

BỘ CÔNG THƯƠNG

**BÁO CÁO
ĐÁNH GIÁ MÔI TRƯỜNG CHIẾN LƯỢC**

CỦA DỰ ÁN

**QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA
THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045
(QHĐ8)**

Hà Nội, tháng 11 năm 2020

BỘ CÔNG THƯƠNG

**BÁO CÁO
ĐÁNH GIÁ MÔI TRƯỜNG CHIẾN LƯỢC**

CỦA DỰ ÁN

**QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA
THỜI KỲ 2021-2030, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2045
(QHĐ8)**

CƠ QUAN CHỦ DỰ ÁN

Hà Nội, tháng 11 năm 2020

MỤC LỤC

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT	iii
DANH MỤC BẢNG	vii
DANH MỤC HÌNH	ix
MỞ ĐẦU	1
1. SỰ CẦN THIẾT, CƠ SỞ PHÁP LÝ CỦA NHIỆM VỤ XÂY DỰNG QUY HOẠCH	1
2. CĂN CỨ PHÁP LUẬT VÀ KỸ THUẬT CỦA VIỆC THỰC HIỆN ĐMC	3
2.1. Căn cứ pháp luật	3
2.1.1. Văn bản Luật và dưới Luật liên quan:	3
2.1.2. Các văn bản và chính sách định hướng phát triển	4
2.2. Căn cứ kỹ thuật	5
2.3. Phương pháp thực hiện ĐMC	6
2.3.1. Phương pháp thực hiện	6
2.3.2. Phương pháp khác	10
2.4. Tài liệu, dữ liệu thực hiện ĐMC	14
3. TỔ CHỨC THỰC HIỆN	15
3.1. Nhân sự	15
3.2. Tổ chức thực hiện	17
CHƯƠNG 1 TÓM TẮT NỘI DUNG QUY HOẠCH ĐIỆN	24
1.1. TÊN CỦA QUY HOẠCH	24
1.2. CƠ QUAN ĐƯỢC GIAO NHIỆM VỤ XÂY DỰNG QUY HOẠCH	24
1.2.1. Cơ quan được giao nhiệm vụ xây dựng quy hoạch	24
1.2.2. Tư vấn lập quy hoạch	24
1.3. MỐI QUAN HỆ CỦA QHĐVIII ĐƯỢC ĐỀ XUẤT VỚI CÁC QUY HOẠCH KHÁC CÓ LIÊN QUAN	24
1.3.1. Các quy hoạch khác có liên quan đến QHĐVIII	24
1.3.2. Mối quan hệ giữa QHĐVIII và quy hoạch, chiến lược đã được phê duyệt liên quan	26
1.4. MÔ TẢ TÓM TẮT NỘI DUNG CỦA QUY HOẠCH	31
1.4.1. Phạm vi không gian, thời gian của QHĐVIII	31
1.4.2. Các mục tiêu, quan điểm của quy hoạch và các quan điểm, mục tiêu về bảo vệ môi trường của quy hoạch	32
1.4.3. Các phương hướng phát triển của quy hoạch và phương án chọn	34

1.4.4. Các nội dung chính của quy hoạch.....	41
1.4.5. Các định hướng, giải pháp chính về bảo vệ môi trường của QHĐVIII	110
1.4.6. Các định hướng về bảo tồn thiên nhiên, đa dạng sinh học.....	114
1.4.7. Các giải pháp cơ chế, chính sách thực hiện QHĐVIII	116
1.4.8. Các chương trình, dự án đầu tư trọng điểm, ưu tiên.....	119
1.4.9. Phương án tổ chức thực hiện QHĐVIII	120
CHƯƠNG 2 PHẠM VI ĐÁNH GIÁ MÔI TRƯỜNG CHIẾN LƯỢC VÀ ĐIỀU KIỆN MÔI TRƯỜNG TỰ NHIÊN VÀ KINH TẾ XÃ HỘI	127
2.1. PHẠM VI KHÔNG GIAN VÀ THỜI GIAN CỦA ĐÁNH GIÁ MÔI TRƯỜNG CHIẾN LƯỢC	127
2.1.1. Phạm vi không gian	127
2.1.2. Phạm vi thời gian.....	128
2.2. ĐIỀU KIỆN MÔI TRƯỜNG TỰ NHIÊN VÀ KINH TẾ - XÃ HỘI	129
2.2.1. Điều kiện địa lý, địa chất, thổ nhưỡng	129
2.2.2. Điều kiện khí tượng, thủy văn/hải văn	139
2.2.3. Hiện trạng các thành phần môi trường tự nhiên.....	164
2.2.4. Hiện trạng môi trường sinh thái và tài nguyên sinh vật	202
2.2.5. Điều kiện về kinh tế.....	214
2.2.6. Điều kiện về xã hội.....	226
2.2.7. Đặc điểm các dân tộc thiểu số tại các vùng quy hoạch	228
2.2.8. Biến đổi khí hậu.....	231
CHƯƠNG 3 ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG CỦA QUY HOẠCH ĐIỆN ĐẾN MÔI TRƯỜNG	234
3.1. CÁC QUAN ĐIỂM, MỤC TIÊU VỀ BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG ĐƯỢC LỰA CHỌN	234
3.1.1. Các quan điểm, mục tiêu bảo vệ môi trường được lựa chọn.....	234
3.1.1. Các quan điểm thích ứng và giảm nhẹ biến đổi khí hậu được lựa chọn	240
3.2. ĐÁNH GIÁ SỰ PHÙ HỢP GIỮA MỤC TIÊU CỦA QHĐVIII VỚI MỤC TIÊU VỀ BVMT	242
3.2.1. Đánh giá các quan điểm và mục tiêu của QHĐVIII với mục tiêu về bảo vệ môi trường	242
3.2.2. Các quan điểm thích ứng và giảm nhẹ biến đổi khí hậu được lựa chọn	261
3.3. ĐÁNH GIÁ, SO SÁNH CÁC PHƯƠNG ÁN PHÁT TRIỂN ĐIỆN ĐỀ XUẤT VÀ LUẬN CHỨNG PHƯƠNG ÁN CHỌN.....	263
3.3.1. Các kịch bản đề xuất.....	264

3.3.2. Các cơ sở xem xét để tính toán huy động công suất nguồn ở các kịch bản đề xuất	267
3.3.3. Phân tích, so sánh các kịch bản và đề xuất kịch bản chọn	274
3.4. CÁC VẤN ĐỀ MÔI TRƯỜNG CHÍNH CỦA QHĐVIII	307
3.4.1. Luận chứng lựa chọn các vấn đề môi trường chính	307
3.4.2. Các vấn đề môi trường chính của QHĐVIII	309
3.5. DỰ BÁO XU HƯỚNG CỦA CÁC VẤN ĐỀ MÔI TRƯỜNG CHÍNH TRONG TRƯỜNG HỢP KHÔNG THỰC HIỆN QUY HOẠCH (PHƯƠNG ÁN 0).....	313
3.5.1. Nguyên nhân.....	313
3.5.2. Dự báo xu hướng biến đổi của các vấn đề môi trường chính.....	318
3.5.3. Đánh giá xu hướng phát thải khí nhà kính	351
3.6. ĐÁNH GIÁ, DỰ BÁO XU HƯỚNG CỦA CÁC VẤN ĐỀ MÔI TRƯỜNG CHÍNH TRONG TRƯỜNG HỢP THỰC HIỆN NHIỆM VỤ QUY HOẠCH.....	354
3.6.1. Đánh giá, dự báo tác động của quy hoạch đến môi trường.....	354
3.6.2. Các nguồn điện từ năng lượng tái tạo.....	379
3.6.3. Truyền tải điện.....	389
3.6.4. Đánh giá, dự báo xu hướng tác động của BĐKH trong việc thực hiện QHĐVIII.. ..	394
3.7. NHẬN XÉT VỀ MỨC ĐỘ CHI TIẾT, ĐỘ TIN CẬY CỦA CÁC DỰ BÁO.....	407
3.7.1. Mức độ chi tiết và tin cậy của dự báo	407
3.7.2. Những vấn đề còn thiếu độ tin cậy, lý do (chủ quan và khách quan).	408
CHƯƠNG 4 GIẢI PHÁP DUY TRÌ XU HƯỚNG TÍCH CỰC, HẠN CHẾ, GIẢM THIỂU XU HƯỚNG TIÊU CỰC CỦA CÁC VẤN ĐỀ MÔI TRƯỜNG CHÍNH TRONG QUÁ TRÌNH THỰC HIỆN QUY HOẠCH.....	411
4.1. Các nội dung của QHĐVIII đã được điều chỉnh trên cơ sở kết quả của ĐMC.....	411
4.1.1. Các đề xuất, kiến nghị từ kết quả của ĐMC.....	411
4.1.2. Các nội dung của quy hoạch đã được điều chỉnh.....	421
4.2. Các giải pháp duy trì xu hướng tích cực, hạn chế, giảm thiểu xu hướng tiêu cực trong quá trình thực hiện quy hoạch.....	434
4.2.1. Các giải pháp duy trì xu hướng tích cực	434
4.2.2. Các giải pháp hạn chế, giảm thiểu xu hướng tiêu cực.....	436
4.2.3. Các giải pháp về công nghệ, kỹ thuật.....	452
4.2.4. Định hướng về đánh giá tác động môi trường (ĐTM)	458
4.2.5. Giải pháp trao đổi hợp tác phát triển liên kết điện vùng ASEAN và GMS	462

4.2.6. Các đề xuất, kiến nghị điều chỉnh các chiến lược, quy hoạch liên quan.....	462
4.3. Các giải pháp giảm nhẹ, thích ứng với biến đổi khí hậu.....	463
4.3.1. Các giải pháp giảm nhẹ	463
4.3.2. Các giải pháp thích ứng	464
CHƯƠNG 5 KẾ HOẠCH QUẢN LÝ, GIÁM SÁT MÔI TRƯỜNG	477
5.1. Chương trình quản lý môi trường.....	477
5.2. Chương trình Giám sát môi trường	477
5.2.1. Mục tiêu giám sát	478
5.2.2. Trách nhiệm thực hiện giám sát	479
5.2.3. Nội dung giám sát.....	479
5.2.4. Nguồn lực cho giám sát.....	480
5.3. Cách thức phối hợp giữa các cơ quan trong quá trình thực hiện.....	480
5.4. Chế độ báo cáo môi trường trong quá trình thực hiện.....	481
CHƯƠNG 6 THAM VẤN TRONG QUÁ TRÌNH THỰC HIỆN ĐÁNH GIÁ MÔI TRƯỜNG CHIẾN LƯỢC	483
6.1. Thực hiện tham vấn	483
6.1.1. Mục tiêu tham vấn	483
6.1.2. Hình thức tham vấn và đối tượng tham gia	483
6.2. Nội dung tham vấn	484
6.2.1. Phiếu tham khảo ý kiến chuyên gia.....	484
6.2.2. Nội dung tham vấn theo hình thức hội thảo	484
6.3. Kết quả tham vấn.....	485
6.3.1. Phiếu tham khảo ý kiến chuyên gia.....	485
6.3.2. Kết quả các Hội thảo	487
KẾT LUẬN, KIẾN NGHỊ VÀ CAM KẾT.....	488
1. Về mức độ ảnh hưởng tiêu cực lên môi trường của Quy hoạch.....	488
2. Về hiệu quả của ĐMC	491
3. Những vấn đề cần tiếp tục nghiên cứu trong quá trình thực hiện Quy hoạch và kiến nghị hướng xử lý	494
TÀI LIỆU THAM KHẢO	496

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

ADB	Nhân hàng phát triển Châu Á
APEC	Diễn đàn Hợp tác Kinh tế châu Á - Thái Bình Dương
ASEAN	Hiệp hội các quốc gia Đông Nam Á
ATMT	An toàn môi trường
ATNĐ	Áp thấp nhiệt đới
BAU	Kịch bản phát triển thông thường
BCT, MOIT	Bộ Công Thương
BĐKH	Biến đổi khí hậu
BKHĐT	Bộ Kế hoạch và Đầu tư
BNNPTNT	Bộ Nông nghiệp và Phát triển nông thôn
BTNTM	Bộ Tài nguyên và Môi trường
BVMT	Bảo vệ Môi trường
CNN	Cụm Công nghiệp
CDM	Cơ chế phát triển sạch
CIF	Giá thành, bảo hiểm và cước phí
CLMTKK	Chất lượng môi trường không khí
COP21	Hội nghị Liên Hiệp Quốc về Biến đổi Khí hậu 2015
CPI	Chỉ số giá tiêu dùng
CSP	Công nghệ hội tụ năng lượng mặt trời
CTR	Chất thải rắn
CTRSH	Chất thải rắn sinh hoạt
DEA	Cơ quan Năng lượng Thụy Điển
DSM	Quản lý nhu cầu điện năng
DTTS	Dân tộc thiểu số
DVHST	Dịch vụ hệ sinh thái
ĐBSCL	Đồng bằng Sông Cửu Long
ĐBSH	Đồng bằng Sông Hồng
ĐDSH	Đa dạng sinh học
ĐG	Điện gió
ĐMC, SEA	Đánh giá môi trường chiến lược
ĐMN	Điện mặt trời mái nhà
DTM, IEA	Đánh giá tác động môi trường

ĐZ	Đường dây
EPC	Hợp đồng thiết kế, cung cấp thiết bị công nghệ và thi công xây dựng công trình
EREA	Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo
EUTAF	Hỗ trợ kỹ thuật của Châu Âu
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
EVNNPC	Tổng Công ty Điện lực miền Bắc
EVNSPC	Tổng Công ty Điện lực miền Nam
EVNCPC	Tổng Công Ty Điện lực Miền Trung
EVNHANOI	Tổng công ty Điện lực thành phố Hà Nội
EVNHCMC	Tổng công ty Điện lực thành phố Hồ Chí Minh
FAO	Tổ chức Lương thực và Nông nghiệp Liên Hiệp Quốc
FDI	Đầu tư trực tiếp nước ngoài
F/S	Nghiên cứu khả thi
JICA	Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản
HAPUA	Hội nghị của lãnh đạo ngành điện các nước ASEAN
HST	Hệ sinh thái
HTĐ	Hệ thống điện
HVDC	Truyền tải điện cao áp một chiều
ICE	Động cơ đốt trong
ICOR	Hệ số hiệu quả sử dụng vốn
IMF	Quỹ tiền tệ quốc tế
IRENA	Cơ quan Năng lượng tái tạo Quốc tế
IRR	Tỷ suất thu nhập nội bộ
IUCN	Liên minh Bảo tồn Thiên nhiên Quốc tế
GDP	Tổng sản phẩm quốc nội
GIZ	Tổ chức Hợp tác Quốc tế Đức
GTGH	Giá trị giới hạn
KBT	Khu bảo tồn
KCN	Khu Công nghiệp
KCX	Khu Chế xuất
KHCN	Khoa học công nghệ
KIGAM	Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản Hàn Quốc

KNK	Khí nhà kính
KSH	Khí sinh học
KTTV	Khí tượng thủy văn
KTXH	Kinh tế xã hội
LNG	Khí tự nhiên hóa lỏng
LVS	Lưu vực sông
LVHTS	Lưu vực hệ thống sông
NDC	Cam kết quốc gia tự đóng góp
NĐMT	Nhiệt điện mặt trời
NMĐHN	Nhà máy điện hạt nhân
NMT	Nhiệt mặt trời
NMNĐ	Nhà máy nhiệt điện
NLMT	Năng lượng mặt trời
NLSK	Năng lượng sinh khối
NLTT	Năng lượng tái tạo
NPT	Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia
NPV	Giá trị hiện tại thuần
MEPS	Mức hiệu suất năng lượng tối thiểu
O&M	Vận hành và bảo dưỡng
OECD	Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế
PPA	Hợp đồng mua bán điện
PECC1	Công ty Cổ phần Tư vấn và Xây dựng Điện 1
Pre F/S	Nghiên cứu tiền khả thi
PPP	Hình thức đầu tư đối tác công
PTBV	Phát triển bền vững
QCVN	Quy chuẩn Việt Nam
QCXDVN	Quy chuẩn xây dựng Việt Nam
QHĐVIIHC	Quy hoạch Điện VII hiệu chỉnh
QHĐVIII, PDP8	Quy hoạch Điện VIII
QHPTĐL	Quy hoạch Phát triển Điện lực
QGBVMT	Quốc gia bảo vệ môi trường
QLNCNL	Quản lý nhu cầu năng lượng
RNM	Rừng ngập mặn

SCGT	Tuabin khí chu trình đơn
SEMLA	Chương trình Hợp tác Việt Nam và Thụy Điển về Tăng cường Quản lý Đất đai và Môi trường
SIDA	Tổ chức hợp tác phát triển quốc tế Thụy Điển
SPV	Công nghệ quang điện
TBA	Trạm biến áp
TBKHH	Tuabin khí chu trình hỗn hợp
TBNN	Trung bình nhiều năm
TCT	Tổng công ty
TĐTN	Thủy điện tích năng
TFP	Năng suất nhân tố tổng hợp
TKV	Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam
TLM	Tổng lượng mưa
TNDT	Thu nhập doanh nghiệp
TNMT	Tài nguyên môi trường
TMĐT	Tổng mức đầu tư
UBND	Ủy ban nhân dân
USAID	
USC	Công nghệ trên siêu tới hạn
VAT	Thuế giá trị gia tăng
VDB	Ngân hàng phát triển Việt Nam
VIGMR	Viện Khoa học Địa chất và Khoáng sản
VLEEP	Chương trình Năng lượng phát thải thấp Việt Nam
VLXD	Vật liệu xây dựng
VNEEP	Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả
VNL, IE	Viện Năng Lượng
WB	Ngân hàng thế giới
WHO	Tổ chức Y tế Thế giới
WWF	Tổ chức Quốc tế về Bảo tồn Thiên nhiên
XHCN	Xã hội chủ nghĩa
XLNT	Xử lý nước thải

DANH MỤC BẢNG

Bảng MD - 1: Các phương pháp đánh giá áp dụng cho các vấn đề môi trường chính của ĐMC	10
Bảng MD - 2: Danh sách các chuyên gia của tổ ĐMC của QHĐVIII	15
Bảng 1 1: Điểm số đánh giá theo các kịch bản phát triển nguồn điện	40
Bảng 1 2: Chi phí sử dụng đất cho các công trình điện mặt trời quy mô lớn	48
Bảng 1 3: Mức thuế CO2 áp dụng tại một số nước trên thế giới.....	50
Bảng 1 4: Chi phí đầu tư mới lưới điện và tổn thất truyền tải điện liên vùng.....	52
Bảng 1 6: Thống kê số lượng dự án và quy mô ĐMN	59
Bảng 1 7: Các chỉ tiêu kinh tế, xã hội sử dụng cho kịch bản cơ sở.....	61
Bảng 1 8: Các thông số của biểu đồ năm	64
Bảng 1 9: Công suất cực đại Pmax (MW) của các tháng trong năm	65
Bảng 1 10: Các thông số chính của biểu đồ ngày làm việc điển hình.....	66
Bảng 1 10: Sản lượng than tiêu thụ cho sản xuất điện giai đoạn 2010-2019 (triệu tấn) ...	67
Bảng 1 11: Thị trường tiêu thụ khí tự nhiên trong nước	67
Bảng 1 13: Danh mục các dự án thủy điện tích năng có thể phát triển tại Việt Nam ...	70
Bảng 1 14: Trữ lượng khí tự nhiên đã được chứng minh và số năm khai thác còn lại của các nước có tiềm năng lớn.....	73
Bảng 1 15: Dự báo quy mô sản xuất khí tự nhiên trên thế giới (kịch bản thông thường) - Đơn vị: tỷ m3	74
Bảng 1 16: Dự báo giá than đến 2050	75
Bảng 1 17: Dự báo giá khí đến 2050	76
Bảng 1 18: Dự báo giá sản phẩm xăng, dầu trong nước đến 2050.....	76
Bảng 1 19: Dự báo giá sinh khối trong nước đến 2050.....	77
Bảng 1 20: Quy hoạch phát triển điện gió các tỉnh	78
Bảng 1 21. Thống kê số lượng dự án và tổng công suất điện gió theo các vùng	78
Bảng 1 22: Danh sách các nhà máy điện sinh khối sản xuất điện độc lập	81
Bảng 1 23: Quy định khoảng cách vùng đệm và các vùng loại trừ.....	84
Bảng 1 24: Tiềm năng kỹ thuật điện gió trên đất liền theo các vùng.....	85
Bảng 1 25: Tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi theo các vùng.....	85
Bảng 1 26: Tiềm năng kỹ thuật ĐMT mặt đất	86
Bảng 1 27: Tiềm năng kỹ thuật ĐMT trời áp mái.....	86
Bảng 1 28: Tiềm năng kỹ thuật ĐMT trên mặt nước	87

Bảng 1 29: Tiềm năng kỹ thuật nguồn NLSK.....	87
Bảng 1 30: Tổng hợp tiềm năng lý thuyết đến năm 2030	88
Bảng 1 31: Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật điện rác	89
Bảng 1 32: Tiềm năng kỹ thuật thủy điện nhỏ phân theo các tỉnh	90
Bảng 1 33: Thống kê các nguồn nước nóng theo nhiệt độ và vùng	91
Bảng 1 34: Tổng hợp tiềm năng địa nhiệt theo các vùng	92
Bảng 1 35: Tiềm năng lý thuyết các vị trí nguồn năng lượng địa nhiệt.....	93
Bảng 1 36: Tiềm năng kỹ thuật năng lượng địa nhiệt	93
Bảng 1 37: Lượng chất thải chăn nuôi	93
Bảng 1 38: Tiềm năng lý thuyết điện khí sinh học.....	94
Bảng 1 39: Tiềm năng kỹ thuật điện khí sinh học.....	94
Bảng 1 40: Tổng hợp quy mô nguồn điện đưa vào quy hoạch giai đoạn đến năm 2045	97
Bảng 1 41: Cơ cấu công suất đặt nguồn điện theo các loại hình chủ đầu tư.....	98
Bảng 1 42. Cân bằng điện năng toàn quốc theo vùng giai đoạn đến năm 2045.....	98
(năm nước trung bình)	98
Bảng 1 44: Kết quả tính toán lựa chọn số giờ lưu trữ của pin tích năng (từ mô hình Balmorel)	100
Bảng 1 45: Điện năng phát của 2 loại hình pin tích năng và thủy điện tích năng khi đưa vào hệ thống (kết quả từ mô hình Balmorel).....	100
Bảng 1 46: Khối lượng lưới điện truyền tải xây dựng theo từng giai đoạn	102
Bảng 1 47: Tổng hợp vốn đầu tư nguồn điện giai đoạn 2021-2030.....	105
Bảng 1 48: Tổng hợp vốn đầu tư nguồn điện 2031- 2045.....	105
Bảng 1 49: Tổng hợp vốn đầu tư các công trình lưới điện giai đoạn 2021-2045.....	106
Bảng 1 50: Tổng hợp vốn đầu tư phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021 - 2045	107
Bảng 1 51: Cơ cấu vốn đầu tư ngành điện giai đoạn 2021-2045	109
Bảng 2-1: Cường độ bức xạ mặt trời ngày trong năm và số giờ nắng của một số khu vực khác nhau ở Việt Nam.	140
Bảng 2.2: Độ ẩm trung bình tại một số trạm quan trắc ở khu vực Tây Bắc.....	140
Bảng 2-3: Tổng lượng mưa tại một số trạm quan trắc ở khu vực Tây Bắc.....	141
Bảng 2-4: Tổng lượng mưa tại một số trạm quan trắc ở khu vực Đông Bắc	142
Bảng 2-5: Độ ẩm trung bình tại một số trạm quan trắc ở khu vực đồng bằng sông Hồng	143
Bảng 2-6: Tổng lượng mưa tại một số trạm quan trắc thuộc khu vực đồng bằng sông Hồng	143

Bảng 2-7: Độ ẩm trung bình tại một số trạm quan trắc ở khu vực Bắc Trung Bộ	144
Bảng 2-8: Tổng lượng mưa tại một số trạm quan trắc ở khu vực Bắc Trung Bộ	145
Bảng 2-9: Mức nước biển trung bình tại một số trạm quan trắc	161
Bảng 2-10: Thực trạng suy thoái đất trên phạm vi toàn quốc	164
Bảng 2-11: Mức AQI đại diện chất lượng không khí ảnh hưởng đến sức khỏe	188
Bảng 2-12: Tỷ lệ số mẫu vượt chuẩn trong năm đối với các thông số.....	196
Bảng 2-13: Lượng CTR được xử lý bình quân 1 ngày giai đoạn 2015 - 2017	198
Bảng 2-14: Thành phần CTR ở các bãi rác điển hình tại Việt Nam	201
Bảng 2-15: Thống kê thành phần CTR theo hàm lượng	202
Bảng 2-16: Các hệ sinh thái biển và ven bờ chính	211
Bảng 2-17: Tỷ lệ đi học của người dân tộc thiểu số theo cấp học, giới tính theo từng vùng kinh tế - xã hội.....	230
Bảng 2-18: Tỷ lệ hộ DTTS nghèo, cận nghèo và hộ được hỗ trợ tiền/ vật chất của các xã vùng dân tộc thiểu số theo vùng kinh tế - xã hội.....	230
Bảng 2-19: Tỷ lệ thôn thuộc các xã vùng DTTS theo tình trạng tiếp cận điện tính đến 01/10/2019	231
Bảng 2-20: Tỷ lệ xã vùng dân tộc thiểu số có trạm y tế theo mức độ kiên cố và có trạm đạt chuẩn quốc gia	231
Bảng 3.1: Đánh giá sự phù hợp của quan điểm, mục tiêu của quy hoạch với quan điểm, mục tiêu BVMT của quốc gia	243
Bảng 3.2: Các quan điểm thích ứng và giảm nhẹ biến đổi khí hậu được lựa chọn.....	261
Bảng 3.3: Tiềm năng các loại hình NLTT của Việt Nam	270
Bảng 3.4: Khả năng xuất hiện nguồn điện hạt nhân theo các mức giá CO2	273
Bảng 3.5: Tiêu thụ than ở các kịch bản điện (triệu tấn)	277
Bảng 3.6: Lượng khí tiêu thụ ở các kịch bản điện (triệu tấn).....	278
Bảng 3.7: Chi phí đầu tư xây dựng nhà máy điện các giai đoạn ở các kịch bản điện.....	281
Bảng 3.8: Tổng lượng phát thải NOx (tấn)	282
Bảng 3.9: Tổng lượng phát thải SO2 (tấn)	283
Bảng 3.10: Tổng lượng phát thải PM2.5 (tấn)	283
Bảng 3.11. Tỷ lệ giảm phát thải CO2 của các kịch bản so với kịch bản KB0A_QHĐ7HC	284
Bảng 3.12: Đánh giá mức độ an ninh năng lượng của các kịch bản chính	286
Bảng 3.13: Cơ cấu nguồn điện theo PA2	287
Bảng 3.14: Sự thay đổi quy mô công suất các loại hình nguồn điện của 2 phương án.....	288

Bảng 3.15: So sánh truyền tải trên hướng Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ của 2 phương án nguồn điện	289
Bảng 3.16: Nhu cầu than nhập khẩu cho sản xuất điện theo vùng (Năm nước TB) ...	290
Bảng 3.7: Nhu cầu than nhập khẩu cho sản xuất điện theo vùng (Năm khô hạn)	290
Bảng 3.18: Tiêu thụ khí trong nước cho sản xuất điện giai đoạn đến 2045	291
Bảng 3.19: Nhu cầu LNG cho sản xuất điện đến năm 2045 (năm nước trung bình)..	291
Bảng 3.20: Nhu cầu LNG cho sản xuất điện đến năm 2045 (năm nước khô hạn).....	291
Bảng 3.21: Nhu cầu nhiên liệu của các nhà máy điện chạy dầu.	292
Bảng 3.22: Tổng hợp nhu cầu nhiên liệu cho kịch bản phụ tải cơ sở (nước TB)	292
Bảng 3.23: Tổng hợp so sánh các kịch bản tính toán	294
Bảng 3.24: Bảng xếp hạng các kịch bản mục tiêu.....	299
Bảng 3.25: Cơ cấu công suất nguồn điện của kịch bản lựa chọn (KB1B_CLNLTT).301	
Bảng 3.26: Tổng vốn đầu tư phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021 – 2045.	306
Bảng 3.27: Các vấn đề môi trường chính trong ĐMC của QHĐVIII	309
Bảng 3.28: Nhóm các vấn đề môi trường chính phân theo các phân ngành điện trong ĐMC của QHĐVIII	311
Bảng 3.29. Các dự án nhiệt điện đã được quy hoạch vào giai đoạn 2016-2020 chậm tiến độ	313
Bảng 3.30. Danh sách các dự án nguồn điện khí LNG đã được bổ sung quy hoạch và than dự kiến chuyển đổi sang khí	315
Bảng 3.31. Tổng phát thải khí ô nhiễm theo kịch bản KB0A_QHĐ7HC.....	318
Bảng 3.32. Giá trị phát thải các chất ô nhiễm từ nhiệt điện kịch bản KB1B-CLNLTT. ..	354
Đơn vị: tấn	354
Bảng 3.33. Nhu cầu sử dụng đất cho điện mặt trời theo từng giai đoạn	382
Bảng 3.34. Nhu cầu sử dụng đất cho điện gió trên bờ và ven bờ theo từng giai đoạn	383
Bảng 3.35. Các vấn đề môi trường chính của điện sinh khối.....	388
Bảng 3.36. Tổng hợp tiềm năng nhập khẩu điện từ các nước láng giềng	391
Bảng 3.37. Quy mô nhập khẩu điện dự kiến	392
Bảng 3.38. Nhu cầu sử dụng đất cho đường dây giai đoạn 2021-2045	393
Bảng 3.39. Giá trị phát thải khí CO2.....	395
Bảng 3.40. Thống kê thiệt hại hàng năm do thiên tai của quốc gia	401
Bảng 4 1: So sánh truyền tải trên hướng Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ của 2 phương án nguồn điện	428

Bảng 4 2: So sánh về phát thải CO ₂ của 2 Phương án nguồn (Đơn vị: triệu tấn CO ₂)	429
Bảng 4 3: Cơ cấu công suất đặt nguồn điện của kịch bản chọn KB1B_CLNLTT	433
Bảng 4 4: Mục tiêu về giảm nhu cầu điện/năng lượng theo một số văn bản pháp luật	447
Bảng 4 5: Mức thuế CO ₂ áp dụng tại một số nước trên thế giới	458
Bảng 4 6: Chi phí sử dụng đất cho các công trình điện mặt trời quy mô lớn	460
Bảng 4 7: Mục tiêu về giảm nhu cầu điện/năng lượng theo một số văn bản pháp luật	463
Bảng KL.1. Giá trị phát thải các chất ô nhiễm từ nhiệt điện kịch bản KB1B-CLNLTT. .	488

DANH MỤC HÌNH

Hình MĐ - 1. Các mô hình tính toán các kịch bản quy hoạch	9
Hình MĐ - 2: Các bước thực hiện ĐMC	18
Hình MĐ - 3: Sơ đồ các bước thực hiện ĐMC của QHĐVIII	19
Hình MĐ - 4: Quá trình lồng ghép của ĐMC và QHĐVIII	23
Hình 1 1: Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng điện năng sản xuất trong nước theo các kịch bản về mục tiêu năng lượng tái tạo (Kịch bản 1, 2, 3)	37
Hình 1 2: Dự báo chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải tại Việt Nam.....	49
Hình 1 3: Giá CO ₂ theo đề xuất của EU trong chương trình hỗ trợ QHĐVIII (tháng 6/2020)	51
Hình 1 4: Chi phí đầu tư các dự án điện NLTT và lưới điện trung bình của thế giới...53	
Hình 1 5: Dự báo tăng trưởng GDP của Việt Nam giai đoạn 2021-2050	62
Hình 1 6: Tăng trưởng và tỷ trọng điện thương phẩm theo ngành giai đoạn 2021-2050	62
Hình 1 7: Sự thay đổi của hệ số đàn hồi điện so với GDP ở Kịch bản cơ sở.....	63
Hình 1 8: Thu nhập đầu người và cường độ điện/ người của Việt Nam.....	63
Hình 1 9: Tiêu thụ điện và thu nhập bình quân đầu người của một số quốc gia giai đoạn 1970-2017	64
Hình 1 10: Biểu đồ năm của ngày làm việc điển hình	65
Hình 1 11: Nhu cầu khí LNG của các nhà máy điện khí hiện có tại Đông Nam Bộ	71
Hình 1 12: Tình hình phát triển dự án điện mặt trời ở Việt Nam.....	79
Hình 1 13: Tình hình phát triển điện mặt trời áp mái tại Việt Nam	80
Hình 2 1: Sơ đồ vùng nghiên cứu.....	127
Hình 2-2: Nhiệt độ trung bình và thấp nhất ngày vào tháng 5 trong những năm gần đây	141
Hình 2 3: Bản đồ dự báo phân bố độ mặn khu vực đồng bằng sông Cửu Long	151
Hình 2-4: Phân vùng nguy cơ bão cho các vùng ven biển Việt Nam	154
Hình 2-5: Phân vùng nguy cơ lũ quét vủa Việt Nam	156
Hình 2-6: Phân bố hạn hán trên lãnh thổ Việt Nam	157
Hình 2-7: Tần suất hạn hán trung bình năm của Việt Nam.....	158
Hình 2-8: Tần suất rét đậm, rét hại trung bình năm của Việt Nam	159
Hình 2 9: Diện tích đất bị thoái hóa ở một số vùng trong cả nước	165
Hình 2 10. Tỷ lệ giá trị WQI tại các điểm quan trắc thuộc các lưu vực sông trên cả nước giai đoạn 2014 - 2018	172

Hình 2 11: Diễn biến giá trị WQI trên các sông thuộc LVS Hồng – Thái Bình giai đoạn 2014 - 2018.....	173
Hình 2 12: Tỷ lệ % vượt QCVN 08-MT:2015/BTNMT (A2) của một số thông số trên LVS Hồng - Thái Bình năm 2017 - 2018.....	174
Hình 2 13: Diễn biến giá trị WQI trên các sông thuộc LVS Cầu giai đoạn 2014 - 2018.	175
Hình 2 14: Diễn biến chất lượng nước sông Cầu năm 2017 - 2018.....	176
Hình 2 15: Giá trị BOD5 trên sông Bằng Giang và phụ lưu giai đoạn 2014 - 2018...	177
Hình 2 16: Diễn biến giá trị COD trên sông Kỳ Cùng và phụ lưu giai đoạn 2014 - 2018	177
Hình 2 17: Diễn biến giá trị WQI trên LVS Mã giai đoạn 2014 - 2018	178
Hình 2 18: Tỷ lệ % vượt QCVN 08-MT:2015/BTNMT (A2) của một số thông số trên LVS Cà năm 2017 - 2018.....	179
Hình 2 19: Tỷ lệ % vượt QCVN 08-MT:2015/BTNMT (A2) của một số thông số trên LVS Vu Gia – Thu Bồn giai đoạn 2014 - 2018.....	180
Hình 2 20: Diễn biến thông số Amoni trên LVS Trà Khúc giai đoạn 2014 - 2018	181
Hình 2-21: Mức độ ô nhiễm ở một số đô thị ở Việt Nam	187
Hình 2 22: Diễn biến nồng độ bụi mịn PM2.5 trung bình năm tại các trạm quan trắc tự động đặt tại Hà Nội, Phú Thọ, Quảng Ninh và Đà Nẵng giai đoạn 2013 -2018.....	192
Hình 2 23: Diễn biến nồng độ TSP tại một số đô thị Thừa Thiên-Huế, Đà Nẵng, TP. Hồ Chí Minh, Bình Dương, Đồng Nai, giai đoạn 2016 - 2018.....	192
Hình 2 24: Giá trị TSP ở vùng kinh tế trọng điểm miền Trung 6 đợt năm 2019	194
Hình 2 25: Phân loại CTR theo nguồn phát sinh và tính chất	198
Hình 2-26: Phân bố các loài cá ở Việt Nam	210
Hình 2-27: Cơ cấu xã vùng dân tộc miền núi và dân tộc thiểu số so với cả nước	229
Hình 3.1: Cơ cấu công suất theo các kịch bản (không bao gồm điện nhập khẩu)	275
Hình 3.2: Cơ cấu điện năng theo các kịch bản (chưa bao gồm điện năng nhập khẩu).....	277
Hình 3.3: Chênh l_TN tnh 3.4: Chênh l_TNLT í thấp nhất (khi tính thêm chi phí ngoại sinh	280
Hình 3.4. Mức phát thải CO2 của các kịch bản.....	285
Hình 3.5: Chi phí truyền tải so với kịch bản KB0A_QHĐ7HC.....	286
Hình 3.6: Cơ cấu công suất nguồn điện theo vùng của kịch bản chọn	300
Hình 3.7: So sánh quy mô công suất nguồn điện đã thực hiện và theo quy hoạch năm 2020.	314
Hình 3.8: Mức độ tác động cộng hưởng do các dự án nhiệt điện theo kịch bản KB0A-QHĐ7HC	322

Hình 3.9. Vùng bị ảnh hưởng đến tài nguyên đất do BĐKH ở Việt Nam	352
Hình 3.10: Giá trị phát thải khí thải khí ô nhiễm ở kịch bản chọn theo các năm.....	355
Hình 3.11: Giá trị REF 1 \s dưới.ữa kịch bản không có QHĐVIII và kịch bản chọn của QHĐVIII đ.....	356
Hình 3.12: Tiêu thụ khí ở hai kịch bản K01B_CLNLTT và KB0A-QHĐ7HC	357
Hình 3.13: Bản đồ phân vùng thiên tai.....	403
Hình 3.14: Bản đồ phân vùng hiểm họa ở Việt Nam	404
Hình 3.15: Bản đồ phân vùng rủi ro thiên tai	406
Hình 4 1: Cơ cấu công suất nguồn điện theo các mốc thời gian quy hoạch	434
Hình 4 2: Cơ cấu điện năng của các loại hình nguồn điện (năm nước trung bình).....	435
Hình 4 3: Dự báo chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải tại Việt Nam.....	457
Hình 4 4: Giá CO2 theo đề xuất của EU trong chương trình hỗ trợ QHĐVIII (tháng 6/2020)	458

MỞ ĐẦU

1. SỰ CẦN THIẾT, CƠ SỞ PHÁP LÝ CỦA NHIỆM VỤ XÂY DỰNG QUY HOẠCH

Chính sách của Đảng và Nhà nước Việt Nam từ trước tới nay luôn chú trọng phát triển ngành điện lực với chủ trương điện lực phải đi trước một bước, là hạ tầng quan trọng chủ chốt cho phát triển kinh tế – xã hội. Nghị quyết số 13/NQ-TW của Ban chấp hành Trung ương Đảng khoá XI, ngày 16/1/2012 về xây dựng hệ thống kết cấu hạ tầng đồng bộ đã nêu: *"Về hạ tầng cung cấp điện, bảo đảm cung cấp đủ điện cho sản xuất và sinh hoạt, đáp ứng yêu cầu công nghiệp hoá, hiện đại hoá đất nước; đi đôi với tiết kiệm, giảm tiêu hao điện năng"*

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 nhận xét: *"Trải qua các kỳ quy hoạch, công tác đầu tư xây dựng nguồn và lưới điện đã cơ bản đáp ứng được nhu cầu điện cho phát triển kinh tế xã hội và an ninh quốc phòng của đất nước. Các dự án, công trình trọng điểm, cấp bách của ngành điện mà nòng cốt là 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"*. Nghị quyết số 55/NQ-TW của Bộ Chính trị ngày 11/02/2020 đã đánh giá việc phát triển ngành năng lượng nói chung và phân ngành điện nói riêng như sau: *"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 hoá dầu phát triển mạnh; sản lượng khai thác dầu khí tăng cao, hình thành được một số cơ sở lọc hoá 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"*.

Việt Nam trong những năm qua duy trì mức tăng trưởng cao về kinh tế trên thế giới (tăng trưởng GDP bình quân hàng năm khoảng 6% đến 7%). Để đáp ứng nhu cầu phát triển này, tốc độ tăng trưởng nhu cầu sử dụng điện của Việt Nam đạt trung bình khoảng 10%/năm trong giai đoạn vừa qua. Việc lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2045 thực sự cần thiết để xác định quy mô, danh mục đầu tư nguồn và lưới điện; để kêu gọi và thu hút các nhà đầu tư trong các lĩnh vực sản xuất và phân phối điện; đồng thời quy hoạch điện cũng là tài liệu quan trọng là cơ sở để các cơ

quan quản lý nhà nước kiểm soát phát triển bền vững năng lượng trong các hoạt động đầu tư, sản xuất, truyền tải và phân phối điện.

Ngày 18/3/2016, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành quyết định số 428/QĐ – TTg phê duyệt Điều chỉnh quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia giai đoạn 2011 – 2020, có xét đến năm 2030. Trải qua hơn 4 năm thực hiện, mặc dù gặp nhiều khó khăn, thách thức nhưng ngành điện về cơ bản đã đảm bảo cung cấp điện an toàn, tin cậy, đáp ứng được nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và an ninh, quốc phòng của đất nước. Tới thời điểm hiện tại, đã có nhiều biến động lớn trong phát triển điện lực: Quốc hội đã quyết định tạm dừng đầu tư nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận; Quyết định số 11/2017/QĐ – TTg về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam (hiện đã hết hiệu lực), Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg được sửa đổi bổ sung tại Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam đã tạo ra sự bùng nổ của các dự án năng lượng tái tạo như điện mặt trời, điện gió (chủ yếu là các nhà đầu tư tư nhân); sự chậm trễ và khó khăn trong việc xây dựng các nhà máy nhiệt điện lớn (đặc biệt là các nhà máy điện sử dụng than); sự phát triển nhanh của công nghệ năng lượng tái tạo gần đây (đặc biệt là công nghệ điện mặt trời), dẫn tới khả năng giảm sâu giá thành sản xuất của loại hình này; Những biến động này có tác động lớn tới quá trình phát triển điện lực của Việt Nam, vì vậy việc lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm 2045 là nhiệm vụ cấp bách và có tính thời sự cao. Hơn nữa, quy hoạch phát triển điện lực là một trong các quy hoạch ngành thuộc phụ lục 1 ban hành kèm theo Luật Quy hoạch số 21/2017/QH14. Căn cứ Điều 18 của Luật Quy hoạch quy định Cơ quan lập quy hoạch có trách nhiệm tổ chức lập báo cáo Đánh giá môi trường chiến lược (ĐMC) và báo cáo ĐMC phải được lập, thẩm định đồng thời với quá trình lập thẩm định quy hoạch.

Trong tương lai, sự phát triển của ngành Điện ngày càng gặp nhiều thách thức lớn hơn trong việc thoả mãn nhu cầu tăng trưởng kinh tế quốc dân và cải thiện đời sống nhân dân. Có thể nêu ra một số thách thức lớn đối với ngành điện là: nhu cầu điện đang và còn tiếp tục tăng trưởng nhanh; nguồn năng lượng sơ cấp đang cạn dần và khả năng cung cấp nguồn năng lượng sơ cấp hạn chế, dẫn đến sớm phải nhập khẩu nhiên liệu; xây dựng nhiều nguồn điện không theo sát quy hoạch, phân bố trên vùng miền mất cân đối dẫn đến tăng thêm lượng điện truyền tải lãng phí, tổn thất truyền tải còn cao; sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo như gió, mặt trời....

Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm 2045 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Nhiệm vụ tại quyết định số 1264/QĐ-TTg ngày 1/10/2019, gọi tắt là QHĐVIII.

Theo quy định tại điều 13 của Luật Bảo vệ Môi trường năm 2014 và danh mục đối tượng phải thực hiện Đánh giá môi trường chiến lược tại tiểu mục 1, phụ lục I, mục I của Nghị định số 40/2019/NĐ-CP ngày 13 tháng 5 năm 2019 của Chính phủ về Sửa đổi, bổ

sung một số phụ lục của Nghị định số 18/2015/NĐ-CP ngày 14 tháng 02 năm 2015 của chính phủ 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; Nghị định số 19/2015/NĐ-CP ngày 14 tháng 02 năm 2015 của chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của luật bảo vệ môi trường và Nghị định 38/2015/NĐ-CP ngày 24 tháng 4 năm 2015 của chính phủ quy định về quản lý chất thải và phế liệu, thì quy hoạch này là đối tượng phải thực hiện đánh giá môi trường chiến lược. Báo cáo ĐMC sẽ được trình Bộ TNMT xem xét thẩm định. Báo cáo kết quả thẩm định báo cáo ĐMC là căn cứ để Chính phủ xem xét phê duyệt QHĐVIII.

2. CĂN CỨ PHÁP LUẬT VÀ KỸ THUẬT CỦA VIỆC THỰC HIỆN ĐMC

2.1. Căn cứ pháp luật

2.1.1. Văn bản Luật và dưới Luật liên quan:

- Luật Biên Việt Nam số 18/2012/QH13 của Quốc hội ban hành ngày 21/6/2012.
- Luật Tài nguyên nước số 17/2012/QH13 của Quốc hội ban hành ngày 21/6/2012.
- Luật Điện lực và Luật Bổ sung sửa đổi Luật điện lực số 24/2012/QH13;
- Luật đất đai số 45/2013/QH13 được Quốc hội ban hành ngày 29/11/2013;
- Luật bảo vệ môi trường số 55/2014/QH13 được Quốc hội ban hành ngày 3/6/2014;
- Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo số 82/2015/QH13.
- Luật Lâm nghiệp số 16/2017/QH14 được Quốc hội ban hành ngày 15/11/2017
- Luật Quy hoạch số 21/2017/QH14 được Quốc hội ban hành ngày 24/11/2017;
- Luật Đa dạng sinh học số 20/2008/QH12. Luật số 35/2018/QH14 về sửa đổi, bổ sung một số điều của 37 Luật có liên quan đến quy hoạch, có hiệu lực kể từ ngày 01/01/2019. Luật Đa dạng sinh học số 32/VBHN-VPQH của Quốc hội ban hành ngày 10/12/2018.
- Nghị định 160/2013/NĐ-CP của Chính phủ ngày 12/11/2013 về tiêu chí xác định loài và chế độ quản lý loài thuộc danh mục loài nguy cấp, quý hiếm được ưu tiên bảo vệ. Nghị định 64/2019/NĐ-CP của Chính phủ ngày 16/7/2019 sửa đổi điều 7 nghị định số 160/2013/NĐ-CP.
- Nghị định 201/2013/NĐ-CP ngày 27/11/2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Tài nguyên nước.
- Nghị định số 43/2014/NĐ-CP ngày 15/5/2014 Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Đất đai;
- Nghị định 51/2014/NĐ-CP ngày 21/5/2014 của Chính phủ quy định việc giao các khu vực biển nhất định cho tổ chức, cá nhân khai thác, sử dụng tài nguyên biển;
- Nghị định số 80/2014/NĐ-CP ngày 06/08/2014 Quy định về thoát nước và xử lý nước thải;

- Nghị định số 38/2015/NĐ-CP ngày 24/4/2015 về quản lý chất thải và phế liệu;
- Nghị định số 18/2015/ND-CP ngày 14/2/2015 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;
- Nghị định số 40/2016/NĐ-CP ngày 15/5/2016 Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Tài nguyên, Môi trường biển và Hải đảo.
- Nghị định số 06/2019/NĐ-CP ngày 22/1/2019 của Chính phủ về quản lý thực vật rừng, động vật rừng nguy cấp, quý, hiếm và thực thi công ước về buôn bán quốc tế các loài động vật, thực vật hoang dã nguy cấp.
- Nghị định 40/2019/NĐ-CP ngày 13/5/2019 của Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của các nghị định quy định chi tiết, hướng dẫn thi hành Luật Bảo vệ Môi trường;
- Thông tư 43/2012/TT-BCT ngày 27/12/2012 của Bộ Công Thương quy định về quản lý quy hoạch, đầu tư xây dựng dự án thủy điện và vận hành khai thác công trình thủy điện.
- Thông tư số 36/2015/TT-BTNMT ngày 30/6/2015 của Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường quy định về quản lý chất thải nguy hại.
- Thông tư số 25/2019/TT-BTNMT ngày 31/12/2019 của Bộ TNMT quy định chi tiết thi hành một số điều của nghị định số 40/2019/NĐ-CP ngày 13/5/2019 của Chính Phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của các nghị định quy định chi tiết, hướng dẫn thi hành Luật bảo vệ môi trường và quy định quản lý hoạt động dịch vụ quan trắc môi trường.

2.1.2. Các văn bản và chính sách định hướng phát triển

- *Nghị quyết số 24-NQ/TW* ngày 03/6/2013 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.
- *Nghị quyết số 08/NQ-CP* ngày 23/1/2014 của Chính phủ ban hành Chương trình hành động thực hiện Nghị quyết số 24-NQ/TW ngày 03/6/2013 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.
- *Nghị quyết số 55-NQ/TW* ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.
- *Dự thảo báo cáo Chính trị* của Ban Chấp hành Trung ương Đảng khoá XII tại đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ XIII của Đảng, tháng 10/2020. Trong đó có các dự thảo báo cáo “Tổng kết thực hiện Chiến lược Phát triển Kinh tế - Xã hội 10 năm 2011 - 2020, xây dựng chiến lược phát triển kinh tế - xã hội 10 năm 2021 – 2030”; và “Đánh giá kết quả thực hiện Nhiệm vụ phát triển Kinh tế - Xã hội 5 năm 2016 - 2020 và Phương hướng, nhiệm vụ Phát triển Kinh tế - Xã hội 5 năm 2021 – 2025”.

- Quyết định số 432/QĐ-TTg ngày 12/04/2012 của Thủ tướng Chính Phủ phê duyệt Chiến lược phát triển bền vững Việt Nam giai đoạn 2011-2020 và Quyết định số 403/QĐ-TTg ngày 20/3/2014 của Thủ tướng Chính Phủ phê duyệt Kế hoạch hành động quốc gia về tăng trưởng xanh giai đoạn 2014-2020.

- Quyết định số 1393/QĐ-TTg ngày 25/09/2012 của Thủ Tướng Chính Phủ Phê duyệt “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 05/9/2012 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Chiến lược bảo vệ môi trường quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030; Quyết định số 166/QĐ-TTg ngày 21/1/2014 về việc ban hành kế hoạch hành động thực hiện Chiến lược bảo vệ Môi trường quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030.

- Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả ban hành theo quyết định số 1427/QĐ-TTg ngày 02/10/2012 bước đầu đã thu được những kết quả là hoàn thiện được Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, dự thảo thông tư hướng dẫn sử dụng điện tiết kiệm trong các cơ quan nhà nước, đơn vị sự nghiệp, tại địa phương và các hộ gia đình.

- Quyết định số 2612/QĐ-TTg ngày 30/12/2013 của Thủ tướng Chính Phủ phê duyệt Chiến lược sử dụng công nghệ sạch giai đoạn đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030.

- Quyết định số 73/2013/QĐ-TTg ngày 25/12/2013 về việc ban hành danh mục 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. Không được phép nhập các thiết bị cũ.

- Quyết định số 24/2014/QĐ-TTg ngày 24/3/2014 của Thủ Tướng Chính Phủ về Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện sinh khối tại Việt Nam.

- Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ngày 29/6/2011 của Thủ Tướng Chính Phủ về Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam; ưu đãi về vốn đầu tư và thuế (tín dụng đầu tư, thuế nhập khẩu nguyên liệu, hàng hóa, vật tư; ưu đãi về thuế thu nhập doanh nghiệp; Ưu đãi về đất đai như miễn giảm tiền sử dụng đất, thuê đất; hỗ trợ giá bán điện với dự án phát điện gió nổi lưới. Các dự án điện gió được áp dụng cơ chế phát triển sạch. Bên mua điện cũng được trợ giá cho toàn bộ sản lượng điện mua từ các nhà máy điện gió thông qua Quỹ bảo vệ Môi trường.

- Quyết định số 1264/QĐ-TTg ngày 1/10/2019 Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Nhiệm vụ lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm 2045.

- Các quy chuẩn kỹ thuật môi trường Việt Nam về phát thải khí thải, nước thải, chất thải rắn.

2.2. Căn cứ kỹ thuật

Báo cáo ĐMC của QHĐVIII được tiến hành dựa trên các tài liệu và hướng dẫn kỹ thuật chính sau:

- Nội dung và cấu trúc cụ thể của báo cáo tuân thủ theo hướng dẫn tại mẫu số 4 phụ lục I của Thông tư số 25/2019/TT-BTNMT ngày 31/12/2019 của Bộ TNMT quy định chi tiết thi hành một số điều của nghị định số 40/2019/NĐ-CP ngày 13/5/2019 của Chính Phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của các nghị định quy định chi tiết, hướng dẫn thi hành Luật bảo vệ môi trường và quy định quản lý hoạt động dịch vụ quan trắc môi trường.

- Tài liệu hướng dẫn kỹ thuật chung về ĐMC do Vụ thẩm định và đánh giá tác động môi trường thuộc BTNMT xây dựng và hoàn thành tháng 1/2008, công bố 10/2008 với sự phối hợp của chương trình tăng cường năng lực quản lý đất đai và môi trường (SEMLA) do SIDA Thụy Điển tài trợ;

- Đánh giá môi trường chiến lược trong hành động, Riki Therivel, phiên bản 2 của Earthscan theo mẫu Routledge .

- Dự thảo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2012-2030, tầm nhìn đến 2045 (QHĐVIII) do Viện Năng lượng, Bộ Công Thương lập, phiên bản tháng 10/2020.

2.3. Phương pháp thực hiện ĐMC

2.3.1. Phương pháp thực hiện

Để có được phương pháp thực hiện ĐMC tốt, cần phải hiểu và áp dụng 6 nguyên tắc cơ bản thực hiện ĐMC của quy hoạch theo kinh nghiệm quốc tế như sau:

Thứ nhất:

- ĐMC là một công cụ để cải thiện các hành động chiến lược, hành động chiến lược cũng có thể được thay đổi từ kết quả của ĐMC.
- ĐMC cần được bắt đầu sớm, tích hợp trong quá trình ra quyết định và tập trung vào việc xác định các lựa chọn thay thế và sửa đổi có thể của hành động chiến lược.
- Người ra quyết định chủ động tham gia tích cực vào quá trình ĐMC.

Thứ hai:

- ĐMC thúc đẩy sự tham gia của các bên liên quan khác trong quá trình ra quyết định.
- Các lần tham vấn cần phải có văn bản ghi lại, để làm cơ sở trả lời tại sao các quyết định đó đã được lựa chọn, các giả định và sự không chắc chắn.

Thứ ba:

- ĐMC nên tập trung vào ngưỡng và giới hạn mức độ quan trọng về môi trường/tính bền vững ở kế hoạch phát triển phù hợp.
- ĐMC chỉ nên tập trung vào các vấn đề chính.
- Giới hạn phạm vi theo Giai đoạn để sắp xếp các vấn đề chính là gì.

Thứ tư:

- ĐMC giúp để nhận biết phương án lựa chọn tốt nhất của hành động chiến lược thông qua việc đánh giá các phương án quy hoạch khác nhau.

- Ví dụ các phương án đó đáp ứng nhu cầu nhưng vẫn phải giảm thiểu tối đa thiệt hại và phương án quản lý nhu cầu – theo hướng điều chỉnh dự báo nhu cầu hơn là chấp nhận nó.

Thứ năm:

- ĐMC sẽ giúp giảm thiểu tối đa các tác động tiêu cực, tối đa các tác động tích cực, các lợi ích có giá trị và đền bù cho các tổn thất quan trọng.
- ĐMC áp dụng nguyên tắc cảnh báo.
- Tác động được giảm thiểu ở ĐMC là việc thay đổi các khía cạnh của hành động chiến lược để tránh tác động tiêu cực ảnh hưởng đến các tổ chức. Hành động theo những cách thức nhất định hoặc đặt ra các ràng buộc đối với việc thực hiện dự án tiếp theo.

Cuối cùng:

- ĐMC có thể đảm bảo các hành động chiến lược không vượt quá các giới hạn của các thiệt hại đến môi trường và xã hội mà không thể đảo ngược được do các tác động có thể xảy ra.
- Điều này yêu cầu phải nhận biết các giới hạn đó.
- Một đánh giá được yêu cầu, để biết được liệu rằng ảnh hưởng là nghiêm trọng hay không và sẽ gây ra các hậu quả về môi trường ở mức độ nào nếu các giới hạn bị vượt quá.

Theo nguyên tắc trên, phương pháp luận thực hiện ĐMC phải là quá trình đánh giá song song và lồng ghép giữa quá trình thực hiện quy hoạch điện và đánh giá tác động môi trường để đề xuất kế hoạch phát triển điện và đề xuất lựa chọn kế hoạch phát triển điện tốt nhất trên cơ sở kết quả tương tác lẫn nhau. Trọng tâm của ĐMC là đánh giá vai trò và sự đóng góp của Quy hoạch phát triển điện Quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2045 (QHĐVIII) đảm bảo cung cấp điện phù hợp với sự phát triển của đất nước trong thời kỳ này. Thông qua ĐMC này sẽ giúp QHĐVIII cân bằng các yếu tố phát triển công nghiệp điện với kinh tế, công bằng xã hội và bền vững về môi trường. Đồng thời, ĐMC cũng giúp nhận biết được những vấn đề cần lưu ý để định hướng và chuẩn bị sẵn sàng cho kế hoạch phát triển từng dự án thành phần trong tương lai đảm bảo được các mục tiêu môi trường, xã hội.

Phương pháp xem xét lựa chọn thông tin tại văn phòng: Đây là phương pháp quan trọng trong quá trình thực hiện ĐMC. Các văn bản pháp luật liên quan, chính sách, tài liệu và kết quả nghiên cứu trước đó được nhóm chuyên gia thực hiện xem xét sàng lọc và lựa chọn để xác định phương pháp nghiên cứu, mục tiêu BVMT của các kịch bản điện đề xuất, phạm vi khảo sát, phương pháp và những thông tin cần thiết phải thu thập, công cụ sử dụng để đánh giá.

Phương pháp khảo sát: được thực hiện dưới hình thức (1) Gián tiếp như gửi các mẫu khảo sát thu thập thông tin đến các đơn vị chức năng và cơ sở hoạt động điện lực để thu thập thông tin, số liệu về đất đai, rừng, số hộ di dân tái định cư, về thông số kỹ thuật và vận hành của các nhà máy, lượng thải rắn, số liệu về hiện trạng môi trường đất, nước, không khí... (2) Trực tiếp đi khảo sát một số địa điểm mang tính đại diện và nổi cộm về vấn đề môi trường để thu thập số liệu bổ sung và xác nhận lại các thông tin để củng cố thêm các nhận định và đánh giá đã có, nhận biết thêm các quan điểm của cộng đồng dân cư, các chủ đầu tư và các nhà quản lý về các vấn đề môi trường, xã hội họ quan tâm.

Phân tích xu hướng: Theo kinh nghiệm thực tế thực hiện ĐMC của Liên minh Châu Âu và sổ tay Hướng dẫn kỹ thuật lập ĐMC của Bộ Tài nguyên và Môi trường, ĐMC của QHĐVIII sử dụng phương pháp phân tích xu hướng như là Công cụ phân tích chính. Phân tích xu hướng được thực hiện chủ yếu theo kinh nghiệm chuyên gia. Căn cứ theo đặc trưng của các sự việc, hiện tượng liên quan đến các vấn đề môi trường chính xảy ra trong quá khứ cho đến hiện tại để dự báo khả năng trong tương lai, có xem xét thêm đến ảnh hưởng từ các hoạt động của QHĐVIII tới các vấn đề môi trường – xã hội đó trong thời gian tới. Đây là phương pháp quan trọng nhất của công tác đánh giá môi trường chiến lược. Trong bối cảnh các yêu cầu cụ thể về ĐMC ở Việt Nam, sự phân tích này có thể được xác định như là phân tích các thay đổi, cả tích cực và tiêu cực, theo thời gian của các vấn đề chính về môi trường, xã hội và kinh tế. Trong đó, các vấn đề môi trường chính đã được xác định và lựa chọn dựa trên kết quả khảo sát các địa phương và tham vấn tại hội thảo.

Phương pháp chấm điểm trọng số: được áp dụng để phân tích lựa chọn các vấn đề môi trường chính và kịch bản điện tối ưu. QHĐVIII đã tính toán điểm số của các vấn đề môi trường dựa trên **Công thức tính điểm trọng số như trình bày dưới đây. Điểm số từ kết quả tính toán sẽ xếp loại các vấn đề môi trường của các thành phần quy hoạch:**

$$R = \sum W_i * X_p$$

Trong đó:

R: là điểm số của vấn đề môi trường

W: điểm số của chỉ số môi trường i

X: trung bình cộng của trọng số của chỉ số môi trường i

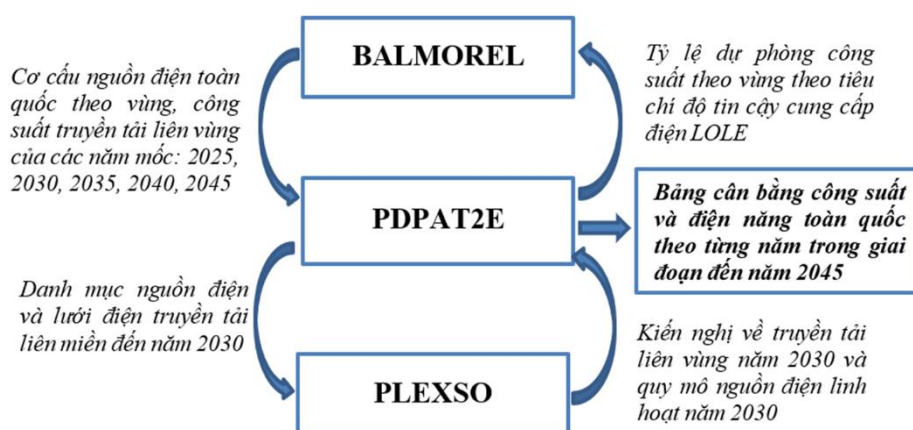
Phương pháp thống kê: được áp dụng rộng rãi ở mọi khía cạnh và loại hình nghiên cứu. Với QHĐVIII này, danh mục các dự án điện đang vận hành, công suất, sử dụng đất, tiêu thụ nhiên liệu, phát thải khí, nước, số liệu chất thải rắn, được thu thập được từ các cơ quan chức năng, các địa phương và các đơn vị sản xuất điện giai đoạn quy hoạch trước được thống kê và tổng hợp lại phục vụ cho việc phân tích và đánh giá.

Trên cơ sở chuỗi số liệu thống kê này, áp dụng cụ thể vào việc lượng hóa các chỉ số có thể như thiệt hại về rừng, diện tích đất, dự báo phát thải, số người bị ảnh hưởng bởi khói

thải nhà máy nhiệt điện, số dân phải di dời ... giúp dự báo được xu hướng và mức độ tác động.

Phương pháp mô hình hóa: đặc biệt quan trọng đối với một báo cáo ĐMC của ngành có quy mô quốc gia và được sử dụng để tính toán các kịch bản, tính toán mức tiêu thụ nhiên liệu, phát thải khí thải, mức thải và giảm CO₂, chi phí đầu tư trong trường hợp không tính các chi phí môi trường và chi phí đầu tư có tính đến các chi phí ngoại sinh liên quan đến ô nhiễm môi trường và sức khỏe con người mà xã hội phải gánh chịu. Các kết quả tính toán này là cơ sở để đánh giá và dự báo quy mô và mức độ tác động của quy hoạch, thông qua đó sẽ lồng ghép đánh giá và phân tích chi phí và lợi ích tổng thể về môi trường và xã hội vào chi phí đầu tư của chương trình phát triển nguồn và lưới điện đề xuất theo hướng công bằng và cạnh tranh hơn của lần quy hoạch này.

Với ĐMC của QHĐVIII, các mô hình được sử dụng để tính toán các yếu tố môi trường nêu trên cũng là các mô hình sử dụng tính toán các kịch bản quy hoạch, gồm các mô hình sau:



Hình MĐ - 1. Các mô hình tính toán các kịch bản quy hoạch

Phương pháp chồng ghép bản đồ: Công cụ bản đồ là một công cụ đánh giá trực quan giúp các chuyên gia và các nhà quản lý có được các nhìn tổng thể và trực quan về quy mô, mức độ của từng loại hình tác động do đối tượng gây tác động đến đối tượng bị tác động trong một vùng, một khu vực hoặc quy mô lớn hơn. Từng loại hình tác động được chồng lớp qua hình ảnh đó, có thể giúp các chuyên gia và các nhà quản lý nhìn nhận được ngay các khu vực và các loại hình công nghiệp điện có nguy cơ ảnh hưởng đến các đối tượng bị tác động mà mình quan tâm để từ đó có giải pháp phòng tránh. Cũng ngược lại từ các bản đồ này, những khu vực tiềm ẩn rủi ro lớn được lưu ý để hạn chế đầu tư các công trình điện trong tương lai. Công cụ bản đồ về hệ sinh thái rừng, khu bảo tồn, cơ sở hạ tầng giao thông được sử dụng và chồng ghép với các công trình điện được sử dụng trong quy hoạch này.

Phương pháp kế thừa: Trong báo cáo nhiều kết quả và nhận định, đánh giá và cả số liệu được trích dẫn từ kết quả của các công trình nghiên cứu khác như là sự kế thừa có chọn

lọc để minh chứng cho những đánh giá và nhận xét về các vấn đề môi trường và xã hội trong báo cáo.

2.3.2. Phương pháp khác

Ngoài các phương pháp cơ bản trên, các chỉ số của các vấn đề môi trường chính sẽ được đánh giá và tính toán bằng các biện pháp cụ thể và được trình bày trong bảng sau.

Bảng MĐ - 1: Các phương pháp đánh giá áp dụng cho các vấn đề môi trường chính của ĐMC

Các hợp phần của QHĐVIII	Tác động môi trường	Các chỉ số	Phương pháp đánh giá	Nguồn thông tin và dữ liệu dự kiến
Nhiệt điện	Ô nhiễm không khí và axit hóa	1. Tổng lượng phát thải bụi, khí thải và khí a xít từ hoạt động phát điện. 2. Chỉ số pH của nước mặt và nước mưa. 3. Phát thải khí CO ₂	Kết quả kiểm kê phát thải của bụi và các thông số khí thải, CO ₂ . Ảnh hưởng đến sức khỏe cộng đồng. Chi phí tăng thêm do ô nhiễm không khí và biến đổi khí hậu. Lập bản đồ phân bố phát thải dựa trên số liệu tính toán của Viện Năng lượng. Số người tiếp xúc với không khí ô nhiễm ảnh hưởng đến sức khỏe.	Lượng phát thải do Viện Năng lượng tính toán cho QHĐVIII. Giá trị kinh tế được ước tính theo các tiêu chuẩn quốc tế điều chỉnh cho điều kiện Việt Nam Giá theo thị trường các bon. Dữ liệu về dân số trong các vùng ảnh hưởng.
	Thay đổi sử dụng đất	Định mức sử dụng đất của từng loại hình nguồn và lưới điện. Số người di dân, mất đất sản xuất, tái định cư. Mất môi trường sống, hệ sinh thái.	Tổng diện tích huy động cho từng loại hình nguồn và lưới điện trong giai đoạn quy hoạch. Các loại đất bị ảnh hưởng. Diện tích các hệ sinh thái dễ bị tổn thương. Thiệt hại kinh tế do mất các hệ sinh thái.	Số liệu về diện tích đất của từng loại hình sản xuất và truyền tải điện giai đoạn quy hoạch trước. Tính toán định mức sử dụng đất của từng loại. Số hộ dân di dời tái định cư các công trình điện. Xác định giá trị của dịch vụ hệ sinh thái dựa trên các tài liệu nghiên cứu sẵn có.

	Tài nguyên nước và nước làm mát	Lượng nước sử dụng cho các nhà máy. Vị trí và Diện tích các hệ sinh thái nhạy cảm tiếp xúc với nước làm mát Mức chênh nhiệt độ nước làm mát.	Ảnh hưởng đến số lượng và chất lượng nước nguồn cung cấp và tiếp nhận. Ảnh hưởng đến các hộ sử dụng khác. Dựa trên mô hình và kết quả chồng lớp bản đồ để ước tính diện tích đất bị ảnh hưởng.	Lượng nước sử dụng của các nhà máy điện. Phạm vi ảnh hưởng tham khảo từ các hồ sơ F/S của các dự án.
	Chất thải rắn	Số lượng chất thải rắn sinh ra từ hoạt động sản xuất nhiệt điện. Diện tích đất sử dụng làm bãi thải của nhà máy nhiệt điện than.	Khối lượng và chất lượng tro xỉ và chất thải rắn. Xử lý, tái sử dụng và quản lý chất thải. Ảnh hưởng đến môi trường xung quanh.	Số liệu về khối lượng, thành phần chất thải rắn của các nhà máy điện. Báo cáo hiện trạng môi trường của các nhà máy.
Thủy điện	Thay đổi sử dụng đất	Số hộ Di dân, tái định cư, người lao động bị ảnh hưởng. Sinh kế và an ninh xã hội	Số hộ dân bị ảnh hưởng, thu nhập, việc làm. Tổng số lao động bị ảnh hưởng, ngành nghề và thu nhập.	Số liệu từ các kết quả nghiên cứu của VNL. Số liệu thu thập từ các hồ sơ F/S. Dữ liệu phân bố dân cư trong vùng bị ảnh hưởng do các nhà máy thủy điện.
	Ảnh hưởng đến sinh thái và đa dạng sinh học	Tổng diện tích rừng mất hoặc chịu tác động do xây dựng thủy điện. Thiệt hại kinh tế do mất rừng. Tổng diện tích các hệ sinh thái dễ bị tổn thương (ha). Thiệt hại kinh tế do mất các hệ sinh thái. Phân cách các hệ sinh thái.	Tổng diện tích rừng mất hoặc chịu tác động do xây dựng thủy điện. Tổng diện tích các hệ sinh thái dễ bị tổn thương (ha). Giảm/mất đa dạng sinh học.	Bản đồ phân bố rừng, các hệ sinh thái. Giá trị của dịch vụ hệ sinh thái được xác định dựa trên các nghiên cứu khác.
	Ảnh hưởng đến tài nguyên nước	Tác động đến cơ chế thủy văn. Xung đột về nguồn nước.	Giảm khả năng cấp nước hạ lưu; Chiều dài của hệ sinh thái sông bị ảnh hưởng (km); Thay đổi lưu lượng nước vào mùa khô.	Số liệu quan trắc thủy văn quốc gia Kết quả tính toán thủy văn của nhóm chuyên gia Viện KTTV và BĐKH.

				Bản đồ phân bố lượng mưa trên toàn quốc.
	Rủi ro và sự cố môi trường	Rủi ro về hạn hán, bão lụt, sạt lở ...	Lượng mưa, lưu lượng nước về hồ, Số vụ thiệt hại do bão, sạt lở.	Số liệu thống kê từ các nhà máy. Bản đồ phân bố vùng thiên tai.
Điện hạt nhân	An toàn hạt nhân	Quản lý chất thải phóng xạ. Hệ thống quản lý và cơ sở hạ tầng khu vực dự án điện hạt nhân. Các quy định về an toàn hạt nhân. Phạm vi ảnh hưởng khi xảy ra sự cố điện hạt nhân.	Thu thập thông tin từ kết quả nghiên cứu của Việt Nam và quốc tế. Đánh giá năng lực hiện tại theo các tiêu chuẩn quốc tế về quản lý chất/vật liệu phóng xạ.	Tiêu chuẩn quốc tế về quản lý và vận hành. Thực tế về sự cố và biện pháp giải quyết sau sự cố hạt nhân. Hồ sơ preF/S và F/S của các NMDHN ở Việt Nam.
	Nước làm mát	Lượng nước làm mát dự kiến sử dụng cho các nhà máy. Mức chênh nhiệt độ nước làm mát.	Sử dụng công cụ GIS để ước tính vùng bị ảnh hưởng	Số liệu tính toán các hệ sinh thái thủy sinh và hệ sinh thái biển dựa kết quả nghiên cứu của IE. Hồ sơ preF/S và F/S của các NMDHN ở Việt Nam.
Năng lượng tái tạo	Thay đổi sử dụng đất, mặt biển.	Diện tích đất cho các dự án điện từ năng lượng tái tạo. Loại đất bị ảnh hưởng. Số hộ dân bị ảnh hưởng. Số lao động bị ảnh hưởng.	Tổng diện tích đất bị chuyển đổi để xây dựng các nguồn điện. Thiệt hại kinh tế của các loại đất bị chuyển đổi. Việc làm thu nhập của các hộ dân. Tổng diện tích các hệ sinh thái dễ bị tổn thương (ha). Phân tích Chi phí lợi ích khi chuyển đổi mục đích sử dụng đất thông qua dịch vụ hệ sinh thái và nông nghiệp: + Năng suất mùa vụ + Phát thải KNK + Hóa chất nông nghiệp	Số liệu dự báo tổng diện tích đất, mặt biển chuyển đổi cho các công trình điện gió, mặt trời, sinh khối trong quy hoạch của VNL.

			+ Thụ phấn + Đa dạng sinh học + Giá trị thẩm mỹ và văn hóa + Chất lượng nước + Hình thành đất và Chu trình dinh dưỡng	
	Chất thải rắn và chất thải rắn nguy hại	Khối lượng chất thải rắn phát sinh.	Cách thức xử lý, quản lý. Nguy cơ rủi ro.	Tính toán từ kịch bản quy hoạch.
	Tiếng ồn, bóng động, tầm nhìn.	Khoảng cách từ địa điểm đến khu vực dân cư, hệ sinh thái có giá trị về cảnh quan	Đánh giá các tác động do tiếng ồn, bóng động và che khuất tầm nhìn của các dự án điện gió, điện mặt trời. Khoảng cách đến khu vực dân cư hệ sinh thái có giá trị.	Số liệu các dự án điện NLTT trong quy hoạch.
	Ảnh hưởng do sóng âm, ảnh hưởng đến chim di cư của điện gió.	Tuyến chim di cư. Đặc điểm sóng âm, sóng hài	Đánh giá các tác động của sóng âm sóng hài. Phạm vi ảnh hưởng. Khoảng cách đến khu vực dân cư và hệ sinh thái có giá trị.	Bản đồ các hệ sinh thái, khu dân cư. Số liệu các dự án điện NLTT trong quy hoạch.
Truyền tải điện	Mất rừng và môi trường sống	Tổng diện tích đất chuyển đổi để xây dựng trạm và lưới điện. Diện tích rừng bị ảnh hưởng. Tổng diện tích các hệ sinh thái dễ bị tổn thương (ha)	Ước tính diện tích đất, diện tích rừng bị ảnh hưởng. Thiệt hại kinh tế do mất tài nguyên rừng. Thiệt hại kinh tế do mất các hệ sinh thái.	Số liệu đất chuyển đổi cho các dự án. Giá trị của dịch vụ hệ sinh thái được xác định dựa trên các thông số giá trị chuẩn
	Phân cắt các hệ sinh thái.	Danh mục các hệ sinh thái khu bảo tồn bị ảnh hưởng. Số lượng và diện tích hệ sinh thái bị chia cắt	Tầm quan trọng và đặc điểm của Khu bảo tồn/hệ sinh thái bị ảnh hưởng. Số lượng và diện tích hệ sinh thái bị chia cắt. Khả năng tránh hoặc giảm thiểu.	Bản đồ các hệ sinh thái. Tuyến truyền tải 220kV và 500kV được quy hoạch.
	Điện từ trường	Tiêu chuẩn thiết kế.	Xác định khả năng và vùng bị ảnh hưởng	Tiêu chuẩn thiết kế.

		Khoảng cách đến các hệ sinh thái/ khu bảo tồn và khu dân cư.	dựa trên tiêu chuẩn quốc gia về điện từ trường và hành lang tuyến. Nguy cơ ảnh hưởng đến sức khỏe của người tiếp xúc với điện từ trường. Khả năng phòng tránh.	Bản đồ phân bố hệ sinh thái khu dân cư có chồng ghép các tuyến đường dây trong quy hoạch.
--	--	--	--	---

2.4. Tài liệu, dữ liệu thực hiện ĐMC

Báo cáo ĐMC của QHĐVIII được thực hiện dựa trên các tài liệu, dữ liệu kỹ thuật chính sau:

- Báo cáo QHĐVIIHC và Báo cáo ĐMC của QHĐVIIHC, do Viện Năng lượng lập năm 2016;
- Báo cáo Dự thảo QHĐVIII do Viện Năng lượng lập, tháng 10/2020;
- Cơ sở dữ liệu về các hồ chứa vừa và lớn toàn quốc, Bộ Nông nghiệp và phát triển nông thôn và Viện Khí tượng thủy văn và Biến đổi khí hậu, Bộ TNMT.
- Cơ sở dữ liệu và bản đồ hệ sinh thái khu bảo tồn quốc gia, vùng bảo vệ do WWF và IUCN hỗ trợ cung cấp.
- Sử dụng đất theo quyết định số 2908/QĐ-BTNMT ngày 13/11/2019 phê duyệt và công bố diện tích đất đai năm 2018 của Việt Nam tính đến ngày 31/12/2018.
- Báo cáo chuyên đề về hiện trạng và xu hướng biến đổi chế độ thủy văn các lưu vực sông lớn ở Việt Nam, nhóm chuyên gia Viện Khí tượng thủy văn và Biến đổi khí hậu, Bộ TNMT thực hiện tháng 9/2020.
- Báo cáo và thiết lập bản đồ vùng thiên tai và rủi ro do biến đổi khí hậu do nhóm chuyên gia Viện Khí tượng thủy văn và Biến đổi khí hậu, Bộ TNMT thực hiện tháng 9/2020.
- Số liệu thống kê về phát thải khí thải, chất thải rắn các nhà máy điện ở Việt Nam do Cục Kỹ thuật An toàn và môi trường Công nghiệp cung cấp, tháng 9/2020.
- Số liệu thống kê về diện tích đất, số hộ tái định cư để xây dựng các dự án nguồn và tải điện giai đoạn 2015-2019 được tổng hợp từ UBND các tỉnh, thành phố.
- Báo cáo tổng hợp nghiên cứu đánh giá hiện trạng và lập bản đồ phân bố lắng đọng axit ở Việt Nam, đề tài khoa học công nghệ, ThS. Ngô Thị Vân Anh, Trung tâm Nghiên cứu Môi trường, Viện Khoa học Khí tượng Thủy văn và Biến đổi khí hậu, 2018.
- Mật độ công suất của các trang trại gió ngoài khơi châu Âu, khu vực Biển Baltic, Báo cáo của Deutsche WindGuard GmbH, Quỹ phát triển khu vực châu Âu, Liên minh châu Âu, tháng 6 năm 2018.

- Quản lý hết vòng đời của tấm quang điện: Xu hướng trong công nghệ tái chế mô-đun PV, Chương trình hệ thống điện quang điện, CƠ QUAN NĂNG LƯỢNG QUỐC TẾ, Báo cáo IEA-PVPS T12-10: 2018.

- Tài liệu dự án hỗ trợ kỹ thuật của Ủy Ban Châu Âu cho ĐMC của QHĐVIII (EU TAF Support to the SEA of PDP8), do các chuyên gia môi trường của dự án thực hiện và hỗ trợ Cục Điện lực và NLTT cũng như Viện Năng lượng trong quá trình thực hiện báo cáo.

3. TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Việc triển khai thực hiện ĐMC của QHĐVIII được tổ chức tuân tự theo các bước như mô tả dưới đây:

3.1. Nhân sự

Ngay sau khi được giao nhiệm vụ thực hiện QHĐVIII và ĐMC của QHĐVIII, Với tư cách là cơ quan tư vấn thực hiện xây dựng Quy hoạch, Viện Năng lượng đã thành lập tổ chuyên gia ĐMC đồng thời với tổ chuyên gia QHĐVIII để cùng tham gia vào quá trình lập ĐMC. Việc khởi động thực hiện QHĐVIII và ĐMC của QHĐVIII cũng được Viện Năng lượng triển khai đồng thời.

Tổ chuyên gia ĐMC gồm 22 người, trong đó có 15 chuyên gia của Viện Năng lượng thuộc các chuyên ngành môi trường, kinh tế, hệ thống điện... trong đó có 6 thành viên thuộc nhóm QHĐVIII dưới sự chủ trì của Viện trưởng Viện Năng lượng – Chủ nhiệm đề án quy hoạch.

Các chuyên gia từ bên ngoài là các chuyên gia thuộc các lĩnh vực khác nhau và các chuyên gia Quốc tế cùng tham gia và hỗ trợ nhóm ĐMC và nhóm QHĐ.

Danh sách các chuyên gia của tổ ĐMC của QHĐVIII được liệt kê trong bảng sau:

Bảng MĐ - 2: Danh sách các chuyên gia của tổ ĐMC của QHĐVIII

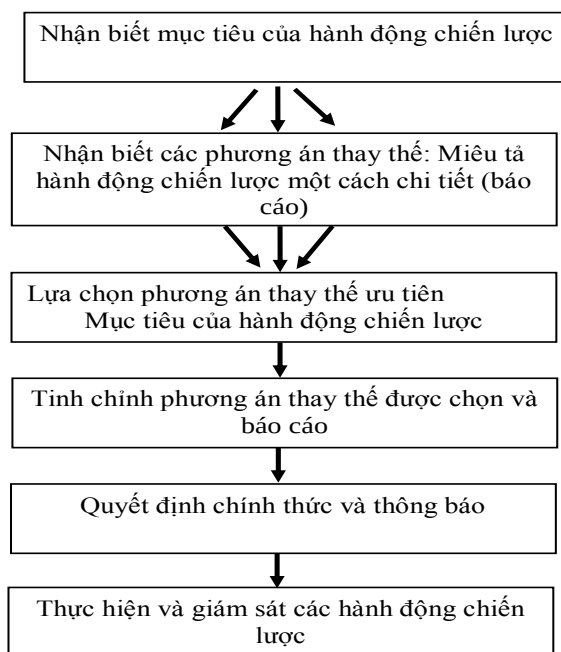
TT	Họ và tên	Chuyên môn/tham gia trong ĐMC	Nơi công tác
I. Các chuyên gia Viện Năng lượng			
1	TS. Trần Kỳ Phúc	Kỹ thuật điện Chủ nhiệm đề án QHĐVIII, chỉ đạo chung	Viện Trưởng Viện Năng lượng (VNL)
2	Nguyễn Thị Thu Huyền	ThS. Khoa học Môi trường. Phụ trách ĐMC	Phó trưởng phòng Môi trường và Phát triển bền vững (P16), VNL
3	TS. Nguyễn Ngọc Hưng	TS. Kinh tế Năng lượng-Tính toán nhu cầu và mức đầu tư và phân tích kinh tế các kịch bản điện. Tham gia đề xuất	Phó trưởng phòng Kinh tế dự báo và QLNCNL (P9), VNL

		giải pháp cơ chế chính sách về môi trường và quy hoạch.	
4	Th.s Nguyễn Thế Thắng	ThS. Hệ thống điện-Phó chủ nhiệm QHĐVIII, chủ trì biên soạn quy hoạch. Chủ trì giải pháp cơ chế chính sách về môi trường và quy hoạch.	Trưởng phòng Hệ thống điện (P8), VNL.
5	Th.s Trịnh Hoàng Long	ThS. Khoa học Môi trường Chuyên gia môi trường, thực hiện đánh giá môi trường tích lũy các trung tâm điện lực. Phụ trách xử lý bản đồ	P16, VNL
6	Th.S Đinh Lê Phương Anh	Chuyên gia Môi trường thủy điện, đánh giá tác động môi trường của thủy điện.	P16, VNL
7	Th.s Lê Thu Hà	Chuyên gia hệ thống điện, chủ trì chương trình nguồn điện và xây dựng, tính toán các kịch bản điện.	P8, VNL
8	Th.S Phạm Đông Hải	Chuyên gia môi trường, đánh giá hiện trạng môi trường và hiện trạng môi trường ngành điện. Nhận biết các vấn đề môi trường nổi cộm tại các dự án điện.	P16, VNL
9	Nguyễn Mạnh Hùng	K.S Kinh tế Năng lượng – Phụ trách Dự báo nhu cầu điện và tính toán mức tiết kiệm năng lượng của QHĐVIII.	Trưởng phòng P9, VNL
10	TS. Nguyễn Anh Tuấn	TS Kinh tế Năng lượng, chủ trì phân huy động và phát triển nguồn NLTT	Giám đốc Trung tâm Năng lượng Tái tạo (TT2), VNL
11	Th.s Phạm Văn Tiến	Th.s Môi trường – đánh giá tác động của điện mặt trời và điện gió	P16, VNL
12	Th.s Phan Ngọc Tuyên	Chuyên gia điện hạt nhân – đánh giá tác động môi trường của điện hạt nhân. Chủ trì phân đề xuất giải pháp giảm thiểu các tác động môi trường và xã hội.	Trưởng phòng P16, VNL
13	TS. Lê Hoàng Anh	Chuyên gia thủy điện-đánh giá tác động của thủy điện nhỏ, thay đổi chế độ thủy văn	P16, VNL

		sông. Xây dựng bản đồ ảnh hưởng của thủy điện đến các hệ sinh thái	
14	Ths Nguyễn Ngọc Oánh	Chuyên gia môi trường – đánh giá tác động của quy hoạch phát triển đường dây và trạm điện. Đề xuất giải pháp giảm thiểu	P16, VNL
15	KS Nguyễn Văn Trường	Chuyên ngành Môi trường-Đánh giá tác động của BĐKH đến cơ sở hạ tầng ngành điện.	P16, VNL
II. Chuyên gia độc lập			
16	Nhóm chuyên gia sinh thái và bản đồ	Xây dựng bản đồ khu bảo tồn và hệ sinh thái	của WWF
17	Nhóm chuyên gia thủy văn	Tính toán lưu lượng, mực nước các lưu vực sông	Viện KTTV và BĐKH
18	Nhóm chuyên gia bản đồ	Xây dựng bản đồ vùng rủi ro thiên tai, biến đổi khí hậu	Viện KTTV và BĐKH
III. Chuyên gia nước ngoài			
19	Giáo sư – Tiến sỹ. John Soussan	Chuyên gia đánh giá môi trường chiến lược – Hỗ trợ kỹ thuật ĐMC.	Trung tâm Môi trường Châu Á của Viện Môi trường Stockholm.
20	Ananth Chikkatur	Chuyên gia quy hoạch hệ thống điện, hỗ trợ xác định chi phí ngoại sinh	Low emission energy program (V-LEEP), USAID Việt Nam

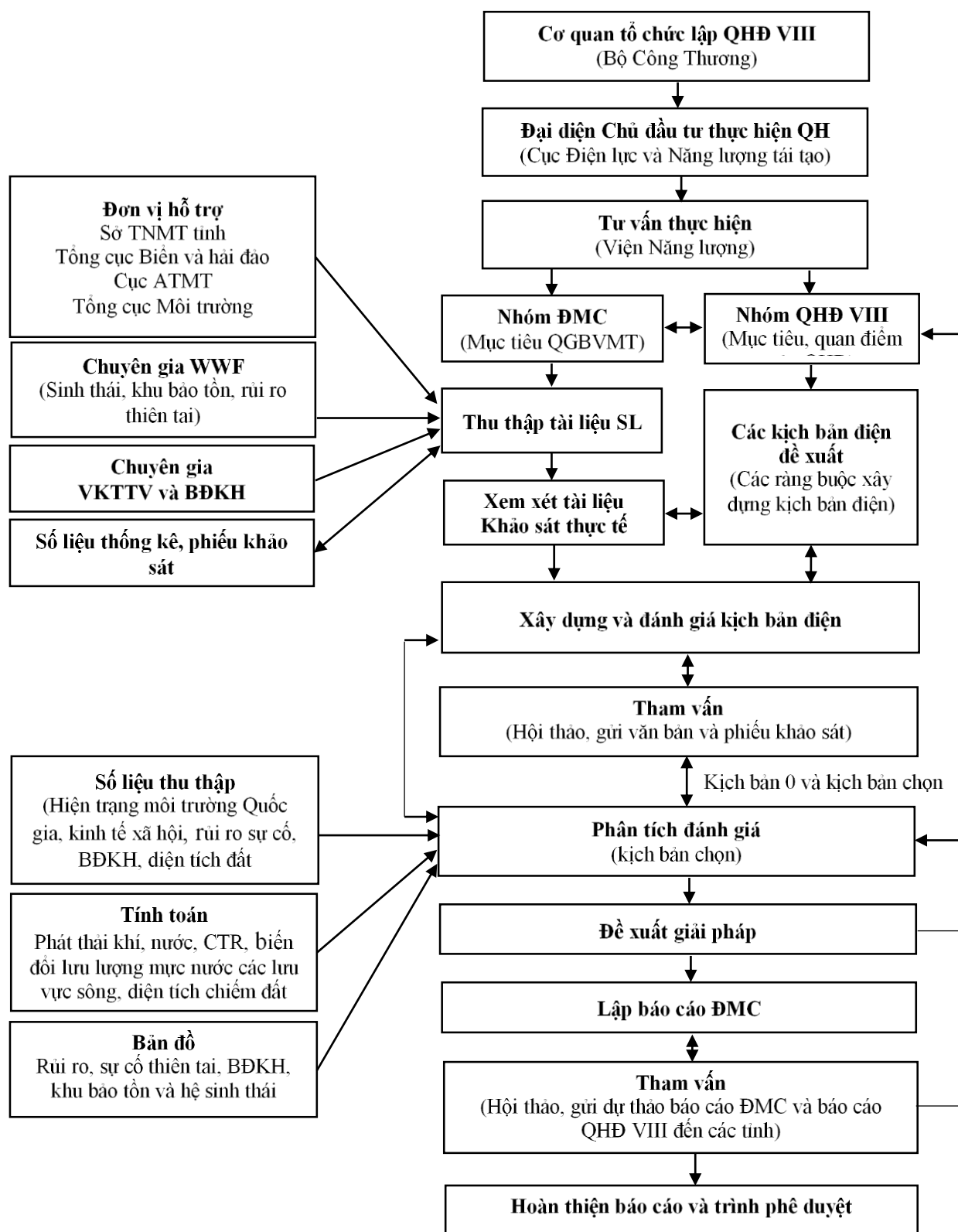
3.2. Tổ chức thực hiện

Căn cứ theo phương pháp thực hiện đã được nêu ở mục 2.3. ở trên, ĐMC của QHĐVIII được triển khai thực hiện theo các bước như mô tả trong sơ đồ sau:



Hình MD - 2: Các bước thực hiện ĐMC

Cách thức tổ chức thực hiện chi tiết theo các bước ở trên được mô tả cụ thể trong sơ đồ và phân diễn giải sau:



Hình MĐ - 3: Sơ đồ các bước thực hiện ĐMC của QHĐVIII

- (1) Tổ chuyên gia ĐMC xem xét và xác định mục tiêu BVMT quốc gia và cam kết quốc tế của Việt Nam mà QHĐVIII phải tuân thủ và cũng là mục tiêu của ĐMC này, để đưa ra các ràng buộc trong quá trình xây dựng các kịch bản điện, đảm bảo

đáp ứng các mục tiêu quốc gia. Đây là cơ sở để lồng ghép mục tiêu bảo vệ môi trường cần phải đảm bảo tuân thủ vào kịch bản của QHĐVIII. Chi tiết các mục tiêu quốc gia sẽ được phân tích chi tiết ở chương 3 của báo cáo.

Bước này, tập trung phân tích đánh giá lựa chọn thông tin sẵn có, các văn bản chỉ đạo của nhà nước... để xác định các mục tiêu quốc gia và các vấn đề môi trường chính liên quan đến các loại hình sản xuất điện (thủy điện, nhiệt điện, điện hạt nhân, năng lượng mới và tái tạo) và truyền tải (trạm điện và lưới điện có cấp điện áp 500 và 220kV).

- (2) Xác định phạm vi nghiên cứu, phương pháp luận đánh giá trong đó xác định rõ các yếu tố môi trường chiến lược, các tác động môi trường và chỉ số môi trường cần đánh giá.

Bước này, các mục tiêu quốc gia về BVMT và các ràng buộc để xây dựng các kịch bản phát triển điện được trao đổi với nhóm QHĐVIII. Đây cũng là cơ sở để xem xét, đánh giá và lựa chọn kịch bản điện tối ưu dựa trên các mục tiêu quốc gia về BVMT.

Quá trình thực hiện các bước trên thông qua các cuộc họp trao đổi giữa nhóm chuyên gia môi trường và nhóm quy hoạch điện, các cuộc họp kỹ thuật với các chuyên gia môi trường (tháng 5/2020) và hội thảo tham vấn được tổ chức tại Hà Nội vào cuối tháng 7/2020. Kết quả của quá trình này đã thống nhất được phương pháp luận, phạm vi nghiên cứu, phương pháp đánh giá và các vấn đề môi trường và kinh tế xã hội chính của ĐMC của QHĐVIII.

Các vấn đề môi trường chính được lựa chọn dựa trên phương pháp cho điểm trọng số. Danh sách các vấn đề môi trường chính được các chuyên gia ĐMC của quy hoạch điện lựa chọn dựa trên báo cáo ĐMT của các dự án điện thành phần và các mục tiêu quốc gia. Các vấn đề môi trường chính này được đưa ra tham vấn tại hội thảo và gửi văn bản tham vấn cho các địa phương. Trên cơ sở ý kiến đóng góp của tổ chuyên gia, họp tham vấn và trả lời văn bản tham vấn, nhóm ĐMC đã lựa chọn ra các vấn đề môi trường chính của QHĐVIII dựa trên số điểm được chấm cho từng vấn đề và tầm quan trọng của nó dựa trên mức độ quan tâm của các đơn vị liên quan được tham vấn. Kết quả các vấn đề môi trường và xã hội chính của QHĐVIII được lựa chọn, được trình bày ở mục 3.4 chương 3 của báo cáo.

Về các kịch bản điện, cũng đã thống nhất mục tiêu quan trọng nhất là đảm bảo cung cấp điện cho phát triển kinh tế, an sinh xã hội đồng thời đảm bảo mục tiêu BVMT, bảo tồn tài nguyên thiên nhiên và đa dạng sinh học, giảm thiểu phát thải KNK, quản lý tài nguyên nước bền vững...

- (3) Thu thập số liệu.

Sau khi xem xét, ngoài số liệu có sẵn của Viện Năng lượng, các số liệu cần thiết được thu thập từ các tư vấn và tổ chức quốc tế, các cơ quan liên quan như Bộ Tài Nguyên Môi trường, Bộ Nông nghiệp Phát triển Nông thôn, các đơn vị sản xuất điện, các chủ đầu tư, Sở TNMT, Cục ATMT của Bộ Công Thương. Các số liệu cần thu thập gồm: nhiên liệu, phát thải, hiện trạng môi trường quốc gia, hiện trạng môi trường ngành điện; Diện tích đất sử dụng cho các nhà máy, số liệu thủy văn lưu vực sông; Biến đổi khí hậu; rủi ro thiên tai; hệ sinh thái....

Đối với công cụ bản đồ, thiết lập cấu trúc và thông số cần thiết để tích hợp các yếu tố và đối tượng cần phân tích trực quan dựa vào vị trí địa lý của các dự án điện hiện có và các dự án được quy hoạch, đường dây truyền tải; Ví dụ, xác định các đối tượng nằm trong phạm vi ảnh hưởng bởi các NMNĐ (vùng chịu ảnh hưởng của khói thải bán kính 0-5km, 5-10km, 10-20km và 20-30km) và thủy điện (vùng bị ảnh hưởng chính đập và vùng nghiên cứu mở rộng hơn) được chọn bán kính 10 km cho vùng ảnh hưởng chính và vùng chịu tác động được đánh giá rộng hơn có bán kính khoảng 30km.

Dựa trên kịch bản đề xuất với vị trí dự kiến của các dự án nguồn điện và các đường dây truyền tải để xác định phạm vi ảnh hưởng của các dự án nguồn điện và đường dây truyền tải đó.

Về các tác động, đối với tác động của các dự án Điện hạt nhân sẽ sử dụng hầu hết kết quả phân tích trong ĐMC của Quy hoạch địa điểm các nhà máy điện hạt nhân Việt Nam, 2009, Báo cáo dự án đầu tư và báo cáo tiền khả thi các dự án điện hạt nhân tại Việt Nam.

- (4) Phân tích đánh giá tác động đối với kịch bản không có quy hoạch và kịch bản đề xuất. Bước này, các yếu tố khía cạnh môi trường xã hội và so sánh các kịch bản phát triển điện đề xuất cả về kinh tế và môi trường thông qua công cụ mô hình Balmoreo đã nêu ở trên. Xác định mức độ và phạm vi tác động của các hợp phần quy hoạch điện để làm cơ sở cho việc đánh giá và phân tích định hướng cho các dự án thành phần.

Phân tích xu thế thay đổi các các tác động môi trường và xã hội khác nhau một cách định tính và định lượng thông qua các chỉ số đánh giá gồm cả tích cực và tiêu cực để lựa chọn phương án cung cấp điện bền vững (vừa đảm bảo phát triển kinh tế và đảm bảo các công bằng xã hội, bảo vệ môi trường và phát thải thấp) trong báo cáo ĐMC.

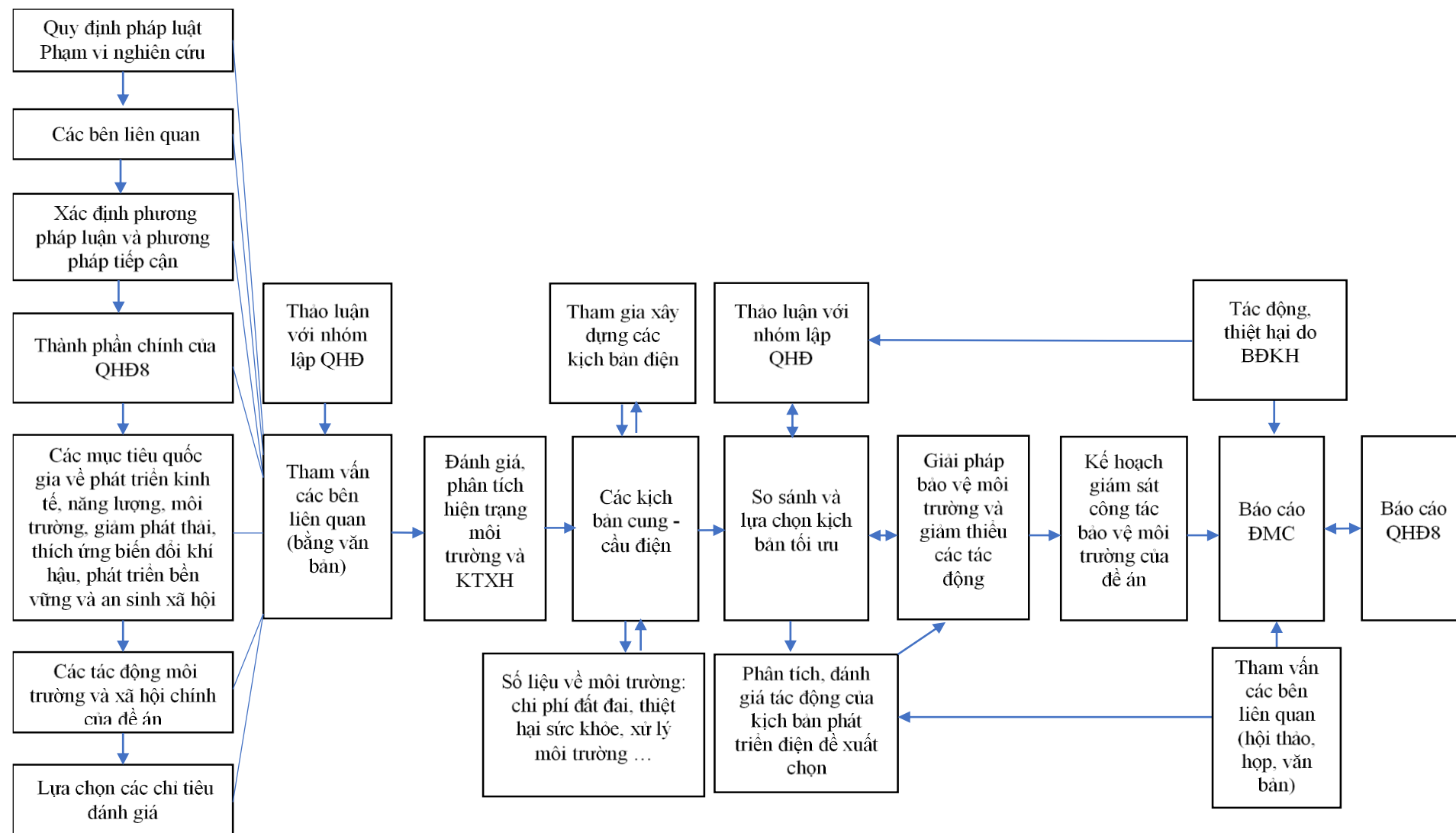
Trong bước này các kết quả tính toán dự báo phát thải, chi phí đầu tư, và chi phí ngoại sinh tích hợp trong chi phí đầu tư các kịch bản được tính toán bằng mô hình Balmoreo tương ứng theo các phương án kịch bản điện. Kết quả này được nhóm quy hoạch trích xuất chuyển cho nhóm thực hiện ĐMC để phân tích đánh giá.

- (5) Lựa chọn giải pháp giảm thiểu tác động phù hợp với các mục tiêu quốc gia thông qua các chính sách phát triển đã được phân tích và nhận biết. Đưa ra những định hướng và lưu ý đối với giai đoạn lập báo cáo ĐTM của các dự án điện. Và đề xuất các chương trình giám sát và quản lý thực hiện các mục tiêu môi trường đã đề ra.
- (6) Biên tập, hoàn thiện báo cáo và trình phê duyệt. Bước này, sẽ tổ chức hội thảo tham vấn và gửi báo cáo ĐMC cùng với báo cáo Quy hoạch đến các tỉnh và cơ quan chuyên môn để tham vấn.

Kết quả tham vấn sẽ là cơ sở để hoàn thiện báo cáo ĐMC và phản hồi ý kiến đến nhóm QHĐVIII để điều chỉnh sửa đổi nếu hợp lý. Ngoài ra, trong suốt quá trình thực hiện ĐMC của Quy hoạch thực hiện rất nhiều các cuộc hội thảo, cuộc họp kỹ thuật lấy ý kiến đóng góp cho từng giai đoạn thực hiện của ĐMC của Quy hoạch. Qua đó nhiều phiên bản tính toán phát triển điện về nhiên liệu sơ cấp, về kịch bản nguồn điện, về chi phí đầu tư và chi phí ngoại sinh, về xu hướng công nghệ và thể chế chính sách của ngành điện đã được thảo luận để nhóm ĐMC và nhóm quy hoạch xem xét, thống nhất.

Sơ đồ mô tả quá trình thực hiện và mối quan hệ giữa nhóm soạn thảo QHĐVIII và nhóm thực hiện ĐMC của QHĐVIII như Hình MĐ - 4.

Với cách thức triển khai thực hiện nêu trên, quá trình thực hiện ĐMC và quy hoạch điện đảm bảo được sự thống nhất, tương tác và phản hồi thông tin kịp thời giữa nhóm ĐMC và nhóm QHĐVIII. Kết quả là, kịch bản phát triển điện do nhóm soạn thảo QHĐVIII đề xuất, lựa chọn đáp ứng được các mục tiêu quốc gia về BVMT và phát triển bền vững do nhóm ĐMC đưa ra.



Hình MĐ - 4: Quá trình lồng ghép của ĐMC và QHĐVIII

CHƯƠNG 1

TÓM TẮT NỘI DUNG QUY HOẠCH ĐIỆN

1.1. TÊN CỦA QUY HOẠCH

Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045 (QHĐVIII).

1.2. CƠ QUAN ĐƯỢC GIAO NHIỆM VỤ XÂY DỰNG QUY HOẠCH

1.2.1. Cơ quan được giao nhiệm vụ xây dựng quy hoạch

- Cơ quan được giao nhiệm vụ lập quy hoạch: Bộ Công Thương
- Đại diện: Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo - Bộ Công Thương
- Địa chỉ: 23 – Ngô Quyền- Hà Nội
- Điện thoại: 04- 22202222
- Fax: 04- 22202525
- Đại diện: TS. Hoàng Tiến Dũng
- Chức danh: Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo - Bộ Công Thương

1.2.2. Tư vấn lập quy hoạch

- Cơ quan tư vấn lập QHĐVIII: Viện Năng lượng
- Địa chỉ: 6 – Tôn Thất Tùng – Đống Đa - Hà Nội
- Điện thoại: 04-38529302
- Fax: 04-38529302
- Đại diện cơ quan tư vấn lập QHĐ8: TS. Trần Kỳ Phúc
- Chức danh: Viện trưởng Viện Năng lượng

1.3. MỐI QUAN HỆ CỦA QHĐVIII ĐƯỢC ĐỀ XUẤT VỚI CÁC QUY HOẠCH KHÁC CÓ LIÊN QUAN

1.3.1. Các quy hoạch khác có liên quan đến QHĐVIII

Đây là lần đầu tiên, QHĐVIII được lập theo quy định của Luật Quy hoạch mới, có hiệu lực từ năm 2019. Luật Quy hoạch có vai trò vô cùng quan trọng trong định hướng phát triển, dự báo phát triển các ngành, lĩnh vực, sản phẩm của mỗi địa phương, ngành, đồng thời quản lý đảm bảo cho phát triển bền vững và là công cụ pháp lý rất quan trọng để các cấp, các ngành lãnh đạo, chỉ đạo toàn diện và thống nhất trong công tác quy hoạch; trên cơ sở đó đề ra định hướng chiến lược, mục tiêu chiến lược, xác định các động lực phát triển, không gian phát triển nhằm bảo đảm sự phát triển đồng bộ, thống nhất và bền vững cho đất nước.

QHĐVIII thuộc nhóm quy hoạch ngành kết cấu hạ tầng quốc gia và một số quy định có khác so với trước, như danh mục chỉ gồm những dự án quan trọng quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư của ngành điện lực và thứ tự ưu tiên thực hiện nên nhà quy hoạch sẽ xây dựng tiêu chí, luận chứng, quy mô và thứ tự ưu tiên các dự án này. Quy hoạch ngành quốc gia phải phù hợp với quy hoạch tổng thể quốc gia, quy hoạch không gian biển quốc gia, quy hoạch sử dụng đất quốc gia. Quy hoạch vùng phải phù hợp với quy hoạch cấp quốc gia; quy hoạch tỉnh phải phù hợp quy hoạch vùng, quy hoạch cấp quốc gia.

Luật Quy hoạch mới ban hành có phạm vi rất rộng, nhiều nội dung mới, nhiều quy hoạch mới, lần đầu tiên đồng thời áp dụng trong giai đoạn mới 2021 - 2030, tầm nhìn 2045. QHĐVIII được lập trong điều kiện một số Chiến lược và quy hoạch nền tảng chưa được hoặc đang xây dựng như: Chiến lược phát triển kinh tế-xã hội 2021-2030; Quy hoạch tổng thể quốc gia; Quy hoạch sử dụng đất quốc gia; Quy hoạch không gian biển quốc gia. Riêng quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến 2050 cũng đang được triển khai song song với QHĐVIII.

QHĐVIII là quy hoạch ngành kết cấu hạ tầng quốc gia về cung cấp điện, nên có mối tương quan mật thiết với các quy hoạch nền cơ bản quốc gia khác như:

- Quy hoạch phát triển kinh tế xã hội
- Quy hoạch sử dụng đất
- Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia
- Quy hoạch sử dụng biển của quốc gia và quy hoạch tổng thể khai thác, sử dụng bền vững tài nguyên vùng bờ.

- Quy hoạch không gian biển và Quy hoạch tổng thể khai thác, sử dụng bền vững tài nguyên vùng bờ.

- Quy hoạch cơ sở hạ tầng năng lượng quốc gia;
- Quy hoạch tài nguyên nước;
- Quy hoạch bảo vệ và khai thác nguồn lợi thủy sản;

Đồng thời, QHĐVIII cần đáp ứng và phù hợp với các chiến lược phát triển quốc gia khác và các chủ trương, chính sách của Đảng như:

- Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo
- Chiến lược phát triển năng lượng
- Chiến lược bảo vệ môi trường quốc gia

- Các Nghị quyết định hướng chiến lược về phát triển năng lượng như Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị Ban Chấp hành trung ương Đảng về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

- Các mục tiêu và cam kết trong nước và quốc tế khác về môi trường

1.3.2. Mối quan hệ giữa QHĐVIII và quy hoạch, chiến lược đã được phê duyệt liên quan

1.3.2.1. Với các quy hoạch quốc gia

QHĐVIII và các hợp phần của nó gồm có hoạt động sản xuất điện với các dự án nguồn điện sử dụng nhiên liệu là các năng lượng sơ cấp như than, dầu, khí, năng lượng tái tạo và hệ thống truyền tải điện có nhiều cấp điện áp. Việc huy động công suất nguồn điện và lưới điện đảm bảo nhu cầu phát triển kinh tế và sinh hoạt của người dân đòi hỏi huy động lượng lớn và đa dạng các nguồn cung cấp nhiên liệu sơ cấp nêu trên và phát triển một hệ thống lưới truyền tải phù hợp. Muốn vậy, công tác dự báo nhu cầu phụ tải điện phải được thực hiện dựa trên dự báo phát triển kinh tế xã hội của quốc gia thường là tuân thủ theo Quy hoạch phát triển Kinh tế Xã hội của quốc gia ở các thời kỳ quy hoạch. Kịch bản phát triển kinh tế xã hội và định hướng lĩnh vực thể mạnh của nền kinh tế sẽ tác động chính và trực tiếp đến kịch bản nhu cầu điện và từ đó định hướng cho kịch bản phát triển điện trong tương lai. Hơn nữa, việc huy động tỷ lệ nguồn năng lượng sơ cấp để phát triển nguồn điện theo tỷ lệ cơ cấu khác nhau sẽ phải tuân thủ theo quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia. Từ đó xem xét được tỷ lệ phù hợp của các nguồn năng lượng sơ cấp sẵn có trong nước và tỷ lệ huy động nguồn nhiên liệu từ bên ngoài (nhập khẩu).

Các Quy hoạch quốc gia chi phối trực tiếp đến tính khả thi của quy hoạch điện là Quy hoạch sử dụng đất, Quy hoạch sử dụng biển của quốc gia và Quy hoạch tổng thể khai thác, sử dụng bền vững tài nguyên vùng bờ. Để phát triển các dự án nguồn và lưới điện của QHĐVIII nhu cầu đầu tiên là đất đai và cơ sở hạ tầng như đường, cảng biển, kho bãi phải có để bố trí dự án và các công tác phụ trợ đáp ứng được nhu cầu điện đề xuất của quy hoạch. Đây là cơ sở để Chính phủ có định hướng bố trí diện tích đất đai phù hợp để phát triển cho ngành điện, trong đó có xem xét hạn chế ảnh hưởng đến đất rừng, đất nông nghiệp và các hệ sinh thái tự nhiên. Bên cạnh đó, đặc trưng của các dự án điện là phải được bố trí ở các vị trí thuận lợi về giao thông để vận chuyển nhiên liệu, nguồn nước để sản xuất và làm mát, có mặt bằng rộng để bố trí các hạng mục sản xuất của dự án, đặc biệt các dự án điện gió ngoài khơi và các dự án nhiệt điện có các hạng mục công trình dưới nước phải được lựa chọn để bố trí phù hợp với các quy hoạch này. Việc lựa chọn vị trí dự án sẽ phụ thuộc nhiều vào yếu tố phụ trợ như cơ sở hạ tầng giao thông, nguồn cấp nước, nguồn tiêu thụ, ... đặc biệt các dự án nguồn điện sử dụng khí tự nhiên được dẫn trực tiếp từ các mỏ khí về, khí LNG nhập và than, các dự án điện gió ngoài khơi. Điều này cho thấy mối quan hệ chặt chẽ của QHĐVIII với Quy hoạch cơ sở hạ tầng năng lượng quốc gia.

Nếu QHĐVIII phù hợp với các quy hoạch này sẽ giúp tăng tính khả thi và hiệu quả của các dự án điện thành phần trong quy hoạch.

1.3.2.2. Với các chiến lược và chính sách

Mối quan hệ giữa QHĐVIII với các nghị quyết và chiến lược đã được phê duyệt và ban hành mang tính chỉ đạo định hướng được thể hiện thông qua việc đáp ứng các quan điểm, mục tiêu và chỉ tiêu đề ra của các loại hình văn bản chỉ đạo này. Cụ thể của mối quan hệ này được chỉ ra dưới đây:

- (1) Chiến lược và quy hoạch phát triển KTXH trong đó các mục tiêu của chiến lược là chỉ tiêu phát triển kinh tế xã hội được sử dụng như là cơ sở để dự báo nhu cầu năng lượng và điện năng trong thời kỳ quy hoạch và tầm nhìn quy hoạch. Trong đó, định hướng phát triển theo cơ cấu các ngành tiêu dùng nhiều năng lượng là cơ sở để tính toán khả năng huy động nguồn và lưới cung cấp điện năng đáp ứng cho nền kinh tế.

Ở thời điểm hiện tại, Chiến lược và quy hoạch phát triển KTXH thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045, phù hợp với thời kỳ quy hoạch điện này, hiện đang được triển khai thực hiện. Do vậy, số liệu dự báo về phát triển kinh tế xã hội được sử dụng để tính toán dự báo nhu cầu điện trong QHĐVIII được các chuyên gia dự báo về kinh tế xã hội thuộc Viện Chiến lược phát triển của Bộ KHĐT tính toán cung cấp. Cùng với đó, các mục tiêu của Chiến lược phát triển KTXH giai đoạn hiện tại sẽ được xem xét trong quy hoạch này: Tái cấu trúc nền kinh tế, chuyển đổi mô hình tăng trưởng, phát triển các lĩnh vực xã hội hài hòa với phát triển kinh tế và bảo vệ môi trường.

- (2) Nghị quyết số 55-NQ/TW của Bộ Chính Trị ban hành ngày 11/2/2020 về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Trong đó, 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 tiến bộ và công bằng xã hội có ý nghĩa đặc biệt quan trọng. Phát triển năng lượng quốc gia phải phù hợp với thể chế thị trường, nhanh chóng xây dựng thị trường năng lượng đồng bộ, cạnh tranh, minh bạch, đa dạng hóa 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 điều kiện thuận lợi để các thành phần kinh tế, đặc biệt là kinh tế tư nhân tham gia phát triển năng lượng; Ưu tiên khai thác sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn NLTT, năng lượng mới, năng lượng sạch; Khai thác và sử dụng

hợp lý các nguồn năng lượng hóa thạch trong nước; Ưu tiên phát triển điện khí, có lộ trình giảm tỉ trọng điện than một cách hợp lý. Sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả, BVMT phải xem là quốc sách quan trọng và trách nhiệm của toàn xã hội.

(3) Chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 được phê duyệt tại Quyết định 2068/QĐ - TTg ngày 25/11/2015, đã đặt ra các mục tiêu về bảo vệ môi trường:

- Phát triển và sử dụng nguồn NLTT góp phần thực hiện các mục tiêu môi trường bền vững và phát triển nền kinh tế xanh.
- Giảm nhẹ phát thải KNK trong các hoạt động năng lượng so với phương án phát triển bình thường: Khoảng 5% vào năm 2020; khoảng 25% vào năm 2030 và khoảng 45% vào năm 2050.
- Góp phần giảm nhiên liệu nhập khẩu cho mục đích năng lượng: Giảm khoảng 40 triệu tấn than và 3,7 triệu tấn sản phẩm dầu vào năm 2030; giảm khoảng 150 triệu tấn than và 10,5 triệu tấn sản phẩm dầu vào năm 2050.

(4) Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) cập nhật của Việt Nam được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ngày 24/7/2020. Bằng nguồn lực trong nước, đến năm 2030 Việt Nam sẽ giảm 9% tổng lượng phát thải khí nhà kính so với Kịch bản phát triển thông thường (BAU) quốc gia tương đương 83,9 triệu tấn CO₂, và có thể tăng đóng góp lên tới 27% khi nhận được hỗ trợ quốc tế thông qua hợp tác song phương, đa phương và các cơ chế trong khuôn khổ Thỏa thuận Paris về biến đổi khí hậu. So với NDC đã đệ trình, tỉ lệ giảm phát thải đã tăng thêm 1% (từ 8% lên 9%) và mức đóng góp về giảm nhẹ phát thải khí nhà kính khi có hỗ trợ quốc tế tăng thêm 2% (từ 25% lên 27%).

(5) Chương trình nghị sự 2030 của Việt Nam vì sự phát triển bền vững (được Đại hội đồng Liên hợp quốc thông qua tại kỳ họp lần thứ 70 diễn ra từ ngày 25-27/9/2015, New York) nhằm PTBV đất nước trên cơ sở kết hợp chặt chẽ, hợp lý và hài hòa giữa phát triển kinh tế, phát triển xã hội và BVMT được Thủ tướng Chính phủ ban hành tại Quyết định số 622/QĐ-TTg về việc ban hành Kế hoạch hành động quốc gia thực hiện Chương trình nghị sự 2030 vì sự phát triển bền vững.

Mục tiêu về môi trường: Duy trì tăng trưởng kinh tế bền vững đi đôi với thực hiện tiến bộ, công bằng xã hội và bảo vệ môi trường sinh thái, quản lý và sử dụng hiệu quả tài nguyên, chủ động ứng phó với biến đổi khí hậu.

(6) Nghị quyết số 24-NQ/TW ngày 3/6/2013 của Ban chấp hành Trung ương đảng Khóa XI về chủ động ứng phó với BĐKH, tăng cường quản lý tài nguyên và BVMT với các mục tiêu chính: Tăng tỉ lệ năng lượng tái tạo, năng lượng mới lên

trên 5% tổng năng lượng thương mại sơ cấp; giảm tiêu hao năng lượng tính trên một đơn vị GDP.

- Về bảo vệ môi trường: Không để phát sinh và xử lý triệt để các cơ sở gây ô nhiễm môi trường nghiêm trọng; 70% lượng nước thải ra môi trường lưu vực các sông được xử lý; tiêu huỷ, xử lý trên 85% chất thải nguy hại, 100% chất thải y tế; tái sử dụng hoặc tái chế trên 65% rác thải sinh hoạt.

Quản lý khai thác hợp lý, sớm chấm dứt khai thác rừng tự nhiên, nâng diện tích các khu bảo tồn thiên nhiên lên trên 3 triệu ha; nâng độ che phủ của rừng lên trên 45%.

Đến năm 2050, chủ động ứng phó với BĐKH; khai thác, sử dụng hợp lý, tiết kiệm, có hiệu quả và bền vững tài nguyên; bảo đảm chất lượng môi trường sống và cân bằng sinh thái, phấn đấu đạt các chỉ tiêu về môi trường tương đương với mức hiện nay của các nước công nghiệp phát triển trong khu vực.

(7) Nghị quyết số 8/NQ-CP ngày 23/01/2014 của Chính Phủ ban hành chương trình hành động thực hiện Nghị quyết số 24-NQ/TW với các nhiệm vụ trọng tâm và giải pháp chủ yếu là tăng cường quản lý tài nguyên và BĐKH nhằm giảm nhẹ tác động của BĐKH; Khai thác sử dụng các nguồn tài nguyên quốc gia hợp lý, hiệu quả và bền vững; nâng cao chất lượng môi trường sống và bảo đảm cân bằng sinh thái.

(8) Đáp ứng mục tiêu của Chiến lược PTBV Việt Nam giai đoạn 2011-2020 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ngày 12/04/2012 tại QĐ số 432/QĐ-TTg với mục tiêu là Tăng trưởng bền vững, có hiệu quả, đi đôi với bảo vệ tài nguyên và môi trường.

Mục tiêu: Tăng trưởng bền vững, có hiệu quả, đi đôi với tiến bộ, công bằng xã hội, bảo vệ tài nguyên và môi trường.... Khai thác hợp lý và sử dụng có hiệu quả các nguồn tài nguyên thiên nhiên, đặc biệt là tài nguyên không tái tạo. Phòng ngừa, kiểm soát và khắc phục ô nhiễm, suy thoái môi trường, cải thiện chất lượng môi trường, bảo vệ và phát triển rừng, bảo tồn đa dạng sinh học. Hạn chế tác hại của thiên tai, chủ động thích ứng có hiệu quả với biến đổi khí hậu, nhất là nước biển dâng.

(9) Nhằm đáp ứng mục tiêu của Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh thời kỳ 2011-2020 và tầm nhìn đến năm 2050 đã được Thủ Tướng Chính Phủ phê duyệt tại Quyết định số 1393/QĐ-TTg ngày 25/09/2012 và Kế hoạch hành động quốc gia về tăng trưởng xanh giai đoạn 2014-2020 đã được Thủ tướng Chính Phủ phê duyệt tại Quyết định số 403/QĐ-TTg ngày 20/3/2014. “Tăng trưởng xanh, tiến tới nền kinh tế các-bon thấp, làm giàu vốn tự nhiên trở thành xu hướng chủ đạo trong phát

triển kinh tế bền vững; giảm phát thải và tăng khả năng hấp thụ KNK dần trở thành chỉ tiêu bắt buộc và quan trọng trong phát triển kinh tế - xã hội”.

- (10) Nhằm đáp ứng Mục tiêu của Chiến lược BVMT quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1216/QĐ-TTg ngày 05/9/2012 và kế hoạch hành động thực hiện Chiến lược BVMT quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030.

Kiểm soát, hạn chế về cơ bản mức độ gia tăng ô nhiễm môi trường, suy thoái tài nguyên và suy giảm đa dạng sinh học; tiếp tục cải thiện chất lượng môi trường sống; nâng cao năng lực chủ động ứng phó với BĐKH, hướng tới mục tiêu phát triển bền vững đất nước.

Đến năm 2030, ngăn chặn, đẩy lùi xu hướng gia tăng ô nhiễm môi trường, suy thoái tài nguyên và suy giảm đa dạng sinh học; cải thiện chất lượng môi trường sống; chủ động ứng phó với BĐKH; hình thành các điều kiện cơ bản cho nền kinh tế xanh, ít chất thải, các-bon thấp vì sự thịnh vượng và phát triển bền vững đất nước.

- (11) Chỉ thị 13/CT-TTg ngày 20/5/2019 của Thủ tướng Chính phủ về Phát triển Bền vững trong đó chỉ đạo lồng ghép hiệu quả việc thực hiện các mục tiêu phát triển bền vững vào xây dựng và thực hiện kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội tại các cấp, các ngành địa phương.

- (12) Chỉ thị 13-CT/TW của Ban Bí thư ngày 12/1/2017 về tăng cường sự lãnh đạo của đảng đối với công tác quản lý, bảo vệ và phát triển rừng chỉ đạo Bảo vệ và quản lý nghiêm, kết hợp với tăng cường các biện pháp trồng mới, phục hồi, tái sinh rừng tự nhiên; có cơ chế quản lý, giám sát chặt chẽ việc chuyển đổi diện tích rừng phòng hộ tại các khu vực ít xung yếu sang rừng sản xuất; không chuyển diện tích rừng tự nhiên hiện có sang mục đích khác (trừ các dự án phục vụ cho mục đích quốc phòng, an ninh, hoặc các dự án đặc biệt, cấp thiết do Chính phủ quyết định).

Chiến lược quốc gia về Đa dạng sinh học đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030 được phê duyệt tại quyết định 1250/QĐ-TTg ngày 31/07/2013 trong đó đặt ra mục tiêu: Các hệ sinh thái tự nhiên quan trọng, loài, nguồn gen nguy cấp, quý hiếm được bảo tồn và sử dụng bền vững nhằm góp phần phát triển đất nước theo định hướng nền kinh tế xanh, chủ động ứng phó với BĐKH.

Cụ thể: Nâng cao chất lượng và tăng diện tích của các hệ sinh thái tự nhiên được bảo vệ đảm bảo diện tích các khu bảo tồn thiên nhiên trên cạn đạt 9% diện tích lãnh thổ, diện tích các khu bảo tồn biển đạt 0,24% diện tích vùng biển; độ che phủ rừng đạt 45%; rừng nguyên sinh được giữ ở mức 0,57 triệu ha và có kế hoạch bảo vệ hiệu quả; diện tích rừng ngập mặn, thảm cỏ biển, rạn san hô được duy trì ở mức

hiện có; 15% diện tích hệ sinh thái tự nhiên quan trọng bị suy thoái được phục hồi; số lượng các KBT thiên nhiên của Việt Nam được quốc tế công nhận đạt: 10 khu Ramsar, 10 khu dự trữ sinh quyển, 10 vườn di sản ASEAN.... Đến năm 2030, 25% diện tích HST tự nhiên có tầm quan trọng quốc tế, quốc gia bị suy thoái được phục hồi; đa dạng sinh học được bảo tồn và sử dụng bền vững mang lại lợi ích thiết yếu cho người dân và đóng góp quan trọng vào sự nghiệp phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

1.4. MÔ TẢ TÓM TẮT NỘI DUNG CỦA QUY HOẠCH

1.4.1. Phạm vi không gian, thời gian của QHĐVIII

1.4.1.1. Phạm vi không gian

QHĐVIII có quy mô phạm vi bao trùm cả nước và có xem xét đến liên kết điện với các nước láng giềng, trong đó phạm vi quốc gia được chia thành 6 vùng chính để đánh giá gồm: Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Trung Bộ, Nam Bộ. Do đó, phạm vi không gian của ĐMC cũng sẽ tương tự như phạm vi nghiên cứu của Quy hoạch. Báo cáo ĐMC cũng nghiên cứu các khu vực có đường dây truyền tải điện đầu nối sang các nước lân cận và các lưu vực sông liên quan.

1.4.1.2. Phạm vi thời gian

Theo Quyết định số 1264/QĐ-TTg ngày 1/10/2019 Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Nhiệm vụ lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030 tầm nhìn đến năm 2045. phạm vi thời gian QHĐVIII là 10 năm, tính trong thời kỳ 2021-2030, và tầm nhìn 2045.

1.4.1.3. Đối tượng nghiên cứu

QHĐVIII phát triển toàn bộ hệ thống điện toàn quốc, có xem xét đến yếu tố xuất hiện liên kết hệ thống điện với các nước láng giềng, đề xuất phương án phát triển nguồn và lưới điện có chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật tốt, đảm bảo mục tiêu bảo vệ môi trường và có tính khả thi cao. Theo đó, toàn bộ hoạt động phía nguồn như cung cấp nhiên liệu, sản xuất điện từ các loại hình nhiên liệu khác nhau, sử dụng nước, và tài nguyên khác phục vụ sản xuất, cơ sở hạ tầng vận chuyển nguyên nhiên liệu như đường, cảng, kho bãi ... và toàn bộ hoạt động phía truyền tải như lựa chọn hướng tuyến, xây dựng đường dây và trạm điện ... được xem xét trong báo cáo này. Lưu ý, với các dự án lưới điện truyền tải chỉ xem xét ở cấp điện áp từ 220 kV trở lên.

Bên cạnh đó Quy hoạch cũng xem xét đến đối tượng/thành phần kinh tế tham gia vào phát triển điện; Cơ chế, chính sách phát triển ngành điện; Tổ chức thực hiện và giám sát quy hoạch;

Đối tượng nghiên cứu cụ thể của Quy hoạch:

- Danh mục những nguồn điện lớn, quan trọng cấp quốc gia,
- Danh mục lưới điện truyền tải quan trọng ở cấp điện áp từ 220kV trở lên;
- Các dự án ưu tiên đầu tư trong giai đoạn 2021 – 2030;
- Định hướng phát triển nguồn điện theo miền, theo vùng và theo cơ cấu công suất các nguồn điện trong giai đoạn 2031 – 2045;
- Định hướng phát triển lưới điện truyền tải ở cấp điện áp từ 220kV trở lên trong giai đoạn 2031 – 2045.

1.4.2. Các mục tiêu, quan điểm của quy hoạch và các quan điểm, mục tiêu về bảo vệ môi trường của quy hoạch

QHĐ là công cụ chiến lược cho phát triển ngành điện quốc gia. Quan điểm phát triển là điện đi trước một bước nhằm cung cấp đủ điện, đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội và nhu cầu điện cho sinh hoạt của nhân dân. Quan điểm chỉ đạo QHĐ VIII phải bám sát theo yêu cầu cũng như theo định hướng nguyên tắc của Nghị quyết 55 với các nội dung lớn liên quan đến cơ cấu của ngành điện, nguồn điện, đồng bộ với phát triển hệ thống điện, hạ tầng điện, cùng với hoàn thiện khuôn khổ pháp lý, yêu cầu lớn đảm bảo cơ chế chính sách để tạo ra đột phá cho sự phát triển không chỉ ngành năng lượng mới, năng lượng sạch, năng lượng tái tạo mà cả tham gia khu vực tư nhân trong lĩnh vực này.

1.4.2.1. Quan điểm lập Quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2045

a) Quy hoạch điện đảm bảo tính kế thừa và tính tương tác với các quy hoạch tổng thể quốc gia; quy hoạch không gian biển; quy hoạch đất, quy hoạch rừng và các quy hoạch chuyên ngành liên quan

b) Đảm bảo cho mọi thành phần kinh tế đều có thể tham gia phát triển ngành điện theo cơ chế thị trường

c) Đảm bảo phát triển cân đối giữa các vùng, miền, cân đối giữa nguồn và phụ tải

d) Quy hoạch có tính mở, chỉ xác định danh mục những nguồn điện lớn, quan trọng cấp quốc gia, danh mục lưới điện truyền tải quan trọng ở cấp điện áp $\geq 220\text{kV}$ giai đoạn 2021 – 2030, định hướng phát triển nguồn điện theo miền, theo vùng và theo cơ cấu công suất giai đoạn 2031 – 2045, định hướng phát triển lưới điện truyền tải ở cấp điện áp $\geq 220\text{kV}$ giai đoạn 2031 – 2045.

e) Quy hoạch điện VIII phải phù hợp với các nội dung liên quan trong Quy hoạch tổng thể Quốc gia, Quy hoạch sử dụng đất Quốc gia, quy hoạch vùng

Mục tiêu quy hoạch

a) Mục tiêu tổng quát

Huy động mọi nguồn lực trong nước và quốc tế cho phát triển điện lực để bảo đảm cung cấp đủ điện với chất lượng ngày càng cao, giá điện hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước; sử dụng đa dạng, hiệu quả các nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện; đẩy mạnh phát triển và sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo cho sản xuất điện, từng bước nâng cao tỷ trọng nguồn điện sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo nhằm giảm nhẹ sự phụ thuộc vào nguồn điện sản xuất từ nhiên liệu nhập khẩu, 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; hình thành và phát triển hệ thống điện thông minh, có khả năng tích hợp với nguồn năng lượng tái tạo tỷ lệ cao.

b) Mục tiêu cụ thể

Trên cơ sở xem xét, đánh giá tổng hợp quá trình phát triển điện lực giai đoạn 2016 – 2020, thực tế triển khai nội dung của Điều chỉnh Quy hoạch điện VII, hiện trạng và các kịch bản phát triển kinh tế xã hội, đánh giá nhu cầu tiêu thụ điện của các năm qua, rà soát dự báo nhu cầu điện các năm 2016-2018, đưa ra các phương án nhu cầu điện giai đoạn 2021-2030 và giai đoạn 2031 – 2045.

Nghiên cứu các phương án phát triển nguồn và lưới điện, lựa chọn một số phương án có chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật tốt và có tính khả thi cao, đảm bảo cung cấp điện an toàn liên tục cho phát triển kinh tế xã hội, sử dụng tiết kiệm hiệu quả tài nguyên năng lượng, xem xét tới việc phát triển mạnh mẽ các nguồn năng lượng tái tạo; có xét đến trao đổi xuất nhập khẩu điện với các nước trong khu vực, đề xuất các phương án phát triển hệ thống điện toàn quốc giai đoạn 2021-2030 có xét đến năm 2045;

Phân tích tính khả thi của phương án phát triển hệ thống điện về các mặt: tiến độ xây dựng nguồn và lưới điện đồng bộ; nguồn vốn và khả năng huy động vốn;

Đánh giá về tác động môi trường và lập Báo cáo môi trường chiến lược (ĐMC) trong phát triển điện lực;

Nghiên cứu đề xuất các giải pháp chủ yếu về cơ chế chính sách phát triển ngành điện, tổ chức thực hiện quy hoạch, đảm bảo phát triển bền vững ngành điện.

1.4.2.2. Mục tiêu về bảo vệ môi trường của quy hoạch

a. Mục tiêu tổng quát

Sử dụng đa dạng, hiệu quả các nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện; đẩy mạnh phát triển và sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo cho sản xuất điện, từng bước nâng cao tỷ trọng nguồn điện sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo nhằm giảm nhẹ sự phụ thuộc vào nguồn điện sản xuất từ nhiên liệu nhập khẩu, 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.

b. Mục tiêu cụ thể

- Đánh giá, phân tích một cách hệ thống hậu quả của các tác động môi trường từ các phương án phát triển của Quy hoạch điện được đề xuất để lựa chọn phương án phát triển điện phù hợp nhất, đảm bảo các tác động bất lợi đến môi trường, xã hội được xem xét đầy đủ và chỉ rõ ngay ở giai đoạn sớm nhất của quá trình quy hoạch. Các phương án phát triển đó được so sánh với lợi ích kinh tế mang lại, làm cơ sở lựa chọn phương án thực hiện QHĐVIII đảm bảo mục tiêu phát triển kinh tế xã hội và môi trường, phát triển bền vững của đất nước và thực hiện các cam kết quốc tế.

- Đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện của quốc gia và từng vùng, đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống theo tiêu chí “Tối thiểu hóa chi phí của hệ thống điện trong thời gian quy hoạch, đồng thời thỏa mãn các ràng buộc về vận hành hệ thống điện, các ràng buộc về chính sách và các giới hạn tiềm năng nguồn cung cấp nhiên liệu sơ cấp”.

- Đảm bảo tính đúng và đủ chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống bao gồm: chi phí đầu tư, vận hành bảo dưỡng, nhiên liệu, huy động tổ máy, thiệt hại môi trường do phát thải, tác động đến kinh tế xã hội và cộng đồng, truyền tải điện liên vùng, và thiếu hụt điện năng.

- Nghiên cứu các phương án phát triển nguồn và lưới điện, lựa chọn một số phương án có chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật tốt và có tính khả thi cao, đảm bảo cung cấp điện an toàn liên tục cho phát triển KTXH, sử dụng tiết kiệm hiệu quả tài nguyên năng lượng, xem xét tới việc phát triển mạnh mẽ các nguồn NLTT; có xét đến trao đổi xuất nhập khẩu điện với các nước trong khu vực, đề xuất các phương án phát triển hệ thống điện toàn quốc giai đoạn 2021-2030 có xét đến năm 2050;

- Đánh giá về tác động môi trường của kịch bản điện lựa chọn và định hướng đánh giá tác động môi trường đối với các dự án điện quan trọng, ưu tiên và các dự án điện thành phần trong kế hoạch phát triển điện lực;

- Đánh giá tác động của QHĐVIII đến BĐKH và tác động của BĐKH đến quy hoạch.

1.4.3. Các phương hướng phát triển của quy hoạch và phương án chọn

Các định hướng lớn của chương trình phát triển nguồn điện trong giai đoạn 2021-2030 và tầm nhìn tới năm 2045.

- Tuân thủ các chính sách hiện hành của nhà nước về mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo, giảm phát thải, tăng trưởng xanh và phát triển bền vững.

- Xem xét khả năng phát triển của các loại hình nguồn điện trên cơ sở tối thiểu hóa chi phí toàn hệ thống có tính đến các ràng buộc. Chi phí hệ thống bao gồm đầy đủ các loại chi phí cho sản xuất và truyền tải điện, chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải, chi phí xử lý môi trường khi kết thúc dự án và chi phí đất đai...

- Phát triển nguồn năng lượng tái tạo với quy mô phù hợp với các chính sách hiện hành của nhà nước, có xem xét đến khả năng nâng cao tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo so với các chính sách hiện hành.

- Tăng cường nhập khẩu và liên kết lưới điện với các nước láng giềng, nhằm tăng cường khả năng tích hợp năng lượng tái tạo.

- Phát triển các nguồn loại hình nguồn điện linh hoạt (thủy điện tích năng, pin tích năng, động cơ đốt trong sử dụng LNG...) phù hợp với quy mô nguồn năng lượng tái tạo.

- Tính đến việc đa dạng hóa nhiên liệu, đảm bảo an ninh năng lượng trong nước, giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

Các ràng buộc về chính sách và các giới hạn tiềm năng bao gồm:

- Mục tiêu phát triển nguồn năng lượng tái tạo, giảm phát thải: Tính toán các kịch bản có mục tiêu chính sách theo các văn bản như: Quyết định 2068/QĐ-TTg về chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2050, nghị quyết 55-NQ/TW của Bộ Chính Trị về định hướng chiến lược phát triển ngành năng lượng Việt Nam giai đoạn đến 2030 có xét đến 2045, cam kết của Việt Nam về giảm phát thải KNK tại COP21.

- Khả năng khai thác các nguồn năng lượng sơ cấp trong nước cho sản xuất điện (than nội, khí nội).

- Tiềm năng xây dựng các loại hình nguồn điện năng lượng tái tạo theo từng vùng, tỉnh

- Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho sản xuất điện. Tiềm năng quy mô xây dựng các nguồn điện than nhập khẩu, khí nhập khẩu, điện hạt nhân theo từng vùng

- Khả năng nhập khẩu điện, trao đổi điện năng với các nước láng giềng

Để lựa chọn phương án phát triển nguồn điện cần phải xây dựng các kịch bản khác nhau để có thể đánh giá hết các tác động của các yếu tố đầu vào ảnh hưởng đến chương trình phát triển nguồn điện. Dựa vào các điều kiện tính toán, đề án đề xuất 2 nhóm kịch bản sẽ được phân tích như sau:

1.4.3.1. Nhóm kịch bản chính:

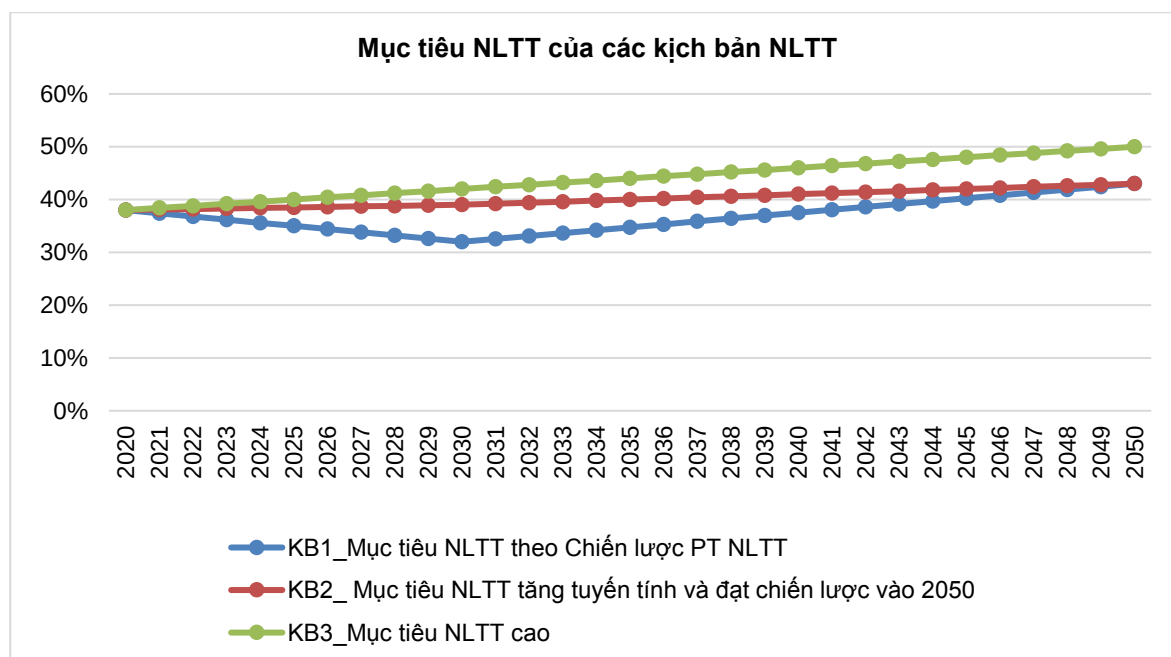
Đây là nhóm các kịch bản chính sách, bao gồm các mục tiêu chính sách đã được ban hành và một số chính sách giả định để xem xét hết khả năng phát triển của các loại hình nguồn điện trong tương lai.

+ **Kịch bản 0 - Kịch bản phát triển thông thường (KB0A_QHĐ7HC):** Đây là kịch bản tính toán quy hoạch phù hợp với Quy hoạch Điện 7 điều chỉnh, các loại hình nguồn điện được lựa chọn phát triển trong tương lai hoàn toàn dựa trên việc cạnh tranh về mặt chi phí, và không tính đến chi phí ngoại sinh trong bài toán tối ưu hóa chi phí tối thiểu. Kịch bản này được đưa ra là kịch bản nền để đánh giá hiệu quả của các chính sách đề xuất trong các kịch bản sau.

+ **Kịch bản 1 - Kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược phát triển NLTT và nghị quyết 55-NQ/TW (KB1A_CLNLTT, KB1B_CLNLTT):** Kịch bản này được đưa thêm ràng buộc về mục tiêu năng lượng tái tạo theo Chiến lược phát triển nguồn năng lượng tái tạo của Việt Nam giai đoạn đến 2030 định hướng đến 2050 (Quyết định 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015). Theo đó tỷ lệ điện năng sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo (bao gồm cả thủy điện lớn) trong tổng điện năng sản xuất điện toàn quốc sẽ đạt 38% năm 2020, đạt 32% năm 2030 và 43% năm 2050. Như vậy tỷ lệ điện năng từ năng lượng tái tạo sẽ giảm dần trong giai đoạn 2020-2030 và tăng dần trong giai đoạn 2031-2050. Tỷ lệ điện năng năng lượng tái tạo các năm ở giữa chu kỳ quy hoạch sẽ được tăng tuyến tính giữa năm đầu và năm cuối, dự kiến đạt 34,8% năm 2035, 37,5% năm 2040 và 40,3% năm 2045. Tỷ lệ NLTT theo chiến lược này cũng phù hợp với nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị, trong đó quy định tỷ lệ nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 15-20% năm 2030 và 25-30% năm 2045, tương ứng tỷ lệ điện năng của năng lượng tái tạo trong tổng điện năng sản xuất toàn quốc là khoảng 30% năm 2030 và 40% năm 2045.

+ **Kịch bản 2 – Mục tiêu NLTT tăng tuyến tính và đạt chiến lược vào 2050 (KB2A_TNLTT, KB2B_TNLTT):** Theo chiến lược phát triển năng lượng tái tạo, mục tiêu năng lượng tái tạo sẽ giảm dần từ 38% năm 2020 xuống 32% năm 2030, sau đó tăng dần lên 43% năm 2050. Kịch bản này xem xét mục tiêu NLTT sẽ tăng tuyến tính hàng năm từ 38% năm 2020 lên 43% năm 2050. Mục tiêu năng lượng tái tạo theo các năm như sau: 38% năm 2020, 38,5% năm 2025, 39% năm 2030, 40% năm 2035, 41% năm 2040, 42% năm 2045 và 43% năm 2050.

+ **Kịch bản 3 – Mục tiêu tăng lượng tái tạo cao (KB3A_NLTTTC, KB3B_NLTTTC):** đây là kịch bản giả thiết có chính sách xem xét một mục tiêu tham vọng hơn so với Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo đã phê duyệt. Dự kiến tỷ lệ điện năng sản xuất từ năng lượng tái tạo so với tổng điện năng sản xuất toàn quốc sẽ tăng dần từ 38% năm 2020 lên 50% năm 2050 theo tỷ lệ tăng tuyến tính, cụ thể: đạt 40% năm 2025, 42% năm 2030, 44% năm 2035, 46% năm 2040, 48% năm 2045 và 50% năm 2050.



Hình 1-1: Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng điện năng sản xuất trong nước theo các kịch bản về mục tiêu năng lượng tái tạo (Kịch bản 1, 2, 3)

+ **Kịch bản 4 - Mục tiêu cắt giảm khí nhà kính (KB4A_CO2, KB4B_CO2):** Tại Hội nghị về Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu, Việt Nam đã cam kết thực hiện giảm phát thải KNK từ mức 8% đến 25% so với kịch bản phát triển thông thường. Mặc dù tổng phát thải của toàn quốc không chỉ do ngành điện mà còn từ các ngành công nghiệp khác. Tuy vậy ngành điện luôn chiếm tỷ lệ lớn trong phát thải ngành công nghiệp. Do vậy, kịch bản này sẽ xem xét sự thay đổi về cơ cấu nguồn khi cắt giảm 25% mức phát thải khí nhà kính so với kịch bản phát triển thông thường.

Các kịch bản 1, kịch bản 2, kịch bản 3 và kịch bản 4 đều được tính toán theo 2 trường hợp sau:

- **Trường hợp A:** Không tính chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm tối ưu chi phí tối thiểu của mô hình

- **Trường hợp B:** Có tính chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm tối ưu chi phí tối thiểu của mô hình.

+ **Kịch bản 5 - Không xây dựng thêm nhiệt điện than mới sau năm 2030 (KB5B_Nonewcoal):** Đây là kịch bản kết hợp chính sách mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo theo kịch bản 1 và chính sách giả định không phát triển thêm nhiệt điện than mới sau năm 2030. Kịch bản này được tính toán với trường hợp có tính đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm mục tiêu của mô hình.

+ **Kịch bản 6 – Phát triển nguồn điện hạt nhân giai đoạn sau 2035 (KB6B_Nuclear):** Đây là kịch bản kết hợp chính sách mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo theo kịch bản 1 và chính sách giả định phát triển nguồn điện hạt nhân sau năm

2035. Căn cứ theo đánh giá khả năng phát triển của điện hạt nhân trong mục trước, trong trường hợp chính phủ đánh thuế CO₂ để điều khiển thị trường năng lượng, với mức thuế CO₂ khoảng 15USD/tấn - 20USD/tấn tương tự như Nhật Bản và Hàn Quốc, quy mô điện hạt nhân được lựa chọn phát triển là khoảng 3.000-5.000MW vào năm 2045. Do đó kịch bản 5 sẽ đưa vào chính sách xây dựng nhà máy điện hạt nhân quy mô 1.000MW vào năm 2040 và 5.000MW vào năm 2045. Kịch bản này được tính toán với trường hợp có tính đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm mục tiêu của mô hình.

Các kịch bản chính được tính toán trong điều kiện là các yếu tố đầu vào đều là cơ sở, cụ thể:

- Thông số thủy văn của các nhà máy thủy điện là thông số trung bình nhiều năm (Nguồn: Thống kê vận hành hàng năm của Điều Độ Quốc gia, nghiên cứu về số liệu thủy văn của các dự án thủy điện tại Việt Nam do JICA tài trợ năm 2004)

- Tốc độ gió và bức xạ mặt trời được lấy theo số liệu trung bình nhiều năm thống kê trong các tài liệu sau: Số liệu đo gió onshore của Việt Nam tại 10 điểm/độ cao 80m trong “Dự án Năng lượng Gió GIZ/MoIT”, số liệu tốc độ gió trung bình trong Hệ thống thông tin địa lý GIS. Các nghiên cứu hỗ trợ QHĐVIII của Cục Năng lượng Đan Mạch về gió offshore, sử dụng số liệu tốc độ gió trung bình theo GIS. Số liệu bức xạ mặt trời sử dụng số trung bình nhiều năm do Ngân hàng thế giới kết hợp với Bộ Công Thương và phía Tây Ban Nha tính toán năm 2014, theo số liệu thu thập từ Trung tâm dịch vụ khí tượng thủy văn quốc gia Việt Nam.

- Phụ tải dự báo theo kịch bản cơ sở

- Giá nhiên liệu dự báo theo phương án cơ sở (là kịch bản chính sách mới trong đề án “World Energy Outlook 2019”),

- Các loại chi phí (trình bày tại chương 4) đã được dự báo và đánh giá có khả năng xảy ra cao trong tương lai sẽ được sử dụng trong các kịch bản chính.

Với những số liệu đầu vào cơ sở như trên, đề án có thể so sánh và lựa chọn kịch bản chính sách phát triển nguồn điện trong tương lai ngay từ kết quả tính toán của các kịch bản chính. Như vậy sẽ có 11 kịch bản chính được tính toán (KB0A_QHĐ7HC, KB1A_CLNLTT, KB1B_CLNLTT, KB2A_TNLTT, KB2B_TNLTT, KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC, KB4A_CO2, KB4B_CO4, KB5B_Nonewcoal, KB6B_Nuclear). Đề án thực hiện tính toán cơ cấu nguồn điện của 11 kịch bản trên bằng mô hình chi phí tối thiểu, tính toán chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống, mức phát thải, khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải và thực hiện so sánh đánh giá theo các tiêu chí đã đề ra để lựa chọn kịch bản phát triển nguồn điện toàn quốc.

1.4.3.2. Nhóm kịch bản phân tích độ nhạy

Sau khi đã lựa chọn được kịch bản chính sách từ các kịch bản chính, đề án thực hiện tính toán phân tích độ nhạy đối với kịch bản chính sách đã lựa chọn. Dự kiến các kịch bản phân tích độ nhạy như sau:

- *Phân tích độ nhạy về phụ tải*: đánh giá sự thay đổi của cơ cấu và tổng công suất nguồn điện khi phụ tải phát triển theo kịch bản phụ tải cao và kịch bản phụ tải thấp. Kịch bản phụ tải thấp là kịch bản đã xem xét đến hiệu quả của tiết kiệm năng lượng.

- *Phân tích độ nhạy về giá nhiên liệu sơ cấp*: đánh giá khả năng thay đổi cơ cấu nguồn điện khi giá nhiên liệu sơ cấp theo các kịch bản giá nhiên liệu dự báo giá cao và kịch bản dự báo giá thấp

- *Phân tích độ nhạy về chi phí đầu tư nguồn điện*: Hầu hết các loại hình công nghệ đã được nghiên cứu kỹ về khả năng giảm chi phí đầu tư trong tương lai trong cẩm nang công nghệ 2019 và phần lựa chọn số liệu đầu vào cho QHĐVIII. Chỉ riêng công nghệ gió offshore hiện tại là công nghệ mới được phát triển, có tiềm năng giảm chi phí đầu tư trong tương lai. Kịch bản này sẽ xét trường hợp vốn đầu tư của gió offshore sẽ giảm thấp hơn số liệu trong cẩm nang công nghệ 2019 như một số dự báo trong các dự án nghiên cứu hỗ trợ gần đây của Cục năng lượng Đan Mạch.

- *Phân tích độ nhạy về khí hậu*: kịch bản năm nước khô hạn. Do việc khô hạn không xảy ra cùng tần suất nước 90% trên tất cả các dòng sông, ngoài ra những năm khô hạn diện mặt trời lại có thể phát tốt, vì vậy đề án lựa chọn tính toán năm khô hạn ứng với tần suất nước 75% của tất cả các nhà máy điện trên toàn quốc, giảm 20% điện năng phát từ thủy điện so với năm nước trung bình.

- *Phân tích độ nhạy về giá CO₂*: Trong các tính toán cơ sở giá CO₂ được lấy theo giá thị trường giao ngay hiện hành, nên giá được tính toán ở mức khá thấp. Kịch bản này giả thiết chính phủ thực hiện chính sách thuế CO₂ để điều khiển thị trường năng lượng. Mức thuế CO₂ được giả thiết áp dụng là 5 USD/tấn giai đoạn 2021-2025, tăng lên 8 USD/tấn giai đoạn 2026-2030, 10 USD/tấn giai đoạn 2031-2045.

Các phân tích độ nhạy trên được tính toán trên cơ sở là kịch bản chính sách đã được lựa chọn trong các kịch bản chính. Cơ cấu nguồn điện trong các kịch bản về độ nhạy sẽ được phân tích và bổ sung thêm vào danh mục nguồn điện sẽ phát triển để đảm bảo dự phòng cho chương trình phát triển nguồn điện khi có các sự cố ngoài ý muốn như: phụ tải tăng trưởng cao trong ngắn và trung hạn, xảy ra biến đổi khí hậu, năm nước khô hạn.

Luận chứng kịch bản phát triển điện lực lựa chọn.

Sau khi tính toán cơ cấu nguồn điện toàn quốc của mỗi kịch bản theo từng vùng trong giai đoạn quy hoạch. Đề án thực hiện so sánh các kịch bản theo 5 chỉ tiêu sau, điểm cao nhất của mỗi tiêu chí là 5 điểm:

- Khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách
- Chi phí sản xuất điện toàn hệ thống thấp
- Mức phát thải chất ô nhiễm thấp
- Khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải liên miền thấp.
- Vấn đề về đa dạng hóa nguồn điện, đảm bảo an ninh năng lượng

Kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn sẽ là kịch bản đáp ứng hài hòa các chỉ tiêu trên (đảm bảo thực hiện chính sách của nhà nước, chi phí toàn hệ thống thấp, mức phát thải thấp, có khả năng xây dựng lưới điện truyền tải, đảm bảo an ninh năng lượng).

Kết quả so sánh cho thấy KB1B_CLNLTT là kịch bản có các chỉ tiêu được đánh giá cao và hài hòa nhất trong các kịch bản, tiếp theo là kịch bản KB6B_Nuclear. Thứ tự xếp hạng của các kịch bản đáp ứng hài hòa theo các tiêu chí như sau:

Bảng 1-1: Điểm số đánh giá theo các kịch bản phát triển nguồn điện

TT	Kịch bản	Điểm số
1	KB1B_CLNLTT: Kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh.	21
2	KB6B_Nuclear: Kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh, có chính sách giả thiết phát triển 5000MW điện hạt nhân vào năm 2045.	21
3	KB2B_TNLTT: Kịch bản tăng mục tiêu NLTT năm 2030 so với chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh.	20
4	KB3B_NLTTC: KB mục tiêu NLTT cao, có xét chi phí ngoại sinh.	19
5	KB3A_NLTTC: KB mục tiêu NLTT cao, không xét chi phí ngoại sinh	16
6	KB5B_Nonewcoal: Kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược, có xét chi phí ngoại sinh, có giả thiết không phát triển nhiệt điện than sau 2035	16
7	KB4B_CO2: Kịch bản mục tiêu giảm phát thải CO ₂ , giảm 25% so với KB0A_BAU, có tính chi phí ngoại sinh.	15
8	KB2A_TNLTT: Kịch bản tăng mục tiêu NLTT năm 2030 so với chiến lược, không xét chi phí ngoại sinh	15
9	KB4A_CO2: Kịch bản mục tiêu giảm phát thải CO ₂ , giảm 25% so với KB0A_BAU, không tính chi phí ngoại sinh	14
10	KB1A_CLNLTT: Kịch bản mục tiêu NLTT theo chiến lược, không xét chi phí ngoại sinh	14
11	KB0A_QHĐ7HC: Kịch bản phát triển thông thường, phù hợp với QHĐ7HC	10

Căn cứ vào các mục tiêu quốc gia về bảo vệ môi trường, để đáp ứng mục tiêu về cung cấp điện năng đủ và an toàn cho phát triển kinh tế, tiêu dùng xã hội, mà vẫn đảm bảo được mục tiêu BVMT, thì bên cạnh kịch bản điện thông thường với chi phí thấp nhất làm cơ sở (**KB0A_QHĐ7HC**), thì các kịch bản phát triển điện với các ràng buộc

dựa trên các mục tiêu chính sách quốc gia về môi trường đã được đưa vào xem xét. Đặc biệt các kịch bản có tính thêm chi phí xã hội để đảm bảo đáp ứng được các mục tiêu quốc gia và công bằng đối với các nguồn điện được huy động.

Từ kết quả so sánh các kịch bản, đề án đề xuất lựa chọn kịch bản mục tiêu năng lượng tái tạo theo chiến lược và có xét đến chi phí ngoại sinh **KB1B_CLNLTT là kịch bản chọn** cho phát triển nguồn điện toàn quốc trong giai đoạn tới. Cơ cấu nguồn của KB1B_CLNLTT cũng giống như kịch bản KB5B_Nonewcoal trong giai đoạn đến 2035, sẽ chỉ thực hiện các dự án nhiệt điện than trong QHĐ7HC, không xem xét đầu tư thêm nhiệt điện than mới.

1.4.4. Các nội dung chính của quy hoạch.

1.4.4.1. Các tiêu chí và thông số đầu vào cho lập quy hoạch

a. Phân vùng hệ thống điện toàn quốc

Việt Nam có tiềm năng lớn về NLTT, đặc biệt là năng lượng gió và năng lượng mặt trời. Phân bố tiềm năng NLTT không đồng đều, tập trung ở khu vực phía Nam, chủ yếu ở Nam Trung Bộ, Tây Nguyên và Nam Bộ, nơi khoảng cách truyền đến trung tâm phụ tải khá dài (trên 200km).

Than trong nước ở Việt Nam sẽ không đủ để cung cấp cho các nhà máy điện xây dựng trong tương lai, các NMNĐ than mới sẽ phải sử dụng than nhập khẩu. Khu vực miền Trung rất thuận tiện cho việc xây dựng các cảng than và xây dựng các NMNĐ than. Khu vực này có tải thấp, truyền đường dài và cần xác định hướng truyền tải điện và công suất của đường liên kết.

Các mỏ khí lớn của Việt Nam sẽ được khai thác như Cá Voi Xanh, Lô B cũng nằm cách xa trung tâm phụ tải. Hơn nữa, các vị trí thuận lợi để xây dựng kho cảng LNG để cung cấp cho các nhà máy điện đều nằm cách xa trung tâm phụ tải, và phải xác định hướng và công suất của đường ống cấp khí vào.

Các vấn đề được đề cập ở trên dẫn đến sự cần thiết phải phân tách thành nhiều vùng hơn trong nghiên cứu QHĐVIII để đảm bảo phân tích đầy đủ những thuận lợi, khó khăn khi lựa chọn các vị trí dự án và hạn chế thấp nhất khả năng tắc nghẽn đường truyền tải điện.

Hệ thống điện được chia thành 6 vùng như sau:

+ Miền Bắc được chia thành hai vùng: Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ.

- Khu vực Bắc Bộ bao gồm các tỉnh Đông Bắc, Tây Bắc và các tỉnh đồng bằng sông Hồng. Đây là khu vực trung tâm phụ tải của miền Bắc.

- Khu vực Bắc Trung Bộ bao gồm các tỉnh Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh và Quảng Bình. Ở các tỉnh này có nhiều nguồn phát điện tập trung và được truyền tải cấp điện cho các khu vực khác.

+ Miền Trung và miền Nam được phân thành bốn vùng: Trung Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Nam Bộ.

- Khu vực Trung Trung Bộ bao gồm các tỉnh: Quảng Trị, Thừa Thiên Huế, Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi. Tại đây có các nguồn thủy điện (tập trung nhiều tại tỉnh Quảng Nam), nhà máy nhiệt điện than Quảng Trị và các nhà máy TBKHH lớn sử dụng khí mỏ Cá Voi Xanh ở Quảng Nam, Quảng Ngãi. Khu vực này cũng được đặt tại vị trí chuyển giao của nguồn điện.

- Khu vực Tây Nguyên bao gồm các tỉnh Kon Tum, Gia Lai, Đắk Lắk, Đắk Nông. Đây là những tỉnh có nguồn thủy điện tập trung và dự kiến sẽ phát triển mạnh mẽ năng lượng gió, mặt trời. Đối với khu vực này, hướng truyền tải điện và công suất của lưới truyền tải cần được xác định.

- Khu vực Nam Trung Bộ gồm các tỉnh Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa, Lâm Đồng, Ninh Thuận và Bình Thuận. Đây là khu vực dự kiến sẽ phát triển mạnh mẽ năng lượng mặt trời và năng lượng gió. Khu vực này cần xác định hướng truyền tải điện và công suất của lưới truyền tải.

- Khu vực Nam Bộ bao gồm các tỉnh còn lại ở Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ. Đây là khu vực trung tâm phụ tải của miền Nam. Đối với khu vực Tây Nam Bộ, đến 2020 có liên kết khá mạnh với khu vực TP Hồ Chí Minh bằng 4 đường dây truyền tải 500kV và các đường liên kết 220kV, với chiều dài trên lát cắt truyền tải ngắn (<150km). KV Tây Nam Bộ có nhu cầu phụ tải nhỏ nhưng trong giai đoạn tới sẽ phát triển quy mô nguồn điện gió lớn, nguồn điện dư thừa sẽ được truyền tải về cấp điện cho trung tâm phụ tải khu vực TP Hồ Chí Minh. Do Tây Nam Bộ không phải là khu vực nằm giữa 2 vùng phụ tải lớn và cần phải xác định hướng truyền tải về phía nào (như các khu vực miền Trung), nên chưa cần thiết chia nhỏ thêm khu vực Tây Nam Bộ trong khu vực Nam Bộ.

b. Tiêu chí lập Quy hoạch

- Các tiêu chí dự báo phụ tải:

Bảo đảm dự báo chính xác sản lượng, công suất và biểu đồ sử dụng điện theo các miền, vùng và các tỉnh thành phố nhằm cung cấp điện đầy đủ, tin cậy cho phát triển kinh tế xã hội của đất nước; đánh giá đầy đủ tác động của các yếu tố sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả, các công nghệ sản xuất điện phân tán, các công nghệ sử dụng điện mới; áp dụng các phương pháp dự báo khác nhau để thực hiện kiểm chứng kết quả dự báo. Yêu cầu đánh giá cụ thể từng năm và chi tiết theo các miền, vùng, tỉnh – thành phố để có số liệu kiểm chứng. Đánh giá cụ thể chi tiết các miền, nguồn điện phân tán, xu hướng phát triển các công nghệ sử dụng điện mới (xe điện, tàu điện) trong các năm chi tiết các miền.

Trên cơ sở đó, dự báo phụ tải điện gồm các chỉ tiêu sau:

- Sản lượng điện thương phẩm hàng năm giai đoạn 2021-2045: toàn quốc, 3 miền (Bắc, Trung, Nam), 6 vùng (Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Bộ), các tỉnh thành phố trực thuộc trung ương;
- Pmax hàng năm trong giai đoạn 2021-2045: toàn quốc, 3 miền (Bắc, Trung, Nam), 6 vùng (Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Bộ);
- Tỷ lệ tổn thất và tự dùng: toàn quốc, 3 miền (Bắc, Trung, Nam), 6 vùng (Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Bộ);
- Các tiêu chí xây dựng chương trình phát triển nguồn điện

Tiêu chí chung: Bảo đảm cung cấp điện an toàn, tin cậy trên mỗi miền và toàn quốc với chất lượng ngày càng cao, giá điện hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước; sử dụng đa dạng, hiệu quả các nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện; đẩy mạnh phát triển và sử dụng các nguồn NLTT cho sản xuất điện, từng bước nâng cao tỷ trọng nguồn điện sản xuất từ nguồn NLTT nhằm giảm nhẹ sự phụ thuộc vào nguồn điện sản xuất từ than nhập khẩu, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, giảm nhẹ BĐKH, BVMT và phát triển kinh tế - xã hội bền vững.

Các tiêu chí cụ thể:

- Phát triển cân đối công suất nguồn trên từng vùng, miền, đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện trên từng hệ thống điện miền liên kết với nhau sao cho giảm tổn thất truyền tải, chia sẻ công suất nguồn dự trữ và tận dụng nguồn nước, nguồn tài nguyên năng, gió để khai thác hợp lý kinh tế các NM thủy điện, điện gió và điện mặt trời. Cần tránh xu hướng cho phép đầu tư dồn dập ở một miền, khi có nhiều thuận lợi hơn (như nguồn nhiên liệu, vị trí thuận lợi về xây dựng công trình,...) trong khi lại chậm chạp ở miền khác, sẽ dẫn đến lưới truyền tải vận hành nặng nề, giảm độ an toàn tin cậy cung cấp điện.

- Cực tiểu hóa chi phí toàn hệ thống bao gồm đầy đủ chi phí sản xuất điện, truyền tải điện và các chi phí ngoại sinh ảnh hưởng đến môi trường và sức khỏe con người. Đảm bảo khai thác hiệu quả tối đa các loại hình nguồn điện, tích hợp điện gió và mặt trời cũng như tránh nghẽn mạch trong quá trình vận hành thị trường điện, hệ thống truyền tải liên miền cũng sẽ được tăng cường. Việc tăng cường hệ thống truyền tải và phân bố cân đối các nguồn điện trong các vùng miền sẽ được tính toán tối ưu theo mô hình cực tiểu hóa chi phí toàn hệ thống.

- Đánh giá kỹ khả năng nhập khẩu điện và liên kết lưới điện với các nước trong khu vực: việc nhập khẩu điện bị ảnh hưởng rất lớn bởi chính sách của các nước xuất khẩu. Cần ưu tiên phát triển các dự án thủy điện có vị trí địa lý gần Việt Nam và thuộc các nước có chính sách nhất quán, ít thay đổi.

- Đảm bảo an ninh năng lượng, đặc biệt là các nguồn nhiên liệu nhập khẩu. Khai thác tối đa than trong nước cho nhiệt điện than, ưu tiên than nội địa cho các NMNĐ hiện có tại miền Bắc và Bắc Trung Bộ. Giảm bớt tỷ lệ nguồn nhiệt điện than so với QHĐ7HC để tăng cường an ninh, tránh phụ thuộc quá lớn vào than nhập, tăng tính khả thi về nhập khẩu than. Xem xét khả năng phát triển các nguồn điện sử dụng LNG và nguồn điện hạt nhân trong tương lai.

- Đánh giá kỹ tiềm năng phát triển các loại hình nguồn điện NLTT và năng lượng mới (mặt trời áp mái, mặt trời quy mô lớn, điện gió onshore, điện gió offshore, các nguồn điện sinh khối, rác thải, địa nhiệt, nguồn điện Hydrogen, ICE...), là cơ sở quan trọng để tính toán cơ cấu phát triển nguồn điện và tính toán lưới điện truyền tải theo từng vùng, miền.

- Xem xét kỹ khả năng phát triển các nguồn điện linh hoạt để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo (gió, mặt trời) vào hệ thống: hiện nay phần lớn tiềm năng thủy điện đã được khai thác hết. Trong tương lai, thủy điện chỉ được tiếp tục phát triển với quy mô nhỏ. Với khả năng tích điện khi nguồn NLTT phát cao và phát điện vào nhưng giờ phụ tải cao điểm và công suất nguồn NLTT giảm thấp, cần xem xét phát triển các nguồn tích năng (thủy điện tích năng và pin tích năng) và các nguồn điện có thông số huy động tổ máy có độ linh hoạt cao như động cơ đốt trong (ICE) và tua bin khí chu trình đơn (SCGT) sử dụng LNG.

- Phát triển bền vững, thân thiện với môi trường: các công trình thủy điện nhỏ có hiệu quả kinh tế và ít tác động xấu đến môi trường, nguồn điện từ NLTT được tiếp tục khuyến khích phát triển với số lượng lớn. Nguồn điện từ NLTT như điện gió, thủy điện nhỏ, điện mặt trời, điện sinh khối... được khuyến khích phát triển tại các vùng có tiềm năng, thuận tiện nối lưới. Các nguồn năng lượng mới cần được tiếp tục nghiên cứu phát triển trong dài hạn.

- Các tiêu chí xây dựng chương trình phát triển lưới điện (lưới điện truyền tải, phân phối)

- Lưới điện truyền tải phải đáp ứng được yêu cầu cung cấp đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội trong giai đoạn quy hoạch, đồng thời có khả năng giải tỏa một cách an toàn, tin cậy công suất phát của nguồn điện, nhất là các khu vực có nguồn NLTT quy mô lớn.

- Chương trình mở rộng phát triển lưới truyền tải phải có tầm nhìn dài hạn đảm bảo sự vận hành an toàn, ổn định, bền vững nhưng phải có tính kế thừa, nhất quán, khả thi, phù hợp với hệ thống điện hiện trạng và các công trình đang triển khai đầu tư xây dựng.

- Lưới điện phải có khả năng đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật ngày càng cao của hệ thống như: chất lượng điện áp, tần số, tính ổn định và cân bằng hệ thống, dòng điện ngắn mạch; có khả năng vận hành linh hoạt, giảm thiểu và cách ly sự cố lan truyền.

- Ứng dụng triệt để các thành tựu khoa học công nghệ (KHCN) trong đầu tư phát triển lưới điện, sử dụng tối thiểu tài nguyên quốc gia như: giảm thiểu diện tích chiếm đất cho hành lang tuyến đường dây và diện tích đất cho các trạm biến áp (nhất là tại các đô thị); sử dụng công nghệ mới, ứng dụng KHCN để nâng cao khả năng truyền tải của lưới điện; từng bước hình thành lưới điện truyền tải thông minh (Smart Transmission Grid).

- Các tiêu chí kinh tế - tài chính

Các chỉ tiêu để đánh giá hiệu quả kinh tế được xác định trên cơ sở các dòng lợi ích, chi phí của dự án:

- Giá trị hiện tại hoá của lợi nhuận kinh tế dự án (NPV -Net Present Value). Dự án có thể chấp nhận được nếu $NPV > 0$.

- Hệ số nội hoàn về kinh tế (IRR- Internal rate of Return). Dự án chấp nhận được nếu $IRR > i_{kt}$ (hệ số chiết khấu kinh tế $i_{kt} = 10\%$).

- Tỷ số B/C (Benefit/Cost Ratio).

- Tỷ lệ tự cấp vốn đầu tư.

- Tỷ lệ thanh toán nợ (Debt Service Coverage Ratio) tối thiểu 1,5 lần:

- Lợi nhuận định mức/vốn chủ sở hữu hợp lý (Return On Equity).

c. Thông số, chỉ tiêu đầu vào cho tính toán

❖ Các thông số, chỉ tiêu phục vụ tính toán dự báo phụ tải:

Nhu cầu điện năng cho mỗi ngành, mỗi giai đoạn sẽ được tính toán dựa trên kết quả hàm hồi quy thu được và điều chỉnh các yếu tố chính nêu trên.

- Điện thương phẩm sẽ bằng tổng điện tiêu thụ của các ngành được tính: Điện sản xuất = Điện thương phẩm / (1 - (tỉ lệ điện dùng cho TT & PP + tự dùng) / 100).

- Tỉ lệ điện dùng cho truyền tải và phân phối được xác định cho mỗi giai đoạn như sau: Năm 2020, lấy bằng 6,6%; Năm 2030, 6,0% trong đó tỉ lệ điện dùng cho truyền tải là 2,0%, điện dùng cho phân phối điện là 5%.

- Tỉ lệ điện tự dùng được tính toán trên cơ sở cơ cấu nguồn sản xuất điện cho các năm mốc tính toán trong chương phát triển nguồn điện.

- Hệ số phụ tải được xác định theo sự thay đổi tỉ trọng tiêu thụ điện của các ngành tiêu thụ điện lớn (tiêu thụ điện cho công nghiệp, dân dụng) và theo sự thay đổi của hình dáng biểu đồ phụ tải điện.

- Công suất cực đại (P_{max})

- Giá điện trung bình tăng 5-8% trong giai đoạn 2021-2050

- Tỷ lệ tiết kiệm điện đạt mức 1,5% tăng lên đến 4,5% trong giai đoạn 2021-2050

- Phân tích các kịch bản dự báo nhu cầu điện cho giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới 2050

+ Đề xuất các kịch bản dự báo nhu cầu điện:

Kịch bản tăng trưởng thấp:

- 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.

Kịch bản tăng trưởng trung bình:

- 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.

Kịch bản tăng trưởng cao:

- 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.

Như vậy kết hợp với các kết quả dự báo tăng trưởng kinh tế ở Kịch bản cơ sở, Kịch bản dự báo nhu cầu điện ở kịch bản xem xét có các động lực chính như sau:

- GDP: khoảng 7%/năm
- Tỷ trọng trong GDP: CN chế biến khoảng 30%; Kinh tế số 30%;
- Tỷ lệ đô thị hóa: 50%
- Giảm tiêu hao năng lượng trên GDP 1-1,5% năm
- Giảm ít nhất 8% lượng phát thải khí nhà kính (so với KB phát triển thông thường)

❖ Các thông số, chỉ tiêu phục vụ tính toán chương trình phát triển nguồn điện

Để tính toán chương trình phát triển nguồn điện dài hạn, QHĐVIII sẽ sử dụng mô hình tính toán tối ưu hóa chi phí cực tiểu. Các chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống điện theo các kịch bản quy hoạch nguồn được tính toán gồm có:

+ Chi phí đầu tư: bao gồm chi phí vốn đầu tư đã bao gồm lãi xây dựng của tất cả các nhà máy và đường dây truyền tải liên vùng. Chi phí đầu tư của các nhà máy điện

hiện hữu được tính theo số liệu thực tế. Đối với các nhà máy điện trong tương lai sẽ được tính toán theo suất đầu tư theo từng loại hình công nghệ, được tham khảo từ “Cẩm nang công nghệ sản xuất điện của Việt Nam” do cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ xây dựng năm 2019. Chi phí đầu tư trong tương lai có tính đến sự phát triển của công nghệ để có hiệu quả cao hơn và chi phí đầu tư thấp hơn. Dự báo chi phí đầu tư tương lai của các loại hình công nghệ được thực hiện dựa trên nghiên cứu đường cong lĩnh hội kinh nghiệm (learning curve).

+ Chi phí O&M: Gồm chi phí vận hành bảo dưỡng cố định (chi phí nhân công, chi phí sửa chữa lớn, chi phí vật liệu phụ, chi phí dịch vụ mua ngoài...) và chi phí vận hành bảo dưỡng biến đổi (các chi phí nhiên liệu phụ, vật liệu phụ, phí xử lý nước thải, thuế tai nguyên nước, chất thải và các chi phí biến đổi theo điện năng sản xuất điện khác). Chi phí O&M được lấy theo “Cẩm nang công nghệ sản xuất điện của Việt Nam”.

+ Chi phí nhiên liệu.

+ Chi phí huy động tổ máy.

+ Chi phí ngoại sinh: Là chi phí thiệt hại đến môi trường và sức khỏe con người của các loại hình phát thải như CO₂, SO_x, NO_x, bụi. Mức phát thải được xác định theo từng loại công nghệ sản xuất điện.

+ Chi phí trao đổi điện năng qua liên kết truyền tải.

+ Chi phí thiếu hụt điện năng: là chi phí tính toán khi xảy ra thiếu điện. Chi phí thiếu hụt điện năng tại HTĐ miền Nam và HTĐ miền Bắc là 120 cent/kWh, các vùng khác là 100 cent/kWh.

+ Các thông số kinh tế khác.

- Các chỉ tiêu tính toán quy hoạch nguồn điện trong QHĐVIII

• Tiêu chí độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống: Việc lựa chọn giá trị LOLE phù hợp phụ thuộc vào chi phí tổn hao khi không đáp ứng đủ điện cho nền kinh tế và các chỉ tiêu phát triển kinh tế vĩ mô. Hiện tại Việt Nam đang là nước có thu nhập trung bình thấp, theo quy hoạch tăng trưởng KTXH, Việt Nam sẽ phấn đấu trở thành nước có thu nhập trung bình cao vào năm 2025 và thu nhập cao theo tiêu chuẩn của ngân hàng thế giới vào năm 2035. Vì vậy, trong QHĐVIII, để phù hợp tiến trình phát triển KTXH, đề án đề xuất sử dụng tiêu chí độ tin cậy cung cấp điện là LOLE thấp hơn 12 giờ/năm đối với mỗi hệ thống điện vùng, tương đương với độ tin cậy 99,86%. Tiêu chí tin cậy áp dụng cho QHĐVIII đến năm 2045 sẽ giảm một nửa số giờ kỳ vọng xảy ra thiếu hụt công suất vào giờ đỉnh so với các kỳ quy hoạch trước và dần tiếp cận đến chỉ tiêu tin cậy của các nước phát triển.

- Các thông số kinh tế - kỹ thuật của các loại hình công nghệ sản xuất điện được sử dụng trong bài toán quy hoạch nguồn điện.

Các thông số kinh tế kỹ thuật của các loại hình công nghệ được lựa chọn trong quy hoạch dựa trên Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ Việt Nam năm 2019. Các thông số đưa vào mô hình tính toán của QHĐVIII đã được nhóm đề án lựa chọn và đánh giá là có khả năng xảy ra cao trong tương lai. Các chi phí đều được quy về USD năm 2016, không tính trượt giá hàng năm.

- Dự báo giá nhiên liệu cho sản xuất điện: Dự báo giá nhiên liệu cho sản xuất điện được tham khảo tài liệu dự báo giá nhiên liệu của “Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam năm 2019” do Cục Năng lượng Đan Mạch hỗ trợ Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo công bố, đồng thời có cập nhật giá nhiên liệu nhập khẩu theo các dự báo ngắn hạn của WB, IMF, cập nhật các dự báo giá nhiên liệu trong nước. Đây được gọi là kịch bản dự báo giá nhiên liệu cơ sở của đề án. Giá nhiên liệu sơ cấp cho sản xuất điện được tính toán đến nhà máy điện và được quy về giá trị tiền USD năm 2016 (không tính trượt giá hàng năm). Chi tiết giá nhiên liệu dự báo được nêu trong chương 4 của báo cáo thuyết minh QHĐVIII.

- Dự báo chi phí sử dụng đất: Chi phí sử dụng đất sẽ được tính toán thêm vào chi phí của các loại hình năng lượng tái tạo có quy mô chiếm đất lớn như điện mặt trời trên mặt đất. Chi phí sử dụng đất được cập nhật từ các quyết định của UBND các tỉnh về bảng giá đất hiện tại và dự kiến, giá đất cho các công trình năng lượng tái tạo được giả thiết lấy theo giá đất nông nghiệp (trồng cây hàng năm và lâu năm), cụ thể theo các vùng như sau:

Bảng 1-2: Chi phí sử dụng đất cho các công trình điện mặt trời quy mô lớn

TT	Vùng	Dải chi phí sử dụng đất (USD/m ²)	Chi phí sử dụng đất trung bình (USD/m ²)
1	Bắc Bộ	1,65 - 4,78	2,75
2	Bắc Trung Bộ	1,52 - 4,35	2,88
3	Trung Trung Bộ	1,3 - 4,35	2,57
4	Tây Nguyên	3,26 - 5,87	4,57
5	Nam Trung Bộ	3,35 - 18,5	6 - 8,5
6	Nam Bộ	3,13 - 19,57	6 - 10,3

Nguồn: các quyết định của UBND các tỉnh về bảng giá đất cập nhật đến tháng 1/2020

- Dự báo chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải

- Các chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải gây ô nhiễm môi trường và ảnh hưởng đến sức khỏe con người như CO₂, SO_x, NO_x, bụi PM_{2.5} được đưa vào hàm mục tiêu để tính tối thiểu hóa chi phí của toàn hệ thống.

Hiện tại Việt Nam có các nguồn tham khảo về chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải như sau:

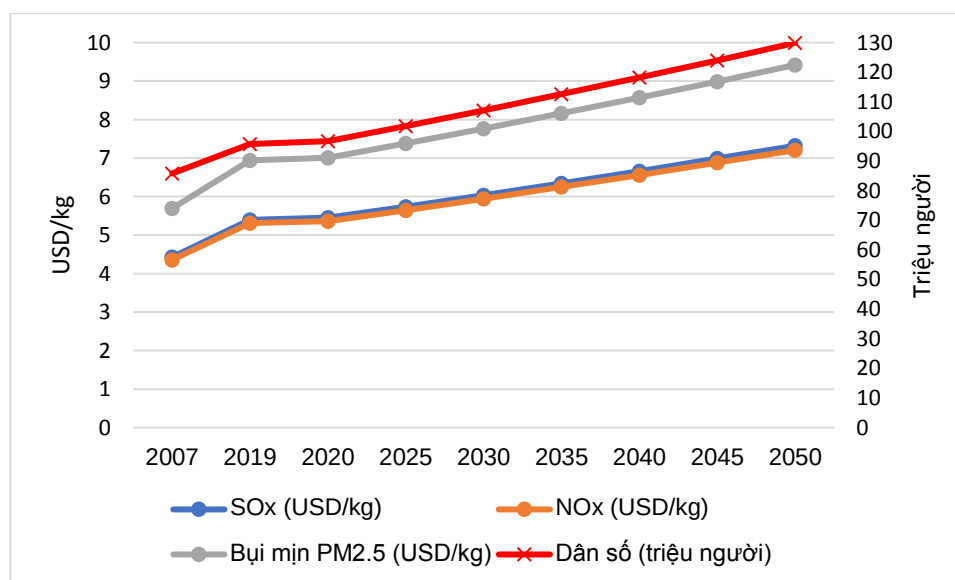
Tài liệu "Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy" - Måns Nilsson, Report to the Asian Development Bank; January 25, 2007 MS: đề xuất giá SO₂ là 4,43 USD/kg, giá NO_x là 4,36 USD/kg, giá bụi PM10 là 31 USD/kg (giá tương ứng với quy mô dân số năm 2007). Nếu quy về năm 2019 theo tỷ lệ tăng dân số, giá của các loại phát thải tương ứng là 5,4USD/kg cho SO₂, 5,3 USD/kg cho NO_x, 38 USD/kg cho bụi PM10.

Tài liệu "Getting Energy Prices Right – from principle to practice" do Quỹ tiền tệ thế giới xuất bản năm 2014: đề xuất giá SO₂ cho than là 5,8USD/kg, khí là 3,3 USD/kg; giá NO_x của than là 4,06 USD/kg, của khí là 2,03 USD/kg; giá bụi PM2.5 là 7,2 USD/kg cho than và 4USD/kg cho khí (giá USD năm 2010).

Chương trình hỗ trợ kỹ thuật của EU về năng lượng bền vững cho Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo thực hiện đánh giá môi trường chiến lược (dự thảo tháng 6/2020): Chương trình này không đề xuất giá SO₂, NO_x và PM2,5, chỉ đề xuất giá CO₂ và N₂O theo 3 kịch bản cao, cơ sở, thấp.

Chi phí đề xuất trong các tài liệu trên khác nhau do thời điểm đề xuất, tuy nhiên khi quy về thời điểm hiện tại sẽ có giá trị gần tương đương nhau. Do đó, quy hoạch lựa chọn chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải SO_x, NO_x và PM2.5 như sau (giá dự báo trong tương lai sẽ tăng theo tỷ lệ tăng dân số của Việt Nam):

Hình 1-2: Dự báo chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải tại Việt Nam



Nguồn: Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy – ADB, 2007, và Getting Energy Prices Right – from principle to practice – IMF, 2014

- Đối với chi phí ngoại sinh từ phát thải CO₂: căn cứ theo website thị trường giao dịch CO₂ thế giới <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures>, giá CO₂ trên thị trường năm 2019 trung bình là 0,3-0,5 USD/tấn, mức giá này tương đối thấp do hiện

nay thị trường CO₂ đã gần như bão hòa và ít giao dịch. Hiện tại Việt Nam chưa hình thành thị trường cac bon và chưa áp dụng tính thuế cac bon. Hơn nữa, việc đầu tư các loại hình nguồn điện vẫn theo quy hoạch tập trung, do đó chi phí của khí thải CO₂ sẽ được lấy theo giá CO₂ trên thị trường chung. Do hành vi sử dụng năng lượng tại các nước trên thế giới đều đã thay đổi (chuyển từ than sang khí và NLTT), nên giá CO₂ thị trường dự kiến sẽ không tăng cao như các giai đoạn trước. Vì vậy, đề án dự kiến lấy chi phí ngoại sinh của CO₂ là 0,4 USD/tấn (bằng giá trung bình thị trường năm 2019), giá CO₂ các năm tiếp theo trong giai đoạn quy hoạch sẽ được giả thiết duy trì ở mức 0,4 USD/tấn.

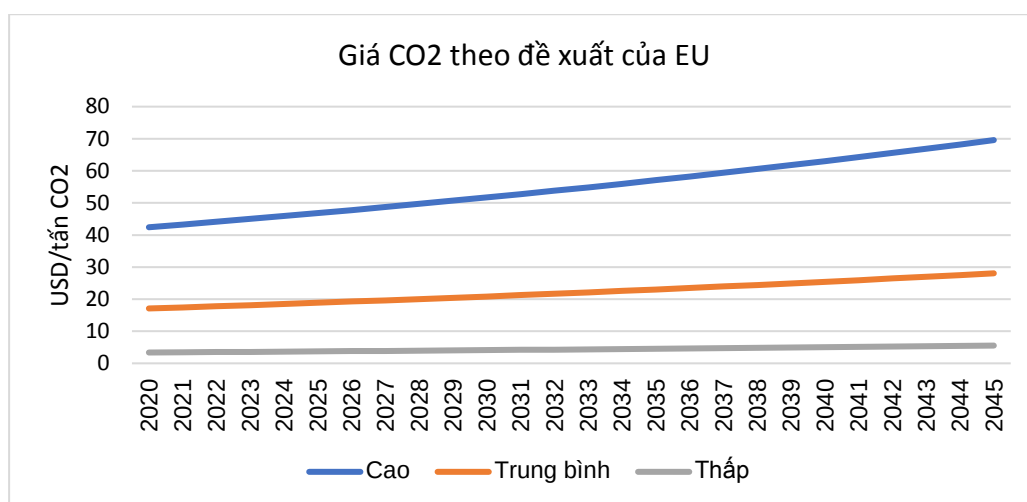
Trong trường hợp, thời gian tới chính phủ dùng biện pháp đánh thuế CO₂ để thị trường tự điều chỉnh các hành vi tiêu dùng năng lượng hóa thạch và cắt giảm phát thải KNK, mức thuế CO₂ có thể rất cao. Mức thuế này sẽ là giả thiết đầu vào trong các kịch bản xem xét khả năng xuất hiện điện hạt nhân trong tương lai. Mức thuế CO₂ hiện đang được áp dụng tại một số nước như sau:

Bảng 1-3. Mức thuế CO₂ áp dụng tại một số nước trên thế giới

TT	Tên nước	Mức thuế CO ₂ (USD/tấn)	Năm bắt đầu áp dụng
1	Thụy Sĩ	86	2008
2	Phần Lan	60-65	1990
3	NaUy	52	1991
4	Đan Mạch	26	1992
5	Pháp	25	2014
6	Anh	24	2013
7	Ireland	22	2010
8	Slovenia	19	1996
9	Hàn Quốc	15	2015
10	Nhật Bản	15	2012

Nguồn: <https://www.carbontax.org/donate/where-carbon-is-taxed>. Mức giá USD quy về năm 2016

Căn cứ theo hỗ trợ kỹ thuật của EU cho QHĐVIII, có 3 kịch bản giá CO₂ được đề xuất như sau:



Hình 1-3: Giá CO₂ theo đề xuất của EU trong chương trình hỗ trợ QHĐVIII (tháng 6/2020)

Kịch bản thấp sẽ có giá từ 3-5 USD/tấn, kịch bản cơ sở có giá từ 17-28 USD/tấn trong giai đoạn 2020-2045. Đây là giá CO₂ theo sáng kiến đề xuất cho chính phủ sử dụng thuế CO₂ để điều khiển thị trường năng lượng. Do đó, đề án chỉ sử dụng để phân tích độ nhạy trong trường hợp mức thuế này được chính phủ áp dụng.

- Đối với chi phí xử lý tấm pin năng lượng mặt trời khi kết thúc dự án được tham khảo trong tài liệu End_of_life management for Solar PV panels – IRENA, 6/2016. Theo đó dự kiến chi phí xử lý tấm pin mặt trời khi kết thúc dự án là 200 Euro/tấn (tương đương 0,0206 MUSD/MW). Chi phí này sẽ được đưa vào chi phí đầu tư của điện mặt trời.

- Chi phí xử lý hóa chất sử dụng trong pin tích năng Li-Ion khi kết thúc đời sống dự án cũng được đưa vào chi phí đầu tư của pin tích năng như sau:

Chi phí thải bỏ chất Lithium – ion trong pin tích năng: 5.000 USD/tấn (theo thông tin do Phòng thí nghiệm quốc gia Argonne Lab (Mỹ).

Định mức chất thải của pin Li-ion: 0,112 kWh/kg (theo website: https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_1006_cost_of_mobile_power), chi phí thải bỏ của pin tích năng Li-ion khi kết thúc đời sống dự án: 0,044 mUSD/MWh.

- Dự báo chi phí xây dựng và tổn thất lưới điện truyền tải liên vùng

Chi phí đầu tư lưới điện truyền tải liên vùng được tính toán trên cơ sở suất vốn đầu tư của các đường dây 500kV là 600USD/MW/km và 220kV là 850USD/MW/km; Trạm biến áp 500kV (xoay chiều) là 20.000 USD/MW; Trạm converter/inverter 500kV là 90.000 USD/MW; Đường dây 1 chiều +/-525kV là 360 USD/MW/km (Đường dây 1 chiều dài 1200km +/-525kV, công suất truyền tải 5.000MW gồm: đường dây là 2.160 triệu USD; trạm inverter 2 đầu là 900 triệu USD.

Dựa trên khoảng cách truyền tải giữa các vùng, chi phí đầu tư mới lưới điện truyền tải liên vùng xem trong bảng sau:

Bảng 1-4: Chi phí đầu tư mới lưới điện và tổn thất truyền tải điện liên vùng

Liên kết liên vùng	Điện áp liên kết (kV)	Chiều dài (km)	Chi phí đầu tư (\$/MW)	Tổn thất truyền tải
Bắc Bộ - Bắc Trung Bộ	500	330	238.000	3,2%
Bắc Trung Bộ - Trung Trung Bộ	500	450	310.000	3,6%
Trung Trung Bộ - Tây Nguyên	500	200	160.000	2,5%
Trung Trung Bộ - Nam Trung Bộ	500	420	292.000	3,8%
Tây Nguyên – Nam Bộ	500	300	220.000	3,5%
Nam Trung Bộ - Nam Bộ	500	250	190.000	3,0%
Tây Nguyên – Nam Trung Bộ	500	300	220.000	2,4%
Đường 1 chiều Nam Trung Bộ - Bắc Bộ	+/-500	1200	612.000	6%

Nguồn: Đơn giá đầu tư của Sumitomo và ABB, kết hợp đơn giá đầu tư các dự án tại Việt Nam. Kết quả nghiên cứu tổn thất truyền tải từ mô hình PSS/E

Do nguồn điện NLTT, gió offshore tập trung tại khu vực Nam Trung Bộ khá lớn sẽ được truyền tải điện cung cấp cho khu vực miền Bắc. Vì vậy, đề án xem xét thêm khả năng xuất hiện đường dây 1 chiều từ Nam Trung Bộ ra miền Bắc trong quy hoạch này.

- Thông tin về các nguồn năng lượng mới và khả năng áp dụng

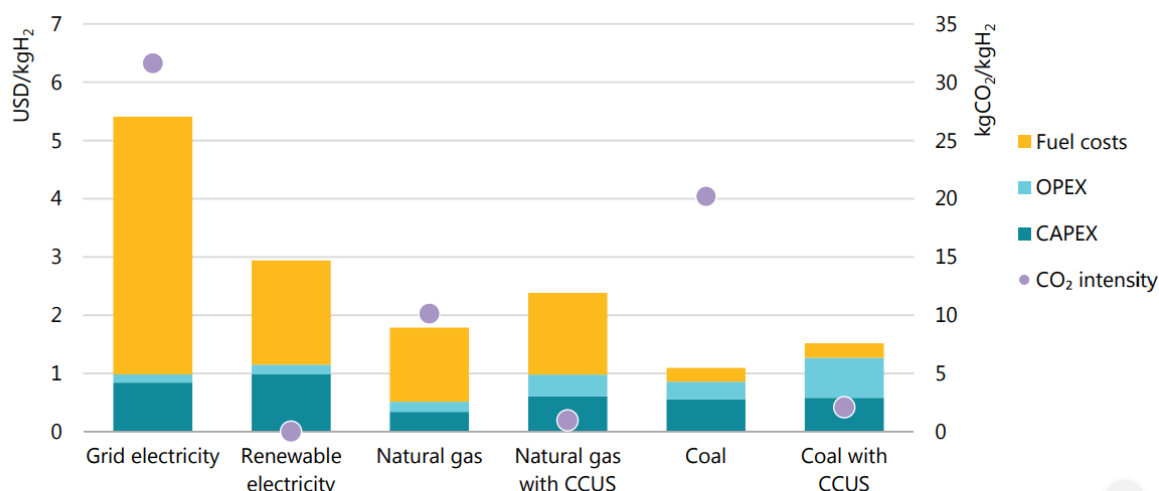
Sản xuất điện từ nhiên liệu khí hydro hóa lỏng (Hydrogen):

Hiện nay, hydrogen có thể được sử dụng để sản xuất điện như sau¹: (1) Cùng đốt với amoniac trong các nhà máy nhiệt điện than; (2) Là nguồn phát linh hoạt trong hệ thống điện (sử dụng trong các tua bin khí) để hỗ trợ tích hợp NLTT; (3) Là nguồn dự phòng và cung cấp điện cho các phụ tải xa lưới điện quốc gia:

Việc sản xuất năng lượng dựa trên hydro để cân bằng hệ thống có thể cạnh tranh về giá với khí đốt tự nhiên phụ thuộc vào giá của khí hydro, khí tự nhiên và thuế CO₂ trong khu vực. Hydrogen có thể được chiết xuất từ nhiên liệu hóa thạch (khí tự nhiên, than, dầu), sinh khối, nước (triệt xuất từ nước có sử dụng điện lưới hoặc kết hợp với các nguồn điện từ gió, mặt trời).

¹ Nguồn: The future of hydrogen, 2019, IEA

Hình 1-4: Chi phí đầu tư các dự án điện NLTT và lưới điện trung bình của thế giới



Notes: CAPEX of coal with CCUS = USD 1 475/kW_{H2}. Renewable electricity costs = USD 30/MWh at 4 000 full load hours. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Hiện nay, nhiên liệu hydro vẫn khá đắt tiền. Khí hydro không bền và dễ cháy, khó khăn trong chuyên chở nên thường được chuyển đi bằng đường ống dẫn hay những tàu chở dầu. Hydro được chuyên chở dưới dạng lỏng với áp suất cao.

Vì năng lượng hydro là sạch và tái tạo được, nên mặc dù đắt tiền và chuyên chở khó khăn, nhưng các nhà khoa học và các công ty vẫn ráo riết nghiên cứu để làm sao chế tạo ra hydro rẻ tiền hơn và dễ dàng sử dụng hơn. Việc sản xuất hydro trực tiếp từ nước biển đang có khả năng phát triển với quy mô lớn. Vì vậy, trong tương lai xa, nguồn nhiên liệu hydro chắc chắn sẽ được sử dụng trong lĩnh vực sản xuất điện.

Nhiên liệu khí than: Khí than có nguồn gốc từ than đá, là khí đốt tự nhiên được tạo thành trong quá trình hoạt động của vi sinh vật biến đổi than bùn thành than đá dưới tác động của nhiệt và áp suất. Thành phần chủ yếu trong khí than (CBM) là khí mêtan (CH₄), thường chiếm khoảng 94-95%, phần còn lại gồm etan, propan, butan, pentan, nitơ, dioxitcarbon, một ít sulfur (hoặc không). Trên thế giới các nước có trữ lượng than lớn như Canada, Mỹ, Trung Quốc, Ấn Độ, Australia, Anh, Đức, Nga, Ukraina, Nam Phi, Indonesia... việc khai thác và sử dụng khí than hiện cũng đã trở nên phổ biến ở nhiều nước.

Tại Việt Nam, trữ lượng than antraxit (vùng Quảng Ninh) vào khoảng 5 tỷ tấn, theo số liệu của ngành than, hàm lượng khí than ở các mỏ than antraxit vùng Quảng Ninh khá cao (từ 4 đến 10 m³/tấn than). Tại vùng đồng bằng sông Hồng trong quá trình thăm dò dầu khí đã phát hiện ở tất cả các bồn trầm tích đều gặp các lớp than (mà chủ yếu là than nâu), phân bố tới độ sâu hơn 2.500 m, ước tính có trữ lượng khoảng hơn 200 tỷ tấn.

- **Nhiên liệu khí đá phiến (shale gas):** Khí đá phiến là loại khí tự nhiên nằm trong nhiều tầng khác nhau của đá phiến. Mỹ, Canada, Nga, phần lớn Châu Âu, Nam Mỹ,

Nam Phi và Trung Quốc là những nơi hiện đang sở hữu những mỏ khí/dầu đá phiến và rất có khả năng vẫn còn nhiều mỏ chưa được khám phá trên thế giới. Khí đá phiến đã được thế giới khai thác thương mại gần 1 thập kỷ nay. Nhờ đột phá công nghệ khai thác khí đá phiến gần đây, Mỹ từ nước nhập khẩu năng lượng lớn đã trở thành nước xuất khẩu LNG như ngày nay và sẽ là nhà xuất khẩu LNG lớn nhất thế giới vào các năm 2030-2040. Sau thành công tại Mỹ, thăm dò khí đá phiến đang bắt đầu ở các nước như Ba Lan, Trung Quốc và Nam Phi.

Tiềm năng dầu khí đá phiến trên vùng biển Việt Nam cũng đang được nghiên cứu. Theo nghiên cứu dầu khí và biển của KIGAM đã giới thiệu kết quả triển khai đánh giá tiềm năng dầu khí tại 13 bể trầm tích và 21 thành tạo đá phiến ở châu Á, thì Việt Nam có khoảng 77 TCF (tương đương 2.180 tỷ m³) tiềm năng dầu khí đá phiến.

- Nhiên liệu băng cháy (methane hydrate): Băng cháy là một hỗn hợp đông lạnh của nước và khí tự nhiên đậm đặc, tồn tại dưới dạng hỗn hợp rắn, trông bề ngoài giống băng hoặc còn khô, nó có thể bị đốt cháy trong trạng thái đông lạnh. Băng cháy được coi là một trong những nhiên liệu hóa thạch phong phú và dồi dào nhất thế giới. Ước tính rằng Mỹ có nguồn tài nguyên khí mêtan tại chỗ trong băng cháy khoảng 320.000 TCF. Một nửa nguồn tài nguyên băng cháy này nằm ở ngoài khơi Alaska và phần lớn còn lại nằm dưới rìa lục địa của 48 quốc gia khác. Khí băng cháy hiện nay mới đang ở trong giai đoạn nghiên cứu và thử nghiệm khai thác, với những nỗ lực nghiên cứu và phát triển người ta hi vọng rằng trong khoảng một vài thập kỷ tới khí băng cháy sẽ được khai thác thương mại.

Biển Đông là một trong 4 khu vực ở Đông Á có tiềm năng về băng cháy, nhưng cũng chỉ đạt cỡ trung bình của thế giới sau các vịnh Mexico và Nankai. Các nhà khoa học đã đưa ra 4 vùng dự báo để đánh giá tiềm năng băng cháy, đó là quần đảo Hoàng Sa và kế cận, Phú Khánh, Tư Chính-Vũng Mây và quần đảo Trường Sa và kế cận.

Công nghệ sản xuất điện từ khí than, khí đá phiến và băng cháy vẫn như các công nghệ nhiệt điện khí hiện nay. Tuy nhiên tiềm năng các nguồn tài nguyên hóa thạch này của nước ta vẫn đang ở giai đoạn nghiên cứu, chưa có số liệu rõ ràng để có thể xem xét khả năng khai thác và sử dụng trong giai đoạn quy hoạch. Vì vậy, cần tiếp tục đầu tư và tập trung nghiên cứu để khẳng định tiềm năng và làm rõ bức tranh về dạng khí phi truyền thống ở các bể trầm tích. Việt Nam cần có cơ chế, chính sách hỗ trợ đặc biệt trong việc tăng cường hợp tác, thu hút đầu tư nước ngoài trong công tác nghiên cứu và đánh giá tiềm năng tài nguyên khí phi truyền thống.

d. Các thông số, chỉ tiêu phục vụ tính toán chương trình phát triển lưới điện

Một số chỉ tiêu cụ thể trong thiết kế quy hoạch lưới điện của QHĐVIII:

- Lưới điện truyền tải cần đáp ứng tiêu chí N-1, tại một số thành phố lớn như Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh đáp ứng tiêu chí N-2.
- Mỗi TBA 500/220 kV, 220/110 kV không có quá nhiều ngăn lộ đường dây nhằm mục đích hạn chế dòng điện ngắn mạch tăng cao.
- Gam máy biến áp 500/220 kV, 220/110 kV: ưu tiên sử dụng các gam công suất lớn để nâng cao năng lực truyền tải và tận dụng khai thác tối ưu tài nguyên đất.
- Gam MBA 500 kV có thể sử dụng trong dải: 450 MVA, 600 MVA, 900 MVA, 1.200 MVA và 1.500 MVA.
- Gam MBA 220 kV xem xét sử dụng trong dải công suất: 125 MVA (đối với khu vực mật độ phụ tải thấp), 250 MVA, 375 MVA, 450 MVA.
- Có thể xem xét sử dụng MBA 220/22 kV tại các khu vực thuận tiện cho kết nối lưới 220 kV, 22 kV và có mật độ phụ tải cao.
- Những TBA 500 kV, 220 kV ở quy mô đầy đủ (xét đến trong tương lai dài hạn) có nhiều hơn 4 ngăn lộ ĐZ đấu nối ở cấp điện áp nào thì cần được thiết kế với nhiều hơn 2 phân đoạn thanh cái ứng với cấp điện áp đó để có thể đảm bảo tách vận hành trạm thành 2 phần riêng biệt khi cần thiết (để cách ly lan truyền khi có sự cố hoặc để giảm dòng ngắn mạch).
- Xem xét sử dụng công nghệ HVDC để truyền tải thuần công suất với khoảng cách truyền tải đủ lớn dựa trên quan điểm cực tiểu hóa chi phí đầu tư cho lưới truyền tải trên mỗi đơn vị công suất MW truyền tải.

e. Các thông số, chỉ tiêu tính toán phân tích kinh tế - tài chính

❖ Đánh giá hiệu quả kinh tế:

Dựa trên cơ sở xác định dòng lợi ích kinh tế xã hội đề án quy hoạch mang lại và dòng chi phí kinh tế phải bỏ ra khi thực hiện đề án quy hoạch này. Từ đó, đánh giá hiệu quả kinh tế của đề án quy hoạch bằng các chỉ tiêu kinh tế.

Dòng lợi ích kinh tế được xác định từ giá kinh tế và lượng điện năng tăng thêm trong giai đoạn quy hoạch. Trong đề án qui hoạch đã đề xuất cách chọn khả thi và đơn giản nhất là lấy giá kinh tế bằng giá biên dài hạn trong giai đoạn quy hoạch để xác định lợi ích kinh tế của quy hoạch. Xác định dòng chi phí kinh tế, các thành phần chi phí gia tăng trong giai đoạn quy hoạch, bao gồm:

- Tổng thu hồi vốn đầu tư kinh tế toàn ngành điện (nguồn, lưới) trong giai đoạn quy hoạch nhưng không bao gồm các chi phí tài chính (như lãi trong thời gian xây dựng, thuế, phí các loại...).
- Chi phí vận hành bảo dưỡng nguồn, lưới.
- Chi phí nhiên liệu sản xuất điện.

- Chi phí mua điện nhập khẩu và mua điện từ các công trình BOT nước ngoài.
- Chi phí kinh tế khác.

Từ đó xác định hiệu quả kinh tế phương án đầu tư giai đoạn quy hoạch phát triển điện lực.

❖ Các thông số đầu vào xác định giá truyền tải điện trong giai đoạn quy hoạch

Để xác định giá truyền tải cần dự báo dòng tiền, thu nhập và tính các chỉ tiêu tài chính quan trọng của NPT cho giai đoạn quy hoạch. Từ đó có các khuyến nghị hợp lý để Chủ đầu tư có đủ nguồn vốn phát triển lưới truyền tải trong giai đoạn quy hoạch không chỉ đáp ứng và đảm bảo an ninh cung cấp điện phục vụ cho phát triển KTXH mà còn đảm bảo được doanh thu, lợi nhuận hợp lý của vốn chủ sở hữu, khả năng trả nợ gốc, lãi và đáp ứng yêu cầu của các ngân hàng cho vay vốn về các chỉ tiêu tài chính quan trọng.

❖ Chi phí biên dài hạn

Chi phí biên dài hạn gồm hai thành phần: chi phí biên công suất và chi phí biên điện năng. Trong đó chi phí biên công suất là chi phí cần thiết cho sản xuất, truyền tải, phân phối để tăng thêm năng lực sản xuất của hệ thống (kW). Còn chi phí biên điện năng là toàn bộ chi phí vận hành và chi phí nhiên liệu liên quan đến việc cung cấp thêm điện năng (kWh).

❖ Suất vốn đầu tư các công trình lưới điện

Suất vốn đầu tư xây dựng công trình lưới điện 500kV, 220kV bao gồm chi phí: xây dựng, mua sắm và lắp đặt thiết bị, chi phí dự phòng, thuế và chi phí cho một số công tác khác như: chi phí quản lý dự án; chi phí tư vấn đầu tư xây dựng công trình; (bao gồm các chi phí: khảo sát, lập dự án đầu tư, thiết kế, thẩm tra thiết kế kỹ thuật, thẩm tra dự toán, lập hồ sơ mời thầu, giám sát xây dựng và lắp đặt thiết bị...); Chi phí khác (bao gồm: thẩm tra TMĐT, rà phá bom, mìn, vật liệu nổ trên mặt bằng xây dựng, bảo hiểm xây lắp, phí và lệ phí các loại, thuê đất hoặc trả quyền sử dụng đất, lãi vay ngân hàng của chủ đầu tư, nghiệm thu đóng điện bàn giao, chuẩn bị sản xuất, kiểm toán, thẩm tra phê duyệt quyết toán...).

Suất vốn đầu tư xây dựng công trình lưới điện 500kV, 220kV chưa bao gồm: (1) chi phí đền bù giải phóng mặt bằng. (2) Gia cố đặc biệt về nền móng công trình như sử dụng giải pháp kết cấu móng đặc biệt của công trình trên nền đất yếu, các vùng phải bố trí cột vượt có khoảng vượt lớn (công trình đường dây tải điện), giải pháp chống ăn mòn khi móng công trình được bố trí ở vùng có hiện tượng ăn mòn hóa học... (3) Đăng kiểm chất lượng quốc tế, quan trắc biến dạng công trình (nếu có). (4) Kiểm định và chứng nhận sự phù hợp về chất lượng công trình xây dựng. (5) Chi phí thuê tư vấn nước ngoài.... Kết quả xác định suất vốn đầu tư đường dây tải điện và trạm biến áp 500kV-220kV-110kV được nêu rõ trong chương 4 của báo cáo quy hoạch.

1.4.4.2. Sử dụng tiết kiệm và hiệu quả điện năng**a. Đánh giá tình hình thực hiện các chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả tới nhu cầu sử dụng điện**

Kết quả tổng hợp của Bộ Công Thương về thực hiện Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (gọi tắt là VNEEP) của hai giai đoạn (2006-2010 và giai đoạn II từ năm 2011-2015). Năng lượng thương mại tiết kiệm cộng dồn trong cả giai đoạn 2006-2010 được đạt 3.733 KTOE, tương đương 3,4% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng. Trong giai đoạn 2011-2015, lượng năng lượng tiết kiệm cộng dồn là 10.610 KTOE, tương đương với 5,65% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong cả giai đoạn. Bên cạnh đó, VNEEP 2 còn đạt chỉ tiêu giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân một số sản phẩm và thu được một số thành công trong công tác bảo tồn năng lượng ở các phân ngành kinh tế.

Đánh giá², kết quả thực hiện Chỉ thị số 34/CT-TTg ngày 07/8/2017 của Thủ tướng Chính phủ, đã tiết kiệm được trên 9 tỷ kWh, tương đương 15.000 tỷ đồng, với mức tiết kiệm bình quân đạt 1,5% tổng điện năng tiêu thụ hằng năm. Đây là tiền đề quan trọng cho phép cả nước tiếp tục đẩy nhanh, mạnh việc cải thiện chất lượng sử dụng điện, coi tiết kiệm điện là một giải pháp then chốt để giảm thiểu nguy cơ thiếu điện trong giai đoạn 2020 - 2025.

Ngày 13/3/2019, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 280/QĐ-TTg phê duyệt Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 – 2030 (gọi tắt là VNEEP 3). Mục tiêu của VNEEP 3 là huy động mọi nguồn lực trong nước và quốc tế cho thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả thông qua việc triển khai đồng bộ và triệt để các giải pháp về: Quản lý nhà nước và xây dựng thực thi chính sách; Nghiên cứu phát triển khoa học, sản phẩm công nghệ; Đào tạo và phát triển nguồn nhân lực; Hợp tác quốc tế, thuộc lĩnh vực sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, hình thành thói quen sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả trong mọi hoạt động của xã hội; Giảm cường độ năng lượng trong các ngành công nghiệp; Tiết kiệm năng lượng trở thành chỉ tiêu bắt buộc trong các cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm, hướng tới mục tiêu phát triển xanh, giảm phát thải KNK và PTBV.

Mục tiêu cụ thể của VNEEP 3 chia thành hai giai đoạn:

Giai đoạn đến năm 2025:

- Đạt mức tiết kiệm năng lượng 5 - 7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ năm 2019 - 2025;
- Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6,5%;

² Chỉ thị 20/CT-TTg ngày 07 tháng 5 năm 2020 về tăng cường tiết kiệm điện giai đoạn 2020-2025

- Giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân cho các ngành/phân ngành công nghiệp so với giai đoạn 2015 - 2018, cụ thể: (i) Công nghiệp thép từ 3 đến 10% tùy loại sản phẩm và công nghệ sản xuất; (ii) Công nghiệp hóa chất tối thiểu 7%; (iii) Công nghiệp sản xuất nhựa từ 18 đến 22,46%; (iv) Công nghiệp xi măng, tối thiểu 7,5%; (v) Công nghiệp dệt may tối thiểu 5%; (vi) Công nghiệp rượu, bia và nước giải khát, từ 3 đến 6,88% tùy vào loại sản phẩm, quy mô sản xuất; (viii) Công nghiệp giấy từ 8 đến 15,8% tùy từng loại sản phẩm và quy mô sản xuất;
- Thí điểm thành lập Quỹ Thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả thông qua xã hội hóa, tài trợ và hợp tác của cá nhân, tổ chức trong và ngoài nước....

Giai đoạn đến năm 2030:

- Đạt mức tiết kiệm từ 8 - 10% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ 2019 đến năm 2030;
- Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6%;
- Giảm mức tiêu hao năng lượng bình quân cho các ngành/phân ngành công nghiệp so với giai đoạn 2015 - 2018, cụ thể: (i) Công nghiệp thép từ 5 đến 16,5% tùy loại sản phẩm và công nghệ sản xuất; (ii) Công nghiệp hóa chất tối thiểu 10%; (iii) Công nghiệp sản xuất nhựa từ 21,55 đến 24,81%; (iv) Công nghiệp xi măng tối thiểu 10,89%; (v) Công nghiệp dệt may tối thiểu 6,8%; (vi) Công nghiệp rượu, bia và nước giải khát từ 4,6 đến 8,44% tùy vào loại sản phẩm, quy mô sản xuất; (vii) Công nghiệp giấy từ 9,9 đến 18,48% tùy từng loại sản phẩm và quy mô sản xuất;
- Giảm 5% lượng tiêu thụ xăng, dầu trong giao thông vận tải so với dự báo nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu của ngành đến năm 2030; xây dựng quy định mức tiêu thụ nhiên liệu đối với xe mô tô 2 bánh và xe ô tô con loại từ 09 chỗ trở xuống sản xuất, lắp ráp và nhập khẩu mới;

b. Phân tích tác động của chương trình điện mặt trời áp mái tới nhu cầu sử dụng điện

Việc triển khai dự án Điện mặt trời mái nhà (ĐMN) đem lại nhiều lợi ích cho hộ gia đình/chủ đầu tư và cộng đồng. Dự án ĐMN không tốn diện tích lắp đặt trong khi đây là một giải pháp chống nóng hiệu quả cho công trình. Về tổng thể, dự án ĐMN đầu nối vào lưới hạ áp và trung thế sẽ làm giảm áp lực đầu tư vào lưới địa phương đồng thời góp phần BVMT thông qua việc sử dụng nguồn năng lượng sạch và rất lớn.

Với Quyết định 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 về Cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời Việt Nam, điện mặt trời nối lưới có cơ hội phát triển mạnh mẽ. Khi đó, ĐMN không được coi là một đối tượng riêng và có mức giá bán điện chung là 9,35 UScents/kWh.

Ngày 06/4/2020, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam. Theo đó, ĐMN trở thành một đối tượng riêng có công suất không quá 1MW, có những cơ chế ưu đãi khác biệt nhằm thu hút nhiều hơn nữa hệ thống điện mặt trời mái nhà, góp phần tăng nguồn cung cấp điện tại chỗ, giảm tổn thất hệ thống truyền tải và phân phối.

Với cơ chế khuyến khích mới, số lượng dự án ĐMN gia tăng mạnh mẽ. Bảng dưới đây tổng hợp quy mô, số lượng và hiệu quả phát điện từ các dự án ĐMN tính tới thời điểm tháng 3 năm 2020.

Bảng 1-5: Thống kê số lượng dự án và quy mô ĐMN

Tổng công ty	Tổng số khách hàng	Tổng công suất (kWp)	Tổng sản lượng phát lên lưới (kWh)
EVNNPC	1.401	17.132	2.959.507
EVNSPC	10.706	197.283	66.688.056
EVNCPC	4.260	100.527	39.332.963
EVNHANOI	462	3.497	505.354
EVNHCMC	5.548	65.688	12.824.127
Toàn EVN	22.377	384.128	122.310.007

Nguồn: Ban Kinh doanh, EVN3 (tính đến tháng 3/2020)

Việc lắp đặt công tơ hai chiều tại mỗi dự án ĐMN góp phần làm giảm tiêu thụ điện nội bộ, trước khi thực hiện phát điện lên lưới. Kết quả khảo sát cho thấy, giá trị âm thể hiện sản lượng phát lên lưới, tổng lũy kế là 20,4 kWh, tức là 75,2% của sản lượng điện sản xuất của ĐMN; Giá trị dương thể hiện sản lượng điện mà hộ gia đình cần mua lại từ lưới, tổng lũy kế 12,9 kWh, tương đương với 65,8% nhu cầu trong nhà. Như vậy hệ thống ĐMN này đã giúp tiết kiệm 34,2% lượng điện tiêu thụ.

Trong QHĐVIII, ĐMN sẽ được coi là một dạng nguồn phát riêng biệt trong Chương trình phát triển nguồn điện, đồng thời là giải pháp tiết kiệm điện được tích hợp trong phần dự báo nhu cầu tiêu thụ điện trong tương lai.

1.4.4.3. Dự báo nhu cầu điện

Dự báo nhu cầu điện giai đoạn 2015-2030 được tiến hành theo 2 cách tiếp cận: từ trên xuống (top down) và từ dưới lên (bottom up), rà soát lại nhu cầu điện của toàn quốc, các miền, các Tổng công ty Điện lực và các tỉnh.

- Cách tiếp cận từ trên xuống: tương tự như trong các QHĐ trước đây, sử dụng phương pháp đa hồi quy (mô hình Simple-E) để điều chỉnh dự báo nhu cầu điện cho toàn quốc, các miền và các Tổng công ty Điện lực giai đoạn 2015-2030.

³ Hiện tại số liệu tổng hợp ĐMN được EVN cập nhật liên tục trên trang thông tin solar.evn.com.vn. Kết quả hiện thị tới thời điểm ngày 26/6/2020 là 34.773 dự án, tổng công suất lắp đặt 718MWp với sản lượng điện lũy kế 320.792 MWh.

- Cách tiếp cận từ dưới lên: rà soát lại nhu cầu điện của các tỉnh trong toàn quốc từ 2010-2019 dựa theo chuỗi số liệu tiêu thụ điện thực tế của các tỉnh thành từ 2010-2019, dựa vào kế hoạch tiêu thụ điện các tỉnh do các Tổng công ty Điện lực lập và cập nhật thông tin về các hộ tiêu thụ điện lớn sẽ đưa vào trong giai đoạn đến 2025.

a. Phương pháp dự báo nhu cầu điện

Theo phương pháp đa hồi quy, để điều chỉnh lại dự báo nhu cầu điện Toàn quốc và các miền, các Tổng công ty Điện lực thì bộ cơ sở dữ liệu về kinh tế - năng lượng theo chuỗi năm quá khứ khoảng 29 năm (từ 1990 đến 2019) của toàn quốc, các miền và các Tổng công ty Điện lực được cập nhật lại. Bộ số liệu bao gồm: GDP theo các ngành kinh tế, chỉ số giá tiêu dùng (CPI), dân số, số hộ, thu nhập GDP/đầu người, tỉ lệ điện khí hoá, giá điện bình quân theo các ngành và số liệu về tiêu thụ điện năng theo các ngành, tổng điện thương phẩm, điện nhận, Pmax.

Các kết quả dự báo từ phân tích đa hồi quy sẽ được so sánh kiểm chứng với kết quả dự báo từ các quy hoạch phát triển điện lực tỉnh gần nhất và xu thế phát triển của các nước trên thế giới.

Dự báo biểu đồ phụ tải, sử dụng hiệu chỉnh đồ thị phụ tải bậc thang (duration curve) theo hệ tương đối.

b. Các kịch bản dự báo nhu cầu điện cho giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới 2050

- ❖ Đề xuất các kịch bản dự báo nhu cầu điện

Kịch bản tăng trưởng thấp

Tốc độ tăng trưởng GDP dự báo đạt bình quân 6,32%/năm trong giai đoạn 2021 – 2025; 5,9%/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.

Kịch bản tăng trưởng trung bình

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.

Kịch bản tăng trưởng cao

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.

- ❖ Dự báo nhu cầu về công suất và điện năng toàn quốc cho các năm giai đoạn 2021 – 2030 có xét tới 2050

- Dự báo nhu cầu điện theo các ngành kinh tế ở Kịch bản cơ sở.

Ở Kịch bản cơ sở, nhu cầu điện thương phẩm sẽ duy trì mức tăng 8% giai đoạn 2021-2030 sau đó giảm xuống mức 3,5%/năm giai đoạn 2031-2050. Tương ứng với mức tăng này, hệ số đàn hồi điện đối với GDP giảm xuống mức 1,14 lần vào năm 2030 và sau đó giảm mạnh xuống 0,73 lần và 0,34 lần vào năm 2040 và 2050.

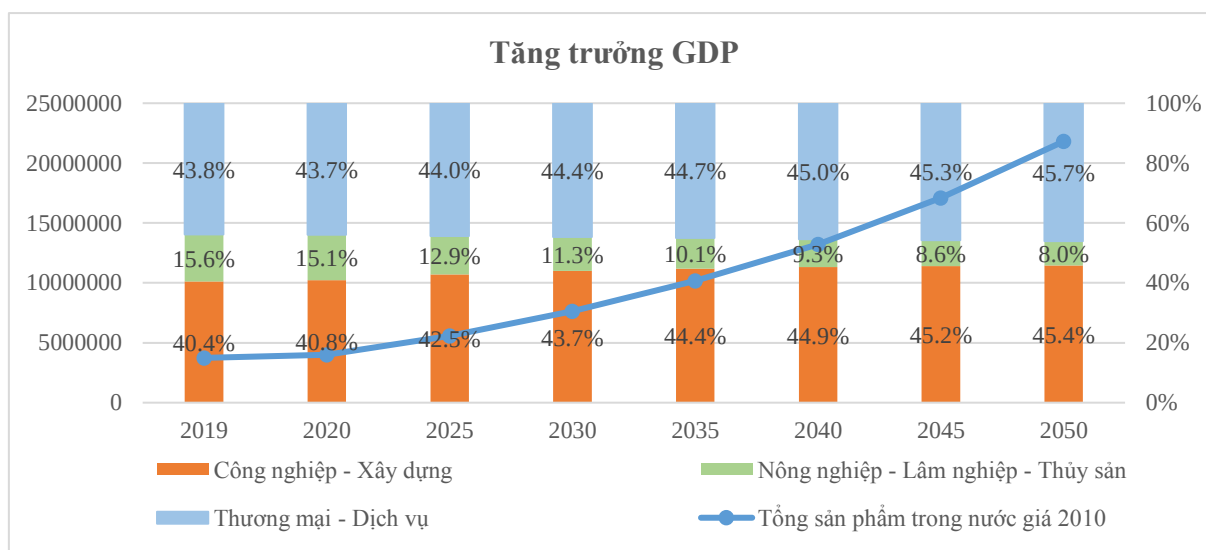
Bảng 1-6: Các chỉ tiêu kinh tế, xã hội sử dụng cho kịch bản cơ sở

	Đơn vị	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Tổng sản phẩm trong nước giá 2010	Tỷ đồng	3921	5444	7424	9878	12838	16565
Công nghiệp - Xây dựng	%	41	42,8	43,9	44,7	45,2	45,6
Nông nghiệp - Lâm nghiệp - Thủy sản	%	15,1	13	11,4	10,3	9,4	8,7
Thương mại - Dịch vụ	%	43,9	44,3	44,7	45	45,4	45,7
Tỷ lệ đô thị hóa	%	36,8	40	43,1	46,3	49,4	52,6
Thu nhập đầu người	USD/người	2909	4027	5480	7285	9467	12228
Tiêu thụ điện đầu người	kWh/người	2309	3316	4465	5459	6284	6949
Cường độ điện đối với GDP	kWh/triệu đồng	56,9	62	64,4	62,2	57,8	52
Tăng trưởng GDP 5-năm	%/năm	4,9	6,8	6,4	5,9	5,4	5,2
Tăng trưởng điện thương phẩm 5-năm	%/năm	6	8,6	7,2	5,1	3,9	3
Hệ số đàn hồi điện đối với GDP 5-năm		1,23	1,27	1,13	0,87	0,72	0,58

Tác động của thay đổi cơ cấu kinh tế đến tăng trưởng điện thương phẩm thể hiện dưới đây:

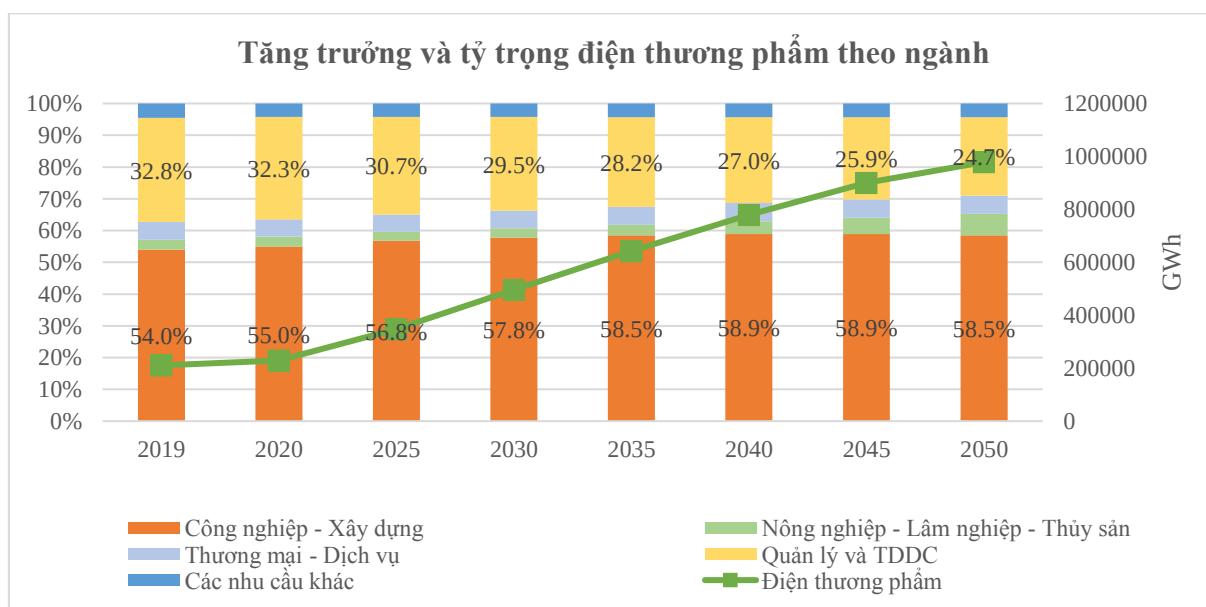
Hình dưới là kết quả dự báo tăng trưởng GDP của Việt Nam và tỷ trọng cơ cấu ngành kinh tế trong giai đoạn từ 2021 đến năm 2050.

Hình 1-5: Dự báo tăng trưởng GDP của Việt Nam giai đoạn 2021-2050



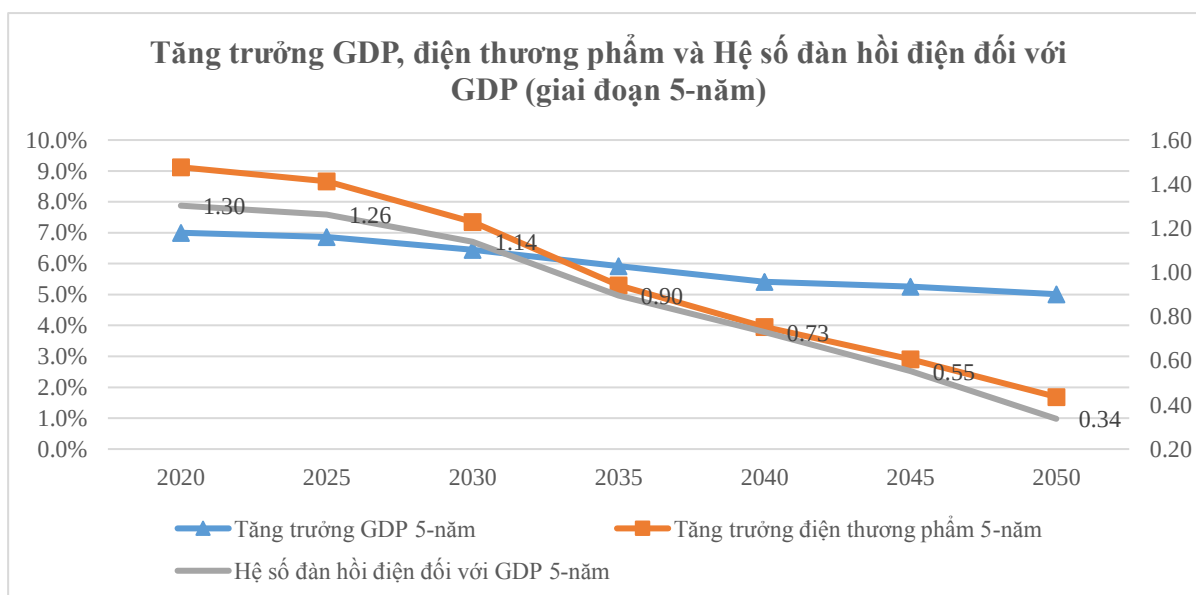
Trên cơ sở dự báo tăng trưởng GDP và tỷ trọng cơ cấu ngành kinh tế trong giai đoạn từ 2021 đến năm 2050. Dự báo kết quả tăng trưởng và tỷ trọng điện thương phẩm theo ngành cũng có mức tăng tương ứng như được mô tả ở hình dưới. Trong đó cho thấy tỷ trọng điện năng tiêu thụ cho ngành công nghiệp và xây dựng vẫn đứng đầu với 58,9% vào năm 2045, tiếp theo đó là lĩnh vực quản lý và TĐC chiếm 32,8% từ nay đến năm 2030 và bắt đầu giảm xuống đến năm 2045.

Hình 1-6: Tăng trưởng và tỷ trọng điện thương phẩm theo ngành giai đoạn 2021-2050



Kịch bản cơ sở về nhu cầu điện trên đây cho thấy tương đối phù hợp với bối cảnh phát triển trong nước và so sánh với xu thế quốc tế. Theo đó hệ số đàn hồi điện đối với GDP cũng giảm từ 1,3 ở thời điểm hiện tại xuống đến 1,14 vào năm 2030 và 0,55 vào năm 2045.

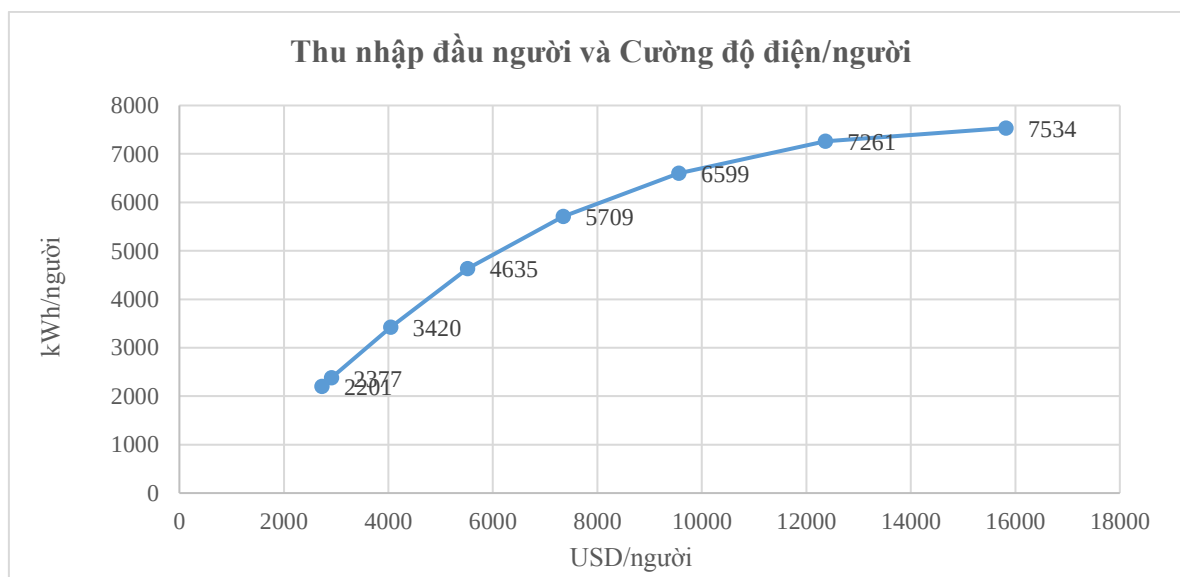
Hình 1-7: Sự thay đổi của hệ số đàn hồi điện so với GDP ở Kịch bản cơ sở



• So sánh các chỉ tiêu và nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam với một số nước trên thế giới và trong khu vực

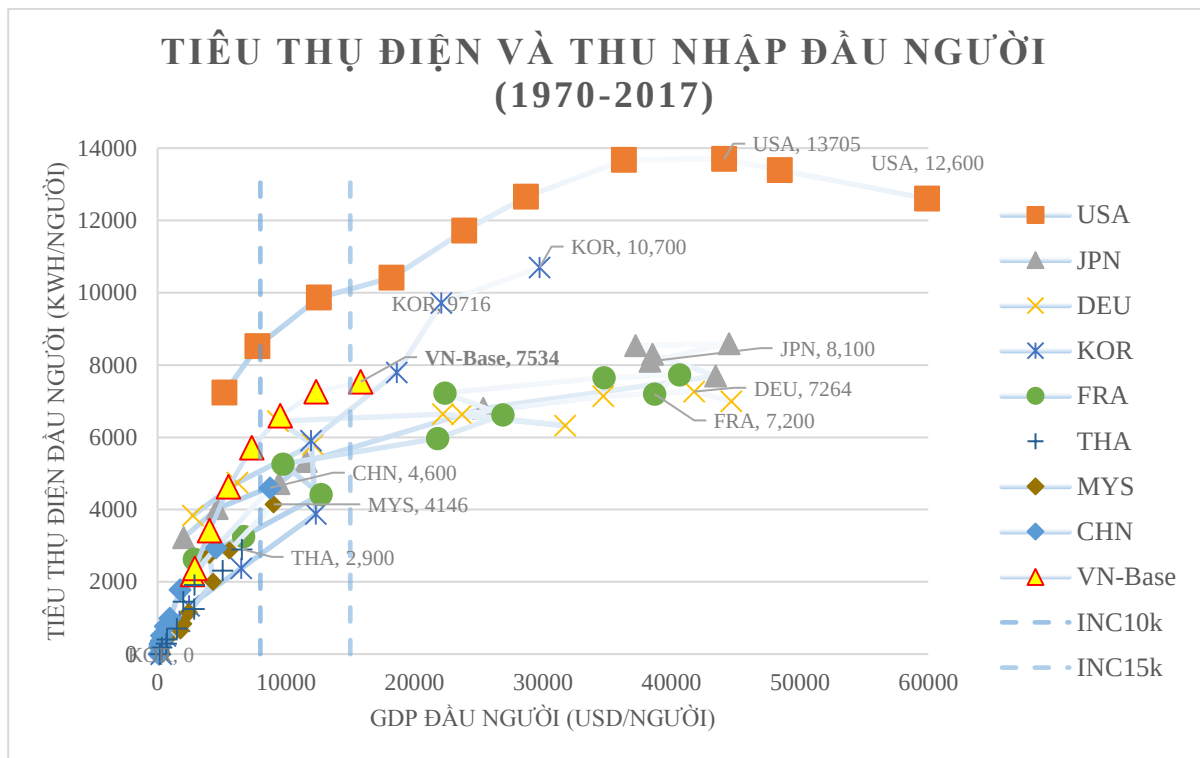
Về mối quan hệ giữa thu nhập đầu người và cường độ điện đầu người ở Kịch bản cơ sở cho thấy có tính tương đồng, thu nhập đầu người tăng thì tiêu thụ điện đầu người cũng tăng theo tương ứng. Mức độ tăng được dự báo và biểu diễn ở hình sau:

Hình 1-8: Thu nhập đầu người và cường độ điện/người của Việt Nam



So sánh với các nước trong khu vực và quốc tế cho thấy mặc dù thu nhập bình quân đầu người của Việt Nam đang ở mức thấp hơn so với các nước nhưng cường độ tiêu thụ điện trên đầu người của Việt Nam cao hơn Thái Lan, Trung Quốc, Malaysia, Pháp. Cụ thể như mô tả ở hình dưới.

Hình 1-9: Tiêu thụ điện và thu nhập bình quân đầu người của một số quốc gia giai đoạn 1970-2017



So sánh Kết quả dự báo nhu cầu điện thương phẩm ở Kịch bản cơ sở với các xu hướng trong quá khứ của các nước trên thế giới cho thấy, khi thu nhập đầu người vượt mức 8.000 USD/năm, nhu cầu điện sẽ có xu hướng tăng chậm lại ở các nước. Xu hướng này phù hợp với kết quả dự báo nhu cầu điện ở Kịch bản cơ sở của Việt Nam trong quy hoạch, tốc độ tăng sẽ giảm lại do mức độ bão hòa trong tiêu dùng điện và chuyển dịch cơ cấu của nền kinh tế. Mức tiêu thụ điện 5.709 kWh/người/năm sẽ là mức bản lề dẫn đến chuyển đổi xu thế từ sau năm 2030.

c. Dự báo tiêu thụ điện của 6 vùng, 3 miền và toàn quốc cho giai đoạn quy hoạch

Đối với dự báo biểu đồ phụ tải, áp dụng phương pháp Hiệu chỉnh đồ thị phụ tải bậc thang theo hệ tương đối với năm cơ sở là 2019, có thể xây dựng được biểu đồ bậc thang theo hệ tuyệt đối với 8.760 giá trị theo từng giờ của các năm dự báo. Các bảng dưới đây thể hiện các thông số của biểu đồ dự báo.

Bảng 1-7: Các thông số của biểu đồ năm

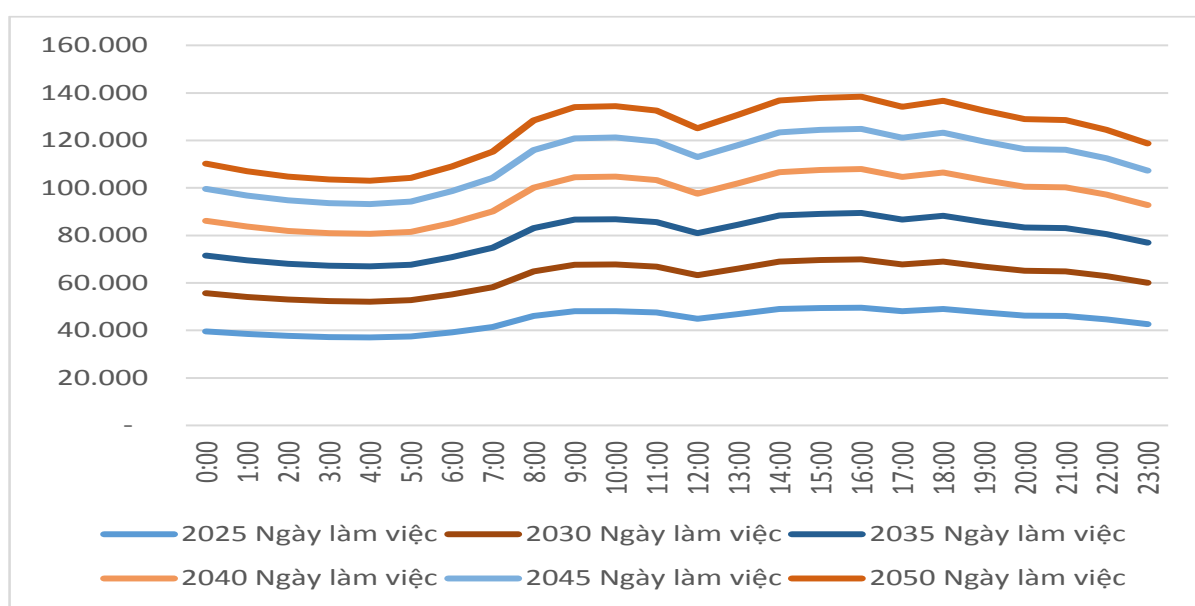
Năm	Điện sản xuất (GWh)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Hệ số phụ tải Lf	Pmin/Pmax
2025	381.143	59.778	20.496	0,7279	0,343
2030	536.560	84.203	28.832	0,7274	0,342
2035	687.819	107.865	37.033	0,7279	0,343

Năm	Điện sản xuất (GWh)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Hệ số phụ tải Lf	Pmin/Pmax
2040	829.274	130.055	44.607	0,7279	0,343
2045	959.436	150.544	51.584	0,7275	0,343
2050	1.062.475	166.894	57.022	0,7267	0,342

Bảng 1-8: Công suất cực đại Pmax (MW) của các tháng trong năm

Tháng	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1	50.514	71.149	91.079	109.884	127.174	141.013
2	49.026	69.054	88.396	106.648	123.429	136.860
3	51.386	72.377	92.651	111.781	129.369	143.447
4	55.736	78.504	100.493	121.243	140.320	155.589
5	57.630	81.172	103.909	125.364	145.089	160.878
6	59.778	84.203	107.865	130.055	150.544	166.894
7	57.946	81.617	104.478	126.050	145.884	161.759
8	59.099	83.241	106.557	128.559	148.787	164.978
9	53.318	75.099	96.134	115.984	134.233	148.840
10	53.415	75.236	96.310	116.196	134.478	149.112
11	53.626	75.533	96.689	116.653	135.008	149.700
12	54.993	77.457	99.154	119.626	138.449	153.515

Với biểu đồ phụ tải chi tiết như trên có thể chuyển đổi thành ba dạng biểu đồ phụ tải điển hình. Hình dưới đây thể hiện biểu đồ phụ tải của Ngày làm việc điển hình ở các năm dự báo.



Hình 1-10: Biểu đồ năm của ngày làm việc điển hình

Ngày làm việc điển hình của các năm dự báo sẽ có các thông số như sau:

Bảng 1-9: Các thông số chính của biểu đồ ngày làm việc điển hình

Năm	P _{max} (MW)	P _{min} (MW)	P _{tb} /P _{max}	Sản lượng ngày (MWh)
2025	49.597	37.041	0,892	1.061.580
2030	69.855	52.110	0,891	1.494.565
2035	89.432	66.921	0,892	1.915.510
2040	107.892	80.614	0,892	2.309.671
2045	124.864	93.226	0,892	2.672.321
2050	138.438	103.067	0,891	2.959.857

Tương tự như trên, biểu đồ và thông số của ngày cuối tuần hoặc ngày chứa P_{max} năm, toàn bộ kết quả dự báo biểu đồ cùng với các thông số liên quan khác theo miền và vùng được tính toán trong báo cáo quy hoạch: (1) Các giá trị của Biểu đồ phụ tải toàn quốc theo 3 loại ngày điển hình (ngày làm việc, ngày cuối tuần và ngày chứa phụ tải đỉnh); (2) Các giá trị của Biểu đồ phụ tải của 6 vùng, 3 miền các loại ngày điển hình theo các tháng; (3) Các giá trị của Biểu đồ phụ tải của 6 vùng, 3 miền kéo dài năm; (4) Điện năng của 6 vùng, 3 miền theo các tháng trong năm; (5) Công suất trung bình và công suất cực đại của 6 vùng, 3 miền các tháng trong năm.

d. Tổng hợp phụ tải

Theo đánh giá sơ bộ, ở Kịch bản cơ sở, nhu cầu điện thương phẩm sẽ duy trì mức tăng 8% giai đoạn 2021-2030 sau đó giảm xuống mức 3,5%/năm giai đoạn 2031-2050. Tương ứng với mức tăng này, hệ số đàn hồi điện đối với GDP giảm xuống mức 1,14 lần vào năm 2030 và sau đó giảm mạnh xuống 0,73 lần và 0,34 lần vào năm 2040 và 2050. Kết quả dự báo Kịch bản cơ sở cho thấy:

- Dự báo tăng trưởng GDP thấp hơn góp phần làm nhu cầu điện thấp hơn dự báo của QHĐ7HC (~ 3-4 tỷ vào năm 2020 và ~9-10 tỷ vào năm 2030)
- Cơ cấu tiêu thụ điện theo ngành kinh tế không thay đổi nhiều so với QHĐ7HC
- Cơ cấu tiêu thụ điện theo vùng miền có thay đổi đáng kể, với tỷ trọng lớn hơn ở miền Bắc

Mức tăng trưởng này thấp hơn dự báo trong QHĐ7HC do có những thay đổi về dự báo tăng trưởng kinh tế và cập nhật tốc độ tăng nhu cầu điện thực tế giai đoạn 2015-2019.

1.4.4.4. Năng lượng sơ cấp cho phát điện

a. Hiện trạng sử dụng năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện

- ❖ Hiện trạng sử dụng khai thác thủy điện:

Theo thống kê thủy điện toàn quốc của Cục điện lực và Năng lượng tái tạo, tiềm năng kinh tế - kỹ thuật thủy điện vừa và lớn tại Việt Nam khoảng 75-80 tỷ kWh, tương đương khoảng 20.000 MW công suất đặt. Đến năm 2020, tổng công suất thủy điện vừa và lớn của Việt Nam đã được xây dựng khoảng 18.200 MW. Tổng các dự án thủy điện

Năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Khí Đông Nam Bộ	6,76	5,92	6,11	6,35	6,95	7,29	6,92	5,86	6,22	6,59
Khí Tây Nam Bộ	1,56	1,54	1,46	1,495	1,36	1,47	1,51	1,45	1,41	1,44

nhỏ (dưới 30MW) có khả năng xây dựng là khoảng 6.000MW, hiện đã xây dựng và hoạt động hơn 3.200MW. Như vậy về cơ bản, thủy điện đã được khai thác gần hết tiềm năng.

❖ Hiện trạng sử dụng than cho sản xuất điện

Những năm trở lại đây sản lượng than thương phẩm khai thác trong nước duy trì ở mức trên dưới 40 triệu tấn/năm, thấp hơn so với dự kiến trong Điều chỉnh Quy hoạch

Năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Than trong nước	8,27	10,78	10,85	11,55	15,98	24,22	28,68	26,63	33,06	35,06
Than nhập khẩu							1,70	4,06	7,24	17,24

ngành than.

Lượng tiêu thụ than cho sản xuất điện trong những năm qua như sau:

Bảng 1-10: Sản lượng than tiêu thụ cho sản xuất điện giai đoạn 2010-2019 (triệu tấn)

Nguồn: Tổng kết vận hành hàng năm của ĐĐQG

❖ Hiện trạng sử dụng khí và dầu cho sản xuất điện

Hiện tại, sản lượng khí thiên nhiên sử dụng cho sản xuất điện chiếm 77% tổng thị trường tiêu thụ khí. Tiêu thụ khí của các hộ sản xuất đạm chiếm 11%, cho sản xuất công nghiệp và khác chiếm khoảng 12%. Cơ cấu tiêu thụ khí theo các vùng và các ngành như sau:

Bảng 1-11: Thị trường tiêu thụ khí tự nhiên trong nước

Miền	Tiêu thụ khí năm 2018 (tỷ m ³)	Cơ cấu tiêu thụ khí (%)		
		Điện	Đạm	CN, khác
Miền Bắc	0,16			100
Đông Nam Bộ	7,67	81	9	10
Tây Nam Bộ	2,17	65	23,5	11,5
Toàn quốc	10,01	77,1	10,9	12

Nguồn: Khu vực Đông Nam Bộ: Công văn số 6804/DKVN-K&CBĐK ngày 6/11/2018 (số liệu trung bình thực tế). Miền Bắc và khu vực Tây Nam Bộ: Số liệu sản xuất kinh doanh thực tế

Dầu, dầu FO và DO là 2 loại dầu được sử dụng trong phát điện. Một phần nhỏ là nhiên liệu phụ được sử dụng trong các NMNĐ than để khởi động lò và đốt lò ở mức phụ

tải thấp. Phần lớn dầu được sử dụng trong các NMNĐ chạy dầu là dầu FO và tua bin khí là dầu DO, và dầu được huy động để phủ đỉnh trong các đợt sự cố khí, ngừng bảo dưỡng hệ thống khí PM3-CAA, bảo dưỡng hệ thống khí Nam Côn Sơn. Nhiệt điện dầu FO và tua bin khí dầu DO thường được huy động trong các tháng mùa khô (tháng 3, 4, 5). Ngoài ra, dầu FO cũng được sử dụng làm nguồn dự phòng của một số phụ tải công nghiệp lớn, hoặc cấp điện cho các phụ tải chuyên dụng (Lọc dầu Dung Quất, Nghi Sơn, các nhà máy đạm, alumi...).

❖ Hiện trạng sử dụng năng lượng mới và NLTT cho sản xuất điện

Các nguồn năng lượng mới và NLTT đang được khai thác tại Việt Nam bao gồm: điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối (bã mía, rơm rạ...) và điện rác thải. Các loại hình nguồn năng lượng khác có tiềm năng cho sản xuất điện tại Việt Nam như: điện thủy triều, địa nhiệt, băng cháy, hydro... mới trong giai đoạn nghiên cứu và thăm dò tiềm năng.

Điện gió và điện mặt trời là 2 loại hình nguồn NLTT có tiềm năng lớn tại Việt Nam. Những năm gần đây do công nghệ phát triển, chi phí đầu tư xây dựng của 2 loại hình nguồn điện này đã giảm khá nhiều so với những năm đầu thập kỷ. Cùng với đó, Chính phủ đã đưa ra cơ chế khuyến khích phát triển điện gió và mặt trời thông qua giá mua điện, đã khiến cho các dự án điện mặt trời và điện gió phát triển rất nóng trong thời gian vừa qua, đặc biệt là các dự án điện mặt trời, do thời gian thi công xây dựng ngắn.

Đến tháng 2 năm 2020, tổng công suất điện mặt trời đã vào vận hành khoảng 5GW, đã ký PPA vào vận hành năm 2020 là khoảng 2GW, tập trung ở khu vực tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận. Do thời gian xây dựng các dự án điện mặt trời khá nhanh, trong khi lưới truyền tải không kịp đáp ứng tiến độ của các dự án điện mặt trời, khiến cho các dự án đã vào vận hành tại khu vực Ninh Thuận, Bình Thuận đang phải chịu cắt giảm công suất phát hàng ngày để tránh quá tải lưới điện khu vực.

Các dự án điện gió cũng hấp dẫn các nhà đầu tư. Đến tháng 2 năm 2020, tổng công suất nguồn điện gió đi vào vận hành khoảng 400MW, tuy nhiên tổng công suất điện gió đã được phê duyệt bổ sung vào QHD7HC đã lên tới 5GW, dự kiến vào hoạt động năm 2021, chủ yếu ở khu vực Tây Nam Bộ và Nam Trung Bộ. Mặc dù đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch nhưng điện gió khó có thể vào kịp toàn bộ quy mô vào năm 2021 do phải thực hiện đo gió và thời gian xây dựng lâu hơn điện mặt trời.

Tiềm năng nguồn điện sinh khối từ các loại nguyên liệu như bã mía, rơm rạ, gỗ vụn, mùn cưa, vỏ trấu lớn. Hiện nay, mới chỉ khai thác và đưa vào hoạt động khoảng 300MW điện sinh khối từ bã mía. Các nhà máy này được xây dựng kết hợp với các nhà máy sản xuất đường và chỉ phát sản lượng thừa lên lưới.

Một số nhà máy điện rác thải cũng đã được xây dựng và vận hành như: NM đốt rác Nam Sơn (1,93MW), NM xử lý rác Cần Thơ (7,5MW) sử dụng công nghệ đốt rác trực tiếp, NM rác thải chôn lấp Gò Cát (2,4MW).

b. Tiềm năng các nguồn năng lượng sơ cấp trong nước

❖ Tiềm năng thủy điện

Tiềm năng thủy điện ở Việt Nam và khả năng khai thác: Như đã trình bày ở phần trên, tiềm năng kinh tế - kỹ thuật thủy điện vừa và lớn tại Việt Nam khoảng 75- 80 tỷ kWh, tương đương khoảng 20.000 MW công suất đặt. Tổng tiềm năng thủy điện nhỏ (dưới 30MW) của cả nước khoảng 10.000MW, sau khi rà soát lại chỉ còn khoảng 6000MW⁴ thủy điện nhỏ có thể khai thác, trong đó miền Bắc khoảng 3.000MW, khu vực Tây Nguyên 1.000MW, các khu vực Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ và Nam Trung Bộ có khoảng 600MW/khu vực, và miền Nam khoảng 75MW.

Khả năng khai thác còn lại hầu hết đã được nghiên cứu đầu tư và đang trong giai đoạn chuẩn bị xây dựng hoặc đang xây dựng. Theo rà soát tiến độ thực hiện của các dự án thủy điện, giai đoạn 2020-2025, hệ thống có thể bổ sung thêm khoảng 1.840MW thủy điện vừa và lớn (gồm cả các dự án mở rộng như Hòa Bình MR, Yaly MR, Trị An MR). Các dự án thủy điện nhỏ có khả năng phát triển thêm khoảng 2.700MW trong giai đoạn đến 2030.

Việt Nam còn có tiềm năng về nguồn thủy điện tích năng. Trong 38 vị trí tiềm năng, đã chọn ra 10 vị trí có thể phát triển với các tiêu chí về chi phí xây dựng, khoảng cách đến lưới điện đấu nối, khoảng cách đến các khu vực được bảo tồn..., trong đó có 8 vị trí tại miền Bắc và 2 vị trí tại miền Nam. Nghiên cứu mới hơn của Lahmeyer International về “Chiến lược phát triển nguồn điện tích năng tại Việt Nam” năm 2016, 8 vị trí tiềm năng đưa ra có thể tiếp tục nghiên cứu phát triển như đưa trong bảng sau:

⁴Nguồn: Phòng Thủy điện, Cục điện lực và Năng lượng tái tạo

Bảng 1-12: Danh mục các dự án thủy điện tích năng có thể phát triển tại Việt Nam

Dự án	Tỉnh	Công suất (MW)
TĐTN Mộc Châu	Sơn La	900
TĐTN Đông Phù Yên	Sơn La	1200
TĐTN Tây Phù Yên	Sơn La	1000
TĐTN Châu Thôn	Thanh Hóa	1000
TĐTN Đơn Dương	Lâm Đồng	1200
TĐTN Ninh Sơn	Ninh Thuận	1200
TĐTN Hàm Thuận Bắc	Bình Thuận	1200
TĐTN Bắc Ái	Ninh Thuận	1200

Nguồn: Chiến lược phát triển nguồn điện tích năng tại Việt Nam”, 2016, Laymeyer

❖ **Tiềm năng than cho phát điện giai đoạn quy hoạch**

Khả năng khai thác than: Theo Điều chỉnh Quy hoạch phát triển ngành than Việt Nam đến năm 2020, có xét triển vọng đến năm 2030 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 403/QĐ-TTg ngày 14/3/2016, tổng tài nguyên-trữ lượng than Việt Nam đã được điều tra đánh giá và thăm dò là 48 tỷ tấn (trong đó trữ lượng là 2,2 tỷ tấn, tài nguyên chắc chắn 1,3 tỷ tấn, tài nguyên dự tính 2,7 tỷ tấn, tài nguyên dự báo là 42 tỷ tấn). Trữ lượng 2,2 tỷ tấn than chủ yếu nằm ở bể than Đông Bắc, có thể khai thác gần 40 năm nữa với mức khai thác hiện tại. Nếu tính đến độ sâu -3500m thì tổng tài nguyên than của bể than Sông Hồng đạt 210 tỷ tấn, gấp 20 lần bể than Quảng Ninh, trong đó tài nguyên chắc chắn chỉ khoảng 0,5 tỷ tấn than, tài nguyên dự tính và dự báo khoảng 41,5 tỷ tấn. Sản lượng than thương phẩm dự kiến khai thác năm 2020 là 47-50 triệu tấn/năm; năm 2025 là 51-54 triệu tấn/năm; năm 2030 là 55-57 triệu tấn/năm.

Như vậy, tổng sản lượng sản xuất than sạch trong nước không nhiều, trong khi những năm tới nhu cầu sử dụng than của các ngành công nghiệp ngày càng tăng, do đó việc nhập khẩu than là tất yếu. Ngành điện có nhu cầu than lớn nhất trong thị trường than với tổng nhu cầu năm 2019 khoảng 46 triệu tấn/năm, trong khi khả năng cung cấp than trong nước chỉ khoảng 33 triệu tấn/năm; Các ngành công nghiệp khác như phân bón, hóa chất, xi măng, luyện kim và các hộ khác có tổng nhu cầu hiện tại khoảng 20 triệu tấn/năm, khả năng cung cấp trong nước khoảng 7 triệu tấn/năm⁵. Cân đối cung cầu than trong nước cho thấy các ngành công nghiệp đều phải nhập khẩu than để đáp ứng nhu cầu.

⁵ Tham khảo đề án quy hoạch và cấp than cho nhà máy điện đến năm 2030, VIMCC

Với trữ lượng đã đánh giá, việc duy trì sản xuất than với sản lượng dự kiến trong quy hoạch ở năm 2035 đến 2045 là có thể. Do đó, giả thiết mức sản lượng than trong nước có thể cấp cho sản xuất điện sẽ được duy trì là 39,5 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2036-2045.

❖ **Tiềm năng khí cho phát điện giai đoạn quy hoạch**

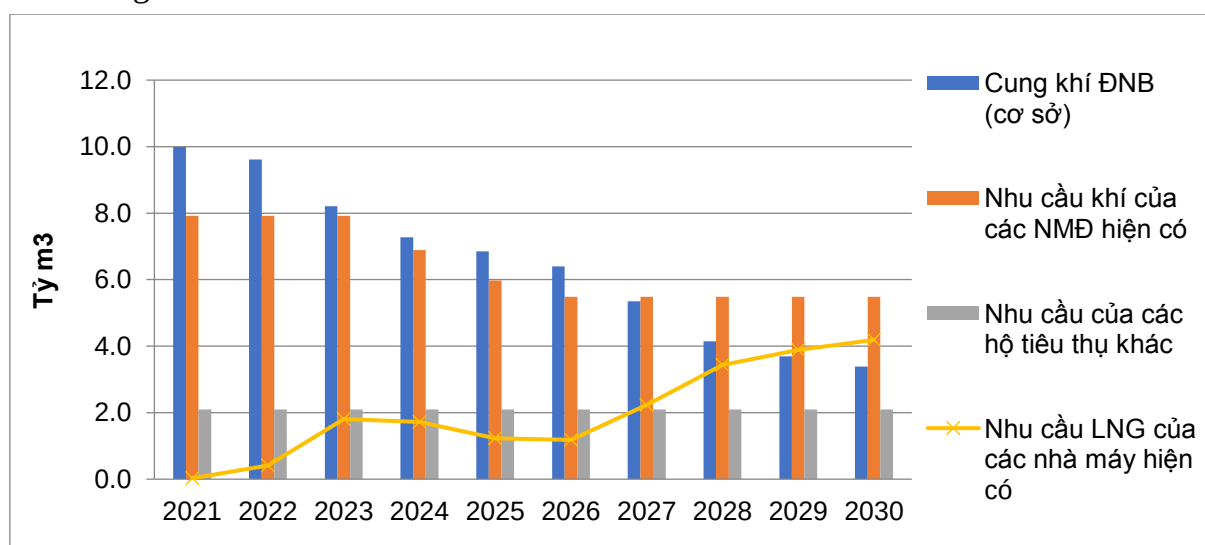
Theo Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2025 định hướng đến 2035 đã được Thủ tướng Chính phủ quyết định phê duyệt tại quyết định số 60/QĐ-TTg ngày 16/1/2017, trữ lượng và tiềm năng khí của Việt Nam tập trung chủ yếu tại 4 bể trầm tích: Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Mã Lai-Thổ Chu, tổng trữ lượng khí đã phát hiện khoảng 871 tỷ m³.

Sản lượng khai thác khí cộng dồn đến cuối năm 2019 khoảng 150 tỷ m³. Theo quy hoạch này, dự kiến phân đầu sản lượng khai thác khí cả nước như sau:

- Giai đoạn 2016-2020: sản lượng khai thác khí đạt 10-11 tỷ m³/năm;
- Giai đoạn 2021-2025: sản lượng khai thác khí đạt 13-19 tỷ m³/năm;
- Giai đoạn 2026-2035: sản lượng khai thác khí đạt 17-21 tỷ m³/năm;

Kết quả cập nhật khả năng khai thác khí từ các mỏ theo đề án “Nghiên cứu phát triển tổng thể hệ thống hạ tầng nhập khẩu LNG, 2019, PVGas”, nguồn cung cấp khí toàn quốc đến năm 2035 sẽ thấp hơn trong phương án cung cơ sở của quy hoạch.

Trong trường hợp các mỏ khai thác mới vào đúng tiến độ, khu vực Đông Nam Bộ sẽ có đủ khí cấp cho các nhà máy điện nằm trong khu vực (~6000MW) vào các năm 2020-2023. Từ sau năm 2023, sản lượng khai thác sẽ giảm dần, các nhà máy điện hiện có phải chuyển dần sang sử dụng LNG. Nhu cầu LNG của các nhà máy điện hiện có xem trong hình sau:



Hình 1-11: Nhu cầu khí LNG của các nhà máy điện khí hiện có tại Đông Nam Bộ

- Định hướng phát triển thị trường khí của Việt Nam

Nhu cầu khí trong nước sẽ ngày càng tăng cho: sản xuất điện, hóa chất, công nghiệp, giao thông vận tải, đô thị... Tổng nhu cầu khí dự kiến theo quy hoạch và theo phương án cơ sở được cập nhật lên tới gần 13 tỷ m³ vào năm 2020, hơn 22 tỷ m³ vào năm 2025 và trên 34 tỷ m³ vào năm 2030. Trong khi sản lượng khai thác khí trong nước theo phương án cơ sở chỉ đạt cao nhất 18 tỷ m³ vào năm 2025 và sau đó giảm dần. Do vậy, việc nhập khẩu khí LNG là tất yếu để đáp ứng nhu cầu khí trong nước. Nhu cầu nhập khẩu LNG toàn quốc được dự báo lên tới gần 5 triệu tấn vào năm 2025, 16 triệu tấn vào năm 2030.

+ Về hạ tầng nhập khẩu LNG⁶: Đến năm 2035, dự kiến xây dựng các kho cảng LNG như sau:

Khu vực miền Bắc:

- Giai đoạn đến 2025: xây dựng kho nổi FSRU Hòn Mê (Nghị Sơn, Thanh Hóa) với quy mô 1 triệu tấn/năm thay thế cho kho LNG Thái Bình đã được quy hoạch. Kho LNG này để cấp khí cho các hộ tiêu thụ ngoài điện ở khu vực miền Bắc và Bắc Trung Bộ khi nguồn khí Thái Bình đang dần cạn kiệt.

Giai đoạn 2026-2030: xây dựng kho LNG Lạch Huyện (Hải Phòng) với quy mô 3-4 triệu tấn/năm để cấp khí cho nhà máy điện sử dụng khí LNG tại Hải Phòng (xem xét thay thế NĐ Hải Phòng 3) và khí ngoài điện miền Bắc.

Giai đoạn 2031-2035: tùy theo nhu cầu khu vực sẽ xem xét bổ sung thêm kho LNG Hà Tĩnh (tại bến Sơn Dương, KCN Vũng Áng) với quy mô 2-3 triệu tấn/năm để cấp khí cho phụ tải ngoài điện Formosa Hà Tĩnh và nhà máy điện LNG (thay thế cho NĐ Vũng Áng 3)

Khu vực miền Trung

- Giai đoạn 2031-2035: dự kiến xây dựng kho LNG Khánh Hòa (Vân Phong) quy mô 2-3 triệu tấn/năm để cấp khí cho NĐ Vân Phong 2 và nhu cầu ngoài điện khu vực.

Khu vực miền Nam

Giai đoạn đến 2025: Đưa vào vận hành kho LNG Thị Vải (Bà Rịa Vũng Tàu) quy mô 1 triệu tấn/năm vào năm 2022. Nâng công suất kho LNG Thị Vải lên 3 triệu tấn/năm vào vận hành năm 2023. Đưa vào hoạt động kho LNG Hải Linh (Bà Rịa Vũng Tàu) với quy mô 1,2 triệu tấn/năm vào năm 2021-2022. Triển khai giải pháp cấp LNG nhanh bằng FSUs giai đoạn 2021-2023 (nếu khả thi).

Giai đoạn 2026-2030: Xây dựng kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) với quy mô 3,6 triệu tấn/năm vào vận hành năm 2026. Nâng công suất kho LNG Sơn Mỹ lên 6-9 triệu tấn/năm và đường ống Sơn Mỹ - Phú Mỹ vào các năm 2027-2030.

⁶ Quy hoạch phát triển ngành khí và cập nhật Đề án “Nghiên cứu phát triển tổng thể hệ thống hạ tầng nhập khẩu LNG, 2019, PVGas”.

Tại khu vực Tây Nam Bộ: xem xét đầu tư kho FSRU Nam Du quy mô 1-3 triệu tấn/năm hoặc đường ống Đông – Tây vào năm 2028-2029 để cấp khí bổ sung cho khu vực Tây Nam Bộ.

Giai đoạn 2031-2035: Xây dựng mới Kho LNG tại vị trí Long Sơn hoặc Cù Lao Phú Long (Bà Rịa – Vũng Tàu) với quy mô 3-6 triệu tấn/năm.

c. Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho sản xuất điện, khả năng trao đổi điện với các nước lân cận

❖ **Đánh giá khả năng nhập khẩu than cho sản xuất điện của Việt Nam**

Tổng sản lượng than xuất khẩu toàn thế giới đến năm 2020 đạt hơn 1,4 tỷ tấn. Khu vực Australia và New Zealand hiện tại và trong tương lai vẫn là các nước cung cấp than xuất khẩu hàng đầu thế giới, tiếp theo là Indonesia. Năm 2040, Australia sẽ cung cấp 37% tổng lượng than xuất khẩu thế giới và Indonesia cung cấp 28%. Năm 2050, Australia chiếm 33% tổng lượng than xuất khẩu thế giới và các nước châu Á không thuộc khối OECD (chủ yếu là Indonesia) cung cấp 35%. Sản lượng xuất khẩu than thế giới dự kiến tăng khoảng 1,2%/năm giai đoạn 2021-2040 và tăng khoảng 2,1% giai đoạn 2041-2050. Trong khi các nước có nhu cầu nhập khẩu lớn như Trung Quốc, Hàn Quốc, Nhật Bản dự kiến sẽ giảm dần và giữ ổn định sản lượng nhập khẩu sau 2030. Nhu cầu xuất khẩu tăng của các nước xuất khẩu than sẽ đáp ứng nhu cầu nhập khẩu than của Ấn Độ và các nước châu Á không thuộc khối OECD.

Như vậy, trong ngắn và trung hạn Việt Nam có khả năng nhập khẩu từ Indonesia, Australia và Nam Phi, dài hạn có thể nhập khẩu từ Nga và Australia... Tuy nhiên, việc nhập khẩu than và đầu tư khai thác than ở nước ngoài đưa về phục vụ trong nước với khối lượng lớn (hàng chục triệu tấn đến hàng trăm triệu tấn mỗi năm) là vô cùng phức tạp, khó khăn, khó lường và có nhiều rào cản.

❖ **Đánh giá khả năng nhập khẩu LNG cho sản xuất điện**

Theo BP Statistical Review of World Energy 2019, đến năm 2019 toàn thế giới có trữ lượng dầu mỏ là 244,1 tỷ tấn, có thể khai thác trong 50 năm (với mức sản lượng năm 2018); Trữ lượng khí tự nhiên đã được chứng minh là 196,9 ngàn tỷ m³, có thể khai thác trong 51 năm (với mức sản lượng tiêu thụ khí năm 2018)

Bảng 1-13: Trữ lượng khí tự nhiên đã được chứng minh và số năm khai thác còn lại của các nước có tiềm năng lớn

Nước	Tổng trữ lượng khí (ngàn tỷ m ³)	Tỉ trọng trên thế giới	Năm khai thác còn lại (với mức khai thác năm 2018)
LB Nga	38,9	19,8%	58
Iran	31,9	16,2%	133
Qatar	24,7	12,5%	140

Nước	Tổng trữ lượng khí (ngàn tỷ m ³)	Tỉ trọng trên thế giới	Năm khai thác còn lại (với mức khai thác năm 2018)
Turkmenistan	19,5	9,9%	316
Mỹ	11,9	6%	14.3
Venezuela	6,3	3,2%	190
China	6,1	3,1%	37.6
Saudi Arabia	5,9	3,0%	52
United Arab Emirates	5,9	3,0%	91
Nigeria	5,3	2,7%	108
Algeria	4,3	2,2%	47
Iraq	3,6	1,8%	273
Indonesia	2,8	1,4%	38
Australia	2,4	1,2%	18
Malaysia	2,4	1,2%	33
Tổng 15 nước	171,9	87,3%	

Nguồn: BP Statistical Review of World Energy 2019

Căn cứ theo IEEJ Outlook 2020, nhu cầu khí toàn thế giới sẽ tăng từ 3.702 tỷ m³ năm 2017 lên tới 4.797 tỷ m³ năm 2030 và lên 6.154 tỷ m³ năm 2050. Dự kiến sản lượng khai thác khí trên thế giới để đáp ứng sự tăng trưởng của nhu cầu khí thế giới như đưa ra trong bảng dưới đây.

Bảng 1-14: Dự báo quy mô sản xuất khí tự nhiên trên thế giới (kịch bản thông thường) - Đơn vị: tỷ m³

Khu vực	2017	2030	2040	2050
Bắc Mỹ	945	1308	1389	1415
Mỹ Latin	215	295	403	479
OECD châu Âu	248	204	182	144
Nga	694	739	828	917
Trung Á và ngoài OECD châu Âu	226	265	309	356
Trung Đông	629	813	957	1132
Châu Phi	215	346	498	536
Trung Quốc	142	246	356	429
Ấn Độ	31	60	86	109
Đông Nam Á	222	226	237	273
Các nước Châu Á khác	91	92	82	82
Australia	110	185	232	257
Toàn thế giới	3768	4779	5559	6129

Nguồn: IEEJ Outlook 2020

Việt Nam hiện mới chuẩn bị bước vào thị trường nhập khẩu khí LNG, việc tìm kiếm nguồn nhập khẩu khí ổn định và đa dạng nguồn nhập khẩu khí (nhập từ nhiều nước khác nhau) là cần thiết để đảm bảo an ninh cung cấp nhiên liệu.

Do nhu cầu sử dụng LNG thế giới sẽ càng ngày càng tăng trong tương lai, trong khi nguồn cung có hạn, Việt Nam cần nhanh chóng chuẩn bị hạ tầng nhập khẩu LNG, sớm xây dựng và đưa vào vận hành các nhà máy điện sử dụng LNG để tạo thị trường ổn định. Cần sớm xúc tiến tạo quan hệ ổn định với các nước xuất khẩu LNG, đồng thời đàm phán các hợp đồng mua LNG dài hạn. Cũng tương tự như nhập khẩu than, việc nhập khẩu LNG với quy mô lớn và ổn định là rất khó khăn đối với Việt Nam, do thị trường nhập khẩu LNG tại khu vực châu Á đã bị các nước nhập khẩu lớn như Nhật Bản, Hàn Quốc, Trung Quốc, Ấn Độ chiếm lĩnh, trong khi nhu cầu LNG của các nước này vẫn tiếp tục tăng trong giai đoạn tới. Việc hành động sớm và đưa ra các quyết sách nhanh là rất cần thiết để có thể hình thành thị trường LNG cho Việt Nam.

d. Dự báo giá các loại nhiên liệu cho sản xuất điện giai đoạn quy hoạch

❖ Dự báo Giá than

- Giá than trong nước: được ước tính là 79,6 USD/tấn bao gồm tất cả các thành phần chi phí. Chi phí than trong nước chưa có thuế được dự báo là 73,2 USD/tấn, chiếm 92% giá cuối cùng.

- Giá than nhập khẩu: Than đang được nhập khẩu vào Việt Nam từ bốn nguồn chính: Indonesia, Australia, Nga và Trung Quốc (bốn quốc gia đóng góp tới 92,3% tổng lượng than nhập khẩu). Giá than nhập khẩu cho điện trung bình khoảng 61 USD/tấn.

Chi phí nội địa tăng thêm trong giá than nhập khẩu là chi phí xử lý cảng, chi phí này được dự kiến ở mức 10 USD/tấn vào năm 2020 và giảm xuống còn 5 USD/tấn vào năm 2050 do phát triển cơ sở hạ tầng để tăng cường nhập khẩu than. Chi phí vận chuyển nội địa cũng được giả định ở mức 5 USD/tấn.

Giá than được dự báo cho ba loại than trong nước tại nơi tiêu thụ (bao gồm là chi phí sản xuất, phí giấy phép vận chuyển và khai thác, và không bao gồm thuế) được trình bày dưới đây và so sánh với giá than nhập khẩu cho ba kịch bản khác nhau:

Bảng 1-15: Dự báo giá than đến 2050

Đơn vị: USD/GJ

Năm	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Than nhập	4.5	3.9	3.4	3.3	3.6	3.8	4.0	4.1	4.3
Than 4b5	3.6	3.6	3.6	3.7	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3
Than 6	3.0	3.0	3.0	3.1	3.3	3.4	3.4	3.5	3.5
Than 7	2.5	2.5	2.5	2.6	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0

❖ Dự báo Giá khí tự nhiên

• Giá khí trong nước: bao gồm giá khí miệng giếng, cước phí vận chuyển đường ống và chi phí phân phối. Giá khí miệng giếng có thể được thiết lập dựa trên các cuộc đàm phán song phương, quy định về giá của chính phủ hoặc theo chỉ số cho giá dầu HSFO180 tại thị trường Singapo. Cước phí vận chuyển đường ống và phân phối thay đổi nhiều theo lĩnh vực sử dụng khí.

Dự báo giá nhiên liệu chi tiết cho khí đốt tự nhiên và LNG nhập khẩu như sau:

Bảng 1-16: Dự báo giá khí đến 2050

Đơn vị: USD/MMBTU

Năm	Khí tự nhiên trong nước			LNG- Đông Nam Bộ	LNG – Tây Nam Bộ
	Đông Nam Bộ	Tây Nam Bộ	Miền Trung		
2018	8.03	11.43	9.51	12.77	13.19
2019	8.52	11.7	9.74	13.31	13.75
2020	8.55	11.99	9.99	11.61	12.06
2025	9.98	13.52	11.3	11.67	12.20
2030	11.33	15.24	12.78	11.96	12.56
2035	11.91	16.02	13.43	12.25	12.94
2040	12.52	16.83	14.12	12.44	13.23
2045	13.15	17.69	14.84	12.54	13.44
2050	13.82	18.60	15.59	12.64	13.66

❖ Giá dầu

Giá cơ sở cho các sản phẩm dầu trong nước được điều chỉnh cho mỗi 15 ngày dựa trên giá dầu thế giới. Do đó, giá dầu trong nước có tương quan cao với giá dầu thô thế giới. Giá dầu CIF trong nước được dự báo dựa trên tốc độ tăng trưởng của giá dầu thô thế giới dự kiến.

Bảng 1-17: Dự báo giá sản phẩm xăng, dầu trong nước đến 2050

Đơn vị: USD/GJ

Năm	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Dầu diesel	16.73	16.20	15.35	15.79	17.02	17.37	17.69	17.69	17.69
Dầu hỏa	18.74	18.15	17.20	17.69	19.07	19.46	19.82	19.82	19.82
Xăng máy	17.88	17.26	16.30	16.80	18.21	18.61	18.98	18.98	18.98
Xăng	23.81	23.04	21.83	22.46	24.22	24.73	25.19	25.19	25.19
Dầu Mazut	9.45	9.16	8.69	8.93	9.61	9.81	9.98	9.98	9.98

❖ Giá biomass:

Giá sinh khối được tính toán giả định theo giá năm 2016 (được dựa trên kết quả điều tra khảo sát thị trường của Viện Năng lượng năm 2017), với hệ số trượt giá khoảng 2%/năm.

Bảng 1-18: Dự báo giá sinh khối trong nước đến 2050

Đơn vị: USD2016/GJ

Năm	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gỗ củi	1.83	1.98	2.20	2.42	2.54	2.67	2.80	2.94
Bã mía	0.14	0.16	0.17	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23
Trấu	1.78	1.93	2.14	2.35	2.47	2.59	2.72	2.86
Rơm rạ	0.57	0.62	0.69	0.76	0.79	0.83	0.8 8	0.92

1.4.4.5. Năng lượng tái tạo cho phát điện

a. Hiện trạng phát triển điện tái tạo ở Việt Nam

Về mặt chủ trương chính sách, Chính phủ đã đặt ra mục tiêu phát triển NLTT trong Chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050, Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 đến 2020 có xét đến 2030, Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị.

- Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị quy định tỷ lệ nguồn NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 15-20% năm 2030 và 25-30% năm 2045, tương ứng tỷ lệ điện năng của NLTT trong tổng điện năng sản xuất toàn quốc là khoảng 30% năm 2030 và 40% năm 2045

• Điện gió

Năng lượng gió là nguồn NLTT nhận được sự quan tâm của Chính phủ Việt Nam từ rất sớm. Đến nay số lượng dự án điện gió được phát triển tăng rất nhanh, đặc biệt là sau khi Chính phủ ban hành cơ chế khuyến khích phát triển điện gió (Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ngày 29/6/2011 và Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018). Hiện mới chỉ có 13 dự án điện gió với tổng công suất đặt khoảng 419,55 MW được đưa vào vận hành trên toàn quốc. Tuy nhiên khá nhiều dự án đã khởi công xây dựng với tổng công suất nguồn điện gió đã ký PPA với EVN khoảng hơn 700MW.

+ Tình hình triển khai quy hoạch dự án điện gió ở các địa phương

Để thúc đẩy phát triển điện gió theo mục tiêu của Chính phủ đề ra, Bộ Công Thương đã ban hành Văn bản số 4308/BCT-TCNL ngày 17/5/2013 đề nghị 24 tỉnh/thành phố dự báo có tiềm năng tốt cho phát triển điện gió tổ chức lập quy hoạch phát triển điện gió cấp tỉnh. Hiện nay đã có 11/24 tỉnh thực hiện Quy hoạch phát triển điện gió và đã được Bộ Công Thương phê duyệt. Theo đó, tổng công suất điện gió quy hoạch tại các tỉnh này khoảng 2.511 MW cho giai đoạn đến năm 2020 và khoảng 15.380,9 MW cho giai đoạn đến năm 2030.

Bảng 1-19: Quy hoạch phát triển điện gió các tỉnh

TT	Tỉnh	Công suất (MW)			
		2020	2020-2025	2025-2030	Đến 2030
1	Thái Bình		40	30	70
2	Quảng Trị	110			110
3	Ninh Thuận	220			1.429
4	Bình Thuận	700			1.570
5	Đắk Lắk	110			1.382,9
6	Bà Rịa - Vũng Tàu		34		107
7	Bến Tre	150			1.520
8	Trà Vinh	270			1.608
9	Sóc Trăng	200			1.470
10	Bạc Liêu	401,2			2.507
11	Cà Mau	350			3.607
	Tổng	2.511	74		15.380,9

Nguồn: Nhóm nghiên cứu Viện Năng lượng, tổng hợp từ Quy hoạch phát triển điện gió các tỉnh

+ Tình hình triển khai quy hoạch dự án điện gió riêng lẻ

Bên cạnh các dự án đã được phê duyệt quy hoạch theo quy hoạch phát triển điện gió cấp tỉnh, trong thời gian vừa qua có rất nhiều dự án điện gió được UBND các tỉnh trình bổ sung quy hoạch riêng lẻ theo quy định hiện hành. Đến nay, có khoảng 28 dự án với tổng công suất khoảng 2.214 MW đã được các cấp có thẩm quyền phê duyệt bổ sung vào quy hoạch phát triển điện lực các cấp cho giai đoạn đến năm 2020. Các dự án này tập trung tại 11 tỉnh thuộc khu vực miền Trung, Tây Nguyên và đồng bằng Sông Cửu Long.

Tính đến ngày 15/3/2020, ngoài các dự án đã được bổ sung quy hoạch nêu trên, Bộ Công Thương nhận được các đề xuất của UBND các tỉnh với tổng số 248 dự án có tổng công suất khoảng 45.000 MW, cụ thể chia theo khu vực/vùng địa lý như sau.

Bảng 1-20. Thống kê số lượng dự án và tổng công suất điện gió theo các vùng

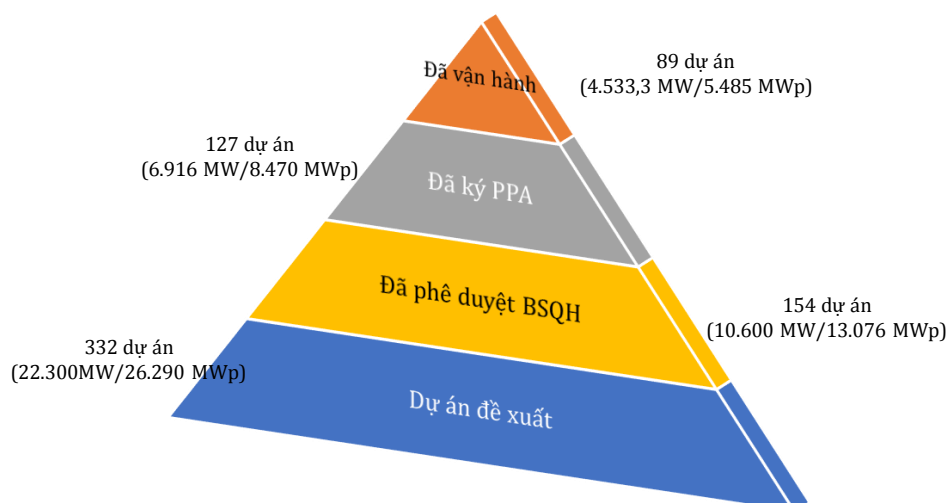
TT	Vùng	Số lượng dự án	Công suất (MW)
1	Bắc Trung Bộ	51	2.918,8
2	Đông Nam Bộ	02	602,6
3	Nam Trung Bộ	10	4.193,1
4	Tây Nam Bộ	94	25.540,9
5	Tây Nguyên	91	11.733,8
	Tổng cộng	248	44.989,1

Nguồn: Văn bản 1931/BCT-ĐL ngày 19 tháng 3 năm 2020

• Điện mặt trời

Tính đến ngày 30/6/2019, thời điểm Quyết định 11/2017/QĐ-TTg hết hiệu lực, trong tổng số 332 dự án (26.290 MWp) điện mặt trời đề xuất thực hiện, đã có tổng cộng

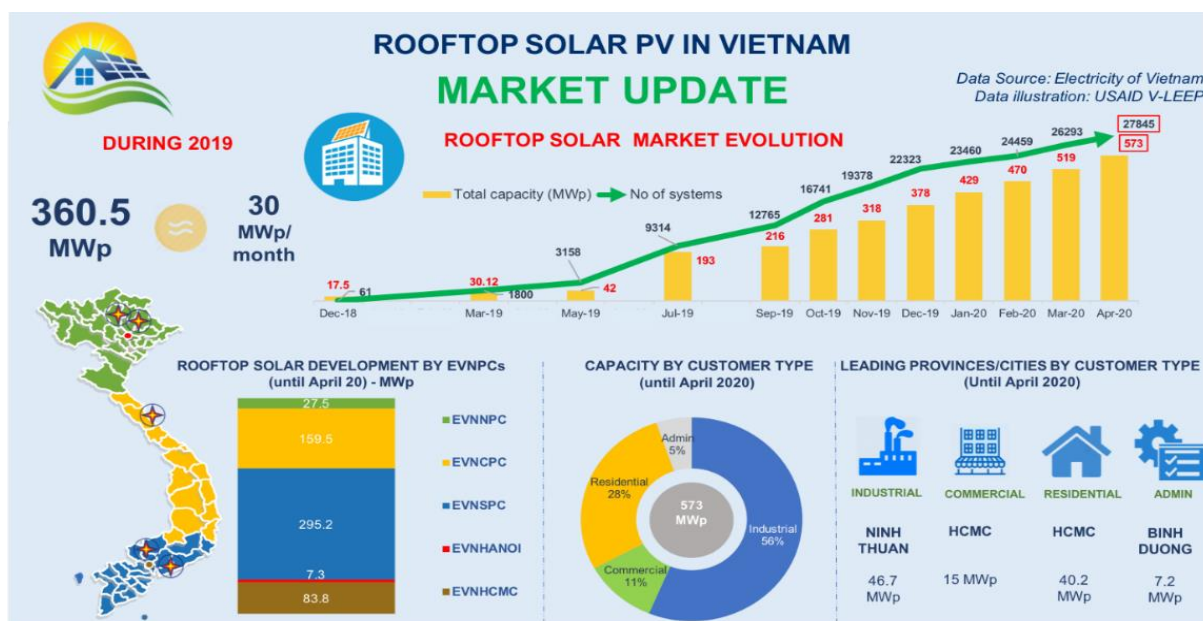
154 dự án (13.076 MWp) điện mặt trời đã được các cấp có thẩm quyền phê duyệt bổ sung quy hoạch. Trong số đó, EVN đã ký kết 125 Hợp đồng mua bán điện cho 127 dự án ĐMT với tổng công suất khoảng 6.916 MW (tương đương 8.470 MWp). Và đã có 87 dự án điện mặt trời được đưa vào vận hành thương mại với tổng công suất khoảng 4.453 MW (5.385 MWp). Sau thời điểm 30/6/2019 đã có thêm 02 dự án điện mặt trời vận hành thương mại nâng tổng công suất phát điện thương mại lên 4.533,3 MW (tương đương 5.485 MWp).



Nguồn: EVN, cập nhật đến cuối tháng 12 năm 2019

Hình 1-12: Tình hình phát triển dự án điện mặt trời ở Việt Nam

Bên cạnh các dự án điện mặt trời dạng trang trại (lắp đặt trên mặt đất, mặt nước), các dự án điện mặt trời mái nhà cũng phát triển với tốc độ rất nhanh. Tính đến tháng 4 năm 2020, cả nước đã lắp đặt khoảng 27.845 hệ thống điện mặt trời mái nhà với tổng công suất lắp đặt khoảng 573 MWp. Trong đó, công suất hệ thống điện mặt trời lắp đặt trên mái các khu công nghiệp chiếm 56% tổng công suất lắp đặt, tiếp đến là khu vực hộ gia đình với 28%, khu vực thương mại chiếm 11% và khu vực hành chính sự nghiệp chiếm 5%. Các tỉnh và thành phố phía Nam (bao gồm Tp Hồ Chí Minh) vẫn duy trì là các địa phương dẫn đầu trong lắp đặt điện mặt trời áp mái với cả hai tiêu chí là số lượng dự án và tổng công suất lắp đặt.



Nguồn: EVN, cập nhật đến cuối tháng 4 năm 2020

Hình 1-13: Tình hình phát triển điện mặt trời áp mái tại Việt Nam

• Điện sinh khối

Mặc dù đã có cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện sinh khối tại Quyết định số 24/2014/QĐ-TTg ngày 24/3/2014, tính đến nay việc phát triển các dự án điện SK không được như kỳ vọng, chưa tương xứng với tiềm năng sẵn có. Mới đây, Chính phủ tiếp tục ban hành Quyết định số 08/2020/QĐ-TTg ngày 05/3/2020 sửa đổi, bổ sung một số điều của quyết định số 24/2014/QĐ-TTg. Điểm đáng lưu ý hiệu chỉnh giá mua điện đối với dự án điện sinh khối là:

- Đối với các dự án đồng phát nhiệt - điện: tăng từ 5,8 UScents/kWh lên 7,03 UScents/kWh

- Đối với các dự án không phải là đồng phát nhiệt - điện: chuyển từ cơ chế Chi phí tránh được (với giá bình quân năm 2019 khoảng 7,36 UScents/kWh) sang cơ chế FIT (Feed in Tariff) với giá mua điện là 8,47 UScents/kWh.

Thực trạng phát triển điện trấu

Hiện nay ở Việt Nam chưa có nhà máy điện SK chỉ sản xuất điện riêng rẽ. Theo nguồn thông tin sẵn có⁷ và nguồn số liệu thu thập bổ sung từ các địa phương⁸, hiện có khoảng 10 chủ đầu tư đã xin phép xây dựng nhà máy điện trấu với quy mô công suất trung bình 10MW/nhà máy. Trong đó, Chủ đầu tư trong nước với 8 dự án, 2 dự án còn lại liên doanh với nước ngoài. Các dự án này đều ở các tỉnh thuộc vùng Đồng bằng sông

⁷ Nguồn: Viện Năng lượng, các báo cáo từ 2008-2011

⁸ Biểu mẫu điều tra gửi 41 nhà máy đường hiện hữu và 63 Sở Công Thương trên toàn quốc

Cửu Long, gồm: Tiền Giang (02 dự án); Đồng Tháp (03 dự án); Cần Thơ (03 dự án); Kiên Giang (01 dự án), Hậu Giang (01 dự án).

Trong 10 dự án kể trên phần lớn được lập cách đây khá lâu, từ những năm 2007, 2008, chỉ có duy nhất nhà máy điện trấu Đình Hải tại Cần Thơ được đầu tư xây dựng, nhưng cũng mới chỉ xây dựng xong hệ thống lò hơi để sản xuất hơi bán cho các hộ tiêu thụ trong khu công nghiệp Trà Nóc, Cần Thơ. Các dự án còn lại có 01 dự án đã hoàn thành giai đoạn lập Dự án đầu tư⁹, 02 Dự án hoàn thành giai đoạn lập Báo cáo đầu tư¹⁰, số còn lại chỉ dừng ở bước xin chủ trương đầu tư. Đến nay nhiều dự án đã bị thu hồi giấy phép đầu tư hoặc không có thông tin thêm về các giai đoạn tiếp theo.

Thực trạng phát triển điện bã mía: Tính đến hết niên vụ 2018-2019, tổng công suất lắp đặt nguồn điện từ bã mía tại 35 nhà máy đường đạt 499,77MW. Dải công suất của các nhà máy này nằm trong khoảng từ 1,5MW đến 55MW. Nhà máy đường An Khê (Công ty đường Quảng Ngãi) có tổng công suất lắp đặt điện lớn nhất với 2 tổ máy: một tổ 55 MW, tổ còn lại là 45 MW. Trong số đó, có 10 nhà máy đường với tổng công suất điện lắp đặt là 377,6MW bán điện thừa lên lưới quốc gia với sản lượng điện đạt khoảng 347 GWh/năm.

Thực trạng phát triển điện gỗ: Hiện có một số dự án sản xuất điện độc lập sử dụng gỗ NL làm nhiên liệu chính được triển khai thực hiện như bảng sau:

Bảng 1-21: Danh sách các nhà máy điện sinh khối sản xuất điện độc lập

TT	Tên dự án	Địa điểm	Nhiên liệu	Công suất (MW)	Năm vận hành
1	Nhà máy điện sinh khối Quế Sơn	Cụm công nghiệp Đông Phú, thị trấn Đông Phú, huyện Quế Sơn, tỉnh Quảng Nam	Phế phẩm từ gỗ củi	7	2021
2	Nhà máy điện sinh khối Ea Sar	Xã Ea Sar, huyện Ea Kar, tỉnh Đắk Lắk	Thân và lõi ngô	10,2	
3	Nhà máy nhiệt điện sinh khối Trường Minh	Xã Văn Tiến, Thành phố Yên Bái, tỉnh Yên Bái	Dăm gỗ, viên nén	GĐ1: 29 GĐ2: 29	GĐ1: 2022 GĐ2: 2025

Nguồn: Kết quả điều tra, Viện Năng lượng, năm 2020

• Điện rác

Tính đến nay có 05 dự án điện từ chất thải rắn (công suất khoảng 150 MW) đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch và đang trong giai đoạn lập Thiết kế cơ sở, Thiết kế kỹ thuật, bao gồm:

⁹ Dự án NM điện trấu Hậu Giang, tỉnh Hậu Giang

¹⁰ NM NĐ đốt trấu 6 MW, Cao Lãnh, Đồng Tháp; Dự án NM nhiệt điện đốt trấu công suất 10 MW, Lấp Vò, Đồng Tháp

- Dự án nhà máy điện rác Hậu Giang, công suất 12 MW (bao gồm 2 giai đoạn)
- Dự án nhà máy điện rác Sóc Sơn, Hà Nội, công suất 75 MW;
- Dự án nhà máy điện rác Xuân Sơn, Hà Nội, công suất 15 MW;
- Dự án nhà máy điện rác Đồng Nai, công suất 30 MW;
- Dự án nhà máy điện rác Phú Thọ, công suất 18 MW;
- Dự án nhà máy điện rác Thái Bình, công suất 5MW.
- Thủy điện nhỏ

Tổng tiềm năng nguồn thủy điện có thể khai thác khoảng 35GW phân bố chủ yếu ở miền Bắc (60%), Trung (27%) và Nam (13%). Đến nay, vì các dự án thủy điện quy mô lớn (> 100MW) ở những khu vực thuận lợi để phát triển - hiện đã đạt đến giới hạn. Cơ hội chỉ còn là các dự án thủy điện quy mô nhỏ với công suất dưới 30 MW. Tính đến hết tháng 6 năm 2017, tổng công suất lắp máy các dự án thủy điện nhỏ trên địa bàn toàn quốc là 391 dự án với $\sum N_{lm} = 4.800$ MW. Trong đó:

- 226 nhà máy đang vận hành, tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm} = 2.562,9$ MW.
- 165 dự án đang xây dựng, tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm} = 1.834,44$ MW.
- Các loại hình điện tái tạo khác

Địa nhiệt: là nguồn năng lượng sạch, thân thiện với môi trường được nhiều nước trên thế giới sử dụng để sản xuất điện năng. Tại Việt Nam, việc nghiên cứu địa nhiệt được bắt đầu từ những năm 80, 90 của thế kỷ trước và đã có những điều tra, đánh giá sơ bộ tiềm năng các nguồn địa nhiệt trên phạm vi toàn quốc. Tuy nhiên, hiện nguồn năng lượng này gần như vẫn chưa được khai thác cho sản xuất điện mà chỉ được sử dụng trong các ứng dụng trực tiếp như nước khoáng đóng chai, tắm nóng chữa bệnh, khu du lịch suối nước nóng, sấy nông sản, sản xuất muối iod và chất khí CO₂....

Thủy triều: Năng lượng thủy triều hay Điện thủy triều là một dạng của thủy năng có thể chuyển đổi năng lượng thu được từ thủy triều thành các dạng năng lượng hữu ích khác, chủ yếu là điện. Mặc dù chưa được sử dụng rộng rãi, năng lượng thủy triều được xem là nguồn năng lượng tiềm năng cho việc sản xuất điện trong tương lai.

Việt Nam có bờ biển dài trên 3.000 km, ven biển có nhiều vũng, vịnh, cửa sông, đầm phá, là tiền đề để khai thác năng lượng thủy triều. Tuy nhiên, nguồn năng lượng này mới ở giai đoạn nghiên cứu sơ khai, chưa có những ứng dụng cụ thể cho sản xuất điện.

Khí sinh học: Các nghiên cứu, ứng dụng năng lượng khí sinh học hiện nay mới chỉ tập trung chủ yếu vào lĩnh vực cung cấp nhiệt quy mô hộ gia đình; xử lý chất thải, nước thải trong quá trình sản xuất công nghiệp. Chưa có nhiều nghiên cứu, ứng dụng nguồn năng lượng này cho sản xuất điện. Hiện cũng có một vài cơ sở lắp đặt hệ thống sản xuất điện sử dụng KSH, tuy nhiên các hệ thống này đều ở dạng mô hình thí điểm với nguồn kinh phí được hỗ trợ từ các tổ chức quốc tế. Mô hình này vẫn chưa được nhân rộng do

những hạn chế về mặt kỹ thuật cũng như cơ chế khuyến khích (hiện chưa có cơ chế khuyến khích giá mua điện từ các công trình KSH).

b. Đánh giá tiềm năng kỹ thuật của các loại hình nguồn điện NLTT theo vùng

❖ **Tiềm năng năng lượng gió cho phát điện**

Tiềm năng gió gồm 4 loại: (1) Tiềm năng lý thuyết là vùng có vận tốc gió trung bình năm tại độ cao đặt tuabin gió > 6 m/s trở lên theo thông tư của BCT; 4,5 m/s theo thông lệ và đánh giá tiềm năng lý thuyết quốc tế; (2) Tiềm năng kỹ thuật là khu vực có tiềm năng lý thuyết và được đánh giá là có thể triển khai xây dựng và vận hành nhà máy điện gió với điều kiện kỹ thuật và công nghệ hiện nay. Tiềm năng gió lý thuyết được sử dụng kết hợp với số liệu bản đồ quy hoạch sử dụng đất, bản đồ địa hình... để tính toán tiềm năng kỹ thuật dựa trên các tiêu chí phân loại đất, địa hình và các tiêu chí loại trừ khác đối với các khu vực không phù hợp cho phát triển điện gió; (3) Tiềm năng quy hoạch (hay tiềm năng kinh tế) là tiềm năng được xem xét phù hợp quy hoạch. Lưu ý, một nhà máy phong điện trong khu vực tiềm năng, các tua bin gió sẽ được phân bố rải rác, khi nhà máy đi vào hoạt động, diện tích chiếm đất vĩnh viễn sẽ vào khoảng 5% diện tích khu vực nghiên cứu. Phần diện tích đất còn lại (khoảng 95%) vẫn hoàn toàn thích hợp để quy hoạch cho trồng trọt, chăn nuôi hoặc thậm chí cho lâm nghiệp đan xen với phong điện nhằm phát huy hiệu quả sử dụng đất và khai thác hiệu quả nguồn tài nguyên thiên nhiên; (4) Tiềm năng tài chính (hay tiềm năng khả thi theo biểu giá điện gió hiện hành): là khu vực mà khi triển khai dự án có thể khai thác hiệu quả, đem lại lợi nhuận cho chủ đầu tư trong điều kiện hiện tại. Do vậy, tiềm năng về tài chính có thể thay đổi rất lớn theo thời gian, một khu vực hiện tại được đánh giá là không có tiềm năng về tài chính, nhưng có thể sẽ có tiềm năng này trong năm sau.

Vùng đệm là vùng có bề rộng tối thiểu để vùng điện gió không gây ảnh hưởng đến vùng có chức năng sử dụng đất khác.

- **Tiềm năng lý thuyết:** là tiềm năng điện gió được xác định với vận tốc gió từ 6 m/s trở lên ở độ cao 80m. Phần lớn diện tích này là khu vực đất nằm dọc ven biển Nam Trung Bộ, Nam Bộ, khu vực Tây Nguyên, khu vực Bắc Trung Bộ và một phần diện tích nhỏ ở khu vực miền Bắc. Tính theo tốc độ gió từ 6m/s trở lên thì tiềm năng lý thuyết điện gió trên bờ của Việt Nam thấp hơn 179,8 GW¹¹.

Đối với tiềm năng lý thuyết cho điện gió ngoài khơi, hiện chưa có một đánh giá chi tiết nào được thực hiện do các số liệu đầu vào chưa được thu thập và đánh giá trên

¹¹ Tiềm năng lý thuyết này được tính theo Thông tư 06/2013/TT-BCT cho tốc độ gió từ 6m/s trở lên.

cơ sở khoa học. Theo số liệu mới cập nhật nhất của Ngân Hàng thế giới thì tiềm năng lý thuyết - kỹ thuật sơ bộ là 475GW¹².

- Tiềm năng kỹ thuật

Tiềm năng kỹ thuật điện gió trên bờ: Tiềm năng kỹ thuật được xác định dựa trên tiềm năng lý thuyết với hiện trạng và quy hoạch sử dụng đất. Những loại đất không phù hợp cho quy hoạch phát triển điện gió sẽ được loại bỏ như: Đất ở, đất cơ quan; Khu vực an ninh, quốc phòng; Khu công nghiệp, cơ sở sản xuất kinh doanh; Khu vực hạ tầng giao thông, bao gồm đường hàng không, đường sắt, đường bộ, đường thủy và các công trình giao thông khác; Các khu di tích khảo cổ, lịch sử, các địa điểm văn hóa, tôn giáo, khu vực sinh thái nhạy cảm, khu vực bảo tồn thiên nhiên; Cách xa khu dân cư ít nhất 300 m để không bị ảnh hưởng đến các loại sóng vô tuyến, viễn thông điện tử của các khu dân cư và các công trình xung quanh.

Vùng loại trừ được định nghĩa là vùng có chức năng sử dụng đất được quy hoạch không phù hợp để “sống chung” với điện gió, vùng đệm là vùng có bề rộng tối thiểu để vùng điện gió không gây ảnh hưởng đến vùng loại trừ.

Bảng 1-22: Quy định khoảng cách vùng đệm và các vùng loại trừ

TT	Vùng loại trừ theo chức năng quy hoạch sử dụng đất	Vùng đệm (m)
1	Độ dốc Độ cao loại trừ	>30° >2000
2	Khu vực bảo tồn (điểm và vùng) và vùng đệm	1000
3	Khu đô thị và vùng đệm	1000
4	Khu vực nông thôn, mật độ dân số và vùng đệm	500
5	Đường bờ biển, mặt nước (ao, hồ, sông, suối...) và vùng đệm	100
6	Đường quốc lộ, đường sắt, đường biển và vùng đệm	250
7	Rừng với độ che phủ > 15% và vùng đệm	100
8	Loại bỏ các khu vực	1000

Qua phân tích và tính toán, tổng tiềm năng kỹ thuật cả nước có thể đạt 42.608 km² hoặc 217,3 GW. Nếu loại trừ khoảng gió tốc độ thấp $\leq 5,5$ m/s được coi là không khả thi với trình độ KHCN hiện tại thì tiềm năng lý thuyết của điện gió trên đất liền còn khoảng 47 GW.

¹² Theo đánh giá của nhóm lập Tổng sơ đồ điện 8, kết quả tính toán của Ngân hàng Thế giới đưa ra gọi là tiềm năng kỹ thuật, tuy nhiên chưa loại trừ theo tiêu chí sử dụng mặt biển, chồng lấn đường hàng hải, đảo... mới chỉ áp dụng 2 tiêu chí là tốc độ gió >7m/s và độ sâu đáy biển ≤ 1000 m, nên kết quả này có thể coi là nhỏ hơn tiềm năng lý thuyết, lớn hơn tiềm năng kỹ thuật theo định nghĩa trong báo cáo QHĐVIII và cần được tiếp tục nghiên cứu cụ thể hơn về tiềm năng kỹ thuật.

Bảng 1-23: Tiềm năng kỹ thuật điện gió trên đất liền theo các vùng

Khoảng tốc độ gió (m/s)	Tiềm năng (km ²)				Tiềm năng (MW)			
	Bắc	Trung	Nam	Tổng	Bắc	Trung	Nam	Tổng
4,5 - 5	1898	11807	2955	16660	9679	60218	15069	84.966
5 – 5,5	473	8139	8141	16752	2412	41508	41517	85.437
5,5 - 6	83	4262	3287	7632	421	21738	16764	38.923
6 – 6,5	7	1187	56	1250	37	6051	284	6.373
6,5 - 7	3	238	0	241	15	1213	0	1.228
7 – 7,5	0	59	0	59	0	303	0	303
> 8	0	14	0	14	0	72	0	72
Tổng	2.464	25.707	14.438	42.608	12.564	131.103	73.635	217.305

Tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi: Hiện chưa được tiến hành đánh giá đầy đủ. Căn cứ theo số liệu đánh giá tiềm năng lý thuyết-kỹ thuật của Ngân hàng Thế giới là 475GW, rất lớn, tập trung chủ yếu vùng trung bộ, nam trung bộ và một phần ven biển phía bắc.

Nghiên cứu của cơ quan Năng lượng Đan mạch (DEA) hỗ trợ Bộ Công thương năm 2020, đã đánh giá chi tiết tiềm năng kỹ thuật theo một số tiêu chí loại trừ như: Luồng hàng hải; Khu vực bảo tồn, cấm khai thác; Mở khai thác dầu khí; Khoảng cách đến bờ và độ sâu đáy biển; Vùng gió bão khắc nghiệt và động đất; Cáp ngầm dưới biển. Kết quả đánh giá tiềm năng kỹ thuật của điện gió ngoài khơi khoảng 162GW (chi tiết xem bảng sau). Trong đó điện gió ngoài khơi móng cố định (độ sâu đáy biển ≤50m) khoảng 132GW và móng nổi khoảng 30GW.

Bảng 1-24: Tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi theo các vùng

TT	TÊN VÙNG / TỈNH	Diện tích (km ²)					Tiềm năng kỹ thuật (MW)				
		(6-6,5) m/s	(6,6-7) m/s	(7,1-7,9) m/s	>8 m/s	Tổng	(6-6,5) m/s	(6,6-7) m/s	(7,1-7,9) m/s	>8 m/s	Tổng
I	Khu vực bắc bộ	1.578	971	-	-	2.549	8.048	4.952	-	-	13,000
II	Khu vực bắc trung bộ	607	266	107	-	980	3.095	1.357	545	-	5,000
III	Khu vực nam trung bộ	4.671	2.000	4.540	11.930	23.141	23.821	10.200	23.154	60.841	118,000
III	Khu vực nam bộ	3.808	1.330	-	-	5.138	19.419	6.783	-	-	26,200
Tổng		10.664	4.567	4.647	11.930	31.808	54.383	23.292	23.699	60.841	162.200

Kết quả phân tích và tính toán, tiềm năng kỹ thuật cho điện gió ngoài khơi có thể đạt 31.808 km² hoặc 162.200MW (Nguồn DEA/EREA).

❖ Tiềm năng năng lượng điện mặt trời

• Tiềm năng năng lượng mặt trời trên mặt đất quy mô lớn và nổi lưới

Mật độ công suất điện của dàn bằng mật độ công suất điện của mô đun (100–150 MWp/km² đối với các mô đun silicon). Theo khảo sát các dự án lớn và thảo luận với các nhà lắp đặt hệ thống ĐMT cho thấy, khoảng cách tối thiểu cho các phương tiện hoạt động là 3,5 m giữa các hàng và trong thực tế đã áp dụng là 4–5 m. Theo quy định của Bộ Công Thương, diện tích yêu cầu là ≤1,2ha/MWp, tương đương 77-82MWp/km². Đối với một số trường hợp chung, có tính đến các cấu hình khác nhau của mặt đất và độ dốc, vv... thì áp dụng mật độ công suất điện 33 MW/km² từ nay đến năm 2045¹³ là phù hợp.

- Tiềm năng năng lượng mặt trời nổi trên mặt hồ

Đối với các dự án điện mặt trời nổi trên mặt hồ, tiềm năng kỹ thuật của sẽ được tính toán dự trên một số giả định như sau:

- Các hồ đều có diện tích mặt nước tối thiểu 1ha
- Diện tích sử dụng cho phát triển ĐMT nổi chiếm 30% diện tích mặt hồ
- Diện tích đất yêu cầu theo quy định của Bộ Công thương là 1,2ha/MWp
- Tiềm năng năng lượng mặt trời áp mái

Tiềm năng kỹ thuật các dự án điện mặt trời áp mái sẽ dựa theo các số liệu và giả định: (1) Diện tích đất yêu cầu theo quy định của Bộ Công thương là 1,2ha/MWp; (2) Hệ số DC/AC là 1,25.

Diện tích sử dụng cho phát triển điện mặt trời áp mái chỉ chiếm 20-40% diện tích mái của các hộ gia đình tùy theo khu vực

Bảng 1-25: Tiềm năng kỹ thuật ĐMT mặt đất

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	826,800	1,046,034,825
II	Khu vực Bắc trung bộ	103,600	136,978,380
III	Khu vực Trung trung bộ	31,459	45,371,264
IV	Khu vực Tây nguyên	199,763	344,599,657
V	Khu vực Nam trung bộ	159,320	280,175,340
VI	Khu vực Nam bộ	247,609	439,649,328
TỔNG		1,568,551	2,292,808,795

Bảng 1-26: Tiềm năng kỹ thuật ĐMT trời áp mái

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	10,724	13,626,460
II	Khu vực Bắc trung bộ	5,542	7,351,891

¹³ Theo báo cáo của NREL (Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United, 2013), Hệ số công suất nhà máy điện mặt trời (công suất lớn, trực cố định) tại Mỹ hiện tại là 5,8 acres diện tích sử dụng trực tiếp của nhà máy/MWac, nếu tính thêm tổng diện tích phụ trợ sẽ là 7,5 acres/MWac. Tương đương 43MW/km² và 33 MW/km².

III	Khu vực Trung trung bộ	3,521	5,376,031
IV	Khu vực Tây nguyên	2,448	4,186,539
V	Khu vực Nam trung bộ	4,165	7,210,286
VI	Khu vực Nam bộ	22,091	38,591,658
TỔNG		48,491	76,342,864

Bảng 1-27: Tiềm năng kỹ thuật ĐMT trên mặt nước

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	16,859	26,974,318
II	Khu vực Bắc trung bộ	8,895	14,231,346
III	Khu vực Trung trung bộ	11,323	18,116,781
IV	Khu vực Tây nguyên	8,855	14,167,771
V	Khu vực Nam trung bộ	10,871	17,394,291
VI	Khu vực Nam bộ	20,373	32,596,591
Tổng		77,176	123,481,098

❖ **Tiềm năng năng lượng sinh khối, rác thải**

• **Điện Sinh khối**

Theo dự thảo báo cáo phát triển điện sinh khối Quốc gia, tiềm năng lý thuyết các nguồn sinh khối tại Việt Nam đến năm 2030, tăng khoảng 1,9%/năm cho giai đoạn từ nay đến năm 2025 và tăng khoảng 0,6%/năm cho giai đoạn 2026 – 2030. Ước tính, đến năm 2025 tổng tiềm năng lý thuyết nguồn sinh khối đạt 130,59 triệu tấn (tương đương 454,89 triệu MWh) và năm 2030 đạt 138,41 triệu tấn (tương đương 483,16 triệu MWh).

Đến năm 2025 và 2030, tỷ lệ các nguồn sinh khối trong tổng tiềm năng lý thuyết thay đổi không đáng kể. Nguồn phụ phẩm nông nghiệp vẫn chiếm tỷ trọng lớn với trên 67%, tiếp đến là gỗ NL với khoảng 30%, phần còn lại là phế thải gỗ với khoảng 3%.

Tiềm năng kỹ thuật nguồn sinh khối: được định nghĩa là một phần tiềm năng lý thuyết khi xem xét và tính đến các giới hạn trong khai thác, khả năng tiếp cận và kỹ thuật thu gom nguồn SK. Hệ số thu gom phụ thuộc các giới hạn trên theo loại SK, từng địa điểm/khu vực khai thác.

Sau khi loại trừ nguồn sinh khối cho các mục đích sử dụng thiết yếu và nguồn sinh khối phân tán, không tập trung và có xét đến khả năng thu hút nguồn gỗ đang được khai thác cho sản xuất dăm gỗ, viên nén gỗ xuất khẩu chuyển sang sản xuất điện trong nước, ước tính tiềm năng khai thác nguồn sinh khối cho sản xuất điện đến năm 2030 được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 1-28: Tiềm năng kỹ thuật nguồn NLSK

Đơn vị: MW

T T	TÊN VÙNG / TỈNH	Trấu (MW)	Gỗ (MW)	Bã mía (MW)	Rơm rạ (MW)	Sinh khối khác (MW)	Tổng Công suất (MW)	Tổng Sản lượng (MWh)
I	Khu vực Bắc bộ	43	927	104	40	496	1.611	9.421.541
II	Khu vực Bắc trung bộ	-	385	162	-	-	548	3.089.305
III	Khu vực Trung trung bộ	-	321	15	-	-	336	2.140.446
IV	Khu vực Tây nguyên	-	349	82	-	232	663	3.722.881
V	Khu vực Nam trung bộ	-	363	141	-	17	521	2.951.175
VI	Khu vực Nam bộ	371	435	447	384	-	1.638	9.347.391
	Toàn Quốc	414	2.780	952	424	745	5.316	30.672.738

Kết quả tính toán cho thấy, khi chưa xem xét đến sự cạnh tranh về giá cho các mục đích sử dụng khác thì đến năm 2030 ước đạt 5.316 MW, sản lượng phát điện khoảng 30.672 GWh. Bã mía và gỗ củi là những nguồn sinh khối có khả năng khai thác cho sản xuất điện lớn nhất, tiếp đến là các nguồn trấu và rơm rạ.

• Điện rác

Tiềm năng lý thuyết các năm 2020, 2025, 2030 được tính dựa vào tổng lượng CTR (chất thải rắn) từng tỉnh, thành phố Trung ương đã có trong các quyết định phê duyệt quy hoạch quản lý CTR. Các tỉnh, thành phố Trung ương không có dữ liệu sẽ được bổ sung căn cứ theo Báo cáo “Điều tra dân số và nhà ở giữa kỳ thời điểm 1/4/2014 - Các kết quả chủ yếu” của Tổng cục Thống kê ban hành tháng 9/2015 kết hợp Quy chuẩn xây dựng Việt Nam – Quy hoạch xây dựng (QCVN 01:2008/BXD) qui định về lượng CTR phát sinh theo từng loại đô thị.

Tổng hợp tiềm năng lý thuyết đến năm 2030 được thể hiện tại bảng sau:

Bảng 1-29: Tổng hợp tiềm năng lý thuyết đến năm 2030

STT	Tỉnh/Thành phố	Tiềm năng lý thuyết (MW)		
		2020	2025	2030
I	Miền Bắc	1.100,92	14.23,11	1.849,14
II	Miền Trung	616,18	840,01	1.179,26
III	Miền Nam	1.597,11	2.252,31	3.261,84
	Tổng	3.314,22	4.515,43	6.290,23

Tiềm năng kỹ thuật được đánh giá dựa trên quy hoạch các khu xử lý, công nghệ, cơ sở hạ tầng đầu nối điện, cấp nước vận hành. Quan trọng nhất trong tiêu chí đánh giá kỹ thuật là mức công suất lắp đặt được hiệu quả kinh tế.

Việc xác định giải pháp kỹ thuật sẽ tùy thuộc vào điều kiện cụ thể các địa điểm.
Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật đến năm 2030 được thể hiện tại bảng sau:

Bảng 1-30: Tổng hợp tiềm năng kỹ thuật điện rác

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (GWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	360	2,516,570
II	Khu vực Bắc trung bộ	65	453,250
III	Khu vực Trung trung bộ	33	234,010
IV	Khu vực Tây nguyên	14	99,050
V	Khu vực Nam trung bộ	46	324,660
VI	Khu vực Nam bộ	999	6,990,200
Tổng		1,517	10,617,740

❖ **Tiềm năng thủy điện nhỏ**

Đánh giá tiềm năng (với công suất lắp máy từ 1÷ 30 MW/trạm, có hai tiếp cận) được xem xét đó là:

- Tiềm năng lý thuyết: Là NL tiềm tàng của dòng nước trong sông tính từ thượng nguồn đến cửa sông.

- Tiềm năng kinh tế - kỹ thuật: Là NL có thể khai thác được về kỹ thuật và có hiệu ích về kinh tế.

Tiềm năng TĐN phân bố tập trung ở các vùng núi phía Bắc, miền Nam Trung bộ và Tây Nguyên. Tiềm năng nêu trên chưa tính đến các trạm thủy điện cực nhỏ có công suất từ 100W ÷ dưới 0,1MW.

Việc quy hoạch các công trình thủy điện và thủy điện nhỏ được tiến hành cụ thể theo từng lưu vực sông, phân theo địa giới hành chính từng tỉnh. Trên cơ sở tài liệu địa hình tỷ lệ 1:50.000 đã tiến hành rà soát các phụ lưu nhằm xác định tiềm năng thủy điện của từng lưu vực sông. Sau đây là một số tiêu chí để loại trừ các công trình thủy điện và thủy điện nhỏ không có khả năng đưa vào quy hoạch phát triển các công trình thủy điện nhỏ giai đoạn đến 2025 có xét đến năm 2035

Những công trình không có tính khả thi do tác động đến môi trường nhiều như ngập đất canh tác hoặc ngập khu dân cư, gần biên giới quốc gia hoặc nằm trong vùng bảo tồn thiên nhiên, hoặc phải xây đập dâng cao để tạo cột nước v.v.v... thì sẽ bị loại (giai đoạn sàng lọc thô) và không mô tả chi tiết trong báo cáo này.

Căn cứ vào điều kiện địa hình và địa chất, đã tiến hành tính toán thủy văn, thủy năng và thiết kế các hạng mục công trình như đập dâng nước, kênh dẫn nước hay đường hầm (tuyến năng lượng) và bố trí nhà máy thủy điện.

Đối với từng công trình cụ thể, căn cứ vào tài liệu khảo sát địa hình và địa chất, đã tiến hành tính toán khối lượng đào đắp đất, đá, khối lượng bê tông, sắt thép và thiết bị cơ khí thủy công và thiết bị cơ khí thủy lực và tính toán các chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật.

Kết quả phân tích kinh tế của một dự án thủy điện nhỏ bằng phương pháp so sánh lợi ích của công trình (B) với chi phí xây dựng (C) và lấy chỉ tiêu B/C làm căn cứ để xếp hạng thứ tự ưu tiên xây dựng theo phạm vi từng tỉnh.

Tổng hợp kết quả đánh giá tiềm năng kinh tế công trình thủy điện nhỏ các tỉnh đã tiến hành xếp hạng thứ tự ưu tiên theo chỉ tiêu B/C. Theo các báo cáo về thủy điện nhỏ của các tỉnh báo cáo Bộ Công Thương, kết quả nghiên cứu của Viện Năng lượng về đánh giá tiềm năng kinh tế công trình thủy điện nhỏ toàn Quốc, tính từ tháng 6 năm 2017 đến nay, đảm bảo các yêu cầu Nghị quyết 62 của Quốc hội, tổng công suất lắp máy các dự án thủy điện nhỏ trên toàn quốc là 313 dự án với $\sum N_{lm} = 2.860$ MW. Trong đó:

- 246 dự án đang nghiên cứu đầu tư với tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm} = 2.435,15$ MW.

- 67 Dự án chưa nghiên cứu đầu tư với tổng công suất lắp máy là $\sum N_{lm} = 424,78$ MW.

Bảng 1-31: Tiềm năng kỹ thuật thủy điện nhỏ phân theo các tỉnh

STT	TÊN VÙNG/TỈNH	SỐ DỰ ÁN	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (GWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	150	1474	13332
II	Khu vực Bắc trung bộ	30	242	917
III	Khu vực Trung trung bộ	38	410	1558
IV	Khu vực Tây nguyên	55	384	1626
V	Khu vực Nam trung bộ	32	279	1407
VI	Khu vực Nam bộ	8	71	280
Tổng		313	2860	19120

Ghi chú: Chi tiết danh sách các dự án thủy điện nhỏ xem phụ lục

❖ **Tiềm năng năng lượng địa nhiệt, thủy triều và các dạng NLTT khác**

• **Thủy triều**

Các khảo sát đã được tiến hành trên suốt dọc bờ biển, trên cơ sở đặc điểm địa hình và kiến tạo địa chất của các vịnh, vụng, vũng, đầm..., chế độ triều, độ lớn triều, các vị trí có tiềm năng năng lượng và khả năng khai thác điện năng thủy triều dọc theo ven bờ biển Việt Nam được phân chia theo 18 vị trí trên bản đồ. Qua điều tra khảo và tính toán, bước đầu cho thấy:

- Tiềm năng năng lượng thủy triều ở nước ta không lớn.

- Có khá nhiều vị trí (vũng, vịnh) về mặt địa hình rất thuận lợi cho việc xây dựng điện thủy triều, nhưng ngược lại trữ lượng không lớn.

- Chỉ có hai vùng (1) và (2) có diện tích lớn, độ lớn triều ở mức trung bình (so với thế giới) nhưng lại là nhật triều đều, do vậy trữ lượng chỉ bằng 1/2 so với chế độ triều là bán nhật triều (các nước trên thế giới có các nhà máy điện thủy triều chủ yếu với chế độ triều là bán nhật triều).

- Các mã vùng (9), (10), (11), (12), (16) và vịnh Cam Ranh có khả năng xây dựng điện thủy triều với công suất nhỏ.

- Vùng châu thổ sông Cửu Long có chế độ triều là bán nhật triều, độ lớn triều lại lớn xấp xỉ so với vùng (1) và (2). Trữ lượng năng lượng thủy triều cũng rất lớn, song chỉ có thể cho phép khai thác điện năng thủy triều trên các kênh rạch nhỏ của vùng này theo kiểu công nghệ dòng chảy.

Tiềm năng điện thủy triều ở Việt Nam không lớn, trữ lượng điện năng thủy triều của Việt Nam chỉ vào khoảng 1,5 tỷ kWh/năm và tập trung chủ yếu ở vùng bờ biển tỉnh Quảng Ninh (~1,3 tỷ kWh/năm). Ngoài ra, còn vào khoảng gần 0,2 tỷ kWh/năm có thể được khai thác với công suất nhỏ trong vùng hạ lưu của hệ thống sông Cửu Long.

Vốn đầu tư cho xây dựng nhà máy điện thủy triều lớn và hiệu quả về kinh tế tài chính thấp. Nếu khai thác điện thủy triều thì các công trình NMĐTT sẽ được tập trung vào vùng biển tỉnh Quảng Ninh.

Hiện nay, để có thể xây dựng được NMĐTT tại Việt Nam mang tính khả thi cao, cần phải thực hiện các bước tính toán, khảo sát hết sức cụ thể, trên cơ sở lợi ích kinh tế, môi trường chung của cả nước trong tương lai, đồng thời phải kết hợp chặt chẽ với các qui hoạch của các ngành kinh tế khác liên quan tới vùng có dự kiến lựa chọn nhà máy điện Thủy triều. Giá đầu tư và giá điện năng của NMĐTT phụ thuộc vào chế độ triều, độ lớn triều và địa hình cụ thể của từng vùng, giải pháp công nghệ điện thủy triều chưa phù hợp với điều kiện kinh tế - kỹ thuật của Việt Nam.

• Năng lượng Địa nhiệt

Trên đất liền, theo kết quả nghiên cứu của Đề án “Đánh giá tài nguyên địa nhiệt làm cơ sở thiết kế và khai thác sử dụng thử nghiệm vào mục đích năng lượng ở một số vùng triển vọng” do Tổng cục Địa chất thực hiện năm 1983, Việt Nam có khoảng gần 300 điểm lộ nước nóng và hàng ngày vẫn thường gọi là nước nóng - nước khoáng. Những điểm lộ đó nằm rải rác từ miền Bắc tới miền Nam, nhiệt độ thường vào khoảng từ 30°C tới 105°C, nhiều nhất ở các tỉnh ven biển miền Trung. Riêng tại Đồng bằng sông Hồng, bồn địa nhiệt tại đây có trữ lượng nhiệt có thể cung cấp lượng điện bằng 1,16% tổng sản lượng điện cả nước.

Bảng 1-32: Thống kê các nguồn nước nóng theo nhiệt độ và vùng

Cấp nhiệt độ	Các vùng						Tổng
	Tây Bắc	Đông Bắc	Đồng bằng sông Hồng	Bắc Trung Bộ	Nam Trung Bộ	Đồng bằng sông Mê công	
Ấm (30 – 40°C)	35	6	9	11	27	52	140
Nóng vừa (41- 60°C)	38	3	3	19	20	1	84

Rất nóng (61-100°C)	6	2	2	11	20	0	41
Quá nóng (>100°C)	0	0	3	1	0	0	4
Cộng theo vùng	79	11	17	42	67	53	269
% so với toàn quốc	29,4	4,1	6,3	15,6	24,9	19,7	

+ Vùng Đồng bằng sông Hồng và Đồng bằng sông Mê Kông: Một số lỗ khoan sâu thăm dò dầu khí ở vùng Thái Bình, Nam Định đã phát hiện được nước “Quá Nóng” (từ 100°C đến 150°C) tại độ sâu 3-4 km. Tại bể sông Hồng có 57 giếng khoan tìm kiếm sâu từ 300 đến 4.300m, nhiệt độ cao nhất đo được ở đáy giếng 114KT là 179,8°C. Ở bể Cửu Long có 40 giếng khoan sâu từ 400 đến 4500m, nhiệt độ cao nhất đạt 145°C.

+ Vùng Bắc Trung Bộ: Các nguồn địa nhiệt phân bố tập trung ở Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên Huế và Quảng Nam. Trong đó có 11/42 nguồn có nhiệt độ cao thuộc nhóm nước rất nóng, đặc biệt là có nguồn địa nhiệt Bang (Lò Vôi) dạng xuất lộ bao gồm nhiều mạch lộ có nhiệt độ dao động từ 95 đến 100oC với tổng lưu lượng khoảng 201/s. Một số điểm khác cũng có nhiệt độ cao như Sơn Kim – Hà Tĩnh 78°C, Thanh Tân – Huế 68°C, Quảng Trị 70°C...

Năm 2010, UBND tỉnh Quảng Trị đã cấp phép cho Công ty CP Phong Thủy Nhiệt điện SVA – Tập đoàn tài chính SVA đầu tư xây dựng nhà máy điện địa nhiệt tại Đắc rông với công suất 25MW. Tuy nhiên, tới thời điểm hiện tại nhà máy vẫn chưa thể hoàn thành do một số khó khăn về công nghệ và tài chính.

+ Vùng Nam Trung Bộ: Các nguồn địa nhiệt có nhiệt độ xuất lộ cao ở đây phân bố chủ yếu ở phần chuyển tiếp giữa địa hình đồi núi và đồng bằng ven biển của các tỉnh Quảng Ngãi, Khánh Hòa, Phú Yên... Tám nguồn địa nhiệt có nhiệt độ trên mặt cao hơn 70°C, các nguồn có nhiệt độ cao đặc biệt là Bình Châu 83°C, Hội Vân 83°C.

Do không có nghiên cứu sâu và tài liệu đo nhiệt trong các lỗ khoan nên chưa xác định được chiều sâu phân bố các nguồn địa nhiệt. Để giải quyết vấn đề này cần phải có công trình khoan thăm dò và kiểm tra đối chiếu với kết quả đánh giá.

Bảng 1-33: Tổng hợp tiềm năng địa nhiệt theo các vùng

Vùng địa nhiệt	Tổng số nguồn	Nhiệt độ dưới sâu (°C)	Số nguồn địa nhiệt có triển vọng khai thác theo quy mô khác nhau		
			Công nghiệp	Vừa	Nhỏ
Tây Bắc	79	103 - 200	10	25	44
Đông Bắc	11	95 – 146	2	6	3
Đồng bằng sông Hồng	17	100 – 150	5	3	9
Bắc Trung Bộ	42	120 – 210	4	10	28
Nam Trung Bộ	67	110 – 200	14	18	35
Nam Bộ & ĐBSMK	53	150		22	31
Tổng cộng	269		35	84	150

Nguồn: Viện nghiên cứu địa chất, khoáng sản VN, BC đánh giá tiềm năng địa nhiệt

Bảng 1-34: Tiềm năng lý thuyết các vị trí nguồn năng lượng địa nhiệt

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc bộ	441	2,180,678
II	Khu vực Bắc trung bộ	60	296,209
III	Khu vực Trung trung bộ	95	471,737
IV	Khu vực Tây nguyên	13	64,202
V	Khu vực Nam trung bộ	69	343,778
VI	Khu vực Nam bộ	18	89,595
Tổng		696	3,446,199

Nguồn: VIGMR, PECCI, Kyoto Energy, MOIT

Ghi chú: Chi tiết danh sách tiềm năng lý thuyết các nguồn điện địa nhiệt xem phụ lục

Để đánh giá tiềm năng kỹ thuật của các nguồn địa nhiệt, có 3 yếu tố chính được sử dụng để đánh giá:

- Nhiệt độ của chất lỏng địa nhiệt của từng vị trí.
- Điều kiện cơ sở hạ tầng của từng vị trí.
- Công suất của từng vị trí.

Dưới đây là bảng danh sách các vùng có tiềm năng kỹ thuật:

Bảng 1-35: Tiềm năng kỹ thuật năng lượng địa nhiệt

STT	Tỉnh, thành phố	Công suất (MW)	Sản lượng điện (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc Bộ	255	1.263.737
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	51	251.510
III	Khu vực Trung Trung Bộ	77	379.468
IV	Khu vực Nam Trung Bộ	60	295.862
V	Khu vực Nam Bộ	18	89.595
Tổng		461	2.280.172

Ghi chú: Chi tiết danh sách tiềm năng kỹ thuật các nguồn điện địa nhiệt xem phụ lục

- Năng lượng khí sinh học

Lượng chất thải chăn nuôi sản sinh từ lợn, bò và trâu có thể được tính theo công thức: $LW = LP \times AWP$

Với LW: chất thải chăn nuôi sản sinh (tấn/năm), LP: số lượng gia súc (con), AWP: lượng chất thải sản sinh hàng năm tính trên đầu gia súc (tấn/con/năm).

Lượng chất thải chăn nuôi được trình bày trong bảng sau:

Bảng 1-36: Lượng chất thải chăn nuôi

TT	Nguồn chất thải	Số lượng năm (con)	SL phân (tấn/năm)	SL KSH (m ³ /năm)	Phát điện (MW)
1	Lợn	2.877.000	13.234.200	359.970.240	215,98

TT	Nguồn chất thải	Số lượng năm (con)	SL phân (tấn/năm)	SL KSH (m ³ /năm)	Phát điện (MW)
2	Bò	5.808.300	26.718.180	769.483.584	461,69
3	Trâu	27.373.300	68.433.250	2.189.864.000	1.313,92
	Tổng	36.058.600	108.385.630	3.319.317.824	1.991,59

Nguồn: Theo số liệu niên giám thống kê năm 2018

Tổng tiềm năng lý thuyết về KSH vào khoảng 3.319,3 triệu m³/năm. Với tổng tiềm năng lý thuyết về KSH như bảng trên, tương đương công suất điện lắp đặt 1.991,59MW.

Theo số liệu thống kê năm 2018, cả nước có 19.639 trang trại (TT) chăn nuôi, chủ yếu là quy mô tập trung. Ở quy mô này có thể phát triển các công trình KSH quy mô lớn từ 50m³ đến hàng nghìn m³.

Bảng 1-37: Tiềm năng lý thuyết điện khí sinh học

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN TRUNG BÌNH NĂM (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc Bộ	918,08	1101692,44
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	299,05	358855,75
III	Khu vực Trung Trung Bộ	150,94	181123,72
IV	Khu vực Tây Nguyên	128,07	153688,23
V	Khu vực Nam Trung Bộ	162,52	195019,43
VI	Khu vực Nam Bộ	414,2	497040,35
Tổng		2.072,86	2.487.419,92

Tiềm năng kỹ thuật cho phát triển các công trình KSH quy mô nhỏ cấp nhiệt và điện cho từng hộ gia đình vào khoảng 4 triệu công trình, các công trình quy mô trang trại phát điện độc lập vào khoảng 20.000 công trình và các công trình phát điện quy mô công nghiệp có thể nối lưới vào khoảng xấp xỉ 1.000 công trình.

Bảng 1-38: Tiềm năng kỹ thuật điện khí sinh học

STT	TÊN VÙNG / TỈNH	TỔNG CÔNG SUẤT (MW)	SẢN LƯỢNG ĐIỆN TRUNG BÌNH NĂM (MWh/năm)
I	Khu vực Bắc Bộ	5,37	6.410,50
II	Khu vực Bắc Trung Bộ	1,47	1.766,43
III	Khu vực Trung Trung Bộ	0,20	238,28
IV	Khu vực Tây Nguyên	0,18	208,12
V	Khu vực Nam Trung Bộ	0,51	606,65
VI	Khu vực Nam Bộ	1,21	1.456,38
TỔNG		8,94	10.686,36

c. Các vấn đề liên quan tới việc tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện

Việc sản xuất điện từ các nguồn NLMT, gió, sóng biển, là các loại nguồn phát điện không liên tục và không ổn định, vì vậy việc tích hợp chúng với HTĐ phải đối mặt với những thách thức đối với:

1/ Chất lượng điện là một yếu tố quan trọng trong HTĐ nhằm đảm bảo tính ổn định và hiệu quả cao của hệ thống lưới điện, tạo nên độ tin cậy cao và chi phí thấp.

2/ Tính khả dụng của nguồn điện là một trong những mối quan tâm lớn nhất trong việc tích hợp nguồn NLTT với HTĐ: nguồn năng lượng mặt trời không phát điện vào ban đêm và năng lượng gió phụ thuộc vào tốc độ của gió.

3/ Dự báo tổng thể: Trong các hệ thống điện dự báo là một chủ đề chính của hệ thống quản lý năng lượng đối với việc lập quy hoạch phát triển hệ thống lưới điện nhằm đảm bảo sự ổn định và độ tin cậy cao, bởi vì hầu hết các công nghệ NLTT phụ thuộc vào thời tiết và các yếu tố môi trường nên dự báo khả năng phát điện là rất khó chính xác.

4/ Hầu hết các nhà máy điện NLTT quy mô lớn thường chiếm đất với một diện tích đáng kể. Việc chọn địa điểm xây dựng nhà máy điện NLTT sẽ kéo theo nhiều yếu tố ảnh hưởng đến việc tích hợp nó vào lưới điện.

5/ Vấn đề chi phí và dự toán kinh tế là một phần quan trọng trong quy hoạch tích hợp nguồn NLTT – lưới điện vì phải đảm bảo tỷ lệ chi phí thấp nhất có thể. Hai mục tiêu chính của việc phát triển dự án NLTT là kinh tế và môi trường.

Để tích hợp một lượng công suất lớn từ các nguồn năng lượng tái tạo cần xem xét lắp đặt các thiết bị lưu trữ năng lượng. Tuy nhiên, hệ thống lưu trữ có chi phí cao, và đây thực sự là một thách thức về mặt kinh tế khi tích hợp nguồn năng lượng tái tạo – lưới điện quy mô lớn

Có thể thấy, với đặc điểm thay đổi năng lực phát điện (công suất) nhanh, không kiểm soát, điều khiển được. Điện gió sẽ gây ra dao động rất lớn với hệ thống điện mỗi khi gió biến thiên, hoặc ngừng. Nếu các nguồn điện khác không được đầu tư thêm để thay thế tại các thời điểm đó, hoặc các nguồn điện hiện có không được điều chỉnh tăng (hay giảm) công suất kịp thời để bù - trừ trong khi có ĐG và ĐMT tham gia, hệ thống điện sẽ mất cân bằng nguồn cấp và phụ tải tiêu thụ. Khi đó điện áp và tần số hệ thống điện sẽ trượt ra ngoài chỉ số định mức cho phép và các hệ thống bảo vệ kỹ thuật sẽ tác động, hậu quả nặng nề là có thể rã lưới, mất điện trên diện rộng.

Mặt khác, để có thể chủ động điều khiển các nguồn điện thay thế, hoặc điều khiển chính các nguồn ĐMT, ĐG khi có bất thường, đơn vị vận hành HTĐ cần phải có biện pháp, công cụ, năng lực dự báo chính xác sự thay đổi của tốc độ gió, sự tăng giảm bức xạ mặt trời trong ngày, trong tuần... ngay cả khi đã có đủ nguồn dự phòng.

Một điểm nữa cần quan tâm là các nguồn ĐMT có bộ inverter, hoặc tua bin của nguồn ĐG hay phát sinh các loại sóng hài gần với tần số riêng của hệ thống điện có thể gây ra hiện tượng cộng hưởng duy trì trên hệ thống điện, tác động xấu đến HTĐ cũng như ảnh hưởng gây hư hỏng cho chính nhà máy ĐMT, ĐG.

- ❖ Biện pháp để không xảy ra các tác động xấu, nguy hại đến hệ thống điện và thúc đẩy phát triển các nguồn điện mặt trời, điện gió

Thứ nhất: Cần sớm có Quy hoạch ĐMT toàn quốc và các tỉnh để đảm bảo phát triển đồng bộ nguồn và lưới điện, đầu tư các trang thiết bị cần thiết. Bộ Công Thương đã cho lập Quy hoạch ĐMT toàn quốc và trình Chính phủ, nhưng đến nay vẫn chưa có văn bản của Chính phủ phê duyệt.

Thứ hai: Cơ quan quản lý Nhà nước cần có các điều chỉnh về văn bản quy phạm trong quyền điều khiển, vận hành HTĐ, tiêu chuẩn kỹ thuật bắt buộc của các nguồn ĐMT, ĐG khi đấu nối vào lưới điện.

Thứ ba: Cần trang bị năng lực các dự báo thay đổi công suất ĐMT trong ngắn hạn, dựa trên các quy luật biến thiên và dự báo về khí tượng, thủy văn, thời tiết và đặc điểm vận hành các nguồn NLTT tại thời điểm dự báo nhằm chủ động huy động các nguồn khác thay thế, hỗ trợ. Theo kiến nghị của Tư vấn Quốc tế EGI, cần thiết xây dựng trung tâm giám sát và điều khiển nguồn NLTT (tại Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia và các trung tâm điều độ cấp dưới); trang bị thêm các phần mềm giám sát chất lượng điện năng; đầu tư các hệ thống thu thập dữ liệu và dự báo công suất nguồn NLTT.

Thứ tư: Hệ thống điện cần được đầu tư thêm nguồn nhiệt điện để ngoài phát điện, còn có lượng công suất dự phòng quay (dự phòng nóng) để huy động nhanh cân đối nguồn - phụ tải trong các thời gian biến thiên của NLTT.

Thứ năm: Ngành truyền tải và phân phối điện cần đầu tư nâng cấp lưới điện thông minh, để tăng khả năng hấp thụ và truyền dẫn nguồn điện NLTT và có khả năng phản ứng với những biến động của công suất ĐMT, ĐG.

Thứ sáu: Các chủ đầu tư nguồn ĐMT, ĐG cần tính toán đánh giá ảnh hưởng của sóng hài và có các giải pháp lắp đặt thiết bị lọc sóng hài để giảm tác động tín hiệu xấu tới nhà máy và HTĐ.

Thứ bảy: Cần nghiên cứu lắp đặt các pin dự trữ, để nạp điện khi nguồn ĐMT, ĐG cao hơn nhu cầu phụ tải và phát điện khi các nguồn này ngừng hoạt động.

Thứ tám: Khuyến khích mạnh phát triển ĐMT áp mái tại các mái nhà dân, công xưởng, tòa nhà thương mại để hạn chế phát triển các trang trại ĐMT quy mô vài chục đến hàng trăm MW. ĐMT áp mái có nhiều đặc điểm ưu việt: quy mô nhỏ; bố trí phân tán; chỉ đấu nối vào lưới hạ hoặc trung áp (0,4 kV hay 22 kV); có thể huy động xã hội hóa đầu tư.

1.4.4.6. Chương trình phát triển nguồn điện

a. Qui mô công suất nguồn điện trong giai đoạn qui hoạch

Trên cơ sở cơ cấu công suất nguồn của kịch bản chính sách lựa chọn trong các trường hợp số liệu đầu vào cơ sở và trung bình, đã xem xét thêm các kịch bản phân tích độ nhạy, để có thể đưa thêm quy mô nguồn điện hợp lý để phòng các trường hợp không mong muốn xảy ra như: biến đổi khí hậu gây hạn hán, phụ tải phát triển với kịch bản cao xảy ra trong ngắn và trung hạn.

Tổng hợp quy mô nguồn điện được đưa vào quy hoạch phát triển đến năm 2045 như sau:

Bảng 1-39: Tổng hợp quy mô nguồn điện đưa vào quy hoạch giai đoạn đến năm 2045

Loại hình nguồn điện	Công suất đặt (GW)					
	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Than nội	13,7	16,8	16,7	16,6	15,9	14,2
Than nhập	6,1	18,2	21	25,6	31	35,9
Khí nội	7	13,1	10,6	7,9	7,9	7,9
LNG (CCGT)	0	2,3	12,8 (+1,4)	26,6	33,5	39,8
LNG (ICE+SCGT)	0	0	1,4	6	11,7	16,8
Dầu	1,4	0,3	0,1	0,0	0,0	0
NLTT khác	0,2	0,4	0,9	0,9	0,9	0,9
Sinh khối	0,3	1,1	2	2,4	3,5	4,1
Thủy điện+TĐN	22,1	24,5	24,7	24,7 (+0,3)	24,7 (+0,5)	24,7 (+0,9)
Gió onshore	0,7	6,5 (+2,8)	15 (+1,5)	21,3 (+2)	24,4 (+3,7)	36,4 (+2,9)
Gió offshore	0	0	0,6 (+2,5)	5,5 (+2,4)	13,1 (+1)	19,5 (+1,5)
Điện mặt trời + áp mái	6,8	11,7 (+1,2)	18,9	27,2	38,6	53
Pin TN+TĐTN	0	0	1,2	3,9	5,4	6,5 (+0,4)
Nhập khẩu	1,3	3,4 (+1)	5,7 (+1)	5,7 (+1)	5,7 (+1)	5,7 (+1)
Tổng công suất tính toán của kịch bản cơ sở	59,6	98,3	131,6	174,3	216,3	265,3
Tổng công suất nguồn đưa vào quy hoạch	59,6	103,2	138	180,1	222,5	272
Pmax phụ tải cơ sở	39,8	59,7	84,2	107,9	130,1	150,5

Ghi chú: (+2): công suất đặt thêm vào để dự phòng trường hợp rủi ro như: thời tiết khô hạn, phụ tải cao xảy ra trong trung hạn đến 2030

- Do khả năng nhập khẩu Trung Quốc thêm hơn 1GW (~6 tỷ kWh/năm) nên đề án thay cho 2GW gió onshore năm 2025, 1GW sinh khối năm 2035 và 2040, 1 GW gió offshore năm 2045 trong quy mô công suất dự kiến bổ sung.

Cơ cấu công suất có sự thay đổi dần theo hướng giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than, tăng dần tỷ trọng nguồn nhiệt điện khí và NLTT. Tỷ trọng thủy điện sẽ giảm dần **do hiện đã khai thác gần hết tiềm năng, các nguồn điện gió và mặt trời sẽ được phát triển mạnh trong tương lai, tỷ trọng công suất nguồn NLTT (gồm cả thủy điện lớn) đạt 49% năm 2020, 48% năm 2030 và 53% năm 2045.**

Tổng hợp cơ cấu nguồn điện theo các loại hình chủ đầu tư giai đoạn đến 2045 như sau:

Bảng 1-40: Cơ cấu công suất đặt nguồn điện theo các loại hình chủ đầu tư

Loại hình nguồn /năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
BOT (%)	6,9	14,5	14,1	11,1	9,3	7,6
IPP (%)	31,7	35,4	38,2	41,5	41,8	43,9
EVN (%)	15,1	14,1	12,3	9,9	8,1	6,6
EVNGC1 (%)	12,7	7,5	5,6	4,3	3,2	2,2
EVNGC2 (%)	7,2	3,9	3,1	2,4	1,9	1,6
EVNGC3 (%)	14,1	8	5,8	3,5	2,9	2,3
PVN (%)	7,2	10,5	7,8	6	4,4	3,9
TKV (%)	2,9	1,8	1,3	1,6	1,2	0,8
Chưa có CĐT (%)	0,0	0,0	6,9	16	24,3	28,7
Nhập khẩu (%)	2,2	4,3	4,8	3,7	3	2,5

+ Cân bằng điện năng toàn quốc:

*Bảng 1-41. Cân bằng điện năng toàn quốc theo vùng giai đoạn đến năm 2045
(năm nước trung bình)*

Đơn vị: GWh

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
A.	TỔNG NHU CẦU BẮC BỘ	96544	145680	205804	264596	319764	370611
	Tổng điện sản xuất	98312	128979	172694	213058	268914	316255
	<i>Cân đối</i>	1768	-16701	-33110	-51538	-50850	-54356
I.	Thủy điện+TN+NLTT+NK	44474	57041	66298	71700	78658	83762
II.	Nhiệt điện	53839	71938	106396	141358	190256	232493
B	TỔNG NHU CẦU BẮC TRUNG BỘ	13061	21935	32888	46433	61103	76588
	Tổng điện sản xuất	17428	36988	45443	63853	79216	88294
	<i>Cân đối</i>	4367	15053	12555	17420	18113	11706
I.	Thủy điện+nhập khẩu+NLTT	6020	11360	12982	14156	15367	17104
II.	Nhiệt điện	11409	25628	32461	49697	63849	71190
C.	TỔNG NHU CẦU TRUNG TRUNG BỘ	11159	17694	25630	33217	40500	47400
	Tổng điện sản xuất	10217	31371	45687	52939	54712	54324
	<i>Cân đối</i>	-942	13677	20057	19722	14212	6924
I.	Thủy điện+nhập khẩu+NLTT	9808	17120	24222	25413	26622	27515
II.	Nhiệt điện	408	14251	21465	27525	28090	26809
D.	TỔNG NHU CẦU TÂY NGUYÊN	4740	8945	13294	17367	21331	25135
	Tổng điện SX	13028	20481	28999	35191	38780	47473
	<i>Cân đối</i>	8288	11536	15705	17824	17449	22338

TT	Chỉ tiêu/năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
I.	Thủy điện+nhập khẩu+NLTT	12970	20416	28954	35163	38728	47411
II.	Nhiệt điện	58	65	46	28	52	62
E.	TỔNG NHU CẦU NAM TRUNG BỘ	12300	17748	27612	38180	49386	61016
	Tổng điện SX	36396	46553	73419	103408	133655	158236
	<i>Cân đối</i>	24096	28805	45807	65228	84269	97220
I.	Thủy điện+Tích năng+NLTT	12691	21299	32137	56995	82398	113284
II.	Nhiệt điện	23705	25254	41282	46413	51257	44952
F.	TỔNG NHU CẦU NAM BỘ	115818	169142	231332	288027	337190	378686
	Tổng điện SX	78240	116770	170307	219415	254040	294878
	<i>Cân đối</i>	-37578	-52372	-61025	-68612	-83150	-83808
I.	Thủy điện+TN+nhập khẩu+NLTT	11678	31247	44049	64157	82017	114720
II.	Nhiệt điện	66562	85522	126258	155258	172023	180159
G.	TOÀN QUỐC						
	Tổng nhu cầu	253.622	381.144	536.560	687.820	829.274	959.436
	Tổng điện SX	253.621	381.142	536.550	687.863	829.317	959.460
	Cân đối thừa a(+), thiếu (-)	-1	-2	-10	43	43	24

Về cơ cấu điện năng, tỷ trọng điện năng của nhiệt điện than sẽ giảm dần, tỷ trọng nhiệt điện khí sẽ tăng dần. Tỷ trọng điện năng của NLTT (cả thủy điện lớn) sẽ đạt mục tiêu chiến lược, riêng tỷ trọng NLTT năm 2030 đạt 34% (cao hơn 2% so với chiến lược) do tăng quy mô nguồn điện gió để đảm bảo dự phòng trong trường hợp rủi ro (phụ tải cao, năm nước khô hạn).

1.4.4.7. Vấn đề về phát triển các nguồn điện linh hoạt

Việc phát triển các nguồn điện linh hoạt trong hệ thống là rất cần thiết để tích hợp các nguồn điện biến đổi như gió và mặt trời. Kết quả tính toán từ mô hình Balmorel lựa chọn phát triển các loại hình nguồn điện linh hoạt sau: Thủy điện tích năng, pin tích năng, động cơ đốt trong (ICE) và tua bin khí chu trình đơn (SCGT) sử dụng LNG. Ngoài việc phát triển các nguồn điện linh hoạt, các NMNĐ (than, TBKHH) được xây dựng mới và cải tạo đều phải được lựa chọn các thiết bị công nghệ mới tăng tính linh hoạt (các thông số huy động tổ máy linh hoạt hơn như: công suất phát cực tiểu có thể đạt thấp, tốc độ tăng giảm tải cao hơn...).

Đến năm 2030, ở khu vực Bắc Bộ có thể xem xét đặt các tổ máy ICE tại NMĐ Ninh Bình đã tháo dỡ. Khu vực miền Nam có thể xem xét đặt vào vị trí nhà máy điện Hiệp Phước, Thủ Đức để tận dụng hạ tầng kết nối và hệ thống đường ống dẫn khí hiện có. Các TBKHH Phú Mỹ, Nhơn Trạch ở khu vực miền Nam cũng sẽ hết đời sống dự án và được cải tạo thay thế, khi đó sẽ xem xét đặt các tổ máy ICE và SCGT thay thế cho các TBKHH cũ này để có thể tận dụng hệ thống đường ống từ kho cảng Thị Vải.

Giai đoạn sau năm 2030, khu vực miền Bắc có thể xem xét xây dựng nguồn linh hoạt ICE và SCGT ở các tỉnh gần trung tâm phụ tải và gần các sông lớn như Hải Dương, Hưng Yên, Hà Nam để giảm khối lượng lưới truyền tải từ các tỉnh ven biển về khu vực

trung tâm Hà Nội, để đáp ứng nhu cầu điện miền Bắc. Nghiên cứu quy hoạch hệ thống đường ống dẫn khí và hệ thống vận chuyển xà lan chung để cung cấp nhiên liệu cho nhà máy sử dụng LNG ở khu vực miền Bắc.

Pin tích năng và thủy điện tích năng đều là các nguồn tích trữ năng lượng. Dung lượng tích trữ điện của pin tích năng phụ thuộc vào loại pin và số giờ tích trữ. Kết quả tính toán từ mô hình về số giờ lựa chọn cho loại hình pin tích năng như sau:

Bảng 1-42: Kết quả tính toán lựa chọn số giờ lưu trữ của pin tích năng (từ mô hình Balmorel)

Năm	Công suất nạp và phát (MW)	Điện năng tích trữ (MWh)	Số giờ tích trữ (MWh/MW)
2035	2277	3870	1,7
2040	2277	4098	1,8
2045	9148	16466	1,8
2050	9148	17381	1,9

Như vậy pin tích năng được lựa chọn có số giờ lưu trữ khoảng 2 giờ.

Bảng 1-43: Điện năng phát của 2 loại hình pin tích năng và thủy điện tích năng khi đưa vào hệ thống (kết quả từ mô hình Balmorel)

Năm	TD tích năng Bắc Ái		Pin tích năng	
	Công suất (MW)	Điện năng phát (GWh)	Công suất (MW)	Điện năng phát (GWh)
2035	1200	1912	2277	2370
2040	1200	2588	2277	2622
2045	1200	2914	9148	10848
2050	1200	3220	9148	12266

Từ bảng trên cho thấy: Thủy điện tích năng có số giờ phát điện với công suất cực đại quy đổi Tmax là 1.600-2.500 giờ/năm, trong khi pin tích năng có số giờ Tmax là 1.100-1.300 giờ/năm. Như vậy cả pin tích năng và thủy điện tích năng đều có số giờ phát điện khá tốt trong mô hình.

Đối với thủy điện tích năng, số giờ tích trữ phụ thuộc vào dung lượng hồ, với 8 vị trí tiềm năng xây dựng thủy điện tích năng tại Việt Nam có số giờ tích trữ trung bình khoảng 7-8 giờ. Nếu cùng đặt lượng công suất như nhau trong hệ thống, thủy điện tích năng sẽ đóng góp vào dự phòng và độ tin cậy hệ thống cao hơn so với pin tích năng (có số giờ tích trữ thấp).

Nguồn pin tích năng sẽ được xem xét phát triển sau năm 2030 khi chi phí đầu tư pin giảm xuống và có hướng xử lý tốt, giảm thiểu ảnh hưởng tới môi trường của hóa chất sử dụng trong pin tích năng, hoặc chi phí cho pin tích năng sử dụng hydro giảm xuống. Hoạt động của pin tích năng phù hợp với biểu đồ phát của điện mặt trời, do đó các nguồn pin tích năng nên được đặt tại các khu vực có nguồn mặt trời lớn.

Trong giai đoạn 2031-2040, một số nhà thủy điện tích năng sẽ có LCOE gần tương đương và không cao hơn nhiều so với pin tích năng. Do đó, đề án sẽ đưa vào phát triển các nhà máy thủy điện tích năng có xếp hạng tốt trong giai đoạn tới.

1.4.4.8. Chương trình phát triển lưới điện

Hệ thống điện trong QHĐVIII được chia thành 6 vùng gồm: Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Nam Bộ.

Để đảm bảo sự đồng bộ, thống nhất trong quá trình đầu tư xây dựng công trình lưới truyền tải, việc tính toán thiết kế lưới của QHĐVIII xem xét đến các dự án đã và đang trong quá trình triển khai đầu tư xây dựng. Theo kế hoạch đầu tư phát triển lưới Điện truyền tải của EVNNP, dự kiến từ năm 2020 đến 2025 sẽ có khoảng 617 công trình đường dây và TBA đóng điện, trong đó có 116 công trình 500 kV, 501 công trình 220 kV.

Các dự án lưới truyền tải nằm trong 63 QHPTĐL tỉnh, thành phố giai đoạn đến năm 2035 được xem xét tính toán để kiểm tra sự phù hợp đối chương trình phát triển nguồn điện và phụ tải điện cập nhật. Theo thống kê từ QHPTĐL của 63 tỉnh thành phố, giai đoạn 2020 - 2035, dự kiến cần xây dựng mới thêm 252 TBA truyền tải 500 và 220 kV với tổng công suất trạm tăng thêm là 164 GVA; tổng chiều dài đường dây truyền tải xây mới, cải tạo là 11.200 km/315 dự án. Các dự án lưới truyền tải của QHPTĐL tỉnh, thành phố có ý nghĩa quan trọng trong việc cung cấp đủ điện cho địa phương, nhất là quy mô, vị trí của các TBA 220 kV.

Dự kiến, sau khi xây dựng đường dây 500 kV Bắc – Trung mạch 3, 4 vận hành năm 2021, lưới truyền tải từ Trung ra Bắc khá mạnh, năng lực truyền tải có thể đạt 4,5 GW. Do vậy, trong dài hạn (đến 2045) cần thiết xem xét truyền tải trực tiếp từ Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ với quy mô công suất khoảng 6 GW. Phương án sử dụng công nghệ truyền tải điện một chiều HVDC cần được xem xét.

Hệ thống lưới liên kết từ Tây Nguyên vào Miền Nam cũng được xem xét tăng cường năng lực, nâng lên đạt khoảng 8 GW năm 2045.

Các phương án truyền tải liên vùng miền xác định trên cơ sở xác định vị trí tương đối của các điểm giao - nhận điện, tức là các trung tâm nguồn điện và trung tâm phụ tải. Các điểm giao – nhận điện có thể xác định được dựa trên cân đối nguồn và phụ tải tại các tiểu vùng (19 tiểu vùng) và tại các tỉnh (63 tỉnh).

Mặc dù cơ cấu nguồn điện tại 6 vùng đã được xác định bởi chương trình tối ưu nguồn, nhưng việc phân bổ chi tiết nguồn về các tỉnh, nhất là nguồn điện NLTT như điện gió, điện mặt trời vẫn có thể gặp nhiều khó khăn. Nguyên nhân là do số lượng dự án NLTT đã đăng ký tại mỗi tỉnh hiện nay quá lớn, có thể vượt quá quy mô từ chương trình tối ưu. Hiện quy mô công suất nguồn điện bao gồm tất cả các nguồn điện hiện trạng

và đã được đăng ký (khoảng 2200 dự án ~ 200 GW) tại các vùng, tiểu vùng và tỉnh, đặt trong mối tương quan với phụ tải max năm 2030 và năm 2045.

Việc đầu tư, xây dựng các công trình lưới điện truyền tải có đặc thù chi phí lớn, thời gian thực hiện có thể kéo dài (trung bình 3-5 năm), chịu ảnh hưởng của nhiều yếu tố bất định (tiến độ triển khai nguồn điện, tăng trưởng phụ tải...). Do đó, việc xác định các dự án ưu tiên đầu tư đóng vai trò hết sức quan trọng trong việc phân bổ nguồn lực hiệu quả và đảm bảo cung cấp điện.

Việc xác định các dự án ưu tiên đầu tư cần phải cân nhắc những tiêu chí như: vai trò và ảnh hưởng, tính cấp thiết, các yếu tố bất định. Dựa trên tiêu chí đánh giá, sơ bộ xác định các dự án quan trọng cấp quốc gia, dự án ưu tiên đầu tư của ngành điện lực như sau:

Các dự án quan trọng cấp quốc gia:

- ĐZ HVDC truyền tải liên miền;
- ĐZ 500kV truyền tải liên miền;
- ĐZ 500kV đấu nối nguồn quan trọng, ĐZ 500kV liên kết với lưới điện khu vực;
- TBA 500kV cấp điện cho phụ tải và ĐZ đấu nối;

Các dự án ưu tiên đầu tư của ngành điện lực:

• ĐZ 220kV đấu nối nguồn và giải phóng công suất các nguồn điện ưu tiên đầu tư của ngành điện lực;

- ĐZ 220kV liên kết vùng, khu vực;
- TBA 220kV cấp điện cho phụ tải và ĐZ đấu nối;
- ĐZ 220kV và TBA 220kV đảm bảo vận hành (N-1, N-2...)

Đánh giá mức độ ưu tiên của các công trình truyền tải cần được thực hiện, rà soát liên tục theo chu kỳ 1-2 năm để phân bổ hợp lý nguồn lực, đảm bảo thực hiện kịp thời và đầy đủ các công trình lưới điện, đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế. Trong QHĐVIII, xếp hạng thứ tự chỉ mang tính định hướng.

Tổng hợp khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải toàn quốc giai đoạn từ 2021-2045 trình bày trong bảng sau:

Bảng 1-44: Khối lượng lưới điện truyền tải xây dựng theo từng giai đoạn

STT	Loại Công trình	Đơn vị	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2045
A	TBA 500 kV	MVA				
1	Miền Bắc	MVA	16650	15600	17100	23400
2	Miền Trung	MVA	15300	900	8700	22500
3	Miền Nam	MVA	20850	12900	14700	13500
B	ĐZ 500 kV	km				
1	Miền Bắc	km	2051	2830	1343	1136
2	Miền Trung	km	2811	376	576	158

STT	Loại Công trình	Đơn vị	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2045
3	Miền Nam	km	2144	1586	1096	440
C	TBA 220 kV	MVA				
1	Miền Bắc	MVA	16199	14288	15375	28275
2	Miền Trung	MVA	14925	2375	8075	15900
3	Miền Nam	MVA	23313	12250	14250	17125
D	ĐZ 220 kV	km				
1	Miền Bắc	km	6384	1993	1016	638
2	Miền Trung	km	4549	610	108	173
3	Miền Nam	km	4275	2116	958	576
E	TBA HVDC	MW			6000	12000
F	ĐZ HVDC	km			3000	1000

Danh mục các công trình lưới truyền tải điện quan trọng từ cấp 220 kV trở lên trong giai đoạn 2021-2030; và định hướng phát triển lưới điện truyền tải ở cấp điện áp từ 220 kV trở lên trong giai đoạn 2031-2045.

Liên kết lưới điện với các nước:

Tăng cường đảm bảo an ninh năng lượng trong nước, Việt Nam có khả năng nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào vì đây là những nước đang dư thừa nguồn điện (đặc biệt là nguồn thủy điện) và có kế hoạch xuất khẩu điện sang các nước láng giềng.

Nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào được mô phỏng cố định trong mô hình với tổng công suất khoảng 5,7GW và điện năng khoảng 21 tỷ kWh vào cho đến năm 2045.

Hiện nay, Chính phủ đã chấp thuận việc xúc tiến nhập khẩu thêm điện từ Trung Quốc thông qua đường dây truyền tải 220kV và trạm Back to Back, đạt tổng công suất nhập khẩu khoảng 2GW và khoảng 9 tỷ kWh/năm.

Khối lượng lưới điện kết nối dự kiến xây dựng thêm như sau:

- 1 trạm Back to Back 220kV đặt tại biên giới Trung Quốc và Hà Giang
- 1 trạm Back to Back 220kV đặt tại biên giới Trung Quốc và Lào Cai
- Mạch 2 đường dây 220kV biên giới Trung Quốc – Hà Giang và mạch kép 220kV biên giới Trung Quốc – Bắc Quang
- Mạch kép 220kV biên giới Trung Quốc – Trạm 500/220kV Lào Cai.

Nhập khẩu điện từ Lào, theo biên bản ghi nhớ giữa 2 chính phủ Việt Nam và Lào năm 2016, Việt Nam có thể nhập khẩu nguồn điện từ Lào với quy mô khoảng 3.000MW năm 2025 và 5.000MW năm 2030. Việc nhập khẩu dự kiến thực hiện theo phương thức các nhà máy điện xuất khẩu của Lào sẽ kết nối trực tiếp với lưới điện Việt Nam và độc lập với lưới điện nội địa của Lào. Theo đó, hiện nay các dự án nhập khẩu điện đang được xúc tiến thực hiện.

Việt Nam hiện đang bán điện cho Campuchia khoảng 250MW thông qua đường dây mạch kép truyền tải 220kV Châu Đốc -Tà Keo dài 77km.

Việc nghiên cứu kết nối điện giữa các nước khu vực Đông Nam Á (ASEAN) đã được thực hiện từ nhiều năm nay, nhưng vẫn chưa thực hiện được. Tổ chức lãnh đạo ngành điện các nước ASEAN (HAPUA) thúc đẩy thực hiện APG, bao gồm 16 dự án truyền dẫn xuyên biên giới được phân phối trên các hành lang phía bắc, phía nam và phía đông, tổng công suất 28 GW (ACE, 2015). APG đã được đưa vào Kế hoạch hành động hợp tác năng lượng ASEAN giai đoạn 2016-2025, được Bộ trưởng Năng lượng ASEAN chứng thực vào năm 2014 (ACE, 2015).

Điện nông thôn:

Theo thống kê, tính đến thời điểm hiện nay, cả nước 100% số xã đã được cấp điện. Các khu vực chưa có điện hiện nay đều là khu vực các thôn, buôn, bản vùng sâu, vùng xa, biên giới, hải đảo, vùng đặc biệt khó khăn. Ở những vùng này, địa phương không có khả năng bố trí được nguồn vốn đầu tư để thực hiện việc cấp điện cho các hộ dân, chủ yếu là đồng bào các dân tộc thiểu số. Tính đến thời điểm cuối năm 2019, tỷ lệ số hộ dân có điện trong cả nước đạt 99,5%.

Trong giai đoạn tới 2021-2030, sẽ tiếp tục thực hiện hoàn thành Chương trình mục tiêu cấp điện nông thôn, miền núi và hải đảo tại quyết định 1740/QĐ-TTg ngày 13/12/2018. Tiếp tục xem xét đầu tư lưới điện cấp cho các hộ chưa có điện ở các địa phương không có khả năng bố trí được nguồn vốn đầu tư. Nhu cầu đầu tư lớn nhất là các tỉnh miền núi phía Bắc như: Hà Giang, Điện Biên, Sơn La, Cao Bằng, Nghệ An.

Đối với những khu vực lưới điện quốc gia không thể kéo đến được, cần xem xét đầu tư nguồn điện tại chỗ (thủy điện nhỏ, cực nhỏ, pin mặt trời, tua bin gió kết hợp với nguồn tích trữ điện và nguồn điện diezen) để cấp điện cho tất cả các hộ dân chưa có điện.

1.4.4.9. Chương trình đầu tư phát triển điện lực quốc gia

a. Vốn đầu tư các công trình nguồn điện

Tổng vốn đầu tư thuần (không kể lãi trong thời gian xây dựng) giai đoạn 2021-2045 là: **5.190.476 tỷ đồng** tương ứng với **222,86 tỷ USD**, trong đó:

Giai đoạn 2021-2025 là:	1.219.780 tỷ đồng
Giai đoạn 2026-2030 là:	1.015.964 tỷ đồng
Giai đoạn 2031-2035 là:	1.042.366 tỷ đồng
Giai đoạn 2036-2040 là:	1.140.263 tỷ đồng
Giai đoạn 2041-2045 là:	800.724 tỷ đồng
Tổng giai đoạn 2021-2030 là:	2.235.745 tỷ đồng
Giai đoạn 2031-2045 là:	2.954.731 tỷ đồng

Như vậy, bình quân mỗi năm giai đoạn 2021-2045 cần phải đầu tư thuần cho phần nguồn điện là **207,619 nghìn tỷ đồng**, tương ứng **8,9 tỷ USD**.

Tổng vốn đầu tư nguồn điện tính cả đầu tư thuần và lãi trong thời gian xây dựng (IDC) giai đoạn 2021-2030 sẽ là **2.337.073 tỷ đồng**, tương ứng bình quân mỗi năm giai đoạn này cần phải đầu tư xấp xỉ là **233,7 nghìn tỷ đồng**, quy đổi xấp xỉ là **10,03 tỷ USD**.

Bảng 1-45: Tổng hợp vốn đầu tư nguồn điện giai đoạn 2021-2030

Đơn vị: Tỷ đồng

Giai đoạn	2021-2025	2026-2030	2021-2030
A. Đầu tư thuần	1.219.780	1.015.964	2.235.745
- Nhiệt Điện	419.047	129.548	548.594
- Thủy Điện	17.478	0	17.478
- Thủy Điện Tích Năng+ Pin tích năng	12.090	12.090	24.180
- TBKHH	264.479	252.470	516.949
- NL Tái tạo	506.687	621.857	1.128.544
B. Lãi vay trong thời gian xây dựng(IDC) nguồn điện	63.064	38.265	101.329
- Nhiệt Điện	39.889	11.726	51.615
- Thủy Điện	1.880	0	1.880
- TBKHH	21.295	26.538	47.833
Tổng Cộng	1.282.845	1.054.229	2.337.073

Các công trình nguồn điện đầu tư toàn giai đoạn gồm: nhiệt điện than sử dụng than trong nước, nhiệt điện than sử dụng than nhập khẩu, tua bin khí và tua bin khí hỗn hợp, các công trình thủy điện, thủy điện nhỏ và NLTT. Trong đó các công trình NLTT bao gồm: điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối và NLTT khác, đồng thời suất vốn đầu tư NLTT đã có sự cải thiện đáng kể là giảm dần qua các năm theo các giai đoạn, đã góp phần khá lớn trong tổng vốn đầu tư các công trình nguồn.

Bảng 1-46: Tổng hợp vốn đầu tư nguồn điện 2031- 2045

Đơn vị: Tỷ đồng

Giai đoạn	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2031-2045
A. Đầu tư thuần	1.042.366	1.140.263	772.102	2.954.731
- Nhiệt Điện	160.104	160.842	108.673	429.620
- Thủy Điện	0	0	0	-
- Thủy Điện Tích Năng+ Pin tích năng	33.973	20.612	13.604	68.188
- TBKHH	289.433	241.534	110.079	641.047
- NL Tái tạo	558.856	717.275	539.746	1.815.877

B. Lãi vay trong thời gian xây dựng(IDC) nguồn điện	49.266	43.540	28.622	121.429
- Nhiệt Điện	16.838	16.781	13.151	46.770
- Thủy Điện	0	0	0	-
- TBKHH	32.429	26.760	15.471	74.659
Tổng cộng	1.091.633	1.183.803	800.724	3.076.160

Tổng vốn đầu tư cả lãi vay trong thời gian xây dựng giai đoạn 2031-2045 là **3.076.160 tỷ đồng**, bình quân mỗi năm giai đoạn này cần đầu tư khoảng **205 nghìn tỷ đồng**, tương ứng **8,81 tỷ USD**.

Tổng vốn đầu tư nếu tính cả lãi trong thời gian xây dựng toàn giai đoạn 2021-2045 là **5.413.233 tỷ đồng**, tương ứng **232,43 tỷ USD**. Như vậy, bình quân mỗi năm trong toàn giai đoạn 2021-2045 cần đầu tư cho phần nguồn điện (cả IDC) là **216,5 nghìn tỷ đồng**, tương ứng xấp xỉ **9,3 tỷ USD**.

b. Vốn đầu tư phát triển lưới điện

Vốn đầu tư thuần lưới điện giai đoạn 2021-2045 là **1.934.346 tỷ đồng**, tương ứng **83,05 tỷ USD**, trong đó:

Giai đoạn 2021-2025 là:	424.689	tỷ đồng
Giai đoạn 2026-2030 là:	324.643	tỷ đồng
Giai đoạn 2031-2035 là:	458.671	tỷ đồng
Giai đoạn 2036-2040 là:	381.774	tỷ đồng
Giai đoạn 2041-20455 là:	344.568	tỷ đồng

Như vậy bình quân mỗi năm cần phải đầu tư thuần cho phần lưới điện là 77,3 nghìn tỷ đồng, tương ứng 3,3 tỷ USD.

Tổng vốn đầu tư kể cả lãi trong thời gian xây dựng toàn giai đoạn 2021-2045 là **1.978.802 tỷ đồng**, tương ứng **84,9 tỷ USD**. Bình quân mỗi năm cần phải đầu tư cho phần lưới điện tính cả lãi xây dựng là **79,2 nghìn tỷ đồng**, tương ứng **3,4 tỷ USD/năm**.

Chi tiết vốn đầu tư phần lưới điện theo mỗi giai đoạn được đưa trong bảng sau.

Bảng 1-47: Tổng hợp vốn đầu tư các công trình lưới điện giai đoạn 2021-2045

Đơn vị: Tỷ đồng

Giai đoạn	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
II. Lưới điện	434.382	332.117	469.188	390.576	352.539
A. Đầu tư thuần	424.689	324.643	458.671	381.774	344.568
- Lưới điện truyền tải	239.113	89.685	187.326	87.038	39.436
- Lưới điện phân phối	185.576	234.958	271.345	294.736	305.132
B. Lãi vay xây dựng (IDC)	9.693	7.474	10.517	8.801	7.971

- Lưới điện truyền tải	5.385	2.020	4.219	1.960	888
- Lưới điện phân phối	4.308	5.454	6.298	6.841	7.083

Tổng toàn giai đoạn 2021-2045 đầu tư thuần lưới điện truyền tải là 642.599 tỷ đồng, lưới điện phân phối là 1.291.748 tỷ đồng.

c. Tổng hợp vốn đầu tư phát triển điện lực đến năm 2045

Tổng vốn đầu tư cả lãi xây dựng toàn ngành điện các giai đoạn như sau:

- Giai đoạn 2021-2025: 1.717.227 tỷ đồng ($\approx 73,73$ tỷ USD)
- Giai đoạn 2026-2030: 1.386.346 tỷ đồng ($\approx 59,53$ tỷ USD)
- Giai đoạn 2031-2035: 1.560.821 tỷ đồng ($\approx 67,02$ tỷ USD)
- Giai đoạn 2036-2040: 1.574.379 tỷ đồng ($\approx 67,60$ tỷ USD)
- Giai đoạn 2041-2045: 1.153.264 tỷ đồng ($\approx 49,52$ tỷ USD)

Toàn giai đoạn 2021-2030: 3.103.572 tỷ đồng ($\approx 133,3$ tỷ USD)

Toàn giai đoạn 2021-2045: 7.392.035 tỷ đồng ($\approx 317,39$ tỷ USD)

Bình quân đầu tư hàng năm của toàn ngành điện các giai đoạn như sau:

- Giai đoạn 2021-2025: 343.445 tỷ đồng ($\approx 14,7$ tỷ USD)
- Giai đoạn 2026-2030: 277.269 tỷ đồng ($\approx 11,9$ tỷ USD)
- Giai đoạn 2031-2035: 312.164 tỷ đồng ($\approx 13,4$ tỷ USD)
- Giai đoạn 2036-2040: 1.574.379 tỷ đồng ($\approx 67,60$ tỷ USD)
- Giai đoạn 2041-2045: 230.653 tỷ đồng ($\approx 9,9$ tỷ USD)

Toàn giai đoạn 2021-2045: 295.681 tỷ đồng ($\approx 12,69$ tỷ USD)

Như vậy, bình quân hàng năm (cho cả giai đoạn 2021-2045) nhu cầu đầu tư cho các công trình điện rất lớn, đầu tư (tính cả lãi xây dựng) riêng phần nguồn là 9,3 tỷ đô la và toàn ngành xấp xỉ là **12,69 tỷ đô la mỗi năm**. So với vốn đầu tư tính toán ở QHĐ7 thì vốn đầu tư của QHĐVIII đã tăng lên, nhất là trong giai đoạn 2021-2030, chủ yếu do suất vốn đầu tư của điện khí tăng, đồng thời khối lượng vốn đầu tư cho phát triển NLTT (chủ yếu điện gió và mặt trời) khá lớn nên đã làm tổng vốn đầu tư phần nguồn điện và toàn ngành lớn trong giai đoạn này.

Bảng 1-48: Tổng hợp vốn đầu tư phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021 - 2045

Đơn vị: Tỷ đồng

Giai đoạn	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2021-2045
I- Nguồn điện	1.282.845	1.054.229	1.091.633	1.183.803	800.724	5.413.233
A- Đầu tư thuần	1.219.780	1.015.964	1.042.366	1.140.263	772.102	5.190.476
- Nhiệt Điện	419.047	129.548	160.104	160.842	108.673	978.214
- Thủy Điện	17.478	0	0	0	0	17.478

- Thủy Điện Tích Năng+ Pin tích năng	12.090	12.090	33.973	20.612	13.604	92.368
- TBKHH	264.479	252.470	289.433	241.534	110.079	1.157.996
- Điện hạt nhân	0	0	0	0	0	-
- NLTT	506.687	621.857	558.856	717.275	539.746	2.944.421
B. Lãi vay trong thời gian xây dựng (IDC)	63.064	38.265	49.266	43.540	28.622	222.757
- Nhiệt Điện	39.889	11.726	16.838	16.781	13.151	98.385
- Thủy Điện	1.880	0	0	0	0	1.880
- Thủy Điện Tích Năng+Pin tích năng	0	0	0	0	0	-
- TBKHH	21.295	26.538	32.429	26.760	15.471	122.492
- Điện hạt nhân	0	0	0	0	0	-
- NLTT	0	0	0	0	0	-
II- Lưới điện	434.382	332.117	469.188	390.576	352.539	1.978.802
A. Đầu tư thuần	424.689	324.643	458.671	381.774	344.568	1.934.346
- Lưới điện truyền tải	239.113	89.685	187.326	87.038	39.436	642.599
- Lưới điện phân phối	185.576	234.958	271.345	294.736	305.132	1.291.748
B. Lãi vay xây dựng (IDC)	9.693	7.474	10.517	8.801	7.971	44.456
- Lưới điện truyền tải	5.385	2.020	4.219	1.960	888	14.472
- Lưới điện phân phối	4.308	5.454	6.298	6.841	7.083	29.983
Tổng đầu tư nguồn và lưới điện	1.717.227	1.386.346	1.560.821	1.574.379	1.153.264	7.392.035

d. Cơ cấu vốn đầu tư cho phát triển điện lực quốc gia

Trong giai đoạn quy hoạch từ nay đến năm 2045, tỷ lệ đầu tư nguồn và lưới ở các giai đoạn có sự thay đổi trong tổng vốn đầu tư cho phát triển điện lực quốc gia, do tiến độ xây dựng các công trình nguồn và lưới ở từng giai đoạn khác nhau. Trong đó, tỷ trọng đầu tư nguồn điện khá lớn, cụ thể trong giai đoạn 2021-2030, tỷ lệ đầu tư cho phần nguồn điện chiếm đến 76% do có sự đầu tư cho các công trình chuẩn bị vào vận hành sau năm 2020 bao gồm cả điện gió, điện mặt trời. Nếu tính bình quân toàn giai đoạn 2021-2045, tỷ lệ đầu tư tương ứng nguồn và lưới là 73% và 27%, phù hợp với khối lượng đầu tư và khả năng đáp ứng cũng như mật độ phủ kín lưới điện quốc gia.

Trong cơ cấu đầu tư phần nguồn điện các giai đoạn có sự thay đổi rõ rệt về tỷ lệ đầu tư các công trình nhiệt điện và NLTT. Vốn đầu tư cho các công trình nhiệt điện giảm dần, tỷ lệ đầu tư vào nhiệt điện đạt cao nhất ở ba năm 2021-2023, chiếm khoảng 20% trong tổng đầu tư ngành điện. Các giai đoạn sau tỷ lệ đầu tư vào nhiệt điện giảm dần do chuyển sang đầu tư vào các nhà máy điện khí. Trong toàn kỳ quy hoạch từ nay

đến 2045, vốn đầu tư lớn nhất là của các công trình NLTT và nhiệt điện khí. Vốn đầu tư cho các công trình NLTT và thủy điện nhỏ toàn giai đoạn được điều chỉnh tăng lên xấp xỉ 45% tổng vốn đầu tư, lớn hơn rất nhiều so với khối lượng đã tính trước đây trong QHĐ7HC.

Để đáp ứng đúng tiến độ đưa các công trình nguồn điện vào vận hành, khối lượng, thời gian và tiến độ huy động vốn đầu tư sẽ khác nhau cho từng loại công trình nguồn điện. Vốn đầu tư các công trình NLTT là lớn nhất trong toàn giai đoạn, chiếm 40%, tiếp đến là các công trình nhiệt điện khí, bình quân giai đoạn 2021-2045 là 17%.

Đối với lưới điện, cơ cấu đầu tư theo từng cấp điện áp tương ứng theo khối lượng xây dựng yêu cầu để đảm bảo truyền tải và phân phối nhu cầu điện như đã dự báo.

Chi tiết cơ cấu vốn đầu tư ngành điện giai đoạn 2021-2045 cho ở bảng dưới đây.

Bảng 1-49: Cơ cấu vốn đầu tư ngành điện giai đoạn 2021-2045

Đơn vị: %

TT	Danh mục	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2021-2045
I	Nguồn điện	74,7	76,0	69,9	75,2	69,4	73,2
	- Nhiệt điện than	26,7	10,2	11,3	11,3	7,7	14,6
	- Thủy điện	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
	- Thủy điện tích năng+Pin tích năng	0,7	0,9	2,2	1,3	0,9	1,2
	- TBKHH	16,6	20,1	20,6	17,0	8,0	17,3
	- NL Tái tạo	29,5	44,9	35,8	45,6	34,3	39,8
II	Lưới điện	25,3	24,0	30,1	24,8	30,6	26,8
	A. Đầu tư thuần	97,8	97,7	97,8	97,7	97,7	97,8
	- Lưới điện truyền tải	55	27	39,9	22,3	10,1	32,5
	- Lưới điện phân phối	42,7	70,7	57,8	75,5	78,1	65,3
	B. Lãi vay xây dựng (IDC)	2,2	2,3	2,2	2,3	2,0	2,2
	- Lưới điện truyền tải	1,2	0,6	0,9	0,5	0,2	0,7
	- Lưới điện phân phối	1	1,6	1,3	1,8	2	1,5
	Tổng cộng	100	100	100	100	100	100

e. Vấn đề huy động vốn đầu tư

- Huy động vốn của EVN:

Theo quy định của Chính phủ, vốn do Nhà nước đầu tư tại EVN, vốn do EVN tự huy động và các loại vốn hợp pháp khác theo quy định của pháp luật. EVN được quyền huy động vốn của các tổ chức, cá nhân trong và ngoài nước theo quy định của pháp luật để đáp ứng nhu cầu vốn của mình và tự chịu trách nhiệm về hiệu quả sử dụng vốn huy động, hoàn trả đầy đủ cả gốc và lãi vay cho chủ nợ mà EVN đã cam kết.

Hình thức huy động vốn: Phát hành trái phiếu, tín phiếu, kỳ phiếu; vay vốn của các tổ chức tín dụng, các tổ chức tài chính khác, của cá nhân, tổ chức ngoài doanh nghiệp; vay vốn của người lao động và các hình thức huy động vốn khác theo quy định của pháp luật. Ngoài ra, EVN cũng có thể huy động vốn không sử dụng từ các công ty con có vốn điều lệ thuộc sở hữu của EVN

EVN được huy động các nguồn vốn tín dụng ưu đãi theo quyết định của Thủ tướng Chính phủ để đầu tư các dự án điện, các dự án cải tạo tiếp nhận lưới điện trung hạ áp nông thôn và lưới điện của các tổ chức khác bàn giao.

- Đối với các chủ đầu tư dự án nguồn điện khác

Chủ động thu xếp và bảo đảm đủ vốn cho các dự án cần có khả năng thu xếp vốn đối ứng tự có của các chủ đầu tư.

Kiểm tra chặt chẽ thời gian thực hiện các công đoạn trong thủ tục đầu tư, lựa chọn nhà thầu, tránh tình trạng kéo quá dài thời gian lập duyệt hồ sơ.

Tăng cường công tác tự giám sát đánh giá đầu tư, hoàn thiện bộ máy giám sát đánh giá đầu tư và hệ thống thông tin giám sát đánh giá đầu tư.

Thực hiện phương thức lựa chọn nhà thầu EPC dự án theo phương thức nhà thầu chào thu xếp tài chính.

Chủ động huy động vốn đầu tư theo các hình thức liên doanh, liên kết góp vốn, phát hành trái phiếu công trình, vay thế chấp tài sản....

Một số chủ đầu tư có thể đề xuất áp dụng hình thức đầu tư huy động vốn qua thị trường chứng khoán trong và ngoài nước.

Đề xuất áp dụng với một số dạng công trình đầu tư theo hình thức nhà nước và tư nhân cùng góp vốn (hình thức đầu tư PPP), để tận dụng một số nguồn vốn hỗ trợ ưu đãi cho các dự án xây dựng cơ sở hạ tầng khó khăn phức tạp...

Hiện nay, Chính phủ đã có chính sách, cơ chế hỗ trợ để khuyến khích phát triển các dự án phát điện từ năng lượng sạch, NLTT. Các chủ đầu tư cần tận dụng cơ hội này để thực hiện đầu tư các dự án sản xuất điện từ năng lượng mới và tái tạo.

1.4.4.10. Tổ chức thực hiện phát triển điện lực quốc gia

Sẽ bổ sung quả từ P8 khi có

1.4.5. Các định hướng, giải pháp chính về bảo vệ môi trường của QHĐVIII

Định hướng và giải pháp bảo vệ môi trường trong QHĐVIII đó đảm bảo tuân thủ các mục tiêu bảo vệ môi trường quốc gia đã được nêu trong các tài liệu pháp lý làm cơ sở để xây dựng kịch bản phát triển điện của quy hoạch. Định hướng giải pháp được đưa ra ở đây cụ thể là:

- Giải pháp quan trọng và tổng thể nhất là giải pháp Lựa chọn kịch bản phát triển điện phù hợp nhất có xem xét đến các mục tiêu quốc gia về bảo vệ môi trường, biến đổi khí hậu như phân tích chi tiết ở mục 1.4.2. Mục tiêu của ĐMC của quy hoạch và mục 1.4.3 Lựa chọn phương án phát triển điện nêu ở trên. Theo đó, mục tiêu sử dụng tiết kiệm và bền vững tài nguyên, tiết kiệm năng lượng, bảo vệ môi trường, giảm thiểu biến đổi khí hậu, bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học được xem xét và là các tiêu chí ràng buộc của kịch bản phát triển điện.

- Nhóm giải pháp về quản lý gồm có các nhóm giải pháp về:

Cơ chế Quản lý, giám sát và xử phạt: xây dựng cơ chế thuế phí tài nguyên, phát thải, chế tài xử lý vi phạm, có cơ chế hỗ trợ và khuyến khích các hoạt động tích cực về bảo vệ môi trường.

Quy định về kỹ thuật như định hướng và quy định về công nghệ, quy mô công suất, hiệu suất nhà máy, về vị trí dự án, về loại hình công nghệ và hiệu suất xử lý môi trường của thiết bị xử lý môi trường, giám sát và kiểm soát việc tuân thủ của các Chủ đầu tư về công tác bảo vệ môi trường. Nhóm giải pháp này giúp tránh và giảm thiểu được các tác động môi trường lớn có thể xảy ra, tăng hiệu quả xử lý môi trường của các dự án, giúp tiết kiệm được tài nguyên sử dụng cho dự án thông qua tiết kiệm nguyên nhiên liệu, tiết kiệm nước từ đó giảm nhu cầu khai thác và nhập khẩu nhiên liệu.

- Giải pháp về KHCN: Việc áp dụng các công nghệ mới có quy mô công suất và hiệu suất cao sẽ giúp giảm quy mô diện tích đất và số lượng công trình đầu tư, giảm tiêu thụ tài nguyên, giảm phát thải chất ô nhiễm. Đối với các dự án lưới điện cũng tương tự, KHCN phát triển kích thước các trạm biến áp và thiết bị trạm nhỏ gọn hơn trong khi quy mô công suất tăng, kích thước và cấp điện áp của đường dây tăng cao hơn giúp giảm số lượng tuyến và số lượng đường dây cần phải xây dựng.

KHCN cũng giúp đa dạng hóa các loại hình nguồn điện như nguồn nhiên liệu mới từ Hydro, điện thủy triều, ... là các loại hình phát điện mới, giúp giảm sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch, giảm phát thải các chất có nguy cơ gây ô nhiễm môi trường và linh hoạt trong việc huy động nguồn năng lượng ở các quốc gia có tiềm năng như Việt Nam.

Nhóm giải pháp riêng về công nghệ đối với nhà máy điện:

Đối với các nhà máy nhiệt điện xây dựng mới cần có chỉ tiêu phát thải các chất như SO_x, NO_x và bụi được hạn chế tới mức độ cho phép. Đối với những nhà máy nhiệt điện cũ, cần lắp đặt các thiết bị chống ô nhiễm môi trường bổ sung.

Các tổ máy phát điện phải được trang bị hệ thống tự động (điều khiển, kích từ, điều tốc...) ở mức độ cao cho phép tăng độ ổn định của hệ thống lên mức tốt hơn.

Công nghệ nhiệt điện than cần tới hạn chỉ được xem xét tiếp tục đầu tư cho các nhà máy sử dụng than nội nếu chất lượng than không thể đốt trong các lò cải tiến hơn

(việc này nhằm hỗ trợ phát triển ngành than trong nước). Phù hợp với xu thế của thế giới và đáp ứng tiêu chí của các tổ chức cho vay vốn, các nhà máy nhiệt điện than xây dựng mới sẽ phải sử dụng công nghệ mới, có hiệu suất cao. Do đó QHĐVIII đề xuất: giảm tỷ lệ nhiệt điện than trong cơ cấu ngành điện. Đối với nhiệt điện than sử dụng than nhập khẩu, trong giai đoạn 2021-2025 chỉ xây dựng công nghệ NĐ than siêu tới hạn trở lên, giai đoạn từ 2025-2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn (USC) trở lên, và sau năm 2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn cải tiến (AUSC).

Xu hướng công nghệ Khí và khí LNG:

Các trung tâm điện lực công nghệ TBKHH sử dụng LNG quy mô lớn, sử dụng công nghệ thế hệ F hoặc cao hơn có công suất >64%, phát thải NOx thấp và có khả năng thích ứng tốt với biến động nhiên liệu và hệ thống. Xem xét khả năng phát triển các nhà máy điện linh hoạt sử dụng LNG như: tua bin khí chu trình đơn (SCTG), động cơ đốt trong (internal combustion engine – ICE). Đây là các công nghệ có các thông số huy động tổ máy rất linh hoạt, phù hợp với hệ thống điện tích hợp khối lượng lớn năng lượng tái tạo, có thể lắp đặt với quy mô nhỏ từ 20MW, quy mô lớn đến 500MW, có thể đặt tại các trung tâm phụ tải để tham gia phủ đỉnh và đảm bảo dự phòng hệ thống, nên điện năng sản xuất từ LNG sẽ không cao

Xu hướng công nghệ thủy điện nhỏ

Công nghệ về thiết bị: Trong những năm qua, công nghệ thiết bị chính của thủy điện không có những thay đổi đáng kể.

Công nghệ đập: (1) Theo chế độ thủy lực phân ra làm hai loại: đập dâng (không cho nước tràn qua) và đập tràn (cho nước tràn qua); (2) Theo vật liệu xây dựng đập: đập đất (vật liệu làm bằng đất), đập đá đổ, đập bê tông...; (3) Theo thiết kế trên mặt bằng: đập vòm (với đỉnh đập hình cánh cung),...

Các nhà máy thủy điện nhỏ của Việt Nam đã và đang xây dựng thường sử dụng công nghệ đập dâng, vật liệu sử dụng chế tạo đập là đập đất đồng chất, đập đá đổ lõi sét, đập đất đá hỗn hợp lõi sét. Các loại đập này thường là rẻ và thi công không đòi hỏi công nghệ cao.

Công nghệ điện thủy triều

Năng lượng thủy triều có thể thu được bằng hai cách: đưa tuabin nước vào dòng chảy triều hoặc xây dựng các ao hồ nhận/thoát nước thông qua một tuabin. Trường hợp đầu tiên, lượng năng lượng hoàn toàn được xác định bởi biên độ và thời gian của dòng chảy triều. Trường hợp thứ hai, chi phí xây dựng các đập ngăn nước rất tốn kém, các chu trình nước tự nhiên bị phá vỡ hoàn toàn, giao thông thủy cũng bị gián đoạn.

Cho đến 2030, Việt Nam khó có thể xuất hiện nhà máy điện thủy triều, trừ trường hợp có chính sách hỗ trợ mạnh mẽ của chính phủ. Giai đoạn sau 2030, khi đó điện thủy

triều có thể có khả năng cạnh tranh với các dạng năng lượng khác tuy nhiên ở mức độ không đáng kể¹⁴. Nên trong QHĐVIII không dự kiến điện thủy triều cho đến 2040.

Công nghệ Điện sinh khối, Điện rác

- Xu hướng công nghệ Điện sinh khối

Có nhiều loại công nghệ chuyển hóa sinh khối thành điện năng và nhiệt năng. Để sản xuất điện từ SK sẽ phải trải qua các giai đoạn chuẩn bị nhiên liệu, chuyển hoá sơ cấp và chuyển hoá thứ cấp. Có hai dạng chuyển hoá sơ cấp chính là đốt trực tiếp và khí hoá. Đối với từng dạng chuyển hoá sơ cấp khác nhau sẽ có từng loại hình công nghệ sản xuất điện khác nhau.

Các nhà máy điện sau khi hết tuổi thọ dự án, sẽ được thay thế bằng các nhà máy mới có công nghệ tiên tiến, hiệu suất cao hơn, giảm phát thải chất ô nhiễm môi trường, có thông số huy động tổ máy linh hoạt hơn.

Để tích hợp tốt các nguồn NLTT, trong giai đoạn tới các NMNĐ (than, TBKHH) được xây dựng mới và cải tạo đều phải được lựa chọn các thiết bị công nghệ mới tăng tính linh hoạt (có các thông số huy động tổ máy linh hoạt hơn như: công suất phát cực tiểu có thể đạt thấp, tốc độ tăng giảm tải cao hơn...). Đối với hệ thống khi phát triển nhiều NLTT, chú trọng vào tăng tính linh hoạt của các NMNĐ để có hiệu quả kinh tế toàn hệ thống cao hơn. Việc chú trọng vào lựa chọn hiệu suất cao cho các NMNĐ.

- Giải pháp hợp tác và trao đổi điện khu vực: giúp giảm chi phí đầu tư nguồn, khi tận dụng được các nguồn điện có sẵn gần và dễ đấu nối về Việt Nam như các nguồn điện ở Lào, Campuchia và Trung Quốc hiện nay Việt Nam đang trao đổi. Giải pháp này giúp giảm áp lực về nguồn nhiên liệu trong nước, đầu tư cơ sở hạ tầng và diện tích đất bố trí cho các dự án.

- Giải pháp về nâng cao năng lực cho các doanh nghiệp và các nhà sản xuất điện về môi trường, ứng phó sự cố môi trường để đảm bảo tuân thủ các quy định pháp luật về môi trường, hạn chế rủi ro và thiệt hại môi trường có thể xảy ra.

- Đối với việc thiết kế lưới điện truyền tải liên vùng Miền, cần căn cứ vào đặc điểm truyền tải (công suất, sản lượng và chiều truyền tải) trong dài hạn. Đặc điểm truyền tải được tính toán dựa trên kết quả đầu ra của chương trình mô phỏng tối ưu vận hành nguồn toàn quốc và các điều kiện vận hành biên của lưới điện (kịch bản vận hành nặng nề nhất, nguồn phát cao, phụ tải thấp). Khi quy mô công suất và sản lượng truyền tải đủ lớn, truyền tải ở khoảng cách xa (trên 300 km), giải pháp HVDC cũng cần được xem xét. Phương án truyền tải được lựa chọn cần đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật đối với lưới truyền tải với chi phí tối thiểu.

¹⁴ Hiện tại 2018, có một vài dự án năng lượng biển (thủy triều) công suất từ 10kW – 1 MW đang hoạt động dưới dạng thử nghiệm tại Anh, Canada, Úc và Trung Quốc (IEA, Renewables report 2019).

Với tác động đến môi trường do đường dây truyền tải, rất khó để giảm thiểu hay nói cách khác là để giảm thiểu tác động chỉ có thể thay đổi lộ trình tuyến đường dây để sao cho chỉ đi qua những vùng ít ảnh hưởng nhất đến hệ sinh thái và đa dạng sinh học.

Chi tiết hơn nữa về các giải pháp bảo vệ môi trường được phân tích và đề xuất ở chương 4 của báo cáo này.

1.4.6. Các định hướng về bảo tồn thiên nhiên, đa dạng sinh học

Các định hướng về tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học sẽ được đưa ra dựa trên các đặc trưng của quá trình phát triển ngành điện có nguy cơ ảnh hưởng đến mục tiêu bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học của quốc gia. Các nguy cơ ảnh hưởng đến tài nguyên thiên nhiên và đa dạng sinh học của quốc gia trong quá trình thực hiện và phát triển điện được nhìn nhận ở các khía cạnh như: (1) Nhu cầu sử dụng đất của tất cả các loại hình nguồn và lưới điện; (2) Vị trí của các dự án nguồn và lưới điện, các công trình phụ trợ; (3) Nhu cầu khai thác và sử dụng tài nguyên để phục vụ cho hoạt động xây dựng và sản xuất các công trình điện và công trình phụ trợ; (4) Đặc trưng các nguồn thải của các công trình nguồn điện đó tính cả quy mô và mức độ nguồn thải.

Căn cứ theo Luật Đa dạng sinh học để hiểu rõ khái niệm về bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học, trách nhiệm thực hiện để từ đó đề xuất các định hướng hành động cụ thể nhằm bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học trong quá trình triển khai thực hiện các dự án thành phần trong cả giai đoạn quy hoạch.

Như vậy có thể hiểu: (1) Đa dạng sinh học là sự phong phú về gen, loài sinh vật và hệ sinh thái trong tự nhiên; (2) Bảo tồn đa dạng sinh học là việc bảo vệ sự phong phú của các hệ sinh thái tự nhiên quan trọng, đặc thù hoặc đại diện; bảo vệ môi trường sống tự nhiên thường xuyên hoặc theo mùa của loài hoang dã, cảnh quan môi trường, nét đẹp độc đáo của tự nhiên; nuôi, trồng, chăm sóc loài thuộc Danh mục loài nguy cấp, quý, hiếm được ưu tiên bảo vệ; lưu giữ và bảo quản lâu dài các mẫu vật di truyền; (3) Bảo tồn thiên nhiên là việc bảo vệ các Hệ sinh thái tự nhiên (là hệ sinh thái hình thành, phát triển theo quy luật tự nhiên, vẫn còn giữ được các nét hoang sơ), bảo vệ các Khu bảo tồn thiên nhiên (sau đây gọi là khu bảo tồn) (là khu vực địa lý được xác lập ranh giới và phân khu chức năng để bảo tồn đa dạng sinh học), bảo vệ các loài sinh vật quý hiếm, đặc hữu; (4) Phát triển bền vững đa dạng sinh học là việc khai thác, sử dụng hợp lý các hệ sinh thái tự nhiên, phát triển nguồn gen, loài sinh vật và bảo đảm cân bằng sinh thái phục vụ phát triển kinh tế - xã hội.

Về trách nhiệm, bảo tồn đa dạng sinh học là trách nhiệm của Nhà nước và mọi tổ chức, cá nhân.

Trên cơ sở đó có thể đề xuất một số giải pháp định hướng về bảo tồn như sau:

- Hạn chế tối đa nhu cầu sử dụng đất cho các công trình điện đặc biệt nhờ áp dụng giải pháp công nghệ, xây dựng mới hiện đại giúp giảm định mức sử dụng đất của các loại công trình nguồn và lưới điện. Từ đó, giảm tổng diện tích sử dụng đất của tất cả các công trình điện trong giai đoạn quy hoạch, đặc biệt là các công trình có định mức sử dụng đất lớn như thủy điện, điện mặt trời.

- Lựa chọn vị trí các công trình sao cho hạn chế tối đa ảnh hưởng đến diện tích các hệ sinh thái tự nhiên, khu bảo tồn, vùng có mật độ đa dạng sinh học cao và có các loài đặc hữu. Với QHĐVIII, quy định rõ việc lựa chọn vị trí các dự án điện thành phần gồm các dự án nhiệt điện, thủy điện, điện mặt trời, đường dây truyền tải, điện sinh khối sử dụng dăm gỗ... phải lưu ý tránh và hạn chế tối đa các khu vực có khả năng ảnh hưởng đến rừng, rừng ngập mặn, vùng đất ngập nước, vùng có các loài di cư, vùng quy hoạch khu bảo tồn thiên nhiên quốc gia, diện tích đất nông nghiệp. Bên cạnh đó, các văn bản pháp luật liên quan đến quy định khá chặt chẽ về khai thác, bảo vệ rừng, sử dụng tài nguyên biển, đất đai, tài nguyên nước nên quá trình phát triển và thực hiện các dự án thành phần trong quy hoạch sẽ phải đảm bảo tuân thủ để hạn chế các ảnh hưởng đến mục tiêu bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học.

- Bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học còn thể hiện qua mức độ tiêu thụ tài nguyên, do đó việc đa dạng hóa nguồn điện để khai thác hợp lý bền vững các loại hình nguồn điện sử dụng năng lượng sơ cấp trong đó có cả nhiên liệu hóa thạch cũng góp phần vào mục tiêu bảo tồn này. Nếu một loại hình nguồn điện do yếu tố thuận lợi về nguồn tài nguyên sẵn có, tiềm năng lớn về trữ lượng và thuận lợi để khai thác sẽ được quy hoạch phát triển tập trung. Như vậy sẽ dẫn tới nguy cơ khai thác quá mức tài nguyên để cung cấp cho loại hình sản xuất điện này làm gia tăng nguy cơ suy giảm tài nguyên, ảnh hưởng đến các hệ sinh thái và mất cân đối trong nhu cầu sử dụng tài nguyên cho các ngành kinh tế của quốc gia. Vấn đề này đã xảy ra khi tập trung phát triển thủy điện và nhiệt điện than ở giai đoạn quy hoạch trước mà hậu quả tác động đến rừng, hệ sinh thái và đa dạng sinh học đến nay vẫn chưa giải quyết được hết. Tương tự như vậy, theo số liệu Viện Năng lượng thống kê trong hai năm 2018 và 2019 là thời gian phát triển nóng các dự án điện mặt trời, tổng diện tích đất đã chuyển đổi cho các dự án điện mặt trời là 16.769 ha trong đó đất rừng là 1.822 ha và đất nông nghiệp (chủ yếu là lúa) là 291ha. Điều này cho thấy nếu không cân đối phát triển các loại hình điện hợp lý, sẽ làm tăng nguy cơ ảnh hưởng đến mục tiêu bảo tồn tự nhiên và đa dạng sinh học của Việt Nam, đặc biệt trong thời gian tới khi quy hoạch huy động phát triển loại hình nguồn điện từ thủy điện nhỏ, than nhập, khí LNG là những loại hình cần có các công trình phụ trợ như đường, kho, cảng quy mô lớn và nhu cầu phát triển lưới truyền tải lớn trong giai đoạn quy hoạch.

- Kiểm soát phát thải và giám sát hoạt động phát thải của các dự án điện cũng là nhiệm vụ quan trọng nhằm hạn chế ảnh hưởng đến môi trường tự nhiên và đa dạng sinh học. Ví dụ các dự án nhiệt điện có đặc trưng là phát thải khí thải và nước thải lớn, đặc biệt còn có nước làm mát. Mặc dù đã tuân thủ theo quy định pháp luật hiện hành về lượng phát thải nhưng ở những vùng được tập trung mật độ các nhà máy lớn và có các hệ sinh thái đặc biệt và nhạy cảm, các giải pháp xử lý và kiểm soát chất thải sẽ được tăng cường hơn nữa, để hạn chế tác động cộng hưởng và tích lũy đến môi trường. Ở báo cáo ĐMC của quy hoạch này, sẽ nhận diện các khu vực có mật độ các dự án lớn và các vị trí có quy mô dự án lớn gần với các khu vực nhạy cảm cần phải bảo vệ để đề xuất tránh, nếu không tránh được sẽ đưa ra cảnh báo và lưu ý cho các nhà quản lý và nhà đầu tư khi triển khai dự án ở giai đoạn sau phải tăng cường hơn nữa các biện pháp bảo vệ môi trường và kiểm soát ô nhiễm của dự án.

- Các chế tài giám sát tuân thủ các quy định về môi trường như trồng lại diện tích rừng bị ảnh hưởng của dự án, chế tài xử phạt vi phạm, đóng phí tài nguyên, phí dịch vụ môi trường rừng, nước thải, khí thải... ngày càng chặt chẽ. Điều này giúp nâng cao ý thức trách nhiệm của các chủ đầu tư đối với hoạt động kinh doanh đầu tư của mình, từ đó tăng hiệu quả bảo vệ môi trường của các dự án, giúp hạn chế được các ảnh hưởng đến môi trường tự nhiên và đa dạng sinh học.

- Áp dụng KHCN và sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả là giải pháp quan trọng giúp công tác bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học hiệu quả trong giai đoạn quy hoạch này. Đối với các hầu hết các loại dự án nguồn điện, việc áp dụng các công nghệ mới có quy mô công suất và hiệu suất cao giúp giảm quy mô diện tích đất và số lượng công trình đầu tư, giảm tiêu thụ tài nguyên, giảm phát thải chất ô nhiễm. Đối với các dự án lưới điện cũng tương tự, KHCN phát triển kích thước các trạm biến áp và thiết bị trạm nhỏ gọn hơn trong khi quy mô công suất tăng, kích thước và cấp điện áp của đường dây tăng cao hơn giúp giảm số lượng tuyến và số lượng đường dây cần phải xây dựng. Như vậy, giảm diện tích đất cần chuyển đổi cho phát triển lưới điện và giảm nguy cơ phân cắt các hệ sinh thái quan trọng khi có tuyến đường dây đi qua.

1.4.7. Các giải pháp cơ chế, chính sách thực hiện QHĐVIII

Trên cơ sở chỉ đạo của Chính phủ về xây dựng QHĐVIII là sẽ mang tính định hướng, linh hoạt và mang tính mở, tạo ra không gian để huy động và phát huy các nguồn lực từ xã hội. Phương hướng trong thời gian tới là khai thác triệt để các nguồn NLTT, nhưng phải bảo đảm vận hành an toàn, bảo vệ môi trường; phát triển các ngành điện khí, khí hóa lỏng một cách hợp lý để ít phụ thuộc vào nguồn khí nhập khẩu, tạo điều kiện cho các nhà đầu tư, doanh nghiệp trong nước tham gia vào quá trình sản xuất điện năng,

khai thác các nguồn năng lượng như NLTT, khí, khí hóa lỏng. Đề án đề xuất một số cơ chế tổ chức thực hiện QHĐVIII như sau:

a. Cơ chế xây dựng kế hoạch đầu tư ngắn hạn và trung hạn

Hàng năm cần xây dựng kế hoạch đầu tư ngắn hạn và trung hạn trên cơ sở quy hoạch điện đã định hướng, cập nhật tình hình phát triển phụ tải và tình hình thực hiện các dự án. Danh mục kế hoạch đầu tư sẽ do Thủ tướng chính phủ phê duyệt và ban hành hàng năm.

b. Cơ chế đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư các dự án điện

- Hàng năm tổ chức đấu thầu sẽ lựa chọn các vị trí và quy mô xây dựng các công trình điện để đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư. Các dự án đấu thầu được căn cứ trên danh mục kế hoạch đầu tư ngắn hạn và trung hạn.

- Bộ Công Thương có trách nhiệm tổ chức đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư cho những dự án nguồn điện có quy mô lớn trên 100MW và dự án lưới điện 220kV trở lên. UBND tỉnh có trách nhiệm đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư cho các dự án nguồn điện dưới 100MW và lưới điện 110kV trở xuống.

- Trường hợp sau 1 năm chủ đầu tư dự án đã được giao kế hoạch không thực hiện các bước để xúc tiến dự án triển khai đúng tiến độ, dự án sẽ được đấu thầu lại và giao cho chủ đầu tư khác.

c. Cơ chế hỗ trợ của chính phủ đối với từng dự án điện

- Cơ chế hỗ trợ sẽ được áp dụng cho từng dự án cụ thể trên cơ sở những đóng góp của dự án đối với đất nước, dự án có những đề xuất tốt để nội địa hóa thiết bị, kéo chuỗi cung ứng thiết bị về Việt Nam.

- Tiếp tục có cơ chế khuyến khích trợ giá FIT hợp lý đối với những dự án NLTT quy mô nhỏ, cấp điện vào lưới điện hạ áp và trung áp.

- Đối với các vùng có bức xạ mặt trời thấp, nhu cầu phụ tải lại cao, sẽ xem xét mức giá đấu thầu cao hơn cho điện mặt trời trang trại và giá FIT cao hơn cho ĐMT áp mái để khuyến khích sự “phân tán”, tránh bớt sự nghẽn mạch của lưới điện.

- Xây dựng chính sách hỗ trợ nhập khẩu các nguồn nhiên liệu trên cơ sở các doanh nghiệp thực hiện xây dựng các hạ tầng nhập khẩu.

d. Cơ chế giá điện thu hút đầu tư các nguồn điện mới

Xây dựng cơ chế giá điện phù hợp để thu hút tư nhân và các nhà đầu tư nước ngoài: Khi chưa hoàn thiện thị trường điện cạnh tranh, cần đưa ra cơ chế giá điện phù hợp để thu hút các nguồn đầu tư.

e. Tiếp tục cơ chế xã hội hóa lưới điện truyền tải

Đối với các dự án truyền tải dùng để truyền tải các dự án nguồn điện sẽ được xã hội hóa đầu tư. Chi phí cho các dự án truyền tải này sẽ được phân công bằng cho tất cả các bên kết nối với dự án truyền tải dựa trên ảnh hưởng và lợi ích trong dự án truyền tải.

Đối với các dự án truyền tải để cấp điện cho phụ tải cũng nên được xã hội hóa, các bên được hưởng lợi từ dự án truyền tải mới phải trả chi phí nâng cấp hoặc xây dựng cơ sở hạ tầng truyền dẫn mới.

Đối với hệ thống truyền tải điện quốc gia là hệ thống mang tính xương sống và huyết mạch của Hệ thống điện quốc gia, đóng vai trò đặc biệt quan trọng quyết định trong việc đảm bảo an ninh năng lượng, nhà nước vẫn độc quyền trong cả lĩnh vực đầu tư và quản lý vận hành.

f. Cơ chế khuyến khích các nhà máy nhiệt điện cung cấp linh hoạt trong hệ thống tích hợp quy mô lớn nguồn điện gió và mặt trời.

Để tích hợp tốt các nguồn NLTT, trong giai đoạn tới các NMNĐ (nhiệt điện than, TBKHH) được xây dựng mới và cải tạo đều phải được lựa chọn các thiết bị công nghệ mới, tăng tính linh hoạt (có các thông số huy động tổ máy linh hoạt hơn như: công suất phát cực tiểu đạt thấp hơn, tốc độ tăng giảm tải cao hơn...).

Xây dựng cơ chế khuyến khích các NMNĐ hiện đang hoạt động bổ sung các thiết bị tăng tính linh hoạt và sẵn sàng cung cấp khả năng linh hoạt theo tín hiệu huy động của Điều độ hệ thống. Cơ chế này có thể thực hiện thông qua giá điện bổ sung thêm trong các hợp đồng mua bán điện trước đây.

g. Cơ chế khuyến khích đầu tư các nguồn điện linh hoạt (ICE, SCGT, TĐTN, pin tích năng)

Cấu trúc thị trường hiện tại và khuôn khổ pháp lý hiện tại chưa hỗ trợ đầu tư xây dựng các nguồn linh hoạt như: Động cơ đốt trong sử dụng LNG (ICE), tua bin khí chu trình đơn, thủy điện tích năng, pin tích năng. Do vậy, cần xây dựng cơ chế thị trường và cơ cấu thuế quan mới để khuyến khích việc xây dựng các nguồn linh hoạt.

Các nguồn lưu trữ TĐTN, pin tích năng nên được hiểu một cách tổng quát là một hoạt động bán điều tiết, với mục tiêu chính là đảm bảo tính linh hoạt trong hệ thống đồng thời đảm bảo an ninh cho nguồn cung cấp. Do tính chất lưu trữ "bán điều tiết", các nguồn điện tích năng nên được sở hữu bởi một cơ quan riêng biệt, một "nhà điều hành hệ thống lưu trữ".

h. Cơ chế khuyến khích phụ tải tham gia giảm tải trong các giờ đỉnh, hoặc thay đổi công nghệ máy móc để hoạt động vào các giờ giá điện thấp (đáp ứng phía cầu)

Đáp ứng phía cầu nhờ cung cấp tính linh hoạt có thể mang lại lợi nhuận cho cả phía phụ tải và cho cả hệ thống. Thị trường điện bán lẻ cần thiết kế sao cho có thể tăng cường sự tham gia của người tiêu dùng trong quản lý năng lượng từ phía cầu. Vị trí phù hợp của những người tiêu dùng linh hoạt là rất quan trọng, ảnh hưởng đến lợi ích của hệ thống, do vậy cần có tín hiệu giá theo khu vực đối với việc phân bổ hiệu quả của nhu cầu linh hoạt.

i. Cơ chế khuyến khích các nguồn NLTT tham gia thị trường điện

Cần xây dựng cơ chế khuyến khích các NMD năng lượng tái tạo tham gia thị trường điện. Nguồn điện gió và mặt trời có thể chào giá, cắt giảm công suất phát để giảm tắc nghẽn truyền tải, hoặc trong 1 số trường hợp đây là biện pháp có chi phí hệ thống thấp nhất so với giảm công suất của các nguồn nhiệt điện.

j. Cơ chế thúc đẩy liên kết lưới điện khu vực với các nước láng giềng

- Khuyến khích đầu tư vào các công trình nguồn điện tại nước ngoài để nhập khẩu về Việt Nam thông qua các cơ chế hỗ trợ vốn đầu tư ra nước ngoài, cơ chế giá mua điện nhập khẩu.

- Có cơ chế thúc đẩy liên kết lưới điện của Việt Nam với khu vực để nâng cao khả năng tích hợp NLTT và đạt được các lợi ích từ hệ thống điện liên kết.

k. Cơ chế tính chi phí phát thải trong việc lập lịch huy động nguồn điện

Thiết lập cơ chế tính chi phí phát thải trong quá trình lập lịch huy động nguồn điện do đơn vị vận hành thị trường và vận hành hệ thống tính toán. Cần có tính toán định giá phát thải hàng năm để đưa vào quy định của thị trường.

1.4.8. Các chương trình, dự án đầu tư trọng điểm, ưu tiên

a. Tiêu chí xác định dự án ưu tiên đầu tư của ngành điện lực trong thời kỳ quy hoạch

Nguyên tắc kế thừa: các dự án nguồn nhiệt điện lớn (nhiệt điện than và khí) đã được đưa vào QHĐ7HC, đã thực hiện các công tác chuẩn bị đầu tư và khởi công xây dựng, tiến độ vào vận hành được đánh giá giai đoạn ngắn hạn 2021-2025 sẽ được coi là những dự án chắc chắn xây dựng và được ưu tiên đưa vào chương trình phát triển nguồn điện của QHĐVIII.

Nguyên tắc tăng cường an ninh năng lượng trong nước: các dự án nguồn điện sử dụng nguồn nhiên liệu trong nước như than trong nước, khí trong nước, các nguồn NLTT sẽ là những dự án được ưu tiên đầu tư trong giai đoạn tới.

Các dự án ưu tiên đầu tư phải có địa điểm đầu tư, quy mô công suất và tiến độ phù hợp với quy mô đầu tư theo từng vùng đã được tính toán trong kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn của QHĐVIII. Đối với nguồn điện sử dụng nhiên liệu từ các mỏ than và khí trong nước được đăng ký sau khi phê duyệt QHĐVIII, vẫn sẽ được ưu tiên đầu tư, trên cơ sở thay thế cho các dự án nhiệt điện than nhập khẩu và nhiệt điện khí nhập khẩu.

Nguyên tắc ưu tiên nguồn điện nhập khẩu, liên kết lưới điện với các nước láng giềng: nguồn điện nhập khẩu từ các nước láng giềng sẽ giúp giảm ảnh hưởng đến môi trường so với tự sản xuất trong nước, nên quan điểm của QHĐ VIII là các nguồn điện nhập khẩu từ các nước láng giềng cũng sẽ là những dự án ưu tiên đầu tư.

Các dự án nguồn điện có quy mô công suất từ 500MW trở lên và đóng vai trò là nhà máy chạy nền sẽ được coi là những dự án ưu tiên đầu tư.

Đối với các dự án điện sử dụng nhiên liệu nhập khẩu (than nhập khẩu, LNG nhập khẩu): các dự án ưu tiên đầu tư sẽ có đặc điểm sau:

- + Có vị trí, quy mô công suất và tiến độ phù hợp với tính toán trong kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn của QHĐ VIII.

- + Có khả năng giải tỏa công suất, ảnh hưởng đến lưới điện truyền tải liên vùng thấp.

- + Phù hợp với quy hoạch hạ tầng toàn quốc, các quy hoạch chung của tỉnh. Được sự ủng hộ của chính quyền địa phương.

- + Có vị trí xây dựng thuận lợi với loại hình nguồn điện đầu tư, chi phí đầu tư thấp. Điều kiện xây dựng hạ tầng cơ sở (kho cảng LNG) thuận lợi, có khả năng mở rộng trong tương lai, có thể kết hợp cấp khí cho các hộ phụ tải ngoài điện.

- + Không ảnh hưởng tới các công trình lân cận, đảm bảo an toàn trong xây dựng và vận hành, phù hợp các tiêu chí về môi trường, thuận lợi về đất đai.

- Các dự án nhiệt điện than và TBKHH sẽ được lựa chọn phân kỳ theo nguyên tắc sau:

- + Căn cứ trên tiến trình thực hiện và hồ sơ của dự án

- + Vị trí địa điểm được đánh giá xếp hạng tốt theo các tiêu chí xếp hạng ưu tiên ở mục a).

b. Đề xuất danh mục các dự án nguồn điện ưu tiên đầu tư của ngành điện giai đoạn 2021 – 2030, định hướng nhu cầu phát triển của các loại hình sản xuất điện giai đoạn 2031 – 2045.

1.4.9. Phương án tổ chức thực hiện QHĐVIII

a. Phương án tổ chức thực hiện:

Hiện nay có 2 tổ chức thực hiện chỉ đạo, giám sát và đôn đốc việc thực hiện quy hoạch điện là Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực và Bộ Công Thương.

Năm 2016, Chính phủ đã thành lập Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực. Ban chỉ đạo có nhiệm vụ:

- Chỉ đạo, kiểm tra, đôn đốc việc thực hiện đầu tư xây dựng các công trình nguồn điện, lưới điện trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, đặc biệt là các dự án trọng điểm (do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trên cơ sở đề xuất của Bộ Công Thương) để bảo đảm cung ứng đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước;
- Chỉ đạo, kiểm tra, đôn đốc việc thực hiện chủ trương, chính sách mua bán điện với nước ngoài, phát triển năng lượng tái tạo
- Chỉ đạo, kiểm tra, đôn đốc việc đầu tư xây dựng hạ tầng cơ sở nhập khẩu than, khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) và công tác đàm phán ký kết các hợp đồng nhập khẩu than, LNG cho các dự án nguồn điện
- Chỉ đạo các bộ, ngành, UBND các tỉnh liên quan cùng với chủ đầu tư, các tổ chức tư vấn trong nước và nước ngoài, các nhà thầu thực hiện các nội dung theo nhiệm vụ để đảm bảo tiến độ thi công và chất lượng công trình;
- Chỉ đạo, phối hợp các ngành, các địa phương liên quan giải quyết các vướng mắc trong việc thực hiện bồi thường hỗ trợ, di dân, tái định cư, giải phóng mặt bằng các dự án điện.

Nhiệm vụ của Bộ Công Thương trong việc thực hiện quy hoạch điện như sau:

- Định kỳ kiểm tra, đôn đốc các chủ đầu tư, nhà thầu được giao thực hiện các dự án trong danh mục điều chỉnh quy hoạch, kịp thời chỉ đạo và tháo gỡ các vướng mắc trong quá trình đầu tư xây dựng nhằm thực hiện đúng tiến độ được duyệt và đạt hiệu quả đầu tư các dự án. Báo cáo Thủ tướng Chính phủ xem xét xử lý đối với các dự án bị chậm tiến độ.
- Giám sát chặt chẽ tình hình cung - cầu điện, tiến độ thực hiện các dự án nguồn và lưới điện để quyết định điều chỉnh tiến độ các dự án trong điều chỉnh quy hoạch được duyệt hoặc xem xét báo cáo Thủ tướng Chính phủ cho phép bổ sung các dự án mới vào quy hoạch hoặc loại bỏ các dự án không cần thiết ra khỏi quy hoạch.
- Đưa ra cơ chế lựa chọn các nhà đầu tư để phát triển các nguồn điện mới, cơ chế quản lý thực hiện đảm bảo cho các dự án được đầu tư xây dựng và đưa vào vận hành đúng tiến độ.
- Tổ chức đấu thầu quốc tế để lựa chọn nhà đầu tư cho các dự án nguồn điện thực hiện theo hình thức BOT.
- Ban Chỉ đạo Quốc gia về Phát triển Điện lực hiện gồm các thành viên là các lãnh đạo của các Bộ ngành, để thực hiện các nhiệm vụ được giao, Ban Chỉ đạo Quốc gia về Phát triển Điện lực đã thành lập Văn phòng Ban Chỉ đạo. Hiện nay Văn

phòng Ban Chỉ đạo đang thực hiện chức năng kiểm tra, đôn đốc và cập nhật tiến độ của các dự án. Để Văn Phòng Ban Chỉ đạo có thể thực hiện tốt hơn nhiệm vụ đảm bảo thực hiện quy hoạch điện, cần có các chế tài để Văn phòng Ban Chỉ đạo có thực quyền hơn, đồng thời có trách nhiệm trong việc đảm bảo việc thực hiện của các dự án.

- Việc giao dự án cho các chủ đầu tư ngay ở bước phê duyệt quy hoạch đã gây ra khó khăn khi các nhà đầu tư không đủ năng lực thực hiện dự án, sẽ khiến dự án bị chậm tiến độ. Do vậy trong QHĐ8, cần xem xét cơ chế có thể kịp thời chuyển đổi chủ đầu tư và cơ chế để lựa chọn chủ đầu tư có đủ năng lực.

b. Giải pháp đảm bảo an ninh cung cấp điện:

- Đa dạng hóa nguồn nhập khẩu nhiên liệu (than, LNG) để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia
- Tích cực tìm kiếm nguồn bổ sung cho các nguồn khí sẽ suy giảm và cạn kiệt trong thời gian tới
- Sớm thực hiện quy hoạch xây dựng kho cảng đầu mối nhập khẩu LNG và hệ thống đường ống cho giai đoạn tới, phù hợp với cơ cấu nguồn điện đã được lựa chọn (đặc biệt ở Miền Bắc).
- Xúc tiến xây dựng cảng trung chuyển than nhập khẩu tại các miền để tối ưu chi phí nhập khẩu than; Chủ đầu tư các dự án nhiệt điện than nhập cần có phương án cảng than tạm thời cho NMD khi cảng trung chuyển chưa vào kịp.
- Thực hiện chính sách ưu đãi về tài chính và mở rộng hợp tác quốc tế để tăng cường công tác tìm kiếm thăm dò để nâng cao trữ lượng và khả năng khai thác than, khí đốt, bảo đảm an ninh cung cấp nhiên liệu cho sản xuất điện

b. Giải pháp tạo nguồn vốn và huy động vốn đầu tư phát triển ngành điện:

- Từng bước tăng khả năng huy động tài chính nội bộ trong các doanh nghiệp ngành điện.
- Phát triển các Tập đoàn, Tổng công ty hoạt động trong ngành điện có tín nhiệm tài chính cao để giảm chi phí huy động vốn cho các dự án điện, tự huy động vốn không cần đến sự hỗ trợ bảo lãnh của Chính phủ.
- Tăng cường huy động vốn thông qua phát hành trái phiếu trong và ngoài nước để đầu tư các công trình điện, áp dụng biện pháp chuyển tiết kiệm trong nước thành vốn đầu tư cho cơ sở hạ tầng.
- Thực hiện liên doanh trong nước và nước ngoài nhằm thu hút các nhà đầu tư nước ngoài và trong nước tham gia xây dựng phát triển các dự án điện, cảng trung chuyển nhập than, cơ sở hạ tầng cho các dự án phát triển LNG.

- Thu hút vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI) vào phát triển các dự án điện một cách hợp lý. Ưu tiên các dự án FDI có thể thanh toán bằng tiền trong nước, hoặc thanh toán bằng đổi hàng và không yêu cầu bảo lãnh của Chính phủ.

- Tăng cường thu hút các nguồn vốn từ nước ngoài, bao gồm: vốn viện trợ phát triển chính thức ưu đãi, viện trợ phát triển chính thức không ưu đãi, vay thương mại nước ngoài...

c. Giải pháp về giá điện:

- Sớm hoàn thành xây dựng và vận hành thị trường điện cạnh tranh đầy đủ (thị trường bán buôn và bán lẻ điện cạnh tranh) để có tín hiệu về giá điện theo thị trường một cách minh bạch.

- Điều chỉnh kịp thời giá điện theo giá thị trường có sự điều tiết của Nhà nước, kết hợp hài hòa giữa các mục tiêu chính trị - kinh tế - xã hội của Nhà nước và sản xuất kinh doanh, tự chủ tài chính của các doanh nghiệp ngành điện.

- Giá bán điện cần tạo được môi trường thu hút đầu tư và khuyến khích cạnh tranh trong các khâu sản xuất, truyền tải, phân phối và sử dụng điện. Giá bán điện phải bảo đảm thu hồi được chi phí và có mức lợi nhuận hợp lý cho các chủ đầu tư các dự án điện.

- Tiếp tục cải tiến và hoàn thiện biểu giá điện hiện hành theo hướng:

- Giá bán điện cần phải xem xét tới các đặc thù vùng và cư dân các vùng: biên giới, hải đảo, nông thôn, miền núi...

- Việc định giá bán điện phải nhằm mục tiêu bảo tồn năng lượng, tránh lãng phí nguồn năng lượng không tái tạo, khuyến khích sử dụng hợp lý các dạng năng lượng và sử dụng năng lượng nội địa, giảm phụ thuộc năng lượng ngoại nhập

d. Giải pháp về pháp luật, chính sách:

- Cần có sự can thiệp cấp bách của pháp luật, sửa đổi Grid code và cơ cấu biểu giá điện (sử dụng biểu giá 2 thành phần) để huy động việc cung cấp nguồn điện linh hoạt vào lưới điện từ các nhà máy thủy điện, nhiệt điện, TĐTN & pin tích năng.

- Sau năm 2030, khi nguồn điện gió và mặt trời đã có quy mô lớn trong hệ thống, khả năng cung cấp độ linh hoạt từ các nguồn thủy điện, nhiệt điện trong hệ thống đã đạt giới hạn. Cần có tính toán để bắt buộc các nhà máy điện mặt trời hoặc gió xây dựng mới phải lắp đặt thêm quy mô pin tích.

e. Giải pháp về bảo vệ môi trường, phòng chống thiên tai:

- Thực hiện các quy định của pháp luật về đánh giá tác động môi trường của dự án và đánh giá môi trường chiến lược của các quy hoạch.

- Tăng cường, củng cố tổ chức quản lý môi trường của các cơ quan quản lý nhà nước về môi trường và các doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực điện lực.

- Thực hiện đầy đủ công tác theo dõi, quan trắc, đo đạc và quản lý các chỉ tiêu môi trường; thanh tra, kiểm tra việc thực hiện các quy định bảo vệ môi trường của doanh nghiệp ngành điện.

- Triển khai có hiệu quả chương trình tiết kiệm điện, nâng cao hiệu suất trong các lĩnh vực sản xuất, truyền tải, phân phối và sử dụng điện.

- Kết hợp phát triển ngành điện với bảo vệ môi trường.

- Có cơ chế thu hút vốn đầu tư cho hoạt động bảo vệ môi trường từ các thành phần kinh tế, khuyến khích thu hút hỗ trợ tài chính từ nước ngoài để bảo vệ môi trường.

- Xây dựng các quy chế tài chính về môi trường ngành điện, tính đúng, tính đủ chi phí môi trường trong đầu tư, giá thành.

- Khuyến khích các doanh nghiệp sản xuất và tiêu thụ nhiều năng lượng tăng cường hợp tác với các nước thực hiện cơ chế phát triển sạch (CDM) dưới các hình thức: phát triển nguồn năng lượng mới và tái tạo; nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và các dự án bảo tồn năng lượng.

- Xây dựng bản đồ, hệ thống cảnh báo sét, ngập lụt, sạt lở để có các giải pháp ứng phó kịp thời thích hợp với các hiện tượng cực đoan của thời tiết, giảm thiểu các rủi ro, sự cố trong quá trình vận hành hệ thống điện.

f. Giải pháp về khoa học công nghệ:

- Các công trình điện lực xây dựng mới phải có công nghệ hiện đại, phù hợp với điều kiện kinh tế của Việt Nam; từng bước nâng cấp, cải tạo công trình hiện có để đảm bảo tiêu chuẩn kỹ thuật, kinh tế và môi trường.

- Cải tạo, nâng cấp lưới truyền tải và phân phối điện, nhằm giảm tổn thất, đảm bảo an toàn, tin cậy. Áp dụng từng bước công nghệ lưới điện "thông minh" để rút kinh nghiệm, làm yếu tố nhân rộng trong phát triển lưới điện.

- Hiện đại hoá hệ thống điều độ, vận hành, thông tin liên lạc, điều khiển và tự động hoá phục vụ điều độ lưới điện trong nước và liên kết khu vực. Nghiên cứu ứng dụng truyền tải cấp điện áp cực siêu cao áp (trên 500kV), truyền tải điện một chiều; liên kết các hệ thống điện bằng các trạm Back to Back (ứng dụng trong liên kết lưới điện với Lào, Campuchia và các nước tiểu vùng sông Mê Kông)

- Từng bước áp dụng các biện pháp khuyến khích và bắt buộc đổi mới công nghệ, thiết bị của các ngành sử dụng nhiều điện (thép, xi măng, hóa chất); cấm nhập các thiết bị cũ, hiệu suất thấp trong sản xuất và sử dụng điện năng.

- Các nhà máy nhiệt điện xây dựng mới đều phải lựa chọn các thông số tổ máy linh hoạt nhất có thể (công suất vận hành cực tiểu thấp, tốc độ tăng giảm tải cao...).

- Công nghệ nhiệt điện than cận tới hạn chỉ được xem xét tiếp tục đầu tư cho các nhà máy sử dụng than nội nếu chất lượng than không thể đốt trong các lò cải tiến hơn (việc này nhằm hỗ trợ phát triển ngành than trong nước). Đối với nhiệt điện than sử

dụng than nhập khẩu, trong giai đoạn 2021-2025 chỉ xây dựng công nghệ NĐ than siêu tới hạn trở lên, giai đoạn từ 2025-2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn (USC) trở lên, và sau năm 2035 chỉ xây dựng nhiệt điện than trên siêu tới hạn cải tiến (AUSC).

- Các nhà máy điện sau khi hết đời sống kinh tế (25 năm đối với TBKHH và 30 năm đối với nhiệt điện than), cần được thay thế mới nhà máy bằng các công nghệ tiên tiến, hiệu suất cao hơn, giảm phát thải đến môi trường, có thông số huy động tổ máy linh hoạt nhất có thể.

- Theo các nghiên cứu về vận hành linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện cho thấy chi phí gia tăng do vận hành linh hoạt sẽ giảm khi quy mô tổ máy giảm.

- Xây dựng và phát triển ngành cơ khí điện và nội địa hóa thiết bị ngành điện:
- Gắn cơ chế hỗ trợ đầu tư các dự án điện với khả năng đưa chuỗi cung ứng và sản xuất thiết bị điện về Việt Nam
- Hình thành một số liên hợp nghiên cứu, thiết kế, chế tạo thiết bị điện với các nhà máy cơ khí chế tạo làm nòng cốt.
- Xây dựng các trung tâm sửa chữa, bảo dưỡng thiết bị điện hiện đại để có thể tự sửa chữa, kiểm định các thiết bị điện.

g. Giải pháp về sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả:

- Tăng cường công tác tuyên truyền, phổ biến, thực hiện Luật sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng nói chung và điện năng nói riêng trong sản xuất kinh doanh và tiêu dùng trong các hộ gia đình;

- Triển khai rộng rãi, nâng cao hiệu quả Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả với mục tiêu giai đoạn 2015 – 2020 tiết kiệm nhu cầu điện năng thương phẩm được 10% và cao hơn.

h. Giải pháp về phát triển nguồn nhân lực:

- Xây dựng quy hoạch phát triển và kế hoạch đào tạo nguồn nhân lực cho các lĩnh vực nguồn điện, truyền tải, phân phối, kinh doanh, cán bộ quản lý, cán bộ khoa học công nghệ của ngành điện.

- Thu hút các chuyên gia, nhà khoa học, nguồn nhân lực trình độ cao trong và ngoài nước về làm việc cho ngành; hình thành các nhóm khoa học và công nghệ mạnh đủ giải quyết các nhiệm vụ quan trọng của ngành.

- Tăng cường hợp tác, liên kết với các cơ sở đào tạo uy tín trong nước và quốc tế để phát triển nguồn nhân lực.

- Cần thực hiện nâng cao hiệu quả điều độ vận hành hệ thống thông qua việc tăng cường khả năng dự báo khả năng phát điện của nguồn điện tái tạo.

i. Giải pháp về hợp tác quốc tế:

- Cần nghiên cứu và sớm thực hiện các kết nối lưới điện với các nước láng giềng và các nước trong khu vực ASEAN để tăng cường khả năng tích hợp nguồn năng lượng tái tạo và đạt được các lợi ích từ liên kết lưới điện khu vực.

- Tăng cường tham gia các diễn đàn, hội nghị, tổ chức quốc tế và khu vực để nâng cao năng lực, cập nhật công nghệ, tận dụng tri thức và các trợ giúp của quốc tế, chú trọng tăng cường kênh hợp tác với các cơ quan/ tổ chức đứng đầu ngành điện các nước ASEAN (HAPUA).

- Mở rộng hợp tác quốc tế về nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ, đa dạng hoá các phương thức hợp tác để tranh thủ chuyển giao công nghệ và nguồn kinh phí từ các đối tác nước ngoài cho phát triển ngành điện;

k. Giải pháp về tổ chức thực hiện và giám sát thực hiện quy hoạch;

- Ngoài các tổ chức đang thực hiện việc tổ chức và giám sát quy hoạch hiện nay là Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực và Bộ Công Thương. Trong giai đoạn tới UBND các tỉnh, thành phố cũng tham gia vào tổ chức đấu thầu dự án và giám sát thực hiện quy hoạch theo phân cấp.

- Xây dựng các văn bản pháp quy ràng buộc trách nhiệm của các chủ đầu tư các công trình điện về đảm bảo tiến độ, chất lượng công trình theo đúng quy hoạch được duyệt.

- Thành lập phòng (ban) tại Bộ Công Thương và UBND tỉnh có nhiệm vụ tổ chức đấu thầu và lựa chọn nhà thầu các công trình điện hàng năm theo kế hoạch trung hạn.

l. Giải pháp về đổi mới tổ chức quản lý, nâng cao hiệu quả hoạt động điện lực:

- Nghiên cứu và triển khai thực hiện các mô hình quản lý ngành điện phù hợp nhằm nâng cao năng suất lao động, đẩy nhanh tiến độ đầu tư các dự án điện; nâng cao độ tin cậy trong vận hành hệ thống điện;

- Thực hiện tái cơ cấu ngành điện hiệu quả để phát triển thị trường điện cạnh tranh lành mạnh trên cơ sở bảo đảm an ninh cung cấp điện; nhằm giảm chi phí nâng cao hiệu quả trong hoạt động sản xuất kinh doanh điện.

- Xây dựng cơ chế đầu tư thông thoáng, cải cách thủ tục hành chính, giải quyết nhanh vấn đề đền bù giải phóng mặt bằng để đáp ứng tiến độ các công trình đầu tư điện lực.

CHƯƠNG 2

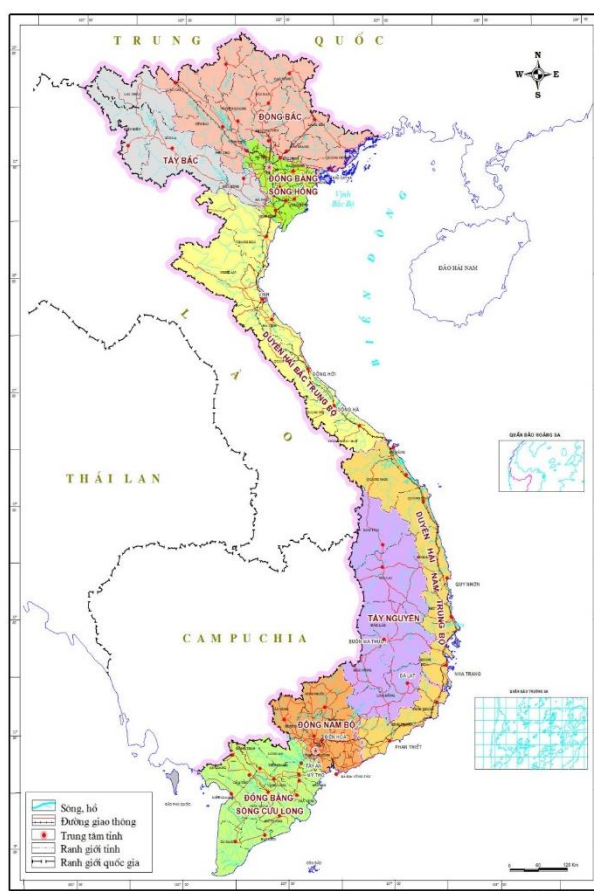
PHẠM VI ĐÁNH GIÁ MÔI TRƯỜNG CHIẾN LƯỢC VÀ ĐIỀU KIỆN MÔI TRƯỜNG TỰ NHIÊN VÀ KINH TẾ XÃ HỘI

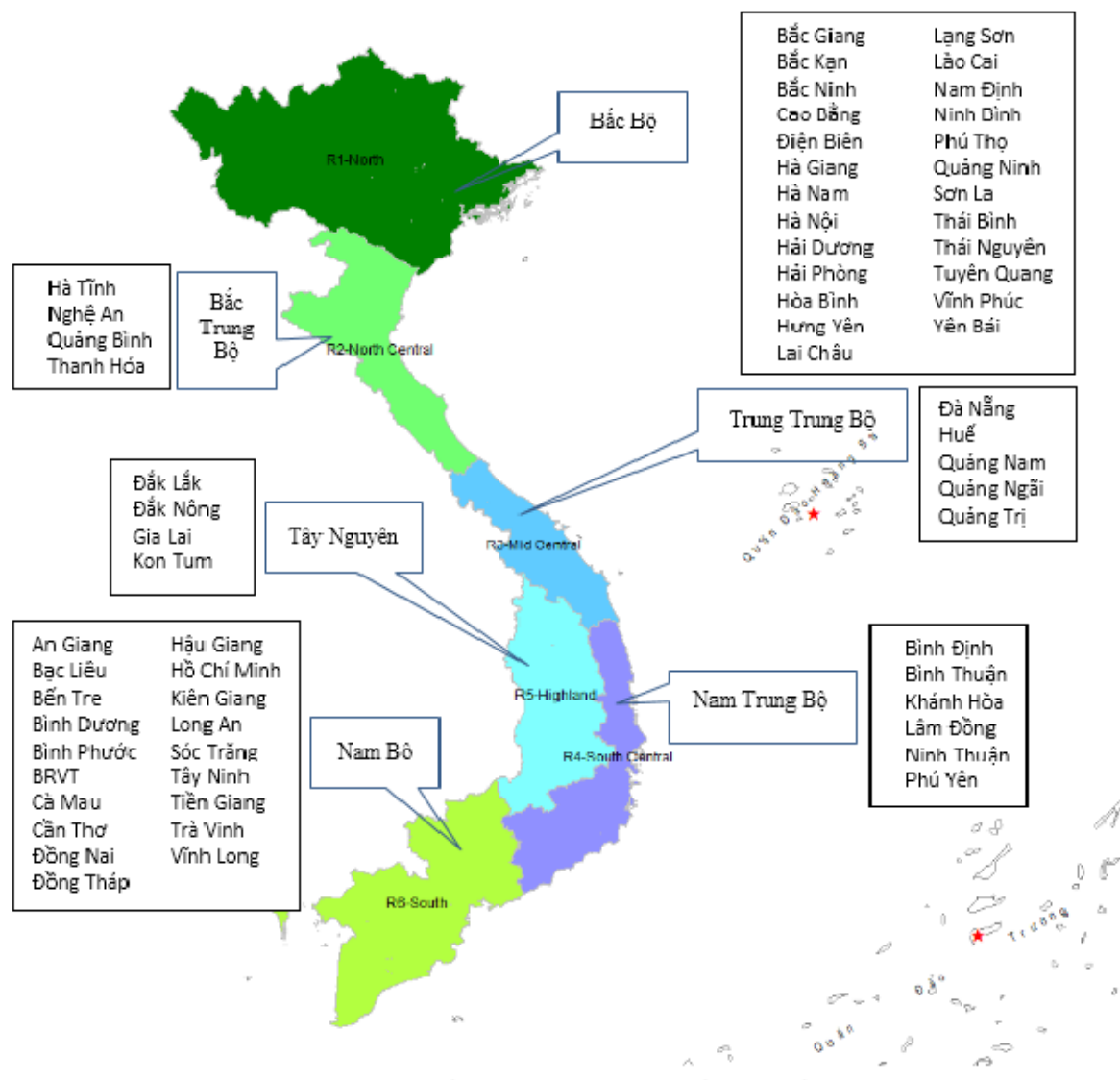
2.1. PHẠM VI KHÔNG GIAN VÀ THỜI GIAN CỦA ĐÁNH GIÁ MÔI TRƯỜNG CHIẾN LƯỢC

2.1.1. Phạm vi không gian

QHĐVIII có quy mô phạm vi bao trùm cả nước và có xem xét đến liên kết điện với các nước láng giềng, trong đó phạm vi quốc gia được chia thành 6 vùng chính để đánh giá gồm: Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Trung Bộ, Nam Bộ. Do đó, phạm vi không gian của ĐMC cũng sẽ tương tự như phạm vi nghiên cứu của Quy hoạch. Báo cáo ĐMC cũng nghiên cứu các khu vực có đường dây truyền tải điện đầu nối sang các nước lân cận và các lưu vực sông liên quan.

Hình 2-1: Sơ đồ vùng nghiên cứu





2.1.2. Phạm vi thời gian

ĐMC là một thành phần của QHĐVIII, do đó, phạm vi về thời gian sẽ là phạm vi thời gian của giai đoạn Quy hoạch thời kỳ 2021-2030, và tầm nhìn đến 2045.

Trong giai đoạn quy hoạch này, ĐMC sẽ tập trung nghiên cứu và đánh giá tác động chi tiết cho giai đoạn đến 2030 và phân tích dự báo xu hướng cho giai đoạn đến 2045.

Dựa trên phạm vi đã được xác định, hiện trạng môi trường tự nhiên và kinh tế xã hội được phân tích và đánh giá dựa trên việc xem xét đến đặc điểm của từng vùng kinh tế và từng phân ngành năng lượng cụ thể dưới đây.

2.2. ĐIỀU KIỆN MÔI TRƯỜNG TỰ NHIÊN VÀ KINH TẾ - XÃ HỘI

2.2.1. Điều kiện địa lý, địa chất, thổ nhưỡng

2.2.1.1. Khu vực Bắc Bộ

a. Khu vực Tây Bắc

Nằm ở tả ngạn sông Hồng là vùng đầu nguồn xung yếu của sông Đà. Độ cao địa lý khoảng từ 100 – 800m. Giáp biên giới Trung Quốc và Lào, có vị trí quan trọng về an ninh, quốc phòng. Đây là vùng đồi núi lớn nhất Việt Nam với hàng trăm dãy núi xen kẽ các sơn nguyên chạy từ phía Bắc (Lai Châu) về phía Nam (Sơn La) theo hướng Tây Bắc-Đông Nam với nhiều đỉnh núi cao từ 2090-3080m. Đặc điểm địa hình núi cao, dốc lớn, chia cắt mạnh, xen kẽ là sông, suối, thung lũng hẹp, hiếm có những dải đất bằng rộng và liền nhau. Với đặc điểm địa hình này, đây cũng được đánh giá là vùng có nguy cơ sạt lở đất và lũ quét cao nhất cả nước. Địa hình này thuận lợi cho phát triển thủy điện và là nơi tập trung nhiều nhà máy và dự án thủy điện lớn của cả nước.

Vùng Tây Bắc có những yếu tố khí hậu không thuận lợi cho sản xuất nông nghiệp và đời sống người dân. Nhưng đây là vùng có nhiều khoáng sản như: than, sắt, mangan, niken, đồng, chì, kẽm, thủy ngân, đất hiếm, baric prít, vàng, nước khoáng, đá vôi, đá sét... trong đó đất hiếm chiếm gần 100% trữ lượng của cả nước. Tây Bắc còn là vùng có tiềm năng lớn về thủy điện, chiếm khoảng 33% trữ năng thủy điện của cả nước và khu vực này là khu vực hiện có số lượng các nhà máy thủy điện lớn thứ hai cả nước (sau khu vực Tây Nguyên).

Về đất đai, chất lượng đất khá tốt nhưng đang bị suy thoái, thích hợp cho nhiều loại cây trồng sinh trưởng phát triển tốt, cho năng suất cao, có sức cạnh tranh trên thị trường.

Lượng mưa hàng năm từ 1.500 – 1.800mm là điều kiện thuận lợi để có đủ nguồn nước đáp ứng cho phát triển kinh tế và phục vụ sinh hoạt. Tuy vậy, do địa hình chi phối nên một số nơi núi cao, vùng đá vôi về mùa khô thường thiếu nước đã ảnh hưởng đến sản xuất và đời sống nhân dân.

Ngoài tiềm năng thủy điện và điện mặt trời, khu vực Tây Bắc còn có tiềm năng về địa nhiệt, tiềm năng khí sinh học. Việt Nam có hơn 300 nguồn nước khoáng nóng có nhiệt độ bề mặt từ 30 - 105°C, tập trung nhiều tại Tây Bắc, Trung Bộ với tiềm năng khai thác năng lượng địa nhiệt lên đến 400 MW¹. Tiềm năng khí sinh học ở khu vực các tỉnh

¹ http://www.mof.gov.vn/webcenter/portal/vclvcstc/r/m/ncvtd/ncvtd_chitiet;jsessionid=JpVb7kuS10LMkFnCX-IJvbi0h9OsdWMNHEB6VytvFv1c4VXYTibh!1593804350!-1282624534?dDocName=MOFUCM115185&dID=120273&_afrLoop=49229416888745677

miền núi phía Bắc chủ yếu tập trung vào dạng bã mía, gỗ năng lượng và phế thải gỗ do có diện tích rừng trồng lớn, tập trung nhiều cơ sở chế biến gỗ².

b. Khu vực Đông Bắc

Đông Bắc bao gồm khu vực đồi núi tả ngạn sông Hồng và dải đồng bằng hẹp ven biển tỉnh Quảng Ninh. Phía Đông tiếp giáp với biển dài 250km, có khoảng 3000 hòn đảo. Phía Bắc tiếp giáp với 1180km đường biên giới trong tổng số gần 1500km đường biên giới đất liền giữa nước ta và Trung Quốc.

Địa hình gồm cả vùng núi và trung du với nhiều khối núi và dãy núi đá vôi hoặc núi đất. Phía đông thấp hơn có nhiều dãy núi hình vòng cung mở ra ở phía bắc, chụm đầu về Tam Đảo, quay lưng về hướng Đông lần lượt từ Đông sang Tây là vòng cung Sông Gâm, Ngân Sơn, Bắc Sơn, Đông Triều. Độ cao phổ biến 50 – 500m. Núi mọc cả trên biển, tạo thành cảnh quan Hạ Long nổi tiếng.

Nằm trong vùng khí hậu nhiệt đới, nhưng vùng Đông Bắc lại chịu ảnh hưởng trực tiếp của gió mùa Đông Bắc. Khí hậu bị phân lập tạo ra nhiều tiểu vùng, cho phép phát triển nhiều loại cây trồng, vật nuôi đa dạng và phong phú, trong đó có những loại cây đặc sản có giá trị kinh tế cao như chè (chè tuyết, chè vàng ở Tuyên Quang, Thái Nguyên), hồi, quế, sơn, mận hậu, mơ, hồng, nhiều loại dược liệu quý, v.v... Đây là điều kiện thuận lợi để phát triển nông nghiệp (cây công nghiệp, cây đặc sản, chăn nuôi gia súc lớn), công nghiệp (tài nguyên năng lượng, kim loại và không kim loại), du lịch, kinh tế biển và phần nào là lâm nghiệp (vì tài nguyên rừng đã bị suy thoái nhiều).

Khu vực Đông Bắc là một vùng giàu tài nguyên khoáng sản, có những loại có trữ lượng lớn như: than chiếm 90%, apatit 100%, đồng 70% của cả nước. Ngoài ra còn có đá vôi để sản xuất xi măng, sắt, chì, kẽm, thiếc v.v... Đây là thế mạnh và là cơ sở để phát triển công nghiệp khai thác và chế biến khoáng sản cùng nhiều ngành công nghiệp khác góp phần vào công cuộc công nghiệp hoá, hiện đại hoá của vùng và cả nước. Trữ lượng than của khu vực Đông Bắc còn phân bố ở các tỉnh Thái Nguyên, Lạng Sơn. Ngành khai thác than tập trung chính tại tỉnh Quảng Ninh, chủ yếu là than antraxit có hàm lượng carbon cao. Tổng trữ lượng than ước tính là 8,8 tỷ tấn, kéo dài trên 1.000km², từ huyện Đông Triều đến thành phố Cẩm Phả. Ngoài ra còn có một số mỏ than rải rác như Phấn Mễ, Làng Cẩm (Thái Nguyên), có trữ lượng khoảng 80 triệu tấn; Nà Dương - Lạng Sơn, trữ lượng khoảng 100 triệu tấn; Bô Hạ - Bắc Giang. Đây cũng là khu vực được tập trung phát triển các dự án nhiệt điện than sử dụng than nội địa từ khu vực này để hạn chế vận chuyển đi xa.

² Quy hoạch phát triển điện sinh khối Quốc gia đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035. Viện Năng lượng, 2017.

Trữ lượng đá vôi, đất sét tương đối lớn, phân bố rộng khắp các địa phương trong tỉnh. Mỏ đá vôi Hoàng Bồ, Cẩm Phả với trữ lượng gần 1 tỷ tấn, cung cấp cho sản xuất xi măng công suất vài triệu tấn/năm. Các mỏ sét gạch với trữ lượng 45 triệu tấn. Các khoáng sản khác như cao lanh đều tập trung các mỏ lớn như Tấn Mài, Móng Cái và thủy tinh Vân Hải là nguồn nguyên liệu quan trọng để phát triển công nghiệp phục vụ nhu cầu trong tỉnh và xuất khẩu.

Khu vực Đông Bắc Bộ cũng là vùng có nhiều tiềm năng phát triển các dạng NLTT như khu vực Tây Bắc Bộ nhưng chủ yếu là dạng NLTT từ thủy điện và sinh khối.

c. Vùng đồng bằng sông Hồng

Bao gồm phần phía Đông, phần trung tâm và rìa phía Tây Bắc. Phần phía Đông tiếp giáp bờ biển có những vùng trũng rộng lớn với độ cao 0-2m, các dải cồn cát ven biển. Phần trung tâm với độ cao 2-4m có những cánh đồng cao phù hợp với trồng màu.

Về Địa chất, toàn bộ Đồng bằng sông Hồng nằm trên một lớp đá kết tinh cổ, giống nền đá ở vùng Đông Bắc. Cách đây 200 triệu năm, vào cuối Đại Cổ sinh, lớp đá này bị sụt xuống, biến tiến sát các vùng đồi Bắc Giang, Bắc Ninh, Phúc Yên, Nho Quan. Cửa sông Hồng lúc đó ở Việt Trì. Chế độ biển kéo dài đến 170 triệu năm. Các trầm tích Neogen lắng xuống làm cho vịnh biển thu hẹp lại. Lớp trầm tích này có nơi dày đến 3.000m. Trên cùng là lớp phù sa Holocen dày từ 80-100m ở vùng trung tâm và càng xa trung tâm càng mỏng dần. Vùng Đồng Bằng Sông Hồng có nhiều ô trũng tự nhiên, điển hình là Hà Nam, Nam Định, Ninh Bình, Hải Dương, Hưng Yên.

Đồng bằng sông Hồng có vị trí trung tâm của sự giao lưu kinh tế giữa vùng Đông Bắc với vùng Tây Bắc, giữa vùng núi phía Bắc với miền Trung. Nhờ vị trí tự nhiên, đồng bằng sông Hồng trở thành nơi có điều kiện phát triển kinh tế, giao thương và liên vận quốc tế. Đây là một trong những trung tâm tiêu thụ năng lượng lớn của cả nước. Do đó, nhiều loại hình năng lượng đã và sẽ được phát triển tại khu vực này nhằm đáp ứng nhu cầu phụ tải tại chỗ, tránh tổn thất qua vận chuyển và phân phối.

Về tiềm năng dầu khí, bể trầm tích Sông Hồng được xếp thứ 3 ở trên thềm lục địa Việt Nam, đứng sau các bể trầm tích Cửu Long và Nam Côn Sơn. Bể trầm tích Sông Hồng có diện tích khoảng 110.000 km², bao gồm toàn bộ vùng lãnh hải của Việt Nam từ Móng Cái đến Quảng Ngãi và phần đất liền thuộc đồng bằng Bắc Bộ của các tỉnh Hưng Yên, Hải Dương, Hải Phòng, Thái Bình và Nam Định. Cho đến nay, ở bể trầm tích Sông Hồng, ngoài mỏ Tiền Hải C, chúng ta đã có các mỏ và phát hiện dầu khí khác như: Đông Quan D, B10, Hồng Long, Hoàng Long, Yên Tử, Hàm Rồng, Hàm Rồng Nam, Hàm Rồng Đông, Thái Bình, Hạ Mai, Báo Vàng, Báo Đen, Báo Gấm, Bạch Trĩ,

Cá Voi Xanh. Trữ lượng và tiềm năng dầu khí bể Sông Hồng có thể đạt 1,1 tỷ m³ dầu quy đổi³.

Thị trường tiêu thụ nhiên liệu khí thiên nhiên khu vực miền Bắc được hình thành sớm nhất nhưng phát triển hạn chế do thiếu nguồn cung cấp khí. Hiện tại thị trường miền Bắc có mức tiêu thụ khoảng 0,5 tỷ m³ khí/năm.

Về NLTT, vùng này có tiềm năng điện sinh khối. Theo báo cáo quy hoạch phát triển điện sinh khối quốc gia đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035, vùng có khả năng khai thác nguồn trấu và gỗ năng lượng cũng như sinh khối từ chăn nuôi.

Ở quy mô hiện nay, có khả năng phát triển các công trình KSH quy mô lớn từ 50m³ đến hàng nghìn m³.

Đồng bằng sông Hồng là vùng hạ lưu của các con sông bắt nguồn từ vùng núi phía Bắc, rồi đổ ra biển Đông. Mọi tác động lên môi trường, chặt phá rừng, rửa trôi đất ở các tỉnh đầu nguồn đều gây ra ảnh hưởng và tác động đến đồng bằng Sông Hồng.

2.2.1.2. Bắc Trung Bộ

Vùng Bắc Trung Bộ bắt đầu từ Thanh Hóa đến hết đèo Hải Vân của Thừa Thiên Huế. Độ cao địa lý điển hình dưới 100m, nằm kề bên vùng kinh tế trọng điểm Bắc Bộ và vùng kinh tế trọng điểm miền Trung, trên trục giao thông Bắc Nam gồm đường sắt, bộ và nhiều đường ô tô. Hướng Đông Tây có nhiều bến cảng tạo điều kiện thuận lợi để mở rộng giao lưu kinh tế giữa các tỉnh, các vùng và quốc tế. Đặc điểm của vùng này là lãnh thổ kéo dài và hẹp. Phía tây giáp Trường Sơn và Lào, phía Đông là biển Đông. Đồng bằng hẹp xen lẫn trung du và miền núi, địa hình ven biển, hải đảo dọc suốt lãnh thổ, có thể hình thành cơ cấu kinh tế đa dạng phong phú. Địa hình phân dị, phức tạp, thời tiết khắc nghiệt, nhiều biến động. Vùng có nhiều vũng nước sâu và cửa sông có thể hình thành cảng lớn, nhỏ phục vụ việc giao lưu, trao đổi hàng hoá giữa các tỉnh trong vùng, với các vùng trong nước và quốc tế.

Đặc điểm thời tiết khu vực Bắc Trung Bộ khắc nghiệt không thuận lợi cho cây trồng, sản xuất, sinh hoạt. 80% diện tích đất là đồi núi, 20% đồng bằng có nhiều cồn cát, bãi bồi. Diện tích đất dùng cho nông nghiệp hạn chế nhưng có nhiều mặt bằng cho phát triển công nghiệp, đô thị. Vùng này đứng sau Tây Nguyên về tài nguyên rừng nhưng chủ yếu là rừng nghèo.

Tài nguyên biển, có 670 km bờ biển, 23 cửa sông, nhiều bãi tắm đẹp, nhiều đầm phá, thềm lục địa rộng nhiều tài nguyên, thuận lợi phát triển du lịch và kinh tế tổng hợp biển.

³ <http://petrotimes.vn/tai-nguyen-tru-luong-dau-khi-253516.html>

Tài nguyên khoáng sản, có 60% trữ lượng quặng sắt, 80% thiếc, 100% Cronit, 40% đá vôi so với toàn quốc. Trữ lượng lớn nhất là đá (hoa cương, đá vôi xi măng), sắt, thiếc, cao lanh. Dầu mỏ khí đốt có nhiều triển vọng. Đây là điều kiện để phát triển công nghiệp khai khoáng luyện kim, VLXD tạo điều kiện để Bắc Trung Bộ phát triển công nghiệp.

Nguồn thủy năng lớn khoảng 7 tỷ kWh, với 30 vị trí có thể xây dựng nhà máy thủy điện, nhưng diện tích ngập lại không nhiều. Do đó, có thể kết hợp thủy lợi, thủy điện, giao thông vận tải, nông lâm ngư nghiệp. Vùng Bắc Trung Bộ có tiềm năng phát triển khí sinh học và năng lượng sinh khối từ khai thác gỗ năng lượng và bã mía, cũng là khu vực có tiềm năng phát triển thủy điện nhỏ.

2.2.1.3. Trung Trung Bộ

Vùng Trung Trung Bộ gồm các tỉnh từ Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên - Huế, Thành phố Đà Nẵng và các tỉnh Quảng Nam, Quảng Ngãi, Bình Định, Phú Yên, thuộc khu vực giáp biển. Địa hình bao gồm đồng bằng ven biển và chạy dọc theo dãy núi Trường Sơn, có chiều ngang theo hướng Đông - Tây (trung bình 40 – 50 km), hẹp hơn so với Bắc Trung Bộ và Tây Nguyên. Có khối núi Bạch Mã, nơi có đèo Hải Vân được coi là ranh giới giữa Bắc và Nam Trung Bộ. Xét chung, địa hình Trung Trung Bộ có độ cao lớn, thấp dần từ khu vực miền núi xuống đồi gò trung du, xuôi xuống các đồng bằng phía trong dải cồn cát ven biển rồi ra đến các đảo ven bờ. Có ba đồng bằng Quảng Nam, Quảng Ngãi và Bình Định tương đối rộng.

Vùng có hệ thống sông ngòi ngắn và dốc, bờ biển sâu với nhiều đoạn khúc khuỷu, diện tích lưu vực nhỏ, thêm lục địa hẹp. Với địa hình này, cộng với diện tích rừng bị phá lớn, bề mặt đất dễ phong hóa, dễ xảy ra hiện tượng trượt, sạt lở, lũ quét khi có mưa to. Các đồng bằng có diện tích không lớn do các dãy núi phía Tây trải dọc theo hướng Nam tiến dần ra sát biển và có hướng thu hẹp dần diện tích. Đồng bằng chủ yếu do sông và biển bồi đắp, khi hình thành nên thường bám sát theo các chân núi. Vùng này có diện tích cồn cát lớn trải dài từ tỉnh Quảng Bình đến tỉnh Bình Thuận.

Khí hậu quanh năm trong vùng không được thuận lợi và tính chất văn hoá vùng miền chịu sự chi phối mạnh của điều kiện tự nhiên vốn luôn khắc nghiệt này, nhưng vẫn tương đồng với nền văn hoá chính thể. Dân số trong vùng ít và tập trung nhiều nhóm đồng bào dân tộc thiểu số sống ở trên vùng núi cao và ven sông suối.

Kinh tế miền Trung Trung Bộ tập trung ở 5 tỉnh kinh tế trọng điểm, có nhiều lợi thế về vị trí chiến lược bao gồm nguồn nhân lực, 17 cảng biển, 15 khu kinh tế, 22 khu công nghiệp, 2 khu chế xuất, 8 sân bay, 2 xa lộ xuyên Việt, hành lang kinh tế Đông Tây và những dự án hàng chục tỷ USD. Nhưng hiện nay, các tiềm năng đó vẫn chưa phát

huy được lợi thế kinh tế vùng miền nói chung, khi chưa có quy hoạch phát triển tổng thể mà đang tồn tại sự phát triển lao động sản xuất manh mún, tự phát. Các cảng biển nước sâu Chân Mây (Thừa Thiên Huế), Tiên Sa (TP Đà Nẵng), Kỳ Hà (Quảng Nam) và Dung Quất (Quảng Ngãi) không được hoạt động hết công suất tối đa. Các khu công nghiệp - chế xuất đang trong tình trạng thiếu vắng các doanh nghiệp trong và ngoài nước trú trọng và quan tâm đầu tư. Vùng có vai trò là động lực thúc đẩy sự phát triển kinh tế - xã hội của khu vực miền Trung và Tây Nguyên và có vị trí quan trọng trong chiến lược phát triển kinh tế - xã hội cả nước về địa lý, kinh tế, chính trị, văn hóa và an ninh quốc phòng. Là mặt tiền của tiểu vùng sông Mekong, từ đây có thể giao thương với các nước như Lào, Campuchia, Thái Lan, Myanmar và xa hơn là các nước Nam Á và vùng Tây Nam Trung Quốc qua các trục hành lang Đông - Tây, quốc lộ 9, đường 14, đường 24, đường 1.

Do đặc điểm tự nhiên, nên vùng không có lợi thế trong sản xuất nông nghiệp nhưng vùng có tiềm năng khoáng sản như vàng, titan, cát... Vùng có tiềm năng lớn về NLTT như mặt trời, gió, thủy điện nhỏ, cũng như năng lượng sinh khối từ rừng lớn.

2.2.1.4. Nam Trung Bộ

Vùng Nam Trung Bộ có cao độ địa lý dưới 100 m bao gồm các tỉnh ven biển từ Đà Nẵng đến Bình Thuận. Phía Tây của Nam Trung Bộ là vùng đồi núi, trong đó có nhiều núi cao trên 1.500m thuộc Trường Sơn Nam. Từ Tây sang Đông là sự chuyển tiếp từ vùng núi sang vùng đồi, địa hình thấp dần. Phía Đông là vùng đồng bằng Duyên Hải từ đèo Hải Vân đến hết Bình Thuận. Phía Bắc là ba đồng bằng Quảng Nam, Quảng Ngãi và Bình Định tương đối rộng. Phía Nam là các đồng bằng hẹp, hẹp nhất là ở Khánh Hòa, Ninh Thuận và thường bị ngăn cách bởi các đèo thấp như đèo Cù Mông, đèo Cả.

Nam trung Bộ có vị trí địa lý kinh tế rất thuận lợi, nằm trên trục các đường giao thông bộ, sắt, hàng không và biển, gần thành phố Hồ Chí Minh và khu tam giác kinh tế trọng điểm miền Đông Nam Bộ, cửa ngõ của Tây Nguyên, của đường xuyên Á ra biển nối với đường hàng hải quốc tế. Bờ biển dài, nhiều vũng, vịnh và các bãi tắm đẹp, nhiều danh lam thắng cảnh kỳ thú và di tích lịch sử, văn hoá nổi tiếng tạo cho vùng có khả năng phát triển thành một trong những trung tâm du lịch lớn của cả nước và khu vực Đông Nam Á.

Tài nguyên lớn nhất của vùng là kinh tế biển, bao gồm nguồn lợi hải sản và nuôi trồng thủy sản. Chùm cảng nước sâu đảm bảo tàu có trọng tải lớn vào được, có sẵn cơ sở hạ tầng và nhiều đất để xây dựng các khu công nghiệp tập trung gần với các cảng nước sâu. Với vị trí địa lý này có thể chọn làm cửa ngõ ra biển cho đường “xuyên Á” và phát triển các dự án điện LNG, điện than nhập cần có cảng lớn.

Khoáng sản đa dạng, phong phú, song quy mô không lớn. Một số tài nguyên có giá trị kinh tế như: cát thủy tinh, bentonit, graphit, titan, đá granit, vàng, nước khoáng và có triển vọng về công nghiệp dầu và khí. Bể trầm tích Phú Khánh có diện tích khoảng 80.000 km², nằm ở ngoài khơi biển Nam Trung Bộ, kéo dài từ Quảng Ngãi đến Phan Thiết. Hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí ở đây đã và đang diễn ra, ngoài khảo sát thu nổ địa chấn, đã khoan một số giếng khoan thăm dò và phát hiện được dầu khí ở các cấu tạo Cá Voi Xanh, Cá Heo, Cá Mập, Tuy Hòa. Cấu tạo Cá Voi Xanh do Công ty Exxon Mobil phát hiện được, xem là tích tụ khí lớn đang được nghiên cứu và khai thác để phát điện cho trung tâm khí điện Chu Lai và Dung Quất. Tiềm năng tài nguyên khí bể Phú Khánh có khoảng 400 triệu m³ dầu quy đổi. Miền Trung chưa phát triển được thị trường khí thiên nhiên, nhưng khu vực này hứa hẹn sẽ phát triển mạnh cơ sở hạ tầng và các hộ tiêu thụ khí trong những năm gần đây.

Vùng Nam miền Trung có tiềm năng phát triển năng lượng sinh khối từ khai thác gỗ năng lượng và bã mía. Miền Nam Trung Bộ là vùng có tiềm năng lớn về điện mặt trời, điện gió và cũng là khu vực có tiềm năng thủy điện nhỏ, thủy điện tích năng.

2.2.1.5. Vùng Tây Nguyên

Độ cao địa lý từ 100 – 800m, giáp với Hạ Lào và Đông Bắc Campuchia trong đó Kon Tum có biên giới giáp với cả Lào và Campuchia. Vùng này là một loạt cao nguyên liền kề được bao bọc bởi những dãy núi và khối núi cao Trường Sơn Nam về phía Đông.

Tây Nguyên có thể chia thành ba tiểu vùng khí hậu, gồm Bắc Tây Nguyên (tỉnh Kon Tum và Gia Lai), Trung Tây Nguyên có độ cao thấp hơn (gồm tỉnh Đắk Lắk và Đắk Nông), Nam Tây Nguyên (Lâm Đồng). Với đặc điểm thổ nhưỡng đất đỏ bazan ở độ cao khoảng 500m đến 600m so với mặt biển, Tây Nguyên rất phù hợp với những cây công nghiệp như cà phê, ca cao, hồ tiêu, dâu tằm, cây điều và cao su. Ngoài ra, vùng này còn có trữ lượng và tiềm năng khoáng sản lớn, hiện tại mới đang khai thác quặng Bô xít.

Đây là khu vực còn nhiều diện tích rừng với thảm sinh vật đa dạng và tiềm năng du lịch lớn. Tây Nguyên có thể coi là mái nhà của miền trung, có chức năng phòng hộ rất lớn. Nhưng nạn phá rừng, hủy diệt tài nguyên thiên nhiên và khai thác lâm sản bừa bãi đã và đang diễn ra dẫn đến nguy cơ làm nghèo kiệt rừng và thay đổi môi trường sinh thái ở cấp độ cao hơn hai tiểu vùng phía Bắc và Nam.

Về tài nguyên nước, vùng có 4 hệ thống sông chính (i) Thượng Sê San với diện tích lưu vực 11.450km², (ii) Thượng Srepok có diện tích lưu vực 11.721km², (3) Thượng sông Ba có diện tích lưu vực 11.410km² và (iv) hệ thống sông Đồng Nai có diện tích lưu vực 22.600km². Tổng lưu lượng của vùng Tây Nguyên hàng năm trung

bình khoảng 50 tỷ m³. Tài nguyên nước mặt lớn, nhưng phân bố không đều giữa các mùa nên vào mùa mưa dễ gây úng lụt và mùa khô khắc nghiệt, thiếu nước nghiêm trọng. Vùng này công tác thủy lợi, vận hành các hồ chứa đa mục tiêu có ý nghĩa quyết định đối với phát triển kinh tế xã hội như thủy điện, sản xuất nông nghiệp và đời sống dân sinh. Nhờ nguồn nước mưa cung cấp hàng năm tương đối lớn, nguồn nước ngầm ở Tây Nguyên có vai trò quan trọng trong cân cân nước khu vực.

Tài nguyên rừng: Tây Nguyên vẫn là vùng có nhiều rừng nhất chiếm tới 31,9% diện tích và 36,3% trữ lượng rừng toàn quốc (trong đó rừng giàu chiếm 41,2%; rừng trung bình chiếm 51,2% so với tổng trữ lượng rừng cùng loại của cả nước). Đây là vùng núi duy nhất của Việt Nam còn dáng vẻ của rừng tự nhiên nhiệt đới.

Tài nguyên khoáng sản: quặng bôxít, vàng, vật liệu xây dựng, đá quý, than bùn và than nâu. Ngoài ra, ở vùng Tây Nguyên còn phát hiện có kim loại màu: Sn, W, Pb, Zn, Sb, Pirit.

Tây nguyên có vị trí chiến lược quan trọng về kinh tế, chính trị, quốc phòng đối với cả nước và khu vực Đông Dương. Tây Nguyên có quan hệ bền chặt về kinh tế-xã hội và môi trường sinh thái với các tỉnh Duyên Hải Nam Trung Bộ, về phía Tây có quan hệ trực tiếp với các tỉnh Lào và Đông Bắc Campuchia.

Về tiềm năng phát triển NLTT, khu vực Tây Nguyên có tiềm năng phát triển năng lượng sinh khối, từ khai thác gỗ năng lượng và bã mía, khí sinh học từ sản, ngô.... Tiềm năng lớn về thủy điện và thủy điện nhỏ sau khu vực Bắc Bộ.

2.2.1.6. Vùng Nam Bộ

a. Đông Nam Bộ

Độ cao địa lý dưới 50m. Phía Bắc và phía Tây giáp với Campuchia. Phía Nam và Tây Nam giáp với Đồng bằng sông Cửu Long. Phía Đông Bắc giáp với Tây Nguyên. Phía Đông và Đông Nam giáp với Nam Trung Bộ và Biển Đông. Vị trí địa lý thuận lợi tạo thành quả phát triển kinh tế đứng đầu cả nước và khu vực Đông Nam Á. Đông Nam Bộ là vùng trọng điểm phát triển kinh tế của Việt Nam với Trung tâm thương mại và kinh tế là Thành phố Hồ Chí Minh. Trung tâm công nghiệp lớn nhất trong vùng là tỉnh Đồng Nai với trung tâm là thành phố Biên Hoà với các khu công nghiệp tập trung lớn và quy mô.

Đông Nam Bộ đã xây dựng được hệ thống cơ sở vật chất và tích lũy kinh nghiệm trong phát triển kinh tế-xã hội. Mạng lưới giao thông tốt hơn các vùng khác với hệ thống đường bộ, đường sông dọc ngang trên toàn lãnh thổ và toả đi các vùng. Đường biển và các cảng biển, đường hàng không cũng khá phát triển. Đất xây dựng công nghiệp, cơ

sở hạ tầng và đô thị tương đối nhiều và khá thuận lợi ít ảnh hưởng đến đất nông nghiệp, nhất là đất lúa nước.

Tài nguyên đất, để sử dụng cho sản xuất nông nghiệp và lâm nghiệp khoảng 1,3-1,4 triệu ha, thích hợp cho phát triển cây công nghiệp, cây ăn trái và lâm nghiệp.

Tài nguyên nước, không dồi dào, chủ yếu dựa vào nguồn nước từ 2 con sông chính là sông Đồng Nai và sông Sài Gòn, hàng năm đổ ra biển khoảng 37 - 40 tỷ m³ nước. Vào lúc kiệt nhất dòng chảy của hai con sông này khoảng 55-56 m³/s. Sau khi khai thác thủy điện Trị An, lưu lượng dòng chảy đã tăng lên rất nhiều, đạt 180 m³/s. Đặc biệt là sau khi xây dựng hệ thống các bậc thang thủy điện tiếp theo trên sông Đồng Nai lưu lượng dòng chảy lên tới 250-260 m³/s, tương đương với 22 triệu m³/ngày.

Nguồn nước ngầm của vùng Đông Nam Bộ tuy phong phú nhưng phân bố không đều, vùng Kinh Tế trọng điểm phía Nam chỉ khoảng 500 nghìn m³/ngày, chỉ có khả năng đáp ứng nhu cầu dùng nước ở một số khu vực, nhất là vào mùa nước kiệt. Vùng này là trung tâm kinh tế lớn nhất cả nước do đó nhu cầu tiêu thụ năng lượng và điện lớn cũng lớn nhất gồm nhiều loại hình năng lượng để đảm bảo ổn định cung cấp năng lượng cho phát triển kinh tế, hoạt động dân sinh của khu vực.

Đông Nam Bộ có nguồn tài nguyên thiên nhiên lớn và quan trọng nhất, đối với cả nước, là dầu mỏ và khí đốt, tập trung ở vùng biển Bà Rịa-Vũng Tàu; trữ lượng dầu mỏ chiếm khoảng 93,3% trữ lượng dầu mỏ đã xác minh của cả nước; trữ lượng khí chiếm 16,2% trữ lượng khí cả nước với các bể trầm tích lớn như Cửu Long, Nam Côn Sơn, Tư Chính – Vũng Mây. Riêng sản lượng khai thác dầu hàng năm của bể trầm tích dầu khí Cửu Long chiếm hơn 80% tổng sản lượng khai thác của Ngành Dầu khí. Đối với Bà Rịa Vũng Tàu, công nghiệp dầu khí chiếm tỷ trọng lớn trong tổng giá trị sản xuất công nghiệp và có tính quyết định đối với tốc độ phát triển kinh tế trên địa bàn.

Về tiềm năng phát triển NLTT, khu vực này có tiềm năng phát triển khí sinh học, khai thác gỗ năng lượng và bã mía. Ngoài ra, căn cứ theo diện tích trồng sắn năm 2017 của cả nước là 534,6 ngàn ha, tập trung nhiều nhất ở các tỉnh vùng Bắc Trung bộ - Duyên hải Nam Trung bộ, Tây Nguyên và Đông Nam bộ thì khu vực này còn có tiềm năng phát triển nhiên liệu sinh học, sản xuất ethanol.

b. Vùng Đồng bằng Sông Cửu Long

Đồng bằng sông Cửu Long là phần cuối cùng của lưu vực sông Mê Kông. Tổng diện tích tự nhiên là 3,96 triệu ha bằng 5% diện tích toàn lưu vực, bao gồm 12 tỉnh chiếm khoảng 12% diện tích tự nhiên cả nước. Đồng bằng sông Cửu Long giáp Campuchia, gần Lào, Tây Nguyên, Đông Nam Bộ. Địa hình tương đối bằng phẳng,

mạng lưới sông ngòi, kênh rạch phân bố dày thuận lợi cho giao thông thủy vào bậc nhất so với các vùng ở nước ta.

Đồng bằng sông Cửu Long là một trong những đồng bằng châu thổ rộng và phì nhiêu ở Đông Nam Á và thế giới. Vùng đất quan trọng về sản xuất lương thực, vùng thủy sản, vùng cây ăn trái nhiệt đới lớn của cả nước. Nơi đây được đánh giá là có tiềm năng và dự kiến sẽ phát triển nguồn NLTT sau này. Tiềm năng nguồn năng lượng sinh khối chủ yếu tập trung tại vùng đồng bằng sông Cửu Long với các dạng sinh khối tiềm năng bao gồm trấu, rơm rạ, gỗ năng lượng và bã mía.

Đặc điểm khí hậu đã tạo ra cho Đồng bằng sông Cửu Long những lợi thế riêng biệt mà các nơi khác khó có được, đây cũng là nơi ít xảy ra thiên tai, đặc biệt là bão.

Tài nguyên nước, nguồn nước vùng Đồng bằng sông Cửu Long chủ yếu là từ sông Mêkông và nước mưa. Cả hai nguồn này đều đặc trưng theo mùa một cách rõ rệt. Vùng này có hệ thống sông, kênh rạch chi chít rất thuận lợi cung cấp nước ngọt quanh năm.

Sông Mêkông đã tạo ra nhiều dạng sinh cảnh tự nhiên, thay đổi từ các bãi thủy triều, giồng cát và đầm lầy ngập triều ở vùng đồng bằng ven biển, các vùng cửa sông, cho đến vùng ngập lũ, các khu trũng rộng, đầm lầy than bùn, các dải đất cao phù sa ven sông và bậc thềm phù sa cổ nằm sâu trong nội địa.

Đồng bằng sông Cửu Long có bờ biển dài trên 700km khoảng 360.000km² vùng kinh tế đặc quyền, giáp biển Đông và vịnh Thái Lan, rất thuận lợi cho phát triển kinh tế biển. Nằm giữa một khu vực kinh tế năng động và phát triển, liền kề với vùng kinh tế trọng điểm phía Nam vùng phát triển kinh tế lớn nhất Việt Nam, cạnh các nước Đông Nam Á (Thái Lan, Singapore, Malaixia, Philippin, Indonesia...) là một khu vực kinh tế phát triển nên là những thị trường và đối tác đầu tư quan trọng. Khu vực này gần với trung tâm phụ tải lớn nhất cả nước nên được tập trung phát triển các nguồn năng lượng và điện lớn từ than, khí.

Bể trầm tích dầu khí Mã Lai - Thổ Chu nằm ở thềm lục địa Tây - Nam Việt Nam, ngoài khơi bờ biển Cà Mau - Hà Tiên, có diện tích khoảng 80.000 km². Công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể trầm tích Mã Lai - Thổ Chu được bắt đầu từ những năm 80 của thế kỷ trước. Khảo sát địa chấn và khoan thăm dò đã phát hiện được nhiều mỏ dầu khí như Kim Long, Ác Quỷ, Cá Voi, Sông Đốc - Năm Căn, Hoa Mai, Ngọc Hiển, Phú Tân, Khánh Mỹ, U Minh, Cái Nước, Đầm Dơi. Sản lượng khai thác dầu khí hàng năm ở đây ứng thứ ba, sau các bể trầm tích dầu khí Cửu Long và Nam Côn Sơn với tiềm năng tài nguyên dầu khí bể Mã Lai - Thổ Chu có khoảng 350 triệu tấn dầu quy đổi.

Thị trường tiêu thụ khí thiên nhiên khu vực Tây Nam Bộ mới hình thành, hứa hẹn sẽ có tốc độ tăng trưởng nhanh trong những năm tới. Hiện tại, thị trường Tây Nam Bộ

tiêu thụ khoảng 1,9 tỷ m³/năm chủ yếu cung cấp cho sản xuất điện và đạm. Trong đó, sản xuất điện chiếm 74%, còn lại là sản xuất đạm chiếm 26%.

Khu vực này có đường giao thông hàng hải và hàng không quốc tế quan trọng, giữa Nam Á và Đông Á, thuận lợi cho giao lưu quốc tế. Nằm giáp Campuchia, gần Lào, Tây Nguyên và là vùng có nguồn tài nguyên rừng và khoáng sản phong phú.

2.2.2. Điều kiện khí tượng, thủy văn/hải văn

2.2.2.1. Khu vực Bắc Bộ

a. Khu vực Tây Bắc

Đặc điểm chung về khí hậu là mùa đông lạnh, nắng tương đối nhiều. Nhiều năm có sương muối, ít mưa phùn, mùa hè nóng chịu ảnh hưởng của gió Tây khô nóng. Không chịu ảnh hưởng trực tiếp của bão và áp thấp nhiệt đới, mưa nhiều, mùa mưa gần trùng với mùa đông.

Số giờ nắng trung bình năm là 1.800 – 2.000 giờ. Hầu như không tháng nào nắng dưới 100 giờ. Giai đoạn 2014 – 2018, số giờ nắng trung bình dao động từ 1.813 – 2.138 giờ theo số liệu từ Tổng cục Thống kê tại 2 tỉnh Lai Châu và Sơn La.

Nhiệt độ trung bình năm khoảng 18 – 22°C. Tháng nóng nhất lên đến 26 – 27°C, nhiệt độ cao nhất tuyệt đối khoảng 38 – 40°C, nhiệt độ trung bình tháng lạnh nhất 13 – 16°C, nhiệt độ thấp nhất tuyệt đối -2 – 2°C. Tuy nhiên, trong những năm gần đây, nhiệt độ trung bình thấp hơn và cao hơn trung bình nhiều năm (TBNN) 1°C từ tháng II – IV/2018 ở Tây Bắc⁴. Nhiệt độ trung bình từ tháng 5 - 10/2020 trên phạm vi toàn quốc phổ biến cao hơn TBNN cùng thời kỳ khoảng 0,5-1°C; riêng tháng 5 tại khu vực Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ cao hơn từ 1-2°C.

Cùng với khu vực Nam Trung Bộ, Tây Nguyên và Nam Bộ, khu vực Tây Bắc được đánh giá có tiềm năng năng lượng mặt trời vào loại khá trong toàn quốc, không bị ảnh hưởng nhiều bởi gió mùa. Bức xạ mặt trời trung bình năm tại khu vực này từ 4,1 - 4,9 kWh/m²/ngày. Số giờ nắng trung bình cả năm đạt từ 1.800 - 2.100 giờ nắng, các vùng có số giờ nắng cao nhất thuộc các tỉnh Điện Biên, Sơn La.

⁴ Thông báo và dự báo khí hậu mùa VI, VII, VIII và mùa X, XI, XII năm 2018. Viện Khoa học khí tượng thủy văn và biến đổi khí hậu.

Bảng 2-1: Cường độ bức xạ mặt trời ngày trong năm và số giờ nắng của một số khu vực khác nhau ở Việt Nam.

STT	Khu vực	Cường độ BXMT (kWh/m ² .ngày)	Số giờ nắng trung bình (giờ/năm)
1	Khu vực Đông Bắc	3,3 – 4,1	1500 - 1800
2	Khu vực Tây Bắc	4,1 – 4,9	1890 - 2102
3	Khu vực Bắc Trung Bộ	4,6 – 5,2	1700 - 2000
4	Khu vực Nam Trung bộ và Tây Nguyên	4,9 – 5,7	2000 - 2600
5	Khu vực Nam bộ	4,3 – 4,9	2200 - 2500
	Trung bình cả nước	4,6	2000

Độ ẩm tương đối trung bình năm là 82 – 85%. Độ ẩm trung bình năm⁵ phổ biến trong 5 năm gần đây (2014 – 2018) là 78,7 – 79,8% ở Sơn La và 79,6 – 85% ở Lai Châu.

Bảng 2.2: Độ ẩm trung bình tại một số trạm quan trắc ở khu vực Tây Bắc

Đơn vị: %

Tỉnh	2014	2015	2016	2017	2018
Lai Châu	79,6	80,5	81,7	84,3	85,0
Sơn La	79,8	78,7	79,3	78,8	79,1

Nguồn: Tổng cục thống kê

Tốc độ gió trung bình năm phổ biến 0,8 – 1,5m/s, gió thịnh hành quanh năm đều có hướng thiên Đông, gió mạnh nhất phổ biến không quá 35m/s.

Lượng mưa trung bình năm⁶ trong 5 năm gần đây (2014 – 2018) là 1.382 – 1.803 mm ở Sơn La và 2.267 – 3.179 mm ở Lai Châu. Mùa mưa từ tháng IV – IX, mưa nhiều nhất vào 3 tháng VI, VII, VIII, ít nhất vào 3 tháng XI, XII, I. Khô hạn thường xảy ra vào mùa đông và mùa xuân. Nguồn nước dồi dào, chất lượng tốt, chưa bị ô nhiễm và phân bố đều trên các sông suối, hồ ao, ruộng trũng ở trong vùng. Nửa năm đầu 2020, có mưa lớn diện rộng. Trong tháng 4/2020, tổng lượng mưa (TLM) tại Tây Bắc và Việt Bắc phổ biến cao hơn từ 40-80% so với TBNN cùng thời kỳ⁷. Dự báo tổng lượng mưa (TLM) tại khu vực phía Tây Bắc Bộ từ tháng 6 - 9/2020 phổ biến ở mức xấp xỉ TBNN,

⁵ Tổng cục thống kê

⁶ Tổng cục thống kê

⁷ <http://kttvqg.gov.vn/tin-tuc-khcn-120/dien-bien-hien-tuong-enso-va-khi-tuong-thuy-van-tu-thang-4-den-nua-dau-thang-5-2020-6519.html>

riêng tháng 5 và tháng 10/2020 ở mức thấp hơn từ 10 - 25% so với TBNN cùng thời kỳ⁸.

Bảng 2-3: Tổng lượng mưa tại một số trạm quan trắc ở khu vực Tây Bắc

Đơn vị: mm

	2014	2015	2016	2017	2018
Lai Châu	2267,2	2295,1	2186,4	3179,1	2895,1
Sơn La	1414,6	1803,4	1472,3	1382,0	1539,6

Nguồn: Tổng cục thống kê

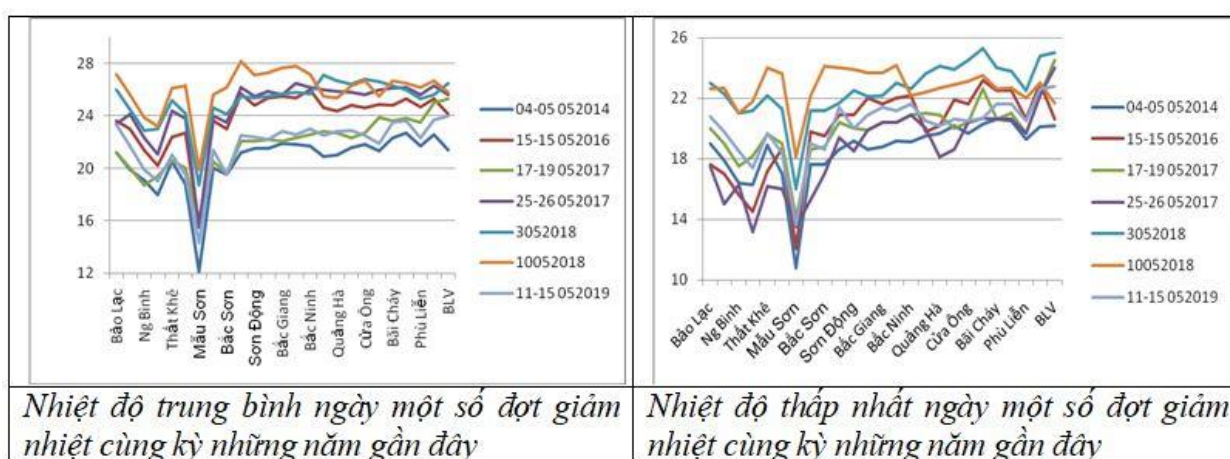
b. Vùng Đông Bắc

Đặc điểm chung của khí hậu vùng này là mùa đông nắng ít, lạnh, có sương muối, nhiều mưa phùn. Mùa hè nóng, mưa nhiều, mùa mưa gần trùng với mùa nóng.

Số giờ nắng trung bình năm 1.500 – 1.800 giờ.

Nhiệt độ trung bình năm là 18 – 23°C (vùng núi Hoàng Liên Sơn chỉ 14 – 18°C), nhiệt độ trung bình tháng nóng nhất 26 – 28°C. Nhiệt độ cao nhất tuyệt đối 38 – 41°C. Nhiệt độ trung bình tháng lạnh nhất 12 – 16°C, nhiệt độ thấp nhất tuyệt đối -2 – 2°C đôi khi có tuyết và mưa tuyết. Nhiệt độ quan trắc được trong tháng 5 của một số năm gần đây cho thấy nhiệt độ thấp nhất là đợt ngày 04-06/5/2014 với nhiệt độ xuống đến 16-19°C ở vùng núi, 18-20°C ở trung du ven biển, có nơi xuống rất thấp như Mẫu Sơn 10,8°C⁹.

Hình 2-2: Nhiệt độ trung bình và thấp nhất ngày vào tháng 5 trong những năm gần đây



Nhiệt độ trung bình tháng 4/2020 tại khu vực Đông Bắc Bộ thấp hơn từ 1,5-2,5°C so với TBNN cùng thời kỳ. Nhiệt độ trung bình từ tháng 6-9/2020 trên phạm vi toàn

⁸ <http://vnmma.gov.vn/tin-tuc-bdkh-112/kha-nang-thien-tai-khi-tuong-thuy-van-nam-2020-khoc-liet-phuc-tap-va-kho-luong-6259.html>

⁹ <http://vnmma.gov.vn/ban-tin-quy-khcnhtqt-135/thoi-tiet-di-thuong-khu-vuc-dong-bac-dau-thang-05-nam-2019-ban-tin-khcnhtqt-quy-ii-nam-2019-3501.html>

quốc phổ biến ở mức cao hơn TBNN cùng thời kỳ khoảng 0,5-1°C; Tháng 10/2020 khu vực Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ, nhiệt độ phổ biến ở mức xấp xỉ so với TBNN¹⁰.

Độ ẩm tương đối trung bình năm là 82 – 85%. Từ ngày 01-11/5/2019, khu vực Đông Bắc nhiều ngày có mưa nhỏ. Độ ẩm trung bình thời kỳ này khá cao, phổ biến 86-92%, cao hơn TBNN từ 5-7%. Tại Hải Phòng, độ ẩm trung bình từ 90-95%, vài ngày đã xảy ra hiện tượng nồm ẩm (ngày 04-05; 08-09).

Tốc độ gió trung bình năm là 1 – 2,5 m/s, mạnh nhất là 30 – 40 m/s. Hướng gió thịnh hành trong mùa đông là Đông, Đông Bắc và mùa hè là Đông, Đông Nam. Tại khu vực Đông Bắc, tiềm năng khai thác điện gió tập trung chủ yếu ở tỉnh Lạng Sơn và Quảng Ninh.

Lượng mưa trung bình năm là 1400 – 2000 mm. Mùa mưa phổ biến từ tháng IV – IX, mưa nhiều nhất 3 tháng VI, VII, VIII. Khô hạn thường xảy ra vào mùa đông dù mưa phùn khá nhiều vào cuối mùa. Giai đoạn 2014 – 2018, lượng mưa trung bình năm tại khu vực là 1.815 – 2.280mm theo số liệu của Tổng cục thống kê tại một số trạm của tỉnh Quảng Ninh và Tuyên Quang.

Bảng 2-4: Tổng lượng mưa tại một số trạm quan trắc ở khu vực Đông Bắc

Đơn vị: mm

	2014	2015	2016	2017	2018	TB
Tuyên Quang	1.499,2	2.173,7	1.494,9	2.372,7	1.534,2	1.814,94
Bãi Cháy	1.922,0	2.367,6	2.166,8	2.640,2	2.306,1	2.280,54

Nguồn: Tổng cục thống kê

Khu vực phía Đông Bắc Bộ tổng lượng mưa các tháng 5, tháng 7, tháng 8 và tháng 10/2020 phổ biến ở mức xấp xỉ TBNN; các tháng 6 và tháng 9/2020 phổ biến ở mức cao hơn so với TBNN từ 10 đến 25%¹¹. Theo đó, lượng mưa trung bình năm có xu hướng tăng dần.

Nguồn nước tương đối dồi dào, chất lượng tốt. Vùng Đông Bắc có các sông lớn như hệ thống sông Hồng, sông Thái Bình, sông Kì Cùng, sông Bằng Giang, sông Cầu,... Ngoài ra, còn nhiều sông nhỏ ven biển Quảng Ninh tạo điều kiện thuận lợi cho khai thác nguồn nước và phát triển giao thông phục vụ sản xuất và đời sống. Nhiều khu vực nguồn nước ngầm khá lớn, nhưng ở một số nơi, vùng cao núi đá vôi và khu vực ven biển, số lượng mưa hạn chế.

¹⁰

¹¹ <http://vnmma.gov.vn/tin-tuc-bdkh-112/kha-nang-thien-tai-khi-tuong-thuy-van-nam-2020-khoc-liet-phuc-tap-va-kho-luong-6259.html>

c. Vùng đồng bằng sông Hồng

Khí hậu nhiệt đới ẩm gió mùa, có mùa đông lạnh, nắng ít, mưa phùn nhiều. Mùa hè nóng, mưa nhiều, mùa mưa gần trùng với mùa nóng.

Số giờ nắng trung bình năm là 1400 – 1700 giờ. Giai đoạn 2014 – 2018, số giờ nắng trung bình dao động từ 1075 – 1340 giờ tại Hà Nội và 1158-1519 giờ tại Nam Định (Tổng cục Thống kê).

Nhiệt độ trung bình năm là 23 – 24°C, nhiệt độ trung bình tháng nóng nhất là 28 – 29°C, nhiệt độ cao nhất tuyệt đối là 38 – 41°C. Tháng 5/2019, trường gió đông bắc duy trì ở tầng thấp nhiều ngày liền. Tại trạm Bạch Long Vĩ, một số ngày quan trắc được gió đông bắc cấp 4-5. Nền nhiệt độ thấp hơn TBNN từ 2-3°C.

Độ ẩm tương đối trung bình năm là 82 – 85%. Độ ẩm trung bình giai đoạn 2014 – 2018 dao động từ 76,7 – 82,5% theo số liệu thống kê từ 2 tỉnh Hà Nội và Nam Định.

Bảng 2-5: Độ ẩm trung bình tại một số trạm quan trắc ở khu vực đồng bằng sông Hồng

Đơn vị: %

Tỉnh/TP	2014	2015	2016	2017	2018	TB
Hà Nội	78,5	78,3	74,6	76,6	75,3	76,66
Nam Định	83,6	82,2	81,3	82,8	82,5	82,48

Nguồn: Tổng cục thống kê

Tốc độ gió trung bình 1,5 – 2m/s, tốc độ gió mạnh nhất là 30 – 40m/s. Hướng gió thịnh hành trong mùa đông là Đông, Đông Bắc và mùa hè là Đông, Đông Nam. Tại khu vực đồng bằng sông Hồng, tiềm năng khai thác điện gió tập trung chủ yếu ở tỉnh Hải Phòng, Thái Bình và Nam Định.

Lượng mưa trung bình năm là 1400 – 1800mm. Mùa mưa phổ biến từ tháng IV – X. Mưa nhiều nhất vào 3 tháng: VII, VIII, IX. Khô hạn thường xảy ra vào mùa đông. Lượng mưa trung bình giai đoạn từ 2014 – 2018 dao động từ 1350 - 1859 mm.

Bảng 2-6: Tổng lượng mưa tại một số trạm quan trắc thuộc khu vực đồng bằng sông Hồng

Đơn vị: mm

	2014	2015	2016	2017	2018	TB
Hà Nội	1.660,6	1.520,0	1.631,1	1.858,8	1.694,9	1.673,08
Nam Định	1.721,4	1.349,7	1.612,3	2.318,3	1.800,1	1.760,36

Nguồn: Tổng cục thống kê

Đồng bằng sông Hồng chịu ảnh hưởng rất mạnh của biển Đông và ảnh hưởng của bão lụt về mùa mưa. Mùa cạn, độ mặn xâm nhập sâu vào đất liền ảnh hưởng đến nước sông và các hoạt động sản xuất vùng ven biển. Do chịu tác động trực tiếp của BĐKH,

nên vào mùa khô nguồn nước ở khu vực hạ lưu hệ thống sông Hồng - sông Thái Bình có xu hướng giảm, dẫn đến tình trạng cạn kiệt nguồn nước trên diện rộng. Tình hình lũ lụt trong mùa mưa cũng diễn biến phức tạp hơn, đây cũng là một trong những nguyên nhân gây ra tình trạng xâm nhập mặn tại khu vực này. Độ mặn thay đổi mạnh từ tháng 12 năm trước đến hết tháng 5 năm sau, tăng từ đầu mùa đến giữa mùa rồi lại giảm dần tới cuối mùa (tháng 5). Do ảnh hưởng của hồ Hòa Bình, độ mặn trung bình tháng lớn nhất mùa cạn thường xảy ra vào tháng 1 và tháng 2 (chiếm 78% số trạm đo). So với thời kỳ chưa có hồ Hòa Bình độ mặn trung bình tháng lớn nhất mùa cạn lại thường xảy ra vào tháng 3, tháng 4. Độ mặn có xu hướng tăng ở dòng chính sông Hồng và giảm về phía sông Thái Bình. Khả năng bổ sung lưu lượng nước cho vùng hạ du về mùa cạn của hồ chứa Hòa Bình đã cải thiện tình hình xâm nhập mặn. Tính trung bình nhiều năm từ chuỗi số liệu đo đạc, chiều dài xâm nhập mặn 1‰ xa nhất vào trong sông trên sông Thái Bình từ 13-49km (tùy từng khu vực), sông Ninh Cơ 36km, sông Trà Lý 51km, sông Đáy 41km và sông Hồng 14-33km¹². Do tình hình xâm thực trên lưu vực khá mạnh, nên sông Hồng có lượng cát bùn lớn nhất trong các sông ở nước ta. Hàng năm lượng cát bùn góp phần lấn ra biển hàng trăm hecta đất mới. Lượng cát bùn này làm cho nhiều cửa sông và luồng lạch bị bồi lắng và thường xuyên phải nạo vét.

2.2.2.2. Bắc Trung Bộ

Vùng Bắc Trung Bộ có mùa đông hơi lạnh, ít nắng, đôi khi có mưa phùn và sương muối ở một vài nơi. Mùa hè nhiều gió Tây khô nóng, nhiệt độ cao, mưa nhiều vào nửa cuối năm, mùa mưa không trùng với mùa nóng.

Số giờ nắng trung bình năm là 1500 – 2000 giờ.

Nhiệt độ trung bình năm là 23 – 25°C, tháng nóng nhất là 28,5 – 30°C. Nhiệt độ cao nhất tuyệt đối là 40 – 42°C, có nơi lên đến 42,7°C. Nhiệt độ trung bình tháng lạnh nhất 16,5 – 19,5°C, nhiệt độ thấp nhất tuyệt đối 3 – 8°C, có nơi xuống đến - 0,2°C. Năm 2018, nhiệt độ trung bình thấp hơn TBNN từ 0 - 1°C từ tháng II – IV/2018 và cao hơn TBNN từ 0 - 1°C từ tháng II – IV/2018 ở Bắc Trung Bộ.

Độ ẩm tương đối trung bình năm là 84 – 86%. Giai đoạn 2014 – 2018, nhiệt độ trung bình năm khoảng 84,7%.

Bảng 2-7: Độ ẩm trung bình tại một số trạm quan trắc ở khu vực Bắc Trung Bộ

Đơn vị: %

Tỉnh/TP	2014	2015	2016	2017	2018
---------	------	------	------	------	------

¹² <http://dwrn.gov.vn/index.php?language=vi&nv=news&op=Hoat-dong-cua-dia-phuong/Hien-trang-cong-tac-quan-trac-giam-sat-xam-nhap-man-o-Dong-bang-Bac-Bo-8017>

Vinh	83,3	81,8	82,4	83,6	82,8
Huế	85,4	85,4	87,3	88,4	86,8

Nguồn: Tổng cục thống kê

Hướng gió thịnh hành trong mùa đông là thiên Bắc (Tây Bắc, Bắc, Đông Bắc) và trong mùa hè là thiên Nam (Đông Nam, Nam và Tây Nam). Tốc độ gió trung bình năm từ 1,5 – 3 m/s, tốc độ gió mạnh nhất là 30 – 40 m/s. Tại khu vực Bắc Trung Bộ, tiềm năng khai thác điện gió tập trung chủ yếu ở tỉnh Hà Tĩnh, Quảng Bình và Quảng Trị.

Lượng mưa trung bình năm là 1400 – 2000 mm, mùa mưa từ tháng VI – X, mưa nhiều nhất vào 3 tháng VIII, IX, X. Hạn hán chủ yếu xảy ra vào giữa mùa hè do thời tiết gió Tây khô nóng kéo dài. Giai đoạn 2014 – 2018, lượng mưa trung bình năm là 1464 – 4105mm.

Bảng 2-8: Tổng lượng mưa tại một số trạm quan trắc ở khu vực Bắc Trung Bộ

Đơn vị: mm

	2014	2015	2016	2017	2018	TB
Vinh	1.466,5	1.464,2	2.174,9	2.334,7	1.918,7	1.871,8
Huế	2.309,5	2.206,3	3.799,5	4.105,4	2.517,3	2.987,6

Nguồn: Tổng cục thống kê

Lượng mưa ở khu vực Trung Bộ có xu hướng thấp hơn TBNN vào đầu mùa, từ 20 đến 40%; xấp xỉ TBNN vào giữa mùa và cao hơn TBNN vào cuối mùa, từ 15 - 30%. Dự báo năm 2020, đỉnh lũ năm vùng hạ lưu các sông ở Bắc Trung Bộ ở mức BĐ1 đến BĐ2, xấp xỉ đỉnh lũ TBNN¹³.

2.2.2.3. Trung Trung Bộ

Vùng có đặc điểm khí hậu khắc nghiệt nhất Việt Nam. Mùa đông gió mùa đông bắc khi thổi đến đây thường suy yếu do bị dãy núi Bạch Mã chặn. Về mùa hè khi xuất hiện gió mùa Tây Nam thổi mạnh từ vịnh Thái Lan và tràn qua dãy núi Trường Sơn, sẽ gây ra thời tiết khô nóng cho toàn bộ khu vực.

Lượng mưa trung bình của vùng là từ 2.600 - 2.900mm. Thừa Thiên - Huế là một trong các tỉnh có lượng mưa nhiều nhất ở Việt Nam với lượng mưa trung bình năm vượt trên 2.600mm, có nơi lên đến 4.000mm. Có các trung tâm mưa lớn như khu vực tây A Lưới - Động Ngại (độ cao 1.774m), lượng mưa trung bình năm từ 3.400 - 5.000mm, khu vực Nam Đông - Bạch Mã - Phú Lộc có lượng mưa trung bình năm từ 3.400 - 5.000mm. Hàng năm, có từ 200 - 220 ngày mưa ở các vùng núi, 150 - 170 ngày mưa ở khu vực đồng bằng duyên hải. Vào mùa mưa, lượng mưa chiếm 68 - 75% lượng mưa

¹³ <http://vnmma.gov.vn/tin-tuc-bdkh-112/kha-nang-thien-tai-khi-tuong-thuy-van-nam-2020-khoc-liet-phuc-tap-va-kho-luong-6259.html>

trong năm, mỗi tháng có 16 - 24 ngày mưa. Những đợt mưa kéo dài nhiều ngày trên diện rộng thường làm lũ lên nhanh, gây ra lũ lụt lớn ở các khu vực đồng bằng thấp phía Đông và gây thiệt hại sản xuất, tài sản, tính mạng cư dân, tác động tiêu cực đến môi trường sinh thái. Ví dụ, như sông Hương - sông Bồ, có độ cao đầu nguồn là 1.318m, dài trên 100 km và diện tích lưu vực 2.690 km², chảy gần theo hướng Bắc Nam đổ ra biển ở cửa Thuận An. Vì toàn bộ diện tích lưu vực sông Hương có trên 80% là đồi núi, khu vực đồng bằng còn lại thấp hơn so với mực nước biển, nên hầu hết sẽ bị ngập khi có lũ trên báo động cấp 3 (tương ứng 3,5m). Nhiều khi xảy ra hiện tượng lũ chồng lên lũ như các đợt lũ tháng 11, 12 năm 1999; tháng 10, 11 năm 2010 và mới đây miền trung vừa trải qua cơn lũ lịch sử (10/2020). Ngược lại, trong mùa ít mưa thì nước lại không đủ cung cấp cho sinh hoạt và sản xuất của một số địa phương trong vùng. Diễn hình từ tháng 02 đến tháng 6/2020 lượng mưa thấp hơn từ 5-20%, nhưng tháng 7/2020 lại cao hơn từ 10-20% lượng mưa TBNN.

Về thủy văn, tháng 01-07/2020, mực nước trên các sông ở Trung Bộ xuống dần và ở mức thấp, trên một số sông suối có khả năng xuất hiện mực nước thấp nhất chuỗi số liệu quan trắc. Lượng dòng chảy trên các sông ở Trung Bộ phổ biến ở mức thiếu hụt so với TBNN cùng kỳ từ 35-60%, một số sông thiếu hụt trên 70% gây nên tình trạng khô hạn thiếu nước cục bộ ngoài vùng cấp nước của công trình thủy lợi.

Do đặc điểm tự nhiên, nên vùng không có lợi thế trong sản xuất nông nghiệp, nhưng vùng có tiềm năng khoáng sản như vàng, titan, cát, rừng và biển... nên có điều kiện thuận lợi để phát triển các ngành công nghiệp dịch vụ, kinh tế biển và du lịch. Đây còn là vùng có tiềm năng lớn về NLTT như mặt trời, gió, thủy điện nhỏ, cũng như năng lượng sinh khối từ rừng lớn. Nhưng vùng có diện tích bằng phẳng hẹp, địa hình dốc nghiêng từ Tây sang Đông, sông suối ngắn và dốc, bị chia cắt mạnh theo các lưu vực sông, rừng bị tàn phá nặng nề, tạo nên các mảng đồi núi không được che phủ dễ bị phong hóa và bào mòn bởi thời tiết, và vùng này là nơi hội tụ các điều kiện **bất lợi** về thời tiết khí hậu, thiên tai thường xuyên xảy ra với mức độ ngày càng ác liệt, nên khu vực này gặp khó khăn hơn trong việc thu hút đầu tư cho phát triển kinh tế và là vùng có nguy cơ trượt, sạt lở đất, lũ quét nhất sau khu vực miền núi phía Bắc.

2.2.2.4. Nam Trung Bộ

Vùng Nam Trung Bộ có các đặc điểm khí hậu là mùa đông không lạnh, nắng nhiều, gió Tây khô nóng. Mùa mưa vào cuối mùa hè, đầu mùa đông, từ tháng VI - XII. Đặc biệt, mưa ít và nắng nhiều ở phần phía Nam (cực Nam Trung Bộ).

Nhiệt độ trung bình năm là 25 – 27°C, tháng nóng nhất là 28,5 – 30°C, tháng lạnh nhất 20 – 24°C. Nhiệt độ cao nhất tuyệt đối là 40 – 42°C (khoảng 6 – 9 tháng nhiệt độ trung bình trên 25°C), nhiệt độ thấp nhất tuyệt đối 8 – 13°C. Năm 2018, nhiệt độ trung

bình thấp hơn TBNN từ 0-1°C từ tháng II – IV/2018 và cao hơn TBNN từ 0-1°C từ tháng II – IV/2018 ở Duyên hải Nam Trung Bộ.

Độ ẩm tương đối trung bình năm là 80 – 84%.

Hướng gió thịnh hành trong mùa đông là thiên Bắc (Tây Bắc, Bắc, Đông Bắc) và trong mùa hè là thiên Nam (Tây Nam, Nam và Đông Nam). Tốc độ gió trung bình năm phổ biến từ 1,5 – 3,5 m/s, tốc độ gió mạnh nhất là 30 – 40 m/s. Tại khu vực Nam Trung Bộ, tiềm năng khai thác điện gió tập trung chủ yếu ở tỉnh Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa, Ninh Thuận, Bình Thuận.

Lượng mưa trung bình năm là 1.200 – 2.000 mm ở nửa phía Bắc và 1.200 – 1.600 mm ở nửa phía Nam. Hạn hán thường xảy ra từ cuối mùa đông cho đến giữa mùa hè.

Mùa cạn lưu vực sông Vu Gia-Thu Bồn bắt đầu từ tháng 1 đến tháng 9, trong đó tháng 1 và tháng 9 là hai tháng chuyển tiếp từ mùa lũ sang mùa cạn và từ mùa cạn sang mùa lũ. Tính từ năm 1977 đến năm 2018, so với dòng chảy cả năm thì dòng chảy mùa cạn trên lưu vực sông Vu Gia chiếm 53%, trên sông Thu Bồn chiếm 47%. Tháng kiệt nhất trên sông Vu Gia là tháng IV và trên sông Thu Bồn là tháng VII.

Giai đoạn 1977-2010, mùa cạn các năm 1983, 1995, 1998 và 2005 thiếu nước nghiêm trọng, đặc biệt là năm 1983 và 1998 liên tiếp từ 5-6 tháng xuất hiện hạn nặng và hạn rất nặng. Các từ năm 2011 đến tháng 2016, hạn chỉ xuất hiện chủ yếu trên sông Vu Gia (Thành Mỹ). Đặc biệt, trong các năm 2013 đến 2016, hầu hết các tháng mùa cạn xuất hiện hạn vừa trở lên. Năm 2017 không xuất hiện hạn, nhưng từ tháng 3 - 10/2018 hạn nặng và rất nặng xuất hiện liên tiếp trên sông Vu Gia. Đặc biệt, từ tháng 3/2019 đến nay, tình trạng hạn hán trở nên gay gắt, chỉ số thiếu hụt dòng chảy đều ở trên ngưỡng hạn rất nặng. Trên sông Thu Bồn từ năm 2017 đến nay, hầu hết các tháng đều không xuất hiện hạn, riêng tháng 3/2019 xuất hiện hạn nhẹ, sang tháng 7, tháng 8 năm 2019 đã xuất hiện hạn rất nặng.

Điều này phản ánh đúng với thực tế hiện nay khi các công trình thủy điện đi vào hoạt động thì dòng chảy trên sông Vu Gia và sông Thu Bồn có sự thay đổi do điều tiết dòng chảy của các công trình này. Ngoài ra, do thiếu hụt lượng mưa từ mùa mưa năm 2018 đến nay, mực nước trên các hồ chứa đang xuống mức rất thấp ảnh hưởng đến dòng chảy về hạ du do lượng phát điện giảm dần, dẫn đến tình trạng hạn hán và xâm nhập mặn trên lưu vực sông Vu Gia-Thu Bồn càng diễn ra gay gắt¹⁴.

Vùng ven biển từ đèo Hải Vân đến Khánh Hòa hẹp, địa hình dốc nghiêng từ Tây sang Đông, sông suối ngắn và dốc, bị chia cắt mạnh theo các lưu vực sông, rừng bị tàn

¹⁴ <http://vnmma.gov.vn/ban-tin-quy-khcnhtqt-135/danh-gia-muc-do-han-han-bang-chi-so-han-thuy-van-tren-luu-vuc-song-vu-gia-%E2%80%933-thu-bon-giai-doan-1977-nay-ban-tin-khcnhtqt-quy-iv-nam-2019-5128.html>

phá nặng nề, là nơi hội tụ các điều kiện bất lợi về thời tiết khí hậu, thiên tai thường xuyên xảy ra với mức độ ngày càng ác liệt.

2.2.2.5. Vùng Tây Nguyên

Đặc điểm khí hậu chia làm hai mùa: mùa mưa từ tháng 5 đến hết tháng 10 và mùa khô từ tháng 11 đến tháng 4 năm sau, trong đó tháng 3 và tháng 4 là hai tháng nóng và khô nhất.

Do ảnh hưởng của độ cao nên ở các cao nguyên 400-500m khí hậu tương đối mát và mưa nhiều, riêng cao nguyên cao trên 1.000m (như Đà Lạt) khí hậu lại mát mẻ quanh năm như vùng ôn đới.

Nền nhiệt độ tương đối thấp, dưới 20°C vào giữa mùa đông (tháng XII, I), sau đó tăng nhanh, đạt tới cực đại vào các tháng quá độ từ mùa đông sang hè (IV-V); Mưa nhiều trong mùa hè, rất ít mưa trong mùa đông, khô hạn gay gắt vào các tháng nhiệt độ cao, cuối mùa đông, đầu mùa hè. Tây Nguyên và Nam Bộ có sự khác biệt rõ rệt về mùa mưa và mùa khô.

Số giờ nắng trung bình năm là 2.000 – 2.500 giờ. Độ ẩm trung bình năm là 78 – 84%.

Nhiệt độ trung bình năm là 24 – 28°C, nhiệt độ cao nhất tuyệt đối là 37 – 40°C. Nhiệt độ trung bình từ tháng 01 - 10/2019 ở mức xấp xỉ và cao hơn so với TBNN và năm 2018. Nền nhiệt so với TBNN trong các tháng 11/2019 – 4/2020 ở mức xấp xỉ và cao hơn từ 0,5-1°C.

Hướng gió thịnh hành trong mùa đông là Bắc, Đông Bắc và trong mùa hè là Tây, Tây Nam. Tốc độ gió trung bình năm từ 1,5 – 3,5 m/s, tốc độ gió mạnh nhất là 20 – 35 m/s. Khu vực Tây Nguyên có tiềm năng khai thác điện gió ở tất cả các tỉnh: Kon Tum, Gia Lai, Đắk Lắk, Đắk Nông và Lâm Đồng.

Lượng mưa trung bình năm là 1.400 – 2.000 mm. Mùa mưa phổ biến từ tháng V – X, mưa nhiều nhất vào 3 tháng VII, VIII, IX. Hạn hán thường xảy ra từ nửa sau mùa đông qua mùa xuân cho đến đầu mùa hè.

Diễn biến mưa năm 2019 trên toàn khu vực Tây Nguyên không phù hợp với quy luật nhiều năm. Mùa mưa đến muộn hơn so với TBNN từ 5 - 15 ngày, riêng tỉnh Kon Tum sớm hơn từ 5 - 15 ngày. So với TBNN, ở mức xấp xỉ và thấp hơn, phổ biến đạt từ 62 đến 115% so với TBNN; Cá biệt Liên Khương đạt 150%, ở mức cao hơn¹⁵.

¹⁵ <http://vnmma.gov.vn/phap-che-150/bao-cao-tinh-hinh-khi-tuong-thuy-van-2019-va-cong-tac-du-bao-phuc-vu-thuc-thi-luat-kttv-cua-cac-don-vi-o-tay-nguyen-5624.html>

Năm 2020, mùa mưa trên khu vực Tây Nguyên, Nam Bộ đến muộn hơn so với trung bình, do vậy tình trạng ít mưa và khô hạn còn tiếp diễn cho tới nửa đầu tháng 5/2020. Từ tháng 6 - 9/2020, lượng mưa có xu hướng gia tăng trên khu vực và phổ biến ở mức xấp xỉ với giá trị TBNN cùng thời kỳ. Đến tháng 10/2020 tổng lượng mưa trên toàn khu vực Tây Nguyên và Nam Bộ phổ biến cao hơn từ 15 đến 30% so với TBNN cùng thời kỳ và khả năng cao mùa mưa sẽ kết thúc muộn hơn so với TBNN. Dự báo năm 2020, đỉnh lũ các sông từ Quảng Bình đến Bình Thuận và khu vực Tây Nguyên ở mức BĐ2 đến BĐ3, một số sông trên BĐ3, tương đương đỉnh lũ TBNN cùng thời kỳ¹⁶.

Nhìn chung, lượng mưa trung bình năm tại khu vực Tây Nguyên có xu hướng tăng nhưng không cao. Tại trạm Đà Lạt, tổng lượng mưa năm trung bình thời kỳ 1980-2018 khoảng 1.837mm, năm có lượng mưa năm cao nhất là năm 2000 (2.379mm) vượt so với trung bình nhiều năm 542mm và năm có tổng lượng mưa thấp nhất là năm 1981 (1.363mm) thấp hơn trung bình thời kỳ này khoảng 474mm. Chênh lệch giữa lượng mưa năm lớn nhất và nhỏ nhất đạt trên 1000mm¹⁷.

Mùa cạn năm 2018 - 2019, hạn hán xảy ra nhiều nơi nhưng không gay gắt, cấp độ rủi ro hạn hán ở cấp 1. Trong các tháng mùa lũ, trên các sông không xuất hiện lũ lớn, đỉnh lũ trên các sông lớn ở mức báo động I, trên các sông vừa và nhỏ đạt báo động II đến báo động III. Trên các hồ chứa thủy lợi, thủy điện mực nước ở mức thấp hơn mực nước dâng bình thường phổ biến từ 1 – 2 m, cá biệt hồ KaNak thấp hơn 26 m.

2.2.2.6. Vùng Nam Bộ

Có đặc điểm khí hậu nắng nhiều, nhiệt độ cao quanh năm, mùa mưa là mùa hè, mùa khô là các tháng giữa và cuối mùa đông, đầu mùa hè. Có sự khác biệt rõ rệt giữa hai mùa.

Số giờ nắng trung bình năm là 2400 – 3000 giờ.

Nhiệt độ trung bình năm là 26,5 – 27,5°C, nhiệt độ trung bình tháng nóng nhất là 28 – 29°C. Nhiệt độ cao nhất tuyệt đối là 38 – 40°C, nhiệt độ trung bình tháng lạnh nhất 24 – 26°C, nhiệt độ thấp nhất tuyệt đối 14 – 18°C.

Độ ẩm tương đối trung bình năm là 78 – 84%.

Hướng gió thịnh hành trong mùa đông là Đông Bắc, Đông, Đông Nam và mùa hè là Tây Nam, Tây. Tốc độ gió trung bình năm từ 1,5 – 3,5 m/s, tốc độ gió mạnh nhất là

¹⁶ <http://vnmma.gov.vn/tin-tuc-bdkh-112/kha-nang-thien-tai-khi-tuong-thuy-van-nam-2020-khoc-liet-phuc-tap-va-kho-luong-6259.html>

¹⁷ <http://vnmma.gov.vn/ban-tin-quy-khcnhtqt-135/xu-the-bien-doi-luong-mua-nam-tai-tinh-lam-dong-thoi-ky-tu-1980-%E2%80%932018-ban-tin-khcnhtqt-quy-ii-nam-2020-6773.html>

20 – 35 m/s. Tại khu vực Đông Nam Bộ, tiềm năng khai thác điện gió tập trung chủ yếu ở Bà Rịa – Vũng Tàu.

Lượng mưa trung bình năm là 1500 – 2400 mm. Mùa mưa từ tháng V – X, mưa nhiều nhất vào tháng VIII, IX và tháng X. Lượng mưa trung bình trên 200 mm/tháng. Mùa khô lượng mưa trung bình dưới 50 mm/tháng. Hạn hán thường xảy ra vào nửa cuối mùa đông và mùa xuân.

Mùa mưa trên khu vực Tây Nguyên, Nam Bộ có khả năng đến muộn hơn so với trung bình, do vậy tình trạng ít mưa và khô hạn còn tiếp diễn cho tới nửa đầu tháng 5/2020. Từ tháng 6 đến tháng 9/2020, lượng mưa có xu hướng gia tăng trên khu vực và phổ biến ở mức xấp xỉ với giá trị TBNN cùng thời kỳ. Dự kiến đến tháng 10/2020 TLM trên toàn khu vực Tây Nguyên và Nam Bộ phổ biến cao hơn từ 15 đến 30% so với TBNN cùng thời kỳ và khả năng cao mùa mưa sẽ kết thúc muộn hơn so với TBNN.

Đồng bằng Sông Cửu Long là vùng đồng bằng rộng lớn thuộc khu vực Nam Bộ, có nền nhiệt độ cao và ổn định với nhiệt độ trung bình 28°C. Độ ẩm tương đối trung bình năm là 78 – 84%.

Chế độ nắng cao, số giờ nắng trung bình cả năm 2.226 - 2.709 giờ.

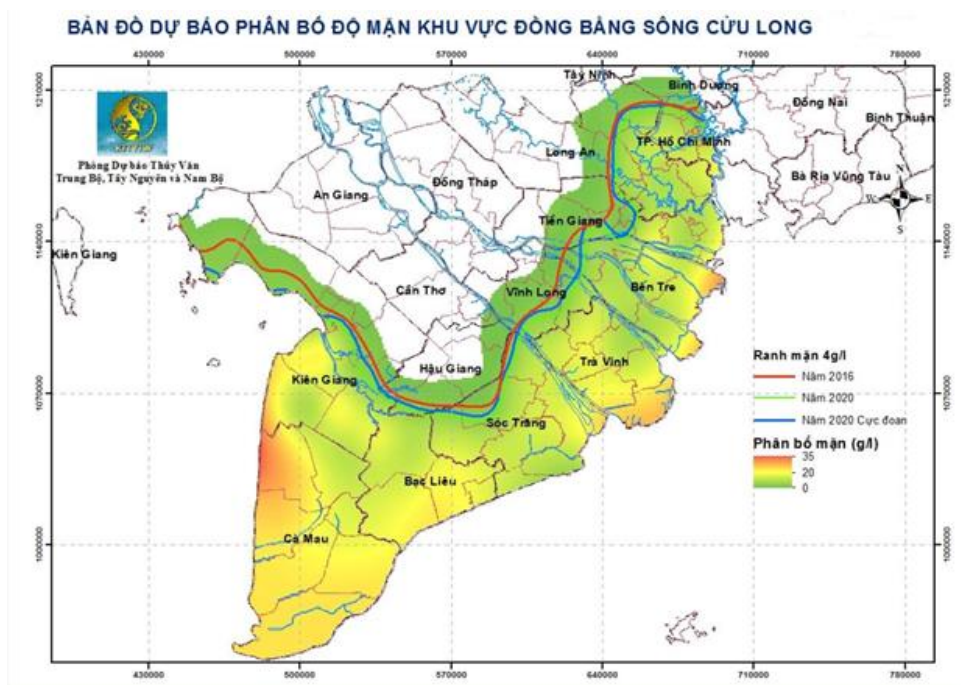
Tốc độ gió trung bình năm có trị số phổ biến từ 1,5 – 3,5 m/s, tốc độ gió mạnh nhất là 20 – 35 m/s. Hướng gió thịnh hành trong mùa đông là Đông Bắc, Đông, Đông Nam và trong mùa hè là Tây Nam, Tây. Về tài nguyên gió, Nam Bộ được đánh giá tương đương Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và cao hơn các khu vực thuộc Bắc Bộ. Tiềm năng khai thác điện gió tại khu vực này tập trung chủ yếu ở các tỉnh Bến Tre, Sóc Trăng, Bạc Liêu, Trà Vinh, Cà Mau.

Mùa mưa là mùa hè, mùa khô chủ yếu là các tháng giữa và cuối mùa đông. Sự tương phản về mùa mưa rõ rệt hơn nhiều so với mùa khô. Lượng mưa trung bình năm là 1600 – 2000 mm, lượng mưa ngày lớn nhất khoảng 150 – 350 mm. Mùa mưa từ tháng V – X, nhiều mưa nhất vào tháng VIII, IX và tháng X. Cả mùa mưa có 4 – 6 tháng mưa trên 200 mm/tháng và mùa khô có 4 – 5 tháng mưa dưới 50 mm/tháng.

Từ đầu tháng 2/2020, mực nước trên dòng chính sông Mekong biến đổi chậm. Hiện tại, mực nước tại các trạm thượng nguồn ở mức xấp xỉ và thấp hơn trung bình nhiều năm và cùng kỳ năm 2016 từ 0,1 - 0,7 m. Vì vậy, trong mùa khô năm 2020, tình trạng xâm nhập mặn ở đồng bằng sông Cửu Long dự báo sẽ ở mức độ sâu hơn và gay gắt hơn so với trung bình nhiều năm. Trong một số thời điểm, xâm nhập mặn ở vùng vừa lúa số 1 Việt Nam có thể ở mức tương đương hoặc cao hơn cùng kỳ năm

2016. Mức độ rủi ro thiên tai do xâm nhập mặn ở đồng bằng sông Cửu Long được Trung tâm Dự báo Khí tượng thủy văn quốc gia dự báo¹⁸ ở mức cấp độ 2.

Hình 2-3: Bản đồ dự báo phân bố độ mặn khu vực đồng bằng sông Cửu Long



Nguồn: Trung tâm Dự báo Khí tượng thủy văn quốc gia

Trong năm 2020, ít có khả năng xuất hiện lũ sớm tại Đồng bằng Nam Bộ. Đỉnh lũ năm ở đầu nguồn sông Cửu Long trên sông Tiền tại Tân Châu và sông Hậu tại Châu Đốc ở mức BĐ1 đến BĐ2, thấp hơn đỉnh lũ TBNN từ 0,2m đến 0,4m thời gian xuất hiện đỉnh lũ năm vào nửa cuối tháng 9/2020¹⁹.

2.2.2.7. Các hiện tượng thời tiết bất thường

Các hiện tượng thời tiết bất thường có thể kể đến là hiện tượng El Nino, La Nina, băng tuyết, mưa đá, sương muối, lốc xoáy, lũ lụt ... Đây là các hiện tượng thông thường xảy ra do sự biến động của thời tiết nên khó dự báo và phòng tránh. Các hiện tượng này có sự biến động về cường độ, tần suất xuất hiện thường gây hậu quả nghiêm trọng trở thành các hiện tượng bất thường hay còn gọi là thiên tai.

Nghiên cứu mới đây của Quỹ Châu Á chỉ ra rằng trong 20 năm qua Việt Nam là 1 trong 5 nước có rủi ro thiên tai cao nhất thế giới, với mức thiệt hại ước tính chiếm

¹⁸ <http://tapchimoitruong.vn/pages/article.aspx?item=N%C4%83m-2020-t%C3%ACnh-tr%E1%BA%A1ng-x%C3%A2m-nh%E1%BA%ADp-m%E1%BA%B7n-%E1%BB%9F-%C4%91%E1%BB%93ng-b%E1%BA%B1ng-s%C3%B4ng-C%E1%BB%ADu-Long-d%E1%BB%B1-b%C3%A1o-s%E1%BA%BD-%E1%BB%9F-m%E1%BB%A9c-%C4%91%E1%BB%99-s%C3%A2u-h%C6%A1n-v%C3%A0-gay-g%E1%BA%AFt-h%C6%A1n-51169>

¹⁹ <http://vnmba.gov.vn/tin-tuc-bdkh-112/kha-nang-thien-tai-ki-tuong-thuy-van-nam-2020-khoc-liet-phuc-tap-va-kho-luong-6259.html>

1,5% GDP hàng năm. Theo đánh giá của Viện Khoa học Khí tượng Thủy văn & Môi trường (Bộ Tài nguyên & Môi trường), thiệt hại do thiên tai ở Việt Nam thuộc loại lớn trên thế giới. Tổng thiệt hại do thiên tai gây ra đối với nước ta trong một thập kỷ gần đây từ năm 2009-2019 gần 250 nghìn tỷ đồng và thiệt hại về người lên tới hơn 2500 người. Tính riêng năm 2018, với hơn 13 cơn bão và áp thấp nhiệt đới, 212 trận dông, lốc sét, 14 trận lũ quét, sạt lở đất; 9 đợt gió mạnh trên biển; 4 đợt rét đậm, rét hại; 11 đợt nắng nóng, 23 đợt không khí lạnh; 30 đợt mưa lớn trên diện rộng và lũ lớn tại thượng nguồn sông Cửu Long sau 7 năm kể từ 2011, thiệt hại cho nền kinh tế ước tính 20,000 tỷ đồng và 218 người chết và mất tích²⁰.

- **Bão, áp thấp nhiệt đới:** Là quốc gia có đường bờ biển dài trên 3.000km với gần 110.000 tàu thuyền đánh bắt hải sản, cùng với các hoạt động kinh tế, vận tải trên biển, ven biển nên thường xuyên chịu tác động trực tiếp của các cơn bão hình thành từ Thái Bình Dương (một trong 05 ổ bão lớn nhất thế giới); trung bình hàng năm có từ 11 ÷ 12 cơn bão và ATNĐ trên biển Đông, trong đó 5 ÷ 6 cơn ảnh hưởng trực tiếp đến đất liền. Điển hình phải kể đến: bão Linda năm 1997 đổ bộ vào phía Nam bán đảo Cà Mau và đúng 20 năm sau (năm 2017) đã xuất hiện bão Tembin có hướng di chuyển và cường độ tương tự như bão Linda; bão Damrey năm 2005 đổ bộ vào khu vực phía Nam của Thanh Hóa Bắc Bộ trùng với thời kỳ triều cường, gió cấp 10-11, giật cấp 12, đã phá hủy nghiêm trọng hệ thống đê biển và cơ sở hạ tầng (12 năm sau, năm 2017 một cơn bão cũng có tên là Damrey đổ bộ vào Phú Yên, Khánh Hòa với gió mạnh cấp 9, giật cấp 12-13, chưa từng xảy ra tại các tỉnh Nam Trung Bộ gây thiệt hại lớn về người và tài sản); năm 2013, có 14 cơn bão và 05 ATNĐ ảnh hưởng đến nước ta, trong đó có siêu bão Haiyan với sức gió cấp 16 ÷ 17 và đặc biệt năm 2017, là năm kỷ lục về số lượng bão và áp thấp nhiệt đới, với 16 cơn bão, 04 ATNĐ xuất hiện và hoạt động trên biển Đông, trong đó bão số 10, số 12 đổ bộ vào khu vực Bắc và Nam Trung Bộ và bão số 16 đi qua quần đảo Trường Sa với sức gió trên cấp 11 ÷ 12 giật cấp 13 ÷ 15 (rủi ro thiên tai cấp độ 4). Theo số liệu quan trắc, chưa có bằng chứng về sự thay đổi tần suất của các cơn bão bao gồm cả bão và áp thấp nhiệt đới đổ bộ vào đất liền nước ta. Tuy nhiên, số lượng các cơn bão có cường độ mạnh có xu thế tăng lên. Mùa mưa bão hiện nay có xu hướng kết thúc muộn hơn trước đây và nhiều cơn bão đổ bộ vào khu vực phía Nam trong những năm gần đây.

Theo thống kê và tính toán, các vùng có ảnh hưởng lớn về bão ở Việt Nam gồm 5 vùng có số lượng và cường độ bão đổ bộ và được mô tả trong hình dưới.

²⁰ <http://hdl.vn/vi/nghien-cuu---trao-doi/danh-gia-tac-dong-cua-cuc-doan-khi-hau-duoi-anh-huong-bien-doi-khi-hau-voi-phat-trien-ben-vung.html>

Vùng I từ Quảng Ninh - Thanh Hóa: Là vùng có tần số trung bình năm là 1 – 1,5 cơn. Đây cũng là vùng chịu ảnh hưởng của bão sớm hơn các vùng khác với thời kỳ nhiều bão nhất là 3 tháng giữa mùa hè (6, 7, 8), lượng mưa lớn nhất trong 24 giờ đã ghi được là trên 470mm. Cường độ bão đã ghi nhận được là cấp 15.

Vùng II từ Nghệ An – Thừa Thiên Huế: Là vùng có tần số bão hàng năm 1 - 1,5 cơn, mùa bão lùi về nửa cuối mùa hè, tập trung vào các tháng 8, 9, 10, lượng mưa lớn nhất trong 24 giờ rất lớn đạt 790mm. Cường độ bão đã ghi nhận được là cấp 13.

Vùng III từ Đà Nẵng – Bình Định: Là vùng có tần số bão trung bình năm 0,2-1 cơn, mùa bão lệch về cuối mùa hè, khoảng tháng 10, 11, lượng mưa lớn nhất trong 24h đã ghi được 590mm. Cường độ bão đã ghi nhận được là cấp 13.

Vùng IV từ Phú Yên – Khánh Hòa: Là vùng có tần số bão hàng năm ít hơn so với vùng 3, mùa bão lùi sâu về đầu mùa đông, khoảng tháng 11, 12, lượng mưa lớn nhất trong 24h đã ghi được 470mm. Cường độ bão đã ghi nhận được là cấp 13.

Vùng V từ Ninh Thuận – Cà Mau: Là vùng có tần số bão trung bình năm ít nhất trong số các vùng, mùa bão lệch hẳn về mùa đông tháng 11, 12, đôi khi vào tháng 1 năm sau, lượng mưa lớn nhất trong 24h đã ghi được 180mm. Cường độ bão đã ghi nhận được là cấp 10.

Tần suất và cường độ bão ở các vùng nêu trên được thể hiện trực quan qua hình sau:

Hình 2-4: Phân vùng nguy cơ bão cho các vùng ven biển Việt Nam



Nguồn: Viện KTTV&BDKH, chuyên đề phục vụ ĐMC của QHDD8, tháng 10/2020

- **Mưa lớn, ngập lụt:** Trong những năm gần đây, mưa lớn xảy ra bất thường hơn về thời gian, địa điểm, tần suất và cường độ. Mưa lớn và đặc biệt lớn xảy ra thường xuyên trên diện rộng và cục bộ đã gây lũ lớn, ngập lụt, lũ quét, sạt lở đất nghiêm trọng tại nhiều khu vực trên phạm vi toàn quốc. Trong đó có thể kể đến trận mưa cuối tháng 10/2008 xảy ra tại Hà Nội và đồng bằng Bắc Bộ gây ngập lụt nghiêm trọng trên diện rộng tại thành phố Hà Nội; Mưa đặc biệt lớn kéo dài trong 5 ngày cuối tháng 7, đầu tháng 8/2015 tại Cửa Ông (Quảng Ninh); Mưa lớn kéo dài liên tục từ giữa tháng 6 đến đầu tháng 7/2017, tại các tỉnh Bắc Bộ; Đợt mưa lớn trên diện rộng xuất hiện trái mùa (giữa tháng 10/2017) tại khu vực Hòa Bình, Thanh Hóa, Ninh Bình với tổng lượng từ 400 đến trên 600mm; Đợt mưa đặc biệt lớn (xấp xỉ mức lịch sử) sau bão số 12 vào đầu

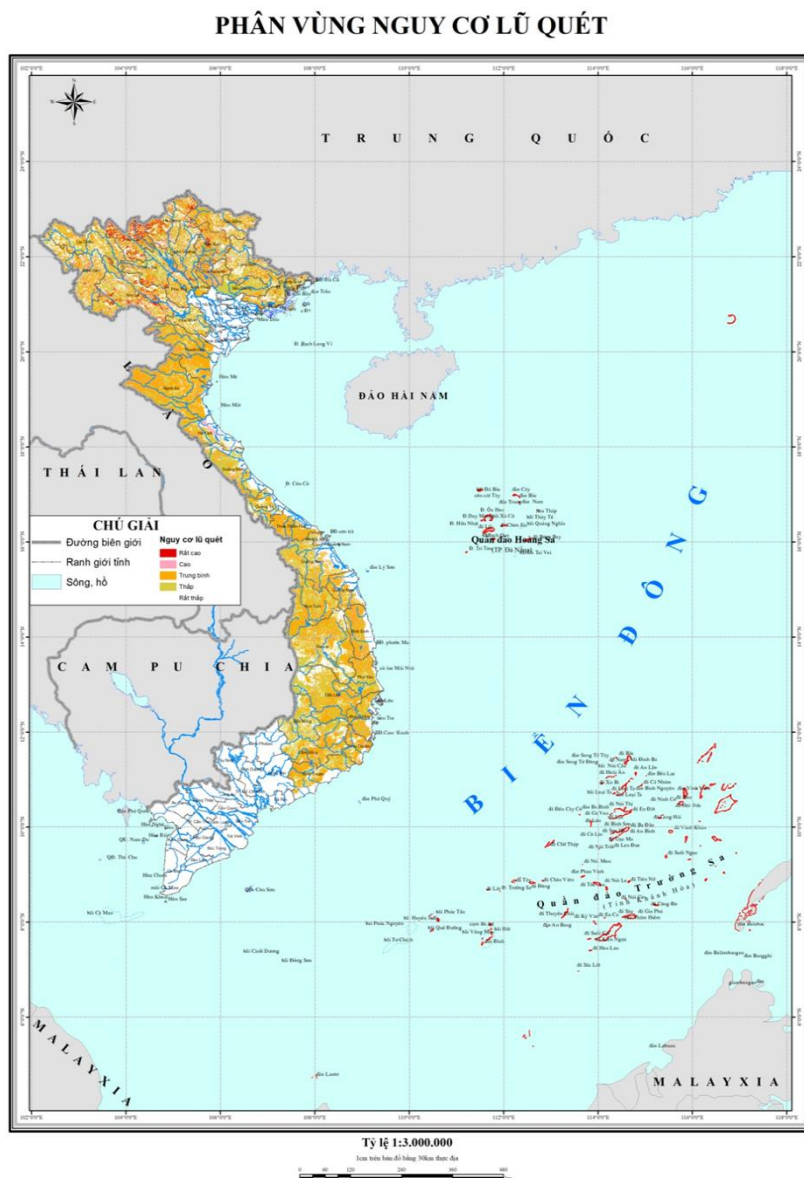
tháng 11/2017 tại các tỉnh miền Trung đã gây ngập sâu tại thành phố Huế, thị xã Hội An đúng vào tuần lễ Hội nghị cấp cao APEC. Năm 2019, đợt mưa lớn kỷ lục ở đảo Phú Quốc từ ngày 2/8 đến ngày 9/8 (8 ngày) đã lên tới 1158mm (chiếm 40% tổng lượng mưa năm). Riêng ngày 9/8 có tổng lượng mưa lên đến 358 mm. Thời gian mưa chủ yếu tập trung từ nửa đêm và sáng.

- **Lũ:** Lũ lớn và lũ lịch sử liên tiếp xuất hiện tại các vùng, miền trên phạm vi cả nước, điển hình là năm 1996, 2002, 2015 ở Bắc Bộ; năm 1999, 2000, 2003, 2007, 2009, 2010, 2011, 2016, 2017 ở Trung Bộ và năm 2000, 2001, 2002, 2011 ở Nam Bộ. Trong đó, một số nơi đạt mức lịch sử, hoặc tương đương mức lũ lịch sử, như năm 1996 tại Bắc Bộ, năm 1999 tại Huế (mức lịch sử), năm 2000 tại đồng bằng sông Cửu Long (tương đương mức lịch sử tại Tân Châu, Châu Đốc và một số khu vực ở gần biển vượt mức lịch sử), năm 2011 ở Phú Yên (mức lịch sử), năm 2016 tại Bình Định (mức lịch sử); năm 2017 tại một số sông thuộc Ninh Bình, Thanh Hóa với mức lũ vượt mức lịch sử từ 0,5 - 1 m gây hư hỏng nặng nề hệ thống đê điều với 244 sự cố trên tổng chiều dài 90km.

- **Lũ quét, sạt lở đất:** Đây là loại hình thiên tai xảy ra thường xuyên tại các tỉnh miền núi, với đặc tính xảy ra quá nhanh, quá nguy hiểm, gây thiệt hại nghiêm trọng về người và tài sản. Trong những năm qua, lũ quét và sạt lở đất tại các tỉnh miền núi phía Bắc có xu thế tăng rõ rệt, với tổng số 300 trận lũ quét, sạt lở đất có quy mô và phạm vi ngày càng lớn, gây thiệt hại nặng nề về tính mạng, tài sản của nhà nước và nhân dân. Năm 2017 và giữa năm 2018 lũ quét, sạt lở đất đặc biệt nghiêm trọng trên diện rộng tại các tỉnh miền núi: tại huyện Mường La (tỉnh Sơn La), Mù Cang Chải (tỉnh Yên Bái) vào đầu tháng 8/2017; tại các huyện Tân Lạc, Đà Bắc, TP Hoà Bình (tỉnh Hòa Bình) giữa tháng 10/2017; tại các tỉnh Lai Châu, Hà Giang vào cuối tháng 6/2018; tại Quan Sơn (Thanh Hóa) vào tháng 8/2019.

Các vùng có nguy cơ sạt lở cao tập trung ở các tỉnh vùng núi Tây Bắc. Hà Tĩnh cũng là địa phương có nguy cơ cao về sạt lở được thể hiện trực quan trong hình dưới đây:

Hình 2-5: Phân vùng nguy cơ lũ quét vủa Việt Nam



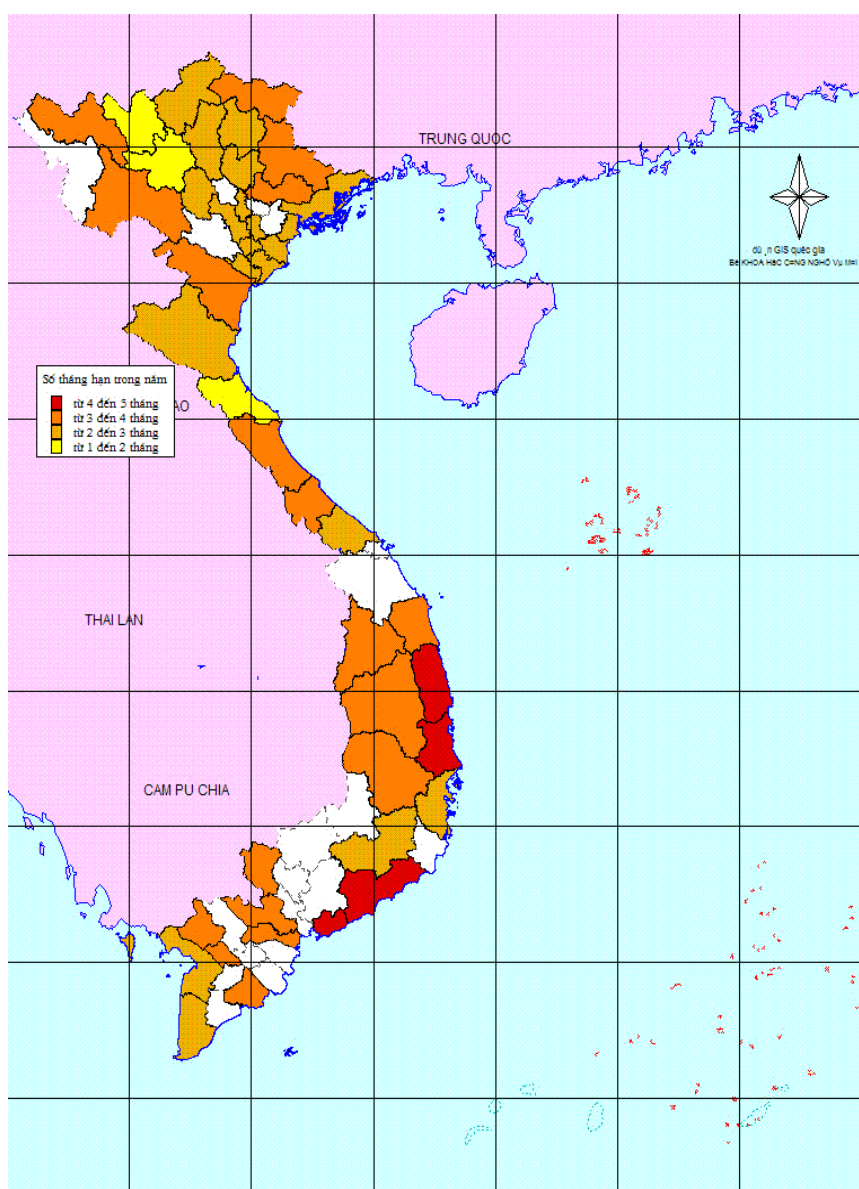
Nguồn: Viện KTTV&BDKH, chuyên đề phục vụ ĐMC của QHDD8, tháng 10/2020

- **Nắng nóng, hạn hán, xâm nhập mặn:** Dưới tác động của BĐKH, nắng nóng sẽ xảy ra với tần suất và cường độ ngày càng gay gắt hơn, hạn hán và xâm nhập mặn sẽ trở nên khắc nghiệt hơn. Trong hơn 20 năm qua, đã xuất hiện 10 đợt hạn hán trên diện rộng trong các năm: 1993-1994; 1994-1995; 1995-1996; 1997-1998; 2001-2002; 2004-2005; 2006-2007; 2009-2010; 2015-2016 và 2019-2020²¹. Nhiều giá trị kỷ lục mới về nhiệt độ đã được thiết lập. Nắng nóng gay gắt ở các tỉnh Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ năm 2014, với nền nhiệt độ cao phổ biến từ 39 ÷ 40°C, nhiều nơi trên 40°C, kéo dài kỷ lục trong vòng 60 năm qua; Ngày 20/4/2019, nhiệt độ quan trắc được tại trạm khí tượng Hương Khê (Hà Tĩnh) là 43,4°C, là giá trị nhiệt độ cao nhất từ trước đến nay được quan

²¹ <http://vnmma.gov.vn/tin-tuc-bdkh-112/kha-nang-thien-tai-khi-tuong-thuy-van-nam-2020-khoc-liet-phuc-tap-va-kho-luong-6259.html>

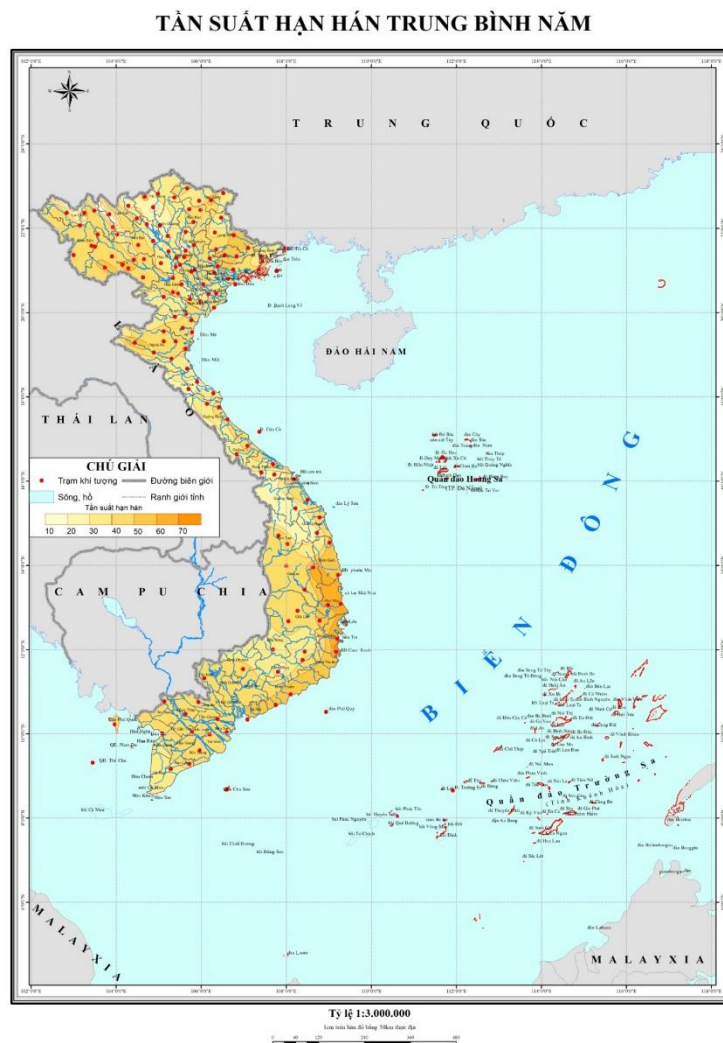
trắc tại Việt Nam. Những năm gần đây, hiện tượng ENSO ngày càng có tác động nghiêm trọng đến nước ta, các đợt El Nino đã gây ra hạn hán trên phạm vi rộng, tình trạng cạn kiệt nguồn nước tại các dòng sông trên cả nước ngày càng phổ biến, trong đó đặc biệt nghiêm trọng là đợt hạn hán và xâm nhập mặn xảy ra trong năm 2015/2016 và 2019/2020 tại các tỉnh thuộc Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và đồng bằng sông Cửu Long. Theo dự báo, xâm nhập mặn có nguy cơ tăng cao trong tương lai, đặc biệt là ở vùng ĐBSCL. Vào cuối thế kỷ 21, chiều sâu xâm nhập ứng với độ mặn 1‰ có thể tăng lên trên 20 km trên các sông: Đồng Nai, sông Tiền, sông Hậu và xấp xỉ 10 km trên sông Hồng - Thái Bình. Các vùng có tần suất và mức độ hạn hán trên cả nước được thể hiện trong hình sau:

Hình 2-6: Phân bố hạn hán trên lãnh thổ Việt Nam



Nguồn: Viện KTTV&BDKH, chuyên đề phục vụ ĐMC của QHDD8, tháng 10/2020

Hình 2-7: Tần suất hạn hán trung bình năm của Việt Nam



Nguồn: Viện KTTV&BĐKH, chuyên đề phục vụ ĐMC của QHDD8, tháng 10/2020

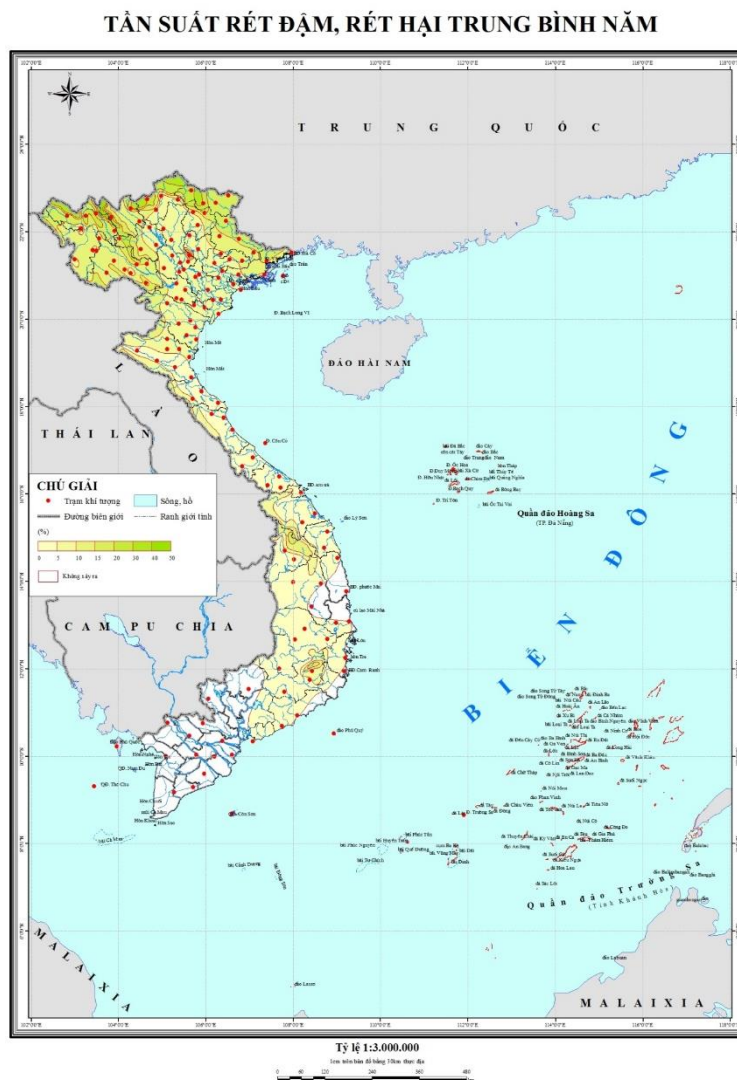
- **Rét đậm, rét hại:** Xảy ra thường xuyên và duy trì nhiều ngày, nhất là ở vùng núi phía Bắc và Bắc Trung Bộ. Trong đó, đợt rét đầu năm 2016, được đánh giá có nền nhiệt độ thấp nhất trong vòng 100 năm qua. Với tác động của BĐKH, nhiệt độ trung bình có thể tăng nhưng các đợt lạnh bất thường dự báo sẽ xảy ra nhiều hơn trong tương lai²².

Năm 2020 sẽ là một trong những năm nóng kỷ lục theo Cơ quan Khí tượng Vương quốc Anh (Met Office) đã dự báo, với nhiệt độ toàn cầu tăng có thể tăng 1,1°C so với mức trung bình thời kỳ tiền công nghiệp, kéo dài số năm ấm nhất liên tiếp thêm ít nhất 1 năm nữa, kèm theo đó là tính bất ổn định cao của khí quyển trên quy mô toàn cầu và trong khu vực. Đây là dấu hiệu cho thấy khả năng thiên tai KTTV năm 2020 sẽ khốc liệt, phức tạp và khó lường.

²² <http://hdl.vn/vi/nghien-cuu---trao-doi/danh-gia-tac-dong-cua-cuc-doan-khi-hau-duoi-anh-huong-bien-doi-khi-hau-voi-phat-trien-ben-vung.html>

Các vùng có tần suất và mức độ rét đậm, rét hại được nhìn nhận và thể hiện trong hình sau:

Hình 2-8: Tần suất rét đậm, rét hại trung bình năm của Việt Nam



Nguồn: Viện KTTV&BDKH, chuyên đề phục vụ ĐMC của QHDD8, tháng 10/2020

Tóm lại: Theo báo cáo của Tổng cục Thống kê, 3 tháng đầu năm 2020, thiên tai đã làm cho 9 người chết; 18 người bị thương; 39,3 nghìn hecta lúa và gần 7 nghìn hecta hoa màu bị hư hỏng; 24 ngôi nhà bị sập đổ, cuốn trôi; hơn 23 nghìn ngôi nhà bị hư hỏng. Tổng giá trị thiệt hại về tài sản do thiên tai gây ra trong quý I/2020 ước tính gần 934,4 tỷ đồng, gấp 9 lần so với cùng kỳ năm 2019²³.

Bên cạnh tác động về KTXH và thiệt hại về sinh mạng con người do thiên tai, môi trường sau bão, lũ bị suy thoái nghiêm trọng, điển hình là ô nhiễm nguồn nước mặt làm gia tăng bệnh tật hay suy thoái môi trường đất do xói lở, trượt lở đất,...

²³ <http://vnmma.gov.vn/tin-tuc-bdkh-112/kha-nang-thien-tai-khi-tuong-thuy-van-nam-2020-khoc-liet-phuc-tap-va-kho-luong-6259.html>

Lũ thường xảy ra ở vùng núi, nơi có địa hình đồi núi cao xen kẽ với thung lũng và sông suối thấp. Vào các tháng mùa mưa có các trận mưa lớn, cường độ mạnh, nước mưa tích lũy nhanh, nếu đất tại chỗ đã no nước thì nước mưa đổ cả vào dòng chảy, dễ gây ra lũ.

Hạn hán là hiện tượng lượng mưa thiếu hụt nghiêm trọng kéo dài, làm giảm độ ẩm trong không khí và hàm lượng nước trong đất, làm suy kiệt dòng chảy sông suối, hạ thấp mực nước ao hồ, mực nước trong các tầng chứa nước dưới đất gây ảnh hưởng xấu đến sự sinh trưởng của cây trồng, làm môi trường suy thoái gây đói nghèo dịch bệnh... Mức độ nghiêm trọng của hạn hán, thiếu nước càng tăng cao do nguồn nước dễ bị tổn thương, suy thoái do tác động mạnh của con người. Nguyên nhân chính được đưa ra là do diện tích rừng ngày càng bị thu hẹp, làm cho các mạch nước ngầm bị suy giảm mạnh và do các hồ thủy điện tích nước... nên các vùng hạ lưu bị cạn kiệt.

Những hiện tượng thời tiết cực đoan đã và đang diễn ra có tác động to lớn đến môi trường, kinh tế, chính trị xã hội và sức khỏe con người, là nguyên nhân dẫn đến đói nghèo, bệnh tật thậm chí là chiến tranh do xung đột nguồn nước, gây huỷ hoại các loài thực vật, các loài động vật, quần cư hoang dã, làm giảm chất lượng không khí, nước, làm cháy rừng, xói lở đất. Các tác động này có thể kéo dài và không thể khôi phục được. Biến động của thời tiết sẽ tác động trực tiếp đến con người như thiệt hại đến tính mạng và tài sản khi xảy ra lũ lụt, ảnh hưởng đến kinh tế xã hội như làm mất hoàn toàn diện tích gieo trồng do bão lũ hoặc giảm năng suất cây trồng, giảm diện tích gieo trồng, giảm sản lượng cây trồng, chủ yếu là sản lượng cây lương thực do thiếu nước, sâu bệnh, trời lạnh và sương muối. Tăng chi phí sản xuất nông nghiệp, giảm thu nhập của lao động nông nghiệp. Tăng giá thành và giá cả các lương thực. Giảm tổng giá trị sản phẩm chăn nuôi. Thiệt hại trực tiếp đến các hoạt động sản xuất công nghiệp, đặc biệt là khai thác, sản xuất và cung cấp năng lượng cho nền kinh tế và đời sống sinh hoạt của người dân.

2.2.2.8. Điều kiện hải văn

Việt Nam có một phần lãnh thổ rộng lớn trên biển Đông, bao gồm thêm lục địa, vùng lãnh hải và vùng đặc quyền kinh tế cùng với nhiều đảo và quần đảo lớn nhỏ, tổng diện tích vùng biển Đông thuộc Việt Nam khoảng gần 1 triệu km². Đặc điểm chế độ hải văn chi phối hệ thống hải văn của Việt Nam. Biển Đông Việt Nam có 2 đặc tính quan trọng, là biển kín và đặc tính nội chí tuyến gió mùa với sự phân hóa bắc nam và sự biến đổi theo mùa rõ rệt.

Bảng dưới đây tổng hợp số liệu mực nước biển trung bình tại một số trạm quan trắc trên cả nước giai đoạn từ 2014 – 2018, nhìn vào số liệu mực nước biển trong bảng có thể thấy xu hướng mực nước dao động theo hướng tăng nhẹ.

Bảng 2-9: Mực nước biển trung bình tại một số trạm quan trắc

Đơn vị: mm

Trạm	2014	2015	2016	2017	2018
Cô Tô	199	206	209	213	210
Cửa Ông	249	249	252	256	253
Bãi Cháy	213	213	215	219	215
Hòn Dấu	199	199	202	206	202
Bạch Long Vĩ	153	150	154	155	152
Sầm Sơn	194	193	193	197	196
Hòn Ngư	168	168	172	168	165
Cồn Cỏ	77	77	81	70	78
Sơn Trà	98	95	102	96	101
Quy Nhơn	157	153	158	162	158
Phú Quý	222	219	221	225	222
Trường Sa	241	237	239	239	242
Vũng Tàu	266	264	270	275	271
Côn Đảo	254	252	...	256	255
Thổ Chu	85	81	...	86	84
Phú Quốc	94	94	...	100	97

Nguồn: Tổng cục thống kê

Nhiệt độ nước biển: tầng mặt cao, trung bình năm trên 23°C và biến động theo mùa, theo khu vực và theo độ sâu. Tại các vịnh nông, vịnh Bắc Bộ, tầng đáy chỉ lạnh hơn tầng mặt 1-2°C. Ngoài khơi, vùng biển sâu, sự khác biệt về nhiệt độ giữa các tầng lớn hơn nhiều, đặc biệt là trong khoảng độ sâu 100-400m. Trên cơ sở tổng hợp và phân tích số liệu 15 năm (2002 – 2017) về trường nhiệt độ mặt nước biển và xây dựng các bản đồ về trường nhiệt độ mặt biển, có thể thấy: Vào mùa gió Đông bắc, sự phân bố nhiệt độ bề mặt nước biển trung bình nhiều năm ở vùng biển Tây Nam Việt Nam tuân theo quy luật nhiệt độ tăng dần từ phía Đông nam lên Tây bắc, từ vùng bờ ra khơi với khoảng dao động nhiệt độ trung bình từ 26,4 – 28,4°C. Trong khi đó, ở khu vực trung tâm vùng nghiên cứu, nhiệt độ tương đối ổn định. Vào mùa gió Tây nam, nhiệt độ bề mặt nước biển trung bình nhiều năm cũng có xu hướng tăng từ vùng bờ ra khơi, nhưng biên độ dao động thấp (29,4 – 30°C). So với mùa gió Đông bắc, nhiệt độ bề mặt nước biển trung bình mùa gió Tây nam ở vùng biển Tây Nam Việt Nam cao hơn từ 1 – 3°C²⁴.

Độ mặn nước biển: độ mặn trung bình khoảng 32 – 33‰, thay đổi tùy theo khu vực, theo mùa và theo độ sâu. Ngoài khơi, độ mặn cao và ổn định nhưng ven bờ do ảnh hưởng của nước sông ngòi đổ ra nên có sự biến động theo mùa rõ rệt và có sự khác nhau giữa 3 miền. Độ mặn cao vào mùa khô và thấp vào mùa mưa lũ. Khi nước từ các sông

²⁴ <https://baovemoitruong.org.vn/xu-the-bien-dong-nhiet-do-be-mat-nuoc-bien-vung-bien-tay-nam-viet-nam/>

ngồi đổ ra biển nhiều, độ mặn tại các cửa sông có thể giảm xuống dưới 24‰ và trở thành nước lợ.

Sóng: Sóng biển không lớn và bị chi phối bởi chế độ gió mùa trên mọi vùng biển. Mùa gió Đông bắc, tốc độ gió lớn, nên sóng nhiều và lớn hơn. Mùa gió Tây nam, ít sóng và sóng nhỏ hơn, nhưng khi có bão thì sóng lại lớn hơn nhiều tạo sóng gió và sóng lừng từ hướng Đông bắc tới và vỗ mạnh vào bờ biển, nhất là ở Trung Bộ. Lúc gió bão có tốc độ 200 km/h thì sóng có thể cao tới 12m. Trong khi đó, ở bờ biển Philippin và trong các vịnh kín, sóng ít hơn và nhỏ hơn. Từ tháng 6 đến tháng 8/2020, trên vùng biển phía Nam cần đề phòng sóng cao từ 2-3m do ảnh hưởng của gió mùa Tây Nam. Hiện tượng sạt lở bờ biển mặc dù không có nguy cơ cao như thời kỳ đầu năm 2020 nhưng vẫn có khả năng xuất hiện, nhất là trong các đợt triều cường²⁵.

Nơi nhiều sóng và sóng lớn nhất là duyên hải Trung Bộ, ở Cồn Cỏ và Phú Quý độ cao sóng trung bình nằm ở cấp IV. Nơi ít sóng và sóng nhỏ nhất là vịnh Thái Lan, thường chỉ đạt cấp I-II. Vịnh Bắc Bộ được đảo Hải Nam che chắn, nên sóng nhỏ hơn so với ở ngoài khơi và duyên hải Trung Bộ. Độ cao sóng trung bình khoảng cấp II-III. Nhưng khi gió mùa đông bắc tràn về hoặc khi có bão, sóng có thể rất lớn, ví dụ như tại Cô Tô, độ cao cực đại của sóng đạt 6,1m, ở Bạch Long Vĩ là 7m, ở Hoàng Sa và Trường Sa đều là 11m.

Thủy triều: Chế độ thủy triều ven biển Việt Nam rất đặc biệt, có sự phân hóa mạnh theo khu vực từ Móng Cái đến Hà Tiên. Chế độ nhật triều đều và không đều hoạt động mạnh ở ven biển, có nơi chế độ nhật triều rất điển hình, với tỷ số đặc trưng thủy triều lớn hơn 20m (Hòn Dấu).

Sóng nhật triều mạnh nhất ở Bắc Bộ sau giảm dần và suy yếu khi đến Huế, từ Huế lại mạnh dần tới Nam Bộ. Sóng bán nhật triều mạnh nhất ở Nam Bộ, từ đó giảm dần ra phía Bắc Bộ và về vịnh Thái Lan. Tùy theo mối quan hệ giữa sóng nhật triều và sóng bán nhật triều, mà Việt Nam có thể phân ra 6 khu vực có chế độ thủy triều khác nhau: Móng Cái đến Thanh Hóa, Nghệ An đến Quảng Bình, Quảng Trị đến Tp. Đà Nẵng, Tp. Đà Nẵng đến mũi Ba Kiệm, Mũi Ba Kiệm đến Cà Mau và Cà Mau đến Hà Tiên

Hải lưu: do là biển kín kiểu Địa Trung Hải nên chủ yếu là những dòng địa phương do gió mùa và địa hình bờ biển chi phối. Các hải lưu từ phía Bắc xuống và từ Thái Bình Dương vào chỉ tô đậm thêm vào các dòng này. Vì thế các hải lưu trên biển Đông có sự biến động theo mùa và theo khu vực, tùy thuộc vào thời gian và phạm vi tác động của mỗi loại gió mùa.

²⁵ <http://vnmma.gov.vn/tin-tuc-khcn-120/du-bao-khi-tuong-thuy-van-ha%3Fi-van-%28tu-thang-6-den-thang-11-2020%29-6520.html>

Mùa đông, khi gió mùa Đông Bắc thịnh hành tạo nên một hải lưu chạy theo hướng Đông Bắc – Tây Nam dọc bờ biển Việt Nam. Đó là một dòng nước lạnh, một phần do tác động của các khối không khí cực đới, một phần do sự tiếp xúc của hải lưu lạnh từ phía bắc xuống qua eo biển Đài Loan. Tốc độ trung bình của hải lưu mùa đông vào khoảng 60 – 70 cm/s (trên 1 hải lý/giờ), nhưng vào các tháng giữa mùa (XII-II), gió mùa Đông Bắc vừa ổn định vừa mạnh, tốc độ của hải lưu Đông Bắc – Tây Nam có thể tăng lên tới 2 – 3 hải lý/giờ.

Sang mùa hè, là mùa của gió Tây nam, một hải lưu chạy ngược hướng, từ Tây Nam lên Đông Bắc hình thành. Dòng này, theo sát bờ biển Trung Bộ, nhưng càng lên phía bắc càng lệch sang hướng đông.

Sóng thần: Tại Việt Nam hiện vẫn chưa có bằng chứng rõ ràng để khẳng định là có sóng thần. Thực tế trong dân gian nhiều khi vẫn nhầm lẫn sóng thần với hiện tượng nước dâng cao do các yếu tố khí tượng. Nếu dựa trên các số liệu thống kê mực nước ven bờ thì với độ tuổi của các trạm hải văn nước ta (từ đầu những năm 1960) thì không thể khẳng định là Việt Nam không có sóng thần khi chưa quan trắc thấy có sóng thần tại các trạm này. Theo luận điểm của giáo sư Ando, một chuyên gia hàng đầu về địa chấn thuộc Đại học Nagoya-Nhật Bản, thì để xem xét một khu vực nào đó có sóng thần hay không cần phải có số liệu quan trắc về địa chấn và mực nước trong khoảng thời gian 500 năm mới có thể khẳng định được.

Dựa trên kết quả nghiên cứu và mô phỏng của Viện Khí tượng Thủy văn, với giả thiết khi có động đất với độ lớn $M_w = 9$ độ Richter xảy ra tại đới hút chìm Manila, xuất hiện phân bố độ cao sóng trên toàn Biển Đông cũng như ven biển và hải đảo Việt Nam, hầu như toàn bộ vùng bờ biển từ Móng Cái tới Cà Mau đều có sóng thần với độ cao hơn 1m. Khu vực có sóng thần với độ cao lớn hơn 2m kéo dài từ Nam Định tới tận Vũng Tàu. Khu vực bờ biển tỉnh Quảng Ngãi là khu vực có độ cao sóng thần lớn nhất, khoảng 10m.

Thời gian lan truyền của sóng thần từ nguồn tại đới hút chìm Manila tới các vị trí khác nhau trên Biển Đông và tới ven biển Miền Trung của Việt Nam là khoảng 2 giờ. Thời gian lan truyền của sóng thần tới các khu quần đảo của nước ta thấp hơn nhiều. Sau khi động đất xảy ra khoảng 40 phút, sóng thần đã lan truyền tới khu vực Quần đảo Hoàng Sa, trong khi thời gian lan truyền của sóng thần từ nguồn tới khu vực Quần đảo Trường Sa là khoảng 1 giờ. Điểm đầu tiên của vùng biển Miền Trung có thể đón sóng thần là Phú Yên.

2.2.3. Hiện trạng các thành phần môi trường tự nhiên**2.2.3.1. Hiện trạng môi trường đất**

❖ Thoái hóa đất

Thoái hóa đất và hoang mạc hóa ở Việt Nam là kết quả của quá trình xói mòn đất, đá ong hóa, hạn hán, cát bay, cát chảy, đất bị nhiễm mặn, nhiễm phèn. Các vấn đề cơ bản của hoang mạc hóa ở Việt Nam là hạn hán, thoái hóa đất và cồn cát di động theo mùa gió trong năm. Hiện Việt Nam có khoảng 7,6 triệu ha đất đang chịu tác động của thoái hóa, hoang hóa dẫn tới sa mạc hóa. Miền Trung là khu vực đất đai bị thoái hóa trên tiến trình trở thành hoang địa cần cỗi. Tình trạng sa mạc hóa ngày càng diễn ra nhanh chóng đến mức báo động. Tây Bắc, Tây Nguyên và Duyên hải Nam Trung Bộ là 3 khu vực bị ảnh hưởng nặng nề nhất của thực trạng này. Quá trình sa mạc hóa tác động sâu sắc đến sự phát triển kinh tế - xã hội và cuộc sống của người dân²⁶. Hiện tượng sa mạc hóa cục bộ xuất hiện ở các dải cát hẹp dọc bờ biển từ Quảng Bình đến Bình Thuận, nơi có diện tích sa mạc hóa lớn nhất cả nước. Tại các tỉnh miền núi phía Bắc, nơi còn nhiều vùng đồi núi trọc đang bị mưa lũ làm lở đất, xói mòn và suy thoái đến khô cằn hoang mạc. Đây là những vấn đề đáng lo ngại, là thách thức lớn đối với Việt Nam, đặc biệt là nền nông nghiệp hiện nay.

Bảng 2-10: Thực trạng suy thoái đất trên phạm vi toàn quốc²⁷

Loại hình sử dụng đất	Diện tích (km ²)	Mức độ suy thoái đất (km ²)			
		Suy thoái	Có dấu hiện suy thoái	Có nguy cơ bị suy thoái	Ít nguy cơ bị suy thoái
Đất lâm nghiệp	140.288	1.258	10.448	32.397	63.345
Cây bụi, đất cỏ cò và cây rải rác	32.814	514	2.732	7.565	10.957
Canh tác nông nghiệp	72.354	8.462	6.320	15.514	32.965
Đất ngập nước	39.434	1.350	3.539	8.726	11.150
Khu vực dân cư	44.372	1.488	944	2.748	5.363
Tỷ lệ (%)		4,0	7,3	20,3	38,0
Tổng (km²)	329.263	13.072	23.982	66.950	123.781

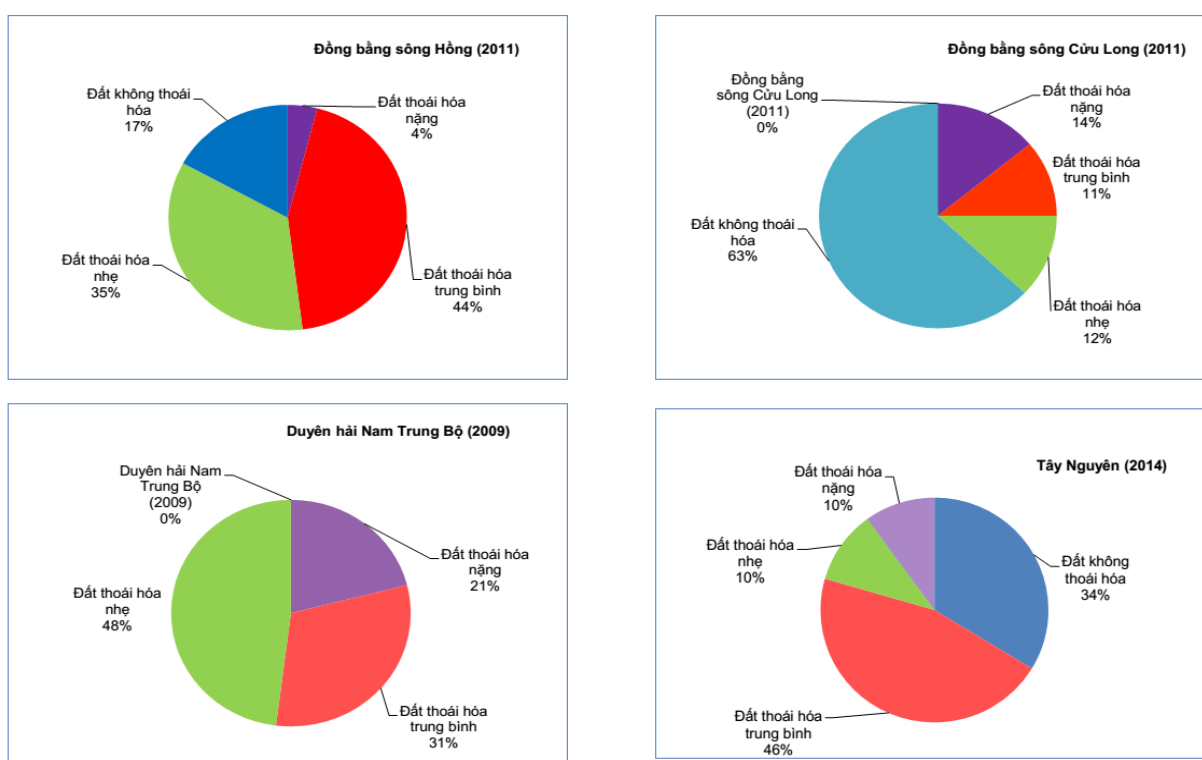
Tốc độ thoái hóa đất tự nhiên ở khu vực có địa hình đồi núi, sườn dốc hoặc các khu vực ven biển diễn biến mạnh hơn so với đất phù sa ở khu vực đồng bằng. Ở Tây

²⁶ <http://kttvqg.gov.vn/tin-tuc-bdkh-112/loi-lo-sa-mac-hoa-6739.html>

²⁷ <https://nongnghiep.vn/ca-nuoc-co-13-trieu-ha-dat-bi-suy-thoai-d243456.html>

Nguyên, kết quả nghiên cứu cho thấy, đất bị thoái hóa nặng ước khoảng 547.800ha (chiếm 10%), tập trung ở nhóm địa hình gò đồi và núi cao trên các lớp đất đỏ vàng, đất xám bạc màu; Nhiều diện tích đất trong tình trạng bị bóc mòn, trơ sỏi đá. Khu vực ĐBSCL, tỷ lệ nhóm đất thoái hóa nặng khá cao (14%), chủ yếu do nhiễm mặn và nhiễm phèn. Tỷ lệ đất bị thoái hóa nặng cao nhất ở Duyên hải Nam Trung Bộ (21%). Ở ĐBSH, nhóm đất thoái hóa nặng chỉ chiếm 4%, thấp hơn nhiều so với các khu vực khác.

Hình 2-9: Diện tích đất bị thoái hóa ở một số vùng trong cả nước



Nguồn: Báo cáo hiện trạng môi trường 2011 – 2015, Bộ TN&MT, 2015

Kết quả điều tra thoái hóa đất trên địa bàn các tỉnh cho thấy:

- Khu vực Tây Bắc: Sơn La, Tổng diện tích đất bị thoái hóa là 777.688ha, chiếm 61,52% tổng diện tích điều tra. Trong đó, diện tích đất bị thoái hóa nặng chiếm tỷ lệ cao 52,69%. Đất sản xuất nông nghiệp bị thoái hóa là 260.481 ha, chiếm 71,39% diện tích đất nông nghiệp của tỉnh; Đất lâm nghiệp bị thoái hóa là 204.915 ha, chiếm 31,83% diện tích đất lâm nghiệp của tỉnh; Đất chưa sử dụng bị thoái hóa là 312.292 ha, chiếm 93,29% diện tích đất chưa sử dụng của tỉnh; Điện Biên có 38% diện tích đất bị thoái hóa nặng trên 740.000ha đất bị thoái hóa; Lào Cai, diện tích đất bị thoái hóa là 406.985ha, chiếm 68,09% tổng diện tích điều tra, trong đó, thoái hóa nặng chiếm 29,72%, tập trung ở huyện Văn Bàn, huyện Bắc Hà, huyện Bát Xát....

- Khu vực Đông Bắc: Quảng Ninh có tổng diện tích thoái hóa đất là 422.252ha, chiếm 85,49% tổng diện tích điều tra, trong đó thoái hóa nặng chiếm 14,48%, phân bố nhiều trên địa bàn Móng Cái, Tiên Yên, Ba Chẽ, Bình Liêu.

- Tây Nguyên: Kon Tum có tổng diện tích đất bị thoái hóa là 166.561ha, chiếm 32,52% tổng diện tích điều tra, trong đó thoái hóa nặng chiếm 2,08%.

- Đồng bằng sông Cửu Long: An Giang có 35,27% diện tích tự nhiên toàn tỉnh bị thoái hóa ở mức nhẹ và trung bình). Đồng Tháp diện tích đất bị thoái hóa là 13.272ha, chiếm 4,8%.

Nguyên nhân gây thoái hóa đất là do độ dốc địa hình, ảnh hưởng của ĐKKH gây xói mòn, rửa trôi đất... Ngoài ra, việc khai thác, sử dụng đất không phù hợp, làm cho đất bị suy giảm độ phì và tăng nguy cơ gây xói mòn đất. Việc thiếu đất đai canh tác, sử dụng đất chưa phù hợp, chưa có biện pháp bảo vệ đất, sức ép phát triển kinh tế- xã hội, áp lực của gia tăng dân số và nhận thức của người sử dụng đất cũng là các tác nhân gây thoái hóa đất. Mặt khác, mất rừng cũng là nguyên nhân quan trọng của thoái hóa và rửa trôi đất. Theo Tổng cục Thống kê năm 2014, diện tích rừng bị phá, bị cháy lên đến 2.000 ha - 4.000 ha, tập trung chủ yếu ở khu vực Tây Nguyên (chiếm trên 40% tổng diện tích rừng bị phá, bị cháy), kế tiếp là Bắc Trung bộ và Duyên hải miền Trung (21%). Mất rừng làm mất diện tích lớp phủ thực vật dẫn đến đất bị rửa trôi và xói mòn. Sự suy giảm diện tích rừng cũng đã gây sức ép không nhỏ đối với môi trường, làm mất các chất dinh dưỡng trong đất, làm suy thoái và mất tính năng sản xuất của đất.

Dưới tác động của BĐKH và hoạt động phát triển KTXH, thoái hóa đất ở nước ta có xu hướng gia tăng cả về quy mô và mức độ do gia tăng quá trình xói mòn, rửa trôi, trượt lở đất, hoang hóa, ngập úng,... Quá trình xói mòn, rửa trôi đất hay tình trạng sạt lở đất diễn ra mạnh khi có mưa bão, lũ tràn về. Vùng Tây Bắc, hàng năm, trong 6 tháng mùa mưa, lượng đất bị rửa trôi chiếm tới 75-100% tổng lượng xói mòn cả năm. Còn lại dưới 25% đất bị xói mòn xảy ra trong các trận mưa giông ở thời kỳ chuyển tiếp từ mùa khô sang mùa mưa (tháng 3 - 4) hoặc từ mùa mưa sang mùa khô (tháng 11).

Hoang hóa đất có xu hướng gia tăng do sự biến đổi bất thường của khí hậu, thời tiết. Theo thống kê của Tổng cục Thủy lợi (Bộ NN&PTNT), năm 2014, khu vực Nam Trung bộ, đặc biệt là tỉnh Ninh Thuận và Khánh Hòa được cho là hạn hán khốc liệt nhất trong vòng 40 năm. Đợt hạn hán này, các hồ chứa ở Ninh Thuận hết nước, dung tích hồ đều dưới 10%; Khánh Hòa dung tích các hồ chứa còn khoảng 17%. Vụ hè thu, Ninh Thuận dừng sản xuất khoảng 10.229ha (chiếm 34%), Khánh Hòa khoảng 10.400 ha (chiếm 24%). Hạn hán cũng ảnh hưởng đến các tỉnh Bắc Bộ và Trung Bộ, mực nước trên các sông, hồ đều cạn kiệt, làm gia tăng diện tích đất hoang mạc ở các vùng khô hạn và bán khô hạn.

Vùng ĐBSCL mỗi năm mất khoảng 500 ha đất và tốc độ xói lở lên đến 30 - 40m/năm xảy ra ở nhiều vùng dọc theo bờ biển. Sạt lở không chỉ xảy ra ở bờ biển mà còn ở vùng ven bờ sông, cửa sông... ĐBSCL hiện có 265 điểm sạt lở bờ sông, bờ biển với tổng chiều dài 450km, có 20 điểm nóng sạt lở với tổng chiều dài hơn 200km. Những năm gần đây, do tác động của El Nino nên mùa khô kéo dài, mùa mưa đến muộn và kết thúc sớm. Toàn bộ lưu vực sông Mê Công phải đối mặt với một mùa khô rất khắc nghiệt, vùng ĐBSCL đang phải chịu các tác động nghiêm trọng của hạn hán, xâm nhập mặn lịch sử (xa nhất hơn 90km) và có diễn biến cực kỳ phức tạp. Năm 2015, dòng chảy trong mùa lũ và tổng lượng mưa trên lưu vực thiếu hụt so với trung bình nhiều năm (TBNN) khoảng 30%, nhỏ hơn mức lịch sử. Đến đầu mùa khô 2016, hầu như không có mưa hoặc mưa rất ít, dòng chảy sông Mê Công vào ĐBSCL trong mùa khô đạt mức nhỏ nhất lịch sử²⁸. Tình trạng hạn hán, xâm nhập mặn đã ảnh hưởng nghiêm trọng đến sản xuất và đời sống của người dân vùng ĐBSCL. Các tỉnh ven biển Long An, Tiền Giang, Bến Tre, Trà Vinh, Sóc Trăng, Bạc Liêu, Kiên Giang và Cà Mau có nhiều diện tích cây trồng bị thiệt hại. Hạn hán, xâm nhập mặn cũng đã ảnh hưởng lớn đến việc cấp nước sinh hoạt tại một số khu vực, nhất là các vùng chưa có công trình cấp nước, tập trung ở các khu vực cửa sông, ven biển như: Cà Mau, Kiên Giang, Bến Tre, Trà Vinh, Hậu Giang, Long An, Tiền Giang, Bạc Liêu.

2.2.3.2. Hiện trạng môi trường nước

Quá trình phát triển kinh tế - xã hội cùng với những ảnh hưởng của BĐKH đã tạo ra nhiều áp lực đối với môi trường nước mặt. Hiện trạng môi trường nước mặt vẫn đang diễn biến khá phức tạp ở các lưu vực sông. Ô nhiễm và suy thoái chất lượng nước tiếp tục xảy ra ở nhiều đoạn, tập trung ở vùng trung lưu và hạ lưu (đặc biệt là các đoạn chảy qua khu vực đô thị, khu công nghiệp, làng nghề), nhiều nơi ô nhiễm đã ở mức nghiêm trọng, như ở LVS Nhuệ - Đáy, LVS Cầu, LVHTS Đồng Nai. Mức độ ô nhiễm phụ thuộc vào yếu tố thủy văn của dòng chảy (thường tăng cao hơn vào mùa khô) và đặc biệt phụ thuộc vào việc kiểm soát các nguồn thải đổ vào nguồn nước. Một số nơi chất lượng nước bị suy thoái chủ yếu do nước thải sinh hoạt, nước thải công nghiệp, khai thác khoáng sản, nuôi trồng thủy sản...

Ô nhiễm các chất hữu cơ tiếp tục là vấn đề nóng, có xu hướng gia tăng cả về mức độ ô nhiễm và mở rộng ra nhiều lưu vực sông. Tình trạng ô nhiễm hữu cơ diễn ra khá phổ biến tại nhiều LVS. Vấn đề ô nhiễm dầu mỡ thường chỉ xảy ra ở những đoạn sông có hoạt động giao thông thủy phát triển, hoặc những đoạn sông tiếp nhận nước thải công nghiệp của các cơ sở sản xuất, các khu vực cảng... Ô nhiễm kim loại nặng mang tính

²⁸ <http://dwrn.gov.vn/index.php?language=vi&nv=news&op=Hoat-dong-cua-Cuc-Tin-lien-quan/Ngay-Nuoc-the-gioi-2018-Dua-vao-tu-nhien-de-bao-ve-nguon-nuoc-6913>

cục bộ, tập trung chủ yếu ở những sông nhánh gần các khu vực khai thác khoáng sản hoặc các cơ sở sản xuất công nghiệp. Hiện tượng xâm nhập mặn ở vùng hạ lưu, cửa sông diễn ra khá phổ biến trong những năm gần đây tại vùng Tây Nam Bộ, Đông Nam Bộ và Duyên hải miền Trung.

Chất lượng nước mặt tại một số khu vực đã có sự cải thiện do thực hiện các dự án đầu tư cải thiện môi trường, tăng cường quản lý và thực hiện các đề án BVMT, đầu tư nâng cấp, cải thiện cảnh quan môi trường một số sông hồ, kênh rạch trong nội thành các đô thị lớn như Tp. Hồ Chí Minh và Hà Nội. Ô nhiễm nguồn nước mặt là nguyên nhân của những tác động tổng hợp tới sức khỏe cộng đồng và ảnh hưởng xấu tới các hệ sinh thái tự nhiên, làm giảm khả năng sử dụng tài nguyên nước.

Đã xảy ra tình trạng ô nhiễm nguồn nước mặt cung cấp cho các nhà máy nước sinh hoạt, làm gia tăng chi phí sản xuất nước sạch, thậm chí một số nhà máy không đủ khả năng xử lý phải dừng hoạt động. Ô nhiễm môi trường nước cũng gây những thiệt hại kinh tế không nhỏ trong hoạt động sản xuất nông nghiệp và khai thác, nuôi trồng thủy sản. Thống kê sơ bộ cho thấy, trong giai đoạn 2014 - 2018, những vụ cá tôm chết hàng loạt do chất lượng nước nuôi không đảm bảo dẫn đến dịch bệnh đã gây thiệt hại rất lớn về mặt kinh tế. Nguồn nước ô nhiễm cũng khiến ngành nông nghiệp bị thiệt hại nặng nề²⁹. Ô nhiễm nguồn nước cũng là nguyên nhân gây ra những xung đột giữa các cộng đồng sử dụng chung nguồn nước.

Về vấn đề “An ninh nguồn nước phục vụ sản xuất, sinh hoạt và quản lý an toàn hồ đập”, theo báo cáo của Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường của Quốc hội ở Hội nghị giải trình tại Nhà Quốc hội tháng ngày 17/8/2020 nêu rõ: Các thách thức với an ninh nguồn nước đó là (1) Vấn đề thiếu nước do lượng phân bố không đều theo không gian và thời gian. Mùa mưa lũ thì nước nhiều gây lũ, lụt; mùa khô thì hạn hán, xâm nhập mặn. (2) Nhu cầu sử dụng nước cho phát triển kinh tế-xã hội tăng như: sản xuất công nghiệp, nông nghiệp; sử dụng trong sinh hoạt hoặc cho mục đích phát điện. (3) Việc quản trị nước còn hạn chế, chưa sử dụng nước tiết kiệm... Đáng chú ý, hiệu quả sử dụng nước thấp, thất thoát nước lớn, trong thủy lợi khoảng 30%, trong cấp nước sinh hoạt 25,5%... năng lực khai thác công trình thủy lợi chưa đáp ứng yêu cầu. Lượng nước dồi dào nhưng hạ tầng kỹ thuật chưa đảm bảo để tích nước. (4) Tác động của BĐKH và nước biển dâng đe dọa nguồn nước ngọt của các sông, nước dưới đất; Kéo theo hiện tượng thời tiết cực đoan làm gia tăng các loại hình thiên tai như bão, lũ, mưa lớn, hạn hán, lượng mưa phân bố không đều trong năm, mùa khô kéo dài, mùa mưa lượng mưa tăng đột ngột; xâm nhập mặn, lũ ống, lũ quét, thay đổi lưu lượng dòng

²⁹ Báo cáo hiện trạng môi trường quốc gia năm 2018. Chuyên đề: Môi trường nước các lưu vực sông. Bộ Tài nguyên Môi trường.

chảy... gây áp lực lên hệ thống thủy lợi, mực nước biển dâng cao, hạn chế diện tích canh tác. Biến đổi khí hậu và thời tiết cực đoan kéo theo mưa lớn, lũ, việc phòng lũ, chống úng, tiêu thoát nước đang là vấn đề cấp thiết đặt ra đối với các hồ chứa. (5) Vấn đề ô nhiễm nguồn nước từ các hoạt động sản xuất, sinh hoạt; nguồn nước phụ thuộc lớn vào nguồn nước sông quốc tế... Khả năng tiếp cận nguồn nước sạch, an toàn cho sản xuất, sinh hoạt của người dân, đặc biệt với địa bàn có điều kiện địa lý, điều kiện kinh tế-xã hội khó khăn còn hạn chế.

Tình trạng đập, hồ chứa quan trọng, hồ chứa nước lớn có thì độ an toàn cao do được kiểm soát tốt từ khâu xây dựng, có quy trình vận hành, có tổ chức quản lý đủ điều kiện, được duy tu, bảo dưỡng thường xuyên. Tuy nhiên, những đập, hồ chứa nước vừa và nhỏ có nguy cơ mất an toàn cao do bị hư hỏng, xuống cấp chưa được sửa chữa, không bảo đảm an toàn trong mùa mưa lũ. Ví dụ, ở Thanh Hóa còn 50% hồ xuống cấp cần phải tu sửa, trong đó có 90 hồ trong tình trạng hư hỏng nặng, 78 hồ chứa mất an toàn. Hà Tĩnh có 90 hồ hư hỏng, xuống cấp, 57 hồ có nguy cơ mất an toàn cao. Tại Hòa Bình, trong tổng số 544 hồ chứa có tới 192 hồ hư hỏng xuống cấp. Nhiều hồ, đập được xây dựng cách đây 30-50 năm, điều kiện thiết kế, thi công còn hạn chế, chủ yếu là đập đất nên khả năng mất an toàn cao. Nhiều hồ, đập không có quy trình vận hành khi thiết kế; không được kiểm định trước mùa mưa lũ; không có trang thiết bị quan trắc, giám sát an toàn.

Báo cáo cũng nêu rõ, An ninh nguồn nước là vấn đề của toàn thế giới, được nhiều quốc gia quan tâm, nỗ lực giải quyết. Ở Việt Nam, để bảo đảm an ninh nguồn nước, bên cạnh hành lang pháp lý, cần có giải pháp để quản lý tổng thể các ngành kinh tế sử dụng nước, bảo đảm phát triển bền vững; nâng cao tính thích ứng của nền sản xuất.

Những năm qua, Việt Nam đã xây dựng gần 7.000 đập, hồ chứa thủy lợi, thủy điện, phát huy tốt vai trò trị thủy, cấp nước, cấp điện, phòng chống lũ; tạo tăng trưởng lớn cho các ngành kinh tế và cải thiện đời sống nhân dân. Nhưng hiện có tới trên 1.000 hồ đập hư hỏng, xuống cấp; 200 hồ hư hỏng, xuống cấp nặng. Trong điều kiện thiên tai diễn biến bất thường như hiện nay, nguy cơ mất an toàn là rất lớn. Đây cũng là thách thức lớn của các cơ quan quản lý nhà nước, cả hệ thống chính trị trong quá trình phát triển, vừa phải bảo đảm cho khai thác, vận hành của đập, hồ chứa để bảo đảm mục đích phát triển kinh tế-xã hội; vừa bảo đảm tuyệt đối an toàn cho hạ du và ổn định cuộc sống của người dân.

Trước tình hình đó, vấn đề bảo đảm an ninh nguồn nước và an toàn hồ đập đang đặt ra cấp thiết, cần phải thay đổi tư duy trong quản lý và sử dụng nguồn nước một cách an toàn, hiệu quả. Báo cáo cũng làm rõ thực trạng an ninh nguồn nước ở Việt Nam hiện nay và trong 20 đến 30 năm tới (về trữ lượng, năng lực khai thác, nhu cầu sử dụng nước

cho sản xuất, sinh hoạt; an ninh nguồn nước trong ứng phó với biến đổi khí hậu, nước biển dâng; về ô nhiễm nguồn nước và xả thải vào lưu vực sông; về hợp tác quốc tế trong quản trị nguồn nước); giải pháp quản lý, ứng phó, kiểm soát vấn đề này.

Giải trình tại phiên họp, Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường cũng cho biết, theo đánh giá của Ngân hàng Thế giới, trong vòng 25 năm tới, trong bối cảnh dân số ngày càng gia tăng, trong đó 2/3 dân số của Việt Nam sinh sống tại ba lưu vực sông lớn: Hồng-Thái Bình, Cửu Long và Đồng Nai. Dự kiến nhu cầu khai thác sử dụng nước của người dân ở các khu đô thị sẽ tăng gấp đôi, tổng nhu cầu về nước vào mùa khô của Việt Nam sẽ gia tăng 32% vào năm 2030, căng thẳng nước sẽ xảy ra nghiêm trọng tại các lưu vực kinh tế trọng điểm (Bắc Bộ, ĐBS Cửu Long, Đông Nam Bộ và Đồng Nai).

Do vậy, để quản lý, sử dụng hiệu quả bảo đảm an ninh nguồn nước nhiệm vụ quan trọng nhất là tập trung lập quy hoạch tài nguyên nước (theo Quyết định số 1748/QĐ-TTg ngày 04/12/2019); triển khai lập quy hoạch 05 lưu vực sông: Hồng-Thái Bình, Bằng Giang-Kỳ Cùng, Sê San, Srê Pôk và Cửu Long (trong đó 03 quy hoạch lưu vực sông Bằng Giang-Kỳ Cùng, Sê San, Srê Pôk dự kiến trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trong tháng 12/2020 và 02 lưu vực sông Hồng-Thái Bình và Cửu Long dự kiến trình phê duyệt tháng 12/2021); 08 lưu vực sông còn lại đang xây dựng nhiệm vụ lập quy hoạch. Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Chỉ thị số 25/CT-TTg ngày 31/8/2016 của Chính phủ về một số nhiệm vụ, giải pháp cấp bách về bảo vệ môi trường. Tiếp tục công tác điều tra, đánh giá tài nguyên nước mặt, về diễn biến dòng chảy, tài nguyên nước mặt trong sông.

An ninh nguồn nước là loại an ninh đặc biệt, tác động đến sự phát triển bền vững của đất nước, nên kiến nghị đưa việc đảm bảo an ninh nguồn nước là một lĩnh vực an ninh phi truyền thống vào trong Dự thảo văn kiện Đại hội XIII của Đảng và kế hoạch toàn khóa XIII cũng như trong các văn kiện Đại hội của các địa phương. Đồng thời, kiến nghị Quốc hội ban hành một nghị quyết riêng về đảm bảo an ninh nguồn nước, đặc biệt là đối với nguồn nước có vai trò quan trọng trong việc cấp nước sinh hoạt, sản xuất.

Báo cáo đặt ra mục tiêu đến năm 2045, khi Việt Nam trở thành nước công nghiệp có trình độ phát triển trung bình thì phải chủ động được nguồn nước ngọt, đáp ứng được yêu cầu phát triển của đất nước, bảo đảm chủ động tưới tiêu khoa học hiện đại cho 100% diện tích đất canh tác (hiện có trên 11 triệu ha đất canh tác, trong khi chúng ta mới tưới tiêu được 4,2 triệu ha đất canh tác). Phải đáp ứng được nước sinh hoạt đạt tiêu chuẩn cho 115-120 triệu dân lúc bấy giờ, bảo đảm nước cho cả thành thị và nông thôn.

Trên thực tế để cải thiện hiện trạng chất lượng nước mặt, hệ thống chính sách, pháp luật để bảo vệ môi trường nói chung, môi trường nước nói riêng đến nay đã và đang tiếp tục được hoàn thiện, là căn cứ pháp lý quan trọng để thúc đẩy các hoạt động

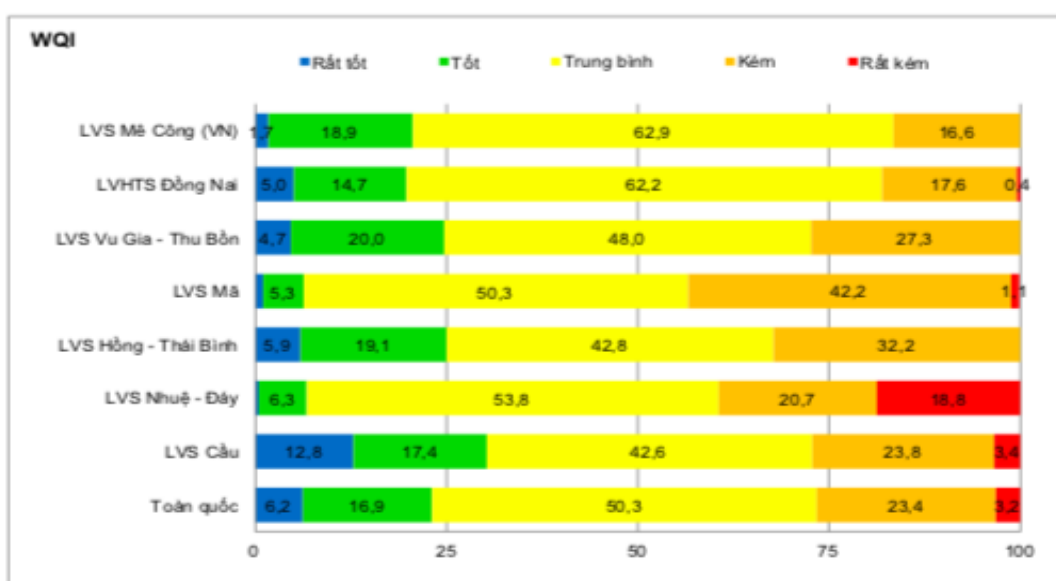
bảo vệ môi trường ở các lưu vực sông nói chung. Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Đề án tổng điều tra, đánh giá, phân loại các nguồn thải trên phạm vi cả nước (Quyết định số 140/QĐ-TTg ngày 26/1/2018 của Thủ tướng Chính phủ); Phê duyệt Chương trình mục tiêu xử lý triệt để các cơ sở gây ô nhiễm môi trường nghiêm trọng thuộc đối tượng công ích giai đoạn 2016 – 2020 (Quyết định số 807/QĐ-TTg ngày 3/7/2018), trong đó có nội dung đầu tư xây dựng 3 dự án xử lý nước thải sinh hoạt tại nguồn từ các đô thị loại IV trở lên, xả trực tiếp ra 03 lưu vực sông Nhuệ - sông Đáy, sông Cầu và hệ thống sông Đồng Nai. Do tăng tỉ lệ người dân được tiếp cận với nước sạch nên hiện có xu hướng giảm nguy cơ ảnh hưởng đến sức khỏe con người do trực tiếp ăn, uống nước mặt bị nhiễm bẩn.

a. Tình trạng ô nhiễm nước mặt lục địa

Ô nhiễm nguồn nước mặt đang xuất hiện ở nhiều nơi, xuất phát từ nhiều nguyên nhân khác nhau trong đó chủ yếu là do tiếp nhận nhiều loại nguồn thải. Mức độ gia tăng các nguồn nước thải hiện nay ngày càng lớn, với quy mô rộng ở hầu hết các vùng miền trong cả nước. Trong số các nguồn thải phát sinh thì nước thải sinh hoạt và nước thải công nghiệp đóng góp tỷ lệ lớn nhất với tổng lượng các chất ô nhiễm rất cao.

Nước thải sinh hoạt chiếm trên 30% tổng lượng thải trực tiếp ra các sông hồ, hay kênh rạch dẫn ra sông. Đông Nam bộ và đồng bằng sông Hồng là 2 vùng tập trung nhiều lượng nước thải sinh hoạt nhất cả nước. Hầu hết nước thải sinh hoạt của các thành phố đều chưa được xử lý, trực tiếp đổ vào các kênh mương và chảy thẳng ra sông gây ra ô nhiễm môi trường nước mặt.

Trong giai đoạn đẩy mạnh công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, nhiều ngành công nghiệp được mở rộng quy mô sản xuất, cũng như phạm vi phân bố. Cùng với đó là sự gia tăng lượng nước thải lớn, nhưng chưa đầu tư cho hệ thống xử lý nước thải đáp ứng yêu cầu. Vùng Đông Nam bộ, có các tỉnh thuộc vùng kinh tế trọng điểm phía Nam, nơi tập trung các KCN lớn, với tỷ lệ dùng nước cho công nghiệp chiếm 7% tổng lượng nước sử dụng cho ngành công nghiệp của cả nước. Số KCN có hệ thống xử lý nước thải chỉ ở mức 50-60% và 50% trong số đó chưa hoạt động hiệu quả.



Hình 2-10. Tỷ lệ giá trị WQI tại các điểm quan trắc thuộc các lưu vực sông trên cả nước giai đoạn 2014 - 2018

❖ Khu vực Bắc Bộ

- Vùng Đồng Bằng Sông Hồng

Các LVS khu vực miền Bắc nói chung và vùng đồng bằng sông Hồng nói riêng đã và đang chịu áp lực mạnh mẽ của sự gia tăng dân số, quá trình đô thị hóa, công nghiệp hóa. Vùng ĐBSH là khu vực tập trung dân cư, lượng nước thải sinh hoạt chiếm một tỷ trọng lớn trong tổng lượng nước thải phát sinh và hầu hết chứ có nhà máy XLNT tập trung. Điển hình là TP Hà Nội, lượng nước thải sinh hoạt phát sinh chiếm đến 81% tổng lượng nước thải phát sinh của thành phố.

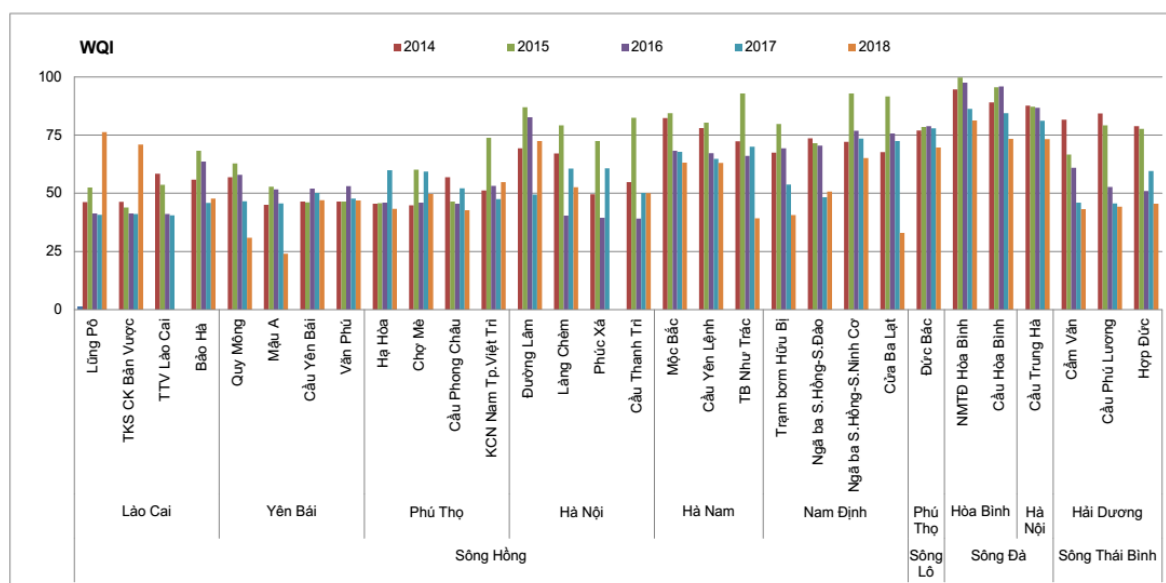
Nước phục vụ cho sản xuất nông nghiệp nhiều nhất ở hai vùng ĐBSCL và ĐBSH chiếm tỷ lệ 70% lượng nước sử dụng cho nông nghiệp của cả nước. Tỷ lệ dùng nước cho công nghiệp cao nhất cũng thuộc về LVS Hồng – Thái Bình, chiếm gần ½ tổng lượng nước sử dụng cho ngành công nghiệp của cả nước. Theo đó, lượng nước thải từ hoạt động sản xuất nông nghiệp và công nghiệp từ LVS của khu vực này là rất lớn.

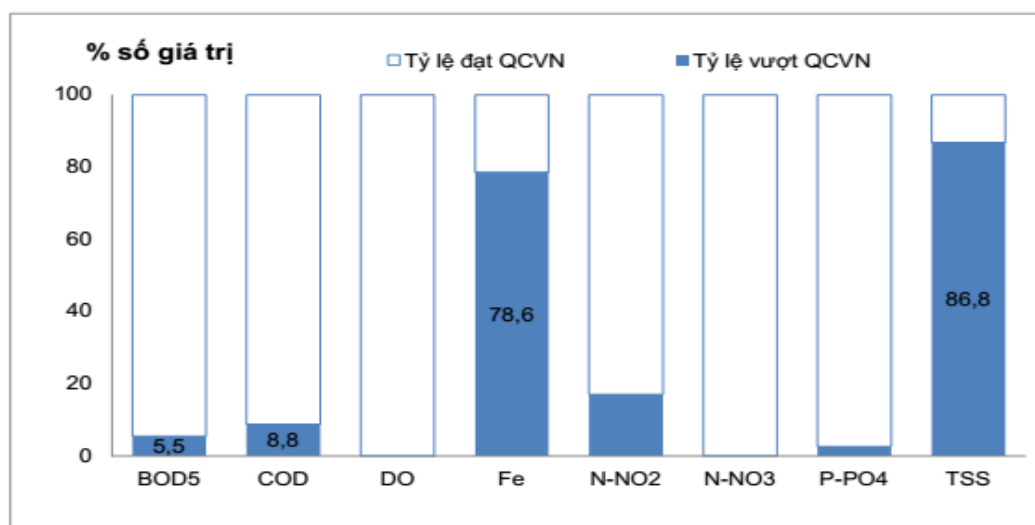
Đồng bằng sông Hồng đã hình thành các trung tâm công nghiệp, phân bố chủ yếu ở các tỉnh thành như Hà Nội, Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh... Hiện nay, vẫn còn tình trạng nhiều KCN, nhiều nhà máy lớn xả nước thải chưa qua xử lý xuống hệ thống sông, hồ xung quanh đã gây ô nhiễm nguồn nước tại nhiều đoạn sông trong lưu vực. Giai đoạn 2014 -2018, các đoạn sông thuộc LVS Nhuệ - Đáy chảy qua các khu đô thị và khu sản xuất tập trung vẫn tiếp tục bị ô nhiễm hữu cơ, chất dinh dưỡng và vi sinh. Chất lượng nước năm 2016 bị suy giảm so với các năm trước đó nhưng đến năm 2017 – 2018, chất lượng nước tại một số khu vực có cải thiện hơn. Sông Đáy có chất lượng

nước tốt hơn sông Nhuệ, chất lượng nước có xu hướng tăng dần theo dòng chảy từ Hà Nội đến Ninh Bình. Một số điểm trên địa phận Ninh Bình, nước có thể sử dụng cho sinh hoạt nhưng cần có biện pháp xử lý phù hợp.

Các sông trên lưu vực sông Hồng – Thái Bình nhìn chung có chất lượng nước khá tốt với giá trị WQI ở mức khá cao, nhiều nơi nước có thể sử dụng tốt cho cấp nước sinh hoạt. Giai đoạn 2014 - 2018, chất lượng nước các sông trên lưu vực có sự biến động đáng kể, đặc biệt trong 03 năm gần đây (2016-2018), chất lượng nước trên các sông chính có xu hướng suy giảm. Sông Hồng có đặc trưng tự nhiên là lượng phù sa lớn nên hàm lượng chất rắn lơ lửng và sắt trong nước khá cao, nhưng các hoạt động khai thác khoáng sản và cát sỏi cũng làm gia tăng hàm lượng TSS và làm tăng độ đục của nước. Thống kê tỷ lệ các thông số vượt chuẩn trên LVS Hồng - Thái Bình cho thấy, tỷ lệ vượt chuẩn của TSS (86,8%) và Fe (78,6%) là cao nhất. Tại các tỉnh Lào Cai, Yên Bái, Phú Thọ, giá trị TSS ghi nhận được luôn ở mức cao hơn QCVN 08-MT:2015 (B1) và cao hơn các tỉnh như Hà Nam, Nam Định. Diễn biến hàm lượng TSS trong nước sông biến động rõ rệt theo mùa. Vào mùa mưa (tháng 4 - tháng 10), hàm lượng TSS gia tăng mạnh do nước mưa làm xói mòn các hợp chất bề mặt vào môi trường nước. Tại một số đoạn cũng đã ghi nhận nước sông Hồng bị ô nhiễm chất hữu cơ, chất dinh dưỡng như phân lưu đoạn chảy qua Phú Thọ, Vĩnh Phúc, Nam Định; sông Thương đoạn chảy qua Bắc Giang.

Hình 2-11: Diễn biến giá trị WQI trên các sông thuộc LVS Hồng – Thái Bình giai đoạn 2014 - 2018





Hình 2-12: Tỷ lệ % vượt QCVN 08-MT:2015/BTNMT (A2) của một số thông số trên LVS Hồng - Thái Bình năm 2017 - 2018

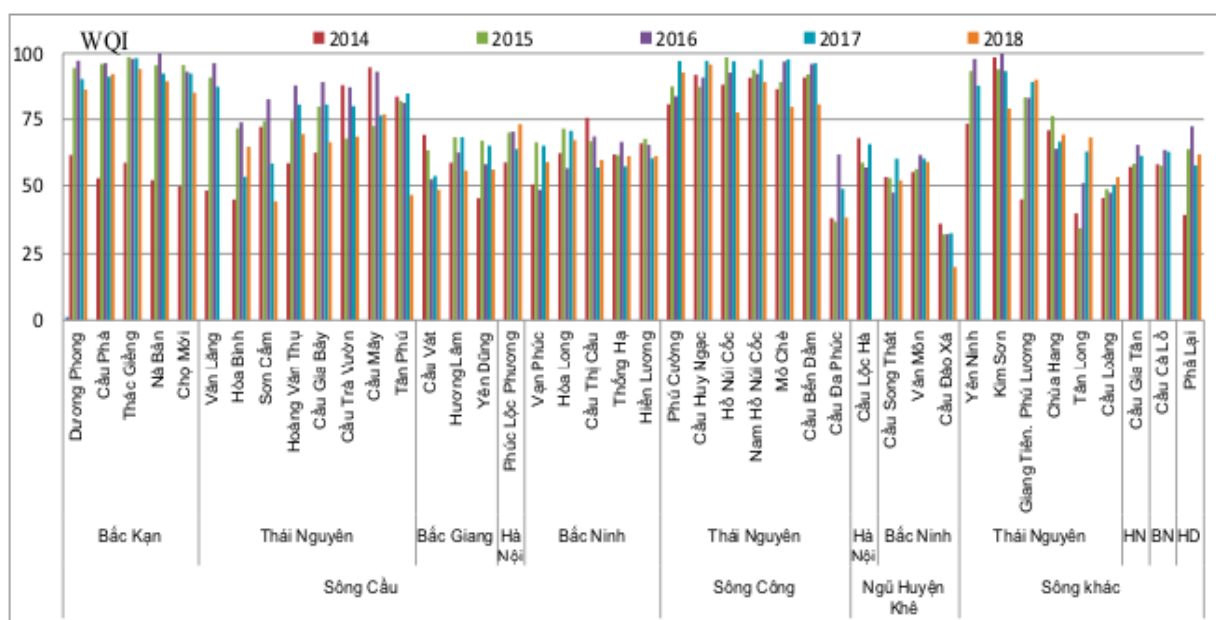
- Vùng Trung du và Miền núi phía Bắc

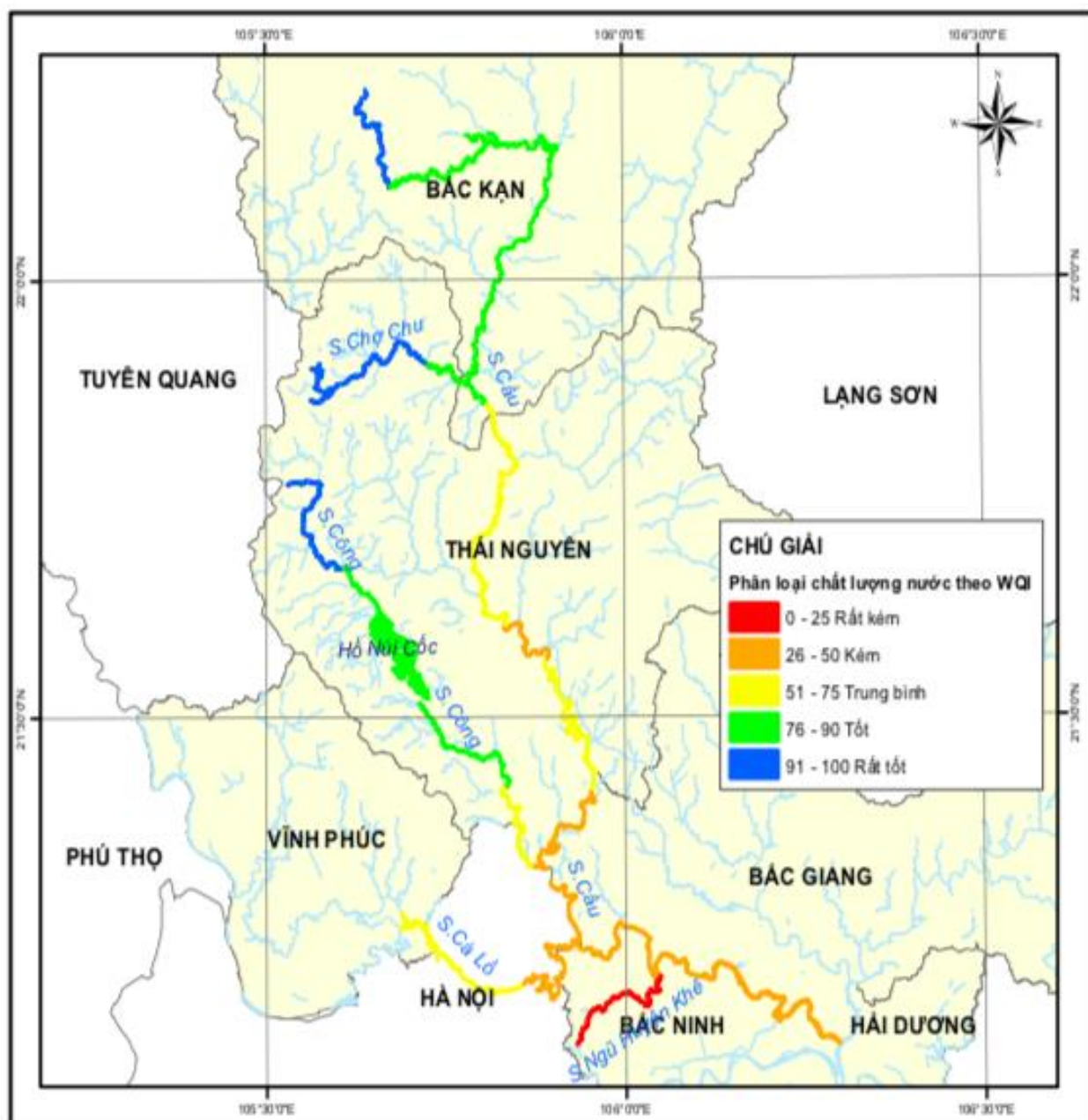
Khu vực trung du và miền núi phía Bắc cũng chịu ảnh hưởng không nhỏ của vấn đề đô thị hóa. Số dân đô thị tăng nhanh, mức độ di dân từ nông thôn ra thành thị lớn, kéo theo thải lượng nước thải sinh hoạt ở các đô thị tăng. Khu vực Trung du và miền núi phía Bắc có tài nguyên khoáng sản phong phú, do đó đã phát triển nhiều loại hình sản xuất công nghiệp, điển hình như khai thác, chế biến khoáng sản tại các tỉnh Hà Giang, Thái Nguyên,... đây được xem là thế mạnh phát triển của khu vực. Hoạt động nông nghiệp chủ yếu là chăn nuôi gia súc lớn và trồng cây công nghiệp. Với thế mạnh của mình, khu vực này có nhiều KCN, KCX, các cơ sở sản xuất kinh doanh, tập trung chủ yếu vào các ngành công nghiệp nặng như khai thác than và tuyển than làm phát sinh nước thải từ các mỏ than; sản xuất, luyện cán thép, sản xuất giấy, sản xuất hóa chất, khai khoáng.... ở các tỉnh Thái Nguyên, Bắc Giang. Trong đó, tỷ lệ các KCN, CNN có hệ thống XLNT tập trung là 62%, thấp nhất trong 6 vùng trong cả nước. Lượng nước thải không được xử lý đã gây áp lực không nhỏ cho chất lượng môi trường các sông tiếp nhận. Nước thải thường có hàm lượng TSS, kim loại nặng và dầu mỡ khá cao, chứa nhiều các chất hữu cơ (BOD₅, COD).

Trên LVS Cầu có 47 nguồn thải công nghiệp trọng điểm, lớn nhất là 9 nguồn thải thuộc Thái Nguyên. Do đó, ngày 25/01/2013 Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Quy hoạch hệ thống thoát nước và xử lý nước thải khu vực dân cư, KCN thuộc lưu vực sông Cầu đến năm 2030 cho Toàn bộ diện tích lưu vực sông Cầu (khoảng 6.030km²). Giai đoạn 2014 - 2018, với sự nỗ lực của các cấp chính quyền và Ủy ban BVMT LVS Cầu trong việc quản lý và kiểm soát các nguồn thải gây ô nhiễm, chất lượng nước LVS sông Cầu đã được cải thiện. Chất lượng nước sông ở nhiều nơi đạt mức tốt và rất tốt, nước

có thể sử dụng tốt cho sinh hoạt, điển hình ở khu vực thượng nguồn sông Cầu đoạn chảy qua tỉnh Bắc Kạn và khu vực sông Công. Mặc dù cục bộ vẫn còn tồn tại một số khu vực chất lượng nước ở mức kém, khu vực chảy qua các vùng tập trung dân cư và làng nghề. Diễn biến chất lượng nước nhiều khu vực trên sông Cầu như sông Công, sông Chợ Chu và sông Nghinh Tường từ 2016 - 2018 cho thấy, có xu hướng bị suy giảm, đặc biệt là năm 2018. Nguyên nhân là do hàm lượng chất rắn lơ lửng trong nước khá cao, một phần do tác động của mưa lũ, phần khác là do các hoạt động khai thác khoáng sản (than, vàng, cát sỏi) đã làm gia tăng lượng lớn chất lơ lửng vào môi trường nước.

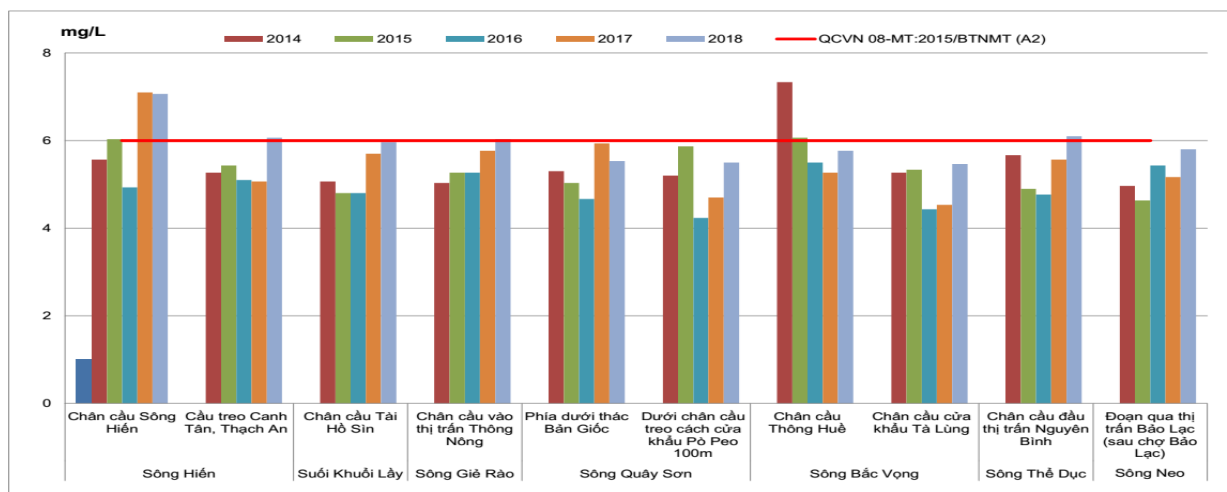
Hình 2-13: Diễn biến giá trị WQI trên các sông thuộc LVS Cầu giai đoạn 2014 - 2018





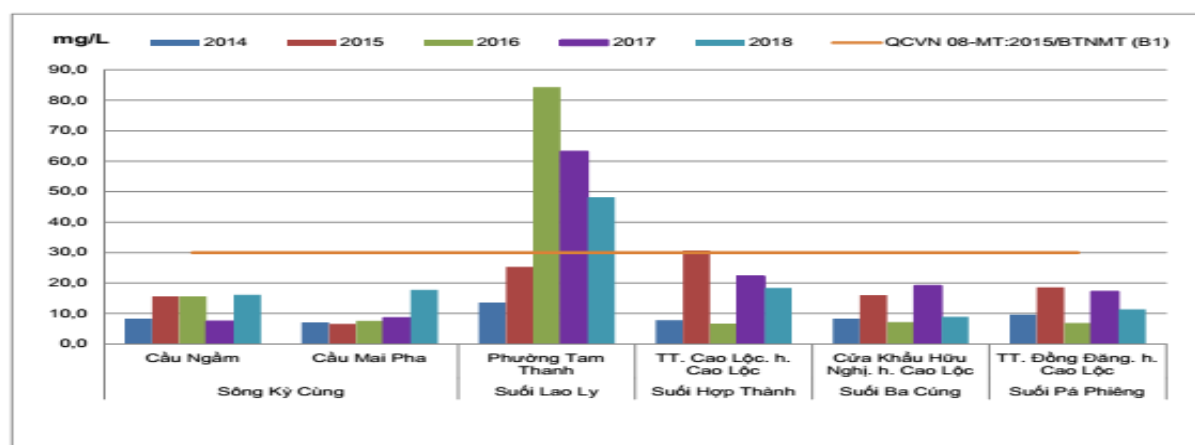
Hình 2-14: Diễn biến chất lượng nước sông Cầu năm 2017 - 2018

Cũng thuộc vùng Trung du và miền núi phía Bắc, chất lượng nước sông Bằng Giang và các phụ lưu ở khu vực thượng nguồn còn khá tốt, nồng độ các chất ô nhiễm tăng dần về hạ lưu, nơi đông dân cư và các cơ sở công nghiệp, tiểu thủ công nghiệp. Đặc biệt, tại những đoạn sông có khai thác vàng sa khoáng, cát, cuội, sỏi và những đoạn sông tiếp nhận nguồn nước thải từ hoạt động khai thác khoáng sản thì độ đục, TSS tại đây cao hơn trên thượng nguồn rất nhiều lần và vượt QCVN 08-MT:2015/BTNMT (B1). Giá trị COD và BOD₅ ở một số khu vực chạm hoặc vượt ngưỡng QCVN 08-MT:2015/BTNMT (A2-nước sử dụng cho mục đích cấp nước sinh hoạt, cần biện pháp xử lý).



Hình 2-15: Giá trị BOD₅ trên sông Bằng Giang và phụ lưu giai đoạn 2014 - 2018

Sông Kỳ Cùng là con sông chính ở tỉnh Lạng Sơn có chất lượng nước biến động lớn qua các năm. Hầu hết các thông số quan trắc đều nằm trong ngưỡng giới hạn cho phép của QCVN 08-MT:2015/ BTNMT (B1). Nhưng vào mùa mưa lũ, hàm lượng chất rắn lơ lửng trong nước khá cao, có thể lên tới trên 300 mg/l vượt QCVN 6-7 lần. Tại một số thời điểm, nước sông có dấu hiệu ô nhiễm cục bộ chất hữu cơ do chịu sự tác động trực tiếp của các nguồn nước thải chưa qua xử lý được xả thải trực tiếp vào sông, đặc biệt suối Khao Lý chảy qua nội thị thành phố Lạng Sơn, bị ô nhiễm hữu cơ khá nặng từ nhiều năm trước. Năm 2017 - 2018 mức độ ô nhiễm đã giảm hơn nhưng vẫn cao hơn giới hạn cho phép của QCVN 08-MT:2015/BTNMT (B1).



Hình 2-16: Diễn biến giá trị COD trên sông Kỳ Cùng và phụ lưu giai đoạn 2014 - 2018

Kết quả quan trắc cũng đã ghi nhận hiện tượng ô nhiễm chất hữu cơ trên sông Thương đoạn chảy qua tỉnh Bắc Giang và trên sông Đà và nổi lên vấn đề về nguồn nước cấp cho sinh hoạt bị ảnh hưởng bởi bãi rác Dốc Búng thuộc phường Tân Hòa, Tp. Hòa

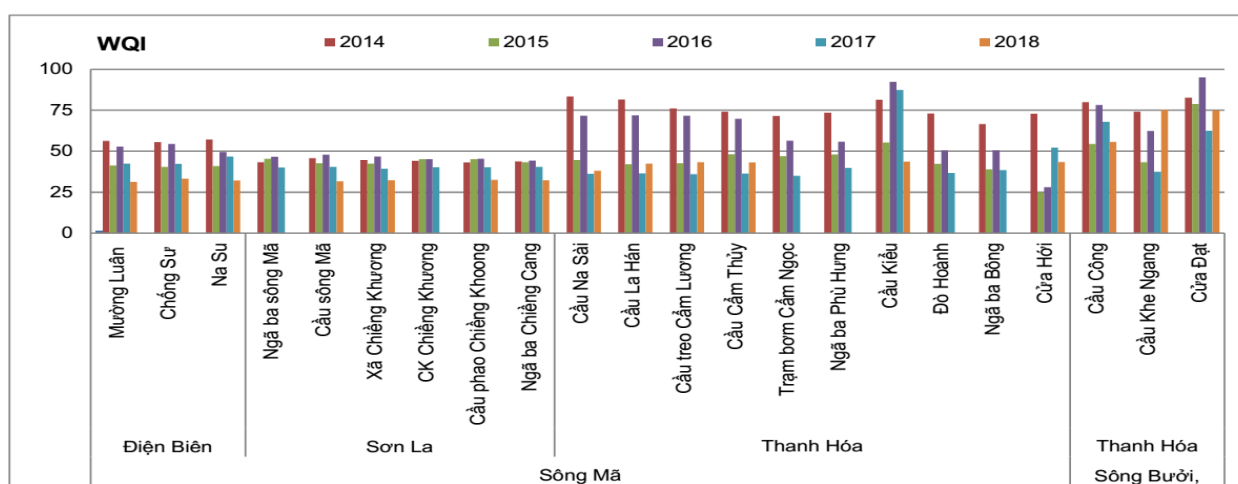
Bình. Nước rỉ rác từ bãi rác chảy trực tiếp xuống sông Đà gây ô nhiễm cho nguồn nước trong nhiều năm và hiện đã được khắc phục.

❖ Vùng Bắc Trung bộ và Trung Trung Bộ

Hoạt động công nghiệp và du lịch biển đang được quan tâm, đầu tư để phát huy tiềm lực của hai khu vực này. Những hoạt động này gây ra áp lực đáng kể cho môi trường. Phát triển kinh tế khu vực miền Trung tập trung tại các tỉnh vùng kinh tế trọng điểm miền Trung (Thừa Thiên - Huế, Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi, Bình Định). Tỷ lệ KCN và CNN đã có hệ thống XLNT tập trung của khu vực tương ứng là 72% và 10%. Nhiều KCN, nhà máy, cơ sở sản xuất vẫn xả nước thải chưa qua xử lý xuống hệ thống sông, hồ đã gây ô nhiễm nguồn nước.

Mật độ dân số tại vùng Bắc trung bộ và duyên hải miền Trung thấp nên nước thải sinh hoạt không phải là sức ép lớn đến môi trường nước của toàn vùng. Tuy nhiên đây vẫn là nguồn thải cần được chú ý để hạn chế những tác động tiêu cực.

Trong giai đoạn 2014 - 2018, diễn biến chất lượng nước các sông trên LVS sông Mã tương đối ổn định tại hầu hết các khu vực. Nhưng năm 2017 - 2018, ghi nhận chất lượng nước sông Mã bắt đầu suy giảm so với các năm trước, khu vực Cửa Hới (Thanh Hóa), giá trị WQI có sự giảm thấp bất thường. Nhưng các năm sau đó, chất lượng nước đã có sự cải thiện hơn. Một số phụ lưu như sông Bưởi do chịu tác động của nước thải sản xuất, đã xảy ra hiện tượng ô nhiễm nước, dẫn đến những sự cố gây chết cá hàng loạt.

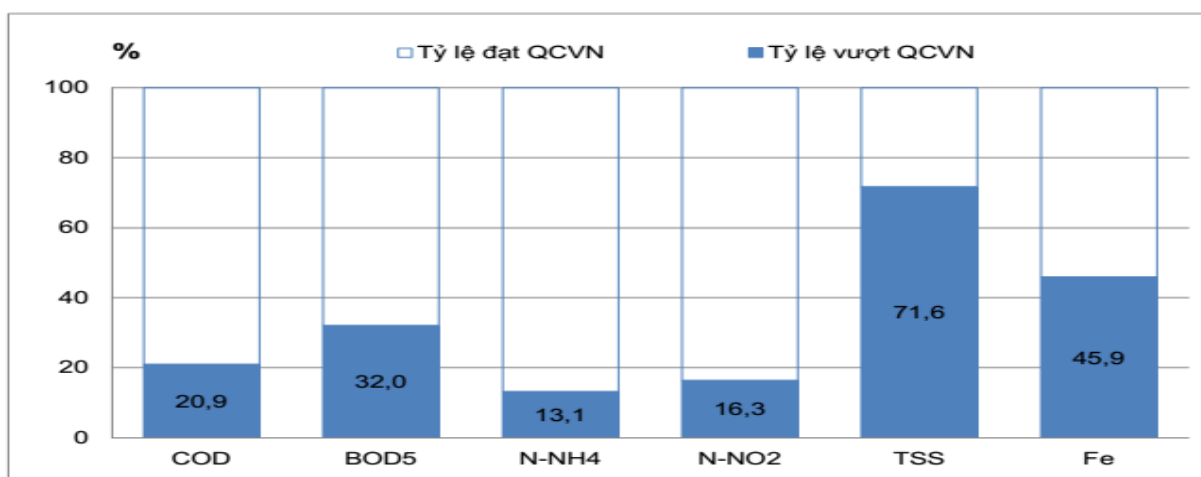


Hình 2-17: Diễn biến giá trị WQI trên LVS Mã giai đoạn 2014 - 2018

Lưu vực sông Cả là một LVS lớn ở Bắc Trung Bộ, phần lớn thuộc 2 tỉnh Nghệ An và Hà Tĩnh. Theo đánh giá năm 2017, hầu hết các khu vực trên LVS Cả có chất lượng nước ở mức trung bình, nước có thể sử dụng cho tưới tiêu, giao thông thủy và các mục

đích yêu cầu chất lượng tương đối. Năm 2018, chất lượng nước đã được cải thiện hơn ở hầu hết các khu vực, đặc biệt là các sông trên địa bàn tỉnh Hà Tĩnh.

Trên sông Lam và một số sông nhánh, kết quả quan trắc trong năm 2017 - 2018 cũng ghi nhận tình trạng ô nhiễm do chất hữu cơ, các hợp chất chứa Nitơ, Fe và TSS với tỷ lệ % giá trị các thông số vượt QCVN 08-MT:2015/BTNMT (A2) từ 13 - 72%. Còn giá trị các thông số khác đặc trưng cho môi trường nước trên LVS Cả vẫn đạt QCVN.

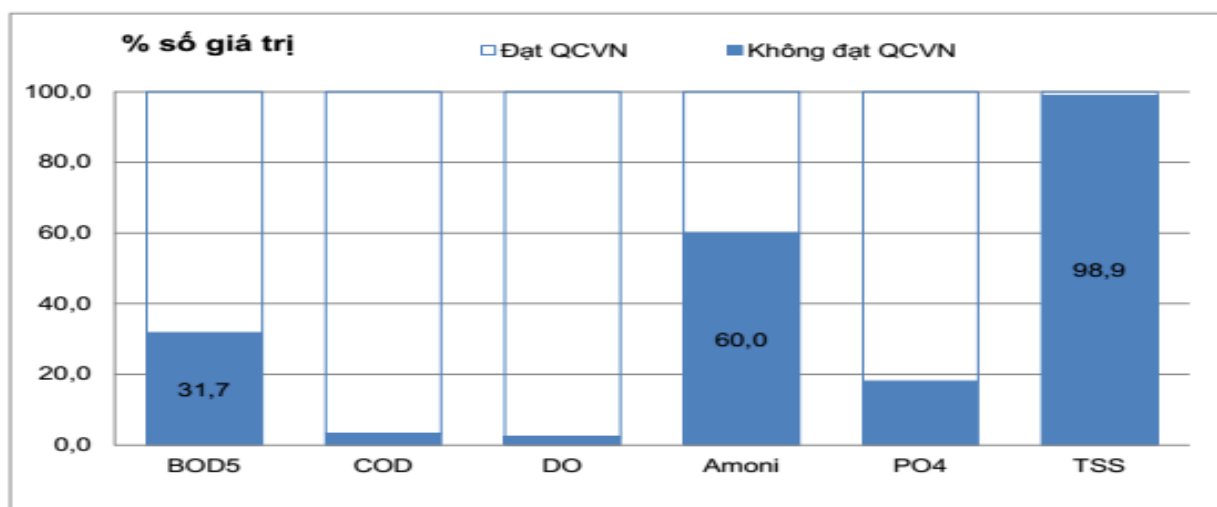


Hình 2-18: Tỷ lệ % vượt QCVN 08-MT:2015/BTNMT (A2) của một số thông số trên LVS Cả năm 2017 - 2018

Lưu vực sông Hương tỉnh Thừa Thiên Huế, năm 2017 - 2018, chất lượng nước sông duy trì khá tốt với hầu hết giá trị WQI nằm trong khoảng 80 - 100 nên có thể dùng để cấp nước sinh hoạt với một số điều kiện xử lý phù hợp. Khu vực thượng nguồn (đoạn phía dưới hồ Tả Trạch đến điểm hợp lưu nhánh sông Tả Trạch và sông Hữu Trạch), vào mùa mưa lũ, nước sông có hàm lượng TSS tăng (tháng 10 - 11). Đoạn sông bắt đầu vào thành phố Huế cho đến khi đổ vào phá Tam Giang ở cửa đập Thảo Long, có chất lượng nước giảm đáng kể so với các vị trí đầu nguồn, trong đó nhánh sông Đông Ba có chất lượng nước thấp nhất. Nguyên nhân là do nước sông Hương đã tiếp nhận các chất thải, nước thải từ sinh hoạt của dân cư ven bờ, của các cơ sở kinh doanh, sản xuất, thương mại khi đi qua thành phố Huế (chợ Đông Ba, công ty Bia Huế)...

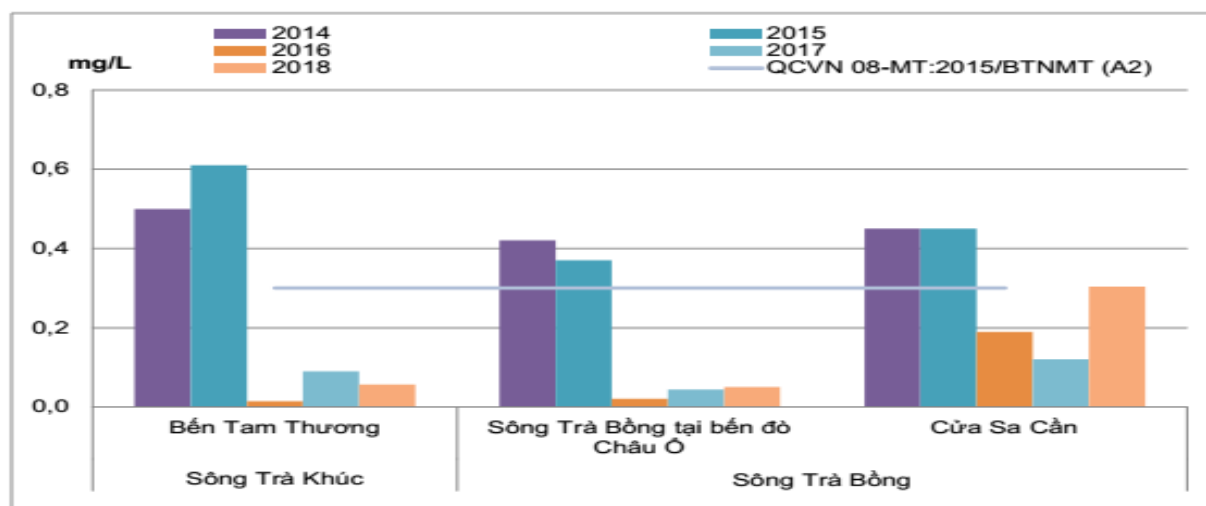
Giai đoạn 2014 - 2018, chất lượng nước các sông thuộc LVS Vu Gia – Thu Bồn biến động khá rõ rệt. Chất lượng nước sông Vu Gia kém hơn sông Thu Bồn, hầu hết chỉ đáp ứng cho mục đích tưới tiêu và giao thông thủy. Năm 2015 - 2016, trên sông Vu Gia, đoạn từ thị trấn Bến Giằng đến Điện Hòa (Quảng Nam), nước sông chỉ đáp ứng cho mục đích giao thông thủy. Đến năm 2017 - 2018, chất lượng nước đã được cải thiện hơn.

Năm 2016, trên sông Thu Bồn đoạn qua cầu Quảng Huế, trạm thủy văn Giao Thủy, cầu Hương An và chợ bến Cẩm Hòa (Quảng Nam), nước chỉ sử dụng được cho mục đích giao thông thủy. Nhưng đến năm 2017 - 2018, chất lượng nước cũng đã đáp ứng mục tiêu sử dụng cho tưới tiêu. Kết quả quan trắc đã cho thấy nước sông bị ô nhiễm do chất hữu cơ, chất dinh dưỡng với giá trị thông số BOD₅ và thông số Amoni cao vượt QCVN 08- MT:2015/BTNMT (A2). Thông số TSS thường ở mức cao vượt QCVN tại hầu hết các điểm quan trắc trên sông, chủ yếu là do đặc trưng tự nhiên của sông, tại một số điểm, bị ảnh hưởng của hoạt động khai thác khoáng sản trái phép trên sông. Còn lại hầu hết các thông số khác đều có giá trị đạt QCVN.



Hình 2-19: Tỷ lệ % vượt QCVN 08-MT:2015/BTNMT (A2) của một số thông số trên LVS Vu Gia – Thu Bồn giai đoạn 2014 - 2018

Chất lượng nước lưu vực sông Trà Khúc thuộc địa bàn tỉnh Quảng Ngãi trong giai đoạn 2014 – 2018 có sự biến động đáng kể. Năm 2014 - 2015, nước bị ô nhiễm hữu cơ với giá trị Amoni vượt QCVN 08-MT: 2015/BTNMT (A2), vẫn đạt mức B1. Đến năm 2016 - 2018, chất lượng nước đã được cải thiện, đáp ứng nhu cầu nước sử dụng cho mục đích sinh hoạt với các biện pháp xử lý phù hợp.



Hình 2-20: Diễn biến thông số Amoni trên LVS Trà Khúc giai đoạn 2014 - 2018

❖ **Vùng Nam Trung Bộ:**

Trong tháng 5 năm 2020, Trung tâm Quy hoạch và Điều tra tài nguyên nước quốc gia đã lấy 18 mẫu để phân tích. Kết quả quan trắc chất lượng nước tại trạm Phú Ninh cho thấy, tất cả các mẫu đều nằm trong giới hạn cho phép A1 (theo QCVN 08-MT:2015/BTNMT). Tính toán chất lượng nước sông theo chỉ số WQI cũng cho thấy, nước sông có thể sử dụng tốt cho mục đích cấp nước sinh hoạt.

Kết quả quan trắc chất lượng nước tại trạm An Thạnh cho thấy, hầu hết các chỉ tiêu trong các mẫu đều nằm trong giới hạn cho phép A1 (QCVN 08-MT:2015/BTNMT), riêng chỉ tiêu NO_2 - (ngày 01/5) vượt GTGH. Kết quả tính toán chất lượng nước sông theo chỉ số WQI cho thấy chất lượng nước sông có thể sử dụng tốt cho cấp nước sinh hoạt³⁰.

❖ **Vùng Tây nguyên**

Tây Nguyên có nguồn tài nguyên khoáng sản lớn. Trong những năm gần đây, các ngành công nghiệp khai khoáng, sản xuất vật liệu xây dựng đang được đầu tư với quy mô công nghiệp. Trồng cây công nghiệp và phát triển ngành công nghiệp chế biến nông sản được xem là ngành phát triển chính cho khu vực này trong thời gian tới, tập trung vào nhóm sản phẩm công nghiệp thế mạnh của vùng như: Cao lanh, chè, cà phê bột, chế biến hạt điều, gỗ... Sự phát triển kinh tế ở khu vực Tây Nguyên hiện đang trên đà tăng trưởng cao, cùng với đó là mức phát thải ra môi trường ngày càng gia tăng. Với đặc điểm phát triển này, nước thải công nghiệp trong vùng chứa nhiều chất hữu cơ và chất rắn lơ lửng.

³⁰ <http://dwrn.gov.vn/index.php?language=vi&nv=news&op=Tai-nguyen-nuoc/Ket-qua-quan-trac-tai-nguyen-nuoc-mat-vung-Duyen-hai-Nam-Trung-Bo-va-vung-Tay-Nguyen-thang-5-nam-2020-9110>

Nhưng khu vực Tây Nguyên hiện được đánh giá là vùng thiếu nước nghiêm trọng, ngay cả vào mùa mưa, lượng nước không đủ cung cấp cho hoạt động nông nghiệp nên nước thải từ nông nghiệp không nhiều. Vùng có 04 trạm quan trắc tài nguyên nước mặt có kết quả quan trắc chất lượng nước tại các trạm như sau:

Trạm YaYun Hạ (nằm trên bờ phải sông YaYun, thuộc làng Chép xã AYun huyện Chư Sê tỉnh Gia Lai, thuộc lưu vực sông Ba), hầu hết các mẫu đều nằm trong GTGH B1 (theo QCVN 08-MT:2015/BTNMT). Kết quả tính toán chất lượng nước sông theo chỉ số WQI cho thấy, vào đầu tháng, chất lượng nước sông có thể sử dụng cho mục đích cấp nước sinh hoạt nhưng cần một số biện pháp xử lý thích hợp. Đến giữa tháng, chất lượng sông được cải thiện tốt hơn, có thể sử dụng cho mục đích cấp nước sinh hoạt.

Trạm Đức Xuyên (nằm trên bờ phải sông KrôngNô, thuộc buôn PhiDihJa B xã KrôngNô, huyện Lăk, tỉnh Đắk Lắk, thuộc lưu vực sông Srê Pôk) cho thấy, hầu hết các mẫu đều nằm trong giới hạn A2 (theo QCVN 08-MT:2015/BTNMT). Kết quả tính toán chất lượng nước sông theo chỉ số WQI cho thấy, chất lượng nước sông có thể đáp ứng mục đích cấp nước sinh hoạt sau khi xử lý thích hợp...

Trạm Đại Ninh (được xây dựng ở bờ phải sông Đa Nhim, thuộc thôn Phú Hòa xã Phú Hội, huyện Đức Trọng, tỉnh Lâm Đồng, thuộc lưu vực sông Đồng Nai), đa số các mẫu đều nằm trong giới hạn cho phép B2 (theo QCVN 08-MT:2015/BTNMT), riêng chỉ tiêu DO vượt GTGH B2. Kết quả tính toán chất lượng nước sông theo chỉ số WQI cho thấy chất lượng nước sông đáp ứng mục đích cấp nước sinh hoạt sau khi xử lý thích hợp.

Trạm Cát Tiên (trên bờ trái sông Đồng Nai, thôn I xã Phù Mỹ, huyện Cát Tiên, tỉnh Lâm Đồng, thuộc lưu vực sông Đồng Nai), hầu hết các mẫu đều nằm trong giới hạn cho phép B1 (theo QCVN 08-MT:2015/BTNMT). Kết quả tính toán chất lượng nước sông theo chỉ số WQI cho thấy, chất lượng nước sông có thể sử dụng cho mục đích tưới tiêu và các mục đích tương đương khác, sau khi xử lý thích hợp.

❖ Vùng Nam Bộ

Đây là vùng kinh tế dẫn đầu cả nước. Hệ thống các sông khu vực Đông Nam bộ, nhất là lưu vực sông Đồng Nai, giữ vai trò đặc biệt quan trọng trong phát triển KT-XH của các tỉnh, thành phố vùng này. Trong đó, nước thải sinh hoạt và nước thải công nghiệp có tỷ lệ lớn nhất mang theo các chất gây ô nhiễm cao nhất. Hệ thống sông này vừa là nguồn cung cấp nước cho sinh hoạt và hầu hết các hoạt động kinh tế nhưng đồng thời cũng là môi trường tiếp nhận và vận chuyển các nguồn đổ thải trên lưu vực.

Nước thải từ các KCN trong những năm gần đây gia tăng rất lớn và cao nhất về tổng lượng nước thải toàn quốc, Đây là vùng có lượng nước thải phát sinh từ các KCN

lớn nhất trong 6 vùng kinh tế cả nước (chiếm khoảng 50%). Theo kết quả điều tra nguồn thải giai đoạn 2014 - 2018 của Tổng cục Môi trường thực hiện trên LVHTS Đồng Nai, trong số hơn 2.600 nguồn thải được điều tra, số lượng nguồn thải có lưu lượng nước thải $>1.000\text{m}^3/\text{ngày đêm}$ chiếm khoảng 20% nhưng tổng lượng nước thải của các nguồn này chiếm đến hơn 82% tổng lượng nước thải công nghiệp phát sinh. Các nguồn thải có lưu lượng thải $> 200 \text{ m}^3/\text{ngày đêm}$ chiếm tỷ lệ 40% số cơ sở và 93% tổng lượng nước thải. Qua đó, có thể thấy khả năng chi phối và mức độ ảnh hưởng của các nguồn thải trọng điểm đến chất lượng nguồn nước tiếp nhận, cần có sự kiểm soát chặt chẽ các nguồn thải này.

Vùng Đông Nam bộ là vùng có mức độ đô thị hóa cao nhất cả nước, với 3 trung tâm đô thị lớn: Tp. Hồ Chí Minh, Đồng Nai và Bà Rịa-Vũng Tàu. Đây là khu vực có tỷ lệ dân cư sống ở các đô thị cao nhất nước, chiếm 62,67%, mật độ dân số cao thứ nhì cả nước ($711 \text{ người}/\text{km}^2$) và luôn là địa điểm thu hút các luồng di dân, nhập cư cao nhất. Vùng có nước thải sinh hoạt chiếm tỷ lệ rất cao. Trong số các nguồn tiếp nhận nước thải đô thị, sông Sài Gòn tiếp nhận lượng nước thải nhiều nhất với 76,21% tổng lượng nước thải và 66,6% tổng tải lượng BOD_5 . Đây là một trong những nguồn thải gây nên tình trạng ô nhiễm môi trường nước của lưu vực, đặc biệt là ô nhiễm hữu cơ, ô nhiễm do dầu mỡ, chất hoạt động bề mặt và vi trùng gây bệnh.

Báo cáo hiện trạng môi trường quốc gia năm 2018, Chuyên đề “Môi trường nước các lưu vực sông”, chất lượng môi trường nước mặt LVHTS Đồng Nai trong giai đoạn 2014-2018 khá ổn định. Nhiều khu vực bị ô nhiễm nặng trong thời gian trước đã được phục hồi, điển hình là nước sông Thị Vải. Tuy nhiên, vẫn còn tồn tại một số điểm nước bị ô nhiễm nặng, chủ yếu là do ô nhiễm hữu cơ và chất dinh dưỡng như khu vực cầu Bình Điền, Cảng Phú Định (Tp. Hồ Chí Minh). Vào các tháng mùa mưa, nước có hàm lượng TSS, độ đục cao do thượng nguồn sông Đồng Nai có lượng phù sa lớn, đặc biệt vào các mùa lũ và do xói mòn đất đá. Chất lượng nước sông Đồng Nai giảm khi chảy qua địa phận Tp. Hồ Chí Minh (Bến phà Cát Lái, Mũi Đèn Đỏ), nhiều khu vực chất lượng nước chỉ đạt mức trung bình, đã ghi nhận nước sông bị ô nhiễm bởi chất hữu cơ và chất dinh dưỡng do tiếp nhận nước thải sinh hoạt đô thị, nước thải công nghiệp và hoạt động giao thông thủy. Xâm nhập mặn tại vùng cửa sông của LVHTS Đồng Nai đã thường xuyên diễn ra và ngày càng gia tăng mức độ nghiêm trọng. Hàm lượng Cl - đã ở mức vượt QCVN 08-MT: 2015/BTNMT (B1), có nơi vượt hàng chục lần.

Đối với sông Sài Gòn, chất lượng nước cũng bị suy giảm ở khu vực trung lưu và hạ lưu. Đoạn sông chảy qua tỉnh Bình Dương và Tp. Hồ Chí Minh, chất lượng nước chỉ ở mức trung bình, nhiều khu vực còn ở ngưỡng kém.

Vùng Đồng bằng sông Cửu Long là khu vực sản xuất nông nghiệp điển hình của Việt Nam, với tiềm năng nông nghiệp và thủy sản to lớn. Những năm qua, ĐBSCL luôn đóng góp khoảng 53% tổng sản lượng lương thực (xuất khẩu chiếm tỷ trọng đến 90%), 65% sản lượng thủy sản nuôi trồng và 70% trái cây của cả nước. Đây là ngành có nhiều tác động đến tài nguyên và chất lượng nước mặt trong vùng. Những năm gần đây, các hoạt động công nghiệp và các ngành khác cũng có bước phát triển đáng kể, với ngành chủ đạo là chế biến nông phẩm, thủy sản. Các KCN nhỏ lẻ và tập trung hầu như chưa có hệ thống xử lý nước thải là nguồn phát thải đáng kể và đang gia tăng nhanh. Quá trình đô thị hóa hay khai thác thủy điện từ các quốc gia ở thượng nguồn sông Mê Kông cũng đang là những tác nhân có nguy cơ gây ô nhiễm môi trường khu vực ĐBSCL.

Tỷ lệ KCN có hệ thống XLNT tập trung trên địa bàn các tỉnh ĐBSCL là 89%, tương đương tỷ lệ trung bình cả nước (88,5%). Trong tổng số 52 CCN có 17 CCN đã có hệ thống XLNT tập trung, chiếm tỷ lệ 33%, khá cao so với các vùng khác (trung bình toàn quốc là 16%). Như vậy, vẫn còn một lượng đáng kể nước thải không qua xử lý hoặc xử lý không đạt tiêu chuẩn xả ra môi trường, đây là một trong những nguyên nhân gây ô nhiễm môi trường nước các dòng sông này.

Dân số tại vùng ĐBSCL tương đối lớn so với các vùng khác nên lượng nước thải sinh hoạt phát sinh trên toàn vùng tương đối lớn, toàn bộ không được xử lý, xả thẳng vào các nguồn nước mặt tạo sức ép lớn đến môi trường nước.

Giai đoạn 2014-2018, chất lượng nước LVS Mê Công có sự biến động đáng kể ở một số khu vực. Trên sông Tiền và sông Hậu, năm 2014-2016 chất lượng nước được cải thiện. Nhưng năm 2017-2018, lại có sự suy giảm nhẹ. Giá trị hầu hết các thông số trên các sông đều nhỏ hơn giới hạn QCVN 08-MT:2015/BTNMT (A1). Nhưng cục bộ một số đoạn sông của sông Tiền, sông Hậu và một số nhánh sông đã ghi nhận hiện tượng ô nhiễm chất hữu cơ với mức độ khác nhau do nước thải từ các KCN và hoạt động khai thác cát, nuôi trồng thủy sản không qua xử lý, xả thẳng ra môi trường. Điển hình là đoạn sông Tiền qua khu vực cảng cá Mỹ Tho, KCN Mỹ Tho đã có dấu hiệu ô nhiễm hữu cơ và vi sinh.

BĐKH và thủy điện làm ảnh hưởng đến chất lượng nước, kéo theo là xâm nhập mặn. Những năm gần đây, dòng chảy các hệ thống sông, suối ở Việt Nam đều thiếu hụt tới 60 - 90% so với trung bình nhiều năm; Mực nước nhiều nơi đạt mức thấp nhất lịch sử đã gây thiếu nước cho sản xuất nông nghiệp, mặn xâm nhập sâu vào vùng cửa sông. Theo dự báo, vào cuối thế kỷ 21, chiều sâu xâm nhập ứng với độ mặn có thể tăng lên trên 20km trên các sông Tiền, Hậu (IMHEN và UNDP, 2015); Đến giữa thế kỷ 21, dự báo diện tích có độ mặn trên 4‰ ở ĐBSCL có thể chiếm 45% diện tích và vùng chịu ảnh hưởng của độ mặn trên 1‰, có thể chiếm khoảng 60% diện tích toàn vùng.

Ô nhiễm môi trường nước biển ven bờ đã trở thành nguy cơ tác động lớn và phạm vi rộng đến hệ sinh thái ven bờ, sức khỏe và sinh kế người dân. Với nhu cầu về sử dụng nước nên các nhà máy điện thường được đặt ở gần biển. Do đó, nước thải phát sinh từ hoạt động sản xuất của các NMNĐ: nước làm mát, nước thải sản xuất, nước thải sinh hoạt, và các hoạt động của các cảng nhiên liệu đã là nguồn gây ô nhiễm vùng biển ven bờ. Đặc biệt, các dự án điện có cảng than, dầu khí, và nguồn phát sinh nước via do hoạt động khai thác và sản xuất dầu khí, cùng một số hoạt động khác của ngành dầu khí như mùn khoan và dung dịch khoan, cặn dầu, sự cố rò rỉ và tràn dầu. Điều này đòi hỏi tăng cường hơn nữa công tác kiểm soát và xử lý các nguồn ô nhiễm trong hoạt động hàng hải, sản xuất công nghiệp và sinh hoạt trước khi thải ra môi trường.

Sự cố ô nhiễm nước biển điển hình trong năm 2016 từ KCN Formosa, khi thải ra biển khoảng 11.000 m³ nước thải mỗi ngày chứa một số thành phần như axit, kiềm, dầu mỡ và chất rắn gây ra hiện tượng cá chết hàng loạt. Hiện tượng bất thường xảy ra khi cá nuôi lồng bè của người dân gần khu kinh tế Vũng Áng (thị xã Kỳ Anh, Hà Tĩnh) bắt đầu chết, sau đó lan ra cá, tôm nuôi bằng nguồn nước biển và cá tự nhiên dọc 200 km bờ biển từ Kỳ Anh (Hà Tĩnh) tới Lăng Cô (Thừa Thiên - Huế) chết dạt lên bờ. Đến ngày 25/4 gần 60 tấn cá, chủ yếu là các loại cá sống ở tầng đáy³² chết, gây tác động đến đời sống, sinh kế, hệ sinh thái và chất lượng môi trường nước biển của hơn 200 ngàn người, trong đó có 41 ngàn ngư dân.

Mặc dù công tác BVMT đã có nhiều chuyển biến hơn so với giai đoạn trước, luật pháp cơ bản hoàn chỉnh, các chính sách, mục tiêu quốc gia đã được xây dựng. Trong đó, nhiều biện pháp, giải pháp nhằm ngăn chặn nguy cơ gia tăng ô nhiễm môi trường nước đã được triển khai, tuy nhiên công tác quản lý môi trường nước vẫn còn nhiều thách thức và hạn chế chưa đáp ứng được yêu cầu thực tế để hạn chế tình trạng ô nhiễm nước đang xảy ra.

2.2.3.3. Hiện trạng môi trường không khí

Chất lượng không khí được đánh giá dựa theo chỉ số AQI. Theo số liệu thống kê về chất lượng không khí của Châu Á, chỉ số AQI của Việt Nam ở mức trung bình, cụ thể:

- Khu vực Bắc Bộ, chỉ số AQI ở mức 54-74 chất lượng trung bình, đến mức 95 và cao nhất là 109 chất lượng không khí không tốt cho các nhóm nhạy cảm. Thông số cao nhất thường là bụi (PM10 và PM2.5). Các tỉnh Cao Bằng, Quảng Ninh là những tỉnh có xuất hiện màu đỏ và màu tím với chỉ số AQI ở mức trên 150 đến hơn 200. Cá biệt, khu Công nghiệp Tăng Lông Lào Cai, xuất hiện nhiều lần chỉ số AQI ở mức màu tím (192)

³² <http://vnexpress.net/tin-tuc/thoi-su/formosa-thai-ra-moi-truong-nhung-gi-3393475.html>

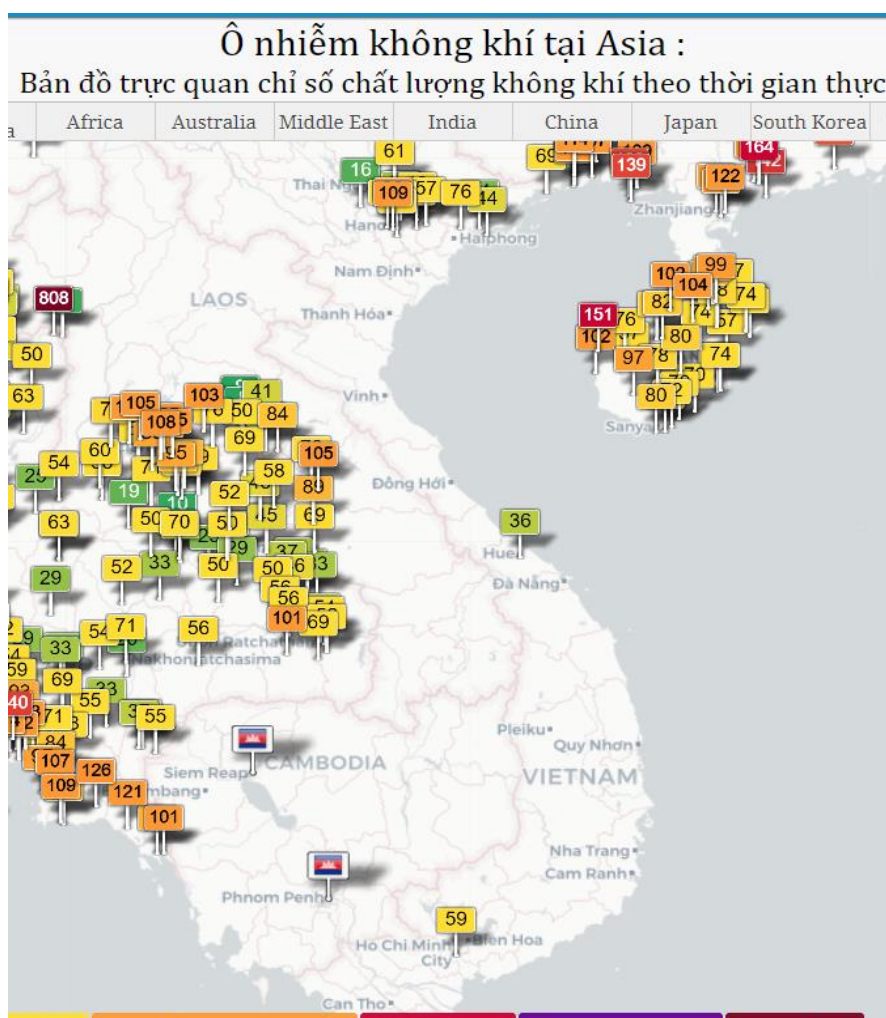
là mức chất lượng không khí có hại cho sức khỏe với nồng độ các khí CO, SO₂, PM2.5 cao hơn ngưỡng an toàn rất nhiều.

- Khu vực miền Trung thống kê được cho thấy chất lượng không khí đều ở mức vừa phải. Ít thấy vùng có xuất hiện màu vàng sẫm, đỏ và tím là vùng có chỉ số AQI không tốt cho sức khỏe.

- Khu vực Nam Bộ, nhìn chung chất lượng không khí tốt hơn nhưng AQI vẫn ở mức từ trung bình đến không tốt cho các nhóm nhạy cảm. Khu vực TP Hồ Chí Minh và vùng lân cận như Đồng Nai, Long An có xuất hiện màu vàng sẫm, đỏ và tím là chỉ số AQI không tốt cho sức khỏe.

Hình dưới đây biểu diễn mức độ ô nhiễm ở một số đô thị của Việt Nam.

Hình 2-21: Mức độ ô nhiễm ở một số đô thị ở Việt Nam



Ô nhiễm không khí sẽ gây tác động trực tiếp đến sức khỏe người dân, gây gia tăng áp lực lên hệ thống cơ sở hạ tầng khám chữa bệnh của địa phương và quốc gia, tăng chi phí khám chữa bệnh của người dân và giảm năng suất lao động và thu nhập của người dân. Ô nhiễm không khí còn ảnh hưởng đến sự sinh trưởng và phát triển của các loài sinh vật, gây suy giảm các hệ sinh thái.

Bảng 2-11: Mức AQI đại diện chất lượng không khí ảnh hưởng đến sức khỏe

AQI	Mức ô nhiễm không khí/Air Pollution Level	Tác động đến sức khỏe/Health Implications	Cảnh báo/Cautionary Statement (for PM2.5)
0 - 50	Tốt/Good	Chất lượng không khí được xem là thỏa mãn và ô nhiễm không khí không được đặt ra hoặc không rủi ro/Air quality is considered satisfactory, and air pollution poses little or no risk	Không/None
51 -100	Trung bình/Moderate	Chất lượng không khí có thể chấp nhận được; tuy nhiên một vài chất ô nhiễm có thể là mối quan ngại đến sức khỏe của một số người nhạy cảm với ô nhiễm không khí/Air quality is acceptable; however, for some pollutants there may be a moderate health concern for a very small number of people who are unusually sensitive to air pollution.	Những người trưởng thành và trẻ em bị mắc bệnh đường hô hấp như hen suyễn nên hạn chế làm việc nặng lâu ngoài trời./ Active children and adults, and people with respiratory disease, such as asthma, should limit prolonged outdoor exertion.
101-150	Không tốt cho các nhóm nhạy cảm/ Unhealthy for Sensitive Groups	Nhóm nhạy cảm có thể bị ảnh hưởng đến sức khỏe. Cộng đồng nói chung không bị ảnh hưởng/Members of sensitive groups may experience health effects. The general public is not likely to be affected.	Trẻ em và người lớn năng động và những người bị bệnh đường hô hấp như hen suyễn nên hạn chế gắng sức lâu ngoài trời/ Active children and adults, and people with respiratory disease, such as asthma, should limit prolonged outdoor exertion.
151-200	Có hại cho sức khỏe/ Unhealthy	Mọi người có thể bắt đầu gặp các ảnh hưởng đến sức khỏe; thành viên của các nhóm nhạy cảm có thể bị ảnh hưởng nghiêm trọng hơn đến sức khỏe/ Everyone may begin to experience health effects; members of sensitive groups may experience more serious health effects	Trẻ em và người lớn năng động và những người bị bệnh đường hô hấp như hen suyễn, mọi người, đặc biệt là trẻ em nên hạn chế gắng sức lâu ngoài trời/ Active children and adults, and people with respiratory disease, such as asthma, should avoid prolonged outdoor exertion; everyone else, especially children, should limit prolonged outdoor exertion
201-300	Rất nguy hại cho sức khỏe/Very Unhealthy	Cảnh báo sức khỏe về tình trạng khẩn cấp. Toàn bộ dân số có nhiều khả năng bị ảnh hưởng hơn/ Health warnings of emergency conditions. The entire population is more likely to be affected.	Trẻ em và người lớn năng động và những người bị bệnh đường hô hấp như hen suyễn, không nên hoạt động ngoài trời, mọi người, đặc biệt là trẻ em nên hạn chế gắng sức ngoài trời/ Active children and adults, and people with respiratory

			disease, such as asthma, should avoid all outdoor exertion; everyone else, especially children, should limit outdoor exertion.
300+	Nguy hiểm cho sức khỏe/Hazardous	Cảnh báo sức khỏe: mọi người có thể bị ảnh hưởng nghiêm trọng hơn đến sức khỏe/ Health alert: everyone may experience more serious health effects	Mọi người nên tránh các hoạt động ngoài trời/ Everyone should avoid all outdoor exertion

Nguồn: Ô nhiễm không khí tại Asia: Bản đồ trực quan chỉ số chất lượng không khí theo thời gian thực, website: AQICN.org/map/asia/vn/

Theo chỉ số AQI và bảng màu trên, mức độ tác động khác nhau của chất lượng không khí sẽ ảnh hưởng khác nhau đến sức khỏe con người, hệ sinh thái và các đối tượng khác phụ thuộc vào nồng độ các khí ô nhiễm và sự phân bố các đối tượng bị ảnh hưởng trong vùng.

Tính đến tháng 12/2019, trên phạm vi cả nước còn 171 cơ sở gây ô nhiễm môi trường nghiêm trọng chưa hoàn thành các biện pháp xử lý ô nhiễm triệt để. Trong đó, ô nhiễm môi trường không khí đang là một vấn đề bức xúc đối với môi trường đô thị, công nghiệp và các làng nghề ở nước ta hiện nay. Ô nhiễm môi trường không khí có tác động xấu đối với sức khỏe con người (đặc biệt là gây ra các bệnh đường hô hấp), ảnh hưởng đến các hệ sinh thái và BĐKH (hiệu ứng "nhà kính", mưa axit và suy giảm tầng ôzôn),... Công nghiệp hoá càng mạnh, đô thị hoá càng phát triển thì nguồn thải gây ô nhiễm môi trường không khí càng nhiều, áp lực làm biến đổi chất lượng không khí theo chiều hướng xấu càng lớn, yêu cầu bảo vệ môi trường không khí càng quan trọng. Tổ chức y tế thế giới WHO vừa cảnh báo về tình trạng ô nhiễm môi trường, nhất là ô nhiễm không khí đang tồn tại ở nhiều quốc gia trên thế giới. Việt Nam là một trong những nước nằm trong danh sách báo động đỏ. Theo thống kê mới đây, số ca tử vong vì mắc bệnh liên quan tới vấn đề ô nhiễm không khí ngày một gia tăng. Trong đó các loại bệnh ảnh hưởng tới sức khỏe con người và không thể cứu chữa như ung thư phổi và suy tim...

Diễn biến chất lượng không khí từ năm 2010 đến nay cho thấy: Từ năm 2018 đến năm 2019, nồng độ bụi PM2.5 có xu hướng tăng hơn so với giai đoạn từ năm 2010 đến năm 2017. So sánh kết quả quan trắc nồng độ bụi PM2.5 trong các tháng qua các năm từ 2013 - 2019 cho thấy, từ tháng 9 đến giữa tháng 12 năm 2019, nồng độ bụi PM2.5 tăng mạnh so với các tháng trước đó và tăng cao so với cùng kỳ các năm từ 2015 - 2018. Giai đoạn từ tháng 9 đến tháng 12 năm 2019, khu vực miền Bắc đã xảy ra một số đợt cao điểm ô nhiễm không khí. Chỉ số chất lượng không khí tại một số đô thị như Hà Nội, Thành phố Hồ Chí Minh có nhiều thời điểm ở mức xấu với chỉ số AQI từ 150 đến 200, có khi vượt 200 tương đương mức rất xấu. Nguy hại nhất là bụi mịn là những hạt nhỏ

bay lơ lửng trong không trung như PM_{2.5} (dưới 2.5 micromet), khi thâm thấu qua đường hô hấp sẽ là nguyên nhân tiềm ẩn của hàng loạt các căn bệnh, ảnh hưởng đến sức khỏe cộng đồng.

Chất lượng không khí từ ngày 01/01/2020 đến ngày 10/4/2020 có xu hướng được cải thiện hơn so với cùng kỳ của những năm trước. Kết quả tính toán chỉ số AQI cho thấy, chất lượng không khí tại Hà Nội, Thành phố Hồ Chí Minh và một số đô thị trong phần lớn thời gian duy trì ở mức tốt và trung bình. Đặc biệt, từ thời gian nửa cuối tháng 3/2020 đến nay. Trong đó, giai đoạn cả nước thực hiện cách ly xã hội để phòng ngừa dịch bệnh Covid 19, giá trị thông số PM_{2.5} và CO thấp hơn hẳn thời gian cùng kỳ những năm trước đó. Đây cũng là những khoảng thời gian ghi nhận lượng phương tiện tham gia giao thông trong các khu vực nội đô giảm so với thời gian từ tháng 02 năm 2020 về trước, do nhiều hoạt động kinh tế - xã hội phải tạm dừng hoặc giảm. Điều này cho thấy ảnh hưởng của các nguồn phát thải như giao thông và hoạt động sản xuất có tác động đáng kể đến chất lượng không khí đô thị, thể hiện khá rõ tại TP Hồ Chí Minh và Hà Nội.

Bên cạnh nguồn ô nhiễm không khí do hoạt động giao thông vận tải ở các đô thị, các làng nghề, thì hoạt động công nghiệp gây ô nhiễm không khí lớn, đặc biệt là các cụm công nghiệp cũ: Thượng Đình, Minh Khai - Mai Động (Hà Nội), Thủ Đức, Tân Bình (thành phố Hồ Chí Minh), Biên Hoà I (Đồng Nai), Khu Công nghiệp Việt Trì, Khu Gang thép Thái Nguyên,... và ô nhiễm không khí cục bộ ở xung quanh các xí nghiệp, nhà máy xi măng (đặc biệt là xi măng lò đứng), các lò nung gạch ngói, xí nghiệp sản xuất đồ gốm, các nhà máy nhiệt điện đốt than và đốt dầu FO, các nhà máy đúc đồng, luyện thép, các nhà máy sản xuất phân hoá học,... Các chất ô nhiễm không khí chính do công nghiệp thải ra là bụi, khí SO₂, NO₂, CO, HF và một số hoá chất khác.

Trong lĩnh vực năng lượng, các hoạt động phát sinh khí ô nhiễm chủ yếu từ hoạt động khai thác và vận chuyển than; Phát sinh NO_x, SO_x và VOC trong quá trình khai thác và sản xuất dầu khí; Phát thải khí SO_x, NO_x, bụi và khí nhà kính từ hoạt động đốt nhiên liệu than, dầu, khí. Thực tế cho thấy, các dự án và khu Công nghiệp mới được đầu tư tập trung trước khi xây dựng đều đã tiến hành "Đánh giá tác động môi trường-ĐTM". Nếu các dự án thực hiện đầy đủ các giải pháp bảo vệ môi trường đã được trình bày trong báo cáo ĐTM thì phát thải khí thải đảm bảo đạt tiêu chuẩn chất lượng môi trường, hạn chế tình trạng ô nhiễm không khí. Tuy nhiên, nhiều xí nghiệp, cơ sở công nghiệp và có cả nhà máy nhiệt điện đốt than, chưa xử lý triệt để các khí thải (SO₂, NO₂, CO, bụi), nên đã gây ô nhiễm môi trường không khí xung quanh. Kết quả nghiên cứu mang tên Dự báo chất lượng không khí tại Hà Nội và khu vực phía Bắc Việt Nam, dự án hợp tác giữa Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam (VAST) và Viện Phân

tích Hệ thống Ứng dụng Quốc tế (IIASA) của Áo, công bố tháng 10/2018³³, “Mức tăng lớn nhất về nồng độ PM2.5 đến từ phát thải trong ngành điện”.

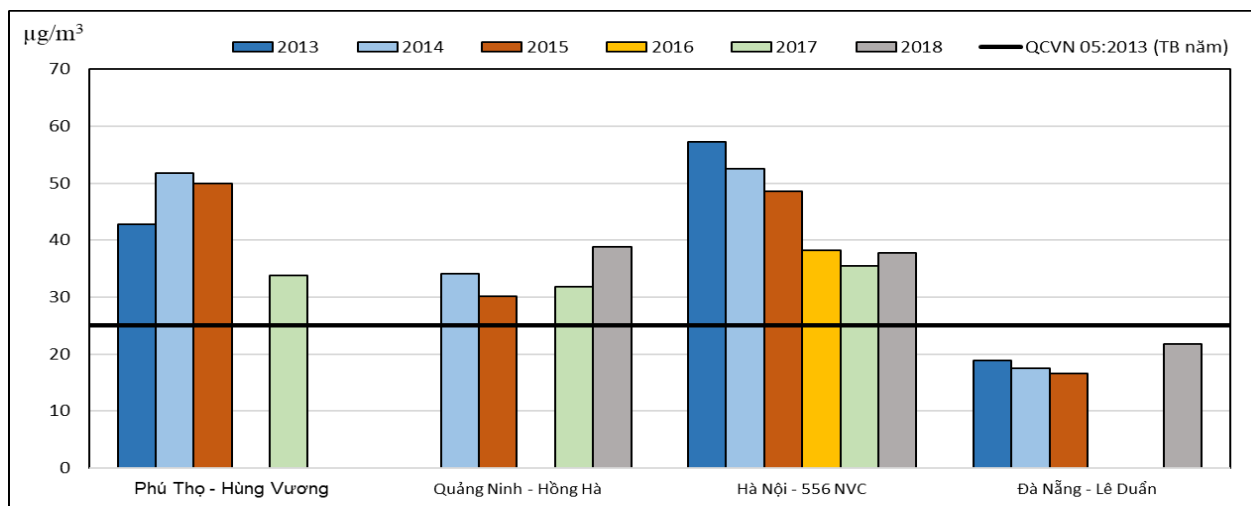
Hiện trạng diễn biến ô nhiễm môi trường không khí trong 6 năm (2013 – 2018) từ kết quả của 6 trạm quan trắc không khí tự động ở các TP. Hà Nội, Hạ Long, Việt Trì, Huế, Đà Nẵng và Nha Trang của Trung tâm Quan trắc Môi trường của Tổng cục Môi trường 2019³⁴ và kết quả “Chương trình quan trắc môi trường quốc gia đối với môi trường không khí và nước” năm 2019 tại khu vực miền Trung và Tây nguyên của Trung tâm Quan trắc môi trường miền Trung và Tây nguyên³⁵. Chương trình được thực hiện tại 33 điểm quan trắc không khí thuộc các tỉnh vùng kinh tế trọng điểm miền Trung (Thừa Thiên - Huế, Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi và Bình Định). Chất lượng môi trường không khí (CLMTKK) được đánh giá, so sánh với QCVN 05:2013/BTNMT (TB 01h) và QCVN 26:2010/BTNMT, kết quả như sau:

* **Bụi:** Số liệu quan trắc bụi mịn PM10 và PM2.5 của 6 trạm quan trắc không khí tự động cho thấy, ô nhiễm bụi vẫn tiếp tục là vấn đề nổi cộm. Kết quả quan trắc cho thấy, bụi mịn PM10 và PM2.5 trong không khí ở TP. Hà Nội và TP Việt Trì, Phú Thọ có xu hướng giảm dần trong các năm gần đây. TP. Hạ Long và Đà Nẵng có nồng độ bụi mịn PM10 và PM2.5 trong không khí xấp xỉ trị số cho phép trong QCVN. Nhìn chung, theo số liệu quan trắc tự động ở 6 trạm từ năm 2011 - 2018 cho thấy, nồng độ bụi mịn đã được cải thiện. Ở Hà Nội, tỷ lệ số ngày có nồng độ bụi PM10 vượt trị số tiêu chuẩn cho phép theo QCVN 05:2013/BTN&MT năm 2010 là 13,13%, năm 2015 là 6,87% và năm 2018 là 1,93%; Đối với PM2.5 trong các năm tương tự là 61,25%; 33,91% và 19,69%. CLMTKK của 3 tỉnh ven biển miền Trung (Huế, Đà Nẵng, Nha Trang) còn tương đối tốt, hầu như chưa bị ô nhiễm bụi. Tỷ lệ số ngày có nồng độ bụi PM10 vượt trị số tiêu chuẩn cho phép theo QCVN trong năm 2015 ở Huế là 3,67%, Đà Nẵng là 2,86% và Nha Trang là 0,0%.

³³ <https://www.thiennhien.net/2019/12/17/khi-thai-dien-than-dang-tac-dong-manh-toi-o-nhiem-o-ha-noi/>

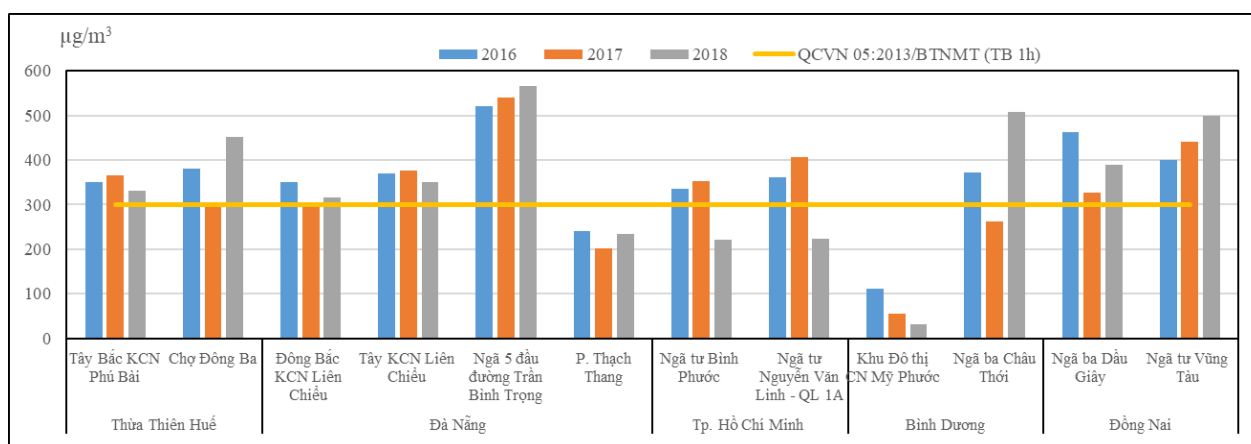
³⁴ <http://tapchimoitruong.vn/pages/article.aspx?item=%C4%90%C3%A1nh-gi%C3%A1-di%E1%BB%85n-bi%E1%BA%BFn-ch%E1%BA%A5t-l%C6%B0%E1%BB%A3ng-kh%C3%B4ng-kh%C3%AD-m%E1%BB%99t-s%E1%BB%91-%C4%91%C3%B4-th%E1%BB%8B-n%C6%B0%E1%BB%9Bc-ta-v%C3%A0-%C4%91%E1%BB%81-xu%E1%BA%A5t-gi%E1%BA%A3i-ph%C3%A1p-c%E1%BA%A3i-th%E1%BB%87n-51257>

³⁵ <http://tapchimoitruong.vn/pages/article.aspx?item=Di%E1%BB%85n-bi%E1%BA%BFn-ch%E1%BA%A5t-l%C6%B0%E1%BB%A3ng-m%E1%BB%A3i-tr%E1%BB%9Dng-kh%C3%B4ng-kh%C3%AD-v%C3%A0-n%C6%B0%E1%BB%9Bc-khu-v%E1%BB%B1c-mi%E1%BB%81n-Trung-v%C3%A0-T%E1%BB%A2y-Nguy%E1%BB%AAn-n%C4%83m-2019-51255>



Hình 2-22: Diễn biến nồng độ bụi mịn PM2.5 trung bình năm tại các trạm quan trắc tự động đặt tại Hà Nội, Phú Thọ, Quảng Ninh và Đà Nẵng giai đoạn 2013 -2018

Bụi lơ lửng (TSP) là nguồn chủ yếu gây ra ô nhiễm bụi. Trong cùng một thành phố, TSP quan trắc ở các vị trí khác nhau sẽ có kết quả khác nhau, phụ thuộc nhiều vào hoạt động xây dựng. TP.Hà Nội nồng độ TSP ở các trạm đo trên đường Phạm Văn Đồng, Trường Chinh, Vĩnh Tuy, Mai Động... vẫn ở mức ô nhiễm nặng và rất nặng.



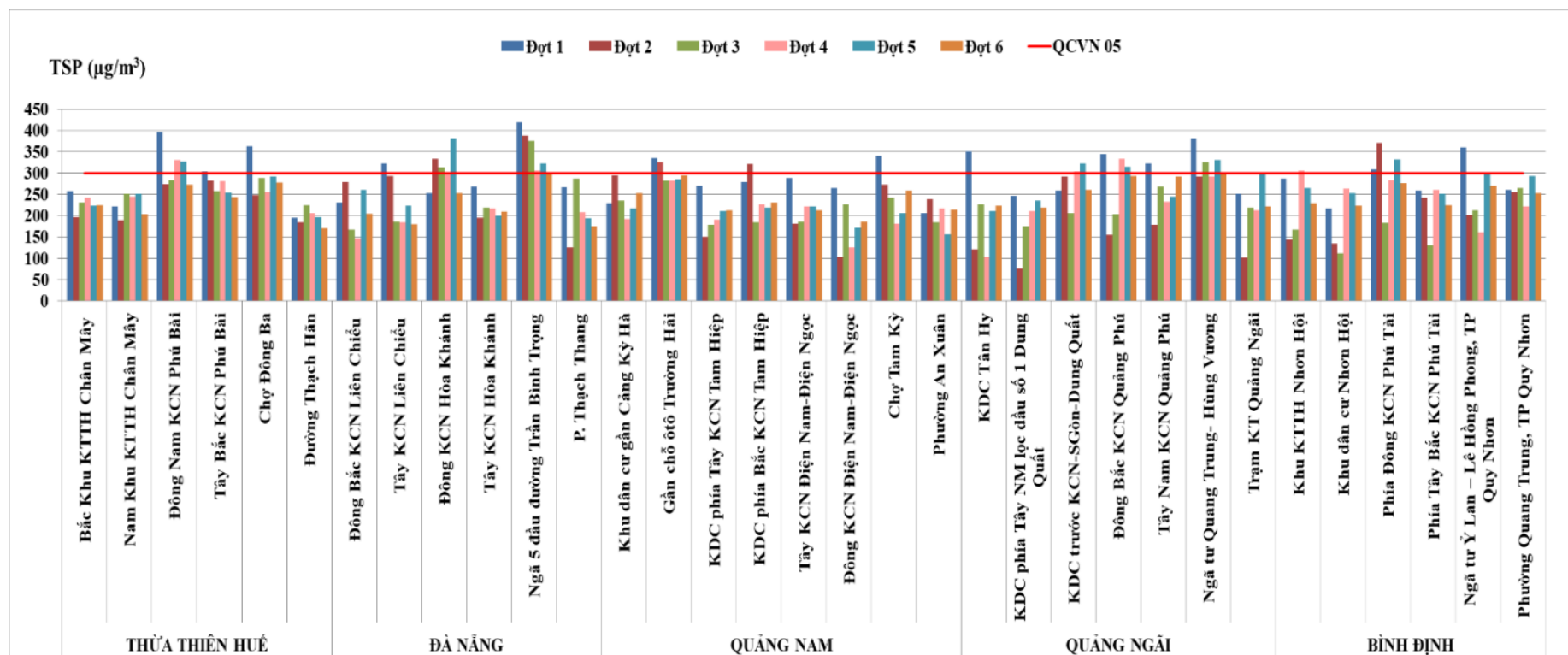
Hình 2-23: Diễn biến nồng độ TSP tại một số đô thị Thừa Thiên-Huế, Đà Nẵng, TP. Hồ Chí Minh, Bình Dương, Đồng Nai, giai đoạn 2016 - 2018

Sự biến thiên nồng độ bụi ở các đô thị miền Bắc rất rõ rệt (từ tháng 10 đến tháng 4 năm sau, nồng độ bụi lớn hơn các tháng 5-9). Ngược lại, ở các TP duyên hải miền Trung, nồng độ bụi biến thiên theo mùa không rõ rệt. Nồng độ bụi ở 6 trạm nêu trên cực đại vào các giờ cao điểm và nhỏ nhất vào buổi trưa (13-14 giờ). Tỷ lệ bụi PM2.5/bụi PM10 trung bình ở các TP trên là 0,57 - 0,72 mg/m³.

Các đô thị ở vùng ven biển đều có CLMTKK tốt hơn so với các đô thị ở trong đất liền xa biển. Các khu đô thị ở phía Nam, khí hậu trong năm có sự phân hóa giữa mùa khô (tháng 12 - tháng 4 năm sau) và mùa mưa (tháng 5 - tháng 11), nồng độ các loại

bụi PM₁₀, PM_{2,5} có sự khác biệt đáng kể giữa hai mùa, nồng độ bụi thường cao trong mùa khô và thấp trong mùa mưa.

Năm 2019, môi trường không khí chủ yếu bị ô nhiễm do tổng bụi lơ lửng (TSP) và tiếng ồn với tỷ lệ trung bình cả năm là 13,9% giá trị TSP vượt QCVN 05:2013/BTNMT (300 μ g/m³), và 44,2% giá trị tiếng ồn vượt QCVN 26:2010/BTNMT tại các trục giao thông lớn và KCN; Các thông số SO₂ và NO₂ thấp hơn giới hạn cho phép. Giá trị TSP tại khu vực miền Trung có xu hướng tăng cao tại thời điểm quan trắc đợt 1 (tháng 3, 4), đợt 5 (9 và 10) và giảm ở đợt 6 (tháng 11).



Hình 2-24: Giá trị TSP ở vùng kinh tế trọng điểm miền Trung 6 đợt năm 2019

Ô nhiễm tiếng ồn tập trung tại các điểm quan trắc trên tuyến giao thông lớn và điểm gần Khu công nghiệp(KCN). Đặc biệt vào các giờ cao điểm, mức độ ồn dao động trong khoảng 81,2-94 dBA, vượt ngưỡng giới hạn cho phép của QCVN 26:2010/BTNMT. Các điểm quan trắc có giá trị tiếng ồn vượt ngưỡng cả 06/06 đợt năm 2019 tại điểm quan trắc: Tây Bắc KCN Phú Bài (Thừa Thiên - Huế); Gần khu ô tô Trường Hải (Quảng Nam), Đông Bắc KCN Quảng Phú (Quảng Ngãi), Khu kinh tế Nhơn Hội và phía Đông KCN Phú Tài, TP .Quy Nhơn (Bình Định).

Các ngành công nghiệp, các hoạt động khai thác khoáng sản, sản xuất điện, xi măng làm phát sinh lượng bụi thải lớn hơn hẳn các ngành khác. Đây là nhóm ngành tiêu thụ nhiều năng lượng, nhiên liệu. Ô nhiễm bụi từ các hoạt động khai thác khoáng sản như hoạt động khai thác, tuyển than, vận chuyển than tại các vùng than của Quảng Ninh, Thái Nguyên, Lạng Sơn,... Các nhà máy nhiệt điện, xi măng thường có ống khói lớn, phát tán đi xa. Theo nghiên cứu, các khu vực chịu ô nhiễm nặng nhất thường cách ống khói của các nhà máy này khoảng 1,5 - 3km. Tại các khu vực khai thác vật liệu xây dựng, nồng độ bụi thường vượt QCVN từ 8 - 12 lần. Nguyên nhân từ các công đoạn khai thác, nghiền, vận chuyển... đã phát tán một lượng lớn bụi và khí thải vào môi trường.

Ở Việt Nam, tỷ lệ bụi mịn (PM_{2,5} và PM₁₀) chiếm tỷ trọng tương đối cao trong thành phần bụi và dao động theo quy luật. Ô nhiễm bụi (đặc biệt là bụi mịn) thường tập trung vào các tháng mùa đông, ít mưa (tháng 11 – 3) đối với miền Bắc và khu vực Bắc Trung Bộ. Đối với khu vực Nam Trung Bộ, sự khác biệt về nồng độ bụi PM đo giữa các tháng không rõ rệt.

*** Khí NO_x-NO₂-NO, SO₂, CO**

Ở khu vực đô thị, nguồn gốc phát sinh các loại khí NO₂, CO và VOC chủ yếu từ hoạt động giao thông. Khí SO₂ phát thải từ đốt than và dầu chứa lưu huỳnh (xe buýt, sản xuất công nghiệp (nếu có) và đun nấu bằng than tổ ong). Nồng độ khí NO₂, trong không khí tại một số đô thị lớn, như TP. Hồ Chí Minh những năm gần đây đã vượt ngưỡng giới hạn cho phép. Tại nhiều đô thị, nồng độ khí NO₂ thấp hơn hoặc xấp xỉ trị số tiêu chuẩn cho phép. Nồng độ khí SO₂, CO ở hầu hết các đô thị vẫn nằm trong giới hạn cho phép của quy chuẩn kỹ thuật quốc gia.

Nồng độ khí VOC cao, tại các đô thị, đặc biệt là các khu vực có hoạt động giao thông cao. Tại một số địa phương Hà Nội, Đồng Nai, giai đoạn 2011 - 2015 có nồng độ VOC trong không khí quan trắc được ở một số vị trí đã vượt quy chuẩn cho phép.

Đánh giá chung về ô nhiễm không khí đô thị từ năm 2013 đến nay, có xu hướng giảm, tuy nhiên, trong từng thời điểm có sự tăng/giảm khác nhau. Năm 2019, ô nhiễm

không khí tại Hà Nội và TP. Hồ Chí Minh có sự khác thường so với các năm trước, ô nhiễm cục bộ tăng lên. Đặc biệt, trong tháng 9/2019, ô nhiễm bụi mịn PM_{2.5} tăng cao do thời tiết ít mưa nhất trong vòng 6 năm qua và xảy ra hiện tượng nghịch nhiệt, bụi lơ lửng không thoát được lên cao. Bên cạnh đó, thời điểm này vào vụ thu hoạch lúa, tình trạng đốt rơm rạ ở ngoại thành đã ảnh hưởng đến không khí nội đô.

Nồng độ SO₂ và NO₂ ở hầu hết các khu vực trên cả nước, thấp hơn so với QCVN 05:2013. Nồng độ CO tăng cao trong giờ cao điểm tại các trục đường giao thông. Các loại hình công nghiệp sử dụng nhiều nhiên liệu đốt như nhiệt điện, lọc dầu, lò đốt công nghiệp có công suất lớn phát thải lượng SO₂ nhiều hơn các ngành khác. Nồng độ khí SO₂ đo được xung quanh các KCN miền Bắc cao hơn hẳn so với các KCN ở các tỉnh phía Nam nhưng vẫn nằm trong ngưỡng cho phép của QCVN 05:2013/BTNMT, do các loại hình công nghiệp này tập trung nhiều hơn ở các tỉnh miền Bắc.

Ngành điện, theo kết quả quan trắc môi trường hàng năm, phát thải của các dự án nhiệt điện hầu như đều đáp ứng giá trị phát thải cho phép trong QCVN 22:2009/BTNMT. Trong giai đoạn 2015 đến nay, một số sự cố môi trường như (ô nhiễm bụi) đã xảy ra do ảnh hưởng của bãi thải tro xỉ và phát thải giai đoạn vận hành thử nghiệm có ảnh hưởng đến môi trường cục bộ. Vấn đề này đã được nhận định và các quy định chặt chẽ hơn về giải pháp và kiểm soát đã được cơ quan quản lý nhà nước ban hành. Đến nay, hầu hết các nhà máy điện, đặc biệt là nhiệt điện đều đáp ứng được các quy định về phát thải khói thải của Việt Nam hiện hành.

Bảng 2-12: Tỷ lệ số mẫu vượt chuẩn trong năm đối với các thông số

Thông số	2012	2013	2014	2015	2016
TSP (%)	86,73	87,19	89,52	85,36	88,89
SO ₂ (%)	1,18	1,88	0,74	0,00	0,00
CO (%)	5,75	1,51	1,65	0,97	1,27
NO ₂ (%)	2,21	0,94	1,87	4,24	0,66

Nguồn: Báo cáo hiện trạng môi trường quốc gia 2016

*** Sương mù quang hóa**

Cùng với xu hướng gia tăng các khí ô nhiễm trong môi trường, xuất hiện một hiện tượng ô nhiễm không khí đặc biệt, gọi là sương mù quang hóa³⁶. Nguồn gốc chủ yếu của sương mù quang hóa do đốt các khí như gas và xăng dầu.

Hiện tượng sương mù quang hóa đã xuất hiện trong những năm gần đây, biểu hiện rõ vào các tháng mùa hè khi thời tiết khô nóng. Ngoài ra, các giai đoạn xảy ra nghịch

³⁶ Sương mù quang hóa (Photochemical smog) là một dạng ô nhiễm không khí gây ra bởi sự tương tác giữa bức xạ cực tím của mặt trời và bầu khí quyển bị ô nhiễm bởi các khí thải động cơ xe máy, khí thải công nghiệp... xảy ra ở tầng đối lưu của khí quyển.

nhật cũng tạo điều kiện để hiện tượng sương mù quang hóa xuất hiện. Hiện tượng này đặc biệt rõ nét ở các đô thị lớn như Hà Nội do sự cộng hưởng của nhiều nguồn ô nhiễm không khí.

*** Mưa axit**

Hiện tại, ở Việt Nam số lượng trạm giám sát lắng đọng axit còn hạn chế và chủ yếu là giám sát lắng đọng ướt mưa axit. Phương pháp giám sát lắng đọng axit chủ yếu là đo đạc, phân tích thành phần hóa nước mưa. Việt Nam là một thành viên của mạng lưới giám sát lắng đọng axit Đông Á (EANET) và hiện tại có 7 trạm giám sát lắng đọng axit (Hà Nội, Hòa Bình, Cúc Phương, Đà Nẵng, TP. Hồ Chí Minh, Cần Thơ và Yên Bái). Số lượng trạm còn hạn chế và phân bố chưa hợp lý. Thêm vào đó, các mạng lưới này được đầu tư trang thiết bị, cũng như quy trình hoạt động, hướng dẫn kỹ thuật, nhân lực rất khác nhau, không thống nhất.

Theo kết quả đánh giá hiện trạng lắng đọng axit dựa vào số liệu quan trắc cho thấy mưa axit đã xảy ra ở nhiều nơi với mức độ khác nhau của Viện Khoa học Khí tượng thủy văn và Biến đổi khí hậu giai đoạn (2011 – 2015), ở khu vực phía Bắc của Việt Nam mưa axit xảy ra thường xuyên và mức độ khá nghiêm trọng như tại Cúc Phương 44%, Bắc Giang 37%, Thái Nguyên 40%, Việt Trì 30%. Mưa axit cũng xảy ra tại khu vực miền Trung tại Vinh 60%, Huế 47%, Đà Lạt 35%, Nha Trang 31%, Pleiku 32%. Khu vực miền Nam cũng xảy ra mưa axit như tại Tây Ninh 37% và Cần Thơ 35%. Kết quả nghiên cứu cũng chỉ ra mức độ mưa axit và lắng đọng axit phụ thuộc rất nhiều vào các yếu tố khí tượng (thời tiết: lượng mưa, hướng gió...) và nồng độ chất ô nhiễm trong không khí. Có những khu vực ít nguồn thải như Cúc Phương, Đà Lạt, Pleiku nhưng mức độ mưa axit và lắng đọng axit lại rất cao chứng tỏ rằng có sự lan truyền ô nhiễm trong không khí từ khu vực khác đến³⁷.

Hiện trạng ô nhiễm không khí gây ra bởi hoạt động của ngành năng lượng nổi cộm bởi các hoạt động khai thác, vận chuyển than và hoạt động của các nhà máy nhiệt điện gần đây tại khu vực các tỉnh đồng bằng Sông Hồng, Đông bắc bộ, các tỉnh Duyên Hải Miền trung và Đông Nam bộ.

2.2.3.4. Hiện trạng nguồn chất thải rắn

a. Nguồn phát sinh chất thải rắn

Chất thải rắn (CTR) được phân loại theo nguồn gốc phát sinh và tính chất độc hại. Theo nguồn gốc phát sinh, CTR được phân thành CTR đô thị, CTR nông nghiệp và nông

³⁷ <http://www.imh.ac.vn/tin-tuc/cat17/16756/Nghien-cuu-danh-gia-hien-trang-va-lap-ban-do-phan-bo-lang-dong-axit-o-Viet-Nam>

thôn, CTR công nghiệp, CTR y tế. Theo tính chất độc hại, CTR được phân thành CTR thông thường và CTR nguy hại.

NGUỒN PHÁT SINH	TÍNH CHẤT	LOẠI CHẤT THẢI
CTR đô thị	Thông thường	Rác thực phẩm, giấy, vải, da, rác vườn, gỗ, thủy tinh, lon, kim loại, lá cây,... VLXD thải từ xây sửa nhà, đường giao thông, vật liệu thải từ công trường,...
	Nguy hại	Đồ điện, điện tử hư hỏng, nhựa, túi nylon, pin, săm lốp xe, sơn thừa, đèn neon hỏng, bao bì thuốc diệt chuột/ruồi/muỗi,...
CTR nông thôn	Thông thường	Rác thực phẩm, giấy, vải, da, rác vườn, gỗ, thủy tinh, lon, kim loại, lá cây, rơm rạ, cành lá cây, chất thải chăn nuôi,...
	Nguy hại	Đồ điện, điện tử hư hỏng, nhựa, túi nylon, pin, săm lốp xe, sơn thừa, đèn neon hỏng, bao bì thuốc diệt chuột/ruồi/muỗi, bao bì thuốc bảo vệ thực vật,...
CTR công nghiệp	Thông thường	Rác thải sinh hoạt của công nhân trong quá trình sản xuất và sinh hoạt,...
	Nguy hại	Kim loại nặng, giẻ lau máy, cao su, bao bì đựng hóa chất độc hại,...
CTR y tế	Thông thường	Chất thải nhà bếp, chất thải từ hoạt động hành chính, bao gói thông thường,...
	Nguy hại	Phế thải phẫu thuật, bông, gạc, chất thải bệnh nhân, chất phóng xạ, hóa chất độc hại, thuốc quá hạn,...

Hình 2-25: Phân loại CTR theo nguồn phát sinh và tính chất

b. Khối lượng và tỷ lệ thu gom

Theo báo cáo của Bộ Xây dựng, tính đến tháng 4/2017, toàn quốc có 805 đô thị (tăng thêm 08 đô thị loại V so với cuối năm 2016), tỷ lệ đô thị hóa ước đạt 37%. Với tốc độ đô thị hóa nhanh, dân số và phát triển các khu công nghiệp, dịch vụ được đầu tư xây dựng đang gây sức ép ngày càng lớn đến môi trường. Đặc biệt, lượng chất thải rắn sinh hoạt (CTRSH) phát sinh ngày càng gia tăng đã và đang đặt ra thách thức to lớn cho công tác quản lý thu gom, vận chuyển và xử lý CTRSH.

Tỷ lệ CTR thông thường thu gom được xử lý theo quy định cao nhất ở vùng Đông Nam Bộ (97%) và ĐBSH (89%); khu vực có tỷ lệ xử lý đạt thấp là Trung du và miền núi phía Bắc (53%) và khu vực Đồng bằng Sông Cửu Long (53%).

Bảng 2-13: Lượng CTR được xử lý bình quân 1 ngày giai đoạn 2015 - 2017

TT	Khu vực	Lượng CTR thông thường được thu gom (tấn/ngày)			Lượng CTR thông thường được xử lý hàng ngày (%)		
		2015	2016	2017	2015	2016	2017

1	Đồng bằng sông Hồng	9.400	10.017	10.708	84%	89%	95%
2	Trung du và miền núi phía Bắc	2.277	2.457	2.515	45%	56%	57%
3	Bắc Trung Bộ và duyên hải miền Trung	5.143	4.907	6.207	59%	62%	67%
4	Tây nguyên	1.062	1.124	1.297	59%	57%	67%
5	Đông Nam Bộ	10.878	10.995	12.815	94%	99%	98%
6	Đồng bằng sông Cửu Long	3.655	3.665	4.266	42%	59%	58%
	Tổng số	32.415	33.167	37.808			

Nguồn: Tổng cục thống kê, 2015 - 2017

Hoạt động thu gom, vận chuyển CTRSH tại các đô thị được thực hiện khá chuyên nghiệp và hoàn chỉnh. Dịch vụ được cung cấp chủ yếu bởi các công ty dịch vụ công ích (Công ty Môi trường đô thị (URENCO) và Công ty công trình đô thị (CITENCO)) và một phần do các doanh nghiệp tư nhân thực hiện với tỷ lệ ngày càng cao. Ví dụ: tại TP. Hồ Chí Minh 50% và TP. Hà Nội khoảng 20% lượng CTRSH đô thị được thu gom bởi các công ty tư nhân hoặc các hợp tác xã, tổ đội vệ sinh môi trường thực hiện.

Xu thế chung của thế giới hiện nay là hạn chế chôn lấp vì yêu cầu diện tích lớn, khó quy hoạch địa điểm, chi phí đầu tư xử lý và quản lý môi trường cao: phải xử lý ô nhiễm về khí thải, nước rỉ rác trong thời gian dài. Ưu tiên các giải pháp xử lý theo các tiêu chí giảm thiểu, tái sử dụng, tái chế và có khuynh hướng phát triển phân loại tại nguồn để thu hồi các vật chất có giá trị đưa vào tái chế hoặc tái tạo tài nguyên từ CTR bằng phương pháp đốt thu hồi năng lượng, đốt phát điện.

Theo Quyết định số 491/QĐ-TTg Ngày 7/5/2018 về Điều chỉnh Chiến lược Quốc gia về quản lý tổng hợp chất thải rắn đến năm 2015 tầm nhìn đến 2050 đặt ra mục tiêu tất cả các đô thị đặc biệt, loại I có công trình tái chế chất thải rắn phù hợp với phân loại tại hộ gia đình; 90% tổng lượng CTRSH đô thị được thu gom, xử lý đáp ứng yêu cầu BVMT; 80% lượng CTRSH khu dân cư nông thôn tập trung được thu gom, xử lý...; 100% tổng lượng chất thải rắn nguy hại phải được thu gom, xử lý; 100% các trung tâm thương mại, siêu thị phục vụ mục đích sinh hoạt sử dụng túi nilon thân thiện với môi trường.... Thế nhưng với hiện trạng xử lý chất thải rắn như hiện nay, mục tiêu này xem ra khó thực hiện.

Với ngành điện, năm 2019 tính riêng tro xỉ từ các nhà máy nhiệt điện đốt than thải ra thống kê được là 14.782.950 tấn và ước tính đến hết năm 2020, lượng tro xỉ tăng lên 16.962.833 tấn. Tro xỉ hiện đang được lưu chứa tại các bãi thi của các nhà máy, một phần nhỏ được sử dụng cho làm bê tông, phụ gia xi măng và gạch không nung. Tỷ lệ tái

sử dụng tro xỉ lớn ở các nhà máy điện than ở Miền Bắc, các dự án thuộc khu vực Duyên Hải Nam Trung Bộ và Nam Bộ mặc dù có chất lượng tốt nhưng chưa tìm được nguồn tiêu thụ nên hầu hết đang chứa trong các bãi thải xỉ.

Một loại chất thải rắn mới xuất hiện, đó là tấm các tấm pin mặt trời. Mặc dù khối lượng không nhiều nhưng cần phải lưu ý và có phương án thu gom và quản lý tốt. Hiện tại, loại chất thải này phát sinh do hỏng trong quá trình xây dựng lắp đặt và hỏng do thời tiết, bị giảm hiệu suất trong quá trình vận hành, cùng với các thiết bị như invester, pin tích năng,... Chất thải này đang được lưu giữ ngay tại các nhà máy để chờ đưa trở lại về nhà sản xuất. Đáng lưu ý là loại hình dự án điện mặt trời mái nhà, phân tán sẽ ngày càng tăng, nếu không quan tâm đúng mức và có quy định từ bây giờ, nguồn thải này sẽ là nguồn tiềm ẩn gây ô nhiễm môi trường khi bị thải bỏ không phù hợp.

c. Tình hình xử lý chất thải rắn sinh hoạt tại Việt Nam

Theo số liệu của Bộ Xây dựng, tính đến cuối năm 2016, có khoảng 660 bãi chôn lấp (chưa thống kê được các bãi chôn lấp nhỏ rải rác ở các xã) với tổng diện tích khoảng 4.900 ha³⁸. Trong đó có 203 bãi chôn lấp hợp vệ sinh, chiếm khoảng 31% bãi chôn lấp được thống kê. Tỷ lệ bãi chôn lấp có diện tích trên 20ha khoảng 5,7%; số lượng bãi có diện tích nhỏ hơn 20ha và lớn hơn 1ha là 59,3%, còn lại là các bãi có diện tích dưới 1ha chiếm 35% tổng số các bãi chôn lấp (BCL). Đáng lưu ý, nhiều tỉnh khu vực Duyên hải Nam Trung bộ và Tây Nguyên, chất thải rắn công nghiệp và chất thải rắn sinh hoạt vẫn chôn lấp chung, hầu hết BCL không hợp vệ sinh. Ở Tây Nguyên, các BCL lộ thiên thường bố trí tại các thung lũng, có nơi gần đầu nguồn nước, gây ô nhiễm môi trường nước khu vực hạ nguồn. Khu vực ĐBSCL, nhiều BCL không có bờ bao nên khi lũ về, bị ngập nước, gây ô nhiễm môi trường. Vào mùa khô, nhiều BCL mở, chất thải được đem đốt, gây ô nhiễm không khí...

Tính đến tháng 9/2017, cả nước đã có 57/63 địa phương lập và phê duyệt quy hoạch quản lý chất thải rắn³⁹. Trong đó, về công nghệ xử lý, hiện nay có 05 công nghệ xử lý CTR đã được Bộ Xây dựng công nhận, gồm: 02 Công nghệ ủ sinh học làm phân hữu cơ (Seraphin và An sinh - ASC); 01 Công nghệ MBT-CD.08 (Tạo viên nhiên liệu RDF); 02 Công nghệ đốt (Công nghệ ENVIC và BD-ANPHA). Trong số 05 công nghệ xử lý CTR đã được Bộ Xây dựng công nhận, có đến 02 công nghệ đốt, cho thấy công nghệ đốt đang được chú ý phát triển. Thống kê chưa đầy đủ cho thấy, tính đến hết năm 2016, cả nước có khoảng 50 lò đốt CTRSH.

³⁸ <https://baotainguyenmoitruong.vn/moi-truong/quot-quan-ly-bai-thai-o-viet-nam-thuc-trang-va-xu-huong-quot-1219181.html>

³⁹ <http://www.sggp.org.vn/trong-660-bai-chon-chat-thai-tren-ca-nuoc-chi-31-hop-ve-sinh-470606.html>

d. Thành phần chất thải rắn

Thành phần CTR thông thường trong cả nước có sự chênh lệch không đáng kể, CTR hữu cơ chiếm khoảng 65 – 75%, CTR vô cơ chiếm khoảng 20 – 30%, độ ẩm trung bình là 45 – 55%, phần còn lại là CTR nguy hại và kim loại vụn. Với thành phần CTR như vậy, nếu áp dụng phương pháp xử lý là đốt rác sẽ phù hợp.

Thành phần CTR thống kê và thu thập được đưa ra cho trong các bảng sau:

Bảng 2-14: Thành phần CTR ở các bãi rác điển hình tại Việt Nam

TT	Loại rác thải	Hà Nội (Nam Sơn)	Hà Nội (Xuân Sơn)	Hải Phòng (Tràng Cát)	Hải Phòng (Đình Vũ)	Huế (Thủy Phương)	Đà Nẵng (Hòa Khánh)	TPHCM (Đa Phước)	TPHCM (Phước Hiệp)	Bắc Ninh (TT Hồ)	Trung bình
1	Chất hữu cơ	53,81	60,79	55,18	57,56	77,1	68,47	64,5	62,83	56,9	61,9
2	Giấy	6,53	5,38	4,54	5,42	1,92	5,07	8,17	6,05	3,73	5,2
3	Vải	5,82	1,76	4,57	5,12	2,89	1,55	3,88	2,09	1,07	3,2
4	Gỗ	2,51	6,63	4,93	3,7	0,59	2,79	4,59	4,18	0	3,3
5	Plastic	13,57	8,35	14,34	11,28	12,47	11,36	12,42	15,96	9,65	12,2
6	Da và cao su	0,15	0,22	1,05	1,9	0,28	0,23	0,44	0,93	0,2	0,6
7	Kim loại	0,87	0,25	0,47	0,25	0,4	1,45	0,36	0,59	0	0,5
8	Kính	1,87	5,07	1,69	1,35	0,39	0,14	0,4	0,86	0,58	1,4
9	Sành sứ	0,39	1,26	1,27	0,44	0,79	0,79	0,24	1,27	0	0,7
10	Đất và cát	6,29	5,44	3,08	2,96	1,7	6,75	1,39	2,28	27,85	6,4
11	Xi than	3,1	2,34	5,7	6,06	0	0	0,44	0,39	0	2,0
12	Chất độc hại	0,17	0,82	0,05	0,05	0	0,02	0,12	0,05	0,07	0,2
13	Bùn	4,34	1,63	2,29	2,75	1,46	1,35	2,92	1,89	0	2,1
14	Loại khác	0,58	0,05	1,46	1,14	0	0,03	0,14	0,04	0	0,4

Với số liệu thống kê trên, tính toán tiềm năng kỹ thuật của điện đốt rác dựa trên tỷ lệ thành phần các chất trong loại rác, được xác định theo tỷ lệ rác trung bình. Tỷ lệ rác có thể sử dụng vào mục đích đốt phát điện xác định được là 86% (xem bảng sau). Lượng còn lại sẽ được tách bỏ, vận chuyển ra bãi chôn lấp hoặc thu hồi tái chế tùy theo tính chất.

Bảng 2-15: Thống kê thành phần CTR theo hàm lượng

TT	Thành phần	C	H	O	N	S	Tro	Ấm
1	Rác thải hữu cơ: 69,4%	9,9935	1,3325	7,8282	0,5413	0,0833	1,041	48,58
2	Giấy vải: 2,69%	1,1225	0,1505	1,1379	0,0077	0,0051	0,1276	0,1343
3	Nhựa, cao su: 22,32%	17,827	2,2855	-	0,4571	-	2,2855	0,4664
4	Chất vô cơ 4,59%	-	-	-	-	-	4,2225	0,3675
	Tổng hợp	28,9430	3,7685	8,9659	1,0061	0,0883	8,0441	49,548

2.2.4. Hiện trạng môi trường sinh thái và tài nguyên sinh vật

2.2.4.1. Đa dạng sinh học hệ sinh thái

ĐDSH tại nước ta đang bị suy thoái nghiêm trọng. Các HST bị tác động và khai thác quá mức; diện tích rừng, nhất là rừng tự nhiên bị thu hẹp một cách báo động. Tốc độ tuyệt chủng của một số loài ngày một tăng. Hậu quả tất yếu dẫn đến là sẽ làm giảm/mất các chức năng của HST như điều hoà nước, chống xói mòn, tiêu hủy chất thải, làm sạch môi trường, đảm bảo vòng tuần hoàn vật chất và năng lượng trong tự nhiên, giảm thiểu thiên tai/các hậu quả cực đoan về khí hậu. Và cuối cùng là hệ thống kinh tế sẽ bị suy giảm do mất đi các giá trị về tài nguyên thiên nhiên, môi trường.

Đa dạng sinh học

Báo cáo quốc gia về tình trạng môi trường (2015) cho thấy từ 1975 đến thời điểm nghiên cứu, "Đa dạng sinh học ở nước ta bị suy thoái nghiêm trọng. Các hệ sinh thái bị ảnh hưởng và bị khai thác quá mức; Diện tích rừng, đặc biệt là rừng tự nhiên, bị thu hẹp một cách đáng báo động. Tốc độ tuyệt chủng của một số loài đang ngày càng tăng. Xu hướng thay đổi về đa dạng sinh học có liên quan đến ba môi trường sống chủ yếu là rừng, vùng nước nội địa, đất ngập nước và môi trường biển và vùng ven biển. Các nguyên nhân chính gây suy giảm ĐDSH bao gồm các loài động vật và thực vật, hệ sinh thái và môi trường sống bao gồm: (i) mất rừng, chia cắt phân mảnh rừng và thay đổi mục đích sử dụng đất do việc mở rộng trồng cây công nghiệp, đô thị hóa và phát triển cơ sở hạ tầng, khai thác gỗ rừng, đào ao nuôi trồng thủy sản; (ii) suy thoái hệ sinh thái từ khai thác quá mức như thu hái lâm sản ngoài gỗ tự, săn trộm và buôn bán động vật hoang dã, đánh bắt thủy sản quá mức; và (iii) ô nhiễm. Hiện nay, rừng tự nhiên giàu có chiếm khoảng 20% diện tích rừng, còn lại 80% là rừng nghèo, rừng tái sinh tự nhiên và rừng trồng. Chất lượng rừng giảm làm giảm chất lượng môi trường sống của động vật

hoang dã, suy giảm ĐDSH và các DVHST quan trọng đối với phát triển kinh tế, bao gồm sản xuất nông nghiệp, du lịch sinh thái và các ngành công nghiệp.

Diện tích môi trường sống tự nhiên có sẵn cho động vật hoang dã tiếp tục giảm do sự thay đổi về sử dụng đất. Ở các khu vực trên cạn, hệ sinh thái rừng tự nhiên chứa số lượng lớn các loài động vật hoang dã. Những khu rừng này đóng góp quan trọng vào đa dạng sinh học cao của Việt Nam. Nếu tỷ lệ phá rừng hiện tại tiếp tục để đáp ứng các nhu cầu và thực tiễn hiện tại thông qua việc thay đổi mô hình sử dụng đất, diện tích môi trường sống thích hợp cho động vật hoang dã sẽ tiếp tục giảm⁴⁰. Hầu hết các loài động vật hoang dã lớn khác, chẳng hạn như hổ, hiện nay chỉ được tìm thấy trong và xung quanh các VQG và KBT. Người ta ước tính rằng Việt Nam hiện có thể chỉ còn lại 30 con hổ trong tự nhiên. Sách đỏ Việt Nam năm 2007 xác định có 882 loài (418 loài động vật, 464 cây) bị đe dọa và nguy cấp. Điều này thể hiện sự gia tăng của 161 loài được coi là bị đe dọa so với đánh giá đầu tiên vào giai đoạn 1992-1996 - ấn bản đầu tiên của Danh mục trong sách đỏ Việt Nam. Áp lực gia tăng đối với các loài nguy cấp, quý hiếm cũng được chứng minh với 10 loài đã được phân loại lại từ trạng thái “Nguy cấp - EN” thành “Tuyệt chủng trong tự nhiên-EW” giữa đánh giá đầu tiên và thứ hai (Bộ TNMT, 2014). Tình trạng của các loài thủy sinh, đặc biệt là những loài có giá trị kinh tế, cũng đang giảm nhanh chóng. Đặc biệt là số lượng cá nước ngọt quý hiếm có giá trị kinh tế cao, và các loài di cư đã giảm.

Hệ sinh thái rừng

Rừng có ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong bảo tồn ĐDSH và là những bể hấp thụ khí CO₂ khổng lồ để giảm hiệu ứng khí nhà kính. Rừng cung cấp và điều tiết nguồn tài nguyên nước, giảm lũ lụt, xói mòn, rửa trôi đất, bảo vệ sản xuất và các công trình hạ tầng kỹ thuật. Ngoài ra, rừng còn có vai trò hạn chế hiện tượng sa mạc hoá cục bộ hay trên diện rộng, góp phần điều hoà khí hậu trong khu vực, kết hợp phòng hộ, bảo vệ môi trường và duy trì sự phát triển bền vững.

Theo nghiên cứu của Viện điều tra và quy hoạch rừng thuộc Bộ Nông nghiệp và Phát triển nông thôn, năm 1945 tổng diện tích rừng trên toàn lãnh thổ Việt Nam đạt 14,3 triệu ha, với tỷ lệ che phủ lên tới 43,8%. Sau khi đất nước được giải phóng, thống kê năm 1976, diện tích rừng chỉ còn 11,6 triệu ha, tỷ lệ che phủ là 33,8%. Giai đoạn 1976-1995, thời kỳ xây dựng và phục hồi kinh tế sau chiến tranh, việc chuyển đổi mục đích sử dụng đất rừng và khai thác lâm sản quá mức đã khiến cho diện tích rừng tiếp tục suy giảm đến mức thấp nhất, còn 9,3 triệu ha, tỷ lệ che phủ chỉ đạt 28,2%.

⁴⁰ Việt Nam Sáng kiến Tài chính Đa dạng sinh học (BIOFIN) Huy động các nguồn lực cho đa dạng sinh học và phát triển bền vững – UNDP Việt nam 2018

Trước thực trạng diện tích rừng Việt Nam suy giảm đến mức lo ngại, Chính phủ đã tuyên bố đóng cửa rừng tự nhiên, đồng thời yêu cầu các địa phương tăng cường trồng rừng bổ sung; mục tiêu đến năm 2015 tăng độ che phủ rừng lên 42-43%. Tuy nhiên theo Công bố hiện trạng rừng quốc gia từng năm của Bộ Nông nghiệp và Phát triển nông thôn, năm 2016, diện tích rừng Việt Nam mới phục hồi được bằng diện tích năm 1945 là 14,3 triệu ha, nhưng tỷ lệ che phủ mới chỉ đạt 41,19%, năm 2017 đạt 41,45%, năm 2018 đạt 41,65%⁴¹. Tính đến hết ngày 31/12/2019, tổng diện tích đất có rừng toàn quốc là trên 14,6 triệu ha⁴², trong đó rừng tự nhiên gần 10,3 triệu ha, rừng trồng trên 4,3 triệu ha. Diện tích đất có rừng đủ tiêu chuẩn để tính tỷ lệ che phủ toàn quốc là trên 13,8 triệu ha, tỷ lệ che phủ là 41,89%.

Số liệu của Tổng cục Thống kê cho thấy, giai đoạn 2014-2018, mỗi năm Việt Nam đều trồng thêm được hơn 220 ha rừng, song tốc độ che phủ rừng chưa đạt mục tiêu của Chính phủ đề ra cho năm 2015 và được cho là khá chậm so với nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội hiện nay. Cao nhất là năm 2017, do thời tiết trong năm tương đối thuận lợi cho hoạt động trồng và chăm sóc rừng nên diện tích rừng trồng tập trung trên cả nước đạt 241,3 nghìn ha, tăng 1,2% so với năm 2016. Việc tăng nhanh độ che phủ của rừng là một tín hiệu tốt nhưng một nửa diện tích rừng tăng lên là rừng trồng và rừng phục hồi có giá trị ĐDSH không cao và chất lượng rừng tự nhiên có xu hướng tiếp tục giảm. Mặc dù tăng, , mà một trong những nguyên nhân chính là do nạn cháy rừng đang diễn ra ngày càng phức tạp.

Trong 10 năm của giai đoạn 2009-2018, nạn cháy rừng đã thiêu hủy gần 22 nghìn ha rừng của Việt Nam, gây thiệt hại lớn về kinh tế đất nước. Đỉnh điểm năm 2010, khoảng 6.723 ha rừng đã bị lửa lớn thiêu rụi do nắng hạn kéo dài. Vài năm trở lại đây, diện tích rừng bị cháy tuy có giảm mạnh, nhưng vẫn tồn tại những diễn biến bất ngờ và phức tạp khó lường. Năm 2017, lượng mưa tăng mạnh làm thời tiết bớt khô hạn và hanh nóng góp phần giảm diện tích rừng bị cháy đến mức thấp nhất trong vòng 1 thập kỷ qua, mức độ thiệt hại chỉ còn 471,7 ha, giảm khoảng trên 80% so với năm 2016 (3.320 ha). Đến năm 2018, thiệt hại do cháy rừng tuy có tăng so với năm 2017 (739,1 ha) nhưng nhìn chung, thiệt hại vẫn ở mức thấp so với các năm khác. Tuy nhiên, trong 10 tháng năm 2019, diện tích rừng bị cháy lại tăng lên đến 2,7 nghìn ha, gấp 3,6 lần năm 2018. Đặc biệt, vào những tháng cao điểm của mùa khô hạn, nắng nóng, nhiều khu rừng của Việt Nam nằm trong tình trạng cảnh báo có nguy cơ cháy rừng cấp V (cấp cực kỳ nguy hiểm), nguy cơ xảy ra cháy rừng rất cao khiến Chính phủ và các bộ, ngành thường xuyên phải ra công điện khẩn trương chỉ đạo phòng chống cháy rừng.

⁴¹ <http://consosukien.vn/van-nan-chay-rung-o-viet-nam.htm>

⁴² <https://nongnghiep.vn/cong-bo-hien-trang-rung-toan-quoc-nam-2019-d262978.html>

Cháy rừng thường xảy ra ở các địa phương tập trung nhiều rừng và rừng trồng các loại cây dễ cháy như: Rừng thông, rừng tre nứa, rừng bạch đàn, rừng khộp, rừng tràm, rừng phi lao... Trong đó, Hà Tĩnh, Nghệ An, Hà Giang, Sơn La, Yên Bái, Quảng Trị, Bình Định, Bình Thuận... là những địa phương thường xuyên xảy ra cháy rừng với thiệt hại lớn. Chỉ riêng thiệt hại do cháy rừng của tỉnh Sơn La trong năm 2016 đã lên đến 919 ha, chiếm 27,68% tổng diện tích rừng thiệt hại trong năm của cả nước, gấp gần 2 lần tổng diện tích rừng thiệt hại của cả năm 2017. Ngoài ra, trong điều kiện Việt Nam là một trong những quốc gia chịu ảnh hưởng nặng nhất của BĐKH toàn cầu, các HST bị chia cắt chắc chắn sẽ phản ứng chậm hơn trước những sự thay đổi này và có thể sẽ không tránh khỏi sự biến mất các loài sinh vật với tốc độ rất cao.

Mất rừng do chuyển đổi đất rừng và các vùng đất ngập nước (ĐNN) thành đất công nghiệp, canh tác nông nghiệp, trồng cây công nghiệp hoặc nuôi trồng thủy sản, quá trình đô thị hoá và phát triển cơ sở hạ tầng, cũng dẫn đến việc mất hay phá vỡ các HST và các sinh cảnh tự nhiên, làm suy giảm ĐDSH. Trong đó, một diện tích đất khá lớn gồm cả đất rừng được chuyển đổi mục đích để xây dựng nhà máy nhiệt điện, thủy điện, điện gió, điện mặt trời. Diện tích chuyển đổi rừng lớn nhất ở giai đoạn của quy hoạch trước từ năm 2006 - 2012, tập trung ở khu vực các tỉnh Miền núi phía Bắc, khu vực Miền trung và Tây nguyên, với tổng diện tích 19.792 ha rừng bị chuyển đổi để phát triển 160 dự án thủy điện. Khu vực chuyển đổi diện tích nhiều nhất là Tây Nguyên (41,2% cả nước), tiếp đến là vùng Bắc Trung bộ (22,9% cả nước). Giai đoạn thực hiện QHĐ7HC diện tích rừng bị chuyển đổi giảm.

Mặc dù, thời gian qua các địa phương đã triển khai việc trồng mới để bổ sung thay thế nhưng tỷ lệ diện tích rừng trồng mới chỉ đạt 3,7% tổng diện tích rừng bị chuyển đổi mục đích sử dụng. Các địa phương có diện tích rừng bị chuyển đổi lớn (trên 1.000 ha) gồm có: Đắk Nông, Lai Châu, Lâm Đồng, Gia Lai, Kon Tum, Quảng Nam và Nghệ An. Diện tích rừng tự nhiên bị chuyển đổi sang trồng cao su làm giảm đáng kể diện tích rừng khộp (kiểu HST rừng thưa cây họ dầu nửa rụng lá) ở Tây Nguyên và rừng tự nhiên ở nhiều vùng trong cả nước. Đây chính là một trong những nguyên nhân gây suy thoái đa dạng sinh học, các hệ sinh thái tự nhiên và suy giảm chất lượng nước. Mất rừng đã gây ra nhiều vấn đề về môi trường và xã hội phức tạp ở nước ta trong suốt thời gian dài cho đến hiện tại, mà bị cho là do xây dựng các nhà máy thủy điện.

Tại một số tỉnh thuộc khu vực đồng bằng Sông Hồng và Đông Bắc bộ, vấn đề chặt phá rừng cho hoạt động khai thác than và trồng trọt vẫn đang diễn ra rất phổ biến, gây nên những ảnh hưởng tiêu cực đến môi trường. Việc thay đổi một phần diện tích rừng lớn làm hồ chứa nước thủy điện, ngoài việc thay đổi chế độ thủy văn còn gây biến đổi và mất cân bằng hệ sinh thái, dẫn đến mất cân bằng chuỗi thức ăn và các giá trị đa dạng

sinh học trong vùng, gây suy giảm thành phần một số loài dẫn đến mất cân bằng các loài khác.

Tác động đến đa dạng sinh học được đánh giá trên cơ sở phân tích hai vấn đề: (i) giá trị của tài nguyên thiên nhiên, trong đó, nếu có thể xác định giá trị vốn có của nguồn tài nguyên và chi phí cho các biện pháp giảm thiểu và khắc phục các tác động tiêu cực; và (ii) giá trị đa dạng sinh học vốn có của hệ sinh thái có nguy cơ bị tác động do phát triển thủy điện và cả nhiệt điện. Tài sản đa dạng sinh học không thể lượng hóa bằng giá trị kinh tế cụ thể, nên sẽ đánh giá thực trạng và nguy cơ mất đi và suy giảm các giá trị đa dạng sinh học từ dịch vụ môi trường rừng, số lượng và mật độ các loài và loài đặc hữu ở các vùng bị ảnh hưởng bởi các dự án phát triển kinh tế trong đó có các dự án điện trong thời gian qua.

Trong thời gian qua, phần lớn các dự án thủy điện nhỏ nằm trong các khu vực nhạy cảm và có đa dạng sinh học cao. Thực tế chưa có nghiên cứu và thống kê cụ thể về tình trạng mất rừng trong quá trình thực hiện các dự án điện đặc biệt là thủy điện nhỏ ở Việt Nam, nhưng thực trạng đã đẩy lên hồi chuông cảnh báo về tình trạng này. Hậu quả nhãn tiền của tình trạng mất rừng và phá vỡ tính ổn định của bề mặt đất đã và đang xảy ra ngày một nghiêm trọng, ảnh hưởng nặng nề đến tính mạng và tài sản của người dân và toàn xã hội. Rừng ngoài chức năng về bảo vệ tính toàn vẹn và đa dạng sinh học của bản thân nó, cung cấp các nguồn thức ăn, thực phẩm, dược phẩm cho sản xuất trong đời sống con người và phục vụ nghiên cứu khoa học, nơi sinh sống của nhiều loài sinh vật đặc biệt là các loài thú lớn có sinh cảnh rộng lớn. Rừng còn có chức năng bảo vệ nguồn nước, tài nguyên đất, giữ vững tính ổn định của bề mặt vùng đất khu vực đó trước tác động của gió, mưa. Cây và tán cây của rừng giúp ngăn cản dòng chảy lũ khi có mưa lớn. Khi rừng bị mất, đất bị xói mòn rửa trôi, bị phong hóa mạnh hơn do nước ngấm nhanh trực tiếp xuống bề mặt đất lâu dần sẽ bờ rời dễ trượt lở khi có tác động bên ngoài vào, đặc biệt là ở vùng dốc như khu vực núi cao Miền Núi phía Bắc và Miền Trung. Các tác động này thể hiện rõ nhất trong các trận mưa bão xảy ra gần đây, đặc biệt là các trận bão tháng 10 và tháng 11/2020 vừa qua, với lượng mưa lớn bất thường và liên tiếp lượng nước đổ về nhiều, hiện tượng sạt lở tại các công trình thủy điện đang xây dựng như Rào Trăng 3, hay các vùng đã được cảnh báo sẽ sạt lở ở khu vực Quảng Nam nơi có các dự án thủy điện. Các trận mưa lũ trong các cơn bão tháng 10 và tháng 11, Quảng Nam đã cảnh báo đề phòng nguy cơ xảy ra lũ quét tại các sông, suối vùng núi, sạt lở đất đá ở sườn dốc, ven sông, suối, thuộc các huyện miền núi như: Nam Giang, Tây Giang, Đông Giang, Đại Lộc, Phước Sơn, Nam Trà My, Bắc Trà My, Tiên Phước và Hiệp Đức. Tình trạng ngập lụt diện rộng tiếp tục tại các vùng trũng thấp các H.Đại Lộc, Duy Xuyên, TX.Điện Bàn, TP.Hội An và TP.Tam Kỳ. Và hậu quả là các hiện tượng sạt lở đất đá vùi lấp người và các công trình đã xảy ra nghiêm trọng, kết hợp với dòng nước lũ lớn và

manh đã cuốn trôi nhiều tài sản các công trình của người dân. Trong đó có sự đóng góp một phần của việc xả lũ các thủy điện, việc xả lũ đúng theo quy trình trong thời điểm mực nước sông và vùng hạ lưu đã rất cao, ngập lụt nhiều vùng, đã làm tăng lưu lượng nước, ảnh hưởng không nhỏ đến cường độ lũ và sạt lở ở đây, kể cả nguy cơ động đất.

Theo số liệu cập nhật vào chiều 16-10, thủy điện Sông Tranh 2 đã xả lũ về sông Thu Bồn với lưu lượng khoảng $800 \text{ m}^3/\text{s}$; 3 thủy điện A Vương, Đak Mi 4, Sông Bung 4 đang xả lũ về sông Vu Gia hơn $1.300 \text{ m}^3/\text{s}$. Có thể thấy, sau đợt mưa lũ từ ngày 6 đến 12-10, cao trình thủy điện Sông Tranh 2 đã dâng thêm hơn 20 m. Theo thiết kế, thủy điện Sông Tranh 2 có cao trình chỉ tích nước cao nhất được 145 m nhưng mực nước chiều 16-10 đã là 170 m nên bắt buộc phải xả lũ. Hơn nữa, ở thời điểm tích nước ở mức cao này đã xuất hiện 5 trận động đất liên tiếp đã xảy ra ở khu vực có thủy điện Sông Tranh 2. Cụ thể, vào ngày 14-10, tại huyện Tây Trà (tỉnh Quảng Ngãi) – giáp ranh với huyện Bắc Trà My đã phát hiện xảy ra liên tiếp 4 trận động đất chỉ trong vòng 5 giờ. Và ngày 16-10, Trung tâm báo tin động đất Viện Vật lý địa cầu cho biết lúc 7 giờ 19 phút sáng, một trận động đất có độ lớn 3 richter xảy ra tại vị trí có tọa độ 15.184° vĩ Bắc, 108.264° kinh Đông, độ sâu chấn tiêu khoảng 8,1 km. Động đất xảy ra tại khu vực huyện Bắc Trà My, tỉnh Quảng Nam. Trung tâm báo tin động đất và cảnh báo sóng thần vẫn đang tiếp tục theo dõi trận động đất này.

Tiếp theo là các trận mưa lũ tháng 11, số liệu cập nhật chiều 6.11, thủy điện A Vương có mực nước về hồ $97 \text{ m}^3/\text{giờ}$, mực nước xả qua tràn xuống hạ du $22 \text{ m}^3/\text{giờ}$; thủy điện Sông Bung 4 mực nước về hồ $202 \text{ m}^3/\text{giờ}$, mực nước xả qua tràn xuống hạ du $42 \text{ m}^3/\text{giờ}$. Riêng hai thủy điện điều tiết xả lũ với lưu lượng rất lớn là thủy điện Đak Mi 4 với mực nước về hồ $1.156 \text{ m}^3/\text{giờ}$, mực nước xả qua tràn xuống hạ du $533 \text{ m}^3/\text{giờ}$, và thủy điện Sông Tranh 2 mực nước về hồ $6.326 \text{ m}^3/\text{giờ}$, xả qua tràn xuống hạ du $2.027 \text{ m}^3/\text{giờ}$.

Có thể nói, theo quy định việc chuyển đổi diện tích rừng để phát triển các hoạt động kinh tế, trong đó có rừng sẽ phải trồng bù lại rừng. Tuy nhiên, việc trồng bù rừng còn hạn chế do nhiều nguyên nhân chủ yếu là việc bố trí được quỹ đất để trồng bù cũng rất khó khăn. Nên nhiều công trình chỉ có thể thực hiện được bằng cách đóng tiền để địa phương thực hiện trồng bù rừng. Do đó, công tác trồng bù rừng của các công trình Thủy điện có chuyển đổi mục đích sử dụng đất rừng thời gian gần đây cũng rất được quan tâm. Tổng diện tích rừng EVN phải trồng bù do tác động môi trường rừng của các dự án thủy điện mà EVN làm Chủ đầu tư hoặc có cổ phần khoảng 13.063 ha. Mặc dù đã có nhiều cố gắng trong việc trồng bù rừng, tuy nhiên đến nay EVN mới thực hiện trồng bù được khoảng 1.560 ha rừng. Chủ yếu được thực hiện theo phương án chuyển tiền để địa phương thực hiện và chi trả phí dịch vụ môi trường rừng thông qua Quỹ Bảo vệ và Phát

triển rừng của 29 tỉnh, góp phần nâng mức khoán bảo vệ rừng, xóa đói, giảm nghèo. Hơn nữa, ngay khi rừng được trồng bù thì mật độ đa dạng sinh học, độ dày tán rừng vẫn chưa đủ để có thể thực hiện ngay các chức năng vốn có của nó nên khó tránh khỏi các tác động đến môi trường đã và đang xảy ra. Do đó, công tác đánh giá và dự báo các tác động cụ thể của từng dự án thủy điện cần được xem xét và đánh giá kỹ trong báo cáo đánh giá tác động môi trường của các dự án trước khi triển khai. Công tác đánh giá tác động môi trường cần được yêu cầu cao hơn về chất lượng của tư vấn, ý thức của chủ đầu tư và các cơ quan quản lý ở địa phương và trung ương, đảm bảo tính đúng đắn, thực chất hơn trong công tác phân tích và dự báo tác động để có các bức tranh giúp các cơ quan quản lý có thể quyết định được là dự án nên triển khai hay là dừng lại để giảm các thiệt hại môi trường sẽ có thể xảy ra. Thực hiện đúng chức năng và mục đích của công tác lập báo cáo Đánh giá tác động môi trường hơn là làm theo kiểu hình thức như thời gian vừa qua.

2.2.4.2. Hệ sinh thái rừng ngập mặn và hệ sinh thái biển

Rừng ngập mặn (RNM) là loại rừng phân bố ở vùng cửa sông, ven biển nhiệt đới và cận nhiệt đới, nơi có thủy triều lên xuống hàng ngày. Việt Nam có thảm thực vật RNM ven biển trải dài từ Quảng Ninh đến Hà Tiên. Nhưng diện tích rừng ngập mặn của nước ta giảm liên tục với tỷ lệ cao để nuôi tôm, cho đến nay cả nước chỉ còn lại khoảng 200.000 ha rừng ngập mặn. Nguyên nhân chính là do lợi ích kinh tế thu được từ việc nuôi tôm khoảng hàng trăm triệu đồng/ha/năm trong khi đó lợi ích do bảo vệ rừng chỉ khoảng 100.000 đồng/ha/năm đã làm cho nhiều ha rừng bị chuyển đổi. Các loài xâm lấn và tác động của BĐKH đối với các hệ sinh thái và đa dạng sinh học cũng là nguyên nhân đáng xem xét.

Rừng ngập mặn nước ta có vai trò quan trọng trong việc bảo vệ bờ biển, ngăn chặn gió bão, hạn chế xói lở, mở rộng diện tích đất liền và điều hòa khí hậu. RNM không những cung cấp các lâm sản có giá trị như gỗ, củi, than, tanin, mà còn là nguồn cung cấp thức ăn cho các loài thủy sản, là nơi cư trú và làm tổ của nhiều loài chim, động vật ở nước, thú quý hiếm. Trong thời gian qua, cùng với sự phát triển KT - XH vùng ven bờ, diện tích rừng ngập mặn trong cả nước đã bị giảm sút nghiêm trọng. Trong 22 năm qua (1990 - 2012) tỷ lệ mất RNM gấp 1,7 lần giai đoạn 47 năm trước (1943 - 1990).

Vùng ven biển ĐBSCL có diện tích rừng ngập mặn (RNM) lớn nhất toàn quốc với diện tích 73.281,6 ha, chiếm 50,4% diện tích RNM cả nước (Bộ NN&PTNT, 2018). Theo kết quả nghiên cứu của Viện KHTLMN (2017) một số khu vực xói lở mạnh như: khu vực Gò Công Đông (tỉnh Tiền Giang), Vĩnh Châu (tỉnh Sóc Trăng), Gành Hào (tỉnh Bạc Liêu), Mũi Cà Mau (tỉnh Cà Mau) với tốc độ lún sâu vào đất liền từ 5-45m/năm, trên tổng chiều dài khoảng 250km. Trong những năm gần đây, vấn đề xói lở, bồi tụ, suy

giảm RNM diễn biến phức tạp và có xu hướng gia tăng cả về phạm vi lẫn quy mô. Số liệu thống kê cho thấy, trong giai đoạn 1980-1995 các tỉnh ĐBSCL đã bị mất 72.825 ha rừng, bình quân hàng năm bị mất 4.855 ha với tốc độ 5%/năm (Tổng cục Lâm nghiệp, 2012). Từ 2011 - 2016, diện tích rừng ngập mặn dải ven biển hạ du sông Mekong đã giảm đi 15.339 ha (gần 10%)⁴³. Trong 3 năm 2016-2018, diện tích rừng bị thiệt hại trung bình 2.430 ha/năm, giảm 270 ha/năm, tương ứng giảm 10% so với giai đoạn 2011-2015. Ước giai đoạn 2016-2020 sẽ giảm 30% so với giai đoạn 2011-2015⁴⁴.

Hơn 20 năm qua, với sự hỗ trợ của các nhà tài trợ quốc tế, Chính phủ Việt Nam đã đầu tư đáng kể nguồn lực vào hàng loạt các sáng kiến và chương trình để phục hồi và phát triển rừng ngập mặn. Điều này đã giúp diện tích rừng ngập mặn đã tăng từ 155.290 ha lên 164.701 ha trong giai đoạn từ 2000 đến 2017 (MARD 2018). Như vậy, trong giai đoạn này, diện tích rừng ngập mặn đã tăng trung bình hàng năm khoảng 554 ha⁴⁵ nhưng diện tích RNM trồng lại đạt được rất ít.

2.2.4.3. Đa dạng sinh học loài

Đa dạng sinh học ở Việt Nam đứng thứ 16 trên thế giới. Một thống kê chưa đầy đủ vào năm 2011 cho thấy, Việt Nam là nơi trú ngụ của 13.766 loài thực vật, 10.300 loài động vật trên cạn (312 loài thú, 840 loài chim, 167 loài ếch nhái, 317 loài bò sát, trên 7.700 loài côn trùng, và nhiều loài động vật không xương sống khác). Số loài sinh vật nước ngọt đã được biết đến là hơn 1.438 loài vi tảo, 800 loài động vật không xương sống, 1.028 loài cá nước ngọt. Số lượng loài sinh vật biển được biết là hơn 11.000 loài (6.300 loài động vật đáy, 2.500 loài cá biển, 653 loài rong biển, 657 loài động vật nổi, 537 loài thực vật nổi, 94 loài thực vật ngập mặn, 225 loài tôm biển, 14 loài cỏ biển, 15 loài rắn biển, 25 loài thú biển và 5 loài rùa biển)⁴⁶.

❖ Hệ sinh thái thủy sinh

Các thủy vực nước ngọt của Việt Nam có tính đa dạng sinh học cao với rất nhiều loài động thực vật nhiệt đới phong phú, bao gồm các loài cá, tôm, cua, ốc, vẹm, các loài lưỡng cư, côn trùng và các loài thực vật. Trong các hệ sinh thái nước ngọt này, tổng cộng có 20 loài rong, 1402 loài tảo, 782 loài không xương sống, 544 loài cá và 52 loài cua⁴⁷.

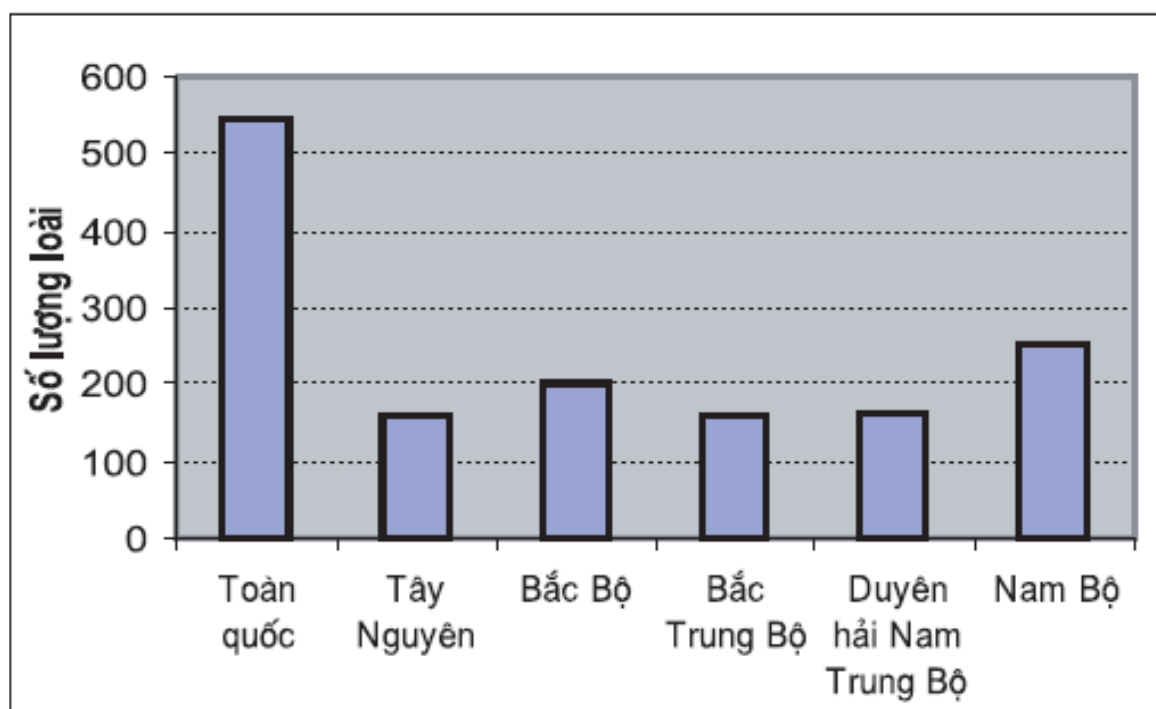
⁴³ <https://pim.vn/hieu-qua-cua-mo-hinh-dong-quan-ly-rung-ngap-man-va-tai-nguyen-thien-nhien-cho-vung-ven-bien-dong-bang-song-cuu-long/>

⁴⁴ <http://www.monre.gov.vn/Pages/hien-trang-da-dang-sinh-hoc.aspx>

⁴⁵ Tổ chức Nghiên cứu Lâm nghiệp Quốc tế (CIFOR), 2019. Báo cáo chuyên đề 198: Cơ hội và thách thức đối với quản lý rừng ngập mặn tại Việt Nam.

⁴⁶ <https://vjst.vn/vn/tin-tuc/3184/da-dang-sinh-hoc-o-viet-nam--thuc-trang-va-thach-thuc-bao-ton.aspx>

⁴⁷ Nguồn: Báo cáo diễn biến Môi trường Việt Nam 2003, WB



Hình 2-26: Phân bố các loài cá ở Việt Nam

Hệ sinh thái nước mặn và nước lợ khá đa dạng, kết hợp với tính đặc hữu và đặc điểm khác biệt theo vùng cao. Hiện nay, đã xác định có khoảng 11.000 loài thực vật nổi và các loài ở môi trường nước biển, trong đó có 537 loài thực vật nổi; 667 loài tảo biển; 657 loài động vật nổi, khoảng 600 loài động vật đáy, 225 loài tôm, 2038 loài cá và gần 300 loài san hô. Ngoài ra, còn có khoảng 50 loài rắn biển và các loài tảo độc khác.

❖ Hệ sinh thái ven biển

Các hệ sinh thái biển rất đa dạng phân bố dọc theo bờ biển. Trong số các hệ sinh thái này, quan trọng nhất là khu đất ngập nước, rạn san hô và cỏ biển. Các hệ sinh thái này đóng vai trò là nơi cư trú, sinh sản và cung cấp thức ăn cho rất nhiều loài động vật. Những hệ sinh thái này còn là lá phổi cho sự sống ở nhiều khu vực và còn là vành đai bảo vệ sự sống khi có thiên tai, bão lũ. Tuy nhiên diện tích của các hệ sinh thái này đang giảm một cách nhanh chóng hoặc suy giảm chất lượng.

Bảng 2-16: Các hệ sinh thái biển và ven bờ chính

Hệ sinh thái	Phân bố	Diện tích hiện thời (ha)
Nông nghiệp	Tập trung ở vùng ĐBSH và ĐBSCL	5.500.000
Nuôi trồng thủy sản	Toàn bộ các vùng ven bờ	10.000
Đất ngập triều	Tập trung chủ yếu ở vùng cửa sông và quanh một số đảo	1.000.000
Đầm, Phá	12 đầm phá tại vùng ven biển từ Thừa Thiên Huế đến Bình Thuận	100.000
Bãi cát	Phân bố rộng khắp dọc theo vùng ven biển	600.000
Rừng ngập mặn	Các cửa sông, vịnh kín, chủ yếu ở bờ biển miền Bắc và miền Trung	156.608
Cỏ biển	Vùng ven bờ và ngoài khơi từ Bắc vào Nam	6.800
Rạn san hô (ở độ sâu 6 m)	Vùng gần bờ, một số ở ngoài khơi	7.532
Các đảo	Đã ghi nhận khoảng 2.779 đảo ở vùng gần bờ	1.630

❖ *Hệ sinh thái Đất ngập nước*

Các hệ sinh thái ĐNN tự nhiên là nơi cư trú của nhiều loài sinh vật, đặc biệt là nguồn giống hải sản. Việt Nam có nhiều vùng đất ngập nước ngọt và biển. Các khu đất ngập nước này phân bố chủ yếu ở vùng ĐBSH, ĐBSCL và 3260 km đường bờ biển. Danh mục các khu đất ngập nước ở Châu Á có liệt kê 25 khu đất ngập nước ở Việt Nam, là những khu đáp ứng được tiêu chuẩn về các khu đất ngập nước có tầm quan trọng quốc tế. Khu vực ĐBSH có tổng diện tích đất ngập nước tự nhiên suy giảm nhanh từ 104.869ha năm 1997 đến nay chỉ còn 40.588 ha (28%). Thu hẹp nhiều nhất là khu vực cửa sông Bạch Đằng và Vịnh Cửa Lục đến nay gần như biến mất hoàn toàn.

Sự suy giảm đa dạng loài ở nước ta, cũng giống như trên thế giới, ngày một gia tăng. Hiện nay, đã nghiên cứu, xác định được 1.211 loài động – thực vật hoang dã trong thiên nhiên bị đe dọa, đề xuất đưa vào Sách đỏ Việt Nam thời gian tới, bao gồm 600 loài thực vật và 611 loài động vật (tăng 329 loài so với Sách đỏ Việt Nam 2007, gồm 136 loài thực vật và 193 loài động vật). Nguyên nhân là do môi trường sống của các loài bị thu hẹp và phân cách, việc tiêu thụ tài nguyên ngày càng nhiều và khai thác quá mức tài nguyên sinh vật như việc săn bắn và buôn bán trái phép động vật hoang dã, việc chặt phá rừng bừa bãi, đánh bắt thủy sản quá mức, đánh bắt mang tính hủy diệt như dùng chất nổ, chất độc và sóc điện để đánh bắt cá vẫn còn diễn ra cả trong nội địa và vùng duyên hải, đe dọa hơn 80% rạn san hô của Việt Nam. Theo trung tâm giáo dục thiên nhiên (ENV), trong năm 2017, đã ghi nhận 185 trường hợp vi phạm với tang vật bị tịch

thu gồm 8 tấn ngà voi cùng 143 kg sừng tê giác. Chỉ trong tháng 4/2018, lực lượng hải quan đã tịch thu gần 6 tấn vảy tê tê vận chuyển vào Việt Nam từ châu Phi⁴⁸.

Báo cáo quốc gia về hiện trạng môi trường (2017) cho thấy từ 1975 - 2016, "Đa dạng sinh học ở nước ta bị suy thoái nghiêm trọng. Các hệ sinh thái bị ảnh hưởng và bị khai thác quá mức; Diện tích rừng, đặc biệt là rừng tự nhiên, bị thu hẹp một cách đáng báo động. Tốc độ tuyệt chủng của một số loài đang ngày càng tăng. Xu hướng thay đổi về đa dạng sinh học có liên quan đến ba môi trường sống chủ yếu là rừng, vùng nước nội địa, đất ngập nước và môi trường biển và vùng ven biển. Các nguyên nhân chính gây suy giảm ĐDSH về loài động vật và thực vật, hệ sinh thái và môi trường sống bao gồm: (i) mất rừng, chia cắt phân mảnh rừng và thay đổi mục đích sử dụng đất do việc mở rộng trồng cây công nghiệp, đô thị hóa và phát triển cơ sở hạ tầng, khai thác gỗ rừng, đào ao nuôi trồng thủy sản; (ii) suy thoái hệ sinh thái từ khai thác quá mức như thu hái lâm sản ngoài gỗ tự nhiên, săn trộm và buôn bán động vật hoang dã, đánh bắt thủy sản quá mức; và (iii) ô nhiễm. Hiện nay, rừng tự nhiên giàu chỉ chiếm khoảng 20% diện tích rừng, còn lại 80% là rừng nghèo, rừng tái sinh tự nhiên và rừng trồng. Chất lượng rừng giảm làm giảm chất lượng môi trường sống của động vật hoang dã, suy giảm ĐDSH và các DVHST quan trọng đối với phát triển kinh tế, bao gồm sản xuất nông nghiệp, du lịch sinh thái và các ngành công nghiệp.

Diện tích môi trường sống tự nhiên có sẵn cho động vật hoang dã tiếp tục giảm do sự thay đổi về sử dụng đất. Ở các khu vực trên cạn, hệ sinh thái rừng tự nhiên chứa số lượng lớn các loài động vật hoang dã. Những khu rừng này đóng góp quan trọng vào đa dạng sinh học cao của Việt Nam. Nếu tỷ lệ phá rừng tiếp tục tăng để đáp ứng các nhu cầu và thực tiễn của nhu cầu sử dụng đất, thì diện tích môi trường sống thích hợp cho động vật hoang dã sẽ tiếp tục giảm⁴⁹. Hầu hết các loài động vật hoang dã lớn khác, chẳng hạn như hổ, hiện nay chỉ được tìm thấy trong và xung quanh các VQG và KBT. Ước tính Việt Nam hiện có thể chỉ còn lại 30 con hổ trong tự nhiên. Sách đỏ Việt Nam năm 2007 xác định có 882 loài (418 loài động vật, 464 cây) bị đe dọa và nguy cấp. Áp lực gia tăng đối với các loài nguy cấp, quý hiếm cũng được chứng minh với 10 loài đã được phân loại lại từ trạng thái "Nguy cấp - EN" thành "Tuyệt chủng trong tự nhiên-EW" giữa đánh giá đầu tiên và thứ hai (Bộ TNMT, 2014). Tình trạng của các loài thủy sinh, đặc biệt là những loài có giá trị kinh tế, cũng đang giảm nhanh chóng. Đặc biệt là số lượng cá nước ngọt quý hiếm có giá trị kinh tế cao và giảm các loài di cư.

Việc chặt phá RNM để nuôi trồng thủy sản và phát triển các dự án công nghiệp đã làm biến đổi cảnh quan tự nhiên khu vực, ảnh hưởng nghiêm trọng tới HST tự nhiên,

⁴⁸ <https://kiemsat.vn/bao-ton-da-dang-sinh-hoc-o-viet-nam-van-de-cap-thiet-51835.html>

⁴⁹ Việt Nam Sáng kiến Tài chính Đa dạng sinh học (BIOFIN) Huy động các nguồn lực cho đa dạng sinh học và phát triển bền vững – UNDP Việt nam 2018

chuỗi thức ăn và mạng thức ăn trong tự nhiên. RNM bị phá đi đã làm cho các HST lân cận như rong lá hẹ, cỏ biển bị tiêu diệt theo. Bên cạnh đó, hoạt động chuyển đổi RNM sang sản xuất nông nghiệp và phá rừng chuyển sang nuôi trồng thủy sản đã diễn ra ở hầu hết các tỉnh ven biển đã làm suy giảm diện tích cũng như tính ĐDSH của các HST này. Đặc biệt, xét các dự án đã và đang xây dựng đến cuối năm 2019 ở 4 tỉnh Sóc Trăng (19 dự án, mất khoảng 13 ha rừng tự nhiên), Bạc Liêu (9 dự án mất không 7 ha rừng tự nhiên), Trà Vinh (2 dự án) và Cà Mau (3 dự án) là các tỉnh có dải rừng ngập mặn phòng hộ ven biển lớn hiện nay cho thấy, với số lượng các dự án điện gió ven biển đã xây dựng này đã có ảnh hưởng không nhỏ đến HST rừng ngập mặn ven biển vùng này. Mặc dù, diện tích mất rừng không nhiều nhưng đã làm chia cắt và mất tính nguyên vẹn của HST, ảnh hưởng đến chức năng phòng hộ của rừng. Nếu thực hiện toàn bộ các dự án đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch và đang đăng ký bổ sung quy hoạch của các dự án điện gió ven biển hai năm gần đây sẽ thấy ảnh hưởng của nó đến HST rừng ngập mặn, hoạt động nuôi trồng thủy sản của người dân và cả quyền tiếp cận của người dân ra biển. Do vậy, việc bổ sung và phê duyệt các vị trí điện gió trong thời gian tới cần phải được cân nhắc cẩn trọng hơn, mặc dù đây là nguồn năng lượng sạch và hoàn toàn tự nhiên.

Để bảo vệ đa dạng sinh học loài, thời gian gần đây, số lượng các khu bảo tồn, khu Ramsar ở Việt Nam tiếp tục gia tăng, đặc biệt khu bảo tồn biển đã lên đến 10 khu thuộc tất cả vùng bờ biển Việt Nam. Đến năm 2018, cả nước có 172 khu bảo tồn với tổng diện tích 2.493.843,67 ha, gồm 33 vườn quốc gia; 65 khu dự trữ thiên nhiên; 18 khu bảo tồn loài và sinh cảnh; 56 khu bảo vệ cảnh quan (tăng 06 khu bảo tồn so với năm 2015, bao gồm 02 vườn quốc gia, 02 khu dự trữ thiên nhiên, 01 khu bảo tồn loài, sinh cảnh và 01 khu Bảo vệ cảnh quan với tổng diện tích tăng thêm là 66.693,67 ha).

Ngoài ra, trong năm 2019, Việt Nam có thêm 01 khu Ramsar (Khu bảo tồn thiên nhiên đất ngập nước Vân Long, tỉnh Ninh Bình), nâng tổng số các khu Ramsar ở nước ta lên 09 khu (Bao gồm: Vườn quốc gia Xuân Thủy – Nam Định (1989); Bàu Sấu thuộc vườn quốc gia Cát Tiên – Đồng Nai (2005); Hồ Ba Bể - Bắc Kạn (2011); Tràm Chim – Đồng Tháp (2012); Vườn quốc gia Mũi Cà Mau (2013); Vườn quốc gia Côn Đảo (2014); Khu bảo tồn đất ngập nước Láng Sen - Long An (2015); Vườn quốc gia U Minh Thượng - Kiên Giang (2016); Khu bảo tồn thiên nhiên đất ngập nước Vân Long – Ninh Bình (2018)⁵⁰.

⁵⁰ <http://www.monre.gov.vn/Pages/hien-trang-da-dang-sinh-hoc.aspx>

2.2.5. Điều kiện về kinh tế

2.2.5.1. Thực trạng phát triển kinh tế xã hội

Theo dự thảo báo cáo tổng kết thực hiện Chiến lược phát triển KTXH 10 năm 2011-2020 cho thấy, Tăng trưởng kinh tế Việt Nam giai đoạn 2011 – 2020 **tương đối cao so với các nước trên thế giới nhưng không đạt mục tiêu của Chiến lược**. Giai đoạn 5 năm đầu của kỳ chiến lược, tốc độ tăng trưởng bình quân giảm mạnh so với các giai đoạn trước, chỉ đạt 5,9%/năm⁵¹. Trong giai đoạn này, tăng trưởng kinh tế các năm 2012 – 2013 thấp dưới 5,5% (năm 2012 đạt 5,25% và năm 2013 đạt 5,42%) do ảnh hưởng của các chính sách thắt chặt tài khóa và tiền tệ để kiểm soát lạm phát, ổn định các cân đối kinh tế vĩ mô. Giai đoạn 2016 – 2019, tốc độ tăng trưởng phục hồi, đạt mức cao hơn nhiều, được dự báo đạt bình quân 6,8%/năm. Năm 2020 do dịch bệnh Covid-19 tốc độ tăng trưởng ước đạt trên 2%, bình quân giai đoạn 2016 - 2020 đạt khoảng 5,9%/năm. Tính chung cả thời kỳ Chiến lược 2011 - 2020, tăng trưởng GDP dự kiến đạt khoảng 5,9%/năm, thuộc nhóm các nước tăng trưởng cao trong khu vực và trên thế giới⁵² nhưng thấp hơn 1,15 điểm % so với mục tiêu 7,5-8% của Chiến lược. Quy mô GDP tăng gấp 2,4 lần, từ 116 tỉ USD năm 2010 lên 268,4 tỉ USD vào năm 2020. GDP bình quân đầu người tăng từ 1.331 USD năm 2010 lên khoảng 2.750 USD năm 2020.

Chất lượng tăng trưởng được cải thiện, năng suất lao động được nâng lên rõ rệt. Tăng trưởng kinh tế giảm dần phụ thuộc vào khai thác tài nguyên, mở rộng tín dụng; từng bước dựa vào ứng dụng khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo. Tỷ trọng giá trị xuất khẩu sản phẩm công nghệ cao trong tổng giá trị xuất khẩu hàng hoá tăng từ 19% năm 2010 lên khoảng 50% năm 2020. Đóng góp của năng suất các nhân tố tổng hợp (TFP) vào tăng trưởng tăng từ 33,6% bình quân giai đoạn 2011-2015 lên 45,2% giai đoạn 2016 - 2020, tính chung 10 năm 2011 - 2020 đạt 39%, vượt mục tiêu Chiến lược đề ra (35%). Tốc độ tăng năng suất lao động bình quân giai đoạn 2011-2015 là 4,3%/năm, 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 2016-2019⁵³.

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 kể. Thực hiện chủ động, linh hoạt, đồng bộ, phối hợp chặt chẽ nhiều chính sách, giải pháp ổn định kinh tế vĩ mô, kiểm soát lạm phát, thúc đẩy tăng trưởng. Chỉ số giá tiêu dùng (CPI) bình quân giảm từ 18,6% năm

⁵¹ Tăng trưởng kinh tế bình quân giai đoạn 2001 – 2005 đạt 7,5%/năm; giai đoạn 2006 – 2010 đạt 7,0%/năm.

⁵² Theo số liệu của Ngân hàng Thế giới và Cơ quan Thống kê Liên hợp quốc, tăng trưởng của Việt Nam trong giai đoạn 2011 - 2017 cao hơn mức bình quân của nhóm nước có thu nhập trung bình thấp (5,4%) và các nước Đông Nam Á (5%).

⁵³ Riêng năm 2020, ICOR khả năng tăng cao, dự kiến khoảng 18.

2011 xuống ổn định ở mức khoảng 4%/năm giai đoạn 2016-2020⁵⁴. Lạm phát cơ bản giảm từ 13,6% năm 2011 xuống khoảng 2,5% năm 2020⁵⁵. Thị trường tiền tệ, ngoại hối cơ bản ổn định; bảo đảm vốn tín dụng cho nền kinh tế, tập trung cho lĩnh vực sản xuất, nhất là các ngành ưu tiên.

Tổng kim ngạch xuất, nhập khẩu hàng hoá tăng 3,6 lần, từ 157,1 tỉ USD năm 2010 lên 517 tỉ USD năm 2019, năm 2020 do ảnh hưởng nặng nề của dịch bệnh Covid-19 đạt khoảng 527 tỉ USD, tương đương trên 190% GDP. Xuất khẩu tăng nhanh, từ 72,2 tỉ USD năm 2010 lên khoảng 267 tỉ USD năm 2020, tăng bình quân khoảng 14%/năm, là động lực quan trọng cho tăng trưởng kinh tế. Thị trường xuất khẩu được mở rộng; nhiều doanh nghiệp tham gia sâu rộng vào chuỗi giá trị khu vực, toàn cầu; góp phần nâng cao năng lực xuất khẩu và sức cạnh tranh của nền kinh tế. Cán cân thương mại được cải thiện rõ rệt, chuyển từ thâm hụt 12,6 tỉ USD năm 2010 sang cơ bản cân bằng và có thặng dư vào những năm cuối kỳ Chiến lược. Cán cân thanh toán quốc tế thặng dư; dự trữ ngoại hối tăng từ 12,4 tỉ USD năm 2010 lên 28 tỉ USD năm 2015 và đạt trên 80 tỉ USD vào cuối kỳ Chiến lược.

Tỉ lệ nợ công so với GDP tăng từ 51,7% cuối năm 2010 lên 63,7% năm 2016, do huy động thêm nguồn lực để thực hiện đột phá chiến lược về kết cấu hạ tầng. Từ năm 2017, nhờ giảm bội chi ngân sách nhà nước, siết chặt quản lý vay và bảo lãnh chính phủ, nợ công bắt đầu giảm; tỉ lệ nợ công đến năm 2019 giảm còn 55% GDP, năm 2020 nợ công tăng lên 56,8%, nhưng vẫn giữ được ổn định kinh tế vĩ mô và cải thiện hệ số tín nhiệm quốc gia. Các cân đối lớn của nền kinh tế về tích lũy - tiêu dùng, tiết kiệm - đầu tư, năng lượng, lương thực... tiếp tục được bảo đảm, góp phần củng cố vững chắc nền tảng kinh tế vĩ mô. Tỉ lệ tiết kiệm so với GDP giai đoạn 2011-2020 bình quân đạt khoảng 29%⁵⁶.

Huy động các nguồn lực cho đầu tư phát triển được đẩy mạnh, đầu tư khu vực ngoài nhà nước tăng nhanh và chất lượng, hiệu quả được cải thiện. Vốn đầu tư phát triển giai đoạn 2011-2020 đạt gần 15 triệu tỉ đồng (tương đương 682 tỉ USD), tăng bình quân 10,6%/năm, trong đó vốn ngân sách nhà nước và trái phiếu chính phủ là 3,1 triệu tỉ đồng (144 tỉ USD), chiếm 20,8% tổng đầu tư xã hội, tập trung cho các công trình kết cấu hạ tầng kinh tế - xã hội trọng điểm, nhất là giao thông, thủy lợi, giáo dục, y tế, nông nghiệp, nông thôn, giảm nghèo, an ninh, quốc phòng... góp phần quan trọng thay đổi diện mạo đất nước, tạo động lực cho phát triển và thu hút các nguồn lực ngoài nhà nước.

⁵⁴ Lạm phát cơ bản bình quân giai đoạn 2011 - 2015 là 5,15%, giai đoạn 2016 - 2020 là 1,81%.

⁵⁵ Trong tình hình dịch bệnh hiện nay, số liệu này có thể thay đổi và sẽ được cập nhật vào cuối năm 2020.

⁵⁶ Tỉ lệ tiết kiệm của một số quốc gia giai đoạn 2011 - 2017: Trung Quốc 46,8%, Xin-ga-po 46,1%, Phi-líp-pin 36%, Hàn Quốc 35,6%, In-đô-nê-xi-a 31,1%, Ma-lai-xi-a 29,8%, Việt Nam 29,7%, Thái Lan khoảng 29,3%.

Vốn đầu tư của khu vực ngoài nhà nước trong nước chiếm tỉ trọng ngày càng lớn trong tổng đầu tư xã hội, tăng từ 36,1% năm 2010 lên 45,7% năm 2020. Một số tập đoàn, doanh nghiệp tư nhân đã tham gia đầu tư, hoàn thành nhiều công trình, dự án lớn, góp phần thúc đẩy phát triển sản xuất, kinh doanh, nâng cao năng lực cạnh tranh. Nhiều dự án hạ tầng theo phương thức đối tác công - tư (PPP) được triển khai thực hiện, nhất là trong lĩnh vực giao thông⁵⁷.

Vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài tăng mạnh; đã thu hút được nhiều dự án quy mô lớn, công nghệ cao⁵⁸. Tổng số vốn đăng ký giai đoạn 2011 - 2020 đạt trên 278 tỉ USD; vốn thực hiện đạt 152,3 tỉ USD, tăng gần 6,9%/năm, chiếm 22,8% tổng vốn đầu tư toàn xã hội.

❖ *Về cơ cấu lại nền kinh tế gắn với đổi mới mô hình tăng trưởng*

Cơ cấu kinh tế ngành và nội ngành chuyển biến tích cực; tỉ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo và ứng dụng công nghệ cao tăng lên. Tỉ trọng khu vực nông, lâm nghiệp và thủy sản trong GDP giảm từ 18,9% năm 2010 xuống 14,8% năm 2020; các khu vực công nghiệp, xây dựng và dịch vụ (bao gồm cả thuế sản phẩm trừ trợ cấp) tăng tương ứng từ 81,1% lên 85,2%, vượt mục tiêu đề ra.

Cơ cấu nội ngành chuyển dịch tích cực; trong khu vực công nghiệp, xây dựng, tỉ trọng ngành chế biến, chế tạo tăng từ 13% năm 2010 lên 16,9% năm 2020; tỉ trọng ngành khai khoáng giảm từ 9,5% xuống còn 6,2%. Tỉ trọng giá trị sản phẩm công nghệ cao và ứng dụng công nghệ cao trong các khu vực nông nghiệp, công nghiệp và xây dựng, dịch vụ có xu hướng tăng lên.

Cơ cấu lao động chuyển dịch từ khu vực năng suất lao động thấp sang khu vực năng suất lao động cao hơn. Tỉ trọng lao động nông, lâm nghiệp và thủy sản trong tổng số lao động cả nước giảm từ 48,6% năm 2010 xuống còn 34% năm 2020, đạt mục tiêu đề ra (30 - 35%). Tỉ trọng lao động ngành công nghiệp và xây dựng tăng từ 21,7% lên 30,3%; ngành dịch vụ từ 29,7% lên khoảng 35,7% trong cùng giai đoạn. Tỉ lệ lao động khu vực có quan hệ lao động từ 35% năm 2011 tăng lên 44,7% năm 2019 và dự kiến khoảng 45% năm 2020.

Cơ cấu lại nông nghiệp: Cơ cấu sản xuất nông nghiệp chuyển biến tích cực hướng vào phát huy tiềm năng, lợi thế của vùng, miền, nhu cầu thị trường, thích ứng với biến đổi khí hậu⁵⁹ và bảo đảm an ninh lương thực. Sản xuất nông nghiệp được tập trung phát

⁵⁷ Giai đoạn 1997 - 2019, các bộ, ngành, địa phương đã ký kết và thực hiện hợp đồng PPP với tổng số 336 dự án, với tổng vốn đầu tư khoảng 1.609 nghìn tỉ đồng.

⁵⁸ Dự án của các tập đoàn Intel, Samsung, GE, LG...

⁵⁹ Trong tổng giá trị sản xuất nông, lâm, thủy sản, tỉ trọng giá trị sản xuất thủy sản đã tăng từ 20,3% năm 2011 lên 27,6% năm 2018, giá trị sản xuất lâm nghiệp tăng từ 2,27% năm 2011 lên 4,7% năm 2018.

triển theo hướng sản xuất hàng hoá, hiện đại, giá trị gia tăng cao và bền vững. Nông nghiệp vẫn duy trì được tốc độ tăng trưởng khá, đạt bình quân khoảng 3%/năm.

Hình thành nhiều mô hình sản xuất ứng dụng công nghệ cao; phát triển liên kết sản xuất theo chuỗi giá trị và xây dựng được thương hiệu của một số nông sản chủ lực. Phát triển nông nghiệp công nghệ cao, nông nghiệp sạch, hữu cơ được chú trọng, từng bước chuyển đổi sang cây trồng, vật nuôi có năng suất, chất lượng và hiệu quả cao. Khoa học, công nghệ đóng góp trên 30% tổng giá trị gia tăng trong nông nghiệp. Quá trình cơ cấu lại nông nghiệp đã gắn kết chặt chẽ với xây dựng nông thôn mới, nhất là trong phát triển hạ tầng, phát triển sản xuất, nâng cao đời sống nhân dân khu vực nông thôn.

Xuất khẩu nông, lâm, thủy sản tăng mạnh, thị trường tiêu thụ được mở rộng; kim ngạch xuất khẩu tăng từ 21,8 tỉ USD năm 2011 lên khoảng 41 tỉ USD năm 2020⁶⁰, tăng bình quân khoảng 7,3%/năm.

Cơ cấu lại khu vực công nghiệp - xây dựng: Cơ cấu các ngành công nghiệp chuyển dịch theo hướng giảm dần tỉ trọng ngành khai khoáng, tăng nhanh tỉ trọng ngành chế biến, chế tạo. Một số sản phẩm công nghiệp xuất khẩu có quy mô lớn, chiếm vị trí vững chắc trên thị trường thế giới⁶¹. Tỉ trọng hàng hoá xuất khẩu qua chế biến trong tổng giá trị xuất khẩu hàng hoá tăng từ 65% năm 2011 lên 85% năm 2020; tỉ trọng giá trị xuất khẩu sản phẩm công nghệ cao trong tổng giá trị sản phẩm công nghệ cao tăng từ 38% năm 2010 lên 77,7% năm 2019.

Năng lực cạnh tranh toàn cầu của ngành công nghiệp tăng từ vị trí 58 vào năm 2009 lên thứ 42 vào năm 2019⁶², đã hình thành được một số tập đoàn kinh tế có tiềm lực trong lĩnh vực công nghiệp chế biến, chế tạo, nhất là công nghiệp ô tô. Năm 2019, doanh nghiệp công nghệ cao, ứng dụng công nghệ cao chiếm trên 13% trong tổng số doanh nghiệp công nghiệp chế biến, chế tạo. Giá trị sản phẩm công nghệ cao, ứng dụng công nghệ cao tăng từ 26% năm 2010 lên trên 40% năm 2019.

Giá trị sản xuất ngành xây dựng tăng bình quân khoảng 8,3%/năm; năng suất lao động tăng bình quân 7,9%/năm. Làm chủ được nhiều công nghệ xây dựng tiên tiến, đưa vào ứng dụng⁶³, số lượng công trình có quy mô lớn, công trình ứng dụng công nghệ mới, kỹ thuật cao ngày càng tăng; áp dụng phương thức quản lý hiện đại, chuyên nghiệp. Sản

⁶⁰ Có 10 mặt hàng kim ngạch xuất khẩu trên 1 tỉ USD, trong đó có 5 mặt hàng đạt trên 3 tỉ USD, khẳng định vị thế của Việt Nam đứng trong top 15 của thế giới và đứng thứ hai trong khối ASEAN.

⁶¹ Năm 2019, dệt may xuất khẩu 32,8 tỉ USD, đứng thứ bảy thế giới; da giày xuất khẩu 18,3 tỉ USD, đứng thứ hai thế giới; điện thoại di động xuất khẩu 51,4 tỉ USD, đứng thứ hai thế giới; thủy sản chế biến xuất khẩu 8,5 tỉ USD, đứng thứ tư thế giới; đồ gỗ xuất khẩu 10,7 tỉ USD, đứng thứ năm thế giới.

⁶² Theo xếp hạng của Tổ chức Phát triển công nghiệp Liên hợp quốc (UNIDO).

⁶³ Trong tất cả các khâu từ thiết kế, thi công với các loại vật liệu xây dựng, thiết bị máy móc hiện đại. Năng lực, trình độ khoa học, công nghệ xây dựng đạt ngang tầm với các nước trong khu vực.

xuất vật liệu xây dựng phát triển mạnh, đáp ứng nhu cầu trong nước, một phần xuất khẩu.

Cơ cấu lại khu vực dịch vụ: Cơ cấu lại khu vực dịch vụ được triển khai tích cực theo hướng nâng cao chất lượng, tập trung đầu tư cơ sở vật chất và phát triển đa dạng các loại hình dịch vụ. Một số ngành, lĩnh vực ứng dụng công nghệ cao được đẩy mạnh và từng bước hiện đại hoá, như công nghệ thông tin, truyền thông⁶⁴, thương mại điện tử, tài chính, ngân hàng, bảo hiểm, chứng khoán, y tế, hàng không... Số lao động làm việc trong khu vực dịch vụ tăng từ 14,5 triệu lao động năm 2010 lên khoảng 19 triệu lao động vào năm 2020. Giai đoạn 2011 - 2020, tăng trưởng của ngành dịch vụ ước đạt 6,4%/năm, cao hơn tăng trưởng chung của nền kinh tế (5,9%/năm).

Tuy nhiên, với diễn biến phức tạp và kéo dài của dịch bệnh Covid-19 trong khi chưa có thuốc đặc trị và vắc-xin mới ở giai đoạn thử nghiệm bước đầu, tình hình kinh tế toàn cầu và kinh tế - xã hội trong nước vẫn còn gặp rất nhiều khó khăn, cung cầu thế giới giảm mạnh, mất việc làm và giảm thu nhập ngày càng lan rộng. Tác động của đợt bùng phát lần 2 của dịch đã vượt quá khả năng chịu đựng của một số ngành, lĩnh vực và nhiều doanh nghiệp, nhất là những lĩnh vực chịu tác động trực tiếp như vận tải hàng không, du lịch, lưu trú, lễ hành, ăn uống, sản xuất dệt may, da giày, nông sản,...

Sản xuất công nghiệp đối mặt với nhiều khó khăn cả về cung do chuỗi cung ứng bị đứt gãy vẫn chưa phục hồi hoàn toàn và về cầu do thương mại thế giới giảm mạnh và thị trường trong nước còn yếu. Tính chung 8 tháng năm 2020, chỉ số sản xuất công nghiệp tăng thấp, khoảng 2,2%, thấp nhất trong nhiều năm qua⁶⁵.

Ngành du lịch đã có bước phát triển rõ rệt và đạt được những kết quả quan trọng, cơ bản trở thành ngành kinh tế mũi nhọn, số lượng khách quốc tế tăng nhanh, từ 5 triệu lượt năm 2010 lên 18 triệu lượt năm 2019, bình quân tăng khoảng 15%/năm, đóng góp trực tiếp khoảng 10% GDP. Năm 2020, dịch bệnh Covid-19 đã tác động rất nghiêm trọng đến ngành du lịch và nhiều ngành dịch vụ như giao thông vận tải, hàng không, khách sạn, ăn uống, giải trí..., số khách du lịch quốc tế đến Việt Nam giảm mạnh.

Nhiều công trình đường cao tốc, quốc lộ, các tuyến vành đai tại các đô thị lớn, cảng hàng không, cảng biển quan trọng, quy mô lớn được xây dựng, nâng cấp, góp phần làm tăng khả năng kết nối giữa các vùng, miền trong cả nước và giao thương quốc tế. Đã hoàn thành và đưa vào khai thác, sử dụng khoảng 1.400 km đường cao tốc, 6.000

⁶⁴ Một số doanh nghiệp Việt Nam đã thành công trong các ngành công nghệ thông tin, phần mềm, ứng dụng công nghệ số như Viettel, VNPT, FPT, CMC... Năm 2017, Tập đoàn Viettel được xếp hạng đứng thứ hai trong ASEAN và trong топ 50 thương hiệu viễn thông lớn nhất thế giới với giá trị thương hiệu đạt 2,68 tỉ USD.

⁶⁵ Báo cáo tóm tắt số 5738/BC-BKHĐT ngày 01 tháng 09 năm 2020 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Tình hình thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP, tình hình kinh tế - xã hội tháng 8 và 8 tháng năm 2020; tình hình thực hiện Kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội năm 2020, dự kiến Kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội năm 2021

km quốc lộ; Hạ tầng năng lượng được tập trung đầu tư, tăng thêm năng lực, đáp ứng yêu cầu phát triển và bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia. Nhiều công trình lớn (trên 1.000 MW) được hoàn thành đưa vào sử dụng như thủy điện Sơn La, Lai Châu; nhiệt điện Vĩnh Tân 2 và 4, Mông Dương 1 và 2, Vũng Áng 1, Duyên Hải 1 và 3; đưa điện lưới ra các đảo⁶⁶; đã tăng thêm 18,5 nghìn MW công suất nguồn, khoảng 7,6 nghìn km truyền tải các loại 500 kV, 220 kV và 37,4 nghìn MVA công suất các trạm biến áp.

Hạ tầng thủy lợi được tập trung đầu tư xây dựng và nâng cấp theo hướng đa mục tiêu; nhiều dự án trọng điểm, quy mô lớn về đề điều, hồ đập, cầu cống, kênh mương đã hoàn thành, đưa vào sử dụng, góp phần tăng năng lực tưới tiêu, ngăn mặn, thúc đẩy phát triển nông nghiệp, nông thôn.

❖ *Về phát triển vùng, kinh tế biển, đô thị, xây dựng nông thôn mới*

Phát triển vùng đã có bước chuyển biến, khai thác tốt hơn tiềm năng, lợi thế của từng địa phương, khu vực. Tăng cường liên kết, nhiều công trình hạ tầng kết nối vùng được hoàn thành. Các vùng kinh tế trọng điểm, đô thị lớn tiếp tục phát huy vai trò đầu tàu trong phát triển kinh tế - xã hội, thu hút nhiều vốn đầu tư và đóng góp lớn vào tăng trưởng kinh tế, xuất khẩu, thu ngân sách.

*Vùng trung du và miền núi phía Bắc*⁶⁷: Mạng lưới giao thông nội vùng và kết nối với vùng đồng bằng Sông Hồng được đầu tư như các cao tốc nối Hà Nội với Lào Cai, ... Hoàn thành các công trình thủy điện lớn Sơn La, Lai Châu. Tập trung phát triển các ngành có lợi thế như thủy điện, kinh tế cửa khẩu, khai thác, chế biến khoáng sản, nông, lâm sản, du lịch...

*Vùng đồng bằng Sông Hồng*⁶⁸: Nhiều công trình hạ tầng quy mô lớn được đầu tư, đưa vào khai thác như Nhà ga T2 Nội Bài, cảng hàng không Vân Đồn, Cát Bi,... Thu hút nhiều dự án đầu tư nước ngoài quy mô lớn, công nghệ cao. Du lịch phát triển nhanh tại một số địa bàn.

*Vùng Bắc Trung Bộ và duyên hải miền Trung*⁶⁹: Đã thu hút được một số dự án đầu tư quy mô lớn vào các khu kinh tế, khu công nghiệp ven biển; kinh tế biển, nhất là du lịch, khai thác hải sản... phát triển nhanh.

⁶⁶ Các đảo: Phú Quốc, Lý Sơn, Cù Lao Chàm, Cô Tô, Vân Đồn...

⁶⁷ Năm 2019, vùng trung du và miền núi phía Bắc chiếm 13,0% dân số, 28,8% diện tích và đóng góp 8,1% GDP cả nước, GDP bình quân đầu người của vùng bằng 63% mức trung bình cả nước.

⁶⁸ Năm 2019, vùng đồng bằng Sông Hồng chiếm 23,4% dân số, 6,4% diện tích và đóng góp 29% GDP cả nước, GDP bình quân đầu người của vùng bằng 122% mức trung bình cả nước.

⁶⁹ Năm 2019, vùng Bắc Trung Bộ và duyên hải miền Trung chiếm 21% dân số, 28,9% diện tích và đóng góp 14,2% GDP cả nước, GDP bình quân đầu người của vùng bằng 69% mức trung bình cả nước.

*Vùng Tây Nguyên*⁷⁰: Tập trung phát triển thủy điện, khai thác, chế biến bô-xít, cây công nghiệp, nông nghiệp công nghệ cao.

*Vùng Đông Nam Bộ*⁷¹: Hạ tầng đô thị được nâng cấp. Vai trò đầu tàu của vùng được phát huy, đóng góp lớn vào tăng trưởng kinh tế, xuất khẩu, thu ngân sách của cả nước.

*Vùng đồng bằng sông Cửu Long*⁷²: Tiếp tục phát triển mạnh các ngành có lợi thế như nuôi trồng thủy, hải sản, cây ăn quả, du lịch...

Nhận thức về phát triển kinh tế biển gắn với bảo vệ chủ quyền biển, đảo được nâng lên; tiềm năng, lợi thế của biển được phát huy, nhiều địa phương có biển phát triển năng động. Đã chú trọng, tập trung đầu tư khai thác tiềm năng, thế mạnh của các cảng hàng không, cảng biển, phát triển dịch vụ, du lịch, đánh bắt, nuôi trồng và chế biến thủy sản, đóng và sửa chữa tàu biển, khai thác và chế biến dầu khí... Hệ thống kết cấu hạ tầng phục vụ phát triển kinh tế biển, đảo được cải thiện rõ rệt, nhất là các công trình điện lưới quốc gia nối với các đảo lớn, các cảng biển, trung tâm nghề cá và các âu tàu phục vụ đánh bắt xa bờ, gắn với bảo đảm quốc phòng, an ninh, ứng phó với biến đổi khí hậu. Làm tốt công tác cứu hộ, cứu nạn, bảo đảm an toàn cho người lao động, ngư dân trên biển, đảo. Đời sống vật chất và tinh thần của người dân vùng biển và hải đảo được cải thiện.

Hệ thống đô thị tăng nhanh về số lượng, mở rộng về quy mô, dần hình thành mạng lưới đô thị, góp phần tạo động lực cho tăng trưởng kinh tế. Chú trọng xây dựng, nâng cao chất lượng đô thị theo hướng đồng bộ, xanh, thân thiện với môi trường, thích ứng với biến đổi khí hậu. Tỷ lệ đô thị hoá tăng từ 30,5% năm 2010 lên 39,3% năm 2020. Một số khu vực có tốc độ đô thị hoá cao, đóng góp cho tăng trưởng lớn như Hải Phòng, Quảng Ninh; Đà Nẵng, Quảng Nam, Quảng Ngãi; Khánh Hòa, Ninh Thuận; An Giang, Kiên Giang.

Hạ tầng kinh tế - xã hội cải thiện rõ rệt, diện mạo mới cho nông thôn có nhiều khởi sắc; các thiết chế văn hoá được củng cố, phát huy hiệu quả; qua đó thúc đẩy phát triển sản xuất, kết nối thị trường và nâng cao đời sống người dân. Chương trình xây dựng nông thôn mới đã hoàn thành trước thời hạn gần 2 năm so với mục tiêu Chiến lược đề ra; đến hết năm 2019 cả nước có 54% số xã và 111 huyện đạt chuẩn nông thôn mới. Giao thông nông thôn được đầu tư nâng cấp, mở rộng, tăng từ 278 nghìn km năm 2010

⁷⁰ Năm 2019, vùng Tây Nguyên chiếm 6,1% dân số, 16,5% diện tích và đóng góp 3,5% GDP cả nước, GDP bình quân đầu người của vùng bằng 58% mức trung bình cả nước.

⁷¹ Năm 2019, vùng Đông Nam Bộ chiếm 18,5% dân số, 7,1% diện tích và đóng góp 33,5% GDP cả nước, GDP bình quân đầu người của vùng bằng 178% mức trung bình cả nước.

⁷² Năm 2019, vùng đồng bằng sông Cửu Long chiếm 18,0% dân số, 12,3% diện tích và đóng góp 11,7% GDP cả nước, GDP bình quân đầu người của vùng bằng 67% mức trung bình cả nước.

lên khoảng 580 nghìn km năm 2020; xây dựng trên 16 nghìn công trình cấp nước sinh hoạt tập trung; 99,7% số xã đã có trường tiểu học và mẫu giáo; 99,5% số xã có trạm y tế; 58,6% số xã có nhà văn hoá.

❖ Về văn hoá - xã hội

Phát triển văn hoá, xây dựng con người Việt Nam đạt kết quả tích cực. Nhận thức về giá trị di sản văn hoá và truyền thống văn hoá ngày càng được nâng cao. Đời sống văn hoá của nhân dân ngày càng phong phú, nhiều giá trị văn hoá truyền thống tốt đẹp của dân tộc được đề cao và phát huy. Sản phẩm văn hoá, văn học nghệ thuật ngày càng đa dạng và có chất lượng.

Công tác thông tin, truyền thông được chú trọng hơn, thông tin đại chúng có bước phát triển mạnh mẽ. Phong trào thể dục, thể thao quần chúng ngày càng được mở rộng.

Tỉ lệ hộ nghèo cả nước giảm nhanh, từ 9,2% năm 2016 xuống dưới 3% vào năm 2020 (theo chuẩn nghèo đa chiều). Cơ sở hạ tầng thiết yếu ở các huyện nghèo, xã nghèo, vùng đồng bào dân tộc thiểu số được tăng cường. Đời sống người dân không ngừng được cải thiện; tạo sinh kế và nâng cao khả năng tiếp cận các dịch vụ xã hội cơ bản. Thu nhập bình quân đầu người tăng 3,1 lần, từ 16,6 triệu đồng năm 2010 lên 51,5 triệu đồng năm 2019⁷³. Thực hiện nhiều giải pháp tạo việc làm, nâng cao thu nhập cho người lao động. Tỉ lệ thất nghiệp của lực lượng lao động trong độ tuổi khu vực thành thị có xu hướng giảm dần, từ mức 4,3% năm 2010 xuống còn khoảng 3,1% năm 2019, riêng năm 2020 do tác động của dịch bệnh Covid-19 nhiều doanh nghiệp phải giãn, dừng, chấm dứt hoạt động, tỉ lệ lao động mất việc làm, thất nghiệp gia tăng.

Bình đẳng giới được thực hiện có hiệu quả trên các lĩnh vực từ chính trị, kinh tế, văn hoá, xã hội; đặc biệt, đã thu hẹp khoảng cách giới trong việc làm, tiền lương. Công tác bảo vệ, chăm sóc và nâng cao sức khoẻ nhân dân được quan tâm. Y tế dự phòng được tăng cường, cơ bản không để dịch bệnh lớn xảy ra. Việt Nam từng bước kiểm soát được dịch bệnh Covid-19, không để lây lan trên diện rộng, được ghi nhận, đánh giá cao. Mạng lưới cơ sở y tế phát triển rộng khắp, năng lực, chất lượng khám, chữa bệnh và y đức được nâng lên; y tế cơ sở được chú trọng.

Tuổi thọ trung bình tăng từ 72,9 tuổi năm 2010 lên 73,7 tuổi vào năm 2020, trong đó nam giới 71,2 tuổi, nữ giới 76,5 tuổi⁷⁴. Thay đổi căn bản về bảo hiểm y tế, hướng tới bảo hiểm y tế toàn dân; tỉ lệ bao phủ bảo hiểm y tế tăng nhanh từ 60,9% dân số năm 2010 lên 90,7%⁷⁵ vào năm 2020. Mức sinh thay thế được duy trì, chất lượng dân số

⁷³ Theo số liệu khảo sát mức sống dân cư của Tổng cục Thống kê.

⁷⁴ Theo Tổ chức Y tế thế giới, tuổi thọ trung bình của Việt Nam đạt 76,3 tuổi, số năm sống khoẻ sau tuổi 60 đạt 17,2 năm, đứng thứ 42/183 nước.

⁷⁵ Nếu tính cả bảo hiểm thương mại thì đạt trên 93%.

được cải thiện. Tình trạng suy dinh dưỡng, tử vong bà mẹ, trẻ em giảm mạnh⁷⁶. Công tác phòng, chống tệ nạn xã hội được tăng cường; đã hình thành hệ thống cơ quan chuyên trách phòng, chống tệ nạn xã hội ở địa phương.

Chỉ số phát triển con người (HDI) của Việt Nam liên tục được cải thiện⁷⁷, thuộc nhóm các nước có mức phát triển con người trung bình cao của thế giới. Đã hoàn thành trước thời hạn nhiều mục tiêu Phát triển Thiên niên kỷ, được đánh giá là điểm sáng trong lĩnh vực giảm nghèo, y tế, giáo dục và tích cực triển khai thực hiện các Mục tiêu phát triển bền vững đến năm 2030.

❖ *Về quản lý tài nguyên, bảo vệ và cải thiện chất lượng môi trường, chủ động ứng phó với biến đổi khí hậu, phòng, chống thiên tai*

Công tác quản lý tài nguyên, bảo vệ môi trường, ứng phó với BĐKH ngày càng được chú trọng hơn. Hệ thống chính sách, pháp luật về quản lý tài nguyên, môi trường tiếp tục được hoàn thiện; đánh giá tác động môi trường được quan tâm hơn; hệ thống cơ sở dữ liệu từng bước được xây dựng, đáp ứng yêu cầu theo dõi, giám sát, đánh giá trong lĩnh vực tài nguyên, môi trường và ứng phó với biến đổi khí hậu. Vấn đề tài nguyên, môi trường và ứng phó với biến đổi khí hậu được tích hợp, lồng ghép vào chiến lược, quy hoạch, kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh và đối ngoại.

Các nguồn lực tài nguyên từng bước được quản lý chặt chẽ, khai thác và sử dụng có hiệu quả hơn, nhất là đất đai, khoáng sản; phát hiện và xử lý nhiều vụ việc vi phạm, lãng phí, tham nhũng. Công tác phòng ngừa, kiểm soát, khắc phục ô nhiễm, ngăn ngừa suy thoái, cải thiện chất lượng môi trường đã đạt được một số kết quả tích cực. Đã thực hiện một số giải pháp bảo vệ môi trường trong sản xuất kinh doanh, thực hiện dự án đầu tư và thu hút đầu tư nước ngoài. Công tác bảo tồn thiên nhiên, đa dạng sinh học, bảo vệ và phát triển rừng được quan tâm. Phát hiện và xử lý nhiều vụ việc, cơ sở gây ô nhiễm môi trường nghiêm trọng.

Năng lực và chất lượng dự báo thời tiết, cảnh báo thiên tai được nâng lên; nhiều giải pháp ứng phó với BĐKH, phòng, tránh thiên tai được triển khai tích cực và đạt nhiều kết quả.

Đến năm 2020, 90% dân cư thành thị được sử dụng nước sạch và 90,2% dân số nông thôn được sử dụng nước sạch và hợp vệ sinh. Tỷ lệ khu công nghiệp, khu chế xuất đang hoạt động có hệ thống xử lý nước thải tập trung đạt tiêu chuẩn môi trường là 90%,

⁷⁶ Tỷ lệ trẻ em dưới 5 tuổi suy dinh dưỡng giảm từ 17,5% năm 2010 xuống 12% năm 2020. Tỷ suất chết của người mẹ trong thời gian thai sản trên 100.000 trẻ đẻ sống giảm từ 69 người năm 2010 xuống 52 người năm 2020.

⁷⁷ Từ mức 0,654 năm 2010 (thứ hạng 117/189 quốc gia và vùng lãnh thổ) lên mức 0,694 năm 2017 (thứ hạng 116/189 quốc gia và vùng lãnh thổ).

trong đó có 53% đã lắp đặt thiết bị quan trắc nước thải tự động. Tỷ lệ chất thải rắn được thu gom và xử lý đạt 85,5%.

2.2.5.2. Chiến lược phát triển kinh tế xã hội trong thời gian tới

a. Mục tiêu tổng quát

Đến năm 2030, là nước đang phát triển có công nghiệp hiện đại, thu nhập trung bình cao; có thể chế quản lý hiện đại, cạnh tranh, hiệu lực, hiệu quả; kinh tế phát triển năng động, nhanh và bền vững, độc lập, tự chủ trên cơ sở khoa học, công nghệ, đổi mới sáng tạo gắn với nâng cao hiệu quả trong hoạt động đối ngoại và hội nhập quốc tế; khơi dậy khát vọng phát triển đất nước, phát huy sức sáng tạo, ý chí và sức mạnh toàn dân tộc, xây dựng xã hội dân chủ, công bằng, văn minh, trật tự, kỷ cương, an toàn, bảo đảm cuộc sống hạnh phúc của người dân; không ngừng nâng cao đời sống mọi mặt của nhân dân; bảo vệ vững chắc Tổ quốc, môi trường hoà bình, ổn định để phát triển đất nước; nâng cao vị thế và uy tín của Việt Nam trên trường quốc tế. Phấn đấu đến năm 2045 trở thành nước phát triển, thu nhập cao.

b. Các chỉ tiêu chủ yếu

❖ Về kinh tế

- Tốc độ tăng trưởng tổng sản phẩm trong nước (GDP) bình quân khoảng 7%/năm; GDP bình quân đầu người theo giá hiện hành đến năm 2030 đạt khoảng 7.500 USD/người⁷⁸.

- Tỷ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo đạt khoảng 30% GDP, kinh tế số đạt khoảng 30% GDP.

- Tỷ lệ đô thị hoá 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.

- Giảm tiêu hao năng lượng tính trên đơn vị GDP ở mức 1 - 1,5%/năm.

❖ Về xã hội

- Chỉ số phát triển con người (HDI) đạt trên 0,7.

⁷⁸ Theo đánh giá lại quy mô nền kinh tế của Tổng cục Thống kê, GDP năm 2019 là 332 tỉ USD, GDP bình quân đầu người là 3.442 USD/người, năm 2020 dự kiến đạt khoảng 340 tỉ USD (7,99 triệu tỉ đồng) và GDP bình quân đầu người khoảng 3.490 USD. Các chỉ tiêu kinh tế tính toán cho Chiến lược phát triển kinh tế - xã hội 10 năm 2021 - 2030 và Phương hướng phát triển kinh tế - xã hội 5 năm 2021 - 2025 căn cứ vào số liệu đã được đánh giá lại.

- Tuổi thọ bình quân đạt 75 tuổi, trong đó thời gian sống khỏe đạt tối thiểu 68 tuổi.

- Tỷ lệ lao động qua đào tạo có bằng cấp, chứng chỉ đạt 35 - 40%.

- Lao động làm việc trong khu vực nông nghiệp giảm xuống dưới 20% trong tổng lao động nền kinh tế.

❖ *Về môi trường*

- Tỷ lệ che phủ rừng ổn định ở mức 42 - 43%.

- Tỷ lệ xử lý và tái sử dụng nước thải ra môi trường lưu vực các sông đạt trên 70%.

- Giảm ít nhất 8% lượng phát thải KNK⁷⁹.

- 100% các cơ sở sản xuất kinh doanh đạt quy chuẩn về môi trường.

- Tăng diện tích các khu bảo tồn biển, ven biển đạt 3-5% diện tích tự nhiên vùng biển quốc gia.

Các kịch bản phát triển kinh tế – xã hội giai đoạn 2021–2030 có xét tới năm 2050: phân theo các ngành và các vùng, miền trong giai đoạn quy hoạch. Trên cơ sở đánh giá tình hình thực hiện các mục tiêu kinh tế giai đoạn 2011 – 2020 và một số xu hướng lớn trên thế giới, báo cáo xây dựng 03 kịch bản tăng trưởng dựa trên các giả định về sự thay đổi bối cảnh thế giới, các cải cách kinh tế trong giai đoạn 2021 – 2030 ở Việt Nam. Trong giai đoạn tiếp theo, sau năm 2030, các kết quả dự báo được xem là xu hướng kéo dài của giai đoạn 2021 – 2030.

c. Các yếu tố tác động chính:

(1) Tăng trưởng kinh tế thế giới: theo dự báo của OECD (2014), tăng trưởng kinh tế thế giới có khả năng đạt khoảng 3,5% giai đoạn đến năm 2020. Tốc độ tăng trưởng sẽ giảm xuống 3,2% giai đoạn đến năm 2025 và 3,0% giai đoạn đến năm 2030. Trong đó, các nước OECD đạt tăng trưởng tương đối thấp, khoảng 2,1-2,2% giai đoạn đến năm 2030. Các nước ngoài OECD, đạt tốc độ tăng trưởng tương ứng là 5,8% (đến 2020); 4,8% (đến 2025) và 4,1% (đến 2030). Ngân hàng HSBC cũng dự báo các nước mới nổi sẽ đóng vai trò chủ chốt trong phát triển kinh tế thế giới trong những thập niên tới. Báo cáo Châu Á 2050 của ADB phác thảo 2 kịch bản là Kịch bản “Thế kỷ Châu Á” và Kịch bản “Bẫy Thu nhập trung bình”. Theo Kịch bản Thế kỷ Châu Á, châu lục sẽ có 3 tỷ người

⁷⁹ So với kịch bản phát triển thông thường (kịch bản không có hành động chủ đích để giảm nhẹ phát thải).

trở nên giàu có với thu nhập bình quân đầu người là 45.800 USD (PPP), cao hơn 25% so với mức 36.600 USD của toàn cầu vào năm 2050. Nếu kịch bản này xảy ra, Châu Á sẽ là động lực tăng trưởng của kinh tế thế giới. Trong trường hợp nhiều quốc gia ở Châu Á rơi vào bẫy thu nhập trung bình, thu nhập bình quân Châu Á chỉ đạt 20.300 USD (PPP) vào năm 2050, tức là giảm hơn ½ so với kịch bản lạc quan.

- (2) Quy mô dân số và xu hướng già hóa dân số. Sự nổi lên của tầng lớp trung lưu và xu hướng đô thị hóa.
- (3) Cuộc cách mạng công nghiệp 4.0 (CMCN 4.0), có tiềm năng thay đổi cơ bản nền sản xuất, hệ thống sản xuất được kết nối, thông minh hơn, tạo ra giá trị gia tăng cao hơn.
- (4) Tác động của BĐKH, đến năm 2100 Việt Nam sẽ có lượng mưa ít hơn vào mùa khô, nhiệt độ trung bình cao hơn khoảng 3,5 độ C và mực nước biển sẽ tăng lên đến một mét. Điều này sẽ tiêu tốn 10% GDP và ảnh hưởng trực tiếp đến 10,8% dân số, con số tỷ lệ phần trăm lớn nhất trong số 84 quốc gia chịu tác động của biến đổi khí hậu. Nguyên nhân là do phần lớn người Việt Nam và các hoạt động kinh tế của họ phân bố tại hai vùng đồng bằng châu thổ, nên khi mực nước biển dâng sẽ gây ra những hậu quả khá lớn. Đồng bằng sông Cửu Long, “vựa lúa gạo” của Việt Nam có thể sẽ bị ngập dưới nước trước năm 2200.

d. Các kịch bản phát triển kinh tế xã hội

- Kịch bản tăng trưởng thấp: Tỷ lệ đầu tư trên GDP được giả định đạt khoảng 33% vào năm 2021 nhưng giảm dần xuống 30% 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 2021 – 2030 sẽ dẫn đến sự suy giảm tăng trưởng lực lượng lao động, ảnh hưởng đến mức lương và nhu cầu lao động của các doanh nghiệp sẽ giảm.

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

trường 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.

- Kịch bản tăng trưởng trung bình: 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 DNNN, 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 “bị 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.

- Kịch bản tăng trưởng cao: 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:

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.

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.

2.2.6. Điều kiện về xã hội

Sinh kế người dân được đánh giá thông qua xu hướng thay đổi của các ngành kinh tế Việt Nam như đã trình bày tại mục 2.2.5 ở trên, theo đó:

Theo kết quả điều tra mức sống dân cư năm 2019, tỷ lệ nghèo đa chiều có xu hướng giảm dần: giảm từ 7,9% trong năm 2017 xuống 6,8% năm 2018 và đến năm 2019 xuống còn 5,7%, đạt mục tiêu đề ra trong chiến lược giảm nghèo quốc gia. Xu hướng giảm này

ở cả thành thị, nông thôn và các vùng kinh tế, đây cũng là kết quả tích cực của công tác xóa đói, giảm nghèo ở Việt Nam⁸⁰.

Thiếu đói trong nông dân giảm mạnh trong những tháng gần đây. Trong năm 2019, cả nước có 68,5 nghìn lượt hộ thiếu đói, giảm 34,7% so với cùng kỳ năm trước, tương ứng với 278 nghìn lượt nhân khẩu thiếu đói, giảm 33,8%. Để khắc phục tình trạng thiếu đói, từ đầu năm, các cấp, các ngành, các tổ chức từ Trung ương đến địa phương đã hỗ trợ các hộ thiếu đói 3,9 nghìn tấn lương thực. Tỷ lệ nghèo tiếp cận đa chiều năm 2019 ước khoảng 5,7%, giảm 1,1 điểm phần trăm so với năm 2018 chương trình xây dựng nông thôn mới trong những năm qua có tác động tích cực, góp phần nâng cao đời sống nhân dân khu vực nông thôn, đẩy mạnh phát triển hệ thống kết cấu hạ tầng kinh tế - xã hội khu vực nông thôn. Hệ thống cơ sở vật chất văn hóa, trường học được đầu tư xây dựng mới, cải tạo đạt chuẩn, các chương trình hỗ trợ giống cây trồng cho sản xuất nông nghiệp, chính sách cho vay ưu đãi đối với hộ nghèo, cận nghèo... giúp người nông dân phát triển sản xuất, cải thiện đời sống. Tính đến cuối tháng 12/2019, cả nước có 4.806 xã (đạt 53,92%) và 111 huyện được công nhận đạt chuẩn nông thôn mới, vượt 3,92% so với mục tiêu giai đoạn 2010-2020.

Công tác an sinh xã hội được thực hiện, đã quan tâm trao tặng trong năm 2019 hơn 5,5 nghìn tỷ đồng, bao gồm 3,4 nghìn tỷ đồng quà thăm hỏi và hỗ trợ các đối tượng chính sách, cho các đối tượng chính sách, người có công, các đối tượng bảo trợ xã hội; 1,3 nghìn tỷ đồng hỗ trợ các hộ nghèo và gần 0,8 nghìn tỷ đồng cứu đói, cứu trợ xã hội khác. Khoảng 24 triệu thẻ bảo hiểm y tế, sổ/thẻ khám chữa bệnh miễn phí được phát tặng cho các đối tượng chính sách trên địa bàn cả nước.

Trong báo cáo đánh giá về tình hình phát triển kinh tế xã hội của Việt Nam tính đến năm 2019 do World Bank thực hiện đã nhận định: Sự phát triển của Việt Nam trong hơn 30 năm qua rất đáng ghi nhận. Đổi mới kinh tế và chính trị từ năm 1986 đã thúc đẩy phát triển kinh tế, nhanh chóng đưa Việt Nam từ một trong những quốc gia nghèo nhất trên thế giới trở thành quốc gia thu nhập trung bình thấp. Tăng trưởng và công nghiệp hóa nhanh của Việt Nam đã để lại nhiều tác động tiêu cực đối với môi trường và tài nguyên thiên nhiên. Tổng mức tiêu thụ điện tăng gấp ba lần trong vòng mười năm qua, nhanh hơn mức tăng sản lượng điện. Tình trạng khai thác thiếu bền vững tài nguyên thiên nhiên như cát, thủy sản và gỗ có thể ảnh hưởng tiêu cực đến triển vọng tăng trưởng dài hạn. Bên cạnh đó, đại đa số người dân và nền kinh tế Việt Nam đều dễ bị tổn thương trước tác động của BĐKH. Từ 2002 - 2018, GDP đầu người tăng 2,7 lần, đạt trên 2.750 USD năm 2019, với hơn 45 triệu người thoát nghèo. Tỷ lệ nghèo giảm mạnh từ hơn 70%

⁸⁰ Tổng cục Thống Kê

xuống còn dưới 6% (3,2 USD/ngày theo sức mua ngang giá) và đại bộ phận người nghèo ở Việt Nam là dân tộc thiểu số, chiếm đến 86%.

Bắt đầu từ cuối năm 2019 sang đến 2020 Dịch Covid-19 diễn biến phức tạp, khó lường làm tăng trưởng ở hầu hết các ngành, lĩnh vực chậm lại; tỷ lệ thất nghiệp, thiếu việc làm tăng cao. Bên cạnh đó, hạn hán, xâm nhập mặn diễn ra sớm ảnh hưởng đến năng suất và sản lượng cây trồng, dịch tả lợn châu Phi chưa được khống chế hoàn toàn. Theo số liệu mới công bố của Tổng Cục Thống kê, GDP 6 tháng đầu năm 2020 tăng 1,81%, là mức tăng thấp nhất của 6 tháng các năm trong giai đoạn 2011-2020. Trong mức tăng chung của toàn nền kinh tế, khu vực nông, lâm nghiệp và thủy sản tăng 1,19%, đóng góp 11,89% vào mức tăng trưởng chung; khu vực công nghiệp và xây dựng tăng 2,98%, đóng góp 73,14%; khu vực dịch vụ tăng 0,57%, đóng góp 14,97%. Lao động, việc làm quý II/2020 chịu ảnh hưởng tiêu cực của dịch Covid-19, lao động đang làm việc trong nền kinh tế giảm mạnh. Tỷ lệ thất nghiệp của lực lượng lao động trong độ tuổi khu vực thành thị cao nhất trong 10 năm trở lại đây. Tính chung 6 tháng đầu năm 2020, tỷ lệ thiếu việc làm của lao động trong độ tuổi ước tính là 2,58%, trong đó tỷ lệ thiếu việc làm khu vực thành thị là 1,67%; tỷ lệ thiếu việc làm khu vực nông thôn là 3,05% (tỷ lệ thiếu việc làm 6 tháng đầu năm 2019 tương ứng là 1,52%; 0,86%; 1,85%). Thu nhập bình quân tháng của lao động làm công hưởng lương trong quý II/2020 là 6,3 triệu đồng/tháng, giảm 732 nghìn đồng so với quý trước và giảm 180 nghìn đồng so với cùng kỳ năm trước.

2.2.7. Đặc điểm các dân tộc thiểu số tại các vùng quy hoạch

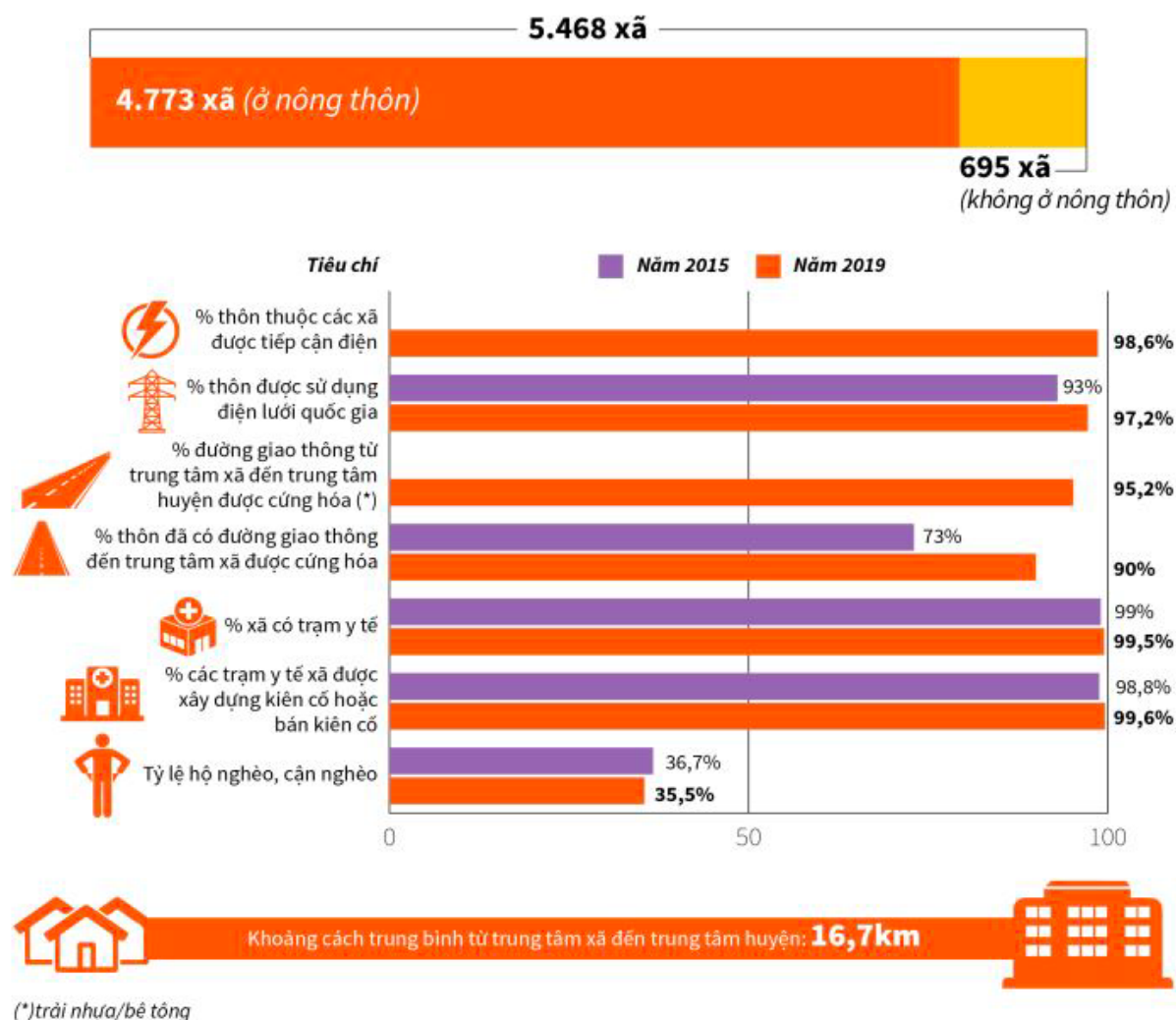
Năm 2019, Ủy ban Dân tộc phối hợp với Tổng cục Thống kê đã thực hiện điều tra, thu thập thông tin về thực trạng tình hình kinh tế - xã hội về 53 dân tộc thiểu số (DTTS)⁸¹ nhằm cung cấp toàn diện các thông tin về đặc điểm kinh tế - xã hội; dân số và các đặc trưng nhân khẩu học; điều kiện nhà ở, sinh hoạt và đời sống văn hóa tinh thần của đồng bào dân tộc thiểu số.

Theo kết quả điều tra, cả nước hiện có 5.468 xã vùng dân tộc thiểu số và miền núi, chiếm 49% tổng số xã toàn quốc. Khoảng 87% xã dân tộc thiểu số phân bố ở khu vực nông thôn, thuộc phạm vi quản lý của 503/713 huyện, thị xã; thuộc 54/63 tỉnh, thành phố.

Tính đến ngày 1/4/2019, dân số 53 dân tộc thiểu số khoảng 14,1 triệu người, chiếm 14,7% tổng dân số cả nước; quy mô tăng gần 1,9 triệu người trong 10 năm (2009-2019) với tỷ lệ tăng dân số bình quân 1,42%. Trong đó, số lượng người DTTS tập trung chủ yếu ở Trung du và miền núi phía Bắc (7.037.246 người), tiếp theo là Tây Nguyên

⁸¹ Kết quả điều tra thu thập thông tin về thực trạng kinh tế - xã hội của 53 dân tộc thiểu số năm 2019. Nhà xuất bản thống kê, 2019.

(2.199.784 người), Bắc Trung Bộ và Duyên Hải miền Trung (2.075.922 người), Đồng bằng sông Cửu Long (1.310.007 người), Đông Nam Bộ (1.027.984 người) và Đồng bằng sông Hồng chiếm số lượng người DTTS ít nhất trong 6 vùng kinh tế với 468.313 người.



Hình 2-27: Cơ cấu xã vùng dân tộc miền núi và dân tộc thiểu số so với cả nước

Với tổng tỷ suất sinh (TFR) của người dân tộc thiểu số 2,35 con/phụ nữ, giảm 0,03 con/phụ nữ so với năm 2015. Tỷ lệ sinh con của phụ nữ dân tộc thiểu số vẫn khá cao so với mức bình quân chung của cả nước (2,09 con/phụ nữ) và cao hơn so với mức sinh thay thế (2,1 con/phụ nữ).

Tuổi thọ trung bình của 53 dân tộc thiểu số là 70,7 tuổi. Với tỷ lệ 100,5% học tiểu học, 85,8% đi học cấp Trung học cơ sở (THCS) và 50,7% cấp Trung học phổ thông (THPT), mức độ tiếp cận với giáo dục phổ thông của người dân tộc thiểu số đã được cải thiện rõ rệt so với năm 2015, đặc biệt ở cấp THPT. Trong đó, Trung du miền núi phía Bắc và Đồng bằng sông Hồng vẫn chiếm tỷ lệ cao nhất trong 6 vùng kinh tế về tỷ lệ đi

học. Hiện có 8,03 triệu người dân tộc thiểu số từ 15 tuổi trở lên tham gia lực lượng lao động; tỷ lệ tham gia lực lượng lao động khoảng 83%.

Bảng 2-17: Tỷ lệ đi học của người dân tộc thiểu số theo cấp học, giới tính theo từng vùng kinh tế - xã hội

Đơn vị (%)

Vùng kinh tế - xã hội	Tiểu học		THCS		THPT	
	Nam	Nữ	Nam	Nữ	Nam	Nữ
Trung du và miền núi phía Bắc	100,9	99,9	92,5	89,2	56,5	57,2
Đồng bằng sông Hồng	101,7	101,1	94,7	95,2	64,2	65,9
Bắc Trung Bộ và Duyên hải miền Trung	100,8	100,4	85,8	91,2	47,5	58,5
Tây Nguyên	100,3	100,3	68,0	80,9	25,3	41,3
Đông Nam Bộ	100,6	100,2	80,5	82,8	48,3	54,5
Đồng bằng sông Cửu Long	101,1	100,8	72,6	78,9	38,2	46,9

Nguồn: Kết quả điều tra thu thập thông tin về thực trạng KTXH của 53 dân tộc thiểu số năm 2019

Về điều kiện nhà ở, sinh hoạt và đời sống văn hóa tinh thần, nhà ở đặc trưng theo từng dân tộc và điều kiện địa lý và văn hóa của dân tộc đó. Toàn bộ các hộ dân tộc thiểu số có nhà ở, trong đó nhà ở kiên cố hoặc bán kiên cố chiếm 79,2%. Đặc biệt, diện tích nhà ở bình quân gần 17m²/người; 96,7% hộ đã sử dụng điện lưới thấp sáng; khoảng 92,5% hộ sử dụng điện thoại cố định, di động, máy tính bảng; 61,3% hộ tiếp cận internet... Tỷ lệ hộ DTTS nghèo và cận nghèo năm 2019 chiếm 35,5% (hộ nghèo là 22,3%, cận nghèo là 13,2%), giảm 1,2% so với năm 2015. Tỷ lệ hộ nghèo, cận nghèo và tình trạng tiếp cận điện của DTTS được thể hiện tại các Bảng dưới đây.

Bảng 2-18: Tỷ lệ hộ DTTS nghèo, cận nghèo và hộ được hỗ trợ tiền/ vật chất của các xã vùng dân tộc thiểu số theo vùng kinh tế - xã hội

Đơn vị: %

Vùng kinh tế - xã hội	Tỷ lệ hộ DTTS nghèo	Tỷ lệ hộ DTTS cận nghèo	Tỷ lệ hộ DTTS được hỗ trợ tiền, vật chất
Trung du và miền núi phía Bắc	25,5	13,6	36,1
Đồng bằng sông Hồng	5,9	8,1	20,1
Bắc Trung Bộ và Duyên hải miền Trung	29,5	18,7	48,1
Tây Nguyên	22,2	13,3	40,2

Đông Nam Bộ	2,6	2,0	15,8
Đồng bằng sông Cửu Long	12,3	11,9	37,8

Bảng 2-19: Tỷ lệ thôn thuộc các xã vùng DTTS theo tình trạng tiếp cận điện tính đến 01/10/2019

Đơn vị: %

Vùng kinh tế - xã hội	Điện lưới quốc gia	Điện khác	Không có điện
Trung du và miền núi phía Bắc	95,3	2,2	2,5
Đồng bằng sông Hồng	100,0	0	0
Bắc Trung Bộ và Duyên hải miền Trung	96,3	2,2	1,5
Tây Nguyên	99,7	0,2	0,1
Đông Nam Bộ	99,9	0,1	0
Đồng bằng sông Cửu Long	99,8	0,2	0

Bảng 2-20: Tỷ lệ xã vùng dân tộc thiểu số có trạm y tế theo mức độ kiên cố và có trạm đạt chuẩn quốc gia

Đơn vị (%)

Vùng kinh tế - xã hội	Kiên cố	Bán kiên cố	Thiếu kiên cố và đơn sơ	Tỷ lệ xã có trạm y tế đạt chuẩn quốc gia
Trung du và miền núi phía Bắc	86,5	12,9	0,6	77,0
Đồng bằng sông Hồng	96,5	3,5	0	97,5
Bắc Trung Bộ và Duyên hải miền Trung	90,1	9,6	0,3	84,3
Tây Nguyên	89,1	10,7	0,2	87,1
Đông Nam Bộ	88,9	11,1	0	92,5
Đồng bằng sông Cửu Long	92,2	7,6	0,2	94,2

2.2.8. Biến đổi khí hậu

Việt Nam được nhận định là một 10 quốc gia bị ảnh hưởng nặng nề nhất do tác động của biến đổi khí hậu. Việt Nam có bờ biển dài, tập trung đông dân cư, có 2 đồng bằng lớn (đồng bằng sông Hồng và sông Cửu Long), là nơi ở của hơn một nửa dân số sinh sống cùng với các vùng nông nghiệp quan trọng của đất nước. Và là nơi rất dễ bị tác động do nước biển dâng, gia tăng tác động và mức độ nghiêm trọng của các sự cố thời tiết, thay đổi lượng mưa, dòng chảy.

Việt Nam hiện có khoảng 40 triệu người đang sống ở các vùng duyên hải và các hải đảo trung thấp lệ thuộc chủ yếu vào sản xuất nông nghiệp. Hiện tại, đang chịu sức ép ngày một tăng đối với tài nguyên đất, nước, rừng do tăng trưởng dân số, đô thị hóa và suy thoái môi trường trong bối cảnh công nghiệp hóa nhanh chóng. Sự biến động lớn của các yếu tố cực đoan sẽ làm cho việc kiểm soát và quản lý trở nên phức tạp hơn. Kết quả dự báo lượng mưa lưu vực sông Mê Kông gia tăng vào mùa mưa, nhưng mùa khô sẽ kéo dài thêm 2 tháng sẽ khiến nền kinh tế của Việt Nam và các nước Đông Nam Á phụ thuộc nhiều vào nông nghiệp bị ảnh hưởng nặng nề. BĐKH cũng ảnh hưởng đến các rạn san hô, môi trường sống của biển, nếu nơi giá trị kinh tế hiện tại có thể đạt 13 tỷ đô la/năm, nhưng nguồn tài nguyên này đang chịu nhiều áp lực do ô nhiễm công nghiệp, phát triển miền duyên hải, đánh bắt thủy sản quá mức và ô nhiễm do dòng chảy mặt, nhiễm thuốc trừ sâu và vi chất từ hoạt động nông nghiệp.

Sự biến động nhiệt độ, lượng mưa ở nhiều vùng đất ở thượng nguồn và miền trung, nơi cuộc sống của người dân khó khăn, sinh kế chủ yếu dựa vào nông nghiệp sẽ bị ảnh hưởng nghiêm trọng hơn do biến đổi khí hậu. Tính bất thường của lượng mưa do tác động của biến đổi khí hậu sẽ làm cho những nơi này dễ bị tổn thương và tổn thương trầm trọng sẽ ảnh hưởng đến đời sống và sức khỏe người dân, hệ sinh thái. Điều này có nguy cơ hủy hoại những thành quả về kinh tế mà Việt Nam đã đạt được trong những thập kỷ vừa qua.

Tình trạng thời tiết cực đoan bắt đầu có xu hướng xuất hiện nhiều hơn trong những năm gần đây và đã gây ra nhiều hậu quả nặng nề về kinh tế và môi trường. Trong dài hạn, tình trạng BĐKH sẽ xấu hơn, ảnh hưởng tiêu cực đến toàn thế giới với các đợt sóng nhiệt, những cơn mưa cực đoan, các trận bão lớn,... Đồng thời, tình trạng ô nhiễm không khí, nước ở các con sông, nước biển sẽ ngày càng gia tăng, tập trung tại các nước đang phát triển ở Châu Á, Trung Đông, Châu Phi, trong đó Trung Quốc và Đông Nam Á là đặc biệt nghiêm trọng. Lượng khí thải CO₂ phát thải do giao thông và các nhà máy sẽ tiếp tục tăng, gây ra hiệu ứng nhà kính. Các quốc gia sẽ cạnh tranh về tài nguyên nước, năng lượng gay gắt hơn. Theo đánh giá của OECD, tác động của biến đổi khí hậu tại Việt Nam có khả năng gia tăng. Theo dự báo của FAO với kịch bản phát thải ở mức trung bình cao, đến năm 2100 Việt Nam sẽ có lượng mưa ít hơn vào mùa khô, nhiệt độ trung bình cao hơn khoảng 3,5 độ C và mực nước biển sẽ tăng lên đến một mét. Điều này sẽ tiêu tốn 10% GDP và ảnh hưởng trực tiếp đến 10,8% dân số, con số tỷ lệ phần trăm lớn nhất trong số 84 quốc gia chịu tác động của BĐKH. Nguyên nhân là do phần lớn người Việt Nam và các hoạt động kinh tế của họ phân bố tại hai vùng đồng bằng châu thổ, nên khi mực nước biển dâng sẽ gây ra những hậu quả khá lớn. Đồng bằng sông Cửu Long, “vựa lúa gạo” của Việt Nam có thể sẽ bị ngập dưới nước trước năm 2200.

Có thể thấy các tác động bất thường ảnh hưởng rất lớn đến kinh tế xã hội, sinh kế của người dân. Tác động trực tiếp đến phát triển của các ngành kinh tế, xã hội như tỷ lệ thất nghiệp, thiếu việc làm, nguy cơ tái nghèo tăng cao... từ đó tác động đến nhu cầu điện. Vì vậy, trong Quy hoạch Điện quốc gia cũng cần xem xét đến vấn đề này.

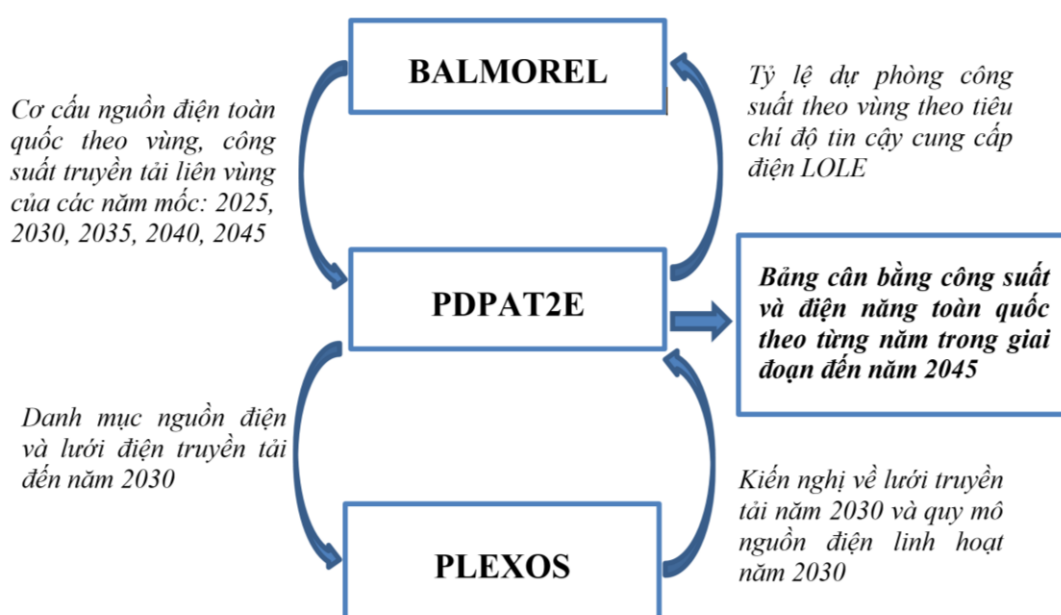
CHƯƠNG 4

GIẢI PHÁP DUY TRÌ XU HƯỚNG TÍCH CỰC, HẠN CHẾ, GIẢM THIỂU XU HƯỚNG TIÊU CỰC CỦA CÁC VẤN ĐỀ MÔI TRƯỜNG CHÍNH TRONG QUÁ TRÌNH THỰC HIỆN QUY HOẠCH

4.1. Các nội dung của QHĐVIII đã được điều chỉnh trên cơ sở kết quả của ĐMC

4.1.1. Các đề xuất, kiến nghị từ kết quả của ĐMC

Với QHĐVIII, quan điểm và cách tiếp cận thực hiện ĐMC đã tiến thêm một bước nhờ năng lực và kỹ năng chuyên gia đã được tăng cường và công cụ tính toán hỗ trợ quy hoạch đã được trang bị đồng bộ gồm các mô hình Balmorel tính cơ cấu nguồn điện toàn quốc; mô hình PDPAT2E được sử dụng để tính cân bằng công suất và điện năng toàn quốc; và mô hình PLEXOS tính toán lưới điện truyền tải có tích hợp các nguồn linh hoạt.



Quy hoạch đã tính toán cơ cấu phát triển nguồn điện toàn quốc đáp ứng theo nhu cầu phụ tải của từng vùng với tiêu chí: “Tối thiểu hóa chi phí của hệ thống điện trong toàn bộ thời gian quy hoạch, đồng thời thỏa mãn các ràng buộc về vận hành hệ thống điện, các ràng buộc về chính sách và các giới hạn tiềm năng”. Cụ thể:

Các chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống theo các kịch bản quy hoạch nguồn được tính toán gồm có: chi phí đầu tư, chi phí vận hành bảo dưỡng, chi phí nhiên liệu,

chi phí huy động tổ máy, chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải, chi phí truyền tải điện liên vùng, và chi phí thiếu hụt điện năng. Các chi phí này đã được trình bày cụ thể trong báo cáo quy hoạch: Các thông số và chỉ tiêu phục vụ tính toán chương trình phát triển nguồn điện.

Các ràng buộc về kỹ thuật trong vận hành hệ thống điện gồm:

- Đảm bảo khả năng điều độ và vận hành của các NMNĐ khi tích hợp điện gió và điện mặt trời. Đáp ứng các ràng buộc về vận hành của các loại hình công nghệ: hiệu suất, thông số huy động tổ máy, chỉ tiêu phát thải, thông số hồ thủy điện, tốc độ gió và biểu đồ công suất điện mặt trời 8760h theo từng vùng, tỉnh...

- Đáp ứng nhu cầu phụ tải với biểu đồ phụ tải 8760h của từng vùng

- Đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống: Lựa chọn số giờ kỳ vọng xảy ra thiếu hụt công suất nguồn cấp cho phụ tải đỉnh (LOLE) là thấp hơn 12h/năm đối với mỗi vùng của hệ thống điện, tương ứng với độ tin cậy 99,86%.

Các ràng buộc về chính sách năng lượng và môi trường; và các giới hạn tiềm năng bao gồm:

- Mục tiêu phát triển nguồn NLTT, giảm phát thải: Tính toán các kịch bản có mục tiêu chính sách NLTT theo các văn bản như: Quyết định 2068/QĐ-TTg về chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam đến năm 2050; Nghị quyết số 55-NQ/TW của Bộ Chính Trị về định hướng chiến lược phát triển ngành năng lượng Việt Nam giai đoạn đến 2030 có xét đến 2045; Cam kết của Việt Nam về giảm phát thải KNK theo NDC cập nhật 2020 mà Việt Nam đã ký kết tại hội nghị COP21.

- Khả năng khai thác các nguồn năng lượng sơ cấp trong nước cho sản xuất điện (than nội, khí nội).

- Tiềm năng xây dựng các loại hình nguồn điện NLTT theo từng vùng, tỉnh

- Khả năng nhập khẩu nhiên liệu cho sản xuất điện. Tiềm năng quy mô xây dựng các nguồn điện than nhập khẩu, khí nhập khẩu, điện Hạt nhân theo từng vùng.

- Khả năng nhập khẩu điện, trao đổi điện năng với các nước láng giềng

Sau khi tính toán cơ cấu nguồn điện toàn quốc của mỗi kịch bản theo từng vùng trong giai đoạn quy hoạch, thực hiện so sánh các kịch bản theo 5 chỉ tiêu sau:

- Khả năng đáp ứng các chỉ tiêu chính sách hiện hành

- Chi phí sản xuất điện toàn hệ thống thấp

- Mức phát thải chất ô nhiễm thấp

- Khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải liên miền thấp.

- Vấn đề về đa dạng hóa nguồn điện, đảm bảo an ninh năng lượng

Kịch bản phát triển nguồn điện lựa chọn sẽ là kịch bản đáp ứng hài hòa các chỉ tiêu trên (đảm bảo thực hiện chính sách hiện hành của nhà nước, chi phí toàn hệ thống thấp, mức phát thải thấp đảm bảo về môi trường, có khả năng xây dựng lưới điện truyền tải, đảm bảo an ninh năng lượng)

Với các bước thực hiện quy hoạch như trên, các ràng buộc về mục tiêu môi trường đã được tính toán và lồng ghép vào các bước thực hiện quy hoạch. Như vậy, quá trình lập ĐMC được thực hiện đồng thời từ giai đoạn đầu và lồng ghép trong các bước của quá trình lập quy hoạch như là một phương pháp chuẩn theo cách tiếp cận quốc tế hiện nay. Phương pháp này chỉ có thể thực hiện được khi năng lực tư vấn đủ mạnh và có đủ các chuyên ngành phù hợp để thực hiện một quy hoạch quốc gia. Như vậy, khi kịch bản của QHĐVIII được đề xuất là kịch bản chọn dựa trên kết quả đánh giá, xem xét nhiều kịch bản phát triển điện khác nhau được đề xuất, thì khi đó các mục tiêu của quy hoạch điện cùng với các mục tiêu bảo vệ môi trường đã đáp ứng được gần như đầy đủ và hài hòa với yêu cầu về kỹ thuật, chi phí đầu tư hệ thống.

Trên cơ sở các ràng buộc trên, quy hoạch thực hiện tính toán cơ cấu nguồn điện theo 11 kịch bản trong đó xét đến các bối cảnh phát triển, yêu cầu về bảo vệ môi trường, giảm thiểu BĐKH và chính sách năng lượng, ... Cụ thể 11 kịch bản được xem xét tính toán đó là:

1. Kịch bản phát triển thông thường là tính toán quy hoạch phù hợp với QHĐ7HC, các loại hình nguồn điện được lựa chọn phát triển trong tương lai hoàn toàn dựa trên cạnh tranh về mặt chi phí, và không tính đến chi phí ngoại sinh trong bài toán tối ưu hóa chi phí tối thiểu. Đây là kịch bản nền để đánh giá hiệu quả của các chính sách xem xét ở các kịch bản sau.

2. Kịch bản đảm bảo mục tiêu NLTT theo chiến lược phát triển NLTT (Quyết định 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015) và nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị (KB1A_CLNLTT, KB1B_CLNLTT), quy định tỷ lệ nguồn NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 15-20% năm 2030 và 25-30% năm 2045, tương ứng tỷ lệ điện năng của NLTT trong tổng điện năng sản xuất toàn quốc là khoảng 30% năm 2030 và 40% năm 2045.

3. Kịch bản tiếp theo là để mục tiêu NLTT tăng tuyến tính và đạt chiến lược vào 2050 (KB2A_TNLTT, KB2B_TNLTT) với tỷ lệ tăng tuyến tính hàng năm từ 38% năm 2020, 38,5% năm 2025, 39% năm 2030, 40% năm 2035, 41% năm 2040, 42% năm 2045 và 43% năm 2050.

4. Kịch bản mục tiêu NLTT cao (KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC), với giả thiết xem xét một mục tiêu tham vọng hơn so với Chiến lược phát triển NLTT đã phê duyệt. Dự kiến tỷ lệ điện năng sản xuất từ NLTT so với tổng điện năng sản xuất toàn quốc sẽ tăng dần từ 38% năm 2020, đạt 40% năm 2025, 42% năm 2030, 44% năm 2035, 46% năm 2040, 48% năm 2045 và 50% năm 2050.

5. Kịch bản mục tiêu đạt mục tiêu cắt giảm khí nhà kính (KB4A_CO₂, KB4B_CO₂), Việt Nam đã cam kết tại Hội nghị về COP21 tại Paris năm 2015 và Báo cáo Quốc gia tự quyết định NDC cập nhật 2020 từ mức 9% đến 27% so với kịch bản phát triển thông thường. Mặc dù tổng phát thải của toàn quốc không chỉ do ngành điện mà còn từ các ngành công nghiệp khác. Tuy vậy ngành điện luôn chiếm tỷ lệ lớn trong phát thải ngành công nghiệp. Do vậy, kịch bản này sẽ xem xét sự thay đổi về cơ cấu nguồn khi cắt giảm 27% mức phát thải khí nhà kính so với kịch bản phát triển thông thường.

6. Kịch bản không xây dựng thêm nhiệt điện than mới sau năm 2030 (KB5B_Nonewcoal), kết hợp chính sách về mục tiêu phát triển NLTT và giả định không phát triển thêm nhiệt điện than mới sau năm 2030 dựa trên những khó khăn thực tế trong phát triển điện than hiện nay. Kịch bản này được tính toán có tính đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm mục tiêu của mô hình.

7. Kịch bản phát triển nguồn điện hạt nhân giai đoạn sau 2035 (KB6B_Nuclear), ở kịch bản này có sự kết hợp giữa các chính sách về mục tiêu phát triển NLTT và giả định phát triển nguồn điện hạt nhân sau năm 2035 trong trường hợp áp mức thuế CO₂ khoảng 15USD/tấn - 20USD/tấn tương tự như Nhật Bản và Hàn Quốc, quy mô điện hạt nhân được lựa chọn phát triển khoảng 3.000-5.000MW vào năm 2045. Việc áp dụng thuế CO₂ là khi Chính phủ muốn sử dụng công cụ tài chính để điều khiển thị trường năng lượng. Kịch bản này được tính toán có tính đến chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải trong hàm mục tiêu của mô hình.

Các kịch bản được tính toán trên cơ sở:

- Thông số thủy văn của các nhà máy thủy điện là thông số trung bình nhiều năm¹.

- Tốc độ gió và bức xạ mặt trời được lấy theo số liệu trung bình nhiều năm thống kê trong các tài liệu: Số liệu đo gió onshore của Việt Nam tại 10 điểm/độ cao 80m trong “Dự án Năng lượng Gió GIZ/MoIT”, số liệu tốc độ gió trung bình trong Hệ thống thông tin địa lý GIS. Các nghiên cứu hỗ trợ QHĐVIII của Cục Năng lượng Đan Mạch về gió offshore, sử dụng số liệu tốc độ gió trung bình theo GIS. Số liệu bức xạ mặt trời sử dụng số trung bình nhiều năm do Ngân hàng thế giới kết hợp với Bộ Công Thương và phía Tây Ban Nha tính toán năm 2014, theo số liệu thu thập từ Trung tâm dịch vụ khí tượng thủy văn quốc gia Việt Nam.

- Phụ tải dự báo theo kịch bản cơ sở

- Giá nhiên liệu dự báo theo phương án cơ sở (là kịch bản chính sách mới trong đề án “World Energy Outlook 2019”),

¹ Nguồn: Thống kê vận hành hàng năm của Điều Độ Quốc gia, nghiên cứu về số liệu thủy văn của các dự án thủy điện tại Việt Nam do JICA tài trợ năm 2004.

- Các loại chi phí đã được dự báo và đánh giá có khả năng xảy ra cao trong tương lai sẽ được sử dụng trong các kịch bản chính.

Trong đó, quy hoạch thực hiện tính toán cơ cấu nguồn điện của 11 kịch bản trên bằng mô hình chi phí tối thiểu để tính toán chi phí sản xuất điện của toàn hệ thống, mức phát thải, khối lượng xây dựng lưới điện truyền tải và so sánh đánh giá theo các tiêu chí đã đề ra để lựa chọn kịch bản phát triển nguồn điện toàn quốc.

Các kịch bản phân tích độ nhạy

Sau khi đã lựa chọn được kịch bản chính sách từ các kịch bản chính trên, thực hiện tính toán phân tích độ nhạy đối với kịch bản chính sách đã lựa chọn. Dự kiến các kịch bản phân tích độ nhạy sẽ phân tích các giả thiết cực đoan hơn nữa so với kịch bản chọn như sau:

- Độ nhạy về phụ tải để đánh giá sự thay đổi của *cơ cấu và tổng công suất nguồn điện* khi **phụ tải tăng theo kịch bản phụ tải cao và phụ tải thấp**. Kịch bản phụ tải thấp là khi xem xét đến hiệu quả của tiết kiệm năng lượng.

- Độ nhạy về giá nhiên liệu sơ cấp được phân tích và đánh giá *khả năng thay đổi cơ cấu nguồn điện* khi giá nhiên liệu sơ cấp tăng theo các kịch bản giá nhiên liệu dự báo cao và kịch bản dự báo giá thấp.

- Độ nhạy về chi phí đầu tư nguồn điện khi mà hầu hết các loại hình công nghệ đã được nghiên cứu về khả năng giảm chi phí đầu tư trong tương lai trong cẩm nang công nghệ 2019 và phân lựa chọn số liệu đầu vào cho QHĐVIII trong chương 4 của báo cáo thuyết minh của QHĐVIII. Nhưng riêng công nghệ gió offshore hiện tại đang là công nghệ mới được phát triển, nên có tiềm năng giảm chi phí đầu tư trong tương lai. Kịch bản này sẽ xét trường hợp vốn đầu tư của gió offshore sẽ giảm thấp hơn số liệu trong cẩm nang công nghệ 2019 như một số dự báo trong các dự án nghiên cứu hỗ trợ gần đây của Cục năng lượng Đan Mạch.

- Độ nhạy về khí hậu là giả thiết năm nước khô hạn. Nhưng hiện tượng khô hạn không xảy ra cùng tần suất nước 90% trên tất cả các dòng sông. Ngoài ra, những năm khô hạn thì điện mặt trời lại có thể phát tốt, vì vậy đề án lựa chọn tính toán năm khô hạn ứng với tần suất nước 75% của tất cả các nhà máy điện trên toàn quốc, giảm 20% điện năng phát từ thủy điện so với năm nước trung bình.

- Độ nhạy về giá CO₂, giá CO₂ được lấy theo giá thị trường giao ngay hiện hành ở kịch bản nền KB0A, nên giá được tính toán ở mức khá thấp. Kịch bản này giả thiết Chính phủ thực hiện chính sách thuế CO₂ để điều khiển thị trường năng lượng. Mức thuế CO₂ được giả thiết là 5 USD/tấn giai đoạn 2021-2025, tăng lên 8 USD/tấn giai đoạn 2026-2030, 10 USD/tấn giai đoạn 2031-2045.

Các phân tích độ nhạy trên được tính toán trên cơ sở là kịch bản chính sách đã được lựa chọn, cơ cấu nguồn điện trong các kịch bản phân tích độ nhạy sẽ được xem xét khả năng có thể bổ sung thêm vào danh mục nguồn điện sẽ phát triển để đảm bảo

nguồn dự phòng của chương trình phát triển nguồn điện khi có các sự cố khách quan không mong muốn xảy ra như: phụ tải tăng trưởng cao trong ngắn và trung hạn khi thời tiết khô hạn do biến đổi khí hậu.

Đây là bước đột phá về cách thức thực hiện và cách tiếp cận của quy hoạch phù hợp với cách thức và yêu cầu của đánh giá môi trường chiến lược đó là phân tích đánh giá theo kịch bản phát triển có xem xét đến ảnh hưởng của chính sách môi trường và xã hội phù hợp và hài hòa với yêu cầu về kỹ thuật và khả năng đáp ứng về tài chính cũng như lợi ích kinh tế quốc gia. Cách thức thực hiện này khác với cách thức thực hiện quy hoạch truyền thống với ba kịch bản phát triển điện dựa theo các kịch bản phát triển kinh tế xã hội (Cao, Trung bình, Thấp).

Với cách tiếp cận này của ĐMC đã thay đổi căn bản quan điểm và phương pháp tiếp cận truyền thống của nhóm quy hoạch đó là, dựa trên cơ sở để xác định nhu cầu, và chi phí tối thiểu để từ đó tính toán kịch bản điện tối thiểu hóa chi phí nên mất cân đối trong chương trình cân bằng nguồn. Có thể thấy rõ hơn nhận định này ở kịch bản KB0A-QHĐ7HC so với các kịch bản khác của quy hoạch. Khi đưa ra xem xét và so sánh kết quả tính toán của các kịch bản trên cùng một mặt bằng về điều kiện tính toán, có thể dễ dàng nhận thấy được kịch bản nào thỏa mãn đồng thời được các tiêu chí và các ràng buộc mục tiêu chính sách, kịch bản nào thỏa mãn hơn về một mục tiêu chính sách được nhà quản lý quan tâm hơn, từ đó các nhà hoạch định chính sách sẽ cân nhắc trên bức tranh tổng thể để lựa chọn phương án phát triển phù hợp với mục tiêu phát triển của quốc gia mà họ mong muốn. Như vậy, ở các kịch bản tỷ lệ các nguồn điện được huy động sẽ khác nhau tùy theo các ràng buộc chính sách mà nó phải đảm bảo đạt được, và các kịch bản đều được tính toán cho cả hai trường hợp có và không có chi phí ngoại sinh để xem xét. Như vậy, với phương pháp thực hiện này, tính toán phát thải và chi phí ngoại sinh lần đầu tiên được đưa vào xem xét trong các kịch bản điện. Theo cách thức truyền thống, chi phí đầu tư các nguồn điện trong các kịch bản điện được tính toán gồm có chi phí đầu tư và chi phí vận hành của từng loại hình nguồn điện có bao gồm cả các loại thuế và phí theo quy định của nhà nước hiện hành nhưng như vậy là chưa đầy đủ. Vì đối với một số nguồn điện có tác động lớn đến môi trường và xã hội phải, chi trả xã hội tăng thêm đó người dân phải bỏ ra, trong khi đó các nguồn điện này khi tính toán chi phí không phải chi trả gì thêm cho những thiệt hại đến môi trường và xã hội mà nó gây ra, nên khi so với các loại hình nguồn điện sạch có giá thành đầu tư đắt đỏ hơn sẽ là không công bằng. Với phương pháp tính toán cho kịch bản phát triển điện trong quy hoạch lần này, chi phí tăng thêm theo lượng phát thải của nguồn điện được đưa vào tính toán như vậy, kết quả huy động các loại nguồn điện coi như được xem xét và đánh giá công bằng, khách quan hơn giúp tăng khả năng cạnh tranh về chi phí giữa các loại hình nguồn điện ở mỗi kịch bản phát triển điện đề xuất. Như vậy, các nguồn điện có phát thải lớn hơn sẽ phải chi trả các chi phí ảnh hưởng đến môi trường và sức khỏe mà hiện nay người dân và xã hội đang phải gánh chịu.

Trên cơ sở xem xét các kịch bản của quy hoạch nói trên, có thể thấy:

a. Với kịch bản 0

Là kịch bản giả thiết rằng nếu như không có kịch bản điện mới của quy hoạch này, xu hướng phát triển nguồn điện sẽ vẫn là tối thiểu hóa chi phí hệ thống nên tỷ lệ nguồn điện từ nhiên liệu hóa thạch vẫn cao, mặc dù tỷ lệ các nguồn NLTT và nguồn nhiên liệu sạch có tăng hơn nhờ xu hướng phát triển thực tế của thế giới và xu thế phát triển năng lượng trong nước, trong đó có sự thay đổi về quan điểm phát triển Năng lượng của các nhà lãnh đạo Việt Nam. Như vậy, nếu theo kế hoạch phát triển của QHĐ7HC, ở kịch bản này, đã có nhiều dự án nhiệt điện LNG, nhiệt điện than nhập riêng lẻ được đề xuất bổ sung vào quy hoạch để phát triển bên cạnh các dự án điện gió và điện mặt trời nên đã gây mất cân bằng về nguồn. Việc phát sinh thêm nhiều các dự án riêng lẻ được bổ sung vào quy hoạch sẽ không có được bức tranh tổng thể về tỷ lệ các loại nguồn được đưa vào hệ thống, không cân đối được tỷ lệ nhiên liệu nhập khẩu có thể ảnh hưởng đến an ninh năng lượng. Hơn nữa, với kịch bản này được tính toán hoàn toàn dựa trên việc cạnh tranh về mặt chi phí, và không tính đến chi phí ngoại sinh trong bài toán tối ưu hóa chi phí tối thiểu, nên khó đảm bảo tính cạnh tranh của các nguồn NLTT và năng lượng sạch so với nguồn điện truyền thống. Do đó, kịch bản này sẽ không đáp ứng được mục tiêu giảm phát thải khí ô nhiễm, khí nhà kính; giảm sử dụng tài nguyên không tái tạo (như than, dầu khí); không đáp ứng được mục tiêu về phát triển nguồn điện từ NLTT như chiến lược NLTT và Nghị quyết 55/NQ-TW đặt ra. Do đó, kịch bản này được đánh giá là kịch bản không phù hợp với quan điểm và mục tiêu của quy hoạch nên không thể là kịch bản phát triển trong giai đoạn quy hoạch 2021-2030 và tầm nhìn 2045 này.

b. Đề xuất kịch bản chọn là KB01-CLNLTT

Từ kết quả phân tích, đánh giá ở chương 3 cho thấy, với kịch bản chọn của quy hoạch rõ ràng mục tiêu NLTT theo chiến lược phát triển NLTT (Quyết định 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015) và nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính Trị được đảm bảo, đạt tỷ lệ nguồn NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp 15-20% năm 2030 và 25-30% năm 2045; tỷ lệ điện năng của NLTT trong tổng điện năng sản xuất toàn quốc là khoảng 30% năm 2030 và 40% năm 2045; và tỷ lệ điện năng sản xuất từ nguồn NLTT (bao gồm cả thủy điện lớn) trong tổng điện năng sản xuất điện toàn quốc sẽ đạt 38% năm 2020, đạt 32% năm 2030, đạt 40,3% năm 2045 và 43% năm 2050 đã đề ra. Tỷ lệ phát triển NLTT này được đánh giá là phù hợp với tiềm năng kinh tế và kỹ thuật của từng loại ở từng vùng nhằm giảm nhu cầu phát triển lưới và khoảng cách truyền tải đi xa. Khi đó nhiệt điện than và khí cũng giảm tương ứng nhờ tỷ lệ tăng của NLTT, từ đó giảm phát thải các khí gây ô nhiễm không khí và giảm phát thải CO₂ ở mức > 17% so với kịch bản cơ sở đáp ứng được mục tiêu bảo vệ môi trường và giảm phát thải khí nhà kính. Ngoài ra, với kịch bản này, cũng tính toán dự báo về mức giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu, cho thấy sẽ giảm sự phụ thuộc của nguồn

cung cấp điện của Việt Nam vào thị trường nhiên liệu quốc tế, từ đó an ninh năng lượng quốc gia sẽ tăng lên.

c. Bổ sung thêm nguồn LNG vào kịch bản chọn

Tuy nhiên, với kịch bản chọn này một số dự án nguồn điện từ khí LNG và điện gió ngoài khơi đã được phê duyệt bổ sung vào QHĐ7HC vẫn chưa được huy động cho hệ thống ở giai đoạn đến năm 2030.

Trong trường hợp nếu đưa thêm các nguồn điện đã bổ sung vào quy hoạch, thì về tổng thể trong giai đoạn đến 2030, hệ thống điện sẽ tăng 2,4GW nguồn TBKHH, giảm 3,2GW điện gió và giảm 2 GW điện mặt trời so với KB chọn. Khi đó, để đảm bảo độ tin cậy cho miền Bắc và giải phóng công suất nguồn khu vực miền Nam, trong giai đoạn 2027-2030, các liên kết truyền tải sau sẽ được tăng cường so với phương án chọn:

- Liên kết Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ: Nâng lên 11GW từ năm 2028 (thay vì 8,5GW năm 2030 ở phương án chọn)

- Liên kết Trung Trung Bộ - Bắc Trung Bộ: Nâng lên 7,5 GW từ 2029 (thay vì 4GW năm 2030 ở phương án chọn)

- Liên kết Nam Trung Bộ - Trung Trung Bộ: Nâng lên 5GW từ 2029 (thay vì 2.5GW năm 2030 ở phương án chọn)

Bảng 4-1: So sánh truyền tải trên hướng Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ của 2 phương án nguồn điện

Hướng truyền tải/năm	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1. Kịch bản chọn						
Bắc Trung Bộ => Bắc Bộ	29,4	21,7	20,6	26,3	28	33,3
Trung Trung Bộ => Bắc Trung Bộ	12,2	10,9	9,5	12,1	13,5	20,6
Nam Trung Bộ => Trung Trung Bộ	2,1	1,6	2	3,7	3,5	4,1
2. Kịch bản chọn được bổ sung nguồn đã được phê duyệt bổ sung vào QHĐ7HC						
Bắc Trung Bộ => Bắc Bộ	32,3	39,6	48,9	47,2	45,1	47,2
Trung Trung Bộ => Bắc Trung Bộ	14,9	21	31,3	30,8	28,5	33
Nam Trung Bộ => Trung Trung Bộ	1,8	3,8	11,9	15	15	9,9

Như vậy, từ năm 2028 toàn bộ tuyến truyền tải từ Nam Trung Bộ - Bắc Bộ sẽ nâng lên khoảng 3GW so với kịch bản chọn, điện năng truyền tải sẽ tăng khoảng 12 tỷ kWh trên tuyến truyền tải Nam Trung Bộ - Bắc Bộ giai đoạn 2029-2032 so với kịch bản lựa chọn. Do vậy, sẽ phải xuất hiện thêm đường dây 1 chiều siêu cao áp (800kV)

từ Nam Trung Bộ (Ninh Thuận) ra Bắc Bộ (Hà Nội) dài 1500km, quy mô truyền tải 3GW so với kịch bản chọn từ năm 2028, chi phí đầu tư xây dựng đường dây 1 chiều khoảng 1,6 tỷ USD.

Kết quả so sánh chi phí toàn hệ thống giai đoạn 2021-2045 của 2 Phương án cho thấy Phương án bổ sung dự án LNG và giảm điện gió có tổng chi phí toàn hệ thống điện giai đoạn 2021-2045 (quy về hiện tại) lớn hơn kịch bản chọn khoảng 2,2 tỷ USD (Đã tính cả chi phí tổn thất lưới điện hàng năm của phương án 1 cao hơn, do phương án 2 đầu tư thêm đường dây 1 chiều). Việc xây dựng sớm quy mô nguồn điện TBKHH sử dụng LNG tại miền Nam trước năm 2030 (như quy mô mới bổ sung vào QHĐ7HC), sẽ làm chi phí hệ thống tăng lên 2,2 tỷ USD so với kịch bản chọn.

Bảng 4-2: So sánh về phát thải CO₂ của 2 Phương án nguồn (Đơn vị: triệu tấn CO₂)

Năm	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Phương án 1	206,6	220,9	233,9	248,8	254,4	263,3
Phương án 2	206,9	224,5	241	257,8	269	273,6

Với mức phát thải CO₂ tính toán được cho thấy, tỷ lệ giảm phát thải CO₂ so với kịch bản phát triển thông thường vào năm 2030 của kịch bản chọn (PA1) là 15%, của kịch bản bổ sung nguồn LNG (Phương án 2) là 11%. Tỷ lệ giảm phát thải của 2 phương án vẫn trong phạm vi cam kết NDC cập nhật 2020 từ 9 đến 27%. Nhưng tỷ lệ giảm phát thải CO₂ ở PA1 cao hơn, đảm bảo mục tiêu đã đưa ra trong báo cáo triển vọng Năng lượng của Việt Nam năm 2020.

Tỷ lệ điện năng từ NLTT trong tổng điện sản xuất của PA1 là 34%, của PA2 là 30%. Như vậy, mục tiêu NLTT của PA2 chưa đạt mục tiêu trong Chiến lược phát triển NLTT.

Do đó đề xuất lựa chọn phát triển quy mô nguồn điện sử dụng LNG theo Kịch bản chọn (KB 1B_CLNLTT) để phát triển nguồn điện cân đối nguồn - tải theo vùng, giảm truyền tải, đảm bảo thực hiện đúng chính sách về mục tiêu NLTT và giảm phát thải. Như vậy, một phần công suất các nhà máy TBKHH sử dụng LNG đã được phê duyệt bổ sung QHĐ7HC vào vận hành trước năm 2030 tại miền Nam nên được chuyển sang các giai đoạn sau năm 2030.

d. Các kịch bản còn lại

Các kịch bản còn lại giúp cho các nhà quản lý có bức tranh đầy đủ hơn khi cân nhắc lựa chọn về mục tiêu phát triển điện theo mục tiêu chính sách của quốc gia mong muốn và so sánh với phương án phát triển tối ưu. Ví dụ, các kịch bản KB02 và KB03 đều cho thấy nếu không có ràng buộc về chính sách khác nhau về môi trường, xã hội và tiềm năng NLTT thì tỷ lệ điện năng sản xuất từ NLTT cứ tăng đều đặn đạt 43-50% so với tổng điện năng sản xuất toàn quốc là điều không hợp lý trong thực tế. Các kịch

bản giá CO₂, không xây dựng nhà máy nhiệt điện than sau 2035 và kịch bản phát triển ĐHN là các kịch bản có chi phí tăng cao và có thêm sự hỗ trợ của chính sách nếu phát triển. Như vậy, sẽ tạo thêm sức ép cho các chủ đầu tư, cho ngành điện và xã hội nói chung, nhưng đó là những trường hợp xem xét khi muốn kiểm soát hoặc thúc đẩy một nguồn điện nào đó phát triển hơn.

Với phương án chọn này, lưới điện được phát triển phù hợp ở các vùng miền và khả năng đảm bảo an toàn, tin cậy của hệ thống khi tích hợp nguồn NLTT lớn vào hệ thống điện. Ngoài ra, kịch bản phát triển lưới điện đề xuất này khi thực hiện cũng đảm bảo được giảm khoảng cách truyền tải, từ đó giảm tổn thất, tiết kiệm đất, hạn chế tối đa ảnh hưởng đến rừng và phân cắt rừng thành nhiều mảnh từ đó ít ảnh hưởng đến môi trường.

Đánh giá chung từ kịch bản chọn và các đề xuất, kiến nghị đối với các kịch bản điện của quy hoạch và kết quả của kịch bản điện được đề xuất chọn của QHĐVIII có đặc điểm:

1. Thủy điện: không thay đổi nhiều so với kịch bản cơ sở của QHĐ7HC đã được phê duyệt. Điều chỉnh nhiều nhất là ở khối thủy điện vừa và nhỏ ở cấp tỉnh là những dự án có trong QHĐ7HC và bổ sung quy hoạch nhưng chưa thực hiện, có thể xem xét để giảm hơn nữa các dự án thủy điện nhỏ có nguy cơ ảnh hưởng lớn đến rừng, tài nguyên nước và hệ sinh thái. Tăng cường công tác quản lý và giám sát hơn nữa về kỹ thuật, an toàn và vận hành để hạn chế xảy ra sự cố. Đặc biệt lưu ý đến giải pháp vận hành liên hồ chứa, khi mà dự báo kịch bản BĐKH cho thấy giai đoạn đến năm 2050, lưu lượng nước và lượng mưa ở khu vực Miền Trung và Tây Nguyên tăng trong mùa lũ. Như vậy, nguy cơ rủi ro sạt lở, ngập lụt, lũ quét sẽ tăng hơn và mức độ sẽ trầm trọng hơn.

2. Nhiệt điện: Xu hướng chung là giảm nhiệt điện than đã có trong QHĐ7HC do các nguồn chậm tiến độ do thu xếp vốn, khó khăn về nguồn nhiên liệu và khó khăn trong việc tìm địa điểm, nhưng tỷ lệ vẫn ở mức cao đặc biệt là nguồn điện sử dụng than nhập khẩu và khí LNG nhập khẩu. Cơ cấu tỷ lệ và quy mô công suất nguồn nhiệt điện này cần xem xét giảm hơn nữa khi tiềm năng các nguồn NLTT như gió ngoài khơi có tiềm năng cao và nguồn năng lượng mới có thể trong tương lai như nguồn điện từ Hydro khi trình độ khoa học kỹ thuật đang tiếp tục phát triển, cũng như tăng cường khai thác hiệu quả tài nguyên môi trường biển.

Khuyến khích phát triển các nguồn điện từ rác thải để giúp giải quyết vấn đề về chất thải rắn của các đô thị lớn ở Việt Nam hiện nay, giảm chi phí xử lý rác, ô nhiễm môi trường từ các bãi rác và tận thu được nguồn năng lượng từ rác và giảm diện tích đất để làm các bãi chôn lấp. Muốn vậy, các rào cản thủ tục cần được tháo dỡ, tăng cường các giải pháp hỗ trợ kỹ thuật như chuẩn hóa và ưu tiên loại hình công nghệ mẫu về điện rác, thực hiện phân loại rác tại nguồn đến nơi sử dụng và thực hiện các cơ chế hỗ trợ về giá như đối với điện gió và điện mặt trời.

3. Điện hạt nhân, theo các kịch bản phát triển không sẽ không được phát triển trong giai đoạn quy hoạch này. Tuy nhiên, để đa dạng hóa nguồn điện và giảm phát thải KNK hơn nữa thì sẽ xem xét để phát triển nguồn điện này, nhưng khi đó để có thể phát triển được nguồn điện đất đỏ này thì công cụ hỗ trợ về tài chính đó là thuế CO₂ và phí phát thải sẽ phải sử dụng.

Trên cơ sở các mục tiêu và tiêu chí lựa chọn để xây dựng các kịch bản điện từ đó đề xuất bổ sung, điều chỉnh để có được kịch bản phát triển điện đáp ứng đầy đủ các mục tiêu quốc gia đặt ra. Những ý kiến góp ý và thay đổi phương án phát triển điện trong suốt quá trình tương tác để thực hiện quy hoạch của nhóm ĐMC cũng đã được nhóm quy hoạch tiếp thu, điều chỉnh để có được kịch bản phát triển nguồn điện hài hòa về kinh tế, năng lượng, môi trường và xã hội như là yêu cầu cần phải đạt được của kịch bản chọn đã nêu trên.

Trên cơ sở phương án được chọn, xem xét và phân tích mức độ tác động tích cực và tiêu cực đến môi trường theo các vấn đề môi trường và xã hội trong quá trình thực hiện, từ đó sẽ đưa ra các phương án và giải pháp để có thể phòng tránh, giảm thiểu và kiểm soát các vấn đề môi trường xã hội đó nhờ áp dụng các biện pháp quản lý và kỹ thuật. Các giải pháp này cũng đã được thống nhất với nhóm thực hiện quy hoạch điện để tăng tính khả thi trong giai đoạn thực hiện.

4.1.2. Các nội dung của quy hoạch đã được điều chỉnh

4.1.2.1. Các điều chỉnh về quan điểm, mục tiêu, chỉ tiêu của quy hoạch

a. Điều chỉnh về quan điểm

Các quan điểm phát triển và quan điểm lập QHĐVIII đề xuất được xem xét điều chỉnh đó là: (1) Ưu tiên phát triển thủy điện nhỏ trong quan điểm “Ưu tiên phát triển nguồn điện sử dụng NLTT” được điều chỉnh thành: “Ưu tiên phát triển nguồn điện sử dụng NLTT: chủ yếu là điện gió trên đất liền, điện gió trên biển; điện mặt trời và **phát triển ở mức phù hợp về kinh tế và môi trường đối với thủy điện nhỏ**, tạo đột phá trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, góp phần bảo tồn tài nguyên năng lượng, giảm thiểu tác động tiêu cực tới môi trường trong sản xuất điện. Chú trọng phát triển các nguồn thủy điện nhỏ sử dụng NLTT đầu nối với lưới điện phân phối, góp phần giảm tổn thất điện năng”.

(2) Bổ sung thêm vào quan điểm: “Sử dụng có hiệu quả nguồn năng lượng sơ cấp trong nước, kết hợp với nhập khẩu điện từ các nước láng giềng, nhập khẩu nhiên liệu (than, LNG) hợp lý, **tìm kiếm và phát triển các nguồn năng lượng mới** nhằm đa dạng hóa các nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện”.

(3) Thay quan điểm phát triển phù hợp với chiến lược tăng trưởng xanh trong quan điểm “Phát triển điện lực phải thích ứng với BĐKH, đảm bảo sự phát triển bền vững và phù hợp với chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh” thành “Phát triển điện lực phải thích ứng với BĐKH, đảm bảo sự phát triển bền vững và phù hợp với nền

kinh tế các bon thấp”. Vì một số chỉ tiêu như NLTT, nâng tỷ lệ che phủ rừng lên 45% vào năm 2020 và giảm phát thải KNK đưa ra trong Chiến lược tăng trưởng xanh hiện tại đã không còn phù hợp với QHĐVIII. Cụ thể: Với chỉ tiêu về giảm phát thải KNK trong chiến lược tăng trưởng xanh (theo Quyết định số: 1393/QĐ-TTg ngày 25/9/2012) “Định hướng đến năm 2030, giảm mức phát thải khí nhà kính mỗi năm ít nhất 1,5 - 2%, giảm lượng phát thải KNK trong các hoạt động năng lượng từ 20% đến 30% so với phương án phát triển bình thường (năm 2010). Trong đó mức tự nguyện khoảng 20%, 10% còn lại là mức khi có thêm hỗ trợ quốc tế. Định hướng đến năm 2050, giảm mức phát thải khí nhà kính mỗi năm 1,5 - 2%”. Mức giảm này so với mức giảm năm cơ sở của Báo cáo NDC cập nhật 2020 theo của QHĐ7HC không còn phù hợp, hơn nữa mức giảm cam kết của Việt Nam với thế giới là 9% tự nguyện và 27% khi có hỗ trợ quốc tế nên các mức giảm đưa ra trong chiến lược này; Với chỉ tiêu về nâng tỷ lệ độ che phủ rừng đến năm 2020 là 45% và nâng chất lượng rừng để tăng khả năng hấp thụ CO₂ không còn phù hợp, vì hiện nay mục tiêu ở các văn bản chỉ đạo của Việt Nam là duy trì tỷ lệ rừng 42%. Do đó, Chiến lược tăng trưởng xanh không phù hợp để đưa vào quan điểm phát triển của QHĐVIII.

b. Điều chỉnh về mục tiêu

Sau khi xem xét, một số mục tiêu cụ thể của QHĐVIII được đề xuất điều chỉnh cho phù hợp về khía cạnh bảo vệ môi trường và phát triển bền vững như sau:

(1) Trên cơ sở xem xét, đánh giá tổng hợp quá trình phát triển điện lực giai đoạn 2016 – 2020, thực tế triển khai nội dung của QHĐ7HC, hiện trạng và các kịch bản phát triển kinh tế xã hội, đánh giá nhu cầu tiêu thụ điện của các năm qua, rà soát dự báo nhu cầu điện các năm 2016-2018, đưa ra các phương án nhu cầu điện giai đoạn 2021-2030 và giai đoạn 2031 – 2045.

Mục tiêu này được đề xuất điều chỉnh, bổ sung như sau: “Trên cơ sở xem xét, đánh giá tổng hợp quá trình phát triển điện lực giai đoạn 2016 – 2020, thực tế triển khai nội dung của QHĐ7HC, hiện trạng và các kịch bản phát triển kinh tế xã hội, **hiện trạng và xu hướng phát triển khoa học công nghệ và năng lượng mới**, đánh giá nhu cầu tiêu thụ điện của các năm qua, rà soát dự báo nhu cầu điện các năm 2016-2018, đưa ra các phương án nhu cầu điện giai đoạn 2021-2030 và giai đoạn 2031 – 2045”.

(2) Phân tích tính khả thi của phương án phát triển hệ thống điện về các mặt: tiến độ xây dựng nguồn và lưới điện đồng bộ; nguồn vốn và khả năng huy động vốn;

Mục tiêu này được đề xuất điều chỉnh bổ sung như sau: “Phân tích tính khả thi của phương án phát triển hệ thống điện về các mặt: tiến độ xây dựng nguồn và lưới điện đồng bộ; nguồn vốn và khả năng huy động vốn; có vị trí thuận lợi về mặt môi trường và xã hội; **ít tác động trực tiếp đến hệ sinh thái, xã hội và môi trường hoặc nếu có các tác động đó có thể giảm thiểu được**”.

(3) Đánh giá về tác động môi trường và lập Báo cáo môi trường chiến lược (ĐMC) trong phát triển điện lực;

Mục tiêu này được đề xuất điều chỉnh thành: “Xây dựng và đánh giá kịch bản điện đảm bảo mục tiêu bảo vệ môi trường, thích ứng và giảm thiểu BĐKH; Khuyến khích phát triển các vấn đề môi trường tích cực, hạn chế xu hướng thay đổi tiêu cực về môi trường và xã hội; đảm bảo phương án phát triển nguồn và lưới điện của QHĐVIII đạt được mục tiêu cung cấp đủ điện cho nhu cầu phát triển kinh tế xã hội”.

4.1.2.2. Các điều chỉnh về phương án phát triển.

Đề xuất điều chỉnh đối với kịch bản điện chọn KB1B-CLNLTT

Theo văn bản 8214/BCT-ĐL ngày 29/10/2020 của Cục Điện lực và NLTT, Bộ Công Thương gửi Thủ tướng Chính phủ nêu rõ, tổng công suất điện gió đề nghị bổ sung quy hoạch đã lên đến 90GW trong đó có 50GW điện gió trên biển. Nhưng công suất điện gió trên biển đăng ký khảo sát đã tăng lên 61,12GW trong đó Bình Thuận là tỉnh có công suất lớn nhất, tiếp đến là Cà Mau, Sóc Trăng và Trà Vinh. Nhờ những ưu điểm của điện gió về mặt môi trường, đặc biệt là gió trên biển, nhóm quy hoạch có thể điều chỉnh tăng tỷ lệ công suất điện gió ngoài khơi trong tổng công suất nguồn điện cao hơn ở kịch bản chọn của quy hoạch sau khi xem xét công nghệ, khả năng lắp đặt và không chồng lấn ảnh hưởng đến mục đích sử dụng biển khác trong vùng.

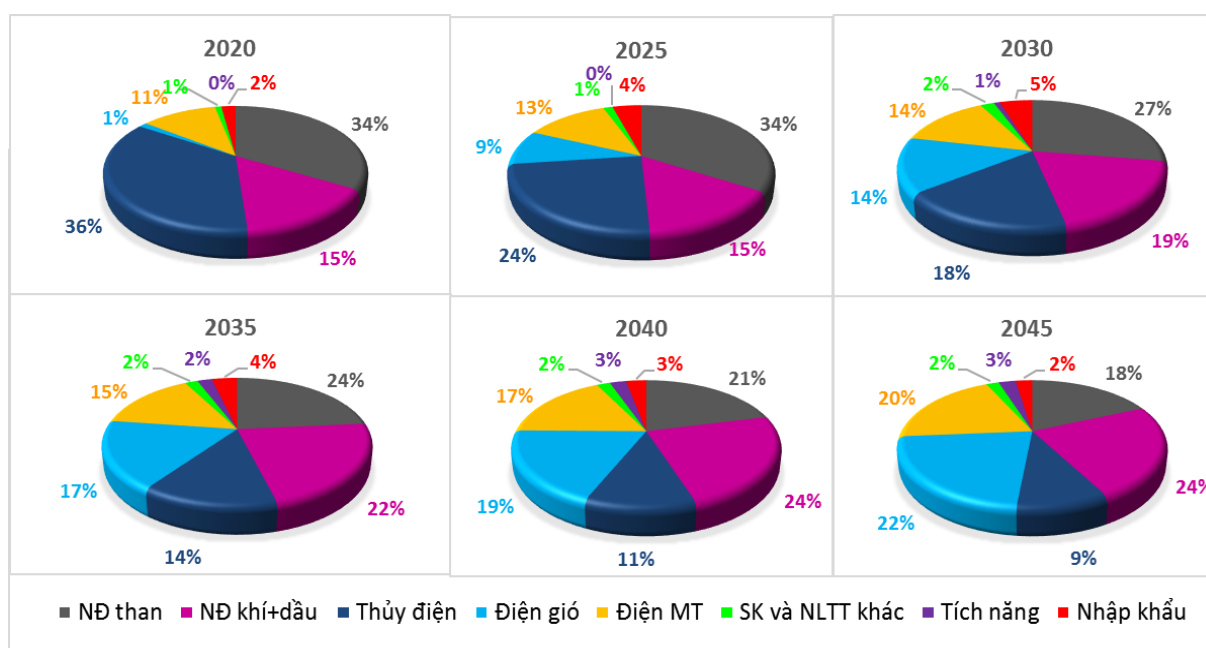
Đối chiếu kết quả đánh giá và dự báo kịch bản phát triển nguồn điện ở chương 1 và mục 3.5.2 và 3.5.3 chương 3 cho thấy, cơ cấu công suất nguồn điện của kịch bản chọn có tỷ lệ nguồn nhiệt điện than có xu hướng giảm dần về tỷ trọng, nguồn điện khí tiếp tục tăng lên >24%, điện gió tăng từ 14% (tương ứng sản lượng điện năng 7%) năm 2030 lên 22% (tương ứng sản lượng điện năng 19%) năm 2045; Điện mặt trời cũng tăng từ 14% tương ứng sản lượng điện năng 5%) năm 2030 lên 20% (tương ứng sản lượng điện năng 9%) năm 2045.

Cơ cấu nguồn điện này, được trình bày chi tiết ở bảng 4.1, cho thấy hệ thống điện Việt Nam vẫn phụ thuộc nhiều vào nhiên liệu nhập khẩu.

Bảng 4-3: Cơ cấu công suất đặt nguồn điện của kịch bản chọn KB1B_CLNLTT

Loại hình nguồn điện	Công suất đặt (GW)					
	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Than nội (Antraxit)	13.7	16.8	16.7	16.6	15.9	14.2
Than nhập	6.1	18.2	21.0	25.6	31.0	35.8
Khí nội	7.0	13.1	10.6	7.9	7.9	7.9
LNG (CCGT)	0.0	2.3	12.8	26.6	33.5	39.8
LNG (ICE+SCGT)	0.0	0.0	1.4	6.0	12.6	16.8
Dầu	1.4	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0
NLTT khác	0.2	0.4	0.9	0.9	0.9	0.9
Sinh khối	0.3	1.1	2.0	2.4	3.5	4.1
Thủy điện+TĐN	22.1	24.5	24.7	24.7	24.7	24.7
Gió onshore	0.7	6.5	15.0	21.3	24.4	36.4
Gió offshore	0.0	0.0	0.6	5.5	13.1	19.5

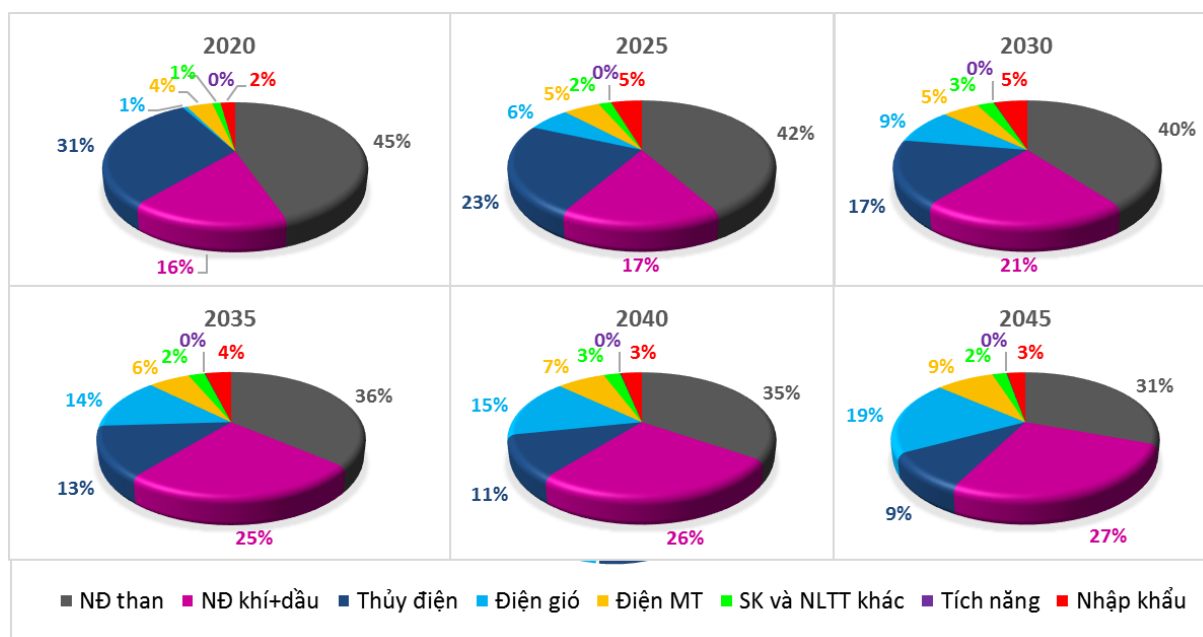
Loại hình nguồn điện	Công suất đặt (GW)					
	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Điện mặt trời + áp mái	6.8	11.7	18.9	27.2	38.6	53.0
Pin TN+TĐTN	0.0	0.0	1.2	3.9	5.4	6.5
Nhập khẩu	1.3	3.4	5.7	5.7	5.7	5.7
Tổng công suất đặt (GW)	59.6	98.3	131.6	174.3	216.3	265.3
Pmax (GW)	39.8	59.7	84.2	107.9	130.1	150.5



Hình 4-1: Cơ cấu công suất nguồn điện theo các mốc thời gian quy hoạch

Xét về điều kiện địa điểm thì khu vực miền Trung và Duyên Hải Nam Bộ là có thể thuận lợi để phát triển thêm các nguồn nhiệt điện theo tỷ lệ huy động ở kịch bản chọn hoặc tăng hơn nữa. Tuy nhiên, nếu xét ưu thế về tiềm năng và các ưu điểm về môi trường thì vùng này có thể phát triển tăng thêm công suất các nguồn điện gió ngoài khơi theo như các dự án đã được đăng ký trong văn bản 8214/BCT-ĐL.

Về cơ cấu điện năng ở kịch bản chọn của quy hoạch, tỷ trọng điện năng của nhiệt điện than sẽ giảm dần, tỷ trọng nhiệt điện khí sẽ tăng dần. Tỷ trọng điện năng của NLTT (gồm cả thủy điện lớn) sẽ đạt mục tiêu chiến lược, riêng tỷ trọng NLTT năm 2030 đạt 34% (cao hơn 2% so với chiến lược) do việc tăng quy mô nguồn điện gió để đảm bảo dự phòng trong trường hợp rủi ro (phụ tải cao, năm nước khô hạn). Như vậy, có thể thấy có khả năng cân đối tăng thêm tỷ lệ điện gió so với quy mô công suất và điện năng ở kịch bản chọn.



Hình 4-2: Cơ cấu điện năng của các loại hình nguồn điện (năm nước trung bình)

Giả sử tỷ lệ công suất điện gió tăng thêm đến năm 2045 đạt khoảng 25-30% so với mức 22% cơ cấu công suất nguồn điện năm 2045 ở kịch bản chọn hiện nay. Khi đó, hệ thống sẽ phải tính toán lại mức giảm tỷ lệ điện than và khí cũng như chi phí vận hành hệ thống truyền tải điện và chi phí đầu tư toàn hệ thống. Từ đó, xem xét đánh giá phương án đề xuất tăng thêm này có khả thi về mặt chi phí đầu tư hay không? Nói chung, nếu có thể huy động tăng thêm tỷ lệ điện gió trên biển ở mức đề xuất, có thể thấy khả năng giảm sự phụ thuộc của hệ thống điện Việt Nam vào nguồn than và khí LNG nhập khẩu và giảm các tác động bất lợi về môi trường do phát thải khí thải.

Với mức đề xuất tăng tỷ lệ điện gió này, so sánh với các kịch bản khác cho thấy tỷ lệ điện gió tăng thêm khi đó cũng sẽ bằng hoặc cao hơn một ít so với tỷ lệ điện gió ở kịch bản phụ tải cao, nhưng tỷ lệ nhiệt điện có thể sẽ giảm. Như vậy, phương án tăng thêm nguồn điện gió sẽ bổ sung vào nguồn điện giai đoạn 2031-2045 so với quy mô ở kịch bản chọn của quy hoạch cho phụ tải cơ sở như sau:

- Nhiệt điện than nhập tăng 4GW;
- TBKHH (LNG) tăng tại Bắc Bộ (1,6 GW), Bắc Trung Bộ (3,2GW), Nam Trung Bộ (1,5GW) và Nam Bộ (1,6GW). Nguồn ICE+SCGT tăng tại Bắc Bộ 1,6GW.
- Gió trên bờ thêm 2,5GW, gió trên biển thêm tại Nam Trung Bộ 2GW.
- Nguồn điện mặt trời thêm tại Nam Bộ 7GW, pin tích năng tăng tại Nam Bộ (2,1GW) và Bắc Bộ (0,6GW).

Quy mô phát triển nguồn như nêu ở đây vẫn nằm trong kịch bản phát triển của quy hoạch theo quan điểm tăng cao NLTT và rủi ro khi phụ tải cao, phù hợp với mục tiêu phát triển của Việt Nam về NLTT và đảm bảo tiêu chí về bảo vệ môi trường và an toàn xã hội, nhưng cần cân nhắc thêm về chi phí đầu tư cho hệ thống.

4.1.2.3. Các điều chỉnh về các dự án thành phần.

Theo quy hoạch lần này, kịch bản chọn chỉ đưa ra cơ cấu công suất các nguồn điện và khối lượng lưới theo các vùng là chính, không có danh mục các dự án điện thuộc quy hoạch được đề xuất để hạn chế những khó khăn về thủ tục pháp lý trong quá trình triển khai như đã thực hiện ở Quy hoạch trước. Do đó, việc điều chỉnh các dự án thành phần theo quy định sẽ khó thực hiện được. Tuy nhiên, căn cứ theo các dự án điện thuộc giai đoạn quy hoạch trước và các dự án tiềm năng được đề xuất ở các vùng thuộc kịch bản chọn của quy hoạch này, nhóm ĐMC đã chồng ghép lên bản đồ sinh thái và hành chính để đánh giá và có được một số nhận xét đề xuất điều chỉnh cho các dự án thành phần như sau:

a. Đề xuất điều chỉnh đối với các nguồn nhiệt điện

Căn cứ kết quả đánh giá và dự báo tại mục 3.5.2 và 3.5.3 chương 3 cho thấy, về khía cạnh môi trường thì vùng có tiềm năng và điều kiện để phát triển thêm các nguồn nhiệt điện là khu vực miền Trung và Duyên Hải Nam Bộ. Tuy nhiên, khu vực miền Trung ở xa các Trung Tâm phụ tải nên vấn đề truyền tải sẽ phải được cân nhắc kỹ hơn trên cả phương diện kỹ thuật và kinh tế khi đề xuất các dự án. Hơn nữa, các dự án nhiệt điện đã được bổ sung vào QHĐ7HC về cơ sở pháp lý sẽ được xem xét ưu tiên phát triển. Với thực tế này, trên cơ sở danh sách các dự án nhiệt điện với công suất đề xuất như được liệt kê trong phụ lục 3, kết hợp với kết quả đánh giá xu hướng tác động môi trường không khí, nước, chất thải và hệ sinh thái ở hai mục 3.5 và 3.6 chương 3, nhóm môi trường đề xuất điều chỉnh đối với các nguồn điện như sau:

Với các khu vực có ngưỡng môi trường cao (về chất lượng không khí, chất lượng nước và tài nguyên nước), có hệ sinh thái nhạy cảm cần phải bảo vệ và đang tập trung mật độ các dự án nhiệt điện lớn cần xem xét khả năng bổ sung thêm nguồn điện; nếu đã bổ sung thêm nguồn điện cần xem xét lựa chọn quy mô công suất phù hợp cho từng dự án ở các khu vực nêu dưới đây, đặc biệt lưu ý đến các dự án LNG có hạng mục tái hóa khí, kho chứa trên biển.

Khu vực Bắc Bộ, tránh bổ sung hoặc bổ sung công suất các dự án ở mức hợp lý ở các vùng nhạy cảm sau:

Tỉnh Quảng Ninh, cần giảm quy mô công suất và số lượng nhà máy nhiệt điện kể cả nhiệt điện khí LNG và lựa chọn vị trí tiềm năng của dự án sao cho không ảnh hưởng đến các khu vực sau: KBT Tây Yên Tử, KBT Đồng Sơn – Kỳ Thượng thuộc huyện Hoành Bồ, Quảng Ninh; Đây là những vị trí không thuận lợi do đã có nền môi trường cao, và điều kiện bất lợi đến các hệ sinh thái cần cân nhắc kỹ về quy mô công suất và vị trí đặt dự án để giảm tối đa tác động, đặc biệt dự án (LNG Quảng Ninh tại Cẩm Phả 3000MW) nằm trong khu vực Bảo tồn biển Bái Tử Long.

Cần nhắc giảm quy mô công suất dự án điện khí LNG Cát Hải (4.500MW) tại Cát Bà, tỉnh Hải Phòng. Tỉnh Thái Bình và Nam Định cần lưu ý vị trí lựa chọn để phát

triển các dự án LNG phải tránh xa vị trí nhạy cảm về rừng ngập mặn ở Thái Thụy, khu Ramsa Xuân Thủy.

Khu vực Bắc Trung Bộ, không bổ sung phát triển thêm hoặc giảm công suất các dự án nhiệt điện tại khu vực: (1) Hòn Mê, Thanh Hóa (có các Nhà máy Nghi Sơn, Quỳnh Lập, Công Thanh) và Khu vực gần các nhà máy và dự án nhiệt điện Vũng Áng 1, 2, 3, Formosa Hà Tĩnh, Quảng Trạch do khu vực này đang được quy hoạch tập trung mật độ lớn các dự án điện than. Trong trường hợp thêm các dự án điện LNG lớn (5GW và 6GW) ở các vùng này sẽ tăng nguy cơ xung đột về nguồn nước, ảnh hưởng đến khả năng hoạt động sản xuất của các dự án do sự ảnh hưởng lẫn nhau của dòng nước thải nóng và tăng ô nhiễm môi trường không khí, đất. Do đó, cần phải tìm kiếm các vị trí phù hợp hơn hoặc đánh giá chi tiết khả năng cung cấp nước và sức chịu tải môi trường đối với từng dự án để lựa chọn phát triển quy mô công suất phù hợp; (2) Các dự án dự kiến phát triển ở Chân Mây, Lăng Cô, Phong Điền nên xem xét tính toán và áp dụng các giải pháp kỹ thuật và quản lý để giảm mức độ và phạm vi ảnh hưởng đến khu vực nhạy cảm như bán đảo Sơn Trà, núi Bạch Mã ở khu vực này.

Khu vực Nam Trung Bộ, hạn chế bổ sung hoặc bổ sung ở mức hợp lý các dự án nhiệt điện đề xuất, trong đó ưu tiên các dự án đã được bổ sung quy hoạch, trong đó đặc biệt lưu ý tránh đặt các dự án tại các khu vực nhạy cảm như: (1) KBT Gành Ráng tỉnh Bình Định; (2) Khu Bảo Tồn Hòn Cau khu vực Bình Thuận. Đặc biệt khu vực này hiện tại đã có TTĐL Vĩnh Tân với 5 nhà máy và đang có ảnh hưởng trực tiếp đến vùng phục hồi sinh thái KBT Hòn Cau. Do đó, nếu vẫn tiếp tục phát triển dự án LNG Cà Ná (ưu tiên dự án đã được bổ sung vào quy hoạch) không nên tăng thêm quy mô công suất tại đây và cần phải xem xét cẩn trọng về giải pháp kỹ thuật và quản lý để hạn chế tác động do các hoạt động của dự án để tránh và hạn chế ảnh hưởng đến KBT này; (3) Vị trí dự án Sơn Mỹ gần với KBT Bình Châu Phước Bửu thuộc tỉnh Bà Rịa Vũng Tàu do đó cũng cần lưu ý về quy mô công suất và/hoặc các giải pháp kỹ thuật và quản lý để hạn chế tác động khi phát triển dự án ở khu vực này.

Khu vực Nam Bộ, giống với khu vực Bắc Bộ có mật độ dự án lớn và được bổ sung thêm nhiều dự án điện khí LNG trong thời gian tới do đó cần xem xét kỹ về khả năng bổ sung và phát triển thêm các dự án ở khu vực KBT Cần Giờ. Dự án Bạc Liêu tại khu vực nhạy cảm như KBT Vườn Chim có rừng phòng hộ ven biển phải xem xét các giải pháp kỹ thuật và quản lý để hạn chế các tác động bất lợi có thể xảy ra đối với các đối tượng này.

Xem xét lựa chọn khả năng phát triển hợp lý quy mô công suất và các giải pháp kỹ thuật và quản lý các dự án ở khu vực: KBT U Minh Thượng và U Minh Hạ; Khu vực rừng ngập mặn Trà Vinh; KBT Thành Phú Bến Tre; và KBT biển Phú Quốc.

Ngoài ra, cũng cần nhắc kỹ việc phát triển cụm các NMNĐ dọc các lưu vực sông, vì có thể ảnh hưởng đến tài nguyên nước và hệ sinh thái sông, đặc biệt là các nguồn nước sông ở những khu vực có xu hướng nhiệt độ tăng cao và lượng mưa giảm

theo kịch bản dự báo biến đổi khí hậu: Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ và Nam Bộ.

Bên cạnh việc cân nhắc, lựa chọn quy mô công suất, vị trí các nguồn nhiệt điện như nêu ở trên, các tiến bộ về công nghệ cũng cần được xem xét trong giai đoạn quy hoạch bao gồm: Công nghệ mới tiết kiệm điện trong sản xuất và tiêu dùng sẽ giúp giảm nhu cầu điện năng; Công nghệ sản xuất nhiệt điện xu hướng sẽ càng ngày càng có hiệu suất cao hơn, ít phát thải hơn; công nghệ xử lý khí thải, chất thải rắn, nước thải đạt hiệu quả và hiệu suất xử lý cao hơn; Công nghệ về nhiên liệu có thể có công nghệ mới để sản xuất ra loại nhiên liệu mới để sản xuất điện như Hydro, khí hóa sinh khối, rác thải... Như vậy, với xu hướng phát triển của công nghệ có thể nhu cầu điện không tăng như dự báo, do đó sản lượng điện sản xuất giảm giúp giảm tỷ lệ năng lượng nhập khẩu. Nhưng mức giảm bao nhiêu khó có thể định lượng được để tính toán trong bài toán quy hoạch ở giai đoạn này.

b. Đề xuất đối với các dự án thủy điện

Căn cứ kết quả đánh giá và dự báo tại mục 3.5.2 và 3.5.3 chương 3 cho thấy, về khía cạnh môi trường thì hầu hết các dự án thủy điện vừa và nhỏ tiềm năng được đăng ký phát triển đều có vị trí xa, khó khai thác. Nếu được phê duyệt dự án, các dự án này đều nằm ở những nhánh sông suối xa, gần khu vực có rừng hoặc gần các khu bảo tồn. Trong đó, nhiều dự án thủy điện nhỏ đang được đề xuất ở các tỉnh cho thấy nằm trong hoặc vùng đệm của các khu bảo tồn như đã được đánh giá ở mục 3.6.1.2 chương 3.

Trên cơ sở đó, nhóm quy hoạch đề xuất xem xét chi tiết những thủy điện nhỏ và vừa nằm trên bậc thang thủy điện, vùng có đa dạng sinh học cao và KBT phải được loại bỏ. Các dự án thủy điện nhỏ có công trình hồ chứa, chuyển nước, có xây dựng các tuyến đường giao thông vào nhà máy, đường vận hành và đường dây truyền tải gây ảnh hưởng đến rừng... sẽ là những dự án không hiệu quả, do đó không nên tiếp tục phát triển ở giai đoạn tiếp theo của quy hoạch, kể cả các dự án đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch. Một số công trình thủy điện được phê duyệt FS và đang chuẩn bị xây dựng ở gần và ngay trong KBT cần được xem xét, đánh giá lại chi phí lợi ích kinh tế và môi trường, nếu cần có thể đề xuất loại bỏ. Giai đoạn quy hoạch này, thủy điện tích năng được dự kiến phát triển nhiều do đó cần xem xét kỹ hơn các vị trí thực hiện thủy điện tích năng và cả loại hình pin tích năng.

Mặc dù số lượng các dự án thủy điện dự kiến phát triển ở giai đoạn quy hoạch này không còn nhiều, nhưng nếu các dự án thủy điện có vị trí nhạy cảm như đã phân tích ở chương 3, không được xem xét cẩn thận khi thực hiện sẽ có tác động trực tiếp lên dòng sông hoặc suối chính, các hệ sinh thái sông, suối và xung quanh khu vực dự án hoặc sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến rừng và đa dạng sinh học từ rừng và có thể là nguyên nhân của nhiều rủi ro về sạt lở, ngập lụt, lũ quét gây thiệt hại lớn đến người, tài sản của người dân và xã hội.

4.1.2.4. Các điều chỉnh về phạm vi, quy mô, các giải pháp công nghệ và các nội dung khác.

a. Đề xuất điều chỉnh đối với các dự án nguồn điện

Đề xuất điều chỉnh về vị trí, quy mô công suất đối với các dự án nguồn điện mới như đã trình bày ở mục 4.1.2.3 ở trên. Bên cạnh đó, cũng cần xem xét đến các tiến bộ về khoa học kỹ thuật, công nghệ trong giai đoạn quy hoạch để có thể thay thế phương án hoặc công nghệ áp dụng của dự án, giảm hoặc xử lý tốt hơn các tác động môi trường của các dự án hiện hành nhằm tránh hoặc giảm bớt mức độ của các tác động tiêu cực đến môi trường đã được nhận biết ở đây.

Ví dụ, về phía nhu cầu, có thể xem xét áp dụng các Công nghệ mới tiết kiệm điện trong sản xuất và tiêu dùng (như bơm, máy nghiền, băng tải, máy nén khí...) sẽ giúp giảm nhu cầu điện năng; Công nghệ sản xuất nhiệt điện xu hướng sẽ càng ngày càng có hiệu suất cao hơn, ít phát thải hơn (như công nghệ USC, advance USC đối với than, các công nghệ TBK CTHH thế hệ F hoặc cao hơn đối với khí); Công nghệ xử lý khí thải, chất thải rắn, nước thải đạt hiệu quả và hiệu suất xử lý cao hơn; Công nghệ về nhiên liệu có thể có công nghệ mới để sản xuất ra loại nhiên liệu mới để sản xuất điện như Hydro, khí hóa sinh khối, rác thải... Như vậy, với xu hướng phát triển của khoa học kỹ thuật và công nghệ có thể nhu cầu điện không tăng ở mức độ như dự báo, khi đó sản lượng điện sản xuất giảm, giúp giảm tỷ lệ năng lượng nhập khẩu. Tuy nhiên, khả năng phát triển của khoa học kỹ thuật và công nghệ, cũng như định lượng mức giảm bao nhiêu tiêu thụ nhiên liệu và điện là bài toán khó có thể giải được trong giai đoạn quy hoạch này.

- Đề xuất điều chỉnh đối với điện mặt trời:

Đối với các dự án điện mặt trời, có thể thấy đặc điểm và tác động lớn nhất là nhu cầu đất để phát triển các dự án. Chỉ trong hơn 2 năm phát triển nóng điện mặt trời cho thấy với khoảng 5GW điện mặt trời được xây dựng đã có khoảng 16.769 ha đất được chuyển đổi trong đó 1.821 ha là đất rừng, 291 ha đất nông nghiệp.

Theo công suất đặt nguồn điện mặt trời trong cơ cấu nguồn điện của kịch bản điện lựa chọn KB1B_CLNLTT của quy hoạch đến năm 30 công suất điện mặt trời sẽ đạt 18,9 GW vào năm 2030 và đạt 53 GW vào năm 2045. Khi đó tổng diện tích đất cần để phát triển các dự án điện mặt trời ước khoảng 83.250ha, trong đó có thể có nhiều diện tích rừng và đất nông nghiệp bị ảnh hưởng. Do đó, giải pháp đề xuất đối với các dự án điện mặt trời ở vùng có tiềm năng phát triển nên lựa chọn vị trí phát triển điện mặt trời ở các vùng đất khô cằn có hiệu quả canh tác thấp. Không chấp thuận phát triển các dự án điện mặt trời ở khu vực có rừng, đa dạng sinh học cao và diện tích đất nông nghiệp.

Nên tăng thêm tỷ lệ công suất nguồn phát điện từ các dự án điện mặt trời áp mái và điện mặt trời trên mặt nước ở các hồ chứa nhân tạo ở những vị trí thuận lợi như các hồ chứa thủy điện, thủy lợi có sẵn hệ thống đường dây truyền tải. Không phát triển

điện mặt trời nổi ở các hồ tự nhiên có hệ sinh thái đặc trưng và những khu vực cần phải xây dựng lưới truyền tải phức tạp.

- Đề xuất điều chỉnh đối với điện gió

Kết quả tính toán công suất đặt nguồn điện của kịch bản điện lựa chọn *KB1B_CLNLTT* của quy hoạch thì công suất điện gió trên bờ và trên biển vào năm 2030 đạt 15GW và 0,6 GW, đến năm 2045 công suất điện gió trên bờ và dưới biển tăng lên đạt 36,4GW và 19,5 GW tương ứng. Nhưng căn cứ nhu cầu đăng ký thực tế của các địa phương tại văn bản 8214/BCT-ĐL ngày 29/10/2020 của Cục Điện lực và NLTT, Bộ Công Thương gửi Thủ tướng Chính phủ, tổng công suất điện gió đề nghị bổ sung quy hoạch đã lên đến 90GW trong đó có 50GW điện gió trên biển và công suất điện gió trên biển được đăng ký khảo sát đã tăng lên 61,12GW trong đó Bình Thuận là tỉnh có công suất lớn nhất, tiếp đến là Cà Mau, Sóc Trăng và Trà Vinh.

Theo đánh giá, nhờ những ưu điểm của điện gió nên nhóm quy hoạch được đề xuất tăng công suất điện gió trên biển lên cao hơn so với kịch bản chọn. Mức công suất điện gió ngoài khơi được đề xuất điều chỉnh tăng sẽ được tính toán lại, ở mức phù hợp với tỷ lệ của các nguồn điện khác trong tổng công suất nguồn điện ở kịch bản quy hoạch đã chọn hiện tại, sau khi xem xét khả năng lắp đặt trên biển không ảnh hưởng đến mục đích sử dụng biển khác trong vùng. Trong trường hợp quy mô công suất các dự án điện gió trên biển tăng thì quy mô công suất điện khí LNG và than nhập khẩu có thể được điều chỉnh giảm từ đó giảm tỷ lệ phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu là 39% năm 2030 và 47% năm 2045, giảm phát thải CO₂ và các khí ô nhiễm khác.

Về vị trí, các dự án điện gió trên biển nên được tập trung phát triển ở các địa phương có tiềm năng đã được xác định như các tỉnh thuộc vùng Duyên Hải Nam Bộ và các tỉnh miền Nam như Sóc Trăng, Cà Mau, Trà Vinh. Tuy nhiên, cần nghiên cứu, xem xét vị trí phát triển các dự án điện gió này sao cho không ảnh hưởng đến vùng hàng hải quốc gia và quốc tế, vùng đánh bắt hải sản, vùng nuôi trồng thủy sản và đặc biệt là tránh không xâm phạm và ảnh hưởng đến rừng ngập mặn.

Xét tổng thể phát triển điện gió, với quy mô công suất điện gió đã triển khai và đang đăng ký đến hiện tại có thể thấy tiềm năng phát triển điện gió trên biển khá lớn và hoàn toàn khả thi. Về mặt môi trường, tác động từ các dự án điện gió trên biển không đáng ngại như các loại dự án nguồn điện truyền thống khác nhưng do đặc thù của loại hình nguồn điện gió, chủ yếu tập trung ở vùng ven biển, và núi cao nơi phải có tiềm năng gió lớn, và phạm vi sử dụng đất và vùng biển sẽ rất lớn, nếu không xem xét cẩn thận sẽ ảnh hưởng đến các mục đích sử dụng đất và biển của các ngành khác. Do đó, với tiềm năng điện gió của Việt Nam và các dự án đăng ký cần xem xét vị trí và quy mô sử dụng diện tích biển của dự án để xem xét khả năng phát triển từ đó đề nghị Bộ TNMT đưa vào trong quy hoạch về không gian biển quốc gia để hạn chế sự chồng chéo về mục đích sử dụng biển với các hoạt động công nghiệp khác, để các dự án có cơ sở triển khai thực hiện sau này.

Việc xem xét tổng thể phát triển điện gió cũng giúp tránh được các tác động đến môi trường, tác động đến hệ sinh thái rừng ngập mặn và hệ sinh thái biển và hoạt động trên biển của các dự án điện gió ven bờ hiện nay. Thực tế cho thấy, với số lượng lớn các dự án điện gió đã xây dựng, đang xây dựng, đã phê duyệt chuẩn bị xây dựng và các dự án đang đăng ký nằm dọc dải ven biển Nam Trung Bộ và Nam Bộ. Vùng Nam Bộ như Sóc Trăng, Cà Mau, Trà Vinh là nơi có diện tích rừng ngập mặn phòng hộ ven biển lớn và đang bị ảnh hưởng do các dự án điện gió đang được triển khai ở đây. Xét về diện tích rừng bị ảnh hưởng của các dự án điện gió này thì không lớn, tuy nhiên một số dự án sẽ chuyển đổi vài ha rừng, như vậy tác động đến hệ sinh thái rừng ngập mặn là mất đi diện tích rừng, phân cắt thành từng đoạn rừng làm mất đi tính nguyên vẹn của hệ sinh thái rừng, để đảm bảo khả năng phòng hộ khi có mưa to, sóng lớn của những cánh rừng này. Vì vậy, các dự án được triển khai ở đây cần được xem xét để hạn chế tối đa ảnh hưởng đến rừng ngập mặn phòng hộ ven biển. Ngoài ra, các dự án hầu như bám dọc theo bờ biển, nơi hầu hết các hoạt động kinh tế của người dân diễn ra ở đây như sử dụng làm bãi tắm, bãi neo đậu tàu thuyền, vùng nuôi trồng thủy hải sản, khu vui chơi, vùng đánh bắt hải sản ven bờ Khi các dự án điện gió triển khai, đất được giao cho các chủ đầu tư, như vậy sẽ hạn chế quyền tiếp cận môi trường tự nhiên của người dân địa phương, mất đi vùng hoạt động sản xuất và sinh kế của người dân. Điều này cũng cần được xem xét để quy hoạch phát triển hợp lý đối với các dự án điện gió ven biển và trên biển trong thời gian tới.

- Đề xuất điều chỉnh đối với điện rác và sinh khối

Tương tự như điện gió, tỷ lệ công suất nguồn điện từ rác thải và sinh khối ở kịch bản chọn là không đáng kể, đạt 2 GW năm 2030 và khoảng 4,1GW vào năm 2045. Quy mô công suất này cần được tăng hơn nữa, đặc biệt với nguồn điện từ rác thải để có thể giải quyết được vấn đề xử lý rác thải ở các đô thị lớn của Việt Nam hiện nay. Mặc dù, công nghệ tận dụng rác thải để phát điện không mới đối với thế giới, công nghệ này được sử dụng hiệu quả ở các nước như Thụy Điển, Trung Quốc, Nhật Bản nhưng với Việt Nam việc phát triển loại hình nguồn điện rác thải hiện mới bắt đầu nhưng đang gặp nhiều khó khăn và vướng mắc về việc đảm bảo số lượng, chủng loại và chất lượng rác thải nhiên liệu, vướng mắc về công nghệ đốt và tiêu chuẩn phát thải của công nghệ, cũng xử lý tro xỉ thải sau khi đốt. Do vậy, mặc dù có nhiều dự án thuộc nhiều tỉnh thành đăng ký và phát triển thành dự án nhưng cho đến nay mới chỉ có một đến 2 nhà máy điện đốt rác thải đã được xây dựng và vận hành. Con số này quá khiêm tốn so với tiềm năng và mong muốn của các tỉnh trong thực tế. Để khuyến khích phát triển nguồn điện này cần có nhiều chính sách hỗ trợ đột phá về giá mua điện và các hỗ trợ tài chính khác. Quan trọng hơn nữa là cần phải có một mẫu chuẩn về công nghiệp và chỉ số phát thải để các chủ đầu tư có thể so sánh lựa chọn để phát triển trong thời gian tới.

Tình trạng này cũng xảy ra tương tự đối với các dự án nhà máy điện sinh khối từ trấu, phụ phẩm nông nghiệp, ...

b. Đề xuất điều chỉnh đối với lưới điện

Với các tuyến đường dây truyền tải điện việc đề xuất điều chỉnh sẽ là khó khăn do ở giai đoạn quy hoạch này các tuyến đường dây mới chỉ được dự kiến phát triển để xem xét, chưa có vị trí hướng tuyến cụ thể để đánh giá nên chưa xác định được các tác động của các tuyến đường dây truyền tải này. Tuy nhiên, với thực trạng phát triển điện mặt trời và điện gió trong 2-3 năm vừa qua cho thấy, việc phát triển các dự án điện mặt trời rải rác manh mún ở các khu vực tiềm năng, đã làm phát sinh rất nhiều tuyến đường dây phân phối mới. Việc này ngoài tác động đến diện tích đất hiện có của người dân, các công trình công cộng, rừng và nơi ở của người dân còn làm mất mỹ quan đô thị với việc kéo căng chịt hệ thống lưới truyền tải này.

Trước tình hình hiện tại, nhóm ĐMC của quy hoạch khuyến cáo rằng ở giai đoạn sau, khi các dự án truyền tải được triển khai xây dựng, sẽ phải được nghiên cứu cụ thể về hướng tuyến sao cho không ảnh hưởng đến rừng để hạn chế tác động đến đa dạng sinh học. Quy hoạch các dự án điện NLTT tại một vị trí để tiết kiệm số lưới tuyến tải và phân phối cần được xây dựng mới trong tương lai. Hơn nữa, ở giai đoạn tiếp theo, hướng tuyến của đường dây truyền tải sau khi được xác định thỏa mãn một số tiêu chí sẽ được gửi đề xin ý kiến đồng thuận của các địa phương mà đường dây đó đi qua.

Cũng cần lưu ý rằng, với tỷ lệ lớn nguồn điện từ NLTT như kịch bản chọn KB01-CLNLTT thì chi phí truyền tải tăng cao hơn so với kịch bản KB0A-QHĐ7HC. Nếu tăng thêm tỷ lệ điện gió trên biển như kiến nghị, chi phí truyền tải và đầu tư phát triển lưới điện sẽ tăng hơn, từ đó sẽ tăng thêm gánh nặng cho nền kinh tế quốc gia nên cần được xem xét để huy động tăng thêm một cách hợp lý các nguồn NLTT

Giai đoạn này nhóm quy hoạch sẽ tính toán dự báo tổng số km đường dây truyền tải của các cấp điện áp và trạm biến áp cần phải xây dựng để đáp ứng nhu cầu truyền tải toàn bộ nguồn điện của kịch bản điện được chọn. Từ đó dự báo nhu cầu sử dụng đất cho lưới truyền tải để có cơ sở đăng ký chỉ tiêu sử dụng đất của Năng lượng trong quy hoạch sử dụng đất quốc gia và các địa phương có cơ sở xem xét và có kế hoạch sử dụng đất cho giai đoạn thực hiện tiếp theo và xem xét góp ý điều chỉnh hướng tuyến phù hợp với điều kiện của địa phương.

4.1.2.5. Các điều chỉnh liên quan đến giải pháp, phương án tổ chức thực hiện quy hoạch.

Xem xét cơ chế và giải pháp thực hiện quy hoạch còn một số vấn đề chưa rõ về công tác bảo vệ môi trường trong quá trình thực hiện quy hoạch, đề nghị được bổ sung điều chỉnh, cụ thể:

a. Cơ chế tổ chức

Theo báo cáo quy hoạch, hiện có 2 tổ chức thực hiện chỉ đạo, giám sát và đôn đốc việc thực hiện quy hoạch điện là Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực và Bộ Công Thương. Trong đó, nhiệm vụ của Bộ Công Thương đã khá rõ ràng. Nhiệm vụ

của ban chỉ đạo là: Chỉ đạo, kiểm tra, đôn đốc việc thực hiện đầu tư xây dựng các công trình nguồn điện, lưới điện trong QHĐ được phê duyệt,... nhưng không quy định trách nhiệm đối với cơ chế tổ chức thực hiện các giải pháp bảo vệ môi trường khi thực hiện kịch bản điện, các công trình nguồn, lưới điện của quy hoạch điện. Cơ chế cũng không quy định thành phần của ban chỉ đạo gồm những lĩnh vực gì? Có lĩnh vực môi trường hay không. Đề nghị nhóm quy hoạch xem xét đề xuất lại cơ chế tổ chức thực hiện này, trong đó đưa các xem xét tuân thủ các quy định pháp luật về môi trường và xem xét khả năng chịu tải môi trường của khu vực dự án lên trên trước khi quyết định đầu tư dự án.

Quy định thêm về đơn vị thực hiện các giải pháp bảo vệ môi trường của các kịch bản điện, dự án điện và đơn vị giám sát thực hiện.

Bổ sung thêm nguồn lực thực hiện tiếp nhận và xử lý ý kiến phản hồi và ý kiến chỉ đạo để giải quyết các vấn đề phát sinh khi thực hiện quy hoạch gây tranh chấp giữa các bên về nguồn nước, sinh thái; các vấn đề phát sinh về ô nhiễm môi trường...

b. Cơ chế tài chính

Chi phí nghiên cứu đánh giá dự báo tác động môi trường chuyên đề cho những vấn đề môi trường quan trọng, chi phí đầu tư công nghệ, hệ thống/thiết bị xử lý môi trường, chi phí khắc phục sự cố môi trường và chi phí quan trắc giám sát thực hiện quy hoạch sẽ được xem xét tách biệt để huy động thực hiện cụ thể: chi phí nghiên cứu, giám sát, quan trắc môi trường theo quy hoạch sẽ được lấy từ ban chỉ đạo hoặc chi phí sự nghiệp môi trường hàng năm. Chi phí đầu tư công nghệ, hệ thống/thiết bị xử lý môi trường, chi phí khắc phục sự cố môi trường và chi phí quan trắc giám sát sẽ được trích từ chi phí dự án của các chủ đầu tư.

Xem xét giải pháp thu phí khí thải, CO₂ cũng giúp bổ sung nguồn kinh phí của nhà nước để thực hiện các công việc công ích như cải tạo nâng cấp cơ sở hạ tầng, xử lý nước thải đô thị, khôi phục chất lượng môi trường ở một số vùng ô nhiễm, trồng rừng, trồng cây xanh, nghiên cứu khoa học...

c. Phương pháp thực hiện quy hoạch

Với các cơ chế đề xuất bao gồm Cơ chế quản lý cộng thêm chi phí phát thải trong việc lập lịch huy động nguồn điện đã được nhóm quy hoạch bổ sung vào cơ chế thực hiện quy hoạch ngay từ đầu khi xây dựng kịch bản.

Về giải pháp về nguồn lực thực hiện quy hoạch, cần bổ sung thêm nguồn lực về quản lý và giám sát thực hiện quy hoạch gồm an ninh cung cấp điện, giải pháp tạo và huy động nguồn vốn cho công tác bảo vệ môi trường. Nguồn lực cụ thể cần bổ sung là nguồn lực giám sát đánh giá thực hiện quy hoạch.

Giải pháp về Luật, Chính sách, và tiêu chuẩn đối với điện mặt trời, cần được xem xét bổ sung, đặc biệt các tiêu chuẩn kỹ thuật đối với tấm pin mặt trời để hạn chế việc sử dụng các tấm pin tái chế có giá thành thấp, tuổi thọ không cao. Hơn nữa, quy định

về tiêu chuẩn đối với vật liệu kính, khung nhôm và vật liệu bán dẫn cũng phải được chuẩn hóa từ đó giúp tăng tuổi thọ tấm pin, giảm chất thải rắn pin mặt trời. Đồng thời cũng quy định cụ thể đối với loại hình các tấm pin là loại tấm pin mới hay loại phục hồi tái chế, kèm theo nêu rõ nguồn gốc xuất xứ của hàng hóa.

Cần thiết phải được chuẩn hóa bằng các tiêu chuẩn kỹ thuật hoặc quy định kỹ thuật đối với điện gió tiêu chuẩn về định mức năng lượng, diện tích chiếm đất đối với điện gió trên biển, công suất cột điện gió trên biển, công nghệ tuabin gió... để các nhà đầu tư có thể có cơ sở để tuân thủ.

4.2. Các giải pháp duy trì xu hướng tích cực, hạn chế, giảm thiểu xu hướng tiêu cực trong quá trình thực hiện quy hoạch

4.2.1. Các giải pháp duy trì xu hướng tích cực

Như phân tích ở chương 3 của báo cáo, xu hướng tích cực của quy hoạch được nhận biết và phân tích là xu hướng thay đổi của kịch bản *KB1B-CLNLTT* so với kịch bản *KB0A-QHĐ7HC* theo chiều hướng tích cực hơn. Một số vấn đề môi trường thay đổi theo chiều hướng tích cực hơn đã được nhận biết là: giảm tỷ lệ nhiệt điện trong cơ cấu ngành điện, giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch, giảm tỷ lệ phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu với tỷ lệ giảm từ 46% xuống còn 39% năm 2030 và 59% xuống còn 47% năm 2045 ở hai kịch bản. Kịch bản chọn cũng giúp giảm 15% lượng phát thải khí nhà kính năm 2030 và 29% năm 2045 so với kịch bản *KB0A-QHĐ7HC*, và lượng phát thải khí ô nhiễm giảm, từ đó giảm nguy cơ gây ô nhiễm không khí, giảm nguy cơ hình thành mưa axit, suy giảm tài nguyên nước mặt, giảm tỷ lệ xâm hại đến rừng và các hệ sinh thái tự nhiên.

Đối với thủy điện, việc xem xét giảm và loại bỏ các dự án thủy điện nhỏ trong hoặc gần các khu vực bảo vệ đa dạng sinh học cũng giúp giảm tác động tiêu cực đến rừng và hệ sinh thái tự nhiên, bảo vệ tài nguyên nước ở một số lưu vực sông, suối.

Giải pháp được đánh giá là quan trọng và tổng thể nhất để duy trì xu hướng tích cực về môi trường đó là xem xét lựa chọn kịch bản điện với tỷ lệ công suất của các thành phần nguồn điện của được lựa chọn phát triển hợp lý, đảm bảo tuân thủ đúng mục tiêu kinh tế, xã hội và môi trường trong các văn bản chính sách và định hướng phát triển của đất nước hiện nay. Giải pháp về kịch bản này đòi hỏi phải đáp ứng một cách hài hòa mục tiêu phát triển kinh tế và xã hội với tốc độ tăng trưởng cao ở các văn bản chỉ đạo của chính phủ và đảm bảo mục tiêu chủ động ứng phó với BĐKH, tăng cường quản lý tài nguyên và BVMT tại: Nghị quyết số 24-NQ/TW của Trung ương đảng Khóa XI, với mục tiêu đảm bảo ngành điện phát triển theo hướng bền vững và hướng đến nền kinh tế các bon thấp. Mục tiêu về chủ động ứng phó với BĐKH, tăng cường quản lý tài nguyên và BVMT với các quan điểm: (1) - Chủ động ứng phó với BĐKH, tăng cường quản lý tài nguyên và bảo vệ môi trường là cơ sở, tiền đề cho hoạch định đường lối, chính sách phát triển kinh tế - xã hội, bảo đảm quốc phòng, an ninh và an sinh xã hội và phải trên cơ sở phương thức quản lý tổng hợp và thống nhất,

liên ngành, liên vùng. Dựa vào nội lực là chính, đồng thời phát huy hiệu quả nguồn lực hỗ trợ và kinh nghiệm quốc tế. (2) BĐKH là vấn đề toàn cầu, là thách thức nghiêm trọng đối với toàn nhân loại trong thế kỷ 21. Phải tiến hành đồng thời thích ứng và giảm nhẹ, trong đó thích ứng với BĐKH, chủ động phòng, tránh thiên tai là trọng tâm. (3) Tài nguyên là tài sản quốc gia, là nguồn lực, nguồn vốn tự nhiên đặc biệt quan trọng để phát triển đất nước. Khai thác, sử dụng tiết kiệm, có hiệu quả và bền vững. Chú trọng phát triển, sử dụng NLTT, vật liệu mới, tái chế. (4) Môi trường là vấn đề toàn cầu. Bảo vệ môi trường vừa là mục tiêu vừa là một nội dung cơ bản của phát triển bền vững. Tăng cường bảo vệ môi trường phải theo phương châm ứng xử hài hoà với thiên nhiên, theo quy luật tự nhiên, phòng ngừa là chính; kết hợp kiểm soát, khắc phục ô nhiễm, cải thiện môi trường, bảo tồn thiên nhiên và đa dạng sinh học; lấy bảo vệ sức khoẻ nhân dân làm mục tiêu hàng đầu; kiên quyết loại bỏ những dự án gây ô nhiễm môi trường, ảnh hưởng đến sức khoẻ cộng đồng. Đầu tư cho bảo vệ môi trường là đầu tư cho phát triển bền vững; Dự thảo báo cáo chính trị của ban chấp hành trung ương đảng khoá XII tại đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ XIII của đảng, (tháng 10/2020), đến năm 2030 là nước đang phát triển có công nghiệp hiện đại, thu nhập trung bình cao. Về kinh tế “Tốc độ tăng trưởng kinh tế (GDP) bình quân 5 năm đạt khoảng 6,5-7%/năm. Tỷ lệ đô thị hoá khoảng 45%; tỉ trọng công nghiệp chế biến, chế tạo trong GDP đạt trên 25%; kinh tế số đạt khoảng 20% (GDP)”.

Với các việc duy trì và thúc đẩy xu hướng biến đổi môi trường tích cực ở kịch bản chọn là giải pháp giảm thiểu tác động môi trường tổng hợp và hiệu quả nhất. Công thêm khả năng nếu tăng thêm sự tham gia của tỷ lệ NLTT trong cơ cấu nguồn điện và đặc biệt là tăng tỷ lệ điện gió trên biển trong giai đoạn quy hoạch ở mức hợp lý sẽ tăng thêm tính hiệu quả của giải pháp giảm thiểu tác động môi trường khi thực hiện quy hoạch. Việc tăng thêm tỷ lệ NLTT trong cơ cấu nguồn điện theo tính toán kỹ thuật trong kịch bản điện quy hoạch là cơ sở để thực hiện quy hoạch sau này, nhưng để đảm bảo phát triển đúng theo kịch bản quy hoạch, các chính sách hỗ trợ về pháp lý, kinh tế, tài chính, hợp tác quốc tế của Chính phủ sẽ phải cần nhờ đến.

a. Khung chính sách hỗ trợ phát triển NLTT

Phân tích ở chương 1, chương 3 của báo cáo đã chứng minh giá thành đầu tư NLTT cao hơn nhiều so với các dạng NL truyền thống khác kể cả đầu tư và vận hành lưới truyền tải với các lý do: (i) Quy mô công suất nhỏ, khả năng khai thác phụ thuộc vào thời tiết (gió, mặt trời, thủy triều, TĐN) và mùa vụ (sinh khối, KSH...); (ii) Sự biến động lớn về điện năng phát, dẫn đến bất ổn định lưới điện và giảm độ tin cậy gây ảnh hưởng đến phương thức vận hành hệ thống. Do vậy, một thời gian dài tỷ lệ đóng góp sản lượng điện từ NLTT không thể phát triển, tuy nhiên từ năm 2018 sau khi Chính phủ ban hành nhiều cơ chế hỗ trợ, hấp dẫn các nhà đầu tư tạo điều kiện để phát triển NLTT tăng mạnh và bùng nổ, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió. Sự phát triển mạnh mẽ này trong 3 năm qua, lại gây ảnh hưởng trở lại đến hệ thống truyền tải điện do không theo kịp tiến độ phát triển của nguồn và nảy sinh một số vấn đề về xã hội.

Hiện tại, đã qua thời điểm nâng cao nhận thức và thúc đẩy phát triển các dự án NLTT nên cơ chế hỗ trợ sẽ thay đổi, cơ chế đấu giá các dự án NLTT được áp dụng, cơ chế này phù hợp với cơ chế thị trường. Do đó, sẽ khó khăn để thu hút đầu tư của các nhà đầu tư trong thời gian tới. Muốn đảm bảo mục tiêu phát triển NLTT ở kịch bản chọn, cần có thêm giải pháp chính sách tài chính hỗ trợ đó là tính đúng tính đủ chi phí đầu tư và vận hành các loại nguồn điện trong đó chi phí thiệt hại về môi trường và sức khỏe từ các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch sẽ giúp tăng cơ hội cạnh tranh của các nguồn điện từ NLTT. Hơn nữa, chi phí truyền tải hiện nay cũng đang ở mức thấp, cần phải xem xét tính toán phần chi phí tăng thêm của hệ thống truyền tải khi tích hợp tỷ lệ lớn NLTT vào. Với phương án tính đúng và đủ các chi phí môi trường và truyền tải sẽ giúp chi phí đầu tư các nguồn điện công bằng hơn, chi phí truyền tải cũng được tính đầy đủ hơn, phần chi phí thêm phí truyền tải này giúp giảm gánh nặng tài chính cho Chính phủ và các doanh nghiệp vận hành hệ thống điện. Đặc biệt, cần có một số chính sách khuyến khích và ưu đãi đối với các nguồn vốn từ khu vực tư nhân và nước ngoài như hỗ trợ về giá điện, thuế nhập khẩu thiết bị, ưu tiên về vốn vay, giảm nhẹ các thủ tục hành chính về đầu tư, quy hoạch và chuẩn bị mặt bằng cho các dự án điện NLTT, hỗ trợ đào tạo vận hành bảo dưỡng.

Tăng cường đầu tư vào khoa học kỹ thuật, nhân lực cho sản xuất, chế tạo và bảo hành thiết bị và công nghệ về NLTT để giảm giá thành đầu tư và chi phí vận hành bảo dưỡng nhằm giảm áp lực cho các chủ đầu tư.

b. Thúc đẩy giải pháp trao đổi hợp tác liên kết điện vùng ASEAN và GMS

Qua liên kết lưới điện với Trung Quốc, Lào và Campuchia, hệ thống điện Việt Nam có thể liên kết trao đổi điện năng với các nước ASEAN như Thái Lan, Malaixia. Việc liên kết đem lại lợi ích đáng kể cho các quốc gia nhờ tiết kiệm chi phí đầu tư về lưới điện, nhất là vùng kém hiệu quả; Giảm chi phí đầu tư nguồn điện khi có thể sử dụng được nguồn điện sẵn có ở các quốc gia lân cận có giá thành rẻ hơn. Giúp giảm áp lực về vốn đầu tư, nhiên liệu nhập khẩu, giảm nhu cầu đất đai và các vấn đề môi trường phát sinh. Tuy nhiên, hiện nay do thay đổi chính sách của một số nước nên triển vọng thực hiện liên kết điện trong vùng cũng thay đổi so với dự báo ở QHĐ7HC trước đây. Do vậy, cần xem xét cân nhắc tỷ lệ nhập khẩu điện, những vị trí hoặc nguồn điện khả thi bên cạnh đàm phán về giá thành hợp lý.

4.2.2. Các giải pháp hạn chế, giảm thiểu xu hướng tiêu cực

Các giải pháp cụ thể để đảm bảo mục tiêu bảo vệ môi trường, bảo tồn tài nguyên và giảm phát thải KNK cụ thể như sau:

4.2.2.1. Các giải pháp về tổ chức, quản lý

Giải pháp về tổ chức quản lý như đã đề xuất ở phần điều chỉnh cơ cấu và cách thức tổ chức quản lý, với lĩnh vực môi trường trong quá trình thực hiện quy hoạch điện cần có sự tham gia tích cực của Bộ TNMT và Sở TNMT các tỉnh, cụ thể:

- Ban Chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực phải có thành viên của Bộ Tài nguyên môi trường và có nhiệm vụ chỉ đạo, kiểm tra, giám sát việc bảo vệ môi trường trong quá trình thực hiện các dự án điện của quy hoạch giống với nhiệm vụ của Ban chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực.

- Vai trò và nhiệm vụ của Bộ Công Thương nên bổ sung nhiệm vụ của các đơn vị trong Bộ như Viện Năng lượng, Cục ATMT, Vụ Khoa học Công nghệ thực hiện công tác theo dõi, giám sát việc thực hiện công tác bảo vệ môi trường của quy hoạch giống như nhiệm vụ của Bộ đối với QHĐ. Trong đó, về nhân sự cần đủ để có thể tham gia các nhiệm vụ được giao.

Về tổ chức thực hiện, sẽ giống cơ chế hoạt động của Ban chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực và Bộ Công Thương về phát triển điện lực, hàng năm, nhóm thực hiện nhiệm vụ về môi trường sẽ tham gia vào việc xem xét đánh giá quá trình thực hiện và tuân thủ về môi trường trong quá trình thực hiện quy hoạch điện, định kỳ khảo sát và báo cáo đến Ban Chỉ đạo về công tác bảo vệ môi trường hàng năm và 5 năm. Đặc biệt, xem xét đánh giá những tác động môi trường của các dự án do UBND các tỉnh, thành phố tham gia tổ chức đấu thầu và giám sát thực hiện theo phân cấp để hạn chế những tác động đến môi trường có thể xảy ra. Trong quá trình thực hiện một số xung đột giữa dự án và người dân có thể xảy ra. Để giảm thiểu tác động do xung đột này, cần thiết phải có bộ phận tiếp nhận và xử lý các vấn đề khiếu nại, khiếu kiện về môi trường phát sinh trong quá trình thực hiện quy hoạch. Bộ phận đó có thể giao cho Bộ Công Thương và định kỳ báo cáo Ban chỉ đạo. Trong một số trường hợp, các vấn đề vượt quá thẩm quyền của Bộ, sẽ báo cáo và xin ý kiến chỉ đạo của Ban Chỉ đạo.

Xây dựng các văn bản pháp quy ràng buộc trách nhiệm của các chủ đầu tư các công trình điện về đảm bảo tiến độ, chất lượng công trình và đảm bảo tuân thủ các quy định về bảo vệ môi trường.

Các giải pháp quản lý và kỹ thuật về sử dụng tiết kiệm và hiệu quả năng lượng:

Từng bước áp dụng các biện pháp khuyến khích và bắt buộc đổi mới công nghệ, thiết bị ở các ngành sử dụng nhiều điện (thép, xi măng, hóa chất); cấm nhập các thiết bị cũ, hiệu suất thấp trong sản xuất và sử dụng điện năng.

Các chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018-2020, định hướng đến năm 2030 được tổng hợp trong bảng dưới đây lại một số mục tiêu về giảm nhu cầu điện và năng lượng theo các văn bản pháp luật đã được phê duyệt.

Bảng 4-4: Mục tiêu về giảm nhu cầu điện/năng lượng theo một số văn bản pháp luật

Văn bản	Phê duyệt nội dung	Mục tiêu giảm nhu cầu năng lượng/điện
Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11 tháng 02 năm 2020 của Bộ	Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm	Tỉ 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.

Văn bản	Phê duyệt nội dung	Mục tiêu giảm nhu cầu năng lượng/điện
Chính trị	2045	
Quyết định số 280/QĐ-TTg	Chương trình VNEEP 3 giai đoạn 2019 – 2030.	Giai đoạn đến năm 2025: Đạt mức tiết kiệm năng lượng 5 đến 7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ năm 2019 đến năm 2025; Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6,5%; và giảm suất tiêu hao bình quân một số ngành/phân ngành công nghiệp cụ thể; Giai đoạn đến năm 2030: Đạt mức tiết kiệm từ 8 - 10% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ 2019 đến năm 2030; Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6%; và giảm suất tiêu hao bình quân một số ngành/phân ngành công nghiệp cụ thể.
Quyết định số 279/QĐ-TTg ngày 08/3/2018	Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018 - 2020, định hướng đến năm 2030	Giảm Pmax (so với dự báo nhu cầu phụ tải điện trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia) khoảng 300 MW vào năm 2020, 1.000 MW vào năm 2025 và 2.000 MW vào năm 2030
Chỉ thị 20/TTg ngày 07 tháng 5 năm 2020	Tăng cường tiết kiệm điện giai đoạn 2020 - 2025	Tiết kiệm tối thiểu 2% tổng điện năng tiêu thụ trong giai đoạn 2020 - 2025
Quyết định số 1393/QĐ-TTg ngày 25/09/2012	Chiến lược quốc gia về Tăng trưởng xanh	Giai đoạn 2011 - 2020: giảm tiêu hao năng lượng tính trên GDP 1 - 1,5% mỗi năm. Giảm lượng phát thải khí nhà kính trong các hoạt động năng lượng từ 10% đến 20% so với phương án phát triển bình thường. Định hướng đến năm 2030: giảm lượng phát thải khí nhà kính trong các hoạt động năng lượng từ 20% đến 30% so với phương án phát triển bình thường.

Dự báo hiệu quả của chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả theo VNEEP 3, sẽ góp phần làm giảm tiêu thụ điện hoặc sử dụng điện một cách hiệu quả hơn. Đối với từng khu vực kinh tế, VNEEP 3 sẽ có những chương trình và tác động khác nhau, cụ thể:

4.2.2.1.1. Các giải pháp về sử dụng hiệu quả nguồn nước

Các công trình thủy điện đã góp phần quan trọng bảo đảm an ninh năng lượng, đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội. Các hồ thủy điện lớn đa mục tiêu đã góp

phần cắt, giảm lũ, điều tiết lưu lượng, cấp nước phục vụ sinh hoạt, sản xuất và bảo vệ môi trường. Quá trình đầu tư xây dựng, vận hành khai thác các công trình thủy điện đã tạo nhiều việc làm cho người lao động, thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội. Tuy nhiên, các dự án thủy điện cũng được cho là có tác động nhiều nhất đến tài nguyên nước, do đó các giải pháp giảm thiểu đối với nguồn nước được đề xuất như sau:

- Sử dụng nước đa mục tiêu, để sử dụng hiệu quả nguồn nước và hạn chế những tác động tiêu cực do việc vận hành các hồ chứa thủy điện, cần phải tuân thủ đầy đủ và đúng dẫn quy trình vận hành đa hồ chứa thủy điện, thủy lợi đảm bảo cơ chế sử dụng nước đa mục tiêu, và việc vận hành các hồ chứa phải hài hòa giữa các mục tiêu và nhu cầu sử dụng nước khác ngoài sản xuất điện.

Xây dựng quy định và cơ chế chia sẻ lợi ích và trách nhiệm cộng đồng đối với các dự án thủy điện nhỏ sử dụng nguồn nước của địa phương và có ảnh hưởng đến rừng khu vực dự án, nơi mà người dân địa phương có hoạt động sống và sinh kế phụ thuộc vào đó, thì chủ đầu tư các dự án thủy điện phải chịu trách nhiệm hoàn toàn đối với việc ổn định đời sống và khôi phục sinh kế của người dân bị ảnh hưởng trong vùng ảnh hưởng chứ không phải chỉ cho người dân bị ảnh hưởng trực tiếp bởi dự án.

Việc khai thác sử dụng nước của các thủy điện nhỏ có thể ảnh hưởng đến tài nguyên nước và hiệu quả sử dụng nước của cộng đồng thì dân cư trong lưu vực nên ngoài chi phí về thuế tài nguyên nước, phí khai thác sử dụng nước, phí dịch vụ Môi trường rừng, thì các chủ đầu tư còn phải chi trả một khoản chi phí về ổn định và cải thiện cuộc sống, sinh kế và thu nhập của người dân.

Xây dựng cơ chế tài chính cho các NMTĐ vận hành cấp nước cho hạ du vào mùa khô theo yêu cầu sản xuất, sinh hoạt của các địa phương. Để làm được điều này, sẽ phải có sự tham gia đầy đủ của ngành điện và các chủ đầu tư các nhà máy điện đặc biệt các nhà đầu tư tư nhân vào cơ chế vận hành, điều tiết nước trong hệ thống quản lý lưu vực sông chính và các phụ lưu. Vì vậy, trên cơ sở đánh giá chi tiết và đầy đủ hơn về chi phí và lợi ích của quản lý đa mục tiêu bao gồm cả các chi phí ảnh hưởng đến hoạt động sản xuất điện từ các mục tiêu này; các quy định mới về quản lý hồ chứa (cho cả các hồ đang và sẽ vận hành) phải được xây dựng và ban hành, đảm bảo phản ánh đầy đủ cơ chế quản lý và vận hành đa mục tiêu nguồn nước có tính đến ảnh hưởng tích lũy của toàn lưu vực. Trên cơ sở đó, nghiên cứu xây dựng cơ chế tài chính hỗ trợ cho các NMTĐ tham gia vận hành cấp nước cho hạ du vào mùa khô theo yêu cầu sản xuất, sinh hoạt.

Xem xét kết quả hoạt động sản xuất, kinh doanh do thực hiện theo quy trình điều tiết liên hồ chứa cho thấy, sản lượng điện năng giảm do xả nước để duy trì môi trường sinh thái, do phải điều hòa lượng nước cấp cho hạ du các tổ máy phải chạy ở mức công suất thấp với thời gian kéo dài, xả tràn sớm và duy trì mức nước thấp trong mùa lũ,... và xem xét kiến nghị của các nhà máy đến các cơ chế hỗ trợ như điều chỉnh sản lượng trung bình nhiều năm của các Nhà máy trong tính giá và cơ chế hỗ trợ.

Ở giai đoạn thiết kế, các dự án thủy điện sẽ phải được nghiên cứu đánh giá và xem xét các tác động trên toàn bộ lưu vực sông và đánh giá chi phí và lợi ích bao gồm cả các mục tiêu ngoài phát điện để điều chỉnh lại thiết kế.

Thực hiện nghiêm việc không phê duyệt các dự án thủy điện khi dự án thủy điện, đặc biệt là thủy điện nhỏ có xây dựng đập chắn, chuyển nước trong lưu vực và ảnh hưởng đến rừng.

Trong quá trình vận hành hồ chứa còn phải đảm bảo tuân thủ hoàn toàn quy định về phòng tránh lũ và giảm lũ hạ lưu, tránh hiện tượng tích nước để giữ nước mùa kiệt và xả lũ lúc lũ lớn ở hạ lưu. Hiện nay, các qui trình vận hành liên hồ chứa vào mùa lũ đã được xây dựng nhưng trong quá trình áp dụng còn nhiều bất cập nên đang được bổ sung chỉnh sửa để hoàn thiện. Các quy trình vận hành liên hồ vào mùa kiệt đã được xây dựng. Giải pháp này giúp tiêu chuẩn hóa về quản lý hồ chứa, thực hiện cơ chế xả nước nhằm đảm bảo dòng chảy môi trường tối thiểu để duy trì tính nguyên vẹn của hệ sinh thái hạ lưu, cân bằng nhu cầu nước cho sản xuất và sinh hoạt của các hộ sử dụng khác ngoài điện vào mùa khô và điều tiết lũ vào mùa mưa.

Xây dựng các quy định ràng buộc trách nhiệm cho các bên quản lý hồ chứa, thải nước thải gây ảnh hưởng đến môi trường, thiệt hại cho hệ sinh thái, con người, tài sản do không thực hiện đúng những qui định về vận hành hồ chứa ở các NMTĐ và xả nước thải gây ô nhiễm đối với các NMNĐ.

An toàn đập và an toàn công trình: Rà soát các quy hoạch, các DATĐ trên cả nước để phát hiện kịp thời các quy hoạch và dự án đầu tư xây dựng có hiệu quả thấp, tác động tiêu cực lớn đối với MT-XH, ảnh hưởng đến các quy hoạch khác; Rà soát tình hình thực hiện và tuân thủ các quy định về quản lý chất lượng công trình trong công tác khảo sát, thiết kế, thi công, nghiệm thu, quản lý an toàn, giải quyết sự cố khi thi công công trình và cam kết về môi trường đối với các DATĐ, quản lý an toàn đập. Để đảm bảo lợi ích chung của nguồn nước và an toàn cho hoạt động của thủy điện như đưa ra tại Nghị quyết số 62/2013/QH13 ngày 27/11/2013 của Quốc hội Khóa XIII về tăng cường công tác quản lý quy hoạch, đầu tư xây dựng, vận hành khai thác công trình thủy điện, Chính phủ đã chỉ đạo nhiệm vụ cụ thể cho Bộ Công Thương và các Bộ ngành.

Rà soát hệ thống tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật đối với các công trình thủy điện, đề xuất việc xây dựng tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về thủy điện. Hiện tại, các cơ quan, đơn vị đang áp dụng hệ thống tiêu chuẩn, quy chuẩn được xây dựng chung cho ngành thủy lợi dưới dạng Tiêu chuẩn Việt Nam. Một số DATĐ lớn như Hòa Bình, Sơn La, Lai Châu, Nậm Chiến, Tuyên Quang... đều đã xây dựng những bộ tiêu chuẩn thiết kế áp dụng riêng, trong đó có cả những công nghệ mới như bê tông đầm lăn. Trong thời gian tới cần hoàn thiện và ban hành Quy chuẩn kỹ thuật Việt Nam về xây dựng công trình thủy điện, đặc biệt lưu ý đến công tác khảo sát địa chất công trình;

Rà soát ban hành tiêu chuẩn và điều kiện, năng lực các đơn vị tư vấn, xây dựng liên quan đến lĩnh vực thủy điện. Trong đó, tăng cường công tác thanh tra giám sát công trình xây dựng để hạn chế các rủi ro sự cố vỡ đập, sạt lở, xảy ra ở một số công trình trong thời gian vừa qua.

Biện pháp về chia sẻ lợi ích giữa các ngành: Đóng góp của ngành điện cho sự phát triển kinh tế quốc gia là mục tiêu và trách nhiệm chính của ngành điện nhằm mang lại lợi ích to lớn cho quốc gia và cho cộng đồng. Yêu cầu hỗ trợ cho các hoạt động phát triển (cơ sở hạ tầng, lâm nghiệp cộng đồng, cải tiến nông nghiệp và phát triển doanh nghiệp, hỗ trợ người nghèo) đòi hỏi của ngành điện phải tính chi phí vào giá điện và cơ chế chia sẻ lợi ích này sẽ giảm một phần doanh thu từ bán điện.

Quy hoạch phát triển điện tổng thể còn đòi hỏi có sự kết hợp giữa các ngành nhằm nâng cao hiệu quả năng lượng và tăng nguồn năng lượng tái tạo, ưu tiên cung cấp nhiên liệu cho các hoạt động sản xuất trong nước, chia sẻ nguồn nước. Công việc này bao gồm những đánh giá chi tiết hơn về quy mô tiềm năng và những địa điểm tốt nhất có thể phát triển các dạng nguồn điện từ NLTT cũng như các giải pháp giúp nâng cao hiệu suất năng lượng và giảm sự phụ thuộc vào than được yêu cầu cho phát triển bền vững của ngành điện Việt Nam.

Để thực hiện tốt các giải pháp trên cần có sự phối hợp giữa các ngành, các tỉnh và các Sở Tài nguyên Môi trường của các tỉnh và của người dân để quản lý và kiểm soát chặt chẽ việc khai thác sử dụng nguồn nước, xả nước thải của các dự án và rà soát các quy hoạch của các ngành để hạn chế sự chồng chéo giữa hoạt động của ngành điện với các hoạt động sản xuất thủy sản, nông nghiệp và khai thác du lịch trên các lưu vực.

4.2.2.1.2. Biện pháp Quản lý khai thác và sử dụng hợp lý tài nguyên năng lượng

Nguồn năng lượng hóa thạch như dầu mỏ, than, khí đốt là nguồn năng lượng quan trọng đối với mỗi quốc gia vì vậy các kế hoạch phát triển cần phải gắn với chính sách khai thác và xuất khẩu nhiên liệu hóa thạch hợp lý và bền vững. Trong những năm gần đây, trước mối đe dọa đến an ninh năng lượng ngày càng gia tăng do nhu cầu tiêu thụ ngày một tăng cao các loại nhiên liệu này. Bộ Công Thương và các Tập đoàn năng lượng đã và đang rất quan tâm đến việc khảo sát nghiên cứu để tìm kiếm, phát hiện, đánh giá nguồn và mở mới và xem xét khả năng khai thác để đáp ứng nhu cầu tối thiểu năng lượng trong nước. Đối với các mỏ đang vận hành, điều chỉnh kế hoạch khai thác theo hướng hạn chế sản lượng khai thác hàng năm hợp lý của than, dầu và khí, hạn chế xuất khẩu năng lượng thô và ưu tiên phục vụ cho tiêu dùng trong nước. Mặc dù, ở quy hoạch này tỷ lệ NLTT đã đóng góp rất lớn vào cơ cấu nguồn điện nên lượng nhiên liệu hóa thạch giảm hơn nhiều so với kịch bản KB0A-QHĐ7HC và với kịch bản của QHĐ7HC đã được phê duyệt. Nhưng theo kết quả tính toán, nhu cầu than và khí nhập khẩu vẫn chiếm tỷ lệ lớn trong tổng cơ cấu nhiên liệu sơ cấp cung cấp cho sản xuất điện. Do đó, trong thời gian tới, ngoài những giải pháp tổ chức nhập khẩu than và khí từ cơ chế, tổ chức thực hiện cần phải xem xét thêm xu hướng thay đổi giá thị

trường của nhiên liệu để có các giải pháp dài hạn đủ để các tập đoàn vẫn duy trì được sản xuất của mình. Nhờ đó sẽ kéo dài thêm thời điểm bắt đầu nhập khẩu than, khí để hạn chế được sức ép do phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu nhập khẩu giúp tăng cường an ninh năng lượng.

Việc chuẩn bị cơ sở hạ tầng để nhập khẩu than và khí cũng cần được quan tâm, cụ thể là lựa chọn đơn vị nhập khẩu than, xây dựng các cảng trung chuyển than lớn cho các trung tâm điện lực, xây dựng các kho cảng nhập khẩu LNG lớn ở các vùng miền... là những việc cần thiết để đảm bảo cho việc phát triển các dự án điện sử dụng nhiên liệu nhập khẩu trong kịch bản phát triển điện của quy hoạch.

Giải pháp tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng và điện cần được tăng cường và đẩy mạnh hơn nữa. Năm 2010, Việt Nam đã ban hành Luật Sử dụng Năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và chiến lược sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả trong đó đặt ra những mục tiêu cụ thể cho từng giai đoạn bước đầu đã đạt được những kết quả đáng kể. Tuy nhiên, hiện nay chỉ số đánh giá về tiêu thụ năng lượng hiệu quả của Việt Nam còn ở mức rất thấp so với khu vực, do vậy tiềm năng tiết kiệm của Việt Nam là rất lớn. Trong thời gian tới Việt Nam tiếp tục thực hiện và đẩy mạnh hơn các chương trình tiết kiệm năng lượng, tiết kiệm điện và nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng ở các ngành và các lĩnh vực trên cả nước bằng các giải pháp cụ thể:

(1) Phát động rộng rãi hơn các nghiên cứu cải tiến kỹ thuật nhằm có được những công nghệ và kỹ thuật mới tiết kiệm hơn nữa lượng điện tiêu dùng.

(2) Thực hiện chính sách giá điện tính đúng tính đủ, xóa bỏ cơ chế bù giá chéo giúp giảm lượng điện tiêu dùng.

(3) Triển khai thực hiện Quyết định số 73/2013/QĐ-TTg ngày 25/12/2013 về Ban hành danh mục 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. Không được phép nhập các thiết bị cũ.

4.2.2.1.3. Giải pháp ổn định đời sống, khôi phục sinh kế cho người dân bị ảnh hưởng

Công tác đền bù tái định cư đối với người dân bị ảnh hưởng do các dự án điện ở giai đoạn gần đây so với thời điểm lập ĐMC của QHĐ7HC đã có nhiều chuyển biến tích cực hơn do mức độ hoàn thiện hệ thống văn bản quy định về tái định cư và sinh kế và nhờ tăng mạnh sự tham gia của tư nhân đầu tư phát triển điện nên giá đất và chi phí đền bù ở nhiều dự án đặc biệt là các dự án điện mặt trời và gió đã được thực hiện theo giá thỏa thuận phù hợp với giá thị trường. Với các dự án này người dân được lợi và thỏa mãn nhu cầu và mong muốn của họ, họ có thể sử dụng tiền đền bù đó để đầu tư sản xuất, khôi phục sinh kế, cải thiện điều kiện sống và sinh hoạt nên ít có phàn nàn về vấn đề này trong quá trình thực hiện các dự án. Nhờ đó các dự án điện mặt trời được triển khai thực hiện nhanh, kịp tiến độ. Tuy nhiên, do cơ chế đền bù tái định cư không thống nhất nên đã xảy ra tình trạng so sánh về cơ chế đền bù, từ đó phát sinh nhiều vấn

đề về an ninh xã hội. Ví dụ, để kịp triển khai dự án điện mặt trời trước tháng 6/2019 nhiều dự án điện mặt trời do các nhà đầu tư tư nhân thực hiện đã thỏa thuận giá đất cao hơn cả giá thị trường (ở Bình Thuận có dự án 1 trụ điện giá đã được thỏa thuận đền bù lên đến hơn 3 tỷ đồng), do đó khi thực hiện các dự án sử dụng tiền ngân sách nhà nước sẽ khó để nhận được sự đồng thuận của người dân.

Luật đất đai 2013 đã gần hơn với yêu cầu thực tế của người dân bị ảnh hưởng và QĐ 64/2014/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ quy định Chính sách đặc thù về di dân, tái định cư các dự án thủy lợi, thủy điện đã bước đầu thay đổi cơ chế về đền bù tái định cư, giúp người dân bị ảnh hưởng có được những lợi ích nhất định khi bị di dời. Với quy định mới này yêu cầu trách nhiệm của chủ đầu tư cao hơn trong quá trình thực hiện nhưng vẫn còn nhiều bất cập như đã phân tích ở chương 2 và chương 3. Rút kinh nghiệm và để giải quyết một số hạn chế trong công tác bồi thường, di dân, tái định cư năm 2019 thủ tướng Chính Phủ đã ban hành *quyết định số 1457/QĐ-TTg ngày 25 tháng 10 năm 2019 Phê duyệt Đề án: Rà soát và hoàn thiện các chính sách về di dân, tái định cư dự án thủy lợi, thủy điện (sau đây viết tắt là Đề án)* với các nội dung của quyết định nghiên cứu sửa đổi, bổ sung Quyết định số 64/2014/QĐ-TTg ngày 18 tháng 11 năm 2014 của Thủ tướng Chính phủ quy định chính sách bồi thường, hỗ trợ, tái định cư và hỗ trợ ổn định đời sống và sản xuất cho người dân sau tái định cư *theo hướng mở rộng phạm vi áp dụng đối với tất cả các dự án thủy lợi, thủy điện* (riêng chính sách hỗ trợ ổn định đời sống và sản xuất cho người dân sau tái định cư chỉ nghiên cứu áp dụng đối với các dự án thủy lợi, thủy điện đã hoàn thành công tác bồi thường, hỗ trợ, tái định cư sau năm 2006), trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định nhằm hỗ trợ người dân tái định cư ổn định đời sống và phát triển sản xuất tại nơi ở mới; *Điều tra, khảo sát, tổng hợp các tồn tại, hạn chế và vướng mắc trong thực tiễn đối với các vấn đề liên quan đến bồi thường, hỗ trợ, tái định cư và sau tái định cư dự án thủy lợi, thủy điện để hoàn thiện các chính sách về di dân, tái định cư dự án thủy lợi, thủy điện phù hợp với thực tiễn.* Thực hiện Chính sách an sinh xã hội giúp người dân tái định cư các dự án thủy lợi, thủy điện tiếp cận bình đẳng các dịch vụ xã hội cơ bản, Thực hiện Nghị quyết số 71/NQ-CP ngày 31 tháng 5 năm 2018 của Chính phủ về một số chính sách đối với hộ nghèo thiếu hụt đa chiều áp dụng đối với các hộ dân tái định cư là hộ nghèo, cụ thể như sau: *Chính sách hỗ trợ về giáo dục - đào tạo, Chính sách hỗ trợ về bảo hiểm y tế, Chính sách hỗ trợ về nhà ở, Chính sách hỗ trợ về nước sinh hoạt, Hỗ trợ về vệ sinh (nhà tiêu hợp vệ sinh), Chính sách hỗ trợ về thông tin, Các chính sách hỗ trợ giảm nghèo khác trong đó chú trọng đến việc tiếp tục thực hiện chính sách hỗ trợ về đất ở, đất sản xuất, hỗ trợ pháp lý và các chính sách khác đối với hộ nghèo là dân tộc thiểu số, vùng miền núi, huyện nghèo, xã nghèo, thôn, bản đặc biệt khó khăn.* Đối với chính sách hỗ trợ về phát triển sản xuất, đa dạng hóa sinh kế và nhân rộng mô hình giảm nghèo: thực hiện theo Quyết định số 1722/QĐ-TTg ngày 02 tháng 9 năm 2016 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Chương trình mục tiêu Quốc gia giảm nghèo bền vững giai đoạn 2016 - 2020

Với các giải pháp này sẽ đảm bảo ổn định đời sống và sinh kế người dân trong dài hạn. Cơ chế đền bù vừa ban hành mới chỉ tập trung vào đối tượng bị tác động do các DA thủy lợi, thủy điện dễ dẫn đến so sánh giữa các dự án làm nảy sinh mâu thuẫn, khiếu kiện, mất an ninh trật tự xã hội. Mặc dù vậy, cơ chế hỗ trợ này vẫn giúp giải quyết và hạn chế bớt những tác động đến người dân tái định cư như hiện nay.

Trong thời gian tới vẫn cần ban hành chính sách tổng thể về công tác bồi thường, di dân tái định cư đối với tất cả các loại hình dự án phát triển kinh tế cần thu hồi đất. Trong đó quy định rõ nguồn vốn tái định cư, cả người dân di dời và người dân sở tại phải được tham gia thảo luận trực tiếp từ giai đoạn đầu để phát biểu mong muốn của mình trong quá trình bồi thường, hỗ trợ, di dời, tái định cư theo nguyên tắc dân biết, dân bàn, dân làm, dân kiểm tra và dân được hưởng. Cơ chế chính sách quản lý các dự án di dân tái định cư phải dựa trên cơ sở bảo tồn văn hóa, phong tục tập quán của người dân, trao đổi để nhận biết nhu cầu thực sự của họ và tạo điều kiện thông thoáng cho quá trình thực hiện, đảm bảo tiến độ công trình cũng như sự đồng thuận cao của cả người dân chuyển đi lẫn người dân nơi đến. Nói một cách khác, chính sách mới bên cạnh những hỗ trợ cần thiết còn dựa trên cách tiếp cận trao quyền cho người dân, thay vì việc đáp ứng đơn thuần các nhu cầu thiết yếu của họ. Đây là cách tiếp cận mới so với tư duy cũ theo hướng chỉ đạo, lập kế hoạch từ trên xuống dưới trong công tác tái định cư hiện nay.

Nên khuyến khích các hình thức di dân không tập trung, theo phương thức xen ghép và tự nguyện nhằm hạn chế sức ép tập trung đất đai, chấp nhận bồi thường theo thỏa thuận phù hợp với cơ chế thị trường, tăng cường khả năng tự điều chỉnh, tiến tới hồi phục nhanh cuộc sống của các hộ dân sau tái định cư. Tái định cư xen ghép và tự nguyện phù hợp với đặc điểm văn hoá của các dân tộc còn góp phần cải thiện cuộc sống cho cộng đồng dân sở tại, hạn chế được những xung đột về văn hoá và phong tục tập quán giữa các cộng đồng, thực hiện chính sách đoàn kết các dân tộc của Đảng và Nhà nước.

Việc người dân được tham gia đề xuất điểm tái định cư, lựa chọn thiết kế nhà ở và cơ sở hạ tầng ở khu vực tái định cư cần được thực hiện nghiêm túc. Muốn vậy, người dân cần được thông tin đầy đủ và kịp thời về chính sách đền bù và kế hoạch thực hiện của dự án.

Khuyến khích các hộ tái định cư tự lập phương án sản xuất phù hợp theo quy hoạch phê duyệt. Phương thức nhà nước hỗ trợ vận chuyển, sản uĩ nền nhà, nhân dân tự tháo dỡ nhà ở cũ, lắp dựng tại nơi ở mới theo sở thích, nguyện vọng riêng của mình là một cách làm phù hợp (như được áp dụng đối với công tác di dời, tái định cư tại Mường La, thuộc dự án thủy điện Sơn La).

Hạn chế tình trạng triển khai dự án chậm do khâu quy hoạch chi tiết của các dự án phải chỉnh sửa nhiều lần đang là trở ngại cho việc đền bù, tái định cư và triển khai xây dựng, kiến thiết các công trình hạ tầng, công trình phục vụ sản xuất, đời sống dân

sinh. Nếu dự án thực hiện chậm, sẽ gây thiệt hại rất nhiều cho người dân do trượt giá đồng tiền. Thời điểm chốt giá đền bù cho đến khi được nhận đền bù khá xa giá thị trường về nhà ở đất đai có thể tăng, nên người dân được đền bù không đủ tiền để mua lại nhà và đất sản xuất để ổn định lại đời sống. Để hạn chế và khắc phục tình trạng này cần tiến hành phân cấp và trao quyền cho cấp huyện/thị, đồng thời nâng cao năng lực cho cán bộ quy hoạch và cán bộ trực tiếp làm công tác di dân tái định cư vốn còn thiếu kinh nghiệm thực tế và chuyên môn.

Đối với khu Tái định canh cần phải hoàn thiện kết cấu hạ tầng trước khi thực hiện di dời để đảm bảo đời sống và thu nhập của người dân, chú trọng việc giải quyết vấn đề khoảng cách từ nơi ở đến nơi sản xuất, hệ thống cung cấp nước tưới, chất lượng và diện tích đất sản xuất cho các hộ TĐC vì đây là hai yếu tố quyết định đến việc ổn định và phát triển sản xuất cho các hộ TĐC.

Thực hiện nguyên tắc đền bù theo phương thức “đất đổi đất” tránh xáo trộn chuyển đổi nghề nghiệp.

Thực hiện tốt cơ chế kiểm soát và ràng buộc trách nhiệm pháp lý của các bên liên quan và chủ đầu tư đối với người dân bị ảnh hưởng phải di dời. Cụ thể:

- Vị trí và diện tích đất sản xuất của TĐC, không được nằm trong diện tích rừng đặc dụng, gần với nơi ở, đất đã được cải tạo tốt (không phải loại đất bạc màu lẫn đá sỏi), tránh nằm ở vị trí bị dốc, sụt lún, sạt lở, thiếu nước... để người dân có thể canh tác được.
- Chất lượng công trình xây dựng cơ sở hạ tầng, nhà ở và các công trình phụ trợ trong khu TĐC phải đầy đủ và đảm bảo chất lượng.
- Thời gian thực hiện kịp thời và đảm bảo tính minh bạch để giá trị tài sản người dân bị ảnh hưởng khi đền bù vẫn đảm bảo được đời sống.

Các dự án ảnh hưởng nhiều đến sinh kế của người dân, bắt buộc phải xây dựng chương trình phục hồi sinh kế và đánh giá định kỳ mức độ phục hồi sinh kế của người dân, trong đó các hộ dân được tham gia dự án chuyển đổi cơ cấu cây trồng, vật nuôi phù hợp với trình độ, thói quen sản xuất.

Chính sách hỗ trợ đền bù TĐC cho các dự án thủy điện cho thấy những thay đổi lớn về cách tiếp cận đền bù hỗ trợ. Vì thế trong thời gian tới, nếu thực hiện đầy đủ các quy định hỗ trợ này ở các dự án điện thì đời sống người dân sau TĐC cơ bản sẽ ổn định.

Ngoài tính đúng, tính đủ chi phí hỗ trợ và đền bù, thì về lâu dài cần có thêm một quỹ ổn định đời sống và sinh kế cho người dân bị ảnh hưởng và người dân TĐC để có thể hỗ trợ cho người dân trong trường hợp sau một vài năm vẫn không đảm bảo ổn định sinh kế và muốn chuyển đổi nghề, trường hợp rủi ro mất mùa và giảm sản lượng, nhu cầu đầu tư vào sản xuất... Chính sách tổng thể về công tác bồi thường, di dân TĐC

còn phải tính đến đối tượng bị ảnh hưởng khác từ các công trình điện nhiệt điện, đường dây, điện NLTT.

4.2.2.1.4. Các giải pháp về thuế và phí

Mặc dù đã được kiểm soát phát thải tại nguồn nhờ các công nghệ xử lý môi trường tiên tiến bằng hệ thống luật, tiêu chuẩn, quy định và nghị định của quốc gia. Nhờ tiến bộ của KHCN và áp lực về quy định bảo vệ môi trường đã thúc đẩy các NMNĐ cải tiến không ngừng về hiệu suất của các thiết bị xử lý môi trường. Nhưng đây cũng chỉ hạn chế tối đa lượng phát thải khí ô nhiễm chứ không thể xử lý triệt để khí thải, nên vấn đề ô nhiễm vẫn có nguy cơ xuất hiện ở khu vực tập trung nhiều nhà máy. Muốn giảm hơn nữa phát thải, ngoài giải pháp giảm tiêu thụ điện để giảm đầu tư xây dựng mới các nguồn điện và áp dụng công nghệ tiên tiến để tăng hiệu suất nhà máy, thì công cụ thuế phí cũng giúp thúc đẩy thực hiện hiệu quả hơn các giải pháp này. Nếu áp dụng giải pháp thuế, phí đối với các nguồn thải, khi đó sức ép chi phí sản xuất tăng, chủ nguồn thải sẽ phải tăng chi phí đầu tư vào công nghệ để giảm phát thải và tiết kiệm nhiên liệu, tài nguyên trong quá trình sản xuất.

Ngoài ra, Chủ đầu tư cũng phải chi trả một phần chi phí mà xã hội và cộng đồng phải gánh chịu cho những ảnh hưởng đến môi trường và sức khỏe do nhà máy điện gây ra, thông qua việc áp phí phát thải trong khi lập lịch huy động nguồn điện. Đó là chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải. Hiện nay, mới chỉ có phí nước thải, phí tài nguyên đối với sử dụng nước mặt nội địa, tiến tới xem xét phí khí thải và thuế CO₂ sẽ thúc đẩy các Chủ đầu tư phải đầu tư xử lý hệ thống xử lý chất thải rất tốn kém.

Các chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải gây ô nhiễm môi trường và ảnh hưởng đến sức khỏe con người như CO₂, SO_x, NO_x, bụi PM_{2,5} đã được đưa vào hàm mục tiêu để tính tối thiểu hóa chi phí của toàn hệ thống ở kịch bản chọn.

- Chi phí ngoại sinh được tính toán dựa trên cơ sở sau:

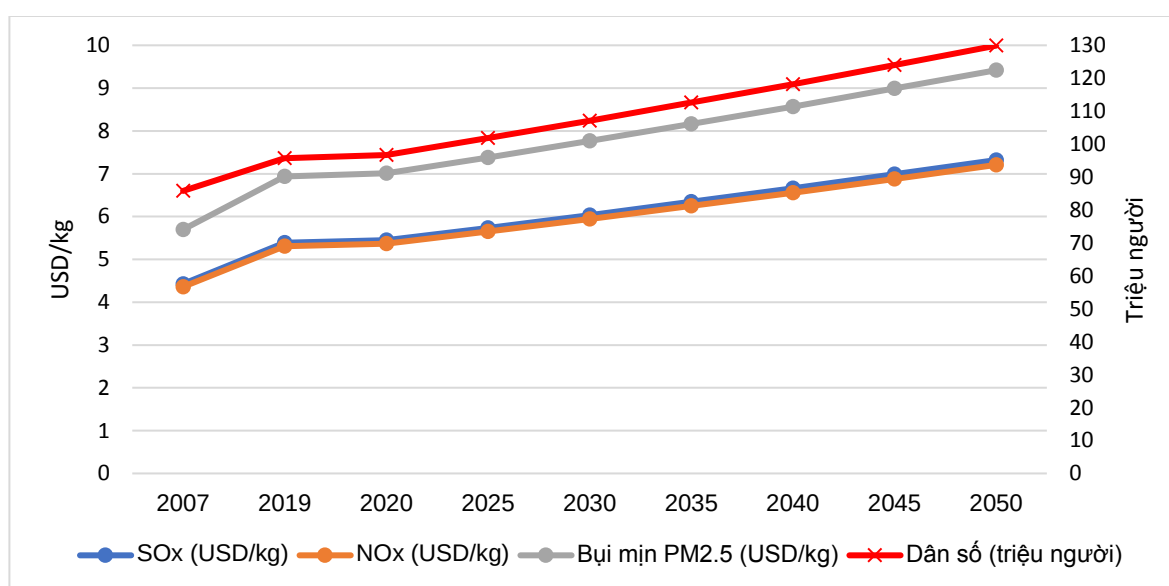
Tài liệu "Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy" - Måns Nilsson, Report to the Asian Development Bank; January 25, 2007 MS: đề xuất giá SO₂ là 4,43 USD/kg, giá NO_x là 4,36 USD/kg, giá bụi PM₁₀ là 31 USD/kg (giá tương ứng với quy mô dân số năm 2007). Nếu quy về năm 2019 theo tỷ lệ tăng dân số, giá của các loại phát thải tương ứng là 5,4USD/kg cho SO₂, 5,3 USD/kg cho NO_x, 38 USD/kg cho bụi PM₁₀.

Tài liệu "Getting Energy Prices Right – from principle to practice" do Quỹ tiền tệ quốc tế xuất bản năm 2014: đề xuất giá SO₂ cho than là 5,8USD/kg, khí là 3,3 USD/kg; giá NO_x của than là 4,06 USD/kg, của khí là 2,03 USD/kg; giá bụi PM_{2.5} là 7,2 USD/kg cho than và 4USD/kg cho khí (giá USD năm 2010).

Chương trình hỗ trợ kỹ thuật của EU về năng lượng bền vững cho Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo thực hiện đánh giá môi trường chiến lược (dự thảo tháng 6/2020): Chương trình này không đề xuất giá SO_2 , NO_x và $\text{PM}_{2,5}$, chỉ đề xuất giá CO_2 và N_2O theo 3 kịch bản cao, cơ sở, thấp.

Chi phí đề xuất trong các tài liệu trên khác nhau do thời điểm đề xuất, tuy nhiên khi quy về thời điểm hiện tại sẽ có giá trị gần tương đương nhau. Do đó, quy hoạch lựa chọn chi phí ngoại sinh của các loại hình phát thải SO_x , NO_x và $\text{PM}_{2.5}$ như sau (giá dự báo trong tương lai sẽ tăng theo tỷ lệ tăng dân số của Việt Nam):

Hình 4-3: Dự báo chi phí ngoại sinh cho các loại hình phát thải tại Việt Nam



Nguồn: *Valuation of some environmental costs within the GMS Energy Sector Strategy* – ADB, 2007, và *Getting Energy Prices Right – from principle to practice* – IMF, 2014

- Đối với giá phát thải CO_2 : căn cứ theo website thị trường giao dịch CO_2 thế giới <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures>, giá CO_2 trên thị trường năm 2019 trung bình là 0,3-0,5 USD/tấn, mức giá này tương đối thấp do hiện nay thị trường CO_2 đã gần như bão hòa và ít giao dịch. Hiện tại, Việt Nam chưa hình thành thị trường cac bon và chưa áp dụng tính thuế cac bon. Hơn nữa, việc đầu tư các loại hình nguồn điện vẫn theo quy hoạch tập trung, do đó chi phí của khí thải CO_2 sẽ được lấy theo giá CO_2 trên thị trường chung. Do hành vi sử dụng năng lượng tại các nước trên thế giới đều đã thay đổi (chuyển từ than sang khí và NLTT), nên giá CO_2 thị trường dự kiến sẽ không tăng cao như các giai đoạn trước. Vì vậy, đề án đã lấy chi phí ngoại sinh của CO_2 là 0,4 USD/tấn (bằng giá trung bình thị trường năm 2019), giá CO_2 các năm tiếp theo trong giai đoạn quy hoạch sẽ được giả thiết duy trì ở mức 0,4 USD/tấn.

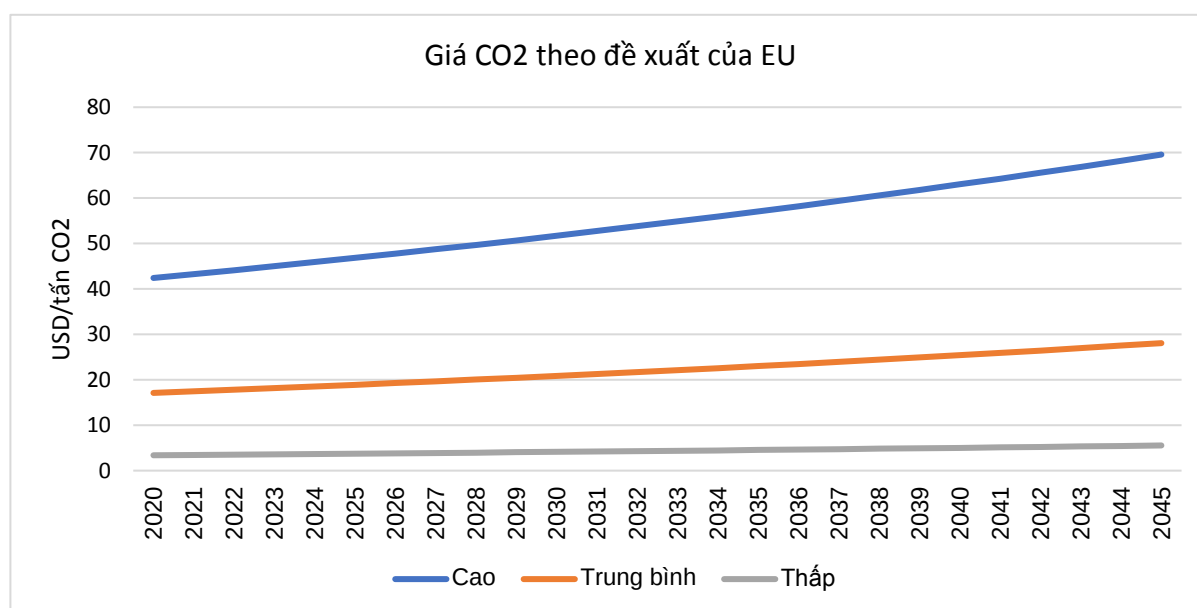
Trong trường hợp, thời gian tới chính phủ dùng biện pháp đánh thuế CO₂ để thị trường tự điều chỉnh các hành vi tiêu dùng năng lượng hóa thạch và cắt giảm phát thải KNK, mức thuế CO₂ có thể rất cao. Mức thuế này sẽ là giả thiết đầu vào trong các kịch bản xem xét khả năng xuất hiện điện hạt nhân trong tương lai. Mức thuế CO₂ hiện đang được áp dụng tại một số nước như sau:

Bảng 4-5: Mức thuế CO₂ áp dụng tại một số nước trên thế giới

TT	Tên nước	Mức thuế CO ₂ (USD/tấn)	Năm bắt đầu áp dụng
1	Thụy Sĩ	86	2008
2	Phần Lan	60-65	1990
3	NaUy	52	1991
4	Đan Mạch	26	1992
5	Pháp	25	2014
6	Anh	24	2013
7	Ireland	22	2010
8	Slovenia	19	1996
9	Hàn Quốc	15	2015
10	Nhật Bản	15	2012

Nguồn: <https://www.carbontax.org/donate/where-carbon-is-taxed>. Mức giá USD quy về năm 2016

Căn cứ theo hỗ trợ kỹ thuật của EU cho QHĐVIII, có 3 kịch bản giá CO₂ được đề xuất như sau:



Hình 4-4: Giá CO₂ theo đề xuất của EU trong chương trình hỗ trợ QHĐVIII (tháng 6/2020)

Kịch bản thấp sẽ có giá từ 3-5 USD/tấn, kịch bản cơ sở có giá từ 17-28 USD/tấn trong giai đoạn 2020-2045. Đây là giá CO₂ theo sáng kiến đề xuất cho chính phủ sử dụng thuế CO₂ để điều khiển thị trường năng lượng. Do đó, đề án chỉ sử dụng để phân tích độ nhạy trong trường hợp mức thuế này được chính phủ áp dụng.

- Đối với chi phí xử lý tấm pin năng lượng mặt trời khi kết thúc dự án được tham khảo trong tài liệu End_of_life management for Solar PV panels – IRENA, 6/2016. Theo đó dự kiến chi phí xử lý tấm pin mặt trời khi kết thúc dự án là 200 Euro/tấn (tương đương 0,0206 MUSD/MW). Chi phí này sẽ được đưa vào chi phí đầu tư của điện mặt trời.

- Chi phí xử lý hóa chất sử dụng trong pin tích năng Li-Ion khi kết thúc đời sống dự án cũng được đưa vào chi phí đầu tư của pin tích năng như sau:

Chi phí thải bỏ chất Lithium – ion trong pin tích năng: 5.000 USD/tấn (theo thông tin do Phòng thí nghiệm quốc gia Argonne Lab (Mỹ).

Định mức chất thải của pin Li-ion: 0,112 kWh/kg (theo website: https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_1006_cost_of_mobile_power), Chi phí thải bỏ của pin tích năng Li-ion khi kết thúc đời sống dự án: 0,044 mUSD/MWh.

Nguồn thu từ phí này nên được phục vụ cho việc xây dựng các công trình xã hội như nâng cấp và cải thiện cơ sở hạ tầng công cộng cho người dân bị ảnh hưởng như đường xá, trạm y tế và các cơ sở khám chữa bệnh, công viên, khu vui chơi giải trí, trung tâm văn hóa thể thao, phục hồi và cải thiện môi trường tự nhiên như chất lượng không khí, nước, hệ sinh thái. Hiện nay, nguồn kinh phí này được đưa vào quỹ Bảo Vệ Môi trường Quốc gia để sử dụng nhưng chưa phát huy được hết ý nghĩa và hiệu quả mong muốn.

Trong tương lai nguồn kinh phí thu được từ phí của các nhà máy sẽ được sử dụng để hỗ trợ các đơn vị đầu tư các hệ thống xử lý môi trường hiện đại, phát triển cơ sở hạ tầng, công trình phục vụ dân sinh, hỗ trợ y tế cộng đồng thông qua bảo hiểm y tế cho người dân, hỗ trợ để duy trì và phát triển các trung tâm khám chữa bệnh. Trồng và bảo vệ các khu bảo tồn thiên nhiên nhằm tăng diện tích bể hấp thụ cacbon tự nhiên, phát triển nguồn NLTT, khuyến khích sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm để duy trì môi trường bền vững. Đầu tư cho công nghệ tháo dỡ, cải tạo môi trường và hỗ trợ đầu tư xây dựng mới đối với các dự án đã hết tuổi thọ không thể cải tạo, cần được phá dỡ, thay thế bằng dự án mới có hiệu quả và hiệu suất cao hơn.

Xu hướng tính chi phí sử dụng đất: Chi phí sử dụng đất sẽ được đưa vào tính toán thêm trong chi phí đầu tư của các loại hình NLTT có quy mô chiếm đất lớn như điện mặt trời trên mặt đất. Chi phí sử dụng đất được cập nhật từ các quyết định của

UBND các tỉnh về bảng giá đất hiện tại và dự kiến, giá đất cho các công trình NLTT được giả thiết lấy theo giá đất nông nghiệp (trồng cây hàng năm và lâu năm), cụ thể theo các vùng như sau:

Bảng 4-6: Chi phí sử dụng đất cho các công trình điện mặt trời quy mô lớn

TT	Vùng	Dải chi phí sử dụng đất (USD/m ²)	Chi phí sử dụng đất trung bình (USD/m ²)
1	Bắc Bộ	1,65 - 4,78	2,75
2	Bắc Trung Bộ	1,52 - 4,35	2,88
3	Trung Trung Bộ	1,3 - 4,35	2,57
4	Tây Nguyên	3,26 - 5,87	4,57
5	Nam Trung Bộ	3,35 - 18,5	6 - 8,5
6	Nam Bộ	3,13 - 19,57	6 - 10,3

Nguồn: các quyết định của UBND các tỉnh về bảng giá đất cập nhật đến tháng 1/2020

Các giải pháp tính toán chi phí đầu tư các loại hình nguồn điện được đề xuất ở đây giúp thay đổi được thói quen sử dụng năng lượng không hiệu quả, thúc đẩy ý thức trách nhiệm của các chủ đầu tư và sự quan tâm hơn đến công nghệ mới, công nghệ sạch, hiệu quả năng lượng cao, đảm bảo giảm phát thải.

4.2.2.2. Giải pháp đối với các kịch bản

Với các kịch bản điện cơ sở và kịch bản điện có xem xét các ràng buộc về chính sách khi cân nhắc đến các mục tiêu quốc gia và cần phải đáp ứng các mục tiêu quốc gia về BVMT của phương án phát triển điện chọn. Đây là sự tiến bộ vượt bậc về cách tiếp cận so với các quy hoạch trước. Các kịch bản đề xuất đã xem xét và tính toán tất cả các khía cạnh môi trường để đảm bảo các mục tiêu quốc gia về BVMT, giảm phát thải KNK, giảm tiêu thụ nhiên liệu trong đó có tổng cộng 11 kịch bản xem xét ở các điều kiện giả định khác nhau phù hợp với các mục tiêu chính sách quốc gia. Trong đó, kịch bản cơ sở KB0A_QHĐ7HC và các kịch bản tăng cao NLTT (KB2A_TNLTT, KB2B_TNLTT, KB3A_NLTTC, KB3B_NLTTC,...) ứng với các tình huống khác nhau sẽ được các nhà quản lý xem xét và cân nhắc lại trong quá trình thực hiện, phụ thuộc vào quan điểm và mục tiêu ưu tiên cho phát triển. Các kịch bản này, được đánh giá là không hiệu quả về kinh tế, liên quan đến hiệu quả kinh tế, sử dụng tài nguyên, BVMT và an sinh xã hội, mặc dù tỷ lệ NLTT được huy động ở mức cao nhất. Với các kịch bản không phát triển nhiệt điện than, áp dụng thêm thuế CO₂ và trường hợp có ĐHN cũng cho thấy không đảm bảo hài hòa các mục tiêu về nhu cầu điện, bảo vệ môi trường và an sinh xã hội.

Các kịch bản xem xét về nhu cầu điện cao và thời tiết bất lợi thì NLTT và nguồn nhiệt điện đều phải huy động ở mức tối đa. Do đó, các kịch bản này rõ ràng là các kịch

bản không tối ưu, trong khi đó kịch bản giá CO₂ tăng cao, cho thấy sự huy động các nguồn điện trở nên hợp lý hơn trong đó có xuất hiện cả nguồn điện hạt nhân.

Như vậy, kịch bản chọn là kịch bản hài hòa các mục tiêu quốc gia sẽ được đưa vào xem xét như kịch bản định hướng cho phát triển điện và có thể tăng thêm tỷ lệ nhất định điện gió. Chi phí ngoại sinh phải được đưa vào xem xét để tăng khả năng huy động công bằng các nguồn điện. Các giải pháp về chính sách được đưa vào xem xét ở đây có cả ràng buộc về công nghệ và thời điểm xuất hiện các nhà máy theo các loại hình công nghệ. Trong đó, đối với các nhà máy nhiệt điện xây dựng mới phải là sử dụng công nghệ USC hoặc advance USC có hiệu suất cao và có thiết bị xử lý môi trường để đảm bảo chỉ tiêu phát thải (SO_x, NO_x và bụi) ở mức độ thấp cho phép. Các nhà máy khí sử dụng công nghệ TBK CTHH thế hệ mới có hiệu suất cao.

Đối với những nhà máy nhiệt điện cũ hết tuổi thọ, cần xem xét lộ trình đóng cửa các nhà máy nhỏ, cũ, hiệu suất thấp và có thể thay thế bằng nhà máy mới có hiệu suất cao hơn. Trong các kịch bản quy hoạch cũng đã xem xét giải pháp này.

4.2.2.3. Các giải pháp liên quan đến tổ chức thực hiện

Để thực hiện được các mục tiêu, tiêu chí đã đặt ra và đạt được kịch bản phát triển nguồn điện và lưới điện đã chọn cần có sự phối hợp chặt chẽ giữa các cấp các ngành, nỗ lực lớn của các địa phương và cơ bản nhất là cơ cấu tổ chức thực hiện xuyên suốt từ Chính Phủ, đến Bộ Công Thương và các đơn vị triển khai thực hiện, quản lý và giám sát. Các giải pháp đề xuất:

- Hoàn thiện cơ cấu tổ chức thực hiện, quản lý và giám sát QHĐVIII với tổ chức quản lý cao nhất là Ban chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực trong đó có các thành viên đến từ các Bộ chuyên ngành khác nhau như Bộ Công Thương, Tài nguyên Môi trường, Xây Dựng, Nông nghiệp phát triển Nông thôn, Bộ Giao Thông Vận Tải, Bộ Văn Hóa Thông tin và Truyền Thông, Bộ Kế hoạch và Đầu tư...

Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo là đơn vị đại diện Bộ Công Thương chủ trì, Vụ KHCN và Vụ ATMT sẽ phụ trách về việc hướng dẫn giám sát triển khai thực hiện các giải pháp BVMT của các dự án thành phần trong Quy hoạch, Vụ TKNL và PTBV của Bộ Công Thương sẽ giám sát và hướng dẫn thực hiện mục tiêu giảm phát thải KNK và thích ứng với Biến đổi khí hậu.

- Áp dụng giải pháp về kỹ thuật và quản lý để có thể phát triển các loại hình công nghệ, nhiên liệu mới ít ô nhiễm (như khí LNG, điện từ hydro, công nghệ sản xuất điện than siêu tới hạn cải tiến có hiệu suất cao phát thải thấp, công nghệ TBK CTHH thế hệ mới có hiệu suất cao, lò đốt rác phát điện đảm bảo phát thải môi trường), đảm bảo cung cấp điện an toàn, tin cậy và sử dụng hiệu quả tài nguyên, đảm bảo các yêu cầu về môi trường.

- Thực hiện tốt giải pháp xử lý cuối nguồn để đảm bảo các tiêu chuẩn môi trường đặt ra (như lắp đặt các xử lý ô nhiễm môi trường (ESP, FGD, DeNO_x, thu giữ CO₂) có hiệu suất cao và hiện đại.

- Đẩy mạnh và phát triển nhanh các dự án điện rác cũng là giải pháp xử lý môi trường hiệu quả trong thời gian tới, giúp giảm áp lực về xử lý chất thải rắn ở các đô thị hiện nay.

- Thực hiện các kế hoạch hành động về tăng trưởng xanh (giai đoạn tiếp theo), phát triển bền vững, giảm thiểu BĐKH...

- Thực hiện tốt Chiến lược sử dụng công nghệ sạch giai đoạn đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030 (phê duyệt tại Quyết định số 2612/QĐ-TTg ngày 30/12/2013 của Thủ tướng Chính Phủ) đảm bảo sử dụng công nghệ sạch, thân thiện với môi trường, tăng hiệu quả sử dụng năng lượng, tài nguyên, phát thải thấp trong sản xuất công nghiệp nhằm thúc đẩy tăng trưởng xanh, giảm nhẹ biến đổi khí hậu và nâng cao đời sống cộng đồng.

- Triển khai thực hiện thông tư số 02/2014/TT-BCT ngày 16/01/2014 của Bộ Công Thương quy định biện pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả cho các ngành công nghiệp. Thông tư quy định về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả cho các quá trình dùng chung trong sản xuất công nghiệp với các quy định về hiệu suất tiêu thụ năng lượng, sử dụng hiệu quả năng lượng trong quá trình đốt được quy định rõ tại thông tư này. Và triển khai thực hiện Quyết định số 280/QĐ-TTg ngày 13/3/2019 phê duyệt Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019 – 2030 (gọi tắt là VNEEP 3).

- Hoàn thiện hệ thống các văn bản quy phạm pháp luật, tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về công nghệ sạch, dán nhãn năng lượng, nhãn phát thải CO₂ cho các sản phẩm, từng bước thực hiện đổi mới công nghệ theo hướng sử dụng công nghệ sạch trong toàn ngành công nghiệp. 100% các cơ sở sản xuất trong toàn ngành công nghiệp phải áp dụng các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về công nghệ sạch.

4.2.3. Các giải pháp về công nghệ, kỹ thuật

Các công trình điện lực xây dựng mới phải có công nghệ hiện đại, phù hợp với điều kiện kinh tế của Việt Nam; từng bước nâng cấp, cải tạo công trình hiện có để đảm bảo tiêu chuẩn kỹ thuật, kinh tế và môi trường. Kết hợp giữa công nghệ mới hiện đại và hoàn thiện cải tiến công nghệ hiện có nhằm nâng cao hiệu suất, tiết kiệm năng lượng.

a. Đối với lưới điện

Cải tạo, nâng cấp lưới truyền tải và phân phối điện, nhằm giảm tổn thất, đảm bảo an toàn, tin cậy. Áp dụng từng bước công nghệ lưới điện "thông minh" để rút kinh nghiệm, làm yếu tố nhân rộng trong phát triển lưới điện.

Hiện đại hoá hệ thống điều độ, vận hành, thông tin liên lạc, điều khiển và tự động hoá phục vụ điều độ lưới điện trong nước và liên kết khu vực. Từng bước triển khai áp dụng các công nghệ: Hệ thống giám sát diện rộng (WAMS), Thiết bị giám sát nhiệt động đường dây (DLR); Hệ thống tự động hóa trạm, Hệ thống định vị sự cố, Hệ thống giám sát sét, Sử dụng máy bay trực thăng trong sửa chữa, bảo dưỡng, kiểm tra tuyến đường dây, Hệ thống điều khiển và giám sát tự động các tủ điện trung áp. Từng bước xây dựng lưới điện thông minh, có sự tương tác giữa nhà cung cấp và các khách hàng sử dụng điện. Nghiên cứu ứng dụng truyền tải cấp điện áp cực siêu cao áp (trên 500kV), truyền tải điện một chiều; liên kết các hệ thống điện bằng các trạm Back to Back (ứng dụng trong liên kết lưới điện với Lào, Campuchia và các nước tiểu vùng sông Mê Kông).

Nghiên cứu xây dựng và nâng cấp lưới điện thông minh Smart grid để có thể vận hành hiệu quả hệ thống điện có tỷ lệ NLTT cao được tích hợp.

Nghiên cứu xây dựng lưới có cấp điện áp cao và vật liệu đảm bảo để có thể giảm nhu cầu đất để phát triển lưới truyền tải.

b. Phía sử dụng điện:

Trong sinh hoạt và dân dụng khuyến khích sử dụng thiết bị điện tiết kiệm, hiệu quả để tiết kiệm điện. Với nhóm thiết bị công nghiệp và gia dụng tiêu dùng điện: các thiết bị mới tiêu thụ ít năng lượng sẽ được thay thế cho các thiết bị cũ tiêu thụ nhiều năng lượng như các động cơ điện, bình nước nóng, đèn điện sinh hoạt... theo quyết định số 78/2013/QĐ-TTg của Thủ Tướng Chính Phủ ngày 25/12/2013 về 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 mới.

Các giải pháp quản lý và kỹ thuật về sử dụng tiết kiệm và hiệu quả năng lượng

Từng bước áp dụng các biện pháp khuyến khích và bắt buộc đổi mới công nghệ, thiết bị ở các ngành sử dụng nhiều điện (thép, xi măng, hóa chất); cấm nhập các thiết bị cũ, hiệu suất thấp trong sản xuất và sử dụng điện năng.

Thực hiện các chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018-2020, định hướng đến năm 2030 được tổng hợp trong bảng dưới đây, trong đó cần có các giải pháp để đáp ứng một số mục tiêu về giảm nhu cầu điện và năng lượng theo các văn bản pháp luật đã được phê duyệt.

Bảng 4-7: Mục tiêu về giảm nhu cầu điện/năng lượng theo một số văn bản pháp luật

Văn bản	Phê duyệt nội dung	Mục tiêu giảm nhu cầu năng lượng/điện
Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11 tháng 02 năm 2020 của Bộ Chính trị	Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045	Tỉ 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.

Văn bản	Phê duyệt nội dung	Mục tiêu giảm nhu cầu năng lượng/điện
Quyết định số 280/QĐ-TTg	Chương trình VNEEP 3 giai đoạn 2019 – 2030.	Giai đoạn đến năm 2025: Đạt mức tiết kiệm năng lượng 5 đến 7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ năm 2019 đến năm 2025; Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6,5%; và giảm suất tiêu hao bình quân một số ngành/phân ngành công nghiệp cụ thể; Giai đoạn đến năm 2030: Đạt mức tiết kiệm từ 8 - 10% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn từ 2019 đến năm 2030; Giảm mức tổn thất điện năng xuống thấp hơn 6%; và giảm suất tiêu hao bình quân một số ngành/phân ngành công nghiệp cụ thể.
Quyết định số 279/QĐ-TTg ngày 08/3/2018	Chương trình quốc gia về Quản lý nhu cầu điện giai đoạn 2018 - 2020, định hướng đến năm 2030	Giảm Pmax (so với dự báo nhu cầu phụ tải điện trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia) khoảng 300 MW vào năm 2020, 1.000 MW vào năm 2025 và 2.000 MW vào năm 2030
Chỉ thị 20/TTg ngày 07 tháng 5 năm 2020	Tăng cường tiết kiệm điện giai đoạn 2020 - 2025	Tiết kiệm tối thiểu 2% tổng điện năng tiêu thụ trong giai đoạn 2020 - 2025
Quyết định số 1393/QĐ-TTg ngày 25/09/2012	Chiến lược quốc gia về Tăng trưởng xanh	Giai đoạn 2011 - 2020: giảm tiêu hao năng lượng tính trên GDP 1 - 1,5% mỗi năm. Giảm lượng phát thải khí nhà kính trong các hoạt động năng lượng từ 10% đến 20% so với phương án phát triển bình thường. Định hướng đến năm 2030: giảm lượng phát thải khí nhà kính trong các hoạt động năng lượng từ 20% đến 30% so với phương án phát triển bình thường.

Dự báo hiệu quả của chương trình sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả theo VNEEP 3, sẽ góp phần làm giảm tiêu thụ điện hoặc sử dụng điện một cách hiệu quả hơn. Đối với từng khu vực kinh tế, VNEEP 3 sẽ có những chương trình và tác động khác nhau, cụ thể:

- ❖ Khu vực Dân dụng: cần thúc đẩy thị trường các thiết bị điện hiệu suất cao, thay thế cho các thiết bị có hiệu suất thấp. Bên cạnh đó Mức tiêu thụ năng lượng tối thiểu (MEPS) cần được tăng dần theo lộ trình, nhằm tạo động lực nghiên cứu cải tiến công nghệ.

- ❖ Khu vực Tòa nhà: có nhu cầu sử dụng điện gia tăng đáng kể và điện chiếm tỷ trọng chi phối trong cơ cấu sử dụng năng lượng. Vì vậy, biện pháp có thể áp dụng ngay là thúc đẩy các thiết bị điện có hiệu suất cao.
- ❖ Giao thông vận tải: Hiện tại điện được sử dụng cho hoạt động giao thông đi lại chủ yếu là các xe điện, sắp tới đây sẽ là các hệ thống metro ở các thành phố lớn. Loại hình giao thông mới này sẽ làm gia tăng tiêu thụ điện. Tuy nhiên về tổng thể, nó sẽ góp phần chuyển đổi từ các loại hình giao thông ô nhiễm kém hiệu quả hơn, ví dụ như phương tiện giao thông cá nhân và cần được khuyến khích phát triển.
- ❖ Sản xuất công nghiệp: Công nghiệp hiện đang là ngành kinh tế tiêu thụ năng lượng cũng như điện lớn nhất. Các nhóm giải pháp tác động đến tiêu thụ điện như sau: (1) Thúc đẩy xây dựng hệ thống quản lý năng lượng (ví dụ hệ thống chứng chỉ ISO 50001); (2) Tối ưu hóa hệ thống phụ trợ (ví dụ hệ thống nén khí): nhóm giải pháp này hướng đến các hệ thống phụ trợ thông thường nhưng có tiềm năng lớn; (3) Tăng hiệu suất động cơ (ví dụ thay thế bằng động cơ/bơm có hiệu suất cao hơn hoặc lắp đặt thêm các biến tần): đây cũng là một trong những giải pháp thông dụng và được đề xuất thường xuyên trong các báo cáo kiểm toán; (4) Tận dụng nhiệt thải: tận dụng nhiệt thải để sản xuất điện và nhiệt ví dụ trong sản xuất xi măng, dệt nhuộm, nhưng chi phí tương đối lớn; (5) Thay thế công nghệ (công nghệ mới thay thế cho công nghệ cũ, ví dụ xi măng lò đứng thay bằng lò quay, lò gạch thủ công thay bằng lò gạch kiểu đứng...).

c. Đối với các nhà máy điện

- Đối với các nhà máy xây dựng mới đảm bảo chỉ tiêu phát thải các khí ô nhiễm như SO_x, NO_x và bụi thấp dưới mức cho phép của tiêu chuẩn môi trường. Đối với những NMNĐ đang hoạt động, chưa đáp ứng được quy định về môi trường cần lắp đặt bổ sung hoặc thay mới thiết bị xử lý môi trường hiệu suất cao. Đảm bảo có hệ thống quan trắc khí thải, nước thải tự động liên tục truyền về các Trung tâm kiểm soát ô nhiễm môi trường của các Sở TNMT ở các tỉnh.

- Các nhà máy nhiệt điện xây dựng mới đều phải lựa chọn áp dụng công nghệ mới, hiệu suất cao như USC, advance USC đối với các nhà máy nhiệt điện than, công nghệ TBK CTHH thế hệ mới hiệu suất cao đối với nhà máy khí và LNG. Các nhà máy có dải thông số nhiên liệu và thông số kỹ thuật tổ máy linh hoạt nhất có thể (công suất vận hành cực tiểu thấp, tốc độ tăng giảm tải cao...). Các máy phát điện phải được trang bị hệ thống tự động (điều khiển, kích từ, điều tốc...) ở mức độ cao cho phép tăng độ ổn định của hệ thống lên mức tốt hơn.

- Để đáp ứng được tiêu chí của các tổ chức tài chính quốc tế về thu xếp vốn, các nhà máy nhiệt điện đặc biệt là các nhà máy nhiệt điện than phải đáp ứng tiêu chí như: công nghệ, hiệu suất nhà máy, định mức tiêu hao nhiên liệu, định mức sử dụng nước, định mức phát thải CO₂, ... do đó, các nhà máy nhiệt điện than xây dựng mới sẽ phải sử dụng công nghệ mới, có hiệu suất cao như các nhà máy sử dụng than nhập khẩu, trong giai đoạn 2021-2045 chỉ được phép sử dụng công nghệ siêu tới hạn, trên siêu tới hạn hoặc trên siêu tới hạn cải tiến (AUSC), tiến tới lắp đặt cả hệ thống thu giữ CO₂. Các nhà máy nhiệt điện khí phải là công nghệ TBK CTHH thế hệ mới hiệu suất > 64%.

Công nghệ nhiệt điện than cận tới hạn chỉ được xem xét đầu tư trong trường hợp các nhà máy sử dụng than nội có chất lượng kém nhằm tận dụng tài nguyên, hoặc các lò đốt rác thải, sinh khối nhưng phải đảm bảo tiêu chuẩn phát thải khí thải theo tiêu chuẩn IFC hoặc Việt Nam.

- Các nhà máy điện đã hết tuổi thọ hoặc đã vận hành hết đời sống kinh tế (25 năm đối với TBKHH và 30 năm đối với nhiệt điện than), sẽ phải được cải tạo hoặc thay thế mới bằng các nhà máy có công nghệ tiên tiến, hiệu suất cao hơn, giảm phát thải khí ô nhiễm môi trường, có thông số huy động tổ máy linh hoạt nhất có thể. Trang bị thêm các thiết bị để cải tạo và hiện đại hóa các nhà máy nhiệt điện hiện trạng có độ linh hoạt thấp (công suất cực tiểu của NĐ than 75%, TBKHH 60%, ramp rate nhiệt điện than 1%/phút, TBK 7%/phút), các nhà máy này cần được cải tạo để công suất cực tiểu đạt 50%.

- Đầu tư, lắp đặt các nguồn linh hoạt: Theo các nghiên cứu về vận hành linh hoạt của các NMNĐ cho thấy chi phí gia tăng do vận hành linh hoạt sẽ giảm khi quy mô tổ máy giảm. Do đó, trong giai đoạn tới, cần khuyến khích chủ đầu tư nhà máy nhiệt điện lựa chọn các quy mô tổ máy nhỏ. Việc đặt nhiều tổ máy nhiệt điện quy mô nhỏ ngoài việc tăng cường khả năng tích hợp NLTT, tăng cường độ tin cậy của hệ thống, giảm quy mô dự phòng cho hệ thống.

- Giám sát trong quá trình thiết kế và thi công các công trình, đặc biệt là các công trình thủy điện để hạn chế các sai phạm về kỹ thuật có thể xảy ra như ở một số công trình Thủy điện nhỏ của tỉnh Sơn La. Ví dụ, công trình thủy điện Nậm Chim 1 tự ý coi nơi, tăng chiều cao đập lên 1,4m; Thủy điện Nậm La nâng cao trình của đập, dẫn đến mực nước dâng cao gây ngập ngoài diện tích hồ chứa, nhất là vào mùa mưa lũ gây ngập cục bộ, ảnh hưởng đến hoa màu của nhân dân; Thủy điện Nậm Chim 2 thi công hầm dẫn nước gây sạt lở đất canh tác của nhân dân; Thủy điện Hồng Ngài không lưu trữ một số hồ sơ pháp lý trong quá trình xây dựng để phục vụ thanh kiểm tra kỹ thuật.

- Thực hiện Chiến lược sử dụng công nghệ sạch giai đoạn đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030 (Quyết định số 2612/QĐ-TTg ngày 30/12/2013) với mục tiêu: Sử dụng công nghệ sạch, thân thiện với môi trường, tăng hiệu quả sử dụng năng lượng, tài nguyên, phát thải thấp trong sản xuất công nghiệp nhằm thúc đẩy tăng trưởng xanh,

giảm nhẹ biến đổi khí hậu và nâng cao đời sống cộng đồng. Đến năm 2020, xây dựng và áp dụng tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về công nghệ sạch vào các cơ sở sản xuất công nghiệp, 100% dự án đầu tư mới thuộc các ngành sử dụng nhiều năng lượng có khả năng gây ô nhiễm nghiêm trọng cho môi trường (như dệt nhuộm, sản xuất phân bón, thuốc trừ sâu, luyện thép, khai thác chế biến khoáng sản, nhiệt điện, sản xuất giấy, xi măng, mía đường) phải đáp ứng các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về công nghệ sạch và 60-70% cơ sở sản xuất đang hoạt động trong các ngành công nghiệp nêu trên hoàn thành việc xây dựng thực hiện lộ trình đổi mới công nghệ theo hướng sử dụng công nghệ sạch.

Đến năm 2030, hoàn thiện hệ thống các văn bản quy phạm pháp luật, tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về công nghệ sạch và 100% các cơ sở sản xuất trong toàn ngành công nghiệp phải áp dụng các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật về công nghệ sạch.

Chuyển đổi nhiên liệu ít ô nhiễm, chuyển đổi một số nhà máy nhiệt điện than sang NMNĐ khí.

Các công nghệ xử lý khói thải, nước thải tiên tiến và hiệu suất xử lý cao, công nghệ thu giữ cac bon.

Phát triển và áp dụng các công nghệ xử lý và tái sử dụng chất thải đặc biệt là tro xỉ.

Đối với chất thải Pin mặt trời: mặc dù số lượng không nhiều do các dự án điện mặt trời đều mới được lắp đặt vận hành. Nhưng do Việt Nam có điều kiện thời tiết khắc nghiệt, nhiệt độ cao, nhiều nơi nhiệt độ ngoài trời lúc nắng cao điểm có thể lên đến $>40-50^{\circ}\text{C}$, khi đó các tấm kính của Pin mặt trời hấp thụ nhiệt có thể lên đến $>60^{\circ}\text{C}$ có thể gây ảnh hưởng đến lớp nhựa dán bên trong của các lớp trong tấm Pin hoặc xảy ra hiện tượng cong vênh kính và khung của tấm Pin gây giảm tuổi thọ và hiệu suất của tấm pin. Đặc biệt khi nhiệt độ không khí đang cao bất chợt gặp mưa nguy cơ cong vênh biến dạng tấm Pin sẽ tăng hơn. Hơn nữa, chất lượng không khí của Việt Nam kém hơn, thành phần chất ô nhiễm trong không khí có nhiều loại (ví dụ muối) khi bám trên bề mặt kính của tấm Pin khó có thể vệ sinh nên sẽ ảnh hưởng đến hiệu suất của tấm pin. Gió lốc và bão lũ, sạt lở là những nguyên nhân làm hư hỏng các tấm Pin. Do đó, cần xây dựng và ban hành các tiêu chuẩn chất lượng tấm Pin mặt trời, để đảm bảo chất lượng và tuổi thọ của Pin như cam kết của nhà cấp hàng, đồng thời giảm lượng chất thải rắn từ các tấm Pin mặt trời hỏng. Ban hành các quy định về thu hồi, quản lý các tấm pin mặt trời thải bỏ, trách nhiệm của các chủ đầu tư trong việc quản lý và xử lý các tấm pin mặt trời hư hỏng phải thải bỏ này.

Bắt đầu nghiên cứu các công nghệ và giải pháp thu hồi, xử lý và tái chế các tấm pin mặt trời hỏng trong thời gian tới để có thể chủ động ứng phó trong cuối kỳ quy hoạch khi lượng chất thải từ pin mặt trời gia tăng với số lượng lớn. Trong tương lai, vào cuối kỳ quy hoạch khi số lượng loại chất thải này tăng lên có thể thí điểm xử lý.

Theo kinh nghiệm quốc tế, hiện tại chỉ có Châu Âu có nhà máy xử lý loại chất thải này với quy mô nhỏ và chi phí xử lý cao khoảng 200-220Euro/tấn.

4.2.4. Định hướng về đánh giá tác động môi trường (ĐTM)

4.2.4.1. Định hướng phòng, tránh và giảm thiểu tác động tiêu cực đối với các nhà máy nhiệt điện

Như đã nhận biết và phân tích ở trên, các dự án nhiệt điện được quy hoạch phát triển ở ven các con sông và vùng đồng bằng nơi có mật độ dân cư đông đúc, có phong nền môi trường đã ở mức cao, có chỗ còn vượt quá ngưỡng chịu tải của môi trường nên việc đầu tư thêm dự án mới yêu cầu phải xử lý môi trường nghiêm ngặt với chi phí xử lý môi trường cao hơn rất nhiều. Kết quả đánh giá ở chương 3 cho thấy, việc huy động các NM điện vào vận hành được tính toán bằng mô hình theo phương thức tối ưu hóa hệ thống trong quy hoạch điện. Do đó, các nhà máy bị loại ra khỏi hệ thống phần lớn là các nhà máy chưa xác định được địa điểm, chưa rõ về Chủ đầu tư, chỉ một số ít là các dự án có khả năng gây ảnh hưởng lớn đến đất nông nghiệp khi triển khai.

Các nhà máy nhiệt điện nằm trong Khu vực kinh tế trọng điểm, các thành phố lớn có mật độ dân và khu công nghiệp cao như Đồng Bằng Bắc Bộ, Vùng kinh tế Trọng điểm Đông Nam Bộ phải được kiểm soát chặt chẽ việc tuân thủ các yêu cầu về giải pháp xử lý và bảo vệ môi trường ở giai đoạn thiết kế vì hiện nay phong môi trường nền ở các khu vực này đã vượt quá ngưỡng chịu tải môi trường cả về chất lượng không khí, tiếng ồn và nước.

Các dự án nhiệt điện lớn được quy hoạch tại các vùng cửa sông ven biển được yêu cầu tính toán kỹ đến vấn đề bồi xói, tác động đến hệ sinh thái thủy sinh (đặc biệt là các vùng có san hô) trên cơ sở đó đưa ra các giải pháp giảm thiểu phù hợp như điều chỉnh công suất và giãn bốt mật độ các nhà máy lớn gần nhau. Các nhà máy cần được lưu ý trong quá trình lập ĐTM và triển khai thực hiện là các dự án thuộc tỉnh Quảng Ninh, Thanh Hóa, Hải Phòng, Hà Tĩnh (NMNĐ Mông Dương, Thăng Long, Cẩm Phả, Nghi Sơn, Công Thanh, Quỳnh Lập, Vũng Áng 1,2 và TTNĐ Vũng Áng 3, Quảng Trạch), cụm Vĩnh Tân, NMNĐ Long An, Sông Hậu, Long Phú, TT Duyên Hải 1, 2, 3.

Đối với các nhà máy nhiệt điện đốt than, đặc biệt lưu ý đến việc thu xếp diện tích đất dành cho bãi thải xỉ và thiết kế bãi xỉ phải đảm bảo các quy định về môi trường có xem xét đến các yếu tố ảnh hưởng ở xung quanh. Lựa chọn phương án thải xỉ tối ưu, xử lý xỉ đạt tiêu chuẩn quy định để có thể sử dụng cho các mục đích khác như san nền, phụ gia xi măng, gạch không nung ... và xem xét tìm kiếm thị trường tiêu thụ xỉ để tăng khả năng tái sử dụng tro xỉ nhằm hạn chế các tác động đến môi trường.

Với các khu vực có ngưỡng môi trường cao (về chất lượng không khí, chất lượng nước và tài nguyên nước) có hệ sinh thái nhạy cảm cần phải bảo vệ và đang tập trung mật độ các dự án nhiệt điện lớn cần xem xét khả năng bổ sung và lựa chọn quy mô công suất phù hợp cho các dự án ở các khu vực được nêu ở mục 4.1.2.4 ở trên, đặc biệt lưu ý đến các dự án LNG có hạng mục tái hóa khí, kho chứa trên biển. Với loại hình

dự án LNG, các rủi ro về cháy nổ, rò rỉ LNG có thể ảnh hưởng ở phạm vi rộng lớn do đó, khi thực hiện ĐTM của dự án cần đặc biệt xem xét đến các ảnh hưởng do rủi ro sự cố này, các khoảng cách về an toàn phải được tuân thủ nghiêm ngặt.

Ngoài ra, cũng cần nhắc kỹ việc phát triển cụm các NMNĐ dọc các lưu vực sông, vì có thể ảnh hưởng đến tài nguyên nước và hệ sinh thái sông, đặc biệt là các nguồn nước sông ở những khu vực có xu hướng nhiệt độ tăng cao và lượng mưa giảm theo kịch bản dự báo biến đổi khí hậu: Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ và Nam Bộ.

Bên cạnh việc điều chỉnh quy mô công suất, vị trí các nguồn nhiệt điện như nêu ở trên, các tiến bộ về công nghệ cũng cần được xem xét trong giai đoạn thực hiện dự án gồm: Công nghệ mới của thiết bị giúp tiết kiệm điện trong sản xuất và tiêu dùng; Công nghệ sản xuất nhiệt điện hiệu suất cao, ít phát thải hơn; công nghệ xử lý khí thải, chất thải rắn, nước thải đạt hiệu quả và hiệu suất xử lý cao hơn; Công nghệ về nhiên liệu mới để sản xuất điện như Hydro, khí hóa sinh khối, rác thải... Như vậy, với xu hướng phát triển của công nghệ có thể nhu cầu điện và nhiên liệu hóa thạch sẽ không tăng như dự báo, giúp giảm phát thải và giảm lượng năng lượng nhập khẩu.

Với các dự án điện mặt trời và điện gió cũng cần lưu ý đến việc lựa chọn các vị trí tránh ảnh hưởng đến rừng, đất nông nghiệp, tránh gần các nơi có hệ sinh thái và đa dạng sinh học cao. Tránh những vùng có nguy cơ sạt lở, ngập lụt cao, có đường giao thông thuận lợi để vận chuyển thiết bị.

Ngoài ra, Việt Nam là nước chịu ảnh hưởng lớn của thiên tai như Lũ, lũ, bão, mưa đá, hạn hán, cháy rừng, lở đất (ở mức trung bình), động đất, tai nạn, sương giá (thấp) (xem bản đồ phân bố thiên tai ở phụ lục 3.3) nên trong quá trình thiết kế dự án cần lưu ý đến các giải pháp phòng tránh và hạn chế ảnh hưởng do thiên tai.

4.2.4.2. Định hướng cho ĐTM ở các dự án lưới điện

Tác động do đường dây truyền tải rất khó để giảm thiểu hay nói cách khác là chỉ có thể thay đổi lộ trình tuyến đường dây để sao cho chỉ đi qua những vùng ít ảnh hưởng nhất đến hệ sinh thái và đa dạng sinh học. Do vậy, đây là giải pháp cực kỳ quan trọng đối với các hệ sinh thái bị chia cắt khi có tuyến đường dây đi qua. Giải pháp này được áp dụng để khuyến cáo các dự án trong quy hoạch có tuyến đường dây đi qua các rừng quốc gia cần có những nghiên cứu đánh giá cụ thể về phạm vi và mức độ chia cắt để có thể điều chỉnh ở giai đoạn sau. Đặc biệt, giai đoạn thực hiện ĐTM cần lưu ý đến việc xác định rõ tuyến đường dây để điều chỉnh các hướng tuyến nhằm tránh không chia cắt hoặc xâm phạm đến các vùng có hệ sinh thái tự nhiên đặc trưng. Giải pháp này áp dụng cả với các tuyến đường dây truyền tải điện từ các nước láng giềng.

Những đoạn tuyến nào không thể điều chỉnh được, xem xét giải pháp dựng hàng rào bao quanh những khu vực cần phải bảo vệ sau khi bị chia cắt, giúp ngăn ngừa và kiểm soát sự xâm phạm của các loại phương tiện và hoạt động khai thác bất hợp pháp ảnh hưởng đến vùng sinh thái. Trong thực tế giải pháp này sẽ không thể ngăn cản hoàn

toàn việc xâm nhập này nhưng có thể hạn chế phần nào những xâm phạm không hợp pháp như khai thác gỗ hoặc săn bắt động vật hoang dã. Giải pháp này sẽ được đưa ra như một yêu cầu bắt buộc trong các báo cáo ĐTM.

Thực hiện thông báo cho cộng đồng dân cư và Chi cục Kiểm lâm thuộc Sở Nông nghiệp và Phát triển nông thôn, Sở Tài Nguyên và Môi trường của các tỉnh về hành lang tuyến, những tác động môi trường có thể xảy ra của dự án và các giải pháp bảo vệ để nhận được sự góp ý và phối hợp của cộng đồng trong quá trình xây dựng và thực hiện chương trình quản lý bảo vệ rừng đảm bảo giảm tối đa các thiệt hại có thể đến rừng.

Giải pháp giảm thiểu liên quan đến sức khỏe con người và hệ sinh thái do điện từ trường của các đường dây truyền tải cần phải áp dụng đó là nâng chiều cao cột, hoặc nắn tuyến để tránh khu vực dân cư và giám sát chặt chẽ việc thực hiện các quy định về hành lang an toàn đối với tuyến đường dây truyền tải.

4.2.4.3. Định hướng cho ĐTM ở các dự án thủy điện

Mặc dù có số lượng không lớn các dự án thủy điện còn lại vẫn cần được quan tâm đến vấn đề đền bù, TĐC, ổn định đời sống của người dân sau TĐC.

Giai đoạn thực hiện ĐTM cần lưu ý:

Xem xét loại bỏ những thủy điện nhỏ và vừa nằm trên bậc thang thủy điện, vùng có đa dạng sinh học cao và KBT, các dự án thủy điện nhỏ có hồ chứa, chuyển nước, có xây dựng các tuyến đường vận hành và đường dây truyền tải gây ảnh hưởng đến rừng... là những dự án không hiệu quả nên không nên phát triển ở giai đoạn tiếp theo, kể cả các dự án đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch. Trong đó, có nhiều công trình thủy điện được xây dựng ở gần và ngay trong KBT cần được xem xét loại bỏ. Giai đoạn quy hoạch này, thủy điện tích năng được dự kiến phát triển nhiều, do đó cần xem xét kỹ hơn các vị trí thực hiện thủy điện tích năng và cả loại hình pin tích năng.

Đánh giá chính xác mức độ ảnh hưởng đến các loại đất đặc biệt là đất rừng và mức độ chia cắt hệ sinh thái, hiện trạng sử dụng nước và chế độ thủy văn ở các lưu vực, đặc biệt lưu ý đến các lưu vực có nhiều dự án thủy điện đã và đang triển khai để từ đó đề xuất các phương án cụ thể với các bộ ngành như hỗ trợ thiết lập khu bảo vệ phần rừng còn lại, trồng rừng và hỗ trợ cho các khu TĐC và tái định canh còn đang gặp khó khăn. Cần lưu ý đến các vùng có nguy cơ xảy ra thiên tai cao như: Lụt, lũ, bão (ở mức cao), mưa đá, hạn hán, cháy rừng, lở đất (ở mức trung bình), động đất, tai nạn, sương giá (thấp) (xem bản đồ phân bố thiên tai ở phụ lục 3.3) để lưu ý đến các giải pháp hạn chế ảnh hưởng do thiên tai trong quá trình thiết kế dự án.

Tính toán chi phí lợi ích của dự án trong đó tính đủ chi phí môi trường, chi phí xã hội, chi phí điều tiết nước hồ đảm bảo dòng chảy môi trường và đa mục tiêu để làm cơ sở cho quyết định đầu tư và đàm phán giá điện và đàm phán cơ chế tài chính khi các NMTĐ vận hành cấp nước cho hạ du vào mùa khô theo yêu cầu sản xuất, sinh hoạt.

Giảm thiểu tác động tiêu cực đến tài nguyên rừng và đa dạng sinh học: Ở quy mô dự án, giải pháp hiệu quả nhất là khảo sát và lựa chọn vị trí và diện tích lòng hồ hợp lý để giảm tối đa diện tích rừng bị phá bỏ. Khoanh vùng bảo vệ những khu vực xung quanh còn lại, những nơi dễ bị xâm hại bởi các yếu tố bên ngoài khác.

Thực hiện đúng đủ và hiệu quả chính sách trồng bù rừng cho diện tích rừng bị mất. Khuyến khích phát triển và bảo vệ rừng nhằm bảo vệ nguồn nước, tài nguyên đất nhờ áp dụng giải pháp chương trình rừng cộng đồng, giao khoán rừng cho các hộ dân để bảo vệ và giao đất để trồng rừng ở các vùng có rủi ro cao cho tài nguyên rừng sẽ giúp gia tăng diện tích rừng và giảm mất rừng do áp lực sinh kế của người địa phương. Chi phí cho phát triển rừng cộng đồng này được trích từ kinh phí DVMTR. Giải pháp này hiện nay được đánh giá là có hiệu quả và đang được nhân rộng.

Với các dự án thủy điện nhu cầu đất cho bãi chứa tạm rất lớn ảnh hưởng nhiều đến đất sản xuất của người dân, vì vậy cần xem xét để bố trí các hồ đất mượn tạm cho thi công ngay trong khu vực lòng hồ, và nếu ở ngoài khu vực dự án thì bắt buộc phải thực hiện phục hồi mặt bằng khu vực phục vụ công tác trồng bù rừng.

Ở những vùng có đa dạng sinh học cao cần thiết phải lập kế hoạch hành động để bảo vệ đa dạng sinh học chi tiết trong các báo cáo ĐTM của dự án, bao gồm cả chi phí cần thiết để đảm bảo thực hiện đầy đủ các giải pháp đề xuất. Giải pháp chính là sẽ thiết lập các vùng bảo vệ ở những nơi mà môi trường sống của các loài quý hiếm bị đe dọa. Chi phí khảo sát và nghiên cứu kỹ thuật để có thể chuyển các loài quý hiếm đến nơi mới phù hợp cũng phải được tính đến.

Thực hiện các chương trình giáo dục và nâng cao nhận thức về tầm quan trọng và giá trị của nguồn tài nguyên đa dạng sinh học ở cả vùng dự án được xây dựng và những vùng lân cận dự án.

Biện pháp giảm thiểu tác động đến sinh thái thủy sinh: Để giảm thiểu tác động này, bắt buộc duy trì dòng chảy sinh thái của sông để đảm bảo hệ sinh thái sông được duy trì. Những lưu vực có các loài cá di cư, cần duy trì một phần dòng tự nhiên hoặc tạo bậc thang để các loài cá có thể di chuyển ngược dòng để đẻ trứng. Ngoài ra, cần nghiên cứu để áp dụng các biện pháp phát triển nuôi trồng thủy sản và nuôi cá giống nhằm tạo ra các loài cá kinh tế và tạo các cơ hội mới về sinh kế cho người dân. Chi phí sẽ được bao gồm trong chi phí đầu tư của dự án thủy điện (chi phí này trong hầu hết các dự án sẽ không phải là quá cao).

4.2.4.4. Định hướng cho ĐTM đối với điện rác và sinh khối

Mặc dù, công nghệ tận dụng rác thải để phát điện không mới đối với thế giới, công nghệ này được sử dụng hiệu quả ở các nước như Thụy Điển, Trung Quốc, Nhật Bản nhưng với Việt Nam việc phát triển loại hình nguồn điện rác thải đang khó khăn và vướng mắc về loại và chất lượng rác thải, tiêu chuẩn phát thải của công nghệ, cũng xử lý tro xỉ thải sau khi đốt. Do vậy, trong giai đoạn tới công nghệ đốt rác phát điện với tiêu chuẩn phát thải đạt tiêu chuẩn Châu Âu hoặc IFC sẽ được ưu tiên xem xét

trong quá trình thực hiện ĐMT của các dự án. Quá trình vận chuyển, xử lý rác và tro xỉ của nhà máy điện rác cũng là các công đoạn cần quan tâm đối với dự án điện rác trong quá trình thực hiện ĐTM.

Với lợi ích của công nghệ điện rác trước nhu cầu cấp bách về xử lý rác thải sinh hoạt ở hầu hết các đô thị của Việt Nam hiện nay, cần đẩy mạnh việc phát triển loại hình điện xử lý môi trường này nhưng vẫn đảm bảo các quy định về môi trường hiện hành.

4.2.5. Giải pháp trao đổi hợp tác phát triển liên kết điện vùng ASEAN và GMS

Qua nghiên cứu khả năng liên kết lưới điện với Lào và Campuchia, hệ thống điện Việt Nam có thể liên kết trao đổi điện năng với các nước ASEAN như Thái Lan, Malaixia. Hiện tại chưa có tuyến đường dây tải điện được xác định rõ để đánh giá ảnh hưởng đến môi trường và xã hội. Nên ở giai đoạn thực hiện các dự án liên kết, cần lưu ý đến tuyến đường đi của đường dây điện này từ nơi cấp điện về Việt Nam đảm bảo các liên kết này tránh ảnh hưởng đến các hệ sinh thái rừng và khu bảo tồn quốc gia mà nó đi qua. Nếu các hướng tuyến này ảnh hưởng đến rừng có thể xem xét phương án điều chỉnh hướng tuyến và hành lang bảo vệ tuyến đường dây, đảm bảo điện từ trường của dây không ảnh hưởng đến các hoạt động sống của con người trong hành lang tuyến của đường dây đó.

4.2.6. Các đề xuất, kiến nghị điều chỉnh các chiến lược, quy hoạch liên quan

Các quy hoạch có ảnh hưởng lớn đến tính khả thi của Quy hoạch điện là:

- Quy hoạch phát triển kinh tế xã hội Việt Nam giai đoạn 2021-2030 tầm nhìn đến 2045, Quy hoạch sử dụng đất của Quốc gia và Quy hoạch không gian và khai thác sử dụng tài nguyên biển, quy hoạch sử dụng đất của các tỉnh có ảnh hưởng lớn đến tiến độ triển khai và hiệu quả của các công trình điện. Tuy nhiên, hiện tại ở thời điểm lập quy hoạch này, các quy hoạch quốc gia kể trên vẫn chưa được triển khai.

Do đó, có thể sẽ ảnh hưởng đến mục tiêu của các quy hoạch quốc gia quan trọng này nên kiến nghị Chính Phủ, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài Nguyên và Môi trường sớm thực hiện các quy hoạch quốc gia này trên cơ sở mục tiêu phù hợp với quy hoạch điện đã thực hiện, tích hợp các kết quả nghiên cứu quy hoạch của QHĐ8 về không gian phát triển, vị trí, diện tích sử dụng đất của các công trình, dự án điện vào các QH quốc gia nói trên. Ngoài ra, Bộ TNMT và UBND các tỉnh xem xét kết quả dự báo về nhu cầu sử dụng đất cho các dự án trong QHĐVIII, đặc biệt nhu cầu đất dành cho nguồn điện như điện mặt trời, điện gió, các NMNĐ than và bãi thải xỉ, NMNĐ LNG và kho cảng, đường dây và trạm để có phương án thu xếp dành quỹ đất cần thiết cho các dự án của ngành điện như đề xuất.

Nhu cầu vật liệu xây dựng cho các công trình điện rất lớn phục vụ công tác san gạt mặt bằng, đắp đập.... Đây chính là nguyên nhân làm giảm diện tích môi trường sống tự nhiên, ô nhiễm môi trường. Để hạn chế tác động này, cần nghiên cứu và

khuyến khích sử dụng tro xỉ của các nhà máy nhiệt điện đạt chuẩn (có chứng nhận hợp chuẩn) và nghiên cứu thêm vật liệu khác bổ sung để hạn chế nhu cầu vật liệu như đất đá hiện nay. Cần thu xếp nguồn hoặc kho chứa vật liệu gần với khu vực dự án để giảm chi phí vận chuyển và phải áp dụng các biện pháp giảm thiểu tác động môi trường xã hội.

- Quy hoạch về giao thông: Cần xem xét điều chỉnh tiến độ và quy mô thực hiện các dự án giao thông đường bộ, các cảng biển lớn sao cho phù hợp với nhu cầu và tiến độ triển khai các công trình điện thuộc QHĐVIII. Xem xét thời gian và tiến độ triển khai công trình giao thông như đường, các cảng biển sao cho phù hợp với tiến độ các dự án điện tránh hiện tượng chậm tiến độ triển khai các công trình điện do sự khác biệt về tiến độ với QH giao thông. Đặc biệt xem xét lại tiến độ triển khai các cảng Vĩnh Tân, cảng Duyên Hải nhằm đáp ứng được nhu cầu vận chuyển nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện đang và sắp đi vào vận hành, các cảng nước sâu được quy hoạch làm cảng nhập khẩu LNG trong tương lai. Các hạng mục phụ trợ này nếu thực hiện đồng bộ sẽ hạn chế được ảnh hưởng đến các hoạt động kinh tế xã hội, hoạt động dân sinh, chất lượng môi trường và tiết kiệm được chi phí đầu tư.

- Chiến lược phát triển khoa học công nghệ: Cần được có chính sách hỗ trợ để thúc đẩy phát triển công nghệ liên quan đến ngành điện như nhiệt điện, thủy điện năng lượng tái tạo đáp ứng yêu cầu sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và giảm chi phí nhập khẩu thiết bị. Đặc biệt cấp bách là phát triển công nghệ của các ngành sản xuất sản phẩm từ tro xỉ thải của các NMNĐ than nhằm giảm diện tích đất, giúp các nhà máy vận hành ổn định, giảm tác động đến môi trường xã hội và giảm chi phí quản lý, xử lý môi trường cho các bãi thải xỉ. Đây đang là một trong những vấn đề bức xúc trong quá trình thực hiện các dự án đầu tư NMNĐ than ở Việt Nam hiện nay và trong thời gian tới.

4.3. Các giải pháp giảm nhẹ, thích ứng với biến đổi khí hậu

4.3.1. Các giải pháp giảm nhẹ

Các giải pháp giảm nhẹ tác động tiêu cực của BĐKH được xem xét đề xuất ở đây ứng với các giải pháp giảm thiểu phát thải khí nhà kính, giảm nhẹ tác động do thời tiết cực đoan đến hoạt động sản xuất của ngành điện đặc trưng cho từng loại hình hoạt động điện lực.

a. Các giải pháp quản lý

Giải pháp giảm thiểu phát thải CO₂ được xem là giải pháp hiệu quả nhất góp phần giảm nhẹ tác động do biến đổi khí hậu. Các giải pháp tổng thể được áp dụng để giảm phát thải CO₂ đó là lựa chọn kịch bản phát triển điện tốt nhất trong đó cơ cấu các loại nguồn điện được huy động hợp lý và tối ưu về chi phí nhưng vẫn đáp ứng được mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính, giảm phát thải khí ô nhiễm, giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch so với kịch bản phát triển điện thông thường KB0A-QHĐ7HC. Với kịch bản chọn mức giảm phát thải CO₂ đến năm 2030 đạt 15% và đến năm 2045 đạt 29%.

Mức giảm phát thải này đáp ứng được mức giảm phát thải mà Việt Nam đã cam kết trong NDC quốc gia cập nhật năm 2020 bằng nguồn lực trong nước, nhưng cao hơn mức giảm phát thải đã cam kết khi có sự hỗ trợ từ bên ngoài.

Giải pháp thứ hai cũng có hiệu quả không kém đó là nỗ lực duy trì và tái trồng rừng hoặc bảo vệ diện tích rừng phục hồi ở các lưu vực hoặc gần các hồ chứa của các thủy điện hiện có, giúp duy trì nguồn nước phục vụ sản xuất, bảo vệ tính ổn định của bề mặt đất và giảm tác động xói mòn bề mặt do mưa, đồng thời tăng bể hấp thụ CO₂ từ đó giảm nguy cơ tăng nhiệt độ môi trường làm biến đổi khí hậu.

Giải pháp tiếp theo là chuyển đổi các nhiên liệu phát thải CO₂ cao sang sử dụng loại nhiên liệu có phát thải CO₂ thấp hơn ví dụ chuyển nhiên liệu từ than sang nhiên liệu khí.

Giải pháp giảm thiểu tác động do biến đổi lượng mưa, nhiệt độ môi trường theo kịch bản dự báo với các giải pháp thiết kế và sử dụng vật liệu hợp lý để hạn chế ảnh hưởng do thời tiết mang lại, sử dụng hiệu quả nguồn nước để đảm bảo đủ nước cung cấp cho sản xuất và tiêu dùng, không làm suy giảm lưu lượng nước hạ lưu.

b. Các giải pháp kỹ thuật

Giải pháp tăng tỷ lệ NLTT trong tổng công suất nguồn điện nhằm giảm lượng nhiên liệu hóa thạch tiêu thụ và giảm phát thải CO₂. Trong tương lai, có thể áp dụng công nghệ thu giữ CO₂.

Nghiên cứu hoàn thiện các công nghệ sản xuất điện đạt hiệu suất cao, có thể thay đổi linh hoạt trong dải biến động lớn của thời tiết, sử dụng tiết kiệm nước và nguyên nhiên liệu.

Xem xét các giải pháp tái sử dụng vật liệu thải như tro xỉ làm nguyên liệu sản xuất hoặc các ngành khác. Chất thải rắn sinh hoạt, phụ phẩm nông nghiệp, công nghiệp được thu gom để đốt phục vụ sản xuất điện và nhiệt.

Nghiên cứu vật liệu mới có khả năng chịu được nhiệt độ cao

4.3.2. Các giải pháp thích ứng

Căn cứ xu hướng biến đổi khí hậu đã được dự báo ở chương 3 các giải pháp thích ứng tương ứng được đề xuất cụ thể như sau:

Tăng cường hiệu quả sử dụng nước ở các công trình điện ở Miền Bắc, nơi được dự báo lượng mưa trung bình năm giảm. Đặc biệt xem xét, điều chỉnh cơ chế vận hành các hồ chứa hợp lý và chủ động điều chỉnh lượng nước sử dụng trong trường hợp lưu lượng nước sông hồ giảm, hạn hán xảy ra trong mùa khô khi đó sẽ càng trầm trọng hơn tình trạng thiếu hụt nước cho sản xuất và sinh hoạt của người dân. Trong khi đó ở phía Nam, cơ chế vận hành hồ chứa phải điều chỉnh phù hợp hơn với lượng mưa năm tăng, đồng thời với việc nghiên cứu đánh giá các loại cây trồng có thể phát triển phù hợp với điều kiện thời tiết mưa nhiều.

Lượng mưa năm được dự báo có xu thế tăng trên phạm vi toàn quốc ở mức phổ biến từ 5-15% trên cả nước. Trong đó, một số tỉnh ven biển khu vực Đồng Bằng Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ có thể tăng 20%. Khu vực này hiện là khu vực có nguy cơ xảy ra sạt lở, lũ ống, lũ quét gây thiệt hại đáng kể cho vùng, điển hình là mùa mưa lũ tháng 10 và 11 năm 2020 vừa qua. Vấn đề sẽ trở nên trầm trọng hơn khi lượng mưa 1 ngày lớn nhất và 5 ngày lớn nhất trung bình có xu thế tăng từ 40÷70% so với trung bình thời kỳ cơ sở ở phía tây của Tây Bắc, Đông Bắc và đồng bằng Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Thừa Thiên - Huế đến Quảng Nam, phía Đông Nam Bộ, nam Tây Nguyên. Các khu vực khác có mức tăng phổ biến từ 10÷30%. Do đó, các giải pháp công trình cần được nghiên cứu kỹ và đề xuất phù hợp nhằm giảm thiệt hại do vỡ đập, sạt lở đất và lũ quét gây ra. Công tác khảo sát địa hình địa chất, thủy văn của các dự án cần phải được nghiên cứu kỹ trước khi lên phương án thiết kế. Đặc biệt quy trình vận hành liên hồ trong mùa lũ cần nghiên cứu điều chỉnh để phù hợp với điều kiện khí hậu biến đổi như được dự báo ở đây.

Về nhiệt độ, sự gia tăng giá trị cực trị xảy ra ở hầu hết các vùng điều này sẽ ảnh hưởng đến lưu lượng nước, nhiệt độ nước và chất lượng nước các lưu vực đặc biệt là vùng nước được sử dụng cho hoạt động sản xuất nhiệt điện, cần phải được xem xét để thiết kế phù hợp với dải biến động nhiệt độ cao. Cũng xem xét đến điều kiện làm việc để giảm ảnh hưởng đến người lao động khi làm việc ở điều kiện nhiệt độ cao.

Theo dự báo, nhiệt độ ở tất cả các vùng của Việt Nam đều có xu thế biến đổi tăng so với thời kỳ cơ sở, với mức tăng lớn nhất là khu vực phía Bắc. Nhiệt độ trung bình năm trên toàn quốc vào đầu thế kỷ có mức tăng phổ biến từ 0,6-0,8°C, giữa thế kỷ tăng 1,3-1,7°C. Trong đó, khu vực Bắc Bộ tăng 1,6-1,7°C, khu vực Bắc Trung Bộ tăng 1,5-1,6°C, Khu vực Nam Trung Bộ, Tây Nguyên và Nam Bộ tăng 1,3-1,4°C. Cuối thế kỷ nhiệt độ tăng 1,9-2,4°C. Các giải pháp thích ứng với sự thay đổi nhiệt độ này nên tập trung cho các công trình điện ở Miền Bắc. Đặc biệt là các công trình nhiệt điện có công nghệ làm mát trực lưu, việc gia tăng nhiệt độ ở các vùng này sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất của các nhà máy. Do đó, giải pháp thay đổi phương án làm mát trong thời gian tới ở các dự án điện mới nên được xem xét đến.

Số lượng bão mạnh có xu hướng tăng do đó, khi thiết kế công trình cần lưu ý đến khả năng chịu tải ở điều kiện bão lớn và gió giật mạnh. - Gió mùa và một số hiện tượng khí hậu cực đoan: Số lượng bão và áp thấp nhiệt đới có xu thế ít biến đổi nhưng phân bố tập trung hơn vào cuối mùa bão, đây cũng là thời kỳ bão hoạt động chủ yếu ở phía Nam. Bão mạnh đến rất mạnh có xu thế gia tăng. Số ngày rét đậm, rét hại ở các tỉnh miền núi phía Bắc, Đồng bằng Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ đều giảm. Số ngày nắng nóng (số ngày nhiệt độ cao nhất $T_{x \geq 35} \geq 0^\circ\text{C}$) có xu thế tăng trên phần lớn cả nước, lớn nhất là ở Bắc Trung Bộ, Nam Trung Bộ và Nam Bộ. Hạn hán có thể trở nên khắc nghiệt hơn ở một số vùng do nhiệt độ tăng và khả năng giảm lượng mưa trong mùa khô như ở Nam Trung Bộ trong mùa xuân và mùa hè, Nam Bộ trong mùa xuân và Bắc Bộ vào mùa đông.

Đối với tác động do nước biển dâng, khi thiết kế các công trình điện đều phải xem xét đến khả năng mức nước biển dâng cao nhất có thể xảy ra để đảm bảo công trình an toàn không ngập úng ở mọi điều kiện thời tiết. Kịch bản mực nước biển dâng trung bình ven biển Việt Nam có khả năng cao hơn mực nước biển dâng trung bình toàn cầu. Khu vực giữa Biển Đông có mực nước biển dâng cao hơn so với các khu vực khác. Mực nước biển dâng khu vực ven biển các tỉnh phía Nam cao hơn so với khu vực phía bắc. Mực nước biển dâng trung bình toàn dải ven biển Việt Nam đến năm 2050 là 22 cm ($14 \text{ cm} \div 32 \text{ cm}$); đến năm 2100 là 53 cm ($32 \text{ cm} \div 76 \text{ cm}$), trong đó khu vực ven biển từ Móng Cái đến Hòn Dấu và Hòn Dấu đến Đèo Ngang có mực nước biển dâng thấp nhất là 55cm ($33\text{cm} \div 78 \text{ cm}$), khu vực mũi Cà Mau – Kiên Giang là 53cm ($32 \text{ cm} \div 75 \text{ cm}$), Khu vực quần đảo Hoàng Sa – Trường Sa lần lượt là 58cm ($36 \text{ cm} \div 80 \text{ cm}$) và 57cm ($33 \text{ cm} \div 83 \text{ cm}$). Theo dự báo, trên thiết kế cao trình công trình cần xem xét kỹ để nâng cốt công trình đảm bảo tránh úng ngập do ảnh hưởng của mực nước biển dâng là yêu cầu đầu tiên. Giải pháp này giúp đáp ứng được sự thoát nước và bền vững của các công trình, thông thoáng về giao thông và hạn chế rủi ro có thể xảy ra.

Sự biến động nhiệt độ, lượng mưa ở nhiều vùng đất ở thượng nguồn và miền trung, nơi cuộc sống của người dân khó khăn, sinh kế chủ yếu dựa vào nông nghiệp sẽ bị ảnh hưởng nghiêm trọng hơn do biến đổi khí hậu. Tính bất thường của lượng mưa do tác động của biến đổi khí hậu sẽ làm cho những nơi này dễ bị tổn thương và tổn thương trầm trọng sẽ ảnh hưởng đến đời sống và sức khỏe người dân, hệ sinh thái. Điều này có nguy cơ hủy hoại những thành quả về kinh tế mà Việt Nam đã đạt được trong những thập kỷ vừa qua.

Mức độ tác động của mỗi loại hình phụ thuộc vào vị trí địa lý, điều kiện tự nhiên của vị trí dự án, độ che phủ thực vật và chế độ vận hành công trình được xây dựng. Với đặc trưng của công trình thủy điện, bên cạnh việc mất rừng và thảm thực vật che phủ trong giai đoạn xây dựng làm tăng nguy cơ sạt lở và giảm khả năng trữ nước của thảm thực vật, thì quá trình tích nước hồ chứa cũng làm giảm lượng nước và trầm tích về hạ lưu. Theo đó, giải pháp trồng rừng phủ xanh đồi trọc khu vực các dự án là giải pháp hiệu quả để giảm thiểu tác động do tai biến địa chất và thiên tai.

Ngoài ra, rủi ro sự cố môi trường từ phía chủ quan như kỹ thuật và công nghệ không đảm bảo, không kiểm tra giám sát thường xuyên trong quá trình vận hành ... cũng gây ra những thiệt hại lớn như cháy nổ, vỡ đường ống dẫn dầu, bồn dầu, tai nạn tàu than... Kiến nghị việc giám sát và kiểm tra sự tuân thủ các tiêu chuẩn thiết kế và giám sát quá trình vận hành các công trình điện đảm bảo không để xảy ra các sự cố môi trường lớn.

Khảo sát kỹ và có phương án thiết kế đảm bảo chống chịu được lũ, bão và gió xoáy đối với các công trình điện ở vùng Đồng Bằng Sông Hồng và vùng giữa Bắc Bộ.

Vùng ven biển Bắc Bộ ngoài các giải pháp nêu trên còn xem xét cao trình cốt ngập do nước biển dâng để hạn chế thiệt hại do lũ. Vùng bắc bộ nơi có nguy cơ cao của gió lốc, trượt lở... nên có phương án thiết kế hợp lý.

Vùng Tây nguyên, Đông nam bộ có nguy cơ cao của bão, lũ, gió lốc, xâm nhập mặn, nước dâng và vùng ven biển và giữa đồng bằng sông cửu long, nguy cơ cao của lũ, hạn, gió lốc, cháy rừng xâm nhập mặn. Do đó, yêu cầu giải pháp thiết kế đảm bảo chống chịu với các điều kiện thời tiết cực đoan dự báo ở đây.

CHƯƠNG 5

KẾ HOẠCH QUẢN LÝ, GIÁM SÁT MÔI TRƯỜNG

5.1. Chương trình quản lý môi trường

Báo cáo ĐMC này là khung pháp lý để quản lý và kiểm soát mục tiêu môi trường và sự tuân thủ các quy định về BVMT của QHĐVIII. Bộ TNMT là cơ quan quản lý cao nhất về tính hiệu quả và mức độ đạt được của mục tiêu BVMT của QHĐVIII. Vụ Khoa học Công nghệ và Cục ATMT của Bộ Công Thương là đơn vị quản lý môi trường của ngành có trách nhiệm quản lý, giám sát và đánh giá việc thực hiện các mục tiêu BVMT của QHĐVIII.

Tuy nhiên, để đạt hiệu quả trong công tác quản lý môi trường, trong Ban chỉ đạo quốc gia sẽ có các thành viên từ Bộ TNMT và Bộ Công Thương chuyên trách theo dõi về lĩnh vực bảo vệ môi trường của ngành điện, phối hợp với các Bộ ngành khác để thực hiện việc giám sát và nắm bắt tình hình môi trường trong quá trình triển khai thực hiện các dự án thành phần của QHĐVIII. Kịp thời định hướng và xử lý các dự án phát triển điện tuân thủ đúng quy định và đầy đủ về bảo vệ môi trường, khuyến khích sử dụng công nghệ sạch, hiệu quả tiết kiệm năng lượng.

Để quản lý và kiểm soát có hiệu quả mục tiêu bảo vệ môi trường của QHĐVIII, cần thành lập một tổ công tác chuyên trách theo dõi về lĩnh vực bảo vệ môi trường, phối hợp với các Bộ ngành khác để thực hiện các giải pháp giảm thiểu đã được khuyến cáo, thực hiện đủ các khuyến cáo đã được đưa ra trong quá trình triển khai thực hiện kế hoạch phát triển điện trong QHĐVIII và các dự án thành phần.

Theo dõi và định hướng các chủ dự án của các dự án phát triển điện theo hướng sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, và đảm bảo thực hiện đầy đủ các yêu cầu pháp luật về môi trường.

5.2. Chương trình Giám sát môi trường

Cách thức thực hiện là tuân thủ hoàn toàn hướng dẫn quản lý môi trường của quốc gia và Ngành Công thương. Công tác giám sát cụ thể như sau:

Giám sát việc thực hiện các biện pháp bảo vệ môi trường của từng dự án thuộc quy hoạch điện. Xem xét kỹ các dự án nằm trong khuyến cáo của kết quả nghiên cứu ĐMC; Giám sát sự tuân thủ các yêu cầu về bảo vệ môi trường của các dự án điện nằm trong quy hoạch ở cả giai đoạn hoạt động.

Đối tượng và thành phần môi trường cần giám sát:

1. Giám sát các nguồn thải (khí, nước, CTR, CTNH,...) và Môi trường xung quanh: chất lượng môi trường không khí (Bụi, SO₂, NO_x),

2. Chất lượng nước thải công nghiệp điện và sinh hoạt phải tuân thủ theo QCVN 40/2011/BTNMT và QCVN 14:2008/BTNMT và giám sát sự biến động của chất lượng và lưu lượng các nguồn nước mặt;
3. Chất lượng môi trường đất;
4. Giám sát ảnh hưởng đến hệ sinh thái, rừng quốc gia, khu bảo tồn sinh thái; Cần có nghiên cứu thống kê và đánh giá mức độ ảnh hưởng đến đối tượng này và tìm hiểu rõ nguyên nhân để có biện pháp xử lý và hành động kịp thời.
5. Giám sát đời sống dân cư tại các khu tái định cư: giám sát các chỉ số, thỏa mãn với nơi ở mới hay không, thu nhập và sinh kế, nghề nghiệp việc làm, điều kiện sinh hoạt và ăn ở... Thực hiện báo cáo đánh giá khôi phục sinh kế đối với các dự án có số hộ di dân lớn.
6. Thống kê và nâng cấp hệ thống cảnh báo rủi ro và sự cố môi trường có thể xảy ra trong quá trình thực hiện QHĐ để kịp thời hạn chế và khắc phục.

Vị trí giám sát: tất cả địa điểm có dự án điện thành phần được thực hiện.

Trách nhiệm giám sát: Chủ dự án thực hiện giám sát trực tiếp hoặc thuê các công ty môi trường độc lập thực hiện.

Cách thức thực hiện việc giám sát môi trường là tuân thủ hoàn toàn hướng dẫn quản lý môi trường của quốc gia và Ngành Công thương. Giám sát việc thực hiện các biện pháp bảo vệ môi trường của từng dự án thuộc quy hoạch điện. Xem xét kỹ các dự án nằm trong khuyến cáo của kết quả nghiên cứu ĐMC; Giám sát sự tuân thủ các yêu cầu về bảo vệ môi trường của các dự án điện nằm trong quy hoạch ở cả giai đoạn hoạt động. Chương trình giám sát môi trường gồm các nội dung:

5.2.1. Mục tiêu giám sát

Giám sát chất lượng môi trường là nhiệm vụ quan trọng hàng đầu trong công tác quản lý môi trường. Giám sát môi trường là một quá trình tổng hợp các biện pháp khoa học, kỹ thuật, công nghệ và tổ chức nhằm kiểm soát, theo dõi một cách chặt chẽ và có hệ thống các khuynh hướng biến đổi chất lượng môi trường. Giám sát chất lượng môi trường là công cụ đắc lực để các nhà quản lý, các nhà chuyên môn quản lý chặt chẽ các nguồn chất thải gây ô nhiễm môi trường, điều chỉnh các kế hoạch sản xuất và giảm nhẹ các chi phí cho khắc phục, xử lý ô nhiễm và bảo vệ môi trường một cách hữu hiệu nhất.

Mục tiêu của hoạt động giám sát là thu thập một cách liên tục các thông tin về biến đổi chất lượng môi trường của từng dự án thành phần trong QHĐ8 để kịp thời phát hiện những tác động xấu đến môi trường và đề xuất các biện pháp ngăn ngừa và giảm thiểu ô nhiễm kịp thời. Việc giám sát chất lượng môi trường còn đảm bảo các hệ thống xử lý môi trường của mỗi dự án hoạt động có hiệu quả và đảm bảo chất lượng nước và khí thải sau khi xử lý có đạt tiêu chuẩn xả thải hay không.

5.2.2. Trách nhiệm thực hiện giám sát

Chủ dự án thực hiện giám sát trực tiếp hoặc thuê các công ty môi trường độc lập thực hiện việc giám sát tại các dự án điện thành phần theo các quy định hiện hành.

5.2.3. Nội dung giám sát.

Toàn bộ các dự án thành phần của QHĐVIII thuộc diện phải lập ĐTM đều phải giám sát môi trường từ giai đoạn triển khai đến giai đoạn vận hành của dự án.

Đối tượng và thành phần môi trường cần giám sát:

- ✓ Giám sát các nguồn thải (khí, nước, CTR, CTNH,...) và Môi trường xung quanh: chất lượng môi trường không khí (Bụi, SO₂, NO_x),
- ✓ Chất lượng nước thải công nghiệp và sinh hoạt phải tuân thủ theo QCVN 40/2011/BTNMT và QCVN 14:2008/BTNMT, theo dõi sự biến động của chất lượng các nguồn nước mặt;
- ✓ Chất lượng môi trường đất; số lượng và cách quản lý chất thải rắn;
- ✓ Giám sát ảnh hưởng đến hệ sinh thái, rừng, khu bảo tồn sinh thái; Cần có nghiên cứu thống kê và đánh giá mức độ ảnh hưởng đến đối tượng này và tìm hiểu rõ nguyên nhân để có biện pháp xử lý và hành động kịp thời.
- ✓ Giám sát đời sống dân cư tại các khu TĐC dựa trên các chỉ số: thỏa mãn với nơi ở mới hay không, thu nhập và sinh kế, việc làm, điều kiện sinh hoạt và ăn ở...
- ✓ Thực hiện Giám sát trong quá trình thiết kế và thi công các công trình, đặc biệt là các công trình thủy điện để hạn chế các sai phạm về kỹ thuật có thể xảy ra như ở một số công trình Thủy điện nhỏ của tỉnh Sơn La. Ví dụ, công trình thủy điện Nậm Chim 1 tự ý coi nới, tăng chiều cao đập lên 1,4m; Thủy điện Nậm La nâng cao trình của đập, dẫn đến mực nước dâng cao gây ngập ngoài diện tích hồ chứa, nhất là vào mùa mưa lũ gây ngập cục bộ, ảnh hưởng đến hoa màu của nhân dân; Thủy điện Nậm Chim 2 thi công hầm dẫn nước gây sạt lở đất canh tác của nhân dân; Thủy điện Hồng Ngài không lưu trữ một số hồ sơ pháp lý trong quá trình xây dựng để phục vụ thanh kiểm tra kỹ thuật.
- ✓ Thống kê và nâng cấp hệ thống cảnh báo rủi ro và sự cố môi trường có thể xảy ra trong quá trình thực hiện QHĐVIII để kịp thời hạn chế và khắc phục.

- Thông số/chỉ thị giám sát: Các thông số giám sát theo các quy định hiện hành và tùy thuộc vào mỗi dự án điện thành phần

- Thời gian giám sát: trong quá trình triển khai dự án và trong suốt quá trình hoạt động của dự án

- Tần suất giám sát: Đối với chất thải, tần suất tối thiểu 03 tháng/01 lần, với môi trường xung quanh 06 tháng/01 lần, giám sát tự động, liên tục đối với các trường hợp phải lắp đặt và tần suất 06 tháng/01 lần đối với các giám sát khác.

- Địa điểm giám sát: Tất cả địa điểm có dự án điện thành phần được thực hiện.

5.2.4. Nguồn lực cho giám sát

Nhân lực và các trang thiết bị thực hiện giám sát sẽ do chủ đầu tư tuyển dụng các cán bộ chuyên môn và tự mua sắm trang thiết bị và đăng ký giấy phép hoạt động hoặc thuê đơn vị chuyên môn thực hiện, kinh phí sẽ do chủ đầu tư chi trả theo thỏa thuận.

5.3. Cách thức phối hợp giữa các cơ quan trong quá trình thực hiện

Căn cứ vai trò và chức năng của các cơ quan:

- Bộ TN&MT thực hiện (i) xây dựng, điều chỉnh Quy trình vận hành liên hồ chứa đối với các lưu vực sông cả về mùa lũ và mùa cạn; (ii) hướng dẫn cụ thể quy định về dòng chảy tối thiểu sau các đập thủy lợi, thủy điện; (iii) khai thác hiệu quả hệ thống thông tin, cơ sở dữ liệu về tài nguyên nước, khí tượng thủy văn, các mô hình tính toán, dự báo lưu lượng nước đến hồ trong mùa lũ và mùa cạn; (iv) tăng cường năng lực quản lý lưu vực sông, điều phối, giám sát các hoạt động về khai thác tài nguyên nước trên lưu vực sông; tăng cường năng lực cảnh báo, dự báo nâng cao hiệu quả vận hành liên hồ chứa; nâng cao chất lượng đánh giá môi trường chiến lược, đánh giá tác động môi trường đối với quy hoạch, dự án, công trình thủy điện; (v) tăng cường công tác thanh tra, kiểm tra, giám sát thực hiện các quy định về môi trường tại các dự án, công trình thủy điện.

- Bộ NN&PTNT: chịu trách nhiệm (i) Rà soát, sửa đổi, hoàn thiện hệ thống văn bản quy phạm pháp luật, các cơ chế chính sách trong bồi thường, hỗ trợ, di dân, tái định cư của các dự án thủy lợi, thủy điện; (ii) tăng cường công tác quản lý, bảo vệ và phát triển rừng, phê duyệt phương án trồng rừng thay thế đối với các dự án đầu tư xây dựng công trình có chuyển đổi mục đích sử dụng rừng; hoàn thành việc trồng rừng thay thế đối với các dự án thủy điện đã đưa vào khai thác vận hành; lập, (iii) phê duyệt phương án phòng chống lũ, lụt cho vùng hạ du các hồ chứa thủy lợi trên các lưu vực sông lớn khu vực miền Trung và Tây Nguyên trong trường hợp xả lũ và vỡ đập; rà soát các hồ, đập thủy lợi xung yếu có nguy cơ mất an toàn, đề xuất kế hoạch, giải pháp và kinh phí sửa chữa, nâng cấp; (iv) rà soát quy trình vận hành hồ chứa, điều chỉnh bổ sung những nội dung chưa phù hợp nhằm hạn chế tối đa ảnh hưởng của xả lũ đối với hạ du; rà soát, (v) xây dựng mới hoặc sửa đổi bổ sung các quy chuẩn, tiêu chuẩn về khảo sát, thiết kế, thi công, nghiệm thu và quản lý an toàn hồ, đập thủy lợi, phù hợp với điều kiện biến đổi khí hậu.

Tích cực triển khai các nội dung về chính sách tái định cư, hậu tái định cư, trồng bù rừng và dịch vụ môi trường rừng (DVMTR) và xử lý các vấn đề liên quan đến chi trả DVMTR.

- Bộ Xây dựng: chịu trách nhiệm (i) triển khai công tác đánh giá an toàn hồ, đập trên địa bàn cả nước; (ii) rà soát, sửa đổi, bổ sung các văn bản quy phạm pháp luật hiện hành có liên quan đến quản lý chất lượng, đầu tư xây dựng công trình đập, hồ chứa thủy điện, thủy lợi. Và xây dựng ban hành các tiêu chuẩn về chất lượng tro xỉ

cũng như định hướng và kế hoạch sử dụng tro xỉ cho công trình xây dựng, cầu đường ở địa phương.

-Bộ Giao thông Vận tải chịu trách nhiệm (i) Rà soát, tăng cường giám sát việc thực hiện quy hoạch GTVT tại các khu vực quy hoạch xây dựng các NMTĐ để có thông tin phối hợp kịp thời trong quá trình triển khai các quy hoạch giao thông và thủy điện đảm bảo đồng bộ, hợp lý, hạn chế thấp nhất các tác động tiêu cực do các nhà máy thủy điện gây ra đối với công tác xây dựng cơ sở hạ tầng giao thông và có biện pháp cảnh báo, kịp thời điều chỉnh quy hoạch nếu cần thiết; (ii) tăng cường công tác quản lý chất lượng, rà soát kiểm tra chặt chẽ đối với việc khảo sát, thiết kế, lập dự án và thực hiện đầu tư các công trình GTVT có liên quan đến đầu tư, vận hành các nhà máy thủy điện đảm bảo phù hợp với yêu cầu phòng, chống lũ lụt và điều kiện thủy văn hiện nay; (iii) rà soát công tác quản lý vận hành khai thác, kiểm tra tình trạng kỹ thuật các công trình giao thông trong vùng phân lũ, nghiên cứu tác động quy trình vận hành liên hồ, đơn hồ các nhà máy thủy điện để xây dựng phương án đảm bảo giao thông trong trường hợp có sự cố xảy ra, đảm bảo giao thông trong khu vực thông suốt, an toàn.

- Bộ Kế hoạch và Đầu tư (KH&ĐT) chịu trách nhiệm hoàn thiện các thủ tục xét thầu các dự án NLTT và các dự án khác.

- UBND phối hợp triển khai kế hoạch một cách đồng bộ, đảm bảo quản lý tốt công tác quy hoạch, đầu tư xây dựng và vận hành khai thác các dự án thủy điện tại địa phương, tiếp tục khai thác có hiệu quả các lợi thế tiềm năng về thủy điện, đặc biệt là các dự án thủy điện có lợi ích tổng hợp như chống lũ, cấp nước, sản xuất điện, phát triển du lịch sinh thái, phát triển thủy sản...

Như vậy, rõ ràng cần phải có sự phối kết hợp chặt chẽ giữa các ngành để có thể phát triển ngành điện hiệu quả và tuân thủ luật pháp.

5.4. Chế độ báo cáo môi trường trong quá trình thực hiện

Việc thực hiện chế độ báo cáo môi trường trong quá trình thực hiện dự án quy hoạch được tiến hành theo quy định của Bộ Công Thương và Bộ Tài Nguyên Môi trường:

Tổ công tác về môi trường của QHĐVIII định kỳ 6 tháng một lần báo cáo tình hình triển khai các dự án điện thuộc quy hoạch điện lên Bộ Trưởng Bộ Công Thương và Ban chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực. Báo cáo nêu rõ các biện pháp giảm thiểu môi trường đã thực hiện, hiệu quả đạt được của biện pháp. Những khó khăn trong quá trình triển khai và định hướng thực hiện cho các dự án tiếp theo.

Báo cáo tổng kết năm các công tác bảo vệ môi trường của quy hoạch điện. Báo cáo này tổng hợp những thông tin môi trường từ tất cả các dự án điện và phân tích những thành tựu đạt được về môi trường, những biện pháp không thể triển khai hoặc khó triển khai cần phải có sự hỗ trợ để đảm bảo thực hiện tốt các biện pháp bảo vệ và giảm thiểu tác động môi trường đã đưa ra.

Các báo cáo môi trường của QHĐVIII sẽ gửi đến Lãnh đạo Bộ Công Thương, Ban chỉ đạo quốc gia về phát triển điện lực và Bộ Tài nguyên Môi trường nếu cần.

CHƯƠNG 6

THAM VẤN TRONG QUÁ TRÌNH THỰC HIỆN ĐÁNH GIÁ MÔI TRƯỜNG CHIẾN LƯỢC

6.1. Thực hiện tham vấn

6.1.1. Mục tiêu tham vấn

Mục đích của việc tham vấn các bên liên quan là nhằm thông báo thông tin về đánh giá môi trường chiến lược của QHĐVIII đến các bên liên quan và thu nhận được ý kiến đóng góp của các bên tham gia về:

1. Xác định các vấn đề môi trường chính và các chỉ số môi trường đại diện để đánh giá phục vụ xây dựng bộ chỉ số tính toán đánh giá và các vấn đề môi trường đáng quan tâm;
2. Lấy ý kiến chuyên gia, xây dựng phương pháp tiếp cận và đánh giá;
3. Kết quả đánh giá và phân tích các kịch bản phát triển năng lượng;
4. Tính khả thi của các giải pháp giảm thiểu được đề xuất.

6.1.2. Hình thức tham vấn và đối tượng tham gia

Căn cứ theo các bước thực hiện dự án, công tác lấy ý kiến các bên liên quan được thực hiện ở một số giai đoạn thực hiện ĐMC. Đối với mỗi giai đoạn, tham vấn sẽ triển khai với hình thức khác nhau, tùy từng mục đích tham vấn cụ thể. Các tham vấn được thực hiện theo các hình thức sau:

6.1.2.1. Hình thức gửi văn bản xin ý kiến

Viện Năng lượng công văn số 757/ĐL-VP ngày 04/06/2020 về việc khảo sát, thu thập số liệu phục vụ lập ĐMC của “Quy hoạch Phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2020-2030, tầm nhìn đến 2045” đến 63 UBND tỉnh và thành phố của Việt Nam, đề nghị cung cấp các thông tin và ý kiến về các nội dung trong Công văn và đề nghị các tỉnh có văn bản trả lời trước ngày 20/06/2020.

6.1.2.2. Tổ chức hội thảo tham vấn

02 hội thảo đã được tổ chức nhằm mục đích tham vấn các chuyên gia trong lĩnh vực điện, năng lượng và môi trường; và đại diện các tổ chức xã hội, nghề nghiệp có quan tâm với nội dung. Cụ thể đối tượng tham dự là: đại diện một số Bộ, ngành có liên quan, đại diện một số cơ quan quản lý nhà nước về môi trường liên quan đến ngành điện, các đơn vị nghiên cứu về môi trường, đại diện các cơ quan quản lý và doanh nghiệp sản xuất và kinh doanh điện, đại diện một số tỉnh thành có các dự án điện lớn và một số tổ chức Phi Chính phủ tại Việt Nam.

6.2. Nội dung tham vấn

6.2.1. Phiếu tham khảo ý kiến chuyên gia

Nội dung của văn bản gồm: (1) Xin ý kiến về các vấn đề môi trường chính, chỉ số đánh giá, điểm số và mức độ quan tâm của Quy hoạch Điện VIII; Phiếu thu thập thông tin về sử dụng đất của các công trình điện và công trình năng lượng khác trong tỉnh; Phiếu thu thập thông tin các vấn đề về môi trường và xã hội của các công trình điện và công trình năng lượng khác trong tỉnh.

6.2.2. Nội dung tham vấn theo hình thức hội thảo

6.2.2.1. Hội thảo 01

Tên hội thảo: Hội thảo tham vấn kỹ thuật về **“Phương pháp luận thực hiện Báo cáo Đánh giá môi trường chiến lược của Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045”** được tổ chức vào ngày 30/06/2020, tại trụ sở Viện Năng lượng, Hà Nội.

Nội dung của hội thảo: trình bày phương pháp luận thực hiện lập quy hoạch điện VIII và phương pháp luận thực hiện lập báo cáo đánh giá tác động môi trường của QHĐVIII và xin ý kiến của các chuyên gia tại hội thảo về các vấn đề được nêu ra.

Thành phần tham dự: Các chuyên gia đến từ các trường Đại học và các tổ chức phi chính phủ, các chương trình phát triển như: Đại học Bách Khoa Hà Nội, Đại học Khoa học Tự nhiên – Đại học Quốc gia Hà Nội, Đại học Tài nguyên và Môi trường Hà Nội, chương trình năng lượng phát thải thấp Việt Nam (V-LEEP) hợp tác cùng Cơ quan Phát triển Quốc tế Hoa Kỳ (USAID), Hội Bảo vệ Thiên nhiên và Môi trường, Tổ chức Quốc tế về Bảo tồn Thiên nhiên (WWF), tổ chức hợp tác Quốc tế Đức (GIZ), Mạng thông tin bảo vệ môi trường.

Đại diện các cơ quan quản lý nhà nước có liên quan: Vụ thẩm định và đánh giá tác động môi trường, Viện Nghiên cứu Quản lý đất đai, Tổng cục quản lý đất đai, Trung tâm Điều tra và Quy hoạch đất đai – Tổng cục Quản lý đất đai, Cục quản lý tài nguyên nước, Cục Bảo tồn thiên nhiên và Đa dạng sinh học thuộc Bộ Tài nguyên và Môi trường; Vụ Tiết kiệm Năng lượng và Phát triển bền vững, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Cục Kỹ thuật An toàn và Môi trường Công nghiệp thuộc Bộ Công Thương

Các chuyên gia tham dự đã lắng nghe phần trình bày của Viện Năng lượng và đóng góp những ý kiến quý báu trong việc xác định các vấn đề môi trường cần được lưu ý quan tâm và đưa vào cân nhắc trong quá trình xây dựng các kịch bản phát triển năng lượng.

6.2.2.2. Hội thảo 02

Tên hội thảo: Hội thảo ban đầu về **“Báo cáo Đánh giá môi trường chiến lược của Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045(QHĐVIII)”** được tổ chức ngày 11/08/2020, tại khách sạn Melia.

Nội dung của hội thảo: tham vấn về **(1)** Phương pháp luận và kết quả ban đầu của chương trình phát triển nguồn điện; **(2)** Phương pháp luận thực hiện ĐMC; **(3)** Hiện trạng môi trường ngành Điện; **(4)** Các phương pháp đánh giá tác động đối với các vấn đề môi trường cốt lõi trong báo cáo ĐMC của QHĐVIII.

Thành phần tham dự hội thảo: *Các Chuyên gia độc lập* đến từ các trường Đại học và các tổ chức phi chính phủ, các chương trình phát triển như: Đại học Bách Khoa Hà Nội, Đại học Khoa học Tự nhiên – Đại học Quốc gia Hà Nội, Đại học Tài nguyên và Môi trường Hà Nội, Đại học Cần Thơ, chương trình năng lượng phát thải thấp Việt Nam (V-LEEP) hợp tác cùng Cơ quan Phát triển Quốc tế Hoa Kỳ (USAID), Hội Bảo vệ Thiên nhiên và Môi trường, Tổ chức Quốc tế về Bảo tồn Thiên nhiên (WWF), tổ chức hợp tác Quốc tế Đức (GIZ), Mạng thông tin bảo vệ môi trường, Cơ quan Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JICA), Liên minh Châu Âu (EU), nhóm Đối tác Năng lượng Việt Nam (VEPg), Tổ chức Sáng kiến Chuyển dịch Năng lượng Việt Nam (VIET), Trung tâm phát triển sáng tạo xanh (GREENID), Đại sứ quán Anh, Viện Kinh tế Năng lượng và Phân tích tài chính (IEEFA), Mạng thông tin bảo vệ môi trường (MTX).

Đại diện các cơ quan quản lý nhà nước có liên quan: Vụ thẩm định và đánh giá tác động môi trường, Viện Nghiên cứu Quản lý đất đai, Tổng cục quản lý đất đai, Trung tâm Điều tra và Quy hoạch đất đai – Tổng cục Quản lý đất đai, Cục quản lý tài nguyên nước, Cục Bảo tồn thiên nhiên và Đa dạng sinh học, Viện Chiến lược Chính sách Tài Nguyên và Môi trường, Cục quản lý Tài nguyên Nước thuộc Bộ Tài nguyên và Môi trường; Vụ Tiết kiệm Năng lượng và Phát triển bền vững, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Cục Kỹ thuật An toàn và Môi trường Công nghiệp thuộc Bộ Công Thương. Trung tâm Quy hoạch và Điều tra Tài nguyên - Môi trường biển khu vực phía Bắc Tổng cục Biển và Hải đảo Việt Nam, Viện Chiến lược và Phát triển - Bộ Kế hoạch và Đầu tư,

Đại diện các Công ty, Tập đoàn trong lĩnh vực năng lượng: Ban KHCN và MT - Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Công ty TNHH MTV Năng lượng Gelex, Ban Điện - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Ban CNATMT - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 1, Tập đoàn Trường Thành, Tổng công ty Truyền tải Điện Quốc gia, tập đoàn Trung Nam,

Phóng viên các báo: Báo Hải quan, báo Quân đội Nhân dân, báo Tin tức, Thông tấn xã Việt Nam, báo Công Thương, Truyền hình Thông tấn xã Việt Nam.

6.3. Kết quả tham vấn

6.3.1. Phiếu tham khảo ý kiến chuyên gia

Đã có 31 tỉnh trả lời, kết quả nhận được tổng hợp và tính toán điểm trọng số của các vấn đề môi trường chính và số liệu cung cấp cũng đã được sử dụng cho báo cáo. Tổng hợp các ý kiến góp ý của các địa phương về các vấn đề môi trường cần lưu ý, các vấn đề còn tồn tại của địa phương như trình bày dưới đây:

TT	Các loại hình công trình điện	Các ý kiến đóng góp
1	Điện mặt trời	- Việc GPMB sẽ làm mất đất của người dân; các sự cố về vận chuyển, lắp đặt các thiết bị như trạm biến áp, đường dây 110kV và các sự cố về điện, cháy nổ. - Một số địa phương có ý kiến về việc: Thi công và hoạt động của đường dây 110Kv có ảnh hưởng đến sức khỏe người dân, canh tác nông nghiệp và chăn nuôi gia súc, gia cầm hay không.
2	Điện gió	- Các tác động môi trường của các Dự án Nhà máy điện gió là không lớn, tác động quan trọng nhất chủ yếu là: việc GPMB sẽ làm mất đất của người dân; các sự cố về vận chuyển, lắp đặt các thiết bị như tuabin và các sự cố về điện, cháy nổ
3	Thủy điện	- Một số công trình trong quá trình vận hành làm có ảnh hưởng đến diện tích trồng hoa màu của dân. Chế độ vận hành của nhà máy gây ra hiện tượng ngập úng ảnh hưởng đến an sinh xã hội và sinh hoạt của người dân. Tuy nhiên UBND huyện đã có văn bản đề nghị các Công ty có thông báo bằng văn bản về thời gian tích nước, xả nước đến UBND huyện và các xã khu vực thượng lưu, hạ lưu đảm bảo việc điều tiết nước cho mùa vụ. - Các sự cố môi trường có thể xảy ra gồm vỡ đập, sạt lở bờ sông, cháy nổ, bom mìn, thiên tai. - Một số công trình có sai phạm đơn cử như ở tỉnh Sơn La, công trình thủy điện Nậm Chim 1 tự ý coi nới, tăng chiều cao đập lên 1,4m (UBND tỉnh đã kiểm tra, lập biên bản và đề nghị tháo dỡ, hoàn trả nguyên trạng theo quy định); thủy điện Nậm La nâng cao trình của đập dẫn đến mực nước dâng cao gây ngập ngoài diện tích hồ chứa, nhất là vào mùa mưa lũ gây ngập cục bộ ảnh hưởng đến hoa màu của nhân dân; thủy điện Nậm Chim 2 thi công hầm dẫn nước gây sạt lở đất canh tác của nhân dân; thủy điện Hồng Ngài chưa lưu trữ một số hồ sơ pháp lý trong quá trình xây dựng như: Thông báo khởi công; BB bàn giao mặt bằng; Kế

		hoạch kiểm tra và nghiệm thu của nhà thầu...;
4	Nhiệt điện	- Có dự án chậm triển khai do các vấn đề về môi trường.
5	ĐZ và TBA	- Trong giai đoạn thi công cần lập các biện pháp tổ chức thi công xem xét các tác động đến môi trường trong quá trình thi công nhằm giảm thiểu các ảnh hưởng tiêu cực.

6.3.2. Kết quả các Hội thảo

Các đại biểu chủ yếu bày tỏ ý kiến quan tâm đến vấn đề tham vấn cộng đồng bị ảnh hưởng, trọng số trong đánh giá các vấn đề môi trường, chi phí về môi trường, cơ chế giá, các giá trị sử dụng tài nguyên đất, sử dụng nguồn nước, không gian biển... xây dựng các hệ số phát thải của ngành năng lượng do thông tin sẵn có của chúng ta còn thiếu và yếu. Việc xây dựng các hệ số phát thải cũng là một trong những vấn đề quan tâm của các đại biểu và thực tế việc xây dựng các hệ số phát thải cho các kịch bản năng lượng quả thật một trong những khó khăn mà nhóm thực hiện ĐMC đã phải đối mặt khi triển khai đánh giá và so sánh các kịch bản phát triển năng lượng. Điều này là do thông tin đầu vào và hệ số phát thải theo ngành của chúng ta không đầy đủ và khó tiếp cận. Để khắc phục điều này, nhóm đề án đã sử dụng các hệ số phát thải được đề xuất bởi các tổ chức như IPCC hay cơ quan bảo vệ môi trường Mỹ, nhóm đề án sử dụng hệ số tùy theo từng loại nhiên liệu và công nghệ chứ không tính theo hệ số chung phát thải lưới điện mà Bộ Tài nguyên và Môi trường công bố hàng năm. Hy vọng là trong thời gian tới, chúng ta sẽ có thể xây dựng được bộ chỉ số phát thải cho từng ngành với tính chính xác và tính đại diện cao hơn đối với điều kiện kinh tế, xã hội cụ thể của Việt Nam.

Bên cạnh đó, các đại biểu bày tỏ quan tâm đến những khó khăn trong việc thực hiện các biện pháp giảm thiểu đối với một số lĩnh vực, đặc biệt là nhiệt điện. Bởi vì vấn đề tác động và bị ảnh hưởng của các hoạt động năng lượng ở một số khu vực còn mang tính tương tác với các quốc gia khác. Do đó, việc đề xuất và thực hiện các biện pháp giảm thiểu đòi hỏi không chỉ nỗ lực của Việt Nam mà còn sự phối hợp của các quốc gia láng giềng.

Hội thảo cũng có nhiều ý kiến quan tâm đến sự phát triển của điện mặt trời, cụ thể là điện mặt trời áp mái và điện mặt trời kết hợp với nông nghiệp.

Chi tiết ý kiến của các bên tham gia trong các hội thảo có thể xem thêm tại Biên bản tham vấn ở Phụ lục 4.1 và 4.2 của báo cáo.

KẾT LUẬN, KIẾN NGHỊ VÀ CAM KẾT

1. Về mức độ ảnh hưởng tiêu cực lên môi trường của Quy hoạch

Với kịch bản phát triển được lựa chọn mức độ ảnh hưởng tiêu cực đến môi trường sẽ xảy ra nhưng ở mức độ thấp hơn so với Kịch bản phát triển của QHĐ7HC. Theo xu hướng biến đổi đó, các thành phần môi trường chính đều có mức độ ảnh hưởng tiêu cực thấp hơn so với kịch bản khi không thực hiện quy hoạch này.

Kết quả cụ thể:

1. Đối với hoạt động của Nhiệt điện

E1 - Phát thải khí gây ô nhiễm không khí

Bảng KL.1. Giá trị phát thải các chất ô nhiễm từ nhiệt điện kịch bản KB1B-CLNLTT.

Đơn vị: tấn

Năm	2020	2025	2030	2035	2040	2045
SO ₂	89.352	119.825	146.175	147.172	156.058	145.849
NO _x	184.191	294.491	378.152	417.515	445.487	460.082
Bụi (PM _{2,5})	9.450	21.312	31.707	41.505	43.677	46.207

Lượng phát thải khí SO₂, NO_x, bụi và các khí khác tăng đều đặn từ năm 2020 đến năm 2045, trong đó phát thải bụi ở mức thấp và ổn định. Lượng phát thải SO₂ và NO_x ở kịch bản chọn K01B-CLNLTT của QHĐVIII, giảm hơn so với lượng phát thải được dự báo ở kịch bản K0A-QHĐ7HC cụ thể: (1) phát thải NO_x giảm 378,15 ngàn tấn so với 461,8 ngàn tấn năm 2030 và khoảng 460,08 ngàn tấn so với 745,06 ngàn tấn năm 2045, giảm gần 1/2; (2) phát thải SO₂ khoảng 146,18 ngàn tấn so với 177,41 ngàn tấn năm 2030 và khoảng 145,85 ngàn tấn so với 259,87 ngàn tấn vào năm 2045.

- Xu hướng giảm tiêu thụ Than

Giai đoạn 2020-2030, lượng than nội địa tiêu thụ của ngành điện ở cả hai kịch bản gần như không thay đổi. Nhưng lượng tiêu thụ than có xu hướng tăng từ 90 tr.tấn năm 2030 lên 114 tr.tấn năm 2045. Mức tăng này thấp hơn 112 tr.tấn năm 2030 ở kịch bản KB0A-QHĐ7HC và 183 tr.tấn năm 2045. Lượng tiêu thụ than ở kịch bản K01B-CLNLTT giảm khoảng 11 tr.tấn vào năm 2030 và 69 tr. Tấn vào năm 2045 so với kịch bản KB0A-QHĐ7HC.

- Xu hướng giảm tiêu thụ khí

Lượng tiêu thụ khí LNG nhập khẩu có xu hướng tăng từ 3.103 tỷ m³ năm 2025 lên 12.440 tỷ m³ vào năm 2030. Giai đoạn sau 2030 đến 2045, lượng tiêu thụ khí LNG nhập khẩu tăng lên 39.485 tỷ m³. Lượng tiêu thụ khí LNG nhập khẩu này tăng mạnh tương đương khoảng 44,97% so với kịch bản *KB0A-QHD7HC* là 7.207 tỷ m³ năm 2030 và khoảng 21.729 tỷ m³ vào năm 2045.

- Ảnh hưởng đến chất lượng không khí

Mặc dù lượng phát thải khí ô nhiễm (SO₂, NO_x, bụi) hàng năm sẽ đóng góp vào môi trường không khí đến năm 2030 và đến năm 2045 có giảm, nhưng với giá trị dự báo ở bảng KL.1 vẫn sẽ làm gia tăng chỉ số AQI ở một số vùng từ mức trung bình lên xấu, đặc biệt ở các vùng có chỉ số AQI đã ở mức xấu sẽ tăng lên mức nguy hiểm.

- Ảnh hưởng đến sức khỏe con người và hệ sinh thái

Ảnh hưởng xấu đến sức khỏe con người, hệ sinh thái do ô nhiễm không khí làm giảm năng suất và hiệu suất của các hệ sinh thái tự nhiên, hệ sinh thái nông nghiệp gây ảnh hưởng đến an ninh lương thực, giảm tốc độ sinh trưởng và phát triển của một số loài từ đó làm suy giảm đa dạng sinh học. Đối với con người, ô nhiễm không khí làm giảm năng suất lao động, tăng gánh nặng chi phí chữa bệnh và áp lực lên hệ thống y tế và an sinh xã hội. Chi phí thiệt hại do phát thải khí ô nhiễm ở kịch bản chọn này được lượng hóa bằng tiền cho thấy:

. Ảnh hưởng do ô nhiễm bụi, xã hội sẽ phải chi trả thêm khoảng 66 triệu USD vào năm 2020, 207 triệu USD vào năm 2030 và khoảng 278 triệu USD vào năm 2045.

. Ảnh hưởng do phát thải NO_x xã hội sẽ phải chi trả thêm 988 triệu USD năm 2020, khoảng 2.247 triệu USD vào năm 2030 và khoảng 3.165 triệu USD vào năm 2045.

. Ảnh hưởng do phát thải SO₂ xã hội sẽ phải chi trả thêm 487 triệu USD năm 2020, khoảng 882 triệu USD vào năm 2030 và khoảng 1019 triệu USD vào năm 2045.

Chi phí này phản ánh chi phí gia tăng cho chăm sóc sức khỏe và chi phí do giảm năng suất và mất thu nhập trong thời gian đau ốm và mất sớm mà xã hội và người dân sẽ phải chịu. Do vậy, chi phí này đã được đưa vào tính toán trong chi phí đầu tư của dự án như các chi phí nội tại hiện có của của dự án nhà máy nhiệt điện giúp tăng khả năng cạnh tranh của các nguồn điện sạch hơn.

- Gia tăng hiện tượng mưa axit và axit hóa đất và nước

Chắc chắn sẽ gia tăng nguy cơ xuất hiện các hiện tượng mưa a xít và a xít hóa nguồn nước và đất ở các vùng đã được nhận diện nêu trên. Ảnh hưởng này có thể gia tăng mức độ tác động xấu khi có thêm nồng độ khí axit này từ các nước láng giềng (như Trung Quốc) bay sang.

Thiệt hại về kinh tế do mưa axit và axit hóa đang được quan tâm hiện nay, tuy nhiên do tính phức tạp về cơ chế tác động, mức độ và phạm vi ảnh hưởng nên khó có thể lượng hóa được ở thời điểm hiện tại.

E3 - Tác động do thải nước làm mát

Lượng nước làm mát lấy vào và thải ra ước tính:

· Giai đoạn đến năm 2030: 6.280.000 – 7.536.000 m³/h

Giai đoạn đến năm 2045: 11.730.000 – 14.076.000 m³/h.

Nước sau khi làm mát thải ra thường có nhiệt độ cao so với nhiệt độ nước tự nhiên từ 7-8,5°C (nếu qua hệ thống FGD nhiệt độ thường tăng đến 8,5°C). Với phương án làm mát trực lưu, các tác động đáng lưu ý là ảnh hưởng của dòng nước nóng đến hệ sinh thái sông hoặc vùng biển ven bờ. Nhiệt độ cao của dòng thải sẽ làm tăng hoạt động sống của sinh vật gây giảm lượng ô xy hòa tan, thay đổi môi trường sống của các loài thủy sinh gây mất cân bằng sinh thái trong lưu vực, lâu dần hoặc mức độ ảnh hưởng nặng hơn có thể làm suy giảm chất lượng nước, giảm hoặc mất đi các loài thủy sinh quý hiếm trong vùng nước đó hoặc do sốc nhiệt của các loài nhạy cảm với sự biến đổi của nhiệt độ môi trường.

E4 - Ảnh hưởng đến Tài nguyên nước

E5-Chất thải rắn và chất thải nguy hại

E6 - Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học

2. Đối với hoạt động của Thủy điện

E4-Ảnh hưởng đến tài nguyên nước, tài nguyên nước sẽ bị ảnh hưởng bởi hoạt động phát triển thủy điện gây: sự thay đổi chế độ thủy văn, suy giảm chất lượng nước, giúp kiểm soát lũ ở một số lưu vực sông.

E7- Thay đổi sử dụng đất: Với kịch bản điện chọn, kế hoạch phát triển công trình thủy điện trong giai đoạn quy hoạch sẽ có tổng nhu cầu sử dụng đất khoảng 81.000 ha. Số liệu thống kê ở giai đoạn 2010-2020, trong 133.242 ha diện tích đất sử dụng cho thủy điện lớn và vừa có khoảng 10.592 ha rừng và khoảng 8718 ha đất nông nghiệp. Thủy điện nhỏ chuyển đổi tổng diện tích đất khoảng 22.840 ha trong đó có 1848 ha đất rừng và 2.134ha đất nông nghiệp. Như vậy, trong thời gian tới với 81 ngàn ha đất chuyển đổi cho thủy điện sẽ có một số dự án ảnh hưởng đến diện tích rừng và đất nông nghiệp.

Ảnh hưởng đến sinh kế người dân.

E6 - Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học: Tác động lớn nhất của phát triển thủy điện đến sinh thái và đa dạng sinh học là diện tích mất rừng, làm ảnh hưởng đến môi trường sống của các loài hoang dã.

3. Đối với các nguồn điện từ năng lượng tái tạo

E5-Chất thải rắn và chất thải nguy hại

E6-Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học:

E3-Thay đổi sử dụng đất

E8-Ảnh hưởng đến chim và dơi do hoạt động của điện gió

4. Đối với Truyền tải điện

E6-Ảnh hưởng đến sinh thái và Đa dạng sinh học

E7-Thay đổi sử dụng đất

E -Tác động của điện từ trường: đảm bảo thực hiện theo tiêu chuẩn Việt Nam Nghị định số 14/2014/NĐ-CP ngày 26/02/2014 của Chính Phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Điện lực về an toàn điện.

5. Biến đổi khí hậu

E2 – Tác động do phát thải khí nhà kính đến Biến đổi khí hậu có xu hướng giảm.

E10 - Tác động do biến đổi khí hậu

2. Về hiệu quả của ĐMC

Đánh giá trong nghiên cứu này đã chứng minh ĐMC là một bộ phận quan trọng trong việc quy hoạch chiến lược cho phát triển ngành điện. ĐMC tạo một cơ chế đánh giá và tìm hiểu toàn bộ rủi ro tiềm năng liên quan đến các loại nguồn và lưới điện đối với con người và môi trường, trong phạm vi trực tiếp nơi triển khai dự án và khu vực rộng lớn lân cận. ĐMC cũng cung cấp một cơ chế xác định và đánh giá các biện pháp giảm thiểu tác động và đền bù hiệu quả nhất, bao gồm các biện pháp giảm thiểu tác động đến sức khỏe, kinh tế, xã hội, rủi ro và bồi thường đầy đủ các tác động tiêu cực xảy ra.

ĐMC của quy hoạch có các hiệu quả sau:

Thứ nhất:

- ĐMC là một công cụ để cải thiện các hành động chiến lược, hành động chiến lược cũng có thể được thay đổi từ kết quả của ĐMC.
- ĐMC cần được bắt đầu sớm, tích hợp trong quá trình ra quyết định và tập trung vào việc xác định các lựa chọn thay thế và sửa đổi có thể của hành động chiến lược.
- Người ra quyết định chủ động tham gia tích cực vào quá trình ĐMC.

Thứ hai:

- ĐMC thúc đẩy sự tham gia của các bên liên quan khác trong quá trình ra quyết định.

- Các lần tham vấn cần phải có văn bản ghi lại, để làm cơ sở trả lời tại sao các quyết định đó đã được lựa chọn, các giả định và sự không chắc chắn.

Thứ ba:

- ĐMC nên tập trung vào ngưỡng và giới hạn mức độ quan trọng về môi trường/tính bền vững ở kế hoạch phát triển phù hợp.
- ĐMC chỉ nên tập trung vào các vấn đề chính.
- Giới hạn phạm vi theo Giai đoạn để sắp xếp các vấn đề chính là gì.

Thứ tư:

- ĐMC giúp để nhận biết phương án lựa chọn tốt nhất của hành động chiến lược thông qua việc đánh giá các phương án quy hoạch khác nhau.
- Ví dụ các phương án đó đáp ứng nhu cầu nhưng vẫn phải giảm thiểu tối đa thiệt hại và phương án quản lý nhu cầu – theo hướng điều chỉnh dự báo nhu cầu hơn là chấp nhận nó.

Thứ năm:

- ĐMC sẽ giúp giảm thiểu tối đa các tác động tiêu cực, tối đa các tác động tích cực, các lợi ích có giá trị và đền bù cho các tổn thất quan trọng.
- ĐMC áp dụng nguyên tắc cảnh báo.
- Tác động được giảm thiểu ở ĐMC là việc thay đổi các khía cạnh của hành động chiến lược để tránh tác động tiêu cực ảnh hưởng đến các tổ chức. Hành động theo những cách thức nhất định hoặc đặt ra các ràng buộc đối với việc thực hiện dự án tiếp theo.

Cuối cùng:

- ĐMC có thể đảm bảo các hành động chiến lược không vượt quá các giới hạn của các thiệt hại đến môi trường và xã hội mà không thể đảo ngược được do các tác động có thể xảy ra.
- Điều này yêu cầu phải nhận biết các giới hạn đó.
- Một đánh giá được yêu cầu, để biết được liệu rằng ảnh hưởng là nghiêm trọng hay không và sẽ gây ra các hậu quả về môi trường ở mức độ nào nếu các giới hạn bị vượt quá.

Theo nguyên tắc trên, phương pháp luận thực hiện ĐMC phải là quá trình đánh giá song song và lồng ghép giữa quá trình thực hiện quy hoạch điện và đánh giá tác động môi trường để đề xuất kế hoạch phát triển điện và đề xuất lựa chọn kế hoạch phát

triển điện tốt nhất trên cơ sở kết quả tương tác lẫn nhau. Trọng tâm của ĐMC là đánh giá vai trò và sự đóng góp của Quy hoạch phát triển điện Quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2045 (QHĐVIII) đảm bảo cung cấp điện phù hợp với sự phát triển của đất nước trong thời kỳ này. Thông qua ĐMC này sẽ giúp QHĐVIII cân bằng các yếu tố phát triển công nghiệp điện với kinh tế, công bằng xã hội và bền vững về môi trường. Đồng thời, ĐMC cũng giúp nhận biết được những vấn đề cần lưu ý để định hướng và chuẩn bị sẵn sàng cho kế hoạch phát triển từng dự án thành phần trong tương lai đảm bảo được các mục tiêu môi trường, xã hội

ĐMC đã tác động đến quan điểm phát triển điện và thay đổi kế hoạch phát triển theo hướng tối ưu và bền vững hơn đó là:

- + Đưa vào xem xét các phương án điện so sánh với mức tiết kiệm và hiệu quả năng lượng, NLTT tăng cao nhằm giảm lượng than tiêu thụ để bảo tồn nhiên liệu và giảm phát thải và phương án giả thiết trường hợp không đạt được mức kỳ vọng mức độ tác động sẽ lớn như thế nào để có cơ sở cố gắng đạt được mức kỳ vọng.

- + Kịch bản phát triển điện tối ưu được lựa chọn cho QHĐVIII có kết hợp cả tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng (phía nhu cầu) và tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo (phía dự báo tăng trưởng nguồn điện).

- + Xem xét tính toán một số kịch bản thay thế có lợi về mặt môi trường nhưng khó khả thi và kém hiệu quả kinh tế.

- + Lưu ý điều chỉnh một số tuyến lưới truyền tải điện.

ĐMC hình thành cơ chế đánh giá và tìm hiểu toàn bộ các rủi ro, nguy cơ liên quan đến hoạt động sản xuất và truyền tải điện đối với con người và môi trường. Cả hai đối tượng đều bị ảnh hưởng trực tiếp của quá trình xây dựng dự án và giai đoạn vận hành sau đó. Quá trình này cũng tạo ra cơ chế xác định và đánh giá các biện pháp giảm thiểu tác động và đền bù hiệu quả nhất, bao gồm cả biện pháp giảm thiểu rủi ro và đền bù đầy đủ cho các tác động tiêu cực xảy ra.

Kết quả phân tích kinh tế của ĐMC là cơ sở để tính đủ các chi phí, lợi ích mà từ trước đến nay vẫn được coi là yếu tố tác động bên ngoài. Nhờ đó, ĐMC sẽ là phương tiện để so sánh toàn bộ các rủi ro, tác động có tính chất khác nhau. Ví dụ, thông qua phân tích kinh tế, chúng ta có thể so sánh tác động tiềm ẩn đến sức khỏe con người do ô nhiễm không khí, văn hóa, đời sống của cộng đồng địa phương, đe dọa đa dạng sinh học, và tác động lên các quá trình biến đổi khí quyển toàn cầu như phát thải khí nhà kính. Chính điều này, một lần nữa, lại là cơ sở cho việc ra quyết định khách quan về hình thức huy động các nguồn và lưới điện sao cho phát triển điện phù hợp và bền vững nhất có tính cạnh tranh nhất. Điều này giúp cho việc: (i) ĐMC trở thành một bộ phận của công tác quy hoạch chiến lược; (2) giúp phân biệt ĐMC với ĐTM thông thường và (3) thay đổi phương pháp tiếp cận từ bảo vệ các vấn đề xã hội và môi trường vốn được coi là không hiệu quả để xây dựng mô hình phát triển bền vững hơn.

ĐMC cung cấp một khung để xây dựng sự đồng thuận giữa các bên liên quan về mức độ phù hợp nhất của các biện pháp giảm thiểu tác động xã hội và môi trường và cấp độ phát triển tổng thể ngành điện hiệu quả và bền vững nhất. Nó tạo ra phương tiện để đảm bảo tính khách quan và cân bằng trong hệ thống ra quyết định.

Báo cáo ĐMC đã phân tích các tác động môi trường và xã hội tiềm ẩn của các nguồn điện được quy hoạch trong kịch bản cơ sở của QHĐ7 ĐC. Các tác động do kế hoạch phát triển các đường dây truyền tải điện trong QHĐ7 ĐC đã được phân tích và đánh giá. Các kết luận chính mức độ tác động xấu đối với môi trường của kế hoạch phát triển điện được trình bày ở đây.

3. Những vấn đề cần tiếp tục nghiên cứu trong quá trình thực hiện Quy hoạch và kiến nghị hướng xử lý

Nghiên cứu ĐMC chỉ ra rằng, QHĐVIII là cần thiết nhằm đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế. Triển khai thực hiện, QHĐVIII không thể tránh khỏi việc tác động đến con người và môi trường và những tác động xã hội. Nhưng QHĐVIII đã đáp ứng các mục tiêu về bảo vệ môi trường thông qua việc điều chỉnh quy hoạch theo hướng cân bằng lợi ích kinh tế và môi trường đạt được quy hoạch hiệu quả hệ thống điện quốc gia, gồm cả nguồn điện và lưới truyền tải điện. Thông qua ĐMC, QHĐVIII đã nhận biết các mục tiêu môi trường quốc gia và tất cả vấn đề môi trường chính liên quan. Từ đó đánh giá và lựa chọn các phương án phát triển đảm bảo sự chấp nhận của cộng đồng, duy trì và bảo vệ môi trường, hệ sinh thái rừng và các con sông, đảm bảo sinh kế người dân, lưu ý đến các vấn đề xã hội, sức khỏe và văn hóa. Đây là điều kiện cơ bản để đề nghị Chính phủ và các Cấp Bộ Ngành liên phê duyệt QHĐVIIHC với những lưu ý về các vấn đề môi trường và giải pháp giảm thiểu tác động đã được nêu ở Chương 3 và chương 5 của báo cáo này.

Kiến nghị khác

Cần thực hiện ngay các Quy hoạch phát triển kinh tế xã hội Việt Nam giai đoạn 2021-2030 tầm nhìn đến 2045, Quy hoạch sử dụng đất của Quốc gia và Quy hoạch không gian và khai thác sử dụng tài nguyên biển để đảm bảo cơ sở cho QHĐVIII được triển khai thực hiện sau khi được phê duyệt.

Xây dựng cơ chế phối hợp giữa các ngành và ràng buộc trách nhiệm đối với từng lĩnh vực do các ngành phụ trách có ảnh hưởng đến QHĐVIII, hoặc cần phải có sự phân công rõ ràng vai trò và trách nhiệm các thành viên trong ban chỉ đạo quốc gia thực hiện quy hoạch điện.

Kết quả tính toán dự báo nhu cầu sử dụng đất (trên bờ, dưới biển) của ngành điện trong giai đoạn quy hoạch sẽ là căn cứ để Bộ TNMT và Chính Phủ cân đối chỉ tiêu đất cho năng lượng trong quy hoạch sử dụng đất quốc gia và quy hoạch không gian biển quốc gia.

Phát triển năng lực thực hiện ĐMC: ĐMC như một bộ phận quan trọng của quá trình lập QHĐVIII giúp nâng cao đáng kể chất lượng quy hoạch của ngành. Tuy nhiên, để triển khai có hiệu quả công việc này, cần có sự phát triển hơn nữa năng lực cho cơ quan tư vấn và các cơ quan liên quan. Đặc biệt năng lực chuyên môn liên quan đến lĩnh vực các lĩnh vực phân tích tổng hợp môi trường và xã hội, phân tích kinh tế và kỹ thuật của dự án, để thu thập và xử lý số lượng lớn các dữ liệu và đặc biệt phát triển kỹ năng ứng dụng công cụ quản lý dữ liệu (ví dụ: GIS) cần thiết để tiến hành ĐMC hiệu quả.

Tính toán đầy đủ các chi phí ngoại sinh của tác động trong sản xuất điện vào phương pháp lập mô hình tối ưu hóa của QHĐVIII: sự chênh lệch về các chi phí giữa các loại công nghệ phát điện khác nhau cho thấy việc tối ưu hóa có ý nghĩa lớn đối với loại hình phát triển nguồn điện khi đó nguồn điện từ NLTT có thể có cơ hội cạnh tranh được với các nguồn khác. Và nếu thực hiện được điều này sẽ cho phương án phát điện tối ưu hơn về mặt xã hội.

Hệ thống dữ liệu và số liệu thống kê: cần phải xây dựng và hoàn thiện để đảm bảo cho quá trình nghiên cứu và thực hiện ĐMC nhằm hạn chế một số điểm không chắc chắn và hạn chế về số liệu sử dụng để tính toán giá trị kinh tế của các tác động cho các kịch bản lựa chọn nguồn điện khác nhau (số liệu về ảnh hưởng đến sức khỏe và chi phí cho nó, số liệu về đền bù, số liệu về di dân đền bù tái định cư ở từng dự án), ý nghĩa của biến đổi khí hậu đối với phát triển điện và tiềm năng có thể đánh giá được của lựa chọn phát triển nguồn điện từ NLTT. Từng bước cần đưa vào thực hiện đánh giá một cách hệ thống và xác định lại những số liệu thiếu hoặc không đầy đủ để các ĐMC được thực hiện tiếp theo có thể cung cấp những phân tích tỉ mỉ và chặt chẽ hơn.