

# weekly

WORLD ENERGY MARKET INSIGHT



## 세계 에너지시장 인사이트

제 19-7호  
2019. 2. 25

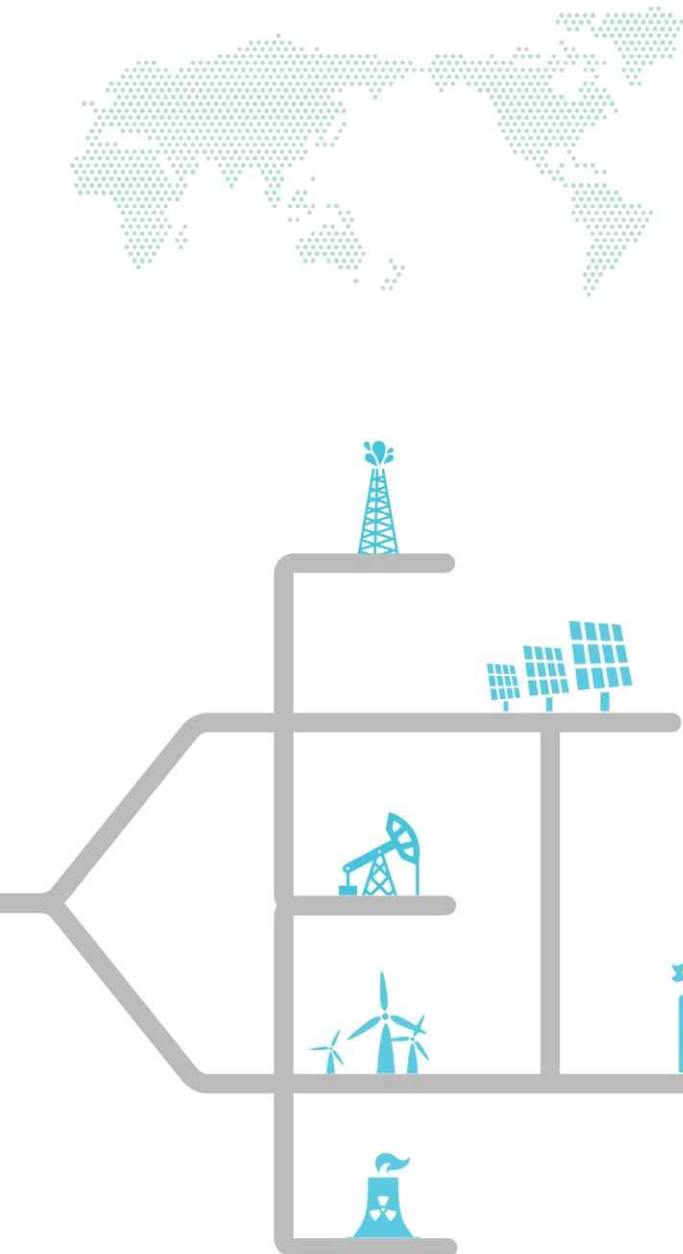
[http://www.keei.re.kr/web\\_energy\\_new/main.nsf](http://www.keei.re.kr/web_energy_new/main.nsf)

### 현안분석

일본 2018년 에너지수급 변화 및 2019년 정책 현안

### 주요단신

- 국제유가 추이와 유가변동 요인
- 美 EIA, '20년까지 미국 전통원유생산량 1,300만b/d로 증가 전망
- 프랑스, 2차 '장기에너지프로그램(MEP)' 초안 발표
- 일본 내 해상풍력발전 사업 확대 움직임
- 인도네시아, 국내공급의무(DMO)로 인한 2019년 석탄 가격 변동 가능성



# CONTENTS

제19-7호  
2019.2.25

---

## 현안분석

p. 3 일본 2018년 에너지수급 변화 및 2019년 정책 현안

---

## 주요단신

중동  
아프리카

p.21

- 국제유가 추이와 유가변동 요인
- IEA와 OPEC의 월간 석유수급 전망 비교
- 사우디, 국제적인 에너지 탐사·생산 기업 설립 추진

미주

p.27

- 美 EIA, '20년까지 미국 전통원유생산량 1,300만b/d로 증가 전망

유럽

p.29

- 프랑스, 2차 '장기에너지프로그램(MEP)' 초안 발표
- 영국 연구기관 ICL, 영국 장기 기후·에너지계획 목표 달성 어려울 것이라고 진단
- EU 이사회, 'EU 가스 지침(Gas Directive)' 개정안 의결
- 독일, 독일 내 LNG 터미널 2곳 건설계획 승인 의지 표명

일본

p.35

- 일본 내 해상풍력발전 사업 확대 움직임
- 호주 빅토리아 EPA, 일본-호주 수소 공급체인 구축 실증사업 승인
- 규슈전력, 겐카이원전 2호기 폐로 결정

아시아  
호주

p.39

- 인도네시아, 국내공급의무(DMO)로 인한 2019년 석탄 가격 변동 가능성
-

## 국제 에너지 가격 및 세계 원유 수급 지표

### • 국제 원유 가격 추이

구 분	2019년				
	2/15	2/18	2/19	2/20	2/21
Brent (\$/bbl)	66.25	66.50	66.45	67.08	67.07
WTI (\$/bbl)	55.59	-	56.09	56.92	56.96
Dubai (\$/bbl)	65.12	66.73	66.48	66.38	67.12

주 : Brent, WTI 선물(1개월) 가격 기준, Dubai 현물 가격 기준

자료 : KESIS

### • 천연가스, 석탄, 우라늄 가격 추이

구 분	2019년				
	2/15	2/18	2/19	2/20	2/21
천연가스 (\$/MMBtu)	2.63	-	2.66	2.64	2.70
석탄 (\$/000Metric ton)	74.25	-	73.00	74.40	73.25
우라늄 (\$/lb)	28.75	-	28.70	28.70	28.70

주 : 선물(1개월) 가격 기준; 2/18일은 미국 President's Day 휴일

1) 가 스 : Henry Hub Natural Gas Futures 기준

2) 석 탄 : Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Futures 기준

3) 우라늄 : UxC Uranium U308 Futures 기준

자료 : NYMEX

### • 세계 원유 수급 현황(백만b/d)

구 분	2018년		2019년	증 감	
	11월	12월	1월	전월대비	전년동기대비
<b>세계 석유수요</b>	<b>100.9</b>	<b>100.4</b>	<b>99.8</b>	<b>-0.6</b>	<b>0.9</b>
OECD	48.1	48.6	47.4	-1.2	0.2
비OECD	52.7	51.6	52.3	0.7	0.9
<b>세계 석유공급</b>	<b>101.9</b>	<b>101.2</b>	<b>100.4</b>	<b>-0.8</b>	<b>2.8</b>
OPEC	37.4	36.8	36.2	-0.6	-0.8
비OPEC	64.5	64.4	64.2	-0.2	3.6
<b>세계 재고증감</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>0.7</b>	<b>-0.2</b>	<b>-</b>

주 : '세계 재고증감'은 '세계 석유공급 - 세계 석유수요'로 계산한 값이며, 반올림 오차로 인해 합계가 일치하지 않을 수 있음.

'세계 석유수요'에는 수송망(파이프라인 등)에 잔류되어 있는 원유, 석유제품, 전략비축유(0.2백만b/d)가 포함되어 있음.

자료 : Energy Intelligence, Oil Market Intelligence 2018년 11월호, p.2

본 「세계 에너지시장 인사이트」에서 제시하고 있는 분석결과는 연구진 또는 집필자의 개인 견해로서 에너지경제연구원의 공식적인 의견이 아님을 밝혀 둡니다.



WORLD ENERGY MARKET

*insight*

현안  
분석



# 일본 2018년 에너지수급 변화 및 2019년 정책 현안

해외정보분석팀 양의석 선임연구위원(esyang@keei.re.kr)

임지영 전문원(jyyim@keei.re.kr)

- ▶ 일본은 4·5차 에너지기본계획을 통해 에너지공급 안정성, 친환경성, 에너지안전 제고 등 이른바 3E+S를 에너지정책의 최우선 목표로 설정하고, 안정적인 에너지공급 확충, 화석에너지의존도 축소 및 온실가스 배출 감축, 에너지자급률 제고 등을 지향하고 있음.
- ▶ 일본의 1차에너지 소비는 에너지소비 절약 및 에너지효율개선 활동 등으로 경제성장과 에너지소비의 非동조화가 시현되어 왔으나, 2018년 1차에너지 소비감소 추세는 다소 둔화되는 양상을 시현하였음.
- ▶ 후쿠시마 사태이후 일본의 화석에너지 의존도는 증가하였으나, 2015년 이후 일부 원전이 재가동되고 신재생에너지 보급이 확대됨에 따라 화석에너지 의존도는 하락추세로 전환되었고, 2018년에도 감소가 지속되어 온실가스 배출 감축에 기여하였음.
- ▶ 일본이 에너지정책 기조로 지향하는 화석에너지 의존도 감축, 에너지자립도 제고, 전원구조 개편을 지속하기 위해서는 원전 재가동 확대와 신재생에너지 보급·확대가 지속되어야 것으로 분석되고 있으며, 원전 재가동 확대를 위해서는 강화된 안전기준을 충족할 수 있도록 비용증가에 대비하는 한편, 사용후 핵연료 대책 마련 등의 당면 과제를 해소하는 것이 요구됨.
- ▶ 또한, 신재생에너지 보급 확대를 위해 미가동 태양광발전설비 문제 및 FIT 일몰에 따라 발생하는 문제를 해소할 필요가 있으며, 가스시장자유화 효과 제고 차원에서 진입장벽이 높은 가스도매시장 활성화를 위한 대책 마련도 2019년 일본의 정책현안이 될 것으로 전망됨.

## 1. 일본의 에너지정책 기조(5차 에너지기본계획)

### ■ 에너지정책 기조 및 방향

- 일본은 2011년 후쿠시마 사태 이후 급격한 에너지가격 변동과 에너지 자립도 저하를 경험한 후, 4·5차 에너지기본계획을 통해 에너지공급 안정성, 친환경성, 에너지안전 제고 등을 에너지정책의 최우선 목표로 설정하였음.
  - 5차 에너지기본계획(에기본, 2018년)이 제시하고 있는 에너지정책 기조는 ①에너지효율 증진, ②전원구조 재편(재생에너지 역할 확대), ③적정 원자력 역할 설정 등을 통해 경제의 선순환 및 친환경 경제체제를 구축하는 것임.
  - 제5차 에기본은 4차의 정책기조(3E+S) 및 2030년 전원개편 목표를 승계하는 한편, 파리협정의 발효에 따른 자발적 감축공약 이행 등을 위해 2050년까지 일본이 지향할 ‘탈탄소화 및 에너지전환’ 방향을 제시하고 있음.
  - 정책기조(3E+S)는 에너지 안정공급 확보(Energy Security), 에너지효율 증진(Economic Efficiency), 친환경(Environment) 및 에너지안전성 제고(Safety) 등을 의미함.
  - 에너지안전(S)은 후쿠시마원전 사고로 하락한 원자력에 대한 신뢰성 회복과 에너지인프라 관련 자연재해 등에 대한 안전성 확보라는 사회적 요구를

“일본은 후쿠시마 사태 이후 급격한 에너지가격 변동과 에너지 자립도 저하를 경험한 후, 4·5차 에기본을 통해 3E+S를 에너지정책의 최우선 목표로 설정하였음”

반영한 것임.

“제5차 에기본이 지향하는 전원구조 개편방향은 안정적인 에너지공급 확충, 화석에너지 의존도 축소 및 온실가스 배출 감축, 에너지자급률 제고 등으로 대표되고 있음”

▣ 일본의 전원구조 개편 방향 및 목표

- 제5차 에기본이 지향하는 전원구조 개편방향은 안정적인 에너지공급 확충, 화석에너지 의존도 축소 및 온실가스 배출 감축, 에너지자급률 제고 등으로 대표되고 있음.
- (화석에너지 전원구조 개선) 일본은 2030년까지 화석에너지 의존도를 축소하는 한편, 에너지자급도 제고(2013년: 6.0%→2030년: 24.3%)를 위해 전원구조 개편을 지향하고 있음.
  - (석탄) 2030년 석탄화력 전원 비중 목표는 26.0%수준으로 설정되어 있으며, 이는 석탄화력 전원비중을 2013년 대비 6.9%p 감축하는 것을 의미함.
  - (LNG) LNG 전원 비중 목표는 27.0%로 설정하고 있으며, 이는 발전부문의 화석연료 의존도 감축과 전력생산의 비용구조 개선 필요성을 반영하고 있음.
    - 일본이 LNG 전원비중을 2013년 40.8% 및 2018년 40.0%(추정) 수준에서 27.0% 수준으로 감축(-13.8%p)하기 위해서는 원전 및 신재생에너지 전원의 확충이 전제되어 있음.
- (신재생에너지전원 주력 전원화) 일본은 2030년 신재생에너지 전원비중 목표를 22~24%로 설정하고, 이를 위한 재생에너지의 주력 전원화 구상을 설계하고 있음.
  - (태양·풍력) 향후 기술 혁신 등을 통한 비용 절감으로 태양광·풍력 전원이 他전원과 경쟁력 있는 수준이 될 것으로 판단하여, 태양광 전원비중 목표는 7.0%, 풍력은 1.7%로 책정하였음.
  - (바이오매스·지열·중소수력) 지역 밀착형 에너지원으로서 분산형 에너지시스템 구축 가속화를 위한 수단으로 인식하고 있으며, 특히, 바이오매스 전원비중 목표는 3.7-4.6% 수준으로 책정하고 있음
- (원전 활용 지속) 원전을 ‘탈탄소화를 위한 선택지’ 및 ‘중요한 기저 전원’으로 설정하고 있으며, 2030년 원전 전원비중 목표는 20.0~22.0% 수준으로 설정하고 있음.
  - 일본의 전원믹스를 설계하는 과정에서 에너지자급도 제고, 화석에너지의존도 감축, 에너지효율 증진, 청정에너지 역할 강화 등을 목표로 하고 있기에 원전 전원비중 확대는 불가피한 것으로 수용한 것으로 분석됨.
  - 2018년 원전의 전원비중 6%수준에서 2030년 목표 전원 비중 20.0~22.0% 도달을 위해서는 원전 재가동 추진여부가 관건이 되고 있음.
    - 일본 정부는 5차 에기본에서 2030년 원자력 전원믹스 목표 달성을 위한 원전 설비 개체 및 신·증설 관련 구체적인 계획을 제시하지는 않았음.



〈 에너지수급(2018년) 및 에너지기본계획의 에너지믹스 개선 목표(2030년) 〉

	에너지믹스 (1차에너지 기준, %)				전원믹스 (발전량 기준, %)			
	2013 (기준)	2018 (추정)	2030 (목표)	Δ%p* (13/30)	2013 (기준)	2018 (추정)	2030 (목표)	Δ%p* (13/30)
· 석유	45.5	38.7	30.0	-15.5	14.5	5.0	3.0	-11.5
· 석탄	24.1	26.7	25.0	0.9	32.9	30.0	26.0	-6.9
· 천연가스	22.1	23.3	18.0	-4.1	40.8	40.0	27.0	-13.8
· 재생에너지	4.9	8.5	13~14	8.1~9.1	10.8	19.0	22~24	11.2~13.2
- 수력	3.1	3.9		-	7.3	10.0	8.8~9.2	1.5~1.9
- 태양광				-	1.2		7.0	5.8
- 풍력				-	0.5		1.7	1.2
- 바이오매스				-	1.6		3.7~4.6	2.1~3.0
- 지열				-	0.2		1.0~1.1	0.8~0.9
· 원자력	0.4	2.8	10~11	9.6~10.6	0.9	6.0	20~22	19.1~21.1
· LPG			3.0	-	-		-	-
· 에너지자급도 (%)	6.1	11.7	24.3	18.2				

주 : \*2013년(기준) 대비 2030년(목표) 에너지믹스 및 전원믹스 비중의 %p 차이  
 자료 : 1) 목표치: 2030년까지 에너지믹스 및 전원믹스의 구체적인 목표는 ‘장기에너지수요전망(2015.7월)’에서 제시된 내용을 의미함. 5차에기본(2018년)의 에너지믹스 목표는 4차 에기본의 목표를 승계하였음. 4차 에너지기본계획(경제산업성, 2014.4)은 일본의 에너지믹스 개선 목표(2030년)를 ‘장기에너지수요전망’에서 결정하도록 규정하고, 세부적인 에너지믹스 및 전원믹스 개선목표를 제시하지 않았음.  
 2) 추정치: IEEJ, “2019년 일본 경제·에너지수급 전망(2018.12월)”  
 기준치: 자원에너지청, “2017년도 에너지수급 실적(속보)(2018.11.15.)”  
 3) '13년 에너지자급률: 경제산업성, “에너지백서 2018”

## 2. 2018년 에너지수급 구조 변화

### ▣ 1차에너지 소비 및 구조 변화

- (1차에너지 소비) 2018년 일본의 1차에너지 소비는 4억 6,060만toe로 경제성장 둔화로 2017년 대비 0.9% 감소한 것으로 추계되었음.
  - 일본의 1차에너지 소비는 2010년 이후 2018년까지 연평균 1.4% 감소를 기록하였으나, 2018년 에너지소비 감소율은 2010년 이후의 감소추세에 미치지 못한 것으로 분석되고 있음.
  - 일본의 1차에너지 소비는 2011년 후쿠시마 사태 이후, 일본의 에너지소비 절약 및 에너지효율개선 활동 등으로 경제성장과 에너지소비의 비동조화가 시현되어 왔음.
  - 2010~2018년 기간 중 일본의 1차에너지 소비는 지속적으로 감소(연평균 -1.3%)하여 왔으며, 2018년 소비감소 규모(-0.9%)는 2017년에 이어 감소추세가

“일본의 2018년 1차에너지 소비는 경제성장 둔화로 전년대비 감소하였음”

다소 위축되는 양상을 보이고 있음.

- **(화석에너지 소비 변화)** 2018년 화석에너지 소비는 4억 850만toe 수준으로 화석 에너지의 석유 점유율은 43.5%에 달하고 있으며, 석탄이 30.2%, 나머지는 천연 가스가 차지하고 있음.
  - **(석유)** 2018년 석유소비는 전년 대비 3.9% 감소하였으며, 이에 따라 일본의 석유의존도 2017년 39.9%에서 2018년 38.7%로 하락하였음.
    - 2018년 석유소비 감소는 원전 재가동 및 태양광발전 도입·확대에 따른 발전 부문 석유연료 대체에 기인하는 것으로 분석되고 있음.
  - **(천연가스)** 2018년 천연가스 소비는 2017년 대비 3.9% 감소한 1억 710만toe에 그친 것으로 추정되고 있으며, 2018년 천연가스의 1차에너지 기여도는 23.3%로 2010년 대비 4.6%p 증가하였음.
    - 2018년 천연가스 소비 감소는 주로 발전용 LNG 소비감소에 기인하였으며, 이의 결과로 2018년 일본의 LNG 수입도 4.7% 하락한 것으로 추계되었음.
  - **(석탄)** 2018년 석탄 소비는 2017년 대비 0.3% 감소한 1억 2,330만toe 수준으로 추계되었으며, 석탄의존도는 26.8%로 2015년 이래 26%수준에서 유지되고 있음.
    - 석탄 소비는 2010년 이후 2018년까지 연평균 0.4% 속도로 증가하여 왔으며, 이는 주로 후쿠시마 사태로 인한 석탄발전 증가에 기인하는 것으로 분석되고 있음.
- **(원자력)** 일본은 후쿠시마 사태로 원전 가동을 전면 중단한 이후, 2015년 이후 원전 재가동하기 시작하여, 2018년 원전의 1차에너지 공급기여도는 2.8%까지 확대되었음.
  - 2018년 말 기준으로 재가동 된 원전이 9기에 달하여 전년 대비 86.2% 대폭 증가한 1,270만toe에 달한 것으로 추계되고 있음.
    - 2019년에는 2기의 원전이 추가 재가동 될 전망이나, 정기점검 등으로 일시 가동을 중지하는 원전으로 인해 원전 에너지공급은 전년 대비 6.8% 증가한 1,360만toe가 될 것으로 전망됨.
- **(신재생에너지)** 2018년 신재생에너지 공급규모는 2,120만toe로 2017년 대비 6.7% 증가하여, 1차에너지원 중 원자력을 제외하고 가장 높은 증가를 시현하였음.
  - 일본 정부가 후쿠시마 사태 이후 신재생에너지 보급 확대를 위해 지원제도(FIT)를 강화(2012년)한 결과, 2010년 이후 2018년까지 신재생에너지 공급은 연평균 10.8% 성장하였으며, 2018년 신재생에너지의 1차에너지 부담률은 4.9%까지 확대되었음.
- **(수력)** 2010년 이후 2018년까지 수력발전의 1차에너지 공급규모는 16백만toe에서

“일본의 2018년  
신재생에너지  
공급규모는  
1차에너지원 중  
원자력을  
제외하고는 가장  
높은 증가를  
시현하였음”

18백만toe 수준을 지속적으로 유지하고 있음.

- 수력의 1차에너지 분담률은 2010년 17.7%에서 2018년 18.1%로 증가하였으나, 이는 수력발전 규모의 증가(연평균 0.3%)에 기인하기보다 1차에너지 공급규모가 감축된 효과로 보임.

## ▣ 2018년 전원구조 변화

○ **(화력발전 전원구조 변화)** 2018년 발전량은 전년 대비 1.2% 감소한 9,599억kW로 추계되었으며, 화력발전 전원비중은 원전 재가동의 영향으로 2017년 대비 4.5%p 감소한 75% 수준으로 추계되었음.

- **(석탄)** 2018년 석탄화력 전원 비중은 30.0% 수준으로 전년 대비 0.4%p 증가하였으며, 2010년 대비 5.0%p 증가를 기록하였음.

- 2018년 1차에너지의 석탄 의존도는 26.8%에 해당하나, 발전부문의 석탄의존도가 30%에 달하고 있다는 점은 석탄이 주로 발전에너지로 사용되고 있음을 암시하고 있음.

- **(LNG)** 2018년 LNG 전원 비중은 40.0%로 2017년 대비 3.1%p 감소하였으나, 2010년 (29.0%) 대비 11.0%p 증가를 기록하고 있음.

- 2018년 LNG 전원비중이 2017년 및 2016년 대비 감소하고 있는 이유는 원전 재가동으로 전력공급 여력이 증가하자, 고비용 구조의 LNG발전이 우선적으로 축소된 결과로 분석되고 있음.

- **(석유)** 2018년 석유화력 전원비중은 5% 수준에 이른 것으로 추계되고 있으며, 이는 2017년 대비 1.8%p, 2010년 대비 3%p 감축된 규모임.

- 석유화력 전원 비중이 2016년 이후 지속적으로 감소하고 있는 이유는 원전 재가동으로 인한 비용경제성 미흡 및 재생에너지 전원 확대, 환경규제 강화 등으로 13GW 규모의 석유화력 발전설비가 휴·폐지된 결과로 분석되고 있음.

○ **(신재생에너지 전원 확대)** 2018년 신재생에너지 전원비중은 9.0%수준으로 2017년 대비 1.0%p, 2010년 대비 8.0%p 증가를 기록하였음.

- 신재생에너지 전원(태양광, 풍력, 지열 등; 수력 제외)이 2011년 이후 급격하게 증가한 것은 후쿠시마 사태이후의 원전 대체전원 개발을 위해 일본이 전개한 신재생에너지 보급·확대정책(FIT제도 등)의 결실로 분석되고 있음.

“일본의 2018년  
화력발전  
전원비중은 원전  
재가동의  
영향으로  
전년대비  
감소하였음”

〈 일본의 전원구조 변화 추이 및 전망 〉

	실적				전망		전년 대비 (% 및 %p**)		
	2010	2015	2016	2017	2018*	2019	2018*	2019	
합계 (10억kWh)	1,028	920.1	960.0	971.9	959.9	965.4	-1.2	0.6	
전원 구성 (%)	수력	9	10	9	9	10	9	+0.4p	-0.0p
	화력	62	85	83	80	75	74	-4.5p	-1.2p
	석탄	25	31	29	29	30	30	+0.4p	+0.1p
	LNG	29	46	46	44	40	40	-3.1p	-0.5p
	석유	8	8	8	7	5	5	-1.8p	-0.7p
	원자력	29	1	2	3	6	7	+3.1p	+0.4p
	신재생	1	5	7	7	9	10	+1.0p	+0.8p

주 : \* 2018년 전망은 추정치를 의미함. \*\* 전원 비중의 2018년 및 2019년 전년 대비 변화는 %p를 의미함.

주의 : 소수점 이하를 반올림하여 합계가 100%되지 않을 수 있음.

자료 : IEEJ, “2019년도 일본의 경제·에너지수급 전망(2018.12월)”

“일본은 후쿠시마 사태 직후, 가동 중이던 원전을 전면 가동 중단한 이후, 2015년부터 원전 재가동을 시작하였음.”

○ (원전 재가동에 따른 전원구조 변화) 후쿠시마 사태로 원전 54기가 가동 중단된 이후(2012년), 일본은 2015년부터 일부 원전의 재가동을 시작하였음.

- 정부는 2015년부터 新규제기준에 의해 원전 재가동 여부를 결정하고 있으며, 2019년 2월 현재까지 재가동에 돌입한 원전은 규슈전력의 센다이원전 및 겐카이 원전, 간사이전력의 다카하마원전 및 오이원전, 시코쿠전력의 이카타원전 등 총 9기에 달하고 있음.
- 재가동 원전은 규슈전력의 겐카이원전 3·4호기(설비용량 각 1,180MW)는 각각 2018년 4월 6월에 재가동하였음.
- 간사이전력의 오이원전 3·4호기(설비용량 각 1,180MW)는 각각 2018년 3월, 5월에 재가동하였음.
- 원전 재가동에 따라 2018년 원전의 전원비중은 6%, 2017년 대비 3.1%p 증가한 것으로 잠정 추계되고 있으며, 이는 2018년 화력발전 전원비중 감축(4.5%p)을 대체한 것으로 분석되고 있음.
- 2010년 일본의 원전 전원비중은 29% 수준에 달한 바 있으나, 2015년 매우 제한적인 원전 가동 재개로 원전 전원비중은 2015년 1% 수준에 도달하였으며, 2017년 3%수준, 2018년 6%수준으로 빠르게 회복되고 있음.

▣ 화석에너지 의존도 및 에너지 자급도 변화

○ (화석에너지 의존도) 일본은 후쿠시마 사태 직후, 가동 중이던 원전 54기를 2012년부터 전면 가동 중단함에 따라 전원구조가 급격하게 석탄 및 천연가스

등 화석에너지 전원으로 대체하여 화석에너지 의존도가 증가하였으나, 2015년 이후 원전 재가동으로 화석에너지 의존도가 하락하고 있음.

- 일본의 화석에너지 의존도는 2010년 83.1%에서 2015년 92.1%로 급증하게 되었음. 이는 2010년까지 원전의 1차에너지 분담률이 11.8%에 이르렀으나, 2012년부터 원전가동이 전면 중단됨에 따라 원전의 역할이 화석에너지원으로 대체된 결과임.
- 일본은 원전가동 중단에 따른 전원 대체를 상대적으로 온실가스 배출이 적은 천연가스 발전으로 대체하여 에너지수급 안정성을 회복하여왔으나, 결과적으로 화석에너지 의존도가 확대될 수밖에 없는 상황에 봉착하였음.
- 일본 정부는 온실가스 감축의 선결요건인 화석에너지 의존도 감축을 위해서 신재생에너지 보급 확대를 적극 추진하여 왔으나, 신재생에너지 및 수력의 1차에너지 분담률 제고에 한계가 있기에 화석에너지 의존도를 감축하는데 어려움을 겪어 왔음.
- 2018년 일본의 화석에너지 의존도는 88.2% 수준으로 2017년 대비 0.05%p 개선되었고, 2015년 대비 3.4%p 감축된 것으로 추계되고 있음.
- 화석에너지 의존도가 2016년 이후 다소 하락하고 있는 것은 원전 재가동이 확대됨에 따른 원전의 1차에너지 분담률 증가, 신재생에너지원(태양광, 풍력 등 현대적 재생에너지)의 분담률이 2010년 1.8%수준에서 2018년 4.9% 규모로 증가한 결과임.

○ **(온실가스 배출 변화)** 2018년 일본의 온실가스(이산화탄소) 배출규모는 1,073백만 톤 규모로 2010년 대비 5.7% 감소한 것으로 추계되고 있음.

- 2011년 화석에너지 의존도가 크게 증가함에 따라 온실가스(이산화탄소) 배출 규모는 2015년 1,148백만 톤 수준으로 증가(0.9%)하였음.
- 온실가스 증가 규모가 크지 않았던 이유는 원전이 상대적 청정에너지 전원인 천연가스로 대체되었기 때문임.
- 또한, 2010년 이후 1차에너지 소비의 절대적 규모 감소와 온실가스 저배출 에너지원인 신재생에너지의 1차에너지 분담률 제고가 온실가스의 증가요인을 상쇄한 것으로 판단되고 있음.

○ **(에너지 자급도 변화)** 2018년 일본 에너지 자급도(자급률)는 11.7%수준으로 2010년 (20.2%) 대비 8.5%p 위축된 것으로 추계되었음.

- 일본은 자국의 에너지공급 안정성 확보를 에너지정책의 핵심목표로 설정하고 있으며, 에너지자립도는 에너지정책 목표 이행의 핵심지표로 인식하고 있음.
- 일본은 화석에너지(석유, 석탄, 천연가스 등) 공급을 주로 수입에 의존하고 있기에 구조적으로 에너지자급도가 낮을 밖에 없는 에너지수급 구조를 보유하고 있으며,

“일본은 후쿠시마 사태 직후, 가동 중이던 원전을 전면 가동 중단함에 따라 화석에너지 의존도가 증가하였으나, 2015년 이후 원전 재가동으로 화석에너지 의존도가 하락하고 있으며, 온실가스 배출량도 감소 추세임”



이로 인해 국산 에너지원 발굴에 전력하여 왔음.

- 일본이 개발·보유하고 있는 국산 에너지원은 수력전원, 신재생에너지원, 원자력 에너지가 주종을 이루며, 특히, 2011년 이전까지 원전은 국산 에너지로 에너지 자립도 제고에 크게 기여하여왔음.
- 2010년까지 원전의 1차에너지 분담률(11.8%)은 에너지자립도의 20.2%의 가장 중요한 요소로 기여하였으나, 원전가동 중단에 따라 에너지자립도는 2015년 7.4% 수준으로 하락하게 되었음.
- 에너지자립도는 2015년 이후 재개되기 시작한 원전 재가동, 순수 국산 에너지원인 수력발전 지속 유지, 태양광·풍력 등 현대적 재생에너지원 확대에 안정적으로 제고되어 2018년 11.7%에 이르고 있음.

### 3. 2019년 일본 에너지정책의 당면과제

“일본 정부는 2030년 발전량 기준 원자력 비중을 20~22%로 제시하고 있으며, 이를 위해서는 2030년까지 약 30기의 원전 재가동이 요구됨”

#### ▣ 정책현안 1: 원전 재가동 확대 효과 전망 및 원전정책 애로 요인

- (원전 역할 전망) 일본 정부는 2015년 7월 ‘장기에너지수급전망’을 통해 전원믹스(2030년 발전량 기준) 중 원자력 비중을 20~22%로 제시하고 있으며, 이를 위해서는 2030년까지 약 30기의 원전 재가동이 요구되고 있음.
  - 2030년 원자력 발전 목표 달성을 위해서는 30~35GW 규모의 원전 운영이 필요하지만, 원전 재가동 및 수명 연장에 대한 승인이 지연되면서 원전의 역할이 유지될지 불확실한 상황임.
- (원전 재가동 확대 효과) 일본이 원전 재가동을 2019년에도 적극 추진하여 원전의 전원 기여도가 증가할 경우, 이의 결과로 에너지 수급지표에는 변화가 초래될 것으로 전망되고 있음.
  - 일본 에너지경제연구소(IEEJ)는 원전 재가동에 따른 경제·에너지·환경(3E)적 효과를 시나리오별로 분석하고 있음.
    - (기준 시나리오: **Basic Scenario, BS**): 2019년 말까지 총 원전 11기 재가동, 전원 비중 6%(발전량: 654억kWh) 전망
    - (최저 원전 가동 시나리오: **Low Scenario, LS**): 2019년 말까지 원전 6기 재가동 유지, 전원 비중 3%(발전량: 304억kWh) 전망
    - (최고 원전 가동 시나리오: **High Scenario, HS**): 2019년 말까지 원전 16기 재가동, 전원 비중 9%(발전량: 1,004억kWh) 전망
  - (GDP 전망) 시나리오 전망에 따르면 원전 재가동 규모에 따른 2019년 실질 GDP 변화효과는 크지 않은 것으로 판단되고 있음.

- 기준 시나리오(BS): 540.4조억 엔, 최저 시나리오(LS): 540.1조억 엔, 최고 시나리오(HS): 540.8조억 엔
- **(화석에너지 수입액 변화)** 원전 재가동 기수에 따라 LNG발전연료 대체로 인한 화석에너지 수입액은 다소 차이가 발생하는 것으로 전망되고 있음.
  - 원전가동 최저 시나리오하의 화석에너지 수입액은 18.9조억 엔에 달하고 있으나, 최고 시나리오하의 수입액 규모는 18.3조억 엔으로 차액규모는 0.6조억 엔에 해당하고 있음.
- **(전력발전 단가 변화)** 원전 재가동 추진 정도에 따라 일본의 평균 발전단가도 영향을 받을 것으로 분석되었음.
  - 일본이 원전 재가동을 적극(최고 시나리오) 추진할 경우, 전력발전 단가는 6.3엔/kWh에 도달할 것으로 전망되고 있으며, 이는 기준 시나리오하의 발전 단가 보다 0.2엔/kWh 수준에서 하락하는 것을 의미함.
- **(에너지 자급도 변화)** 일본이 2019년 말까지 11기의 원전을 재가동할 경우 (기준 시나리오), 일본의 에너지 자급도는 12.3%에 도달할 것이나, 원전 재가동 기수를 최고 16기까지 확대할 경우(최고 시나리오), 에너지 자급도는 14.4%까지 제고될 수 있을 것으로 전망되었음.
- **(이산화탄소 배출량)** 원전 재가동 규모에 따라, 온실가스 감축규모는 다소 큰 차이가 발생하는 것으로 전망되었음.
  - 기준 시나리오 하에서 2019년 일본의 이산화탄소 배출규모는 10억820만 톤 수준으로 전망되고 있으나, 최고 시나리오 하에서는 이산화탄소 배출규모가 10억560만 톤 수준으로 축소되어, 2013년 대비 이산화탄소 감축수준이 2.2%p 차이가 발생될 것으로 전망되었음.

“기준 시나리오에 따라 2019년 말까지 11기의 원전을 재가동할 경우, 일본의 에너지 자급도는 12.3%에 도달할 것임”

〈 일본의 원전 재가동 확대 효과 추정(2019년) 〉

		BS	LS	HS
원전 재가동	· 재가동 기수(2019년 말 누적기준)	11	6	16
	· 발전량(10억kWh)	65.4	30.4	100.4
	· 전원 비중(%)	6	3	9
경제	· 전력비용 단가(엔/kWh)	6.5	6.7	6.3
	· 화석연료 수입총액(조 엔)	18.6	18.9	18.3
	· 석유	11.0	11.0	10.9
	· LNG	4.9	5.2	4.7
· 실질GDP(조 엔)		540.4	540.1	540.8
에너지	· 1차에너지 공급			
	· 석유(100만kl)	193.5	194.6	192.6
	· 천연가스(LNG환산100만 톤)	82.0	85.8	78.1
· 에너지자급도(%)		12.3	10.2	14.4
환경	· 이산화탄소 배출(100만 톤)	1,069	1,082	1,056
	(2013년 대비(%))	(-13.5)	(-12.4)	(-14.6)

자료 : IEEJ, “2019년도 일본의 경제·에너지수급 전망(2018.12월)”

“향후 원전 재가동을 진행하기 위해서는 사용후 핵연료 대책 마련이 요구됨”

○ (원전 재가동 확대에 따른 폐기물 처리 애로) 향후 원전 재가동을 진행하기 위해서는 근본적인 사용후 핵연료 대책 마련이 요구되고 있음.

- 일본 내 사용후 핵연료 저장용량은 24,000톤이며, 사용후 핵연료는 18,000톤으로 저장용량의 75% 수준에 달하고 있는 상황임.
- 일본 정부는 제5차 에너지기본계획에 의거하여 ‘중간저장시설 및 건식저장시설의 건설·활용 촉진’을 목표로 설정한 바 있으나, 일본 내 유일한 무쓰(むつ) 사용후 핵연료 중간저장시설은 가동개시 시기가 불분명한 상황임.
- 룩카쇼무라 재처리공장도 건설 중으로, 2019년 2월 현재 기준으로는 사용후 핵연료 처리에 기여하지 못하고 있음.
- 규슈전력은 겐카이원전 부지 내 사용후 핵연료를 보관하는 건식저장시설을 건설할 계획이며, 규제위에 건설 계획의 인가를 신청하였음(2019.1.22.). 또한, 겐카이원전 3호기 내 수조를 대상으로 조밀화 작업(reracking)을 실시할 것임.
- ※ reracking : 원전에서 사용후 핵연료 저장능력을 확충하기 위해 사용후 핵연료 수조 내 핵연료를 저장하는 랙의 간격을 좁히는 것
- 시코쿠전력과 주부전력도 건식저장시설 건설 계획을 규제위에 제출하였으며 현재 심사 중임.

○ (원전 수출 프로젝트 중단 애로) 일본 Hitachi社의 영국 원전 프로젝트 추진 중단으로 일본은 원전 수출 프로젝트 추진 난관에 봉착하고 있음.

“일본 원전산업은 원전 수출을 추진해왔으나, 진출대상국의 안전규제 강화에 따른 건설비 증가로 원전 수출 프로젝트 추진 난관에 봉착하였음”

- 일본 정부는 도쿄전력 후쿠시마 제1원전 사고 이후 일본 내 원전 건설이 어려워져, 원자력 기술·인재를 유지하는 한편, 원전 산업 성장전략으로 민간주도의 원전 수출을 추진해왔음.
- 이에 따라 일본 원전산업은 베트남, 미국, 터키 등에 원전 수출을 추진해왔으나, 진출대상국의 안전규제 강화에 따른 건설비 증가로 추진중단 사태를 맞이하게 되었음.
- 일본은 MHI-Areva 컨소시엄으로 베트남 Ninh Thuan省 원전 건설을 도모 하였으나, 베트남 정부의 안전성 요건 강화로 건설비가 당초 계획의 두 배로 증가하여 재원조달이 어려울 것으로 판단하고 원전 건설계획을 철회하기로 결정하였음(2016.11.22.).
- 일본 Toshiba社는 Vogtle 원전 3·4호기(2020년 완공 목표) 건설을 추진 중이던 미국 원자력회사 Westinghouse社를 인수하였으나, 원전에 대한 규제강화로 건설이 지연됨에 따라 인건비와 기자재 비용이 크게 늘어나 거액의 손실을 부담한 가운데, 미국 연방법원에 파산보호신청을 한 바 있음(2017.3.29.).
- 일본·프랑스 컨소시엄은 터키 시노프(Sinop) 원전(1,100MW 4기) 프로젝트를 추진해왔으나, 건설비 증가 요인으로 프로젝트 추진중단 방침을 결정하고,



2019년 3월 현재 최종 입장을 정리 중에 있음.

## ▣ 정책현안 2: 재생에너지 보급·확대 정책 애로

- 일본은 재생에너지 보급 확대를 위해 2012년 신재생에너지 고정가격매입제도 (FIT)로 지원제도를 변경한 후, 신재생에너지 발전설비는 연평균(2012~2017년) 26% 속도로 증가하여 왔음.
  - FIT제도는 재생에너지 도입 확대라는 점에서는 큰 성과를 거두었으나, FIT제도가 시행되는 과정에서 1)전력 요금 인상, 2)태양광 발전 편중 확대에 의한 전원 간 불균형 심화, 3)인가를 받은 후 가동을 하지 않는 태양광발전사업자 증가 등 FIT제도의 부작용에 봉착하여왔음.
  - 이에 정부는 신재생에너지원 전력 공급단가를 낮추기 위한 시장제도(경쟁 입찰제도)를 도입·운영함에 따라 신재생에너지 보급·확대 과정에서 노정된 문제가 일부 해소되고 있는 것으로 평가되고 있음.
- (미가동 태양광발전설비 문제) 일본은 태양광발전 사업자가 FIT인가를 받았으나, 인가 발전설비를 유휴상태로 유지하고 있는 상황에 봉착하고 있음.
  - 이에 경제산업성은 미가동 태양광발전설비 대응 방침을 발표(2018.12.5.)하고 2019년 3월까지 전력망 계통에 연계토록 조치를 마련하고 있음.
  - 정부는 FIT 인가를 받았으나 발전설비가 건설되지 않았거나, 전력망에 연계되지 않은 인가 태양광 발전설비에 대해, 향후 발전량에 대한 매입단가를 인하하는 조치를 단행하여 미가동 태양광 발전설비 유휴상태를 해소하고자 하고 있음.
  - 매입가격 인하 고려대상이 되는 설비는 2012~2014년에 FIT 인가를 받은 미가동 대규모(10kW 이상) 태양광 발전설비 가운데 가동개시 기한이 설정되어 있지 않은 설비로, 2019년 3월 31일까지 송배전사업자에게 계통연계공사 추진계획을 신청하고 허가 절차를 완료해야 하며 1년 이내에 가동을 개시해야 함.
  - 2019년 3월 31일까지 해당 절차를 완료하지 못할 경우에는 계통연계공사 추진계획에 대한 허가가 완료된 시점을 기준으로 2년 전 결정된 매입단가가 적용되는데, 이는 인가 당시 결정된 2012~2014년 매입단가보다 낮은 수준임.
  - 이 중 설비용량 2MW 이상의 태양광발전설비의 경우, 계통연계공사 추진 계획에 대한 허가절차 완료기한을 2019년 9월 30일로, 가동개시 기한을 2020년 9월 30일로 연장하였음.
  - 또한 각 지방자치단체의 조례에 따른 환경영향평가 절차를 밟고 있는 태양광 발전설비의 경우에는, 계통연계공사 추진계획에 대한 허가절차 완료시기를 2020년 3월 31일로, 가동개시 기한을 2020년 12월 31일로 연장하였음.
- (신재생에너지 부담금 증가) 일본은 신재생에너지 보급·확대 정책에 따른 신재생

“일본은 태양광발전 사업자가 FIT인가를 받았으나, 인가 발전설비를 유휴상태로 유지하고 있는 상황에 봉착하였음”

에너지 부담금 증가에 대한 우려에 봉착하고 있음.

- 경제산업성에 따르면 산업용·가정용 전기요금에 부과되는 재생에너지 부과금은 2.4조 엔(2018년 누적 기준)에 달할 것으로 추정되고 있음.
- 재생에너지 부과금이 총 전기요금 중 차지하는 비중은 산업용 16%, 가정용 11%로 증가하였음(2017년 기준).<sup>1)</sup>

○ (일몰 FIT제도 적용예정 신재생에너지 발전설비 처리) 경제산업성은 ‘태양광발전 잉여전력 매입제도’<sup>2)</sup> 상의 일몰 규정에 따라 매입 보장기간이 만료되어 안정된 전력 판매처를 잃게 될 소규모 태양광 발전사업자들을 지원하기 위한 대책을 마련하고 있음.

- FIT 제도에 의한 고정가격 매입 보장기간이 만료되는 소규모 태양광 발전사업자 (주로 일반가정)는 2019년 말에 약 53만 가구, 2023년에 약 160만 가구로 예상되며 약 7,000MW 규모의 잉여전력이 발생할 가능성이 있음.
- 경제산업성은 주요 전력회사에 매입 보장기간 만료 이후의 새로운 매입가격을 늦어도 2019년 6월 말까지 결정하여 제시하도록 요청하였음.
  - 일본 주요 전력회사들은 FIT 제도상의 ‘태양광발전 잉여전력 매입 보장기간’ 일몰 규정에 따라 2019년 11월부터 발생하게 될 잉여전력 문제를 해결하기 위한 상세한 대응방안을 2019년 4-6월에 발표할 계획임.
- 또한, 환경성은 FIT로 급증한 태양광패널(사용수명 20년)이 2030년에 대량 폐기될 전망으로 사용자를 대상으로 한 재활용의무화 법안을 마련하기 위해 연내에 검토기구를 설립하고 대안을 마련하여 2020년 국회에 법안을 제출할 계획임.
  - FIT법에 따라 태양광 발전단가에 폐기비용으로서 자본비의 5% 수준을 계상하고 있으나, 실질적으로 폐기비용을 확보하고 있는 태양광발전 사업자 비중은 미미한 수준임.<sup>3)</sup>
  - 태양광발전사업자들을 대상으로 폐기비용 적립을 2018년 4월부터 의무화 하였으나, 적립수준 및 시기는 발전사업자들의 판단에 맡김으로써 충분한 비용 확보가 어려운 상황임.

“경제산업성은 ‘태양광발전 잉여전력 매입제도’ 상의 일몰 규정에 따라 매입 보장기간이 만료되어 안정된 전력 판매처를 잃게 될 소규모 태양광 발전사업자들을 지원하기 위한 대책을 마련하고 있음”

1) FIT 제도에서는 전력회사들의 재생에너지 매입비용 가운데 일부를 ‘재생에너지발전 촉진부과금’ 명목으로 산업용·가정용 등 전력 소비자의 전기요금에 가산하여 전력 소비자로부터 회수할 수 있도록 하여 전력회사들의 이익을 보장해주고 있음. 이러한 구조로 인해 재생에너지 전력 매입이 증가하면 부과금도 증가하게 됨.  
 2) 일본 정부가 재생에너지 보급을 확대하기 위해 도입·시행(2009.11.1.~2012.6.30.)한 ‘태양광발전 잉여전력 매입제도’는 10kW 미만의 소규모 태양광발전 설비로 발전해 자가 소비한 전력 이외의 잉여전력을 10년간 고정가격으로 매입하도록 하는 제도인데, 이 제도는 동일본 대지진 이후 고정가격 매입대상을 태양광발전 이외의 재생에너지원(풍력·수력·지열·바이오매스등)으로 확대하여 2012년 7월부터 발전차액지원제도(FIT)로 전환되었음.  
 3) 현재 폐기비용을 확보하고 있는 사업자는 10kW 미만 태양광발전설비 사업자의 26%, 10kW 이상 태양광발전설비 사업자의 41% 수준에 그치는 상황임.

- 환경성에 따르면 2019년 태양광패널 폐기량(누적) 규모는 1천 톤 수준이며, 2025년 1만 톤, 2030년3만 톤, 2035년 6만 톤, 2039년에 77만 톤으로 늘어날 전망이다.
  - 현재 폐기물처리법 등에 의거한 가이드라인에는 태양광패널의 폐기의무를 규정하고 있지 않음.
  - 환경성은 태양광패널의 재활용 의무화 법안 마련을 통해 태양광패널의 불법투기 방지, 효율적인 자원회수, 낙후된 태양광패널 방치로 인한 유해물질 유출 방지 등의 효과를 기대하고 있으며, 향후 저렴한 재활용 기술개발도 추진할 예정임.
- (태양광발전 FIT 매입가격 인하 및 입찰제 도입 확대에 따른 수익성 저하) 정부가 태양광설비 입찰제 도입, 가동 효율성 제고 등을 통해 전력매입가격 인하를 유도하고자 FIT제도를 개정(2017.4월)함에 따라, 태양광발전을 중심으로 신재생 에너지 보급·확대 둔화(수익성이 하락 요인)가 우려되고 있음.
- 경제산업성은 2019년도 FIT 가격개정(안)을 발표하였으며(2019.1.9.), 3월 말에 정식으로 결정할 예정임. 同 개정(안)은 태양광발전의 FIT 가격 인하 및 입찰제 대상범위 확대, 풍력발전의 입찰제 도입 검토 등의 내용을 담고 있음.
  - 경제산업성은 10kW 이상 500kW 미만의 태양광발전의 2019년도 FIT 가격을 전년 대비 22%낮은 수준인 14엔/kWh로 인하하는 개정(안)을 제시하였음.<sup>4)</sup>
  - 또한, 경제산업성은 2019년에 2회에 걸쳐 태양광발전 입찰을 시행할 예정임. 지금까지 입찰대상이 되는 태양광발전 설비용량은 2MW 이상이었으나, 2019년부터는 500kW 이상으로 확대할 계획임.
  - 2019년 태양광발전 모집용량은 750MW(상반기 300MW, 하반기 450MW)가 될 것으로 보임.
  - 2019년 FIT 가격 결정(안)은 태양광 매입가격 및 입찰제 도입 대상 범위 확대로 인해 태양광 발전사업자의 도산 사태를 유발할 가능성이 제기되고 있음.
  - 일본 조사기관인 Teikoku Databank에 따르면 2018년 도산한 태양광 관련 기업은 전년 대비 8% 증가한 95건으로 5년 연속 증가하였음.

“태양광설비 입찰제 도입 등 전력매입가격 인하를 유도하고자 FIT제도를 개정함에 따라, 태양광발전을 중심으로 신재생에너지 보급·확대 둔화가 우려되고 있음”

▣ 정책현안 3: 국내 가스도매시장 활성화

- 일본은 2017년 4월 가스소매시장 전면자유화를 단행하였으나, 진입장벽이 높아 신규 사업자의 참여가 부진한 상황에 봉착하고 있음.
- 가스소매시장 자유화 이후, 기존 가스사업자에서 신규 가스사업자로의 공급

4) 일본 정부는 현재 일본의 태양광 발전단가가 독일, 프랑스 등과 비교하여 높은 수준이라고 평가하고 향후 인하 목표를 제시한 바 있음. 10kW 이상 태양광발전의 매입단가는 2020년에 14엔/kWh, 2030년에 7엔/kWh 수준으로, 10kW 미만 태양광발전의 매입단가는 2020년 이후전력시장가격(11엔/kWh) 수준으로 인하한다는 목표를 제시함.

“일본은 2017년 4월 가스소매시장 전면자유화를 단행하였으나, 진입장벽이 높아 신규 사업자의 참여가 부진한 상황을 타개할 대책 마련 필요성에 봉착해 있음”

계약변경이 증가하고는 있으나, 대부분 가스조달 능력을 갖춘 에너지기업을 중심으로 신규 참여가 이루어지고 있는 상황임.

- 자유화 이후 2018년 11월 30일까지 공급계약 변경 건수는 약 161만 건 (6.4%)이나, 홋카이도·도호쿠·주고쿠·시코쿠 지역은 공급계약 변경 실적이 없음.
  - 주요 진입장벽으로 LNG 터미널 건설을 위한 대규모 투자비, 안전관리 등 상대적으로 취급이 까다로운 LNG의 특성, 전력시장과는 달리 가스도매시장이 없어 LNG 터미널을 보유하지 않은 사업자들은 가스조달에 애로를 겪고 있음.
  - 또한, 일본 정부의 가스도매시장 신규 사업참여 활성화를 위한 LNG 터미널 제3자이용제도 시행에도 불구하고 제도가 충분히 활용되지 못하고 있는 상황임.<sup>5)</sup>
- 이에 일본 경제산업성은 공정거래위원회와 함께 LNG 터미널의 제3자이용 촉진을 통한 가스시장신규 참여 활성화를 위해 ‘적정 가스거래 지침’을 개정하였음 (2019.1.15.).
- ※ 가스제조사업자는 보유 LNG 터미널의 설비여력 전망치를 1년 1회 공표해야 하나, LNG 조달전략에 대한 악영향 우려로 지금까지 자세한 수치를 공표하지 않아 왔음.
  - 일본 정부는 2019년부터 LNG 터미널 운영 방식에 따른 제3자이용<sup>6)</sup> 가능 설비 여력을 정량적으로 제시토록 하였으며, 가스도매시장 자유화에 장애요인들을 해소해야하는 정책과제를 안고 있음.

5) 전력·가스거래감시위원회(EMSC)는 가스제조사업자의 분기별 보고를 통해 LNG터미널의 제3자이용 현황을 보고받고 있으나, 2018년 8월 말 기준 실적은 전무함.

6) LNG 터미널 제3자이용은 LNG 터미널 미보유 사업자가 가스제조사업자(저장용량 20만kl 이상의 터미널을 보유·운영하는 사업자)의 LNG 터미널을 이용할 수 있도록 하는 제도임.

## 참고문헌

에너지경제연구원, 「세계 에너지 시장 인사이트」, 제18-44호, 2018.12.17.  
 \_\_\_\_\_, 「세계 에너지 시장 인사이트」, 제18-45호, 2018.12.24.  
 \_\_\_\_\_, 「세계 에너지 시장 인사이트」, 제19-02호, 2019.01.14.  
 \_\_\_\_\_, 「세계 에너지 시장 인사이트」, 제19-03호, 2019.01.21.  
 \_\_\_\_\_, 「세계 에너지 시장 인사이트」, 제19-04호, 2019.01.28.  
 \_\_\_\_\_, 「세계 에너지 시장 인사이트」, 제19-05호, 2019.02.11.  
 \_\_\_\_\_, 「세계 에너지 시장 인사이트」, 제19-06호, 2019.02.18.

경제산업省, 「エネルギー白書2018」, 2018.6월  
 \_\_\_\_\_, 「平成29年度(2017年)エネルギー需給実績(速報)」, 2018.11.15.  
 資源エネルギー庁, 「長期エネルギー需給見通し関連資料」, 2015.7월  
 \_\_\_\_\_, 「電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について」, 2018.12.19.  
 \_\_\_\_\_, 「電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について」, 2019.2.4.  
 IEEJ, 「2019年度の日本の経済・エネルギー需給見通し」, 2018.7월  
 \_\_\_\_\_, 「2019年度の日本の経済・エネルギー需給見通し」, 2018.12월

JAIF 홈페이지, <https://www.jaif.or.jp/>, Feb 22 2019





WORLD ENERGY MARKET

*insight*

주요  
단신







## 중동·아프리카

### ▣ 국제유가 추이와 유가변동 요인<sup>1)</sup>

#### <국제유가 동향(2019년 2월 12~18일)>

○ 국제유가(Brent유)는 2월 둘째 주에 상승세를 이어가다가 2월 15일에는 \$66.25/bbl로 마감해 전주 대비 6.7%(\$4.15), 1월 2일 대비 20.7%(\$11.34) 상승하면서 2019년 들어 최고치를 기록하였음.

- WTI유 가격도 2월 둘째 주에 상승세를 이어갔으며, 2월 15일에는 \$55.59/bbl로 마감해 전주 대비 5.4%(\$2.87), 1월 2일 대비 19.4%(\$9.05) 상승하면서 2019년 들어 최고치를 기록하였음.
- 두바이유 가격도 2월 둘째 주에 상승세를 이어갔으며, 2월 15일에는 \$65.12/bbl로 마감해 전주 대비 5.7%(\$3.5), 1월 2일 대비 25.6%(\$13.26) 상승하면서 2019년 들어 최고치를 기록하였음.

#### < 국제유가 변동 추이(2018.1월~2019.2.18.) >

(단위 : 달러/배럴)

월별	유종	Brent	WTI	Dubai	월별	유종	Brent	WTI	Dubai
	2월	65.73	62.18	62.72	1/29	61.32	53.31	59.44	
	3월	66.72	62.77	62.74	1/30	61.65	54.23	60.93	
	4월	71.76	66.33	68.27	1/31	61.89	53.79	61.82	
	5월	77.01	69.98	74.41	2/1	62.75	55.26	60.87	
	6월	75.94	67.32	73.61	2/4	62.51	54.56	62.93	
	7월	74.95	70.58	73.12	2/5	61.98	53.66	-	
	8월	73.84	67.85	72.49	2/6	62.69	54.01	-	
	9월	79.11	70.08	77.23	2/7	61.63	52.64	62.51	
	10월	80.63	70.76	79.39	2/8	62.10	52.72	61.62	
	11월	65.95	56.69	65.56	2/11	61.51	52.41	62.02	
	12월	57.67	48.98	57.32	2/12	62.42	53.10	62.23	
2019년	1월	60.24	51.55	59.09	2/13	63.61	53.90	63.34	
	2월*	63.21	63.84	63.27	2/14	64.57	54.41	65.32	
					2/15	66.25	55.59	65.12	
					2/18	66.50	-	66.73	

주 : \* 2월 18일까지의 평균

자료 : 한국석유공사 Petronet 홈페이지, <https://www.petronet.co.kr>(검색일 : 2019.2.19.)

#### <원유수급 및 유가변동 요인>

○ 2019년 2월 첫째 주 국제유가에 상승압력을 준 요인으로는 ▲OPEC의 금년 1월 산유량

1) Wall Street Journal, 2019.2.14.; Reuters, 2019.2.12,13,14,15,18.; MEED, 2019.2.17.

급감, ▲사우디의 추가 감산 계획, ▲미·중 무역분쟁 해소에 대한 기대, ▲사우디 Safaniya 해상유전 일부 폐쇄 등을 들 수 있음.

- **(OPEC의 금년 1월 산유량 급감)** OPEC의 금년 2월 월간 석유시장 보고서에 따르면, OPEC 회원국의 2019년 1월 산유량이 전월 대비 79.7만b/d 감소한 3,081만b/d를 기록하면서 2월 12일 유가상승 요인으로 작용하였음.

· 또한, OPEC 주도의 산유량 감축으로 석유제품 재고 증가가 크지 않을 것이라는 투자자들의 기대가 커지면서 2월 18일 유가상승 요인으로 작용하였음.

- **(사우디의 추가 감산 계획)** Khalid al-Falih 사우디 에너지부 장관이, 자국이 금년 3월 산유량은 50만b/d 추가 감축해 980만b/d로 축소하고, 원유수출량도 690만b/d 수준으로 줄이겠다고 발표하면서 2월 12일과 13일 유가상승 요인으로 작용하였음.

· OPEC+ 감산에 따른 사우디의 신규 생산 쿼터는 1,033만b/d이나, 사우디의 금년 1월 산유량은 1,021.3만b/d를 기록해 약 12만b/d를 추가 감축하였음.

※ 사우디의 2018년 11월과 12월 원유생산량은 각각 1,021만b/d와 1,056.2만b/d에 달하였고, 원유 수출량은 각각 730만b/d와 820만b/d이었음.

※ OPEC·非OPEC 산유국은 지난 12월 7일 열린 제175차 OPEC 정례총회에서 2019년 1월부터 산유량을 2018년 10월 산유량 대비 120만b/d 감산하기로 합의하였음(인사이트 제18-44호 (2018.12.17일자) pp.32~33 참조).

- **(사우디 Safaniya 해상유전 일부 폐쇄)** 사우디의 Safaniya 해상유전이 일부 폐쇄되었다는 사실이 알려지면서 세계 원유공급 감소에 대한 기대가 높아져 2월 15일 유가상승 요인으로 작용하였음.

· Safaniya 유전(120만b/d 규모)의 메인 케이블이 사고로 손상되면서 2주 전부터 同 유전의 일부가 폐쇄되었으며, 사우디 Aramco社는 성명을 통해 同 유전의 가동을 일부 중단했다고 발표했으나(2019.2.15.) 재가동 일정에 대해서는 언급하지 않았음.

- **(미·중 무역분쟁 해소 기대)** 미국과 중국이 무역 관련 논의를 지속하면서 3월 1일 이전에 양국 간 무역분쟁이 해소될 것이라는 시장의 기대가 높아지면서 2월 둘째 주 유가상승 요인으로 작용하였음.

○ 2019년 2월 둘째 주 국제유가에 하락압력을 준 요인으로서는 미국 원유재고 증가가 있는데, 美 에너지정보청(EIA)에 따르면, 2월 둘째 주(2월 8일 마감) 미국 전통원유 재고가 4억 5,084만 배럴에 달해 2017년 11월 이래 가장 높은 수준을 기록하면서 2월 13일 유가에 하락압력을 주었음.

## ▣ IEA와 OPEC의 월간 석유수급 전망 비교<sup>2)</sup>

### < 원유수요 >

- **(IEA)** IEA는 2019년 세계 원유수요가 전년 대비 140만b/d 증가할 것으로 전망하여 전월 전망치와 큰 차이를 보이지 않음(IEA Oil Market Report, 2019.2.13.).
  - 이는 낮은 유가, 중국에서 신규 석유화학 프로젝트 개시, 미국의 경제성장 둔화 등으로 인한 것으로 풀이하였음.
- **(OPEC)** OPEC은 2018년 세계 원유수요가 전년 대비 147만b/d 증가한 것으로 추정해 전월 전망치 대비 3만b/d를 하향 조정하였음(OPEC Monthly Oil Market Report, 2019.2.12.).
  - 이에 따라 2018년 세계원유 수요는 9,876만b/d에 달할 것으로 추정되는데, 이는 주로 OECD 유럽, OECD 아시아·태평양, 기타 아시아와 남미, 중동 국가의 2018년 3분기와 4분기 수요가 예상보다 낮았기 때문으로 설명하였음.
  - 2019년 세계 원유수요는 전년 대비 124만b/d 증가할 것으로 전망해 전월 전망치 대비 5만b/d 하향 조정하였음.
    - 이는 주요 국가의 경제성장 전망을 하향 조정했기 때문이며, 이에 따라 2019년 세계 원유 수요는 1억 배럴에 그칠 것으로 전망됨.

### < 원유공급 >

- **(IEA)** IEA는 금년 1월 세계 석유공급량이 9,970만b/d에 달해 전월 대비 140만b/d 감소한 것으로 추정하였으며, 이는 OPEC+의 감산 및 캐나다 앨버타州的 생산량 감축에 따른 것으로 설명함.
  - 非OPEC 산유국의 원유생산량은 2018년과 2019년 각각 270만b/d와 180만b/d 증가할 것으로 추정 및 전망하였으며, 이는 주로 미국의 생산량 증가 때문으로 풀이함.
  - 2019년 1월 OPEC 회원국의 원유생산량은 전월 대비 93만b/d 감소한 3,083만b/d를 기록한 것으로 추정하였으며, 이는 4년 만에 가장 낮은 수준임.
    - 감산에 참여하는 OPEC 및 非OPEC 산유국들은 금년 1월부터 추가 감산을 결정한 바 있는데, 금년 1월 OPEC 회원국의 신규 감산 쿼터 준수율은 86%에 달하였으며, 특히 사우디, UAE, 쿠웨이트는 감산 쿼터를 초과 준수하였음.
    - 그러나 非OPEC 산유국의 감산 쿼터 준수율은 25%에 그쳤으며, 특히 러시아의 금년 1월 산유량 감축 수준은 4.7만b/d에 그쳐 감산 쿼터인 23만b/d에 크게 못 미쳤음.
- **(OPEC)** OPEC은 2018년 非OPEC 산유국의 석유공급량을 전월 전망치 대비 11만b/d 상향 조정해 6,217만b/d에 달한 것으로 추정함.

2) OPEC, 2019.2.12.; IEA, 2019.2.13.; Wall Street Journal, 2019.2.12.; Reuters, 2019.2.12,13.; MEEES, 2018.2.15.

- 이는 전년 대비 272만b/d 증가한 것으로, 주로 미국, 영국, 말레이시아, 중국 등의 생산량이 상향 조정된 때문임.
- 2019년 非OPEC 산유국의 석유공급량은 전년 대비 218만b/d 증가한 6,434만b/d에 달할 것으로 전망해 전월 전망치 대비 8만b/d 상향 조정하였으며, 이는 주로 미국 멕시코 만 연안의 생산 전망이 수정되었기 때문이라고 설명함.
  - 원유생산량 증가는 주로 미국, 브라질, 러시아, 영국, 호주, 카자흐스탄, 가나 등이 주도할 것이며, 멕시코, 노르웨이, 캐나다, 인도네시아, 베트남 등에서는 생산량이 감소할 것으로 전망함.
- 2019년 1월 세계 원유공급량은 9,932만b/d에 달해 전월 대비 103만b/d 감소하였으며, 동 기간 OPEC 회원국의 원유생산량은 3,081만b/d에 달해 전월 대비 79.7만b/d 감소한 것으로 추정함.

〈 IEA와 OPEC의 세계 석유수급 추정·전망치 비교(2017~2019년) 〉

(단위 : 백만b/d)

구분	2017	2018	2019	2018				2019			
				1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
<b>〈IEA 추정·전망〉</b>											
- 세계 석유 수요 (19.1월 추정·전망 대비)	97.96 (0.00)	99.24 (0.01)	100.61 (-0.04)	98.36 (0.06)	98.67 (0.00)	99.79 (0.04)	100.09 (-0.04)	99.48 (0.02)	100.31 (-0.09)	101.20 (-0.08)	101.41 (0.00)
- 세계 석유 공급	97.40	99.99		92.28	99.09	100.89	101.65				
· 非OPEC 공급	59.88	62.58	64.39	61.03	62.01	63.30	63.92	63.42	64.00	64.97	65.16
· OPEC NGLs 공급	5.51	5.55	5.57	5.54	5.53	5.55	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57
· OPEC 원유 공급	32.01	31.87		31.72	31.55	32.04	32.16				
· OPEC 공급 필요량	32.57	31.12	30.65	31.79	31.14	30.94	30.60	30.49	30.74	30.66	30.69
<b>〈OPEC 추정·전망〉</b>											
- 세계 석유 수요 (19.1월 추정·전망 대비)	97.29 (0.00)	98.76 (-0.02)	100.00 (-0.08)	97.80 (0.00)	98.02 (0.00)	99.30 (-0.05)	9.89 (-0.05)	99.02 (-0.08)	99.21 (-0.05)	100.57 (-0.10)	101.16 (-0.09)
- 세계 석유 공급	96.40	99.00		97.78	97.99	99.46	100.73				
· 非OPEC 공급	59.45	62.17	64.34	61.07	61.44	62.54	63.58	63.61	63.30	64.53	65.91
· OPEC NGLs 공급	4.94	4.98	5.07	4.92	4.96	4.98	5.06	5.04	5.05	5.08	5.11
· OPEC 원유 공급(A)	32.01	31.85		31.79	31.59	31.94	32.09				
· OPEC 공급 필요량(B) (19.1월 추정·전망 대비)	32.90 (0.00)	31.61 (-0.13)	30.59 (-0.24)	31.81 (0.00)	31.61 (-0.01)	31.78 (-0.05)	31.25 (-0.47)	30.38 (-0.32)	30.86 (-0.19)	30.96 (-0.31)	30.14 (-0.14)
· (A) vs. (B)	-0.89	+0.24		-0.02	-0.02	+0.16	-0.84				

주 : \* 세계 석유시장 수급 균형을 위해 필요할 것으로 예상되는 OPEC의 공급량('OPEC 공급 필요량'(call on OPEC)) = '세계 석유수요' - '非OPEC 공급' - 'OPEC NGLs'

자료 : MEES(2019.2.15.), "Heavy Outages Weigh on Seemingly Well-Supplied Market"

< 원유수급 상황 평가 >

○ (IEA) IEA는 미국의 對이란 제재와 對베네수엘라 제재로 고유황중질유 공급에 차질이 빚어지고 있으며, 일부 정제설비는 가동에 어려움을 겪고 있으나, 아직 유가급등으로 이어지지는 않았다고 진단함.

- 이는 원유공급이 수요를 130만b/d 웃돌았던 것으로 추정되는 2018년 하반기 동안 축적된 과잉

공급분을 아직 소진하지 못했기 때문이라고 설명함.

- 금년에는 미국의 생산량이 현재 베네수엘라의 산유량보다 더 크게 증가할 것이기 때문에 원유 공급량(quantity)보다는 유종(quality)이 더욱 중요할 것이나, 초기 공급처 변경 기간 이후에는 세계 석유시장이 적응할 수도 있을 것이라고 평가함.

○ (OPEC) OPEC은 2018년 12월 선진국의 원유재고가 지난 5년간의 평균보다 높은 수준이었으며, 이는 과잉공급의 징후라고 진단하였음.

- 2019년 OPEC 회원국産 원유(Call on OPEC)에 대한 수요는 3,059만b/d에 달해 전월 전망치 대비 24만b/d 감소할 것으로 보았으며, 이는 미국 등에서 생산량이 증가하고 세계경제 둔화로 수요가 감소하기 때문이라고 설명함.
- 따라서 다른 조건이 동일한 상황에서 OPEC 회원국이 산유량을 2019년 1월과 같은 수준으로 유지한다면, 2019년 세계 석유시장에 약 20만b/d가 과잉공급될 것으로 예측하였음.

#### ■ 사우디, 국제적인 에너지 탐사·생산 기업 설립 추진<sup>3)</sup>

○ Khalid al-Falih 사우디 에너지부 장관은, 자국이 국제적인 에너지 탐사 및 생산(E&P) 기업을 설립할 것이며, 이 같은 해외확장이 향후 사우디 국영석유기업 Aramco에서 중요한 부분을 차지하게 될 것이라고 밝혔음(2019.2.13.).

- al-Falih 장관은, 사우디가 더는 자국 내 자원개발에만 집중하지 않고 앞으로는 전 세계를 무대로 활동하게 될 것이라며, 석유와 가스를 모두 생산하는 Shell이나 ExxonMobil社와 같은 세계적인 에너지기업을 설립하고자 하는 것으로 보면 정확하다(correct)고 언급함.
  - 또한, 초기에는 특히 세계적인 가스 사업을 육성하는 데 중점을 둘 것이라고 암시하였음.
- 지금까지 사우디는 대규모 자원 생산을 위해 해외로 진출한 적이 없으며, 최근 들어 해외 정제 설비 및 석유화학 부문에 투자를 증대하고 있음.
- 사우디는 러시아 LNG에 대한 투자를 고려해 왔으며, 미국 내 LNG 수출 프로젝트에 대한 지분인수를 위해 논의 중인데, al-Falih 장관은 호주 가스 부문에도 투자할 수 있다고 언급하였음.
  - 사우디는 10억 달러 규모의 유·가스전 서비스 프로젝트에 대한 투자 및 50억 달러 규모의 Arctic LNG 2 프로젝트 지분인수 계획 등을 포함하여 러시아와의 양자협력을 확대하고자 하며, Arctic LNG 2 프로젝트의 2대 투자자가 되기를 희망한다고 작년 10월 밝힌 바 있음.
  - 또한, 사우디는 미국 휴스턴에 위치한 LNG 개발기업 Tellurian의 지분과 미국 Permian 및 Eagle Ford 분지의 자산인수에 대해 논의하였음.
- 사우디는 Mohammed bin Salman 왕세자 주도로 석유·가스 부문에 대한 의존도를 낮추고 기술, 관광, 의료 부문 등으로 산업을 다변화하기 위해 노력해 왔음.
  - 그러나 al-Falih 장관은 석유·가스 부문에 투자를 더욱 확대할 계획이 있고, 개혁 완료 후에도

3) Financial Times, 2019.2.13.; Platts, 2019.2.13.

사우디 정부 세입의 40~50%는 석유·가스 부문에서 창출될 것이라고 밝혀 사우디의 자원 의존도는 일정 부분 지속될 것으로 보임.

- 전문가들은 사우디가 당장 세계무대에서 석유메이저와 경쟁하기에는 어려움이 있을 것이라며, 우선 러시아와의 협력으로 시작할 가능성이 높을 것으로 예상하였음.
  - 컨설팅 기업 Verocy의 Cyril Widdershoven는 지난 2년 동안 사우디와 러시아의 관계를 고려할 때 러시아가 사우디의 투자처로 가장 적합하다는 의견을 개진하였음.
  - 또한, 투명성에 대한 요구가 증대되는 상황에서 사우디가 서구 국가에서 자산을 인수하고 IOC와 직접 경쟁하는 것은 매우 어려울 것이라고 덧붙임.





# 미주

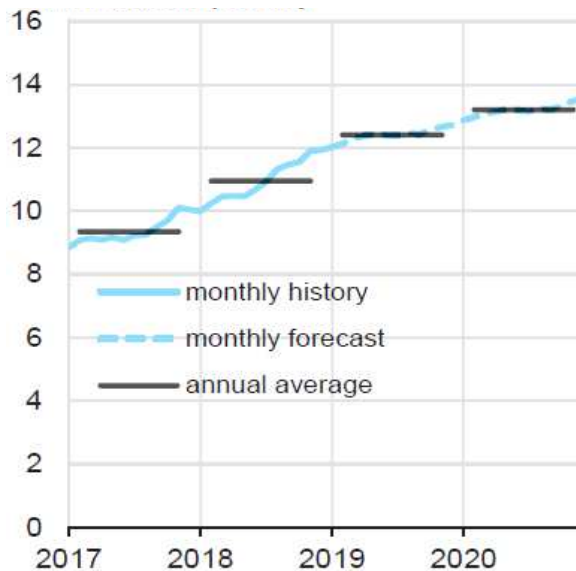
## ▣ 美 EIA, '20년까지 미국 전통원유생산량 1,300만b/d로 증가 전망<sup>4)</sup>

○ 美 에너지정보청(EIA)은 지난 2월 12일 발행한 ‘단기에너지전망(Short-Term Energy Outlook)’에서 2019년과 2020년 미국의 전통원유생산량이 각각 1,240만b/d와 1,320만b/d에 달할 것으로 전망해 전월 전망치 대비 각각 30만b/d 상향 조정하였음.

- 이는 ▲텍사스주 Permian 분지와 미국 멕시코 만 연안의 생산정(productive well) 증가 그리고 ▲Permian 지역 파이프라인 부족으로 인한 제약이 생산량 증가를 억제하지 못할 것이라는 기대를 반영한 것임.
- 지난 2018년 11월 미국의 원유생산량은 1,190만b/d에 달해 전월 대비 40만b/d 증가하며 6개월 연속 기록을 경신하였음.
- EIA는, 금년 1월 미국의 산유량이 1,200만b/d를 넘어 또다시 최고치를 경신할 것이며, 이러한 추세가 지속된다면 2020년 3월에 1,300만b/d 수준을 돌파할 것으로 전망하였는데, 이는 지난 1월 STEO에서 전망한 것보다 각각 2개월과 7개월 빠른 것임.

〈 미국 전통원유생산량 추이 및 전망 〉

(단위 : 백만b/d)



자료 : EIA(2019.2.12.), Short-Term Energy Outlook

4) EIA, 2019.2.12.; Financial Times, 2019.2.13.; Platts, 2019.2.13.

- 고유가와 OPEC+의 산유량 감축으로 고무된 기업들이 생산량을 증가하면서 미국 내 원유생산량 증가 속도는 급격히 빨라지고 있음.
  - 석유 서비스기업 Baker Hughes에 따르면, 2월 첫째 주(2월 8일 기준) 미국 내 석유·가스 시추 리그(rig) 수는 1,049개로 전년 동일 대비 74개 증가하였음.
  - 이같이 미국의 전통원유생산량이 빠르게 증가하면서 미국의 생산량 증가분이 OPEC+ 감산, 캐나다의 생산량 제한, 미국의 對베네수엘라 제재 등으로 인한 세계 원유공급 감소분을 상쇄 하기도 남을 것이라고 EIA는 평가함.
- 또한, EIA는 2018년 미국 전통원유 및 석유제품 순수입이 2017년의 380만b/d에서 240만b/d로 감소할 것으로 추정함.
- 이 같은 순수입 감소세는 계속해서 이어져 2019년과 2020년에는 각각 90만b/d와 30만b/d 수준으로 하락함에 따라 2020년 4분기에 미국이 전통원유와 석유제품의 순수출국이 되고, 그 규모는 약 110만b/d에 달할 것으로 전망됨.





# 유럽

## ▣ 프랑스, 2차 ‘장기에너지프로그램(MEP)’ 초안 발표<sup>5)</sup>

○ 프랑스는 ‘에너지전환법(2015.8월)’에 따른 중·장기 에너지계획인 1차 ‘장기에너지프로그램 (Multiannual Energy Program, MEP)’을 2018년부터 재검토하여 수정사항을 반영한 2차 ‘장기에너지프로그램’ 초안을 발표하였음(2019.1.25.).

※ 통상적으로 MEP는 5년 단위에 1기와 2기로 구성되고, 1차 MEP의 경우만 예외적으로 1기 (2016~2018년)와 2기(2019~2023년) 각각 3년, 5년 계획을 승인한 바 있으며(2016.10.28.), 2차 MEP인 이번 장기계획부터는 5년마다 계획을 검토·수정할 예정임(인사이트 제16-42호 (2016.11.21일자) p.17 참조).

- 이번에 발표한 2차 MEP는 지난 1차 MEP에서 설정한 2019~2023년 계획을 검토 후, 현재 프랑스 에너지시장 상황을 반영하여 기존 목표치를 수정하였고, 자국 내 중·장기 에너지수급 전망치를 바탕으로 2024~2028년 기간의 계획을 추가로 설정하였음.

### 〈 1차, 2차 장기에너지프로그램(MEP) 목표 비교 〉

(단위 : %)

목표	1차 MEP (2016.10.28. 발표)		2차 MEP (2019.1.25. 초안발표)	
	2018년	2023년	2023년	2028년
온실가스 감축 목표	-	-	-14.0	-30.0
최종에너지 소비 감축 (2012년 대비)	-7.0	-12.6	-7.0	-14.0
천연가스 소비 감축 (1차에너지 기준, 2012년 대비)	-8.4	-15.8	-6.0	-19.0
석유 소비 감축 (1차에너지 기준, 2012년 대비)	-15.6	-23.4	-19.0	-35.0
석탄 소비 감축 (1차에너지 기준, 2012년 대비)	-27.6	-37.0	-64.0	-80.0
재생에너지 설비용량 확대(GW)	52	71~78	74	102~113
원자력의존도 50% 축소 시기	2025년*		2035년	

주 : \* 원자력의존도 축소시기는 에너지전환법에서 설정한 주요 목표임.

자료 : 인사이트 제16-42호(2016.11.21일자) 재인용, programmation pluriannuelle de l'énergie

- **(온실가스 감축 목표)** 프랑스의 2016년 에너지 부문 온실가스 배출량은 3억 2,200만 톤(Mt) CO<sub>2</sub>를 기록하였으며, 프랑스는 온실가스 배출량을 2023년까지 2016년 대비 14%, 2028년까지 30%를 감축하여 2050년 탄소중립을 달성할 것이라고 밝힘.
- **(에너지소비 감축)** 최종에너지 기준 2023년까지 2012년 대비 7%, 2028년까지 14% 소비 감축

5) Reuters, 2019.1.26.; Eversheds Sutherland, 2019.2.6.

목표를 설정하였으며, 1차에너지는 2023년까지 2012년 대비 20%, 2028년까지 35%를 감축할 계획임.

- **(에너지믹스 다변화)** 프랑스는 2035년까지 원자력의존도를 낮추고(75%→50%), 2022년까지 석탄화력발전을 전면 폐지하겠다고 밝혔으며, 천연가스를 포함한 기존의 화석연료를 재생 에너지로 전환함으로써 에너지믹스의 다변화를 이루고자 함.

※ 프랑스는 기존 에너지전환법(2015.8)을 통해 원자력의존도를 2025년까지 50%로 축소하겠다는 목표를 설정하였고, 마크롱 프랑스 대통령은 지난 2018년 11월 27일 연설을 통해 원자력 의존도 축소 시한을 2035년까지로 연장하겠다고 밝힌 바 있음(Reuters, 2018.11.27.).

- **(재생에너지발전 설비용량 확대)** 프랑스는 2023년까지 재생에너지발전 설비용량을 2017년 대비(48GW) 50% 확대하고, 2028년까지 2017년 설비용량 대비 100% 확대하겠다는 목표를 설정하였음(아래 표 참조).
- **(재생가능 열 소비 확대)** 프랑스는 재생가능 열 소비를 2023년까지 2016년 대비 25%, 2028년까지 40~60% 확대하는 목표를 설정하였음.

〈 프랑스 재생에너지 원별 설비용량 현황 및 확대 계획〉

(단위 : GW)

에너지원	2017년*	2023년	2028년
수력	25.5	25.7	26.4~26.7
육상풍력	13.1	24.6	34.1~35.6
해상풍력	0.002	2.4	4.7~5.2
태양광	8.2	20.6	35.6~44.5
바이오매스(목재)	0.97	0.8	0.8
바이오가스(메탄)	0.38	0.27	0.34~0.41
지열	0.002	0.024	0.024
<b>계</b>	<b>48.2</b>	<b>74.4</b>	<b>102.0~113.2</b>

자료 : programmation pluriannuelle de l'énergie 원문 재구성; \* 국제재생 에너지기구(IRENA), Renewable Capacity Statistics 2018.

- 同 초안은 전문가 의견수렴(public consultation) 후 국무총리 및 관련 부처(환경·지속가능 개발·에너지부, 경제재정부 등) 장관의 서명을 통해 공식 승인될 예정임.

※ 의견수렴(public consultation) 참여기관은 환경당국(Environmental Authority, AE), 생태전환 국가자문위원회(National Council for Ecological Transition, CNTE), 에너지고등위원회(Superior Council of Energy, CSE), 에너지전환전문가위원회(Expert Committee on Energy Transition, CETE) 등임.

■ 영국 연구기관 ICL, 영국 장기 기후·에너지계획 목표 달성 어려울 것이라고 진단<sup>6)</sup>

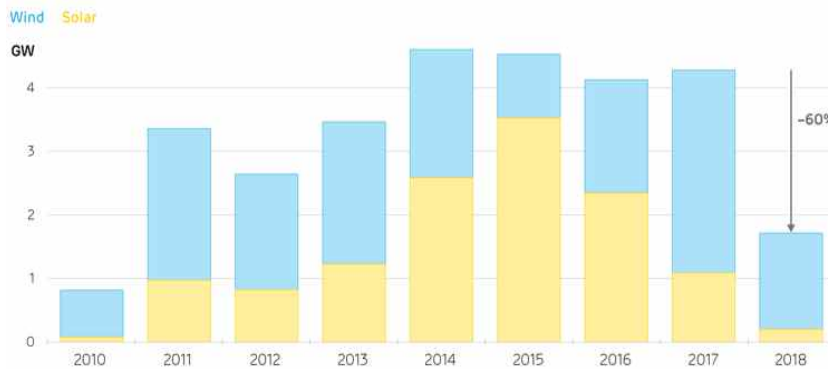
- 영국 연구기관 Imperial College London(ICL)은 영국의 저탄소 전력설비 증가세 둔화, 신규 원전 프로젝트 건설 차질 등으로 인해 영국의 장기 기후·에너지전략 목표 달성이 어려울 것으로 진단하였음(2019.2.13.).

6) Drax, 2018.2.13.

- **(온실가스 감축 목표)** 영국은 제5차 탄소예산(탄소감축계획, Carbon Budget)을 통해 탄소배출을 2022년까지 1990년 대비 37% 감축하고, 2032년까지 57% 감축하는 목표를 설정하였으나 (2016.6.30.), 同 연구는 2018년 재생에너지 설비용량 증설 속도의 감소 추세로 인하여 온실가스 감축 목표 달성이 어려울 수도 있다는 의견을 개진하였음.
- 2018년 4분기 영국의 재생에너지 발전량은 24.5TWh로 최고치를 경신하였으나, 신규 재생에너지(태양광, 풍력) 설비용량은 1.5GW를 기록하였으며, 이는 전년대비 60% 감소한 수치로 2011년 이후 증설량 최저치를 기록하였음.
- ※ 2017년 영국의 발전설비용량은 103.6GW이었으며, 이 중 재생에너지는 39.2%(40.6GW)를 차지하였음(BEIS, 2018). 2018년 4분기 풍력과 태양광의 설비용량은 각각 20.3GW, 12.9GW를 기록하였음(Drax, 2019).
- ※ 영국은 2009년 ‘EU 재생에너지지침’에 따라 2020년까지 최종에너지 기준 재생에너지 비중을 15%로 확대하는 목표를 설정하였고, 2017년 10.2%를 기록한 바 있음(BEIS, 2018).

〈영국 재생에너지(태양광, 풍력) 설비 증설량(2010~2018년)〉

(단위 : GW)



자료 : Drax(2018.2.13.), UK progress on climate targets at risk.

- **(원자력발전 확대)** 영국은 원자력산업전략(Nuclear Industrial Strategy)을 통해 2030년까지 16GW 규모의 원전을 증설하고, 2050년까지 최대 75GW를 증설한다는 계획을 발표하며 (2013.3.26.) 신규 원전 프로젝트를 진행해 왔으나, 최근 일본 Hitachi社와 진행하던 Walfa 프로젝트(2.9GW)와 Toshiba社의 Moorside(3.4GW) 프로젝트가 건설비 조달 문제로 건설 차질에 봉착하여 전원믹스 개편 목표 달성을 어렵게 하는 요인으로 작용하고 있음.
- 同 연구는 재생에너지 증설 둔화 및 원전 증설 차질로 인해, 전력부문 탄소집약도가 향후 몇 년간 연평균 5% 이하 수준에서 개선될 것으로 전망하였으며, 이는 영국정부가 설정한 2030년까지 발전부문 탄소집약도 100gCO<sub>2</sub>/kWh 목표를 달성하기에 부족한 수치로 평가되고 있음.
- 2018년 영국의 발전부문 탄소집약도(carbon intensity)는 전년(2017년) 대비 8% 감소하여 217g/kWh를 기록하였으나, 이는 2013년 이후 탄소집약도 개선율 중 최저치임.
- ※ 영국은 ‘기후변화법(Climute Change Act, 2008년)’에 근거하여 5년 단위로 배출량 상한선을 규정한 탄소예산(Carbon Budget)을 설정하고 있으며, 2030년까지 발전부문 탄소집약도

목표를 100gCO<sub>2</sub>/kWh로 설정한 바 있음.

- 또한, 최근 영국 용량시장(Capacity Market)이 유럽사법재판소(Court of Justice of the EU)의 판결로 일시 중단(2018.11.15.)됨에 따라, 기존 용량요금 지급과 2019년 예정된 경매가 중단되어 안정적 전력수급이 어려울 것으로 예상되고 있음.
- ※ 영국의 용량시장 제도는 전력소비 피크시간대의 정전사고 발생 및 전기요금 급등에 대비하고자 전력공급 경매를 통해 필요한 예비용량을 미리 구매하고 전력공급자에게 용량요금을 지급하는 시스템임. 전력공급자가 용량계약상의 예비용량을 공급하지 못할 시 위약금(penalty)이 부과됨 (인사이트 제13-13호(2013.4.5일자) p.16 참조).
- 유럽사법재판소는, 영국 Tempus Energy社가 용량시장이 수요관리기술을 적용한 청정에너지원보다 화석연료발전에 불공정한 이익을 부여하고 있다며 제기한 소송에 대해, 영국의 용량시장을 일시 중단하라는 판결을 내렸으며, EU 집행위에 영국의 용량시장제도를 공식 검토할 것을 요청하였음.

### ▣ EU 이사회, ‘EU 가스 지침(Gas Directive)’ 개정안 의결<sup>7)</sup>

○ EU 이사회(Council of the EU)는 EU 가스지침(EU Gas Directive, 2009/73/EC)의 개정안을 예비 의결(provisional agreement)하였음(2019.2.13.).

- EU 가스지침은 2009년 제정된 제3차 에너지패키지(Third Energy Package)의 일부로, EU 회원국 내부의 ▲가스 상품과 수송망 간의 소유 분리, ▲경매를 통한 국경 간 수송용량 확보, ▲가스 파이프라인에 대한 제3자접속(Third-Party Access) 보장 등의 핵심 원칙이 담겨 있음.
- EU 가스지침에 따르면 EU 회원국 内の 가스 공급망 소유자는 가스 공급자와 동일할 수 없으며, 공급망 소유자는 제3자의 공급망 이용권한을 보장해야 함.
- 이번 가스지침 개정안은, 가스지침의 핵심 원칙은 유지하되 그 적용 범위를 넓히기 위하여 EU 집행위원회가 2017년 11월 제안하였음.
- 기존 가스지침은 EU 내부의 파이프라인에 한해 적용되었으나, 개정안을 통해 EU 회원국의 영토를 거쳐 제3국으로 향하거나, 혹은 제3국에서 EU 회원국의 영토로 연결되는 파이프 라인으로 범위를 넓히는 조항을 신설하였음.
- ※ 수정 가스지침 4a항(신설조항): “제3국의 석유 또는 가스 생산 프로젝트의 파이프라인이 회원국 내 최종상륙 연안 터미널에 연결될 시, 상류 파이프라인으로 간주한다.”
- 또한, 기존 가스지침은 육상 국경선에 한해 적용되었으나, 해당 조항의 수정을 통해 적용 범위를 해상 국경선까지 확대하였음.
- ※ 수정 가스지침 5항(수정조항): “지침 2009/73/EC의 제3국 가스수송망에 대한 적용 범위는 회원국 영토에 한정한다. 연안 가스수송망에 대해서는, 회원국에 접하는 첫 번째 접속점이 있는 회원국의 영해에서 적용 가능해야 한다.”
- 同 조항의 수정은, 프랑스와 독일이 제시한 의견을 받아들여, 제3국으로부터 EU 회원국 영토에 도착하는 파이프라인의 규제책임을 파이프라인 도착국(첫 번째 접속점)에 위임하는

7) Politico, 2019.2.7.; Council of the EU Press Release, 2019.2.13.; Sputnik, 2019.2.14.

내용이 추가된 것임(2019.2.7.).

- ※ 러시아가 진행 중인 Nord Stream-2 프로젝트에서 독일은 파이프라인 도착국의 지위를 가지고 있어, 同 수정안을 통해 Nord Stream-2 파이프라인의 규제권한이 독일에 위임되는 효과가 있음.
  - 同 개정안이 EU 이사회의 승인(endorsement)을 얻을 경우 수개월 내에 발효될 수 있을 것으로 전망됨.
- 금번 가스지침 개정안 발효 시 발트 해 해상에서 진행되고 있는 러시아의 Nord Stream-2 프로젝트에 상당한 영향을 미칠 것으로 전망됨.
- 同 개정안에서 해상을 포함하는 적용범위의 확대로, 러시아와 서유럽을 직접 연결하는 구조를 갖추기 위해 진행 중인 Nord Stream-2 프로젝트가 직접적인 영향을 받을 전망이다.
  - Nord Stream-2 프로젝트를 진행 중인 러시아 Gazprom은 파이프라인의 소유와 가스 공급을 겸하고 있으며, 이는 가스 공급망과 가스의 소유분리를 요구하는 EU 가스지침에 위배됨.
  - ※ 러시아는, Nord Stream-2가 완공되면 러시아産 가스가 우크라이나 등의 통과국을 거치지 않아 국경통과수수료를 지급하지 않아도 되며, 수송의 안정성도 확보할 수 있을 것으로 기대함.
  - 옥스퍼드에너지연구소(Oxford Institute for Energy Studies)는 同 개정안 의결이 우크라이나와 러시아 간 진행 중인 가스수송계약 협상에서 우크라이나에 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망하였음.
  - 개정안은 Nord Stream-2 공사일정을 지연시킬 수 있으며, 이는 우크라이나의 협상력을 강화하는 효과가 있음.
  - ※ 러시아는 2019년 말 만료되는 우크라이나와의 가스수송계약의 연장 계획이 없음을 밝힌 바 있으나(2015.6월), Nord Stream-2 공사일정의 변경 등으로 추가 협상을 진행 중임.
- 同 개정안의 수정 및 의결 과정에 대하여 다양한 의견이 제시됨.
- **(EU 이사회)** 이번 개정안은 유럽연합 내 법체계의 투명성 강화 및 가스 투자자 및 소비자에게 법적 확실성을 보장하기 위함임.
  - **(독일)** 수정 가스지침 5항의 내용 추가는 프랑스와 독일의 긴밀한 협업으로 가능하였음(독일 총리, 2019.02.08.).
  - **(러시아)** 개정된 가스지침과 관련해 EU 내부에서 추가 논의가 있을 수 있겠으나, 러시아는 Nord Stream-2 프로젝트를 계속 진행할 것임(러시아 에너지부 장관, 2019.2.14.).
  - **(우크라이나)** 同 개정안은 우크라이나가 정확히 원하는 바이나, 이에 따른 러시아와의 갈등이 우려됨(우크라이나 유럽외교부 차관, 2019.2.14.).



▣ 독일, 독일 內 LNG 터미널 2곳 건설계획 승인 의지 표명<sup>8)</sup>

- 독일 경제부장관은 독일 및 미국 에너지 관계자들과 함께한 회담에서 독일이 조만간 2기의 LNG 터미널 건설계획 승인을 고려하고 있다고 밝혔음(2019.2.12.).
  - 독일의 LNG 터미널 건설 의지 표명은 독일이 미국과 이견을 보이고 있는 Nord Stream-2 프로젝트와 관련하여 미국에 보이는 유화 정책으로 해석됨.
    - ※ 독일은 러시아가 해저배관을 통해 소비처인 서유럽의 가스수송망에 직접 연결하기 위해 건설 중인 Nord Stream-2 파이프라인의 도착국임.
  - LNG 터미널 건설 부지로는 독일 북부의 Brunsbuettel, Stade 그리고 Wilhelmshaven가 고려되고 있으며, 이들 지역은 동북부 유럽과 맞닿아 있어 유럽 내부로의 천연가스 수출기지 및 미국産 LNG가 유럽으로 들어오는 통로로서 기능할 것으로 기대됨.
- LNG 터미널 2곳의 건설이 승인될 경우 독일의 천연가스 도입 기능에 힘을 실을 수 있을 것으로 전망됨.
  - 추진 중인 LNG 터미널의 연간 처리능력은 각각 5~8Bcm이며, 현재 건설계획이 민간 중심으로 진행되고 있으나, 독일 정부 차원에서 5억 5,600만 달러 규모의 투자계획을 밝힌 바 있음(2018.10월).
- 한편, 네덜란드의 Gasunie 및 Vopak사, 독일 Oiltanking사의 합작회사(JV)가 Brunsbuettel에 추진 중인 German LNG Terminal은 이미 RWE 등과 용량계약(HoA) 두 건을 체결하였음.
  - 2019년 9월 주요 LNG 회사(社名 미상)와 5Bcm 용량 중 상당 부분에 대하여 용량계약을 체결하였고, 금년 2월에는 RWE와 용량계약을 체결한 바 있음(2019.2.12.). 이 밖에 추가적인 용량계약 협상이 진행 중인 것으로 알려짐.
  - German LNG Terminal 프로젝트는 이러한 시장수요를 바탕으로 연간 터미널 처리능력도 기존 5Bcm에서 8Bcm으로 확대하여 추진 중임.
  - 同 터미널은 LNG 하역·저장·기화 이외에 재하역 기능을 갖출 것으로 알려져, LNG 수입과 재수출 및 유럽 가스수송망으로의 연결 기능을 담당할 것으로 전망됨.
    - ※ 同 터미널 건설계획은 금년 중 독일 정부의 승인을 받아 2019년 말 최종투자결정을 마친 뒤, 2020년 착공에 들어가 2023년 가동개시를 목표로 하고 있음.
- 미국은 독일의 LNG 터미널 건설 계획에 대하여 환영의 뜻을 밝혔음.
  - Dan Brouillette 美 에너지부 차관은 독일의 LNG 터미널 건설계획 발표를 환영하며, 미국은 독일의 투명하고 신뢰할 수 있는 LNG 공급자가 될 것이라 언급하였음(2018.2.12.).
  - 또한, 미국은 독일의 LNG 터미널 건설계획을 러시아산 가스 의존도를 줄이기 위한 의지의 표현으로 해석하였음.

8) Clean Energy Wire, 2019.2.12.; Oil Price, 2019.2.12.; Financial Times, 2019.2.13.



## 일본

### ▣ 일본 내 해상풍력발전 사업 확대 움직임<sup>9)</sup>

- Orix社, 도쿄전력 등 일본 기업을 중심으로 일본 내 해상풍력발전 사업이 확대되고 있음.
  - Orix社は 지바縣 조시(銚子)市 앞바다에 1,000억 엔을 투자하여 200MW 해상풍력발전설비 (고정식설비 20기)를 건설할 계획으로, 지난 1월 말에 해저지형 등의 조사를 시작하였으며, 2023년에 착공하여 2025년에 가동을 개시할 계획임.
  - 도쿄전력도 지바縣 조시市 앞바다를 해상풍력발전의 유망지역으로 보고, 5MW 규모의 해상 풍력발전설비 200기로 구성되는 1,000MW 규모의 해상풍력발전단지 조성을 검토하고 있음. 이를 위해 유럽을 중심으로 5,000MW 이상의 해상풍력발전설비를 보유하고 있는 덴마크의 Ørsted社와 제휴할 예정임.
  - 독일의 AON社は 유럽에 2,800MW 규모의 해상풍력발전 실적을 보유하고 있으며, 연내에 일본 법인을 설립하여 일본 전력회사 등과 제휴하여 해상·육상풍력발전 사업에 참가할 계획임.
  - Marubeni社は 해상발전설비 업체인 영국의 Seajacks社를 인수하였으며(2012년), 일본 내 해상풍력발전 사업 참여를 검토하고 있음. 또한, Mitsubishi社は 덴마크의 Vestas社와 합작 회사를 설립하고 대규모 풍차를 제조하여 일본에서 판매할 계획임.
- 이처럼 일본 내 해상풍력발전 사업이 확대되고 있는 배경에는 일본 정부의 해상풍력발전 보급 환경 정비를 위한 법률의 각의결정(2018.11.6.) 및 높은 수준의 FIT 매입가격 등이 있음.
  - 지금까지 재생에너지 보급 확대를 견인해 온 것은 태양광발전이나, 기후에 따라 발전량이 불안정하고 입찰제 도입 및 FIT 매입가격 인하 등 수익성 악화로 투자도 둔화되고 있음. 육상풍력발전의 경우는 소음문제 등으로 설치 지역이 한정되어 있음.
  - 이에 일본 정부는 중장기적으로 해상풍력발전이 유망하다 판단하고, 일반해역에서의 해상풍력발전 도입을 촉진하기 위해 ‘해양 재생에너지 발전설비 정비 관련 해역이용 촉진 법률’을 각의결정하였음.
    - ※ 일본 정부는 2030년 풍력발전 설비용량을 10,000MW(육상 9,180MW, 해상 820MW)로 확대하는 목표를 제시하고 있음. 그러나 2018년 12월 말 기준 풍력발전설비의 누적 도입량은 3,584MW에 그친 상황임(인사이트 제19-4호(2019.1.28일자) pp.17~18 참조).
    - 해상풍력사업은 25~30년의 사업기간이 소요되나, 해역 점용기간이 지역에 따라 상이하며, 일반적으로 3~5년으로 짧아 해상풍력 사업의 진입장벽으로 작용하였음. 同 법률에 따라 점용기간을 최대 30년까지로 확대하여 사업 안정성을 확보할 수 있도록 하였으며, 5개 해상풍력발전 도입 촉진 구역을 지정하였음(인사이트 제18-5호(2018.2.5일자) pp.30~31 참조).

9) 読売新聞, 2019.1.19.; 日本経済新聞, 2019.2.14.

- 또한, 해상풍력발전단가는 높은 수준이나, 해상풍력발전의 FIT 매입가격은 36엔/kWh로 육상 풍력발전(20엔/kWh)과 태양광발전(18엔/kWh)에 비해 높으며, 향후 기술발전에 따라 충분히 수익성이 있다는 판단 하에 참여하고 있는 것으로 보임.

▣ 호주 빅토리아 EPA, 일본-호주 수소 공급체인 구축 실증사업 승인<sup>10)</sup>

○ 일본·호주 기업 컨소시엄이 추진하는 수소 제조·수송 실증사업(Hydrogen Energy Supply Chain Project, HESC Project)을 호주 빅토리아주 EPA(Environment Protection Authority)가 승인하였음(2019.2.14.).

※ 同 실증사업은 KHI, Iwatani, Shell Japan, J-Power로 구성된 컨소시엄인 HySTRA(CO<sub>2</sub>-free Hydrogen Energy Supply-Chain Technology Research Association)가 주체가 되어 실시 중인 ‘CO<sub>2</sub>-free 수소 공급체인 구상’의 일환임. HySTRA는 갈탄으로부터의 수소 제조, 수송·저장, 이용에 이르는 CO<sub>2</sub>-free 수소 공급체인을 구축하여 2030년경 상용화를 목표로 하고 있음.

- Kawasaki Heavy Industries(이하 KHI), J-Power, Iwatani, Marubeni와 호주 에너지기업인 AGL Energy Limited(이하 AGL)가 컨소시엄을 구성하여 同 실증사업에 착수할 것이라 발표한 바 있음(2018.4.12.).
- 同 실증사업의 사업비는 약 5억 호주 달러이며, 호주 연방정부와 빅토리아 주 정부로부터 각각 5천만 호주 달러의 지원금을 받아 시행되는 사업임.
- 同 컨소시엄은 2020년 중반부터 1년간 Latrobe Valley(빅토리아주)에서 생산한 갈탄에서 수소를 제조한 뒤 일본으로 수송하는 실증사업(수소 제조·수송부문)을 시행할 예정임.
- 호주 환경단체들은 빅토리아주 EPA의 결정이 빅토리아 주 정부의 석탄 정책에 반할 수 있으며, 향후 同 실증사업이 상용화된다면 갈탄 생산 과정에서 온실가스 배출량 증가 등으로 대기오염에 중대한 영향을 줄 것이라며 반대 의사를 표명하고 있음.

○ 한편, 일본 정부는 ‘수소기본전략(2017.12.26.)’에 따라 수소사회 실현을 위해 수소의 ‘제조, 저장·수송 및 이용’을 일괄적으로 수행할 수 있는 공급체인 구축 계획을 제시한 바 있음.

- 수소사회 실현을 위해서는 수소 조달·공급 비용의 절감이 필요한데, ‘수소기본전략’에서는 2030년에 수소 판매가격을 현재의 1/3 이하(약 30엔/Nm<sup>3</sup>)로, 2050년에는 1/5 이하(약 20엔/Nm<sup>3</sup>)로 인하하여 타 에너지와 동등한 가격경쟁력을 갖추도록 한다는 계획을 제시함 (인사이트 제18-2호(2018.1.15일자) pp.33~34 참조).
- 수소 비용 절감 대책으로서는 해외의 저렴한 미이용 에너지와 이산화탄소 포집·저장(CCS) 기술의 활용, 저렴한 재생에너지에서의 수소 조달, 수소의 ‘제조, 저장·수송, 이용’을 일괄적으로 수행할 수 있는 국제적인 공급망 구축 등을 제시하고 있음.

▣ 규슈전력, 겐카이원전 2호기 폐로 결정<sup>11)</sup>

○ 규슈전력은 안전대책비용 등의 증가로 겐카이원전 2호기(559MW, 가동기간 37년)의 폐로를

10) EPA Victoria, 2019.2.14.; ABC, 2019.2.14.; gasworld, 2019.2.15.

11) 朝日新聞, 2019.2.13.; 毎日新聞, 2019.2.13.; 日本經濟新聞, 2019.2.14.



결정하였으며, 同 원전 입지 지자체에 보고하였음(2019.2.13.). 이에 동일본 대지진으로 가동 중지한 상업용 원전 54기 중 폐로대기 상태에 들어간 원전은 총 17기가 되었음.

- 겐카이원전 2호기는 1981년 3월에 가동을 개시하였으며, 2011년 1월에 정기검사에 들어간 이후 동일본 대지진으로 가동을 정지한 상황임. 또한, 원자로규제법에 의거하여 2021년 3월까지 가동할 수 있으며, 재가동을 위해서는 원자력규제위원회(이하 ‘규제위’)의 가동 기간 연장 승인을 받을 필요가 있음.

※ 후쿠시마원전 사고를 계기로 2013년 7월 개정된 ‘원자로규제법’에서는 설비 노후화에 따른 사고 방지를 위해 원전 가동기간을 40년으로 규정함. 예외적으로 가동연수 40년이 넘기 전에 규제위의 안전심사를 통과한 경우에만 최대 60년까지 가동기간을 연장할 수 있음.

- 新규제기준은 원전 부지 내에 테러대책시설 건설을 의무화하고 있음. 그러나 규슈전력은 테러대책시설을 건설할 부지 확보에 난항을 겪고 있으며, 안전대책비용은 당초 예상보다 증가하여 2,000억 엔 수준에 달한 것으로 추정됨.

- 이에 규슈전력은 겐카이원전 2호기가 재가동하여도 충분한 수익을 낼 수 없을 것이라 판단하여 同 원전의 폐로를 결정하였음. 규슈전력은 향후 폐로 공정 등의 내용을 담은 폐로조치계획을 수립한 후 규제위에 제출할 계획임. 폐로비용은 365억 엔, 폐로작업기간은 30년이 될 것으로 전망됨.

※ ‘폐로조치계획’은 원전시설 해체 및 핵연료물질로 인한 오염제거 등 원전 폐로와 관련된 제반 사항을 규정한 계획으로, 원전 사업자가 작성하고 규제위가 허가 여부를 판단함. 추후 계획을 변경할 경우에도 허가를 받아야 하고, 계획을 준수하지 않는 사업자에게는 필요한 조치를 명할 수 있으며, 폐로가 완료된 이후에는 규제위의 확인을 받아야 함.

- 또한, 규슈전력은 현재 재가동되고 있는 4기 원전(센다이원전 1·2호기 및 겐카이원전 3·4호기)을 보유하고 있으며, 연내에 1,000MW 규모의 석탄화력발전소 가동을 개시할 예정으로, 겐카이원전 2호기를 폐로하여도 충분한 공급력을 확보할 수 있을 것으로 보고 있음.

- 한편, 일본 정부는 2030년 발전량 기준 원전 비중 20~22%라는 목표를 유지하고 있으나, 동일본 대지진 이후 강화된 新규제기준에 따른 안전대책비용 증가 등을 이유로 전력회사들이 폐로를 결정하고 있음.

- 도쿄전력은 가시와자카리카리와원전의 안전대책비용을 당초의 4,700억 엔에서 6,800억 엔 수준으로 증액하였음(2016.12월). 또한, 원전 비중이 높은 간사이전력의 경우, 안전대책비용이 9,000억 엔 수준에 달함.

- 2019년 2월 13일 기준 상업용 원전 54기 중 규제위의 적합성심사 및 원전 입지 지자체 동의 등의 절차를 거쳐 재가동된 원전은 총 9기이며, 폐로가 결정되어 가동 중단된 상태로 폐로대기 상태에 들어간 원전은 17기임. 규제위에 폐로조치계획을 제출한 원전은 후쿠시마 제1원전 1~6호기 이외에 총 10기이며, 이 중 규제위가 폐로조치계획을 승인한 상업 원전은 총 6기임.

- 규제위가 폐로조치계획을 승인한 원전은 JAPC의 쓰루가원전 1호기, 간사이전력 미하마원전 1·2호기, 주고쿠전력 시마네원전 1호기, 시코쿠전력 이카타원전 1호기, 규슈전력

겐카이원전 1호기 등 총 6기임.

- 또한, 도쿄전력은 후쿠시마제2원전 1~4호기에 대해 폐로 방침을 밝힌 바 있으며 (2018.6.14.), 향후 정식으로 폐로가 결정되면 규제위에 폐로조치계획을 신청할 계획임.

〈일본 원전 폐로 및 재가동 적합성심사 추진 현황(2019.2.13일 현재)〉

원전 보유 형태 (2011년 기준)	후쿠시마 사태 이후	폐로 및 적합성심사 추진 현황		재가동 추진 상황 (2019.2.13. 현재)
상업용 가동원전 (총 54기)	가동 중단 (54기)	폐로 결정 (17기)	재가동 적합성심사 추진 없이 폐로 결정	
		적합성심사 신청(25기)	재가동 결정 (13기)	가동 재개(9기)
				가동기간 연장(4기) · 설비 개보수 후 2019~2020년에 가동 예정이었으나 2020~2021년으로 연기됨 · 도카이제2원전의 경우, 입지 지자체의 재가동 동의를 필요함
현재 적합성심사 중(12기)	적합성심사 신청 미결정(12기)		가동 중단 후 처리 방침 미결정 · 도쿄전력은 후쿠시마제2원전 1~4호기에 대한 폐로 방침을 표명한 바 있음(2018.6.14.)	
건설 중 원전 (총 3기)	건설 중단 (3기)	적합성심사 신청(2기)	적합성심사 중	
		적합성심사 신청 미결정(1기)	적합성심사 신청계획 없음	

주 : 적합성심사에는 원자로설치허가 심사(안전심사), 공사계획 심사, 보안규정 심사가 포함되어 있으며, 이후 사용 전 검사, 입지 지자체 동의 등의 절차를 거쳐 재가동됨.

자료 : 일본원자력산업협회(JAIF) 자료 및 일본경제신문에 근거하여 저자 작성



## 아시아 · 호주

### ▣ 인도네시아, 국내공급의무(DMO)로 인한 2019년 석탄 가격 변동 가능성<sup>12)</sup>

○ 인도네시아 정부가 ‘국내공급의무(Domestic Market Obligations, DMO)’를 준수하지 않은 석탄회사에 생산 감축 조치를 취할 경우 2019년 연료탄 가격에 영향을 줄 수 있다고 S&P Global Ratings가 밝혔음(2019.2.13.).

- 인도네시아는 국내 석탄화력발전 의존도 및 국내 석탄수요 증가에 따라 향후 국내 석탄 수급에 차질이 생길 수 있어, DMO를 준수하지 않은 석탄회사들에 대해 생산 할당량(quota) 감축 조치를 취할 가능성이 있음.
- DMO는 석탄회사들에 생산량의 25% 이상을 국내시장에 공급하는 의무를 부여하고 있으며, 2018년 국내공급 비중 실적은 21.7%에 그쳤으나 국내 석탄수급에 차질은 없었음.
- ※ DMO 규정은 2009년 제정된 광물석탄법을 근거로 전통석유·가스광구를 대상으로 시행하는 생산물분배계약(PSC)(MEMR Regulation No.8/2017) 제도의 일환으로서, 개발·생산 활동의 촉진을 꾀하고 있음(인사이트 제18-15호(2018.4.23일자) p.5 참조).
- 인도네시아 정부는 ‘중기국가개발계획 2015~2019(Mid-term National Development Plan 2015-2019)’에서 국내 석탄수요가 2015년 9,000만 톤에서 2019년 2억 톤으로 증가할 것으로 전망한 바 있음.
- 계획기간 동안의 신규 발전설비용량 35GW 중 석탄화력발전이 3분의 2를 차지하여 석탄 화력발전 의존도가 높아질 것으로 전망함.
- ※ 인도네시아의 2015년 총 발전설비용량 중 석탄화력의 비중은 47.3%였음(인사이트 제16-34호(2016.9.23일자) p.20 참조).
- 한편, 국영전력회사 PLN(Perusahaan Listrik Negara)에 대한 석탄공급가격은 열량에 따른 차등상한을 적용하고 있음.

#### 〈 PLN 석탄공급가격 〉

열량 (kcal/kg GAR)	가격상한 (USD/ton)	PLN 소비 비중 (%)
>6,000	70	0.8
4,500~6,000	43	63.1
<4,500	37	36.1
계		100.0

자료 : Indonesia-Investments(2018.7.29.), Coal Mining Policies in Indonesia: Coal Price Cap to Be Removed?

12) Platts, 2019.2.13.



#### 단위 표기

Mcm: 1천m<sup>3</sup>

MMcm: 1백만m<sup>3</sup>

Bcm: 10억m<sup>3</sup>

Tcm: 1조m<sup>3</sup>

Btu: British thermal units

Mcf: 1천ft<sup>3</sup>

MMcf: 1백만ft<sup>3</sup>

Bcf: 10억ft<sup>3</sup>

Tcf: 1조ft<sup>3</sup>

MMBtu: 1백만Btu

---

에너지경제연구원 에너지정보·국제협력본부

에너지국제협력센터 해외정보분석팀

해외에너지시장동향 홈페이지

[http://www.keei.re.kr/web\\_energy\\_new/main.nsf](http://www.keei.re.kr/web_energy_new/main.nsf)

---

세계 에너지시장 인사이트

World Energy Market Insight

발행인 조용성

편집인 양의석 esyang@keei.re.kr 052) 714-2244

편집위원 이서진, 김수린, 박용덕, 김기중,  
김태현, 노동운, 서정규

연구진 정귀희, 임지영, 김민주, 임지연

문의 김수린 ksr626@keei.re.kr 052) 714-2095



WOORLD ENERGY MARKET INSIGHT

# 세계 에너지시장 인사이트 *weekly*



에너지경제연구원  
Korea Energy Economics Institute