



Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

Public Disclosure Authorized

VIỆT NAM

HUY ĐỘNG TỐI ĐA NGUỒN TÀI CHÍNH ĐỂ PHÁT TRIỂN NGÀNH NĂNG LƯỢNG

Tháng 12 năm 2018



LỜI CẢM ƠN

Báo cáo do nhóm nghiên cứu soạn thảo dưới sự chỉ dẫn của ông Franz Gerner (Chuyên gia trưởng ngành Năng lượng, Trưởng nhóm) và ông Mark Giblett (Chuyên gia cao cấp về Tài chính hạ tầng, Đồng Trưởng nhóm). Các thành viên nhóm bao gồm các ông/bà Alwaleed Alatabani (Chuyên gia trưởng ngành Tài chính), Oliver Behrend (Cán bộ đầu tư chính, IFC), Sebastian Eckardt (Chuyên gia Kinh tế trưởng tại Việt Nam), Vivien Foster (Chuyên gia Kinh tế trưởng), và David Santley (Chuyên gia cao cấp ngành Dầu khí).

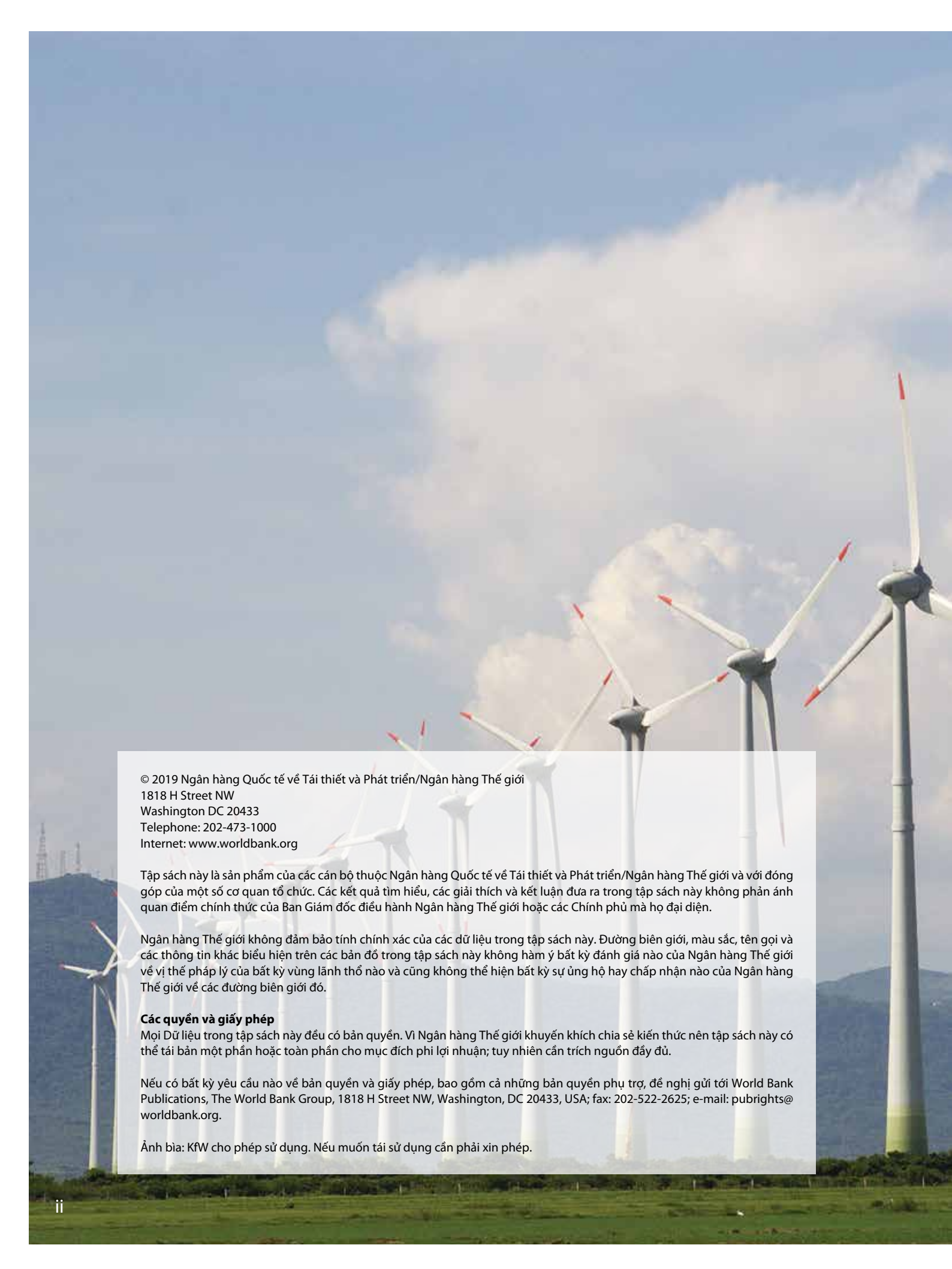
Báo cáo đã nhận được các đóng góp nghiên cứu đầu vào quý báu của các ông/bà Pedro Antmann (Chuyên gia trưởng ngành Năng lượng), Ludovic Delplanque (Cán bộ Chương trình), Nathan Engle (Chuyên gia cao cấp về Biến đổi khí hậu), Trần Thị Thu Hằng (Cán bộ Đầu tư, IFC), Tim Histed (Cán bộ cao cấp về Phát triển kinh doanh, MIGA), Nguyễn Thị Quỳnh Hoa (Chuyên gia tư vấn về Quản lý tài chính), Towfiqua Hoque (Chuyên gia cao cấp về Tài chính hạ tầng), Trần Tấn Hùng (Chuyên gia cao cấp ngành Năng lượng), Văn Tiến Hùng (Chuyên gia cao cấp ngành Năng lượng), Kai Kaiser (Chuyên gia Kinh tế cao cấp), Ketut Kusuma (Chuyên gia Tài chính cao cấp, IFC), Trần Hồng Kỳ (Chuyên gia cao cấp ngành Năng lượng), Alice Laidlaw (Cán bộ Đầu tư chính, IFC), Trần Thị Phương Mai (Chuyên gia cao cấp về Quản lý tài chính), Peter Meier (Chuyên gia tư vấn về Kinh tế năng lượng), Aris Panou (Luật sư), Alejandro Perez (Cán bộ Đầu tư cao cấp, IFC), Razvan Purcaru (Chuyên gia cao cấp về Tài chính hạ tầng), Madhu Raghunath (Chủ nhiệm Chương trình), Chu Bá Thi (Chuyên gia Năng lượng), Alan Townsend (Chuyên gia cao cấp về Công nghiệp, IFC), và Hin Lung Yuen (Chuyên gia cao cấp về Tài chính hạ tầng).

Nhóm soạn thảo xin chân thành cảm ơn Chính phủ Việt Nam, các đối tác phát triển, các đơn vị thuộc khu vực tư nhân đã có những nhận xét và đóng góp quý báu đối với

bản dự thảo báo cáo bao gồm: Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI); Bộ Tài chính (MOF); Bộ Công Thương (MOIT); Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN); Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN); Diễn đàn Doanh nghiệp Việt Nam (VBF); các định chế tài chính quốc tế và các đối tác phát triển: ADB, KfW, JICA, AfD, và KEXIM.

Báo cáo được soạn thảo dưới sự chỉ đạo chung của ông Ousmane Dione (Giám đốc Quốc gia, Việt Nam), Ranjit Lamech (Giám đốc, Năng lượng và Khai khoáng), Julia Fraser (Giám đốc vùng, Năng lượng và Khai khoáng), và Kyle Kelhofer (Cán bộ quản lý cao cấp, IFC).

Báo cáo cũng đã nhận được các nhận xét, góp ý tuyệt vời từ thẩm định của các đồng nghiệp Martin Raiser (Giám đốc quốc gia, Brazil), Ulrich Zachau (Giám đốc quốc gia, Colombia và Venezuela) và Omar Chaudry (Trưởng ban, Chiến lược và Tác động phát triển, IFC).



© 2019 Ngân hàng Quốc tế về Tái thiết và Phát triển/ Ngân hàng Thế giới
1818 H Street NW
Washington DC 20433
Telephone: 202-473-1000
Internet: www.worldbank.org

Tập sách này là sản phẩm của các cán bộ thuộc Ngân hàng Quốc tế về Tái thiết và Phát triển/ Ngân hàng Thế giới và với đóng góp của một số cơ quan tổ chức. Các kết quả tìm hiểu, các giải thích và kết luận đưa ra trong tập sách này không phản ánh quan điểm chính thức của Ban Giám đốc điều hành Ngân hàng Thế giới hoặc các Chính phủ mà họ đại diện.

Ngân hàng Thế giới không đảm bảo tính chính xác của các dữ liệu trong tập sách này. Đường biên giới, màu sắc, tên gọi và các thông tin khác biểu hiện trên các bản đồ trong tập sách này không hàm ý bất kỳ đánh giá nào của Ngân hàng Thế giới về vị thế pháp lý của bất kỳ vùng lãnh thổ nào và cũng không thể hiện bất kỳ sự ủng hộ hay chấp nhận nào của Ngân hàng Thế giới về các đường biên giới đó.

Các quyền và giấy phép

Mọi Dữ liệu trong tập sách này đều có bản quyền. Vì Ngân hàng Thế giới khuyến khích chia sẻ kiến thức nên tập sách này có thể tái bản một phần hoặc toàn phần cho mục đích phi lợi nhuận; tuy nhiên cần trích nguồn đầy đủ.

Nếu có bất kỳ yêu cầu nào về bản quyền và giấy phép, bao gồm cả những bản quyền phụ trợ, để nghị gửi tới World Bank Publications, The World Bank Group, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, USA; fax: 202-522-2625; e-mail: pubrights@worldbank.org.

Ảnh bìa: KfW cho phép sử dụng. Nếu muốn tái sử dụng cần phải xin phép.

MỤC LỤC

▶ LỜI CẢM ƠN	i
▶ DANH MỤC HÌNH	iv
▶ DANH MỤC BẢNG	v
▶ DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT	vi
▶ BÁO CÁO TÓM TẮT	1

BÁO CÁO

▶ 1. Tại sao cần có Nghiên cứu vào thời điểm này?	8
▶ 2. Việt Nam cần đầu tư bao nhiêu vào năng lượng?	10
2.1 Ngành điện	14
2.2 Ngành khí	16
▶ 3. Cho đến nay Việt Nam đã tài chính cho ngành năng lượng như thế nào?	18
3.1 Ngành điện	19
3.2 Ngành khí	26
▶ 4. Rào cản nào cản trở huy động thêm vốn?	28
4.1 Rào cản ảnh hưởng đến PPP/IPP	29
4.2 Rào cản ảnh hưởng đến tài chính doanh nghiệp của các DNNN	33
4.3 Rào cản ảnh hưởng đến thị trường vốn và nợ trong nước	35
▶ 5. Cần làm gì để khai thông các nguồn tài chính mới?	38
5.1 Trụ cột I: Xây dựng chương trình IPP/PPP lớn để tạo dựng niềm tin cho các nhà đầu tư	41
5.2 Trụ cột II: Chuẩn bị cho các DNNN ngành điện và khí tiếp cận nguồn vốn thương mại	44
5.3 Trụ cột III: Phát động chương trình nâng cao khả năng cung cấp vốn bằng nội tệ	49

PHỤ LỤC

53

1. Sơ lược về kinh tế vĩ mô	53
2. Sơ lược về ngành tài chính	60
3. Sơ lược về ngành điện	74
4. Sơ lược về ngành khí thiên nhiên	88
5. Khung đối tác công tư	101

DANH MỤC HÌNH

Hình 1	Xu hướng trước đây và dự báo nhu cầu điện (2000–30)	14
Hình 2	Xu hướng trước đây và dự báo nhu cầu khí thiên nhiên (2005–35)	16
Hình 3	Tham gia của khu vực tư nhân vào phát điện 13,1 GW (11,3 tỷ USD) (1990–2017)	23
Hình 4	Phát triển cấu trúc thị trường phát điện theo quy hoạch	25
Hình 5	Ước tính yêu cầu chuyển đổi ngoại hối (2017–30)	30
Hình 6	Lợi ích của tiếp cận tài chính xuyên biên giới	32
Hình 7	Lãi suất tiền gửi nội tệ theo kỳ hạn	36
Hình 1.1	Đầu tư chậm lại kể từ cuộc khủng hoảng tài chính toàn cầu	54
Hình 1.2	Tài khoản cán cân thanh toán vãng lai và tổng dự trữ	54
Hình 1.3	Tỷ giá ổn định	55
Hình 1.4	Mất cân bằng tài khóa khá lớn	56
Hình 1.5	Hỗ trợ tài khóa cho EVN (% of GDP)	58
Hình 2.1	Tổng tài sản ngành ngân hàng và tăng trưởng tín dụng	60
Hình 2.2	Tổng tín dụng của Việt Nam/GDP của Việt Nam	60
Hình 2.3	LDR và thanh khoản ngành ngân hàng	61
Hình 2.4	Lãi suất bình quân	62
Hình 2.5	Cho vay và tiền gửi trong các NHTMNN	62
Hình 2.6	Cho vay và tiền gửi trong các NHTMCP	63
Hình 2.7	Trái phiếu Chính phủ năm 2017	65
Hình 2.8	Quy mô thị trường và tăng trưởng của ngành bảo hiểm (tỷ USD)	66
Hình 2.9	Tiền gửi/cho vay theo loại tiền tệ	68
Hình 2.10	Nguồn ngân sách cung cấp vốn cho cơ sở hạ tầng - Trong nước so với nước ngoài	71
Hình 2.11	Đầu tư vào năng lượng ở Việt Nam so với các nước EAP khác (10 năm qua)	73
Hình 3.1	Công suất theo loại nhiên liệu và hình thức sở hữu	74
Hình 3.2	Công suất đặt và biên dự phòng trên toàn hệ thống (2000–16)	75
Hình 3.3	Cải thiện hiệu quả hoạt động hệ thống điện	75
Hình 3.4	Lộ trình cải cách ngành điện	77
Hình 3.5	Doanh thu hàng năm và tỷ lệ thu tiền điện	79
Hình 3.5	Khả năng thanh toán và thanh khoản	80
Hình 3.6	Khả năng sinh lời	81
Hình 3.8	Kế hoạch đầu tư nguồn điện đến năm 2030	83
Hình 4.1	Tổng quan về các mỏ khí	88
Hình 4.2	Nhu cầu khí theo khu vực (2006–2016)	89
Hình 4.3	Nhu cầu khí theo ngành (2006–2016)	89
Hình 4.4	Doanh thu hàng năm (Nghìn tỷ đồng)	94
Hình 4.5	Khả năng thanh toán và thanh khoản	95
Hình 4.6	Khả năng sinh lời	95

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1	Xu hướng đầu tư trước đây và nhu cầu đầu tư dự báo cho ngành điện (tỷ USD)	15
Bảng 2	Yêu cầu huy động vốn vay của EVN (tỷ USD)	16
Bảng 3	Xu hướng đầu tư trước đây và dự báo nhu cầu đầu tư cho ngành khí (tỷ USD)	17
Bảng 4	Tổng quan về các công cụ hỗ trợ tài khóa	20
Bảng 5	Vốn được EVN huy động thông qua bán một phần tài sản nguồn điện (2010-16)	21
Bảng 6	Tổng vốn vay của EVN giai đoạn 2010-17 (tỷ USD)	21
Bảng 7	Khối lượng cho vay vào năng lượng theo kế hoạch của 5 IFI/DP chính ở Việt Nam (triệu USD)	24
Bảng 8	Ước tính các nguồn tài chính cho ngành năng lượng hiện nay (tỷ USD)	35
Bảng 9	Khai thông các nguồn tài chính cho đầu tư năng lượng	40
Bảng 10	Trụ cột I Các hành động đề xuất - Khởi động chương trình IPP/PPP lớn	44
Bảng 11	Trụ cột II Các hành động đề xuất - Chuẩn bị cho các công ty điện và khí tiếp cận vốn vay thương mại	48
Bảng 12	Trụ cột III Các hành động đề xuất – Nâng cao khả năng cung cấp vốn bằng nội tệ	51
Bảng 2.1	Một số ngân hàng được lựa chọn và tham gia của các ngân hàng vào ngành điện (2016)	63
Bảng 2.2	Quy mô thị trường trái phiếu theo phần trăm GDP	64
Bảng 2.3	Ước tính nguồn tài chính hiện có cho ngành năng lượng (tỷ USD)	68
Bảng 3.1	Thông số chính của cơ cấu ngành điện trong tương lai	78
Bảng 3.2	Công suất đặt trong RPDP7 2015 -2030 (GW) – Kịch bản cơ sở	82
Bảng 3.3	Ba kịch bản bổ sung năng lượng tái tạo trong RPDP7 (GW) cho Dự báo nhu cầu cơ sở	82
Bảng 3.4	Đầu tư trước đây vào nguồn điện (tỷ USD)	82
Bảng 3.5	Đầu tư trước đây vào lưới điện (tỷ USD)	83
Bảng 3.6	Dự báo đầu tư vào truyền tải và phân phối đến năm 2030 (tỷ USD)	84
Bảng 3.7	Biểu giá điện năng lượng tái tạo ưu đãi hòa lưới (FIT) hiện nay	84
Bảng 3.8	Tăng giá điện bán lẻ bình quân - 2009–2017	86
Bảng 4.1	Sản xuất khí thượng nguồn	88
Bảng 4.2	Chỉ đạo trong GMP về phát triển thị trường khí	91
Bảng 4.3	Cơ cấu quản trị hiện nay của ngành dầu khí và ngành điện Việt Nam	94
Bảng 4.4	Các nguồn phát triển khí chính và trình tự	97
Bảng 4.5	Đầu tư đường ống dẫn khí trước đây	97
Bảng 4.6	Kế hoạch đầu tư ngành khí trung nguồn theo phân khúc (triệu USD)	98
Bảng 4.7	Các cảng nhập LNG đề xuất	98
Bảng 5.1	Các nhà máy điện Xây dựng Kinh doanh Chuyển giao (BOT) hiện nay	105

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

ADB	Ngân hàng phát triển châu Á	EAP	Đông Á và Thái Bình Dương
AFD	Cơ quan phát triển Pháp	EPTC	Công ty Mua bán điện
AiIB	Ngân hàng đầu tư hạ tầng châu Á	ERAV	Cục Điều tiết Điện lực Việt Nam
BCM	tỷ mét khối	EU	Liên minh châu Âu
BIDV	Ngân hàng Đầu tư và Phát triển Việt Nam	EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
BLT	Xây dựng-Cho thuê-Chuyển giao	FCCL	Cam kết tài chính và nợ tiềm ẩn
BOO	Xây dựng-Kinh doanh-Sở hữu	FDI	Đầu tư trực tiếp nước ngoài
BoP	Cán cân thanh toán	FIT	Biểu giá điện năng lượng tái tạo ưu đãi hòa lưới
BOT	Xây dựng-Kinh doanh-Chuyển giao	FOREX	Ngoại hối
BST	Giá bán buôn điện	FSRU	Kho nổi chứa và tái hóa khí
BT	Xây dựng-Chuyển giao	GDP	Tổng sản phẩm quốc nội
BTL	Xây dựng-Chuyển giao-Cho thuê	GENCO	Tổng công ty phát điện
BTO	Xây dựng-Chuyển giao-Kinh doanh	GGU	Cam kết và bảo lãnh của Chính phủ
CAGR	Tốc độ tăng trưởng kép hàng năm	GMP	Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí
CAPEX	Chi phí vốn	GSA	Hợp đồng cung cấp khí
CAR	Hệ số đảm bảo an toàn vốn	GW	Gigawatt
CCGT	Tua bin khí chu trình hỗn hợp	HAGL	Hoàng Anh Gia Lai
CfD	Hợp đồng sai khác	HCMPC	Tổng công ty Điện lực thành phố Hồ Chí Minh
CNG	Khí nén thiên nhiên	HPC	Tổng công ty Điện lực Hà Nội
CO2	Các-bon đi-ô-xít	IBRD	Ngân hàng Tái thiết và Phát triển quốc tế
COP 21	Hội nghị lần thứ 21 của các bên tham gia Công ước khung của LHQ về Biến đổi khí hậu	IDA	Hiệp hội Phát triển quốc tế
CPC	Tổng công ty điện lực miền Trung	IFC	Công ty tài chính quốc tế
CTCP	Công ty cổ phần	IFI	Định chế tài chính quốc tế
CTF	Quý Công nghệ sạch	IFRS	Chuẩn mực báo cáo tài chính quốc tế
CTG	Ngân hàng TMCP Công thương Việt Nam	IPO	Phát hành cổ phiếu ra công chúng lần đầu
CVX	Cá Voi Xanh	IPP	Đơn vị sản xuất điện độc lập
DNNN	Doanh nghiệp Nhà nước	JICA	Cơ quan hợp tác quốc tế Nhật Bản
DP	Đối tác phát triển	KEXIM	Eximbank Hàn Quốc
		KfW	Ngân hàng tái thiết Đức

LDR	Tỷ lệ dư nợ cho vay/vốn huy động	PPA	Hợp đồng mua bán điện
LDUs	Các đơn vị phân phối điện địa phương	PPI	Tham gia của tư nhân vào cơ sở hạ tầng
LLA	Hợp đồng thuê đất	PPP	Quan hệ đối tác công tư
LNG	Khí thiên nhiên hoá lỏng	PSC	Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí
LPG	Khí dầu mỏ hóa lỏng	PV	Quang điện
MFD	Huy động tối đa nguồn tài chính để phát triển	PV Power	Tổng công ty điện lực dầu khí Việt Nam
MIGA	Cơ quan bảo lãnh đầu tư đa phương	PVEP	Tổng công ty thăm dò và khai thác dầu khí VN
MMBTU	Đơn vị nhiệt Anh	PVGas	Tổng công ty Khí Việt Nam
mmscm	triệu mét khối tiêu chuẩn	PVN	Petro Vietnam
MOF	Bộ Tài chính	RPDP7	Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia 7 sửa đổi
MOIT	Bộ Công Thương	SB	Người mua duy nhất
MOLISA	Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội	SBV	Ngân hàng Nhà nước Việt Nam
MOU	Biên bản ghi nhớ	SHB	Ngân hàng TMCP Sài Gòn – Hà Nội
MPI	Bộ Kế hoạch và Đầu tư	SHP	Dự án thủy điện nhỏ
NDC	Đóng góp do quốc gia tự quyết định	SMO	Đơn vị điều hành hệ thống và thị trường
NHTMNN	Ngân hàng thương mại Nhà nước	SPC	Tổng công ty Điện lực miền Nam
NHTMCP	Ngân hàng thương mại cổ phần	TCT	Techcombank
NLDC	Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia	TKV	Tập đoàn Than và Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin)
NPC	Tổng công ty Điện lực Miền Bắc	USD	Đô la Mỹ
NPL	Nợ xấu	VAMC	Công ty Quản lý Tài sản Việt Nam
NPT	Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia	VCB	Vietcombank
ODA	Hỗ trợ phát triển chính thức	VCGM	Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam
O&M	Vận hành và Bảo dưỡng	VDB	Ngân hàng Phát triển Việt Nam
PC	Tổng công ty Điện lực	VND	Đồng Việt Nam
PDP8	Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia 8	VWEM	Thị trường bán buôn điện cạnh tranh



Trẻ em ở Làng tái định cư
Dự án thủy điện Trung Sơn

Báo cáo tóm tắt

HUY ĐỘNG TỐI ĐA NGUỒN TÀI CHÍNH ĐỂ PHÁT TRIỂN NGÀNH NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM

Việt Nam đã phát triển thành công ngành điện và ngành khí. Đây là hai ngành có đóng góp lớn cho sự nghiệp phát triển kinh tế của đất nước. Đến nay, hầu hết các hộ dân đều có điện, các ngành công nghiệp, thương mại và dân dụng đều được hưởng lợi từ dịch vụ cung cấp điện và khí ngày càng tin cậy. Tính đến đầu năm 2018, 99,9% số xã và 99% số hộ gia đình nông thôn của Việt Nam đã có điện lưới. Cả EVN và PVN là hai tập đoàn điện và khí thuộc sở hữu Nhà nước, đều có năng lực tốt về vận hành và kỹ thuật.

Hệ thống điện của Việt Nam chủ yếu dựa vào thủy điện, chiếm 38% tổng công suất hệ thống năm 2017, tiếp theo là điện than (34%) và khí thiên nhiên (18%). Nhu cầu đầu tư vào nguồn điện trong thời gian tới là rất lớn, dự kiến Việt Nam sẽ tăng công suất nguồn điện từ 42 GW hiện nay lên 100 GW vào năm 2030. Do hầu hết các nguồn thủy điện trong nước đều đã được khai thác và theo quy hoạch giảm phát triển điện than, Việt Nam đặt mục tiêu ưu tiên phát triển năng lượng tái tạo cho điện mặt trời và điện gió (18 GW vào năm 2030).

Bắt đầu từ năm 1995, PVN đã hợp tác với các công ty dầu khí quốc tế phát triển các mỏ khí quy mô lớn ngoài khơi miền Trung và miền Nam Việt Nam. Năm 2017, tổng sản lượng khí ngoài khơi khoảng 10 bcm, chủ yếu cho sản xuất điện. PVN là một trong những doanh nghiệp quan trọng nhất hoạt động trong nền kinh tế Việt Nam, chiếm khoảng 20% GDP cả nước và đóng góp 20-30% thu ngân sách Nhà nước.

Để nâng cao hiệu quả hoạt động, Chính phủ đã bắt đầu đưa cạnh tranh vào hai ngành này. Tự do hóa ngành điện bắt đầu từ năm 2004 với việc chia tách các đơn vị của EVN, thành lập cơ quan điều tiết và bắt đầu vận hành thị trường phát điện cạnh tranh để đảm bảo khả năng cung cấp điện bền vững trong dài hạn. Thị trường điện bán buôn sẽ vận hành đầy đủ vào năm 2021, cho phép các khách hàng lớn đủ điều kiện được ký hợp đồng trực tiếp với các nhà máy điện. Chính phủ cũng đang thực hiện tiến trình cổ phần hoá tương tự đối với ngành khí. Hiện nay, Chính phủ đang xây dựng một lộ trình tái cơ cấu phù hợp cho PVN và đưa vào áp dụng khung pháp lý và quy định để thúc đẩy phát triển LNG, đặc biệt là đối với khí dùng cho phát điện.

Mục đích của nghiên cứu này là xác định các cách thức huy động tối đa nguồn tài chính để phát triển (MFD) ngành điện và ngành khí của Việt Nam. Báo cáo giúp nhận diện các nhu cầu đầu tư cũng như các rào cản đối với ngành điện và khí trong giai đoạn từ 2018 đến 2035 và đề xuất lộ trình để nắm bắt các cơ hội này.

Việt Nam đã trải qua giai đoạn tăng trưởng nhu cầu năng lượng ở mức hai con số dẫn đến nhu cầu đầu tư tiếp tục ở mức cao vào ngành điện và ngành khí.

- *Điện.* Trong ngành điện, nhu cầu tăng với tốc độ tăng trưởng kép hàng năm là 13% kể từ năm 2000 và dự kiến sẽ tiếp tục tăng trưởng ở mức 8% cho đến năm 2030. Chính phủ ước tính công suất nguồn điện cần tăng từ 42 GW hiện nay lên 60 GW năm 2020 và 100 GW vào năm 2030. Để đáp ứng mục tiêu này, mỗi năm Việt Nam cần phải lắp đặt 5 GW công suất mới trong giai đoạn từ 2018 đến 2030, điều này đặt ra rất nhiều thách thức về kỹ thuật, quản lý và tài chính. Từ nay đến năm 2030, mỗi năm ngành điện Việt Nam cần đầu tư mới khoảng 8-12 tỷ USD, cao hơn mức bình quân 8 tỷ USD/năm trong giai đoạn trước đây, tập trung vào đầu kỳ, với sự chuyển dịch đầu tư ngày càng tăng vào năng lượng tái tạo, nhiệt điện và hạ tầng lưới điện.
- *Khí thiên nhiên.* Khí thiên nhiên đóng vai trò vô cùng quan trọng để đáp ứng nhu cầu năng lượng của ngành điện và ngành công nghiệp trong tương lai. Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí của Việt Nam (GMP) cho thấy nhu cầu khí tăng từ 10 bcm/năm hiện nay lên 30 bcm/năm vào 2035. Tuy nhiên, kể cả khi hai mỏ khí mới ngoài khơi được phát triển theo quy hoạch thì sản lượng khí trong nước cũng không đủ đáp ứng nhu cầu dự báo và nhập khẩu LNG sẽ chiếm hơn một nửa tổng lượng cung cấp khí đến năm 2035. Nhu cầu tài chính lũy kế cho giai đoạn 2015-35 ước tính khoảng 20 tỷ USD, bao gồm các công trình sản xuất thượng nguồn, hệ thống đường ống, các nhà máy xử lý khí và hạ tầng nhập khẩu LNG.

Mô hình huy động vốn truyền thống của Việt Nam cho hạ tầng năng lượng chủ yếu dựa vào đầu tư công của các doanh nghiệp Nhà nước (EVN và PVN) được Chính phủ bảo lãnh với sự tham gia khá lớn của thành phần tư nhân trong và ngoài nước.

- *Điện.* Phần lớn nguồn điện cũng như toàn bộ hạ tầng lưới điện được cấp vốn thông qua bảng cân đối kế toán của EVN. Bộ Tài chính (MOF) cho EVN vay lại các khoản vay ưu đãi bằng ngoại tệ từ các định chế tài chính quốc tế (IFI) và các đối tác phát triển (DP) với lãi suất kém ưu đãi hơn. Ngoài ra, MOF còn bảo lãnh các khoản vay trực tiếp của EVN từ các ngân hàng thương mại trong và ngoài nước. Khoảng 30% công suất phát điện (13 GW) do các nhà đầu tư tư nhân trong và ngoài nước phát triển theo hình thức Xây dựng – Kinh doanh – Chuyển giao (BOT), thường được Chính phủ hỗ trợ theo hình thức Cam kết và Bảo lãnh của Chính phủ (GGU), chủ yếu dành cho các nhà máy nhiệt điện lớn do các nhà đầu tư quốc tế phát triển. Chỉ có phần đầu tư của tư nhân vào các nhà máy thủy điện nhỏ (khoảng 3 GW) được thực hiện không có hỗ trợ của Chính phủ.
- *Khí thiên nhiên.* Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PVN, chịu trách nhiệm chính trong phát triển ngành khí thiên nhiên. Trong lĩnh vực thăm dò và sản xuất thượng nguồn, PVN ký kết Hợp đồng phân chia sản phẩm (PSC) với các công ty dầu khí quốc tế. Về đường ống dẫn khí trung nguồn,

khoảng một nửa lượng đầu tư được thực hiện theo hợp đồng BOT với các nhà đầu tư quốc tế. Lĩnh vực khí hạ nguồn do PV Gas, công ty con của PVN, huy động vốn và phát triển.

Bối cảnh kinh tế vĩ mô và bối cảnh ngành đang thay đổi cũng có nghĩa là phương thức huy động vốn đầu tư vào ngành điện và khí như trước đây không còn bền vững nữa.

- *Điện.* Nợ công của Việt Nam đang tiệm cận mức trần 65% GDP theo luật định. Điều này có nghĩa là trong vài năm tới, dư địa tài khóa cho vay trực tiếp Chính phủ hoặc vay có bảo lãnh Chính phủ được tính vào giới hạn nợ công sẽ rất hạn chế. Đồng thời, do Việt Nam đã trở thành quốc gia có thu nhập trung bình, nguồn vốn ưu đãi cao cho Việt Nam đang giảm dần. Ngoài ra, cùng với quá trình cải cách và cổ phần hoá ngành điện hiện nay, mở rộng quy mô năng lượng tái tạo cũng như cổ phần hóa các công ty phát điện của EVN theo kế hoạch đang tạo ra cơ hội xây dựng các phương pháp tiếp cận mới để huy động vốn cho ngành điện. Một dấu mốc quan trọng là EVN đã được Fitch đánh giá tín nhiệm tích cực, ở mức BB – Viễn cảnh ổn định (ngang bằng với xếp hạng tín nhiệm quốc gia của Việt Nam) từ ngày 6 tháng 6 năm 2018. Đánh giá này có thể mang lại cho EVN cơ hội tiếp cận thị trường vốn quốc tế mà không cần dựa vào Chính phủ cũng như giúp các nhà đầu tư tư nhân cảm thấy yên tâm hơn về tính bền vững tài chính của EVN khi ký kết các hợp đồng mua bán điện (PPA) dài hạn.
- *Khí thiên nhiên.* Phát triển các mỏ khí thế hệ tiếp theo của Việt Nam đòi hỏi khối lượng đầu tư lớn vào thời điểm PVN gặp căng thẳng về tài chính do giá dầu thấp. Đồng thời, nhu cầu đầu tư mới vào hạ tầng khí trung nguồn cũng như các thách thức gặp phải khi xúc tiến các dự án nhập khẩu LNG đang bộc lộ những điểm yếu trong cơ cấu thị trường khí và cơ chế định giá hiện nay của Việt Nam, vốn dựa vào độc quyền của PVN ở khu vực trung nguồn và theo cơ chế định giá khí dựa vào thương thảo song phương, tham chiếu tới các mỏ khí được phát triển với chi phí thấp trước năm 2007. Do đó, rất cần có một chiến lược tự do hóa ngành khí và tái cơ cấu PVN toàn diện để phát triển thị trường khí trong nước. Trữ lượng khí hạn chế trong nước và giá LNG khá hấp dẫn như hiện nay đặt ra yêu cầu khảo sát tiềm năng sử dụng các kho nổi chứa và tái hóa khí (FSRU) như là một phương tiện thúc đẩy phát triển cảng tái hóa khí và giảm bớt yêu cầu đầu tư, gia tăng linh hoạt và giảm thiểu các rủi ro liên quan của LNG để bù đắp thiếu hụt cung cầu.

Do dư địa tài khóa bị thu hẹp và sụt giảm nguồn tài chính ưu đãi cao trong tương lai, Việt Nam cần thiết phải bắt đầu huy động các nguồn vốn khác cho ngành điện và khí.

- *Nguồn vốn thương mại.* Ngoài nguồn vốn Chính phủ và tài chính ưu đãi từ các IFIs và DPs, một phần lớn nguồn vốn sẽ do khu vực tư nhân cung cấp. Nguồn vốn này thường dưới dạng không ưu đãi, nghĩa là theo các điều khoản thương mại. Có nhiều ngân hàng thương mại (cả trong và ngoài nước) sẵn sàng cho các dự án có cấu trúc tốt vay và cũng có hàng nghìn tỷ đô la do các tổ chức đầu tư (như các quỹ hưu trí và các công ty bảo hiểm) nắm giữ, những tổ chức đang bắt đầu xem đầu tư hạ tầng ở các thị trường mới nổi như một danh mục đầu tư khả thi dựa trên tỷ suất lợi nhuận của các tài sản này và vì các tài sản hạ tầng này, về bản chất mang tính dài hạn, phù hợp với các khoản bảo hiểm và hưu trí phải trả dài hạn của các tổ chức đó.

Báo cáo tóm tắt

- *PPP/IPP.* Việt Nam tham gia quan hệ đối tác với khu vực tư nhân để cung cấp cơ sở hạ tầng có thể mang lại nhiều lợi ích, đó là: (i) tiếp cận tài chính của khu vực tư nhân (nhờ đó giảm gánh nặng tài chính trả trước đối với Nhà nước); (ii) kỹ năng chuyên môn; và (iii) hiệu quả cung cấp (thiết kế, xây dựng và vận hành). Vì khu vực tư nhân thường có thể thiết kế, xây dựng và vận hành cơ sở hạ tầng năng lượng với tổng chi phí thấp hơn và hiệu quả cao hơn so với khu vực công, trong khi vẫn cung cấp dự án đúng thời hạn và trong phạm vi ngân sách.
- *Nguồn vốn hỗn hợp.* Điều quan trọng đối với Việt Nam là dùng các nguồn tài khóa hạn chế của mình làm đòn bẩy để cố gắng huy động và tối đa hóa nguồn vốn đầu tư từ các nguồn khác. Đôi khi, cách tiếp cận tối ưu là kết hợp vay ưu đãi với nguồn vốn thương mại để khuyến khích nguồn vốn thương mại tham gia vào dự án và đảm bảo dự án khả thi từ góc độ nhà đầu tư tư nhân.

Để tiến lên phía trước, cần giải quyết những rào cản dưới đây để khai thông các nguồn vốn mới cho ngành năng lượng.

- *Những rào cản ảnh hưởng đến PPP/IPP.*
 - *Khung pháp lý mơ hồ và hay thay đổi.* Gần đây, Chính phủ đã ban hành Nghị định 63/2018/NĐ-CP thay thế Nghị định 15/2015/NĐ-CP. Theo Nghị định 15 trước đây, không có dự án PPP mới nào được triển khai thành công vì các cơ quan Chính phủ ưu tiên áp dụng các quy định liên quan của luật đầu tư để thực hiện các dự án vì các quy định này ít nghiêm ngặt hơn về lập nghiên cứu khả thi và áp dụng các thủ tục mua sắm đấu thầu cạnh tranh. Nghị định 63 mới có hiệu lực từ tháng 6 năm 2018, và mặc dù Nghị định này đưa ra rất nhiều giải thích cần thiết ở một số khía cạnh, sẽ cần theo dõi xem Nghị định mới này có đóng vai trò xúc tác để thực hiện thành công các dự án PPP không.
 - *Chia sẻ rủi ro.* Một số dự án từ “làn sóng các dự án điện độc lập thứ hai” của Việt Nam từ những năm 2007/08 vẫn chưa kết thúc được thỏa thuận tài chính sau một thập kỷ do các cuộc thương thảo kéo dài về vấn đề chia sẻ rủi ro, trong đó bao gồm các hỗ trợ phù hợp của Chính phủ. PPAs cho năng lượng tái tạo (thủy điện nhỏ, điện mặt trời, điện gió, sinh khối và điện từ chất thải rắn)¹ thường không được các nhà đầu tư quốc tế cho là đáp ứng yêu cầu cho vay do chia sẻ rủi ro trong các PPAs này không phù hợp với thông lệ quốc tế tốt nhất; điều này cản trở những kiến thức quốc tế và nguồn vốn rẽ xuyên biên giới thâm nhập được vào lĩnh vực năng lượng tái tạo của Việt Nam. Để mở rộng quy mô triển khai năng lượng tái tạo, cần có một cơ chế chia sẻ rủi ro thống nhất và được xác định rõ ràng trong các hợp đồng dự án, theo các thông lệ quốc tế tốt nhất và phù hợp với yêu cầu của Việt Nam.
 - *Hỗ trợ của Chính phủ.* Mặc dù khung pháp lý cho phép cung cấp các hỗ trợ của Chính phủ nhưng hiện vẫn chưa có chính sách rõ ràng và minh bạch về cung cấp các hỗ trợ đó cho các dự án điện và khí và những tác động tài khóa của nó (đặc biệt là liên quan tới nợ tiềm ẩn).

¹ Thông tư số 32/2014/TT-BCT cho thủy điện nhỏ; Thông tư số 44/2015/TT-BCT cho sinh khối; Thông tư số 32/2015/TT-BCT cho đốt rác phát điện; Thông tư số 32/2012/TT-BCT cho điện gió; Thông tư số 16/2017/TT-BCT cho điện mặt trời.

- o *Khả năng chuyển đổi ngoại tệ.* Mặc dù Việt Nam đã dỡ bỏ kiểm soát chuyển đổi tiền tệ, các nhà đầu tư nước ngoài vẫn lo ngại về khả năng sẵn có ngoại hối trong dài hạn và thường yêu cầu cam kết của Chính phủ về khả năng chuyển đổi.
- o *Phối hợp giữa điện và khí.* Cần phối hợp chặt chẽ hơn nữa hoạt động và hợp đồng của các dự án điện và khí, do ngành điện tiêu thụ tới 80% sản lượng khí thiên nhiên. Cụ thể, tính khả thi về tài chính của các hợp đồng mua bán khí phụ thuộc rất lớn vào tính khả thi về tài chính của các hợp đồng mua bán điện có liên quan ở hạ nguồn, đòi hỏi hai ngành phải phối hợp chặt chẽ hơn trong tương lai.
- *Rào cản ảnh hưởng đến tài chính doanh nghiệp của các DNNN.* Cả EVN và PVN đều là các doanh nghiệp Nhà nước quy mô lớn. Về nguyên tắc, các doanh nghiệp này có thể tự huy động nguồn vốn tài chính doanh nghiệp dựa vào sức mạnh bảng cân đối kế toán của mình mà không cần bảo lãnh Chính phủ. Đối với EVN, mặc dù doanh nghiệp này hoạt động hiệu quả nhưng do trì hoãn của Chính phủ trong việc tăng giá điện từ 0,076 USD/kWh (chỉ đủ trang trải chi phí hoạt động và trả nợ) lên mức thu hồi đầy đủ chi phí vào khoảng 0,12 USD/kWh (để trang trải cả chi phí vốn) vì các lý do xã hội, kinh tế vĩ mô và chính trị, đã làm cho doanh nghiệp suy yếu về tài chính. Xếp hạng tín nhiệm của EVN do Fitch tiến hành mới hoàn thành gần đây ở mức BB — Viễn cảnh ổn định — đã tạo ra động lực tích cực, giúp EVN có thêm nhiều cơ hội tiếp cận nguồn vốn nước ngoài mà không dựa vào Chính phủ. Đối với PVN, việc giá dầu biến động và do các hoạt động đầu tư ngoài ngành đã làm cho tình hình tài chính của PVN bị suy yếu. Chính phủ hiện đang có kế hoạch thoái vốn tại các công ty con của PVN cả ở các hoạt động kinh doanh trong ngành và ngoài ngành để huy động vốn, thu hút nguồn vốn và kiến thức chuyên môn của khu vực tư nhân và hình thành một thị trường khí hiệu quả hơn.
- *Rào cản ảnh hưởng đến thị trường vốn trong nước.* Mặc dù nguồn tiết kiệm hàng năm trong nước khá lớn, khoảng 60 tỷ USD, nhưng những khiếm khuyết trong ngành ngân hàng và thị trường vốn trong nước đã hạn chế quy mô chuyển hướng các nguồn lực này vào các dự án năng lượng, là lĩnh vực cần thời hạn vay dài và lãi suất cố định.
 - o *Các ngân hàng thương mại trong nước.* Các ngân hàng này hiện có tổng dư nợ 250 tỷ USD, nhưng nghiêng hẳn về các khoản cho vay ngắn hạn và trung hạn (tối đa là 3 năm). Điều này cho thấy thiếu hụt nguồn tiền gửi dài hạn và đường lãi suất theo kỳ hạn tiền gửi năm ngang. Đồng thời, ngành ngân hàng cũng thiếu năng lực kỹ thuật để đánh giá các dự án năng lượng kiểu mới ví dụ như năng lượng tái tạo và LNG.
 - o *Thị trường chứng khoán.* Mặc dù ở Việt Nam đã có thị trường chứng khoán nhưng tính thanh khoản thị trường thấp và thị trường bị chi phối bởi các công ty do Nhà nước kiểm soát.
 - o *Thị trường trái phiếu.* Khu vực trái phiếu doanh nghiệp vẫn còn trong giai đoạn trứng nước với tổng số tiền phát hành dưới 1% GDP và thiếu các công ty lớn phù hợp có thể phát hành trái phiếu.
 - o *Nhà đầu tư tổ chức.* Các nguồn lực do các nhà đầu tư dài hạn nắm giữ như các quỹ hưu trí

Báo cáo tóm tắt

và các công ty bảo hiểm vẫn còn khá khiêm tốn (25 tỷ USD) và các khoản đầu tư của các tổ chức này chủ yếu giới hạn ở trái phiếu Chính phủ.

Khai thác các nguồn tài chính mới và lớn hơn để đầu tư cho hạ tầng năng lượng cấp bách đòi hỏi phải có nỗ lực chính sách lớn được phối hợp và tổ chức theo ba trụ cột, và từ đó sẽ giúp chuyển đổi từng bước ngành điện và khí.

Trụ cột I: Xây dựng chương trình IPP/PPP dài hạn để tạo dựng niềm tin cho các nhà đầu tư.

Để mở rộng quy mô IPP/PPP ở mức cần thiết, mang lại làn sóng đầu tư tiếp theo vào năng lượng, cần có phương pháp tiếp cận theo chương trình, được thiết kế tốt và được triển khai rộng rãi trong các năm tiếp theo, đặc biệt là trong lĩnh vực phát điện. Gần đây, mặc dù Việt Nam đã có tiến bộ trong hài hoà và lồng ghép khung pháp lý cho PPP, nhưng vẫn còn thiếu những yếu tố cần thiết để khởi động một chương trình PPP/IPP lớn, mới ở quy mô cần thiết để giải quyết nhu cầu đầu tư của ngành năng lượng đến năm 2030. Vẫn còn thiếu nhiều yếu tố quan trọng trong môi trường pháp lý. Do đó, Chính phủ cần xem xét xây dựng một chương trình IPP nhiều năm cho phát triển nguồn điện dựa trên danh mục các dự án tiềm năng, áp dụng đấu thầu cạnh tranh nhằm thiết lập một minh chứng mạnh mẽ về các dự án IPP được thực hiện nhanh chóng và cạnh tranh. Điều này sẽ giúp giảm dần nhu cầu hỗ trợ từ Chính phủ khi niềm tin của nhà đầu tư tăng lên. Xây dựng chương trình IPP phải gắn liền với quá trình lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia 8 (PDP8), dự kiến sẽ được Chính phủ phê duyệt vào năm 2020.

Về ưu tiên trước mắt, Chính phủ đang thiết kế cơ chế đấu giá sau FIT (biểu giá điện năng lượng tái tạo ưu đãi hòa lưới) để thu hút đầu tư tư nhân vào phát triển năng lượng mặt trời nhằm đạt được mục tiêu 12 GW của Chính phủ vào năm 2030. Cơ chế đấu giá năng lượng mặt trời cũng đồng thời xem xét và điều chỉnh khung quản lý rủi ro theo hợp đồng và quy định hiện hành (bao gồm PPA) để mang lại kiến thức chuyên môn và đầu tư quốc tế với chi phí cạnh tranh, khai thác các nguồn vốn tài chính trong và ngoài nước.

Trụ cột II: Chuẩn bị cho các công ty điện và khí tiếp cận nguồn vốn thương mại.

Tài chính doanh nghiệp vẫn sẽ là kênh trung tâm tài chính đầu tư vào các ngành này, như vậy sẽ phải dựa ngày càng nhiều vào sức mạnh bảng cân đối kế toán của chính doanh nghiệp mà không có hỗ trợ của Nhà nước. Tất cả các doanh nghiệp năng lượng thuộc sở hữu Chính phủ cần làm việc theo hướng cải thiện hiệu quả tài chính, khai thác nguồn vốn và kiến thức chuyên môn của thành phần tư nhân và phải có được xếp hạng tín nhiệm với mục tiêu dần dần tự tăng các khoản vay nợ mà không có hỗ trợ Nhà nước. Hợp lý hóa các chính sách định giá cho cả điện và khí cũng như hiện đại hoá các khung quy định và thể chế liên quan có vai trò rất quan trọng để đạt được mức tín nhiệm đó. Cần áp dụng giá điện bán lẻ gồm hai thành phần (phí công suất và phí năng lượng), theo thời gian sử dụng (TOU) cho hộ tiêu thụ trung bình và lớn để: (i) cung cấp tín hiệu giá chính xác phản ánh đầy đủ chi phí cung cấp dịch vụ và sự thay đổi của giá theo thời gian; và (ii) giúp các công ty điện thu hồi


chi phí cố định thông qua phí cố định (công suất) và chi phí biến đổi thông qua phí biến đổi (năng lượng). Ngoài ra, chi trả cho các dịch vụ phụ trợ do EVN cung cấp để duy trì sự tin cậy trong vận hành hệ thống, như kiểm soát tần số và dự phòng quay, sẽ cải thiện hơn nữa tình hình tài chính của doanh nghiệp. Trong giai đoạn chuyển tiếp, cho đến khi đạt được mục tiêu trên, các nguồn vốn vay ưu đãi cần tiếp tục được sử dụng tập trung vào các đầu tư cơ sở hạ tầng quan trọng, đảm bảo cung cấp năng lượng bền vững, tin cậy với giá thành hợp lý ở Việt Nam.

Gần đây, EVN đã được Fitch xếp hạng tín nhiệm BB. Đây là một dấu mốc quan trọng đối với EVN, giúp doanh nghiệp này tiếp cận nguồn vốn nước ngoài mà không phải dựa vào Chính phủ. Nhờ vào xếp hạng tín nhiệm tích cực, EVN đang lên kế hoạch phát hành trái phiếu quốc tế lần đầu. EVN cũng đang lập kế hoạch xếp hạng tín nhiệm cho các công ty truyền tải và phân phối của mình (NPT và các PC). PVN cũng đang trong tiến trình để nhận được xếp hạng tín nhiệm.

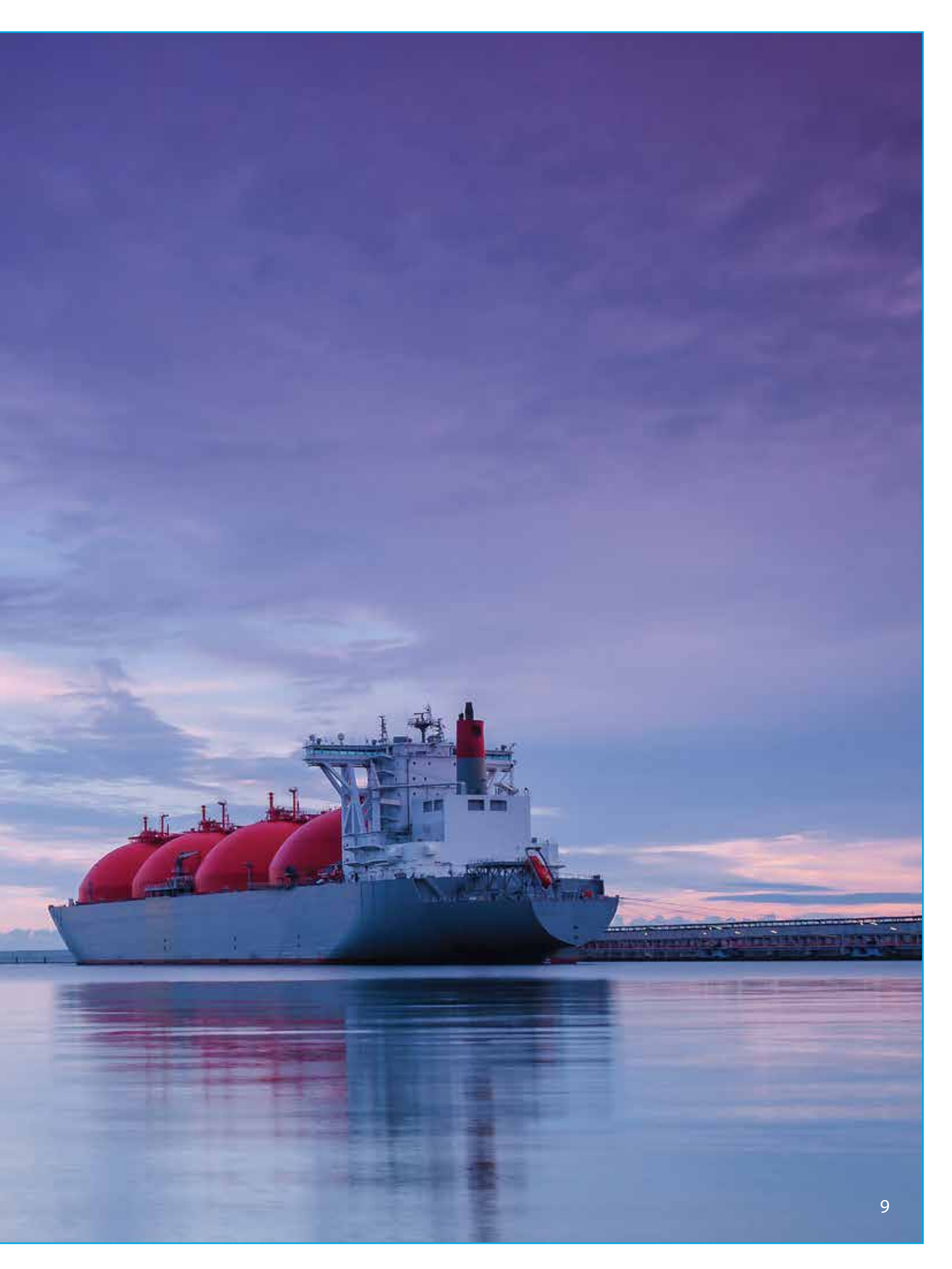
Trụ cột III: Nâng cao khả năng cung cấp vốn bằng nội tệ.

Nâng cao năng lực của ngân hàng thương mại trong nước đồng thời mở rộng và làm sâu sắc hơn thị trường vốn trong nước là một nhu cầu bức thiết. Cả hai cơ chế tài chính dự án và tài chính doanh nghiệp đều có lợi khi nguồn tài chính dài hạn và chi phí thấp trong nước được cải thiện thông qua các thị trường vốn trong nước. Tài chính bằng nội tệ hấp dẫn từ nhiều góc độ và tránh được những rủi ro liên quan đến biến động tỷ giá và khả năng chuyển đổi tiền tệ. Tuy nhiên, hiện tại, những lợi thế này bị lấn át bởi lãi suất cao, kỳ hạn ngắn và hạn chế về vốn trong lĩnh vực ngân hàng. Giải quyết những điều này cần phải có nỗ lực phối hợp để mở rộng và làm lành mạnh hơn thị trường vốn của Việt Nam, đặc biệt là làm sâu rộng hơn thị trường trái phiếu doanh nghiệp trong nước với vai trò là kênh tài chính thay thế. Mặc dù thị trường tài chính trong nước đang được xây dựng, điều quan trọng là Việt Nam vẫn cần huy động các nguồn vốn bên ngoài theo hướng bền vững đồng thời giám sát chặt chẽ các cam kết tài khóa và những khoản nợ tiềm ẩn có thể phát sinh từ nguồn tài chính đó.

Nâng cao tính lành mạnh cho ngành ngân hàng và phát triển thị trường vốn là hai lĩnh vực ưu tiên đối với Chính phủ. Thông qua các chương trình hỗ trợ ngành tài chính, cần tìm cách giảm thiểu rủi ro trong ngành ngân hàng – những yếu tố cản trở các nguồn tài chính dài hạn cho các lĩnh vực thực sự cần của nền kinh tế, bao gồm ngành năng lượng và hỗ trợ phát triển thị trường vốn trong nước để hướng các nguồn tài chính dài hạn vào phát triển và tăng trưởng dài hạn của Việt Nam.

The background of the slide is a wide-angle photograph of a calm body of water, likely a bay or a large lake, during the "golden hour" of a sunset or sunrise. The sky is a mix of deep blues, purples, and soft pinks, with wispy clouds scattered across it. The water is still, reflecting the colors of the sky. In the distance, a few small silhouettes of ships or structures are visible on the horizon line.

**Tại sao cần có Nghiên cứu
tại thời điểm này?**



1. Tại sao cần có Nghiên cứu tại thời điểm này?

Ngành điện và ngành khí là hai trong những ngành lớn nhất và có tính chiến lược nhất của nền kinh tế Việt Nam. Cải cách và tái cơ cấu ngành điện bắt đầu một cách nghiêm túc vào năm 2004 với việc thông qua Luật Điện lực, nhằm đảm bảo phát triển ngành điện bền vững, đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng nhanh. Chính phủ đã thiết lập các nguyên tắc hướng dẫn chung và xuyên suốt để phát triển ngành điện bao gồm: (i) đảm bảo hệ thống điện hoạt động an toàn, tin cậy và an ninh cung cấp điện; và (ii) giảm thiểu các tác động đến giá điện (các tác động lan tỏa của kinh tế vĩ mô và phân phối thu nhập). Cải cách ngành khí diễn ra chậm hơn so với ngành điện và Chính phủ hiện đang xây dựng một lộ trình tự do hóa ngành khí để kích thích phát triển khí và LNG và cải thiện hiệu quả chung của ngành. Chính phủ đặt mục tiêu công bố lộ trình tự do hóa ngành khí vào năm 2019.

Ngành điện Việt Nam đã có những bước tiến to lớn trong những năm gần đây, nhưng những thách thức lớn vẫn nằm ở phía trước, yêu cầu các đầu tư mới ở quy mô lớn. Ngành điện Việt Nam là một trong những ngành thành công nhất ở các nước đang phát triển. EVN là một công ty mạnh về kỹ thuật và vận hành đã sử dụng hiệu quả nguồn tài chính ưu đãi². Trong những năm gần đây, ngành điện đã có những tiến bộ to lớn trong nâng cao an ninh cung cấp điện, hầu hết các hộ dân đã có điện, hiệu quả hoạt động cao. Cơ cấu nguồn điện chủ yếu dựa vào thủy điện, tiếp theo là điện khí và điện than. Việt Nam cũng đã triển khai thị trường phát điện cạnh tranh và đang nỗ lực thành lập thị trường bán buôn cạnh tranh vào năm 2021. Tuy nhiên, để duy trì được những thành tựu ấy (bao gồm cả đối mặt với các nguồn tài nguyên năng lượng hạn hẹp trong nước), bắt kịp được nhu cầu của nền kinh tế đang phát triển nhanh và đáp ứng các mục tiêu về biến đổi khí hậu đầy tham vọng trong Đóng góp do Quốc gia tự quyết định (NDC), Việt Nam cần một lượng đầu tư mới rất lớn, đặc biệt là vào lĩnh vực năng lượng tái tạo và khí thiên nhiên. Nếu những đầu tư này không thực hiện được trong thời gian tới, Việt Nam sẽ ngày càng phụ thuộc nhiều vào than (tỷ lệ than nhập ngày càng tăng) để đáp ứng nhu cầu năng lượng của mình trong tương lai kèm theo đó là những tác động tiêu cực về môi trường, y tế, khí hậu và kinh tế. Trong bối cảnh đó, PDP8 sẽ đóng vai rất quan trọng để cân bằng mục tiêu quy hoạch hệ thống điện có chi phí thấp nhất với các mục tiêu về biến đổi khí hậu rộng hơn mà Chính phủ đã cam kết trong NDC.

Thúc đẩy quá trình chuyển đổi sang năng lượng sạch để đạt được các mục tiêu NDC: Việt Nam đã khai thác rất thành công trữ lượng khí, than và thủy điện trong nước và hiện có tỷ lệ năng lượng tái tạo (thủy điện) cao trong cơ cấu năng lượng chung. Tuy nhiên, các nguồn năng lượng trong nước rất hạn chế và Việt Nam sẽ ngày càng phải dựa vào các nguồn năng lượng nhập khẩu để đáp ứng nhu cầu năng lượng trong nước đang tăng lên nhanh chóng. Phát điện từ than nhập khẩu đóng vai trò đặc biệt quan trọng trong tương lai theo Quy hoạch phát triển điện lực 7 sửa đổi của Chính phủ. Tuy nhiên, do các mục tiêu về biến đổi khí hậu của Việt Nam được thông qua tại Hội nghị lần thứ 21 của các bên tham gia Công ước khung của LHQ về Biến đổi khí hậu (COP21) vào tháng 12 năm 2015, Chính phủ đã đặt mục tiêu phát điện từ năng lượng mặt trời và gió là 18 GW vào năm 2030, nhằm

2 Không có định nghĩa thống nhất về 'tài chính ưu đãi'. Báo cáo này phân biệt các cấp độ ưu đãi, bao gồm tài chính ưu đãi cao (tương tự như điều khoản vay IDA hoặc tài chính không hoàn lại) và tài chính kém ưu đãi hơn (tương tự như điều khoản vay IBRD, các ngân hàng EXIM,...).

giảm phụ thuộc vào than nhập. Trong Chiến lược phát triển ít phát thải carbon của Việt Nam năm 2016, Ngân hàng Thế giới ước tính Việt Nam có thể tránh được tới 12 GW công suất điện than mới thông qua các biện pháp tiết kiệm năng lượng phía nhu cầu. Nhập khẩu thêm thủy điện từ CHDCND Lào có thể giúp giảm yêu cầu lắp đặt 5 GW công suất điện than từ năm 2030. Ngoài ra cũng có tiềm năng lớn trong việc nhập khẩu lượng lớn năng lượng tái tạo vào miền Bắc Việt Nam từ miền Nam Trung Quốc là khu vực thừa điện từ năng lượng tái tạo. Một đánh giá gần đây về năng lượng mặt trời trên mái nhà được tiến hành cho Đà Nẵng và thành phố Hồ Chí Minh đã chứng minh tiềm năng mặt trời trên mái nhà ở hai thành phố này lần lượt là 1 GW và 6 GW. Triển khai và mở rộng quy mô năng lượng mặt trời ở Việt Nam (bao gồm cả năng lượng mặt trời trên mái nhà), điện gió, tiết kiệm năng lượng và tiềm năng mua bán điện với nước ngoài có thể đóng góp đáng kể vào đạt được các mục tiêu biến đổi khí hậu và giảm phụ thuộc vào nhiệt điện than trong tương lai của Việt Nam.

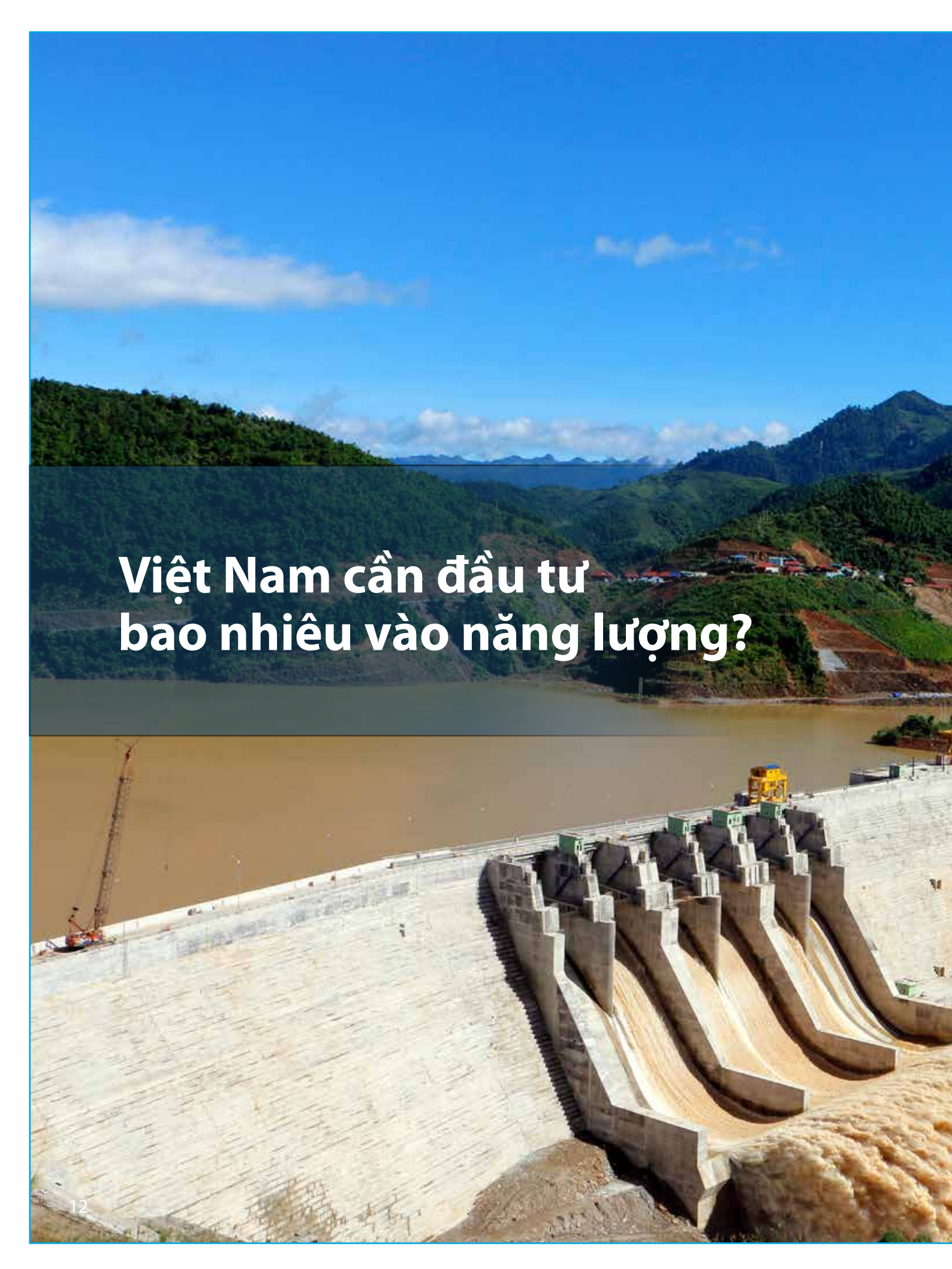
Mô hình vốn tài chính cho ngành năng lượng trước đây của Việt Nam, chủ yếu dựa vào đầu tư công, dường như không còn khả thi; do đó cần có cách tiếp cận mới. Đến nay, Việt Nam đã huy động được một lượng lớn đầu tư công và các nguồn vốn ưu đãi để phát triển ngành năng lượng. Việc tiếp tục dựa vào các nguồn vốn ưu đãi cao này đang phải chịu áp lực ngày càng tăng do các rào cản cả về kinh tế vĩ mô và tài khóa, cũng như thực tế là Việt Nam đã chuyển đổi sang nước có thu nhập trung bình, do đó lượng tài chính ưu đãi “cao” sẽ giảm xuống trong thời gian tới. Hiện vẫn còn một lượng lớn nguồn vốn tài chính ít ưu đãi hơn, cụ thể là từ các DP song phương cung cấp, nhưng cũng không đủ để đáp ứng nhu cầu về vốn ngày càng tăng, và hầu hết đều yêu cầu bảo lãnh của Chính phủ.

Do những hạn chế trên, điều quan trọng đối với Việt Nam là huy động vốn từ các nguồn thay thế. Kinh nghiệm ở Việt Nam đến nay cho thấy các nhà đầu tư tư nhân và các tổ chức cho vay thương mại (trong và ngoài nước) sẵn sàng hỗ trợ các dự án có cấu trúc tốt, được mua sắm cạnh tranh và minh bạch. Ngoài các ngân hàng thương mại còn có các nhà đầu tư tổ chức trong và ngoài nước đã bày tỏ quan tâm các dự án năng lượng ở Việt Nam.

Tham gia của khu vực tư nhân vào lĩnh vực năng lượng thông qua PPP/IPP có thể mang lại nhiều lợi ích cho Việt Nam. Những lợi ích này bao gồm: (i) tiếp cận nguồn vốn của khu vực tư nhân (nhờ đó làm giảm gánh nặng tài chính trả trước cho Nhà nước); (ii) kỹ năng chuyên môn; và (iii) hiệu quả cung cấp hạ tầng năng lượng (thiết kế, mua sắm, xây dựng và vận hành).

Mục đích của báo cáo này là xác định các cách thức huy động tối đa nguồn vốn có thể cho Việt Nam trong lĩnh vực năng lượng để đáp ứng nhu cầu năng lượng trong tương lai. Báo cáo này đánh giá các nhu cầu tài chính và các rào cản đối với ngành năng lượng trong ngắn hạn và trung hạn, và đề xuất lộ trình để vượt qua những khó khăn đó và nắm bắt các cơ hội chuyển dịch của các ngành kinh tế này, bao gồm cả điện (sản xuất điện, truyền tải và phân phối) và khí (đường ống dẫn khí và LNG). Báo cáo này là một phần của Chương trình đánh giá ngành hạ tầng của Nhóm Ngân hàng Thế giới (INFRA-SAP). Nghiên cứu dựa trên nguyên tắc ưu tiên các nguồn vốn tài trợ thương mại tư nhân khi có thể, miễn là không tạo ra các khoản nợ thiếu bền vững, và tạo ra hiệu quả kinh tế cho Chính phủ Việt Nam. Khi vốn thương mại của tư nhân có thể không khả thi do những hạn chế trong khuôn khổ quy định hoặc các rủi ro cụ thể nhất định, ưu tiên của Nhóm Ngân hàng Thế giới là nhận diện và giải quyết các hạn chế đó, xây dựng và đưa ra các phương án để giảm thiểu các rủi ro và khai thông các dòng vốn đó. Khi tài chính tư nhân không khả thi mặc dù đã có cải cách quy định và giảm thiểu rủi ro, hoặc ở một số lĩnh vực không mở cửa cho tư nhân tham gia và cấp vốn, thì có thể phải cần đến tài chính công hoặc công tư kết hợp.





**Việt Nam cần đầu tư
bao nhiêu vào năng lượng?**

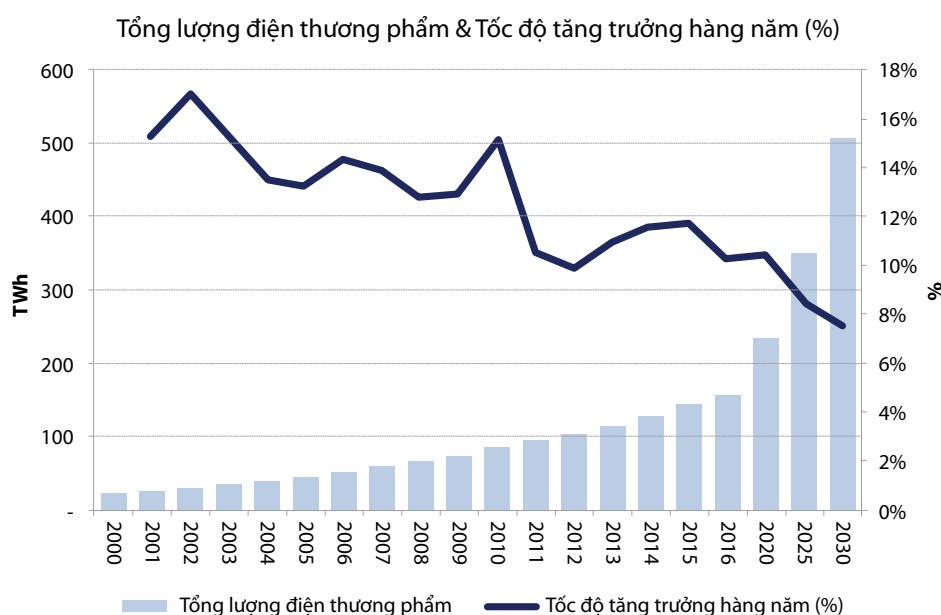


2. Việt Nam cần đầu tư bao nhiêu vào năng lượng?

2.1 Điện

Do tăng trưởng kinh tế nhanh, nhu cầu điện ở Việt Nam đã và đang tăng lên nhanh chóng. Tốc độ tăng trưởng nhu cầu hàng năm ở mức hai con số là 13% từ năm 2000 dẫn tới sau mỗi sáu năm nhu cầu tiêu thụ điện lại tăng gấp đôi. Mặc dù dự báo nhu cầu đến năm 2030 cho thấy tăng trưởng nhu cầu điện dự kiến sẽ giảm, duy trì ở mức 8% mỗi năm, thì sau mỗi 9 năm nhu cầu tiêu thụ điện lại tăng gấp đôi.³

Hình 1: Xu hướng trước đây và dự báo nhu cầu điện (2000–30)



Nguồn: EVN và MOIT.

Trong giai đoạn 2011-2015, ngành điện Việt Nam đã đầu tư bình quân 7,8 tỷ USD mỗi năm. Đây là một khối lượng đầu tư lớn, nhưng vẫn thấp hơn nhu cầu đầu tư hàng năm cho giai đoạn 2015-30. Hơn 80% nguồn vốn đầu tư này tập trung cho lĩnh vực phát điện; và chủ yếu dành cho các dự án nguồn điện lớn gồm điện than, điện khí và thủy điện. Cùng thời gian đó, tỷ lệ đầu tư của ngành điện theo GDP sẽ tiếp tục giảm, bình quân 2,3-2,8% mỗi năm trong giai đoạn 2016-30 (bảng 1).

3 Cần lưu ý là dự báo nhu cầu và ước tính đầu tư trong báo cáo này chủ yếu dựa vào số liệu của RPDP7 được phê duyệt tháng 4 năm 2016. Chính phủ hiện đang lập PDP8 dự kiến hoàn thành năm 2020. Mục tiêu của phần này là cung cấp tổng quan về yêu cầu đầu tư trong tương lai và các thách thức liên quan.

Để bắt kịp nhu cầu điện, đầu tư của ngành điện cần tăng tốc đáng kể, khoảng 8-12 tỷ đô la mỗi năm cho giai đoạn 2016–30. Theo RPDP7 của Chính phủ, tổng nhu cầu đầu tư vào ngành điện trong giai đoạn dự báo 2016-30 được ước tính khoảng 152-185 tỷ USD. Nhu cầu hàng năm ước tính từ 8-12 tỷ USD; nhu cầu này cao hơn nhiều so với khối lượng đã thực hiện trước đây.

Ngoài ra, dự kiến có sự chuyển dịch đáng kể sang các nguồn năng lượng sạch hơn. Trong RPDP7, mặc dù nhiệt điện than tiếp tục chiếm vai trò chủ đạo trong đầu tư nguồn điện thì cũng có sự đa dạng đáng kể với các nguồn năng lượng tái tạo mới (gió và mặt trời) với danh mục đầu tư lớn thứ hai và khí thiên nhiên cũng chiếm tỷ lệ lớn.

Bảng 1: Xu hướng đầu tư trước đây và nhu cầu đầu tư dự báo cho ngành điện (tỷ USD)

	Đầu tư bình quân hàng năm			Tổng nhu cầu đầu tư 2016–30	
	Giai đoạn trước đây 2011-15	Dự báo			
		2016–20	2020–25		2025–30
Nguồn điện	6,6	9,8–12,0	7,8–9,5	6,0–7,3	118–144
• Than	3,6	7,2–8,8	3,9–4,7	3,9–4,7	75–92
• Khí (và dầu)	0,4	1,2–1,4	0,8–1,0	0,0–0,1	10–12
• Thủy điện lớn	2,5	0,3–0,4	0,8–0,9	-	5–7
• Tái tạo	0,1	1,1–1,3	2,3–2,9	2,0–2,5	27–33
Lưới điện	1,2	1,7–2,1	2,4–2,9	2,6–3,2	34–41
• Truyền tải	0,5	0,8–1,0	1,3–1,5	1,3–1,6	17–21
• Phân phối	0,7	0,9–1,1	1,1–1,4	1,3–1,6	17–21
Tổng	7,8	11,6–14,1	10,1–12,4	8,6–10,5	152–185
Tổng (% GDP)	4,6	3,4–4,1	2,6–3,2	1,4–1,7	2,3–2,8

Nguồn: Tính toán của Ngân hàng Thế giới theo số liệu trong RPDP7, EVN và MOIT. Phạm vi nhu cầu đầu tư trong tương lai được tính toán dựa trên các dự báo nhu cầu điện thấp, trung bình và cao trong RPDP7.

Điều này phản ánh các cam kết của Việt Nam trong Đóng góp do quốc gia tự quyết định cho Thỏa thuận Paris về Biến đổi khí hậu nhằm tăng công suất năng lượng tái tạo từ mức 12 GW hiện tại lên 30 GW vào năm 2030. Để đạt được các mục tiêu quốc gia này sẽ đòi hỏi phát triển đầu tư các dự án điện khí quy mô lớn khoảng 10 GW, tiết kiệm năng lượng phía cầu 12 GW và tăng nhập khẩu thủy điện từ Lào đến 5 GW vào năm 2030. Nếu những đầu tư đó không hoàn thành, vai trò của than nhập thậm chí còn lớn hơn so với quy hoạch hiện nay. Ngoài ra, cán cân đầu tư trong tương lai sẽ dịch chuyển từ nguồn điện sang hạ tầng lưới điện, chiếm khoảng một phần ba tổng mức yêu cầu đầu tư.

EVN sẽ tiếp tục đóng vai trò quan trọng và chịu trách nhiệm khoảng 30% tổng yêu cầu đầu tư đến năm 2030 và toàn bộ đầu tư vào hệ thống truyền tải và phân phối thông qua các công ty con của mình, gồm Tổng Công ty truyền tải điện quốc gia (NPT) và năm Tổng Công ty điện lực (PCs). Trong giai đoạn 2018-22, yêu cầu vốn vay nợ của EVN, gồm cả vay mới để đầu tư cũng như vay để đáo hạn các khoản nợ sẽ từ 2,3 đến 3,2 tỷ USD mỗi năm.

Bảng 2: Yêu cầu vốn vay nợ của EVN (tỷ USD)

	2018	2019	2020	2021	2022
Yêu cầu vốn vay nợ	3,2	2,7	2,3	2,7	2,6

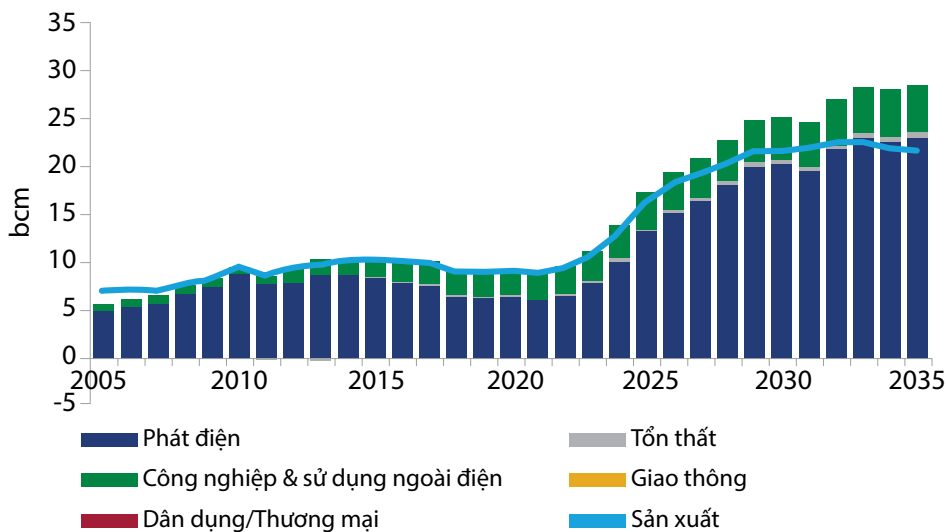
Nguồn: EVN.

2.2 Khí thiên nhiên

Thị trường khí Việt Nam đã mở rộng nhanh chóng trong 20 năm qua kể từ khi bắt đầu, tập trung chủ yếu vào cung cấp khí để phát điện. Khai thác khí thiên nhiên quy mô lớn bắt đầu từ năm 1995 sau những thăm dò và phát triển các mỏ ở bốn bể trầm tích ngoài khơi: Nam Côn Sơn và Cửu Long ở phía nam; Malay Thổ Chu ở phía tây nam; và Sông Hồng ở phía bắc. Trữ lượng khí ước tính khoảng 202 bcm. Sản lượng hàng năm tăng lên nhanh chóng ở mức 5% mỗi năm trong thập kỷ qua, đạt 9,8 bcm năm 2017. Ngành điện chiếm khoảng 80% nhu cầu khí thiên nhiên ở Việt Nam, phần còn lại chia đều cho các ngành phân bón và công nghiệp. Sử dụng khí hầu như chỉ giới hạn ở miền Đông Nam Bộ.

Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí của Việt Nam (GMP) dự báo nhu cầu khí tăng gấp đôi trong giai đoạn 2020 - 2025, đạt khoảng 20 bcm/năm và sau đó sẽ giảm dần. Nhu cầu khí tăng cao là do các quy hoạch tăng công suất phát điện từ khoảng 9 GW năm 2017 lên 19 GW vào năm 2030. Ngoài ra còn có kế hoạch mở rộng và đa dạng hóa sử dụng khí công nghiệp trong các hoạt động hóa dầu, trong đó có sản xuất amoniac và chiết xuất ethane. Phần lớn nhu cầu này sẽ được cung cấp từ các mỏ khí mới, mặc dù chi phí phát triển các mỏ mới sẽ ngày càng tốn kém do nước sâu hơn và địa chất phức tạp hơn. Do đó, rất cần nhập khẩu LNG từ đầu những năm 2020 để bổ sung cho sản lượng khí thiên nhiên trong nước đang suy giảm dần.

Hình 2: Xu hướng trước đây và dự báo nhu cầu khí thiên nhiên (2005-35)



Nguồn: Wood Mackenzie.

Nếu giá LNG duy trì ở mức tương đối thấp, tăng sử dụng LNG có thể mang lại lợi ích lớn nhờ giảm chi phí, phát thải và tăng tính linh hoạt của nguồn cung. Kể từ năm 2014, tình trạng dư cung trên thế giới đã hình thành thị trường của người mua đối với LNG và giá ở Châu Á đã giảm từ 12-18 USD/MMBTU năm 2012-14 xuống còn 5-10 USD/MMBTU năm 2016-18. Ở mức giá hiện nay, sản xuất điện CCGT từ LNG ngày càng cạnh tranh so với nhiệt điện than. Ngoài ra, các thỏa thuận cung cấp LNG ngày càng linh hoạt hơn: tỷ lệ mua bán LNG thực hiện trên thị trường giao ngay và hợp đồng ngắn hạn tăng lên, và bên bán LNG chào bán linh hoạt hơn về khối lượng với các yêu cầu bao tiêu thấp hơn nhiều. Cảng nhập LNG dùng kho nổi chứa và tái hóa khí (FSRU) giúp cho các nhà nhập khẩu tốn ít chi phí hơn, thời gian thi công nhanh hơn và tính linh hoạt tài chính lớn hơn so với các cảng truyền thống đặt trên đất liền. Những yếu tố này tạo ra các cơ hội cho người mua LNG gắn với các điều kiện hấp dẫn. Dùng LNG cho phát điện có thể vẫn là một lựa chọn hấp dẫn ngay cả khi thị trường LNG toàn cầu bị thắt chặt dự kiến diễn ra sau năm 2020.

Mở rộng thị trường khí theo dự kiến đòi hỏi quy mô đầu tư đáng kể vào lĩnh vực khí cả ở thượng nguồn và trung nguồn. Trong 20 năm qua, Việt Nam đã đầu tư tổng cộng gần 19 tỷ USD vào phát triển các mỏ khí thượng nguồn ở 4 bể chính ngoài khơi, phát triển hai nhà máy chế biến khí (tại Dinh Cố và Bà Rịa với tổng công suất 9 bcm), cũng như hạ tầng trung nguồn để hình thành nên ba mạng lưới đường ống riêng biệt ở các vùng địa lý khác nhau (chủ yếu tập trung ở phía nam). Theo GMP, các khoản đầu tư trong 20 năm tới sẽ cao hơn nhiều để mở rộng ngành theo quy hoạch. Phát triển hai mỏ khí lớn mới tại Cá Voi Xanh và Lô B-Ô Môn để cung cấp thêm vào tổng nguồn cung 14 bcm mỗi năm, đòi hỏi lượng đầu tư thượng nguồn khoảng 30 tỷ USD. Ngoài ra, nhu cầu hạ tầng trung nguồn ước tính khoảng 17-21 tỷ USD, bao gồm xây dựng mới các đường ống dẫn khí chính (chủ yếu dùng để đưa khí vào bờ từ hai dự án mới rất lớn) cũng như phát triển sáu cảng nhập LNG có vốn đầu tư 7-9 tỷ USD.

Bảng 3: Xu hướng đầu tư trước đây và dự báo nhu cầu đầu tư cho ngành khí (tỷ USD)

	Lũy kế giai đoạn 2005-2015	Lũy kế giai đoạn dự báo 2015-2035 ^a
Thượng nguồn	16,7	27-33^b
Cá Voi Xanh (Blue Whale) (9 bcm/năm)		18-22
Lô B - Ô Môn (5 bcm/năm)		9-11
Trung nguồn/Hạ nguồn	1,9	17-21
Đường ống	1,9	6-8
Nhà máy chế biến khí	Không có	2-3
Cảng nhập LNG	0	7-9
Khác	0	1-2
Tổng cộng	18,6	44-54

Nguồn: MOIT, Ngân hàng Thế giới.

- Phạm vi yêu cầu đầu tư trong tương lai được tính toán dựa trên các dự báo nhu cầu điện thấp, trung bình và cao trong Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí.
- Có thể bị tính lặp trong đầu tư thượng nguồn và đầu tư trung hoặc hạ nguồn có liên quan.



**Cho đến nay Việt Nam
đã huy động tài chính
cho ngành năng lượng
như thế nào?**

3. Cho đến nay Việt Nam đã huy động tài chính cho ngành năng lượng như thế nào?

3.1 Ngành điện

Cho đến nay, ngành điện vẫn dựa chủ yếu vào vay nợ có bảo lãnh Chính phủ để tài trợ cho phần lớn chương trình đầu tư của mình thông qua EVN. Trong giai đoạn 2010-15, khoảng 96% chi phí vốn của EVN là từ vay nợ, dẫn đến tổng nợ lên tới 9 tỷ USD năm 2016. Khoảng 8,1 tỷ USD trong khoản nợ này trên thực tế được MOF hỗ trợ. Khoản nợ này gồm hai loại gần bằng nhau: Khoản nợ 4,2 tỷ đô la USD được MOF vay từ các IFIs và cho EVN vay lại và khoản nợ 3,9 tỷ USD do EVN vay trực tiếp từ các ngân hàng thương mại trong và ngoài nước và được MOF hỗ trợ thông qua bảo lãnh nợ trực tiếp. Cả hai loại vay này đều được tính vào nợ công.

Các khoản vay của EVN chủ yếu bằng ngoại tệ, thường theo các điều khoản không ưu đãi và hầu hết có kỳ hạn ngắn. Chỉ 30% các khoản vay của EVN là bằng nội tệ, doanh nghiệp này phải chịu rủi ro hối đoái trên phần còn lại của danh mục vay tính bằng USD và Yên Nhật. Phần lớn các khoản vay của EVN là ngắn hạn, nhưng các khoản nợ đó lại được sử dụng để hình thành tài sản dài hạn lên đến 25 năm, do đó gây ra mất cân đối giữa tài sản và nợ của EVN. Lãi suất trung bình đối với tất cả các khoản vay là khoảng 9,6% năm 2011, sau đó giảm xuống còn khoảng 6,1% năm 2015 khi các khoản vay cũ đắt hơn đã được hoàn trả và điều kiện thị trường đối với các khoản vay trong và ngoài nước đã dần được cải thiện.

Phần lớn các khoản vay bằng ngoại tệ của EVN được cung cấp theo các điều khoản tài trợ không ưu đãi hoàn toàn, kể cả các nguồn vốn từ các IFI. Đó là do các khoản vay này thường được cho vay qua kênh của Chính phủ và một tổ chức tín dụng chịu rủi ro tín dụng cho EVN vay lại có cộng thêm phí cho vay lại và bảo hiểm rủi ro hối đoái. Hình thức cho vay lại tuân theo Luật quản lý nợ công và các quy định khác liên quan đến cho vay bằng ngoại tệ đối với các khoản vay nước ngoài của Chính phủ. Các điều khoản và điều kiện vay của Chính phủ được chuyển qua cho EVN cộng với phí cho vay lại là 0,25% dù sao vẫn ưu đãi hơn so với các điều khoản và điều kiện tài chính thương mại trong nước cho ngành điện.

Bảng 4: Tổng quan về các công cụ hỗ trợ tài khóa

Công cụ	Khung pháp lý & quy định	Các đặc điểm chính	Ghi nợ	Đối tượng phải chịu 65% trần nợ công
Cho các DNNN vay lại nguồn tài chính ưu đãi	<ul style="list-style-type: none"> - Luật quản lý nợ công năm 2009 - Nghị định 78 về cho vay lại 	<ul style="list-style-type: none"> - Nghĩa vụ trả nợ được chuyển qua đầy đủ - Điều khoản tài chính là 2/3 vay thương mại - Cộng thêm 20/25 bps phí cho vay lại - Cộng thêm phí bảo hiểm 400 bps nếu MOF chịu rủi ro hối đoái 	Nợ công	Có
Bảo lãnh vay của Chính phủ	<ul style="list-style-type: none"> - Luật quản lý nợ công năm 2009 - Nghị định 04/2017 về bảo lãnh của Chính phủ 	<ul style="list-style-type: none"> - Mức độ bảo lãnh tối đa là 70% - Phí bảo lãnh <200 bps - Cần có tài sản đảm bảo và bảo hiểm tín dụng - Giới hạn trong các lĩnh vực đủ điều kiện (bao gồm năng lượng) 	Nợ được Nhà nước bảo lãnh	Có
Các bảo lãnh thanh toán khác	<ul style="list-style-type: none"> - Nghị định 63/2018/ NĐ-CP ngày 4/5/2018 	<ul style="list-style-type: none"> - Phạm vi bảo lãnh thu nhập tối thiểu, thanh toán chấm dứt sớm, rủi ro chuyển đổi tiền tệ - Giới hạn trong các lĩnh vực đủ điều kiện (bao gồm năng lượng) 	Nợ tiềm ẩn không liên quan đến nợ vay không ghi nợ	Không
Ưu đãi thuế (doanh thu tài chính bị bỏ qua)	<ul style="list-style-type: none"> - Nghị định 04/2009 - Quyết định 87/2010 - Quyết định 37/2011 - Nghị định 75/2011 	Tất cả các dự án nguồn điện	-	Không

Trước đây, EVN cũng từng huy động vốn thông qua bán một phần tài sản chiến lược, ví dụ như các nhà máy phát điện lớn. Trong giai đoạn 2010-16, EVN đã thoái vốn một phần 1,9 GW công suất nhiệt điện và thủy điện, huy động được tổng cộng 0,4 tỷ USD. Tháng 6 năm 2017, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt kế hoạch tái cơ cấu các công ty con của EVN, trong đó 6 công ty con⁴ sẽ được thoái vốn hoàn toàn. Vào tháng 2 năm 2018, IPO cho 16% của Genco 3 thực hiện không thành công do định giá cao và công nợ cao.

4 Gồm Công ty cổ phần điện và cơ khí Thủ Đức, Công ty thiết bị điện Đông Anh, Công ty cổ phần điện gió Bình Thuận, EVNPECC3 và EVNPECC4. EVN đã thoái vốn 100% khỏi Công ty cổ phần tài chính EVN năm 2017.

Bảng 5: Vốn được EVN huy động thông qua bán một phần tài sản nguồn điện (2010 -16)

	Công suất đặt (MW)	Vốn huy động (tỷ USD)	Tỷ lệ sở hữu EVN/Genco (%)
Nhiệt điện			
Phả Lại	1.040	0,192	51
Ninh Bình	100	0,009	55
Bà Rịa	389	0,044	80
Thủy điện			
Thác Mơ	150	0,049	52
Thác Bà	120	0,016	30
Vĩnh Sơn Sông Hình	136	0,075	31
Total	1.935	0,384	

Nguồn: EVN.

Trong giai đoạn 2010–17, tổng vốn vay của EVN là 25,5 tỷ USD. Tổng vốn vay thương mại nước ngoài là 6,4 tỷ USD, vay thương mại trong nước là 9 tỷ USD và vay từ các IFI và DP là 10,1 tỷ USD.

Bảng 6: Tổng vốn vay của EVN giai đoạn 2010-17 (tỷ USD)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2010–17
Thương mại ngoài nước	0,6	0,2	0,6	1,0	1,5	1,4	0,6	0,5	6,4
Thương mại trong nước	1,2	0,7	0,8	1,5	1,8	1,2	1,0	0,8	9,0
IFI và song phương	1,2	1,3	1,4	1,5	1,3	1,2	1,2	1,0	10,1
Tổng	3,0	2,2	2,8	4,0	4,6	3,7	2,8	2,3	25,5
Vốn chủ sở hữu EVN	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,5	0,9	1,2	4,9
Vốn chủ sở hữu EVN (%)	10,9	13,1	9,1	16,9	16,1	13,5	31,0	52	19,2

Nguồn: EVN.

Các ngân hàng thương mại và phát triển trong nước cho các dự án ngành điện vay bằng nội tệ, thông thường trên cơ sở tài chính doanh nghiệp chứ không phải tài chính dự án. Giới hạn dư nợ cấp tín dụng cho một khách hàng không vượt quá 15% vốn chủ sở hữu của các ngân hàng đã hạn chế các ngân hàng cho vay thêm. Ngoài ra, cho vay tiếp tục bị hạn chế bởi giới hạn tập trung ngành do các ngân hàng đặt ra vì mục đích an toàn. Dư nợ tín dụng hiện nay đối với ngành điện từ hệ thống ngân hàng trong nước vào khoảng 10 tỷ USD⁵. Dựa trên mẫu của một số ngân hàng lớn (VCB, CTG, BIDV, TCB và SHB), ước tính khoảng 5% tổng dư nợ tín dụng đổ vào ngành điện.

Lãi suất cho vay bằng đồng Việt Nam trong các lĩnh vực ưu tiên, bao gồm cả điện, hiện đang được thiết lập ở mức 6-9%/năm đối với khoản vay ngắn hạn, và 8-10%/năm đối với khoản vay dài hạn. Lãi suất này so với lãi suất cho vay kinh doanh thông thường là 7-10%/năm đối với khoản vay ngắn hạn và 9-12%/năm đối với khoản vay dài hạn. Với mức chênh lệch giữa lãi suất vay ngắn hạn và dài hạn nhỏ như vậy, các ngân hàng có rất ít động lực để cho vay dài hạn, đây là vấn đề đối với các nhà đầu tư, như EVN, đang vay để đầu tư vào tài sản dài hạn.

5 Theo báo cáo của 24 ngân hàng trong nước, chiếm 61,4% tài sản ngành ngân hàng.



Khu vực tư nhân trong nước tham gia chủ yếu vào phát triển các dự án nguồn điện năng lượng tái tạo. Hiện nay, Chính phủ đang đưa ra các ưu đãi đầu tư cho năng lượng tái tạo. Đối với thủy điện, ưu đãi đó là chi phí tránh được của nhiệt điện, chi phí này thay đổi theo vùng. Đối với năng lượng mặt trời, đó là Biểu giá năng lượng tái tạo ưu đãi hòa lưới (FIT) tương đối cao với giá 0,0935 USD/kilowatt-giờ. FIT hiện tại đối với điện gió trên bờ và gần bờ tăng lên tương ứng là 0,085 USD/ kilowatt-giờ và 0,098 USD/kilowatt-giờ vào tháng 9 năm 2018 nhằm thu hút thêm đầu tư. FIT của điện mặt trời và điện gió (cũng như giá của các nhà máy nhiệt điện dùng than nhập được phê duyệt gần đây) đã vượt quá chi phí mua buôn điện bình quân 0,072 USD/kilowatt-giờ. Cho đến nay, các dự án năng lượng tái tạo chủ yếu do các nhà đầu tư trong nước phát triển (do các điều khoản và điều kiện (PPA) đưa ra) và một số tập đoàn lớn bao gồm Bitexco, HAGL, TTC và Hưng Lộc Phát cũng đã đầu tư vào lĩnh vực này. Cũng có một số nhà đầu tư tư nhân nhỏ hơn huy động vốn cho các dự án đến 30 MW. Ngoài việc cung cấp vốn chủ sở hữu, các bên phát triển dự án cũng vay nợ chủ yếu từ các ngân hàng thương mại trong nước trên cơ sở khoản vay doanh nghiệp.

Khu vực tư nhân nước ngoài cũng có đóng góp đáng kể vào cung cấp vốn một số nhà máy nhiệt điện lớn. Mặc dù Việt Nam đang được hưởng dòng vốn FDI khá lớn, với FDI năm 2016 chiếm khoảng 8% GDP (tương đương khoảng 16 tỷ USD mỗi năm), thì chỉ một phần khá nhỏ trong đó đầu tư vào năng lượng. Trong giai đoạn 1990–16, tổng đầu tư FDI vào ngành điện khoảng 8 tỷ USD, khi các nhà đầu tư quốc tế cung cấp vốn cho một số dự án điện khí và điện than lớn. Tham gia của nhà đầu tư quốc tế vào năng lượng tái tạo hạn chế hơn do lo ngại về tính khả thi về tài chính của văn kiện hợp đồng hiện hành. Tuy nhiên, đã có một số dự án thủy điện được cấp vốn từ vay nợ nước ngoài (thường có bảo lãnh Chính phủ) và một số nhà đầu tư nước ngoài đã đầu tư lượng nhỏ vốn chủ sở hữu vào các dự án thủy điện và phát triển các dự án điện mặt trời.

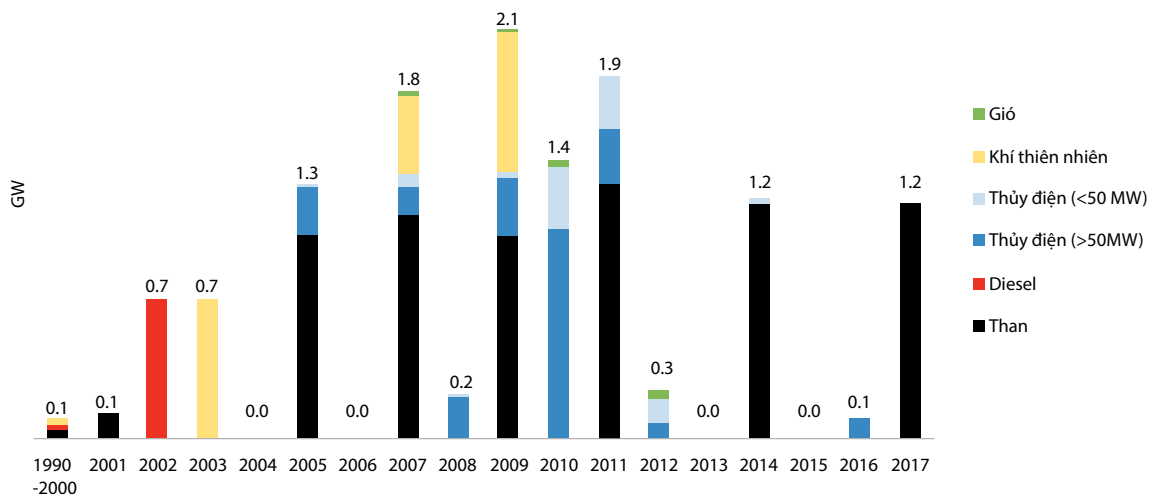
Gần đây, nguồn tài chính của tư nhân nước ngoài cho các dự án năng lượng ở Việt Nam đã gia tăng trở lại. Năm 2017, FDI vào sản xuất điện khoảng 8,4 tỷ USD (chiếm 23% tổng FDI năm 2017), cao hơn tổng vốn đầu tư huy động được trong cả thập kỷ trước đó. Có ba dự án điện lớn được đầu tư từ FDI Nhật Bản và Singapore, gồm nhà máy nhiệt điện Nghi Sơn 2 2,8 tỷ USD, nhà máy nhiệt điện Vân Phong 1 2,6 tỷ USD, nhà máy nhiệt điện Nam Định 1 2,1 tỷ USD, tất cả đều theo hình thức BOT có hỗ trợ của Chính phủ. FDI Hàn Quốc cũng đang cung cấp vốn cho dự án đường ống dẫn khí Lô B-Ô Môn 1,3 tỷ USD. Trong nửa đầu năm 2018, có 8 dự án điện gió và mặt trời được các nhà đầu tư trong nước và quốc tế cam kết với số vốn khoảng 1,5 tỷ USD.

Trước đây, đầu tư tư nhân nước ngoài vào ngành than và ngành khí thường yêu cầu Chính phủ Việt Nam bảo lãnh thanh toán. Họ dùng bảo lãnh và cam kết của Chính phủ (GGU) để bảo hiểm một số rủi ro nhất định của Việt Nam, bao gồm việc các DNNN không thực hiện các nghĩa vụ về bao tiêu và cung cấp, chuyển đổi đồng Việt Nam, điều chỉnh lạm phát và các nghĩa vụ thanh toán chấm dứt sớm. Không giống như bảo lãnh của MOF cho các khoản vay của EVN từ ngân hàng thương mại, các khoản nợ tiềm ẩn không liên quan đến nợ vay này không được ghi là nợ được Chính phủ bảo lãnh nhưng lại có tác động tài khóa tiềm ẩn đáng kể, do đó cần được quản lý cẩn thận.

Tóm lại, đến năm 2017, đã có khoảng 9,8 GW nhà máy nhiệt điện được khu vực tư nhân nước ngoài cấp vốn và 3,4 GW thủy điện nhỏ và năng lượng tái tạo khác (gió) được cấp vốn chủ yếu

từ khu vực tư nhân trong nước. Tổng cộng có khoảng 8,5 tỷ USD từ đầu tư quốc tế vào nhiệt điện và khoảng 3 tỷ USD từ đầu tư trong nước chủ yếu vào thủy điện nhỏ và điện gió. Tính đến năm 2017, công suất phát điện được tư nhân trong và ngoài nước cấp vốn chiếm 28% tổng công suất đặt 39 GW của cả nước. Các dự án nguồn điện được tư nhân cấp vốn đáng chú ý bao gồm: nhà máy điện khí BOT Phú Mỹ 2.2 (2002), nhà máy điện khí BOT Phú Mỹ 3 (2003), nhà máy nhiệt điện than BOT Mông Dương (2011), Nhà máy nhiệt điện than BOT Vĩnh Tân (2014) và Nhà máy nhiệt điện Duyên Hải 2 (2017). Cả năm dự án này chiếm hơn 60% dòng vốn tư nhân cho ngành điện trong giai đoạn này. Hầu hết các dự án đều được thực hiện theo hình thức BOT, sở hữu nước ngoài chiếm đa số, có hỗ trợ của Chính phủ và vay nợ thương mại quốc tế dài hạn.

Hình 3: Tham gia của tư nhân vào 13,1 GW công suất phát điện (11,3 tỷ USD) (1990-2017)



Nguồn: Cơ sở dữ liệu PPI của Ngân hàng Thế giới. Cơ sở dữ liệu này ghi lại các cam kết đầu tư khi đóng tài chính dựa vào các thông tin được công bố công khai.

Trong thời gian tới, mô hình dựa chủ yếu vào vay nợ Chính phủ để phát triển hạ tầng ngành điện như trước đây không còn bền vững nữa. Khi Việt Nam quy hoạch mở rộng quy mô đầu tư lớn cho ngành điện thì phương thức tài trợ truyền thống vào ngành điện bị hạn chế nghiêm trọng bởi hai yếu tố chính sau.

Thứ nhất, trong những năm gần đây, tình hình tài khóa của Việt Nam đã xấu đi và đang nhanh chóng tiệm cận trần nợ công theo luật định. Theo luật, nợ công của Việt Nam không được vượt quá 65% GDP. Do thâm hụt ngân sách khá lớn trong những năm gần đây, nợ công đã tăng mạnh từ 51,7% GDP năm 2010 lên 61,4% GDP năm 2017. Tài chính công dự báo sẽ vẫn thắt chặt trong vài năm tới, ít nhất là cho đến khi hoàn thành dự thảo Kế hoạch tài chính và ngân sách trung hạn (2016-20) của Chính phủ. Dư nợ được Chính phủ bảo lãnh và cho vay lại đối với EVN đã lên đến 4% GDP và khả năng mở rộng phạm vi này trong những năm tới sẽ bị hạn chế do trần nợ công. Trên thực tế, điều này có nghĩa là EVN sẽ rất khó dựa vào Chính phủ để bổ sung vốn hoặc vay trực tiếp từ các ngân hàng thương mại, từ các DP và IFI yêu cầu MOF bảo lãnh.

Thứ hai, do gần đây đạt mức thu nhập trung bình, khả năng tiếp cận các nguồn vốn ưu đãi cao từ các IFI và DP của Việt Nam đã giảm xuống. Là nước có thu nhập trung bình, Việt Nam đang trong quá trình “tốt nghiệp” các cửa sổ tài trợ ưu đãi cao của các IFI và DP. Nhìn chung, tổng tài trợ ưu đãi của ADB, AfD, JICA, KfW và IBRD cho ngành năng lượng của Việt Nam đã giảm mạnh trong 2 năm qua (bảng 7), từ 2,5 tỷ USD xuống còn 620 triệu USD cho giai đoạn 2017-18.

Bảng 7: Khối lượng cho vay vào năng lượng theo kế hoạch của 5 IFI/DP chính ở Việt Nam (triệu USD)

Ngân hàng	Kế hoạch 2017	Thực hiện 2017	Kế hoạch 2018	Thực hiện 2018	Kế hoạch 2019	Tổng kế hoạch*
ADB	153	0	220	142**	350	1.033
AfD	123	112**	110**	88**	110	343
JICA	0	0	429	0	429	429
KfW	375	177	484	0	150	1.054
IBRD	102	102	530	0	350	1.012
Tổng	753	391	1.773	230	1.389	3.781

*Ghi chú:** Thông tin do 5 IFI/đối tác phát triển song phương cung cấp năm 2017.

** Cho vay không bảo lãnh nghĩa là Chính phủ Việt Nam không cung cấp bảo lãnh

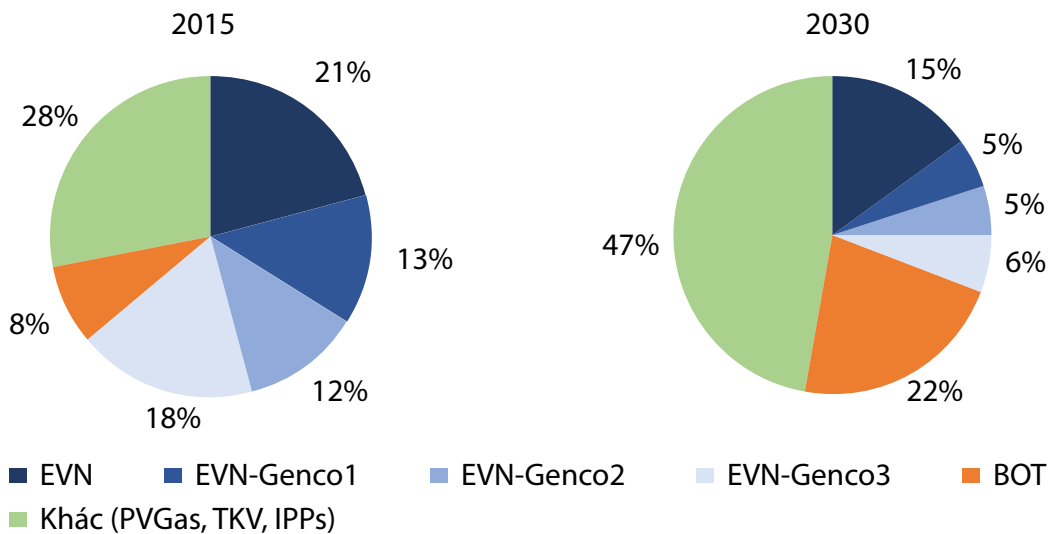
Tuy nhiên, dự kiến Việt Nam vẫn sẽ tiếp tục tiếp cận nguồn tài chính này với các điều khoản ít ưu đãi hơn. Các đối tác phát triển song phương (cụ thể là từ Trung Quốc, Nhật Bản và Hàn Quốc) vẫn tiếp tục ủng hộ mạnh mẽ cung cấp vốn cho lĩnh vực năng lượng với các điều khoản ít ưu đãi hơn nhưng yêu cầu có bảo lãnh Chính phủ. Ngoài ra, một số IFI có thể cung cấp tài chính mà không cần bảo lãnh Chính phủ (AIIB, ADB, AfD) hoặc đang xem xét thực hiện điều này trong tương lai gần (KfW, JICA). Ví dụ, AfD hiện đang cung cấp khoản vay không bảo lãnh Chính phủ trị giá 60 triệu Euro để mở rộng dự án thủy điện Yali 720 MW do EVN sở hữu. Tuy nhiên, phần lớn khoản vay không yêu cầu bảo lãnh Chính phủ này sẽ không có các điều khoản ưu đãi cao như Việt Nam nhận được trước đây mà gần hơn với các điều khoản thương mại. Ngoài ra còn có xu hướng là tài trợ ưu đãi bổ sung cho giảm thiểu biến đổi khí hậu (như Quỹ Khí hậu xanh - GCF) và do đó cũng đầu tư vào năng lượng ở Việt Nam. Ngoài ra, một số quỹ mới cũng đang bước vào lĩnh vực này và một số DPs đã tăng nguồn tài trợ không hoàn lại của mình (ví dụ, EU với 340 triệu Euro cho năng lượng).

Hậu quả của thắt chặt tài chính là gì? Trong ngắn và trung hạn, các rào cản ở khu vực công sẽ hạn chế khả năng EVN tiếp cận tài nguồn tài chính ưu đãi cao cũng như các nguồn tài chính kém ưu đãi hơn, những nguồn tài chính yêu cầu có bảo lãnh Chính phủ cũng như khối lượng lớn tài chính từ các ngân hàng thương mại trong nước. Mặc dù xếp hạng tín nhiệm gần đây của EVN cho phép doanh nghiệp tiếp cận một số nguồn vốn thương mại không cần bảo lãnh Chính phủ, nhưng có lẽ vẫn không đủ để đáp ứng yêu cầu đầu tư lớn của doanh nghiệp, đặc biệt là đối với các công ty con 100% sở hữu của EVN (là NPT và năm PC). Các công ty này cần thực hiện đầu tư lớn vào lưới điện và cần Chính phủ hỗ trợ để huy động vốn ODA và/hoặc tài chính hỗn hợp. Do đó, phải có chuyển đổi cấp tiến về trách nhiệm đầu tư trong lĩnh vực này sang khu vực tư nhân, phù hợp với mục tiêu của Chính phủ đặt ra trong quy hoạch phát triển hệ thống điện. Tuy nhiên, điều này đòi hỏi Chính phủ phải ban hành khung pháp lý, quy định và thể chế để thu hút đầu tư này và giảm thiểu rủi ro.

Cổ phần hóa các công ty phát điện của EVN theo kế hoạch và dựa nhiều hơn vào các nhà sản xuất điện độc lập sẽ làm giảm vai trò của EVN trong đầu tư vào phát điện trong thời gian tới.

Tính đến năm 2017, EVN và ba tổng công ty phát điện (Gencos) của EVN sở hữu tới 64% công suất đặt của Việt Nam. Tuy nhiên, đã có kế hoạch cổ phần hoá ba Gencos này thông qua giao dịch tự do trên thị trường chứng khoán lên tới 51% sở hữu từ năm 2018. Hiện vẫn chưa rõ là liệu thị trường có hấp thụ hết 51% cổ phần không, và mức độ các nhà đầu tư tư nhân mua được so với các doanh nghiệp Nhà nước khác. Theo chính sách của Chính phủ, EVN sẽ chỉ giữ sở hữu toàn bộ các nhà máy thủy điện đa mục tiêu, tất cả các nhà máy phát điện khác đang được phát triển sẽ do các công ty phát điện được cổ phần hóa hoặc các nhà sản xuất điện độc lập nắm giữ. Đến năm 2030, dự kiến tất cả các Gencos sẽ được cổ phần hóa hoàn toàn và EVN chỉ duy trì sở hữu các tài sản phát điện chiến lược (như các nhà máy thủy điện đa mục tiêu). Tuy nhiên, IPO thất bại của Genco 3 đầu năm 2018 đã cho thấy rõ ràng là cổ phần hoá những tài sản phát điện lớn và có giá trị cao bao gồm cả các nhà máy nhiệt điện và năng lượng tái tạo sẽ rất khó khăn. Các nhà đầu tư nước ngoài dường như không muốn đầu tư vào một tổng công ty năng lượng lớn như Gencos, và bán cổ phần của các nhà máy điện riêng lẻ trong Genco có thể sẽ dễ hơn do khả năng tiếp cận được các thông tin công khai và ít rủi ro hơn.

Hình 4: Phát triển cấu trúc thị trường phát điện theo quy hoạch



Nguồn: EVN

Do đã có kế hoạch cổ phần hóa trong lĩnh vực phát điện và vai trò của tư nhân trong lĩnh vực này ngày càng tăng, lĩnh vực chính cần tiếp tục đầu tư công trong dài hạn sẽ là truyền tải và phân phối. Chính phủ sẽ xem xét cổ phần hóa toàn bộ hoặc một phần lĩnh vực phân phối điện với tư cách là một phần của thị trường bán lẻ cạnh tranh đầy đủ sau năm 2021. Truyền tải, được coi là tài sản chiến lược của Chính phủ, sẽ vẫn hoàn toàn thuộc sở hữu Nhà nước tại EVN. Dự kiến các lĩnh vực lưới điện trong chuỗi cung ứng điện sẽ cần lượng đầu tư khoảng 2-3 tỷ USD mỗi năm trong giai đoạn 2016-30. Mặc dù trong tương lai gần, lưới điện vẫn thuộc sở hữu của Nhà nước nhưng NPT và các PC đang tìm cách tiếp cận tài chính thương mại, điều này đòi hỏi các công ty phải cải thiện bảng cân đối kế toán của mình thông qua áp dụng biểu giá phân phối và truyền tải phản ánh chi phí và chuyển đổi thành các công ty độc lập được quản trị tốt trong cơ cấu doanh nghiệp của EVN. Hiện nay NPT đang trong tiến trình để nhận được xếp hạng tín nhiệm và năm PC cũng cần làm như vậy.

3.2 Ngành khí

PVN đã có đóng góp lớn vào huy động vốn phát triển ngành khí Việt Nam thông qua vốn chủ sở hữu của mình, dựa trên quan hệ đối tác (nắm cổ phần ít hơn) với các công ty dầu khí quốc tế. Là một DNNN, PVN cũng tiếp cận nguồn vốn từ MOF và các ngân hàng thương mại. PVN là một trong những doanh nghiệp quan trọng nhất hoạt động trong nền kinh tế Việt Nam, đóng góp 25-30% thu ngân sách Nhà nước. PVN hoạt động thông qua nhiều công ty con, bao gồm: (a) PVEP chịu trách nhiệm về các hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí thượng nguồn và quản lý hợp đồng chia sản phẩm; (b) PV Gas, quản lý các hoạt động khí trung nguồn và bán lẻ với độc quyền về vận chuyển và phân phối khí; và (c) PV Power quản lý chủ yếu các dự án điện khí. Toàn tập đoàn PVN có doanh thu khoảng 13 tỷ USD mỗi năm. Nếu như trước đây, tập đoàn có kết quả tài chính vững chắc thì gần đây lợi nhuận đã bị ảnh hưởng bất lợi do sự kết hợp giữa giá dầu giảm và mở rộng kinh doanh ngoài ngành.

Các bể khí hiện nay của Việt Nam được phát triển chủ yếu thông qua đầu tư tư nhân từ các công ty dầu khí quốc tế hợp tác với PVN. Cho đến nay, để phát triển các mỏ khí, PVN đã hợp tác với các công ty dầu khí quốc tế và thường giữ cổ phần thiểu số khoảng 20% khi phát triển các mỏ.

Hạ tầng trung nguồn được tài trợ từ cả nguồn vốn chủ sở hữu của PVN và nguồn vốn tư nhân. PVN đóng góp lớn vào cấp vốn hạ tầng trung nguồn, chủ yếu từ dòng tiền tự có của mình, có hệ số nợ/vốn chủ sở hữu rất thấp. Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn là dự án duy nhất trong phân khúc vận chuyển và phân phối khí thiên nhiên nhận được đầu tư tư nhân vào năm 2002. Với giá trị 1 tỷ USD, chỉ riêng dự án lớn này đã chiếm khoảng 50% đầu tư hạ tầng khí trung nguồn tại Việt Nam kể từ khi thành lập lĩnh vực khí thiên nhiên.

Cũng giống như ngành điện, mô hình huy động vốn đầu tư cho ngành khí như trước đây không còn phù hợp để đáp ứng những thách thức phía trước. Đầu tư thế hệ thứ hai vào ngành khí sẽ khó khăn hơn nhiều so với thế hệ đầu tiên vì một số lý do.

Thứ nhất, phát triển các mỏ khí thế hệ tiếp theo sẽ cần lượng vốn đầu tư lớn hơn trong bối cảnh ngành khí toàn cầu vẫn chưa thu hồi đầy đủ chi phí do sụt giảm giá dầu sau năm 2014. Các mỏ khí hiện tại đang suy giảm sản lượng và các nguồn cung mới cũng chậm hơn. Hơn nữa, phát triển và vận hành các mỏ mới trong nước sẽ tốn kém hơn so với các mỏ hiện có. Việt Nam rất khó thu hút các nhà đầu tư vào các Hợp đồng chia sản phẩm mới (PSC) do giá khí trong nước phải chịu điều tiết cao, chi phí phát triển mỏ nhiều và hạn chế về vốn trong toàn ngành do giá dầu toàn cầu giảm và Luật Dầu khí cần phải sửa đổi cho phù hợp với yêu cầu hiện nay.

Thứ hai, tình hình tài chính của PVN bị dàn trải do đa dạng hóa đầu tư ngoài ngành. PVN đã mở rộng hoạt động ra ngoài ngành nghề kinh doanh chính là dầu và khí sang các lĩnh vực ngoài ngành như cung cấp thiết bị và vật tư, sản xuất phân bón và đóng tàu. Trong quá trình đó, tập đoàn đã phát triển thành một cấu trúc doanh nghiệp phức hợp gồm 32 công ty con. Điều này khiến bảng cân đối kế toán của PVN bị dàn trải, hạn chế doanh nghiệp tài trợ các khoản đầu tư cần thiết để thúc đẩy sản xuất khí trong nước.

Nhìn chung, các chỉ số tài chính cho thấy PVN vẫn là một công ty có lãi, mặc dù doanh thu và lợi nhuận sau thuế có xu hướng giảm trong giai đoạn 2014-16, trước khi phục hồi vào năm 2017.

Bảng cân đối kế toán tương đối vững chắc với giá trị tài sản dài hạn nhỏ hơn nợ dài hạn và vốn chủ sở hữu, nghĩa là tài sản dài hạn đang được cấp vốn đầy đủ từ các nguồn lực dài hạn. Lo ngại về hệ số trả nợ nhỏ hơn 1 giai đoạn 2013-16 đã được giải quyết trong năm 2017, khi hệ số này tăng lên 1,16 lần, điều đó có nghĩa là thu nhập ròng từ hoạt động đủ để trang trải các khoản trả nợ hàng năm. Suy giảm khả năng trả nợ của PVN giai đoạn 2013-16 là do giá dầu thế giới giảm từ đỉnh 90 USD/thùng năm 2014 xuống còn 40 USD/thùng năm 2016, khiến thu nhập giảm mạnh tới 41%, từ 18,5 tỷ USD năm 2013 xuống còn 10,5 tỷ USD năm 2016 và thậm chí thu nhập hoạt động còn giảm nhiều hơn từ 2,9 tỷ USD xuống còn 1,1 tỷ USD. Giá dầu hiện đang trở lại ở mức 66 USD/thùng (bình quân năm 2018) và các chỉ số tài chính dự báo của PVN cho năm 2017 và 2018 dự kiến được cải thiện đáng kể.

Thứ ba, nhu cầu chuyển dịch sang hệ thống dựa vào LNG nhập khẩu sẽ gây áp lực lớn lên khung định giá khí trước đây.

Dựa vào triển vọng sản xuất hiện tại và quy hoạch của Chính phủ, Việt Nam cần bắt đầu nhập khẩu khối lượng lớn LNG trong vòng 5-10 năm tới. Sự linh hoạt và định giá thấp như hiện nay từ các thị trường LNG và FSRU có thể mang lại cho Việt Nam nhiều lợi ích, mang lại nguồn bổ sung quý giá cho nguồn cung tương đối thiếu linh hoạt và không đủ từ các mỏ khí mới. Tuy nhiên, phụ thuộc nhiều vào LNG sẽ khiến Việt Nam chịu tác động của giá thị trường nhiều hơn, trong khi thông lệ định giá khí hiện nay ở Việt Nam chủ yếu dựa vào thương thảo song phương, dùng mốc chuẩn là mức giá sản xuất trong nước vô cùng thấp trước đây, ít tương quan với chi phí sản xuất trong tương lai hoặc chi phí cơ hội cao hơn của khí thiên nhiên.

Nhận biết được những thách thức đó, Chính phủ đã ban hành tầm nhìn dài hạn tự do hóa ngành khí, mặc dù các cải cách lớn này chưa có kế hoạch bắt đầu trước năm 2025.

Chính phủ đã công bố Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035, dựa vào văn bản luật được hiện đại hóa cho ngành. Quy hoạch này tính tới tự do hóa thị trường sau khi thoái vốn khỏi hầu hết các công ty con của PVN, giảm tỷ lệ sở hữu Nhà nước xuống dưới 50%. Trong số các công ty đầu tiên dự kiến cổ phần hoá là PV Power và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Vào tháng Giêng năm 2018, PV Power đã tiến hành đấu giá IPO thành công với 16% cổ phần công ty. Vai trò tương lai của Chính phủ trong lĩnh vực này sẽ chỉ giới hạn ở lập chính sách, quy định và quy hoạch, với các chính sách định giá khí hợp lý được ban hành. Tuy nhiên, lịch trình cải cách của Chính phủ đã hoãn lại đến năm 2025, đặt ra nghi ngờ là các khoản đầu tư cấp bách sẽ được huy động vốn như thế nào trong những năm tới. Điều này có thể đòi hỏi tham gia của đầu tư tư nhân phải lớn hơn trong các yêu cầu đầu tư tương lai, và để làm được điều đó, việc cấp thiết phải làm là phát triển khung đầu tư chắc chắn và nhất quán.



**Rào cản nào cản trở
huy động thêm vốn?**

4. Rào cản nào cản trở huy động thêm vốn?

Mô hình tài chính trước đây cho ngành năng lượng khó có thể tồn tại lâu hơn. Giải quyết những rào cản hiện đang hạn chế tiếp cận các nguồn tài chính tiềm năng khác đối với Việt Nam là rất quan trọng. Có ba loại rào cản, có thể nhóm lại dựa vào cách chúng ảnh hưởng đến từng kênh chính huy động vốn có sẵn tại Việt Nam

- Các rào cản cản trở sử dụng IPP và PPP rộng rãi hơn để mang lại triển vọng nắm bắt nguồn vốn quốc tế nhiều hơn theo hình thức tài chính dự án.
- Các rào cản cản trở các DNNN lớn trong ngành năng lượng trực tiếp tiếp cận các thị trường vốn quốc tế không cần bảo lãnh Chính phủ theo hình thức tài chính doanh nghiệp.
- Các rào cản giới hạn khả năng huy động vốn bằng nội tệ dài hạn nhiều hơn ở thị trường trong nước, đây có thể là nguồn tài chính theo hình thức tài chính dự án hoặc tài chính doanh nghiệp.

4.1 Rào cản ảnh hưởng đến PPP/PPPs

Gần đây, Việt Nam đã điều chỉnh môi trường đầu tư của mình theo hướng thuận lợi hơn cho Đối tác công tư. Khung pháp lý cho phép thành phần tư nhân tham gia vào cơ sở hạ tầng thông qua PPP đã được cải thiện với việc ban hành Nghị định 63/2018/NĐ-CP về đầu tư PPP. Nghị định mới này thay thế Nghị định 15/2015/NĐ-CP được ban hành trước đây để giúp tạo ra một khuôn khổ pháp lý thống nhất và nhất quán hơn cho đầu tư tư nhân vào các lĩnh vực hạ tầng công cộng. Nghị định 15 trước đây được dự thảo để hướng dẫn chi tiết cho các cơ quan Nhà nước cũng như các nhà đầu tư tư nhân, tạo thuận lợi trong lập và thực hiện dự án. Tuy nhiên, cho đến nay không có dự án PPP nào được mua sắm theo Nghị định 15 kể từ khi Nghị định này được ban hành. Một trong những lý do là bất kỳ dự án nào được phân loại là PPP đều phải tuân thủ các quy trình và yêu cầu được nêu trong Nghị định 15/2015, bao gồm, ngoài những yêu cầu khác, quy trình lập nghiên cứu khả thi cũng như các quy trình đấu thầu cạnh tranh. Đáng tiếc là nhiều cơ quan chức năng thiếu năng lực kỹ thuật và nguồn lực tài chính cần thiết để đáp ứng các yêu cầu này, và do đó chọn cách tránh né bằng cách phát triển các dự án theo các luật và quy định khác. Điều này đặc biệt đúng trong ngành năng lượng, là ngành thường trao giấy phép đầu tư cho các nhà đầu tư trong và ngoài nước trên cơ sở thương thảo.

Hy vọng Nghị định 63 sẽ hỗ trợ sử dụng PPP nhiều hơn ở Việt Nam trong tương lai, cụ thể là Nghị định này cho phép sử dụng linh hoạt hơn các loại hợp đồng PPP cũng như các lĩnh vực có thể thực hiện PPP. Quan trọng hơn, Nghị định 63 còn làm rõ các hình thức sử dụng vốn đầu tư của Nhà nước để hỗ trợ các dự án PPP và yêu cầu tất cả các dự án do khu vực tư nhân khởi xướng cần vốn đầu tư Nhà nước phải được đấu thầu cạnh tranh.

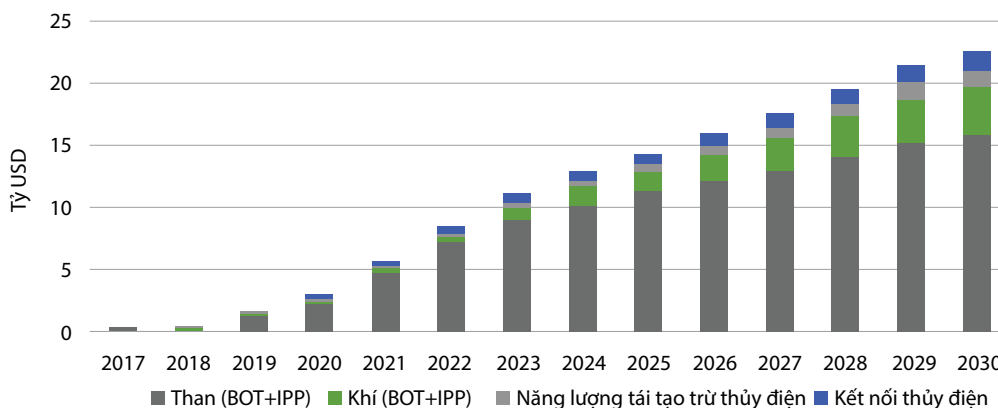
Khác biệt cơ bản về quan điểm giữa Chính phủ và nhà đầu tư về chia sẻ rủi ro trong PPP và IPP là nguyên nhân làm chậm hoặc cản trở triển khai nguồn vốn quốc tế, đặc biệt là đối với năng lượng tái tạo. Việt Nam đã khởi động làn sóng thứ hai đầu tư vào các dự án nguồn điện IPP từ năm 2007/08.

Tuy nhiên, hai dự án đầu tiên đã không hoàn thành được thỏa thuận tài chính cho đến tận năm 2011 (Mông Dương) và năm 2014 (Vinh Tân 4), trong khi hai dự án còn lại vẫn đang thương thảo sau đó một thập kỷ, năm 2017. Một trong những nguyên nhân chính khiến các dự án này chậm trễ là do Chính phủ và các nhà đầu tư gặp khó khăn khi thỏa thuận về chia sẻ rủi ro đối với một số vấn đề chính trong hợp đồng dự án bao gồm chuyển đổi lợi nhuận thu được từ nội tệ sang ngoại tệ (chủ yếu là USD) để chuyển tiền ra nước ngoài và thanh toán cho những hàng hóa đầu vào được tính bằng USD (than, khí) cũng như mức độ yêu cầu Chính phủ bảo lãnh cho các rủi ro khác của dự án, chẳng hạn như rủi ro bên bao tiêu sản phẩm và chấm dứt sớm. Trong chương trình năng lượng tái tạo hiện nay của Việt Nam cũng có mối lo ngại tương tự về chia sẻ rủi ro, nghĩa là các PPA không được các nhà đầu tư quốc tế coi là khả thi để cung cấp tài chính (đặc biệt là các điều khoản về chấm dứt sớm, cắt giảm sản lượng và trọng tài) để tài trợ dự án. Tuy nhiên, gần đây một số nhà đầu tư quốc tế từ Xinh-ga-po, Thái Lan, Phi-lip-pin và Ca-na-đa đã cam kết tài trợ cho các dự án điện gió và mặt trời trên cơ sở doanh nghiệp.

Mặc dù có chế độ chuyển đổi tự do tiền tệ nhưng khả năng chuyển đổi ngoại hối vẫn là lo ngại của các nhà đầu tư. Các nhà đầu tư nước ngoài thường lo ngại về khả năng chuyển đổi ngoại hối. Dự trữ ngoại hối của Việt Nam đã tăng lên 63 tỷ USD (2018), tương đương với 3,5 tháng nhập khẩu và dự báo nhu cầu ngoại tệ liên quan đến các dự án BOT và thu nhập từ giá điện trong lĩnh vực năng lượng có thể tăng lên đáng kể đến năm 2030, lên tới 23 tỷ USD mỗi năm đến năm 2030.

Để giảm thiểu rủi ro này, Chính phủ đã cung cấp bảo lãnh chuyển đổi ngoại hối cụ thể cho một số dự án nhiệt điện lớn. Chính sách hiện nay là hạn chế mức độ bảo lãnh và mức trần 30% tổng giao dịch ngoại hối đã thiết lập cho các dự án trước đó ⁶. Trong trường hợp không có bảo lãnh của Chính phủ về chuyển đổi, một số ít các công cụ bảo hiểm tiền tệ sẵn có sẽ cho phép các nhà đầu tư tư nhân bảo hiểm các rủi ro tiền tệ thông qua thị trường.

Hình 5: Ước tính yêu cầu chuyển đổi ngoại hối (2017-30)



Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

Giả định: Các dự án BOT/IPP nhiệt điện trong quy hoạch (31 GW than, 7 GW khí), các dự án năng lượng tái tạo trừ thủy điện và mua bán điện. Hệ số công suất 80% đối với khí/than; giá điện trung bình là 8 UScent đối với than/khí, 7 UScent đối với thủy điện; chuyển đổi ngoại hối 90%.

6 Văn bản của TTCP số 1604/TTg-KTN tháng 11/2011 nêu rằng Chính phủ sẽ cung cấp bảo lãnh chuyển đổi sang USD cho 30% thu nhập bằng đồng Việt Nam từ dự án BOT sau khi đã trừ đi các khoản chi phí bằng đồng Việt Nam, khiến người ta nghi ngại về khả năng chuyển đổi cho 70% còn lại.

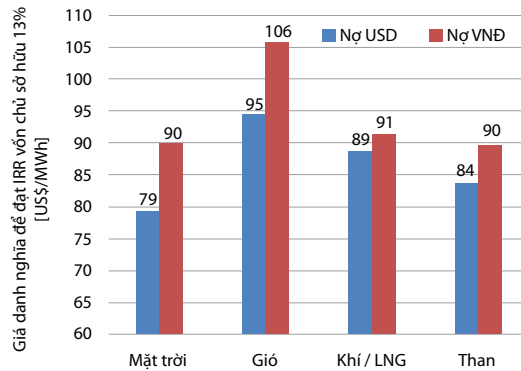
Thiếu khung hợp đồng mẫu được cả Chính phủ và tư nhân chấp nhận là rào cản chính trong thu hút nguồn vốn tư nhân ở quy mô lớn, đặc biệt là nguồn vốn xuyên biên giới. Nếu không có một hợp đồng mẫu khả thi cho vay trên thị trường quốc tế, các vấn đề thường được thương thảo theo từng dự án khiến cho các cuộc thương thảo kéo dài và các điều khoản có thể thay đổi rất nhiều từ dự án này sang dự án khác. Các nhà đầu tư quốc tế coi đây là tín hiệu của sự thiếu nhất quán. Một số bên phát triển dự án trong và ngoài nước đã có giấy phép năng lượng tái tạo và quan hệ với chính quyền địa phương vẫn phải xoay xở để huy động vốn và hỗ trợ kỹ thuật thông qua các ngân hàng trong và ngoài nước. Tuy nhiên, để mở rộng quy mô và huy động đủ vốn để đạt được các mục tiêu năng lượng tái tạo, cần xây dựng một PPA khả thi được ngân hàng chấp nhận thu xếp tài chính trong đó có ba yếu tố cần được cải thiện trong PPA hiện hành: EVN thanh toán đầy đủ khi chấm dứt PPA để đảm bảo các bên cho vay dự án được bảo toàn; bồi thường đầy đủ cho dự án nếu EVN cắt giảm sản lượng tiêu thụ; và trọng tài giải quyết tranh chấp trong PPA phải có thẩm quyền trung lập, quốc tế. Cả ba yếu tố đó đã có trong các dự án BOT của Việt Nam.

Một trong những yếu tố phức tạp mà Chính phủ phải đối mặt là thiếu phương pháp định lượng các khoản nợ tiềm ẩn liên quan đến các loại hỗ trợ khác nhau, điều này sẽ giúp Chính phủ đánh giá khách quan về rủi ro tài chính trong hỗ trợ dự án và đẩy nhanh tiến trình thương thảo chung.

Mặc dù xếp hạng tín nhiệm của EVN ở mức BB (ngang bằng với mức xếp hạng tín nhiệm quốc gia) nhưng một số nhà đầu tư quốc tế có thể vẫn không coi EVN là pháp nhân có tín nhiệm một cách độc lập hoàn toàn và do đó các nghĩa vụ của EVN theo PPA vẫn cần có hỗ trợ nào đó của Chính phủ. Đó có thể là một cam kết mạnh từ Chính phủ, tuy nhiên ở dạng tiềm ẩn (tức là chỉ phát sinh khi xảy ra một số sự kiện nhất định, phần lớn nằm trong tầm kiểm soát của EVN hoặc Chính phủ). Một ví dụ khác về rủi ro mà các nhà đầu tư thường muốn giải quyết là các hợp đồng PPA và BOT phải có điều khoản về chấm dứt sớm trong đó quy định cụ thể việc bồi thường cho các nhà đầu tư tư nhân trong trường hợp bên bao tiêu chấm dứt sớm hợp đồng.

Không tiếp cận được nguồn tài chính xuyên biên giới làm hạn chế khả năng tiếp cận các nguồn tài chính rẻ hơn. Phát triển thị trường vốn trong nước là một sáng kiến dài hạn. Trước mắt, tài chính xuyên biên giới có thể hỗ trợ ngành năng lượng của Việt Nam. Giải quyết những rào cản cản trở tài chính xuyên biên giới là điều rất cần thiết để đa dạng hóa các nguồn vốn tài chính cho đầu tư vào năng lượng. Tuy nhiên nếu không giải quyết các vấn đề liên quan đến PPA thì Việt Nam sẽ khó hưởng được những lợi thế tài chính quốc tế mang lại cho cả lĩnh vực điện và khí trung nguồn, đó là kỳ hạn vay dài hơn và lãi suất cố định. Điều này đặc biệt quan trọng đối với năng lượng tái tạo do chi phí đầu tư ban đầu lớn nên giá thành sản xuất của năng lượng tái tạo nhạy cảm với chi phí vốn hơn nhiều so với các dự án nhiên liệu hóa thạch thông thường. Hình dưới đây cho thấy trong điều kiện thị trường hiện tại, tất cả các công nghệ phát điện, đặc biệt là các dự án gió và mặt trời, sẽ được hưởng lợi từ việc tiếp cận nợ bằng đô la Mỹ, giúp giảm giá điện tiềm năng.

Hình 6: Lợi ích của tiếp cận tài chính xuyên biên giới



Nguồn: IFC.

PPP cho ngành khí còn phải đối mặt thêm một thách thức nữa là phải kết hợp các thỏa thuận thương mại và tài chính với những bên bao tiêu chính hạ nguồn trong ngành điện (cụ thể là EVN). Do sản xuất điện là bên bao tiêu chính đối với khí, tính khả thi về tài chính của PPP trong lĩnh vực khí phụ thuộc rất lớn vào sự kết hợp chặt chẽ hơn nữa trong thương mại và vận hành giữa hai ngành khí và điện. Phát triển các cơ cấu PPP khả thi về tài chính để phát triển các thượng nguồn và trung nguồn cho các mỏ khí và cơ sở hạ tầng ngành khí phụ thuộc vào khả năng ký được hợp đồng mua bán khí và hợp đồng sử dụng cảng LNG với bên bao tiêu có tín nhiệm. Do phát điện chiếm khoảng 80% nhu cầu khí, tính khả thi về tài chính của hợp đồng mua bán khí thường gắn với thỏa thuận của một PPA khả thi về tài chính trong ngành điện. Điều này có nghĩa là tất cả những thách thức đầu tư được nhận diện ở trên cho ngành điện đều được chuyển trực tiếp vào ngành khí. Vì thế trong tương lai, điều quan trọng là cần xây dựng các hoạt động sản xuất điện và sản xuất khí thượng nguồn theo các kế hoạch dự án đồng bộ có điều khoản hợp đồng thống nhất với nhau về cung cấp vốn, bảo đảm thanh toán và hỗ trợ của Chính phủ. Một vấn đề cốt lõi khác là xây dựng các cơ chế định giá để đảm bảo rằng giá khí đang thay đổi, thường liên kết với thị trường toàn cầu, được chuyển qua giá mua điện và cuối cùng là đến người tiêu dùng điện.

Thực hiện PPP trong lĩnh vực LNG cũng đặt ra những thách thức riêng. Do quy mô yêu cầu đầu tư vào cơ sở hạ tầng LNG tương tự như các BOT nhiệt điện lớn, khả năng huy động vốn cho các dự án LNG của các ngân hàng và thị trường vốn trong nước sẽ bị hạn chế nghiêm trọng. Thực tế, Việt Nam cần phát triển năng lực nhập khẩu LNG trên 20 triệu tấn/năm vào giữa những năm 2020. Để làm được điều này, Việt Nam phải đối mặt với hai lựa chọn công nghệ lớn với những tác động tài chính khác nhau. Giải pháp lâu dài nhất là phát triển cảng nhập trên bờ, với tổng chi phí ước tính là 8 tỷ USD và chi phí mỗi dự án tối thiểu khoảng 1 tỷ USD. Mặc dù khoản đầu tư này có thể được huy động một phần thông qua bảng cân đối kế toán của PVN và EVN, nhưng khối lượng đầu tư liên quan có thể sẽ rất khó khăn. Một lựa chọn khác là có thể áp dụng cơ cấu PPP có đóng góp từ nguồn vốn công kết hợp với các biện pháp tăng cường tín dụng liên quan. Một phương pháp tiếp cận đòi hỏi ít vốn đầu tư hơn là khởi đầu bằng công trình FSRU, với yêu cầu đầu tư ban đầu khoảng 100 triệu USD cho hạ tầng cố định và trả tiền thuê cho chính FSRU đó. Phương án này sẽ giúp giảm gánh nặng tài chính trước mắt liên quan đến phát triển LNG, đồng thời giúp Việt Nam có thêm kinh nghiệm về loại nhiên liệu này. Trong dài hạn, cần phải xây dựng cảng nhập LNG trên bờ quy mô lớn,

nhưng chỉ đến khi tính khả thi về kinh tế và tài chính của LNG được thiết lập thì huy động vốn cho công trình này mới trở nên dễ dàng hơn.

4.2 Rào cản ảnh hưởng tới tài chính doanh nghiệp của các DNNN

Các công ty có quy mô và tầm vóc như EVN và PVN có thể tự mình huy động vốn (trong và ngoài nước) mà không cần Chính phủ hỗ trợ. Trên thế giới, các công ty lớn được quản lý tốt ở các thị trường mới nổi ngày càng có khả năng huy động vốn trực tiếp từ các ngân hàng thương mại hoặc thông qua phát hành trái phiếu doanh nghiệp để giảm bớt nhu cầu bảo lãnh hoặc các hỗ trợ khác từ MOF. Tuy nhiên, làm được như vậy hay không phụ thuộc rất lớn vào độ tín nhiệm của các công ty, được định lượng thông qua xếp hạng tín nhiệm đầy đủ do một cơ quan xếp hạng có uy tín thực hiện. Điều này, đến lượt nó lại phụ thuộc vào khả năng của doanh nghiệp trong việc chứng minh tài chính lành mạnh thông qua một tập hợp các yếu tố bao gồm hiệu quả của hoạt động kinh doanh, cơ chế biểu giá ổn định nhưng linh hoạt, và/hoặc hỗ trợ ngân sách đáng tin cậy. EVN đang có kế hoạch đa dạng hóa các nguồn tài vốn trợ và đặt mục tiêu tăng vốn dài hạn từ các nguồn thương mại, bao gồm cả thông qua thị trường vốn quốc tế. Bước đầu tiên, EVN đã nhận được xếp hạng tín nhiệm lần đầu vào tháng 6 năm 2018. Tuy nhiên, EVN vẫn có thể yêu cầu các IFI hỗ trợ một số hình thức tăng cường tín dụng để nâng cao xếp hạng tín nhiệm cho trái phiếu và nhờ đó giảm chi phí. Ngoài ra, mặc dù các đơn vị của EVN trong ngành điện, như công ty truyền tải điện (NPT) và các công ty phân phối (PC) đều đã trở thành các công ty nhưng chưa được xếp hạng tín nhiệm và có đủ sức mạnh tài chính để tăng huy động vốn thương mại từ bảng cân đối kế toán của mình để đáp ứng các nhu cầu cầu đầu tư lớn. Do đó, điều quan trọng là Chính phủ cần cung cấp hỗ trợ (bảo lãnh) cho những pháp nhân đó huy động vốn cho đến khi các doanh nghiệp này có thể tự mình huy động được.

Mặc dù là một doanh nghiệp được quản lý tốt về kỹ thuật và vận hành nhưng trong những năm gần đây EVN có kết quả tài chính yếu và giảm sút. Là một doanh nghiệp dịch vụ công cộng, EVN và các công ty con chủ chốt (NPT và các PC) thể hiện hiệu quả hoạt động tốt. Ví dụ, tất cả năm công ty phân phối điện đều báo cáo tỷ lệ thu tiền điện đạt gần 100% và tổn thất phân phối khoảng 5%, phù hợp với thông lệ quốc tế tốt nhất. Tuy nhiên, hiệu quả tài chính chung của toàn bộ EVN trong những năm gần đây suy yếu và giảm sút. Thu nhập ròng trước lãi và thuế năm 2015 có kết quả âm và chỉ vừa đủ dương năm 2016. Tài sản ngắn hạn vẫn thấp hơn nhiều so với nợ ngắn hạn, cho thấy hạn chế trong thanh khoản ngắn hạn. Ngoài ra, ba trong số chín công ty con của EVN niêm yết trên thị trường chứng khoán bị thua lỗ.

Lý do chính dẫn đến EVN có kết quả tài chính yếu kém là do giá điện cho khách hàng cuối đã không bắt kịp chi phí sản xuất. Mặc dù EVN đạt được hiệu quả hoạt động cao nhưng giá điện cho người dùng cuối vẫn tương đối thấp là nguyên nhân chính dẫn đến kết quả tài chính yếu kém của doanh nghiệp này. Giá điện của EVN bị đóng băng từ năm 2015 và chỉ tăng lên mức bình quân 0,076 USD/kilowatt-giờ vào tháng 11 năm 2017 so với tổng chi phí cung cấp dịch vụ ước tính khoảng 0,12 USD/kilowatt-giờ năm 2017. Để bắt kịp đầu tư theo quy hoạch, theo ước tính giá điện cần phải tiếp tục tăng lên 0,14 USD cho mỗi kilowatt-giờ vào đầu những năm 2020. Ngoài ra, giá điện hiện tại cũng thấp hơn mức giá mà EVN dự kiến mua từ các nhà máy phát điện mới (tái tạo và nhiệt điện).

Hơn nữa, việc phụ thuộc nhiều hơn vào các nguồn vốn thương mại - những nguồn vốn có chi phí cao hơn, trong khi tài trợ Chính phủ thông qua MOF ngày càng ít đi trong thời gian tới chắc chắn sẽ làm tăng chi phí sản xuất điện, đòi hỏi phải tăng giá điện để ngăn chặn tình hình tài chính của EVN xấu hơn nữa.

Để tự huy động nguồn vốn tài chính cho các đầu tư của mình mà không dựa vào bảo lãnh Chính phủ, EVN cần cải thiện kết quả tài chính của mình. Kế hoạch phục hồi tài chính do Ngân hàng Thế giới cùng EVN lập từ năm 2015 đã cho thấy giá điện phản ánh đầy đủ chi phí sẽ là một thành phần cơ bản và quan trọng đối với tính bền vững tài chính của EVN trong tương lai và đề xuất một lộ trình điều chỉnh giá điện đến năm 2021. Tuy nhiên, yếu tố kinh tế chính trị của tăng giá điện ở Việt Nam rất phức tạp và có những lo ngại về xã hội, kinh tế và chính trị xung quanh việc tăng giá điện, đặc biệt với nhận thức của công chúng rằng giá điện của EVN là thỏa đáng và công ty đã 'có lãi' (trong một năm tài chính điển hình). EVN đã bắt tay vào chiến dịch truyền thông về giá điện để giải thích rõ cần phải có giá điện cao hơn để có thể tiếp tục đầu tư vốn vào ngành trong tương lai. Các biện pháp tài chính khác để củng cố niềm tin của nhà đầu tư bao gồm tăng cường tính minh bạch và nâng cao quản trị doanh nghiệp, bao gồm cả kế toán tài chính, cũng như báo cáo và công bố thông tin dựa trên các chuẩn mực báo cáo tài chính quốc tế (IFRS).

Đối với PVN, cổ phần hóa theo kế hoạch các công ty con sẽ huy động được nguồn vốn đáng kể và khai thông các khả năng tài chính đầu tư mới. Chính phủ có kế hoạch thoái vốn ở hầu hết tất cả các công ty con của PVN vào năm 2019 thông qua tiến trình cổ phần hóa chào bán lần đầu ra công chúng (IPO). Một trong những công ty con chính, PV Power, đã thực hiện IPO thành công từ đầu năm 2018. PV Power là đơn vị sản xuất điện lớn thứ hai sau EVN, sở hữu và vận hành ba nhà máy điện khí, ba nhà máy thủy điện và một nhà máy điện than với tổng công suất 4,2 GW. MOIT đề xuất cho phép PVN nắm giữ tối thiểu 51% cổ phần trong PV Power đến năm 2025 và sau đó giảm tỷ lệ sở hữu xuống dưới 50%. Với thu nhập hàng năm của PVN khoảng 13 tỷ USD, số tiền thu được từ cổ phần hóa sẽ tương đối lớn và có thể cung cấp dòng tiền đáng kể cho đầu tư trong tương lai. Ngoài ra, những công ty được cổ phần hóa cho sở hữu tư nhân có tiềm năng tiếp cận thị trường vốn trong và ngoài nước. Tuy nhiên, điều này có thể vẫn cần đến một số hình thức hỗ trợ của Chính phủ cho đến khi các công ty được xếp hạng là có tín nhiệm.

Quá trình cổ phần hóa diễn ra không hề đơn giản. Cho đến nay, cổ phần hóa các DNNN ở Việt Nam thông qua IPO cho thấy kém hiệu quả, nhiều doanh nghiệp Nhà nước không thể thu hút đủ nhà đầu tư trong nước và quốc tế, kể cả trong lĩnh vực năng lượng (như Genco 3). Thêm nữa, nhiều công ty phát điện có hệ số nợ trên vốn chủ sở hữu cao. Một thách thức lớn là định giá giá trị tài sản doanh nghiệp, quyền sử dụng đất và giá trị đất liên quan. Các nhà đầu tư nước ngoài cũng lo ngại về quản trị doanh nghiệp, tính minh bạch và chất lượng kế toán của các doanh nghiệp Việt Nam. Do đó, gần đây Chính phủ đã ban hành các văn bản luật liên quan (Nghị định 126/2017/NĐ-CP; Thông tư 41/2018/TT-BTC) cung cấp sự minh bạch và bảo vệ tốt hơn cho các nhà đầu tư. Cần phải xem liệu những thay đổi này có đủ để thu hút các nhà đầu tư tư nhân vào ba công ty phát điện không. Tuy nhiên, trước đây cũng đã có các IPO thành công trong lĩnh vực năng lượng, bao gồm Công ty Lọc hóa dầu Bình Sơn (PVR) và Tổng công ty Điện lực Dầu khí (PV Power), bán được tổng cộng 17 nghìn tỷ đồng (tương đương 750 triệu đô la Mỹ) giá trị cổ phần.

4.3 Rào cản ảnh hưởng đến thị trường vốn và nợ trong nước

Việt Nam có mức tiết kiệm trong nước cao nhưng tỷ lệ đầu tư vào ngành năng lượng đang thu hẹp lại. Tỷ lệ tiết kiệm trong nước của Việt Nam tương đối cao, khoảng 30% GDP. Tỷ lệ này tương đương với khoảng 60 tỷ USD năm 2017 cung cấp nguồn vốn tiềm năng lớn cho thị trường vốn và nợ trong nước. Tổng dư nợ tài chính trên thị trường vốn trong nước ước tính đạt 422 tỷ USD năm 2017, trong đó ngành năng lượng chỉ nắm giữ được 3,3%.

Các ngân hàng thương mại là những chủ thể lớn nhất trên thị trường cho vay trong nước của Việt Nam. Các kênh chính để huy động vốn trong nước là các ngân hàng thương mại và một số ngân hàng phát triển, với tổng dư nợ cho vay khoảng 250 tỷ USD năm 2017. Mặc dù có tiến bộ trong những năm gần đây nhưng khung pháp lý và giám sát vẫn còn yếu và hạ tầng tài chính còn thiếu. Có sự kết nối chặt chẽ giữa ngân hàng và doanh nghiệp, và các ngân hàng thương mại hạn chế cho vay đầu tư có kỳ hạn do nguồn vốn không đủ và hệ số an toàn vốn (CAR) thấp bởi chất lượng tài sản và trích lập dự phòng cho các khoản nợ xấu (NPL). Ngoài ra, chứng khoán hóa tài sản của bảng cân đối kế toán để quản lý rủi ro không thực hiện được do thiếu các quy định liên quan. Điều này cản trở các ngân hàng quản lý hiệu quả danh mục cho vay và các rủi ro ngành của mình.

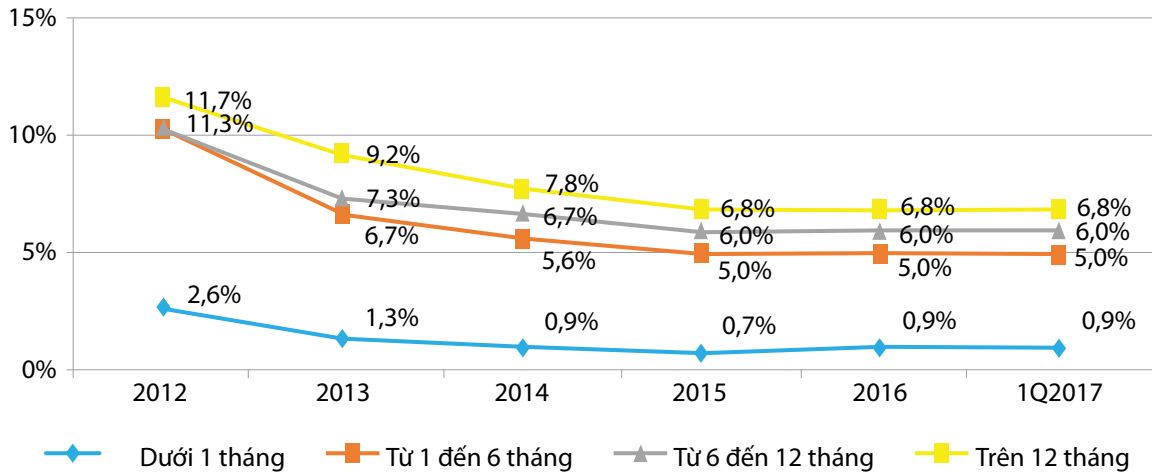
Bảng 8: Ước tính các nguồn tài chính cho ngành năng lượng hiện nay (tỷ USD)

Nguồn tài chính (tỷ USD)	Tổng hiện tại (tỷ USD)	Hiện tại cho năng lượng (tỷ USD)	Tỷ lệ cho năng lượng (%)
Ngân hàng thương mại trong nước, tổng vốn vay, 2016	242,3	10,0	4,1
Ngân hàng Phát triển Việt Nam, tổng vốn vay, 2016	13,2	0,5	3,8
Trái phiếu Chính phủ (thị trường trong nước)	62,1	1,0	1,6
Trái phiếu doanh nghiệp/tỉnh/thành phố	11,7	<0,1	0,3
Các công ty bảo hiểm	4,6	-	0,0
Quỹ hưu trí	16	0,1	0,6
Thị trường chứng khoán	72,5	2,2	3,0
Tổng	422,4	13,8	3,3

Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

Do cơ cấu tiền gửi, các ngân hàng thương mại gặp khó khăn khi cung cấp nguồn vốn dài hạn theo yêu cầu của các dự án hạ tầng. Các ngân hàng Việt Nam thường cho vay ngắn hạn vì thiếu nguồn vốn dài hạn để cung cấp cho các khoản vay trung hạn (1-3 năm) và dài hạn (trên 5 năm). Trên thực tế, tỷ lệ vốn ngắn hạn được sử dụng để cho vay dài hạn ở mức thậm trọng 50%, tạo ra sự mất cân đối giữa tài sản và nợ đối với các ngân hàng. Thiếu dòng tiền gửi dài hạn chủ yếu là do đường lãi suất theo kỳ hạn tiền gửi trên thị trường trong nước nằm ngang (xem hình dưới); chênh lệch lãi suất giữa các khoản tiền gửi dài hơn và ngắn hơn thời hạn 12 tháng chỉ có 80 điểm cơ bản. Lãi suất cho vay ngắn hạn ở Việt Nam cũng cao, hiện tại dao động từ 7,5 - 9,5%, mặc dù mức này thấp hơn một chút đối với các ngành (như năng lượng) được Chính phủ thúc đẩy dưới dạng tín dụng theo chỉ đạo. Thiếu nguồn cho vay dài hạn phản ánh bản chất ngắn hạn của các khoản tiền gửi.

Hình 7: Lãi suất tiền gửi nội tệ theo kỳ hạn



Nguồn: Stoxplus.

Hạn chế tiếp cận nguồn vốn dài hạn, thiếu hiểu biết về ngành và hạn mức trần đối với một khách hàng vay đã kìm hãm các ngân hàng thương mại cung cấp nguồn tài chính cho ngành năng lượng. Mặc dù các ngân hàng thương mại có quan tâm đến cho cung cấp vốn cho năng lượng tái tạo và các dự án LNG, nhưng các ngân hàng này thường không thể cung cấp được lượng vốn lớn vì nhiều lý do. Thứ nhất, tính ngắn hạn của các khoản tiền gửi gây khó khăn cho các ngân hàng thương mại cơ cấu sản phẩm tài chính cân đối giữa các khoản tiền gửi ngắn hạn với dòng tiền từ những dự án dài hạn đó. Thứ hai, các ngân hàng trong nước thường thiếu kiến thức chuyên môn kỹ thuật để thẩm định các dự án năng lượng tái tạo, do đó làm gia tăng mức độ rủi ro đối với ngân hàng. Thứ ba, do quy mô của EVN trên thị trường trong nước, và thực tế là doanh nghiệp này thường xuyên vay từ các ngân hàng tư nhân và Nhà nước, nên nhiều ngân hàng gần hoặc đã đạt đến giới hạn cho vay của mình đối với một khách hàng, được thiết lập ở mức 15% vốn chủ sở hữu của ngân hàng. Điều này làm hạn chế khả năng EVN và PVN vay thêm tiền từ các ngân hàng để cấp vốn cho các chương trình đầu tư của mình, trừ khi ngân hàng có thể chứng khoán hóa một phần khoản vay của EVN và PVN. Cuối cùng, các NPL tồn đọng trong ngành ngân hàng cần phải được giải quyết thông qua xử lý hoặc tái cơ cấu nợ để các ngân hàng có dư địa cho vay nhiều hơn.⁷

Ngoài ngành ngân hàng, thị trường vốn trong nước vẫn còn tương đối kém phát triển so với các nước láng giềng ở Đông Nam Á. Vốn hóa thị trường chứng khoán vào khoảng 76% GDP năm 2016, nhưng tính thanh khoản và mua bán thấp. Mặc dù một số doanh nghiệp Nhà nước được niêm yết nhưng trên thực tế, Chính phủ vẫn giữ quyền quản lý rất chặt. Thị trường trái phiếu doanh nghiệp đang trong giai đoạn trứng nước với tổng lượng phát hành chỉ bằng 1% GDP, gồm một số công ty từ EVN và PVN. Thị trường đang mở rộng, mặc dù chậm, do số lượng ít các công ty lớn có thể phát hành trái phiếu chất lượng cao cũng như nhu cầu thấp từ các nhà đầu tư tổ chức. Nó cũng bị cản trở bởi các thủ tục rườm rà về phát hành trái phiếu, chi phí giao dịch cao, thiếu tính minh bạch và thông tin

⁷ Gần đây Quốc hội đã thông qua nghị quyết 42 về xử lý nợ xấu trong ngành ngân hàng. Nghị quyết này cho phép ngành ngân hàng linh hoạt hơn trong xử lý nợ xấu.

cho các nhà đầu tư. Hầu hết các trái phiếu phát hành gần đây đã được cơ cấu như các giao dịch bán nợ và được chuyển chủ yếu thông qua các ngân hàng trong nước dưới dạng phát hành trái phiếu riêng lẻ. EVN lập hoạch phát hành trái phiếu đến năm 2020 để huy động vốn cho các nhu cầu đầu tư của mình.

Thị trường cho các tổ chức đầu tư hiện rất nhỏ với hầu hết các khoản đầu tư được chuyển sang kênh trái phiếu Chính phủ nhưng đây là một nguồn đầu tư dài hạn khả thi. Đối với các tổ chức đầu tư có tầm nhìn dài hạn, các quỹ hưu trí và công ty bảo hiểm còn tương đối nhỏ nhưng đang phát triển, hiện đang quản lý danh mục đầu tư tương ứng là 20 tỷ USD và 5 tỷ USD. Chính sách đầu tư của cả hai đối tượng này đều nghiêng hẳn về trái phiếu Chính phủ. Tuy nhiên, các tổ chức này có tiềm năng lớn cung cấp tài chính cho đầu tư dài hạn do cơ cấu nợ của họ, khi họ tìm cách đa dạng hóa danh mục đầu tư của mình và tăng lợi nhuận. Tuy nhiên, điều này yêu cầu phải phát hành trái phiếu doanh nghiệp chất lượng cao, lý tưởng nhất là phải được xếp hạng.



Cần làm gì để khai thông
các nguồn tài chính mới?

5. Cần làm gì để khai thông các nguồn tài chính mới?

Khai thác các nguồn tài chính mới và ở quy mô lớn cho hạ tầng năng lượng thiết yếu ở Việt Nam đòi hỏi phải có nỗ lực chính sách được phối hợp được tổ chức thành ba trụ cột. Việt Nam đã nhận thấy nhu cầu đầu tư vào ngành năng lượng lớn hơn bao giờ hết, vào thời điểm các mô hình tài chính truyền thống ngày càng trở nên hạn chế và ít khả thi hơn. Mặc dù có một số cách mở rộng và đa dạng hóa nguồn tài chính đầu tư cho năng lượng ở Việt Nam, nhưng mỗi cách trong số này phải đối mặt với những thách thức lớn để hiện thực hóa. Do đó, nhất thiết phải chuyển đổi mô thức để mở rộng khả năng sẵn sàng về vốn cho ngành năng lượng, đồng thời giảm được gánh nặng cho Nhà nước. Để nắm bắt cơ hội này, Chính phủ cần có một nỗ lực chính sách bền bỉ và được phối hợp tốt để đạt được tiến bộ trên ba trụ cột song song (xem bảng dưới):

Trụ cột I: Phát triển một chương trình IPP/PPP lớn để tạo dựng niềm tin cho nhà đầu tư;

Trụ cột II: Chuẩn bị cho các công ty điện và khí tiếp cận nguồn vốn thương mại; và

Trụ cột III: Nâng cao khả năng cung cấp vốn bằng nội tệ.

Mỗi trụ cột được trình bày chi tiết hơn dưới đây.

Bảng 9: Khai thông các nguồn tài chính cho đầu tư năng lượng

Trụ cột 1	Trụ cột 2	Trụ cột 3
Xây dựng chương trình IPP/PPP lớn để tạo dựng niềm tin cho nhà đầu tư	Chuẩn bị cho các công ty điện & khí tiếp cận nguồn vốn thương mại	Nâng cao khả năng cung cấp vốn bằng nội tệ
<p>(1) Xây dựng khung chính sách minh bạch</p> <ul style="list-style-type: none"> • Chia sẻ rủi ro • Hỗ trợ của Chính phủ • Khả năng chuyển đổi tiền tệ • Quản lý nợ tiềm ẩn • Mua sắm IPPs/PPPs 	<p>(1) Tối ưu hóa sử dụng nguồn tài chính công và ODA hạn chế</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ưu tiên nguồn tài chính ưu đãi trong tương lai 	<p>(1) Tăng khả năng sẵn sàng của thị trường vốn dài hạn trong nước</p> <ul style="list-style-type: none"> • Huy động vốn dài hạn • Xây dựng các sản phẩm tài chính dài hạn • Sửa đổi Nghị định 90 (phát hành trái phiếu doanh nghiệp) cho phép các công ty năng lượng minh bạch/công khai hơn về phát hành rộng rãi trái phiếu để tiếp cận thị trường nợ doanh nghiệp
<p>(2) Áp dụng cách tiếp cận IPP/PPP theo chương trình</p> <ul style="list-style-type: none"> • Công bố danh mục dự án tiềm năng cho nhiều năm 	<p>(2) Tăng cường tín nhiệm của các DNNN ngành năng lượng</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tái tài trợ các khoản nợ công hiện nay • DNNN ngành năng lượng bị hạn chế tiếp cận tài chính thương mại • Chuyển sang giá điện phản ánh đầy đủ chi phí 	<p>(2) Dỡ bỏ rào cản đối với các ngân hàng thương mại trong nước</p> <ul style="list-style-type: none"> • Giải quyết hạn trần tín dụng với một khách hàng và dỡ bỏ rủi ro đầu tư vào lĩnh vực năng lượng • Nâng cao năng lực ngành ngân hàng để thẩm định các dự án năng lượng
	<p>(3) Cập nhật khung chính sách và quy định đối với khí và LNG</p> <ul style="list-style-type: none"> • Xây dựng chính sách định giá khí/LNG phản ánh chi phí đang tăng lên và xây dựng khung thương mại tích hợp đối với khí dùng cho phát điện • Xác định phương pháp tiếp cận quy hoạch và điều tiết hiện đại cho LNG. • Thực hiện tự do hóa ngành khí 	

5.1 Trụ cột I: Phát triển một chương trình IPP/PPP lớn để tạo dựng niềm tin cho các nhà đầu tư

Để mở rộng được IPP/PPP ở quy mô cần thiết và tạo làn sóng đầu tư tiếp theo vào năng lượng, cần phải có cách tiếp cận theo chương trình, được thiết kế tốt, có thể được triển khai rộng rãi trong vài năm tới. Gần đây, mặc dù Việt Nam đã có tiến bộ trong hài hoà và lồng ghép khung pháp lý cho PPP, nhưng vẫn còn thiếu những yếu tố cần thiết để khởi động một chương trình PPP/IPP lớn, mới ở quy mô cần thiết để giải quyết nhu cầu đầu tư vào nguồn điện đến năm 2030. Cho đến nay, mặc dù các BOT và IPP đã xây dựng được 13 GW công suất phát điện dựa vào thương thảo song phương, quy hoạch các IPP đến năm 2030 cần phải phát triển thêm 41 GW công suất nữa. Nhận định chung là xây dựng một lượng công suất phát điện lớn như vậy mà chỉ dựa vào thương thảo sẽ dẫn đến kết quả không tối ưu cho Việt Nam, và cần phải áp dụng đấu thầu cạnh tranh.

Các bộ chủ quản thiếu kiến thức lập và mua sắm cạnh tranh các dự án IPP/PPP là một phần nguyên nhân dẫn đến việc thực thi khung pháp lý mới còn yếu và chậm kết thúc quá trình thương thảo. Để có một chương trình IPP/PPP thành công trong tương lai, điều quan trọng là phải xây dựng năng lực và tính tới thiết lập một ban PPP trung ương hoạt động hiệu quả để mua sắm công suất phát điện mới.

Ngoài ra, để tối đa hóa lợi ích cho các nhà đầu tư, Chính phủ cần xem xét xây dựng và khởi động một chương trình PPP/IPP cho nhiều năm dựa trên danh mục các dự án năng lượng lớn tiềm năng với mục tiêu thiết lập một minh chứng mạnh mẽ các dự án IPP/PPP thành công dựa trên quá trình đấu thầu cạnh tranh và minh bạch để giảm dần yêu cầu cần Chính phủ hỗ trợ theo thời gian. Điều này có thể được triển khai rộng rãi với khung thời gian khác nhau cho các loại dự án khác nhau, bắt đầu bằng chương trình đấu giá điện mặt trời áp dụng sau khi kết thúc cơ chế FIT hiện đang được MOIT chuẩn bị. Chương trình PPP/IPP cho phát điện phải được xây dựng gắn liền với PDP8 đang được chuẩn bị.

(1) *Xây dựng khung chính sách rõ ràng và minh bạch*

(a) Chia sẻ rủi ro. Các cuộc thương thảo song phương cho từng dự án về chia sẻ rủi ro (bao gồm khả năng chuyển đổi tiền tệ, hỗ trợ tín dụng của Chính phủ để thực hiện các nghĩa vụ của DNNN, giải quyết chấm dứt sớm hợp đồng, trọng tài, v.v) là cách thức mở rộng đầu tư không hiệu quả. Đồng thời, chia sẻ rủi ro 'tiêu chuẩn' hiện hành trong các PPAs điện gió, điện mặt trời và thủy điện về cơ bản không được các nhà đầu tư quốc tế chấp nhận, và kết quả, các dự án này sẽ chắc chắn khó thu hút được nguồn vốn nước ngoài. Do đó, Chính phủ cần phải áp dụng một khuôn khổ hợp đồng vững chắc và nhất quán cho tất cả các dự án IPP/PPP.

(b) Hỗ trợ của Chính phủ. Về hỗ trợ của Chính phủ nhằm nâng cao tín nhiệm và tác động của những bảo lãnh đó đối với bảng cân đối kế toán của Chính phủ, cần tập trung giảm tối đa

mức hỗ trợ cần có để thu hút mức đầu tư tư nhân như mong muốn đồng thời cũng cần thực tế rằng Việt Nam vẫn đang trong quá trình thiết lập minh chứng vững chắc để phát triển các IPP/PPP. Do đó, Chính phủ vẫn cần hỗ trợ trong giai đoạn đầu của chương trình ở mức độ hào phóng hơn để khuyến khích các nhà đầu tư tư nhân tham gia và tạo dựng niềm tin cho họ, sau đó sẽ giảm dần mức hỗ trợ và tăng phân bổ rủi ro trở lại cho khu vực tư nhân khi thị trường đã có niềm tin hơn vào chương trình và khả năng của Chính phủ trong việc đáp ứng các nghĩa vụ của mình.

Các sản phẩm bảo lãnh của các IFI hiện có cũng có thể làm các nhà đầu tư trong và ngoài nước yên tâm. Nó có thể dưới dạng bảo lãnh rủi ro chính trị, bảo lãnh rủi ro tín dụng một phần, hoặc các quỹ chia sẻ rủi ro cho thua lỗ ban đầu, từ đó giúp giảm chi phí vốn (và nhờ đó làm giảm chi phí điện đối với Việt Nam).

(c) Khả năng chuyển đổi ngoại hối. Chuyển đổi ngoại hối hiện là vấn đề gây tranh cãi với nhiều nhà đầu tư quốc tế, đòi hỏi bảo lãnh thỏa đáng của Chính phủ. Giải pháp trước mắt là khuyến khích sử dụng các sản phẩm bảo hiểm chuyển đổi và chuyển nhượng có sẵn từ một số tổ chức đa phương như MIGA, dù phải trả phí bảo hiểm. Giải pháp dài hạn hơn là phát triển thị trường hoán đổi tiền tệ để rủi ro tiền tệ của Việt Nam có thể được các nhà đầu tư nước ngoài tự bảo hiểm mà không cần bảo lãnh. Tuy nhiên, thị trường phái sinh tại Việt Nam, bao gồm cả các công cụ bảo hiểm rủi ro hối đoái, vẫn ở giai đoạn non trẻ. Các sản phẩm phái sinh có sẵn chỉ giới hạn ở các sản phẩm tiền tệ cơ bản như giao dịch ngoại hối giao ngay, giao dịch hoán đổi lãi suất ngắn hạn và giao dịch hoán đổi hàng hóa được giao kết cho mục đích bảo hiểm rủi ro giữa ngân hàng Việt Nam hoặc chi nhánh Việt Nam của ngân hàng nước ngoài với đối tác Việt Nam. Ngân hàng Việt Nam được cấp phép hoặc chi nhánh Việt Nam của ngân hàng nước ngoài cũng có thể tham gia vào các giao dịch phái sinh xuyên biên giới (như hoán đổi lãi suất) với đối tác nước ngoài tùy thuộc vào giao dịch và đối tác tham gia và được SBV chấp thuận, tùy từng trường hợp. Nghị định 42/2015 mở rộng phạm vi của các phái sinh cho phép trong đó có bao gồm quyền chọn và tương lai.

(d) Quản lý nợ tiềm ẩn. Hiện tại, nợ được Chính phủ bảo lãnh được tính đầy đủ vào trần nợ công theo luật định, trong khi hỗ trợ tiềm ẩn của Chính phủ cho IPP/PPP (ví dụ như bảo đảm doanh thu tối thiểu và bảo lãnh thanh toán, v.v) lại không được tính. Mặc dù Chính phủ rất thận trọng trong việc cung cấp hỗ trợ tiềm ẩn do lo ngại rằng hỗ trợ này vẫn có thể có những hậu quả tài khóa không chắc chắn. Do đó, điều quan trọng là phải xây dựng một khuôn khổ rõ ràng và có cơ sở chắc chắn để đánh giá rủi ro tài khóa liên quan đến các loại hỗ trợ khác nhau của Chính phủ, cũng như một quá trình giám sát và theo dõi chúng như là một phần trong giám sát tài chính của MOF. Điều này sẽ giúp (i) hỗ trợ việc ra quyết định về loại hỗ trợ nào nên được cung cấp trong quá trình thương thảo hợp đồng, (ii) tăng tính minh bạch của các quyết định đó, và (iii) giảm bớt những lo ngại về thận trọng tài khóa. Thiết lập các ngưỡng cam kết tài chính và nợ tiềm ẩn (FCCL) (bao gồm đóng góp của Nhà nước đối với tài chính PPP trong đó có các nợ tiềm ẩn) trong các nghị định liên quan đến PPP có thể cho phép Chính phủ hỗ trợ tích cực hơn cho phát triển PPP (và tài chính thương mại liên quan) trong lĩnh vực năng lượng vì Chính phủ sẽ tự tin hơn với lý do nợ tiềm ẩn đang được hạch toán và theo dõi chính xác.

(e) **Mua sắm IPP/PPP.** Có thể phải sửa đổi luật và khung pháp lý liên quan tới IPP/PPP vì các luật và quy định hiện hành không được các bên liên quan coi là “phù hợp với mục đích”. Đã có các thảo luận xung quanh việc dự thảo luật PPP mới để thay thế các nghị định và quy định hiện hành về PPP ở Việt Nam. Thông qua luật mới có thể cải thiện mạnh mẽ cách tiếp cận về luật pháp và quy định về PPP hiện nay và đảm bảo sự thống nhất giữa các bộ và cơ quan chủ quản. Thực tế, một trong những rào cản đối với mua sắm IPP/PPP là mặc dù hiện nay đã có khung pháp lý, yêu cầu sử dụng đấu thầu cạnh tranh cho IPP/PPP, hầu hết các giao dịch vẫn tiếp tục thực hiện dựa trên cơ sở thương thảo trực tiếp. Điều này tạo ra ấn tượng là sân chơi không bình đẳng đối với tư nhân, và đặc biệt là đối với các nhà đầu tư nước ngoài. Trong khi có thể giải trình được lý do thương thảo trực tiếp cho một số trường hợp thì trong hầu hết các trường hợp thông thường, quy trình đấu thầu mở, cạnh tranh và minh bạch mới có thể mang lại hiệu quả đầu tư tốt nhất cho Chính phủ đồng thời khuyến khích ngày càng nhiều chủ thể tham gia vào thị trường Việt Nam. Sự hiện diện kéo dài của các dự án IPP chưa hoàn thành thỏa thuận tài chính sau một thập kỷ thương thảo đã tạo ra tiền lệ không tốt và không khuyến khích các nhà đầu tư mới thâm nhập thị trường Việt Nam. Đồng thời, quan trọng là phải áp dụng các quy trình với các mốc thời gian rõ ràng về cách thức tiến hành thương thảo cho các IPP/PPP trong tương lai. Bên cạnh đó, một nút cổ chai khác trong quá trình mua sắm cũng cần được giải quyết, đó là sự thiếu nhất quán giữa các tỉnh liên quan đến cấp phép và thủ tục cấp phép, cũng như đòi hỏi quá nhiều các loại giấy phép cần thiết cho một dự án.

(2) **Áp dụng cách tiếp cận IPP/PPP theo chương trình**

(a) **Công bố danh mục dự án tiềm năng cho nhiều năm.** Nhằm đưa ra tín hiệu cho các nhà đầu tư về cam kết nghiêm túc của mình đối với các dự án IPP/PPP, Chính phủ cần xem xét công bố chương trình IPP/PPP cho phát điện trong 2-3 năm tới. Cần xác định các dự án ưu tiên phù hợp với IPP/PPP, có công tác chuẩn bị thỏa đáng và công bố lịch trình mua sắm chúng theo một quy trình rõ ràng và được chuẩn hóa như mô tả ở trên. Chương trình này cần được công khai cho các nhà đầu tư quốc tế thông qua hình thức các đợt quảng bá kêu gọi đầu tư. Một chương trình quy mô lớn và có thể dự báo được sẽ giúp các nhà đầu tư tiềm năng thấy được những lợi ích khi đầu tư vào thị trường Việt Nam. Điều này cũng giúp Chính phủ nhanh chóng nhân rộng và mở rộng các giao dịch thành công cũng như giảm chi phí phát triển cho các nhà đầu tư vào thị trường (bao gồm cả đánh giá chi tiết, lập tài liệu, công tác pháp lý, v.v). MOIT hiện đang xây dựng PDP8. Là một phần trong công tác lập quy hoạch mới, đây là cơ hội tốt để song song xây dựng chương trình IPP/PPP cho phát điện.

Bảng 10: Trụ cột I Các hành động đề xuất - Khởi động chương trình IPP/PPP lớn

Các rào cản chính (Bên chịu trách nhiệm)	Hành động ngắn hạn (Trong vòng một năm)	Hành động trung hạn (1-3 năm)
(1) Thiếu các khung chính sách rõ ràng và minh bạch		
(a) Chia sẻ rủi ro giữa Chính phủ và khu vực tư nhân (MOIT/MOF/SBV)	Xây dựng khung chia sẻ rủi ro (bắt đầu bằng năng lượng mặt trời là một phần trong xây dựng cơ chế đấu giá điện mặt trời)	Xây dựng khung chia sẻ rủi ro được cải thiện cho tất cả các công nghệ phát điện
(b) Hỗ trợ của Chính phủ (MOIT/MOF)		Xây dựng khung hỗ trợ Chính phủ minh bạch đối với các công nghệ phát điện
(c) Khả năng chuyển đổi tiền tệ (MOF/SBV)	Khuyến khích sử dụng sản phẩm bảo hiểm chuyển đổi	Xây dựng chiến lược cho thị trường hoán đổi tiền tệ VNĐ/ USD
(d) Nhận diện, theo dõi và quản lý nợ tiềm ẩn (MOF/MPI)	Xây dựng khung toàn diện để quản lý nợ tiềm ẩn	
(e) Mua sắm các IPP/PPP (MOIT)	Xây dựng quy trình đấu thầu minh bạch và cạnh tranh cho công suất phát điện mới	Sử dụng đấu thầu cạnh tranh cho tất cả các công suất phát điện mới
(2) Thiếu phương pháp tiếp cận PPP theo chương trình		
(a) Công bố danh mục dự án tiềm năng cho nhiều năm (MOIT)	Xác định các dự án tiềm năng là một phần trong lập PDP8	Công bố danh mục dự án tiềm năng cho nhiều năm cho IPP/PPP

5.2 Chuẩn bị cho các công ty điện và khí tiếp cận nguồn vốn thương mại

Tài chính doanh nghiệp vẫn sẽ là một kênh chủ chốt huy động vốn đầu tư vào các ngành này, đồng nghĩa với việc phải dựa ngày càng nhiều vào sức mạnh bảng cân đối kế toán của doanh nghiệp mà không có hỗ trợ của Nhà nước. Tất cả các công ty năng lượng cần định hướng đạt được xếp hạng tín nhiệm tích cực với mục tiêu có thể tự huy động vốn mà không có hỗ trợ của Nhà nước. Hợp lý hóa các chính sách định giá cho cả điện và khí, cũng như hiện đại hoá các khung pháp lý và thể chế liên quan là những bước rất quan trọng để đạt được mức tín nhiệm đó. Cũng cần có các biện pháp để đảm bảo vẫn còn dư địa cho đầu tư công vào các lĩnh vực không mở cửa cho thành phần tư nhân, chẳng hạn như đầu tư vào truyền tải và phân phối điện, và nguồn tài chính ngày càng khan hiếm của các IFI và DP cần được ưu tiên sử dụng một cách cẩn thận cho các loại đầu tư này. Một số hành động cụ thể để đạt được mục tiêu này được thảo luận dưới đây.

(1) Tối ưu hóa sử dụng nguồn tài chính công và tài chính ưu đãi hạn chế

(a) **Ưu tiên phân bổ các nguồn tài chính ưu đãi trong tương lai.** Dự kiến các nguồn tài chính ưu đãi giành cho Việt Nam và cụ thể cho ngành năng lượng sẽ giảm trong tương lai. Điều quan trọng phải đảm bảo việc phân bổ nguồn vốn tài chính ưu đãi hạn chế này cho các phân ngành và các dự án tuân thủ theo các nguyên tắc hiệu quả để có thể mang lại lợi ích lớn nhất. Các nguyên tắc này cần hướng tới phân bổ các nguồn lực đó cho các chương trình và dự án nhằm thúc đẩy, hình thành và phát triển các thị trường vững chắc cho

các công nghệ và giải pháp năng lượng mới và sạch và trong các phân ngành hiện có cấu trúc không phù hợp để hấp thụ đầu tư tư nhân. Ở dạng đầu tiên, đó là các công nghệ như hệ thống năng lượng tái tạo ở quy mô lớn và các cải tiến tiết kiệm năng lượng, là các lĩnh vực mà đối với thị trường, do hạn chế khả năng cạnh tranh về chi phí và thông tin, khả năng triển khai của khu vực tư nhân không đạt được mức độ mong muốn (như lưu trữ bằng ắc quy)⁸. Ở dạng thứ hai, sẽ là lĩnh vực lưới điện phân phối và lưới điện truyền tải có bản chất độc quyền tự nhiên, hiện đang được Nhà nước nắm giữ (tức là mạng lưới phân phối điện của năm PC và mạng lưới truyền tải của NPT).

(2) **Nâng cao tín nhiệm của các DNNN ngành năng lượng**

(a) **Tái tài trợ cho các khoản nợ công hiện có.** Trong ngành điện, một phần nợ hiện tại của EVN là nợ ngắn hạn với lãi suất tương đối cao. Khi tín nhiệm của EVN tiếp tục được cải thiện, hoặc thông qua sử dụng các sản phẩm bảo lãnh đa quốc gia, doanh nghiệp này có thể tái cấu trúc nợ cho các khoản nợ chi phí cao bằng các khoản vay mới có điều khoản và điều kiện thuận lợi hơn. Điều này giúp giảm trách nhiệm trả nợ của EVN (khoản trả lãi vay cao hơn được bù lại từ khoản trả nợ gốc thấp hơn) thông qua các khoản cho vay tái cấu trúc nợ dài hạn hơn. PVN và một số công ty con của PVN có thể phải đối mặt với tình trạng nợ tương tự nên tái cấu trúc nợ hiện có sẽ có lợi cho doanh nghiệp. Trong bối cảnh này, cần lưu ý rằng Chính phủ chỉ bảo lãnh các khoản vay dài hạn (với thời gian trả nợ ít nhất 10 năm). Trong số các khoản vay của EVN có bảo lãnh Chính phủ, có một số khoản vay đã vào giai đoạn trả nợ gốc, do đó thời hạn của các khoản vay còn lại có xu hướng từ trung hạn đến ngắn hạn.

(b) **Các doanh nghiệp DNNN còn hạn chế trong tiếp cận nguồn vốn thương mại.** Quá trình cổ phần hóa đang được tiến hành ở ngành điện và khí nhằm mục đích thoái một lượng lớn vốn ở các công ty con của EVN và PVN. Một số đơn vị đã cổ phần hóa (như PV Power) thành công hơn một số đơn vị khác (như Genco 3). Việc đưa ra các mục tiêu của chương trình cổ phần hóa là một thách thức lớn, trừ khi những lo ngại chính về môi trường thuận lợi cho thương mại và khả năng tài chính của các công ty được giải quyết. Khi đã thành công, các công ty mới này, dù công hay tư, có thể sẽ huy động được các nguồn vốn của mình trên thị trường trong và ngoài nước, nhưng cần phải chứng minh được mức tín nhiệm và phải được một cơ quan xếp hạng có uy tín chứng nhận.

Do đó, về vấn đề chính sách, điều quan trọng đối với các công ty sẽ được cổ phần hóa cũng như đối với các DNNN ngành năng lượng Nhà nước vẫn duy trì quyền sở hữu (như NPT và các PC) để cải thiện tình hình tài chính và quản trị doanh nghiệp, cần có xếp hạng tín nhiệm và đạt được xếp hạng cấp đầu tư trong thời gian sớm nhất để các công ty này có thể huy động vốn thương mại ở cả thị trường trong và ngoài nước mà không cần Chính phủ hỗ trợ.

8 Hơn 90% đầu tư vào năng lượng tái tạo năm 2016 là từ nguồn vốn tư nhân. Đầu tư công thường chỉ chiếm tỷ lệ nhỏ trong tổng tài chính cho năng lượng tái tạo, 13% giai đoạn 2013-16. Tuy nhiên, ở các nước đang phát triển, đầu tư công cho năng lượng tái tạo chiếm tỷ lệ cao hơn nhiều, do các rào cản về đầu tư cao và chưa có nhiều dự án năng lượng tái tạo thành công. Trong giai đoạn 2013-16, đầu tư công chiếm 49% tổng tài chính cho năng lượng tái tạo ở khu vực Mỹ Latin Caribe, 41% ở khu vực châu Phi cận Sahara và 24% ở Đông Á (Nguồn: Cơ quan năng lượng tái tạo quốc tế và Sáng kiến chính sách khí hậu (RENA & CPI) (2018), Toàn cảnh tài chính năng lượng tái tạo toàn cầu, 2018, IRENA, Abu Dhabi.)

(c) **Chuyển sang giá điện phản ánh đầy đủ chi phí.** Đối với các công ty hoạt động trong ngành điện, mức tín nhiệm ảnh hưởng rất lớn từ việc thiết lập biểu giá điện bán lẻ phản ánh đúng chi phí của dịch vụ (chi phí vận hành, chi phí đầu tư, chi phí trả nợ) cộng với biên lợi nhuận. Áp dụng lộ trình giá điện trong nhiều năm để đảm bảo ngành điện có thể thu hồi đầy đủ chi phí sẽ là một tín hiệu tích cực quan trọng đối với các nhà đầu tư tiềm năng. Tuy nhiên, do có những lo ngại về tác động chính trị-xã hội liên quan đến tăng giá điện, cần đảm bảo rằng bất kỳ lộ trình điều chỉnh giá điện phản ánh đủ chi phí nào cũng phải đi kèm với các chính sách phù hợp để giảm thiểu tác động kinh tế vĩ mô, lạm phát và xã hội để bảo vệ các hộ có thu nhập thấp cũng như cần phải có một chiến dịch nâng cao nhận thức của công chúng về sự cần thiết của tăng giá điện.

(3) **Cập nhật khung chính sách và quy định đối với khí và LNG**

(a) **Xây dựng chính sách định giá khí/LNG phản ánh chi phí đang tăng lên và xây dựng khung thương mại tích hợp cho các dự án khí dùng cho phát điện.** Chính sách định giá khí hiện nay không phản ánh được chi phí ở các mỏ mới và giá LNG đang tăng lên và thiếu một khung thương mại tích hợp khả thi về tài chính cho các dự án khí cho mục đích phát điện. Thu hút nguồn vốn tư nhân vào các dự án khí cho phát điện đòi hỏi phải xây dựng hợp đồng mua bán điện (PPA) khả thi về tài chính, phải hoàn toàn phù hợp với các điều khoản về khối lượng, giá cả, thanh toán, nghĩa vụ thực hiện và các điều khoản khác của thỏa thuận về vận chuyển qua ống dẫn khí, sử dụng cảng và cung cấp khí/LNG có liên quan. Khả năng huy động vốn đầu tư vào ngành khí phụ thuộc rất nhiều vào hoàn thiện khung quy định về giá khí, hiện đang dựa vào các mức chi phí phát triển đặc biệt thấp trước đây để làm chuẩn, không còn phản ánh được điều kiện thị trường hiện tại. Điều quan trọng nữa là cần có các quy tắc định giá rõ ràng nhằm cập nhật giá khí trong các hợp đồng dài hạn để phản ánh kịp thời xu hướng thay đổi của toàn cầu. Trong ngành điện, cần áp dụng một cơ chế quá độ để hỗ trợ chuyển đổi từ phương pháp định giá hiện tại sang phương pháp tiếp cận hoàn toàn dựa vào thị trường. Do phần lớn sản lượng khí của Việt Nam do ngành điện tiêu thụ, nên mọi cải cách sẽ chỉ có ý nghĩa nếu các mức giá thay đổi này được chuyển qua biểu giá điện, là khâu cuối cùng thu hồi chi phí. Thông thường, các quốc gia áp dụng các công thức định giá cho phép thay đổi giá nhiên liệu sẽ thường xuyên tự động cập nhật vào biểu giá điện (như hàng tháng, hàng quý hoặc hai năm một lần) mà không cần can thiệp của cơ quan điều tiết.

(b) **Xác định phương pháp tiếp cận quy hoạch và điều tiết hiện đại đối với LNG.** Khung pháp lý hiện tại của ngành khí không tính tới một số vấn đề cụ thể liên quan đến LNG. Sử dụng LNG sẽ yêu cầu Việt Nam lần đầu tiên tiếp cận với giá khí toàn cầu, vì vậy điều vô cùng quan trọng là xác định cơ chế sao cho giá LNG được chuyển qua thị trường điện. Ngoài ra, còn có những lỗ hổng lớn trong các vấn đề như cách xác định giá tái hóa khí LNG, khả năng và quyền tiếp cận của các chủ thể khác nhau tham gia thị trường và khuôn khổ điều chỉnh các thu xếp PPP để phát triển LNG. Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí hiện nay khá cứng nhắc và có xu hướng ưu đãi các DNNN và gắn với từng dự án cụ thể. Các dự án này không phải lúc nào cũng có chi phí thấp nhất và có thể khiến cho EVN (với tư cách là bên bao tiêu cuối) chịu rủi ro đáng kể. Một chiến lược về hợp đồng và mua sắm LNG được thiết kế tốt có thể cho phép ngành điện hiện thực hóa các lợi ích từ các điều khoản hấp dẫn

về giá và linh hoạt về dung lượng trong thị trường LNG hiện nay. Về cảng nhập LNG, Việt Nam chưa khảo sát đầy đủ khả năng sử dụng công nghệ FSRU để giảm chi phí, có tính linh hoạt cao và giảm các cam kết tài chính. Cũng nên tính tới việc theo đuổi các thu xếp PPP để phát triển cảng nhập khẩu, có thể là một gói tích hợp với sản xuất điện khí. Do kinh nghiệm về LNG tại Việt Nam trước đây không có nên thiếu kiến thức kỹ thuật để ra các quyết định quan trọng về xây dựng chiến lược, cơ cấu thương mại, lựa chọn công nghệ và địa điểm cảng và mua sắm LNG. Do đó, MOIT, EVN và PVN cần thuê các chuyên gia kỹ thuật và pháp lý của bên thứ ba có kinh nghiệm làm cố vấn để hỗ trợ tất cả các quy trình ra quyết định quan trọng xung quanh LNG.

- (c) **Thực hiện tự do hóa ngành khí.** Thực hiện tầm nhìn của Chính phủ đối với ngành khí sẽ không thể đạt được với cấu trúc ngành hiện nay. Nó đòi hỏi phải hiện đại hoá toàn diện khuôn khổ thể chế, pháp lý và quy định cho ngành. Do đó, thực hiện lộ trình tự do hóa cung cấp khí trong ngành khí là rất quan trọng. Trong bối cảnh này, chia tách các đơn vị của PVN để tạo ra một tập hợp các công ty minh bạch và có trách nhiệm giải trình hơn sẽ là bước quan trọng đầu tiên. Sau đó, thiết lập các quy định hiện đại cho ngành và thành lập cơ quan điều tiết sẽ giúp dọn đường cho tự do hóa thị trường và sự tham gia của các chủ thể mới vào thị trường. Một yếu tố quan trọng nữa là thiết lập các cơ chế hợp đồng rõ ràng để người mua và người bán khí giao dịch với nhau cũng như bên thứ ba có thể tiếp cận được mạng lưới phân phối khí.

Bảng 11: Trụ cột II Các hành động đề xuất - Chuẩn bị cho các công ty năng lượng tiếp cận vốn vay thương mại

Các rào cản chính (Bên chịu trách nhiệm)	Hành động ngắn hạn (Trong vòng một năm)	Hành động trung hạn (1-3 năm)
(1) Tối ưu hóa sử dụng nguồn tài chính công và tài chính ưu đãi hạn chế		
(a) Ưu tiên phân bổ tài chính ưu đãi trong tương lai (MOF/MOIT/MPI)		Xây dựng và áp dụng nguyên tắc ưu tiên sử dụng nguồn tài chính ưu đãi hạn chế
(2) Nâng cao tín nhiệm của các DNNN ngành năng lượng		
(a) Tái cấu trúc cho các khoản nợ hiện có của EVN và PVN (EVN, PVN, MOF)	Giảm rủi ro cho Chính phủ bằng cách tái cấu trúc các khoản nợ hiện có của DNNN	Nhận diện các phương án tài chính tư nhân và lưới truyền tải và phân phối thuộc sở hữu Nhà nước
(b) Các DNNN ngành năng lượng bị hạn chế tiếp cận tài chính thương mại (EVN/PVN)	Hoàn thành xếp hạng tín nhiệm cho PVN và NPT và hỗ trợ EVN phát hành trái phiếu xanh quốc tế	Chuẩn bị xếp hạng tín nhiệm cho 5 PC và các công ty con phù hợp của PVN
(c) Giá điện không thu hồi đủ chi phí cung cấp (MOIT)	Tăng cường minh bạch trong thiết lập giá điện và quy trình ra quyết định điều tiết	Thông qua lộ trình thu hồi chi phí trong nhiều năm đối với giá điện
(3) Cập nhật khung chính sách và quy định cho khí thiên nhiên và LNG		
(a) Xây dựng chính sách định giá khí phản ánh chi phí cao hơn ở các mỏ mới và LNG, và khung thương mại tích hợp cho các dự án khí dùng để phát điện (MOIT)	Xây dựng chính sách định giá khí và cơ cấu thương mại tích hợp đối với khí dùng cho phát điện	Ban hành chính sách định giá khí và LNG hiệu quả
(b) Xác định phương pháp tiếp cận quy hoạch và điều tiết hiện đại đối với LNG (MOIT)	Xây dựng chiến lược LNG để nắm bắt được lợi ích do chi phí giảm và nguồn cung linh hoạt sẵn có trên thị trường toàn cầu	Thực hiện chiến lược LNG
(c) Thực hiện tự do hóa ngành khí (MOIT)	Phê duyệt lộ trình ngành khí và luật khí xác định các phân khúc được điều tiết và cạnh tranh và bắt đầu tái cơ cấu PVN	Đưa vào cơ chế tiếp cận mở trong vận chuyển khí và thực hiện các quy định thị trường cho phép linh hoạt trong ký hợp đồng cung cấp và mua bán khí

5.3 Phát động chương trình nâng cao khả năng cung cấp nguồn vốn bằng nội tệ

Cần phải làm lành mạnh các ngân hàng thương mại trong nước đồng thời mở rộng và làm sâu sắc hơn thị trường vốn trong nước là một nhu cầu bức thiết. Cả hai cơ chế tài chính dự án và tài chính doanh nghiệp đều hưởng lợi khi thị trường có dồi dào nguồn vốn bằng đồng nội tệ dài hạn, lãi suất cố định thông qua thị trường nợ và vốn trong nước. Huy động vốn bằng đồng nội tệ hấp dẫn ở chỗ tránh được những rủi ro liên quan đến biến động tỷ giá và khả năng chuyển đổi tiền tệ. Tuy nhiên, hiện nay, những lợi thế này bị lấn át bởi lãi suất cao, kỳ hạn ngắn và nguồn tài chính dài hạn bị hạn chế. Giải quyết những rào cản này đòi hỏi phải có nỗ lực phối hợp để mở rộng và làm sâu sắc hơn thị trường vốn của Việt Nam, đặc biệt là thị trường trái phiếu doanh nghiệp trong nước với vai trò là một kênh tài chính thay thế đầy hứa hẹn cho tài chính dài hạn. Tuy nhiên, do ngành tài chính trong nước cần thời gian để phát triển đến cấp độ có thể hỗ trợ nhiều cho nhu cầu tài chính năng lượng trong tương lai của Việt Nam, điều quan trọng là phải huy động vốn từ các nhà đầu tư và cho vay nước ngoài trong khi phải đảm bảo nguồn tài chính đó được huy động một cách bền vững và các khoản nợ tiềm ẩn được theo dõi và quản lý thỏa đáng. Một số hành động có thể cân nhắc được nhấn mạnh dưới đây.

(1) Tăng khả năng sẵn có vốn dài hạn trong nước

- (a) **Huy động vốn dài hạn.** Lý do dẫn đến sự khan hiếm các khoản vay dài hạn ở thị trường trong nước là sự thiếu hụt các khoản tiết kiệm dài hạn hoặc các nguồn vốn dài hạn khác. Cần phải xây dựng một chiến lược để huy động các khoản tiết kiệm dài hạn, có thể bằng cách sử dụng rộng rãi hơn nữa các quỹ hưu trí và các sản phẩm bảo hiểm nhân thọ; hoặc bằng cách cung cấp các ưu đãi và sản phẩm tài chính cho những người đang gửi tiền tiết kiệm để họ đầu tư tiền của mình vào các khoản tiền gửi dài hạn hơn, ví dụ như thông qua xây dựng đường lãi suất tiền gửi theo kỳ hạn dốc hơn hoặc thành lập các quỹ đầu tư cụ thể dành riêng cho đầu tư cơ sở hạ tầng.
- (b) **Phát triển các sản phẩm tài chính dài hạn.** Gần đây Chính phủ đã thông qua Lộ trình phát triển thị trường trái phiếu giai đoạn 2017-20, tầm nhìn đến năm 2030. Tiến độ chương trình này rất quan trọng để thiết lập các kênh cung cấp tài chính doanh nghiệp dài hạn trong nước cho các công ty con đã được cổ phần hóa của EVN và PVN và để hỗ trợ tái cơ cấu nợ. Trong đó các bước quan trọng cần thực hiện là i) xây dựng mức lãi suất chuẩn mực ngắn hạn, ii) các biện pháp tăng tính thanh khoản trong dài hạn hơn của thị trường trái phiếu Chính phủ, iii) bịt các lỗ hổng trong quy định, iv) cung cấp thông tin có chất lượng tốt hơn về xếp hạng tín nhiệm của trái phiếu doanh nghiệp được phát hành, và v) lồng ghép tiến trình phát hành trái phiếu doanh nghiệp vào thị trường công khai, trong khi nới lỏng các điều kiện đối với tổ chức phát hành (bao gồm các yêu cầu về năm thành lập và lợi nhuận) trên thị trường phát hành trái phiếu riêng lẻ để các công ty dự án và các công ty có mục đích đặc biệt có thể phát hành trái phiếu trong phân khúc này (ví dụ trái phiếu xanh) đồng thời chỉ hạn chế thị trường thu xếp bán riêng này cho các nhà đầu tư đủ điều kiện.⁹

9 Có khuyến nghị sửa đổi đối với Nghị định 90 về phát hành trái phiếu doanh nghiệp.

(c) **Sửa đổi Nghị định 90.** Hầu hết các đợt phát hành trái phiếu doanh nghiệp được thực hiện thông qua phát hành trái phiếu riêng lẻ mà không có yêu cầu đáng kể nào về công bố thông tin. Nghị định 90 hiện đang được sửa đổi để cải thiện các tiêu chuẩn công bố công khai để thu hút thêm các tổ chức đầu tư và cho phép các công ty năng lượng phát hành rộng rãi hơn để tiếp cận thị trường nợ doanh nghiệp.

(2) **Xóa bỏ các rào cản mà các ngân hàng thương mại trong nước đang đối mặt**

(a) **Giải quyết vấn đề giới hạn trần đối với một khách hàng vay và giảm bớt rủi ro đầu tư trong lĩnh vực năng lượng.** Các ngân hàng hiện bị kìm hãm bởi giới hạn trần đối với một khách hàng vay, đây sẽ là trở ngại đối với các dự án năng lượng lớn. Điều này có thể giải quyết thông qua các quỹ chia sẻ rủi ro. Quỹ chia sẻ rủi ro giúp thúc đẩy đầu tư vào lĩnh vực năng lượng thông qua chia sẻ các rủi ro liên quan tới cho vay vào lĩnh vực năng lượng và nhờ đó giảm bớt rủi ro liên quan của ngân hàng. Một cách thức khác có thể giải quyết vấn đề này là thiết lập các cơ chế phối hợp chung bằng cách cho phép các ngân hàng bán bớt một phần trạng thái rủi ro của mình cho các ngân hàng khác. Một phương pháp thay thế là quay vòng trạng thái rủi ro thông qua chứng khoán hóa các tài sản cho vay, điều này đòi hỏi phát triển thị trường trái phiếu trong nước và đưa chứng khoán bảo đảm bằng tài sản vào thị trường. Phương pháp này góp phần làm sâu sắc hơn thị trường trái phiếu doanh nghiệp ở Việt Nam.

(b) **Nâng cao năng lực thẩm định dự án của các ngân hàng.** Nhiều ngân hàng trong nước không quen với các dự án năng lượng, đặc biệt là các công nghệ năng lượng tái tạo và LNG. Điều này khiến các ngân hàng gặp khó khăn khi đánh giá rủi ro tín dụng và định giá các khoản vay phù hợp. Tuy nhiên, nếu các ngân hàng trong nước muốn đóng một vai trò lớn hơn trong cung cấp vốn cho ngành năng lượng trong tương lai, cần tiến hành các hoạt động nâng cao năng lực để cung cấp các kiến thức cần thiết cho các ngân hàng.

Bảng 12: Trụ cột III Các hành động đề xuất – Nâng cao khả năng cung cấp vốn bằng nội tệ

Các rào cản chính (Bên chịu trách nhiệm)	Hành động ngắn hạn (Trong vòng một năm)	Hành động trung hạn (1-3 năm)
(1) Tăng khả năng sẵn sàng của nguồn vốn dài hạn trong nước		
(a) Huy động vốn dài hạn (MOF/SBV)	<ul style="list-style-type: none"> Xây dựng chiến lược huy động tiết kiệm dài hạn trong nước Sửa đổi quy định về phát hành riêng lẻ trái phiếu doanh nghiệp Phát triển các sản phẩm tiết kiệm dài hạn (quỹ hưu trí, bảo hiểm nhân thọ) 	<ul style="list-style-type: none"> Phát hành thí điểm trái phiếu DNNN bằng đồng Việt Nam dưới dạng “giấy chiến lược” không có bảo lãnh của MOF Xây dựng kế hoạch nhu cầu tài chính của DNNN làm cơ sở cho chiến lược tài trợ dài hạn
(b) Xây dựng các sản phẩm tài chính dài hạn (SBV/MOF)	<ul style="list-style-type: none"> Xây dựng chiến lược lãi suất cố định dài hạn và bảo hiểm rủi ro Xây dựng lãi suất chuẩn mực ngắn hạn để nâng cao định giá các công cụ tài chính 	<ul style="list-style-type: none"> Thực hiện chiến lược nợ/hoán đổi Đưa vào các biện pháp tăng tính thanh khoản của thị trường trái phiếu Chính phủ và hài hòa quy trình phát hành trái phiếu doanh nghiệp
(c) Sửa đổi nghị định 90 về phát hành trái phiếu doanh nghiệp (MOF)	Sửa đổi nghị định 90 để minh bạch hơn và để các công ty năng lượng tiếp cận được thị trường nợ doanh nghiệp	Ban hành mô hình giao dịch thị trường vốn trong ngành năng lượng ví dụ như trái phiếu xanh
(2) Dỡ bỏ những rào cản mà các ngân hàng thương mại trong nước đang đối mặt		
(a) Giải quyết vấn đề giới hạn cho vay đối với một khách hàng và giảm bớt rào đầu tư vào năng lượng (MOF)	Xây dựng chiến lược cho các ngân hàng để quay vòng tài sản và giải quyết chất lượng tài sản trong bảng cân đối kế toán của các ngân hàng	<ul style="list-style-type: none"> Tìm hiểu khả năng chứng khoán hóa tài sản để quản lý rủi ro bảng cân đối Thành lập quỹ chia sẻ rủi ro để giảm bớt các mức độ rủi ro
(b) Nâng cao năng lực thẩm định dự án cho các ngân hàng (SBV/ Ngân hàng thương mại)	Xây dựng chiến lược nâng cao năng lực thẩm định cho ngành ngân hàng	





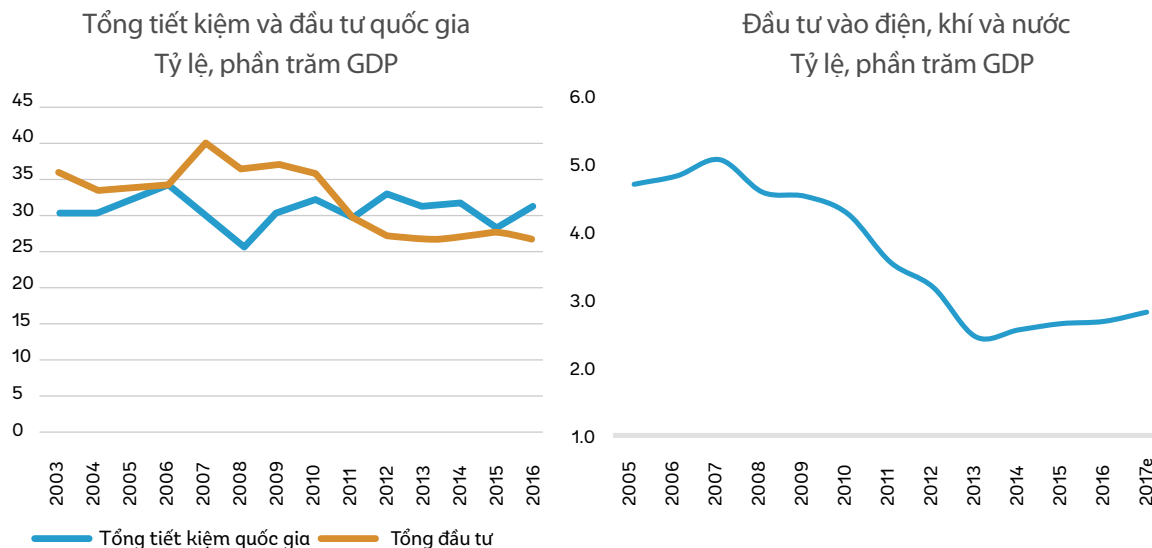
Phụ lục 1. Sơ lược về kinh tế vĩ mô

1.1 Môi trường kinh tế vĩ mô

1. Về tổng thể, môi trường kinh tế vĩ mô của Việt Nam vẫn thuận lợi nhờ vào tăng trưởng bền vững và ổn định kinh tế vĩ mô trên diện rộng. Nhờ vào sản xuất theo hướng xuất khẩu và nhu cầu trong nước vững chắc, tăng trưởng GDP đạt mức bình quân 6%/năm trong giai đoạn 2010-2016. Tăng trưởng bền vững được hỗ trợ bởi sự ổn định của kinh tế vĩ mô. Sau thời kỳ lạm phát cao và bất ổn lớn trong năm 2011, áp lực lạm phát đã giảm bớt với lạm phát toàn phần giữ ở mức một con số trong năm năm qua. Vị thế bên ngoài của Việt Nam vẫn giữ được cân bằng nhờ tăng trưởng xuất khẩu mạnh mẽ, dòng kiều hối vững chắc và thặng dư tài khoản vốn. Mặc dù dự trữ ngoại hối vẫn ở mức tương đối thấp nhưng nhờ dòng tiền vào mạnh, tỷ giá hối đoái tương đối ổn định, dự trữ ngoại hối vẫn tiếp tục tăng, đạt khoảng 63 tỷ USD vào giữa năm 2018, gấp đôi mức danh nghĩa báo cáo vào tháng 12 năm 2015 và tương đương khoảng 3,5 tháng nhập khẩu.
2. Tiết kiệm trong nước cao và dòng vốn FDI lớn cung cấp nguồn lực dồi dào để cấp vốn cho các đầu tư, trong đó có đầu tư vào hạ tầng. Thực vậy, tỷ lệ tiết kiệm trong nước của Việt Nam tương đối cao, chiếm khoảng 30% GDP. Con số này tương đương với khoảng 60 tỷ USD năm 2016 (theo tỷ giá hối đoái hiện hành¹⁰). Bên cạnh đó, Việt Nam cũng đang thu hút nguồn lượng đầu tư nước ngoài khá lớn theo hình thức FDI, khoảng 8% GDP tương đương với 16 tỷ USD năm 2016. Ngược lại, dòng vốn chảy vào danh mục đầu tư còn nhỏ, phản ánh sự hiện diện khá hạn chế của các nhà đầu tư nước ngoài trên thị trường vốn Việt Nam.
3. Tuy nhiên, tăng trưởng đầu tư chung đã chậm lại trong những năm gần đây mặc dù nhu cầu đầu tư vào hạ tầng chưa được đáp ứng vẫn còn lớn. Hoạt động đầu tư đã chậm lại đáng kể kể từ sau cuộc khủng hoảng tài chính toàn cầu 2008/09. Thật vậy, trong hơn sáu năm qua, tỷ lệ đầu tư trung bình chỉ chiếm khoảng 26% GDP (so với 36% của sáu năm trước khủng hoảng tài chính toàn cầu). Mặc dù tăng trưởng đầu tư chậm lại một phần là do điều chỉnh tốc độ đầu tư cao trước khủng hoảng, nó cũng phản ánh thực tế là có một loạt các trở ngại ngăn cản đầu tư, bao gồm các hạn chế về tài chính, thiếu trung gian tài chính hiệu quả và thị trường vốn mỏng đã làm hạn chế đầu tư từ khu vực tư nhân trong nước.

¹⁰ Tỷ giá hối đoái áp dụng là 22.350 (tỷ giá bình quân năm 2016).

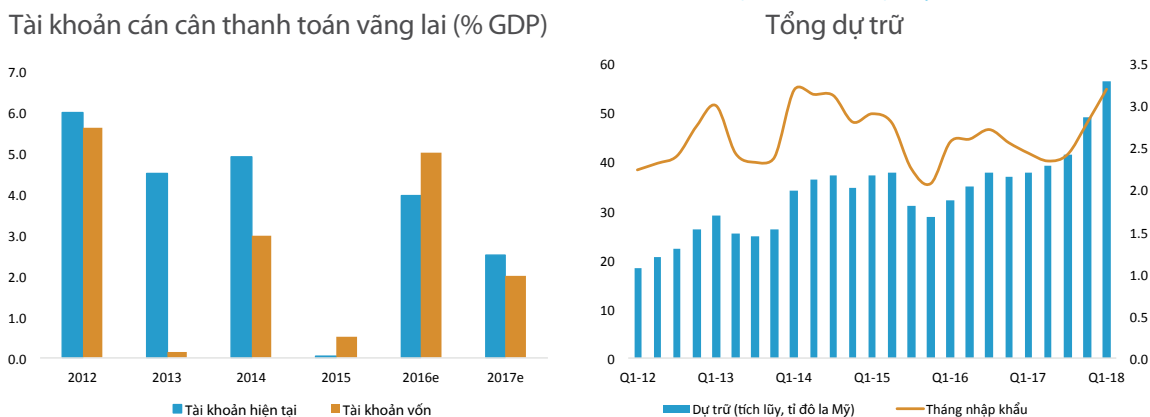
Hình 1.1: Đầu tư chậm lại kể từ cuộc khủng hoảng tài chính toàn cầu



Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

- Đầu tư vào ngành dịch vụ công cộng đặc biệt chậm lại trong những năm gần đây. Nếu tính tỷ lệ theo GDP, đầu tư vào các doanh nghiệp tiện ích (điện, khí và nước) đang có xu hướng giảm, giảm từ mức trung bình 4,5 % GDP xuống còn 3,1% GDP trong giai đoạn 2003-16.
- Tình hình cán cân thanh toán quốc tế của Việt Nam đã được củng cố trong những năm gần đây nhờ xuất khẩu tăng trưởng mạnh, kiều hối và FDI, thúc đẩy tích lũy dự trữ. Thặng dư tài khoản vãng lai được củng cố nhờ vào kết quả xuất khẩu và kiều hối, bù đắp một phần cho đầu tư nước ngoài chuyển lợi nhuận về nước tăng lên (liên quan đến khu vực FDI khá lớn trong nước). Tài khoản tài chính cũng chứng kiến dòng vốn FDI lớn cũng như các khoản vay dài hạn, chủ yếu dưới hình thức tài chính chính thức (ví dụ như tài chính ưu đãi từ các chủ nợ chính thức, phi thương mại cung cấp). Thặng dư cán cân thanh toán (BoP) liên tục trong những năm gần đây đã dần dần gây dựng được dự trữ ngoại hối. Tuy nhiên, dự trữ ngoại hối vẫn ở mức tương đối thấp chỉ bằng 3,5 tháng nhập khẩu, làm các nhà đầu tư thêm lo ngại về khả năng thanh khoản ngoại tệ có đủ để chuyển đổi và chuyển về nước các khoản lợi nhuận tiềm năng từ đầu tư vào năng lượng.

Hình 1.2: Tài khoản cán cân thanh toán vãng lai và tổng dự trữ



Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

6. SBV vận hành chế độ neo tỷ giá có điều chỉnh. Từ năm 2016, SBV đã chuyển sang quản lý tỷ giá hối đoái linh hoạt hơn và dựa vào thị trường, chuyển từ giảm giá định kỳ sang ấn định tỷ giá tham chiếu hàng ngày dựa trên tỷ giá hối đoái liên ngân hàng bình quân so với USD, cho phép các giao dịch bằng đô la/đồng Việt Nam dao động trong biên độ xung quanh tỷ giá tham chiếu hàng ngày này. SBV đã duy trì biên độ giao dịch +/- 3%. Các ngân hàng thương mại có thể xác định khoảng cách giữa giá bán và giá mua trong biên độ giao dịch theo quy định của SBV.
7. Tỷ giá hối đoái tương đối ổn định, được củng cố bởi vị thế mạnh mẽ bên ngoài. Mặc dù SBV tiếp tục phá giá đồng Việt Nam nhưng tuyên bố công khai mục tiêu duy trì tỷ giá ổn định, phù hợp với diễn biến của thị trường.

Hình 1.3: Tỷ giá ổn định

Tỷ giá hối đoái danh nghĩa: đồng Việt Nam so với USD



Nguồn: IMF.

8. Việt Nam đã dỡ bỏ các hạn chế hành chính đối với giao dịch ngoại hối. Chuyển đổi đồng Việt Nam sang ngoại tệ mạnh không còn yêu cầu phải có phê duyệt chuyển đổi ngoại hối và Việt Nam đã bãi bỏ yêu cầu kết hối vào năm 2003. Luật Đầu tư (2014) cho phép nhà đầu tư nước ngoài mua ngoại tệ tại các ngân hàng được phép để tài chính cho các giao dịch vãng lai, giao dịch vốn và các giao dịch được phép khác. Các doanh nghiệp nước ngoài cũng được phép chuyển tiền sang ngoại tệ mạnh đối với toàn bộ lợi nhuận, lợi nhuận chia sẻ, thu nhập từ vốn sở hữu hợp pháp, tài sản và dịch vụ cũng như tiền gốc và lãi vay thu được từ hoạt động kinh doanh và vốn đầu tư. Thẻ nhân cư trú và không cư trú tại Việt Nam có thể mở và duy trì tài khoản bằng ngoại tệ và gửi tiền bằng ngoại tệ tại các ngân hàng được phép tại Việt Nam, mặc dù mức trần quản lý là lãi suất tiền gửi ngoại tệ bằng 0%.
9. Thị trường phái sinh, bao gồm đối với cả các công cụ bảo hiểm rủi ro hối đoái, vẫn còn ở giai đoạn non trẻ. Các công cụ phái sinh trên thị trường chỉ giới hạn ở các sản phẩm tiền tệ cơ bản như giao dịch ngoại hối, các giao dịch hoán đổi lãi suất kỳ hạn ngắn và các giao dịch hoán đổi hàng hóa được giao ước nhằm mục đích bảo hiểm rủi ro giữa ngân hàng Việt Nam hoặc chi nhánh Việt Nam của ngân hàng nước ngoài với một đối tác Việt Nam. Một ngân hàng Việt Nam hoặc một chi nhánh tại Việt Nam của một ngân hàng nước ngoài được cấp phép cũng có thể

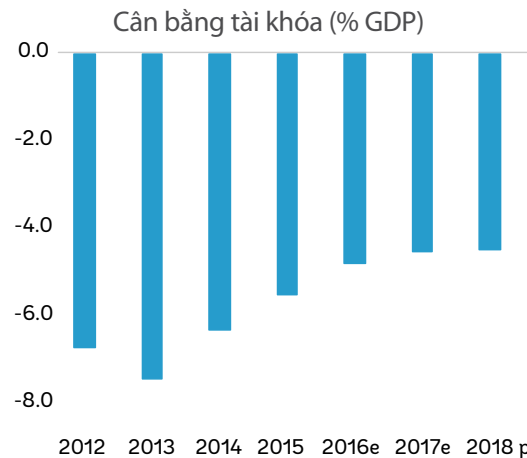


tham gia vào các giao dịch phái sinh qua biên giới (ví dụ như hoán đổi lãi suất) với một đối tác ở nước ngoài tùy thuộc vào giao dịch và các đối tác tham gia và phải được chấp thuận của SBV cho từng trường hợp cụ thể. Nghị định 42/2015 mở rộng phạm vi của các phái sinh được phép trong đó bao gồm cả quyền chọn và tương lai.

- Mặc dù đã loại bỏ các biện pháp kiểm soát ngoại hối, rủi ro chuyển đổi tiền tệ vẫn là mối lo ngại chính của các nhà đầu tư nước ngoài, đặc biệt là các nhà đầu tư trung và dài hạn. Khả năng sẵn có ngoại hối là vấn đề tồn tại từ nhiều năm trước. Nhận thức sự không chắc chắn trong khả năng chuyển đổi tiền tệ đối với thu nhập bằng đồng Việt Nam ở quy mô lớn đã hạn chế tính lành mạnh tài chính của các dự án có đối tác nước ngoài. Chính phủ đã cung cấp hỗ trợ chuyển đổi ngoại tệ cụ thể cho một số dự án trong trường hợp hệ thống ngân hàng không thể đáp ứng đầy đủ nhu cầu ngoại tệ.

1.2 Nợ công

Hình 1.4: Mất cân bằng tài khóa khá lớn



Nguồn: Ngân hàng Thế giới dựa vào các dữ liệu chính thức.

- Thâm hụt tài khóa khá lớn trong những năm qua đã dẫn đến nợ công tăng nhanh chóng. Thâm hụt tài khóa trung bình trong giai đoạn 2009-16 tăng lên khoảng 5% GDP mỗi năm, cao hơn đáng kể so với mức 1,2%/năm trong giai đoạn 2003-2008. Kết quả là tỷ lệ nợ công trên GDP của Việt Nam đã tăng lên nhanh chóng trong vài năm qua.
- Số liệu nợ công được công bố trên toàn quốc cho thấy nợ công và nợ được Chính phủ bảo lãnh của Việt Nam tăng rõ rệt từ 51,7% GDP năm 2010 lên 63,7% năm 2016, sát với trần nợ công theo luật định của Chính phủ là 65% GDP. Trong số này, 52,4% GDP là nợ trực tiếp của Chính phủ, 10% GDP là nợ được Chính phủ bảo lãnh và khoảng 1,3% GDP là nợ của các địa phương được Chính phủ bảo lãnh.
- Chính phủ phụ thuộc ngày càng nhiều vào nguồn tài chính ưu đãi và thị trường trái phiếu trong nước để đáp ứng nhu cầu tài chính đang tăng cao của mình. Do Việt Nam đã đạt tình trạng thu nhập trung bình, việc tiếp cận các nguồn tài chính ưu đãi cao tất nhiên sẽ trở nên khó khăn hơn.

Mặc dù vốn vay nước ngoài từ các IFI và DP vẫn chiếm tỷ trọng lớn trong danh mục nợ, Việt Nam phải dựa nhiều hơn vào thị trường vốn trong nước (và mức độ thấp hơn ở thị trường quốc tế) để làm nguồn tài chính tài khóa. Điều này giúp kiểm soát rủi ro tỷ giá; nhưng tăng rủi ro tái tài trợ do khoản vay trong nước có kỳ hạn ngắn hơn. Trong bối cảnh đó, điều quan trọng là phải có một cách tiếp cận chủ động hơn để quản lý nợ.

14. Tài chính công dự kiến sẽ vẫn thắt chặt trong vài năm tới, hạn chế dư địa tài chính đầu tư vào hạ tầng. Chính phủ đã cam kết kiểm chế thâm hụt ngân sách và giảm nợ công để đảm bảo tính bền vững tài khóa dài hạn. Dự thảo Kế hoạch tài chính và ngân sách trung hạn (2016-20) dự kiến giảm thâm hụt xuống khoảng 3% GDP vào năm 2020. Đạt được mục tiêu giảm thâm hụt giúp Chính phủ ổn định và sau đó giảm dần nợ công so với GDP, xây dựng lại vùng đệm và đảm bảo tài chính công bền vững. Một kế hoạch củng cố tài khóa đáng tin cậy sẽ làm giảm nhu cầu tài chính chung và giảm chi phí tài chính trong tương lai bằng cách củng cố niềm tin của nhà đầu tư và cải thiện mức độ tín nhiệm của quốc gia trên thị trường vốn. Đồng thời, điều này cũng có nghĩa là dư địa tài chính để vay trực tiếp, hoặc vay nợ có bảo lãnh Chính phủ để cấp vốn cho hạ tầng, bao gồm cả lĩnh vực năng lượng, sẽ ngày càng bị hạn chế.

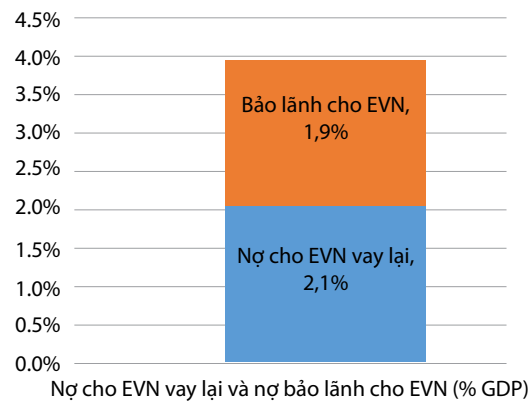
1.3 Đầu tư công và hỗ trợ tài khóa cho ngành năng lượng

15. Dư địa tài khóa cho đầu tư công ngày càng hạn chế. Trước đây, phần lớn các dự án hạ tầng ở Việt Nam được cấp vốn chủ yếu từ ngân sách Chính phủ và thông qua các chương trình đầu tư trái phiếu Chính phủ và phát hành trái phiếu tỉnh/thành phố. Tài trợ ưu đãi cao (như các khoản tín dụng lãi suất thấp và các khoản viện trợ không hoàn lại IDA của Ngân hàng Thế giới) và các khoản tài trợ ít ưu đãi hơn từ các IFI và DP (như IBRD, ngân hàng EXIM) cũng là một nguồn tài chính chính để phát triển hạ tầng.
16. Trước đây, Việt Nam phân bổ nguồn lực tài chính công rất lớn để phát triển hạ tầng với đầu tư công bình quân chiếm khoảng 9% GDP/năm (2006-16) và chiếm khoảng 40% tổng mức đầu tư trong nền kinh tế, chủ yếu vào năng lượng, giao thông và nông nghiệp. Tuy nhiên, trong những năm gần đây, chi tiêu vốn ngân sách đã giảm dần xuống còn 7% GDP mỗi năm. Điều này phản ánh việc không chỉ giảm bớt các biện pháp kích thích được đưa ra trước đó, mà còn cắt giảm giải ngân các dự án đầu tư đang thực hiện. Hơn nữa, sau khi ban hành Nghị định 16 năm 2016 về quản lý và sử dụng vốn ODA và vốn vay ưu đãi, Chính phủ đã xác định các lĩnh vực được ưu tiên sử dụng các nguồn vốn này, bao gồm hỗ trợ cho các lĩnh vực ưu tiên như vận tải và năng lượng và cho các dự án chứng minh được khả năng thu hồi vốn. Những hạn chế tài khóa giới hạn đầu tư công này dẫn đến khu vực tư nhân sẽ đóng vai trò ngày càng tăng trong đầu tư vào hạ tầng và đặc biệt là trong ngành năng lượng.
17. Trước đây, ngành năng lượng được hỗ trợ tài khóa đáng kể dưới hình thức cho vay lại nguồn tài chính chính thức và các khoản vay được Chính phủ bảo lãnh. Chẳng hạn như EVN đã nhận được hỗ trợ tài khóa lớn, hầu hết trong số đó được cung cấp ngoài ngân sách, theo hình thức vay lại từ MOF (vay lại nguồn tài chính chính thức) hoặc EVN vay trực tiếp có bảo lãnh Chính phủ. Khoảng 80% nợ hiện tại của EVN (9 tỷ USD) được Chính phủ bảo lãnh. Ngoài ra, còn có bảo lãnh cho các khoản thanh toán không liên quan đến nợ vay, bao gồm đảm bảo thu nhập



tối thiểu và thanh toán chấm dứt sớm. Các khoản nợ phải trả đó thường là với MOIT, chứ không phải với EVN, và do đó có thể không ảnh hưởng đến tín nhiệm của EVN. EVN chủ yếu nhận tài chính thông qua ba kênh:

Hình 1.5: Hỗ trợ tài khóa cho EVN (% GDP)



Nợ cho EVN vay lại và nợ bảo lãnh cho EVN (% GDP)

Nguồn: MoF.

- Cho vay lại:** EVN là bên tiếp nhận chính các khoản vay lại từ nguồn tài trợ chính thức (từ các đối tác đa phương và song phương như Ngân hàng Thế giới, ADB, JICA, KFW, v.v). Các khoản vay này được ký kết trực tiếp với MOF (và do đó được coi là nợ công trực tiếp và là khoản nợ tính vào giới hạn nợ công 65% GDP theo luật định) và cho EVN vay lại, EVN chịu tất cả các nghĩa vụ liên quan đến khoản nợ. Quản lý cho vay lại các DNNN trong đó có EVN được điều chỉnh bởi Nghị định 78/2010 trong đó quy định các yêu cầu và điều khoản về sử dụng khoản vay lại.
- Bảo lãnh vay vốn:** MOF đã cung cấp bảo lãnh Chính phủ cho các khoản vay thương mại của EVN từ các ngân hàng trong và ngoài nước. Khoản nợ thương mại được Chính phủ bảo lãnh lên tới 3,9 tỷ USD, bằng 18% tổng nợ công được bảo lãnh của Việt Nam tương đương 1,9% GDP. Khoản nợ thương mại cơ bản do EVN ký hợp đồng và có bảo lãnh Chính phủ được ghi là nợ được Chính phủ bảo lãnh (và do đó nằm trong trần nợ công 65% GDP theo luật định). Phát hành bảo lãnh vay vốn hiện nay được điều chỉnh bởi Nghị định 04/2017 (có hiệu lực từ tháng 3 năm 2017) về bảo lãnh Chính phủ Việt Nam đối với các khoản vay của DNNN. Nghị định này quy định các điều kiện nghiêm ngặt về cấp bảo lãnh vay mới, bao gồm tài sản đảm bảo, bảo hiểm tín dụng và các yêu cầu khác; nó cũng giới hạn phạm vi bảo lãnh mới tối đa 70% nghĩa vụ nợ.
- Các bảo lãnh thanh toán khác (không liên quan đến nợ vay):** Chính phủ cũng hỗ trợ tín dụng để đảm bảo các nghĩa vụ thanh toán của EVN theo các thỏa thuận hợp đồng dài hạn đã ký giữa EVN và các nhà đầu tư tư nhân (ví dụ như PPA cho các dự án BOT). Một số dự án BOT, bao gồm Phú Mỹ 2.2 (2002- Khí), Phú Mỹ 3 (2003 - Khí), Mông Dương (2011-Than) và gần đây là Vinh Tân 4 (2014-Than), đã được Chính phủ hỗ trợ để bảo hiểm rủi ro vỡ về nghĩa vụ của EVN trong bao tiêu sản phẩm và chấm dứt hợp đồng. Các nghĩa vụ nợ không liên quan đến nợ vay của Chính phủ về bản chất là nợ tiềm ẩn và do đó - phù hợp với thông lệ quốc tế - không được ghi như là một phần của khoản nợ được Chính phủ bảo lãnh và không nằm trong giới hạn nợ

65% GDP theo luật định. Loại hỗ trợ tín dụng này của Chính phủ được tính tới trong Nghị định PPP quy định danh mục các lĩnh vực đủ điều kiện nhận hỗ trợ bao gồm các lĩnh vực chính như giao thông; chiếu sáng đường phố; cung cấp nước; xử lý chất thải; nhà máy điện và truyền tải; cơ sở hạ tầng thương mại; các cơ sở hạ tầng xã hội cho y tế, văn hóa, thể thao, công nghiệp và nông nghiệp; và các ngành khác để phát triển hạ tầng theo quyết định của Thủ tướng Chính phủ.

18. Ngoài vay nợ, có một số hình thức can thiệp của Chính phủ để hỗ trợ cho tài chính tư nhân vào ngành năng lượng dẫn đến giảm nguồn thu, bao gồm (i) miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong 4 năm, thuế [suất] 5% trong 9 năm và [thuế suất] 10% trong 2-17 năm cho tất cả các doanh nghiệp mới sản xuất điện, (ii) giảm thuế thu nhập doanh nghiệp xuống còn 10% cho tất cả các hình thức năng lượng sạch hoặc tái tạo trong suốt quá trình hoạt động, (iii) miễn thuế nhập khẩu đối với các doanh nghiệp sản xuất một số sản phẩm năng lượng tái tạo và hàng hóa phục vụ cho các hoạt động dầu khí, nếu hàng nhập khẩu không được sản xuất tại Việt Nam, (iv) khấu hao nhanh đối với một số dạng năng lượng tái tạo, và (v) miễn trừ ban đầu, và sau đó giảm thuế đất đối với một số dạng năng lượng tái tạo.

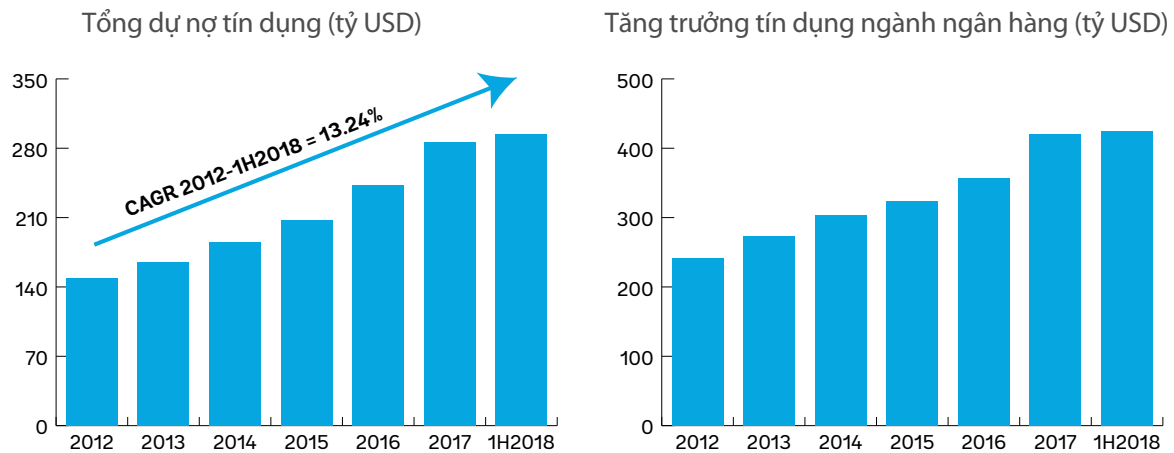
Phụ lục 2. Sơ lược về ngành tài chính

2.1 Môi trường tài chính

2.1.1 Ngân hàng thương mại

19. Tài sản của hệ thống ngân hàng Việt Nam đạt 357 tỷ USD vào tháng 12 năm 2016. Giá trị này tương đương với 95% tổng dư nợ của tất cả các tổ chức tín dụng. Trong khi đó, khoản vay trên sổ sách của các ngân hàng đạt 246 tỷ USD. Tăng trưởng tín dụng bình quân (CAGR) 12,2% trong giai đoạn 2012-16.

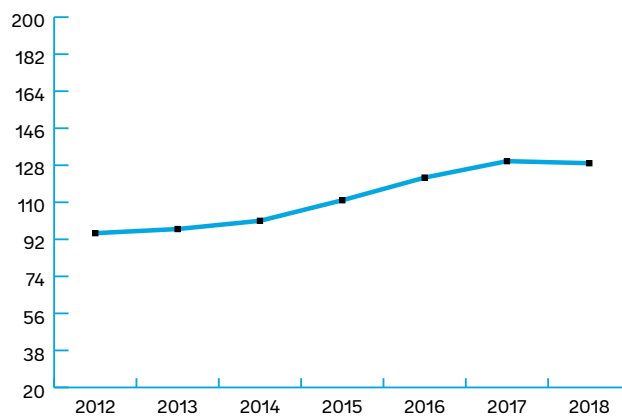
Hình 2.1: Tổng tài sản ngành ngân hàng và tăng trưởng tín dụng



Nguồn: Stoxplus.

20. Tỷ lệ tổng tín dụng trên GDP đã tăng lên, đạt 130% năm 2017.

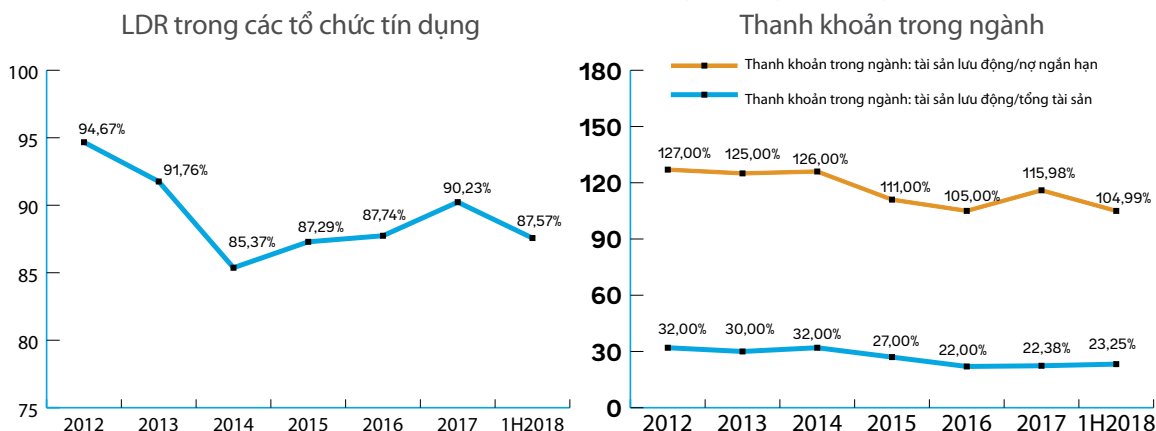
Hình 2.2: Tổng tín dụng của Việt Nam/GDP của Việt Nam



Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

21. Mặc dù vẫn thấp hơn so với năm 2012, hệ số vay trên tiền gửi đã chứng kiến xu hướng tăng từ 85,37% năm 2014 lên 87,74% vào cuối năm 2016, trong khi tỷ lệ tối thiểu hiện hành theo yêu cầu của Ngân hàng Nhà nước Việt Nam là 80%. Trong khi đó, tài sản ngắn hạn trên tổng tài sản và nợ ngắn hạn giảm xuống. Ngoài ra, kể từ đầu năm 2017, lãi suất liên ngân hàng cũng tăng với lãi suất qua đêm đăng ký ở mức bình quân 4,13% vào đầu năm 2017.

Hình 2.3: LDR và thanh khoản ngành ngân hàng

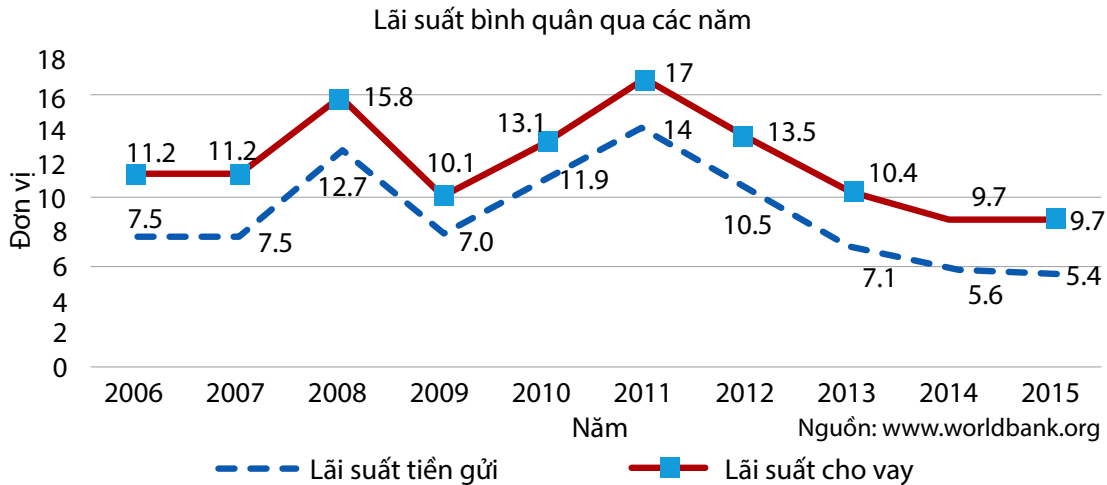


Nguồn: Stoxplus.

22. Đến năm 2016, ngành ngân hàng có 97 ngân hàng, trong đó có 4 ngân hàng thương mại quốc doanh, 33 ngân hàng cổ phần, 51 ngân hàng và chi nhánh ngân hàng nước ngoài, và 2 ngân hàng chính sách. Ngân hàng thương mại Nhà nước (NHTMNN) chiếm 45% tổng tài sản ngành ngân hàng, tiếp theo là các ngân hàng thương mại cổ phần (NHTMCP) chiếm 40%. Về cung cấp tín dụng, các NHTMCP duy trì 49% thị phần, tiếp theo là NHTMNN (43%). Mặc dù các NHTMNN và NHTMCP là những chủ thể chính trong ngành ngân hàng, cả hai loại này đều thiếu vốn và thông thường các NHTMNN ít vốn hơn các NHTMCP. 10 ngân hàng lớn nhất chiếm khoảng 78% tài sản của toàn bộ hệ thống ngân hàng. Phần lớn tăng trưởng tín dụng nhanh chóng trong những năm gần đây là thông qua hệ thống ngân hàng. Tăng trưởng tín dụng vào khoảng 19% năm 2017.
23. Lãi suất có xu hướng giảm kể từ năm 2012 và ổn định vào năm 2016. Xu hướng giảm lãi suất tiếp tục trong nửa cuối năm 2017 với mức giảm 0,25% trong lãi suất chính sách. Gần đây, một số ngân hàng đã cố gắng cắt giảm lãi suất tiền gửi cho phù hợp với điều kiện vĩ mô thuận lợi khi thanh khoản đã được cải thiện và lạm phát thấp, nhưng các ngân hàng nhỏ vẫn giữ mức lãi suất cao hơn để duy trì hoặc mở rộng thị phần. Lạm phát thấp và lãi suất huy động giảm cũng có tác động thúc đẩy nhiều người gửi tiền chuyển sang các đầu tư có hiệu quả cao hơn như chứng khoán và bất động sản. SBV sử dụng một số công cụ chính sách tiền tệ để hạ lãi suất cho vay như (i) yêu cầu tổ chức tín dụng giảm lãi suất cho vay bằng cách giảm bớt và quản lý chi phí hoạt động và (ii) giữ tỷ lệ chiết khấu thấp và khuyến khích lãi suất liên ngân hàng thấp. Cho đến nay, lãi suất cho vay bằng đồng Việt Nam đối với các lĩnh vực ưu tiên thường được ấn định ở mức 6 - 9%/năm đối với vay ngắn hạn, trong khi lãi suất trung và dài hạn do các ngân hàng thương mại Nhà nước duy trì ở mức 8 - 10%; lãi suất cho vay đối với các ngành sản xuất/kinh doanh bình thường từ 7 - 10%/năm đối với vay ngắn hạn và 9 - 12%/năm đối với vay dài hạn.

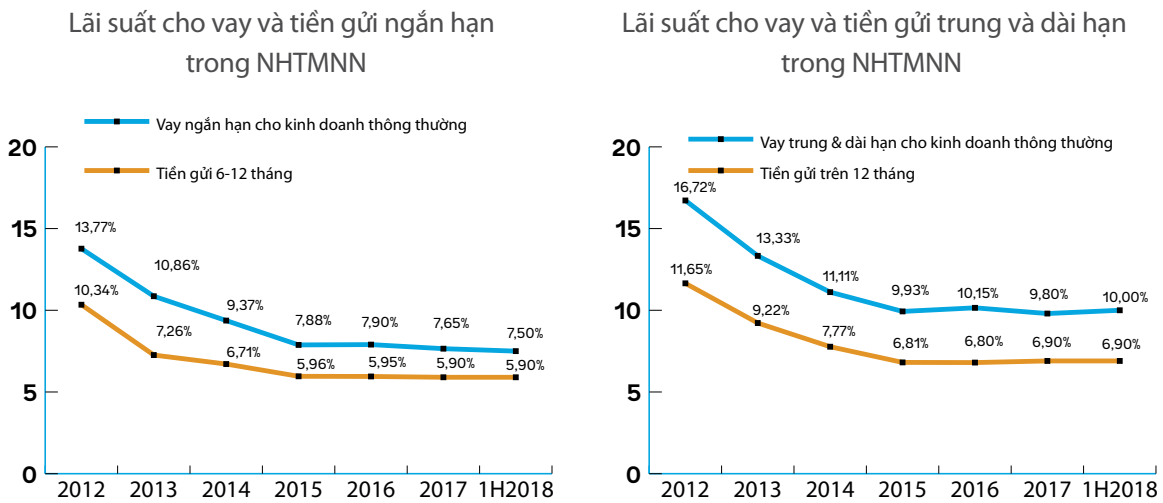
24. Lãi suất cho vay hiện nay thấp hơn cả các mức thấp đạt được trong giai đoạn bùng nổ 2005-06. Thanh khoản hệ thống nhìn chung ổn định và các ngân hàng thường dùng tiền gửi ngắn hạn để hỗ trợ các khoản vay trung và dài hạn của mình đến ngưỡng do SBV quy định. Tín dụng trên tiền gửi mặc dù đã giảm từ 95% năm 2012 xuống còn khoảng 89% năm 2016, cho thấy tiền gửi tăng lên tuyệt đối. Các ngân hàng cũng đã phát hành trái phiếu doanh nghiệp để cấp vốn cho các hoạt động tài chính dài hạn của mình. Tuy nhiên, các ngân hàng trong nước rất hạn chế cho vay dài hạn hoặc cho vay lãi suất cố định, điều này đã kìm hãm việc cấp vốn các dự án hạ tầng.

Hình 2.4: Lãi suất bình quân



Nguồn: Stoxplus.

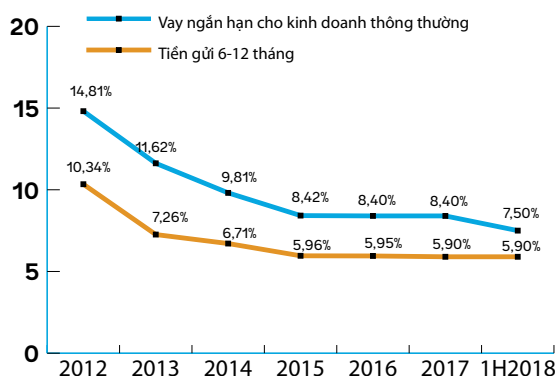
Hình 2.5: Cho vay và tiền gửi trong các NHTMNN



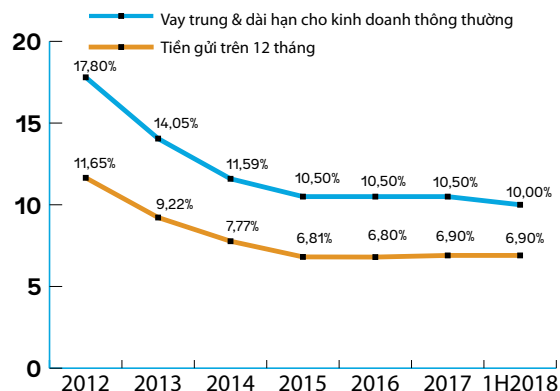
Nguồn: Stoxplus.

Hình 2.6: Cho vay và tiền gửi trong các NHTMCP

Lãi suất cho vay và tiền gửi ngắn hạn trong NHTMCP



Lãi suất cho vay và tiền gửi trung và dài hạn trong NHTMCP



Nguồn: Stoxplus.

2.1.2 Các ngân hàng thuộc sở hữu Nhà nước

25. Ngân hàng Phát triển Việt Nam (VDB) là ngân hàng chính sách 100% vốn Nhà nước. Quyền và trách nhiệm của chủ sở hữu vốn do Thủ tướng Chính phủ nắm giữ hoặc ủy quyền cho MOF. Ngân hàng được tính phí đảm bảo tính hiệu quả của các chính sách như tín dụng của Chính phủ cho phát triển hoặc xuất khẩu và các vai trò khác được giao. Tổng tài sản của VDB dự kiến tăng với tốc độ CAGR 10% trong giai đoạn 2013-20. Tổng tài sản của VDB dự kiến đạt 500 nghìn tỷ đồng tương đương với 22 tỷ USD (Quyết định 369/QĐ-TTg) vào năm 2020. Tuy nhiên, VDB có danh mục lớn các khoản nợ xấu. Tỷ lệ nợ xấu của VDB, theo Kiểm toán Nhà nước, là 11,05% tại thời điểm cuối năm 2014. Ngoài VDB, các ngân hàng thương mại quốc doanh khác như Vietcombank, Agribank, Vietinbank và BIDV cũng đóng vai trò là công cụ chính sách của Chính phủ vì Nhà nước chiếm sở hữu đa số. Bảng dưới đây trình bày sơ bộ về một số các ngân hàng thương mại được lựa chọn và cho vay của họ đối với ngành điện.

Bảng 2.1: Một số ngân hàng được lựa chọn và tham gia của các ngân hàng vào ngành điện (2016)

Đơn vị: tỷ đồng	VCB	CTG	BID V	TCB	SHB
Tổng tài sản	787.907	948.699	1.006,404	235.363	233.948
Dư nợ cho vay	460.808	661.988	723.697	142.616	162.376
Vốn điều lệ	36.023	46.209	34.305	8.878	11.293
Vốn chủ sở hữu	47.958	62,712	42.540	19.586	13.229
Lợi nhuận sau thuế	6.851	6.825	6.229	3.149	913
Cho vay ngành điện/Tổng dư nợ	6,21	4,85	6,24	0,89	5,19

Nguồn: Stoxplus.

2.1.3 Đảm bảo an toàn vốn

26. Tính an toàn vốn thấp trong ngành ngân hàng là mối lo ngại chính trong hệ thống ngân hàng Việt Nam. Đến nay, Việt Nam đã áp dụng Basel I làm tiêu chuẩn đảm bảo an toàn vốn. Tuy nhiên, hiện nay Việt Nam đang hướng tới tiêu chuẩn Basel II và tăng yêu cầu đối với vốn. Vẫn cần phải xem liệu các ngân hàng có thể đạt được các mục tiêu vốn này không. Có khả năng nhiều ngân hàng sẽ công bố kế hoạch tăng vốn, không chỉ để hỗ trợ cho tăng trưởng tín dụng và xử lý nợ xấu được chuyển cho Công ty Quản lý Tài sản Việt Nam (VAMC) mà còn để đáp ứng các yêu cầu về vốn theo Basel II.

2.1.4 Thị trường vốn

27. Thị trường vốn tại Việt Nam hiện còn tương đối nhỏ và kém phát triển nhưng vẫn tiếp tục tăng trưởng. Vào cuối năm 2016, tổng vốn hóa thị trường chứng khoán và trái phiếu là 86% GDP, so với 56% năm 2014. Tuy nhiên, tỷ lệ vốn hóa vẫn thấp so với các nước khác trong khu vực, như 108% của Thái Lan và 142% của Ma-lai-xia năm 2016. Quy mô thị trường trái phiếu so với GDP ở Việt Nam cũng nhỏ hơn so với Ma-lai-xia, Thái Lan và Phi-lip-pin.

Bảng 2.2: Quy mô thị trường trái phiếu theo phần trăm GDP

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Việt Nam *	17	17	20	22	24	37 **
Phi-lip-pin	35	38	38	37	36	34
Ma-lai-xia	91	103	100	100	97	95
Thái Lan	63	69	70	70	73	76
In-đô-nê-xia	13	13	14	14	15	18

Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

• Bao gồm trái phiếu Chính phủ, trái phiếu được Chính phủ bảo lãnh, trái phiếu tỉnh/thành phố và trái phiếu doanh nghiệp.

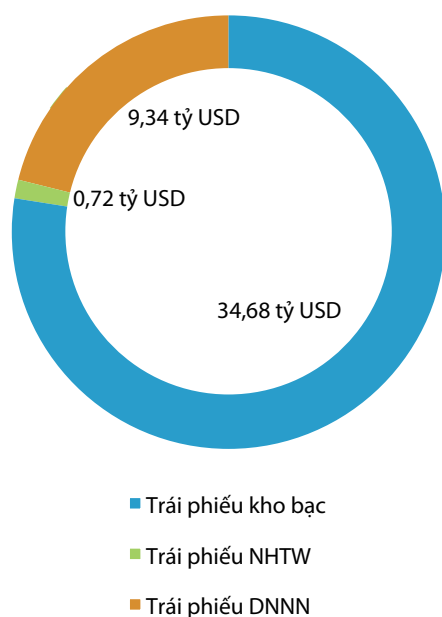
** Đóng góp đáng kể vào mức tăng của thị trường trái phiếu so với GDP ở Việt Nam là do Quỹ Bảo hiểm xã hội Việt Nam (VSS) chuyển từ khoản cho Chính phủ vay thành trái phiếu Chính phủ.

28. Chính phủ đã phát hành thành công trái phiếu Chính phủ để huy động vốn cho các dự án hạ tầng và chắc sẽ tiếp tục như vậy trong giai đoạn 2017-20. Trái phiếu phát hành trước đây tập trung vào kỳ hạn ngắn dẫn đến đường cong lợi suất nằm ngang, tuy nhiên điều này đang thay đổi. Gần đây, Chính phủ đã phát hành các kỳ hạn dài hơn. Trước đây, thị trường thanh khoản kém và không dựa vào tài chính dài hạn từ thị trường vốn đã cản trở phát triển và làm sâu sắc thị trường. Trong năm 2015-16, với tình hình kinh tế vĩ mô ổn định, MOF đã phát hành trái phiếu kỳ hạn dài hạn từ 15-30 năm cho các nhà đầu tư, trong đó có các công ty bảo hiểm và quỹ hưu trí, phù hợp để tài trợ các dự án hạ tầng. Với sự phát triển tích cực của thị trường trong những năm gần đây, quy mô lớn hơn, tăng kỳ hạn và thanh khoản cao hơn, Chính phủ có thể huy động thêm nguồn vốn dài hạn để huy động vốn các dự án hạ tầng theo quy hoạch bằng cách phát hành trái phiếu Chính phủ. Tuy nhiên, đây chỉ là một phần trong tổng nhu cầu tài chính dài hạn và nằm trong ngưỡng vay nợ của Chính phủ; do đó, nhu cầu đối với đầu tư tư nhân vào hạ tầng và các công ty dịch vụ công cộng ngày càng tăng.

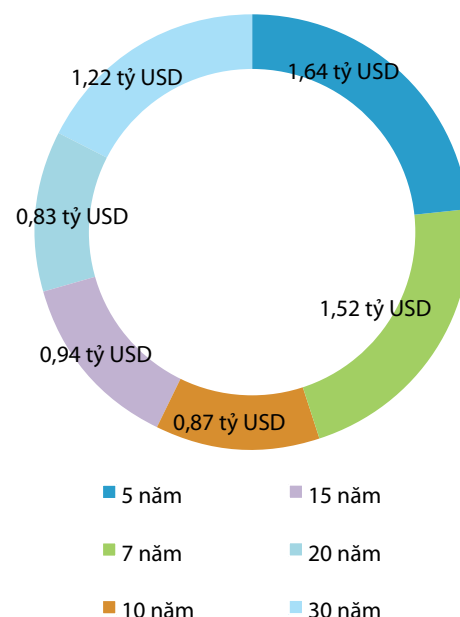
29. Tổng phát hành trái phiếu năm 2016 khoảng 280 nghìn tỷ đồng (khoảng 12 tỷ USD). Việt Nam đã phát hành trái phiếu quốc tế ba lần: 750 triệu USD năm 2005, 1 tỷ USD năm 2010 và 1 tỷ USD năm 2014.
30. Sở Giao dịch Chứng khoán Hà Nội được giao trách nhiệm thiết kế kế hoạch phát hành “trái phiếu xanh” theo quy định tại Quyết định 2183/QĐ-BTC ban hành tháng 10 năm 2015 trong đó nêu ra Chiến lược quốc gia về phát triển xanh vào năm 2020. Chiến lược này bao gồm kế hoạch hoàn thành khung quy định để huy động vốn cho các đầu tư xanh. Một số doanh nghiệp trong lĩnh vực năng lượng đang cân nhắc phát hành trái phiếu xanh để huy động vốn. Diễn đàn thị trường vốn ASEAN, trong đó Việt Nam là một thành viên, đang cùng nhau đưa ra một khuôn khổ trái phiếu xanh cho tất cả các nước trong khu vực. Tuy nhiên, các nhà đầu tư trong nước, như các quỹ hưu trí và các công ty bảo hiểm là chìa khóa để phát triển thị trường trái phiếu xanh trong nước, vẫn chưa rõ là liệu các nhà đầu tư tổ chức ở Việt Nam có khả năng hoặc sẵn sàng đầu tư vào trái phiếu phi Chính phủ hay không.

Hình 2.7: Trái phiếu Chính phủ năm 2017

Cơ cấu trái phiếu Chính phủ theo loại



Cơ cấu trái phiếu Chính phủ theo kỳ hạn

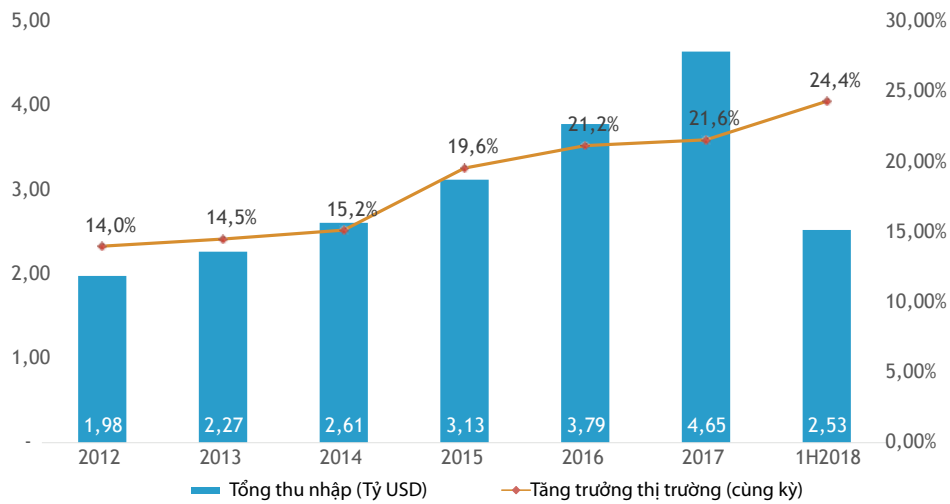


Nguồn: Stoxplus.

2.1.5 Các công ty bảo hiểm

31. Năm 2016, ở Việt Nam có 62 doanh nghiệp bảo hiểm (bao gồm cả môi giới bảo hiểm, bảo hiểm nhân thọ, phi nhân thọ và tái bảo hiểm). Quy mô thị trường đạt 239.413 tỷ đồng (4,6 tỷ USD) vào cuối năm 2016, tăng 18,2% so với năm 2015.

Hình 2.8: Quy mô thị trường và tăng trưởng của ngành bảo hiểm (tỷ USD)



Nguồn: Stoxplus.

32. Danh mục đầu tư của các công ty bảo hiểm nghiêng hẳn về trái phiếu Chính phủ với 70,5% đầu tư vào trái phiếu Chính phủ và trái phiếu được Chính phủ bảo lãnh. Lĩnh vực bảo hiểm tăng vọt lên thành một chủ thể lớn trong thị trường trái phiếu Chính phủ so với các ngân hàng, chiếm 44,6% tổng giá trị mua trái phiếu Chính phủ năm 2016, tăng đáng kể so với mức 23% năm 2015. Hầu hết các khoản đầu tư đều có thời hạn từ 10 năm trở lên để cân đối với danh mục nợ của họ. Các công ty bảo hiểm nhân thọ đã mua 89,8% trái phiếu kỳ hạn 30 năm, 41,2% trái phiếu 20 năm và 19,1% trái phiếu 15 năm do Chính phủ phát hành. Dự kiến các công ty bảo hiểm sẽ có vai trò tích cực hơn khi có Nghị định 73/2016/NĐ-CP mới ban hành về đầu tư các quỹ nhân rồi vào dự phòng hoạt động bảo hiểm. Nghị định này cho phép các công ty bảo hiểm đầu tư nhiều hơn vào sản phẩm chứng khoán ngoài trái phiếu Chính phủ như trái phiếu được Chính phủ bảo lãnh, trái phiếu tỉnh/thành phố, chứng chỉ quỹ và vốn chủ sở hữu tại các công ty khác.

2.1.6 Quỹ hưu trí

33. Tổ chức đầu tư lớn nhất tại Việt Nam là Quỹ bảo hiểm xã hội (VSSF). Quỹ này quản lý lượng tài sản khoảng 20 tỷ USD (10% GDP), với mục tiêu hàng đầu là đảm bảo an toàn của dòng tiền đầu tư. Đầu tư của VSSF chủ yếu dưới hình thức cho Chính phủ vay trực tiếp (85%) và tiền gửi ngân hàng tại các ngân hàng thương mại được phê duyệt (14%). Tất cả các đầu tư được duy trì cho đến khi đáo hạn. Tuy nhiên, với tỷ lệ hoàn vốn đầu tư thực âm, VSSF có nguy cơ không đáp ứng được các nghĩa vụ trong tương lai của mình. VSSF ngày càng có nhu cầu mở rộng đầu tư vào các mã chứng khoán có thể bán và giao dịch công khai có tỷ lệ lợi nhuận cao hơn. Chính phủ đã phê duyệt kế hoạch chuyển đổi hầu hết danh mục cho ngân sách vay trực tiếp của VSSF thành trái phiếu Chính phủ với các kỳ hạn khác nhau, việc chuyển đổi này diễn ra vào tháng 12/2016. Hiện nay VSSF đang đầu tư trực tiếp vào trái phiếu Chính phủ. Tuy nhiên, đầu tư vào trái phiếu dài hạn (20-30 năm) có thể là một thách thức do các mục tiêu nhân khẩu học của Việt Nam trong 10 năm tới.

34. Nghị định 88, thông qua vào năm 2016, cung cấp khuôn khổ pháp lý để thành lập các quỹ hưu trí tư nhân. Cần tiếp tục làm việc về khung quy định đối với hưu trí tư nhân để thúc đẩy lĩnh vực này phát triển, đây là lĩnh vực có tiềm năng trở thành một loại hình tổ chức đầu tư quan trọng trong thị trường vốn.

2.1.7 Thị trường chứng khoán

35. Đến tháng 3 năm 2017, vốn hóa thị trường chứng khoán là 102 tỷ USD, chiếm 76% GDP. Con số này tương đối nhỏ khi so sánh với các nước láng giềng. Về thanh khoản, khối lượng giao dịch hàng ngày trên thị trường chứng khoán Việt Nam bình quân khoảng 129 triệu USD năm 2016.
36. Tỷ lệ tự do chuyển nhượng trên thị trường chứng khoán Việt Nam chỉ chiếm 41,5% tổng số cổ phiếu đang lưu hành. Đây là mức thấp vì nhiều DNNN đã được cổ phần hóa nhưng Chính phủ vẫn giữ quyền sở hữu kiểm soát. Điều này thể hiện một đặc điểm của thị trường chứng khoán Việt Nam, mặc dù khuyến khích các DNNN niêm yết, Chính phủ vẫn nắm giữ chặt chẽ các doanh nghiệp này. Tuy nhiên, một số công ty hạ tầng lớn đã huy động thành công vốn từ thị trường chứng khoán thông qua chào bán công chúng và phát hành trái phiếu riêng lẻ để huy động vốn các dự án hạ tầng của mình.

2.1.8 Trái phiếu doanh nghiệp

37. Năm 2016, trái phiếu doanh nghiệp niêm yết chỉ chiếm 1% GDP và CAGR đối với trái phiếu doanh nghiệp trong giai đoạn 2011-16 tương đối thấp ở mức 1,8%. Hầu hết các doanh nghiệp phát hành trái phiếu được thực hiện thông qua phát hành riêng lẻ mà không có bất kỳ yêu cầu thỏa đáng về công bố thông tin. Quy định hướng dẫn phát hành trái phiếu riêng lẻ, Nghị định 90, hiện đang được sửa đổi để cải thiện các tiêu chuẩn công bố công khai nhằm thu hút nhiều nhà đầu tư tổ chức hơn mà vẫn bảo vệ các nhà đầu tư thiếu kinh nghiệm khỏi những rủi ro trên thị trường này.

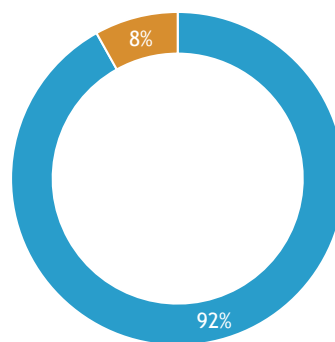
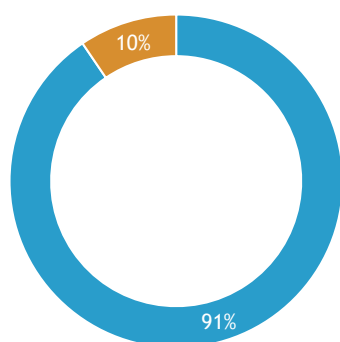
2.1.9 Thanh khoản ngoại tệ

38. Trong chiến dịch chống đô la hóa, SBV hạn chế số lượng công ty được phép vay ngoại tệ. Tuy nhiên, bất chấp điều này, người Việt Nam vẫn thích giữ tiền tiết kiệm bằng ngoại tệ hơn tiền Đồng, với niềm tin rằng nó ít rủi ro hơn. Do đó, phần cho vay bằng ngoại tệ thấp hơn đáng kể so với tiền gửi bằng ngoại tệ.

Hình 2.9: Tiền gửi/cho vay theo loại tiền tệ

Tiền gửi theo loại tiền tệ 2016

Cho vay theo loại tiền tệ 2016



■ VND

■ Ngoại tệ

■ VND

■ Ngoại tệ

Nguồn:SBV.

2.1.10 Các nguồn tài chính hiện có cho ngành năng lượng

39. Khả năng sẵn có các nguồn tài chính trong tương lai vẫn còn tương đối nhỏ khi so sánh với các quốc gia lân cận.

Bảng 2.3: Ước tính nguồn tài chính hiện có cho ngành năng lượng (tỷ USD)

Nguồn tài chính	Tổng số hiện tại	Hiện tại cho năng lượng	Ghi chú
Ngân hàng thương mại trong nước, tổng vốn vay, 2016	242,3	9,98	Dựa trên tổng khoản vay cho loại hình “Điện, nhiên liệu và sản xuất hơi” theo báo cáo của 24 ngân hàng thương mại, chiếm 61,4% tổng dư nợ quốc gia.
Ngân hàng Phát triển Việt Nam, Tổng số vốn vay, 2016	13,2	0,45	Dựa trên số tiền vay được EVN và VDB công bố cho 1 dự án điện gió ở tỉnh Bạc Liêu và 1 dự án thủy điện ở tỉnh Lai Châu.
Trái phiếu Chính phủ (trong nước)	62,1	1,00	Tiền thu được từ trái phiếu Chính phủ đi vào ngân sách chung, không rõ có bao nhiêu chi phí vốn được cấp cho và trong đó bao nhiêu dành riêng cho các dự án năng lượng. Chưa có trái phiếu xanh Chính phủ nào được phát hành. Ước tính sẽ thu được 1 tỷ USD từ cổ phần hóa GENCO.
Trái phiếu doanh nghiệp/tỉnh/thành phố	11,7	0,04	Tổng trái phiếu doanh nghiệp do 1 công ty niêm yết trong ngành điện phát hành. (Lưu ý: nhiều trái phiếu doanh nghiệp, đặc biệt là trong thị trường phát hành trái phiếu riêng lẻ, được các ngân hàng mua và có thể đưa vào danh mục cho vay/tín dụng của ngân hàng).
Các công ty bảo hiểm	4,6	--	Các công ty bảo hiểm đã đầu tư vào trái phiếu, chủ yếu là trái phiếu Chính phủ. Có thể họ sẽ đặt mua trái phiếu do các công ty năng lượng phát hành trong tương lai.

Quỹ hưu trí	16	0,10	Các quy định/hướng dẫn đầu tư của VSS cho phép quỹ hưu trí đầu tư vào (i) Trái phiếu/nợ Chính phủ; (ii) tiền gửi lãi suất cao; và (iii) các dự án được coi là ưu tiên chiến lược. Đến nay, VSS đã đầu tư vào 1 dự án thủy điện chiến lược ở tỉnh Lai Châu với VDB và một tổ hợp các ngân hàng trong nước.
Thị trường chứng khoán	72,46	2,18	Tổng vốn hóa thị trường của 31 công ty niêm yết trong ngành năng lượng là 2,18 tỷ USD. Tổng vốn hóa thị trường của tất cả các thị trường chứng khoán tại Việt Nam là 72,46 tỷ USD.
Trái phiếu Chính phủ (quốc tế)	2,8	--	Phát hành trái phiếu quốc tế trước đây là cho Vinashin (DNNN trong lĩnh vực đóng tàu) và của các DNNN khác. Hiện nay ngành năng lượng Việt Nam chưa phát hành trái phiếu quốc tế.
Các định chế tài chính quốc tế và các đối tác phát triển song phương	43,1	10,8	Con số này có thể bị tính trùng lặp với các khoản vay ngân hàng để phát triển, vì một số dự án có cả nguồn vốn trong nước. Tính đến năm 2015, các khoản vay cho ngành điện chiếm hơn 25% tổng số vốn vay ưu đãi.
Tổng	468,26	24,55	

Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

2.2 Tài chính cho ngành năng lượng

40. Tài chính cho ngành năng lượng trước đây được chủ yếu thông qua các định chế tài chính quốc tế và song phương, các ngân hàng phát triển và ngân hàng thương mại trong nước, các ngân hàng thương mại nước ngoài, vốn cổ phần tư nhân và vốn chủ sở hữu của Chính phủ (bao gồm thu nhập giữ lại của ngành hoặc của các tổng công ty). Phần lớn đầu tư vào ngành điện trước đây thực hiện thông qua EVN. Tuy nhiên, do hiện nay EVN đang mất dần các nguồn vốn tài chính truyền thống (thị trường ngân hàng thương mại trong nước và các IFI), mở rộng quy mô tham gia của thành phần tư nhân vào ngành năng lượng theo mục tiêu Chính phủ đặt ra cần phải có các nguồn tài chính mới.

2.2.1 Nguồn tài chính đầu tư của EVN

41. Do những kim hãm về kinh tế chính trị trong việc tăng giá điện ở quy mô lớn, chi phí vốn của EVN trong giai đoạn 5 năm từ 2010 đến 2015 hầu như được cung cấp thông qua nợ (96%) do EVN vay để trang trải cho các hoạt động đầu tư vào sản xuất, truyền tải và phân phối của mình.
42. Chỉ 30% các khoản vay là bằng nội tệ, phần còn lại chủ yếu bằng USD và yên Nhật. Tỷ lệ các khoản vay bằng ngoại tệ cao khiến EVN phải chịu rủi ro ngoại hối lớn. Phần lớn lượng vay bằng ngoại tệ của EVN không theo điều khoản ưu đãi vì chúng thường được cung cấp thông qua Chính phủ và Chính phủ có lợi từ ưu đãi này, sau đó cho EVN vay lại với các điều khoản thương mại kém hơn bao gồm cả chịu rủi ro ngoại hối. Ngoài ra, mặc dù nhiều khoản vay của EVN

là ngắn hạn nhưng lại đang được sử dụng để hình thành tài sản dài hạn đến 25 năm, do đó gây ra mất cân đối giữa tài sản và nợ của EVN. Lãi suất trung bình đối với tất cả các khoản vay khoảng 9,6 % năm 2011, giảm xuống còn khoảng 6,1% năm 2015 do các khoản vay cũ có chi phí cao đã được hoàn trả và điều kiện thị trường đối với các khoản vay trong nước dần được cải thiện. Trong tổng số nợ khoảng 9 tỷ USD của EVN, gần 8,1 tỷ USD (90%) được MOF hỗ trợ với 4,1 tỷ USD do MOF cho vay trực tiếp và 4 tỷ USD được MOF bảo lãnh (tương đương với khoảng 19% các khoản nợ có bảo lãnh của Chính phủ Việt Nam).

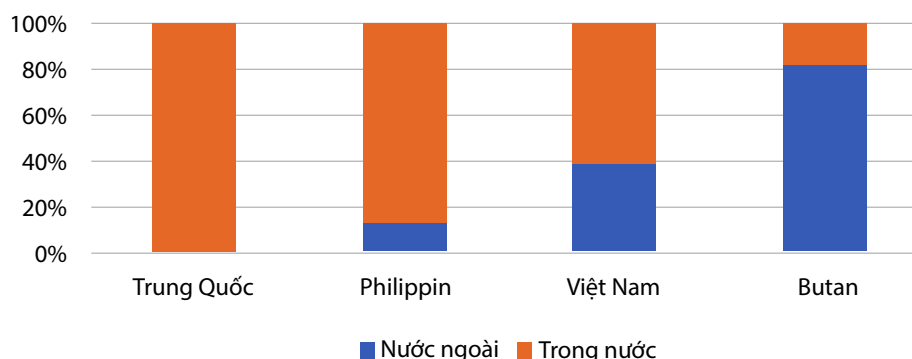
43. EVN hiện đang xây dựng một chiến lược tài chính doanh nghiệp xoay quanh các loại hình huy động vốn khác nhau để đầu tư trong tương lai, bao gồm: (i) phát hành trái phiếu trong nước và quốc tế; (ii) tái cơ cấu huy động vốn vay doanh nghiệp; (iii) thoái vốn/cổ phần hóa tài sản; và (iv) huy động vốn ưu đãi thông qua MOF (ở quy mô sẵn có).

2.2.2 Các định chế tài chính

44. Có sáu định chế tài chính quốc tế và song phương (ADB, AFD, JICA, KEXIM, KfW và Ngân hàng Thế giới) đang tham gia vào lĩnh vực năng lượng của Việt Nam. Các tổ chức này thường cho vay thông qua MOF và MOF cho các DNNN vay lại theo điều khoản thương mại. Số tiền cho vay dự kiến của các tổ chức này cho ngành năng lượng Việt Nam trong giai đoạn 2017-19 ước tính vào khoảng 3,8 tỷ USD, dưới 10% tổng nhu cầu đầu tư của ngành khoảng 40 tỷ USD trong giai đoạn này.
45. Tuy nhiên, không chắc chắn khối lượng cho vay dự kiến sẽ được thực hiện vì Chính phủ đã hủy hoặc trì hoãn nhiều dự án năng lượng được hưởng lợi từ nguồn vay này do các định chế tài chính có yêu cầu bảo lãnh Chính phủ, hiện đang chịu tác động do trần nợ công. Thực tế trong năm 2017-18, khối lượng cho vay từ IFI chỉ khoảng 600 triệu USD. Do đó, EVN và các công ty con của mình đang hướng đến việc huy động vốn không yêu cầu bảo lãnh Chính phủ từ các IFI. Tuy nhiên, khối lượng tài chính không yêu cầu bảo lãnh Chính phủ bị hạn chế và lãi suất gần với mức vay thương mại với thời hạn vay và thời gian ân hạn dài hơn.

2.2.3 Các ngân hàng thương mại và phát triển trong nước

46. Các ngân hàng thương mại và phát triển trong nước đóng vai trò quan trọng trong cấp vốn phát triển hạ tầng cùng với các cơ quan tài chính quốc tế. Hình dưới đây cho thấy tỷ trọng đầu tư nước ngoài vào hạ tầng ở Việt Nam tương đối cao so với các nước trong khu vực. Trong lĩnh vực năng lượng, các nhà đầu tư nước ngoài thường tập trung vào các dự án BOT quy mô lớn (chủ yếu là điện than và điện khí) trong khi đầu tư các dự án nguồn điện nhỏ hơn (cụ thể là các dự án thủy điện vừa và nhỏ do tư nhân cung cấp tài chính) hầu hết từ thị trường vốn trong nước.

Hình 2.10: Nguồn tài chính từ ngân sách cho cơ sở hạ tầng - Trong nước so với nước ngoài

Ghi chú: Bình quân 2010-2014 (Trung Quốc/Phi-lip-pin), 2010 - 2012 (Bu-tan), 2012 Việt Nam.

Nguồn: ADB.

47. Các ngân hàng thương mại và phát triển trong nước cho vay bằng đồng Việt Nam dựa trên các điều khoản thị trường trong nước và để cung cấp tài chính cho các dự án trong ngành điện và khí, các ngân hàng thương mại có xu hướng cho vay trên cơ sở doanh nghiệp chứ không chỉ giới hạn ở tài chính dự án (mặc dù đang có kỳ vọng cho vay không bảo đảm đối với các dự án năng lượng tái tạo mới, đặc biệt là điện mặt trời). Các ngân hàng thương mại cũng hoạt động như một kênh dẫn cho vay lại các dự án năng lượng tái tạo quy mô nhỏ.
48. Một rào cản lớn đối với cho vay vào ngành điện và khí là các ngân hàng thương mại phải tuân thủ quy định giới hạn trần đối với một khách hàng vay: tức là, các ngân hàng chỉ có thể cho vay tối đa 15% vốn chủ sở hữu của mình cho một khách hàng (quy định của SBV). Giới hạn này khiến cho một số ngân hàng trong nước không thể cung cấp thêm khoản vay mới cho EVN để giúp EVN và các công ty con đóng góp cho các mục tiêu đầu tư đối với ngành điện đề ra trong RPDP7.
49. Ngoài cho EVN vay, khối lượng cho vay đối với ngành điện và khí nói chung hiện còn khá hạn chế. Trung gian tài chính dài hạn cũng bị hạn chế do vốn nền yếu và Chỉ số an toàn vốn (CAR) thấp của các ngân hàng Việt Nam do chất lượng tài sản và trích lập dự phòng cho nợ xấu (NPL). Ngoài ra, chứng khoán hóa tài sản trong bảng cân đối kế toán để quản lý rủi ro là điều không thể thực hiện do không có quy định về chứng khoán hóa.

2.2.4 Cho vay năng lượng tái tạo

50. Các tổ chức tài chính trong nước cho các dự án năng lượng tái tạo vay bằng đồng Việt Nam vì hiện nay những dự án này chủ yếu do các nhà đầu tư trong nước phát triển.¹¹
51. Cho đến nay, nguồn tài chính quan trọng khác cho năng lượng tái tạo (đặc biệt là thủy điện nhỏ và điện gió) là các định chế tài chính quốc tế và song phương. Cơ chế tài chính đối với các định chế này thường theo hình thức “cho vay lại”, trong đó các định chế tài chính cho MOF vay,

¹¹ Các tổ chức tín dụng chỉ có thể cung cấp khoản vay ngắn hạn bằng ngoại tệ nếu người vay có đủ thu nhập bằng ngoại tệ để trả khoản vay (Thông tư 31/2016 của SBV). Các dự án năng lượng tái tạo chỉ có nguồn thu nhập bằng đồng Việt Nam nên không đủ điều kiện vay bằng ngoại tệ theo Thông tư 31.



sau đó MOF cho các DNNN như EVN vay lại. Trong hầu hết các trường hợp, MOF sẽ cho vay lại thông qua các ngân hàng thương mại, các ngân hàng này chịu trách nhiệm thu hồi nợ và các chi phí rủi ro liên quan. Phương thức cung cấp tài chính cho năng lượng tái tạo của các định chế tài chính quốc tế và song phương thường yêu cầu bảo lãnh Chính phủ mà Chính phủ hiện nay rất miễn cưỡng cấp do trần nợ công.

52. Ví dụ thành công về một dự án tạo thuận lợi cho MFD là Dự án phát triển năng lượng tái tạo (REDP) của Ngân hàng Thế giới. Trong REDP, Ngân hàng cam kết cho các nhà đầu tư tư nhân 200 triệu USD để cấp vốn 19 dự án thủy điện nhỏ (công suất đến 30 MW) với tổng công suất 300 MW. Cho đến nay, chưa có dự án thủy điện nhỏ (SHP) nào không trả được nợ. Ngân hàng thương mại tính lợi nhuận để trang trải chi phí/rủi ro của mình phù hợp với thực tiễn thương mại và hiện chưa thấy báo cáo nào về việc các nhà đầu tư tư nhân không trả được nợ cho các ngân hàng cho vay. Ngoài ra, từ kết quả của kiến thức và năng lực tạo ra trong REDP, các ngân hàng tham gia sau đó đã cung cấp tài chính thêm 1.500 MW các dự án thủy điện nhỏ do tư nhân cấp vốn ngoài phạm vi cho vay của REDP.

2.2.4 Quỹ cổ phần

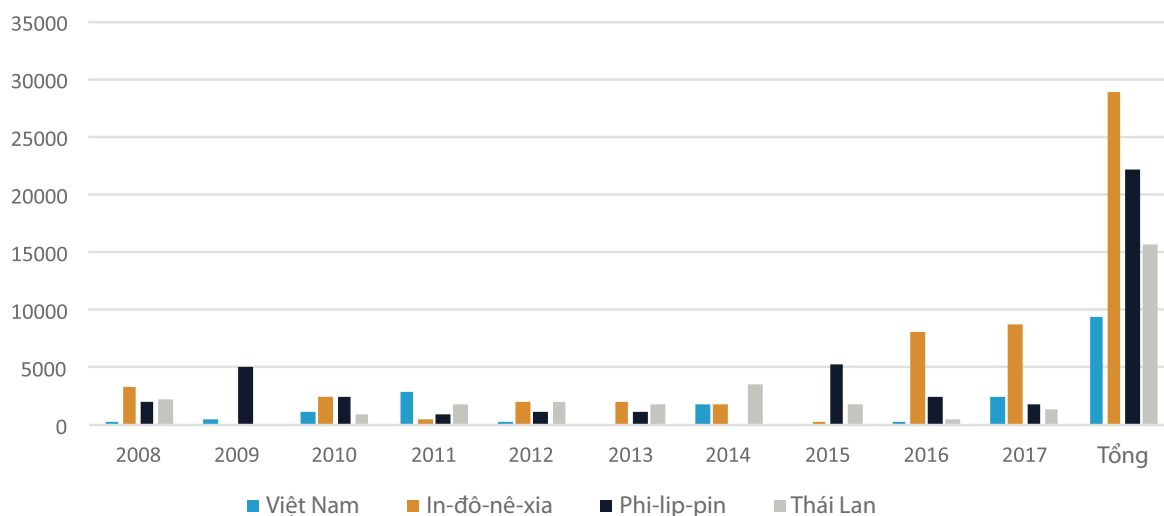
53. Có một số quỹ cổ phần hoạt động trong lĩnh vực năng lượng ở Việt Nam. Các quỹ này thường tập trung vào đầu tư năng lượng tái tạo. Cho đến nay cam kết tài chính chung của các quỹ này đối với ngành năng lượng là rất nhỏ.

2.2.5 Các công ty/tập đoàn lớn

54. Có một số doanh nghiệp tập đoàn lớn tham gia vào các lĩnh vực hạ tầng và năng lượng, bao gồm Bitexco, HAGL, TTC/GEC và Hưng Lộc Phát. Trước đây, các tập đoàn này chủ yếu tập trung đầu tư vào thủy điện nhỏ, nhưng hiện đang tìm kiếm cơ hội đầu tư nhiều hơn vào điện gió và điện mặt trời.

2.2.6 Tham gia của tư nhân vào ngành năng lượng

55. Đến nay, tham gia của khu vực tư nhân vào lĩnh vực hạ tầng (bao gồm năng lượng, giao thông, nước và ICT) còn hạn chế so với các nước khác trong khu vực. Từ năm 1992 đến năm 2016, Việt Nam đã thu hút 13,8 tỷ USD đầu tư vào hạ tầng, trong đó vào ngành năng chiếm vị trí chủ đạo với 8,3 tỷ USD đầu tư, tương đương hơn 60% vốn PPI. Các dự án đáng chú ý trong lĩnh vực năng lượng bao gồm Phú Mỹ 2.2 (nhà máy điện BOT chạy khí, 2002), Đường ống khí Nam Côn Sơn (2002), Phú Mỹ 3 (nhà máy điện BOT chạy khí, 2003) và Mông Dương (nhà máy điện BOT chạy than), 2011). Tổng cộng các dự án này chiếm 6,7 tỷ USD PPI tương đương với 49% tổng PPI tại Việt Nam trong giai đoạn 1992-16. Bốn dự án nêu trên được thực hiện theo hình thức BOT, nước ngoài nắm quyền sở hữu đa số, vay nợ thương mại quốc tế dài hạn và được hưởng lợi từ cam kết và bảo lãnh của Chính phủ (GGU) bảo vệ các công ty tham gia tránh một số rủi ro chính trị và liên quan đến dự án, bao gồm cả chuyển đổi tiền Đồng sang USD và chuyển ra nước ngoài. Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn là dự án duy nhất trong lĩnh vực truyền tải và phân phối khí thiên nhiên nhận được đầu tư từ khu vực tư nhân (1,3 tỷ USD).

Hình 2.11: Đầu tư vào năng lượng ở Việt Nam so với các nước khác trong EAP (10 năm qua)

Nguồn: Cơ sở dữ liệu PPI của Ngân hàng Thế giới.

56. Mặc dù Chính phủ đã ban hành một số văn bản luật cần thiết để hỗ trợ phát triển chương trình IPP/PPP thành công, thì phần lớn các dự án năng lượng đang được mua sắm ngoài phạm vi của các quy định này do các bộ ngành còn thiếu hiểu biết và năng lực thực hiện PPP.
57. Tuy nhiên, một số IFI và các nhà tài trợ đã hỗ trợ tích cực để giúp xây dựng một môi trường thuận lợi cho phát triển PPP ở Việt Nam. Một số nhà tài trợ đã tài trợ các chương trình hỗ trợ kỹ thuật được thiết kế để cải thiện môi trường tạo điều kiện cho PPP (về pháp lý, quy định và thể chế) và xây dựng năng lực cho khu vực công để lựa chọn, thiết lập cơ cấu, mua sắm và quản lý PPP. Trên thực tế, Chính phủ đã tiếp nhận các tư vấn này khi soạn thảo Nghị định 63/2018/NĐ-CP ban hành ngày 4 tháng 5 năm 2018. Tuy nhiên, trong khi môi trường thuận lợi cho PPP tổng thể được cải thiện và Chính phủ đang tích cực khuyến khích sử dụng thì năng lực mua sắm PPP vẫn còn thiếu, cũng như một bộ phận của Chính phủ còn miễn cưỡng trong việc giải thích và hỗ trợ các nhà đầu tư (đặc biệt là các nhà đầu tư quốc tế) theo yêu cầu để khuyến khích họ đầu tư các dự án.
58. Các nhà đầu tư quốc tế (vốn chủ sở hữu và nợ) đang quan tâm hỗ trợ các dự án năng lượng tại Việt Nam và có thể đóng vai trò tích cực trong việc thỏa mãn nhu cầu về vốn khi thị trường vốn trong nước phát triển. Hạn chế chủ yếu để mở rộng quy mô đầu tư khu vực tư nhân dường như là do thiếu văn kiện dự án khả thi về tài chính (PPA và tài liệu đi kèm) cùng với thời gian cần thiết để phát triển dự án và nhận được các phê duyệt cần thiết và tín nhiệm của EVN với tư cách là một bên đối tác của PPA. Một trong những yếu tố chính xác định liệu một dự án có lành mạnh về tài chính hay không (đối với nhà đầu tư quốc tế) là trong văn kiện hợp đồng có đưa ra chia sẻ rủi ro hay không. Nhận thức chung cho thấy Chính phủ đang cố gắng phân bổ lại những rủi ro nhất định nằm trong tầm kiểm soát của Chính phủ sang phía khu vực tư nhân.

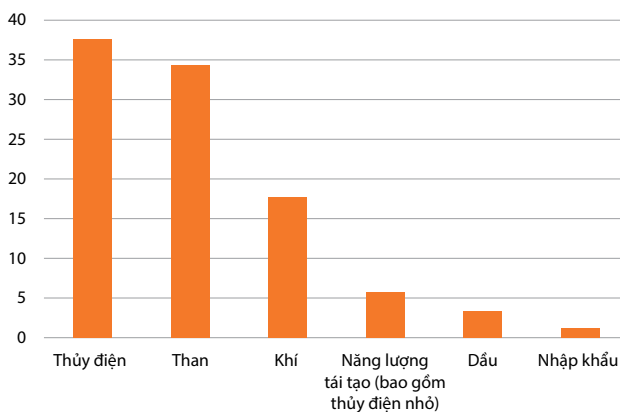
Phụ lục 3. Sơ lược về ngành điện

3.1 Tổng quan về ngành điện

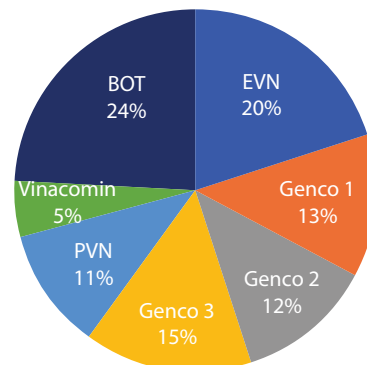
59. Các hoạt động phát triển và cung cấp trong ngành điện do EVN và các công ty con của EVN chi phối. EVN là doanh nghiệp điện lực thuộc sở hữu Nhà nước, tham gia vào tất cả các hoạt động điện lực và là người mua duy nhất từ các công ty phát điện. EVN cũng sở hữu mạng lưới truyền tải và nắm tổng công ty điện lực (PC) bán điện trong khu vực quản lý của mình ở các cấp điện áp 220 kV, 110 kV và thấp hơn. Tính đến năm 2016, khoảng 85% lưới điện phân phối cung cấp cho các hộ gia đình nông thôn thuộc các PC và 15% còn lại thuộc về các đơn vị phân phối điện địa phương (LDU) ở khu vực nông thôn.
60. Năm 2016, tổng công suất đặt của Việt Nam là 42 GW. EVN trực tiếp nắm giữ 60% (26 GW) công suất đặt (bao gồm các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu) và thông qua các công ty con (GENCO 1, 2, 3). 40% công suất còn lại (16 GW) thuộc sở hữu của các doanh nghiệp Nhà nước (DNNN) khác và các nhà đầu tư tư nhân. Tổng số nhà máy điện đang hoạt động là 113 (không kể các nhà máy thủy điện nhỏ có công suất từ 30 MW trở xuống). Thủy điện chiếm 37,6% (15,8 GW), điện than 34,3% (14,4 GW), điện khí 17,8% (7,5 GW), năng lượng tái tạo (gồm thủy điện nhỏ 5,8% (2,4 GW), chạy dầu 3,3% (1,4 GW)) và nhập khẩu 1,2% (0,5 GW) công suất đặt.

Hình 3.1: Công suất theo loại nhiên liệu và hình thức sở hữu

Công suất đặt theo loại nhiên liệu tính bằng GW (2016)



Tỷ lệ sở hữu phát điện (2016)

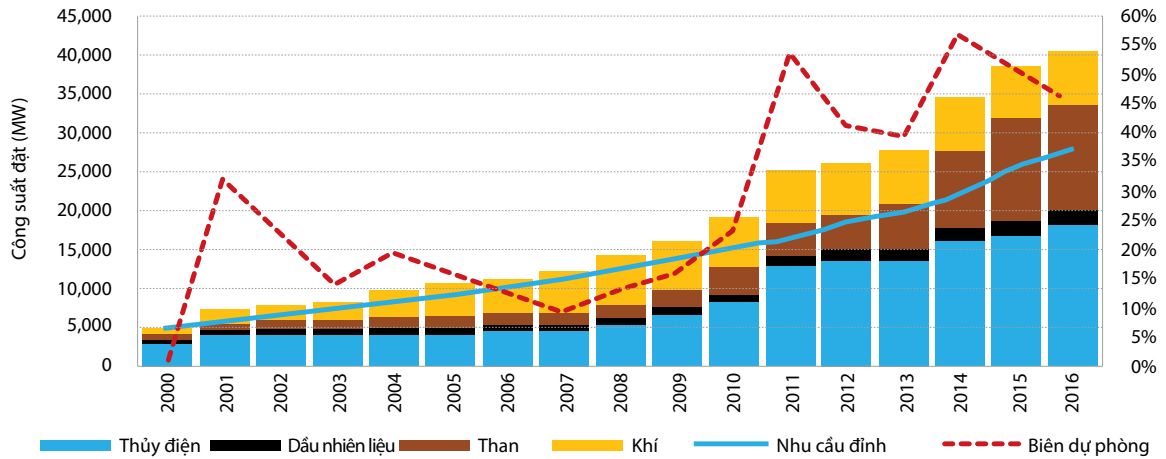


Nguồn: EVN.

61. Ở miền Bắc và miền Trung, nguồn điện chủ yếu từ các nhà máy thủy điện và các nhà máy nhiệt điện than sử dụng than trong nước. Có một phần điện nhập khẩu từ Trung Quốc và Lào. Khu vực miền Nam nguồn điện chủ yếu là thủy điện và điện khí được cung cấp từ các mỏ ngoài khơi. Xuất khẩu điện từ Việt Nam sang Campuchia tương đối nhỏ. Hiện đang có các kế hoạch lớn tăng cường mua bán điện với Lào lên tới 5 GW vào năm 2030.

62. Hiện nay công suất dự phòng¹² đã tăng lên đáng kể từ năm 2010, do các nhà máy phát điện mới đã đưa vào vận hành. Tuy nhiên, cung và cầu về điện, đặc biệt là ở miền Nam, đôi khi có thể gặp khó khăn do: (i) lưu lượng nước về thủy điện biến đổi theo mùa; và (ii) hạn chế trong truyền tải, đặc biệt là giữa miền Bắc và miền Trung Việt Nam.

Hình 3.2: Công suất đặt và biên dự phòng trên toàn hệ thống (2000-16)



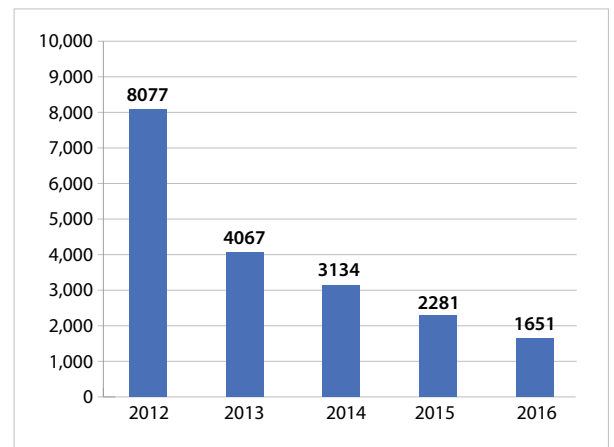
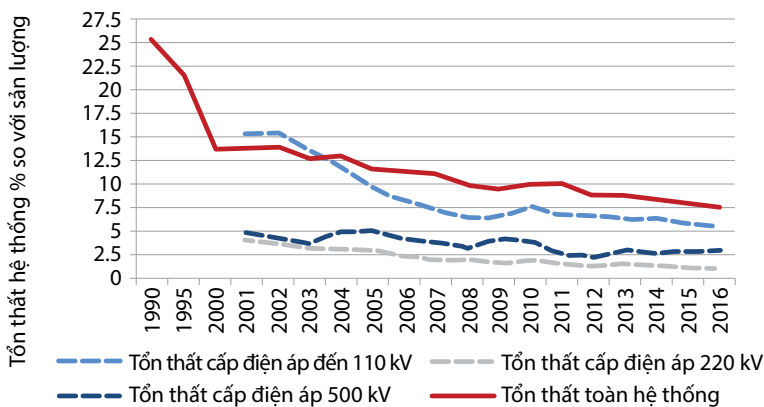
Nguồn: Intelligent Energy System (IES).

63. **Hiệu suất hệ thống điện được cải thiện đáng kể:** Tổng tổn thất truyền tải và phân phối hiện nay là 7,6%, là mức thấp so với các quốc gia và hệ thống tương tự, phản ánh hiệu suất và năng lực hoạt động tốt của EVN. Chất lượng dịch vụ cung cấp điện tới người tiêu dùng đã dần được cải thiện với số lần mất điện ít hơn và thời gian mất điện cũng ngắn hơn.

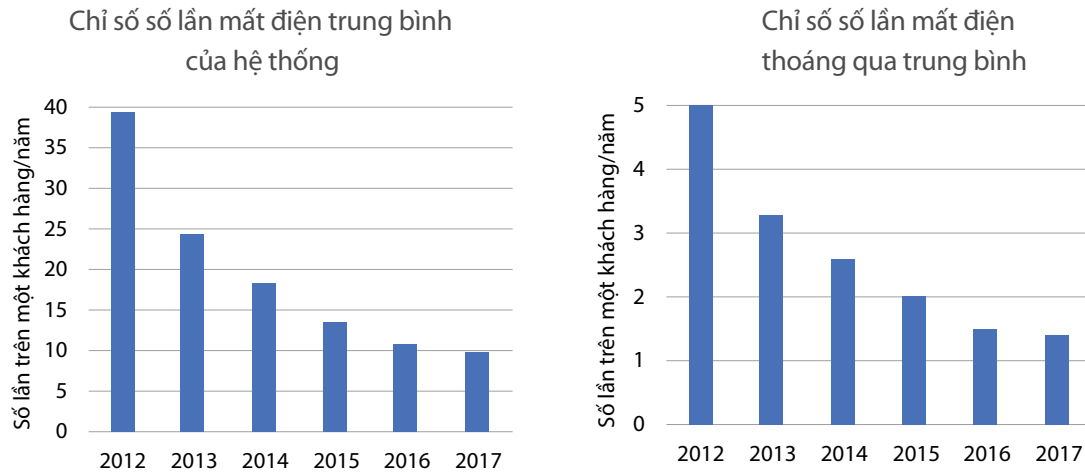
Hình 3.3: Cải thiện hiệu quả hoạt động hệ thống điện

Tổn thất hệ thống truyền tải và phân phối

Chỉ số thời gian mất điện trung bình của hệ thống



¹² Biên dự phòng đo lường công suất phát điện khả dụng lớn hơn công suất cần thiết để đáp ứng nhu cầu đỉnh.



Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC), EVN.

64. Chất lượng dịch vụ cung cấp điện dần dần được cải thiện. Năm 2015, sa thải công suất chỉ bằng một phần năm so với năm 2010, là năm cắt điện luân phiên thường xuyên do là một năm rất ít nước và thiếu hụt công suất thủy điện. Năm 2015, chỉ có sáu lần cắt điện được ghi nhận tại Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC): phần lớn sa thải phụ tải là cần thiết để bảo vệ trong quá trình chạy thử các nhà máy phát điện mới. Điều này thể hiện hiệu quả của EVN khi cung cấp đầu tư đầy đủ cho lưới điện để cung cấp dịch vụ tốt tới người tiêu dùng.

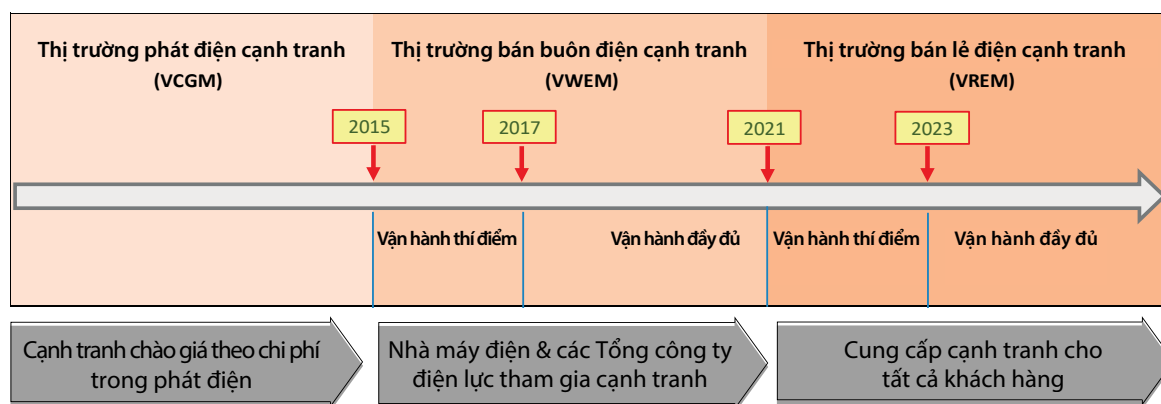
3.2 Cải cách ngành điện

65. **Ngành chiến lược:** Ngành điện ở Việt Nam là một trong những ngành lớn và có vai trò chiến lược nhất trong nền kinh tế và đang ở giai đoạn thực hiện tái cơ cấu. Động lực của cải cách là nhu cầu xây dựng một nền tảng bền vững cho ngành điện để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng do mở rộng công nghiệp và tăng nhu cầu trong sinh hoạt và thương mại khi thu nhập thực tế đầu người tăng lên. Các nguyên tắc định hướng do Chính phủ đưa ra để phát triển ngành điện là: (i) đảm bảo hệ thống điện hoạt động an toàn và tin cậy; và (ii) hạn chế tối đa các tác động của giá điện (hiệu ứng lan tỏa kinh tế vĩ mô và các tác động phân phối).
66. **Luật Điện lực năm 2004:** Cải cách ngành điện được bắt đầu một cách nghiêm túc với Luật Điện lực được thông qua năm 2004. Luật này cung cấp khung hướng dẫn để phát triển thị trường điện cạnh tranh; điều này đòi hỏi phải phân chia ngành bằng cách tách rời liên kết dọc doanh nghiệp điện thuộc sở hữu Nhà nước - EVN. Luật cũng chỉ đạo cải cách giá điện theo hướng phản ánh đầy đủ chi phí để thu hút đầu tư tư nhân nhằm đảm bảo phát triển ngành một cách bền vững, giảm trợ cấp và thúc đẩy tiết kiệm năng lượng phía cầu. MOIT được giao quản lý ngành năng lượng. Cục Điều tiết điện lực Việt Nam (ERAV) được thành lập năm 2005 với tư cách là một đơn vị thuộc MOIT. Cơ quan này có nhiệm vụ cấp phép, xem xét các kế hoạch mở rộng hệ thống điện và nhu cầu tài chính, lập, ban hành và thực thi các quy định và rà soát, để xuất giá điện.
67. **“Lộ trình cải cách ngành điện 20 năm” năm 2006:** Lộ trình đề ra phương hướng phát triển thị trường điện cạnh tranh theo ba giai đoạn: (i) thị trường phát điện cạnh tranh; (ii) thị trường

bán buôn cạnh tranh; và (iii) thị trường bán lẻ cạnh tranh. Lộ trình đưa ra cách tiếp cận thận trọng để triển khai cải cách rộng rãi — thiết kế từng giai đoạn thí điểm để kiểm tra, cải tiến và học hỏi, sau đó mới thực hiện đầy đủ. Cách tiếp cận này phản ánh mức độ ưu tiên cao của Chính phủ để thay đổi một cách từ từ, đồng thuận nhằm tránh những cú sốc tiêu cực đối với nền kinh tế và người dùng cuối.

68. **Khởi đầu của EVN năm 2008:** Chia tách EVN bắt đầu từ năm 2008 với việc thành lập các công ty phân phối và truyền tải riêng (Công ty truyền tải điện quốc gia; các công ty phân phối; Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia; Công ty mua bán điện). Năm 2012, EVN đã tách hoạt động phát điện của mình ra thành ba Gencos riêng biệt.
69. **Vận hành đầy đủ thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (VCGM) năm 2012:** VCGM, là giai đoạn đầu của chương trình cải cách, vận hành đầy đủ vào năm 2012, với các công ty phát điện thành viên của EVN (Gencos) và các nhà sản xuất điện độc lập (IPP) cùng cạnh tranh để bán cho bên mua duy nhất - Công ty mua bán điện (EPTC), thuộc EVN.
70. **Giai đoạn thí điểm thị trường bán buôn điện Việt Nam (VWEM) bắt đầu vào năm 2015.** Năm 2013, Chính phủ đã cập nhật lộ trình bắt đầu thí điểm VWEM vào năm 2015 với mục tiêu vận hành đầy đủ vào năm 2021. Các thỏa thuận thương mại của VWEM được thiết kế cho phép các PC và các khách hàng lớn đủ điều kiện kết nối trong lưới điện truyền tải¹³ được trực tiếp ký hợp đồng với các nhà máy điện và cho phép các đơn vị bán buôn điện gia nhập thị trường và ký hợp đồng với các nhà máy điện và sau đó bán cho các PC. Kết quả dự kiến của VWEM theo thời gian là: (a) Các PC ký hợp đồng trực tiếp với các nhà máy điện sao cho tổng danh mục hợp đồng nói chung cân đối với sơ đồ phụ tải của mình; và (b) trong trường hợp mất cân đối giữa hợp đồng và nhu cầu thực tế, các PC sẽ phải tham gia thị trường giao ngay.

Hình 3.4: Lộ trình cải cách ngành điện



13 Quy định lưới điện truyền tải quy định lưới điện truyền tải ở Việt Nam bao gồm "tất cả các đường dây và trạm biến áp ở mức điện áp ở cấp 220 kV hoặc lớn hơn, và đường dây 110kV và trạm biến áp có chức năng truyền tải điện để nhận điện từ nhà máy điện và cấp vào hệ thống điện quốc gia".

71. Ở giai đoạn này, phí truyền tải và phí phân phối có thể có sẽ được tách ra và EVN (EPTC) sẽ không còn là bên mua duy nhất tại Việt Nam. Do đó, chi phí điện đối với các PC sẽ thay đổi theo thời gian từ giá điện bán buôn sang tổng hợp các chi phí lưới điện, thanh toán chênh lệch hợp đồng và thanh toán trên thị trường giao ngay.
72. Vai trò của EVN đang thay đổi: Hình thành thị trường bán buôn điện cạnh tranh đòi hỏi thay đổi lớn trong cơ cấu thể chế hiện tại của ngành điện và vai trò của EVN. Hiện tại, EVN đã chia tách và thành lập các công ty con hoạt động ở tất cả các lĩnh vực: ba Gencos, Tổng công ty truyền tải điện quốc gia (NPT) và năm PC. Giai đoạn tiếp theo của chương trình cải cách, như được nêu trong Quyết định 2017 của Thủ tướng Chính phủ là tăng hiệu quả lĩnh vực phát điện, nâng cao tính minh bạch, công bằng và cạnh tranh mạnh mẽ, đảm bảo cơ cấu thị trường hỗ trợ cạnh tranh bán buôn hiệu quả và nâng cao hiệu quả điều tiết. Để đạt được các mục tiêu này, các tài sản nguồn điện của EVN sẽ được cổ phần hóa, bắt đầu từ năm 2019, EVN nắm giữ tối thiểu 51% cổ phần. Sau hai năm cổ phần hóa, Chính phủ Việt Nam sẽ đánh giá kết quả hoạt động để tiếp tục thoái toàn bộ phần vốn Nhà nước trong sản xuất điện.
73. NPT và các PC sẽ vẫn hoàn toàn thuộc sở hữu công. Từ năm 2021 trở đi, các PC sẽ tiến hành hạch toán riêng cho lĩnh vực phân phối và bán lẻ để chuẩn bị cho bán lẻ cạnh tranh. Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC) sẽ hoạt động với tư cách là Đơn vị vận hành hệ thống và thị trường độc lập (SMO) và được chuyển đổi thành đơn vị hạch toán độc lập của EVN vào năm 2021. Đến năm 2025, SMO sẽ được tách hoàn toàn khỏi EVN nhưng nằm dưới quyền kiểm soát của Nhà nước.
74. Chuyển dịch sang thị trường điện cạnh tranh đòi hỏi phải loại bỏ dần sở hữu chéo giữa các đơn vị tham gia vào các phân khúc khác nhau trong chuỗi cung ứng điện. Trong VWEM cạnh tranh đầy đủ với nhiều bên bán và bên mua, các đơn vị trong từng lĩnh vực của chuỗi cung ứng điện sẽ không được kiểm soát các công ty hoạt động ở các phân khúc khác. SMO phải độc lập với bất kỳ đơn vị thuộc bất kỳ lĩnh vực nào, trừ khi có các thỏa thuận cụ thể nhằm đảm bảo quyền bình đẳng cho tất cả các bên tham gia thị trường. Các quyết định 2015 của MOIT và 2017 của Thủ tướng Chính phủ đưa ra các thông số chính về cấu trúc ngành điện tương lai như tóm tắt trong bảng dưới đây:

Bảng 3.1 Thông số chính của cơ cấu ngành điện trong tương lai

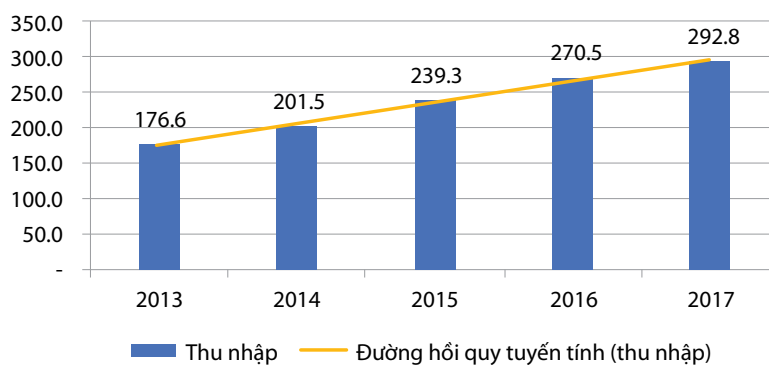
Pháp nhân	Quyền sở hữu
Nhà máy thủy điện đa mục tiêu	Sở hữu EVN
NPT (công ty truyền tải quốc gia)	Sở hữu EVN (100%) - đơn vị hạch toán độc lập
PC tách các chức năng phân phối và bán lẻ	Sở hữu EVN, hoạt động bán lẻ của PC được cổ phần hóa bắt đầu từ năm 2021
NLDC đóng vai trò là SMO	Đơn vị hạch toán phụ thuộc EVN năm 2018; SMO trở thành đơn vị hạch toán độc lập với EVN từ năm 2021
EPTC - hiện là bên mua duy nhất	Đơn vị thuộc sở hữu của EVN mua điện từ các đơn vị không tham gia thị trường, các BOT và các nhà máy điện năng lượng tái tạo

3.4 Các điểm nổi bật về tài chính của EVN

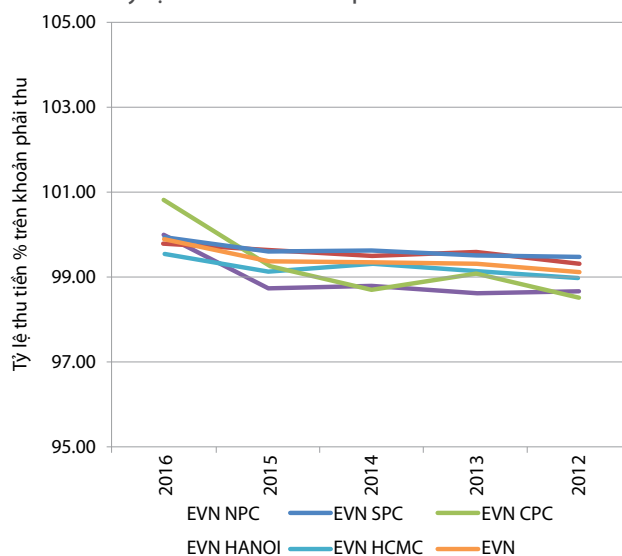
75. Để đánh giá hiệu quả tài chính tổng thể của công ty mẹ EVN - một số chỉ tiêu tài chính quan trọng liên quan bao gồm; (i) doanh thu hàng năm; (ii) khả năng thanh toán/thanh khoản ; (iii) lợi nhuận; và (iv) trả nợ.
76. **Doanh thu hàng năm:** Doanh thu hàng năm của EVN tăng mạnh từ năm 2013 đến năm 2017. Doanh thu (trong đó doanh thu từ bán điện chiếm 98%) tăng từ 8% đến 19%/năm (14% năm 2014, 19% năm 2015, 13% năm 2016 và 8% năm 2017). Tính theo USD, doanh thu hàng năm tăng từ 8,4 tỷ USD (177 nghìn tỷ đồng) năm 2013 lên 13 tỷ USD (292 nghìn tỷ đồng) năm 2017. Giá điện cũng như nhu cầu điện tăng là đóng góp chính tăng cao doanh thu. Thu tiền điện là một trong những điểm mạnh quan trọng về tín dụng nhiệm vụ của EVN và năm PC. Tỷ lệ thu tiền điện bình quân trên các khoản phải thu đã được cải thiện dần từ năm 2012 đến năm 2016 và dao động trong khoảng từ 98% đến 100% ở cả năm PC.

Hình 3.5: Doanh thu hàng năm và tỷ lệ thu tiền điện

Doanh thu hàng năm (Nghìn tỷ)



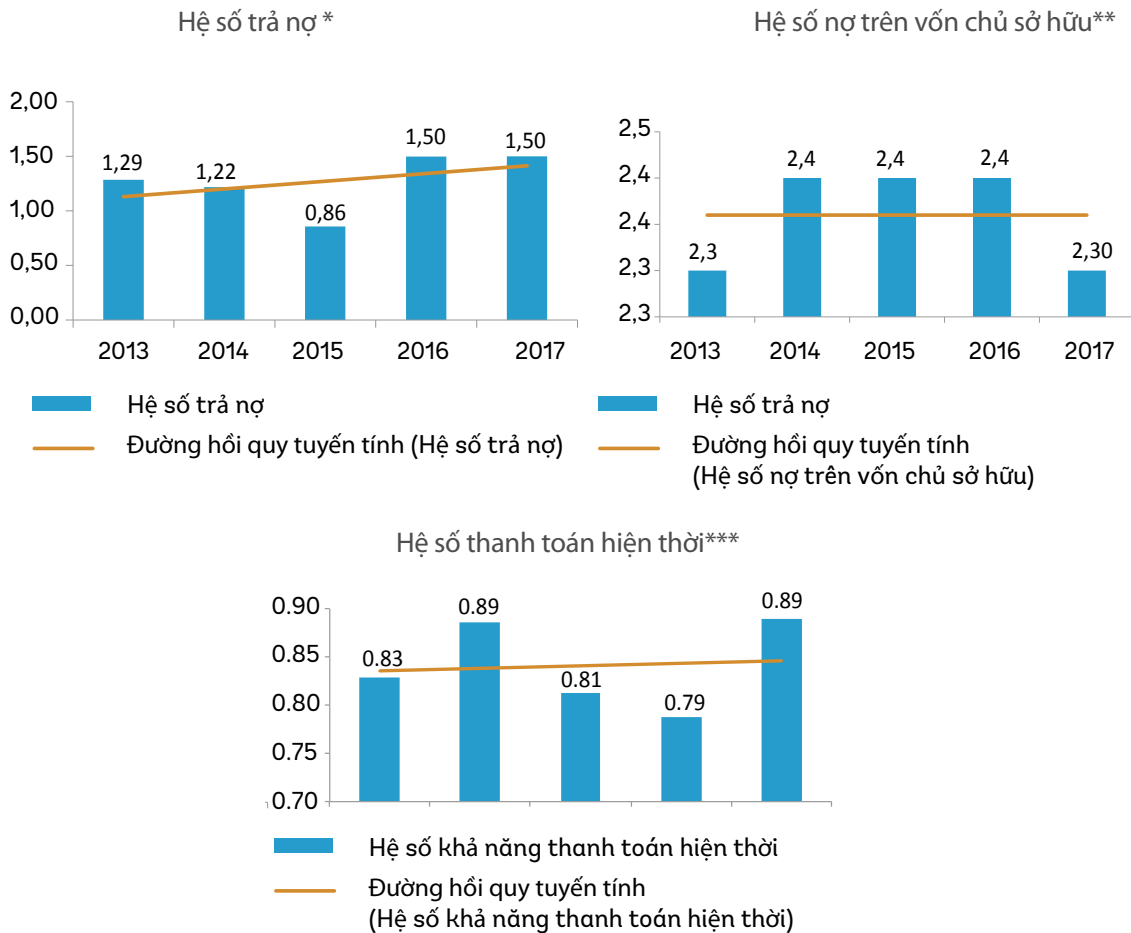
Tỷ lệ thu trên khoản phải thu



Nguồn: EVN.

77. **Khả năng thanh toán/thanh khoản:** Về khả năng thanh toán, có sự biến động của hệ số trả nợ trong giai đoạn 2013-2016. Bắt đầu ở mức 1,29 lần, đã giảm mạnh xuống còn 0,86 lần vào năm 2015 - chủ yếu do tác động của lỗ do tỷ giá ở mức 13 nghìn tỷ đồng năm 2015 - trước khi tăng trở lại 1,5 lần vào năm 2016 (lỗ do tỷ giá 5 nghìn tỷ đồng). Hệ số lớn hơn 1 cho thấy EVN có đủ thu nhập để đáp ứng yêu cầu trả lãi và gốc nhưng hệ số này rất dễ ảnh hưởng bởi rủi ro tỷ giá. Hệ số nợ trên vốn chủ sở hữu được duy trì liên tục ở mức 2,4 lần, đây là mức chấp nhận được trong ngành năng lượng. Tuy nhiên, hệ số khả năng thanh toán hiện thời, thể hiện khả năng thanh khoản của EVN, ở mức nhỏ hơn 1 trong giai đoạn 2013-17 cho thấy, tài sản ngắn hạn không đủ để trang trải các khoản nợ ngắn hạn. Dòng tiền từ hoạt động kinh doanh của EVN dương và tăng dần qua các năm từ năm 2013 đến năm 2017.

Hình 3.6: Khả năng thanh toán và thanh khoản



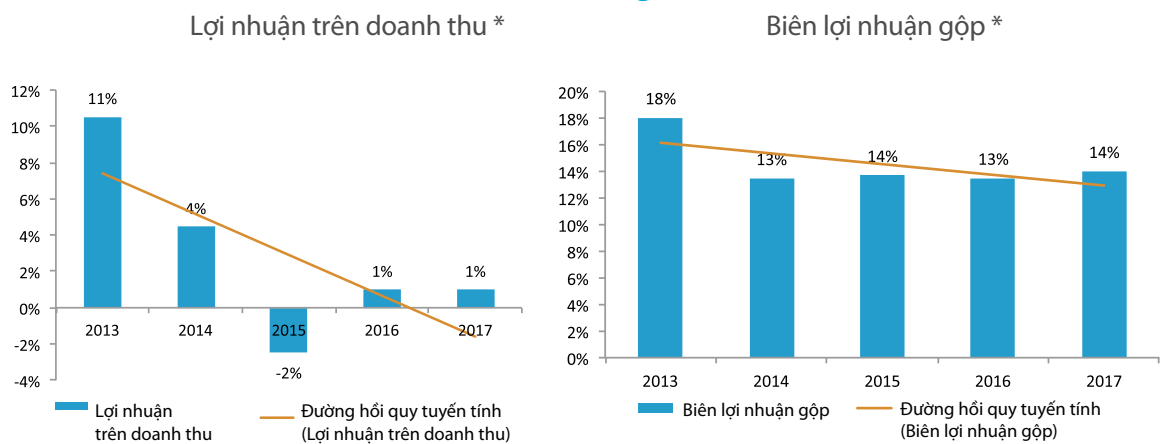
Nguồn: EVN.

* Hệ số trả nợ: Hệ số khả năng thanh toán được tính bằng EBITDA chia cho số tiền trả nợ gốc và lãi và nợ thuê tài chính

** Hệ số nợ trên vốn chủ sở hữu: Hệ số khả năng thanh toán được tính bằng tổng số nợ chia cho tổng vốn chủ sở hữu

*** Hệ số khả năng thanh toán hiện thời: Hệ số khả năng thanh toán được tính bằng tài sản ngắn hạn chia cho nợ ngắn hạn

78. **Khả năng sinh lời:** Khả năng sinh lời được thể hiện rõ nhất lợi nhuận trên doanh thu và biên độ lợi nhuận tổng. Trong khoảng thời gian 5 năm, biên độ lợi nhuận tổng ghi nhận mức đỉnh 18% vào năm 2013 và duy trì ở mức ổn định từ 13% đến 14% vào các năm 2014, 2015, 2016 và 2017, cho thấy sự ổn định trong quá trình kinh doanh sản xuất điện. Tuy nhiên, hệ số lợi nhuận trên doanh thu giảm từ 11% năm 2013 xuống còn 4% năm 2014 do biến động mạnh của tỉ giá hối đoái vì thiếu các biện pháp bảo hiểm rủi ro thích hợp. Tình hình thậm chí trở nên nghiêm trọng hơn vào năm 2015 khi EVN ghi nhận lỗ tỷ giá lên tới 13 nghìn tỷ đồng, gây ra khoản lỗ tổng cộng 5 nghìn tỷ đồng. Năm 2016, lỗ tỷ giá giảm từ 8 nghìn tỷ đồng xuống còn 5 nghìn tỷ đồng và giữ ở mức 3 nghìn tỷ đồng năm 2017, giúp doanh nghiệp đạt lợi nhuận sau thuế 1,4 nghìn tỷ đồng năm 2016 và 3,7 nghìn tỷ đồng năm 2017 cũng như hệ số lợi nhuận trên doanh thu 1% cho hai năm cuối trong thời gian phân tích.

Hình 3.7: Khả năng sinh lời

Nguồn: EVN.

* Hệ số lợi nhuận trên doanh thu: tỷ suất sinh lời được tính bằng lợi nhuận ròng sau thuế chia cho doanh thu

** Biên lợi nhuận gộp: tỷ suất sinh lời được tính bằng lãi gộp chia cho doanh thu

79. **Đánh giá chung:** Nhìn chung, EVN là một công ty có lãi trong những năm gần đây với doanh thu tăng mạnh, tỷ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu và biên lợi nhuận gộp ổn định. Thách thức lớn nhất về mặt tài chính mà EVN phải đối mặt là làm thế nào để quản lý rủi ro ngoại hối vì nó ảnh hưởng đến hệ số trả nợ cũng như lợi nhuận. Mặc dù các công cụ bảo hiểm rủi ro với các ngân hàng quốc tế sẽ rất tốn kém với EVN, giải pháp khuyến nghị là cần bình ổn rủi ro ngoại hối cho công ty có nguồn tài chính tài sản chủ yếu là vay quốc tế. Ngoài ra, sự kết hợp giữa chi phí phát điện tăng và giá bán điện bình quân thực tế giảm đã đưa EVN vào một tình trạng tài chính đầy khó khăn trước mắt.

3.5 Đầu tư vào ngành điện

80. **Công suất phát điện theo quy hoạch:** RPDP7 đưa ra ba kịch bản (thấp, cơ sở, cao) để ước tính công suất đặt cần có đến năm 2030 nhằm đáp ứng nhu cầu điện năng trong tương lai, từ 118 GW đến 140 GW. Năm 2016, MOIT đã ban hành Quyết định 2068/QĐ-TTg về Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo, đặt ra các mục tiêu năng lượng tái tạo cụ thể. Các mục tiêu năng lượng tái tạo theo RPDP7 và Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo thay đổi từ 10,5 GW đến 40,6 GW.

Bảng 3.2: Công suất đặt trong RPDP7 2015 -2030 (GW) – Kịch bản cơ sở

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Thủy điện	15,1	16,2	16,8	17,2	17,8	18,1	19,2	21,9
Nhiệt điện than	12,8	14,2	16,3	18,4	22,3	25,8	47,5	58,7
Khí + dầu	8,7	8,7	8,3	8,7	8,7	8,6	15,1	19,1
Thủy điện nhỏ/gió/mặt trời/sinh khối	2,0	2,2	2,5	3,2	3,6	5,7	7,9	12,5
Điện hạt nhân								4,6
Nhập khẩu	1,0	1,2	1,2	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5
Tổng công suất	39,6	42,5	45,2	48,9	53,9	59,7	91,2	118,4

Nguồn: RPDP7

Bảng 3.3: Ba kịch bản bổ sung năng lượng tái tạo trong RPDP7 (GW) cho Dự báo nhu cầu cơ sở

	Công suất đặt năng lượng tái tạo 2015	Công suất đặt năng lượng tái tạo 2030	Bổ sung năng lượng tái tạo 2015-2030
PDP7	1,9	12,5	10,5
60% Quyết định 2068/QĐ-TTg	1,9	27,1	25,2
Đầy đủ mục tiêu của Quyết định 2068/QĐ-TTg	1,9	42,5	40,6

Nguồn: RPDP7, (Chương 5 (Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia sửa đổi, Bảng 5-19).

Lưu ý: Quyết định 2068/QĐ-TTg đề cập đến Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo do MOIT ban hành (2016)

81. **Đầu tư vào nguồn điện:** Bảng dưới đây thể hiện đầu tư trước đây vào sản xuất điện theo từng phân khúc phát điện. Trong 5 năm đến 2015, EVN chiếm phần lớn phần nguồn vốn đầu tư cho nguồn điện, khoảng 18 tỷ USD (3,6 tỷ USD/năm) trong tổng số 33 tỷ USD (6,6 tỷ USD/năm).

Bảng 3.4: Đầu tư trước đây vào nguồn điện (tỷ USD)

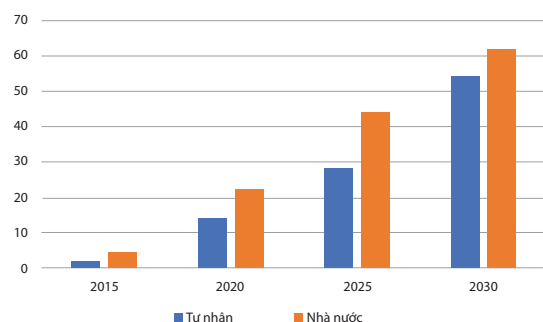
	2011	2012	2013	2014	2015
Than	1,1	0,4	2,7	7,5	6,1
Dầu	0	0	0	0,8	0
Khí	1,2	0	0	0	0
Thủy điện (lớn & nhỏ)	5,3	1,4	0,6	3,6	1,4
Sinh khối	0	0	0	0,1	0
Gió	0	0,1	0	0,1	0,1
Tổng	7,6	1,9	3,3	12,1	7,6

Nguồn: Các tính toán của Ngân hàng Thế giới dựa trên tổng công suất vận hành thử mỗi năm.

82. RPDP7 dự tính nhu cầu đầu tư cho nguồn điện tới năm 2030 vào khoảng 118-144 tỷ USD và 152-185 tỷ USD cho toàn bộ ngành điện. Tỷ lệ năng lượng tái tạo (trừ thủy điện lớn) trong đầu tư nguồn điện là 22% cho toàn bộ thời kỳ (27-33 tỷ USD). RPDP7 đưa ra mức tăng trưởng đầu tư của khu vực tư nhân vào nguồn điện từ 36% như hiện nay lên 47% năm 2020 và 70% vào năm 2030.

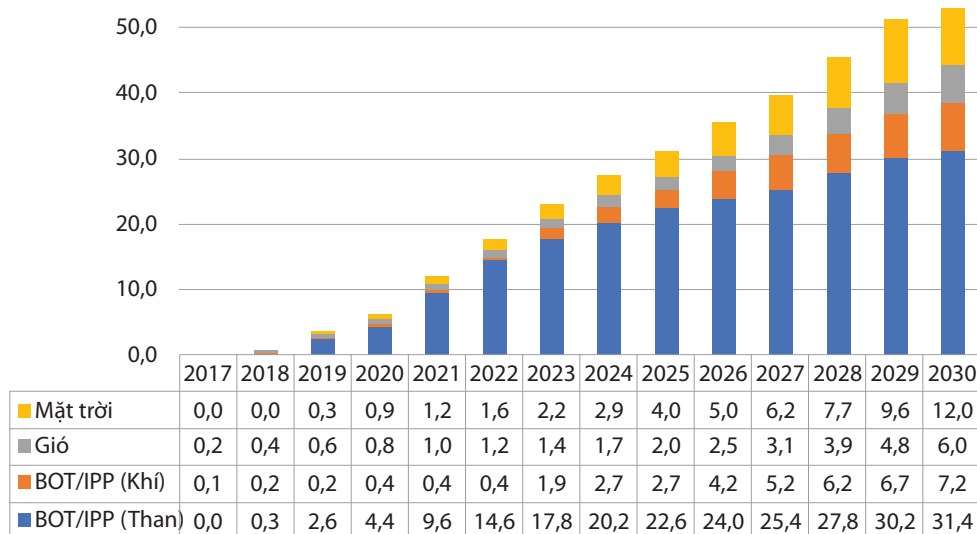
Hình 3.8: Kế hoạch đầu tư nguồn điện đến năm 2030

Tổng đầu tư Nhà nước và tư nhân (GW)



Nguồn: RPDP7.

Đầu tư BOT/IPP (GW)



Nguồn: RPDP7.

83. Đầu tư vào truyền tải và phân phối: Đầu tư truyền tải (ở cấp điện áp 500 kV và 220 kV) do Tổng công ty truyền tải điện quốc gia (NPT) và mạng lưới phân phối (từ 110kV trở xuống) do 5 Tổng công ty điện lực (PC) thực hiện. Bảng dưới đây thể hiện số liệu đã đầu tư vào lưới điện trong giai đoạn 2011-2015 và các khoản đầu tư lưới điện theo quy hoạch nêu trong RPDP7. Đến nay, tất cả các dự án năng lượng gió, sinh khối và thủy điện nhỏ được kết nối ở cấp 110kV, và toàn bộ hạng mục đầu tư lưới điện cần thiết đều do các PC thực hiện¹⁴.

Bảng 3.5: Đầu tư trước đây vào lưới điện (tỷ USD)

Đầu tư mỗi năm	2011	2012	2013	2014	2015
Truyền tải	0,3	0,4	0,6	0,6	0,7
Phân phối	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9
Tổng	0,7	0,9	1,3	1,4	1,6

Nguồn: RPDP7.

¹⁴ Các đơn vị sản xuất năng lượng tái tạo kinh doanh theo hợp đồng mua bán điện mẫu và biểu giá chi phí tránh được phải chịu chi phí đấu nối tới trạm biến áp gần nhất (hoặc nối vào đường dây 110 kV chạy qua).

Bảng 3.6: Dự báo đầu tư vào truyền tải và phân phối đến năm 2030 (tỷ USD)

Năm	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Truyền tải	4,6	7,0	7,1
Phân phối	5,1	6,2	7,3
Tổng	9,7	13,2	14,5

Nguồn:RPDP7.

3.6 Phát triển năng lượng tái tạo

84. Hiện có một số cơ chế khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo nói chung và tham gia của khu vực tư nhân nói riêng.
85. **Biểu giá chi phí tránh được (ACT) cho thủy điện nhỏ:** Phương pháp biểu giá chi phí tránh được đối với các nhà sản xuất thủy điện nhỏ (công suất lắp đặt từ 30 MW trở xuống) được ban hành năm 2009; giá tính bằng VNĐ, thay đổi theo từng vùng dựa trên chi phí biên tránh được của nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp theo thỏa thuận cung cấp nhiên liệu liên kết với giá dầu tại Singapore. Biểu giá này đã thành công trong việc khuyến khích thủy điện nhỏ do tư nhân cung cấp vốn, với khoảng 1.900 MW thủy điện nhỏ đang hoạt động theo biểu giá ACT năm 2016.
86. Tuy nhiên, nếu mức giá này, hiện vào khoảng 5 UScent/kWh, không được phép tăng lên đến mức dự kiến theo quy định về ACT (nghĩa là chi phí biên tránh được của nhiệt điện, đối với khí là cao hơn 7 UScent/kWh), mục tiêu đối với thủy điện nhỏ (thêm 5.270 MW vào năm 2030) nhiều khả năng sẽ không đạt được.¹⁵
87. **Giá điện năng lượng tái tạo ưu đãi hòa lưới (FiT) cho điện gió, sinh khối, chất thải rắn và điện mặt trời:** Từ 2011, FIT đã được sử dụng như một công cụ chính sách để khuyến khích các nhà đầu tư tư nhân phát triển các dự án năng lượng tái tạo. FIT được giữ cố định trong thời gian PPA (là 20 năm). Các dự án thủy điện nhỏ (đến 30 MW) được hưởng ưu đãi khác dưới dạng biểu giá chi phí tránh được (ACT), được tính toán hàng năm.

Bảng 3.7: Biểu giá điện năng lượng tái tạo ưu đãi hòa lưới (FIT) hiện nay

Loại nhà máy điện	UScent cho mỗi kWh (không bao gồm VAT)
Điện gió – trên bờ	8,5
Điện gió – gần bờ	9,8
Sinh khối – đồng phát	5,8
Sinh khối – điện	7,46
Chất thải rắn	10,05
Mặt trời	9,35

Nguồn:MoIT.

¹⁵ Thủy điện nhỏ đối mặt với đường cung dốc: hầu hết các dự án chi phí thấp với chi phí vốn dưới 1.500 USD/kW đã được phát triển.

88. FIT cho điện gió trên bờ và gần bờ ban hành năm 2011 không đủ để thu hút đầu tư và đã được Chính phủ sửa đổi. Hiện nay, có khoảng 80 dự án điện gió đăng ký với MOIT nhưng chỉ có 5 dự án hoạt động với tổng công suất 190 MW. FIT cho điện mặt trời là 9,35 cent/kWh theo công bố vào đầu năm 2017 trong thời gian 2 năm; mức giá này được coi là tương đối hào phóng và đã thu hút được sự quan tâm đáng kể, chủ yếu là từ các nhà đầu tư tư nhân trong nước. Đến năm 2018 đã có khoảng 100 dự án điện mặt trời (7 GW) đăng ký và một số dự án đang tiến hành xây dựng. Tuy nhiên, PPA hiện nay đối với gió và mặt trời không được coi là khả thi về tài chính theo tiêu chuẩn quốc tế, do đó, các nhà tài trợ quốc tế và nhà cung cấp dịch vụ nhiều kinh nghiệm nhiều khả năng sẽ không sẵn sàng đầu tư lớn vào phát triển điện mặt trời và điện gió như quy hoạch. Kinh nghiệm này cũng tương tự như các dự án thủy điện nhỏ và một số ít các dự án điện gió, chủ yếu do các nguồn lực trong nước.
89. **Cơ chế đấu giá:** Cơ chế đấu giá với cấu trúc hợp đồng dự án khả thi về tài chính theo thông lệ quốc tế đã giúp giảm đáng kể chi phí năng lượng tái tạo (đặc biệt là điện mặt trời) trên toàn cầu trong 3 năm trở lại đây. Hầu hết các dự án này đều có chi phí thấp hơn so với các dự án khí hoặc trong một số trường hợp, thậm chí so với than. Mặc dù không thể so sánh chi phí sản xuất giữa các quốc gia do tài nguyên khác nhau (thời gian nắng, gió), chế độ thuế, chi phí đất đai, v.v., tuy nhiên xu hướng này là rõ ràng: nếu Việt Nam đưa ra một hệ thống đấu giá với các văn kiện dự án khả thi về tài chính, chi phí sản xuất điện mặt trời có thể giảm đáng kể so với FIT hiện nay. MOIT hiện đang thiết kế một cơ chế đấu giá và có thể thực hiện thí điểm đấu giá vào năm 2020.
90. **Ưu đãi thuế:** Các dự án năng lượng nhận được nhiều ưu đãi thuế lớn. Tuy nhiên, tác động của các ưu đãi thuế này lên giá điện sẽ nhỏ hơn nhiều so với việc các dự án này được tiếp cận vay VNĐ hay USD dài hạn và văn kiện thu xếp dự án hợp lý có chia sẻ rủi ro một cách công bằng.
91. **Đầu tư đấu nối vào lưới điện.** Theo PPA mẫu cho các dự án sản xuất năng lượng tái tạo nhỏ, nhà phát triển phải chịu chi phí đấu nối (đến trạm gần nhất hoặc vào đường dây 110kV chạy qua). Chi phí gia tăng cho kết nối của thủy điện nhỏ theo ước tính của ERAV năm 2011 là 51 USD/kW so với 4 USD/kW đối với CCGT khí và 12 USD/kW đối với than. Do không có số liệu tương ứng đối với điện gió và điện mặt trời, do đặt tại vị trí xa (đặc biệt là đối với điện gió), có thể dự kiến mức chi phí sẽ ở mức cận trên của phạm vi này. Nhằm đạt mục tiêu mở rộng năng lượng tái tạo, cần có một chương trình đầu tư lưới điện tổng thể để cung cấp kết nối cần thiết.

3.7 Vai trò của định giá hiệu quả và tiết kiệm năng lượng

92. Quy mô vốn đầu tư cho ngành năng lượng phụ thuộc trực tiếp vào dự báo nhu cầu điện nối lưới. Việt Nam có mức tiêu thụ điện trên một đơn vị GDP cao bất thường, và do đó có tiềm năng lớn để tiết kiệm năng lượng, đặc biệt là trong lĩnh vực công nghiệp. Các cải thiện về tiết kiệm năng lượng không chỉ giúp giảm tốc độ tăng nhu cầu điện, mà còn có tiềm năng lớn trong thu hồi nhiệt thải và đồng phát, cung cấp thêm sản lượng điện cho lưới điện do các ngành công nghiệp trực tiếp đầu tư.
93. Nhu cầu tăng giá điện đã được thảo luận chủ yếu trong bối cảnh cần cải thiện mức tín nhiệm của EVN, NPT và các PC. Thực tế, thu nhập chính của EVN là từ giá điện tính cho người dùng

cuối. Mức giá bình quân danh nghĩa đã tăng 53% từ năm 2010 đến năm 2015. Tuy nhiên, lạm phát tích lũy trong cùng kỳ là 56%. Chính phủ đã tăng giá lên 7,6 UScent/kWh vào tháng 11 năm 2017. Tuy nhiên, mức giá hiện tại không đủ để EVN trang trải i) chi phí O&M và trả nợ; và ii) đầu tư trong tương lai. Để EVN có thể thu hồi toàn bộ chi phí, mức giá bán điện bình quân cần tăng lên 12 UScent/kWh vào năm 2020.

Bảng 3.8: Tăng giá điện bán lẻ bình quân - 2009–2017

Phê duyệt	3/2009	3/2010	3/2011	12/2011	6/2012	12/2012	8/2013	3/2015	11/2017
VNĐ/kWh	948	1.058	1.242	1.304	1.369	1.467	1,508	1,622	1.720
UScents/kWh	4,7	5,3	6,2	6,5	6,7	6,9	7,1	7,3	7,6
Tăng (%)	–	11,5	17,4	5,0	5,0	5,0	5,0	7	6,1

Nguồn: Ngân hàng Thế giới.

94. Ngay cả với trường hợp điều chỉnh giá điện đột ngột, chi phí điện của các hộ gia đình nghèo nhất vẫn chỉ chiếm khoảng 4% chi tiêu. Do đó, tăng giá theo đề xuất trên sẽ không ảnh hưởng bất lợi tới phúc lợi xã hội của nhóm người dùng nghèo nhất. Ngoài ra, các tác động tiêu cực của việc tăng giá điện có thể được giảm thiểu bằng các điều khoản trợ cấp theo thông lệ tốt nhất, kết hợp với biểu giá điện lũy tiến - khách hàng tiêu thụ ít chi trả mức giá thấp - và chuyển tiền mặt có điều kiện sang cho các hộ nghèo theo đúng đối tượng do Bộ Lao động, Thương binh và Xã hội (MOLISA) xác định.
95. Lợi ích thứ hai rất quan trọng để đưa giá điện lên mức hiệu quả kinh tế là tại mức giá đó và với bất kỳ giả định hợp lý nào về độ co giãn của cầu đối với giá, tăng trưởng nhu cầu năng lượng sẽ giảm nếu giá tăng, do đó làm giảm hơn nữa nhu cầu bổ sung công suất điện. Các nghiên cứu gần đây về tăng giá điện và thực hiện quản lý phía nhu cầu (DSM) chỉ ra rằng, với các giả thiết thận trọng và độ co giãn nhu cầu giả thiết là -0,15, các biện pháp DSM có những tác động ước tính sau.
- Giảm tổng nhu cầu phát điện nối lưới vào năm 2030 từ 540 TWh xuống còn 487 TWh, giảm phụ tải hệ thống (tại thanh cái nhà máy điện) khoảng 8.800 MW; và
 - Giảm 156 triệu tấn phát thải carbon (2016-2030), tương đương với tăng thêm 12,9 GW công suất năng lượng tái tạo, giúp giảm khoảng 15 tỉ USD đầu tư vào năng lượng tái tạo.¹⁶
96. Các phân tích trên nhấn mạnh tầm quan trọng của việc định giá hiệu quả, không chỉ nâng cao mức tín nhiệm của EVN mà còn giúp giảm các yêu cầu huy động vốn cho toàn ngành bằng cách giảm công suất cần tăng thêm.

¹⁶ Do năng lượng tái tạo (và đặc biệt là điện mặt trời) có hệ số công suất thấp, công suất đặt tránh được của năng lượng tái tạo lớn hơn nhiều so với giảm phụ tải đỉnh bình quân.

3.8 Tầm quan trọng của mở rộng quy mô điện mặt trời trên mái nhà

97. Năm 2017, Ngân hàng Thế giới đã tiến hành phân tích không gian địa lý để đánh giá tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời trên mái nhà cho thành phố Hồ Chí Minh (TP HCM) và Đà Nẵng. Để đạt được mục tiêu này, hình ảnh vệ tinh với độ phân giải không gian cao nhất hiện có cho mục đích thương mại (30 cm) trên diện tích 370 km² tại TP HCM và 175 km² tại Đà Nẵng. Hình ảnh này được xử lý bằng cách sử dụng các kỹ thuật xử lý ảnh thông thường (chụp ảnh, phân loại) và nâng cao (học máy) để xây dựng cơ sở dữ liệu bao gồm các thông tin như diện tích chiếm đất của tòa nhà, chiều cao tòa nhà và sử dụng đất, cũng như một số đặc điểm trên mái nhà, bao gồm diện tích bề mặt phù hợp để lắp đặt hệ thống năng lượng mặt trời, hình dạng, độ dốc, hướng và bóng râm. Thông tin này được kết hợp với dữ liệu bức xạ mặt trời từ Global Solar Atlas để đánh giá tổng công suất tương ứng (công suất tính bằng MW) và tổng phát điện tiềm năng (năng lượng tính bằng MWh).
98. Gần một triệu mái nhà ở TP HCM và 600.000 mái nhà ở Đà Nẵng đã được phân tích. Cơ sở dữ liệu mái nhà được bổ sung thêm bằng khảo sát dưới mặt đất (phỏng vấn chủ sở hữu tòa nhà và các phép đo đặc khác) ở cả hai thành phố. Cuộc khảo sát cho phép thu thập thông tin chi tiết, bao gồm tên của chủ tòa nhà; lượng tiêu thụ điện và các thông số kỹ thuật liên quan đến điện; và mức độ sẵn sàng của chủ sở hữu trong việc lắp đặt các tấm pin năng lượng mặt trời, vật liệu trên mái nhà, v.v. cho hơn 200 tòa nhà được xác định là phù hợp nhất để lắp đặt pin mặt trời.
99. Kết quả cho thấy, TP HCM có thể phát triển công suất pin mặt trời lên tới 6,4 GW. Khoảng 25% tiềm năng này tương ứng với các tòa nhà công cộng và công nghiệp, phù hợp nhất về diện tích mái nhà và khả năng/sự sẵn sàng của chủ sở hữu đối với các hệ thống pin năng lượng mặt trời. Đối với Đà Nẵng, tổng công suất năng lượng mặt trời là 1,1 GW, trong đó 41% tương ứng với các tòa nhà công cộng và công nghiệp. Giả sử các hệ thống PV chỉ được lắp đặt tại 5% của tất cả các mái nhà phù hợp, thì cũng sản xuất được tới 900 GWh ở TP HCM và 160 GWh ở Đà Nẵng. Năng lượng từ nguồn điện mặt trời này đáp ứng 6,6% nhu cầu của TP HCM (dân số 8,6 triệu người với mức tiêu thụ năng lượng điện bình quân đầu người là 1.565 kWh) và 6,9% nhu cầu của Đà Nẵng (dân số 1,45 triệu người với mức tiêu thụ năng lượng bình quân đầu người là 1.565 kWh).
100. Triển khai điện mặt trời trên mái nhà có thể góp phần đáng kể vào giảm nhu cầu sản xuất nhiệt điện mới để đáp ứng các yêu cầu phụ tải nền và phụ tải đỉnh, đặc biệt là ở miền Trung và miền Nam Việt Nam. Chính phủ hiện nay đang đặt mục tiêu phát triển chương trình quốc gia về điện mặt trời trên mái nhà để mở rộng công nghệ này cho sử dụng dân dụng, thương mại và công nghiệp.

Phụ lục 4. Sơ lược về ngành khí

4.1 Tổng quan về ngành khí

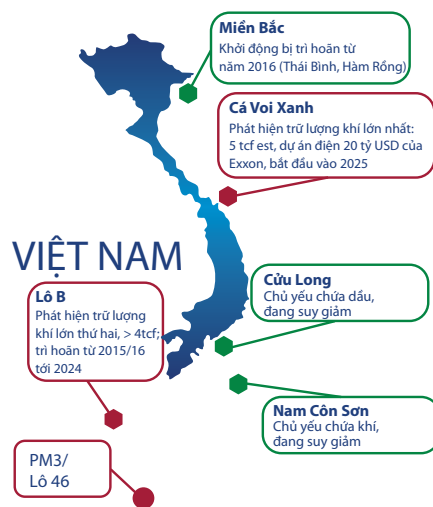
101. Sản xuất khí thượng nguồn: Việt Nam là một quốc gia ven biển với hàng trăm ngàn ki-lô-mét vuông thềm lục địa, trong đó đã xác định được bảy bể trầm tích đệ tam. Bốn trong bảy bể trầm tích ngoài khơi được phát hiện có trữ lượng khí lớn bao gồm: Sông Hồng, Nam Côn Sơn, Cửu Long và Malay - Thổ Chu. Tổng trữ lượng khí được chứng minh và ở dạng tiềm năng là 871 tỷ mét khối (bcm). Khai thác khí quy mô lớn đã được thực hiện từ năm 1995 tại các mỏ dầu và khí ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, và gần đây tại bể Malay-Thổ Chu. Năm 2016, tổng sản lượng khí ngoài khơi xấp xỉ 10 tỷ mét khối.

Bảng 4.1: Sản xuất khí thượng nguồn

Khu vực	Bể trầm tích	Đặc điểm
Đông Nam Bộ	Bể Cửu Long	<ul style="list-style-type: none"> Bể chủ yếu chứa dầu, hoạt động từ 1995 – cung cấp > 55,66bcm (44%) sản lượng khí toàn quốc. <i>Sản lượng đang suy giảm.</i>
	Nam Côn Sơn 1&2	<ul style="list-style-type: none"> Bể chủ yếu chứa khí, hoạt động từ 2003 – cung cấp > 61,33 bcm (48%) sản lượng khí toàn quốc. NCS2 hoạt động từ năm 2016. <i>Sản lượng đang suy giảm.</i>
Tây Nam Bộ	Malay-Thổ Chu	<ul style="list-style-type: none"> Vùng ngoài khơi được quản lý chung với Malaysia. Đường ống Cà Mau hoạt động năm 2007. Cà Mau được cung cấp từ mỏ khí Lô PM3-CAA+Cái Nước. Cung cấp > 10bcm (8%) sản lượng khí toàn quốc. <i>Chưa đạt công suất khai thác tối đa.</i>
Đông Bắc -Trung Bộ	Sông Hồng	<ul style="list-style-type: none"> Khai thác khí từ các tầng trầm tích nhỏ mới được bắt đầu gần đây. <i>Dự kiến sản lượng sẽ tăng lên.</i> Dự kiến trong tương lai sản lượng sẽ tăng với các mỏ Thái Bình, Hàm Rồng và Cá Voi Xanh

Nguồn: MoIT.

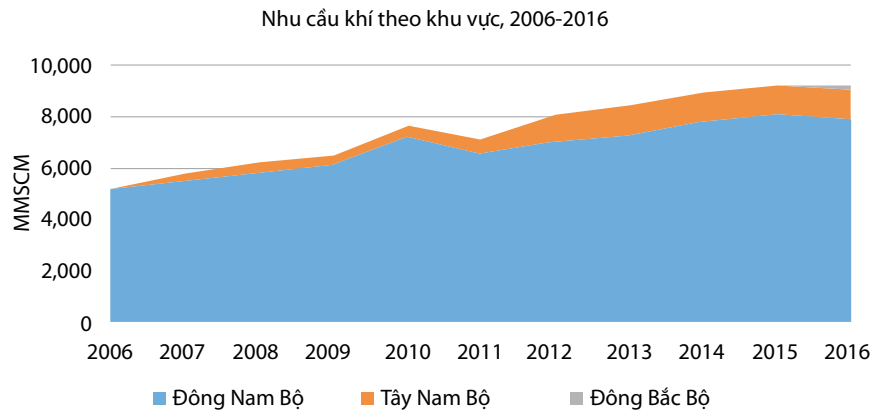
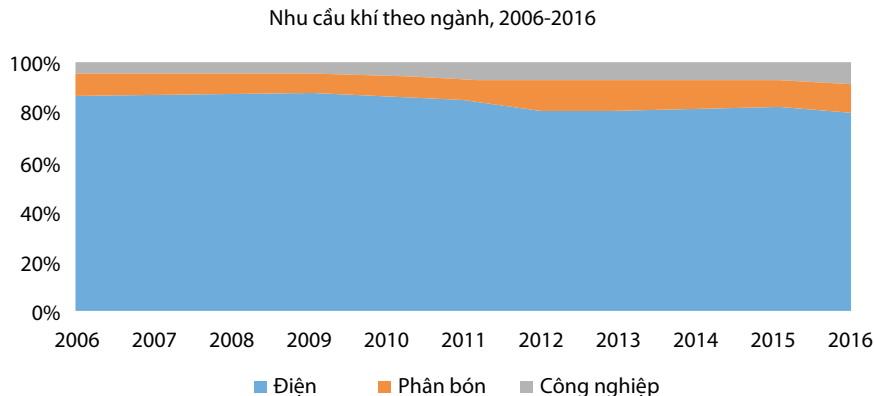
Hình 4.1: Tổng quan về các mỏ khí



- Các vùng chính: Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ, miền Bắc, miền Trung
- Không có kết nối giữa Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ
- ~ 83% sản lượng khí dành cho phát điện, phần còn lại chủ yếu dành cho phân bón + công nghiệp

Miễn trách nhiệm: Bản đồ này dùng cho mục đích minh họa. Các đường biên, màu sắc, tên gọi, và các thông tin khác ghi trên bất cứ bản đồ nào trong báo cáo này không hàm ý bất kỳ sự phán xét nào từ phía Nhóm Ngân hàng Thế giới về tình trạng pháp lý của bất cứ vùng lãnh thổ nào, hoặc sự đồng ý, hoặc chấp nhận các đường biên đó.

102. **Nhu cầu khí:** Nhu cầu khí năm 2016 là 9,2 BCM và tập trung ở phía Tây Nam gần các nguồn sản xuất chính. Phân khúc thị trường lớn nhất là sản xuất điện, chiếm hơn 80% tổng nhu cầu khí. Phân khúc quan trọng tiếp theo là các nhà máy phân bón với 11% tổng nhu cầu. 9% nhu cầu còn lại được sử dụng cho các ngành công nghiệp khác. Nhu cầu ở tất cả các vùng bị hạn chế bởi nguồn cung, và các kế hoạch mở rộng tiêu thụ khí cho phát điện, phân bón và công nghiệp phụ thuộc vào phát triển các nguồn cung mới.

Hình 4.2: Nhu cầu khí theo khu vực (2006-2016)**Hình 4.3: Nhu cầu khí theo ngành (2006-2016)**

Nguồn: MoIT.

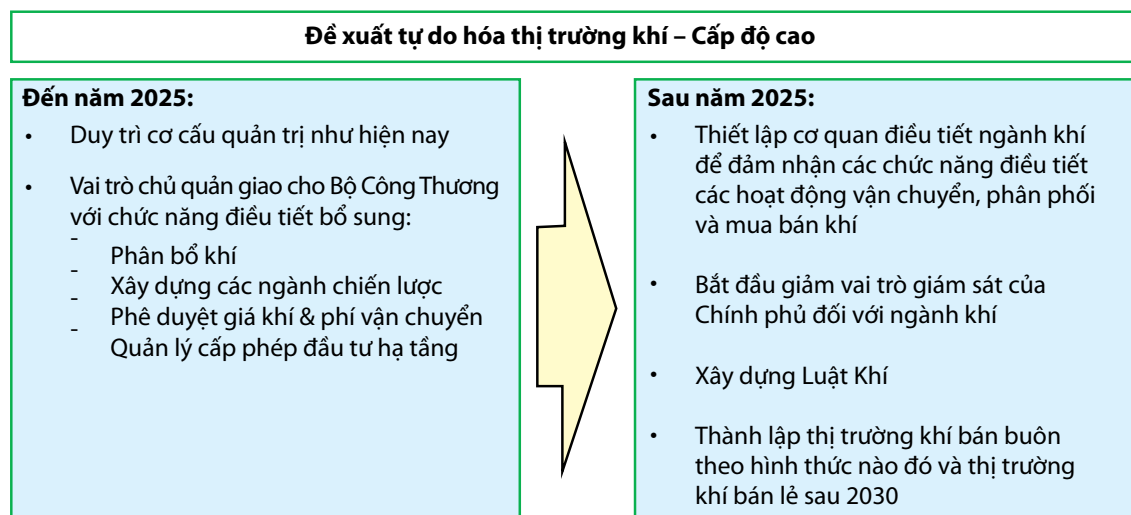
103. **Hạ tầng đường ống dẫn khí:** Hạ tầng đường ống dẫn khí hiện có của Việt Nam tập trung ở khu vực phía Nam. Ở khu vực Đông Nam Bộ, hạ tầng đường ống bao gồm ba đường ống vận chuyển khí từ bể Cửu Long và Nam Côn Sơn đến các nhà máy phát điện, phân bón và công nghiệp ở Bà Rịa, Phú Mỹ và Nhơn Trạch.
- Đường ống vận chuyển Bạch Hổ-Phú Mỹ vận chuyển khí đồng hành từ bể Cửu Long đến nhà máy xử lý khí Dinh Cố và các nhà máy điện đạm tại Phú Mỹ, Bà Rịa và Nhơn Trạch.

- Đường ống Lan Tây - Phú Mỹ (còn được gọi là đường ống Nam Côn Sơn 1) vận chuyển khí ẩm không đồng hành từ bể Nam Côn Sơn đến trạm xử lý khí Dinh Cố và sau đó khí đã xử lý được chuyển qua đường ống trên bờ đến Bà Rịa, Phú Mỹ và xa hơn nữa là Nhơn Trạch và Hiệp Phước (còn gọi là phân đoạn Phú Mỹ - Hồ Chí Minh).
 - Giai đoạn 1 của đường ống Nam Côn Sơn 2 nối các mỏ Thiên Ứng và Đại Hùng với đường ống Bạch Hổ hiện tại. Dự án giai đoạn hai sẽ kết nối thêm các mỏ và xây dựng một đường ống song song với đường ống Bạch Hổ hiện tại. Giai đoạn thứ hai này vẫn chưa bắt đầu xây dựng.
104. Ở phía Tây Nam, đường ống PM3-Cà Mau vận chuyển khí từ các mỏ PM3-CAA và Cái Nước trong bể Malay đến tổ hợp điện/đạm Cà Mau bao gồm nhà máy điện Cà Mau 1 & 2 công suất 1.500 MW và nhà máy đạm. Không có kết nối giữa hệ thống đường ống dẫn khí Đông Nam và Tây Nam.
105. Ở phía Bắc, đường ống Thái Bình mới hoàn thành sẽ vận chuyển khí từ các mỏ ngoài khơi ở các Lô 102, 106, 103 và 107 vào đất liền ở tỉnh Thái Bình.
106. **Tất cả các đường ống hiện có thuộc sở hữu của PVN và do PVGas khai thác.** Hai dự án đường ống đề xuất chính được kết nối tới các mỏ khí mới tiềm năng ở thượng nguồn:
- Đường ống từ Lô B tới Ô Môn sẽ vận chuyển khí từ Lô B ở bể Malay tới các nhà máy điện để xuất ở Kiên Giang, Cà Mau và Ô Môn.
 - Đường ống Cá Voi Xanh sẽ là một phần của dự án quy hoạch tích hợp khí cho phát điện 20 tỷ USD do Exxon thực hiện tại miền Trung Việt Nam

4.2 Cải cách ngành khí

107. Động lực để tự do hóa thị trường khí: Ngành dầu khí của Việt Nam trước đây là lĩnh vực được Chính phủ ưu tiên phát triển vì sản xuất dầu khí kích thích phát triển kinh tế và đóng góp lớn vào cân đối tài khóa của quốc gia. Tuy nhiên, các mối đe dọa đối với tính bền vững dài hạn của ngành khí đã xuất hiện khiến các nhà hoạch định chính sách phải tính tới những thay đổi cơ bản trong các thu xếp pháp lý, quy định và thể chế hiện đang điều chỉnh ngành:
- Các mỏ khí hiện tại đang suy giảm và các nguồn cung mới chậm đưa vào vận hành. Bên cạnh đó, chi phí phát triển và vận hành các mỏ khí mới trong nước (như Lô B và Cá Voi Xanh) sẽ đắt đỏ hơn so với chi phí phát triển và vận hành các mỏ hiện có.
 - Hoạt động của PVN đã mở rộng ra ngoài ngành kinh doanh chính là khí và dầu, làm giảm sự tập trung và đẩy lên lo ngại là liệu doanh nghiệp có đang phục vụ lợi ích tốt nhất của Việt Nam không.
 - Bảng cân đối kế toán của PVN bị dàn trải và khả năng tài trợ cho khoản đầu tư cần thiết để tăng sản lượng trong nước trở nên hạn chế.
 - Việt Nam gặp khó khăn trong việc thu hút các nhà đầu tư vào Hợp đồng chia sản phẩm (PSC) do giá khí trong nước chịu điều tiết cao, chi phí phát triển mỏ lớn và hạn chế về vốn trong toàn ngành do giá dầu và khí thế giới tương đối thấp.

- Để đáp ứng nhu cầu khí, Việt Nam cần phải nhập khẩu khối lượng đáng kể LNG trong vòng 5-10 năm tới và sẽ phải theo định giá LNG của thị trường thế giới.
108. **Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí:** Để giải quyết những thách thức này, Chính phủ đã ban hành Quyết định số 60/QĐ-TTg tháng Giêng năm 2017 của Thủ tướng Chính phủ, phê duyệt quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 (“GMP”) và đưa ra một số hướng cụ thể để phát triển thị trường khí trong tương lai:
- Hoàn thành quá trình chuyển đổi mô hình quản lý ngành khí hướng tới một thị trường tự do trong giai đoạn sau năm 2020;
 - Tiến dần tới mô hình Chính phủ chỉ quản lý hoạt động của ngành khí thông qua pháp luật và các chủ thể tham gia thị trường được giao quyền tự chủ để thương thảo các hợp đồng thương mại của mình liên quan đến bán, mua, vận chuyển và trao đổi khí;
 - Tăng cường các văn bản pháp lý liên quan đến quản lý ngành khí cho phù hợp với các điều kiện hiện tại và điều kiện dự kiến trong tương lai của ngành khí trong nước; và
 - Xây dựng chính sách định giá thị trường khí hợp lý, đảm bảo lợi ích của cả Chính phủ, doanh nghiệp và người tiêu dùng đều được tôn trọng.

Bảng 4.2: Chỉ đạo trong GMP về phát triển thị trường khí

109. **Thoái vốn của PVN:** PVN đang có kế hoạch thoái vốn tại một số công ty con, bắt đầu từ năm 2018 và sẽ chỉ giữ lại quyền sở hữu ở ba công ty con, bao gồm cả công ty mẹ PetroVietnam (PVN). PVN dự kiến sẽ giảm tỷ lệ nắm giữ trong Tổng công ty Khí Việt Nam, Tổng công ty Vận tải Dầu khí, Công ty TNHH lọc hóa dầu Bình Sơn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và PV Power.¹⁷ Tháng Giêng năm 2018, PV Power và Công ty lọc dầu Bình Sơn đã thực hiện thành công IPO bán được lần lượt là 16% và 7,8% cổ phần cho các nhà đầu tư tư nhân và hiện đang tìm kiếm một nhà đầu tư chiến lược.

¹⁷ Ngoài ra, PV sẽ thoái vốn hoàn toàn công ty mẹ PVI, Công ty cổ phần đầu tư khai thác cảng dầu khí Phước An, Công ty cổ phần phát triển Green Indochina, Công ty cổ phần địa ốc SSG, Công ty cổ phần tài chính Công đoàn Dầu khí, Tổng công ty xây dựng dầu khí và Công ty cổ phần bảo dưỡng và sửa chữa dầu khí.



110. Nếu thành công, toàn bộ lượng vốn thoái nói trên sẽ giúp PVN huy động được một lượng vốn lớn góp phần giảm nợ Chính phủ và đáp ứng một số yêu cầu đầu tư trong tương lai, tập trung vào hoạt động kinh doanh chính là dầu khí.
111. **Những thách thức chính đối với tự do hóa thị trường khí:** Dưới đây là một số thách thức chính cần giải quyết, bao gồm:
- Chính phủ duy trì hiện trạng đến năm 2025. Do nhu cầu cấp bách là đối phó với tình trạng thiếu khí tiềm năng, cần đẩy nhanh tốc độ cải cách dự kiến.
 - PVN hoàn toàn thuộc sở hữu của Nhà nước và độc quyền đối với tất cả các hoạt động khí được quy định trong Điều lệ của PVN. Do đó, việc tái cơ cấu PVN sẽ đòi hỏi hỗ trợ và chỉ đạo mạnh mẽ của Chính phủ.
 - Điều quan trọng là đảm bảo phối hợp những phát triển đang diễn ra của ngành điện và khí – Lộ trình thị trường khí và Lộ trình cải cách ngành điện – đặc biệt là liên quan đến việc cho phép giá khí tiến dần đến mức phản ánh chi phí – vì điều này giúp ngành điện Việt Nam trở nên liên kết hơn với giá năng lượng toàn cầu.
 - Tầm quan trọng của định giá kinh tế của khí thiên nhiên và thay đổi việc dùng các mức giá khí thấp như hiện nay làm tham chiếu để xây dựng giá khí trong tương lai.
 - MOIT cần có đủ nguồn lực để thực hiện có hiệu quả Lộ trình thị trường khí.

4.3 Cơ cấu thị trường và vai trò của PVN

112. Các thu xếp về thể chế có thể áp dụng cho ngành khí của Việt Nam là:
- **Văn phòng Chính phủ (PMO)** giám sát trực tiếp ngành công nghiệp dầu khí. Đối với ngành khí, bao gồm ban hành khung pháp lý và đưa ra quyết định cuối cùng về chính sách, quy định và lập quy hoạch dài hạn.
 - **Bộ Công Thương (MOIT)** chịu trách nhiệm giám sát tất cả các lĩnh vực trong ngành năng lượng Việt Nam, trong đó có khí. MOIT có trách nhiệm cụ thể trong việc xây dựng và trình Chính phủ các dự án luật, nghị định và chính sách; lập và trình Chính phủ phê duyệt chiến lược phát triển và quy hoạch tổng thể; ban hành các thông tư, quyết định, chỉ thị và các văn bản khác về quản lý Nhà nước và điều tiết. MOIT theo Điều 24 trong Điều lệ PVN “là cấp trên trực tiếp của Hội đồng thành viên PVN”. Về lập quy hoạch năng lượng, MOIT lập các quy hoạch phát triển quốc gia riêng cho từng ngành điện, than, khí và dầu.
 - **PetroVietnam (PVN)** là tập đoàn dầu khí thuộc sở hữu Nhà nước. Dưới sự kiểm soát trực tiếp của PMO, PVN duy trì kiểm soát giá dầu và khí tới người dùng cuối. Tổ chức, vai trò và chức năng của PVN được quy định trong Điều lệ PVN năm 2013. Điều lệ nêu rõ hoạt động kinh doanh chính của PVN có phạm vi rộng và bao gồm “Nghiên cứu, thăm dò, sản xuất, vận chuyển, chế biến, lưu trữ và phân phối các sản phẩm dầu và khí trong và ngoài nước; mua bán và phân phối

các sản phẩm dầu, khí, vật liệu hóa dầu; và các hoạt động liên quan như đầu tư, sản xuất và kinh doanh điện và phân bón". Một số công ty con chủ chốt hoàn toàn thuộc sở hữu của PVN gồm:

- **Tổng công ty thăm dò khai thác dầu khí Việt Nam (PVEP)** - chịu trách nhiệm về các hoạt động thăm dò và sản xuất dầu và khí thượng nguồn tại Việt Nam và quản lý PSC.
- **Tổng công ty khí Việt Nam (PVGas)** - quản lý các hoạt động khí trung nguồn và bán lẻ khí, là đơn vị duy nhất kết nối khí từ nguồn cung cấp khí thượng nguồn tới người dùng cuối. PVGas độc quyền phát triển mạng lưới phân phối. PVN hiện có quyền kiểm soát điều tiết đối với tất cả các hoạt động về vận tải khí (thông qua PVGas) và tiếp thị dầu và khí ở hạ nguồn.
- **Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power)** - là đơn vị sản xuất điện lớn thứ hai sau EVN. Mặc dù trọng tâm là các dự án nhà máy sản xuất điện khí, công ty đã bắt đầu đa dạng hóa danh mục đầu tư nhà máy điện bao gồm cả các dự án thủy điện, than và gió.

113. Quy mô, cấu trúc và vai trò của PVN không tương thích với hoạt động của thị trường khí cạnh tranh vì PVN hoạt động trong mọi lĩnh vực của ngành, không có sự phân biệt rõ ràng về vai trò. PVN tham gia vào nhiều hoạt động kinh doanh ngoài ngành như cung ứng vật tư thiết bị, sản xuất phân bón và đóng tàu. Do đó, cơ cấu doanh nghiệp của PVN rất phức tạp, bao gồm 27 đơn vị kinh doanh và 32 công ty con. Các đơn vị kinh doanh và công ty con báo cáo lên Ban Giám đốc sau đó báo cáo cho Hội đồng thành viên.
114. Bảng dưới đây so sánh cơ cấu quản trị hiện nay của ngành khí với ngành điện, là ngành đã tiến hành chuyển dịch sang thị trường tự do trong vài năm qua. Mặc dù xây dựng chính sách và vận hành thị trường ngành khí đã được phân định rõ, vẫn chưa có các quy định, vận hành đường ống và các lĩnh vực chức năng cần thiết khác của một thị trường khí tự do.



Bảng 4.3: Cơ cấu quản trị hiện nay của ngành dầu khí và ngành điện Việt Nam

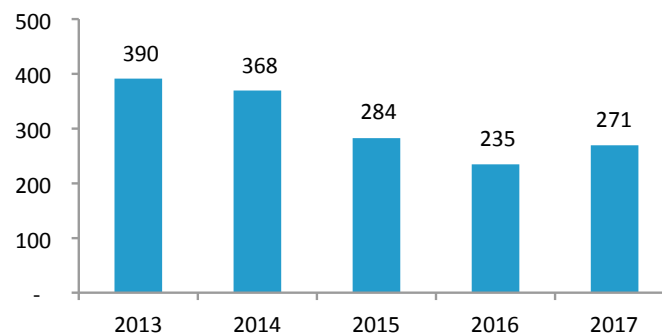
Chuỗi cung cấp	Điện	Thượng nguồn	Khí trung nguồn	Phân phối
Quyết định & chỉ đạo chính sách	PMO			Chính sách
Giám sát chính sách, trình chính sách lên văn phòng TTCP và tham mưu	MOIT			
Thiết lập chính sách, đánh giá chiến lược & quy hoạch tổng thể	GDE/MOIT			
Điều tiết kinh tế thị trường	ERAV	PVN (thông qua PV Gas) PVN		
Điều tiết Kỹ thuật & An toàn	ERAV	PVN (thông qua PV Gas)		
Mua	EPTC	PVN		
Quản lý/Vận hành thị trường	NLDC	PVEP	PV Gas	PV Gas
Vận chuyển và Phân phối	NPT	PV Gas		
Người dùng cuối	EVN, PV Power và IPPs	PV Gas và người dùng cuối ngoài điện		

Lưu ý: Dòng trên cùng: chuỗi cung ứng khí thượng và hạ nguồn. Phía bên trái: Các lĩnh vực chức năng chính của thị trường khí tự do. ERAV = Cục điều tiết điện lực Việt Nam; EPTC = Công ty mua bán điện; NLDC = Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia; NPTC = Tổng công ty truyền tải điện quốc gia.

4.4 Tình hình tài chính của PVN

115. PVN là một trong những doanh nghiệp quan trọng nhất hoạt động trong nền kinh tế Việt Nam, chiếm khoảng 20% GDP cả nước và đóng góp khoảng 25-30% thu ngân sách Nhà nước.
116. **Doanh thu hàng năm:** doanh thu hàng năm của PVN ghi nhận mức sụt giảm đáng kể từ 18,5 tỷ USD (390 nghìn tỷ đồng) năm 2013 xuống còn 10,68 tỷ USD (235 nghìn tỷ đồng) năm 2016, trước khi phục hồi lên 11,78 tỷ USD (271 nghìn tỷ đồng) năm 2017, một phần là nhờ giá dầu tăng lên 60 USD/thùng. Lợi nhuận sau thuế giảm từ 46 nghìn tỷ đồng (2,1 tỷ USD) năm 2013 xuống còn 17 nghìn tỷ đồng (0,7 tỷ USD) năm 2016 và có kết quả ấn tượng 38 nghìn tỷ đồng (1,6 tỷ USD) năm 2017.

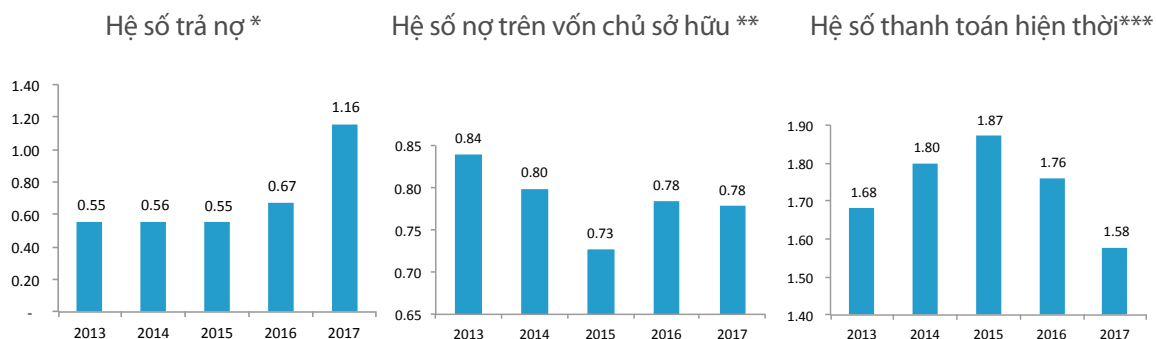
Hình 4.4: Doanh thu hàng năm (Nghìn tỷ đồng)



Nguồn: PVN.

117. **Khả năng thanh toán/thanh khoản:** Về khả năng thanh toán và thanh khoản, hệ số nợ trên vốn chủ sở hữu ở mức 0,8 lần được duy trì trong giai đoạn từ 2013 đến 2017 cho thấy PVN đang điều hành hoạt động của mình một cách thận trọng. Tuy nhiên, hệ số trả nợ tương đối thấp (<1 lần) trong giai đoạn 2013-16 và cải thiện đáng kể lên 1,16 lần năm 2017 chủ yếu là do cải thiện thu nhập ròng và giảm đáng kể nghĩa vụ trả nợ gốc khoản vay. Hệ số khả năng thanh toán hiện hành, thể hiện tính thanh khoản của PVN, dao động quanh mức 1,5 lần trong suốt 5 năm cho thấy tài sản ngắn hạn đủ để trang trải các khoản nợ ngắn hạn.

Hình 4.5: Khả năng thanh toán và thanh khoản



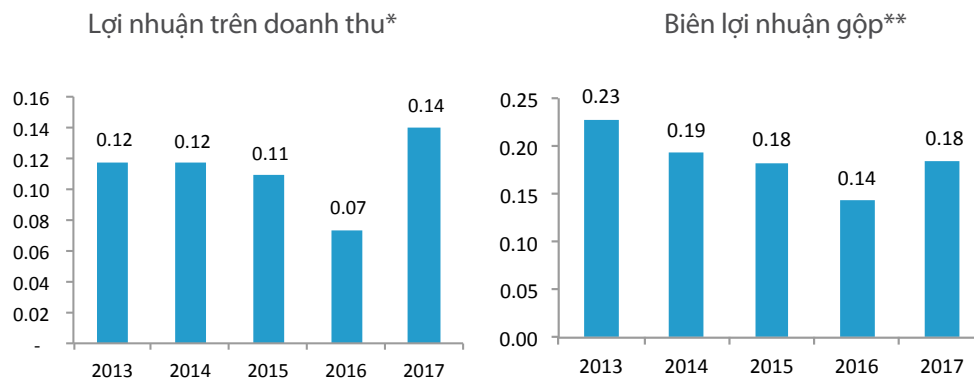
Nguồn: PVN.

* Hệ số trả nợ: Hệ số khả năng thanh toán được tính bằng EBITDA chia cho số tiền trả nợ gốc và lãi và nợ thuê tài chính

** Hệ số nợ trên vốn chủ sở hữu: Hệ số khả năng thanh toán được tính bằng tổng số nợ chia cho tổng vốn chủ sở hữu

*** Hệ số khả năng thanh toán hiện thời: Hệ số khả năng thanh toán được tính bằng tài sản ngắn hạn chia cho nợ ngắn hạn

Hình 4.6: Khả năng sinh lời



Nguồn: PVN.

* Hệ số lợi nhuận trên doanh thu: tỷ suất sinh lời được tính bằng lợi nhuận ròng sau thuế chia cho doanh thu

** Biên lợi nhuận gộp: tỷ suất sinh lời được tính bằng lãi gộp chia cho doanh thu

118. **Khả năng sinh lời:** Từ năm 2013 đến năm 2016, biên lợi nhuận gộp và lợi nhuận trên doanh thu giảm từ 23% xuống còn 14% và từ 12% xuống còn 7%. Điều này là do các thay đổi về thành phần hàng hóa và dịch vụ cung cấp, và phần dầu và khí sản xuất ra đạt tỷ suất lợi nhuận thấp hơn. Tuy nhiên, do giá dầu tăng cùng với quản lý tốt hơn chi phí hoạt động góp phần tạo ra biên lợi nhuận gộp và lợi nhuận trên doanh thu năm 2017 tương ứng là 18% và 14%.

119. **Đánh giá chung:** Nhìn chung, các chỉ số tài chính cho thấy PVN là một công ty có lãi, với hệ số khả năng thanh toán hiện thời cao và hệ số nợ trên vốn chủ sở hữu tương đối thấp, mặc dù đã có xu hướng giảm doanh thu và lợi nhuận sau thuế trong giai đoạn 2013-16. Khoản thanh toán cao do trả gốc nợ vay đến hạn và giảm thu nhập là nguyên nhân chính khiến hệ số trả nợ thấp hơn 1 và dòng tiền âm trong các năm 2015 và 2016 đã ảnh hưởng đến khả năng trả nợ của PVN. Năm 2017, giá dầu phục hồi là lý do chính để PVN có các chỉ số tài chính tốt hơn trong năm này.

4.5 Đầu tư vào ngành khí

120. **Nhu cầu khí trong tương lai:** Tổng công suất các nhà máy điện khí được đặt mục tiêu tăng từ mức 7 GW hiện tại lên 9 GW vào năm 2020 và 19 GW vào năm 2030. Mở rộng công suất tập trung ở các trung tâm sản xuất điện lớn quy hoạch tại Ô Môn và Kiên Giang ở phía Tây Nam, Miền Trung ở khu vực miền Trung và Sơn Mỹ ở khu vực Đông Nam Bộ. Nhu cầu khí cho ngành điện sẽ tăng từ 7 bcm năm 2016 lên 17 bcm vào năm 2030. Nếu tính cả nhu cầu từ các nhà máy phân bón và công nghiệp, tổng nhu cầu khí sẽ tăng đáng kể từ 9 bcm lên 21 bcm trong cùng thời kỳ.

121. Sản lượng từ các mỏ khí hiện tại đang suy giảm, để đáp ứng nhu cầu khí cho ngành điện, phân bón và công nghiệp đòi hỏi phải phát triển các nguồn cung cấp lớn mới. Ba trụ cột quan trọng nhất của nguồn cung mới trong tương lai như sau :

- **Cá Voi Xanh (CVX):** Nằm cách bờ biển Quảng Nam 100 km, ExxonMobil phát hiện CVX ước tính có trữ lượng khí khoảng 150 bcm. Vào tháng Giêng năm 2017, ExxonMobil và PVN đã ký kết các thỏa thuận thương mại sơ bộ cho giai đoạn phát triển đầu tiên, trong đó sản lượng khí 8-9 bcm/năm sẽ được sản xuất dùng cho phát điện công suất 3.000 MW tại Khu kinh tế mở Chu Lai. Tổng chi phí của dự án khí-điện tích hợp này ước tính khoảng 20 tỷ USD, và mục tiêu bắt đầu sản xuất vào năm 2023. PVN nắm giữ 36% lợi nhuận trong CVX. Do dự án có chi phí vốn cao, các hợp đồng mua bán khí (và các hợp đồng mua bán điện liên quan) sẽ phải đưa vào hệ số bao tiêu cao. Vì hàm lượng CO2 trong khí tại CVX cao, nên không thể kết nối CVX với hệ thống đường ống ở phía Nam¹⁸.
- **Lô B- Ô Môn:** Dự án phát triển khí thượng nguồn quan trọng thứ hai là dự án Lô B – Ô Môn thuộc sở hữu PVN. Dự án này dự kiến sẽ sản xuất 5 bcm/năm để tiêu thụ tại trung tâm điện lực Ô Môn và tổ hợp khí-điện-đạm Cà Mau. Như các dự án khác trong Vịnh Thái Lan, trữ lượng khí ở Lô B được chứa trong rất nhiều vỉa tích tụ không liên tục khiến cho công tác khai thác rất phức tạp và tốn kém. Vào tháng 7 năm 2017, PVN đã trình kế hoạch phát triển mỏ khí cho MOIT lên tới 1.000 giếng khoan với tổng nhu cầu đầu tư lên đến 10 tỷ USD. Yêu cầu giá khí phải cao để hỗ trợ những mỏ có chi phí phát triển lớn là một rào cản lâu dài để phát triển thương mại khí Lô B, và lịch trình phát triển khí lô B trong tương lai vẫn chưa chắc chắn. Cũng như với CVX, Lô B đòi hỏi phải có hệ số bao tiêu cao thì mới khả thi về thương mại.
- **LNG:** LNG sẽ đóng vai trò quan trọng để bù đắp sự suy giảm dự kiến ở các mỏ hiện có và đáp ứng nhu cầu khí trong tương lai cho phát điện khí. GMP cho thấy nhập khẩu LNG bắt đầu

18 Mặc dù khí ở mỏ CVX chứa 30% CO2 nhưng sử dụng khí này trong các CCGT hiệu suất cao sẽ giảm 45% phát thải CO2 trên mỗi kWh so với các nhà máy điện than cùng quy mô.

vào năm 2019 và sau đó tăng lên nhanh chóng đến 14 bcm vào năm 2035. Phát triển Lô B và CVX càng chậm trễ thì càng tiếp tục đẩy nhanh quỹ đạo này.

GMP nêu ra trình tự ba phương án cung cấp mới và kết quả cân bằng cung cầu thị trường tổng thể.

Bảng 4.4: Các nguồn phát triển khí chính và trình tự

Giai đoạn	Các phát triển chính
2016–20	Cung cấp khí ở khu vực Đông Nam Bộ: ổn định ở mức 8-9 bcm/năm, đáp ứng nhu cầu khí hiện tại
	Tổng nguồn cung trong nước: 10-11 bcm/năm
2021–25	Khu vực Đông Nam Bộ phát triển đầy đủ với tổng cung 9,1-9,7 bcm/năm vào năm 2024
	Sản lượng khí đầu tiên của Cá Voi Xanh năm 2023, đạt đỉnh 6,2 bcm/năm từ năm 2025 trở đi
	Sản lượng khí Lô B đầu tiên vào năm 2020
	Nhập khẩu sản lượng LNG đầu tiên cho vùng Đông Nam Bộ 2020-2021. Sau đó sẽ nhập khẩu nhiều hơn cho các khu vực khác, với tổng sản lượng đạt 4 bcm vào năm 2025
	Tổng nguồn cung trong nước: 13-19 bcm/năm
2026–35	Khí Lô B đạt đỉnh 3,84 bcm/năm vào năm 2031
	Nhập khẩu LNG tăng lên đến 10 bcm/năm
	Tổng nguồn cung trong nước: 17-21 bcm/năm

Nguồn: MoIT.

122. Kế hoạch đầu tư lĩnh vực khí trung nguồn: Bảng dưới đây cung cấp các dữ liệu đầu tư trước đây cho hệ thống đường ống dẫn khí hiện có ở Việt Nam.

Bảng 4.5: Đầu tư đường ống dẫn khí trước đây

Hệ thống đường ống	Đơn vị truyền tải/vận hành	Công suất (mmcf/d)	Đường kính (inch)	Chiều dài (km)	Biểu giá (USD)	Đơn giá USD m/km	Thành tiền (triệu USD)
Bạch Hổ - Phú Mỹ	PV Gas	200	18	152	0,25	1,80	274
Nam Côn Sơn 1	PV Gas	700	26 & 30	400	1	2,50	1.000
PM3 CAA - Cà Mau	PV Gas	200	18	325	1	1,80	585
Phú Mỹ - Hồ Chí Minh	PV Gas	200	22	40	0	2,10	84

Nguồn: MoIT.

123. GMP ước tính tổng nhu cầu đầu tư cho hạ tầng khí ở mức 19 tỷ USD trong giai đoạn 2015-35. Cảng nhập LNG có chi phí lớn nhất, 3,7 tỷ USD trong giai đoạn 2015-25 và 4,3 tỷ USD trong giai đoạn 2026-35. Đường ống dẫn khí ngoài khơi đứng thứ hai với 3 tỷ USD và 2,8 tỷ USD, các đường ống trên bờ cần 976 triệu USD và 180 triệu USD, các nhà máy xử lý khí 1,9 tỷ USD và 960 triệu USD và các nhà máy lưu trữ LPG/CNG 850 triệu USD và 460 USD triệu tương ứng với hai giai đoạn quy hoạch.



Bảng 4.6: Kế hoạch đầu tư ngành khí trung nguồn theo phân khúc (triệu USD)

Hạng mục	2015-25	2026-35
Cảng LNG	3.673	4.271
Đường ống ngoài khơi	3.003	2.773
Đường ống trên bờ	976	180
Nhà máy xử lý khí	1.873	960
CNG/LNG quy mô nhỏ	166	34
Lưu trữ LPG	853	463
Tổng	10.544	8.681

Nguồn: MoIT.

124. Dự kiến PVN sẽ thực hiện khoảng một nửa khối lượng đầu tư, phần còn lại được giao cho khu vực tư nhân. Tuy nhiên, ngay cả đối với các dự án được giao cho PVN, vẫn cần các nguồn tài chính thương mại và nguồn vốn bên ngoài khác vì PVN thường đặt mục tiêu bơm vốn chủ sở hữu khoảng 30% trong các dự án của mình và cần vay khoảng 70% để cung cấp tài chính phần còn lại.
125. Sáu cảng nhập LNG được đề xuất với tổng công suất 19-27 triệu tấn mỗi năm. Phát triển trong giai đoạn 2021-25 tập trung vào các khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ, trong khi những phát triển sau năm 2026 thì nhỏ hơn và tập trung ở miền Trung, miền Bắc và Đông Nam Bộ. Cho đến nay, những nỗ lực đưa đầu tư tư nhân vào phát triển cảng nhập LNG chưa đạt được đà phát triển và Chính phủ cần xây dựng một chế độ điều tiết và định giá LNG hấp dẫn để đảm bảo các cảng này được phát triển.

Bảng 4.7: Các cảng nhập LNG đề xuất

	Vị trí	Cảng nhập LNG	Vận hành	Công suất (triệu tấn)	Hệ tiêu thụ chính
1	Đông Nam	Thị Vải (Bà Rịa - Vũng Tàu)	2020 -22	1-3	CCGT Nhơn Trạch 3 & 4
2	Tây Nam	Hòn Khoai (Cà Mau)	2022-25 (giai đoạn 1)	1 & 2	Trung tâm điện lực Kiên Giang và Ô Môn, Trung tâm phân phối khí Cà Mau
			2025- (giai đoạn 2)	2	
3	Đông Nam	Tiền Giang	2022-25	4-6	
4	Đông Nam	Sơn Mỹ (Bình Thuận)	2023-25 (giai đoạn 1)	1-3	Trung tâm điện lực Sơn Mỹ, Trung tâm phân phối khí Phú Mỹ
			2027-30 (giai đoạn 2)	3	
			2031-35 (giai đoạn 3)	3	
5	Miền Bắc	Cát Hải (Hải Phòng)	2030-35	1-3	CCGT Hải Phòng 3
6	Miền Trung	Mỹ Giang (Khánh Hòa)	2030-35	3	

Nguồn: MoIT.

4.6 Cơ chế định giá khí và hợp đồng

126. **Phương pháp định giá khí hiện nay:** Trước đây, khí bán buôn tại Việt Nam được định giá theo từng dự án, trên cơ sở song phương giữa bên tài trợ dự án và PVN. Có một số quyết định của Thủ tướng Chính phủ về định giá khí và phân bổ cho các mục đích sử dụng hoặc địa điểm cụ thể, nhưng sự khác nhau giữa các giá này dường như là kết quả của các cuộc thương thảo song phương có tham gia của người dùng cuối cũng như các bên phát triển dự án và PVN.
127. Đối với các dự án mới, các cuộc thương thảo giá vẫn chịu ảnh hưởng nặng nề của giá khí thấp trước đây – mức giá có thể khả thi trước đây vì chi phí phát triển của Nam Côn Sơn và các mỏ khác thời kỳ đầu là rất thấp so với tiêu chuẩn quốc tế. Người ta không thừa nhận một cách rõ ràng là những mức giá trước đó không thể áp dụng đối với những phát hiện mới ngoài khơi xa hơn, nước sâu hơn, hoặc trong trường hợp khí có chứa hàm lượng tạp chất cao hoặc được chứa trong các vỉa tích tụ không liên tục. Ngoài ra, định giá khí như hiện nay có vẻ như bị chi phối bởi các ưu tiên chính sách trước đây để có được giá điện và giá phân bón thấp.
128. **Giá khí trong bao tiêu đối với các nhà máy điện và nhà máy phân bón:** Giá khí cho khối lượng trong bao tiêu đối với nhà máy điện ở khu vực Đông Nam Bộ được xác định theo thương thảo giữa PVN/PVGas và các chủ nhà máy điện. Đối với khí cung cấp cho các nhà máy điện ở Tây Nam Bộ, khối lượng trên bao tiêu cho các nhà máy điện ở Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ, và đối với khí cung cấp cho nhà máy phân bón Phú Mỹ, công thức định giá được đưa ra theo công văn của Văn phòng Chính phủ 2175/VPCP-KTTH như sau:
- Giá khí đối với hộ sử dụng = Giá khí thị trường cộng với phí vận chuyển và phân phối, trong đó:
- Giá khí thị trường là giá khí miệng giếng được tính bằng 46% giá dầu nhiên liệu bình quân tại thị trường Singapore theo chỉ số Platt (MFO).
 - Phí vận chuyển và phân phối được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt, phụ thuộc vào từng khu vực/đường ống riêng.
129. **Giá khí cho các hộ công nghiệp:** PVN đưa ra kế hoạch định giá khí hàng năm dựa vào định giá các nhiên liệu thay thế (FO, LPG) và sự chấp nhận của thị trường.
130. **Giá khí cho các mỏ phát triển mới và LNG:** Giá khí từ các dự án khí mới được đề xuất tiếp tục được định hướng thông qua thương thảo giữa PVN/PVGas (là đơn vị mua) và PVEP và các đối tác liên doanh (là bên sản xuất khí). Thẩm định các dự án khí mới theo các nhiên liệu thay thế có vẻ như sử dụng giá khí trước đây làm mốc chuẩn thay vì chi phí hiện tại của các nhiên liệu thay thế - than, LNG nhập khẩu, dầu nhiên liệu hoặc sản phẩm chưng cất. Các yếu tố ngoại vi như chi phí ô nhiễm/nhà kính, thuế hoặc tác động đến cân cân thanh toán nhiên liệu trong nước và nhập khẩu đường như không được xem xét đến trong thẩm định các dự án khí và xác định giá kinh tế cho khí.

131. Kỳ vọng của người mua khí muốn dùng giá khí trước đây làm mốc chuẩn đã trì hoãn phát triển cả khí Lô B và CVX, mặc dù mỗi mỏ đã nhận diện được những thách thức kỹ thuật dẫn đến chi phí sản xuất cao hơn nhiều so với các phát triển khí trước đó.
132. Là một thị trường tương đối nhỏ, Việt Nam sẽ là bên phải chấp nhận giá trên thị trường quốc tế. Theo đó, các cuộc thương thảo chỉ có thể tập trung vào chi phí phát triển và vận hành hạ tầng tái hóa khí. Tuy nhiên, cách tiếp cận mua khí cần phải tập trung vào tối đa hóa cạnh tranh và linh hoạt để cung cấp cho thị trường Việt Nam, và phương pháp này được quốc tế áp dụng đã chứng minh rằng trong thị trường này, người mua có thể đạt được mức giá LNG hấp dẫn và linh hoạt cao trong hợp đồng. Với cách tiếp cận theo từng dự án cụ thể, sử dụng giá trước đây làm mốc chuẩn sẽ không mang lại các cuộc thương thảo thành công để nhập khẩu LNG như đề xuất.
133. Việt Nam phải đối mặt với những thách thức để bắt kịp giá LNG quốc tế, vì: a) các mức giá này cao hơn và dễ biến động hơn so với giá khí trước đây, và b) nằm ngoài tầm kiểm soát của Chính phủ. Do đó, sẽ cần đến một phương pháp định giá khí mới, không dựa vào các mốc chuẩn trước đây nếu Việt Nam muốn nhập khẩu thành công LNG trong tương lai gần và nếu CVX và Lô B được phát triển. Một giải pháp mà các quốc gia khác đã sử dụng là đưa vào cơ chế định giá LNG dựa vào thị trường và sử dụng nó ở bước đầu tiên của tự do hoá thị trường.
134. **Các rào cản về hợp đồng và quy định hiện nay:** Các hợp đồng cung cấp khí hiện tại dường như rất mơ hồ về quyền của người mua trong việc bán khí lại cho bên thứ ba vì các hợp đồng, cũng không nói rõ là cho phép hay cấm bán lại. Đối với Tổ hợp Phú Mỹ, quyết định của Thủ tướng Chính phủ quy định việc phân bổ khí giữa nhà máy điện và nhà máy phân bón mà không nêu phạm vi rõ ràng cho việc mua bán giữa các nhà máy này. Quyết định này được sử dụng để giải thích các thu xếp khác là cấm bán lại khí và dẫn đến việc phân bổ khí không hiệu quả theo ngày. Giải thích hợp đồng như vậy dẫn tới việc các nhà máy điện bị cắt giảm trong một số thời điểm trong khi các nhà máy phân bón lại được phân phối khí đầy đủ khí mặc dù trong kho đang thừa phân bón.

Phụ lục 5. Khung đối tác công tư

5.1 Khung tổng thể

Các quy định đầu tư có liên quan bao gồm:

- Luật đầu tư
- Nghị định số 63/2015/NĐ-CP về hình thức đầu tư PPP (“Nghị định 63” hoặc “Nghị định PPP mới”)
- Nghị định số 30/2015/NĐ-CP về lựa chọn nhà đầu tư (áp dụng đối với nhà đầu tư PPP)
- Thông tư số 38/2015/TT-BCT của Bộ Công Thương (MOIT) hướng dẫn các dự án PPP trong các lĩnh vực thuộc phạm vi quản lý của MOIT (bao gồm điện)
- Thông tư số 23/2015/TT-BCT của MOIT về trình tự, thủ tục đầu tư các dự án nhiệt điện than theo hình thức hợp đồng BOT

135. Khung pháp lý tổng thể để tư nhân tham gia vào cơ sở hạ tầng thông qua PPP đã được cải thiện với sự ra đời của Nghị định 63/2015/NĐ-CP, thay thế Nghị định 15/2015/NĐ-CP (Nghị định 15). Trước đó, Nghị định 15 thay thế Nghị định 108 ngày 27 tháng 11 năm 2009 (sửa đổi) và Quyết định 71 ngày 9 tháng 11 năm 2010 về chương trình đầu tư PPP thí điểm và lần đầu tiên đưa ra một khung pháp lý duy nhất cho đầu tư tư nhân vào lĩnh vực hạ tầng công cộng.
136. Nghị định 108, cùng với những văn bản trước đó được ban hành từ năm 1998, là khung pháp lý cho 4 dự án BOT đã nhận được nguồn tài chính quốc tế - Phú Mỹ 2-2, Phú Mỹ 3, Mông Dương 2 và Vĩnh Tân 4. Ngược lại, Quyết định 71 là nỗ lực đầu tiên đưa ra các quy định PPP trên cơ sở thử nghiệm. Tuy nhiên, kể từ khi được ban hành, vẫn không có dự án nào được hoàn thành theo Quyết định 71 này.
137. Nghị định số 30/2015/NĐ-CP (Nghị định 30) quy định các thủ tục, trình tự áp dụng để lựa chọn nhà đầu tư cho các dự án PPP. Nguyên tắc chung là các nhà tài trợ phải được lựa chọn thông qua một quá trình đấu thầu cạnh tranh mặc dù cho phép chỉ định thầu trong một số ít trường hợp.
138. Mặc dù dựa trên Nghị định 108, Nghị định 15 đã đưa ra một số điểm mới, làm rõ và cải tiến hơn so với các quy định hiện hành. Thực vậy, Nghị định 15 đã tạo ra một cơ chế nhất quán và hiệu quả hơn cho một phạm vi các dự án PPP rộng hơn và được soạn thảo để cung cấp cho các cơ quan Nhà nước cũng như các nhà đầu tư các hướng dẫn chi tiết hơn tạo thuận lợi cho chuẩn bị và thực hiện các dự án. Quan trọng hơn, theo Nghị định 15, các nhà đầu tư không còn



phải bán khoản dự án được mua sắm dưới dạng dự án BOT theo Nghị định 108 hay dưới dạng dự án PPP theo Quyết định 71.

139. Nghị định 15 cũng loại bỏ yêu cầu trong quy định PPP thí điểm là dự án PPP phải là một dự án quan trọng và có quy mô lớn (như đã nêu trong Quyết định số 412 do Thủ tướng Chính phủ ban hành ngày 11 tháng 4 năm 2007), theo đó cho phép các cơ quan có thẩm quyền của Chính phủ đưa ra hướng dẫn chi tiết về phạm vi các dự án PPP rộng hơn.
140. Tuy nhiên, mặc dù Nghị định 15 là một cải tiến đáng kể so với các văn bản luật trước đó nhưng người ta cũng hiểu rằng không có dự án PPP nào được mua sắm thành công theo nghị định này. Một trong những lý do có thể là do trên thực tế, bất kỳ dự án nào được phân loại là PPP đều phải tuân theo các quy trình và yêu cầu được nêu trong Nghị định 15, bao gồm, ngoài những yếu tố khác, lập nghiên cứu khả thi và tiến hành quy trình đấu thầu cạnh tranh. Đáng tiếc là hầu hết các bộ/ngành không có năng lực thực hiện các cuộc đấu thầu cạnh tranh và do đó, có vẻ như một số dự án đáng lẽ phải được mua sắm dưới dạng PPP theo nghị định PPP thì lại được mua theo luật và quy định khác. Điều này xảy ra phổ biến trong lĩnh vực năng lượng, là ngành thường trao giấy phép đầu tư thường cho các nhà đầu tư trong và ngoài nước trên cơ sở thương thảo chứ không theo cạnh tranh.
141. Do Nghị định 15 không thành công trong việc kích thích thị trường PPP tại Việt Nam, Chính phủ đã ban hành một nghị định PPP mới - Nghị định 63/2018/NĐ-CP ngày 4 tháng 5 năm 2018, có hiệu lực từ ngày 19 tháng 6 năm 2018.
142. Mục tiêu của Nghị định 63 là tăng cường khuôn khổ cho các PPP tại Việt Nam. Một số thay đổi chính đã được đưa vào trong Nghị định 63, bao gồm:
 - Linh hoạt hơn về loại hợp đồng PPP được ký kết;
 - Tăng tỷ lệ vốn chủ sở hữu tối thiểu của nhà đầu tư (15 – 20%, tùy thuộc vào tổng mức đầu tư);
 - Làm rõ hơn về phân bổ trách nhiệm giữa các cơ quan chính của Chính phủ bao gồm, ngoài những trách nhiệm khác, thiết kế và lập ngân sách, đánh giá và phê duyệt các đề xuất, định giá đất, v.v.
 - Làm rõ hơn các hình thức có thể cung cấp vốn đầu tư Nhà nước cho một dự án PPP;
 - Yêu cầu tất cả các nhà đầu tư đề xuất dự án PPP cần vốn đầu tư của Nhà nước phải tuân theo các nguyên tắc đấu thầu rộng rãi;
 - Nhà đầu tư không còn cần phải có giấy chứng nhận đăng ký đầu tư;
 - Khuyến khích các bộ và cơ quan chủ quản đưa ra hướng dẫn chi tiết về mẫu hợp đồng PPP chuẩn được sử dụng để thực hiện các dự án trong lĩnh vực của mình;
 - Các cơ quan Nhà nước phải công bố nội dung chính của hợp đồng trao quyền thực hiện trên cổng thông tin mua sắm quốc gia; và
 - Nhà đầu tư sẽ không còn được phép chuyển nhượng vốn của mình cho nhà đầu tư mới cho đến khi: (i) sau khi xây dựng và (ii) đã chứng minh cho Nhà nước là nhà đầu tư mới có năng lực tài chính và quản lý để thực hiện dự án.

143. Nghị định 63 đã tiến một bước dài trong việc đưa ra sự linh hoạt và rõ ràng hơn cho các PPP và, do đó, hy vọng rằng nghị định mới sẽ giúp kích thích lĩnh vực PPP tại Việt Nam. Tuy nhiên, tăng tỷ lệ vốn chủ sở hữu tối thiểu cần thiết để đầu tư và hạn chế chuyển nhượng vốn cho đến sau khi xây dựng xong vẫn có thể là trở ngại đối với một số nhà đầu tư. Quan trọng hơn, vẫn chưa rõ ràng lắm trong việc áp dụng bảo lãnh cho các nhà đầu tư, đặc biệt là liên quan tới hối đoái và thanh toán chấm dứt sớm.

5.2 Khung pháp lý cho dự án nguồn điện BOT

144. **Khung thể chế và quy trình phê duyệt cho nguồn điện BOT:** Việt Nam gần đây đã ban hành một bộ văn bản quy phạm pháp luật mới điều chỉnh các đầu tư vào các dự án nguồn điện BOT. Các quy định này bao gồm:
- Nghị định số 63/2018/NĐ-CP ngày 4 tháng 5 năm 2018 của Chính phủ về hình thức đầu tư đối tác công - tư (thay thế Nghị định số 15/2015/NĐ-CP ngày 14 tháng 2 năm 2015).
 - Thông tư số 23/2015/TT-BCT ngày 17 tháng 7 năm 2015 của MOIT về trình tự, thủ tục đầu tư nhà máy nhiệt điện BOT.
145. **Lựa chọn Nhà đầu tư nhà máy điện BOT:** Các nhà đầu tư BOT được lựa chọn để thực hiện các dự án BOT được liệt kê trong RPDP7 đã được phê duyệt. Lựa chọn nhà đầu tư được thực hiện thông qua đấu thầu quốc tế, hoặc thông qua chỉ định trực tiếp được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt đối với một số trường hợp nhất định. Một nhà đầu tư BOT có thể được lựa chọn để xây dựng một nhà máy không nằm trong danh mục của RPDP7 đã được phê duyệt nếu nhà đầu tư đó đệ trình đề xuất dự án và đề xuất đó được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tất cả các lựa chọn nhà đầu tư BOT cuối cùng phải được Thủ tướng Chính phủ ký.
146. **Biên bản ghi nhớ và thỏa thuận lập văn kiện dự án:** Biên bản ghi nhớ (MOU) cho dự án BOT được thương thảo giữa MOIT và nhà đầu tư. MOU cần nêu lên các đặc điểm chung của dự án, trách nhiệm của nhà đầu tư và của MOIT và một kế hoạch thực hiện tổng thể. MOU phải được MOIT chấp thuận và được đại diện được ủy quyền của MOIT và nhà đầu tư ký. Sau khi ký MOU, nhà đầu tư cần chuẩn bị và đệ trình MOIT kế hoạch thực hiện chi tiết dự án. Kế hoạch chi tiết nêu cụ thể ngày hoàn thành nghiên cứu khả thi, thương thảo và thỏa thuận hợp đồng BOT, đóng tài chính dự án, khởi công xây dựng và vận hành thương mại của từng tổ máy và toàn bộ nhà máy. Nghiên cứu khả thi của dự án được MOIT thẩm định và phê duyệt.
147. **Thương thảo hợp đồng BOT:** MOIT sẽ tham gia tư vấn pháp lý và thành lập một nhóm công tác liên Bộ để hỗ trợ chuẩn bị và thương thảo hợp đồng BOT, thỏa thuận thuê đất, thỏa thuận hỗ trợ của Chính phủ và phê duyệt dự án của MOIT. Tổ công tác liên bộ do một đại diện MOIT làm trưởng nhóm và có các thành viên từ MPI, MOF, SBV, Chính quyền cấp tỉnh, EVN, TKV hoặc PVN. Trưởng nhóm làm việc là người lãnh đạo các cuộc thương thảo hợp đồng với nhà đầu tư BOT. Nhóm công tác và nhà đầu tư BOT cần thương thảo và ký một thỏa thuận về nguyên tắc (PA) trước khi bắt đầu thương thảo hợp đồng BOT và các thỏa thuận khác. PA bao gồm các định nghĩa chính, thời hạn hợp đồng, kế hoạch dự án, kế hoạch tài chính, COD, luật áp dụng, cơ chế chia sẻ rủi ro, cơ chế giải quyết tranh chấp, thuế, cơ cấu giá điện, cho thuê đất nói chung và cung cấp nhiên liệu và các điều khoản chung của bảo lãnh Chính phủ.



148. Sau khi PA được ký giữa MOIT và nhà đầu tư, nhóm công tác và nhà đầu tư bắt đầu thương thảo hợp đồng BOT chính, GGU và phê duyệt và chứng nhận dự án của MOIT. Quá trình thương thảo được thực hiện theo hai vòng, với mỗi vòng có ba phiên và mỗi phiên kéo dài nhiều nhất là 3 ngày. Song song với các cuộc thương thảo hợp đồng BOT, các hợp đồng sau đây cần được thương thảo:
- Hợp đồng mua bán điện (PPA) được thương thảo giữa EVN và nhà đầu tư BOT;
 - Hợp đồng cung cấp than (CSA) được thương thảo giữa TKV và nhà đầu tư BOT nếu nhà máy điện sử dụng than trong nước;
 - Hợp đồng cung cấp khí (GSA) được thương thảo giữa PVN và nhà đầu tư BOT nếu nhà máy điện sử dụng khí trong nước; và
 - Hợp đồng thuê đất (LLA) được thương thảo giữa chính quyền tỉnh và nhà đầu tư BOT.
149. Sau khi hoàn thành hai vòng thương thảo hợp đồng BOT, MOIT báo cáo Thủ tướng Chính phủ kết quả thương thảo bao gồm các nội dung đã thỏa thuận và bất kỳ vấn đề nào còn tồn đọng. Theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, nhóm công tác sẽ tiếp tục thương thảo với chủ đầu tư để giải quyết và thống nhất các hạng mục còn tồn đọng đó.
150. Sau khi hoàn thành thương thảo lần cuối, MOIT trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt hợp đồng đầu tư dự án BOT. Hợp đồng này được ký giữa MOIT và nhà đầu tư BOT sau khi hợp đồng BOT và tất cả các thỏa thuận khác đã được thương thảo và ký tắt.
151. **Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư:** Sau khi hợp đồng đầu tư được ký kết, bên phát triển BOT phải nộp đơn xin cấp giấy chứng nhận đăng ký đầu tư cho MOIT. Chứng nhận bao gồm:
- Tên và địa chỉ của chủ đầu tư và tên dự án;
 - Mục tiêu, quy mô, yêu cầu và điều kiện cho việc triển khai dự án (nếu có);
 - Địa điểm thực hiện dự án và diện tích đất sử dụng;
 - Tổng vốn đầu tư của dự án; cơ cấu nguồn vốn;
 - Thời hạn dự án và tiến độ thực hiện;
 - Giá trị, tỷ lệ, tiến độ và điều kiện giải ngân vốn đầu tư của Nhà nước để tham gia thực hiện dự án (nếu có); và
 - Ưu đãi đầu tư (nếu có).
152. Sau khi được cấp giấy chứng nhận đăng ký đầu tư, hợp đồng BOT và GGU được ký kết chính thức giữa MOIT và nhà đầu tư; các thỏa thuận khác cũng phải được ký chính thức giữa nhà phát triển BOT và các bên có liên quan.
153. **Bảo lãnh Chính phủ:** Đối với các dự án BOT nói chung, dựa vào bản chất và yêu cầu thực hiện dự án, Thủ tướng Chính phủ chỉ định một cơ quan thay mặt Chính phủ cấp bảo lãnh về cung cấp nguyên liệu, bán sản phẩm, dịch vụ và các nghĩa vụ hợp đồng khác cho chủ đầu tư, doanh nghiệp dự án hoặc doanh nghiệp khác tham gia thực hiện dự án và bảo lãnh nghĩa vụ của

DNNN bán nhiên liệu, nguyên liệu, mua sản phẩm, dịch vụ của chủ đầu tư hoặc doanh nghiệp dự án. Đối với phát triển các nhà máy điện BOT, MOIT là bên thay mặt Chính phủ cung cấp bảo lãnh Chính phủ.

154. **Các nhà máy điện BOT hiện nay:** Chiếm khoảng 6% công suất đặt của Việt Nam, bao gồm 3 dự án BOT. Có ba nhà máy nhiệt điện chạy bằng khí thuộc sở hữu nước ngoài được phát triển theo hình thức BOT bán điện cho EVN theo PPA dài hạn.

Bảng 5.1 Các nhà máy điện Xây dựng Kinh doanh Chuyển giao (BOT) hiện nay

Tên	Công suất (MW)	Nhiên liệu	Khu vực	Chủ sở hữu
Phú Mỹ 2. 2	720	Khí	miền Nam	Công ty TNHH Năng lượng Mê Kông
Phú Mỹ 3	720	Khí	miền Nam	Cty TNHH BOT Phú Mỹ 3
Mông Dương 2	1.200	Than	miền Bắc	Cty TNHH AES – TKV

155. Các bên phát triển chính của các nhà máy này là BP (Phú Mỹ 3), dưới dạng tận dụng phần sản xuất khí đồng hành của mình từ các mỏ dầu, EdF (Phú Mỹ 2.2) sau khi Chính phủ tiến hành đấu thầu cạnh tranh và Mông Dương 2 (2011). Nhà máy điện Phú Mỹ 2.2 đã đi vào hoạt động năm 2005, Phú Mỹ 3 - năm 2004. Đây là một phần của Tổ hợp điện Phú Mỹ, trong đó cũng có một số CCGT do EVN sở hữu. Nhà máy nhiệt điện Mông Dương 2 bắt đầu chạy tổ máy số 1 vào tháng 3 năm 2015. Mông Dương 2 bán điện cho EVN theo PPA 25 năm được hỗ trợ bởi hợp đồng cung cấp than kéo dài 25 năm với Vinacomin.
156. **Các nhà máy điện BOT đang thực hiện:** 18 dự án nhiệt điện khác đã được quy hoạch trong RPDP7 được phát triển theo hình thức BOT. Tuy nhiên, thực hiện các dự án điện BOT này gặp rất nhiều thách thức và trở ngại dẫn tới các cuộc thương thảo kéo dài và gây ra chậm trễ đáng kể so với các mốc thời gian ban đầu của dự án - với nhiều dự án mất đến 10 năm thương thảo. Các mối quan tâm chính liên quan đến các vấn đề xung quanh bảo lãnh của Chính phủ về chuyển đổi ngoại tệ, áp dụng luật pháp quốc tế để giải quyết tranh chấp và thanh toán hợp đồng. Cũng có những khó khăn trong thương thảo về giá điện và các hợp đồng cung cấp/vận chuyển nhiên liệu.
157. **Khung thể chế và quy trình phê duyệt phát triển lưới phân phối và truyền tải điện:** Không có sở hữu tư nhân đối với mạng lưới truyền tải và phân phối điện vì tất cả các đầu tư sẽ được thực hiện bởi Tổng công ty truyền tải điện quốc gia (NPT) và các Tổng công ty phân phối điện (PC) là các đơn vị khai thác hệ thống truyền tải và phân phối điện. EVN chịu trách nhiệm: (i) phối hợp với tất cả các cơ quan Chính phủ và NPT và PC, là các Chủ dự án; và (ii) giám sát thực hiện các dự án đầu tư.
158. NPT và các PC là chủ dự án của các dự án truyền tải và phân phối. Các đơn vị này phối hợp công việc với Ban quản lý dự án được thành lập ở từng tổng công ty, từ đó, sẽ cung cấp thông tin cập nhật về tình hình trong quá trình thực hiện dự án theo quy trình nội bộ của các đơn vị. NPT và các PC sẽ báo cáo lên EVN. Là chủ dự án, các đơn vị này chịu trách nhiệm: (i) chuẩn bị dự án;



(ii) thẩm định và phê duyệt các tiểu dự án và tổ chức quản lý và thực hiện các chương trình/dự án; (iii) đảm bảo nguồn lực quản lý đầy đủ và có năng lực; (iv) tiến hành thẩm định và phê duyệt thiết kế kỹ thuật, tổng dự toán và dự toán chi phí của tiểu dự án; và (vii) ký kết thỏa thuận vay lại với MOF về vay và hoàn trả khoản vay, nếu các khoản vay đó do các IFI cung cấp. Các đơn vị này cũng sẽ cung cấp hỗ trợ kỹ thuật thông qua các cán bộ từ các phòng ban chức năng khác nhau của mình.

5.3 Đấu thầu cạnh tranh cho công suất phát điện mới

159. Một trong những thách thức lớn nhất của ngành điện Việt Nam là đảm bảo cung cấp điện đầy đủ, lâu dài, giá cả cạnh tranh để đáp ứng nhu cầu phát triển với tốc độ cao hàng năm. Cho đến nay, Việt Nam đã thành công trong việc thực hiện quy hoạch hệ thống điện một cách có hệ thống, điều này giúp xác định được danh mục đầu tư các dự án nguồn điện, giảm thiểu tổng chi phí cung cấp (các khoản đầu tư + vận hành + năng lượng không phục vụ) từ góc độ quốc gia. Cho đến nay, thực hiện các kết quả của quá trình lập quy hoạch chủ yếu dựa vào trao hợp đồng phát triển các dự án điện cho EVN hoặc DNNN khác hoặc các công ty tư nhân. Để đảm bảo cung cấp điện đầy đủ dài hạn với chi phí thấp nhất, cần chuyển sang chế độ mua sắm công suất phát điện mới cạnh tranh và minh bạch hơn, tương thích đầy đủ với các nguyên tắc thị trường hướng dẫn thị trường bán buôn điện.
160. Năm 2006, Chính phủ đã ban hành một quyết định (Quyết định số 30/2006/QĐ-BCN của Bộ Công nghiệp) về mua điện cạnh tranh do các đơn vị sản xuất điện độc lập (IPPs) sản xuất. Quyết định này nêu ra các thủ tục đấu thầu đối với IPP và quy định chi tiết về lập, thẩm định, phê duyệt và thực hiện các dự án IPP do tư nhân tài trợ. Cụ thể là:
- Các IPP phải được đầu tư theo hình thức xây dựng-kinh doanh-chuyển giao (BOT), xây dựng-sở hữu-kinh doanh (BOO) hoặc các hình thức khác theo quy định của pháp luật;
 - Để đảm bảo hiệu quả và tính bền vững của các dự án, lựa chọn nhà đầu tư để thực hiện các IPP phải được thực hiện thông qua đấu thầu;
 - Các cơ quan hữu quan trả lời báo cáo đầu tư hoặc hồ sơ xin phép đầu tư trong vòng 30 ngày.
161. Năm 2007, Chính phủ đã ban hành Nghị định 78/2007 về đầu tư theo hình thức hợp đồng BOT, xây dựng - chuyển giao – kinh doanh (BTO) và xây dựng - chuyển giao (BT), yêu cầu đấu thầu cạnh tranh từ danh mục đã được phê duyệt nhưng đồng thời cũng cho phép thương thảo trực tiếp trong các trường hợp cấp bách và đối với các đề xuất không được yêu cầu. Năm 2015, Chính phủ đã ban hành Nghị định số 105/2015 về quan hệ đối tác công-tư (PPP), trong đó nêu rõ rằng các nhà đầu tư có thể được lựa chọn thông qua đấu thầu hoặc chỉ định thầu theo luật mua sắm công.
162. Mặc dù quy trình đấu thầu cạnh tranh có thể thực hiện hiệu quả theo các quy định nêu trên (Quyết định MOI 30/2006, Nghị định 78/2007 và Nghị định 15/2015) dự án BOT đấu thầu cạnh tranh quốc tế gần đây nhất là Phú Mỹ 2.1 (khí) và Phú Mỹ 3 (khí) vào đầu những năm 2000; còn nhà máy Mông Dương 2 (than - được trao hợp đồng năm 2011) là chào thầu dựa trên

thương thảo. Kể từ đó, không có thêm dự án IPP nào được trao hợp đồng trên cơ sở cạnh tranh đóng được tài chính.

163. Hiện nay, phần lớn các dự án nguồn điện mới được phân bổ theo quyết định của Bộ trưởng chứ không phải theo quy trình đấu thầu cạnh tranh. Tuy nhiên, quá trình phân bổ dự án tập trung như hiện nay có nguy cơ bị coi là: (i) quá ưu ái các DNNN - như EVN, PVN – so với các công ty tư nhân khác, cả trong và ngoài nước; (ii) ít minh bạch hơn, và mở đường cho các cáo buộc về sai lầm và tham nhũng liên quan đến vận động hành lang; và (iii) tạo ra kết quả giá trị đồng tiền thấp hơn so với quy trình đấu thầu cạnh tranh quốc tế được thiết kế tốt, minh bạch và được thực hiện tốt. Hậu quả xấu của các thu xếp như hiện nay có thể là: (a) đầu tư nguồn điện được Nhà nước bảo hộ làm lấn át đầu tư tư nhân; (b) các DNNN “hái anh đào – chọn những cái có lợi nhất” nên được giao các dự án nguồn điện mới hấp dẫn hơn về thương mại trong khi các dự án ít hấp dẫn lại được giao cho các nhà đầu tư tư nhân; và (c) các nhà đầu tư tư nhân không đầu tư được vào Việt Nam và muốn đầu tư ở các nước khác hơn.
164. Tiếp tục sử dụng cách thức mua sắm như hiện nay có thể dẫn đến cung cấp công suất phát điện mới có chi phí cao hơn đáng kể so với những gì có thể đạt được theo cách thức minh bạch và cạnh tranh hơn. Tốc độ tăng trưởng nhanh của Việt Nam có nghĩa là bắt buộc phải cung cấp công suất phát điện mới một cách kịp thời. Việt Nam không thể để xảy ra thiếu hụt cung cấp điện, vì sẽ tác động gây tổn hại đến nền kinh tế và xã hội. Do đang tiếp tục thực hiện cải cách cơ cấu trong ngành điện trong đó có phát triển VWEM và chuyển sang các mục tiêu cao hơn đối với năng lượng tái tạo, điều quan trọng là đánh giá những bất cập trong cách tiếp cận hiện tại để thu hút đầu tư tư nhân vào nguồn điện và đề xuất các cơ chế mạnh mẽ để áp dụng hiệu quả Quyết định 30 và các quy định liên quan, sao cho các công suất điện cần thiết để cung cấp năng lượng tin cậy được mua sắm một cách cạnh tranh và hiệu quả.
165. Cần có một khuôn khổ hiệu quả và cạnh tranh để mua sắm công suất mới và đảm bảo cung cấp điện dài hạn sau năm 2025 (khi các dự án nguồn điện trong quy hoạch và phân bổ đã phải đưa vào chạy thử). Do khung thời gian như vậy, điều quan trọng là khuôn khổ mua sắm cạnh tranh các IPP và BOT sau năm 2025 cần phải sẵn sàng vào năm 2020 để có thời gian đấu thầu và xây dựng. Những dự án được trì hoãn hoặc hủy bỏ theo quy hoạch hiện nay cũng cần phải được theo dõi và phân bổ lại trong quá trình rà soát PDP. Cần nhấn mạnh tầm quan trọng của việc đưa ra một khung đấu thầu cạnh tranh mạnh mẽ vì thực tế, trong 188 nhà máy điện dự kiến cần thiết cho đến năm 2030, chỉ có 50 nhà máy điện mới được lập quy hoạch cho EVN và các DNNN khác xây dựng, số còn lại thông qua các IPP và BOT.



Số XNĐKXB: 205-2019/CXBIPH/01-03/HĐ
Số QĐXB của NXB: 150/QĐ-NXBHĐ ngày 21/1/2019



Ngân hàng Thế giới tại Việt Nam

63 Lý Thái Tổ

Hà Nội, Việt Nam

Tel: (84-24) 39346600

Fax: (84-24) 39350752

Website: www.worldbank.org.vn

Ngân hàng Thế giới

1818 H Street, NW

Washington, D.C. 20433, USA

Tel: (202) 4731000

Fax: (202) 4776391

Website: www.worldbank.org

