

---

# 제8차 전력수급기본계획

## (2017~2031)

---

2017. 12. 29



산업통상자원부

## 목 차

I. 전력수급기본계획 개요 .....	1
II. 전력수급 현황 .....	2
1. 전력수요 .....	2
2. 전력공급 .....	7
3. 전기요금 및 전기품질 .....	8
III. 제7차 전력수급기본계획에 대한 평가 .....	10
1. 성과 .....	10
2. 한계 .....	10
IV. 제8차 전력수급기본계획 기본방향 .....	12
1. 국내 정책환경 변화 .....	12
2. 해외 동향 분석 .....	13
3. 시사점 .....	15
4. 제8차 전력수급기본계획 기본방향 .....	15
V. 전력수요 전망 및 수요관리 목표 .....	18
1. 수요전망 모형 .....	18
2. 입력전제 .....	21
3. 기준수요 전망 .....	23
4. 수요관리 목표 .....	24
5. 기타 수요변동 요인 .....	28
6. 목표수요 전망 .....	31

<b>VI. 발전설비 계획</b> .....	<b>33</b>
1. 수립절차 .....	33
2. 적정 설비예비율 및 설비용량 .....	34
3. 확정 설비용량 및 고려사항 .....	35
4. 신규 설비 및 전원구성 .....	38
5. 경제급전과 환경급전의 조화 .....	42
6. 발전량 전망 .....	43
7. 환경 개선효과 .....	45
<b>VII. 재생에너지 등 분산형 전원 확대방안</b> .....	<b>48</b>
1. 분산형 전원 보급전망 .....	48
2. 그간 제도개선 추진현황 .....	49
3. 재생에너지 보급목표 및 확대방안 .....	51
4. 재생에너지 변동성 보완방안 .....	53
5. 기타 분산형 전원 활성화 방안 .....	55
<b>VIII. 송·변전설비계획</b> .....	<b>56</b>
1. 국내 전력계통 평가 .....	56
2. 추진방향 및 주요 과제 .....	57
3. 세부계획의 수립·시행 .....	61
<b>IX. 사후 관리계획</b> .....	<b>66</b>

## 1. 전력수급기본계획 개요

- ① **수립근거** : 중장기 전력수요 전망 및 이에 따른 전력설비 확충을 위해 전기사업법 제25조 및 시행령 제15조에 따라 2년 주기로 수립  
\* '02년 「제1차 전력수급기본계획」을 시작으로 총 8차례 계획 수립
- ② **계획기간** : 15년 장기계획 (8차 계획기간 : '17~'31년)
- ③ **주요내용** : 직전 계획에 대한 평가, 장기 수요전망, 수요관리 목표, 발전 및 송변전 설비계획, 온실가스 감축노력 등
- ④ **수립절차** : 실무안 마련(워킹그룹) → 부처협의 → 정부초안 마련  
→ 국회 상임위 보고 → 공청회 → 전력정책심의회

### < 추진 경과 >

- '16.12월 : 계획 수립 착수
- '17.6월 : 제8차 전력수급기본계획 소위원회 개편  
- 소위원회내 신재생, 예비율, 수요관리 등 6개 워킹그룹 신설
- '16.12 ~ '17.11월 : 총괄분과, 소위원회 및 워킹그룹 검토 (총 43회)
- '17.7~8월 : 수요전망(초안) 및 설비계획(초안) 공개
- '17.9월 : 수요 재전망, 설비예비율, 신재생 변동성 대응방안 등 공개
- '17.9월 : 국회 산업위 통상에너지소위 보고
- '17.12월 : 관계부처 협의
- '17.12.14. : 국회 산업위 통상에너지소위 보고
- '17.12.27. : 국회 산업통상자원중소벤처기업위원회 보고
- '17.12.28. : 공청회
- '17.12.29. : 전력정책심의회 심의·확정

## Ⅱ. 전력수급 현황

◇ '14년 여름 이후 15% 이상의 설비예비율을 꾸준히 유지하면서 안정적인 전력수급 여건 조성

\* 최대전력시 설비예비율 : ('13) 12.8% → ('14) 16.3% → ('15) 18.3% → ('16) 17.6%

◇ 전력수요 대비 발전설비공급이 빠르게 증가한 것이 주된 요인

\* 최대전력수요 증가율 : ('07~'11) 4.4% > ('12~'16) 3.1%

발전설비용량 증가율 : ('07~'11) 3.9% < ('12~'16) 5.9%

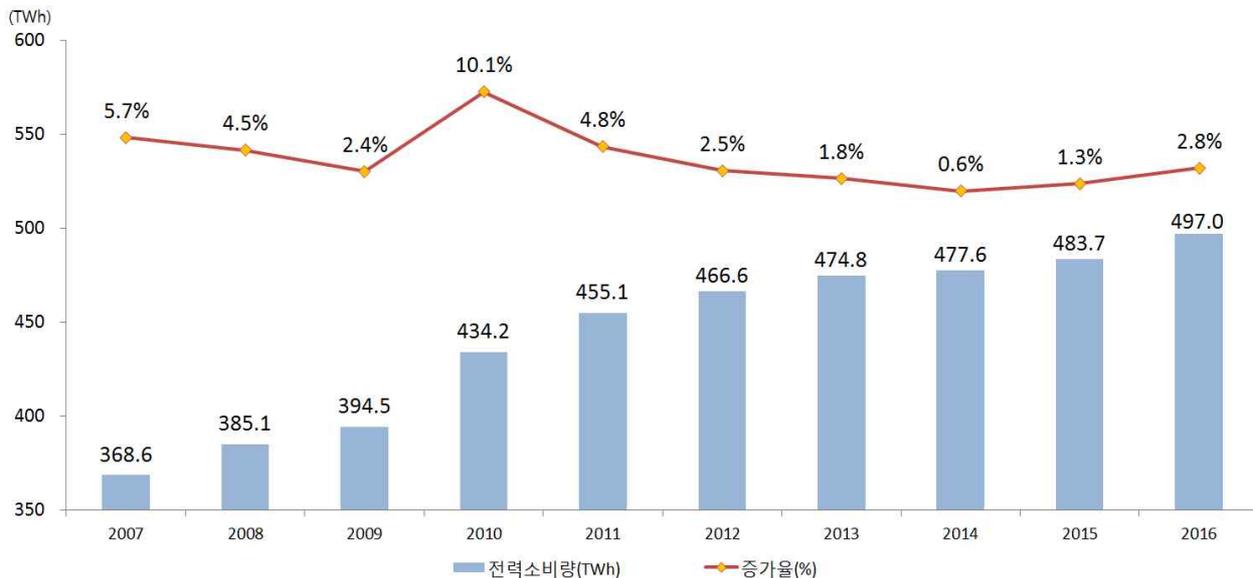
### 1 전력수요

#### 1. 전력소비량

##### ① 연도별 추이 : '16년 총 전력소비량은 497.0TWh

○ 지난 5년간('12~'16년) 연평균 증가율은 1.8%로 '07~'11년간 증가율 5.5%의 1/3 수준으로 하락

< 연도별 전력소비량 추이 >



- '12~'14년에는 강제절전 등 강도 높은 전력수요관리와 전기요금 인상\*으로 전력소비 증가세가 둔화

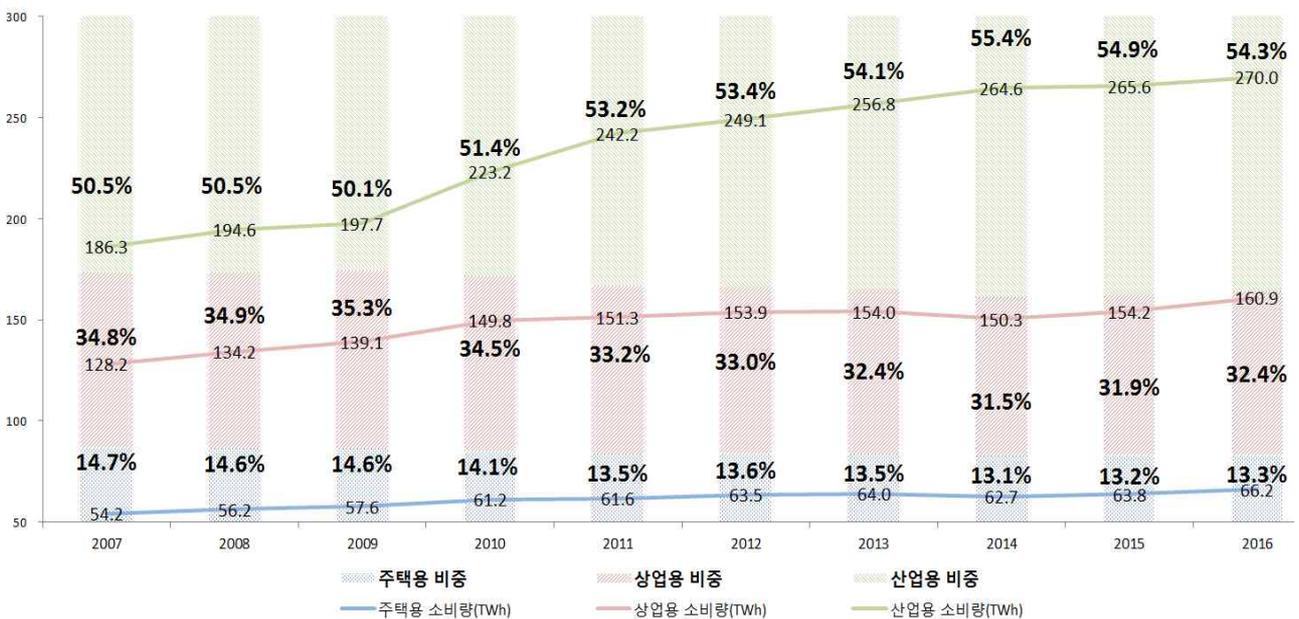
\* 전기요금(명목 판매단가) 상승률 : ('12) 10.9%, ('13) 7.3%, ('14) 4.7%

- 소비량 증가율은 '14년 저점을 기록한 이래 '16년 2.8%로 상승하였으며, '17년 1~10월은 전년 동기 대비 1.8% 증가하는 수준

## 2 용도별 전력소비량

- '16년 산업용 270.0TWh, 상업용 160.9TWh, 주택용 66.2TWh 로 전년 대비 각각 1.6%, 4.3% 및 3.7% 증가
- 산업용 전력소비 비중은 '14년 55.4%를 정점으로 다소 하락하고 있으나, 여전히 50% 이상을 유지
- 반면, 상업용 비중은 '14년 31.5%를 저점으로 점차 상승중이며, 주택용 비중은 '11년 13%대로 떨어진 이후 계속 보합세

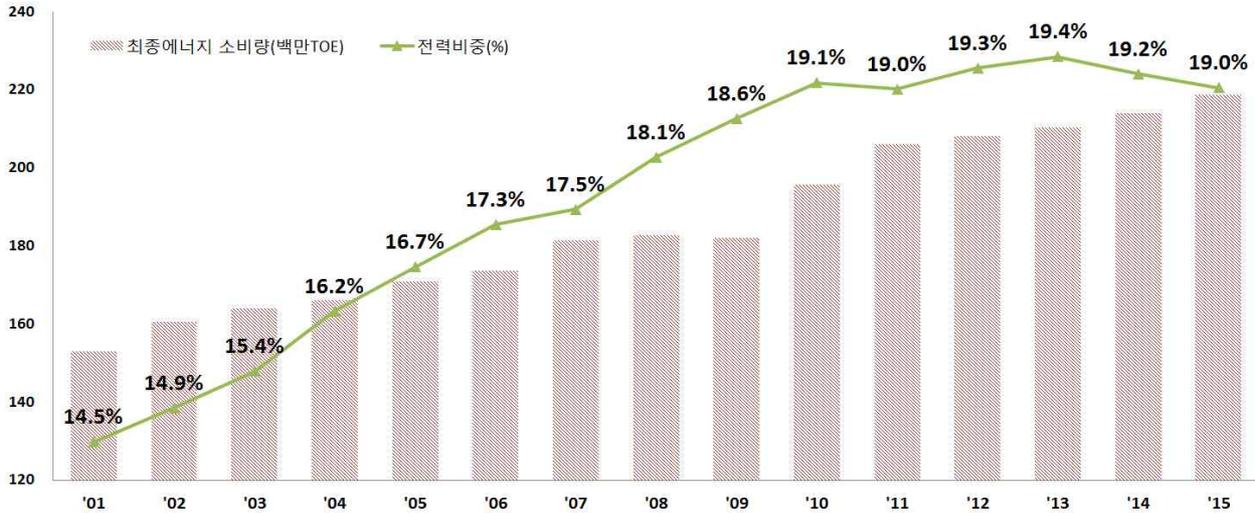
< 최근 10년간 용도별 전력소비량 비중 추이 >



### ③ 최종에너지 대비 전력 비중

- 최종에너지 대비 전력소비량 비중은 '01년 이래 빠르게 증가해 왔으나, '10년부터는 19% 수준

< 최종에너지 소비량과 전력 비중 >



### ④ 해외 주요국 전력소비량

- 전세계 전력소비량은 증가하고 있지만, '10년 이후 미국, 일본, 유럽 등 선진국들은 대체로 전력소비량이 감소

< 해외 주요국 전력소비량 비교 (단위 : TWh) >

국가명	1990년	2000년	2010년	2015년
미 국	2,633.6	3,499.5	3,788.3	3,780.8
일 본	771.1	968.8	1,021.6	949.2
독 일	455.1	483.5	532.4	514.7
캐나다	418.0	481.5	493.0	503.1
대한민국	94.4	239.5	434.2	483.7
프랑스	302.2	384.9	444.1	424.9
영 국	274.4	329.4	329.0	302.9
이탈리아	214.6	273.0	299.3	287.5
멕시코	100.2	145.4	215.7	257.5
스페인	125.8	188.5	244.8	232.0
터 키	45.0	95.9	170.0	214.8
호 주	129.2	172.8	210.0	211.3

\* 출처 : IEA, Electricity Information 2017 (우리나라는 한국전력통계 기준)

## 2. 최대 전력

### - 연도별 추이 : '16년에는 이상고온 현상으로 85.2GW(8월) 기록

- 전년대비 10.7% 증가(76.9→85.2GW)로 '00년 이후 최고 증가율
- 연중 최대전력 발생 시점은 '09년부터 여름에서 겨울로 이동했으나, '16년의 경우 8월 이상고온으로 최대전력이 여름에 발생
- \* '16년 8월중 서울 최고기온이 35°C 이상인 날이 총 9일 발생('15.8월은 0일)
- \* '16년 1월중 서울 최저기온이 -15°C 이하인 날이 총 3일 발생('15.1월은 0일)
- 지난 5년간('12~'16년) 연평균(동계 기준) 증가율은 2.5% 수준이며, 이는 예전 5년('07~'11년) 증가율 5.9%에 비해서는 낮은 수치

< 연도별 하계 및 동계 최대전력 추이 >



- 한편, 최대전력 수요는 전력소비량보다 상대적으로 높은 증가세를 보이고 있으며, 최근 기온변동성 확대 등의 영향이 크게 작용

< 연도별 전력소비량 및 최대전력 증가율 비교 (단위 : %) >

구 분	'07년	'08년	'09년	'10년	'11년	'12년	'13년	'14년	'15년	'16년
전력소비량 증가율	5.7	4.5	2.4	10.1	4.8	2.5	1.8	0.6	1.3	2.8
최대전력(하계) 증가율	5.6	0.8	0.7	10.6	3.3	2.9	-0.4	2.8	1.1	10.7
최대전력(동계) 증가율	9.8	2.8	10.1	6.1	1.0	3.6	1.0	3.7	3.5	0.8

## ② 냉·난방수요 비중

- '16년 여름철 및 겨울철 최대전력 발생일의 냉·난방수요 비중은 각각 28.2%와 25.2%를 차지

\* 최대전력 발생일시의 수요와 기본수요(동시간대 4~5월 또는 10~11월 근무일 최저수준의 수요)와의 차이를 계산하여 냉·난방수요를 산정

- '16년은 여름 이상고온으로 난방수요 비중이 큰 폭으로 증가한 반면, 동계 최대전력시 난방수요 비중은 오히려 감소

< 최근 3개년 최대전력 발생일의 냉·난방수요 비중 >

구 분	2014년	2015년	2016년
냉방수요 비중	20.8%	24.9%	28.2%
난방수요 비중	24.3%	26.6%	25.2%

## ③ 해외 주요국 최대전력

- '10년 이후 일본과 유럽 일부 국가에서 최대전력이 감소하였으며, 미국·이탈리아 등에서는 증가

< 해외 주요국 최대전력 비교 (단위 : GW) >

국가명	1990년	2000년	2010년	2015년
미 국	546.0	678.4	768.0	782.5
일 본	143.7	173.1	177.8	159.1
프랑스	63.4	72.4	96.7	91.6
대한민국	17.3	41.0	71.3	78.8
이탈리아	36.3	-	56.4	60.5
영 국	54.1	58.5	60.9	52.8
터 키	9.2	19.4	33.4	43.3
멕시코	-	27.4	39.9	41.8
스페인	25.2	33.2	44.1	40.3
호 주	25.0	33.6	42.1	38.8

\* 출처 : IEA, Electricity Information 2017 (우리나라는 한국전력통계 기준)

## 2

## 전력공급

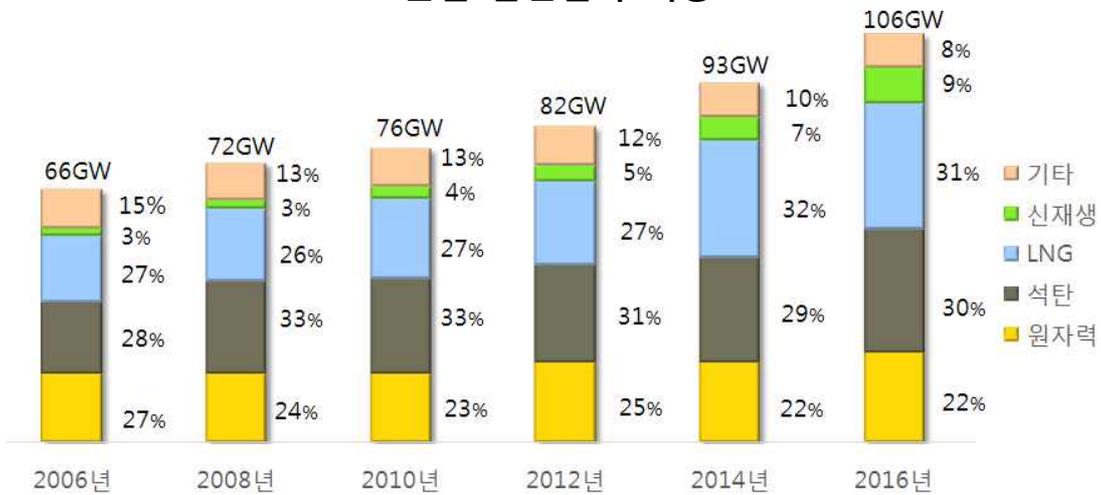
### ① 설비규모 : '16년말 기준 총 106GW

- '06년말 65.5GW 대비 62%(연평균 4.9%), '11년말 79.3GW 대비 33%(연평균 5.9%) 증가

\* 총 발전설비 규모는 세계 12위 (미국 EIA, '14년)

### ② 원별비중 : '16년 설비용량은 LNG(31%), 석탄(30%), 원자력(22%) 순

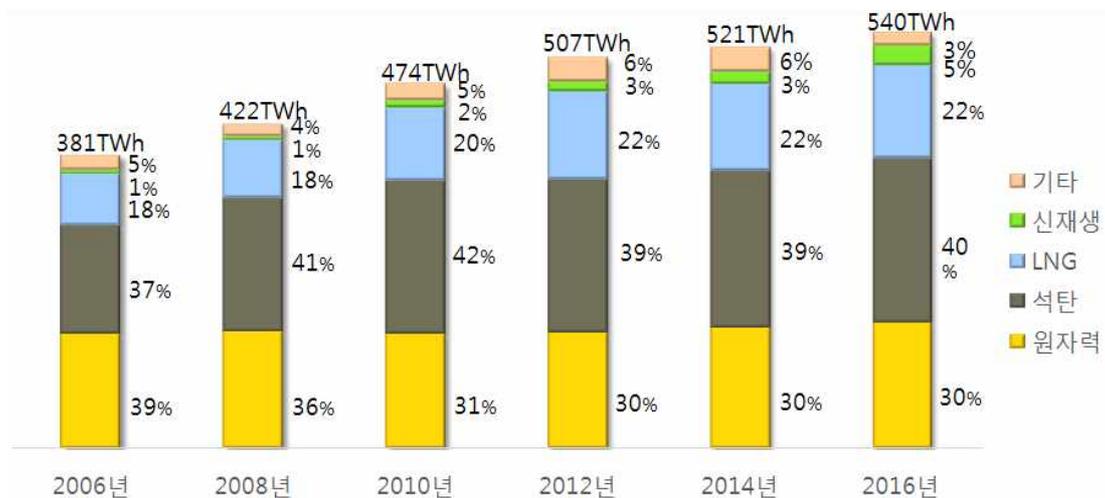
< 원별 발전설비 비중 >



\* 출처 : 한국전력통계 2016

### ③ 발전량비중 : 석탄(40%), 원자력(30%), LNG(22%), 신재생(5%) 순

< 원별 발전량 비중 >



\* 출처 : 한국전력통계 2016

#### 4 민간사업자 비중 : '06년 11.3%에서 '16년 25.2%로 증가

< 공기업 및 민간 설비용량 및 비중 (단위 : GW, %) >

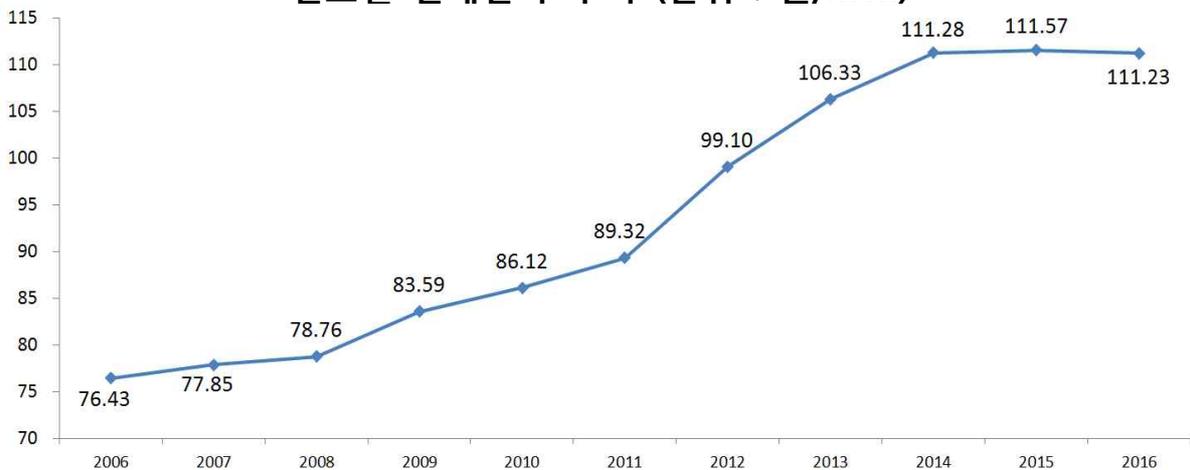
연도	총설비		공기업(발전자회사/한전)		민간 기업	
	용량	비중	용량	비중	용량	비중
'06년	65.5	100	58.1	88.7	7.4	11.3
'11년	79.3	100	67.0	84.5	12.3	15.5
'16년	106	100	79.2	74.8	26.6	25.2

### 3 전기요금 및 전기품질

#### 1 전기요금 : '07년부터 판매단가 상승세

○ '07년부터 '13년까지 매년 1~2회씩 전기요금 인상을 시행

< 연도별 판매단가 추이 (단위 : 원/kWh) >



○ '14년과 '15년에는 전기요금 조정이 없었으며, '16년 12월에는 주택용 누진제 완화를 포함한 전기요금 체계 개편을 시행

< 주요 계약종별 판매단가 (단위 : 원/kWh) >

구분	산업용	일반용	주택용	교육용	농사용	합계
'06년	61.92	97.91	114.33	77.48	42.96	76.43
'11년	81.23	101.69	119.99	94.18	42.72	89.32
'16년	107.11	130.41	121.52	111.51	47.41	111.23

\* 출처 : 한국전력통계 2016

## 2 전기품질 : 세계 최고수준의 품질 유지

- 우리나라의 호당 정전시간은 9.6분/년('16년)으로 세계 최고수준

< 호당 정전시간 국제비교 (단위 : 분/년) >

구분	한국	독일	일본	프랑스	영국	미국	호주	캐나다
호당 정전시간	9.6('16)	15('12)	17('12)	63('12)	70('12)	138('12)	262('12)	311('12)

\* 출처 : 한국전력통계, 액센츄어(Global perspectives on smart grid opportunities('14))

- 주파수 유지율을 3년간 99.9% 수준으로 유지하고 있으며, 이는 기술적·경제적으로 달성 가능한 최고 수준
- 송·배전 손실률도 3.7%('14년)로서 세계 최고 수준의 안정적이고 효율적인 송·배전 설비망 운영

< 주요국 송배전손실률 현황 (단위 : %, '14) >

구분	한국	일본	미국	캐나다	중국	프랑스	독일	영국	이탈리아
송배전 손실률	3.7	4.9	5.9	5.8	6.6	7.4	5.7	8.9	6.3

\* 출처 : 한국전력통계 2016

\* 송배전손실률 = {1 - (수요지 전력소비량)/(발전소 송전단 전력량)}, 발전소에서 생산된 전기가 변압기와 송·배전선로를 거쳐 사용지점에 이르는 동안 발생하는 전력손실

## Ⅲ. 제7차 전력수급기본계획에 대한 평가

### 1 성과

#### ① 발전사업의 이행력 강화

- 수급계획에 반영된 사업이 법령상 정해진 시점까지 공사 미착수시 발전사업 허가를 취소할 수 있는 근거 신설 (전기사업법, '15.1월 시행)
- 6차 계획까지는 수급계획 수립단계에서 사업자를 사실상 선정 하였으나, 7차 계획부터 발전사업 허가단계에서 선정토록 변경

#### ② 분산형 전원 확대를 위한 기반 마련

- ‘분산형 전원’ 정의에 관한 구체적인 기준을 처음으로 제시
  - \* 송전선로 건설을 최소화하는 ①40MW이하 소규모 전원, ②500MW이하 수요지 전원
- 분산형 전원의 현황('13년 7.6%) 및 ‘29년 보급목표(12.5%)도 설정
  - \* 현황 및 목표 제시 : '13년 7.6% → '15년 10.1% → '20년 11.4% → '29년 12.5%
- 분산형 전원 확대방안으로 ‘신재생에너지 보급확산’, ‘수요지 인근 입지에 대한 인센티브 강화’ 등을 제시

### 2 한 계

#### ① 수요 전망을 둘러싼 논란 지속

- 6차 계획 대비 개선되었으나, 여전히 소비량 실적이 예상치 하회

<전력소비량 전망·실적치 비교(TWh)>

구 분	'16년	'17년
7차 전망 vs. 실적치	510 vs. 497 (△2.5%)	533 vs. 506 <sup>e</sup> (△5.1%)

- 수립 시점에서 실제 전력소비량 증가율이 1%대로 하락했음에도, 7차 계획 초기년도('16~'18년) 증가율은 여전히 4%대로 높게 전망

\* 전력소비량 연평균 증가율(실적) : ('07~'11년) 5.5% → ('12~'16년) 1.8%

\* 7차 계획에서 전력소비량 증가율 전망 : ('16) 4.1%, ('17) 4.5%, ('18) 4.3%

- 수요자원 거래시장이 개설되었으나 수요관리 수단으로 반영되지 않은 반면, 정책의지·절전의식 등은 포함되어 이행력 담보에 한계

## ② 경제성 중심의 전원믹스(발전원 구성)으로 환경·안전에 대한 고려 미흡

- 원전 안전에 대한 국민적 우려에도 불구하고, 신규원전 2기(3GW) 추가 → 6차 계획('27년 22.7%) 대비 원전비중은 확대('29년 23.4%)

- OECD 국가들의 발전원 구성 추세(원전·석탄 비중축소, 신재생 확대)에도 불구하고, 신재생 발전량 목표는 6차 계획보다 감소

\* OECD 발전량('10 → '14년) : (원전) 20.9% → 18.2%, (석탄) 34.1% → 31.9%, (신재생·수력) 18.7% → 23.1%

< 신재생 발전량 비중 (단위 : GWh, %) >

구분	'15	'20	'25	'27(6차) / '29(7차)
6차 계획	24,664 (4.4%)	54,139 (8.4%)	77,364 (11.3%)	90,134 (12.6%)
7차 계획	23,857 (4.5%)	50,655 (7.9%)	66,622 (9.7%)	83,090 (11.7%)

➔ 원전·석탄 중심의 과거 전력수급계획상 설비계획이 에너지전환 정책을 제약하여 '22년 이후에나 전환효과가 구체화될 전망

## ③ 절차적 투명성에 있어 한계

- 계획 수립 과정에서 중간결과 공개절차가 미흡해 환경·시민단체, 에너지 업계 등 다양한 이해관계자와의 소통이 부족했다는 평가

## IV. 제8차 전력수급기본계획 기본방향

### 1 국내 정책환경 변화

#### ① 전기사업법 개정으로 환경과 국민안전 고려 의무화('17.3월)

- 안정성과 경제성 중심의 기존 전력수급기본계획 기초에서 **환경과 국민안전까지 고려한 정책 조화**를 강조
- 아울러 전력시장 및 전력계통 운영시에도 경제성 뿐만 아니라 **환경 및 국민안전에 미치는 영향을 종합 고려**토록 의무화

※ 전기사업법 제3조(정부 등의 책무) ②산업통상자원부장관은 제1항에 따른 시책 및 제25조에 따른 전력수급기본계획을 수립할 때 전기설비의 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 고려하여야 한다.

③ 한국전력거래소는 전력시장 및 전력계통의 운영과 관련하여 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 검토하여야 한다.

#### ② 안전·환경을 고려한 전력공급에 대한 국민적 관심 증대

- 후쿠시마 사고('11.3월), 경주지진('16.9월), 포항지진('17.11월) 등으로 다수호기가 밀집한 **국내원전의 안전**에 대해 국민 우려 증가

➔ **에너지전환로드맵('17.10월)** : 정부 에너지정책 기본방향으로 원전의 단계적 감축, 재생에너지를 '30년 발전량의 20%로 확대

- 고농도 미세먼지가 사회문제로 부각되면서, 미세먼지 배출원에 관한 근본적인 대책 마련을 요구

➔ **미세먼지 종합대책('17.9월)** : 국내 배출량의 30% 이상 감축키로 약속하고, 노후석탄 조기폐지, 석탄발전의 LNG 전환 등을 추진

- 파리협정을 통해 '30년 국가 온실가스 감축목표 37%(BAU 대비) 이행을 국제사회에 약속했고, 발전부문은 19.9% 감축 필요

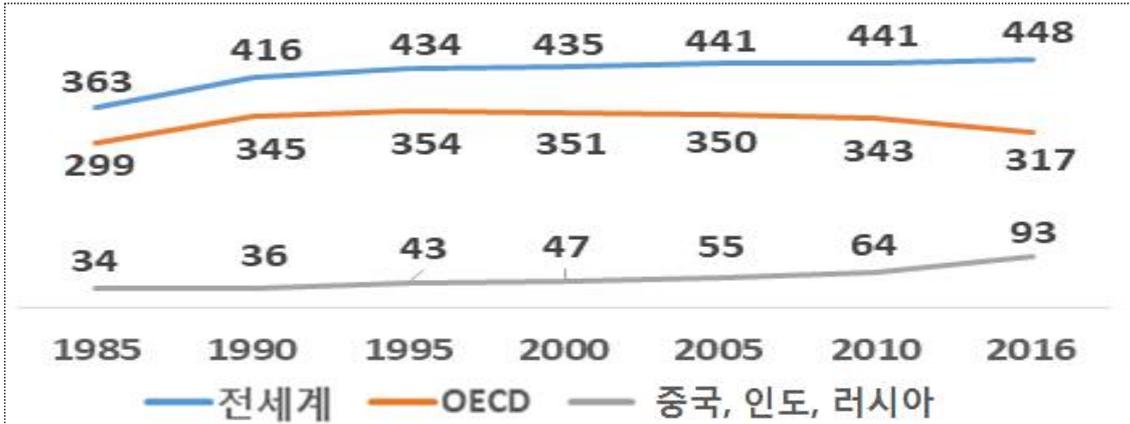
## 2

## 해외 동향 분석

### 1 전원별 분석

① 원전·석탄 : OECD는 감소, 중국 등 일부국가에서는 증가 추세

< 전세계 연도별 원전 수 >



\* 출처 : IAEA, PRIS,

- OECD 원전발전량 : '10년 2,192TWh → '16년 1,876TWh (△14%)  
중국·인도·러시아 : '10년 251TWh → '16년 417TWh (66%↑)
- OECD 석탄발전량 : '10년 3,741TWh → '16년 3,044TWh (△19%)

\* 출처 : IEA, Electricity Information 2017

② 재생에너지 : 세계적으로 발전량은 증가하고 발전원가는 하락하는 추세이며, 신규 발전설비 투자도 재생에너지에 집중

- OECD 발전량 : '10년 624TWh → '16년 1,243TWh (100%↑)  
세계 발전량 : '10년 782TWh → '16년 1,724TWh (120%↑)
- 태양광·풍력의 전력거래가격은 전 세계적으로 하락 중이며, 미국은 '22년, 영국은 '25년에 전원간 발전원가 역전 전망

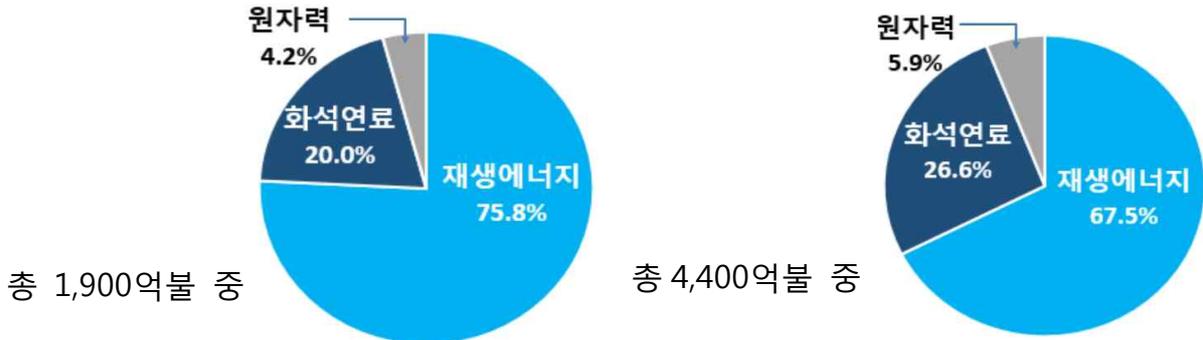
< 주요 국내외 전문기관의 태양광 균등화 발전원가(LCOE) 전망 >

구분	IRENA	BNEF NEO	OECD/IEA	에너지경제研	현대경제研
대상	세계 가중평균	우리나라	세계 평균	우리나라	우리나라
시점	'15년 ⇨ '25년	'17년 ⇨ '30년	'15년 ⇨ '30년	'16년 ⇨ '24년	'16년 ⇨ '30년
하락률	59%↓	66%↓	41~50%↓	36%↓	31%↓

- OECD 신규 발전설비 투자 중 75.8%, 전세계적으로는 신규투자의 67.5%를 재생에너지가 차지

< OECD 신규 발전설비 투자('16) >

< 전 세계 신규 발전설비 투자('16) >



\* 출처 : IEA, World Energy Investment 2017

② 해외 주요국 동향 : 주요 선진국은 재생에너지 비중 확대 추세

< 국가별 발전량 추이 (TWh, %) >

구분	원전	화력			수력	신재생	합계	
		석탄	LNG	유류				
독일	2010	140.6 (22.2)	273.5 (43.2)	90.4 (14.3)	8.7 (1.4)	27.4 (4.3)	92.5 (14.6)	633.0 (100)
	2015	91.8 (14.2)	283.7 (43.9)	63.0 (9.7)	6.2 (1.0)	24.9 (3.8)	177.3 (27.4)	646.9 (100)
미국	2010	838.9 (19.2)	1,994.2 (45.5)	1,017.9 (23.2)	48.1 (1.1)	286.3 (6.5)	193.0 (4.4)	4,378.4 (100)
	2015	830.3 (19.2)	1,471.0 (34.1)	1,372.6 (31.8)	38.8 (0.9)	271.1 (6.3)	333.3 (7.7)	4,317.2 (100)
프랑스	2010	428.5 (75.3)	26.3 (4.6)	23.8 (4.2)	5.5 (1.0)	67.5 (11.9)	17.5 (3.1)	569.1 (100)
	2015	437.4 (77.0)	12.2 (2.1)	19.8 (3.5)	2.2 (0.4)	59.4 (10.4)	37.5 (6.6)	568.5 (100)
영국	2010	62.1 (16.3)	108.8 (28.5)	175.3 (45.9)	5.0 (1.3)	6.7 (1.8)	23.7 (6.2)	381.6 (100)
	2015	70.4 (20.7)	76.7 (22.6)	100.0 (29.5)	2.1 (0.6)	9.0 (2.7)	80.9 (23.8)	339.1 (100)
일본	2010	288.2 (25.1)	309.6 (27.0)	318.6 (27.7)	100.2 (8.7)	90.7 (7.9)	41.3 (3.6)	1,148.5 (100)
	2015	9.4 (0.9)	343.2 (33.0)	409.8 (39.4)	102.5 (9.8)	91.3 (8.8)	85.1 (8.2)	1,041.3 (100)

\* 출처 : IEA, Electricity Information 2012 ~ 2017

### 3

## 시사점

### 1 원전·석탄 등 기저전원의 공급 안정성 약화

- 환경·안전에 대한 의무가 법제화되는 추세
- 발전소·송변전설비 건설지연으로 공급 불확실성 증대 및 비용 상승

### 2 선진국을 중심으로 재생에너지 확대, 원전·석탄 감축 추세

- 재생에너지는 제조비용 인하 등으로 발전원가가 하락할 전망
- 재생에너지에 대한 투자는 신규 발전원투자 중 최고 수준

### 3 국내 수급여건이 안정적인 지금이 에너지전환의 적기

- 기존 발전원 구성으로는 국내외 환경변화에 대응하기 어려움
  - \* 7차 계획 : 원전, 석탄 비중이 60%가 넘고, 신재생 비중은 4.6%에 불과(실효용량 기준)
- '17년 최대전력시 전력설비 여유는 28GW 수준이며, '26년까지 추가 설비 건설 없이도 전력수급 안정 전망

### 4

## 제8차 전력수급기본계획 수립방향

#### 수요전망

- 합리적인 수요전망으로 예측오차 최소화
  - 4차 산업혁명이 전력수요에 미치는 영향 반영

#### 수요관리

- 수요관리의 이행력 제고를 위한 수단 확충

#### 설비에비율

- 수급안정을 위해 적정 설비에비율 확보
  - 신재생 확대 등 발전원 구성의 변화 양상을 반영

#### 설비계획

- 경제성을 확보하면서 안전하고 깨끗한 발전원 구성
  - 원전·석탄 단계적 감축, 재생·LNG 비중 확대
  - 경제급전과 환경급전의 조화방안 강구
  - 분산형 전원의 지속적 확대
- 전원믹스를 뒷받침하는 전력계통 건설·운영
  - 재생에너지 확대에 필요한 인프라 선제적 보강

## □ 합리적이고 객관적인 수요 전망

- 수요전망의 정확성과 객관성을 높이기 위해 7차 계획시 이용했던 전력패널모형 외에 추가모형을 활용하여 타당성 검증
- 경제성장률, 인구, 기온 등 전력수요에 영향을 미치는 주요 변수들은 국내 최고 권위기관의 최신 데이터를 사용
- 전기차 확산, 누진제 개편, 4차 산업혁명 등 수요전망 모형으로 설명하기 어려운 수요변화 요인까지 추가로 고려

## □ 4차 산업혁명과 접목한 수요관리의 이행력 확보

- 발전소 건설 위주의 수급정책을 수요관리 중심으로 전환하기 위해 실효성 있는 수요관리 수단을 새로이 확보
  - 자가용 태양광, 수요자원 거래시장(DR) 자원을 신규로 반영하고, 에너지효율향상 의무화 제도(EERS) 등을 도입하여 이행력 확보
- \* EERS : Energy Efficiency Resource Standards
- IoT, 빅데이터 기반의 에너지관리시스템 등 수요관리 인프라를 확대하여 소비자의 합리적 전력사용을 촉진

## □ 전력수급 안정을 위한 적정 설비예비율 산정

- 발전기별 고장정지확률 및 예방정비일수, 석탄 성능개선 일정 등을 고려하여 공급신뢰도를 만족하는 수준에서 연도별 예비율 도출
- 유연성 백업설비를 반영하여 재생에너지 변동성 문제를 보완하고, 피크기여도를 고려한 실효용량 산정으로 전력수급 안정성 유지

## □ 경제성을 확보하면서도 안전하고 깨끗한 발전원 구성

- 에너지전환 로드맵('17.10월)에 따라 원전의 단계적 감축과 함께 미세먼지·온실가스 등 환경을 고려한 석탄발전 감축계획 반영

- OECD 등 국제적 추세에 맞추어 신재생에너지와 LNG발전 비중을 확대하고, 분산형 전원에 대해서도 인센티브 강화
- 전력시장 운영시 경제급전과 환경급전의 조화 방안을 시행하되, 국민의 전기요금 부담을 최소화할 수 있도록 보완장치 마련

## □ 친환경 발전원 구성을 뒷받침하는 전력계통 인프라 구축

- 재생에너지의 전력망 접속 지연을 해소하기 위해 계통 인프라를 신속히 보강하고, 재생에너지 유망 지역에는 선제적 투자 추진
  - 재생에너지용 송전전압 도입, 소규모 변전소 건설, 재생에너지 계획입지에 대한 변전소 구축 등도 병행
- 재생에너지 변동성에 대응하기 위한 통합 관제시스템 구축·운영, 유연성 백업설비 활성화를 위한 전력시장 제도개선 등도 추진
- 송변전 설비 적기 확충, 계통섬 탈피를 위한 국가간 전력계통 연계 (동북아 수퍼그리드) 등으로 안정적 전력수급을 뒷받침

## □ 투명한 정보공개와 다양한 의견수렴

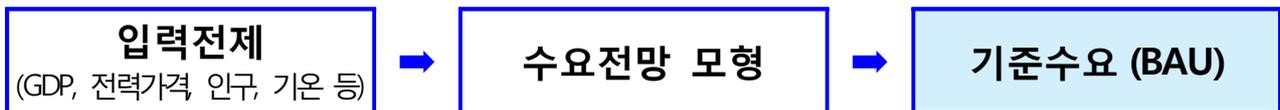
- 수요전망, 신재생 등 이슈별로 심도 있는 논의를 위해 워킹그룹 (WG) 수를 늘리고 폭넓은 전문가\* 참여 확대
  - \* 경제전망, 통계, 신재생, 전력계통, 수요관리 분야 및 시민·환경단체 전문가
- 수요전망, 수요관리, 설비예비율 등 초안 단계부터 작업 결과를 공개하고 다양한 이해관계자들 의견을 5개월 이상 수렴

## V. 전력수요 전망 및 수요관리 목표

- ◇ 기존 전력패널모형 외 4개 추가모형을 사용하고, 공신력 있는 기관의 입력전제를 사용하여 수요전망의 객관성 제고
- ◇ 최근 경제성장률 전망을 반영한 목표수요\*는 '30년 100.5GW
  - \* ('18년) 87GW → ('22년) 93GW → ('26년) 98GW → ('30년) 100.5GW
- 수요관리로 최종년도 소비량의 14.5%, 최대전력의 12.3% 감축

### 1

#### 수요전망 모형



#### 1] 전력소비량 모형 : 7차 계획과 동일한 전력패널모형 사용

- 전력패널모형을 주모형으로 사용하되, 전력수요전망의 정확성과 객관성을 높이기 위해 4개 보조모형을 활용하여 타당성 검증

#### 2] 최대전력 모형 : 7차 계획과 동일한 거시모형 사용

- 전력소비량 전망과 정합성 유지를 위해 거시모형을 주모형으로 하고, 2개의 보조모형으로 검증
- 거시모형에서는 연도별 전력소비량에 기온변화까지 입력변수로 사용하여 최대전력을 산정

## 별첨 1

## 전력소비량 및 최대전력 전망모형 비교

□ 모형별 예측력 비교 결과(대상기간 '01~'16년), 전력패널모형의 평균 오차율\*이 4개 보조모형에 비해 낮은 것으로 검증

\* 평균 오차율 : 전력패널모형 1.7% < 4개 보조모형 2.0~3.1%

### < 전력소비량 전망모형별 개요 >

모형	특징	비고
전력패널모형	○ 전세계 100여개국의 전력수요 패널데이터 분석 결과를 반영, GDP 및 전력가격 변화에 따른 전력수요 도출	7·8차 주모형
총에너지 패널모형	○ 전력패널모형과 유사하나 전력의 절대가격 대신 상대가격(전력가격/총에너지가격)에 따른 전력수요 도출	신규
구조변화모형	○ 경제·사회적인 변화(인구구조, 대체 에너지가격 등)에 의한 전력소비 구조변화를 반영하여 전망	신규
시계열모형	○ 미래의 전력수요가 과거 전력수요 데이터의 추세 및 패턴을 계속 따라간다는 전제하에 전력수요를 전망	신규
미시모형	○ 주택용, 상업용(2개 부문), 산업용(10개 부문) 각각의 전력수요를 전망하여 이를 합산	1~5차 주모형

\* 6차 계획에서는 전력소비량 전망모형으로 전력패널모형의 전신인 거시모형을 이용

### < 최대전력 전망모형별 개요 >

모형	특징	비고
거시모형	○ 최대전력과 전력소비량 간의 관계를 모형화하였으며, 기온에 의한 최대전력의 변동성을 추가 반영	6~8차 주모형
시계열모형	○ 시간대별 전력수요 전망결과 중 연간 최대값을 추출하여 최대전력 전망결과로 활용	신규
미시모형	○ 연간 전력소비량을 최대전력 발생시기의 시간대별 수요로 배분하여 최대전력 도출	1~5차 주모형

## 별첨 2

## 역대 전력수급계획에서 사용된 전망모형 비교

□ 수요전망의 예측력 제고를 위하여 지속적으로 모형을 개발·활용

### < 역대 전력수급계획별 전력수요 전망모형 활용 경과 >

구 분	전력소비량 전망모형		최대전력 전망모형		
	주모형	보조모형	주모형	보조모형	
1차 계획	미시모형	-	미시모형	-	
2차 계획		-		-	
3차 계획		거시모형 (1개국 Gap&Catch-up모형)		거시모형	거시모형
4차 계획					
5차 계획					
6차 계획	거시모형 (1개국 Gap&Catch-up모형)	미시모형	미시모형	미시모형	
7차 계획	전력패널모형	-	거시모형	-	
8차 계획		총에너지패널모형 구조변화모형 시계열모형 미시모형		시계열모형 미시모형	

\* 전력소비량 전망모형의 거시모형(1개국 Gap&Catch-up모형)은 전력패널모형의 전신으로서, 분석대상 국가수에서 차이 (전력패널모형이 100여개국의 패널데이터 분석결과를 활용한 반면, 거시모형(1개국 Gap&Catch-up모형)은 일본 1개국 데이터 분석결과를 활용)

□ 5차 계획까지 미시모형을 주모형으로 사용했으며, 6차 계획부터 거시모형으로 전환

○ 거시모형이 미시모형에 비해 전력소비량(거시 0.7% vs. 미시 2.3%) 및 최대전력(거시 1.0% vs. 미시 1.4%) 오차가 작은 것으로 검증

### < 미시모형과 거시모형의 전망방법 비교 >

구 분	미시모형	거시모형
전력 소비량	업종별 부가가치, 각종 통계 및 발표 자료(가전기기 보급률, 수도사용량 등) 등을 이용하여 전망	GDP 등의 거시경제변수와 전력소비량과의 관계를 모형화하여 전망
최대 전력	시간대별 부하패턴 실적 등을 이용하여 전력소비량을 최대전력으로 변환	전력소비량과 최대전력과의 관계 및 기온에 의한 효과를 모형화하여 전망

## 2

## 입력전제

### 1 경제성장률(GDP) 전망 : KDI의 GDP 전망('17.9월) 사용

- GDP 전망은 전력패널모형 등 거시적 전망모형에서 수요전망을 좌우하는 가장 중요한 변수로 작용
- '17년 전망은 '새정부 경제정책방향'('17.7월), 중기('18~'21년)는 기획재정부 전망('17.8월) 준용

#### < 경제성장률 전망결과 (단위: %) >

구 분	'16년	'17년	'22년	'26년	'30년	'31년	연평균
기준전망	2.8(실적)	3.0	2.6	2.2	1.8	1.6	2.43('17-'31)

### 2 전력가격 전망 : 한전의 각종 비용을 포함하는 총괄원가 기반

- 구입전력비는 연도별·에너지원별 발전량에 에너지원별 정산단가를 반영하여 산정하고, 감가상각비 등 기타 비용은 최근 실적 반영

### 3 인구 전망 : 통계청의 장래인구추계('16.12월) 반영

#### < 장래인구추계 전망결과 (단위: 천명) >

구 분	'16년	'17년	'22년	'26년	'30년	'31년	연평균 증가율(%)
중위전망	51,246	51,446	52,261	52,704	52,941	52,958	0.2('17-'31)

### 4 기온전망 : 기상청의 장기 기후변화 시나리오('11년)를 적용

\* 7차 계획과 동일한 시나리오 (신규 시나리오는 2019년~2020년경 발표예정)

**별첨 3**

**역대 전력수급계획상 GDP 전망 및 실적치 비교**

< 전력수급계획별 GDP(경제성장률) 전망 및 실적치 (단위: %) >

연도	1차	2차	3차	4차	5차	6차	7차	8차	실적
'02									7.4
'03	'02~'05 5.7								2.9
'04									4.9
'05		'04~'07 5.3							3.9
'06									5.2
'07	'06~'10 5.1		'06~'10 4.7						5.5
'08									2.8
'09									0.7
'10		'08~'12 4.5		'08~'12 4.5					6.5
'11									
'12	'11~'15 4.5		'11~'15 4.4		'10~'14 4.6				2.3
'13									
'14									3.3
'15		'13~'17 3.7		'13~'17 4.2		'13~'17 4.1			2.8
'16									
'17			'16~'20 4.1		'15~'19 4.0		'15~'19 3.9		
'18									
'19								'17~'21 3.0	
'20				'18~'22 3.6		'18~'22 3.7			
'21									
'22					'20~'24 3.4		'20~'24 3.4		
'23									
'24								'22~'26 2.4	
'25						'23~'27 2.9			
'26									
'27							'25~'29 2.8		
'28									
'29								'27~'31 1.9	
'30									
'31									

\* 1~2차는 1968SNA(1995년 기준년), 3~4차는 1993SNA(2000년 기준년), 5~6차는 1993SNA(2005년 기준년), 7~8차 및 실적은 2008SNA(2010년 기준년) 기준 자료

## 3

## 기준수요 전망

- 전력소비량 : '30년 기준수요는 667.0TWh

○ 계획기간('17~'31년) 연평균 2.1% 증가할 것으로 전망

② 최대전력 : '30년(동계) 기준 113.4GW

○ 계획기간('17~'31년) 연평균 2.1% 증가할 것으로 전망

< 기준수요 전망결과 >

연 도	전력소비량(TWh)	최대전력(GW)	
		하 계	동 계
2017	509.0	84.6(실적)	86.5
2018	523.5	87.5	88.9
2019	538.0	89.8	91.3
2020	552.3	92.0	93.6
2021	566.7	94.2	96.0
2022	579.6	96.2	98.1
2023	592.1	98.1	100.3
2024	604.1	100.0	102.3
2025	615.8	101.8	104.4
2026	627.1	103.6	106.3
2027	637.9	105.3	108.2
2028	647.9	106.9	110.0
2029	657.7	108.5	111.8
2030	667.0	110.0	113.4
2031	675.4	111.3	114.9
계획기간 연평균 증가율	2.1%	1.8%	2.1%

**① 기본 방향 : 공급위주의 전력수급정책을 수요관리 중심으로 전환하기 위해 실효성 있는 수요관리 수단 확보**

- 발전소 건설 및 송전망 확충에 따른 지역적 수용성 문제가 지속 제기됨에 따라 전력공급 위주 정책의 전환이 필요한 시점
- 특히 전력소비량과 최대전력간 디커플링\* 추세가 지속됨에 따라 공급정책(발전소 건설)보다 최대전력 수요관리 중요성이 더욱 강조

\* '12~'16년 전력소비량 연평균 증가율 1.8% vs. 최대전력 연평균 증가율 3.1%

**② 최대전력분야 수요관리 중점 추진계획**

**기존 수요관리 대책의 내실화**

- ① 에너지효율 향상** : 효율관리 기기 품목을 확대하고, 효율기준을 지속적으로 강화하여 최대전력 4.15GW 감축
  - 주요 산업기기에 대해 최저 소비효율제를 확대 적용하여, 효율기준 미달제품의 생산 및 판매 원천 금지
    - \* 현재 변압기와 3상유도전동기에 적용중, 압축기·냉동기 확대적용 검토 ('19년 시행목표로 연구용역 및 업계의견 수렴 중)
  - 효율기기 교체 및 보급 지원사업에 4개 품목을 추가 지원
    - \* (기존 5개) LED, 전동기, 인버터, 히트펌프, 냉동기 + (신규 4개) 변압기, 터보 블로어, 회생제동장치, 항온항습기
  - 단열 기준 등 건축물의 에너지절약 설계기준을 강화하고, 제로 에너지 빌딩 의무화 등을 차질 없이 추진

② 에너지관리시스템(EMS) : 에너지 다소비 건물·공장을 대상으로 집중 보급을 통해 2GW 감축

- (공장) 스마트공장('22년, 2만개) 및 FEMS(공장에너지관리시스템) 보급을 통해 공장내 전력소비를 적극 감축

- (빌딩) BEMS(빌딩에너지관리시스템)와 ESS 결합 등을 통해 감축

\* 공공기관 건물 신축 또는 증축시 BEMS 설치 의무화('17.1월~)

- (가정) AMI 보급('20년, 전체 가구)을 기반으로 전력소비를 실시간 체계적으로 관리

### 신규 수요관리 방안 도입

① 자가용 태양광 : 신재생 에너지 보급지원사업 및 태양광 대여사업 확대, 소규모 전력중개사업제도 신설(전기사업법 개정)

- '30년까지 약 15가구당 1가구 보급을 추진하여 0.32GW 감축

\* 신재생에너지금융지원 : ('17) 860억원 → ('18) 1,760억원

\* 신재생에너지보급지원 : ('17) 1,000억원 → ('18) 1,900억원

② 수요자원(Demand Response) 시장 : 기존 제도를 개선하고 수요 자원 시장을 '국민 DR시장'으로 확대·개편하여 3.82GW 감축

\* '30년 DR 목표용량 5.7GW에 피크기여도 70% 반영하여 3.82GW를 산정

- 수요감축 발령기준 개선, 수요자원 다양화, 이행률 제고를 위한 사업자 관리 강화 등 기존 DR제도의 개선 추진('18년)

- 상가·주택·빌딩 등 국민 모두가 참여하는 '국민 DR'은 실증과제를 통해 관련 기술, 보상체계, 접근성 등을 점검(~'18년)

③ 수요관리 이행 제도 강화 : 에너지공급자 효율향상 의무화제도 (EERS)\*, 에너지절약 우수사업장 인증제도(Energy Champion) 도입

\* EERS (Energy Efficiency Resource Standards) : 에너지 공급자가 고효율기기 보급 등을 통해 판매전력의 일정비율 만큼 절감량을 실현하도록 의무화하는 제도('18년~)

④ ICT 기술 활용 : 전력 빅데이터 활용 수요관리 서비스 확산, 공공기관 ESS 설치 단계적 의무화('17.1월~)

- 산업단지 내 지능형 수요관리체계 기술 개발, 전력정보와 연계한 컨설팅 등 전력부가 서비스 활성화

\* 산업단지 내 지능형 수요관리시스템 구축 시범사업 추진('17년~, 113억원)

\* 한전은 삼성·LG전자와 협력하여 스마트가전과 연계한 피크관리 시범 사업을 (수도권 134호) 진행 중이며, 전기가계부와 같은 절전 컨설팅 서비스 시행

### 전기요금 체계 개편

○ 산업용 요금을 경부하 요금 중심으로 차등 조정(전체 요금수준은 최대한 유지)하여 산업용 전력소비 효율화 유도

\* 경부하 시간대 전력피크(만kW): ('09) 6,373 → ('12) 7,284 → ('16) 7,847

○ 장기적으로는 계절 및 시간대별 요금제를 확대하는 등 요금체계 전반을 개편하여, 요금의 수요관리 기능 강화

**③ 최대전력 및 전력소비량 절감 목표 : 7차 보다 향상된 목표치**

- 최종년도에 최대전력은 14.2GW(기준수요의 12.3%), 전력소비량은 98.1TWh(기준수요의 14.5%) 절감을 추진

\* 7차 계획 : 기준수요 대비 최대전력은 12%, 전력소비량은 14.3% 감축 목표

**< 최대전력 절감계획 (단위 : GW) >**

구 분	기존 수단		신규 수단		총 계
	에너지 효율향상	에너지 관리시스템 등	자가용 태양광	DR 시장	
'22년	0.92	1.34	0.10	2.58	4.9
'26년	2.36	3.21	0.20	3.19	9.0
'30년	4.15	4.92	0.32	3.82	13.2
'31년	4.60	5.28	0.32	3.97	14.2

**< 전력소비량 절감계획 (단위 : TWh) >**

구 분	기존 수단		신규 수단	총 계
	에너지 효율향상	에너지 관리시스템 등	자가용 태양광	
'22년	13.65	9.77	1.05	24.5
'26년	34.70	19.35	2.00	56.1
'30년	62.14	25.00	3.15	90.3
'31년	69.28	25.63	3.16	98.1

## 5

## 기타 수요변동 요인

## ① 전기차 확산효과 : '30년 겨울 최대전력 기준, 약 0.3GW 증가

- 정부 보급목표('30년 100만대)를 기반으로 연도별 보급대수 전망

## &lt; 전기차 보급대수 전망결과 &gt;

구 분	'17년	'22년	'26년	'30년	'31년
누적보급대수(만대)	4.6	33.4	62.9	100.0	110.8

- 전기차 보급이 활발한 제주도 및 미국 캘리포니아의 시간대별 충전 패턴을 반영하여, 전기차 확산시 전력수요 영향을 산정
  - 퇴근시간 후 충전이 보편화되면서, 최대전력 발생시간대(하계 15시 전후, 동계 11시 전후) 전력수요 영향은 제한적일 것으로 분석

## &lt; 전기차 확산으로 인한 전력수요 영향 전망 &gt;

구 분	'17년	'22년	'26년	'30년	'31년
전력소비량(TWh)	0.1	1.0	1.8	2.8	3.2
최대전력(하계, GW)	0.02	0.14	0.23	0.38	0.42
최대전력(동계, GW)	0.02	0.11	0.18	0.29	0.32

## ② 누진제 개편('16.12월) 효과 : 장기 수요전망에 미반영

- 누진제 개편에 따른 수요증가 효과는 일시적이며, 장기적으로는 개편의 체감도가 떨어지면서 수요증가 효과가 사라질 것으로 전망
  - \* 향후 지속적인 추가 요금인하가 없을 경우, 장기적으로는 기준수요(BAU)에 그 효과가 포함되어 사라지게 됨에 따라 단기적으로만 반영
- 최대전력은 겨울에 발생할 전망이나, 누진제 개편으로 인한 수요증가 효과는 냉방수요가 많은 여름에 집중되는 점도 고려

### 3 4차 산업혁명의 영향 : 전기차 등 확실한 요인 반영

#### < 4차 산업혁명의 정의 >

- '16년 1월 다보스 세계경제포럼에서 제시된 개념으로, 물리적, 생물학적, 디지털 기술의 융합에 의한 초연결·초지능 시대를 여는 기술혁명
  - 사물인터넷, 무인자동화, 인공지능 시스템 등의 기술적 동인이 유례없는 산업혁신과 사회변동을 유발한다는 의미에서 4차 산업혁명으로 정의
- 
- 4차 산업혁명이 본격화될 경우 전력수요 증가효과와 감소효과가 모두 발생하는 것으로 검토
    - 【증가요인】 IoT, 데이터센터, 전기차 등 개별 기기의 보급 확산
    - 【감소요인】 스마트홈·공장, 지능형 전력망 등 시스템 효율화
  - 증가효과와 감소효과 모두 수치로 산정하기에 불확실한 요소가 많아 8차 수요전망에는 반영하지 않음
    - 현재 우리나라에서의 4차 산업혁명은 태동기로서 전체적인 효과를 산정하기에는 불확실성이 큰 상황이라는 것이 전문가들의 판단
  - 다만, 전기차와 같이 확실한 요인은 8차 계획에 반영하고, 향후 4차 산업혁명의 진행상황에 따라 차기 계획에서 추가검토

## 별첨 4

### 4차 산업혁명에 따른 전력수요 연구용역 결과 (딜로이트)

- 연구방법 : 4차 산업혁명 기반의 미래 전력수요 전망을 절대수요 관점과 상대수요 관점으로 나누어 시행
  - 절대수요 관점 : 4차 산업혁명의 전개가 직접적으로 전력수요에 미치는 영향을 전망
    - 핵심 기반기술로 인한 단일 디바이스의 전력사용 증감과 디바이스 시스템을 통한 증감 효과를 전망
      - \* 핵심 기반기술 : AI, IoT, 빅데이터, 로봇, 3D프린팅 등
  - 상대수요 관점 : 직접적 수요는 변하지 않으나, 상대적 요인에 의한 증감 영향을 전망
    - 상대적 요인으로는 ESS와 스마트 그리드를 분석
- 연구결과 : 4차 산업혁명으로 인한 신규 디바이스의 출현으로 단위 전력소비는 증가하나, 전력소비 최적화 및 전력 자급 생태계로의 전환에 따라 전반적인 소비는 감소할 것으로 전망

< 4차 산업혁명 요인별 미래 전력수요 영향 연구결과 >

구 분		단일 디바이스 영향	디바이스 시스템 영향	전체 효과
절대 수요	가정용	가전, 로봇 증가 등 ↑	스마트홈(HEMS) ↓	↑
	상업용	데이터센터 증가 등 ↑	스마트빌딩(BEMS) ↓	↓
	산업용	스마트공장(FEMS) ↓		↓
	운송용	전기차, 드론 증가 등 ↑		↑
상대 수요	ESS	신재생에너지 출력 안정화, 피크수요 대응 등 ↓		↓
	Smart Grid	지능형 송배전, AMI 보급 등 ↓		↓

## 6

## 목표수요 전망

목표수요

=

기준수요 (BAU)

-

수요관리량

+

기타요인  
(전기차 등)

- 전력소비량 : '30년 기준 579.5TWh

○ 계획기간('17~'31년) 연평균 1.0% 증가 전망

① 최대전력 : '30년(동계) 기준 100.5GW

○ 계획기간('17~'31년) 연평균 1.3% 증가 전망

## &lt; 목표수요 전망결과 &gt;

연 도	전력소비량(TWh)	최대전력(GW)	
		하 계	동 계
2017	507.0	84.6(실적)	85.2
2018	519.1	86.1	<b>87.2</b>
2019	530.4	87.1	<b>88.5</b>
2020	540.1	88.8	<b>90.3</b>
2021	548.9	90.4	<b>92.1</b>
2022	556.1	91.5	<b>93.3</b>
2023	561.7	92.6	<b>94.5</b>
2024	566.2	93.5	<b>95.7</b>
2025	569.8	94.4	<b>96.7</b>
2026	572.8	95.1	<b>97.6</b>
2027	575.2	95.8	<b>98.4</b>
2028	577.0	96.4	<b>99.1</b>
2029	578.5	97.0	<b>99.8</b>
2030	579.5	97.5	<b>100.5</b>
2031	580.4	98.0	<b>101.1</b>
계획기간 연평균 증가율	1.0%	0.9%	1.3%

**별첨 5**

**8차 계획 수요전망 추진경과**

구 분	개최일자	주요 검토내용	비 고
제1차 수요소위원회	'17.1.20	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 상위 에너지계획과의 정합성</li> <li>○ 수요전망 추진방향</li> <li>○ 주요 전망전제 확보방안</li> </ul>	-
제2차 수요소위원회	'17.3.31	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 기후변화대응기본계획 주요내용</li> <li>○ 주요 전망전제 전망결과</li> </ul>	-
복수 전망모형별 전망 시행('17.4~6월)			
제1차 수요전망 워킹그룹	'17.7.13	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 전력소비량 전망모형별 비교</li> <li>○ 최대전력 전망모형별 비교</li> <li>○ 전력수요 전망결과 초안</li> </ul>	수요전망 초안 공개
제2차 수요전망 워킹그룹	'17.7.26	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 전기차 전력수요 반영방안</li> <li>○ 누진제 완화효과 반영방안</li> </ul>	-
수요전망·수요관리 합동 워킹그룹	'17.8.4	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 전기차 전력수요 전망결과</li> <li>○ 누진제 완화효과 산정결과</li> <li>○ 수요관리 목표량 초안</li> </ul>	-
제3차 수요전망 워킹그룹	'17.8.31	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 4차 산업혁명 반영방안</li> <li>○ 전기레인지 및 전기건조기 수요영향</li> <li>○ 지역별 수요 전망결과 초안</li> </ul>	-
제3차 수요소위원회	'17.9.15	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ GDP 재전망 결과</li> <li>○ 기준수요 재전망 결과</li> <li>○ 목표수요 재산정 결과</li> </ul>	수요 재전망안 공개

## VI. 발전설비 계획

- ◇ 발전원 구성, 발전기별 특성, 재생에너지 변동성, 전력수급 불확실성 등을 종합적으로 고려하여 적정 설비예비율 22% 산정
- ◇ 원전과 석탄발전을 단계적으로 감축하고, 재생에너지는 대폭 확대('30년 발전량의 20%)하는 친환경 발전원 구성을 달성

### 1 수립절차

【적정 설비용량】 목표수요에 적정 설비예비율을 반영하여 산정

【확정 설비용량】 단계적 원전감축, 노후석탄 폐지 등을 반영해 산정

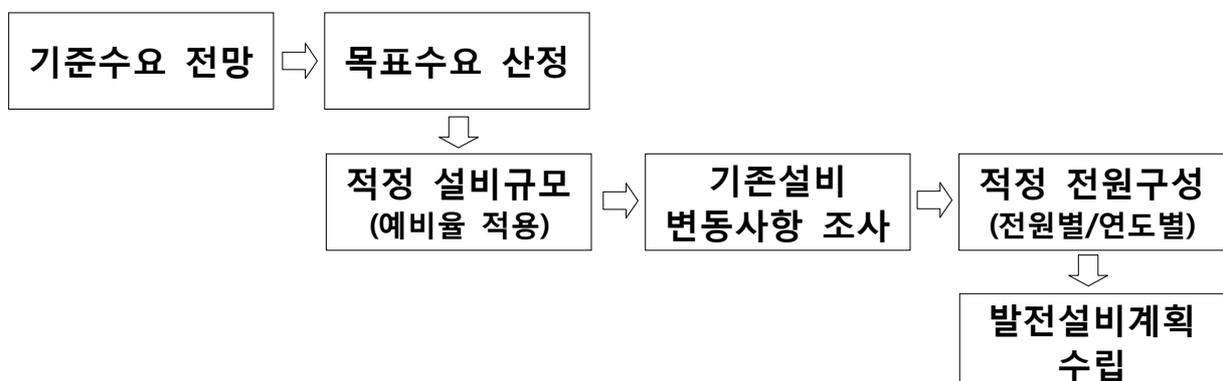
【신규 필요용량】 적정 설비용량에서 확정 설비용량을 차감해 산정

#### < 연도별 신규 필요용량 산정방식 >

$$\text{신규 필요용량} = \frac{\{\text{목표수요} \times (1 + \text{적정 설비예비율})\}}{\text{적정 설비용량}} - \text{확정 설비용량}$$

【전원구성】 신규 필요용량에 대해 정책적 목표, 전력수급 안정성 등을 고려하여 설비 구성

#### < 발전설비계획 수립절차 >



## 2

## 적정 설비에비율 및 설비용량

### 1 적정 설비에비율 : '30년 22%

- ◇ 미래 특정 시점의 최대전력수요 대비 필요한 예비전력설비의 비율
- ◇ 22% = ① 최소예비율 13% + ② 불확실성 대응 예비율 9%

#### < 연도별 적정 설비에비율 >

구분	'18~'25년	'26~'31년
적정예비율	19%	22%

① **최소 예비율** : 발전원 구성, 발전기별 특성, 석탄화력발전 성능개선, 재생에너지 변동성 대응 등을 고려하여 수리적으로 13% 산정

- 발전기별 고장정지확률 및 예방정비일수, 석탄화력 성능개선 일정 등에 근거하여 공급신뢰도\*를 만족하는 연도별 예비율 도출

\* 공급신뢰도 확보기준 : LOLE(Loss of Load Expectation) 0.3일/년

- 풍력·태양광 등 재생에너지의 출력변동 및 예측 불확실성을 보완하기 위한 예비설비도 고려한 수치
- 단위기 용량, 예방정비일수 및 고장정지율이 큰 원전이 줄어들어 최소예비율은 7차 계획(15%) 대비 소폭 감소

② **불확실성 대응 예비율** : 연도별 수요 불확실성, 발전설비 건설시 발생할 수 있는 공급지연 등을 고려한 예비율로 9% 수준

- 그간 수급계획은 일률적인 불확실성을 적용했으나(7차 계획 7%), 8차 계획에서는 불확실성이 미래로 갈수록 커지는 구조

### 2 적정 설비용량 : '30년 122.6GW

- '30년 목표수요 100.5GW보다 적정 설비에비율 22%만큼 많은 수치

### 3

## 확정 설비용량 및 고려사항

### 1] 확정설비 분류기준

구 분	분류 기준
확정 설비	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 발전사업허가를 취득한 일반발전기</li> <li>○ 폐지계획 설비</li> <li>○ 정부 정책목표에 따라 추진되는 정책성 전원</li> </ul>

### 2] 고려사항

#### 【원자력 발전】



- 에너지전환로드맵('17.10월) 및 발전설비 현황조사 결과 반영
- '17 ~ '22년 : 월성 1호기(0.68GW)는 조기폐쇄 전까지 수급기여가 불확실하다고 판단되어 '18년부터 공급에서 제외, 신한울 1·2, 신고리 4·5 등 4기(5.6GW) 준공
  - ※ 월성 1호기 : 내년 상반기중 경제성, 지역 수용성 등 계속 가동에 대한 타당성을 종합적으로 평가하여 폐쇄시기 등 결정 → 원안위에 영구정지를 위한 운영변경 허가 신청 등 법적 절차 착수
- '23 ~ '30년 : 노후 10기(8.5GW) 중단 및 신규 6기\* 백지화 반영, 신고리 6호기(1.4GW) 준공
  - \* 신한울 3·4호기, 천지 1·2호기, 신규원전 1·2호기
  - ※ 쉼 원전의 중대사고를 포함한 사고관리계획서 '19.6월까지 제출의무화('16.6월) 등 원전 안전기준 강화 조치의 이행여부를 철저히 점검 (에너지전환로드맵)

**【 석탄 발전 】**



- 미세먼지 대책('17.9월)과 발전설비 현황조사 결과 반영
- '17 ~ '22년 : 노후 7기 (2.8GW) 폐지\*,  
공정률 낮은 신규석탄 9기중 7기 건설(7.3GW) 등

\* 조기폐지 대상 노후석탄 10기 중 3기는 '17년중 폐지 완료

※ 삼척화력 건설시 추가 보완대책 : ① 최고 수준의 환경 관리 실시,  
② 기존 석탄 4기 추가 LNG 전환, ③ 환경급전과 경제급전의 조화

- '23 ~ '30년 : 당진에코 1·2호기, 태안 1·2호기, 삼천포 3·4호기는 LNG로 연료전환(2.1GW)

**【 신재생에너지 】**



- 재생에너지 3020계획에 따라 태양광 및 풍력 중심으로 확충

\* 태양광(33.5GW) 및 풍력(17.7GW)은 '30년 신재생 전체의 88% 수준

**< '30년 신재생에너지 용량 (단위 : MW) >**

구분	태양광	풍력	수력	폐기물	해양	바이오/매립가스	부생가스	연료천지	IGCC	소계
정격용량	33,530	17,674	2,105	323	255	1,705	1,377	746	746	58,461
파크기여도	15.6%	1.9%	28.1%	24.2%	1.1%	29.2%	75.5%	73.5%	60.0%	-
실효용량	5,231	336	591	78	3	498	1,040	548	448	8,772

**< 신재생 발전량 및 설비비중 >**

구분	'17	'22	'26	'30	'31
발전량(TWh)	34.4 (6.2%)	58.3 (9.6%)	89.5 (14.4%)	125.8 (20.0%)	126.0 (19.9%)
설비(GW)	11.3 (9.7%)	23.3 (16.4%)	38.8 (25.4%)	58.5 (33.7%)	58.6 (33.6%)

\* 사업용 설비 기준

【LNG 발전】



- 제주도 전력수급\* 대응을 위한 0.125GW('20.6월) 추가
  - \* 최근 5년 전력소비량 증가율 5.0%(전국 1.8%) → '20.6월까지 신규설비 필요
- 소송으로 수급기여가 불투명한 통영에코는 공급물량에서 제외
- 석탄 → LNG 전환설비 6기 반영

【기타】



- 7차 계획에 기 반영된 유류발전소 2.8GW 폐지

③ 확정 설비용량 : '30년 총 118.3GW

구분	원전	석탄	신재생	LNG	기타	계
실효용량(GW)	20.4	38.9	8.8	44.3	6.0	118.3
정격용량(GW)	20.4	39.9	58.5	44.3	6.1	169.2

\* 급전지시를 받지 않는(비중앙급전) 발전기에 대해 피크기여도를 적용

- 에너지전환로드맵·미세먼지대책 등 그간의 정부정책, 재생에너지 확대 목표, 발전설비 현황조사 결과 등을 종합적으로 반영
  - \* 수급기여 불확실성으로 확정설비 용량에서 제외된 설비의 경우, 추후 불확실성 해소시에는 차기 계획 등에서 확정설비로 반영 가능
  - \*\* 수급계획 이후 연료전환 등 변동사항 발생시, 수급계획 변경 검토

## 4

## 신규 설비 및 전원구성

### 1 신규 필요설비 용량 : '30년 4.3GW ('31년 5GW)

- '30년 적정 설비규모 122.6GW에서 확정설비 118.3GW 제외

### 2 전원구성 원칙

**【전력수요 및 발전설비】** 자가용 및 구역전기사업자가 공급하는 수요·설비를 제외한 국내 수요·설비 적용

### **【예비율 및 전원구성 기준시점】**

- 연말(12월) 설비용량 및 동계(12월~익년도 2월) 최대전력

### **【신규설비 구성】**

- 설비용량 : 정격용량 적용을 원칙으로 하되, 신재생에너지 및 집단에너지 설비는 피크기여도를 반영
- 발전원구성 : 재생에너지 변동성 대응을 위한 설비 중심으로 보완
  - 가스터빈 단독 운전이 가능한 LNG 발전기 : 3.2GW
    - \* 가스터빈 단독출력 가능 조건, 실제 용량(0.5/0.9GW) 조합시 3.2GW 도출
  - 양수발전기 : 1.4GW('31년까지 2.0GW)
- 의향조사 : 신규설비 의향조사는 차기 계획에서 추진
  - '27년부터 신규 발전설비가 필요하며, 전기사업법상 준비기한\* 및 발전사업 준비기간\*\*이 10년 이내인 점을 고려

\* 전기사업법 제9조 ① 전기사업자는 산업부 장관이 지정한 준비기간에 사업에 필요한 전기설비를 설치하고 사업을 시작하여야 한다. ② 준비기한은 10년을 넘을 수 없다.

\*\* (원전) 10년, (석탄) 7~8년, (천연가스) 6년, (수력) 10년, (신재생) 10년 이내

### 3 전력수급 전망

○ '22년 설비예비율이 최고점(31.4%)에 도달하는 등, '26년까지는 예비율이 22% 이상을 유지함에 따라 안정적 전력수급이 예상

\* 신재생의 경우, 기술·가격 등 산업경쟁력 확보와 발전단가 하락 등을 촉진하기 위해 설비예비율이 충분한 기간('17~'22)에도 선제적 투자 추진

○ '27년부터는 신규설비 건설을 통해 설비예비율 22% 달성

< 연도별 전력수급 전망 (단위 : GW) >

연도	최대전력	확정설비	적정설비	과부족	신규 설비		최종 설비규모	설비 예비율
					LNG	양수		
2017	85.2	107.8	101.4	6.4			107.8	26.5%
2018	87.2	110.7	103.7	7.0			110.7	27.1%
2019	88.5	113.4	105.4	8.0			113.4	28.0%
2020	90.3	116.9	107.5	9.4			116.9	29.4%
2021	92.1	119.9	109.6	10.3			119.9	30.2%
2022	93.3	122.6	111.0	11.5			122.6	31.4%
2023	94.5	121.9	112.5	9.4			121.9	29.0%
2024	95.7	122.2	113.8	8.3			122.2	27.7%
2025	96.7	120.7	115.0	5.7			120.7	24.9%
2026	97.6	119.5	119.0	0.5			119.5	22.5%
2027	98.4	118.4	120.1	△1.7	1.8		120.2	22.1%
2028	99.1	117.9	120.9	△3.0	1.4		121.1	22.1%
2029	99.8	117.7	121.8	△4.1		0.8	121.7	21.9%
2030	100.5	118.3	122.6	△4.3		0.6	122.8	22.2%
2031	101.1	118.3	123.3	△5.0		0.6	123.5	22.2%
소계	-	-			3.2	2.0	-	-

**< 연차별 확정설비 및 신규 설비용량 내역 >**

연도	기 계획설비	운영 중 설비	신규 설비용량			
			신재생	집단	LNG	양수
2017	LNG 6기(3,904) 석탄 6기(5,114) 도서발전기 등 (190)	고리#1(6월, -587) 석탄 3기(-525) 서울#5(4월, -250) 평택복합#1(12월, -480)	408	1,640		
2018	신고리#4(9월, 1,400) 신한울#1(12월, 1,400) 제주복합(6월, 240)	월성#1(1월, -679)	299	121		
2019	신한울#2(10월, 1,400) 서울복합#1·2(8월, 800) 신평택복합#1(11월, 951)	영동#2(1월, -200) 삼천포#1·2(12월, -1,120) 한림복합(LNG전환, 105) 제주GT#3(12월, -55)	340	515		
2020	신서천#1(3월, 1,000) 여주복합(6월, 1,000) 제주(긴급)(6월, 125)		341	1,085		
2021	고성하이#1(4월, 1,040) 고성하이#2(10월, 1,040) 통영복합(12월, -) 삼척화력#1(12월, 1,050)	호남#1·2(1월, -500)	353			
2022	신고리#5(1월, 1,400) 신한울#3(12월, -) 강릉안인#1·2(6월, 2,080) 삼척화력#2(6월, 1,050)	울산#4~6(1월, -1,200) 보령#1·2(5월, -1,000)	357			
2023	신고리#6(1월, 1,400) 신한울#4(12월, -)	고리#2(4월, -650) 서인천복합#1~8(12월, -1,800)	361			
2024	당진에코#1·2(LNG전환, 1,940)	고리#3(9월, -950) 평택화력#1~4(12월, -1,400) 삼천포#3·4(LNG전환, 1,120)	682			
2025		고리#4(8월, -950) 한빛#1(12월, -950) 태안#1·2(LNG전환, 1,000)	446			
2026	천지#1(12월, -)	한빛#2(9월, -950) 월성#2(11월, -700)	446			
2027	천지#2(12월, -)	월성#3(12월, -700) 한울#1(12월, -950)	500		1,800	
2028	신규원전#1(12월, -)	한울#2(12월, -950)	508		1,350	
2029	신규원전#2(12월, -)	월성#4(2월, -700)	508			800
2030			565			600
2031			23			600

- 1) 당진에코 1·2호기, 태안 1·2호기(서부), 삼천포 3·4호기(남동) 등 6기는 사업자의 연료 전환 (석탄→가스) 의향을 반영. 단, 부지·용량 등은 사업(변경) 허가시 검토·확정
- 2) 소송, 준공일정 지연 등으로 수급기여가 불투명한 통영에코는 공급물량에서 제외
- 3) 월성 1호기는 소송 중으로 결과를 예단하기 어렵고 계속가동에 대한 타당성 평가가 예정되어 있는 바, 수급기여도가 불확실하여 공급물량에서 제외
- 4) 제주지역 중단기 전력수급 안정을 위해 제주GT 3호기의 폐지시기 조정('18→'19년)

#### 4 전원구성 결과

- '30년 정격용량 기준으로 신재생에너지(33.7%), LNG(27.3%), 석탄(23.0%), 원전(11.7%) 順

\* 피크기여도 기준 LNG(38.6%), 석탄(31.6%), 원전(16.6%), 신재생(7.1%) 順

< 연도별 전원구성(정격기준) 전망 (단위 : GW) >

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수	계
2017	용량	22.5	36.9	37.4	11.3	4.2	4.7	117.0
	비중	19.3%	31.6%	31.9%	9.7%	3.5%	4.0%	100%
2022	용량	27.5	42.0	42.0	23.3	2.8	4.7	142.4
	비중	19.3%	29.5%	29.5%	16.4%	2.0%	3.3%	100%
2026	용량	23.7	39.9	44.3	38.8	1.4	4.7	152.8
	비중	15.5%	26.1%	29.0%	25.4%	0.9%	3.1%	100%
2030	용량	20.4	39.9	47.5	58.5	1.4	6.1	173.7
	비중	11.7%	23.0%	27.3%	33.7%	0.8%	3.5%	100%
2031	용량	20.4	39.9	47.5	58.6	1.4	6.7	174.5
	비중	11.7%	22.9%	27.2%	33.6%	0.8%	3.8%	100%

< 연도별 전원구성(피크기여도 기준) 전망 (단위 : GW) >

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수	계
2017	용량	22.5	36.1	37.4	3.1	4.0	4.7	107.8
	비중	20.9%	33.5%	34.7%	2.8%	3.7%	4.4%	100%
2022	용량	27.5	41.0	42.0	4.8	2.7	4.7	122.6
	비중	22.4%	33.4%	34.3%	3.9%	2.2%	3.8%	100%
2026	용량	23.7	38.9	44.3	6.7	1.3	4.7	119.5
	비중	19.8%	32.5%	37.1%	5.6%	1.0%	3.9%	100%
2030	용량	20.4	38.9	47.5	8.8	1.3	6.1	122.8
	비중	16.6%	31.6%	38.6%	7.1%	1.0%	5.0%	100%
2031	용량	20.4	38.9	47.5	8.8	1.3	6.7	123.5
	비중	16.5%	31.5%	38.4%	7.1%	1.0%	5.4%	100%

## ① 석탄 발전량 감축을 위한 추가 대안

### 【석탄·LNG발전의 비용격차 축소】

① 환경비용 반영 : 제도화된 환경비용을 급전순위 결정시 추가로 반영하여 LNG의 가격경쟁력 제고

- 오염물질 저감을 위해 사용되는 약품비, 폐수처리비 등 환경개선 비용과 온실가스 배출권 거래비용 등이 대상\*

\* 환경비용 반영시 발전원가 상승분 : (석탄) 19.2원/kWh ↑, (LNG) 8.2원/kWh ↑

② 석탄·LNG 등 발전연료 세제 조정

- '18.4월 석탄 개소세 6원/kg 인상 시행 예정('17.12월 개소세법 통과)
- 관계부처 합동으로 유연탄, LNG 등 발전연료에 부과되는 세율 추가 조정방안 검토중 ('17.9월~'18.5월)

③ 균등화 발전원가 산정 : 환경 등 사회적 비용을 고려하여 국내 여건에 맞는 전원별 균등화 발전원가를 주기적으로 산정

### 【석탄발전의 물리적 제약】

① 노후석탄 가동 중지 : 내년부터는 30년 이상된 모든 석탄발전기 (기존 8기 → '30년까지 22기)에 대해 봄철(3~6월) 가동 중지 정례화

- 환경보호를 위해 발전기 가동을 정지할 수 있도록 법적 근거를 명확히 하고\*, 전력수급·계통에 차질이 없도록 보완대책도 마련

\* 전기사업법 시행령 개정, '17.12월

② 석탄발전 상한계약 : 대기오염경보 발령 등 미세먼지 감축이 필요한 경우 대기환경보전법 등에 근거하여 시·도지사가 시행

- 관계부처와 협의를 통해 상한계약 시행기준, 절차 등 마련

### 【친환경·분산형 전원의 수익성 개선】

① 친환경 및 분산형 전원에 대한 용량요금(CP) 보상 확대

\* 온실가스, 미세먼지 저배출 전원 → 연료전환성과계수의 환경기여도 비중 확대  
수요지 인근의 발전기 → 지역계수 상향 조정

② LNG발전 정산비용 현실화 : 발전기별 실제 효율 기준으로 보상

\* (기존) 효율을 일률적(단일 함수)으로 산정 → 일부 발전기 실제 연료비 이하 보상  
(변경) 발전기별 효율을 반영하는 함수 산정 → 실제 연료비 기준 보상 가능

## 6 발전량 전망

◇ 온실가스 배출권 거래비용 등 환경비용을 감안한 목표 시나리오와 현재 전력시장제도에 기반한 기준 시나리오 전망

① 목표 시나리오 : 환경비용을 고려하여 발전비용 재조정

\* 신재생 발전단가는 '30년까지 35.5% 하락 가정, 여타 연료비 및 물가 고정 가정  
\* 발전연료 세제 세수중립으로 개편(유연탄 30→36원/kg, LNG 60 → 12원/kg), 온실가스 배출권 거래 비용, 약품비 등을 발전비용에 추가적으로 반영

### 【주요특징】

- 환경급전의 시행으로 일부 석탄의 발전비용이 LNG보다 증가

- 기준 시나리오 대비, 석탄비중이 추가 감소하고 LNG 비중은 확대

\* '30년 발전량 (기준→목표시나리오) : 석탄 (40.5%→36.1%), LNG (14.5%→18.8%)

**< 발전량 비중 전망 >**

연도	원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수	계
2017	30.3%	45.4%	16.9%	6.2%	0.6%	0.7%	100%
2030	23.9%	36.1%	18.8%	20.0%	0.3%	0.8%	100%

**② 기준 시나리오 : 현행 전력시장제도와 '17년 발전용 연료비 기준**

**【주요특징】**

- 신재생 · LNG 비중은 23.1%('17년) → 34.5%('30년)로 증가
- 원전 · 석탄비중은 75.7%('17년) → 64.4%('30년)로 축소

**< 발전량 비중 전망 >**

연도	원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수	계
2017	30.3%	45.4%	16.9%	6.2%	0.6%	0.7%	100%
2030	23.9%	40.5%	14.5%	20.0%	0.3%	0.8%	100%

## 7

## 환경 개선효과 (목표 시나리오)

## 【미세먼지】 '30년까지 약 62% 감축

\* 오염물질(황산화물, 질소산화물 및 먼지의 총량) 약 62% 감축

- 노후석탄 10기 폐지, 환경설비 개선 등 기존대책 外,
- 석탄·LNG발전의 비용격차 축소, 30년 이상된 석탄발전의 봄철 가동중단, 석탄→LNG 연료 전환 등 신규대책을 통해 감축 전망

## &lt; 연도별 미세먼지, 오염물질 배출전망 (단위 : 만톤) &gt;

구분	'17년	'22년	'30년
미세먼지(PM 2.5)	3.4	1.9 (44% ↓)	1.3 (62% ↓)
오염물질	17.4	9.4 (46% ↓)	6.5 (62% ↓)

## 【온실가스】 '30년 BAU 3.22억톤 대비 26.4% 감축 전망

\* 2030년 발전부문 감축목표 : BAU 3.22억톤, 감축목표는 19.9%(0.64억톤)

- (발전부문 배출 목표량) 2.58억톤 → (8차 계획) 2.37억톤
- 줄어드는 원전 발전량 이상으로 재생에너지 발전량이 증가하고, 환경급전 도입 등에 따라 석탄 발전량이 줄어들기 때문

※ 8차 계획은 발전부문을 대상으로 발전량 전망에 따라 미세먼지 및 온실가스 배출량을 산정  
→ 미세먼지 대책(17.9) 및 2030 국가 온실가스 감축 로드맵(16.12)과 산정대상, 산정방식이 달라 배출량에 차이가 있을 수 있으며, 온실가스 감축 로드맵 수정·보완에 따라 변경 가능

**별첨 6**

**전원구성 전망**

연도	실효용량	정격용량
2017년	<p>107.8GW</p>	<p>117.0GW</p>
2022년	<p>122.6GW</p>	<p>142.4GW</p>
2030년	<p>122.8GW</p>	<p>173.7GW</p>

**별첨 7**

**8차 계획 설비계획 추진경과**

구 분	개최일자	주요 검토내용	비 고
제1차 설비소위원회	'17.2.10	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 8차 수급계획 추진방안</li> <li>○ 8차 수급계획 주요 이슈 및 중점 검토과제</li> </ul>	-

적정 예비율 수준, 신재생 백업설비 규모 등 검토 시행('17.4~7월)

제2차 전력정책심의회	'17.8.11	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 8차 수급계획 추진현황</li> <li>○ 중장기 전력수급전망(안)</li> <li>○ 신재생 확대 대응방안</li> </ul>	설비계획 초안 공개
제2차 설비소위원회	'17.9.8	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 8차 수급계획 적용 적정예비율</li> <li>○ 신재생 확대에 따른 백업규모</li> <li>○ 제주지역 신재생에너지 적용방안</li> </ul>	
제6차 예비율 워킹그룹	'17.9.13	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 적정예비율 산정 결과</li> <li>○ 신재생 백업설비 산정 결과</li> </ul>	적정 설비예비율 공개
제5차 신재생 워킹그룹	'17.9.19	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 해외 주요국 신재생 변동성 대응체계 및 시사점</li> <li>○ 신재생 변동성 대응방안</li> </ul>	신재생전원 변동성 대응방안 공개
제4차 전원구성 워킹그룹	'17.9.20	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 제주지역 수급 전망</li> <li>○ 신재생 백업설비 구성방안</li> <li>○ 신규 건설의향 조사 추진방안</li> </ul>	
제6차 전원구성 워킹그룹	'17.10.27	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 발전설비 조사결과 반영방안</li> <li>○ 변동현황 관련 사업자 의견청취</li> </ul>	-
제7차 전원구성 워킹그룹	'17.11.23	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 원전 변동현황 조사결과 반영방안</li> </ul>	

## Ⅶ. 재생에너지 등 분산형 전원 확대방안

### 1 분산형 전원 보급전망

#### ① 분산형 전원 적용기준

- (정의) 송전선로 건설을 최소화 할 수 있는 ①소규모 발전설비와 ②적정 규모의 수요지 발전설비를 분산형으로 정의
- (세부기준) 송·배전용전기설비이용규정의 “발전소 계통연계기준”을 준용하여 분산형 전원의 설비규모 한계 설정 (7차계획 기준 유지)

#### < 분산형 전원 세부 적용기준 >

구분	기준설정 사유	송전건설 영향
40MW 이하의 소규모 발전설비	40MW는 22.9kV 배전선로(2회선 기준)에 연결할 수 있는 최대 전력용량	추가적인 송전선로 건설 불필요
500MW 이하의 수요지 인근 발전설비*	500MW는 154kV 송전선로(2회선 기준)에 연결할 수 있는 최대 전력용량	

\* 단, ①열공급 병행하는 집단에너지 발전설비, ②구역전기사업자의 발전설비, ③자가용 발전설비(추가적인 송전선로 건설이 불필요) 중에 하나이어야 함

#### ② 분산형 전원 보급전망

- 신재생 확대에 따라 분산형 비중은 '30년 총 발전량의 18.4% 전망

#### < 분산형 전원 보급전망 >

구분		'17년	'22년	'26년	'30년	'31년
분산형 발전량 (TWh)	신재생(사업용)	12.2	27.3	41.8	59.3	61.8 (9.4%)
	자가용	신재생	13.9	14.9	15.9	17.1 (2.6%)
		상용자가	7.3	7.3	7.3	7.3 (1.1%)
	집단에너지 (구역전기 포함)	31.0	37.3	37.3	37.3	37.3 (5.6%)
	합계	64.4	86.7	102.2	120.9	123.4
<b>분산형 비중</b>		11.2%	13.8%	15.7%	18.4%	18.7%

\* 신재생에너지 중 해상풍력 등 수요지에서 떨어진 40MW 이상 전원은 제외

### ① 신재생 관련 제도개선 실적

- 자가용 신재생발전설비에도 REC 발급 ('16.9월, 고시개정)
  - 자가용 신재생발전설비로 생산한 전력중 전력시장 등에서 거래되는 부분에 대해서는 REC를 발급하여 수익성 보완
- 상계거래 대상 태양광 발전설비 용량 확대 ('16.2월·10월, 고시개정)
  - 상계거래가 가능한 태양광 발전설비의 용량을 2단계에 걸쳐 10kW에서 1,000kW로 상향 조정
    - \* '16.2월(10→50kW), '16.10월(50→1,000kW), 태양광 외 발전설비는 10kW 유지
  - 상계거래 대상 확대로 주택 외 대형빌딩·병원·학교 등도 참여 가능
- 1MW이하 신재생발전소의 전력망 접속 보장 ('16.10월, 한전규정 개정)
  - 한전이 공용 전력망 보강을 위한 책임 있는 주체가 되어 신재생 발전사업자의 전력망 접속\* 보장
    - \* 소규모 사업자가 전력시장 또는 한전과 전력을 거래하기 위한 필요조건
- 변압기당 신재생설비 접속용량 확대 등 ('17.3월)
  - 변압기당 접속용량을 25MW에서 50MW로 확대하고, 변압기 및 배전선로 등을 추가 설치하여 원활한 접속을 지원
- 자가용 태양광발전설비 전력거래량 상한 폐지 ('17.3월)
  - 전력거래량을 연간 전력생산량의 50% 미만으로 제한해 왔으나, 「전기사업법 시행령 및 고시」 개정으로 남은 전력 전부를 거래 가능
  - 자가용 태양광발전설비 전력거래량 증가로 수익성 보완

## 2 전력시장 제도개선 실적

### ○ 용량요금 현실화 ('16.10월)

#### 【 주요 내용 】

- 물가상승률을 반영하여 용량요금 현실화, 지역계수·연료전환성과계수 도입
- 물가상승률을 고려하여 용량요금을 현실화하고, 발전소의 위치와 온실가스 배출수준에 따라 용량요금이 차등되도록 개선
- 수요지 인근에 위치한 LNG를 사용하는 발전설비에 대한 보상이 확대되어 분산전원 활성화에 기여

### ○ 계통제약 운전시 보상 확대 ('16.5월)

#### 【 주요 내용 】

- 계통제약으로 저출력(50%이하) 구간에서 운전하는 발전기의 보상 확대
- 발전기가 계통운영을 위해 추가 급전지시를 받는 경우, 50% 이하 출력구간에서 효율감소로 발생하는 연료비 손실을 추가 정산

### ○ 열병합발전기 열계약발전시 보상 확대 ('16.5월)

#### 【 주요 내용 】

- 열병합발전기가 열생산을 위해 운전시 연료비 추가 보상(열전비 고려)
- 수요지 인근 열병합발전기가 열과 전기를 동시에 생산하는 경우에도 발전기 운전시 필요한 무부하비용 등을 추가 지급
- 분산자원인 열병합발전에 대한 편익 중 전력시장에 기여한 부분을 추가 보상하여 집단에너지 경제적 보상 확대

**3****재생에너지 보급목표 및 확대방안 (재생에너지 3020 요약)****1 목표 : '30년 재생에너지 발전량 비중 20%(132TWh\*) 달성**

\* 재생에너지 사업용 발전량(115TWh) 및 자가용 발전량(17TWh)의 합계  
IGCC, 연료전지 등 신에너지는 제외한 목표

○ 전력계통의 안정성, 국내 보급여건, 재생에너지 잠재량 등을 고려하여 발전 비중 20%를 목표로 설정

\* 환경정책연구원('14년) : 국내 태양광·풍력 입지잠재량 162GW

○ '30년까지 신규로 보급되는 재생에너지 설비용량은 48.7GW 전망

\* 단기('18~'22) 12.4GW, 중장기('23~'30) 36.3GW

**2 추진전략**

**【분야】** 폐기물·바이오 중심 → 태양광·풍력 등 청정에너지 보급

※ 연료연소 기반 재생에너지(폐기물, 우드펠릿 등)에 대한 REC 가중치 축소 추진

**【방식】** 사업자·개별입지 중심 → 국민참여 유도 및 계획적 개발

**【경제성】** 대형프로젝트 부재 → 규제완화 등 대형프로젝트 지원

**3 주체별 공급계획**

< 주체별 재생에너지 설비 공급계획 (단위 : GW) >

구분	'18~'22	'23~'30	총계
① 주택, 건물 등 자가용 확대	0.7	1.7	2.4
② 협동조합 등 소규모사업	3.4	4.1	7.5
③ 농가 태양광	3.3	6.7	10.0
④ 대규모 프로젝트 등	5.0	23.8	28.8
소계	12.4	36.3	48.7

**1 도시형 자가용 태양광 확대**

- 보급예산을 확대하고 잉여전력에 대한 현금정산 추진

\* 상계처리 후 잉여전력 활용 : (현행) 이월 → (개선) 이월+현금정산

\* 상계거래 허용 대상 : (현행) 단독주택 → (개선) 단독주택+공동주택

- 제로에너지건축물 인증 의무화\* 적용대상을 단계적으로 확대

\* ('20) 공공건축물(연면적 3천㎡ 미만) → ('25) 민간공공 건축물(5천㎡ 미만) → ('30) 모든 건축물

## ② 협동조합 등 소규모 사업 지원 강화

- 한국형 FIT 제도를 신설하여 수익안정성 보장 및 절차 간소화
  - \* 발전 6사 의무구매(기존 RPS 下) → 20년간 안정적 수익 창출 보장
  - \* REC 발급.입찰 절차 생략
- 협동조합·시민펀드형 사업에 REC가중치 등 인센티브 제공

## ③ 농가 태양광 확대

- 농업진흥지역外 농지, 염해간척지 등에 태양광 보급('30년 10GW)
  - \* 법적근거 마련('18년) : 농지규제 완화, 농지보전부담금 감면 등
- 농사와 태양광 발전을 병행하는 '영농형 태양광 모델' 신규도입

## ④ 주민수용성과 환경성을 고려한 대규모 프로젝트 추진

- 1단계('18~'22년) : 공공·민간이 추진중인 사업\*중 5GW 중점 추진
  - \* 신재생에너지 발전사업계획조사('17.9월)시 제출된 40MW 이상 사업 21.3GW 등
  - 발전사업허가가 완료된 사업중 주민수용성 등이 우수한 일부 프로젝트에 대해서는 실시계획승인\* 및 선제적 계통연계 지원
  - \* 실시계획 승인기준(안) : 공용송전망 접속전압이 154kV 이상(40MW 초과 등)인 태양광·풍력사업 또는 연료전환에 따라 추진되는 태양광·풍력사업 등
  - \* 향후 발전사업허가가 완료되는 사업에 대해서도 수용성 등 종합고려하여 선별적 승인
- 2단계('23~'30년) : 해상풍력(약 10GW), 수상태양광 등 중점 추진 + 대형발전사의 RPS 의무비율 단계적 상향 조정

## 4 재생에너지 투자계획

- 재생에너지 3020 추진을 위한 총 투자비는 정부재정 18조원을 포함하여 100조원 내외

< 재생에너지 3020을 위한 설비 투자비 >

(단위 : 조원)

'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24
2.8	4.9	4.9	5.1	5.8	6.5	7.8
'25	'26	'27	'28	'29	'30	계
8.4	8.2	8.5	9.8	9.6	9.9	92.4

\* 정부 R&D 예산 등은 미포함

## ① 출력변동성을 보완하는 백업설비를 최소 설비에비율에 반영

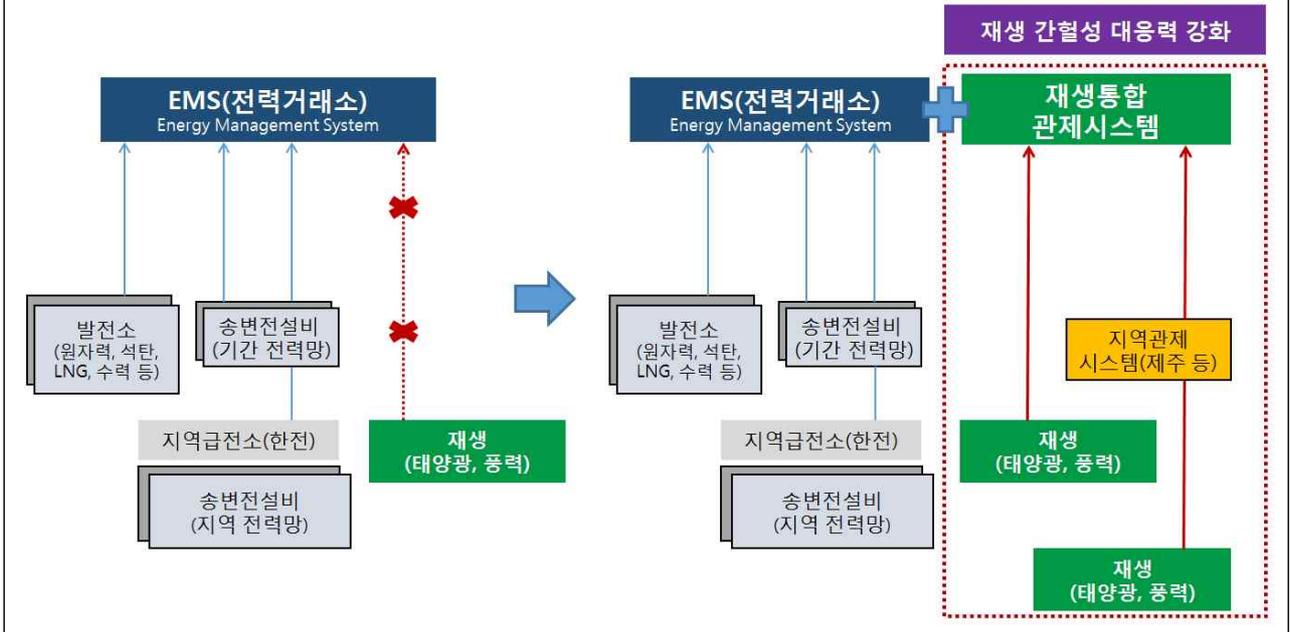
- 빠른 출력 조절이 가능한 ESS, 양수발전, 가스터빈 단독 운전이 가능한 LNG복합 등의 백업설비 확보
  - 수분~수시간 단위로 발생하는 신재생 변동성에 대해 전력계통 주파수를 안정적으로 유지하기 위해 필요한 백업설비 요구량 검토
  - 백업설비는 설비별 변동성 대응 소요시간, 경제성, 건설기간 등을 종합적으로 고려하여 LNG 3.2GW, 양수발전기 2GW 확충
    - \* 양수와 별도로 ESS 0.7GW가 추가적으로 필요할 것으로 예상
- 적정 수준의 백업설비 필요량을 최소 설비에비율에 반영함으로써 재생에너지 확대시 안정적 계통운영 기반 마련
- 실시간 수급운영 단계에서도 유연성 예비력 자원을 필수적으로 확보할 수 있도록 관련 제도 개선 추진
  - \* 현재 운영예비력(4GW)에 급속가동이 가능한 양수 등을 추가(추가량은 별도 검토)

## ② 재생에너지 종합 관제시스템 구축

- 해외 재생에너지 확대 사례\*와 같이 전력계통을 안정적으로 운영하기 위한 재생에너지 통합관제시스템 구축 추진
  - \* 독일, 스페인, 미국 등 재생에너지 비중이 높은 국가들은 대부분 재생에너지 발전량의 예측 정확도를 높이고 출력변동성 대응능력을 강화하기 위한 시스템을 운영 중
  - 통합관제시스템은 사전 발전량 예측기능, 실시간 발전량 계측기능, 출력 급변시 제어기능 등을 포함
- '18년부터 시범단계 시스템 구축·운영후, '20년부터 본격 운영

## < 재생에너지 통합관제시스템 핵심기능 및 체계 >

- ① 풍속, 일사량 등 기상 정보 → 발전단지별 **발전량 예측**
- ② 발전소별 정보를 토대로 **전국·지역별 발전량 예측 및 분석**  
(시간 단위 / 일 단위 / 주간·월간 단위)
- ③ 재생에너지 출력에 대한 **실시간 계측 및 분석**
- ④ 전체 계통 안정을 위해 EMS와 연계하여 재생에너지 출력 제어



### ③ 유연성 설비 활성화를 위해 전력시장 제도 개선 추진

- 발전비용 중심의 현재 전력시장으로는 계통안정 기능의 핵심인 유연성 설비(자원)에 대한 보상이나 규제가 어려운 상황
- 유연성 자원이 전력시장에 충분히 진입할 수 있도록 인센티브를 제공하거나 사업자의 유연성자원 의무보유 방안 등도 검토
  - 재생에너지 출력변동성 백업설비에 대해 합리적으로 보상할 수 있도록 실시간 시장 도입 검토

## ① 보상체계 개선

- ① 합리적 보상체계 마련 : 열병합발전의 공익적 가치(에너지 효율, 분산편익 등)를 제도적으로 보상하는 방안 마련

\* (美) 전기/열 독립 생산 대비 열병합발전기가 절감한 연료량 기준으로 별도의 인센티브 제공(AEPS, Alternative Energy Portfolio Standard)

- ② 용량요금 차등 확대 : 수요지 인근에 위치하고 친환경 연료를 사용하는 발전기에 대한 용량요금 차등 보상 확대

- 수요지와 거리, 용량에 따라 지역계수를 차등하고, 친환경 연료 사용을 유도하기 위해 연료전환성과계수의 환경기여도 강화
- 구역전기사업자의 경우, 해당지역의 전력수요를 초과하는 용량에 대해서는 일정 요건\*을 갖출 경우 용량요금 지급을 검토

\* 20MW 이상의 발전기로서 전력거래소의 발전지시에 응동 가능한 설비 구비 등

## ② 분산자원의 환경기여 유도

- 주민과의 지리적 인접성을 감안, 사업 인허가시 주민의견 수렴 절차를 강화하여 친환경 연료사용을 확대
- 민원이 많은 사업의 경우 사업자와 협의를 통해 연료전환 지원

## VIII. 송·변전설비계획

### 1 국내 전력계통 평가

#### ① 대규모 수요지에 전력을 공급하기 위한 송·변전설비 건설 지연

\* 대규모 발전단지가 주로 충남권·강원권·영남권 해안가에 밀집 (총 65GW, 52%)

- 북당진~서안성(서해안→수도권), 신한울~신가평(동해안→수도권) 등 일부 송전선로 건설이 지연되면서 송전제약 발생 중

##### < 주요 송전선로 지연 현황 >

구 간	예정준공일	송전제약량	지연사유
북당진~서안성	'21.6월	3,000MW	일부 주민반대 및 지중화 요구
신한울~신가평	'21.12월	900MW*	전원계획 변경 및 일부 주민반대

\* 신한울 1·2호기, 강릉안인 1·2호기, 삼척 1·2호기 준공시 송전제약 증가

#### ② 건설 지연은 송·변전설비에 대한 낮은 주민 수용성에 기인

- 「송주법」 시행('15년)에도 불구하고 송전설비에 대한 주민 수용성은 여전히 낮은 상황\*이며, 지자체 등 이해관계자간 갈등조정도 미흡

\* 345kV 이상 전력설비 설치지역은 「송주법」에 따른 지원을 시행중이나, 당진 등 설비가 집중되는 지역에서의 대규모 송·변전설비 추가 건설에 대한 반대 지속

- 사업자 주도의 입지선정으로 인한 주민 의견수렴 부족으로 이해관계자들의 반대 및 지중화 요구 지속 발생

#### ③ 재생에너지 발전 확대를 수용할 수 있는 송·변전 인프라 대비필요

- 소규모 재생에너지 발전은 2~3년내 완공되나 전력계통 보강은 6년 이상 소요되면서 신재생 발전과 계통 확충과 시차발생

- 재생에너지 발전이 농촌, 산간 등에 집중될 것으로 예상됨에 따라 해당 지역내 변전소 신설 및 수요 지역으로 송전망 보강 필요

## 2

## 추진방향 및 주요 과제

### 1 재생에너지 발전 확대에 따른 계통 수용능력 제고

#### ① (단기) 재생에너지 접속 대기 해소를 위한 계통보강 조기 완료

- '18년까지 배전선로 58회선, 변압기 31대를 신설하여 재생에너지 접속신청물량 3.3GW\* 중 3.2GW 접속 완료

\* 1MW 이하 소규모 신재생 계통접속 보장('16.10월) 이후 '17.10월까지 접속대기물량

- 지역별 재생에너지 계통정보\*를 공개하고, 재생에너지를 실시간 감시·예측·제어하는 통합 관제센터 구축

\* 변전소별 변압기 및 배전선로 계통접속 여유용량, 차단기 접속여건 등

- 유연송전시스템\* 등 계통 안정성 강화를 위한 최신 기술 도입

\* 전류·전압을 효율적으로 제어하여 계통의 안정성을 향상시키는 특수 설비

#### ② (중장기) 재생에너지 밀집 예상 지역에 송·변전설비 적기 보강

- 재생에너지 계획입지제도 및 대규모 재생에너지 프로젝트 예정 입지 등에 선제적으로 송·변전설비 건설

#### < 중장기 송·변전설비 예상 필요량 >

구 분	변전소	변압기	송전선로	
			변전소 연계	지역간 융통
'18년~'22년	38개소	81대	76회선 (760km)	-
'23년~'31년	5개소	8대	10회선 (100km)	8회선 (700km)
계	43개소	89대	86회선 (860km)	8회선 (700km)

\* 신재생에너지 발전사업계획조사('17.9월) 결과를 고려한 예상 수요량으로, 향후 프로젝트 규모·입지 등에 따라 변동 가능

- 재생에너지용 분산형 소규모 변전소 도입을 위한 새로운 전압 등급(70kV) 신설

## ② 계통 적기 확충 및 안정도 향상을 통한 안정적 전력수급 뒷받침

- 송·변전설비를 적기에 안정적으로 확충할 수 있도록 현재 건설이 지연된 설비를 중점 관리하고, 설비 준공 지연에 따른 대안 마련\*

\* 중점추진 송·변전설비 10기(송전선로 6기, 변전·변환소 4기)에 대해서는 준공 지연에 대비한 대책 마련('18.上)

- 특히 제주도의 경우 수급 불안 조기 해소를 위해 '25년 준공 예정인 #3HVDC를 '20년까지 준공

### < 주요 송전선로 신설·보강 수요 >

구분	송전선로 경로	준공시기	전압	신설·보강 이유
중점추진	북당진~고덕 #1	'19.12	500kV HVDC	충남 발전력 인출, 공급망 보강
	북당진~고덕 #2	'21.6		
	신한울 #1~신가평	'21.12		동해안 대규모 발전력* 계통연계 * 신한울#1·2, 북평, 삼척그린, 강릉안인, 삼척
	신한울 #2~수도권 #2	'22.12		
	북당진~신탕정	'18.12	345kV	충남 발전력 인출, 공급망 보강
	광양C/C~신여수	'20.10		여수 발전제약 해소, 산단 전력공급
	당진T/P~신송산	'21.6		충남 발전력 인출, 공급망 보강
	고덕~서안성	'21.6		수도권 용통선로 확충, 공급망 보강
적기추진	신부평 #2~신광명	'19.12	345kV	인천 발전력 인출, 경기남부 전력공급
	서전남분기	'21.4		광주·전남지역 전력공급
	동두천C/C~양주	'22.12		수도권북부 발전력 인출, 계통 보강
	제주~육지 #3	'20.12	150kV HVDC	제주 수급 안정, 신재생전원 계통연계

\* ① 중점추진 : 발전제약 해소를 위해 조기 준공 필요

② 적기추진 : 신뢰도 향상을 위해 적기 준공 필요

\* 345kV급 이상 주요 송변전설비계획은 본 계획에 반영하고, 154kV 이하 설비를 포함한 세부계획은 본 계획의 확충기준에 따라 추후 사업자가 수립하는 '장기 송·변전 설비계획'에 반영되어 전기위원회 심의를 거쳐 시행

**< 주요 변전소(변환소) 신설·보강 수요 >**

구분	변전소(변환소)명	준공시기	전압	신설·보강 이유
중점 추진	신중부	'19.6	765kV	중부지역 전력공급, 전압불안정 해소
	북당진C/S, 고덕C/S	'19.12	500kV HVDC	충남 발전력 인출, 공급망 보강
	신한울#1C/S, 신가평C/S	'21.12		동해안 대규모 발전력 계통연계
	신한울#2C/S, 수도권#2C/S	'22.12		
	고 덕	'18.6	345kV	경기남서부·평택지역 전력공급
적기 추진	강릉T/P7	'24.10	765kV	강릉안인화력 계통연계
	신송산	'18.12	345kV	송산 산업단지 전력공급
	남울산	'19.12		울산 남부 전력공급
	신시화	'20.4		시흥·안산 전력공급
	서전남	'21.4		광주·전남 전력공급
	신송도	'23.6		인천 남서부, 송도 전력공급
	신정읍	'23.10		정읍 전력공급
	신달성	'24.4		달성(대구 국가산단) 전력공급

\* 345kV 이상 주요 변전소(변환소) 신설·보강 수요만 제시하였으며, 전체 변전소(변환소) 신설·보강 수요는 추후 「장기 송·변전 설비계획」을 통해 제시될 예정

- 본 계획에서 확정된 주요 신규 발전소를 계통에 연계하기 위해 필요한 송전선로 적기 준공

**< 주요 발전소 계통 연계 방안 >**

구분	발전소	사업자	설비용량(MW)	위치	준공시기	계통 연계 방안
석 탄 화 력	신서천	중부발전	1,000	서천	'20	기설선로 활용
	고성하이 #1·2	고성 그린파워	1,040×2	고성	'21	고성하이T/P~의령 고성하이T/P~삼천포T/P
	강릉안인 #1·2	강릉 에코파워	1,040×2	강릉	'22	신태백~신가평 분기 강릉T/P3·7~강릉개폐소 동해~양양양수(신양양)분기 동해안~수도권 HVDC
	삼척화력 #1·2	포스파워	1,050×2	삼척	'22	삼척T/P~신태백 동해안~수도권 HVDC

구 분	발전소	사업자	설비용량 (MW)	위치	준공시기	계통 연계 방안
LNG	제 주	중부발전	240	제주	'18	기설선로 활용
	서울#1·2	중부발전	400×2	서울	'19	기설선로 활용
	신평택#1	신평택발전	951	평택	'19	평택T/P ~ 화성
	여주#1	SK E&S	1,000	여주	'20	용문 ~ 지제(문막)분기
원 전	신한울 #1·2	한수원	1,400×2	울진	'18, '19	기설선로 활용 및 동해안~수도권 HVDC
	신고리 #4·5·6	한수원	1,400×3	울산	'18, '22, '23	기설선로 활용
신재생	서남해 해상풍력 확산단지	미 정	2,000	미정	'23	해상풍력 ~ 새만금

\* 신규설비에 대한 송전망 연계방안은 발전사업 허가단계에서 반영할 예정

### ③ 송·변전설비 건설 관련 사회적·환경적 수용성 제고

- 철탑 규모가 작고 전자파 발생이 적어 수용성이 높으며, 장거리·대용량 송전에 효율적인 초고압직류송전(HVDC) 방식 확대 적용
  - HVDC 기술 국산화를 위해 관련 연구개발 투자\*를 지속 진행하고, 중국·독일·캐나다 등 기술 선진국과 기술교류 추진

\* 멀티터미널 직류 송·배전시스템 개발사업 (1,244억원, '17.11 ~ '21.10월)

- 인구밀집지역, 환경·경관훼손 가능지역 등은 계획 단계에서부터 지중화 등 수용성 강화방안 적극 검토
  - 입지공모제\*, 주민주도 입지 선정\*\* 등 입지 선정 과정에서 주민 참여도를 높이고, 주민친화형 변전소 등 설비 자체의 수용성 강화

\* 주민 공모를 통한 송·변전설비 입지 선정 (예: 345kV 서전남변전소, '21.4월)

\*\* 입지정보 공개, 주민 참여 등 (예: 154kV 남공주분기 송전선로 등 2건, '22년~'23년)

- 「송주법」 만족도 조사\*를 통해 분석된 결과를 토대로 「송·변전설비 주변지역 지원사업 내실화 방안」 마련 ('18년.下)

\* (기간) '17.12월 ~ '18.3월, (내용) 현장조사 및 인터뷰를 통한 만족도 평가

#### 4 「동북아 슈퍼그리드」 구축을 통한 독립계통 한계 극복

- 한-중-일, 한-러 송전망 구축을 통해 극동 시베리아 및 몽골 고비사막의 청정에너지(천연가스·풍력)를 동북아 국가가 공동사용
- 주변국과의 예비력 공유로 ‘계통섬’이라는 지리적 한계를 극복함으로써 전력수급 우려 해소, 동북아 역내 긴장 완화

< 동북아 슈퍼그리드 연계도 >



- '22년까지 ① 일부 구간 착공, ② 한-러간 공동연구 완료를 목표로 관련 절차를 최대한 신속하게 추진
- 각국 정부·민간기관간 확고한 협력채널 조성, 동북아 슈퍼그리드 구축을 위한 공감대를 형성하고 실무검토\* 진행 (~'19년)
- \* (기술성) 기술적 가능성, 장애요인 분석, (경제성) 사업모델, 수익-비용 검증 등
- 특수목적법인(SPC) 설립을 통해 추진동력을 확보하고, 공동해양조사, 자금조달 등 후속작업도 병행 추진 ('20.上)

### 3 세부계획의 수립·시행

- 본 계획의 송·변전설비 확충기준 및 계획에 근거하여 「장기 송·변전 설비계획\*」을 수립하며, 이에 따라 송·변전설비 확충
- \* 본 계획과 동일하게 15년 계획으로 수립하며, 수립시 전기위원회의 심의 필요
- 「장기 송·변전 설비계획」의 실효성을 높이기 위해 최신 투자계획, 건설 현황 등을 반영한 「연간 송·변전 설비계획」 수립

◆ 「전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준」(산업통상자원부 고시)에 근거하여 송·변전설비 세부 확충기준을 마련

### 1. 송·변전설비 상정고장시 공급신뢰도 허용범위

#### □ 송전선로 고장시 허용범위

\* 이하 표에서 '송전선로 과부하'는 설비 정격용량의 120% 이하 부하를 단기간에 해소 가능한 경우에만 허용

전 압	고장	구 분		발전소 연결계통	부하 공급계통	간선계통
765kV	단일	지장 범위	과부하	불허	-	허용
			부하 탈락	불허	-	불허
			발전기 탈락	불허	-	불허
		가용 조치	발전력 조정	불허	-	허용
			부하 전환	-	-	-
	이중	지장 범위	과부하	허용	-	허용
			부하 탈락	불허 <sup>②</sup>	-	불허 <sup>②</sup>
			발전기 탈락	허용	-	허용
		가용 조치	발전력 조정	허용	-	허용
			부하 전환	-	-	-
345kV	단일	지장 범위	과부하	불허	허용	허용
			부하 탈락	불허	불허	불허
			발전기 탈락	불허	불허	불허
		가용 조치	발전력 조정	불허	허용	허용
			부하 전환	-	허용	허용
	이중	지장 범위	과부하	허용	허용	허용
			부하 탈락	불허	허용 <sup>①</sup>	불허
			발전기 탈락	허용	허용	불허
		가용 조치	발전력 조정	허용	-	허용
			부하 전환	-	허용	-
154kV	단일	지장 범위	과부하	허용	허용	허용
			부하 탈락	불허	불허	불허
			발전기 탈락	불허	불허	불허
		가용 조치	발전력 조정	허용	허용	허용
			부하 전환	-	허용	허용

전 압	고장	구 분		발전소 연결계통	부하 공급계통	간선계통
70kV	이중	지장 범위	과부하	허용	허용	허용
			부하 탈락	불허	허용 <sup>①</sup>	허용 <sup>①</sup>
			발전기 탈락	허용	허용	불허
		가용 조치	발전력 조정	허용	-	허용
			부하 전환	-	허용	허용
	단일	지장 범위	과부하	허용	허용	허용
			부하 탈락	불허	불허	불허
			발전기 탈락	불허	불허	불허
		가용 조치	발전력 조정	허용	허용	허용
			부하 전환	-	허용	허용
이중	지장 범위	과부하	허용	허용	허용	
		부하 탈락	불허	허용 <sup>①</sup>	허용 <sup>①</sup>	
		발전기 탈락	허용	허용	불허	
	가용 조치	발전력조정	허용	-	허용	
		부하 전환	-	허용	허용	

□ 변압기 1Bank 고장시 허용범위

구 분	765kV	345kV	154kV	70kV
과부하	불허	불허	불허 <sup>③</sup>	불허 <sup>③</sup>
부하 탈락	불허	불허	허용 <sup>①</sup>	허용 <sup>①</sup>
발전기 탈락	불허	불허	허용	허용
발전력 조정	불허	불허	-	-
부하전환	-	-	허용	허용

- ① 설비고장에 따른 정전발생시 복구 미완료 상태에서 타 변전소 부하전환 등의 방법으로 단시간에 정전해소가 가능한 경우 허용
- ② 고장파급 확대에 따른 대규모 공급지장 방지를 위해 부하탈락이 불가피한 경우 허용
- ③ 배전선로 부하전환이 용이한 지역은 부하전환 가능범위 내에서 과부하 허용

## 2. 발전소 계통연계 기준

□ 발전소 계통연계 원칙

- 발전소 계통연계는 「송·배전용 전기설비 이용규정」에 따라 발전사업자와 송전사업자간 계약으로 결정

□ 발전소 접속설비 구성 기준

- 2회선 이상의 송전선로로 연결하되, 계통에 큰 영향이 없는 경우는 1회선으로 구성 가능

< 발전소 용량별 접속설비 구성 기준 >

구 분	접속설비 세부 구성 기준
1,000MW 초과	교류 345kV 이상
1,000MW 이하	교류 345kV 또는 교류 154kV
100MW 이하	교류 154kV 또는 교류 70kV

\* 초고압직류(HVDC) 연계시 교류와 동급 이상의 용량 확보

3. 송·변전설비 신·증설 기준

□ 전압별 역할

구 분	세부 역할
765kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 대단위 전원단지와 대용량 부하 밀집지역간 전력수송</li> </ul>
345kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 지역간 간선계통망 구축 또는 도심지 전력공급</li> </ul>
154kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 345kV 전력공급 구역 내 계통구성 또는 배전계통 전력공급</li> </ul>
70kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 소규모 부하·전원 연계 또는 저수요 지역 전력공급</li> </ul>

□ 송전선로 신설 기준

구 분	세부 신설 기준
765kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 대규모 전력 용통이 필요하고 345kV보다 765kV 송전선로 건설이 유리한 경우 신설</li> <li>▪ 765kV 송전선로 2회선 동시 고장시 대규모 공급지장, 고장 파급 확대 등이 발생이 예상되는 경우 계통보강</li> </ul>
345kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 향후 전력수요나 발전설비 증가가 예상되나 154kV 송전선로 신설로는 전력용통이 불가능한 경우 신설</li> <li>▪ 간선계통은 2회선, 단일·지중계통은 1회선 고장을 고려</li> </ul>

구 분	세부 신설 기준
154kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 기설 선로로는 전력수요 또는 발전설비 증가를 감당할 수 없는 경우 신설</li> <li>■ 기존 선로에서 분기되는 선로는 4회선으로 분기하되, 부하 특성·고장전류·과부하 등을 고려하여 2회선으로 분기 가능</li> <li>■ 345kV 변전소 인출선로는 계통조류를 감안하여 전선규격 410mm<sup>2</sup>×2B(지중 2000mm<sup>2</sup>이상) 규모와 변전소 부하증가 고려</li> <li>■ 지중관로는 부하증가 등을 고려한 최종규모로 하고, 도심지 변전소 인출은 계통확충 등을 고려하여 지중전력구 시공 검토</li> <li>■ 345kV 변전소 인출선로 등 주요 선로는 2회선 고장, 기타 선로 및 지중선로는 1회선 고장을 고려</li> </ul>
70kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 중·소규모 신재생 발전접속, 저수요, 저전압지역 전력공급 등 154kV보다 70kV 송전선로 건설이 적합한 경우</li> </ul>
HVDC	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 대규모 장거리 전력전송, 전력흐름제어, 고장전류 억제 필요 개소 등 교류보다 직류 송전선로 건설이 적합한 경우</li> </ul>

□ 변전소 신·증설 기준

구 분	세부 신·증설 기준
765kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 최종 변압기 5대로 구성, 최초 변압기 대수는 부하공급, 발전 설비, 경제성을 고려하여 결정</li> <li>■ 345kV 변전소로 전력공급이 곤란하거나 대규모 전력용통 필요시 또는 전력계통 성능개선이 필요한 경우 신설</li> <li>■ 변압기 1대 고장시 건전 변압기의 용량이 정격용량 100%를 초과하는 경우 변압기 증설</li> </ul>
345kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 최종 변압기 4대로 구성, 최초 변압기 대수는 부하공급, 발전 설비, 경제성 등을 고려하여 결정</li> <li>■ 기존 변전소 증설로는 예상되는 전력수요 감당이 곤란한 경우, 전력계통 성능개선이 필요한 경우, 154kV 설비보다 345kV 설비건설이 적합한 경우 신설</li> <li>■ 변압기 1대 고장시 건전 변압기의 용량이 정격용량 100%를 초과하는 경우 변압기 증설</li> </ul>
154kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 최종 변압기 4대, 최초 변압기 대수는 2대 이상으로 구성, 최종 규모 초과 증설은 지양</li> <li>■ 신규 부하 공급 또는 발전설비 증가가 예상되는 경우, 22.9kV 배전계통 품질저하가 예상되는 경우 신설</li> <li>■ 변압기 1대 고장시 건전 변압기의 용량이 정격용량 100%를 초과하거나 발전설비가 급증하는 경우 변압기 증설 (배전선로 부하전환 여건을 감안하여 결정)</li> </ul>
70kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 최종 변압기 3대, 최초 변압기 대수는 2대 이상으로 구성</li> <li>■ 중·소규모 신재생 발전접속, 저수요, 저전압지역 전력공급 등 154kV보다 70kV 송전선로 건설이 적합한 경우</li> </ul>

## IX. 사후관리계획

### ① 수요전망 모형 고도화 및 검증기능 강화

- 우리나라 고유의 산업 및 전력소비 특성을 직접적으로 반영할 수 있도록 모형 개선 필요
  - \* 거시모형의 특성상 산업구조 등이 간접적으로만 반영됨에 따라, 제조업 비중이 타 국가 대비 상대적으로 높은 우리나라의 특성을 제대로 반영하기에는 한계
  - 전기레인지, 전기건조기 등의 보급·확산에 따른 전기화 현상 고려
- 8차 계획에서 활용된 전력패널 모형을 고도화하고, 보조모형들의 예측력 제고 등 전망모형 개선작업 추진
  - \* 금번 8차 계획에서 활용된 기법 이외에, 추가적으로 가능한 기법 등도 연구

### ② 전력수요 전망에 4차 산업혁명의 영향 반영

- 4차 산업혁명의 영향을 검토했으나, 예측 불확실성으로 인해 전기차와 같은 일부 요인만 반영
  - \* '30년 전기차 100만대 보급시, 최대전력 수요 약 0.3GW 증가
- 차기 계획에서 4차 산업혁명 효과 중점 검토
  - AI, IoT, 빅데이터, 로봇 등 4차 산업혁명 핵심 요소기술의 진전 상황을 예의주시하면서 전력수요에 미치는 영향을 심층 분석

### ③ 「에너지 이용합리화 기본계획」 수립 등 수요관리 강화

- 부문별(산업, 건물 등) 효율향상, ICT를 활용한 수요관리 개선, 부하관리 최적화 등 에너지 저소비 사회를 위한 수요관리 강화방안 마련
- 부하관리, 효율향상 등 수요관리 수단에 대한 정확한 실적 검증 및 평가 강화 방안 마련
- 도시재생사업과 스마트시티 연계, 산단내 스마트에너지시스템 도입 검토

#### ④ 노후 화력(석탄, LNG, 유류)설비 관리계획 마련

- 경제적 수명기준과 향후 환경기준 강화추세 등을 종합 검토하여 노후설비의 퇴출 또는 대체설비 전환을 위한 제도개선 방안 마련
  - 현재 발전사업세부허가기준의 노후설비 대체건설 기준 등 개정

#### ⑤ 환경급전 관련 후속조치

- 환경비용 등을 반영하기 위한 전력시장 운영규칙 개정, 발전연료간 세율 추가 조정방안 검토 등 제도개선 추진
- 석탄 상한제약 도입방안에 대한 환경부·지자체 협의 추진('18.1월~)

#### ⑥ 재생에너지 확대를 위한 이행력 제고

- 재생에너지 계통 보강 투자가 지연되지 않도록 「장기 송·변전설비 계획」 및 「연간 송·변전 설비계획」 수립
  - 재생에너지 계통접속을 전담 추진할 수 있도록 한전·거래소·에너지공단 등이 참여하는 '재생에너지 계통접속 TF' 운영
    - \* 지역별 재생에너지 계통정보 공개시스템 마련, 재생에너지 통합관제센터 구축, 재생에너지 계통접속 애로사항 발굴, 사업자 대상 교육·홍보
- 재생에너지의 체계적 보급을 위하여 민·관 공동 협의체를 구성·운영하고, 주체별로 역할을 분담하여 주기적으로 이행상황 점검

#### ⑦ 분산형 전원 지원방안 제도화

- 전기사업법 및 시행령 개정을 통해 분산형 전원의 정의를 규정하고, 활성화 방안 등을 제도화
- 전력기반기금 등을 활성화 재원으로 사용하는 방안도 검토

## 첨 부 목 차

1. 계획수립 추진경위 .....	69
2. 전력수요 전망 .....	70
3. 수요관리 목표 .....	77
4. 신재생에너지 설비계획 .....	79
5. 집단에너지 설비계획 .....	81
6. 공급물량 제외설비 현황 .....	82
7. 전원구성 전망 .....	83
8. 발전설비 건설계획표 .....	89
9. 태양광·풍력 설비 .....	97
10. 공청회 및 산업위 주요의견 .....	99

## 1 계획수립 추진경위

- 계획 수립 기본방향 설정 및 실무소위원회 구성 ('16.12)
  - \* 8차 전력수급기본계획 수립방향 등을 전력정책심의회 보고
- 총괄분과위원회, 2개 실무소위원회 및 6개 워킹그룹 운영 ('16.12~'17.11)
  - 회의개최 실적 : 총괄분과위(4회), 2개 실무소위(5회), 6개 워킹그룹(33회)
    - \* 6개 워킹그룹 : 수요전망, 수요관리, 전원구성, 예비율, 신재생, 전력계통
- 수급계획 주요내용 검토·공개 및 이해관계자 의견수렴('17.7~'17.9)
  - 수요전망 초안 공개(수요전망 워킹그룹, '17.7)
  - 설비계획 초안 공개(전력정책심의회, '17.8)
  - 적정 설비예비율 발표(예비율 워킹그룹, '17.9)
  - GDP전망 변경에 따른 수요 재전망안 발표(수요소위, '17.9)
  - 신재생 전원 간헐성 대응방안 발표(신재생 워킹그룹, '17.9)
- 제8차 전력수급기본계획(안)에 대한 부처협의('17.12)
- 제8차 전력수급기본계획(안)에 대한 상임위 보고('17.12)
- 제8차 전력수급기본계획(안)에 대한 공청회 개최 ('17.12)
- 제8차 전력수급기본계획(안) 전력정책심의회 심의·확정 ('17.12)
- 제8차 전력수급기본계획 공고 및 관계부처 통보 ('17.12)

## 2 전력수요 전망

### 가. 기준수요

#### □ 전국권

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2016 (실적)	497,039	2.8	85,183	10.7	83,657	0.8
2017	508,994	2.4	84,586 (실적)	-0.7	86,546	3.5
2018	523,505	2.9	87,523	3.5	88,907	2.7
2019	537,973	2.8	89,750	2.5	91,262	2.6
2020	552,291	2.7	91,955	2.5	93,594	2.6
2021	566,714	2.6	94,173	2.4	95,991	2.6
2022	579,611	2.3	96,174	2.1	98,148	2.2
2023	592,145	2.2	98,122	2.0	100,251	2.1
2024	604,066	2.0	99,985	1.9	102,325	2.1
2025	615,788	1.9	101,819	1.8	104,369	2.0
2026	627,064	1.8	103,591	1.7	106,342	1.9
2027	637,866	1.7	105,297	1.6	108,241	1.8
2028	647,946	1.6	106,902	1.5	110,023	1.6
2029	657,725	1.5	108,466	1.5	111,759	1.6
2030	666,955	1.4	109,954	1.4	113,407	1.5
2031	675,367	1.3	111,327	1.2	114,922	1.3
'17~'31	-	2.1	-	1.8	-	2.1

\* 최대전력 산정기준 : (하계) 당해 연도 7~8월 (동계) 당해 연도 12월 ~ 익년도 2월

□ 최대전력 상한 및 하한안

연 도	상한안				하한안			
	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2016 (실적)	85,183	10.7	83,657	0.8	85,183	10.7	83,657	0.8
2017	84,586 (실적)	-0.7	86,585	3.5	84,586 (실적)	-0.7	86,503	3.4
2018	87,580	3.5	88,985	2.8	87,444	3.4	88,787	2.6
2019	89,876	2.6	91,415	2.7	89,528	2.4	90,968	2.5
2020	92,148	2.5	93,820	2.6	91,667	2.4	93,209	2.5
2021	94,412	2.5	96,267	2.6	93,828	2.4	95,473	2.4
2022	96,509	2.2	98,531	2.4	95,740	2.0	97,599	2.2
2023	98,458	2.0	100,635	2.1	97,579	1.9	99,643	2.1
2024	100,397	2.0	102,790	2.1	99,341	1.8	101,600	2.0
2025	102,336	1.9	104,954	2.1	101,028	1.7	103,472	1.8
2026	104,248	1.9	107,091	2.0	102,700	1.7	105,329	1.8
2027	106,054	1.7	109,106	1.9	104,289	1.5	107,090	1.7
2028	107,803	1.6	111,057	1.8	105,750	1.4	108,705	1.5
2029	109,483	1.6	112,929	1.7	107,230	1.4	110,342	1.5
2030	111,055	1.4	114,676	1.5	108,532	1.2	111,772	1.3
2031	112,518	1.3	116,297	1.4	109,741	1.1	113,095	1.2
'17~'31	-	1.9	-	2.2	-	1.7	-	2.0

□ 수도권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2016 (실적)	179,773	3.5	32,773	0.2
2017	185,707	3.3	35,494	8.3
2018	190,753	2.7	36,297	2.3
2019	195,778	2.6	37,094	2.2
2020	200,744	2.5	37,877	2.1
2021	205,741	2.5	38,662	2.1
2022	210,204	2.2	39,361	1.8
2023	214,537	2.1	40,036	1.7
2024	218,654	1.9	40,676	1.6
2025	222,699	1.8	41,303	1.5
2026	226,586	1.7	41,903	1.5
2027	230,307	1.6	42,476	1.4
2028	233,777	1.5	43,009	1.3
2029	237,141	1.4	43,524	1.2
2030	240,313	1.3	44,009	1.1
2031	243,203	1.2	44,450	1.0
'17~'31	-	2.0	-	2.1

□ 제주권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2016 (실적)	4,738	7.0	849	5.6
2017	4,957	4.6	921(실적)	8.5
2018	5,193	4.8	962	4.5
2019	5,441	4.8	996	3.5
2020	5,699	4.7	1,032	3.5
2021	5,969	4.7	1,067	3.5
2022	6,212	4.1	1,100	3.0
2023	6,454	3.9	1,132	2.9
2024	6,696	3.7	1,163	2.7
2025	6,935	3.6	1,193	2.6
2026	7,171	3.4	1,223	2.5
2027	7,403	3.2	1,253	2.4
2028	7,631	3.1	1,281	2.3
2029	7,853	2.9	1,309	2.2
2030	8,068	2.7	1,335	2.0
2031	8,263	2.4	1,359	1.8
'17~'31	-	3.8	-	3.2

## 나. 목표수요

### □ 전국권

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2016 (실적)	497,039	2.8	85,183	10.7	83,657	0.8
2017	506,981	2.0	84,586 (실적)	-0.7	85,206	1.9
2018	519,069	2.4	86,114	1.8	87,155	2.3
2019	530,358	2.2	87,084	1.1	88,538	1.6
2020	540,054	1.8	88,779	1.9	90,342	2.0
2021	548,898	1.6	90,382	1.8	92,104	2.0
2022	556,088	1.3	91,464	1.2	93,314	1.3
2023	561,700	1.0	92,553	1.2	94,525	1.3
2024	566,228	0.8	93,527	1.1	95,672	1.2
2025	569,824	0.6	94,359	0.9	96,670	1.0
2026	572,800	0.5	95,104	0.8	97,568	0.9
2027	575,229	0.4	95,797	0.7	98,404	0.9
2028	577,029	0.3	96,399	0.6	99,131	0.7
2029	578,515	0.3	96,986	0.6	99,839	0.7
2030	579,547	0.2	97,533	0.6	100,498	0.7
2031	580,443	0.2	98,010	0.5	101,065	0.6
'17~'31	-	1.0	-	0.9	-	1.3

\* 최대전력 산정기준 : (하계) 당해 연도 7~8월, (동계) 당해 연도 12월 ~ 익년도 2월

□ 수도권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2016 (실적)	179,773	3.5	32,773	0.2
2017	184,947	2.9	34,940	6.6
2018	189,090	2.2	35,575	1.8
2019	192,933	2.0	35,975	1.1
2020	196,186	1.7	36,544	1.6
2021	199,150	1.5	37,078	1.5
2022	201,546	1.2	37,403	0.9
2023	203,373	0.9	37,730	0.9
2024	204,828	0.7	38,013	0.7
2025	205,949	0.5	38,238	0.6
2026	206,853	0.4	38,427	0.5
2027	207,563	0.3	38,597	0.4
2028	208,051	0.2	38,731	0.3
2029	208,416	0.2	38,859	0.3
2030	208,598	0.1	38,969	0.3
2031	208,776	0.1	39,057	0.2
'17~'31	-	1.0	-	1.2

□ 제주권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2016 (실적)	4,738	7.0	849	5.6
2017	5,019	5.9	921 (실적)	8.5
2018	5,303	5.7	970	5.3
2019	5,615	5.9	1,003	3.5
2020	5,949	5.9	1,051	4.7
2021	6,199	4.2	1,086	3.3
2022	6,420	3.6	1,111	2.3
2023	6,634	3.3	1,138	2.4
2024	6,819	2.8	1,161	2.0
2025	6,996	2.6	1,182	1.9
2026	7,172	2.5	1,204	1.8
2027	7,352	2.5	1,227	1.9
2028	7,546	2.6	1,252	2.0
2029	7,769	3.0	1,282	2.4
2030	8,050	3.6	1,321	3.1
2031	8,253	2.5	1,348	2.1
'17~'31	-	3.8	-	3.1

### 3 수요관리 목표

#### 가. 최대전력 절감계획

(단위 : MW)

연도	전력소비 절감(효율향상)				피크감축(부하관리)			계
	고효율기기 (EERS)	에너지관리 시스템	효율 관리	자가 태양광	ESS	부하 기기	DR 시장	
2017	0	22	55	16	35	118	1,616	1,863
2018	62	53	70	31	76	207	1,804	2,304
2019	147	103	105	48	90	328	1,960	2,781
2020	255	182	163	67	105	447	2,120	3,338
2021	368	297	270	86	150	522	2,288	3,981
2022	548	457	368	107	266	622	2,577	4,944
2023	733	670	501	129	324	751	2,745	5,853
2024	920	924	639	152	431	853	2,876	6,795
2025	1,195	1,190	752	177	560	955	3,029	7,858
2026	1,467	1,436	889	203	711	1,061	3,185	8,952
2027	1,734	1,639	1,050	230	882	1,158	3,342	10,035
2028	2,023	1,795	1,212	259	1,068	1,259	3,498	11,114
2029	2,285	1,911	1,407	289	1,262	1,361	3,656	12,171
2030	2,520	1,996	1,628	320	1,455	1,463	3,815	13,198
2031	2,814	2,058	1,791	321	1,640	1,580	3,973	14,177

## 나. 전력소비량 절감계획

(단위 : GWh)

연 도	고효율기기 (EERS)	에너지관리 시스템(EMS)	효율관리 강화	자가용 태양광	계
2017	0	852	1,136	156	2,144
2018	760	2,166	1,473	310	4,709
2019	1,798	3,822	1,993	476	8,088
2020	3,123	6,103	3,069	655	12,949
2021	4,471	8,151	5,121	847	18,590
2022	6,663	9,765	6,993	1,052	24,473
2023	8,884	11,874	9,557	1,269	31,584
2024	11,126	14,356	12,199	1,499	39,180
2025	14,516	16,952	14,313	1,742	47,523
2026	17,925	19,351	16,779	1,998	56,054
2027	21,351	21,354	19,700	2,267	64,672
2028	25,176	22,907	22,579	2,548	73,211
2029	28,737	24,083	26,114	2,842	81,777
2030	32,020	24,968	30,118	3,149	90,255
2031	36,438	25,634	32,844	3,162	98,079

## 4 신재생에너지 설비계획

### 가. 연도별 신재생에너지 보급전망(2017~2031)

(단위 : MW)

연도	사업용										자가용	합계
	재 생 에 너 지							신 에 너 지		계		
	태양광	풍 력	수 력	해 양	바이오	폐기물 소각	부 생 가스	연 료 전 지	IGCC			
2017	5,030 (785)	1,174 (22)	1,795 (504)	255 (3)	725 (212)	323 (78)	1,377 (1,040)	291 (214)	346 (208)	11,316 (3,065)	2,770	14,086
2018	6,330 (987)	1,374 (26)	1,810 (509)	255 (3)	825 (241)	323 (78)	1,377 (1,040)	371 (272)	346 (208)	13,011 (3,364)	2,893	15,904
2019	7,830 (1,221)	2,024 (38)	1,830 (514)	255 (3)	925 (270)	323 (78)	1,377 (1,040)	451 (331)	346 (208)	15,361 (3,704)	3,025	18,386
2020	9,330 (1,455)	2,724 (52)	1,850 (520)	255 (3)	1,025 (299)	323 (78)	1,377 (1,040)	531 (390)	346 (208)	17,761 (4,045)	3,168	20,929
2021	11,130 (1,736)	3,474 (66)	1,870 (525)	255 (3)	1,105 (323)	323 (78)	1,377 (1,040)	571 (419)	346 (208)	20,451 (4,398)	3,320	23,772
2022	12,930 (2,017)	4,424 (84)	1,890 (531)	255 (3)	1,185 (346)	323 (78)	1,377 (1,040)	611 (449)	346 (208)	23,341 (4,756)	3,483	26,824
2023	14,730 (2,298)	5,574 (106)	1,910 (537)	255 (3)	1,265 (369)	323 (78)	1,377 (1,040)	651 (478)	346 (208)	26,431 (5,117)	3,656	30,087
2024	17,130 (2,672)	6,924 (132)	1,935 (544)	255 (3)	1,335 (390)	323 (78)	1,377 (1,040)	671 (493)	746 (448)	30,696 (5,799)	3,838	34,534
2025	19,530 (3,047)	8,474 (161)	1,960 (551)	255 (3)	1,405 (410)	323 (78)	1,377 (1,040)	691 (508)	746 (448)	34,761 (6,245)	4,031	38,792
2026	21,930 (3,421)	10,024 (190)	1,985 (558)	255 (3)	1,475 (431)	323 (78)	1,377 (1,040)	711 (522)	746 (448)	38,826 (6,691)	4,233	43,059
2027	24,730 (3,858)	11,624 (221)	2,015 (566)	255 (3)	1,535 (448)	323 (78)	1,377 (1,040)	721 (530)	746 (448)	43,326 (7,191)	4,446	47,772
2028	27,530 (4,295)	13,624 (259)	2,045 (575)	255 (3)	1,595 (466)	323 (78)	1,377 (1,040)	731 (537)	746 (448)	48,226 (7,699)	4,668	52,894
2029	30,330 (4,731)	15,624 (297)	2,075 (583)	255 (3)	1,655 (483)	323 (78)	1,377 (1,040)	741 (544)	746 (448)	53,126 (8,208)	4,901	58,027
2030	33,530 (5,231)	17,674 (336)	2,105 (591)	255 (3)	1,705 (498)	323 (78)	1,377 (1,040)	746 (548)	746 (448)	58,461 (8,772)	5,143	63,605
2031	33,680 (5,254)	17,674 (336)	2,105 (591)	255 (3)	1,705 (498)	323 (78)	1,377 (1,040)	746 (548)	746 (448)	58,611 (8,796)	5,153	63,765

\* ( )는 실효용량 기준

\* 폐기물은 폐기물소각과 부생가스로 분류하여 별도 표기함

\* 자가용은 99% 이상이 재생에너지로 구성

## 나. 연도별 신재생에너지 발전량 전망(2017~2031)

(단위 : GWh)

연도	사 업 용										자가용	합계 (비중)
	재 생 에 너 지							신 에 너 지		합계		
	태양광	풍력	수력	해양	바이오	폐기물 소각	부생 가스	연료 전지	IGCC			
2017	5,871	1,994	2,880	496	9,028	2,267	7,757	1,737	2,351	34,382 (6.2)	13,915	48,297 (8.3)
2018	7,534	2,397	2,936	496	9,729	2,267	7,757	2,382	2,351	37,849 (6.7)	14,081	51,929 (8.8)
2019	9,453	3,921	3,009	496	10,430	2,267	7,757	3,027	2,351	42,710 (7.4)	14,259	56,970 (9.4)
2020	11,371	5,576	3,083	496	11,131	2,267	7,757	3,671	2,351	47,704 (8.1)	14,451	62,154 (10.1)
2021	13,673	7,333	3,156	496	11,692	2,267	7,757	3,994	2,351	52,719 (8.8)	14,655	67,374 (10.8)
2022	15,975	9,615	3,230	496	12,252	2,267	7,757	4,316	2,351	58,259 (9.7)	14,872	73,131 (11.5)
2023	18,277	12,422	3,303	496	12,813	2,267	7,757	4,638	2,351	64,326 (10.6)	15,101	79,427 (12.4)
2024	21,347	15,756	3,395	496	13,303	2,267	7,757	4,800	5,067	74,188 (12.1)	15,344	89,532 (13.9)
2025	24,416	19,614	3,487	496	13,794	2,267	7,757	4,961	5,067	81,860 (13.2)	15,599	97,459 (15.0)
2026	27,486	23,473	3,579	496	14,284	2,267	7,757	5,122	5,067	89,532 (14.4)	15,867	105,399 (16.2)
2027	31,067	27,433	3,690	496	14,705	2,267	7,757	5,202	5,067	97,684 (15.6)	16,148	113,832 (17.4)
2028	34,648	32,443	3,800	496	15,125	2,267	7,757	5,283	5,067	106,887 (17.1)	16,442	123,329 (18.8)
2029	38,229	37,454	3,911	496	15,546	2,267	7,757	5,364	5,067	116,090 (18.5)	16,748	132,838 (20.1)
2030	42,322	42,566	4,021	496	15,896	2,267	7,757	5,404	5,067	125,795 (20.0)	17,067	142,863 (21.6)
2031	42,514	42,566	4,021	496	15,896	2,267	7,757	5,404	5,067	125,987 (20.0)	17,080	143,067 (21.6)

\* 폐기물은 폐기물소각과 부생가스로 분류하여 별도 표기함

## 5 집단에너지 설비계획

□ 연도별 집단에너지설비 건설 전망(2017~2031)

발전소명	8차 계획		사 업 자	비고
	준공시기	용량(MW)		
위례열병합	17.04	412.6	위례에너지서비스	준공
춘천열병합	17.05	431.2	춘천에너지	준공
군장에너지#5	17.05	28.5	군장에너지	준공
오산열병합 폐지	17.09	-24.0	-	폐지
동탄열병합#1	17.11	378.4	한국지역난방	준공
동탄열병합#2	17.12	378.4	한국지역난방	준공
한화에너지 군산공장	17.12	99	한화에너지	
아산국가산단포송지구	18.06	75	포송그린파워	
포천열병합	18.08	169.9	GS E&R	
세종열병합(2단계)	19.11	515	한남, 중부, 남부	
양산열병합	20.05	114	한국지역난방	
여수그린에너지	20.07	250	여수그린에너지	
안양복합 증설	20.12	465	GS파워	
마곡도시개발구역	20.12	285	SH공사	
충남도청이전신도시	20.12	97	내포그린에너지	
광주전남열병합*	17.12	19.1	지역난방공사	
원주열병합*	19.08	32.3	원주에너지	
집단에너지 용량 합계		3,675*	-	-

\* 광주전남열병합, 원주열병합은 신재생에너지로 분류하며 집단에너지 용량에서 제외

\* 충남도청이전신도시의 경우, 연료전환 협의 중이며 세부적인 사항은 추후 확정할 계획임

## 6 공급물량 제외설비 현황

(단위 : MW)

구분	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	계
2017	고리#1(587) (6월)		영동#1(125) (4월) 서천#1,2 (400) (7월)	서울화력#5(250) (4월) 평택복합(480) (12월)		1,842 (6기)
2018	월성#1(679) (1월)					679 (1기)
2019		삼천포#1,2(1,120) (12월)	영동#2(200) (1월)		한림복합(105) (11월) *LNG연료전환 제주GT#3(55) (12월)	1,480 (5기)
2021		호남#1,2(500) (1월)				500 (2기)
2022		보령#1,2(1,000) (5월)			울산#4 ~ 6(1,200) (1월)	2,200 (5기)
2023	고리#2(650) (4월)			서인천복합#1 ~ 8 (1,800) (12월)		2,450 (9기)
2024	고리#3(950) (9월)	삼천포#3,4(1,120) (3월) *LNG연료전환			평택#1 ~ 4 (1,400) (12월)	3,470 (7기)
2025	고리#4(950) (8월) 한빛#1(950) (12월)	태안#1,2(1,000) (12월) *LNG연료전환				2,900 (4기)
2026	한빛#2(950) (9월) 월성#2(700) (11월)					1,650 (2기)
2027	월성#3(700) (12월) 한울#1(950) (12월)					1,650 (2기)
2028	한울#2(950) (12월)					950 (1기)
2029	월성#4(700) (2월)					700 (1기)
합계 (*17~31)	9,716 (12기)	4740 (10기)	725 (4기)	2,530 (10기)	2,760 (9기)	20,471 (45기)

- \* 7차 폐지설비(고리 1호기 서울 5호기 평택복합 서인천복합 1~8호기 제주GT 3호기 울산 4~6호기 평택 1~4호기 등 19기 5,772MW)
- \* 미세먼지 대책설비(영동 1-2호기, 서천 1-2호기, 삼천포 1-2호기, 호남 1-2호기, 보령 1-2호기 등 10기 3,345MW)
- \* 정책전원 (노후원전 11기 9,129MW, 석탄→LNG대체 4기 2,120MW 등 총 15기 11,249MW)
- \* 기타 (유류→LNG전환 한림복합 1기 105MW)

## 7 전원구성 전망

### 가. 정격용량 기준

□ 전국권

(단위 : MW, %)

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수	계
2016	23,116	32,023	32,602	9,284	4,141	4,700	105,866
	21.8	30.2	30.8	8.8	3.9	4.4	100
2017	22,529	36,920	37,353	11,316	4,151	4,700	116,968
	19.3	31.6	31.9	9.7	3.5	4.0	100
2018	24,650	37,351	37,593	13,011	4,151	4,700	121,455
	20.3	30.8	31.0	10.7	3.4	3.9	100
2019	26,050	36,031	39,964	15,361	3,991	4,700	126,096
	20.7	28.6	31.7	12.2	3.2	3.7	100
2020	26,050	37,281	42,050	17,761	3,991	4,700	131,832
	19.8	28.3	31.9	13.5	3.0	3.6	100
2021	26,050	39,911	42,050	20,451	3,991	4,700	137,152
	19.0	29.1	30.7	14.9	2.9	3.4	100
2022	27,450	42,041	42,050	23,341	2,791	4,700	142,372
	19.3	29.5	29.5	16.4	2.0	3.3	100
2023	28,200	42,041	40,250	26,431	2,791	4,700	144,412
	19.5	29.1	27.9	18.3	1.9	3.3	100
2024	27,250	40,921	43,310	30,696	1,391	4,700	148,267
	18.4	27.6	29.2	20.7	0.9	3.2	100
2025	25,350	39,921	44,310	34,761	1,391	4,700	150,432
	16.9	26.5	29.5	23.1	0.9	3.1	100
2026	23,700	39,921	44,310	38,826	1,391	4,700	152,847
	15.5	26.1	29.0	25.4	0.9	3.1	100
2027	22,050	39,921	46,110	43,326	1,391	4,700	157,497
	14.0	25.3	29.3	27.5	0.9	3.0	100
2028	21,100	39,921	47,460	48,226	1,391	4,700	162,797
	13.0	24.5	29.2	29.6	0.9	2.9	100
2029	20,400	39,921	47,460	53,126	1,391	5,500	167,797
	12.2	23.8	28.3	31.7	0.8	3.3	100
2030	20,400	39,921	47,460	58,461	1,391	6,100	173,732
	11.7	23.0	27.3	33.7	0.8	3.5	100
2031	20,400	39,921	47,460	58,611	1,391	6,700	174,482
	11.7	22.9	27.2	33.6	0.8	3.8	100

\* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 등 정격용량 기준

\* 제주 HVDC용 동기조상기로 운전중인 제주GT 1·2호기(110MW)도 정격용량에 포함

\* 신재생 간헐성 대응자원은 양수 설비용량에 포함

□ 수도권

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	신재생	석유	양수	융통 전력	계
2016	-	5,157	-	20,491	1,113	1,474	400	12,700	41,335
	-	12.5	-	49.6	2.7	3.6	1.0	30.7	100
2017	-	5,157	-	23,476	1,378	1,480	400	12,921	44,812
	-	11.5	-	52.4	3.1	3.3	0.9	28.8	100
2018	-	5,402	-	23,476	1,552	1,480	400	14,059	46,368
	-	11.6	-	50.6	3.3	3.2	0.9	30.3	100
2019	-	5,402	-	25,227	1,743	1,480	400	14,197	48,448
	-	11.1	-	52.1	3.6	3.1	0.8	29.3	100
2020	-	5,402	-	26,977	1,934	1,480	400	14,639	50,832
	-	10.6	-	53.1	3.8	2.9	0.8	28.8	100
2021	-	5,402	-	26,977	2,114	1,480	400	15,810	52,183
	-	10.4	-	51.7	4.1	2.8	0.8	30.3	100
2022	-	5,402	-	26,977	2,294	1,480	400	17,442	53,995
	-	10.0	-	50.0	4.2	2.7	0.7	32.3	100
2023	-	5,402	-	25,177	2,474	1,480	400	19,428	54,361
	-	9.9	-	46.3	4.6	2.7	0.7	35.7	100
2024	-	5,402	-	25,177	2,676	80	400	20,214	53,948
	-	10.0	-	46.7	5.0	0.1	0.7	37.5	100
2025	-	5,402	-	25,177	2,878	80	400	20,116	54,052
	-	10.0	-	46.6	5.3	0.1	0.7	37.2	100
2026	-	5,402	-	25,177	3,079	80	400	20,017	54,155
	-	10.0	-	46.5	5.7	0.1	0.7	37.0	100
2027	-	5,402	-	25,177	3,300	80	400	19,919	54,278
	-	10.0	-	46.4	6.1	0.1	0.7	36.7	100
2028	-	5,402	-	25,177	3,521	80	400	19,820	54,399
	-	9.9	-	46.3	6.5	0.1	0.7	36.4	100
2029	-	5,402	-	25,177	3,742	80	400	19,722	54,522
	-	9.9	-	46.2	6.9	0.1	0.7	36.2	100
2030	-	5,402	-	25,177	3,984	80	400	19,543	54,585
	-	9.9	-	46.1	7.3	0.1	0.7	35.8	100
2031	-	5,402	-	25,177	3,993	80	400	19,620	54,672
	-	9.9	-	46.1	7.3	0.1	0.7	35.9	100

□ 제주권

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	신재생	석유	양수	HVDC	계
2016	-	-	-	0	380	706	-	400	1,487
	-	-	-	0.0	25.6	47.5	-	26.9	100
2017	-	-	-	0	405	706	-	400	1,511
	-	-	-	0.0	26.8	46.7	-	26.5	100
2018	-	-	-	240	514	706	-	400	1,861
	-	-	-	12.9	27.6	38.0	-	21.5	100
2019	-	-	-	345	795	546	-	400	2,087
	-	-	-	16.5	38.1	26.2	-	19.2	100
2020	-	-	-	470	1,098	546	-	600	2,715
	-	-	-	17.3	40.5	20.1	-	22.1	100
2021	-	-	-	470	1,385	546	-	600	3,002
	-	-	-	15.7	46.2	18.2	-	20.0	100
2022	-	-	-	470	1,777	546	-	600	3,394
	-	-	-	13.8	52.4	16.1	-	17.7	100
2023	-	-	-	470	1,886	546	-	600	3,503
	-	-	-	13.4	53.9	15.6	-	17.1	100
2024	-	-	-	470	1,976	546	-	600	3,593
	-	-	-	13.1	55.0	15.2	-	16.7	100
2025	-	-	-	470	2,366	546	-	600	3,983
	-	-	-	11.8	59.4	13.7	-	15.1	100
2026	-	-	-	470	2,646	546	-	600	4,263
	-	-	-	11.0	62.1	12.8	-	14.1	100
2027	-	-	-	470	2,926	546	-	600	4,543
	-	-	-	10.3	64.4	12.0	-	13.2	100
2028	-	-	-	470	3,206	546	-	600	4,823
	-	-	-	9.7	66.5	11.3	-	12.4	100
2029	-	-	-	470	3,486	546	-	600	5,103
	-	-	-	9.2	68.3	10.7	-	11.8	100
2030	-	-	-	470	3,782	546	-	600	5,399
	-	-	-	8.7	70.1	10.1	-	11.1	100
2031	-	-	-	470	4,062	546	-	600	5,679
	-	-	-	8.3	71.5	9.6	-	10.6	100

\* #3 HVDC 연계선로(200MW)는 2020년 12월 건설 예정

\* 긴급설비 125MW(LNG)는 '20년 6월 준공 예정

## 나. 피크기여도 기준

□ 전국권

(단위 : MW, %)

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수	계
2016	23,116	31,279	32,599	2,658	4,003	4,700	98,354
	23.5	31.8	33.1	2.7	4.1	4.8	100
2017	22,529	36,111	37,350	3,065	4,013	4,700	107,768
	20.9	33.5	34.7	2.8	3.7	4.4	100
2018	24,650	36,418	37,590	3,364	4,013	4,700	110,735
	22.3	32.9	33.9	3.0	3.6	4.2	100
2019	26,050	35,098	39,961	3,704	3,853	4,700	113,366
	23.0	31.0	35.2	3.3	3.4	4.1	100
2020	26,050	36,222	42,047	4,045	3,853	4,700	116,917
	22.3	31.0	36.0	3.5	3.3	4.0	100
2021	26,050	38,852	42,047	4,398	3,853	4,700	119,901
	21.7	32.4	35.1	3.7	3.2	3.9	100
2022	27,450	40,982	42,047	4,756	2,653	4,700	122,588
	22.4	33.4	34.3	3.9	2.2	3.8	100
2023	28,200	40,982	40,247	5,117	2,653	4,700	121,899
	23.1	33.6	33.0	4.2	2.2	3.9	100.0
2024	27,250	39,862	43,307	5,799	1,253	4,700	122,171
	22.3	32.6	35.4	4.7	1.0	3.8	100
2025	25,350	38,862	44,307	6,245	1,253	4,700	120,717
	21.0	32.2	36.7	5.2	1.0	3.9	100
2026	23,700	38,862	44,307	6,691	1,253	4,700	119,513
	19.8	32.5	37.1	5.6	1.0	3.9	100
2027	22,050	38,862	46,107	7,191	1,253	4,700	120,164
	18.3	32.3	38.4	6.0	1.0	3.9	100
2028	21,100	38,862	47,457	7,699	1,253	4,700	121,072
	17.4	32.1	39.2	6.4	1.0	3.9	100
2029	20,400	38,862	47,457	8,208	1,253	5,500	121,680
	16.8	31.9	39.0	6.7	1.0	4.5	100
2030	20,400	38,862	47,457	8,772	1,253	6,100	122,845
	16.6	31.6	38.6	7.1	1.0	5.0	100
2031	20,400	38,862	47,457	8,796	1,253	6,700	123,468
	16.5	31.5	38.4	7.1	1.0	5.4	100

\* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

\* 제주 HVDC용 동기조상기로 운전중인 제주GT 1·2호기(110MW)는 설비용량에서 제외

\* 신재생 간헐성 대응자원은 양수로 계획하여 포함

□ 수도권

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	신재생	석유	양수	응통 전력	계
2016	-	5,118	-	20,488	269	1,474	400	12,700	40,449
	-	12.7	-	50.7	0.7	3.6	1.0	31.4	100
2017	-	5,118	-	23,473	356	1,480	400	12,921	43,747
	-	11.7	-	53.7	0.8	3.4	0.9	29.5	100
2018	-	5,240	-	23,473	417	1,480	400	14,059	45,069
	-	11.6	-	52.1	0.9	3.3	0.9	31.2	100
2019	-	5,240	-	25,224	481	1,480	400	14,197	47,022
	-	11.1	-	53.6	1.0	3.1	0.9	30.2	100
2020	-	5,240	-	26,974	545	1,480	400	14,639	49,278
	-	10.6	-	54.7	1.1	3.0	0.8	29.7	100
2021	-	5,240	-	26,974	590	1,480	400	15,810	50,494
	-	10.4	-	53.4	1.2	2.9	0.8	31.3	100
2022	-	5,240	-	26,974	635	1,480	400	17,442	52,170
	-	10.0	-	51.7	1.2	2.8	0.8	33.4	100
2023	-	5,240	-	25,174	680	1,480	400	19,428	52,401
	-	10.0	-	48.0	1.3	2.8	0.8	37.1	100
2024	-	5,240	-	25,174	720	80	400	20,214	51,827
	-	10.1	-	48.6	1.4	0.2	0.8	39.0	100
2025	-	5,240	-	25,174	760	80	400	20,116	51,769
	-	10.1	-	48.6	1.5	0.2	0.8	38.9	100
2026	-	5,240	-	25,174	800	80	400	20,017	51,710
	-	10.1	-	48.7	1.5	0.2	0.8	38.7	100
2027	-	5,240	-	25,174	838	80	400	19,919	51,650
	-	10.1	-	48.7	1.6	0.2	0.8	38.6	100
2028	-	5,240	-	25,174	876	80	400	19,820	51,589
	-	10.2	-	48.8	1.7	0.2	0.8	38.4	100
2029	-	5,240	-	25,174	914	80	400	19,722	51,529
	-	10.2	-	48.9	1.8	0.2	0.8	38.3	100
2030	-	5,240	-	25,174	953	80	400	19,543	51,389
	-	10.2	-	49.0	1.9	0.2	0.8	38.0	100
2031	-	5,240	-	25,174	954	80	400	19,620	51,468
	-	10.2	-	48.9	1.9	0.2	0.8	38.1	100

□ 제주권

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	신재생	석유	양수	HVDC	계
2016	-	-	-	-	14	596	-	400	1,010
	-	-	-	-	1.4	59.0	-	39.6	100
2017	-	-	-	-	17	596	-	400	1,013
	-	-	-	-	1.7	58.9	-	39.5	100
2018	-	-	-	240	27	596	-	400	1,263
	-	-	-	19.0	2.1	47.2	-	31.7	100
2019	-	-	-	345	41	436	-	400	1,223
	-	-	-	28.2	3.4	35.7	-	32.7	100
2020	-	-	-	470	56	436	-	600	1,562
	-	-	-	30.1	3.6	27.9	-	38.4	100
2021	-	-	-	470	71	436	-	600	1,577
	-	-	-	29.8	4.5	27.7	-	38.1	100
2022	-	-	-	470	84	436	-	600	1,590
	-	-	-	29.6	5.3	27.4	-	37.7	100
2023	-	-	-	470	96	436	-	600	1,602
	-	-	-	29.3	6.0	27.2	-	37.5	100
2024	-	-	-	470	105	436	-	600	1,612
	-	-	-	29.2	6.5	27.1	-	37.2	100
2025	-	-	-	470	116	436	-	600	1,622
	-	-	-	29.0	7.2	26.9	-	37.0	100
2026	-	-	-	470	126	436	-	600	1,632
	-	-	-	28.8	7.7	26.7	-	36.8	100
2027	-	-	-	470	135	436	-	600	1,641
	-	-	-	28.6	8.2	26.6	-	36.6	100
2028	-	-	-	470	144	436	-	600	1,650
	-	-	-	28.5	8.7	26.4	-	36.4	100
2029	-	-	-	470	154	436	-	600	1,660
	-	-	-	28.3	9.3	26.3	-	36.1	100
2030	-	-	-	470	164	436	-	600	1,670
	-	-	-	28.1	9.8	26.1	-	35.9	100
2031	-	-	-	470	174	436	-	600	1,680
	-	-	-	28.0	10.3	26.0	-	35.7	100

\* #3 HVDC 연계선로(200MW)는 2020년 12월 건설 예정

\* 긴급설비 125MW(LNG)는 '20년 6월 준공 예정

## 8

## 발전설비 건설계획표

□ 전국권

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력(MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
2016				93,328	98,354	85,183	83,657	9.6	17.6
2017				105,652	107,768	84,586	85,206	24.9	26.5
	1	당진#9(증설)	90						
	1	도서	10						
	2	파주문산복합#1	848						
	3	북평#1	595						
	3	포천천연복합#1	874						
	3	파주문산복합#2	848						
	4	(영동#1)	-125						
	4	GS당진복합#4	846						
	4	(서울#5)	-250						
	4	위례열병합(집단)	413						
	5	춘천열병합(집단)	431						
	5	당진#10(증설)	90						
	5	군장에너지#5(집단)	14						
	6	삼척그린#2	1,022						
	6	태안#10	1,050						
	6	신보령#1	926						
	6	(고리#1)	-587						
	6	신재생	204						
	7	(서천#1)	-200						
	7	(서천#2)	-200						
	7	부산정관에너지#1	46						
	8	북평#2	595						
	9	신보령#2	926						
	9	(오산열병합(집단))	-24						
	10	영남복합	443						
	11	동탄열병합#1(집단)	378						
	12	동탄열병합#2(집단)	378						
	12	(평택복합#1)	-480						
	12	한화에너지군산(집단)	49						
	12	신재생	204						
2018				107,609	110,735	86,114	87,155	25.0	27.1
	1	(월성#1)	-679						
	6	신보령#1 증설	93						
	6	제주복합	240						
	6	신재생	149						
	6	아산국가산단 포송지구(집단)	37						
	8	포천열병합(집단)	84						

연도	월	발전설비	설비용량(MW)	총용량(MW)		최대전력(MW)		설비예비율(%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	9	신보령#2(증설)	93						
	9	신고리#4	1,400						
	12	신한울#1	1,400						
	12	신재생	150						
2019				110,705	113,366	87,084	88,538	27.1	28.0
	1	(영동#2)	-200						
	6	신재생	170						
	8	서울복합#1	400						
	8	서울복합#2	400						
	10	신한울#2	1,400						
	11	신평택복합#1	951						
	11	(한림복합)	-105						
	11	한림복합대체(LNG)	105						
	11	세종열병합#2(집단)	515						
	12	(삼천포#1)	-560						
	12	(삼천포#2)	-560						
	12	(제주GT#3)	-55						
	12	신재생	170						
2020				115,776	116,917	88,779	90,342	30.4	29.4
	3	신서천#1	1,000						
	5	양산열병합(집단)	114						
	6	여주복합	1,000						
	6	제주신규	125						
	6	신재생	170						
	7	여수그린에너지(집단)	124						
	12	충남도청이전신도시(집단)	97						
	12	마곡도시개발구역(집단)	285						
	12	안양복합 증설(집단)	465						
	12	신재생	171						
2021				117,634	119,901	90,382	92,104	30.2	30.2
	1	(호남#1)	-250						
	1	(호남#2)	-250						
	4	고성하이#1	1,040						
	6	신재생	176						
	10	고성하이#2	1,040						
	12	삼척화력#1	1,050						
	12	신재생	177						
2022				122,409	122,588	91,464	93,314	33.8	31.4
	1	(울산#4)	-400						
	1	(울산#5)	-400						
	1	(울산#6)	-400						
	1	신고리#5	1,400						
	5	(보령#1)	-500						
	5	(보령#2)	-500						
	6	강릉안인#1	1,040						

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력(MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	6	강릉안인#2	1,040						
	6	삼척화력#2	1,050						
	6	신재생	178						
	12	신재생	179						
2023				123,518	121,899	92,553	94,525	33.5	29.0
	1	신고리#6	1,400						
	4	(고리#2)	-650						
	6	신재생	180						
	12	(서인천복합#1)	-225						
	12	(서인천복합#2)	-225						
	12	(서인천복합#3)	-225						
	12	(서인천복합#4)	-225						
	12	(서인천복합#5)	-225						
	12	(서인천복합#6)	-225						
	12	(서인천복합#7)	-225						
	12	(서인천복합#8)	-225						
	12	신재생	181						
2024				122,240	122,171	93,527	95,672	30.7	27.7
	3	(삼천포#3)	-560						
	3	(삼천포#4)	-560						
	3	삼천포#3대체(LNG)	560						
	3	삼천포#4대체(LNG)	560						
	6	신재생	341						
	9	(고리#3)	-950						
	12	(평택#1)	-350						
	12	(평택#2)	-350						
	12	(평택#3)	-350						
	12	(평택#4)	-350						
	12	당진에코#1(LNG)	970						
	12	당진에코#2(LNG)	970						
	12	신재생	341						
2025				122,394	120,717	94,359	96,670	29.7	24.9
	6	신재생	223						
	8	(고리#4)	-950						
	12	(태안#1)	-500						
	12	(태안#2)	-500						
	12	태안#1 대체(LNG)	500						
	12	태안#2 대체(LNG)	500						
	12	(한빛#1)	-950						
	12	신재생	223						
2026				120,940	119,513	95,104	97,568	27.2	22.5
	6	신재생	223						
	9	(한빛#2)	-950						
	11	(월성#2)	-700						

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력(MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	신재생	223						
2027				119,763	120,164	95,797	98,404	25.0	22.1
	6	신재생	250						
	12	(월성#3)	-700						
	12	(한울#1)	-950						
	12	신규LNG#1	900						
	12	신규LNG#2	900						
	12	신재생	250						
2028				120,418	121,072	96,399	99,131	24.9	22.1
	6	신재생	254						
	12	(한울#2)	-950						
	12	신규LNG#3	900						
	12	신규LNG#4	450						
	12	신재생	254						
2029				120,626	121,680	96,986	99,839	24.4	21.9
	2	(월성#4)	-700						
	6	신재생	254						
	12	신재생	254						
	12	신규양수#1	800						
2030				121,962	122,845	97,533	100,498	25.0	22.2
	6	신재생	282						
	12	신재생	283						
	12	신규양수#2	600						
2031				122,856	123,468	98,010	101,065	25.4	22.2
	6	신재생	11						
	12	신규양수#3	600						
	12	신재생	12						

\* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

\* 동기조상기로 운전중인 제주GT 1·2호기(110MW)는 제외

\* ( ) 설비는 공급물량 제외(폐지 등) 또는 공급 불확실 설비를 의미

\* 하계, 동계 설비예비율은 하계 및 동계 설비용량(피크기여도 적용)에서 하계 및 동계 최대전력의 예비율

□ 수도권

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	용량 (MW)	총용량(MW)		최대전력 (MW)	설비 여유율 (%)
					하계	연말		
2016			27,749	12,700		40,449	32,773	23.4
2017				12,921	43,451	43,747	34,940	25.2
	1	도서(수도권)	6					
	2	파주문산복합#1	848					
	3	포천천연복합#1	874					
	3	파주문산복합#2	848					
	4	(서울#5)	-250					
	4	위례열병합(집단)	413					
	6	신재생	43					
	9	(오산열병합(집단))	-24					
	11	동탄열병합#1(집단)	378					
	12	동탄열병합#2(집단)	378					
	12	(평택복합#1)	-480					
	12	신재생	43					
2018				14,059	44,953	45,069	35,575	26.7
	6	신재생	31					
	6	아산국가산단 포송지구(집단)	37					
	8	포천열병합(집단)	84					
	12	신재생	31					
2019				14,197	45,239	47,022	35,975	30.7
	6	신재생	32					
	8	서울복합#1	400					
	8	서울복합#2	400					
	11	신평택복합#1	951					
	12	신재생	32					
2020				14,639	48,496	49,278	36,544	34.8
	6	여주복합	1,000					
	6	신재생	32					
	12	마곡도시개발구역(집단)	285					
	12	안양복합 증설(집단)	465					
	12	신재생	32					
2021				15,810	50,471	50,494	37,078	36.2
	6	신재생	22					
	12	신재생	22					
2022				17,442	52,148	52,170	37,403	39.5
	6	신재생	22					
	12	신재생	22					
2023				19,428	54,179	52,401	37,730	38.9
	6	신재생	22					
	12	(서인천복합#1)	-225					
	12	(서인천복합#2)	-225					
	12	(서인천복합#3)	-225					
	12	(서인천복합#4)	-225					
	12	(서인천복합#5)	-225					
	12	(서인천복합#6)	-225					

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	용 량 (MW)	총용량(MW)		최대전력 (MW)	설비 예비율 (%)
					하계	연말		
	12	(서인천복합#7)	-225					
	12	(서인천복합#8)	-225					
	12	신재생	22					
2024				20,214	53,207	51,827	38,013	36.3
	6	신재생	20					
	12	(평택#1)	-350					
	12	(평택#2)	-350					
	12	(평택#3)	-350					
	12	(평택#4)	-350					
	12	신재생	20					
2025				20,116	51,749	51,769	38,238	35.4
	6	신재생	20					
	12	신재생	20					
2026				20,017	51,690	51,710	38,427	34.6
	6	신재생	20					
	12	신재생	20					
2027				19,919	51,631	51,650	38,597	33.8
	6	신재생	19					
	12	신재생	19					
2028				19,820	51,570	51,589	38,731	33.2
	6	신재생	19					
	12	신재생	19					
2029				19,722	51,510	51,529	38,859	32.6
	6	신재생	19					
	12	신재생	19					
2030				19,543	51,370	51,389	38,969	31.9
	6	신재생	19					
	12	신재생	19					
2031				19,620	51,467	51,468	39,057	31.8
	6	신재생	1					
	12	신재생	1					

\* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

\* ( ) 설비는 공급물량 제외(폐지 등) 또는 공급 불확실 설비를 의미

□ 제주권

연도	월	발전설비	설비용량(MW)	HVDC용통량(MW)	총용량(MW)		최대전력(MW)	설비예비율(%)
					하계	연말		
2016			610	400		1,010	849	19.0
2017				400	1,012	1,013	921	10.0
	6	신재생	1					
	12	신재생	1					
2018				400	1,258	1,263	970	30.2
	6	제주복합	240					
	6	신재생	5					
	12	신재생	5					
2019				400	1,270	1,223	1,003	21.9
	6	신재생	7					
	11	(한림복합)	-105					
	11	한림복합대체(LNG)	105					
	12	(제주GT#3)	-55					
	12	신재생	7					
2020				600	1,555	1,562	1,051	48.6
	6	제주신규	125					
	6	신재생	7					
	12	신재생	7					
2021				600	1,570	1,577	1,086	45.2
	6	신재생	7					
	12	신재생	7					
2022				600	1,584	1,590	1,111	43.2
	6	신재생	7					
	12	신재생	7					
2023				600	1,596	1,602	1,138	40.8
	6	신재생	6					
	12	신재생	6					
2024				600	1,607	1,612	1,161	38.8
	6	신재생	5					
	12	신재생	5					
2025				600	1,617	1,622	1,182	37.3
	6	신재생	5					
	12	신재생	5					
2026				600	1,627	1,632	1,204	35.5
	6	신재생	5					
	12	신재생	5					
2027				600	1,636	1,641	1,227	33.7
	6	신재생	5					
	12	신재생	5					

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	HVDC 용통량 (MW)	총용량(MW)		최대전력 (MW)	설비 예비율 (%)
					하계	연말		
2028				600	1,646	1,650	1,252	31.8
	6	신재생	5					
	12	신재생	5					
2029				600	1,655	1,660	1,282	29.5
	6	신재생	5					
	12	신재생	5					
2030				600	1,665	1,670	1,321	26.4
	6	신재생	5					
	12	신재생	5					
2031				600	1,675	1,680	1,348	24.6
	6	신재생	5					
	12	신재생	5					

\* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

\* 동기조상기로 사용 중인 제주GT#1,2는 설비용량에서 제외 (피크기여 불가)

\* ( ) 설비는 공급물량 제외(폐지 등) 또는 공급 불확실 설비를 의미

## 9

## 발전사업허가를 받은 40MW 초과 태양광·풍력 설비

구분	발전소명	사업자	지역	용량 (MW)
태양광	영암 태양광	영암태양광발전	전남	98
	해남 솔라시도 태양광	솔라시도태양광발전	전남	98
	제주 청정에너지 태양광	제주에너지개발	제주	95
	서산 태양광	현대에코에너지	충남	65
	봉화화천 태양광	봉화화천태양광발전소	경북	60
	봉화도촌 태양광	우리파워15호	경북	55
	의성 점곡 태양광	점곡태양광발전소	경북	50
풍력	고성 풍력	지에이파워	강원	333
	전남신안 해상풍력	포스코에너지	전남	300
	삼척 풍력	에너지메카	강원	285
	평창 백석산 풍력	태환윈드파워평창	강원	168.3
	태백 금대에코 풍력	오투파워	강원	165
	평창 황계 동진 풍력	동진풍력발전	강원	147
	삼척 천봉 풍력	삼척풍력발전	강원	138.6
	양구 바람의 풍력	글로벌윈드에너지	강원	126
	고성알프스 풍력	고성알프스풍력발전	강원	100
	울진 풍력	부선	경북	99.2
	영광 두우리 풍력	재원에너지	전남	99.1
	평창 방림 풍력	대화풍력	강원	99
	삼척 오두 풍력	한국동서발전	강원	99
	정선 임계 풍력	한국동서발전	강원	99
	새만금 풍력	새만금해상풍력	전북	98.8
	청송 에코윈드 풍력	청송에코윈드	경북	97.2
	포항 에코랜드 풍력	포항에코랜드	경북	96.6
	전남 해상풍력	SK E&S	전남	96
	영덕 제이 풍력	일출에너지	경북	93.15
	영덕 제일 풍력	영덕제1풍력발전	경북	92.4
	감포 파인드그린 풍력	파인드그린	경북	92.4
	양양 수리 풍력	에코그린풍력	강원	90
	포항 비학 풍력	비학윈드캠퍼스	경북	90
	양구 통일전망대 풍력	글로벌윈드에너지	강원	90
	AWP영양윈드 풍력	에이더블유피	경북	89.1
	평창 봉평 풍력	청정그린파워	강원	87
	청송 면봉산 풍력	청송면봉산풍력	경북	86.4
	평창 도사리 풍력	태환윈드파워	강원	85.8
	홍천 울진 풍력	홍천울진풍력발전	강원	84
	고성 하일 풍력	지에스이피에스	경남	82.5

구분	발전소명	사업자	지역	용량(MW)
풍력	영양 영등 풍력	에스케이디앤디	경북	80
	영광 풍력	영광풍력발전	전남	79.6
	영월 에코윈드 풍력	영월에코윈드	강원	79.2
	영양 양구 풍력	영양에코파워	경북	75.9
	장성 부선 풍력	부선풍력	전남	72.6
	포항 죽장 풍력	에스케이디앤디	경북	72
	의성 황학산 풍력	에스케이디앤디	경북	72
	평창 흥정 풍력	태환윈드파워평창	강원	69.3
	군위 풍백 풍력	에스케이디앤디	경북	66
	포항 호미곶 풍력	효성	경북	66
	평창 유천 풍력	태환윈드파워	강원	66
	영월 에코에너지 풍력	영월에코에너지	강원	64.8
	포항 스마일 풍력	한국동서발전	경북	63
	순천 바랑산 풍력	바랑산풍력	전라	60.4
	비금 풍력	비금풍력발전	전남	60
	한국 해상풍력	한국해상풍력	전북	60
	강릉안인 풍력	한국남부발전	강원	60
	정선 사북 풍력	웅진풍력발전	강원	60
	양양 에너지플랜 풍력	지에스이피에스	강원	60
	영덕 동대 풍력	오성이앤티	경북	60
	태백 덕항산 풍력	진성파워	강원	60
	포항 대송 풍력	더윈드파워	경북	60
	봉화 오미산 풍력	유니슨	경북	60
	삼척 오두2 풍력	삼척 오두2풍력 발전사업	강원	57.6
	영양 포산 풍력	지에스이앤알	경북	56.1
	울진 현종산 풍력	울진풍력	경북	53.4
	고흥 도경 풍력	도경풍력발전	전남	51
	삼척 철마 풍력	비에스에너지	강원	50.4
	삼척 가풍 풍력	한국남부발전	강원	50.4
	단양 풍력	청송에너지	충북	45.6
	봉화 풍력	우람에너지	경북	45
	김제 삼현 풍력	삼현풍력	전북	45
	천사 풍력	신안그린에너지	전남	42
	포항 동해그린 풍력	동해그린풍력	경북	42
청송 부남 풍력	우람발전	경북	42	
곡성 그린 풍력	대명에너지	전남	42	
삼척 어리2차 풍력	명진풍력발전	강원	42	
삼척 도계 풍력	비에스에너지	강원	42	

## 10 공청회 및 산업위 주요 의견

### 가. 공청회 주요의견

- 지역주민들은 원전 감축에 대해 지역의견 수렴 및 피해보상을 요구하였으며, 시민단체는 보다 속도감 있는 탈원전을 주장
- 전기요금 상승에 대한 소비자·산업계 우려와 함께, DR·요금인상으로 수요관리를 강화하고 목표수요도 더 축소해야 한다는 의견도 제기
- 재생에너지 확대를 위해 민간부문에 대한 정책적 인센티브가 필요하다는 의견과 풍력 등의 난개발로 지역환경이 훼손되고 있다는 지역주민 의견 상존
- 석탄에 관한 찬반 의견, LNG에 대한 정부지원 확대 등도 제시

### 나. 산업위 주요의견

- 4차 산업혁명 영향 등을 반영하기 위해 현행 수요전망모형 개선 또는 새로운 모형 고려 필요
- 노후 원전·석탄발전에 대한 추가적 감축 및 LNG 발전량 확대 등 친환경 발전원 구성을 더욱 강화해야 한다는 의견과 함께 기저전원으로서 원전·석탄발전의 역할을 감안할 때 감축계획 재검토 의견도 제시
  - 신규원전 6기 백지화의 근거 제시, 원전수출전략지구 지정 등도 요구
- 신재생 발전 등 분산형 전원 확산을 위한 구체적 로드맵, 투자 계획 등 실현가능성을 보완할 필요
  - 재생에너지로서 바이오, 폐기물 등의 적정성 검토
- 스마트공장을 전체 산업단지 차원으로 확대하고, DR 제도개선 및 확대 등 보다 적극적인 수요관리대책 요구
- 산업용 요금 중심으로 전기요금체계를 개편하여 에너지 사용의 효율성을 제고하고 수요관리를 강화할 수 있는 방안 검토 필요