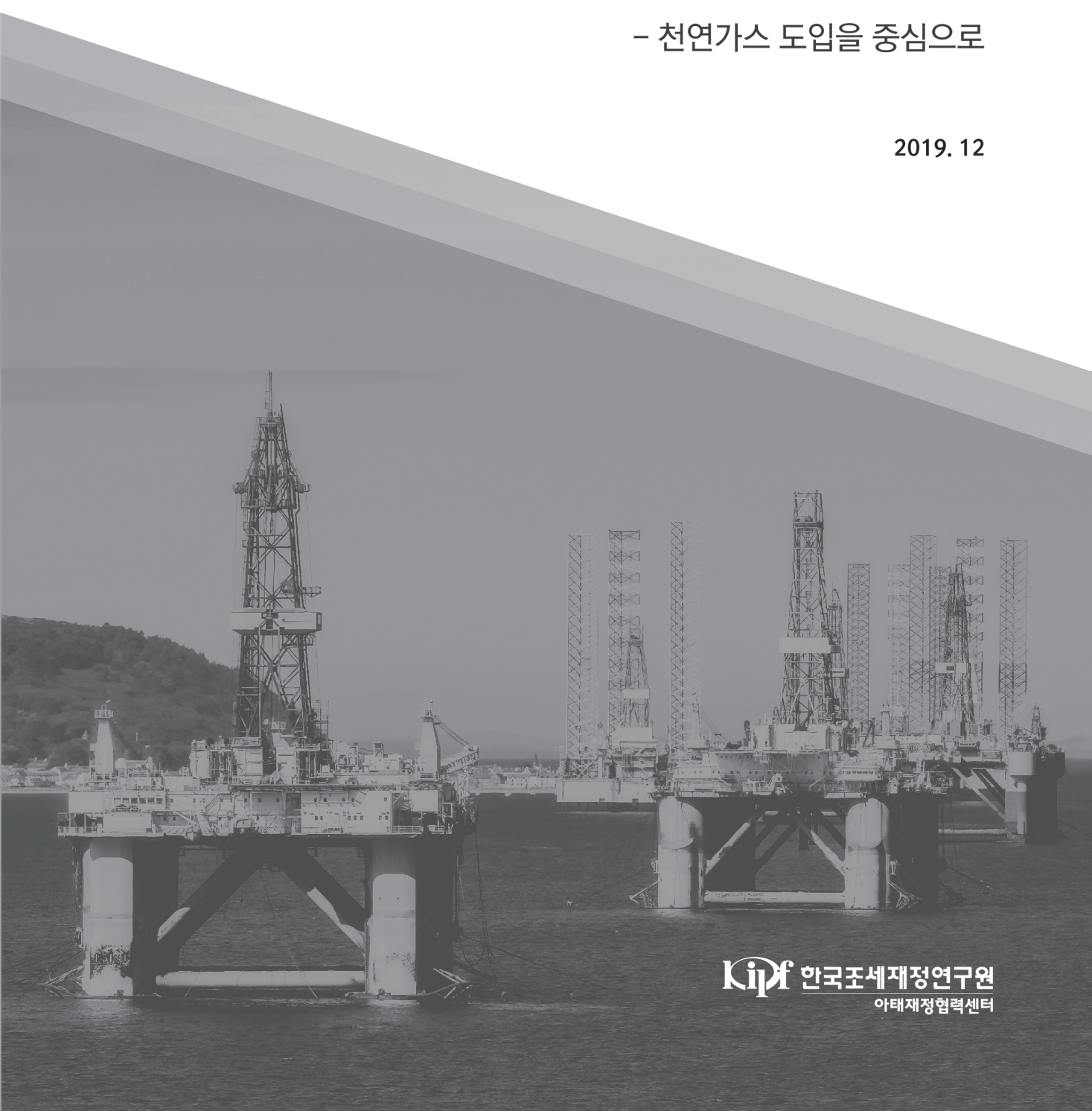


아시아 국가의 에너지 전환과 재정 연구

- 천연가스 도입을 중심으로

2019. 12



— | 연구진 | —

연구책임: 허경선 한국조세재정연구원 아태재정협력센터 센터장

연구진: 김성균 에너지경제연구원 연구위원

이서진 홍익대학교 교수

김나리 한국조세재정연구원 아태재정협력센터 선임연구원

허윤지 한국조세재정연구원 아태재정협력센터 연구원

김수린 에너지경제연구원 전문연구원

차례

I. 서론	1
II. 아시아 국가의 에너지 전환	3
1. 에너지 전환의 필요성	3
2. 아시아 대기오염 현황	11
3. 국가별 에너지 전환 지수	17
III. 아시아 국가의 에너지 프로파일	20
1. 인도	20
2. 인도네시아	25
3. 태국	30
4. 베트남	33
5. 말레이시아	36
6. 미얀마	40
7. 라오스	43
8. 필리핀	46
9. 캄보디아	48
IV. 천연가스 수입 설비 도입 현황과 계획	51
1. LNG 수입 설비	51
2. 인도	52
3. 인도네시아	61
4. 태국	69

차례

V. 에너지 관련 재정과 천연가스 도입 자원 분석	76
1. 인도	76
2. 인도네시아	95
3. 태국	114
VI. 결론 및 정책적 시사점	132
참고문헌	137
부록	146
1. 국가별 에너지지표	146
2. 전 세계 천연가스 교역 추이	157
3. 아시아의 LNG 터미널 현황 및 계획	160
4. 동남아시아의 파이프라인 지도	171

표목차

〈표 II-1〉 아시아 국가의 경제성장 예측	3
〈표 II-2〉 아시아 국가의 에너지 소비 현황	4
〈표 II-3〉 아시아 국가의 에너지원별 1차에너지 총소비	5
〈표 II-4〉 아시아 국가의 분야별 최종에너지 소비	6
〈표 II-5〉 아시아 국가의 전력생산량	8
〈표 II-6〉 아시아 국가의 미세먼지(PM2.5) 연평균 농도	13
〈표 II-7〉 아시아 국가 주요 도시의 미세먼지(PM2.5) 연평균 농도	14
〈표 II-8〉 아시아 국가의 2019년 에너지 전환 지수(ETI)	19
〈표 IV-1〉 인도의 2018-19회계연도 부문별 가스 수요	55
〈표 IV-2〉 인도네시아 석유·가스 산업 외국인직접투자 추이(2010~2017년)	66
〈표 V-1〉 인도 중앙정부 총부처예산 내 에너지 부처 비중	81
〈표 V-2〉 인도 석유·천연가스 사업 지출규모	82
〈표 V-3〉 인도 정부 세수 현황	84
〈표 V-4〉 인도 석유·천연가스 관련 조세	85
〈표 V-5〉 인도 석유·천연가스 판매세 및 통합간접세 세수 현황	85
〈표 V-6〉 인도 석유·천연가스 보조금 규모	89
〈표 V-7〉 인도 화석연료 보조금	91
〈표 V-8〉 인도 원유·천연가스 외국인직접투자(FDI) 현황	95
〈표 V-9〉 인도네시아 에너지 기관	98
〈표 V-10〉 인도네시아 세입 및 세출	102
〈표 V-11〉 인도네시아 석유와 가스 세입	103
〈표 V-12〉 인도네시아 에너지·광물자원부 예산	103
〈표 V-13〉 인도네시아 화석연료 보조금	106
〈표 V-14〉 인도네시아 총에너지 보조금	108
〈표 V-15〉 인도네시아 에너지 투자 수요 규모	112
〈표 V-16〉 인도네시아 에너지 투자 조달 방법	114
〈표 V-17〉 태국 에너지 분야 및 에너지부 예산	119
〈표 V-18〉 태국 에너지 관련 세수	120
〈표 V-19〉 태국 연료 및 전력에 대한 보조금	123

표목차

〈표 V-20〉 태국 화석연료 소비 관련 보조금 종류	123
〈표 V-21〉 태국 차량용 천연가스 생산 관련 정부 보조금 종류	124
〈표 V-22〉 태국 화석연료 보조금	125
〈표 V-23〉 2012년 동남아 LPG 소매가격 비교	126

그림목차

[그림 II-1] 아시아 국가의 분야별 최종에너지 소비	7
[그림 II-2] 아시아 국가의 에너지원별 1차에너지 총소비	8
[그림 II-3] 아시아 국가의 에너지원별 전력생산량	9
[그림 II-4] 연평균 미세먼지(PM2.5) 농도(2017년)	12
[그림 II-5] 지역별 대기오염으로 인한 사망자	15
[그림 II-6] 국가별 취사용 고형연료 사용에서 발생하는 실내대기오염에 노출된 인구의 비율 (2017년)	16
[그림 II-7] 취사용 고형연료 사용으로 인해 실내대기오염에 노출된 인구의 규모와 비율	16
[그림 II-8] 세계경제포럼(WEF)의 에너지전환지수 포함 지표와 가중치	18
[그림 III-1] 인도의 에너지원별 발전설비 구성 비중(2018년)	21
[그림 III-2] 인도의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2018년)	22
[그림 III-3] 인도의 에너지원별 에너지 소비 비중(2018년)	24
[그림 III-4] 인도의 천연가스 소비량 추이(1990-2018년)	25
[그림 III-5] 인도네시아 에너지원별 발전량 구성 비중(2018년)	26
[그림 III-6] 인도네시아 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2018년)	28
[그림 III-7] 인도네시아의 부문별 최종에너지 소비 비중(2018년)	28
[그림 III-8] 인도네시아 전력소비 변화 추이(1990-2018년)	29
[그림 III-9] 태국의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2018년)	30
[그림 III-10] 태국 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2018년)	32
[그림 III-11] 태국의 부문별 최종에너지 소비 비중(2018년)	33
[그림 III-12] 베트남의 에너지원별 발전설비 구성 비중(2017년)	34
[그림 III-13] 베트남의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2017년)	34
[그림 III-14] 베트남 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2017년)	36
[그림 III-15] 말레이시아 에너지원별 발전량 변화추이(1990-2018년)	37
[그림 III-16] 말레이시아 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2017년)	39
[그림 III-17] 말레이시아 부문별 최종에너지 소비 비중(2018년)	39
[그림 III-18] 미얀마의 에너지원별 발전설비 구성 비중(2017년)	40
[그림 III-19] 미얀마의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2016년)	41
[그림 III-20] 미얀마 에너지원별 에너지 소비 비중 (2016년)	42
[그림 III-21] 미얀마의 부문별 최종에너지 소비 비중(2016년)	43

그림목차

[그림 Ⅲ-22] 라오스의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2017년)	44
[그림 Ⅲ-23] 라오스의 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2017년)	45
[그림 Ⅲ-24] 라오스의 부문별 최종에너지 소비 비중(2017년)	46
[그림 Ⅲ-25] 필리핀의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2017년)	47
[그림 Ⅲ-26] 캄보디아의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2016년)	49
[그림 Ⅲ-27] 캄보디아 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2017년)	50
[그림 Ⅳ-1] 인도의 가스 생산과 LNG 수입 추이(2014-2019.4월)	56
[그림 Ⅳ-2] 인도의 LNG 수요와 공급계약 추이 및 전망(2004-2030년)	56
[그림 Ⅳ-3] 인도의 LNG 수입과 재기화설비 용량 추이 및 전망(2004-2030년)	58
[그림 Ⅳ-4] 인도의 천연가스 인프라 현황	59
[그림 Ⅳ-5] 인도의 재기화설비와 파이프라인 현황 및 전망(2019.6월 기준)	60
[그림 Ⅳ-6] 인도네시아 가스 매장량 추이	63
[그림 Ⅳ-7] 인도네시아 가스 생산 추이(2008-2017년)	64
[그림 Ⅳ-8] 인도네시아 가스 공급구조 추이(2009-2017년)	64
[그림 Ⅳ-9] 인도네시아 재기화설비 용량 현황 및 전망	67
[그림 Ⅳ-10] 인도네시아 액화 및 재기화설비 현황 지도(2019.8월 기준)	68
[그림 Ⅳ-11] 태국의 천연가스 공급 추이	71
[그림 Ⅳ-12] 태국의 LNG 재기화설비 용량 현황 및 전망	74
[그림 Ⅳ-13] 태국의 가스전 및 LNG 프로젝트 현황(2019.8월 기준)	74
[그림 Ⅴ-1] 인도 석유천연가스부 조직도	76
[그림 Ⅴ-2] 인도 전력 운영구조	78
[그림 Ⅴ-3] 인도 천연가스 운영구조	79
[그림 Ⅴ-4] 인도 중앙정부 총부처예산 내 에너지 부처 비중	80
[그림 Ⅴ-5] 인도 정부 세수 현황	83
[그림 Ⅴ-6] 인도 원유·천연가스 로열티 현황	86
[그림 Ⅴ-7] 인도 예산 내 보조금 현황	86
[그림 Ⅴ-8] 인도 소득분위별 보조금 수혜현황(2009-2010년)	87
[그림 Ⅴ-9] 인도 PDS 등유 및 국내 LPG 관련 보조금	88
[그림 Ⅴ-10] 인도 화석연료 보조금 규모	90

[그림 V-11] 인도 인프라 민간투자 규모	91
[그림 V-12] 인도 인프라 부문별 민간투자(1990-2018)	92
[그림 V-13] 인도 천연가스 관련 민간투자	93
[그림 V-14] 인도 동북부 Vision 2030	94
[그림 V-15] 인도네시아 에너지·광물자원부 산하 부처 및 기관 조직도	96
[그림 V-16] 인도네시아 Pertamina社 운영체계	99
[그림 V-17] 인도네시아 전력 산업 구조	100
[그림 V-18] 인도네시아 화석연료 보조금 규모	106
[그림 V-19] 인도네시아 보조금 개혁이 정부 인프라 예산에 미친 영향	107
[그림 V-20] 인도네시아 총에너지 보조금	108
[그림 V-21] 인도네시아 인프라 민간투자 규모	109
[그림 V-22] 인도네시아 인프라 부문별 민간투자(1990-2018)	110
[그림 V-23] 인도네시아 천연가스 관련 민간투자	111
[그림 V-24] 인도네시아 에너지 투자처별 규모	113
[그림 V-25] 태국 전력 공급 시스템	116
[그림 V-26] 태국 천연가스 공급 시스템	117
[그림 V-27] 태국 천연가스 매출량, 매출액, 로열티 수입	121
[그림 V-28] 태국 천연가스에 대한 정부 로열티 수입	121
[그림 V-29] 태국 전체 에너지 소비 지출 규모	122
[그림 V-30] 태국 화석연료 보조금 규모	124
[그림 V-31] 태국 인프라 민간투자 규모	126
[그림 V-30] 태국 인프라 부문별 민간투자(1990-2018)	127
[그림 V-33] 태국 천연가스 관련 민간투자	128
[그림 V-34] 태국 통합에너지 청사진	129
[그림 V-35] 태국 가스개발계획의 실행계획	130

I. 서론

- 아시아는 세계에서 경제가 가장 빠르게 성장하는 지역이며, 이를 뒷받침하기 위한 에너지 사용규모도 급증하고 있음
 - 에너지의 안정적 확보 필요
 - 화석연료 위주의 에너지 사용으로 인한 대기오염 대응 필요

- 아시아 국가들은 석탄 화력발전과 난방, 취사 및 도로 수송에서 발생하는 오염물질로 심각한 대기오염 문제를 겪고 있음. 이를 개선하기 위해 재생에너지뿐만 아니라 천연가스 사용 확대를 계획하고 있음
 - 천연가스를 도입하여 석탄 화력발전을 대체할 뿐만 아니라 산업용과 가정용 에너지원으로 사용하는 방안을 계획하고 있음
 - 특히 미국의 셰일혁명으로 인해 국제 천연가스 가격이 낮아지고, 국제 원유시장과 같은 거래시장이 활성화되면서 아시아 국가들도 천연가스 도입에 관심을 높여가고 있음
 - 그러나 지리적 여건, 설비투자에 필요한 재정 문제 등으로 인해 천연가스 수입 설비 건설의 추진 실적이 부진한 상태임

- 이번 연구는 아시아 국가의 에너지 전환에 관한 기초적인 자료의 수집과 정리를 통해 천연가스와 관련한 국가별 에너지 전환 현황과 재정 현황을 살펴보고자 함
 - 아시아 국가들의 천연가스 설비 도입 현황과 계획을 조사하고 도입 과정에서 발견되는 문제점을 확인하고, 천연가스 도입 확대를 위한 적절한 재정 지원 방안 마련에 기초 자료를 제공하는 것이 이번 연구의 목적임

- 본 연구는 아시아의 국가를 대상으로 하고 있으며, 아시아 국가의 가장 기초적인 자료인 에너지 프로파일은 아시아·태평양 재정협력체(Public Expenditure Management Network in Asia, PEMNA)의 14개 회원국 중 8개 국가(인도네시아, 태국, 베트남, 말레이시아, 미얀마, 라오스, 필리핀, 캄보디아)와 인도를 대상으로 하고 있음

- 대상 국가들에서 주로 소비하는 에너지원을 조사하고 에너지 안보 등의 측면에서 천연가스 도입의 문제점을 검토
- 1차 에너지원별 믹스와 전원믹스에서 천연가스가 차지하는 비중의 추세 변화를 분석함
 - ※ PEMNA 회원국: 브루나이, 캄보디아, 중국, 인도네시아, 한국, 라오스, 말레이시아, 몽골, 미얀마, 필리핀, 싱가포르, 태국, 동티모르, 베트남(총 14개국)
- 보다 구체적인 천연가스 수입 설비의 현황과 계획, 에너지 관련 재정과 천연가스 도입 재원에 대한 조사는 아시아 주요 국가인 인도, 인도네시아, 태국을 대상으로 하고 있음
 - 주요 국가들의 천연가스 수요 및 공급, 인프라 현황과 계획을 조사
 - 천연가스 도입을 확대하면서 겪고 있는 문제점과 이슈를 파악
 - 지리적 여건, 재정 부족 등과 같은 천연가스 도입 확대에 어려움을 겪는 요인을 분석함
- 이러한 자료의 수집과 분석을 통해 아시아 국가에서 천연가스 수입과 공급 증가를 위한 에너지 전환 정책을 추진하는 데 필요한 정책적 시사점을 제공하고자 함
 - 아시아 국가들에서 상당한 투자가 요구되는 천연가스 수입 설비를 건설하기 위해서는 정부 외에 다양한 재원 마련이 필요
- 본 보고서의 구성은 제II장에서 아시아 국가의 에너지 전환 필요성과 국가별 대기오염 현황, 에너지 전환 현황에 대한 자료를 제시하고 있으며, 제III장에서 아시아 국가의 에너지 프로파일을 설명함. 제IV장과 제V장에서는 인도, 인도네시아, 태국의 천연가스 수입 설비 도입 현황과 에너지관련 재정 및 천연가스 도입 재원에 대해 수집 분석한 자료를 제시함. 제VI장 결론에서는 천연가스 도입 확대와 관련된 이슈를 살펴보고 향후 에너지 전환정책에 필요한 정책적 시사점을 제공함

II. 아시아 국가의 에너지 전환

1. 에너지 전환의 필요성

- 아시아 국가에서는 급속한 경제성장을 뒷받침하기 위해 에너지 사용 규모가 급증하고 있으며 이에 따른 에너지 안보와 대기오염 문제가 제기되고 있음
- (경제 성장) 아시아는 세계에서 가장 경제성장 속도가 빠른 지역임
 - 아세안(Association of Southeast Asian Nations, ASEAN)¹⁾ 회원국의 경우 2006년에서 2015년 사이 GDP 연평균 증가율은 5.4%였으며 2016년에서 2040년 사이의 GDP 연평균 증가율은 4.5%임
 - 2006년에서 2015년 사이 라오스는 7.8%, 미얀마, 필리핀은 7.4%, 캄보디아는 7.2%의 높은 GDP 연평균 증가율을 보여주고 있음

〈표 II-1〉 아시아 국가¹⁾의 경제성장 예측

(단위: 십억달러, %, 천명)

국가	GDP	GDP 연평균 증가율		인구	연평균 인구증가율 (2016-2040)
		2006-2015	2016-2040		
브루나이	12.9	4.0	1.0	417	0.9
캄보디아	18.5	7.2	6.2	15,581	1.1
인도네시아	857.6	5.6	4.5	257,754	0.8
라오스	12.6	7.8	6.3	6,809	1.2
말레이시아	294.4	3.8	3.1	30,440	1.1
미얀마	65.4	7.4	6.8	53,972	1.0
필리핀	289.5	7.4	6.2	100,735	1.5
싱가포르	291.9	2.0	2.0	5,555	1.4
태국	395.7	3.9	3.5	68,003	0.0
베트남	193.4	6.8	5.5	91,706	0.6
아세안 평균	2,432.00	5.4	4.5	630,971	0.9

주: 1) 아세안(ASEAN) 회원국인 10개 국가

출처: ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017. p.31

1) 동남아시아국가연합(ASEAN)의 회원국은 필리핀, 말레이시아, 싱가포르, 인도네시아, 태국, 브루나이, 베트남, 라오스, 미얀마, 캄보디아의 10개국임.

- (에너지 현황) 아시아 국가의 에너지 공급과 소비 수준은 세계 평균이나 다른 지역에 비해 매우 낮은 수준임. 따라서 향후 지속적인 에너지 소비의 증가를 기대할 수 있음²⁾
 - 인도의 1인당 총에너지 소비는 0.7toe로 세계 평균(1.9toe), 아시아 지역 평균(1.4toe)에 비해 매우 낮은 수준임
 - 인도네시아의 1인당 총에너지 소비는 0.94toe, 베트남은 0.87toe임
 - 미얀마의 1인당 총에너지 소비량은 0.39toe이며 라오스는 0.41toe, 캄보디아 0.48toe, 필리핀은 0.55toe로 가장 낮은 수준임
 - 미얀마는 5가구 중 1가구만 전력망에 연결되어 있음

- 총에너지 소비 증가율은 캄보디아가 10.4%로 가장 높고, 미얀마 8.0%, 베트남 6.5%의 순임. 전력소비는 총에너지 소비보다 더 빠르게 증가하고 있으며 베트남, 라오스는 13%, 태국 10%, 인도 7.5%임

〈표 II-2〉 아시아 국가의 에너지 소비 현황

(단위: Mtoe, %)

	1인당 에너지 소비(toe)	1인당 전력소비(KWh)	총에너지 소비 증가율	전력소비 증가율
인도	0.7	920	4.5	7.5
인도네시아	0.94	880	2.4	6
태국	2	2,900	3.8	10
베트남	0.87	1,810	6.5	13
말레이시아	2	4,750	3.6	4
미얀마	0.39	300	8.0	-
라오스	0.41	-	2.5	13
필리핀	0.55	750	5.4	-
캄보디아	0.48	379	10.4	-
아시아 평균	1.4	2,440	-	-
세계 평균	1.9	-	-	-

출처: Enerdata, *Country Energy Report*, 2019의 내용을 활용하여 저자 작성

2) 국가별 자료는 Enerdata, *Country Energy Report*(2019)의 내용을 참조

- (에너지 소비) 아시아 국가의 에너지 소비는 2000년 이후 빠르게 증가하고 있으며 앞으로도 지속적인 증가가 예측됨³⁾
 - 아세안(ASEAN) 회원국에 속하는 10개 국가의 1차에너지 총소비량은 2005년 455Mtoe에서 2015년 627Mtoe로 38% 증가하였으며 이는 연평균 1차에너지 총소비량이 3.4%씩 증가한 것임
 - 아세안 회원국의 1차에너지 총소비량은 지속적으로 증가하여 2015년 627Mtoe에서 2040년에는 1,450Mtoe로 131% 증가할 것으로 예상됨. 이는 1차에너지 총소비량이 연평균 3.4%씩 증가한 것임
 - 2005년에서 2015년 사이에 가장 빠른 속도로 증가한 에너지 소비는 수력이며 석탄, 신재생의 순임. 바이오매스는 동 기간에 연평균 0.6% 감소함
 - 2015년에서 2040년 사이 가장 빠르게 증가하는 에너지 소비는 지열, 석탄, 수력의 순임

〈표 II-3〉 아시아 국가¹⁾의 에너지원별 1차에너지 총소비

(단위: Mtoe, %)

	1차에너지 총소비							1차에너지 총소비 연평균 증가율	
	2005	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2005-2015	2015-2040
합계	455	627	744	916	1,086	1,263	1,450	3.3	3.4
석탄	54	116	150	190	232	278	329	7.9	4.3
석유	176	207	263	323	382	445	505	1.6	3.6
천연가스	112	149	162	201	233	266	305	2.9	2.9
원자력	-	-	-	-	-	1	3		
수력	7	18	24	30	39	43	51	10.7	4.2
지열	9	12	21	29	35	44	54	2.6	6.3
기타 신재생	27	55	48	60	70	81	92	7.3	2
바이오 매스	71	67	71	78	83	89	94	-0.6	1.4

주: 1) 아세안(ASEAN) 회원국인 10개 국가에 해당하는 수치임

출처: ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017. p.126

- 아세안(ASEAN) 회원국에 속한 10개 국가의 최종에너지 소비는 2005년 306Mtoe에서 2015년 427Mtoe로 40%가 증가하였으며 이는 연평균 최종에너지 소비가 3.4%씩 증가한

3) ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017.

것임⁴⁾

- 아세안 회원국의 최종에너지 소비는 지속적으로 증가하여 2015년 427Mtoe에서 2040년에는 1,046Mtoe로 145% 증가할 것으로 예상됨. 이는 최종에너지 소비가 연평균 3.6%씩 증가한 것임

〈표 II-4〉 아시아 국가¹⁾의 분야별 최종에너지 소비

(단위: Mtoe, %)

	최종에너지 소비							최종에너지 소비 연평균 증가율	
	2005	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2005-2015	2015-2040
합계	306	427	526	653	780	912	1,046	3.4	3.6
산업	96	123	156	201	246	293	340	2.5	4.1
수송	79	124	159	203	244	288	331	4.7	4
가정	95	104	117	135	154	174	196	0.9	2.5
상업	14	25	32	41	49	58	67	6.1	4
농업	6	9	11	13	16	19	22	4.5	3.7
원료용	17	41	51	61	70	80	91	9.1	3.2

주: 1) 아세안(ASEAN) 회원국인 10개 국가에 해당하는 수치임

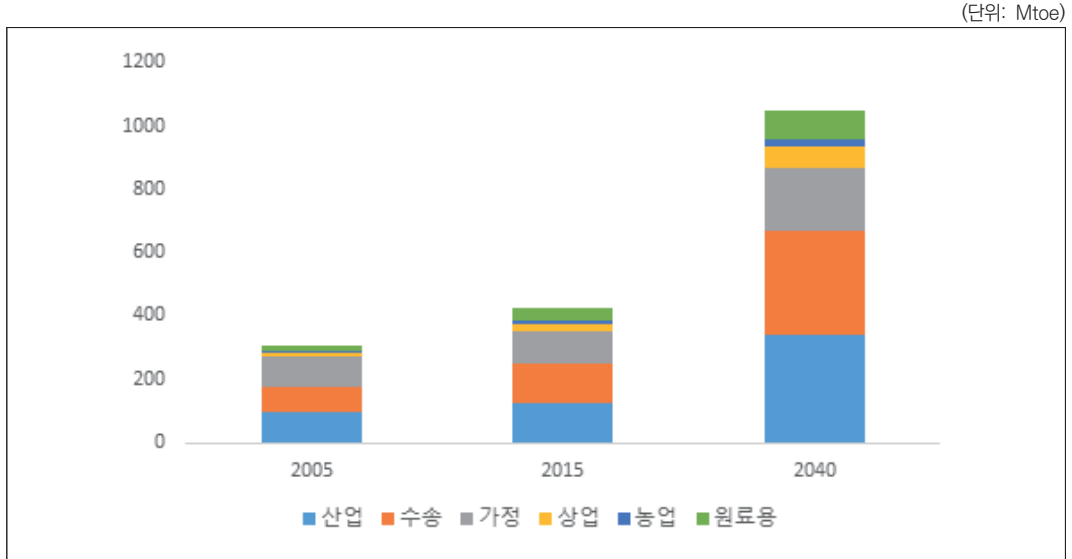
출처: ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017. p.126

- 아시아 국가의 최종에너지 소비를 분야별로 살펴보면 2015년 기준으로 산업과 수송이 각각 29%, 가정이 24%, 원료용이 10%, 상업이 6%, 농업이 2%를 차지하고 있음⁵⁾
 - 2040년에는 산업과 수송이 각각 32%로 비중이 더 증가하며, 가정이 19%, 원료용이 9%, 상업이 6%, 농업이 2%를 차지하고 있음
 - 2005년에서 2015년 사이에는 원료용 총에너지 소비가 연평균 9.1% 증가하였으며, 상업 6.1%, 수송 4.7%의 순임
 - 2015년에서 2040년 사이에는 산업에 사용되는 최종에너지 소비가 연평균 4.1%로 가장 크게 증가할 것으로 예측되며 수송, 상업에 사용되는 최종에너지 소비가 각각 4.0%씩 증가

4) ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy (ACE), Jakarta, 2017.

5) ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy (ACE), Jakarta, 2017.

[그림 II-1] 아시아 국가의 분야별 최종에너지 소비¹⁾



주: 1) 아세안(ASEAN) 회원국인 10개 국가에 해당하는 수치임

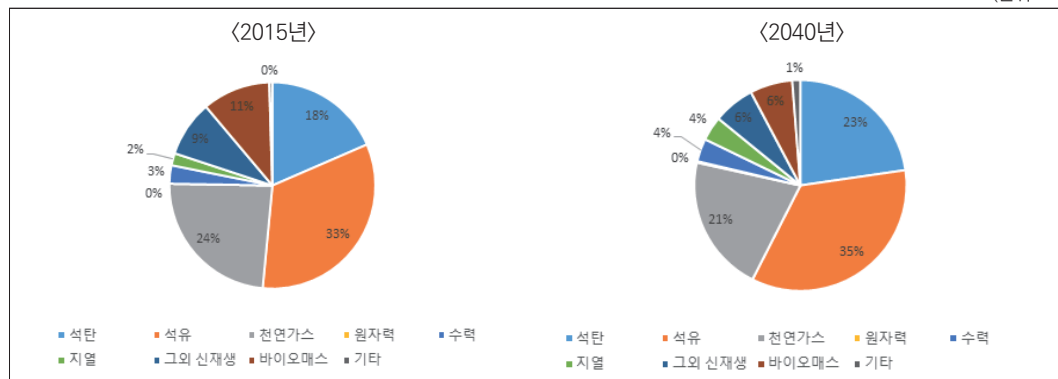
출처: ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017. p.126의 자료를 활용하여 저자 작성

- 2015년 아세안 10개 회원국의 에너지원별 에너지 소비를 살펴보면 화석연료가 전체 에너지 소비의 86%를 차지하고 있으며 2040년에도 85%를 차지할 것으로 예측됨⁶⁾
 - 2015년 기준으로 석유가 33%로 가장 많았고, 천연가스 24%, 석탄 18%, 바이오매스 11%의 순임
 - 아시아의 상당수 인구는 취사 및 난방에 여전히 나무, 가축 분뇨, 농업 부산물과 같은 바이오매스의 사용이 많음
 - 2040년 에너지 소비를 살펴보면 석유가 35%로 가장 많으며, 석탄 23%, 천연가스 21%, 바이오매스 6%의 순으로 나타남. 화석연료는 전체 에너지 소비의 85%로 여전히 대부분을 차지하고 있으며 2015년 대비 큰 차이가 없음
 - 수력, 지열을 포함한 신재생에너지는 2015년 기준 전체 에너지 소비의 14%를 차지하고 있으며 2040년에도 14%에 해당함

6) ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017.

[그림 II-2] 아시아 국가¹⁾의 에너지원별 1차에너지 총소비

(단위: %)



주: 1) 아세안(ASEAN) 회원국인 10개 국가에 해당하는 수치임

출처: ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017의 자료를 활용하여 저자 작성

- 아세안 10개 회원국가의 전력생산은 최종에너지 소비보다도 더 빠르게 증가하고 있음. 2005년 500Twh였던 전력생산은 2015년 927Twh로 85%가 증가하였으며, 이는 매년 6.4%의 평균 증가율을 나타냄⁷⁾
- 2040년에는 2,638Twh의 전력을 생산할 것으로 예측되며 이는 2015년 대비 185%가 늘어난 양이며, 매년 4.3%의 평균 증가율에 해당됨

<표 II-5> 아시아 국가¹⁾의 전력생산량

(단위: TWh, %)

	전력생산량							전력생산량 연평균 증가율	
	2005	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2005-2015	2015-2040
합계	500	927	1,184	1,481	1,864	2,219	2,638	6.4	4.3
석탄	118	308	445	570	712	876	1,062	10.0	5.1
석유	69	37	53	60	69	82	92	-6.1	3.8
천연가스	240	381	388	497	579	666	772	4.7	2.9
원자력	-	-	-	-	-	8	16	-	-
수력	55	146	239	304	388	441	519	10.2	5.2
지열	17	21	25	33	41	51	62	2.5	4.4
그외 신재생	1	34	34	49	75	95	115	41.6	5.0

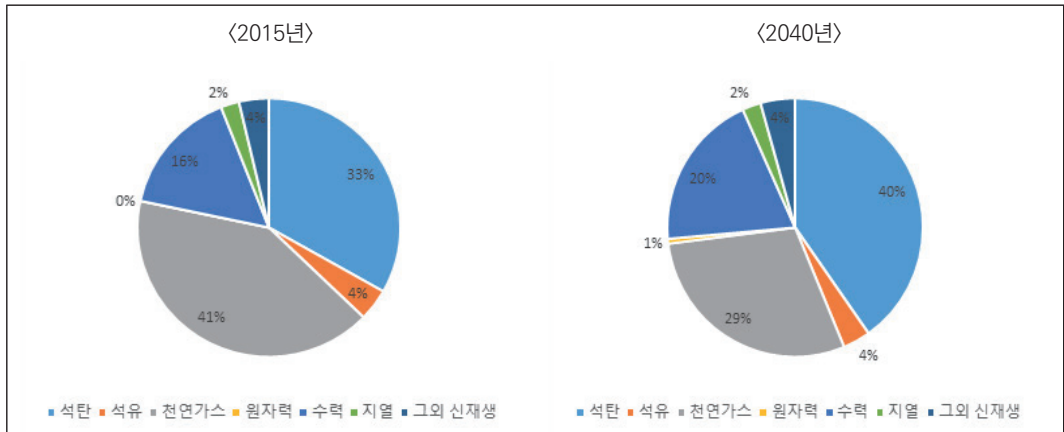
주: 1) 아세안(ASEAN) 회원국인 10개 국가에 해당하는 수치임

출처: ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017. p.126의 자료를 활용하여 저자 작성

7) ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017.

- 2015년 아세안 10개 회원국가의 전력생산을 연료별로 살펴보면 화석연료가 전체 에너지 소비의 78%를 차지하고 있으며 2040년 73%로 소폭 감소할 것으로 예상되지만, 천연가스의 비율이 41%에서 29%로 줄고 석탄의 비율이 33%에서 40%로 증가하여 대기오염의 발생은 더욱 많아질 것으로 보임⁸⁾
 - 2015년 기준으로 전력생산을 위한 연료는 천연가스가 41%로 가장 많았고, 석탄 33%, 수력 16%의 순임
 - 2040년 에너지 소비를 살펴보면 석탄이 40%로 가장 많으며, 천연가스 29%, 수력 20%의 순으로 나타남
 - 신재생은 2015년 22%에서 2040년 26%로 소폭 증가하지만 수력의 비율만 16%에서 20%로 높아질 뿐 다른 신재생 에너지의 비율은 동일함

[그림 II-3] 아시아 국가¹⁾의 에너지원별 전력생산량



출처: ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook (AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017의 자료를 활용하여 저자 작성

- (화석연료와 대기오염) 급격한 에너지 사용의 증가와 화석연료 위주의 에너지 공급 증가로 인해 아시아 지역의 대기오염은 심각한 이슈로 제기되고 있음
 - 석탄 화력발전과 도로 수송에서 발생하는 환경 오염물질로 심각한 대기오염 문제를 겪고 있음

8) ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017.

- 급속한 산업화와 도시의 성장으로 아시아 지역은 다른 지역보다 대기오염 확산 속도가 빠른 편임
- 2019년 들어 아시아의 대기오염이 최고 기록을 갱신하며 악화되고 있음
 - 대기오염이 가장 심한 것으로 알려진 인도 뉴델리는 2019년 12월 3일 초미세먼지(PM2.5)의 일평균 농도가 $1,000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 을 초과함⁹⁾
 - 농업 잔재물을 태우거나 산림의 화재, 가정에서의 취사와 난방, 산업, 발전, 수송 등에서 주로 발생
 - 인도 뉴델리의 2018년 연평균 미세먼지(PM2.5)의 농도는 $113.5\mu\text{g}/\text{m}^3$ 으로 세계보건기구(WHO)의 미세먼지(PM2.5) 연평균 농도의 권고기준 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 을 훨씬 넘어섬
 - 아시아 지역의 미세먼지는 2030년까지 현재 수준보다 50% 더 악화될 것으로 예상됨
- 유엔 환경계획(UNEP)은 아시아 지역 인구의 92%인 40억명이 대기오염이 있는 지역에서 생활한다고 보고, 대기오염으로 한 해에 사망하는 700만명 중 400만명이 아시아에 거주한다고 밝힘¹⁰⁾
- 급증하는 에너지 수요에 대한 안정적 공급을 위하여 에너지 다양성을 유지하고, 대기오염 발생이 적고 탄소 발생이 적은 청정에너지, 저탄소 에너지로의 전환, 에너지 효율의 증가 등이 필요함
 - 이에 대한 대안으로 다양한 에너지로의 전환을 시도하고 있음
- 저오염·저탄소 에너지로의 전환은 재생에너지의 증가를 목표로 하지만, 이와 더불어 천연가스와 같은 청정연료로의 전환도 포함하고 있음
 - 천연가스는 석탄, 석유와 같은 화석연료와 비교하면 단위 열량당 대기오염물질 발생과 탄소 배출이 상대적으로 적게 발생함

9) 매일경제신문, 「초미세먼지 WHO기준 40배... '가스실'로 변한 인도 뉴델리」, 2019.11.05.
<https://www.mk.co.kr/news/world/view/2019/11/906954/>

10) United Nations Environmental Planning(UNEP), *Air pollution in Asia and the Pacific Science-based Solution*, 2019.

- 특히 미세먼지 저감을 목표로 하는 아시아 태평양 국가의 수요가 크게 증가할 것으로 예측됨
- 석탄은 2050년 APEC 총에너지 수요의 64%를 차지해 여전히 가장 큰 부분을 차지하지만 석탄에서 천연가스로의 에너지 전환이 가속화될 것으로 예측됨¹¹⁾
 - 온수와 취사에서 천연가스로의 전환이 많이 발생할 것으로 전망됨
 - 신재생 관련 기술의 발달로 인한 신재생 에너지 가격 인하
 - 청정 에너지를 지원하는 정부 정책
 - 미국 셰일가스로 인해 액화천연가스(LNG)의 가격 경쟁력과 공급량이 증가함
 - 부유식 액화천연가스 저장·재기화 설비(Floating Storage, Re-gasification Unit: FSRU)와 같은 천연가스 관련 기술의 발전은 천연가스 개발의 비용을 줄이고 제품이 시장에 공급되는 시간도 단축시켜 천연가스에 대한 접근성을 높여줌
- 아시아의 에너지 전환에 있어 천연가스가 중요한 역할을 할 것으로 예측됨¹²⁾
 - 천연가스는 주로 일본, 한국, 대만에서 사용되었으나 향후 중국, 남아시아, 남동 아시아의 사용량이 크게 증가할 것임
 - 중국은 대기오염 개선 정책의 일환으로 석탄 수요를 줄이고 대신 천연가스로의 전환을 추진중임

2. 아시아 대기오염 현황

- 대기오염은 아시아 지역에 매우 중요한 위험 요인이며 건강에 치명적인 영향을 미침. 특히 빈곤층과 노약자, 아동에게 건강 위험이 더 크게 미침¹³⁾
 - 전 세계 90%의 인구가 대기오염이 심각한 지역에 거주하고 있음

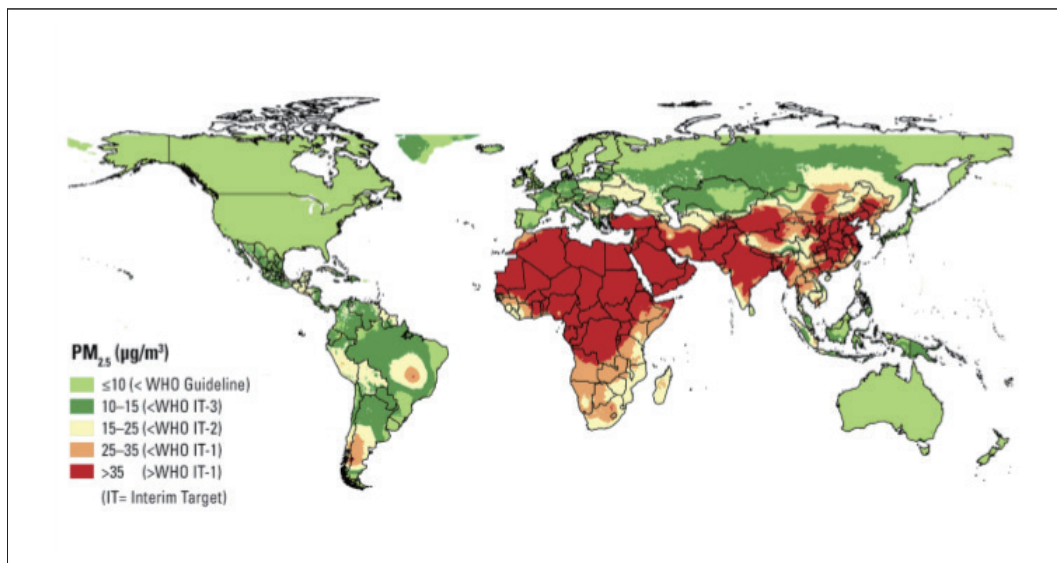
11) Asia-Pacific Economic Cooperation, *APEC Energy Demand and Supply Outlook*(7th Edition). 2019.

12) McKinsey & Company, *Asia's energy transition*. 2019

13) World Health Organization, 9 out of 10 people worldwide breathe polluted air, but more countries are taking action. 2 May 2018 <https://www.who.int/news-room/detail/02-05-2018-9-out-of-10-people-worldwide-breathe-polluted-air-but-more-countries-are-taking-action>(검색일자: 2019.12.17.)

- 아시아 국가의 급속한 경제성장이 대기오염 악화에 영향을 줌
 - 급성장하는 도시지역에서는 대기 중 오염이 커다란 이슈가 되고 있음
 - 고형연료를 사용하여 취사와 난방을 할 때 발생하는 실내공기 오염 역시 아시아 국가에서 매우 중요한 이슈로 부상하고 있음
 - 전 세계 인구의 40%에 해당하는 약 30억명의 인구가 가정의 취사용으로 청정에너지나 적절한 기술을 갖지 못하고 있음
- 세계의 지역별 미세먼지 농도를 살펴보면 아시아 지역과 중동, 아프리카 지역이 다른 지역에 비해 미세먼지 농도가 상대적으로 높게 나타나고 있음
- 특히 인도와 중국, 몽고, 인도네시아 지역은 아시아 국가에서도 상대적으로 농도가 높게 나타나고 있음
 - 조사에 포함된 3,000개 이상의 도시 중에서 남아시아 도시의 99%, 동남아시아 도시의 95%, 동아시아 도시의 89%가 세계보건기구(WHO)의 미세먼지 농도 연평균 기준을 초과하는 것으로 나타남

[그림 II-4] 연평균 미세먼지(PM2.5) 농도(2017년)



출처: Health Effects Institute, *State of Global Air 2019*, Special Report, Boston, MA: Health Effects Institute. 2019. p.3

- 아시아 지역의 국가별 미세먼지(PM2.5) 연평균 농도를 살펴보면 방글라데시가 97.1 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 으로 가장 높고 파키스탄 74.3 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 인도 72.5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 의 순임. 아프가니스탄, 몽고, 네팔, 인도네시아, 중국, 베트남, 태국의 순으로 미세먼지 농도가 높음¹⁴⁾
- 모든 국가가 세계보건기구(WHO)의 미세먼지(PM2.5) 연평균 농도의 권고기준 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 을 초과함

〈표 II-6〉 아시아 국가의 미세먼지(PM2.5) 연평균 농도

(단위: $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

순위 ¹⁾	국가	미세먼지(PM2.5) 농도
1	방글라데시	97.1
2	파키스탄	74.3
3	인도	72.5
4	아프가니스탄	61.8
6	몽고	58.5
8	네팔	54.2
11	인도네시아	42
12	중국	41.2
17	베트남	32.9
18	스리랑카	32
23	태국	26.4
27	한국	24
36	캄보디아	20.1
47	싱가포르	14.8
48	필리핀	14.6
55	일본	12

주: 1) IQAir Air Visual(2019) 조사에 포함된 전 세계 73개 국가 중 아시아 국가의 자료만 포함함. 순위는 73개 국가 중에서 해당 국가의 순위를 나타냄

출처: IQAir Air Visual, 2018 World Air Quality Report: Region & City PM2.5 Ranking, 2019.의 자료를 활용하여 작성

- 아시아 지역 주요 도시의 미세먼지(PM2.5) 연평균 농도를 살펴보면 인도의 뉴델리가 113.5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 로 가장 높으며, 방글라데시의 다카가 97.1 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 아프가니스탄 카불이 61.8 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 몽고 울란바토르가 58.5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 의 순임
- 아시아의 주요도시 대부분이 세계보건기구(WHO)의 미세먼지(PM2.5) 연평균 농도의 권고기준 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 을 훨씬 넘어섬

14) IQAir Air Visual, 2018 World Air Quality Report: Region & City PM2.5 Ranking, 2019.

〈표 II-7〉 아시아 국가 주요 도시의 미세먼지(PM2.5) 연평균 농도

(단위: $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

순위 ¹⁾	국가	도시	미세먼지(PM2.5) 농도
1	인도	델리	113.5
2	방글라데시	다카	97.1
3	아프가니스탄	카불	61.8
5	몽고	울란바토르	58.5
7	네팔	카트만두	54.4
8	중국	베이징	50.9
10	인도네시아	자카르타	45.3
12	베트남	하노이	40.8
17	스리랑카	콜롬보	32
24	태국	방콕	25.2
27	한국	서울	23.3
29	캄보디아	프놈펜	20.1
41	싱가포르	싱가포르	14.8
42	필리핀	마닐라	14.3
46	일본	동경	13.1

주: 1) IQAir Air Visual(2019) 조사에 포함된 전 세계 62개 주요 도시 중 아시아 국가의 자료만 포함함. 순위는 62개 도시 중에서 해당 도시의 순위를 나타냄

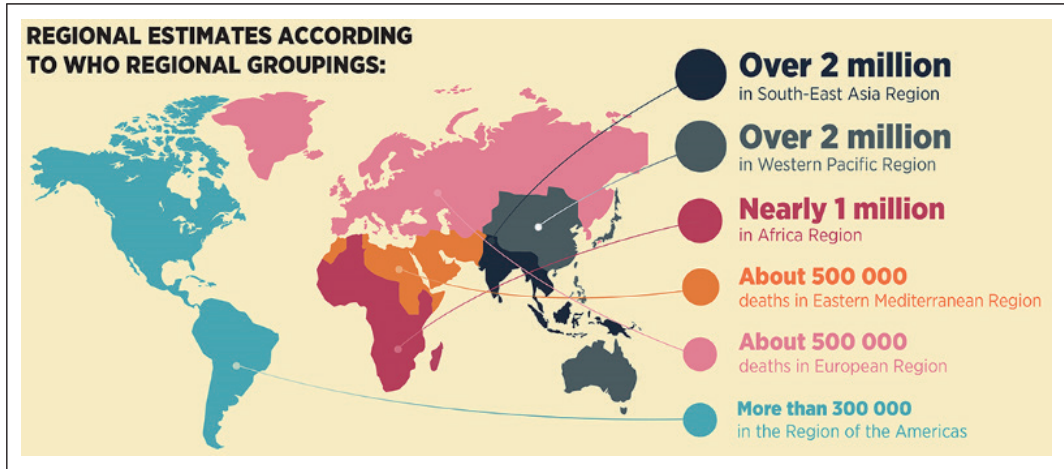
출처: IQAir Air Visual, 2018 World Air Quality Report: Region & City PM2.5 Ranking, 2019.의 자료를 활용하여 작성

□ 대기오염으로 인해 2016년 기준 매년 700만명의 사망자가 발생하고 있는 것으로 추정 됨¹⁵⁾

- 대기오염 사망자는 아시아와 아프리카의 저소득 혹은 중위소득 국가에서 가장 많이 발생
 - 동남아시아에서 200만명 이상이 대기오염으로 인해 사망, 서태평양 지역에서 200만 명 이상, 아프리카에서 약 100만명이 사망
- 실외대기오염(ambient air pollution)으로 420만명, 실내대기오염(household air pollution)으로 인해 380만명이 사망

15) World Health Organization, 9 out of 10 people worldwide breathe polluted air, but more countries are taking action. 2 May 2018. <https://www.who.int/news-room/detail/02-05-2018-9-out-of-10-people-worldwide-breathe-polluted-air-but-more-countries-are-taking-action>(검색일자: 2019.12.17.)

[그림 II-5] 지역별 대기오염으로 인한 사망자

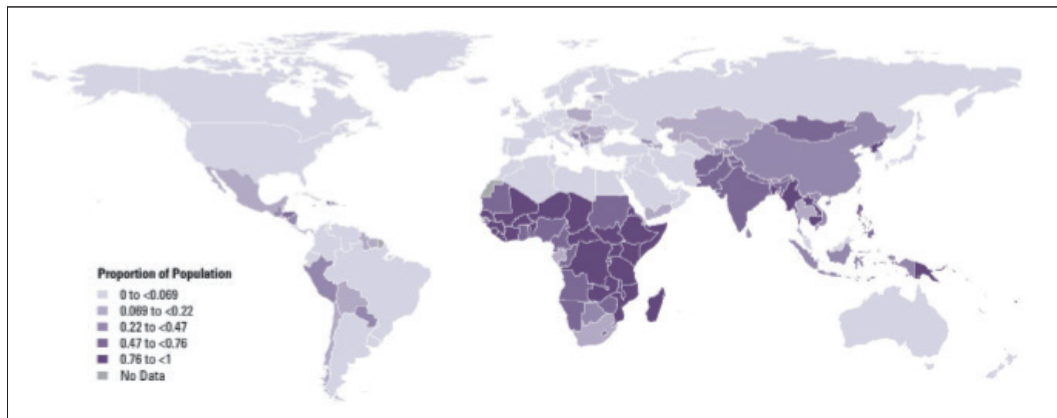


출처: World Health Organization, Infographics on air pollution-The Silent Killer.
<https://www.who.int/airpollution/infographics/Air-pollution-INFOGRAPHICS-English-1.1200px.jpg?ua=1>(검색 일자: 2019.12.17.)

- 2017년 기준 실내대기오염에 노출되는 인구는 총 36억명으로 이는 세계인구의 절반 정도에 해당됨¹⁶⁾
 - 많은 지역에서 취사, 난방, 조명을 위해 고형연료(석탄, 나무, 숯, 분뇨, 바이오매스, 농작물 폐기물)를 연소시켜 사용함
 - 고형연료의 연소는 집의 내부와 외부에 매우 높은 농도의 오염물질을 발생시킴
 - 아프리카, 남아시아, 동아시아 등에서 가장 많은 실내대기오염 노출이 발생하고 있음

16) Health Effects Institute, *State of Global Air 2019*, Special Report. Boston, MA: Health Effects Institute. 2019.

[그림 II-6] 국가별 취사용 고형연료 사용에서 발생하는 실내대기오염에 노출된 인구의 비율(2017년)

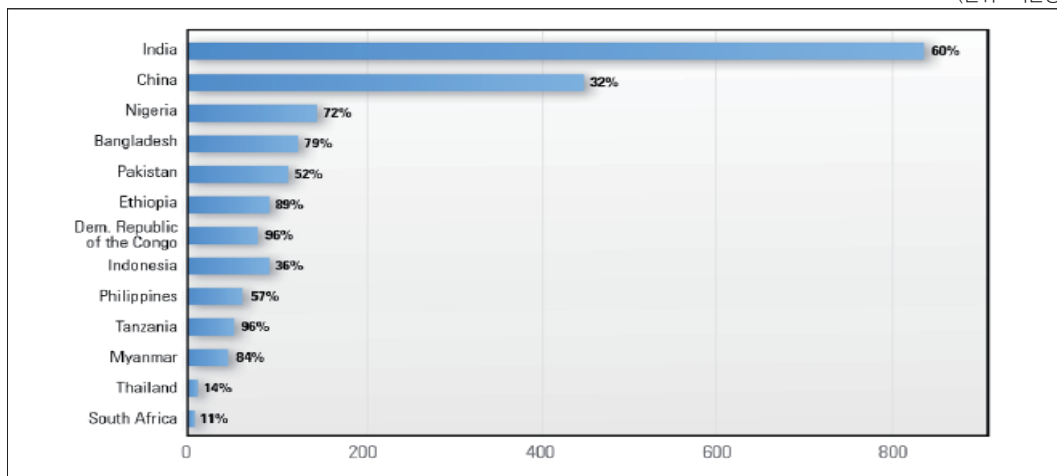


출처: Health Effects Institute, *State of Global Air 2019*, Special Report, Boston, MA: Health Effects Institute. 2019. p.9

- 인구가 5천만명 이상이고 국민의 10% 이상이 고형연료를 사용하는 13개 국가에 대하여 실내대기오염에 노출된 인구의 규모와 비율에 대한 결과는 아래 그림과 같음
- 인도에서는 8억 4,600만명(전체 인구의 60%), 중국에서는 4억 5,200만명(전체 인구의 32%)이 실내대기오염에 노출되고 있는 것으로 나타남

[그림 II-7] 취사용 고형연료 사용으로 인해 실내대기오염에 노출된 인구의 규모와 비율¹⁾

(단위: 백만명)



주: 1) 인구 5천만명 이상이고 고체연료 사용이 전체 인구의 10% 이상인 13개 국가를 대상으로 분석

출처: Health Effects Institute, *State of Global Air 2019*, Special Report, Boston, MA: Health Effects Institute. 2019. p.9

3. 국가별 에너지 전환 지수

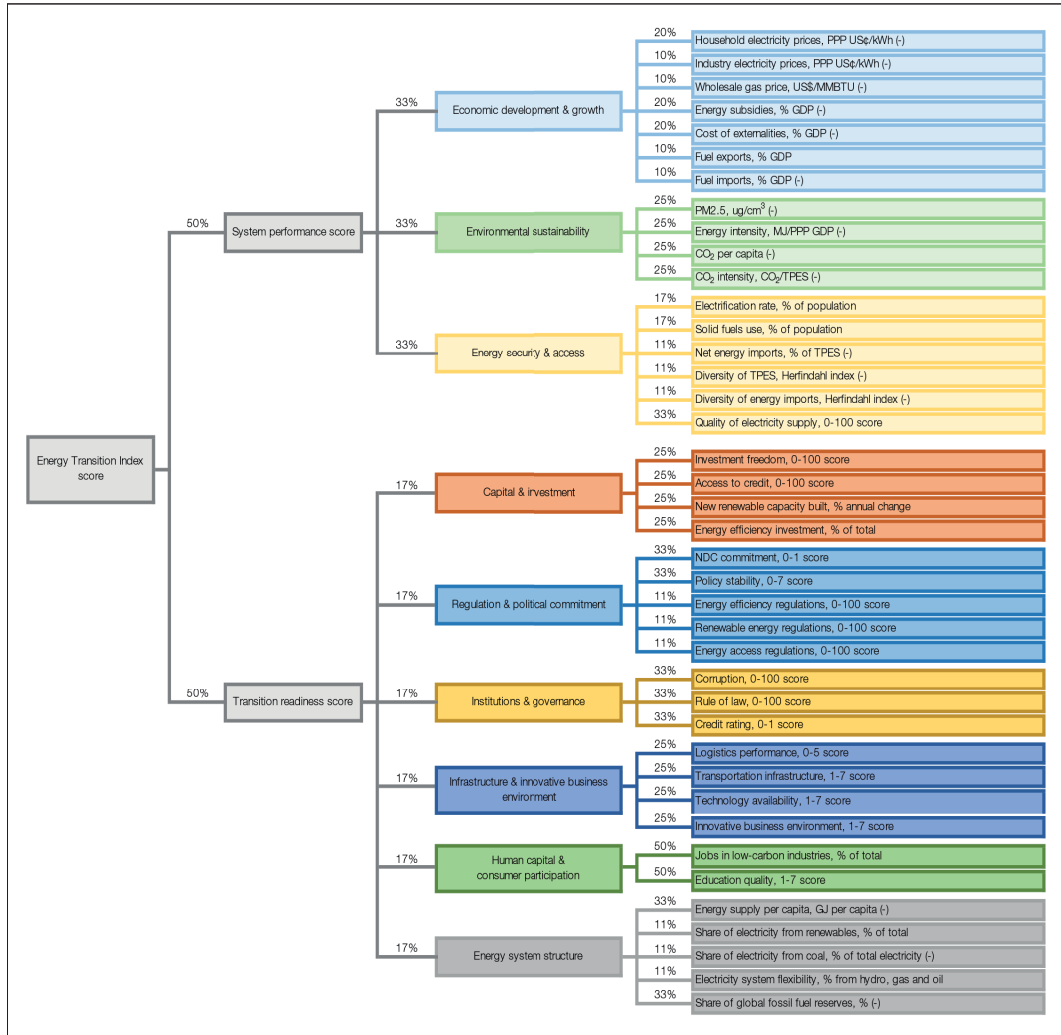
- 에너지 전환 지수(Energy Transition Index, ETI)는 개별 국가에 대해 현재 에너지 시스템의 성과와 에너지 전환의 가능성을 대표하는 지수이며 세계경제포럼(World Economic Forum, WEF)에서 2018년부터 매년 발표하고 있음¹⁷⁾
 - 세계경제포럼(World Economic Forum, WEF)에서 2018년부터 매년 발표
 - 장기 에너지 전환 로드맵 계획을 위한 체계를 제공
 - 에너지 전환 지수는 시스템 전환 성과와 에너지 전환 준비도 점수를 각 50% 비율로 합산한 점수임¹⁸⁾
 - 에너지 시스템의 성과는 경제개발과 성장, 에너지 안보와 접근성, 환경의 지속가능성을 측정함
 - 에너지 전환 준비도는 에너지 시스템의 구조, 자본과 투자, 규제와 정치적 의지, 인력 자원과 소비자 참여, 산업기반과 혁신적 사업환경, 제도와 거버넌스의 측면을 측정하고자 함
 - 2019년 에너지 전환 지수는 115개 국가에 대해 40개의 지표를 활용하여 측정한 결과임
- 2019년 에너지 전환 지수(Energy Transition Index, ETI)는 서유럽과 북유럽 국가들이 높은 순위를 차지하고 있음
 - 스웨덴이 가장 높은 점수의 에너지 전환 지수를 나타내고 있으며, 스위스, 노르웨이의 순임
- 아시아 국가는 대부분의 국가가 30위 이하에 위치하고 있음¹⁹⁾
 - 강력한 경제성장, 도시화, 생활수준의 향상 등으로 인해 에너지 수요가 증가함
 - 석탄은 여전히 에너지 믹스에서 중요한 부분을 담당하고 있음

17) World Economic Forum, *Fostering Effective Energy Transition 2019 edition*, World Economic Forum Insight Report, March 2019

18) 에너지 전환 지수를 측정하기 위한 상세한 지표와 지표별 기여도는 World Economic Forum(2019)의 p.31을 참조할 것

19) World Economic Forum, *Fostering Effective Energy Transition 2019 edition*, World Economic Forum Insight Report, March 2019

[그림 II-8] 세계경제포럼(WEF)의 에너지 전환 지수 포함 지표와 가중치



출처: World Economic Forum, *Fostering Effective Energy Transition 2019 edition*, World Economic Forum Insight Report, March 2019. p.31

- 경제성장, 에너지 수요에 대한 대응, 환경의 지속가능성 향상에 대한 균형을 찾는 것이 아시아 지역의 에너지 전환에 있어 중요한 이슈임
- 싱가포르, 일본, 말레이시아, 한국, 태국, 베트남, 필리핀 순으로 에너지 전환 지수가 높은 것으로 나타남

〈표 II-8〉 아시아 국가의 2019년 에너지 전환 지수(ETI)

(단위: %)

순위 ¹⁾	국가	2019 에너지 전환 지수	시스템 성과	전환 준비도
13	싱가포르	67	68	65
18	일본	65	67	63
31	말레이시아	61	68	55
39	브루나이	59	67	52
48	한국	58	60	55
51	태국	57	63	51
56	베트남	55	62	49
59	필리핀	55	62	49
60	스리랑카	55	65	45
63	인도네시아	55	64	46
76	인도	51	53	49
82	중국	50	48	51
90	방글라데시	48	52	43
93	네팔	47	47	47
97	파키스탄	46	47	46
100	캄보디아	45	46	44
103	몽고	41	45	38

주: 1) WEF(2019) 보고서에 포함된 전 세계 115개 국가 중 아시아 국가의 자료만 포함함. 순위는 115개 국가 중에서 해당 국가의 순위를 나타냄

출처: World Economic Forum, *Fostering Effective Energy Transition 2019 edition*, World Economic Forum Insight Report, March 2019. p.11의 자료를 활용하여 작성

Ⅲ. 아시아 국가의 에너지 프로파일

1. 인도²⁰⁾

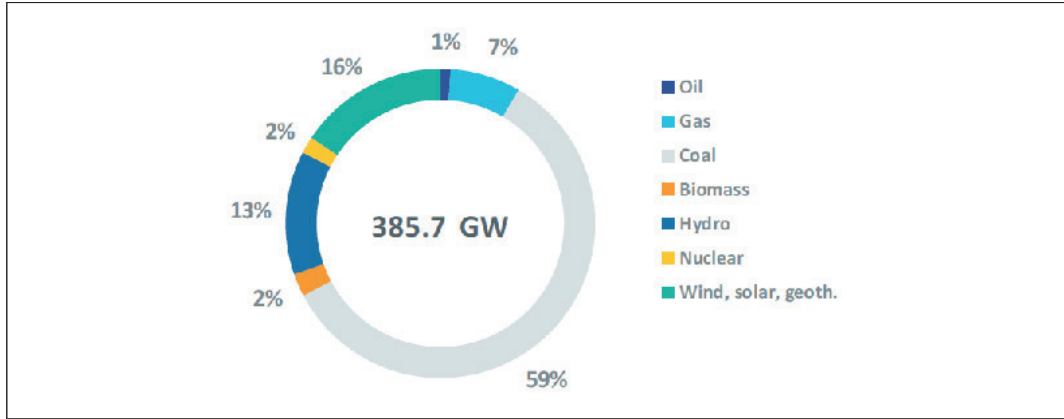
가. 에너지 공급

- 인도는 상당한 석탄 및 가스 자원을 보유하고 있고, 최근 몇 년 동안 전력 공급이 급격히 증가하였음. 하지만 국내에서의 불충분한 상류부문 투자와 증첩된 규제에 의해 석유, 가스, 석탄의 수입이 증가하고 있음. 한편, 재생에너지로 전환을 추진하면서 2019년에는 재생에너지(수력 제외) 설비가 전년 대비 12% 증가하였음
- (부존자원) 인도는 상당한 석탄 자원(매장량 92.Gt)을 보유하고 있으나, 대부분은 품질이 낮은 석탄임. 갈탄의 확인매장량은 5Gt에 달함
 - 미국 에너지부의 추산에 따르면 2018년 인도의 천연가스 매장량은 1,290Bcm으로 추정되고, 셰일가스 자원은 2,720Bcm 수준으로 알려짐. 2018년 석유 매장량은 4.5Gbl³으로 자국의 수요를 충당하기에 충분한 것으로 분석됨
 - 경제적으로 이용 가능한 잠재적 수력발전량은 148GW로 추정되며, 주로 인도의 북동부 및 북부 지역에 위치하고 있음
 - 인도는 중수 원자로(heavy water nuclear reactors)에 사용되는 토륨의 세계 최대 보유국으로, 세계 토륨 매장량의 1/5가량(1.1Mt, 2019년 기준)이 인도에 매장되어 있음

20) 인도 편의 내용은 Enerdata, "Country Energy Report, India," 2019. 9를 참고하여 작성하였음

[그림 III-1] 인도의 에너지원별 발전설비 구성 비중(2018년)

(단위: %)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, India," 2019. 9, p.21

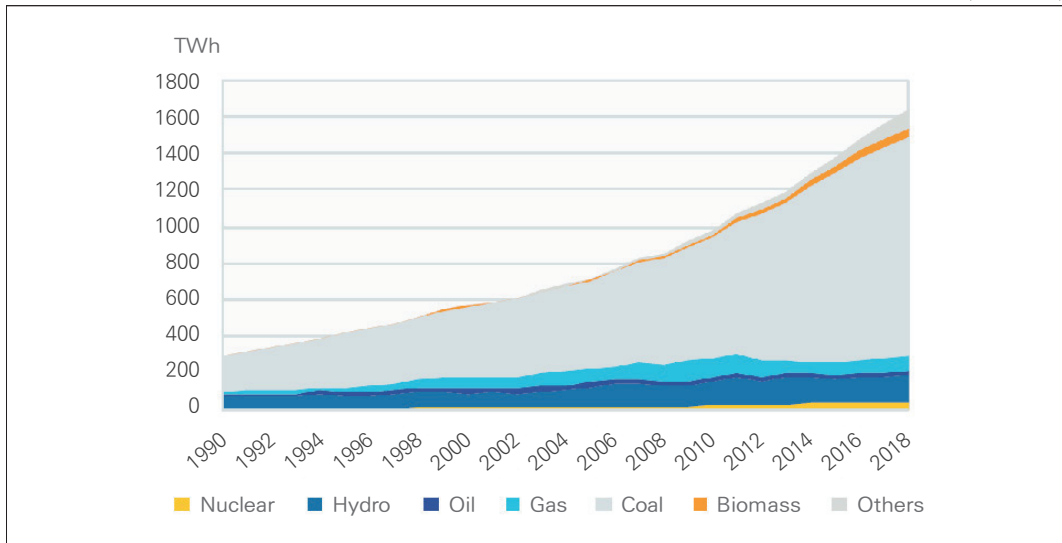
- [발전설비] 인도의 발전용량은 2018년 말 385.7GW 수준으로 화력 70%(석탄 60%, 가스 7%, 바이오매스 2%, 석유 1%), 수력 13%, 풍력 8%, 태양 7%, 원자력 2% 비중으로 구성됨
 - (재생에너지) 2019년 3월 인도의 재생에너지(수력 제외) 발전용량은 2013년 이래 두 배로 증가한 70GW에 달하였고, 이 중 8.5GW가 2019년에 추가되었음. 2018년 태양광 설비용량은 57%(+9GW), 풍력은 7%(+2GW) 증가하며 각각 25GW, 35GW에 도달하였음
 - (원자력) 인도가 보유한 22개의 원자로(대부분이 평균용량 280MW 규모의 소형)는 7개의 지역에 분산되어 있으며, 총발전용량은 2018년 말 기준 6.8GW로 알려짐
 - (석탄) 증가하는 전력수요를 충족시키기 위해 인도 정부는 2005년 UMPP(Ultra Mega Power Project)라고 하는 16개 대규모 석탄 기반 프로젝트를 시작하였음. 2013년 Gujarat에 Mundra (5×800MW)와 2015년 Sasan (6×660MW)라는 두 개의 UMPP만이 완공됨(commissioned). 2018년에는 6.6GW의 석탄화력 발전소가 가동되었고, 2019년 1~6월 기간 동안 3GW가 추가됨
 - 인도의 발전용량은 만성적으로 전력수요에 미치지 못했지만, 상황이 개선되어 2016년에는 역사상 처음으로 잉여전력이 발생하였음²¹⁾
- [발전량] 전력 생산은 2002~2012년 기간 동안 연평균 5.6% 증가하였고, 이후 연평균

21) 2019년에는 다시 전력 부족 현상에 직면함.

- 6.7%씩 더 빠른 속도로 증가하여 2018년에는 1,643TWh에 다다름
- 2018년 인도의 전원 비중은 석탄(73%), 수력(9%), 신재생에너지(6%), 가스(5%), 바이오매스(3%), 원자력(2%), 석유(2%)로 나타남
- 석탄의 전원 비중은 2000년 68%에서 크게 증가한 반면, 수력과 가스의 전원 비중은 몬순(monsoons)과 최대전력 필요요건에 따라 달라지는 것으로 파악됨
- (석유) 인도의 석유 생산량은 2010년 이후 안정적으로 유지되어 2018년 39Mt를 기록하였음. 석유수요의 급속한 성장으로 석유의 순수입이 빠른 속도로 증가하고 있으며, 2000년 74Mt 수준이었던 원유 수입량이 2018년 227Mt에 달하며 세계 3대 원유 수입 국가의 위치를 차지함
- 인도의 원유 수입량은 자국 내 수요의 85% 수준으로, 석유 수입 의존도는 2010년 73%에서 2018년 83%로 증가하였음

[그림 III-2] 인도의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2018년)

(단위: TWh)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, India," 2019. 9, p.22

- (천연가스) 인도의 천연가스 생산량은 2014년 이후 32Bcm 수준을 안정적으로 유지하여 왔음.
- 2004년 시작된 LNG 수입은 2018년 인도 내 소비의 47%를 차지하였고, 2019년 8월 현재 LNG 수입의 50% 이상(2018년 85%)은 카타르産으로 15Bcm의 장기 계약을 맺

고 있음. 다른 주요 LNG 수입국으로는 2019년 13% 비중을 차지한 나이지리아와 7% 비중을 차지한 호주가 있음

- 인도 서부에서 6개의 LNG 수입 터미널이 운영 중이고, 가스 생산기지과 LNG 수입 터미널에서 소비지를 연결하는 가스 배관 시스템은 16,800km에 달함
- 인도는 2020년까지 천만 가구를 가스 배관망으로 연결하는 것을 목표로 하고 있고, 2018년 4월에는 약 350만 가구와 34,000개 산업 및 상업 천연가스 파이프라인을 연결하였음. 현재 21개 도시가스 배급회사(distribution company)가 있음

○ (석탄) 인도의 석탄 및 갈탄의 생산은 2010년 570Mt에서 연평균 3.7%씩 성장하여 2018년에는 764Mt에 달함

- 인도는 중국에 이어 세계 2대 석탄 및 갈탄 생산국으로, 500개 이상의 광산을 운영하고 있음. 인도의 석탄은 재(ash)의 함량이 높아 사용을 위해서는 세척이 필요한데, 현재 관련 시설의 제한된 용량으로 인해 석탄 생산량 일부만 세척되고 있음
- 수송의 병목현상과 함께 일반탄의 품질 문제로 인해 시멘트 공장과 같은 특정 대규모 소비자가 석탄 수입을 하게 되었음. 뿐만 아니라, 인도는 한정된 국내 자원으로 인해 코크스 원료탄을 수입함
- 국내 생산량 증가에도 2016년 이래 수입은 꾸준히 증가하여, 인도 내 석탄 및 갈탄 소비에서 수입이 차지하는 비중은 2000년 6%에서 2014년 27%까지 확대된 이후 2018년에는 23%(140Mt)로 소폭 하락하였음. 2018년 인도의 석탄 수입 중 60%는 인도네시아産, 25%는 남아프리카産이 차지했으며 미국과 호주가 그 뒤를 이음

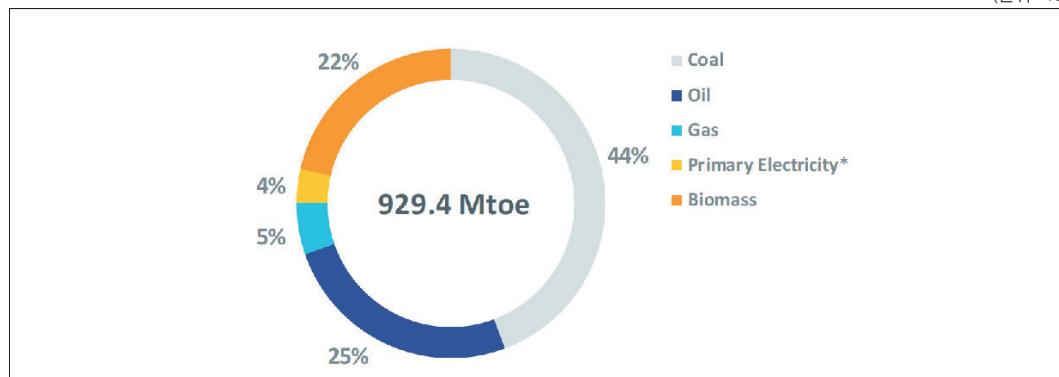
나. 에너지 소비

□ 2018년 인도의 1인당 에너지 소비는 0.7toe로, 세계 평균 1.9toe, 아시아 지역 1.4toe에 비해 매우 낮고, 1인당 전력 소비도 아시아 지역(2,550kWh)의 절반에도 미치지 못하는 920kWh 수준에 그침. 그러나 총에너지 소비는 2005년 이후 매년 4.5%씩 빠르게 증가하는 추세임

○ 석탄은 전체 에너지 소비의 44% 비중을 차지하고, 석유(25%), 바이오매스(21%), 천연가스(5%), 수력, 원자력, 태양, 풍력과 같은 1차 전력(4%)의 순서로 에너지믹스를 구성함

[그림 III-3] 인도의 에너지원별 에너지 소비 비중(2018년)

(단위: %)



주: 원자력(1TWh=0.26Mtoe), 수력, 풍력(1TWh=0.086Mtoe), 지열(1TWh=0.86Mtoe)은 1차 전력에 포함됨.

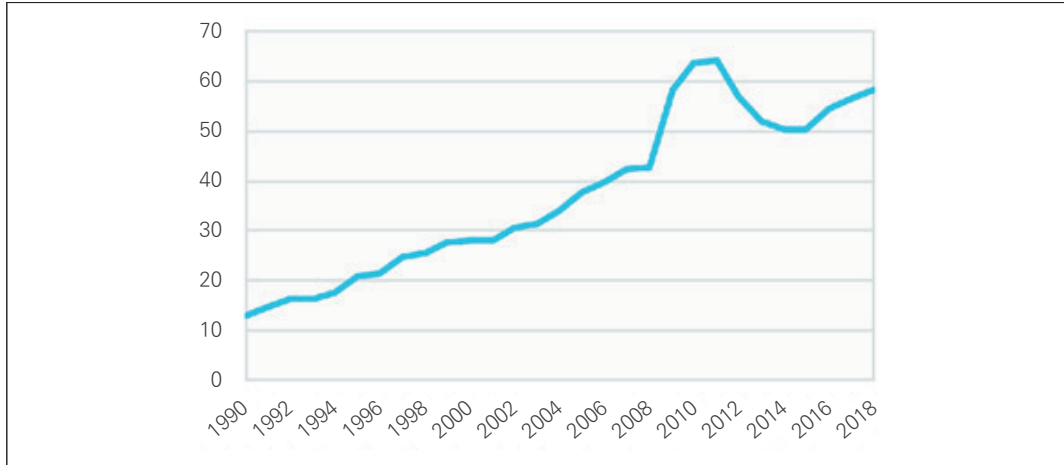
출처: Enerdata, "Country Energy Report," India, 2019. 9., p.30

□ [최종에너지 소비] 최종에너지 소비는 2005년 이후 연평균 4.4%씩 증가하였고, 석유제품 (31%), 바이오메스(27%)가 주요 원료 역할을 하고, 석탄(20%), 전력(17%), 가스(5%)가 뒤따름. 2018년 최종에너지 소비에서 가정 및 서비스부문의 점유율은 41%, 산업 35%, 수송 16%, 비에너지 8%로 나타남

- (석유) 인도의 석유제품 소비는 2000년 이후 연평균 4%씩 증가하여 2018년에는 218Mt에 달함. 이 중 42%는 수송부문, 29%는 산업부문, 19%는 주거(residential), 서비스 및 농업부문에 사용되었고, 나머지는 발전소(4%)와 석탄 및 탄화수소 부문 등 기타 부문에 6%가 사용됨
- (전력) 전력 소비는 2005년 이후 연평균 7.5%씩 증가하여 2018년 1,245TWh를 기록하였고, 산업부문은 최대의 전력 소비처로 39%를 소비하였음
 - 많은 시민들이 여전히 농업에 의존하고 있을 뿐만 아니라 전력요금 보조금으로 인해 비효율적인 사용과 오용이 초래되어 농업용 전력소비의 비중(20%)이 다른 나라에 비해 상대적으로 높게 나타남
- (천연가스) 인도의 천연가스 소비는 2009-2011년 64Bcm에 이를 정도로 급증한 이후 국내 생산과 공급의 어려움으로 인해 2014-2015년 50Bcm으로 감소하였음. 이후 LNG 수입량이 증가함에 따라, 2018년 인도의 천연가스 소비는 전년 대비 16% 증가한 58Bcm으로 나타남. 산업(주로 비료공장)이 전체 가스 소비의 58%를 차지하고, 전력생산 31%, 수송 4%, 주거·서비스·농업이 4%의 점유율을 기록함

[그림 III-4] 인도의 천연가스 소비량 추이(1990-2018년)

(단위: Bcm)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, India," 2019. 9., p.33

- (석탄) 석탄과 갈탄의 소비량은 2000-2013년 기간 동안 연평균 6.1%씩 매우 빠르게 증가하였고, 2014-2017년에는 연평균 1.7%로 성장세가 둔화되었지만 2018년 982Mt에 달함. 산업부문과 발전부문은 석탄과 갈탄의 주요 수요처로 73%와 23%의 비중을 차지함

2. 인도네시아²²⁾

가. 에너지 공급

- 인도네시아는 석탄과 가스의 매장량이 풍부하지만, 석유 매장량은 2000년 이후 38% 이상 감소하였음.
 - (부존자원) 2018년 가스 확인 매장량은 2,810Bcm, 석유의 확인 매장량은 431Mt임.
 - 주로 Kalimantan과 Sumatra 남부 지역에 위치한 실수 가채 매장량(recoverable coal reserves)은 15Gt 규모이고, 잠재적 지열 자원은 17.5GW로 추정됨.
 - (발전설비) 2018년 인도네시아의 총발전설비는 62.7GW 규모로, 석탄(49%), 가스(26%),

22) 인도네시아 편의 내용은 Enerdata, "Country Energy Report, Indonesia," 2019. 9를 참고하여 작성하였음

석유(12%), 수력(9%), 지열(3%)의 구성임

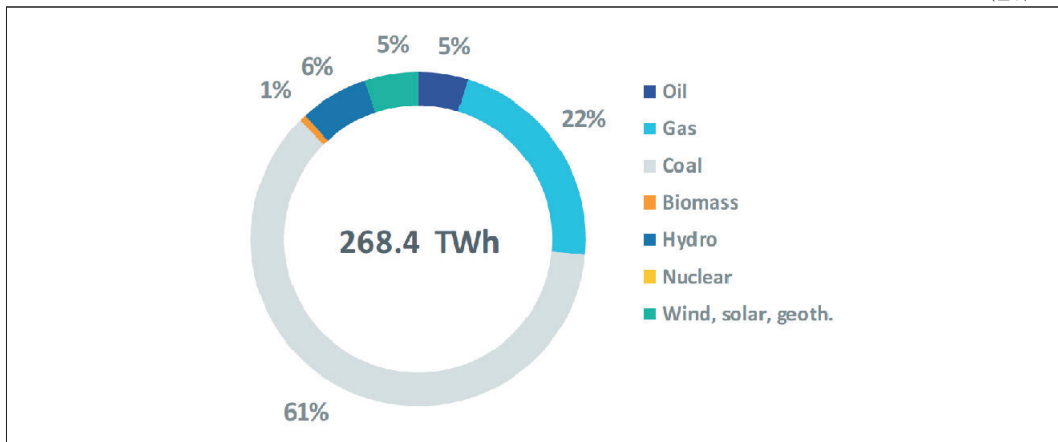
- 2018년 인도네시아는 미국에 이어 세계 2대 지열 생산국으로 2GW가량을 생산하고, 특히 Sarulla는 330MW의 발전용량을 가진 세계 최대의 지열발전소임

- 2008년에서 2018년 기간 동안 총발전설비는 두 배로 증가함

- (발전량) 전력생산은 2010년 이후 연평균 5.8%의 빠른 속도로 증가하여 2018년에는 268TWh에 달하였고, 전원믹스는 석탄(61%), 가스(22%), 수력(6%), 지열(5%), 석유(5%)로 구성됨

[그림 III-5] 인도네시아 에너지원별 발전량 구성 비중(2018년)

(단위: %)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Indonesia," 2019. 9, p.19

- (석유) 석유 생산은 2000-2015년 기간 동안 70Mt에서 40Mt로 44% 감소하였고, 2015년 이후 상대적으로 안정적으로 생산량을 유지하여 2018년 39Mt를 기록함.

- 석유 생산 감소는 주요 유전의 고갈과 1998-2005년 기간 동안의 투자 부족에 기인함

- 인도네시아는 2006년 석유 순수입국으로 전환하였고, 2018년 석유 수입량은 36Mt로 이 중 14Mt는 원유였음

- (천연가스) 인도네시아의 천연가스 생산은 2007-2010년에는 20% 증가하였으나, 2010-2016년 기간 동안 14% 감소하였고 이후 75Bcm 수준을 유지하였음

- 1990년대 연평균 6%로 빠르게 증가하던 천연가스 생산은 가스전의 고갈로 인해 성장세가 둔화되어 2000-2008년 사이에는 연평균 0.6% 증가하였음

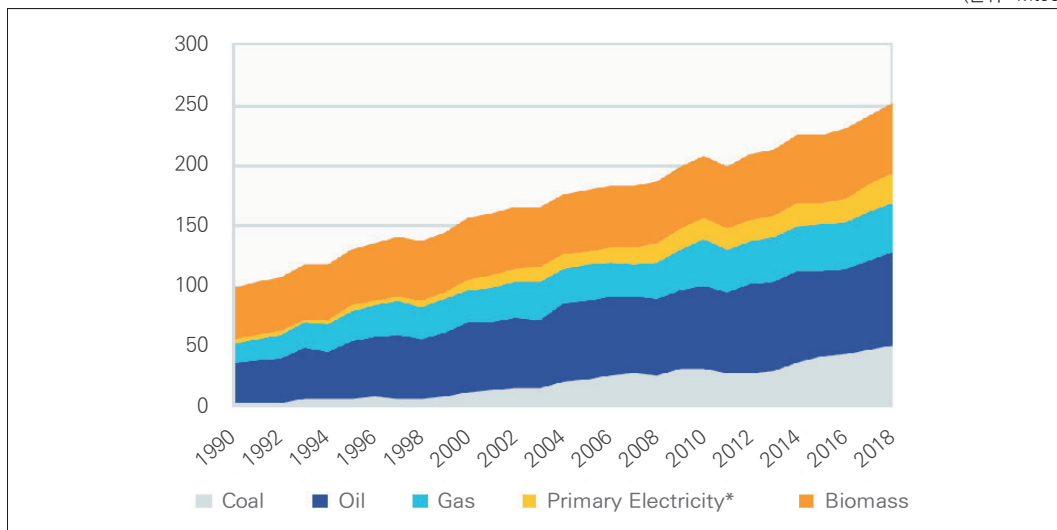
- 2010년 이후 수출도 큰 폭(-29%)으로 감소하여 2018년 가스 수출량은 28Bcm에 그쳤고, 2019년에도 파이프라인과 LNG 수출 모두에서 24% 정도 감소할 것으로 예상됨
- 인도네시아 파이프라인 주요 수출 상대국은 싱가포르(93%)이고, 2018년 LNG 수출의 주요 상대국은 일본(35%), 중국(32%), 한국(23%), 대만(7%)이었음
- [석탄] 인도네시아는 세계에서 다섯 번째로 큰 석탄과 갈탄 생산국이며, 호주에 이어 두 번째로 석탄을 많이 수출하는 국가임(2018년 기준).
 - 인도네시아의 총석탄 생산량은 2000-2013년 사이에 연평균 15%로 빠르게 증가하였고, 최대 492Mt를 기록하였음
 - 수출수요 감소로 2013-2015년 기간 동안 감소한 후, 2016년부터 생산량 증가로 2018년에는 474Mt를 기록함
 - 2016년 이후 수출은 안정적으로 유지되었고 2018년에는 365Mt를 기록함

나. 에너지 수요

- 2018년 인도네시아의 1인당 에너지 소비는 0.94toe이고, 전력소비는 880KWh로 나타남. 총에너지 소비는 2010년 이래 연평균 2.4%씩 성장하였음
 - 석유는 인도네시아의 주요 에너지원으로 2018년 총에너지의 31% 비중을 차지하였지만 시장 점유율은 감소하는 추세임(2012년 35%). 바이오매스, 석탄, 가스, 지열 및 수력은 각각 23%, 20%, 16%, 10%씩의 점유율을 나타내었고, 특히 석탄은 석유를 대체하여 큰 폭으로 증가하고 있음
- (최종에너지 소비) 석유는 주요 에너지원으로 최종에너지 소비의 44%를 차지하였고, 바이오매스(32%), 전력(12%), 가스(8%) 및 석탄(5%)이 뒤따름
 - 가정부문은 최종소비의 42% 비중을 차지하였고, 수송부문은 29%의 비중으로 빠른 증가세를 보임(2010년 21%). 2000년 최종에너지 소비의 28%를 차지하던 산업부문은 2018년 24%로 점유율이 감소하였으며 비에너지 사용은 5%로 집계됨
 - 주거부문에서 바이오매스(목재, 잔류물)는 에너지 소비의 75%를 차지하며 여전히 중요한 역할을 하고 있고, LPG와 등유 등의 석유제품은 전력이 공급되지 않는 가정의 취사와 조명에 사용되며 15%를 차지함

[그림 III-6] 인도네시아 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2018년)

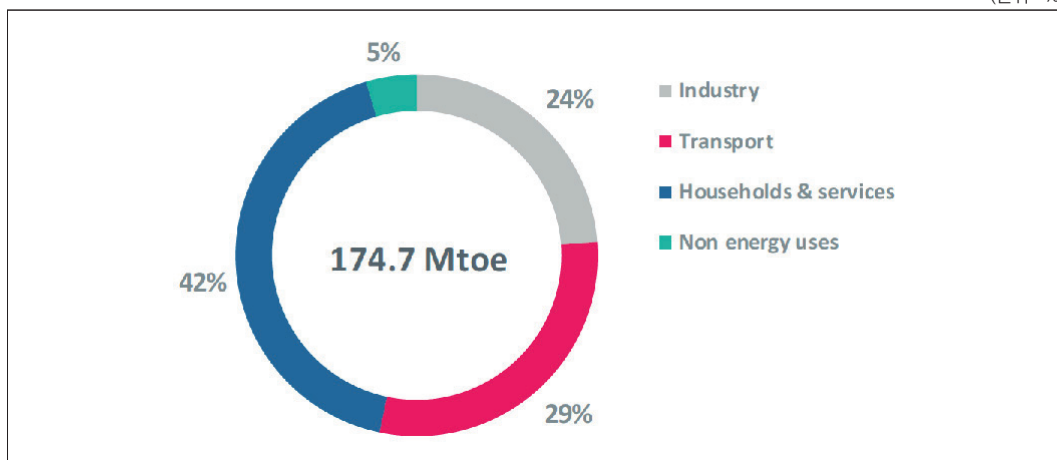
(단위: Mtoe)



주: 원자력(1TWh=0.26Mtoe), 수력 및 풍력(1TWh=0.086Mtoe). 지열(1TWh=0.86Mtoe)로 환산하여 1차 전력에 포함됨.
출처: Enerdata, "Country Energy Report, Indonesia," 2019. 9, p.25

[그림 III-7] 인도네시아의 부문별 최종에너지 소비 비중(2018년)

(단위: %)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Indonesia," 2019. 9, p.26

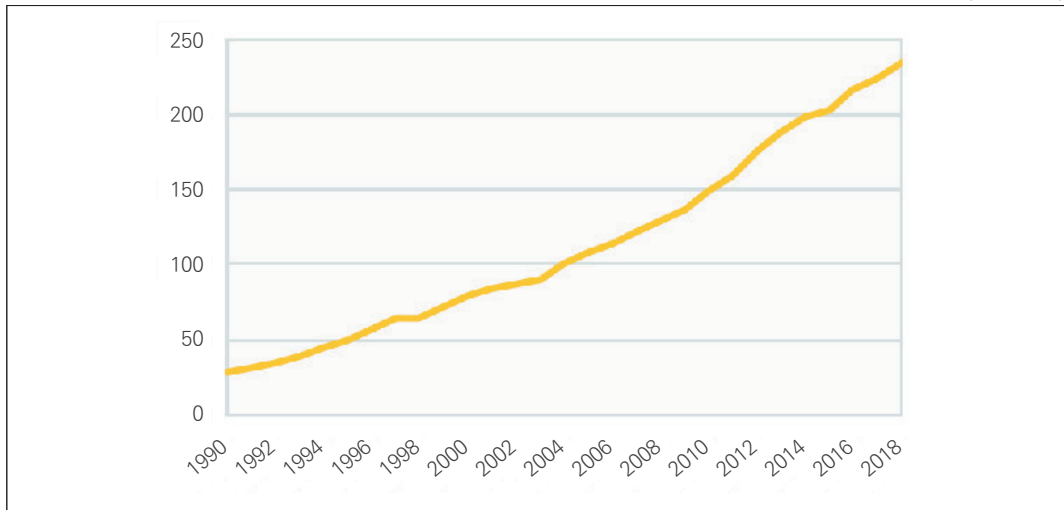
- (석유) 석유제품 소비는 2015년 이후 반등하여 2018년 76Mt을 기록하며 2012년 수준을 회복함.
 - 수송부문은 전체 석유제품 소비의 62%가량을 차지하였고, 주거, 서비스 및 농업부

문(14%), 산업부문(17%), 전력생산(4%), 기타(3%)로 나타남

- (전력) 전력소비는 2010년 이후 연평균 6% 성장률로 빠르게 증가함
 - 2018년 산업부문은 전력소비의 33%를 차지하며 2010년 35%에 비해 소폭 하락한 반면, 가정부문의 비중은 2010년 39%에서 2018년 41%로 증가하였음
 - 가정부문의 전력화(electrification)율은 1990년 28%에서 2017년 92%, 2019년 중반 98%로 급속하게 증가하였고, 인도네시아 정부는 2019년 말까지 99.9% 수준에 도달하는 것을 목표로 하고 있음

[그림 III-8] 인도네시아 전력소비 변화 추이(1990-2018년)

(단위: TWh)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Indonesia," 2019. 9, p.28

- (천연가스) 인도네시아의 천연가스 소비량은 2010년 이후 안정적으로 유지되어 2018년에는 42.9Bcm을 기록함
 - 화석연료의 생산과 가공 부문, 특히 석유 및 가스 시추, 그리고 가스 액화플랜트는 천연가스 소비의 28%를 차지하였고, 그 외에 산업부문은 39%, 발전소는 33%를 차지하였음
- (석탄) 인도네시아의 석탄과 갈탄 소비는 2010년 이후 연평균 10%씩 증가하여 2018년에는 109Mt 수준에 도달하였고, 그중 96%는 갈탄 소비임
 - 석탄과 갈탄 소비 중 84%는 전력생산에 사용됨(16% 산업부문)

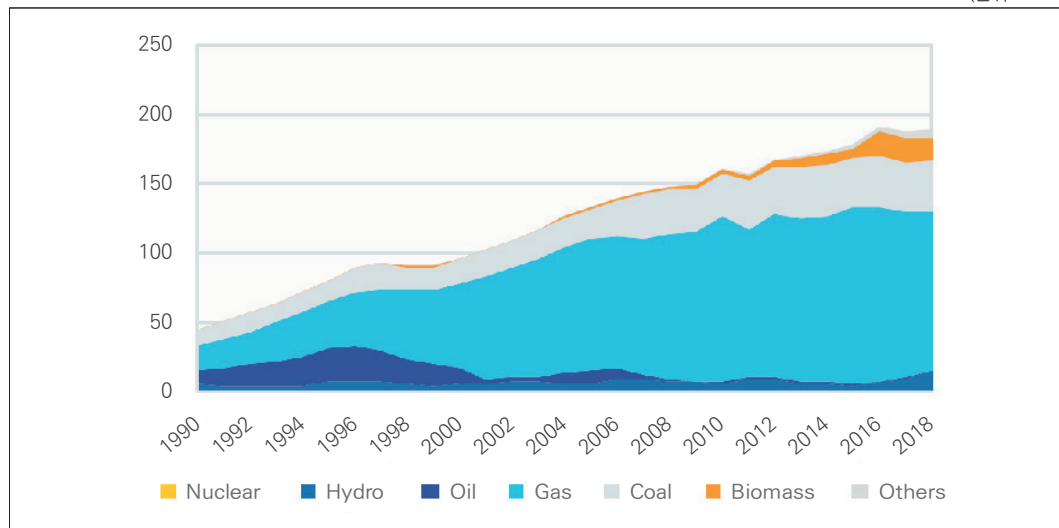
3. 태국23)

가. 에너지 공급

- 태국은 상당한 화석연료 자원을 보유하고 있음. 석유 생산량은 2012년 이후 변동성이 심화되었음
 - (부존자원) 2018년 태국의 천연가스 확인매장량은 4년 동안의 소비량에 해당하는 181Bcm, 석유 확인매장량은 1년 미만의 소비량인 47.5Mt로 나타남
 - 태국은 1.1Gt 상당의 갈탄 매장량을 보유하고 있음
 - (발전설비) 2018년 말 태국의 발전설비는 53GW이고, 가스 화력은 전체 설비의 63%로 가장 큰 비중을 차지하였고, 수력(13%), 석탄 및 갈탄(8%), 태양 및 풍력(7%), 바이오매스(2%)가 그 뒤를 따름
 - (발전량) 발전량은 2000-2017년 기간 동안 연평균 3.8% 증가하였으며, 2018년에는 189TWh를 기록함

[그림 III-9] 태국의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2018년)

(단위: TWh)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Thailand," 2019. 6, p.15

23) 태국 편의 내용은 Enerdata, "Country Energy Report, Thailand," 2019. 6를 참고하여 작성하였음

- 전원믹스에서 천연가스의 비중은 2016년 이래 감소하는 추세지만 2018년 61%를 차지하면서 석탄 및 갈탄(19%), 수력(8%), 바이오매스(8%), 기타 재생에너지(4%)보다 훨씬 큰 것으로 나타남. 전원믹스에서 석유가 차지하는 비중은 2000년 10%에서 2018년 0.1%로 급격히 감소하였음
- 라오스와 말레이시아로부터의 전력 수입은 2010년 7.3TWh에서 2018년 27TWh로 빠르게 증가하고 있으나, 2018년 수출은 1.0TWh에 그친 것으로 나타남
- (석유) 석유(원유, NGL)의 생산량은 2000년 7.7.Mt에서 2012년 19Mt로 두 배 이상 증가한바 있으나, 2013년부터 감소하기 시작하여 2018년에는 17Mt에 그침
 - 2018년 원유 순수입은 51Mt로 2000년 31Mt에 비해 크게 증가하였지만, 석유제품 순수출은 6.5Mt 수준을 유지함
- (가스) 가스 생산량은 1990년 6.4Bcm에서 2014년 37Bcm까지 증가한 이후 감소하여 2018년 29.7Bcm을 기록함
 - 태국의 천연가스 수입은 1999년 시작되어 2018년 수입량은 가스 소비의 36%(16.5Bcm)에 달함. 미얀마産 가스의 수입은 파이프라인을 통해 이루어지고, LNG 수입은 2011년에 시작됨
- (석탄) 갈탄의 생산량은 1997년 23Mt까지 증가하였지만, 이후 감소세로 돌아서서 2018년 현재는 15Mt 수준으로 나타남
 - 태국의 석탄 수입량은 2000년 4.2Mt에서 2018년 24.7Mt로 증가하고 있음
 - 석탄의 2/3가량은 전력생산에, 나머지는 산업(주로 시멘트)에 사용됨

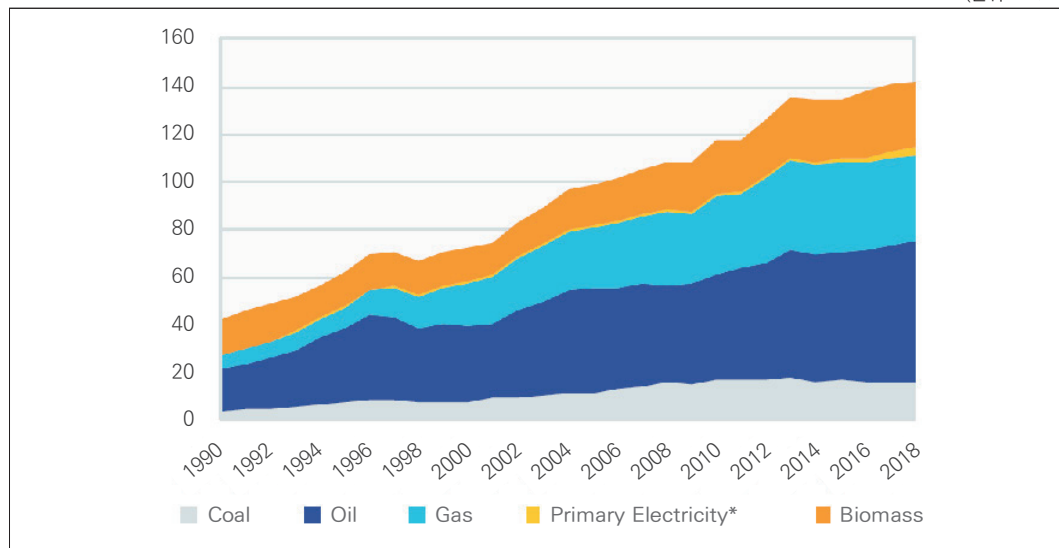
나. 에너지 수요

- 태국의 에너지 소비는 연평균 4% 속도로 빠르게 증가하고 있고, 전체 에너지 소비의 절반 이상이 산업용(비에너지 포함)으로 사용되고 있음. 1인당 에너지 소비량은 2010-2018년 기간 동안 일정한 수준(2toe)을 유지하고 있는 반면, 1인당 전력 소비는 같은 기간 10% 증가하여 2018년 2,900KWh에 달함
- 태국의 총에너지 소비는 2000년 이후 매년 3.8%씩 빠른 속도로 증가하며 2018년 142Mtoe를 기록함. 석유는 전체 에너지 수요의 41%, 천연가스 25%, 바이오매스 19%, 석탄 11%를 각각 차지함

- [최종에너지 소비] 2000년 이후 태국의 최종에너지 소비는 연평균 3.9% 증가하여 2018년에는 101Mtoe에 도달하였음. 석유 제품은 최종에너지 소비의 절반 이상(56%)을 차지하였고, 뒤이어 전력(17%), 바이오매스(13%), 석탄 및 갈탄(7%), 가스(7%)가 차지함
 - 산업부문 에너지 소비는 최종에너지 소비의 32%로, 수송부문(26%), 가정 및 서비스(18%), 비에너지 사용(24%)보다 높은 비중을 차지함
 - 태국 정부의 노력으로 GDP 단위당 최종에너지 소비로 측정되는 에너지 원단위는 2010년 이후 매년 1.5%씩 개선되었음

[그림 III-10] 태국 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2018년)

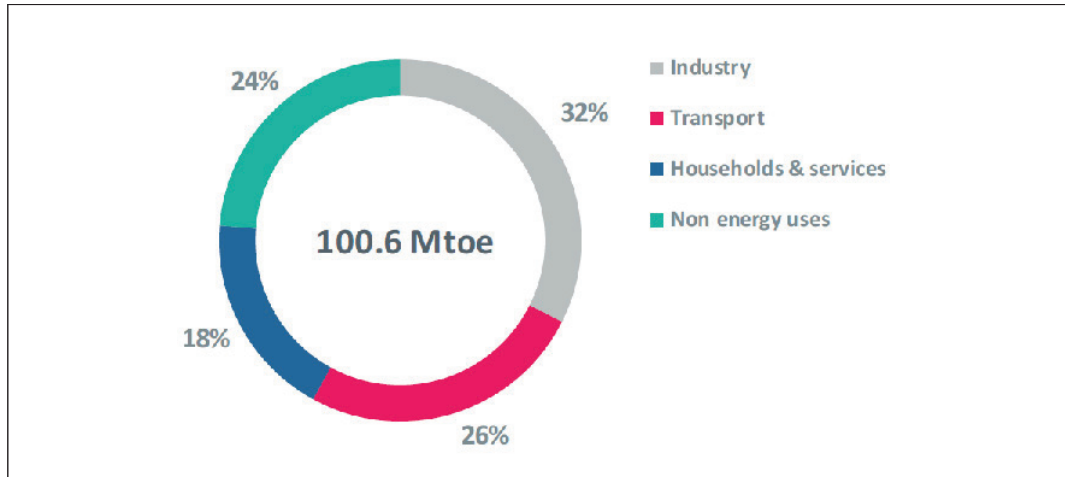
(단위: Mtoe)



주: 원자력(1TWh=0.26Mtoe), 수력 및 풍력(1TWh=0.086Mtoe). 지열(1TWh=0.86Mtoe)로 환산하여 1차 전력에 포함됨.
출처: Enerdata, "Country Energy Report, Thailand," 2019. 6, p.20

[그림 III-11] 태국의 부문별 최종에너지 소비 비중(2018년)

(단위: %)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Thailand," 2019. 6, p.21

4. 베트남²⁴⁾

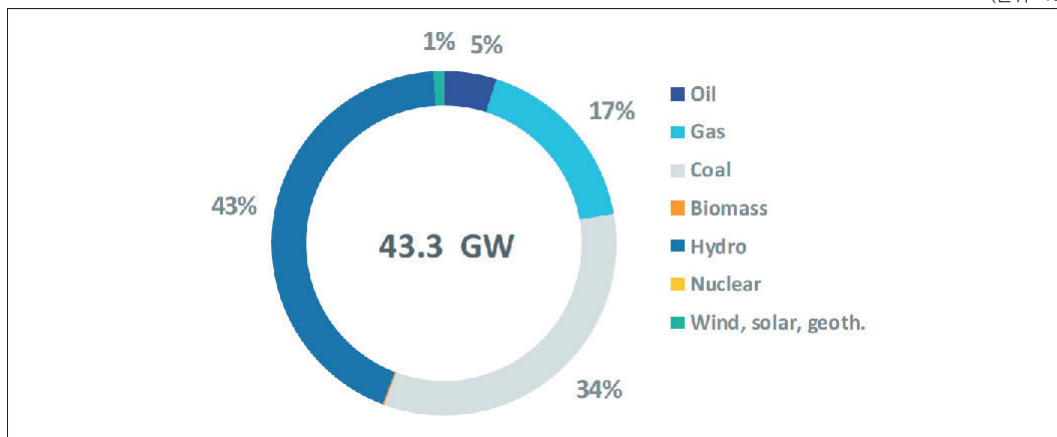
가. 에너지 공급

- 베트남은 상당한 에너지 자원이 있음에도 불구하고, 제한된 투자로 인해 화석연료 생산을 늘리지 못하고 있음. 베트남은 2015년 석탄 순수입국이 되었고, 전력생산은 2000년 이후 연평균 12%의 빠른 증가율을 보이고 있음
- (부존자원) 베트남은 경제적으로 활용 가능한 수력자원 100TWh, 석탄 가채매장량 3,116Mt, 가스 확인매장량 200Bcm(이상 2017년 기준), 원유 매장량 600Mt(2018년 기준) 등 상당한 부존자원을 가지고 있음
 - 베트남의 석유 매장량은 중국과 인도에 이어 아시아 세 번째 규모임

24) 베트남 편의 내용은 Enerdata, "Country Energy Report, Vietnam," 2019. 5를 참고하여 작성하였음

[그림 III-12] 베트남의 에너지원별 발전설비 구성 비중(2017년)

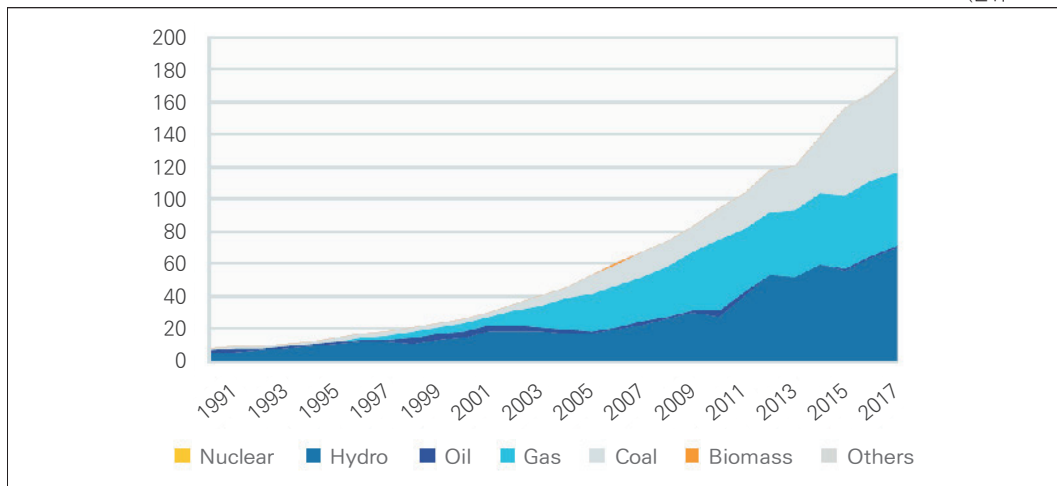
(단위: %)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Vietnam," 2019. 5, p.15

[그림 III-13] 베트남의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2017년)

(단위: TWh)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Vietnam," 2019. 5, p.16

- (발전설비) 2017년 말 기준 베트남의 총발전설비는 수력(18.7GW), 화력발전(석탄 14.4GW, 가스 7.5GW, 석유 기반설비 2.1GW)을 포함하여 43.4GW에 달함
 - 2017년 이후 총 1.3GW의 수력발전소가 건설되었으며, 그중 가장 큰 발전소는 Trung Son(260MW)임
- (발전량) 전력생산은 2010년 이후 연평균 10%씩 빠르게 증가함

- 전원 믹스에서 수력발전 점유율은 39%로 2012년 45%에서 감소한 반면, 석탄 화력 발전은 2012년 21%에서 2018년 35%로 대폭 확대되었음. 가스가 차지하는 비중은 2012년 34%에서 25%로 감소함
- (석유) 1990년 2.7Mt에 불과했던 베트남의 석유 생산량은 2000년까지 16.6Mt로 급격히 증가했지만, 2017년 14.4Mt로 하락하였음. 2017년 베트남의 원유 수출량은 2.7Mt, 수입량은 18Mt을 기록함
- (가스) 2000-2010년 기간 동안 가스 생산량은 2.8Bcm에서 9.8Bcm으로 연평균 17%가량 증가하였으나, 2015년 이후 연평균 증가율이 3%로 둔화되었고, 2017년 10.6Bcm으로 하락함
- (석탄) 석탄 및 갈탄 생산량은 2011년 47Mt에서 2017년 38Mt로 18% 감소하였고, 정부가 생산된 석탄을 내수시장에 공급하도록 규제함으로써 석탄 수출도 2013년 13Mt에서 2017년 2.5Mt로 큰 폭으로 하락하였음
 - 베트남은 2015년 석탄 순수입국으로 전환하였으며(수입량 7.1Mt, 수출량 1.9Mt), 2017년 석탄수입 의존도가 16.8Mt에 이를 정도로 빠르게 증가하여 국내 석탄 생산량의 45%에 달함

나. 에너지 소비

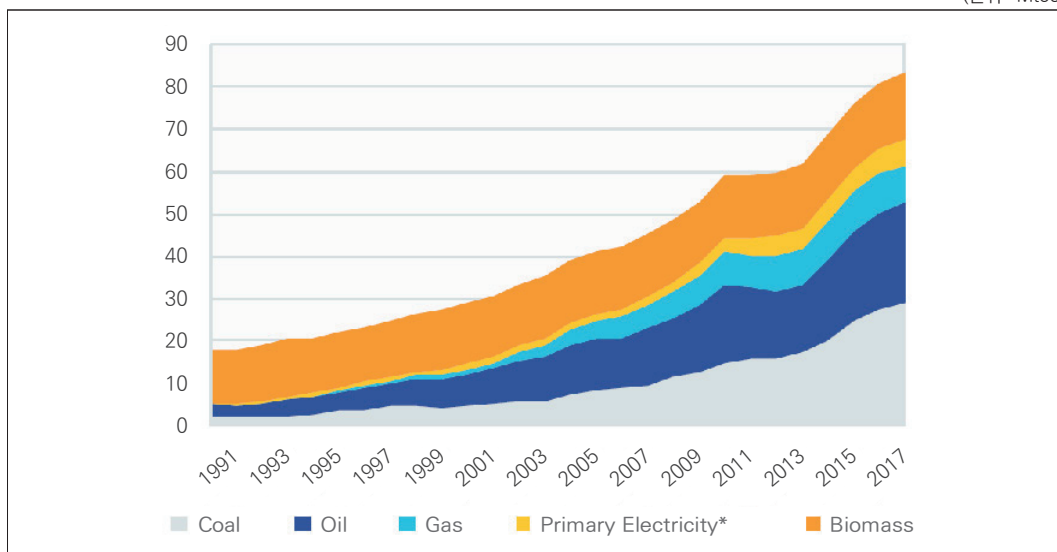
- 에너지 소비는 2000년 이후 3배로 증가하였고, 전체 에너지 소비에서 가스와 석탄의 점유율은 증가한 반면 바이오매스의 점유율은 감소한 것으로 나타남. 2017년 베트남의 1인당 에너지 소비량은 0.87toe, 1인당 전력소비는 1,810KWh로 아시아 평균(1.4toe, 2,440KWh)보다 낮은 수준이었음
 - 2000년 이후 총에너지 소비는 연간 6.5%로 증가하여 2017년에는 84Mtoe를 기록함. 석탄의 비중은 2000년 15%에서 2017년 35%로 크게 증가한 데 반해, 바이오매스는 2000년 49%에서 2017년 19%로 비중이 감소하였음
- [최종에너지 소비] 2017년 최종에너지 소비에서 석유제품이 주요 에너지원(32%)이었으며, 바이오매스(22%), 전력(22%), 석탄(21%)이 그 뒤를 이음. 석탄, 석유 및 전력 소비는 2000년 이래 연평균 9%, 7%, 13%씩 증가하였음
 - 2017년 주거부문은 베트남 최종에너지 소비의 35%를 차지하여 2000년 54%보다 비중

이 감소한 것으로 나타남

- 산업부문과 수송부문의 2017년 에너지 소비는 최종에너지 소비의 40%와 19% 수준으로, 특히 산업부문은 베트남 전력의 절반 이상을 소비함
- 가정부문의 전력화율은 2000년 86%에서 현재 100%에 도달한 것으로 추정됨

[그림 III-14] 베트남 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2017년)

(단위: Mtoe)



주: 원자력(1TWh=0.26Mtoe), 수력 및 풍력(1TWh=0.086Mtoe). 지열(1TWh=0.86Mtoe)로 환산하여 1차 전력에 포함됨.
출처: Enerdata, "Country Energy Report, Vietnam," 2019. 5, p.21

5. 말레이시아²⁵⁾

가. 에너지 공급

- 말레이시아는 동남아시아 지역에서 최고의 에너지 공급처 역할을 하고 있음
 - (부존자원) 석유 매장량은 2018년 말 기준으로 490Mt(15년 이상의 생산량), 가스 매장량은 이보다 더 큰 규모인 2,471Bcm(37년 이상의 생산량)으로 추정됨. 뿐만 아니라 석

25) 말레이시아 편의 내용은 Enerdata, "Country Energy Report, Malaysia," 2019. 7.를 참고하여 작성하였음

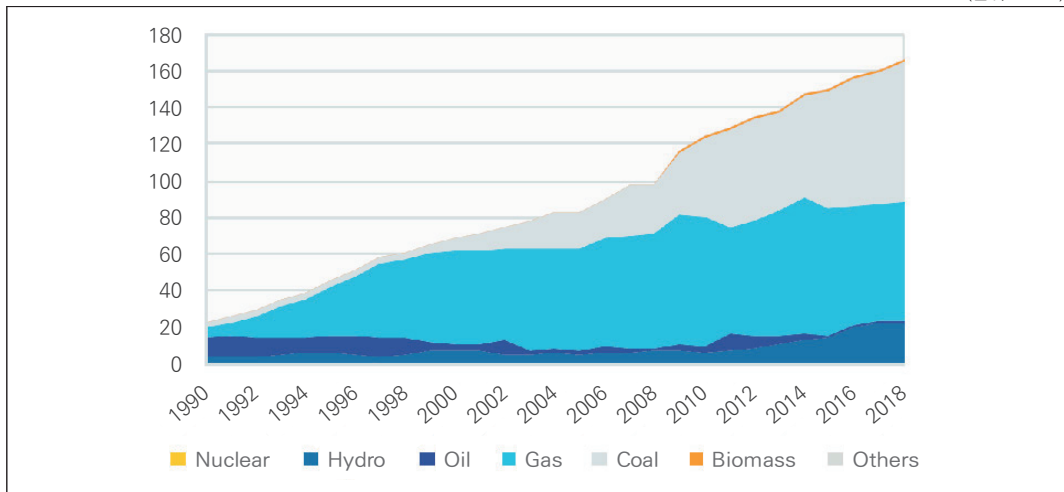
탄 확인매장량은 141Mt로 Sarawak과 Sabah 주변에 위치하고 있음

- 말레이시아는 상당한 수력발전의 잠재력이 있고, 그중 일부만이 개발되고 있음. 주로 팜유 및 목재 산업폐기물 등의 재생에너지 잠재력은 665MW 수준에 달하는 것으로 추정됨

- (발전설비) 2018년 기준 말레이시아의 발전설비 규모는 33GW로, 가스(44%)와 석탄(32%), 수력(19%)이 대부분을 차지함

[그림 III-15] 말레이시아 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2018년)

(단위: TWh)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Malaysia," 2019. 7, p.16

- (발전량) 전력생산은 2010년 이후 연평균 3.5%씩 증가하여 2018년에는 166TWh 수준을 기록함. 가스는 전체 전력생산에서 39%, 석탄은 46%를 차지함
 - 말레이시아는 싱가포르(200MW의 230kV 해저 케이블 2개), 태국(300MW의 300kV 라인 1개, 80MW 132kV 라인 1개) 및 인도네시아(Sarawak과 Kalimantan 사이의 275kV)와 아세안 전력망으로 연계되어 있음
 - 말레이시아는 2016년 이래로 전력 순수출국 지위를 유지하고 있지만, 2018년 수출량은 0.14TWh 규모로 미미한 수준임
- (석유) 석유생산량은 지난 10년 동안 비교적 안정적인 수준으로 유지해왔고, 2018년에는 34Mt를 기록함
 - 고갈되어가는 육지 유전의 생산량 감소분을 동부지역의 심해 유전에서의 석유 생산

증가로 상쇄하고 있음

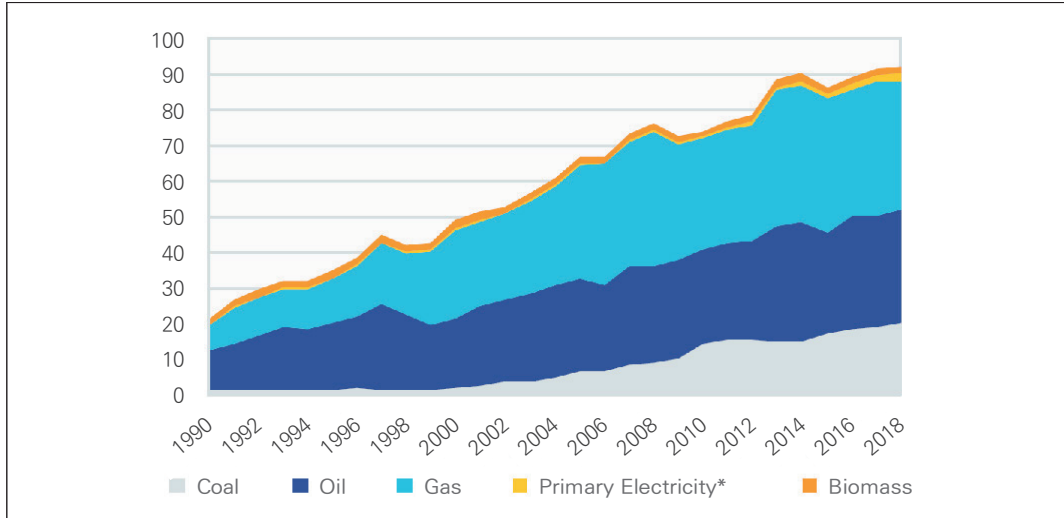
- 말레이시아는 1975년 이래 석유 수출국 위치를 유지함. 원유수출은 1990년대 22Mt 최대치에서 2013년 가장 낮은 수준으로 감소하였지만, 이후 연간 9.5%씩 성장하여 2018년에는 16.4Mt의 수출량을 기록함
- [천연가스] 천연가스 생산량은 2000년(50Bcm) 이후 연평균 1.6%씩 증가하여 2018년에는 67Bcm에 달함
 - 말레이시아는 카타르와 호주에 이어 세계 3위의 LNG 수출국으로 2018년 LNG 수출량은 32Bcm을 기록함
 - 말레이시아는 전통적으로 일본, 한국 및 대만에 장기계약 형식으로 LNG 수출을 하고 있지만, 국내 수요가 증가함에 따라 2013년 말레이시아 최초의 LNG 수입터미널(연간 3.8Mt 규모)이 건설되었고, 2017년에는 두 번째 LNG 수입터미널(3.5Mt 규모)이 운영하기 시작하였음
 - 2018년 말레이시아의 LNG 수출(32Bcm)은 주로 일본(48%), 중국(24%), 한국(15%), 대만(10%)으로 이루어짐

나. 에너지 수요

- 말레이시아의 에너지 소비는 매우 빠른 속도로 증가하고 있음. 최종에너지 소비에서 석유의 비중은 감소하는 반면, 전력과 가스의 비중은 증가하는 추세를 보임
 - 2000-2018년 기간 동안 총에너지 소비는 연평균 3.6%씩 증가하여 2018년 92Mtoe에 이룸. 2017년 1인당 에너지 소비는 2.0toe로 인접국가보다 높았고, 1인당 전력소비는 2000년 2,600KWh에서 2019년 4,750KWh로 증가하였음
 - 2018년 천연가스와 석유는 총에너지 소비의 39%와 34% 비중을 차지함. 석탄의 비중은 2000년 5%에서 2018년에는 22%까지 증가하였지만, 바이오매스, 수력 등 다른 에너지원의 소비는 여전히 낮은 수준임
 - 발전부문은 가스의 최대 소비처로 2018년에는 39%의 비중을 차지하였고, 가스 소비의 61%는 다른 에너지부문(LNG 발전소, 석유나 가스 시추 등)과 산업 부문에서 사용되었음

[그림 III-16] 말레이시아 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2017년)

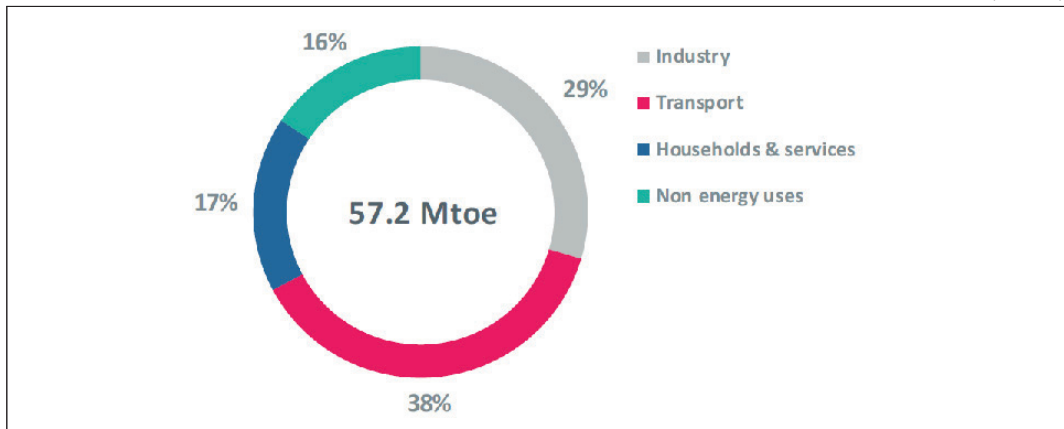
(단위: Mtoe)



주: 원자력(1TWh=0.26Mtoe), 수력 및 풍력(1TWh=0.086Mtoe). 지열(1TWh=0.86Mtoe)로 환산하여 1차 전력에 포함됨.
출처: Enerdata, "Country Energy Report, Malaysia," 2019. 7, p.21

[그림 III-17] 말레이시아 부문별 최종에너지 소비 비중(2018년)

(단위: %)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Malaysia," 2019. 7, p.23

- (최종에너지 소비) 2000-2018년 사이에 최종에너지 소비는 연평균 3.8% 증가하였고, 석유제품은 2018년 최종 소비의 50%를 차지하였음.
- 전력이 최종에너지 소비에서 차지하는 비중은 2000년 18%에서 2018년 23%로 지속적으로 증가한 반면, 석탄과 바이오매스는 3%와 2% 수준으로 매우 낮은 것으로 나

타남

- 전력소비는 2010년 이후 연평균 4%로 빠르게 증가하고 있으며, 2018년에는 153TWh를 기록함
- 2018년 최종에너지 소비에서 수송부문이 차지하는 비중은 38%로 나타났고, 산업부
문 29%, 가정부문 17%, 비에너지부문 16%로 보고됨

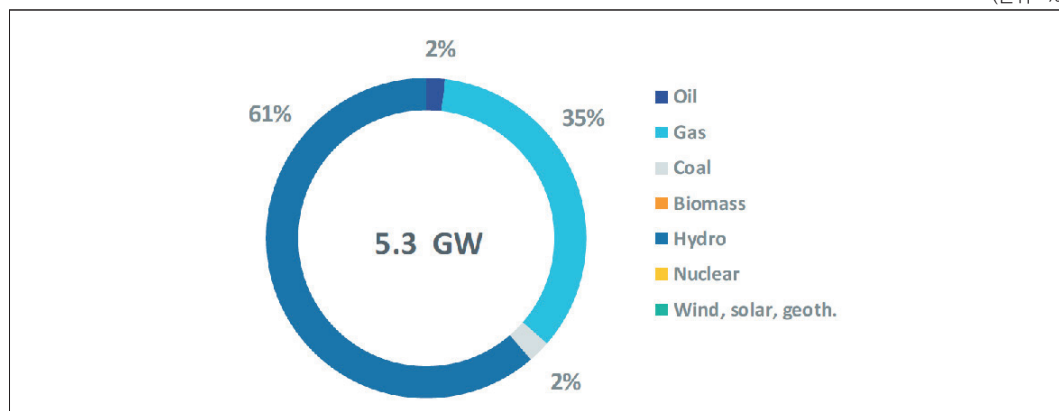
6. 미얀마²⁶⁾

가. 에너지 공급

- 미얀마는 석탄과 석유 매장량이 적고, 수력발전 잠재력도 미약한데 그나마 수력발전은 미
얀마 전력생산의 55%를 맡고 있는 주요 전원임
- (부존자원) 미얀마는 풍부한 에너지 자원을 가지고 있음. 수력발전 잠재력은 350TWh
로 추정되고, 전통적 천연가스 확인매장량은 273Bcm(2016년 기준), 석탄층 메탄가스
확인매장량은 202Bcm 수준으로 추정됨. 석탄 확인매장량은 3Mt며 전통적인 원유 매
장량은 52MT(2016년 기준)인 것으로 보고됨

[그림 III-18] 미얀마의 에너지원별 발전설비 구성 비중(2017년)

(단위: %)

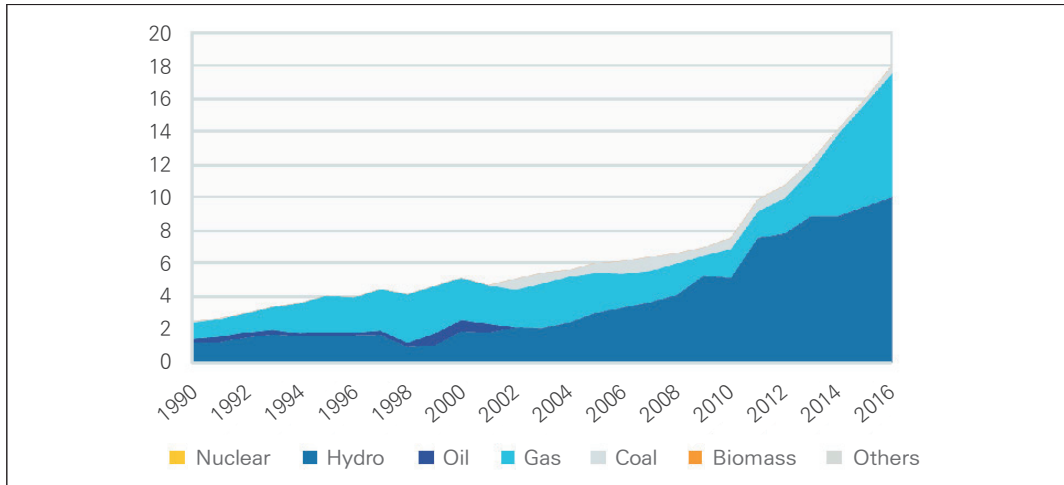


출처: Enerdata, "Country Energy Report, Myanmar," 2019. 4, p.11

26) 미얀마 편의 내용은 Enerdata, "Country Energy Report, Myanmar," 2019. 4.를 참고하여 작성하였음

[그림 III-19] 미얀마의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2016년)

(단위: TWh)



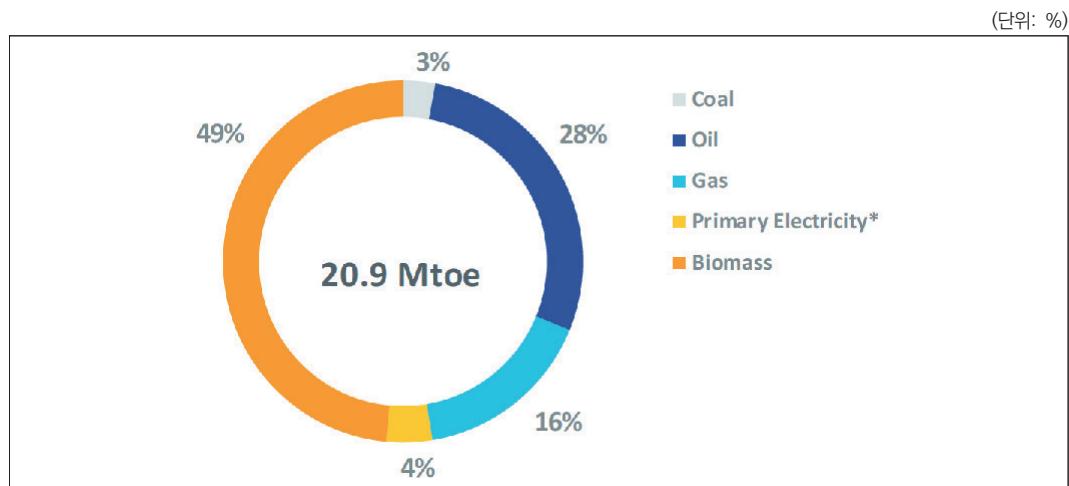
출처: Enerdata, "Country Energy Report, Myanmar," 2019. 4, p.12

- (발전설비) 2016년 말 기준 미얀마의 발전설비는 5.3GW 규모로, 그중 61%는 수력, 35%는 가스 설비가 차지함
 - 미얀마의 수력발전설비는 2005년 이후 3배로 증가함
- (발전량) 미얀마의 발전량은 2010-2016년 기간 동안 연평균 16%의 빠른 속도로 증가하여 2016년에는 18TWh에 달했고, 이 중 55%는 수력발전, 42%는 가스화력 발전으로 이루어짐
- (석유) 2016년 미얀마의 석유생산량은 0.5Mt이고, 원유 순수출량은 0.08Mt, 순수입량은 5.1Mt를 기록하였음
 - 미얀마와 중국 간 771km 길이의 원유 파이프라인은 2014년 완공되었으며, 2017년 가동을 시작하였음
- (천연가스) Yadana와 Yetagun 가스전에서 1998년과 2000년에 가스 생산을 시작한 후 2007년까지 연평균 20%의 빠른 속도로 증가하였지만, 2016년에는 전년 대비 4% 감소한 16.8Bcm에 그친 것으로 나타남
 - 생산된 가스의 80%가량이 태국과 중국으로 수출됨. 미얀마와 중국을 연결하는 2개의 가스 파이프라인은 2013년 운영 개시된 것으로, 연간 12Bcm의 가스를 수송할 수 있는 각각의 가스 파이프라인은 China National Petroleum Corporation(CNPC)에 의해 건설되었음

나. 에너지 소비

- 2016년 미얀마의 1인당 총에너지 소비량은 0.39toe로 아시아 국가 중 가장 낮은 수준이었고, 1인당 전력소비도 아시아에서 가장 낮은 300KWh로 나타남
 - 2010-2014년 사이에 총에너지 소비는 매년 8%씩 빠르게 증가하였고, 2016년 총에너지 소비량은 2014년보다 13% 증가한 21Mtoe를 기록함
 - 에너지믹스의 절반가량은 바이오매스(49%)로 이루어졌고, 석유(28%), 천연가스(16%), 석탄(3%), 수력 등(4%)이 차지하였음
- [최종에너지 소비] 2010-2016년 기간 동안 최종에너지 소비는 연평균 8.4%씩 빠른 성장세를 보였음. 가정 및 서비스부문은 최종에너지 소비의 2/3를 차지하는 최대 에너지 소비부문으로, 주로 바이오매스를 사용하는 것으로 나타남. 수송부문은 최종에너지 소비의 20%, 산업부문은 15%(원료용 소비 non energy uses 포함)를 차지함
 - 전력소비는 2000-2016년 사이에 5배 증가하였고, 가정부문의 평균 전력보급률은 2006년 8%에서 2016년 38%로 확대되었음. 하지만 여전히 낮은 수준으로, 5가구 중 1가구만이 전력망에 연결되어 있음

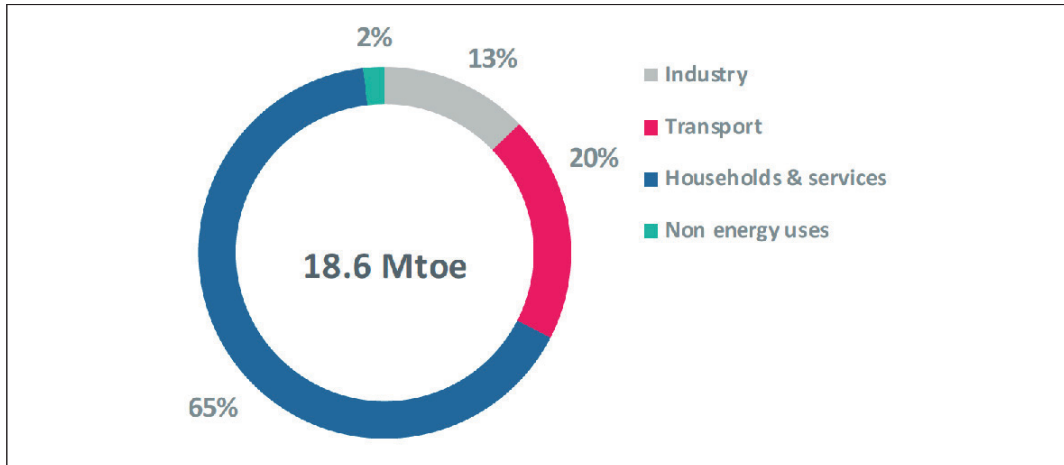
[그림 III-20] 미얀마 에너지원별 에너지 소비 비중(2016년)



주: 원자력(1TWh=0.26Mtoe), 수력 및 풍력(1TWh=0.086Mtoe), 지열(1TWh=0.86Mtoe)로 전환하여 1차전력에 포함.
출처: Enerdata, "Country Energy Report, Myanmar," 2019. 4, p.16

[그림 III-21] 미얀마의 부문별 최종에너지 소비 비중(2016년)

(단위: %)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Myanmar," 2019. 4, p.16

7. 라오스²⁷⁾

가. 에너지 공급

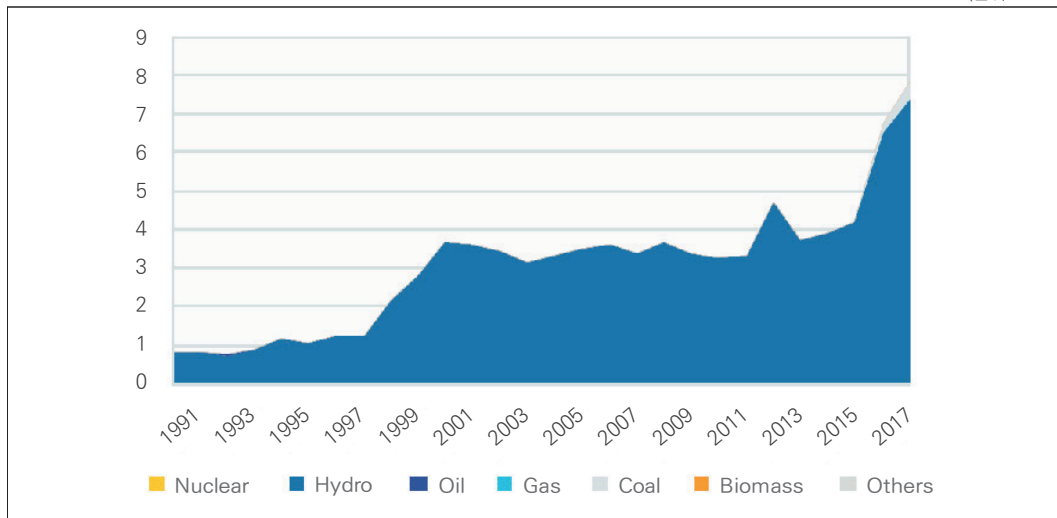
- 라오스는 석유와 가스 매장량이 없고, 수력이 전력발전의 주요 에너지원임
 - (부존자원) 라오스는 석유 및 가스의 확인매장량이 없음. 에너지와 경제적 부의 원천은 수력과 산림으로 나타남. 수력자원의 잠재량은 232.5TWh, 풍력의 기술적 잠재량은 223TWh(최대 179GW)로 추정됨
 - 임업 자원은 풍부하지만 빠르게 고갈되고 있음. 1940년 국토의 70%를 차지하던 산림은 현재 국토의 절반 미만에도 미치지 못하는 것으로 나타남
 - (발전설비) 라오스의 발전설비는 2010년 이후 3배 이상 증가하여 2017년 7.5GW를 기록함. 수력은 총발전설비의 72% 비중을 차지하였고, 석탄 화력 25%, 재생에너지 2%, 석유 화력은 1% 미만인 것으로 파악됨
 - (발전량) 발전량은 2011년 3.3TWh에서 2017년 7.9TWh로 급증하였음. 전력생산 대부분을 수력발전에 의존하여, 2000-2011년 기간 동안 수자원의 가용성에 따라 발전량이

27) 라오스 편의 내용은 Enerdata, "Country Energy Report, Lao PDR," 2019. 11.을 참고하여 작성하였음

3.2TWh에서 3.7TWh 사이에서 변동함

[그림 III-22] 라오스의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2017년)

(단위: TWh)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Lao PDR," 2019. 11, p.11

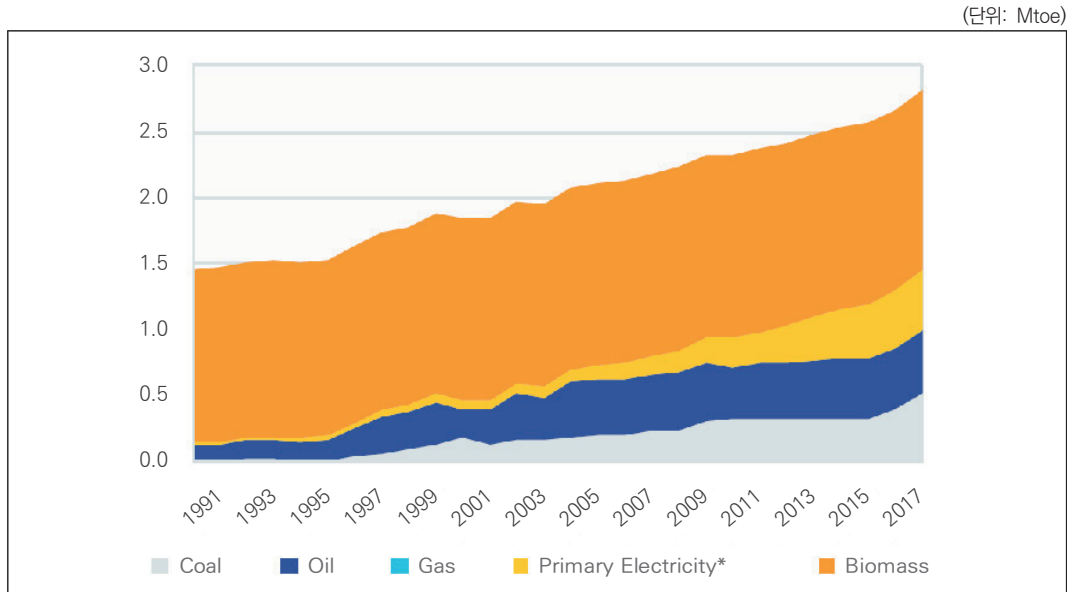
- 2015년 라오스의 주요 화력발전소인 Hongsa 갈탄화력발전소가 가동된 이래 전원믹스에서 석탄의 비중은 2017년 6%로 소폭 상승하였음
- 2017년 전력수출은 2.6TWh이고, 태국, 베트남, 중국으로부터의 전력수입은 0.4TWh으로 나타남. 순 전력수출은 전체 발전량의 28%에 해당하는 수준임
- (석유) 라오스의 국내 석유수요는 전량 수입에 의존하고 있음. 석유제품은 대부분 태국에서 수입되고, 베트남에서도 수입되고 있음. 2017년 총석유제품 수입량은 462kt로 2000년보다 2배 이상 증가하였음
- (갈탄) 갈탄 생산량은 2003년 250kt에서 2011년 510kt로 급격히 증가한 이후, 성장세가 둔화되어 2017년에는 0.8Mt를 기록함. 갈탄은 국내에서 모두 소비됨

나. 에너지 소비

- 바이오매스는 총에너지 소비의 절반가량(48%)을 차지하는 주요 에너지원임. 산업은 최종 에너지 소비의 7% 비중을 차지하는 반면, 가정 및 서비스부문은 75%를 차지하는 것으로 나타남

- 라오스의 1인당 에너지 소비는 0.41toe로 상대적으로 낮은 수준이고(2017년 기준), 총 에너지 소비는 2000년 이후 매년 2.5%씩 증가해 2017년에는 2.8Mtoe를 기록하였음. 주요 에너지원은 바이오매스(48%), 갈탄(19%), 석유(17%), 수력(16%)인 것으로 나타남

[그림 III-23] 라오스의 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2017년)

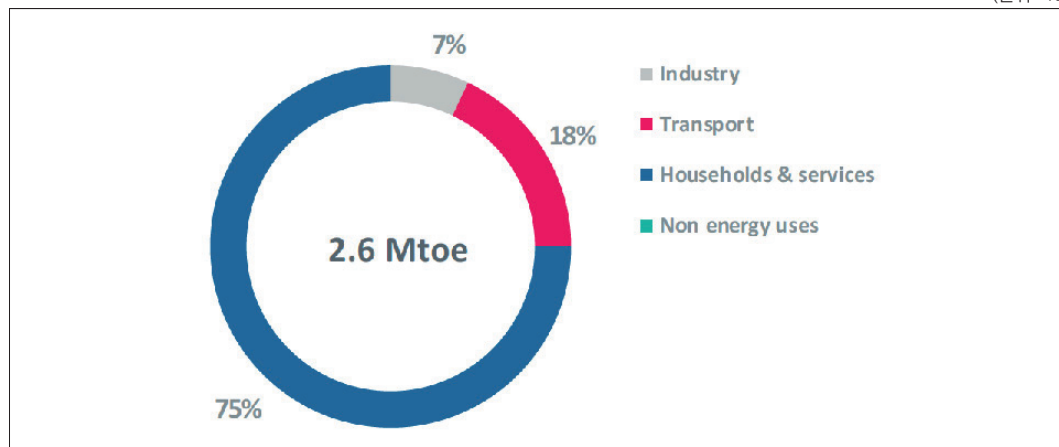


주: 원자력(1TWh=0.26Mtoe), 수력 및 풍력(1TWh=0.086Mtoe), 지열(1TWh=0.86Mtoe)로 환산하여 1차 전력에 포함됨.
출처: Enerdata, "Country Energy Report, Lao PDR," 2019. 11, p.15

- [최종에너지 수요] 2017년 라오스의 최종에너지 수요의 75%를 차지하는 가정 및 서비스부문에서는 주로 바이오매스를 사용하고, 18%를 차지하는 수송부문은 석유제품과 상업용 에너지를 주로 사용하는 것으로 나타남. 산업부문은 최종에너지 수요의 7% 비중을 차지하였음
 - 라오스의 낮은 전력가격은 전통적인 취사연료를 대체하며 전력의 급속한 확산으로 이어지고 있음. 2000-2017년 기간 동안 라오스의 전력소비는 연평균 13% 증가하여 8배 가량 성장하였음. 산업과 가정부문이 전력의 주요 소비처로 전체 전력소비의 각각 42%와 37%를 차지함
 - 전력 보급이 빠르게 이루어져, 2000년 36%에 불과했던 전력화율은 2017년 95%에 달함

[그림 III-24] 라오스의 부문별 최종에너지 소비 비중(2017년)

(단위: %)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Lao PDR," 2019. 11, p.16

8. 필리핀²⁸⁾

가. 에너지 공급

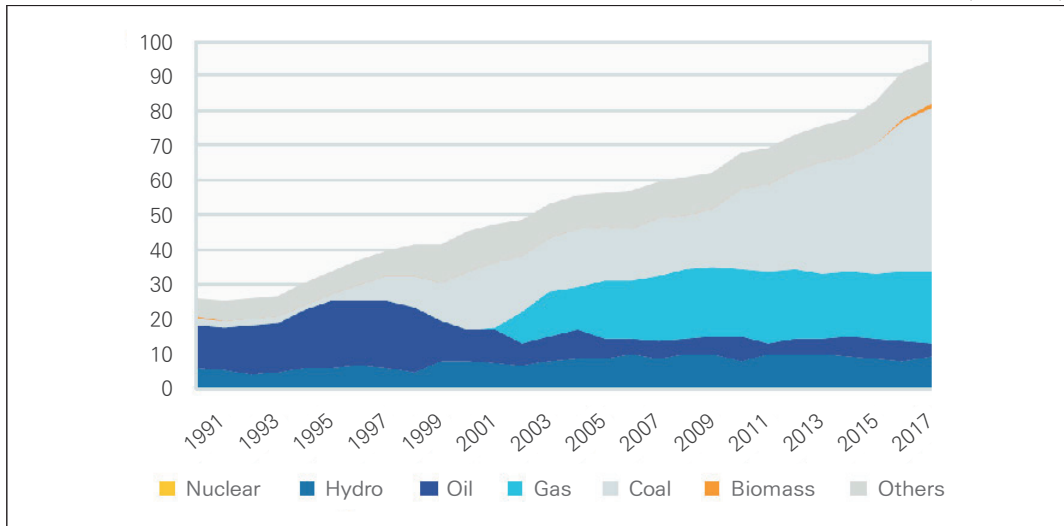
- 필리핀은 최근 국내 석유생산 감소로 수입이 증가하였고, 가스 생산도 감소하는 추세로 늘어나는 수요를 충당하기 위해 수입 증대를 추진중임
 - (부존자원) 필리핀의 원유 매장량은 142mbl, 천연가스 매장량은 66Bcm, 석탄 매장량은 211Mt 수준으로 추정됨(2017년 말 기준). 특히, 4,000MW 규모의 지열 잠재력을 보유하고 있고, 경제적으로 이용 가능한 수력자원은 13GW로 추정됨
 - (발전설비) 2017년 필리핀의 총발전설비는 22.7GW로, 석탄 8GW, 석유 4.1GW, 수력 3.6GW, 가스 3.4GW, 지열 1.9GW, 태양광 0.9GW, 풍력 0.4GW로 구성됨
 - 필리핀은 미국에 이어 세계 2위의 지열 에너지 생산국으로, 재생에너지는 총발전설비의 30%를 차지함
 - (발전량) 필리핀의 발전량은 2000년 이후 두 배로 증가하여 2017년 94TWh를 기록함. 전원비중은 석탄(50%), 가스(22%), 지열(11%), 수력(10%), 석유(4%), 풍력 및 수력(2%)의 순서로 나타남

28) 필리핀 편의 내용은 Enerdata, "Country Energy Report, Philippines," 2019. 1을 참고하여 작성하였음

- 2017년 주로 태양광 기반의 재생에너지는 60MW가량 증가하여 재생에너지(수력 포함)는 전체 전원믹스의 23% 비중을 차지하였고, 2017-2018년 기간 동안 석탄 화력 발전설비가 1.2GW 증가하였음

[그림 III-25] 필리핀의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2017년)

(단위: TWh)



출처: Enerdata, "Country Energy Report, Philippines," 2019. 1, p.14

- (석유) 필리핀의 석유 생산량은 2017년 0.7Mt로 석유수요의 3%에도 미치지 못할 정도로 낮음. 2013년 이후 원유 수입은 연평균 8.0%로 빠르게 증가하여 2017년에는 10.4Mt에 달함
- (가스) 필리핀의 가스 생산은 2002년 Malampaya 가스전 개발이 시작된 이후, 2011년에는 4Bcm 수준에 도달하고 안정적으로 유지되어 2017년 가스 생산량은 3.9Bcm을 기록함
- (석탄) 갈탄 생산량은 2008년 이후 3배 이상 증가하여 2017년 12Mt에 도달함. 석탄 수입량도 2000년 7.5Mt에서 2015년 22Mt로 큰 폭으로 증가하였고, 2017년에도 16Mt 수준을 유지함

나. 에너지 소비

- 필리핀의 에너지 소비는 2009년 이후 큰 폭으로 증가하였는데, 총에너지 소비에서 석탄과 갈탄이 차지하는 비중은 빠르게 증가하고 있음
 - 필리핀의 총에너지수요는 2009년 이래 연평균 5.4%씩 증가하여 2017년에는 58Mtoe를 기록하였고, 1인당 에너지 소비는 0.55toe(전력 750KWh 포함) 수준임
 - 석유는 필리핀 전체의 에너지 수요의 34%를 차지하였고, 석탄 및 갈탄(29%), 전력(17%), 바이오매스(6%), 천연가스(6%)가 뒤를 이음
- [최종에너지 소비] 2017년 석유는 필리핀의 최종에너지 소비의 53%를 담당하였고, 바이오매스의 점유율은 전력과 석탄 및 갈탄의 비중 증가로 감소하는 추세임
 - 가정 및 서비스부문은 최종에너지 소비의 36%를 차지하였고, 수송부문 35%, 산업부문 24%로 나타남. 전력 소비에 있어서도 가정부문(34%), 산업부문(32%), 서비스부문(29%)의 비중이 큰 것으로 나타남
 - 2017년 필리핀 가구의 전력 보급률은 92%로 아시아 평균(88%)보다 높음

9. 캄보디아²⁹⁾

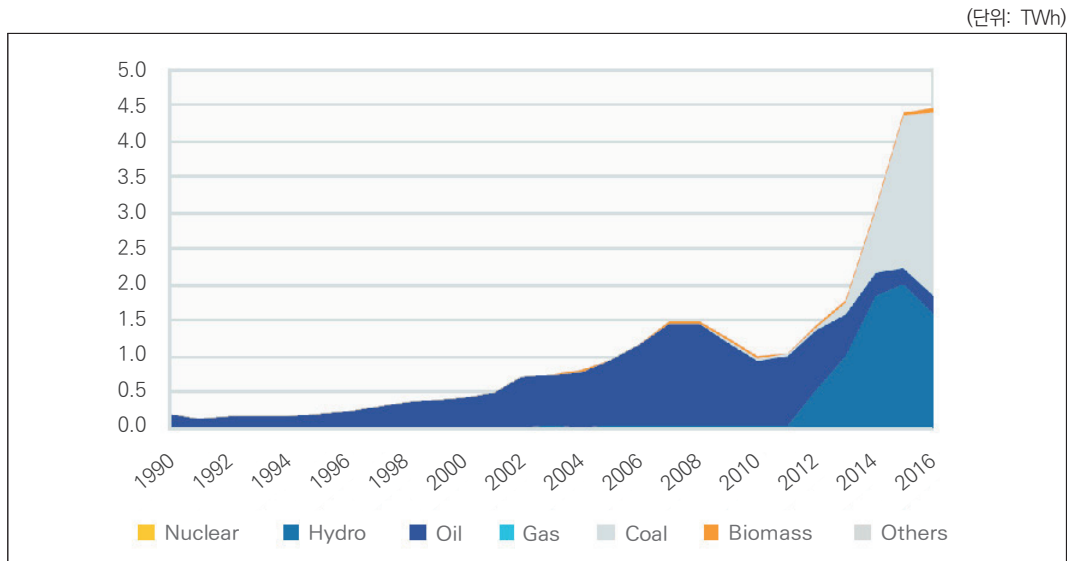
가. 에너지 공급

- 캄보디아는 전원믹스를 석유 중심에서 수력과 석탄으로 전환하였음
 - (부존자원) 캄보디아의 잠재적 자원량에 대해서는 알려진 바가 거의 없음. 경제적으로 이용 가능한 수력의 잠재력은 19TWh이며, 총 88TWh 정도인 것으로 추산됨(2016년 기준). 원유는 183bml, 천연가스는 50Bcm 정도의 매장량이 있는 것으로 추정됨(2016년 기준).
 - (발전설비) 기존 설비의 재건과 신규 설비의 가동으로 총발전설비는 2000년 137MW에서 2016년 1.66GW로 증가하였음. 발전설비는 수력 56%, 석유 18%, 석탄 24%, 바이오매스 2%로 구성됨

29) 캄보디아 편의 내용은 Enerdata, "Country Energy Report, Cambodia," 2019. 2를 참고하여 작성하였음

- (발전량) 발전량은 2014년 72%, 2015년 44% 증가하여 2016년 4.4TWh을 기록함
 - 전력생산은 2004-2007년 기간 동안 빠르게 증가하였지만, 2010년 이후 석유화력발전의 감소로 둔화되었음. 2010년 이후 발전량 증가는 수력발전 증가에 기인하고, 석탄발전은 2013년 이후 가동하였음
 - 2016년 캄보디아의 전원믹스는 석탄(57%), 수력(36%), 석유(6%), 바이오매스(1%)로 구성됨
 - 캄보디아는 총전력공급의 59%를 수입에 의존하는데, 수입량 총 2.6TWh 중 70%는 베트남, 30%는 태국으로부터 수입함(2016년 기준)

[그림 III-26] 캄보디아의 에너지원별 발전량 변화 추이(1990-2016년)



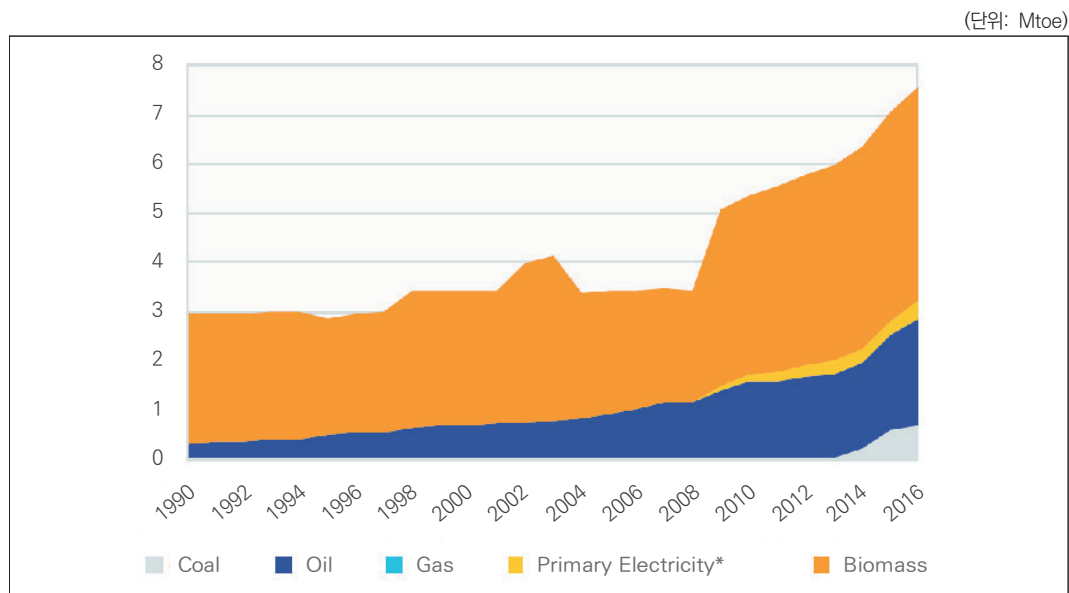
출처: Enerdata, "Country Energy Report, Cambodia," 2019. 2, p.12

- (석유) 1990년대 초, 4개의 근해지역에서 탐사 활동이 이루어진 바 있지만, 캄보디아에서 원유를 생산하지는 않고, 전량 싱가포르와 태국으로부터 수입함(22Mt 규모, 2016년 기준)
- (석탄) 2013년 캄보디아 최초의 석탄 화력발전소가 가동되면서 상당량의 석탄을 수입하기 시작하여, 2016년 수입량은 2013년보다 13배 증가한 1.5Mt를 기록함

나. 에너지 수요

- 캄보디아에서는 에너지 소비의 절반 이상을 바이오매스에 의존함
 - 캄보디아의 총에너지 소비량은 2008년 이후 연간 10.4%씩 증가하여 2016년에는 7.6Mtoe, 1인당 에너지 소비는 0.48toe(379KWh 전력 포함)를 기록함
 - 바이오매스는 석탄과 수력으로 대체되고 있지만, 2016년 에너지믹스에서 바이오매스가 차지하는 비중은 57%로 여전히 매우 높은 수준임. 석유는 에너지믹스에서 두 번째로 큰 비중(29%)을 차지하고 있지만, 점유율은 감소하는 추세임(2010년 30%)
- [최종에너지 소비] 2016년 캄보디아의 최종에너지 소비는 6.4Mtoe로, 가정 및 서비스부문이 57%를 차지했으며 수송(25%), 산업(17%)부문이 뒤를 이음. 바이오매스의 대부분은 가정부문에서 소비한 반면, 석유제품의 76%는 산업부문에서 소비됨

[그림 III-27] 캄보디아 에너지원별 소비량 변화 추이(1990-2017년)



주: 원자력(1TWh=0.26Mtoe), 수력 및 풍력(1TWh=0.086Mtoe). 지열(1TWh=0.86Mtoe)로 환산하여 1차 전력에 포함됨.
출처: Enerdata, "Country Energy Report, Cambodia," 2019. 2, p.16

IV. 천연가스 수입 설비 도입 현황과 계획

1. LNG 수입 설비

- LNG는 Liquefied Natural Gas의 약자로 천연가스를 -160°C 이하 온도에서 냉각 압축하여 액체 상태로 만든 것임. 따라서 LNG를 운반하고 저장하여 사용하기 위해서는 특별한 설비들이 필요함
 - LNG를 생산할 때뿐만 아니라 운반, 저장, 재기화를 위해서 고가의 대규모 장치가 필요하기 때문에 LNG 수입업은 장치산업이라 할 수 있음
 - LNG 인수 터미널 건설을 위해서는 상당한 초기 투자비용이 필요함
- LNG 인수 터미널은 하역, 저장, 재기화, 배관 설비로 이루어짐
 - (하역 설비) LNG는 폭발성이 있는 위험물질이기 때문에 LNG 운반선이 안전하게 액화 가스를 하역하기 위해서는 특별한 설비가 필요함
 - (저장 설비) 단열 배관을 통해 운반한 액체 상태의 LNG를 저장하는 특수 탱크가 필요함. 가스의 외부 누출을 막기 위해 고압에 견디는 특수한 철강과 콘크리트로 건설해야 함
 - (재기화 설비) 액체 상태의 가스를 일반 수용가에 공급하기 위해서는 다시 기체 상태로 환원하는 작업이 필요함. 이를 위해 프로판 가스 등을 사용하여 가열을 하거나 해수의 열을 사용하는 방식이 있음
 - LNG를 다른 연료와 차별화되는 점이 바로 재기화 설비인데, 이 재기화 설비가 가장 기술 집약적이고 전체 플랜트의 효율을 결정하는 설비임
 - (배관 설비) LNG 운송 배관은 상당한 압력을 견뎌야 하고 단열도 고려해야만 함. 에너지 전환을 고려하면서 LNG의 배관 설비가 더욱 중요해지고 있는데, LNG뿐만 아니라 그린수소나 바이오메탄과 같은 에너지 매개체의 운반에 사용할 수 있기 때문임
- 부유식 액화천연가스 저장·재기화 설비(Floating Storage, Re-gasification Unit, FSRU)는 기존 LNG 운반선에 재기화 설비를 탑재한 것으로서 LNG 수입 시장에서 새로운 트렌드로

자리잡고 있음

- 수입 항구에 LNG 저장과 재기화 설비를 건설할 필요 없이 하역 시설만 설치하여 놓고 기체화된 천연가스를 직접 공급받는 방식임
- 기존 육상 터미널을 건설하는 것과 비교하여 초기 투자금액이 저렴하고, FSRU와 하역 시설 건설에 더 짧은 시간이 소요되는 것이 장점임. 또한 소규모의 물량을 수입하는데 적합하여 공급의 유연성을 확보할 수 있음
- 대규모 물량을 처리할 수 없기 때문에 육상 인수기지와 비교했을 때 규모의 경제를 실현할 수 없다는 단점이 있음
- 동남아시아, 중남미, 아프리카 등지의 신흥국에서 FSRU를 활발히 도입하는 추세임

2. 인도

가. 에너지정책 방향

- [에너지정책 기조] 인도는 2003년 이후 급속한 산업화와 도시화로 높은 경제성장을 기록하였으며, 이로 인해 급속한 에너지수요 증가와 소비구조 변화를 겪고 있음
 - 인도의 GDP 성장률은 2017년 7.2%, 2018년 6.8%를 기록하였으며, 2019년 GDP 성장률은 7.0%, 2020년은 7.2%에 달할 것으로 추정됨³⁰⁾
 - 1차에너지 소비는 2017년 882.8Mtoe를 기록하여 전 세계 국가 중 3위의 소비대국 위치(중국 3,063.40Mtoe, 미국 2,155.2Mtoe)를 점하고 있음
 - 인도의 에너지 수급은 화석연료에 크게 의존(석탄 44.3%, 석유 25.3%, 가스 5.8%)하고 있으며, 특히 석탄의존도는 꾸준히 증가하고 있음
- 이에 따라 인도 정부는 에너지 소비 증가에 대비하기 위해 ▲석유·가스 생산 증대, ▲재생에너지원 발전설비 확충, ▲전력화율 제고, ▲가스관 구축을 통한 에너지공급 역량을 확충하고자 함
 - (석유·가스 생산 증대) 인도는 석유 공급역량을 확충하기 위한 정책방안으로 자국의

30) IMF, *World Economic Outlook*, 2019.7.

석유자원 개발 확대와 함께 석유 수입선 다변화 정책을 전개하고 있으며,³¹⁾ 이의 일환으로 정부는 2022년까지 원유 생산량을 150~155Mt까지 확대시키겠다는 목표하에 ‘탄화수소 광업권 인가정책(Hydrocarbon Exploration and Licensing Policy, HELP)’을 도입(2016.3월)·시행 중에 있음³²⁾

- HELP는 에너지기업이 하나의 탐사허가권만으로 모든 종류의 탄화수소 자원을 탐사할 수 있도록 하였으며, 동 정책의 적용을 받는 광구에서 생산된 석유·가스 판매시, 폭넓은 재량권을 행사할 수 있도록 허용하였음
- 정부는 국내 천연가스 생산 증대를 위해 생산 여건이 열악한 매장지에서 생산한 가스에 대해 가스 판매가격 및 마케팅 자율화 등 인센티브를 제공하기로 결정(2016년 3월)하였음
- (재생에너지원 발전설비 확충) 정부는 2022년까지 재생에너지 발전설비용량을 227GW로 확대하는 목표에서 더 나아가 2027년까지 275GW로 증설·확대하고자 함(국가에너지계획, NEP)³³⁾
 - 인도 정부는 국가태양광미션(National Solar Mission)을 수립·개정(2015년)하여 2022년까지 태양광 발전설비용량을 100GW로 확대하는 목표를 설정하였으며, 2019-20회계연도에 태양광발전 프로젝트에 약 4억 3천만달러의 예산을 책정하였음³⁴⁾
- (전력화율 제고) 인도는 2019년까지 모든 마을(census villages)에 전력 공급, 2022년까지 전 국민에 전력 공급(24x7 electricity)을 목표로 설정하였음
 - 이에 따라 인도는 2017년 10월부터 2,600만 가구에 전력을 공급하였으며, 2019년 3월 27일 기준 20,000가구 정도가 전력을 공급받지 못하는 상태였으며 2019년 말까지 인도 전체 가구를 대상으로 전력화율 100%를 달성할 수 있을 것으로 전망됨³⁵⁾
- (가스관 구축) 정부는 중부지역에서 동북지역까지 천연가스를 공급하기 위해 3,400km에 달하는 가스관 건설을 추진하고 있음³⁶⁾

31) 인사이트, 제17-17호, 2017.5.22, p.5

32) Enerdata, “Country Energy Report, India,” 2019.3.

33) Enerdata, “Country Energy Report, India,” 2019.3.

34) BNEF, “Modi’s India budget is long on promises, short on funds,” 2019.7.10.

35) BNEF, “India Set to Reach 100% Rural Electrification, Officially,” 2019.3.28.

36) 인사이트, 제19-19호, 2019.5.23, pp.41~42.

- 인도 동북지역에서 가스 수요가 증가하고 있지만 가스공급 인프라가 미흡하며, 발전용 연료 및 석유정제시설용 가스 공급을 위한 가스관 건설이 요구됨

나. 천연가스 생산·수입 현황

- [천연가스 공급 잠재량] BP社에 따르면, 2018년 인도의 가스 확인매장량은 1.3Tcm(약 45.5Tcf)으로, 세계 매장량의 0.7%를 차지하며, 가채연수는 46.9년으로 평가됨
 - 인도의 가스 확인매장량은 1998년에 0.6Tcm, 2008년 1.0Tcm, 2017년 1.2Tcm으로 매장량이 지속적으로 증가하였음³⁷⁾
 - 2018년 기준 인도의 가스 생산량은 115만MMcf이며, 그중 해상(77만MMcf)에서 주로 생산되고 있으며, 육상에서는 주로 북동부 지역(16만MMcf), Rajasthan州(6만MMcf) 및 Gujarat州(5만MMcf)에서 생산됨³⁸⁾
 - 한편, BP社의 CEO는 인도의 미발견 천연가스 매장량은 100Tcf에 달해 2050년까지 국내 가스 수요의 50%를 충족할 수 있을 것으로 전망하였음(2019.10.14.)³⁹⁾
 - BP社는 Reliance社와 함께 50억달러를 투자하여 2020년부터 1Bcf/d 규모의 가스를 신규 개발·공급할 예정임. 또한, 가스충전소를 기존 1,400개에서 2023년까지 5,500개로 확대할 계획을 밝혔음
- [천연가스 수요] 인도는 경제 성장에 따른 에너지 소비 증가와 대기오염 문제 해결을 위해 국내 가스 수요가 증가하고 있음
 - 인도 정부는 대기오염이 심각해짐에 따라 국가 차원의 '청정대기프로그램(National Clean Air Programme, NCAP)' 시행을 결정(2019.1.10.)하여, 2019년부터 향후 5년간 2017년 대비 PM2.5와 PM10 농도를 2024년까지 20~30%까지 감축하는 것을 목표로 두었음⁴⁰⁾
 - 동 프로그램에서는 노후 석탄화력발전소의 단계적 폐지 및 가스화력발전소로의 전환을 추진하고자 함. 또한, 산업부문 연료규제의 일환으로 가스 사용을 촉진하는 한

37) BP, "Statistical Review of World Energy 2019," 2019.6.

38) IHS Markit, "India LNG Data Sheet," 2019.6.18.

39) Energy World, 2019.10.14.

40) 인사이트, 제19-3호, 2019.1.21., pp.30~31.

편, 석탄 등 고체연료 사용에 대해서는 SO₂, NO_x, PM_{2.5} 배출기준을 강화할 계획임

- 또한, NEP 2018에 따르면, 인도 정부는 2026-27회계연도까지 48.3GW 규모의 석탄화력발전소를 점진적으로 폐지하여 대기오염 물질을 저감시키고자 함. 이에 따라 2022년까지 인도의 석탄화력발전소의 발전설비용량이 217GW, 2027년에는 238GW에 그칠 것으로 전망됨⁴¹⁾
 - 인도 정부는 1차 에너지믹스 중 가스의 비중을 지난해 6.5%에서 2030년까지 15%로 확대하고자 하며, 이의 일환으로 LNG 수입 터미널을 신·증설하고 국내 도시가스 보급을 확대하고자 함⁴²⁾
- 인도 석유천연가스부에 따르면, 2018-19회계연도에 인도의 가스 수요는 1억 4,800만 Sm³/d였으며, 이 중 절반 이상을 LNG로 수입하였음⁴³⁾
 - BP에 따르면, 인도의 천연가스 수요는 1980년 이래로 꾸준히 증가하여 2018년 58.1Bcm에 달했으며, 1980-2018년 연평균 증감률은 11.9%임⁴⁴⁾

〈표 IV-1〉 인도의 2018-19회계연도 부문별 가스 수요

(단위: 백만 Sm³/d)

	도시가스	원료(Fertilizer)	발전	산업	계
국내 천연가스	14.36	17.18	25.11	14.05	70.70
LNG	10.91	23.85	8.07	34.49	77.32
계	25.27	41.03	33.18	48.54	148.02

출처: Ministry of Petroleum and Natural Gas 홈페이지

- [LNG 공급역량 변화] 인도는 2004년까지 천연가스를 자급하였으나 가스 수요 증가와 국내 가스 생산 감소에 따라 이후 순수입국으로 전환되었으며, 2018년 인도의 LNG 수입량은 30.6Bcm으로 세계 LNG 수입량의 7.1%를 차지하였고, 2007-2017년 기간 동안 연평균 9.6%씩 증가하였음⁴⁵⁾

41) Enerdata, "Country Energy Report, India," 2019.3.

42) 인사이트, 제19-32호, 2019.9.6., pp.

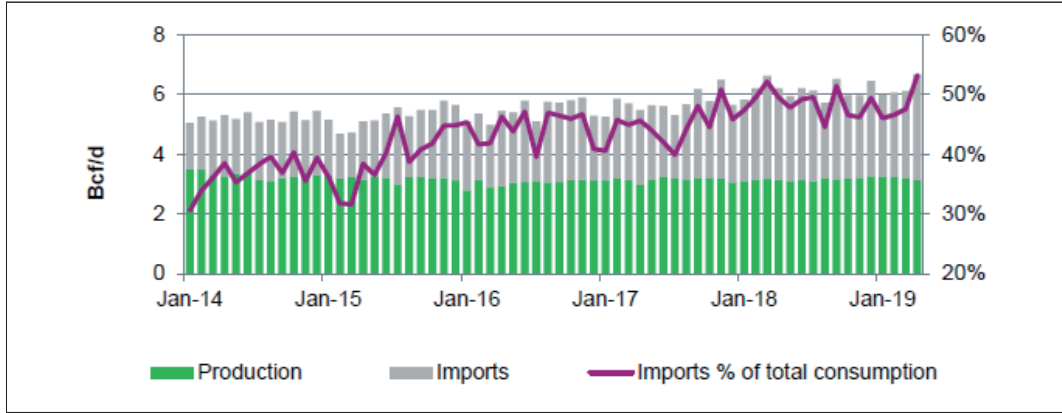
43) Ministry of Petroleum and Natural Gas 홈페이지, <http://petroleum.nic.in/natural-gas/about-natural-gas>(검색일: 2019.10.18.)

44) BP, "Statistical Review of World Energy 2019," 2019.6.

45) 인사이트, 제17-17호, 2017.5.22., pp.3~21.; BP, "Statistical Review of World Energy 2019," 2019.6.

- IHS Markit에 따르면, 국내 가스 생산량 증가세 둔화로 2018년부터(2019년 1분기 제외) 인도의 LNG 수입이 증가하였음. 또한, 최근 아시아 LNG 현물가격 하락으로 향후 몇 달간 국내의 LNG 수요 및 수입이 증가할 것으로 전망됨

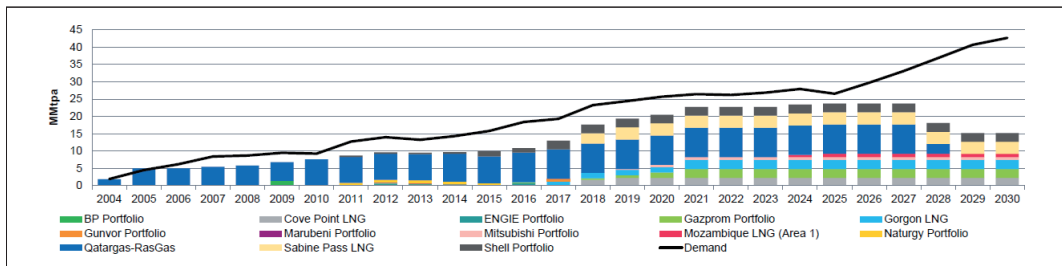
[그림 IV-1] 인도의 가스 생산과 LNG 수입 추이(2014년~2019.4월)



출처: IHS Markit, "India LNG Market Profile," 2019.6.18.

- 인도의 LNG 수요는 국내 천연가스 생산에 크게 좌우되는데, 2020년 후반부터 가스 생산 감소로 LNG 수요가 큰 폭으로 증가할 것으로 전망됨
- 또한, 인도는 상대적으로 저렴한 카타르로부터 LNG를 주로 공급받고 있는데, Qatargas社와의 공급계약(2028년 만료예정)을 연장하지 않는다면, 이후 LNG 수급불균형이 커질 것임

[그림 IV-2] 인도의 LNG 수요와 공급계약 추이 및 전망(2004-2030년)



출처: IHS Markit, "India LNG Market Profile," 2019.6.18..

다. 천연가스 인프라 확충 계획

- [LNG 재기화설비 현황] 2019년 9월 기준 현재 인도 내 가동 중인 LNG 터미널은 5개 입⁴⁶⁾
 - (Dahej) Gujarat州에 위치한 동 프로젝트는 생산능력이 5MMtpa로 건설되었으며, 이후 15MMtpa 규모로 확장되었음. 현재 추가 2.5MMtpa 확장 건설을 추진 중임⁴⁸⁾
 - (Hazira) Shell社와 Total社가 운영하는 동 프로젝트는 5MMtpa 규모로 2005년 가동 개시하였음. 향후 10MMtpa로 확대될 것으로 전망됨
 - (Dabhol, Kochi) Dabhol과 Kochi 재기화설비는 각각 GAIL社·NTPC社와 Petronet LNG社가 운영하며 2013년 가동 개시하여 처리능력은 각각 5MMtpa임
 - (Ennore) IOC社가 운영하는 Tamil Nadu州에 위치한 Ennore LNG 프로젝트는 처리능력 5MMtpa 규모로 인도 남동지역의 가스 공급을 위해 2015년 11월 착공하여 2018년 11월 완공되었으며, 2019년 3월 인도 정부가 상업가동을 승인하였음⁴⁹⁾

- [LNG 재기화설비 전망] 건설 중인 터미널 4개, 계획 중인 터미널 6개로 총처리능력이 72.5MMtpa에 달함
 - (건설 중 프로젝트) 인도 동북지역에 위치한 Dhamra LNG 프로젝트는 국영석유기업 Indian Oil Corp(IOC)와 Adani社가 운영하며 연간처리능력은 500만톤임. 2018년 12월 석유천연가스부 장관은 동 프로젝트가 2019년 5월 치러지는 총선에 맞춰 가동 가능할 것이라고 밝혔지만, IHS Markit은 2021년 상업가동이 가능할 것으로 전망함⁵⁰⁾
 - 이 프로젝트의 가동 개시로 인도 동북지역의 증가하는 가스수요를 충족할 수 있을 것이며, 동 지역에 위치한 IOC의 정제시설 연료로도 사용될 것임.
 - (제안 프로젝트) LNG Bharat Private Ltd는 인도 동부 Andra Pradesh州 Krishnapatnam 항에 부유식 저장·기화설비(floating storage and re-gasification unit, FSRU) 건설을 계획 중에 있으며, 건설비용은 150억~170억루피일 것이라고 밝혔음

46) 인사이트. 제19-32호, 2019.9.9, pp. 37~39.

47) IHS Markit, "India LNG Market Profile," 2019.6.18.

48) Petronet LNG 홈페이지, https://www.petronetlng.com/Dahej_LNG_Terminal.php(검색일: 2019.10.22.)

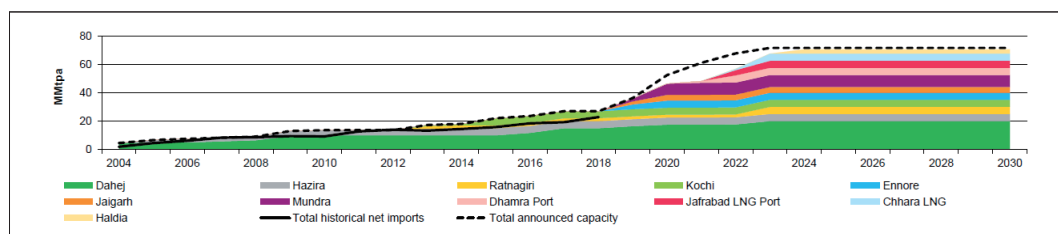
49) 인사이트, 제19-10호, 2019.3.15, pp. 30~32.

50) 전게서.

(2019.8.26.).⁵¹⁾

- 동 FSRU는 2022년 상업가동 예정이며, 연간 처리능력은 100만톤에서 300만~500만 톤으로 확대될 것임
- 신규 LNG 재기화설비와 파이프라인 건설 확장으로 인도 내 안정적으로 가스 공급을 제공할 수 있을 것이나, 2020년대 후반에는 증가하는 가스 수요를 충족시키기 위해 더 많은 LNG 재기화설비 용량이 필요할 것으로 전망됨

[그림 IV-3] 인도의 LNG 수입과 재기화설비 용량 추이 및 전망(2004-2030년)



출처: IHS Markit, "India LNG Market Profile," 2019.6.18.

- [국내·외 가스관 인프라 구축] 인도 정부는 원활한 가스공급을 위해 국내·외 가스관 구축을 추진하고자 함
 - (가스 주배관망 구축) 인도 정부는 Assam주 내 주요 도시들을 잇는 1,656km, 건설비 900억루피(약 12억 5천만달러) 규모의 북부-동부 천연가스관(North-East Natural Gas Pipeline Grid)에 540억루피를 지원할 것이라고 밝혔음(2019.8.28.)⁵²⁾
 - 동 프로젝트는 GAIL社, IOC社, Oil India Ltd(OIL社), Numaligarh Refinery Ltd(NRL社), Oil and Natural Gas Corp(ONGC社)의 합작회사인 Indradhanush Gas Grid Limited가 운영할 예정이며, 'Urja Ganga 가스 파이프라인 프로젝트(Pradhan Mantri Urja Ganaga)'의 일환으로 동부지역의 부족한 가스 인프라 문제를 해결하기 위해 추진 중임
 - 또한, GAIL社는 중부지역에서 동북지역까지 천연가스 공급을 위해 Jagdishpur-Haldia & Bokaro-Dhamra 지역과 Barauni-Guwahati 지역을 연결하는 총연장 3,400km의 주배관망 건설을 추진하고 있으며, 인도 정부는 2016년 동 가스관 건설

51) livemint, 2019.8.26.

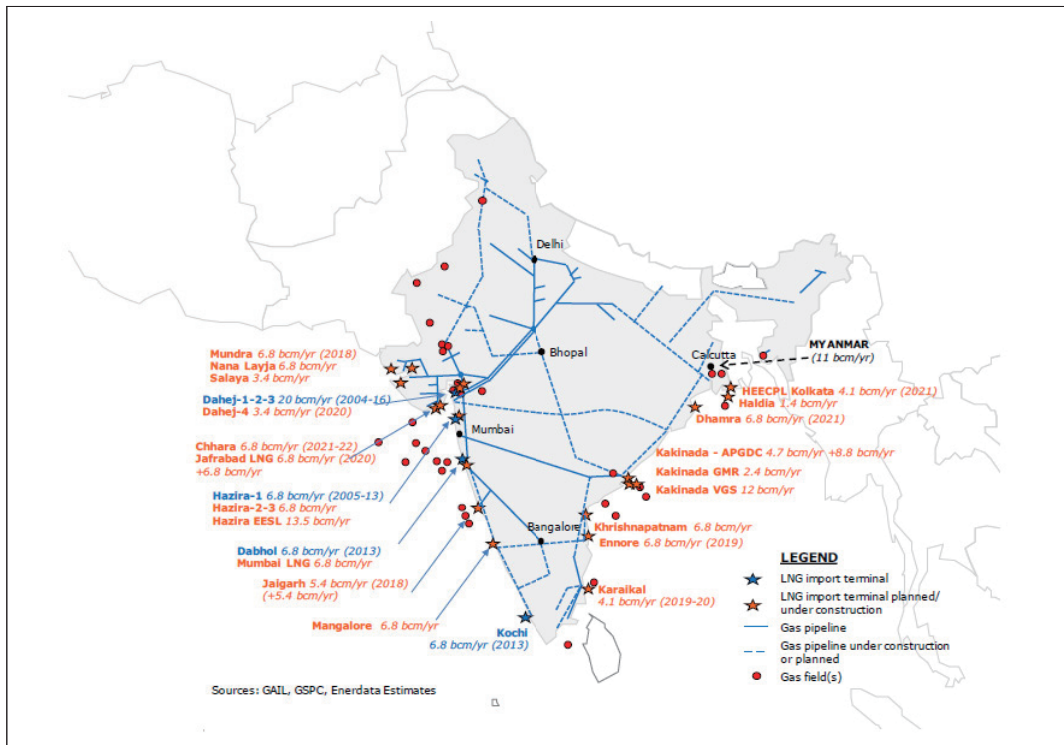
52) The Economic Times, 2019.8.28.

에 약 520억루피를 투자하였음⁵³⁾

- (배관망 네트워크) 인도 석유가스규제위원회(Petroleum and Natural Gas Regulatory Board, PNGRB)는 2018년 8월 제9차, 2019년 3월 제10차 도시가스 프로젝트 입찰에서 1조 2천억루피 규모, 136개 지역을 선정하였음⁵⁴⁾

- 이에 5년 전 34개 지역에 불과했던 배관망 네트워크가 현재 228개의 지역으로 확장되어 인구의 총 70%에 가스를 공급하고 있다고 석유천연가스부 장관이 밝혔음

[그림 IV-4] 인도의 천연가스 인프라 현황



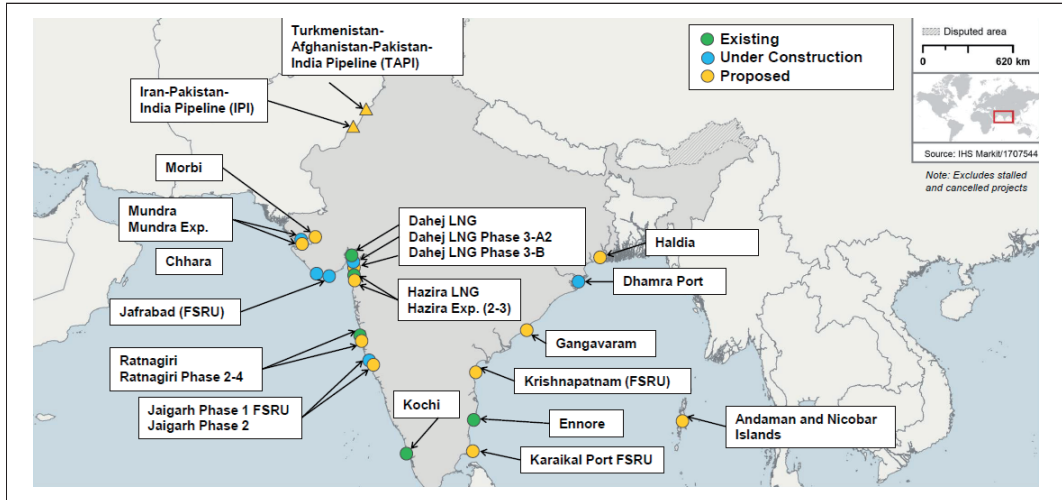
출처: Enerdata, "Country Energy Report: India," 2019. 3

53) 인사이트, 제19-19호, 2019.5.23., pp.41~42.; The Economic Times, 2019.8.28.

54) The Economic Times, 2019.8.26.

- (국가 간 파이프라인 건설) 인도는 주변 국가로부터 가스를 공급받기 위한 국가 간 파이프라인 건설을 제안한 상태지만, 아직까지 진행이 미흡함⁵⁵⁾
 - 인도, 이란과 파키스탄을 연결하는 이란-파키스탄-인도(IPI) 가스관 건설을 추진하고자 하나, 2014년 2월부터 파키스탄은 동 프로젝트 개발을 멈추었고, 인도는 2007년 미국과 핵개발협약을 맺은 후 참여가 미진함
 - 또한, 1,680km 길이의 투르크메니스탄-아프가니스탄-파키스탄-인도(TAPI) 가스관 프로젝트(100억달러 규모)는 남아시아의 에너지 부족문제 해결을 위해 2015년 말 제안되었으나, 지정학적 및 기술적 문제로 인해 진행이 미미함

[그림 IV-5] 인도의 재기화설비와 파이프라인 현황 및 전망(2019.6월 기준)



출처: IHS Markit, "India LNG Market Profile," 2019.6.18.

- [가스 충전소] 인도 정부는 저렴하고 효율적인 전기자동차의 개발이 이루어질 때까지 유류 내연기관 차량의 대체재로 CNG 및 LNG 차량을 적극 활용할 계획이며, 2030년까지 10,000개의 CNG 충전소를 보급·확대한다는 목표를 설정하였음⁵⁶⁾
 - 석유천연가스부 장관은 5년 전 938개였던 CNG 충전소가 현재 1,769개로 늘어났다고 밝혔음⁵⁷⁾

55) IHS Markit, "India LNG Market Profile," 2019.6.18.

56) Korindia, 2019.2.21.

57) *The Economic Times*, 2019.8.26.

- Petronet LNG社は 충전기지(filling station), 충전소(service station), 가스저장소 등을 포함한 ‘LNG 에코-스트럭처(LNG eco-structure)’를 구축하기 위해 향후 10년간 1,500억루피를 투자할 것이며, 초기 단계에 델리에서 첸나이(Chennai)까지 약 4,000km의 고속도로에 20여 개의 LNG 충전소를 구축할 예정임⁵⁸⁾

3. 인도네시아

가. 에너지정책 방향

- [에너지정책 기조] 인도네시아는 자국 에너지자원을 활용한 에너지 자립 실현과 국가 에너지 안보 제고를 목표로 지역 간 에너지수급 불균형 해소, 에너지믹스 다각화 및 에너지효율 증진 등을 핵심정책 기조로 하고 있음
 - (에너지수급 불균형 해소) 인도네시아 정부는 17,000개 이상의 섬으로 구성된 국토의 지역 간 에너지수급 불균형 해소 및 에너지 공급 안정성 확보를 통해 평화롭고 단결된 (peaceful and united) 국토 개발을 도모하고자 함
 - 정부는 다도해 전체에 가스를 공급하기 위하여 가스 인프라 네트워크 구축에 482억 달러의 투자비용이 필요할 것으로 전망하였음⁵⁹⁾
 - (에너지믹스 다각화) 정부는 에너지 부족 문제를 해결하고, 전력부문의 과도한 석탄 의존도 완화를 추진하고 있으며, 원자력 및 신재생에너지의 보급·확대를 통해 에너지믹스의 다각화를 추진하고 있음
 - (에너지 효율개선) 정부는 에너지효율 개선을 위해 ‘국가 에너지절약종합계획(National Master Plan for Energy Conservation(RIKEN))’을 도입(2005년)하고, 2025년까지 매년 1% 이상의 에너지/GDP 원단위 개선 목표를 설정하였음
 - RIKEN은 2014년에 개정되어 2025년까지 최종에너지 소비를 17% 감축하고, 부문별로는 산업(17%), 수송(20%), 상업·가정(15%)에서 최종에너지 소비감축 목표를 수립하였음

58) livemint, 2018.2.23.

59) Reuters, “Indonesia is unlikely to begin natural gas imports in 2025,” 2019.7.31.

□ [석유·가스 정책 과제] 인도네시아 정부는 석유와 가스 개발·생산 활동을 촉진하기 위해 다양한 정책 과제들을 수립·개정해나가고 있음

- 인도네시아 정부는 전통 석유·가스광구를 대상으로 시행하는 생산물 분배계약 (Production Sharing Contract, PSC)(MEMR Regulation No.8/2017) 제도⁶⁰⁾를 변경하여(2017.1월), 개발·생산 활동의 촉진을 꾀하고 있음⁶¹⁾
 - 석유·가스 개발운영사는 매장량 탐사 후 개발·생산 포기에 따른 위험성에 대한 책임을 정부와 나누게 되면서 초기 투자액(upfront investment cost)을 일부 확보할 수 있게 되었음
 - 수정된 생산물 분배계약이 정하는 운영사의 기본 지분은 석유 광구의 경우 43%, 천연가스 광구 48%로, 기존보다 유연해지고 개발회사에 유리한 내용으로 계약이 수정되었음
 - 또한 ‘국내공급의무(Domestic Market Obligations, DMO)’ 규정을 수립·개정하여 운영사들이 생산한 석유·가스의 최소 25%를 인도네시아 국내 시장에 인도네시아 유가 (Indonesian Crude Price, 이하 ‘ICP’)에 따라 판매하도록 정함⁶²⁾
- 에너지·광물자원부는 2014년에 ‘국가 장기 천연가스정책 계획(National Natural Gas Policy Road-map(2014~2030))’을 제시하였으며, 중기계획 ‘National Medium Term Development Plan(RPJMN 2015~2019)’에 근거하여 대기오염문제 해결을 위해 2019년까지 생산된 천연가스 중 국내 시장에 공급되는 비중을 2014년의 53%에서 64%로 확대하는 것을 목표로 제시하고 있음

나. 천연가스 생산·수입 현황

□ [천연가스 공급 잠재량] 인도네시아의 천연가스 확인(proven) 및 추정(possible) 가스매장량 규모는 143Tcf(2018년 기준)로 2010년 이후 탐사활동 위축으로 매장량 증가세가 소폭에 그치거나 감소세를 보이고 있음⁶³⁾

60) 인도네시아의 생산물 분배계약(PSC)은 개발 운영사가 석유의 탐사·개발 과정에서의 모든 위험을 부담하며, 개발 운영사는 일정 한도 내에서 투자된 비용을 생산물로 회수할 수 있으며, 투자회수 생산물을 제외한 나머지 생산물은 일정 비율로 국영석유회사와 개발 운영사에 분배됨

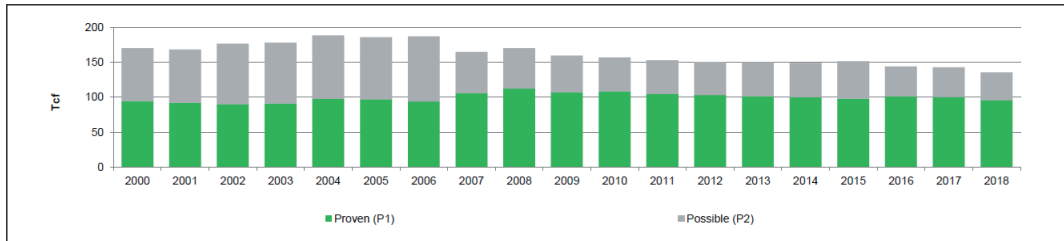
61) 인사이트, 제18-15호, 2018.4.23., pp.3~23.

62) 인사이트, 제19-7호, 2019.2.22., p.39.

63) IHS Markit, “Indonesia LNG Data Sheet,” 2019.6.26.

- BP社は 2018년 인도네시아의 가스 확인매장량은 97.5Tcf로 세계 매장량의 1.4%를 차지하며, 가채연수는 39.6년으로 평가하였음(2019.6월)⁶⁴⁾

[그림 IV-6] 인도네시아 가스 매장량 추이



출처: IHS Markit(2019.6.26.), "Indonesia LNG Data Sheet"

- 인도네시아의 가스전은 South Sumatra의 Aceh지역과 East Kalimantan에 주로 위치해 있음⁶⁵⁾
 - East Kalimantan지역 Mahakam 광구는 인도네시아 최대 천연가스 광구로 1977년 생산을 시작하였으며, 2017년 가스 1.6Bcf/d와 원유·콘덴세이트 6만 3천b/d를 생산하였고,⁶⁶⁾ 생산된 가스는 Bontang LNG 플랜트에 공급되었음

□ LNG 생산·공급 역량 변화

- 인도네시아는 동남아시아에서 말레이시아 다음가는 LNG 수출국이지만, 말레이시아와는 달리 천연가스 매장량과 생산량이 줄어들고 국내 가스 소비는 지속해서 증가해 2025년부터 LNG를 수입할 예정이라고 밝힌바 있음⁶⁷⁾
 - 인도네시아의 LNG 생산능력은 2009년 33.9MMtpa에 도달한 이후 지속 감소하여 현재는 20.0MMtpa에 불과함
 - 2004년 국내 가스 생산량의 30%가 내수용으로 소비되었고 나머지는 LNG(64%)와 PNG(6%)로 수출되었지만, 국내 가스 수요가 증가하면서 2017년에는 국내 생산량의 60%가 국내에서 소비되었고 LNG 수출은 30%로 감소하였음

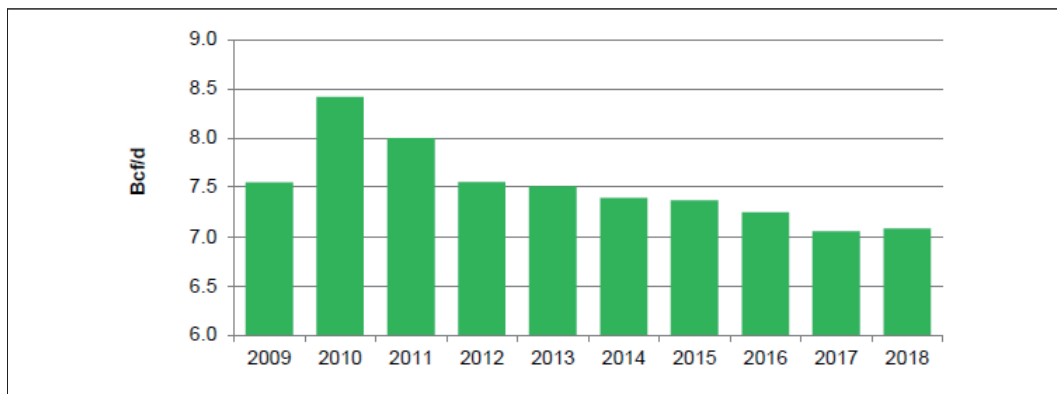
64) BP, *Statistical Review of World Energy*, 2019.6.

65) 인사이트, 제18-15호, 2018.4.23, pp.3~23.

66) Platts, "Indonesia to revise up Total and Inpex's possible stake in Mahakam block," 2017.9.15.

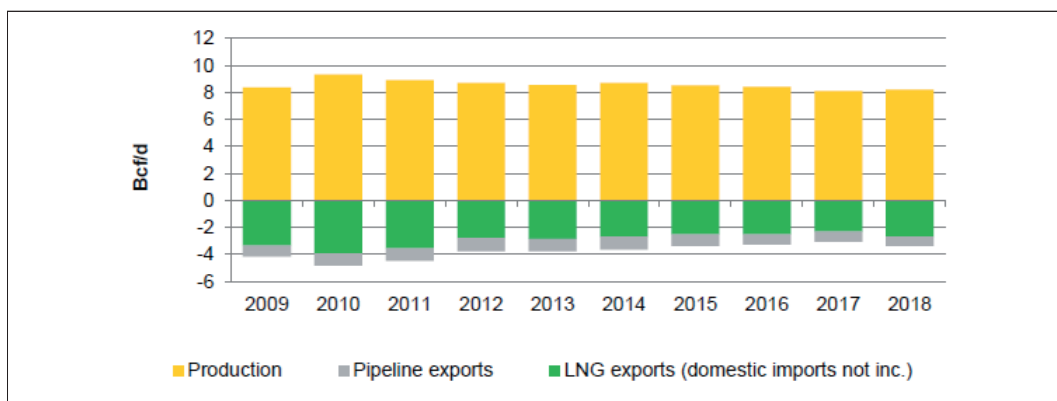
67) IHS Markit, "Indonesia LNG Market Profile," 2019.4.12.

[그림 IV-7] 인도네시아 가스 생산 추이(2008-2017년)



출처: IHS Markit, "Indonesia LNG Market Profile," 2019.8.30.

[그림 IV-8] 인도네시아 가스 공급구조 추이(2009-2017년)



출처: IHS Markit, "Indonesia LNG Market Profile," 2019.8.30.

- 그러나 인도네시아 정부의 천연가스 탐사·개발 장려로, 석유·가스 메이저들이 국내에 다수의 가스 프로젝트를 진행 중에 있으며, 정부는 이 프로젝트들이 2020년대 중반부터 생산을 시작하여 국내 가스 생산량이 늘어날 것으로 전망하고 있음⁶⁸⁾
 - BP社의 Tangguh LNG 프로젝트(West Papua 동부)의 제3 트레인이 건설 중에 있으며, 액화용량은 3.8MMtpa로 2022년 가동개시 예정임⁶⁹⁾
 - East Java에서 국영 Pertamina社가 운영사로 개발 중인 Jambaran-Tiung Biru 프로

68) 인사이트, 제19-28호, 2019.8.12, pp.38~40.

69) Reuters, "Indonesia is unlikely to begin natural gas imports in 2025," 2019.7.31.

젝트는 2021년 가동개시 예정임. 이 프로젝트는 총 45.3Bcm의 가스를 연간 2Bcm 생산하고, 이 가운데 일간 283만^m(연간 약 1Bcm)를 국영 PLN에 발전용으로, 나머지는 산업용으로 공급할 예정임⁷⁰⁾

- Repsol社는 2019년 2월 수마트라 섬 남부에 위치한 Sakakemang 광구에서 가채매장량 2Tcf에 달하는 신규 가스전(KBD-2X)을 발견하였으며, 2022년 가스 생산에 들어갈 예정임. 이 프로젝트의 지분 구성은 Repsol 45%(운영사), Petronas 45%, MOECO(Mitsui Oil Exploration Company) 10%임⁷¹⁾
- 인도네시아 석유·가스감독기관 SKK Migas에 따르면, Chevron社의 Indonesian Deepwater Development(IDD) 프로젝트가 2024년 혹은 2025년 1분기에 가동개시 가능할 것으로 판단하고 있으며, 인도네시아 정부는 Ganal과 Rapak 광구에 대해 계약이 만료되는 2027년과 2028년 이후의 PSC 연장을 추진 중임⁷²⁾
- 이에 따라 인도네시아 에너지부는 2020년대 중반 신규 가스전에서 천연가스가 생산될 예정임에 따라 내수용 LNG 수입 예정 시기가 기존에 예상했던 2025년보다 늦어질 것이라고 밝혔음(2019.7.31.)⁷³⁾

□ [국내 가스광구 개발 한계점] 정부 규제의 불확실성과 국제유가 하락으로 인한 LNG 가격 하락 등으로 신규 가스 프로젝트에 대한 투자가 위축되어 가스광구의 개발이 지연되고 있음⁷⁴⁾

- (규제 불확실성) 시장분석가들은 인도네시아의 관료주의와 규제 불확실성으로 가스 탐사·생산 활동이 저해되었다고 언급하였음⁷⁵⁾
- 일본 Inpex社의 Masela 해상광구의 Abadi LNG 프로젝트의 경우, 프로젝트 로드맵 최종합의가 지연되고 하류부문 투자가 감소한 이유로 2016년 Joko Widodo (조코위) 대통령의 정책 변경에 따라 기존 FLNG 프로젝트가 육상 프로젝트로 변경된 점이 지적되고 있음⁷⁶⁾

70) *Oil & Gas Journal*, "Jambaran-Tiung Biru drilling due next year," 2018.11.12.

71) *Energy Global News*, "REPSOL-largest gas find in Indonesia in 18 years," 2019.2.20.

72) Rambu Energy, "Indonesia: Ganal and Rapak blocks contract extension to be based on gross split scheme," 2019.1.30.

73) Reuters, "Indonesia is unlikely to begin natural gas imports in 2025," 2019.7.31.

74) 인사이트, 제19-28호, 2019.8.12., pp.38~40.; Kotra, 2018.12.14.

75) Oxford Business Group, "The Report: Indonesia 2019," 2019.

- (유가 하락) 2015년 이후 국제유가 하락으로 대체매장량 확보의 경제성이 떨어져 신규 가스탐사가 활발히 진행되지 않고 있음

〈표 IV-2〉 인도네시아 석유·가스 산업 외국인직접투자 추이(2010-2017년)

(단위: 백만달러)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
하류부문	972	2,382	1,608	1,994	1,346	2,644	1,150	845
상류부문	13,515	16,106	17,872	20,384	20,380	5,340	11,586	9,300
총계	14,487	18,488	19,480	22,378	21,727	7,984	12,736	10,145

출처: KOTRA, 「인도네시아 천연가스 시장, 이제는 주목할 때」, 2018.12.14.

다. LNG 재기화설비 현황 및 전망

- [가스 및 재기화설비 도입·확대 원인] 인도네시아 정부는 대기오염 문제 해결을 위해 천연 가스 비중을 확대하는 목표를 두었으며, 섬이 많은 지리적 특성을 고려하여 LNG 재기화 설비를 확충하고자 함
 - 그린피스와 IQ AirVisual이 2019년 3월 발간한 보고서에 따르면, 2018년 자카르타는 자동차 증가와 자카르타 부근 석탄화력발전소로 전 세계에서 161번째, 동남아시아 지역에서는 첫 번째로 대기질이 나쁜 도시였음⁷⁶⁾
 - 자카르타의 일간 평균 대기질은 WHO의 기준보다 4.5배 높은 $45.3\mu\text{g}/\text{m}^3$ (PM2.5 기준)을 기록했으며, 이는 $29.7\mu\text{g}/\text{m}^3$ 을 기록했던 2017년보다 훨씬 높은 수치임
 - 자동차 증가는 자카르타 대기오염의 주요 원인으로 지목되고 있으며, 석탄화력발전소는 동 지역 대기오염의 33~36%를 차지함
- [재기화설비 현황] 인도네시아가 운영 중인 재기화설비 용량은 2018년 기준 900만톤/년으로, ▲West Java의 Nusantara(FSRU), ▲South Sumatra의 Lampung(FSRU), ▲North Sumatra의 육상 Arun터미널, ▲Bali의 Tanjung Bena LNG로 구성되어 있음⁷⁸⁾
 - (Nusantara LNG) Pertamina社가 운영하는 동 프로젝트는 3.8MMtpa 규모로 2012년

76) UK-ASEAN Business Council, "Will a recent drop in gas output impact Indonesia's long-term prospects?," 2019.7.29.

77) The Jakarta Post, 2019.3.8.

78) IHS Markit, "Indonesia LNG Market Profile," 2019.8.30.

완공하였으며, Bontang LNG 프로젝트에서 10년간 120만톤/년의 LNG를 공급받고 있음. 또한, Tangguh와 Donggi Senoro 플랜트에서도 카고를 공급받고 있음

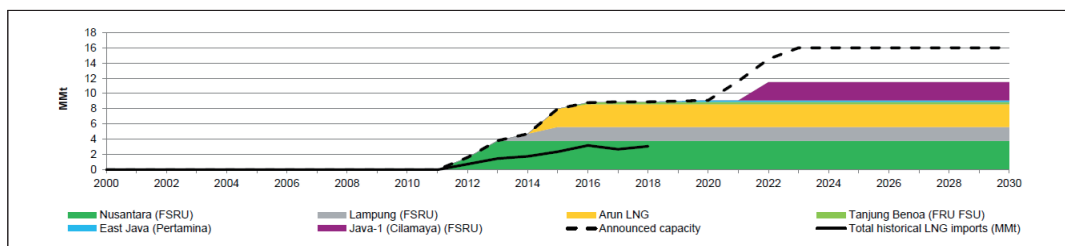
- Arun LNG 프로젝트는 북부 Sumatra에서 생산된 가스를 기반으로 하고 있으며, Bontang LNG 프로젝트는 Kalimantan 해상 가스전 천연가스에 의존하고 있음
- Tangguh 및 Donggi-Senoro LNG 프로젝트는 천연가스 공급원으로 북부 Sulawesi 지역의 Papua 가스전을 기반으로 개발되고 있음⁷⁹⁾

- (Lampung LNG) 이 설비는 1.8MMtpa 규모로 PGN社가 운영하고 있으며 2014년 7월 상업가동되었음
- (Arun LNG) 연간처리능력이 300만톤인 이 설비는 ExxonMobil社와 Pertamina社가 2010년 액화설비에서 재기화설비로 전환하는 계획을 수립하여 2015년 3월 재기화설비로 상업가동하였음
- (Tanjung Bena LNG) 인도네시아에서의 첫 번째 소규모 LNG 수입설비로, 처리능력이 0.3MMtpa이며 2016년 4월 상업가동하였음

□ [재기화설비 전망] IHS Markit에 따르면, 2030년까지 인도네시아의 LNG 재기화설비 용량은 1,600만톤/년으로 증가할 것으로 전망되며, ▲2019년 말 Pertamina社의 East Java LNG(0.2MMtpa), ▲2022년 초 Cilamaya 항에 Java-1(FSRU, 2.4MMtpa), ▲2023년 초 Java 중부의 Cilacap(FSRU, 1.5MMtpa)가 상업가동 예정임⁸⁰⁾

- 22개의 LNG 재기화설비가 제안된 상태로, 재기화설비의 처리용량이 더욱 확대될 가능성이 있음

[그림 IV-9] 인도네시아 재기화설비 용량 현황 및 전망

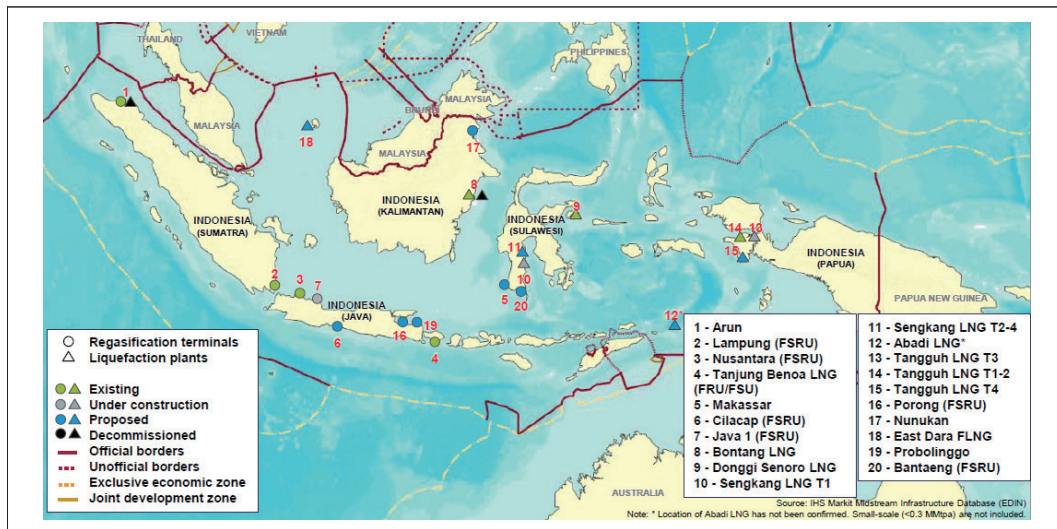


출처: IHS Markit, "Indonesia LNG Market Profile," 2019.8.30.

79) 인사이트, 제18-15호, 2018.4.23, pp.3~23.

80) IHS Markit, "Indonesia LNG Data Sheet," 2019.6.26.

[그림 IV-10] 인도네시아 액화 및 재기화설비 현황 지도(2019.8월 기준)



출처: IHS Markit, "Indonesia LNG Market Profile," 2019.8.30.

□ [재기화설비 도입·확대의 한계점] 석탄 및 PNG 등과의 가격경쟁에서 비교우위를 확보하지 못하고 있으며 기반시설 부족으로 LNG 도입에 어려움을 겪고 있음

- 재기화 터미널 운영사들은 재기화한 LNG 소비처 확보에 어려움을 겪고 있음⁸¹⁾
 - 국내 천연가스 공급사들은 ▲높은 가격, ▲수송 인프라 미비 등으로 석탄·PNG 등과의 경쟁에서 비교우위를 확보하지 못하여, 재기화 터미널 활용도가 축소되는 결과가 초래되고 있음
- 최근 몇 년간 여러 소규모 재기화설비(0.3MMtpa 미만 규모)가 제안되었으나 이 중 일부 프로젝트는 진행 상황이 더딤. 이는 기반시설 부족으로 기존에 제안된 계획을 변경해야 하는 사례가 잦기 때문으로 해석됨
- 이를 해결하기 위해 정부가 인프라 구축에 대한 지원을 확대한다면 소규모 LNG 터미널 개발이 가속화될 수 있을 것으로 전망됨

81) 인사이트, 제18-15호, 2018.4.23, pp.3~23.

4. 태국

가. 에너지정책 방향

- [에너지정책 기조] 태국은 안정적인 에너지 공급 및 에너지 자원 보존에 초점을 두고 에너지 자원의 생산을 증대하고자 함. 그러나 에너지 수입이 증가하면서 대체에너지원 확보나 에너지 효율성 증대방안에 대한 논의를 진행 중임
- 태국 정부는 경제, 사회 및 환경적 요소를 고려한 에너지 산업 활성화를 위해 ▲전원 개발계획(Power Development Plan, PDP), ▲에너지효율계획(Energy Efficiency Plan, EEP), ▲대체에너지개발계획(Alternative Energy Development Plan, AEPA), ▲가스개발계획(Gas Plan) 및 ▲석유개발계획(Oil Plan)을 포함하는 ‘태국 통합에너지청사진(Thailand Integrated Energy Blueprint, TIEB)’을 착수하였음(2014년 말)⁸²⁾
 - (천연가스 확대) 태국 정부는 2019년 1월 발표한 ‘전원개발계획(Power Development Plan 2018~2037, PDP 2018)’을 통해, 향후 20년간 석탄 사용을 줄이고 가스화력을 증대해나갈 계획임⁸³⁾
 - PDP 2018은 2037년까지 56,431MW의 신규 발전설비용량을 목표로 77,211MW의 누적 발전설비용량을 달성하고자 함. 이 중 가스 53%, 석탄 12% 및 재생에너지 20%를 목표로 설정하였음⁸⁴⁾
 - 또한, 태국 정부는 현재 천연가스계획(Gas Plan 2018-2037) 초안을 준비 중에 있으며, 이를 통해 국내 가스 개발·생산에 장려하고자 하며 LNG 수요 증가가 예상되어 LNG 수입 확대 및 수입터미널을 증설하고자 함⁸⁵⁾
 - (재생에너지 확대) 태국 정부는 ‘대체에너지개발계획(Alternative Energy Development Plan 2017-2037)’을 수립·개정(2018년)하여, 2037년까지 재생에너지 발전설비용량을 29.36GW로 확대(총발전설비용량의 33%)하고자 함⁸⁶⁾
 - 이 중 태양광 15.57GW, 바이오매스 5.79GW, 풍력 2.99GW, 수력 3GW, 폐기물

82) Ministry of Energy, “Thailand’s Gas Policy,” 2018.3.27.

83) The Diplomat, 2019.3.9.

84) 한국무역투자진흥공사, 「향후 20년간 태국 전력개발 로드맵, 전력개발계획 수정안 발표」, 2019.3.8.

85) Bangkok Post, 2019.7.24.

86) Vietnam Plus, 2019.7.5.

0.9GW를 차지함.

- (에너지효율 증대) 태국 정부는 에너지 안보 문제를 개선하고 증가하는 전력수요 해결을 위해 '에너지효율계획(Energy Efficiency Plan 2015-2036, EEP)'을 수립하여(2015년), 2036년까지 90TWh를 절약하고 2010년 대비 에너지집약도를 30% 감축하고자 함⁸⁷⁾
- 또한, 태국은 2050년까지 지속가능한 저탄소 성장 및 기후변화 대응을 위해 '기후변화 마스터플랜(Climate Change Master Plan) 2015-2050'을 2015년 7월 의회의 승인을 받았으며, 이를 통해 단기(~2016년), 중기(~2020년), 장기(2020~2050년) 목표를 설정하였음
 - 단기목표: 중장기 온실가스 배출 감축목표를 수립하고 이를 위한 각 산업부문별 로드맵 설정 등 제도적 기반을 확립하고자 함
 - 중기목표: 2021년까지 에너지 및 수송부문의 온실가스 배출량을 2005년 대비 7~20% 감축, 2021년까지 신재생에너지원 발전전력 소비를 25% 이상 증대, 국민 1인당 녹지 10m² 이상을 확보하고자 함
 - 장기목표: 2030년까지 에너지집약도 25% 이상 감축(BAU 대비), 대중교통 이용 장려, 육상 수송으로 인한 온실가스 비중 등을 감축하고자 함

나. 천연가스 생산·수입 현황

- [천연가스 공급 잠재량 및 생산 현황] BP에 따르면, 2018년 태국의 가스 확인매장량은 0.2Tcm(약 6.6Tcf)으로, 세계 매장량의 0.1%를 차지하며, 가채연수는 5.0년으로 평가됨⁸⁸⁾ 태국의 가스 생산량은 전 세계 경제 둔화 및 상류부문 투자 부족 등으로 2014년부터 4년간 지속 감소하여 2018년 3.5Bcf/d에 그쳤음⁸⁹⁾
- 태국의 가스 확인매장량은 1998년에 0.4Tcm, 2008년 0.4Tcm, 2017년 0.2Tcm으로 매장량이 지속적으로 감소하였음
 - 태국의 가스는 주로 태국만(Gulf of Thailand) 내 해상가스전에서 생산되고 있으며,

87) IEA, Thailand, Energy Efficiency Plan(2015-2036), <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/thailand/name-155180-en.php>(검색일: 2019.11.5.)

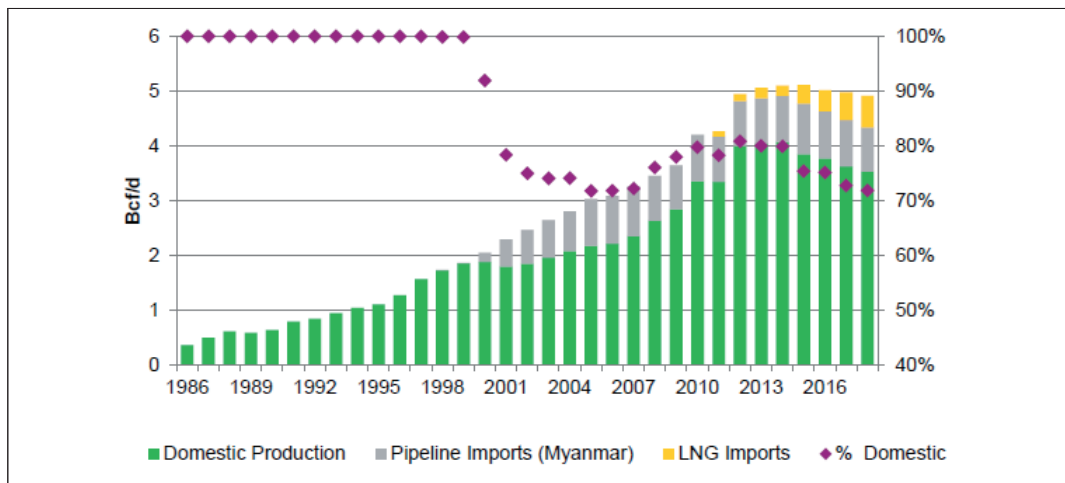
88) BP, "Statistical Review of World Energy 2019," 2019.6.

89) IHS Markit, "LNG Market Profile: Thailand," 2019.8.30.

특히 Erawan 가스전(2018년 기준 1,291MMcf/d), Bongkot 가스전(487MMcf/d) 및 공동개발구역(Joint Development Area, JDA, 510MMcf/d)에서 국내 총가스 생산량의 약 65%가 생산되고 있음⁹⁰⁾

- 태국은 2008년 제20차 석유·가스 개발 프로젝트 입찰이 완료된 이후, 제21차 석유·가스 개발 프로젝트 입찰은 2014년으로 계획하였으나, 재정·정치적 문제로 신규 입찰이 아직 시행되지 않아 국내 신규 가스전 개발이 미흡한 상황임⁹¹⁾

[그림 IV-11] 태국의 천연가스 공급 추이



출처: IHS Markit, "LNG Market Profile: Thailand," 2019.8.30.

- [LNG 공급 역량 변화] 태국은 천연가스 수요가 증가하고 있으나, 국내 천연가스 생산 하락과 미얀마로부터의 PNG 수출 감소 및 불확실성이 대두되면서 LNG 수입을 확대시켜 국내 가스수요 증가에 대응하고자 함⁹²⁾

- 태국은 2011년부터 LNG를 수입한 후, 지속 증가하여 총가스공급 중 LNG의 비중은 2015년(260만톤) 7%에서 2018년(440만톤) 12%로 늘어남⁹³⁾
- 태국 에너지부는 인구 증가와 경제성장에 따른 전력수요 증가, 발전·수송용 연료로서

90) IHS Markit, "LNG Market Profile: Thailand," 2019.8.30.

91) Upstream Online, 2018.3.21.

92) 인사이트, 제17-23호, 2017.7.10., pp.62~63.

93) IHS Markit, "LNG Market Profile: Thailand," 2019.8.30.

- 가스 수요 증가가 예상되어, 향후 20년간 가스 수요가 꾸준히 증가하여 2016년 4.71Bcf/d에서 2036년 5.06Bcf/d로 증가할 것으로 분석한 바 있음
- 그러나 태국의 국내 천연가스 생산량이 감소하고 있으며, 인접국인 미얀마로부터의 PNG 수입이 불확실해지면서 LNG 수입규모를 늘려 국내 천연가스 수요를 충당하고자 함⁹⁴⁾⁹⁵⁾
 - (발전부문의 가스 수요 증가) 태국의 발전원 중 가스가 가장 큰 비중을 차지(2018년 기준 57%)하고 있으며, 총발전량이 증가함에 따라 2019년 가스 수요도 증가할 전망이다⁹⁶⁾
 - (천연가스 생산 감소) 태국 정부에 따르면, 국내 천연가스 생산이 증가하다가 2014년에 최대치인 1.5Tcf(42.5Bcm)에 달했으나, 신규 가스전 개발 저조 등으로 감소하는 추세에 있음
 - (미얀마로부터 PNG 공급 감소) 태국은 2018년 기준 총가스공급의 약 18%를 미얀마로부터 PNG 수입으로 충당하고 있는데, 미얀마는 내수공급 확대를 위해 태국으로의 추가적인 가스 수출을 제한하고자 한다고 밝힌바 있음. 이에 따라 신규 가스공급계약을 체결하기 어려울 것으로 전망됨
 - 한편, 태국 전력공사(Electricity Generating Authority of Thailand, EGAT)가 2019년 12월 최초로 LNG 현물을 수입할 계획이며, 2020년 4월에 두 번째 LNG 현물을 수입할 예정이라고 태국 에너지부 장관이 밝혔음(2019.10.21.)⁹⁷⁾
 - 에너지부 장관은, 12월 LNG 현물가격이 높지 않을 것으로 전망되어 금년 12월과 내년 4월에 각각 65,000톤의 LNG 2카고의 수입을 승인했다고 밝혔음. 또한, 이번 LNG 현물 수입은 본격적인 LNG 직수입에 앞서 시범사업의 성격을 가진 것이라고 덧붙였다
 - EGAT는 정부로부터 발전용 LNG 직수입 허가를 받아, 말레이시아 국영 Petronas社로부터 8년간 1.5MMtpa의 LNG 장기수급계약(SPA)을 체결하고자 하였으나(2019.5월), 정부가 EGAT의 LNG 도입계약 체결을 무기한 연기시킨 바 있음⁹⁸⁾

94) Platts, 2019.10.2.

95) *Bangkok Post*, 2019.5.21.

96) IHS Markit, "LNG Market Profile: Thailand," 2019.8.30.

97) Reuters, 2019.10.21.

98) *Bangkok Post*, 2019.5.21.

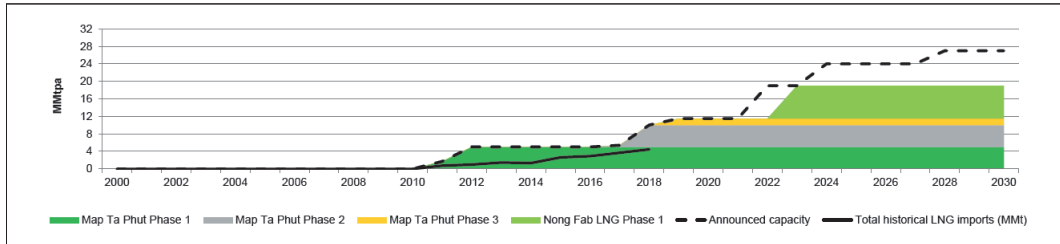
- 태국 정부는 EGAT의 LNG 직수입으로 국내 시장에 천연가스 공급과잉과 이에 따른 LNG 의무인수(TOP) 조항이 발동되는 상황을 피하기 위해 EGAT의 LNG 도입계약 체결을 연기시켰음(2019.5월)

다. LNG 인프라 확충 계획

- [현황] 2019년 10월 기준 태국 내 LNG 재기화설비는 Map Ta Phut LNG 인수터미널만 가동 중에 있으며, 총처리능력은 11.5MMtpa에 달함
 - 방콕 동남쪽 Rayong시에 위치한 Map Ta Phut LNG 인수터미널은 태국 유일의 LNG 인수터미널로, 총 3단계에 걸쳐 건설·확장되어 왔음. 제1단계는 5MMtpa 규모로 2011년 9월 가동개시하였으며, 제2단계는 5MMtpa(2017.12월 가동개시), 제3단계는 1.5MMtpa(2019년 초 가동개시)가 추가 확장되었음
- [전망] 태국은 현재 건설 중인 프로젝트를 포함하여 다수의 프로젝트를 계획 중에 있음⁹⁹⁾
 - (건설 중 프로젝트) PTT社의 Nong Fab LNG 1단계 프로젝트는 동사의 Map Ta Phut LNG 프로젝트 인근에 위치하며, 7.5MMtpa 규모로 2016년 5월 정부 승인을 거쳐 현재 건설 중임. 2022년 가동개시 예정이며, 향후 7.5MMtpa를 추가 확장하는 계획을 논의 중임
 - (제안 프로젝트) PTT社가 Chana FSRU 프로젝트(3MMtpa, 2028년 가동개시 예정)를, 그리고 태국전력공사(Electricity Generation Authority of Thailand, EGAT)가 Gulf of Thailand FSRU 프로젝트(5MMtpa, 2024년 가동개시 예정)를 제안하였음
 - 또한, 태국은 중동지역으로부터 가스 수입이 용이한 미얀마에 LNG 인수터미널을 건설한 후 국경 간 파이프라인을 통해 태국으로 가스를 공급하는 Kanbawk FSRU 프로젝트와 Dawei 프로젝트를 제안한 상태임

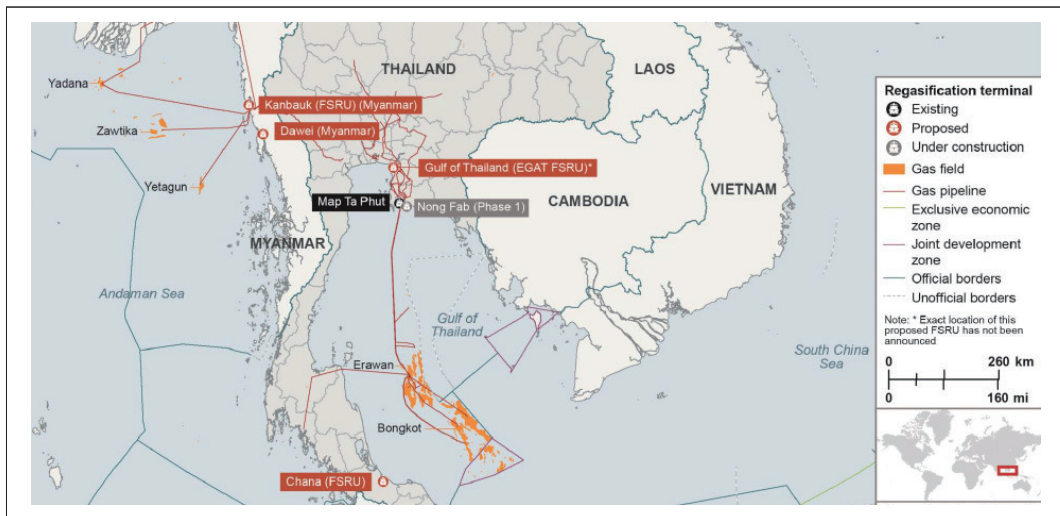
99) IHS Markit, "LNG Market Profile: Thailand," 2019.8.30.; Natural Gas Intelligence, 2019.10.3.

[그림 IV-12] 태국의 LNG 재기화설비용량 현황 및 전망



출처: IHS Markit, "LNG Market Profile: Thailand," 2019.8.30.

[그림 IV-13] 태국의 가스전 및 LNG 프로젝트 현황(2019.8월 기준)



출처: IHS Markit, "LNG Market Profile: Thailand," 2019.8.30.

- 한편, 동남아시아 최대 LNG 소비국인 태국의 에너지부 장관이 2037년까지 연간 2,300만톤의 LNG를 수입해야 할 것으로 밝히면서(2019.5월)¹⁰⁰⁾ 태국 정부의 신규 LNG 터미널 확충 움직임도 가시화되고 있음¹⁰¹⁾
 - 태국산업단지공사(Industrial Estate Authority of Thailand: IEAT)는 Gulf MPT LNG Terminal Company Ltd.의 LNG 수입 터미널 건설 프로젝트를 승인하였음 (2019.10.1.)¹⁰²⁾

100) Bangkok Post, 2019.5.21.

101) Platts, 2019.10.2.

102) Reuters, 2019.10.1.; Natural Gas Intelligence, 2019.10.3.

- 동 프로젝트는 '동부경제회랑(Eastern Economic Corridor)'의 일환으로 동부지역의 수송 네트워크 강화와 경제성장을 촉진할 것으로 전망됨
- Rayong州에 위치할 동 터미널은 2025년 가동개시 예정으로, 연간 처리능력은 500만톤이며, 향후 1,080만톤으로 확장될 계획임. 또한, 항만과 LNG 재기화설비를 포함한 건설비용은 409억바트(약 13억달러)임

V. 에너지 관련 재정과 천연가스 도입 자원 분석

1. 인도

가. 에너지 관리 거버넌스

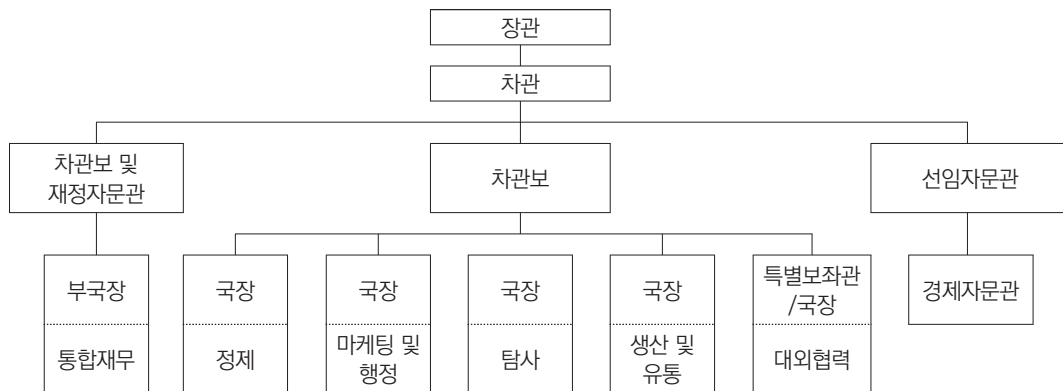
□ [거버넌스] 인도의 에너지 관련 정책 및 안건은 정부 내 4개 부 및 1개 청, 의회 내 3개 상임위원회에서 다룸

○ 에너지 유형별로 부처를 구분하며 특히 석유 및 천연가스를 중점 관리하는 부처와 상임위원회가 운영되고 있음

○ 석유천연가스부(Ministry of Petroleum and Natural Gas)는 석유 및 천연가스 자원 채굴·생산·분배와 마케팅·수출입 등 담당¹⁰³⁾

- 부처는 내각장관(Cabinet Minister)하에 차관급 1인, 차관보급 3인, 국장급에 탐사, 생산 및 유통, 정제, 마케팅 및 행정, 대외협력 5인(특별보좌관 1인 포함)과 통합재무 관련 부국장급 1인, 경제자문관 1인으로 구성됨

[그림 V-1] 인도 석유천연가스부 조직도



주: 2019.05.15. 기준

출처: Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Organization Structure 참고하여 저자 작성, <http://petroleum.nic.in/us/organization-structure> (검색일자: 2019.10.10.)

103) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, <http://petroleum.nic.in/>(검색일자: 2019.10.10.)

- 인도석유회사, 인도석유천연가스공사 등 15개의 석유 및 천연가스 관련 국영기업 (CPSE, Central Public Sector Enterprise)과 연계
- 국영기업은 각각 채굴 및 생산(upstream), 정제 및 마케팅과 분배(downstream) 역할을 담당함
- 전력부(Ministry of Power)는 수력·화력 발전과 송전·배분망, 에너지 안보 및 효율성 증대 등 전력부문 관련 정책 전반 담당¹⁰⁴⁾
 - 국가화력발전회사, 국가수력발전회사 등 15개의 전력 관련 기관과 연계
- 신재생에너지사업부(Ministry of New and Renewable Energy)는 신재생에너지의 발전 및 보급을 위한 연구, 설계, 개발, 제조 등을 담당¹⁰⁵⁾
 - 국가태양에너지연구소, 국가풍력연구소 등과 연계
- 석탄부(Ministry of Coal)는 석탄 및 갈탄 채굴·개발 관련 정책, 전략을 담당¹⁰⁶⁾
 - 인도석탄회사, 네이벨리 갈탄회사 등 국영기업과 연계
- 원자력청(Department of Atomic Energy)은 원자력 관련 정책, 관리 전반 및 R&D 등을 담당¹⁰⁷⁾
- 에너지위원회(Energy Committees)는 의회 상임위원회 중 하나로 전력부 및 신재생에너지사업부 관련 논의 진행¹⁰⁸⁾
- 석유천연가스위원회(Petroleum&Natural Gas Committees)는 의회 상임위원회 중 하나로 석유천연가스부 관련 논의 담당¹⁰⁹⁾
 - 현재 집권여당(인도국민당) 소속 Ramesh Bidhuri 의장 외 30명의 의원으로 구성되어 있음
- 석탄·철강위원회(Coal and Steel Committees)는 의회 상임위원회 중 하나로 석탄부에

104) Government of India, Ministry of Power, <https://powermin.nic.in/>(검색일자: 2019.10.10.)

105) Government of India, Ministry of New and Renewable Energy, <https://mnre.gov.in/>(검색일자: 2019.10.10.)

106) Government of India, Ministry of Coal, <https://www.coal.nic.in/>(검색일자: 2019.11.04.)

107) IAEA (2018), "Country Nuclear Power Profiles - India," <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/cnpp2018/countryprofiles/India/India.htm>(검색일자: 2019.11.04.)

108) PRS Legislative Research, "Parliamentary Committees - Energy," <https://www.prsindia.org/parliamentary-committees/2168>(검색일자: 2019.10.10.)

109) PRS Legislative Research, "Parliamentary Committees - Petroleum & Natural Gas," <https://www.prsindia.org/parliamentary-committees/2180>(검색일자: 2019.10.10.)

더하여 광업부(Ministry of Mines), 철강부(Ministry of Steel) 관련 논의 진행¹¹⁰⁾

- [전력 운영구조] 2003년 개정된 「전기법(Electricity Act)」은 전력 발전, 송배전, 거래 일체를 통합하는 것을 목표로 전력 산업 육성, 경쟁 시스템 강화, 소비자 이익 보호, 모든 지역으로의 공급, 보조금 정책의 투명성 강화 등을 골자로 함¹¹¹⁾

[그림 V-2] 인도 전력 운영구조

	중앙정부		지방정부 및 민간	
정책	전력부		지방정부	
계획	중앙전력청(CEA)			
규제	중앙전력규제위원회 (CERC)	중앙자문위원회 (CAC)	지방전력규제위원회 (SERC)	지방자문위원회 (SAC)
발전	중앙정부발전소(CGS), 메가전력프로젝트		발전회사	독립발전사업자 (IPP)
송전	중앙송전시설 (CTU)	송전 전용실시권자	지방송전시설 (STU)	송전 전용실시권자
시스템 운영	국가송배전센터 (NLDC)		민간 사업권자 (6개 지역* 내) * 아메다바드, 콜카타, 뭄바이, 수라트, 델리, 노이다	
		지역송배전센터 (RLDC)		
		지방송배전센터 (SLDC)		
분배			분배 전용실시권	
거래	거래 전용실시권자	전력거래소 (PX)	거래 전용실시권자	
심사	조사위원회			

출처: AF-Mercados EMI (2011) "Overview of Indian Power Sector and Regulations," p.12 참고하여 저자 작성, <https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/Session%203-%20Overview%20of%20Indian%20Power%20Sector%20and%20Regulations.pdf>(검색일자: 2019.11.05.)

- 중앙과 지방정부 및 민간이 모두 전력 운영에 참여하며 정책 담당기구는 중앙의 전력부 및 중앙전력청(CEA, Central Electricity Authority)과 지방정부임

- [천연가스 운영구조] 천연가스 부문은 석유천연가스부 산하 국영기업들로 운영되며 각 기

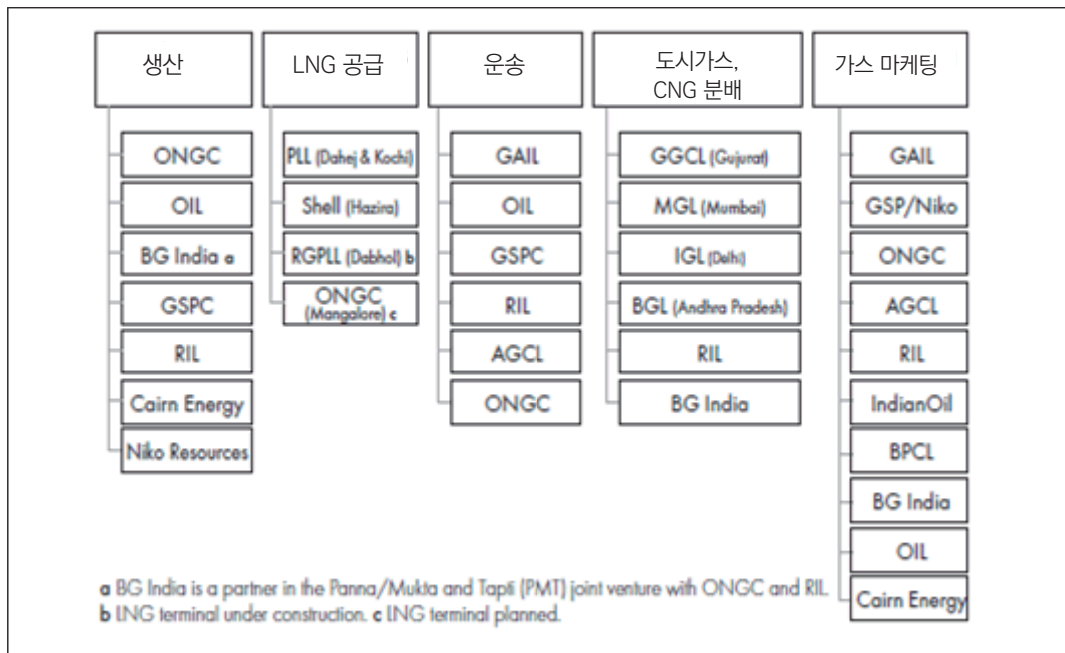
110) PRS Legislative Research, "Parliamentary Committees - Coal and Steel," <https://www.prsindia.org/parliamentary-committees/2165>(검색일자: 2019.11.04.)

111) AF-Mercados EMI(2011) "Overview of Indian Power Sector and Regulations"

업은 생산, LNG 공급, 유통, CNG 분배, 마케팅 중 일부를 담당함¹¹²⁾

- 국영기업은 인도석유천연가스공사(ONGC, Oil & Natural Gas Corporation), 해당 회사 내 해외사업부(OVL, ONGC Videsh Limited), 인도석유회사(OIL, Oil India Limited)가 대표적임
- 이외 주요 국영기업은 GAIL(Gas Authority of India Limited), IOCL(Indian Oil Corporation Limited), HPCL(Hindustan Petroleum Corporation Limited), BPCL (Bharat Petroleum Corporation Limited), MRPL(Mangalore Refinery & Petrochemicals Limited), CPCL(Chennai Petroleum Corporation Limited), NRL (Numaligarh Refinery Limited), BALMER LAWRIE(Balmer Lawrie & Company Limited), EIL(Engineers India Limited) 등임

[그림 V-3] 인도 천연가스 운영구조



출처: EAI, "India Natural Gas," <http://www.eai.in/ref/fe/nag/nag.html>(검색일자: 2019.11.04.)

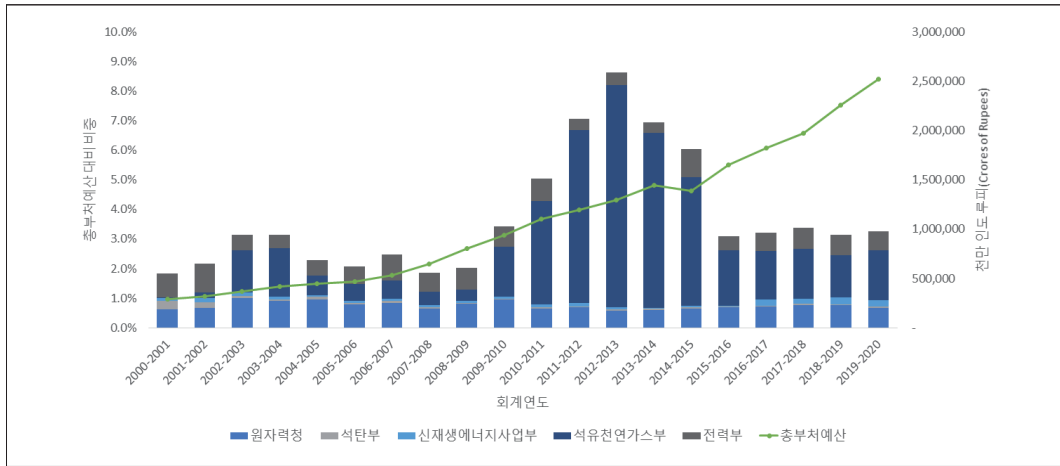
112) EAI, "India Natural Gas," <http://www.eai.in/ref/fe/nag/nag.html>(검색일자: 2019.11.04.)

나. 에너지 자원

□ [예산 규모] 인도 중앙정부의 총부처예산은 2000-01년도부터 2019-20년도까지 약 9배 증가하였으며(288,835천만→2,520,829천만루피) 에너지 관련 5개 부처 예산은 총부처예산 대비 평균 3.7%임¹¹³⁾

[그림 V-4] 인도 중앙정부 총부처예산 내 에너지 부처 비중

(단위: %, 천만루피)



주: 2000-2001년도부터 2017-2018년도는 실제 세출액, 2018-2019년도는 수정 세출예산안, 2019-2020년도는 세출예산안 기준임

출처: Government of India, Ministry of Finance, "Union Budget," <https://www.indiabudget.gov.in/>(검색일자: 2019.11.04.) 참고하여 저자 작성

- 석유천연가스부 예산 규모가 비교적 크며 특히 2010-15년간 총부처예산 대비 최고 5.9%에 달했으며 이후 1.7%대를 유지 중임
- 전력부와 원자력청은 총부처예산 대비 평균 0.6~0.7%로 예산이 집행되었으며 신재생 에너지는 0.1~0.2%로 아직 낮은 비중임
- 석탄부는 2000년대 중반까지 0.2~0.3%의 비중을 보였으나 상대적으로 비중이 점차 줄어들어 최근 0.03~0.04%까지 감소함

113) Government of India, Ministry of Finance, "Union Budget," <https://www.indiabudget.gov.in/>(검색일자: 2019.11.04.)

〈표 V-1〉 인도 중앙정부 총부처예산 내 에너지 부처 비중

(단위: %, 천만루피)

회계연도	원자력청	석탄부	신재생에너지 사업부	석유천연 가스부	전력부	에너지 5개 부처 합계	총부처예산
2000-01	0.6	0.3	0.1	0.0	0.8	1.8	288,835
2001-02	0.7	0.2	0.2	0.2	1.0	2.2	319,815
2002-03	1.0	0.1	0.1	1.4	0.5	3.1	367,282
2003-04	0.9	0.1	0.1	1.6	0.5	3.1	418,991
2004-05	1.0	0.1	0.0	0.7	0.5	2.3	443,353
2005-06	0.8	0.1	0.1	0.6	0.6	2.1	467,532
2006-07	0.8	0.1	0.1	0.6	0.9	2.5	534,102
2007-08	0.6	0.1	0.1	0.4	0.6	1.8	648,317
2008-09	0.8	0.0	0.1	0.4	0.7	2.0	803,150
2009-10	1.0	0.0	0.1	1.7	0.7	3.4	935,814
2010-11	0.6	0.039	0.1	3.5	0.7	5.0	1,100,166
2011-12	0.7	0.031	0.1	5.9	0.4	7.0	1,195,926
2012-13	0.6	0.034	0.1	7.5	0.4	8.6	1,296,739
2013-14	0.6	0.039	0.0	5.9	0.3	6.9	1,441,435
2014-15	0.6	0.050	0.0	4.3	1.0	6.0	1,387,330
2015-16	0.7	0.034	0.0	1.9	0.5	3.1	1,652,893
2016-17	0.7	0.029	0.2	1.7	0.6	3.2	1,824,994
2017-18	0.8	0.037	0.2	1.7	0.7	3.4	1,969,164
2018-19	0.8	0.035	0.2	1.4	0.7	3.1	2,254,279
2019-20	0.7	0.046	0.2	1.7	0.6	3.3	2,520,829

주: 2000-2001년도부터 2017-2018년도는 실제 세출액, 2018-2019년도는 수정 세출예산안, 2019-2020년도는 세출예산안 기준임

출처: Government of India, Ministry of Finance, "Union Budget," <https://www.indiabudget.gov.in/>(검색일자: 2019.11.04.) 참고하여 저자 작성

□ [석유천연가스 관련 지출] 2013-19년간 인도의 석유천연가스 관련 지출은 연간 평균 95,736천만루피로 이 중 대부분이 관련 국영기업을 통해 집행됨¹¹⁴⁾

114) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, *Annual Report 2018-2019*, pp.198-199 및 Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, p.135.

(표 V-2) 인도 석유·천연가스 사업 지출규모

(단위: 천만루피)

항목	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
석유·천연가스 국영기업 내부예산 및 특별예산 (IEBR, Internal and Extra Budgetary Resources)	107,092	69,829	66,119	104,426	132,003	89,335
석유천연가스부 총지원예산 (GBS, Gross Budgetary Support)	0	0	1,201	5,083	2,775	5,609
저소득가구 LPG 연결사업	0	0	0	2,500	2,252	3,200
Rajeev Gandhi 석유기술 연구소	0	0	48	100	122	0
인도국영석유비축공사	0	0	1,153	2,001	0	700
인도국영석유비축공사 2단계	1
Andhra Pradesh 석유 대학 설립	0	0	0	32	1	32
Assam & Bangalore 에너지 역량센터	2
GAIL의 Phulpur-Dhamra-Haldia 파이프라인 재원보조	0	0	0	450	400	1,674
총합계	107,092	69,829	67,320	109,509	134,778	94,944

주: 2013-14년부터 2017-18년까지는 실제 세출액이며 2018-19년은 예산안 기준임. 국영기업 지출(IEBR)에는 주요 11개 기업(OVL, ONGC, OIL, GAIL, IOCL, HPCL, BPCL, MRPL, CPCL, NRL, BALMER LAWRIE, EIL)이 포함됨. 석유 천연가스부 총지원예산(GBS)는 해당 부처 예산의 일부임

출처: Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, *Annual Report 2018-2019*, pp.198-199 및 Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, p.135 참고하여 저자 작성

- 석유·천연가스 사업 관련 지출은 2014-16년 동안 다소 감소하였으나 이후 증가한 뒤 다시 감소하고 있음
- 2017-18년 국영기업 내부 및 특별예산(IEBR)은 예산안(86,027천만루피) 대비 실제 지출액(132,003천만루피)이 증가함. 따라서 2018-19년 실제 지출액도 예산안(89,335천만루피) 대비 증가할 것으로 예상됨¹¹⁵⁾
- 2013-19년 전 기간에 걸쳐 실제 지출 대부분(약 98%)이 11개 주요 국영기업을 통해 진행됨
- 보조금 및 기타 항목을 고려한 2018-19년 석유천연가스부 예산 총계는 116,551천만루피임
 - 2018-19년 석유천연가스부 예산에는 상기 표에 서술된 사업에 추가로 LPG 및 등유 현금보조 프로그램(16,478천만 및 96천만루피), 동북부 포함 LPG 및 등유 관련 기타

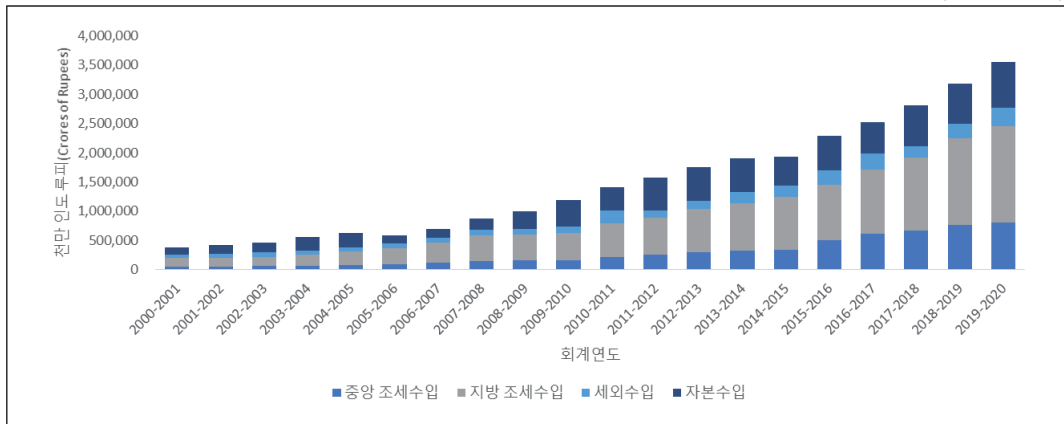
115) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, *Annual Report 2018-2019*, p.20

보조금(608천만 및 4,200천만루피) 등 총 21,607천만루피가 포함됨

- [세수 규모] 인도 정부 전체의 총세수는 2000-01년도부터 2019-20년도까지 약 9배 증가 하였으며(385,335천만→3,544,423천만루피) 조세수입 비중이 증가 중인 반면 세외수입과 자본수입의 비중이 감소세로 나타남¹¹⁶⁾

[그림 V-5] 인도 정부 세수 현황

(단위: 천만루피)



주: 2000-2001년도부터 2007-2008년도 및 2018-2019년도는 수정예산안, 2008-2009년도부터 2017-2018년도는 실제 세수액, 2019-2020년도는 예산안 기준임. 인출 현금수지(Draw-Down of Cash Balance) 및 국가재난긴급기금(National Calamity Contingency Fund)은 포함하지 않음

출처: Government of India, Ministry of Finance, "Union Budget," <https://www.indiabudget.gov.in/>(검색일자: 2019.11.04.) 참고하여 저자 작성

- 조세수입은 총세수 대비 50%대에서 70%대까지 증가하였는데 특히 중앙과 지방 세입이 모두 총세수 대비 10%p씩 증가함
 - 2019-20년 예산안 기준 중앙과 지방 조세수입은 전체 세수 대비 각각 23%, 47%로 나타남
- 세외수입의 비중은 16%에서 9%까지 감소하였고 자본수입 역시 30%대에서 20%대로 감소함

116) Government of India, Ministry of Finance, "Union Budget," <https://www.indiabudget.gov.in/>(검색일자: 2019.11.04.)

〈표 V-3〉 인도 정부 세수 현황

(단위: 천만루피)

회계연도	중앙 조세수입	지방 조세수입	세외수입	자본수입	총수입
2000-01	52,418	144,403	61,763	126,751	385,335
2001-02	52,845	142,348	70,224	148,061	413,478
2002-03	56,141	164,177	72,759	161,779	454,856
2003-04	65,784	187,539	75,488	221,461	550,272
2004-05	78,617	225,804	75,100	249,344	628,865
2005-06	94,402	274,139	74,335	145,194	588,070
2006-07	120,377	345,971	77,360	147,381	691,089
2007-08	151,837	431,773	93,325	202,459	879,394
2008-09	160,179	443,319	96,940	291,101	991,539
2009-10	164,832	456,536	116,275	453,062	1,190,705
2010-11	219,303	569,869	218,602	402,427	1,410,201
2011-12	255,414	629,765	121,672	568,918	1,575,769
2012-13	291,547	741,877	137,354	582,152	1,752,930
2013-14	318,230	815,854	198,870	563,894	1,896,847
2014-15	337,808	903,615	197,857	484,448	1,923,729
2015-16	506,193	943,319	251,706	592,579	2,293,797
2016-17	608,000	1,101,372	272,831	544,514	2,526,717
2017-18	673,005	1,242,488	192,744	702,650	2,810,888
2018-19	761,454	1,484,406	245,276	686,352	3,177,488
2019-20	809,133	1,649,582	313,179	772,529	3,544,423

주: 2000-2001년도부터 2007-2008년도 및 2018-2019년도는 수정예산안, 2008-2009년도부터 2017-2018년도는 실제 세수액, 2019-2020년도는 예산안 기준임. 인출 현금수지(Draw-Down of Cash Balance) 및 국가재난긴급기금(National Calamity Contingency Fund)은 포함하지 않음

출처: Government of India, Ministry of Finance, "Union Budget," <https://www.indiabudget.gov.in/>(검색일자: 2019.11.04.) 참고하여 저자 작성

□ [석유천연가스 관련 세입] 관련 조세항목은 판매세, 통합간접세(GST, Goods and Services Tax), 중앙물품세, 관세이며 세율은 에너지원 및 지방정부에 따라 상이함¹¹⁷⁾

○ 통합간접세 대상 품목은 LPG, 등유, 부탄/프로판, 중유, 나프타, 경유 등이고, 원유(Crude Oil), 가솔린, LNG, 천연가스(Gaseous state, Compressed) 등은 대상 품목이 아님¹¹⁸⁾

117) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, pp.113-119

118) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, p.119

〈표 V-4〉 인도 석유·천연가스 관련 조세

	원유	천연가스	국내 LPG	해외 LPG	LNG	비고
판매세	0.0~12.5%	0.0~30.0%				지방정부별 상이
통합간접세	비대상	비대상	역내: 2.5% 역외: 5.0%	역내: 9.0% 역외: 18.0%	비대상	
중양물품세	20% MT	0.0~14.0%	비대상	비대상	0.0%	
관세	Rs.50/MT	5.0~19.0%	0.0~5.0%	5.0~23.0%	2.5%	

주: 2018.4.1. 기준임

출처: Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, pp.113-119 참고하여 저자 작성

- 판매세 및 통합간접세 조세수입은 꾸준히 증가하여 2017-18년도 171,837천만루피로 나타났으며, 원유와 천연가스의 비중은 각각 2~3%이며, 95% 이상이 기타 석유제품을 통한 세입임

〈표 V-5〉 인도 석유·천연가스 판매세 및 통합간접세 세수 현황

(단위: 천만루피)

	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
원유	1,760	1,662	1,938	2,018	2,214	2,455
천연가스	4,491	5,321	5,622	5,305	4,277	5,039
석유제품	97,209	109,966	116,723	121,761	141,798	164,343
합계	103,460	116,949	124,283	129,084	148,289	171,837

주: 지방정부별 판매세, 주정부 및 연방직할령 통합간접세의 합계임

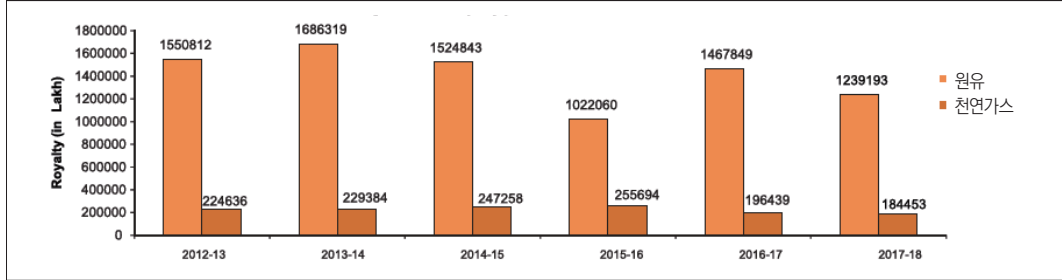
출처: Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, pp.117-118 참고하여 저자 작성

- [석유천연가스 관련 로열티] 원유 및 천연가스에서 발생한 로열티는 하락세를 보이며 2017-18년 로열티는 각각 12,392천만, 1,845천만루피로 나타남¹¹⁹⁾

119) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, pp.112

[그림 V-6] 인도 원유·천연가스 로열티 현황

(단위: 십만루피)

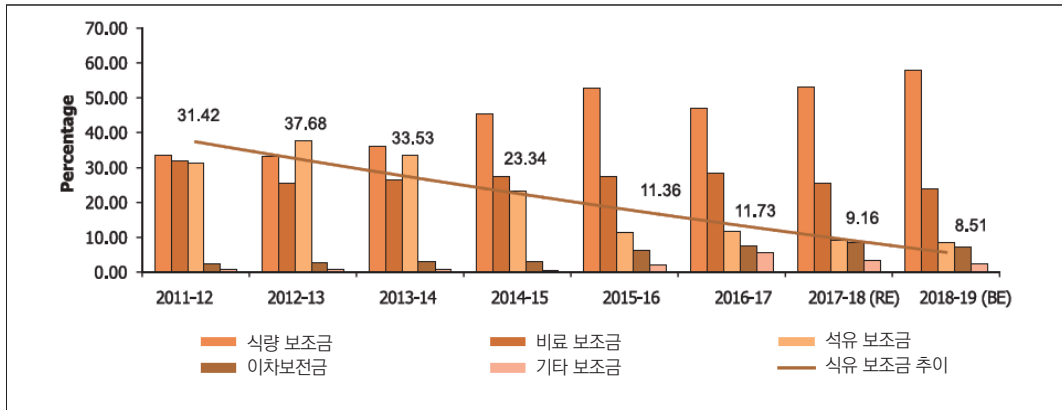


출처: Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, pp.112

□ [보조금 규모] 인도의 예산 내 보조금은 217,941천만루피(2011-12년)에서 292,825천만루피(2018-19년)로 증가하였으나 석유 보조금의 비중은 감소함¹²⁰⁾

[그림 V-7] 인도 예산 내 보조금 현황

(단위: %)



주: 2011-12년부터 2016-17년은 실제 집행액, 2017-18년은 수정예산안, 2018-19년은 예산안 기준임

출처: Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, p.75

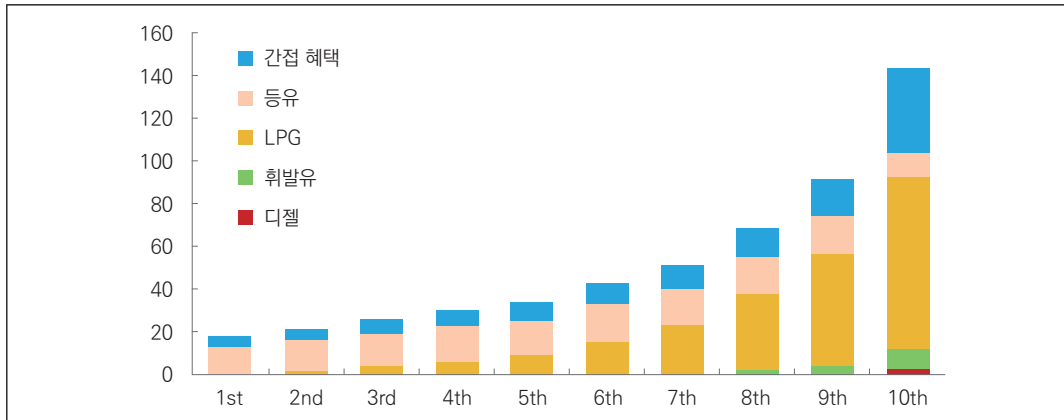
○ 석유 보조금 비중은 31.42%(2011-12년)에서 8.51%(2018-19년)까지 하락하여, 전체 보조금 대비 가장 큰 폭으로 그 비중이 감소하였음. 비료 보조금 역시 소폭 감소함 (32.12→23.93%)

120) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, p.75

- 식량 보조금 비중이 가장 많이 증가하였으며(33.41→57.82%) 이차보전금 비중도 소폭 증가함(2.32→7.14%)
- [석유·천연가스 보조금] 인도의 석유·천연가스 관련 재정보조는 등유 및 천연가스 관련 보조금과 국영기업 보전비용 지출을 통해 시행 중임¹²¹⁾
 - PDS* 등유와 국내 LPG 대상 현물보조 방식의 재정보조금은 2002년 시행되어 2015년 종료됨
 - * PDS(Public Distribution System)는 인도의 공공분배시스템으로 등유도 대상 품목에 포함됨
 - 종료 사유는 재정 관리 강화 및 보조금 대상 명확화로 특히 고소득층의 보조금 수혜 문제를 해결코자 함
 - 고소득층은 취사용 에너지원으로 LPG를 사용하나 저소득층 및 농촌 지역은 LPG 시설 미흡으로 등유를 많이 사용함. 따라서 등유 보조금은 저소득층이 혜택을 받으나, 절반 이상의 LPG 보조금은 상위 20% 소득층에게 지급됨

[그림 V-8] 인도 소득분위별 보조금 수혜현황(2009-2010년)

(단위: 루피)



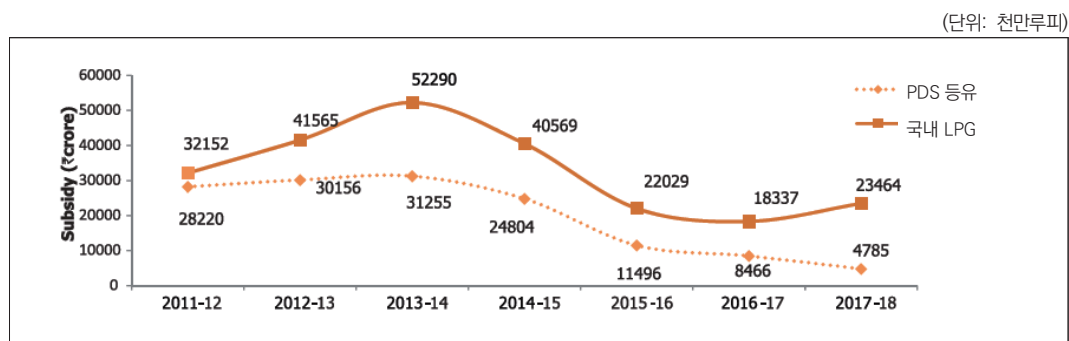
주: 단위는 루피이고 1개월 1인당 기준 보조금 수혜 규모임

출처: Center&Global Development, "Fuel Subsidy Reform in Developing Countries: Direct Benefit Transfer of LPG Cooking Gas Subsidy in India," CGD Policy Paper 115, December 2017, p.8 재인용

121) Government of India, Ministry of Petroleum & Natural Gas, Petroleum Planning & Analysis Cell, "Execution of Subsidy Programmes," https://www.ppac.gov.in/WriteReadData/userfiles/file/RTI_subsidy_details.pdf(검색일자: 2019.11.05.)

- 등유 현금보조 프로그램(DBTK, Direct Benefit Transfer for Kerosene)은 2016년 Jharkhand 주 4개 지구에서 시작하여 2017년 해당 주 전역으로 확대됨
- LPG 현금보조 프로그램(DBTL, Direct Benefit Transfer for LPG)은 2013년 처음 시행되었으나 2014년 수정 프로그램을 54개 지구(district)를 대상으로 시행한 뒤 2015년 전국으로 확대함
- 천연가스 보조금은 동북부를 위한 재원으로 참여 국영기업(OIL, ONGC)은 생산비용과 관리가격 메커니즘(APM, Administered Pricing Mechanism)에 따른 가격 간 차액을 보조받음
- PMUY (Pradhan Mantri Ujjawala Yojana)는 최저생계비 이하 가구 대상 가정용 LPG 설비지원 사업으로 2016년부터 3년간 5천만 가구에 실시 예정이었으나 2021년까지 8천만 가구로 확대함. 2019년 7월 기준 달성률은 8천만 가구 기준 87%임¹²²⁾
- PDS 등유와 국내 LPG 관련 보조금은 재정보조금이 종료된 2015년 전후로 절반 가까이 감소함¹²³⁾
 - 2015년 이후 국내 LPG 보조금은 20,000천만루피대를 유지하고 있는 반면 PDS 등유 보조금은 계속 감소세이며 2017-18년 4,785천만루피로 나타남

[그림 V-9] 인도 PDS 등유 및 국내 LPG 관련 보조금



출처: Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, p.76

122) *The Economic Times*, "Government achieves 87 per cent of 8 crore free LPG connections target," 2019.07.07., <https://economictimes.indiatimes.com/news/economy/policy/government-achieves-87-per-cent-of-8-crore-free-lpg-connections-target/articleshow/68322381.cms?from=mdr>(검색일자: 2019.11.05.)

123) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*, p.76

- 국영기업 보전비용은 PDS 등유, 국내 LPG뿐만 아니라 가솔린, 디젤에 대해서도 지출되었으나 각각 2010-11년, 2014-15년까지만 시행됨
- 국내 LPG도 2016-2017년부터 국영기업 보전비용 관련 보조금이 종료되어, 현재까지 시행 중인 관련 보조금은 PDS 등유뿐임

〈표 V-6〉 인도 석유·천연가스 보조금 규모

(단위: 천만루피)

회계 연도	가솔린	디젤	PDS 등유			국내 LPG			천연가스	합계	
	국영기업 보전비용	국영기업 보전비용	재정 보조금	현금보조 (DBTK)	국영기업 보전비용	재정 보조금	현금보조 (DBTL)	설비지원 (PMUY)	국영기업 보전비용		동북부 보조금
02-03			2,112		2,067	2,446			3,363		9,988
03-04			2,671		3,752	3,680			5,523		15,625
04-05	150	2,154	1,154		9,480	1,803			8,362		23,103
05-06	2,723	12,647	1,063		14,384	1,620			10,246		42,683
06-07	2,027	18,776	979		17,883	1,571			10,701	150	52,087
07-08	7,332	35,166	984		19,102	1,685			15,523	155	79,947
08-09	5,181	52,286	980		28,225	1,730			17,600	143	106,145
09-10	5,151	9,279	962		17,364	1,830			14,257	156	48,999
10-11	2,227	34,706	936		19,484	1,991			21,772	448	81,565
11-12		81,192	868		27,352	2,155			29,997	519	142,083
12-13		92,061	746		29,410	2,007			39,558	605	164,387
13-14		62,837	681		30,574	1,920	3,912		46,458	643	147,025
14-15		10,935	5		24,799	18	3,971		36,580	765	77,073
15-16					11,496		22,011		18	781	34,307
16-17			860 ¹⁾	11	7,595	2,433 ¹⁾	12,905	2,999		498	24,008
17-18				113	4,672		20,905	2,559		435	28,684
18-19				117	5,950		31,539	5,683		557	43,846

주: 1) 해당 2개 보조금은 2014-15년도에 책정되었으나 실제 지출행위는 2016-17년에 이루어짐

출처: Government of India, Ministry of Petroleum & Natural Gas, Petroleum Planning & Analysis Cell, https://www.ppac.gov.in/content/150_1_Subsidy.aspx(검색일자: 2019.11.05.) 참고하여 저자 정리

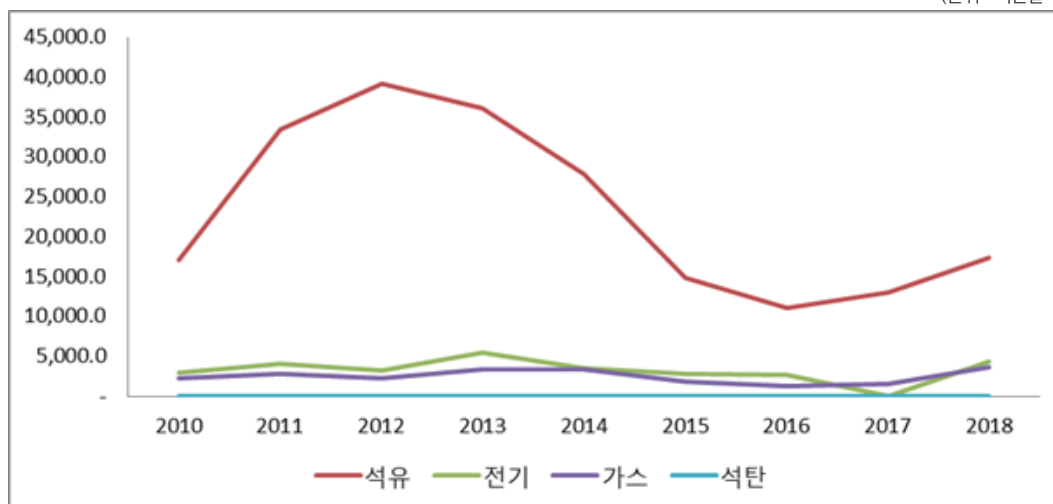
- PDS 등유의 현금보조 프로그램인 DBTK는 1개 주(Jharkhand 주)에서만 시행되고 있어 연평균 110천만루피가 지출되며 이는 앞서 시행된 관련 재정보조금 대비 작은 규모임
- 한편 전국적으로 시행 중인 LPG 현금보조 프로그램(DBTL)은 2018-19년도 지출규모가 시행 초기의 약 8배일 정도로 빠르게 증가 중이고 2015년 종료된 재정보조금과 비교

해도 매우 큰 규모임

- IEA 화석연료 보조금 추정치¹²⁴⁾를 살펴보면, 화석연료 보조금 규모는 석유 보조금 규모의 변화에 따라 2013년까지 급격하게 증가하였으나, 그 이후 하락세를 보이며 2017년에는 2013년 대비 대략 1/3 수준으로 감소하였음
- 가스 보조금의 규모도 2015년부터 감소하였으나 2018년에 다른 보조금들과 함께 증가하여 지난 8년의 기간 중 가장 가스 보조금 규모가 컸던 2013년 수치를 초과하였음¹²⁵⁾

[그림 V-10] 인도 화석연료 보조금 규모

(단위: 백만달러)



출처: IEA, Fossil Fuel Subsidies Database, <https://www.iea.org/weo/energysubsidies/>(검색일자: 2019.9.2.) 참고하여 저자 작성

124) 물가갭(price-gap) 접근방식: 최종소비자가 부담하는 소비가격과 생산비용을 기준으로 산정한 가격을 비교, 출처: IEA fossil fuel subsidies database, <https://www.iea.org/weo/energysubsidies/>(검색일자: 2019.9.2.)

125) IEA Fossil Fuel Subsidies Database, <https://www.iea.org/weo/energysubsidies/>(검색일자: 2019.9.2.)

〈표 V-7〉 인도 화석연료 보조금

(단위: 백만달러)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
석유	17,027	33,364	39,198	36,099	27,761	14,756	11,118	13,003	17,339
전기	2,992	4,053	3,237	5,471	3,540	2,750	2,614	-	4,351
가스	2,177	2,737	2,191	3,319	3,295	1,850	1,308	1,490	3,679
석탄	-	-	-	-	-	-	-	-	-
합계	22,196	40,154	44,626	44,889	34,596	19,356	15,040	14,493	25,369.6

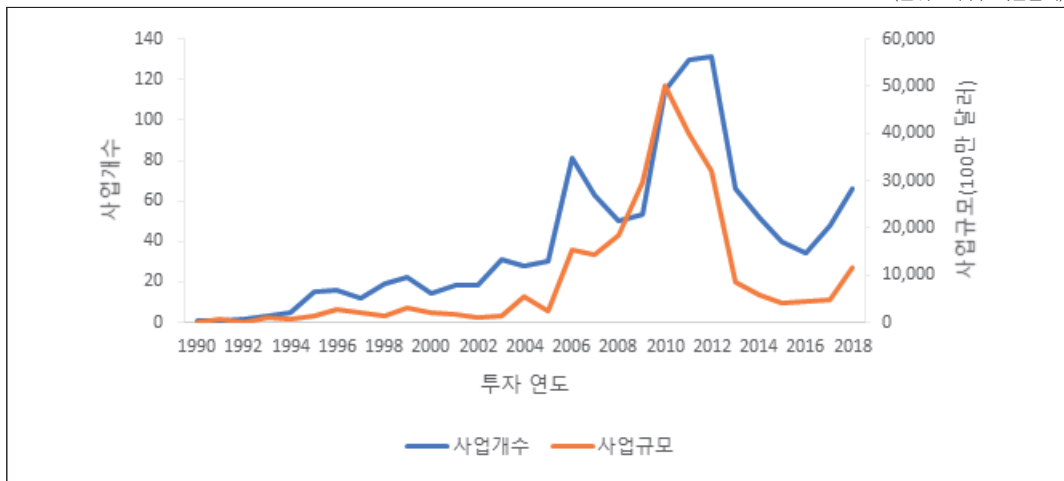
출처: IEA, Fossil Fuel Subsidies Database, <https://www.iea.org/weo/energysubsidies/>(검색일자: 2019.9.2.) 참고하여 저자 작성

다. 민간투자

□ [민간투자 규모 1990-2018년 간 민간은 총 11개 부문의 1,164개 인프라 사업에 투자하였으며 전체 투자규모는 약 2,663억달러임¹²⁶⁾

[그림 V-11] 인도 인프라 민간투자 규모

(단위: 개수, 백만달러)



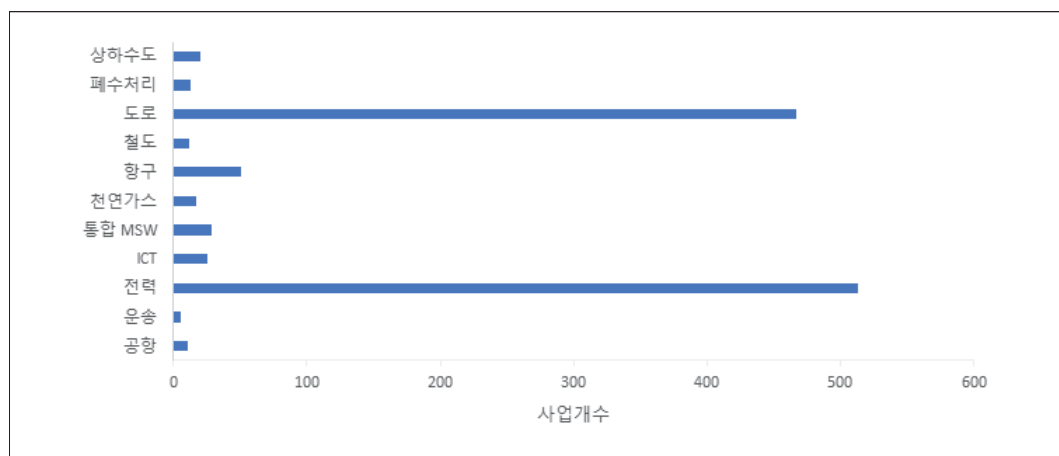
출처: World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata>(검색일자: 2019.9.18.) 참고¹²⁷⁾하여 저자 작성

126) World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata> (검색일자: 2019.9.18.)

127) 세계은행의 인프라 관련 민간투자(PPI) 데이터는 전통적인 공공서비스인 에너지, 정보통신, 교통, 물 관리, 폐기물 처리 관련 총 11개 분야에 대한 민간투자 현황을 파악하였음. 에너지에는 ① 전력: 발전, 송전, 분배, ② 천연가스: 송전, 분배가 포함되었고, 정보통신은 ③ ICT 인프라가 포함됨. 교통에는 ④ 공항: 공항시설, 터미널, ⑤ 철도: 고정자산, 화물용, 승객용, ⑥ 도로: 유료도로, 다리, 고속도로,

- 민간투자는 1990년 이래 꾸준히 증가하여 2010년대 초반을 기점으로 감소하였으나 최근 다시 상승세를 보임
 - 투자가 가장 왕성했던 시기인 2010-12년 3년간 총 376개 사업에 1,220억달러의 민간 재원이 투입되었음
 - 전체 사업의 91%가 민관협력사업(PPP) 방식으로 진행됨
- [부문별 사업 규모] 민간투자의 84%가 전력 및 도로 관련 인프라에 집중되었고, 항구, 통합 MSW, ICT 시설 순으로 투자됨¹²⁸⁾

[그림 V-12] 인도 인프라 부문별 민간투자(1990-2018)



출처: World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata>(검색일자: 2019.9.18.) 참고하여 저자 작성

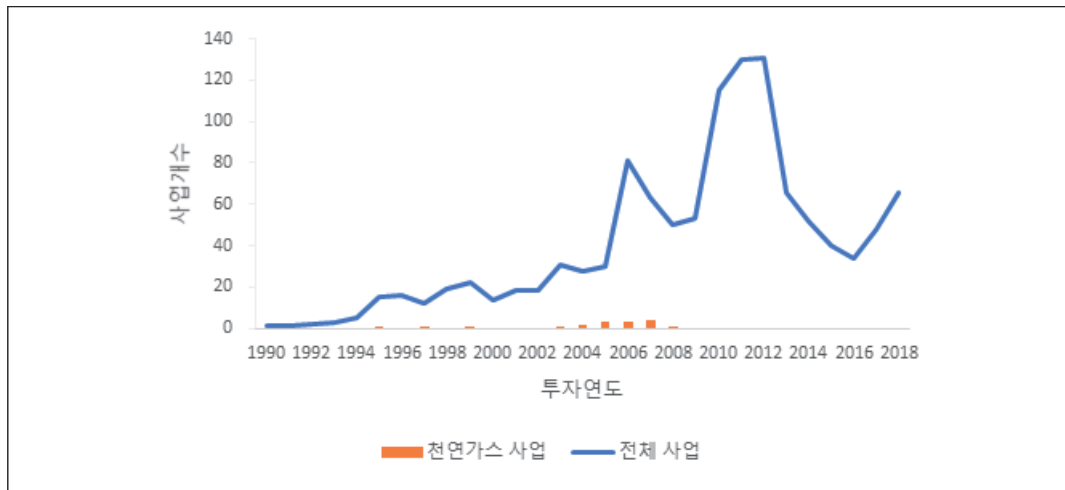
- 민간재원이 투입된 총 1,164개 사업 중 전력사업 513개(44%), 도로사업 467개(40%)로 두 개 사업에 대부분의 민간투자가 집중됨
- 항구사업이 51개(4%)로 세 번째로 많이 진행되었으며, 통합 MSW 및 ICT 사업이 각각 29개(2%), 25개(2%)로 뒤를 이음

터널, ⑦ 항구: 항구시설, 터미널 등이 포함됨. 물관리에는 ⑧ 상하수도: 식수 생성 및 분배, 하수 관리가 포함되며, 폐기물 처리에는 ⑨ 운송: 수집 및 운반, ⑩ 처리/폐수, ⑪ 통합 MSW(도시 고품 폐기물) 시설이 포함됨

128) World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata> (검색일자: 2019.9.18.)

- 연도별 민간투자 부문은 점차 다양해져 1990년대 연평균 2.6개 부문에서 진행된 민간 투자는 2000년대 5.5개 부문, 2010년대 6.6개 부문으로 증가함
- [천연가스 투자 규모] 1990-2018년 간 민간은 총 17개 천연가스 사업에 8.3억달러를 투자하였고, 특히 2004-2007년 4년간 12개 사업에 5.2억달러가 투자됨¹²⁹⁾

[그림 V-13] 인도 천연가스 관련 민간투자



출처: World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata>(검색일자: 2019.9.18.) 참고하여 저자 작성

- 천연가스 관련 민간투자는 1995년을 1개 사업을 시작으로 2007년 4개 사업까지 증가한 뒤 2008년 1개 사업을 끝으로 더 이상 발생하지 않음
- 17개의 민간사업 중 47%가 PPP로 진행되었는데, 전체 사업의 PPP 비중(91%) 대비 순수 민간투자 비중이 높음

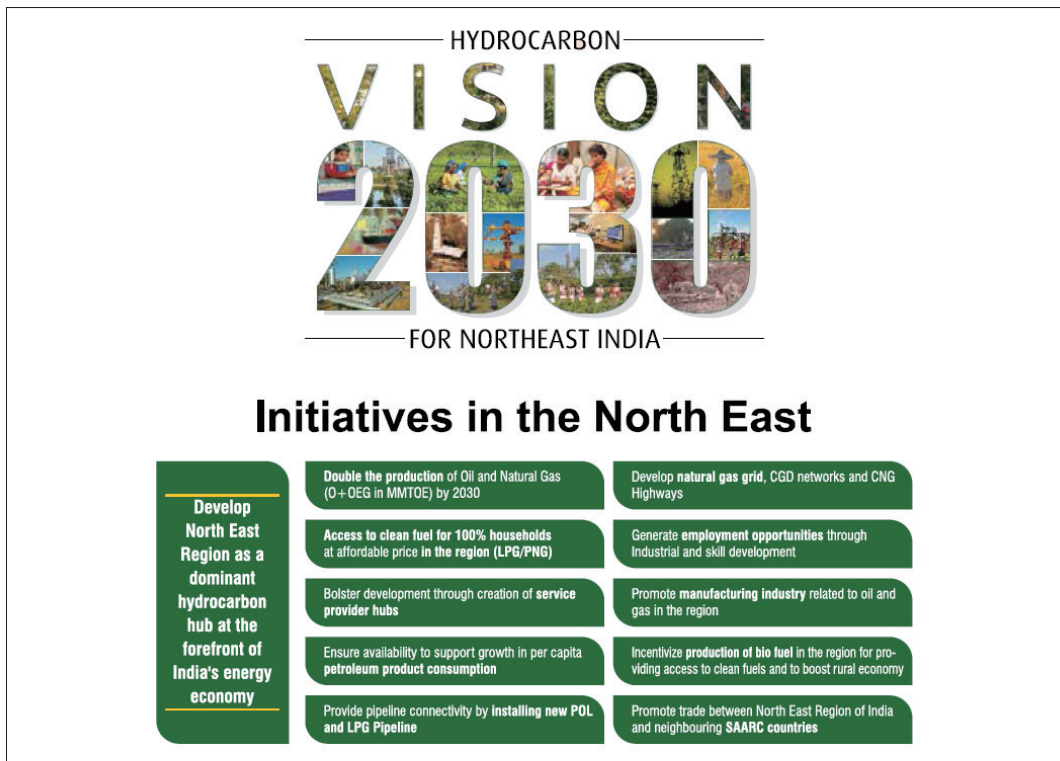
라. 천연가스 관련 정책과 향후 재원 추이

- [국가에너지계획초안(NEP)] 정부가 계획한 NEP 시행을 위해서는 에너지부문에 2040년까지 연 1,500억달러의 투자액이 필요한 것으로 추산됨¹³⁰⁾

129) World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata> (검색일자: 2019.9.18.)

- 특히 LNG 터미널, 가스 파이프라인 신설 등에 필요한 막대한 자원과 더불어 선진국 대비 높은 이자율은 정부의 가장 큰 당면과제 중 하나임
 - 자원 조달을 위하여 정부는 민간은행 차입, 민간의 인프라 투자 등을 확대할 방침임
- [동북부 개발] 동북부 에너지 개발을 위해 정부는 North-East Vision 2030을 구상하고 관련 투자 제고 및 자원 확보 노력을 기울임¹³¹⁾

[그림 V-14] 인도 동북부 Vision 2030



출처: Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, *Annual Report 2018-2019*, p.88

- 석유 및 가스 자원 개발 투자 증가를 위하여, 정부는 해당 지역의 탐사(2년) 및 감정(1년)에 대한 특별 분배를 허용하고 동북부에서 생산될 천연가스의 마케팅 및 가격 책정

130) Government of India, NITI Aayog, *Draft National Energy Policy, 2017*

131) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, *Annual Report 2018-2019*, p.88

에도 자율성을 부여함

- [FDI 규모] 정부의 외국인직접투자(FDI) 독려 정책으로 2013-14년부터 2017-18년간 총규모는 증가 중이나 석유·천연가스 부문은 증감을 반복함¹³²⁾

〈표 V-8〉 인도 원유·천연가스 외국인직접투자(FDI) 현황

(단위: 백만달러)

회계연도	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19 (2018.4-6) ¹⁾
전 분야	24,299	30,931	40,001	43,478	44,857	12,752
석유·천연가스분야	112	1,079	103	180	24	122

주: 1) 해당 기간은 예측치임

출처: Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, *Annual Report 2018-2019*, p.20 참고하여 저자 정리

- FDI 총규모는 증가세를 보이며 2017-18년 총규모가 약 449억달러로 나타남
- 석유·천연가스 부문 FDI는 2014-15년 약 11억달러로 최고치를 기록한 뒤 연평균 1억 달러 전후로 감소함
- 현재 정부는 석유 및 천연가스의 채굴, 생산, 정제, 마케팅, 보관 및 LNG 재기화시설 건설 등 전분야에 걸친 FDI를 유입하고자 노력 중임¹³³⁾

2. 인도네시아

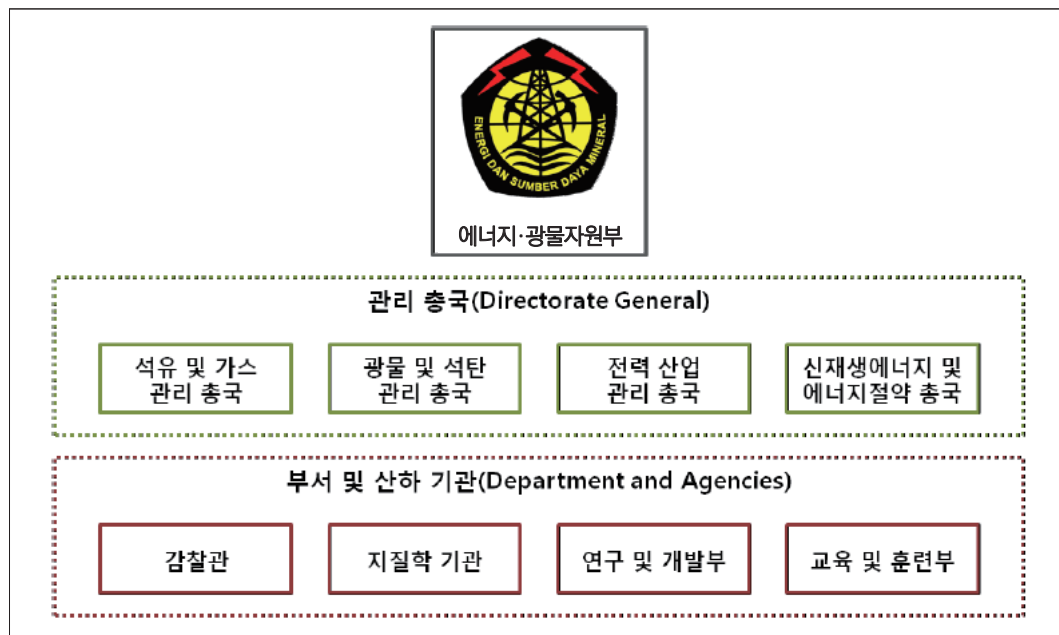
가. 에너지 관리 거버넌스

- [거버넌스] 인도네시아 정부의 에너지 정책은 에너지·광물자원부(Ministry of Energy and Mineral Resources)에서 수립 및 관리함

132) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, *Annual Report 2018-2019*, pp.19-20

133) Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, *Annual Report 2018-2019*, p.19

[그림 V-15] 인도네시아 에너지·광물자원부 산하 부처 및 기관 조직도



출처: 한국에너지공단, 「인도네시아 에너지 현황 및 정책」, 2014, p. 14
http://www.kemco.or.kr/web/kem_home_new/info/gdk/Mapmodule/Files/IDN_1409.pdf(검색일자: 2019.10.03.)

- 에너지·광물자원부는 4개의 관리총국(Directorate General)과 4개의 산하기관으로 구성됨¹³⁴⁾
 - 석유 및 가스 관리 총국: 석유 및 가스 분야 정책, 기준, 가이드라인, 범위, 절차 수립 및 운영, 기술적 지원 및 평가
 - 광물 및 석탄 관리 총국: 인도네시아 내 광물, 석탄, 지열, 수력 개발 관리, 광물 및 석탄에 대한 정책, 기준, 절차, 범위 수립 및 운영
 - 전력산업 관리 총국: 전력 및 에너지 활용 분야의 정책, 기준, 가이드라인, 범위, 절차 수립 및 운영, 기술적 지원 및 평가
 - 신재생에너지 및 에너지절약 총국: 신에너지 및 재생에너지, 에너지 절약 분야의 정책 수립 및 운영, 기술적 제도 수립

134) 한국에너지공단, 「인도네시아 에너지 현황 및 정책」, 2014, p. 14

- [천연가스 관리 및 운영 구조] 인도네시아는 석유와 가스를 포함한 에너지 관련 정책 수립, 라이선스 발행, 계약발주, 규제, 그리고 실제 운영을 다음과 같이 하고 있음¹³⁵⁾
- 석유와 가스 분야의 정책수립 및 승인은 에너지·광물자원부와 국가에너지위원회에서 기타 관련 부처들과의 협력하에 이루어짐
 - 라이선스 발행은 석유와 가스 관련 Task force인 SKK Migas(석유 및 가스 생산 사업 활동을 위한 특별관리 감독기관), BPH Migas(석유 및 가스 생산 규제기관), DG Migas(석유 및 가스 관리총국)가 지방정부와 함께 수행함¹³⁶⁾
 - 생산(Upstream)에 대한 계약은 SKK Migas에서 수행함
 - 관련 규제는 생산과 기술적인 분야에 대해서는 DG Migas(석유 및 가스 관리 총국)가, 정제 및 마케팅과 분배(Downstream), 그리고 사업 분야에서는 BPH Migas(석유 및 가스 생산 규제기관)가 나누어 관리하고 있음
 - 실제 운영은 Pertamina社, PGN社(State Gas Company, 국영가스회사)와 같은 공기업들과 기타 국내외 기업들이 수행함
 - [그림 V-15]와 같이 Pertamina社는 Pertamina 계열사를 통해 석유, 가스, 지열 등 다양한 에너지 분야의 생산과 정제 및 마케팅과 분배 과정에 참여함
 - 생산 관련 주요 Pertamina 계열사는 PT Pertamina EP, PT Pertamina EP Cepu, PT Pertamina Drilling Service Indonesia, PT Pertamina Gas, PT Pertamina Hulu Energi, PT Pertamina Geothermal Energy 등이 있으며, LNG는 정부의 위임을 받아 PT Arun NGL과 PT Badak NGL이 담당하고, 정제 및 마케팅과 분배는 PT Pertamina Trans Kontinental, PT Pertamina Retail, PT Pertamina Lubricant, Pertamina Energy Trading Ltd, PT Patra Niaga 등이 맡고 있음

135) ADB, *Indonesia Energy Sector Assessment, Strategy, and Road Map*, 2016, p.6

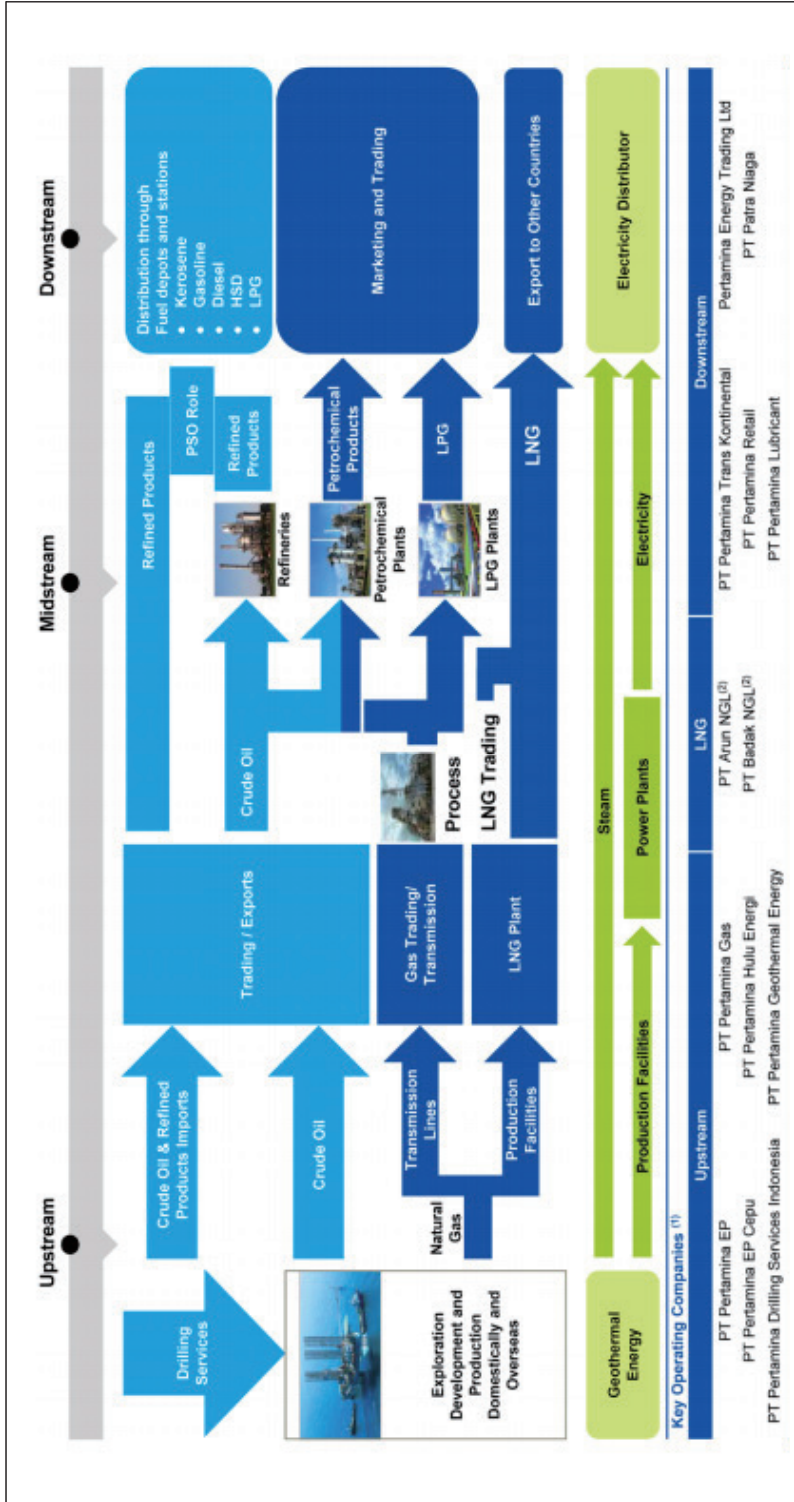
136) 약자: SKK MIGAS: Special Task Force for Upstream Oil and Gas Business Activities; BPH MIGAS: Regulatory Agency for Upstream Oil and Gas; DG: directorate general; MIGAS: Oil and Gas

〈표 V-9〉 인도네시아 에너지 기관

	석탄	석유와 가스	신재생에너지	전력
	에너지·광물자원부	에너지·광물자원부	에너지·광물자원부	에너지·광물자원부
	국가 에너지 위원회			
정책 수립	국가경제조정부, 국가개발기획부, 재정부, 환경부, 산림부, 산업부, 통상부, 인도네시아 투자 조정부	국가경제조정부, 국가개발기획부, 재정부, 환경부, 산림부, 산업부, 통상부, 공기업부	국가경제조정부, 국가개발기획부, 재정부, 환경부, 산림부, 산업부, 공공사업부	국가경제조정부, 국가개발기획부, 재정부, 환경부, 산림부, 산업부, 통상부, 공기업부
라이선스 발행	광물 및 석탄 관리 총국	석유 및 가스 생산 사업 활동을 위한 특별관리감독 기관, 석유 및 가스 관리 총국, 석유 및 가스 생산 규제 기관	신재생에너지 및 에너지절약 총국	전력산업 관리 총국
	지방정부	지방정부	지방정부	지방정부
계약체결	해당사항 없음	석유 및 가스 생산 사업 활동을 위한 특별관리감독 기관,	해당사항 없음	해당사항 없음
규제	광물 및 석탄 관리 총국	석유 및 가스 관리 총국, 석유 및 가스 생산 규제 기관	신재생에너지 및 에너지절약 총국, 전력국, 석유가스국	전력산업 관리 총국
운영	공기업, 생산물분배계약기업, 현지기업, 협동조합	공기업(Pertamina, 국영가스회사), 생산물분배계약기업	현지기업, 협동조합	공기업(PLN, 국가전력회사), 자가발전, 협동조합

출처: ADB, *Sustainable Infrastructure Assistance Program: Technical Assistance for Energy RPJMN 2015-2019: Energy Sector White Paper*, 2015, p. 27 참고하여 저자 작성

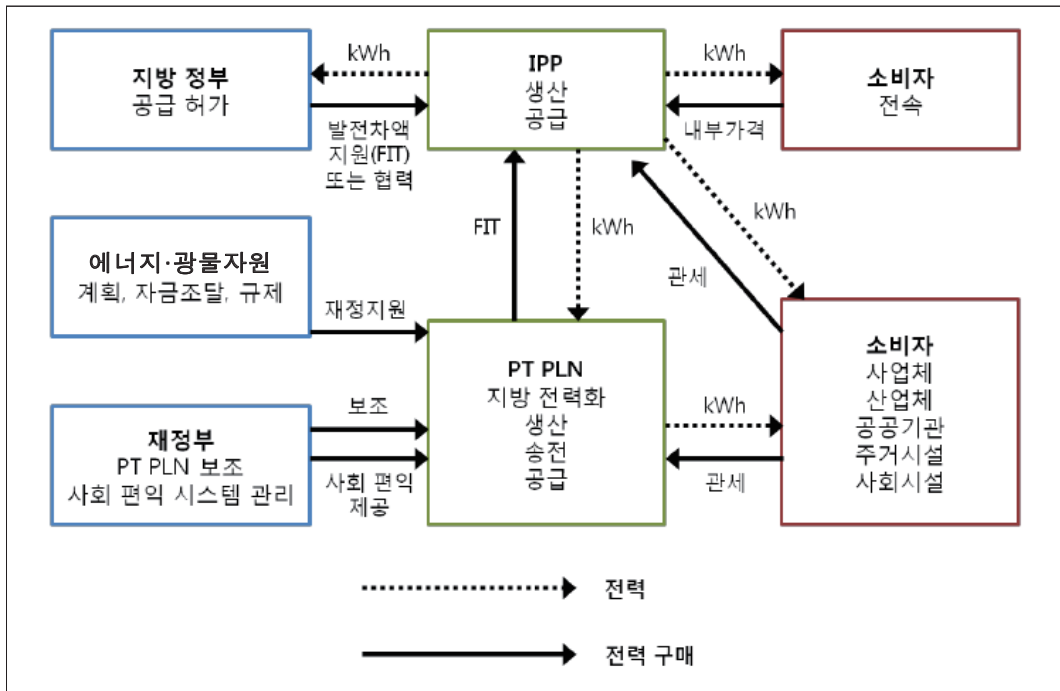
[그림 V-16] 인도네시아 Pertamina의 운영체계



출처: ADB, Sustainable Infance Program: Technical Assistance for Energy RJMN 2015-2019: Energy Sector White Paper, 2015, p. 32

□ [전력산업 구조] 인도네시아의 전력 생산주체는 PT PLN社(국영 전력공사), IPP(독립발전사업자) 등으로 구성되어 있으며, 지방정부 및 주정부, 인도네시아 재정부(MOF)가 이를 관리·지원함¹³⁷⁾

[그림 V-17] 인도네시아 전력 산업 구조



출처: 한국에너지공단, 「인도네시아 에너지 현황 및 정책」, 2014, p. 15
http://www.kemco.or.kr/web/kem_home_new/info/gdk/Mapmodule/Files/IDN_1409.pdf(검색일자: 2019.10.03.)

- 전력산업은 전력산업 관리 총국을 중심으로 운영되며, 1961년에 설립되고 지분의 100%를 정부가 소유하고 있는 PT PLN社가 인도네시아의 실질적인 전력 인프라 구축과 운영 및 유지관리를 담당함¹³⁸⁾
- 인도네시아는 현재 전력산업이 개방되어 민간사업자의 참여를 허용하고 있으나 송배전의 경우 사실상 PT PLN社가 독점하는 구조임¹³⁹⁾

137) 한국에너지공단, 「인도네시아 에너지 현황 및 정책」, 2014, p. 15

138) 김동은, 「인도네시아 전력산업 현황과 진출 여건」, 『전기저널』, 2018.03.09. <http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=1906>(검색일자: 2019.10.15.)

- 인도네시아 내 발전사업에 대해 PT PLN社は 굉장한 힘을 가지고 있어, 발전사업에 대해 '첫 거부권'을 행사할 수 있으며 독립발전사업자는 PT PLN社の 전력화 계획에 포함되지 않은 지역에서만 발전사업이 가능함¹⁴⁰⁾
- 기존 PT PLN社の 전력 그리드를 사용하고자 하는 독립발전사업자들은 PT PLN社와 전력구매계약(PPA, Power Purchase Agreement)을 체결해야 하며, 최종 소비자에 직접적으로 전력을 판매하고자 하는 독립발전사업자는 자체적인 전력 그리드를 구축해야 함¹⁴¹⁾

나. 에너지 자원

- [예산 규모] 인도네시아는 석유와 가스 예산을 점차 줄이고, 비에너지 분야에 대한 지출을 늘리고 있음
 - 2015년에서 2017년까지 석유와 가스 부문에서의 세입은 50조루피아에서 36조루피아로 감소했으며, 석유와 가스 부문의 비세입 수입도 78조루피아에서 64조루피아로 감소함
 - 보조금을 통한 정부지출은 총액이 감소하는 추세를 보이고 있지만, 그중에서도 에너지 관련 보조금은 줄고 있고, 비에너지 보조금은 증가한 것으로 나타남

139) 김동은, 「인도네시아 전력산업 현황과 진출 여건」, 『전기저널』, 2018.03.09. <http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=1906>(검색일자: 2019.10.15.)

140) 한국에너지공단, 「인도네시아 에너지 현황 및 정책」, 2014, p. 15

141) 한국에너지공단, 「인도네시아 에너지 현황 및 정책」, 2014, p. 14

〈표 V-10〉 인도네시아 세입 및 세출

(단위: 조루피아, %)

	2015	2016	2017
A. 수입	1,508	1,552	1,750
(GDP 대비 %)	(13.1)	(12.5)	(12.8)
1. 세입	1,240	1,284	1,499
(GDP 대비 %)	(10.7)	(10.3)	(10.9)
- 소득세	602	667	788
석유 및 가스	50	36	36
비석유 및 가스	553	631	752
2. 비조세 수입	256	262	250
(GDP 대비 %)	(2.2)	(2.1)	(1.8)
- 천연자원 수입	101	66	87
석유 및 가스	78	45	64
비석유 및 가스	23	21	23
B. 지출	1,806	1,860	2,080
(GDP 대비 %)	(15.6)	(14.9)	(15.2)
1. 중앙정부	1,183	1,149	1,316
(GDP 대비 %)	(10.3)	(9.2)	(9.6)
- 보조금	186	175	160
에너지	119	107	77
연료	61	44	32
전기	58	63	45
비에너지	67	68	83

출처: Finance Ministry of Indonesia & World Bank,

<https://www.indonesia-investments.com/finance/state-budget/item7464>(검색일자: 2019.9.2.) 참고하여 저자 작성

- 가스와 석유 수입이 정부 총수입에서 차지하는 비중은 2004년부터 2014년까지 아주 높은 것으로 나타났으나, 2015년을 기점으로 대폭 감소한 것으로 나타남

〈표 V-11〉 인도네시아 석유와 가스 수입

(단위: 조 루피아, %)

연도	정부 수입	석유 및 가스 수입	비중
2004	403	85	21.09
2005	494	104	21.05
2006	636	158	24.84
2007	706	125	17.71
2008	979	212	21.65
2009	847	126	14.88
2010	992	153	15.42
2011	1,205	193	16.02
2012	1,338	205.8	15.38
2013	1,438	203.6	12.56
2014	1,538	216.9	14.11
2015	1,508	78.2	4.46
2016	1,555	44.1	2.84
2017 ¹⁾	1,396	69.7	4.99
2018 ¹⁾	1,895	80.3	4.24

주: 1) 2017년 예산 자료는 11월까지만 포함되어 있으며, 2018년은 목표치임

출처: PWC, *Oil and Gas in Indonesia, Investment and Taxation Guide*, 2018, p. 22

- 인도네시아의 에너지·광물자원부(Ministry of Energy and Mineral Resources, MEMR)의 정부예산은 점차 증가하는 추세이나, 2014년에는 그 규모가 크게 감소하였음
 - 에너지 예산의 변화를 살펴볼 때 2014년을 기점으로 변화가 나타나는 것으로 보아, 에너지·광물자원부 예산도 2015년 이후 큰 변화가 있었을 것으로 예상됨

〈표 V-12〉 인도네시아 에너지·광물자원부 예산

(단위: 십억루피아, %)

	2010	2011	2012	2013	2014
총부처예산	697,406	883,721	1,010,558	1,137,162	1,203,577
에너지·광물자원부 예산	5,543	9,017	9,886	11,186	7,354
총부처예산 대비 에너지·광물자원부 예산 예산	0.79	1.02	0.98	0.98	0.61

출처: World Bank, *Open Budgets Portal, Indonesia*, <http://boost.worldbank.org/country/indonesia>(검색일자: 2019.9.27.) 참고하여 저자 작성

- [에너지 보조금] 인도네시아는 1997년 아시아 금융위기 이래 3개의 정권을 거쳐 화석연료 보조금 개혁을 진행해 왔으며 에너지 보조금 개혁의 모범 사례로 꼽힘¹⁴²⁾

- 인도네시아는 1960년대 중반 석유수출국기구 OPEC 가입 이후 석유수출국으로서 유가 상승에 따른 이득을 오랫동안 누려왔으며, 빈곤퇴치, 인플레이션의 영향 완화, 그리고 기본 공공서비스 제공 차원에서 화석연료에 대한 보조금을 도입함
- 하지만, 부진한 석유생산관리로 2004년부터 인도네시아가 석유 수출국에서 석유 수입국으로 전환하게 되면서 수입 연료에 대해 국가보조금이 지급되는 상황이 되었고, 이는 증가하는 국내 에너지 수요를 감안하였을 때 재정적으로 지속가능하지 못하게 됨
 - 인도네시아 내 석유생산 감소, 내수경기 호황(예: 자동차 판매량 증가→ 보조금 지급 휘발유·디젤 사용 증가)은 석유 수입 증가로 이어졌으며, 이는 다시 무역수지 적자로 이어져 경상수지 적자 폭을 확대시키는 원인으로 작용함¹⁴³⁾
 - 국가 예산이 국제유가에 연동되는 비정상적 예산 구조가 유지되면서, 국제유가 상승 시, 국가예산을 다시 책정해야 하는 비효율이 발생하였고, 에너지 보조금에 사용되는 국가예산의 규모가 증가하면서 재정적인 부담이 커짐¹⁴⁴⁾
- 또한, 저소득층을 위한 정책으로 도입한 에너지보조금제도가 경제발전과 함께 국민들의 소득수준이 증가하면서 이 정책으로 인해 비적용 대상층이 더 많은 에너지 소비를 하는 형국이 나타나자, 본 정책의 개혁에 필요성이 지속적으로 대두됨¹⁴⁵⁾
- 이에 따라, 인도네시아 정부는 화석연료에 대한 보조금을 크게 감축하는 동시에 이에 따라 큰 타격을 받을 수 있는 저소득층을 위한 사회복지지원 보조금을 늘려서 정치적 반감을 완화시킴¹⁴⁶⁾
 - 에너지가격 상승에 의한 부담을 완화시키기 위한 현금보조 및 보상 사업을 도입하

142) Chelminski, Kathryn. "Fossil Fuel Subsidy Reform in Indonesia," *In The Politics of Fossil Fuel Subsidies and Their Reform*, eds. Jakob Skovgaard and Harro van Asselt, Cambridge: Cambridge University Press, 2018, chapter, pp.193-211.

143) 한국무역투자진흥공사, 「인도네시아 연료보조금 제도 개혁의 움직임」, 『해외시장뉴스』, 2013.04.25., <https://news.kotra.or.kr/user/globalBbs/kotranews/3/globalBbsDataView.do?setIdx=242&dataIdx=120725>(검색일자: 2019.10.15.)

144) 한국무역투자진흥공사, 「인도네시아 연료보조금 제도 개혁의 움직임」, 『해외시장뉴스』, 2013.04.25., <https://news.kotra.or.kr/user/globalBbs/kotranews/3/globalBbsDataView.do?setIdx=242&dataIdx=120725>(검색일자: 2019.10.15.)

145) 한국무역투자진흥공사, 「인도네시아 연료보조금 제도 개혁의 움직임」, 『해외시장뉴스』, 2013.04.25., <https://news.kotra.or.kr/user/globalBbs/kotranews/3/globalBbsDataView.do?setIdx=242&dataIdx=120725>(검색일자: 2019.10.15.)

146) Chelminski, Kathryn, "Fossil Fuel Subsidy Reform in Indonesia." *In The Politics of Fossil Fuel Subsidies and Their Reform*, eds. Jakob Skovgaard and Harro van Asselt. Cambridge: Cambridge University Press, 2018, chapter, pp.193-211.

고, 보건, 교육, 사회복지에 대한 예산을 늘림

- 그다음 정권인 조코위 정권이 들어서면서, 그동안의 에너지 부문 독점체제로 인해 자연스럽게 생겨난 국영 Pertamina社 관련 부패문제와 연료의 국제 가격차익을 노린 불법 재판매 문제를 해결하기 위해 석유 및 가스 태스크 포스가 결성되어 개혁을 추진하게 됨¹⁴⁷⁾
 - 조코위 대통령은 연료 보조금을 삭감하기 위해 연료 가격을 인상하였고, 2017년에 ‘한 가격 정책(One Price Policy)’을 도입하면서 높은 운송비 때문에 다른 지역에 비해 훨씬 높은 연료 가격을 부담해야 했던 외딴지역의 소비자들에게도 동일한 가격에 연료를 제공하게 됨¹⁴⁸⁾
 - 연료가격 인상을 단행하는 시기가 마침 국제유가 하락 시기와 맞물리면서, 국가 보조금 삭감으로 인한 직접적인 타격이 크지 않아 정치적인 부담이 크지 않았음
- [보조금 규모] 과거 인도네시아의 에너지 보조금은 인도네시아의 재정수지를 악화시키고, 소비자의 에너지 소비량을 증가시켰으며, 투자 또한 왜곡시키는 상황을 초래하여, 재정에 큰 부담을 주었음
 - IEA 화석연료 보조금 추정치를 살펴보면, 화석연료 보조금 규모의 변화가 일정한 패턴을 나타내고 있지는 않으며, 2015년부터 2017년 사이에는 그 규모가 급격히 감소한 후 2018년에 다시 2014년 수준을 회복한 것으로 보임¹⁴⁹⁾

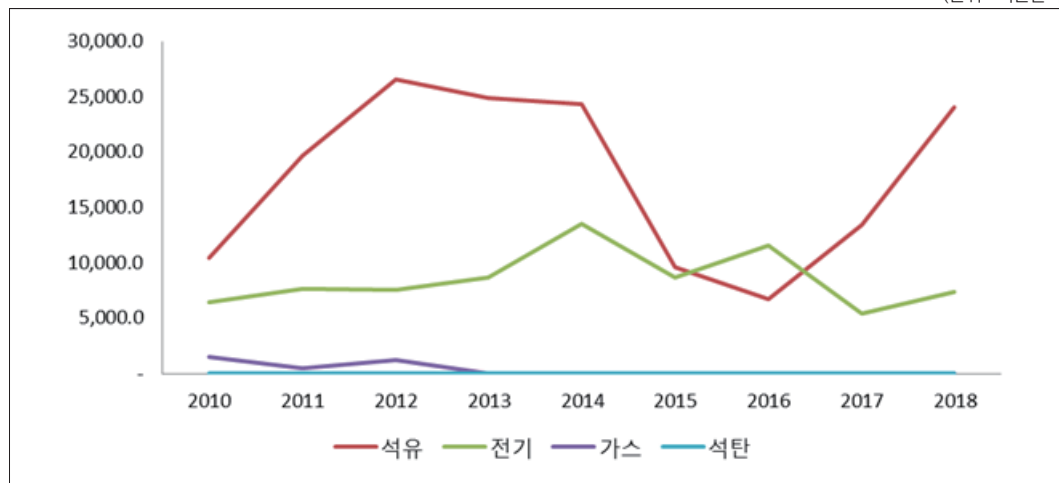
147) Chelminski, Kathryn, “Fossil Fuel Subsidy Reform in Indonesia.” *In The Politics of Fossil Fuel Subsidies and Their Reform*, eds. Jakob Skovgaard and Harro van Asselt. Cambridge: Cambridge University Press, 2018, chapter, pp.193-211.

148) IISD, *Indoensia Energy Subsidy News Briefing*, Jan. 2018
<https://www.iisd.org/sites/default/files/publications/gsi-indonesia-news-briefing-january-2018-en.pdf>(검색일자: 2019.10.15.)

149) 물가갭(price-gap) 접근방식: 최종소비자가 부담하는 소비가격과 생산비용을 기준으로 산정한 가격을 비교

[그림 V-18] 인도네시아 화석연료 보조금 규모

(단위: 백만달러)



출처: IEA, Fossil Fuel Subsidies Database, <https://www.iea.org/weo/energysubsidies/>(검색일자: 2019.9.2.) 참고하여 저자 작성

<표 V-13> 인도네시아 화석연료 보조금

(단위: 백만달러)

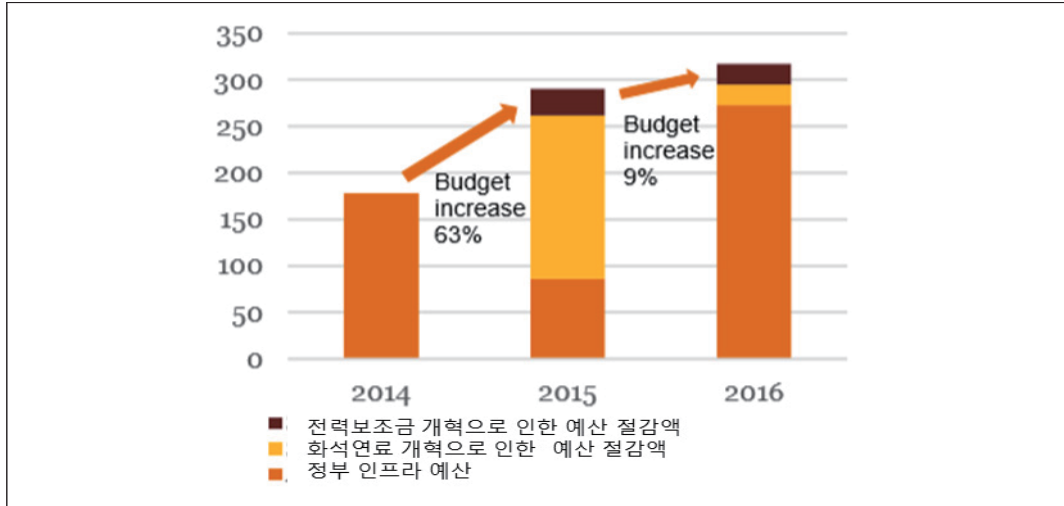
상품	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
석유	10,420.0	19,659.2	26,527.9	24,887.2	24,291.0	9,646.6	6,728.6	13,449.5	24,014.5
전기	6,418.1	7,680.6	7,574.1	8,712.1	13,515.7	8,655.8	11,549.4	5,386.9	7,329.9
가스	1,541.3	497.6	1,199.8	-	-	-	-	-	-
석탄	-	-	-	-	-	-	-	-	-
합계	18,379.5	27,837.4	35,301.7	33,599.2	37,806.8	18,302.4	18,278.0	18,836.4	31,344.4

출처: IEA, Fossil Fuel Subsidies Database, <https://www.iea.org/weo/energysubsidies/>(검색일자: 2019.9.2.) 참고하여 저자 작성

- IEA 화석연료 보조금 추정치에서는 가스 보조금의 추정치가 2012년까지만 제공되어 그 이후의 추세를 보기가 어려우나, 아래 인도네시아 에너지위원회에서 공개하는 총에너지 보조금 자료에 의하면, LPG 보조금은 2011년부터 2014년에 다른 에너지 분야 보조금 증가와 함께 증가했다가 2015년에 다시 감소한 것으로 나타남
- 이러한 보조금의 감소는 유가 하락 시기에 맞춰 조코위 정권이 전력 관련 보조금을 대폭 낮추면서 나타났는데, 에너지 분야 보조금을 낮춰 확보한 예산을 인프라 투자에 대신 배정하면서 인도네시아 인프라 투자 규모가 증가하였음

[그림 V-19] 인도네시아 보조금 개혁이 정부 인프라 예산에 미친 영향

(단위: 조루피아)



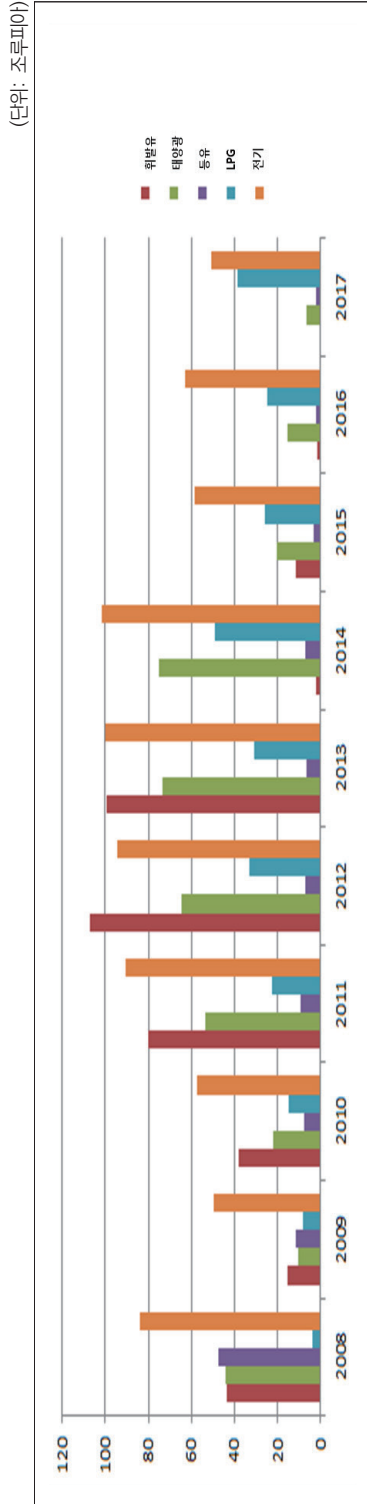
출처: PWC, Indonesian Infrastructure: Stable Foundations for Growth, 2016, p.6

- 조코위 대통령 재임기간 주요 정책 이슈였던 인프라의 개발 속도는 2019년부터 다소 둔화될 것으로 예상되고 있는데, 이는 정부가 2019년에는 새로운 프로젝트를 착수하는 대신에 현재 진행 중인 프로젝트를 지속할 것이기 때문임¹⁵⁰⁾
- 인도네시아 정부는 2015년에서 2018년까지 지속 감축했던 에너지 보조금을 몇 년 만에 처음으로 그 규모를 증대함¹⁵¹⁾
 - 2018년 국가 예산안 중 약 94조 5천억루피아를 에너지 분야 보조금으로 책정한 것에 반해 2019년 보조금은 160조루피자로 책정해 전년 대비 2배 이상 증가함
 - 2019년의 에너지 보조금을 대폭 상승시킨 이유는 달러 대 루피아 약세 영향이 지속될 것으로 예상함에 따른 정부의 결정임
 - 인도네시아 정부에서 전기 및 연료가격 상승이 매우 민감한 문제임을 감안할 때, 이러한 결정은 국민에 대한 보조금 혜택 증가로 이어져 2020년도 대선에서 조코위 대통령의 재임에 긍정적으로 작용할 것으로 보여, 정치적 판단이라는 평이 있음

150) 한국무역투자진흥공사, 「인도네시아 진출 시 참고할만한 2019년 주요 정책과 전망」, 2018
<http://news.kotra.or.kr/user/globalBbs/kotranews/6/globalBbsDataView.do?setIdx=322&dataIdx=171862>(검색일자: 2019.10.03.)

151) 한국무역투자진흥공사, 「인도네시아 진출 시 참고할만한 2019년 주요 정책과 전망」, 2018
<http://news.kotra.or.kr/user/globalBbs/kotranews/6/globalBbsDataView.do?setIdx=322&dataIdx=171862>(검색일자: 2019.10.03.)

[그림 V-20] 인도네시아 총에너지 보조금



출처: National Energy Council, Executive Energy Data, https://statistik.den.go.id/dashboard/index?category_id=11&sub_sub_category_id=&year=2017(검색일자: 2019.9.2.)

<표 V-14> 인도네시아 총에너지 보조금

(단위: 조루피아)

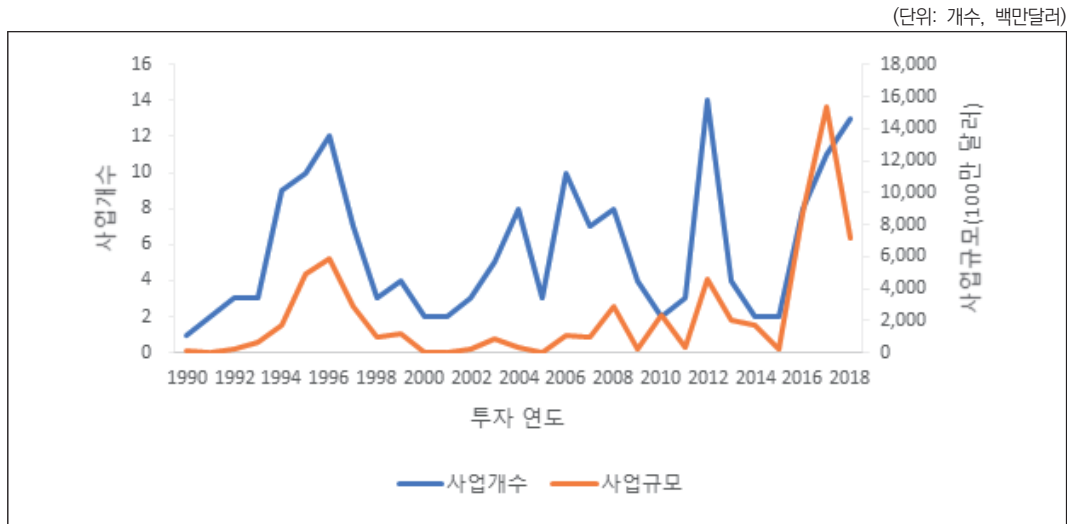
연도	휘발유	태양광	등유	LPG	전기
2008	43.60	44.10	47.60	3.90	83.90
2009	15.20	10.40	11.50	7.90	49.50
2010	38.10	21.90	7.50	14.90	57.60
2011	79.80	53.30	9.40	22.60	90.40
2012	107.20	64.70	7.10	32.80	94.60
2013	99.60	73.20	6.30	31.00	100.00
2014	1.90	74.90	7.20	49.00	101.80
2015	11.19	20.48	3.21	25.87	58.33
2016	1.20	15.32	2.23	24.94	63.10
2017	0.00	6.58	1.72	38.75	50.59

출처: National Energy Council, Executive Energy Data, https://statistik.den.go.id/dashboard/index?category_id=11&sub_sub_category_id=&year=2017(검색일자: 2019.9.2.)

다. 민간투자

- [민간투자 규모] 1990-2018년간 민간은 총 8개 부문의 165개 인프라 사업에 투자하였으며 총투자규모는 약 674억달러임

[그림 V-21] 인도네시아 인프라 민간투자 규모

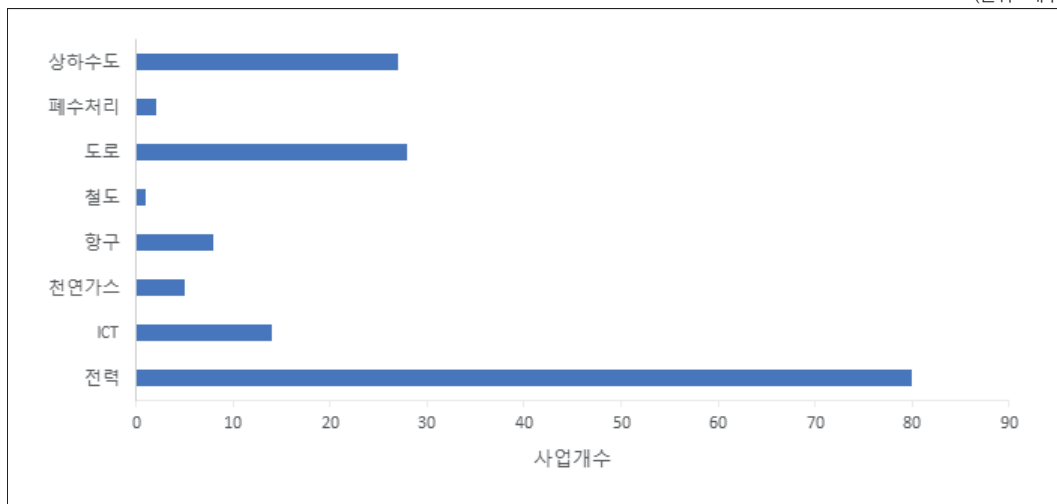


출처: World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata>(검색일자: 2019.9.18.) 참고하여 저자 작성

- 분석 대상연도 동안 민간투자는 증감을 반복하는 양상을 보였으며, 특히 투자가 왕성했던 시기는 1990년대 및 2000년대 중반, 2010년대 초반, 그리고 최근임
 - 가장 투자가 많이 이루어진 연도는 사업개수 기준 2012년(14개 사업), 투자규모 기준 2017년(153억달러)임
 - 민관협력사업(PPP) 방식으로 진행한 비중이 전체 사업의 93%로 대부분을 차지함
- [부문별 사업 규모] 민간투자가 가장 집중된 부문은 전력이며 도로, 상하수도, ICT 시설 순으로 투자가 이루어짐

[그림 V-22] 인도네시아 인프라 부문별 민간투자(1990-2018)

(단위: 개수)

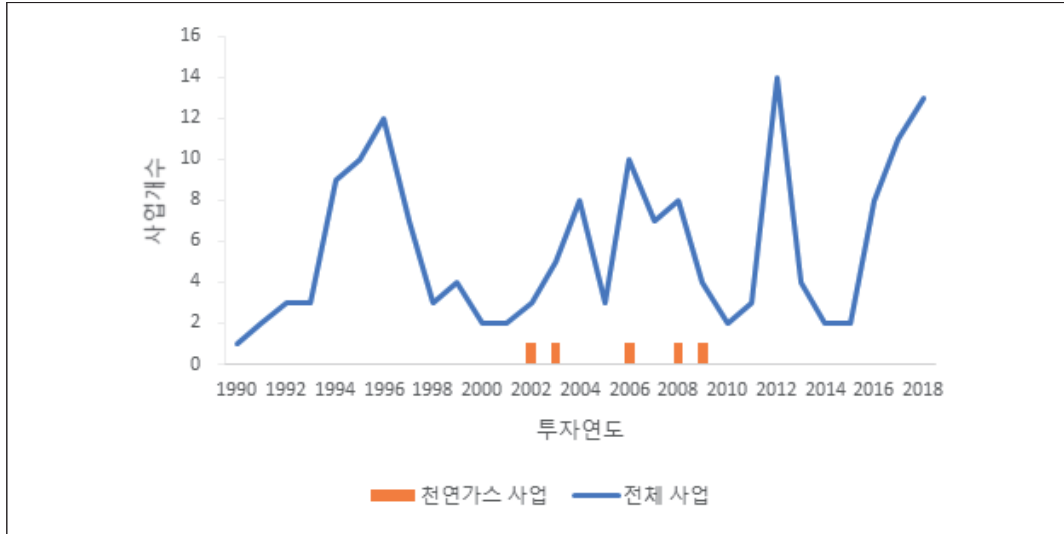


출처: World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata> (검색일자: 2019.9.18.) 참고하여 저자 작성

- 민간재원이 투입된 총 165개 사업 중 전력사업이 80개로 전체의 절반에 가까운 48%를 차지함
 - 두 번째로 많은 사업이 실시된 부문은 28개(17%)의 도로사업이고 상하수도사업 27개(16%), ICT 사업 14개(8%) 순으로 실시됨
 - 인도네시아의 민간투자는 연평균 2.4개 부문에서 진행되었음
 - 전력 및 상하수도 시설은 전 기간에 걸쳐 꾸준히 투자가 실시된 부문임
- [천연가스 투자 규모] 1990-2018년 동안 민간은 총 5개 천연가스사업에 7.2억달러를 투자하였고, 이는 2002-2009년 사이에 이루어짐

[그림 V-23] 인도네시아 천연가스 관련 민간투자

(단위: 개수)



출처: World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata>(검색일자: 2019.9.18.) 참고하여 저자 작성

- 천연가스 관련 민간투자는 2002, 2003, 2006, 2008, 2009년 각각 1개 사업씩 실시되었으며, 2003년 사업의 투자액이 3억달러로 가장 큼
- 5개의 민간사업은 모두 PPP가 아닌 순수 민간투자로 진행되었으며, 이는 전체 사업의 PPP 비중(93%)과 대비됨

라. 천연가스 관련 향후 자원 추이

- [투자 분야와 규모] 인도네시아는 다양한 에너지 분야에서 투자를 유치하고자 노력을 하고 있으며, 재원을 조달하기 위한 여러 방안을 모색하고 있음¹⁵²⁾
- <표 V-15>에서는 인도네시아가 원하는 에너지 관련 투자분야와 추정 투자 규모를 볼 수 있는데, 이를 위해 2015년에서 2019년까지 투입되어야 하는 투자액의 규모는 총 1,976.5억달러에 달함

152) ADB, *Sustainable Infrastructure Assistance Program: Technical Assistance for Energy RPJMN 2015-2019: Energy Sector White Paper*, 2015, p. 62

〈표 V-15〉 인도네시아 에너지 투자 수요 규모

개발 종류	투자 예상 비용 (단위: 십억달러)	투자 예상 비용 (단위: 조루피아)
석유 인프라 투자	7.90	90.80
가스 생산 개발	36.02	417.88
가스 분배 파이프라인 인프라	14.06	163.05
예비 에너지 저장장치	18.75	217.50
운영 예비력 저장장치	17.11	198.48
석탄 화력 발전소	24.80	287.66
지열 발전소	27.02	313.46
가스 발전소	0.53	6.09
수력 발전소	13.36	154.96
디젤 발전소	0.04	0.46
기타 재생에너지 발전소	5.29	61.32
송전라인 개발	8.48	98.32
배전라인 개발	21.17	90.80
석탄 항 시설	0.71	8.18
석탄 철도 시설	2.44	28.10
2015~2019 총투자 수요 규모	197.65	2,137.04

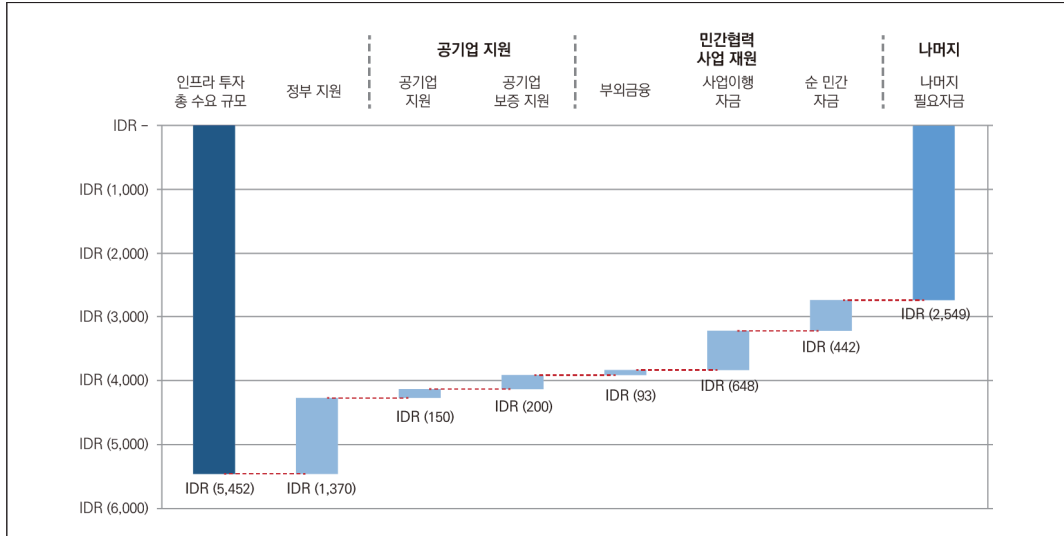
주: 1달러 = 11,500루피아 환율 적용

출처: ADB, *Sustainable Infrastructure Assistance Program: Technical Assistance for Energy RPJMN 2015-2019: Energy Sector White Paper*, 2015, p. 62 참고하여 저자 작성

- 인도네시아 정부가 계획하고 있는 에너지 분야 포함, 전체 인프라 투자 규모는 5,452 조루피아에 이르나, 투입 가능한 정부 예산은 1,370조루피아가로 전체 사업을 실행하기엔 턱없이 부족하여, 다양한 투자처를 확보하여 투자처별 아래 그림과 같은 규모로 필요 투자액을 유치하려는 계획을 세우고 있음

[그림 V-24] 인도네시아 에너지 투자처별 규모

(단위: 조루피아)



출처: ADB, *Sustainable Infrastructure Assistance Program: Technical Assistance for Energy RPJMN 2015-2019: Energy Sector White Paper*, 2015, p. 63 참고하여 저자 작성

- 인도네시아는 정부 예산 외에도 공기업(SOE) 펀딩, PPP 펀딩, 민간투자, 전략적 투자 등을 통해 중기계획 전략 추진을 위한 자원 마련을 모색하고 있음
 - 인도네시아는 개발 필요 분야와 소요 투자 규모액에 대한 사전 조사를 여러 국제기구와 ODA 지원을 진행하고 있는 국가들과의 협력하에 진행하고 있음
- [에너지 인프라 확충 자금 조달] 인도네시아의 기존 에너지 인프라는 생산 위주로 형성되어 있었으나, 국내 소비를 뒷받침하기 위해 정제 및 마케팅과 분배 인프라를 확충할 계획을 세우고 있음¹⁵³⁾
 - 인도네시아 정부는 국가 가스 인프라 로드맵을 통해 국내 가스 파이프라인 네트워크를 갖추려는 계획을 제안함
 - 현재 Central Java, West Java, East Java/Bali, South Sulawesi, Kalimantan 등 다양한 지역에 천연가스 관련 시설에 대한 공사가 착수되었으며, 이러한 시설 건설에 대한 비용은 해외 투자 유치를 통해 확보함¹⁵⁴⁾

153) PWC, *Indonesian Infrastructure: Stable Foundations for Growth*, 2016, p.15

154) IHS Markit, "LNG Market Profile, Indonesia," 2019, pp.19~20

〈표 V-16〉 인도네시아 에너지 투자 조달 방법

		자금 조달 방법	설명
정부 펀딩	중앙정부	연간 중앙정부 예산	인프라에 배정된 연간 중앙정부 예산
		ODA 차관	공여국으로부터의 외환 차관
		국채	국가신용등급에 따른 국채 발행
		자산유동화	자산매각, 자산증권화, IPO 등에 의한 자금
	지방정부	연간 지방정부 예산	인프라에 배정된 연간 지방정부 예산
		지방정부 채권	지방정부 신용등급에 따른 지방채 발행
지방정부 직접차관		지방정부로부터의 직접차관	
공기업 펀딩	현금집합+영업 현금흐름	공기업의 유동자산 또는 영업 현금흐름에 의한 자금	
	기업채권	공기업 신용등급에 의한 채권 발행	
	공기업 직접차관	공기업 보증 차관, 상업은행대출	
민관협력사업 펀딩	정부의 지원에 의한 민간 펀드	프로젝트 파이낸스의 투자자 자본+사업이행자금과 보증	
민간 펀딩	순수 민간 펀딩	정부지원을 제외한 순수 민간 분야에서의 펀딩	
전략적 펀딩	수직, 수평 분할	자산을 분할하여 위에 언급된 방법들을 조합	
	분야 통합 패키지	관련된 프로젝트들을 묶어서 위에 언급된 방법들을 조합	
	기타	인프라 펀드/채권, 프로젝트 채권, 기타 금융상품	

출처: ADB, *Sustainable Infrastructure Assistance Program: Technical Assistance for Energy RPJMN 2015-2019: Energy Sector White Paper*, 2015, p. 64 참고하여 저자 작성

3. 태국

가. 에너지 관리 거버넌스

□ [거버넌스] 태국의 에너지 거버넌스 관련 주요 기관은 크게 아래와 같이 다섯 개의 기관으로 나눌 수 있음¹⁵⁵⁾

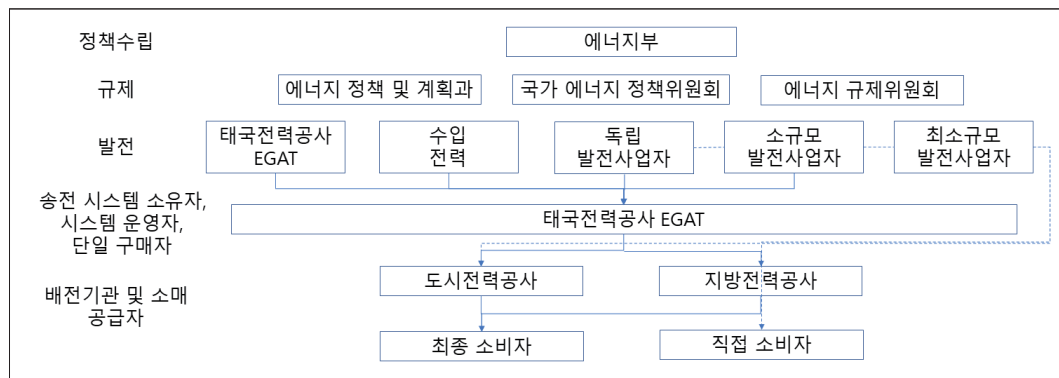
- 국가 에너지 정책위원회(National Energy Policy Council: NEPC): 에너지 정책 관련 최상위 기관으로 국무총리가 의장을 맡고 있고 정부 부처의 장(Ministers and Directors)들로 구성됨
- 에너지부(Ministry of Energy): 에너지 정책과 계획, 그리고 도입을 담당하며, 에너지부에는 아래와 같이 에너지 담당국들이 포함되어 있음¹⁵⁶⁾

155) Suphakit Nuntavorakarn, "Institutional and Governance Aspect of the Energy Transition: Case of Thailand," Heinrich-Böll-Stiftung, 2018, <https://th.boell.org/en/2018/12/03/institutional-and-governance-aspect-energy-transition-case-thailand>(검색일자: 2019.9.2.)

- 광물 자원청(Department of Mineral Fuels)
 - 에너지 사업청(Department of Energy Business)
 - 대체에너지 개발 및 효율청(Department of Alternative Energy Development and Efficiency: DEDE)
 - 에너지 정책 및 계획과(Energy Policy and Planning Office: Eppo)
 - 에너지 규제위원회(Energy Regulatory Commission: ERC): 2007년에 설립되어 규제 관련된 부분에 관여한다는 점에서 독립성이 약간 보장된다고 볼 수 있음
 - 다만, 규제위원회의 구성원은 에너지부에 의해 결정되며, 연간 예산도 심의 대상임
 - 에너지 보존 펀드(Energy Conservation Fund): 1992년에 설립되어 에너지 효율성과 신재생에너지를 지원함. 현재 매년 약 2억유로의 기금이 운용되고 있으며 다양한 에너지 효율성과 신재생에너지 관련 연구, 홍보 등의 사업을 지원하고 있음
 - 3개의 전력 담당 공기업: 태국전력공사(Electricity Generating Authority of Thailand, EGAT)가 전력 생산과 송전을 담당하고 있으며, 나머지 두 개의 전력 공기업이 배전과 판매를 담당함
- [전력 시스템] 태국의 전력 시스템은 규제기관, 정책수립기관, 정책수행기관 그리고 전력 공급 시스템으로 이어짐
- 전력 공급 시스템은 우선 정책수립기관인 에너지부(Ministry of Energy)와 규제기관인 국가 에너지 정책위원회(NEPC), 에너지 정책 및 계획과(Eppo), 그리고 에너지 규제위원회(Energy Regulatory Commission)가 전반적인 관리를 하고 있음
 - 발전(Generation)은 태국전력공사(EGAT), 독립발전사업자(Independent Power Producer, IPP), 소규모 발전사업자(Small Power Producer, SPP), 그리고 최소규모 발전사업자(Very Small Power Producer, VSPP)들이 담당하며, 수입으로도 충당을 하고 있음
 - 송전(Transmission)은 EGAT가 단독으로 관리하고 있음
 - 배전(Distribution)은 도시전력공사(Metropolitan Electricity Authority, MEA)와 지방전력공사(Provincial Electricity Authority, PEA)를 통해 소비자에게 제공됨

156) Budget Bureau of Thailand, *Thailand's Budget In Brief Fiscal Year 2018*, 2018, <http://www.bb.go.th/en/topic-detail.php?id=7262&mid=456&catID=0>(검색일자: 2019.9.2.)

[그림 V-25] 태국 전력 공급 시스템



출처: ADB, *ASEAN Distributed Power Project, Sector Review*, <https://www.adb.org/sites/default/files/linked-documents/50410-001-so.pdf>(검색일자: 2019.9.2.) 참고하여 저자 작성

□ [천연가스 공급 시스템] 천연가스 생산국이자 수입국인 태국은 2018년 국가 전력생산의 57%를 천연가스로 충당하고 있으며,¹⁵⁷⁾ 천연가스 공급 시스템은 [그림 V-26]과 같은 구조로 이루어짐

- 전력 공급 시스템은 각 연료에 따라 각기 다른 생산→정제→유통→소비 단계로 차례대로 이어짐
- 수입된 LNG를 받는 터미널과 국내 유전에서 생산된 천연가스를 분리하는 설비, 그리고 전역으로의 천연가스 공급 파이프라인은 모두 국영석유기업인 태국석유공사 PTT 社(PTT Public Company Limited)에서 관리를 하고 있음¹⁵⁸⁾
- 육지에서 생산되는 천연가스는 메인 파이프라인에 연결되어 있지 않아 인근에 위치한 발전소, 차량용 천연가스 주유소, 지역 기업 등에서만 소비가 가능함¹⁵⁹⁾
 - 바이오가스도 이와 마찬가지로 인근의 작은 규모의 전력·산업 시설에서만 생산되고 소비됨
- 연안에서 생산되는 천연가스 중 태국 만(Gulf of Thailand)에서 하루에 생산되는 양이 2조 8,530억BTU이며, 말레이시아-태국 합동 개발 지역(MTJDA: Malaysia-Thailand Joint Development Area)에서 생산되는 양이 4,970억BTU임¹⁶⁰⁾

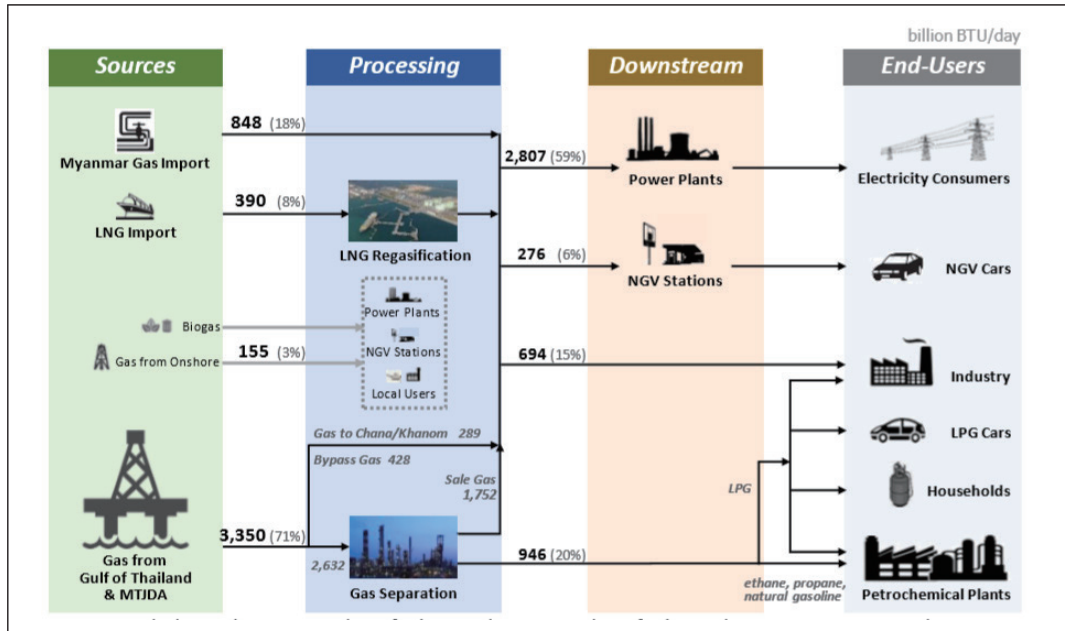
157) IHS Markit, "LNG Market Profile, Thailand," 2019, p.21

158) Warut B., *How Thailand's new Erawan & Bongkot gas price affects energy cost*, 2019

159) ERIA, *Assessment of Readiness for Fossil Fuel Import Disruption*, 2018

160) ERIA, *Assessment of Readiness for Fossil Fuel Import Disruption*, 2018

[그림 V-26] 태국 천연가스 공급 시스템



주: 1. BTU: British thermal unit, LNG: liquefied natural gas, LPG: liquefied petroleum gas, MTJDA: Malaysia-Thailand Joint Development Area, NGV: natural gas for vehicles, scf: standard cubic foot.

2. 2016년 통계 및 천연가스 공급 및 수요량(단위: 1,000BTU/scf) 기준으로 집계

출처: ERIA, *Assessment of Readiness for Fossil Fuel Import Disruption*, 2018 <http://www.eria.org/publications/assessment-of-readiness-for-fossil-fuel-import-disruption/>(검색일자: 2019.9.2.)

□ [천연가스 시장의 변화] 1998년 태국 국가 에너지 정책국(National Energy Policy Office)은 국가의 천연가스 시장규제 완화 및 PTT社(PTT Public Company Limited)의 민영화를 제안함¹⁶¹⁾

○ 태국 정부는 시장규제 완화를 위한 체계를 승인하였으나, 도입이 어려워 2001년 PTT社를 법인화하는 데 그침

○ 따라서 PTT社는 실제로 국내 가스 공급, 수입, 유통, 배분에 대한 독점권을 행사하였음

- 모든 생산 기업들은 생산된 가스를 PTT社에 판매함

□ 2013년 에너지 규제위원회(Energy Regulatory Commission)는 1998년 이후 처음으로 규

161) IHS Markit, "LNG Market Profile, Thailand," 2019, p.18

제완화를 재차 제안함¹⁶²⁾

- 새로 제안된 법안은 타사가 PTT社의 가스 파이프라인을 활용할 수 있도록 허용하는 내용을 담고 있음
 - 본 법안하에서는 대규모 산업체들과 발전회사들이 외부 공급자로부터 직접 가스를 구매할 수 있게 허용하고 있으며 LNG 수입 터미널을 표준 사용료를 지불하고 활용할 수 있게 함
 - Chevron社와 Shell社は LNG를 태국 소비자들에게 직접 공급하는 것에 대한 관심을 포함
 - 또한 태국 에너지 규제위원회는 2016년 PTT社 외의 다른 회사들이 가스 사업을 시작하는 것을 허가하는 법안을 승인함
- 증가하는 수요를 감당하기 위해 태국 정부는 제3 기업으로 가스 공급처를 확대해 국내 가스 공급량을 증가시키려는 의지를 나타냄¹⁶³⁾
- 1999년 법안 도입 이후 PTT社의 파이프라인을 제3자가 사용하는 것이 법안상으로는 가능하였으나, 실질적으로는 PTT社가 이미 파이프라인을 최대치로 활용하고 있다는 이유로 제3기업의 사용허용 요청을 지속적으로 거절해왔음
 - 이에 따라 2013년 에너지 규제위원회는 2014년까지 천연가스(파이프라인 및 재기화 설비) 유통을 민영화할 계획이라고 공식 발표하였으나 계획의 구체적인 내용은 밝히지 않음
 - 2014년 군부 정권은 2014년 4분기 국내 가스 가격을 인상하겠다는 계획을 발표함
 - 본 정권의 가스 가격 개혁은 기존보다 시장주의 체제를 따르는 공식에 따라 가격을 책정할 것으로 전망되었으며, 저소득층의 비용부담을 최소화하는 방향으로 도입될 것으로 발표됨
- 현재 오직 PTT社만이 LNG 수입 인프라를 소유하고 운영하고 있으며, 다른 회사들은 2015년부터 PTT社의 LNG 터미널을 활용하고 있음¹⁶⁴⁾

162) IHS Markit, "LNG Market Profile, Thailand," 2019, p.18

163) IHS Markit, "LNG Market Profile, Thailand," 2019, p.18

164) IHS Markit, "LNG Market Profile, Thailand," 2019, p.18

- 이러한 변화에 따라 가스 시장에서 PTT社의 영향력이 다소 약화되는 효과가 있었음
 - 태국전력공사 EGAT는 2017년 10월 PTT社로부터 기존 Map Ta Phut 터미널에서 1.5 MMtpa의 재기화 용량에 대한 승인을 받았음
 - 2016년 2월, 태국 석유연구소는 태국 에너지 믹스 정책에서 LNG의 중요성이 커짐에 따라 태국 정부가 PTT社 외 다른 기업들의 재기화 터미널에 대한 투자를 권장하여 태국의 가스부문에서 더 많은 경쟁을 일으키도록 권고함
- 태국 천연가스 사업 경쟁에 대한 국가 에너지 정책위원회(NEPC)의 승인에 따라 EGAT는 2017년 8월에 2018년부터 새로운 LNG 공급 업체가 되기 위한 라이선스를 받음¹⁶⁵⁾
- EGAT는 아직 LNG 계약 체결에 대한 발표를 하지 않았지만, 이미 2016년부터 JERA (Japan's Energy for A New Era)를 비롯하여 여러 LNG 공급 업체와 MOU를 맺어 세부 사항을 논의 중이라고 밝힘

나. 에너지 자원

- [예산 규모] 태국의 에너지 분야 및 에너지부 정부 예산은 점차 증가하는 추세임
- 에너지 분야(Fuel and Energy)에 대한 예산규모는 2017년에는 30억바트에서 2018년 31억 바트로 증가하였고, 에너지부(Ministry of Energy)의 예산은 2017년 20억바트에서 2018년 22억 바트로 증가함

〈표 V-17〉 태국 에너지 분야 및 에너지부 예산

(단위: 백만바트)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
에너지 분야 예산	2597.6	2744.4	2487.6	2643.3	2858.2	2719.7	2843.5	3021.1	3141.8
총 경제분야 예산 대비 에너지 분야 예산	0.90%	0.65%	0.59%	0.56%	0.54%	0.50%	0.49%	0.56%	0.48%
에너지부 예산	1,869.4	2,010.4	1,850.9	1,956.6	2,058.6	1,976.0	2,006.5	2,052.9	2,221.1
총부처예산 대비 에너지부 예산	0.11%	0.09%	0.08%	0.08%	0.08%	0.08%	0.07%	0.07%	0.07%

출처: Thailand Budget in Brief, Government Fiscal Management Information System
<http://www.bb.go.th/en/topic3.php?gid=709&mid=456>
<http://dataservices.mof.go.th/Dataservices/GovernmentExpenditureEconomyMinistry/>(검색일자: 2019.9.27.) 참고하여 저자 작성

165) IHS Markit, "LNG Market Profile, Thailand," 2019, p.18

- 정부세입에서는 에너지 관련 직접세와 간접세로 정부 세입을 충당함

〈표 V-18〉 태국 에너지 관련 세수

(단위: 백만바트)

항목	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
조세수입	1,296,075	1,532,671	1,685,396	1,774,535	1,722,570	1,737,791	1,725,609	1,796,255
소득세	211,000	242,560	273,997	301,249	280,790	306,100	319,128	312,745
법인세	466,326	572,183	566,792	598,025	563,425	568,287	578,736	622,160
석유소득세	67,786	81,184	95,523	114,257	100,306	83,177	46,221	39,382
부가가치세	514,065	590,057	692,322	697,997	711,704	710,257	717,748	751,738
소비세	416,852	370,888	415,538	418,048	380,665	464,170	505,365	561,281
석유소비세	153,561	93,971	62,184	63,133	66,787	147,209	172,876	219,909
세관	97,121	104,719	122,689	110,161	112,047	116,117	97,125	107,404
기타	243,329	216,408	261,931	261,008	288,745	370,384	386,128	337,420
총세수	2,053,378	2,224,687	2,485,556	2,563,752	2,640,537	3,090,238	3,087,255	3,067,278

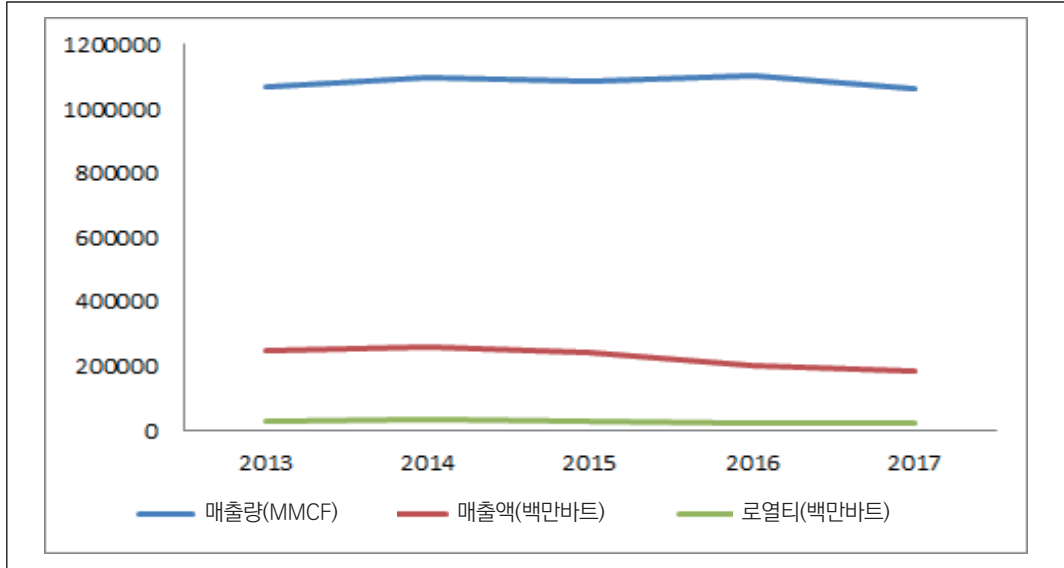
주: 2018. 9. 27. 기준 데이터임

출처: Revenue Department, Excise Department, Customs department, Treasury Department, Comptroller General's Department and State Enterprise Policy Office Prepared by: Fiscal Policy Office,
<http://dataservices.mof.go.th/Dataservices/GovernmentRevenue>(검색일자: 2019.9.27.) 참고하여 저자 작성

- 2010-17년간 조세수입은 꾸준히 증가하였으나, 석유소득세는 2013년을 최고점으로 감소하고 있으며 2017년 전체 조세수입 중 2%에 불과함
- 2010-17년간 소비세 내 석유소비세 평균 비중은 27%임
- 천연가스 매출량은 2013년 1,070,942(MMCF)에서 2017년 1,062,533(MMCF)로 비슷한 수준을 유지하고 있으나, 매출액은 2013년 250억바트에서 187억바트로 감소하였고, 로열티 수입도 2013년 312억바트에서 233억바트로 상당히 감소하여 수익성이 악화됨

[그림 V-27] 태국 천연가스 매출량, 매출액, 로열티 수입

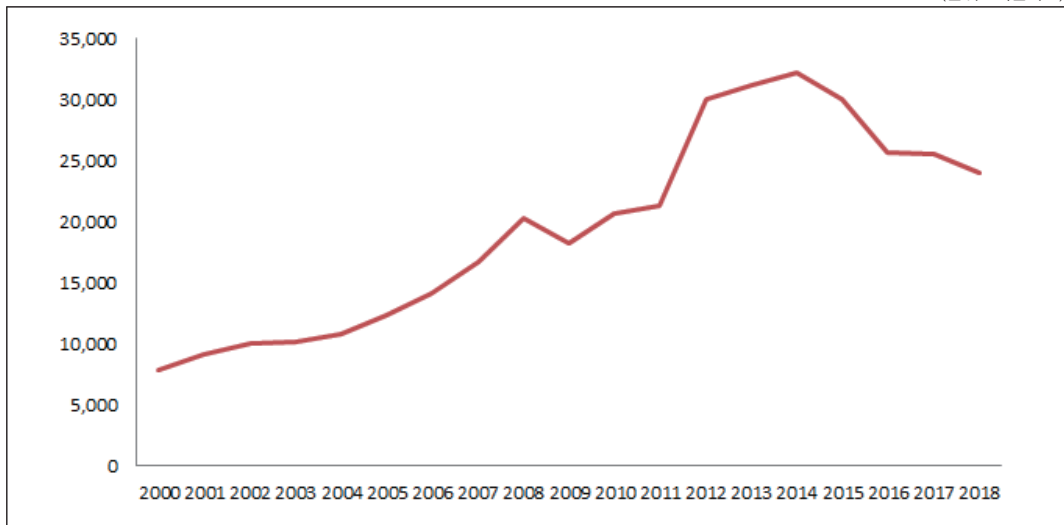
(단위: MMCF, 백만바트)



출처: Energy Policy and Planning Office, Energy Statistics,
[http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/value-energy-statistic?orders\[publishUp\]=publishUp&issearch=1](http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/value-energy-statistic?orders[publishUp]=publishUp&issearch=1)(검색일자: 2019.9.27.) 참고하여 저자 작성

[그림 V-28] 태국 천연가스에 대한 정부 로열티 수입

(단위: 백만바트)

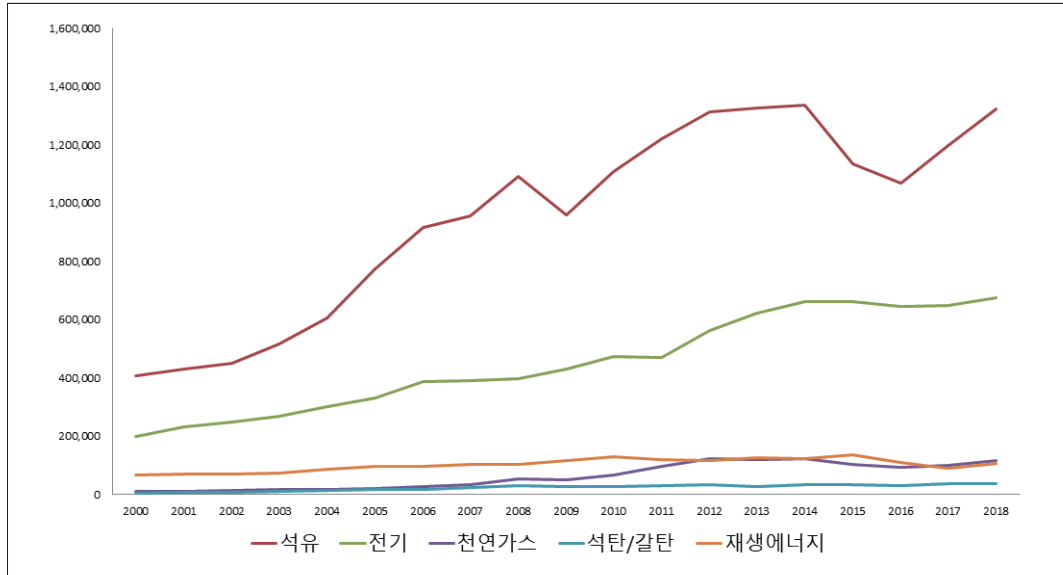


출처: Energy Policy and Planning Office, Energy Statistics,
[http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/value-energy-statistic?orders\[publishUp\]=publishUp&issearch=1](http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/value-energy-statistic?orders[publishUp]=publishUp&issearch=1)(검색일자: 2019.9.27.) 참고하여 저자 작성

- 전체 에너지 소비 지출 규모는 지속적으로 증가하고 있으며, 2018년 기준 석유상품에 대한 지출은 1,322,391백만바트이고, 천연가스는 116,881백만바트에 달함

[그림 V-29] 태국 전체 에너지 소비 지출 규모

(단위: 백만바트)



출처: Energy Policy and Planning Office, Energy Statistics, [http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/value-energy-statistic?orders\[publishUp\]=publishUp&issearch=1](http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/value-energy-statistic?orders[publishUp]=publishUp&issearch=1)(검색일자: 2019.9.27.) 참고하여 저자 작성

- [보조금 종류] 태국의 연료 및 전력에 대한 보조금은 크게 LPG, 차량용 천연가스, 디젤, 전기, 에탄올 혼합 연료, 바이오디젤에 대한 보조금으로 나뉨

〈표 V-19〉 태국 연료 및 전력에 대한 보조금

(단위: 백만바트)

에너지 종류	보조금 종류	부담 주체	추정 규모
LPG	직접보조금 및 가격보조금(under-recoveries)	석유기금 및 석유회사	57,317
차량용 천연가스	가격보조금 소비세 공제 지방세 공제 택시의 LPG를 NGV로 전환 저금리대출 차량용 천연가스 신용카드 차량용 천연가스 인프라 투자	PTT 정부 예산 지방정부 예산 PTT PTT PTT PTT	12,820
디젤	소비세 공제 어선용 녹색연료(Green Fuel)	정부예산 PTT	108,231
전기	빈곤층을 위한 무료 및 반값 전기 기본요금 및 연료비 규제	전기 소비자 합동 부담 EGAT	7,550 9,000
에탄올 혼합 연료)20%	석유기금 보조금 조세 및 추가 부담금 감면	석유기금 석유기금 및 정부 예산	
바이오디젤	의무소비 소비세 공제	연료혼합자 및 소비자 정부 예산	0.87
TOTAL			194,918

출처: International Institute for Sustainable Development, *A Citizens' Guide to Energy Subsidies in Thailand*, 2013, p.13 참고하여 저자 작성

- 태국의 화석연료(석유, 천연가스, 석탄, 전기) 소비에 대한 정부 보조금의 종류와 보조 대상, 그리고 차량용 천연가스 생산 관련 정부 보조금은 아래와 같음

〈표 V-20〉 태국 화석연료 소비 관련 보조금 종류

연료	보조 내용	보조금 종류
석유	디젤 부가가치세 공제	조세감면
	디젤 소비세 공제	조세감면
	LPG 가격 격차	시장가격 보조
	Euro 4 표준에 따른 휘발류 보상금	-
	녹색연료(디젤에 대한 세금 공제)	조세감면
	Khanom 가스분리시설의 LPG 생산량을 늘리기 위해 Khanom 전력소의 전력발전을 위한 자금지원	직접보조(석유기금에서의 보조금)
천연가스	천연가스 자동차에 대한 소매가격 상한선	시장가격 보조 (석유펀드보조금)
	천연가스를 사용하는 차량, 기계, 설비에 대한 투자 수익	조세감면
	메탄가스에 대한 소비세 및 지방정부세 공제	조세감면
	천연가스 자동차에 대한 소비세 및 도로세 감면	조세감면
석탄	보조금 없음	-
전기	월 50kWh 미만 사용하는 저소득 소비자를 위해 무료 전기 제공	시장가격 보조

출처: ADB, *Fossil Fuel Subsidies in Thailand: Trends, Impacts, and Reforms*, 2015, pp.30~31를 참고하여 저자 작성

〈표 V-21〉 태국 차량용 천연가스 생산 관련 정부 보조금 종류

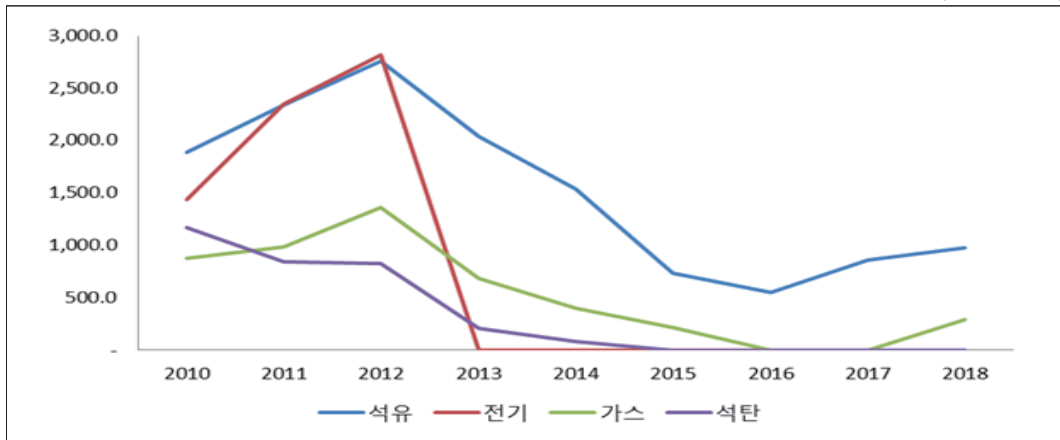
보조 내용	보조금 종류
석유 발굴과 생산을 위한 기계에 대한 수입관세 및 부가가치세 공제	조세감면
LNG 접수 터미널 및 재기화 설비에 대한 투자 수익	조세감면
천연가스 파이프라인을 통한 송신에 대한 투자 수익	조세감면
천연가스 분리시설에 대한 투자 수익	조세감면
차량용 천연가스 주유소에 대한 투자 수익	조세감면

출처: ADB, *Fossil Fuel Subsidies in Thailand: Trends, Impacts, and Reforms*, 2015, p.32를 참고하여 저자 작성

- [보조금 규모] 태국은 국내 및 수입 천연가스와 수입원유에 대한 의존도가 높으며, 화석연료에 대한 정부 보조금 규모가 크므로 정부 재정에 부담을 주고 있음¹⁶⁶⁾
 - 유가 및 가스가격의 변동에 의해 화석연료 보조금에 의한 재정 부담이 심화되면서 이에 대한 정책 개혁의 필요성이 부각됨¹⁶⁷⁾
 - 화석연료 보조금 총규모는 2010년부터 감소하고 있는데, 원유 보조금의 경우 2010년 18억달러에서 2018년 9억달러로 절반가량 감소하였고, 가스 보조금은 2010년 8억달러에서 2018년 2억달러로 6년 사이 급격하게 줄었음¹⁶⁸⁾

[그림 V-30] 태국 화석연료 보조금 규모

(단위: 백만달러)



출처: IEA, Fossil Fuel Subsidies Database, <https://www.iea.org/weo/energysubsidies/>(검색일자: 2019.9.2.) 참고하여 저자 작성

166) ADB, *Fossil Fuel Subsidies in Thailand: Trends, Impacts, and Reforms*, 2015

167) ADB, *Fossil Fuel Subsidies in Thailand: Trends, Impacts, and Reforms*, 2015

168) 물가갭(price-gap) 접근방식: 최종소비자가 부담하는 소비가격과 생산비용을 기준으로 산정한 가격을 비교

〈표 V-22〉 태국 화석연료 보조금

(단위: 백만달러)

상품	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
석유	1,890.3	2,339.4	2,759.7	2,038.6	1,534.4	736.7	550.8	863.9	977.5
전기	1,435.7	2,347.1	2,816.9	-	-	-	-	-	-
가스	879.9	982.0	1,362.8	687.4	396.1	220.1	-	-	294.3
석탄	1,167.5	844.7	824.2	210.8	84.8	-	-	-	-
합계	5,373.3	6,513.1	7,763.6	2,936.7	2,015.3	956.8	550.8	863.9	1,271.8

출처: IEA, Fossil Fuel Subsidies Database, <https://www.iea.org/weo/energysubsidies/>(검색일자: 2019.9.2.) 참고하여 저자 작성

- [보조금의 문제점] 태국의 화석연료 보조금은 차별화되어 있지 않고 보편적이라는 점에서 오히려 전력을 많이 사용하는 고소득층에게 더 이득이 되고, 전력사용 비용을 낮춰줌으로써 전력사용 절감을 위한 인센티브가 줄어든다는 점에서 문제점이 있음¹⁶⁹⁾
- 2012년 자료를 보면, 태국 화석연료 보조금에 의해 태국 LPG 가격이 주변국보다 저렴해짐에 따라 LPG 가격이 더 비싼 주변국으로 저렴한 태국 LPG를 밀수하는 상황이 발생하기도 하여 보조금 개혁의 필요성이 대두됨
 - 따라서 태국은 화석연료에 대한 보조금보다는 전력 가격에 대한 보조금을 통해 저소득층을 지원하고자 함
 - 가장 전력을 적게 소비하는 저소득층 소비자를 위해 가장 높은 전력 가격 보조금이 지원되고 있는데, 이러한 정책은 태국 전역의 전력 공급률이 높기 때문에 성공이 가능하다고 볼 수 있음
 - 다만, 본 보조금의 비용은 산업 소비자들에게 부과되는데, 이는 생산비용을 높이고, 경쟁력을 악화시키는 문제점을 발생시킴

169) International Institute for Sustainable Development, *A Citizens' Guide to Energy Subsidies in Thailand*, 2013, p.21

〈표 V-23〉 2012년 동남아 LPG 소매가격 비교

(단위: 바트/kg)

국가	가격
태국	
취사용	18.13
차량용	21.38
산업용	30.13
말레이시아	20
베트남	37
미얀마	34
라오스	49
캄보디아	45

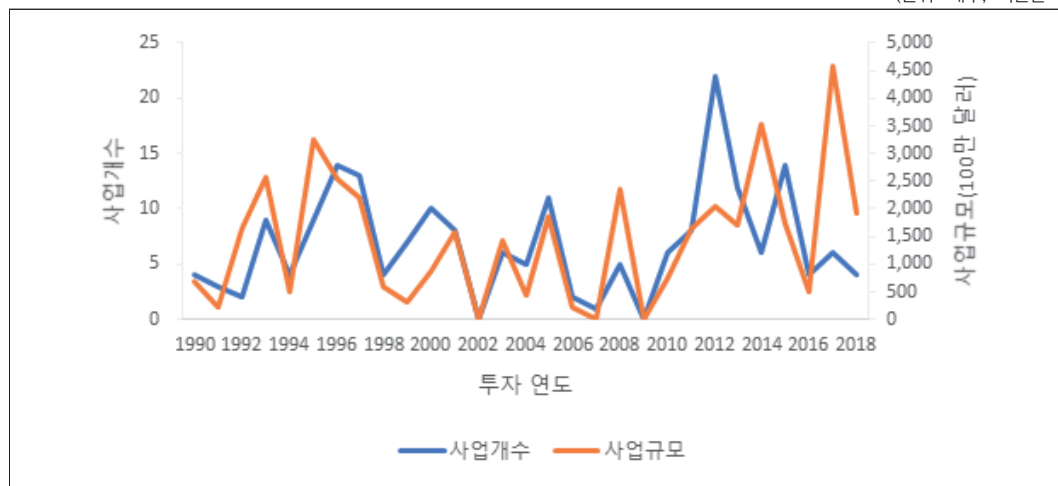
출처: International Institute for Sustainable Development, *A Citizens' Guide to Energy Subsidies in Thailand*, 2013, p.21 참고하여 저자 작성

다. 민간투자

- [민간투자 규모] 1990-2018년 간 민간은 총 9개 부문의 199개 인프라 사업에 투자하였으며 총투자규모는 약 416억달러임

[그림 V-31] 태국 인프라 민간투자 규모

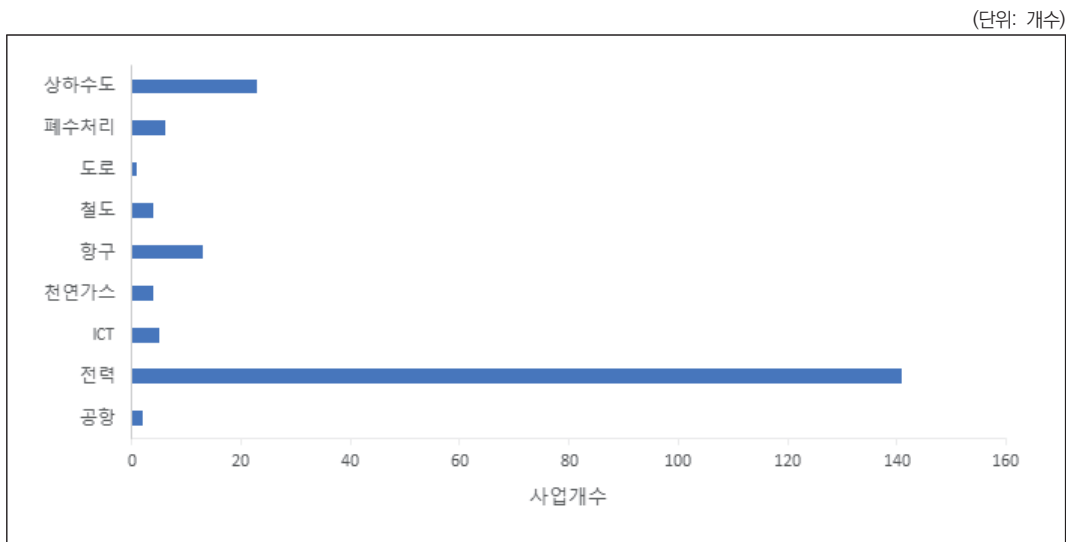
(단위: 개수, 백만달러)



출처: World Bank, Private Participation in Infrastructure(PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata>(검색일자: 2019.9.18.) 참고하여 저자 작성

- 분석 대상연도 동안 민간투자는 증가와 감소를 반복하였으나, 2010년대에 들어서며 규모가 점차 커지고 있는 추세임
 - 2012년 민간투자 사업은 22개로 가장 많은 사업에 투자가 이루어진 한편, 45억달러의 민간투자가 이루어진 2017년이 투자규모가 가장 큰 해였음
 - 민간투자는 대부분 민관협력사업(PPP) 방식으로 진행하였는데 그 비중이 전체 사업의 94%임
- [부문별 사업 규모] 민간투자가 가장 집중된 부문은 전력이며 상하수도, 항구, 폐수처리 시설 순으로 투자가 이루어짐

[그림 V-30] 태국 인프라 부문별 민간투자(1990-2018)



출처: World Bank, Private Participation in Infrastructure(PPI) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata>(검색일자: 2019.9.18.) 참고하여 저자 작성

- 민간재원이 투입된 총 199개 사업 중 전력사업이 141개로 전체의 71%가 집중된 투자 부문임
- 상하수도사업이 23개(12%)로 두 번째로 많은 사업을 실시한 부문이며, 항구사업 13개 (7%), 폐수처리사업 6개(3%) 순으로 실시됨
- 태국의 민간투자는 연평균 2.3개 부문에서 진행되었으며, 시기별로 특정 부문에 투자

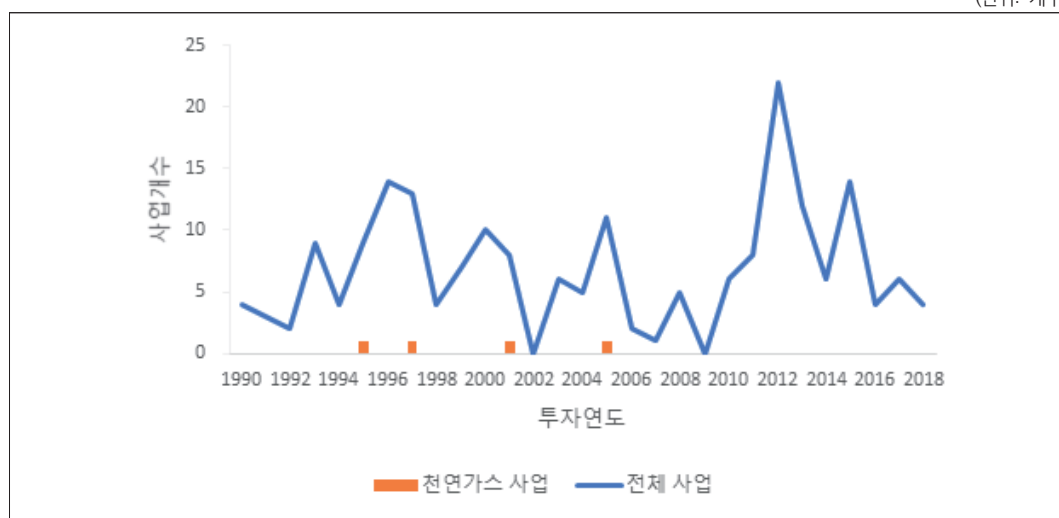
가 집중됨

- 전력 사업은 전 시기에 걸쳐 시행된 반면, 시기별 집중 투자 부문은 1990년대 항구, 2000년대 상하수도, 2010년대 폐수처리사업임

□ [천연가스 투자 규모] 1990-2018년 간 민간은 총 4개 천연가스 사업에 13.5억달러를 투자하였고, 이는 1995-2005년 사이에 이루어짐

[그림 V-33] 태국 천연가스 관련 민간투자

(단위: 개수)



출처: World Bank, Private Participation in Infrastructure(PPi) Data, <https://ppi.worldbank.org/en/ppidata>(검색일자: 2019.9.18.) 참고하여 저자 작성

- 천연가스 관련 민간투자는 1995, 1997, 2001, 2005년 각각 1개 사업씩 실시되었으며, 2001년 사업의 투자액이 6.3억달러로 가장 큼
- 4개 사업 중 민관협력(PPP)으로 진행된 사업은 50%인 2개로 전체 사업의 PPP 비중 (94%)과 대비됨

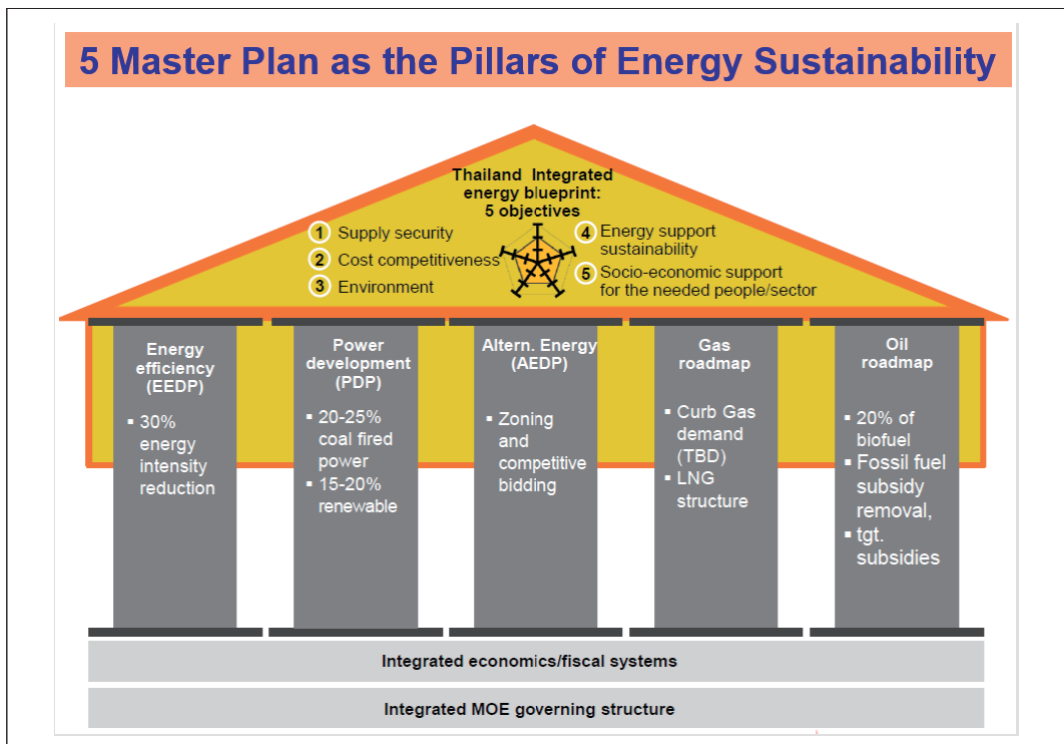
라. 천연가스 관련 정책과 향후 자원 추이

□ [천연가스 계획] 태국의 천연가스 계획은 총체적인 에너지 관리 정책인 태국 통합에너지청 사진(Thailand Integrated Energy Blueprint: TIEB)의 일부로, 천연가스를 효과적으로 관리

하여 미래 가스 수요를 맞추는 것을 목표로 함¹⁷⁰⁾

- TIEB는 5개의 에너지 관련 계획인 에너지효율계획(Energy Efficiency Development Plan), 전원개발계획(Power Development Plan), 대체에너지 개발계획(Alternative Energy Development Plan), 가스개발계획(Gas Plan), 그리고 석유개발계획(Oil Plan)을 포함하고 있음

[그림 V-34] 태국 통합에너지 청사진

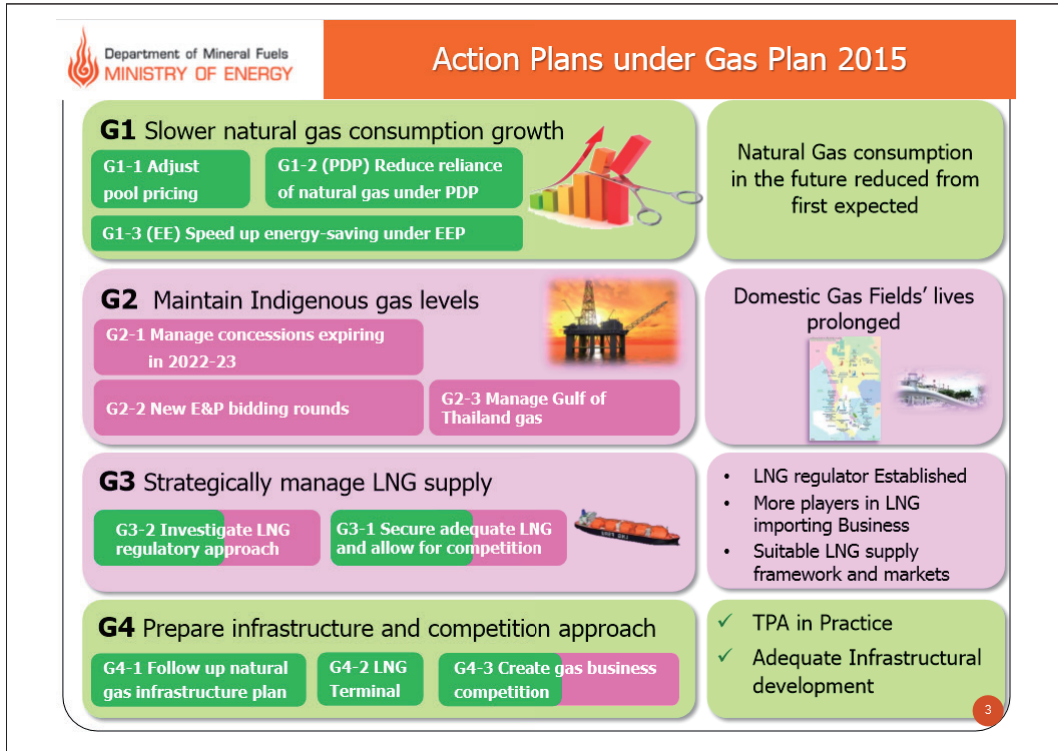


출처: Dawan Wiwattanadate, *Thailand's Integrated Energy Blueprint(2015-2036)*, Energy Research Institute, Chulalongkorn University, Presentation Material.

- 이 중 가스개발계획은 국내 천연가스 소비 증가 속도를 늦추고, 현재 가스 공급량을 유지하며, 부족한 가스 공급량을 맞추기 위해 추가적인 LNG를 확보할 수 있는 전략을 세우고, 필요한 인프라와 경쟁 시스템을 갖추기 위한 세부 실행 목표들을 포함함

170) Dawan Wiwattanadate, *Thailand's Integrated Energy Blueprint(2015-2036)*, Energy Research Institute, Chulalongkorn University, Presentation Material, https://www.ir3s.u-tokyo.ac.jp/3e-nexus/pdf/011416/session4-1_Wiwattanadate.pdf(검색일자: 2019.9.18.)

[그림 V-35] 태국 가스개발계획의 실행계획



출처: Ministry of Energy, *Thailand's Gas Policy*, Presentation material for The ASEAN+3 Meeting, 27. Mar. 2018

□ [천연가스 공급] 태국의 LNG 수요가 지속적으로 증가함에 따라, 태국 정부는 2015년 천연 가스 계획의 총가스 공급량의 예측치인 4.344MMCFD(1,000 BTU/cu.ft.)를 2016년에 조금 더 높은 수준인 5,062MMCFD(1,000 BTU/cu.ft.)로 업데이트하였으나, 본 계획 또한 야심 찬 수준으로 평가되기도 함¹⁷¹⁾

- 리서치 회사인 IHS Markit은, 2025년까지 LNG 수요가 22MMt일 것으로 예측한 태국 당국의 경제 전망이 매우 낙관적인 것으로 평가하고 있으며, 본 예측치에는 새로운 가 정용 가스 공급원이 포함되지 않은 것으로 보고 있음
- 또한 2019년부터 새롭게 도입될 전원개발계획(Power Development Plan 2018)에 따 라 오히려 LNG 수요량은 더 증가할 것으로 예상됨
- 태국 정부는 이러한 국내 수요에 맞춰 가스 인프라 확충 및 관련 재원을 마련하기 위

171) IHS Markit, "LNG Market Profile, Thailand," 2019, p.3

해, 정부의 재정 투입을 줄이는 대신 가스 산업에서의 경쟁을 활성화할 수 있는 방안을 고안하고 있음

VI. 결론 및 정책적 시사점

- 아시아 국가의 경제성장과 더불어 에너지 수요도 계속적으로 증가할 것으로 예상되며, 이에 부응하기 위한 안정적인 에너지의 공급과 화석연료 연소에서 발생하는 환경오염을 저감해가는 것이 아시아 국가 에너지 전환의 방향임
 - 아시아 국가의 화석연료 위주의 현재 에너지 믹스는 대기오염을 악화시키는 주요 요인이 되고 있음

- 신재생 에너지의 확대가 추진되고 있으나 급격히 늘어나는 에너지 수요를 충족시키기 위해서는 화석연료 중에서 환경부담이 덜한 천연가스의 활용으로 환경의 지속가능성과 에너지 형평성 개선을 추진할 수 있음
 - 천연가스는 다른 화석연료보다 단위당 오염물질과 온실가스 배출이 적기 때문에 여러 국가들이 도입을 적극 추진하고 있음
 - 인도 정부는 천연가스 비중을 2018년 6.5%에서 2030년까지 15%까지 확대하고자 함
 - 인도네시아의 중기개발계획에서는 대기오염문제 해결을 위해 국내에서 생산된 천연가스 중 국내시장에 공급되는 비중을 2014년 53%에서 2019년 64%로 확대하고자 함
 - 태국은 2019년 발표한 전원개발계획(2018-2037)에서 향후 20년간 석탄 사용을 줄이고 가스화력을 증대해 나갈 계획임
 - 아시아 국가들은 대기질의 개선을 위해 기존의 석탄 화력발전과 전통 바이오매스 소비를 대체하기 위한 노력을 지속할 것임
 - 냉난방 수요 증가에 따라 아시아 지역의 전력 수요는 급속히 증가하고 있고 이를 충족하기 위한 발전설비 건설이 필요한데, 재생에너지의 본격적인 도입 이전에 가스 화력 발전이 교량 역할을 할 것으로 전망됨

- [천연가스 추진 이슈] 아시아 국가는 친환경에너지로의 전환을 위해 천연가스 확대를 추진하고 있으나 다음과 같은 이슈로 인해 본격적인 추진에 어려움을 겪고 있음
 - 천연가스의 상대가격은 바이오매스나 석탄과 같은 화석연료보다 높은 편이며 이는 천

연가스 도입과 이용 확대에 제한이 되고 있음

- 천연가스의 탐사 및 개발, 수입 등을 위해서는 상당한 초기 투자비용이 필요함. 정부의 재정으로 충분한 투자가 어려운 경우 천연가스 도입이 적극적으로 추진되기 어려움
 - 아시아 국가들 가운데 상당한 천연가스 자원을 보유하고 있는 국가도 있으나 2015년 이후 국제 원유 가격이 하락하면서 국제 천연가스 가격도 하락하였고 그 여파로 원유 정과 가스정의 탐사와 시추에 신규 투자도 하지 못하고 있음. 이는 곧 원유와 가스 생산의 하락으로 이어지고 있음
 - 신재생에너지 정책이 주요한 에너지 전환정책으로 추진될 경우, 화석연료에 해당하는 천연가스에 대한 공급계획이 축소되어 대규모투자로 설치된 천연가스 설비의 조기 좌초 자산화의 가능성이 있음
- [천연가스의 상대가격] 천연가스의 상대가격이 다른 에너지원, 특히 석탄에 비하여 높아서 소비자 확대에 한계가 있을 수 있음
- 원재료부터 공급 과정과 소비의 전 과정을 살펴보았을 때 석탄보다 상대적으로 가격이 높음
 - 석탄, 석유, 바이오매스의 환경 오염과 온실가스 배출에 따른 사회적 비용을 고려한다면 천연가스의 확대가 이러한 사회적 비용을 낮출수 있음
 - 최근 저유가와 낮은 가스 가격으로 인해 인도네시아, 인도, 태국에서 에너지에 대한 정부 보조금이 감소하는 추세임. 환경부담이 큰 화석연료를 천연가스로 전환하여 사회적 비용을 감소시킬 수 있다면, 천연가스의 상대적 가격을 낮출 수 있는 정부의 천연가스 보조금 정책이나 에너지 세제개편 등을 검토할 필요가 있음
- 천연가스 보급 활성화를 위해 천연가스 시장을 자유화하고 공급 경쟁 체제를 도입하여 가격 인하를 유도할 필요가 있음
- 다수의 공급자가 시장에서 가격 인하 경쟁을 벌일 수 있다면 천연가스의 가격을 낮출 수 있음. 천연가스의 경우 초기에 대규모 투자가 필요하기 때문에 자연 독점이 발생할 수밖에 없지만 이후 천연가스 공급업체의 회사 분할, 지역 분할 등으로 독점 공급업체를 나누어 경쟁 체제를 도입하는 것이 필요함

- 천연가스 시장의 경우 배관망의 초기 투자자가 공급을 독점하는 현상이 발생하는데, 배관망 사업자를 별도 법인으로 독립시켜 운영하든가, 제3자 접속을 허용하는 법적 장치를 마련함으로써 배관망 독점을 방지하여 경쟁 업체가 출현하도록 만들 필요가 있음
 - 태국은 2015년부터 국영기업 PTT가 독점하던 가스 파이프라인을 타사가 활용할 수 있도록 하였으며 2016년 PTT 외 다른 회사들이 가스사업의 진출을 허가하는 법안을 승인함

- 아시아 국가들의 경우 아직까지 천연가스 수입 규모가 크지 않기 때문에 다수의 수입 국가들이 천연가스 구매 연합을 결성하여 구매력을 키움으로써 천연가스 가격 협상을 유리하게 이끌 수 있을 것임
 - 전통적으로 천연가스 시장은 판매자 우위의 시장이었으나 미국의 셰일혁명 이후 구매자 우위의 시장이 형성되어 가고 있음
 - 미국의 셰일혁명 이후 세계 천연가스 가격이 하락 내지는 안정세를 보이고 있으며 이러한 추세는 2025년까지 지속될 전망이다
 - 일반적인 천연가스 계약에는 '목적지 제한 조항'이 있어서 구매자 연합 결성에 따른 공동 구매와 유연한 수급 조정이 어려움. 그러나 최근 들어 미국 셰일가스 판매자들은 이 조항을 없애거나 완화하는 추세임
 - 전통적인 천연가스 장기계약의 '목적지 제한 조항(destination clause)'은 계약 당시 구매자와 합의한 목적지로만 천연가스의 운송이 가능하도록 함
 - 이러한 천연가스 국제 시장의 변화 추세를 활용한다면, 아시아 국가들의 구매 연합을 결성하여 천연가스를 공동으로 구매하고 각 나라의 수급 사정에 맞춰 유연하게 천연가스를 공급하는 것이 가능함

- [초기 투자비용] 천연가스는 도입 단계에서 수입설비 건설에 상당한 초기 투자비용이 필요한데, 아시아 국가들은 이러한 재원 마련에 어려움이 있음
 - 천연가스 도입을 위해서는 수입 터미널을 건설하는 데에 상당한 초기 자본의 투입이 필요함. 뿐만 아니라 소비자들에게 보급하기 위해서 배관망을 설치해야 하는데 여기에도 상당한 재원이 필요함

- 전 지구적으로 기후변화에 대한 대응 노력을 기울여가면서 재생에너지 투자는 활발하지만 석탄과 석유와 같은 화석연료에 대한 투자는 장차 계속 줄어들 것이기 때문에 투자 유치가 쉽지 않을 것으로 전망함
 - 온실가스 감축 노력의 차원에서 화석연료의 생산과 소비를 위한 투자 유치가 점점 어려워질 것임
 - 천연가스도 화석연료로 분류되어 신규투자 유치에 어려움을 겪을 수 있음. 당장 세계적인 투자 은행들이 석탄 화력발전소에 대한 신규투자를 중단하고 있음
 - 초기 투자비용 마련을 위해 다양한 재원의 활용이 필요함
 - 인도는 천연가스의 생산 및 LNG 재기화시설 건설 등 전 분야에 걸쳐 외국인 직접투자(FDI)를 유치하기 위해 노력중
 - 인도네시아는 정부 예산 이외에도 공기업, PPP, 민간투자 유치 등을 통해 에너지 전략 추진에 필요한 자원 마련을 모색하고 있음
- [조기 좌초 자산화] 기후변화 대응 노력에 따라 화석연료 사용에 대한 규제가 강화되고, 재생에너지 공급이 크게 확대된다면 대규모 투자가 발생하는 천연가스 설비가 조기 좌초 자산화될 우려가 있음
- 기후변화 대응 노력으로 탄소 배출에 대한 규제가 강화되면 천연가스 관련 자산의 가치가 급속도로 하락하여 좌초 자산이 될 수 있음
 - 이러한 우려 때문에 유럽에서는 앞으로 탄소포집, 활용 및 저장(Carbon Capture Utilization and Storage, CCUS) 설비를 갖춘 가스 화력발전만 건설을 허용하기로 결정하였음
 - 아시아 국가들에서도 천연가스 설비의 투자 결정을 내리면서 좌초 자산화 가능성에 대한 검토를 해야 할 필요가 있음
 - 재생에너지를 주 에너지 공급원으로 천연가스를 보조 또는 교량적인 에너지 공급원으로 상정하고 장기적인 에너지 전환 정책을 수립해야 함
 - 다만, 천연가스 시설의 상당 부분은 에너지 전환 이후에도 용도 변경을 통한 활용이 가능할 것으로 보고 있음
 - 특히 천연가스 보급망은 앞으로 재생에너지원을 활용하여 생산한 그린수소(green hydrogen) 또는 바이오매스에서 생산한 메탄가스를 소비자들에게 보급하는 데 활용

할 수 있음. 현재 유럽에서는 그린수소를 천연가스에 혼합하여 보급하는 사업을 추진중임

- 따라서 대규모 재기화설비의 건설은 지양하더라도 처분이 용이한 부유식 저장·기화설비(FSRU)와 여기에 연결하여 가스를 보급하기 위한 배관망의 건설은 유용할 것임

- 아시아 지역에서 천연가스 도입 활성화를 위해서는 저탄소 경제로의 전환을 위한 전략을 수립하고 그에 따라 천연가스의 역할을 정하는 것이 필요함
 - 에너지 전환에 대한 장기 전략이 있을 때 선진국의 원조나 투자기관으로부터 천연가스 수입 시설에 대한 투자 유치가 용이할 것임
 - 국제 천연가스 장기계약과 현물 시장의 동향을 주시하여 적절한 수입 포트폴리오 계획을 세울 필요가 있음. 최근 현물시장이 활성화되어 가면서 상대적으로 저렴한 가격에 LNG를 구입할 기회가 늘어나고 있음
 - 국내 시장에서 천연가스의 보급을 확대하기 위해 우선 보급망의 건설을 정부 차원에서 지원할 필요가 있고, 천연가스 가격의 경쟁력을 높이는 방안을 검토해야 함
 - 지리적인 여건 때문에 대규모 수입 시설의 건설이 어려운 외딴 도서 지역에는 부유식 저장·기화설비(FSRU)를 활용하는 방안을 검토해 볼 수 있음

참고문헌

- 김동은, 「인도네시아 전력산업 현황과 진출 여건」, 『전기저널』, 2018.03.09.
<http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=1906> (검색일자: 2019.10.15.)
- 에너지경제연구원, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제17-17호, 2017.5.22.
- _____, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제17-23호, 2017.7.10.
- _____, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제18-15호, 2018.4.23.
- _____, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제19-3호, 2019.1.21.
- _____, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제19-7호, 2019.2.22.
- _____, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제19-10호, 2019.3.15.
- _____, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제19-19호, 2019.5.23.
- _____, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제19-28호, 2019.8.12.
- _____, 「세계 에너지시장 인사이트」, 제19-32호, 2019.9.6.
- 매일경제신문, 「초미세먼지 WHO기준 40배...‘가스실’로 변한 인도 뉴델리」, 2019.11.05.
<https://www.mk.co.kr/news/world/view/2019/11/906954/>
- 한국무역투자진흥공사, 「인도네시아 연료보조금 제도 개혁의 움직임」, 해외시장뉴스, 2013.04.25., <https://news.kotra.or.kr/user/globalBbs/kotranews/3/globalBbsDataView.do?setIdx=242&dataIdx=120725> (검색일자: 2019.10.15.)
- _____, 「인도네시아 진출 시 참고할만한 2019년 주요 정책과 전망」, 2018,
<http://news.kotra.or.kr/user/globalBbs/한국무역투자진흥공사news/6/globalBbsDataView.do?setIdx=322&dataIdx> (검색일자: 2019.10.15.)
- _____, 「향후 20년간 태국 전력개발 로드맵, 전력개발계획 수정안 발표」, Mar 8, 2019.
- 한국에너지공단, 「인도네시아 에너지 현황 및 정책」, 2014,
http://www.kemco.or.kr/web/kem_home_new/info/gdk/Mapmodule/Files/IDN_1409.pdf(검색일자: 2019.10.03.)

ACE, *The 5th ASEAN Energy Outlook(AEO5)*, ASEAN Centre for Energy(ACE), Jakarta, 2017.

ADB, ASEAN Distributed Power Project, Sector Review,
<https://www.adb.org/sites/default/files/linked-documents/50410-001-so.pdf>(검색일자: 2019.9.2.)

_____, *Energy Sector White Paper, Sustainable Infrastructure Assistance Program: Technical Assistance for energy RPJMN 2015-2019*,
<https://www.adb.org/sites/default/files/project-document/176267/ino-energy-white-paper.pdf>

_____, *Fossil Fuel Subsidies in Thailand: Trends, Impacts, and Reforms*, 2015
<https://www.adb.org/publications/fossil-fuel-subsidies-thailand-trends-impacts-reforms>

_____, Indonesia Energy Sector Assessment, Strategy, and Road Map, 2016

AF-Mercados EMI, “Overview of Indian Power Sector and Regulations,” 2011,
<https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/Session%203-%20Overview%20of%20Indian%20Power%20Sector%20and%20Regulations.pdf>(검색일자: 2019.11.05.)

Asia-Pacific Economic Cooperation, *APEC Energy Demand and Supply Outlook*(7th Edition), 2019.

Bangkok Post, “Panel puts Egat’s LNG import plan on hold,” May 21, 2019.

_____, “New gas outline close to complete”, Jul 24, 2019.

BNEF, “Modi’s India budget is long on promises, short on funds,” Jul 10, 2019.

BNEF, “India Set to Reach 100% Rural Electrification, Officially,” Mar 28, 2019.

Budget Bureau of Thailand, “Government Fiscal Management Information System,” Thailand Budget in Brief, <http://www.bb.go.th/en/topic3.php?gid=709&mid=456>

_____, *Thailand’s Budget In Brief Fiscal Year 2018*, 2018
<http://www.bb.go.th/en/topic-detail.php?id=7262&mid=456&catID=0>(검색일자: 2019.9.2.)

- Center & Global Development, “Fuel Subsidy Reform in Developing Countries: Direct Benefit Transfer of LPG Cooking Gas Subsidy in India,” CGD Policy Paper 115, December 2017.
- Chelminski, Kathryn, “Fossil Fuel Subsidy Reform in Indonesia.” In *The Politics of Fossil Fuel Subsidies and Their Reform*, (eds.) Jakob Skovgaard and Harro van Asselt, Cambridge: Cambridge University Press. 2018. chapter, 193-211.
- Dawan Wiwattanadate, *Thailand’s Integrated Energy Blueprint(2015-2036)*, Energy Research Institute, Chulalongkorn University, Presentation Material.
https://www.ir3s.u-tokyo.ac.jp/3e-nexus/pdf/011416/session4-1_Wiwattanadate.pdf
 (검색일자: 2019.9.18.)
- EAI, “India Natural Gas,” <http://www.eai.in/ref/fe/nag/nag.html> (검색일자: 2019.11.04.)
- Enerdata, “Country Energy Report, Cambodia,” February 2019.
- _____, “Country Energy Report, India,” September 2019.
- _____, “Country Energy Report, Indonesia,” September 2019.
- _____, “Country Energy Report, Lao PDR,” November 2019.
- _____, “Country Energy Report, Malaysia,” July 2019.
- _____, “Country Energy Report, Myanmar,” April 2019.
- _____, “Country Energy Report, Philippines,” January 2019.
- _____, “Country Energy Report, Thailand,” June 2019.
- _____, “Country Energy Report, Vietnam,” May 2019.
- Energy Global News, “REPSOL-largest gas find in Indonesia in 18 years,” Feb 20, 2019.
- Energy World, “India holds 100 Tcf of gas reserves, enough to meet half of demand till 2050: BP chief,” Oct 14, 2019.
- ERIA, *Assessment of Readiness for Fossil Fuel Import Disruption*, 2018
<http://www.eria.org/publications/assessment-of-readiness-for-fossil-fuel-import-disruption/>(검색일자: 2019.9.2.)

Finance Ministry of Indonesia & World Bank,

<https://www.indonesia-investments.com/finance/state-budget/item7464>(검색일자: 2019.9.2.)

Government of India, Ministry of Petroleum and Natural Gas, *Annual Report 2018-2019*.

_____, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Economic & Statics Division, *Indian Petroleum & Natural Gas Statistics 2017-18*.

_____, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Petroleum Planning & Analysis Cell, https://www.ppac.gov.in/content/150_1_Subsidy.aspx(검색일자: 2019.11.05.)

_____, Ministry of Petroleum and Natural Gas, Petroleum Planning & Analysis Cell, "Execution of Subsidy Programmes," https://www.ppac.gov.in/WriteReadData/userfiles/file/RTI_subsidy_details.pdf(검색일자: 2019.11.05.)

_____, NITI Aayog, Draft National Energy Policy, 2017.

Health Effects Institute, *State of Global Air 2019*, Special Report, Boston, MA: Health Effects Institute. 2019.

IAEA, "Country Nuclear Power Profiles - India," 2018,

<https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/cnpp2018/countryprofiles/India/India.htm>(검색일자: 2019.11.04.)

IHS Markit, "Indonesia LNG Market Profile," Apr 12, 2019.

_____, "India LNG Market Profile," Jun 18, 2019.

_____, "Thailand LNG Market Profile," Aug 30, 2019.

IISD, Indonesia Energy Subsidy News Briefing, Jan. 2018

<https://www.iisd.org/sites/default/files/publications/gsi-indonesia-news-briefing-january-2018-en.pdf>(검색일자: 2019.10.15.)

IMF, *World Economic Outlook*, Jul 2019.

ING, *ING supports the energy transition in Asia*, 2019. Feb. 4

<https://www.ing.com/Newsroom/News/ING-supports-the-energy-transition-in-Asia>.

- htm
- International Institute for Sustainable Development, *A Citizens' Guide to Energy Subsidies in Thailand*, 2013
<https://www.iisd.org/library/citizens-guide-energy-subsidies-thailand>
- IQAir Air Visual, *2018 World Air Quality Report: Region & City PM2.5 Ranking*, 2019
- Livemint, "Petronet eyeing 'eco-structure' to boost LNG adoption: CEO Prabhat Singh," Feb 23, 2019.
- _____, "BPCL to invest up to Rs1,700 crore in building floating LNG terminal in AP," Aug 26, 2019.
- McKinsey & Company, *Asia's energy transition*, 2019
- Ministry of Energy, Thailand's Gas Policy, Presentation material for The ASEAN+3 Meeting, 27. Mar. 2018
- MOF of Thailand, Fiscal Information,
<http://dataservices.mof.go.th/Dataservices/GovernmentExpenditureEconomyMinistry>
 (검색일자: 2019.9.27.)
- Natural Gas Intelligence, "Thailand to Build Third LNG Import Terminal," Oct 3, 2019.
- Oil & Gas Journal*, "Jambaran-Tiung Biru drilling due next year," Nov 12, 2018.
- Oxford Business Group, "The Report: Indonesia 2019," 2019.
- Platts, "Indonesia to revise up Total and Inpex's possible stake in Mahakam block," Sep 15, 2017.
- _____, "Analysis: Southeast Asia's LNG balancing role in focus, as Thailand agrees import capacity expansion," Oct 2, 2019.
- PRS Legislative Research, "Parliamentary Committees - Coal and Steel,"
<https://www.prsindia.org/parliamentary-committees/2165>(검색일자: 2019.11.04.)
- _____, "Parliamentary Committees - Energy,"
<https://www.prsindia.org/parliamentary-committees/2168>(검색일자: 2019.10.10.)

- _____, "Parliamentary Committees - Petroleum & Natural Gas,"
<https://www.prsindia.org/parliamentary-committees/2180>(검색일자: 2019.10.10.)
- PWC, *Indonesian Infrastructure, Stable Foundations for Growth*, 2016
- _____, *Oil and Gas in Indonesia*, 2018,
<https://www.pwc.com/id/en/publications/assets/eumpublications/oilandgas/Oil-and-Gas-Guide-2018.pdf>(검색일자: 2019.11.05.)
- Rambu Energy, "Indonesia: Ganal and Rapak blocks contract extension to be based on gross split scheme," Jan 30, 2019.
- Reuters, "Indonesia is unlikely to begin natural gas imports in 2025," Jul 31, 2019.
- _____, "Thailand's Gulf Energy and PTT to build \$1.33 billion LNG project with the government," Oct 1, 2019.
- _____, "Thailand's EGAT to import first spot market LNG cargo in December," Oct 21, 2019.
- Revenue Department, Excise Department, Customs department, Treasury Department, Comptroller General's Department and State Enterprise Policy Office Prepared by: Fiscal Policy Office,
<http://dataservices.mof.go.th/Dataservices/GovernmentRevenue>(검색일자: 2019.9.27.)
- Suphakit Nuntavorakarn, "Institutional and Governance Aspect of the Energy Transition: Case of Thailand", Heinrich-Böll-Stiftung, 2018
<https://th.boell.org/en/2018/12/03/institutional-and-governance-aspect-energy-transition-case-thailand>(검색일자: 2019.9.2.)
- The Economic Times, "Government achieves 87 per cent of 8 crore free LPG connections target," Jul. 7, 2019.,
<https://economictimes.indiatimes.com/news/economy/policy/government-achieves-87-per-cent-of-8-crore-free-lpg-connections-target/articleshow/68322381.cms?from=mdr>(검색일자: 2019.11.05.)
- The Economic Times*, "Pradhan says Rs 1.2 lakh cr investment planned for city gas

- network expansion,” Aug. 26, 2019.
- _____, “Government mulling Rs 5,400 crore funding to Northeast gas grid,” Aug. 28, 2019.
- The Diplomat, “Thailand’s Renewable Energy Transitions: A Pathway to Realize Thailand 4.0,” Mar 9, 2019.
- The Jakarta Post, “Jakarta has most polluted air in Southeast Asia,” Mar 8, 2019.
- UK-ASEAN Business Council, “Will a recent drop in gas output impact Indonesia’s long-term prospects?,” Jul 29, 2019.
- United Nations Environmental Planning(UNEP), *Air pollution in Asia and the Pacific Science-based Solution*, 2019.
- Vietnam Plus, “Thailand adjusts alternative energy development plan,” Jul 5, 2019.
- Warut B., How Thailand’s new Erawan & Bongkot gas price affects energy cost, 2019
<http://warutb.com/2019/01/08/how-thailands-new-erawan-bongkot-gas-price-affect-s-energy-cost/>(검색일자: 2019.9.2.)
- World Bank, Open Budgets Portal, Indonesia,
<http://boost.worldbank.org/country/indonesia>(검색일자: 2019.9.27.)
- World Economic Forum, *Fostering Effective Energy Transition 2919 edition*, World Economic Forum Insight Report, March 2019.
- World Health Organization, 9 out of 10 people worldwide breathe polluted air, but more countries are taking action. 2 May 2018
<https://www.who.int/news-room/detail/02-05-2018-9-out-of-10-people-worldwide-breathe-polluted-air-but-more-countries-are-taking-action>(검색일자: 2019.12.17.)

〈데이터〉

- BP, Statistical Review of World Energy, Jun 2019.
- Government of India, Ministry of Finance, “Union Budget,”
<https://www.indiabudget.gov.in/>(검색일자: 2019.11.04.)

IEA, fossil fuel subsidies database, <https://www.iea.org/weo/energysubsidies/>(검색일자: 2019.9.2.)

IHS Markit, Indonesia LNG Data Sheet, Jun 26, 2019.

_____, India LNG Data Sheet, Jun 18, 2019.

_____, Global LNG Trade Data, Oct 11, 2019.

IEA, World Energy Statistics and Balances, 2019.

National Energy Council, Executive Energy Data,

https://statistik.den.go.id/dashboard/index?category_id=32&sub_category_id=11&sub_sub_category_id=&year=2017(검색일자: 2019.9.2.)

Thomson Reuters, LNG Import and Export Capacities, Oct 2019.

_____, Interactive Map

World Bank, Private Participation in Infrastructure (PPI) Data,

<https://ppi.worldbank.org/en/ppidata>(검색일자: 2019.9.18.)

World Economic Forum, Emerging and Developing Asia,

<http://reports.weforum.org/fostering-effective-energy-transition-2019/shareable-infographics/>(검색일자: 2019.12.17.)

〈웹사이트〉

Government of India, Ministry of Coal, <https://www.coal.nic.in/>(검색일자: 2019.11.04.)

_____, Ministry of New and Renewable Energy, <https://mnre.gov.in/>(검색일자: 2019.10.10.)

_____, Ministry of Petroleum and Natural Gas, <http://petroleum.nic.in/>(검색일자: 2019.10.10.)

_____, Ministry of Petroleum and Natural Gas,

<http://petroleum.nic.in/natural-gas/about-natural-gas>(검색일자: 2019.10.18.)

_____, Ministry of Power, <https://powermin.nic.in/>(검색일자: 2019.10.10.)

IEA, Thailand, Energy Efficiency Plan(2015-2036),
<https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/thailand/name-155180-en.php>(검색
일자: 2019.11.5.)

Petronet LNG 홈페이지, https://www.petronetlng.com/Dahej_LNG_Terminal.php(검색일자:
2019.10.22.)

부 록

1. 국가별 에너지 지표

가. 인도

〈부표 1〉 에너지공급 지표 비교(2017년)

구분			전세계	한국			인도		
			총량	총량	순위	비중(%)	총량	순위	비중(%)
원유	· 생산	백만toe	4,477.2	0.8	71/142	0.0	41.2	23/142	0.9
	· 순수입		71.3	152.5	5/142	-	225.3	/142	-
석유제품 (*표기 2018년)	· 정제능력*	천b/d	100,048.9	3,345.9	5/70	3.3	4,971.6	4/70	5.0
	· 생산*	천b/d	82,952.8	3,029.9	6/70	3.7	5,154.1	4/70	6.2
	· 순수입	백만toe	-112.7	-28.4	5/142	-	-37.6	/142	-
천연가스	· 생산	백만toe	3,162.9	0.3	72/142	-	26.6	24/142	0.8
	· 순수입		-43.7	43.6	6/142	-	24.4	/142	-
석탄	· 생산	백만toe	3,773.4	0.7	47/142	0.0	269.8	4/142	7.2
	· 순수입		-26.5	81.7	4/142	-	118.1	/142	-
전력	· 발전량	TWh	25,606.2	562.7	9/142	2.2	1,532.2	3/142	6.0
원자력	· 발전량	TWh	687.5	38.7	5/31	5.6	10.0	13/31	1.5
	· 발전비중	%	2.7	6.9	13/31	-	0.7	30/31	-

- 주: 1. 비중(%)은 전 세계 총량 대비 비중
 2. *석유제품 정제능력 및 생산은 2018년 기준
 3. 순수입의 '-'표기는 순수출을 의미(순위는 수출 순위를 의미함)

출처: 1. IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)
 2. 석유제품(정제능력, 생산): BP(2019.6), Statistical Review of World Energy

〈부표 2〉 원별 에너지 생산량 변화(1990~2017년)

(단위: 백만toe, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲ % ('17/'90)
에너지 생산량(백만toe)	280.49	322.77	350.79	400.71	503.81	538.21	551.08	554.44	2.56
· 석탄	33.3	36.5	37.2	40.8	42.3	49.0	48.6	48.7	0.06
· 원유	12.6	12.2	10.6	9.4	8.6	7.8	7.5	7.4	0.57
· 천연가스	3.8	5.4	6.6	6.5	8.5	4.8	4.7	4.8	3.48
· 원자력	0.6	0.6	1.3	1.1	1.4	1.8	1.8	1.8	7.02
· 수력	2.2	1.9	1.8	2.3	2.1	2.2	2.1	2.2	2.56
· 지열/태양/풍력/기타	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	1.0	1.1	1.3	27.58
· 바이오/폐기물	47.6	43.4	42.4	39.8	36.8	33.5	34.1	33.8	1.26
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

자료 : IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 3〉 전원(발전량) 구성 변화(1990~2017년)

(단위: TWh, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲ % ('17/'90)
발전량 (TWh)	292.73	423.66	569.69	715.87	981.52	1,374.06	1,457.32	1,532.23	6.32
· 석탄	65.5	69.9	68.5	66.8	67.0	75.1	74.2	74.0	6.81
· 석유	4.5	4.0	5.1	3.5	2.5	1.7	1.6	1.6	2.37
· 천연가스	3.4	6.9	9.8	10.5	11.5	4.8	4.8	4.6	7.54
· 원자력	2.1	1.9	3.0	2.4	2.7	2.7	2.6	2.5	7.02
· 수력	24.5	17.1	13.1	15.1	12.7	9.9	9.5	9.3	2.56
· 지열/태양/풍력/기타	0.0	0.1	0.3	0.9	2.0	3.8	4.4	5.0	33.43
· 바이오/폐기물	0.0	0.0	0.2	0.7	1.5	2.0	3.0	3.0	-
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 4〉 에너지 소비 지표 비교(2017년)

구분		전세계	한국			인도		
		총량	총량	순위	비중(%)	총량	순위	비중(%)
· 에너지 순수입량	백만toe	-106.8	249.3	4/142	-	330.1	3/142	-
· 에너지 자립도*	%	100.0	17.0	-	-	63.0	-	-
· 1차에너지 소비	백만toe	13,972.2	282.3	9/142	2.0	881.9	3/142	6.3
· 1인당 에너지 소비	toe/인	1.9	5.5	18/142	-	0.7	10/142	-
· 에너지 원단위	toe/'10천\$	0.2	0.2	-	-	0.3	-	-
· 전력소비량	TWh	23,695.8	548.1	7/142	2.3	1,268.7	3/142	5.4
· 1인당 전력소비	kWh/인	3,151.5	10,653.7	13/142	-	947.4	105/142	-
· CO ₂ 배출량*	MtCO ₂	32,840.0	600.0	7/142	1.8	2,161.6	3/142	6.6
· 1인당 CO ₂ 배출량*	tCO ₂ /인	4.4	11.7	18/142	-	1.6	99/142	-

- 주: 1. 비중(%)은 전 세계 총량 대비 비중
 2. 순수입의 '-'표기는 순수출을 의미(순위는 수출 순위를 의미함)
 3. *에너지 자립도는 1차에너지공급 중 국내 생산 에너지 비중을 의미하며, 원자력이 포함됨

출처: 1. IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)
 2. CO₂ 배출량(1인당 CO₂ 배출량): IEA(2019), Key World Energy Statistics

〈부표 5〉 1차에너지원별 소비 구조 변화(1990~2017년)

(단위: 백만toe, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲ % ('17/'90)
1차에너지 소비(백만toe)	305.74	371.23	440.93	514.78	700.78	835.43	852.81	881.94	4.00
· 석탄	30.3	33.2	33.1	35.8	39.8	45.2	43.7	44.3	5.48
· 석유	20.0	22.1	25.4	24.2	23.1	24.7	25.4	25.3	4.92
· 천연가스	3.5	4.7	5.2	6.2	7.8	5.4	5.6	5.8	6.00
· 원자력	0.5	0.6	1.0	0.9	1.0	1.2	1.2	1.1	7.02
· 수력	2.0	1.7	1.5	1.8	1.5	1.4	1.4	1.4	2.56
· 지열/태양/풍력/기타	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.7	0.8	27.58
· 바이오/폐기물	43.7	37.7	33.8	31.0	26.4	21.5	22.0	21.2	1.26
· 전력	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	-
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 6〉 최종에너지원별 소비 구조 비교(2017년)

(단위: 백만toe, %)

	전세계		한국		인도	
	총량	구성(%)	총량	구성(%)	총량	구성(%)
최종에너지 소비(백만toe)	9,717.29	100.0	183.15	100.0	591.23	100.0
· 석탄	1,019.97	10.5	8.60	4.7	101.15	17.1
· 석유	3,984.75	41.0	97.34	53.1	195.52	33.1
· 천연가스	1,502.34	15.5	22.17	12.1	36.10	6.1
· 지열	13.58	0.1	0.18	0.1	-	-
· 태양열/기타	31.70	0.3	0.04	0.0	0.85	0.1
· 바이오/폐기물	1,037.76	10.7	4.74	2.6	157.53	26.6
· 전력	1,837.64	18.9	44.99	24.6	100.09	16.9
· 열	289.49	3.0	5.08	2.8	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 7〉 최종에너지원별 소비 구조 변화(1990~2017년)

(단위: 백만toe, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균 ▲% ('17/'90)
최종에너지 소비(백만toe)	242.88	277.28	314.09	385.29	484.50	554.37	569.37	591.23	3.35
· 석탄	15.7	13.2	10.6	12.3	18.0	17.5	16.9	17.1	3.67
· 석유	20.7	24.8	30.1	29.6	27.9	31.7	32.4	33.1	5.17
· 천연가스	2.3	30.	3.1	3.7	5.6	5.6	5.9	6.1	7.12
· 지열	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 태양열/기타	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	19.05
· 바이오/폐기물	53.7	49.3	46.0	42.6	35.6	29.0	28.0	26.6	0.70
· 전력	7.6	9.8	10.3	11.8	12.9	16.0	16.7	16.9	6.45
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

나. 인도네시아

〈부표 8〉 에너지공급 지표 비교(2017년)

구분			전세계	한국			인도네시아		
			총량	총량	순위	비중(%)	총량	순위	비중(%)
원유	· 생산	백만toe	4,477.2	0.8	71/142	0.0	40.8	24/142	0.9
	· 순수입		71.3	152.5	5/142	-	12.4	25/142	-
석유제품 (*표기 2018년)	· 정제능력*	천b/d	100,048.9	3,345.9	5/70	3.3	1,116.4	22/70	1.1
	· 생산*	천b/d	82,952.8	3,029.9	6/70	3.7	915.8	20/70	1.1
	· 순수입	백만toe	-112.7	-28.4	5/142	-	24.7	5/142	-
천연가스	· 생산	백만toe	3,162.9	0.3	72/142	-	62.7	12/142	2.0
	· 순수입		-43.7	43.6	6/142	-	-23.8	9/142	-
석탄	· 생산	백만toe	3,773.4	0.7	47/142	0.0	262.7	5/142	7.0
	· 순수입		-26.5	81.7	4/142	-	-214.3	2/142	-
전력	· 발전량	TWh	25,606.2	562.7	9/142	2.2	254.8	20/142	1.0
원자력	· 발전량	TWh	687.5	38.7	5/31	5.6	-	-	-
	· 발전비중	%	2.7	6.9	13/31	-	-	-	-

- 주: 1. 비중(%)은 전세계 총량 대비 비중
 2. *석유제품 정제능력 및 생산은 2018년 기준
 3. 순수입의 '-'표기는 순수출을 의미(순위는 수출 순위를 의미함)

출처: 1. IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)
 2. 석유제품(정제능력, 생산): BP(2019.6), Statistical Review of World Energy

〈부표 9〉 원별 에너지 생산량 변화(1990~2017년)

(단위: 백만toe, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲% (*17/90)
에너지 생산량(백만toe)	168.57	214.56	237.51	279.64	378.39	426.87	434.37	448.37	3.69
· 석탄	3.5	11.1	19.1	35.1	49.2	57.4	57.3	58.6	0.21
· 원유	44.2	38.1	30.1	19.1	12.8	9.5	9.8	9.1	-2.21
· 천연가스	25.0	26.6	25.8	23.5	19.8	15.3	14.9	14.0	1.48
· 원자력	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 수력	0.3	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4	0.4	4.48
· 지열/태양/풍력/기타	1.1	1.8	3.5	4.1	4.3	4.0	4.2	4.9	9.41
· 바이오/폐기물	25.8	22.0	21.1	17.9	13.5	13.4	13.4	13.1	1.10
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 10〉 전원(발전량) 구성 변화(1990~2017년)

(단위: TWh, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲% ('17'90)
발전량 (TWh)	32.67	59.19	93.33	127.53	169.76	233.98	247.92	254.87	7.91
· 석탄	29.9	24.3	36.4	40.6	40.3	55.8	54.6	58.0	10.59
· 석유	46.9	16.4	19.7	30.8	20.1	8.4	6.3	7.6	0.88
· 천연가스	2.2	42.9	28.0	15.0	23.7	25.2	26.5	21.7	17.36
· 원자력	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 수력	17.5	12.7	10.7	8.4	10.3	5.9	7.5	7.3	4.48
· 지열/태양/풍력/기타	3.4	3.7	5.2	5.2	5.5	4.3	4.3	5.0	9.42
· 바이오/폐기물	-	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	0.7	0.3	-
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 11〉 에너지 소비 지표 비교(2017년)

구분		전세계	한국			인도네시아		
		총량	총량	순위	비중(%)	총량	순위	비중(%)
· 에너지 순수입량	백만toe	-106.8	249.3	4/142	-	-201.4	5/142	-
· 에너지 자립도*	%	100.0	17.0	-	-	184.0	-	-
· 1차에너지 소비	백만toe	13,972.2	282.3	9/142	2.0	244.1	12/142	1.7
· 1인당 에너지 소비	toe/인	1.9	5.5	18/142	-	0.9	94/142	-
· 에너지 원단위	toe/'10천\$	0.2	0.2	-	-	0.2	-	-
· 전력소비량	TWh	23,695.8	548.1	7/142	2.3	234.5	20/142	1.0
· 1인당 전력소비	kWh/인	3,151.5	10,653.7	13/142	-	888.3	108/142	-
· CO ₂ 배출량*	MtCO ₂	32,840.0	600.0	7/142	1.8	496.4	11/142	1.5
· 1인당 CO ₂ 배출량*	tCO ₂ /인	4.4	11.7	18/142	-	1.9	94/142	-

주: 1. 비중(%)은 전세계 총량 대비 비중

2. 순수입의 '-'표기는 순수출을 의미(순위는 수출 순위를 의미함)

3. *에너지 자립도는 1차에너지공급 중 국내 생산 에너지 비중을 의미하며, 원자력이 포함됨

출처: 1. IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)2. CO₂ 배출량(1인당 CO₂ 배출량): IEA(2019), Key World Energy Statistics

〈부표 12〉 1차에너지원별 소비 구조 변화(1990~2017년)

(단위: 백만toe, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲ % ('17/'90)
1차에너지 소비(백만toe)	98.66	130.87	155.68	178.85	206.29	224.77	229.66	244.07	3.41
· 석탄	3.6	4.8	7.7	12.4	15.4	18.3	18.9	19.8	10.16
· 석유	33.8	36.4	37.2	36.4	32.7	31.6	30.3	31.0	3.08
· 천연가스	16.0	19.4	17.1	16.4	18.8	16.8	17.0	15.9	3.39
· 원자력	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 수력	0.5	0.5	0.6	0.5	0.7	0.5	0.7	0.7	4.48
· 지열/태양/풍력/기타	2.0	2.9	5.4	6.3	7.8	7.7	8.0	9.0	9.41
· 바이오/폐기물	44.1	36.0	32.1	27.9	24.5	25.1	25.1	23.6	1.04
· 전력	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 13〉 최종에너지원별 소비 구조 비교(2017년)

(단위: 백만toe, %)

	전세계		한국		인도네시아	
	총량	비중	총량	비중	총량	비중
최종에너지 소비(백만toe)	9,717.29	100.0	183.15	100.0	173.73	100.0
· 석탄	1,019.97	10.5	8.60	4.7	11.15	6.4
· 석유	3,984.75	41.0	97.34	53.1	72.49	41.7
· 천연가스	1,502.34	15.5	22.17	12.1	14.75	8.5
· 지열	13.58	0.1	0.18	0.1	-	-
· 태양열/기타	31.70	0.3	0.04	0.0	-	-
· 바이오/폐기물	1,037.76	10.7	4.74	2.6	56.14	32.3
· 전력	1,837.64	18.9	44.99	24.6	19.20	11.1
· 열	289.49	3.0	5.08	2.8	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 14〉 최종에너지 원별 소비 구조 변화(1990~2017년)

(단위: 백만toe, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲ % ('17/'90)
	최종에너지 소비(백만toe)	79.97	99.53	120.23	132.45	141.45	167.89	165.02	
· 석탄	2.8	3.2	3.9	6.3	5.6	5.7	5.7	6.4	6.08
· 석유	34.1	39.6	39.9	39.3	38.9	40.9	40.4	41.7	3.69
· 천연가스	7.5	7.3	9.6	10.3	11.2	10.2	8.5	8.5	3.37
· 지열	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 태양열/기타	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 바이오/폐기물	52.5	45.7	41.0	37.1	35.3	32.9	34.1	32.3	1.08
· 전력	3.0	4.3	5.7	7.0	9.0	10.4	11.3	11.1	7.95
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

다. 태국

〈부표 15〉 에너지공급 지표 비교(2017년)

구분			전세계	한국			태국		
			총량	총량	순위	비중(%)	총량	순위	비중(%)
원유	· 생산	백만toe	4,477.2	0.8	71/142	0.0	20.3	30/142	0.5
	· 순수입		71.3	152.5	5/142	-	45.0	/142	-
석유제품 (*표기 2018년)	· 정제능력*	천b/d	100,048.9	3,345.9	5/70	3.3	1,234.5	19/70	1.2
	· 생산*	천b/d	82,952.8	3,029.9	6/70	3.7	1,130.7	15/70	1.4
	· 순수입	백만toe	-112.7	-28.4	5/142	-	-5.3	/142	-
천연가스	· 생산	백만toe	3,162.9	0.3	72/142	-	23.6	26/142	0.7
	· 순수입		-43.7	43.6	6/142	-	12.4	/142	-
석탄	· 생산	백만toe	3,773.4	0.7	47/142	0.0	4.1	27/142	0.1
	· 순수입		-26.5	81.7	4/142	-	14.7	/142	-
전력	· 발전량	TWh	25,606.2	562.7	9/142	2.2	186.5	24/142	0.7
원자력	· 발전량	TWh	687.5	38.7	5/31	5.6	-	-	-
	· 발전비중	%	2.7	6.9	13/31	-	-	-	-

- 주: 1. 비중(%)은 전 세계 총량 대비 비중
 2. *석유제품 정제능력 및 생산은 2018년 기준
 3. 순수입의 '-'표기는 순수출을 의미(순위는 수출 순위를 의미함)

출처: 1. IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)
 2. 석유제품(정제능력, 생산): BP(2019.6), Statistical Review of World Energy

〈부표 16〉 에너지원별 생산량 변화(1990~2017년)

(단위: 백만toe, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲ % ('17/'90)
에너지 생산량 (백만toe)	26.58	33.20	43.95	55.20	70.59	75.85	79.49	75.65	3.95
· 석탄	13.6	16.1	11.7	11.0	7.5	5.1	5.4	5.4	0.01
· 원유	10.8	13.0	18.3	23.5	24.8	26.8	26.2	26.9	7.53
· 천연가스	18.8	26.2	35.6	33.5	35.0	34.0	31.8	31.2	5.92
· 원자력	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 수력	1.6	1.7	11.2	0.9	0.7	0.5	0.8	1.1	2.44
· 지열/태양/풍력/기타	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4	0.7	26.55
· 바이오/폐기물	55.3	42.9	33.2	31.1	32.0	33.2	35.4	34.8	2.18
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 17〉 전원(발전량) 구성 변화(1990~2017년)

(단위: TWh, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲ % ('17/'90)
발전량 (TWh)	44.18	80.08	95.98	132.20	159.52	177.48	191.01	186.55	5.48
· 석탄	25.0	18.5	18.5	15.5	18.8	19.5	19.3	19.1	4.43
· 석유	23.5	30.5	10.4	6.6	0.7	0.6	0.3	0.2	-12.25
· 천연가스	40.2	42.3	64.2	72.3	74.8	71.5	65.3	64.3	7.33
· 원자력	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 수력	11.3	8.4	6.3	4.4	3.5	2.7	3.7	5.1	2.44
· 지열/태양/풍력/기타	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	1.9	3.0	37.71
· 바이오/폐기물	-	0.4	0.5	1.2	2.1	4.2	9.5	8.3	-
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 18〉 에너지 소비 지표 비교(2017년)

구분		전세계	한국			태국		
		총량	총량	순위	비중(%)	총량	순위	비중(%)
· 에너지 순수입량	백만toe	-106.8	249.3	4/142	-	68.8	13/142	-
· 에너지 자립도*	%	100.0	17.0	-	-	55.0	-	-
· 1차에너지 소비	백만toe	13,972.2	282.3	9/142	2.0	138.2	19/142	1.0
· 1인당 에너지 소비	toe/인	1.9	5.5	18/142	-	2.0	61/142	-
· 에너지 원단위	toe/'10천\$	0.2	0.2	-	-	0.3	-	-
· 전력소비량	TWh	23,695.8	548.1	7/142	2.3	198.0	22/142	0.8
· 1인당 전력소비	kWh/인	3,151.5	10,653.7	13/142	-	2,867.6	70/142	-
· CO ₂ 배출량*	MtCO ₂	32,840.0	600.0	7/142	1.8	244.3	24/142	0.7
· 1인당 CO ₂ 배출량*	tCO ₂ /인	4.4	11.7	18/142	-	3.5	72/142	-

주: 1. 비중(%)은 전세계 총량 대비 비중

2. 순수입의 '-'표기는 순수출을 의미(순위는 수출 순위를 의미함)

3. *에너지 자립도는 1차에너지공급 중 국내 생산 에너지 비중을 의미하며, 원자력이 포함됨

출처: 1. IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

2. CO₂ 배출량(1인당 CO₂ 배출량): IEA(2019), Key World Energy Statistics

〈부표 19〉 1차에너지원별 소비 구조 변화(1990~2017년)

(단위: 백만toe, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲ % ('17/'90)
1차에너지 소비(백만toe)	41.95	61.93	72.29	99.02	117.86	135.40	138.96	138.15	4.51
· 석탄	9.1	11.1	10.6	11.6	13.9	12.5	11.1	11.9	5.54
· 석유	42.8	50.8	44.1	44.0	38.1	39.7	40.2	40.6	4.31
· 천연가스	11.9	14.1	24.0	26.2	28.0	27.9	26.6	26.1	7.59
· 원자력	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 수력	1.0	0.9	0.7	0.5	0.4	0.3	0.4	0.6	2.44
· 지열/태양/풍력/기타	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.4	26.55
· 바이오/폐기물	35.0	23.0	20.2	17.4	19.2	18.7	20.3	19.0	2.18
· 전력	0.1	0.1	0.3	0.3	0.4	0.8	1.1	1.5	14.38
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 20〉 최종에너지원별 소비 구조 비교(2017년)

(단위: 백만toe, %)

	전세계		한국		태국	
	총량	구성	총량	구성	총량	구성
최종에너지 소비(백만toe)	9,717.29	100.0	183.15	100.0	98.84	100.0
· 석탄	1,019.97	10.5	8.60	4.7	7.49	7.6
· 석유	3,984.75	41.0	97.34	53.1	53.82	54.4
· 천연가스	1,502.34	15.5	22.17	12.1	7.03	7.1
· 지열	13.58	0.1	0.18	0.1	-	-
· 태양열/기타	31.70	0.3	0.04	0.0	0.01	0.0
· 바이오/폐기물	1,037.76	10.7	4.74	2.6	14.65	14.8
· 전력	1,837.64	18.9	44.99	24.6	15.93	16.1
· 열	289.49	3.0	5.08	2.8	-	-

출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

〈부표 21〉 최종에너지원별 소비 구조 변화(1990~2017년)

(단위: 백만toe, %)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	연평균▲% ('17/'90)
최종에너지 소비(백만toe)	28.87	44.40	50.58	69.89	84.90	98.12	97.18	98.94	4.67
· 석탄	4.5	8.2	7.0	9.7	10.8	8.3	6.2	7.6	6.67
· 석유	51.7	56.1	57.3	56.8	51.6	52.9	55.1	54.4	4.86
· 천연가스	0.5	1.3	2.2	2.7	5.4	7.3	7.4	7.1	15.66
· 지열	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· 태양열/기타	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-
· 바이오/폐기물	31.9	20.6	18.5	15.9	17.0	16.2	14.9	14.8	1.74
· 전력	11.4	13.8	14.9	14.9	15.1	15.3	16.4	16.1	6.01
· 열	-	-	-	-	-	-	-	-	-

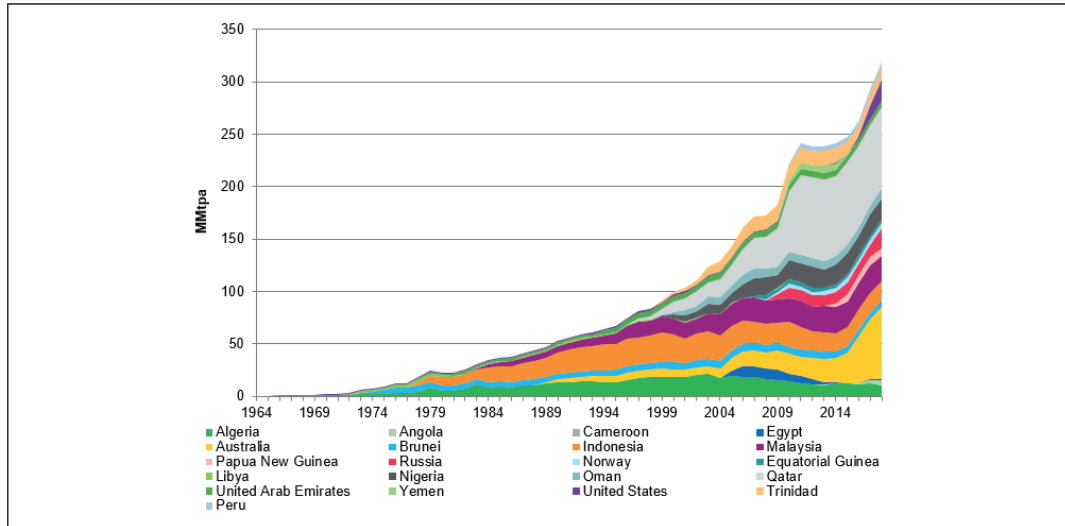
출처: IEA(2019), World Energy Statistics and Balances(<http://www.oecd-ilibrary.org>)

2. 전 세계 천연가스 교역 추이

가. 수출

[부록그림 1] 국가별 LNG 수출량 추이(1964~2019.9월)

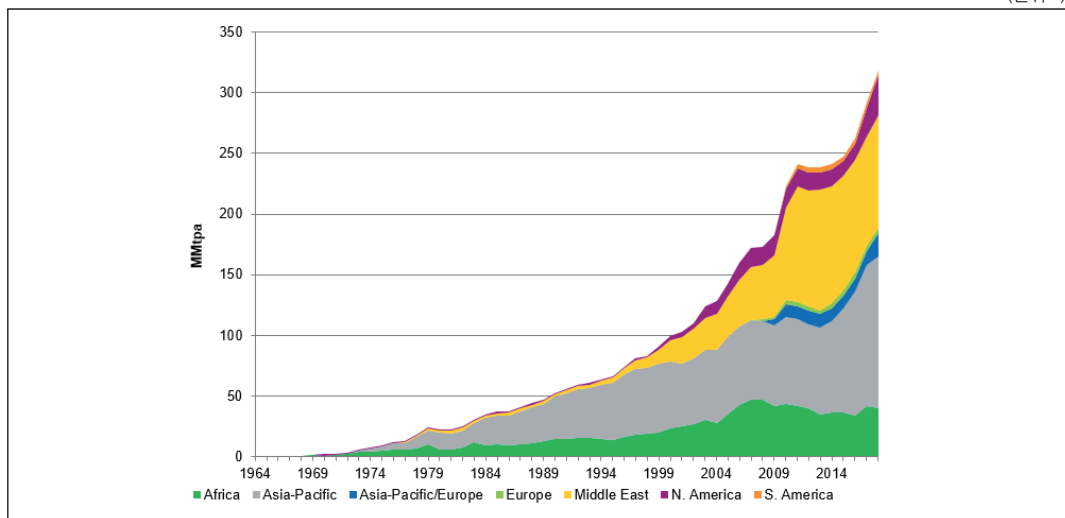
(단위:)



출처: IHS Markit(2019.10.11.), "Global LNG Trade Data"

[부록그림 2] 지역별 LNG 수출량 추이(1964~2019.9월)

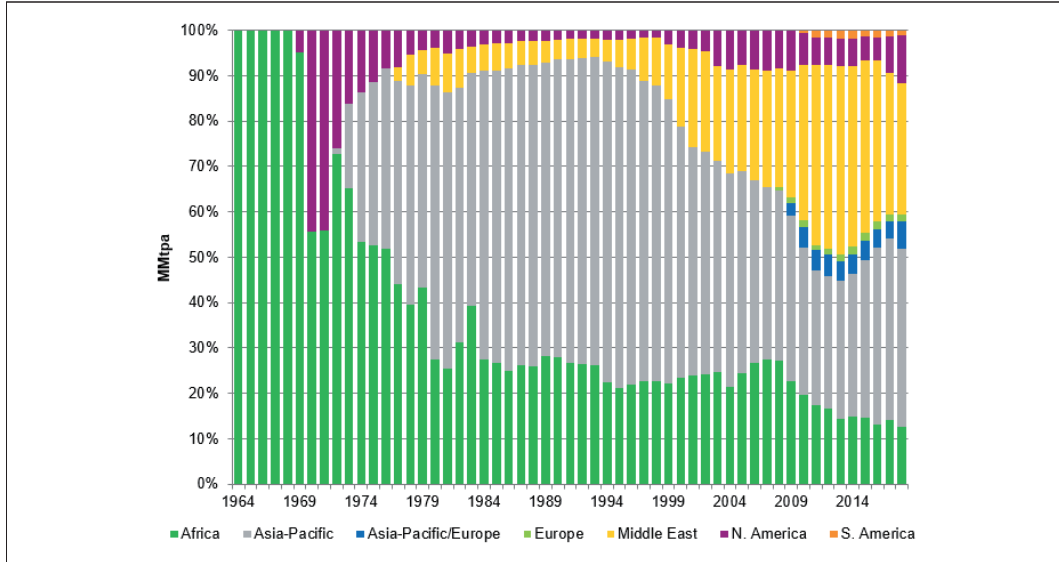
(단위:)



출처: IHS Markit(2019.10.11.), "Global LNG Trade Data"

[부록그림 3] 지역별 LNG 수출 비중 추이(1964~2019.9월)

(단위:)

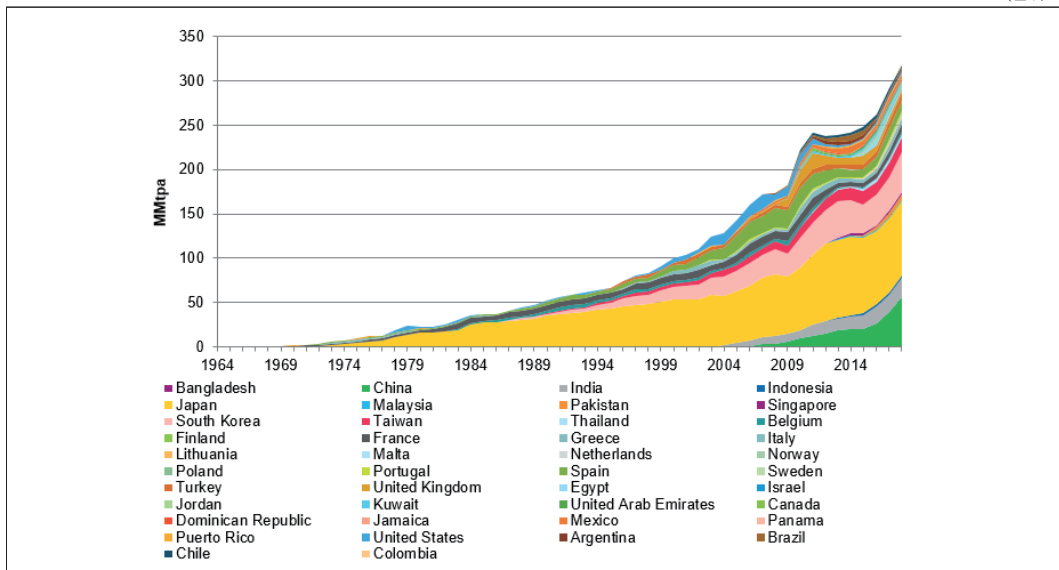


출처: IHS Markit(2019.10.11.), "Global LNG Trade Data"

나. 수입

[부록그림 4] 국가별 LNG 수입량 추이(1964~2019.9월)

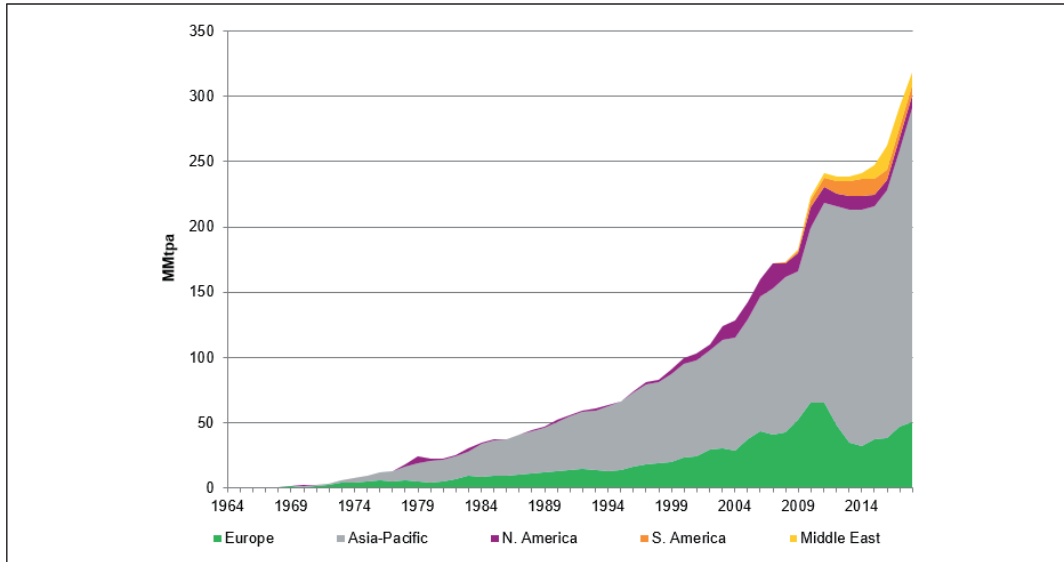
(단위:)



출처: IHS Markit(2019.10.11.), "Global LNG Trade Data"

[부록그림 5] 지역별 LNG 수입량 추이(1964~2019.9월)

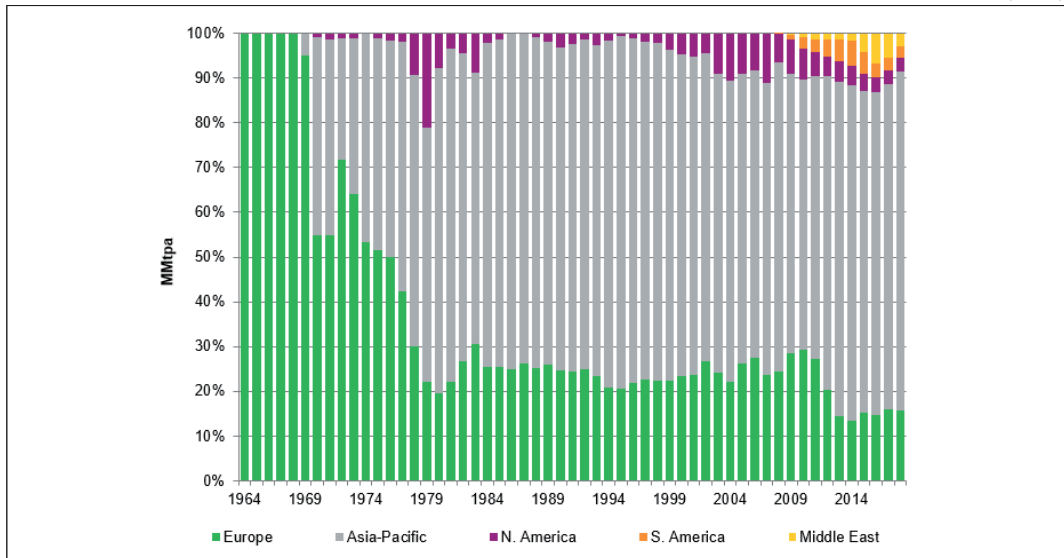
(단위:)



출처: IHS Markit(2019.10.11.), "Global LNG Trade Data"

[부록그림 6] 지역별 LNG 수입 비중 추이(1964~2019.9월)

(단위:)



출처: IHS Markit(2019.10.11.), "Global LNG Trade Data"

3. 아시아의 LNG 터미널 현황 및 계획

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage ('000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
Australia	Crib Point, Victoria	Proposed	2021	AGL Energy	FSRU	2.5	3.4		
	Longford, Victoria	Proposed	2022	ExxonMobil					
	Port Kembla Gas Terminal, New South Wales	Proposed	2020	Australian Industrial Energy Consortium of JERA, Marubeni, Squadron)	FSRU	2.0	2.7	170.0	106.3
	Port Adelaide	Proposed	2020	Venice Energy	FSRU				
Bangladesh	Moheshkali, Cox's Bazaar (Excellence FSRU)	Operational	2018	Petrobangla, Excelerate	FSRU	3.8	5.2	138.0	84.1
	Moheshkali, Cox's Bazaar (Excelerate FSRU)	Operational	2019	Summit Power International	FSRU	4.8	6.5	138-216	84.1-131.7
	Karnaphuli Fertilizer Company(Kafco), Bengal Bay	Suspended		Gunvor/Exmar	FSRU barge	4.6	6.2	25.0	15.2
	Kutubdia Island, Meghnaghat	Suspended		Reliance	FSRU	3.5-5	4.75-6.8		
	Kutubdia Island, Meghnaghat	Suspended		Pertamina	FSRU	3.8	5.2		
	Kutubdia Island, Meghnaghat	Suspended		Petrobangla, Hong Kong Shanghai Manjara Power, Global LNG, and Petronas LNG	FSRU	3.8	5.2		
	Kutubdia Island, Meghnaghat	Suspended		Petronet or China Huanqiu Contracting and Engineering Corp	Onshore	7.5	10.2		
	Matarbari, Moheshkhali Island	Proposed		Summit Power Int, Mitsubishi, Diamond	Onshore	11.0	15.0		

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
				Gas					
	Matarbari, Moheshkhali Island	Proposed	2023	Rupantarita Praktik Gas Company	Onshore	7.5	10.2		
China	Binhai LNG, Yancheng city, Jiangsu province	Under Construction	2021	CNOOC, Huainan Mining Industry	Onshore	3.0	4.2	880.0	550.0
	Chaozhou LNG Phase I, Guangdong province	Under Construction	2020	Chaozhou Huafeng Group, Sinoenergy	Onshore	3.0	4.2	320.0	200.0
	Chaozhou LNG Phase II, Guangdong province	Proposed		Chaozhou Huafeng Group, Sinoenergy	Onshore	3.0	4.2		
	Dalian Phase I, Liaoning province	Operational	2011	PetroChina	Onshore	3.0	4.1	480.0	292.7
	Dalian Phase II, Liaoning province	Operational	2016	PetroChina	Onshore	3.0	4.1		
	Dongguan Jovo LNG, Guangdong province	Operational	2013	Dongguan Jovo Energy	Onshore	1.0	1.4	170.0	103.7
	Fangchenggang LNG, Guangxi province	Operational	2018	CNOOC	Onshore	0.6	0.8		
China	Putian LNG Phase I, Fujian province	Operational	2008	CNOOC, Fujian Investment	Onshore	2.6	3.6	320.0	195.1
	Putian LNG Phase II, Fujian province	Operational	2013	CNOOC, Fujian Investment	Onshore	2.6	3.5	320.0	195.1
	Putian LNG expansion, Fujian province	Under Construction	2020	CNOOC	Onshore	1.1		320.0	103.7
	Guangdong Dapeng LNG, Guangdong province	Operational	2006	CNOOC, BP	Onshore	6.8	9.2	480.0	292.7
	Guangxi Beihai LNG, Guangxi province	Operational	2016	Sinopec	Onshore	3.0	4.0		
	Guangxi Beihai LNG expansion, Guangxi province	Proposed		Sinopec	Onshore	4.0	5.3		

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
China	Hainan Yangpu Phase I, Hainan province	Operational	2014	CNOOC, Hainan Province Development Control	Onshore	2.0	2.7	320.0	195.1
	Hainan Yangpu Phase II, Hainan province	Operational	2017	CNOOC, Hainan Province Development Control	Onshore	1.0	1.4		
	Jiangsu Qidong LNG Phase I, Jiangsu province	Operational	2017	Guanghui Energy	Onshore	0.6	0.8	100.0	61.0
	Jiangsu Qidong LNG Phase II, Jiangsu province	Operational	2018	Guanghui Energy	Onshore	1.2	1.6		
	Jiangsu Qidong LNG Phase III, Jiangsu province	Under Construction	2019	Guanghui Energy	Onshore	1.2	1.6		
	Jiangsu Rudong Phase I, Jiangsu province	Operational	2011	PetroChina, Pacific Oil & Gas, Jiangsu Guoxin Investment Group	Onshore	3.5	4.8	320.0	195.1
	Jiangsu Rudong Phase II, Jiangsu province	Operational	2016	PetroChina, Pacific Oil & Gas, Jiangsu Guoxin Investment Group	Onshore	3.0	4.1		
	Jiayang Yuedong Phase I, Guangdong province	Operational	2017	CNOOC	Onshore	2.0	2.7	480.0	292.7
	Jiayang Yuedong Phase II, Guangdong province	Proposed	2020	CNOOC	Onshore	2.0	2.7	160.0	97.5
	Lanting LNG, Yantai port, Shandong province	Proposed		Nanshan Group	Onshore	1.0	1.4		
	Yantai LNG, Yantai port, Shandong province	Under Construction	2022	Beijing Gas	Onshore	5.0	6.8	1000.0	609.8
	Longkou LNG, Yantai port,	Under	2022	Sinopec	Onshore	6.0	8.2	810.0	494.0

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
	Shandong province	Construction							
	Qingdao LNG, Shandong province	Operational	2014	Sinopec	Onshore	3.0	4.1	480.0	292.7
	Qingdao LNG expansion, Shandong province	Operational	2016	Sinopec	Onshore	3.5	4.7	160.0	97.6
	Shanghai Yangshan LNG Phase I, Shanghai province	Operational	2009	CNOOC, Shenergy Group	Onshore	3.0	4.1	895.0	545.7
	Shanghai Yangshan LNG Phase II, Shanghai province	Under construction	2020	CNOOC, Shenergy Group	Onshore	3.0	8.1		
	Shenzhen Diefu, Guangdong province	Operational	2018	CNOOC, Shenzhen Energy Group	Onshore	4.0	5.4		
	Shenzhen Gas LNG, Guangdong province	Operational	2018	Shenzhen Gas	Onshore	0.8	1.1		
	Tangshan LNG (Caofeidian) Phase I, Hebei province	Operational	2013	CNPC	FSRU	3.5	4.8	640.0	390.2
	Tangshan LNG (Caofeidian) Phase II, Hebei province	Under construction	2020	CNPC	FSRU	6.5	8.8	640.0	390.2
	Tianjin Phase I, Tianjin province	Operational	2013	CNOOC	FSRU	2.2	3.0	60.0	36.6
	Tianjin Phase II, Tianjin province	Under Construction	2022	CNOOC	Onshore	5.0	6.8	1,320.0	825.0
	Tianjin Binhai, Tianjin province	Operational	2018	Sinopec	Onshore	3.0	4.1	640.0	390.2
	Tianjin Nangang, Tianjin province	Proposed	2021	Beijing Gas	Onshore	5.0	6.8	2,000.0	1220.0
	Wuhogou LNG, Shanghai province	Operational	2008	Shanghai Gas Group	Onshore	0.5	0.7	120.0	75.0
	Yangjiang, Guangdong province	Under construction	2023	CNPC, Guangdong Yudean Power-Pacific Oil&Gas	Onshore	2.0	2.7		

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
China	Zhangzhou Phase I, Fujian province	Under construction	2021	CNOOC	Onshore	3.0	4.1	480.0	292.7
	Zhangzhou Phase II, Fujian province	Proposed		CNOOC	Onshore	3.0	4.1		
	Zhejiang Ningbo LNG, Zhejiang province	Operational	2012	CNOOC, Zhejiang Energy Group, Ningbo Power Development	Onshore	3.0	4.1	480.0	292.7
	Zhejiang Ningbo LNG expansion, Zhejiang province	Under construction	2020	CNOOC, Zhejiang Energy Group, Ningbo Power Development	Onshore	3.0	4.1		
	Zhoushan ENN LNG, Zhejiang province	Operational	2018	ENN	Onshore	3.0	4.1	160.0	97.6
	Zhoushan ENN LNG expansion, Zhejiang province	Under Construction	2022	ENN	Onshore	7.0	9.3		
	Zuhai Gaolan Phase I, Guangdong province	Operational	2013	CNOOC	Onshore	3.5	4.8	480.0	292.7
	Zuhai Gaolan Phase II, Guangdong province	Proposed		CNOOC	Onshore	3.5	4.8		
India	Andhra Pradesh, Kakinada	Proposed		Shell, GDF Suez, Andhra Pradesh Gas Distribution Corp	FSRU	2.5	3.4		
	Dabhol	Operational	2013	GAIL, NTPC	Onshore	5.0	6.8	480.0	292.7
	Dahej	Operational	2004	GDF Suez, Petronet	Onshore	10.0	13.6	592.0	361.0
	Dahej expansion I	Operational	2017	GDF Suez, Petronet	Onshore	5.0	6.8	340.0	207.3
	Dahej expansion II	Proposed	2019	GDF Suez, Petronet	Onshore	2.5	3.4		
	Dhamra	Proposed	2021	Gail, Indian Oil Corp, Adani Group	Onshore	5.0	6.8		

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
	Ennore	Operational	2019	Indian Oil Corp	Onshore	5.0	6.8	320.0	195.1
	Gangavaram	Proposed		Petronet	Onshore	5.0	6.8		
	Hazira	Operational	2005	Shell, Total	Onshore	5.0	6.8	320.0	195.1
	Jafrabad	Proposed	2020	Swan Energy/Exmar	FSRU	5.0	6.8	180.0	109.8
	Jaigarh(GDF Suez Cape Ann FSRU)	Under construction	2019	H-Energy	FSRU	4.0	5.4	145.0	88.4
	Kochi Phase I	Operational	2013	Petronet	Onshore	5.0	6.8	310.0	189.0
	Kolkata Port	Proposed		H-Energy	FSRU	2.5	3.4		
	Krishnapatnam	Proposed		Bharat LNG	Onshore	2.5	3.4		
	Mundra Phase I	Under construction	2019	GSPC	Onshore	5.0	6.8	320.0	195.1
	Mundra Phase II	Proposed		GSPC	Onshore				
Indonesia	Arun	Operational	2015	ExxonMobil, Pertamina, JILCO	Onshore	3.0	4.1	600.0	365.8
	Bali	Operational	2016	Pertamina/PLN	FSRU	0.4	0.5		
	Bojoneira	Suspended	2020	Pertamina, Bumi Sarana Migas	Onshore	4.0	5.4		
	Cilacap, offshore West Java	Suspended	2019	Pertamina	FSRU	1.2	1.6		
Indonesia	Lampung LNG	Operational	2014	Pertamina, PGN	FSRU	2.7	3.7	170.0	103.7
	Jawa	Proposed	2021	Pertamina, Sojitz, Marubeni	FSRU			170.0	
	Nusantara, Jakarta	Operational	2012	Pertamina, PGN	FSRU	3.8	5.2	125.0	76.2
Japan	Chita Joint Terminal	Operational	1983	Toho Gas, Chubu Electric	Onshore	11.6	15.8	640.0	390.2
	Chita L.N.G (Kyodo)	Operational	1977	Toho Gas, Chubu Electric	Onshore	7.1	9.7	300.0	182.9

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
	Chita-Midorihama	Operational	2001	Toho Gas	Onshore	6.9	9.3	400.0	243.9
	Fukuoka	Operational	1993	Saibu Gas	Onshore	0.8	1.0	70.0	42.7
	Futtsu	Operational	1985	Tokyo Electric Power (TEPCO)	Onshore	19.1	26.0	1,110.0	676.8
	Hachinohe	Operational	2015	JX Nippon Oil & Energy	Onshore	1.5	2.0	280.0	170.7
	Hatsukaichi	Operational	1995	Hiroshima Gas	Onshore	0.9	1.2	170.0	103.7
	Hibiki	Operational	2014	Saibu Gas, Kyushu Electric Power	Onshore	2.2	2.9	360.0	219.5
	Higashi-Niigata	Operational	1984	Nihonkai LNG, Tohoku Electric	Onshore	8.5	11.6	720.0	439.0
	Higashi-Ohgishima	Operational	1984	Tokyo Electric Power (TEPCO)	Onshore	13.2	18.0	540.0	329.3
	Himeji	Operational	1979	Osaka Gas, Kansai Electric Power	Onshore	8.1	11.0	540.0	329.3
	Himeji II	Operational	1984	Osaka Gas	Onshore	4.7	6.4	740.0	451.2
	Hitachi	Operational	2015	Tokyo Gas	Onshore	0.5	0.7	230.0	140.2
	Hitachi expansion	Proposed	2021	Tokyo Gas	Onshore			230.0	140.2
	Ishikari, Hokkaido	Operational	2012	Hokkaido Gas	Onshore	2.7	3.7	180.0	109.8
	Joetsu LNG	Operational	2012	Chubu Electric Power	Onshore	2.4	3.2	540.0	329.3
	Kagoshima	Operational	1996	Nippon Gas	Onshore	0.2	0.3	86.0	52.4
	Kawagoe	Operational	1997	Chubu Electric Power	Onshore	4.9	6.6	840.0	512.2
	Japan	Kushiro LNG Satellite Terminal	Operational	2015	JX Nippon Oil & Energy	Onshore	0.5	0.7	10.0
Mizushima		Operational	2006	Nippon Oil, Chugoku Electric Power	Onshore	4.3	5.8	320.0	195.1
	Nagasaki	Operational	2003	Saibu Gas	Onshore	0.2	0.2	35.0	21.3

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)	
	Nakagusuku LNG Okinawa	Operational	2012	Okinawa Electric Power	Onshore	0.8	1.1	280.0	170.7	
	Naoetsu LNG	Operational	2013	Inpex	Onshore	1.5	2.0	360.0	219.5	
	Negishi	Operational	1966	Tokyo Gas	Onshore	11.1	15.1	1,180.0	719.5	
	Niihama, Shikoku Island				Tokyo Gas Engineering, Shikoku Electric, Sumitomo Chemical, Sumitomo Joint Electric Power, Shikoku Gas					
			Proposed	2022		Onshore			230.0	140.2
	Ohgishima	Operational	1998	Tokyo Gas	Onshore	9.9	13.4	850.0	518.3	
	Oita	Operational	1990	Oita LNG	Onshore	5.4	7.3	460.0	280.5	
	Sakai	Operational	2006	Kansai Electric Power, Iwatani International Corp, Cosmo Oil, Ube Industries	Onshore	6.4	8.7	420.0	256.1	
	Sakaide LNG	Operational	2011	Cosmo Oil, Shikoku Electric Power, Shikoku Gas	Onshore	1.2	1.6	180.0	109.8	
	Senboku I	Operational	1972	Osaka Gas	Onshore	2.1	2.9	180.0	109.8	
	Senboku II	Operational	1977	Osaka Gas	Onshore	11.5	15.7	1,585.0	966.5	
	Shin-Minato	Operational	1997	Sendai Gas	Onshore	0.3	0.4	80.0	48.8	
	Shin-Sendai	Operational	2015	Tohoku Electric	Onshore	0.8	1.1	160.0	97.6	
	Sodegaura	Operational	1973	Tokyo Electric Power (TEPCO), Tokyo Gas	Onshore	29.3	39.9	2,660.0	1621.9	
	Sodegaura expansion	Proposed	2024	Tokyo Electric Power (TEPCO), Tokyo Gas	Onshore			200.0	122.0	
Sodeshi, Shimizu	Operational	1996	Shizuoka Gas	Onshore	2.8	3.9	337.2	205.6		

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
	Soma LNG Phase I	Operational	2018	Japan Petroleum Exploration (JAPEX)	Onshore	1.2	1.6	230.0	140.2
	Tobata, Kitakyushu	Operational	1977	Kyushu Electric Power, Saibu Gas	Onshore	7.6	10.3	480.0	292.7
	Toyama Shin-Minato	Proposed	2018	Hokuriku Electric Power	Onshore			180.0	109.8
	Yanai	Operational	1990	Chugoku Electric Power	Onshore	2.3	3.1	480.0	292.7
	Yokkaichi (Works)	Operational	1991	Toho Gas	Onshore	2.1	2.9	160.0	97.6
	Yokkaichi LNG	Operational	1987	Toho Gas, Chubu Electric	Onshore	6.4	8.7	320.0	195.1
	Soma LNG Phase II	Proposed	2020	Japan Petroleum Exploration (JAPEX)	Onshore			230.0	140.2
	Melacca	Operational	2013	Petronas	Offshore FSU	3.8	5.2	260.0	158.5
	Pengerang LNG, Johor	Operational	2018	PetGas, Dialog LNG Sdn Bhd, Permodalan Darul Takzim	Onshore	3.5	4.8	400.0	243.9
	Dawei	Proposed		PTT	FSRU	3.0	4.1		
Malaysia	Dawei	Proposed		Shell, Italian-Thai Development, LNG Plus		6.0	8.2		
	Kan Pauk, Tanintharyi	Proposed	2021	Total, Siemens	FSRU			At least 145	
	Mee Laung Gaing, Ayeyarwady	Proposed	2021	Zhefu Holding Group, Supreme Trading	FSRU				
Myanmar	Made Island, Rakhine state	Proposed		CNPC					
	Ahlong, Yangon City	Proposed		Toyo Thai Public Company	FSRU				

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
Pakistan	Engro Elengy LNG terminal (Exquisite)	Operational	2015	Accelerate, Engro Group	FSRU	3.8	5.2	150.9	92.0
	Pakistan GasPort (BW Integrity)	Operational	2017	Pakistan GasPort, BW Group, Fauji Oil Terminal and Distribution Company (FOTCO), Trafigura	FSRU	5.0	6.8	170.0	103.7
Pakistan	Port Qasim FSRU	Proposed	2021	Engro, Shell, Fatima, Gunvor	FSRU	4.5	6.1		
	Port Qasim FSRU	Proposed		Exxonmobil, Energas	FSRU	5.6	7.6		
	Port Qasim FSRU	Proposed		Vitol, Total	FSRU				
	Port Qasim FSRU	Proposed		Pakistan GasPort, Trafigura	FSRU				
Philippines	Pagbilao LNG	Under construction	2021	Energy World Corp	Onshore	3.0	4.1	260.0	426.4
	Batangas LNG	Proposed	2022	Philippine National Oil Company (PNOC)	FSRU	5.0	6.8		
Singapore	Jurong	Operational	2013	Singapore LNG Pte	Onshore	5.7	7.8	540.0	329.3
	Jurong expansion	Operational	2018	Singapore LNG Pte	Onshore	5.0	6.8	260.0	158.5
	Boryeong LNG	Operational	2016	GS Caltex / SK E&S	Onshore	3.0	4.1	600.0	365.9
	Gwangyang	Operational	2005	POSCO	Onshore	1.7	2.3	530.0	323.2
	Incheon	Operational	1996	KOGAS	Onshore	41.5	56.4	2,880.0	1,756.1
South Korea	Jeju Island	Proposed		KOGAS				90.0	58.9
	Pyeongtaek	Operational	1986	KOGAS	Onshore	37.9	51.5	3,360.0	2,048.8
	Samcheok	Operational	2014	KOGAS	Onshore	6.6	9.0	1,400.0	853.7
	Samcheok expansion	Operational	2017	KOGAS	Onshore	4.7	6.4	1,810.0	1,103.7

Country	Project/Terminal	Status	Start Date	Shareholder/Owner	Type	Receiving capacity (mtpa)	Receiving capacity (bcm/y)	Storage (000 m ³ LNG)	Storage (mcm)
Sri Lanka	Tongyeong	Operational	2002	KOGAS	Onshore	24.8	33.7	2,620.0	1597.6
	Colombo	Proposed	2020	Petronet, Mitsubishi, Sojitz	FSRU	2.6	3.5		
	Hambantota	Speculative		China Machinery Engineering Corporation					
Taiwan	Datan Borough Taoyuan	Proposed	2025	Chinese Petroleum (CPC)	Onshore	5.5	7.5		
	Taichung	Operational	2009	Chinese Petroleum (CPC)	Onshore	3.0	4.1	480.0	292.7
Taiwan	Taichung expansion	Proposed	2019	Chinese Petroleum (CPC)	Onshore	2.0	2.7	480.0	
	Yung-An	Operational	1990	Chinese Petroleum (CPC)	Onshore	9.0	12.2	690.0	420.7
	Map Ta Phut LNG	Operational	2011	PTT LNG Company Ltd	Onshore	5.0	6.8	320.0	195.1
Thailand	Map Ta Phut LNG expansion	Operational	2017	PTT LNG Company Ltd	Onshore	5.0	6.8	320.0	195.1
	Map Ta Phut LNG expansion	Proposed	2019	PTT LNG Company Ltd	Onshore	1.5	2.0		
	Nong Fab, Rayong Province	Proposed	2021	PTT LNG Company Ltd	Onshore	7.5	10.2	500.0	304.9
	Gulf of Thailand	Proposed	2024	EGAT	FSRU	5.0	6.8		
Vietnam	Son My LNG	Proposed	2024	PetroVietnam	Onshore	1-3	1.4-4.1		
	Thi Vai LNG	Proposed	2020	PetroVietnam	Onshore	1.0	1.4	180.0	109.8

출처: Thomson Reuters(2019.10월), LNG Import and Export Capacities

4. 동남아시아의 파이프라인 지도



주: 네모는 LNG 수입터미널임.

출처: Thomson Reuters, Interactive Map(검색일: 2019.11.18.)

아시아 국가의 에너지 전환과 재정 연구
- 천연가스 도입을 중심으로

발 행 2019년 12월
발 행 인 김유찬
발 행 처 한국조세재정연구원
30147 세종특별자치시 시청대로 336
TEL: 044-414-2114(代) www.kipf.re.kr
등 록 1993년 7월 15일 제2014-24호
조 판 및
인 쇄 고려씨엔피

© 한국조세재정연구원 2019

* 잘못 만들어진 책은 바꾸어 드립니다.