiano. Além de investir em projetos de infraestrutura complementares (por exemplo, corredores verdes), essas instituições também estão fornecendo financiamento para o desenvolvimento de parques solares. Recentemente, o Banco Mundial aprovou US\$ 100 milhões em empréstimos para a *Indian Renewable Energy Development Agency Limited* para financiar os estados para o desenvolvimento de infraestrutura crítica para parques solares (IRENA, 2017b). Esse financiamento permite que os estados promotores de parques solares ofereçam terras e infraestrutura associada aos desenvolvedores a custos mais baixos e em tempo hábil, reduzindo assim as tarifas.

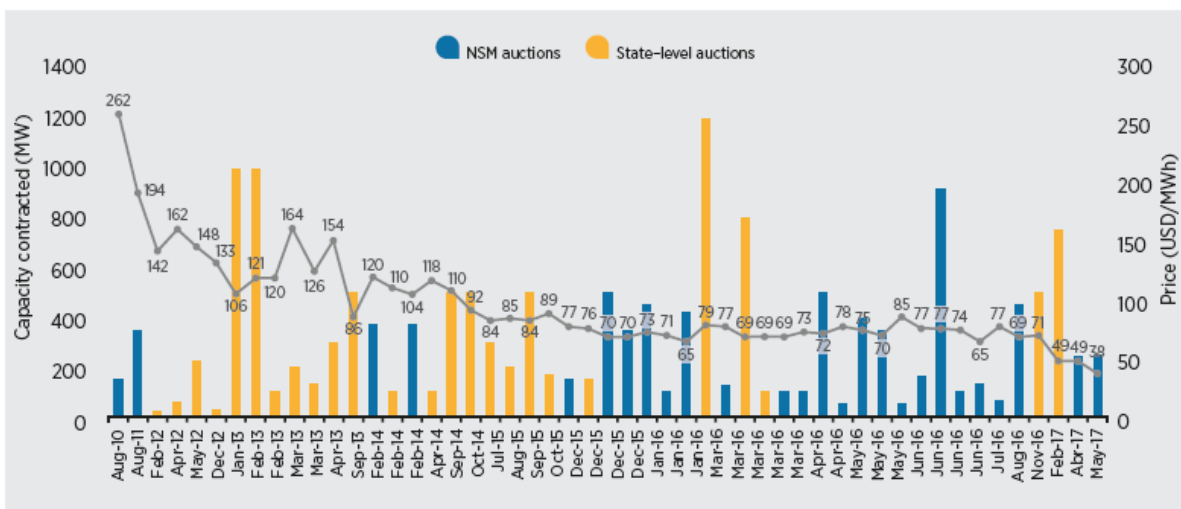
Os leilões indianos normalmente utilizam PPAs de 25 anos, sem cláusula de escalonamento. Isso torna difícil comparar os preços indianos com os preços internacionais, já que a não indexação pode fazer com que os preços percam valor ao longo do tempo, geralmente em detrimento do investidor. Em 2013, o estado de Uttar Pradesh ofereceu um PPA de 10 anos, em vez do típico contrato de 25 anos. Como o contrato de leilão perde valor ao longo do tempo, especulou-se que um PPA mais curto seria atrativo, pois permitiria que os geradores vendessem sua eletricidade no mercado spot mais cedo (os ciclos de reembolso da dívida geralmente são 10 anos). No entanto, o

alto risco associado a essa estratégia, aliado à situação financeira debilitada da concessionária estatal que funcionava como comprador de última instância, levou a preços relativamente mais elevados. PPAs com aumento de preços do contrato predeterminados foram implementadas em alguns leilões de nível estadual, incluindo Tamil Nadu.

11.6 EVOLUÇÃO DOS CUSTOS NA ÍNDIA

O mecanismo de leilão é o principal fator para a redução de custos e desenvolvimento do mercado local de renováveis na Índia. A maioria dos leilões realizados em 2016 ocorreu no âmbito do regime nacional. Alguns destes foram inovadores, pois visaram a instalação de usinas solares dentro de parques em localização especificamente determinadas. O último leilão do Parque Solar da Bhadla resultou no preço mais baixo da história até maio de 2017: 2,62 INR/kWh (38 US\$/MWh).

Figura 90. Capacidade contratada e evolução dos custos na Índia entre 2010 e 2017



Fonte: (IRENA, 2017b)

Nas próximas fases do desenvolvimento do setor solar indiano, espera-se que a Missão Solar Nacional permaneça sendo o principal direcionador, contando também com importantes contribuições de políticas estaduais. Espera-se também que os leilões cubram diferentes segmentos de mercado, desde parques solares de grande escala até instalações de média escala e instalações de telhado.

Para a tecnologia eólica, o leilão conseguiu também reduzir o preço da energia, quando comparada ao preço praticado por FIT estaduais. Em fevereiro de 2017, ocorreu o primeiro leilão eólico da Índia. A tarifa alcançada foi 3,45 INR/kWh, o que equivale a 51,3 US\$/MWh (Mahapatra, 2017).

11.7 SMART GRIDS NA ÍNDIA

Antes de iniciar dispendiosos investimentos em *smart grids*, a Índia precisa de grandes melhorias em sua sobrecarregada infraestrutura de rede elétrica. As perdas de transmissão e distribuição do país estão entre as mais altas do mundo, com média de 26% do total da geração de eletricidade. Quando acrescentadas as perdas não técnicas, como o roubo de energia, as médias totais chegam a 50% (IRENA, 2017).

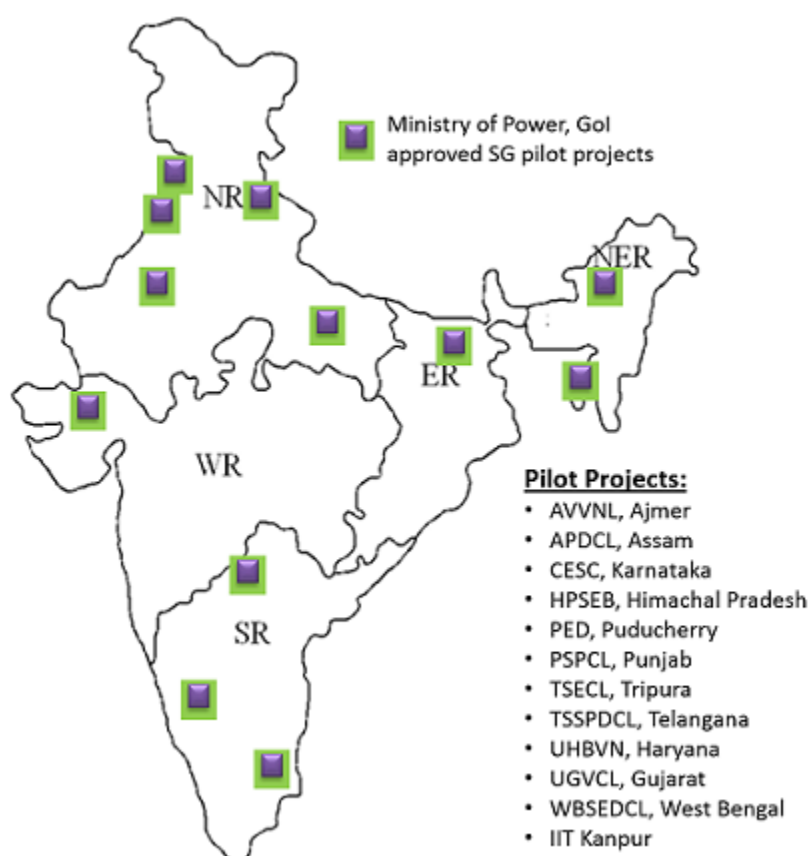
Segundo a Federação Indiana de Câmaras de Comércio e Indústria (2013), entre 2012 e 2013 os “apagões” causaram perdas equivalentes a 0,4% do PIB indiano. Eles ocorrem por conta do não atendimento da demanda máxima de potência do país e colocam as empresas indianas em desvantagem competitiva, uma vez que elas têm de utilizar baterias e geradores a diesel como backup da rede elétrica.

Os esforços para o desenvolvimento e implantação de *smart grids* na Índia são realizados através da Força-Tarefa para Smart Grid (*India Task Force Smart Grid — ISGTF*) e do Fórum *Smart Grid* da Índia (ISGF) desde 2010, sob a égide do Ministério de Energia. Devido às condições delicadas da rede elétrica indiana, o governo usualmente combina políticas de fomento à implantação de *smart grids* com medidas de manutenção da rede. De acordo com o ministério (2014), um Sistema Integrado de Desenvolvimento de Energia (IPDS) está sendo implementado com fundos para fortalecer redes de subtransmissão e distribuição em áreas urbanas, para medir e monitorar transformadores de distribuição urbana, alimentadores e consumidores, e para a permitir a implantação de painéis solares e redes inteligentes.

Durante a implementação de 14 projetos-piloto de *smart grids* em distribuidoras estatais, verificou-se a necessidade de esforços centralizados que demandavam um arranjo institucional abrangente, capaz de dedicar mão-de-obra, recursos e atenção organizacional que os levassem à frente. Desta forma, o *Roadmap* e a Visão para *Smart Grid* na Índia foram aprovados pelo Ministério de Energia em agosto de 2013, criando uma Missão Nacional para Redes Inteligentes (*National Smart Grid Mission — NSGM*) com recursos próprios, autoridade, autonomia funcional e financeira para planejar e monitorar a implementação de políticas e programas prescritos no *Roadmap*.

A Figura 91 apresenta os diversos projetos-piloto em desenvolvimento na Índia. Esses projetos estão em vários estágios de execução, alguns avançados na implementação e/ou em fase de conclusão. Ao longo dos anos, eles facilitaram o amadurecimento da indústria de redes inteligentes e proporcionaram grande conhecimento que pode ajudar a avançar o pensamento coletivo sobre o caminho a seguir.

Figura 91. Projetos de Redes Inteligentes na Índia



Fonte: (MoP, 2018a)

Segundo a minuta de 27 de junho de 2017 da Política Nacional de Energia da Índia (NITI Aayog, 2017), as redes inteligentes já foram implantadas em formato-piloto no país. Agora, a tecnologia será disseminada, de modo a fornecer um sistema eficiente de distribuição de eletricidade que também ofereça suporte à energia renovável. Soluções de tecnologia apropriadas podem ser necessárias, incluindo equipamentos adequados, e até mesmo os arranjos institucionais e de pessoal precisarão de uma atualização. É necessário criar Centros de Gerenciamento de Energia Renovável (REMCs) em todos os estados para lidar com problemas decorrentes de variabilidade da eletricidade.

A criação de uma série de Centros de Gerenciamento de Energia Renovável (REMC), propostos pelo Ministério da Energia, ajudará a integrar as energias renováveis à medida que sua penetração aumenta. Os REMCs custarão cerca de 4,09 bilhões de rúpias indianas (US\$ 63,5 milhões) e auxiliarão os atuais centros de despacho do país através do aprimoramento de previsão de geração renovável, monitoramento e gerenciamento das reservas de energia (Kenning, 2017).

Os REMCs da Índia utilizarão as tecnologias disponíveis para previsão e monitoramento de energias renováveis que operam com sucesso em países como Espanha, Alemanha, EUA, Dinamarca, Bélgica e Austrália. As funções dos REMCs incluem:

- prever a geração de energia renovável nos níveis estadual e regional;
- programar a geração renovável com monitoramento em tempo real e sistemas SCADA;
- coordenar com o centro de despacho de carga local.

A Power Grid Corporation (PGCIL) já trabalhou em projetos de centros de controle semelhantes e recebeu a função de implementação dos REMCs. Após a conclusão, a PGCIL entregará os centros de gerenciamento aos estados. Os projetos devem ser implementados até o fim de 2019 (Kenning, 2017).

11.8 CONCLUSÕES PARA A INDIA

Na Índia, os estados têm autonomia para elaborar políticas de incentivo para as fontes renováveis como o *net metering*, os leilões, e as Cotas Obrigatórias de Energia. Através do *net metering*, a maioria dos estados tem fomentado, principalmente, a tecnologia fotovoltaica (FV). Alguns estados, como Delhi, combinam este mecanismo com a política de Instalação Obrigatória em Telhados de prédios públicos para auxiliar o alcance das metas estabelecidas de capacidade instalada de tecnologia FV em telhados, uma vez que a viabilidade econômica para esta tecnologia em consumidores residenciais ainda não foi alcançada na maioria das regiões do país. Através de políticas como essa, Delhi conseguiu superar a meta estabelecida para 2016 de 35 MW de capacidade instalada FV em telhados, saltando de 7 MW, em agosto de 2015 (DoP of Delhi, 2016), para 35,9 MW, em dezembro de 2016 (MNRE, 2017).

A utilização de leilões para localidades específicas pode reduzir o custo da energia proveniente de fontes renováveis. O último leilão do Parque Solar da Bhadla, que resultou no preço mais baixo da história até maio de 2017 (38 US\$/MWh), ilustra bem essa possibilidade. Essa redução de custos ocorre principalmente devido à abundância de recurso solar da região estrategicamente escolhida para o leilão e a proximidade à rede de transmissão. Direcionar os empreendimentos para regiões

determinadas também pode contribuir para o balanceamento da rede de transmissão, reduzindo custos de adequação em todo o sistema de escoamento de energia elétrica do país.

Financiamentos oriundos de instituições de fomento, como o Banco Mundial e o KfW, podem desempenhar papel importante na alavancagem do capital privado para o setor elétrico de países em desenvolvimento. Recentemente, o Banco Mundial aprovou US\$ 100 milhões em empréstimos para a *Indian Renewable Energy Development Agency Limited* para os estados desenvolverem infraestrutura crítica para parques solares (IRENA, 2017b). Esse financiamento permite que os estados promotores de parques solares ofereçam terras e infraestrutura associada aos desenvolvedores a custos mais baixos e em tempo hábil, reduzindo, assim, as tarifas.

12 - ITÁLIA

A Itália possui o quarto maior mercado de eletricidade da Europa. O país continuou a avançar na liberalização do mercado de energia elétrica, bem como no desenvolvimento de infraestrutura para a rede elétrica. Embora a um custo elevado, o país integrou grandes volumes de energia renovável variável em sua rede de distribuição. Um mercado atacadista competitivo se desenvolveu, e os preços geralmente convergem em toda a Itália, alinhados com os preços de atacado da Europa. No entanto, de acordo com a IEA (2016), são necessárias mais reformas no mercado de varejo para que todos os consumidores se beneficiem.

12.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NA ITÁLIA

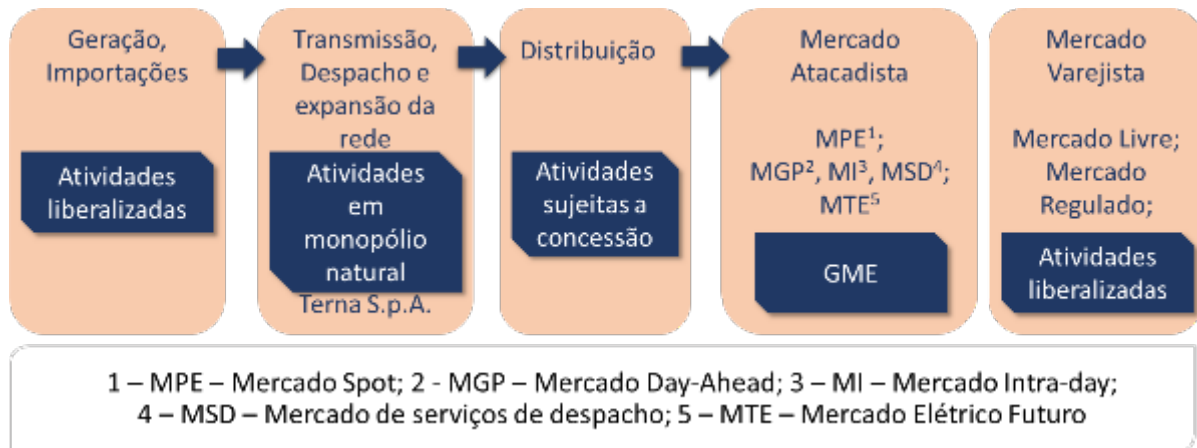
A seguir, na Tabela 64, são apresentadas as principais instituições que têm como função organizar o setor elétrico na Itália. Na sequência, a Figura 92 apresenta a estrutura do setor elétrico e seu mercado, elencando os quatro níveis: Geração e Importações, Transmissão & Distribuição, Mercado Atacadista e Mercado Varejista.

Tabela 64. Responsabilidades das organizações do setor energético na Itália

Instituição	Responsabilidades
Ministério de Desenvolvimento Econômico (MSE) e Ministério de Meio Ambiente, Território e Mar (MATTM)	O Ministério do Desenvolvimento Econômico (<i>Ministero dello Sviluppo Economico</i> — MSE) é o ministério responsável pela formulação e implementação da política energética da Itália. O Ministério do Meio Ambiente, da Terra e do Mar (<i>Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare</i> — MATTM) é responsável pela coordenação das questões de política climática. Também assina, em conjunto com o MSE, medidas políticas que promovem a energia renovável e a eficiência energética.
<i>Gestore dei Servizi Energetici</i> (GSE) S.p.A.	A GSE é a empresa que trabalha para a promoção do desenvolvimento sustentável através da qualificação de engenharia e técnica e verificação de plantas para cogeração renovável e de alta eficiência. Ela também fornece subsídios para a eletricidade produzida e introduzida na rede por essas plantas.
Gestor do Mercado Energético (<i>Gestore Mercati Energetici</i> — GME)	O GME foi estabelecido em 2001 no processo de liberalização do setor de energia promovido pelo Decreto Bersani. Juntamente com o <i>Acquirente Único</i> (AU) S.p.A. e <i>Ricerca sul Sistema Energetico</i> (RES) S.p.A. a GME é controlada pela <i>Gestore dei Servizi Energetici</i> (GSE) S.p.A., cujas

Instituição	Responsabilidades
	ações são integralmente detidas pelo Ministério da Economia e Finanças (MEF). A empresa opera de acordo com as diretrizes do Ministério do Desenvolvimento Econômico (MSE) e as disposições legais definidas pela ARERA. A GME administra o Mercado de Eletricidade, que é constituído pelo Mercado Spot de Eletricidade (MPE) — que inclui o Market Day-Ahead (MGP), o Mercado Intra-Day (MI) e o mercado diário de produtos (MPEG) — e o Mercado de Eletricidade Direita (MTE) (<i>Gestore Mercati Energetici</i> , 2016).
<i>Acquirente Único (AU)</i>	O AU é a empresa responsável por assegurar o fornecimento de energia elétrica a clientes de mercados protegidos. Após a evolução dos mercados de energia, as atividades da companhia foram ampliadas para beneficiar o consumidor final e os mercados, com a gestão do Escritório de Consumidores de Energia (<i>Sportello per il Consumatore di Energia</i>) e o Sistema Integrado de Informação.
<i>Ricerca sul Sistema Energetico (RES) S.p.A.</i>	A RSE é a empresa que realiza atividades de pesquisa no setor de eletricidade/energia, com especial referência aos projetos nacionais de interesse público financiados pelo Fundo para Pesquisa de Sistemas.
<i>Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)</i>	A regulação do sistema elétrico na Itália está a cargo da <i>Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente</i> (ARERA), uma entidade autônoma estabelecida em 1995 para regulamentar e controlar os setores de eletricidade e gás e que hoje incorpora a regulamentação também do setor de resíduos, sistema hídrico integrado e aquecimento urbano. No setor elétrico, a ARERA tem, essencialmente, a função de garantir a promoção da concorrência e da eficiência, definindo um sistema tarifário equilibrado, transparente e baseado em critérios pré-estabelecidos, promovendo a proteção dos interesses dos usuários e consumidores.
Terna	A Terna é a primeira operadora independente de rede de transmissão de eletricidade na Europa. A empresa possui a maior parte da rede de alta tensão da Itália. Atuando em monopólio natural, sua missão de serviço público é garantir a transmissão e despacho de eletricidade em todo o país. Cerca de 90% das atividades da Terna são realizadas no mercado regulamentado. Seu papel é crucial no funcionamento de todo o sistema.

Figura 92. Estrutura do setor elétrico na Itália



Apesar de todo o progresso positivo que a Itália fez em relação à governança do setor de energia, ainda há margem para continuar avançando. Os arranjos institucionais no setor permanecem complexos, e o controle reside em dois ministérios: o Ministério de Desenvolvimento Econômico (MSE) e o Ministério da Ambiente, Terra e Mar (MATTM). Embora as competências de cada um sejam claras, isso nem sempre é o caso entre as várias instituições que estão sob a égide dos ministérios. Apesar do progresso recente nas energias renováveis, eficiência energética e pesquisa, o desenvolvimento, gerenciamento e supervisão dessas políticas geralmente envolvem várias agências e instituições diferentes. Isso parece resultar em dificuldades de coordenação e custos de transação mais elevados do que necessário. No passado, surgiram medidas sobrepostas, que também mudaram várias vezes nos últimos anos. Isso contribuiu para a criação de uma regulação complexa e talvez desnecessária, criando incertezas para as partes interessadas do setor. A implementação da Estratégia Nacional de Energia em 2013, forneceu a oportunidade de abordar esses desafios de forma abrangente.

Além disso, o cenário político é ainda mais complicado pela reforma de 2001 da Constituição italiana, que deu maior poder político às regiões, impactando, sobretudo, as políticas de mudanças climáticas e eficiência energética, bem como o planejamento de infraestrutura, processos de desenvolvimento e consentimento. Embora algumas medidas tenham sido introduzidas para agilizar muitos dos processos afetados pela decisão de 2001, a IEA encoraja fortemente a cooperação entre as regiões e o governo federal, para assegurar a entrega dos objetivos contidos na Estratégia Nacional de Energia.

A Estratégia Nacional de Energia (2013), publicada pelo Ministério de Desenvolvimento Econômico (MSE), enviou forte sinal ao mercado e aos atores do setor quanto às intenções do governo a médio e longo prazos. Esse plano estabeleceu objetivos claros para 2020: reduzir os

custos de energia, cumprir metas ambientais, fortalecer a segurança energética e promover o crescimento econômico sustentável. O plano também identificou uma série de ações necessárias: metas claras para redução de emissões, energia renovável e eficiência energética. A necessidade de desenvolver mercados energéticos competitivos e modernizar a governança de energia também foi priorizada no plano. A IEA (2016) avalia positivamente o governo italiano não só pela adoção da nova estratégia, mas também pela maneira aberta com que se comprometeu com os atores do setor energético durante o processo de consulta.

O MSE e o MATTM publicaram a versão vigente da Estratégia Nacional de Energia (2017), que traz as metas para 2030 e a base para a gerenciar a mudança do sistema energético nacional.

12.1 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ITÁLIA

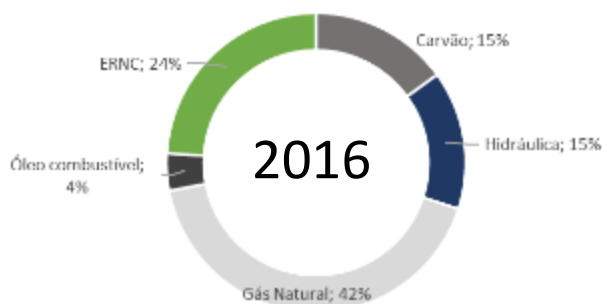
Tabela 65. Matriz de geração de energia elétrica na Itália (2016)

Fonte	%
Carvão	15%
Hidráulica	15%
Nuclear	0%
Óleo Combustível	4%
Gás Natural	42%
Biomassa e Resíduos	8%
Eólica	6%
Solar	8%
Geotérmica	2%
Total	100%

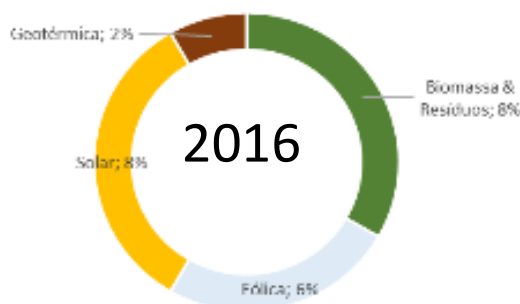
Fonte: (IEA, 2018)

Figura 93. Participação % na matriz de geração de energia elétrica na Itália (2016)

Participação % na matriz de geração



Participação ERNC



Fonte: (IEA, 2018)

12.2 ENERGIA RENOVÁVEL NA ITÁLIA

As fontes de energia renovável foram implantadas rapidamente nos últimos anos, superando os objetivos governamentais, principalmente no caso da solar fotovoltaica. Como resultado, a participação total das energias renováveis mais que dobrou de 7,9% no total de fornecimento de energia primária (TPES), em 2005, para 18,2%, em 2015 (IEA, 2016). O uso de fontes renováveis de energia cresceu em todos os setores: aquecimento e resfriamento, geração de eletricidade e transporte.

A expansão das fontes renováveis no país foi apoiada por uma série de diferentes mecanismos nos últimos anos. Eles mostraram diferentes graus de eficácia em termos de estímulo à implantação, ao mesmo tempo que traziam custos ao sistema. Como resultado, uma revisão abrangente dos esquemas de apoio foi implementada no início de 2013. O quadro geral, agora, foi harmonizado para todos os setores, incluindo a geração de eletricidade, aquecimento e resfriamento e transporte. No entanto, como consequência do legado de grande custo da implantação no passado, o suporte para a renováveis foi limitado, e não está claro como será mantido o incentivo à expansão (IEA, 2016).

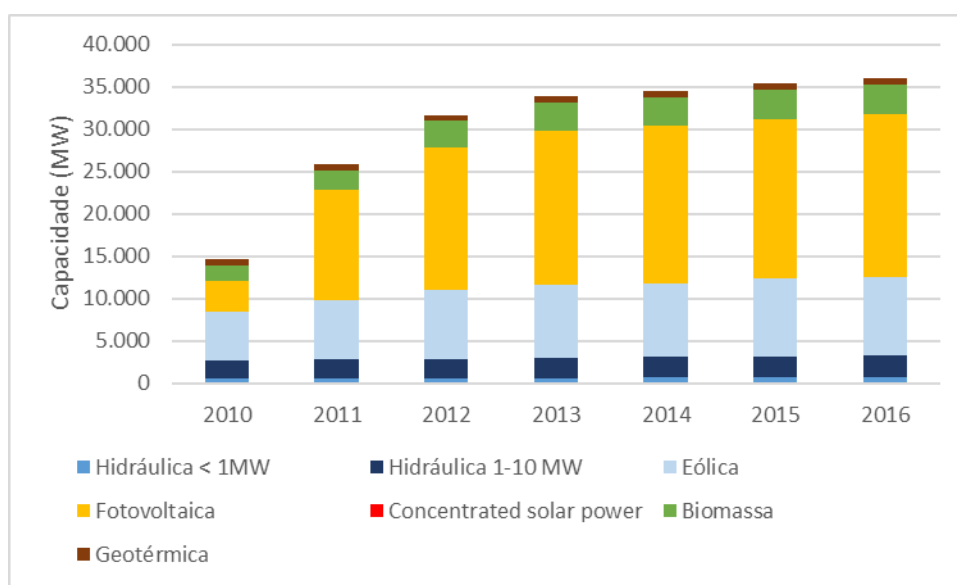
A evolução da capacidade instalada (MW) por fonte de energia renovável na Itália é apresentada na Tabela 66. E a das energias renováveis não convencionais (ERNC) no país está ilustrada na Figura 94.

Tabela 66. Capacidade Instalada (MW) da Geração Renovável na Itália

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidráulica < 1MW	509	548	569	621	654	697	740
Hidráulica 1-10 MW	2.155	2.271	2.335	2.413	2.432	2.511	2.550
Hidráulica 10+ MW	11.312	11.374	11.421	11.420	11.420	11.420	11.420
Eólica	5.794	6.918	8.102	8.542	8.683	9.137	9.257
Fotovoltaica	3.592	13.131	16.785	18.185	18.594	18.892	19.245
Concentrated solar power	5	5	5	5	6	6	6
Biomassa	1.827	2.262	3.178	3.344	3.359	3.367	3.418
Geotérmica	728	728	728	729	768	768	824
Maremotriz				0,2	0,2	0,2	0,2
Total							

Fonte: (IRENA, 2018)

Figura 94. Capacidade Instalada acumulada de ERNC na Itália



Fonte: (IRENA, 2018)

12.3 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELA ITÁLIA

Em 2011, a comunicação da Comissão Europeia *“Roadmap to a low carbon economy in 2050”*¹⁴ estabeleceu que as emissões de gases de efeito estufa (GEE) deveriam ser reduzidos em pelo menos 80% até 2050 em relação aos níveis de 1990, para garantir a competitividade e o crescimento econômico na transição de energia e para atender aos anseios do protocolo de Quioto. Em 2016, a comissão apresentou o *“Clean Energy Package”*¹⁵, que consiste em propostas legislativas para o desenvolvimento de Fontes Renováveis de Energia (FRE) e do mercado da eletricidade, a fim de melhorar a eficiência energética e definir a governança da energia na UE, com os seguintes objetivos até 2030: 27% de participação de FRE no consumo de energia e 30% de redução do consumo de energia primária e final, ambas em relação ao bloco. A Itália deverá apresentar à Comissão Europeia, em 2018, um plano de energia e clima como contribuição para os objetivos europeus comuns. Esse plano incorporará a Estratégia Nacional de Energia (2017).

Os principais objetivos e metas estabelecidos pelo MSE (2017) incluem reduzir o consumo final de energia para 10 Mtep até 2030, atingindo 28% de participação de renováveis no consumo total no mesmo período. A meta para a participação de renováveis na geração de eletricidade é de 55% até 2030, incluindo hidrelétricas de grande porte. Os objetivos incluem o fortalecimento da segurança energética do país, a expansão dos combustíveis renováveis e da mobilidade pública sustentável, e a desativação das usinas de geração de energia elétrica abastecidas a carvão até 2050. A Itália não possui usinas nucleares.

O país alcançou antecipadamente seu objetivo de participação de renováveis no consumo total de energia. Com o compromisso de atingir 17% de penetração até 2020, a Itália registrou, em 2015, participação de 17,5% de fontes renováveis no consumo primário de energia, o que inclui os setores de transporte, aquecimento e resfriamento e geração de eletricidade.

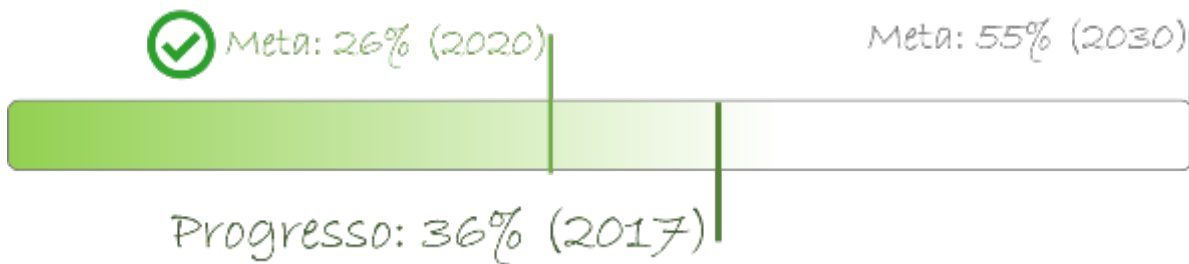
Considerando a participação de renováveis na matriz de geração elétrica, pode-se considerar que a Itália está à frente de seus compromissos, conforme apresentado na Figura 95. A meta de gerar 26% de sua energia elétrica a partir de fontes renováveis até 2020 (REN21, 2017) foi superada em 2015. Agora, a Itália se esforça para manter o alto nível de participação de renováveis em sua matriz elétrica. O país atingiu 39% da geração a partir dessas fontes em 2016 (IEA, 2018), mas reduziu para 36% em 2017 (Terna, 2017), principalmente devido à diminuição da fonte

¹⁴ COM/2011/0112 final/Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions — A Roadmap For Moving To A Competitive Low Carbon Economy In 2050.

¹⁵ COM(2016) 860 final/Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee, The Committee Of The Regions And The European Investment Bank — Clean Energy For All Europeans.

hidráulica, que caiu de 43,7 TWh para 37,5 TWh no período (incluindo hidrelétricas de grande porte).

Figura 95. Progresso das fontes renováveis de energia elétrica na Itália



Fonte: Baseado em dados do Renewables 2017 Global Report (REN21, 2017), da Terna (2017) e na Estratégia de Energia da Itália (Ministero dello Sviluppo Economico, 2017)

A redução da geração a partir de hidrelétricas de grande porte, causada principalmente pelo regime hidrológico adverso, reforçou a importância da participação das Energias Renováveis Não Convencionais (ERNC). Segundo o relatório *Comuni Rinnovabili 2017* (Legambiente, 2017), a contribuição das ERNC (biomassa, fotovoltaica, eólica, geotérmica, hidrelétrica de pequeno porte) aumentou de 2,6% do consumo total de eletricidade, em 2006, para 22,7%, em 2016, confirmando tendência de crescimento constante.

12.4 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS

Na Itália, os mecanismos de apoio para fontes renováveis de energia elétrica são gerenciados pela GSE. A energia proveniente dessas fontes é promovida, principalmente, por meio de uma combinação de tarifas FIT, FIT *Premium* e leilões. Também existem mecanismos de regulação tributária para investimentos em plantas de geração a partir de renováveis. Além disso, o GSE gerencia a venda de energia renovável sob encomenda, e as geradoras interessadas podem fazer parte do sistema de compensação.

Os operadores da rede são obrigados a dar acesso prioritário às usinas de energia renovável. E também a despachar prioritariamente a eletricidade gerada a partir dessas fontes. Os empreendimentos de renováveis podem solicitar aos operadores que expandam a rede se for necessário para a conexão de uma usina.

A Itália diferencia a fonte fotovoltaica em seus mecanismos atuais de incentivo. Isso ocorre devido ao grande incentivo a esta fonte no passado e a seus custos associados.

12.4.1 Tarifa *Feed-in* I (*tariffa onnicomprensiva*)

Todas as usinas de fontes renováveis, com exceção de fotovoltaicas, com capacidade instalada entre 1 kW e 0,5 MW, têm o direito de escolher a tarifa FIT I em alternativa à tarifa FIT *Premium* I. Dependendo do seu tamanho, as usinas podem acessar este mecanismo diretamente ou depois de se submeterem a uma listagem em um registro com limites de capacidade definidos por ano.

Neste mecanismo, a remuneração ao gerador é fruto da soma da tarifa FIT e do bônus que venha a ser atingido. As usinas são obrigadas a pagar taxas em caso de desequilíbrio, bem como possíveis despesas adicionais aplicadas pela GSE por vender a eletricidade no mercado intradiário. No caso oposto (possíveis receitas adicionais obtidas pela GSE), as receitas são transferidas de volta para a usina.

Os incentivos são fornecidos pela GSE ao gerador todos os meses, durante 15 a 20 anos, de acordo com a fonte. Os valores da tarifa *premium* também variam segundo a capacidade instalada e a fonte.

O GSE administra o Fundo para a Promoção de Plantas de Energia Renovável (*Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate*), que é composto por tarifas arrecadadas dos consumidores de energia elétrica. Esse fundo financia os custos decorrentes da tarifa *premium*.

A Tabela 67 apresenta as políticas de incentivos aplicadas na Itália. O país utiliza, simultaneamente, mecanismos de *net metering* e diversas combinações do FIT, conforme detalhado nos itens abaixo.

Tabela 67. Políticas e incentivos aplicados na Itália

		Itália	
		Metas de Energia Renovável	X
		Renováveis no INDC ou NDC	
Políticas Regulatórias	<i>Feed-in tariff</i> (FIT)	(FIP) Premium	X
	Cota obrigatória para energias renováveis		
	<i>Net metering</i>		X
	Obrigações em transporte de passageiros e carga		X
	Obrigações para aquecimento		X
	Certificados de Energias Renováveis (CER)		O
	Leilões		X
	Incentivos Fiscais e Financiamento Público	Investimentos e créditos fiscais para produção	
Redução de tributação em vendas de energia e outras taxas		X	
Pagamento pela produção de energia			
Investimentos públicos, empréstimos, subsidiados capital subsidiado ou descontos		R	

X – Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* – Existe a nível regional (mas não nacional); N – Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R – Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O – Removida; R* – Revisada a nível regional; H – Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 – Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

Fonte: (REN21, 2017)

12.4.2 Tarifa *Feed-in II (Ritiro Dedicato)*

Opção para as usinas fotovoltaicas de até 100 kW, o *Ritiro Dedicato* é o regulamento para a venda de eletricidade na Itália, mais que uma tarifa FIT “clássica”. A GSE atua como um mediador entre os geradores e o mercado e gerencia a venda da energia — assim, os geradores não precisam negociar individualmente. Esse sistema permite que as energias renováveis acessem o mercado indiretamente, de forma mais fácil.

Os geradores até certas capacidades (100 kW para FV e 500 kW para hidráulico; caso utilizem outros mecanismos de suporte até 1 MW para todas as fontes) podem escolher entre a tarifa mínima (*prezzo minimo garantito*) determinada pela autoridade de energia e os preços de mercado. As tarifas mínimas a partir de 2015 são calculadas e atualizadas de acordo com as fórmulas estabelecidas pela ARERA. Os valores da tarifa mínima garantida para usinas de renováveis com capacidade anual de eletricidade de até 1 MW para o ano de 2017 são

apresentados no quadro da comunicação emitida pela ARERA, de 27 de janeiro de 2017, e publicada no site da GSE. O *Ritiro Dedicado* não é elegível para plantas que se beneficiam do Sistema de Compensação (*Scambio sul Posto*), FIT *Premium I*, Leilões de Energia ou Tarifa *Feed-in I* (*Tariffa Omnicomprensiva*).

12.4.3 FIT *Premium I*

Todas as usinas, com exceção das fotovoltaicas, são elegíveis para receber esta tarifa FIT *Premium*. As instalações com potência instalada entre 1 kW e 500 kW têm o direito de escolher a FIT I (*tariffa onnicomprensiva*) em alternativa a *premium*. Esse mecanismo é alternativo a qualquer outro incentivo público como o *Ritiro Dedicado* e o *Scambio sul Posto*.

Os incentivos são fornecidos pelo GSE ao gerador todos os meses, durante 15 a 20 anos, de acordo com a fonte. Os valores da tarifa *premium* também variam de acordo com a capacidade instalada e a fonte.

O GSE administra o Fundo para a Promoção de Plantas de Energia Renovável (*Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate*), que é composto por tarifas arrecadadas dos consumidores de energia elétrica. Este fundo financia os custos decorrentes da tarifa *premium*.

12.4.4 FIT *Premium II* (*Conto energia per il solare termodinamico*)

Este mecanismo é semelhante ao FIT *Premium I*, porém exclusivo para a tecnologia heliotérmica.

12.4.5 *Net Metering* (*Scambio sul Posto*)

Na Itália, os geradores de energia renovável podem aderir ao sistema compensação de energia (*Scambio sul Posto*) se a capacidade da planta for de 20 kW a 200 kW (até 2007, era possível também para usinas inferiores a 20 kW). O princípio de *Scambio sul Posto* é semelhante ao sistema de compensação brasileiro, que se baseia na energia líquida consumida da concessionária. Sob o *Scambio sul Posto*, o operador da fábrica paga o fornecedor da eletricidade consumida, enquanto a GSE dá crédito à energia elétrica fornecida.

O mecanismo pode gerar um excedente de eletricidade em nome do consumidor. Mais especificamente, o proprietário dessa usina receberá uma compensação igual à diferença entre o valor da eletricidade injetada na rede (por exemplo, para instalações fotovoltaicas, a energia

alimentada durante o dia) e o valor da eletricidade consumida em um período diferente. Se for injetada mais energia do que consumida, os clientes têm direito a uma compensação econômica. Se eles alimentam menos do que consomem, a diferença está sujeita a um pagamento. Os operadores da usina recebem crédito pela eletricidade produzida. Diferentemente do sistema de compensação brasileiro, na Itália o saldo é calculado uma vez por ano, e os créditos gerados ficam disponível por período ilimitado.

12.4.6 Leilões de Energia

Os leilões reversos ou de lances mais baixos são aplicados para grandes usinas (≥ 5 MW, exceto hidrelétricas >10 MW e geotérmicas >20 MW), que devem apresentar uma oferta que indique reduções da tarifa base. Se os projetos atenderem os critérios de qualificação, eles são classificados apenas em termos de preço. Entre a comunicação do registro e a entrada em operação, o limite máximo de tempo depende da tecnologia da planta. Um atraso de até seis meses é permitido antes da perda o registro, mas uma penalidade de 0,5% por cada mês de atraso é aplicada à tarifa concedida. Depois de perder o registro, uma nova aplicação bem-sucedida leva, em qualquer caso, a uma tarifa reduzida em 15% no nível concedido, funcionando como uma penalidade para o empreendedor no leilão seguinte.

Os leilões na Itália são realizados por tecnologia específica, e seu histórico mostra que nem todas as tecnologias avaliadas tornaram-se atrativas para o mercado. Conforme apresentado na Tabela 68, enquanto a energia eólica *onshore* tem apresentado grande concorrência e propostas de projetos, para as tecnologias eólica *offshore* e biomassa, as ofertas de projetos têm ficado aquém do desejado.

Tabela 68. Evolução de projetos apresentados pelo mercado X capacidade (MW) leiloada

Capacidade (MW)	2013		2014		2015		2016	
	Leiloada	Projetos	Leiloada	Projetos	Leiloada	Projetos	Leiloada	Projetos
Eólica onshore	500	442	400	1086	356	1261	800	1944
Eólica offshore	600	30	620	0	650	0	30	30
Biomassa	120	13	107	0	64	17	50	20

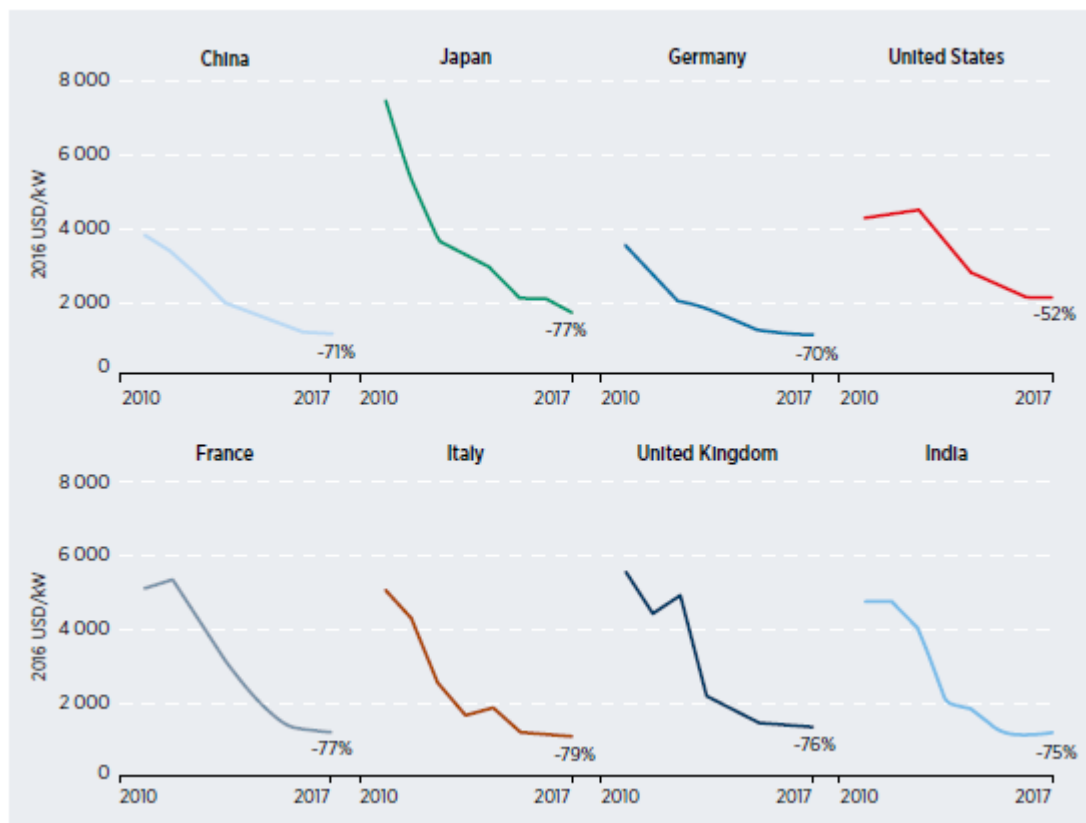
Fonte: (ECOFYS, 2017); (a2a, 2017)

12.5 EVOLUÇÃO DOS CUSTOS NA ITÁLIA

Assim como em diversos países do mundo, o custo da geração renovável na Itália vem caindo. Esta redução é comprovada pelos resultados dos leilões no país. Em 2016, a Itália concedeu 869,8 MW de capacidade renovável. Os potenciais desenvolvedores ofereceram descontos de 2% a 40% sobre o preço máximo de referência. Para a energia eólica *onshore*, 800 MW foram outorgados com 40% de desconto sobre o preço de referência, custando 66 €/MWh (69,3 US\$/MWh). Para a biomassa, foram outorgados 20 MW com desconto de 5,15% sobre o preço de referência, custando ao final 118,5 US\$/MWh. Para a energia eólica *offshore*, 14,3 MW foram outorgados com desconto de 2%, custando 169,8 US\$/MWh (IRENA, 2017b). O grande desconto concedido na energia eólica *onshore* pode ser atribuído à linha de aprendizado tecnológico e à escala de mercado, bem mais avançadas que no caso da energia eólica *offshore*, por exemplo.

Para usinas fotovoltaicas de grande escala, a Itália registrou uma das maiores quedas no custo de instalação do mundo. Com uma redução de 79% entre 2010 e 2017, o país ficou à frente de grandes potenciais mundiais, como EUA, China, Índia e Alemanha (ver Figura 96). Esta redução indica que os mecanismos de incentivos ofertados pelo país para esta fonte foram eficazes.

Figura 96. Evolução do custo para usinas FV de larga escala entre 2010 e 2017



Fonte: (IRENA, 2018)

12.6 SMART GRIDS NA ITÁLIA

A escalada da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis — impulsionada na Itália pela adoção da Estratégia 20-20-20 da União Europeia (redução de 20% nas emissões de gases de efeito estufa dos níveis de 1990, 20% da energia da UE produzida a partir de energias renováveis e 20% de melhoria na eficiência energética) — resultou em importantes consequências para a rede elétrica italiana. As fontes renováveis já cobrem 36% da geração nacional de eletricidade (Terna, 2017), e há mais de 550 mil *prosumers* (produtores e consumidores de eletricidade) conectados à rede.

Enquanto a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis alivia a Itália de sua forte dependência de fontes de energia estrangeiras, sua variabilidade causa desequilíbrio e desafios de gerenciamento para uma rede que foi projetada de acordo com os requisitos de um modelo de

geração centralizada. Portanto, o país busca promover a evolução da rede elétrica para melhorar a eficiência, a sustentabilidade e a segurança.

Com mais 35 milhões de medidores inteligentes instalados em casas e empresas em todo o país, a Itália tornou-se um líder mundial nesta tecnologia. Esses medidores inteligentes incluem uma ampla variedade de tecnologias e têm diversos usos, tais como medição remota, monitoramento de interrupção, detecção de fraude, comutação de fornecedores de varejo, cobrança de veículos elétricos e integração variável de fontes renováveis. Em 2015, cerca de 709 mil consumidores residenciais geraram sua própria energia a partir de usinas fotovoltaicas (GfK Belgium consortium, 2017), utilizando medidores inteligentes (2% do universo total desses equipamentos instalados no país) para gerenciar sua produção e monitorar o faturamento.

A Enel atende cerca de 86% da demanda elétrica e está envolvida em vários projetos de redes inteligentes, incluindo “*Electric Mobility*” e “*ADDRESS energia interativa*”, um projeto de grande porte financiado com apoio da Comissão Europeia para permitir a participação ativa de consumidores comerciais e de pequeno porte no mercado de energia. A Itália também fez parte do projeto de redes inteligentes Grid4EU, o maior já financiado pela União Europeia.

A maior parte dos medidores inteligentes foi instalada por meio do projeto de gerenciamento remoto “*Telegestore*”, desenvolvido pela ENEL em 2000. Estes medidores foram instalados pela Enel e outras distribuidoras, após serem fabricados principalmente na Itália e na Europa. Trinta e três milhões desses medidores foram instalados em 2006 e, agora, estão chegando ao fim de seu ciclo de vida, que é de 10 a 15 anos. AEEGSI aprovou, recentemente, o plano da Enel sobre a substituição nacional dos medidores antigos por novos, “mais inteligentes”, denominados *Open Meters*. Espera-se que até 20 milhões sejam instalados; a meta é superar a marca de 40 milhões até 2031. A ENEL substituirá os mais velhos medidores de baixa tensão conectados a sua rede, independentemente de quem o provedor possa ser. Os novos *Open Meters* fornecerão intercâmbio de dados mais detalhado e frequente: os clientes poderão interagir com seus provedores para conhecer suas taxas de consumo em tempo real.

Os medidores inteligentes permitem que as concessionárias coletem dados em tempo real sobre o consumo do cliente e gerenciem as redes remotamente, eliminando a necessidade de enviar técnicos e visitas dispendiosas por leitores de medidores. Esta redução de custo é considerada pelas concessionárias no cálculo do retorno do investimento de projetos de disseminação desses equipamentos. Para se ter uma ideia do potencial econômico, a Enel, que colocou 40 milhões de medidores em todo o mundo desde 2001, investiu € 2 bilhões (US\$ 2,6 bilhões) na instalação de 34 milhões de clientes próprios e, agora, economiza € 500 milhões por ano (Reuters, 2013). Para adotar sistemas de medição inteligentes que atendam os requisitos de eficiência energética estabelecidos pela União Europeia (Diretiva Europeia 2012/27/EU), incorporada à lei italiana

com o Decreto Legislativo 102/2014, a Enel deve substituir os medidores atuais por medidores da nova geração. O investimento da Enel destinado ao plano de 15 anos é de aproximadamente € 4,3 bilhões, dos quais € 1,3 bilhão para os primeiros 13 milhões de medidores em 2019 (Engerati, 2017).

Além de facilitar a penetração das fontes renováveis, uma rede inteligente promove a qualidade do serviço de distribuição e reduz custos do sistema no longo prazo. Entre 2001 e 2013, a ENEL estima que a qualidade do serviço — medida pelo número de minutos de interrupção por ano — melhorou 65%, enquanto as despesas de operação e manutenção diminuíram 40%, de € 80 para € 51 por cliente. Como resultado dessas e outras melhorias de eficiência, o componente das tarifas de varejo alocado aos custos de distribuição diminuiu 35% em relação ao mesmo período (IEA, 2016).

12.7 CONCLUSÕES PARA A ITÁLIA

Arranjos institucionais complexos no setor de energia com o controle distribuído em vários ministérios podem retardar o desenvolvimento das renováveis. Este é o posicionamento da IEA (2016) em relação à atuação do MSE e do MATTM na Itália. Embora as competências de cada um sejam claras, isso nem sempre ocorre nas várias instituições que estão sob a égide dos ministérios. Apesar do progresso recente nas energias renováveis, eficiência energética e pesquisa, os setores de desenvolvimento, gerenciamento e supervisão dessas políticas geralmente envolvem várias agências e instituições diferentes. Isso parece resultar em dificuldades de coordenação e custos de transação mais elevados do que necessário. No passado, surgiram medidas sobrepostas, que também mudaram várias vezes nos últimos anos. Isso contribuiu para a complexidade desnecessária e incerteza regulamentar para as partes interessadas do setor. A Estratégia Nacional de Energia, implementada em 2013 e atualizada em 2017, aborda esses desafios de forma integrada.

Mecanismos de incentivo como tarifas *feed-in* para pequenos geradores podem coexistir com o Sistema de Compensação — a Itália tem a FIT (*tariffa onnicomprensiva*) e o sistema *Scambio sul Posto*. Isso permite que o Estado coordene a expansão das fontes renováveis no sistema ao mesmo tempo que fornece liberdade para o mercado inovar em mecanismos de armazenamento ou compensação de energia baseados na atratividade do mercado e do Sistema de Compensação.

O sucesso atingido pelas políticas de FIT no desenvolvimento inicial da tecnologia fotovoltaica fica evidente pela continuidade das instalações mesmo após as reduções nestes incentivos. Entre 2015 e 2016, mesmo sem incentivos, foram construídas 180 mil usinas solares fotovoltaicas, totalizando 1.310 MW instalados (Legambiente, 2017). Isso ocorreu porque o fomento inicial coordenado pelo governo através da FIT possibilitou o amadurecimento do mercado e o ganho de

escala necessários para que a tecnologia fotovoltaica atingisse a viabilidade sem qualquer forma de incentivo.

Além de facilitar a penetração das fontes renováveis, uma rede inteligente (*smart grid*) promove a qualidade do serviço de distribuição e reduz custos do sistema no longo prazo. Entre 2001 e 2013, a Enel estima que a qualidade do serviço — medida pelo número de minutos de interrupção por ano — melhorou 65%, enquanto as despesas de operação e manutenção diminuíram 40% por cliente. Para se ter uma ideia da escala de economia, a Enel, que colocou 40 milhões de medidores em todo o mundo desde 2001, investiu € 2 bilhões (US\$ 2,6 bilhões) na instalação de 34 milhões de clientes próprios e, agora, economiza € 500 milhões por ano (Reuters, 2013). Como resultado dessas e de outras melhorias de eficiência, o componente das tarifas de varejo alocado aos custos de distribuição diminuiu 35% em relação ao mesmo período (IEA, 2016). Esta experiência demonstra que, apesar do elevado custo inicial para substituição dos medidores atuais por medidores inteligentes, a modernização da rede pode trazer uma redução de custos para todos os atores do sistema elétrico.

13 - MÉXICO

Atualmente, o setor energético mexicano encontra desafios crescentes de abastecimento e segurança no curto, médio e longo prazo. É fundamental que as ações tomadas tenham uma visão sistêmica, de maneira a garantir um equilíbrio entre a demanda e a oferta, em sintonia com o desenvolvimento econômico e sustentável que a população requer (SENER, 2015).

O desenvolvimento de qualquer setor da economia exige um planejamento estratégico, em que confluam todos os agentes envolvidos. O setor elétrico mexicano necessita de uma visão de política integral, incluindo as empresas de fornecimento público, os produtores independentes, as permissionárias privadas de energia elétrica, fabricantes de equipamentos, etc., e que interajam dentro de um marco que seja favorável aos investimentos e à livre competição.

Com o objetivo de atender esses objetivos, o México realizou, em 2013, a reestruturação do setor energético, conhecida como “Reforma Elétrica”, por meio de *La Ley de la Industria Eléctrica* (LIE), da *Ley de la Comisión Federal de Electricidad* (CFE), que redefiniu os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Em 2015, o Setor de Eletricidade foi consolidado com uma série de eventos, que foram o início do reforço e aperfeiçoamento do novo Mercado de Eletricidade Mexicano. Esses eventos fazem parte de uma nova estrutura do setor elétrico, que permitirá o planejamento estratégico visando a transição para um setor mais competitivo em escala internacional.

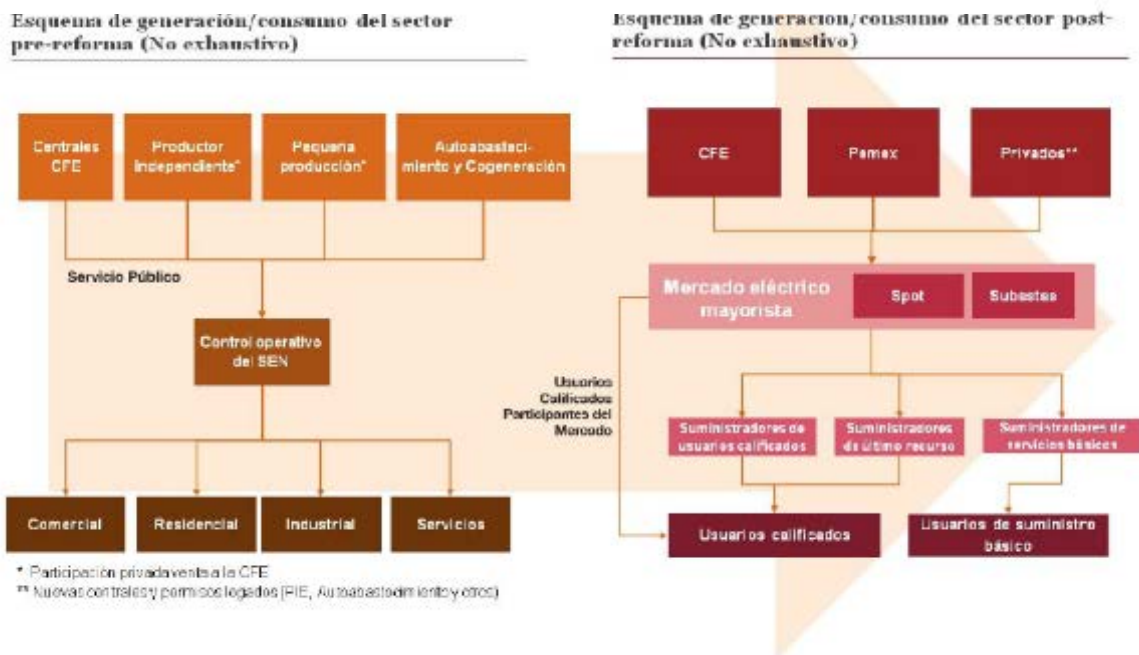
Em outubro de 2014, foram emitidas as diretrizes que estabelecem os critérios para a concessão de certificados de energia limpa e os requisitos para sua aquisição. Também foi estabelecida a transferência de ativos da *Comisión Federal de Electricidad* (CFE) para o *Centro Nacional de Control de Energía* (CENACE). Em 14 de dezembro, os critérios de interconexão foram simplificados e disponibilizados para consulta pública, reduzindo os prazos e os procedimentos (de 47 para apenas 9), para facilitar a interconexão de geradores privados com a rede elétrica nacional.

Em julho de 2015, foi apresentado o Programa de Desenvolvimento do Sistema Elétrico Nacional (PRODESEN), que contém o planejamento do Setor de Eletricidade com um horizonte de 15 anos e que é a base fundamental para o desenvolvimento desta iniciativa. Finalmente, em novembro, foi anunciado o primeiro leilão de energia, e a operação dos Certificados de Energia Limpa começaram.

Em setembro de 2015, as bases do mercado varejista foram publicadas no Diário Oficial da Federação, no qual são definidos os direitos e obrigações dos geradores, comercializadoras, transportadores e usuários qualificados do mercado regulado pela Comissão Reguladora de Energia e pelo CENACE.

Desde 2014, as reformas energéticas do México têm melhorado significativamente as perspectivas do setor elétrico no país, visto que se destinam a liberalizar o mercado de geração de eletricidade. Com a reformulação, a estatal *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), que possuía e operava anteriormente quase 100% das redes de transmissão e distribuição mexicanas, foi dividida em dez empresas. A reforma também criou um operador de rede independente, o CENACE, que controla um novo mercado atacadista e permite aos clientes comprar energia diretamente dos produtores, criando um mercado independente de produção de energia pela primeira vez no país. A CFE se transformou de um monopólio que atendia cerca de 40 milhões de clientes em uma empresa produtiva e competitiva num novo mercado.

Figura 97. Esquema de geração/consumo do setor elétrico no México antes e depois da reforma elétrica



Fonte: (PWC, 2014)

13.1 ORGANIZAÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO NO MÉXICO

A seguir, será apresentada a organização do setor energético no México, destacando as principais instituições e os papéis que cumprem dentro dos marcos definidos no país.

13.1.1 Responsabilidades das Instituições

São três os órgãos públicos importantes no setor elétrico mexicano após da reestruturação do setor energético de 2013: *Secretaria de Energia* (SENER), a *Comisión Reguladora de Energía* (CRE) e o *Centro Nacional de Control de Energía* (CENACE) (PWC, 2014). A seguir as principais responsabilidades destes órgãos.

Tabela 69. Responsabilidades das organizações do setor energético no México

Instituição	Responsabilidades
SENER	<ul style="list-style-type: none"> • Desenhar a política energética e o planejamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN); • Coordenar a avaliação do desempenho do CENACE e do <i>Mercado Eléctrico Mayorista</i> (MEM); • Estabelecer de critérios e requisitos em matéria de Certificados de Energia Limpa (CEL); • Coordenar e supervisionar a transformação da <i>Comisión Federal de Electricidad</i> (CFE) em empresa produtora do Estado.
CRE	<ul style="list-style-type: none"> • Regular e outorgar permissões de geração de eletricidade e modelos de contratos de interconexão; • Expedir e aplicar a regulação tarifária para a transmissão, distribuição, operação de serviços básicos, CENACE, entre outros. • Emitir as bases do MEM e fiscalizar sua operação; • Verificar o cumprimento dos requisitos em matéria de <i>Certificados de Energia Limpia</i> (CEL); • Estabelecer requisitos para fornecedores de usuários qualificados e manter o registro de ditos usuários; • Expedir a regulação em matéria de eficiência e qualidade no <i>Sistema Eléctrico Nacional</i> (SEM)
CENACE	<ul style="list-style-type: none"> • Cuidar do controle operacional do SEN; • Operar, rever e atualizar as disposições operativas do MEM; • Realizar os leilões para a celebração de contratos entre os geradores e a carga; • Orientar transmissoras e distribuidoras na celebração dos contratos de interconexão das centrais de geração e da conexão com os centros de carga; • Calcular os aportes que os interessados deverão realizar pela construção, ampliação ou modificação de redes quando os custos não sejam recuperados via tarifas reguladas e outorgar direitos financeiros de transmissão.

13.2 MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MÉXICO

A seguir, a matriz de geração mexicana é apresentada na Tabela 70.

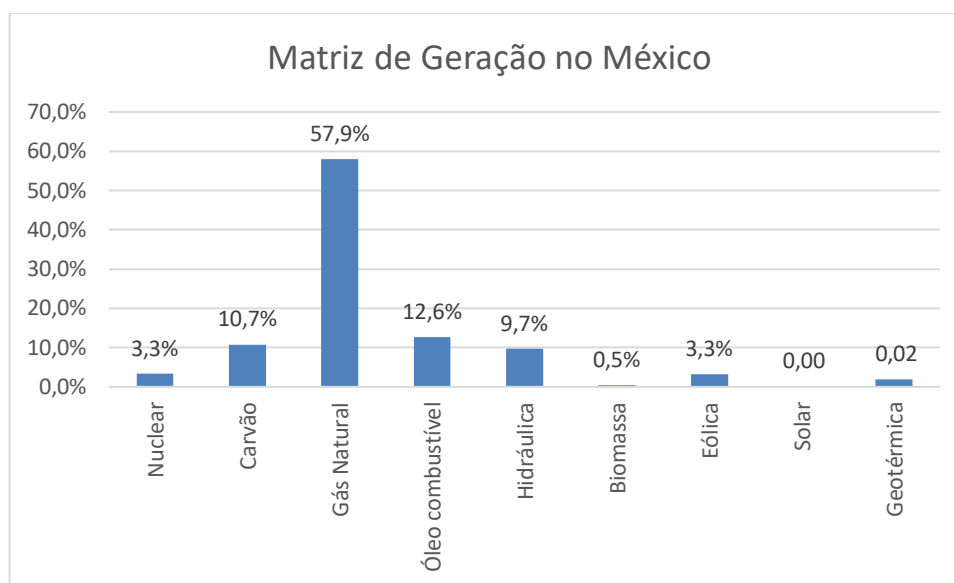
As fontes de geração baseadas em hidrocarbonetos são altamente relevantes para o setor elétrico mexicano: mais de 80% da geração tem origem em petróleo, carvão e gás natural.

Tabela 70. Matriz de geração de energia elétrica no México

Fonte	Produção de Energia (2016)		Capacidade Instalada (2016)	
	(GWh)	%	(GW)	%
Nuclear	10.570	3,31%	1,61	2,2%
Carvão	34.210	10,72%	5,38	7,3%
Gás Natural	185.000	57,95%	35,4	48,3%
Óleo combustível	40.340	12,64%	12,59	17,2%
Hidráulica	30.890	9,68%	12,59	17,2%
Biomassa	1.470	0,46%	0,889	1,2%
Eólica	10.460	3,28%	3,73	5,1%
Solar	160	0,05%	0,145	0,00
Geotérmica	6.150	1,93%	0,9	0,01
Total	319.250	100,00%	73,23	100%

Fonte: Dados de geração (IEA, 2018), dados de capacidade instalada (BNEF, 2018)

Figura 98. Participação % na matriz de geração de energia elétrica no México ano 2016



Fonte: Dados de geração (IEA, 2018), dados de capacidade instalada (BNEF, 2018)

13.3 ENERGIA RENOVÁVEL NO MÉXICO

De acordo com a publicação *Constructor Eléctrico* (Constructor Eléctrico, 2015), o México teria um potencial de mais de 10 GW de reserva geotérmica, sendo que 11% desse patamar já está totalmente provado.

Segundo estimativas da Secretaria de Energia, o México é um país com um alto potencial para a produção de energia a base de renováveis. Em dezembro de 2015, o senado aprovou a *Ley de Transición Energética*, que define que 35% da energia gerada em 2024 deverá provir de fontes renováveis. Segundo a lei, essa participação deverá aumentar para 60% em 2050.

O relatório anual de IRENA 2016 menciona que o México poderia gerar até 46% da sua eletricidade de fontes alternativas em 2030 e que, para atingir a meta, deveria gerar 26% de eólica e FV, 12% de hidrelétricas, 5% de geotérmicas, e 2,5% de biomassa. Caso atendidas as metas mencionadas, o México poderia reduzir em 62% as emissões de GEE, 21% o gás natural e 6% de petróleo.

13.3.1 Capacidade Instalada de ERCN no México

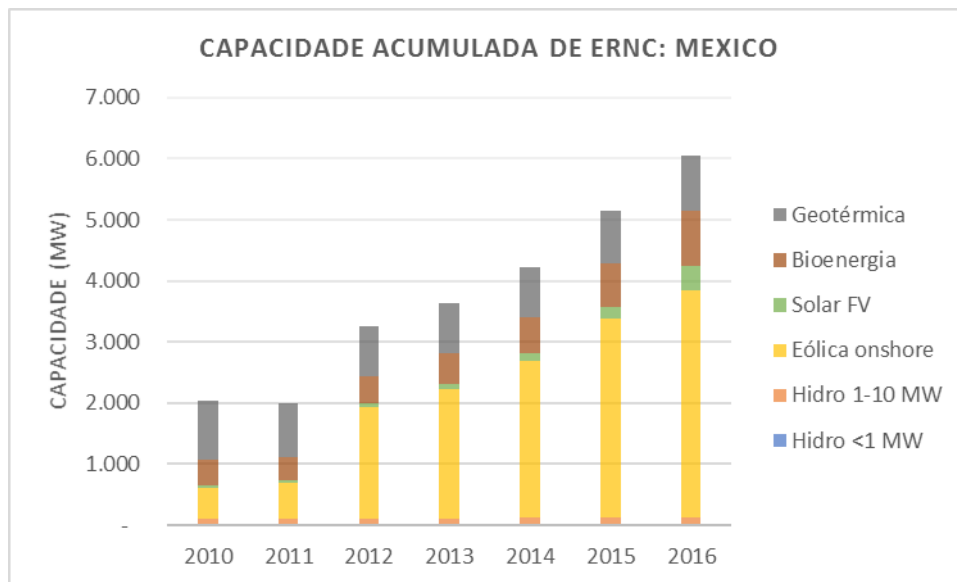
A seguir na Tabela 71, observa-se a matriz de renováveis no México, com predominância da fonte eólica *onshore*, com mais de 60% de participação na capacidade instalada no ano 2016.

Tabela 71. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW no México

Tecnologia	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidro <1 MW	3	3	3	3	3	3	3
Hidro 1-10 MW	98	94	108	95	117	115	115
Eólica <i>onshore</i>	519	601	1.815	2.122	2.569	3.271	3.735
Solar FV	29	39	60	82	116	173	389
Bioenergia	421	382	445	516	606	734	907
Geotérmica	965	887	824	823	813	854	909
Total	2.035	2.006	3.255	3.641	4.224	5.150	6.058

Fonte: (IRENA, 2018)

Figura 99. Evolução da Capacidade Instalada de ERNC em MW no México



Fonte: (IRENA, 2018)

13.4 OBJETIVOS E METAS DEFINIDOS PELO MÉXICO

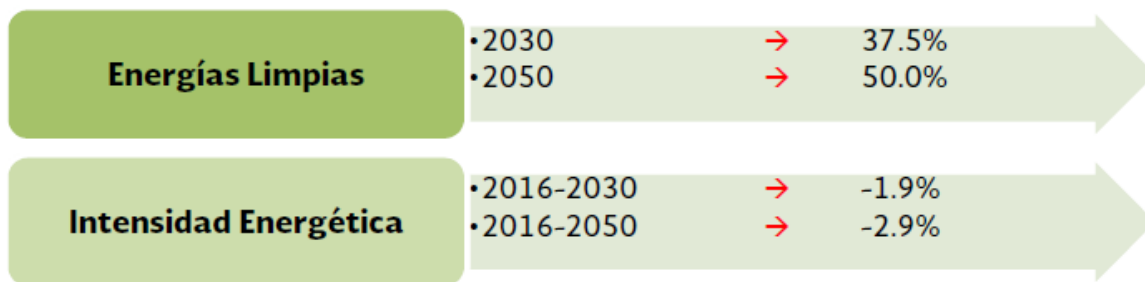
Para realizar o processo de transição energética e dar cumprimento aos objetivos, a *Ley de Transición Energética* (LTE) se apoia em estratégias, programas, medidas e políticas públicas que permitem aumentar a participação de energias limpas e o atendimento das metas estabelecidas.

Em particular, a estratégia aqui abordada é um instrumento de planejamento da política nacional de energia em matéria de energia limpas e eficiência energética. Essa estratégia está sujeita a um processo de melhoria contínua que inclui a avaliação de seus resultados parciais, a identificação de barreiras para atender os objetivos e de outras oportunidades de melhoria, e a adoção de medidas corretivas para o caso de alguns indicadores não atingirem os resultados planejados. A estratégia foi publicada em 2 de dezembro de 2016 e estabeleceu metas de maneira que o consumo de energia elétrica seja atendido através de um portfólio de alternativas que incluam a eficiência energética e uma participação crescente de geração com energias limpas, em condições de viabilidade econômica. Através das Metas de Energias Limpas e as Metas de Eficiência

Energética, a SENER promove que a geração elétrica de fontes limpas alcance os níveis estabelecidos na *Ley General de Cambio Climático* (LGCC) para a indústria elétrica.

A estratégia contém um componente de longo prazo (período de 30 anos), que define os cenários propostos para o cumprimento das Metas de Energias Limpas e da Meta de Eficiência Energética. Inclui também o planejamento de médio prazo (15 anos), que deve ser atualizado a cada três anos. A *Estrategía de Transición* proposta pelo México inclui, conforme apresentado na Figura 100, uma meta para a intensidade energética do país. Essa intensidade quantifica o montante de energia necessária para produzir uma unidade de riqueza; o cálculo considera o total de energia consumido no país dividido pelo PIB.

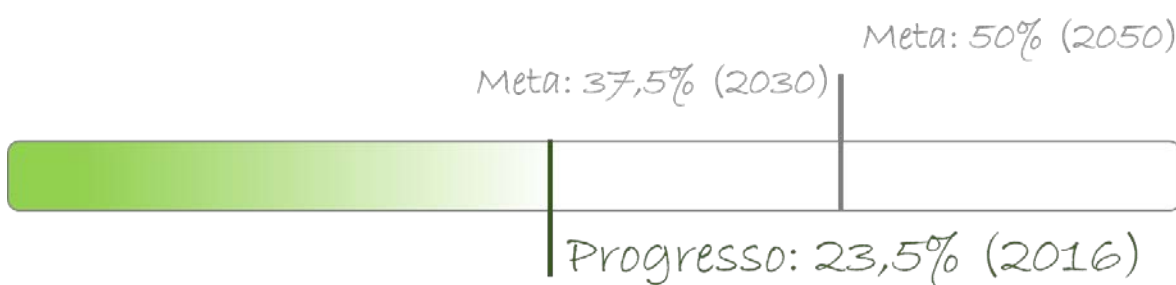
Figura 100. Metas definidas pelo México na *Estrategía de Transición*



(SENER, 2016)

Cabe ressaltar que a participação de renováveis no final do 2016 era de 23,51% (REN21, 2017).

Figura 101. Evolução das metas de renováveis definidas pelo México



Fonte: (SENER, 2016)

13.5 MECANISMOS UTILIZADOS PARA ATINGIR AS METAS NO MÉXICO

Nas seguintes seções serão apresentadas algumas iniciativas adotadas no país visando o incentivo para implementação de geração renovável. A seguir, na Tabela 72, é apresentado um resumo das políticas públicas e incentivos fiscais e de financiamento definidos no país. O México não estabeleceu em sua NDC, ratificada em 2016, meta para a participação de renováveis em sua matriz energética.

Tabela 72. Políticas e incentivos aplicados no México

		México		
Políticas Regulatórias	Metas de Energia Renovável		R	
	Renováveis na INDC ou NDC			
	<i>Feed-in tariff</i> (FIT)	FIP		
	Cota obrigatória para energias renováveis			
	<i>Net metering</i>		X	
	Obrigações em transporte de passageiros e carga		N	
	Obrigações para aquecimento			
	Certificados de Energias Renováveis (CER)			
	Leilões		H	
	Incentivos Fiscais e Financiamento Público	Investimentos e créditos fiscais para produção		X
Redução de tributos em vendas de energia e outras taxas				
Pagamento pela produção de energia				
Investimentos públicos, empréstimos, subsidiados, capital subsidiado ou descontos			X	

X - Existe a nível nacional (pode incluir também a nível regional); X* - Existe a nível regional (mas não nacional); N - Nova (uma ou mais políticas deste tipo); R - Revisada (uma ou mais políticas deste tipo); O - Removida; R* - Revisada a nível regional; H - Propostas realizadas em 2016, ou em anos anteriores; 6 - Inclui energia térmica (aquecimento e resfriamento)

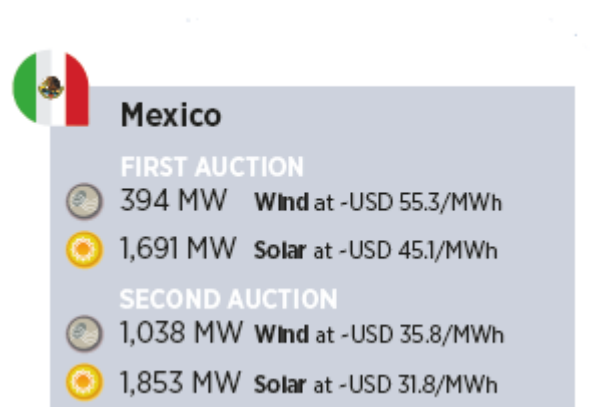
Fonte: (REN21, 2017)

13.5.1 Leilões de Renováveis no México

O México realizou leilões em março e setembro de 2016. Eles estavam vinculados ao mercado de eletricidade recém-reformado no país, que começou a operar em janeiro daquele ano. Embora os leilões permitiram a participação de diferentes tecnologias e vários produtos foram leiloados (eletricidade, capacidade firme e certificados de energia limpa), a energia eólica e a solar provaram ser extremamente competitivas. Em março, *Acciona* (Espanha) ofereceu 42,8 US\$/MWh

para energia eólica. No segundo leilão, sete meses depois, o recorde de preço da energia eólica na América Latina foi quebrado a 32 US\$/MWh, oferecido pela *Enel Green Power* (Itália). Enquanto isso, para FV solar, foi registrado 34,8 US\$/MWh na primeira rodada em março. Apenas algumas semanas depois, um leilão realizado no Peru confirmou que esses preços podem ser viáveis para as energias renováveis na região. Os preços da energia solar caíram ainda mais no segundo leilão no México, estabelecendo um recorde latino-americano, a 27 US\$/MWh, oferecido pela FRV (Espanha /Arábia Saudita) (BNEF, 2016a).

Figura 102. Leilões de energia eólica e solar realizados no México no ano 2016



Fonte: (IRENA, 2016)

Estimulado pela alta competição, crescente confiança dos investidores, desenvolvimento da indústria local e baixos custos de financiamento, os resultados recentes no México mostram uma queda média de preço de 33% entre os dois leilões realizados em 2016, com seis meses de intervalo.

13.6 SMART GRIDS NO MÉXICO

O México é considerado um dos principais mercados emergentes para a absorção de tecnologias de redes inteligentes. A reforma energética de 2014 melhorou significativamente as perspectivas no país, visto que pretendia alavancar o mercado de geração de eletricidade. A proposta de reformulação dividiu a estatal *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), responsável por operar quase toda a rede, e criou um operador de rede independente, a CENACE. Ao definir a responsabilidade da CENACE de controlar o mercado de atacado, a reforma criou um mercado independente de produção de energia.

A visão da CFE sobre redes inteligentes deve ser compreendida no contexto das mudanças produzidas pela reforma energética. Na CFE, houve esforços de modernização da rede durante os

últimos cinco anos através de pilotos de medição inteligente, sistemas de controle e automação e monitoramento, como a medição fasorial (PMU), e várias outras tecnologias.

Alguns projetos recentes incluem a instalação de 700 mil medidores inteligentes em 2015; uma nova meta de 2 milhões a serem implantados durante 2016, através da fase oito do programa de medição e de redução de perdas na distribuição; e um novo sistema de gerenciamento de energia (EMS) para ser adquirido pela CENACE. O cronograma para este último projeto ainda está em discussão. Em agosto de 2015, o México anunciou que iria investir US\$ 330 milhões no desenvolvimento de redes inteligentes nos próximos três anos. A expectativa era de que os investimentos em transmissão e distribuição de energia superariam US\$ 17 bilhões nos próximos 15 anos. O país previu até US\$ 62,5 bilhões em investimentos privados no setor de energia até 2018. Essa cifra inclui investimentos significativos em desenvolvimento de tecnologias para o segmento de energias renováveis.

A *Ley de Transición Energética* (LTE) indica que o Programa de Redes Elétricas Inteligentes deve identificar, avaliar, projetar, estabelecer e implementar estratégias, ações e projetos nesta área, entre os quais podem ser considerados (SENER, 2016):

- uso de tecnologia da informação e controle para melhoria da confiabilidade, estabilidade, segurança e eficiência da rede de transmissão e das redes de distribuição;
- otimização dinâmica do funcionamento da rede de transmissão e distribuição, e a integração de projetos de geração distribuída, incluindo os projetos de geração de renováveis;
- desenvolvimento e incorporação de controle da demanda e recursos derivados da Eficiência Energética;
- implantação de tecnologias inteligentes para medição e comunicação;
- integração de equipamentos e dispositivos inteligentes à rede de transmissão e distribuição;
- desenvolvimento de padrões de comunicação e interoperabilidade para os dispositivos e equipamentos conectados à rede, incluindo a infraestrutura que presta serviços a essas redes;
- informação para consumidores e opções para o controle adequado de seus recursos;
- desenvolvimento e integração de tecnologias avançadas para o armazenamento de eletricidade e tecnologias para atender a demanda máxima;
- identificação e utilização da capacidade de geração de energia subutilizada, para a substituição de combustíveis fósseis pela energia elétrica em sistemas de transporte, incluindo a recarga de veículos elétricos;
- promoção de protocolos de interconexão para facilitar que os fornecedores de energia possam ter acesso à eletricidade armazenada em veículos elétricos, para atender a demanda durante as horas de pico;

- identificação e redução de obstáculos à adoção de redes inteligentes e pesquisa sobre a viabilidade de avançar para um esquema de preços da eletricidade em tempo real ou por períodos de uso.

Figura 103. Integrantes do Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligente



Fonte (SENER, 2016)

13.7 CONCLUSÕES PARA O MÉXICO

O México reestruturou seu setor energético em 2013, com a “Reforma Elétrica”, que redefiniu os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. O país estabeleceu o objetivo principal de definir uma visão de política integral, incluindo empresas de fornecimento público, produtores independentes, permissionárias privadas, fabricantes de equipamentos e outros. Assim, esperava promover a interação desses entes de forma a favorecer investimentos e a livre competição no setor. Desde então, as perspectivas são de melhoras significativas: antes da reforma, o mercado de geração de eletricidade era altamente verticalizado.

O setor elétrico mexicano está atrelado às fontes de geração baseadas em hidrocarbonetos: mais de 80% da geração envolve petróleo, carvão e gás natural. A evolução das renováveis tem sido lenta. No entanto, a reestruturação começa a mostrar os primeiros resultados.

O México aderiu aos leilões de energia e, em março e setembro de 2016, realizou concorrências vinculadas ao mercado de eletricidade que havia começado a operar em janeiro daquele ano. Vários produtos foram leiloados: eletricidade, capacidade firme e certificados de energia limpa. E

as energias eólica e solar provaram ser competitivas. No segundo leilão, os preços da energia solar caíram o suficiente para estabelecer um recorde na América Latina, o que indica que esse mecanismo pode ser uma excelente ferramenta para deixar a matriz mais limpa.

O país estabeleceu um planejamento de longo prazo e definiu metas para atendê-lo, como, por exemplo, traçar uma estratégia de transição para promover o uso de tecnologias e combustíveis mais limpos. O México está iniciando seu caminho até as energias renováveis e tem grande potencial para se tornar um importante *player* neste mercado, pelo tamanho da sua população, sua economia e pelas diretrizes definidas pelos órgãos de planejamento.

14 - LIÇÕES APRENDIDAS E RECOMENDAÇÕES

No segundo semestre de 2017, foram inaugurados no Brasil os dois maiores empreendimentos de energia solar da América Latina. As iniciativas, uma no Piauí e outra em Minas Gerais, são de empresas estrangeiras que ganharam o direito de implementar e operar as usinas depois de vencerem leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em janeiro de 2018, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) anunciou que o país havia ultrapassado a marca recorde de 1 GW de capacidade instalada em projetos de energia solar em operação. De acordo com a entidade, apenas 30 países do mundo atingiram esta marca, que significa uma capacidade energética para abastecer 500 mil domicílios por um ano (Rocha, 2018).

Essas novidades sugerem que a energia solar finalmente começa a prosperar no país, depois de anos sendo vista, junto com a eólica, como algo secundário e extravagante, inclusive por governos que tinham nas hidrelétricas de grande porte seu principal paradigma de geração de energia. No entanto, segundo dados da EPE, em 2016, apenas 0,01% da energia gerada no país veio de fontes solares, o que faz dessa alternativa a menos consumida entre as renováveis (EPE, 2017).

Há, sem dúvida, uma tendência de crescimento na geração solar FV, a exemplo do que aconteceu com a eólica a partir de 2009. Em geral, o contexto é favorável às alternativas renováveis, especialmente porque o Brasil não tem construído grandes hidrelétricas e, também, pela vigência do Acordo de Paris.

Apesar do cenário promissor, esse ritmo de crescimento é explicado em boa parte pelo fato de existirem pouquíssimos sistemas fotovoltaicos instalados — são 23.623 unidades de micro e minigeração distribuída, longe dos líderes mundiais nessa fonte de energia. Pode parecer injusta uma comparação com países desenvolvidos como a Alemanha, com 1,5 milhão de sistemas, onde um potencial de geração de energia solar muito inferior ao brasileiro não impede que investimentos muito maiores sejam feitos há tempos. Mas, mesmo ao ser comparado a outras nações em desenvolvimento, o Brasil fica atrás de países como Índia e China (produzem centenas de vezes mais) e até mesmo de Chile, Tailândia e África do Sul.

Neste estudo, foi verificado que países como Índia e Estados Unidos promovem a instalação de geração distribuída, principalmente fotovoltaica, nas edificações de governo, como forma de apoiar o desenvolvimento do mercado e liderar pelo exemplo. No estado de Delhi, na Índia, a política de instalação obrigatória de painéis solares em telhados de prédios públicos foi introduzida pelo *Delhi Solar Policy* (DoP of Delhi, 2016) como forma de alcançar a meta estabelecida para 2016 de 35 MW de capacidade instalada fotovoltaica em telhados. Delhi superou esta meta atingindo 35,9 MW em dezembro de 2016 (MNRE, 2017), demonstrando a eficácia de políticas como esta. De forma semelhante, a Ordem Executiva 13693 (2015) estabeleceu metas graduais para a participação de renováveis no consumo elétrico do governo federal dos EUA. Com

a publicação do documento, a participação das renováveis saltou de 8,3%, em 2015, para 12,4%, em 2016 (DOE, 2017), superando a meta de 10% inicialmente estabelecida.

Analisando os países com maior aproveitamento da fonte solar, como Alemanha, Japão, China e Estados Unidos, verifica-se que os investimentos se baseiam principalmente em fortes políticas públicas de incentivos, como benefícios fiscais e eficientes mecanismos regulatórios.

No Brasil, a obrigatoriedade do uso de geração distribuída nas edificações públicas começa a ganhar força e ser discutida entre os parlamentares. O projeto de lei nº 253, de 2016, torna obrigatória a instalação de equipamentos de geração de energia por fontes renováveis em construções públicas ou financiadas com recursos públicos. De acordo com o texto, serão obrigadas a utilizar energia com essas características as edificações de prédios públicos quando submetidas a reforma, os imóveis alugados pelo poder público, os imóveis construídos para abrigar órgãos públicos e os imóveis residenciais novos do Programa Minha Casa Minha Vida. A aprovação desta lei seria bastante proveitosa para o Brasil visto que a instalação de fontes renováveis descentralizadas, seja em residências, em prédios públicos ou em outras edificações, reduz as perdas de energia nas linhas de transmissão e de distribuição, além de contribuir para a expansão do parque de geração de energia e a redução dos custos mensais com energia elétrica nestas edificações.

O Brasil adotou, nos últimos anos, diversas políticas de incentivo à fonte solar. A partir de 2014, foram realizados leilões de compra de energia específicos dessa fonte para os empreendimentos de geração centralizada e estabelecidos descontos nas tarifas de uso da rede. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, em conjunto com a Resolução nº 481 da Aneel definem o seguinte: (1) desconto de 80% na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (Tust) e na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (Tusd) para empreendimentos cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW e que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2017 (desconto válido nos 10 primeiros anos de operação); (2) o desconto passa a ser de 50% a partir do 11º ano de operação da usina solar e para empreendimentos que começarem a operar a partir de 1º de janeiro de 2018.

O espaço para expansão do setor é gigantesco, baseado na medição da irradiação solar do país (ou insolação), que só perde para a Austrália. Em comparação à Alemanha, um dos países de referência em termos de incentivo à geração solar, o Brasil fica em vantagem: o país europeu tem índice de irradiação equivalente a 900 e 1.250 quilowatts-hora (KWh) por metro quadrado (m²) por ano, enquanto no Brasil registra entre 1.500 e 2.400 KWh/m². A disparidade fica evidente quando se constata que a região brasileira com o menor índice de radiação é superior ao melhor cenário da Alemanha — é o Paraná, com 1.500 KWh/m² ao ano.

O mecanismo mais utilizado pelo Brasil para a expansão do setor FV são os leilões, que não têm mantido regularidade. O critério para aquisição de energia parece ser estabelecido a partir de uma visão de curto prazo, já que restringe a avaliação à situação conjuntural da demanda por energia, que inevitavelmente está relacionada a questões macroeconômicas do país. A variável de decisão para a aquisição de energia renovável nova deveria estar inserida em uma visão de longo prazo que contribua para atingir os compromissos assumidos pelo país e, ao mesmo tempo, incentive a criação de uma cadeia de fornecimento nacional.

O Chile que é um país quase 10 vezes menor que o Brasil, mas tem maior capacidade instalada de FV. O país atingiu esses números a partir de medidas como as cotas obrigatórias de renováveis para as *utilities* — exemplo que pode ser seguido pelo Brasil sem muita dificuldade. O regime de penalidades adotado pelo Chile é uma forma de garantir o atendimento das cotas. Cabe ressaltar que, até o momento, as cotas têm sido atendidas com folga. Um outro aspecto interessante das cotas é que elas podem ser definidas tomando como referência as metas do país, seja em um âmbito nacional ou internacional.

Para os empreendimentos de geração descentralizada, a chamada “geração distribuída”, o principal incentivo se constitui na edição da Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, que criou o sistema de compensação da energia para unidades consumidoras com geração de até 5 MW.

Nos primeiros anos de vigência da norma, observou-se um tímido crescimento da instalação de painéis fotovoltaicos em unidades consumidoras. Entretanto, a partir de 2014, verificou-se avanço na modalidade de geração. A ANEEL contabilizou 23.623 unidades de micro e minigeração distribuída, no Brasil, em fins de fevereiro de 2018. Este número vem crescendo em trajetória exponencial, já que o custo do investimento em sistemas fotovoltaicos residenciais é, hoje, inferior a 7.000 R\$/kW instalado. Ao mesmo tempo, sua expansão é impulsionada pelo elevado nível das tarifas finais de eletricidade no mercado regulado, em decorrência, principalmente, dos inúmeros encargos, subsídios e impostos, notadamente o ICMS, embutido nas faturas (De Castro, 2018).

Entretanto, é importante enfatizar que as unidades consumidoras dotadas de sistemas fotovoltaicos continuam fortemente dependentes da rede de distribuição, já que não existe aderência perfeita entre a geração de um sistema fotovoltaico e o consumo de eletricidade ao longo do dia.

Outro ponto importante é que a expansão da microgeração no Brasil impacta o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras. Trata-se da perda de receita das distribuidoras associadas diretamente à redução do seu mercado. Como o faturamento de uma concessionária de distribuição está diretamente relacionado ao volume de energia entregue aos consumidores, a redução do seu mercado, vinculada à difusão da geração fotovoltaica distribuída, resultará em

desequilíbrios econômicos e financeiros. De acordo com a regulamentação vigente, estes desequilíbrios deverão ser equacionados e reequilibrados nos momentos de revisão tarifária (De Castro, 2018).

Este consequente aumento tarifário determina dois efeitos. Por um lado, estimulará novos consumidores a adotarem sistemas fotovoltaicos, retroalimentando o processo em uma dinâmica conhecida como “espiral da morte”. De outro lado, determinará um impacto negativo sobre os consumidores com menor poder aquisitivo, criando um mecanismo perverso de subsídio cruzado, uma vez que os custos da rede que são evitados pelos consumidores com sistemas de microgeração distribuída serão necessariamente transferidos para os consumidores “sem painel” (efeito comumente tratado como *cost-shifting*). Um efeito colateral pode ser um aumento das perdas comerciais e dos índices de inadimplência.

No nível de baixa tensão, as empresas distribuidoras têm sua rentabilidade afetada diretamente pela geração distribuída à rede de forma intermitente (com predomínio da solar), sobretudo quando a cobrança é feita por *net metering* sobre tarifas monômias (R\$/kWh), que reduz a remuneração do investimento nas redes dessas empresas. Como na baixa tensão a tarifa é monômica, englobam-se os custos da energia comprada pela distribuidora e os do investimento, operação e manutenção da sua rede.

Apesar do grande receio entre os atores do setor em relação aos subsídios cruzados presentes no mecanismo brasileiro de *net metering*, seu impacto tarifário para os consumidores deve ser mínimo. A ANEEL (2017) estima que o aumento da tarifa de energia elétrica causado pela inserção de geração fotovoltaica distribuída seria de apenas 1,1% em média. Esse seria o valor acumulado no período de 2017 a 2024, e não anual. A ANEEL (2015) revela ainda que, mesmo no cenário de maior penetração de sistemas fotovoltaicos na geração distribuída, a redução acumulada da receita das distribuidoras não ultrapassaria 0,30%.

No Brasil, o impacto do *net metering* sobre a receita das distribuidoras é minimizado pelos valores mínimos de consumo mensal faturáveis, atualmente denominados de Custo de Disponibilidade. Estes custos, aplicáveis a consumidores de baixa tensão, são de 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) e 100 kWh (trifásico) e foram mantidos desde a sua instituição, em 1975 (Filho, 2013). Passados mais de 40 anos sem revisão, o Custo de Disponibilidade atual não reflete o real custo da distribuidora para manter conectados à rede os consumidores que possuam geração própria de energia.

Portanto, consumidores que possuam geração distribuída deveriam ser cobrados mediante tarifas binômias (R\$/kW + R\$/kWh) que reflitam sua contribuição em termos de energia gerada e,

eventualmente, cedida à rede, mas assegurem a remuneração das instalações cujo apoio lhes é indispensável para a continuidade de seu consumo.

Desta forma, é latente a necessidade de se reavaliar os impactos tarifários sobre os consumidores sem painel frente à evolução do mercado. Dada a experiência internacional recente, como se pode constatar em vários estados norte-americanos, serão necessários aprimoramentos e inovações regulatórias a fim de assegurar que a inserção do micro e da minigeração distribuída no sistema elétrico brasileiro ocorra de forma consistente, sustentável e neutra, como está previsto para 2019, pela ANEEL.

O sistema de compensação da Califórnia passou por um longo período de amadurecimento e foi remodelado para o atual *Net Energy Metering* (NEM). Após quatro anos de avaliação e diversas consultas públicas realizadas pela Comissão de Concessionárias da Califórnia (CPUC), o atual programa traz maior equilíbrio entre interesses dos consumidores participantes e não participantes do programa, pois as taxas inseridas refletem os reais custos dos sistemas geradores para a rede de distribuição. Estas taxas, cobrada aos participantes, evitam que os referidos custos sejam repartidos entre todos os consumidores da rede, incluindo os não beneficiados pelo NEM, como feito no passado. Isso ocorre sem a reversão dos benefícios dos consumidores que aderiram ao programa antes da modificação.

Na Itália, coexistem o mecanismo FIT (*tariffa onnicomprensiva*) e o sistema de compensação (*Scambio sul Posto*), demonstrando que as duas formas de incentivo podem ser utilizadas simultaneamente. Isso permite que o Estado coordene a expansão das fontes renováveis no sistema ao mesmo tempo que fornece liberdade para o mercado inovar em mecanismos de armazenamento ou compensação de energia baseados na atratividade do mercado e do sistema de compensação. Quando o mercado não é capaz de atingir a penetração desejada pelo governo, este lança mão de taxas atrativas de FIT associadas a um limite máximo de capacidade (MW). Assim, contrata o volume necessário ao alcance da meta planejada.

Mesmo com mudanças para o aprimoramento do *net metering* em vários dos países analisados, todos eles mantiveram os benefícios para aqueles consumidores que aderiram aos programas de incentivo antes da modificação da política, como no caso da Itália e da Califórnia. Isso evita a judicialização do setor elétrico e transmite para os investidores a segurança jurídica necessária para futuros investimentos, além de contribuir para o aumento da credibilidade do governo em relação a futuros programas.

A questão dos tributos aplicadas na modalidade de *net metering* implementada no Brasil é um assunto de relevância para seu sucesso em larga escala. Com relação à tributação estadual nas tarifas de energia elétrica (ICMS), reconhecem-se os grandes avanços ocorridos por meio do Convênio ICMS nº 16, de 2015, em que o Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz)

autorizou os estados a tributar esse imposto no consumo líquido das unidades consumidoras. Desde então, 21 estados aderiram ao convênio, tornando a fonte solar mais competitiva e incentivando sua expansão. É essencial que todos os estados sigam o mesmo caminho.

Os tributos federais incidentes sobre as tarifas de energia elétrica (PIS/Pasep e COFINS) também registraram significativo avanço com a edição da Lei nº 13.169, de 2015, que determinou a sua cobrança sobre o consumo líquido das unidades consumidoras. Entretanto, a isenção concedida não abrange as recentes alterações promovidas na regulamentação da ANEEL por meio da Resolução nº 687, de 24 de 2015, que permitiram a compensação por condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras) e consórcios ou cooperativas (geração compartilhada).

O Projeto de Lei de Conversão nº 29, de 2016, incluiu dispositivo que promovia tal adequação, de forma a isentar a cobrança dos tributos da parcela da energia consumida equivalente à injetada na rede por condomínios ou por consórcios. No entanto, tal dispositivo foi vetado pelo governo, sendo que o veto ainda precisa ser apreciado pelo Congresso Nacional. Estudo técnico encomendado pela Câmara dos Deputados (Nascimento, 2017) recomenda que, para contribuir com o desenvolvimento da fonte solar e tornar a legislação coerente com o modelo regulatório vigente, o veto deveria ser rejeitado (Nascimento, 2017) pelo Congresso.

Com o objetivo de segmentar as conclusões, recomendações e possíveis aprendizados que os países analisados possam trazer ao Brasil, as conclusões deste capítulo foram divididas em tópicos, apresentados a seguir.

14.1 PLANEJAMENTO

O atual século reflete o rápido desenvolvimento estratégico da política energética da China. Sob cunho geopolítico, os investimentos chineses em energia incluem projetos energéticos, parcerias e aquisições de empresas em outros países (especialmente na América do Sul e, sobretudo, no Brasil). A China, hoje, é um peso pesado no setor de energia global com um menu diversificado de fontes energéticas na sua matriz: petróleo, gás, carvão, nuclear, eólica e solar.

Mesmo sob pressão mundial para diminuição das emissões de CO₂, a China segue suas metas e produz e consome muito carvão. Essa fonte responde por cerca de 60% de sua matriz energética, contra 25% para a média mundial. Assim, os chineses também são campeões no quesito poluição do ar. Em certas cidades, a qualidade do ar é precária. Mas, para acelerar o crescimento econômico nas últimas décadas, o suprimento energético para atender à industrialização talvez tenha sido propositalmente planejado, em detrimento das consequências maléficas sobre o clima do planeta

e, até mesmo, sobre a saúde da população. Parece uma tática programada para uma primeira fase de desenvolvimento: crescimento econômico com altas taxas do PIB, forte industrialização e uso de fontes energéticas tradicionais, que, no caso, são altamente poluentes.

Em um segundo momento dentro de seu planejamento energético, a China investiu em energias renováveis. A produção de energia solar mais que dobrou em 2016, levando o país ao posto de maior gerador de energia solar em termos de capacidade instalada. A China é também líder mundial em termos de plantas instaladas de energia eólica. O resultado é que, hoje, os chineses são os maiores produtores e consumidores mundiais de energia.

Na Espanha, a atividade de planejamento tem papel importante na expansão das renováveis. O país tem gerado esforços estratégicos coordenados, que estão evidenciados em iniciativas como o *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España* (PANER) (Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio, 2010), criado pelo governo espanhol para atender os compromissos traçados junto à comunidade europeia. Outra iniciativa é o *Plan de Energías Renovables* (PER), para o período 2011-2020, que inclui a concepção de novos cenários energéticos e a incorporação de objetivos em conformidade com a Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009. Esta diretiva trata de promover a utilização de energia a partir de fontes renováveis e estabelece metas mínimas vinculativas para toda a União Europeia e para cada um dos Estados-Membros.

A Dinamarca elaborou um Plano de Ação para as energias renováveis (Klima-OG Energiministerirt, 2010), detalhando as medidas adotadas para garantir a redução no consumo e a expansão das energias renováveis até o ano de 2020.

No Chile, os objetivos estão listados no documento “Energia 2050: Política Energética de Chile” (Ministerio de Energia, 2015), publicado em 2015. Ele define como alvo a energia renovável (incluindo grandes hidrelétricas) visando atingir uma representatividade de 60% da eletricidade gerada em 2035 e 70% até 2050, contra os cerca de 40% daquele ano. O plano está alinhado com o compromisso da COP 21, no qual o Chile deve reduzir, até 2035, 30% das emissões de efeito estufa, em relação a 2007.

Outro exemplo significativo de como implantar estratégias de longo prazo para o setor energético é a Alemanha. O país conduz a Transição Energética (*Energiewende*), uma iniciativa de longo prazo para alcançar uma matriz energética mais limpa e eficiente. Esta iniciativa, mantida pelos diferentes partidos que assumiram o governo nos últimos anos, inclui metas ambiciosas para a eliminação progressiva do carvão e da energia nuclear e o desenvolvimento de energia renovável. Os principais objetivos incluem a utilização de fontes de energia renováveis por pelo menos 60% do consumo final de energia e 80% do consumo de eletricidade até 2050, bem como o fechamento das centrais nucleares até 2022.

A *Energiewende* auxiliará o país a aumentar sua segurança energética através da redução da forte dependência de importações de petróleo, gás natural e carvão. Pobre nestes recursos, a Alemanha teve que importar 97% do seu petróleo e pouco menos de 91% do seu gás natural em 2016 (BMW, 2017). Dependendo do país de origem destes recursos e da conjuntura geopolítica das regiões produtoras, a quantidade e o preço destas *comodities* podem variar significativamente. Reduzir esta dependência de importações coloca a Alemanha em uma posição mais confortável para negociar com os países exportadores quaisquer questões de cunho internacional, pois reduz o impacto causado por uma possível interrupção de fornecimento.

Com estratégias de longo prazo bem definidas, a Alemanha tem, com a expansão das fontes renováveis em sua matriz elétrica, a certeza da redução do custo da energia e, com isso, o aumento da competitividade de suas empresas a nível internacional. O aprendizado acumulado com o pioneirismo da utilização de tecnologias renováveis garante, para a Alemanha, posição de destaque no quesito de exportação de serviços de inteligência relacionados a estas tecnologias.

Entre os países analisados, a China traz exemplo significativo de como implantar estratégias de longo prazo para o setor energético sob o foco da segurança nacional. O Brasil pode aprender com os chineses e recuperar o espírito estrategista de longo prazo, que vise à segurança energética e à soberania nacional.

O Brasil tem uma tradição de planos de longo prazo que trouxeram resultados importantes ao longo dos anos. Além disso, tem grande potencial energético. Porém, nos últimos anos, as decisões no setor elétrico parecem ter buscado solucionar questões de curto prazo e sem amplos debates com todos os atores envolvidos. Não parece haver uma visão de Estado estratégica e de longo prazo.

Após as mudanças estruturais do setor elétrico nos anos 1990, o Brasil se dedicou a ajustar as regras de comercialização e a buscar recursos para cobrir rombos financeiros causados por fragilidades regulatórias. Mesmo no chamado “Novo modelo do setor elétrico”, estabelecido em 2004, as alterações ao modelo anterior não se constituíram em grandes linhas estratégicas; foram mais ajustes regulatórios.

No momento, a Nota Técnica “Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico”, que embasou a Consulta Pública nº 33, de 5 de julho de 2017, encerrada em 17 de agosto, é também um exemplo de proposta com pouco tempo de amadurecimento. Considerada como mais uma reforma no setor elétrico, constitui-se de novas regras regulatórias, incluindo a venda de usinas com reservatórios do Grupo Eletrobras.

Em tempos passados, o país traçava ações e planos estratégicos de desenvolvimento que se tornaram referências para pesquisas. A par de quaisquer controvérsias ideológicas, somavam-se experiências.

O setor energético tem experiência em planejamento. De fato, há quase trinta anos, os planos decenais constituem um dos principais instrumentos para a garantia do suprimento energético à sociedade brasileira, orientando ações e decisões tanto governamentais quanto privadas. Instituídos originalmente para ordenar os investimentos das empresas estatais, os planos decenais foram sendo adaptados à medida que o setor elétrico se abria para a participação privada. Além disso, desde 2007, a abrangência dos seus estudos foi ampliada, incorporando uma visão integrada da expansão da oferta e da demanda de diversos energéticos. Mais recentemente, a Política Nacional sobre Mudanças do Clima e a Contribuição Nacionalmente Determinada, assumida pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris, se impõem como novas condicionantes ao planejamento da expansão energética. Fica evidente, portanto, que o princípio fundamental a ser observado na elaboração dos planos decenais é o do contínuo aperfeiçoamento. O Brasil é reconhecido internacionalmente pela capacidade de gerir recursos energéticos renováveis, demonstrando que decisões estratégicas de política energética são essenciais para a obtenção de resultados no longo prazo.

Conforme indicam os resultados do Plano Decenal, a parcela renovável da matriz energética atingirá 48% ao final do período estipulado (2026), ao passo que 87% da produção de energia elétrica será oriunda de fontes renováveis. De modo a suprir o crescimento da demanda por energéticos e, ao mesmo tempo, manter o caráter renovável da nossa matriz, são esperados investimentos da ordem de R\$ 1,4 trilhões no período 2017–2026. Desse montante, destaca-se a expansão esperada de 11,8 GW para a fonte eólica e de 7 GW para a fonte solar-fotovoltaica.

As recomendações deste estudo em relação ao planejamento do setor energético de renováveis são:

- recuperar a tradição de planejamento do setor elétrico e incorporar a estratégia de energias renováveis de maneira clara e transparente nas ferramentas de planejamento de longo prazo, quantificando as contribuições na matriz energética por tipo de fonte. Os estudos que embasaram a NDC mostraram que o país seria capaz de chegar a 2025 com emissões totais (todos os setores) da ordem de 1,3 GtCO₂e (EPE- Empresa de Pesquisa Energética, 2017). É importante destacar que não foi definida uma distribuição de compromisso formal entre os diferentes setores econômicos, de forma que o país é livre para alocar seus esforços nas medidas que se apresentem mais efetividade em relação ao custo. Assim, as metas podem ser alcançadas por diferentes caminhos. Em relação ao setor elétrico, a intenção é atingir 45% de participação de energias renováveis no mix de energia até 2030;

- definir quantos MW de capacidade deverão ser instalados de energia solar FV, energia eólica, biomassa, heliotérmica, maremotriz, etc, para atingir a meta definida para o setor elétrico. Ao mesmo tempo deve ser definido claramente, qual o horizonte temporal em que está nova capacidade deverá ir sendo incorporada;
- introduzir a obrigatoriedade das metas, e caso não atendida, aplicar penalidades financeiras;
- distribuir as metas nacionais entre os agentes de geração e os grandes consumidores, definindo a obrigatoriedade de atender percentuais específicos, num horizonte temporal pré-definido;
- definir quais os mecanismos que permitirão atingir as metas de capacidade de renováveis. Por exemplo, quanto dessa meta será atendida por leilões de geração renovável centralizada e por certificados de energias renováveis, e qual deverá ser a contribuição da microgeração distribuída através do *net metering*, etc.
- garantir que não existirão restrições nos sistemas de transmissão para receber a nova capacidade instalada, através do planejamento integrado, tendo sempre em consideração que o tempo de maturação dos projetos de transmissão são, em geral, maiores que os de geração renovável;
- garantir o equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, de maneira que elas possam realizar investimentos necessários para garantir a operação robusta das redes num ambiente com forte presença de renováveis;
- avaliar a possibilidade de realização de leilões alternativos aos estabelecidos pela EPE para permitir que agentes que não estão atendendo as metas possam ajustar seus níveis de geração renovável;
- acompanhar as metas de renováveis previamente estabelecidas através de mecanismos de monitoramento e controle efetivos e periódicos. Foi observado que em vários dos países estudados as metas de renováveis são monitoradas e, quando não atendidas, são utilizados mecanismos alternativos como, por exemplo, leilões adicionais, específicos por tipo de fontes;
- realizar avaliações anuais de atendimento às metas;
- avaliar a criação de uma agência em eficiência energética e de fontes renováveis que seja responsável por impulsionar estes dois tópicos no país.

14.2 REDES DE TRANSMISSÃO

Em outubro de 2016, o atraso em obras de transmissão e a falta de apetite do investidor impossibilitaram o escoamento da geração de energia elétrica e, em certa medida, afastaram novos investimentos em renováveis. O ONS, mediante Nota Técnica, revelou que, em alguns estados, a rede de transmissão não tinha mais capacidade para escoar eletricidade de novos projetos. Ou seja, investimentos previstos para esses locais foram adiados até que novas linhas sejam licitadas.

A restrição atingiu Bahia, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, consideradas regiões de grande potencial eólico e solar. Diante da constatação da nota técnica, 758 projetos nos três estados ficaram de fora do leilão de geração previsto para dezembro desse ano. No total, esses empreendimentos somariam mais de 7.000 MW de energia (eólica e solar).

Essa situação já tinha acontecido poucos anos antes, quando vários projetos de energia eólica foram construídos e ficaram meses parados por atraso na entrega das linhas de transmissão. Para evitar a repetição do problema, o governo mudou a regra e, atualmente, só vão à leilão os parques que tenham parecer de acesso (que comprovem ter linha para escoar a energia).

A mudança, no entanto, não resolveu a grave crise do setor de transmissão de energia no Brasil. Além da frustração dos leilões de concessão, cujos lotes não tinham atraído o interesse do investidor, a derrocada da espanhola *Abengoa* piorou a situação. A empresa tinha uma série de projetos no Nordeste que atenderiam as novas usinas eólicas e solares.

É fundamental que o governo dê sinais claros que possam atrair investidores para a ampliação das linhas. O último leilão de transmissão, realizado em outubro de 2017 e que teve 21 dos 24 lotes arrematados, já mostrou uma mudança considerável e atraiu investidores. Isso porque foram aprimoradas algumas premissas do leilão e do retorno para o investidor. O aumento da Receita Anual Permitida (RAP), por exemplo, não equaciona totalmente o problema, mas foi um sinalizador positivo que trouxe investidores ao leilão. Os investimentos estimados são de R\$ 8,7 bilhões nos próximos anos, e as linhas de transmissão farão parte do Sistema Interligado Nacional (SIN). No total, foram arrematados 4,9 mil quilômetros de linhas de transmissão na Bahia, Ceará, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte e Tocantins.

Problemas de restrições na transmissão não são exclusividade do Brasil. Foram identificados também em algumas regiões da China, na Mongólia e no Chile. Na Dinamarca, o operador do sistema, *Energinet*, antecipa a interconexão de parques eólicos, baseado no plano de desenvolvimento de projetos em execução além dos projetos aprovados. Desta forma, o fortalecimento do sistema de transmissão é reforçado em paralelo ao desenvolvimento dos projetos, e não posteriormente.

As recomendações deste estudo em relação ao setor de transmissão são:

- iniciar o planejamento dos sistemas de transmissão antes da implementação dos projetos de fontes renováveis, visto que sua implementação demora mais que a de os projetos de energia eólica e FV, além de exigir maiores investimentos e apresentar maiores riscos. É necessário considerar não somente os projetos em execução como também os projetos aprovados;
- apresentar sinais econômicos que estimulem a participação de empresas de geração no segmento de transmissão. O “casamento” entre geração e transmissão faz sentido, mas há necessidade de segurança para o investidor;
- reforçar as interligações com os sistemas de transmissão vizinhos. Do ponto de vista estratégico, as vantagens são: aumento da segurança energética, melhor aproveitamento dos recursos naturais na busca de sinergia derivada da complementaridade hidrológica, de recursos e de carga, além da redução de custos de implantação e operação dos sistemas elétricos. Do ponto de vista operacional, pode mitigar os problemas da intermitência importando eventuais excedentes para compensar reduções de geração.

14.3 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A disseminação de sistemas de micro e de minigeração distribuída tende a induzir uma grande transformação no setor elétrico, desafiando fortemente o paradigma tradicional, marcado pela geração centralizada de eletricidade e por fluxos unidirecionais de energia. Nesse sentido, a microgeração e a geração fotovoltaica distribuída em particular, representam a descentralização da geração e a ascensão da figura do “prosumidor”, o consumidor que também produz eletricidade. No âmbito comercial, considerando que a diferença positiva entre a energia injetada na rede e a consumida gera créditos aos consumidores, o pagamento às concessionárias de distribuição passa a estar restrito à diferença entre o montante total de eletricidade consumido e injetado, com o patamar mínimo restrito ao custo de disponibilidade ou à demanda contratada, dependendo do grupo tarifário a que o consumidor pertence.

A implantação de GD massiva numa rede de distribuição não é trivial, visto que sua presença nas redes de distribuição de energia elétrica requer recursos e procedimentos operativos adicionais em relação às redes convencionais, bem como padrões de conexão e práticas de planejamento da expansão. Essa implantação não afeta somente a área de energia elétrica, mas também as áreas de telecomunicações, computação, automação, entre outras. Sistemas de telecomunicações

precisarão dar o suporte para sistemas de gerenciamento e controle, tratamento de dados, proteção dos sistemas, etc.. Além disso, são essenciais para sistemas de estabilização das demandas e tarifação que possibilitam a garantia de resposta à demanda adequada e o livre mercado para compra e venda de energia em tempo real por consumidores finais. Em resumo, a presença massiva de GD no sistema de distribuição requer uma rede muito mais sofisticada que em um ambiente tradicional de fluxo unidirecional.

Para lidar com a complexidade que a presença do “prosumidor” em grande escala causará na rede, é preciso se abordar o conceito de redes inteligentes, que podem coordenar as necessidades e capacidades dos ativos de geração, operadores de rede, usuários finais e partes interessadas no mercado de eletricidade para operar o sistema com a maior eficiência possível, minimizando custos e impacto ambiental, ao mesmo tempo que maximiza a confiabilidade, resiliência e estabilidade do sistema (Copenhagen Clean Cluster, 2017).

A Espanha tem desenvolvido grande expertise em renováveis. Suas empresas têm se expandido internacionalmente e são consideradas grandes *players* no setor de eólica, fotovoltaica e CSP. Grandes avanços têm sido evidenciados no desenvolvimento das redes de distribuição e seu novo papel num sistema com alta presença de renováveis. O projeto Redes 2025 é um exemplo importante de iniciativa de P+D+D (pesquisa, desenvolvimento e demonstração).

Nas últimas décadas, a Dinamarca tem desenvolvido experiência única na integração das renováveis no fornecimento de energia e, como resultado, hoje tem um mercado de eletricidade muito flexível. O país já gerencia a integração de mais energia eólica na rede do que qualquer outro no mundo.

Experiências entre os países analisados mostram que a implementação de redes inteligentes traz uma série de benefícios para o sistema elétrico, inclusive com a redução da tarifa para o consumidor final. Na Itália, entre 2001 e 2013, a qualidade do serviço — medida pelo número de minutos de interrupção por ano — melhorou 65%, enquanto as despesas de operação e manutenção diminuíram 40% por cliente, segundo estimativas da distribuidora Enel. Como resultado dessas e outras melhorias de eficiência, o componente das tarifas de varejo alocado aos custos de distribuição diminuiu 35% em relação ao mesmo período (IEA, 2016). Resultados de projetos-piloto na África do Sul demonstram que perdas elétricas podem ser reduzidas de 23% para 6%.

Mas, como foi detalhado na seção 3.7.4, além da complexidade técnica, uma das principais barreiras para implementação de redes inteligentes e melhoria da gestão dos fluxos bidirecionais é a econômica. Sendo assim, as recomendações deste estudo são as seguintes:

- de um ponto de vista conceitual, é necessária uma mudança de paradigma que permita que a remuneração de uma distribuidora não dependa da energia vendida ao consumidor,

e sim da remuneração da infraestrutura disponibilizada, ou seja da tarifa de fio. Do contrário, a geração distribuída continuará a ser uma iniciativa que contraria os interesses naturais das distribuidoras, que é vender energia ao consumidor final. Esforços regulatórios devem ser realizados para atender esse objetivo, que passa, entre outros aspectos, por uma maior liberalização do mercado energético no país, ou seja, a possibilidade de o cliente de BT ser um consumidor livre;

- a aplicação do mecanismo *net metering* não pode afetar o equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras e, em consequência, aumentar a tarifa de clientes que não possuem microgeração. Portanto, consumidores que possuam geração própria dessa natureza deveriam ser cobrados mediante tarifas binômias (R\$/kW + R\$/kWh) que reflitam sua contribuição em termos de energia gerada e eventualmente cedida à rede e assegurem a remuneração das instalações cujo apoio lhes é indispensável para a continuidade de seu consumo;
- os resultados dos projetos-piloto de redes inteligentes realizados no Brasil devem ser reunidos, avaliados e compartilhados. Deve ser reativado o projeto de redes inteligentes conduzido pela ABRADDEE (2013), com o objetivo de criar projetos de demonstração de resultados ou laboratórios “a céu aberto”, visto que a origem destes projetos é 100% de P&D;
- deve ser criado um plano de longo prazo de redes inteligentes brasileiras, que incorpore o aprendizado dos projetos de P&D e trace uma rota de implementação de tecnologias para um horizonte temporal pré-definido;
- a implementação das redes inteligentes deve priorizar: (1) a instalação de medidores inteligentes em escala maior que a de projetos pilotos, (2) a instalação de uma plataforma de comunicação que suporte estes equipamentos e que garanta a segurança cibernética dos dados;
- o regulador deve garantir a remuneração destes investimentos.

14.4 MITIGAÇÃO DA INTERMITÊNCIA E INTEGRAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS

Em momentos de grande oferta de energia renovável, como podemos esperar do ponto de vista econômico, a produção de eletricidade das usinas a gás e a carvão pode ser reduzida rapidamente a praticamente zero, cedendo espaço para a produção limpa. Essas usinas são consideradas bastante flexíveis e, frequentemente, são utilizadas como *back-up* para os momentos de baixa

geração renovável nos países analisados. Usinas nucleares e de lignito, no entanto, não têm a mesma flexibilidade e, normalmente, só reduzem parcialmente sua produção, causando excesso de oferta até que a demanda por energia aumente ou que se reduzam a geração das fontes variáveis (eólica e solar). Na Alemanha, o aumento da participação de fontes renováveis com geração de energia variável tem pressionado a rede de transmissão. Com cerca de 22,2% de geração de eletricidade oriunda de fontes eólica e solar (ver Figura 42), o país tem mostrado ao mundo que um grande nível de geração variável pode ser integrado ao sistema de transmissão sem causar problemas, graças a uma infraestrutura de rede robusta e a conexões internacionais. Além disso, os leilões introduzidos a partir de 2015 podem ajudar a controlar melhor as quantidades de renováveis contratadas do que outros mecanismos de suporte.

Por outro lado, a ausência de flexibilidade de geração das usinas convencionais na Alemanha, Dinamarca, Espanha e Itália tem resultado em excesso de oferta de eletricidade ao mercado e, conseqüentemente, na redução do preço de venda, atingindo em alguns casos preços negativos¹⁶. Dinamarca, França, Bélgica e Suíça registraram diversas horas com preços de energia negativos entre 2012 e 2014 (Think-Thank Renewables Energies, 2015). Em 2017, o mercado *spot* alemão registrou preços negativos durante 146 horas (Graichen, Sakhel, & Podewils, 2018). Isso ocorreu durante os períodos com grande oferta de energia eólica e solar nos países, enquanto suas usinas nucleares, movidas a lignito¹⁷, e de ciclo combinado (CHP) reduziram apenas parcialmente sua geração. Apesar do impacto na comercialização no mercado de energia, não foram registrados danos a rede elétrica destes países.

Para melhorar o controle de oferta e demanda de energia e evitar que preços negativos prejudiquem a evolução de tecnologias renováveis de geração variável, os países analisados trabalham para introduzir mais flexibilidade a seu sistema de geração elétrica. Estima-se que a Alemanha necessite de 20 GW a 25 GW de capacidade instalada flexível para responder adequadamente à variação da geração oriunda das fontes solar e eólica (Agora Energiewende, 2014). As opções de geração flexível encontradas na maior parte dos países avaliados neste estudo são baseadas em gás e carvão, que em momentos de grande oferta de energia renovável podem ter sua geração reduzida rapidamente.

Nos tópicos seguir, são apresentadas as principais recomendações para o Brasil.

¹⁶ Preços negativos registrados na Alemanha e Dinamarca. Itália e Espanha possuem limite mínimo de 0 €/MWh, o que impede a negociação a preços negativos.

¹⁷ Lignito ou linhito (em português europeu, lignite ou lenhite) é uma rocha sedimentar macia, marrom e combustível formado pela compressão de turfa. É considerado um carvão baixo devido a seu baixo poder calórico.

14.4.1 Integração Elétrica Regional

Como mencionado na seção 3.8.2, a interligação elétrica com outras regiões pode mitigar os problemas da intermitência importando eventuais excedentes para compensar reduções de geração local e evitar outros recursos de “backup”, mais onerosos. Sendo assim, a integração elétrica do Brasil com os países fronteiriços é uma das recomendações deste estudo. Existem três alternativas de integração regional que devem ser analisadas.:

Mercado do Cone Sul: entre os três mercados identificados, o Mercado do Cone Sul, que envolve Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai, é o que possui maior possibilidade de desenvolvimento no curto prazo. Esta possibilidade decorre da existência de interconexões e de aproveitamentos hidrelétricos binacionais entre estes países, bem como da proximidade dos centros de carga. Justamente o desenvolvimento destes potenciais binacionais propiciou o estabelecimento de relações bilaterais de longo prazo e a construção de estruturas de interconexão de alta capacidade. Existe ainda um grande potencial de desenvolvimento de fontes renováveis de energia situadas nos rios de fronteira (hidrelétricos) ou nas regiões fronteiriças (eólicos), cuja viabilidade dependerá da evolução da integração destes mercados. A existência de tratados bilaterais entre os países é um precedente significativo para o estabelecimento de uma abordagem multilateral para o tema (Jatobá, 2016).

As matrizes energéticas de Brasil e Uruguai são predominantemente hidráulicas e complementares a da Argentina, majoritariamente térmica (cerca de 56%). O Paraguai, pequeno consumidor, é um grande exportador de energia.

É necessária a evolução das regras para atingirmos condições necessárias para o estabelecimento deste mercado regional, que poderá vir a ser o primeiro a se estabelecer no continente.

Mercado Andino: em uma perspectiva de médio prazo, surge como possibilidade o desenvolvimento de um “Mercado Integrado Andino”, que envolveria os países desta região. Esse exemplo, ao contrário do anterior, avançou de forma mais significativa no estabelecimento de uma base de discussão multilateral. A Comunidade Andina de Nações (CAN), formada por Bolívia, Colômbia, Equador, Peru e Venezuela, atribui enorme importância ao setor energético e considera que a integração efetiva dos mercados energéticos sub-regionais, tendo possibilidades de integração na área de petróleo, gás natural e eletricidade, poderia ampliar a escala e melhorar a eficiência do negócio energético andino, sul-americano e até hemisférico. A Decisão CAN 536 de 2002 estabelece o marco legal para os intercâmbios de energia, tendo como objetivos consolidar um mercado integrado, otimizar os recursos em um mercado com critérios de benefício geral, priorizar transações de curto prazo, assegurar o livre acesso às conexões internacionais e criar um mercado comum para o intercâmbio com outros mercados. Perseguindo esse objetivo, criou-

se o Conselho de Ministros de Energia, Eletricidade, Hidrocarbonetos e Minas da Comunidade Andina, por intermédio da decisão 557 em 2003 (Jatobá, 2016).

Recentemente, um projeto estruturante do Banco Interamericano de Desenvolvimento vem promovendo o suporte técnico necessário ao desenvolvimento da integração elétrica do Chile, Colômbia, Equador e Peru, a partir do uso de recursos e benefícios econômicos para as partes envolvidas.

Esse mercado enfrenta desafios quanto à heterogeneidade das suas matrizes elétricas e dos sistemas de regulação dos seus respectivos mercados nacionais. A predominância da fonte térmica nas diversas matrizes elétricas, com exceção da Colômbia e do Equador, inibiu o estabelecimento de mecanismos de planejamento de longo prazo a exemplo dos que foram necessários ao desenvolvimento dos aproveitamentos hidrelétricos.

Em termos geográficos, a presença da Cordilheira Andina como eixo transversal da região também representa um obstáculo natural à construção de corredores de linha de transmissão para a interconexão dos países.

No contexto da formação deste mercado regional, a participação brasileira se dará com o avanço das discussões bilaterais com a Bolívia acerca do desenvolvimento do aproveitamento binacional situado no rio Madeira e da consequente integração elétrica entre os países.

Em comparação ao exemplo anterior, concluímos que a concretização desse mercado está em estágio menos avançados que o mercado do Cone Sul.

Mercado Setentrional: O mais incipiente dos mercados regionais em desenvolvimento no continente constitui-se daquele que abrange o Brasil, Guiana, Guiana Francesa, Suriname e Venezuela. Este deverá surgir da convergência de dois movimentos independentes que têm o Brasil como protagonista. O primeiro deles foi estabelecido através da interconexão elétrica entre o estado de Roraima (ainda isolado do Sistema Interligado Nacional — SIN) e a Venezuela. Essa interligação, inicialmente construída para reforçar o suprimento à capital Boa Vista com a geração hidrelétrica da usina venezuelana de Guri, fatalmente se tornará uma interconexão binacional com a futura integração de Boa Vista ao SIN, planejada para ocorrer em um futuro próximo.

O segundo movimento seria a interligação elétrica de Guiana, Suriname e Guiana Francesa com os estados de Roraima e Amapá por meio da construção de um eixo de transmissão elétrica denominado Arco Norte (Jatobá, 2016).

14.4.2 Complementaridade e o Planejamento

Este estudo recomenda que se procurem mecanismos que permitam a garantia da viabilidade econômica da expansão e da operação do sistema elétrico. Para que isso aconteça, o planejamento setorial deverá:

- avaliar o custo de complementar a instalação de usinas intermitentes com a de armazenamento no sistema interligado; de novas interligações regionais e inter-regionais; e de outras formas de mitigação da intermitência. Tais custos envolvem, além dos investimentos iniciais, os de operação e de manutenção de grandes quantidades de energia armazenada. No custo complementar, devem ser incluídas eventuais alterações no uso de reservatórios de regularização, existentes;
- repensar o modelo de operação do sistema elétrico brasileiro, passando do atual “parque gerador hidrelétrico complementado por termelétricas”, para um sistema “multiofertas”, com custos de operação extremamente flexíveis e características díspares entre as usinas geradoras. Esse é o desafio que se coloca para o planejamento da expansão da oferta, para a coordenação da operação interligada e para os agentes setoriais, atuantes num novo ambiente muito mais dinâmico, criativo e exigente.

14.4.3 Serviços Ancilares

Conforme mencionado na seção 3.8.4, qualquer sistema elétrico precisa garantir a segurança e a estabilidade na sua operação. Uma alternativa comum é por meio de serviços técnicos conhecidos como serviços ancilares. Em um sistema com alta presença de fonte renováveis, a necessidade de compensação para manter o equilíbrio permanente entre geração e carga se faz ainda mais latente. Na Tabela 73, são apresentadas as evidentes limitações das fontes renováveis, comparadas às fontes de geração tradicionais, quando se trata de fornecer, por exemplo, regulação de frequência ao sistema elétrico. Essas limitações das fontes solar FV e eólica, principalmente, exigem que estas compensações sejam obtidas usando outros recursos de regulação, aumentando o custo total da operação do sistema.

Tabela 73. Características para regulação por tipo de fonte de geração

Característica	Nuclear	Hídrica	Carvão	CCGT	Fuel Gás	Eólica	Solar FV	Heliotérmica	Cogeração

Regulação Primária	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO	NÃO	SIM	SIM
Regulação Secundária	NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
Regulação Terciária	NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	ALGUMAS
Fiabilidade Programação	ALTA	ALTA	ALTA	ALTA	ALTA	BAIXA	BAIXA	ALTA	ALTA
Controle de tensão	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	FAT.POT	FAT.POT	FAT.POT	FAT.POT
Estabilidade para queda de tensão	ALTA	ALTA	ALTA	ALTA	ALTA	MÉDIA	BAIXA	ALTA	ALTA

Fonte: (Pereira, 2011)

Em Pereira (2011), é relatado que, no mercado ibérico de energia (Espanha e Portugal), a intermitência crescente da geração tem aumentado a importância dos encargos dos serviços do sistema. Os dados demonstram que, em períodos de elevada geração eólica, é maior o volume de energia secundária e terciária demandada pelo sistema, provocando a elevação dos custos totais da operação do sistema. A situação das redes atuais e as tendências identificadas obrigam a repensar os mecanismos de remuneração existente.

Com reservatórios hidrelétricos com capacidade de armazenar cerca de 287 GWmed (Tancredi & Abbud, 2013) e capacidade instalada de biomassa equivalente a 14 GW (IRENA, 2018), o Brasil encontra-se em posição privilegiada para lidar com a variação de energia que será introduzida nos próximos anos pelas fontes eólica e solar. O país possui capacidade instalada hidrelétrica maior que Índia, Itália, Dinamarca, Alemanha, África do Sul e México combinados. A capacidade instalada de biomassa é cerca de 10 vezes maior que na Dinamarca. O país pode utilizar a geração flexível destas usinas como *back-up* em momentos de baixa geração eólica e solar.

Sendo assim, para melhorar ainda mais a situação dos serviços ancilares no Brasil, este estudo faz as seguintes recomendações:

- criar mecanismos que incentivem e recompensem a rapidez de resposta das centrais de geração (i.e centrais de partida rápida).

- criar mecanismos que garantam que os preços aplicados refletem o real valor da energia.
- realizar projetos-piloto, por meio do programa de P&D da Aneel, que avaliem o potencial de mercados de fornecimento de serviços ancilares, principalmente a nível de distribuição, no qual tende à concentração de microgeração intermitente nos próximos anos.

14.4.4 Armazenamento

O armazenamento de energia pode ser considerado uma forma de geração de *back-up* e deve ser vista como alternativa para a resolução dos problemas de intermitência causados pelas fontes renováveis.

Para o armazenamento de energia, fazemos as seguintes recomendações:

- definir, normas sobre a propriedade de ativos de armazenamento e criar uma nova figura: “o armazenador de energia”;
- as distribuidoras, visando à melhoria da qualidade de energia, poderiam lançar mão de ativos de armazenamento de energia em substituição, por exemplo, à expansão de transformadores em subestações;
- criar as condições regulatórias para estimular o crescimento do armazenamento de energia e criar um modelo de negócio sustentável;
- trabalhar em grande escala tecnologias de armazenamento com alta maturidade e baixo risco. Entre elas, estão as usinas hidrelétricas reversíveis, que por meio de um sistema de bombeamento permitem o reaproveitamento da água para armazenar energia e potência.

14.4.5 Programas de Gestão pelo Lado da Demanda

A Gestão pelo Lado da Demanda (GLD) é uma alternativa que pode ser intensificada no Brasil. Até agora, a grande maioria dos programas de GLD tem sido indireta, ou seja, a concessionária não tem controle sobre as ações do cliente.

Recomendamos as seguintes ações:

- implementar programas-piloto de GLD que permitam analisar, em ambiente controlado, a resposta de unidades de carga e geração a incentivos financeiros, de preferência em intervalos horários. Ou seja, bonificar cargas e pequenos geradores, quando esses permitem que a distribuidora varie seus níveis de demanda e geração;
- aproveitar projetos de *smart grid* já desenvolvidos no país pelas distribuidoras, especialmente aqueles que têm explorado as microrredes. Um ambiente deste tipo é ideal para testar mercados como o mencionado no item anterior. Programas-piloto são excelente início para a criação de um mercado nacional.

14.5 ALOCAÇÃO DE INCENTIVOS

A Dinamarca, que atualmente tem 29% da sua energia produzida a base de carvão, trabalha para transformar Copenhague na primeira capital neutra em carbono até 2025 e para se ver totalmente independente dos combustíveis fósseis até 2050. Para atingir os objetivos, as renováveis ganharam incentivos durante muitos anos, até ficar em condições de competir com fontes mais poluentes, como o carvão.

O caminho que a China tem trilhado é similar. Atualmente, 60% da energia do país é gerada por fontes a carvão, mas o sinal que o governo tem dado é claro: essa participação deve ser reduzida rapidamente. De fato, mesmo que os mercados internacionais ofereçam oportunidades para construtores chineses de capacidade tecnológica mais antiga, como o carvão, o investimento chinês em energia no exterior seguirá a tendência global para o aumento da capacidade de energia renovável.

Os números da IEA mostram que a capacidade de geração de energia renovável cresceu 165 GW em 2016, em comparação com 55 GW da capacidade a base de carvão. Está previsto que as renováveis vão contribuir com 60% das adições globais à capacidade de geração de eletricidade nos próximos cinco anos.

Na China, existem três tipos de indústrias: as chamadas encorajadas, restritas e proibidas. O fato de as indústrias de energias renováveis estar no primeiro grupo significa que, pelo interesse do governo, é possível contar com processo de aprovação mais simples, benefícios fiscais, subsídios e até mesmo condições especiais de financiamento.

Na Espanha, 72,3% da energia consumida é importada, valor que, em comparação à média da União Europeia, mantém uma diferença de quase 20 pontos percentuais. A balança comercial

espanhola é afetada pela variação do preço dessas *commodities*. Por esse e outros motivos, o setor de renováveis recebeu fortes incentivos econômicos de maneira a consolidar uma indústria respeitada internacionalmente.

O setor de energia é um dos mais estratégicos e competitivos para qualquer economia do mundo. Longe de operar como um livre mercado, tem como característica pesados subsídios e é objeto de diversos acordos internacionais. Por conta de sua relevância, pauta governos e está no centro de disputas geopolíticas. Nesse cenário, é praticamente impossível que novas fontes de energia surjam e cresçam sem receber apoio político e econômico adequado. O Fundo Monetário Internacional estima que, em todo o mundo, empresas produtoras de combustíveis fósseis (os principais são petróleo, gás natural e carvão mineral) contam com o apoio anual de US\$ 5,3 trilhões em subsídios. Isso equivale a US\$10 milhões por minuto e supera gastos de governos com saúde, por exemplo.

Em qualquer contexto, seria difícil competir com uma indústria que há mais de um século dita os rumos da economia mundial e está presente em inúmeros aspectos da vida das pessoas. Com esse volume de subsídios envolvido, o problema fica ainda mais complexo.

No Brasil, a preocupação com a geração de energia por fontes renováveis tornou-se maior com a celebração do Acordo de Paris, na COP 21, em 2015. O país assumiu compromisso de redução de emissões de gases de efeito estufa para 2025 e 2030 (respectivamente, 37% e 43% em relação aos níveis de 2005).

Embora o Brasil possua uma das matrizes mais renováveis do mundo, com aproximadamente 75% de fontes renováveis na oferta de energia elétrica, alcançar as metas firmadas se constitui grande desafio. Conforme (Nascimento, 2017), será necessário expandir o uso de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de renováveis (além da hídrica) para ao menos 23% até 2030, principalmente pelo aumento da participação das fontes solar, eólica e biomassa.

A nova edição do Plano Decenal de Energia, publicada para consulta pública no começo de julho de 2017 (EPE- Empresa de Pesquisa Energética), aponta para o direcionamento de cerca de 70% dos investimentos para petróleo e gás. É um volume enorme de recursos ainda destinado aos principais responsáveis pelas mudanças climáticas, desafio apontado por políticos, cientistas e ativistas como o maior dos nossos tempos.

No Brasil, muito já foi feito pela energia eólica. Ao longo da última década, uma combinação de incentivos fiscais e leilões específicos para essa fonte (ao contrário dos tradicionais leilões onde diversas fontes competem entre si) permitiu que empresas do setor alcançassem escala suficiente

e preço baixo para competir com combustíveis fósseis e inclusive hidrelétricas. Contudo, o mesmo não pode ser dito sobre a energia solar.

Importantes movimentos positivos já foram feitos, como a possibilidade de trocar energia com a distribuidora para conseguir descontos na conta de luz, a isenção de ICMS em diversos estados e a realização de dois leilões específicos. Mas isso está longe de ser suficiente. Em dezembro de 2016, o governo cancelou, em cima da hora, um leilão específico (Rocha, 2018).

Em 2016, o Senado aprovou o projeto de lei 371/2015, que permite a utilização do FGTS para financiar a instalação de sistemas FV em casas do programa Minha Casa Minha Vida. Porém, ainda é preciso liberar esse benefício a todos os cidadãos interessados em implementar esses projetos em seus lares. Segundo estudos do Greenpeace, esse seria o incentivo mais efetivo para motivar consumidores.

Em dezembro de 2017, pela primeira vez as empresas da área solar conseguiram ofertar em um leilão energia mais barata do que a gerada por biomassa, termelétricas ou pequenas hidrelétricas. A oferta de energia a preços competitivos se repetiu no leilão realizado em abril de 2018. Os 29 empreendimentos fotovoltaicos (228,5 MWp) tiveram o preço médio final de 118,07 R\$/MWh superando as fontes hídricas e biomassa e ficando atrás apenas da fonte eólica (67,60 R\$/MWh). As usinas deverão iniciar o fornecimento de energia elétrica a partir de 1º de janeiro de 2022.

Entretanto, não há qualquer proposta ou estratégia de incentivo mais ampla, vinda do governo, em relação à energia renovável. Ao contrário, o segundo semestre de 2017 registrou duas iniciativas em direções contrárias. Em agosto, foi aprovada no Congresso medida que concede benefícios tributários, parcela dívidas e suspende a cobrança de impostos de empresas do setor petrolífero que atuam no país. E uma emenda constitucional, proposta em 2016, que institui a cobrança de royalties da geração de energia eólica está sendo discutida pelo governo brasileiro. O deputado que a propôs defende também a ampliação da taxa para a energia solar. Segundo a ABSOLAR, trata-se de um retrocesso: de um lado, parlamentares querem tributar o sol e o vento, e do outro, o governo está isentando os combustíveis fósseis de impostos.

Os incentivos aos combustíveis fósseis é uma opção que vai na contramão de países que estão conseguindo modificar suas matrizes de eletricidade. É fácil constatar que nações que registram efetivo crescimento em energias renováveis buscam equilibrar as políticas, construindo condições para uma necessária e urgente transição energética. Sendo assim, recomendamos que:

- sejam evitadas iniciativas independentes que impactem os objetivos traçados pelos órgãos de planejamento, conforme definido no item 14.1. Sugere-se que as metas de renováveis e os mecanismos para atingi-las tenham força de lei.

- sejam avaliadas, de maneira cuidadosa, qualquer incentivo aos combustíveis fósseis, quantificando os impactos no setor elétrico como um todo.

14.6 LEILÕES DE ENERGIA

A partir de 2014, foram realizados no Brasil leilões de compra de energia específicos para a fonte solar FV, para empreendimentos de geração centralizada. Em 2014 e 2015, foram contratados nos leilões de energia de reserva 2,6 GWp de capacidade instalada, patamar de grande relevância para o desenvolvimento dessa fonte no país. Entretanto, em 2016, não foram realizadas concorrências para energia solar devido à queda na previsão de demanda por energia elétrica. Em dezembro, a solar FV viabilizou 20 projetos — o menor preço por usina a cotado a 143 R\$/MWh e o maior a 146 R\$/MWh. Espera-se que, com a estabilização da economia, o governo volte a realizar leilões de energia solar com regularidade e atratividade necessária para o crescimento consistente da indústria produtiva associada à fonte .

Em relação à energia eólica, no final de 2009, ocorreu o segundo Leilão de Energia Reserva (LER), que foi a primeira concorrência voltada exclusivamente para essa fonte. O LER contratou um volume de energia além do estimado para suprir a demanda do país, que será utilizado, segundo sua denominação, como reserva de Garantia Física ao sistema elétrico. O segundo LER foi um sucesso com a contratação de 1,8 GW e abriu portas para novos leilões nos anos seguintes.

Em 2013, foram contratados 4,71 GW de potência, um recorde celebrado pelo setor, transformando o ano em um marco histórico. Esse montante foi contratado em três leilões realizados no segundo semestre. No ano seguinte, 2,25 GW foram contratados em três leilões: um A-3, um LER e um A-5. Em 2015, o montante de energia eólica contratado em leilões foi de 1,2 GW.

Em todos os países analisados, o mecanismo de leilões é o mais utilizado e o que tem dado os melhores resultados. É uma forma de reduzir preços e oferecer incentivos para novos investidores.

Em diversos países, as FIT vêm sendo substituídas por leilões como principal mecanismo de incentivo às renováveis. Na Alemanha, esta substituição ocorreu em 2015, principalmente para melhorar o controle da capacidade instalada no país. Na África do Sul, as principais explicações para a mudança de política são: os desafios potenciais para a estabilidade da rede como decorrência da produção de energia variável de um grande número de usinas de energia eólica; receios de aumento das despesas do Tesouro devido à garantia da FIT para comprar toda a energia renovável; e possíveis atrasos administrativos causados por uma sobrecarga de atribuições para autoridades locais devido ao seu pequeno corpo técnico (Renewable Energy Ventures (K) Ltd. and Meister Consultants Group Inc., 2012).

Utilizar critérios classificatórios que envolvem o desenvolvimento social proporcionado pela usina participante do leilão é uma boa forma para garantir o equilíbrio entre políticas de desenvolvimento econômico e social. Na África do Sul, para serem habilitados na concorrência, os

projetos precisam atingir limites definidos de desenvolvimento econômico em relação à criação de emprego, conteúdo local, propriedade, controle de gestão, compras preferenciais, desenvolvimento empresarial, desenvolvimento socioeconômico e participação de pequenas e médias empresas. Além disso, é necessária a participação mínima de 40% de empresa sul-africana no empreendimento que participará do leilão e uma contribuição para o plano do governo para melhora da situação financeira da população não branca do país (BEE).

Assim como no Brasil, a exigência de conteúdo local nos empreendimentos participantes de leilões da África do Sul tem alcançado bons resultados para o desenvolvimento da indústria. A obrigatoriedade levou vários fabricantes de tecnologia e componentes a estabelecerem instalações de fabricação no país. O relatório IPPPP – *an Overview* (2016) apurou que cerca de 51% do valor total dos projetos já iniciados ou concluídos é referente ao conteúdo local. Mesmo com o aumento de 9,89% (Ettmayr & Lloyd, 2017) no custo trazido por essa exigência, os preços da energia (US\$/MWh) alcançados pelos leilões na África do Sul para as tecnologias solar e eólica acompanharam a média internacional e a tendência mundial de queda (ver Figura 14 e Figura 16), o que demonstra que é possível estimular a indústria local sem causar grandes impactos no preço final da eletricidade para o consumidor.

Apesar do retrospecto positivo dos leilões, a burocracia e incerteza política na África do Sul têm reduzido a atratividade de investimentos em renováveis nos últimos três anos. A Eskom se recusou a assinar contratos (PPA) de 27 projetos de renováveis vitoriosos no leilão em 2015. Esses contratos deveriam ser assinados até 28 de outubro de 2017, ainda assim, com tarifas mais baixas do que o anunciado anteriormente pelo Ministério de Energia (BNEF, 2017). Cancelar leilões anunciados, como feito pelo Brasil em 2016, ou não assinar tempestivamente contratos com os vencedores reduzem a atratividade de investimentos em renováveis, prejudicando a expansão, o planejamento e a integração dessas fontes na matriz de geração ao longo do tempo.

A utilização de leilões para localidades específicas pode reduzir o custo da energia proveniente de fontes renováveis. Na Índia, o último leilão do Parque Solar da Bhadla, que resultou no preço mais baixo da história até maio de 2017 (38 US\$/MWh), ilustra bem essa possibilidade. A redução de custos ocorre principalmente devido à abundância de recurso solar da região estrategicamente escolhida para o leilão e sua proximidade à rede de transmissão. Direcionar aos empreendimentos para regiões determinadas também pode contribuir para o balanceamento da rede de transmissão, reduzindo custos de adequação em todo o sistema de escoamento de energia elétrica do país.

O caso da Mongólia mostra que a falta de capacidade de transmissão adequada pode resultar em interrupções frequentes e, portanto, na redução da capacidade da planta. Os vencedores do leilão tiveram que assumir esse risco, dado que projetos eólicos na região enfrentaram o mesmo

problema de redução nos últimos anos. O fator de capacidade tem um impacto significativo no preço, o que significa que possíveis reduções futuras devem ser consideradas pelos participantes, aumentando o valor de seus lances.

Certos aspectos do *design* do leilão na Mongólia, como o curto prazo de entrega (final de 2017), o grande volume leiloado e os critérios para seleção de vencedores, também contribuíram para altos preços. Um prazo pequeno não permite a redução de custos, o que ocorre em projetos com horizontes temporais mais expandidos. Além disso, o volume leiloado (1 GW) é grande para um único leilão, o que reduz o número de concorrentes qualificados. Finalmente, o leilão de energia solar pode fazer uso de lições aprendidas previamente com o leilão de eólica *onshore*, em que os responsáveis pela política pública se preocuparam com a sustentabilidade de longo prazo da indústria, levando à adoção de um mecanismo de seleção do vencedor que favoreceu o licitante cuja oferta estava mais próxima da média de todas as propostas em vez do que apresentou a menor proposta. Um formato de leilão que considera o preço de equilíbrio pode garantir maior remuneração para os empreendedores e estar alinhado com as metas traçadas pelo governo.

No Chile, além dos leilões das grandes empresas, os grandes clientes não regulados podem negociar contratos de fornecimento de eletricidade diretamente com os geradores ou organizar um leilão público (individual ou agregado). O último leilão, por uma demanda agregada de 56,2 GWh por ano, foi realizado em dezembro de 2016, com participação de 13 empresas (GTDT, 2017). Além disso, várias instituições públicas chilenas realizaram leilões para promover implantação de energia renovável nas indústrias florestal, alimentar e agrícola, bem como em edifícios públicos.

As principais recomendações deste estudo são:

- incluir uma agenda de leilões de longo prazo, que esteja inserida nas ferramentas de planejamento do setor. Isto permitiria minimizar as incertezas dos investidores, ao fornecer uma estimativa da capacidade anual que será leiloadada, num horizonte de pelo menos 10 anos.
- garantir que não existam mais restrições nas redes de transmissão.
- inovar nas regras dos leilões, incorporando variáveis de decisão sociais, como a geração de empregos, além do conteúdo tecnológico local.
- avaliar a possibilidade de mudar os critérios de adjudicação dos leilões em casos específicos, por exemplo, quando o risco do empreendimento é alto o lance vencedor poderia ser um valor médio e não necessariamente o menor preço.
- avaliar a possibilidade de incluir uma componente variável no preço da energia, nos moldes utilizados na Dinamarca, onde ao preço da energia está vinculado a estimativas sobre os futuros preços atacadistas (para os quais um prêmio fixo é adicionado).

14.1 PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Este relatório apresentou experiências observadas de outros países, reunidas a seguir:

A indústria de tecnologias limpas em Copenhague é apoiada por vários incentivos e oportunidades de financiamento, sustentando a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias. A capital dinamarquesa é atualmente um *hub* para investimento em inovações verdes. O *cluster Cleantech* é um polo de tecnologia que se destaca nas áreas de *smart cities*, *smart grids*, energia renovável, gerenciamento de água e resíduos, tecnologias de reciclagem e *upcycling*. A indústria no país está tão desenvolvida que 10% nos empregos são *green jobs*.

A Espanha também tem desenvolvido grande expertise em renováveis. Suas empresas têm se expandido internacionalmente e são consideradas *players* no setor de eólica, fotovoltaica e CSP. Avanços importantes têm ocorrido no desenvolvimento das redes de distribuição e seu novo papel num sistema com alta presença de renováveis. O projeto Redes 2025, por exemplo, constitui importante iniciativa de P+D+D (pesquisa, desenvolvimento e demonstração), estimulada pela *Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas - FUTURED*, e é importante como iniciativa conjunta e integradora do setor elétrico espanhol.

Com o objetivo de se tornar um líder mundial, a China está investindo mais de US\$ 100 bilhões por ano em energia renovável, considerando somente os aportes dentro do país. É o dobro do investimento norte-americano e mais do que o combinado entre os montantes aplicados por EUA e União Europeia. Assim, a China se confirma como o mercado mais atrativo do mundo em energias renováveis.

No Brasil, o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel (P&D/Aneel) tem sido a principal ferramenta utilizada no setor elétrico. O programa tem como objetivo alocar adequadamente recursos humanos e financeiros em projetos que demonstrem a originalidade, aplicabilidade, relevância e viabilidade econômica de produtos e serviços nos processos e usos finais de energia. Busca-se promover a cultura da inovação, estimulando a pesquisa e o desenvolvimento no setor elétrico brasileiro, criando novos equipamentos e aprimorando a prestação de serviços que contribuam para a segurança do fornecimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e a diminuição do impacto ambiental do setor e da dependência tecnológica do país (ANEEL, 2018). Os valores anuais de investimentos oscilam em torno dos R\$ 450 milhões.

Esse montante não é exclusivo para energias renováveis e pode ser utilizado para qualquer segmento do sistema elétrico (geração, transmissão e distribuição). A alternativa que Aneel encontrou para incentivar assuntos de interesse nacional foram os P&D Estratégicos. Esses projetos contemplam temas cujo desenvolvimento é de interesse nacional e de grande relevância

para o setor elétrico. Aspectos relacionados a energias renováveis foram abordados usando as chamadas para projetos estratégicos. Entre eles, estão energia eólica, solar FV, heliotérmica, sistemas de armazenamento e redes inteligentes.

No entanto, tem se comprovado que essas iniciativas não são suficientes para alavancar uma indústria de renováveis — de fato, poucos produtos e equipamentos, mesmo em estágios de protótipo, foram produzidos. Grande parte dos P&Ds executados no Brasil não geram produtos com potencial de mercado. Ou seja, está longe de ser a solução para que o país desenvolva tecnologias próprias.

Para fortalecer as iniciativas de P&D no Brasil recomendamos o seguinte:

- direcionar a maior parte dos recursos do Programa de P&D/ANEEL para empresas de pequeno porte (start up) que estão desenvolvendo pesquisa em áreas como internet das coisas, medição inteligente, software de gestão para sistemas de distribuição com alta presença de geração intermitente, etc.. As empresas com este perfil têm mostrado maior capacidade para gerar patentes e produtos para o mercado do que as universidades;
- desenvolver pilotos de redes inteligentes com foco em demonstração de produtos e resultados que possam servir como laboratórios;
- explorar via P&D novos mercados como, por exemplo, para fornecimento de regulação de frequência a nível da distribuição e um programa de gestão da demanda (direto).

14.2 FINANCIAMENTO

Em relação à microgeração distribuída, um dos principais obstáculos para maior utilização de painéis fotovoltaicos em unidades consumidoras, principalmente residenciais e comerciais de pequeno porte, consiste no alto investimento inicial associado à aquisição dos sistemas de geração.

Apesar dos valores terem diminuído progressivamente e de o BNDES possuir linhas atrativas de financiamento para empreendimentos de maior porte, isso não ocorre com os de pequeno porte, especialmente aqueles implantados por pessoas físicas. Nesse sentido, seria de grande relevância a criação, pelos bancos oficiais, de linhas de crédito com condições favoráveis para o financiamento da aquisição de sistemas de geração solar fotovoltaica.

Uma alternativa para facilitar a aquisição de equipamentos é o Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 371, de 2015, que autoriza o uso de recursos do Fundo de Garantia de Tempo de Serviço (FGTS) para aquisição e instalação de equipamentos destinados à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em residências.

Em relação à energia eólica, o BNDES anunciou, em 2017, novas regras de financiamento para o setor de energia e declarou seu apoio a energias renováveis de baixo impacto, mantendo as boas condições para a eólica. Segundo a Abeólica, foi uma notícia positiva e acalmou os investidores. No entanto, foi afirmado que o Brasil precisa desenvolver novas formas de financiamento; por exemplo, que os bancos privados estejam mais presentes, com opções para o setor de infraestrutura. Por outro lado, a instabilidade política cria insegurança para os investidores e, se as condições de financiamento não forem variadas e atraentes, pode dificultar o crescimento do Brasil não apenas em energia, mas em infraestrutura em geral.

Financiamentos oriundos de instituições de desenvolvimento, como Banco Mundial e KfW, podem desempenhar papel importante na alavancagem do capital privado para o setor elétrico de países em desenvolvimento. Recentemente, o Banco Mundial aprovou US\$ 100 milhões em empréstimos para a *Indian Renewable Energy Development Agency Limited* para financiar o desenvolvimento de infraestrutura crítica para parques solares na Índia (IRENA, 2017b). Esse financiamento permite que os estados promotores de parques solares ofereçam terras e infraestrutura associada aos desenvolvedores a custos mais baixos e em tempo hábil, reduzindo, assim, as tarifas.

15 - ESPECIALISTAS ENTREVISTADOS

- Mariano Gonzáles, *Senior Energy Specialist* no Banco Mundial, entrevistado em 7 de fevereiro de 2018, por Roberto Velásquez e José Zloccowick.
- Kanika Chawla, *Senior Programme Lead* no Council on Energy, Environment and Water – CCEW, entrevistada em 29 de janeiro de 2018, por José Zloccowick.
- Silvana Tiedemann, *Senior Consultant* na Ecofys, entrevistada em 25 de janeiro de 2018 por José Zloccowick.
- Dr. Anna Pegels, *Senior Researcher* no Deutsches Institut für Entwicklungspolitik – D.I.E, entrevistada em 15 de fevereiro por José Zloccowick.
- Robert Ashdown, *Senior Originator Energy* na Swiss Re Group, entrevistado em 15 de fevereiro por José Zloccowick.
- Soffia Alarcón Diaz, *Director* da Carbon Trust Mexico, entrevistada em 31 de janeiro de 2018 por Roberto Velásquez.

16 - BIBLIOGRAFIA

a2a. (2017). *Italian Energy Market Overview*.

ABRADEE. (2013). *Redes Elétricas Inteligentes no Brasil*. Rio de Janeiro: Synergia.

ACERA. (15 de fevereiro de 2018). *ACERA*. Fonte: ACERA: www.acera.cl

AGEB. (2017). *Energy Consumption in Germany 2016*. Berlin: Arbeitsgemeinschaft
Energiebilanzen.

Agora Energiewende. (2014). *Negative Electricity Prices: Causes and Effects*. Berlin: Agora
Energiewende.

Amprion, TenneT, 50hertz, TransnetBW. (2017). *Grid Development Plan*. Acesso em 31 de janeiro
de 2017, disponível em [Tramission Map:
http://www.netzentwicklungsplan.de/en/front](http://www.netzentwicklungsplan.de/en/front)

ANACE. (28 de 04 de 2017). *Desafios da geração de energia intermitente*. Fonte: ANACE:
<http://www.anacebrasil.org.br/noticias/desafios-da-geracao-de-energia-intermitente/>

ANEEL. (2015). *Nota Técnica nº 17/2015-SRD/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia
Elétrica.

ANEEL. (24 de maio de 2017). *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Fonte: Nota Técnica nº
0056/2017-SRD/ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>

ANEEL. (11 de março de 2018). *ANEEL*. Fonte: ANEEL: [http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-
d](http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d)

Arturo D. Alarcon, R. O. (28 de março de 2016). *Ideação*. Fonte: Ideação:
[https://blogs.iadb.org/ideacao/2016/03/28/sistemas-hibridos-solucao-real-e-rentavel-
para-levar-energia-a-comunidades-isoladas/](https://blogs.iadb.org/ideacao/2016/03/28/sistemas-hibridos-solucao-real-e-rentavel-para-levar-energia-a-comunidades-isoladas/)

Atalaya. (15 de fevereiro de 2018). *Atalaya*. Fonte: Atalaya:
<http://www.atalaya.eu/renovables/sistema-electrico.php>

Banks, D., & Schaffler, J. (2006). *The potential contribution of renewable energy in South Africa*.

Bernardes, M. (26 de novembro de 2015). *Sistemas de armazenamento de energia: tendências para
o setor elétrico*. Fonte: <http://blogs.pini.com.br/posts/tecnologia->

sustentabilidade/sistemas-de-armazenamento-de-energia-tendencias-para-o-setor-eletrico-366246-1.aspx

Bezuidenhout, L., Kay, K.-L., & Werner, M.-A. (2018). Energy 2018 | South Africa. Em G. L. Insights, *Energy 2018*.

Bloomberg. (19 de Maio de 2014). *Modi to use solar to bring power to every home by 2019*. Fonte: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2014-05-19/modi-to-use-solar-to-bring-power-to-every-home-by-2019>

Bloomberg New Energy Finance. (2016). *Mexico's second power auction results: Record low prices in Latin America*.

BMWi. (2017). *Renewable Energy Sources in Figures - National and International Development 2016*. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy.

BMWi; BMUB. (2010). *Energiekonzept*.

BNEF. (2017). *Climate Scope 2017 - The Clean Energy Country Competitiveness Index*. Bloomberg New Energy Finance. Fonte: Climatescope 2017.

BNEF. (2018). *Installed Capacity (GW) by Sector*. Fonte: Climate Scope 2017: <http://global-climatescope.org/en/capacity-generation/>

Bolinger, M., Joachim, S., & LaCommare, K. H. (2017). *Utility-Scale Solar 2016: An Empirical Analysis of Project Cost, Performance, and Pricing Trends in the United States*. Lawrence Berkeley National Laboratory.

BP. (2017). *BP Energy Outlook 2017*.

BP. (2018). *BP Statistical Review of World Energy*. London: BP.

Braga, N. B. (2014). *GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA EM ÁREAS RESIDENCIAIS*. Rio de Janeiro: UFRJ.

Brasil. (2016). *Intended Nationally Determined Contribution*. Brasília: Government of the Federative Republic of Brazil.

Bridge to India. (2017). *India Solar Rooftop Map 2017 September*. Gurgaon.

Bundesnetzagentur. (21 de dezembro de 2016). *Geöffnete Ausschreibung mit dem Königreich Dänemark*. Fonte: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen>

n_Instituciones/Ausschreibungen/Internat_Ausschreibungen/PV_Daenemark_23_11_20
16/23112016_PV_DK_node.html

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt . (2017). *Monitoringbericht 2017*.

California Energy Commission. (2017). *Tracking Progress*.

California Public Utilities Commission. (2017). *California's Renewable Portfolio Standard*.

California's Energy Commission. (2017). *Tracking Progress*.

California's Energy Commission. (2017). *Tracking Progress*.

Campos, A. d. (2004). *Gerenciamento pelo Lado da Demanda: Um Estudo de Caso*. São Paulo: USP.

Castro, N. (2012). *Integração energética: uma análise comparativa entre União Europeia e América do Sul*. Gessel/UFRJ: Rio de Janeiro.

CGEE. (2012). *Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional*. Brasília: CGEE.

Chade, J. (2004). Estudo do sistema gerenciamento pelo lado da demanda para consumidores e distribuidores de energia elétrica. *SENDI 2004*.

Chilectra. (2012). *Informe de Sustentabilidad*. Santiago: Chilectra.

CleanTechnica. (4 de Março de 2015). *India Allocates \$400 Million For Renewable Energy Expansion In Annual Budget*. Fonte: <https://cleantechnica.com/2015/03/04/india-allocates-400-million-for-renewable-energy-expansion-in-annual-budget/>

CleanTechnica. (21 de Novembro de 2017). *California To Meet 2030 Renewable Energy Targets By 2020*. Fonte: <https://cleantechnica.com/2017/11/21/california-meet-2030-renewable-energy-targets-2020/>

CNE. (24 de fevereiro de 2018). *Comision Nacional de Energia*. Fonte: CNE-Comisión Nacional de Energia: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

Comptroller and Auditor General of India. (2015). *Renewable Energy Sector in India*.

Constructor Eléctrico. (25 de fevereiro de 2015). *Constructor Eléctrico*. Fonte: Constructor Eléctrico: <https://constructorelectrico.com/matriz-energetica-mexicana/>

Coordinador Eléctrico Nacional. (24 de fevereiro de 2018). *Coordinador Eléctrico Nacional*. Fonte: Coordinador Eléctrico Nacional: <https://www.coordinador.cl/>

Copenhagen Capacity. (27 de fevereiro de 2018). *Copenhagen Capacity*. Fonte: Copenhagen Capacity: <http://www.copcap.com/set-up-a-business/key-sectors/cleantech>

Copenhagen Clean Cluster. (2017). *DENMARK: A European Smart Grid Hub*. Copenhagen: Copenhagen Clean Cluster.

CORFO. (2014). *INVESTIGACIÓN, DESARROLLO Y APLICACIÓN DE REDES INTELIGENTES DE ENERGÍA (SMART GRID): PROYECTO SMARTCITY SANTIAGO*. . Santiago: CORFO.

Couture, T. D., Cory, K., Kreycik, C., & Williams, E. (Julho de 2010). *A Policemaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design*. Fonte: National Renewable Energy Laboratory (: <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>

De Castro, N. (07 de março de 2018). *Desafios da Difusão da Micro Geração Fotovoltaica Distribuída no Setor Elétrico Brasileiro*. Fonte: Canal Energia: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53053622/desafios-da-difusao-da-micro-geracao-fotovoltaica-distribuida-no-setor-eletrico-brasileiro>

Delloite. (2015). *European energy market reform - Country profile: Germany*.

DoE. (25 de março de 2011). *Integrated Resource Plan for Electricity 2010 - 2030*. Fonte: Department of Energy: Republic of South Africa: http://www.energy.gov.za/IRP/irp%20files/IRP2010_2030_Final_Report_20110325.pdf

DoE. (2015). *State of Renewable Energy in South Africa*. Pretoria: Department of Energy.

DoE. (2016). *Draft Integrated Energy Plan*. Fonte: Department of Energy - Republic of South Africa: http://www.energy.gov.za/files/iep_frame.html

DoE. (2016). *Integrated Energy Plan*. Fonte: Department of Energy - Republic of South Africa: http://www.energy.gov.za/files/iep_frame.html

DoE. (21 de dezembro de 2016). *Northwest National Marine Renewable Energy Center will support innovation in wave energy technologies*. Fonte: Energy Department Announces Investment in Wave Energy Test Facility: <https://energy.gov/articles/energy-department-announces-investment-wave-energy-test-facility>

DoE. (2016a). *Draft Integrated Resource Plan*. Department of Energy.

- DOE. (2017). *Department of Energy*. Fonte: Federal Energy Management Program: <https://energy.gov/eere/femp/achieving-30-renewable-electricity-use-2025>
- DOE. (2017). *Federal Energy Management Program*. Fonte: Department of Energy: <https://energy.gov/eere/femp/achieving-30-renewable-electricity-use-2025>
- DoE, The IPP Office, Eskom. (dezembro de 2017). *Production and Operating Capacity*. Fonte: Renewable Energy Data and Information Service: <http://redis.energy.gov.za/power-production/>
- DoP of Delhi. (2016). *Delhi Solar Policy, 2016*. New Delhi: Department of Power, Government of NCT of Delhi.
- DSIRE. (Fevereiro de 2017). *Renewable Portfolio Standard Policies*. Fonte: N.C. Clean Energy Technology Center.
- EA Energy Analises. (28 de fevereiro de 2018). *EA Energy Analises*. Fonte: EA Energy Analises: http://www.ea-energianalyse.dk/projects-english/1027_flexpower_market_design.html
- Ea Energy Analises. (2013). *Activating electricity demand as regulating power: FLEXPOWER – TESTING A MARKET DESIGN PROPOSAL*. Copenhagen: Ea Energy Analises.
- Eberhard, A., Kolker, J., & Leigland, J. (2014). *South Africa's Renewable Energy IPP Procurement Programme: Success Factors and Lessons*. PPIAF and World Bank.
- Ecofys. (2017). *Explaining recent renewable energy auction results in Europe*. London: Ecofys.
- ECOFYS. (2017). *Explaining recent renewable energy auction results in Europe*.
- ECOFYS. (2017). *Explaining recent renewable energy auction results in Europe*.
- EIA. (2012). *Most states have Renewable Portfolio Standards*. Acesso em 08 de Novembro de 2017, disponível em U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=4850>
- EIA. (8 de dezembro de 2017). *How many smart meters are installed in the United States, and who has them?* Fonte: U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=108&t=3>
- EIA. (2018). *Total Electricity Installed Capacity*. Fonte: International Energy Statistics: <https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=000000000000000000>

0007vo7&c=000000000000000000000008&ct=0&ug=8&tl_id=2-A&vs=INTL.2-7-IND-MK.A&vo=0&v=H&start=2014&end=2015&s=INTL.2-7-IND-MK.A&showdm=y

EIA. (25 de fevereiro de 2018). *Total Energy*. Fonte: U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/totalenergy/data/browser/index.php?tbl=T07.02A#/?f=A&start=1949&end=2016&charted=1-2-3-5-8-14-10-11>

Enerdata. (2018). *Global Energy Statistical Yearbook 2017*. Fonte: 2016 Key figures: <https://yearbook.enerdata.net/>

Energía y sociedad. (05 de fevereiro de 2018). *Energía y sociedad*. Fonte: Energía y sociedad: www.energiaysociedad.es

Energinet. (28 de fevereiro de 2018). *Energinet*. Fonte: Energinet: <https://en.energinet.dk/Electricity/Energy-data>

Engerati. (07 de Agosto de 2017). *Italy's smart meter rollout gets financial boost*. Fonte: <https://www.engerati.com/article/italy%E2%80%99s-smart-meter-rollout-gets-financial-boost>

ENTSOE. (02 de abril de 2018). *European network of transmission system operators for electricity*. Fonte: european network of transmission system operators for electricity: <https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/nordel/Pages/default.aspx>

EPE. (2017). *BEN – Balanço Energético Nacional*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. (2017). *Plano Decenal de Expansão de Energia*. Rio de Janeiro: EPE.

Erber, P. (05 de maio de 2016). Fontes intermitentes para geração de energia. *Valor Econômico*.

Ettmayr, C., & Lloyd, H. (2017). Local content requirements and the impact on the South African renewable energy sector: A survey-based analysis. *South African Journal of Economic and Management Sciences*, 2222-3436.

European Commission. (30 de Novembro de 2016). *European Commission*. Fonte: European Commission: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

European Commission. (2017). *Smart grid projects outlook 2017*. Petten: European Commission.

- Eurostat Statistic Explained. (28 de fevereiro de 2018). *Eurostat Statistic Explained*. Fonte: Eurostat Statistic Explained: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Electricity_prices,_first_half_of_year,_2015-2017.png
- EY. (2017). *Renewable energy country attractiveness index*. Ernest Young.
- EY. (2017). *Renewable energy country attractiveness index*. Ernest Young.
- FALCÃO, D. M. (2009). SMART GRIDS E MICROREDES: O FUTURO JÁ É PRESENTE. *VIII SImpase*. Cigré Brasil.
- Falcão, D. M. (2016). Redes Elétricas Inteligentes: Smart Grid. *Seminário: Inserção de Novas Fontes Renováveis e Redes Inteligentes no Planejamento Energético Nacional*. Rio de Janeiro.
- FERC. (13 de Abril de 2017). *Electric Power Markets: National Overview*. Fonte: Federal Energy Regulatory Commission: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>
- Ferrando, F. (24 de março de 2017). *La Energia como derecho*. Fonte: La Energia como derecho: <https://blogs.20minutos.es/la-energia-como-derecho/2017/03/24/espana-un-pais-resignado-irresponsablemente-a-la-dependencia-energetica/>
- FICCI. (2013). *Power Transmission: The Real Bottleneck. An overview of the Indian power transmission sector, its challenges and recommendations*. Federation of Indian Chambers of Commerce and Industry.
- Filho, A. S. (2013). *Histórico da Regulação do Custo de Disponibilidade no Brasil*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- Fitch-Roy, O. W. (2015). *Auctions for Renewable Support in California: Instruments and lessons learnt*. AURES.
- Fleck, I. (07 de Junho de 2017). *Apesar de decisão de Trump, Estados americanos seguem Acordo de Paris*. Fonte: Folha de São Paulo: <http://www1.folha.uol.com.br/ambiente/2017/06/1890835-apesar-de-decisao-de-trump-estados-americanos-seguem-acordo-de-paris.shtml>
- Fraunhofer Institute. (2018). *Power generation in Germany – assessment of 2017*. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.

Fred. Olsen & Co. (20 de janeiro de 2017). *6 month of continuous power export*. Fonte: Fred. Olsen & Co: <http://www.boltwavepower.com>

G, M. (2017). *Redes Elétricas Inteligentes e Microrredes*. São Paulo: USP.

Gardner, B., & Chakerian, S. (28 de Dezembro de 2017). *Opportunities still remain in maturing US smart grid market*. Fonte: Metering & Smart Energy International: <https://www.metering.com/industry-sectors/smart-grid/us-smart-grid-market/>

Gestore Mercati Energetici. (2016). *Annual Report 2016*.

GfK Belgium consortium. (2017). *Study on "Residential Prosumers in the European Energy Union"*. European Commission.

GIZ. (2016). *O controle e o Meio Ambiente*. Fonte: GIZ Worldwide: <https://www.giz.de/en/worldwide/44033.html>

GIZ-Ministerio de Energia. (2016). *GIZ Energy Program 4e - Chile*. Santiago: GIZ.

Glachant, J., & Henriot, A. (2013). Melting-pots and Salad Bowls: The Current Debate on Electricity Market Design for RES Integration. *Cambridge Working Paper in Economics*, p. 1354.

Gobierno de Chile. (2015). *CONTRIBUCIÓN NACIONAL TENTATIVA DE CHILE (INDC) PARA EL ACUERDO CLIMÁTICO PARÍS 2015*. Santiago: Gobierno de Chile.

Goldemberg, J. (20 de Outubro de 2017). Professor. (R. USP, Entrevistador)

Graichen, P., Sakhel, A., & Podewils, C. (2018). *The Energy Transition in the Power Sector: State of Affairs in 2017*. Berlin: Agora Energiewende.

Green, Lynette, & Crume, C. (2017). *Renewables Portfolio Standard Eligibility Guidebook, Ninth Edition*. California Energy Commission.

Greenpeace. (2016). *[R]evolução Energética*. São Paulo: Greenpeace Brasil.

IBEF. (Dezembro de 2017). *Indian Brand Equity Foundation*. Fonte: Power Sector in India: <https://www.ibef.org/industry/power-sector-india.aspx>

IEA. (2014). *Energy Policies of IEA Countries: The United States 2014 review*. Paris: International Energy Agency.

IEA. (2015). *India Energy Outlook*. Paris: International Energy Agency.

- IEA. (2016). *Energy Policies of IEA Countries - Italy 2016 Review*. Fonte: International Energy Agency.
- IEA. (2017). *Member Countries - Energy System Overview*. Acesso em 21 de dezembro de 2017, disponível em International Energy Agency: <https://www.iea.org/countries/membercountries>
- IEA. (2017). *World Energy Balances 2017*. Paris: IEA.
- IEA. (2017). *World Energy Outlook*. Paris: IEA.
- IEA. (2017a). *Energy Acces Outlook 2017*. International Energy Agency.
- IEA. (2018). *Chile's Energy Policies by International Energy Agency*. Paris: International Energy Agency .
- IEA. (02 de março de 2018). *IEA Statistics 2015*. Fonte: International Energy Agency: www.iea.org/statistics
- IEA. (2018). *Member Countries - Energy System Overview*. Acesso em 21 de dezembro de 2017, disponível em International Energy Agency: <https://www.iea.org/countries/membercountries>
- IEEFA. (2018). *China 2017 Review: World's Second-Biggest Economy Continues to Drive Global Trends in Energy Investment*. Cleveland: IEEFA.
- IMF Bussiness School. (04 de março de 2018). *IMF Bussiness School*. Fonte: IMF Bussiness School: <https://www.imf-formacion.com/blog/energias-renovables/publicaciones/energias-renovables-publicaciones/energias-renovables-espana-perspectivas-2020/>
- International Energy Agency. (2009). *Chile - Energy Policy Review*. IEA.
- International Energy Agency. (2015). *Energy Policies of IEA Countries: Spain 2015 Review*. IEA.
- International Energy Agency. (2017b). *Energy Policies of IEA Countries: Denmark 2017 Review*.
- International Energy Agency. (2017d). *Denmark Recent Data*.
- iPower. (28 de fevereiro de 2018). *iPower*. Fonte: iPower: <http://www.ipower-net.dk/>
- IRENA. (2013). *Renewable Energy Auctions in Developing Countries*. The International Renewable Energy Agency.

- IRENA. (2015). *Renewable Energy Prospects - Germany*.
- IRENA. (2016). *Renewable Energy Auctions: Analysing 2016*. Abu Dhabi.: IRENA.
- IRENA. (2017a). *Renewables Capacity Statistics 2017*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2017b). *Renewable Energy Auctions: Analysing 2016*. Abu Dhabi: The International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2017b). *Renewable Energy Auctions: Analysing 2016*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2017c). *REMAP - Renewable Energy Prospects for India*.
- IRENA. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2018). *Statistics Time Series*. Fonte: International Renewable Energy Agency: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>
- IRENA. (2018). *Statistics Time Series*. Fonte: International Renewable Energy Agency: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>
- IRENA. (2018). *Statistics Time Series*. Fonte: International Renewable Energy Agency: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>
- ISA CTEEP. (27 de junho de 2017). *Fornecimento de Serviços Ancilares com Sistemas de Armazenamento de Energia em Sistemas Elétricos com Elevada Penetração de Geração Intermitente*. Fonte: <http://slideplayer.com.br/slide/12331046/>
- ITA - International Trade Administration. (2016). *2016 Top Markets Report Smart Grid. Country Case Study: México*. Washington: ITA.
- ITA-International Trade Administration. (2016). *2016 Top Markets Report Smart Grid: Country Case Study-China*. Washington: ITA.
- J. Giri, D. S.-R. (March/April de 2009). Wanted: A More Intelligent Grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 34-40.

- Jatobá, P. (2016). *O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A INTEGRAÇÃO ELÉTRICA REGIONAL*. Rio de Janeiro: FGV Energia.
- Keating, D. (20 de Setembro de 2017). *Por que a energia geotérmica ainda não decolou?* Fonte: DW: <http://www.dw.com/pt-br/por-que-a-energia-geot%C3%A9rmica-ainda-n%C3%A3o-decolou/a-40568715>
- Kelly, M. (22 de março de 2017). *Germany moving ahead with smart meter rollout plans*. Fonte: Metering & Smart Energy International: <https://www.metering.com/magazine-article/germany-moving-ahead-smart-meter-rollout-plans/>
- Kenning, T. (13 de abril de 2017). *India plans Renewable Energy Management Centres for Green Corridors*. Fonte: PV-Tech: <https://www.pv-tech.org/news/india-plans-renewable-energy-management-centres-for-green-corridors>
- Klima-OG Energiministerirt. (2010). *National Action Plan for Renewable Energy in Denmark*. Copenhagen: Klima-OG Energiministerirt.
- Legambiente. (Junho de 2017). *Comuni Rinnovabili 2017*. Fonte: Italy's Future Starts with "Renewable Cities": <https://www.enelgreenpower.com/media/news/d/2017/06/italy-s-future-starts-with-renewable-cities>
- Light. (2012). *Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes - Smart Grid Handbook*. Rio de Janeiro: Brasport.
- Llorente Gallardo, J. (2016). *Análisis del mercado eléctrico en España*. Valladolid: Universidad de Valladolid.
- Lopes Y, F. N. (2015). *Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação*. Em SBRC, *Minicursos do XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos (SBRC)* (p. 325). Rio de Janeiro: SBRC.
- Mahapatra, S. (1 de março de 2017). *Indian Wind Prices Reach Record Low in 1 Gigawatt Auction*. Fonte: Clean Technica: <https://cleantechnica.com/2017/03/01/indian-wind-prices-reach-recordlow-1-gigawatt-auction/>
- Martinho, R. M. (2015). *Mercado único de eletricidade Mibel e Nord Pool : um estudo comparativo*. Lisboa: Universidade de Lisboa/Instituto Superior de Economia e Gestão.

- Martinot, E. (01 de janeiro de 2015). *How is Denmark Integrating and Balancing Renewable Energy Today?* Fonte: Renewable Energy Futures to 2050: http://www.martinot.info/Martinot_DK_Integration_Jan2015.pdf
- McKinsey and Company. (2010). *Evolution fo the Smart Grid in China*. Shangai: McKinsey and Company.
- Mckinsey Global Institute. (2017). *Beyond the supercycle: How Technology is Reshaping Resources*. McKinsey&Company.
- Medina, A. C. (2012). *Valorac,ao de Servic,os Ancilares de Geradores Distribuidos*. Ilha Solteira-SP: UNESP.
- Melo Silva, L. (2016). *CONTEXTO REGULATÓRIO, TÉCNICO E AS PERSPECTIVAS BRASILEIRAS PARA REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES APLICADAS A CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO*. Brasilia: UNB.
- Metering & Smart Energy International. (9 de março de 2017). *Smart grid development in South Africa - the real story*. Fonte: Metering & Smart Energy International: <https://www.metering.com/magazine-article/energy-mix-sanedi-south-africa/>
- Metering and Smart Energy. (27 de fevereiro de 2018). *Metering and Smart Energy International*. Fonte: Metering and Smart Energy International: <https://www.metering.com/smartcity-malaga-achieves-25-energy-savings-in-5-years-endesa-finds/>
- Ministerio de Energia. (2015). *Energia 2050: Política Energética de Chile*. Santiago: Ministerio de Energia.
- Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio. (2010). *(PANER) PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS (2011-2020)*. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio.
- Ministero dello Sviluppo Economico. (2013). *Italy's National Energy Strategy*. Fonte: Intaly's .
- Ministero dello Sviluppo Economico. (2017). *Italy's National Energy Strategy*. Fonte: Ministry of Economic Development: <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/en/202-news-english/2037432-national-energy-strategy>
- Ministero dello Sviluppo Economico. (2017). *Ministry of Economic Development*. Fonte: Italy's National Energy Strategy: <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/en/202-news-english/2037432-national-energy-strategy>

- MNRE. (2010). *Jawaharlal Nehru national solar mission*. Nova Delhi: India's Ministry of New and Renewable Energy.
- MNRE. (09 de janeiro de 2017). *Agenda Note for National Review Meeting of State Principal Secretaries and State Nodal Agencies of Renewable Energy on 23rd and 24th January 2017 - New Delhi*. Fonte: Solar Rooftop- Grid Connected: <https://mnre.gov.in/solar-rooftop-grid-connected>
- MoP. (2014). *Integrated Power Development Scheme (IPDS)*. New Delhi: Ministry of Power.
- MoP. (28 de fevereiro de 2018). *Generation Capacity*. Fonte: Government of India - Ministry of Power: <https://powermin.nic.in/en/content/generation-capacity#>
- MoP. (2018a). *National Smart Grid Mission*. Fonte: Ministry of Power: <http://www.nsgm.gov.in/en/content/sg-pilot>
- Msimanga, B. (2014). South Africa's non-policy driven options for renewable energy development. *Renewable Energy*(69), 420 - 427.
- Mun S. Ho, Z. W. (2017). *China's Power Generation Dispatch*. Washington DC: Resources for the Future.
- Nascimento, R. (2017). *ENERGIA SOLAR NO BRASIL: SITUAÇÃO E PERSPECTIVAS*. Brasília: Câmara dos Deputados.
- New Energy Update. (2016). *International investment in the South African renewable energy market*. Cape Town: CSP Today, PV Insider and Wind Energy Update South Africa.
- NITI Aayog. (2017). *Draft National Energy Policy*. The National Institution for Transforming India.
- Nordel. (2007). Fonte: <http://slideplayer.com/slide/4970511/>
- NREL. (18 de Outubro de 2017). *Concentrating Solar Power Projects*. Fonte: National Renewable Energy Laboratory: https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=275
- Oxford Business Group. (26 de maio de 2016). *South Africa's push for renewables*. Fonte: <https://oxfordbusinessgroup.com/news/south-africa%E2%80%99s-push-renewables>
- Pegels, A. (2010). Renewable Energy in South Africa: Potentials, Barriers, and options for support. *Energy Policy*(38), 4945-4954.

- People's Daily. (16 de agosto de 2016). *People's Daily Online Exclusives*. Fonte: World's first 3.4-megawatt modular tidal current power generator put into use: <http://en.people.cn/n3/2016/0816/c98649-9100823.html>
- Pereira, C. A. (2011). Impactos da Geração Intermitente no Sistema Elétrico: Custos de Produção/Preços de Pool. *Experiências do Brasil e Portugal no Setor Elétrico*. Rio de Janeiro.
- Pitì, A., Verticale, G., Rottondi, C., Capone, A., & Schiavo, L. L. (2017). The Role of Smart Meters in Enabling Real-Time Energy Services for Households: The Italian Case. *Energies*, 10-199.
- PowerlabDK. (28 de fevereiro de 2018). *PowerlabDK*. Fonte: PowerlabDK: <http://www.powerlab.dk/>
- Projeto Energos. (27 de fevereiro de 2018). Fonte: Projeto Energos: <http://www.innovationenergy.org/energos/>
- PV Magazine. (4 de abril de 2016). *Solar PV feed-in tariffs cut in Tamil Nadu*. Fonte: PV Magazine: https://www.pv-magazine.com/2016/04/04/solar-pv-feed-in-tariffs-cut-in-tamil-nadu_100024002/
- PWC. (2014). *Transformación del Sector Eléctrico Mexicano-Implicaciones de la Ley de Ley de la Industria Eléctrica e la Ley de la CFE*. Ciudad de Mexico: PWC.
- Red Eléctrica España. (2016). *Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español*. Madrid: REE.
- Red Eléctrica España. (05 de fevereiro de 2018). *REE*. Fonte: Estadísticas del Sistema Eléctrico Español: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>
- REN21. (2015). *SADC Renewable Energy and Energy Efficiency: Status Report*. Paris: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21).
- REN21. (2017). *Renewables 2017 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.
- Renewable Energy Ventures (K) Ltd. and Meister Consultants Group Inc. (2012). *Powering Africa through feed-in tariffs Policies Advancing Renewable Energy to meet the Continent's Electricity Needs*. (p. 16). WFC (World Future Council), HBF (Heinrich Böll Foundation) and FoE (Friends of the Earth England, Wales & Northern Ireland).

- Renewable Energy World. (27 de Abril de 2017). *Renewable Energy World*. Fonte: Renewable Energy World: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2017/04/denmark-to-end-all-renewable-energy-subsidies.html>
- Reuters. (30 de Maio de 2013). *Europe to follow Italy's lead on smart meters*. Fonte: Regulatory News: <https://uk.reuters.com/article/energy-efficiency-smartmeters-italy/europe-to-follow-italys-lead-on-smart-meters-idUKL5N0EA3HL20130530>
- Rocha, C. (10 de janeiro de 2018). *NEXO*. Fonte: NEXO: <https://www.nexojornal.com.br/expresso/2018/01/10/As-dificuldades-para-a-expans%C3%A3o-da-energia-solar-no-Brasil>
- Romeiro, D. L. (19 de Abril de 2016). *As contradições entre a expansão renovável e a flexibilidade térmica no Brasil*. Fonte: Grupo de Economia da Energia : Blog Infopetro : <https://infopetro.wordpress.com/2016/04/19/as-contradicoes-entre-a-expansao-renovavel-e-a-flexibilidade-termica-no-brasil/?blogsub=confirming#subscribe-blog>
- Romeiro, D., & Ferraz, C. (2015). A Expansão das Novas Energias Renováveis e a Necessidade de Produtos de Flexibilidade – Uma análise comparada entre o Brasil e o Pentagonal Energy Forum. *IX Jornada Científica em Economia da Energia AB3E*.
- SA Coal Roadmap. (2010). *The South African Coal Roadmap - Overview of the South African Coal Value Chain*. Sanedi.
- Schettino, S. (2013). *Cenários do Uso das Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grid): Tendências de sua difusão no Brasil*. João Pessoa: UFPB.
- SENER. (2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico (2015-2019)*. Cidade de México: SENER.
- SENER. (2016). *Programa de Redes Eléctricas Inteligentes*. Cidade de México: SENER.
- SENER. (2016). *Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030*. Cidade de México: SENER .
- Stassen, G. (1996). *Towards a renewable energy strategy for South Africa*. Department of Architecture, University of Pretoria.
- SYNEX e CNE. (2012). *REVISIÓN DE MECANISMOS DE TARIFICACIÓN DE IMPLEMENTACIONES DE SMARTGRID*. Santiago: SYNEX.

- Tancredi, M., & Abbud, O. A. (2013). *Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?* Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado.
- Technalia. (13 de outubro de 2016). *Oceantec deployed at BiMEP its first wave energy*. Fonte: Oceantec website: <https://www.technalia.com/en/energy-and-environment/news/oceantec-deployed-at-bimep-its-first-wave-energy-converter.htm>
- Terna. (31 de Dezembro de 2017). *Monthly Report on the Electricity System - December 2017*. Fonte: Monthly Report: <https://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rappor tomensile.aspx>
- Thalman, E., & Wehrmann, B. (16 de fevereiro de 2017). *What German households pay for power*. Fonte: Clean Energy Wire: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>
- The Department of Energy (DoE), National Treasury (NT) & the Development Bank of Southern Africa (DBSA). (2016). *Independent Power Producers Procurement Programme (IPPPP) - An overview*.
- The European project stoRE. (2013). *Overview of the Danish Power system and RES integration*.
- The White House. (2015). *Planning for Federal Sustainability in the Next Decade*.
- Think-Thank Renewables Energies. (2015). *Negative Prices on the Electricity Wholesale Market and Impacts*. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi).
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2015). *China International Analysis*.
- United States Government Accountability Office. (2012). *Batteries and Energy Storage*. GAO, Washington.
- United States Government Accountability Office. (2014). *Energy Police*. Washington.
- United States Government Accountability Office. (2017). *Electricity*. GAO, Washington.
- Wilson, S., Yang, Y., & Kuang, J. (2015). *China's Domestic Transformation in a Global Context*. SSAP.
- Wilson, S., Yang, Y., & Kuang, J. (2015). *China's Domestic Transformation in a Global Context Powering Growth, Keeping the light on and the prices down*. Canberra: ANU PRESS.
- Wiser, R., & Bollinger, M. (2017). *2016 Wind Technologies Market Report*. Lawrence Berkeley National Laboratory.

Xu, S., & Chen, W. (2005). The reform of electricity power sector in the PR of China. *Elsevier-Energy Policies*, 2455-65.

17 - LISTA DE ABREVIATURAS

A

ABSOLAR: Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica 258
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica 258, 260, 262, 263, 268

C

CAN: Comunidade Andina de Nações 273
CENACE: Operador de rede independente do México 246, 247, 248, 255
CER: Certificado de Energia Renovável 39, 44, 45, 86, 106, 185, 221, 238, 253
CFE: Comisión Federal de Electricidad 246, 247, 254
CSP: Concentrated Solar Power / Heliotérmica ... 13, 26, 27, 43, 72, 83, 85, 86, 122, 123, 136, 146, 178, 179, 192, 217, 268, 270, 285

D

DoE: Department of Energy / Departamento de Energia 16, 78, 83, 87, 89, 90, 92, 194, 195

E

ERNC: Energias Renováveis não Convencionais 148; Ernegias Renováveis não Convencionais 13, 81, 82, 102, 121, 122, 124, 128, 129, 146, 160, 178, 180, 199, 205, 216, 233, 234, 236, 250
EV: Electric Vehicle - Veículo Elétrico 145

F

FIP: Feed-in Premium 39, 41, 42, 43, 44, 86, 106, 219
FIT: Feed-in Tariff 38, 39, 40, 41, 42, 43, 45, 85, 86, 89, 92, 106, 107, 108, 112, 127, 151, 164, 185, 203, 219, 220, 225, 236, 237, 238, 239, 244, 253, 262, 268, 282
FRE: Fontes Renováveis de Energia 40, 41, 45, 235
FV: Fotovoltaica . 13, 26, 33, 34, 61, 63, 71, 121, 122, 123, 131, 135, 141, 144, 146, 149, 160, 163, 165, 172, 178, 183, 217, 227, 238, 242, 250, 254, 258, 260, 268, 275, 280, 282, 286

G

GEE: Gases de efeito estufa 18, 46, 105, 113, 126, 154, 200, 202, 235, 250
GLD: Gerenciamento pelo Lado da Demanda 75, 76, 168, 277

I

INDC: Intended Nationally Determined Contribution 39, 86, 106, 123, 127, 151, 164, 185, 203, 219, 238, 253, 296

L

LCOE: Levelized Cost of Electricity / Custo de geração de eletricidade 31, 40

LER: Leilão de Energia Reserva	282
N	
NDC: Contribuição Nacionalmente Determinada 36, 39, 82, 86, 103, 106, 127, 148, 151, 164, 185, 200, 203, 219, 238, 253, 266	
O	
OTEC: Conversão de energia térmica oceânica.....	16
P	
PGCIL: Power Grid Corporation India Limited	214, 227
PPA: Power Purchase Agreement / Contrato de compra de energia de longo prazo 87, 89, 93, 174, 223, 283, 284	
R	
REMC: Centros de Gerenciamento de Energia Renovável	227
S	
S&P: Standard & Poor's	77
SIN: Sistema Interligado Nacional	268, 274
T	
TCU: Tribunal de Contas da União.....	12
W	
WETS: Centro de Testes de Energia das Ondas.....	16

18 - GLOSSÁRIO

A

Anaeróbico ou anaeróbio: Ausência completa ou quase completa de oxigênio molecular. Esse termo é usado para descrever, por exemplo, organismos anaeróbios, que são, em geral, microrganismos, como as bactérias e os fungos. Esse tipo de organismo é essencial na produção do biogás.

Autoprodutor: Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a uso próprio e exclusivo. Se autorizadas pela ANEEL, podem comercializar seus excedentes de energia.

B

Balanco Energético Nacional (BEN): Relatório anual consolidado elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que documenta e divulga pesquisas sobre a oferta e o consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, importação e exportação, distribuição e uso final da energia. Como parte do BEN, a EPE publica o Relatório Síntese no primeiro semestre posterior ao ano-base, apresentando um resumo dos dados sobre a contabilização da oferta, da transformação e do consumo final de produtos energéticos no Brasil.

Base do aerogerador: Fundação, geralmente, em concreto, que suporta todo o conjunto do aerogerador (torre, nacelle, pás, etc).

C

Capacidade instalada: Capacidade máxima de produção de energia de uma fonte ou de uma usina. O mesmo que potência instalada.

Célula fotovoltaica: Dispositivo que faz a conversão direta de energia solar em elétrica, por meio do chamado efeito fotoelétrico.

Centrais de Geração Hidrelétrica (CGH): Empreendimento hidrelétrico com potência igual ou inferior a 5.000 kW.

Cogeração: Produção simultânea de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir de gás natural ou biomassa. Os sistemas também podem produzir gás carbônico e água destilada.

Combustível: Qualquer substância que reage com oxigênio, produzindo calor e liberando energia.

Combustíveis fósseis: Substâncias de origem mineral, resultantes da decomposição orgânica, formadas por compostos de carbono e encontradas em áreas profundas do solo ou no fundo do mar. Esse processo de decomposição leva milhões de anos e, por isso, os combustíveis fósseis são considerados recursos não renováveis. Os exemplos mais conhecidos são o petróleo, o gás natural e o carvão mineral. A queima desses combustíveis é usada para gerar energia e movimentar motores de máquinas e veículos.

Concessionária: Agente que recebe concessão federal para prestar o serviço público de distribuição, transmissão ou geração de energia elétrica.

Consumidor: Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que requer o fornecimento de energia elétrica à concessionária. O consumidor assume a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fiadas nas normas e nos regulamentos da ANEEL.

CSP: Sigla em inglês de concentrating solar power (energia solar concentrada), ver energia heliotérmica (HLT).

D

Dióxido de carbono: Substância gasosa, incolor e inodora, formada por dois átomos de oxigênio e um de carbono (CO₂), também conhecida como gás carbônico. É produzida pela respiração e pela queima completa de substâncias que contêm carbono. Desde o último século, a quantidade de dióxido de carbono na atmosfera está aumentando muito rapidamente, o que é prejudicial ao planeta, pois intensifica o efeito estufa e, por consequência, o aquecimento global.

E

Efeito estufa: Fenômeno natural de aquecimento da Terra, que permite manter a temperatura do planeta em condições ideais para a sobrevivência dos seres. Os gases de efeito estufa (GEE) — como o gás carbônico (CO₂), o metano (CH₄) e o vapor d'água (H₂O) — funcionam como uma barreira que impede que a energia do sol absorvida pela Terra durante o dia seja emitida de volta para o espaço. Com isso uma parte do calor é retida próximo do planeta, cuja temperatura média fica em torno de 15°C. Sem o efeito estufa, a Terra poderia ficar muito fria a ponto de inviabilizar o desenvolvimento de grande parte das espécies animais e vegetais. No entanto, o excesso de gases de efeito estufa também é nocivo. O aumento da emissão desses gases em decorrência de atividades como queimadas, derrubadas de árvores e atividades industriais poluentes tem feito

subir a temperatura terrestre, ameaçando a sobrevivência de várias espécies da fauna e flora, e, inclusive, a saúde humana.

Eficiência energética: Atividade que busca melhorar o uso das fontes de energia, otimizando seu consumo e evitando desperdícios. A eficiência energética é a relação entre a energia disponível para a realização de uma atividade e a efetivamente utilizada.

Energia heliotérmica: Tecnologia conhecida no Brasil como energia heliotérmica, em inglês CSP. Consiste no sistema de geração de energia que reflete a luz solar para um único ponto e utiliza o calor acumulado para gerar energia.

Energia térmica: Forma de energia diretamente associada à temperatura e ao calor, formada como consequência da energia cinética (movimentação) das moléculas e partículas de um corpo. Quanto maior o movimento das partículas, maior a temperatura e, conseqüentemente, mais energia térmica.

F

Fator de Capacidade: Índice que aponta a relação, no mesmo período, entre a produção efetiva de energia elétrica por uma usina e a capacidade total máxima de geração de energia elétrica.

Gás natural: Combustível fóssil formado quando camadas de animais e vegetais soterrados ficam submetidas a intenso calor e pressão por milhares de anos. É utilizado como fonte de energia não renovável na geração de eletricidade em usinas termoeletricas.

Geração distribuída: Geração elétrica realizada junto ou próximo dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Se comparada com a geração centralizada, a geração distribuída apresenta a vantagem de redução de investimentos com linhas de transmissão e de perdas no transporte da energia para longas distâncias. Mais informações no site da ANEEL.

Gerador elétrico: Máquina que produz energia elétrica.

L

Licença ambiental: Ato administrativo pelo qual o órgão ambiental competente estabelece as condições, restrições e medidas de controle que deverão ser obedecidas pelo empreendedor, pessoa física ou jurídica, para localizar, instalar, ampliar e operar empreendimentos ou atividades que usem recursos ambientais e sejam consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou ainda que possam causar degradação ambiental.

M

Microgeradores e minigeradores de energia: Sistemas de geração elétrica de pequena potência. Pelas normas da ANEEL, a microgeração deve ter produção menor ou igual a 75kW, e a minigeração, superior a 75 KW. E, para a cogeração qualificada (de produção e utilização combinada de calor e eletricidade) ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, a produção deve ser menor ou igual a 5 MW.

N

Nacele: Estrutura que acondiciona as engrenagens, o gerador elétrico e outros componentes de um aerogerador.

O

Onshore: Instalações industriais localizadas em terra.

Offshore: Instalações localizadas em alto-mar, como plataformas petroleiras.

Operação comercial: Situação operacional em que a energia produzida pela unidade geradora está disponibilizada ao sistema, podendo ser usada exclusivamente pelo agente ou comercializada por ele.

P

Pás: Parte do aerogerador responsável por capturar a energia do vento.

Pequena Central Hidrelétrica (PCH): Empreendimento hidrelétrico de pequeno porte, cuja potência é superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW. Deve ter área de reservatório de até 13 km², sem contar com a calha do leito do rio, por onde corre regularmente o curso d'água.

Potência instalada: O mesmo que Capacidade Instalada. Capacidade máxima de produção de energia de uma fonte ou de uma usina.

Produtor independente de energia elétrica: Pessoa jurídica ou consórcio de empresas que detém concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica a fim de comercializar toda ou parte da energia gerada, por sua conta e risco.

R

Rede básica: Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), pertencentes a concessionárias de serviço público de transmissão.

Resíduos sólidos urbanos (RSU): Resíduos domiciliares, como os originários de atividades domésticas em residências urbanas, e resíduos de limpeza urbana, como os originários da varrição, limpeza de logradouros e vias públicas e outros serviços de limpeza urbana.

S

Sistema de compensação de energia elétrica: Ver Geração distribuída. Sistema no qual a energia gerada por uma unidade consumidora é compensada com o consumo na mesma unidade consumidora, em outra, segundo as regras da Resolução Normativa 687 da ANEEL.

Sistema híbrido: Sistema em que se associa mais de uma fonte de energia, quando há a necessidade de complementar a geração. Por exemplo, podem ser associadas as energias hídrica e solar, biogás e eólica, solar e biogás, etc.

Sistema Interligado Nacional (SIN): Conjunto de instalações para a geração e transmissão de energia elétrica formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. A coordenação da operação das usinas é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Sistemas Isolados: Conjunto de instalações para a geração e transmissão de energia elétrica não conectado ao SIN. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país é gerada fora do SIN, em sistemas isolados principalmente na região amazônica.

U

Usina termoelétrica: Instalação que produz energia a partir do calor gerado por combustíveis renováveis, como biogás e bagaço de cana, ou não renováveis, como carvão mineral, óleo e gás natural.

W

Watt (W): Unidade de potência equivalente à transferência, contínua e uniformemente, da energia de 1 Joule por segundo.

Watt-hora (Wh): Unidade básica de energia. Comumente os consumidores são tarifados no múltiplo quilowatt-hora (kWh)