

BAN KINH TẾ TRUNG ƯƠNG

Chủ biên: TSKH. Nguyễn Văn Bình

ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN

NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA CỦA VIỆT NAM

ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045

(SÁCH THAM KHẢO)

NHÀ XUẤT BẢN ĐẠI HỌC KINH TẾ QUỐC DÂN

2020

BAN CHỈ ĐẠO TRUNG ƯƠNG
TỔNG KẾT 10 NĂM THỰC HIỆN NGHỊ QUYẾT SỐ 18-NQ/TW, NGÀY 25/10/2007
CỦA BỘ CHÍNH TRỊ VỀ ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA VIỆT NAM
ĐẾN NĂM 2020 VÀ TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050

*(thành lập theo Quyết định số 142-QĐ/TW ngày 08/08/2018
của Ban Bí thư Trung ương Đảng)*

1. Đồng chí Nguyễn Văn Bình, Ủy viên Bộ Chính trị, Bí thư Trung ương Đảng, Trưởng Ban Kinh tế Trung ương, Trưởng ban.
2. Đồng chí Trần Tuấn Anh, Ủy viên Ban Chấp hành Trung ương Đảng, Bộ trưởng Bộ Công Thương, Phó Trưởng ban kiêm nhiệm Ban Kinh tế Trung ương, Phó Trưởng ban Thường trực.
3. Đồng chí Cao Đức Phát, Ủy viên Ban Chấp hành Trung ương Đảng, Phó Trưởng ban Thường trực Ban Kinh tế Trung ương, Phó Trưởng ban.
4. Đồng chí Phạm Viết Thanh, Ủy viên Ban Chấp hành Trung ương Đảng, Bí thư Đảng ủy khối Doanh nghiệp Trung ương, thành viên.
5. Đồng chí Trần Sỹ Thanh, Ủy viên Ban Chấp hành Trung ương Đảng, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, thành viên.
6. Đồng chí Bé Xuân Trường, Ủy viên Ban Chấp hành Trung ương Đảng, Thứ trưởng Bộ Quốc phòng, thành viên.



7. Đồng chí Hoàng Quốc Vượng, Thứ trưởng Bộ Công Thương, thành viên.
8. Đồng chí Nguyễn Cao Lục, Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ, thành viên.
9. Đồng chí Lê Hồng Tĩnh, Phó Chủ nhiệm Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường Quốc hội, thành viên.
10. Đồng chí Nguyễn Văn Hiếu, Thứ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư, thành viên.
11. Đồng chí Trần Quý Kiên, Thứ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường, thành viên.
12. Đồng chí Trần Quốc Khánh, Thứ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ, thành viên.
13. Đồng chí Huỳnh Quang Hải, Thứ trưởng Bộ Tài chính, thành viên.
14. Đồng chí Nguyễn Văn Phúc, Thứ trưởng Bộ Giáo dục và Đào tạo, thành viên.
15. Đồng chí Lê Quân, Thứ trưởng Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội, thành viên.
16. Đồng chí Nguyễn Kim Anh, Phó Thống đốc Ngân hàng Nhà nước Việt Nam, thành viên.
17. Đồng chí Dương Quang Thành, Chủ tịch Tập đoàn Điện lực Việt Nam, thành viên.



BAN BIÊN SOẠN

*

Trưởng Ban, Chủ biên:

TSKH. Nguyễn Văn Bình

*Ủy viên Bộ Chính trị, Bí thư Trung ương Đảng,
Trưởng Ban Kinh tế Trung ương*

*

Phó Trưởng Ban:

TS. Cao Đức Phát

*Ủy viên Ban Chấp hành Trung ương Đảng,
Phó Trưởng ban Thường trực Ban Kinh tế Trung ương*

ThS. Hoàng Quốc Vượng

Thứ trưởng Bộ Công Thương

*

Thường trực:

TS. Nguyễn Đức Hiền

Phó Trưởng Ban Kinh tế Trung ương

*

Thành viên:

ThS. Nguyễn Ngọc Trung

TS. Nguyễn Tuấn Anh

TSKH. Trần Kỳ Phúc

ThS. Lê Văn Lực

TS. Bùi Tiến Dũng

TS. Nguyễn Ngọc Hưng

ThS. Hoàng Thị Thu Hương

ThS. Hoàng Tùng

Cùng với sự tham gia đóng góp của các thành viên khác trong Tổ Biên tập xây dựng Đề án: Lê Xuân Thành, Hoàng Đình Vinh, Đoàn Ngọc Xuân, Nguyễn Văn Bình, Dương Linh Hương, Trần Kim Anh, Đặng Xuân Trường, Vũ Mạnh Hùng, Vũ Thị Thu Thủy (Ban Kinh tế Trung ương); Nguyễn Vũ Quang (Văn phòng Chính phủ), Nguyễn Văn Tiền (Văn phòng Quốc hội), Nguyễn Văn Nguyên (Bộ Tài nguyên và Môi trường), Trần Đông Phong (Bộ Kế hoạch và Đầu tư), Lê Tuấn Anh (Bộ Tài chính), Nguyễn Phú Hùng (Bộ Khoa học và Công nghệ), Vũ Đình Thanh (Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn), Trần Quang Cường (Bộ Thông tin và Truyền thông), Nguyễn Công Thịnh (Bộ Xây dựng), Nguyễn Hữu Tiên (Bộ Giao thông vận tải), Lưu Lâm (Bộ Giáo dục và Đào tạo), Trần Văn Tần (Ngân hàng Nhà nước Việt Nam), Thân Thành Công (Bộ Quốc phòng), Nguyễn Văn Tạo (Bộ Công an), Nguyễn Hoài Nam (Bộ Ngoại giao), Phạm Xuân Cảnh (Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam - PVN), Đặng Huy Cường (Tập đoàn Điện lực Việt Nam - EVN), Nguyễn Văn Sự (Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam - Petrolimex), Khuất Mạnh Thắng (Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam - TKV), Ngô Thường San (Hội Dầu khí Việt Nam), Trần Xuân Hòa (Hội Khoa học và Công nghệ Mỏ Việt Nam), Vương Hữu Tấn (Hiệp hội Năng lượng nguyên tử Việt Nam), Trần Văn Trị (Tổng hội Địa chất Việt Nam), Trần Đình Long (Hội Điện lực Việt Nam), Nguyễn Minh Duệ (Hiệp hội Năng lượng Việt Nam), Nguyễn Thị Hương (Viện Nghiên cứu Lập pháp của Quốc hội).

ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN
NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA
CỦA VIỆT NAM

ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045



MỤC LỤC

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT	11
DANH MỤC BẢNG	13
DANH MỤC HÌNH	15
LỜI GIỚI THIỆU	17
CHƯƠNG 1: ĐÁNH GIÁ KẾT QUẢ 10 NĂM (2007 - 2017) THỰC HIỆN NGHỊ QUYẾT SỐ 18-NQ/TW NGÀY 25/10/2007 CỦA BỘ CHÍNH TRỊ VỀ ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA CỦA VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2020, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050	21
1.1. Khái quát những nội dung chính Nghị quyết 18	22
1.1.1. Về quan điểm	22
1.1.2. Về mục tiêu	23
1.1.3. Các chính sách và giải pháp chủ yếu	24
1.2. Tình hình triển khai thực hiện Nghị quyết 18	27
1.2.1. Công tác tuyên truyền, quán triệt Nghị quyết 18	27
1.2.2. Công tác thể chế hóa Nghị quyết 18	27
1.3. Đánh giá kết quả 10 năm thực hiện Nghị quyết 18 (2007 - 2017)	31
1.3.1. Những kết quả đạt được	31
1.3.1.1. Về cung cấp năng lượng	31
1.3.1.2. Về tiêu thụ năng lượng	46
1.3.1.3. Tổng quan về cung - cầu năng lượng trong giai đoạn 2007 - 2017	50
1.3.1.4. Về thị trường và đầu tư phát triển ngành năng lượng	55
1.3.1.5. Tác động đến phát triển kinh tế - xã hội và quốc phòng, an ninh	71
1.3.2. Những hạn chế, yếu kém	76
1.3.3. Nguyên nhân của những hạn chế, yếu kém	89
1.4. Đánh giá chung	92
CHƯƠNG 2: ĐÁNH GIÁ KẾT QUẢ 15 NĂM (2003 - 2018) THỰC HIỆN KẾT LUẬN SỐ 26-NQ/TW NGÀY 24/10/2003 CỦA BỘ CHÍNH TRỊ VỀ CHIẾN LƯỢC VÀ QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN NGÀNH ĐIỆN LỰC VIỆT NAM	95
2.1. Khái quát những nội dung cơ bản của Kết luận 92	96
2.1.1. Về quan điểm	96
2.1.2. Về mục tiêu	97
2.1.3. Các chính sách và giải pháp chủ yếu	97

2.2. Tình hình triển khai thực hiện Kết luận 26	99
2.2.1. Công tác tuyên truyền, quán triệt thực hiện Kết luận 26	99
2.2.2. Tình hình thể chế hóa Kết luận 26	99
2.3. Kết quả thực hiện Kết luận 26	107
2.3.1. Kết quả đạt được	107
2.3.2. Những hạn chế, tồn tại	116
2.3.3. Nguyên nhân của những hạn chế, tồn tại	122
CHƯƠNG 3: ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG CỦA DỊCH COVID-19 VÀ TÌNH HÌNH GIÁ DẦU GIẢM SÂU ĐẾN NGÀNH NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM	125
3.1. Tổng quan về sản xuất năng lượng Việt Nam từ năm 2019 đến nay	126
3.1.1. Lĩnh vực khai thác dầu khí, lọc dầu	126
3.1.2. Lĩnh vực khai thác than	128
3.1.3. Phân ngành điện	129
3.1.4. Về thị trường năng lượng	131
3.1.5. Về đầu tư của các tập đoàn năng lượng nhà nước	135
3.2. Tình hình và dự báo về dịch Covid-19	136
3.2.1. Tình hình dịch Covid-19 trên thế giới	136
3.2.2. Tình hình dịch Covid-19 tại Việt Nam	139
3.2.3. Dự báo về tình hình dịch Covid-19	141
3.3. Tình hình, nguyên nhân của việc giá dầu giảm sâu và dự báo diễn biến trong thời gian tới	143
3.3.1. Tình hình giá dầu từ đầu năm 2020 đến nay	143
3.3.2. Nguyên nhân của việc giá dầu giảm sâu	146
3.3.3. Dự báo giá dầu năm 2020 và những năm tiếp theo	153
3.4. Đánh giá tác động kép của dịch Covid-19 và giá dầu giảm sâu đến ngành năng lượng Việt Nam	161
3.4.1. Đánh giá tác động đến ngành dầu khí	161
3.4.1.1. Tác động tiêu cực đến doanh thu và nộp ngân sách nhà nước của ngành dầu khí	161
3.4.1.2. Tác động tiêu cực đến các lĩnh vực khai thác và kinh doanh dầu khí	162
3.4.2. Đánh giá tác động đến ngành điện	171
3.4.3. Đánh giá tác động đến ngành than mà trực tiếp là Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV)	176

CHƯƠNG 4: BỐI CẢNH TRONG NƯỚC, QUỐC TẾ VÀ MỘT SỐ DỰ BÁO VỀ PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG CỦA VIỆT NAM GIAI ĐOẠN ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045	183
4.1. Bối cảnh trong nước tác động đến phát triển năng lượng của Việt Nam giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045	184
4.2. Bối cảnh quốc tế tác động đến phát triển năng lượng của Việt Nam giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045	189
4.2.1. Tiềm năng phát triển các nguồn năng lượng trên thế giới và chính sách phát triển năng lượng của một số quốc gia	189
4.2.1.1. <i>Tiềm năng phát triển của các nguồn năng lượng trên thế giới đến năm 2045</i>	189
4.2.1.2. <i>Chính sách phát triển năng lượng tại một số quốc gia</i>	199
4.2.2. Xu thế phát triển năng lượng thế giới	200
4.2.3. Tác động của bối cảnh quốc tế đến phát triển năng lượng Việt Nam trong thời gian tới	202
4.2.3.1. <i>Các tác động của bối cảnh thế giới đối với các lĩnh vực năng lượng cụ thể của Việt Nam</i>	203
4.2.3.2. <i>Các tác động của bối cảnh thế giới đến mức độ tiêu thụ năng lượng của nước ta trong các ngành kinh tế</i>	207
4.3. Một số dự báo về phát triển năng lượng Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045	209
4.3.1. Cơ sở dự báo	209
4.3.1.1. <i>Dự báo xu thế tăng trưởng kinh tế</i>	209
4.3.1.2. <i>Các kịch bản tăng trưởng kinh tế</i>	214
4.3.2. Kết quả dự báo phát triển năng lượng Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045	218
CHƯƠNG 5: ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA CỦA VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045	221
5.1. Tình hình và nguyên nhân	222
5.2. Quan điểm chỉ đạo, mục tiêu và tầm nhìn	224
5.2.1. Quan điểm chỉ đạo	224
5.2.2. Mục tiêu	226
5.2.3. Tầm nhìn đến năm 2045	227

5.3. Nhiệm vụ và giải pháp chủ yếu	228
5.4. Tổ chức thực hiện	239
PHỤ LỤC 1: Thực trạng xây dựng pháp luật đối với ngành năng lượng trong giai đoạn 10 năm thực hiện Nghị quyết 18 (2007 - 2017)	241
PHỤ LỤC 2: Một số vướng mắc trong việc thực hiện các luật có ảnh hưởng đến cung ứng điện	253
PHỤ LỤC 3: Tổng quan về chiến lược phát triển năng lượng của một số quốc gia	264
PHỤ LỤC 4: Dự báo tổng cung, cơ cấu nguồn năng lượng sơ cấp và điện giai đoạn đến năm 2030 và 2045	276
PHỤ LỤC 5: Dự báo tỉ lệ năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp giai đoạn đến năm 2030 và 2045	280
PHỤ LỤC 6: Dự báo tổng tiêu thụ và cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn đến năm 2030 và 2045	282
PHỤ LỤC 7: Dự báo cường độ năng lượng sơ cấp, hệ số đàn hồi điện và tiêu thụ năng lượng cuối cùng trên đầu người giai đoạn đến năm 2030 và đến năm 2045	284
PHỤ LỤC 8: Dự báo tỉ lệ tiết kiệm điện năng giai đoạn đến năm 2030 và 2045	286
PHỤ LỤC 9: Dự báo giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng giai đoạn đến năm 2030 và đến năm 2045	287
PHỤ LỤC 10: Dự báo sản lượng khai thác, xuất nhập khẩu dầu, khí, than giai đoạn đến năm 2030 và đến năm 2045	288
PHỤ LỤC 11: Dự báo tổng vốn đầu tư cho ngành năng lượng đến năm 2045	289

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

Từ viết tắt	Nghĩa tiếng Việt	Nghĩa tiếng Anh
ADB	Ngân hàng Phát triển châu Á	The Asian Development Bank
AEC	Cộng đồng Kinh tế ASEAN	ASEAN Economic Community
BOT	Xây dựng - Vận hành - Chuyển giao	Build-Operate-Transfer
BRICS	Nhóm các nền kinh tế mới nổi	Brasil, Russia, India, China, South Africa
CPTPP	Hiệp định Đối tác Toàn diện và Tiến bộ xuyên Thái Bình Dương	Comprehensive and Progressive Agreement for Trans-Pacific Partnership
ĐTM	Đánh giá tác động môi trường	
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam	Vietnam Electricity
FDI	Đầu tư trực tiếp nước ngoài	Foreign Direct Investment
IAEA	Cơ quan Năng lượng nguyên tử Quốc tế	International Renewable Energy Agency
IEA	Cơ quan Năng lượng Quốc tế	International Energy Agency
IMF	Quỹ Tiền tệ Quốc tế	International Monetary Fund
IRENA	Cơ quan Năng lượng tái tạo Quốc tế	International Atomic Energy Agency
LĐTM	Lưới điện thông minh	
NLTT	Năng lượng tái tạo	
NSNN	Ngân sách nhà nước	
OECD	Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế	Organization for Economic Cooperation and Development
OPEC	Tổ chức các nước xuất khẩu dầu lửa	Organization of the Petroleum Exporting Countries
Petrolimex	Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam	

Petimex	Công ty cổ phần thương mại Dầu khí Đồng Tháp	
PPP	Đầu tư theo hình thức đối tác công tư	Public - Private Partner
PVN	Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam	
PVOIL	Tổng công ty Dầu Việt Nam	
TKNL	Tiết kiệm năng lượng	
TKV	Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam	
VBQPPL	Văn bản quy phạm pháp luật	
WB	Ngân hàng Thế giới	World Bank
WHO	Tổ chức Y tế Thế giới	World Health Organization
XHCN	Xã hội chủ nghĩa	

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1.1	Tổng hợp số lượng các VBQPPL về năng lượng giai đoạn 2007 - 2017	28
Bảng 1.2	Cơ cấu nguồn cung năng lượng sơ cấp giai đoạn 2007 - 2017	33
Bảng 1.3	Hệ số bù trừ lượng dầu khí trong nước giai đoạn 2007 - 2017	36
Bảng 1.4	Gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí trong nước giai đoạn 2007 - 2017	37
Bảng 1.5	Sản lượng than sản xuất, xuất, nhập và tồn kho giai đoạn 2007 - 2017	39
Bảng 1.6	Sản lượng khai thác năng lượng tái tạo giai đoạn 2007 - 2017	42
Bảng 1.7	Sản lượng và cơ cấu các nguồn phát điện giai đoạn 2007 - 2017	44
Bảng 1.8	Giá trị và cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn 2007 - 2017	47
Bảng 1.9	Sản lượng và cơ cấu tiêu thụ điện theo ngành giai đoạn 2007 - 2017	48
Bảng 1.10	Tỉ lệ chuyển đổi, tổn thất năng lượng sơ cấp giai đoạn 2010 - 2015	51
Bảng 1.11	Hệ số dự phòng công suất giai đoạn 2007 - 2017	52
Bảng 1.12	Tương quan giữa Tổng sản lượng điện sản xuất, nhập khẩu so với Tổng sản lượng điện thương phẩm giai đoạn năm 2007 - 2017	53
Bảng 1.13	Biểu tính toán năng lượng tiết kiệm giai đoạn 2006 - 2010	54
Bảng 1.14	Biểu tính toán năng lượng tiết kiệm giai đoạn 2010 - 2015	54
Bảng 1.15	Diễn biến giá bán lẻ điện bình quân giai đoạn 2007 - 2017	57
Bảng 1.16	Bảng giá bán dầu thô và khí tự nhiên của PVN giai đoạn 2007 - 2017	61
Bảng 1.17	Tổng kết về cơ chế hỗ trợ hiện tại cho các dạng NLTT	62
Bảng 1.18	Tỉ lệ điện khí hóa nông thôn ở các tỉnh/thành Việt Nam	74
Bảng 1.19	Biến động của số chỉ tiêu an ninh năng lượng giai đoạn 2007 - 2017	76
Bảng 2.1	Điện sản xuất và nhập khẩu toàn hệ thống	108
Bảng 2.2	Tiêu thụ điện toàn quốc giai đoạn 2005 - 2018	109
Bảng 2.3	Độ tin cậy cung cấp điện theo các khu vực và toàn quốc	112
Bảng 3.1	Giá dầu thô (USD/thùng) bình quân Quý I/2020	145
Bảng 3.2	Dự báo cung - cầu dầu và khí năm 2020	156
Bảng 3.3	Dự báo giá dầu của một số tổ chức năng lượng và tài chính uy tín	156
Bảng 3.4	Doanh thu và nộp NSNN của PVN theo kịch bản giá dầu	161
Bảng 3.5	Nhu cầu than cho các nhà máy điện 9 tháng cuối năm 2020	171

Bảng 4.1	Chiến lược, chính sách phát triển năng lượng tại 20 quốc gia và vùng lãnh thổ tiêu biểu trên thế giới	199
Bảng A1	Các kịch bản phát triển năng lượng tổng thể được xem xét	276
Bảng A2	Cung năng lượng sơ cấp theo Kịch bản cơ sở và Kịch bản đề xuất	277
Bảng A3	Tỉ lệ công suất điện lắp đặt theo Kịch bản đề xuất đến 2045	278
Bảng A4	Tỉ lệ sản lượng điện theo Kịch bản đề xuất đến 2045	279
Bảng A5	Tỉ lệ NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp - Kịch bản cơ sở	280
Bảng A6	Tỉ lệ NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp - Kịch bản đề xuất	280
Bảng A7	Tỉ lệ NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp tại một số quốc gia trong khối APEC - Kịch bản cơ sở	281
Bảng A8	Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo loại nhiên liệu	282
Bảng A9	Các chỉ số cường độ năng lượng sơ cấp và GDP bình quân đầu người	284
Bảng A10	Hệ số đàn hồi điện năng	284
Bảng A11	Tính toán tỉ lệ tiết kiệm điện năng và năng lượng giai đoạn đến năm 2030, 2045	286
Bảng A12	Phát thải CO ₂ theo ngành ở Kịch bản phát triển bình thường (triệu tấn CO ₂)	287
Bảng A13	Phát thải CO ₂ theo ngành ở Kịch bản giảm phát thải (triệu tấn CO ₂)	287
Bảng A14	Khai thác, xuất nhập khẩu than (triệu tấn)	288
Bảng A15	Khai thác, xuất nhập khẩu dầu thô (triệu tấn)	288
Bảng A16	Khai thác, xuất nhập khẩu khí tự nhiên (tỷ m ³)	288
Bảng A17	Khai thác và sử dụng NLTT (MTOE)	288
Bảng A18	Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư ngành năng lượng giai đoạn 2016 - 2045 (tỷ đồng)	289
Bảng A19	Tổng hợp vốn đầu tư ngành điện giai đoạn 2016 - 2045 (tỷ đồng)	289
Bảng A20	Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư ngành than giai đoạn 2016 - 2045 (tỷ đồng)	290
Bảng A21	Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư ngành dầu khí giai đoạn 2016 - 2045 (tỷ đồng)	290

DANH MỤC HÌNH

Hình 1.1	Tổng cung năng lượng sơ cấp giai đoạn 2007 - 2017	32
Hình 1.2	So sánh cơ cấu cung năng lượng sơ cấp năm 2007 và năm 2017	34
Hình 1.3	Sản lượng khai thác dầu thô trong và ngoài nước giai đoạn 2007 - 2017	35
Hình 1.4	Sản lượng khai thác dầu thô trong và ngoài nước giai đoạn 2007 - 2017	36
Hình 1.5	Sản lượng khai thác khí giai đoạn 2007 - 2017	37
Hình 1.6	Cơ cấu nguồn dầu thô của Bình Sơn giai đoạn 2007 - 2017	38
Hình 1.7	Sản lượng sản phẩm lọc hóa dầu của Bình Sơn giai đoạn 2007 - 2017	38
Hình 1.8	Sản xuất than nguyên khai và thương phẩm của TKV giai đoạn 2007 - 2017	40
Hình 1.9	Xuất khẩu - nhập khẩu - tồn kho than của TKV giai đoạn 2007 - 2017	41
Hình 1.10	Diễn biến khai thác năng lượng tái tạo giai đoạn 2007 - 2017	42
Hình 1.11	Tổng công suất và cơ cấu nguồn điện giai đoạn 2007 - 2017	43
Hình 1.12	So sánh cơ cấu huy động các nguồn điện theo dạng nhiên liệu theo năm 2007 và 2017	45
Hình 1.13	Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn năm 2007 - 2017	46
Hình 1.14	Cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo ngành năm 2007 và 2017	48
Hình 1.15	Cơ cấu tiêu thụ điện theo ngành năm 2007 và 2017	49
Hình 1.16	Tương quan giữa Tổng cung năng lượng sơ cấp và Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn năm 2007 - 2017	50
Hình 1.17	Tổng công suất đặt và công suất phụ tải cực đại của hệ thống giai đoạn 2007 - 2017	52
Hình 1.18	Giá bán điện hàng năm cho các hộ tiêu thụ giai đoạn 2007 - 2017	56
Hình 1.19	Giá bán than bình quân của TKV giai đoạn 2007 - 2017	59
Hình 1.20	Giá bán lẻ xăng A95 và dầu DO bình quân giai đoạn 2007 - 2017	60
Hình 1.21	Giá bán dầu thô và khí tự nhiên của PVN giai đoạn 2007 - 2017	61
Hình 1.22	Tổng đầu tư của PVN giai đoạn 2007 - 2017	65
Hình 1.23	Cơ cấu đầu tư của PVN giai đoạn 2007 - 2017	65

Hình 1.24	Tổng đầu tư xây dựng của EVN (giá trị thanh toán) giai đoạn 2007 - 2017	67
Hình 1.25	Đầu tư của TKV cho công nghiệp điện và công nghiệp than giai đoạn 2007 - 2017	68
Hình 1.26	Tổng đầu tư của Petrolimex giai đoạn 2007 - 2017	68
Hình 1.27	Vốn đăng ký đầu tư vào lĩnh vực năng lượng giai đoạn 2007 - 2017	69
Hình 1.28	Cân bằng xuất nhập khẩu năng lượng giai đoạn 2006 - 2015	79
Hình 2.1	Chỉ số tiếp cận điện năng Việt Nam giai đoạn 2013 - 2019	114
Hình 3.1	Số người chết vì Covid-19 trên thế giới tính đến ngày 20/4/2020	137
Hình 3.2	Số người nhiễm Covid-19 trên thế giới tính đến ngày 20/4/2020	138
Hình 3.3	10 quốc gia đứng đầu thế giới về số ca mắc và tử vong (21/4/2020)	139
Hình 3.4	Tình hình dịch Covid-19 tại Việt Nam từ ngày 06/3/2020 đến 21/4/2020	140
Hình 3.5	Giá dầu thô WTI và Brent trong 30 năm qua	145
Hình 3.6	Nhu cầu dầu thế giới nửa cuối năm 2019 và Quý I năm 2020	147
Hình 3.7	Chi phí sản xuất dầu tại một số nước	157
Hình 3.8	Biến động giá dầu thế giới từ năm 1970 đến nay	160
Hình 4.1.	Diễn biến các nguồn năng lượng cơ bản toàn thế giới từ năm 1970 đến 2020 và dự báo đến năm 2050	201
Hình 4.2	Diễn biến tăng lượng tiêu thụ năng lượng trong các ngành kinh tế ở Việt Nam giai đoạn 2010 - 2030	207
Hình 4.3	Diễn biến tăng lượng tiêu thụ năng lượng trong toàn bộ nền kinh tế ở Việt Nam giai đoạn 2005 - 2030	208
Hình A1	Cung năng lượng sơ cấp theo từng kịch bản (đơn vị KTOE)	277
Hình A2	Cơ cấu công suất điện lắp đặt theo Kịch bản đề xuất đến 2045	278
Hình A3	Cơ cấu sản lượng điện Kịch bản đề xuất đến 2045	279
Hình A4	Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo dạng nhiên liệu và kịch bản (đơn vị KTOE)	283
Hình A5	Tiêu thụ năng lượng và thu nhập bình quân đầu người giai đoạn 2007 - 2045 (đơn vị kgOE/người)	285

LỜI GIỚI THIỆU

Nước ta đang trong quá trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa. Vì vậy, bảo đảm nhu cầu về năng lượng cho phát triển kinh tế nhanh và bền vững, giữ vững quốc phòng, an ninh chính trị, trật tự an toàn xã hội và không ngừng cải thiện đời sống nhân dân có ý nghĩa và vai trò đặc biệt quan trọng.

Trong những năm qua, Đảng và Nhà nước đã có nhiều chủ trương, chính sách và sự quan tâm đầu tư, hỗ trợ ngành năng lượng về nhiều mặt với phương châm “năng lượng phải đi trước một bước”. Bộ Chính trị đã ban hành Kết luận số 26-KL/TW, ngày 24/10/2003 về Chiến lược và quy hoạch phát triển ngành điện lực Việt Nam; Nghị quyết số 18-NQ/TW, ngày 25/10/2007 về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050.

Nhờ có chủ trương, đường lối lãnh đạo đúng đắn của Đảng và sự hưởng ứng, vào cuộc của cả hệ thống chính trị, cộng đồng doanh nghiệp cùng toàn xã hội, trong những năm qua, ngành năng lượng nước ta nói chung và ngành điện lực nói riêng đã có những bước phát triển nhanh, tương đối đồng bộ trong tất cả các phân ngành, lĩnh vực, bám sát định hướng và đạt được nhiều mục tiêu cụ thể đề ra. Tuy vậy, ngành năng lượng nước ta vẫn còn nhiều hạn chế, yếu kém.

Trước yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội của giai đoạn 10 năm 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2045, đòi hỏi phải có những quan điểm, chủ trương, đường lối, chính sách mới cho phát triển ngành năng lượng quốc gia. Vì vậy, Bộ Chính trị đã giao Ban Kinh tế Trung ương chủ trì tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18, Ban cán sự đảng Bộ Công Thương chủ trì tổng kết 15 năm thực hiện Kết luận số

26. Tại phiên họp ngày 20/12/2019, Bộ Chính trị đã cho ý kiến đối với Báo cáo tổng kết của hai Đề án, giao Ban Kinh tế Trung ương chủ trì, trên cơ sở kết quả nghiên cứu của các Đề án để xây dựng trình Bộ Chính trị ban hành một Nghị quyết chung về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia, trong đó có nội dung về phát triển ngành điện lực.

Trên cơ sở dự thảo Nghị quyết do Ban Kinh tế Trung ương xây dựng, Bộ Chính trị đã cho ý kiến hoàn thiện. Ngày 11/02/2020, đồng chí Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng đã ký ban hành Nghị quyết số 55-NQ/TW về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Trên cơ sở Nghị quyết này, Đảng đoàn Quốc hội sẽ lãnh đạo nghiên cứu, sửa đổi, bổ sung, hoàn thiện pháp luật để tạo thuận lợi cho phát triển năng lượng quốc gia; Ban cán sự Đảng Chính phủ sẽ lãnh đạo xây dựng và triển khai Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia và các chiến lược phát triển các phân ngành năng lượng, Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia, Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia (Quy hoạch điện VIII) cùng với các chính sách, kế hoạch, đề án cho phát triển ngành năng lượng nói chung và ngành điện lực nói riêng trong thời gian tới.

Qua nắm bắt tình hình cho thấy, Nghị quyết 55 được các bộ, ngành, địa phương, cộng đồng doanh nghiệp, các nhà đầu tư, các chuyên gia trong nước và quốc tế đánh giá cao; việc triển khai thực hiện tốt Nghị quyết này kỳ vọng sẽ tạo ra những phát triển đột phá cho ngành năng lượng Việt Nam trong thời gian tới.

Với mục đích sớm đưa Nghị quyết 55 đi vào cuộc sống, nâng cao chất lượng công tác hướng dẫn, kiểm tra, giám sát việc thực hiện Nghị quyết của Đảng, góp phần thực hiện thắng lợi các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, trên cơ sở kết quả

nghiên cứu của các Đề án tổng kết và nghiên cứu có liên quan, Ban Kinh tế Trung ương chủ trì biên soạn sách tham khảo **“Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”** để gửi đến các cấp ủy, các tổ chức và cá nhân có liên quan sử dụng tham khảo trong quá trình tuyên truyền, phổ biến, quán triệt và nghiên cứu, tổ chức triển khai thực hiện Nghị quyết.

Ban Kinh tế Trung ương xin ghi nhận, cảm ơn và đánh giá cao những đóng góp của các thành viên Ban Chỉ đạo, Tổ Biên tập, của các ban, bộ, ngành và địa phương, các chuyên gia, các nhà khoa học trong nước và quốc tế trong xây dựng các Đề án tổng kết Nghị quyết 18 và Kết luận 26 cũng như biên soạn cuốn sách này. Thay mặt Ban Chỉ đạo Trung ương xây dựng Đề án tổng kết Nghị quyết 18, Kết luận 26 và Ban biên soạn, tôi trân trọng giới thiệu cuốn sách tham khảo đến các đồng chí và bạn đọc.

Chủ biên: **TSKH. Nguyễn Văn Bình**

Ủy viên Bộ Chính trị, Bí thư Trung ương Đảng
Trưởng Ban Kinh tế Trung ương
Trưởng Ban chỉ đạo Trung ương xây dựng Đề án



Đồng chí Nguyễn Văn Bình, Ủy viên Bộ Chính trị, Bí thư Trung ương Đảng, Trưởng Ban Kinh tế Trung ương, Trưởng Ban chỉ đạo Trung ương tổng kết Nghị quyết 18 phát biểu kết luận phiên họp Ban chỉ đạo xây dựng Đề án.



Phiên họp Ban chỉ đạo Trung ương tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW, ngày 25/10/2007 về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050.



CHƯƠNG 1

ĐÁNH GIÁ KẾT QUẢ 10 NĂM (2007 - 2017) THỰC HIỆN NGHỊ QUYẾT SỐ 18-NQ/TW NGÀY 25/10/2007 CỦA BỘ CHÍNH TRỊ VỀ ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA CỦA VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2020, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2050¹

¹ Nội dung Chương này được biên soạn chủ yếu dựa trên Đề án Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết 18-NQ/TW, ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050 do Ban Kinh tế Trung ương chủ trì xây dựng.

1.1. Khái quát những nội dung chính Nghị quyết 18

Phát triển năng lượng là nhiệm vụ có ý nghĩa chiến lược quan trọng, làm nền tảng hạ tầng để phát triển kinh tế - xã hội, thực hiện mục tiêu công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Xác định được vai trò, vị trí quan trọng của ngành năng lượng, ngày 25/10/2007, Bộ Chính trị khóa IX đã ban hành Nghị quyết số 18-NQ/TW về “*Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050*” (sau đây gọi tắt là Nghị quyết 18) với nội dung chính như sau:

1.1.1. Về quan điểm

Nghị quyết 18 nêu một số quan điểm lớn định hướng phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2020. Trước hết, phát triển năng lượng phải gắn liền với chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước và bảo đảm đi trước một bước với tốc độ cao, bền vững, đồng bộ, đi đôi với đa dạng hóa các nguồn năng lượng và công nghệ tiết kiệm năng lượng; phát triển năng lượng quốc gia phù hợp với xu hướng hội nhập kinh tế quốc tế, sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên trong nước kết hợp với việc khai thác, sử dụng tài nguyên nước ngoài một cách hợp lý. Đối với an ninh năng lượng quốc gia, cần được thiết lập và đặt trong điều kiện mở, gắn với thực hiện liên kết có hiệu quả trong khu vực và toàn cầu song song với giữ vững an ninh quốc gia và phát triển nền kinh tế độc lập, tự chủ. Về thị trường năng lượng, Nghị quyết 18 xác định quan điểm cần hình thành từng bước, đa dạng hóa sở hữu và phương thức kinh doanh, thúc đẩy nhanh việc xóa bao cấp, xóa độc quyền, tiến đến xóa bỏ hoàn toàn việc thực hiện chính sách xã hội thông qua giá năng lượng. Đối với hệ thống hạ tầng năng lượng, quan điểm được nêu trong Nghị quyết 18 là phát triển đồng bộ và hợp lý giữa các phân ngành điện, dầu khí, than, năng lượng mới và tái tạo, trong đó quan tâm phát triển năng lượng

sạch, ưu tiên phát triển năng lượng mới và tái tạo, phân bố hợp lý hệ thống năng lượng theo vùng, lãnh thổ. Nghị quyết 18 cũng nêu rõ quan điểm cần chú trọng ứng dụng thành tựu của kinh tế tri thức để nâng cao hiệu suất, hiệu quả kinh doanh năng lượng; coi trọng đầu tư cho tiết kiệm năng lượng, giảm tỉ lệ tổn thất. Đặc biệt Nghị quyết 18 nhấn mạnh yêu cầu phát triển năng lượng gắn chặt với giữ gìn môi trường sinh thái, bảo đảm thực hiện phát triển năng lượng bền vững.

1.1.2. Về mục tiêu

Nghị quyết 18 xác định mục tiêu tổng quát của Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2020 là: *bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, góp phần bảo đảm giữ vững an ninh, quốc phòng và phát triển nền kinh tế độc lập, tự chủ của đất nước; cung cấp đầy đủ năng lượng với chất lượng ngày càng cao cho phát triển kinh tế - xã hội; khai thác và sử dụng hợp lý, có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng trong nước; đa dạng hóa phương thức đầu tư và kinh doanh trong lĩnh vực năng lượng, hình thành và phát triển thị trường năng lượng cạnh tranh lành mạnh; đẩy mạnh phát triển nguồn năng lượng mới và tái tạo, năng lượng sinh học, điện hạt nhân để đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội, nhất là vùng sâu, vùng xa, biên giới, hải đảo; phát triển nhanh, hiệu quả và bền vững ngành năng lượng đi đôi với bảo vệ môi trường.*

Nhằm cụ thể hóa những yêu cầu đề ra trong mục tiêu tổng quát, Nghị quyết 18 đã nêu 11 mục tiêu cụ thể để thực hiện trong từng giai đoạn với một số nội dung chính như: Xác định tổng cung năng lượng sơ cấp giai đoạn đến 2010 đạt khoảng 47,5 - 49,5 triệu TOE (tấn dầu quy đổi), đến năm 2020 đạt khoảng 100 - 110 triệu TOE, đến năm 2025 đạt khoảng 110 - 120 triệu TOE và đến năm 2050 đạt khoảng 310 - 320 triệu TOE; trong đó, cần phấn đấu tăng tỉ lệ các nguồn năng lượng mới và tái tạo lên khoảng 3% tổng năng lượng thương mại sơ cấp vào năm 2010, khoảng 5% vào năm 2020 và khoảng 11%

vào năm 2050. Đối với phân ngành điện, Nghị quyết 18 đặt mục tiêu là đến năm 2010, độ tin cậy cung cấp của nguồn điện là 99,7%; lưới điện bảo đảm tiêu chuẩn N-1; đưa số hộ dân nông thôn sử dụng năng lượng thương mại để đun nấu lên 50% vào năm 2010 và 80% vào năm 2020; đến năm 2010 đạt 95% số hộ dân nông thôn có điện, đến năm 2020 hầu hết số hộ dân nông thôn có điện; phấn đấu từ năm 2010 - 2015, thực hiện liên kết lưới điện khu vực (bằng cấp điện áp đến 500 kV). Đối với phân ngành dầu khí, Nghị quyết 18 đặt mục tiêu đưa tổng công suất các nhà máy lọc dầu lên khoảng 25 đến 30 triệu tấn dầu thô vào năm 2020; bảo đảm mức dự trữ chiến lược xăng dầu quốc gia đạt 45 ngày tiêu thụ bình quân vào năm 2010, đạt 60 ngày vào năm 2020 và đạt 90 ngày vào năm 2025; từ năm 2015 - 2020, thực hiện liên kết hệ thống khí thiên nhiên khu vực. Về thị trường năng lượng, Nghị quyết 18 đưa mục tiêu phải theo cơ chế thị trường cạnh tranh có sự điều tiết của Nhà nước; hình thành thị trường kinh doanh than, dầu khí trong giai đoạn từ 2007 đến năm 2015, hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh giai đoạn sau năm 2022.

Ngoài ra, Nghị quyết 18 cũng yêu cầu xây dựng mục tiêu, tiêu chuẩn dài hạn về môi trường, kiểm soát và giảm nhẹ ô nhiễm môi trường trong các hoạt động năng lượng, đến năm 2015 tất cả các công trình năng lượng phải đáp ứng tiêu chuẩn về môi trường; xác định mục tiêu nâng cao độ chính xác trong việc đánh giá trữ lượng các nguồn năng lượng sơ cấp (than, dầu khí, thủy điện và u-ra-ni-um); mở rộng hợp tác với các nước trong khu vực và thế giới trong việc tìm kiếm, thăm dò, khai thác than, dầu khí và các dạng năng lượng khác ở nước ngoài để bổ sung cho nguồn năng lượng thiếu hụt trong nước.

1.1.3. Các chính sách và giải pháp chủ yếu

Để thực hiện các định hướng và mục tiêu nêu trên, Nghị quyết 18 đề ra hệ thống 05 chính sách và 04 giải pháp đồng bộ trong nhiều lĩnh vực.

Về chính sách, cần ưu tiên thực hiện chính sách bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia theo hướng phát triển đồng bộ các nguồn năng lượng, khai thác và sử dụng tiết kiệm các nguồn năng lượng trong nước, giảm bớt phụ thuộc vào các sản phẩm dầu mỏ nhập khẩu, thực hiện xuất nhập khẩu than hợp lý và mở rộng kho dự trữ xăng dầu; đồng thời liên kết hệ thống năng lượng trong khu vực, kết hợp an ninh năng lượng với bảo đảm quốc phòng, an ninh quốc gia. Chính sách giá năng lượng được coi là một trong những chính sách đột phá và được xác định phù hợp với cơ chế thị trường, Nhà nước điều tiết giá năng lượng thông qua chính sách thuế và các công cụ quản lý khác. Nhanh chóng thực hiện xóa bỏ độc quyền, bao cấp trong sản xuất và tiêu dùng năng lượng và có chính sách bảo đảm sự bình đẳng giữa các thành phần kinh tế tham gia vào phát triển năng lượng, khuyến khích đầu tư ra nước ngoài để tìm kiếm nguồn năng lượng. Có chính sách khuyến khích sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả; xác định những yêu cầu cụ thể về tiết kiệm đối với các ngành sử dụng nhiều năng lượng; khuyến khích việc ứng dụng thiết bị, công nghệ mới tiết kiệm năng lượng. Đối với lĩnh vực an toàn - môi trường, cần bảo đảm kết hợp tốt giữa việc khai thác và sử dụng năng lượng với việc quản lý tốt môi trường; áp dụng tiêu chuẩn môi trường tiên tiến. Kiểm soát và quản lý chặt chẽ các thiết bị, công nghệ khai thác năng lượng; quy trình, quy phạm và tiêu chuẩn về bảo vệ môi trường, nhất là trong thăm dò, khai thác, chế biến năng lượng; sửa đổi, bổ sung các tiêu chuẩn về môi trường cho phù hợp với điều kiện của Việt Nam, hướng tới quy chuẩn khu vực và thế giới.

Về giải pháp, chú trọng những giải pháp về đầu tư phát triển, theo đó cần tập trung hoàn thiện tổ chức và quản lý các tập đoàn Điện lực, Than, Dầu khí theo hướng tập đoàn công nghiệp - thương mại - tài chính, kinh doanh đa ngành trong nước và quốc tế, giữ vai trò chủ đạo trong việc đầu tư phát triển năng lượng; xem xét, mở rộng việc

thăm dò, khai thác năng lượng sơ cấp ở vùng biển đảo xa, vùng biển chồng lấn giữa Việt Nam với một số nước trong khu vực; đẩy mạnh hơn nữa hợp tác quốc tế, sử dụng có hiệu quả các nguồn năng lượng khai thác từ nước ngoài; thực hiện việc công khai danh mục các dự án đầu tư; khuyến khích các thành phần kinh tế trong và ngoài nước tham gia đầu tư vào lĩnh vực năng lượng.

Liên quan đến giải pháp về tài chính, Nghị quyết 18 yêu cầu tăng cường đầu tư từ nguồn vốn ngân sách nhà nước cho các dự án năng lượng nông thôn, miền núi, hải đảo, xem xét thành lập quỹ phát triển năng lượng để hỗ trợ đầu tư cho phát triển năng lượng mới và tái tạo, thực hiện các dự án công ích; ưu tiên bố trí nguồn vốn tín dụng ưu đãi từ quỹ hỗ trợ phát triển, nguồn vốn ODA và các nguồn vốn vay song phương khác của nước ngoài cho các dự án năng lượng, như: tìm kiếm, thăm dò, phát triển nguồn năng lượng mới và tái tạo, năng lượng sinh học...

Đối với giải pháp về phát triển nguồn nhân lực, cần tập trung đào tạo, nâng cao trình độ chuyên môn của đội ngũ cán bộ quản lý, kỹ thuật và công nhân lành nghề; đào tạo bổ sung, đón đầu cho những ngành còn thiếu, còn yếu, nhất là các ngành năng lượng mới và tái tạo, năng lượng sinh học, lọc hóa dầu, điện hạt nhân; đẩy mạnh các hoạt động nghiên cứu khoa học và ứng dụng công nghệ mới, nhất là trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí, than; sắp xếp lại các cơ sở nghiên cứu khoa học - công nghệ, đào tạo theo hướng vừa tập trung, vừa chuyên sâu; phát triển đồng bộ tiềm lực khoa học - công nghệ, ứng dụng và cải tiến công nghệ nước ngoài, tiến tới sáng tạo công nghệ mới trong ngành năng lượng của Việt Nam; triển khai các giải pháp tiết kiệm năng lượng; tăng cường phối hợp giữa chính quyền với Mặt trận Tổ quốc và các tổ chức đoàn thể trong việc vận động quần chúng triệt để tiết kiệm, sử dụng có hiệu quả các nguồn năng lượng và bảo vệ môi trường.

Đối với giải pháp về cơ chế tổ chức, Nghị quyết 18 yêu cầu thực hiện tái cơ cấu ngành năng lượng để từng bước hình thành thị trường năng lượng cạnh tranh lành mạnh trên cơ sở bảo đảm ổn định chính trị - kinh tế - xã hội; ban hành mới đi đôi với sửa đổi, bổ sung, hoàn chỉnh các văn bản pháp luật hiện hành để các doanh nghiệp năng lượng chuyển sang hoạt động theo cơ chế thị trường; xóa bỏ độc quyền doanh nghiệp.

1.2. Tình hình triển khai thực hiện Nghị quyết 18

1.2.1. Công tác tuyên truyền, quán triệt Nghị quyết 18

Ngay sau khi Nghị quyết 18 được ban hành, cấp ủy Đảng tại các bộ, ngành Trung ương và các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương đã tổ chức nhiều hội nghị học tập, quán triệt và triển khai thực hiện cho cán bộ các cấp bằng nhiều hình thức, nội dung phong phú, đa dạng. Qua đó, tăng cường nhận thức của cán bộ, nhân dân về vai trò, vị trí ngành năng lượng. Công tác chỉ đạo, điều hành của các đơn vị đã được quan tâm thực hiện, bám sát chủ trương, nội dung chính sách và các giải pháp nêu trong Nghị quyết 18; góp phần thúc đẩy phát triển ngành năng lượng đáp ứng đồng bộ các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội - môi trường. Nhìn chung, Nghị quyết 18 đã nhận được sự quan tâm sâu sắc của các cấp, các ngành từ Trung ương đến địa phương; có tác động lan tỏa tích cực đến các doanh nghiệp liên quan đến ngành năng lượng nhất là các doanh nghiệp năng lượng nhà nước.

1.2.2. Công tác thể chế hóa Nghị quyết 18

Trong giai đoạn 2007 - 2017, hoạt động xây dựng pháp luật đối với ngành năng lượng luôn được các cấp, các ngành quan tâm. Trong chương trình xây dựng pháp luật đã chú trọng nhiều dự án luật liên quan đến ngành năng lượng, trong đó có một số luật tác động trực

tiếp như Luật Dầu khí sửa đổi năm 2008, Luật Năng lượng nguyên tử 2008, Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả 2010, Luật Khoáng sản 2010, Luật Điện lực sửa đổi năm 2012, Luật Tài nguyên nước 2012 và nhiều luật có tác động gián tiếp như: Luật Thuế tài nguyên 2009, Luật Thuế bảo vệ môi trường 2010, Luật Biển Việt Nam 2012, Luật Giá 2012, Luật Đo lường 2012, Luật Đất đai 2013, Luật Khoa học và công nghệ 2013, Luật Đầu tư 2014, Luật Doanh nghiệp 2014, Luật Xây dựng 2014, Luật Bảo vệ môi trường 2014, Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo 2015, Luật Quy hoạch 2017...

Pháp luật ngành năng lượng đã từng bước được hoàn thiện. Theo thống kê của Viện Nghiên cứu Lập pháp của Quốc hội², trong giai đoạn 2007 - 2017, tổng số văn bản quy phạm pháp luật (VBQPPL) có nội dung liên quan đến ngành năng lượng được các cấp có thẩm quyền ban hành lên đến hàng nghìn văn bản; trong đó, các cơ quan Trung ương ban hành khoảng 565 VBQPPL, với cơ cấu như sau³:

Bảng 1.1: Tổng hợp số lượng các VBQPPL về năng lượng giai đoạn 2007 - 2017

STT	Cơ quan/Loại VBQPPL	Năng lượng	Điện	Than	Dầu khí	Năng lượng tái tạo
I	QH, UBND	6	6	2	1	
1	Luật	2	2	1	1	
2	Nghị quyết của QH	0	3	0	0	
3	Pháp lệnh	0	0	0	0	
4	Nghị quyết của UBND	0	1	1	0	

² Báo cáo số 102/CV-VNCLP ngày 24/04/2019.

³ Nếu tính cả VBQPPL do cơ quan Trung ương và địa phương ban hành thì số lượng này nhiều hơn. (Theo tra cứu, thống kê từ dữ liệu của Trang điện tử Cục Điều tiết điện lực: <http://www.erav.vn/c3/van-ban-l/Van-ban-QPPL-nganh-dien-4-64.aspx>, riêng ngành điện đã có tổng số khoảng 1.200 VBQPPL; trong đó, của Trung ương khoảng 313 văn bản, của địa phương khoảng 887 văn bản, gồm khoảng 80 Nghị quyết của Hội đồng nhân dân, khoảng 705 Quyết định và 102 Chỉ thị của Ủy ban nhân dân).

STT	Cơ quan/Loại VBQPPL	Năng lượng	Điện	Than	Dầu khí	Năng lượng tái tạo
II	CP, TTg, Bộ trưởng	94	303	63	71	
5	Nghị định	8	10	1	12	
6	Nghị quyết	1	1	2	0	
7	Quyết định	58	116	35	35	4
8	Chỉ thị	1	4	4	1	
9	Thông tư	22	165	16	23	2
10	Thông tư liên tịch	4	7	5	0	
III	Điều ước, văn bản thỏa thuận hợp tác quốc tế	9	4	1	3	
IV	Tổng cộng (565)	105	313	66	75	6

Nguồn: Viện Nghiên cứu lập pháp của Quốc hội

Về chất lượng, các VBQPPL được nâng lên trên nhiều tiêu chí đánh giá mức độ hoàn thiện của hệ thống pháp luật. Tính chính trị và vai trò điều chỉnh của pháp luật được thể hiện cụ thể hơn khi bám sát, thể chế hóa những quan điểm, mục tiêu và chính sách nêu trong Nghị quyết 18. Tính kịp thời, toàn diện của hệ thống quy phạm pháp luật về năng lượng ngày càng được bảo đảm, tình trạng “nợ đọng” VBQPPL liên quan đã được khắc phục đáng kể; đã từng bước xây dựng được các VBQPPL điều chỉnh các phân ngành năng lượng và các nhóm quan hệ lớn trong từng phân ngành. Tính thống nhất, khả thi cũng được chú trọng. Kỹ thuật lập pháp được quan tâm và nâng cao.

Nhìn chung, công tác thể chế hóa, ban hành các VBQPPL về năng lượng được triển khai khá kịp thời. Các Chương trình xây dựng pháp luật đã xác định rõ tên văn bản, cơ quan chủ trì và dự kiến thời gian thực hiện. Các tỉnh, thành phố và các sở, ban ngành ở địa phương đã xây dựng nhiều chương trình, kế hoạch, tổ chức thực

hiện các quy hoạch về điện lực, hệ thống xăng dầu, năng lượng tái tạo...; các chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, tăng trưởng xanh, chủ động ứng phó với biến đổi khí hậu; thực hiện công tác thanh tra, kiểm tra một số hoạt động năng lượng... Qua đó đã tạo lập hành lang pháp lý ngày càng đầy đủ, hiệu lực, hiệu quả cho ngành năng lượng; phục vụ hoạt động quản lý nhà nước; giúp bảo tồn, phát triển, sử dụng hợp lý và hiệu quả các nguồn năng lượng; bảo đảm an ninh năng lượng để góp phần phục vụ phát triển kinh tế - xã hội, phục vụ nhu cầu sinh hoạt, sản xuất của nhân dân, là nguồn lực quan trọng để phát triển các ngành, lĩnh vực khác cũng như bảo đảm quốc phòng - an ninh đất nước.

Tuy nhiên, các quy định của pháp luật ngành năng lượng nói chung và từng phân ngành nói riêng còn chưa thật toàn diện, đồng bộ⁴. Điều này thể hiện phần nào qua cơ cấu số lượng VBQPPL theo phân ngành và trong từng phân ngành. Nếu như số lượng VBQPPL điều chỉnh về thị trường điện, giá điện, hệ thống điện quốc gia là khá nhiều thì số lượng VBQPPL điều chỉnh về an toàn, kỹ thuật, tiết kiệm điện còn ít; điều này phần nào ảnh hưởng tới tính đồng bộ của pháp luật trong phân ngành điện. Đối với phân ngành dầu khí, nếu như các quy định điều chỉnh khâu thượng nguồn (khai thác thăm dò, tìm kiếm dầu khí) khá đầy đủ, tập trung trong Luật Dầu khí thì khâu trung nguồn và hạ nguồn (chế biến, lọc, hóa dầu, vận chuyển, tồn trữ, kinh doanh, phân phối...) lại chủ yếu được điều chỉnh theo những luật khác như: Luật Xây dựng, Luật Đầu tư, Luật Doanh nghiệp, Luật Thương mại, Luật Bảo vệ môi trường... Đặc biệt nội dung liên quan đến chế biến, lọc, hóa dầu vẫn chưa được quy định cụ thể trong Luật Dầu khí và các VBQPPL khác. Ngoài ra, tính hệ thống của pháp luật ngành năng lượng còn một số hạn chế, các VBQPPL còn rải rác, thiếu thống nhất về hình thức, giá trị pháp lý và chủ thể ban hành. Trong khi các phân

⁴ Chi tiết xem Phụ lục 1.

ngành điện và dầu khí đã có văn bản ở cấp luật riêng để điều chỉnh (Luật Điện lực, Luật Dầu khí) thì phân ngành năng lượng mới và tái tạo chưa có luật riêng mà chỉ có Quyết định của Thủ tướng Chính phủ⁵, các VBQPPL khác quy định chủ yếu ở tầm Thông tư. Một số quy định chưa bảo đảm tính tương thích với pháp luật quốc tế; còn chồng chéo, chưa cụ thể, chưa bảo đảm tính thống nhất với nhau trong cùng phân ngành, với các phân ngành năng lượng khác và với hệ thống pháp luật. Một số quy định chưa bám sát thực tế nên tính khả thi còn thấp, hiệu lực, hiệu quả điều chỉnh còn hạn chế, vẫn còn tình trạng ban hành văn bản chưa đúng thẩm quyền.

Để đáp yêu cầu phát triển ngành năng lượng trong thời gian tới, Nhà nước cần tiếp tục hoàn thiện thể chế, chú trọng công tác xây dựng pháp luật chuyên ngành, tăng cường giám sát công tác thực thi pháp luật để tiếp tục thúc đẩy ngành năng lượng phát triển nhanh, bền vững và hiệu quả.

1.3. Đánh giá kết quả 10 năm thực hiện Nghị quyết 18 (2007 - 2017)

1.3.1. Những kết quả đạt được

1.3.1.1. Về cung cấp năng lượng

- Cung cấp năng lượng cơ bản đáp ứng đủ cho yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội

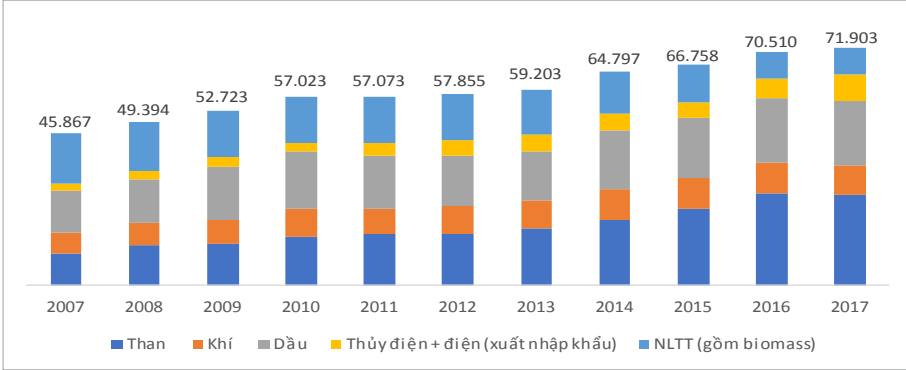
+ Đối với nguồn cung năng lượng sơ cấp:

Tổng cung cấp năng lượng sơ cấp trong nước liên tục tăng trưởng, bình quân đạt 4,64%/năm, từ 45,867 triệu tấn dầu quy đổi (TOE) năm 2007 lên mức 71,903 triệu TOE vào năm 2017; cơ bản đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội.

⁵ Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015 Phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050.

Hình 1.1: Tổng cung năng lượng sơ cấp giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn TOE



Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Với yêu cầu ngày càng cao về tăng cường an ninh năng lượng trong bối cảnh thế giới có nhiều biến động phức tạp về kinh tế - chính trị tác động đến thị trường năng lượng thì mức độ đa dạng hóa nguồn cung cấp năng lượng là vấn đề cần được quan tâm⁶. Trong giai đoạn 2007 - 2017, các nguồn cung năng lượng sơ cấp đã được đa dạng hóa⁷; cơ cấu nguồn cung năng lượng sơ cấp đã thay đổi theo hướng

⁶ Thông thường được phân ánh dựa trên chỉ số HHI (lấy theo tên Orris C. Herfindahl và Albert O. Hirschman là hai kinh tế gia khởi xướng), chỉ số HHI dùng để đo lường mức độ tập trung thị trường, qua đó biết được mức độ cạnh tranh/tập trung của một thị trường hoặc một ngành nào đó. Trong lĩnh vực năng lượng, HHI thường được sử dụng để đánh giá mức độ đa dạng/tập trung của cung cấp/nhập khẩu/xuất khẩu năng lượng. Theo báo cáo của Viện Năng lượng (Bộ Công Thương), trong giai đoạn 2000 - 2012 với chỉ số HHI giảm từ mức 3371 xuống 2280. Tuy nhiên, với tiêu thụ than tăng mạnh trong khoảng 3 - 4 năm gần đây, chỉ số HHI về đa dạng hóa nguồn cung cấp năng lượng sơ cấp đang có xu thế tăng lên và đạt mức 2497 vào năm 2015.

⁷ Phù hợp với các Quyết định số 4715/QĐ-BCT ngày 16/08/2012 phê duyệt Quy hoạch phát triển điện gió tỉnh Bình Thuận giai đoạn 2011 - 2020, tầm nhìn đến năm 2030; Quyết định số 2547/QĐ-BCT ngày 23/04/2013 phê duyệt Quy hoạch phát triển điện gió tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2011 - 2020, tầm nhìn đến năm 2030... Theo đó, đã triển khai một số dự án điện gió, điện mặt trời quy mô nhỏ (dự án điện gió Bình Thạnh 120 MW, điện gió đảo Phú Quý 6 MW, điện gió và mặt trời Phú Lạc 24 MW giai đoạn 1 và 126 MW giai đoạn 2, điện gió Mũi Dinh 37,6 MW, điện gió Bạc Liêu 99 MW, Đầm Nại 7,8 MW giai đoạn 1...).

tích cực, năng lượng sinh khối phi thương mại⁸ đã giảm nhanh từ 32,4% vào năm 2007 xuống còn 11,4% vào năm 2017. Mặt khác, các nguồn cung năng lượng sơ cấp với chi phí thấp được tăng cường khai thác như: thủy điện tăng từ 4,8% lên 10,8%, than tăng từ 21,1% lên 37,9%.

Bảng 1.2: Cơ cấu nguồn cung năng lượng sơ cấp giai đoạn 2007 - 2017

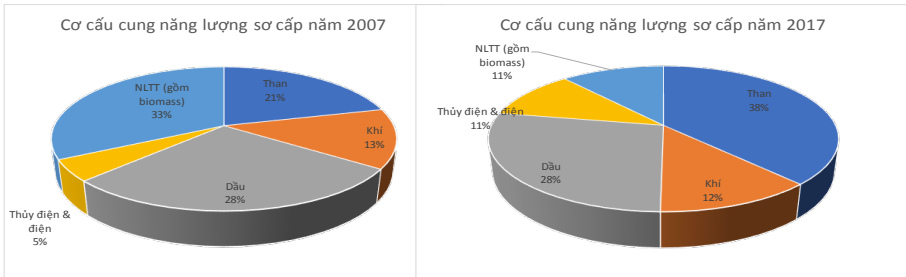
Năm		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Than	KTOE	9.681	12.017	12.646	14.730	15.605	15.617	17.239	19.957	23.273	27.659	27.273
	%	21,1	24,3	24,0	25,8	27,3	27,0	29,1	30,8	34,9	39,2	37,9
Khí	KTOE	6.139	6.749	7.290	8.316	7.560	8.253	8.522	9.124	9.033	9.594	8.850
	%	13,4	13,7	13,8	14,6	13,2	14,3	14,4	14,1	13,5	13,6	12,3
Dầu	KTOE	12.970	13.375	16.111	17.319	16.050	15.199	14.675	17.700	18.480	19.568	19.842
	%	28,3	27,1	30,6	30,4	28,1	26,3	24,8	27,3	27,7	27,8	27,6
Thủy điện & điện*	KTOE	2.207	2.529	2.899	2.768	3.852	4.665	5.097	5.270	4.693	5.668	7.772
	%	4,8	5,1	5,5	4,9	6,8	8,1	8,6	8,1	7,0	8,0	10,8
NLTT**	KTOE	14.870	14.724	13.778	13.890	14.005	14.121	13.669	12.745	11.278	8.020	8.167
	%	32,4	29,8	26,1	24,4	24,5	24,4	23,1	19,7	16,9	11,4	11,4
Tổng	KTOE	45.867	49.394	52.723	57.023	57.073	57.855	59.203	64.797	66.758	70.510	71.903
	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

*: Điện xuất nhập khẩu; **: Chủ yếu là năng lượng sơ cấp sinh khối phi thương mại bao gồm cả biomass và một phần rất nhỏ năng lượng gió, mặt trời

Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

⁸ Năng lượng sinh khối phi thương mại: Các loại nhiên liệu không thông qua trao đổi thương mại hoặc không có thị trường chính thức, thường được sử dụng làm chất đốt trong dân dụng, ở đây chủ yếu bao gồm (củi gỗ, phụ phẩm nông nghiệp, chất thải động vật v.v.).

Hình 1.2: So sánh cơ cấu cung năng lượng sơ cấp năm 2007 và năm 2017



Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Một số kết quả cụ thể đối với các phân ngành năng lượng sơ cấp:

+ Đối với phân ngành dầu khí:

(i) *Về gia tăng trữ lượng*: Trong giai đoạn 2007 - 2017, tổng gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 374,1 triệu tấn dầu quy đổi (TOE), trung bình đạt 34 triệu TOE/năm. Trong đó, gia tăng trong nước đạt 354,5 triệu TOE, trung bình đạt 32,2 triệu TOE/năm; gia tăng ngoài nước đạt 19,6 triệu TOE trong những năm 2012 - 2016.

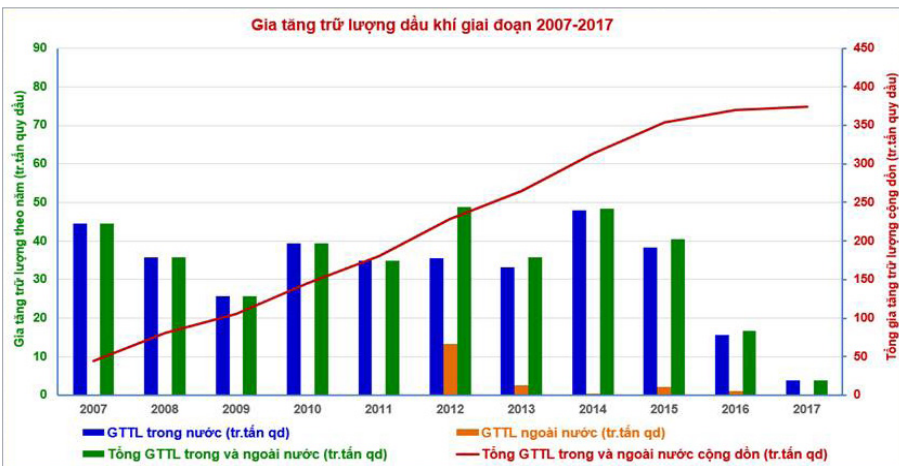
Theo báo cáo của PVN, từ năm 2014, gia tăng trữ lượng dầu khí đã giảm mạnh từ mức 48,3 triệu TOE xuống còn 3,9 triệu TOE vào năm 2017 do biến động giá dầu tiêu cực trên thế giới, PVN và các nhà đầu tư nước ngoài đã thiếu nguồn lực để triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò để gia tăng trữ lượng⁹; ngoài ra, các phát hiện dầu khí trong giai đoạn này phần lớn có trữ lượng nhỏ, do giá dầu thấp nên hiệu quả kinh tế không cao. Tuy nhiên, năm 2018 và năm 2019, gia tăng trữ lượng dầu khí đã bắt đầu khôi phục, đạt mức tương ứng là 12,3 triệu TOE và 13,4 triệu TOE.

⁹ Theo báo cáo của PVN, vào thời điểm giá dầu thế giới giảm mạnh, số lượng giếng khoan thăm dò - thăm lượng năm 2014 là 33 giếng đã giảm xuống còn 11 giếng vào năm 2017. Hệ số bù trữ lượng (tỷ số giữa gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác) trong giai đoạn 2011 - 2015 ở mức 1,7 lần đã suy giảm nhanh về mức 0,6 lần vào năm 2016 và 0,2 lần vào năm 2017.

Hệ số bù trữ lượng (tỷ số giữa gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác) năm 2014 từ mức 1,9 lần xuống còn 0,2 lần vào năm 2017. Nhìn chung, khi hệ số bù trữ lượng dưới 1 lần nghĩa là sản lượng khai thác đã cao hơn phần gia tăng dự trữ cùng kỳ; nếu điều này xảy ra trong nhiều năm sẽ ảnh hưởng lớn đến ngành dầu khí.

Hình 1.3: Sản lượng khai thác dầu thô trong và ngoài nước giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Triệu TOE



Nguồn: PVN

Hệ số bù trữ lượng (tỷ số giữa gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác) duy trì trung bình ở mức 1,6 lần trong giai đoạn 2007 - 2015, bắt đầu từ năm 2014 có xu hướng giảm nhanh từ mức 1,9 lần xuống còn 0,2 lần vào năm 2017. Đến năm 2018 và 2019 hệ số bù trữ lượng có xu hướng khôi phục, tăng lên mức 0,6 lần. Nhìn chung, khi hệ số bù trữ lượng dưới 1 lần nghĩa là sản lượng khai thác đã cao hơn phần gia tăng dự trữ cùng kỳ; nếu điều này xảy ra trong nhiều năm sẽ ảnh hưởng lớn đến ngành dầu khí.

Bảng 1.3: Hệ số bù trừ lượng dầu khí trong nước giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Triệu tấn

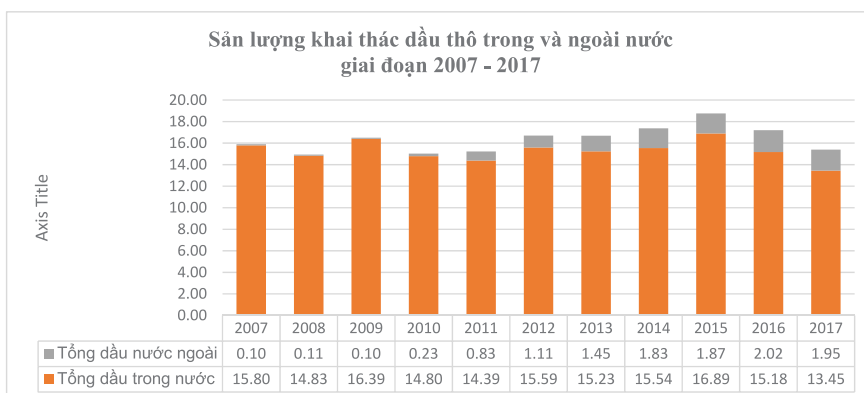
Chỉ tiêu	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gia tăng trữ lượng dầu khí trong nước	44,5	35,8	25,6	39,4	35,0	48,8	35,7	48,3	40,5	16,7	3,9
Sản lượng khai thác dầu khí trong nước	22,7	22,4	24,2	24,2	23,1	25,0	25,0	25,8	27,6	25,8	23,5
Hệ số bù trừ lượng	2,0	1,6	1,1	1,6	1,5	2,0	1,4	1,9	1,5	0,6	0,2

Nguồn: PVN

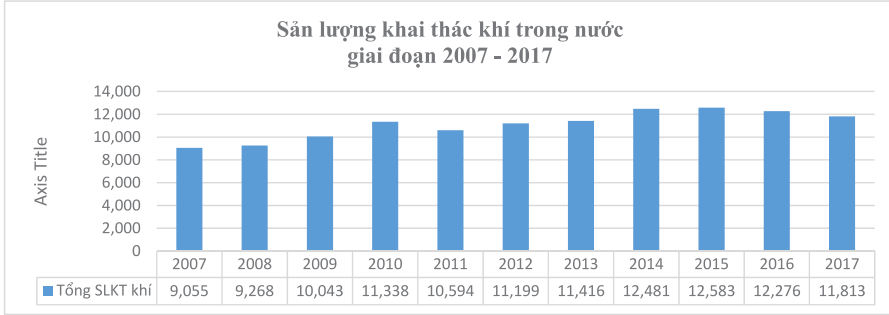
(ii) Về khai thác dầu khí: Tổng sản lượng khai thác dầu khí giai đoạn 2007 - 2017 đạt 301,75 triệu TOE, trung bình năm đạt 27,43 triệu TOE; trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 179,69 triệu TOE (trong nước đạt 168,09 triệu TOE, ngoài nước đạt 11,61 triệu TOE), trung bình đạt 16,34 triệu TOE/năm; sản lượng khai thác khí đạt 122,06 tỷ m³, trung bình đạt 11,09 tỷ m³/năm.

Hình 1.4: Sản lượng khai thác dầu thô trong và ngoài nước giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Triệu TOE



Nguồn: PVN

Hình 1.5: Sản lượng khai thác khí giai đoạn 2007 - 2017Đơn vị tính: Triệu m³

Nguồn: PVN

Bảng 1.4: Gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí trong nước giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Triệu tấn

Chỉ tiêu	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gia tăng trữ lượng dầu khí trong nước	44,5	35,8	25,6	39,4	35,0	48,8	35,7	48,3	40,5	16,7	3,9
Sản lượng khai thác dầu khí trong nước	22,7	22,4	24,2	24,2	23,1	25,0	25,0	25,8	27,6	25,8	23,5
Hệ số bù trữ lượng	2,0	1,6	1,1	1,6	1,5	2,0	1,4	1,9	1,5	0,6	0,2

Nguồn: PVN

(iii) Về lọc hóa dầu: Tổng sản lượng lọc hóa dầu giai đoạn 2007 - 2017 đạt 56,6 triệu tấn, trung bình đạt 5,66 triệu tấn/năm; công suất lọc dầu từ 6,5 triệu tấn dầu thô/năm tăng lên 16,5 triệu tấn/năm. Đến hết năm 2017, quy mô cung cấp xăng, dầu trong nước đạt khoảng 19 triệu tấn, với trên 5,3 triệu m³ kho¹⁰, khoảng trên 14.000 của hàng

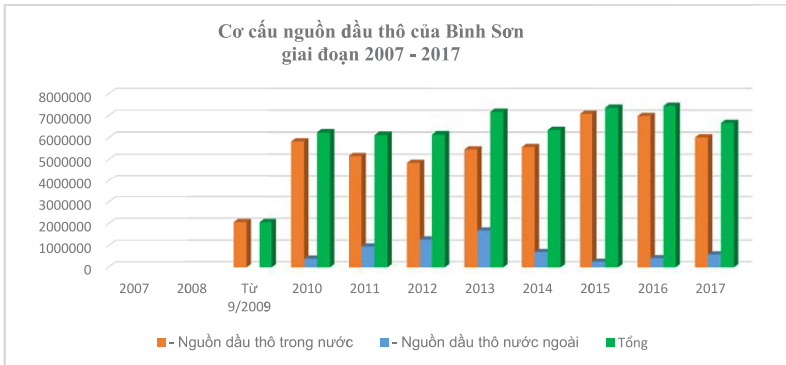
¹⁰ Trong đó có 3,29 triệu m³ kho dầu mới, 0,94 triệu m³ kho tuyến sau, 0,5 triệu m³ kho ngoại quan, 0,1 triệu m³ kho của các nhà máy, xí nghiệp, sân bay và 0,44 triệu m³ kho sản phẩm của các nhà máy lọc dầu.

bán lẻ; khả năng đảm bảo dự trữ xăng dầu là 63 ngày¹¹, vượt mục tiêu tới năm 2020.

Như vậy, trong giai đoạn 2007 - 2017, về tổng thể, ngành dầu khí vẫn tiếp tục duy trì phát triển với hệ thống hạ tầng khá hoàn chỉnh, đồng bộ từ tìm kiếm thăm dò khai thác - phát triển công nghiệp khí - điện - chế biến và dịch vụ dầu khí.

Hình 1.6: Cơ cấu nguồn dầu thô của Bình Sơn giai đoạn 2007 - 2017

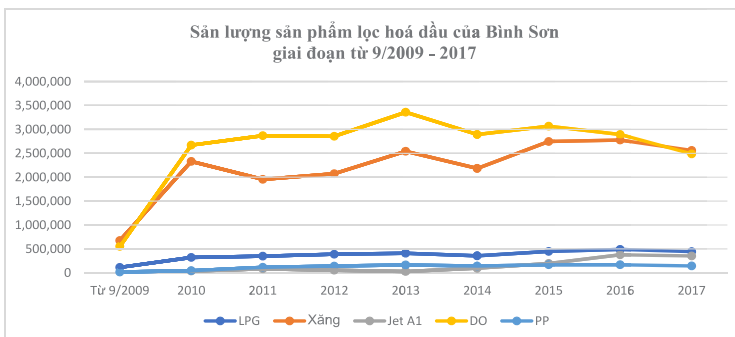
Đơn vị tính: Tấn



Nguồn: PVN

Hình 1.7: Sản lượng sản phẩm lọc hóa dầu của Bình Sơn giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Tấn



Nguồn: PVN

¹¹ Cụ thể: Dự trữ sản xuất đạt 21 ngày, dự trữ lưu thông thương mại đạt 32 ngày và dự trữ quốc gia đạt 10 ngày. (Theo tiêu chí của Tổ chức Năng lượng Quốc tế - IEA, tổng quy mô hệ thống dự trữ xăng dầu của một quốc gia cần đạt tối thiểu 90 ngày nhập ròng).

+ Đối với phân ngành than:

Trong giai đoạn 2007 - 2017, tổng sản lượng khai thác than nguyên khai đạt 463,67 triệu tấn, trung bình đạt 42,15 triệu tấn/năm; tổng sản lượng khai thác than thương phẩm đạt 426,94 triệu tấn, trung bình đạt 38,81 triệu tấn/năm; tổng lượng khai thác than xuất khẩu đạt 137,23 triệu tấn, trung bình đạt 12,47 triệu tấn/năm, trong giai đoạn này, để đáp ứng tối đa nhu cầu sử dụng trong nước, lượng than xuất khẩu có xu hướng giảm mạnh từ 24,15 triệu tấn vào năm 2007 xuống còn 0,8 triệu tấn vào năm 2016 (năm 2017 tăng nhẹ lên 1,52 triệu tấn). Nhập khẩu than được bắt đầu từ năm 2015, trong giai đoạn 2015 - 2017, sản lượng than nhập khẩu là 1,69 triệu tấn.

Về hạ tầng ngành than, hiện có hàng trăm mỏ khai thác than (công suất mỏ than lộ thiên lớn nhất đạt 4,5 triệu tấn than/năm, công suất mỏ than hầm lò lớn nhất đạt 3,5 triệu tấn than/năm), nhiều cảng biển xuất nhập khẩu than có trọng tải tàu từ 20 - 100 nghìn tấn, sử dụng ô tô có tải trọng đến trên 130 tấn, máy xúc dung tích đến trên 12 m³, lò chõ cơ giới hóa có công suất 1,2 triệu tấn/năm; các tuyến băng tải vận chuyển than, tuyến băng tải vận chuyển đất đá công suất 20 triệu m³/năm và các nhà máy tuyển công suất trên 10 triệu tấn năm.

Bảng 1.5: Sản lượng than sản xuất, xuất, nhập và tồn kho giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn tấn

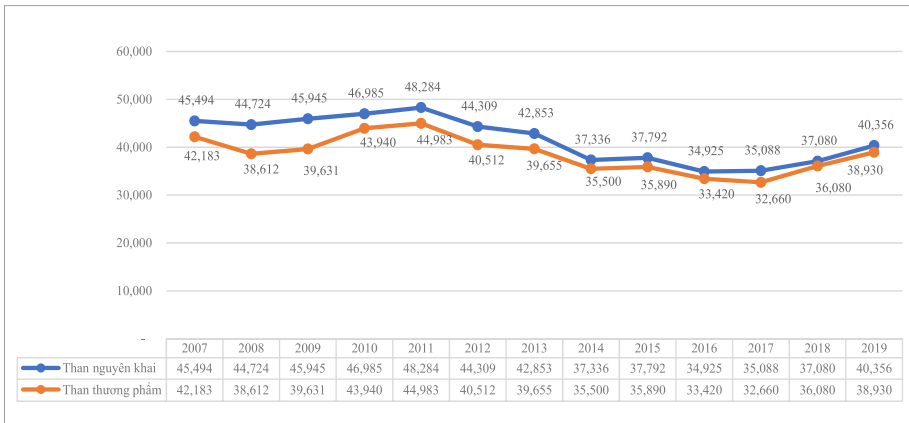
Nội dung	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Giai đoạn 2007 - 2017
Sản xuất than												
- Than nguyên khai	45.494	44.724	45.945	46.985	48.284	44.309	42.853	37.336	37.729	34.925	35.088	463.672
<i>Trung bình năm trong giai đoạn 2007 - 2017</i>												42.152
- Than thương phẩm	42.183	38.612	39.631	43.940	44.938	40.512	39.655	35.500	35.890	33.420	32.660	426.941
<i>Trung bình năm trong giai đoạn 2007 - 2017</i>												38.813

Nội dung	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Giai đoạn 2007 - 2017
Xuất khẩu than	24.158	17.264	24.303	18.664	16.892	14.433	12.008	5.930	1.264	802	1.520	137.238
<i>Trung bình năm trong giai đoạn 2007 - 2017</i>												12.476
Nhập khẩu than	-	-	-	-	-	-	-	-	461	1.033	200	1.694
Tồn kho	4.019	8.696	6.023	6.573	6.359	7.696	9.120	9.319	10.256	10.669	11.043	89.773
<i>Trung bình năm trong giai đoạn 2007 - 2017</i>												8.161

Nguồn: TKV

Hình 1.8: Sản xuất than nguyên khai và thương phẩm của TKV giai đoạn 2007 - 2017

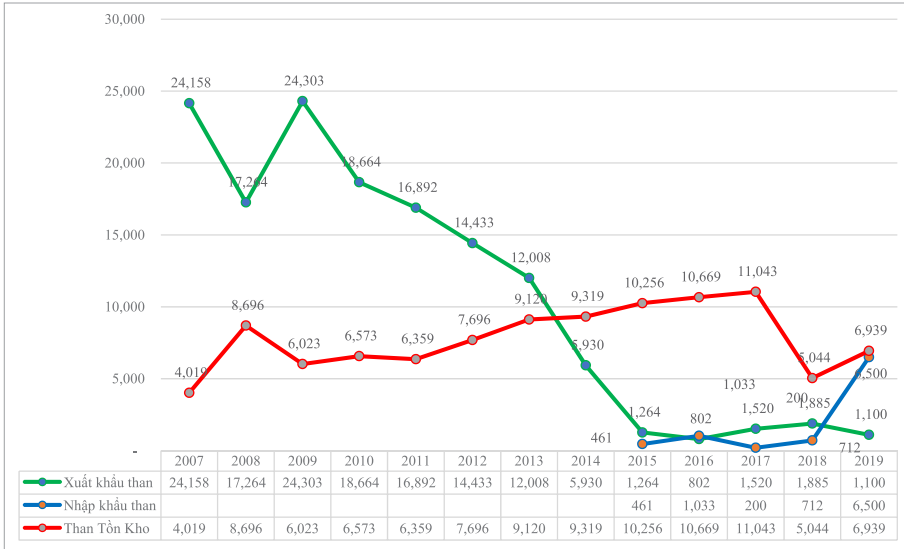
Đơn vị tính: Nghìn tấn



Nguồn: TKV

Hình 1.9: Xuất khẩu - nhập khẩu - tồn kho than của TKV giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn tấn



Nguồn: TKV

+ Đối với phân ngành năng lượng tái tạo (NLTT):

Trong những năm gần đây, NLTT ở nước ta đã được quan tâm và có bước tiến mạnh mẽ và đã đạt được một số kết quả quan trọng:

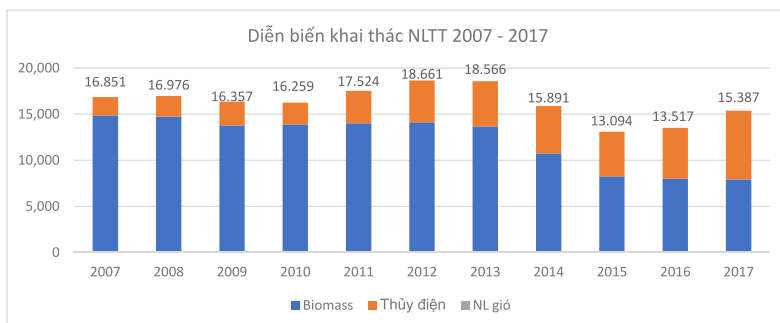
(i) Thủy điện phát triển nhanh, giữ vai trò quan trọng trong ngành năng lượng. Đến hết năm 2017, công suất các nguồn thủy điện đạt gần 19.500 MW, tăng 3,5 lần so với năm 2007; sản lượng điện năng từ thủy điện tăng 3,83 lần từ 22.493 GWh lên 85.940 GWh, chiếm tỉ lệ trên 43,6% sản lượng điện sản xuất năm 2017.

(ii) Các dự án điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối phát triển khá nhanh với quy mô công suất ngày càng lớn; nhiên liệu sinh học ethanol dùng để pha chế xăng E5 A92 đã trở nên phổ biến; khí sinh học biogas từ tận thu các phế thải trong nông nghiệp được ứng dụng rộng rãi; rác thải, chất thải rắn dùng làm nhiên liệu phát điện đã góp phần bảo vệ môi trường và nâng cao hiệu quả sử dụng... Như vậy,

NLTT (ngoài thủy điện) đã được chú trọng phát triển, chiếm 11,4% tổng năng lượng thương mại sơ cấp năm 2017, vượt mục tiêu đặt ra cho năm 2050¹².

Hình 1.10: Diễn biến khai thác năng lượng tái tạo giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn TOE



Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Bảng 1.6: Sản lượng khai thác năng lượng tái tạo giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn TOE

Nguồn NLTT	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Biomass (sinh khối)	14.870	14.724	13.778	13.890	14.005	14.121	13.669	10.745	8.258	8.003	7.924
Thủy điện	1.981	2.252	2.578	2.369	3.519	4.540	4.897	5.146	4.827	5.496	7.431
Gió									10	17,3	33,0
Tổng cộng	16.851	16.976	16.357	16.259	17.524	18.661	18.566	15.891	13.094	13.517	15.387

Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

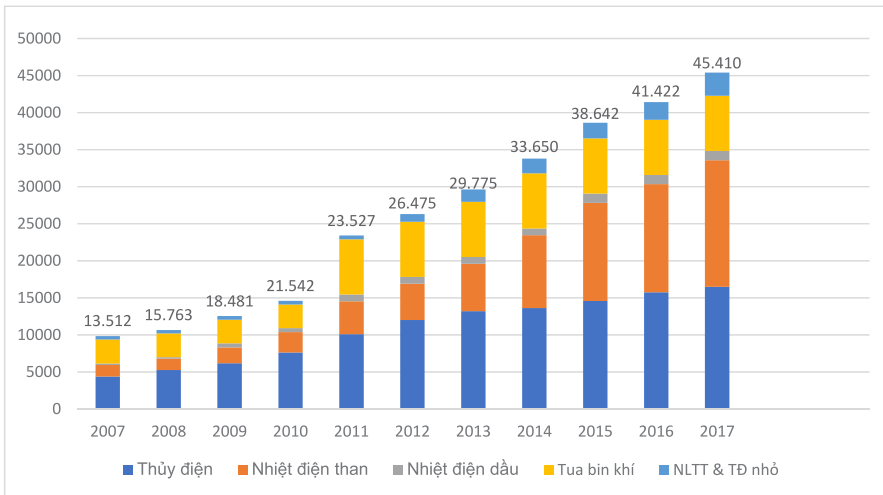
+ Đối với nguồn cung điện (năng lượng thứ cấp):

Tổng công suất các nguồn điện tăng 3,36 lần, từ 13.512 MW vào năm 2007 lên 45.410 MW vào năm 2017. Tính toán từ số liệu tại Hình 1.3 cho thấy hệ số dự phòng công suất nguồn đạt thực tế trung bình trong giai đoạn 2007 - 2017 đã duy trì ở mức 40,7% là

¹² Mục tiêu cụ thể số 6 nêu trong Nghị quyết 18: Phân đầu tăng tỉ lệ các nguồn năng lượng mới và tái tạo lên khoảng 3% tổng năng lượng thương mại sơ cấp vào năm 2010, khoảng 5% vào năm 2020 và khoảng 11% vào năm 2050.

mức khá cao, đảm bảo tốt khả năng cung ứng của hệ thống điện¹³. Hiện nay, mặc dù điện than vẫn tiếp tục giữ vai trò chủ đạo, tuy nhiên cơ cấu nguồn điện đang có xu hướng chuyển dịch nhanh vào các nguồn năng lượng sạch hơn, điều này phù hợp với các cam kết của Việt Nam trong đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC - National Determined Contribution) trong Thỏa thuận Paris về biến đổi khí hậu¹⁴.

Hình 1.11: Tổng công suất và cơ cấu nguồn điện giai đoạn 2007 - 2017



Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Tổng sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu tăng 2,86 lần, từ 68,93 tỷ kWh vào năm 2007 lên 197,14 tỷ kWh vào năm 2017; số lượng khách hàng tăng tương ứng 2,4 lần từ 10,55 triệu khách hàng

¹³ Theo tính toán từ số liệu tại Bảng 1.3, hệ số dự phòng công suất đạt thực tế trong giai đoạn 2007 - 2017 như sau: Năm 2007: 19,7%; năm 2008: 24,7%; năm 2009: 33,2%; năm 2010: 39,7%; năm 2011: 42,6%; năm 2012: 42,3%; năm 2013: 48,8%; năm 2014: 51,5%; năm 2015: 49,7%; năm 2016: 47,3%; năm 2017: 46,8%. Trung bình giai đoạn 2007 - 2017 là 40,7%.

¹⁴ Theo báo cáo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, để đạt được mục tiêu này vào năm 2030, cần phát triển đầu tư các nguồn điện khí quy mô lớn khoảng 10 GW, tiết kiệm năng lượng từ phía cầu khoảng 12 GW và tăng nhập khẩu điện từ các nước láng giềng khoảng 5 GW.

lên 25,6 triệu khách hàng. Hệ thống lưới điện quốc gia phát triển mạnh từ cao thế đến hạ thế; đến hết năm 2017, đạt chiều dài hơn 483.000 km với tổng dung lượng biến áp trên 168.000 MVA¹⁵. Đã liên kết lưới điện cấp từ 220 kV trở xuống để nhập khẩu điện từ Trung Quốc, Lào và xuất khẩu điện sang Campuchia.

Theo đánh giá của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, quy mô nguồn điện của Việt Nam hiện nay đứng thứ 24 trên thế giới, thứ 2 trong các nước ASEAN (sau Indonesia).

Bảng 1.7: Sản lượng và cơ cấu các nguồn phát điện giai đoạn 2007 - 2017

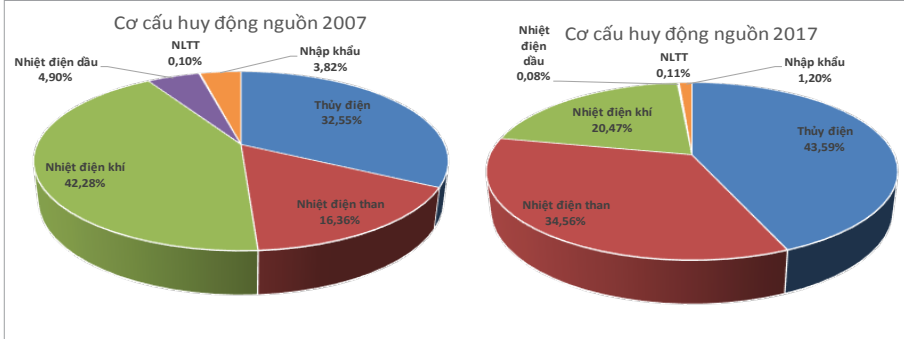
Năm	Thủy điện		Nhiệt điện than		Nhiệt điện khí		Nhiệt điện dầu		NLTT*		Nhập khẩu**		Tổng sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu điện	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
2007	22.439	32,6	11.275	16,4	29.141	42,3	3.377	4,9	69	0,1	2.630	3,8	68.931	100
2008	25.982	33,8	11.080	14,4	33.974	44,2	2.546	3,3	43	0,1	3.220	4,2	76,845	100
2009	29.937	34,3	12.131	13,9	38.375	44,0	2.650	3,0	49	0,1	4.102	4,7	87,244	100
2010	27.496	27,4	17.290	17,2	45.788	45,6	4.210	4,2	49	0,0	5.599	5,6	100,432	100
2011	40.856	37,6	20.226	18,6	40.285	37,1	2.204	2,0	72	0,1	4.959	4,6	108,602	100
2012	52.743	44,2	22.211	18,6	41.418	34,7	130	0,1	76	0,1	2.676	2,2	119,254	100
2013	56.877	43,8	26.321	20,3	42.700	32,9	154	0,1	70	0,1	3.663	2,8	129,785	100
2014	59.734	41,4	37.208	25,8	44.582	30,9	256	0,2	77	0,1	2.326	1,6	144,183	100
2015	55.712	34,2	56.957	34,9	47.299	29,0	535	0,3	143	0,1	2.393	1,5	163,039	100
2016	63.491	34,9	68.779	37,9	45.365	25,0	1.182	0,7	122	0,1	2.736	1,5	181,675	100
2017	85.940	43,6	68.132	34,6	40.347	20,5	150	0,1	208	0,1	2.361	1,2	197,138	100

*: Bao gồm điện gió, điện mặt trời và điện sinh khối. **: Nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào

Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

¹⁵ Lưới truyền tải 220 - 500 kV với tổng chiều dài là 24.466 km, tổng dung lượng trạm biến áp 500 - 220 kV đạt 78.213 MVA; tổng chiều dài đường dây 110 kV là 18.611 km, tổng dung lượng trạm biến áp 110 kV đạt 52.196 MVA; tổng chiều dài đường dây trung thế (6-10-22-35 kV) và hạ thế là 440.218 km, tổng dung lượng trạm biến áp trung thế đạt 37.653 MVA.

Hình 1.12: So sánh cơ cấu huy động các nguồn điện theo dạng nhiên liệu theo năm 2007 và 2017



Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

- Chất lượng cung cấp năng lượng ngày càng được cải thiện

+ Chất lượng xăng dầu ngày càng được nâng cao cùng với việc chấm dứt lưu thông xăng A83, tăng cường tỉ lệ xăng A95 và xăng E5 A92 trên thị trường; số lượng các trạm xăng dầu gia tăng nhanh chóng, nhất là tại các vùng nông thôn, đô thị mới, đáp ứng yêu cầu phát triển.

+ Các chỉ tiêu về độ tin cậy cung cấp điện đã được cải thiện tích cực; so với giai đoạn năm 2012 - 2013 đến nay, tổng thời gian mất điện của khách hàng bình quân (SAIDI) giảm còn 728 phút, giảm 91%; tần suất mất điện kéo dài bình quân (SAIFI) là 9,97 lần, giảm 74,6% và tần suất mất điện thoáng qua bình quân (MAIFI) là 1,38 lần, giảm 60,6%¹⁶.

+ Một chỉ tiêu đánh giá quan trọng khác là khả năng tiếp cận điện năng của người dân và doanh nghiệp. Đặc biệt, trong bối cảnh Việt Nam đang phát triển và hội nhập kinh tế quốc tế ngày càng sâu rộng như hiện nay, khả năng sử dụng điện và tiếp cận điện năng được

¹⁶ Các chỉ số phân bố không đều theo ba miền tuy các quy hoạch xây dựng đều theo hướng đảm bảo tiêu chí N-1 ngay cả với các địa phương, khu vực có nhiều hạn chế về phát triển kinh tế - xã hội.

xem là một trong những yếu tố cạnh tranh. Chỉ số tiếp cận điện năng của Việt Nam đã thăng hạng vượt bậc, đạt mức xếp hạng cao nhất từ trước đến nay, ở vị trí 27/190 quốc gia; đây là năm thứ 5 liên tiếp chỉ số của Việt Nam liên tục được cải thiện. Thời gian cung cấp điện năng cho các khách hàng được cải thiện đáng kể, số ngày chờ cấp điện là 66 ngày, đứng vị trí thứ 8/190 quốc gia¹⁷.

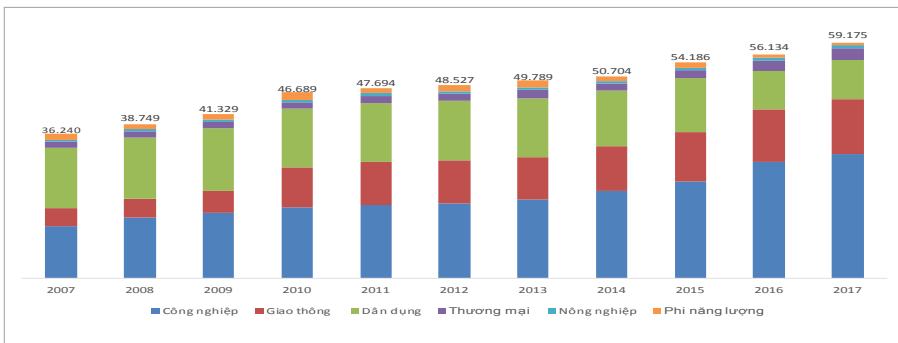
1.3.1.2. Về tiêu thụ năng lượng

- Tiêu thụ năng lượng gia tăng đáng kể, cơ cấu tiêu thụ năng lượng chuyển dịch theo hướng công nghiệp hóa

+ Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng đã tăng gần 1,63 lần, từ 36,24 triệu TOE năm 2007 lên 59,17 triệu TOE năm 2017. Với mức tăng trung bình đạt 5,08 %/năm (mức tăng cao nhất đạt 12,97 % vào năm 2010 và mức tăng thấp nhất đạt 1,75 % vào năm 2012).

Hình 1.13: Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn năm 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn TOE



Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

+ Những động lực chính cho tăng trưởng tiêu thụ năng lượng ở Việt Nam được nhận dạng là tăng trưởng công nghiệp và mức độ cơ giới hóa trong giao thông. Giá trị và cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn 2007 - 2017 như sau:

¹⁷ Theo báo cáo Doing Business của Ngân hàng Thế giới năm 2019.

Bảng 1.8: Giá trị và cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn 2007 - 2017

Năm		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Công nghiệp	KTOE	13.069	15.283	16.437	17.832	18.413	18.848	19.797	21.904	24.385	29.327	31.174
	%	36,1	39,4	39,8	38,2	38,6	38,8	39,8	43,2	45,0	52,2	52,7
Giao thông	KTOE	4.460	4.760	5.522	10.071	10.817	10.702	10.527	11.197	12.356	13.120	13.795
	%	12,3	12,3	13,4	21,6	22,7	22,1	21,1	22,1	22,8	23,4	23,3
Dân dụng	KTOE	15.178	15.346	15.710	14.714	14.742	15.040	14.904	14.119	13.601	9.584	9.876
	%	41,9	39,6	38,0	31,5	30,9	31,0	29,9	27,8	25,1	17,1	16,7
Thương mại	KTOE	1.546	1.576	1.648	1.650	1.888	1.839	2.021	1.645	1.839	2.680	2.870
	%	4,3	4,1	4,0	3,5	4,0	3,8	4,1	3,2	3,4	4,8	4,9
Nông nghiệp	KTOE	576	587	599	580	624	618	603	615	636	766	832
	%	1,6	1,5	1,4	1,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,4	1,4
Phi năng lượng*	KTOE	1.412	1.197	1.414	1.841	1.209	1.481	1.946	1.224	1.369	657	628
	%	3,9	3,1	3,4	3,9	2,5	3,1	3,9	2,4	2,5	1,2	1,1
Tổng	KTOE	36.240	38.749	41.329	46.689	47.694	48.527	49.798	50.704	54.186	56.134	59.175
	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

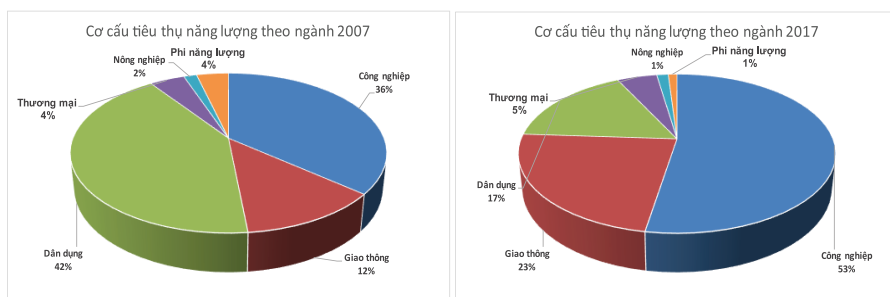
*: Là khu vực tiêu thụ các sản phẩm năng lượng nhưng không có sự tham gia của quá trình đốt cháy

Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Theo đó, trong giai đoạn 2007 - 2017, tỷ trọng tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo cơ cấu ngành kinh tế chuyển dịch từ khu vực dân dụng (giảm từ mức 41,9% vào xuống còn 16,7%) sang khu vực công nghiệp (tăng từ mức 36,1% lên đến 52,7%) và giao thông vận tải (tăng từ mức 12% lên đến 23%)¹⁸.

¹⁸ Ngoài ra, dịch vụ thương mại tăng từ 4% lên 5%, nông nghiệp giảm từ 2% xuống 1%, phi năng lượng giảm từ 4% xuống 1%. (Theo Viện Năng lượng - Bộ Công Thương).

Hình 1.14: Cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo ngành năm 2007 và 2017



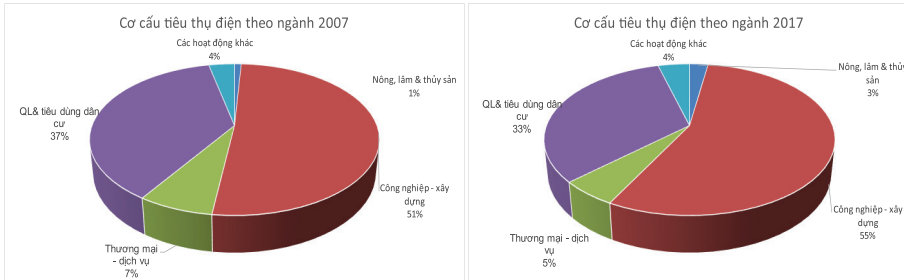
Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

+ Tổng tiêu thụ điện thương phẩm tăng 2,88 lần, từ 61,11 tỷ kWh năm 2007 lên 176,19 tỷ kWh vào năm 2017.

Bảng 1.9: Sản lượng và cơ cấu tiêu thụ điện theo ngành giai đoạn 2007 - 2017

Năm		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nông, lâm & thủy sản	GWh	565	651	700	944	1.079	1.493	1.553	1.893	2.328	3.619	4.339
	%	0,92	0,97	0,92	1,09	1,14	1,42	1,34	1,47	1,62	2,27	2,46
Công nghiệp - xây dựng	GWh	32.154	34.156	38.504	45.568	50.085	55.316	61.567	69.185	77.063	85.484	97.332
	%	52,61	50,66	50,63	52,52	52,91	52,49	53,01	53,87	53,71	53,61	55,24
Thương mại - dịch vụ	GWh	4.484	3.222	3.512	3.894	4.334	4.989	5.453	6.126	7.546	8.733	9.577
	%	7,34	4,78	4,62	4,49	4,58	4,73	4,70	4,77	5,26	5,48	5,44
QL & tiêu dùng dân cư	GWh	23.480	27.060	30.532	33.139	34.212	38.377	42.010	45.695	50.375	54.886	57.589
	%	38,42	40,14	40,15	38,20	36,14	36,41	36,17	35,58	35,11	34,42	32,69
Các hoạt động khác	GWh	2.153	2.328	2.797	3.212	4.947	5.215	5.552	5.535	6.157	6.735	7.353
	%	3,52	3,45	3,68	3,70	5,23	4,95	4,78	4,31	4,29	4,22	4,17
Điện thương phẩm	GWh	61.115	67.418	76.045	86.756	94.657	105.390	116.135	128.434	143.469	159.457	176.190
	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Hình 1.15: Cơ cấu tiêu thụ điện theo ngành năm 2007 và 2017

Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

- Việc sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả được quan tâm

+ Quốc hội đã ban hành Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả số 50/2010/QH12 có hiệu lực thi hành từ ngày 01/01/2011. Để đáp ứng những yêu cầu về đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, nâng cao năng lực cạnh tranh quốc gia, thúc đẩy phát triển bền vững và tăng trưởng xanh, Chính phủ đã ban hành Nghị định số 21/2011/NĐ-CP ngày 29/3/2011 quy định chi tiết và biện pháp thi hành Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả; Nghị định số 134/2013/NĐ-CP ngày 17/10/2013 của Chính phủ quy định xử phạt hành chính trong lĩnh vực điện lực, an toàn đập thủy điện sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và nhiều VBQPPL¹⁹ cũng như chủ động tham gia cam kết Đóng góp do quốc gia tự quyết định (INDC) – cam kết của Việt Nam với cộng đồng quốc tế chống lại biến đổi khí hậu toàn cầu, trong đó Việt Nam cam kết giảm 8% lượng phát thải khí nhà kính so với kịch bản phát triển thông thường và có thể giảm tiếp đến 25% nếu nhận được hỗ trợ quốc tế. Đồng thời tăng cường các hoạt

¹⁹ Quyết định số 04/2017/QĐ-TTg ngày 09/03/2017 của Thủ tướng Chính phủ Quy định danh mục phương tiện, thiết bị phải dán nhãn năng lượng, áp dụng mức hiệu suất năng lượng tối thiểu và lộ trình thực hiện. Quyết định số 24/2018/QĐ-TTg ngày 18/05/2018 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành Danh mục và lộ trình phương tiện, thiết bị sử dụng năng lượng phải loại bỏ và các tổ máy phát điện hiệu suất thấp không được xây dựng mới.

động về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả thông qua các Chương trình mục tiêu quốc gia (VNEEP) với sự phối hợp tích cực giữa chính quyền với Mặt trận Tổ quốc và các tổ chức đoàn thể; kết quả là tỉ lệ tiết kiệm năng lượng đạt 3,4% (tương đương 4,90 triệu TOE) trong giai đoạn 1 (2006 - 2010) và đạt 5,65% (tương đương 11,26 triệu TOE) trong giai đoạn 2 (2010 - 2015).

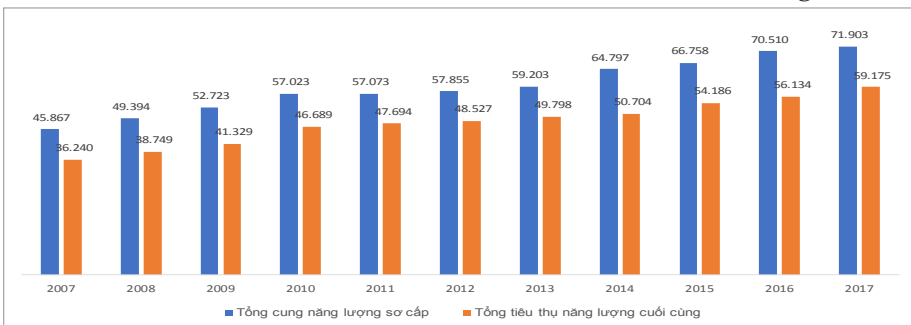
1.3.1.3. Tổng quan về cung - cầu năng lượng trong giai đoạn 2007 - 2017

Về cơ bản, các nguồn cung năng lượng đáp ứng đầy đủ và có dự phòng khá tốt cho nhu cầu tiêu thụ năng lượng, nhất là điện năng; đã đảm bảo cung cấp năng lượng cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Đối với năng lượng sơ cấp: Tổng cung năng lượng sơ cấp nhiều hơn Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng là 123,88 triệu TOE; trung bình là 11,26 triệu TOE/năm; tỉ lệ chuyển đổi, tổn thất năng lượng sơ cấp trung bình ở mức 18,97%.

Hình 1.16: Tương quan giữa Tổng cung năng lượng sơ cấp và Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn năm 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn TOE



Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Bảng 1.10: Tỷ lệ chuyển đổi, tổn thất năng lượng sơ cấp giai đoạn 2010 - 2015

Nội dung	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Giai đoạn 2007 - 2017
Tổng cung năng lượng sơ cấp (nghìn TOE)	45.867	49.394	52.723	57.023	57.073	57.855	59.203	64.797	66.758	70.510	71.903	653.106
Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (nghìn TOE)	36.240	38.749	41.329	46.689	47.694	48.527	49.798	50.704	54.186	56.134	59.175	529.225
Chênh lệch giữa Tổng cung năng lượng sơ cấp và Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (nghìn TOE)	9.627	10.645	11.394	10.334	9.379	9.328	9.405	14.093	12.572	14.376	12.728	123.881
Tỷ lệ chuyển đổi, tổn thất năng lượng sơ cấp (%)	20,99	21,55	21,61	18,12	16,43	16,12	15,89	21,75	18,83	20,39	17,70	18,97

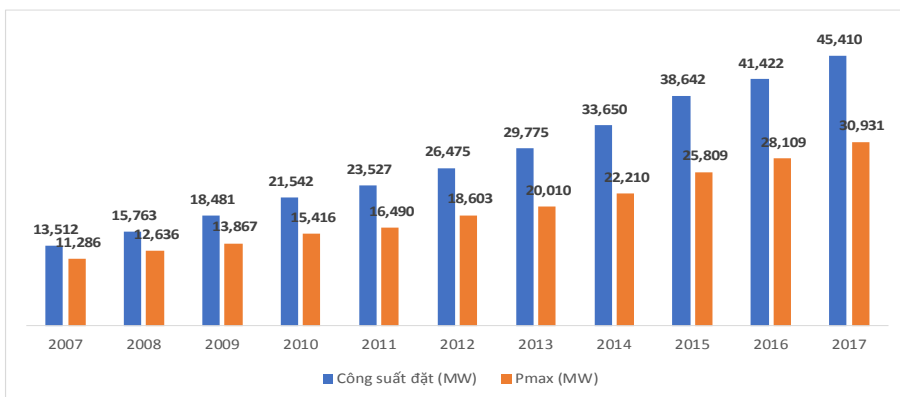
Nguồn: Tính toán của nhóm nghiên cứu (từ nguồn của Viện Năng lượng - Bộ Công Thương)

Đối với năng lượng thứ cấp là điện năng:

Công suất đặt từ các nguồn cung tăng đều hàng năm, tỉ lệ tăng trưởng công suất đặt ở mức thấp nhất là 7,19% vào năm 2016 và cao nhất là 17,24% vào năm 2009; trung bình trong giai đoạn 2007 - 2017 đạt mức 12,93%. Tuy nhiên, giai đoạn 2015 - 2017, tỉ lệ tăng trưởng công suất đặt có xu hướng giảm mạnh từ 14,84% xuống còn 9,63% do một số dự án nguồn điện bị chậm tiến độ. Công suất cực đại của hệ thống (Pmax) cũng có xu hướng tăng đều hàng năm phù hợp với tình hình tăng trưởng phụ tải. Tỉ lệ tăng trưởng Pmax trung bình trong giai đoạn 2007 - 2017 đạt 10,66%, thấp hơn so với tỉ lệ tăng trưởng công suất đặt trung bình (12,93%) cho thấy khả năng đảm bảo nguồn cung khá tốt của hệ thống điện quốc gia trong giai đoạn vừa qua.

Hình 1.17: Tổng công suất đặt và công suất phụ tải cực đại của hệ thống giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn MW



Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Theo tính toán, hệ số dự phòng công suất nguồn thực tế trong giai đoạn 2007 - 2017 đã duy trì ở mức trung bình 41,49%, là mức khá cao, đảm bảo tốt khả năng cung ứng an toàn của hệ thống. Hệ số dự phòng công suất nguồn năm 2018 giảm xuống còn 40,67%, tuy nhiên đã tăng nhanh lên 46,25% vào năm 2019 do việc đưa một số lớn công suất điện tái tạo vào hệ thống.

Bảng 1.11: Hệ số dự phòng công suất giai đoạn 2007 - 2017

Năm	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Công suất lắp đặt (MW)	13.512	15.763	18.481	21.542	23.527	26.475	29.779	33.650	38.642	41.422	45.410
Tỉ lệ % tăng so với năm trước		16,66	17,24	16,56	9,21	12,53	12,48	13,00	14,84	7,19	9,63
Công suất cực đại (Pmax MW)	11.286	12.636	13.867	14.416	16.490	18.603	20.010	22.210	25.809	28.109	30.931
Tỉ lệ % tăng so với năm trước		11,96	9,74	3,96	14,39	12,81	7,56	10,99	16,20	8,91	10,04
Hệ số dự phòng (%)	19,72	24,75	33,27	49,43	42,67	42,32	48,82	51,51	49,72	47,36	46,81

Nguồn: Tính toán của nhóm nghiên cứu (từ nguồn của Viện Năng lượng - Bộ Công Thương)

Chênh lệch giữa Tổng sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu so với Tổng sản lượng điện thương phẩm 162,06 tỷ kWh, trung bình là 14,73 tỷ kWh/năm; tỉ lệ chuyển đổi, tổn thất điện sản xuất và nhập khẩu trung bình ở mức 11,77%. Điều này cho thấy lượng điện tự dùng trong các nhà máy điện, tổn thất điện năng trong truyền tải, phân phối và chuyển đổi điện năng sang các dạng năng lượng khác là khá lớn. Qua đó có thể thấy hệ thống điện quốc gia vẫn còn dư địa để giảm tổn thất điện năng cũng như có thể tăng cường sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả hơn.

Bảng 1.12: Tương quan giữa Tổng sản lượng điện sản xuất, nhập khẩu so với Tổng sản lượng điện thương phẩm giai đoạn năm 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn kWh

Nội dung	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Giai đoạn 2007 - 2017
Điện sản xuất và nhập khẩu	68.931	76.845	87.244	100.432	108.602	119.254	129.785	144.183	163.039	181.675	197.138	1.377.128
Điện thương phẩm	61.115	67.418	76.045	86.756	94.657	105.390	116.135	128.434	143.469	159.457	176.190	1.215.066
Chênh lệch giữa Điện sản xuất và nhập khẩu với Điện thương phẩm	7.816	9.427	11.199	13.676	13.945	13.864	13.650	15.749	19.570	22.218	20.948	162.062
Tỉ lệ chuyển đổi và tổn thất Điện sản xuất và nhập khẩu (%)	11,34	12,27	12,84	13,62	12,84	11,63	10,52	10,92	12,00	12,23	10,63	11,77

Nguồn: Tính toán từ nguồn của Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Qua số liệu và phân tích trên cho thấy ngành năng lượng Việt Nam đã chú trọng phát triển mạnh và hài hòa các nguồn cung năng lượng, việc sử dụng tiết kiệm và hiệu quả năng lượng nói chung và điện năng nói riêng đã được quan tâm nhưng qua thực tế cho thấy Việt Nam vẫn còn nhiều dư địa để thực hiện các Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả trong thời gian tới.

Bảng 1.13: Biểu tính toán năng lượng tiết kiệm giai đoạn 2006 - 2010

Hạng mục	Đơn vị	2006	2007	2008	2009	2010	2006 - 2010
Tiêu thụ năng lượng thương mại theo tính toán	KTOE	23,581	26,576	29,003	31,173	33,968	144,300
Tiêu thụ năng lượng thương mại thực tế	KTOE	22,701	25,619	28,493	29,787	32,801	139,400
Lượng năng lượng tiết kiệm được	KTOE	881	957	510	1,386	1,167	4,900
Tỉ lệ tiết kiệm	%	3.7%	3.6%	1.8%	4.4%	3.4%	3.4%

Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

Bảng 1.14: Biểu tính toán năng lượng tiết kiệm giai đoạn 2010 - 2015

Hạng mục	Đơn vị	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011 - 2015
Tiêu thụ năng lượng tính toán (BAU)	KTOE	33,570	35,662	37,533	39,568	41,934	44,534	199,233
Tiêu thụ năng lượng thực tế	KTOE	33,570	34,502	35,216	36,987	39,552	41,715	187,971
Lượng năng lượng tiết kiệm được	KTOE	-	1,160	2,317	2,582	2,382	2,820	11,261
Tỉ lệ tiết kiệm	%		3.3%	6.2%	6.5%	5.7%	6.3%	5.65%

Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

+ Các bộ, ngành đã ban hành nhiều văn bản, hướng dẫn các giải pháp, tuyên truyền, phổ biến, nâng cao nhận thức người dân và doanh nghiệp về sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả; nhiều chương trình hợp tác, trợ giúp quốc tế được triển khai tích cực; đã chú trọng xác định những yêu cầu cụ thể về tiết kiệm đối với một số ngành sử dụng nhiều năng lượng và khuyến khích việc ứng dụng thiết bị, công nghệ tiết kiệm năng lượng.

+ Trong giai đoạn tới (2019 - 2030), Chính phủ phê duyệt Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (VNEEP 3), đặt mục tiêu tiết kiệm 5 - 7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn 2019 - 2025 và 8 - 10% trong giai đoạn 2019 - 2030²⁰.

1.3.1.4. Về thị trường và đầu tư phát triển ngành năng lượng

- Đã tích cực thực hiện chuyển đổi từng bước ngành năng lượng sang hoạt động theo cơ chế thị trường

+ Về cơ bản, ngành năng lượng đã có nhiều chuyển biến tích cực trong thực hiện lộ trình chuyển các phân ngành điện, than, dầu khí sang hoạt động theo cơ chế thị trường. Chính sách giá năng lượng đã xóa bỏ độc quyền, bao cấp. Giá xăng dầu trong nước cơ bản đã theo sát giá thị trường quốc tế. Đã từng bước thiết lập thị trường phát điện cạnh tranh²¹ và bước đầu vận hành hình thành thị trường bán buôn điện cạnh tranh; chuẩn bị tiến đến thí điểm thị trường bán lẻ cạnh tranh điện; giá điện được điều chỉnh phản ánh sát hơn chi phí sản xuất kinh doanh có tính đến các chi phí thực hiện chính sách xã hội.

+ Đối với giá điện: Về cơ bản, giá điện đã được điều chỉnh theo các yếu tố đầu vào như: Cơ cấu điện sản xuất từ các loại nguồn, giá nhiên liệu, lãi vay, tỷ giá ngoại tệ, thuế tài nguyên, thuế môi trường... Theo các tính toán từ số liệu của EVN, trong giai đoạn 2007 - 2017, đã có 10 lần điều chỉnh giá bán điện²², giá điện bình quân tăng 6,67%/

²⁰ Quyết định số 280/QĐ-TTg ngày 13/03/2019 của Thủ tướng Chính phủ.

²¹ Đến năm 2018, có 90 nhà máy điện với tổng công suất 23.054 MW (chiếm 52,6% tổng công suất toàn hệ thống) trực tiếp tham gia thị trường điện. Tổng sản lượng điện giao dịch trên thị trường là 106,5 tỷ kWh (chiếm 48,4% sản lượng điện toàn hệ thống).

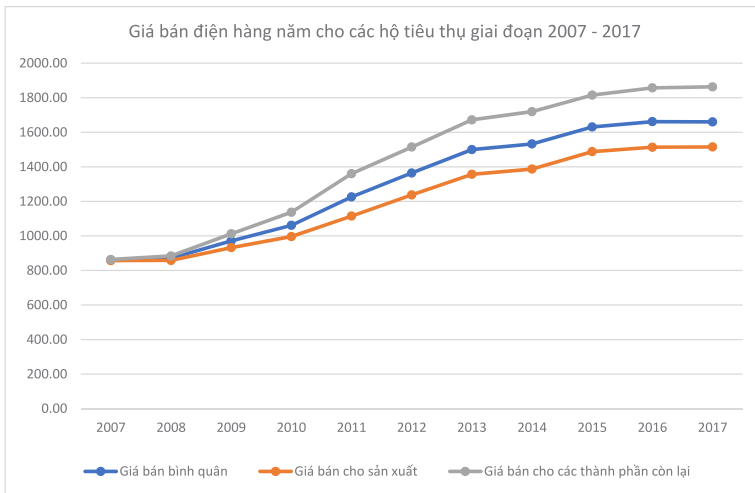
²² Theo các văn bản số: Quyết định 276/2006/QĐ-TTg ngày 04/12/2006, Thông tư 05/2009/TT-BCT ngày 26/02/2009, Thông tư 08/2010/TT-BCT ngày 24/2/2010, Thông tư 05/2011/TT-BCT ngày 25/2/2011, Thông tư 42/2011/TT-BCT ngày 19/12/2011, Thông tư 17/2012/TT-BCT ngày 29/6/2012, Thông tư 38/2012/TT-BCT ngày 20/12/2012, Thông tư 19/2013/TT-BCT ngày 31/7/2013, Quyết định 4887/QĐ-BCT ngày 30/5/2014, Quyết định 2256/QĐ-BCT ngày 12/3/2015, Quyết định 4495/QĐ-BCT ngày 30/11/2017 (Nguồn EVN).

năm từ mức 860,15 đồng/kWh vào ngày 01/01/2007 lên mức 1.720,65 đồng/kWh vào ngày 01/12/2017; bình quân trong giai đoạn ở mức 1.460,89 đồng/kWh; trong đó, giá bán điện cho các hộ sản xuất trung bình ở mức 1.347,44 đ/kWh (thấp hơn 7,8% so với giá bán lẻ điện trung bình) và các hộ tiêu thụ khác ở mức 1.605,93 đồng/kWh (cao hơn 9,9% so với giá bán lẻ điện trung bình).

Tuy nhiên, cho đến nay giá điện nước ta vẫn còn tương đối thấp so với khu vực²³. Đây cũng là một trong những nguyên nhân làm việc thu hút đầu tư vào ngành điện kém hấp dẫn, nhất là từ các nguồn vốn ngoài nhà nước; chưa tạo động lực cho EVN tái đầu tư phát triển và còn chưa khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm.

Hình 1.18: Giá bán điện hàng năm cho các hộ tiêu thụ giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Đồng/kWh



Nguồn: EVN

²³ Theo đánh giá của EVN, giá điện trung bình của Việt Nam hiện bằng khoảng 1/2 so với giá điện trung bình trên thế giới. Giá điện sinh hoạt, giá điện kinh doanh và giá điện công nghiệp bán ra tại Việt Nam hiện nay tương đối thấp so với các nước có cùng trình độ phát triển (GDP/người) trong khu vực và trên thế giới. Chẳng hạn, giá điện tại Campuchia, Lào, Philippines lần lượt là 0,19 USD/kWh, 0,09 USD/kWh, 0,19 USD/kWh... so với mức trung bình 0,07 USD/kWh của Việt Nam.

Bảng 1.15: Diễn biến giá bán lẻ điện bình quân giai đoạn 2007 - 2017*Đơn vị tính: Đồng/kWh*

Năm	Giá bán bình quân	Thay đổi (%)	Giá bán cho sản xuất	Thay đổi (%)	Giá bán cho các thành phần còn lại	Thay đổi (%)
2007	860,15		857,26		863,16	
2008	871,01	1,26	857,97	0,08	884,10	2,43
2009	971,01	11,48	932,11	8,64	1012,31	14,50
2010	1061,43	9,31	996,16	6,87	1137,08	12,33
2011	1226,00	15,50	1114,73	11,90	1360,28	19,63
2012	1364,31	11,28	1237,33	11,00	1514,58	11,34
2013	1499,82	9,93	1356,78	9,65	1672,05	10,40
2014	1532,55	2,18	1387,23	2,24	1719,41	2,83
2015	1630,79	6,41	1487,96	7,26	1815,35	5,58
2016	1661,57	1,89	1513,57	1,72	1857,30	2,31
2017	1660,19	-0,08	1515,12	0,10	1863,20	0,32

Nguồn: EVN

Trong giai đoạn 2007 - 2017, EVN đã kiên trì thực hiện lộ trình hình thành và phát triển thị trường điện tại Việt Nam theo Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26/01/2006 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam, Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 08/11/2013 của Thủ tướng Chính phủ quy định về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam. EVN đã hoàn thành các nhiệm vụ xây dựng và phát triển thị trường phát điện cạnh tranh theo lộ trình được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và đã được vận hành theo đúng các quy định do Bộ Công Thương ban hành. EVN cũng đã tích cực triển khai các bước chuẩn bị về cơ sở vật chất, cơ

cấu tổ chức và quản lý, nhân lực, hệ thống văn bản phù hợp với từng cấp độ thị trường điện theo yêu cầu của Bộ Công Thương và các cơ quan quản lý nhà nước²⁴.

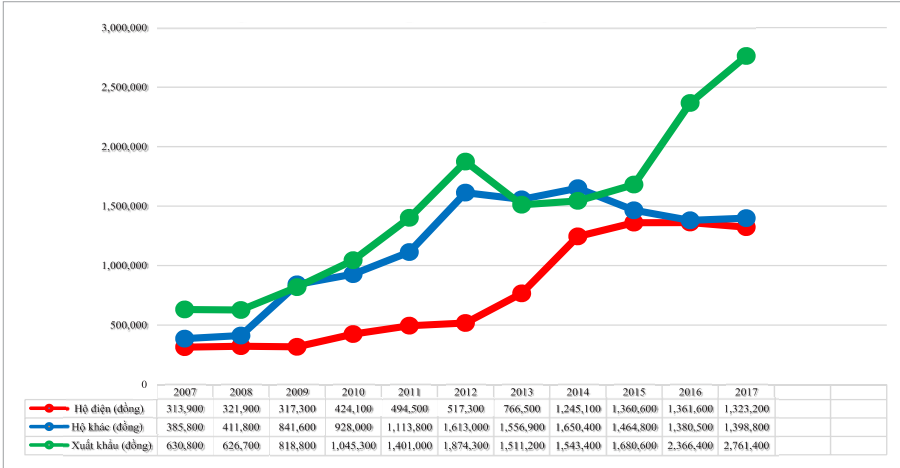
+ Đối với giá than: Giá than cho các hộ tiêu thụ trong nước (ngoài điện) trong giai đoạn 2007 - 2014 về cơ bản cũng khá tương đồng với giá than xuất khẩu và biến động phù hợp với giá than trên thị trường quốc tế. Tuy nhiên, năm 2015 giá than xuất khẩu tăng mạnh từ mức 1,68 triệu đồng/tấn lên mức 2,67 triệu đồng/tấn vào năm 2017; trong khi đó, giá than cho các hộ trong nước lại có xu hướng giảm nhẹ từ 1,46 triệu đồng/tấn xuống 1,38 triệu đồng/tấn. Về cơ bản, trong giai đoạn trước 2015, giá than trung bình cho sản xuất điện là 0,64 triệu đồng/tấn chỉ bằng 57,8% so với giá bán cho các hộ tiêu thụ khác là 1,1 triệu đồng/tấn; giai đoạn 2015 - 2017, giá than trung bình cho sản xuất điện là 1,34 triệu đồng/tấn đã khá tiệm cận với giá than cho các hộ tiêu thụ khác là 1,41 triệu đồng/tấn, chênh lệch thấp hơn chỉ ở mức 4,7%.

Trên thực tế, có khoảng 85% than tiêu thụ trong nước được cung cấp cho sản xuất điện và giá than cho điện cũng được điều chỉnh song hành với giá điện. Do đó, việc điều tiết giá than cho điện có tác động lớn đến giá than cho các hộ tiêu thụ khác. Nhìn chung, trong giai đoạn trước năm 2015, việc điều chỉnh giá than trong nước nhất là giá bán than cho sản xuất điện còn chậm, chưa theo kịp diễn biến thực tế. Điều này dẫn đến những hoạt động thương mại và nhập khẩu than khó dự báo ảnh hưởng đến cung ứng và tiêu thụ than trong nước. Từ sau năm 2015, giá bán than bình quân cho điện về cơ bản cũng tương ứng với giá bán than bình quân cho các hộ tiêu thụ khác. Việc điều tiết giá bán giảm dần, phù hợp với diễn biến của thị trường.

²⁴ Thị trường phát điện cạnh tranh đã được triển khai từ năm 2012. Thị trường bán buôn điện cạnh tranh cũng đã được thiết lập và vận hành thí điểm từ năm 2017, dự kiến vận hành chính thức từ năm 2019. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh dự kiến sẽ được thí điểm từ năm 2021 và vận hành chính thức từ năm 2023.

Hình 1.19: Giá bán than bình quân của TKV giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Đồng



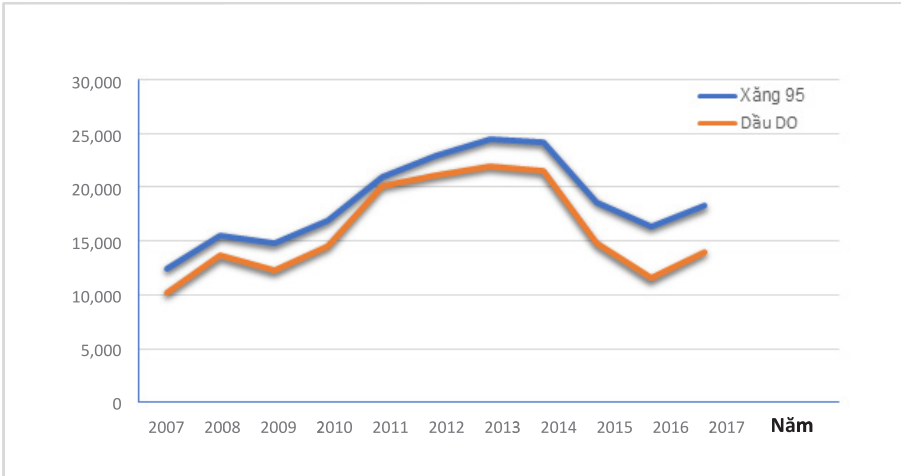
Nguồn: TKV

+ Đối với giá xăng dầu: Giá các sản phẩm xăng dầu đã được điều tiết linh hoạt, phù hợp với diễn biến giá các sản phẩm dầu thế giới với cơ chế xem xét chu kỳ điều chỉnh 15 ngày, được quy định trong Nghị định 83/2014/NĐ-CP về kinh doanh xăng dầu. Theo đó, trong công thức tính giá cơ sở, ngoài thành phần giá nhập khẩu biến động theo thị trường còn có một số loại thuế suất²⁵, trong đó có thuế bảo vệ môi trường được áp cố định với mức thu khá lớn (từ 1.000 - 4.000 đồng/lít tùy theo mặt hàng). Trong thời gian qua, việc giảm nhanh và mạnh các dòng thuế nhập khẩu xăng dầu theo những cam kết quốc tế về hội nhập đã ảnh hưởng lớn đến nguồn thu ngân sách nhà nước. Do đó, việc áp dụng thuế bảo vệ môi trường đối với mặt hàng xăng dầu là hết sức cần thiết, phù hợp với tình hình thực tiễn; đây là một trong những giải pháp hiệu quả và có tính khả thi cao để tăng thu ngân sách nhà nước nhằm đảm bảo lợi ích quốc gia.

²⁵ Bao gồm: thuế nhập khẩu bị cắt giảm theo lộ trình cam kết phù hợp với các hiệp định thương mại; thuế tiêu thụ đặc biệt hiện đang áp dụng cho xăng là 10% và xăng E5 là 8%; thuế bảo vệ môi trường hiện đang áp dụng với mức 4.000 đ/lít cho xăng, 2.000 đ/lít cho dầu diesel và dầu ma dút, 1.000 đ/l cho dầu hỏa; và thuế GTGT là 10%.

Hình 1.20: Giá bán lẻ xăng A95 và dầu DO bình quân giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Đồng



Nguồn: Tổng hợp của nhóm nghiên cứu từ thông tin của Petrolimex, PVOil

+ Đối với giá dầu thô: Dầu thô là sản phẩm quan trọng trong cơ cấu xuất khẩu của Việt Nam, đóng vai trò quan trọng đối với nguồn thu ngân sách nhà nước. Về cơ bản, giá dầu thô Việt Nam luôn theo sát với giá dầu thô Brent trên thị trường thế giới. Trong giai đoạn 2007 - 2017, giá dầu thô đã tăng mạnh từ mức 63,22 USD/thùng vào năm 2009 lên 118,15 USD/thùng vào năm 2012, sau đó lại giảm nhanh xuống mức 44,97 USD/thùng vào năm 2016. Năm 2017, giá dầu thô bắt đầu phục hồi ở mức 56,30 USD/thùng.

+ Đối với giá khí tự nhiên: Các hợp đồng mua bán khí giữa chủ mỏ khí và PVN thực hiện theo nguyên tắc bao tiêu. Về cơ bản, giá khí tại miệng giếng được tính toán phù hợp để đảm bảo bù đắp chi phí khai thác cộng thêm với mức lợi nhuận nhất định cho chủ đầu tư và có tính đến trượt giá 2% một năm so với năm trước, theo cách tính này giá khí khá ổn định và không biến động theo giá thị trường khí cũng như dầu quốc tế, riêng mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh có giá khí thay đổi theo giá dầu FO giao dịch tại Singapore (giá Platts Singapore). Nhìn chung,

trong giai đoạn 2007 - 2016, giá khí có xu hướng tăng khá đều từ 3,35 USD/triệu BTU vào năm 2006 lên 5,24 USD/triệu BTU và giảm nhẹ xuống còn 5,11 USD/triệu BTU vào năm 2017.

Bảng 1.16: Giá bán dầu thô và khí tự nhiên của PVN giai đoạn 2007 - 2017

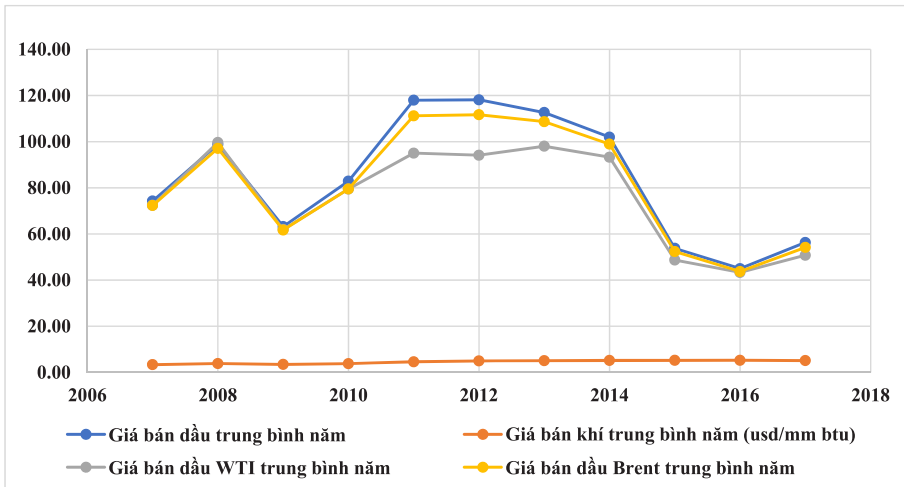
Đơn vị tính: USD/thùng, triệu BTU

Năm	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Giá bán dầu thô của PVN trung bình năm	74,27	98,77	63,22	82,90	117,96	118,15	112,63	101,99	53,77	44,97	56,30
Giá bán dầu thô Brent trung bình năm	72,35	97,1	61,7	79,51	111,21	111,68	108,68	98,94	52,37	43,72	54,16
Giá bán dầu thô WTI trung bình năm	72,4	99,64	61,93	79,48	95,04	94,12	98,03	93,28	48,71	43,33	50,78
Giá bán khí của PVN trung bình năm (usd/mm btu)	3,35	3,85	3,46	3,80	4,59	4,98	5,06	5,19	5,22	5,24	5,11

Nguồn: PVN

Hình 1.21: Giá bán dầu thô và khí tự nhiên của PVN giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: USD/thùng, triệu BTU



Nguồn: PVN

+ Đối với giá NLTT: Chính sách giá cho khuyến khích NLTT đã đạt được thành công đối với phát triển thủy điện nhỏ, nhưng việc chậm có chính sách phù hợp về giá điện mặt trời, điện gió đã làm việc phát triển hai loại nguồn năng lượng có tiềm năng lớn này gặp khó khăn trong thời gian dài. Vào tháng 4/2017, khi Chính phủ ban hành giá FIT đủ hấp dẫn phát triển điện mặt trời²⁶ và vào tháng 9/2018 ban hành giá FIT điều chỉnh khuyến khích nguồn điện gió²⁷ thì lại chưa có sự quy hoạch phân vùng, đưa ra hạn mức quy mô thích hợp với khả năng tiếp nhận, vận hành an toàn của lưới điện tại các vùng có tiềm năng lớn theo từng giai đoạn phát triển lưới điện. Hiện nay, Chính phủ đang yêu cầu rà soát việc thực hiện các dự án điện gió và mặt trời trong thời gian vừa qua; đồng thời xem xét, nghiên cứu xây dựng thí điểm cơ chế đấu giá để tăng cường minh bạch và nâng cao tính cạnh tranh đối với các dự án điện tái tạo.

Bảng 1.17: Tổng kết về cơ chế hỗ trợ hiện tại cho các dạng NLTT

Loại nguồn điện	Công nghệ	Loại biểu giá	Mức giá bán điện
Thủy điện nhỏ	Sản xuất điện	Giá chi phí tránh được công bố hàng năm	598 - 663 VNĐ/kWh (theo thời gian, vùng, mùa) 302 - 320 VNĐ/kWh (lượng điện dư so với hợp đồng) 2158 VNĐ/kWh (giá công suất)
Điện gió	Sản xuất điện	Giá FIT 20 năm	8,5 USc/kWh (trên đất liền) 9,8 USc/kWh (trên biển)
Sinh khối	Đồng phát	Giá FIT 20 năm	5,8 USc/kWh
	Sản xuất điện	Giá FIT 20 năm	7,551 USc/kWh (Bắc) 7,3458 USc/kWh (Trung) 7,4846 USc/kWh (Nam)

²⁶ Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg, ngày 11/4/2018 về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam.

²⁷ Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg, ngày 10/9/2018 về sửa đổi một số Điều của Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam.

Loại nguồn điện	Công nghệ	Loại biểu giá	Mức giá bán điện
Rác thải	Đốt trực tiếp	Giá FIT 20 năm	10,5 US\$/kWh
	Chôn lấp sản xuất khí	Giá FIT 20 năm	7,28 US\$/kWh
Điện mặt trời	Sản xuất điện nổi lưới	Giá FIT 20 năm	9,35 US\$/kWh

Nguồn: Tổng hợp từ nhiều văn bản pháp luật về cơ chế hỗ trợ

- Huy động nguồn lực lớn cho đầu tư phát triển ngành năng lượng với sự tham gia của nhiều thành phần kinh tế, nòng cốt là các doanh nghiệp nhà nước

+ Đầu tư cho phát triển năng lượng đang ngày càng được đa dạng hóa, chuyển dần từ độc quyền nhà nước sang từng bước hình thành thị trường năng lượng, đa dạng hóa sở hữu và phương thức kinh doanh, đang trong quá trình thúc đẩy việc xóa bao cấp, nhằm tiến tới xóa độc quyền, tiến tới xóa bỏ hoàn toàn việc thực hiện chính sách xã hội thông qua giá năng lượng. Trong giai đoạn 2007 - 2017, tổng đầu tư vào ngành năng lượng đạt 2,1 triệu tỷ đồng chiếm khoảng 18,4% tổng đầu tư toàn xã hội (khoảng 11,4 triệu tỷ đồng), đóng góp lớn cho tăng trưởng kinh tế và ngày càng được đa dạng hóa về định chế sở hữu và phương thức kinh doanh. Theo đánh giá của Ngân hàng Thế giới và một số tổ chức quốc tế, nước ta đã và đang phát triển thành công ngành điện và ngành khí. Hiện nay, mô hình huy động vốn truyền thống của Việt Nam cho hạ tầng năng lượng chủ yếu dựa vào đầu tư của các doanh nghiệp năng lượng nhà nước (PVN, EVN, TKV, Petrolimex...) được Chính phủ bảo lãnh, cùng với sự tham gia khá lớn của các thành phần kinh tế tư nhân trong và ngoài nước.

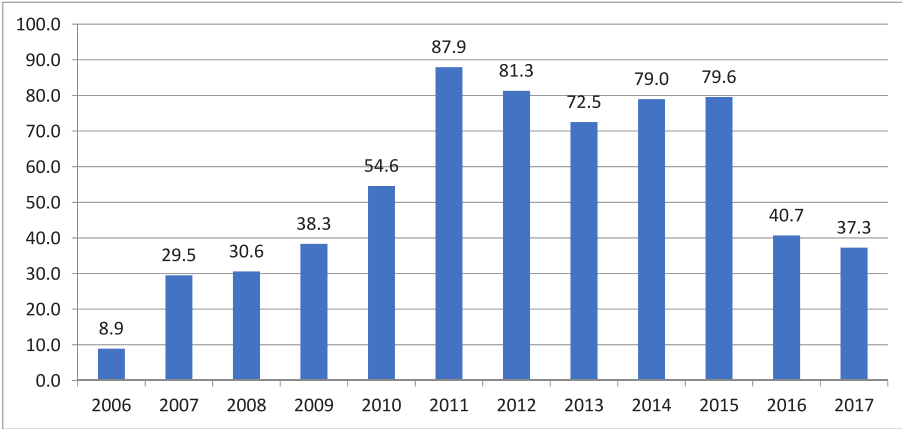
Đầu tư của các tập đoàn năng lượng Nhà nước chủ chốt

✓ ***Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN):*** Theo số liệu của Bộ Kế hoạch và Đầu tư²⁸, tổng đầu tư trong giai đoạn 2007 - 2017 đạt 631,3 nghìn tỷ đồng. Trong những năm 2006 - 2008, đầu mức đầu tư của PVN còn thấp nhưng sau đó tăng nhanh lên tới gần 3 lần từ 29,5 nghìn tỷ đồng năm 2007 và đạt đỉnh vào năm 2011 với 87,9 nghìn tỷ đồng (nếu so với năm 2006 thì năm 2011 có mức đầu tăng gấp gần 10 lần). Tổng đầu tư tiếp tục duy trì ở mức cao trong 5 năm tiếp theo 2011 - 2015, đây là giai đoạn mà đầu tư của PVN đều duy trì quanh mức bình quân 80 nghìn tỷ đồng/năm, tuy nhiên khi chuyển sang giai đoạn 2016 - 2017 thì đầu tư lại giảm nhanh, đầu tư của năm 2016 giảm chỉ còn một nửa so với năm trước đó và tiếp tục giảm nhẹ trong năm tiếp theo. Trong cơ cấu nguồn vốn đầu tư, vốn chủ sở hữu chiếm khoảng 2/3, còn lại là vốn vay, tuy nhiên trong từng phân ngành đầu tư cũng có sự chênh lệch đáng kể về cơ cấu nguồn vốn, lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí chủ yếu sử dụng nguồn vốn của chủ sở hữu (trên 83%), chỉ có khoảng 17% là vốn vay, còn lại trong các lĩnh vực đầu tư còn lại, tỉ lệ giữa vốn vay và vốn chủ sở hữu gần như tương đương nhau. Trong cơ cấu đầu tư của PVN, lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí chiếm tỷ trọng lớn lên tới 42% trong tổng đầu tư, tiếp theo là đầu tư vào lĩnh vực điện 21%, lĩnh vực khí và chế biến dầu khí chiếm 24% tổng đầu tư, còn lại là đầu tư vào lĩnh vực dịch vụ dầu khí.

²⁸ Báo cáo số 8615/BKHĐT-QLKTTW ngày 03/12/2018.

Hình 1.22: Tổng đầu tư của PVN giai đoạn 2007 - 2017

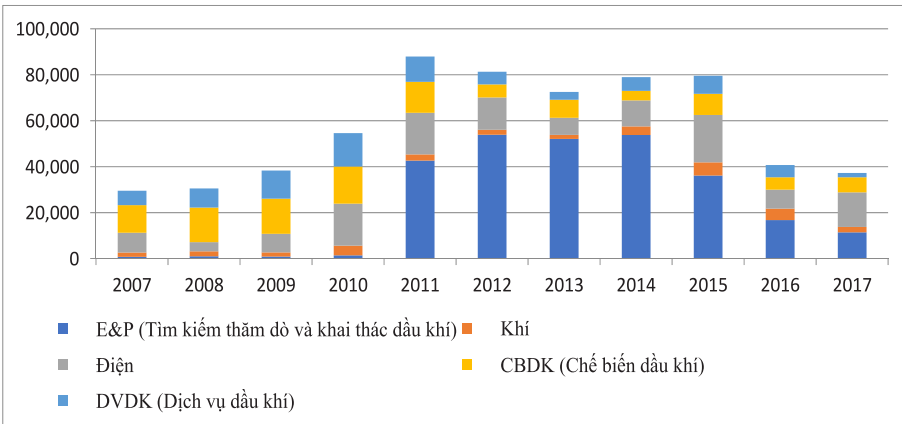
Đơn vị tính: 1.000 tỷ đồng



Nguồn: Báo cáo của Viện Quản lý Kinh tế Trung ương - Bộ Kế hoạch và Đầu tư (tính toán từ số liệu của PVN)

Hình 1.23: Cơ cấu đầu tư của PVN giai đoạn 2007 - 2017

(Đơn vị: Tỷ đồng)

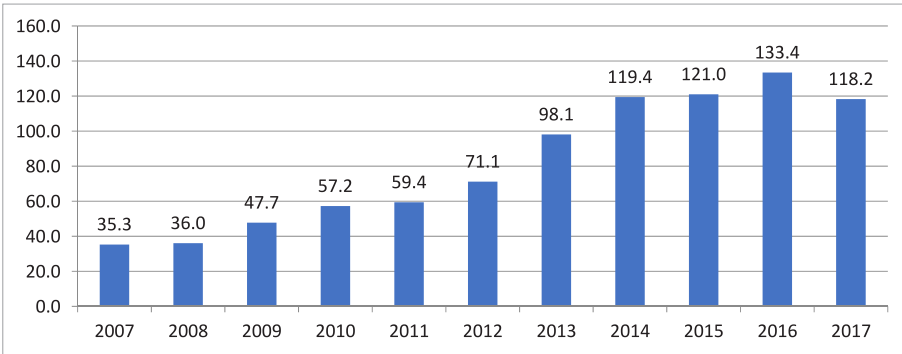


Nguồn: Báo cáo của Viện Quản lý Kinh tế Trung ương - Bộ Kế hoạch và Đầu tư (tính toán từ số liệu của PVN)

✓ *Đối với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN):* Tổng đầu tư xây dựng của EVN trong giai đoạn 2007 - 2017 lên tới 896,8 nghìn tỷ đồng. Đầu tư xây dựng của EVN tăng liên tục và duy trì ở mức cao trong suốt giai đoạn 2007 - 2017, đặc biệt từ sau năm 2013, đầu tư xây dựng bình quân hàng năm của EVN đã vượt trên 100 nghìn tỷ VNĐ/năm để đáp ứng nhu cầu tiêu dùng điện không ngừng tăng phục vụ nhu cầu điện của sản xuất và sinh hoạt. Cho đến nay, ngành điện vẫn dựa chủ yếu vào vay nợ có bảo lãnh Chính phủ để tài trợ cho phần lớn chương trình đầu tư thông qua EVN. Các khoản vay của EVN chủ yếu bằng ngoại tệ, thường theo các điều khoản không ưu đãi và hầu hết có kỳ hạn ngắn. Chỉ khoảng 30% các khoản vay của EVN là bằng nội tệ, vì vậy EVN phải chịu rủi ro hối đoái trên phần còn lại của danh mục vay tính bằng USD và Yên Nhật. EVN cũng từng huy động vốn thông qua bán một phần tài sản chiến lược, ví dụ như các nhà máy phát điện lớn. Các ngân hàng thương mại và phát triển trong nước cho các dự án ngành điện vay bằng nội tệ, thông thường trên cơ sở tài chính doanh nghiệp mà không phải tài chính dự án. Giới hạn dư nợ cấp tín dụng cho một khách hàng không vượt quá 15% vốn chủ sở hữu của các ngân hàng đã hạn chế các ngân hàng cho vay thêm. Ngoài ra, cho vay tiếp tục bị hạn chế bởi giới hạn tập trung ngành do các ngân hàng đặt ra vì mục đích an toàn. Dư nợ tín dụng hiện nay đối với ngành điện từ hệ thống ngân hàng trong nước vào khoảng 10 tỷ USD. Để tăng cường nguồn vốn đầu tư, trong giai đoạn 2010 - 2016, EVN đã thoái vốn tại một số nhà máy nhiệt điện và thủy điện (tổng công suất khoảng 1,9 GW) để huy động tổng cộng 384 triệu USD.

Hình 1.24: Tổng đầu tư xây dựng của EVN (giá trị thanh toán) giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Nghìn tỷ đồng



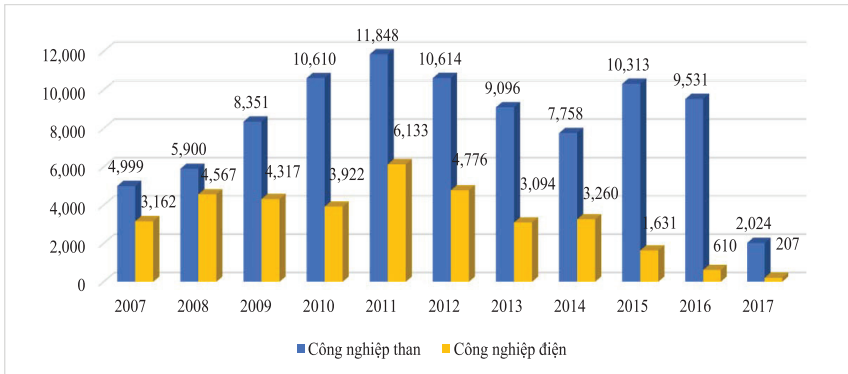
Nguồn: Báo cáo của Viện Quản lý Kinh tế Trung ương - Bộ Kế hoạch và Đầu tư (tính toán từ số liệu của EVN)

✓ Đối với Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV): Trong giai đoạn 2007 - 2017, TKV đã thực hiện đầu tư tổng cộng khoảng 213,5 nghìn tỷ đồng²⁹; tuy nhiên mức đầu tư không đều, trong giai đoạn đầu từ 2007 - 2011 tổng đầu tư có xu hướng tăng đều và đạt đỉnh 27,7 nghìn tỷ đồng vào năm 2011, sau đó đầu tư lại có xu hướng giảm và đến năm 2017 đạt mức 13,3 nghìn tỷ đồng, cao hơn không đáng kể so với mức 11,7 nghìn tỷ đồng của 10 năm trước. Trong đó, đầu tư cho lĩnh vực công nghiệp than và công nghiệp điện lên tới gần 133,2 nghìn tỷ đồng, chiếm 62,4% trong tổng đầu tư của TKV và có xu hướng tăng đều trong những năm đầu và đạt đỉnh điểm lên tới 18 nghìn tỷ đồng vào năm 2011, sau đó có xu hướng giảm dần và đến năm 2017 thì đầu tư của hai lĩnh vực này chỉ còn 7,2 nghìn tỷ đồng, thấp hơn mức đầu tư 8,5 nghìn tỷ đồng của mười năm trước. Nếu tính riêng đầu tư của hai lĩnh vực nêu trên, thì lĩnh vực công nghiệp than đang đóng vai trò chính đạt 97,4 nghìn tỷ đồng (chiếm 73,2%), đầu tư vào lĩnh vực công nghiệp điện đạt 35,8 nghìn tỷ đồng (chiếm 26,8%) trong cùng kỳ.

²⁹ Đầu tư vào các lĩnh vực: Công nghiệp than, công nghiệp khoáng sản, công nghiệp điện, vật liệu nổ - hóa chất và các lĩnh vực khác.

Hình 1.25: Đầu tư của TKV cho công nghiệp điện và công nghiệp than giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị: Tỷ đồng

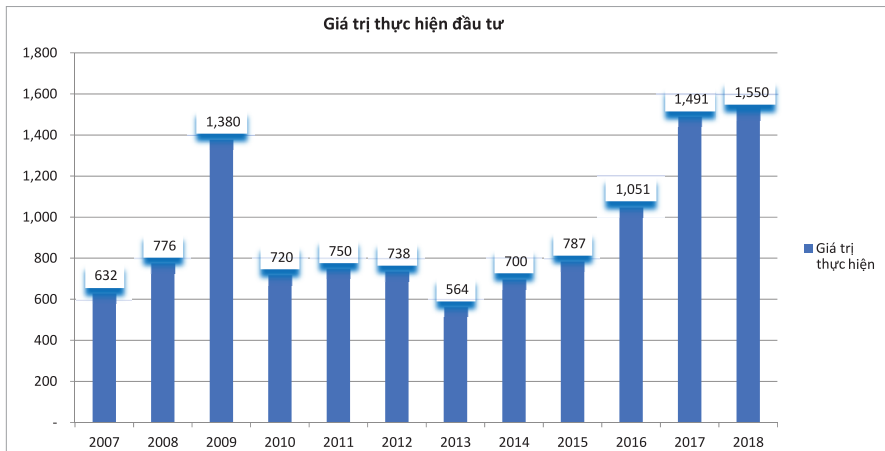


Nguồn: TKV

✓ Đối với Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex): Trong giai đoạn 2007 - 2017, tổng đầu tư của Petrolimex là 11.412 nghìn tỷ đồng có xu hướng tăng và đạt đỉnh vào năm 2017 với 1.449 nghìn tỷ đồng.

Hình 1.26: Tổng đầu tư của Petrolimex giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị: Tỷ đồng



Nguồn: Petrolimex

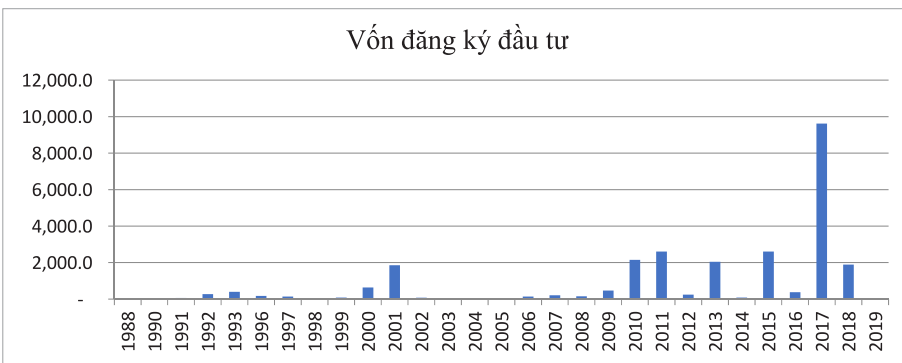
Đầu tư của các doanh nghiệp ngoài Nhà nước

Từ khi mở cửa tiếp nhận đầu tư trực tiếp nước ngoài vào Việt Nam đến nay, lĩnh vực năng lượng đã thu hút được 131 dự án với tổng số vốn đăng ký lên tới 26,5 tỷ USD, bình quân quy mô một dự án 202 triệu USD/dự án. Nếu tính riêng cho giai đoạn 2007 - 2017, cả nước thu hút được 61 dự án năng lượng với số vốn đăng ký 20,6 tỷ USD, bình quân mỗi dự án có quy mô 337 triệu USD/dự án.

Các thành phần kinh tế ngoài nhà nước cũng tích cực tham gia phát triển kết cấu hạ tầng năng lượng quốc gia. Công suất phát điện được tư nhân trong và ngoài nước đầu tư chiếm khoảng 28% tổng công suất. Trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí với nhiều hình thức đa dạng như liên doanh, hợp đồng phân chia sản phẩm (PSC), điều hành chung (JOC)... Bên cạnh đó, việc đầu tư vào ngành dầu khí thể hệ thứ hai sẽ khó hơn nhiều và tốn kém hơn nhiều so với thể hệ đầu tiên do việc phát triển các mỏ tiếp theo sẽ cần lượng vốn đầu tư lớn hơn và tài chính của PVN bị dàn trải do đa dạng hóa đầu tư ngoài ngành. Trong lĩnh vực phát triển nguồn điện có nhiều hình thức thực hiện như BOT, IPP (các nhà đầu tư nguồn điện độc lập) và cổ phần hóa các Tổng công ty phát điện thuộc EVN (GENCO).

Hình 1.27: Vốn đăng ký đầu tư vào lĩnh vực năng lượng giai đoạn 2007 - 2017

Đơn vị tính: Triệu USD



Nguồn: Báo cáo của Viện Quản lý Kinh tế Trung ương - Bộ Kế hoạch và Đầu tư (tính toán từ số liệu của số liệu của Cục Đầu tư nước ngoài)

Các nước và vùng lãnh thổ có đầu tư lớn là Nhật Bản với 7,4 tỷ USD, Hà Lan 2,9 tỷ USD, Singapore 2,8 tỷ USD, Hồng Kông 2,8 tỷ USD, Hàn Quốc 1 tỷ USD. Đặc biệt, trong giai đoạn mười năm từ năm 2007 đến 2017, mặc dù có một số ít nước đầu tư ít dự án hơn so với giai đoạn trước trong lĩnh vực năng lượng như Mỹ, Hà Lan, Singapore nhưng Việt Nam lại chứng kiến một sự đầu tư mạnh mẽ đến từ các nước lớn như Nhật Bản, Hàn Quốc, Australia, Đức... Đặc biệt, trong giai đoạn từ năm 2007 đến 2017, Nhật Bản là quốc gia dẫn đầu về đầu tư nước ngoài vào Việt Nam với số vốn đăng ký lên tới 7,4 tỷ USD, chiếm khoảng 28% tổng vốn đăng ký trong giai đoạn này, tiếp đến là Hà Lan với 2,9 tỷ USD, chiếm 11%, Singapore gần 2,9 tỷ USD tương ứng với 10,9%.

Khu vực tư nhân trong nước tham gia chủ yếu vào phát triển các dự án nguồn điện năng lượng tái tạo và đã tận dụng chính sách ưu đãi đầu tư trong lĩnh vực này. Đối với thủy điện, ưu đãi đó là chi phí tránh được của nhiệt điện, chi phí này thay đổi theo vùng. Đối với năng lượng mặt trời, đó là Biểu giá năng lượng tái tạo ưu đãi hòa lưới (FIT) tương đối cao với giá 9,35 USCent/kWh cho điện mặt trời, đối với điện gió trên bờ và gần bờ tương ứng là 8,5 USCent/kWh và 9,8 USCent/kWh. Cho đến nay, các dự án năng lượng chủ yếu do các nhà đầu tư trong nước phát triển, tập trung vào một số tập đoàn lớn như Bitexco, HAGL, TTC, Hưng Lộc Phát và Trung Nam...³⁰, ngoài ra còn khá nhiều nhà đầu tư tư nhân nhỏ hơn huy động vốn cho các dự án thủy điện nhỏ đến 30 MW và một số dự án điện gió, điện mặt trời quy mô nhỏ. Về nguồn vốn đầu tư, ngoài việc cung cấp vốn chủ sở hữu, các bên phát triển dự án chủ yếu vay từ các ngân hàng thương mại trong nước.

³⁰ Trước đây các tập đoàn này chủ yếu tập trung đầu tư vào thủy điện nhỏ nhưng hiện nay đang tìm kiếm cơ hội và chuyển mạnh đầu tư vào điện gió, điện mặt trời và bắt đầu triển khai một số dự án đầu tư về truyền tải, phân phối điện.

+ Hiện nay có một số định chế tài chính quốc tế và song phương (WB, ADB, AFB, JICA, KEXIM, KfW...) đang tham gia cho vay vào ngành năng lượng Việt Nam thông qua Bộ Tài chính và Bộ Tài chính thực hiện cho các doanh nghiệp năng lượng vay lại các khoản vay này theo những điều kiện vay thương mại cụ thể. Bên cạnh đó, hiện có một số quỹ cổ phần có hoạt động đầu tư trong lĩnh vực năng lượng, nhất là đầu tư năng lượng tái tạo; tuy nhiên, cam kết tài chính đối với ngành năng lượng nhìn chung còn rất nhỏ.

+ Đã chú trọng công khai danh mục nhiều dự án đầu tư; quan tâm xây dựng, điều chỉnh pháp luật và thực hiện các chính sách đảm bảo sự bình đẳng giữa các thành phần kinh tế tham gia phát triển năng lượng.

+ Các doanh nghiệp năng lượng nhà nước đã có bước phát triển mạnh mẽ, phát huy vai trò trụ cột trong đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Vốn chủ sở hữu của bốn tập đoàn: Điện lực Việt Nam (EVN), Dầu khí Quốc gia Việt Nam (PVN), Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV) và Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex) bình quân tăng 3,48 lần, tổng tài sản tăng 3,65 lần, doanh thu tăng 3,23 lần, lợi nhuận tăng 2,26 lần, nộp ngân sách nhà nước tăng 1,68 lần.

1.3.1.5. Tác động đến phát triển kinh tế - xã hội và quốc phòng, an ninh

- Ngành năng lượng trở thành ngành kinh tế có quy mô lớn, phát triển năng động và hội nhập quốc tế ngày càng sâu rộng

Sự phát triển mạnh mẽ của ngành dầu khí mà nòng cốt là PVN đã kéo theo sự phát triển của các ngành công nghiệp khác như sản xuất điện, sản xuất phân bón, hóa chất, hạt nhựa, khí hóa lỏng... Dịch vụ công nghiệp dầu khí tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu khá đa dạng, bao gồm sửa chữa tàu biển, vận tải biển, sửa chữa giàn khoan, sản xuất thay thế các cấu kiện kim loại trên giàn khoan, sản xuất các hóa chất phục vụ

cho việc khoan thăm dò và khai thác, chống ăn mòn kim loại... Trong các lĩnh vực này, có sự tham gia của các công ty có vốn đầu tư trong nước và nước ngoài. Khai thác dầu khí đã đem lại nguồn lợi to lớn kể cả trực tiếp và gián tiếp cho sự phát triển kinh tế xã hội của Bà Rịa - Vũng Tàu. Hiện tại Bà Rịa - Vũng Tàu là tỉnh đứng thứ ba về thu ngân sách. Năm 2017, tổng thu ngân sách nhà nước trên địa bàn tỉnh đạt 67.573 tỷ đồng, trong đó thu từ dầu thô đạt 24.200 tỷ đồng.

Trong xu thế chung của đất nước, hướng tới các mối hợp tác quốc tế mang tính khu vực cũng như toàn cầu, trong giai đoạn 2007 - 2017, EVN đã giữ vai trò tích cực trong các hoạt động xúc tiến hợp tác quốc tế, mở rộng hội nhập và nghiên cứu kết nối lưới điện với các nước trong khu vực để mua, bán và trao đổi điện năng; tích cực tìm kiếm, thu xếp nguồn vốn vay ưu đãi, vốn vay thương mại từ các tổ chức phát triển, các tổ chức tài chính quốc tế; hợp tác đầu tư xây dựng phát triển hệ thống điện, mua bán điện; đào tạo nguồn nhân lực; khoa học công nghệ và và môi trường, đồng thời tích cực tham gia trong các diễn đàn, hiệp hội khu vực và quốc tế. Bên cạnh hoạt động hội nhập, EVN cũng đã thiết lập, củng cố và tăng cường mối quan hệ hợp tác với các đối tác nước ngoài trong nhiều lĩnh vực trọng yếu như Phát triển dự án, phát triển công nghệ, đào tạo nhân lực, cung cấp nhiên liệu...

+ Trong 10 năm (2007 - 2017), giá trị sản xuất ngành năng lượng (khai thác than và dầu khí, sản xuất thiết bị điện, sản xuất và phân phối điện, khí đốt) tăng sáu lần, đóng góp 20% giá trị tổng sản lượng ngành khai khoáng, công nghiệp chế biến, sản xuất và phân phối điện, khí đốt. Công nghiệp chế tạo thiết bị điện và chế tạo các loại thiết bị và hoạt động dịch vụ trong các ngành dầu khí, than đã có một số thành tựu và ngày càng phát triển.

+ Sự phát triển năng động của ngành năng lượng đã đóng góp quan trọng duy trì tốc độ tăng trưởng cao của ngành công nghiệp và cả nền kinh tế. Năm 2018, riêng các doanh nghiệp năng lượng nhà

nước đã nộp ngân sách 204.090 tỷ đồng, chiếm 17,79% tổng thu ngân sách quốc gia. Những đóng góp vào ngân sách nhà nước hàng năm của ngành năng lượng đang là một công cụ điều tiết vĩ mô quan trọng của Chính phủ.

- Đóng góp quan trọng trong việc thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội tại nhiều địa phương và đất nước; tích cực thực hiện nhiệm vụ quốc phòng, an ninh

+ Ngành năng lượng đã tích cực phát huy và thực hiện hiệu quả vai trò là đầu tàu kinh tế của đất nước. Các doanh nghiệp ngành năng lượng thực sự là nòng cốt, hạt nhân trong việc hình thành nên nhiều khu công nghiệp tập trung; đóng vai trò rất lớn đối với phát triển kinh tế - xã hội, tăng thu ngân sách của nhiều địa phương³¹, điển hình là ngành than ở tỉnh Quảng Ninh, ngành dầu khí ở tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu; công nghiệp lọc - hóa dầu ở Quảng Ngãi, Thanh Hóa; năng lượng tái tạo ở Ninh Thuận, Bình Thuận; các nhà máy thủy điện, trung tâm nhiệt điện tại nhiều tỉnh, thành phố. Ngoài mục tiêu phát điện, các nhà máy thủy điện còn có nhiệm vụ cắt và chống lũ cho hạ du trong mùa mưa bão, đồng thời cung cấp nước phục vụ sản xuất và nhu cầu dân sinh trong mùa khô.

+ Hệ thống cung cấp điện, xăng, dầu, khí ngày càng phát triển mạnh, đóng vai trò nền tảng trong kết cấu hạ tầng kỹ thuật cho sự phát triển kinh tế - xã hội của các địa phương trong cả nước; sử dụng khá hiệu quả các nguồn vốn ngoài nước để xây dựng hệ thống truyền tải và ứng dụng năng lượng sinh khối... Ngành năng lượng luôn chủ động tổ chức thực hiện kịp thời các chủ trương của Đảng và Chính phủ đối phó với những biến động phức tạp của nền kinh tế đất nước.

³¹ Năm 2017, tại Quảng Ninh, TKV nộp ngân sách đạt 11.900/27.650 tỷ đồng thu nội địa của tỉnh; tại Bà Rịa - Vũng Tàu, PVN nộp ngân sách từ dầu thô đạt 24.200/67.573 tỷ đồng thu nội địa của tỉnh. Tại một số tỉnh như Hòa Bình, Sơn La, Lai Châu, Nghệ An, Gia Lai, Kon Tum, Đắk Lắk, Lâm Đồng... các nhà máy thủy điện đóng góp phần lớn trong nguồn thu ngân sách.

Các sản phẩm chủ yếu của ngành như: than, dầu thô, xăng dầu, khí, điện, đạm... đang góp phần tích cực, chủ động bình ổn thị trường.

+ Ngành năng lượng đã chú trọng bố trí vốn ngân sách, đồng thời tận dụng các nguồn vốn ODA để thực hiện thành công Chương trình cấp điện cho nông thôn miền núi và hải đảo³², tiếp nhận lưới điện hạ áp nông thôn³³, đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế biển, bảo vệ môi trường và đặc biệt là góp phần giữ vững an ninh chủ quyền biển đảo, được nhân dân và quốc tế đánh giá cao³⁴. Trong giai đoạn 2007 - 2010, ngành điện vẫn tiếp tục đẩy mạnh thực hiện nhiệm vụ chính trị là đầu tư điện nông thôn. Đến cuối năm 2010, cả nước đã có 100% số huyện có điện lưới và điện tại chỗ, trong đó có 98,19% huyện có điện lưới quốc gia; 98,4% số xã (8.958/9.104 xã) và 95,86% số hộ dân nông thôn (14,59/15,22 triệu hộ) được sử dụng điện lưới quốc gia; giai đoạn 2011 - 2017, ngành điện đã đầu tư cấp điện lưới quốc gia cho 04 huyện đảo, 08 xã đảo, hơn 100 xã trong đất liền, hơn 390.000 hộ dân, nâng cấp cải tạo lưới điện nông thôn với tổng vốn đầu tư khoảng 45.000 nghìn tỷ đồng. Đến cuối năm 2017, cả nước có 99,98% xã, phường, thị trấn có điện và 99,2% hộ dân có điện.

Bảng 1.18: Tỷ lệ điện khí hóa nông thôn ở các tỉnh/thành Việt Nam

Tỉnh	Tỷ lệ (%)	Tỉnh	Tỷ lệ (%)	Tỉnh	Tỷ lệ (%)
Hà Giang	82.71	Đắk Lắk	98.17	Quảng Ninh	99.72
Điện Biên	83.87	Bình Phước	98.19	Quảng Bình	99.72
Cao Bằng	85.52	Nghệ An	98.45	Vĩnh Long	99.77
Sơn La	89.58	Tuyên Quang	98.78	Bến Tre	99.80

³² Quyết định của Thủ tướng Chính phủ số 2081/QĐ-TTg ngày 08/11/2013 phê duyệt Chương trình cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo giai đoạn 2013 đến 2020.

³³ Đã tiếp nhận lưới điện hạ áp nông thôn bán điện trực tiếp của gần 6.000 xã, với hơn 6,2 triệu hộ dân và tiến hành cải tạo lưới điện của các xã sau tiếp nhận với tổng chi phí khoảng 8.000 tỷ đồng.

³⁴ Theo đánh giá của Ngân hàng Thế giới (World Bank), Việt Nam là quốc gia thực hiện thành công và đạt hiệu quả cao về đầu tư điện nông thôn.

Lai Châu	91.05	Quảng Ngãi	98.85	Hòa Bình	99.84
Lào Cai	92.42	Kiên Giang	98.85	Đồng Nai	99.84
Đắk Nông	94.60	Bạc Liêu	98.92	Long An	99.86
Bắc Kạn	95.63	Hậu Giang	98.98	Cần Thơ	99.87
Yên Bái	95.74	Gia Lai	99.10	Bình Dương	99.94
Lạng Sơn	96.87	Lâm Đồng	99.18	Hải Phòng	99.96
Quảng Nam	97.38	Bình Thuận	99.20	Ninh Thuận	99.97
An Giang	97.40	Thanh Hóa	99.23	Phú Thọ	99.98
Cà Mau	97.53	Kon Tum	99.46	Đồng Tháp	99.98
Sóc Trăng	97.72	Tây Ninh	99.49	Phú Yên	99.99
Trà Vinh	98.17	Thái Nguyên	99.63	Bắc Giang	99.99

Nguồn: Báo cáo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư (tổng hợp từ Báo cáo “Chương trình Cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo giai đoạn 2016 - 2020”)

+ Các doanh nghiệp năng lượng nhà nước ngoài việc đảm bảo cung cấp năng lượng ổn định đến các vùng sâu, vùng xa ở biên giới, hải đảo còn thực hiện nhiều chương trình hỗ trợ cho các đối tượng chính sách, khó khăn³⁵. PVN đã hỗ trợ tích cực trong việc xây dựng nhiều nhà giàn (DK1) tại khu vực đặc quyền kinh tế trên Biển Đông; tích cực phối hợp với lực lượng Hải quân Việt Nam trong một số hoạt động bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển. Nhìn chung, các doanh nghiệp năng lượng nhà nước đã thực hiện tốt các chủ trương của Đảng, chính sách, pháp luật của Nhà nước về xây dựng, củng cố nền an ninh nhân dân, thế trận an ninh nhân dân; góp phần tích cực vào việc đảm bảo trật tự, an toàn xã hội³⁶.

³⁵ Qua việc hỗ trợ các đối tượng chính sách; đóng góp hơn chục nghìn tỷ đồng, với hàng nghìn ngôi nhà tình nghĩa, trường học, trung tâm ý tế xã; bảo trợ hàng nghìn trẻ em có điều kiện khó khăn, nuôi hàng trăm Bà mẹ Việt Nam anh hùng...

³⁶ Theo Báo cáo của Bộ Công an số 3171 ngày 10/12/2018: Ngành năng lượng đã tích cực thực hiện các Chỉ thị 48-CT/TW ngày 22/10/2010 của Bộ Chính trị về tăng cường sự lãnh đạo của Đảng đối với công tác đấu tranh, phòng chống tội phạm trong tình hình mới; Đề án “Đảm bảo trật tự, trị an, an toàn cho nhân dân và các hoạt động kinh tế biển, đảo”; Kết luận số 86/KL-TW ngày 05/11/2010 của Bộ Chính trị về việc tiếp tục thực hiện Chỉ thị số 05/CT-BCT về tăng cường lãnh đạo công tác đảm bảo an ninh quốc gia trong tình hình mới...

1.3.2. Những hạn chế, yếu kém

• **Mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia đối mặt với nhiều thách thức, một số chỉ tiêu biến động theo chiều hướng bất lợi**

- Nhiều chính sách về bảo đảm an ninh năng lượng đã được thực thi như: giảm xuất khẩu than; thúc đẩy khai thác nguồn năng lượng trong nước; khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo, xúc tiến mua bán trao đổi điện với các nước láng giềng... Theo hệ thống các chỉ tiêu quốc tế, an ninh năng lượng quốc gia Việt Nam trong giai đoạn 2007 - 2017 được đánh giá như sau:

Bảng 1.19: Biến động của số chỉ tiêu an ninh năng lượng giai đoạn 2007 - 2017

Chỉ tiêu	2007	2010	2015	2017	Chú thích
Tỷ số trữ lượng và sản xuất (R/P) than, dầu và khí tự nhiên	Than: Khoảng 70 năm. Khí tự nhiên: Khoảng 40 năm Dầu thô: Khoảng 20 năm (Có xu hướng ngày càng giảm)				Theo khả năng khai thác + Than: 50 triệu tấn/năm + Khí: 15 tỷ m ³ /năm + Dầu thô: 15 triệu tấn/năm
Sự phụ thuộc vào nhập khẩu than, dầu và khí tự nhiên (nhập khẩu tịnh năng lượng %)	(-) 42,2%	(-) 13,8%	(+) 5,2%	(+) 18,3%	Xu hướng tăng sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu
Tỷ trọng của chi phí nhập khẩu than/dầu/khí trong tổng thu nhập quốc nội (%).	7,88%	6,32%	4,16%	6,12%	Đang có xu hướng tăng trở lại
Đa dạng hóa nhập khẩu sản phẩm dầu (chỉ số HHI ³⁷)	0	1.879	2.122	3.556	Tương đối đa dạng, tuy nhiên xu thế tập trung đang tăng

³⁷ Chỉ số HHI (Herfindahl Index) là chỉ tiêu phản ánh mức tập trung người bán ở một thị trường có tính đến tổng số công ty trên một thị trường và quy mô tương đối của họ. HHI được tính bằng cách lấy quy mô của các công ty, tất cả đều tính bằng tỉ lệ so với quy mô thị trường.

Chỉ tiêu	2007	2010	2015	2017	Chú thích
Đa dạng hóa cơ cấu nhiên liệu cho phát điện (chỉ số HHI)	2.717	3.107	3.209	3.477	Tương đối đa dạng, tuy nhiên xu thế tập trung đang tăng
Cường độ năng lượng sơ cấp trên GDP (kgoe/1000 USD)	468,9	491,9	456,9	410,2	Xu hướng giảm

Nguồn: Báo cáo của Bộ Công Thương

- Theo nội dung phân tích trên, đã có 03 trong số 06 chỉ tiêu đang biến động theo chiều hướng bất lợi là: (i) Tỷ số trữ lượng và sản xuất của than, dầu thô và khí (được quy đổi sang số năm là than còn khoảng khoảng 70 năm, dầu thô còn khoảng 20 năm, khí tự nhiên còn khoảng 40 năm), đã và đang suy giảm dần hàng năm; (ii) Sự phụ thuộc vào nhập khẩu than, dầu và khí đối tự nhiên từ -42% trong năm 2007 lên đến 18,3% vào năm 2017; (iii) Tỷ trọng chi phí nhập khẩu than, dầu và khí trên tổng thu nhập quốc nội từ năm 2015 đến nay có xu hướng tăng từ 4,16% lên 6,21%³⁸. Ngoài ra, tiêu thụ năng lượng bình quân đầu người của nước ta còn thấp; dự trữ xăng dầu quốc gia chưa đảm bảo khả năng bình ổn khi xảy ra khủng hoảng giá dầu mỏ trên thị trường quốc tế³⁹.

³⁸ Các chỉ số còn lại biến động theo hướng có lợi cho an ninh năng lượng là: (i) Đa dạng hóa nguồn nhập khẩu và (ii) Đa dạng hóa cơ cấu nhiên liệu cho phát điện đều có xu hướng tăng nhẹ và (iii) Cường độ năng lượng sơ cấp có xu hướng giảm nhẹ.

³⁹ Về hệ thống dự trữ quốc gia, Bộ Công Thương quản lý trực tiếp, giao cho các doanh nghiệp thực hiện tồn trữ hàng dự trữ quốc gia. Tính đến năm 2015, lượng xăng dầu dự trữ quốc gia còn thấp, khoảng 400.000 tấn, chỉ đạt được khoảng 10 ngày tiêu thụ. Như vậy, mục tiêu còn cần tăng thêm tối thiểu 10 ngày dự trữ để đạt 20 ngày dự trữ quốc gia vào năm 2025 (Quyết định số 1030/QĐ-TTg ngày 13/7/2007 phê duyệt Quy hoạch phát triển hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035).

• Các nguồn cung trong nước không đủ đáp ứng yêu cầu dẫn đến phải nhập khẩu năng lượng ngày càng lớn

- Trữ lượng dầu khí vùng gần bờ đã dần cạn kiệt, hầu hết các mỏ đã được khai thác trong thời gian dài và đang ở giai đoạn cuối với sản lượng giảm tự nhiên từ 15 - 30% hàng năm; như vậy, khai thác dầu thô đang và sẽ giảm nhanh trong thời gian tới trong bối cảnh gia tăng trữ lượng ngày càng khó khăn. Than có trữ lượng và tài nguyên còn lớn nhưng điều kiện khai thác ngày càng khó khăn, làm gia tăng giá thành nên khó cạnh tranh với các nguồn than nhập khẩu. Hơn nữa, khai thác than và khí tự nhiên đều đối mặt với chi phí khai thác tăng cao, khả năng khai thác hạn chế, trong khi việc định giá lại chưa thực sự hợp lý. Mức độ tăng than và khí nhập khẩu trong thời gian tới sẽ là một sức ép đối với tỉ lệ phụ thuộc vào năng lượng nhập khẩu trong cung cấp năng lượng sơ cấp. Về cung cấp xăng dầu, Nhà máy lọc, hóa dầu Nghi Sơn đi vào hoạt động sẽ làm giảm lượng xăng dầu nhập khẩu nhưng lại tăng sự phụ thuộc vào nhập khẩu dầu thô. Do vậy, việc phát triển công nghiệp lọc, hóa dầu trong nước cần phải tính đến những yếu tố tương quan này.

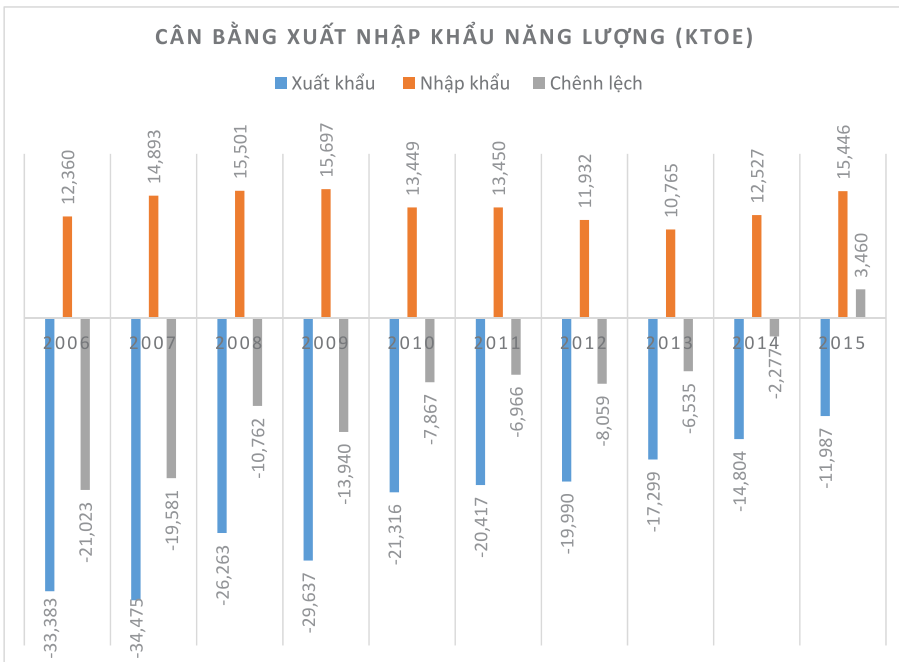
- Về cung cấp điện, nguy cơ thiếu hụt cung cấp điện vẫn còn cao trong trung và dài hạn. Việc đảm bảo cung ứng điện toàn quốc trong thời gian tới sẽ gặp nhiều khó khăn do một số nguồn điện tuy đã được khởi công xây dựng nhưng đưa vào vận hành chậm, công suất dự kiến ở mức khá thấp so với quy hoạch⁴⁰.

- Nước ta đã chuyển từ nước xuất khẩu năng lượng sang nhập khẩu tịnh năng lượng từ năm 2015. Năng lượng nhập khẩu trong 03 năm qua đã tăng khá nhanh; đến năm 2017, nhập khẩu tịnh năng lượng lên gần 13,2 triệu TOE (tương đương 18,3% tổng cung năng

⁴⁰ Hiện nay còn trên 18.000 MW trong số 26.000 MW các dự án nhiệt điện than dự kiến vào vận hành trong 05 năm tới song gặp nhiều cản trở về vấn đề môi trường do chưa có sự đồng thuận của các nhà khoa học, các nhà quản lý và người dân, nên đến nay chưa được khởi công xây dựng.

lượng sơ cấp), chủ yếu là nhập khẩu than cho sản xuất điện. Theo tính toán, xu hướng nhập khẩu năng lượng sẽ tiếp tục tăng lên trong dài hạn và tỉ lệ phụ thuộc nhập khẩu năng lượng của nước ta sẽ khoảng 33% - 37% vào năm 2025 và lên đến 50% - 58% vào năm 2035⁴¹. Tuy nhiên, chính sách khuyến khích đầu tư ra nước ngoài để tìm kiếm những nguồn năng lượng bổ sung, ổn định còn chưa theo kịp yêu cầu thực tiễn; chưa xây dựng được chiến lược về công tác nhập khẩu năng lượng trong dài hạn và đầu tư tài nguyên năng lượng ở nước ngoài, tác động một phần tới mục tiêu về xây dựng nền kinh tế độc lập, tự chủ của đất nước.

Hình 1.28: Cân bằng xuất nhập khẩu năng lượng giai đoạn 2006 - 2015



Nguồn: Viện Năng lượng - Bộ Công Thương

• Hiệu quả khai thác, sử dụng năng lượng còn thấp

⁴¹ Theo tính toán của Viện Năng lượng trong “Quy hoạch phát triển năng lượng giai đoạn 2016 - 2025, định hướng đến 2035”.

- Công tác thăm dò, khai thác tài nguyên năng lượng còn một số hạn chế như nguồn vốn và kinh nghiệm tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại vùng nước sâu còn thiếu, gặp sự can thiệp của nước ngoài ở Biển Đông trong bối cảnh các khu vực gần bờ cơ bản đã cạn kiệt, tiềm năng dầu khí còn lại tập trung ở khu vực nước sâu, xa bờ, nhạy cảm, rất khó khăn trong việc triển khai; công tác phát triển các mỏ dầu khí đòi hỏi chi phí cao so với trước, tiến độ đưa các mỏ vào khai thác và thủ tục phê duyệt dự án phát triển mỏ còn bất cập. Việc đầu tư ra nước ngoài chưa được nghiên cứu, chuẩn bị thấu đáo, còn thấp hơn so với mục tiêu chiến lược đề ra, phần lớn là các dự án tìm kiếm thăm dò mới, rủi ro cao.

- Việc phê duyệt các báo cáo địa chất, xin cấp giấy phép thăm dò, triển khai các dự án ngành than gặp nhiều khó khăn, vướng mắc⁴². Công tác thăm dò than ngày càng khó khăn do các lỗ khoan có chiều sâu ngày càng lớn và phải khoan qua địa tầng phức tạp. Khai thác than ở một vài nơi chưa được quản lý chặt chẽ, còn để xảy ra tình trạng tự phát, trái phép, buôn lậu, gây thất thoát nguồn thu Nhà nước. Việc thăm dò và khai thác thử nghiệm bằng phương pháp khí hóa than ngầm còn gặp nhiều khó khăn về cơ chế, lựa chọn đối tác cung cấp công nghệ...

- Hệ số thu hồi dầu khí chưa cao; hệ số thu hồi than sạch tuy có cải thiện nhưng vẫn còn thấp, nhất là trong khai thác hầm lò⁴³.

⁴² TKV hiện mới được cấp phép để triển khai thăm dò tại 23/27, thực hiện được công tác chuẩn bị và đầu tư 31/40 dự án, Đề án thuộc giai đoạn đến năm 2020 do một số quy định mới của Nhà nước như xác định tài liệu nguyên thủy, giám sát thi công dự án khoáng sản, chồng lấn với các quy hoạch của địa phương (rừng phòng hộ, rừng đầu nguồn, khu nghĩa trang, khu đô thị...) làm tăng thời gian thẩm định, phê duyệt các báo cáo liên quan.

⁴³ Theo đánh giá của Hội Dầu khí Việt Nam, hệ số thu hồi lý thuyết đối với các mỏ dầu Miocen khoảng 22%, Oligocen 15% và móng là 20 - 22%. Theo đánh giá của Hội Khoa học và Kỹ thuật mỏ Việt Nam, tỉ lệ tổn thất than sạch trong khai thác hầm lò do công nghệ ở mức 22%, tính chung do tất cả các điều kiện có thể lên đến 40%.

- Tuy tiêu thụ năng lượng trên đầu người ở Việt Nam còn rất thấp so với thế giới nhưng cường độ năng lượng (tiêu thụ năng lượng trên GDP tính theo USD 2010) của nước ta gần gấp đôi so với chỉ số chung của thế giới và APEC (năm 2017 ở mức 317,5 kOE/1000 USD GDP), hệ số đàn hồi năng lượng (tỉ lệ tăng trưởng tiêu thụ năng lượng/tăng trưởng GDP) là 1,05, cũng ở mức cao so với nhiều nước trên thế giới và khu vực⁴⁴.

- Việc sử dụng hợp lý, có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng hiện nay còn nhiều bất cập; chưa đặt ra mục tiêu cụ thể đối với các ngành sản xuất, các lĩnh vực phải tiết kiệm năng lượng. Một số ngành như sản xuất thép và xi măng tiêu thụ nhiều năng lượng, nhất là điện, nhưng do giá điện còn thấp so với khu vực và thế giới⁴⁵ nên dẫn đến thiếu động lực để đổi mới công nghệ, nâng cấp thiết bị nhằm tiết kiệm năng lượng. Một số không nhỏ các nhà đầu tư FDI vẫn xem Việt Nam là điểm đến với giá năng lượng thấp; nhiều sản phẩm xuất khẩu có mức tiêu tốn năng lượng cao đã gây áp lực cho việc bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.

- Theo một số nghiên cứu, tiềm năng sử dụng tiết kiệm và hiệu quả năng lượng vẫn còn dư địa⁴⁶ và tập trung nhiều ở khu vực sản xuất công nghiệp, giao thông vận tải, tòa nhà thương mại và gia dụng. Tuy nhiên, quá trình thực hiện Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả cho thấy nước ta

⁴⁴ Theo báo cáo của Hiệp hội Năng lượng Việt Nam: Cường độ năng lượng của Việt Nam hiện cao hơn 1,4 lần so với Thái Lan, 1,6 lần so với Malaysia, 02 lần so với Philippines, 2,6 lần so với Hàn Quốc, 3,5 lần so với Singapore, 06 lần so với Nhật Bản... Hệ số đàn hồi năng lượng tại các nước trong khu vực ở mức 0,75 đến dưới 1, tại các nước phát triển ở mức dưới 0,75.

⁴⁵ Theo báo cáo của Hiệp Hội Năng lượng Việt Nam: Giá điện trung bình tính theo UScent/kWh ở Việt Nam là 7, Indonesia là 10, Thái Lan là 12, Singapore là 16, Trung Quốc là 8, Hàn Quốc là 11, Mỹ là 13, Nhật là 27, Anh là 22, Đức là 33... Trung bình thế giới là 14 (nguồn GlobalPetrolPrices.com).

⁴⁶ Có thể đạt được 5,3%, 9,1% và 12,4% trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo kịch bản cơ sở vào các năm 2020, 2025 và 2030.

còn thiếu nguồn nhân lực và vốn để hỗ trợ các doanh nghiệp thực hiện các giải pháp đề ra; cơ chế kiểm toán và báo cáo sử dụng năng lượng chưa được thực thi nghiêm túc, thiếu chế tài thực hiện, thiếu những cơ chế, chính sách mang tính đột phá và chế tài đủ mạnh để tăng cường sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.

• Cơ sở hạ tầng ngành năng lượng còn một số bất cập, nhiều dự án năng lượng chậm tiến độ

- Mặc dù đã khá phát triển⁴⁷ nhưng hệ thống lưới điện chưa đạt tiêu chuẩn N-1 như yêu cầu đề ra, khả năng huy động, thu xếp vốn đầu tư cho các dự án lưới điện dự phòng còn một số hạn chế. Tính đồng bộ trong phát triển nguồn điện và lưới truyền tải còn nhiều hạn chế, nhất là trong bối cảnh phát triển mạnh mẽ nguồn điện năng lượng tái tạo; phát triển lưới điện truyền tải còn chưa đáp ứng yêu cầu đi trước một bước nhằm phát huy hiệu quả chung nguồn lực trong hệ thống điện quốc gia, nhất là tại khu vực miền Trung. Chỉ số tiếp cận điện năng tuy có cải thiện vẫn còn hạn chế, chất lượng dịch vụ chưa cao. Nhiều dự án nguồn điện chậm tiến độ so với quy hoạch, dẫn đến mất cân đối nguồn điện trên các miền đất nước⁴⁸; tình trạng thiếu các nguồn điện ở miền Nam nên không đáp ứng nhu cầu gia tăng phụ tải trong khu vực dẫn đến việc truyền tải điện nhiều đã làm gia tăng tổn thất, kém an toàn. Chưa xây dựng được hệ thống năng lượng kết nối khu vực ổn định, hiệu quả⁴⁹.

⁴⁷ Đến năm 2018, đạt chiều dài hơn 483.000 km với tổng dung lượng biến áp trên 168.000 KVA. Đã liên kết lưới điện cấp từ 220 kV trở xuống để nhập khẩu điện từ Trung Quốc, Lào và xuất khẩu điện sang Campuchia.

⁴⁸ Nhiều dự án điện than không thực hiện được do đề xuất, kiến nghị của địa phương, mặt khác nhiều địa phương lại đề nghị bổ sung quy hoạch các trung tâm điện khí; một số dự án BOT, dự án do doanh nghiệp Nhà nước đầu tư như: Quảng Trạch 1, Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hậu 1... chậm từ 02 - 04 năm. Theo báo cáo của EVN, tổng công suất nguồn đưa vào hoạt động chỉ đạt 72% so với kế hoạch.

⁴⁹ Liên kết lưới điện khu vực bằng cấp điện áp 500 kV từ năm 2010-2015 chưa thực hiện được do trong giai đoạn này ngành điện ưu tiên nguồn lực tài chính cho công tác đầu tư hệ thống nguồn và lưới điện trong nước. Hệ thống lưới điện 220 kV nhập khẩu điện từ Trung

- Giải pháp ưu tiên thành lập quỹ phát triển năng lượng để hỗ trợ đầu tư cho các dự án năng lượng mới, tái tạo và các dự án công ích chưa được triển khai thực hiện; chưa ưu tiên bố trí nguồn vốn tín dụng ưu đãi từ quỹ hỗ trợ phát triển, nguồn vốn ODA và các nguồn vốn vay song phương khác cho các dự án tìm kiếm, thăm dò tài nguyên năng lượng.

- Nhiều dự án trong lĩnh vực chế biến dầu khí gặp khó khăn, kéo dài thời gian thực hiện⁵⁰; theo đó, mục tiêu về chế biến dầu khí trong Chiến lược phát triển ngành dầu khí đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 là “nghiên cứu đánh giá khả năng Việt Nam trở thành trung tâm lọc hóa dầu trong khu vực” chưa có kết quả rõ nét. Hai công trình quan trọng quốc gia là chuỗi Dự án khí - điện Cá Voi Xanh và Lô B thực hiện chậm đã ảnh hưởng đến nguồn thu ngân sách nhà nước và khả năng cung ứng điện tại khu vực Đồng bằng sông Cửu Long và cả nước. Hệ thống nhập khẩu, trung chuyển than quy mô lớn, các dự án kho cảng LNG chậm triển khai đã cản trở đến sự đa dạng hóa, hiệu quả sử dụng và phát triển của những nhà máy điện sử dụng nguồn năng lượng quan trọng này. Các nhà máy nhiên liệu sinh học, hệ thống kho cảng xăng dầu đầu tư còn dàn trải, hiệu quả sử dụng thấp⁵¹.

Quốc còn riêng rẽ, hiệu quả sử dụng chưa cao. Hệ thống liên kết đường ống khí tự nhiên trong khu vực ASEAN chưa được hình thành chủ yếu do việc chưa đảm bảo nguồn khí tự nhiên cung cấp ổn định cũng như các quốc gia trong khu vực có những chính sách khác nhau đối với xuất khẩu khí tự nhiên. Mặt khác, các chính sách biến đổi khí hậu cũng tạo cạnh tranh nhất định đối với Việt Nam trong việc đảm bảo nhập khẩu khí tự nhiên.

⁵⁰ Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam, dự án Nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, dự án Nhà máy sản xuất PP, dự án tối ưu nâng công suất phân xưởng NH₃...

⁵¹ Tổng tiêu thụ hàng năm khoảng 19 triệu tấn xăng dầu với khoảng 4,23 triệu m³ kho nội địa (đầu mỗi và khâu sau) thì vòng quay kho trung bình chỉ đạt 4,5 lần/năm.

• *Trình độ công nghệ trong một số lĩnh vực thuộc ngành năng lượng còn phụ thuộc, chậm được nâng cao; chất lượng nguồn nhân lực còn hạn chế, năng suất lao động còn thấp*

- Một số nhà máy nhiệt điện than ở khu vực phía Bắc sử dụng công nghệ cũ, hiệu suất thấp, phát thải cao; các thủy điện vừa và nhỏ hầu hết sử dụng công nghệ khá lạc hậu của Trung Quốc, do số lượng nhiều nên gây một số hệ lụy phụ thuộc; lưới điện trung, hạ thế còn nhiều bất cập, kém an toàn, tổn thất cao. Sản xuất thiết bị điện trong nước về cơ bản chưa đáp ứng yêu cầu. Công nghệ sản xuất, chế biến than ở mức trung bình; các thiết bị khai thác than chậm được đổi mới, chủ yếu sử dụng khoan nổ mìn, khoan điện cầm tay, năng suất kém; tỉ lệ than khai thác bằng công nghệ cơ giới hóa còn thấp. Phần lớn công nghệ thăm dò, khai thác dầu khí còn phụ thuộc, phải hợp tác hoặc sử dụng công nghệ nước ngoài. Công nghệ năng lượng tái tạo thường ứng dụng cho quy mô nhỏ, chưa tiếp cận được những công nghệ tiên tiến; khả năng chủ động nghiên cứu, chế tạo pin mặt trời, cánh quạt gió còn hạn chế. Nhìn chung, công nghệ trong nước chưa đáp ứng được yêu cầu về máy móc, thiết bị cho các ngành năng lượng mới, các nhà đầu tư chủ yếu nhập khẩu công nghệ và thiết bị từ nước ngoài. Lĩnh vực phân tích và xử lý số liệu ngành năng lượng còn yếu; khả năng nghiên cứu và phát triển (R&D), đổi mới sáng tạo ở mức thấp; trình độ sản xuất ngành năng lượng chưa cao⁵².

- Công tác thiết kế, chế tạo các cấu kiện, thiết bị đối với các nhà máy nhiệt điện đã có chủ trương từ năm 2012 song việc triển khai chậm, chưa hiệu quả, chưa sáng tạo và thiếu quyết tâm; cơ khí ngành than phát triển còn hạn chế, chưa đáp ứng đầy đủ yêu cầu nhiệm vụ đề ra.

- Chất lượng đào tạo nguồn nhân lực còn chưa đồng đều, thiếu đội ngũ nhân lực chất lượng cao đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế; việc

⁵² Theo đánh giá của một số chuyên gia và tổ chức quốc tế (World Bank); theo đó, trình độ công nghệ năng lượng nước ta phần lớn đang ở mức Cách mạng công nghiệp lần 2, một phần nhỏ trong sản xuất điện, dầu - khí có thể ở mức Cách mạng công nghiệp lần 3.

đào tạo bổ sung đón đầu một số lĩnh vực yếu, chưa thực sự gắn kết với yêu cầu nhiệm vụ nhất là trong năng lượng mới và tái tạo, năng lượng sinh học, lọc hóa dầu, điện hạt nhân...

- Cơ cấu và hoạt động của các cơ sở nghiên cứu khoa học - công nghệ còn bất cập, thiếu tính chuyên sâu; khả năng hấp thụ và cải tiến công nghệ nước ngoài còn hạn chế; công tác nghiên cứu và phát triển (R&D), đổi mới sáng tạo ở mức thấp⁵³; chưa tạo ra sáng tạo công nghệ mới.

- Theo báo cáo của Viện Năng suất, trong giai đoạn 2011 - 2017, ngành công nghiệp năng lượng trong giai đoạn vừa qua tăng cường vốn nhanh, đạt mức 8,5%/năm; giá trị gia tăng được tăng lên phần lớn dựa trên tăng yếu tố đầu vào mà chưa có sự cải thiện rõ nét về năng suất, chỉ đạt mức 1,05%. Về lĩnh vực điện, gas, khí đốt, năng suất lao động của một số quốc gia trong khu vực cao hơn Việt Nam nhiều lần (Đài Loan là 3,19 lần; Nhật Bản là 7,2 lần; Hàn Quốc 14,5 lần; Thái Lan 2,1 lần). Tính riêng cho EVN, năng suất lao động năm 2015 đạt khoảng 1,54 triệu kWh điện thương phẩm/người, trong khi Malaysia đạt 2,9 triệu kWh/người, Tập đoàn Tepco (Nhật Bản) đạt 7,5 triệu kWh/người.

• Thị trường năng lượng cạnh tranh phát triển chưa đồng bộ, thiếu liên thông giữa các phân ngành năng lượng, chính sách giá năng lượng còn một số bất cập

- Thị trường năng lượng chưa thực sự cạnh tranh đầy đủ, bình đẳng và còn thiếu tính liên thông. Thị trường điện triển khai còn chậm, còn nhiều vướng mắc, chưa thực sự cung cấp tín hiệu khách quan cho nhà đầu tư cũng như người sử dụng. Thị trường than còn nhỏ, tính cạnh tranh chưa cao. Thị trường xăng dầu còn một số tồn tại như gian lận thương mại, việc sử dụng Quỹ bình ổn giá xăng dầu còn thiếu minh bạch, chưa phù hợp với quy định của Luật Giá. Thị

⁵³ Theo đánh giá của một số chuyên gia và tổ chức quốc tế (World Bank).

trường sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả còn chậm phát triển do còn một số vướng mắc về cơ chế, chính sách.

- Giá năng lượng chưa đáp ứng yêu cầu là khâu “đột phá”; giá than cho sản xuất điện, giá khí cho sản xuất đạm và giá điện cho một số hộ tiêu thụ còn chưa thực sự theo sát giá thị trường. Giá điện chưa đủ hấp dẫn để thu hút đầu tư cũng như thúc đẩy các hoạt động sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả. Việc điều tiết giá năng lượng thông qua chính sách thuế và các công cụ quản lý còn thiếu linh hoạt, chưa theo kịp yêu cầu thực tế. Nhìn chung, giá năng lượng trong nước chưa đủ hấp dẫn để thu hút đầu tư vào ngành năng lượng cũng như thúc đẩy các hoạt động sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.

- Công tác tái cơ cấu ngành năng lượng để từng bước hình thành thị trường năng lượng cạnh tranh lành mạnh thực hiện còn chậm. Công tác cổ phần hóa và thoái vốn tại các doanh nghiệp năng lượng nhà nước còn gặp một số khó khăn về cơ chế, chính sách liên quan đến giá trị doanh nghiệp và thị trường. Việc đảm bảo hài hòa lợi ích trong ngành năng lượng giữa Nhà nước, doanh nghiệp và người dân để đảm bảo ổn định chính trị - xã hội cần tiếp tục được quan tâm.

- Việc hoàn thiện các văn bản quy phạm pháp luật hiện hành để các doanh nghiệp năng lượng chuyển sang hoạt động theo cơ chế thị trường còn nhiều vướng mắc, là điểm nghẽn trong quá trình phát triển. Độc quyền Nhà nước trong ngành năng lượng còn cao. Mục tiêu xóa bỏ độc quyền doanh nghiệp còn chậm chuyển biến, nhất là trong phân ngành điện.

• Nhiều dự án năng lượng trong nước do Nhà nước đầu tư còn thua lỗ, đầu tư ra nước ngoài còn nhiều hạn chế

- Trong số 12 dự án thua lỗ, kém hiệu quả của ngành công thương, có đến 04 dự án trong lĩnh vực chế biến dầu khí thuộc PVN⁵⁴

⁵⁴ Bao gồm: Nhà máy Sản xuất sơ xợi Polyester Đình Vũ, các dự án sản xuất nhiên liệu sinh học: Phú Thọ, Quảng Ngãi, Bình Phước.

với tổng số lỗ lũy kế tính đến cuối năm 2017 là 5.864,7 tỷ đồng, đến ngày 30/6/2019 là 7.373,4 tỷ đồng⁵⁵, nếu tính đủ các chi phí chưa hạch toán⁵⁶, tổng số lỗ lũy kế đến ngày 30/6/2019 của các dự án này lên tới 9.154,6 tỷ đồng. Ngoài ra, còn nhiều dự án đầu tư trong các doanh nghiệp năng lượng nhà nước khác hiệu quả còn thấp hoặc không hiệu quả⁵⁷, gây dư luận không tốt, làm ảnh hưởng đến uy tín của doanh nghiệp nhà nước.

- Đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực năng lượng còn kém hiệu quả, rủi ro mất vốn cao. Chỉ tính riêng đối với ngành dầu khí, chi phí của các dự án đã thất bại và có rủi ro thất bại cao khoảng 2 tỷ USD, chiếm trên 50% số vốn đã chuyển ra nước ngoài trong lĩnh vực này.

• Công tác bảo vệ môi trường trong ngành năng lượng có nơi chưa được quan tâm đúng mức, gây một số bức xúc xã hội

- Chính sách và mục tiêu bảo vệ môi trường quốc gia, đánh giá môi trường chiến lược chậm ban hành đã gây những khó khăn nhất định trong việc thực hiện các dự án của ngành năng lượng⁵⁸. Các tiêu

⁵⁵ Tổng hợp từ Báo cáo số 12/BC-UBQLV, ngày 4/9/2019 của Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp.

⁵⁶ Bao gồm các khoản chưa trích chi phí: khấu hao tài sản cố định, dự phòng, lãi vay quá hạn, kinh phí được hỗ trợ.

⁵⁷ Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam đầu tư vào CTCP Sắt Thạch Khê (TIC), Công ty Southern Mining Co., CTCP Crômmit Cố Định, Thanh Hóa (VTCC)... Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam đầu tư CTCP Nhiên liệu bay Petrolimex, CTCP Vận tải xăng dầu Vipco với hiệu quả thấp; Tập đoàn Điện lực Việt Nam đầu tư các Công ty Nhiệt điện Ung Bí, Cần Thơ hiệu quả không cao...

⁵⁸ Sau từ 5 - 7 năm kể từ năm 2007, như: Nghị quyết số 24-NQ/TW của Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa XI về chủ động ứng phó với biến đổi khí hậu, tăng cường quản lý tài nguyên và bảo vệ môi trường; Quyết định số 1293/QĐ-TTg ngày 25/09/2012 của Chính phủ về Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh thời kỳ 2011 - 2020 và tầm nhìn đến năm 2050; Quyết định số 1216/QĐ-TTg ngày 05/09/2012 của Chính phủ về Chiến lược bảo vệ môi trường quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030; Nghị quyết 11/NQ-CP ngày 18/02/2014 của Chính phủ về chương trình hành động của Chính phủ thực hiện Nghị quyết số 62/2013/QH13 ngày 27/11/2013 của Quốc hội về việc tăng cường công tác quản lý quy hoạch, đầu tư xây dựng, vận hành khai thác công trình thủy điện; Nghị định 18/2015/NĐ-CP quy định về quy hoạch bảo vệ môi trường, đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường và kế hoạch bảo vệ môi trường.

chuẩn, quy chuẩn quốc gia về an toàn bảo vệ môi trường và đánh giá tác động xã hội còn thiếu, chậm bổ sung theo quy chuẩn, tiêu chuẩn quốc tế. Công tác kiểm soát và quản lý các thiết bị, công nghệ khai thác năng lượng chưa thường xuyên. Nhiều nhà máy điện cũ có trang thiết bị lạc hậu, thiếu các thiết bị xử lý khói thải, nước thải theo các tiêu chuẩn tiên tiến. Cơ chế, chính sách xử lý tro, xỉ thải từ các nhà máy nhiệt điện than chậm ban hành⁵⁹.

- Việc đảm bảo kết hợp tốt giữa việc khai thác và sử dụng năng lượng với việc quản lý tốt môi trường có nơi còn chưa được quan tâm đúng mức, đã có một số sự cố đáng tiếc về môi trường gây quan ngại khi xây dựng những nhà máy mới⁶⁰, nhất là với nhiệt điện than như: Ô nhiễm không khí, suy giảm chất lượng nước biển, nước sông làm thay đổi hệ sinh thái... Việc phát triển mạnh các công trình thủy điện giai đoạn 2006 - 2012 đã làm thay đổi cơ chế dòng chảy nhiều dòng sông tự nhiên, suy giảm đa dạng sinh học, lấy đi diện tích lớn đất rừng và đất canh tác nông nghiệp, trong khi đó công tác tái định cư, trồng bù rừng, vận hành hoạt động còn làm chưa tốt, đã ảnh hưởng tới đời sống của một bộ phận không nhỏ người dân. Những tác động trên đã gây một số bức xúc trong xã hội, tạo ra một vài xung đột giữa người dân và ngành năng lượng, ảnh hưởng một phần đến kế hoạch phát triển năng lượng quốc gia.

- Cơ cấu nguồn cung năng lượng sơ cấp tiềm ẩn nguy cơ làm gia tăng ô nhiễm môi trường. Than và sản phẩm dầu chiếm tỷ trọng

⁵⁹ Ngày 12/04/2017, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 452/QĐ-TTg phê duyệt Đề án đẩy mạnh xử lý, sử dụng tro, xỉ, thạch cao của các nhà máy nhiệt điện, nhà máy hóa chất, phân bón làm nguyên liệu sản xuất vật liệu xây dựng và trong các công trình xây dựng.

⁶⁰ Hiện tượng phát tán bụi ra môi trường, xả thải khi chưa cấp phép tại Nhà máy Nhiệt điện Vĩnh Tân 1 (Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân - tỉnh Bình Thuận); Nhà máy Nhiệt điện Duyên Hải 1 (tỉnh Trà Vinh) đã đi vào hoạt động nhưng còn thiếu đánh giá tác động môi trường, thay đổi công nghệ xi ướt thành xi khô; Nhà máy Nhiệt điện Uông Bí (tỉnh Quảng Ninh) phát tán tro bụi ra môi trường do sự cố trong quá trình kiểm tra thông tắc phễu...

lớn nhất trong cơ cấu nguồn cung năng lượng sơ cấp (tương ứng là 37,9% và 27,6% vào năm 2017); trong những năm tới, nhu cầu cung ứng và sử dụng các nguồn cung năng lượng này vẫn tiếp tục duy trì ở mức cao trong một số ngành công nghiệp và giao thông vận tải dẫn đến việc gia tăng phát thải, gây ô nhiễm môi trường, nhất là tại các đô thị lớn, kéo theo nhiều hệ quả tiêu cực về xã hội. Năng lượng là ngành có mức phát thải khí nhà kính cao nhất⁶¹, có ảnh hưởng trực tiếp tới việc thực hiện cam kết quốc tế của nước ta về vấn đề này.

1.3.3. Nguyên nhân của những hạn chế, yếu kém

Những hạn chế, yếu kém nêu trên do nhiều nguyên nhân khách quan và chủ quan, tuy nhiên, nguyên nhân chủ quan vẫn là chủ yếu.

• Nguyên nhân khách quan

Xung đột địa - chính trị ở một số khu vực sản xuất dầu khí trên thế giới đã tác động lớn tới thị trường năng lượng; tiến bộ công nghệ khai thác dầu khí đá phiến đã thay đổi cán cân cung cầu truyền thống về dầu khí; biến đổi khí hậu đã trở thành thách thức toàn cầu, vấn đề đảm bảo an toàn môi trường sinh thái ngày càng trở nên cấp thiết đã ảnh hưởng đến chính sách năng lượng các nước. Nền kinh tế trong nước phát triển với tốc độ khá nên yêu cầu về năng lượng luôn ở mức cao, trong khi đó nguồn tài nguyên năng lượng sơ cấp đã bắt đầu cạn kiệt, từ nước xuất khẩu năng lượng đã trở thành nước nhập khẩu năng lượng với nhu cầu ngày càng cao. Tình hình Biển Đông diễn biến phức tạp, nhiều tranh chấp xảy ra đã gây ra những khó khăn rất lớn cho sự phát triển bền vững của ngành dầu khí.

⁶¹ Năm 2017, tổng phát thải khí CO₂ là 218.729 tấn (bình quân đầu người là 2.289 tấn/năm). So với năm 2005, tốc độ tăng phát thải khí CO₂ trong năng lượng là cao nhất, ở mức 222%, tiếp đến là công nghiệp 124%, giao thông vận tải 77%, đô thị 11% và các khu vực khác là 98%.

• *Nguyên nhân chủ quan*

- Nhận thức về vai trò, vị trí của ngành năng lượng và mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia còn chưa thực sự đầy đủ, chưa được quan tâm đúng mức; một số vấn đề chưa rõ, chưa được tổng kết trong thực tiễn, lý luận; chậm giải quyết những vướng mắc về phương hướng phát triển các nguồn năng lượng, phương thức thực hiện đổi mới theo cơ chế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa trong ngành năng lượng.

- Các quy định của pháp luật ngành năng lượng nói chung và từng phân ngành nói riêng vẫn còn một số tồn tại, chưa thật toàn diện, đồng bộ; tính hệ thống, thống nhất đôi chỗ còn chưa cao; một số quy định chưa bảo đảm tính tương thích với pháp luật quốc tế.

- Một số cơ chế, chính sách chưa phù hợp với cơ chế thị trường, đôi lúc còn mang tính chất giải quyết tình huống. Thị trường điện được dự kiến xây dựng với 03 cấp độ nhưng thực hiện chậm⁶². Chính sách về đầu tư chưa theo kịp yêu cầu thực tiễn và nguồn lực thực hiện, nhiều chỗ chậm được sửa đổi, bổ sung. Thủ tục chuẩn bị và thực hiện đầu tư các dự án năng lượng còn nhiều vướng mắc. Năng lực của một số nhà đầu tư, nhà thầu trong và ngoài nước còn hạn chế về cả tài chính và kỹ thuật. Chính sách giá năng lượng thường chú trọng việc thỏa mãn phía cầu và giải quyết tác động xã hội hơn là khuyến khích phát triển nguồn cung; chưa được vận hành theo cơ chế thị trường đầy đủ, hiện đại; việc đàm phán các hợp đồng mua bán điện (PPA) còn mang tính độc quyền, thường bị kéo dài đã gây ảnh hưởng không nhỏ đến tiến độ và hiệu quả đầu tư. Chính sách về tài nguyên năng lượng còn thiếu, chưa đồng bộ; một số nguồn tài

⁶² Phát điện cạnh tranh (đến hết năm 2014), bán buôn điện cạnh tranh (thí điểm từ năm 2015 - 2018 và hoàn chỉnh từ năm 2019 và bán lẻ điện cạnh tranh, thí điểm (từ năm 2021 - 2023) và hoàn chỉnh (từ sau năm 2023). Hiện nay đang thực hiện ở cấp thí điểm bán buôn điện cạnh tranh với sự tham gia của 90 nhà máy điện có tổng công suất đạt 23.054 MW (chiếm khoảng 53% tổng công suất đặt của toàn bộ hệ thống).

nguyên năng lượng như địa nhiệt, sóng biển, thủy triều có cơ sở tiềm năng nhưng chưa được đánh giá, xác định mức độ khả dụng. Chính sách khoa học và công nghệ chậm đổi mới; đầu tư chưa đúng mức, thiếu cơ chế hỗ trợ ứng dụng. Công tác đầu tư, khai thác tiềm lực về khoa học và công nghệ của các doanh nghiệp nhà nước, viện nghiên cứu, trường đại học và các doanh nghiệp khoa học - công nghệ còn chậm đổi mới và chưa xứng với yêu cầu nhiệm vụ; tư duy phát triển mang tính bao cấp. Thiếu những nghiên cứu khoa học cơ bản làm nền tảng mang tính định hướng, dẫn dắt cho phát triển công nghệ trong lĩnh vực năng lượng. Một số nghiên cứu khoa học - kỹ thuật để giải quyết những vấn đề lớn, cấp thiết cho ngành năng lượng còn thiếu định hướng, dàn trải, chưa sát với yêu cầu thực tiễn. Việc gắn kết giữa hoạt động nghiên cứu và phát triển (R&D) với các chiến lược, kế hoạch, quy hoạch thực hiện trong các phân ngành, lĩnh vực của ngành năng lượng còn rời rạc, thiếu đồng bộ. Chưa có cơ chế chính sách hỗ trợ bảo đảm bù đắp rủi ro trong nghiên cứu, ứng dụng các kết quả nghiên cứu. Sản phẩm khoa học - công nghệ đôi lúc thiếu thực chất, mang nặng tính lý thuyết, chưa gắn với hiệu quả ứng dụng.

- Một số chiến lược, quy hoạch xây dựng còn chưa sát với tình hình thực tế và nguồn lực thực hiện, chậm được bổ sung sửa đổi cho phù hợp với thực tiễn, yêu cầu phát triển và nhiệm vụ mới; thiếu những kịch bản ứng phó với những biến động nên đã sớm bắt cập, đôi lúc được điều chỉnh, bổ sung để “hợp thức hóa thực tế”⁶³ có lúc, có nơi còn thiếu công khai, minh bạch; điều chỉnh chưa kịp thời theo đề xuất chính đáng của các địa phương, doanh nghiệp; còn xảy ra tình trạng không đồng bộ giữa quy hoạch nguồn điện và lưới điện. Một số quy hoạch phân ngành năng lượng (điện than, dầu khí và

⁶³ Thông thường chỉ xây dựng 03 phương án: cao, trung bình (cơ sở) và thấp; hoặc 02 phương án: cao và cơ sở; giữa các phương án chênh lệch nhau không đáng kể trong dài hạn; đặc biệt là thiếu các kịch bản ứng phó với các sự biến động của thị trường và các yếu tố đầu vào trong kỳ chiến lược, quy hoạch. Nhiều dự án, công trình trong quy hoạch đã không được thực hiện hoặc chậm thực hiện trong khi một số dự án không có trong quy hoạch được bổ sung theo yêu cầu thực tế.

năng lượng tái tạo) còn lệch pha trong chu kỳ thực hiện, nguồn lực thực hiện, thiếu gắn kết với với các quy hoạch kinh tế - xã hội của địa phương và một số ngành khác. Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia chưa được ban hành dẫn đến sự phát triển thiếu thống nhất, không đồng bộ giữa các phân ngành năng lượng. Còn xảy ra tình trạng không đồng bộ giữa quy hoạch nguồn điện và lưới điện⁶⁴...

- Bộ máy quản lý nhà nước ngành năng lượng còn một số bất cập, thiếu ổn định⁶⁵; phân công, phối hợp giữa các bộ, ngành và địa phương đôi lúc còn thiếu rõ ràng, chặt chẽ. Chất lượng một bộ phận nguồn nhân lực trong ngành năng lượng chưa thực sự đáp ứng yêu cầu công việc; năng lực, trình độ, kỹ năng chưa đồng đều, chưa chuyên sâu; năng suất lao động vẫn còn thấp.

- Công tác chỉ đạo, tổ chức thực hiện các chính sách, pháp luật về năng lượng còn thiếu quyết liệt và thiếu sự đổi mới, chưa đầy đủ, chặt chẽ, nhiều lúc còn thiếu quyết liệt và chậm đổi mới; công tác kiểm tra, giám sát thực hiện chưa thường xuyên. Việc thực thi cơ chế kiểm soát, chế tài về kiểm toán năng lượng còn yếu; chất lượng báo cáo kiểm toán năng lượng còn thấp. Nhiều chính sách không có chế tài hoặc chế tài chưa đủ mạnh trong việc triển khai chính sách phát triển năng lượng, nhất là trong việc tuân thủ quy hoạch phát triển điện.

1.4. Đánh giá chung

Sau 10 năm thực hiện Nghị quyết 18 (2007 - 2017), ngành năng lượng nước ta đã có bước phát triển mạnh, tương đối đồng bộ trong tất cả các phân ngành, lĩnh vực và phù hợp với các quan điểm, định

⁶⁴ Diễn hình là sự không đồng bộ giữa quy hoạch lưới điện với quy hoạch nguồn năng lượng tái tạo (mặt trời) khu vực Nam Trung Bộ.

⁶⁵ Năm 2011, Bộ Công Thương nâng cấp Vụ Năng lượng và sáp nhập một số bộ phận liên quan để thành lập Tổng cục Năng lượng; năm 2017, giải thể Tổng cục Năng lượng để thành lập một số cục, vụ chức năng. Trước năm 2018, Bộ Công Thương chưa tách bạch được chức năng về quản lý nhà nước với các chức năng chủ sở hữu, chức năng kinh doanh.

hướng đề ra; về cơ bản, đã bám sát 06 nội dung chính nêu tại mục tiêu tổng quát và hoàn thành 8/11 mục tiêu cụ thể trong bối cảnh khó khăn nhiều hơn thuận lợi; thực thi khá hiệu quả 05 chính sách, trong đó chú trọng 02 chính sách ưu tiên về đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và ưu tiên phát triển năng lượng mới và tái tạo; đã triển khai toàn diện 04 giải pháp về đầu tư phát triển, cơ chế tài chính, phát triển nguồn nhân lực và cơ chế tổ chức đạt được những kết quả đáng ghi nhận⁶⁶; góp phần quan trọng trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Có thể khẳng định, trong giai đoạn 2007 - 2017, ngành năng lượng Việt Nam ngày càng vững mạnh, có bước phát triển vượt bậc, với tốc độ tăng trưởng cao và đạt nhiều thành công trên các phương diện; là một yếu tố quan trọng, có đóng góp lớn vào công cuộc đổi mới, phục vụ phát triển kinh tế - xã hội, bảo đảm quốc phòng - an ninh và cải thiện đời sống vật chất, tinh thần cho nhân dân.

Tuy nhiên, ngành năng lượng vẫn còn nhiều tồn tại và đang phải đối diện với nhiều thách thức. Trong 10 năm qua, bối cảnh tình hình

⁶⁶ Trong số **11 mục tiêu cụ thể** đề ra trong Nghị quyết 18, đã có **8 mục tiêu đạt được và cơ bản đạt được** là (i) bảo đảm cung cấp năng lượng cho nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội; (ii) nâng cao độ chính xác đánh giá tăng trữ lượng và hợp tác quốc tế; (iii) đảm bảo đáp ứng đủ nhu cầu điện và nâng cao độ tin cậy cung cấp điện; (iv) bảo đảm mức dự trữ chiến lược xăng dầu quốc gia; (v) tăng tỉ lệ các nguồn năng lượng tái tạo; (vi) hoàn thành chương trình năng lượng nông thôn, miền núi; (vii) xây dựng mục tiêu, tiêu chuẩn dài hạn về môi trường và kiểm soát, giảm nhẹ ô nhiễm; (viii) chuyên mạnh các phân ngành năng lượng sang cơ chế thị trường cạnh tranh có sự điều tiết của Nhà nước. **02 mục tiêu không đạt được** là (i) phát triển các nhà máy lọc dầu; (ii) liên kết hệ thống lưới điện đến 500 kV và hệ thống khí khu vực. **01 mục tiêu không còn phù hợp** là đưa tổ máy điện hạt nhân đầu tiên vận hành vào năm 2020. Như vậy, *các mục tiêu đạt được và cơ bản đạt được là những mục tiêu quan trọng, thiết yếu; các mục tiêu không đạt được và không phù hợp có phần nguyên nhân do tiêu chí cao và ảnh hưởng bởi một số yếu tố khách quan, điều chỉnh chính sách.* **05 chính sách** về (i) đảm bảo an ninh năng lượng, (ii) giá năng lượng, (iii) ưu tiên phát triển năng lượng tái tạo, (iv) khuyến khích sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả, (v) quản lý, bảo vệ môi trường; và **04 giải pháp** về (i) đầu tư phát triển, (ii) cơ chế tài chính, (iii) phát triển nguồn nhân lực, (iv) cơ chế tổ chức. *Về cơ bản, các chính sách và giải pháp đề ra đã được triển khai thực hiện nghiêm túc, đồng bộ; đạt những kết quả khả quan ban đầu.*

quốc tế và đất nước đã có những thay đổi, chuyển biến đáng kể, tác động khá lớn đến sự phát triển của ngành năng lượng. Đứng trước yêu cầu phát triển của đất nước trong giai đoạn mới, cần có những đổi mới về tư duy và cách tiếp cận trong phát triển năng lượng quốc gia; theo đó, cần sớm ban hành một số chủ trương, định hướng chính sách mới làm cơ sở cho xây dựng các chiến lược, quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.



CHƯƠNG 2

ĐÁNH GIÁ KẾT QUẢ 15 NĂM (2003 - 2018) THỰC HIỆN KẾT LUẬN SỐ 26-NQ/TW NGÀY 24/10/2003 CỦA BỘ CHÍNH TRỊ VỀ CHIẾN LƯỢC VÀ QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN NGÀNH ĐIỆN LỰC VIỆT NAM⁶⁷

⁶⁷ Nội dung Chương này chủ yếu được biên soạn trên cơ sở Đề án Tổng kết 15 năm thực hiện Kết luận 26-NQ/TW, ngày 24/10/2003 của Bộ Chính trị về chiến lược và quy hoạch phát triển ngành điện lực Việt Nam do Ban cán sự đảng Bộ Công Thương chủ trì xây dựng. Ban biên soạn có bổ sung, cập nhật và phân tích, đánh giá sâu hơn một số nội dung.

2.1. Khái quát những nội dung cơ bản của Kết luận 26

2.1.1. Về quan điểm

Kết luận 26-NQ/TW, ngày 24/10/2003 của Bộ Chính trị đã nêu 06 nhóm quan điểm của Đảng về chiến lược và quy hoạch phát triển ngành điện lực Việt Nam giai đoạn 2001 - 2010, định hướng đến năm 2020, cụ thể là:

- Phát triển điện lực luôn đi trước một bước đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội và cho an ninh, quốc phòng. Chú trọng nâng cao chất lượng điện để đáp ứng nhu cầu ngày càng cao của xã hội với giá cạnh tranh.

- Coi trọng tiết kiệm điện năng từ khâu phát, truyền tải đến khâu sử dụng, đặc biệt sử dụng có hiệu quả nguồn năng lượng sơ cấp của đất nước như nguồn thủy năng, khí, than cho sản xuất điện, sử dụng khoa học công nghệ tiên tiến và giảm ô nhiễm môi trường.

- Chuẩn bị các điều kiện để xây dựng nhà máy điện nguyên tử đảm bảo an toàn tuyệt đối trong sử dụng, nhằm đa dạng hóa các nguồn năng lượng. Đẩy mạnh nghiên cứu phát triển các dạng năng lượng mới và tái tạo, đẩy mạnh điện khí hóa nông thôn, nhất là các vùng sâu, vùng xa, miền núi, hải đảo.

- Từng bước hình thành thị trường điện cạnh tranh trong nước, đa dạng hóa phương thức đầu tư và kinh doanh điện. Tham gia hội nhập và mua bán điện với các nước trong khu vực.

- Giá điện phải đạt mục tiêu khuyến khích đầu tư cho phát triển ngành điện, tách phần chính sách xã hội ra khỏi giá điện. Có chính sách thích hợp về sử dụng điện ở nông thôn, miền núi.

- Điều hành mạng lưới điện thống nhất trong cả nước nhằm đồng bộ hóa, hiện đại hóa mạng lưới truyền tải, phân phối điện quốc

gia để cung cấp dịch vụ điện đảm bảo chất lượng, liên tục, an toàn, hiệu quả.

2.1.2. Về mục tiêu

- Sử dụng tốt các nguồn thủy năng, khí và than để phát triển cân đối nguồn điện. Đồng bộ hóa, hiện đại hóa mạng lưới phân phối điện quốc gia. Đa dạng hóa phương thức đầu tư và kinh doanh điện. Tăng sức cạnh tranh về giá điện so với khu vực.

- Phấn đấu đến năm 2005, điện năng sản xuất đạt sản lượng khoảng 53 tỷ kWh; năm 2010 đạt sản lượng từ khoảng 88 đến 93 tỷ kWh và năm 2020 đạt sản lượng từ 201 tới 250 tỷ kWh.

- Đẩy nhanh chương trình đưa điện về nông thôn, miền núi, phấn đấu đến năm 2010 đạt 90% số hộ nông thôn có điện, đến năm 2020 đạt 100% số hộ dân nông thôn có điện.

2.1.3. Các chính sách và giải pháp chủ yếu

Để thực hiện mục tiêu chiến lược đề ra, việc rà soát, đánh giá chính sách hiện hành, hoàn thiện chính sách đặt trong bối cảnh đất nước đang đẩy mạnh kinh tế thị trường và hội nhập kinh tế quốc tế là yêu cầu tất yếu khách quan. Các chính sách và giải pháp tập trung vào các nhóm nội dung sau:

- Xây dựng đầy đủ các khuôn khổ pháp lý và triển khai thực hiện các chính sách để sớm hình thành thị trường điện lực cạnh tranh. Chính sách tập trung khuyến khích các thành phần kinh tế trong và ngoài nước tham gia đầu tư vào lĩnh vực phát điện và phân phối điện, đặc biệt là thành phần kinh tế ngoài quốc doanh trên cơ sở thu hút vốn từ thị trường cho đầu tư.

- Cải cách giá điện theo lộ trình và điều chỉnh biểu giá điện theo hướng giảm bù chéo giữa các nhóm khách hàng. Ưu tiên bố trí vốn

tín dụng ưu đãi từ quỹ hỗ trợ phát triển, vốn ODA và các nguồn vay song phương của nước ngoài để thực hiện đầu tư các công trình điện trọng điểm của quốc gia.

- Có chính sách đầu tư phù hợp theo hướng cải cách các thủ tục hành chính, giải quyết nhanh vấn đề đền bù, giải phóng mặt bằng để đẩy nhanh tiến độ các công trình đầu tư điện lực. Hỗ trợ vốn ngân sách cho các dự án điện khí hóa nông thôn, miền núi, hải đảo nhằm mục đích phát triển kinh tế và xóa đói giảm nghèo cho các khu vực này.

- Cổ phần hóa các công trình điện mà Nhà nước không cần giữ 100% vốn. Thí điểm phát hành trái phiếu công trình và phát hành cổ phiếu ra thị trường chứng khoán. Tăng cường đầu tư khoa học - công nghệ và quản lý để tiếp tục phấn đấu giảm tổn thất điện năng xuống khoảng 10% vào năm 2010 và dưới 10% vào những năm sau. Tính toán xây dựng phương án nhập khẩu điện của các nước Lào, Campuchia và Trung Quốc hợp lý.

- Thực hiện chương trình quản lý nhu cầu (DSM) để cắt giảm công suất đỉnh nhằm tiết kiệm đầu tư và tạo điều kiện thuận lợi trong vận hành hệ thống điện, tiết kiệm điện trong tiêu dùng. Coi trọng đào tạo và nâng cao trình độ của đội ngũ cán bộ có trình độ chuyên môn có tinh thần trách nhiệm cao để đáp ứng yêu cầu phát triển ngành điện. Xây dựng lộ trình cải cách cơ cấu tổ chức ngành công nghiệp điện lực theo định hướng chiến lược đã đề ra.

- Phát triển nhanh nguồn nhân lực, nhất là nguồn nhân lực chất lượng cao phải được coi là nhiệm vụ quan trọng của ngành điện nhằm phát huy tốt mọi nguồn lực đáp ứng nhu cầu phát triển ngành điện và yêu cầu phát triển của đất nước.

2.2. Tình hình triển khai thực hiện Kết luận 26

2.2.1. Công tác tuyên truyền, quán triệt thực hiện Kết luận 26

Ngay sau khi Bộ Chính trị ban hành Kết luận số 26-KL/TW, các cấp ủy đảng từ Trung ương tới địa phương đã lãnh đạo tổ chức quán triệt Kết luận đến cán bộ, đảng viên và nhân dân bằng nhiều hình thức phong phú, có chiều sâu, gắn với thực hiện nhiệm vụ chính trị của địa phương, cơ quan, đơn vị. Ở Trung ương, Ban cán sự đảng Chính phủ đã tổ chức Hội nghị toàn quốc triển khai Kết luận gắn với phiên họp thường kỳ của Chính phủ. Tại các địa phương, 100% cấp ủy đảng, chính quyền các cấp đã chỉ đạo tổ chức hội nghị quán triệt Kết luận 26 đến cán bộ, đảng viên và phổ biến tới mọi tầng lớp nhân dân, các tổ chức chính trị xã hội, các doanh nghiệp ngành năng lượng, các địa phương.

Các phương tiện thông tin đại chúng ở Trung ương, các bộ, ngành, địa phương đã lồng ghép nội dung của Kết luận vào các chương trình hành động, chính sách phát triển của ngành. Các trang tạp chí, các báo đều có chuyên mục giới thiệu quan điểm chỉ đạo của Đảng về định hướng chiến lược, quy hoạch phát triển ngành điện Việt Nam, nhiều bài viết phân tích, dự báo của các tổ chức doanh nghiệp, của các chuyên gia đã làm sâu sắc hơn nhận thức về tầm quan trọng của năng lượng đến phát triển kinh tế - xã hội. Với nhiều nội dung, hình thức tuyên truyền sáng tạo, linh hoạt đã góp phần tạo nên sự chuyển biến tích cực trong nhận thức và nâng cao trách nhiệm của các cấp ủy đảng, chính quyền, tổ chức chính trị xã hội tham gia thực hiện tốt chiến lược, quy hoạch phát triển ngành điện Việt Nam.

2.2.2. Tình hình thể chế hóa Kết luận 26

- *Chiến lược và quy hoạch phát triển ngành điện được ban hành kịp thời.* Ngày 05/10/2004, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành

Quyết định số 176/2004/QĐ-TTg về Chiến lược phát triển ngành điện lực Việt Nam giai đoạn 2004 - 2010, định hướng đến năm 2020, với quan điểm, mục tiêu của Chiến lược là phát triển điện phải đi trước một bước để đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội. Phân đấu đến năm 2005 đạt sản lượng khoảng 53 tỷ kWh; năm 2010 đạt sản lượng từ khoảng 88 đến 93 tỷ kWh và năm 2020 đạt sản lượng từ 201 đến 250 tỷ kWh. Đẩy nhanh chương trình đưa điện về nông thôn, miền núi, hải đảo, phân đấu đến năm 2010 đạt 90% số hộ dân nông thôn có điện, đến năm 2020 đạt 100% số hộ dân nông thôn có điện. Đa dạng hóa phương thức đầu tư phát triển ngành và chuẩn bị các phương án nhập khẩu điện của các nước Lào, Campuchia và Trung Quốc.

Giai đoạn 2003 - 2018, Chính phủ đã phê duyệt ba Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia: Quy hoạch điện VI, Quy hoạch điện VII, Quy hoạch điện VII điều chỉnh và hiện nay đang chuẩn bị triển khai Quy hoạch điện VIII. Đối với quy hoạch điện của các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương, các tỉnh, thành phố đều đã lập quy hoạch điện lực cho các giai đoạn 2006 - 2015, 2011 - 2020 và giai đoạn 2016 - 2025, có xét đến 2035. Quy hoạch điện lực quốc gia và Quy hoạch điện lực tỉnh, thành phố đã thực sự trở thành công cụ hữu hiệu để quản lý đầu tư ngành điện, đảm bảo đáp ứng đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội và bảo đảm an ninh quốc phòng của đất nước.

Công tác triển khai quy hoạch cũng được các cấp, bộ, ngành, địa phương tổ chức thực hiện nghiêm túc. Các cấp lãnh đạo từ Trung ương đến địa phương đều nhận thức rõ về tầm quan trọng của thực hiện quy hoạch điện đối với phát triển kinh tế - xã hội, an ninh quốc phòng, an ninh năng lượng. Ở Trung ương, Ban Chỉ đạo Quy hoạch điện VI được thành lập năm 2007, Ban Chỉ đạo nhà nước về quy hoạch phát triển điện lực quốc gia được thành lập năm 2011, Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực được thành lập năm 2016.

- **Tạo lập cơ sở pháp lý cho hình thành điện cạnh tranh.** Hình thành và phát triển thị trường điện cạnh tranh là định hướng phát triển của đất nước đã được bổ sung, sửa đổi trong Luật Điện lực 2004; Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực 2012 và được cụ thể hóa trong Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 08 tháng 11 năm 2013 của Thủ tướng Chính phủ quy định về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam. Theo đó, lộ trình hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam sẽ được thực hiện qua ba cấp độ: Thị trường phát điện cạnh tranh; Thị trường bán buôn điện cạnh tranh; Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

- **Tạo cơ chế khuyến khích phát triển NLTT.** Ngày 25 tháng 11 năm 2015, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 2068/QĐ-TTg về việc Phê duyệt Chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050. Chiến lược phát triển NLTT đã khuyến khích huy động mọi nguồn lực từ xã hội và người dân cho phát triển NLTT để tăng cường khả năng tiếp cận nguồn năng lượng hiện đại, bền vững tin cậy với giá cả hợp lý cho mọi người dân; đẩy mạnh phát triển và sử dụng nguồn NLTT, tăng nguồn cung cấp năng lượng trong nước, từng bước gia tăng tỷ trọng nguồn NLTT trong sản xuất và tiêu thụ năng lượng quốc gia nhằm giảm sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, giảm nhẹ biến đổi khí hậu, bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế - xã hội bền vững.

Để thu hút các doanh nghiệp đầu tư vào lĩnh vực NLTT, Quyết định số 2068/QĐ-TTg đã quy định trách nhiệm của EVN trong mua điện và ưu tiên huy động công suất từ nguồn NLTT. Các nhà máy sản xuất điện từ nguồn NLTT được ưu tiên khai thác toàn bộ công suất và điện năng phát phù hợp với chế độ vận hành của nhà máy. Quyết định này nhằm bảo vệ quyền lợi cho chủ đầu tư, đảm

bảo họ sẽ được huy động tối đa công suất và bán được toàn bộ sản lượng điện sản xuất từ nguồn NLTT.

Bên cạnh đó, cơ chế hỗ trợ về giá điện cũng được triển khai theo hướng, sản lượng điện sản xuất từ nguồn thủy điện nhỏ, năng lượng gió, năng lượng sinh khối, chất thải rắn được mua với giá cao hơn giá mua điện từ nguồn năng lượng truyền thống (thủy điện lớn, nhiên liệu hóa thạch...). Các dự án thủy điện nhỏ và điện sinh khối nổi lưới được hưởng ưu đãi về giá điện. Các dự án điện gió, điện mặt trời và điện từ chất thải rắn nổi lưới được hưởng ưu đãi về giá điện theo cơ chế giá feed-in tariff (Giá FIT cho điện gió trên bờ và trên biển tương đương 8,5 UScents/kWh và 9,8 UScents/kWh; giá FIT cho điện mặt trời tương đương 9,35 UScents/kWh; giá FIT cho điện chất thải rắn tương đương 10,05 UScents/kWh). Giá FIT này được áp dụng cho dự án trong vòng 20 năm. Giá bán điện được cố định theo đồng USD, thanh toán bằng VND tại thời điểm thanh toán. Giá mua điện từ dự án NLTT đang cao hơn giá bán lẻ điện trung bình của Việt Nam.

- Hoàn thiện khung pháp lý cho công tác chỉ đạo điều hành giá điện.

+ Về cơ chế giá điện: Thực hiện Kết luận số 26-KL/TW về việc xây dựng đầy đủ các khuôn khổ pháp lý, cải cách giá điện, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 21/2009/QĐ-TTg ngày 12/02/2009 quy định về giá bán điện năm 2009 và các năm 2010 - 2012 theo thị trường, Quyết định số 24/2011/QĐ-TTg ngày 15/4/2011 quy định về điều chỉnh giá bán điện theo cơ chế thị trường, Quyết định số 69/2013/QĐ-TTg ngày 19/11/2013 quy định cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân thay thế Quyết định số 24/2011/QĐ-TTg và hiện nay là Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg ngày 30/6/2017 quy định về cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân thay thế Quyết định số 69/2013/QĐ-TTg, ngày 19/11/2013 của Thủ tướng Chính phủ.

Theo quy định về cơ chế giá bán điện theo cơ chế thị trường, trong đó có cơ chế điều chỉnh giá bán điện bình quân trong năm theo biến động các thông số đầu vào cơ bản của khâu phát điện (giá nhiên liệu, tỷ giá ngoại tệ, cơ cấu sản lượng điện phát và chi phí mua điện trên thị trường điện). Với cơ chế này, giá bán lẻ điện đã phản ánh sát với thị trường khi các thông số đầu vào cơ bản thay đổi.

+ Về biểu giá điện: Thực hiện chủ trương tại Kết luận số 26-KL/TW, Bộ Công Thương đã xây dựng trình Chính phủ trình Quốc hội thông qua Luật Điện lực sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực ngày 20/11/2012, trong đó quy định “Giá bán lẻ điện do đơn vị bán lẻ điện xây dựng căn cứ khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân, cơ chế điều chỉnh giá và cơ cấu biểu giá bán lẻ điện do Thủ tướng Chính phủ quy định phù hợp với cấp độ phát triển của thị trường điện lực”.

Để thực hiện quy định trên của Luật Điện lực, Bộ Công Thương đã triển khai xây dựng, hoàn chỉnh chính sách pháp luật để tạo cơ sở điều chỉnh giá điện theo cơ chế thị trường. Cụ thể, Bộ Công Thương đã xây dựng, trình Thủ tướng Chính phủ ban hành quy định về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện (Quyết định 28/2014/QĐ-TTg ngày 07 tháng 4 năm 2014), khung giá bán lẻ điện bình quân (Quyết định số 2165/QĐ-TTg ngày 11 tháng 11 năm 2013 về khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân các năm 2013 - 2015, Quyết định số 34/2017/QĐ-TTg ngày 25 tháng 7 năm 2017 về khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân giai đoạn 2016 - 2020).

Tại quy định về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện, giá bán điện các nhóm khách hàng được quy định phù hợp với cơ cấu phụ tải từng nhóm và giảm thiểu bù chéo giữa các nhóm, cụ thể: (i) Giá bán điện cho các ngành sản xuất được điều chỉnh tương đương giá thành sản xuất, kinh doanh điện và phù hợp với biểu đồ phụ tải các ngành sản

xuất và cơ cấu sản lượng điện phát trong hệ thống điện; giá bán điện cho mục đích bơm nước tưới tiêu được áp dụng như những ngành sản xuất khác để giảm mức bù giá cho nhóm đối tượng khách hàng này; (ii) Giá bán điện cho các khách hàng kinh doanh dịch vụ hiện đang ở mức cao so với giá bán điện bình quân nên được điều chỉnh giảm để giảm mức chênh lệch trong giá điện với các đối tượng khách hàng khác.

Giá bán lẻ cho các nhóm khách hàng được căn cứ theo mức giá bán lẻ điện bình quân và phù hợp với phạm vi của khung giá bán lẻ điện bình quân trong từng giai đoạn. Khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân giai đoạn 2016 - 2020 được thực hiện theo Quyết định số 34/2017/QĐ-TTg, ngày 25/7/2017 của Thủ tướng Chính phủ.

+ Về cơ chế giá điện cho hộ nghèo, hộ chính sách xã hội: được Bộ Công Thương xây dựng, trình Thủ tướng Chính phủ ban hành và áp dụng từ năm 2011 (Quyết định số 268/QĐ-TTg ngày 23/02/2011 quy định về Biểu giá bán lẻ điện), theo đó các hộ thuộc diện hộ nghèo được hỗ trợ giá điện cho 50 kWh/tháng, mức hỗ trợ là 30.000 đồng/hộ/tháng.

Tiếp tục thực hiện giá điện cho người nghèo và mở rộng phạm vi cho các đối tượng thuộc diện chính sách xã hội, Bộ Công Thương đã xây dựng, trình Thủ tướng Chính phủ ban hành và áp dụng từ năm 2014 (Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg ngày 07/4/2014 về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện). Theo đó, hộ chính sách xã hội có lượng điện sử dụng cho mục đích sinh hoạt trong tháng không quá 50 kWh được hỗ trợ tiền điện tương đương tiền điện sử dụng 30 kWh tính theo mức giá bán lẻ điện sinh hoạt bậc 1 hiện hành. Trường hợp mức giá bán lẻ điện bình quân tăng/giảm, mức hỗ trợ tiền điện cho hộ nghèo, hộ chính sách xã hội cũng được điều chỉnh tăng/giảm tương ứng với mức tăng/giảm của giá bán điện sinh hoạt bậc 1 từ 0 - 50 kWh.

Trong các lần điều chỉnh giá bán lẻ điện các năm vừa qua, Bộ Công Thương đã phối hợp với Bộ Tài chính thống nhất triển khai hỗ trợ tiền điện cho các hộ nghèo, hộ chính sách xã hội tương đương với tiền điện sử dụng 30 kWh tính theo mức giá bán lẻ điện sinh hoạt bậc 1, cụ thể mức hỗ trợ: Từ ngày 01/6/2014, mức hỗ trợ tiền điện là 46.000 đồng/hộ/tháng; từ ngày 16/3/2015, mức hỗ trợ tiền điện là 49.000 đồng/hộ/tháng và từ ngày 01/12/2017 đến nay là 51.000 đồng/hộ/tháng. Đối với khu vực nông thôn, miền núi, biên giới, hải đảo khu vực chưa nối lưới điện quốc gia, khách hàng sử dụng điện sẽ được áp dụng giá bán điện như các khu vực nối lưới. Kinh phí hỗ trợ tiền điện được trích từ nguồn ngân sách nhà nước.

+ Về cơ chế giá điện khuyến khích, thu hút đầu tư: Thực hiện Kết luận số 26-KL/TW, Quyết định số 176/2004/QĐ-TTg, Bộ Công Thương đã xây dựng, ban hành một số văn bản quy phạm pháp luật nhằm khuyến khích đầu tư phát triển nguồn điện đáp ứng nhu cầu của hệ thống điện quốc gia, phục vụ phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Cụ thể:

Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư số 41/2010/TT-BCT ngày 14/12/2010 quy định phương pháp xác định giá phát điện; trình tự, thủ tục xây dựng, ban hành khung giá phát điện và phê duyệt hợp đồng mua bán điện (hiện nay được thay thế bởi Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19/12/2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện).

- **Tạo cơ sở cho triển khai xây dựng lưới điện thông minh.** Đề án phát triển Lưới điện thông minh (LĐTM) tại Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1670/QĐ-TTg ngày 08/11/2012, trong đó Giai đoạn 1 (2012 - 2016) lộ trình phát triển LĐTM bao gồm các nhiệm vụ chính: (i) Xây dựng văn bản quy

phạm pháp luật, quy định kỹ thuật; (ii) Chương trình tăng cường hiệu quả vận hành hệ thống điện; (iii) Các chương trình thử nghiệm; và (iv) Chương trình truyền thông cho cộng đồng. Bên cạnh đó, Quyết định số 1670/QĐ-TTg cũng đưa ra các mục tiêu cụ thể cần thực hiện trong Giai đoạn 1 như chỉ tiêu nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, giảm tổn thất điện năng, tiến độ triển khai các chương trình, dự án.

Để xây dựng văn bản quy phạm pháp luật hỗ trợ phát triển LĐTĐM, Bộ Công Thương đã ban hành một số văn bản như: Thông tư số 40/2014/TT-BCT ngày 05/11/2014, Thông tư số 44/2014/TT-BCT ngày 28/11/2014 và Thông tư số 28/2014/TT-BCT ngày 15/9/2014 quy định Quy trình điều độ, thao tác và xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia; Bổ sung cơ sở pháp lý để hình thành các Trung tâm điều khiển/Trung tâm thao tác xa, thực hiện điều khiển/đóng cắt từ xa các thiết bị trong hệ thống điện; Thông tư số 42/2015/TT-BCT ngày 01/12/2015 quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện; Bổ sung cơ sở pháp lý để cho phép áp dụng và thực hiện đo đếm và thu thập số liệu đo đếm từ xa, đồng bộ và thống nhất các quy định kỹ thuật và trách nhiệm của các bên đối với công tác đo đếm trong hệ thống điện quốc gia; Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18/11/2015 quy định hệ thống điện phân phối và Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30/11/2016 quy định hệ thống điện truyền tải; Bổ sung các quy định, yêu cầu kỹ thuật, yêu cầu đầu nối để tích hợp các nguồn NLTT (gió, mặt trời, sinh khối,...) vào hệ thống điện quốc gia; quy định về thành lập các Trung tâm điều khiển/Trung tâm thao tác xa các nhà máy điện (NMD), trạm biến áp (TBA) trên hệ thống điện để vận hành các nhà máy điện/trạm biến áp không người trực hoặc bán người trực.

Từ năm 2012 đến năm 2016, Bộ Công Thương đã chỉ đạo EVN nghiên cứu, xây dựng, sửa đổi và ban hành các quy trình, quy định kỹ thuật liên quan đến LĐTĐM, cụ thể như sau: quy định yêu cầu

kỹ thuật công tơ điện tử sử dụng trong EVN; quy chế quản lý và khai thác mạng viễn thông dùng riêng; quy định công tác điều hành, vận hành mạng viễn thông dùng riêng; quy trình thao tác trên kênh truyền Rơ-le bảo vệ; quy trình xử lý sự cố kênh truyền SCADA; định hướng phát triển Trung tâm điều khiển và Trạm biến áp không người trực. Quy định hệ thống điều khiển trong TBA 500 kV, 220 kV, 110 kV; phối hợp với Hiệp hội đồng Đông Nam Á ban hành “Sổ tay kỹ thuật về đầu nối điện gió vào lưới điện Việt Nam”...

- ***Xây dựng và triển khai Chương trình quốc gia về quản lý nhu cầu điện (DSM).*** Ngày 17/7/2007, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp (nay là Bộ Công Thương) đã ký ban hành Quyết định số 2447/QĐ-BCN phê duyệt Chương trình quốc gia về DSM giai đoạn 2007 - 2015. Sau đó, ngày 08/3/2018, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 279/QĐ-TTg phê duyệt Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018 - 2020, định hướng đến năm 2030.

2.3. Kết quả thực hiện Kết luận 26

2.3.1. Kết quả đạt được

- ***Ngành điện đã cơ bản đáp ứng nhu cầu điện cho nền kinh tế và xã hội.***

Ngành điện, mà nòng cốt và trực tiếp là Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), cùng với các Tổng công ty phát điện của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV) và các doanh nghiệp phát điện tư nhân, BOT khác trong thời gian qua đã cơ bản đáp ứng đầy đủ nhu cầu điện cho sản xuất, kinh doanh, sinh hoạt của nhân dân và cho an ninh quốc phòng.

Về điện sản xuất và nhập khẩu toàn hệ thống: từ con số 41,27 tỷ kWh năm 2003, đã tăng lên 212,9 tỷ kWh vào năm 2018. Tính cho cả giai đoạn 15 năm (2003 - 2018), điện sản xuất và nhập khẩu toàn

hệ thống tăng 5,16 lần. Trong đó, điện sản xuất năm 2005 là 53,65 tỷ kWh và năm 2010 là 100,07 tỷ kWh đều đạt cao hơn mục tiêu nêu trong Kết luận số 26-KL/TW của Bộ Chính trị (vượt 1,1% và 6,6% so với mục đề ra).

Bảng 2.1: Điện sản xuất và nhập khẩu toàn hệ thống

Đơn vị: Triệu kWh

STT	Năm	2016	2017	2018
	Điện SX+NK	181.988	197.433	221.040
1	NĐ than	68.351	67.714	91.654
2	Thủy điện	63.491	85.940	83.081
a	Thủy điện lớn	56.312	76.144	73.284
b	Thủy điện nhỏ	7.179	9.796	9.797
3	Tuabin khí	45.242	40.201	40.562
4	Nhiệt điện dầu	1.168	139	740
5	NLTT	122	208	997
6	Nhập khẩu	2.736	2.361	3.125
7	Khác	878	870	881

Nguồn: Báo cáo EVN

Về tiêu thụ điện (điện thương phẩm) toàn quốc: năm 2003 đạt 34,9 tỷ kWh, đến năm 2018 đạt 192,93 tỷ kWh, tăng 5,5 lần so với năm 2003. Riêng năm 2019 đạt 209,42 tỷ kWh, trong đó giai đoạn 2003 - 2012 tăng cao, bình quân 13,07%/năm, giai đoạn 2013 - 2018 có chiều hướng tăng chậm hơn, bình quân 10,76%/năm. Nếu tính cho cả giai đoạn 2003 - 2018, tốc độ tiêu thụ điện bình quân đạt 12,04%/năm. Sự gia tăng nhanh chóng của nhu cầu điện trong giai đoạn này đến từ Khu vực công nghiệp và xây dựng do tác động của quá trình chuyển dịch cơ cấu kinh tế theo hướng công nghiệp hóa

- hiện đại hóa. Tiếp đến là khu vực quản lý, tiêu dùng và khu vực thương nghiệp, dịch vụ khác. Bên cạnh đó, nhu cầu tiêu thụ điện trong sinh hoạt của nhân dân cũng tăng nhanh là do trong giai đoạn này, quá trình đô thị hóa diễn ra nhanh chóng, dân số đô thị thay đổi đã kéo theo lượng tiêu thụ điện tăng mạnh.

Bảng 2.2: Tiêu thụ điện toàn quốc giai đoạn 2005 - 2018

Đơn vị: Triệu kWh

Danh mục	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Điện thương phẩm (GWh)										
Nông nghiệp	574	942	1079	1265	1503	1893	2328	3614	4358	5433
Công nghiệp	21302	44428	50085	55300	60773	69185	77063	85688	95791	105,838
Thương mại và khách sạn, nhà hàng	2162	3896	4335	4988	5374	6126	7546	8727	9575	10,775
Quản lý và tiêu dùng dân cư	19830	32150	34456	38691	41986	45695	50375	54992	57641	62,241
Các hoạt động khác	1734	4170	4703	5230	5647	5535	6157	6772	7288	8073
Tổng điện thương phẩm	45603	86756	94658	105474	115283	128435	143468	159793	174653	192360
Cơ cấu (%)										
Nông nghiệp	1,3	1,1	1,1	1,2	1,3	1,5	1,6	2,3	2,5	2,8
Công nghiệp	46,7	51,9	52,9	52,4	52,7	53,9	53,7	53,6	54,8	55,1
Thương mại và khách sạn, nhà hàng	4,7	4,6	4,6	4,7	4,7	4,8	5,3	5,4	5,5	5,6
Quản lý và tiêu dùng dân cư	43,5	37,6	36,4	36,7	36,4	35,6	35,1	34,4	33,0	32,4
Các hoạt động khác	3,8	4,9	5,0	5,0	4,9	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2

Nguồn: Báo cáo EVN

- Hạ tầng cung cấp điện và vận hành hệ thống điện được đầu tư khá đồng bộ; lưới điện quốc gia đã bao phủ khắp mọi miền đất nước từ vùng sâu, vùng xa tới bên giới, hải đảo.

Công tác đầu tư xây dựng nguồn và lưới điện đã cơ bản đáp ứng được nhu cầu điện cả nước. Các dự án, công trình trọng điểm, cấp bách của EVN đảm bảo được tiến độ yêu cầu, đã hoàn thành nhiều công trình nguồn và lưới điện, tăng cường năng lực cấp điện cho hệ thống điện quốc gia. Bên cạnh đầu tư phát triển nguồn điện về chiều rộng để đảm bảo nhu cầu sử dụng điện, EVN đã quan tâm đầu tư theo chiều sâu để đảm bảo chất lượng điện năng và tăng độ tin cậy cung cấp điện. Trong các năm gần đây, EVN đã chú trọng ứng dụng công nghệ mới để nâng cấp, hiện đại hóa hệ thống điện; nâng cao hiệu suất vận hành các nhà máy điện, cải thiện các chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện; từng bước chuẩn hóa thiết bị trên hệ thống điện, nâng cao mức độ tự động hóa trong hệ thống điện nhờ việc ứng dụng các giải pháp, công nghệ LĐTMM; tỉ lệ trạm biến áp không người trực ngày được tăng lên, góp phần nâng cao hiệu quả và hiệu suất lao động của ngành điện.

Hệ thống điện quốc gia Việt Nam hiện nay đã phát triển rộng khắp trên cả nước, hiện đang vận hành với các cấp điện áp cao áp 500 kV, 220 kV, 110 kV, các cấp điện áp trung áp từ 35 kV tới 6 kV và cấp điện áp hạ áp 0,4 kV.

Do đặc thù về địa lý, hệ thống điện Việt Nam được phân làm ba hệ thống điện miền: miền Bắc, miền Trung và miền Nam, liên kết với nhau chủ yếu qua hệ thống các đường dây truyền tải điện 220 - 500 kV. Hệ thống điện truyền tải 500 - 220 kV được đầu tư với khối lượng lớn đã cơ bản đáp ứng yêu cầu đấu nối giải tỏa công suất các dự án nguồn điện và tăng cường năng lực truyền tải điện giữa các vùng, miền. Đặc biệt là các công trình trên hệ thống truyền tải 500 kV Bắc - Nam, các công trình kết nối khép kín mạch vòng 500 kV

tại các vùng kinh tế trọng điểm miền Bắc, miền Nam và kết nối lưới điện cấp điện áp 500 kV Đông Nam Bộ với Tây Nam Bộ. Các công trình đường dây và trạm biến áp 220 kV đã được đầu tư, xây dựng đến hầu hết các tỉnh, thành phố để đáp ứng nhu cầu điện các địa phương và các thành phố lớn như Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh. Ngoài ra, hệ thống điện Việt Nam hiện liên kết và trao đổi mua bán điện với hệ thống điện các nước láng giềng (bao gồm Trung Quốc, Lào và Campuchia) ở các cấp điện áp 220 kV, 110 kV và trung thế.

Về đầu tư lưới điện, khối lượng đường dây 500 kV tăng trưởng trung bình 13,0%/năm trong giai đoạn 2011 - 2015. Chỉ trong vòng 5 năm từ năm 2011 đến 2015, đường dây 500 kV đã tăng thêm hơn 3.200 km. Dung lượng máy biến áp (MBA) 500 kV cũng tăng 11.700 MVA (đạt mức tăng 14,6%/năm). Trong khi đó, khối lượng đường dây và dung lượng MBA 220 - 110 kV đạt tốc độ tăng trưởng thấp hơn, bình quân 6,4% và 11,5% cùng giai đoạn.

Năm 2018, khối lượng lưới cao áp là 45.677 km đường dây 500 - 110 kV (trong đó, 7.827 km đường dây 500 kV, 17.156 km đường dây 220 kV và 20.694 km đường dây 110 kV; tổng công suất máy biến áp là 154.692 MVA, trong đó máy biến áp 500 kV là 33.300 MVA, máy biến áp 220 kV là 56.813 MVA và máy biến áp 110 kV là 64.579 MVA); Lưới trung hạ áp có chiều dài 538.512 km đường dây và quy mô công suất khoảng 96.243 MVA. Tính đến cuối năm 2018, số xã có điện trên cả nước đạt 100% và số hộ dân được sử dụng điện đạt 99,37%, trong đó số hộ dân nông thôn có điện đạt 99,05%. Toàn bộ các xã đảo, biên giới đã có điện, góp phần vào công tác định canh định cư, phát triển kinh tế và giữ gìn an ninh khu vực biên giới. Cùng với việc chuyển giao lưới điện nông thôn về cho ngành điện quản lý, việc kiểm soát giá điện được tăng cường đáng kể. Tỷ lệ dân dùng điện ở nước ta hiện đã cao hơn một số quốc gia có điều kiện kinh tế bằng hoặc khá hơn Việt Nam như Indonesia, Philippines. Theo đánh giá

của Ngân hàng Thế giới (World Bank), Việt Nam là quốc gia thực hiện thành công và đạt hiệu quả cao về đầu tư điện nông thôn.

- Công tác kinh doanh điện năng và dịch vụ khách hàng được cải thiện căn bản về chất lượng điện và dịch vụ khách hàng.

Công tác kinh doanh điện năng và dịch vụ khách hàng của ngành điện có chuyển biến mạnh mẽ với nhiều nỗ lực đổi mới trong quản lý, tác phong làm việc để nâng cao chất lượng phục vụ, đáp ứng yêu cầu ngày càng cao của khách hàng và xã hội. Từ năm 2013, ngành điện đã đưa vào áp dụng bộ chỉ số đánh giá độ tin cậy cung cấp điện theo chuẩn quốc tế gồm: tổng thời gian mất điện của khách hàng bình quân (SAIDI); Tần suất mất điện kéo dài bình quân (SAIFI); Tần suất mất điện thoáng qua bình quân (MAIFI). Sau 5 năm triển khai thực hiện, đến năm 2018 chỉ số SAIDI giảm còn 724 phút (giảm 30% so với năm 2017 là 1.028,8 phút), SAIFI là 5,04 lần/khách hàng, giảm 28,5% so với năm 2017) và MAIFI là 0,81 lần/khách hàng, giảm 14,1% so với năm 2017).

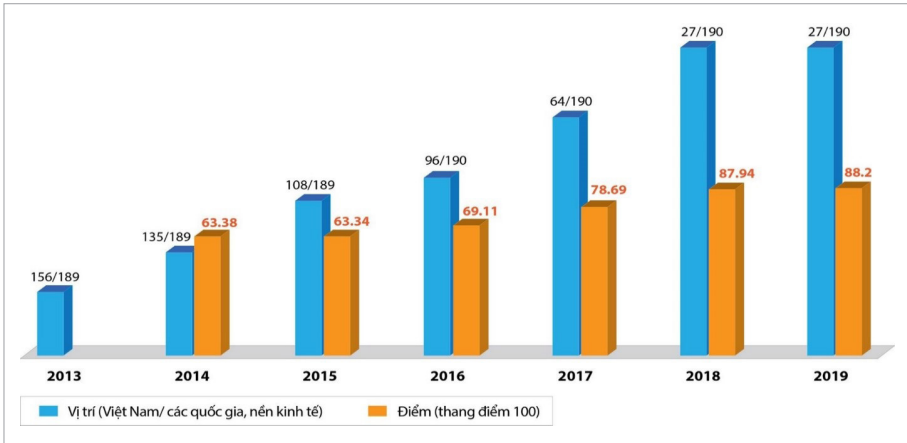
Bảng 2.3: Độ tin cậy cung cấp điện theo các khu vực và toàn quốc

Đơn vị	Thời gian mất điện bình quân (giờ)			Độ tin cậy cung cấp điện (%)		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
TCTĐL miền Bắc	31,1	21,8	14,7	99,6	99,8	99,8
TCTĐL Hà Nội	16,1	9,3	8,1	99,8	99,9	99,9
TCTĐL miền Trung	28,0	21,3	14,1	99,7	99,8	99,8
TCTĐL miền Nam	25,4	13,2	9,9	99,7	99,8	99,9
TCTĐL TP.Hồ Chí Minh	8,6	3,9	2,1	99,9	100,0	100,0
Trung bình toàn EVN	27,4	17,1	12,1	99,7	99,8	99,9

Nguồn: EVN

Bên cạnh việc đảm bảo cung ứng đủ điện, ngành điện đã chú trọng tới công tác cung ứng dịch vụ và chăm sóc khách hàng sử dụng điện. Ngành điện đã chủ động sắp xếp, hoàn thiện bộ máy quản lý kinh doanh điện năng ở cấp cơ sở để có đủ năng lực và điều kiện thực hiện hiệu quả các dịch vụ về điện của khách hàng trên địa bàn. Cơ sở vật chất của các đơn vị được tăng cường đầu tư, trên 900 phòng giao dịch khách hàng tại các Công ty điện lực/điện lực quận, huyện, được chỉnh trang với đầy đủ phương tiện làm việc, bố trí địa điểm thuận tiện, có không gian thân thiện với khách hàng; Đã đưa vào áp dụng 14 chỉ tiêu về chất lượng dịch vụ khách hàng để theo dõi, đánh giá mức độ tiến bộ hàng năm. Qua theo dõi, đánh giá các chỉ tiêu về dịch vụ khách hàng thực hiện năm sau đều tốt hơn năm trước. Từ năm 2013, đã tiến hành điều tra lấy ý kiến khách hàng thông qua các tổ chức tư vấn độc lập, để khách hàng chấm điểm chất lượng công tác kinh doanh điện và dịch vụ của Điện lực. Kết quả đánh giá mức độ hài lòng của khách hàng được duy trì, điểm đánh giá năm sau đều tăng so với năm trước, trong đó: Mức độ hài lòng khách hàng sử dụng điện bình quân năm 2018 đạt 8,11 điểm, tăng 0,14 điểm so với 2017.

Về tiếp cận điện năng lưới điện trung áp: Theo Báo cáo Doing Business 2019 (DB2019), chỉ số tiếp cận điện năng năm 2018 của Việt Nam đạt 78,69/100 điểm vươn lên vị trí 27/190 quốc gia, nền kinh tế trên thế giới (tăng 37 bậc so với năm 2017) đã góp phần cải thiện môi trường kinh doanh của Việt Nam trong bối cảnh nhiều chỉ số đánh giá thành phần khác giảm mạnh. Tại khu vực ASEAN, chỉ số tiếp cận điện năng của Việt Nam cải thiện vị trí nhiều nhất trong hai năm liên tiếp và nằm trong nhóm bốn nước dẫn đầu khu vực. Với kết quả đánh giá này, chỉ số tiếp cận điện năng của Việt Nam đã vượt so với yêu cầu về thứ hạng 70 tại Nghị quyết 19-2017/NQ-CP ngày 06/02/2017 của Chính phủ và góp phần đáng kể trong việc cải thiện môi trường kinh doanh và nâng cao năng lực cạnh tranh quốc gia.

Hình 2.1: Chỉ số tiếp cận điện năng Việt Nam giai đoạn 2013 - 2019

Nguồn: Báo cáo tổng kết của EVN năm 2019

- *Tổn thất điện năng ngày càng giảm, kết quả thực hiện tiết kiệm điện có chuyển biến tích cực.*

Để phần đầu đạt chỉ tiêu giảm tổn thất điện năng như Kết luận số 26-KL/TW, khoảng 10% vào năm 2010 và dưới 10% vào những năm sau, các cấp, các ngành đã thực hiện đồng bộ nhiều biện pháp về kỹ thuật và quản lý kinh doanh, nhờ đó tổn thất điện năng của hệ thống điện Việt Nam đã giảm từ mức 12,23% năm 2003 xuống còn 10,15% vào năm 2010 và đến năm 2018 giảm còn 7,04% (bình quân giai đoạn 2003 - 2018 giảm 0,346%/năm).

Các chỉ tiêu về tiết kiệm điện được triển khai sâu rộng bằng các hoạt động tuyên truyền sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả. Sản lượng điện tiết kiệm hàng năm bằng 1,7 - 2,5% sản lượng điện thương phẩm, tổng sản lượng điện tiết kiệm trong 5 năm 2011 - 2015 là 11,96 tỷ kWh.

- *Thị trường điện cạnh tranh đã được quan tâm triển khai.* Thị trường phát triển cạnh tranh cấp độ 1 đã chính thức vận hành vào ngày 01/7/2012. Đến cuối năm 2018, có 90 nhà máy điện với tổng

công suất 23.054 MW (chiếm 52,6% tổng công suất toàn hệ thống) trực tiếp tham gia thị trường điện. Thị trường bán buôn điện cạnh tranh cấp độ 2 đã được vận hành thử nghiệm từ 2017 - 2018 và vận hành chính thức từ ngày 01/01/2019. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh cấp độ 3 về cơ bản sẽ được xây dựng trên cơ sở kế thừa, mở rộng và phát triển của thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Từ tháng 7 năm 2019, Bộ Công Thương đã chủ trì, phối hợp với các cơ quan, đơn vị có liên quan để triển khai nghiên cứu, xây dựng mô hình thiết kế thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, trong đó hướng đến việc cho phép các khách hàng sử dụng điện được quyền thay đổi đơn vị cung cấp điện, đồng thời giá bán lẻ điện được xác định trên cơ sở thỏa thuận, thống nhất giữa các bên (thay vì theo biểu giá điện cho nhà nước quy định như hiện nay).

- Chất lượng nguồn nhân lực, năng suất lao động của ngành điện đã được cải thiện. Tính tới thời điểm 2018, số lượng cán bộ công nhân viên ngành điện Việt Nam khoảng 115.000 người; trong đó của các tổ chức hoạt động điện lực khác ngoài EVN như của PVN, TKV, của các nguồn điện IPP, BOT và một số tổ chức kinh doanh phân phối điện khoảng 10.000 người. Về trình độ đào tạo: Tỷ lệ đại học 30%, cao đẳng 25%, công nhân kỹ thuật 40%, sau đại học 1,8%, lao động khác 3 - 4%. Số lao động chiếm tỷ lệ cao nhất là khối phân phối kinh doanh điện: 65 - 70%; khối phát điện chiếm 10 - 12%; khối truyền tải chiếm 8 - 9%; số còn lại thuộc khối sản xuất kinh doanh khác như tư vấn, viễn thông, sản xuất thiết bị điện, quản lý dự án,... Đội ngũ cán bộ lãnh đạo, cán bộ quản lý của các doanh nghiệp ngành điện cơ bản đáp ứng được yêu cầu trong giai đoạn mới.

Năng suất lao động sản xuất kinh doanh điện tính theo sản lượng điện thương phẩm của EVN đến năm 2018 đạt 2,18 triệu kWh/người, tăng 11,0% so với năm 2017 (gấp gần hai lần bình quân chung cả nước là 5,93%), tốc độ tăng năng suất lao động bình quân giai đoạn

2011 - 2018 khoảng 8,5%/năm. Đặc biệt từ năm 2013, EVN thực hiện các giải pháp quản lý chặt chẽ việc tuyển dụng lao động, chỉ cho phép tuyển dụng thay thế hoặc tuyển dụng mới đối với lao động trực tiếp sản xuất, hạn chế tối đa tuyển dụng lao động gián tiếp nên số lượng lao động của khối sản xuất kinh doanh điện tăng thấp, năng suất lao động năm 2014 tăng 10,7%, năm 2015 tăng 10%, năm 2016 tăng trên 11%.

2.3.2. Những hạn chế, tồn tại

- **Nhiều dự án nguồn điện chậm tiến độ, nguy cơ thiếu điện ngày càng lớn.** Các dự án nguồn điện, đặc biệt là các dự án ngoài EVN thường bị chậm so với quy hoạch, kế hoạch ảnh hưởng nghiêm trọng tới việc đảm bảo cung ứng điện trong thời gian tới. Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, giai đoạn 2016 - 2030 có tổng cộng 116 dự án nguồn điện cần được đầu tư và đưa vào vận hành (chưa bao gồm các dự án NLTT). Sau gần ba năm thực hiện, nhiều dự án đã không được thực hiện do đề xuất, kiến nghị của địa phương như các dự án điện than ở Bạc Liêu, Quảng Ninh, Hà Tĩnh, trong khi nhiều địa phương khác đề nghị bổ sung các trung tâm điện khí mới như Bạc Liêu, Bà Rịa - Vũng Tàu, Ninh Thuận. Hầu hết các dự án BOT do nước ngoài thực hiện đều bị chậm so với tiến độ trong quy hoạch, nhiều dự án do các doanh nghiệp năng lượng nhà nước đang thi công cũng bị chậm tiến độ như Long Phú 1, Sông Hậu 1, Thái Bình 2... Theo kết quả rà soát mới đây, tổng công suất các dự án điện có thể đưa vào vận hành trong giai đoạn 2016 - 2020 chỉ đạt 15.500 MW/21.650 MW (đạt gần 72%). Việc chậm tiến độ các dự án điện hoặc các dự án không được triển khai theo quy hoạch đang tạo ra các khó khăn, thách thức lớn trong việc đảm bảo cung ứng điện trong thời gian tới.

Theo kết quả rà soát, tính toán của EVN⁶⁸, với kịch bản nước về các hồ thủy điện ở tần suất 65%, nếu không có những chính sách để

⁶⁸ Báo cáo số 926/BC-EVN, ngày 20/2/2020 của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

cải thiện tình hình các dự án điện chậm tiến độ và thúc đẩy các dự án điện gió, điện mặt trời, điện khí, giai đoạn 2021 - 2024 hệ thống điện sẽ bị thiếu điện, theo đó, sản lượng thiếu dự kiến năm 2021 khoảng 370 triệu kWh và lượng thiếu hụt cao nhất có thể lên đến 13,3 tỷ kWh vào năm 2023, năm 2024 sản lượng thiếu hụt dự kiến giảm chủ còn khoảng 11 tỷ kWh. Dự kiến sẽ phải huy động các nguồn điện chạy dầu với giá thành cao, sản lượng khoảng từ 1,5 - 11 tỷ kWh/năm.

- Mất cân đối giữa điện năng tiêu thụ và sản xuất giữa các miền do nguồn cung điện chủ yếu dựa vào thủy điện và nhiệt điện than. Hiện nay, các nhà máy thủy điện lớn tập trung chủ yếu ở miền Bắc do đặc trưng về địa hình đồi núi và dòng sông lớn. Bên cạnh đó, các nhà máy nhiệt điện than cũng phần lớn được xây dựng tại miền Bắc do mỏ than lớn nhất của Việt Nam nằm tại tỉnh Quảng Ninh. Trong khi đó, Miền Nam có sản lượng điện tiêu thụ cao nhất cả nước, chiếm hơn 50% nhưng nguồn cung chỉ đáp ứng được khoảng 80%. Ở miền Bắc và miền Trung lại xảy ra tình trạng thừa cung.

- Phát triển NLTT còn nhiều bất cập, hệ thống truyền tải điện chưa đồng bộ và đáp ứng yêu cầu. Trong năm 2017 - 2018, với cơ chế khuyến khích, ưu đãi phát triển điện mặt trời (Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 của Thủ tướng Chính phủ) và điện gió (Quyết định 37/2011/QĐ-TTg ngày 29/6/2011 và được sửa đổi tại Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018), điện gió và điện mặt trời đã có bước phát triển vượt bậc. Đến hết năm 2019, đã có trên 100 dự án điện mặt trời và 11 dự án gió đã được đưa vào vận hành với tổng công suất đặt lần lượt là 4.479,5 MW từ điện mặt trời và 377 MW từ điện gió. Ngoài ra, đã có khoảng 378 MW điện mặt trời mái nhà đã được lắp đặt, trong đó ở khu vực TP. Hồ Chí Minh chiếm 18%, khu vực phía Nam (trừ TP. Hồ Chí Minh) chiếm 50% và khu vực miền Trung chiếm 26%. Trong năm 2019, sản lượng điện từ điện mặt trời áp mái dự kiến đạt mức khoảng 99 triệu kWh trong năm 2019.

Tuy nhiên, do hạ tầng lưới điện chưa phát triển đồng bộ với sự phát triển của các nguồn NLTT, chủ yếu là điện mặt trời trong khi lại chưa mở cơ chế cho tư nhân tham gia đầu tư hệ thống truyền tải điện nên đã có một số dự án bị cắt giảm công suất phát. Theo báo cáo của EVN, Tập đoàn này đã đảm bảo năng lực truyền tải để huy động hết năng lực phát điện của 81/100 dự án NLTT với tổng công suất khoảng 4.400 MW (tức là đảm bảo huy động 86% công suất các nguồn điện gió, mặt trời đã vào vận hành). Chỉ có 19 nhà máy trên địa bàn hai tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận với tổng công suất khoảng 670 MW (chiếm 13% công suất đã vào vận hành) phải thực hiện hạn chế một phần công suất phát trong một số thời điểm do quá tải cục bộ lưới điện 110 kV do 19 dự án này đều được đấu nối trên trục đường dây 110 kV mạch đơn duy nhất từ Tháp Chàm đến Phan Rí, trong khi năng lực giải tỏa tối đa chỉ bằng 35% công suất lắp đặt các dự án. Nghiên cứu của Tổ chức Hợp tác Phát triển Đức (GIZ) cho thấy, tại Ninh Thuận, đã có khoảng 10 dự án điện mặt trời và điện gió bị cắt giảm công suất từ 38% - 65% trong khi ở Bình Thuận, từ giữa năm 2019 tới nay, các dự án NLTT bị cắt giảm trung bình 30% công suất phát. Điều đáng lưu ý là các dự án đã vận hành từ cách đây 2 - 3 năm cũng bị ảnh hưởng bởi việc chia sẻ công suất phát với các dự án mới đưa vào hoạt động.

Có một nghịch lý hiện đang xảy ra, đó là số lượng và công suất các dự án năng lượng điện gió, điện mặt trời đề xuất bổ sung quy hoạch rất lớn, vượt nhiều lần so với cơ cấu được quy hoạch, tuy nhiên lượng công suất phát thực tế vẫn rất thấp. Nguyên nhân chính là do năng lực nhà đầu tư không bảo đảm, tình trạng chào bán, chuyển nhượng dự án dẫn đến dự án chậm triển khai trong khi nhiều nhà đầu tư có năng lực thì không thể triển khai dự án do chưa được bổ sung quy hoạch. Điều này gây nên sự lãng phí lớn đối với tài nguyên quốc gia. Việc phát triển nóng NLTT, đặc biệt là năng lượng mặt trời đang tạo ra những thách thức lớn trong vận hành hệ thống

điện trong khi thiếu cơ chế, chính sách để khuyến khích tư nhân tham gia đầu tư hệ thống truyền tải điện quốc gia.

Nhìn chung, cơ chế, chính sách phát triển NLTT, nhất là điện gió và điện mặt trời chưa theo kịp thị trường, tạo ra nhiều rủi ro chính sách cho các nhà đầu tư. Điển hình như Quyết định Số 13/2020/QĐ-TTg được ban hành ngày 06/4/2020, gần một năm sau khi QĐ 11/2017/QĐ-TTg hết hiệu lực từ ngày 30/6/2019. Trong khi hiệu lực của Quyết định 11 có giá trị hơn hai năm thì Quyết định 13 chỉ có giá trị đến ngày 31/12/2020. Bên cạnh đó, hướng dẫn của Quyết định các văn bản này vẫn chưa có.

Liên quan đến điện gió, Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg được ban hành ngày 10/9/2018 có giá trị đến ngày 30/10/2021. Hiệu lực của cơ chế FIT cho điện gió tương đối ngắn so với đặc thù xây dựng của điện gió. Thêm vào đó, cơ chế đấu thầu được kỳ vọng sẽ đưa vào áp dụng ngày 01/11/2021 nhưng chưa được xây dựng rõ ràng, cần xem xét gia hạn thêm thời gian để phù hợp với tình hình thực tế.

- Việc đảm bảo nhiên liệu cho phát điện còn tiềm ẩn nhiều rủi ro, phụ thuộc nhiều hơn vào thị trường nhập khẩu. Với nhu cầu than của các nhà máy nhiệt điện từ nay đến năm 2030 khoảng gần 1,4 tỷ tấn, tổng lượng than nhập khẩu cho phát điện giai đoạn 2016 - 2030 ước tính sẽ khoảng gần 680 triệu tấn. Nguồn khí tại Lô B không đạt tiến độ cấp khí cho cụm nhiệt điện Ô Môn, Cà Mau, ảnh hưởng đến quy hoạch cơ cấu nguồn miền Nam. Nguồn khí mới tại mỏ Cá Voi Xanh chỉ đủ để cấp khí cho một số nhà máy điện ở khu vực miền Trung với tổng công suất khoảng trên 4.000 MW. Nguồn khí khu vực bể Cửu Long đang suy giảm nhanh và các nguồn khí mới xác định cũng không đảm bảo đủ cho các nhà máy điện khu vực Phú Mỹ, Nhơn Trạch tới năm 2025 - 2026. Tổng nhu cầu khí đạt đỉnh khi nhu cầu điện trong năm đạt đỉnh cho các nhà máy khí Đông Nam Bộ vận hành tối đa khoảng 23 triệu m³/ngày, 7,5 tỷ m³/năm, khả năng cung

cấp chỉ khoảng 21,5 triệu m³/ngày, 7 tỷ m³/năm. Phía Tây Nam Bộ, Nhà máy Điện Cà Mau được cấp từ mỏ PM3 - Cái Nước. Khả năng cấp khí cho Nhà máy Điện Cà Mau khoảng 4,8 triệu m³/ngày, 1,5 tỷ m³/năm, đảm bảo cho nhà máy vận hành bình thường, từ tháng 10/2019 lượng khí cung cấp sẽ giảm còn 3,8 triệu m³/ngày, hiện nay việc mua khí từ Malaysia đang được khẩn trương thực hiện để mua khí cấp bù cho khu vực Cà Mau. Giá khí hiện theo nhiều cơ chế khác nhau, dẫn tới chênh lệch giá bán khí cho các nhà máy điện, làm mất tính cạnh tranh công bằng của các nhà máy điện khí khi tham gia thị trường điện.

Để đảm bảo điện cho phát triển, từ năm 2016, Việt Nam đã phải nhập khẩu than và thời gian tới đây sẽ phải nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng LNG cho sản xuất điện. Theo tính toán, lượng than nhập khẩu ước tính lên tới khoảng 50 triệu tấn năm 2025, khoảng 80 triệu tấn năm 2030; lượng LNG nhập khẩu ước tính gần 3 triệu tấn năm 2025 và gần 10 triệu tấn năm 2030. Việc nhập khẩu năng lượng sơ cấp khối lượng lớn nếu không có chiến lược và chính sách phù hợp sẽ tiềm ẩn rủi ro lớn đến an ninh năng lượng quốc gia của nước ta.

- Xây dựng thị trường điện cạnh tranh còn chậm, kết quả còn nhiều hạn chế; điều hành giá điện vẫn còn bất cập. Tính tới cuối năm 2016, thị trường điện lực cạnh tranh vẫn ở trong cấp độ 1, chậm hơn so với lộ trình mà Chính phủ đề ra, trong đó Tập đoàn Điện lực (EVN) kiểm soát 2/3 tổng công suất phát điện của Việt Nam, trong khi Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản (TKV) và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (PVN) kiểm soát phần lớn 1/3 còn lại. Cơ chế, phương pháp tính giá điện còn chưa thực sự hợp lý⁶⁹, có giai

⁶⁹ Phương pháp xây dựng biểu giá điện chủ yếu dựa trên chi phí thông kê hoạch toán giá thành của EVN (chưa đủ độ tin cậy), với mục đích bù lỗ mà không tính đến nguyên nhân và các biện pháp giảm chi phí, chưa áp dụng phương pháp phổ biến và hiện đại theo chi phí biên dài hạn, chưa xây dựng biểu giá hai thành phần: công suất và điện năng, điều chỉnh giá điện, mới chú ý đến các yếu tố làm tăng giá điện mà chưa quan tâm đến giảm giá điện như mùa nước và việc tăng công suất các nhà máy thủy điện, giảm tổn thất, giá thành,...

đoạn chưa được công khai, minh bạch nên dù giá điện Việt Nam được nhận định chung ở mức thấp nhưng khi tăng lại khó có sự đồng thuận từ các nhà quản lý, chuyên gia, khách hàng sử dụng, thậm chí cả nhà đầu tư tham gia sản xuất điện; việc thực hiện giá điện theo thị trường bán buôn điện cạnh tranh còn chậm.

- Sản xuất thiết bị điện trong nước chưa đáp ứng nhu cầu.

Mặc dù trong thời gian vừa qua, ngành chế tạo thiết bị điện trong nước đã có những tiến bộ nhất định như sản xuất được máy biến áp 220 kV, 500 kV, tuy nhiên năng lực sản xuất, năng lực cạnh tranh của các doanh nghiệp chế tạo thiết bị điện trong nước còn hạn chế. Hầu hết thiết bị nhà máy điện đều phải nhập ngoại làm cho chi phí đầu tư tăng cao, thời gian cấp hàng kéo dài, gây thêm khó khăn cho công tác xây dựng các dự án điện.

- Huy động vốn cho các dự án điện ngày càng khó khăn. Để đảm bảo đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội với tốc độ tăng trưởng cao, năng lực sản xuất của ngành điện luôn phải tăng trưởng trên 10%/năm nên khối lượng đầu tư nguồn và lưới rất lớn. Theo tính toán trong Quy hoạch VII điều chỉnh, mức vốn đầu tư bình quân hàng năm của ngành điện gần 7,6 tỷ USD/năm. Đây là thách thức rất lớn. Trong bối cảnh giá điện của Việt Nam mới chỉ đảm bảo cho các đơn vị của EVN có mức lợi nhuận khiêm tốn, các doanh nghiệp nhà nước khác như TKV, PVN cũng khó khăn về tài chính thì việc huy động vốn cho các dự án điện của các doanh nghiệp này sẽ rất khó khăn. Tương tự như vậy, các dự án nguồn điện do khu vực tư nhân, đầu tư nước ngoài cũng gặp khó khăn trong việc thu xếp vốn do yêu cầu cao từ các bên cho vay (bảo lãnh Chính phủ, chuyển đổi ngoại tệ,...).

Nguyên nhân là tài chính ngành điện chưa đủ để tái đầu tư, mức lợi nhuận không đủ thu hút mạnh đầu tư xã hội, nguồn tín dụng trong nước bị vướng mắc về hạn mức trong khi nguồn tín dụng nước ngoài hạn chế, cơ chế vay ngày càng khó khăn.

- **Năng suất lao động thấp mặc dù được cải thiện nhưng còn ở mức thấp.** Năng suất lao động bình quân của EVN còn thấp do sử dụng số lượng lao động lớn, tổ chức bộ máy sản xuất kinh doanh chưa thực sự khoa học, định mức lao động chưa sát. Số lao động chiếm tỉ lệ cao nhất là khối phân phối kinh doanh điện: 65 - 70%; khối phát điện chiếm 10 - 12%; khối truyền tải chiếm 8 - 9%; số còn lại thuộc khối sản xuất kinh doanh khác như tư vấn, viễn thông, sản xuất thiết bị điện, quản lý dự án,... Năng suất lao động của EVN năm 2015 đạt khoảng 1,54 triệu kWh điện thương phẩm/người. Năm 2015, Tổng công ty Điện lực TP. Hồ Chí Minh có năng suất lao động cao nhất là 2,6 triệu kWh/người, trong khi tại Malaysia, con số này là khoảng 2,9 triệu kWh/người, ở Tập đoàn Tepco (Nhật Bản) năng suất lao động đạt là 7,5 triệu kWh/người.

2.3.3. Nguyên nhân của những hạn chế, tồn tại

- Một trong những nguyên nhân cơ bản của những hạn chế, bất cập là do cơ chế, chính sách đối với ngành điện còn thiếu đồng bộ, chậm được đổi mới; nguồn lực đầu tư còn hạn chế và dàn trải trong khi chậm trễ trong ban hành các chính sách khuyến khích tư nhân trong đầu tư vào ngành điện.

- Chất lượng xây dựng, thực hiện chiến lược, quy hoạch ngành điện chưa cao, thể hiện ở cả tính dự báo, điều chỉnh kịp thời, khoa học, thống nhất, đồng bộ, khả thi; chưa có cơ chế giám sát thực hiện chiến lược, quy hoạch ngành điện. Một số chính sách, chỉ tiêu trong chiến lược, quy hoạch ngành điện tính khả thi chưa cao và chưa được thực hiện nghiêm như về nâng cấp, cải tiến công nghệ, xây dựng phát triển ngành cơ khí điện và nội địa hóa trong các nhà máy nhiệt điện... Quy hoạch phát triển điện lực có liên quan tới nhiều quy hoạch của các ngành như: than, dầu khí, năng lượng tái tạo, Quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội, Quy hoạch giao thông, Quy hoạch không gian đô thị, Quy hoạch phát triển công nghiệp,... Trên thực

tế, việc đồng bộ hóa các quy hoạch này khá khó khăn do thời điểm xây dựng các quy hoạch thường không trùng khớp nhau. Các số liệu phục vụ quy hoạch chưa hoàn toàn đầy đủ, thiếu đồng bộ dẫn tới các kết quả dự báo, tính toán chưa chính xác.

Công tác thẩm định, phê duyệt quy hoạch kéo dài dẫn tới thời gian thực hiện quy hoạch sau phê duyệt bị rút ngắn. Việc rà soát, bổ sung vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia còn chậm, thiếu các tiêu chí rõ ràng và chưa thực sự bảo đảm tính minh bạch.

- Các văn bản pháp luật liên quan đến cung ứng điện còn nhiều bất cập, mâu thuẫn, nhiều nội dung không rõ ràng, còn nhiều vướng mắc⁷⁰ như về xác định thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư, quyết định đầu tư các dự án nhóm A có tổng mức đầu tư dưới 5.000 tỷ đồng sử dụng vốn đầu tư của doanh nghiệp nhà nước xây dựng trên địa bàn nhiều địa phương; về thẩm quyền của Ủy ban Quản lý vốn nhà nước trong phê duyệt, quyết định dự án đầu tư của doanh nghiệp; về điều kiện đặc thù, riêng biệt và quy định về công trình đặc thù trong các luật; khó khăn trong việc bổ sung quy hoạch để thực hiện đầu tư, xây dựng các dự án công nghiệp điện mới nhằm đáp ứng nhu cầu đảm bảo cung cấp điện; thiếu quy định trong luật về cơ chế hỗ trợ liên quan đến tài chính, bảo lãnh Chính phủ; sự trùng lặp trong việc xem xét bổ sung quy hoạch và xem xét quyết định chủ trương đầu tư dự án nhóm A, các dự án quan trọng quốc gia; vướng mắc trong việc lập Báo cáo đánh giá tác động môi trường trong giai đoạn quyết định chủ trương đầu tư theo quy định của Luật Bảo vệ môi trường; vướng mắc trong việc chuyển đổi đất rừng theo quy định của Luật Lâm nghiệp số 16/2017/QH14...

- Chưa có cơ chế đấu thầu để thu xếp vốn đầu tư cho ngành điện khiến ngành điện thiếu vốn đầu tư; Chưa có chế tài ràng buộc trách nhiệm của các chủ đầu tư khi thực hiện chậm trễ các dự án quan

⁷⁰ Chi tiết xem Phụ lục 2.

trọng (đối với cả doanh nghiệp nhà nước, tư nhân, doanh nghiệp nước ngoài),...

- Sự phối hợp của các địa phương trong công tác triển khai các dự án điện chưa đồng bộ, thiếu quyết liệt, một số trường hợp các địa phương trước đây đã phê duyệt quy hoạch sau lại thay đổi khiến quy hoạch điện bị phá vỡ.

- Công tác quản lý nhà nước trong quá trình đầu tư, xây dựng còn bất cập; quy định của pháp luật còn chồng chéo, không rõ ràng; thiếu cơ chế đặc thù cho phát triển ngành điện, đặc biệt đối với các dự án điện cấp bách, quan trọng; thiếu quy trình thủ tục; thời gian triển khai dự án kéo dài, hiệu quả suy giảm.

- Kế hoạch, tiến độ thực hiện, xác định nguồn lực một số dự án điện chưa rõ ràng. Nhiều vướng mắc trong đàm phán các dự án BOT khiến thời gian phát triển dự án kéo dài.

- Cơ chế giá điện thiếu đột phá, chậm thay đổi, chưa có giá điện hai thành phần, giá mua điện theo miền, theo khu vực để đưa ra tín hiệu định hướng đầu tư và phát triển phụ tải.

- Năng lực của các nhà đầu tư cũng như nhà thầu trong nước còn hạn chế cả về tài chính và kỹ thuật. Việc nội địa hóa các vật tư, thiết bị ngành điện chưa đạt yêu cầu.



CHƯƠNG 3
ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG CỦA DỊCH COVID-19
VÀ TÌNH HÌNH GIÁ DẦU GIẢM SÂU
ĐẾN NGÀNH NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM

3.1. Tổng quan về sản xuất năng lượng Việt Nam từ năm 2019 đến nay

Từ năm 2019 đến nay, ngành năng lượng tiếp tục duy trì phát triển và có bước tiến vững chắc, ổn định; đảm bảo an ninh năng lượng cho phát triển kinh tế - xã hội đất nước.

3.1.1. Lĩnh vực khai thác dầu khí, lọc dầu

- Về gia tăng trữ lượng

Gia tăng trữ lượng dầu khí trong nước năm 2019 đã bắt đầu khôi phục⁷¹, đạt mức 13,4 triệu TOE, cao hơn so với 12,3 triệu TOE năm 2018. Hệ số bù trữ lượng năm 2019 tương đương năm 2018, tăng lên mức 0,6 lần so với 0,2 lần vào năm 2017. Đến cuối tháng 3/2020 đã tiến hành thi công 08 giếng khoan thăm dò thăm lượng, trong đó: có 03 giếng khoan đã kết thúc thi công và 05 giếng khoan đang tiến hành thi công.

- Về khai thác

Năm 2019, hoạt động khai thác dầu khí tiếp tục duy trì⁷², sản lượng khai thác dầu khí đạt 23,29 triệu TOE; trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 13,09 triệu TOE (trong nước đạt 11,04 triệu TOE, ngoài nước đạt 2,04 triệu TOE) và khí đạt 10,01 tỷ m³, cả hai chỉ số này đều giảm nhẹ so với mức 23,98 triệu TOE của năm 2018; trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 13,97 triệu TOE (trong nước đạt 12 triệu TOE, ngoài nước đạt 1,98 triệu TOE) và khí là 10,20 tỷ m³.

Sản lượng khai thác dầu khí Quý I/2020 đạt 5,42 triệu tấn,

⁷¹ Hoàn thành thu nổ 7.106 km tuyến địa chấn 2D; khoan 9 giếng thăm lượng; Có một phát hiện dầu khí mới tại Lô 06.1 và biểu hiện dầu khí tốt tại Lô 114...

⁷² Hoàn thành 23 giếng khoan phát triển khai thác; đưa 2 mỏ vào khai thác là mỏ Cá Tầm vào ngày 25/01/2019 và giàn BK-20 vào ngày 16/10/2019

vượt 494 nghìn tấn (vượt 10,0%) so với kế hoạch Quý I/2020, bằng 26,6% kế hoạch năm và giảm 10% so cùng kỳ năm 2019, trong đó: sản lượng khai thác dầu thô Quý I/2020 đạt 3,05 triệu tấn, vượt 311 nghìn tấn (vượt 11,3%) kế hoạch Quý I/2020, bằng 28,7% kế hoạch năm, giảm 10% so cùng kỳ năm 2019; sản lượng khai thác khí Quý I/2020 đạt 2,36 tỷ m³, vượt 183 triệu m³ (vượt 8,4%) kế hoạch Quý I/2020, bằng 24,3% kế hoạch năm, giảm 10% so cùng kỳ năm 2019.

Theo báo cáo của Tổng cục Thống kê, trong Quý I/2020, lượng dầu thô nhập khẩu đạt mức 3,172 triệu tấn, ước giá trị khoảng 1,499 tỷ USD; tương ứng với tỉ lệ là 157,5% và 167,9% so với cùng kỳ năm 2019. Bên cạnh đó, xuất khẩu dầu thô đạt mức 1,238 triệu tấn, ước giá trị khoảng 532 triệu USD, tương ứng với tỉ lệ là 111,6% và 92% so với cùng kỳ năm 2019.

- Về lọc dầu

Năm 2019, sản lượng lọc dầu Bình Sơn ở mức và 7,55 triệu tấn so với mức 7,59 triệu tấn vào năm 2018. Kể từ khi lọc hóa dầu Nghi Sơn đi vào vận hành thương mại (tháng 11/2018) đến nay đã nhập khẩu và lọc 14,85 triệu tấn dầu thô của Cô-oét; đến hết năm 2019, Lọc hóa dầu Nghi Sơn đã sản xuất 5,74 triệu tấn xăng dầu các loại.

Theo báo cáo của PVN, sản xuất xăng dầu Quý I/2020 đạt 3,42 triệu tấn, vượt 2,6% kế hoạch Quý I/2020, bằng 28,9% kế hoạch cả năm, tăng 15% so cùng kỳ năm 2019.

Theo báo cáo của Tổng cục Thống kê, trong Quý I/2020, lượng xăng dầu nhập khẩu đạt mức 1,857 triệu tấn, ước giá trị khoảng 1,018 tỷ USD; tương ứng với tỉ lệ là 89,2% và 82,4% so với cùng kỳ năm 2019. Bên cạnh đó, xuất khẩu xăng dầu đạt mức 0,621 triệu tấn, ước giá trị khoảng 365 triệu USD, tương ứng với tỉ lệ là 73,5% và 69,9% so với cùng kỳ năm 2019.

3.1.2. Lĩnh vực khai thác than⁷³

Năm 2019, sản xuất than thương phẩm của Tập đoàn Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV) tăng lên 38,93 triệu tấn so với mức 36,08 triệu tấn năm 2018, lượng than xuất khẩu tiếp tục giảm từ 1,88 triệu tấn xuống còn 1,1 triệu tấn; năm 2019, TKV đã chú trọng lĩnh vực kinh doanh than nên lượng than nhập khẩu gia tăng mạnh từ 0,71 triệu tấn vào năm 2018 lên 6,5 triệu tấn vào năm 2019.

Quý I/2020, than nguyên khai sản xuất là 10,35 triệu tấn, đạt 25,6% kế hoạch năm, bằng 94,5% so với cùng kỳ năm 2019. Nhập khẩu than 2,48 triệu tấn đạt 24,3% so với kế hoạch năm, bằng 226% so với cùng kỳ năm 2019. Than sạch thành phẩm đạt 10,23 triệu tấn, bằng 25,8% kế hoạch năm và bằng 99% so cùng kỳ năm 2019.

Than tiêu thụ trong Quý I/2020 đạt 11,63 triệu tấn, bằng 24% kế hoạch năm và bằng 110% so với cùng kỳ năm 2019. Trong đó, trong nước đạt 11,44 triệu tấn, đạt 24% kế hoạch năm và bằng 109% so với cùng kỳ năm 2019 (Hộ điện: 9,89 triệu tấn đạt 24% kế hoạch năm, bằng 112% cùng kỳ năm 2019 (tăng 1,1 triệu tấn); hộ đạm: 290 ngàn tấn đạt 12,5% kế hoạch năm, bằng 81% cùng kỳ năm 2019; hộ xi măng: 244 ngàn tấn đạt 15,6% kế hoạch năm, bằng 48% cùng kỳ năm 2019; hộ khác: 1 triệu tấn đạt 37% kế hoạch năm, bằng 119% cùng kỳ năm 2019); xuất khẩu đạt 193 nghìn tấn, đạt 11% kế hoạch năm, cùng kỳ năm 2019 chưa xuất khẩu được do chưa có giấy phép. Tổng than tồn Quý I/2020 ở mức 7,7 triệu tấn: tồn kho than sạch bao gồm cả cuối nguồn là 6 triệu tấn (tính cả than nhập khẩu); than nguyên khai tồn kho là 1,7 triệu tấn.

Theo báo cáo của Tổng cục Thống kê, trong Quý I/2020, lượng than đá nhập khẩu đạt mức 10,019 triệu tấn, ước giá trị khoảng 752 triệu USD; tương ứng với tỉ lệ là 109,3% và 84,1% so với cùng kỳ năm 2019.

⁷³ Nguồn số liệu từ TKV, riêng số liệu xuất nhập khẩu than từ nguồn Tổng cục Thống kê.

3.1.3. Phân ngành điện

- Đối với nguồn cung điện

Năm 2019 đạt 55.939 MW (tăng 6.529 MW so với năm 2018). Đến hết năm 2019, tổng số công suất lắp đặt các dự án điện NLTT trên toàn quốc chiếm khoảng 9,75% tổng công suất lắp đặt, với 4.696 MW điện mặt trời, 377 MW điện gió, 325 MW điện sinh khối, điện chất thải rắn khoảng 10 MW.

Do việc đưa một số lớn công suất điện tái tạo vào hệ thống, hệ số dự phòng công suất lắp đặt nguồn đã tăng nhanh lên 46,25% vào năm 2019 so với mức 40,67% vào năm 2018.

Sản lượng điện sản xuất và mua năm 2019 đạt mức 231,10 tỷ kWh, tăng 8,85% so với năm 2018 (sản lượng điện sản xuất và mua đạt 212,90 tỷ kWh, tăng 8% so với năm 2017); đáng chú ý là tỷ trọng sản lượng điện từ các nguồn điện gió và mặt trời tăng mạnh lên 6,10 tỷ kWh vào năm 2019, so với từ 0,79 tỷ kWh vào năm 2018; tương đương tăng gấp 7,7 lần, chiếm 2,64% sản lượng điện sản xuất và mua.

Quý I/2020, sản lượng điện sản xuất và mua đạt 54,78 tỷ kWh bằng 21,77% kế hoạch năm, tăng 6,38% so với cùng kỳ năm 2019.

- Đối với tiêu thụ điện

Năm 2019, tổng tiêu thụ điện thương phẩm tương ứng đạt 209,42 tỷ kWh so với 192,93 tỷ kWh vào năm 2018; tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm bình quân trong giai đoạn 2018 - 2019 đạt 9,61%/năm, thấp hơn so với tăng trưởng bình quân 11,18%/năm trong giai đoạn 2007 - 2017.

Theo báo cáo của EVN, cơ cấu điện thương phẩm năm 2019 vẫn tập trung vào khu vực công nghiệp, tuy nhiên tốc độ tăng trưởng trong khu vực nông nghiệp đạt mức cao nhất; cụ thể: khu vực công nghiệp - xây dựng chiếm 53,8%, tăng 6,5%; khu vực tiêu dùng chiếm

32,9%, tăng 10,8%; khu vực thương mại, dịch vụ chiếm 5,6%, tăng 9,3%; khu vực nông nghiệp chiếm 3,1%, tăng 20,4%; các khu vực khác chiếm 4,6%, tăng 18,3%.

Quý I/2020, sản lượng điện tiêu thụ thương phẩm đạt 49,28 tỷ kWh bằng 21,62% kế hoạch năm, tăng 6,47% so với cùng kỳ năm 2019.

Nhìn chung, trong những năm 2018 - 2019, ngành điện vẫn tiếp tục có những bước phát triển nhanh, bền vững; theo đánh giá của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, quy mô nguồn điện của Việt Nam hiện nay đứng thứ 24 trên thế giới, thứ 2 trong các nước ASEAN (sau Indonesia); chỉ số tiếp cận điện năng năm 2019 tăng 0,24 điểm so với năm 2018, duy trì ở mức 27/190 quốc gia và đứng thứ 4 các nước ASEAN.

Về độ tin cậy cung cấp điện trong những năm 2018 - 2019 tiếp tục được cải thiện mạnh mẽ⁷⁴; công tác cung cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo được quan tâm, theo báo cáo của EVN, tính đến hết năm 2018, 100% số xã trên cả nước có điện, 99,37% số hộ dân được sử dụng điện trong đó số hộ nông dân có điện đạt 99,05%; đến năm 2019, số hộ nông dân có điện đạt 99,25%, đặc biệt công tác cấp điện cho hải đảo được chú trọng, EVN đã hoàn thành cấp điện cho xã đảo Tiên Hải (Kiên Giang) và nâng cấp hệ thống điện huyện đảo Trường Sa và nhà giàn DK1.

- Việc sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả

+ Trong giai đoạn 2019 - 2030, Chính phủ đã phê duyệt Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (VNEEP 3), đặt mục tiêu tiết kiệm 5 - 7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn 2019 - 2025 và 8 - 10% trong giai đoạn 2019 - 2030⁷⁵.

⁷⁴ Chỉ số thời gian mất điện của khách hàng bình quân (SAIDI) là 723 phút, giảm 30% so với năm 2017; năm 2019 tiếp tục giảm xuống còn 648,5 phút, tương đương với giảm 11% so với năm 2018.

⁷⁵ Quyết định số 280/QĐ-TTg ngày 13/03/2019 của Thủ tướng Chính phủ.

3.1.4. Về thị trường năng lượng

- **Giá điện:** Từ ngày 20/03/2019, giá bán lẻ bình quân đã tăng lên 1.864,44 đồng/kWh (tăng 8,36%) so với giá bán lẻ bình quân năm 2018 ở mức 1.720,65 đồng/kWh (từ ngày 01/12/2017).

Trong Quý I/2020, giá lẻ bình quân là 1.862,22 đồng/kWh. Tổng thất điện năng ở mức 7,27%, giảm 0,21% so với năm 2019.

Tuy nhiên, hiện nay giá điện hiện vẫn còn tương đối thấp so với khu vực⁷⁶. Đây cũng là một trong những nguyên nhân làm việc thu hút đầu tư vào ngành điện kém hấp dẫn, nhất là từ các nguồn vốn ngoài Nhà nước; chưa tạo động lực cho EVN tái đầu tư phát triển và còn chưa khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm.

- **Giá than:** Trong giai đoạn 2018 - 2019, giá bán than cho sản xuất điện trung bình là 1,47 triệu đồng/tấn và cho các hộ khác trung bình là 1,55 triệu đồng/tấn, mức độ chênh lệch duy trì ở mức trung bình là 5,4%. Trong khi đó giá than xuất khẩu lại có xu hướng tăng mạnh từ mức 2,74 triệu đồng/tấn vào năm 2018 lên 3,31 triệu đồng/tấn vào năm 2019.

Trong Quý I/2020, TKV đã thực hiện giảm giá bán một số chủng loại than như: Than pha trộn nhập khẩu cám 5a.1 PTNK (giảm 1,09% giá), cám 6a.1 PTNK (giảm 0,88% giá) so với giá đầu năm, than TCVN: cám 3a,b,c giảm bình quân 10,2% giá so với năm trước; cám 4a.1 giảm bình quân 1,46% giá so với giá tháng 3; cục 4a.2 giảm 2,5% giá; than cục TCCS bình quân 2,9% giá so với năm trước. Giá trung bình Quý I/2020 của khoảng 50 mặt hàng than trên thị trường

⁷⁶ Theo đánh giá của EVN, giá điện trung bình của Việt Nam hiện bằng khoảng 1/2 so với giá điện trung bình trên thế giới. Giá điện sinh hoạt, giá điện kinh doanh và giá điện công nghiệp bán ra tại Việt Nam hiện nay tương đối thấp so với các nước có cùng trình độ phát triển (GDP/người) trong khu vực và trên thế giới. Chẳng hạn, giá điện tại Campuchia, Lào, Philippines lần lượt là 0,19 USD/kWh, 0,09 USD/kWh, 0,19 USD/kWh... so với mức trung bình 0,07 USD/kWh của Việt Nam.

ước khoảng 1,65 triệu đồng/tấn, giảm khoảng 3% so với cùng kỳ năm 2019.

- **Giá xăng dầu:** Năm 2019, giá trung bình xăng A95 và dầu DO điều chỉnh xuống còn 20.238 đồng/lít và 16.404 đồng/lít vào so với mức 20.583 đồng/lít và 16.968 đồng/lít vào năm 2018.

Trong bối cảnh giá xăng dầu thế giới suy giảm mạnh, trong Quý I/2020, Chính phủ đã thực hiện 6 kỳ điều hành giảm giá bán lẻ, trong đó: giá xăng các loại có mức giảm sâu nhất từ tháng 4/2009. So với thời điểm 15/01/2020 (lần điều chỉnh đầu tiên trong năm 2020), đến ngày 29/3/2020 (lần điều chỉnh thứ 6) mỗi lít xăng RON95 đã giảm 8.260 đồng (giảm 40%); xăng E5 RON92 là 7.884 đồng (giảm 39,7%), dầu DO là 4.990 đồng (giảm 30,2%).

Như vậy, giá các sản phẩm xăng dầu đã được điều tiết linh hoạt, phù hợp với diễn biến giá các sản phẩm dầu thế giới và được quy định cụ thể trong Nghị định 83/2014/NĐ-CP về kinh doanh xăng dầu. Theo đó, ngoài thành phần giá nhập khẩu biến động theo thị trường còn có một số loại thuế suất⁷⁷, trong đó có Thuế bảo vệ môi trường được áp cố định với mức thu khá lớn (từ 1.000 - 4.000 đồng/lít tùy theo mặt hàng). Trong thời gian qua, việc giảm nhanh và mạnh các dòng thuế nhập khẩu xăng dầu theo những cam kết quốc tế về hội nhập đã ảnh hưởng lớn đến nguồn thu ngân sách nhà nước. Vì vậy, việc áp dụng Thuế bảo vệ môi trường đối với mặt hàng xăng dầu là cần thiết, phù hợp với tình hình thực tiễn; đây là một trong những giải pháp hiệu quả và có tính khả thi cao để tăng thu ngân sách nhà nước nhằm đảm bảo lợi ích quốc gia.

⁷⁷ Bao gồm: Thuế nhập khẩu bị cắt giảm theo lộ trình cam kết phù hợp với các hiệp định thương mại; Thuế tiêu thụ đặc biệt hiện đang áp dụng cho xăng là 10% và xăng E5 là 8%; Thuế bảo vệ môi trường hiện đang áp dụng với mức 4.000 đ/lít cho xăng, 2.000 đ/lít cho dầu diesel và dầu ma dút, 1.000 đ/l cho dầu hỏa; và Thuế GTGT là 10%.

- **Giá khí tự nhiên:** Giá khí năm 2019 trung bình ở mức 6,37 USD/triệu BTU tăng 3,1% so với giá khí trung bình năm 2018 là 6,16 USD/triệu BTU.

Trong bối cảnh tác động của dịch Covid-19 và giá dầu giảm sâu, giá khí Quý I/2020 cũng có nhiều biến động, tuy nhiên không lớn, cụ thể là:

+ Đối với bể Cửu Long: không ảnh hưởng trực tiếp do các hợp đồng ký theo giá cố định, trượt 2%/năm cho mỗi năm tiếp theo, kể cả cho sản xuất điện. Khí bán cho Đạm Phú Mỹ chịu ảnh hưởng do PVN bán khí cho PV Gas theo giá khí thị trường (46%*MFO).

+ Đối với bể Nam Côn Sơn: Nguồn khí Lô 05-2 và 05-3: ảnh hưởng đến phân chia của Chính phủ và PVN theo Hợp đồng phân chia sản phẩm (PSC), do một phần giá khí miệng giếng biến thiên hàng quý theo giá dầu HSFO (50% theo giá dầu FO hàng quý, 50% theo chỉ số trượt 2%/năm). Toàn bộ nguồn khí từ các Lô 06.1, Lô 11-2, Lô 05-2 và 05-3 và Lô 12W được PVGas mua từ chủ mỏ và bán cho các hộ tiêu thụ điện, đạm và thấp áp (nếu có); PVGas bị giảm doanh thu nhưng không lỗ.

+ Đối với nguồn từ PM3CAA: ảnh hưởng đến phân chia của Chính phủ và PVN theo PSC PM3CAA, do giá khí miệng giếng bằng $0,46 \cdot \text{MFO}$. Đối với nguồn khí nhập khẩu từ Petronas xác định theo $12,7\% \cdot \text{Dated Brent}$, PVN không ảnh hưởng. Ở hạ nguồn, ảnh hưởng đến doanh thu của PVN. Tuy nhiên, các hộ tiêu thụ điện, đạm và các nhà máy xử lý Khí thuộc PVN đang hưởng lợi do giá khí giảm thấp.

+ Đối với mỏ khí Thái Bình: Ở thượng nguồn, PVN không chịu ảnh hưởng, giá khí trong hợp đồng là cố định và trượt 3%/năm. Ở hạ nguồn, ảnh hưởng đến doanh thu và lợi nhuận của PVGas, do chính sách giá khí thấp áp và CNG bán cho các hộ tiêu thụ công nghiệp, giao thông vận tải được xây dựng theo nguyên tắc cạnh tranh với

các nhiên liệu LPG, FO tại thị trường Việt Nam, khoảng 80 - 95% giá nhiên liệu FO thay thế. Giá khí mỏ Thái Bình năm 2020 về đến bờ dự kiến khoảng 11 - 12 USD/triệu BTU (thấp áp) và 15 - 16 USD/triệu BTU (nén CNG).

- Giá dầu thô

Năm 2019 đã giảm nhẹ xuống 68,31 USD/thùng so với 74,13 USD/thùng vào năm 2018. Thực tế cho thấy giá dầu thô xuất khẩu của Việt Nam hoàn toàn phụ thuộc vào giá dầu thế giới tác động bởi những yếu tố kinh tế, chính trị, ngoại giao với nhiều biến động phức tạp, khó lường⁷⁸.

Giá dầu thô trung bình tháng 3/2020 sụt giảm mạnh, chỉ còn 41 USD/thùng, giảm 20 USD (giảm 33%) so với giá dầu tháng 2/2020. Như vậy, giá dầu trung bình Quý I/2020 đã giảm còn 56,2 USD/thùng, giảm 3,8 USD/thùng (giảm 6%) so với mức giá kế hoạch năm (60 USD/thùng), giảm 9,1 USD/thùng (giảm 14%) so với mức giá trung bình Quý I năm 2019 là 65,3 USD/thùng.

Trong tháng 3/2020, đánh dấu mức giá dầu giảm kỷ lục trong 18 năm qua, giá dầu Brent chốt phiên giao dịch ngày 31/3/2020 là 17,7 USD/thùng; kỳ hạn giao tháng 5/2020 ở mức 22,7 USD/thùng - mức thấp nhất kể từ tháng 11/2002.

- Giá năng lượng tái tạo

Ngày 06/4/2020, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam. Theo đó, dự án điện mặt trời nổi lưới đã được cơ quan có

⁷⁸ Hiện nay, các nước OPEC và Nga tiếp tục cho thấy quyết tâm hợp tác chặt chẽ thông qua các chương trình cắt giảm sản lượng trong thời gian dài và xu thế này được tiếp tục trong năm 2020. Bên cạnh đó, sự cạnh tranh quyết liệt giữa Mỹ và các nước OPEC+ nhằm giành thị phần xuất khẩu dầu khi Mỹ áp đặt các biện pháp trừng phạt đối với các nước sản xuất và xuất khẩu dầu mỏ lớn như Iran, Venezuela, Mỹ đã trở thành nước sản xuất dầu mỏ lớn nhất thế giới và vai trò của Mỹ trên thị trường năng lượng sẽ ngày càng tăng (Nguồn: Báo cáo của B05 – Bộ Công An).

thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư trước ngày 23/11/2019 và có ngày vận hành thương mại của dự án hoặc một phần dự án trong giai đoạn từ 01/7/2019 đến hết 31/12/2020 thì dự án hoặc một phần dự án đó được áp dụng Biểu giá mua điện như sau: điện mặt trời mặt đất là 7,09 UScents/kWh, điện mặt trời nổi là 7,69 UScents/kWh và điện mặt mái nhà là 8,38 UScents/kWh; giá mua điện được áp dụng 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại. Đối với tỉnh Ninh Thuận sẽ có quy định riêng, trên cơ sở phù hợp với Nghị quyết số 115/NQ-CP ngày 31/8/2018.

3.1.5. Về đầu tư của các tập đoàn năng lượng nhà nước

- Đầu tư của PVN

Năm 2019, đầu tư của PVN có xu hướng giảm mạnh, giá trị thực hiện đầu tư chỉ còn 30.423 tỷ đồng (bằng 74,5% so với năm 2018 là 40.858 tỷ đồng).

Theo báo cáo của PVN, giá trị thực hiện đầu tư trong Quý I/2020 đạt trên 4,0 nghìn tỷ đồng, bằng 39% kế hoạch Quý I và bằng 8% kế hoạch năm (kế hoạch cả năm là 53,1 nghìn tỷ đồng).

- Đầu tư của EVN

Năm 2019, giá trị thực hiện đầu tư của EVN giảm nhẹ xuống còn 99.976 tỷ đồng; giá trị giải ngân là 93.431 tỷ đồng, đạt 89% so với kế hoạch (104.935 tỷ đồng), so tương ứng với năm 2018 là thực hiện 111.893 tỷ đồng; giá trị giải ngân là 106.740 tỷ đồng, đạt 91% so với kế hoạch (117.840 tỷ đồng). Vốn đầu tư cho EVN trong giai đoạn vừa qua có xu hướng giảm do việc tiếp cận các nguồn vốn khó khăn cùng với việc Chính phủ không thực hiện bảo lãnh cho các dự án đầu tư mới.

Theo báo cáo của EVN, giá trị thực hiện đầu tư trong Quý I/2020 đạt 14.463 tỷ, bằng 15,5% so với kế hoạch năm và giảm 3.389 tỷ so với cùng kỳ năm 2019.

- Đầu tư của TKV

Giá trị thực hiện đầu tư của TKV năm 2018 đạt mức 11.345 tỷ đồng, bằng 85,5% so với năm 2017; năm 2019 đầu tư của TKV tiếp tục xu hướng giảm nhẹ, giá trị thực hiện đầu tư chỉ còn 11.059 tỷ đồng (bằng 97,5% so với năm 2018).

Theo báo cáo của TKV, giá trị thực hiện đầu tư trong Quý I/2020 đạt 1.778 tỷ đồng, bằng 11% so với kế hoạch năm; phân theo các lĩnh vực là công nghiệp than thực hiện 1.608 tỷ đồng, bằng 15% kế hoạch năm; khoáng sản thực hiện 71 tỷ đồng, bằng 3% kế hoạch năm; công nghiệp điện thực hiện 61 tỷ đồng, bằng 7% kế hoạch năm; hóa chất - vật liệu nổ công nghiệp và các lĩnh vực khác thực hiện 37 tỷ đồng bằng 3% kế hoạch năm.

- Đầu tư của Petrolimex

Năm 2019, đầu tư của Petrolimex giảm nhẹ xuống 1.520 tỷ đồng so với 1.550 tỷ đồng vào năm 2018.

Quý I/2020, đầu tư cũng như hoạt động sản xuất kinh doanh của Petrolimex có xu hướng giảm do tác động của dịch Covid-19. Giá trị thực hiện đầu tư trong Quý I/2020 đạt 212 tỷ đồng, chủ yếu tập trung vào các cửa hàng xăng dầu là 137 tỷ đồng, các đầu tư khác (kho bãi, tuyến ống...) là 75 tỷ đồng. Theo báo cáo của Petrolimex. Tuy nhiên, những tác động cụ thể sẽ ngày càng rõ nét vào Quý II/2020, ảnh hưởng mạnh hơn đến hoạt động đầu tư của Petrolimex.

3.2. Tình hình và dự báo về dịch Covid-19

3.2.1. Tình hình dịch Covid-19 trên thế giới

Dịch bệnh viêm đường hô hấp cấp do vi-rút Corona chủng mới gây ra (Covid-19) bắt đầu từ nửa cuối tháng 12/2019 và đến ngày 21/4/2020 vi-rút Covid-19 đã lây nhiễm hơn 2.479.638 người,

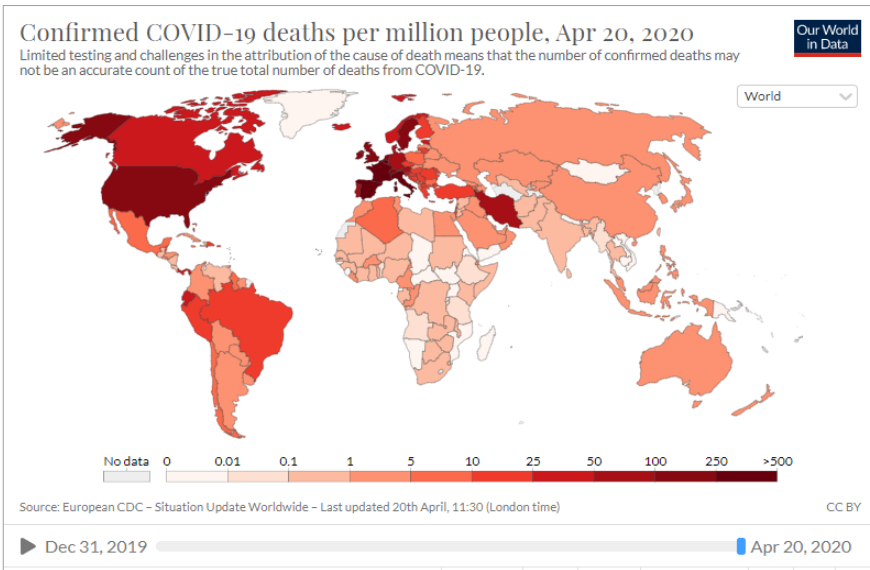
170.362 người tử vong. Tại một số quốc gia, số ca nhiễm Covid-19 tăng nhanh, đột biến tại Mỹ, Tây Ban Nha, Italy, Pháp, Đức, Anh, Thổ Nhĩ Kỳ, Iran, Trung Quốc, Nga,...

Đại dịch Covid-19 trên thế giới có thể chia thành hai giai đoạn lây nhiễm chính sau:

Giai đoạn 1: Diễn ra chủ yếu tại Trung Quốc. Theo Tổ chức Y tế thế giới, từ khi xuất hiện tại thành phố Vũ Hán vào nửa cuối tháng 12/2019 đến 20/2/2020 dịch diễn ra tại Trung Quốc với khoảng 72.000 trường hợp và trên 3.000 ca tử vong.

Giai đoạn 2: Lây lan toàn cầu. Từ ngày 20/2/2020 đến ngày 20/4/2020, vi-rút Covid-19 đã lây nhiễm tại hơn 210 quốc gia và vùng lãnh thổ trên toàn cầu. Tuy nhiên, trong tháng 4/2020, số ca mắc mới tại Trung Quốc gần đây đã giảm xuống dưới 100 ca/ngày và dỡ bỏ lệnh phong tỏa thành phố Vũ Hán vào ngày 8/4/2020.

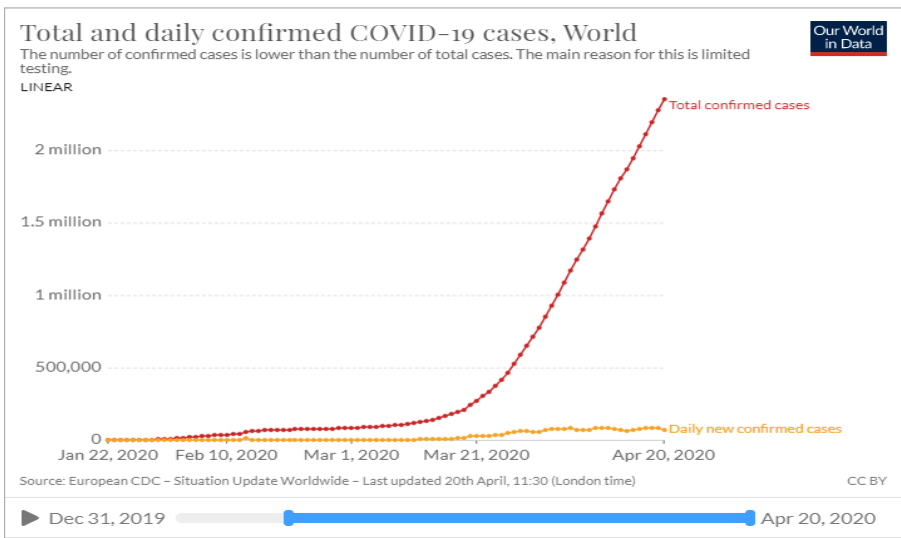
Hình 3.1: Số người chết vì Covid-19 trên thế giới tính đến ngày 20/4/2020



Nguồn: European CDC

Do sự lây lan nhanh của dịch Covid-19 trong khi chưa có vắc-xin phòng và thuốc điều trị, phần lớn các quốc gia trên thế giới thực hiện các biện pháp kiểm soát bằng phong tỏa, cách ly vùng dịch, đóng cửa biên giới, hạn chế đi lại, cấm nhập cảnh, cấm tụ tập đông người, đóng cửa trường học, tăng cường kiểm dịch cộng đồng và nhiều biện pháp khắc nghiệt khác. Những biện pháp này đang tác động tiêu cực đến tất cả các hoạt động kinh tế - xã hội của mọi quốc gia, gây xáo trộn toàn cầu.










Hình 3.2: Số người nhiễm Covid-19 trên thế giới tính đến ngày 20/4/2020



Nguồn: European CDC

Số ca mắc tại Mỹ cao nhất với 792.759 trường hợp, số ca tử vong cao nhất cũng tại Mỹ với 42.514 người, tỉ lệ tử vong 5,36%. Tỉ lệ tử vong cao nhất tại Italy là 13,31%.

Hình 3.3: 10 quốc gia đứng đầu thế giới về số ca mắc và tử vong (21/4/2020)
Số quốc gia/Vùng lãnh thổ có từ 10.000 người mắc Covid-19 trở lên

Quốc gia/Vùng lãnh thổ	Trường hợp mắc	Tử vong	Tỉ lệ tử vong (%)
 Hoa Kỳ	792.759	42.514	5.36
 Tây Ban Nha	200.210	20.852	10.29
 Italy	181.228	24.114	13.31
 Pháp	155.383	20.265	13.04
 Đức	147.065	4.862	3.31
 Anh	124.743	16.509	13.23
 Thổ Nhĩ Kỳ	90.980	2.140	2.35
 Trung Quốc	82.758	4.632	5.60
 Iran	83.505	5.209	6.24

Nguồn: Bộ Y tế

3.2.2. Tình hình dịch Covid-19 tại Việt Nam

Theo số liệu của Bộ Y tế, tính đến ngày 21/4/2020, tổng số trường hợp nghi ngờ đang theo dõi, cách ly: 402 trường hợp; tổng số người tiếp xúc gần và nhập cảnh từ vùng dịch đang được theo dõi sức khỏe (cách ly): 75.799 (trong đó cách ly tại nhà, nơi lưu trú: 43.558 người); tổng số mẫu đã xét nghiệm cộng đồng: 174.789 mẫu; số mẫu dương tính: 268 trường hợp; số mẫu âm tính: 163.109 mẫu; số bình phục: 200 trường hợp.

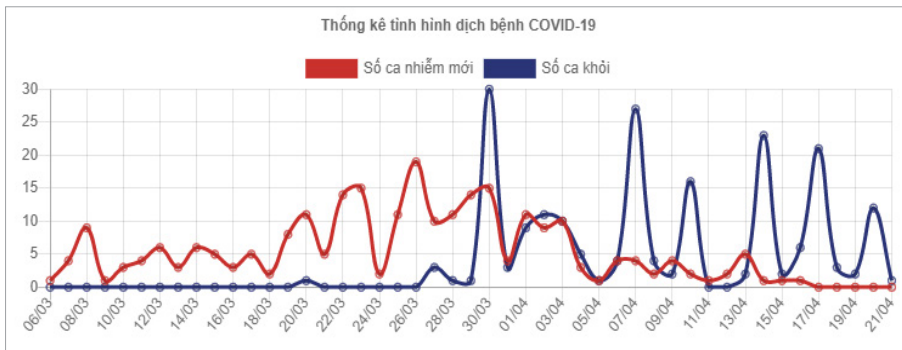
Đại dịch Covid-19 tại Việt Nam cũng có thể chia thành hai giai đoạn lây nhiễm chính sau:

Giai đoạn 1: Một số ít ca nhiễm từ Vũ Hán. Đại dịch Covid-19 do vi-rút SARS-CoV-2 gây ra được ghi nhận lần đầu tiên tại Việt Nam

vào ngày 23/01/2020, với hai trường hợp được xác nhận ở Thành phố Hồ Chí Minh, đều là những người đến từ thành phố Vũ Hán của tỉnh Hồ Bắc, Trung Quốc. Sau 22 ngày, cả nước không ghi nhận thêm ca nhiễm mới (nằm giữa hai giai đoạn).

Giai đoạn 2: Các nguồn lây “nhập khẩu” từ nhiều quốc gia. Tính đến ngày 06/3/2020, Việt Nam bắt đầu ghi nhận hàng loạt các trường hợp mới liên tiếp mỗi ngày, phần lớn trong số đó là những người đến từ vùng có dịch trên thế giới. Sự lây lan trong cộng đồng cũng đang diễn ra. Tính đến ngày 21/4/2020, Việt Nam ghi nhận 268 ca nhiễm, trong đó có 200 bệnh nhân đã xuất viện và chưa ghi nhận trường hợp tử vong nào (đến ngày 24/4/2020 đã 6 ngày chưa có ca nhiễm mới).

Hình 3.4: Tình hình dịch Covid-19 tại Việt Nam từ ngày 06/3/2020 đến 21/4/2020



Nguồn: Bộ Y tế

Các biện pháp phòng ngừa và kiểm soát dịch Covid-19 trong thời gian qua đã được hệ thống chính trị vào cuộc quyết liệt cùng với sự đồng lòng, chung sức của người dân trên khắp cả nước trong triển khai khoanh vùng, cách ly cộng đồng, cách ly người nhiễm, tích cực điều trị bệnh nhân bị mắc Covid-19. Nhờ đó, công tác phòng chống dịch Covid-19 đã đạt thành tích nổi bật như hạn chế tối đa lây nhiễm, số người được điều trị khỏi cao, chưa có trường hợp tử vong,... Kết quả được nhân dân trong nước và thế giới ghi nhận, góp phần quan trọng trong việc ổn định tâm lý người dân, doanh nghiệp. Tuy nhiên,

dịch Covid-19 vẫn đang lây lan nghiêm trọng, diễn biến phức tạp, khó lường trên khắp thế giới. Đối với nước ta, dịch luôn có nguy cơ rất cao bùng phát trong cộng đồng, đặc biệt là nguồn lây “nhập khẩu” từ các hoạt động giao thương quốc tế, di động xã hội do sinh sống, lao động, học tập,...

Dịch Covid-19 lây lan nhanh và nguy hiểm đối với tính mạng con người trong khi chưa có vắc-xin phòng, thuốc điều trị đặc hiệu. Để bảo vệ người dân và ngăn chặn sự lây lan rộng, các nước có dịch đều thực hiện các biện pháp kiểm soát nghiêm ngặt, hạn chế tối đa các hoạt động đông người, cách ly hoàn toàn bệnh nhân, phong tỏa vùng dịch, đóng cửa biên giới,... Những biện pháp này chấp nhận thiệt hại về kinh tế đã tác động trực tiếp đến mọi hoạt động kinh tế - xã hội diễn ra ở tất cả các quốc gia. Sự bùng phát của dịch Covid-19 đã trở thành mối đe dọa lớn đối với tính mạng con người và suy thoái kinh tế toàn cầu, thất nghiệp tăng nhanh do ngừng các hoạt động dịch vụ và đóng cửa các nhà máy.

3.2.3. Dự báo về tình hình dịch Covid-19

Hiện nay đã có một số tổ chức, cá nhân dự báo về diễn biến đỉnh dịch Covid-19 như sau:

- Nhà dịch tễ học Trung Quốc Chung Nam Sơn dự đoán dịch COVID-19 do vi-rút SARS-CoV-2 gây ra sẽ kéo dài trên toàn thế giới ít nhất tới tháng 6/2020.

- Chuyên gia vật lý sinh học Michael Levitt, người từng dự báo chính xác tình hình dịch Covid-19 ở Trung Quốc, dựa trên số liệu số liệu từ 78 nước ghi nhận hơn 50 ca Covid-19 mỗi ngày đã chỉ ra “dấu hiệu hồi phục” tại nhiều nước. Các mô hình nghiên cứu của ông dự đoán vi-rút này sẽ không thể giảm trong nhiều tháng hoặc nhiều năm, nhưng quan trọng nhất sẽ không có khả năng gây ra hàng triệu ca tử vong.

- Chủ tịch Viện Y tế cấp cao Italy (ISS) Silvio Brusaferrò cho rằng, dịch Covid-19 tại Italy đã lên đến đỉnh điểm, nhưng đó không phải là điểm kết thúc và cần phải thận trọng, bởi dịch bệnh có thể bùng phát trở lại nếu Italy ngừng thực hiện các biện pháp ngăn chặn và cách ly tại chỗ.

- Tổ chức Y tế thế giới ngày 02/4/2020 dự báo, đỉnh dịch viêm đường hô hấp cấp Covid-19 tại Malaysia có thể vào giữa tháng 4 khi mà có dấu hiệu số ca nhiễm vi-rút SARS-CoV-2 đang chững lại.

- Tại Nhật Bản, giáo sư Mitsuo Kaku dự đoán đại dịch sẽ đạt đỉnh vào khoảng tháng 4-5/2020 và sẽ còn tiếp tục lây lan đến tháng 8/2020. Tại Mỹ, ông Andrew Cuomo, thành viên nhóm chuyên trách về Covid + 19 của Nhà trắng dự báo đỉnh dịch sẽ vào đầu tháng 4 đến đầu tháng 5/2020.

Qua nắm tình hình, theo dõi phản ứng của Chính phủ các nước và các biện pháp y tế đang được triển khai, dự báo đỉnh dịch trên thế giới sẽ diễn ra vào cuối tháng 5 hoặc tháng 6/2020. Dự báo này dựa trên 3 cơ sở chủ yếu sau:

Thứ nhất, chính sách phòng, chống dịch của các nước đang ngày càng hiệu quả; có sự phối hợp tốt về chính sách giữa các nước trong ngăn chặn dịch.

Thứ hai, đỉnh dịch diễn ra trong vòng 1 - 2 tháng sau khi áp dụng các biện pháp phong tỏa⁷⁹.

Thứ ba, tăng cường phòng ngừa, điều trị tích cực cho người bị nhiễm. WHO và Chính phủ các nước đều đưa ra khuyến cáo để tăng cường phòng ngừa chủ động. Mặt khác, nhiều nhóm nghiên cứu trên thế giới đang nỗ lực để phát triển, thử nghiệm các thuốc điều trị và có phác đồ điều trị tích cực.

⁷⁹ Thành phố Vũ Hán, Hồ Bắc, Trung Quốc đã dỡ bỏ lệnh phong tỏa sau 77 ngày (hơn hai tháng); dịch Covid -19 tại Italy và châu Âu đã lên đến đỉnh và được kiểm soát sau hơn 30 ngày.

3.3. Tình hình, nguyên nhân của việc giá dầu giảm sâu và dự báo diễn biến trong thời gian tới

3.3.1. Tình hình giá dầu từ đầu năm 2020 đến nay

Sau đợt giá dầu tăng cao trong và sau khủng hoảng tài chính toàn cầu, từ năm 2015 đến cuối năm 2019, giá dầu thế giới giảm xuống bình quân khoảng 50 - 70 USD/thùng. Tháng 12/2016, Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) và một số nước sản xuất dầu khác (OPEC+) đã ký thỏa thuận phối hợp cắt giảm 1,8 triệu thùng dầu/ngày; giảm thêm 1,2 triệu thùng/ngày từ tháng 01/2019 cho đến tháng 3/2020. Với sự phát triển mạnh của ngành dầu khí đá phiến, Mỹ vươn lên trở thành nước sản xuất dầu lớn nhất thế giới từ năm 2018 đến nay.

Từ đầu năm 2020, nhất là sau khi bùng phát dịch Covid-19, giá dầu liên tục giảm từ bình quân 60 USD/thùng xuống còn khoảng 45 USD/thùng vào đầu tháng 3/2020 do quan ngại kinh tế toàn cầu suy thoái dưới tác động của đại dịch Covid-19. Đầu tháng 3/2020, OPEC và Nga không đạt được thỏa thuận cắt giảm thêm sản lượng, Ả-rập Xê-út phát động “chiến tranh giá dầu” để giành thị phần. Cộng hưởng với động thái này, sự bùng phát mạnh đại dịch Covid-19 trên toàn cầu làm ngưng trệ sản xuất, thương mại, đầu tư ở hầu hết các trung tâm kinh tế lớn, đặc biệt là Mỹ và Tây Âu, đã khiến giá dầu lao dốc hơn 60% kể từ đầu năm 2020 và có những lúc xuống dưới 20 USD/thùng. Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) đánh giá việc sụt giảm mạnh giá dầu lần này gây ra khủng hoảng chưa từng thấy đối với ngành dầu mỏ.

Ngày 12/4/2020, OPEC và Nga đã đạt thỏa thuận cắt giảm khoảng 10 triệu thùng/ngày trong tháng 5 - 6/2020, khoảng 10% tổng nhu cầu dầu thế giới, trong đó Nga và Ả-rập Xê-út mỗi nước giảm 2,5 triệu thùng/ngày, các nước khác giảm 5 triệu thùng/ngày; từ

tháng 7 - 12/2020 sẽ giảm 8 triệu thùng/ngày, từ tháng 01/2021 đến hết tháng 4/2022 giảm 6 triệu thùng/ngày. Đây là thỏa thuận giảm sản lượng dầu lớn nhất từ trước đến nay của các nước sản xuất dầu chủ chốt trên thế giới. Mỹ không tham gia thỏa thuận, nhưng đồng ý “tự nguyện” giảm khoảng 300 nghìn thùng/ngày với danh nghĩa bù cho phần giảm sản lượng của Mexico.

Đến nay, dù OPEC và Nga đã đạt được thỏa thuận cắt giảm sản lượng dầu, giá dầu thô vẫn sụt giảm mạnh. Ngày 20/4/2020, giá dầu Brent kỳ hạn giao tháng 5/2020 kết thúc phiên ở mức 25,57 USD/thùng. Giá dầu ngọt nhẹ Mỹ (WTI) sụt giảm mạnh xuống -37,63 USD/thùng, giảm khoảng 305% so với phiên trước đó (18,27 USD/thùng). Đây là lần đầu tiên trong lịch sử, giá dầu Mỹ giảm xuống dưới 0 USD/thùng (thực chất là người bán trả tiền cho người mua dầu) trong bối cảnh các tập đoàn khai thác dầu xả hàng tồn kho (do dư cung quá lớn và hết công suất tích trữ) trong khi các nhà máy lọc dầu không thể nhập thêm dầu thô để sản xuất vì sản phẩm xăng dầu (đầu ra) không bán được.

Như vậy, từ đầu năm 2020 đến ngày 21/4/2020, giá dầu thế giới giảm diễn biến theo hai giai đoạn sau:

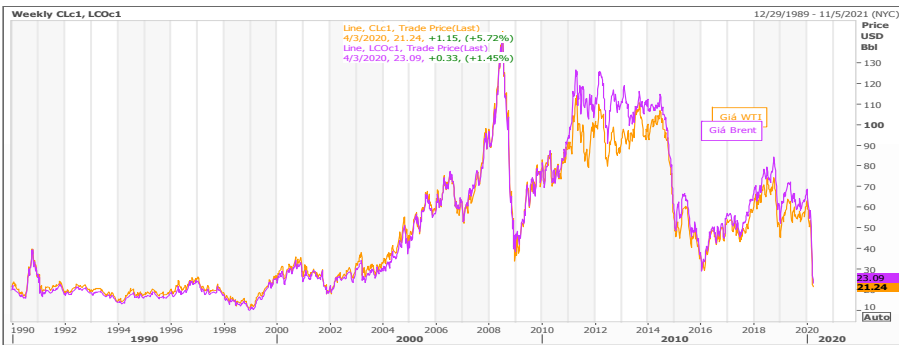
Giai đoạn 1 (01/01/2020 - 05/3/2020): Trong giai đoạn này, giá dầu Dated Brent giảm chậm từ 60 - 65 USD/thùng trong tháng 1/2020 xuống còn 55 USD/thùng trong tháng 2/2020, giảm 15% so với trung bình năm 2019, trung bình hai tháng đầu năm giá dầu Brent có giá 59 USD/thùng, giảm 14% so với giá trung bình tháng 12/2020.

Giai đoạn 2 (06/3/2020 - 21/4/2020): Ngày 09/3/2020, giá dầu Dated Brent giảm xuống 34,5 USD/thùng, đến ngày 23/3/2020 chạm mức 22,3 USD/thùng, chốt phiên giao dịch ngày 27/3/2020 là 24,9 USD/thùng, giảm 65,6% so với mức giá giao dịch ngày 31/12/2019. Mức giảm giá dầu trong tháng 3/2020 nhiều nhất trong lịch sử (55%)

so với giá trung bình tháng trước đó. Đây là mức thấp nhất kể từ tháng 8/1998 tính trong gần 22 năm trở lại đây. Giá trung bình tháng 3 là 31,83 USD/thùng. Trong tuần đầu của tháng 4/2020 giá dầu vẫn duy trì giao động trong khoảng 25 - 27 USD/thùng. Giá dầu Dated Brent ngày 21/4/2020 giảm xuống còn 25,49 USD/thùng.

Hình 3.5: Giá dầu thô WTI và Brent trong 30 năm qua

Đơn vị: USD/thùng



Nguồn: Tính toán của nhóm nghiên cứu

Bảng 3.1: Giá dầu thô (USD/thùng) bình quân Quý I/2020

Tên sản phẩm	Trung bình Quý IV/2019	Trung bình Quý I/2019	Trung bình Quý I/2020	So sánh cùng kỳ		So sánh với Quý IV/2019	
				STĐ	%	STĐ	%
1	2	3	4	5=4-3	6=5/4	7=4-2	8=7/3
Brent	56.96	54.90	46.17	-8.73	-15.9%	-10.79	-18.9%
WTI	62.51	63.90	50.96	-12.94	-20.2%	-11.55	-18.4%
OPEC	63.11	62.98	51.81	-11.17	-17.7%	-11.29	-17.9%
Bạch Hổ	68.21	67.01	57.38	-9.63	-14.4%	-10.83	-15.9%

Nguồn: Tổng hợp của nhóm nghiên cứu

3.3.2. Nguyên nhân của việc giá dầu giảm sâu

Giá dầu thế giới giảm sâu do một số nguyên nhân cơ bản sau:

(1) Dịch Covid-19 khiến nhu cầu tiêu thụ dầu giảm mạnh

Từ khi xuất hiện dịch Covid-19 vào tháng 12/2019, tiêu thụ dầu toàn cầu giảm, nhất là tại Trung Quốc – nước tiêu thụ dầu lớn nhất thế giới chiếm trên 14%.

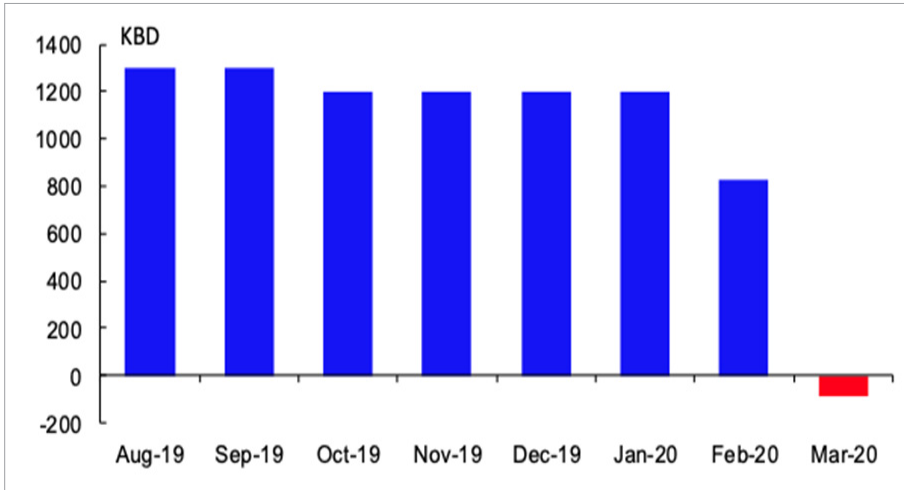
Đến nay, dịch Covid-19 đã lan rộng và diễn biến phức tạp ở hầu hết các nền kinh tế lớn như Trung Quốc, Mỹ, Đức, Pháp, Anh, Nhật Bản, Hàn Quốc, Ấn Độ,... làm đình trệ các hoạt động sản xuất, kinh doanh dịch vụ và đi lại, khiến nhu cầu tiêu thụ dầu trên thế giới giảm mạnh 20 - 25% so với năm 2019.

Kinh tế thế giới trên đà suy thoái: Theo nghiên cứu của Citi Research (27/3/2020), kinh tế thế giới tăng trưởng -1,6% năm 2020 (so với mức tăng trưởng 2,6% năm 2019), trong đó tăng trưởng GDP của Trung Quốc chỉ khoảng 2,4% (so với mức tăng 6,1% năm 2019), của Mỹ suy giảm -0,5% (so với mức 2,3% năm 2019), của Nhật Bản giảm -1,9% (so với mức tăng 0,7% năm 2019), của Hàn Quốc tăng khoảng 0,3% (so với mức tăng 2% năm 2019), còn khu vực đồng tiền chung châu Âu thậm chí giảm -8,4% (so với mức tăng trưởng 1,2% năm 2019). Tổng Giám đốc Quỹ tiền tệ Quốc tế (IMF), Kristalina Georgieva đánh giá trong năm 2019, kinh tế thế giới đã suy giảm với tốc độ chậm, dự báo năm 2020 đứng trước nguy cơ tăng trưởng âm. Kinh tế suy thoái tác động đến lượng dầu tiêu thụ và giảm giá.

Theo ước tính của Tổ chức Năng lượng thế giới (IEA), tổng lượng tiêu thụ dầu toàn cầu đã giảm 25% trong tháng 4/2020, cả năm 2020 giảm khoảng 20% tương đương với 20 triệu thùng/ngày dẫn tới lượng cung dầu thô dư thừa rất lớn đạt mức thấp nhất kể từ chiến tranh vùng Vịnh năm 1991 đến nay.

Theo Giám đốc Nghiên cứu thị trường dầu mỏ của Rystad Energy, Bjornar Tonhaugen nhận định nhu cầu nhiên liệu trên thế giới đã giảm khoảng 30 triệu thùng/ngày do các lệnh phong tỏa nhằm ngăn đại dịch lây lan.

Hình 3.6: Nhu cầu dầu thế giới nửa cuối năm 2019 và Quý I năm 2020



Nguồn: IEA, 3/2020

Nhu cầu tiêu thụ dầu giảm mạnh làm nguồn cung dầu thô dư thừa rất lớn dẫn đến giá dầu giảm với cường độ nhanh hơn thấp nhất kể từ chiến tranh vùng Vịnh năm 1991 đến nay.

(2) Mỹ, Nga, OPEC (Ả-rập Xê-út và các nước thành viên) cạnh tranh chiến lược để chiếm lĩnh thị phần trên thị trường dầu mỏ thế giới làm giá dầu giảm

Mỹ tham gia xuất khẩu chiếm thị phần và đủ sức tác động đến giá dầu khí thế giới. Đầu năm 2019, Mỹ tham gia thị trường xuất khẩu thế giới với sản lượng đạt gần 4 triệu thùng/ngày, đứng thứ tư thế giới sau Ả-rập Xê-út, Nga và Iraq. Đồng thời, từ tháng 11/2019 đến nay, Mỹ đã vươn lên trở thành nhà cung cấp LNG lớn nhất tại thị trường EU, vượt qua cả Qatar và Nga. Hiện tại, Mỹ không chỉ tự

chủ được dầu mỏ mà còn xuất khẩu đã tạo nên những thay đổi trên thị trường dầu mỏ thế giới. Mỹ là nhà sản xuất dầu lớn nhất trên thế giới chiếm 18% sản lượng dầu thế giới đảm bảo tiêu dùng trong nước và tăng xuất khẩu. Giá dầu duy trì ở mức 60 USD/thùng sẽ tạo thuận lợi cho khai thác dầu đá phiến của Mỹ có lãi và phát triển mạnh. Hiện nay, Mỹ đang dần chiếm lĩnh các thị trường dầu của OPEC và Nga. Việc Mỹ không chỉ tự chủ được dầu mỏ, mà còn xuất khẩu dầu đã tạo nên *cục diện “tam cường”* trên thị trường dầu mỏ thế giới gồm **Mỹ**, **OPEC** (Ả-rập Xê-út đứng đầu) và **Nga** là những nhà sản xuất dầu chủ chốt, có đủ sức tác động đến giá dầu thế giới. Đến đầu năm 2020, sản lượng dầu của OPEC, Mỹ, Nga chiếm khoảng 72% sản lượng thế giới, trong đó OPEC chiếm 41%, Mỹ, 18%, Nga 13%⁸⁰. Sự phát triển nhanh của Mỹ trên thị trường xuất khẩu dầu đe dọa trực tiếp đến thị phần và vị thế của Nga và Ả-rập Xê-út. Do đó, Ả-rập Xê-út và Nga đều có chủ ý muốn làm giảm khả năng cạnh tranh của ngành dầu mỏ Mỹ bởi khi giá dầu khí giảm sâu nhiều mỏ dầu đá phiến ở Mỹ sẽ không có lãi, thậm chí thua lỗ, từ đó thu hẹp đầu tư sản xuất.

Trong bối cảnh tranh cử ở Mỹ năm 2020, chính quyền Mỹ tăng cường sử dụng năng lượng làm công cụ đối ngoại kinh tế quan trọng, gia tăng sức ép với các đối tác về mua dầu và khí đốt nhằm giữ thị phần, giảm thâm hụt thương mại và tranh thủ các nhóm cử tri năng lượng. Mỹ mong muốn lập liên minh giữa Mỹ và Ả-rập Xê-út để điều tiết thị trường dầu khí thế giới.

Nga chủ động trong cuộc chiến giá dầu nhằm phát triển thị phần xuất khẩu dầu thô và khí đốt. Trong cuộc chiến giá dầu thấp, Nga đã có sự chủ động trong các mục tiêu như: (i) Tấn công ngành dầu khí đá phiến của Mỹ, gây khó khăn về kinh tế cho Mỹ trước thềm bầu cử; (ii) đẩy Ả-rập Xê-út ra xa đồng minh Mỹ, kéo về phía Nga để thiết lập mối quan hệ đối tác chặt chẽ hơn khi kiểm soát thị trường dầu mỏ thế giới.

⁸⁰ Tổng hợp các số liệu của Cơ quan Thông tin năng lượng Mỹ (EIA), Bộ Năng lượng Mỹ.

Bên cạnh đó, trong bối cảnh hai thị trường xuất khẩu chính của Nga là Trung Quốc và EU nguy cơ bị thu hẹp, Chính phủ Nga đã đạt được thỏa thuận với Belarus cung cấp đầy đủ khối lượng dầu thô cho phía Belarus từ ngày 01/4/2020. Việc đảm bảo xuất khẩu dầu của Nga sang Belorussia với 18 triệu tấn dầu thô/năm là có lợi cho cả hai nước⁸¹. Mặt khác, Tổng thống Putin đã đồng ý triển khai xây dựng thêm một đường ống dẫn khí đốt đến Trung Quốc (đường ống Sila Siberia) công suất 50 tỷ m³/năm; Hợp tác với Đức nhằm phát triển vận tải LNG tại thị trường EU. Nga đang phát triển các mỏ vùng Bắc Cực trong năm 2020. Chính phủ Nga đang thúc đẩy Chương trình phát triển các dự án Bắc Cực⁸². Tính đến nay, các mỏ vùng Bắc Cực đã đóng góp lên tới 30% sản lượng.

OPEC (Ả-rập Xê-út và các thành viên) bị cạnh tranh trực tiếp của cả Mỹ và Nga. Sau động thái của Ả-rập Xê-út, các quốc gia vùng Vịnh gồm Iraq, Kuwait, UAE cũng tăng sản lượng nhằm thể hiện vai trò, tầm ảnh hưởng của OPEC trên thị trường dầu thế giới, đồng thời kỳ vọng giá dầu giảm sẽ gây sức ép lên nền kinh tế Nga, làm yếu vị thế trên thị trường năng lượng toàn cầu của Nga, mặt khác giảm giá dầu cũng tác động trực tiếp đến ngành dầu mỏ Mỹ.

Mặc dù OPEC có sức tác động lớn nhất đến giá dầu thế giới (thị phần lớn nhất), tuy nhiên không còn giữ được vị thế độc tôn. Sức mạnh của OPEC trong chính trị - dầu mỏ cũng suy giảm so với

⁸¹ Theo nguồn tin Reuters, phía Nga đã đồng ý tăng mức chiết khấu lên 15,7 USD/tấn (2,1 USD/thùng), cao hơn 12 USD/tấn so với trước đây, chính phủ Nga cam kết hỗ trợ một phần thiệt hại cho các công ty dầu khí trong phạm vi 5 USD/tấn. Ngoài ra, phía Nga cũng có giải pháp linh hoạt liên quan đến khoản vay trị giá 10 tỷ USD xây dựng nhà máy điện nguyên tử BelAES.

⁸² Đây mạnh khai thác tại mỏ Novoportov lên mức 8 triệu tấn/năm, phát triển vùng mỏ Đông Messoyakhskoye và đưa vào sản xuất thêm 3 giếng mới tại mỏ Prirazlomnoye – dự án ngoài khơi Bắc Cực duy nhất đang khai thác. Hiện sản lượng tại đây ổn định ở mức 3,14 triệu tấn/năm, đến nay, giàn khai thác Prirazlomnaya đã hoạt động an toàn 6 năm liên tiếp và khai thác được hơn 12 triệu tấn dầu loại ARCO. Gazpromneft có kế hoạch đưa vào sản xuất thêm 3 giếng trong năm nay, tăng tổng số giếng lên 22.

trước đây do sự nổi lên của Mỹ. Ả-rập Xê-út là quốc gia xuất khẩu dầu lớn nhất thế giới với lượng xuất bán khoảng 7 - 8 triệu thùng/ngày. Tuy nhiên, từ đầu năm 2019 lượng dầu xuất khẩu của Ả-rập Xê-út đã giảm xuống dưới 7 triệu thùng/ngày, đến ngày 31/12/2019 chỉ còn 6,7 triệu thùng/ngày trong bối cảnh Mỹ và Nga đều có ý định mở rộng thêm các thị trường xuất khẩu dầu. Bên cạnh đó, các quốc gia thành viên OPEC như Iraq, Ecuador, Kuwait, Algeria, Nigeria, Venezuela,... là những quốc gia có nền kinh tế quy mô tương đối nhỏ, ít đa dạng, tiềm lực dự trữ kém, ngân sách nhà nước chủ yếu phụ thuộc vào xuất khẩu dầu mỏ (chiếm trên 80%) và đồng nội tệ dựa vào đồng đô la Mỹ. Thu nhập quốc dân phụ thuộc rất lớn vào lượng dầu xuất khẩu do đó luôn mong muốn tăng lượng dầu xuất khẩu, thậm chí chấp nhận xuất khẩu dầu giá thấp. Hầu hết các quốc gia thành viên OPEC đang có nguy cơ bất ổn chính trị - xã hội, nên khó khăn trong việc theo đuổi chiến lược giành thị phần, nhất là sử dụng biện pháp giá dầu thấp.

Do OPEC+ bất đồng trong thỏa thuận cắt giảm sản lượng dẫn tới Ả-rập Xê-út, Nga và các nước OPEC cục bộ tăng sản lượng, giảm giá bán. Ngày 5/3/2020, OPEC+ đã họp và đưa ra đề xuất cắt giảm sản lượng 15 triệu thùng/ngày trong Quý II năm 2020 và đề nghị Nga cắt giảm 5 triệu thùng/ngày (chiếm 1/3 tổng lượng cắt giảm). Ngày 6/3/2020, Nga không chấp nhận đề xuất này của OPEC. Phản ứng trước quyết định không đồng thuận của Nga, Ả-rập Xê-út và một số quốc gia OPEC đã chủ động giảm giá bán, tăng sản lượng dầu thô cục bộ. Ả-rập Xê-út, nhà xuất khẩu dầu lớn nhất thế giới phản ứng mạnh bằng cách tăng sản lượng lên 12,3 triệu thùng/ngày và giảm giá bán dầu thô tại các thị trường trọng điểm xuống 20%. Một số quốc gia khác như UAE, Kuwait,... cũng tăng sản lượng khai thác dầu và giảm giá xuất bán. Ả-rập Xê-út, Nga và một số quốc gia xuất khẩu dầu như Na Uy, Algeria,... tuyên bố tăng nguồn cung

thêm 4,5 triệu thùng/ngày trong tháng 4 và tháng 5/2020⁸³. Thực chất phản ứng này của Ả-rập Xê-út chính là một động thái “phá giá” dầu (dumping) nhằm tạo áp lực để Nga quay trở lại bàn đàm phán và bảo vệ thị phần, do đó trực tiếp thúc đẩy thêm đà giảm giá dầu thế giới. Việc OPEC (Ả-rập Xê-út) tăng sản lượng làm trầm trọng hơn tình trạng dư cung dầu.

Đến ngày 9/4/2020 vừa qua (sau hơn một tháng bất đồng), OPEC+ đã nhóm họp và thống nhất giảm sản lượng 10 triệu thùng/ngày trong tháng 5 và 6, trong đó, tất cả các nước thành viên sẽ giảm sản xuất 23%. Ả-rập Xê-út và Nga mỗi nước giảm 2,5 triệu thùng/ngày, Iraq là 1 triệu thùng/ngày. Từ tháng 7 đến hết năm 2020, mức giảm của OPEC+ là 8 triệu thùng/ngày. Từ đầu năm 2021 đến hết tháng 4/2022 là 6 triệu thùng/ngày. Mặc dù đạt được thống nhất về việc cắt giảm sản lượng 10 triệu thùng/ngày, tuy nhiên hiện tại giá dầu thế giới chưa tăng trở lại⁸⁴.

Như vậy, cạnh tranh giá dầu giữa Mỹ, Nga và OPEC trước mắt sẽ quyết liệt hơn ở các quốc gia, khu vực tiêu thụ nhiều năng lượng như châu Âu, châu Á.

(3) Một số nguyên nhân khác

Chi phí khai thác dầu thô giảm. Nhờ ứng dụng các công nghệ mới (như công nghệ nước thông minh “Smart Water”) và tiết giảm chi phí đã giúp các nước sản xuất dầu thô giảm mạnh chi phí khai thác,

⁸³ Công ty Dầu khí Equinor (Na Uy) tuyên bố sẽ nâng sản lượng lên 470 nghìn thùng/ngày từ đầu tháng 5/2020 cao hơn 30 nghìn thùng so với kế hoạch. Ngày 31/3/2020, Tập đoàn Aramco (Ả-rập Xê-út) yêu cầu các công ty dịch vụ đảm bảo đủ điều kiện cần thiết để nâng công suất lên 12 triệu thùng/ngày từ 01/4/2020 và trong thời gian tới sản lượng lên đến 13 triệu thùng/ngày. Gazprom (Nga) triển khai thêm một đường ống dẫn khí đốt đến Trung Quốc (đường ống Sila Siberia) công suất 50 tỷ m³/năm và triển khai các dự án dầu khí khu vực phía Bắc mỏ Achimov, Siberia. (Nguồn: *lenta.ru*)

⁸⁴ Giá dầu thô Mỹ WTI hôm qua có thời điểm tăng tới 12% trước thông tin Nga và Saudi Arabia đang thảo luận cắt giảm tới 20 triệu thùng/ngày. Tuy nhiên, chốt phiên 9/4, giá vẫn đi xuống (Nguồn: *Reuters, CNBC*).

sản xuất dầu so với trước đây. Hiện nay, chi phí khai thác dầu thô bình quân của các nước sản xuất dầu lớn đều thấp hơn 40 USD/thùng. Kuwait là nước có chi phí sản xuất dầu thấp nhất, chỉ khoảng 8,5 USD/thùng (giá tại nhà máy); kế đến là Ả-rập Xê-út 9,9 USD/thùng, Iraq 10,7 USD/thùng, UAE 12,3 USD/thùng, Iran 12,6 USD/thùng...

Quan hệ Nga - Mỹ diễn biến căng thẳng, phức tạp tại các quốc gia có dầu ở Trung Đông và Nam Mỹ. Từ lâu khủng hoảng chiến sự ở Syria leo thang liên quan trực tiếp đến Nga và Mỹ, chủ yếu vẫn là tranh chấp giữa Nga và Mỹ. Bên cạnh đó, sau thời gian dài Mỹ thực hiện các biện pháp cấm vận khiến kinh tế Venezuela rất khó khăn, gần đây nguy cơ Mỹ thực hiện biện pháp quân sự nhằm thay đổi chế độ chính trị tại Venezuela dễ xảy ra. Cụ thể hơn, Mỹ đã gây sức ép với Tập đoàn Rosneft của Nga buộc phải bán toàn bộ tài sản cho Chính phủ Liên bang Nga và dừng mọi hoạt động tại Venezuela. Hiện tại, Venezuela phải bán tháo dầu thô cho Ấn Độ với giá 5 - 10 USD/thùng, công suất khai thác chỉ còn 10%, dầu thừa không bán được.

Quan hệ thương mại Mỹ - Trung Quốc tác động tiêu cực tới thị trường dầu thế giới. Sự bất ổn trong quan hệ giữa Mỹ và Trung Quốc vẫn là yếu tố tác động tiêu cực đối với thị trường dầu thế giới. Việc đánh thuế các hàng hóa Trung Quốc đã khiến thương mại toàn cầu bị ảnh hưởng theo hướng hạn chế lượng lớn hàng hóa xuất nhập khẩu giữa các quốc gia. Các ngành sản xuất Trung Quốc buộc phải cắt sản lượng.

Chuyển dịch cơ cấu kinh tế và ngành năng lượng thế giới. Xu thế tăng trưởng xanh, chuyển đổi sang nền kinh tế ít các-bon đã phát triển rất mạnh sau khủng hoảng tài chính toàn cầu. Theo IEA, trong giai đoạn 2015 - 2019, tốc độ tăng nhu cầu dầu thế giới có xu hướng giảm dần và tiếp tục giảm nhanh hơn trong thời gian tới.

3.3.3. Dự báo giá dầu năm 2020 và những năm tiếp theo

Phân tích nguyên nhân của tình hình giá dầu giảm sâu thời gian qua cho thấy, bản chất của việc giá dầu giảm sâu là sự cạnh tranh chiến lược của nhóm “tam cường” trong xuất khẩu dầu đó là Mỹ, OPEC (do Ả-rập Xê út đứng đầu) và Nga.

Dự báo giá dầu trong thời gian tới sẽ như sau:

(1) Trong ngắn hạn

Với tương quan cung - cầu dầu thế giới hiện nay, khả năng cao là giá dầu vẫn ở mức rất thấp trong ngắn hạn, ít nhất là trong năm 2020. Việc các nước OPEC+ nhất trí kéo dài thỏa thuận cắt giảm sản lượng dầu đến tháng 4/2022 là dấu hiệu cho thấy các nước này đã dự tính khả năng giá dầu tiếp tục thấp trong hai năm tới.

Về nhu cầu dầu, với kinh tế toàn cầu suy thoái do tác động của đại dịch Covid-19, nhu cầu dầu thế giới sụt giảm mạnh và không thể kịp phục hồi trong năm 2020. Theo dự báo mới nhất của Quỹ Tiền tệ Quốc tế (IMF), kinh tế thế giới năm 2020 suy thoái sâu nhất kể từ Đại suy thoái năm 1929 - 1932 với tăng trưởng GDP toàn cầu năm 2020 là -3%, các nước phát triển suy thoái rất sâu -6,1% và các nền kinh tế đang nổi suy thoái -1%⁸⁵. Về cung dầu, quy mô cắt giảm sản lượng dầu theo thỏa thuận vừa qua của các nước OPEC+ còn thấp xa so với sụt giảm nhu cầu dầu thế giới, chưa kể việc thực hiện cắt giảm trên thực tế chưa chắc đã đúng như cam kết. Ví dụ, trong Quý II/2020, các nước OPEC+ cắt giảm 10 triệu thùng/ngày (khoảng 10% tổng nhu cầu dầu thế giới) và nửa cuối năm 2020 là 8 triệu thùng/ngày, trong khi IEA dự báo nhu cầu dầu thế giới Quý II/2020 giảm 23,1 triệu thùng/ngày (khoảng 23% tổng nhu cầu dầu toàn cầu) và ước cả năm 2020 sẽ giảm 9,3 triệu thùng/ngày. Với lượng dầu tồn kho lớn khi nhiều nước đẩy mạnh tích trữ dầu, có dự báo giá dầu trong một vài tuần tới có thể giảm sâu dưới 20 USD/ thùng.

⁸⁵ IMF, Báo cáo Triển vọng kinh tế thế giới, tháng 4/2020.

Do dịch Covid-19 vẫn diễn biến phức tạp, hiện có nhiều tổ chức năng lượng và tài chính đưa ra những dự báo về diễn biến giá dầu tiếp tục giảm 10 - 20 triệu thùng/ngày trong giai đoạn tháng 3 - 5/2020, tương đương 10 - 20% nhu cầu dầu toàn cầu⁸⁶.

IEA đã xây dựng hai kịch bản về các nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2020.

i- Kịch bản xấu, các biện pháp khống chế Covid-19 toàn cầu không hiệu quả thì nhu cầu dầu toàn cầu giảm 730.000 thùng/ngày;

ii- Kịch bản lạc quan hơn, Covid-19 nhanh chóng được kiểm soát trên toàn thế giới thì nhu cầu dầu toàn cầu tăng 480.000 thùng/ngày.

IEA cũng dự báo năm 2020 nhu cầu dầu mỏ xuống thấp, dự kiến năm 2021 có sự phục hồi, nhưng nhu cầu dầu mỏ toàn cầu sẽ tăng chậm do tiêu dùng nhiên liệu vận tải tăng chậm hơn. Từ năm 2020 đến 2025, nhu cầu dầu toàn cầu dự kiến sẽ tăng với tốc độ trung bình hàng năm chỉ dưới 1 triệu thùng/ngày. Trong toàn bộ thời gian, nhu cầu tăng tổng cộng 5,7 triệu thùng/ngày, riêng Trung Quốc và Ấn Độ dự báo sẽ chiếm khoảng một nửa mức tăng trưởng.

Sau khi OPEC+ đạt thỏa thuận cắt giảm 10 triệu thùng/ngày, Giám đốc nghiên cứu thị trường dầu mỏ tại Rystad Energy đã dự báo “Dù 10 triệu thùng sẽ giúp giảm áp lực cung trong ngắn hạn, nó vẫn khiến nhiều người thất vọng khi nghĩ đến dư cung khổng lồ” và nhu

⁸⁶ *i-* Theo thông tin từ Goldman Sach (ngày 27/3), tổng cầu thế giới giảm khoảng 18,7 triệu thùng/ngày trong tháng 4, thay vì mức giảm 10,5 triệu thùng/ngày trong tháng 3; *ii-* Theo Công ty tư vấn năng lượng của Na Uy-Rystad Energy, nhu cầu dầu thô thế giới năm 2020 giảm 4,9 triệu thùng/ngày (khoảng 4,9% tổng nhu cầu thế giới); *iii-* Các nhà phân tích của IHS Markit nhận định mức dư thừa nguồn cung hàng tháng trong khoảng 4 - 10 triệu thùng/ngày trong giai đoạn tháng 2 - 5/2020, tương đương 4 - 10% nhu cầu dầu toàn cầu. Cụ thể, nhu cầu giảm khoảng 7 triệu thùng/ngày trong Quý I nhưng có thể giảm tới 14 triệu thùng/ngày trong Quý II/2020, hơn 6 triệu thùng/ngày trong Quý III/2020 và khoảng 2 triệu thùng/ngày vào Quý IV; *iv-* Trong báo cáo ngày 17/3, Standard Chartered dự báo nhu cầu dầu thô thế giới trong tháng 4/2020 sẽ giảm khoảng 10 triệu thùng/ngày; *v-* Theo dự báo của BCG (3/2020) nhu cầu dầu thô thế giới năm 2020 sẽ lần đầu tiên giảm kể từ năm 2009, mức giảm khoảng 0,1%, tổng mức tiêu thụ khoảng 99,9 triệu thùng/ngày; *vi-* Goldman Sachs ngày 18/3 dự báo nhu cầu dầu thô thế giới giảm 1,1 triệu thùng/ngày năm 2020.

cầu nhiên liệu trên thế giới giảm khoảng 30 triệu thùng/ngày do các lệnh phong tỏa nhằm ngăn dịch Covid-19 lây lan.

Theo dự báo của các tổ chức năng lượng, tài chính có uy tín trên thế giới⁸⁷ giá dầu trung bình năm 2020 giao động trong khoảng 30 - 45 USD/thùng. Tuy nhiên, hiện tại giá giao dịch ở mức dưới 24 - 27 USD/thùng. Theo dự báo của Morgan Stanley, Goldman Sachs và Citi Research tuần qua, giá dầu thế giới trong Quý II và Quý III/2020 sẽ chỉ khoảng 25 - 30 USD/thùng và nguồn cung dầu có thể dư thừa khoảng 3,5 triệu thùng/ngày trong năm 2020. Theo khảo sát của Bloomberg giữa tháng 3/2020, 90% các nhà kinh doanh dầu và các sản phẩm từ dầu cho rằng giá dầu Brent sẽ giảm xuống mức 20 USD/thùng vào giữa tháng 4/2020 (và giá dầu WTI thấp hơn giá dầu Brent khoảng 3 - 5 USD/thùng); và sẽ đứng ở mức thấp trong vài tuần, thậm chí vài tháng trong năm 2020. Trong khi đó, Energy Aspects (tháng 3/2020) dự báo giá dầu Brent bình quân cả năm 2020 có thể ở mức 20 USD/thùng.

Tuy nhiên, trong các dự báo về triển vọng giá dầu đến hết năm 2020, hầu hết các tổ chức quốc tế đều căn cứ trên một số giả định: (i) nguồn cung tiếp tục tăng nếu các nước OPEC và Nga không sớm đạt được thỏa thuận, trong khi nhu cầu sụt giảm do kinh tế toàn cầu suy thoái; (ii) rủi ro tăng khiến nhà đầu tư tìm giải pháp an toàn, trong đó có trái phiếu chính phủ Mỹ và đồng USD; vì vậy, đồng USD được nhận định sẽ tiếp tục tăng giá, so với hầu hết các đồng tiền mạnh khác.

Từ ngày 11/3/2020, WHO đã chính thức công bố Covid-19 là đại dịch và nhiều nước trên thế giới cũng đã tuyên bố tình trạng khẩn cấp quốc gia. Đến nay, dịch bệnh vẫn diễn biến phức tạp, chưa được kiểm soát, đang lây lan mạnh ở châu Âu, Mỹ và ASEAN; tiếp tục tác động đến kinh tế - xã hội toàn cầu, nhiều khả năng kinh tế thế giới và nhiều nước sẽ bước vào giai đoạn suy giảm, thậm chí phải đối

⁸⁷ EIA, Thomson Reuters, WM, IHS Market, Goldman Sachs, Morgan Stanley, Bank of America (BofA), Barclay, Societe Generale, Ban TMDV, PVN.

mặt với suy thoái kinh tế. Chính phủ và ngân hàng trung ương các nước phải đưa ra các gói hỗ trợ trị giá hàng chục, hàng trăm tỷ USD, thực hiện chính sách tiền tệ nới lỏng như hạ lãi suất cơ bản, hạ tỉ lệ dự trữ bắt buộc, giảm lãi suất tái chiết khấu... nhằm hỗ trợ các doanh nghiệp, hạn chế những tác động tiêu cực của dịch bệnh.

Bảng 3.2: Dự báo cung - cầu dầu và khí năm 2020

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

	Q1	Q2	Q3	Q4	Năm 2020
Mức giảm tổng cung toàn cầu	0.46	-1.79	-3.98	-4.60	-2.48
Dầu thô	-0.09	-1.91	-3.96	-4.16	-2.53
Condensate và LNG	0.35	0.00	-0.19	-0.58	-0.10
Mức giảm tổng nhu cầu toàn cầu	-6.79	-14.21	-6.13	-1.66	-7.18
Khu vực châu Á - Thái Bình Dương	-3.56	-1.53	-0.30	0.03	-1.33
OECD	-3.48	-11.45	-4.84	-1.52	-5.31
Ngoài - OECD	-3.17	-1.89	-0.57	0.01	-1.40

Nguồn: IHS Markit, 20/3/2020

Bảng 3.3: Dự báo giá dầu của một số tổ chức năng lượng và tài chính uy tín

Đơn vị: USD/thùng

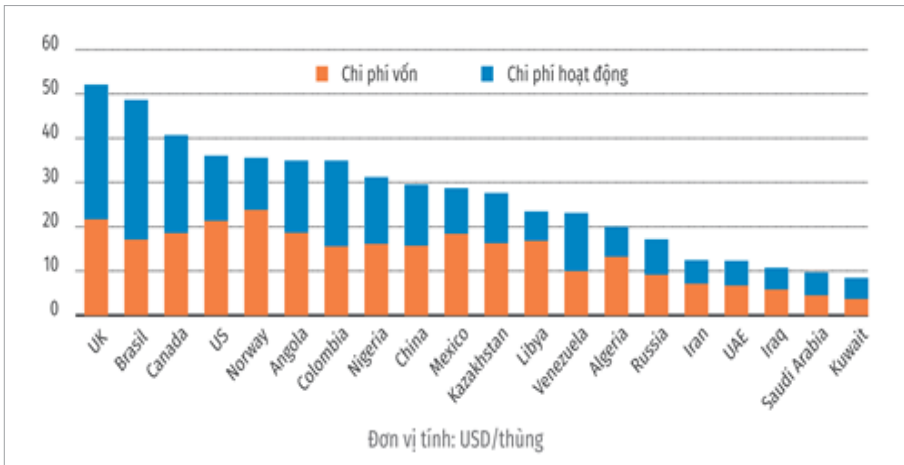
STT	Tổ chức dự báo	Quý II/2020	Năm 2020	Năm 2021	Ngày dự báo
1	Thomson Reuters	34,6	38,76		31/3/2020
2	WM	22,33	35,92	31,61	30/3/2020
3	IHS Market	11.3	28	36	20/3/2020
4	Goldman Sachs	30			20/3/2020
5	Morgan Stanley	30		42.5	17/3/2020
6	Bank of America (BofA)		45		12/3/2020
7	Barclay		43		10/3/2020
8	Societe Generale	30			10/3/2020
9	EIA		43,3	55,4	11/3/2020

Nguồn: Tổng hợp của nhóm nghiên cứu

Qua nghiên cứu tình hình, nguyên nhân, bản chất của việc giá dầu giảm, nhóm nghiên cứu Ban Kinh tế Trung ương dự báo giá dầu giảm sâu trong ngắn hạn và sẽ đứng ở mức thấp (khoảng 35 - 45 USD/ thùng) trong năm 2020 dựa trên một số cơ sở sau:

Một là, chi phí khai thác dầu thô bình quân đều thấp hơn 40 USD/thùng. Ở mức giá này các nhà sản xuất dầu có lãi, kể cả dầu đá phiến của Mỹ. Các nước xuất khẩu thường định mức giá 40 USD/thùng để áp dụng thuế xuất khẩu, cũng như điều chỉnh giá bán xăng dầu trong nước không đổi để bảo vệ ngành công nghiệp dầu khí trong nước.

Hình 3.7: Chi phí sản xuất dầu tại một số nước



Nguồn: Công ty năng lượng Rystad (2019)

Hai là, phía cầu sụt giảm sẽ tăng chậm trở lại do chịu tác động tiêu cực của dịch Covid-19 và tình trạng suy thoái kinh tế toàn cầu, nhất là sự suy giảm sản xuất công nghiệp đã xuất hiện từ đầu năm 2018⁸⁸. Sau dịch Covid-19, nền kinh tế thế giới sẽ phục hồi chậm. Do

⁸⁸ Mức độ tăng trưởng sản lượng các ngành công nghiệp sản xuất toàn cầu đã suy giảm tính từ đầu năm 2018, tiếp tục trong năm 2019 và kéo dài sang năm 2020. Theo số liệu ước tính của UNIDO đến hết năm 2019, mức tăng trưởng sản lượng sản xuất công nghiệp giảm nhanh từ 2,2% trong những tháng đầu năm xuống chỉ còn 1,2% trong những tháng

một số quốc gia tiêu thụ dầu lớn như Trung Quốc, Ấn Độ, EU, Nhật Bản, Hàn Quốc,... đã tranh thủ giá dầu thấp tăng cường tích lũy nên mức cầu không có sự gia tăng đột biến để có thể dẫn đến những thay đổi lớn về giá dầu thế giới.

Ba là, phía cung sẽ có những điều chỉnh về sản lượng để tránh những thiệt hại kinh tế lâu dài do nguồn thu của các nước OPEC và Nga phụ thuộc lớn vào xuất khẩu dầu khí, thiếu hụt nguồn thu từ xuất khẩu dầu mỏ sẽ khủng hoảng kinh tế trầm trọng buộc các nước phải duy trì xuất khẩu với mức giá phù hợp. Mặt khác, OPEC và Nga sớm đạt đồng thuận cắt giảm sản lượng đưa giá dầu lên đủ để cạnh tranh với dầu đá phiến (mức có lãi trong khoảng 40 USD/thùng) của Mỹ. Cụ thể hơn, đối với OPEC, Ả-rập Xê-út cần đưa giá dầu lên mức 55 - 60 USD/thùng mới đảm bảo cân bằng ngân sách, đồng thời các nước thành viên OPEC đều gặp khó khăn khi giá dầu thô ở dưới ngưỡng 50 USD/thùng. Đối với Mỹ, ngành công nghiệp dầu đá phiến sẽ thua lỗ nếu giá dầu dưới 40 USD/thùng và sụp đổ hoàn toàn nếu giá dầu tiếp tục ở mức 20 - 25 USD/ thùng trong vòng 18 tháng. Đối với Nga, chi phí khai thác trung bình 40 USD/thùng nếu giá dầu quá thấp kinh tế Nga sẽ bị thiệt hại nặng nề và chỉ có thể theo đuổi mục tiêu giảm giá được hai năm. Vì thế, Nga cũng sẽ có những cân nhắc để vừa đảm bảo được mục tiêu đề ra và bảo vệ được nền kinh tế.

(2) Trong dài hạn⁸⁹

Giá dầu có khả năng sẽ ở mức thấp trung bình 40 - 50 USD/thùng trong nhiều năm tới do tính chu kỳ và cơ cấu.

cuối năm. Nguyên nhân chủ yếu của sự suy giảm hiện nay là do ảnh hưởng bởi căng thẳng thương mại giữa các nền kinh tế lớn trên thế giới bao gồm Hoa Kỳ, Trung Quốc và châu Âu. Sự phát triển công nghiệp chậm lại đã tác động không nhỏ đến tất cả các khu vực và các nhóm quốc gia trên thế giới. Diễn hình là mức tăng trưởng sản lượng sản xuất công nghiệp tại các nền kinh tế công nghiệp lớn như Đức, Nhật Bản và Hoa Kỳ đã giảm mạnh. Sự suy giảm này cũng diễn ra ở Ấn Độ, Mexico và Thổ Nhĩ Kỳ.

⁸⁹ Tham khảo Báo cáo nghiên cứu của Bộ Ngoại giao.

Về chu kỳ, trước năm 1970, giá dầu thế giới tương đối ổn định ở mức thấp 2 - 3 USD/thùng. Từ năm 1970 đến nay, giá dầu thế giới đã trải qua các chu kỳ tăng hoặc giảm xen kẽ lẫn nhau:

- *Chu kỳ giá dầu cao 1970 - 1986* (với khủng hoảng dầu mỏ năm 1973 và 1980) với giá bình quân điều chỉnh theo lạm phát khoảng 60 USD/thùng.

- *Chu kỳ giá dầu thấp 1986 - 1999* (bắt đầu với cải tổ, sụp đổ Liên Xô và Đông Âu) với giá bình quân điều chỉnh theo lạm phát khoảng 30 USD/thùng.

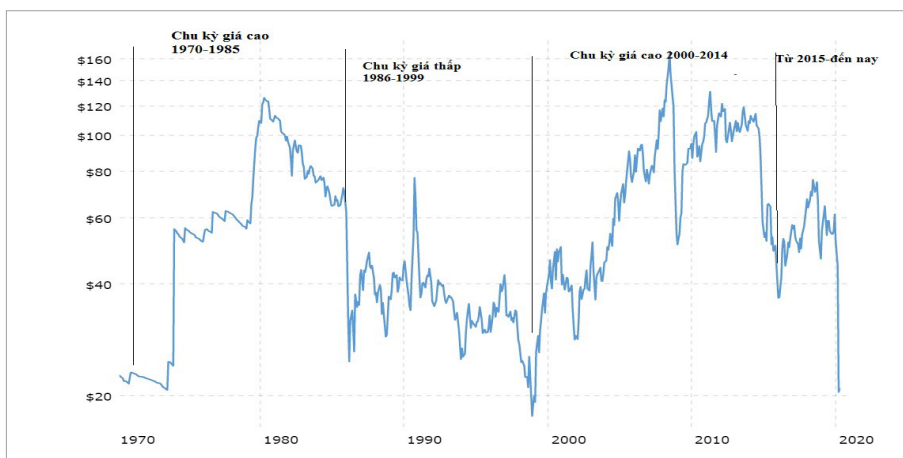
- *Chu kỳ giá dầu cao 2000 - 2014* với giá bình quân điều chỉnh theo lạm phát khoảng 70 USD/thùng (nhiều thời điểm giá dầu vượt 100 USD/thùng).

Mỗi chu kỳ nói trên thường kéo dài khoảng 14 - 16 năm. Từ năm 2015 đến nay, giá dầu thế giới có xu hướng giảm với mức giá bình quân khoảng 50 USD/thùng. Nếu theo quy luật chu kỳ nói trên, giá dầu hiện đã và đang trong chu kỳ giá thấp và chu kỳ này có thể tiếp tục kéo dài trong khoảng 10 năm tới. Do đó, sụt giảm giá dầu từ đầu năm 2020 thực chất nằm trong chu kỳ giá dầu thấp, tác động bên ngoài là đại dịch Covid-19 làm trầm trọng hơn việc giảm giá dầu. Theo tính chu kỳ này, giá dầu sẽ còn ở mức thấp trong nhiều năm tới, nếu không xảy ra các biến cố lớn trên thế giới tạo nên cú sốc về nguồn cung dầu (ví dụ: xảy ra chiến tranh quy mô lớn ở Trung Đông).

Về yếu tố cơ cấu, chuyển dịch cơ cấu kinh tế thế giới và nhiều nước sang kinh tế ít các-bon, phát triển các ngành, lĩnh vực sử dụng hiệu quả năng lượng, thân thiện với môi trường do yêu cầu bảo vệ môi trường và chống biến đổi khí hậu sẽ tiếp tục thúc đẩy chuyển dịch cơ cấu năng lượng toàn cầu theo hướng giảm dần tỷ trọng năng lượng hóa thạch, tăng dần tỷ trọng NLTT. Quá trình chuyển đổi này là xu hướng khách quan sẽ được đẩy mạnh hơn dưới tác động của

Cách mạng công nghiệp 4.0. Theo EIA, công suất điện từ NLTT trên thế giới sẽ tăng 50% từ nay đến năm 2024 (công suất tăng thêm tương đương với tổng công suất điện hiện nay của Mỹ), trong đó điện mặt trời đóng góp 60% tăng trưởng NLTT⁹⁰; những nước có NLTT phát triển mạnh nhất là Trung Quốc, Mỹ, EU, Ấn Độ. Nhiều dự báo cho thấy với sự phát triển mạnh của NLTT, nhu cầu dầu tăng chậm lại đáng kể và sẽ đạt đỉnh trước năm 2030. Theo IEA, tốc độ tăng nhu cầu dầu thế giới từ nay đến năm 2025 giảm còn 950.000 thùng/ngày (giai đoạn 2010 - 2019 là 1,5 triệu thùng/ngày).

Hình 3.8: Biến động giá dầu thế giới từ năm 1970 đến nay



Nguồn: Báo cáo Bộ Ngoại giao (2020)

OPEC đưa ra dự báo trong tương lai, sản lượng dầu thế giới từ năm 2021 sẽ tăng thêm 5,9 triệu thùng/ngày, trong đó hơn 3/4 là từ các nhà sản xuất không thuộc OPEC như Brazil, Guyana, Canada Azerbaijan, Bahrain, Bolivia, Kazakhstan, Mexico,... Tuy nhiên, tăng trưởng sản xuất dầu của Mỹ và các nước không thuộc OPEC sẽ mất đà sau năm 2022, sản lượng của OPEC từ Trung Đông quay ngược trở lại để giúp cân bằng thị trường dầu mỏ toàn cầu.

⁹⁰ IEA, Báo cáo năng lượng tái tạo 2019, tháng 10/2019.

Như vậy, nhu cầu dầu thế giới sẽ tăng chậm lại và tiến tới giảm là xu hướng khách quan, do đó giá dầu sẽ còn ở mức thấp trong nhiều năm tới.

3.4. Đánh giá tác động kép của dịch Covid-19 và giá dầu giảm sâu đến ngành năng lượng Việt Nam

3.4.1. Đánh giá tác động đến ngành dầu khí⁹¹

3.4.1.1. Tác động tiêu cực đến doanh thu và nộp ngân sách nhà nước của ngành dầu khí

Nghị quyết số 86/2019/QH14, ngày 12/11/2019 của Quốc hội về dự toán NSNN năm 2020 đã lấy phương án giá dầu tại kịch bản là 60 USD/thùng. Tuy nhiên, với diễn biến giá dầu giảm sâu, dự báo tổng doanh thu toàn Tập đoàn PVN sẽ giảm mạnh, dẫn đến nộp NSNN cũng thấp hơn nhiều so với dự kiến. Tính toán cho thấy, trung bình nếu giá dầu giảm 1 USD thì doanh thu toàn Tập đoàn giảm 4,6 nghìn tỷ đồng, nộp NSNN giảm 1,0 nghìn tỷ đồng so với kế hoạch.

Bảng 3.4: Doanh thu và nộp NSNN của PVN theo kịch bản giá dầu

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị tính	Kế hoạch năm 2020						
			PA	PA	PA	PA	PA	PA	PA
			60 USD	55 USD	50 USD	45 USD	40 USD	35 USD	30 USD
1	Tổng doanh thu toàn TĐ	Ng. tỷ đồng	640,9	617,5	594,0	570,6	547,1	523,7	500,2
	Chênh lệch so với PA 60\$	Ng. tỷ đồng		(23)	(47)	(70)	(94)	(117)	(141)
2	Nộp NSNN toàn TĐ	Ng. tỷ đồng	82,1	77,6	73,1	68,5	64	59,5	55
	Chênh lệch so với PA 60\$	Ng. tỷ đồng		(5)	(9)	(14)	(18)	(23)	(27)

Nguồn: Báo cáo của PVN

⁹¹ Các đánh giá tác động với giá định Nhà nước chưa có các chính sách hỗ trợ.

Bảng 3.4 cho thấy, trường hợp giá dầu trung bình trong năm 2020 đạt 40 USD/thùng thì doanh thu toàn Tập đoàn giảm 14,6% so với kế hoạch năm - đạt 547,1 nghìn tỷ đồng so với kế hoạch là 640,9 nghìn tỷ đồng; Nộp NSNN toàn Tập đoàn giảm 22% so kế hoạch năm - đạt 64 nghìn tỷ đồng/kế hoạch là 82,1 nghìn tỷ đồng. Nếu giá dầu trung bình trong năm 2020 đạt 35 USD/thùng thì doanh thu toàn Tập đoàn giảm 18,2% so với kế hoạch năm - đạt 523,7 nghìn tỷ đồng/kế hoạch là 640,9 nghìn tỷ đồng; Nộp NSNN toàn Tập đoàn giảm 27,5% so kế hoạch năm, đạt 59,5 nghìn tỷ đồng (kế hoạch là 82,1 nghìn tỷ đồng). Nếu giá dầu trung bình trong năm 2020 đạt 30 USD/thùng thì doanh thu toàn Tập đoàn giảm 22% so với kế hoạch năm đạt 500,2 nghìn tỷ đồng (kế hoạch là 640,9 nghìn tỷ đồng); Nộp NSNN toàn Tập đoàn giảm 33% so kế hoạch năm - đạt 55 nghìn tỷ đồng (kế hoạch là 82,1 nghìn tỷ đồng).

Đối với Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex), riêng Quý I dự kiến lỗ 1.970 tỷ đồng, trong đó lỗ kinh doanh Quý I là 670 tỷ đồng và dự phòng giảm giá hàng tồn kho khoản 1.300 tỷ đồng.

3.4.1.2. Tác động tiêu cực đến các lĩnh vực khai thác và kinh doanh dầu khí

(i) Doanh thu khai thác dầu khí sẽ sụt giảm mạnh, nhiều mỏ đứng trước nguy cơ giãn hoặc buộc phải dừng khai thác.

- Theo tính toán, tại mức giá dầu 30 USD/thùng, hầu hết các mỏ dầu hiện đang khai thác đều có dòng tiền âm. Đặc biệt ở mức độ cao đối với bốn mỏ dầu là Sông Đốc (Lô 46/13), 40.000 tấn; Thăng Long Đông Đô (Lô 01-02/97), 190.000 tấn; Đại Hùng (Lô 05-1a), 240.000 tấn và Ruby (Lô 01-01/17), 400.000 tấn, có tổng sản lượng hàng năm là 870.000 tấn (chiếm 9,9% tổng sản lượng khai thác dầu trong nước là 8,83 triệu tấn). Các mỏ này đều có số lỗ trên tấn dầu khai thác từ

âm -79,25 USD/tấn đến âm -259 USD/tấn, so với mức lỗ trung bình của các mỏ là âm -61 USD/tấn.

Tại mức giá 45 USD/thùng⁹², theo tính toán có thể tiếp tục duy trì mỏ Sông Đốc do dòng tiền thiếu hụt ít nhất là 1,83 triệu USD, tương đương với âm -45,75 USD/tấn là mức lỗ thấp nhất so với 4 mỏ còn lại (Thăng Long, lỗ 149,26 USD/tấn, Ruby, lỗ 128,50 USD/tấn và Đại Hùng, lỗ 170,21 USD/tấn). Tại mức giá 50 USD/thùng, bốn mỏ dầu trên vẫn thiếu hụt dòng tiền. Tuy nhiên, việc duy trì khai thác sẽ giúp tận thu nguồn tài nguyên dầu khí (870.000 tấn/năm), tạo việc làm, thu nhập cho hàng trăm người lao động.

Đánh giá chung cho thấy, với sản lượng khai thác dầu của Tập đoàn hiện tại là 259 nghìn thùng/ngày (ở trong nước 217 nghìn thùng/ngày; ở nước ngoài 42 nghìn thùng/ngày), nếu giá dầu giảm 1 USD/thùng thì doanh thu từ dầu thô sẽ giảm 259 nghìn USD/ngày, quy ra tháng giảm 7,8 triệu USD/tháng, quy ra năm giảm 93,6 triệu USD/năm (≈2,2 nghìn tỷ đồng/năm). Trường hợp giá dầu trung bình 50 USD/thùng thì doanh thu từ bán dầu toàn Tập đoàn giảm 18,4 nghìn tỷ đồng, nộp NSNN từ dầu thô toàn Tập đoàn giảm 6,2 nghìn tỷ đồng so với mức giá dầu kế hoạch (60 USD/thùng). Nếu giá dầu trung bình 40 USD/thùng thì doanh thu từ bán dầu toàn Tập đoàn giảm 36,7 nghìn tỷ đồng, nộp NSNN từ dầu thô toàn Tập đoàn giảm 12,4 nghìn tỷ đồng so với mức giá dầu kế hoạch (60 USD/thùng). Trong trường hợp giá dầu trung bình 30 USD/thùng thì doanh thu từ bán dầu toàn Tập đoàn giảm 55,1 nghìn tỷ đồng, nộp NSNN từ dầu thô toàn Tập đoàn giảm 18,6 nghìn tỷ đồng so với mức giá dầu kế hoạch (60 USD/thùng).

Trong Quý I năm 2020, sản lượng khai thác quy dầu giảm so với cùng kỳ năm 2019, đạt 5,42 triệu tấn, bằng 26,6% kế hoạch năm,

⁹² Có 7/12 mỏ có lãi và 5/12 mỏ vẫn còn lỗ (Sông Đốc, Thăng Long Đông Đô, Đại Hùng, Ruby và Rạng Đông - Phương Đông).

bằng 90,1% so với cùng kỳ 2019 trong đó: sản lượng khai thác dầu Quý I đạt 3,05 triệu tấn, bằng 28,7% kế hoạch năm, bằng 90,1% so với cùng kỳ năm 2019 (trong đó: khai thác dầu ở trong nước Quý I đạt 2,54 triệu tấn, bằng 28,7% kế hoạch năm, bằng 88,2% so với cùng kỳ năm 2019; Ở nước ngoài Quý I đạt 0,52 triệu tấn, vượt 15,5% kế hoạch Quý I, bằng 29% kế hoạch năm, tăng 0,4% so với cùng kỳ năm 2019). Sản lượng khai thác khí Quý I đạt 2,37 tỷ m³, bằng 24,3% kế hoạch năm, bằng 90,1% so với cùng kỳ năm 2019.

Các doanh nghiệp trụ cột trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí đã và đang đối mặt với nhiều khó khăn khi giá dầu giảm sâu. Đối với Liên doanh Việt Nga - Vietsopetro (VSP), tính toán cho thấy, với mức giá dầu từ 30 đến 50 USD/thùng các chỉ tiêu tài chính của VSP (doanh thu, nộp ngân sách nhà nước, lợi nhuận hai phía) sẽ giảm 10% đến 50% so với kế hoạch đã duyệt. Trường hợp giá dầu ở mức từ 30 - 40 USD/thùng thì từ Quý II/2020, VSP sẽ thiếu hụt dòng tiền để thực hiện kế hoạch chi phí của Lô 09-1, cụ thể:

+ Nếu giá dầu ở mức 30 USD/thùng thì VSP sẽ thiếu hụt 199 triệu USD để trang trải chi phí sản xuất Lô 09-1 và việc thiếu hụt bắt đầu từ cuối Quý II/2020 (tháng 6/2020).

+ Nếu giá dầu ở mức 35 USD/thùng thì VSP sẽ thiếu hụt 162 triệu USD để trang trải chi phí sản xuất Lô 09-1 và việc thiếu hụt bắt đầu từ cuối Quý II/2020 (tháng 6/2020).

+ Nếu giá dầu ở mức 40 USD/thùng thì VSP sẽ thiếu hụt 124 triệu USD để trang trải chi phí sản xuất Lô 09-1 và việc thiếu hụt bắt đầu từ cuối Quý II/2020 (tháng 6/2020).

Nếu giá dầu ở mức từ 45-50 USD/thùng thì từ Quý III/2020, VSP sẽ thiếu hụt chi phí sản xuất cho Lô 09-1, cụ thể:

+ Nếu giá dầu ở mức 45 USD/thùng thì VSP sẽ thiếu hụt 87,2 triệu USD để trang trải chi phí sản xuất Lô 09-1 và việc thiếu hụt bắt đầu từ Quý III/2020 (tháng 7/2020).

+ Nếu giá dầu ở mức 50 USD/thùng thì VSP sẽ thiếu hụt 50 triệu USD để trang trải chi phí sản xuất Lô 09-1 và việc thiếu hụt bắt đầu từ cuối Quý III/2020 (tháng 9/2020).

- Đối với Tổng công ty thăm dò khai thác dầu khí (PVEP), tính toán cho thấy, với mức giá dầu từ 30 - 50 USD/thùng thì lợi nhuận sau thuế của PVEP (chưa bao gồm thu nhập hoãn lại) âm từ 9.340 tỷ đồng đến 3.787 tỷ đồng. Số dư dòng tiền đầu kỳ của PVEP trên mức 600 triệu USD, với mức giá dầu hiện tại đang giao dịch dưới mức 30 USD/thùng, dòng tiền của PVEP sẽ không đảm bảo kế hoạch chi trong năm 2020, dự kiến thiếu hụt khoảng 40 triệu USD. Về nguồn vốn đầu tư và trả nợ: Theo kế hoạch trả nợ của các hợp đồng tín dụng đã ký (tổng nợ gốc phải trả năm 2020 khoảng 172 triệu USD) và kế hoạch vốn đã được phê duyệt là 590,1 triệu USD, PVEP sẽ vay vốn cho các dự án trong năm 2020 là 132 triệu USD. Tuy nhiên, do giá dầu suy giảm, lợi nhuận sau thuế lỗ nêu trên từ mức giá dầu dưới 40 USD/thùng, nguồn vốn đầu tư của PVEP sẽ thiếu hụt.

(ii) Hoạt động của các nhà máy lọc dầu trong nước bị ảnh hưởng tiêu cực, dẫn đến thua lỗ, lượng tồn kho cao và đối mặt nguy cơ tank-top (đầy kho).

- Do tác động kép của dịch Covid-19 và giá dầu thô giảm, hiệu quả hoạt động của các Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Lọc hóa dầu Nghi Sơn bị giảm mạnh với tình trạng tồn kho sản phẩm tại các nhà máy cũng như ở các đầu mối lớn như PVOil. Hiện tại, tồn kho xăng dầu của Nhà máy lọc dầu Nghi Sơn ở mức cao 70 - 85% (khoảng 340 nghìn tấn các loại) và nhà máy lọc dầu Dung Quất ở mức 65 - 70% (khoảng 225 nghìn tấn các loại) nguy cơ “tank-top” trong thời gian tới tại các nhà máy là rất cao. Mặt khác, tận dụng cơ hội giá xăng dầu giảm, nhiều thương nhân kinh doanh xăng dầu đã nhập khẩu để tích trữ càng làm việc tiêu thụ của các nhà máy lọc dầu gặp khó khăn. Nếu không kịp thời tiêu thụ, gửi hàng, các nhà máy lọc dầu

có thể phải giảm sản lượng hoặc ngừng sản xuất, ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh. Đặc biệt đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là đơn vị sử dụng phần lớn nguồn dầu trong nước, trong trường hợp giảm, dừng sản xuất sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến các đơn vị khai thác dầu là VSP và PVEP. Dự báo nếu không có các chính sách hỗ trợ kịp thời, từ tháng 4/2020, hoạt động của các nhà máy sẽ rất khó khăn do sức ép về kho chứa sản phẩm.

Hoạt động sản xuất kinh doanh của BSR trong năm 2020 dự kiến doanh thu giảm 22 - 35% với phương án giá dầu từ 50 xuống đến 30 USD/thùng, lỗ khoảng 4.400 tỷ đồng (giá dầu 50 USD/thùng) đến 6.500 tỷ đồng (giá dầu 30 USD/thùng).

(iii) Tiêu thụ xăng dầu sụt giảm, các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu thua lỗ lớn; sản xuất và kinh doanh phân đạm, xơ sợi gặp nhiều khó khăn.

- Sản lượng kinh doanh xăng dầu ba tháng đầu năm của PVOIL giảm khoảng 20%, sản lượng bán lẻ giảm khoảng 15% so với bình quân cùng kỳ năm 2019, chi phí bình quân (đồng/lít) tăng khoảng 20% so với thực hiện 2019 do sản lượng sụt giảm, trong khi PVOIL vẫn phải tăng chiết khấu để bán hàng và phát sinh lỗ do giảm giá hàng tồn kho khi giá bán lẻ liên tục giảm. Do đó, kết quả hoạt động sản xuất kinh doanh của PVOIL trong ba tháng đầu năm dự kiến lỗ 200 tỷ đồng và sẽ tiếp tục khó khăn trong thời gian tới.

- Việc tiêu thụ sản phẩm lọc dầu Nghi Sơn gặp khó khăn lớn khi các khách hàng lớn như: Petrolimex, PVOIL, Petimex liên tục nhận hàng chậm, cắt giảm sản lượng, đẩy lùi lượng hàng sang tháng sau do không có khả năng hấp thụ, sản lượng tiêu thụ giảm mạnh của các thương nhân đầu mối (TNĐM) từ 30 - 40%.

- Đối với Petrolimex, sản lượng xăng dầu xuất bán của Tập đoàn liên tục giảm từ tháng 01/2020 đến nay. Tổng hợp lũy kế hợp nhất

Quý I/2020 giảm so với cùng kỳ là 404.282 m³, tần tương đương giảm 12%, bình quân từng tháng giảm 135.000 m³, tần/tháng; nếu so với kế hoạch dự kiến của năm 2020 thì Quý I/2020 chỉ đạt 23% kế hoạch năm. Phương thức bán lẻ trực tiếp của Tập đoàn là phương thức kinh doanh luôn được Tập đoàn quan tâm, đầu tư hệ thống các cửa hàng xăng dầu để ổn định và duy trì tăng trưởng (trung bình 2,5% đến 3,5%) nhưng Quý I/2020 vừa qua cũng chỉ đạt bằng 97% so với cùng kỳ năm ngoái (giảm đến 3%). Lợi nhuận kinh doanh xăng dầu Quý I dự kiến lỗ: 2.050 tỷ đồng chủ yếu do ba nguyên nhân: (1) phát sinh lỗ do bảo đảm số ngày dự trữ trong khi giá dầu giảm quá nhanh⁹³; (2) lỗ do giá bán tái xuất sản phẩm từ Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn và Bình Sơn thấp⁹⁴; (3) sản lượng giảm mạnh, trong khi chi phí cố định không giảm đã làm chi phí kinh doanh đ/lít tăng trong khi định mức chi phí kinh doanh trong giá cơ sở không thay đổi từ năm 2014.

Bên cạnh đó, nhu cầu nhiên liệu hàng không cũng giảm mạnh do tác động của dịch Covid-19. Tính đến giữa tháng 3/2020, hầu hết hãng hàng không đã dừng hoặc giảm tần suất hàng loạt chuyến bay trên thế giới, trong khu vực cũng như tại Việt Nam, đặc biệt từ 0h00 (theo giờ Việt Nam) ngày 22/03/2020, Chính phủ đã tạm dừng nhập cảnh đối với tất cả người nước ngoài vào Việt Nam, và từ 0h00 ngày 01/4/2020 chỉ cho phép mỗi hãng hàng không vận chuyển tối đa 1

⁹³ Theo quy định tại Nghị định số 83/2014/NĐ-CP, các thương nhân đầu mỗi dự trữ tồn kho 30 ngày. Đối với Petrolimex có hệ thống phân phối phủ rộng toàn quốc và là cân đối lớn của nền kinh tế để đảm bảo an ninh năng lượng do đó Tập đoàn luôn tuân thủ dự trữ tồn kho là 30 ngày, cá biệt có những mặt hàng do nhu cầu giảm nên số ngày dự trữ tăng tới 40 ngày, đồng thời chu kỳ điều chỉnh giá của liên Bộ Công Thương - Tài chính định kỳ là 15 ngày/1 lần, trong khi đó, Quý I/2020 giá xăng dầu thế giới giảm quá nhanh với biên độ lớn (giảm 60%) dẫn đến tình trạng Tập đoàn kinh doanh phát sinh lỗ lớn.

⁹⁴ Do quy định nguồn hàng từ Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn và Bình Sơn chưa được xuất khẩu nên toàn bộ lượng hàng tái xuất sang Lào và Campuchia phải nhập khẩu để tái xuất, với nhu cầu tiêu dùng sụt giảm và giá dầu giảm quá mạnh trong khi giá bán tái xuất bám sát giá thế giới nên đã phát sinh lỗ lớn của hoạt động tái xuất.

chuyên/ngày... cho thấy tình hình và viễn cảnh rất xấu, chưa từng xảy ra đối với thị trường vận tải hàng không trong nước thời gian tới. Điều này đã dẫn đến sản lượng kinh doanh nhiên liệu xăng dầu hàng không để tra nạp cho các chuyến bay suy giảm đột ngột, tác động nghiêm trọng và rất xấu đến doanh thu và lợi nhuận của Công ty cổ phần Nhiên liệu bay Petrolimex (tháng 3 chỉ đạt 45% kế hoạch, dự kiến sản lượng tháng 4 chỉ khoảng 7.500 m³ bằng 9% kế hoạch).

Thị trường vận tải ngay đầu năm bị tác động tiêu cực do dịch Covid-19 lan rộng, làm cho tình hình thị trường của nền kinh tế lớn này gần như đóng băng, nhu cầu tiêu thụ xăng dầu giảm ảnh hưởng ngay lập tức đến hoạt động vận tải xăng dầu và thực thi công ước về môi trường của Tổ chức hàng hải Quốc tế (IMO) từ 01/01/2020 nên ảnh hưởng đến hiệu quả của lĩnh vực vận tải. Tính chung Quý I, khối lượng và sản lượng đạt khoảng 22% kế hoạch năm, trong đó tháng 1/2020 đạt khoảng 10%; tháng 2/2020 và tháng 3/2020 là thời gian chịu ảnh hưởng trực tiếp từ dịch Covid-19 chỉ đạt tổng 12% kế hoạch năm, tương đương khoảng 70% kế hoạch kỳ. Các lĩnh vực sản xuất kinh doanh khác (dầu mỡ nhờn, nhựa đường, hóa chất, vận tải xăng dầu đường bộ...) cũng giảm mạnh. Nhu cầu về các sản phẩm dầu mỡ nhờn, nhựa đường, hóa chất, vận tải xăng dầu đường bộ trong nước cũng giảm mạnh. Sản lượng Quý I/2020 của các công ty, tổng công ty kinh doanh sản phẩm dịch vụ này chỉ đạt 70% - 80% kế hoạch so với năm 2019 và chỉ đạt khoảng 20% kế hoạch cả năm 2020.

(iv) Lĩnh vực dịch vụ dầu khí gặp nhiều khó khăn, phải thu hẹp quy mô.

- *Dịch vụ dầu khí* phụ thuộc vào khâu đầu của chuỗi sản xuất trong khi khâu đầu là thăm dò, khai thác dầu khí bị ảnh hưởng và giảm mạnh cũng kéo theo việc giảm mạnh các dịch vụ dầu khí liên quan. Đặc biệt đối với dịch vụ khoan, vận chuyển dầu khí. Do tác động kép của dịch Covid-19 và giá dầu giảm sâu, dự báo nếu giá dầu

suy giảm tới 30 - 35 USD/thùng thì các nhà thầu sẽ tiếp tục giảm khối lượng công việc từ 20 - 30% so với kế hoạch đầu năm và yêu cầu các đơn vị cung cấp dịch vụ giảm giá dịch vụ khoảng 20 - 30%. Trong khi đó, các đơn vị dịch vụ dầu khí trong nước đang gặp phải cạnh tranh lớn từ các đơn vị dịch vụ dầu khí trên thế giới và khu vực có tiềm lực về tài chính luôn sẵn sàng vào Việt Nam bằng mọi giá để giảm lỗ, thậm chí với mục tiêu là có việc làm.

- Giá cước vận chuyển quốc tế cho tất cả các cỡ tàu đã giảm, trong tháng 02/2020, giá cước spot tàu VLCC giảm còn 15.000 - 20.000 USD/ngày cùng với việc tiêu thụ sản phẩm giảm, ảnh hưởng tới việc cung cấp dịch vụ vận chuyển dầu thô và dầu thành phẩm của Tổng công ty cổ phần Vận tải dầu khí (PVTrans). Hoạt động cung cấp giàn khoan của Tổng công ty cổ phần Khoan và Dịch vụ khoan dầu khí (PV Drilling) và cung cấp dịch vụ kỹ thuật của Tổng công ty cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật dầu khí (PTSC) cũng bị ảnh hưởng dưới tác động của dịch bệnh Covid-19 và giá dầu thế giới giảm, ảnh hưởng đến giá cung cấp các giàn khoan và các dịch vụ dầu khí khi tái ký hợp đồng. Thêm vào đó, do một số giàn khoan của PV Drilling hiện đang cung cấp dịch vụ ở nước ngoài, nếu dịch bệnh kéo dài, các cửa khẩu đóng cửa, ngừng các chuyến bay quốc tế... sẽ ảnh hưởng đến việc triển khai các hợp đồng cung cấp dịch vụ.

(v) Công nghiệp khí và công nghiệp điện sụt giảm về doanh thu và lợi nhuận, nhiều mục tiêu đặt ra khó có thể hoàn thành.

- Trong trường hợp giá dầu giảm, doanh thu của Tổng công ty Khí (PV GAS) sẽ bị sụt giảm từ 6% đến 18,8%, đặc biệt là lĩnh vực kinh doanh sản phẩm khí hóa lỏng và lợi nhuận sau thuế giảm tương ứng giảm từ 3,7% đến 32% với phương án giá dầu giảm từ 50 USD/thùng xuống 30 USD/thùng so với kế hoạch (60 USD/thùng). Bên cạnh đó, nếu giá dầu giảm sâu dẫn đến giảm sản lượng khai thác hoặc đóng mỏ không hiệu quả thì sẽ ảnh hưởng tới sản lượng khí

của PV GAS, điều này sẽ ảnh hưởng rất lớn tới kết quả sản xuất kinh doanh của PV GAS.

- Do dịch bệnh Covid-19 diễn biến phức tạp, kéo dài, nhu cầu sử dụng điện suy giảm, ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động của các nhà máy điện của Tập đoàn do không phát được công suất tối ưu. Sản lượng điện sản xuất Quý I/2020 không hoàn thành kế hoạch đề ra (bằng 98% kế hoạch). Trường hợp giá dầu giảm, doanh thu bán điện giảm, tuy nhiên do đặc thù giá bán điện được xây dựng theo cơ chế “pass-through” và được hưởng lợi từ giá nguyên liệu giảm, do vậy, các đơn vị lĩnh vực điện không ảnh hưởng tới chỉ tiêu lợi nhuận, vẫn đảm bảo kế hoạch dòng tiền. Tuy nhiên, trong kịch bản xấu xảy ra, khủng hoảng kéo dài, việc sản xuất bị đóng băng, nhu cầu điện giảm sẽ làm giảm doanh thu, lợi nhuận của lĩnh vực điện.

Nhìn chung, tác động kép của đại dịch Covid-19 và suy giảm giá dầu đã ảnh hưởng mạnh mẽ đến các lĩnh vực sản xuất và kinh doanh dầu khí. Xác suất cao kịch bản giá dầu trong năm 2020 sẽ ở mức 35 - 40 USD/thùng, do đó sẽ tác động tiêu cực đến hoạt động của PVN, trong đó lĩnh vực chịu ảnh hưởng nặng nề nhất là tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí (E&P), tiếp đến là lĩnh vực chế biến và phân phối sản phẩm dầu khí và các lĩnh vực khác như dịch vụ dầu khí, công nghiệp khí và công nghiệp điện. Bên cạnh việc sụt giảm doanh thu, lợi nhuận và nộp NSNN của PVN và Petrolimex, những khó khăn của hai tập đoàn này còn ảnh hưởng đến vấn đề bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia. Do đó, ngoài sự nỗ lực và cố gắng của bản thân các Tập đoàn và ngành Công Thương, rất cần có những quyết sách lãnh đạo của Bộ Chính trị, Ban Bí thư để kịp thời tháo gỡ các khó khăn cho các Tập đoàn này nói riêng cũng như ngành dầu khí nói chung.

3.4.2. Đánh giá tác động đến ngành điện⁹⁵

(1) Sản xuất điện từ than, dầu, khí tiềm ẩn nhiều rủi ro

Đối với việc đảm bảo nhiên liệu than cho sản xuất điện: Việc cung ứng than cho sản xuất điện trong Quý I/2020 cơ bản đáp ứng. Tuy nhiên, vấn đề đảm bảo than cho sản xuất điện trong thời gian tới tiềm ẩn nhiều rủi ro do ảnh hưởng của dịch Covid-19.

Bảng 3.5: Nhu cầu than cho các nhà máy điện 9 tháng cuối năm 2020

Đơn vị cấp	Nhu cầu than (ngàn tấn)			
	Quý II	Quý III	Quý IV	Tổng 9 tháng cuối năm
TKV+ TCT Đông Bắc	14.224	11.038	12.607	37.869
EVN/Đơn vị nhập khẩu	3.311	2.954	2.686	8.951

Nguồn: EVN

Về khả năng cung ứng than từ trong nước (do TKV và Tổng công ty Đông Bắc cung cấp): nguy cơ từ trường hợp các công nhân nhiễm bệnh/hoặc mỏ than có người nhiễm bệnh phải cách ly sẽ ảnh hưởng đến sản xuất, cung ứng than. Trường hợp dịch Covid-19 kéo dài sẽ ảnh hưởng rất lớn, do nguồn cung do TKV và Tổng công ty Đông Bắc chủ yếu chỉ trừ đến hết Quý I/2020 trong khi nguồn nhập đều đến từ các quốc gia có nhiều người mắc dịch Covid-19 như Indonesia, Nga, Australia, Nam Phi.

Đối với Nam Phi: Chính phủ Nam Phi đóng cửa tất cả các mỏ (bao gồm cả mỏ than) trong 21 ngày kể từ ngày 26/3/2020, các hoạt động đối với than đã tập kết tại cảng vẫn diễn ra bình thường.

Đối với Indonesia: Đến nay, chưa có bất kỳ lệnh cấm hay quyết định nào từ Chính phủ Indonesia yêu cầu giảm sản xuất hay xuất

⁹⁵ Tổng hợp từ Báo cáo số 1881/EVN-KH, ngày 30/3/2020 của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)

khẩu. Các mỏ đã áp dụng các biện pháp để tăng cường kiểm soát, tránh sự lây lan của dịch bệnh. Tuy nhiên, một số yếu tố có thể gây ảnh hưởng như sau: Tại Jakarta, chính quyền khuyến cáo mọi người làm việc tại nhà trong vòng 14 ngày (từ ngày 20/3/2020), do vậy sẽ ảnh hưởng tới việc làm hồ sơ giấy tờ (ví dụ như việc cấp CO có thể chậm hơn bình thường). Trong trường hợp xấu hơn khi dịch Covid-19 tại Indonesia trở nên trầm trọng, có thể Chính phủ sẽ áp dụng biện pháp cách ly 14 ngày đối với các tàu đã đến và đi qua các quốc gia có dịch (tương tự tại Australia và Nga), điều này sẽ ảnh hưởng tới logistic tại cảng xếp. Trường hợp xấu nhất, Chính phủ Indonesia có thể ra quyết định đóng mỏ than như trường hợp tại Nam Phi hiện nay.

Đối với cung cấp nhiên liệu dầu cho phát điện: (i) Nhà máy nhiệt điện Ô Môn: hiện nay, các nhà cung cấp nhập dầu bằng tàu biển cấp cho Nhà máy Nhiệt điện Ô Môn I từ Malaysia và Singapore. Các khó khăn có thể xảy ra: Hiện tại, cả hai nước này đã áp dụng các biện pháp rất nghiêm ngặt để chống dịch, có thể xảy ra khả năng sẽ không cấp hàng do dịch bùng phát. Phía Việt Nam, nếu đóng cửa hoàn toàn các tàu vận tải biển không cho vào các cảng mà phải cách ly 14 ngày thì sẽ ảnh hưởng đến nguồn dầu để sản xuất, khi đó chỉ còn dự trữ để phát điện tối đa cho Nhà máy Nhiệt điện Ô Môn là 15 ngày; (ii) Cụm Nhiệt điện Phú Mỹ: Tình hình tồn trữ của Công ty Nhiệt điện Phú Mỹ (GENCO3): Dầu tồn trữ tối đa được 51.000m³; Lượng dầu tồn trữ tại 0h ngày 26/3/2020 là 31.000m³ có thể vận hành cho một tổ máy trong 30 ngày, trường hợp vận hành ba tổ máy tối đa được 10 ngày. Công ty Nhiệt điện Phú Mỹ đã ký Hợp đồng khung với 7 nhà cung cấp dầu năm 2020. Khả năng dự trữ dầu của các nhà cung cấp tại kho cảng khu vực Cái Mép (Thị xã Phú Mỹ, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu) khoảng từ 120.000 - 150.000 m³.

Như vậy việc cung cấp dầu của các Nhà máy Điện Phú Mỹ có

thể đảm bảo vận hành theo phương thức huy động, không bị ảnh hưởng của dịch bệnh Covid-19.

Đối với nhiên liệu khí: Do các mỏ khí nằm ngoài biển (cách đất liền khoảng 360 km) nên việc khai thác và cung cấp khí cho các nhà máy điện khả năng ít bị ảnh hưởng bởi dịch Covid-19.

Đối với tiến độ các nguồn điện mới năm 2020: Dự án nhiệt điện BOT Hải Dương (2x600 MW) do ảnh hưởng của dịch Covid-19, các chuyên gia và nhân viên của các nhà thầu Trung Quốc không sang được nên tiến độ vào vận hành các tổ máy dự kiến bị chậm từ 1 - 2 tháng làm giảm 680 triệu kWh sản lượng điện phát trong mùa khô. Một số nguồn điện NLTT có thể bị chậm tiến độ như: Mỹ Sơn 1, 2 (dự kiến tháng 6 - tháng 7 vận hành), Hồ Bầu Zôn (dự kiến tháng 7 vận hành), Phong Điền 2 (dự kiến tháng 10 vận hành), Đàm Trà Ô, Mỹ Hiệp, Phù Mỹ 1, 2, 3 (dự kiến năm 2021 vận hành).

(2) Doanh thu từ hoạt động kinh doanh điện giảm, thu tiền điện gặp nhiều trở ngại

Điện thương phẩm và doanh thu bán điện: Sản lượng điện thương phẩm Quý I đạt 49,22 tỷ kWh tăng 6,34% so với cùng kỳ, dự kiến cả năm 2020 đạt 226,3 tỷ kWh, tăng 7,89% so với 2019 và giảm 1,68 tỷ kWh so với kế hoạch năm sẽ làm giảm doanh thu bán điện tương ứng.

Về công tác thu tiền điện: EVN đã triển khai các giải pháp để đẩy mạnh việc thanh toán tiền điện không dùng tiền mặt và các chi phí dịch vụ điện để thuận lợi cho các khách hàng. Thực tế, công tác thu tiền điện tháng 1 và tháng 2/2020 vẫn đảm bảo. Tuy nhiên, từ tháng 3/2020, công tác thu tiền gặp khó khăn do ảnh hưởng của dịch Covid-19, tỉ lệ thu đạt khoảng 85%. Theo đánh giá sơ bộ, tỉ lệ chậm nộp tiền điện tháng 3 khoảng 10%, tương ứng khoảng 3.800 tỷ đồng.

(i) Đối với khách hàng sinh hoạt: Một số người tạm nghỉ việc, hoặc bị cắt giảm lương làm ảnh hưởng tới thu nhập của khách hàng sử dụng điện sinh hoạt. Khi ngành Điện lực thực hiện biện pháp tạm ngừng cung cấp điện thì khách hàng mới thanh toán. Tình hình thu tiền điện tại các điểm thu tập trung gặp nhiều khó khăn, khách hàng đến nộp tiền giảm và yêu cầu nhân viên thu tiền đến thu tại nhà. Một số khu vực bị cách ly nên chính quyền địa phương khuyến cáo không tổ chức thu tiền điện tại các điểm thu tập trung. Các đơn vị điện lực đã vận động, tuyên truyền đến các khách hàng chuyển sang các hình thức thanh toán không dùng tiền mặt để tránh tụ tập nơi đông người. Tuy nhiên, nhiều khách hàng không có tài khoản ngân hàng, ví điện tử hay điện thoại thông minh để thực hiện thanh toán qua các kênh tự động.

(ii) Đối với khách hàng là tổ chức, doanh nghiệp: Các cơ sở thương mại dịch vụ (khách sạn, nhà hàng, quán bar, karaoke...) hoạt động cầm chừng, đến nay hầu hết đóng cửa nên gần như sẽ không thanh toán được trong tháng vì không có kinh phí duy trì hoạt động. Mặc dù các đơn vị điện lực đã chủ động kiểm soát đốc thu nhưng việc tìm chủ sở hữu thu nợ rất khó khăn.

Nhóm khách hàng sản xuất dệt sợi, may mặc, nhựa, thép, sản xuất nông sản... hiện đang rất khó khăn, không thể xuất khẩu đi các thị trường EU và Mỹ, tồn kho tăng cao. Vì vậy, việc đốc thu tiền điện cũng gặp nhiều trở ngại. Một số khách hàng lớn có văn bản kiến nghị gia hạn thời gian, thậm chí hoãn thanh toán tiền điện đến hết dịch Covid-19.

(3) Công tác đầu tư xây dựng bị đình trệ do không đảm bảo được nguồn cung vật tư thiết bị

Dịch Covid-19 đã ảnh hưởng đến tiến độ thực hiện các dự án đầu tư xây dựng của EVN, trong đó: (i) Đối với các dự án đang trong giai đoạn thi công và đang thực hiện công tác bảo hành, bảo trì bị ảnh hưởng liên quan đến lao động nước ngoài và một số hợp đồng cung cấp vật tư thiết bị (đặc biệt các hàng hóa xuất xứ từ Trung Quốc); (ii)

Đối với các dự án đang trong giai đoạn chuẩn bị đầu tư thì công tác thẩm tra phê duyệt bị hưởng do việc hạn chế đi công tác và việc tổ chức họp thẩm tra.

Đối với các dự án nguồn điện của EVN: Dự án ĐMT Phước Thái 1 đang trong giai đoạn triển khai công tác xây dựng, chuẩn bị cho công tác lắp đặt thiết bị. Việc cung cấp vật tư thiết bị bị ảnh hưởng nhiều, trong đó: Chương trình chứng kiến thử nghiệm tại xưởng của chủ đầu tư bị hủy, tiến độ cung cấp các thiết bị hầu hết đều bị chậm từ 1 - 2 tháng. Về thi công, trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận có 02 bệnh nhân nhiễm Covid-19 nên gây khó khăn đến việc huy động nhân lực địa phương, hạn chế đi lại và công tác cung cấp vật liệu thi công; Dự án ĐMT Sê San 4: nhân sự của nhà thầu EPC chưa thể sang Việt Nam để làm việc và hoàn thiện hồ sơ thiết kế kỹ thuật, đồng thời chưa thể sang làm việc với nhà sản xuất thiết bị để chuẩn bị cho việc cung cấp các thiết bị chính của Hợp đồng EPC.

Các dự án lưới điện: Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia có 21 dự án bị ảnh hưởng, trong đó: 12 dự án đường dây và trạm biến áp 220 - 500 kV và 09 dự án cải tạo trạm biến áp. Các dự án bị ảnh hưởng bởi 02 yếu tố: (i) Hàng hóa, vật tư thiết bị có xuất xứ từ Trung Quốc sẽ có thể bị ảnh hưởng do tiến độ giao hàng chậm so với quy định của hợp đồng cung cấp vật tư thiết bị; (ii) Các gói thầu cung cấp vật tư thiết bị yêu cầu phải có chuyên gia của hãng sản xuất giám sát lắp đặt tại công trường (đặc biệt là máy biến áp). Một số dự án lưới điện 110 kV của các Tổng công ty Điện lực cũng bị ảnh hưởng, do một số gói thầu vật tư thiết bị có liên quan đến chuyên gia, nhà thầu Trung Quốc.

(4) Tài chính của ngành điện không đảm bảo, phát sinh nhiều trở ngại

Diễn biến của dịch Covid-19 đã ảnh hưởng đến khả năng cân bằng tài chính của các Tổng công ty Điện lực và Tập đoàn EVN, cụ thể:

- Sản lượng điện thương phẩm không đạt so với kế hoạch giao làm giảm doanh thu của các Tổng công ty Điện lực, có thể dẫn đến mất cân đối tài chính.

- Giá bán điện bình quân giảm do các hộ tiêu thụ điện có giá cao như các khách hàng khối kinh doanh dịch vụ đã giảm sản lượng điện tiêu thụ; sản lượng điện sinh hoạt bậc cao có thể giảm do yếu tố tác động về khả năng tài chính của các hộ gia đình, nên giá bán điện bình quân của một số Tổng công ty Điện lực như EVNHANOI, EVNHCMC, EVNCPC giảm nhiều so với kế hoạch.

- Phát sinh nợ chậm trả hoặc khó đòi: Nhiều khách hàng do ảnh hưởng của dịch Covid-19 có thể sẽ bị thiếu khả năng chi trả tiền điện trong năm 2020.

- Giảm dòng tiền để thanh toán: Do khó khăn trong thu được tiền điện nên năm 2020 Công ty mẹ EVN và các Tổng Công ty Điện lực đối mặt với việc thiếu hụt dòng tiền để thanh toán.

- Tăng chi phí do EVN và các đơn vị phải tăng dự trữ nhiên liệu than, dầu đảm bảo cung ứng điện cho phát triển kinh tế - xã hội và đời sống nhân dân.

Tuy nhiên, các kịch bản về tài chính của EVN và các đơn vị phụ thuộc nhiều vào tốc độ tăng trưởng và cơ cấu phụ tải, cơ cấu huy động nguồn điện năm 2020, các thông số đầu vào để tính chi phí mua điện của EVN và khả năng chi trả tiền điện của các khách hàng do ảnh hưởng của dịch Covid-19.

3.4.3. Đánh giá tác động đến ngành than mà trực tiếp là Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (TKV)⁹⁶

Do ảnh hưởng của dịch Covid-19, nhu cầu than của thị trường Trung Quốc dự báo sẽ giảm mạnh nên hiện tại giao dịch than của

⁹⁶ Tổng hợp từ báo cáo của TKV.

Trung Quốc trên thị trường quốc tế rất ít, dẫn đến chỉ số giá than không thay đổi nhiều đối với than Indonesia và than Australia loại 5500 NAR. Nhiều mỏ than của Trung Quốc, Nam Phi đã tạm dừng hoạt động, nhiều nhà cung cấp than trên thị trường thế giới (Australia, Nam Phi, Nga) đang có động thái giữ hàng và nghe ngóng thông tin thị trường sau khi Trung Quốc quay trở lại nên giao dịch trầm lắng. Nguồn than nhập khẩu về Việt Nam trong tháng 2 - 3/2020 đang vô cùng hạn chế do chịu sự tác động nghiêm trọng của dịch Covid-19. Nhiều tàu của các nhà cung cấp than đã có hợp đồng với TKV hiện đang phải chờ đợi dài ngày tại cảng Australia để đợi thủ tục kiểm dịch, có trường hợp tàu phải cách ly do có yếu tố liên quan đến vùng dịch⁹⁷.

Như vậy, dự báo lượng cung than thế giới cung ứng cho thị trường trong thời gian tới sẽ giảm sút và đẩy giá than tăng.

Dự báo TKV cũng sẽ gặp khó khăn trong việc nhập khẩu than để pha trộn, cung ứng cho các nhà máy điện như các nhà nhập khẩu than khác.

(1) Dự báo nhu cầu sử dụng than của các hộ tiêu thụ trong nước sẽ không giảm và có xu hướng tăng thêm

- Nhu cầu than cho sản xuất điện: Do tình hình thủy văn không thuận lợi, nước về các hồ thủy điện được dự báo rất kém. Dự kiến EVN sẽ huy động thêm nguồn nhiệt điện than 1,9 tỷ kWh so với kế hoạch (tương ứng tăng sử dụng khoảng 1 triệu tấn than).

- Đối với sản xuất xi măng: Dự báo năm 2020 tiêu thụ xi măng toàn ngành sẽ đạt khoảng 101 - 103 triệu tấn, tăng 4 - 5% so với năm 2019. Trong đó, tiêu thụ xi măng nội địa đạt khoảng 69 - 70 triệu tấn, xuất khẩu khoảng 32 - 34 triệu tấn. Nhu cầu sử dụng than sẽ khoảng trên 10 triệu tấn trong khi kế hoạch cung ứng than cho hộ này của TKV là 1,57 triệu tấn, bằng 15,7% nhu cầu.

⁹⁷ Như tàu KK PIPARO của Glencore nhận 82 nghìn tấn than dự kiến phải đợi 20 ngày, tàu YM RIGHTNESS nhận 82 nghìn tấn than dự kiến phải đợi 13 - 15 ngày...

- Nhu cầu than cho các hộ phân bón, hoá chất: Dự kiến các nhà máy sản xuất Alumin của Tập đoàn sẽ không giảm sản lượng. Mặc dù dịch bệnh có ảnh hưởng thị trường tiêu thụ các sản phẩm nông nghiệp, song với khó khăn trọng việc nhập khẩu phân bón trong khu vực (đặc biệt phần lớn từ Trung Quốc), vì vậy, dự kiến sản lượng sản xuất trong nước sẽ tăng thêm, làm tăng nhu cầu sử dụng nguyên liệu trong nước trong đó có than của TKV.

(2) Tiến độ thực hiện một số dự án đầu tư sẽ bị ảnh hưởng, nhất là các dự án có sự tham gia của các đối tác Trung Quốc

Hiện nay, các đơn vị trong tập đoàn TKV đang tổ chức thực hiện 21 dự án đầu tư phát triển mỏ than (thuộc nhóm A, B), trong đó: 07 dự án đang thực hiện đầu tư; 09 dự án kết thúc giai đoạn đầu tư xây dựng cơ bản, đang hoàn thiện các thủ tục kiểm toán và quyết toán dự án hoàn thành; 05 dự án đang thực hiện công tác chuẩn bị dự án.

Nhìn chung, do tác động của dịch Covid-19 nên các dự án đều bị ảnh hưởng, nhất là đối với một số dự án có sự tham gia trực tiếp của các đối tác Trung Quốc; cụ thể như:

* *Dự án đầu tư khai thác hầm lò mỏ Khe Chàm II - IV - Công ty Than Hạ Long*: Theo báo cáo của chủ đầu tư có 02 gói thầu đào lò xây dựng cơ bản do nhà thầu Trung Quốc đảm nhận.

* *Dự án đầu tư khai thác hầm lò dưới mức -150 - Công ty Than Mạo Khê*: Theo báo cáo của Công ty Than Mạo Khê (chủ đầu tư), có 02 Gói thầu thuộc dự án do nhà thầu Trung Quốc thực hiện.

* *Dự án đầu tư xây dựng công trình khai thác hầm lò mỏ than Núi Béo*: Có 02 Gói thầu thuộc dự án có chuyên gia người Trung Quốc tham gia thực hiện, cụ thể: (i) Gói thầu số 16: *Thi công hạng mục Hệ thống thiết bị trực tải giếng đưng chính*, và (ii) Gói thầu số 105+109: *Cung cấp thiết bị và hướng dẫn lắp đặt, vận hành tổ hợp cơ giới hóa khai thác lò chợ 21103*.

Như vậy, với ảnh hưởng của dịch Covid-19 thì 03 dự án này sẽ bị chậm tiến độ và ảnh hưởng đặc biệt đối với Công ty CP Than Núi Béo nếu việc hướng dẫn lắp đặt, vận hành không được tiến hành theo đúng kế hoạch và không có biện pháp khắc phục sẽ làm giảm sản lượng sản xuất của Công ty khoảng 400 nghìn tấn vào năm 2020.

(3) Hoạt động sản xuất kinh doanh bị ảnh hưởng do một số vật tư, thiết bị nhập khẩu từ thị trường Trung Quốc chậm tiến độ

- Đối với khối sản xuất than, các đơn vị của TKV vẫn phải mua một số loại vật tư từ Trung Quốc để phục vụ cho nhu cầu của sản xuất, đặc biệt là các vật tư cho sản xuất than hầm lò. Về cơ bản, các đơn vị TKV đã chuẩn bị đủ vật tư cho sản xuất trong Quý I và 6 tháng đầu năm 2020. Tuy nhiên, nếu có việc tạm dừng hoặc hạn chế giao thương giữa Trung Quốc và Việt Nam tại các cửa khẩu để phòng chống dịch Covid-19 thì sản xuất của các đơn vị TKV vẫn có thể bị ảnh hưởng. Một số loại vật tư được nhập của Trung Quốc, đặc biệt đối với các vật tư có thời hạn sử dụng nhất định, vật tư có giá trị lớn (các đơn vị không dự trữ lâu ngày mà cần đến đâu mua đến đó hoặc đặt chế tạo) thì sẽ bị chậm và cần phải có nguồn thay thế. Một số vật tư, phụ tùng phục vụ sửa chữa các nhà máy, thiết bị có thể sẽ chậm giao hàng so với thời hạn quy định của hợp đồng dẫn tới dây chuyền phải ngừng hoạt động, ảnh hưởng đến công ăn việc làm.

(4) Các kịch bản cho hoạt động sản xuất, kinh doanh năm 2020

Năm 2020, trong bối cảnh dịch Covid-19 đang diễn biến hết sức phức tạp, khó lường, tác động rất lớn đến sự phát triển kinh tế - xã hội. Đối với TKV, ảnh hưởng của Covid-19 tác động trực tiếp đến thị trường tiêu thụ than, một số dự án đầu tư về than có nhà thầu Trung Quốc đang tham gia thực hiện một số gói thầu, hiện chưa thể đưa lao động và thiết bị sang để tiếp tục thực hiện dự án. Một số loại vật tư nhập khẩu để phục vụ sản xuất, đặc biệt vật tư cho sản xuất than hầm lò bị ảnh hưởng.

Với phương châm “*Vừa phòng chống dịch - vừa đảm bảo sản xuất kinh doanh*”, TKV đã có đánh giá nghiêm túc ảnh hưởng của dịch bệnh đến sản xuất kinh doanh để có các chỉ đạo, giải pháp nhằm đảm bảo các nguồn lực cho các hoạt động. Cụ thể:

- Về lao động: Theo dõi, quản lý tốt sức khỏe người lao động (đo thân nhiệt, khử khuẩn, vệ sinh phòng bệnh tại các vị trí làm việc); đảm bảo các điều kiện về vệ sinh lao động, nguồn lực và cơ sở vật chất sẵn sàng đáp ứng kịp thời với các tình huống về dịch bệnh trong các đơn vị.

- Về vật tư: Chỉ đạo các đơn vị sản xuất: (i) Dự kiến nhu cầu sử dụng, làm việc với các nhà cung cấp để thống nhất tiến độ, thời gian giao hàng nhằm đảm bảo kịp thời và đủ vật tư cho sản xuất; (ii) Tìm kiếm và chuẩn bị các nguồn vật tư thay thế trong trường hợp nguồn cung từ các quốc gia có dịch bị chậm hoặc gián đoạn do dịch bệnh kéo dài; (iii) Thực hiện phân loại vật tư hiện có tồn tại kho của công ty (kể cả vật tư đã qua sử dụng, thu hồi), có biện pháp phục hồi để tái sử dụng; (iv) Phối hợp với các nhà máy cơ khí trong nước, các nhà máy cơ khí trong TKV nghiên cứu sản xuất, chế tạo và sử dụng các vật tư thay thế hàng nhập khẩu.

- Thực hiện cân đối, bố trí các nguồn vốn đáp ứng theo nhu cầu sản xuất kinh doanh.

- Các Ban của TKV làm việc với các khách hàng, bám sát thị trường để tiêu thụ các sản phẩm, đặc biệt trong chuẩn bị nguồn than nhập khẩu để pha trộn cung ứng cho các khách hàng theo kế hoạch.

a. Trường hợp dịch Covid-19 kết thúc trong Quý II/2020

- Về sản lượng than thành phẩm sản xuất: Sản lượng không giảm so với kế hoạch; Năng lực sản xuất, năng lực cung ứng được đảm bảo.

- Về sản lượng tiêu thụ của Công ty mẹ: Sản phẩm than dự kiến giảm khoảng 1 triệu tấn (xuất khẩu giảm 0,3 triệu tấn; trong nước là các hộ phân bón hóa chất và hộ khác sẽ giảm 0,7 triệu tấn); Than cho điện đảm bảo cung ứng đủ theo kế hoạch.

- Mặc dù doanh thu, lợi nhuận, nộp NSNN có giảm song TKV vẫn bảo toàn và phát triển được vốn nhà nước tại doanh nghiệp.

b. Trường hợp dịch Covid-19 kết thúc trong Quý III/2020

- Về sản lượng than thành phẩm sản xuất: Dự kiến giảm khoảng 0,4 triệu tấn, đảm bảo năng lực cung ứng.

- Về sản lượng tiêu thụ: Than tiêu thụ dự kiến giảm 2,0 triệu tấn (xuất khẩu giảm 0,5 triệu tấn; trong nước giảm 1,5 triệu tấn); Đảm bảo cung ứng đủ than cho điện.

- Doanh thu, lợi nhuận, nộp NSNN giảm sâu so với kế hoạch; song TKV vẫn bảo toàn và phát triển được vốn nhà nước tại doanh nghiệp.

c. Trường hợp dịch Covid-19 kết thúc trong Quý IV/2020

- Về sản lượng than thành phẩm sản xuất: Dự kiến giảm khoảng 0,88 triệu tấn, đảm bảo năng lực cung ứng.

- Về sản lượng tiêu thụ: Than tiêu thụ dự kiến giảm 3,0 triệu tấn (xuất khẩu giảm 0,8 triệu tấn, trong nước giảm 2,2 triệu tấn); Cung ứng đủ than cho điện.

- Doanh thu, nộp NSNN giảm sâu so với kế hoạch; lợi nhuận Công ty mẹ lỗ (-) 170 tỷ đồng.



CHƯƠNG 4

**BỐI CẢNH TRONG NƯỚC, QUỐC TẾ VÀ MỘT SỐ DỰ BÁO
VỀ PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG CỦA VIỆT NAM
GIAI ĐOẠN ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045**

4.1. Bối cảnh trong nước tác động đến phát triển năng lượng của Việt Nam giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

- Sau hơn 30 năm *Đổi mới, thế và lực của nước ta đã lớn mạnh hơn, tích lũy thêm nhiều kinh nghiệm lãnh đạo, quản lý và điều hành phát triển kinh tế - xã hội*. Trong giai đoạn 2010 - 2020, kinh tế nước ta có tốc độ tăng trưởng đạt khá cao⁹⁸; chất lượng tăng trưởng được cải thiện, năng suất lao động được nâng lên rõ rệt⁹⁹; kinh tế vĩ mô ổn định vững chắc hơn, lạm phát được kiểm soát ở mức thấp, các cân đối lớn của nền kinh tế được cải thiện đáng kể¹⁰⁰. Huy động các nguồn lực xã hội cho đầu tư phát triển được đẩy mạnh, đầu tư khu vực ngoài nhà nước tăng nhanh và chất lượng, hiệu quả sử dụng được cải thiện¹⁰¹. Các trọng tâm cơ cấu lại về đầu tư, các tổ

⁹⁸ Tốc độ tăng GDP giai đoạn 2011 - 2015 đạt bình quân 5,9%/năm, 2016 - 2020 ước đạt 6,8%/năm; GDP bình quân đầu người tăng từ 1.332 USD năm 2010 lên hơn 3.000 USD năm 2020.

⁹⁹ Đóng góp của năng suất các nhân tố tổng hợp TFP tăng từ 33,6% giai đoạn 2011 - 2015 lên khoảng 43,5% giai đoạn 2016 - 2020. Tốc độ tăng năng suất lao động bình quân giai đoạn 2011 - 2015 là 4,3%, giai đoạn 2016 - 2020 là 5,8%/năm. Hiệu quả đầu tư được nâng lên; hệ số ICOR giảm từ gần 6,3 giai đoạn 2011 - 2015 xuống còn khoảng 6,1 giai đoạn 2016 - 2020.

¹⁰⁰ Chỉ số giá tiêu dùng (CPI) giảm từ 18,6% năm 2011 xuống ổn định ở mức dưới 4%/năm giai đoạn 2016 - 2020; lạm phát bình quân giai đoạn 2011 - 2015 là 7,65%, giai đoạn 2016 - 2020 là 3,38%; tổng kim ngạch xuất, nhập khẩu tăng 3,6 lần, từ 157,1 tỷ USD năm 2010 lên khoảng 568 tỷ USD năm 2020, tương đương trên 190% GDP. Xuất khẩu tăng nhanh từ 72,2 tỷ USD năm 2010 lên khoảng 282 tỷ USD năm 2020, tăng bình quân 14,6%/năm; Cán cân thương mại được cải thiện rõ rệt, chuyển từ thâm hụt 12,6 tỷ USD năm 2010 sang cơ bản cân bằng và thặng dư những năm gần đây; cán cân thanh toán quốc tế thặng dư; dự trữ ngoại hối tăng kỷ lục tăng từ 12,4 tỷ USD năm 2010 lên 28 tỷ USD năm 2015 và đạt 75 tỷ USD vào năm 2020; tỉ lệ nợ công so với GDP tăng từ 51,7% năm 2010 lên 63,7% năm 2016. Tỉ lệ nợ công giảm còn 58,4% năm 2018, dự kiến giảm dần còn khoảng 55% vào năm 2020.

¹⁰¹ Vốn đầu tư phát triển giai đoạn 2011 - 2020 đạt trên 15 triệu tỷ đồng, tăng bình quân 11%/năm. Nguồn đầu tư trong nước từ khu vực ngoài nhà nước chiếm tỷ trọng ngày càng lớn trong tổng đầu tư xã hội, tăng từ 36,1% năm 2010 lên khoảng 46% năm 2020. Vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài giai đoạn 2011 - 2020 đạt trên 270 tỷ USD; vốn thực hiện đạt khoảng 150 tỷ USD, tăng trên 7%/năm, chiếm 22% tổng vốn đầu tư toàn xã hội.

chức tín dụng, doanh nghiệp nhà nước được tập trung thực hiện và đạt kết quả tích cực¹⁰². Cơ cấu kinh tế giữa các ngành và nội ngành chuyển biến tích cực; tỷ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo và ứng dụng công nghệ cao tăng lên¹⁰³. Tuy nhiên, cùng với sự phát triển kinh tế, lượng tiêu thụ năng lượng cũng tăng theo, cụ thể như lượng điện tiêu thụ năm 2010 khoảng 85,5 TWh (GDP là 122,4 tỷ USD), năm 2015 là 151,5 TWh (GDP là 204,8 tỷ USD), đến năm 2018 là 192,9 TWh (GDP là 241,4 tỷ USD).

- **Những thách thức về bảo vệ môi trường sinh thái và cam kết quốc tế về ứng phó với biến đổi khí hậu** cũng tạo ra áp lực lớn khi thực hiện chiến lược đảm bảo an ninh năng lượng gắn với phát triển bền vững.

- **Tình hình Biển Đông tiếp tục diễn biến khá phức tạp** trong bối cảnh các nước lớn xoay trục, muốn tăng tầm ảnh hưởng chiến lược ở khu vực Ấn Độ - Thái Bình Dương. Tranh chấp và các diễn biến phức tạp ở Biển Đông giữa những nước trong khu vực tạo ra những trở ngại trong thăm dò, khai thác tài nguyên dầu khí...

- **Việt Nam xác định mục tiêu đến năm 2030 hoàn thành công nghiệp hóa.** Dự thảo văn kiện Đại hội XIII của Đảng đã đề ra mục tiêu chiến lược đến năm 2030, nước ta trở thành nước công nghiệp¹⁰⁴

¹⁰² Quy mô thị trường chứng khoán tăng mạnh từ 19,3% GDP năm 2011 lên 71,5% GDP năm 2018, dự báo đạt 100% năm 2020; Cơ cấu lại doanh nghiệp giai đoạn 2011 - 2019 cổ phần hóa được 672 doanh nghiệp nhà nước; kinh tế tư nhân chiếm 43% GDP, thu hút 85% lực lượng lao động.

¹⁰³ Tỷ trọng khu vực nông, lâm, thủy sản giảm từ 18,9% năm 2010 xuống dưới 13% năm 2020.

¹⁰⁴ Theo Tổ chức phát triển Công nghiệp của Liên hợp quốc (UNIDO), nước công nghiệp có tiêu chí giá trị gia tăng công nghiệp chế biến, chế tạo bình quân đầu người là 1.000 - 2.500 USD hoặc giá trị công nghiệp chế biến, chế tạo chiếm trên 0,5% tổng giá trị công nghiệp chế biến, chế tạo toàn cầu. Nước công nghiệp phát triển có giá trị gia tăng công nghiệp chế biến chế tạo bình quân đầu người trên 2.500 USD hoặc GDP bình quân đầu người theo sức mua tương đương trên 20.000 USD. Trong khu vực ASEAN, nước công nghiệp phát triển có Malaysia và Singapore, nước công nghiệp có Indonesia và Thái Lan. Giá trị gia tăng công nghiệp chế biến, chế tạo bình quân đầu người Việt Nam đến năm 2020 ở mức khoảng 900 USD, dự kiến đến năm 2030 có thể đạt trên 2.000 USD. Như vậy, nước ta sẽ sớm trở thành nước công nghiệp do giá trị gia tăng công nghiệp chế biến chế tạo bình quân đầu người nằm trong khoảng 1.000 USD - 2.500 USD.

với một số chỉ tiêu như: Đến năm 2030, Việt Nam có tốc độ tăng trưởng tổng sản phẩm trong nước (GDP) bình quân khoảng 7,0%/năm; GDP bình quân đầu người theo giá hiện hành đến năm 2030 đạt khoảng 8.000 USD/người. Tỷ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo đạt khoảng 30% GDP, kinh tế số đạt khoảng 30% GDP. Tỷ lệ đô thị hóa đạt trên 50%; tổng đầu tư xã hội bình quân đạt 33 - 35% GDP, nợ công không quá 60% GDP, đóng góp của năng suất nhân tố tổng hợp (TFP) vào tăng trưởng đạt 50%, tốc độ tăng năng suất lao động xã hội đạt trên 6,5%/năm. Đặc biệt, chỉ tiêu giảm tiêu hao năng lượng tính trên đơn vị GDP ở mức 1 - 1,5%/năm.

Nghị quyết số 23/NQ-TW, ngày 22/3/2018 của Bộ Chính trị về định hướng xây dựng chính sách phát triển công nghiệp quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 đã đề ra mục tiêu: đến năm 2030, Việt Nam hoàn thành mục tiêu công nghiệp hóa, hiện đại hóa, cơ bản trở thành nước công nghiệp theo hướng hiện đại; thuộc nhóm ba nước dẫn đầu khu vực ASEAN về công nghiệp, trong đó một số ngành công nghiệp có sức cạnh tranh quốc tế và tham gia sâu vào chuỗi giá trị toàn cầu. Tầm nhìn đến năm 2045, Việt Nam trở thành nước công nghiệp phát triển hiện đại. Theo đó, một số chỉ tiêu đã được xác định cụ thể: tỷ trọng công nghiệp trong GDP đạt trên 40%; tỷ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo trong GDP đạt khoảng 30%, trong đó công nghiệp chế tạo đạt trên 20%. Tỷ trọng giá trị sản phẩm công nghiệp công nghệ cao trong các ngành chế biến, chế tạo đạt tối thiểu 45%; tốc độ tăng trưởng giá trị gia tăng công nghiệp đạt bình quân trên 8,5%/năm, trong đó công nghiệp chế biến, chế tạo đạt bình quân trên 10%/năm; tốc độ tăng năng suất lao động công nghiệp đạt bình quân 7,5%/năm; chỉ số hiệu suất cạnh tranh công nghiệp (CIP) nằm trong nhóm ba nước dẫn đầu ASEAN; tỷ lệ lao động trong lĩnh vực công nghiệp và dịch vụ đạt trên 70% và xây dựng được một số

cụm liên kết ngành công nghiệp, doanh nghiệp công nghiệp trong nước có quy mô lớn, đa quốc gia, có năng lực cạnh tranh quốc tế.

Với tăng trưởng kinh tế khoảng 7% hàng năm, nhu cầu năng lượng, đặc biệt là nhu cầu về điện phục vụ phát triển kinh tế - xã hội sẽ vẫn duy trì ở mức cao. Nhu cầu điện dự báo vẫn tăng khoảng 10% trong thập kỷ tới, do đó, việc đảm bảo phát triển đầy đủ và kịp thời hạ tầng cơ sở hệ thống năng lượng là một thách thức hàng đầu.

- Quá trình đô thị hóa và xây dựng hạ tầng kinh tế - kỹ thuật đến năm 2030 diễn ra ngày càng mạnh mẽ. Đến năm 2030, dự báo phần năng lượng sử dụng cho đô thị có thể lên tới 45 - 50% trong toàn bộ nhu cầu năng lượng của Việt Nam. Do tốc độ đô thị hóa tăng nhanh đột biến, chất lượng đô thị ngày càng được nâng lên, một số chuỗi đô thị tại các khu vực kinh tế trọng điểm phía Bắc, phía Nam và miền Trung đang được hình thành kết nối với mạng lưới đô thị thông minh trong khu vực và thế giới. Ngay trong quá trình hình thành các đô thị mới, xây dựng các cao ốc mới, việc đặt ra các tiêu chuẩn, quy chuẩn trong sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả. Từ đó kéo theo phải sử dụng nhiều nguồn năng lượng khác nhau để “nuôi dưỡng” cho hoạt động đô thị. Về phát triển hạ tầng: Đến năm 2030, nước ta vẫn đang trong quá trình xây dựng và phát triển hạ tầng kỹ thuật quốc gia, nhất là hạ tầng giao thông, hạ tầng viễn thông và các hạ tầng khác. Hình thành hệ thống trung tâm dữ liệu quốc gia, các trung tâm dữ liệu vùng và địa phương kết nối đồng bộ và thống nhất. Hình thành các hệ thống dữ liệu tin cậy, ổn định của Nhà nước và doanh nghiệp. Đầu tư trang bị các hệ thống thiết bị thu thập, lưu trữ, xử lý, bảo vệ dữ liệu công. Bên cạnh đó, việc nâng cấp hạ tầng các ngành, lĩnh vực quan trọng, thiết yếu đồng bộ, hiện đại đáp ứng yêu cầu áp dụng công nghệ của cuộc Cách mạng công nghiệp lần thứ tư, trước hết là hạ tầng năng lượng và giao thông. Do đó, việc bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia là tối cần thiết.

- Đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI) ngày càng tăng, tiếp tục đóng vai trò quan trọng cho phát triển kinh tế - xã hội đất nước. Theo tinh thần Nghị quyết số 50/NQ-TW, ngày 20/8/2018 của Bộ Chính trị về định hướng hoàn thiện thể chế, chính sách, nâng cao chất lượng, hiệu quả hợp tác đầu tư nước ngoài đến năm 2030 phân đầu khu vực có vốn đầu tư nước ngoài (FDI) đạt một số mục tiêu về vốn đăng ký giai đoạn 2021 - 2025 khoảng 150 - 200 tỷ USD (30 - 40 tỷ USD/năm); giai đoạn 2026 - 2030 khoảng 200 - 300 tỷ USD (40 - 50 tỷ USD/năm); vốn thực hiện giai đoạn 2021 - 2025 khoảng 100 - 150 tỷ USD (20 - 30 tỷ USD/năm); giai đoạn 2026 - 2030 khoảng 150 - 200 tỷ USD (30 - 40 tỷ USD/năm); tỉ lệ doanh nghiệp sử dụng công nghệ tiên tiến, quản trị hiện đại, bảo vệ môi trường, hướng đến công nghệ cao tăng 50% vào năm 2025 và 100% vào năm 2030 so với năm 2018; tỉ lệ nội địa hóa tăng từ 20 - 25% hiện nay, lên mức 30% vào năm 2025 và 40% vào năm 2030; Tỷ trọng lao động qua đào tạo trong cơ cấu sử dụng lao động từ 56% năm 2017 lên 70% vào năm 2025 và 80% vào năm 2030. Do vậy, với các chỉ tiêu phát triển đều tăng cao theo từng năm dẫn đến hoạt động của khối doanh nghiệp FDI ngày càng nhiều đòi hỏi một nguồn năng lượng rất lớn và ổn định phục vụ cho các hoạt động sản xuất kinh doanh.

- Thị trường năng lượng cạnh tranh mới ở giai đoạn đầu. Việt Nam đã có những nỗ lực thị trường hóa năng lượng dựa các biện pháp định giá theo thị trường. Tuy nhiên, những nỗ lực này cần phải đẩy mạnh và tăng tốc hơn nữa. Theo đó, để chuyển giao hiệu quả sang định giá theo thị trường, nhiều tổ chức quốc tế khuyến nghị Việt Nam cần phải thực hiện: (i) xây dựng một kế hoạch cải tổ giá toàn diện; (ii) xây dựng chiến lược truyền thông mạnh; (iii) tăng giá theo các giai đoạn một cách thích hợp, (iv) cải thiện hiệu quả các doanh nghiệp nhà nước, (v) khuyến khích hiệu quả năng lượng, (vi) giảm thiểu tác động của Nhà nước lên định giá năng lượng.

- Trữ lượng và khả năng cung cấp năng lượng trong nước ngày càng hạn hạn chế. Theo các ước tính về trữ lượng năng lượng,

với tốc độ khai thác các loại nhiên liệu hóa thạch như hiện nay, trữ lượng than có thể đảm bảo thời gian khai thác khoảng 70 năm, khí tự nhiên khoảng 40 năm, dầu thô khoảng 20 năm. Với mức tăng nhu cầu như hiện tại, Việt Nam sẽ phải tăng rất nhanh nhập khẩu năng lượng từ bên ngoài.

- ***Nhu cầu vốn cho phát triển năng lượng ngày càng lớn.*** Ước tính nhu cầu vốn đầu tư cho ba phân ngành điện, than, dầu khí trong giai đoạn 2016 - 2035 hàng năm khoảng 300 nghìn tỷ đồng (xấp xỉ 15 tỷ USD hàng năm), trong đó, ngành điện lực chiếm khoảng 66%, phân ngành dầu khí chiếm 29% và phân ngành than chiếm 5%. Như vậy, để đáp ứng nhu cầu vốn đầu tư cho cơ sở hạ tầng năng lượng trong bối cảnh giảm thiểu bảo lãnh của Chính phủ cho các dự án năng lượng để giảm nợ công, việc tạo thuận lợi để các thành phần kinh tế ngoài nhà nước tham gia đầu tư vào cơ sở hạ tầng năng lượng là yêu cầu cấp thiết.

4.2. Bối cảnh quốc tế tác động đến phát triển năng lượng của Việt Nam giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

4.2.1. Tiềm năng phát triển các nguồn năng lượng trên thế giới và chính sách phát triển năng lượng của một số quốc gia

4.2.1.1. Tiềm năng phát triển của các nguồn năng lượng trên thế giới đến năm 2045

Tiềm năng phát triển năng lượng thế giới đang thay đổi nhanh được phản ánh qua các biến động về nguồn cung năng lượng điển hình như:

- **Từng bước giảm thiểu sử dụng than cho mục đích phát điện, chuyển sang sử dụng nhiệt điện khí và năng lượng tái tạo thay thế.**

Cộng đồng châu Âu cũng đang nỗ lực thực hiện ngừng nhiệt điện than, các nước như Vương quốc Anh, Bỉ, Pháp, Italy, Hà Lan,

Bồ Đào Nha, Áo, Ai-len, Đan Mạch, Thụy Điển và Phần Lan đều đặt mục tiêu loại bỏ nhiệt điện than vào năm 2030. Tổng công suất nhiệt điện than của khối các nước này hiện tại ở mức 42 GW. Riêng đối với Đức - 50 GW, Ba Lan - 29 GW là hai quốc gia đứng thứ 4 và thứ 9 trong các quốc gia nhiệt điện than thuộc Liên minh châu Âu. Chính phủ Đức hiện chưa có kế hoạch cụ thể loại bỏ nhiệt điện than, nhưng mục tiêu loại bỏ 50% tổng công suất vào năm 2030 là khả thi. Ba Lan đưa ra mục tiêu không phát triển nhiệt điện than mới ngoài những nhà máy đang xây dựng. Để đáp ứng các mục tiêu của Thỏa thuận Paris, Liên minh châu Âu cần phải đóng nhiệt điện than vào năm 2030. Mức giá các-bon tăng được xem là động lực chuyển từ than sang khí thiên nhiên trong những năm tới.

Các quốc gia châu Á khác như Hàn Quốc, Nhật Bản, Việt Nam, Bangladesh, Pakistan và Philippines đã tăng công suất nhiệt điện than đạt mức 185 GW gấp đôi so với mức năm 2000. Các quốc gia này đang tiến hành xây dựng 50 GW và dự kiến phát triển thêm 128 GW điện than. Những dự án của các nước này sử dụng nguồn vốn vay Trung Quốc, Nhật Bản và Hàn Quốc. Chính phủ Indonesia đã không phê duyệt các nhà máy điện than mới trên đảo Java, nơi tập trung dân số cao nhất. Thổ Nhĩ Kỳ cũng có một kế hoạch phát triển nhiệt điện than, tuy nhiên, hiện tại chỉ có 1 GW đang được xây dựng trong tổng số 43 GW dự kiến.

Nam Phi có trữ lượng than lớn và đứng thứ 7 thế giới về công suất nhiệt điện than. Hiện nay, quốc gia này đang xây dựng 6 GW và dự kiến phát triển 6 GW khác. Ở Nam Phi đang có xu hướng chủ động thay thế than bằng các nguồn năng lượng tái tạo.

Hoa Kỳ thể hiện nỗ lực dừng các nhà máy nhiệt điện than cũ, đã giảm 61 GW và dự tính 58 GW trong những năm tới. Nỗ lực này sẽ làm giảm công suất nhiệt điện than xuống khoảng 220 GW, tương đương với 2/3 tổng công suất 327 GW so với năm 2000. Với các tiến bộ công nghệ trong khai thác khí đá phiến và xu hướng giảm chi phí của điện năng lượng tái tạo, các điều kiện thị trường hiện đang thích

hợp cho việc phát triển nhiệt điện khí và năng lượng tái tạo. Hiện tại, Hoa Kỳ không có kế hoạch phát triển nhiệt điện than. Trong năm 2018, Hoa Kỳ có kế hoạch ngừng 18 GW nhiệt điện than. Như vậy, mức tiêu thụ than ở Hoa Kỳ năm 2016 đạt mức thấp nhất kể từ năm 1982. Theo Báo cáo Triển vọng năng lượng của Hoa Kỳ cho thấy tất cả các kịch bản phát triển, công suất nhiệt điện than của Hoa Kỳ sẽ giảm từ 0,8 - 2,1%/mỗi năm cho đến 2050. Dự kiến đến năm 2050, Hoa Kỳ chỉ còn khoảng 144 - 150 GW điện than.

- Khí thiên nhiên, khí đá phiến được sử dụng để thay thế than, dầu hỏa cho mục đích phát điện.

Công nghệ tua-bin khí chu trình hỗn hợp hiện nay đã đạt đến mức hiệu suất 60%, cao nhất trong các công nghệ phát điện. Trong thập kỷ gần đây, trữ lượng chứng minh của khí tự nhiên đã tăng đáng kể, do đó, thúc đẩy mạnh mẽ việc khai thác và sử dụng khí tự nhiên. Đây là nguồn phát điện từ nhiên liệu hóa thạch ít tác động đến khí hậu và môi trường hơn so với dầu và than. Tuy nhiên, rào cản lớn nhất đối với nhiệt điện khí đó là chi phí đầu tư ban đầu cho việc phát triển mỏ, vận chuyển và phân phối khí tự nhiên đến nhà máy. Trong khi đó, nhiệt điện chạy dầu ít được quan tâm hơn, chủ yếu do giá thành cao, vận hành kém linh hoạt. Hầu hết nhiệt điện chạy dầu truyền thống thường có quy mô nhỏ hoặc được dùng làm dự phòng trong một phạm vi địa lý nhỏ. Khí đá phiến đã tạo ra một sự chuyển biến thị trường khí Bắc Mỹ, cũng như là các vùng khác. Sự nổi lên của khí đá phiến như một nguồn năng lượng tiềm năng đã có những tác động chiến lược đến địa chính trị và ngành công nghiệp năng lượng.

IEA dự báo sẽ có hơn 1500 GW công suất nhiệt điện khí được bổ sung vào mạng lưới toàn cầu cho đến 2040. Lượng công suất gia tăng chủ yếu đến từ các nền kinh tế đang phát triển như nhóm BRICS. Hiện tại, nhiệt điện khí đang chiếm khoảng 30% cơ cấu công suất nguồn của nhóm OECD, trong đó nổi bật ở Hoa Kỳ, Nhật Bản và các quốc gia châu Âu phát triển ở khu vực phía Tây.

Hoa Kỳ là quốc gia có trữ lượng khí tự nhiên khá dồi dào, đứng thứ tư thế giới chỉ sau Nga, Iran và Qatar. Theo Báo cáo Triển vọng năng lượng Hoa Kỳ 2019, sản lượng khí đốt sẽ tăng khoảng 1,2%/năm từ nay đến 2050. Trong những năm gần đây, Hoa Kỳ cũng gia tăng xuất khẩu khí đốt. Hiện tại công suất nhiệt điện khí chiếm 32,5% cơ cấu nguồn. Tỷ lệ này dự kiến sẽ còn tăng do nguồn cung nội địa khá ổn định. Hiện nay, Mỹ đang đi đầu thế giới trong cuộc cách mạng dầu khí đá phiến. Dự kiến tổng công suất đặt của nhiệt điện khí công nghệ tua-bin khí chu trình hỗn hợp của Hoa Kỳ sẽ tăng từ 215,7 GW năm 2017 lên 448 GW vào năm 2050, tương ứng 2,3%/năm.

Nhật Bản có trữ lượng khí đốt khá hạn chế (chỉ bằng 1/30 lần so với Việt Nam) hiện đang là một trong những quốc gia nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng lớn nhất thế giới. Năm 2017, nhiệt điện đốt dầu khí chiếm đến 44,7% cơ cấu nguồn và xấp xỉ 50% sản lượng điện, một phần do điện hạt nhân suy giảm trong mấy năm gần đây. Tuy nhiên, theo Kế hoạch năng lượng quốc gia, với sự trở lại của điện hạt nhân và NLTT, sản lượng từ nhiệt điện dầu và khí của Nhật Bản tới năm 2030 sẽ giảm xuống còn 30%. Điều đó đồng nghĩa Nhật Bản sẽ không đầu tư thêm các nhà máy nhiệt điện đốt dầu khí.

Ngành khai thác khí đốt ở châu Âu bị ảnh hưởng phần nào do của cuộc cách mạng dầu khí đá phiến và sự cạnh tranh từ các nguồn cung khác ở khu vực Trung Đông. Tuy nhiên, sản xuất điện từ khí đốt lại gia tăng, trong bối cảnh các quốc gia đề cao năng lượng sạch, nhằm thay thế cho than đá. Chẳng hạn, so với 2016, tại các thị trường lớn, Tây Ban Nha chứng kiến nhu cầu của ngành điện tăng 26,8%; Thổ Nhĩ Kỳ: 26,3%; Pháp: 19,2%; Hà Lan: 12,6%; Ba Lan: 11,4%; Italy: 8,4%; Anh: 4,4%; Bỉ: 3,9%; và Đức: 0,4%. Trong bối cảnh Liên minh châu Âu đặt mục tiêu cắt giảm 80 - 95% phát thải khí nhà kính đến năm 2050¹⁰⁵, thì sản xuất điện từ khí đốt vẫn còn chỗ đứng, nhất là khi công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon chưa giảm được chi phí.

¹⁰⁵ So với mức phát thải của năm 1990.

Nếu xét về trữ lượng xác minh, khối BRICS chiếm 19,6% tổng trữ lượng khí đốt toàn thế giới. Trong số này Nga chiếm tới 86% toàn khối, Trung Quốc 9%, cả ba quốc gia còn lại không đáng kể. Năm 2017, nhiệt điện đốt dầu và khí chiếm 9% sản lượng cả khối.

Trong cơ cấu sản lượng điện của Nga, dầu và khí đốt chiếm tỷ trọng hơn 50% do Nga là quốc gia có nhiều tài nguyên năng lượng. Tuy nhiên trong 5 năm gần đây, sản lượng điện dầu khí của Nga giảm 0,3%/năm. Hiện tại hiệu suất trung bình của nhiệt điện khí tại Nga là 39,3%, trong khi thể hệ chu trình khí hỗn hợp mới có thể tạo ra hiệu suất 60%. Các nhà máy điện khí của Nga bị đánh giá là thuộc thế hệ cũ, một nửa số nhà máy sẽ được thay thế hoặc cải tạo lại trước năm 2035. Các nhà máy điện đốt khí mới cũng được xây dựng nhằm đáp ứng nhu cầu tăng trưởng phụ tải cũng như thay thế cho nhiệt điện than. Nghiên cứu về triển vọng năng lượng của Nga cho thấy, nhu cầu khí đốt cho phát điện sẽ tăng từ 120 BCM năm 2016 lên 144 - 153,3 BCM vào năm 2035, tương đương 1,0 - 1,3%/năm. Tổng công suất phát điện sẽ tăng từ 104,2 GW lên xấp xỉ 133 GW vào năm 2035.

Trong cơ cấu sản lượng điện tại Trung Quốc năm 2017, dầu và khí đốt chỉ chiếm 3,3%. Tuy nhiên, tốc độ tăng trưởng loại hình phát điện này trong 10 năm nay là 13%/năm, theo đúng đà tăng trưởng của tổng sản lượng. Chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ trong cơ cấu, nhưng do quy mô lớn nên sản xuất điện dầu và khí của Trung Quốc có ảnh hưởng khá lớn đến thị trường toàn cầu. Hiện tại, Trung Quốc đang là nhà nhập khẩu khí đốt lớn nhất thế giới. Dự kiến đến năm 2040, nhiệt điện than và khí của Trung Quốc chỉ tăng lên khoảng 7,1%. Tuy vậy, công suất điện dầu và khí cũng sẽ tăng từ 71 GW lên 255 GW năm 2040 và 360 GW năm 2050.

Trong khu vực ASEAN, Thái Lan có tỉ lệ điện từ điện khí vượt trội đạt 68,6% vào năm 2017. Tuy nhiên, điều này nảy sinh hai vấn

đề liên quan đến an ninh năng lượng: (i) nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng cao; (ii) nguồn điện thiếu sự đa dạng hóa. Bởi vậy sau năm 2025, Thái Lan sẽ không bổ sung thêm công suất điện khí, thay vào đó sẽ là nhiệt điện đốt than.

- Tăng cường khai thác tối đa công suất thủy điện đạt đến mức bão hòa và duy trì ổn định lâu dài.

Thủy điện vẫn luôn được coi là nguồn phát điện tái tạo lớn nhất thế giới, đóng một vai trò quan trọng trong việc giảm phát thải carbon và cải thiện tính linh hoạt của hệ thống điện. Vì vậy, ngoài các dự án mới, các quốc gia đầu tư mở rộng các nhà máy hiện tại và loại hình thủy điện tích năng.

Theo tính toán của Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA), công suất thủy điện toàn cầu vào năm 2050 sẽ đạt 2.000 GW, với sản lượng tăng gấp đôi hiện nay, vào khoảng 7.000 TWh. Đóng góp chủ yếu đến từ các nền kinh tế mới nổi và đang phát triển. Riêng trong hai thập kỷ tới, để đáp ứng các mục tiêu về phát triển bền vững trong ngành năng lượng, trong đó có mục tiêu giảm 2°C theo Thỏa thuận Paris, lượng công suất thủy điện tăng thêm sẽ khoảng 800 GW.

Đông Á và Thái Bình Dương là khu vực đi đầu về phát triển thủy điện. Riêng đối với Trung Quốc, theo Kế hoạch ba giai đoạn đến năm 2020, quốc gia này sẽ đạt công suất thủy điện 420 GW chiếm khoảng 16,7% cơ cấu nguồn, trong đó có 70 GW là thủy điện tích năng. Thêm 70 GW nữa sẽ được bổ sung trong giai đoạn 2020 - 2030 và cũng tiếp tục thêm 70 GW trong giai đoạn 2030 - 2050. Như vậy, đến năm 2050, tổng công suất đặt của thủy điện sẽ là 660 GW tương đương 1/3 công suất toàn cầu, sản lượng ước 2190 TWh.

Một quốc gia khác trong khối BRICS có tỷ trọng thủy điện cao là Brazil. Hiện tại, thủy điện chiếm hơn 64% công suất toàn hệ thống ở Brazil. Tuy nhiên, trong những năm gần đây, các đập thủy điện tại quốc gia Nam Mỹ này chỉ hoạt động nửa công suất do thiếu nước vì

hạn hán kéo dài. Brazil cũng sẽ không ngừng mở rộng công suất thủy điện do đây là tiềm năng sản xuất điện lớn của quốc gia Nam Mỹ này. Ước tính tiềm năng thủy điện chưa khai thác hết của Brazil vào khoảng 180 GW. Theo kế hoạch trong vòng 10 năm tới, sẽ có khoảng 44 GW thủy điện được xây dựng trong khu vực sông Amazon.

Ấn Độ là quốc gia có sản lượng thủy điện lớn thứ 7 thế giới, còn tiềm năng đứng thứ 4 thế giới với khoảng 148,7 GW chưa được khai thác. Dù vậy tiềm năng của Ấn Độ chủ yếu là thủy điện nhỏ, chiếm đến hơn 70% tổng tiềm năng tính toán. Chính sách về thủy điện của Ấn Độ được thực hiện từ vào năm 2008 cho phép khối tư nhân được tham dự nhiều hơn, và đặt mục tiêu 6,5 GW do khối tư nhân sở hữu. Liên quan đến phát triển thủy điện trong tương lai, gần đây nhất Chính phủ Ấn Độ đã cam kết 40% công suất toàn hệ thống là từ nguồn năng lượng sạch. Như vậy theo tính toán, sẽ có khoảng 20 GW thủy điện cần được xây dựng trong vòng 12 - 13 năm tới. Tuy nhiên, ước khoảng 13,3 GW là tổng công suất của những dự án lớn, hiện đang bị chậm tiến độ.

Theo Cơ quan Năng lượng Hoa Kỳ, quốc gia này có thể bổ sung 50 GW thủy điện từ nay đến 2050, khoảng 6,3 GW khác sẽ được bổ sung thông qua nâng cấp và mở rộng các dự án thủy và mở rộng các nhà máy hiện tại, trong đó bao gồm việc phục hồi các thủy điện đã ngừng vận hành. Về tiềm năng, Hoa Kỳ có thể phát triển thêm 65 GW thủy điện. Hiện tại chỉ 3% trong số 80 nghìn đập nước có sẵn được sử dụng để phát điện, số đập nước còn lại có thể tạo thêm 12 GW.

Canada đứng thứ ba thế giới về thủy điện. Do đặc điểm địa lý, địa hình, tài nguyên thủy điện của quốc gia thuộc khối OECD châu Mỹ này tương đối phong phú. Chính phủ Canada dự kiến sẽ bổ sung thêm 14 GW thủy điện với mức đầu tư từ 55 - 70 tỷ USD. Các dự án thủy điện mới có thể tạo thêm gần 1 triệu nghìn việc làm trong vòng 20 năm xây dựng các dự án thủy điện.

Tại các quốc gia OECD thuộc khu vực châu Âu, NLTT dự kiến sẽ

tăng mạnh nhưng chủ yếu là khu vực phi thủy điện. Hầu hết các tiềm năng thủy điện được phát triển ở phía Bắc châu Âu, trong khi phần lớn tiềm năng chưa sử dụng được tập trung ở phía Đông châu Âu. Năm quốc gia hàng đầu về thủy điện ở châu Âu là Na Uy, Thụy Điển, Pháp, Italy và Áo, trong đó 95% sản lượng điện của Na Uy đến từ thủy điện. Phần lớn các dự án mới gần đây ở châu Âu liên quan đến nâng cấp các trạm thủy điện hiện có và xây mới thủy điện tích năng.

Trong khu vực Đông Nam Á, Việt Nam hiện đang dẫn đầu về thủy điện nhưng tiềm năng thủy điện lớn của gần như đã tới hạn. Lào và Myanmar sẽ là những điểm tiềm năng mới thu hút các nguồn vốn đầu tư cho thủy điện. Ước tính tiềm năng thủy điện ở Lào lên đến 18 GW, trong khi ở Myanmar là 108 GW. Thủy điện nhỏ và siêu nhỏ cũng là mối quan tâm của các quốc gia ASEAN, đặc biệt là các quốc gia có địa bàn phân mảnh bởi đại dương và nhiều sông suối. Indonesia hiện đang đầu tư vào thủy điện nhỏ không nối lưới nhằm cải thiện tình trạng thiếu điện ở vùng xa. Tương tự ở Philippines, các dự án có công suất dưới 1 MW chỉ mất khoảng 6 tháng xây dựng được chú trọng.

- Năng lượng tái tạo được khuyến khích khai thác sử dụng và phát huy tối đa năng lực và đạt đến mức giới hạn trong vài thập kỷ tới.

Ở ngày càng nhiều các quốc gia trên thế giới, NLTT đã nổi lên như các giải pháp đáng kể cho việc đáp ứng nhu cầu năng lượng một cách kinh tế, đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển bền vững. Công suất và sử dụng NLTT trên quy mô toàn cầu đã tăng với một tốc độ hơn cả những kỳ vọng, đặc biệt trong khu vực sản xuất điện. Xu thế phát triển NLTT trong những năm gần đây đã tạo bước ngoặt trong phát triển hệ thống năng lượng toàn cầu.

Tốc độ tăng nhanh của NLTT thể hiện cam kết của các Chính phủ trên toàn thế giới. Hơn 170 quốc gia đã thiết lập các mục tiêu NLTT và gần 150 quốc gia đã ban hành các chính sách ưu đãi phát triển NLTT. Khu vực tư nhân cũng đóng một vai trò quan trọng trong

việc phát triển NLTT ở trên quy mô toàn cầu. Việc này đưa ra một tín hiệu thể hiện sự đồng thuận ngày càng cao trong việc các công nghệ NLTT sẽ là động cơ cho việc duy trì tăng trưởng và tạo đà cho phát triển kinh tế.

Chi phí sản xuất điện từ các loại hình NLTT đã giảm đáng kể từ năm 2010 với xu thế giảm của các thiết bị NLTT. Được dẫn dắt bởi mức giảm đến 81% giá thiết bị điện mặt trời cùng với mức giảm chi phí khác, chi phí điện quy dẫn (LCOE) điện mặt trời đã giảm 73% trong giai đoạn 2010 - 2017, xuống mức 10 US\$/kWh. Ở một số quốc gia điện mặt trời đã có thể cạnh tranh trực tiếp với các nguồn điện truyền thống mà không cần các hỗ trợ tài chính. Điện gió ngoài khơi và điện mặt trời tập trung cũng chứng kiến mức giảm đáng kể trong giai đoạn này với LCOE tương ứng là 14 US\$/kWh và 22 US\$/kWh. Các kết quả đấu thầu trong 2 năm 2016 và 2017 cho thấy mức giảm hơn nữa cho 2 loại hình điện NLTT này trong giai đoạn đến 2020.

Những yếu tố chính dẫn đến giảm chi phí điện NLTT bao gồm (i) cải thiện công nghệ, (ii) đấu thầu cạnh tranh và (iii) kinh nghiệm tích lũy ở quy mô lớn với các nhà phát triển dự án quốc tế. Các kết quả được thu thập bởi IRENA cho các đấu thầu cạnh tranh phát triển dự án điện NLTT giai đoạn đến 2022 cho thấy mức giảm LCOE sẽ tiếp tục được duy trì. IRENA cũng đưa ra dự đoán, đến năm 2020, chi phí các loại hình điện NLTT sẽ ở trong khoảng của các loại nguồn điện nhiên liệu hóa thạch. Với lượng công suất tích lũy ngày càng tăng ở các khu vực và các quốc gia, chi phí phát triển điện NLTT sẽ tiếp tục duy trì đà giảm hiện tại.

Dựa trên đà tăng trưởng này, NLTT được đặt vào vị trí thích hợp để đóng những vai trò trung tâm trong việc thực hiện các thỏa thuận quốc tế về biến đổi khí hậu và các mục tiêu phát triển bền vững. Ước tính của IRENA cho thấy việc tăng gấp đôi tỷ trọng NLTT lên mức 36% vào năm 2030 là hoàn toàn khả thi về kinh tế và kỹ thuật.

Tăng tốc thực hiện các bước ngoặt năng lượng và phát triển NLTT ngoài sản xuất điện có thể đem lại các lợi ích kinh tế, xã hội và môi trường. Hoàn thành mục tiêu tỷ trọng NLTT vào năm 2030 góp phần tăng sản lượng kinh tế toàn cầu 1,3 nghìn tỷ USD so với kịch bản thông thường. Nó cũng góp phần tạo ra hàng triệu việc làm và giảm đáng kể các nguy hại đến sức khỏe do ô nhiễm không khí gây ra. Một trong những lợi ích lớn nhất còn là giúp đỡ 1 tỷ người chưa tiếp cận điện năng và gần 3 tỷ người lệ thuộc vào các sinh khối truyền thống cho đun nấu.

Theo báo cáo của IRENA 2018, để đạt được mục tiêu cắt giảm khí nhà kính theo kịch bản thúc đẩy NLTT, thế giới cần mức đầu tư 16 nghìn tỷ USD đến năm 2050. Trong đó, các loại hình NLTT chủ yếu là: điện gió đất liền 33%, điện năng lượng mặt trời 43%; Kéo theo tỷ trọng tăng cao của điện NLTT, những đầu tư tăng thêm cho dự trữ năng lượng, công suất truyền tải và phân phối điện, các nguồn phát điện linh hoạt và hoạt động điều chỉnh phụ tải. Những đầu tư tăng thêm giúp hệ thống tích hợp được 62% tỷ trọng điện năng lượng tái từ gió và mặt trời mà vẫn đảm bảo cung cấp điện đầy đủ, ổn định và tin cậy.

Trong giai đoạn đến năm 2050, điện mặt trời tăng từ mức 223 GW lên 7122 GW, điện gió từ 411 GW lên 5445 GW, điện mặt trời tập trung từ 5 GW lên 633 GW, điện sinh khối từ 119 GW lên 384 GW, điện địa nhiệt từ 10 GW lên 227 GW, thủy điện từ 1248 GW lên 1828 GW, và những dạng NLTT khác (thủy triều, sóng biển...) từ 0,3 GW lên 881 GW. Như vậy, điện gió và điện mặt trời sẽ là các dạng điện năng lượng tái tạo chính để đáp ứng nhu cầu điện trong tương lai. Với tốc độ tăng trưởng này, điện từ NLTT sẽ đóng góp đến 85% tổng điện năng sản xuất vào năm 2050 so với mức 24% vào năm 2015.

4.2.1.2. Chính sách phát triển năng lượng tại một số quốc gia¹⁰⁶

Phát triển năng lượng là trọng tâm trong các bản chính sách phát triển kinh tế - xã hội ở tất cả các quốc gia trên thế giới. Tính chất chiến lược đặc biệt quan trọng của những chính sách phát triển năng lượng được thể hiện qua sự nối tiếp nhau qua những bản chính sách với khoảng thời gian 10 năm, 20 năm, thậm chí 30 năm.

Những bản chính sách tầm cỡ và ý nghĩa chiến lược về phát triển năng lượng của 20 quốc gia và vùng lãnh thổ tiêu biểu đại diện cho các châu lục trên toàn thế giới được tổng hợp trong Bảng 4.1 dưới đây.

Bảng 4.1: Chiến lược, chính sách phát triển năng lượng tại 20 quốc gia và vùng lãnh thổ tiêu biểu trên thế giới

STT	Quốc gia	Tên gọi của những chính sách năng lượng tại một số quốc gia	Khoảng thời gian
1	Trung Quốc	Chiến lược năng lượng quốc gia (ERS 2016 - 2030)	15 năm (2016 - 2030)
2	Thái Lan	Kế hoạch phát triển năng lượng Thái Lan (PDP 2015)	20 năm (2015 - 2036)
3	Philippines	Kế hoạch năng lượng Philippines 2017 - 2040	23 năm (2017 - 2040)
4	Campuchia	Kế hoạch năng lượng cơ bản Campuchia 2019 - 2030	10 năm (2019 - 2030)
5	Hàn Quốc	Kế hoạch năng lượng thông minh 2015 - 2035	20 năm (2015 - 2030)
6	Nhật Bản	Kế hoạch năng lượng chiến lược 2018 - 2030, tầm nhìn 2050	12 năm (2018 - 2030)
7	Nga	Chiến lược năng lượng Nga 2010 - 2030	20 năm (2010 - 2030)
8	Cộng hòa Albania	Chiến lược quốc gia về năng lượng và kế hoạch hành động 2005 - 2015	10 năm (2005 - 2015)
9	New Zealand	Chiến lược năng lượng mới	10 năm (2011 - 2021)
10	Thổ Nhĩ Kỳ	Chính sách năng lượng quốc gia và khai thác khoáng sản Thổ Nhĩ Kỳ 2017 - 2023	5 năm (2017 - 2023)

¹⁰⁶ Chi tiết xem Phụ lục 3

STT	Quốc gia	Tên gọi của những chính sách năng lượng tại một số quốc gia	Khoảng thời gian
11	Nam Phi	Kế hoạch chiến lược về năng lượng 2015 - 2020	5 năm (2015 - 2020)
12	Ấn Độ	Chính sách năng lượng quốc gia 2017 - 2040 (NEP)	23 năm (2017 - 2040)
13	Cộng hòa Ghana	Kế hoạch chiến lược năng lượng quốc gia 2006 - 2020	15 năm (2006 - 2020)
14	Cộng hòa Kenya	Chính sách năng lượng quốc gia 2014 - 2030	16 năm (2014 - 2030)
15	Ucraina	Chiến lược năng lượng của Ucraina đến 2035	18 năm (2017 - 2035)
16	Romanian	Kế hoạch năng lượng và khí hậu quốc gia 2021 - 2030	10 năm (2021 - 2030)
17	Italy	Chiến lược năng lượng quốc gia của Italy 2017	13 năm (2017 - 2030)
18	UAE	Chiến lược năng lượng quốc gia 2050	33 năm (2017 - 2050)
19	Quần đảo Cayman, UK	Chính sách năng lượng quốc gia 2017 - 2037	20 năm (2017 - 2037)
20	Quần đảo Angulla, UK	Chính sách năng lượng quốc gia Angulla: 2008 - 2020	12 năm (2008 - 2020)

Nguồn: Tổng hợp nhóm nghiên cứu Ban Kinh tế Trung ương

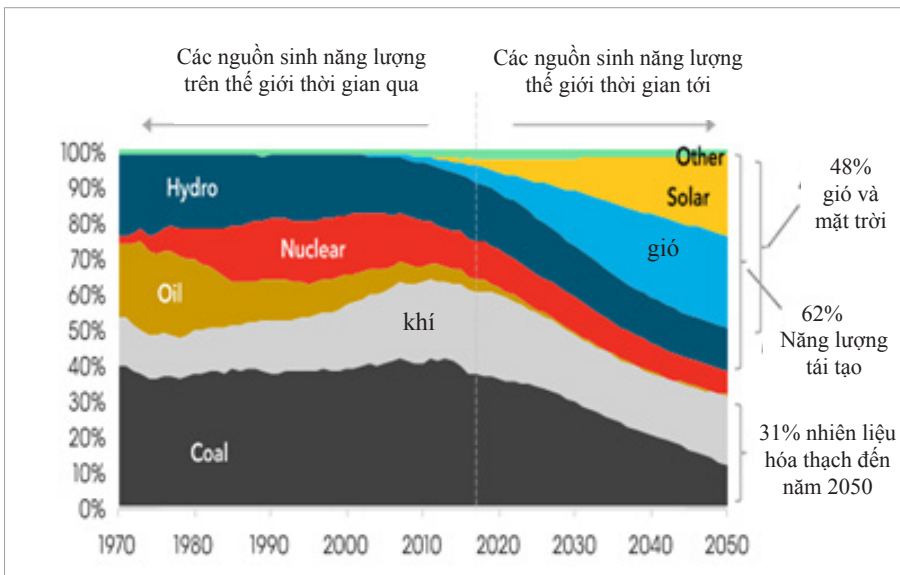
Trong 20 bản chính sách phát triển năng lượng ở trên đều thể hiện rõ hai nội dung: *Một là*, phải cung cấp đầy đủ năng lượng cho phát triển kinh tế - xã hội, đảm bảo lượng dự trữ trong trường hợp khẩn cấp, thiên tai, chiến tranh; *Hai là*, định hướng phát triển bền vững, lâu dài với những điểm nhấn quan trọng.

4.2.2. Xu thế phát triển năng lượng thế giới

Theo đánh giá về triển vọng năng lượng toàn cầu năm 2019 trong Báo cáo thể hệ năng lượng kế tiếp đã xác định nhu cầu năng lượng của các quốc gia thay đổi theo chiều hướng tăng nhanh, nhất là tiêu thụ năng lượng toàn cầu dự báo tăng từ 20 - 30% trở lên đến năm 2040.

Theo nghiên cứu của Bloomberg NEF năm 2019 (Hình 4.1), trên thế giới nguồn năng lượng được sử dụng chính vẫn là nhiên liệu hóa thạch với tổng số chiếm khoảng 70% lượng tiêu thụ toàn cầu, trong đó than vẫn chiếm tỉ lệ cao trên 40%, khí hóa lỏng chiếm khoảng 20% và dầu mỏ chiếm khoảng 10%.

Hình 4.1. Diễn biến các nguồn năng lượng cơ bản toàn thế giới từ năm 1970 đến 2020 và dự báo đến năm 2050



Nguồn: Bloomberg NEF, 2019

Theo nhận định của Bloomberg, xu hướng chung trên thế giới đến năm 2040 là tiết kiệm, sử dụng hiệu quả năng lượng và giảm lượng khí thải các-bon dioxide (CO₂) chỉ còn 50% so với hiện nay. Các nước đang nỗ lực thay đổi chính sách quốc gia về năng lượng, tích cực ứng dụng các công nghệ hiện đại nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng, ưu tiên phát triển năng lượng tái tạo, đặc biệt là năng lượng gió và mặt trời thay thế dần nhiên liệu hóa thạch. Than giảm từ 40% hiện nay xuống còn 20% vào năm 2040, dầu mỏ giảm từ 70% xuống còn 30%; năng lượng mặt trời và gió tăng lên trên 40%; năng lượng nước và

năng lượng nguyên tử duy trì ổn định. Đến năm 2050, tổng năng lượng hóa thạch gồm than, dầu và khí thiên nhiên chỉ còn khoảng 31%, trong đó tỉ lệ dầu dự kiến chỉ còn khoảng 2%, than dưới 14% và khí thiên nhiên chiếm khoảng 18%. Tuy nhiên, năng lượng tái tạo sẽ chiếm 62% tổng lượng sản lượng năng lượng toàn cầu trong đó năng lượng gió chiếm 28%, năng lượng mặt trời chiếm 24%, năng lượng nước (thủy điện) không biến động tăng duy trì khoảng 10%.

Theo báo cáo của Tập đoàn Dầu khí Vương quốc liên hiệp Anh và Bắc Ireland (BP) năm 2019, sự gia tăng tiêu thụ năng lượng toàn cầu chủ yếu là do sự gia tăng dân số, nâng cao tiêu chuẩn sống và một số nền kinh tế phát triển mạnh ở khu vực châu Á như Trung Quốc, Ấn Độ và các nước Đông Nam Á. Trung Quốc và Ấn Độ sẽ chiếm hơn một nửa mức tăng trưởng tiêu thụ năng lượng trong 20 năm tới. Trung Quốc vẫn là thị trường năng lượng lớn nhất thế giới, với quy mô lớn gần gấp đôi so với quy mô thị trường Ấn Độ vào năm 2040. Trong khi tiêu thụ năng lượng ở châu Âu và Mỹ đến năm 2040 duy trì gần như không đổi.

Trong đánh giá triển vọng năng lượng toàn cầu năm 2019 đã xác định nhu cầu về điện ngày càng tăng trong tiêu thụ năng lượng, các phương tiện, thiết bị sử dụng điện tăng nhanh dẫn đến giảm nhu cầu về xăng dầu trên thế giới. Nền kinh tế toàn cầu sử dụng tiết kiệm năng lượng hơn. Mức tiêu thụ than toàn cầu giảm hơn một nửa so với mức hiện tại, sử dụng dầu giảm tới 20%, khí đốt tự nhiên tăng khiêm tốn, năng lượng hạt nhân tăng hơn 50%, NLTT nhiều hơn gấp đôi, và các công nghệ thu và lưu trữ các-bon được triển khai ở quy mô lớn vào năm 2040.

4.2.3. Tác động của bối cảnh quốc tế đến phát triển năng lượng Việt Nam trong thời gian tới

Dưới tác động của biến đổi khí hậu, tiêu chí sản xuất điện sạch hơn, năng lượng hóa thạch khó khai thác, sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả, cùng với sự phát triển bùng nổ của các công nghệ số

và thị trường NLTT phát triển nhanh đều góp phần làm thay đổi diện mạo năng lượng của thế giới.

Bối cảnh quốc tế có tác động mạnh đến phát triển năng lượng Việt Nam, nhất là trong điều kiện tăng nhu cầu nhiên liệu và năng lượng đến năm 2030 và dài hạn đến năm 2045. Trong đó, các tác động tích cực như phát triển các ứng dụng công nghệ số nâng cao hiệu quả sử dụng, tiết kiệm năng lượng; chuyển đổi từ sử dụng năng lượng hóa thạch sang các dạng năng lượng khác, chủ yếu là sử dụng NLTT; thị trường năng lượng thế giới xuất hiện những đối tượng phi truyền thống như nhiên liệu các-bon thấp, tế bào nhiên liệu, mạng lưới năng lượng thông minh;... Tuy nhiên, những tác động tiêu cực là chủ yếu như khủng hoảng thiếu dẫn đến biến động về giá cả thường xuyên; tiêu chuẩn khí phát thải ra môi trường ngày càng cao; áp lực tăng tỉ lệ NLTT; thiết bị, vật dụng cá nhân tiêu thụ năng lượng tăng gấp bội đầy nhu cầu tiêu thụ năng lượng trong nước tăng cao; đầu tư nước ngoài tăng nhanh khó kiểm soát được nhu cầu năng lượng phát sinh;...

4.2.3.1. Các tác động của bối cảnh thế giới đối với các lĩnh vực năng lượng cụ thể của Việt Nam

Về dầu khí: Nhu cầu tăng cùng với sự sụt giảm về khai thác dầu thô trong nước và thế giới trong thời gian tới sẽ phải thay thế và bù đắp vào các nguồn nhiên liệu năng lượng tiềm năng khác nhằm đáp ứng nhu cầu tăng trưởng của nền kinh tế Việt Nam. Cùng với thế giới, Việt Nam cũng dần chuyển sang tiêu thụ mạnh nguồn khí thiên nhiên tự khai thác và nhập khẩu.

Về thủy điện: Mặc dù bối cảnh trong nước và thế giới có nhiều biến động nhưng các tác động sẽ không lớn đối với lĩnh vực thủy điện của Việt Nam. Về cơ bản, tiềm năng thủy điện của Việt Nam đã được khai thác đạt ngưỡng giới hạn. Theo đánh giá ước tính tiềm năng thủy điện của Việt Nam đạt khoảng 75 - 80 tỷ kWh với công suất tương ứng đạt 18.000 - 20.000 MW. Trong đó tiềm năng kinh

tế của 11 lưu vực sông chính chiếm khoảng 85,9% của các lưu vực sông trong cả nước¹⁰⁷. Như vậy tổng trữ lượng kinh tế của các lưu vực sông chính hơn 18.000 MW, cho phép sản lượng điện năng tương ứng khoảng 70 tỷ kWh. Theo kế hoạch phát triển thủy điện trong tổng sơ đồ điện VII đến năm 2020, toàn bộ trữ lượng tiềm năng kinh tế - kỹ thuật của thủy điện lớn sẽ được khai thác hết, như vậy năng lượng thủy điện từ các dòng sông chính sẽ không còn khả năng khai thác nữa. Đối với năng lượng thủy điện nhỏ, với mức công suất nhỏ hơn hoặc bằng 30 MW, theo đánh giá của ngành tài nguyên - môi trường tiềm năng có khoảng hơn 1.000 điểm có thể khai thác và cho tổng công suất khoảng 7.000 MW, hiện các điểm này đã được xác định và đạt tiềm năng kỹ thuật¹⁰⁸. Ngoài ra, các dự án thủy điện cực nhỏ công suất dưới 100 kW phù hợp với vùng sâu, vùng xa, những nơi có địa hình hiểm trở có thể tự cung tự cấp theo lưới điện nhỏ và hộ gia đình cũng đã và đang được khai thác.

Về năng lượng mặt trời: Trong bối cảnh công nghệ hấp thụ năng lượng mặt trời trên thế giới đạt được nhiều tiến bộ, lĩnh vực năng lượng mặt trời nước ta được đánh giá là có nhiều tác động tích cực. Ngành này được đánh giá là có tiềm năng phát triển mạnh trong tương lai do thuận lợi về vị trí địa lý của Việt Nam nằm trong giới hạn giữa

¹⁰⁷ 1/ Lưu vực sông Hồng, gồm 8 hồ: Sơn La, Hòa Bình, Thác Bà, Tuyên Quang, Huồi Quảng, Bản Chát, Nậm Na 3 và Lai Châu; 2/ Lưu vực sông Mã, gồm 5 hồ: Cửa Đạt, Hủa Na, Trung Sơn, Pa Ma và Huồi Tào; 3/ Lưu vực sông Cả, gồm 4 hồ: Bản Vẽ, Khe Bó, Bản Mông và Ngàn Trươi; 4/ Lưu vực sông Hương, gồm 4 hồ: Bình Điền, Hương Điền, Tả Trạch và A Lưới (trên sông A Sáp thuộc lưu vực sông Sê Kông); 5/ Lưu vực sông Vu Gia - Thu Bồn, gồm 6 hồ: A Vương, Đắc Mi 4, Sông Tranh 2, Sông Bung 2, Sông Bung 4 và Đắc Mi 1; 6/ Lưu vực sông Trà Khúc, gồm 2 hồ: Đắc Đĩnh và Nước Trong; 7/ Lưu vực sông Kôn - Hà Thanh, gồm 3 hồ: Vĩnh Sơn A - Vĩnh Sơn B, Định Bình và Núi Một; 8/ Lưu vực sông Ba, gồm 5 hồ: Sông Ba Hạ, Sông Hinh, Krông Hnăng, Ayun Hạ và cụm hồ An Khê - Kanak; 9/ Lưu vực sông Sê San, gồm 5 hồ: Plêi Krông, Ialy, Sê San 4, Thượng Kon Tum và Sê San 4A; 10/ Lưu vực sông Srêpok, gồm 6 hồ: Buôn Tua Sral, Buôn Kuốp, Srêpok 3, Srêpok 4, Đức Xuyên và Srêpok 7; 11/ Lưu vực sông Đồng Nai, gồm 13 hồ: Dầu Tiếng, Trị An, Thác Mơ, Đơn Dương, Đa Mi, Hàm Thuận, Cản Đơn, Đại Ninh, Đồng Nai 2, Đồng Nai 3, Đồng Nai 4, Srok Phu Miêng và Phước Hòa.

¹⁰⁸ Thực tế đã có 114 dự án với tổng công suất khoảng 850 MW đã cơ bản hoàn thành, 228 dự án với công suất trên 2600 MW đang xây dựng và 700 dự án đang giai đoạn nghiên cứu.

xích đạo và chí tuyến Bắc, thuộc vùng nội chí tuyến có ánh nắng mặt trời chiếu sáng quanh năm, nhất là khu vực Nam Bộ. Với tổng số giờ nắng trong năm dao động trong khoảng 1.400 - 3.000 giờ, tổng lượng bức xạ trung bình năm vào khoảng 230 - 250 kcal/cm²/ngày tăng dần từ Bắc vào Nam, với kết quả này, có thể đánh giá Việt Nam có tiềm năng lớn về năng lượng mặt trời. Tuy nhiên, việc khai thác và sử dụng nguồn năng lượng này đã được cải thiện với nhiều ứng dụng công nghệ thiết bị tiên tiến, nhất là sử dụng cho phát điện, đun nước nóng và sấy,... Việc sử dụng nguồn năng lượng này so với các nguồn năng lượng khác đang từng bước phát triển và có cạnh tranh trên thị trường. Mặt khác, cơ chế chính sách khuyến khích sử dụng năng lượng mặt trời và nhận thức của người dân cũng từng bước được cải thiện. Trong tương lai khi mà khai thác các nguồn năng lượng khác đã đến mức tới hạn thì nguồn năng lượng mặt trời của Việt Nam là một tiềm năng lớn.

Năng lượng sinh khối: Cùng với năng lượng mặt trời nằm trong khu vực nhiệt đới ẩm gió mùa Đông Nam Á so với nhiều quốc gia khác, sinh khối của Việt Nam tăng trưởng nhanh, chính vì vậy, chúng ta có một nền nông nghiệp đa dạng và phát triển, nhiều sản phẩm xuất khẩu trên thế giới những năm qua đã chứng minh điều đó như lúa gạo, cà phê, hạt điều..., nguồn phế thải từ sản phẩm nông nghiệp là rất lớn, đây là tiềm năng để chúng ta sử dụng nguồn năng lượng này trong tương lai. Mặt khác, năng lượng sinh khối còn được sử dụng từ các phế thải của chăn nuôi, rác thải hữu cơ đô thị và các chất thải hữu cơ khác. Theo đánh giá của các nghiên cứu gần đây, tính toán tiềm năng và khả năng khai thác năng lượng sinh khối rắn cho năng lượng và phát điện của Việt Nam có thể đạt 170 triệu tấn và đạt mức sản lượng điện 2.000 MW phụ thuộc vào giá trị trường. Thực tế khai thác nguồn năng lượng này ở Việt Nam đã và đang phát triển, tuy nhiên mới ở quy mô nhỏ và hộ gia đình, trong tương lai đây cũng là nguồn năng lượng lớn và có nhiều tiềm năng của Việt Nam.

Năng lượng gió: Với đặc điểm nằm trong khu vực nhiệt đới ẩm gió mùa Đông Nam Á, lại có một bờ biển dài trên 3.000 km, lãnh hải lớn hơn ba lần so với lục địa, theo khảo sát, Việt Nam là quốc gia có tiềm năng về năng lượng gió. Hiện nay, chưa có số liệu chính xác đánh giá tiềm năng năng lượng gió chính xác, nhưng sơ bộ các đánh giá khác nhau đưa ra con số tiềm năng năng lượng gió của Việt Nam dao động trong khoảng 1.785 MW - 8.700 MW, có số liệu còn đưa ra khoảng trên 100.000 MW (dự báo của WB), như vậy nếu so với tiềm năng của thủy điện thì nguồn năng lượng gió của Việt Nam rất dồi dào. Cũng có những nhìn nhận cho rằng, năng lượng gió không chỉ ở khu vực ven biển, mà ở những vùng núi của Việt Nam nhất là giữa các thung lũng dọc các sông, suối tiềm năng năng lượng gió là rất lớn. Nước ta đã bắt đầu triển khai một số dự án khai thác nguồn năng lượng này ở Cà Mau, Ninh Thuận và một số huyện đảo không thể đưa điện lưới từ đất liền ra, thực tế khai thác nguồn năng lượng gió cho thấy giá thành điện của nguồn năng lượng này khó cạnh tranh trên thị trường so với các nguồn năng lượng khác như thủy điện và nhiệt điện nếu không có trợ giá của Nhà nước.

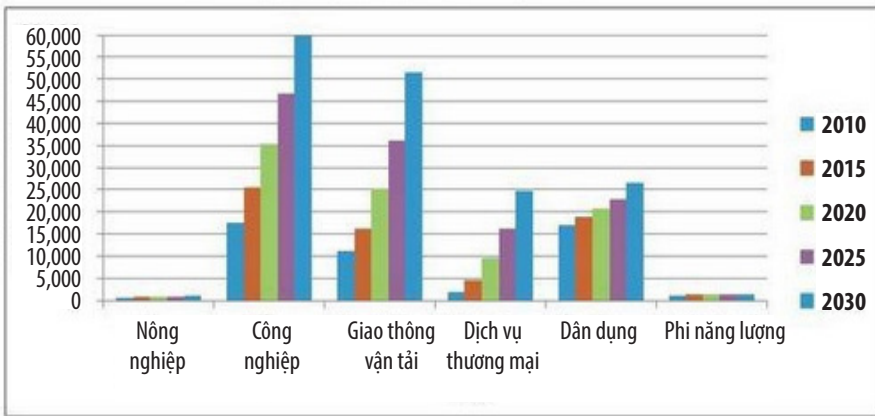
Năng lượng địa nhiệt: Đây là nguồn năng lượng trong lòng đất, nước ta cũng mới điều tra và tính toán ban đầu, cần phải tiếp tục điều tra kỹ lưỡng. Số liệu sơ bộ cho thấy tiềm năng địa nhiệt của Việt Nam có thể khai thác đạt mức 340 MW, năng lượng địa nhiệt phân bố rải rác trong cả nước, nhưng khai thác hiệu quả nhất chủ yếu ở khu vực miền Trung.

Các dạng năng lượng khác: Ngoài các nguồn nhiên liệu và năng lượng đã đề cập ở trên, từ kinh nghiệm khai thác các nguồn năng lượng khác đã có trên thế giới, ở Việt Nam còn có tiềm năng về năng lượng biển như thủy triều, các dòng hải lưu, băng cháy dưới đáy biển, chúng ta đang tiếp tục nghiên cứu để nhận dạng và đánh giá trữ lượng và khả năng đáp ứng cho nhu cầu phát triển kinh tế nhất là trong chiến lược khai thác năng lượng trong dài hạn.

4.2.3.2. Các tác động của bối cảnh thế giới đến mức độ tiêu thụ năng lượng của nước ta trong các ngành kinh tế

Xem xét trong giai đoạn 2010 - 2030, ngành sử dụng nhiều năng lượng nhất là ngành công nghiệp, tiếp đến là giao thông vận tải, sau đó là dân dụng và dịch vụ thương mại. Đáng lưu ý, tăng trưởng sử dụng năng lượng đối với ngành công nghiệp, giao thông vận tải và dịch vụ thương mại có sự tăng nhanh so với dân dụng và nông nghiệp.

Hình 4.2: Diễn biến tăng lượng tiêu thụ năng lượng trong các ngành kinh tế ở Việt Nam giai đoạn 2010 - 2030



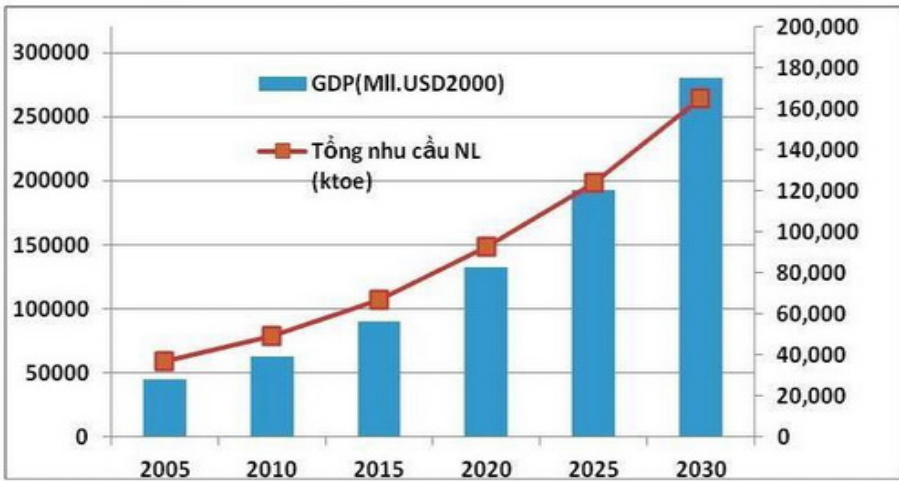
Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư, UNDP

So với mức tăng trưởng kinh tế từ năm 2020 đến năm 2030 khả năng thiếu năng lượng là không tránh khỏi.

Để đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế đến năm 2050, nhất là từ nay đến năm 2030, nước ta đã có những kịch bản về tăng trưởng kinh tế và dự báo nhu cầu năng lượng, đặt trong bối cảnh quốc tế có tính cạnh tranh quyết liệt và thực thi chiến lược tăng trưởng xanh trong việc cắt giảm khí nhà kính, nước ta cần phát huy mạnh mẽ công cụ thị trường và tiềm năng sẵn có, nhất là nguồn lực trong nước để có đủ khả năng đáp ứng nhu cầu năng lượng trong nước và tiến tới không

lệ thuộc vào những nguồn năng lượng nhập khẩu mà nước ta có tiềm năng phát triển.

Hình 4.3: Diễn biến tăng lượng tiêu thụ năng lượng trong toàn bộ nền kinh tế ở Việt Nam giai đoạn 2005 - 2030



Nguồn: Bộ Kế hoạch và Đầu tư, UNDP

Trước bối cảnh thế giới và trong nước có nhiều biến động về kinh tế - xã hội rất đáng lo ngại đang và sẽ tác động mạnh đến sự phát triển năng lượng của nước ta trong giai đoạn 2020 - 2030, cũng như giai đoạn 2030 - 2050, để chủ động thích ứng trước bối cảnh thế giới và trong nước rất khó lường, chủ yếu tác động tiêu cực, nước ta cần chủ động: (i) Phát huy tối đa những ưu thế sẵn có về nguồn tài nguyên nhiên liệu và năng lượng sẵn có của Việt Nam có tính cạnh tranh cao không chỉ đối với thị trường trong nước mà kể cả với thị trường khu vực và thế giới mà nước ta có ưu thế; (ii) Đối với những nguồn năng lượng nước ta không có ưu thế, giá sản xuất cao hơn so với nhập khẩu của các quốc gia khác như khí thiên nhiên hóa lỏng, thậm chí như than phục vụ sản xuất điện, nước ta cần xây dựng kế hoạch trung hạn và dài hạn nhập khẩu, đảm bảo cán cân xuất nhập khẩu năng lượng cân bằng; (iii) Xây dựng và thực hiện lộ trình giảm

dẫn những nguồn nhiên liệu phát thải khí nhà kính như than, xăng dầu; dự trữ quốc gia đối với các nguồn nhiên liệu hóa thạch; xây dựng cơ chế chính sách và khuyến khích nhiều hơn đầu tư đổi mới quy trình công nghệ, nâng cao hiệu suất sử dụng năng lượng tính trên giá trị sản phẩm đầu ra; (iv) Xây dựng cơ chế chính sách khuyến khích sử dụng nguồn NLTT, trước hết là năng lượng gió, năng lượng mặt trời và năng lượng sinh học. Tuy nhiên trong bối cảnh quốc tế hiện nay, do đầu tư công nghệ và chi phí lớn, nên sản phẩm năng lượng đầu ra của các loại năng lượng và nhiên liệu này còn cao, Nhà nước cần tiếp tục có chính sách trợ giá và giảm thuế để giảm gánh nặng cho các nhà đầu tư khai thác các dạng năng lượng tái tạo; (v) Nâng cao nhận thức đối với người dân trong việc sử dụng và tiết kiệm năng lượng, phải trở thành văn hóa và ý thức tự nguyện, thành thói quen. Muốn làm được điều đó, hệ thống chính trị cần phải vào cuộc mạnh mẽ, quyết liệt; (vi) Huy động nguồn lực đầu tư vào khai thác và sản xuất năng lượng theo thị trường, nhất là nguồn vốn của các nhà đầu tư trong nước. Trong bối cảnh biến đổi khí hậu, Việt Nam không phải thuộc nhóm nước cắt giảm khí nhà kính, tuy nhiên đây sẽ là cơ hội để chúng ta huy động nguồn vốn ngoại lực đầu tư vào khai thác các nguồn năng lượng tái tạo.

4.3. Một số dự báo về phát triển năng lượng Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

4.3.1. Cơ sở dự báo

4.3.1.1. Dự báo xu thế tăng trưởng kinh tế

Việt Nam đang trong thời kỳ phát triển và tăng trưởng nhanh. Thành quả sau hơn 30 năm Đổi mới đang tạo ra thế và lực vững chắc, tạo niềm tin và động lực cho một khát vọng về mức tăng trưởng nhanh hơn trong giai đoạn đến năm 2030 và những thập niên tiếp theo. Tăng trưởng GDP trên bình quân đầu người trong giai đoạn 2020 - 2030 dự báo sẽ đạt mức cao hơn giai đoạn 1990 - 2020 với

trung bình đã đạt trên mức 5,5%/năm. Điều này đòi hỏi hoạt động đầu tư xã hội so với GDP ước tính phải đạt khoảng 35% trở lên giữ vững mức này trong khoảng thời gian 10 năm, trong khi mức đầu tư xã hội của nước ta hiện nay đã đạt khoảng 31%. Đồng thời, mức tiết kiệm trong nước cần duy trì trong khoảng 30 - 35% so với tổng sản phẩm trong nước. Để hiện thực hóa mong muốn này, trước hết cần tập trung nhiều hơn vào nâng cao năng lực sản xuất, chất lượng sản phẩm và năng suất lao động. Tuy nhiên, các yếu tố năng suất chất lượng của nước ta đến nay vẫn chưa được cải thiện đáng kể. Đến nay, các yếu tố năng suất của nước ta vẫn ở mức thấp so với khu vực¹⁰⁹ và đang có những hiện tượng suy giảm dài hạn. Điều đáng lưu ý là mức năng suất lao động hiện nay vẫn rất thấp so với các nước trong khu vực¹¹⁰, khoảng cách chênh lệch tuyệt đối vẫn tiếp tục gia tăng. Điều này cho thấy nền kinh đất nước sẽ phải đối mặt với thách thức rất lớn trong thời gian tới để có thể bắt kịp mức năng suất lao động của các nước trong khu vực và thế giới.

Theo Báo cáo Việt Nam 2035 của Ngân hàng Thế giới và Bộ Kế hoạch và Đầu tư, triển vọng tăng trưởng kinh tế Việt Nam trong dài hạn được dự báo tiếp tục phụ thuộc vào: (i) khối doanh nghiệp FDI; (ii) kết quả gỡ bỏ rào cản thể chế; (iii) cải thiện môi trường kinh doanh; và (iv) cổ phần hóa doanh nghiệp nhà nước. Trong những năm tới, hoạt động thương mại và đầu tư nước ngoài được kỳ vọng sẽ khởi sắc, đặc biệt khi các hiệp định thương mại tự do được thực hiện đầy đủ, nhất là khi Việt Nam thực hiện các hiệp định thương mại tự do quan trọng bao gồm CPTPP, EVFTA hay AEC.

Theo Báo cáo Tin tức Hoa Kỳ và Thế giới (U.S. News & World Report, 2019), Việt Nam đã vượt lên từ vị trí 23 năm 2018 lên vị

¹⁰⁹ Năng suất lao động toàn nền kinh tế theo giá hiện hành năm 2018 ước tính đạt 102,2 triệu đồng/lao động/năm, tương đương 4.521 USD/lao động/năm (Tổng cục Thống kê 2019).

¹¹⁰ Theo Tổng cục Thống kê, nếu năm 2011, năng suất lao động của Singapore, Malaysia, Thái Lan, Indonesia lần lượt gấp năng suất lao động của Việt Nam 17,6 lần, 6,3 lần, 2,9 lần và 2,4 lần, thì đến năm 2018 khoảng cách tương đối này giảm xuống tương ứng còn 13,7 lần, 5,3 lần, 2,7 lần và 2,2 lần.

trí thứ 8 trong bảng xếp hạng các nền kinh tế tốt nhất thế giới cho hoạt động đầu tư. Bên cạnh đó, các chỉ tiêu về lạm phát, thâm hụt ngân sách hay quy mô dự trữ ngoại hối đều được cải thiện, giúp tăng cường sức chống chịu với những cú sốc có thể diễn ra trong tương lai. Báo cáo nhận định Việt Nam sở hữu nhiều điều kiện thuận lợi, nền kinh tế gần 100 triệu dân đang thể hiện khát vọng rất lớn khi đặt mục tiêu lọt vào các nước có thu nhập trung bình cao vào năm 2030 hay đuổi kịp các quốc gia có thu nhập cao OECD vào năm 2045.

Theo Báo cáo nghiên cứu của Viện Kế toán Công chứng Anh và xứ Wales (ICAEW, 2019), khu vực Đông Nam Á có mức tăng trưởng kinh tế chung trong năm 2019 chậm lại 4% so với 4,5% năm 2018. Chỉ có Việt Nam và Malaysia có tốc độ tăng trưởng kinh tế vượt trội so với khu vực. Trong khi đó, các nền kinh tế phụ thuộc vào thương mại quốc tế như Singapore, Thái Lan và Philippines tăng trưởng giảm sút do xuất khẩu chậm lại dẫn tới giảm đà tăng trưởng. Kinh tế Việt Nam được đánh giá là tương đối lạc quan bởi sự chuyển động chính sách và cải cách với sự ổn định kinh tế vĩ mô cùng hồi phục tăng trưởng, cải thiện môi trường đầu tư kinh doanh, tái cấu trúc nền kinh tế, hội nhập sâu rộng; tăng trưởng kinh tế kế hoạch giai đoạn 2016 - 2020 đạt trên 6,5%, ổn định kinh tế vĩ mô trong 5 năm gần đây, dự trữ ngoại tệ trên 72 tỷ USD, thâm hụt ngân sách dưới 3,6%, lạm phát năm 2019 dưới 4%.

Tăng trưởng kinh tế Việt Nam có thể nhìn trước trong giai đoạn 2020 - 2030 với những ngành có lợi thế so sánh tiếp tục giữ đà tăng trưởng ngang bằng hoặc hơn so với giai đoạn vừa qua. Ngược lại tăng trưởng trong các ngành kinh tế thường kéo theo những ảnh hưởng tiêu cực đến mức tiêu thụ năng lượng.

Thứ nhất, lĩnh vực xây dựng, kết cấu hạ tầng và bất động sản như nhà ở, văn phòng, bất động sản du lịch, bán lẻ, khu công nghiệp,... tiếp tục tăng trưởng, thị trường vẫn sôi động, có nhiều cơ hội cho các

nhà đầu tư trong và ngoài nước tìm kiếm lợi nhuận. Trong giai đoạn 2020 - 2030, Việt Nam diễn ra quá trình đô thị hóa mạnh mẽ do di động xã hội và dịch chuyển lao động ra các trung tâm đô thị. Tuy nhiên, các đô thị lớn của Việt Nam tiếp tục chịu một sức ép rất lớn về hạ tầng và dịch vụ do bùng nổ về dân số và phương tiện phục vụ. Cùng với đó, nhu cầu tiêu thụ năng lượng tại các thành phố lớn, các khu công nghiệp sẽ tăng cao gấp nhiều lần, nguy cơ dẫn tới khủng hoảng thiếu năng lượng sẽ rất lớn, nhất là thiếu điện.

Thứ hai, lĩnh vực dịch vụ và tiêu dùng như phân phối bán lẻ, du lịch, giải trí, giáo dục, y tế tăng trưởng nhanh, chất lượng dần được nâng cao. Đây là lĩnh vực giàu tiềm năng phát triển, đóng góp tích cực hơn cho nền kinh tế bởi tầng lớp trung lưu phát triển mạnh, dân cư phần lớn sống tập trung tại các đô thị lớn. Nhu cầu sử dụng năng lượng trong lĩnh vực này tiếp tục tăng đều hàng năm nhưng không gây đột biến.

Thứ ba, các ngành truyền thống như dệt may, da giày, đồ gỗ, điện tử; nông sản và thủy sản vẫn tiếp tục duy trì đà phát triển và có đóng góp tích cực vào mức tăng trưởng chung của nền kinh tế. Tuy nhiên, để phát triển thuận lợi, lĩnh vực này cần nhanh chóng đổi mới công nghệ, phương thức sản xuất và mở rộng thị trường trong nước và ngoài nước. Lượng năng lượng tiêu thụ trong các ngành truyền thống dự báo không có nhiều thay đổi ở một số ngành chế biến, chế tạo, nhưng sẽ tăng nhanh trong lĩnh vực sản xuất nông nghiệp và nuôi trồng thủy sản do đẩy mạnh ứng dụng các công nghệ hiện đại vào sản xuất ngày một nhiều.

Thứ tư, lĩnh vực dịch vụ sản xuất mạng lưới sản xuất, gia tăng chuỗi giá trị như dịch vụ hỗ trợ, logistics, công nghiệp hỗ trợ, ... đang có bước phát triển nhanh đồng hành với các lĩnh vực sản xuất khác. Lĩnh vực này phát triển nhanh nhưng không gây phát sinh thêm nhu cầu về năng lượng.

Thứ năm, tiềm năng phát triển ở những ngành kinh tế mới nổi như kinh tế xanh, kinh tế sáng tạo, kinh tế số, phát triển đô thị thông minh. Trong giai đoạn 2020 - 2030, một số ngành kinh tế mới nổi sẽ phát triển nhanh tại Việt Nam do hạ tầng từng bước được hoàn thiện. Tuy nhiên, xu hướng phát triển các ngành kinh tế mới tập trung ở nhóm đối tượng năng động thích ứng nhanh với những thay đổi của công nghệ, tập trung ở các đô thị.

Nhìn chung nền kinh tế Việt Nam tiếp tục duy trì tốc độ tăng trưởng trong giai đoạn 2020 - 2030 và có thể kéo dài đến năm 2045. Để đạt được điều này, Nhà nước, cộng đồng doanh nghiệp và người dân cần nắm bắt được xu thế phát triển của thế giới, tận dụng năng lực nội sinh tập trung cho phát triển kinh tế và tìm kiếm những giải pháp sử dụng tiết kiệm và hiệu quả năng lượng. Chính phủ cần thực hiện các kế hoạch: (i) *Về dài hạn*, đòi hỏi phải tạo ra được cơ chế khuyến khích trở thành xã hội học tập, thúc đẩy phát triển doanh nghiệp thực hiện đổi mới sáng tạo toàn diện, khuyến khích đô thị hóa tập trung một cách có hiệu quả, tiết kiệm triệt để, sử dụng tối ưu hóa các nguồn năng lượng, đảm bảo bền vững về môi trường. (ii) *Về trung hạn*, cần hỗ trợ cho quá trình chuyển đổi cơ cấu kinh tế diễn ra nhanh hơn sang lĩnh vực công nghiệp - thương mại và dịch vụ. Mặt khác, cần thúc đẩy làm sâu sắc hơn quá trình hội nhập toàn cầu bằng cách phát huy tối đa phát triển khu vực nông nghiệp theo hướng thương mại hóa trên thị trường thế giới, nâng cao vị trí của Việt Nam trong chuỗi giá trị toàn cầu và xây dựng các thể chế kinh tế vĩ mô vững chắc và tin cậy hơn. (iii) *Về ngắn hạn*, cần ưu tiên thực hiện các biện pháp cải cách thể chế, giảm các quy định hành chính, thúc đẩy sản xuất hàng hóa có giá trị gia tăng cao, tăng cường kỹ năng cho lực lượng lao động phổ thông và tránh sử dụng lãng phí, kém hiệu quả các nguồn năng lượng hóa thạch, chuẩn bị sẵn sàng cho bước chuyển đổi sang sử dụng các dạng năng lượng tái tạo.

4.3.1.2. Các kịch bản tăng trưởng kinh tế

(1) Kịch bản tăng trưởng thấp

Kịch bản tăng trưởng thấp với những giả định như sau:

Triển vọng tăng trưởng dài hạn của Việt Nam trước hết phụ thuộc vào khả năng huy động các nguồn tài chính, bao gồm cả các dòng tài chính từ bên ngoài. Kịch bản “bi quan” giả thiết khả năng huy động vốn tương đối thấp cho dù Việt Nam vẫn là địa điểm đầu tư hấp dẫn ở châu Á do lợi thế về địa lý và giá nhân công vẫn ở mức thấp trong khoảng 10 năm tới. Tỷ lệ đầu tư trên GDP được giả định đạt khoảng 33,0% vào năm 2021 nhưng giảm dần xuống 30,0% vào năm 2030. Khi đó, tăng trưởng vốn sẽ giảm từ bình quân 8,17%/năm giai đoạn 2016 - 2020 xuống 7,09%/năm giai đoạn 2021 - 2025 và 6,32%/năm giai đoạn 2026 - 2030. Tính bình quân giai đoạn 2021 - 2030, tăng trưởng vốn chỉ đạt 6,7%/năm.

Bên cạnh sự suy yếu khả năng huy động các nguồn tài chính, sự chuyển dịch cơ cấu dân số tiếp diễn trong giai đoạn 2020 - 2030 dẫn đến sự suy giảm tăng trưởng lực lượng lao động ảnh hưởng tiêu cực đến mức lương và nhu cầu lao động của các doanh nghiệp.

Việt Nam đang bước vào giai đoạn chuyển đổi sang tăng trưởng theo chiều sâu, đòi hỏi đẩy mạnh các cải cách ở những lĩnh vực khó, phức tạp mà các nỗ lực cải cách trong giai đoạn trước đây đã không thành công. Kịch bản thấp được tính toán cho bối cảnh cải cách ở Việt Nam diễn ra chậm, thiếu quyết tâm chính trị, chỉ diễn ra cục bộ ở một số ngành và lĩnh vực, cải cách ở mức độ tổng thể là tương đối hạn chế trong giai đoạn 2021 - 2025 và xu hướng này hầu như không thay đổi đến năm 2030. Vì vậy, tăng trưởng năng suất lao động thấp, chủ yếu phụ thuộc vào huy động các nguồn tài chính, huy động nhân công giá rẻ, tiếp tục khai thác và bán tài nguyên cũng như chấp nhận trả giá về môi trường.

Về tăng trưởng kinh tế: Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 6,32%/năm trong giai đoạn 2021 - 2025; đạt bình quân 5,90%/

năm trong giai đoạn 2026 - 2030. Tính chung cả giai đoạn 2021 - 2030 đạt bình quân 6,11%/năm. Giai đoạn đến năm 2050, tốc độ tăng trưởng giảm sâu chỉ đạt 5,1%/năm giai đoạn 2031 - 2040 và 3,96%/năm giai đoạn 2041 - 2050.

Về chất lượng tăng trưởng: Tăng trưởng TFP không quá thấp trong giai đoạn 2021 - 2030, đạt bình quân khoảng 3,0%/năm. Nhưng các giai đoạn tiếp theo, đóng góp của TFP vào tăng trưởng chung giảm dần do không duy trì được tăng trưởng TFP. Đồng thời, hiệu quả sử dụng vốn không được cải thiện nhiều, hệ số ICOR vẫn còn cao.

Về các cân đối vĩ mô: Được duy trì ổn định, lạm phát được kiểm soát ở mức khoảng 2,5 - 3,0%. Tỷ lệ lạm phát thấp là điều kiện để ổn định tỷ giá hối đoái, tốc độ mất giá đồng nội tệ chỉ khoảng 2,0%/năm.

Về thu nhập bình quân đầu người: Dự báo đến năm 2030 đạt 5.238 USD/người, đến năm 2040 đạt 8.608 USD/người và năm 2050 đạt 12.734 USD/người. Như vậy, với kịch bản này, Việt Nam sẽ không trở thành nước thu nhập cao theo phân loại của Ngân hàng Thế giới hiện nay.

(2) Kịch bản tăng trưởng trung bình

Kịch bản tăng trưởng trung bình với những giả định như sau:

Trong quá khứ, Việt Nam đã tương đối thành công trong việc huy động các nguồn tài chính với tỉ lệ tiết kiệm và tỉ lệ đầu tư khá cao. Bên cạnh đó, Việt Nam cũng đang thành công trong thu hút vốn FDI và đang được đánh giá là địa điểm đầu tư hấp dẫn ở châu Á do lợi thế về địa lý và giá nhân công vẫn rất rẻ. Những lợi thế này được duy trì trong khoảng 10 năm tới đây. Do đó, khác với kịch bản “bi quan”, tỉ lệ đầu tư trên GDP được giả định đạt khoảng 35 - 36,0% giai đoạn 2021 - 2030, nhờ đó tăng trưởng vốn không giảm quá nhanh. Dự báo tăng trưởng vốn sẽ giảm từ bình quân 8,17%/năm

giai đoạn 2016 - 2020 xuống 8,07% giai đoạn 2021 - 2025 và 7,29%/năm giai đoạn 2026 - 2030.

Tương tự như kịch bản thấp, sự chuyển dịch cơ cấu dân số sẽ dẫn đến sự suy giảm tăng trưởng lực lượng lao động, ảnh hưởng đến tăng trưởng lao động.

Như các phân tích về hiện trạng phát triển giai đoạn 2011 - 2020, Chính phủ đang thực hiện nhiều cải cách để thúc đẩy tăng trưởng, đặc biệt những năm gần đây đã tiến vào những lĩnh vực khó, phức tạp mà các nỗ lực cải cách trong giai đoạn trước đây đã không thành công như cải cách doanh nghiệp nhà nước, tổ chức lại bộ máy nhà nước, nâng cao hiệu quả, hiệu lực thực thi chính sách,... Các cải cách ở kịch bản này được giả định diễn ra Việt Nam diễn ra với tốc độ, phạm vi và chiều sâu vượt hơn kịch bản “bi quan” nhiều. Đồng thời mô hình tăng trưởng chuyển dịch nhanh, nhờ đó tăng trưởng TFP bù đắp được sự suy giảm tăng trưởng vốn và suy giảm nhân khẩu học, cụ thể là: tăng trưởng TFP đạt bình quân 3,2%/năm giai đoạn 2021 - 2030.

Về tăng trưởng kinh tế: Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 6,86%/năm trong giai đoạn 2021 - 2025; đạt bình quân 6,45%/năm trong giai đoạn 2026 - 2030. Tính chung cả giai đoạn 2021 - 2030 đạt bình quân 6,65%/năm. Giai đoạn đến năm 2050, tốc độ tăng trưởng giảm xuống 5,67%/năm giai đoạn 2031 - 2040 và 5,13%/năm giai đoạn 2041 - 2050.

Về chất lượng tăng trưởng: Tăng trưởng TFP giai đoạn 2021 - 2030 cao hơn bình quân giai đoạn 2011 - 2020 (2,9%/năm), đạt bình quân khoảng 3,2%/năm; đóng góp của TFP vào tăng trưởng đạt gần 50%. Các giai đoạn tiếp theo, động lực tăng trưởng chủ yếu dựa trên năng suất, hiệu quả, đóng góp của tăng trưởng TFP đạt gần 55,0%.

Về các cân đối vĩ mô: Được duy trì ổn định, lạm phát được kiểm soát ở mức khoảng 2,5 - 3,0%. Tỷ lệ lạm phát thấp là điều kiện để ổn định tỷ giá hối đoái, tốc độ mất giá đồng nội tệ chỉ khoảng 2,0%/năm.

Về thu nhập bình quân đầu người: Dự báo đến năm 2030 đạt 5.515 USD/người, đến năm 2040 đạt 9.559 USD/người và năm 2050 đạt 15.817 USD/người. Như vậy, với kịch bản này, Việt Nam sẽ trở thành nước thu nhập cao vào khoảng năm 2045.

(3) Kịch bản tăng trưởng cao

Kịch bản tăng trưởng cao với những giả định như sau:

Để duy trì tốc độ tăng trưởng kinh tế cao nền kinh tế nhất thiết phải huy động được nguồn tài chính lớn và sử dụng có hiệu quả các nguồn tài chính. Hai giả thiết quan trọng của kịch bản này là:

Một là, Việt Nam đạt được tỉ lệ đầu tư trên GDP khoảng 36,0 - 38,0% giai đoạn 2021 - 2030, trong đó huy động vốn từ bên ngoài đạt khoảng 5,0% GDP.

Hai là, tăng trưởng TFP đạt bình quân 3,5%/năm giai đoạn 2021 - 2030.

Nếu các giả thiết trên xảy ra, tăng trưởng vốn sẽ đạt bình quân 8,72%/năm giai đoạn 2021 - 2025 và 8,00%/năm giai đoạn 2026 - 2030. Khi đó, tăng trưởng vốn giai đoạn 2021 - 2030 đạt 8,32%/năm.

Tương tự như hai kịch bản trước, sự chuyển dịch cơ cấu dân số sẽ dẫn đến sự suy giảm tăng trưởng lực lượng lao động, ảnh hưởng đến tăng trưởng lao động.

Về tăng trưởng kinh tế: Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 7,47%/năm trong giai đoạn 2021 - 2025; đạt bình quân 7,04%/năm trong giai đoạn 2026 - 2030. Tính chung cả giai đoạn 2021 - 2030 đạt bình quân 7,26%/năm. Giai đoạn đến năm 2050, tốc độ tăng trưởng giảm xuống 6,11%/năm giai đoạn 2031 - 2040 và 5,58%/năm giai đoạn 2041 - 2050.

Về chất lượng tăng trưởng: Tương tự như kịch bản trung bình, đóng góp của tăng trưởng TFP vào tăng trưởng của nền kinh tế đạt

gần 50%. Các giai đoạn tiếp theo, động lực tăng trưởng chủ yếu dựa trên năng suất, hiệu quả, đóng góp của tăng trưởng TFP đạt gần 55,0%. Đóng góp của tăng trưởng TFP vào tăng trưởng của nền kinh tế của kịch bản này không cao hơn kịch bản trung bình là do đóng góp của vốn tăng lên so với kịch bản trung bình.

Về các cân đối vĩ mô: Được duy trì ổn định, lạm phát được kiểm soát ở mức khoảng 2,5 - 3,0%. Tỷ lệ lạm phát thấp là điều kiện để ổn định tỷ giá hối đoái, tốc độ mất giá đồng nội tệ chỉ khoảng 2,0%/năm.

4.3.2. Kết quả dự báo phát triển năng lượng Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

Ở phương án cơ sở tăng trưởng kinh tế, kết quả dự báo nhu cầu cho thấy tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng sẽ tăng ở mức 4,8%/năm trong giai đoạn 2021 - 2030 và 3,5% trong giai đoạn 2031 - 2045. Tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng đạt mức 112 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2030 và 187 triệu tấn dầu quy đổi vào năm 2045.

Trong các loại nhiên liệu, điện có mức tăng cao nhất trong giai đoạn 2030 - 2045. Theo sau là khí tự nhiên, các sản phẩm dầu và than. Trong giai đoạn này, tỷ lệ năng lượng sinh khối phi thương mại sẽ giảm mạnh trong tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng. Tỷ lệ điện sẽ tăng đáng kể ở mức 22,8% hiện nay lên đến 38% vào năm 2030 và 45% vào năm 2045. Xét theo các ngành kinh tế, nhu cầu năng lượng cuối cùng của ngành giao thông vận tải sẽ có mức tăng cao nhất. Trong khi ngành công nghiệp vẫn có mức tiêu thụ năng lượng lớn nhất.

Nhu cầu điện thương phẩm được dự báo tăng ở mức 8%/năm trong giai đoạn 2021 - 2030, nghĩa là cao hơn mức 7%/năm của GDP trong cùng kỳ. Điều này cho thấy việc chuyển dịch cơ cấu kinh tế góp phần làm giảm Hệ số đàn hồi của nhu cầu điện và GDP xuống mức 1,14 lần trong giai đoạn này. Tuy nhiên để đạt được mục tiêu

giảm Hệ số đàn hồi xuồng 1 vẫn cần có những giải pháp để tiết giảm nhu cầu điện hơn nữa.

Kết quả tổng hợp mức tiết kiệm năng lượng từ các ngành cho thấy tỉ lệ tiết kiệm điện ở Kịch bản đề xuất so với Kịch bản cơ sở là 12,1% ở năm 2030 và 15,2% ở năm 2045. Tỉ lệ tiết kiệm năng lượng ở Kịch bản đề xuất so với Kịch bản cơ sở là 6,95% (~7%) ở năm 2030 và 13,38% (~14%) ở năm 2045. Như vậy, tổng nguồn cung năng lượng cuối cùng ở Kịch bản đề xuất là 104 triệu tấn dầu quy đổi và 162 triệu tấn dầu quy đổi vào các năm 2030 và 2045.

Kết quả dự báo nhu cầu năng lượng chi tiết theo các dạng nhiên liệu xem các Phụ lục từ 4 đến 11.



CHƯƠNG 5
ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC
PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA CỦA VIỆT NAM
ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045

Ngày 20/12/2019, Bộ Chính trị đã họp và cho ý kiến đối với Đề án tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết 18-NQ/TW về “*Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050*” và Đề án tổng kết 15 năm thực hiện Kết luận số 26-KL/TW, ngày 24/10/2003 của Bộ Chính trị khoá IX về Chiến lược và quy hoạch phát triển ngành điện lực Việt Nam, trên cơ sở đó, ngày 11/02/2020, Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết 55-NQ/TW về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 như sau:

5.1. Tình hình và nguyên nhân

1. Sau 15 năm thực hiện Kết luận số 26-KL/TW, ngày 24/10/2003 của Bộ Chính trị khoá IX về Chiến lược và quy hoạch phát triển ngành điện lực Việt Nam và 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW, ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị khoá X về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050, ngành năng lượng nói chung và ngành điện lực nói riêng đã có bước phát triển nhanh, tương đối đồng bộ trong tất cả các phân ngành, lĩnh vực; bám sát định hướng và đạt được nhiều mục tiêu cụ thể đề ra.

Cung cấp năng lượng, đặc biệt là cung cấp điện cơ bản đáp ứng đủ yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội với chất lượng ngày càng được cải thiện. Công nghiệp khai thác dầu khí và lọc hóa dầu phát triển mạnh; sản lượng khai thác dầu khí tăng cao, hình thành được một số cơ sở lọc hóa dầu quy mô lớn. Đã đầu tư xây dựng nhiều dự án mỏ than có công suất lớn; sản lượng khai thác than thương phẩm tăng; thủy điện phát triển nhanh, gần đây điện gió và điện mặt trời bắt đầu phát triển với tốc độ cao. Đầu tư xây dựng hạ tầng cung cấp điện có sự phát triển mạnh mẽ, là điều kiện quan trọng cho việc bảo đảm an ninh cung ứng điện. Đưa điện lưới quốc gia tới hầu hết mọi miền

của đất nước, kể cả vùng sâu, vùng xa, biên cương, hải đảo. Tiêu thụ năng lượng gia tăng đáng kể, cơ cấu tiêu thụ năng lượng chuyển dịch theo hướng công nghiệp hóa. Việc sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả ngày càng được quan tâm. Đã tích cực thực hiện chuyển đổi ngành năng lượng sang hoạt động theo cơ chế thị trường; huy động được nguồn lực lớn cho đầu tư phát triển với sự tham gia của nhiều thành phần kinh tế, nòng cốt là các doanh nghiệp nhà nước. Ngành năng lượng trở thành ngành kinh tế năng động, đóng góp rất quan trọng trong việc thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội, bảo đảm quốc phòng, an ninh tại nhiều địa phương và đất nước.

2. Tuy vậy, ngành năng lượng nước ta vẫn còn nhiều hạn chế, yếu kém. Mục tiêu bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia còn nhiều thách thức; các nguồn cung trong nước không đủ đáp ứng yêu cầu, phải nhập khẩu năng lượng ngày càng lớn; nhiều dự án điện bị chậm so với quy hoạch, kế hoạch; một số chỉ tiêu bảo đảm an ninh năng lượng đang biến động theo chiều hướng bất lợi. Công tác quản lý, khai thác nguồn tài nguyên năng lượng còn một số hạn chế. Hiệu quả khai thác, sử dụng năng lượng còn thấp. Cơ sở hạ tầng ngành năng lượng còn thiếu và chưa đồng bộ. Trình độ công nghệ trong một số lĩnh vực thuộc ngành năng lượng chậm được nâng cao, việc nội địa hóa và hỗ trợ thị trường từ các dự án trong ngành năng lượng cho hàng hóa cơ khí chế tạo sản xuất trong nước còn hạn chế. Chất lượng nguồn nhân lực, năng suất lao động trong một số lĩnh vực còn thấp. Thị trường năng lượng cạnh tranh phát triển chưa đồng bộ, thiếu liên thông giữa các phân ngành, giữa phát điện với truyền tải điện; chính sách giá năng lượng còn bất cập, chưa hoàn toàn phù hợp với cơ chế thị trường, chưa tách bạch với chính sách an sinh xã hội. Một số dự án năng lượng do doanh nghiệp nhà nước đầu tư còn thua lỗ; một số dự án năng lượng đầu tư ra nước ngoài tiềm ẩn nhiều khả năng mất vốn. Công tác bảo vệ môi trường trong ngành năng lượng có nơi, có lúc chưa được quan tâm đúng mức, gây bức xúc xã hội.

3. Những hạn chế, yếu kém nêu trên do nhiều nguyên nhân, nhưng nguyên nhân chủ quan là chủ yếu. Nhận thức về vai trò, vị trí, tầm quan trọng của ngành năng lượng và mục tiêu bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia chưa đầy đủ, quan tâm chưa đúng mức; một số vấn đề về phát triển năng lượng chậm được tổng kết cả về lý luận và thực tiễn; chậm giải quyết những vướng mắc về phương hướng phát triển các nguồn năng lượng và cụ thể hoá cơ chế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa trong lĩnh vực năng lượng. Quy định pháp luật của ngành năng lượng nói chung và từng phân ngành nói riêng vẫn còn nhiều hạn chế, thiếu thống nhất, chưa bảo đảm tính tương thích với pháp luật quốc tế. Một số cơ chế, chính sách chưa phù hợp với cơ chế thị trường, chưa thúc đẩy việc xây dựng thị trường năng lượng cạnh tranh. Chính sách về đầu tư phát triển, quản lý tài nguyên năng lượng còn thiếu, chưa đồng bộ. Chính sách khoa học và công nghệ đối với ngành năng lượng chậm đổi mới. Một số chiến lược, quy hoạch năng lượng chậm được hoàn thiện, chưa sát với tình hình thực tế và nguồn lực thực hiện, chưa thực sự gắn kết với các quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội của địa phương và một số ngành khác. Bộ máy quản lý nhà nước ngành năng lượng nói chung và ngành điện nói riêng thiếu ổn định; việc phân công, phối hợp giữa các bộ, ngành và địa phương trong một số trường hợp chưa rõ ràng, thiếu chặt chẽ. Công tác nghiên cứu, dự báo còn yếu; công tác chỉ đạo, tổ chức thực hiện các chính sách, pháp luật về năng lượng thiếu quyết liệt.

5.2. Quan điểm chỉ đạo, mục tiêu và tầm nhìn

5.2.1. Quan điểm chỉ đạo

- Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia là nền tảng, đồng thời là tiền đề quan trọng để phát triển kinh tế - xã hội. Ưu tiên phát triển năng lượng nhanh và bền vững, đi trước một bước, gắn với bảo vệ môi trường sinh thái, bảo đảm quốc phòng, an ninh, thực hiện

tiền bộ và công bằng xã hội có ý nghĩa đặc biệt quan trọng, là nhiệm vụ trọng tâm xuyên suốt trong quá trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

- Phát triển năng lượng quốc gia phải phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa, xu thế hội nhập quốc tế; nhanh chóng xây dựng thị trường năng lượng đồng bộ, cạnh tranh, minh bạch, đa dạng hoá hình thức sở hữu và phương thức kinh doanh; áp dụng giá thị trường đối với mọi loại hình năng lượng. Khuyến khích và tạo mọi điều kiện thuận lợi để các thành phần kinh tế, đặc biệt là kinh tế tư nhân tham gia phát triển năng lượng; kiên quyết loại bỏ mọi biểu hiện bao cấp, độc quyền, cạnh tranh không bình đẳng, thiếu minh bạch trong ngành năng lượng.

- Phát triển đồng bộ, hợp lý và đa dạng hóa các loại hình năng lượng; ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng mới, năng lượng sạch; khai thác và sử dụng hợp lý các nguồn năng lượng hoá thạch trong nước, chú trọng mục tiêu bình ổn, điều tiết và yêu cầu dự trữ năng lượng quốc gia; ưu tiên phát triển điện khí, có lộ trình giảm tỷ trọng điện than một cách hợp lý; chủ động nhập khẩu nhiên liệu từ nước ngoài cho các nhà máy điện. Phân bổ tối ưu hệ thống năng lượng quốc gia trong tất cả các lĩnh vực trên cơ sở lợi thế so sánh của từng vùng, địa phương.

- Chú trọng nghiên cứu, ứng dụng những thành tựu của cuộc Cách mạng công nghiệp lần thứ tư trong phát triển tất cả các phân ngành, lĩnh vực năng lượng; đẩy mạnh chuyển đổi số trong ngành năng lượng; từng bước làm chủ công nghệ hiện đại, tiến tới tự chủ sản xuất được phần lớn các thiết bị năng lượng.

- Sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả, bảo vệ môi trường phải được xem là quốc sách quan trọng và trách nhiệm của toàn xã hội. Tăng cường kiểm toán năng lượng; xây dựng cơ chế, chính sách

đồng bộ, chế tài đủ mạnh và khả thi để khuyến khích đầu tư và sử dụng các công nghệ, trang thiết bị tiết kiệm năng lượng, thân thiện môi trường, góp phần thúc đẩy năng suất lao động và đổi mới mô hình tăng trưởng.

5.2.2. Mục tiêu

Mục tiêu tổng quát

Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; cung cấp đầy đủ năng lượng ổn định, có chất lượng cao với giá cả hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội nhanh và bền vững, bảo đảm quốc phòng, an ninh, nâng cao đời sống của nhân dân, góp phần bảo vệ môi trường sinh thái. Ngành năng lượng phát triển hài hoà giữa các phân ngành với hạ tầng đồng bộ và thông minh, đạt trình độ tiên tiến của khu vực ASEAN. Xây dựng thị trường năng lượng cạnh tranh, minh bạch, hiệu quả, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa. Khai thác và sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng trong nước kết hợp với xuất, nhập khẩu năng lượng hợp lý; triệt để thực hành tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng. Chủ động sản xuất được một số thiết bị chính trong các phân ngành năng lượng; nâng cấp, xây dựng lưới điện truyền tải, phân phối điện tiên tiến, hiện đại.

Một số mục tiêu cụ thể

- Cung cấp đủ nhu cầu năng lượng trong nước, đáp ứng cho các mục tiêu của Chiến lược phát triển kinh tế - xã hội 10 năm 2021 - 2030; trong đó, năng lượng sơ cấp đến năm 2030 đạt khoảng 175 - 195 triệu TOE (tấn dầu quy đổi), đến năm 2045, đạt khoảng 320 - 350 triệu TOE; tổng công suất của các nguồn điện đến năm 2030 đạt khoảng 125 - 130 GW, sản lượng điện đạt khoảng 550 - 600 tỉ KWh.

- Tỷ lệ các nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030; 25 - 30% vào năm 2045.

- Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng đến năm 2030 đạt mức 105 - 115 triệu TOE, năm 2045 đạt mức 160 - 190 triệu TOE. Cường độ năng lượng sơ cấp năm 2030 đạt từ 420 - 460 kgOE/1.000 USD GDP, năm 2045 từ 375 - 410 kgOE/1.000 USD GDP.

- Xây dựng hệ thống lưới điện thông minh, hiệu quả, có khả năng kết nối khu vực; bảo đảm cung cấp điện an toàn, đáp ứng tiêu chí N-1 đối với vùng phụ tải quan trọng và N-2 đối với vùng phụ tải đặc biệt quan trọng. Đến năm 2030, độ tin cậy cung cấp điện năng thuộc топ bốn nước dẫn đầu ASEAN, chỉ số tiếp cận điện năng thuộc топ ba nước dẫn đầu ASEAN.

- Các cơ sở lọc dầu đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu trong nước; bảo đảm mức dự trữ chiến lược xăng dầu đạt tối thiểu 90 ngày nhập ròng. Đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hoá lỏng (LNG) khoảng 8 tỷ m³ vào năm 2030 và khoảng 15 tỷ m³ vào năm 2045.

- Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với kịch bản phát triển bình thường đạt khoảng 7% vào năm 2030 và khoảng 14% vào năm 2045.

- Giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường ở mức 15% vào năm 2030, lên mức 20% vào năm 2045.

5.2.3. Tầm nhìn đến năm 2045

Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; hình thành đồng bộ các yếu tố thị trường năng lượng cạnh tranh, minh bạch, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa; các phân ngành năng lượng phát triển bền vững, sử dụng hiệu quả tài nguyên, bảo vệ môi trường và thích ứng với biến đổi khí hậu; hệ thống hạ tầng năng lượng phát triển đồng bộ, hiện đại, khả năng kết nối khu vực và quốc tế được nâng cao; chất lượng nguồn nhân lực,

trình độ khoa học - công nghệ và năng lực quản trị ngành năng lượng đạt trình độ tiên tiến của một nước công nghiệp phát triển hiện đại.

5.3. Nhiệm vụ và giải pháp chủ yếu

(1) Phát triển các nguồn cung năng lượng sơ cấp theo hướng tăng cường khả năng tự chủ, đa dạng hóa, bảo đảm tính hiệu quả, tin cậy và bền vững

- *Về dầu khí:* Đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, nước sâu, xa bờ gắn với nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển; nâng cao hệ số thu hồi, tận thu các mỏ nhỏ, khối sót cận biên. Rà soát, có chiến lược chủ động và hiệu quả trong hợp tác về tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài. Phát triển công nghiệp khí; ưu tiên đầu tư hạ tầng kỹ thuật phục vụ nhập khẩu và tiêu thụ khí tự nhiên hóa lỏng (LNG). Tiếp tục thu hút đầu tư trong lĩnh vực lọc - hóa dầu theo hướng chế biến sâu, nâng cao chất lượng sản phẩm xăng dầu, chủ động đáp ứng tối đa nhu cầu trong nước và hướng đến xuất khẩu. Đối với dầu khí đá phiến, khí hydrate (băng cháy), tích cực nghiên cứu, đánh giá sâu hơn về địa chất và áp dụng tiến bộ khoa học - kỹ thuật để mở rộng phạm vi khảo sát; sớm triển khai đánh giá tổng thể, đẩy nhanh khai thác thử nghiệm khi điều kiện cho phép.

- *Về than:* Xây dựng mới chiến lược phát triển ngành than gắn với nhiệm vụ đầu tư hiệu quả ra nước ngoài và nhập khẩu than dài hạn. Thực hiện dự trữ than phù hợp, đáp ứng yêu cầu cho các hoạt động sản xuất, đặc biệt là sản xuất điện. Mở rộng tìm kiếm, thăm dò, nâng cao chất lượng công tác đánh giá các cấp trữ lượng và tài nguyên. Đẩy mạnh khai thác than trong nước trên cơ sở bảo đảm an toàn, hiệu quả và tiết kiệm tài nguyên; khẩn trương nghiên cứu công nghệ để có thể khai thác bể than Đồng bằng sông Hồng; nâng cao hệ

số thu hồi than sạch trong khai thác hầm lò. Triển khai nhanh việc xây dựng hệ thống cảng, kho dự trữ và trung chuyển than quy mô lớn; tăng cường cơ giới hoá, hiện đại hoá thiết bị sàng, tuyển và khai thác than. Rà soát, đánh giá nhu cầu, xây dựng kế hoạch và tối ưu hoá các giải pháp cung cấp than ổn định cho sản xuất điện phù hợp với cơ chế thị trường.

- *Về năng lượng tái tạo:* Xây dựng các cơ chế, chính sách đột phá để khuyến khích và thúc đẩy phát triển mạnh mẽ các nguồn năng lượng tái tạo nhằm thay thế tối đa các nguồn năng lượng hoá thạch. Ưu tiên sử dụng năng lượng gió và mặt trời cho phát điện; khuyến khích đầu tư xây dựng các nhà máy điện sử dụng rác thải đô thị, sinh khối và chất thải rắn đi đôi với công tác bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế tuần hoàn. Hình thành và phát triển một số trung tâm năng lượng tái tạo tại các vùng và các địa phương có lợi thế. Sớm nghiên cứu, đánh giá tổng thể về tiềm năng và xây dựng định hướng phát triển năng lượng địa nhiệt, sóng biển, thủy triều, hải lưu; triển khai một số mô hình ứng dụng, tiến hành khai thác thử nghiệm để đánh giá hiệu quả. Thực hiện nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và khuyến khích sử dụng năng lượng hydro phù hợp với xu thế chung của thế giới.

- *Về các nguồn năng lượng khác:* Kịp thời nắm bắt các thông tin liên quan để nghiên cứu, phát triển trong điều kiện cho phép về tiến bộ khoa học - kỹ thuật, nguồn nhân lực, khả năng tài chính và những yếu tố cần thiết khác.

(2) Phát triển nhanh và bền vững ngành điện đáp ứng yêu cầu công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước

- Xây dựng và triển khai Chiến lược phát triển ngành điện lực Việt Nam cho giai đoạn mới. Phát triển nhanh và bền vững các nguồn phát điện với cơ cấu và phân bố hợp lý, bảo đảm an toàn, tin cậy, ổn

định theo hướng đa dạng hóa, chú trọng nâng cao hệ số công suất khả dụng và có dự phòng công suất phù hợp; đáp ứng các yêu cầu về bảo vệ môi trường sinh thái.

Đối với thủy điện: Huy động tối đa các nguồn thủy điện hiện có. Phát triển có chọn lọc, bổ sung một số thủy điện nhỏ và vừa, thủy điện tích năng. Có chiến lược hợp tác phát triển thủy điện gắn với nhập khẩu điện năng dài hạn từ nước ngoài.

Đối với điện gió và điện mặt trời: Ưu tiên phát triển phù hợp với khả năng bảo đảm an toàn hệ thống với giá thành điện năng hợp lý. Khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái và trên mặt nước. Xây dựng các chính sách hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi gắn với triển khai thực hiện Chiến lược biển Việt Nam.

Đối với nhiệt điện: Khuyến khích các dự án nhiệt điện đồng bộ từ khâu cung ứng, lưu trữ nhiên liệu và xây dựng nhà máy trên cơ sở giá bán điện xác định thông qua đấu thầu. Phát triển nhiệt điện khí theo hướng ưu tiên sử dụng nguồn khí trong nước. Chú trọng phát triển nhanh nhiệt điện khí sử dụng LNG, đưa điện khí dần trở thành nguồn cung cấp điện năng quan trọng, hỗ trợ cho điều tiết hệ thống.

Phát triển nhiệt điện than ở mức hợp lý theo hướng ưu tiên những tổ máy công suất lớn, hiệu suất cao, sử dụng công nghệ tiên tiến, hiện đại như công nghệ siêu tới hạn trở lên; bảo đảm thực hiện đầy đủ pháp luật về an toàn môi trường sinh thái, phù hợp với các tiêu chuẩn quốc tế. Rà soát tổng thể và có kế hoạch sớm triển khai nâng cấp công nghệ của các nhà máy điện than hiện có để đáp ứng yêu cầu bảo vệ môi trường; kiên quyết đóng cửa đối với các nhà máy không thực hiện nâng cấp công nghệ theo quy định.

Đối với điện sinh khối, rác thải và chất thải rắn: Khai thác tối đa nguồn điện sinh khối đồng phát; tăng cường phát triển các nguồn điện từ rác thải đô thị, chất thải rắn và sinh khối.

- Đầu tư hiện đại hóa ngành điện từ khâu sản xuất, truyền tải đến phân phối đáp ứng yêu cầu phát triển của thị trường điện, có khả năng tích hợp quy mô lớn nguồn năng lượng tái tạo; nâng cao khả năng bảo đảm an ninh mạng lưới điện và chất lượng dịch vụ điện. Tích cực thực hiện các chương trình quản lý nhu cầu điện và điều chỉnh phụ tải; quản lý chặt chẽ hơn cường độ tiêu thụ điện năng; giảm thiểu tối đa tổn thất điện năng; hoàn thiện cơ chế, chính sách khuyến khích và thúc đẩy triển khai tích trữ điện năng. Hiện đại hoá hệ thống điều độ điện, từng bước triển khai áp dụng những công nghệ giám sát kỹ thuật tự động, thông minh; nghiên cứu ứng dụng truyền tải siêu cao áp, truyền tải một chiều trong ngành điện.

- Nghiên cứu, hoàn thiện các cơ chế tài chính và huy động vốn đặc biệt cho đầu tư phát triển ngành điện. Rà soát, điều chỉnh các quy định về kiểm soát và điều phối thị trường điện lực. Có cơ chế cho phép phát triển các nhà máy điện sản xuất tại chỗ, tự cung cấp trong các khu, cụm công nghiệp, khu chế xuất...

- Đẩy nhanh lộ trình thực hiện thị trường điện cạnh tranh, cơ chế hợp đồng mua bán điện trực tiếp giữa nhà sản xuất và khách hàng tiêu thụ, cơ chế đấu thầu, đấu giá cung cấp năng lượng phù hợp, đặc biệt trong các dự án đầu tư năng lượng tái tạo, năng lượng mới; minh bạch giá mua bán điện. Có cơ chế khuyến khích thu hút vốn ngoài nhà nước đầu tư xây dựng vào hệ thống truyền tải điện quốc gia. Vận hành hệ thống truyền tải điện quốc gia độc lập dưới sự kiểm soát của Nhà nước.

(3) Cơ cấu lại các ngành và khu vực tiêu thụ năng lượng song song với thực hiện chính sách về sử dụng năng lượng sạch, tiết kiệm và hiệu quả

- Cơ cấu lại các ngành tiêu thụ năng lượng, đặc biệt là khu vực đầu tư nước ngoài để giảm thiểu cường độ năng lượng. Có chính

sách khuyến khích phát triển các ngành công nghiệp tiêu thụ ít năng lượng và có hiệu quả về kinh tế - xã hội.

- Rà soát, điều chỉnh phân bố các nguồn tiêu thụ năng lượng linh hoạt theo hướng phân tán, hạn chế việc tập trung quá mức vào một số địa phương, kết hợp chặt chẽ với phân bố lại không gian phát triển công nghiệp và đô thị trên phạm vi cả nước, từng vùng và địa phương.

- Rà soát, hoàn thiện Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2020 - 2030. Triển khai áp dụng các tiêu chuẩn, quy chuẩn bắt buộc kèm theo chế tài về sử dụng hiệu quả năng lượng đối với những lĩnh vực, ngành và sản phẩm có mức tiêu thụ năng lượng cao. Có chính sách khuyến khích các hộ tiêu thụ sử dụng năng lượng sạch, tái tạo, nhất là trong công nghiệp và giao thông; thúc đẩy phát triển các phương tiện giao thông sử dụng điện năng phù hợp với xu thế chung trên thế giới.

(4) Phát triển hạ tầng năng lượng bền vững, kết nối khu vực; nâng cao nội lực ngành công nghiệp chế tạo, dịch vụ phục vụ ngành năng lượng

- Có chính sách ưu tiên đầu tư phát triển hạ tầng năng lượng bền vững; chú trọng xây dựng cơ sở hạ tầng xuất, nhập khẩu năng lượng, kết nối khu vực. Xác định danh mục hạ tầng năng lượng có thể dùng chung và xây dựng cơ chế dùng chung phù hợp với cơ chế thị trường. Xóa bỏ mọi độc quyền, rào cản bất hợp lý trong sử dụng cơ sở vật chất và dịch vụ hạ tầng năng lượng; có cơ chế, chính sách đầu tư xây dựng hệ thống truyền tải điện, tách bạch với độc quyền nhà nước về truyền tải điện. Thực hiện xã hội hoá tối đa trong đầu tư và khai thác, sử dụng cơ sở vật chất, dịch vụ ngành năng lượng, bao gồm cả hệ thống truyền tải điện quốc gia trên cơ sở bảo đảm quốc phòng, an ninh.

- Thúc đẩy nhanh chuyển đổi số trong ngành năng lượng; xây dựng và triển khai Chương trình quốc gia về phát triển hạ tầng năng lượng thông minh; hoàn thiện cơ chế, xây dựng cơ sở dữ liệu, thực hiện thống kê năng lượng quốc gia phục vụ công tác quản lý, điều hành hiệu quả ngành năng lượng.

- Xây dựng cơ chế, chính sách khuyến khích và hỗ trợ phát triển công nghiệp chế tạo và dịch vụ phục vụ ngành năng lượng theo hướng tăng cường nội lực, hướng đến xuất khẩu; ưu tiên phát triển các ngành chế tạo máy, thiết bị điện, dầu khí, dịch vụ dầu khí. Hoàn thiện khung pháp lý, khuyến khích và đẩy mạnh triển khai mô hình các công ty dịch vụ năng lượng. Khẩn trương xây dựng và thực thi các cơ chế, chính sách khuyến khích nâng cao tỉ lệ nội địa hóa trong ngành năng lượng; bảo đảm thực hiện tốt các yêu cầu, chỉ tiêu cụ thể về tỉ lệ nội địa hóa đối với các nhà máy điện nói riêng và dự án năng lượng nói chung. Hoàn thiện chính sách đặt hàng sản xuất của Nhà nước để khuyến khích các doanh nghiệp trong nước thực hiện những công trình, dự án phức tạp, kỹ thuật cao trong ngành năng lượng đáp ứng các tiêu chuẩn chất lượng quốc tế.

(5) Cơ cấu lại, đổi mới và nâng cao hiệu quả hoạt động của các doanh nghiệp nhà nước trong lĩnh vực năng lượng; khuyến khích kinh tế tư nhân tham gia xã hội hoá phát triển năng lượng

- Cơ cấu lại toàn diện các doanh nghiệp nhà nước trong lĩnh vực năng lượng theo hướng tập trung vào các lĩnh vực cốt lõi, có thế mạnh; tách bạch chức năng kinh doanh với chức năng quản lý nhà nước; áp dụng các mô hình và thông lệ quản trị tiên tiến, nâng cao hệ số tín nhiệm quốc tế, triệt để thực hiện công khai, minh bạch hoá trong hoạt động; chú trọng nâng cao hiệu quả khai thác, sử dụng hạ tầng năng lượng quốc gia. Hoàn thiện các quy định về đánh giá các nguồn lực, tài sản phù hợp với thông lệ quốc tế và thực tiễn; xử lý, tái cơ cấu triệt để các dự án, doanh nghiệp nhà nước kém hiệu quả, thua lỗ trong lĩnh

vực năng lượng. Nghiên cứu, triển khai thí điểm cơ chế bán có thời hạn hoặc cho thuê dài hạn đối với các nhà máy điện, kho nhiên liệu, nhà máy lọc dầu... thuộc sở hữu của doanh nghiệp nhà nước.

- Rà soát, bổ sung, điều chỉnh các cơ chế, chính sách đặc thù cho một số dự án năng lượng quan trọng, đặc biệt đối với các dự án đầu tư nguồn điện cấp bách; bảo đảm đầy đủ vốn cho các doanh nghiệp năng lượng nhà nước thực hiện các mục tiêu chiến lược và nhiệm vụ gắn với bảo đảm quốc phòng, an ninh.

- Tạo lập môi trường thuận lợi, minh bạch; công khai quy hoạch, danh mục các dự án đầu tư, xoá bỏ mọi rào cản để thu hút, khuyến khích tư nhân tham gia đầu tư, phát triển các dự án năng lượng trong và ngoài nước, chú trọng những dự án phát điện và các hoạt động bán buôn, bán lẻ điện theo cơ chế thị trường. Tiếp tục khuyến khích, thu hút đầu tư nước ngoài có quy mô, chất lượng và hiệu quả cho ngành năng lượng. Đẩy nhanh cổ phần hoá các doanh nghiệp nhà nước thuộc ngành điện; xây dựng cơ chế đầu tư thông thoáng, cải cách thủ tục hành chính để bảo đảm tiến độ các công trình điện.

(6) Đổi mới cơ chế, chính sách, phát triển thị trường năng lượng đồng bộ, liên thông, hiện đại và hiệu quả, phù hợp với định hướng xã hội chủ nghĩa

- Phát triển thị trường năng lượng đồng bộ, liên thông giữa các phân ngành điện, than, dầu khí và năng lượng tái tạo, kết nối với thị trường khu vực và thế giới. Xoá bỏ mọi rào cản để bảo đảm giá năng lượng minh bạch do thị trường quyết định; không thực hiện bù chéo giá điện giữa các nhóm khách hàng, giữa các vùng, miền; Nhà nước điều tiết hợp lý thông qua các công cụ thị trường (thuế, phí, các quỹ...) và chính sách an sinh xã hội phù hợp. Hoàn thiện cơ chế, chính sách, các công cụ có tính thị trường để đẩy mạnh sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.

- Rà soát, điều chỉnh và hoàn thiện các chính sách về đất đai, đền bù giải phóng mặt bằng, sử dụng mặt nước, chống đầu cơ, trục lợi, lợi ích nhóm trong lĩnh vực năng lượng. Đổi mới chính sách tài chính theo hướng khuyến khích, thu hút mạnh các nguồn vốn đầu tư ngoài nhà nước; khuyến khích các dự án đầu tư năng lượng theo hình thức đối tác công - tư (PPP). Thực hiện chính sách tín dụng linh hoạt, hiệu quả, tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp năng lượng tiếp cận các nguồn vốn, đặc biệt là các doanh nghiệp có dự án năng lượng xanh. Hoàn thiện chính sách thuế khuyến khích sản xuất, sử dụng năng lượng sạch, tái tạo. Xây dựng cơ sở pháp lý để có thể hình thành và vận hành hiệu quả các quỹ về phát triển năng lượng bền vững, thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả theo hướng xã hội hóa, bảo đảm độc lập về tài chính, không trùng lặp với nguồn thu, nhiệm vụ chi của ngân sách nhà nước và hạn chế việc làm tăng chi phí hoạt động, sản xuất kinh doanh cho doanh nghiệp, cơ sở sản xuất kinh doanh. Hoàn thiện cơ chế và thực hiện chính sách về tiêu chuẩn tỉ lệ năng lượng tái tạo trong cơ cấu đầu tư và cung cấp năng lượng.

- Sửa đổi, hoàn thiện các luật chuyên ngành về dầu khí, điện lực, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và các luật khác liên quan đến ngành năng lượng để làm cơ sở thực hiện hiệu quả hơn cơ chế thị trường. Nghiên cứu, thực hiện luật hoá việc điều hành giá điện và một số ưu đãi cho dự án được khuyến khích đầu tư trong lĩnh vực năng lượng. Hoàn thiện khung pháp lý cho hoạt động kiểm soát và điều phối điện lực. Nghiên cứu, xây dựng và ban hành luật về năng lượng tái tạo.

- Nâng cao chất lượng công tác xây dựng các chiến lược, quy hoạch phát triển năng lượng, đặc biệt trong phân ngành điện, bảo đảm tính ổn định, đồng bộ và linh hoạt, gắn kết với chiến lược, kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội của địa phương và một số ngành khác. Rà soát, điều chỉnh và sớm ban hành các quy hoạch liên quan đến phát triển năng lượng theo Luật Quy hoạch.

(7) Phát triển khoa học - công nghệ, đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao cho ngành năng lượng

- Hình thành cơ chế liên kết giữa lực lượng nghiên cứu và phát triển khoa học - công nghệ, đổi mới sáng tạo với các doanh nghiệp và các cơ sở đào tạo trong lĩnh vực năng lượng thông qua các chương trình khoa học và công nghệ; lồng ghép hoạt động nghiên cứu và phát triển trong các chiến lược, quy hoạch, kế hoạch phát triển năng lượng. Tạo cơ chế khuyến khích các doanh nghiệp năng lượng tăng cường đầu tư cho nghiên cứu và phát triển; thành lập các trung tâm đổi mới sáng tạo trong lĩnh vực năng lượng. Tiếp tục triển khai chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm quốc gia về nghiên cứu ứng dụng và phát triển công nghệ năng lượng giai đoạn 2021 - 2030, trọng tâm là nghiên cứu chế tạo thiết bị năng lượng và ứng dụng các dạng năng lượng mới, năng lượng tái tạo, năng lượng thông minh, tiết kiệm năng lượng.

- Rà soát, sửa đổi, bổ sung các tiêu chuẩn, quy chuẩn quốc gia trong lĩnh vực năng lượng phù hợp với các quy định, tiêu chuẩn quốc tế, có xét đến các tiêu chuẩn, quy chuẩn quốc gia liên quan đến việc tái chế, sử dụng chất thải từ quá trình sản xuất năng lượng. Từng bước áp dụng các biện pháp khuyến khích và bắt buộc đổi mới công nghệ, thiết bị trong ngành năng lượng cũng như những ngành, lĩnh vực sử dụng nhiều năng lượng.

- Xây dựng chính sách phát triển nguồn nhân lực tổng thể và các chương trình đào tạo cho những khâu then chốt của ngành năng lượng. Tăng cường đào tạo đội ngũ công nhân kỹ thuật, nhân viên nghiệp vụ đáp ứng yêu cầu sử dụng trong nước, hướng tới xuất khẩu. Sử dụng có hiệu quả nguồn nhân lực đã được đào tạo về năng lượng hạt nhân đi đôi với đào tạo nâng cao.

(8) Đẩy mạnh hợp tác quốc tế; tích cực, chủ động xây dựng các đối tác chiến lược để thực hiện mục tiêu nhập khẩu năng lượng trong dài hạn và đầu tư tài nguyên năng lượng ở nước ngoài

- Thực hiện chính sách đối ngoại năng lượng linh hoạt, hiệu quả, bình đẳng, cùng có lợi. Mở rộng và làm sâu sắc hơn hợp tác năng lượng với các đối tác chiến lược, đối tác quan trọng. Tăng cường quan hệ quốc tế về năng lượng trong tất cả các phân ngành, lĩnh vực phù hợp với xu thế hội nhập, tận dụng cơ hội từ các hiệp định thương mại, các quan hệ chính trị - ngoại giao thuận lợi để phát triển năng lượng.

- Khẩn trương xây dựng chiến lược nhập khẩu năng lượng dài hạn song song với khuyến khích đầu tư, khai thác tài nguyên năng lượng ở nước ngoài để góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia; có cơ chế hỗ trợ các doanh nghiệp Việt Nam đầu tư dự án năng lượng ở nước ngoài, trước hết là với các dự án nguồn điện tại một số nước láng giềng để chủ động nhập khẩu điện về Việt Nam. Mở rộng quan hệ đối tác với các công ty đầu tư năng lượng, phát triển công nghệ năng lượng tiên tiến.

- Tích cực tham gia hợp tác năng lượng tại tiểu vùng Mê Kông mở rộng (GMS) và khu vực Đông Nam Á (ASEAN); liên kết lưới điện, hoàn thiện cơ chế mua bán điện với Trung Quốc, Lào và Campuchia. Tiếp tục nghiên cứu kết nối hệ thống khí trong khu vực, triển khai thực hiện khi điều kiện cho phép.

(9) Thực thi chính sách bảo vệ môi trường ngành năng lượng gắn với mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính, thúc đẩy kinh tế tuần hoàn và phát triển bền vững

- Nghiên cứu, xây dựng chính sách thuế các-bon thích hợp đối với việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Có cơ chế, chính sách triển khai việc thu hồi, sử dụng khí CO₂. Thực hiện đánh giá hiệu quả việc

sử dụng, tái chế tro, xỉ phát sinh trên cơ sở cân đối nhu cầu và khả năng tiêu thụ làm vật liệu xây dựng, nhất là tại khu vực miền Nam.

- Hoàn thiện khung chính sách, xây dựng và bổ sung hệ thống tiêu chuẩn, quy chuẩn quốc gia về khí thải và chất thải trong ngành năng lượng theo hướng tiệm cận với những tiêu chuẩn của các nước phát triển. Bổ sung quy định sàng lọc dự án đầu tư theo rủi ro về môi trường. Xây dựng quy chế tài chính về môi trường, bảo đảm tính đủ các chi phí về môi trường, xã hội trong đầu tư và giá thành sản phẩm. Tăng cường phòng ngừa, kiểm soát các đối tượng có nguy cơ gây ô nhiễm môi trường cao; xử lý nghiêm các vi phạm về an toàn môi trường theo quy định của pháp luật. Thông tin tuyên truyền kịp thời và đầy đủ về công tác bảo vệ môi trường trong ngành năng lượng.

- Xây dựng và triển khai Đề án tích hợp mô hình kinh tế tuần hoàn vào chiến lược phát triển các doanh nghiệp năng lượng. Phát triển hệ thống quản lý và xử lý chất thải trong sản xuất năng lượng với công nghệ tiên tiến, phù hợp với điều kiện nước ta; bảo đảm năng lực tự xử lý các nguồn thải trong các doanh nghiệp năng lượng. Có cơ chế, chính sách khuyến khích phát triển công nghiệp môi trường gắn với ngành năng lượng.

- Rà soát, điều chỉnh và bổ sung những nội dung liên quan đến ngành năng lượng trong Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu, Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh, Chiến lược phát triển bền vững Việt Nam, Chiến lược biển Việt Nam và các chiến lược khác có liên quan.

(10) Tăng cường sự lãnh đạo của Đảng; nâng cao hiệu lực, hiệu quả quản lý của Nhà nước; phát huy quyền làm chủ của nhân dân và vai trò của Mặt trận Tổ quốc Việt Nam, các tổ chức chính trị - xã hội trong phát triển ngành năng lượng

- Nâng cao nhận thức của các cấp uỷ đảng và cả hệ thống chính trị và nhân dân về vai trò, vị trí, tầm quan trọng của ngành năng lượng. Các cấp uỷ đảng và chính quyền từ Trung ương đến địa phương cần xác định phát triển năng lượng quốc gia là nhiệm vụ quan trọng, xuyên suốt, nghiêm túc lãnh đạo, chỉ đạo, tổ chức thực hiện. Xây dựng cơ chế và khung pháp lý bảo đảm cho việc tuân thủ quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia. Xử lý nghiêm đối với các dự án đầu tư chậm triển khai, làm ảnh hưởng đến an ninh năng lượng quốc gia.

- Rà soát, hoàn thiện mô hình quản lý nhà nước trong lĩnh vực năng lượng. Phân định rõ trách nhiệm, quyền hạn, cơ chế phối hợp giữa Trung ương và địa phương, giữa các cơ quan quản lý nhà nước trong phát triển năng lượng. Đẩy mạnh công tác tuyên truyền, phổ biến các văn bản quy phạm pháp luật, nâng cao ý thức chấp hành và thực thi nghiêm túc các quy định pháp luật về năng lượng. Thực hiện tốt vai trò định hướng, xây dựng chính sách gắn với tăng cường công tác kiểm tra, giám sát, hỗ trợ thực hiện.

- Phát huy quyền làm chủ của nhân dân; mở rộng sự tham gia của Mặt trận Tổ quốc Việt Nam, các tổ chức chính trị - xã hội, xã hội - nghề nghiệp, các đối tượng chịu tác động của chính sách vào quá trình xây dựng và giám sát thực hiện chiến lược, quy hoạch và chính sách phát triển năng lượng quốc gia.

5.4. Tổ chức thực hiện

1. Các tỉnh uỷ, thành uỷ, các ban đảng, ban cán sự đảng, đảng đoàn, đảng uỷ trực thuộc Trung ương tổ chức học tập, quán triệt Nghị quyết tới cán bộ, đảng viên; xây dựng chương trình, kế hoạch triển khai thực hiện Nghị quyết.

2. Đảng đoàn Quốc hội lãnh đạo nghiên cứu, sửa đổi, bổ sung, hoàn thiện pháp luật để tạo thuận lợi cho phát triển năng lượng quốc

gia theo tinh thần của Nghị quyết; tăng cường giám sát việc xây dựng và tổ chức thực hiện chiến lược, quy hoạch và các chính sách phát triển năng lượng quốc gia.

3. Ban cán sự đảng Chính phủ lãnh đạo xây dựng và triển khai Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia và các chiến lược phát triển các phân ngành năng lượng, Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia, Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia phù hợp với tinh thần của Nghị quyết; ưu tiên bố trí đủ nguồn lực thực hiện các nhiệm vụ đã nêu trong Nghị quyết; khẩn trương triển khai các cam kết quốc tế trong việc nghiên cứu ứng dụng năng lượng hạt nhân cho mục đích hoà bình; sớm tổng kết rà soát Luật Điện lực và các luật có liên quan để trình Quốc hội sửa đổi những nội dung còn bất cập, nhất là vấn đề quy hoạch, truyền tải điện.

4. Mặt trận Tổ quốc Việt Nam và các tổ chức chính trị - xã hội xây dựng chương trình, kế hoạch giám sát việc thực hiện Nghị quyết.

5. Ban Tuyên giáo Trung ương chủ trì phối hợp với Ban Kinh tế Trung ương và các cơ quan liên quan hướng dẫn việc quán triệt thực hiện Nghị quyết.

6. Ban Kinh tế Trung ương chủ trì, phối hợp với các cơ quan liên quan thường xuyên theo dõi, hướng dẫn kiểm tra, giám sát, đôn đốc triển khai thực hiện Nghị quyết; định kỳ sơ kết, tổng kết việc thực hiện, báo cáo Bộ Chính trị, Ban Bí thư.

PHỤ LỤC 1

Thực trạng xây dựng pháp luật đối với ngành năng lượng trong giai đoạn 10 năm thực hiện Nghị quyết 18 (2007 - 2017)

1. Công tác lập, tổ chức thực hiện chương trình xây dựng pháp luật đối với ngành năng lượng giai đoạn 2007 - 2017

Thực hiện quy định của Luật Ban hành VBQPPL¹¹¹, trong giai đoạn 2007 - 2017, các chủ thể theo thẩm quyền đã xây dựng, ban hành và tổ chức thực hiện các chương trình xây dựng pháp luật; trong đó đã đưa vào nhiều dự án VBQPPL liên quan đến ngành năng lượng để thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW. Có thể kể đến như:

(1) Đối với Quốc hội, Ủy ban Thường vụ Quốc hội: Giai đoạn 2007 - 2017, Quốc hội, Ủy ban Thường vụ Quốc hội đã ban hành tổng số khoảng 30 Nghị quyết về việc ban hành, điều chỉnh và thực hiện Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh (nhiệm kỳ và hằng năm). Trong đó, có (i) 02 Nghị quyết về Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh nhiệm kỳ (Khoá XII và Khoá XIII); (ii) 18¹¹² Nghị quyết về Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh hằng năm và điều chỉnh (từ năm 2009 đến năm 2018); (iii) và 11 Nghị quyết thực hiện Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh.

Đáng chú ý, ngay sau khi Nghị quyết số 18-NQ/TW được ban hành (25/10/2007) thì trong Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh nhiệm kỳ Quốc hội Khoá XII (2007 - 2011) và năm 2008 (thông qua ngày 21/11/2007) đã có một số dự án Luật, Pháp lệnh điều chỉnh các vấn đề về ngành năng lượng. Một số dự án liên quan trực tiếp như: Luật Dầu khí (sửa đổi); Luật Năng lượng nguyên tử; Luật Tài nguyên nước (sửa đổi); Luật Khoáng sản (sửa đổi), Luật Điện lực.

¹¹¹ Giai đoạn 2007 - 2017, thực hiện quy định của các Luật Ban hành VBQPPL được ban hành vào các năm: Năm 1996 (có hiệu từ ngày 01/01/1997), Năm 2008 (có hiệu lực từ ngày 01/01/2009) và năm 2015 (có hiệu lực từ ngày 01/7/2016).

¹¹² Riêng Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh năm 2008 được ban hành đồng thời cùng Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh nhiệm kỳ Quốc hội khoá XII.

Một số dự án khác có liên quan như: Luật Các vùng biển Việt Nam; Luật Bảo vệ quyền lợi người tiêu dùng; Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Đất đai; Luật Thuế bảo vệ môi trường; Luật Thuế tài nguyên; Luật Bảo vệ tài nguyên môi trường biển; Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Sở hữu trí tuệ; Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Khoa học và công nghệ; Luật Công nghệ cao; Luật Quản lý giá; Luật Đo lường;...

Trong các nhiệm kỳ tiếp theo, Quốc hội đã sửa đổi, ban hành mới nhiều dự án luật điều chỉnh trực tiếp ngành năng lượng như: Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả; Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực; Luật Bảo vệ môi trường; Luật Đầu tư; Luật Quy hoạch...

(2) Đối với Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ và các bộ, ngành: Căn cứ vào Nghị quyết số 18-NQ/TW, Chính phủ đã lập đề nghị xây dựng Luật, Pháp lệnh gửi Ủy ban Thường vụ Quốc hội, Quốc hội để đưa các dự án Luật, Pháp lệnh có liên quan vào Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh nhiệm kỳ¹¹³ và hằng năm. Sau đó, căn cứ vào Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh được Quốc hội thông qua, Chính phủ xây dựng và thực hiện Chương trình xây dựng VBQPPL của Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ; trong đó, có các dự án VBQPPL liên quan đến phát triển năng lượng. Ở cấp bộ, trên cơ sở Chương trình xây dựng VBQPPL của Chính phủ, các bộ, ngành cũng xây dựng, ban hành và thực hiện Chương trình ban hành VBQPPL hằng năm của bộ, ngành mình; trong đó, bao gồm cả VBQPPL thuộc thẩm quyền ban hành của bộ, ngành và VBQPPL thuộc thẩm quyền ban hành của Quốc hội, Ủy ban Thường vụ Quốc hội, Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ. Ví dụ: Ngày 16/01/2012, Bộ trưởng Bộ Công Thương ký ban hành Quyết định số 267/QĐ-BCT về Chương trình xây dựng VBQPPL năm 2012 của Bộ Công Thương, trong đó có

¹¹³ Luật Ban hành VBQPPL năm 2015 chỉ quy định Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh hằng năm, không quy định cho cả nhiệm kỳ của Quốc hội.

các VBQPPL như: (i) Nghị định quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Điện lực và Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực (giao Cục Điều tiết điện lực chủ trì và dự kiến trình vào tháng 12/2012); (ii) Quyết định của Thủ tướng Chính phủ quy định về nghĩa vụ tài chính của tổ chức có nhà máy điện hạt nhân, đảm bảo cho tháo dỡ nhà máy và phương thức quản lý nguồn tài chính cho việc chấm dứt hoạt động nhà máy (giao Tổng cục Năng lượng chủ trì); (iii) Thông tư quy định việc thực hiện trách nhiệm của cơ sở sử dụng năng lượng theo Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (giao Vụ Khoa học và Công nghệ);...

2. Công tác ban hành văn bản quy phạm pháp luật ngành năng lượng

Theo thống kê bước đầu của Viện Nghiên cứu lập pháp (theo dữ liệu của trang Thư viện pháp luật), trong giai đoạn 2007 - 2017¹¹⁴, tổng số VBQPPL có nội dung liên quan đến ngành năng lượng được các cấp có thẩm quyền ban hành lên đến hàng nghìn văn bản; trong đó, các cơ quan Trung ương ban hành khoảng 708 VBQPPL.

3. Đánh giá thực trạng quá trình xây dựng pháp luật ngành năng lượng giai đoạn 2007 - 2017

3.1. Ưu điểm

Hoạt động xây dựng pháp luật đối với ngành năng lượng luôn được Đảng, Nhà nước, các cấp, các ngành quan tâm, chú trọng. Pháp luật ngành năng lượng từng bước được hoàn thiện, có sự phát triển vượt bậc cả về số lượng, chất lượng. Qua đó, tạo lập hành lang pháp lý ngày càng đầy đủ, hiệu lực, hiệu quả cho ngành năng lượng; phục vụ hoạt động quản lý nhà nước; giúp bảo tồn, phát triển, sử dụng hợp lý, hiệu quả các nguồn năng lượng theo hướng bền vững; bảo đảm an ninh

¹¹⁴ Tính từ ngày 25/10/2007 (ngày ban hành Nghị quyết số 18-NQ/TW) đến hết ngày 31/12/2017.

năng lượng để góp phần bảo đảm quốc phòng - an ninh, phục vụ phát triển kinh tế - xã hội, phục vụ nhu cầu sinh hoạt, sản xuất của nhân dân và là nguồn lực quan trọng để phát triển các ngành, lĩnh vực khác.

- Công tác lập và tổ chức thực hiện chương trình xây dựng pháp luật ngành năng lượng được triển khai thực hiện ngày càng tốt ở các cấp, các ngành, qua đó, bảo đảm tính chủ động, toàn diện trong hoạt động xây dựng pháp luật. Nhiều dự án, dự thảo VBQPPL ngành năng lượng đã đưa vào chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh để xây dựng nhằm thể chế, cụ thể hóa Nghị quyết số 18-NQ/TW, chiến lược ngành và phân ngành năng lượng. Các Chương trình xây dựng pháp luật¹¹⁵ đã xác định rõ tên văn bản, cơ quan chủ trì và dự kiến thời gian thực hiện.

- Tiến độ, chất lượng công tác xây dựng, ban hành các VBQPPL ngành năng lượng ngày càng tốt hơn. Ví dụ: Đối với phân ngành điện, nếu chỉ tính những VBQPPL quy định trực tiếp nhất về ngành điện theo số liệu của Cục Điều tiết điện lực¹¹⁶ và so sánh theo mốc ban hành, sửa đổi Luật Điện lực thì: (i) trong 08 năm, từ khi ban hành Luật Điện lực năm 2004 (03/12/2004) đến khi ban hành Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực năm 2012 (20/11/2012), có tổng số khoảng 79 VBQPPL được ban hành; trong đó, riêng 04 năm sau (2007 - 2012) đã ban hành 44/79 VBQPPL, chiếm 55%; (ii) còn từ khi Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực năm 2012 được ban hành đến hết năm 2017 (5 năm), có tổng số khoảng 117 VBQPPL (tăng gần 150% so với 8 năm trước và chiếm 72,7% tổng số 161¹¹⁷ VBQPPL trong cả giai đoạn 2007 - 2017).

¹¹⁵ Bao gồm: Chương trình xây dựng Luật, Pháp lệnh của Quốc hội; Chương trình xây dựng pháp luật của Chính phủ; Chương trình xây dựng văn bản quy phạm pháp luật của bộ/ngành. Sau đây gọi tắt là chương trình xây dựng pháp luật.

¹¹⁶ Tra cứu, thống kê theo dữ liệu của Trang điện tử Cục Điều tiết điện lực: <http://www.erav.vn/c3/van-ban-l/Van-ban-QPPL-nganh-dien-4-64.aspx>

¹¹⁷ Theo số liệu thống kê trên trang điện tử của Cục Điều tiết điện lực, tổng số VBQPPL quy định trực tiếp về ngành điện là 216, nhưng trong đó có 11 văn bản hợp nhất và 45 văn bản do Cục Điều tiết điện lực ban hành nên chỉ còn 161 (trong đó, Quốc hội là 2 văn bản,

- Số lượng VBQPPL ngành năng lượng được ban hành trong giai đoạn 2007 - 2017 rất lớn. Theo thống kê ở trên, nếu chỉ tính VBQPPL do cơ quan Trung ương ban hành thì tổng số là 708 văn bản. Nếu tính cả VBQPPL do cơ quan Trung ương và địa phương ban hành thì số lượng này nhiều hơn. Ví dụ: Riêng ngành điện, đã có tổng số khoảng 1200 VBQPPL; trong đó, của Trung ương khoảng 313 văn bản, của địa phương khoảng 887 văn bản, gồm khoảng 80 Nghị quyết của Hội đồng nhân dân, khoảng 705 Quyết định và 102 Chỉ thị của Ủy ban nhân dân¹¹⁸.

- Chất lượng VBQPPL được nâng lên trên nhiều tiêu chí đánh giá mức độ hoàn thiện của hệ thống pháp luật. Tính chính trị và vai trò điều chỉnh của pháp luật được thể hiện, khi bám sát, thể chế hóa 6 quan điểm, 11 mục tiêu cụ thể,... của Nghị quyết số 18-NQ/TW. Tính kịp thời, toàn diện của hệ thống quy phạm pháp luật ngày càng được bảo đảm, khi tình trạng “nợ đọng” VBQPPL đã được khắc phục đáng kể và có quy phạm pháp luật điều chỉnh hầu khắp các phân ngành năng lượng và các nhóm quan hệ lớn trong từng phân ngành. Tính thống nhất, đồng bộ, khả thi được chú trọng. Kỹ thuật lập pháp được quan tâm và nâng cao.

3.2. Hạn chế, bất cập

Quá trình xây dựng pháp luật ngành năng lượng cho thấy còn một số hạn chế, bất cập như:

- Công tác lập, tổ chức thực hiện chương trình xây dựng pháp luật: (1) chưa có chương trình xây dựng pháp luật riêng cho toàn ngành năng lượng và từng phân ngành gắn với thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW; (2) tình trạng điều chỉnh chương trình xây dựng pháp

Chính phủ là 6 văn bản, Thủ tướng Chính phủ là 30 văn bản, Bộ Công Thương là 120 văn bản, số còn lại là của các bộ, ngành khác).

¹¹⁸ Tra cứu, thống kê theo dữ liệu của Trang điện tử Cục Điều tiết điện lực: <http://www.erav.vn/c3/van-ban-1/Van-ban-QPPL-nganh-dien-4-64.aspx>

luật còn tương đối phổ biến, tiến độ xây dựng, ban hành một số VBQPPL còn chưa đúng kế hoạch đề ra¹¹⁹. Ví dụ:

Chương trình xây dựng VBQPPL năm 2009 của Bộ Công Thương (ban hành ngày 27/02/2009) phải điều chỉnh đến 04 lần (vào các tháng 5, 6, 7, 8). Hay so với Chương trình xây dựng VBQPPL năm 2012 của Bộ Công Thương ban đầu (Quyết định số 267/QĐ-BCT ngày 16/1/2012) thì Chương trình điều chỉnh, bổ sung Chương trình xây dựng VBQPPL năm 2012 (Quyết định số 4082/QĐ-BCT ngày 17/7/2012) đã: (i) Bổ sung 14 văn bản gồm 1 Pháp lệnh, 2 Quyết định của Thủ tướng Chính phủ, 11 Thông tư; (ii) Điều chỉnh thời gian trình của 21 văn bản gồm 02 Nghị định, 01 Quyết định của Thủ tướng Chính phủ, 14 Thông tư và 4 Thông tư liên tịch; (iii) Đưa 8 VBQPPL ra khỏi Chương trình xây dựng VBQPPL năm 2012 gồm 1 Nghị định, 06 Thông tư và 01 Thông tư liên tịch; (iv) Bổ sung 13 VBQPPL đã trình/ban hành chưa có trong Chương trình xây dựng VBQPPL năm 2012 vào Chương trình.

Đối với ngành dầu khí, than cũng tương tự. Luật Dầu khí được ban hành năm 1993 nhưng đến nay, sau 25 năm vẫn chưa được sửa đổi toàn diện, chỉ sửa đổi, bổ sung một số điều vào các năm 2000, 2008. Còn Luật Khoáng sản được ban hành năm 2010 nhưng phải đến ngày 9/3/2012, Chính phủ mới ban hành Nghị định số 15/2012/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều; các Nghị định hướng dẫn một số nội dung quan trọng như: đấu giá quyền khai thác khoáng sản, xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực khoáng sản cũng được ban hành chậm, ảnh hưởng đến việc triển khai Luật.

- Tính toàn diện, đồng bộ của pháp luật: Các quy định của pháp luật ngành năng lượng nói chung và từng phân ngành nói riêng chưa thật toàn diện, đồng bộ. Điều này thể hiện phần nào qua cơ cấu số lượng VBQPPL theo phân ngành và trong từng phân ngành.

¹¹⁹ Nguyễn Long, “Sau 3 năm vận hành thị trường phát điện cạnh tranh: Vẫn còn khá nhiều bất cập”, Trang tin điện tử ngành điện (Nguồn: <http://icon.com.vn/vn-s83-125532-623/Sau-3-nam-van-hanh-thi-truong-phat-dien-canh-tranh-Van-con-kha-nhieu-bat-cap.aspx>)

Xét trong toàn ngành năng lượng, số lượng VBQPPL ngành điện (313), than - khoáng sản (209) là nhiều hơn so với VBQPPL về năng lượng tái tạo (06) và dầu khí (75). Nếu tính riêng VBQPPL về than và năng lượng tái tạo thì số VBQPPL về than chỉ là 57, còn về năng lượng tái tạo chỉ là 6.

Sự chưa toàn diện, đồng bộ còn thể hiện trong cơ cấu số lượng VBQPPL trong từng phân ngành. Ví dụ: Đối với phân ngành điện, cơ cấu số lượng VBQPPL được ban hành theo 12 lĩnh vực ngành điện cho thấy sự thiếu cân đối, ảnh hưởng tới tính toàn diện, đồng bộ. Nếu như số lượng VBQPPL điều chỉnh về thị trường điện, giá điện, hệ thống điện quốc gia là khá nhiều thì số lượng VBQPPL điều chỉnh về an toàn, kỹ thuật; về tiết kiệm điện còn ít. Điều này phần nào ảnh hưởng tới tính đồng bộ, đầy đủ, cụ thể, chi tiết của pháp luật phân ngành điện.

Đối với ngành dầu khí, nếu như các quy định điều chỉnh khâu thượng nguồn (khai thác thăm dò, tìm kiếm dầu khí) khá đầy đủ, tập trung trong Luật Dầu khí thì khâu trung nguồn và hạ nguồn (chế biến, lọc, hóa dầu, vận chuyển, tồn trữ, kinh doanh, phân phối...) lại chủ yếu được điều chỉnh tại Luật Xây dựng, Luật Đầu tư, Luật Doanh nghiệp, Luật Thương mại, Luật Bảo vệ môi trường,... Đặc biệt nội dung liên quan đến chế biến, lọc, hóa dầu chưa được quy định trong Luật Dầu khí và các VBQPPL khác.

- Tính hệ thống, thống nhất của hệ thống pháp luật: Các quy phạm pháp luật điều chỉnh các quan hệ ngành năng lượng đã dần mang tính hệ thống nhưng còn hạn chế sau:

(i) Nắm rải rác trong nhiều VBQPPL, với hình thức, giá trị pháp lý và chủ thể ban hành khác nhau. Đáng chú ý, trong khi ngành điện, dầu khí đã có văn bản cấp luật riêng (Luật Điện lực, Luật Dầu khí) để điều chỉnh thì ngành năng lượng mới và tái tạo chưa có luật riêng,

mới chỉ có Quyết định của Thủ tướng Chính phủ¹²⁰, các VBQPPL khác quy định chủ yếu ở tầm Thông tư.

(ii) Một số quy định của pháp luật ngành năng lượng còn chồng chéo, chưa bảo đảm tính thống nhất với nhau trong cùng phân ngành, với các phân ngành năng lượng khác và với hệ thống pháp luật. Ví dụ:

Trong pháp luật phân ngành điện¹²¹: Nghị định số 134/2013/NĐ-CP ngày 7/10/2013 của Chính phủ về xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực, an toàn đập thủy điện, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả có quy định “buộc bồi thường toàn bộ số tiền bị thiệt hại” là một biện pháp hành chính nhằm khắc phục hậu quả đối với hành vi vi phạm; theo đó, trao quyền áp dụng biện pháp này cho một số chủ thể như Chủ tịch Ủy ban nhân dân cấp huyện, Chánh Thanh tra Sở Công Thương, Trưởng đoàn Thanh tra chuyên ngành cấp sở¹²². Quy định này chưa phù hợp, chưa bảo đảm tính thống nhất với quy định Luật Điện lực năm 2004 (sửa đổi, bổ sung năm 2012), vì theo khoản 2 Điều 20 Luật Điện lực thì việc mua bán điện trên thị trường điện lực là quan hệ dân sự (có thể thực hiện theo hai hình thức: (i) mua bán thông qua hợp đồng có thời hạn giữa bên bán điện và bên mua điện; (ii) mua bán giao ngay giữa bên bán điện và bên mua điện thông qua đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện lực). Tức là, nếu xảy ra vi phạm, gây thiệt hại thì sẽ giải quyết trên cơ sở thoả thuận hoặc ra Toà án. Hay còn sự thiếu thống nhất giữa Luật Điện lực và Luật Kinh doanh bất động sản về trách nhiệm đầu tư hệ thống điện trong các dự án nhà ở, chung cư giữa đơn vị điện lực và chủ đầu tư¹²³.

¹²⁰ Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015 Phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến 2050

¹²¹ TS. Cao Vũ Minh, “Bắt cập trong quy định về xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực”, *Tạp chí Nghiên cứu lập pháp*, Viện Nghiên cứu lập pháp, 2018, Số 7 (359), tr. 44 - 49.

¹²² Điểm d khoản 12 Điều 12 và Điều 37, 38 Nghị định số 134/2013/NĐ-CP ngày 7/10/2013 của Chính phủ.

¹²³ Khánh Hà, *EVN kiến nghị về mâu thuẫn trách nhiệm đầu tư hệ thống điện trong chung*

Trong pháp luật năng lượng tái tạo, còn thiếu thống nhất giữa các quy định pháp luật về năng lượng tái tạo. Cụ thể: tại khoản 3 Điều 2 Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả quy định: “Tài nguyên năng lượng tái tạo gồm sức nước, sức gió, ánh sáng mặt trời, địa nhiệt, nhiên liệu sinh học và các tài nguyên năng lượng khác có khả năng tái tạo.”; Điều 43 Luật Bảo vệ môi trường năm 2014 quy định: “Năng lượng tái tạo là năng lượng được khai thác từ nước, gió, ánh sáng mặt trời, địa nhiệt, sóng biển, nhiên liệu sinh học và các nguồn tài nguyên năng lượng có khả năng tái tạo khác.”; khoản 2 Điều 3 Nghị định số 4/2009/NĐ-CP về ưu đãi, hỗ trợ hoạt động bảo vệ môi trường quy định: “Sản xuất năng lượng sạch, năng lượng tái tạo là việc sản xuất năng lượng từ sử dụng sức gió, ánh sáng mặt trời, thủy triều, địa nhiệt”; Quyết định số 18/2008/QĐ-BCT của Bộ Công Thương quy định về biểu giá chi phí tránh được và Hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các nhà máy điện nhỏ sử dụng năng lượng tái tạo quy định: “Năng lượng tái tạo là năng lượng được sản xuất từ các nguồn như thủy điện nhỏ, gió, mặt trời, địa nhiệt, thủy triều, sinh khối, khí chôn lấp rác thải, khí của nhà máy xử lý rác thải và khí sinh học” (Khoản 3 Điều 12).

(iii) Một số quy định chưa bảo đảm tính tương thích với pháp luật quốc tế. Ví dụ: Một số văn bản quy phạm pháp luật, chiến lược, do Bộ Công Thương xây dựng chưa phù hợp với thông lệ quốc tế, chưa theo kịp với thế giới¹²⁴. Hay liên quan đến ngành dầu khí, Thông tư số 31/2011/TT-BTNMT về quy trình kỹ thuật quan trắc môi trường nước biển chưa phù hợp với chuẩn mực quốc tế.

- Tính kịp thời, đầy đủ: Còn tình trạng chậm ban hành mới hoặc sửa đổi, bổ sung các VBQPPL ngành năng lượng nên chưa điều

cu, (Nguồn: <https://vietnambiz.vn/evn-kien-nghi-ve-mau-thuan-trach-nhiem-dau-tu-he-thong-dien-trong-chung-cu-20848.html>)

¹²⁴ Vũ Dũng, “Thủ tướng: Tái cơ cấu ngay bộ máy công kênh của Bộ Công Thương”, *Báo vov.vn* (Nguồn: <https://vov.vn/chinh-tri/thu-tuong-tai-co-cau-ngay-bo-may-cong-kenh-cua-bo-cong-thuong-529652.vov>)

chính kịp thời các quan hệ mới phát sinh hoặc theo mục tiêu đã đề ra. Ngoài việc chậm tiến độ, “nợ đọng” VBQPPL thì một số chính sách chưa được thể chế kịp thời, đầy đủ trong các VBQPPL. Ví dụ: Trong 10 năm qua, chưa có nhiều VBQPPL được ban hành, sửa đổi, bổ sung để thể chế hóa một số nội dung như: (i) “... Thúc đẩy nhanh việc xóa bao cấp, xóa độc quyền, tiến đến xóa bỏ hoàn toàn việc thực hiện chính sách xã hội thông qua giá năng lượng...”; (ii) “... quan tâm phát triển năng lượng sạch, ưu tiên phát triển năng lượng mới và tái tạo...”. Hay hiện nay vẫn còn thiếu các quy định về quản lý, sử dụng chất tro và xỉ của nhà máy nhiệt điện than¹²⁵...

- Tính cụ thể, chi tiết: Một số quy định của pháp luật ngành năng lượng còn chung chung, chưa cụ thể, chi tiết. Ví dụ: Đối với pháp luật phân ngành điện, hiện còn thiếu quy định cụ thể về điện mặt trời nổi lưới, về mua điện dư thừa từ các hộ gia đình, doanh nghiệp¹²⁶. Hay đối với phân ngành than, còn thiếu các quy định cụ thể, chi tiết về tiền cấp quyền khai thác khoáng sản, việc đấu giá quyền khai thác khoáng sản, tiêu chí cấp phép doanh nghiệp khai thác khoáng sản,... Đối với ngành dầu khí, còn thiếu quy định cụ thể về chế biến, lọc, hóa dầu; về dịch vụ dầu khí liên quan trực tiếp đến hoạt động tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí;...

- Tính khả thi, hiệu lực, hiệu quả: Một số quy định chưa bám sát thực tế nên tính khả thi chưa cao, hiệu lực, hiệu quả điều chỉnh còn hạn chế. Ví dụ:

Một số ý kiến cho rằng, đối với ngành điện, quy định của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19/12/2014 của Bộ Công Thương về phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua

¹²⁵ TS. Nguyễn Thanh Sơn, “Trao đổi với Giáo sư Nguyễn Ngọc Trân về đổi mới năng lượng Việt Nam”, *Tạp chí Năng lượng Việt Nam* (Nguồn: <http://nangluongvietnam.vn/news/vn/kien-giai-ton-tai/trao-doi-voi-giao-su-nguyen-ngoc-tran-ve-doi-moi-nang-luong-viet-nam.html>)

¹²⁶ Lê Dư, “Điện “sạch” - Sao vẫn chờ cơ chế?”, *Báo mới* (Nguồn: <https://baomoi.com/dien-sach-sao-van-cho-co-che/c/23313854.epi>)

bán điện còn chưa sát thực tế, vì thiếu nhiều thông số rất quan trọng để tính toán giá bán điện như thông số “tổng mức đầu tư”, thông số “mức tiêu hao nhiên liệu chính” đối với các dự án nhà máy nhiệt điện chạy than/dầu/khí¹²⁷.

Đối với ngành than là các quy định về thị trường than; hay mức thuế suất thuế tài nguyên than cộng với tiền cấp quyền khai thác hiện hành của Việt Nam hiện nay còn ở mức cao so với các nước trên thế giới, trong khi hầu hết các mỏ than đã khai thác hàng chục năm, thậm chí đến 100 năm và bước vào thời kỳ có điều kiện khai thác khó khăn, phức tạp...

Đối với ngành dầu khí là cơ chế định giá xăng dầu có thể tạo tâm lý y lại của cả bên bán và bên mua, chưa bảo đảm tính cạnh tranh của thị trường; cơ chế đăng ký - phê duyệt giá xăng dầu còn chưa chặt chẽ; các đầu mối chuyển vốn, chuyển giá sang các đại lý thông qua các hình thức chiết khấu chưa được kiểm soát; một số quy định về thuế nhập khẩu, quỹ bình ổn giá xăng dầu chưa phát huy được hiệu quả cao trên thực tế...

Đối với năng lượng mới và tái tạo: Thông tư liên tịch số 58/2008/TTLT-BTC-BTN&MT¹²⁸ đề ra cơ chế cụ thể hỗ trợ cho một số các dự án năng lượng tái tạo còn một số quy định chưa phù hợp như: (i) hỗ trợ cho các dự án gió, mặt trời và thủy triều và sinh khối; (ii) hỗ trợ trên cơ sở số lượng kWh sản xuất ra chứ không phải là trợ cấp cho đầu tư ban đầu; (iii) không quy định trần về mức hỗ trợ, không quy định cạnh tranh về giá nên không khuyến khích các dự án đầu tư hiệu quả có giá thành thấp hơn...

¹²⁷ TS. Nguyễn Thành Sơn, “Thị trường điện và Thông tư 56 của Bộ Công Thương”, *Tạp chí Năng lượng Việt Nam* (<http://nangluongvietnam.vn/news/vn/kien-giai-ton-tai/thi-truong-dien-va-thong-tu-56-cua-bo-cong-thuong.html>)

¹²⁸ Thông tư liên tịch số 58/2008/TTLT-BTC-BTNMT ngày 04/7/2008 hướng dẫn thực hiện một số điều của Quyết định số 130/2007/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ về một số cơ chế, chính sách tài chính đối với dự án đầu tư theo cơ chế phát triển sạch.

- Vẫn còn tình trạng ban hành văn bản chưa đúng thẩm quyền nội dung, thẩm quyền hình thức¹²⁹.

- Về kỹ thuật văn bản: Vẫn còn tình trạng cấu trúc điều khoản chưa khoa học. Ví dụ: Nghị định số 134/2013/NĐ-CP không quy định tập trung các biện pháp khắc phục hậu quả trong một điều luật cụ thể mà quy định “tản mạn” trong nhiều điều khoản khác nhau. Điều này chưa tạo điều kiện thuận lợi cho việc tra cứu, phổ biến và áp dụng pháp luật.

3.3. Nguyên nhân của hạn chế, bất cập

(1) Ngành năng lượng là ngành rộng và chuyên sâu, quản lý nhà nước về ngành năng lượng nói chung và các phân ngành năng lượng nói riêng liên quan đến nhiều bộ, ngành và được quy định trong nhiều văn bản pháp luật có liên quan nên khó đảm bảo được tính thống nhất, đồng bộ.

(2) Nhận thức về vai trò của ngành năng lượng nói chung và vị trí, vai trò của từng phân ngành năng lượng nói riêng có lúc, có nơi chưa đầy đủ, toàn diện nên có trường hợp chưa kịp thời ban hành VBQPPL để điều chỉnh hoạt động.

(3) Đây là một lĩnh vực pháp luật tương đối rộng và phức tạp, do vậy việc rà soát VBQPPL có liên quan còn gặp khó khăn nhất định.

(4) Ngành năng lượng có tính chất là ngành chuyên môn kỹ thuật, nguồn nhân lực chủ yếu xuất phát từ đặc thù kỹ thuật nên việc tiếp cận dưới góc độ pháp lý tương đối khó khăn.

¹²⁹ Ví dụ: Bộ Công Thương sử dụng Công văn số 2797/BCT-ĐTĐL ngày 31/03/2016 để hướng dẫn một số vấn đề vướng mắc trong quá trình phát hiện, xử lý hành vi trộm cắp điện. Trong đó, có những quy định giải thích, cụ thể hóa quy định của Luật Xử lý vi phạm hành chính và Nghị định số 134/2013/NĐ-CP hướng dẫn tất cả các vụ việc trộm cắp điện được xem là trường hợp “vụ việc có nhiều tình tiết phức tạp” và áp dụng thời hạn ra quyết định xử phạt tối đa là 30 ngày, kể từ ngày lập biên bản.

PHỤ LỤC 2

Một số vướng mắc trong việc thực hiện các Luật có ảnh hưởng đến cung ứng điện¹³⁰

1. Vướng mắc trong việc xác định thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư, quyết định đầu tư các dự án nhóm A có tổng mức đầu tư dưới 5.000 tỷ đồng sử dụng vốn đầu tư của doanh nghiệp nhà nước xây dựng trên địa bàn nhiều tỉnh

Theo quy định tại khoản 1 Điều 3 và khoản 2 Điều 52 Luật Xây dựng, đối với dự án quan trọng quốc gia, dự án nhóm A, trước khi lập Báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng, chủ đầu tư phải lập Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi làm cơ sở xem xét, quyết định chủ trương đầu tư xây dựng.

Khoản 1 Điều 24 của Luật Quản lý, sử dụng vốn nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp (Luật số 69) quy định về thẩm quyền quyết định đầu tư, xây dựng của Hội đồng thành viên, Chủ tịch công ty trong doanh nghiệp nhà nước, theo đó: “a)... Hội đồng thành viên hoặc Chủ tịch công ty quyết định từng dự án đầu tư, xây dựng, mua, bán tài sản cố định với giá trị không quá 50% vốn chủ sở hữu được ghi trên báo cáo tài chính quý hoặc báo cáo tài chính năm của doanh nghiệp tại thời điểm gần nhất với thời điểm quyết định dự án nhưng không quá mức vốn của dự án nhóm B theo quy định của Luật Đầu tư công... b) Trường hợp dự án đầu tư, xây dựng, mua, bán tài sản cố định có giá trị lớn hơn mức quy định tại điểm a khoản này, Hội đồng thành viên hoặc Chủ tịch công ty báo cáo cơ quan đại diện chủ sở hữu xem xét, phê duyệt”.

¹³⁰ Tổng hợp từ Báo cáo 926/BC-EVN, ngày 20/2/2020 gửi Ủy ban Kinh tế của Quốc hội

Luật Đầu tư hiện có quy định về thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư Dự án của Quốc hội (Dự án Nhà máy điện hạt nhân, Dự án chuyên mục đích sử dụng đất vườn quốc gia, khu bảo tồn thiên nhiên,... được quy định tại Điều 30 Luật Đầu tư), Thủ tướng Chính phủ (Dự án thuộc trường hợp di dân tái định cư từ 10.000 người trở lên ở miền núi, Dự án xây dựng và kinh doanh cảng hàng không, Dự án không thuộc trường hợp quy định tại khoản 1 Điều 31 có quy mô vốn đầu tư từ 5.000 tỷ đồng trở lên,..., được quy định tại Điều 31 Luật Đầu tư) và UBND cấp tỉnh (Dự án được Nhà nước giao đất, cho thuê đất không thông qua đấu giá, đấu thầu hoặc nhận chuyển nhượng; dự án có yêu cầu chuyên mục đích sử dụng đất,... được quy định tại Điều 32 Luật Đầu tư). Tuy nhiên, phạm vi quyết định chủ trương đầu tư của các cơ quan này theo Luật Đầu tư hiện không bao gồm dự án nhóm A có tổng mức đầu tư dưới 5.000 tỷ đồng sử dụng vốn đầu tư phát triển của doanh nghiệp nhà nước. Đồng thời, Luật Đầu tư hiện cũng không xác định rõ đối với dự án thuộc thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư của UBND cấp tỉnh nhưng được thực hiện trên địa bàn nhiều địa phương thì việc quyết định chủ trương đầu tư sẽ xử lý thế nào.

Theo quy định tại khoản 3 Điều 11 Luật số 69 và điểm c khoản 3 Điều 11 Nghị định số 10/2019/NĐ-CP ngày 30/01/2019 của Chính phủ về thực hiện quyền, trách nhiệm của đại diện chủ sở hữu nhà nước thì Cơ quan đại diện chủ sở hữu “Xem xét, phê duyệt theo đề nghị của Hội đồng thành viên, Chủ tịch công ty” đối với: “Dự án đầu tư, xây dựng, mua, bán tài sản cố định của doanh nghiệp có giá trị trên mức quy định tại điểm a khoản 1 Điều 24 Luật quản lý, sử dụng vốn nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp”. Tuy nhiên, Luật số 69 và các văn bản hướng dẫn thi hành luật này hiện không quy định rõ việc phê duyệt dự án đầu tư của Cơ quan đại diện chủ sở hữu (đối với các Tập đoàn kinh tế, Tổng công ty nhà nước là

Ủy ban Quản lý vốn nhà nước) có đồng nhất với việc quyết định chủ trương đầu tư, quyết định đầu tư theo Luật Đầu tư, Luật Xây dựng hay không.

Như vậy, căn cứ các quy định nêu trên, Hội đồng thành viên, Chủ tịch công ty trong doanh nghiệp nhà nước chỉ có thẩm quyền quyết định đầu tư đối với dự án nhóm B trở xuống. Đối với dự án nhóm A có tổng mức đầu tư từ 5.000 tỷ đồng trở lên, Thủ tướng Chính phủ có thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư theo quy định của Luật Đầu tư hiện hành. Tuy nhiên, đối với các dự án nhóm A có tổng mức đầu tư dưới 5.000 tỷ đồng sử dụng vốn đầu tư phát triển của doanh nghiệp nhà nước, pháp luật hiện chưa có quy định xác định rõ cơ quan đại diện chủ sở hữu nào (Thủ tướng Chính phủ, Ủy ban Quản lý vốn nhà nước...) sẽ có thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư, quyết định đầu tư các dự án này. Ngoài ra, việc xác định thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư đối với “Dự án được Nhà nước giao đất, cho thuê đất không thông qua đấu giá, đấu thầu hoặc nhận chuyển nhượng; dự án có yêu cầu chuyển mục đích sử dụng đất” nhưng được thực hiện trên địa bàn nhiều tỉnh cũng đang là vướng mắc mà pháp luật cần có quy định cụ thể để tháo gỡ.

Hiện nay, Chính phủ đang giao Bộ Kế hoạch và Đầu tư lấy ý kiến các Tập đoàn, Tổng công ty về dự thảo Nghị quyết của Chính phủ xử lý vướng mắc đối với các dự án đầu tư xây dựng của doanh nghiệp thuộc Ủy ban Quản lý vốn nhà nước. Tuy nhiên, nội dung dự thảo Nghị quyết này vẫn chưa làm rõ được vướng mắc của doanh nghiệp trong xác định cơ quan có thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư, quyết định đầu tư đối với các dự án nhóm A có tổng mức đầu tư dưới 5.000 tỷ đồng do doanh nghiệp nhà nước làm chủ đầu tư. Tập đoàn cũng đã có văn bản số 802/EVN-PC ngày 17/02/2020 gửi Bộ KH&ĐT để góp ý và đề xuất, kiến nghị cụ thể đối với nội dung này.

2. Vương mắc trong việc giải thích quy định về thẩm quyền của Ủy ban Quản lý vốn nhà nước trong phê duyệt, quyết định dự án đầu tư của doanh nghiệp

Căn cứ khoản 1 Điều 24 Luật số 69, đối với các dự án vượt quá 50% vốn chủ sở hữu được ghi trên báo cáo tài chính quý hoặc báo cáo tài chính năm của doanh nghiệp tại thời điểm gần nhất với thời điểm quyết định dự án hoặc vượt quá mức vốn của dự án nhóm B theo quy định của Luật Đầu tư công thì Hội đồng thành viên, Chủ tịch công ty phải “báo cáo cơ quan đại diện chủ sở hữu xem xét, phê duyệt”.

Theo quy định tại điểm g khoản 3 Điều 5 Nghị định số 131/2018/NĐ-CP của Chính phủ thì Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp có thẩm quyền “Phê duyệt để Hội đồng thành viên hoặc Chủ tịch công ty quyết định phương án huy động vốn, dự án đầu tư, xây dựng, mua, bán tài sản cố định, dự án đầu tư ra ngoài doanh nghiệp, dự án đầu tư ra nước ngoài của doanh nghiệp theo quy định của pháp luật về quản lý, sử dụng vốn nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp và pháp luật có liên quan”. Với quy định này thì cơ quan phê duyệt dự án và người quyết định đầu tư là các chủ thể độc lập. Tuy nhiên, theo quy định tại khoản 1 Điều 72 Luật Xây dựng thì “1. Người quyết định đầu tư xây dựng có các quyền sau:

a) Phê duyệt hoặc ủy quyền phê duyệt dự án, thiết kế, dự toán xây dựng và quyết toán vốn đầu tư xây dựng;

b) Không phê duyệt dự án khi không đáp ứng mục tiêu đầu tư và hiệu quả dự án;

c) Đình chỉ thực hiện dự án đầu tư xây dựng đã được phê duyệt hoặc đang triển khai thực hiện khi thấy cần thiết phù hợp với quy định của pháp luật...”

Như vậy, pháp luật cần quy định rõ hồ sơ, trình tự, thủ tục, nội dung của việc “xem xét, phê duyệt” do Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước thực hiện với thủ tục quyết định chủ trương đầu tư theo pháp luật về đầu tư và pháp luật về xây dựng.

Trường hợp việc phê duyệt dự án của Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước là đồng nhất với thủ tục phê duyệt dự án đầu tư xây dựng theo pháp luật về đầu tư và pháp luật về xây dựng thì cũng cần làm rõ: việc “xem xét, phê duyệt” đối với dự án của Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước là “xem xét” Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi để quyết định chủ trương đầu tư hay “xem xét” Báo cáo nghiên cứu khả thi để quyết định đầu tư đối với các dự án. Quy định tại Luật số 69 và các văn bản hướng dẫn thi hành Luật này hiện đang dẫn đến các cách hiểu khác nhau trong quá trình xem xét, phê duyệt dự án. Vì vậy, cần có giải thích rõ về thẩm quyền của các cơ quan nhà nước có liên quan, tránh dẫn đến kéo dài công tác chuẩn bị đầu tư của các dự án.

3. Vướng mắc trong việc giải thích quy định về điều kiện đặc thù, riêng biệt và quy định về công trình đặc thù trong các Luật

Theo quy định tại Điều 26 Luật Đấu thầu 2013 thì “Trường hợp gói thầu, dự án xuất hiện các điều kiện đặc thù, riêng biệt mà không thể áp dụng các hình thức lựa chọn nhà thầu, nhà đầu tư quy định tại các Điều 20, 21, 22, 23, 24 và 25 của Luật này thì người có thẩm quyền trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định phương án lựa chọn nhà thầu, nhà đầu tư”.

Khoản 1 Điều 128 Luật Xây dựng quy định công trình xây dựng đặc thù gồm: Công trình bí mật nhà nước, Công trình được xây dựng theo lệnh khẩn cấp và Công trình xây dựng tạm. Khoản 1 Điều 130 Luật xây dựng quy định “Công trình xây dựng theo lệnh khẩn cấp được xây dựng nhằm đáp ứng kịp thời các yêu cầu khẩn cấp

về phòng, chống thiên tai, địch họa và các yêu cầu khẩn cấp khác”. Công trình được xây dựng theo lệnh khẩn cấp được làm rõ tại khoản 2 Điều 42 Nghị định số 59/2015/NĐ-CP ngày 18/6/2015 về quản lý dự án đầu tư xây dựng, theo đó, “công trình thuộc dự án có yêu cầu cấp bách về an ninh, an toàn năng lượng” là công trình được xây dựng theo lệnh khẩn cấp.

Tuy nhiên, việc xác định tiêu chí thế nào là “điều kiện đặc thù, riêng biệt”, thế nào là “các yêu cầu khẩn cấp khác”, thế nào là “cấp bách về an ninh, an toàn năng lượng” thì chưa có quy định cụ thể tại bất kỳ văn bản quy phạm pháp luật nào.

Như đã nêu ở trên, do hệ thống điện gần như không có dự phòng về nguồn điện nên trong năm 2020 có thể đối mặt nguy cơ thiếu điện ngay trong các trường hợp nhu cầu phụ tải cao hơn dự báo và/hoặc lưu lượng nước về các hồ thủy điện kém và/hoặc các nhà máy điện không đáp ứng yêu cầu về độ tin cậy vận hành hoặc không đảm bảo đủ nhiên liệu (than, khí) cho phát điện với thực tế tình hình đầu tư các nguồn điện hiện nay, trong giai đoạn 2021 - 2025, nếu không có các giải pháp bổ sung nguồn cung cấp điện, hệ thống điện sẽ bị thiếu nguồn cấp trong các năm 2022 - 2025, mức thiếu hụt điện lớn nhất có thể lên đến 13,3 tỷ kWh năm 2023 (tương ứng thiếu hụt khoảng 4% nhu cầu điện cả nước). Trong trường hợp nhu cầu phụ tải cao hơn hoặc tình hình khô hạn, nước về các hồ thủy điện kém hơn, thì khả năng sẽ thiếu điện ngay từ năm 2021.

Với các trình tự, thủ tục và các vướng mắc hiện nay, các dự án nguồn điện, lưới điện do EVN triển khai thực hiện thường có thời gian từ khi triển khai đến khi được phê duyệt dự án theo các quy định hiện hành kéo dài, thủ tục thực hiện phức tạp, còn tồn tại các vướng mắc về mặt cơ chế. Vì vậy, việc giải thích Luật, làm rõ các công trình công nghiệp điện thuộc trường hợp đảm bảo cấp điện cho đất nước thuộc trường hợp “xuất hiện các điều kiện đặc thù, riêng biệt” theo

quy định tại Điều 26 Luật Đầu thầu và trường hợp “Công trình được xây dựng theo lệnh khẩn cấp” theo quy định tại Điều 128 Luật Xây dựng sẽ tạo điều kiện để đẩy nhanh tiến độ đầu tư, xây dựng các dự án công nghiệp điện, góp phần đảm bảo an ninh cung cấp điện cho đất nước.

4. Khó khăn trong việc bổ sung quy hoạch để thực hiện đầu tư, xây dựng các dự án công nghiệp điện mới nhằm đáp ứng nhu cầu đảm bảo cung cấp điện

Theo quy định tại Điều 54 Luật Quy hoạch về trình tự, thủ tục và thẩm quyền điều chỉnh quy hoạch:

“1. Chính phủ trình Quốc hội quyết định chủ trương điều chỉnh quy hoạch tổng thể quốc gia, quy hoạch không gian biển quốc gia và quy hoạch sử dụng đất quốc gia.

Bộ, cơ quan ngang bộ trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt chủ trương điều chỉnh quy hoạch ngành quốc gia thuộc thẩm quyền tổ chức lập.

Bộ Kế hoạch và Đầu tư trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt chủ trương điều chỉnh quy hoạch vùng.

Ủy ban nhân dân cấp tỉnh trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt chủ trương điều chỉnh quy hoạch tỉnh.

2. Trình tự, thủ tục điều chỉnh, công bố và cung cấp thông tin điều chỉnh quy hoạch được thực hiện như đối với việc lập, thẩm định, quyết định hoặc phê duyệt, công bố và cung cấp thông tin quy hoạch quy định tại Chương II và Chương III của Luật này.”

Như vậy, để thực hiện việc bổ sung các dự án điện vào quy hoạch phát triển điện lực quốc gia và quy hoạch tỉnh phải thực hiện qua nhiều bước, mất nhiều thời gian, gây khó khăn trong việc đáp

ứng nhu cầu điện cho phát triển kinh tế - xã hội và phục vụ nhân dân. Đặc biệt, trong bối cảnh việc cân đối nhu cầu điện như đã trình bày tại phần trên đang hết sức khó khăn.

Ngoài ra, thời gian thực hiện các dự án khá dài, thủ tục phê duyệt phức tạp (bổ sung quy hoạch, quyết định chủ trương đầu tư, quyết định đầu tư,...) dẫn đến hệ thống cơ sở hạ tầng kỹ thuật điện chưa theo kịp được nhu cầu thực tế luôn có sự biến động, hạn chế khả năng khai thác tối ưu các công trình điện, ảnh hưởng đến công tác đảm bảo cung cấp điện của đất nước.

Hệ thống điện là một hệ thống liên kết chặt chẽ giữa nguồn điện và mạng lưới điện truyền tải, phân phối các cấp điện áp. Ngành điện là ngành hạ tầng kỹ thuật, trong khi phát triển kinh tế - xã hội và nhu cầu sử dụng điện luôn thay đổi dẫn đến việc điều chỉnh các nội dung đã được nêu trong quy hoạch là việc phải thực hiện trong thời gian ngắn để đảm bảo tính cấp thiết trong công tác cung cấp điện.

Việc thay đổi các thủ tục liên quan đến điều chỉnh quy hoạch hoặc có cơ chế đặc thù cho ngành điện trong công tác quy hoạch là vấn đề quan trọng trong việc đẩy nhanh quá trình phê duyệt bổ sung các công trình nguồn và lưới điện cũng như khuyến khích hơn nữa việc phát triển các dự án năng lượng tái tạo, góp phần đảm bảo cung ứng điện cho kinh tế - xã hội.

5. Thiếu quy định trong Luật về cơ chế hỗ trợ liên quan đến tài chính, bảo lãnh Chính phủ

Ngành công nghiệp điện lực là một trong các ngành công nghiệp thiết yếu cho xã hội tương tự như các ngành khác như giao thông, thủy lợi,... trong đó, đối với đường sắt, theo quy định tại điểm b khoản 2 Điều 6 Luật đường sắt 2017 thì “Căn cứ vào khả năng nguồn lực thực tế, Nhà nước cho vay với lãi suất vay tín dụng đầu tư ưu

đãi từ nguồn tín dụng đầu tư của Nhà nước hoặc được cấp bảo lãnh Chính phủ về vốn vay theo quy định của pháp luật về quản lý nợ công đối với đầu tư phát triển kết cấu hạ tầng đường sắt quốc gia, đường sắt đô thị; đầu tư mua sắm phương tiện giao thông đường sắt, máy móc, thiết bị phục vụ duy tu bảo dưỡng đường sắt; phát triển công nghiệp đường sắt”. Tuy nhiên, đối với ngành công nghiệp điện lực, Luật Điện lực và các luật khác có liên quan chưa xác định rõ ưu đãi tương tự như trên. Thực tế này sẽ dẫn đến khó khăn cho ngành điện trong một số trường hợp nhất định. Vì vậy, việc xem xét bổ sung cơ chế hỗ trợ về tài chính, bảo lãnh Chính phủ về vốn vay là cần thiết để góp phần đảm bảo đẩy nhanh tiến độ các dự án.

6. Trùng lặp trong việc xem xét bổ sung quy hoạch và xem xét quyết định chủ trương đầu tư dự án nhóm A, các dự án quan trọng quốc gia

Khoản 2, Điều 52 Luật Xây dựng 2014 quy định “*Đối với các dự án quan trọng quốc gia, các dự án nhóm A, trước khi lập Báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng, chủ đầu tư phải lập Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi đầu tư xây dựng*”. Tuy nhiên, đối với các dự án công nghiệp điện nhóm A thuộc danh mục các dự án, công trình cấp bách hầu hết có trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt nên cơ bản đã đảm bảo các nội dung quy định: a) Sơ bộ về địa điểm xây dựng; quy mô dự án; vị trí, loại và cấp công trình chính; b) Bản vẽ thiết kế sơ bộ tổng mặt bằng dự án; mặt bằng, mặt đứng, mặt cắt công trình chính của dự án; c) Bản vẽ và thuyết minh sơ bộ giải pháp thiết kế nền móng được lựa chọn của công trình chính; d) Sơ bộ về dây chuyền công nghệ và thiết bị công nghệ (nếu có). Do đó, đối với các dự án này, việc lập Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi là không cần thiết và mang tính chất lặp lại hồ sơ. Đặc biệt hiện nay việc xây dựng quy hoạch theo quy định của Luật

Quy hoạch đã rất chặt chẽ nên việc các dự án đã có trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia đã trải qua quá trình xem xét, thẩm định rất chặt chẽ nên các yêu cầu đối với công tác lập Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi đã cơ bản được thực hiện trong giai đoạn lập, bổ sung dự án vào quy hoạch. Nếu cho phép miễn thực hiện thủ tục lập, thẩm định, phê duyệt Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi sẽ hỗ trợ các dự án nằm trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh rút ngắn thời gian ít nhất từ 6 tháng đến 1 năm, góp phần đẩy nhanh tiến độ hoàn thành công tác chuẩn bị đầu tư dự án.

7. vướng mắc trong việc lập Báo cáo đánh giá tác động môi trường trong giai đoạn quyết định chủ trương đầu tư theo quy định của Luật Bảo vệ môi trường

Khoản 2 Điều 19 Luật Bảo vệ môi trường quy định việc đánh giá tác động môi trường phải thực hiện trong giai đoạn chuẩn bị dự án. Khoản 2 Điều 25 Luật Bảo vệ môi trường quy định quyết định phê duyệt báo cáo đánh giá tác động môi trường (ĐTM) là căn cứ để cấp có thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư dự án đối với các đối tượng phải quyết định chủ trương đầu tư.

Theo quy định của Luật Xây dựng, để được phê duyệt, quyết định chủ trương đầu tư các dự án thuộc thẩm quyền của Quốc hội, Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ thì chủ đầu tư phải lập Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi để trình cấp có thẩm quyền phê duyệt chủ trương đầu tư. Điều 53 của Luật Xây dựng 2014 quy định về nội dung Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi không yêu cầu các hồ sơ về môi trường, tại Điều 54 Luật Xây dựng mới có quy định tài liệu về khả năng bảo đảm các yếu tố để thực hiện dự án về bảo vệ môi trường là một trong các nội dung của Báo cáo nghiên cứu khả thi. Như vậy, có sự chưa thống nhất trong các quy định của các Luật này.

Căn cứ thực tế chuẩn bị đầu tư các dự án, tại thời điểm lập Báo

cáo nghiên cứu tiền khả thi, các tài liệu thiết kế của dự án chỉ mới ở mức sơ bộ nên chưa đủ cơ sở để đánh giá, dự báo các tác động cũng như đưa ra các biện pháp giảm thiểu tác động đến môi trường dẫn đến khó khăn cho các chủ đầu tư trong việc lập Báo cáo đánh giá tác động môi trường, trình phê duyệt để đáp ứng theo điểm a khoản 2 Điều 25 Luật Bảo vệ môi trường.

8. Vướng mắc trong việc chuyển đổi đất rừng theo quy định của Luật Lâm nghiệp số 16/2017/QH14

Do đặc thù của các tuyến đường dây điện lực (đặc biệt là đường dây có cấp điện áp từ 110 kV đến 500 kV), khi lựa chọn địa điểm xây dựng (sau đây gọi tắt là tuyến đường dây) ngay từ giai đoạn Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi hoặc Báo cáo nghiên cứu khả thi luôn phải tuân thủ nguyên tắc giảm thiểu mức độ ảnh hưởng đến môi trường, xã hội, các công trình công cộng và khu vực có liên quan đến quốc phòng an ninh (tránh tối đa đi qua khu dân cư, khu công nghiệp, khu kinh tế và khu dân cư tập trung...), do đó trong quá trình thỏa thuận tuyến đường dây với địa phương có một số đoạn tuyến không tránh khỏi phải đi qua khu vực đất rừng.

Thủ tục xin chuyển đổi đất rừng, đặc biệt là rừng tự nhiên sang đất xây dựng dự án khá phức tạp, chuyển qua lại giữa các đơn vị, ở nhiều cấp để kiểm tra rà soát, có dự án thời gian kéo dài cả gần 12 tháng chưa xong, ảnh hưởng lớn đến tiến độ chuẩn bị đầu tư và thực hiện xây dựng các dự án điện, nhất là các dự án có yêu cầu gấp về tiến độ nhằm giải tỏa công suất các nhà máy điện, đảm bảo nhu cầu cung cấp điện cho các hoạt động phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

PHỤ LỤC 3

Tổng quan về chiến lược phát triển năng lượng của một số quốc gia

1/Trung Quốc

Chiến lược và chính sách năng lượng quốc gia Trung quốc trong 20 năm tới với mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo có một số điểm đáng chú ý như sau:

Mở rộng phạm vi ứng dụng và quy mô phát triển cho năng lượng tái tạo và Chiến lược và chính sách năng lượng quốc gia Trung Quốc 2020 chủ yếu tập trung vào chiến lược và chính sách phát triển năng lượng tái tạo. Phương thức thúc đẩy phát triển quy mô lớn dựa trên những công nghệ trưởng thành để làm cho NLTT đóng một vai trò quan trọng trong việc cung cấp năng lượng cho nền kinh tế và đóng góp nhiều hơn cho việc xây dựng một xã hội khá giả.

Tăng tốc đổi mới công nghệ, cải thiện đáng kể trình độ công nghệ để giảm chi phí cuối cùng, thay đổi tình trạng công nghệ chủ chốt bị tụt lại phía sau, làm cho hầu hết công nghệ NLTT đạt đến tầm quốc tế và hiện thực hóa công nghiệp hóa.

Tập trung vào phát triển và truyền bá công nghệ hiện đại của năng lượng tái tạo, thúc đẩy thay đổi cơ cấu nhiên liệu nông thôn và dần dần làm cho năng lượng nông thôn hiện đại hơn và chất lượng tốt hơn để bảo vệ môi trường và thúc đẩy xã hội và phát triển kinh tế nông thôn.

Tận dụng triệt để năng lượng mặt trời, năng lượng gió và thủy điện quy mô nhỏ để giải quyết cuối cùng vấn đề thiếu điện ở vùng sâu, vùng xa.

2/ Ukraine: Chiến lược năng lượng của Ukraine đến 2035

Chiến lược, chính sách của Ukraine về năng lượng là cung cấp cho xã hội và nhu cầu kinh tế về tài nguyên năng lượng và năng lượng một cách an toàn về mặt kỹ thuật, tiết kiệm chi phí và đảm bảo môi trường để điều kiện sống của người dân được cải thiện. Trong đó, Chính phủ Ukraine hướng tới mục đích bao gồm: (i) đáp ứng nhu cầu cộng đồng dân số trong cả điều kiện bình thường và khẩn cấp; (ii) đảm bảo hoạt động kỹ thuật đáng tin cậy và an toàn của hệ thống cung cấp điện; (iii) cung cấp cho hiệu quả kinh tế của các hệ thống cung cấp điện của Ukraine và ngành năng lượng nói chung; (iv) đảm bảo sử dụng năng lượng hiệu quả của người dân và nền kinh tế quốc gia; (v) tìm một giải pháp hợp lý cho môi trường đối với tác động môi trường và khí hậu của ngành năng lượng; (vi) cho phép Nhà nước hình thành và thực hiện các chính sách nhằm bảo vệ lợi ích quốc gia bất kể các mối đe dọa bên trong và bên ngoài đối với ngành năng lượng.

Các mục tiêu định lượng và định tính của Chiến lược được xác định với lý do cần phải đảm bảo sự phát triển bền vững của xã hội Ukraine trong dài hạn, các ưu tiên kinh tế quốc gia và nghĩa vụ quốc tế của Ukraine.

Các mục tiêu chính trong giai đoạn đến năm 2035 là (i) giảm cường độ năng lượng GDP vào năm 2035 xuống mức 0,17 KOE trên 1 USD GDP Ukraine và đưa chỉ số này về gần hơn với các quốc gia có điều kiện khí hậu, địa lý và kinh tế tương tự; (ii) tối ưu hóa cấu trúc của quốc gia cân bằng năng lượng dựa trên các yêu cầu an ninh năng lượng và đưa tỉ lệ năng lượng tái tạo lên 20%; (iii) đến năm 2020, đạt mức độ phụ thuộc vào nguồn cung cấp năng lượng từ một quốc gia (công ty) không vượt quá 30% tổng nhập khẩu (đối với nhiên liệu hạt nhân, các mục tiêu được đặt riêng); (iv) đến năm 2035, đạt mức độ phụ thuộc vào nguồn cung từ một quốc gia không vượt quá 30% tổng mức tiêu thụ của tất cả các loại năng lượng; (v)

đảm bảo tuân thủ việc tạo ra công suất cho khối lượng và phương thức tiêu thụ năng lượng trong Hệ thống điện của Ukraine, đặc biệt là liên quan đến năng lực điều tiết; (vi) đến năm 2025, đảm bảo sự tích hợp kỹ thuật của thị trường điện và khí đốt của Ukraine và châu Âu (mạng lưới truyền tải xuyên biên giới) chiếm ít nhất 15% khối lượng thị trường trong nước; (vii) đến năm 2035 hình thành một hệ thống cung cấp điện được đảm bảo để đáp ứng nhu cầu của nền kinh tế quốc dân và dân số trong thời gian khẩn cấp tương đương với 90 ngày tiêu thụ.

Chiến lược của Ukraine cần đảm bảo đưa khung pháp lý và lập pháp, đặc biệt là trong lĩnh vực năng lượng, phù hợp với các nguyên tắc và quy định của luật pháp EU, đặc biệt là các quy định trong Hiệp hội của Ukraine, Liên minh châu Âu, Cơ quan năng lượng nguyên tử châu Âu.

3/ New Zealand: Chiến lược năng lượng mới 2011 - 2021

Mục tiêu của Chính phủ New Zealand là tận dụng tối đa tiềm năng năng lượng dồi dào của mình, vì lợi ích của tất cả người dân New Zealand. Điều này đạt được thông qua việc phát triển có trách nhiệm với môi trường và sử dụng hiệu quả tài nguyên năng lượng đa dạng của đất nước, do đó Chính phủ New Zealand hướng tới: *Một là*, nền kinh tế tăng trưởng được cung cấp bởi năng lượng an toàn, giá cả cạnh tranh và tăng xuất khẩu năng lượng; *Hai là*, chất lượng môi trường đạt tiêu chuẩn phù hợp với lối sống New Zealand. Mục tiêu tổng quát là “Đảm bảo năng lượng và phù hợp nhu cầu”.

Chính sách của New Zealand ưu tiên: (i) Phát triển đa dạng nguồn cung năng lượng. *Lĩnh vực trọng tâm*: Phát triển các nguồn năng lượng tái tạo; Phát triển nguồn xăng dầu và khoáng sản; Nắm bắt công nghệ năng lượng mới; (ii) Trách nhiệm bảo vệ môi trường. *Lĩnh vực trọng tâm*: Thực hiện tốt nhất trong quản lý môi trường

cho các dự án năng lượng; giảm phát thải khí nhà kính liên quan đến năng lượng; (iii) Sử dụng năng lượng hiệu quả. *Lĩnh vực trọng tâm*: Nhà ấm, khô, tiết kiệm năng lượng; một hệ thống giao thông hiệu quả năng lượng; nâng cao năng lực cạnh tranh kinh doanh thông qua hiệu quả năng lượng; thông tin người tiêu dùng tốt hơn để thông báo lựa chọn sử dụng năng lượng; (iv) Đảm bảo năng lượng. *Lĩnh vực trọng tâm*: thị trường năng lượng cạnh tranh; cung cấp điện đáng tin cậy; an ninh vận tải dầu, khí đốt.

4/ Thổ Nhĩ Kỳ: Chính sách năng lượng quốc gia và khai thác khoáng sản Thổ Nhĩ Kỳ tháng 7 năm 2017

Chính phủ Thổ Nhĩ Kỳ đề ra các chính sách chiến lược bao gồm:

Một là, đảm bảo nguồn cung năng lượng: tăng sự đa dạng hóa các nguồn năng lượng và các quốc gia cung cấp; tăng công suất của các cơ sở lưu trữ khí đốt và dầu tự nhiên; tăng khả năng cung cấp khí đốt tự nhiên cho hệ thống; tăng cường cơ sở hạ tầng cung cấp năng lượng; tăng hiệu quả năng lượng. Mục tiêu của chiến lược này là để đạt được chất lượng và năng lượng bền vững bằng cách tăng cường an ninh nguồn cung; đạt khí tự nhiên 10 bcm và dung lượng lưu trữ 5 mto; thực hiện các chuyến thám hiểm dầu và khí tự nhiên ở Địa Trung Hải và Biển Đen; cung cấp dịch vụ khí đốt tự nhiên cho tất cả các tỉnh của Thổ Nhĩ Kỳ; tiết kiệm 8.4 tỷ đô la Mỹ từ chi phí năng lượng.

Hai là, tăng năng lực nội địa hóa: Để đạt được tiến bộ trong năng lượng tái tạo thông qua sản xuất tại địa phương, thúc đẩy hoạt động nghiên cứu và phát triển (R&D); tạo ra điện bằng công nghệ hạt nhân; bản địa hóa công nghệ khai thác. Mục tiêu của chiến lược này là tăng sản lượng năng lượng trong nước; tăng tỉ lệ năng lượng tái tạo trong tổng sản lượng năng lượng ít nhất 30%; tăng tỉ lệ NPP trong sản xuất điện ít nhất là 10% theo dự báo cho năm 2023; giảm nhập khẩu trong lĩnh vực khai thác thông qua làm giàu và tái sử dụng các mỏ cho nguyên liệu thô hoặc trung gian của họ.

Ba là, thị trường năng lượng trong tương lai gần: Cải thiện cơ sở hạ tầng cung cấp năng lượng; tái cấu trúc các tổ chức trong ngành; vực dậy thị trường năng lượng; củng cố thị trường khai thác. Mục tiêu của chiến lược này là cải thiện cơ sở hạ tầng của các cơ sở lưu trữ khí đốt tự nhiên, dầu đường ống; tái cấu trúc các tập đoàn TETUBAŞ, BOTAŞ, TPAO và ETUBMADEN để họ hội nhập vào thị trường năng lượng; tăng chức năng của Sàn Giao dịch năng lượng Istanbul (EXIST); cải thiện lĩnh vực khai thác thông qua sự hợp tác của khu vực công và tư nhân.

5/ Nam Phi: Kế hoạch chiến lược về năng lượng 2015 - 2020

Chính phủ Nam Phi xây dựng chính sách năng lượng, khung pháp lý và pháp luật, và giám sát việc thực hiện chúng để đảm bảo an ninh năng lượng, thúc đẩy các nhà cung cấp năng lượng thân thiện với môi trường và tiếp cận với năng lượng đáng tin cậy và giá cả phải chăng cho tất cả người dân Nam Phi. Đến năm 2025, cải thiện hỗn hợp năng lượng bằng cách có 30% năng lượng sạch.

Chính phủ Nam Phi điều chỉnh và chuyển đổi ngành năng lượng để cung cấp năng lượng an toàn, bền vững và giá cả phải chăng. Mục tiêu định hướng chiến lược bao gồm (i) *Đảm bảo an ninh năng lượng:* để đảm bảo cung cấp năng lượng được an toàn và nhu cầu được quản lý tốt; (ii) *Cơ sở hạ tầng:* để tạo điều kiện cho một mạng lưới cơ sở hạ tầng năng lượng hiệu quả, cạnh tranh và đáp ứng yêu cầu phát triển; (iii) *Pháp lý và cạnh tranh công bằng:* để đảm bảo rằng có sự điều chỉnh và cạnh tranh năng lượng được cải thiện; (iv) *Chuyển đổi và đa dạng nguồn cung năng lượng:* để đảm bảo rằng có một nguồn cung năng lượng hiệu quả và đa dạng trong một ngành năng lượng được chuyển đổi. (v) *Bảo vệ môi trường:* để đảm bảo rằng tài sản môi trường và tài nguyên thiên nhiên được bảo vệ và liên tục được tăng cường bởi các công nghệ năng lượng sạch hơn. (vi) *Biến đổi khí hậu:* để thực hiện

các chính sách thích ứng và giảm thiểu tác động của biến đổi khí hậu.
(vi) *Quản trị doanh nghiệp*: để thực hiện quản trị doanh nghiệp tốt để cung cấp dịch vụ hiệu quả và hiệu quả.

Chính phủ Nam Phi triển khai theo các chương trình: 1- *Quản trị hành chính*: Cung cấp dịch vụ hỗ trợ và quản lý chiến lược do các bộ, ngành tham gia và Bộ Năng lượng (DoE) chủ trì. 2- *Chính sách và Quy hoạch năng lượng*: Để đảm bảo lập kế hoạch dựa trên bằng chứng, thiết lập chính sách và quyết định đầu tư trong lĩnh vực năng lượng để cải thiện an ninh năng lượng thông qua các lựa chọn quản lý cung và cầu và tăng cạnh tranh thông qua quy định (Phân tích chính sách và nghiên cứu; Quy hoạch năng lượng; Chính sách hydrocac-bon - Điện; Hiệu quả năng lượng và chính sách môi trường); 3- *Quy định về dầu khí và sản phẩm từ dầu khí*: Quản lý quy định về dầu mỏ và các sản phẩm dầu mỏ để đảm bảo hoạt động tối ưu và có trật tự của ngành dầu khí nhằm đạt được các mục tiêu phát triển của Chính phủ; 4- *Chương trình năng lượng và điện tử hóa và quản lý dự án*: Để quản lý, điều phối và giám sát các chương trình và dự án tập trung vào việc tiếp cận năng lượng; 5- *Năng lượng hạt nhân*: Quản lý ngành công nghiệp năng lượng hạt nhân Nam Phi và kiểm soát vật liệu hạt nhân theo nghĩa vụ quốc tế, luật pháp và chính sách hạt nhân để đảm bảo sử dụng năng lượng hạt nhân an toàn và hòa bình; 6- *Năng lượng sạch*: Để quản lý và tạo điều kiện phát triển và thực hiện các sáng kiến năng lượng sạch và tái tạo.

6/ Ấn Độ: Đề cương chính sách năng lượng quốc gia ngày 27/6/2017

Chính phủ Ấn Độ đề ra bốn mục tiêu chính của chính sách năng lượng của Ấn Độ: giá cả phải chăng; cải thiện an ninh và độc lập về năng lượng; phát triển bền vững hơn; và tăng trưởng kinh tế.

Lĩnh vực can thiệp chính sách bao gồm: i) Tiêu thụ năng lượng của các doanh nghiệp, hộ gia đình, giao thông vận tải và nông

nghiệp; (ii) Các biện pháp tiết kiệm năng lượng/khử các-bon ở phía cầu; (iii) Sản xuất và phân phối than; (iv) Sản xuất, truyền tải và phân phối điện; (v) Tăng cường cung cấp dầu và khí đốt, cả bằng E&P trong nước, và thông qua việc mua lại điện tích ở nước ngoài; (vi) Tinh chế và phân phối dầu khí; (vii) Lắp đặt, tạo và phân phối năng lượng tái tạo.

Các định hướng chính sách của Ấn Độ: 1- Đảm bảo nguồn cung năng lượng (trên cơ sở năng lượng hóa thạch): Dầu mỏ và khí thiên nhiên; 2- Than; 3- Năng lượng tái tạo (Thủy điện); 4- Năng lượng hạt nhân; 5- Điện; 6- Quản lý; 7- Cơ sở hạ tầng về Năng lượng; 8- Phát triển nguồn nhân lực; 9- Công nghệ, nghiên cứu khoa học và phát triển; 10- Gắn kết quốc tế; 11- Chất lượng không khí.

7/ Hà Lan

Chính phủ Hà Lan đã đề ra chính sách định hướng chuyển đổi sang nền kinh tế các-bon thấp, cụ thể hơn trong đó có:

Những chính sách chiến lược quốc gia bao gồm: (1) Chương trình nghị sự về năng lượng năm 2016 thực hiện lộ trình để đạt được nguồn cung cấp năng lượng các-bon thấp đến năm 2050; (2) Trọng tâm của Chính phủ trong việc đạt được Thỏa thuận chống biến đổi khí hậu năm 2018 với một loạt các bên liên quan, nhằm mục đích giảm phát thải khí nhà kính hiệu quả về mặt chi phí là 49% vào năm 2030; (3) Xây dựng Đạo luật về khí hậu với các mục tiêu đến năm 2030 và tầm nhìn năm 2050.

Định hướng phát triển của chiến lược quốc gia, bao gồm: (1) Tham gia Thỏa thuận Paris yêu cầu chuyển đổi sang nền kinh tế các-bon thấp đến năm 2050; (2) Để chuyển đổi sang nền kinh tế các-bon thấp đến năm 2050, có những thách thức xã hội lớn phát sinh, đồng thời mở ra nhiều cơ hội mới nếu áp dụng phương pháp mới và chủ động thực hiện; (3) Chiến lược quốc gia đòi hỏi một viễn cảnh rõ

ràng, dài hạn mang lại sự chắc chắn cho các doanh nghiệp, nhà đầu tư và người dân nói chung.

Những điểm nhấn quan trọng trong Chiến lược quốc gia, cụ thể như: (1) Một sự chuyển đổi năng lượng dần dần, đây được coi là lợi thế về mặt cung cấp các cơ hội kinh tế. Điều này đòi hỏi những nỗ lực bổ sung trong ngắn hạn để tránh chi phí cao sau này; (2) Hiệp định liên minh, liên kết tập trung vào việc tiến tới năm 2030 một cách hiệu quả về mặt chi phí (ví dụ: loại bỏ việc sản xuất điện đốt than, triển khai năng lượng gió ngoài khơi quy mô lớn, giá CO₂ tối thiểu để phát điện, giảm dần việc sử dụng điện khí tự nhiên để sưởi ấm trong môi trường xây dựng) trong khi ghi nhớ viễn cảnh dài hạn; (3) Tham gia nhiều chính sách khí hậu đầy tham vọng của Liên minh châu Âu đến năm 2030 và tầm nhìn đến năm 2050 để thúc đẩy quá trình chuyển đổi và đảm bảo các nỗ lực bổ sung mang lại lợi ích khí hậu trong tất cả các lĩnh vực.

8/ Italy

Chính phủ Italy đã đề ra chính sách chuyển đổi sang nền kinh tế các-bon thấp, trong đó thể hiện rõ:

Những chính sách chiến lược quốc gia, bao gồm: (1) Chiến lược năng lượng quốc gia được phê duyệt vào tháng 11 năm 2017; (2) Chiến lược phát triển bền vững quốc gia được phê duyệt vào tháng 12 năm 2017; (3) Chiến lược kinh tế tuần hoàn quốc gia được phê duyệt năm 2018; (4) Chiến lược giảm thiểu các-bon dài hạn cho năm 2050.

Định hướng chiến lược quốc gia, bao gồm: (1) NECP trình EU và sẽ chỉ ra các biện pháp mà Italy dự định thực hiện để đạt được mục tiêu phù hợp, đóng góp được xác định trên toàn quốc của EU vào năm 2030 để cắt giảm 40% GHG so với năm 1990; (2) Hội đồng châu Âu đã mời vào ngày 22 tháng 3 năm 2018, Ủy ban trình bày vào đầu năm 2019 một đề xuất về Chiến lược giảm phát thải khí nhà

kính dài hạn của EU theo Thỏa thuận Paris, có tính đến các kế hoạch quốc gia; (3) Cập nhật đến năm 2030 và 2040 là cần thiết để xem xét sự đóng góp của phát triển công nghệ; (4) Các biện pháp sẽ liên quan chủ yếu đến hiệu quả năng lượng, năng lượng tái tạo, khí thải, di động bền vững, nền kinh tế tuần hoàn.

Những điểm nhấn quan trọng trong Chiến lược quốc gia: Dựa trên dự báo kết quả đến năm 2030 tầm nhìn 2050: (1) Thay thế dần các nguồn hóa thạch bằng các nguồn tái tạo vào năm 2050, RES sẽ chiếm gần một nửa mức tiêu thụ năng lượng chính; (2) Trong ngành điện, NLTT sẽ trở nên phổ biến hơn rất nhiều, với mức độ bao phủ của tổng mức tiêu thụ cuối cùng là hơn 85%. Sự thâm nhập của NLTT trong lĩnh vực nhiệt và giao thông (khoảng 50%) cũng có liên quan; (3) Sự phát triển mạnh mẽ của sản xuất điện bởi RES (370TWh), chủ yếu là RES không liên tục, như gió và quang điện, đạt tỉ lệ 93% sản lượng điện quốc gia. Thay vào đó, phần còn lại của sản xuất quốc gia được bao phủ bởi khí đốt tự nhiên; (4) Giảm đáng kể lượng khí thải CO₂ trong ngành năng lượng so với tiến hóa tham chiếu đến năm 2050, phù hợp với các mục tiêu khử các-bon sâu của Lộ trình 2050 của EU; (5) Phát triển thể hệ phân tán, được thúc đẩy bởi việc giảm chi phí của các công nghệ thể hệ và lưu trữ rộng rãi; (6) Lưu trữ có thể có một động lực quan trọng cũng từ sự phát triển của ngành ô tô, vai trò của năng lượng đối với xã hội trở thành rất quan trọng; (7) Thị trường xe điện toàn cầu, hiện đang cất cánh, dự kiến sẽ trải qua một sự mở rộng mạnh mẽ, được thúc đẩy bởi giảm chi phí và yêu cầu môi trường; vai trò của Hydrogen và biomethane/ khí tự nhiên (không chỉ LNG) trong vận chuyển có thể có liên quan; (8) Những cơ hội được cung cấp bởi công nghệ đo sáng thông minh và tự động hóa nhà mới mang lại hiệu quả cao hơn trong lĩnh vực dân cư và đại học, cùng nhau hấp thụ hơn một nửa mức tiêu thụ điện ước tính vào năm 2030.

9/ Hungary

Chính phủ Hungary đã đề ra chiến lược và chính sách quốc gia về năng lượng từ năm 2017, trong đó thể hiện rõ:

Chiến lược quốc gia đã được Chính phủ nước này xem xét thông qua trình Quốc hội vào tháng 5 năm 2017 và đã được Quốc hội thông qua.

Định hướng chiến lược quốc gia, bao gồm: Chiến lược biến đổi khí hậu quốc gia (NCCS) được thông qua từ năm 2008 và được xem xét thường kỳ 5 năm một lần; NCCS được Chính phủ thông qua vào tháng 5 năm 2015 và được trình Quốc hội nhiệm kỳ trước vào tháng 6 năm 2015 theo tinh thần thể hiện lại các nội dung cơ bản Thỏa thuận Paris.

Những điểm nhấn quan trọng trong Chiến lược quốc gia về năng lượng: Chiến lược năng lượng quốc gia Hungary với thời gian từ năm 2017 đến năm 2030 với triển vọng, tầm nhìn đến năm 2050. Chiến lược đánh giá về các tác động xã hội, kinh tế, dự kiến của Hungary trước những biến đổi khí hậu bao gồm lộ trình khử cacbon và chiến lược thích ứng với mục tiêu giảm 52 - 85% tiềm năng phát thải khí nhà kính vào năm 2050 so với điểm mốc năm 1990. Kế hoạch hành động về chống biến đổi khí hậu sẽ được chuẩn bị 6 tháng sau khi phê duyệt Chiến lược biến đổi khí hậu và cứ sau 3 năm sẽ đánh giá kết quả.

10/ Đức

Chính phủ Đức đã ban hành chiến lược năng lượng quốc gia năm 2016, trong đó đã đưa ra nhiều chính sách cụ thể:

Chính sách chiến lược quốc gia về năng lượng. Chiến lược đã được thống nhất vào tháng 11 năm 2016, từ đó tiếp tục thực hiện các biện pháp chiến lược. Trọng tâm chính là chương trình và biện pháp để đạt được mục tiêu đến năm 2030 của ngành năng lượng. Bản Kế

hoạch hoạch chi tiết đã được xây dựng trong năm 2018, dựa trên các đề xuất về các biện pháp cho các bộ, ngành với trách nhiệm cụ thể.

Định hướng chiến lược quốc gia: Các mục tiêu khí hậu trung và dài hạn hiện tại cần được củng cố bằng một chiến lược chi tiết với định hướng rõ ràng cho các khoản đầu tư trong tương lai. Nội dung năng lượng tính đến năm 2010 không toàn diện (nghĩa là liên quan đến phát thải phi năng lượng). Do đó cần một cái nhìn mới mẻ về con đường dài hạn dưới ánh sáng của Thỏa thuận Paris.

Những điểm nhấn quan trọng trong Chiến lược quốc gia: Chiến lược thể hiện tầm nhìn dài hạn đặt ra cho từng lĩnh vực đến năm 2050. Phát thải từ nguồn cung năng lượng gần bằng không, phát thải còn lại chủ yếu trong các quy trình nông nghiệp và công nghiệp. Mục tiêu dài hạn cho năm 2030 giảm ít nhất 55% lượng khí thải so với năm 1990. Các mục tiêu ngành được chỉ định cho năm 2030 nhằm xác định trách nhiệm và tạo điều kiện xây dựng các biện pháp cần thiết. Quá trình đối thoại và tham gia mở rộng đã diễn ra từ năm 2015, chủ yếu để thông báo việc xây dựng các biện pháp chiến lược có trong kế hoạch hành động về khí hậu.

11/ Pháp

Chính phủ Pháp cũng đề ra những chính sách phát triển năng lượng dài hạn.

Chiến lược quốc gia: Chiến lược năng lượng quốc gia tập trung vào thiết lập các chỉ số giám sát tiêu thụ năng lượng, báo cáo tiến độ đầu tiên được công bố vào tháng 1 năm 2018; sửa đổi chiến lược, được công bố vào đầu năm 2019 nhằm đạt được tính trung lập carbon vào năm 2050 và tăng cường sự tham gia của các bên liên quan.

Chính phủ Pháp định hướng chiến lược quốc gia: Tăng cường thảo luận quốc tế về chuyển đổi năng lượng. Ban hành Đạo luật chuyển đổi mạnh mẽ theo hướng tăng trưởng xanh.

Những điểm nhấn quan trọng trong Chiến lược quốc gia: Công việc mô tả rất phức tạp, nhưng được chứng minh là hữu ích để thu hẹp “khoảng cách thực tế” và thông báo cho việc hoạch định chính sách. Huy động sự tham gia của các bên liên quan: chiến lược liên bộ; tham vấn ngành cung cấp đầu vào hữu ích cho công việc; đảm bảo mua số lượng lớn, tích lũy chiến lược; giám sát thực hiện các biện pháp bổ sung nếu và khi cần thiết. Đánh giá tác động về sự phát triển, tạo việc làm, bất bình đẳng,...

PHỤ LỤC 4

Dự báo tổng cung, cơ cấu nguồn năng lượng sơ cấp và điện giai đoạn đến năm 2030 và 2045

Trên cơ sở tham khảo các kết quả dự báo của Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2016 - 2025, có xét đến năm 2035, căn cứ vào các kịch bản phát triển đã nêu trong Chương 4, nhóm biên soạn tính toán và dự báo các kết quả phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn năm 2045 như sau:

Bảng A1: Các kịch bản phát triển năng lượng tổng thể được xem xét

TT	Kịch bản	Diễn giải
1	Kịch bản cơ sở	Tăng trưởng kinh tế cơ sở + TKNL theo tiềm năng kinh tế (%) + tỉ lệ NLTT cho phát điện theo Quy hoạch điện 7 hiệu chỉnh (QĐ 428/QĐ-TTg)
2	Kịch bản thấp	Tăng trưởng kinh tế thấp
3	Kịch bản cao	Tăng trưởng kinh tế cao
4	Kịch bản giảm 8% CO ₂	Ràng buộc về mục tiêu giảm phát thải mức 8% so với Kịch bản cơ sở
5	Kịch bản giảm 25% CO ₂	Ràng buộc về mục tiêu giảm phát thải mức 25% so với Kịch bản cơ sở
6	Kịch bản TKNL kinh tế	Điều chỉnh nhu cầu năng lượng dựa trên những đánh giá về mức tiết kiệm năng lượng kinh tế các khu vực kinh tế
7	Kịch bản TKNL kinh tế + giảm 15% CO ₂	Điều chỉnh nhu cầu năng lượng dựa trên những đánh giá về mức tiết kiệm năng lượng kinh tế các khu vực kinh tế + Mục tiêu giảm phát thải CO ₂ mức 15% so với Kịch bản cơ sở

Theo đó, Kịch bản 7 ứng với nội dung điều chỉnh nhu cầu năng lượng dựa trên những đánh giá về mức tiết kiệm năng lượng kinh tế các khu vực kinh tế + Mục tiêu giảm phát thải CO₂ mức 15% so với Kịch bản cơ sở là Kịch bản đề xuất.

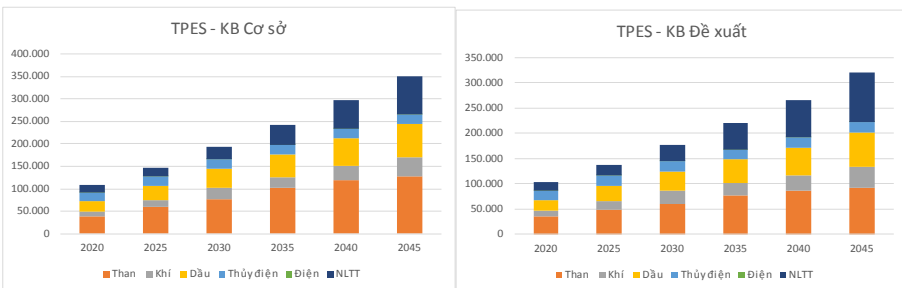
Bảng A2: Cung năng lượng sơ cấp theo Kịch bản cơ sở và Kịch bản đề xuất

Kịch bản	Năm	2020		2025		2030		2035		2040		2045	
		KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%
Kịch bản cơ sở	Than	38.510	35%	60.430	41%	76.520	39%	101.770	42%	119.759	40%	128.513	37%
	Khí	10.750	10%	14.470	10%	25.260	13%	24.360	10%	31.442	11%	40.903	12%
	Dầu	23.440	21%	32.430	22%	42.840	22%	50.950	21%	61.021	21%	75.636	22%
	Thủy điện	18.810	17%	19.890	13%	20.230	10%	20.570	8,5%	20.776	7,0%	20.983	6,0%
	Điện*	30	0,03%	40	0,03%	40	0,02%	60	0,02%	76	0,03%	95	0,03%
	NLTT	17.800	16%	20.240	14%	29.510	15%	45.260	19%	63.479	21%	84.950	24%
	Tổng	109.340	100%	147.500	100%	194.400	100%	242.970	100%	296.553	100%	351.079	100%
Kịch bản đề xuất	Than	35.920	34%	49.590	36%	61.080	35%	78.120	35%	85.928	32%	92.209	29%
	Khí	10.660	10%	17.050	12%	25.010	14%	24.360	11%	31.614	12%	41.480	13%
	Dầu	22.110	21%	30.210	22%	39.130	22%	45.660	21%	54.090	20%	67.685	21%
	Thủy điện	18.810	18%	19.890	15%	20.230	11%	20.570	9,3%	20.776	7,8%	20.983	6,5%
	Điện*	30	0,03%	40	0,03%	40	0,02%	60	0,03%	76	0,03%	95	0,03%
	NLTT	17.100	16%	20.000	15%	30.980	18%	52.630	24%	73.816	28%	98.783	31%
	Tổng	104.630	100%	136.780	100%	176.470	100%	221.400	100%	266.299	100%	321.234	100%

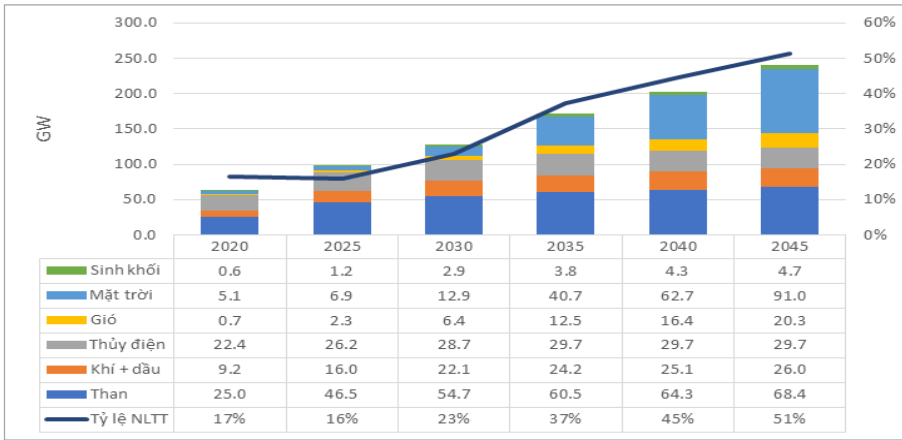
*: Điện nhập khẩu

Hình A1: Cung năng lượng sơ cấp theo từng kịch bản

Đơn vị tính: Nghìn TOE



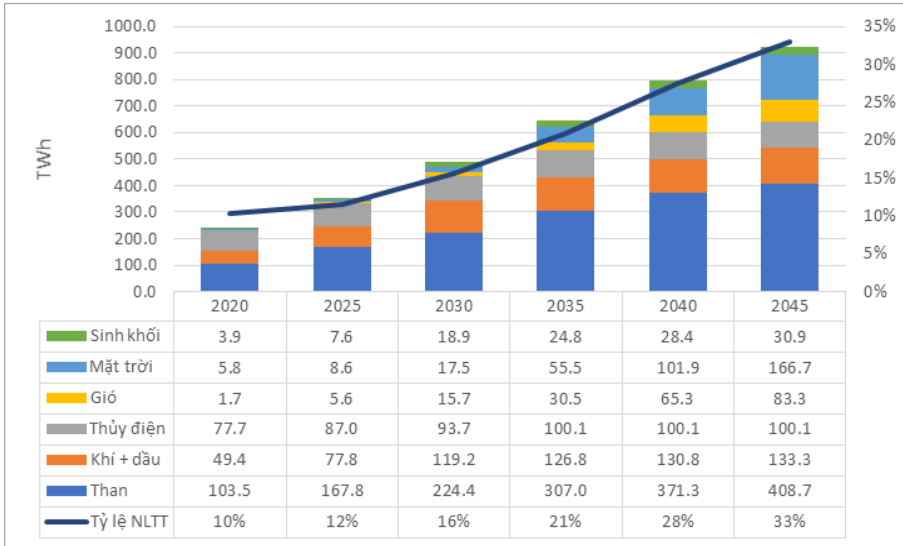
Hình A2: Cơ cấu công suất điện lắp đặt theo kịch bản đề xuất đến 2045



Bảng A3: Tỷ lệ công suất điện lắp đặt theo kịch bản đề xuất đến 2045

Giá trị: GW

	2020		2025		2030		2035		2040		2045	
	Giá trị	%	Giá trị	%	Giá trị	%	Giá trị	%	Giá trị	%	Giá trị	%
Sinh khối	0,6	1,0%	1,2	1,2%	2,9	2,3%	3,8	2,2%	4,3	2,1%	4,7	2,0%
Mặt trời	5,1	8,1%	6,9	7,0%	12,9	10,1%	40,7	23,7%	62,7	31,0%	91,0	37,9%
Gió	0,7	1,1%	2,3	2,3%	6,4	5,0%	12,5	7,3%	16,4	8,1%	20,3	8,5%
Thủy điện	22,4	35,6%	26,2	26,4%	28,7	22,5%	29,7	17,3%	29,7	14,7%	29,7	12,4%
Khí + Dầu	9,2	14,6%	16,0	16,1%	22,1	17,3%	24,2	14,1%	25,1	12,4%	26,0	10,8%
Than	25,0	39,7%	46,5	46,9%	54,7	42,8%	60,5	35,3%	64,3	31,8%	68,4	28,5%
Tổng hệ thống	63,0	100%	99,1	100%	127,7	100%	171,4	100%	202,5	100%	240,1	100%
Tổng NLTT	28,8	45,7%	36,6	36,9%	50,9	39,9%	86,7	50,6%	113,1	55,9%	145,7	60,7%

Hình A3: Cơ cấu sản lượng điện kịch bản đề xuất đến 2045**Bảng A4: Tỷ lệ sản lượng điện theo kịch bản đề xuất đến 2045**

Giá trị TWh

	2020		2025		2030		2035		2040		2045	
	Giá trị	%	Giá trị	%	Giá trị	%	Giá trị	%	Giá trị	%	Giá trị	%
Sinh khối	3,9	1,6%	7,6	2,1%	21,6	3,9%	24,8	3,8%	28,4	3,6%	30,9	3,3%
Mặt trời	5,8	2,4%	8,6	2,4%	20,2	3,6%	55,5	8,6%	101,9	12,8%	166,7	18,1%
Gió	1,7	0,7%	5,6	1,6%	21,5	3,2%	30,5	4,7%	65,3	8,2%	83,3	9,0%
Thủy điện	77,7	32,1%	87	24,5%	100,1	17,9%	100,1	15,5%	100,1	12,5%	100,1	10,8%
Khí + Dầu	49,4	20,4%	77,8	22,0%	139,9	25,6%	126,8	19,7%	130,8	16,4%	133,3	14,4%
Than	103,5	42,8%	167,8	47,3%	256,8	45,9%	307,0	47,6%	371,3	46,5%	408,7	44,3%
Tổng hệ thống	242,0	100%	354,4	100%	560,1	100%	644,7	100%	797,8	100%	923,0	100%
Tổng NLTT	89,1	36,8%	108,8	30,7%	163,3	29,2%	210,9	32,7%	295,7	37,1%	381,0	41,3%

PHỤ LỤC 5

Dự báo tỉ lệ năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp giai đoạn đến năm 2030 và 2045

Bảng A5: Tỉ lệ NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp - Kịch bản cơ sở

Tỉ lệ NLTT	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Bao gồm thủy điện	33,5%	27,2%	25,6%	27,1%	28,4%	30,2%
Không bao gồm thủy điện	16,3%	13,7%	15,2%	18,6%	21,4%	24,2%
Sản lượng NLTT (MTOE)	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Thủy điện nhỏ	3.9	5.5	7.2	7.2	7.2	7.2
Sinh khối	12.5	11.4	12.1	11.8	20.3	26.0
Mặt trời	1.3	2.3	5.4	8.6	18.1	27.2
Gió	0.5	1.6	4.5	7.7	17.6	24.7
Khác	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2
Tổng	18.1	20.9	29.2	35.5	63.5	85.0

Bảng A6: Tỉ lệ NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp - Kịch bản đề xuất

Tỉ lệ NLTT	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Bao gồm thủy điện	34,3%	29,2%	29,0%	33,1%	35,5%	37,3%
Không bao gồm thủy điện	16,3%	14,6%	17,6%	23,8%	27,7%	30,8%
Sản lượng NLTT (MTOE)	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Thủy điện nhỏ	3,9	5,5	7,2	7,2	7,2	7,2
Sinh khối	12,0	10,8	12,0	12,6	20,3	25,9
Mặt trời	1,3	2,3	5,1	16,2	28,5	41,9
Gió	0,5	1,6	4,6	8,9	17,1	23,5
Khác	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
Tổng	17,7	20,3	29,0	45,1	73,8	98,9

Bảng A7: Tỷ lệ NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp tại một số quốc gia trong khối APEC - Kịch bản cơ sở

Quốc gia	Năm	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Trung Quốc	Bao gồm thủy điện	8,9%	10,1%	11,0%	11,8%	12,5%	13,2%	14,1%	14,8%
	Không bao gồm thủy điện	5,6%	6,5%	7,3%	8,1%	8,7%	9,4%	10,2%	10,9%
Nhật Bản	Bao gồm thủy điện	5,2%	6,0%	6,5%	7,1%	7,8%	8,5%	9,2%	9,7%
	Không bao gồm thủy điện	3,6%	4,4%	5,0%	5,5%	6,1%	6,8%	7,4%	7,9%
Hàn Quốc	Bao gồm thủy điện	1,6%	1,7%	2,0%	2,5%	2,6%	2,8%	2,8%	2,9%
	Không bao gồm thủy điện	1,6%	1,6%	2,0%	2,4%	2,5%	2,7%	2,7%	2,8%
Malaysia	Bao gồm thủy điện	2,5%	5,4%	5,7%	6,1%	5,9%	7,6%	8,9%	10,2%
	Không bao gồm thủy điện	2,3%	3,5%	3,8%	4,2%	4,0%	5,7%	7,1%	8,4%
Singapore*	Bao gồm thủy điện	1,5%	1,7%	1,7%	1,9%	1,9%	2,1%	2,1%	2,3%
	Không bao gồm thủy điện	1,5%	1,7%	1,7%	1,9%	1,9%	2,1%	2,1%	2,3%
Philippines	Bao gồm thủy điện	33,9%	32,5%	32,5%	31,7%	32,4%	32,1%	31,1%	29,9%
	Không bao gồm thủy điện	32,6%	31,3%	31,3%	30,5%	31,2%	31,0%	30,0%	28,8%
Liên bang Nga	Bao gồm thủy điện	2,6%	2,7%	2,8%	2,9%	3,0%	3,0%	3,1%	3,0%
	Không bao gồm thủy điện	0,4%	0,6%	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%	1,0%	1,1%
Hoa Kỳ	Bao gồm thủy điện	7,2%	8,0%	8,4%	8,7%	9,2%	9,6%	10,1%	10,7%
	Không bao gồm thủy điện	6,1%	7,0%	7,4%	7,7%	8,2%	8,6%	9,1%	9,7%
Indonesia	Bao gồm thủy điện	33,6%	29,4%	32,5%	31,0%	28,3%	26,8%	25,9%	25,3%
	Không bao gồm thủy điện	32,9%	28,6%	31,3%	29,3%	26,6%	24,9%	23,9%	23,2%
Thái Lan	Bao gồm thủy điện	20,9%	24,7%	27,1%	26,4%	25,6%	25,2%	24,8%	24,7%
	Không bao gồm thủy điện	20,5%	24,3%	26,5%	25,6%	24,8%	24,2%	23,8%	23,7%
Australia	Bao gồm thủy điện	6,3%	6,6%	7,0%	7,7%	8,6%	9,3%	10,0%	10,7%
	Không bao gồm thủy điện	5,4%	5,6%	6,1%	6,9%	7,7%	8,5%	9,2%	9,8%

*: Singapore không có thủy điện.

PHỤ LỤC 6

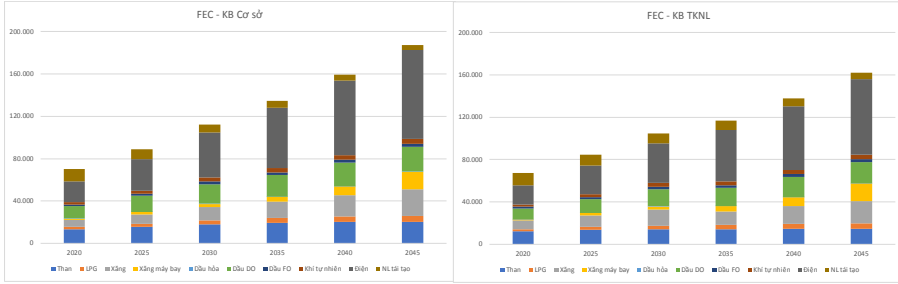
Dự báo tổng tiêu thụ và cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng giai đoạn đến năm 2030 và 2045

Bảng A8: Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo loại nhiên liệu

Kịch bản	Năm	2020		2025		2030		2035		2040		2045	
		KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%	KTOE	%
Kịch bản cơ sở	Than	13.228	19%	15.665	18%	18.146	16%	19.455	14%	20.359	13%	20.562	11%
	LPG	2.289	3,3%	2.925	3,3%	3.803	3,4%	4.611	3,4%	5.126	3,2%	5.461	2,9%
	Xăng	6.472	9%	8.911	10%	12.219	11%	15.406	11%	20.011	13%	25.199	13%
	Xăng MB	1.306	2%	2.024	2,3%	3.116	2,8%	4.723	3,5%	8.374	5,3%	16.443	8,8%
	Dầu hỏa	87	0,1%	112	0,1%	128	0,1%	127	0%	116	0,1%	100	0,1%
	Dầu DO	11.744	17%	15.206	17%	18.592	17%	20.188	15%	22.200	14%	23.538	13%
	Dầu FO	1.609	2,3%	2.043	2,3%	2.454	2,2%	2.630	2,0%	2.820	1,8%	2.918	1,6%
	Khí TN	2.197	3,1%	2.999	3,4%	3.720	3,3%	4.032	3,0%	4.261	2,7%	4.316	2,3%
	Điện	19.753	28%	29.887	34%	42.717	38%	57.007	42%	70.673	44%	84.142	45%
	NL TT	11.353	16%	9.250	10%	7.379	6,6%	6.329	4,7%	5.404	3,4%	4.618	2,5%
	Tổng	70.039	100%	89.023	100%	112.273	100%	134.508	100%	159.343	100%	187.295	100%
Kịch bản tiết kiệm năng lượng	Than	12.335	18%	13.623	16%	14.169	14%	13.959	12%	14.608	11%	14.753	9%
	LPG	1.741	2,6%	2.661	3,1%	3.402	3,3%	4.271	3,7%	4.748	3,4%	5.059	3,1%
	Xăng	8.287	12%	11.064	13%	15.130	14%	12.936	11%	16.803	12%	21.159	13%
	Xăng MB	1.306	2%	2.024	2,4%	3.116	3,0%	4.723	4,0%	8.375	6,1%	16.445	10%
	Dầu hỏa	60	0,1%	67	0,1%	72	0,1%	73	0,1%	67	0,0%	58	0,0%
	Dầu DO	10.206	15%	13.204	16%	16.101	15%	17.234	15%	18.952	14%	20.094	12%
	Dầu FO	1.543	2,3%	1.945	2,3%	2.339	2,2%	2.479	2,1%	2.658	1,9%	2.751	1,7%
	Khí TN	2.147	3,2%	2.947	3,5%	3.647	3,5%	3.936	3,4%	4.159	3,0%	4.213	2,6%
	Điện	18.271	27%	26.863	32%	37.559	36%	48.368	41%	59.962	44%	71.390	44%
	NL TT	11.558	17%	10.096	12%	8.933	8,6%	8.650	7,4%	7.385	5,4%	6.311	3,9%
	Tổng	67.453	100%	84.494	100%	104.468	100%	116.630	100%	137.718	100%	162.233	100%

Hình A4: Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo dạng nhiên liệu và kịch bản

(Đơn vị KTOE)



PHỤ LỤC 7

**Dự báo cường độ năng lượng sơ cấp, hệ số đàn hồi điện
và tiêu thụ năng lượng cuối cùng trên đầu người
giai đoạn đến năm 2030 và đến năm 2045**

Bảng A9: Các chỉ số cường độ năng lượng sơ cấp và GDP bình quân đầu người

	Đơn vị	2020	2025	2030	2035	2040	2045
GDP	Tỷ USD	214,3	317,8	423,3	599,8	758,2	859,0
Dân số	Triệu người	96,6	100,9	104,4	107,3	109,7	111,5
GDP bình quân đầu người	USD2010/người	2.218	3.150	4.312	5.587	6.911	8.193
Cung NLSC - KB cơ sở	MTOE	109,3	147,5	194,4	243,0	296,6	351,1
Cung NLSC - KB để xuất	kgOE/1000 USD	104,6	136,8	176,5	221,4	266,3	321,2
Cung NLSC/GDP - KB cơ sở	kgOE/1000 USD	510	464	459	405	391	409
Cung NLSC/GDP - KB để xuất	kgOE/1000 USD	488	430	417	369	351	374

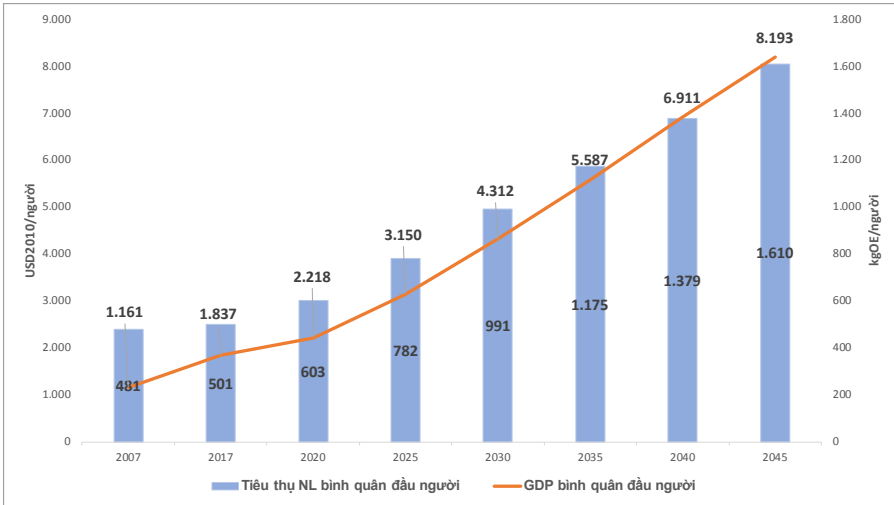
*Giá cố định USD2010

Bảng A10: Hệ số đàn hồi điện năng

Kịch bản/Giai đoạn	Kịch bản cơ sở		Kịch bản để xuất	
	2021-2030	2031-2045	2021-2030	2031-2045
Tăng trưởng điện năng	8,0%	4,6%	7,5%	4,4%
Tăng trưởng GDP	7,0%	6,0%	7,0%	6,0%
Hệ số đàn hồi điện	1,15	0,77	1,07	0,73

Theo hai kịch bản trên, giai đoạn 2021 - 2030 ở mức khoảng 1,07 - 1,15 lần, giai đoạn 2031 - 2045 ở mức khoảng 0,73 - 0,77 lần.

Hình A5: Tiêu thụ năng lượng và thu nhập bình quân đầu người giai đoạn 2007 - 2045 (đơn vị kgOE/người)



PHỤ LỤC 8

Dự báo tỉ lệ tiết kiệm điện năng giai đoạn đến năm 2030 và 2045

Bảng A11: Tính toán tỉ lệ tiết kiệm điện năng và năng lượng giai đoạn đến năm 2030, 2045

Hạng mục	Kịch bản đề xuất		Kịch bản cơ sở	
	2030	2045	2030	2045
Điện năng (Tỷ kWh)	375,59	713,9	427,17	841,42
GDP (Tỷ USD giá 2010)	450,3	913,6	450,3	913,6
Cường độ điện (kWh/USD)	0,834	0,781	0,949	0,921
Tỉ lệ tiết kiệm điện năng (Kịch bản đề xuất so với Kịch bản cơ sở)	12,1%	15,2%		
Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (nghìn TOE)	104.468	162.233	112.273	187.295
Tỉ lệ tiết kiệm năng lượng (Kịch bản đề xuất so với Kịch bản cơ sở)	6,95% (~ 7%)	13,38% (~ 14%)		

Tỉ lệ tiết kiệm điện ở Kịch bản đề xuất so với Kịch bản cơ sở là 12,1% ở năm 2030 và 15,2% ở năm 2045.

Tỉ lệ tiết kiệm năng lượng ở Kịch bản đề xuất so với Kịch bản cơ sở là 6,95% (~7%) ở năm 2030 và 13,38% (~14%) ở năm 2045.

Tại Quyết định số 280/QĐ-TTg ngày 13/03/2019 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 - 2030, đặt mục tiêu tiết kiệm 5-7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn 2019 - 2025 và 8-10% trong giai đoạn 2026 - 2030. Như vậy, mục tiêu về tiết kiệm năng lượng theo Kịch bản đề xuất so với Kịch bản cơ sở được dự tính là 7% trong giai đoạn đến 2030 và phấn đấu đạt mức 14% trong giai đoạn 2045 (lớn hơn so 6,95% và 13,38% tương ứng, như tính toán nêu trên).

PHỤ LỤC 9

Dự báo giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng giai đoạn đến năm 2030 và đến năm 2045

Bảng A12: Phát thải CO₂ theo ngành ở Kịch bản phát triển bình thường (triệu tấn CO₂)

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nông nghiệp	1,3	1,2	1,2	1,3	1,6	1,9
Dịch vụ	4,8	5,5	6,0	6,0	7,5	9,1
Công nghiệp	58,8	70,5	81,5	85,6	106,2	129,2
Dân dụng	9,7	14,1	19,3	24,5	30,4	37,0
GTVT	51,0	70,0	92,1	110,7	137,2	167,0
Khác	4,3	3,6	3,5	3,2	4,0	4,8
Sản xuất điện	123,1	220,2	309,0	431,5	535,2	651,1
Tổng	253,0	385,0	512,6	662,8	822,1	1000,2

Bảng A13: Phát thải CO₂ theo ngành ở Kịch bản giảm phát thải (triệu tấn CO₂)

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Nông nghiệp	1,2	1,1	1,1	1,1	1,7	2,1
Dịch vụ	4,3	4,7	5,1	5,2	7,8	9,5
Công nghiệp	56,9	66,5	75,2	76,4	115,3	140,3
Dân dụng	9,3	13,1	16,8	21,0	31,7	38,6
GTVT	47,8	64,8	84,6	100,1	151,2	184,0
Khác	4,3	3,6	3,5	3,2	4,8	5,9
Sản xuất điện	113,6	184,2	249,3	337,3	509,4	619,8
Tổng	237,3	338,0	435,7	544,4	668,7	800,0

Tỉ lệ giảm phát thải CO₂ giữa Kịch bản giảm phát thải so với Kịch bản phát triển bình thường năm 2030 đạt mức 15%, đến năm 2045 lên mức 20% (Lưu ý; chưa bao gồm phát thải CO₂ phát tán từ khai thác khí và than).

PHỤ LỤC 10

Dự báo sản lượng khai thác, xuất nhập khẩu dầu, khí, than
giai đoạn đến năm 2030 và đến năm 2045

Bảng A14: Khai thác, xuất nhập khẩu than (triệu tấn)

Than	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Khai thác	48,8	53,8	57,3	57,3	57,3	57,3
Xuất khẩu	-0,7	-2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nhập khẩu	28,9	69,2	95,8	146,3	169,6	196,6
Sản xuất điện	-50,6	-89,6	-116,8	-164,7	-181,9	-200,8
Tiêu thụ khác	-26,5	-31,4	-36,3	-38,9	-45,1	-53,2

Bảng A15: Khai thác, xuất nhập khẩu dầu thô (triệu tấn)

Dầu thô	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Khai thác	15,6	8,5	4,2	2,0	1,8	1,6
Nhập khẩu	10,0	19,6	33,2	39,5	43,6	48,2
Xuất khẩu	-9,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NL lọc dầu	-16,5	-28,0	-37,4	-41,5	-45,4	-49,8

Bảng A16: Khai thác, xuất nhập khẩu khí tự nhiên (tỷ m³)

Khí	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Khai thác	11,5	15,5	15,4	11,4	9,3	7,6
Nhập khẩu	0,0	0,0	11,8	14,8	19,8	26,5
Sản xuất điện	-9,2	-12,3	-23,3	-22,0	-24,3	-26,8
Tiêu thụ khác	-2,4	-3,2	-4,0	-4,3	-4,8	-7,2

Bảng A17: Khai thác và sử dụng NLTT (MTOE)

NLTT	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Khai thác	17,7	20,3	29,0	45,1	73,8	98,9
Sản xuất điện	6,3	11,7	20,6	37,5	63,6	88,6
Tiêu thụ khác	11,4	8,6	8,4	7,6	10,1	10,4

PHỤ LỤC 11

Dự báo tổng vốn đầu tư cho ngành năng lượng đến năm 2045

Bảng A18: Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư ngành năng lượng giai đoạn 2016 - 2045 (tỷ đồng)

TT	Thành phần	Giai đoạn			
		2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2045
1	Ngành điện	718.624	1.173.504	1.257.475	3.472.795
2	Ngành than	96.565	88.823	83.614	208.404
3	Ngành dầu khí	524.667	534.540	531.760	1.027.200
Tổng		1.339.856	1.796.867	1.872.849	4.708.399

Bảng A19: Tổng hợp vốn đầu tư ngành điện giai đoạn 2016 - 2045 (tỷ đồng)

TT	Thành phần	Giai đoạn			
		2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2045
I	Nguồn điện	548.846	825.202	885.924	2.467.575
1	Nhiệt điện than	394.461	210.552	145.021	185.978
2	Thủy điện	32.613	16.068	23.316	24.057
3	TBKHH	17.296	227.051	109.071	289.357
4	NLTT	104.476	371.531	608.515	1.968.183
II	Lưới điện	169.778	348.301	371.551	1.005.220
1	Lưới truyền tải	86.425	178.451	201.363	487.640
2	Lưới phân phối	83.353	169.850	170.189	517.580
III	Tổng	718.624	1.173.504	1.257.475	3.472.795

**Bảng A20: Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư ngành than
giai đoạn 2016 - 2045 (tỷ đồng)**

TT	Thành phần	Giai đoạn			
		2016 -2020	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 -2045
I	Sản xuất than	71.125	77.574	77.623	191.695
1	Vốn đầu tư mới và Cải tạo MR	63.586	71.655	63.320	136.771
2	Vốn đầu tư duy trì	7.539	5.919	14.303	54.924
II	Hệ thống phụ trợ sản xuất than	25.440	11.249	5.991	16.709
1	Vốn đầu tư mới và Cải tạo MR	25.440	8.157	3.748	8.096
2	Vốn đầu tư duy trì		3.092	2.243	8.613
	Tổng cộng	96.565	88.823	83.614	208.404

**Bảng A21: Tổng hợp nhu cầu vốn đầu tư ngành dầu khí
giai đoạn 2016 - 2045 (tỷ đồng)**

TT	Thành phần	Giai đoạn			
		2016 -2020	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2045
1	Tìm kiếm thăm dò dầu khí	110.925	164.475	216.000	460.800
2	Khai thác dầu khí	110.970	198.472	205.186	355.656
3	Công nghiệp khí	86.335	112.152	89.267	166.631
4	Chế biến, vận chuyển, tàng trữ và phân phối sản phẩm dầu khí	183.080	4.838	1.169	2.495
5	Dịch vụ dầu khí	34.651	29.713	20.138	41.618
	Tổng cộng	524.667	534.540	531.760	1.027.200

DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO CHÍNH

Tiếng Việt

1. Nghị quyết số 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị về *Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050*.
2. Nghị quyết số 23-NQ/TW ngày 22/3/2018 của Bộ Chính trị về *Định hướng xây dựng chính sách phát triển công nghiệp quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045*.
3. Nghị quyết số 52-NQ/TW ngày 27/9/2019 của Bộ Chính trị về *Một số chủ trương, chính sách chủ động tham gia cuộc Cách mạng công nghiệp lần thứ tư*.
4. Nghị quyết số 10-NQ/TW ngày 3/6/2017 của Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa XII về *Phát triển kinh tế tư nhân trở thành một động lực quan trọng của nền kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa*.
5. Kết luận số 41-KL/TW ngày 9/3/2006 của Bộ Chính trị về *Chiến lược phát triển ngành Dầu khí đến năm 2015, định hướng 2025*.
6. Kết luận số 26-KL/TW ngày 24/10/2003 của Bộ Chính trị về *Chiến lược và Quy hoạch phát triển ngành điện lực Việt Nam*.
7. Ban Kinh tế Trung ương (2019), *Đề án tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050*.
8. Ban Kinh tế Trung ương (2020), *Báo cáo đánh giá tác động của dịch Covid-19 đến kinh tế Việt Nam - Định hướng giải pháp điều hành thời gian tới*.
9. Bộ Công an (2020), *Báo cáo về việc giá dầu thế giới giảm sâu thời gian gần đây và biện pháp ứng phó của các nước*.
10. Bộ Công an (2018), *Báo cáo Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết 18-NQ/TW của Bộ Chính trị*.
11. Bộ Công an (2019), *Báo cáo về tình hình và xu hướng phát triển điện hạt nhân thế giới*.

12. Bộ Công Thương (2019), *Đề án Tổng kết 15 năm thực hiện Kết luận số 26-KL/TW ngày 24/10/2003 của Bộ Chính trị về Chiến lược và Quy hoạch phát triển ngành điện lực Việt Nam.*
13. Bộ Công Thương (2018), *Báo cáo Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050.*
14. Bộ Công Thương (2019), các báo cáo chuyên đề về phát triển năng lượng thế giới, trong nước đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.
15. Bộ Công Thương (2020), *Báo cáo số 296-CV/BCSD, ngày 7/4/2020 gửi Ban Kinh tế Trung ương về tác động của dịch Covid-10 và giá dầu giảm sâu, đề xuất giải pháp ứng phó.*
16. Bộ Công Thương (2018), *Báo cáo đánh giá Tổng kết 15 năm thực hiện Kết luận số 26-KL/TW của Bộ Chính trị khóa IX về Chiến lược và quy hoạch phát triển ngành Điện lực Việt Nam.*
17. Bộ Giáo dục và Đào tạo (2018), *Báo cáo Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050.*
18. Bộ Kế hoạch và Đầu tư (2018), *Báo cáo Tổng kết việc phát triển các nguồn năng lượng, Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị.*
19. Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Viện Nghiên cứu Quản lý kinh tế Trung ương (CIEM) (2019), *Báo cáo chuyên đề “Kết quả thực hiện chính sách thu hút đầu tư phát triển năng lượng của các thành phần kinh tế giai đoạn 2007 - 2017 và những đề xuất, kiến nghị cho giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”.*
20. Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Chương trình phát triển Liên hợp quốc (UNDP) (2013), *Nghiên cứu, xây dựng các mục tiêu định lượng giảm phát thải khí nhà kính trong ngành năng lượng Việt Nam, giai đoạn 2013 - 2030. Hỗ trợ xây dựng, thực hiện Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh. Số đăng ký ĐKXB: 1287-2013/CXB/06-632/BD.*

21. Bộ Khoa học và Công nghệ (2018), *Báo cáo về Chính sách hỗ trợ ứng dụng khoa học và công nghệ đối với ngành năng lượng: Đánh giá kết quả thực hiện và đề xuất, kiến nghị.*
22. Bộ Ngoại giao (2020), *Báo cáo của Bộ Ngoại giao gửi Ban Kinh tế Trung ương về phản ứng chính sách của các nước trước tình hình Covid-19 và giá dầu giảm sâu.*
23. Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn (2018), *Báo cáo Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050.*
24. Bộ Quốc phòng (2020), Văn bản số 1248/BQP-HC ngày 10/4/2020 của Bộ Quốc phòng gửi Ban Kinh tế Trung ương về việc đánh giá về tác động của dịch Covid-19 và giá dầu giảm sâu đến lĩnh vực Quốc phòng.
25. Bộ Quốc phòng, Tổng cục II (2020), *Báo cáo tổng hợp số 455/BCT ngày 8/4/2020 của Tổng cục II gửi Ban Kinh tế Trung ương về nguyên nhân giá dầu thô sụt giảm, tác động đến một số quốc gia và giải pháp ứng phó.*
26. Bộ Tài chính (2019), *Báo cáo Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết của Bộ Chính trị số 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050.*
27. Bộ Tài nguyên và Môi trường (2018), *Báo cáo Tài nguyên năng lượng Việt Nam từ điều tra cơ bản, tìm kiếm, thăm dò đến khai thác, tồn trữ - thực trạng và những đề xuất trong giai đoạn đến những năm 2020, 2030 tầm nhìn đến năm 2050; những chính sách, giải pháp bảo vệ môi trường trong ngành năng lượng.*
28. Đảng đoàn Quốc hội (2018), *Báo cáo Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết của Bộ Chính trị số 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050.*
29. Ủy ban Thường vụ Quốc hội (2018), *Báo cáo Thực trạng quá trình xây dựng và thực thi pháp luật đối với ngành năng lượng giai đoạn 2007 - 2017 và đề xuất cho giai đoạn đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.*

30. Đảng ủy Khối doanh nghiệp Trung ương (2018), *Báo cáo Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW, ngày 25/10/2007 của Bộ Chính trị.*
31. Ngân hàng Nhà nước Việt Nam (2018), *Báo cáo Đánh giá về tín dụng ngân hàng phục vụ phát triển ngành năng lượng và chính sách chuyển đổi ngoại tệ cho các nhà đầu tư nước ngoài, Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết của Bộ Chính trị số 18-NQ/TW.*
32. Ngân hàng TMCP Đầu tư và Phát triển Việt Nam (2020), *Báo cáo ngày 31/3/2020 về diễn biến giá dầu thế giới từ đầu năm 2020 đến nay, đánh giá tác động kinh tế Việt Nam và một số đề xuất.*
33. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (2018), *Báo cáo Kết quả 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW ngày 25/10/2007 về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050.*
34. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (2020), *Báo cáo giải pháp ứng phó tác động của dịch bệnh Covid-19 và giá dầu giảm của PVN.*
35. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (2020), Văn bản số 1368/CV/ĐU ngày 01 tháng 4 năm 2020 gửi Ban Kinh tế Trung ương về việc *Báo cáo tác động của giá dầu giảm và dịch Covid-19 đến Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.*
36. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (2020), Văn bản số 111/DKVN-KTĐT ngày 01 tháng 4 năm 2020 gửi Thủ tướng Chính phủ về việc *giải pháp ứng phó tác động của dịch bệnh Covid-19 và giá dầu giảm của Tập đoàn dầu khí Việt Nam.*
37. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (2019), Văn bản số 985-CV/ĐU ngày 22 tháng 01 năm 2019 gửi Ban Kinh tế Trung ương về việc *Báo cáo tình hình thực hiện năm 2018, kế hoạch năm 2019 của Tập đoàn dầu khí Việt Nam.*
38. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (2018), Văn bản số 946-BC/ĐU ngày 7 tháng 12 năm 2018 gửi Ban Kinh tế Trung ương về việc *Báo cáo tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết 18-NQ/TW ngày 25 tháng 10 năm 2007 của Bộ Chính trị.*

39. Tập đoàn Điện lực Việt Nam (2018), *Báo cáo kết quả 10 năm thực hiện Nghị quyết số 18-NQ/TW ngày 25 tháng 10 năm 2007 về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050; một số khó khăn vướng mắc trong đảm bảo cung ứng điện và đề xuất giải pháp.*
40. Tập đoàn Điện lực Việt Nam (2020), *Báo cáo 926/BC-EVN, ngày 20/2/2020 gửi Ủy ban Kinh tế của Quốc hội về tình hình thực hiện Quy hoạch phát triển điện lực.*
41. Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (2018), *Báo cáo Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết của Bộ Chính trị số 18-NQ/TW ngày 25 tháng 10 năm 2007 về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050.*
42. Tập đoàn Than - Khoáng sản Việt Nam, *Báo cáo về tình hình ảnh hưởng của dịch bệnh Covid-19.*
43. Tổng cục Thống kê, *Niên giám thống kê Việt Nam các năm 2019, 2018, 2017, 2016.* NXB Thống kê.
44. Tổng cục Thống kê (2018), *Bảng cân bằng năng lượng 2016.*
45. Tổng công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí (2016), *Quy hoạch tổng thể phát triển công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015, định hướng đến năm 2025 PVE, Hà Nội.*
46. Viện Năng lượng (2016), *Báo cáo đánh giá hiệu quả và tiềm năng tiết kiệm năng lượng từ các nhiệm vụ đã triển khai của Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2011 - 2015.* Hà Nội.
47. Viện Năng lượng (2017), *Quy hoạch phát triển điện lực các tỉnh/thành phố: Quảng Nam, Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh, Bà Rịa - Vũng Tàu, Bình Thuận, Quảng Ninh.*
48. Viện Năng lượng (2017), *Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2016 - 2025, có xét đến năm 2035.*
49. Viện Năng lượng (2017), *Báo cáo viễn cảnh năng lượng Việt Nam 2017, Bộ Công Thương - Đại sứ quán Đan Mạch.*

50. Viện Năng lượng (2018), *Báo cáo đánh giá môi trường chiến lược của Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2016 - 2025, có xét đến năm 2035*.
51. Viện Nghiên cứu Quản lý kinh tế Trung ương (2018), *Báo cáo nghiên cứu cải cách độc quyền nhà nước trong các ngành công nghiệp mạng lưới ở Việt Nam*.
52. UNDP (2014), *Tăng trưởng xanh và chính sách tài khóa về nhiên liệu hóa thạch ở Việt Nam – Các kiến nghị về lộ trình cải cách chính sách*.
53. Báo cáo “*Tổng kết 10 năm thực hiện Nghị quyết của Bộ Chính trị số 18-NQ/TW ngày 25 tháng 10 năm 2007 về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050*” của các tỉnh/thành phố: Hải Phòng (2018), Hà Nội (2019), Đà Nẵng (2018), Cần Thơ (2018), Sơn La (2018), Thái Nguyên (2018), Quảng Ninh (2018), Thái Bình (2018), Thanh Hóa (2018), Hà Tĩnh (2018), Quảng Bình (2018), Quảng Nam (2018), Quảng Ngãi (2018), Ninh Thuận (2018), Bình Thuận (2018), Khánh Hòa (2018), Lâm Đồng (2018), Gia Lai (2018), Đắk Nông (2018), Bình Dương (2019), Bà Rịa - Vũng Tàu (2018), Trà Vinh (2018), Bạc Liêu (2018), Sóc Trăng (2018), Cà Mau (2018).
54. Các Luật của Quốc hội khóa XII, XIII; các Nghị quyết của Chính phủ; các Nghị định, Quyết định của Thủ tướng Chính phủ và các quyết định của địa phương.

Tiếng Anh

1. BP (2019a), *BP Statistical Review 2019*. Pureprint Group Limited, United Kingdom.
2. BP (2019b), *Energy Outlook: 2019 edition*. London, United Kingdom.
3. BP (2018), *Statistical Review of World Energy*, London, United Kingdom.
4. ExxonMobil (2017), *Outlook for Energy 2017: A View to 2040 Highlights*, Irving, Texas, United States.

5. IEA (2019), *Shoutheast Asia Energy Outlook 2019*. World Energy Outlook Special Report.
6. IEA (2018), *Energy Balances of OECD Countries*, Paris, France.
7. IEA (2019). *International Energy Outlook 2019 with Projection to 2050*. U.S. Energy Information Agency.
8. IEA (2019), *Statistics: World Energy Balances Overview*. Database documentation (2019 first edition), OECD.
9. IEA (2018), *Electricity Information 2018*. Paris, France.
10. IEA (2018), *Coal Information: Overview 2018*. IEA Publications.
11. IEA (2018), Key world energy statistics, the 21st edition of *Key World Energy Statistics* (KWES) - the annual booklet of the IEA.
12. IEA (2019), *World Energy Price*. Flagship report, November 2019.
13. IEA (2018), *CO₂ Emissions from fuel combustion*. Katowice, Poland, IEA Publications
14. IRENA (2019), *Advancing renewables in the power sector and beyond*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
15. IRENA (2019), *Renewable Power Generation Costs in 2018*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
16. World Bank (2019), *Doing Business 2019*. The World Bank Group, Washington DC, USA.
17. Các bản chiến lược, chính sách, kế hoạch của 20 quốc gia trên thế giới: Trung Quốc, Thái Lan, Phillipines, Campuchia, Hàn Quốc, Nhật Bản, Nga, Albani, New Zealand, Thổ Nhĩ Kỳ, Nam Phi, Ấn Độ, Ghana, Kenya, Ucraina, Romanian, Italy, UAE, Quần đảo Cayman, UK; Quần đảo Angulla, UK.

ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN
NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA
CỦA VIỆT NAM
ĐẾN NĂM 2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045
(SÁCH THAM KHẢO)

NHÀ XUẤT BẢN ĐẠI HỌC KINH TẾ QUỐC DÂN

Địa chỉ: 207 đường Giải Phóng, quận Hai Bà Trưng, Hà Nội

Website: <http://nxb.neu.edu.vn> - Email: nxb@neu.edu.vn

Điện thoại/ Fax: (024) 36282486



Chịu trách nhiệm xuất bản:	TS. Nguyễn Anh Tú <i>Giám đốc Nhà xuất bản</i>
Chịu trách nhiệm nội dung:	GS.TS. Nguyễn Thành Độ <i>Tổng Biên tập</i>
Biên tập:	Trịnh Thị Quyên
Chế bản:	Vương Nguyễn
Thiết kế bìa:	Phước Định
Sửa bản in và đọc sách mẫu:	Trịnh Thị Quyên

In 3.500 bản, khổ 16x24cm, tại Công ty TNHH in và thương mại Hải Nam

Địa chỉ: Số 18, ngách 68/53/9, Quan Hoa, Cầu Giấy, Hà Nội.

Số ISBN: 978-604-946-790-5

Số xác nhận ĐKXB: 749-2020/CXBIPH/1-46/ĐHKQTĐ

QĐXB số: 108/QĐ-NXBĐHKQTĐ ngày 24 tháng 4 năm 2020

In xong và nộp lưu chiểu Quý II/2020