

제7차 전력수급기본계획(2015~2029) 공고

「전기사업법」 제25조에 따라, 제7차 전력수급기본계획(2015~2029)을 아래와 같이 공고합니다.

2015년 7월 24일
산업통상자원부 장관

제7차 전력수급기본계획 (2015~2029)

2015. 7. 24

목 차

I. 전력수급기본계획 개요	1
II. 전력수급 현황	2
1. 전력수요	2
2. 전력공급	4
III. 제6차 전력수급기본계획에 대한 평가	5
IV. 제7차 전력수급기본계획의 기본방향	7
V. 목표수요 및 수요관리 계획	10
1. 모형 및 주요전제	10
2. 목표수요 전망	11
3. 수요관리 계획	12
VI. 발전설비 계획	16
1. 수립 절차	16
2. 적정 설비규모 산정을 위한 설비에비율	17
3. 적정설비규모 및 신규물량	18
4. 기준계획에 따른 신규 의향조사 결과	24
5. 발전설비 투자비 전망	27
6. 최종 전원구성 전망	28
VII. 분산형 전원 확대방안	31
1. 적용기준 및 범위	31
2. 보급목표 및 전망	32
3. 분산형 전원 확대방안	33
VIII. 송변전 설비계획	35
1. 추진방향 및 주요 과제	35
2. 송변전설비 확충기준	37
3. 주요 송변전설비 건설사업 계획	41
4. 세부계획의 수립 · 시행	44
IX. 사후 관리계획	45

I. 전력수급기본계획 개요

□ 수립 근거

- 산업통상자원부장관은 전력수급 안정을 위하여 전력수급기본계획을 수립하여 공고 (전기사업법 제25조)
- 계획은 2년 단위로 수립·시행하며, 부처협의, 상임위 보고, 공청회를 거쳐 전력정책심의회 심의 (전기사업법 제25조 및 영 제15조)

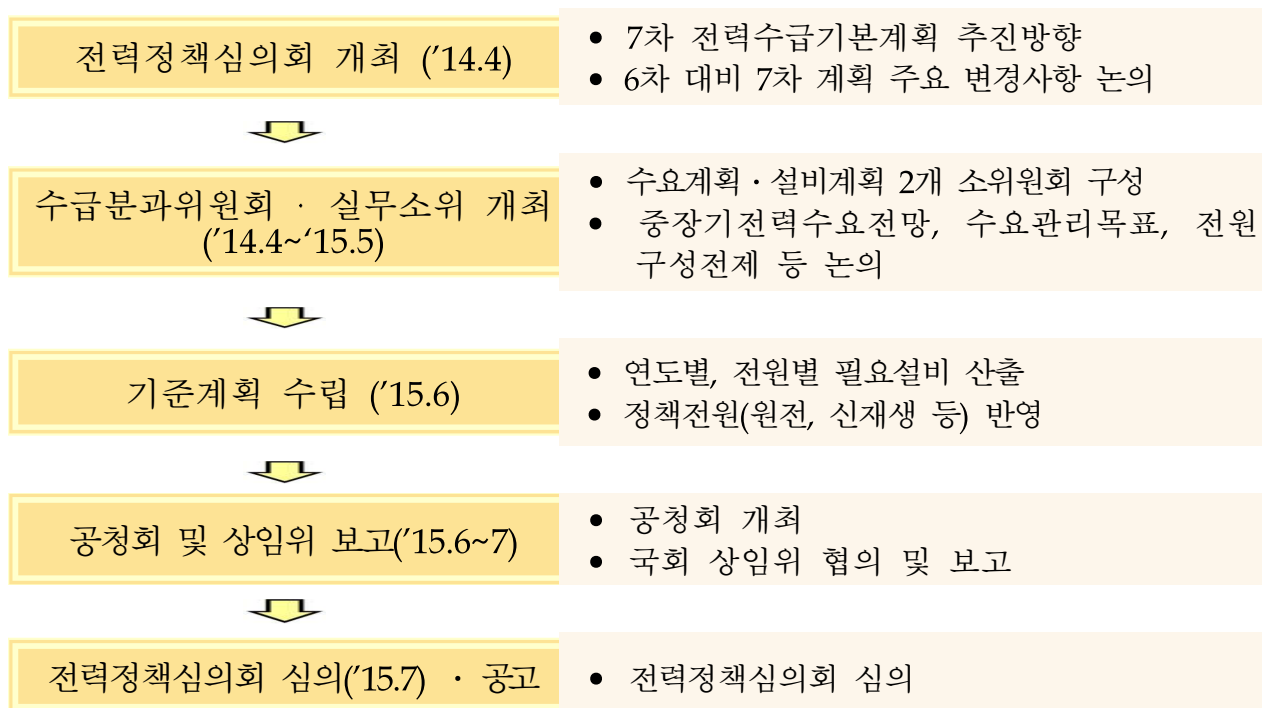
□ 계획기간

- 2015년 ~ 2029년 (15년 장기계획)

□ 주요 내용

- 전력수급의 기본방향, 전력수급의 장기전망, 발전설비 및 주요 송변전설비계획에 관한 사항, 전력수요의 관리에 관한 사항, 직전 기본계획의 평가에 관한 사항 등

□ 추진 절차



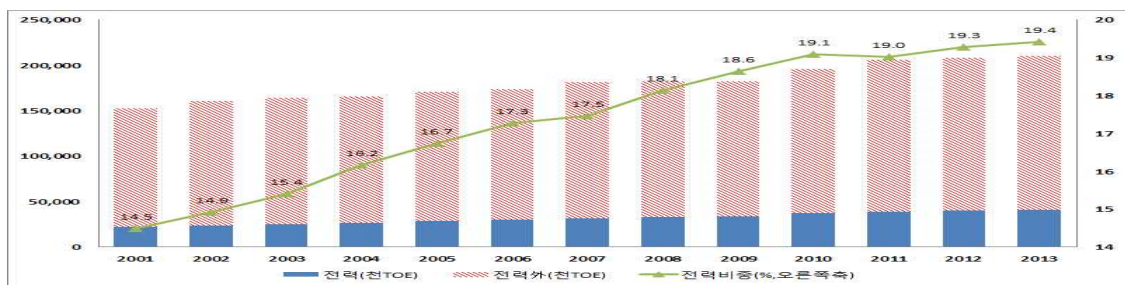
II. 전력수급 현황

1 전력 수요

가. 전력 소비량 및 최대 전력

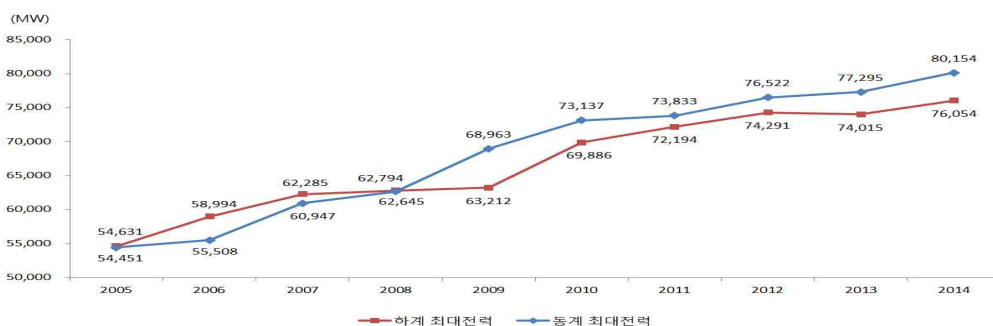
- (전력 소비량) '14년말 기준 국내 총 전력소비량은 477,592GWh로, 지난 10년간('05~'14년) 연평균 4.1% 증가
 - 전력소비량 증가율이 최종에너지 소비증가율을 상회하고 있으며, 최종에너지 소비량 중 전력소비량 비중(13년, 19.4%)도 지속적 증가 추세

【 최종에너지와 전력소비량 】



- (최대 전력) '14년 최대 전력 수요는 80,154MW('14.12.17. 11시 발생)로, 지난 10년간 연평균 4.4% 증가
 - 연중 최대전력 발생시기는 '09년부터 하계에서 동계로 이전하였으며, 발생시간도 오후에서 오전시간대로 이전
 - 동계피크 발생월도 이상기온과 기온변동성으로 해마다 달라짐
- * 동계피크 발생월 : ('10)1월 → ('11)2월 → ('12)1월 → ('13)2월 → ('14)12월

【 연도별 하계·동계 최대전력 추이 】

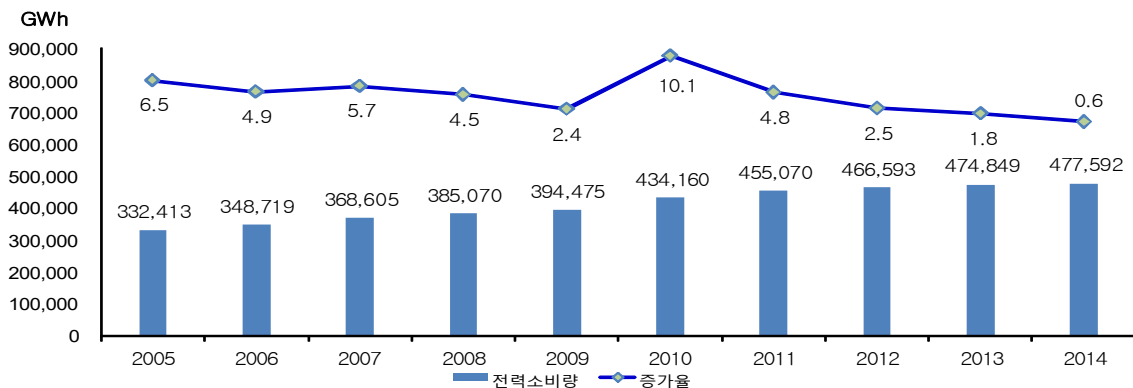


나. 최근 전력 수요 추이

- 전력소비 증가율은 '11.9월 순환단전 이후 과거에 비해 낮게 나타나고 있으나, 이는 강도 높은 수요관리, 요금 적정화, 기온효과 등의 영향이 큼

* 전력소비증가율(%) : ('11)4.8 → ('12)2.5 → ('13)1.8 → ('14)0.6

【 연도별 전력소비량 추이 】



- '12~'13년의 경우 강도 높은 전력수요관리 추진과 전국민의 에너지 절약 적극 참여에 따라 전력수요 절감

* '13년 하계 강제절전 등으로 최대전력 6,070MW 저감

* 수요관리를 위해 '12년 3,869억원, '13년 1,203억원의 재정투입

- '12~'13년간 전기요금 적정화에 따른 소비절감

* 전기요금 상승률 : ('12년) 10.9%, ('13년) 7.3%, ('14년) 4.7%

(동 기간 소비자물가 상승률 : '12년 2.2%, '13년 1.3%, '14년 1.3%)

- 특히, '14년의 경우 온화한 날씨에 따른 냉·난방수요 감소가 크게 반영

* '13년 평균기온: (동계)-2.9℃ (하계)26.6℃ → '14년 평균기온: (동계)0.3℃ (하계)25.7℃
(14년 한파, 열대야 일수도 3~5일에 불과)

* '14년 상업, 가정용 전력소비 전년대비 각각 △2.5%, △2.4% 감소

- 다만, '14년 최대전력수요는 기온변동성 등의 확대에 상대적으로 크게 증가

* '14년 전년대비 전력수요량은 0.6% 증가(474,849GWh→477,592GWh)했으나, 최대전력은 3.7% 증가(77,295MW→80,154MW)

2 전력 공급

- (설비규모) '14년말 기준 우리나라 발전설비 규모는 총 93,216MW로, '05년 62,258MW 대비 50% 증가

* 총 발전설비 규모는 세계 13위 수준으로 전력수요 규모(세계 9위)에 비해 설비 규모는 작은 편

- (원별비중) 설비용량은 LNG, 석탄, 원자력 순이며, 발전량은 석탄, 원자력, LNG 순

【 원별 발전설비 규모 및 비중 (단위 : MW) 】

구분	원자력	석탄	LNG	석유	기타	합계
'05년	17,716	17,965	16,447	4,710	5,420	62,258
	28.5	28.9	26.4	7.6	8.7	100
'14년	20,716	26,274	26,742	3,850	15,634	93,216
	22.2	28.2	28.7	4.1	16.8	100

【 원별 발전량 규모 및 비중 (단위 : GWh) 】

구분	원자력	석탄	LNG	석유	기타	합계
'05년	146,779	134,892	57,962	16,385	8,352	364,370
	40.3	37.0	15.9	4.5	2.3	100.0
'14년	156,407	203,765	111,705	7,759	41,773	521,409
	30.0	39.1	21.4	1.5	8.0	100.0

* 출처 : 한국전력통계 2015

* 기타 : 신재생, 양수, 집단에너지 포함

- (민간비중) 민간사업자 설비비중은 '05년 8.2%에서 '14년 19.2%로 증가

【 공기업 및 민간설비 비중 및 용량 (단위 : MW, %) 】

년도	총설비		공기업		민간	
	용량	비중	용량	비중	용량	비중
'05	62,258	100	57,178	91.8	5,080	8.2
'14	93,216	100	75,282	80.8	17,934	19.2

* 민간사업자 원별 비중 : '05년 LNG 75% 석탄(집단) 4% 유류(집단) 17% 신재생 4%
'14년 LNG 70% 석탄(집단) 4% 유류(집단) 4% 신재생 22%

Ⅲ. 제6차 전력수급기본계획에 대한 평가

- ◆ 6차 전력수급기본계획('13.2)은 '11.9월 순환단전 이후 수급안정에 대한 요구 속에 발전설비 확충을 중점 추진
- 다만, 계획된 발전설비 적기준공, 수요예측 정밀성 제고, 기후변화 대응 등에 대한 개선 필요성 제기

가. 전력설비 확충 측면

- 발전설비 확충계획을 통해 전력수급의 미래 안정기반을 구축했으나, 환경규제, 송전선로 민원 등으로 건설지연 가능성은 여전히 잠재
- 6차 기본계획을 통해 석탄발전(10,740MW), LNG복합(5,200MW) 등 총 15,940MW의 설비계획을 반영
- 다만, 환경규제 협의지연, 송전선로 미확보 등으로 발전설비 구축이 지연되는 사례 발생

< 주요 유형별 설비확충 지연 사례 >

유형	환경규제이행	송전선로 미확보
주요 사례	영흥 #7,8	동부하슬라 #1,2

- 발전설비를 당초 의향대로 준공하지 못함에도 불구하고, 별도의 패널티가 없어 전력수급계획의 이행력이 떨어진다는 비판

나. 수요 전망 측면

- 실제 최대전력수요는 6차 기본계획 전망치와 거의 오차가 없었으나, 전력소비실적은 전망치보다 하향
- '14년 동계 최대전력수요(80,154MW)는 6차 계획 예측치(80,969MW)와 비슷한 수준을 시현

- 6차 계획에서 '13년과 '14년 전력소비 증가율을 각각 2.9%, 3.4%로 예상했으나, 전기요금인상, 기온효과, 경제성장률 감소* 등의 영향으로 실제로는 각각 1.8%, 0.6%로 다소 둔화

* GDP증가율 : ('13)전망치 3.0% → 실제 2.8%, ('14)전망치 4.3% → 실제 3.1%

다. 설비에비율의 연도별 불균형

- 최종 목표연도('27년)의 설비에비율을 22%로 계획하였으나, 사업자들의 설비의향을 그대로 반영한 결과 연도별 설비에비율의 편차가 심함
- '20년 설비에비율이 30%를 초과하고, 원전 4기의 반영을 유보하여 '27년 최종 설비에비율은 17.7%에 그침
- 또한, 예비율 22%이외에 공급 불확실성 대응설비를 3,900MW 추가 반영한 것에 대한 적정성 문제도 제기

라. 온실가스 대응 측면

- 6차 계획은 건설기간이 상대적으로 짧은 LNG와 석탄 등 화력중심으로 설비확충을 추진한 결과, 온실가스 감축 측면에서는 다소 부정적 영향
- post 2020 대응을 위한 온실가스 감축을 위해서는 저탄소 전원의 확충이 긴요한 상황

마. 사업자 선정 등 제도적 측면

- 수급계획에서 사업자를 직접 선정함으로써 정책계획의 성격이 퇴색되고 사업자 선정 과정에서의 과열 논란 발생
- 사업자 선정 후에 M&A를 통해 사업허가권이 양도되는 문제가 발생하여 대주주 적격심사가 필요하다는 의견 제기

IV. 제7차 전력수급기본계획의 기본방향

가. 안정적인 전력수급을 최우선 과제로 추진

□ '11.9월 순환단전 이후 최근까지의 극심한 전력수급 위기의 경험은 수급계획에서 전력수급 안정이 무엇보다 중요함을 보여줌

* 그동안 「전력수요 과소예측→전력설비 확충억제→전력소비증가→전력수급 위기」 등이 반복적으로 재현되었고, '11년의 순환단전도 제3차 전력수급 기본계획에서의 수요과소예측이 단초가 되었다는 전문가 견해가 있음

□ 기온 변동성 확대, 설비건설 차질 등 만일의 수급불안 가능성에 대비하여 안정적 전력수급에 가장 중점을 두고 설비 확충 추진

○ 특히, 최대전력 수요는 평균기온이 아니라, 최고·최저기온에 따라 결정되므로, 한파·폭염 등 이상기후 발생 가능성 고려 필요

⇒ 적정예비율 22%수준¹⁾을 유지할 수 있는 설비 확충

나. 수요전망의 정밀성과 객관성 확보

□ 전력수요 전망시 경제성장률과 전기요금 등 최신의 예측전제를 활용하여 예측의 정밀성 제고

* 계획기간 연평균 GDP 성장률 : (6차) 3.48% → (7차) 3.06%

* 전기요금전망에 있어 최근 원가변동요인을 충실히 반영

□ 주관적 판단은 최대한 배제하고 과학적 모형을 통한 예측과 전문가 중심의 수요소위 결정에 따른 객관적인 수요전망 실시

○ 선진국(14개국)의 전력수요 변화추세 반영, 기온 변동성 고려 등 수요예측 모형을 대폭 개선

* 6차 계획시는 일본의 과거 수요패턴을 따라가는 단일국 추종 모형

1) 적정예비율 산출 근거 등은 본문 17페이지 참조

다. 에너지 신산업을 적극 활용한 전력 수요관리

- ☐ 수요자원 거래시장(네가와트)을 활용한 시장형 수요관리의 확대
 - * '29년 수요자원 용량을 전력수요의 3% 수준 이상으로 확대 추진
- ☐ 수요관리에 있어 ESS, EMS 등 ICT 기반의 에너지 신산업을 적극 활용하고, 이를 통해 에너지신산업 비즈니스 모델 창출지원

라. post 2020 온실가스 감축을 위한 저탄소 전원믹스 강화

- ☐ (석탄화력 비중축소) 기 계획된 석탄화력 중 연료, 송전설비 문제로 허가받지 못한 설비 4기 철회2)
 - * 영흥 7, 8호기(1,740MW), 동부하슬라 1, 2호기(2,000MW) 반영 제외
 - ☐ (장기가동설비 친환경 대체) 준공후 40년이 경과한 장기가동 화력 설비를 기존용량 범위내에서 대체시, 환경성이 개선되는 경우에 한하여 허용함으로써, 온실가스 배출 확대를 방지
 - ☐ (신규원전 반영) 6차 계획의 유보물량(4기, 6,000MW) 및 제2차 에너지 기본계획의 원전비중 목표(35년, 29%)를 고려한 원전반영 필요
 - * WASP모형(계획수립 전산모형) 적용결과, 신규설비 필요물량 3,456MW에 대한 설비로 원전 2기 도출 (28년, 29년 각 1기)3)
 - ☐ (신재생에너지) 2차 에너지기본계획, 4차 신재생에너지기본계획의 신재생 설비용량, 발전량 목표를 준수하여 믹스를 구성
- ⇒ 7차 계획은 6차 계획 대비, 원전, LNG 비중이 다소 상승하고 석탄 설비 비중이 감소4)

구분	원전	석탄	LNG	신재생	집단	석유·양수
6차(27년)	27.4%	34.7%	24.3%	4.5%	4.6%	4.5%
7차(29년)	28.2%	32.3%	24.8%	4.6%	5.8%	4.3%

2) 석탄화력발전 설비 4기 철회 등에 관한 사항은 본문 18페이지 참조

3) WASP(적정설비 규모 및 전원구성을 도출하기 위한 계획수립 전산모형)에 따른 신규물량 전원구성 등은 본문 21~22페이지 참조

4) 최종 전원구성 전망 결과 및 주요국가의 전원믹스 비교 등은 본문 27~29페이지 참조

마. 분산형 전원 확산 기반 구축

※ 신재생, 집단에너지, 자가용 등 소규모(40MW 이하)이거나 수요지 발전설비

- 기술개발, 규제완화, 렌탈 등 에너지 신비즈니스 모델 활성화를 통한 신재생에너지 보급을 확대

* 소규모 신재생사업자에 대한 계통연계 지원 등

⇒ '29년 신재생 발전량 11.7% 목표⁵⁾

- 분산형 전원 활성화를 위한 시장 인센티브 마련, 수도권 자가설비 확대 등으로 신규 송전선로 및 대규모 발전단지 건설 최소화

⇒ '29년 분산형 전원 발전량 비중 12.5% 목표⁶⁾

바. 발전사업 이행력 강화

- 전력수급기본계획에 반영된 이후 정해진 시점까지 공사에 착수하지 못하는 발전사업에 대해서는 허가 취소근거 신설

* '15.1월 전기사업법 개정안 시행

* 종전에는 산업부장관이 지정한 기간 이내에 전기설비의 설치를 완료하지 못하거나 사업을 시작하지 못하는 경우에 대한 사업취소 규정만 존재 (착공요건 부재)

- 전기사업자 대주주가 변경시 정부 인가를 받도록 신설함으로써 사업자 변경의 적절성 등을 검토하기 위한 제도적 기반 마련

* 종전에는 대주주 변경시 사업자의 수행능력(기술·재무 등)을 재평가할 수 있는 관리감독 수단이 없었음

- 건설의향평가제를 폐지하고, 연도별·전원별 신규물량에 맞추어 허가단계에서 사업자 선정⁷⁾

○ 사업자의 건설의향에 따른 일정을 그대로 반영함에 따라 발생한 연도별 수급불일치(예비율편차) 문제를 개선

* 7차 계획기간('15~'29년) 각 연도별 예비율은 30% 수준을 하회할 전망

5) 신재생에너지 발전량, 설비비중 및 확대방안 등은 본문 20페이지 및 32페이지를 참조

6) 분산형 전원 확대방안은 본문 30~32페이지를 참조

7) 발전설비계획 수립절차는 본문 16페이지, 연도별 설비예비율 전망은 본문 28페이지를 참조

V. 목표수요 및 수요관리 계획

1 모형 및 주요전제

- (예측모형) 거시모형(패널)을 기준으로 하여 예측하되 예측 정확도 및 합리성 확보를 위한 모형 개선*

* 6차 계획 : 선도추급모형 → 7차 계획 : 주요 선진국 소비패턴 패널모형

* 최대전력 예측모형을 하계와 동계 최대전력 예측모형으로 각각 예측

- (주요전제) 경제성장, 전기요금, 인구증가율, 기상전망 등을 반영

- (경제성장 전망) KDI 경제성장률 전망('15.3) 반영

- 6차 계획 대비 연평균 증가율 0.42%p 감소

【 GDP 성장률 전망(KDI) (단위 : %) 】

구 분	2014	2015	2020	2027	2029	연 평균
6차	4.3	4.5	3.5	2.7	2.4	3.48
7차	3.1	3.5	3.3	2.5	2.3	3.06

- (전기요금) 최근 전기요금 적정화 기조 및 원가변동요인*을 반영

* 국제기구나 기관의 연료비 전망을 고려하고, 전원구성 등 실제 시뮬레이션에 근거

- (인구증가율) 통계청 장래인구추계('11.12) 반영, '30년까지 인구 지속 증가

* 통계청 인구추계 발표가 5년 단위로 이루어져 6차 계획과 동일한 입력전제 활용

【 인구전망(통계청) (단위 : 천명, %) 】

구 분	2011	2015	2020	2027	2029
7차계획	49,779	50,617	51,435	52,094	52,154

- (기온) : 기상청의 한반도 장기 기후변화 시나리오 반영

- 온실가스 저감정책이 어느 정도 실현되는 경우를 가정한 시나리오 적용

* 6차 계획에서는 기상청의 한반도 기후변화 시나리오 중 현재 추세대로 지구 온난화가 진행되는 경우에 해당되는 시나리오 적용

2

목표수요 전망

□ (전력소비량) '29년 기준 656,883GWh, 15년간('15년~'29년) 연평균 2.1% 증가 전망 (6차 계획 기간 연평균 증가율 2.2%)

* 2차 에너지기본계획은 '29년 기준 656,770GWh로서 양 계획은 정합성 확보

□ (최대전력) '29년 기준 111,929MW, 15년간('15년~'29년) 연평균 2.2% 증가 전망 (6차 계획 기간 연평균 증가율 2.4%)

* 수요자원시장 등 에너지산업 연계 부하관리, 에너지효율향상 등을 통해 '29년 기준 전력소비량 14.3%, 최대전력 12% 저감계획 반영

* 7차 계획의 '27년 목표 최대전력(109,284MW)은 6차 계획(110,886MW)대비 1.4% 감소 전망

【 목표수요 전력소비량 및 최대전력 예측결과 】

연도	6차 계획		7차 계획	
	전력소비량 (GWh)	최대전력 (MW)	전력소비량 (GWh)	최대전력 (MW)
'15	516,156	82,677	489,595	82,478
'16	532,694	84,576	509,754	84,612
'17	548,241	88,218	532,622	88,206
'18	564,256	91,509	555,280	91,795
'19	578,623	93,683	574,506	94,840
'20	590,565	95,316	588,352	97,261
'21	597,064	97,510	600,063	99,792
'22	602,049	99,363	609,822	101,849
'23	605,724	100,807	617,956	103,694
'24	611,734	102,839	625,095	105,200
'25	624,950	105,056	631,653	106,644
'26	640,133	108,037	637,953	107,974
'27	655,305 (100)	110,886 (100)	644,021 (98.3)	109,284 (98.6)
'28			650,159	110,605
'29			656,883	111,929
계획 기간평균*	2.2	2.4	2.1	2.2

* 연평균 증가율

3

수요관리 계획 (최대전력 12%↓, 전력소비량 14.3%↓)

가. 기본방향

- 과거 재정지원중심의 수요관리에서 ICT기반 에너지신산업을 활용한 시장친화적 수요관리시스템으로 전환하고, 에너지 신산업 육성과 병행
 - 「제2차 에너지기본계획(「14.1)」을 통해 에너지정책 방향을 기존의 공급 중심에서 수요관리 중심으로 기 전환
 - '13년부터 활성화되기 시작한 ESS, EMS, 네가와트 등 ICT기반 에너지 신산업을 전력수요관리에 적극 활용하고 수요관리 목표 설정과도 연계

나. ICT, 에너지신산업과 연계한 수요관리

- (부하관리) 부하관리 체계를 '전력수급 위기 대응형'에서 '상시 수요관리' 체계로 전환하고, 성과기반의 보급사업 확대
 - 「수요자원 거래시장*(네가와트)」을 활용하여 시장중심 부하관리 시행
 - * 수요감축 단가가 발전단가보다 낮을 경우, 발전대신 수요감축을 시행하여 전력공급비용을 낮추고 수요관리사업자는 수익을 창출하는 시장
 - 예비력이 부족한 수급비상 상황뿐만 아니라, 상시 피크를 억제하여 발전·송배전 설비건설 등 사회적 비용감소 도모
 - * '29년 수요자원 용량을 전력수요의 3% 수준 이상으로 확대 추진
 - 부하관리기기 보급사업은 지속 추진하되, 기기별 성과평가와 보급 추세를 반영하여 선별적 지원확대
 - 가스냉방 및 지역냉방 등 非전기식 냉방설비의 설치를 확대하고, 냉난방 원격제어장치 등에 대한 지원 강화

□ (스마트기기 확산) ICT와 결합한 에너지 신기술 개발 및 상용화 지원을 통해 전력시장을 에너지신산업의 플랫폼으로 육성

* 에너지신산업 주요모델 : ESS 통합서비스, 에너지자립섬, 전기자동차, 발전소 온배수열 활용, 태양광 대여, 제로에너지 빌딩, 친환경에너지타운 등

○ 일정 규모 이상의 공공건물 및 공장에 대한 에너지관리시스템 (BEMS, FEMS) 설치 인센티브 제공 및 필요시 의무화 추진

○ 충전요금 할인특례 도입, 비상전원 활용근거(전기설비기준 개정) 마련 등을 통해 에너지저장시스템(ESS)의 보급 확대

□ (전기요금 적정화) 전기요금제도 개선을 통해 소비자에게 합리적 가격신호를 제공하고 에너지 新시장 창출 지원

○ 전기요금을 전기의 생산·수송·공급 과정에서 발생하는 다양한 사회적 비용*과 국제연료가격 변동 등을 감안하여 적정수준으로 관리

* 원전사후처리비용, 송전망 주변지역보상, 온실가스 감축비용 등을 합리적으로 반영

○ 스마트 계량기 보급 확대 상황을 감안하여 시간대별 차등요금을 전체 용도(농사용 등), 전체 공급전압(저압 등)까지 확대

* 주택용에 대한 시간대별 차등요금은 선택형으로 도입하는 방안 검토

○ 전기소비자별 전력사용패턴 등을 고려한 다양한 선택형 요금제를 개발하여 에너지신산업 창출과 시장 확대 유도

- 시간대별 요금폭을 차등화한 선택형 요금제 확대를 통해 수요 관리투자(자가발전기, 에너지저장장치)를 유도

- 중장기적으로 소비자-사업자간 개별 계약에 의한 개별요금제, 전력 품질에 따른 차등요금제(例: AMI 구축과 연계) 등 도입 검토

- V2G, 에너지저장장치, 마이크로그리드 등 신산업 시장 확대를 지원하는 인센티브 요금체계 및 선택형 요금제 등을 확대

□ (효율향상) 고효율 절전제품 보급촉진을 위해 신규기기 추가 발굴을 적극 지원하고, 관리품목 상시 전환

○ 고효율 절전제품 보급촉진 및 신규기기 지속 발굴

- LED조명 및 고효율기기(인버터, 전동기, 히트펌프 보일러)의 보조율 확대
* 현행 보조율 : 인버터 15%, LED 11%, 전동기 14%, 냉동기 20% 수준
- 기술개발 속도 및 시장수요를 감안하여 절감 잠재량이 큰 신규기기를 추가 발굴·보급

○ 전기제품, 신축 건축물 등의 에너지 효율관리를 강화

- 에너지효율 1등급 비중을 20% 수준으로 유지하고, 효율기준을 지속적으로 강화하여 저효율 제품의 시장퇴출 유도
- 단열기준, 에너지성능점수 상향 및 에너지절약시설 설치대상 확대 등 신축 건축물의 설계 및 인증기준 강화

□ (절전의식 확산) 국민과 소통하고 공감대를 형성하는 에너지 절약 추진

○ 생활밀착형 에너지절약 홍보* 등을 통해 자발적인 에너지절약 의식 확산

* (예) 스마트계량기, IHD(In Home Display), 인터넷·모바일 서비스 등

○ ICT를 활용한 수요관리를 통해서 엘리베이터 가동정지, 냉난방 온도제한 등 더 이상 실효성 확보가 어려운 절전규제를 최소화하여 국민 삶의 질 향상

【 최대전력 수요관리 목표량 (단위 : MW) 】

연도	효율향상	스마트기기 및 요금제도	부하관리 및 정책의지	계
2015	271	298	203	772
2020	1,901	979	1,722	4,602
2025	3,761	2,761	3,949	10,471
2029	5,257	4,144	5,899	15,300

※ 향후 수요관리 실적에 대한 면밀한 평가를 통해 8차 전력수급 기본계획에서는 「보다 합리적인 수요관리 목표」를 설정할 예정

(참고) 수요관리전 수요전망

□ (전력소비량) '29년 기준 766,109GWh

□ (최대전력) '29년 기준 127,229MW

【 전력소비량 및 최대전력 예측결과 】

구분	전력소비량(GWh)	최대전력(MW)	
		하계	동계
2015	498,000	80,671	83,250
2016	520,900	84,985	85,959
2017	546,810	89,352	90,214
2018	573,240	93,764	94,554
2019	596,950	97,731	98,446
2020	617,769	101,223	101,863
2021	637,040	104,865	105,452
2022	654,998	108,073	108,633
2023	671,936	111,108	111,658
2024	688,429	113,837	114,386
2025	704,934	116,547	117,115
2026	720,633	119,114	119,711
2027	735,990	121,605	122,250
2028	751,135	124,017	124,754
2029	766,109	126,338	127,229

Ⅵ. 발전설비 계획

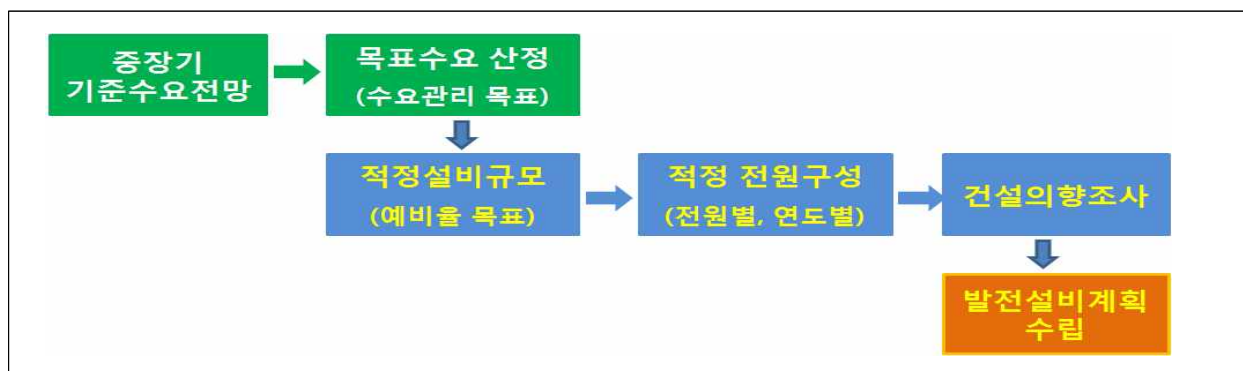
기본방향

- ◆ 안정적 전력수급을 위한 발전설비 확충 (적정예비율 22% 확보)
- ◆ 온실가스 감축목표 대응을 위한 저탄소 전원구성
- ◆ 전원구성시 경제성, 환경성, 수용성을 균형있게 고려
- ◆ 분산형 전원 확대 (29년 12.5%)

1 수립절차

- (전원 구성) 목표수요에 적정 예비율을 적용하여 적정설비규모를 도출하고, 신규필요물량에 대해 전원구성
 - * 신재생전원, 집단에너지 등은 정책적 차원에서 목표물량을 확정 반영하고, 원전·화력설비 등은 계획수립전산모형 최적믹스에 따라 도출
- (의향설비 반영) 전원별 신규 필요물량에 대해서 사업자의 건설의향을 조사하여 의향 설비로 반영
 - * 7차 계획부터는 계획수립 단계의 건설의향평가제를 폐지하는 대신, 의향설비 전체를 후보로 반영하고 연도별·전원별 신규물량에 맞추어 허가단계에서 발전사업자를 선정
 - * 사업자 설비의향을 그대로 반영하여 발생한 연도별 수급불일치 문제 개선

【 발전설비계획 수립절차 】



2 적정 설비규모 산정을 위한 설비에비율

- 발전기 고장 등에 대비한 최소예비율 15% 이상 확보를 목표로, 수요·공급 불확실성(7%)을 감안하여 '29년 22%의 예비율 목표 설정
 - (최소예비율) 공급신뢰도 기준*하에 발전기 고장정지, 예방정비기간 등에 따른 최소예비율 15% 이상 확보 목표
 - * 공급신뢰도 확보기준 : LOLE(Loss of Load Expectation) 0.3일/년
 - * 예방정비일수
 - 원전(1,500MW) 64일, 석탄(1,000MW) 31일, LNG복합(900MW) 27일
 - (불확실요소) 수요·공급 불확실성에 따른 예비율을 추가로 7% 고려
 - 과거 계획*과 달리 불확실요소 고려시 수요 및 공급 불확실성을 모두 포함하여 7% 수준으로 산정
 - * 6차 계획에서는 예비율 외에 공급불확실성 물량을 추가 반영
 - * 공급불확실성 최소화를 위해 전기사업법에 발전소 착공 지연시 허가취소 근거 마련('15.1월 시행)

【 7차 계획 적정 설비에비율 산정 근거 】

구 분		고려 내용	예비율	산정 근거
목 표 예비율	최소 예비율	고장정지, 예방정비, 원전 안전대책 강화 등	15%	LOLE 0.3일/년 (WASP 시뮬레이션)
	수요·공급 불확실성	예측오차, 수요관리, 공급지연 불확실성	7%	과거 계획의 연차별 예비율 오차 평균
	소 계		22%	

* WASP : 적정 설비규모 및 전원구성을 도출하기 위한 계획수립 전산모형

3 **적정설비규모 및 신규물량**

가. 적정 설비규모

- '29년 기준 목표수요 111,929MW에 적정설비예비율 22%를 고려한 총 필요 발전설비는 136,553MW

* 적정설비규모 = 목표수요 × (1 + 적정설비예비율)

- 신규물량은 적정설비규모에서 기설설비와 확정설비를 제외하여 산출

* 기설설비 : '14.12월 기준으로 88,155MW

【 확정설비 분류기준 】

구 분	분 류 기 준
확정 설비	○ 발전사업허가를 취득한 일반발전기 ○ 폐지계획 설비 ○ 정부 정책목표에 따라 추진되는 정책성 전원

나. 확정설비 산출 고려사항

- 발전허가 취득 일반발전기 : 28,287MW

- 건설중이거나, 건설예정설비 등 발전사업허가 취득설비 반영
- 다만, 6차 기본계획 반영 설비 중 송전선로, 연료 문제로 허가를 득하지 못한 석탄화력 4기(총 3,740MW)는 제외
 - 동부하슬라 #1,2호기(2,000MW) : 「접속설비 및 계통보강계획」 미 승인 (전기위원회)
 - 영흥 #7,8호기(1,740MW) : 대기환경보전법에 따른 고체연료사용 협의 미 완료

* 동부하슬라 #1,2호기, 영흥 #8호기는 6차 전력수급기본계획에 조건부 반영

□ 폐지계획 설비 : △6,760MW

- (기 신청 폐지설비) 6차 전력수급기본계획에서 폐지를 신청한 6,173MW외, 영구정지가 결정된 고리#1를 포함하여 6,760MW 제외

【 전력수급기본계획 발전소 폐지 설비규모 [단위 : 호기, MW] 】

원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	수력	합계
587 (1기)	-	400 (2기)	3,118 (12기)	2,655 (8기)	-	6,760 (23기)

(참고) 고리1호기 영구정지 결정 경위

□ 추진배경

- 원자력안전법상 한수원은 고리1호기 운영허가기간 만료 2년전 ('15.6.18)까지 원자력안전위원회에 계속운전 신청여부를 결정할 필요
- 안전하고 경제적이면 계속운전을 해야한다는 원자력전문가의 의견과 국회·지자체·시민단체·지역주민 등의 영구정지 주장이 팽팽하게 대립

□ 고려사항

- (한수원 자체 안전성 평가) 원자로 압력용기 등 원안법상 평가 항목인 24개 분야 158개 항목에 대해서 모두 평가기준을 만족('15.6월)
- (경제성 평가) 에너지경제연구원 분석 결과 1,792~2,688억원 이득으로 예상되나, 지역지원금, 장기간 심사로 인한 운전기간 단축 등 불확실한 요인 고려시, 경제성은 불투명하다는 의견도 상존
- (전력수급 측면) 2차 에너지기본계획의 '35년까지 전력수급전망 및 예비율 등 고려시, 영구정지가 중장기 전력수급에 미치는 영향은 크지 않을 전망
* '35년 예상전력수요 약 14,800만kW중 고리비중(약 59만kW)은 약 0.5%
- (해체 산업) 해체에 15년 이상 소요되는 점 고려시, '30년 이후 본격화될 원전해체 대비를 위해서 현시점이 해체결정의 적기

□ 추진경위

- (각계 의견수렴) 산업부는 부산지역구의원('15.6.9), 부산시장(6.9), 시민단체(6.2), 부산시의회(4.28)와의 간담회 등을 통해 **고리1호기 거취 관련 의견 수렴**
- (전문가 토의) 2차례 원자력전문위원회(6.10, 12)와 에너지위원회(6.12)를 통해 상기 고려사항을 논의후, 한수원에 **고리1호기 영구정지를 권고기로 함**
- (한수원 결정) 이사회를 통해 **고리1호기 영구정지를 의결**('15.6.16)

□ 향후계획

- 해체관련 기술개발, 제도정비, 산업육성을 위해 관련부처와 협조체제를 강화하면서, 「원전해체산업 육성대책」을 수립할 계획

- (장기가동 화력설비) 준공 후 40년이 경과한 장기가동 화력설비는 환경성과 설비용량 등을 감안하여 제한적으로 대체건설 요건을 완화

* 발전설비의 환경성이 개선되고, 기존 발전기와 동일용량(기존용량의 10% 이내 변경 포함)인 경우로 제한

* 전력수급기본계획 내 별도 물량 반영 없이 변경허가(전기사업법)로 처리

□ 정책성 전원 : 23,415MW

- (신재생에너지) '29년 기준 발전량 비중 11.7%, 발전설비 비중 20.1%

【 발전량 및 설비비중 (단위 : GWh, MW, %) 】

구분	'15	'20	'25	'29
발전량 비중	23,857 (4.5%)	50,655 (7.9%)	66,622 (9.7%)	83,090 (11.7%)
설비 비중	7,335 (7.5)	17,273 (12.9)	26,098 (17.3)	32,890 (20.1)

- 신재생설비는 부하에 따른 출력 조절이 불가능하므로 피크기여분을 반영한 실효용량 기준으로 신규 4,477MW 추가 반영

【 신규 신재생에너지 용량 (단위 : MW, %) 】

구분	수력	태양광	풍력	해양	바이오	폐기물	연료 전지	부생 가스	IGCC	소계
정격용량	57	14,774	7,460	770	56	16	1,190	1,427	900	26,649
피크기여도	28.0	13.0	2.2	1.1	23.3	10.2	70.1	68.6	60.0	-
실효용량	16	1,921	164	8	13	2	834	979	540	4,477

- (집단에너지) 사업허가를 취득한 설비계획을 기준으로 반영
 - 열공급을 위한 설비로 전기를 부수적으로 생산하므로 실효용량 기준 신규 3,739MW 추가 반영
 - * 오산, 화성동탄 등 총 16개 지역 집단에너지 공급사업 추진
- (원전) 제2차 에너지기본계획 원전비중 정책목표 29%('35년) 감안
 - * 신규 원전반영 규모는 예비율, 경제성, 환경성, 사고위험비용 등을 종합적으로 고려한 적정 전원구성 범위내에서 결정

다. 신규 소요 설비규모

- 적정설비규모 136,553MW에서 확정설비 133,097MW를 제외하면 추가적으로 필요한 신규소요는 3,456MW

라. 신규 물량에 대한 전원 구성

◆ 계획수립 전산모형(WASP)에 국제적 기준에 부합하는 전원별 경제적·사회적 비용을 반영하여 신규물량 전원구성을 도출

□ 전원구성 전제

- (연료비) 최근 가격동향이 반영된 연료가격 실적치 적용
 - * (원자력, 석탄) 최근 14개월 평균가격 적용, (LNG) '15.5월 가격 적용
- (환경비용) 오염물질(SO_x, NO_x, 분진) 환경비용 및 온실가스 감축을 위한 배출권 구입비용 반영
 - * (오염물질 환경비용) 발전기별 SO_x, NO_x, 분진 배출실적과 EU 집행위가 산정한 오염물질별 외부비용을 고려
 - * (온실가스 배출비용) 25,000원/tCO₂e (IEA 전망 활용)
- (송전비용) 「송·배전용 전기설비 이용규정」 등의 요금단가 적용
 - * 접속비용 : 표준접속설비를 선정하여 전원별로 건설비와 운전유지비 산정
 - * 이용비용 : 송전이용요금표의 지역별 요금단가를 전원별·지역별 용량을 고려하여 평균적용
- (정책비용) 송전선·발전소 주변지역 지원금과 원전 사후처리비용, 사고위험비용 등을 추정하여 반영
 - * 송전선·발전소 주변지역 지원금 : 관련법률 및 3개년 실적을 근거로 산정
 - * 원전 사후처리비용 : 운전유지비에 포함하여 반영
 - * 원전 사고위험 대응비용 : 일본 비용 등 검증위 자료를 참고하여 산정
- (건설공기) 원전 10년, 석탄은 7~8년, 복합은 6년의 건설공기 적용

【 발전기별 표준 준비기간 (건설공기) 】

구 분		허가~공사계획인가	착공~준공	총 준비기간
원전	1,000MW급이상	4년	6년	10년
석탄	500MW급	3년	4년	7년
	1,000MW급		5년	8년
복합	500MW급 이상	3년	3년	6년

□ 전원구성 결과

○ '28년, '29년에 원전 총 3,000MW 도출 (각 1,500MW, 2기)

【 적정 설비규모 및 전원구성 방안 [단위:MW, %] 】

연도	최대전력	확정설비	적정 설비규모				
			원전	석탄	LNG	누적용량	설비예비율
2015	82,478	92,438				92,438	12.1%
2016	84,612	102,722				102,722	21.4%
2017	88,206	111,367				111,367	26.3%
2018	91,795	114,624				114,624	24.9%
2019	94,840	117,283				117,283	23.7%
2020	97,261	119,809				119,809	23.2%
2021	99,792	126,502				126,502	26.8%
2022	101,849	130,092				130,092	27.7%
2023	103,694	129,890				129,890	25.3%
2024	105,200	128,719				128,719	22.4%
2025	106,644	129,292				129,292	21.2%
2026	107,974	131,001				131,001	21.3%
2027	109,284	132,702				132,702	21.4%
2028	110,605	132,894	1,500			134,394	21.5%
2029	111,929	133,097	1,500			136,097	21.6%
신규소요			3,000				
* 신규 설비 : 적정 규모 3,000MW (원전 2기) * 신재생 4,477, 집단 3,739							

- * 1. 최대전력, 설비용량, 설비예비율은 연말, 동계기준 적용
- 2. 신재생에너지 및 집단에너지의 경우 피크기여도 기준으로 반영
- 3. 연도별 확정설비 물량에는 용량 및 준공일정 조정 등이 기 반영
- 4. 영구정지가 결정된 고리 1호기는 확정설비에서 제외

4 기준계획에 따른 신규 의향조사 결과

□ (조사대상) 원전, 신재생 설비 등

○ 일반 화력설비는 신규 필요규모가 없어 조사대상에서 제외

* 기 반영사업의 준공일정 조정, 폐지계획 등의 조사는 사전에 수행

□ (조사방법) 사업자 설명회를 통해 7차 계획기간('15~'29)중 도출된 전원별·연도별 필요 물량을 대상으로 발전사업 의향 조사

□ (조사결과) 기 계획설비 및 신규물량에 대한 의향을 접수

○ 6차 계획에 반영된 건설 중 또는 건설 준비단계 설비 : 43,487MW (45기)

- 한수원은 기 확정된 신고리 #7,8 물량을 활용하여 천지(영덕)
#1,2 건설('26~'27) 의향을 제출

○ 금번 7차 계획에 신규 발전사업의향을 제출한 설비 : 3,000MW(2기)

* 한국수력원자력(주) 1개사(2기, 3,000MW) 신청

- 한수원은 신규로 반영되는 원전 2기에 대해 '대진(삼척) 1·2호기
또는 천지(영덕) 3·4호기'로 건설의향을 제출

* 해당 발전소의 위치는 원전 건설관련 인허가 단계에서 확정될 예정

【 연료별 사업 준비기간 】

구 분	원자력 수 력	석탄		천연가스	신재생 및 기타
		500MW 이하	500MW 초과		
준비기간	10년	7년	8년	6년	10년의 범위에서 별도 지정

[참고1] 기 계획설비 및 신규 의향설비 종합

[단위 : MW]

구 분		원 전	석 탄	LNG	신재생·집단	계
기 계 획 설 비	확정 반영	신고리#3 ('16. 4) 1400 #4 ('17. 2) 1400 #5 ('21. 3) 1400 #6 ('22. 3) 1400 천 지 #1 ('26.12) 1500 #2 ('27.12) 1500 신한울#1 ('17. 4) 1400 #2 ('18. 4) 1400 #3 ('22.12) 1400 #4 ('23.12) 1400 신월성#2 ('15. 7) 1000	당 진 #9 ('15.12) 1020 #10('16. 6) 1020 삼척그린 #1 ('16. 6) 1022 #2 ('16.10) 1022 북 평 #1 ('16. 2) 595 #2 ('16. 6) 595 태 안 #9 ('16. 6) 1050 #10('16.12) 1050 신 보 령 #1 ('16. 6) 1000 #2 ('17. 6) 1000 여 수 #1 ('16. 8) 350 당진예코 #1 ('21.11) 580 #2 ('22. 3) 580 신 서 천 #1 ('19. 9) 1000 고성하이 #1 ('20.10) 1040 #2 ('21. 4) 1040 강릉안인 #1 ('19.12) 1040 #2 ('20. 6) 1040 삼척화력 #1 ('21. 6) 1050 #2 ('21.12) 1050	포스코복합#9 ('15. 1) 376 동두천복합#1 ('15. 3) 858 #2 ('15. 1) 858 서울복합 #1 ('17.12) 400 #2 ('17.12) 400 장문복합 #1 ('17. 3) 900 #2 ('17. 7) 900 GSD천복합#4 ('17. 7) 950 영남복합 ('17.10) 470 대우포천 #1 ('17. 2) 980 여주복합 ('20. 6) 1000 신광택복합#1 ('19.11) 951 통영복합 #1 ('18.12) 920 제주신규 ('18. 6) 200	신재생 26,649 집 단 4,276	폐지 -6,760
		15,200 (11기)	18,144 (20기)	10,143 (14기)	30,925	74,412 (67,652)
	반영 제외		영 흥 #7 ('23. 1) 870 #8 ('23. 6) 870 동부하슬라#1 ('21. 6) 1000 #2 ('21.12) 1000			
			3,740 (4기)			3,740
신규 의향 설비		신규원전#1 ('28.12) 1500 #2 ('29.12) 1500				
		3,000 (2기)				3,000
반영 합계		18,200 (13기)	18,144 (20기)	10,143 (14기)	30,925	77,412 (70,652)

* 계의 ()는 폐지용량 포함

* 기확정설비인 신고리 #7~8은 사업자가 의향을 「천지 #1,2」로 제출

* 신규원전은 사업자가 의향을 「대진 #1,2 또는 천지 #3,4」로 제출 (인허가 단계에서 입지확정)

* 강릉안인화력#1,2 삼척화력#1는 송전건설 시점을 고려하여, 예비력 산정시 '21.12월 활용을 고려

[참고2] 연차별 확정설비 및 신규 의향설비 내역

[단위 : MW]

년도	기 계 획 설 비		신규의향설비	폐 지 설 비	신 재 생 집 단
	확정 반영	반영제 외		반 영	
2015	신월성#2 (7월, 1000) 당진#9 (12월, 1020) 포스코복합#9 (1월, 376) 동두천복합#1(3월, 858) 동두천복합#2(1월, 858)			포스코복합#2 (1월, -450) 서울#4 (12월, -138)	신재생 26,649 집 단 4,276
2016	신고리#3 (4월, 1400) 당진#10 (6월, 1020) 삼척그린#1 (6월, 1022) 삼척그린#2 (10월, 1022) 북평#1 (2월, 595) 북평#2 (6월, 595) 태안#9 (6월, 1050) 태안#10 (12월, 1050) 신보령#1 (6월, 1000) 여수#1 (8월, 350)			서울#5 (12월, -250)	
2017	신고리#4 (2월, 1400) 신한울#1 (4월, 1400) 신보령#2 (6월, 1000) 대우포천#1 (2월, 960) 장문복합#1 (3월, 900) 장문복합#2 (7월, 900) GS당진복합#4 (7월, 950) 영남복합 (10월, 470) 서울복합#1 (12월, 400) 서울복합#2 (12월, 400)			고리#1 (6월, -587) 평택복합 (12월, -480)	
2018	신한울#2 (4월, 1400) 통영복합#1 (12월, 920) 제주신규 (6월, 200)			서천#1~2 (9월, -400) 제주GT#3 (1월, -55)	
2019	신서천#1 (9월, 1000) 강릉안인#1* (12월, 1040) 신평택복합#1 (11월, 951)				
2020	강릉안인#2* (6월, 1040) 고성하이#1 (10월, 1040) 여주복합 (6월, 1000)				
2021	신고리#5 (3월, 1400) 고성하이#2 (4월, 1040) 삼척화력#1 (6월, 1050) 삼척화력#2 (12월, 1050) 당진에코#1 (11월, 580)	동부하슬라#1 (6월, 1000) 동부하슬라#2 (12월, 1000)		울산#4~6 (12월, -1200)	
2022	신고리#6 (3월, 1400) 신한울#3 (12월, 1400) 당진에코#2 (3월, 580)				
2023	신한울#4 (12월, 1400)	영흥#7 (1월, 870) 영흥#8 (6월, 870)		서인천복합#1~8 (12월, -1800)	
2024				평택#1~4 (12월, -1400)	
2025					
2026	천지#1 (12월, 1500)				
2027	천지#2 (12월, 1500)				
2028			신규원전#1 (12월, 1500)		
2029			신규원전#2 (12월, 1500)		
합계	43,487 (45기)	3,740 (4기)	3,000 (2기)	- 6,760 (23기)	30,925

* 계의 ()는 폐지용량 포함

* 기확정설비인 신고리 #7~8은 사업자가 의향을 「천지 #1.2」로 제출

* 신규원전은 사업자가 의향을 「대진 #1,2 또는 천지 #3,4」로 제출 (인허가 단계에서 입지확정)

5

발전설비 투자비 전망

- (신규 설비) 금번 계획에 신규로 반영된 3,000MW(원전 2기) 건설에 총 7조원 소요 전망

【 신규설비 투자비 전망 (단위 : 억원) 】

구 분	2015~2019	2020~2024	2025~2029	합 계
원자력	-	2,633	68,377	71,010

* '14년초 불변가, 신재생 및 집단에너지 투자비 제외

- (확정설비 포함) 신규 설비 및 건설 중인 확정 설비를 포함하는 경우 46,487MW(47기 : 원전 13기, 석탄 20기, LNG 14기) 건설에 총 60조원 소요 전망

【 총 발전설비 투자비 전망 (단위 : 억원) 】

구 분	2015~2019	2020~2024	2025~2029	합 계
원자력	122,871	112,867	107,617	343,354
석 탄	146,976	33,478	0	180,453
LNG	74,817	1,292	0	76,109
합 계	344,663	147,636	107,617	599,916

* '14년초 불변가, 신재생 및 집단에너지 투자비 제외

6 최종 전원구성 전망

가. 전망 전제

☐ 전력수요 및 발전설비

- 자가용 및 구역전기 공급수요·설비를 제외한 국내 수요·설비 적용

☐ 예비율 및 전원구성 전망

- (예비율) 하계 최대전력 시현시는 하계(6월) 설비용량, 그리고 동계 최대전력 시현시는 연말(12월) 설비용량 기준

【 예비율 산정 기준 】

구 분	예비율 산정기준
하계 최대전력 시현시	6월말 설비용량 및 하계(7~8월) 최대전력
동계 최대전력 시현시	연말 설비용량 및 동계(12월~익년도 2월) 최대전력

- (전원구성) 당해 연도 연말(12월) 설비용량 기준
- (설비용량) 정격 용량 적용을 원칙으로 하되, 신재생에너지 및 집단 에너지는 피크기여도를 반영

나. 전력수급 전망

☐ 지속적인 공급력 확충으로 계획기간내 안정적인 전력수급 유지가 가능할 전망

- 연도별 설비예비율은 적정수준 유지가 가능할 것으로 예상되나, 수급여건 변화에 따른 수급영향 분석, 발전설비 건설 사후관리 등 지속적인 수급점검과 대응체계 마련이 필요

【 연도별 전력수급 전망 】

(단위: MW, %)

연 도	최대전력(MW) 동 계	설비용량(MW)	설비 예비율(%)
2015	82,478	92,438	12.1%
2016	84,612	102,722	21.4%
2017	88,206	111,367	26.3%
2018	91,795	114,624	24.9%
2019	94,840	117,283	23.7%
2020	97,261	119,809	23.2%
2021	99,792	126,502	26.8%
2022	101,849	130,092	27.7%
2023	103,694	129,890	25.3%
2024	105,200	128,719	22.4%
2025	106,644	129,292	21.2%
2026	107,974	131,001	21.3%
2027	109,284	132,702	21.4%
2028	110,605	134,394	21.5%
2029	111,929	136,097	21.6%

- * 1. 고리 1호기는 '17년부터 원전 가동을 중단
 2. 신재생에너지 및 집단에너지의 경우 피크기여도 기준으로 반영

다. 전원구성 전망

- (정격용량 기준) 최종년도('29년) 정격용량 기준으로 유연탄(26.4%), 원전(23.4%), LNG(20.6%), 신재생(20.1%) 순
- (피크기여도 기준) 최종년도('29년) 피크기여도 반영 기준으로 유연탄(31.8%), 원전(28.2%), LNG(24.8%) 순
 - 기저전원(원전 및 유연탄)과 신재생 등 분산전원의 비중이 지속적으로 증가하고, 피크전원(LNG) 비중은 다소 감소
 - 무연탄 및 석유 발전설비는 단계적으로 폐지 전망

【 전원 구성비 전망 [단위 : MW, %] 】

구분		원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	계
2014 (기설)	정격 용량	20,716	25,149	1,125	26,742	3,850	4,700	6,241	4,693	93,216
		22.2	27.0	1.2	28.7	4.1	5.0	6.7	5.0	100
	피크 기여도	20,716	25,149	1,125	26,742	3,740	4,700	1,846	4,137	88,155
		23.5	28.5	1.3	30.3	4.2	5.3	2.1	4.7	100
2018	정격 용량	26,729	34,873	725	33,616	3,795	4,700	13,416	7,684	125,538
		21.3	27.8	0.6	26.8	3.0	3.7	10.7	6.1	100
	피크 기여도	26,729	34,873	725	33,616	3,685	4,700	3,706	6,590	114,624
		23.3	30.4	0.6	29.3	3.2	4.1	3.2	5.7	100
2020	정격 용량	26,729	36,913	725	35,567	3,795	4,700	17,273	8,479	134,181
		19.9	27.5	0.5	26.5	2.8	3.5	12.9	6.3	100
	피크 기여도	26,729	36,913	725	35,567	3,685	4,700	4,105	7,385	119,809
		22.3	30.8	0.6	29.7	3.1	3.9	3.4	6.2	100
2025	정격 용량	32,329	43,293	725	33,767	1,195	4,700	26,098	8,969	151,076
		21.4	28.7	0.5	22.4	0.8	3.1	17.3	5.9	100
	피크 기여도	32,329	43,293	725	33,767	1,085	4,700	5,518	7,875	129,292
		25.0	33.5	0.6	26.1	0.8	3.6	4.3	6.1	100
2029	정격 용량	38,329	43,293	725	33,767	1,195	4,700	32,890	8,969	163,868
		23.4	26.4	0.4	20.6	0.7	2.9	20.1	5.5	100
	피크 기여도	38,329	43,293	725	33,767	1,085	4,700	6,323	7,875	136,097
		28.2	31.8	0.5	24.8	0.8	3.5	4.6	5.8	100
	6차('27)	27.4	34.1	0.6	24.3	0.9	3.6	4.5	4.6	100

- * 1. 전원구성비는 연말 설비용량 기준
 2. 전원구성비 전망의 세부 사항은 첨부 '전원구성 전망표' 참조

VII. 분산형 전원 확대방안

1 적용기준 및 범위

□ 기본 방향

- 제2차 에너지기본계획의 대규모 송전건설 최소화 정책방향이 가시화되도록 구체적인 분산형 전원 적용기준 제시
- 분산형 전원 확대계획과 여타 에너지 정책과의 정합성 확보 및 에기본의 분산형 목표('35년 발전량의 15%) 달성 위한 정책방안 강구

□ 분산형 전원 적용기준

- **(정의)** 송전선로 건설을 최소화할 수 있는 ①소규모 발전설비와 ②적정규모의 수요지 발전설비를 분산형으로 정의
 - * 해외(IEA, CIGRE 등)의 경우 급변 수급계획에 적용한 분산형 정의와 유사하게 ①발전기 설치위치, ②설비규모, ③접속망의 종류, ④급전가능성에 따라 분산형을 정의
- **(세부 기준)** 송배전용전기설비이용규정의 “발전소 계통연계기준”을 준용하여 분산형 전원의 설비규모 한계 설정

【 분산형 전원 세부 적용기준 】

구분	분산형 전원 적용기준			기준설정 사유	송전건설 영향
	전압	회선	한계용량		
소규모 발전설비	22.9kV (배전)	2회선	40MW 이하	송전건설이 불필요하므로 접속가능 용량 범위내 최대한 상향 적용	송전망 불필요
수요지 발전설비	154kV (송전)	2회선	500MW 이하	송전건설 최소화를 위해 154kV로 용량한계 설정	송전망 최소화

* 수요지는 ①산업단지, ②열공급이 가능한 수준의 도심지, ③기타 자가용발전이 가능한 지역을 의미

2

보급목표 및 전망

◆ 분산형 전원 보급목표 : '29년 총발전량의 12.5%

* 2차 에너지기본계획 목표인 15%('35년)의 '29년 환산치 12.4%와 유사한 수준

□ (신재생) 4차 신재생계획의 목표치를 기준으로 반영,

⇒ '29년 전체 신재생에너지 설비 중 분산형 비중은 약 70% 수준

□ (집단에너지) 4차 집단에너지계획의 사업허가 현황 반영

⇒ '29년 전체 집단에너지 설비 중 분산형 비중은 약 69% 수준

【 중장기 분산형 전원 보급전망 (발전량 기준, GWh) 】

구분		'13년(실적)	15년	'20년	'25년	'29년
분산형 발전량 (GWh)	신재생	4,428	14,820	24,423	33,296	39,748(5.3%)
	집단	16,871	19,816	29,325	29,426	29,426(4.0%)
	자가용	20,021	21,732	22,792	23,431	23,941(3.2%)
	합계	41,320	56,368	76,540	86,153	93,115
분산형 비중		7.6%	10.1%	11.4%	12.0%	12.5%

* ()는 총 발전량 대비 분산형 종류별 비중임

* 집단에너지는 기허가사업만 반영하여 '21년부터는 발전량이 유지되지만, 차기 전력수급기본계획 수립시 추가 사업을 지속 반영할 예정

□ (수요지 인근 입지에 대한 시장 인센티브 강화) 지역 간 가치의 차이를 시장가격에 반영하여 분산형 전원의 수요지 인근 입지 유도

- 수요지 인근 전원에 대해 더 높은 시장정산금이 지급될 수 있도록 송전손실계수(TLF)* 적용을 강화

* 발전기에서 수요지로 보내는 전력량의 손실정도를 나타내는 지표로서, 수요지 인근 발전기일수록 손실이 적어 계수가 높음

- 도심지·산업단지 등 수요지 인근에 위치한 분산형 전원에 대해 용량요금(CP) 등을 우대하는 방안 검토

* 용량요금 지급시 지역별 용량가격계수(RCF) 개선, 송전이용요금 활용 검토 등

□ (분산형 전원별 보급확산) 신재생에너지 보급 확산, 자가용 발전 설비 설치확대 및 구역전기사업의 경쟁력 강화 등을 지원

- 정부재정 지원, 공공기관의 선도투자뿐만 아니라 민간의 자발적 투자 확대를 통해 신재생에너지 보급을 지속 확대

- 보조금 없이 민간사업자가 설비 설치에서 A/S까지 책임지고 소비자는 대여료를 지불하는 태양광 대여사업 등 신규 비즈니스모델 발굴

- 전력망에 연결되지 않은 도서지역 및 농업·환경기초시설 등 수요자 니즈에 부합하고 도입효과가 높은 지역을 중심으로 신재생 보급 확대

* 연료비 부담이 큰 디젤발전기에 의존하고 있는 도서지역에 에너지자립섬 구축

- 자가용 발전설비 확대를 위해 수도권 자가발전 확대방안 등 검토

- * 지역수용성 등을 감안하여 신중히 검토할 계획

- 발전기 소형화 및 효율향상을 지원하기 위해 초임계 CO₂ 발전 시스템 구축 등 중장기 차원의 기술개발 추진

- (소규모 신재생사업자 지원강화) 신재생산업의 저변을 확대하고 소규모 사업자들의 부담완화를 위해 다양한 지원노력 실시

- 판로확보에 어려움을 겪을 수 있는 소규모 사업자를 지원하기 위해 판매사업자 선정물량 지속 확대

- * 판매사업자 선정제도 : 소규모 태양광발전사업자의 투자경제성 확보를 위해 REC 판매시 발전사업자-공급의무자간 고정금액으로 장기간(12년) 계약·거래하는 제도

- 소규모 신재생에너지 발전사업자 부담완화를 위해 계통연계비용 절감 및 변전소 접속용량 확대, 설비보강 등 소규모사업자의 계통연계를 확대해 나갈 수 있는 다양한 방안을 검토

- * 계통연계비용이 상대적으로 적은 저압연계 대상 확대(현행 100kW미만 → 500kW미만) 등

- (신재생에너지 산업의 중장기 경쟁력 제고) 적극적 R&D지원 및 해외시장 진출 확대를 통한 자생력 확보

- 발전단가저감, 사업화, 실증 등 상용기술 중심의 단기 실용적 R&D 및 미래선도기술 및 융복합형 장기 기술개발 추진

- 협소한 국내시장만으로는 경쟁력 확보에 어려움이 있는바, 적극적 해외진출을 통해 국내보급과의 상호 선순환 창출

- * 유망진출국별 맞춤형 진출, '15년 100억원 규모 해외진출지원 융자사업 신설

VIII. 송변전 설비계획

- ◆ 제6차 장기송변전설비계획('13.8월)에서 계획된 설비를 확정설비로 반영하되, 그간의 여건변화 등이 고려된 일부 설비 변경사항 반영
 - 345kV급 이상 주요 송변전설비계획은 본 계획에 반영하고, 154kV 이하 설비를 포함한 세부계획은 본 계획의 확충기준에 따라 사업자가 수립하여 전기위원회 심의를 거쳐 시행
- * 본 계획에서 신규로 반영된 발전설비의 경우 입지가 확정되는 발전사업 허가 시점에서 송변전설비계획에 반영

1 추진 방향 및 주요 과제

① 송변전설비의 적기 확충으로 안정적인 전력공급을 뒷받침

- 안정적인 전력공급에 차질이 발생하지 않도록 필요 설비에 대한 최적 확충 계획 수립
- 유연송전시스템, 용량증대 전선 등 신기술 적용을 통해 기존설비 이용률 향상으로 신규설비 건설 수요를 가급적 최소화

② 전력계통 신뢰도 향상

- 전압안정도 향상 등 송변전설비의 성능 및 특성 개선을 통한 계통 신뢰도 향상 추진
- 특히, 강화된 신뢰도 기준(12.12월)을 바탕으로 안정적인 전력계통 운영이 가능하도록 적정 설비 구축

* 765kV 2회선 고장 상정 및 이에 따른 확충기준 적용

③ 송변전설비 건설 관련 사회적 수용성 제고

- 송변전설비 주변지역에 대한 합리적인 수준의 보상 및 지원제도를 운영해 주민 수용성 제고
 - * 「송변전설비 주변지역의 보상 및 지원에 관한 법률」에 따른 재산적 보상·주택매수 및 주변지역 지원사업 실시(전국 약50만 세대 대상)
- 주민 참여 입지선정위원회 운영 등을 통해 입지선정의 투명성 제고
 - * “제3자 주도 입지선정위원회” 시범사업(154kV 남청원분기 송전선로 ‘14.10월) 확대
- 철탑규모가 상대적으로 작아 사회적 수용성이 우수하고 장거리 대용량 전력수송에 유리한 초고압직류송전(HVDC) 방식 확대 검토
 - * 전압형 HVDC 상용화 기술개발 추진
- 인구밀집지역 경과선로에 대해서는 지중화 등 수용성을 높일 수 있는 방안을 적극적으로 검토
- 갈등이 예상되는 송변전설비 이슈에 대해서는 갈등관리위원회 등 전문가 의견수렴을 통한 선제적 관리방안 검토

④ 발전소 건설시 계통제약 여건을 적극 고려

- 발전소 허가 단계에서 건설계획과 송전 설비계획을 패키지화하여 검토한 후에 발전소 건설계획을 최종 확정
 - * 7차 전력수급기본계획부터 건설의향평가제를 폐지, 허가단계에서 사업자 선정
- 신규 화력발전물량 도출시 사전에 송전정보를 제시하여 송전선로 건설을 최소화 할 수 있는 지역으로 발전소 건설 유도

2

송변전설비 확충기준

가. 송변전설비 상정고장시 공급신뢰도 허용범위

□ 송전선로 고장시 허용범위

전 압	고 장	구 분		발전소 연결계통	부하계통 공급	간선계통
154kV	단일	지범 장위	· 과부하탈락 · 부하탈락 · 발전기탈락	허용 불허	허용 불허	허용 불허
		가용 조치	· 발전력조정 · 부하전환	허용 -	허용 허용	허용 허용
	이중	지범 장위	· 과부하탈락 · 부하탈락 · 발전기탈락	허용 허용	허용 허용*	허용 허용*
		가용 조치	· 발전력조정 · 부하전환	허용 -	허용 -	허용 허용
345kV	단일	지범 장위	· 과부하탈락 · 부하탈락 · 발전기탈락	불허 불허	허용 불허	허용 불허
		가용 조치	· 발전력조정 · 부하전환	불허 -	허용 허용	허용 허용
	이중	지범 장위	· 과부하탈락 · 부하탈락 · 발전기탈락	허용 허용	허용 허용*	허용 불허
		가용 조치	· 발전력조정 · 부하전환	허용 -	허용 -	허용 -
765kV	단일	지범 장위	· 과부하탈락 · 부하탈락 · 발전기탈락	불허 불허	-	허용 불허
		가용 조치	· 발전력조정 · 부하전환	불허 -	-	허용 -
	이중	지범 장위	· 과부하탈락 · 부하탈락 · 발전기탈락	허용 불허**	-	허용 불허**
		가용 조치	· 발전력조정 · 부하전환	허용 -	-	허용 -

□ 변압기 1Bank 고장시 허용범위

구 분	154kV	345kV	765kV
· 과부하 · 부하탈락 · 발전기탈락	불허*** 허용*	불허 불허	불허 불허
· 발전력조정 · 부하전환	- 허용	불허 -	불허 -

※ 송전선로 과부하 허용은 설비정격용량의 120%이하로서 단시간에 해소가 가능한 경우

* 설비고장에 따른 정전발생시 복구가 완료되지 않은 상태에서 타 변전소 부하전환 등의 방법으로 단시간에 정전해소가 가능한 경우

** 고장파급확대에 따른 대규모공급지장 방지를 위해 부하탈락이 불가피한 경우 허용

*** 배전선로 부하전환이 용이한 지역은 부하전환 가능범위 내에서 과부하허용

나. 발전소 계통연계 기준

□ 발전소 계통연계 원칙

- 발전소 계통연계는 『송·배전용 전기설비 이용규정』에 따라 발전 사업자와 송전사업자간 계약으로 결정
- 소규모 신재생 전원의 경우 전체 사업비가 최소화되는 합리적 연계 방안을 수립하고, 필요시 공용망 보강

□ 발전소 접속설비 구성 기준

- (1,000MW 이하) 345kV 또는 154kV AC
- (1,000MW 초과) 345kV AC 이상 또는 동급 용량의 HVDC
- (발전소) 2회선 이상으로 연결 원칙
 - * 단, 발전사업자가 희망하고 계통에 큰 영향이 없을 경우는 1회선 구성
- (접속선로) 설비 고장시 전력계통 과도안정도 불안정 발생 등 전력 계통 계획기준을 만족할 수 없는 경우 4회선 이상으로 구성

다. 송변전설비 신증설 기준

□ 송전선로 신설기준

- (765kV 송전선로 보강) 대규모 전력유통이 필요하고 345kV 송전선로 건설보다 계통상 유리한 경우 신설
 - 765kV 2회선 동시 고장시에 대규모 공급지장, 고장파급 확대 등이 발생하지 않도록 필요시 계통보강
- (345kV 송전선로 보강) 154kV 송전선로의 신설로는 전력유통 및 전력공급이 불가능한 경우 또는 향후 전력수요 증가가 예상되어 154kV 보다 345kV 송전선로 건설이 적합한 경우 신설

- 건설여건과 수용성을 고려하여 가공 또는 지중선로 건설을 시행하고, 철탑 및 구조물은 장기적인 계통구성 변화를 감안하여 선정
- 간선계통은 2회선 고장, 단일계통 및 지중계통은 1회선 고장 고려
- **(154kV 송전선로 보강)** 기설 선로로는 전력 수요 및 발전설비 증가를 감당할 수 없는 경우 등에 신설
 - 345kV 단위로 자체 다중계통(약 800MW 수준의 부하 공급)을 구성하고, 가공 또는 지중선로 건설을 동시 고려
 - 기존 선로에서 분기되는 선로는 4회선을 원칙으로 하고 부하특성, 고장전류, 과부하, 설비유지 등에 문제없는 경우 2회선 고려
 - 345kV 변전소 인출선로는 계통조류를 감안하여 가급적 전선규격 410mm²×2B (지중 2000mm² 이상) 규모와 변전소 부하증가 등을 고려
 - 지중관로는 부하증가 등을 고려한 최종 규모로 하고, 도심지 변전소 인출은 계통확충 등을 고려하여 지중전력구 시공검토
 - 345kV 변전소 인출선로 등 주요선로는 2회선 고장, 기타선로 및 지중선로는 1회선 고장을 고려하여 성능 유지토록 확충
- **(HVDC 송전선로 보강)** 교류 송전선로의 기술적 문제 발생 등으로 직류 송전선로 건설이 적합한 경우 신설
 - HVDC 송전선로의 신설은 Bipole 건설을 원칙으로 하고, 필요시 monopole 또는 2Bipole 건설

□ 변전소 신·증설 기준

- **(765kV 변전소)** 최종 규모는 5대(Bank)가 원칙이며 초기 변압기 대수는 부하 공급, 경제성을 고려하여 결정
 - 345kV로 공급이 곤란하거나 대규모 전력유통 필요시 765kV 변전소 신설
 - 과도안정도 불안정 해소 등 전력계통 성능개선이 필요한 경우 신설

- 변압기 1대(Bank) 고장시 나머지 변압기 용량이 100%를 초과할 경우 변압기 증설
- (345kV 변전소) 최종 규모는 4대(Bank)가 원칙이며 초기 변압기 대수는 부하 공급, 경제성을 고려하여 결정
 - 기존 3대(Bank) 설치 변전소에 추가 증설이 요구되는 지역에 신설
 - * 장기 수요증가 둔화지역은 최종규모에서 상정고장시 잔여 변압기의 과부하가 발생하는 경우 신설
 - 향후 예상되는 전력수요를 기존 변전소의 증설로는 감당할 수 없다고 판단되는 경우 신설
 - 154kV 계통 접속 발전기의 발전비용 저감을 위하여 필요한 경우 신설
 - 과도안정도 불안정 해소 등 전력계통 성능개선이 필요한 경우 신설
 - 154kV 설비보다 345kV 설비 건설이 유리할 경우 345kV 변전소 신설
 - 변압기 1대(Bank) 고장시 나머지 변압기 용량이 100%를 초과할 경우 변압기 증설
- (154kV 변전소) 최종 규모 4대(Bank), 초기 2대(Bank) 이상 설치를 원칙으로 하고 향후 증설을 고려하되 최종 규모 초과 증설은 지양
 - 대규모 신규부하 공급이 예상되는 지역은 변전소 신설
 - 22.9kV 배전계통의 품질저하가 예상되는 지역은 필요시 변전소 신설
 - 기존 변전소가 최종규모 보다 1대(Bank) 적은 규모에서 변압기 상정고장시 과부하가 발생하는 경우에 향후 불확실성 및 부하여건을 감안하여 변전소 신설
 - * 단, 배전선로 부하전환이 용이한 지역은 부하전환 여건을 감안하여 결정
 - 변압기 1대(Bank) 고장시 나머지 변압기 용량이 100%를 초과할 경우 154kV 변압기 증설
 - * 배전선로 부하전환이 용이한 지역은 부하전환 가능량을 감안하여 결정

3

주요 송변전 설비 건설사업 계획

가. 발전소 계통연계

발전소 (사업자)	설비용량 (MW)	위 치	발전소 준공년도	계통연계
신월성#2 (한수원)	1,000	경북 경주	2015	기설선로 활용
신고리#3~#6 (한수원)	1,400 × 4	울산	2016, 2017 2021, 2022	기설선로 활용
태안 IGCC (서부발전)	380	충남 태안	2015	기설선로 활용
당진#9, 10 (동서발전)	1,020 × 2	충남 당진	2015, 2016	기설선로 및 당진T/P~북당진
삼척그린파워#1, #2 (남부발전)	1,022 × 2	강원 삼척	2016	울진N/P~동해 분기 154kV 울진~태백 분기
북평화력#1, 2 (GS 동해전력)	595 × 2	강원 동해	2016	북평T/P~동해
여수화력#1 (남동발전)	350	전남 여수	2016	기설선로 활용
서울복합#1, 2 (중부발전)	400 × 2	서울	2017	기설선로 활용
태안#9, 10 (서부발전)	1,050 × 2	충남 태안	2016	기설선로 활용
신보령#1, 2 (중부발전)	1,000 × 2	충남 보령	2016, 2017	기설선로 활용
GS당진복합#4 (GS EPS)	950	충남 당진	2017	기설선로 활용
장문복합#1, 2 (PMP)	900 × 2	경기 파주	2017	장문C/C-신덕은

발전소 (사업자)	설비용량 (MW)	위 치	발전소 준공년도	계통연계
대우포천복합#1 (대우건설)	960	경기 포천	2017	신가평~신포천 분기
영남복합 (남부발전)	470	울산	2017	기설선로 활용
신한울#1~#4 (한수원)	1,400 × 4	경북 울진	2017, 2018 2022, 2023	기설선로 및 765kV 신한울~신경기
통영복합#1 (통영에코파워)	920	경남 통영	2018	154kV 개폐소 및 3개 선로 분기
제주복합 (중부발전)	200	제주 삼양	2018	기설선로 활용
신평택복합#1 (신평택발전)	951	경기 평택	2019	평택T/P~화성
여주복합#1 (SK E&S)	1,000	경기 여주	2020	여주C/C~곤지암
신서천화력 (중부발전)	1,000	충남 서천	2019	기설선로 활용
고성하이화력#1, 2 (고성그린파워)	1,040 × 2	경남 고성	2020, 2021	고성하이T/P~의령 고성하이T/P~삼천포T/P
강릉안인화력 #1, 2 (강릉에코파워)	1,040 × 2	강원 강릉	2019, 2020	강릉안인T/P~강원, 동해~양양양수(신양양)분기
삼척화력#1, 2 (포스파워)	1,050 × 2	강원 삼척	2021	삼척T/P~신태백
당진에코파워#1, 2 (당진에코파워)	580 × 2	충남 당진	2021, 2022	기설선로 및 당진T/P~북당진

* 신규설비에 대한 송전망 연계방안은 발전사업 허가단계에서 반영 예정

나. 주요 송변전설비계획

구분	전압(kV)	송변전 설비계획	사업년도
송전	765	신한울~강원	'21.12
	765	강원~신경기	'21.12
	500	북당진~고덕C/S(1, 2단계)	'18.06, '21.06
	500	새만금 해상풍력 HVDC	'23.12
	345	세종분기	'16.04
	345	신부평2~영서	'16.04
	345	새만금~군산	'16.10
	345	여주C/C ~곤지암	'17.03
	345	북당진~신탕정	'17.06
	345	강릉T/P7 ~강릉T/P3	'17.10
	345	동해~신양양 분기	'17.10
	345	평택T/P~화성	'17.11
	345	동두천C/C ~양주	'19.04
	345	삼척화력T/P ~신탐백	'19.08
	345	광양C/C~신여수	'20.10
	345	서광주분기	'21.04
	345	당진T/P~북당진	'21.06
	345	고덕~서안성	'21.06
	345	신경기 ~ 경기	'21.12
	345	신경기 ~ 곤지암	'21.12
	345	고성하이T/P~의령	'22.04
변전 (변환)	765	신중부	'17.06
	765	강릉T/P7	'17.10
	765	신경기	'21.12
	500	고덕	'18.06
	345	세종	'16.04
	345	창원	'16.11
	345	신시화	'20.04
	345	서광주	'21.04

※ 345kV 이상, 10km 이상 송전선로 및 신설부지 변전소(변환소) 건설 사업

4 세부계획의 수립·시행

- 본 계획에서 정한 송변전설비 확충기준 및 계획에 따라 추후 세부 송변전설비계획을 수립·시행하되, 전기위원회 심의를 거쳐 확정
 - 송변전설비계획은 본 계획의 일부로서 송전사업자는 이를 바탕으로 송변전설비를 확충
- 다만, 송변전설비계획의 일부변경 또는 추가 필요시, 다음 경우에 한해 송전사업자가 자체 계획을 수립 시행
 - 발전소 건설계획 또는 전력수요의 변경이 있는 경우
 - 고장전류억제, 계통전압유지 등 전력계통 특성상 불가피한 경우
 - 사업추진 여건상 계획변경이 불가피한 경우

IX. 사후 관리계획

가. 이행력 관리계획

- (인·허가절차 강화) 발전사업 세부허가기준(고시)의 인·허가 심의 요건을 강화하여, 발전사업 이행력 제고
 - (수급계획과 발전사업 허가 연계) 전력수급기본계획 수립시 발전사업의향을 제출한 사업자를 대상으로 허가 추진
 - * 발전사업의향을 제출하지 않은 경우라도 긴급설비, 신재생, 노후대체, 실증 설비 등 특수목적 설비는 예외적으로 허가신청 가능
 - 단, 본 계획에 반영된 목표치를 초과하는 40MW 이상의 IGCC, 연료전지 설비는 전력수급기본계획 반영(석탄, LNG복합 등과 경쟁평가) 후 추진
 - (인허가 기준 신설) 사업 인·허가시 심사기준, 세부 심사항목 및 배점기준을 신설하여 이행력 강화 기반 마련
 - * 건설의향평가 폐지에 따라, 허가단계에서 발전사업자 선정

나. 공정관리 강화

- (건설공정의 체계적 관리) 허가받은 발전설비에 대한 건설공정 현황 점검을 법제화(고시)하고, 시스템을 통해 건설현황 관리
 - 매 분기마다 건설공정을 점검하여 적기 준공을 유도하고, 정해진 기간내 미착공시 사업 취소 등으로 준공 지연 리스크 최소화

【 연료별 사업준비기간, 발전사업 세부허가기준(고시) 】

구 분	원자력 수 력	석탄		천연가스	신재생 및 기타 연료
		50만kW 이하	50만kW 초과		
허가~공사계획인가(착공)	4년	3년	3년	3년	10년의 범위에서 별도 지정
준비기간	10년	7년	8년	6년	

다. 송변전설비계획 및 제도개선

- ☐ (송변전설비 세부계획 수립) 본 기본계획 확정 이후 송변전설비에 대한 세부이행 및 계통보강 계획 별도 수립·시행
- ☐ (송변전 주변지역 보상 및 지원 확대) 송주법*에 따라 재산적 보상, 주택 매수 및 지속적인 지역 지원사업 시행

* 「송변전설비 주변지역의 보상 및 지원에 관한 법률」

라. 수요관리 강화

- ☐ (수요관리 종합대책 수립) 수요관리 목표의 차질없는 이행을 위한 수요관리 종합대책 수립·추진
 - 에너지가격 정상화 및 ICT기반의 다양한 수요자원(BEMS, FEMS, ESS 등) 기술개발 및 고효율 기기(LED 등)보급 촉진
 - 기존 수요관리제도(주간예고, 지정기간 등)를 수요자원시장(‘네가와트시장’)에 통합하여 수요관리 활성화
 - 전력산업기반기금 등 수요관리를 위한 재원조달의 차질없는 추진과 연도별 이행실적 점검 강화

마. 온실가스 감축 대응

- ☐ (온실가스 감축) 본 기본계획은 저탄소 전원강화 (신재생, 원전 등), 장기가동 설비의 친환경 대체 등을 통해 온실가스 감축 효과 극대화
- ☐ (이행상황 점검) 발전설비 건설 등에 따른 인허가 과정에서 온실가스 감축요인을 반영하고, 사업자들이 수립한 온실가스 감축계획 이행 상황을 주기적으로 점검

첨 부 목 차

1. 계획수립 추진경위	48
2. 전력수요 전망	49
3. 수요관리 목표	56
4. 신재생에너지 설비계획	58
5. 집단에너지 설비계획	60
6. 발전설비 폐지계획표	61
7. 전원구성 전망	62
8. 발전설비 건설계획표	68
9. 공청회 및 산업위 주요의견	77

1

계획수립 추진경위

□ 계획 수립 기본방향 설정 및 실무소위원회 구성 ('14. 4. 1)

* 7차 전력수급기본계획 수립방향·절차, 주요 변경사항 등을 전력정책심의회 보고

○ 수급분과위원회 및 2개 실무소위원회 운영 ('14. 4~'15. 5)

* 위원회 개최실적 : 전력수급분과위원회(2회), 수요계획(6회), 설비계획(5회)

□ 수요계획 및 설비계획 수립방안 도출 ('14. 6월~'15. 5월)

○ 기준수요 예측, 수요관리 계획 수립, 목표수요 도출

○ 적정 설비규모 및 적정 전원구성 방안 도출

□ 기준계획(안) 확정을 위한 수급분과위원회 개최('15. 5월)

○ 전력수요, 전력설비계획 등 7차 계획 초안 보고

□ 사업자 대상 설명회 개최 ('15. 6월)

○ 수급계획 개선사항, 신규 필요규모

○ 기초조사/의견청취 시행방법 공지

□ 기준계획에 대한 부처협의 및 국회 상임위 보고('15. 5~7월)

□ 「제7차 전력수급기본계획(안)」에 대한 공청회 개최 ('15. 6월)

□ 「제7차 전력수급기본계획(안)」 전력정책심의회 개최·확정 ('15. 7월)

□ 「제7차 전력수급기본계획」 공고 및 관계부처 통보 ('15. 7월)

2 전력수요 전망

가. 기준수요

□ 전국권

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2014 (실적)	477,592	0.6	76,054	2.8	80,613	4.3
2015	498,000	4.3	80,671	6.1	83,250	3.3
2016	520,900	4.6	84,985	5.3	85,959	3.3
2017	546,810	5.0	89,352	5.1	90,214	5.0
2018	573,240	4.8	93,764	4.9	94,554	4.8
2019	596,950	4.1	97,731	4.2	98,446	4.1
2020	617,769	3.5	101,223	3.6	101,863	3.5
2021	637,040	3.1	104,865	3.6	105,452	3.5
2022	654,998	2.8	108,073	3.1	108,633	3.0
2023	671,936	2.6	111,108	2.8	111,658	2.8
2024	688,429	2.5	113,837	2.5	114,386	2.4
2025	704,934	2.4	116,547	2.4	117,115	2.4
2026	720,633	2.2	119,114	2.2	119,711	2.2
2027	735,990	2.1	121,605	2.1	122,250	2.1
2028	751,135	2.1	124,017	2.0	124,754	2.0
2029	766,109	2.0	126,338	1.9	127,229	2.0
‘15~‘29		3.1		3.3		3.1

* 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 (%)
2014 (실적)	76,054	2.8	80,613	4.3	76,054	2.8	80,613	4.3
2015	80,721	6.1	83,321	3.4	80,622	6.0	83,179	3.2
2016	85,082	5.4	86,063	3.3	84,889	5.3	85,854	3.2
2017	89,557	5.3	90,435	5.1	89,185	5.1	90,035	4.9
2018	94,077	5.0	94,892	4.9	93,508	4.8	94,277	4.7
2019	98,117	4.3	98,863	4.2	97,352	4.1	98,039	4.0
2020	101,733	3.7	102,410	3.6	100,779	3.5	101,385	3.4
2021	105,469	3.7	106,100	3.6	104,275	3.5	104,818	3.4
2022	108,819	3.2	109,435	3.1	107,416	3.0	107,929	3.0
2023	111,996	2.9	112,612	2.9	110,339	2.7	110,833	2.7
2024	114,867	2.6	115,491	2.6	112,953	2.4	113,437	2.3
2025	117,721	2.5	118,375	2.5	115,549	2.3	116,045	2.3
2026	120,394	2.3	121,085	2.3	118,005	2.1	118,522	2.1
2027	123,067	2.2	123,821	2.3	120,367	2.0	120,922	2.0
2028	125,678	2.1	126,538	2.2	122,644	1.9	123,278	1.9
2029	128,167	2.0	129,197	2.1	124,812	1.8	125,589	1.9
‘15~‘29		3.4		3.2		3.2		3.0

□ 수도권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2014 (실적)	169,776	-1.0	29,843	0.2
2015	175,948	3.6	31,898	6.9
2016	182,899	4.0	32,937	3.3
2017	190,793	4.3	34,096	3.5
2018	198,759	4.2	35,262	3.4
2019	205,696	3.5	36,295	2.9
2020	211,565	2.9	37,192	2.5
2021	216,835	2.5	38,015	2.2
2022	221,594	2.2	38,776	2.0
2023	225,950	2.0	39,487	1.8
2024	230,098	1.8	40,175	1.7
2025	234,190	1.8	40,859	1.7
2026	237,962	1.6	41,505	1.6
2027	241,569	1.5	42,134	1.5
2028	245,054	1.4	42,750	1.5
2029	248,434	1.4	43,355	1.4
‘15~‘29		2.5		2.2

□ 제주권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2014 (실적)	4,220	3.0	762	6.6
2015	4,485	6.3	766	0.5
2016	4,596	2.5	790	3.1
2017	4,786	4.1	814	3.0
2018	5,029	5.1	838	2.9
2019	5,262	4.6	865	3.2
2020	5,477	4.1	893	3.2
2021	5,682	3.7	919	2.9
2022	5,883	3.5	947	3.0
2023	6,078	3.3	974	2.9
2024	6,271	3.2	1,000	2.7
2025	6,467	3.1	1,027	2.7
2026	6,659	3.0	1,054	2.6
2027	6,850	2.9	1,080	2.5
2028	7,042	2.8	1,106	2.4
2029	7,234	2.7	1,132	2.4
‘15~‘29		3.5		2.8

나. 목표수요

□ 전국권

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2014 (실적)	477,592	0.6	76,054	2.8	80,154	3.7
2015	489,595	2.5	79,923	5.1	82,478	2.9
2016	509,754	4.1	83,653	4.7	84,612	2.6
2017	532,622	4.5	87,363	4.4	88,206	4.2
2018	555,280	4.3	91,028	4.2	91,795	4.1
2019	574,506	3.5	94,151	3.4	94,840	3.3
2020	588,352	2.4	96,650	2.7	97,261	2.6
2021	600,063	2.0	99,237	2.7	99,792	2.6
2022	609,822	1.6	101,324	2.1	101,849	2.1
2023	617,956	1.3	103,183	1.8	103,694	1.8
2024	625,095	1.2	104,695	1.5	105,200	1.5
2025	631,653	1.0	106,127	1.4	106,644	1.4
2026	637,953	1.0	107,436	1.2	107,974	1.2
2027	644,021	1.0	108,707	1.2	109,284	1.2
2028	650,159	1.0	109,952	1.1	110,605	1.2
2029	656,883	1.0	111,145	1.1	111,929	1.2
‘15~‘29		2.1		2.4		2.2

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

□ 수도권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2014 (실적)	169,776	-1.0	29,843	0.2
2015	172,978	1.9	31,602	5.9
2016	178,985	3.5	32,421	2.6
2017	185,843	3.8	33,337	2.8
2018	192,532	3.6	34,233	2.7
2019	197,962	2.8	34,966	2.1
2020	201,491	1.8	35,512	1.6
2021	204,249	1.4	35,975	1.3
2022	206,310	1.0	36,354	1.1
2023	207,798	0.7	36,671	0.9
2024	208,929	0.5	36,949	0.8
2025	209,845	0.4	37,206	0.7
2026	210,660	0.4	37,436	0.6
2027	211,383	0.3	37,665	0.6
2028	212,111	0.3	37,902	0.6
2029	213,014	0.4	38,141	0.6
‘15~‘29		1.5		1.4

□ 제주권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2014 (실적)	4,220	3.0	762	6.6
2015	4,409	4.5	759	-0.4
2016	4,498	2.0	778	2.5
2017	4,662	3.6	796	2.3
2018	4,871	4.5	814	2.2
2019	5,064	4.0	833	2.4
2020	5,216	3.0	853	2.3
2021	5,352	2.6	870	2.0
2022	5,477	2.3	888	2.1
2023	5,590	2.1	905	1.9
2024	5,694	1.9	920	1.7
2025	5,795	1.8	935	1.7
2026	5,895	1.7	951	1.7
2027	5,994	1.7	965	1.6
2028	6,095	1.7	981	1.6
2029	6,203	1.8	996	1.6
‘15~‘29		2.5		2.0

3

수요관리 목표

가. 최대전력 절감계획

(단위 : MW)

연도	효율향상		스마트기기 및 요금제도	부하관리 및 정책의지	계
	기기보급	효율관리			
2015	249	22	298	203	772
2016	504	69	336	438	1,347
2017	764	122	450	672	2,008
2018	1,028	178	590	963	2,759
2019	1,289	239	765	1,313	3,606
2020	1,599	302	979	1,722	4,602
2021	1,906	368	1,243	2,143	5,660
2022	2,207	437	1,560	2,580	6,784
2023	2,500	508	1,926	3,030	7,964
2024	2,783	581	2,334	3,488	9,186
2025	3,103	658	2,761	3,949	10,471
2026	3,412	737	3,170	4,418	11,737
2027	3,706	811	3,548	4,901	12,966
2028	3,984	891	3,880	5,394	14,149
2029	4,246	1,011	4,144	5,899	15,300

나. 전력소비량 절감계획

(단위 : GWh)

연도	효율향상		스마트기기 및 요금제도	정책의지	계
	기기보급	효율관리			
2015	1,012	498	6,397	498	8,405
2016	2,012	1,250	6,842	1,042	11,146
2017	3,101	2,023	7,424	1,640	14,188
2018	4,288	2,923	8,169	2,580	17,960
2019	5,575	3,880	9,109	3,880	22,444
2020	7,159	4,819	11,880	5,559	29,417
2021	8,801	5,797	15,053	7,326	36,977
2022	10,478	6,812	18,716	9,170	45,176
2023	12,135	7,862	22,896	11,087	53,980
2024	13,724	8,950	27,580	13,080	63,334
2025	15,405	10,080	32,711	15,085	73,281
2026	16,955	11,242	37,332	17,151	82,680
2027	18,390	12,438	41,858	19,283	91,969
2028	19,709	13,671	46,114	21,482	100,976
2029	20,925	14,939	49,613	23,749	109,226

4 신재생에너지 설비계획

□ 신재생에너지 발전설비계획 종합 (2015~2029년)

(단위 : MW)

연 도	수 력	풍 력	해 양 에너지	태양광	바이오	폐기물 소각	부 생 가 스	연 료 지	IGCC	계
2014. 12 기존설비	1,767 (495)	604 (13)	255 (3)	1,791 (233)	137 (32)	152 (16)	1,373 (942)	161 (113)	0 (0)	6,241 (1,846)
2015. 12	1,767 (495)	732 (16)	260 (3)	2,354 (306)	173 (40)	155 (16)	1,373 (942)	241 (169)	300 (180)	7,335 (2,167)
2016. 12	1,767 (495)	1,204 (26)	260 (3)	3,403 (442)	177 (41)	155 (16)	1,373 (942)	321 (225)	300 (180)	8,960 (2,371)
2017. 12	1,767 (495)	1,785 (39)	275 (3)	4,218 (548)	179 (42)	155 (16)	1,373 (942)	410 (287)	300 (180)	10,462 (2,552)
2018. 12	1,767 (495)	2,375 (52)	275 (3)	5,084 (661)	179 (42)	155 (16)	2,800 (1,921)	481 (337)	300 (180)	13,416 (3,706)
2019. 12	1,769 (495)	2,955 (65)	315 (3)	6,004 (781)	193 (45)	155 (16)	2,800 (1,921)	561 (393)	300 (180)	15,052 (3,899)
2020. 12	1,779 (498)	3,588 (79)	835 (9)	6,982 (908)	193 (45)	155 (16)	2,800 (1,921)	641 (449)	300 (180)	17,273 (4,105)
2021. 12	1,784 (500)	4,114 (91)	835 (9)	8,018 (1,042)	193 (45)	155 (16)	2,800 (1,921)	721 (505)	300 (180)	18,920 (4,309)
2022. 12	1,789 (501)	4,534 (100)	835 (9)	9,103 (1,183)	193 (45)	168 (17)	2,800 (1,921)	801 (562)	300 (180)	20,523 (4,518)
2023. 12	1,794 (502)	4,967 (109)	835 (9)	10,223 (1,329)	193 (45)	168 (17)	2,800 (1,921)	861 (618)	300 (180)	22,141 (4,716)
2024. 12	1,799 (504)	5,414 (119)	835 (9)	11,355 (1,476)	193 (45)	168 (17)	2,800 (1,921)	961 (674)	300 (180)	23,825 (4,945)
2025. 12	1,804 (505)	5,884 (129)	835 (9)	12,473 (1,621)	193 (45)	168 (17)	2,800 (1,921)	1,041 (730)	900 (540)	26,098 (5,518)
2026. 12	1,809 (507)	6,380 (140)	925 (10)	13,549 (1,761)	193 (45)	168 (17)	2,800 (1,921)	1,121 (786)	900 (540)	27,845 (5,727)
2027. 12	1,814 (508)	6,905 (152)	925 (10)	14,563 (1,893)	193 (45)	168 (17)	2,800 (1,921)	1,201 (842)	900 (540)	29,469 (5,928)
2028. 12	1,819 (509)	7,464 (164)	925 (10)	15,505 (2,016)	193 (45)	168 (17)	2,800 (1,921)	1,281 (898)	900 (540)	31,055 (6,120)
2029. 12	1,824 (511)	8,064 (177)	1,025 (11)	16,565 (2,153)	193 (45)	168 (17)	2,800 (1,921)	1,351 (946)	900 (540)	32,890 (6,323)

* ()내는 실효용량 기준

□ 신재생에너지 연도별 발전량 전망 ('15년 ~ '29년)

(단위 : GWh)

연도	수력	풍력	해양	태양광	바이오	폐기물	부생가스	연료전지	IGCC	합계
2015	6,749	1,434	480	2,741	680	303	10,235	1,234	0	23,857 (4.5%)
2016	6,749	2,078	485	3,808	768	306	10,235	1,726	2,102	28,256 (5.1%)
2017	6,749	3,207	499	5,040	781	306	10,235	2,244	2,102	31,164 (5.4%)
2018	6,749	4,464	513	6,152	786	306	15,554	2,736	2,102	39,361 (6.6%)
2019	6,753	5,097	550	7,333	816	306	20,873	3,199	2,102	47,030 (7.6%)
2020	6,776	6,399	1,073	8,589	847	306	20,873	3,691	2,102	50,655 (7.9%)
2021	6,804	8,265	1,558	9,921	847	306	20,873	4,182	2,102	54,858 (8.5%)
2022	6,823	9,280	1,558	11,323	847	318	20,873	4,673	2,102	57,799 (8.8%)
2023	6,842	10,196	1,558	12,782	847	331	20,873	5,103	2,102	60,634 (9.1%)
2024	6,861	11,140	1,558	14,271	847	331	20,873	5,594	2,102	63,579 (9.4%)
2025	6,881	12,124	1,558	15,759	847	331	20,873	6,147	2,102	66,622 (9.7%)
2026	6,900	13,160	1,642	17,210	847	331	20,873	6,638	6,307	73,909 (10.7%)
2027	6,919	14,256	1,726	18,593	847	331	20,873	7,129	6,307	76,982 (11.0%)
2028	6,938	15,419	1,726	19,886	847	331	20,873	7,621	6,307	79,949 (11.3%)
2029	6,957	16,663	1,819	21,210	847	331	20,873	8,081	6,307	83,090 (11.7%)

5

집단에너지 설비계획

□ 연도별 집단에너지설비 건설전망 (2015~2029년)

발전소명	7차 계획		사 업 자	위 치
	준공시기	용 량		
하남열병합	15.10	398.9	하남에너지서비스	서울 강동
영종EP발전소	15.12	22.1	영종EP	인천 중구
대산열병합	15.12	50.7	대산열병합발전	충남 서산
오산열병합	16.03	408.0	DS파워	경기 오산
군장에너지(2단계)	16.03	250.0	군장에너지	전북 군산
아산국가산단포승지구	16.07	75.0	유호산업개발,서부	경기 평택
위례신도시	16.10	460.0	위례에너지서비스	서울 송파
충남도청이전신도시	16.12	76.0	내포그린에너지	충남 예산
춘천집단에너지	16.12	422.4	춘천에너지	강원 춘천
석문산업단지	16.12	38.9	석문에너지	충남 당진
화성동탄(2)지구	17.05	751.0	한국지역난방	경기 화성
시흥열병합	18.07	38.0	GS파워	경기 시흥
세종열병합(2단계)	19.11	515.0	한남, 중부, 남부	충남 연기
마곡도시개발구역	20.12	280.0	SH공사	서울 강서
대전열병합증설	21.12	25.0	대전열병합	대전 대덕
안양복합 증설	21.12	465.0	GS파워	경기 안양
합 계		4,276		

6

발전설비 폐지 계획표

[단위 : MW]

구분	원자력	무연탄	LNG	석 유	계
2015			포스코복합#2 (450) (1월) 서울화력#4 (138) (12월)		588 (2기)
2016			서울화력#5 (250) (12월)		250 (1기)
2017	고리#1(587) (6월)		평택복합 (480) (12월)		1,067 (2기)
2018		서천#1,2 (400) (9월)		제주GT#3 (55) (1월)	455 (3기)
2021				울산#4~6 (1,200) (12월)	1,200 (3기)
2023			서안천복합#1~8 (1,800) (12월)		1,800 (8기)
2024				평택#1~4 (1,400) (12월)	1,400 (4기)
합계 (‘15~‘29)	587 (1기)	400 (2기)	3,118 (12기)	2,655 (8기)	6,760 (23기)

* 1. 포스코복합#2는 ‘15.1월 폐지완료

* 2. 설비 폐지시에는 매월말일 시행하는 것을 전제로 작성

7

전원구성 전망

가. 정격용량 기준

□ 전 국 권

[단위 : MW, %]

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	계
2014	20,716	25,149	1,125	26,742	3,850	4,700	6,241	4,693	93,216
	22.2	27.0	1.2	28.7	4.1	5.0	6.7	5.0	100
2015	21,716	26,169	1,125	28,246	3,850	4,700	7,355	5,165	98,326
	22.1	26.6	1.1	28.7	3.9	4.8	7.5	5.3	100
2016	23,116	33,873	1,125	27,996	3,850	4,700	8,960	6,895	110,515
	20.9	30.6	1.0	25.3	3.5	4.3	8.1	6.2	100
2017	25,329	34,873	1,125	32,496	3,850	4,700	10,462	7,646	120,481
	21.0	28.9	0.9	27.0	3.2	3.9	8.7	6.3	100
2018	26,729	34,873	725	33,616	3,795	4,700	13,416	7,684	125,538
	21.3	27.8	0.6	26.8	3.0	3.7	10.7	6.1	100
2019	26,729	35,873	725	34,567	3,795	4,700	15,052	8,199	129,640
	20.6	27.7	0.6	26.7	2.9	3.6	11.6	6.3	100
2020	26,729	36,913	725	35,567	3,795	4,700	17,273	8,479	134,181
	19.9	27.5	0.5	26.5	2.8	3.5	12.9	6.3	100
2021	28,129	42,713	725	35,567	2,595	4,700	18,920	8,969	142,318
	19.8	30.0	0.5	25.0	1.8	3.3	13.3	6.3	100
2022	30,929	43,293	725	35,567	2,595	4,700	20,523	8,969	147,301
	21.0	29.4	0.5	24.1	1.8	3.2	13.9	6.1	100
2023	32,329	43,293	725	33,767	2,595	4,700	22,141	8,969	148,519
	21.8	29.1	0.5	22.7	1.7	3.2	14.9	6.0	100
2024	32,329	43,293	725	33,767	1,195	4,700	23,825	8,969	148,803
	21.7	29.1	0.5	22.7	0.8	3.2	16.0	6.0	100
2025	32,329	43,293	725	33,767	1,195	4,700	26,098	8,969	151,076
	21.4	28.7	0.5	22.4	0.8	3.1	17.3	5.9	100
2026	33,829	43,293	725	33,767	1,195	4,700	27,845	8,969	154,323
	21.9	28.1	0.5	21.9	0.8	3.0	18.0	5.8	100
2027	35,329	43,293	725	33,767	1,195	4,700	29,469	8,969	157,447
	22.4	27.5	0.5	21.4	0.8	3.0	18.7	5.7	100
2028	36,829	43,293	725	33,767	1,195	4,700	31,055	8,969	160,533
	22.9	27.0	0.5	21.0	0.7	2.9	19.3	5.6	100
2029	38,329	43,293	725	33,767	1,195	4,700	32,890	8,969	163,868
	23.4	26.4	0.4	20.6	0.7	2.9	20.1	5.5	100

* 1. 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 및 집단 정격용량 기준

2. 동기조상기로 운전중인 제주GT#1,2(110MW)도 정격용량으로는 포함

□ 수 도 권

[단위 : MW, %]

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	융통 전력	계
2014	-	5,080	-	15,742	1,431	400	967	2,585	12,900	39,105
	-	13.0	-	40.3	3.7	1.0	2.5	6.6	33.0	100
2015	-	5,080	-	17,246	1,431	400	1,140	3,006	14,642	42,945
	-	11.8	-	40.2	3.3	0.9	2.7	7.0	34.1	100
2016	-	5,080	-	16,996	1,431	400	1,288	3,875	15,254	44,324
	-	11.5	-	38.3	3.2	0.9	2.9	8.7	34.4	100
2017	-	5,080	-	20,076	1,431	400	1,484	4,626	16,834	49,931
	-	10.2	-	40.2	2.9	0.8	3.0	9.3	33.7	100
2018	-	5,080	-	20,076	1,431	400	1,656	4,664	17,107	50,414
	-	10.1	-	39.8	2.8	0.8	3.3	9.3	33.9	100
2019	-	5,080	-	21,027	1,431	400	1,885	4,664	17,815	52,302
	-	9.7	-	40.2	2.7	0.8	3.6	8.9	34.1	100
2020	-	5,080	-	22,027	1,431	400	2,596	4,944	20,187	56,665
	-	9.0	-	38.9	2.5	0.7	4.6	8.7	35.6	100
2021	-	5,080	-	22,027	1,431	400	2,782	5,409	20,734	57,863
	-	8.8	-	38.1	2.5	0.7	4.8	9.3	35.8	100
2022	-	5,080	-	22,027	1,431	400	2,967	5,409	20,693	58,007
	-	8.8	-	38.0	2.5	0.7	5.1	9.3	35.7	100
2023	-	5,080	-	20,227	1,431	400	3,137	5,409	20,728	56,412
	-	9.0	-	35.9	2.5	0.7	5.6	9.6	36.7	100
2024	-	5,080	-	20,227	31	400	3,338	5,409	20,763	55,248
	-	9.2	-	36.6	0.1	0.7	6.0	9.8	37.6	100
2025	-	5,080	-	20,227	31	400	3,526	5,409	20,797	55,470
	-	9.2	-	36.5	0.1	0.7	6.4	9.8	37.5	100
2026	-	5,080	-	20,227	31	400	3,803	5,409	20,832	55,782
	-	9.1	-	36.3	0.1	0.7	6.8	9.7	37.3	100
2027	-	5,080	-	20,227	31	400	3,987	5,409	20,867	56,001
	-	9.1	-	36.1	0.1	0.7	7.1	9.7	37.3	100
2028	-	5,080	-	20,227	31	400	4,170	5,409	20,021	55,338
	-	9.2	-	36.6	0.1	0.7	7.5	9.8	36.2	100
2029	-	5,080	-	20,227	31	400	4,457	5,409	19,669	55,273
	-	9.2	-	36.6	0.1	0.7	8.1	9.8	35.6	100

* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 및 집단 정격용량 기준

□ 제 주 권

[단위 : MW, %]

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	HVDC	계
2014	-	-	-	-	700	-	187	-	300	1,187
	-	-	-	-	59.0	-	15.8	-	25.3	100
2015	-	-	-	-	700	-	232	-	400	1,332
	-	-	-	-	52.6	-	17.4	-	30.0	100
2016	-	-	-	-	700	-	364	-	400	1,464
	-	-	-	-	47.8	-	24.9	-	27.3	100
2017	-	-	-	-	700	-	511	-	400	1,611
	-	-	-	-	43.5	-	31.7	-	24.8	100
2018	-	-	-	200	645	-	662	-	400	1,907
	-	-	-	10.5	33.8	-	34.7	-	21.0	100
2019	-	-	-	200	645	-	813	-	400	2,058
	-	-	-	9.7	31.3	-	39.5	-	19.4	100
2020	-	-	-	200	645	-	977	-	400	2,222
	-	-	-	9.0	29.0	-	44.0	-	18.0	100
2021	-	-	-	200	645	-	1,120	-	400	2,365
	-	-	-	8.5	27.3	-	47.3	-	16.9	100
2022	-	-	-	200	645	-	1,242	-	400	2,487
	-	-	-	8.0	25.9	-	50.0	-	16.1	100
2023	-	-	-	200	645	-	1,369	-	400	2,614
	-	-	-	7.7	24.7	-	52.3	-	15.3	100
2024	-	-	-	200	645	-	1,498	-	400	2,743
	-	-	-	7.3	23.5	-	54.6	-	14.6	100
2025	-	-	-	200	645	-	1,632	-	600	3,077
	-	-	-	6.5	21.0	-	53.0	-	19.5	100
2026	-	-	-	200	645	-	1,770	-	600	3,215
	-	-	-	6.2	20.1	-	55.1	-	18.7	100
2027	-	-	-	200	645	-	1,912	-	600	3,357
	-	-	-	6.0	19.2	-	57.0	-	17.9	100
2028	-	-	-	200	645	-	2,059	-	600	3,504
	-	-	-	5.7	18.4	-	58.8	-	17.1	100
2029	-	-	-	200	645	-	2,219	-	600	3,664
	-	-	-	5.5	17.6	-	60.6	-	16.4	100

- * 1. 전원구성비는 연말 설비용량 기준, 신재생에너지 정격용량 기준
 2. 동기조상기로 운전중인 제주GT#1,2(110MW)도 정격용량으로는 포함

나. 피크기여도 기준

□ 전 국 권

[단위 : MW, %]

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	계
2014	20,716	25,149	1,125	26,742	3,740	4,700	1,846	4,137	88,155
	23.5	28.5	1.3	30.3	4.2	5.3	2.1	4.7	100
2015	21,716	26,169	1,125	28,246	3,740	4,700	2,167	4,575	92,438
	23.5	28.3	1.2	30.6	4.0	5.1	2.3	4.9	100
2016	23,116	33,873	1,125	27,996	3,740	4,700	2,371	5,801	102,722
	22.5	33.0	1.1	27.3	3.6	4.6	2.3	5.6	100
2017	25,329	34,873	1,125	32,496	3,740	4,700	2,552	6,552	111,367
	22.7	31.3	1.0	29.2	3.4	4.2	2.3	5.9	100
2018	26,729	34,873	725	33,616	3,685	4,700	3,706	6,590	114,624
	23.3	30.4	0.6	29.3	3.2	4.1	3.2	5.7	100
2019	26,729	35,873	725	34,567	3,685	4,700	3,899	7,105	117,283
	22.8	30.6	0.6	29.5	3.1	4.0	3.3	6.1	100
2020	26,729	36,913	725	35,567	3,685	4,700	4,105	7,385	119,809
	22.3	30.8	0.6	29.7	3.1	3.9	3.4	6.2	100
2021	28,129	42,713	725	35,567	2,485	4,700	4,309	7,875	126,502
	22.2	33.8	0.6	28.1	2.0	3.7	3.4	6.2	100
2022	30,929	43,293	725	35,567	2,485	4,700	4,518	7,875	130,092
	23.8	33.3	0.6	27.3	1.9	3.6	3.5	6.1	100
2023	32,329	43,293	725	33,767	2,485	4,700	4,716	7,875	129,890
	24.9	33.3	0.6	26.0	1.9	3.6	3.6	6.1	100
2024	32,329	43,293	725	33,767	1,085	4,700	4,945	7,875	128,719
	25.1	33.6	0.6	26.2	0.8	3.7	3.8	6.1	100
2025	32,329	43,293	725	33,767	1,085	4,700	5,518	7,875	129,292
	25.0	33.5	0.6	26.1	0.8	3.6	4.3	6.1	100
2026	33,829	43,293	725	33,767	1,085	4,700	5,727	7,875	131,001
	25.8	33.0	0.6	25.8	0.8	3.6	4.4	6.0	100
2027	35,329	43,293	725	33,767	1,085	4,700	5,928	7,875	132,702
	26.6	32.6	0.5	25.4	0.8	3.5	4.5	5.9	100
2028	36,829	43,293	725	33,767	1,085	4,700	6,120	7,875	134,394
	27.4	32.2	0.5	25.1	0.8	3.5	4.6	5.9	100
2029	38,329	43,293	725	33,767	1,085	4,700	6,323	7,875	136,097
	28.2	31.8	0.5	24.8	0.8	3.5	4.6	5.8	100

- * 1. 연말 설비용량 기준, 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준
 2. 동기조상기로 운전중인 제주GT#1,2(110MW)는 설비용량에서 제외 (피크기여 불가)

□ 수 도 권

[단위 : MW, %]

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	융통 전력	계
2014	-	5,080	-	15,742	1,431	400	207	2,518	12,900	38,278
	-	13.3	-	41.1	3.7	1.0	0.5	6.6	33.7	100
2015	-	5,080	-	17,246	1,431	400	258	2,939	14,642	41,996
	-	12.1	-	41.1	3.4	1.0	0.6	7.0	34.9	100
2016	-	5,080	-	16,996	1,431	400	312	3,540	15,254	43,013
	-	11.8	-	39.5	3.3	0.9	0.7	8.2	35.5	100
2017	-	5,080	-	20,076	1,431	400	367	4,291	16,834	48,479
	-	10.5	-	41.4	3.0	0.8	0.8	8.9	34.7	100
2018	-	5,080	-	20,076	1,431	400	414	4,329	17,107	48,837
	-	10.4	-	41.1	2.9	0.8	0.8	8.9	35.0	100
2019	-	5,080	-	21,027	1,431	400	467	4,329	17,815	50,549
	-	10.0	-	41.6	2.8	0.8	0.9	8.6	35.2	100
2020	-	5,080	-	22,027	1,431	400	526	4,609	20,187	54,260
	-	9.4	-	40.6	2.6	0.7	1.0	8.5	37.2	100
2021	-	5,080	-	22,027	1,431	400	579	5,074	20,734	55,325
	-	9.2	-	39.8	2.6	0.7	1.0	9.2	37.5	100
2022	-	5,080	-	22,027	1,431	400	633	5,074	20,693	55,338
	-	9.2	-	39.8	2.6	0.7	1.1	9.2	37.4	100
2023	-	5,080	-	20,227	1,431	400	686	5,074	20,728	53,626
	-	9.5	-	37.7	2.7	0.7	1.3	9.5	38.7	100
2024	-	5,080	-	20,227	31	400	740	5,074	20,763	52,315
	-	9.7	-	38.7	0.1	0.8	1.4	9.7	39.7	100
2025	-	5,080	-	20,227	31	400	793	5,074	20,797	52,402
	-	9.7	-	38.6	0.1	0.8	1.5	9.7	39.7	100
2026	-	5,080	-	20,227	31	400	848	5,074	20,832	52,492
	-	9.7	-	38.5	0.1	0.8	1.6	9.7	39.7	100
2027	-	5,080	-	20,227	31	400	900	5,074	20,867	52,579
	-	9.7	-	38.5	0.1	0.8	1.7	9.7	39.7	100
2028	-	5,080	-	20,227	31	400	952	5,074	20,021	51,785
	-	9.8	-	39.1	0.1	0.8	1.8	9.8	38.7	100
2029	-	5,080	-	20,227	31	400	1,001	5,074	19,669	51,482
	-	9.9	-	39.3	0.1	0.8	1.9	9.9	38.2	100

* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 및 집단 피크기여도 기준

□ 제 주 권

[단위 : MW, %]

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	HVDC	계
2014	-	-	-	-	590	-	11	-	300	901
	-	-	-	-	65.5	-	1.2	-	33.3	100
2015	-	-	-	-	590	-	14	-	400	1,004
	-	-	-	-	58.8	-	1.4	-	39.8	100
2016	-	-	-	-	590	-	21	-	400	1,011
	-	-	-	-	58.4	-	2.1	-	39.6	100
2017	-	-	-	-	590	-	27	-	400	1,017
	-	-	-	-	58.0	-	2.7	-	39.3	100
2018	-	-	-	200	535	-	33	-	400	1,168
	-	-	-	17.1	45.8	-	2.8	-	34.2	100
2019	-	-	-	200	535	-	40	-	400	1,175
	-	-	-	17.0	45.5	-	3.4	-	34.0	100
2020	-	-	-	200	535	-	47	-	400	1,182
	-	-	-	16.9	45.3	-	4.0	-	33.8	100
2021	-	-	-	200	535	-	53	-	400	1,188
	-	-	-	16.8	45.0	-	4.5	-	33.7	100
2022	-	-	-	200	535	-	60	-	400	1,195
	-	-	-	16.7	44.8	-	5.0	-	33.5	100
2023	-	-	-	200	535	-	66	-	400	1,201
	-	-	-	16.7	44.5	-	5.5	-	33.3	100
2024	-	-	-	200	535	-	73	-	400	1,208
	-	-	-	16.6	44.3	-	6.0	-	33.1	100
2025	-	-	-	200	535	-	80	-	600	1,415
	-	-	-	14.1	37.8	-	5.7	-	42.4	100
2026	-	-	-	200	535	-	87	-	600	1,422
	-	-	-	14.1	37.6	-	6.1	-	42.2	100
2027	-	-	-	200	535	-	94	-	600	1,429
	-	-	-	14.0	37.4	-	6.6	-	42.0	100
2028	-	-	-	200	535	-	100	-	600	1,435
	-	-	-	13.9	37.3	-	7.0	-	41.8	100
2029	-	-	-	200	535	-	107	-	600	1,442
	-	-	-	13.9	37.1	-	7.4	-	41.6	100

- * 1. 전원구성비는 연말 설비용량 기준, 신재생에너지는 피크기여도 기준
 2. 동기조상기로 운전중인 제주GT#1,2(110MW)는 설비용량에서 제외 (피크기여 불가)

8

발전설비 건설계획표

□ 전 국 권

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총 용 량 (MW)		최대 전력(MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연 말	하계	동계	
2014	12	기존 설비			88,155 (89,357)		80,154	10.0 (11.5)
2015				89,866	92,438	79,923	82,478	12.1
	1	폐지 - 포스코복합#2(포스코에너지)	-450					
	1	동두천복합#2(동두천드림파워)	858					
	1	포스코복합#9(포스코에너지)	376					
	3	동두천복합#1(동두천드림파워)	858					
	6	신재생에너지	70					
	7	신월성#2(한수원)	1,000					
	12	당진#9(동서)	1,020					
	12	폐지 - 서울화력#4(중부)	-138					
	12	신재생에너지	250					
	12	집단에너지	439					
2016				99,450	102,722	83,653	84,612	21.4
	2	북평#1(GS동해전력)	595					
	4	신고리#3(한수원)	1,400					
	6	삼척그린#1(남부)	1,022					
	6	당진#10(동서)	1,020					
	6	북평#2(GS동해전력)	595					
	6	신보령#1(중부)	1,000					
	6	태안#9(서부)	1,050					
	6	신재생에너지	102					
	6	집단에너지	228					
	8	여수#1(남동)	350					
	10	삼척그린#2(남부)	1,022					
	12	태안#10(서부)	1,050					
	12	폐지 - 서울화력#5(중부)	-250					
	12	신재생에너지	102					
	12	집단에너지	997					

- * 1. 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준
 2. 동기조상기로 운전 중인 제주GT#1,2(110MW)는 설비용량에서 제외 (피크기여 불가)
 3. 2014년 ()내는 동계 피크일('14.12.17)의 공급능력 및 공급예비율 실적
 4. 기확정설비인 신고리 #7~8은 사업자가 의향을 「천지 #1,2」로 제출
 5. 신규원전은 사업자가 의향을 「대진 #1,2 또는 천지 #3,4」로 제출 (사업허가 시 반영예정)
 6. 강릉안인화력#1,2 삼척화력#1는 송전건설 시점을 고려하여, 예비력 산정시 '21.12월 활용을 고려
 - 사업자 의향 : 강릉안인화력#1('19.12), 강릉안인화력#2('20.6), 삼척화력#1('21.6)

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총 용량(MW)		최대 전력(MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연 말	하계	동 계	
2017				108,636	111,367	87,363	88,206	26.3
	2	신고리#4(한수원)	1,400					
	2	대우포천복합#1(대우건설)	960					
	3	장문복합#1(PMP)	900					
	4	신한울#1(한수원)	1,400					
	6	신보령#2(중부)	1,000					
	6	폐지 - 고리#1	-587					
	6	신재생에너지	91					
	6	집단에너지	751					
	7	GS당진복합#4(GS EPS)	950					
	7	장문복합#2(PMP)	900					
	10	영남복합(남부)	470					
	12	서울복합#1(중부)	400					
	12	서울복합#2(중부)	400					
	12	폐지 - 평택복합(서부)	-480					
	12	신재생에너지	91					
2018				113,000	114,624	91,028	91,795	24.9
	1	폐지 - 제주GT#3(중부)	-55					
	4	신한울#2(한수원)	1,400					
	6	제주복합(중부)	200					
	6	신재생에너지	88					
	9	폐지 - 서천#1,2(중부)	-400					
	12	통영복합#1(현대산업개발)	920					
	12	신재생에너지	1,066					
	12	집단에너지	38					
2019				114,720	117,283	94,151	94,840	23.7
	6	신재생에너지	96					
	9	신서천#1(중부)	1,000					
	11	신평택복합#1(신평택발전)	951					
	12	신재생에너지	97					
	12	집단에너지	515					

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총 용량(MW)		최대 전력(MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연 말	하계	동 계	
2020				118,382	119,809	96,650	97,261	23.2
	6	여주복합#1(SK E&S)	1,000					
	6	신재생에너지	99					
	10	고성하이화력#1(고성그린파워)	1,040					
	12	신재생에너지	107					
	12	집단에너지	280					
2021				122,350	126,502	99,237	99,792	26.8
	3	신고리#5(한수원)	1,400					
	4	고성하이화력#2(고성그린파워)	1,040					
	6	신재생에너지	101					
	11	당진에코파워#1(당진에코파워)	580					
	12	강릉안인#1(강릉에코파워)	1,040					
	12	강릉안인#2(강릉에코파워)	1,040					
	12	삼척화력#1(포스파워)	1,050					
	12	삼척화력#2(포스파워)	1,050					
	12	폐지 - 울산#4~6(동서)	-1,200					
	12	신재생에너지	103					
	12	집단에너지	490					
2022				128,586	130,092	101,324	101,849	27.7
	3	신고리#6(한수원)	1,400					
	3	당진에코파워#2(당진에코파워)	580					
	6	신재생에너지	104					
	12	신한울#3(한수원)	1,400					
	12	신재생에너지	105					
2023				130,190	129,890	103,183	103,694	25.3
	6	신재생에너지	99					
	12	신한울#4(한수원)	1,400					
	12	폐지 - 서인천복합#1~8(서부)	-1,800					
	12	신재생에너지	100					

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총 용량(MW)		최대 전력(MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연 말	하계	동 계	
2024				130,004	128,719	104,695	105,200	22.4
	6	신재생에너지	114					
	12	폐지 - 평택#1~4(서부)	-1,400					
	12	신재생에너지	115					
2025				128,825	129,292	106,127	106,644	21.2
	6	신재생에너지	106					
	12	신재생에너지	467					
2026				129,395	131,001	107,436	107,974	21.3
	6	신재생에너지	103					
	12	천지#1(한수원)	1,500					
	12	신재생에너지	106					
2027				131,101	132,702	108,707	109,284	21.4
	6	신재생에너지	100					
	12	천지#2(한수원)	1,500					
	12	신재생에너지	101					
2028				132,797	134,394	109,952	110,605	21.5
	6	신재생에너지	95					
	12	신규원전#1	1,500					
	12	신재생에너지	97					
2029				134,494	136,097	111,145	111,929	21.6
	6	신재생에너지	100					
	12	신규원전#2	1,500					
	12	신재생에너지	103					

□ 수 도 권

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	용 통 용 량 (MW)	총 용량 (MW)		최대 전력 (MW)	설비 이용 율 (%)
					하계	연말		
2014	12	기존설비	25,378	12,900		38,278	29,843	28.3
2015				14,642	41,688	41,996	31,602	32.9
	1	폐지 - 포스코복합#2(포스코에너지)	-450					
	1	동두천복합#2(동두천드림파워)	858					
	1	포스코복합#9(포스코에너지)	376					
	3	동두천복합#1(동두천드림파워)	858					
	6	신재생에너지	26					
	12	폐지 - 서울화력#4(중부)	-138					
	12	신재생에너지	26					
	12	집단에너지	421					
2016				15,254	42,777	43,013	32,421	32.7
	6	신재생에너지	27					
	6	집단에너지	142					
	12	폐지 - 서울화력#5(중부)	-250					
	12	신재생에너지	27					
	12	집단에너지	460					
2017				16,834	47,232	48,479	33,337	45.4
	2	대우포천복합#1(대우건설)	960					
	3	장문복합#1(PMP)	900					
	6	신재생에너지	28					
	6	집단에너지	751					
	7	장문복합#2(PMP)	900					
	12	서울복합#1(중부)	400					
	12	서울복합#2(중부)	400					
	12	폐지 - 평택복합(서부)	-480					
	12	신재생에너지	28					
2018				17,107	48,775	48,837	34,233	42.7
	6	신재생에너지	23					
	12	신재생에너지	23					
	12	집단에너지	38					

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	용 통 용량 (MW)	총 용량(MW)		최대 전력 (MW)	설비 예비율 (%)
					하계	연 말		
2019				17,815	49,572	50,549	34,966	44.6
	6	신재생에너지	27					
	11	신평택복합#1(신평택발전)	951					
	12	신재생에너지	27					
2020				20,187	53,947	54,260	35,512	52.8
	6	여주복합#1(SK E&S)	1,000					
	6	신재생에너지	26					
	12	신재생에너지	33					
	12	집단에너지	280					
2021				20,734	54,833	55,325	35,975	53.8
	6	신재생에너지	26					
	12	신재생에너지	27					
	12	집단에너지	465					
2022				20,693	55,311	55,338	36,354	52.2
	6	신재생에너지	27					
	12	신재생에너지	27					
2023				20,728	55,400	53,626	36,671	46.2
	6	신재생에너지	27					
	12	폐지 - 서인천복합#1~8(서부)	-1,800					
	12	신재생에너지	27					
2024				20,763	53,688	52,315	36,949	41.6
	6	신재생에너지	27					
	12	폐지 - 평택#1~4(서부)	-1,400					
	12	신재생에너지	27					
2025				20,797	52,376	52,402	37,206	40.8
	6	신재생에너지	27					
	12	신재생에너지	27					

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	용 통 용량 (MW)	총용량(MW)		최대전력 (MW)	설비 예비율 (%)
					하계	연말		
2026				20,832	52,464	52,492	37,436	40.2
	6	신재생에너지	27					
	12	신재생에너지	28					
2027				20,867	52,553	52,579	37,665	39.6
	6	신재생에너지	26					
	12	신재생에너지	26					
2028				20,021	51,759	51,785	37,902	36.6
	6	신재생에너지	26					
	12	신재생에너지	26					
2029				19,669	51,457	51,482	38,141	35.0
	6	신재생에너지	24					
	12	신재생에너지	25					

□ 제 주 권

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	HVDC 용통량 (MW)	총용량(MW)		최대전력 (MW)	설비 예비율 (%)
					하계	연말		
2014	12	기존설비	601	300		901	762	18.2
2015				400	1,003	1,004	759	32.3
	6	신재생에너지	2					
	12	신재생에너지	2					
2016				400	1,007	1,011	778	29.4
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2017				400	1,014	1,017	796	27.4
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2018				400	1,165	1,168	814	43.1
	1	폐지 - 제주GT#3	-55					
	6	제주복합	200					
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2019				400	1,171	1,175	833	40.6
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2020				400	1,179	1,182	853	38.2
	6	신재생에너지	4					
	12	신재생에너지	4					
2021				400	1,185	1,188	870	36.2
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					

- * 1. 신재생에너지는 피크기여도 기준
 2. 동기조상기로 사용 중인 제주GT#1,2는 설비용량에서 제외 (피크기여 불가)
 3. 설비에비율 산정시 '14~'15년은 동계피크기준, '16년이후는 하계피크기준 적용

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	HVDC 용통량 (MW)	총 용량(MW)		최대전력 (MW)	설비 예비율 (%)
					하계	연 말		
2022				400	1,191	1,195	888	34.1
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2023				400	1,198	1,201	905	32.4
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2024				400	1,204	1,208	920	30.9
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2025				600*	1,411	1,415	935	50.9
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2026				600	1,418	1,422	951	49.1
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2027				600	1,425	1,429	965	47.7
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2028				600	1,432	1,435	981	46.0
	6	신재생에너지	3					
	12	신재생에너지	3					
2029				600	1,439	1,442	996	44.5
	6	신재생에너지	4					
	12	신재생에너지	4					

* 2025년 #3 HVDC 연계선로 건설예정

1. 공청회 주요의견

- ① 지역경제를 위해 신규 발전소 유치 희망 (과주 LNG, 여수 화력)
- ② 지역주민들의 유치의지를 고려, 영흥 화력 철회결정 취소요청
- ③ 원전 및 신재생에너지는 지역 수용성, 환경보호 측면을 종합고려하여 추진할 필요
- ④ 전력수요예측 및 설비예비율이 적정수준으로 설정될 수 있도록 심도있는 검토 필요

2. 산업위 주요의견

- ① 예비율 수준(22%) 관련, 적정성 여부 검토가 필요하다는 의견과 안정적 전력수급 및 계통섬인 특성을 고려하여야 한다는 의견, 불확실성 대비 예비설비가 필요하다는 의견 등이 제기
- ② LNG 발전 관련, 온실가스 감축 등을 위해 확대 필요성을 주장하는 의견과 비싼 발전단가를 고려해야 한다는 의견 등이 제기
- ③ 지역주민들의 유치의지가 높은 신규 화력설비(영흥, 갈사만, 삼척 등)에 대해 수급계획 반영 방법에 대한 고민이 필요하다는 의견
- ④ 원전에 대한 주민수용성 제고를 위해 정부의 지속적인 소통 노력이 필요하다는 의견