
제10차 전력수급기본계획 (2022~2036)

2023. 1. 13



산업통상자원부

산업통상자원부 공고 제2023 - 036호

제10차 전력수급기본계획(2022~2036) 공고

「전기사업법」 제25조에 따라, 제10차 전력수급기본계획(2022~2036)을 아래와 같이 공고합니다.

2023년 1월 13일
산업통상자원부 장관

목 차

I. 전력수급기본계획 개요	1
II. 전력수급 현황	2
1. 전력수요	2
2. 전력공급	9
3. 전기품질	10
III. 제9차 전력수급기본계획에 대한 평가	11
1. 성과	11
2. 개선 필요사항	12
IV. 제10차 전력수급기본계획 기본방향	13
1. 정책환경 변화	13
2. 전원별 해외동향	14
3. 시사점	15
4. 제10차 전력수급기본계획 수립방향	15
V. 전력수요 전망 및 수요관리 목표	17
1. 전력수요 전망 대상	17
2. 기준수요 전망	18
3. 수요관리 목표	28
4. 목표수요 전망	31

VI. 발전설비 계획	33
1. 수립절차	33
2. 기준 설비예비율 및 목표 설비용량	34
3. 확정설비 용량	35
4. 신규설비 및 전원구성	37
5. 발전량 전망	43
6. 온실가스 배출목표 달성방안	44
7. 환경 개선효과	46
VII. 주요 발전원별 정책방향	49
1. 원전의 적극 활용	49
2. 재생에너지 확대 및 변동성 대응	50
3. 수소·암모니아 혼소 도입 및 화력설비 운영방안	53
VIII. 분산형 전원 확대방안	54
1. 분산형 전원 보급전망	54
2. 분산형 전원 활성화 방안	55
IX. 송·변전설비 계획	56
1. 그간 추진성과 및 평가	56
2. 정책 방향	57
3. 세부계획 수립·시행	60
X. 전력시장 개선방안	67
1. 그간 전력시장 개선 실적	67
2. 전력시장 개편방향(안)	69
XI. 사후관리 계획	71

I. 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 금번까지 총 10차례 계획 수립
- ② 계획기간 : 15년 장기계획 (10차 계획기간 : '22~'36년)
- ③ 주요내용 : 전력수급의 기본방향, 장기 전력수급 전망, 발전 및 송·변전 설비계획, 수요관리, 직전 전기본 평가, 분산형 전원 확대 등
- ④ 수립절차 : 실무안 마련(총괄분과위원회) → 전략환경영향평가·관계부처 협의 → 정부초안 마련 → 국회 상임위 보고·공청회 → 전력정책심의회

< 추진 경과 >

- '21.12월 : 제10차 전력수급기본계획 소위원회 구성
 - 소위원회 내 수요전망, 신뢰도, 전력정책·시장, 신재생 등 6개 워킹그룹
- '21.12월 : 제10차 전력수급기본계획 수립 착수(총괄분과위원회 개최)
- '21.12 ~ '22.10월 : 총괄분과, 소위원회 및 워킹그룹 검토 (총 45회)
- '22.8월 : 제10차 전력수급기본계획 실무안 공개
- '22.9~11월 : 전략환경영향평가 협의
- '22.10~11월 : 탄소중립녹색성장위원회 등 관계부처 협의
- '22.11월 : 공청회
- '23.1월 : 국회 산업통상자원중소벤처기업위원회 보고
- '23.1월 : 전력정책심의회 심의·확정

II. 전력수급 현황

◇ (전력수요) 전력소비량과 최대전력 수요 모두 증가 추세

* '20년은 코로나19 등에 따른 영향

◇ (전력공급) 전력수요 증가에 맞추어 충분한 발전설비 공급이 이루어져 안정적 전력수급*과 세계 최고 수준의 전기품질을 유지

* '22.7.7일 최대전력(93.0GW) 경신에도 전력수급 비상단계 발령의 기준이 되는 예비력 수준(5.5GW>준비>4.5GW>관심) 이상인 공급예비력 6.7GW 확보

○ 다만, 재생에너지 비중 증가로 단기 전력수급 관리 불확실성 증대

1 전력수요

1. 전력소비량

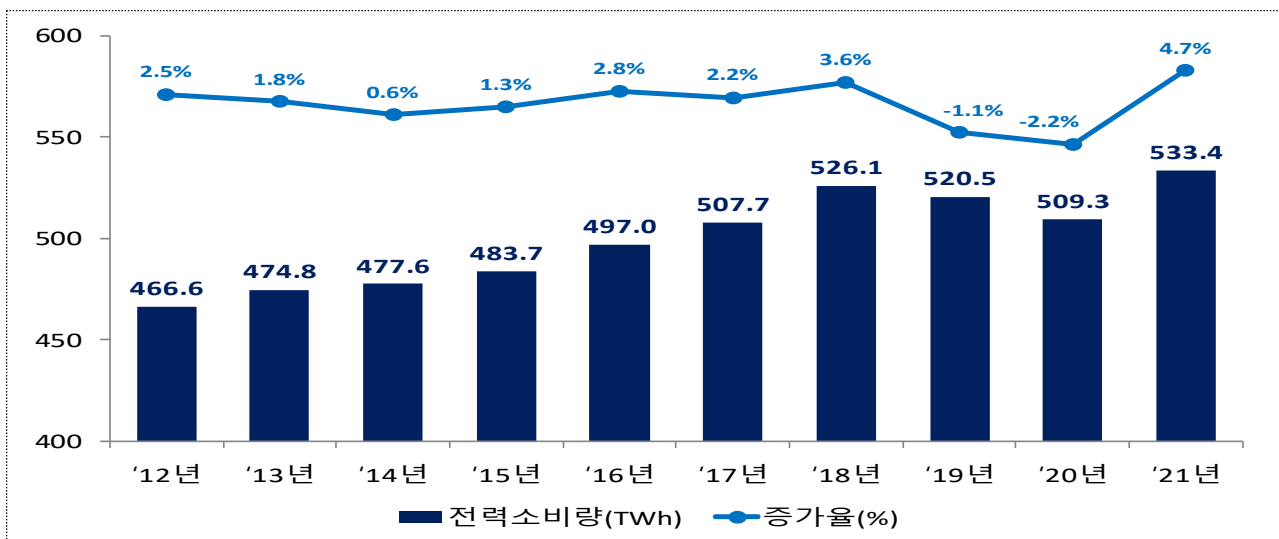
□ 연도별 추이 : '21년 전력소비량은 533.4TWh

○ 기온 및 경제상황, 코로나19 영향 등에 따른 일시적인 전력소비 감소('19, '20년)를 제외하고 지난 10년간 전력소비량은 증가 추세

* 계절별 기온추이(°C) : 【여름】 ('18) 25.3 → ('19) 23.9, 【겨울】 ('18) 1.0 → ('19) 2.8

* 경제성장률(%) : ('17) 3.2, ('18) 2.9, ('19) 2.2, ('20) △0.7, ('21) 4.1

< 연도별 전력소비량 추이 >

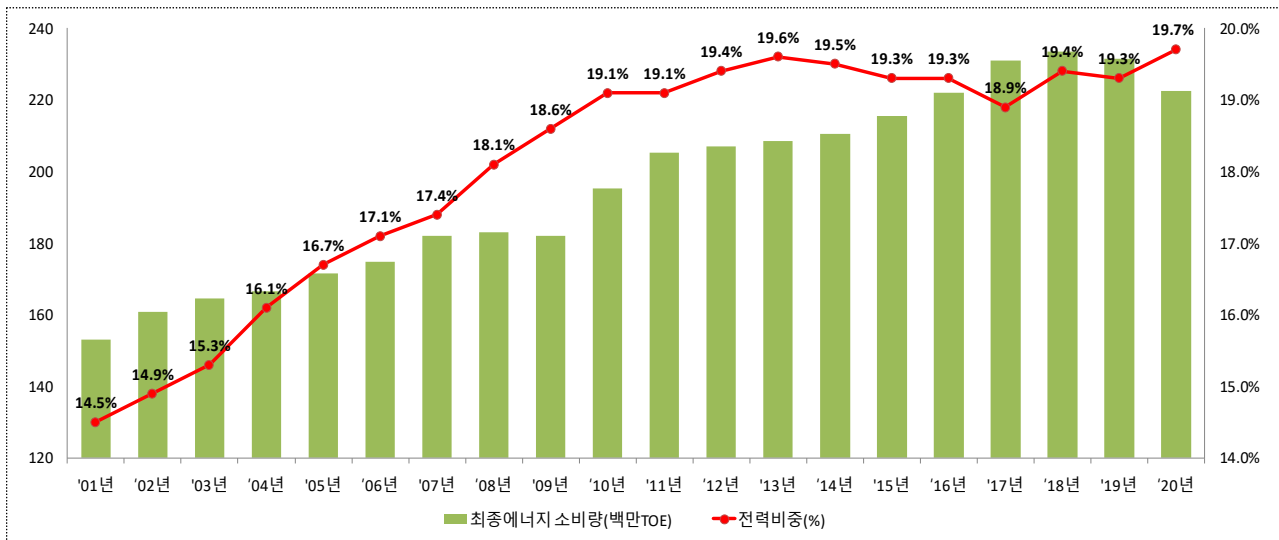


□ 최종에너지 대비 전력소비량 비중

- 전력소비량 증가율이 최종에너지 소비증가율을 상회*하고 있으며
최종에너지 소비량 중 전력소비량 비중('20년 19.7%)도 증가 추세

* '12~'20년, 연평균 전력소비량 증가율 1.1% > 최종에너지 소비량 증가율 0.9%

< 최종에너지 소비량과 전력 비중 >

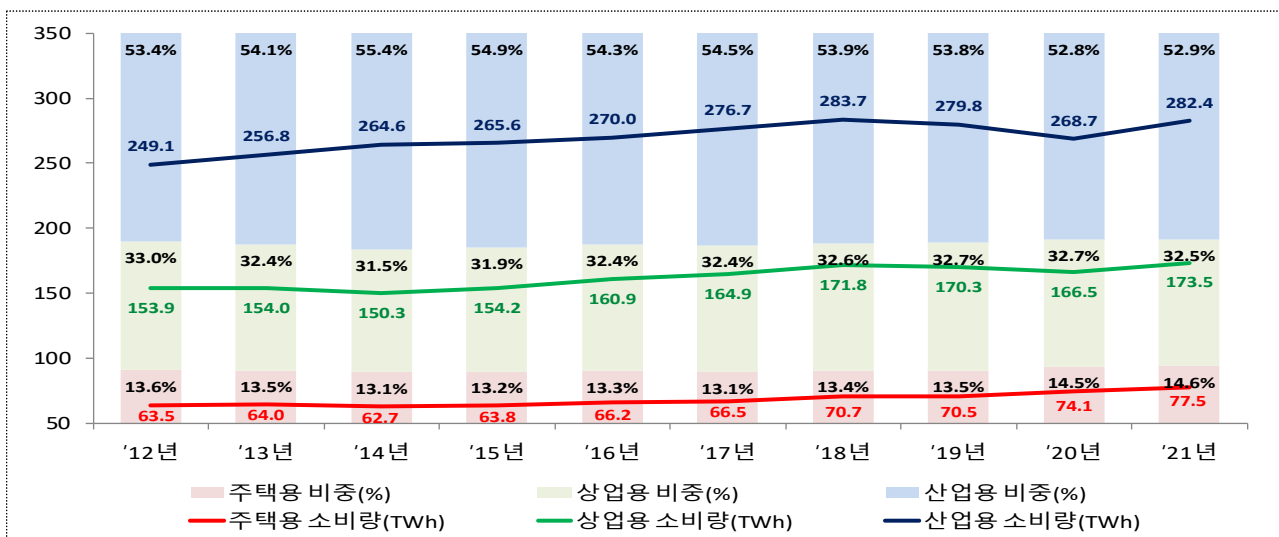


□ 용도별 전력소비량

- 산업용 전력소비 비중은 여전히 50% 이상을 유지하고 있으며,
상업용 비중은 보합세, 주택용은 점차 상승 중

* '12~'21년 용도별 연평균 전력소비량 증가율(%) : (산업용) 1.4, (상업용) 1.3, (주택용) 2.2

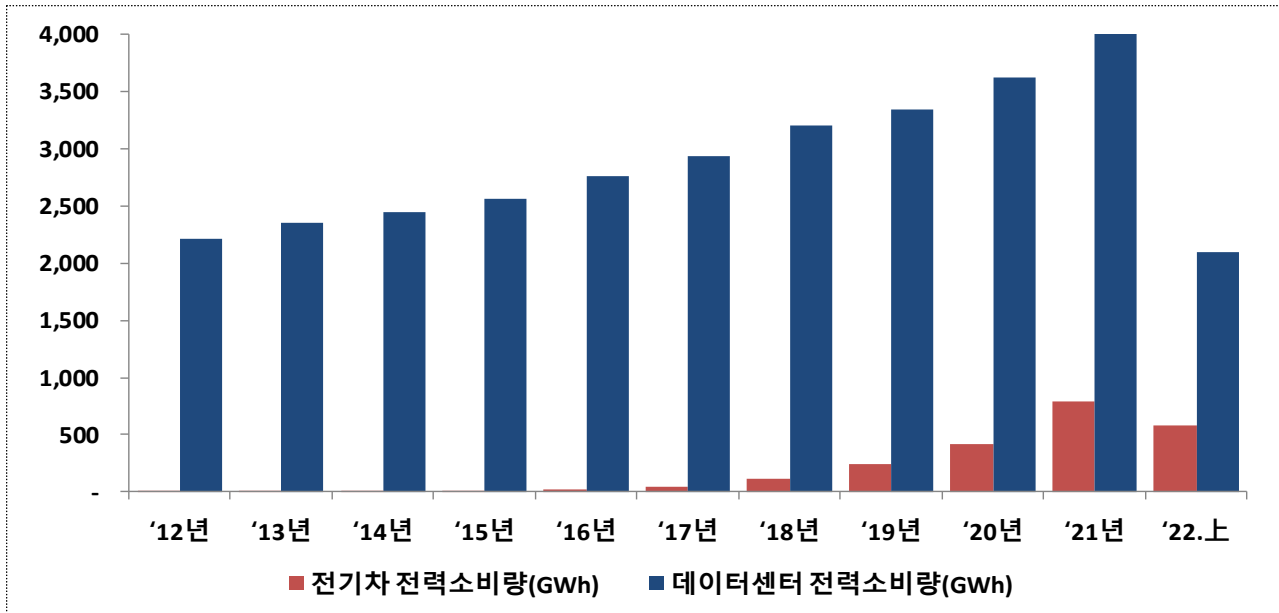
< 최근 10년간 용도별 전력소비량 비중 추이 >



□ 주요 신규 전력소비량 확대 요인

○ 전기차, 데이터센터 전력소비량 증가 추세

< 전기차, 데이터센터 전력소비량 >



- 정부 정책지원 등에 따라 전기차 등 친환경차 보급 지속 확대

(단위 : 대)

구분	'16년	'17년	'18년	'19년	'20년	'21년
전기차	10,855	25,108	55,756	89,918	134,962	231,443
수소차	87	170	893	5,083	10,906	19,404
하이브리드차	233,216	313,856	405,084	506,047	674,461	908,240
합계	244,158	339,134	461,733	601,048	820,329	1,159,087

- 4차 산업혁명의 핵심동인 중 하나인 데이터센터 확대 전망

* 데이터센터 현황 및 의향조사 결과 : ('21년) 142개 → (~'29년 누적) 234개

< 데이터센터 동·하계 시간대별 패턴('21년 기준, 한전 AMR 자료) >

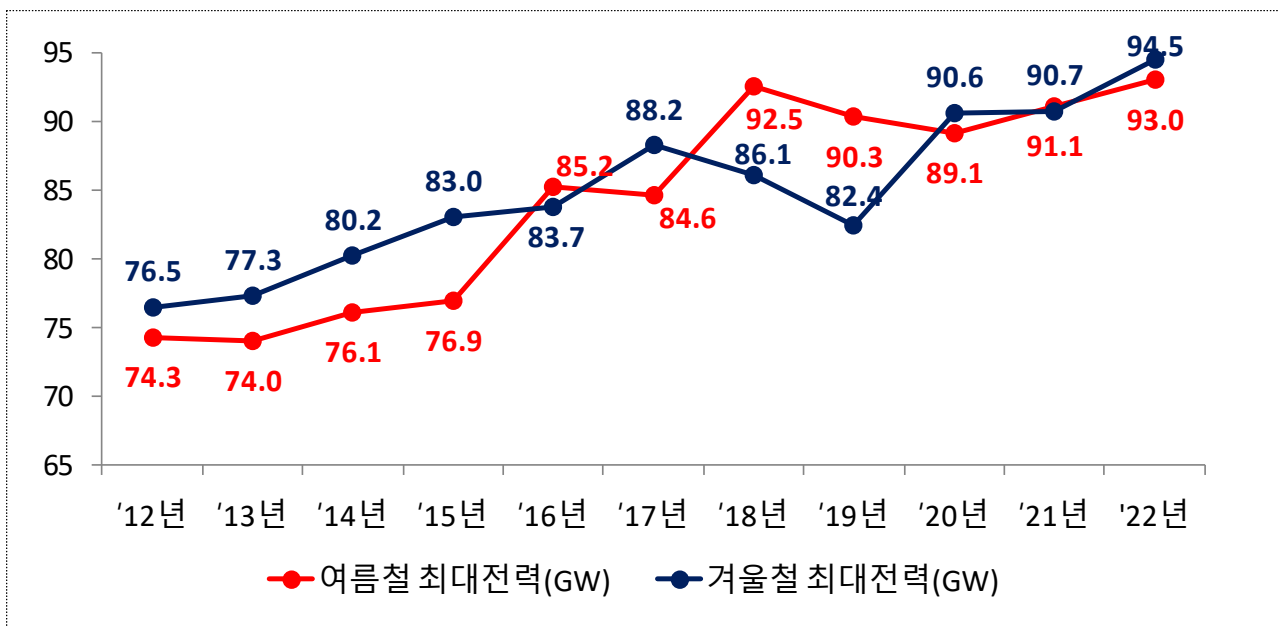


2. 최대 전력

□ 연도별 추이 : '22년 최대전력은 94.5GW('22.12.23일) 기록

- '22년 겨울철 최대전력은 전년 대비 4.2% 증가(90.7→94.5GW)하며, 여름철과 겨울철 모두 최대전력 증가 추세
- 연중 최대전력 발생 시점은 '12~'15년은 겨울철에 발생하였으나, '18년 이후에는 겨울보다 여름에 연중 최대전력이 다수 발생
- '19, '20년은 기온 및 경제상황, 코로나19 영향 등으로 최대전력이 감소한 것으로 평가되나, '21년 이후 다시 증가 추세로 회귀

< 연도별 여름철 및 겨울철 최대전력 추이 >



- 최대전력은 전력소비량보다 상대적으로 높은 변동성을 보이고 있으며, 기온변동성 확대와 태양광발전 증가 등의 영향으로 평가

< 연도별 전력소비량 및 최대전력 증가율 비교 (단위 : %) >

구분		'12년	'13년	'14년	'15년	'16년	'17년	'18년	'19년	'20년	'21년
전력소비량 증가율		2.5	1.8	0.6	1.3	2.8	2.2	3.6	-1.1	-2.2	4.7
최대 전력	여름철 증가율	2.9	-0.4	2.8	1.1	10.7	-0.7	9.3	-2.3	-1.4	2.3
	겨울철 증가율	3.6	1.0	3.7	3.5	0.8	5.5	-2.4	-4.3	10.0	0.2

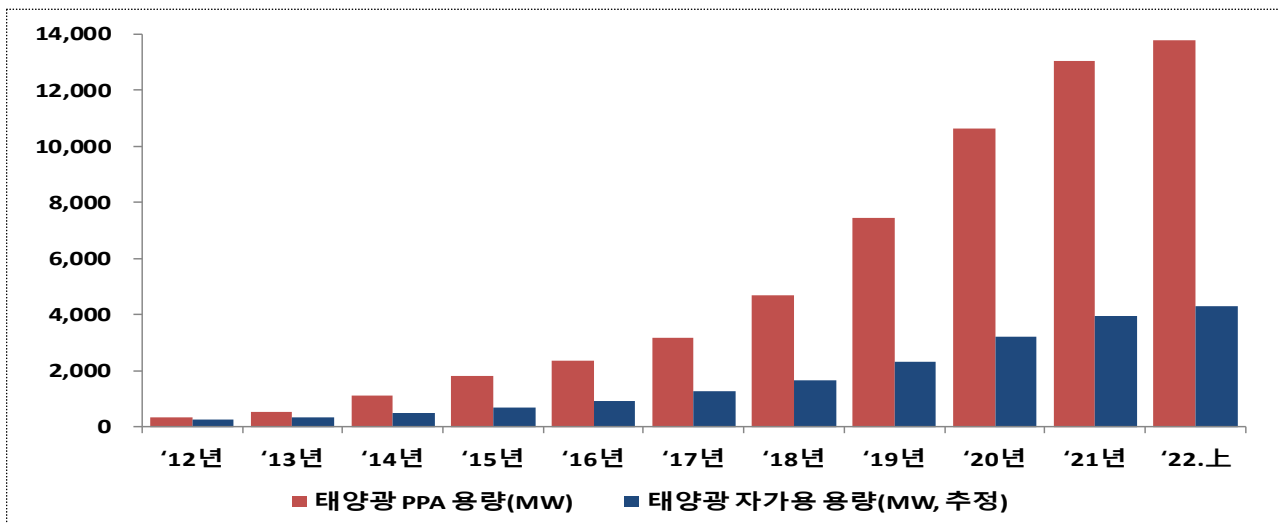
□ 비계량 태양광발전 현황

- 풍력 등 타 재생에너지 발전원과 달리 소규모 설비가 많은 태양광 발전은 ①전력시장 참여, ②한전PPA*, ③자가용으로 구분

* PPA(Power Purchase Agreement, 전력구매계약) : 전력시장을 통하지 않고 전력 판매자와 구매자가 전력을 직거래하는 당사자간 계약 방식

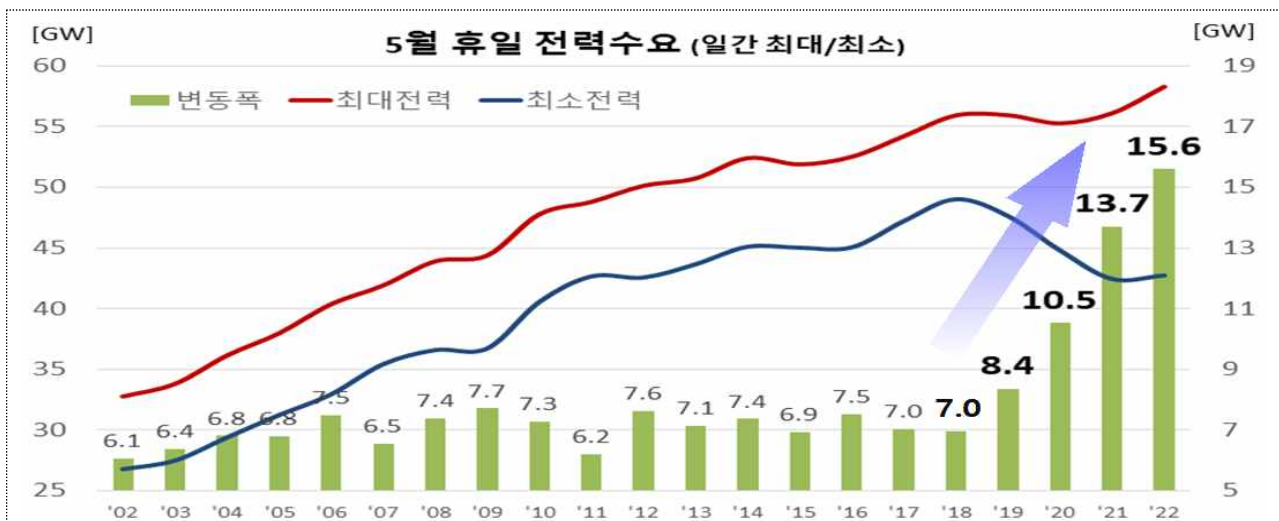
- 전력시장 참여 태양광은 전력공급에 포함되고 있으나,
- 한전PPA·자가용 태양광은 전력시장 거래없이 한전과 직거래 또는 자체 소비되어 전력시장에서 전력수요를 상쇄하는 것으로 시현
- 최근 전력시장에서 비계량되는 한전PPA·자가용 태양광 증가 추세

< 연도별 비계량 태양광발전 설비용량(누적) >



- 비계량 태양광발전의 증가와 함께 전력수요 변동성도 증가

< 일간 전력수요 변동 (경부하기인 5월 기준) >



□ 재생에너지 증가에 따른 전력수급 영향

① 기상 영향을 크게 받는 재생에너지 증가로 전력수요 변동성 증가

- 태양광발전량의 변동성*이 7월 1주 때이른 전력수요 증가에 기여
→ '22.7.7일 최대전력 수요 기록 경신 : 92.5('18.夏) → 93.0GW

* 운량 증가 등으로 비계량태양광의 발전량 감소시, 전력수요 증가로 수급여건 악화

< 태양광발전량 변화에 따른 전력수요 변동성 증가 사례 : 7.7(목) vs. 7.29(금) >

구분	72시간 누적기온(°C)	태양광이용률(% , 17시)	전력수요(GW)
7.7(목)	28.4 ^	15 ^	93.0 v
7.29(금)	28.5	36	87.6

② 재생에너지 설비가 증가할수록 최대전력 발생시 공급기여도는 낮음

- 비계량 태양광발전(한전PPA, 자가용)의 증가로 전력시장에서 시현되는 최대전력 발생시간이 14~15시('10~'16년)에서 16~17시('17년~)로 이동
- 재생에너지 비중이 높아질수록 최대전력 발생시간은 저녁시간으로 이동하게 되고 이 경우 태양광발전의 피크기여도는 0으로 수렴

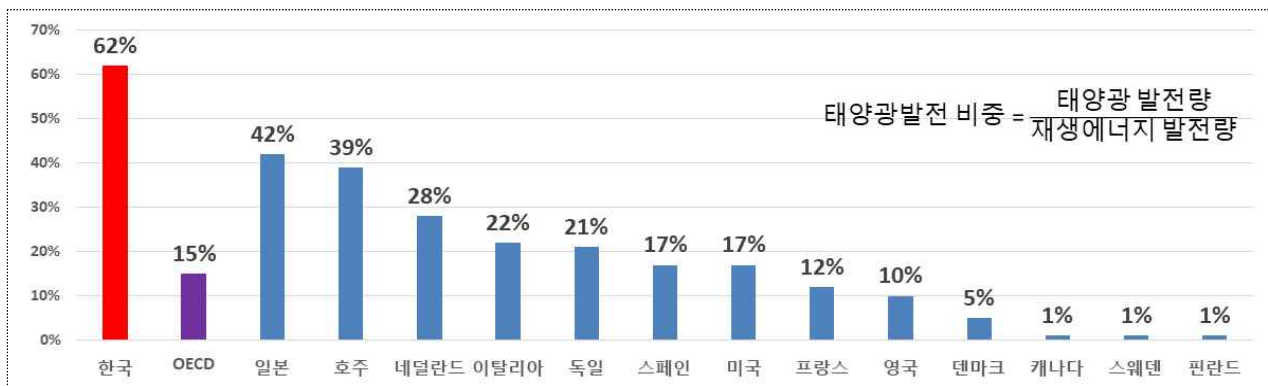
< 제주 풍력·태양광 피크기여도(단위: %) >

구분	10차 전기본상 피크기여도		9차 전기본상 피크기여도
	주간	야간	
태양광	9.2	0.0	10.9
풍력	0.9	0.3	0.9

* 제주 발전설비 용량(MW, '21년) : (LNG) 480(22%), (신재생) 1,178(54%), (기타) 506(24%)

③ 우리나라는 他국 대비 태양광 비중이 높아 변동성 영향 더욱 크게 작용

< 주요국 태양광발전 비중('21년 기준, 출처: IEA) >



참고 1

해외 주요국 전력소비량과 최대전력

- (전력소비량) 유럽 주요국, 일본 등의 감소에도 우리나라를 포함 미국, 중국, 인도 등의 증가로 최근 전세계 전력소비량은 증가

* 코로나19 영향 등도 고려 필요

< 해외 주요국 전력소비량 비교 (단위 : TWh) >

국가명	'90년	'00년	'10년	'17년	'19년
중국	477.7	1,072.9	3,492.7	5,677.5	6,567.7
미국	2,633.6	3,499.5	3,788.3	3,756.1	3,830.0
인도	211.8	367.6	720.0	1,143.6	1,311.1
일본	764.8	972.7	1,035.4	964.7	927.7
대한민국	94.4	239.5	434.2	507.7	520.5
독일	455.1	483.5	532.0	519.0	496.6
브라질	210.8	321.2	437.9	498.4	512.9
프랑스	302.2	384.9	444.1	438.6	431.0
영국	274.4	329.4	329.0	299.7	295.4
이탈리아	214.2	272.5	298.8	291.6	291.6
멕시코	100.2	145.3	215.7	271.9	280.1
베트남	6.2	22.4	86.9	173.8	209.2
전세계 합계	9,623.9	12,632.7	17,812.9	21,495.4	22,809.3

* 출처 : IEA, Enerdata

- (최대전력) 해외 주요국 중 다수 국가의 최근 최대전력 증가

< 해외 주요국 최대전력 비교 (단위 : GW) >

국가명	'90년	'00년	'10년	'17년	'19년
미국	546.0	678.4	768.0	784.0	786.2
인도	-	78.0	125.1	164.1	183.8
일본	143.7	173.1	177.8	155.8	164.8
대한민국	17.3	41.0	71.3	85.1	90.3
프랑스	63.4	72.4	96.7	94.2	80.5
이탈리아	36.3	-	56.4	56.9	58.8
영국	54.1	58.5	60.9	52.2	48.2
멕시코	-	27.4	39.9	45.4	47.0
스페인	25.2	33.2	44.1	41.0	40.5
노르웨이	17.2	20.4	24.0	25.2	25.2

* 출처 : IEA, Electricity Information 2021, JEPIC 2021

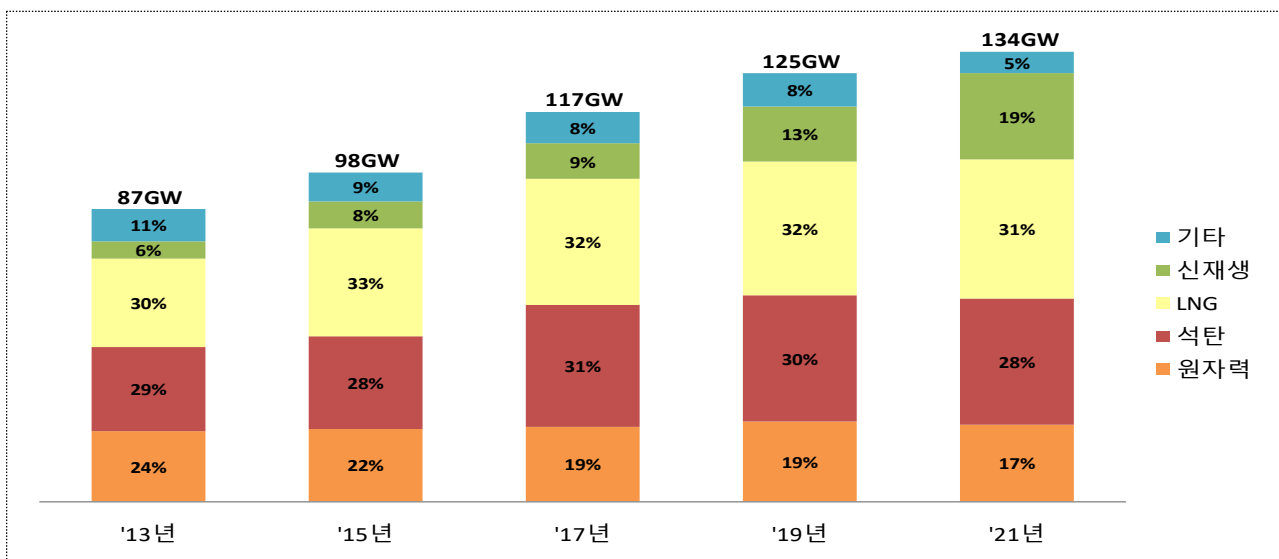
□ 설비규모 : '21년말 기준 총 134GW(정격용량 기준)

○ '21년도 발전설비 규모는 '13년말 기준 87GW 대비 54% 증가

* 총 발전설비 규모는 세계 10위 수준 (미국 EIA, '20년)

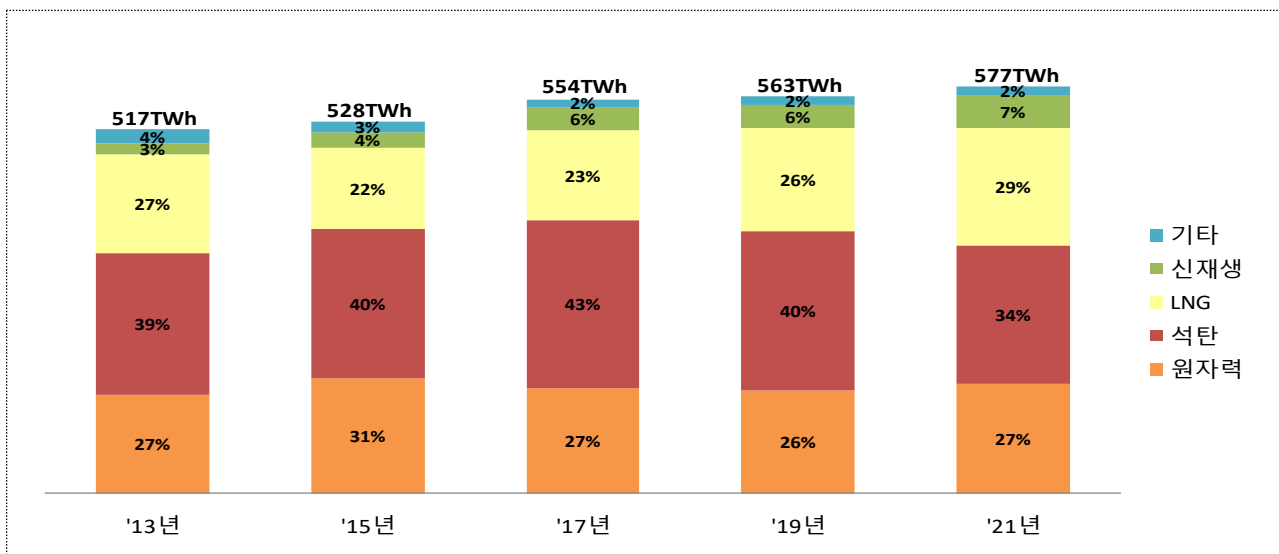
□ 원별 비중('21년) : LNG(31%), 석탄(28%), 신재생(19%), 원자력(17%) 순

< 원별 발전설비 비중 >



□ 발전량 비중('21년) : 석탄(34%), LNG(29%), 원전(27%), 신재생(7%) 순

< 원별 발전량 비중 >



3 전기품질

□ 우리나라는 세계 최고 수준의 전기품질을 유지 중

○ 우리나라의 호당 정전시간은 8.9분/년('21년)으로 세계 최고 수준

< 호당 정전시간 국제비교 >

한국 (‘21년)	일본 (‘20년)	독일 (‘20년)	영국 (‘16년)	프랑스 (‘16년)	미국 (‘20년)	이탈리아 (‘19년)
8.9분	8.0분	10.7분	38.4분	48.7분	47.3분	86.0분

* 출처 : 한국전력, OCCTO, 독일연방네트워크청, 해외전기사업통계(JEPIC)

○ 주파수 유지율과 전압 유지율은 지난 5년간 100% 수준으로 유지

< 국내 주파수 및 전압 유지율 실적 >

연도	주파수 유지율(%)	전압 유지율(%)		
		765kV	345kV	154kV
2017	100.0	99.9	99.9	99.9
2018	100.0	100.0	99.9	99.9
2019	100.0	100.0	99.9	100.0
2020	100.0	100.0	100.0	100.0
2021	100.0	100.0	100.0	100.0

* 출처 : 전력거래소

○ 송·배전 손실률도 3.5%('21년)로서 세계 최고 수준의 안정적이고 효율적인 송·배전 설비망 운영

< 주요국 송·배전 손실률 현황 >

한국 (‘21년)	캐나다 (‘19년)	일본 (‘17년)	미국 (‘19년)	이탈리아 (‘19년)	중국 (‘19년)	독일 (‘17년)	프랑스 (‘19년)	영국 (‘19년)
3.5%/년	3.4%/년	4.7%/년	5.1%/년	5.6%/년	5.9%/년	6.8%/년	7.7%/년	8.0%/년

* 출처 : 한국전력통계(2022.5월)

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

Ⅲ. 제9차 전력수급기본계획에 대한 평가

1 성과

◇ 「제9차 전력수급기본계획(2020~2034)」(‘20년)은 에너지전환 정책 방향*에 따라 석탄발전 감축 확대 등 환경성을 보다 강화

* 「에너지전환 로드맵」(‘17년), 「제8차 전력수급기본계획」(‘17년), 「제3차 에너지 기본계획」(‘19년)으로 이어지는 에너지전환 정책 방향을 유지

□ 온실가스, 미세먼지 문제 대응을 위해 석탄발전을 과감하게 감축

- 제8차 전력수급기본계획(‘17년)에서 폐지 반영된 10기를 포함하여 전체 석탄발전 60기(9차 전기본 수립시 기준) 중 30기(15.3GW) 폐지
- 폐지되는 석탄발전은 ‘동일용량, 동시대체의 원칙’ 하에 LNG발전으로 대체하여 설비용량 적정성과 안정적인 전력수급 도모

□ 국가 온실가스 감축목표에 부합하는 구체적 이행방안 제시

- 「2030 NDC(국가온실가스 감축목표) 수정안*」(‘20년)과 연계하여 전환 부문 온실가스 감축방안 구체화 : 석탄발전 폐지 및 발전량 제약

* ‘30년 전환부문 배출량 목표(백만톤) : (8차 전기본) 226.8 → (9차 전기본) 192.6

□ 재생에너지 보급 확대에 대응하기 위한 기반 및 계획 제시

- 재생에너지 변동성 대응을 위한 신재생 발전량 입찰제도 및 실시간 시장, 보조서비스 시장 등의 도입이 필요함을 제시
- 재생에너지가 급속히 확대되고 있는 제주도의 전력수급 안정성 강화를 위해 제주지역 전력수급 계획을 별도 수립

□ 전력수급기본계획을 대상으로 전략환경영향평가 최초 시행

2 개선 필요사항

- ◇ 안정적 전력수급 관리를 위해 태양광발전 증가, 전기화 수요, 에너지안보 등의 정책환경 변화를 계획 수립시 반영 필요

【수요전망 측면】

- 한전PPA 등 비계량 태양광발전의 증가로 기상상황에 따른 전력 수요 변동성이 커지고 있음에도 이를 계획 수립시 미반영

< 태양광발전량 변화에 따른 전력수요 변동성 증가 사례 : 7.7(목) vs. 7.29(금) >

구분	72시간 누적기온(°C)	태양광이용률(% , 17시)	전력수요(GW)
7.7(목)	28.4	15	93.0
	^	^	v
7.29(금)	28.5	36	87.6

- 전기화, 4차 산업혁명 등 미래사회 변화에 따른 수요 반영 필요
- 전기화 수요를 수치화하여 최대전력 전망에 반영하기에는 불확실한 요소가 많아 전기차와 같이 보급목표가 확실한 요인만을 반영
 - 4차 산업혁명 영향은 9차 전기본에서 정량적 분석을 시도하였으나 전력사용패턴 예측이 어려워 차기 전기본에 반영기로 유보

【설비계획 측면】

- 원전을 배제하여 에너지안보에 취약한 불균형한 전원믹스 구성
- 글로벌 에너지 공급위기 및 가격상승의 영향으로 전력수급 관리에서 에너지안보의 중요성이 커지고 있는 상황
 - 원전을 점진적으로 감축하면서, 석탄발전 대신 LNG발전을 기저전원으로 대체하는 것은 글로벌 에너지 가격 변동에 취약
- 재생에너지가 주전원으로서 전력수급에 제대로 역할을 하기 위한 계통·기술·제도·시장 등에 대한 대책 보완 필요

IV. 제10차 전력수급기본계획 기본방향

1 정책환경 변화

□ 에너지 안보가 국가 안보의 핵심 전제로 부각

- 국제적으로 원전 역할이 재조명* 되고 있고, 국내적으로 안전성 보강 조치로 원전 활용도 제고 여력 확보

* 2050 탄소중립 달성을 위해 원전은 중요한 역할 수행(IEA 넷제로 보고서, '21년)

- 주요국들은 러-우크라 사태 등 글로벌 에너지 공급망 불안에 따라 국가 안보 강화를 위해 에너지 수급 안정화를 정책 우선으로 재설정

* (EU) 러시아산 에너지 의존도 완화를 위한 「REPowerEU」 발표('22.3.8일)

(美) 글로벌 에너지 수급 안정을 위해 원유 증산을 요구하는 등 기존 정책기조 변경

□ 「새정부 에너지정책 방향」('22.7월)을 통해 기존 에너지 정책* 기조 변경

* 「에너지전환로드맵」('17.10월), 「제3차 에너지기본계획」('19.6월)」

- (원전) 단계적 감축에서 신한울#3·4 건설, 계속운전 등 추진
- (재생e) 실현가능성, 주민수용성 등을 감안하여 합리적 수준 보급
- (석탄·LNG) 석탄발전은 합리적 감축을 유도하고, 무탄소전원도 활용

□ 원전 비중 확대 등 에너지·탄소중립 관련 국정과제* 마련

* ③ 탈원전 정책폐기, 원자력 산업생태계 강화 ④ 에너지안보 확립과 에너지 新산업新시장 창출 등

□ 상향된 '30년 NDC('21.10월) 달성을 위한 전환부문 이행방안 마련 필요










* ('18년) 269.6백만톤, ('30년) 【기준】 192.7(△28.5%) → 149.9백만톤(△44.4%)

□ 기술선진국(독일·일본·미국 등)을 중심으로 글로벌 수소경제 주도, 에너지 공급 안정화 수단*으로 수소 산업(발전·유통·생산) 육성 추진

* 러-우 사태 대응수단으로 단기적으로 화석연료, 장기적으로 수소에너지 확보 추진

2 전원별 해외동향

- (원전) 유럽을 중심으로 원전 제로화 정책에서 원전을 보다 적극적으로 활용하는 방향으로 선회하는 추세

구분	국가	최근 원전 정책 동향
추가 확대 발 표	 영국	<ul style="list-style-type: none"> • '50년까지 최대 8기 추가건설('21년 6.8GW→'50년 24GW) • 총 전력생산 중 원전 비중을 현재 15% 수준에서 25% 확대
제로화계획 연 장	 벨기에	<ul style="list-style-type: none"> • 원전 2기에 대한 계속운전 기한을 기존 '25년에서 '35년으로 연장
	 독일	<ul style="list-style-type: none"> • 남은 원전 3기 모두 '22년 제로화 예정에서 '23년 4월로 연기
기존 계획 (확대 및 계속운전) 유 지	 미국	<ul style="list-style-type: none"> • 원전을 CFE(Carbon Pollution Free Electricity)에 포함, 상업원전 지원 확대 • SMR 등 차세대 원전 집중 개발, 우방국들과 원자력동맹 강화
	 프랑스	<ul style="list-style-type: none"> • '50년까지 신규 6기 건설 + 추가 8기 검토(현재 원전 비중 66%)
	 폴란드	<ul style="list-style-type: none"> • '43년까지 6기 건설(원전 비중 약 10%)
	 체코	<ul style="list-style-type: none"> • '40년까지 최대 4기 추가 건설 추진(원전 비중 36%→46~58%)
	 핀란드	<ul style="list-style-type: none"> • 신규 1기 가동 개시, 가동원전 2기 계속운전 추진
	 일본	<ul style="list-style-type: none"> • 안전 검증 후 점차적으로 이용 확대(현재 10기 가동 재개 완료)

- (재생에너지) 전세계 재생에너지 발전량 비중은 증가할 것으로 예상되며, 향후 신규 발전설비 투자도 재생에너지에 집중될 전망

* 발전량 전망 : '20년 7,593TWh → '30년 14,056TWh (85.1%↑)

발전비중 전망 : '20년 28.4% → '30년 41.9% (13.5%p↑) ※ 출처 : IEA, WEO 2021

- (英) 해상풍력을 '22년 12.7GW→'30년 50GW까지 확대 계획
- (佛) '50년까지 재생e 100GW 이상 보급을 목표로 확대 계획
- (獨) 재생e 보급 목표를 '30년 80%, '35년 100%로 상향(기존 '30년 65%)

- (석탄) 일부 신흥국을 제외하고 석탄발전은 감소 추세이나, 최근 글로벌 에너지위기 상황에서 단기 전력공급 안정성을 위해 활용 증가

* 전세계 석탄발전량 전망 : '20년 9,468TWh → '30년 8,744TWh (△8%)

※ 출처 : IEA, WEO 2021

- (日) 석탄발전을 활용하되 암모니아 혼소 등을 통해 온실가스 감축 추진
- (佛) 탄소배출 저감을 위한 가동시간 제한 한시적 완화
- (獨) 既 보유 예비·노후·정지 발전기의 가동 대기 요청

3

시사점

- 에너지 안보를 강화하는 방향으로 전원믹스 수립 필요
 - 안정적인 전력수급 관리를 위해 정책의 실현 가능성에 초점
 - 특정 전원 쏠림은 급격한 에너지환경 변화에 대한 적응성 저하
 - 국민부담 최소화와 안정적 전력수급을 위한 전원믹스 구성 필요
- 원전·신재생 등 무탄소 전원을 균형있게 활용하여 온실가스 감축
 - 어려운 도전이나 '30년까지 강화된 전환부문 온실가스 감축 필요
 - ESS, 전력망 보강 등을 통해 원전·신재생 발전력의 적기 확보
 - 수소·암모니아 등 무탄소 新전원을 활용하여 온실가스 감축에 기여

4

제10차 전력수급기본계획 수립방향

- ◇ 에너지안보를 위해 안정적인 전력수급을 최우선 과제로 추진
- ◇ 경제성(비용효율성), 환경성(탄소중립), 안전성 등을 함께 고려
- ◇ 전력망 보강, 전력시장 개편 등 전력수급 기반 강화

수요전망	▶ 재생e.전기화 확대 등을 반영하여 수요전망 체계 고도화
수요관리	▶ 부문별 에너지효율 혁신 및 국민행동 변화 유도 - 기존 수요관리 수단을 내실화하고 신규 수단도 도입
설비계획	▶ 실현 가능하고 균형 잡힌 전원믹스 구성 - 원전은 계속운전과 신한울#3·4 반영 - 재생e는 실현가능성 등을 감안하여 합리적 비중 설정 - 석탄발전 감축은 지속 추진하며, LNG 발전으로 전환 - 수소·암모니아 등 신규 무탄소 전원 활용
전력계통	▶ 전력망 확충 및 저장장치 확대 방안 구체화
전력시장	▶ 국민 부담을 최소화하는 경쟁적이고 다양한 시장 구축

수요전망

- ☐ 전력시장에서 수요를 상쇄하는 효과로 나타나는 비계량 태양광발전 증가에 따라 수요전망 대상을 시장수요에서 계통수요로 변경
- ☐ 산업·건물·수송부문 전기화 수요 및 4차 산업혁명 영향 반영

수요관리

- ☐ 산업·건물·수송 등 부문별 에너지효율 혁신 및 국민 행동 변화를 유도하기 위한 에너지절감 제도 및 프로그램 발굴·확산

설비계획

- ☐ 실현 가능하고 균형잡힌 전원믹스 구성
- ☐ 전력수급, 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 종합 고려
- ☐ 「2030 NDC 상향안」(‘21.10월) 달성을 위한 온실가스 감축방안 구체화

전력계통

- ☐ 신규 원전건설 및 계속운전, 재생에너지 보급 확대 등 발전설비 계획 변화와 전력수요 증가를 반영한 전력망 건설을 확대
- ☐ ESS 등 저장장치 확대 및 유연하고 안정적인 전력망 체계 구축

전력시장

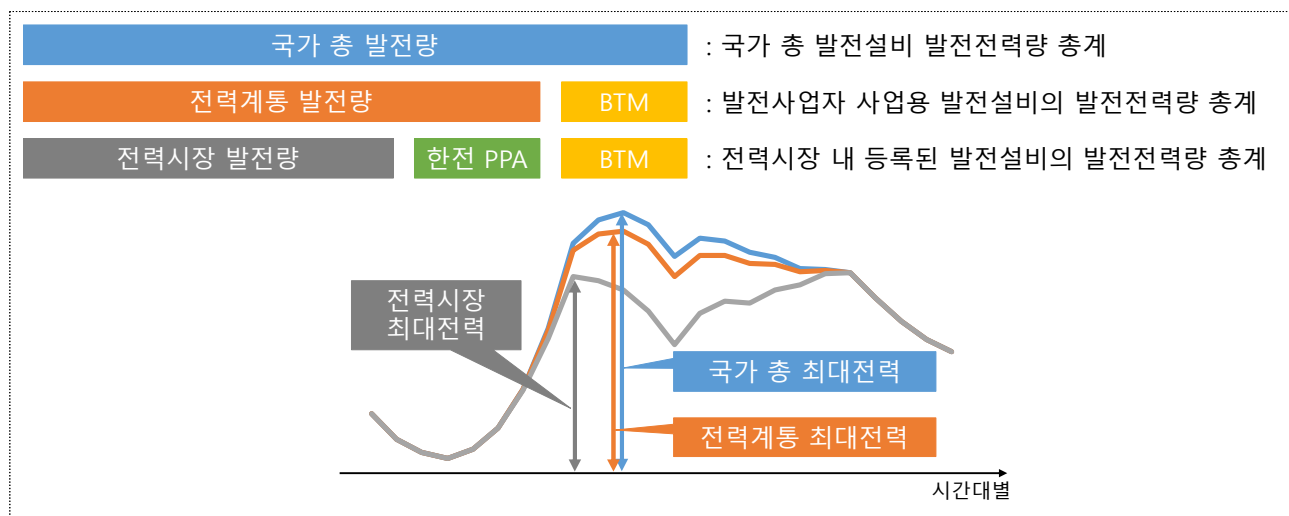
- ☐ 단계적 가격입찰 전환 및 수요측도 입찰하는 양방향 입찰제 도입
- ☐ 선도 계약시장, 실시간·보조서비스 시장 도입 등 시장 다원화
- ☐ 전력시장·요금 및 규제 거버넌스의 독립성·전문성을 강화

V. 전력수요 전망 및 수요관리 목표

- ◇ 비계량 태양광발전의 증가가 전력수요 변동성에 미치는 영향을 고려하여 전력수요 전망 대상을 '전력계통 최대전력'으로 확대
- ◇ 전기화 및 데이터센터 증가를 반영하여 수요전망 예측력 제고
- ⇒ 최근 경제성장률 전망 등을 반영한 목표수요*는 '36년 118.0GW
- * ('23년) 98.8GW → ('30년) 109.3GW → ('34년) 114.8GW → ('36년) 118.0GW
- 수요관리로 최종년도 소비량의 15.0%, 최대전력의 13.0% 감축

1 전력수요 전망 대상

- 시장에서 비계량되는 한전PPA·BTM 태양광발전이 빠르게 증가 중
 - * 태양광(GW, '18→'21년) : (시장內)2.6→5.8, (PPA)4.6→13, (BTM)1.6→3.9(추정치)
 - 태양광발전은 ①전력시장 참여, ②한전PPA, ③BTM(자가용)으로 구분
 - 전력시장 참여 태양광은 전력공급에 포함되고 있으나, 한전PPA, BTM은 한전과 직거래 또는 자체 소비되어 전력수요 상쇄로 시현
- 전력수요 전망 대상을 기존 '전력시장'에서 '전력계통'으로 확대
 - 계통에 연결되지 않는 BTM과 달리, 한전PPA가 계통에 미치는 영향이 커지고 있어 이를 고려한 수요 전망 및 관리가 필요



$$\boxed{\text{기준수요}} = \boxed{\begin{array}{c} \text{모형 전망} \\ \text{(입력전제 반영)} \end{array}} + \boxed{\text{전기화 수요}} + \boxed{\text{데이터센터 영향}}$$

1. 전력수요 모형 전망

- 전력소비량 모형 : 9차 전기본과 동일한 전력패널모형 사용
 - 전력패널모형을 주모형으로 사용하되, 전력수요전망의 정확성과 객관성을 높이기 위해 4개 보조모형을 활용하여 타당성 검증
- 최대전력 모형 : 9차 전기본과 동일한 거시모형 사용
 - 전력소비량 전망과 정합성 유지를 위해 거시모형을 주모형으로 하여 분석하고, 3개의 보조모형을 통해 검증

2. 전기화 수요

- 전기화 수요 모형 : GCAM-KAIST 모형 사용
 - GCAM-KAIST 모형을 활용하여 산업·수송·건물 등 각 분야에서 나타나고 있는 전기화 수요를 추정하되, 불확실성을 고려

3. 데이터센터 영향

- 신규 데이터센터에 대한 사업자 의향조사 등을 기반으로 전망
 - 8, 9차 전기본에서 유보한 4차 산업혁명 영향은 산업구조 변화, GDP 등으로 모형 전망에 대부분 포함되는 것으로 논의
 - 다만, 데이터센터의 경우 4차 산업혁명의 핵심동인으로서 추세가 빠르게 증가할 것으로 검토되어 모형과 별도 반영

4. 기준수요 전망

□ 전력소비량(전력계통 소비량) 전망 : '36년 기준 703.2TWh

○ 계획기간('22~'36년) 연평균 1.7% 증가할 것으로 전망

□ 최대전력(전력계통 최대전력) 전망 : '36년(하계) 기준 135.6GW

○ 계획기간('22~'36년) 연평균 2.5% 증가할 것으로 전망

< 기준수요 전망결과 >

연 도	전력소비량(TWh)	최대전력(GW)	
		하 계	동 계
2022	555.9	96.2(실적)	97.9
2023	558.3	102.5	99.1
2024	572.1	105.0	100.2
2025	584.8	107.6	102.7
2026	598.7	110.4	105.2
2027	608.9	113.0	107.2
2028	619.1	115.3	109.1
2029	628.8	117.6	110.9
2030	637.6	119.8	113.2
2031	649.0	122.4	115.3
2032	660.0	125.0	117.5
2033	670.8	127.6	119.6
2034	681.0	130.1	121.6
2035	690.7	132.6	124.1
2036	703.2	135.6	126.6
계획기간 연평균 증가율	1.7%	2.5%	1.9%

참고 2

전력시장 기준수요 최대전력 전망

연 도	9차 전기본 최대전력(GW)		10차 전기본 최대전력(GW)	
	하계	동계	하계	동계
2022	96.2	97.4	93.0(실적)	93.9
2023	98.4	99.6	96.5	94.6
2024	100.5	101.5	98.9	95.3
2025	102.3	103.4	101.5	97.8
2026	104.1	105.2	104.2	100.3
2027	105.8	107.0	106.7	102.2
2028	107.5	108.6	109.1	104.2
2029	109.0	110.2	111.4	106.0
2030	110.6	111.8	113.6	108.2
2031	112.1	113.3	116.2	110.4
2032	113.5	114.7	118.8	112.5
2033	114.9	116.1	121.4	114.6
2034	116.2	117.5	124.0	116.6
2035	-	-	126.5	119.1
2036	-	-	129.5	121.6
계획기간 연평균 증가율	1.9% (‘20~‘34년)	1.8% (‘20~‘34년)	2.4% (‘22~‘36년)	1.9% (‘22~‘36년)

참고 3

분야별 기준수요 전망

< 전력계통 소비량 기준수요 전망결과(단위 : TWh) >

연 도	모형 전망	전기화	데이터센터	합계
2023	543.7	0.3	14.3	558.3
2025	562.7	3.0	19.1	584.8
2030	603.3	14.9	19.4	637.6
2034	630.7	31.3	19.0	681.0
2036	642.9	41.7	18.5	703.2

< 전력계통 최대전력(하계) 기준수요 전망결과(단위 : GW) >

연 도	모형 전망	전기화	데이터센터	합계
2023	100.6	0.1	1.8	102.5
2025	104.6	0.5	2.5	107.6
2030	114.5	2.8	2.5	119.8
2034	121.7	6.0	2.4	130.1
2036	125.2	8.1	2.4	135.6

참고 4

전력수요 모형 전망을 위한 입력전제

① 경제성장률(GDP) 전망 : 기획재정부 + KDI 전망

- GDP 전망은 거시모형에서 수요전망을 좌우하는 핵심 변수
- '22~'26년은 기획재정부 전망('22.8월)*, '27~'36년은 KDI 전망 반영

* 「2022-2026 국가재정운용계획」(기재부, '22.8월) 상 GDP 전망 반영

< 경제성장률 전망결과 (단위 : %) >

구분	'21년	'22년	'30년	'34년	'36년	연평균
기준전망	4.1(실적)	2.6	1.4	1.3	1.2	1.77('22-'36)

② 산업구조 전망 : 산업연구원 전망

- GDP 전망을 토대로 산업 부문별 성장률 및 부가가치 비중을 전망

< 부문별 '22~'36년 성장률 비교 (단위 : %, '22.9월) >

구분	농림·어업 광업	제조업	제조업 중분류 주요 부문				서비스업
			석유화학	1차금속	전기 전자 및 정밀기기	운송장비	
연평균 성장률	0.71	1.26	1.81	0.37	1.60	0.69	2.04

< 부문별 '22년 → '36년 비중 변화 (단위 : %, '22.9월) >

구분	농림·어업·광업	제조업	서비스업	기타(건설업 등)
비중 변화	2.0 → 1.7 (0.3%p ↓)	29.0 → 27.3 (1.7%p ↓)	61.4 → 64.3 (2.9%p ↑)	7.6 → 6.7 (0.9%p ↓)

③ 인구 전망 : 통계청의 장래인구 추계

< 장래인구 추계 전망결과 (단위 : 천명, '21.12월) >

구분	'21년	'22년	'25년	'30년	'34년	'36년	연평균 증가율(%)
중위전망	51,745	51,628	51,448	51,199	50,948	50,775	△0.119('22-'36)

④ 기온 전망 : 국립기상과학원의 장기 기후변화 시나리오('22년)

참고 5

역대 전력수급기본계획상 GDP 전망 및 실적치(단위:%)

연도	1차	2차	3차	4차	5차	6차	7차	8차	9차	10차	실적	
'02	'02~'05 5.7										7.7	
'03											3.1	
'04											5.2	
'05		'04~'07 5.3									4.3	
'06										5.3		
'07	'06~'10 5.1		'06~'10 4.7								5.8	
'08											3.0	
'09		'08~'12 4.5		'08~'12 4.5							0.8	
'10												6.8
'11	'10~'14 4.6										3.7	
'12											2.4	
'13		'11~'15 4.5	'11~'15 4.4							3.2		
'14											3.2	
'15	'13~'17 3.7			'13~'17 4.2	'13~'17 4.1						2.8	
'16						'15~'19 4.0	'15~'19 3.9					
'17												3.2
'18												2.9
'19	'16~'20 4.1	'18~'22 3.6	'18~'22 3.7	'17~'21 3.0							2.2	
'20												-0.7
'21												4.1
'22												
'23												
'24												
'25												
'26												
'27												
'28												
'29												
'30												
'31												
'32												
'33												
'34												
'35												
'36												

* 1 ~ 2차는 1968SNA(1995년 기준년), 3 ~ 4차는 1993SNA(2000년 기준년), 5 ~ 6차는 1993SNA(2005년 기준년), 7 ~ 8차는 2008SNA(2010년 기준년), 9차~10차 및 실적은 2008SNA(2015년 기준년) 기준 자료

** GDP 실적의 경우 연간 잠정치는 해당 연도 종료 후 3개월 이내 발표되나, 연간 확정치는 해당 연도 종료 후 18개월 이내 확정되므로 추후 변경 가능

참고 6

전력소비량 및 최대전력 전망모형 비교

□ 모형별 예측력 비교 결과(대상기간 '01~'19년), 주모형인 전력패널모형의 평균 오차율*이 4개 보조모형에 비해 낮은 것으로 검증

* 평균 오차율 : 주모형 1.6% < 4개 보조모형 1.9~2.9%

< 전력소비량 전망모형별 개요 >

모형	특징	비고
전력패널모형	○ 전세계 180개국의 전력수요 패널데이터 분석 결과를 반영, GDP 및 전력가격 변화에 따른 전력수요 도출	7~10차 主모형
총에너지 패널모형	○ 전력패널모형과 유사하나 전력의 절대가격 대신 상대가격(전력가격/총에너지가격)에 따른 전력수요 도출	8~10차 보조모형
시계열모형	○ 미래의 전력수요가 과거 전력수요 데이터의 추세 및 패턴을 계속 따라간다는 전제하에 전력수요를 전망	8~10차 보조모형
구조변화모형	○ 경제·사회적인 변화(인구구조, 대체 에너지가격 등)에 의한 전력소비 구조변화를 반영하여 전망	8~10차 보조모형
미시모형	○ 주택용, 상업용, 산업용(10개 부문) 각각의 전력수요를 전망하여 이를 합산	1~5차 主모형

* 6차 전기본에서는 전력소비량 전망모형으로 전력패널모형의 전신인 거시모형을 이용

< 최대전력 전망모형별 개요 >

모형	특징	비고
거시모형	○ 최대전력과 전력소비량 간의 관계를 모형화하였으며, 기온에 의한 최대전력의 변동성을 추가 반영	6~10차 主모형
시계열모형	○ 시간대별 전력수요 전망결과 중 연간 최대값을 추출하여 최대전력 전망결과로 활용	8~10차 보조모형
구조변화모형	○ 최대전력, 전력소비량 및 기온의 관계에 대한 구조변화를 반영하여 전망	9~10차 보조모형
미시모형	○ 연간 전력소비량을 최대전력 발생시기의 시간대별 수요로 배분하여 최대전력 도출	1~5차 主모형

참고 7

역대 전력수급기본계획에서 사용된 전망모형 비교

□ 수요전망의 예측력 제고를 위하여 분석모형을 지속적으로 개선

< 역대 전력수급기본계획별 전력수요 전망모형 활용 경과 >

구분	전력소비량 전망모형		최대전력 전망모형		
	주모형	보조모형	주모형	보조모형	
1차 계획	미시모형	-	미시모형	-	
2차 계획					
3차 계획		거시모형 (1개국 Gap&Catch-up모형)		거시모형	
4차 계획					
5차 계획					
6차 계획	거시모형 (1개국 Gap&Catch-up모형)	미시모형	거시모형	미시모형	
7차 계획	전력패널모형	-		-	
8차 계획		총에너지패널모형 시계열모형 구조변화모형 미시모형		시계열모형 미시모형	
9차 계획				시계열모형 구조변화모형 미시모형	
10차 계획					

* 전력소비량 전망모형의 거시모형(1개국 Gap&Catch-up모형)은 전력패널모형의 전신으로서, 분석대상 국가수에서 차이(전력패널모형이 180여개국의 패널데이터 분석결과를 활용한 반면, 거시모형(1개국 Gap&Catch-up모형)은 일본 1개국 데이터 분석결과를 활용)

□ 주모형은 5차 전기분까지 미시모형을 사용, 6차부터 거시모형으로 전환

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

< 미시모형과 거시모형의 전망방법 비교 >

구분	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

참고 8

전기화 수요 전망을 위한 GCAM-KAIST 모형

□ 탄소중립 목표 달성을 위한 전기화 수요 영향을 모의하기 위하여 GCAM-KAIST 모형을 활용

○ GCAM-KAIST(Global Change Analysis Model-KAIST) : IPCC 보고서 등 주요 기후정책연구에 활용되는 GCAM 모형에 우리나라 정책 및 기술 현황 등을 반영 (KAIST 연구팀 개발)

- 국가 총에너지를 기반으로 기후 에너지 정책 및 저탄소 기술개발 등에 따른 온실가스 배출 경로에 대한 모의 시뮬레이션 기반 모형

* 온실가스 감축 목표 달성을 위한 정책 시나리오별 산업(10개 업종), 건물(2개 부문), 수송(2개 부문), 수소 부문의 에너지 시스템 변동 등 모의 시뮬레이션 수행

< GCAM-KAIST 모형의 세부 부문 >

- 건물부문 : 전기 히트펌프 등 냉난방기기의 활용, 가스난방, 취사 연료의 전기 대체 등 반영
- 산업부문 : 10개 업종으로 구분, 업종별로 가용한 기술 공정, 연료 수준에서 모형화
- 수송부문 : 여객수송, 화물수송 등에 대한 운송수단 기술 수준에서 모형화
- 수소부문 : 타 부문 수소수요 및 수소경제이행기본계획 상 국내 수전해 비율 등 반영

○ BAU 시나리오와 탄소중립 시나리오 간 전력수요 차이, 에너지원 전환 영향, 에너지효율 등을 반영하여 전기화 영향 추정

* 탄소중립 달성을 위해 총 에너지 관점에서 에너지효율이 개선되는 한편, 탄소중립 핵심 기술 실현에 따른 저탄소 에너지원으로서의 에너지원 전환으로 전기화 발생

◆ 10차 전기본 전문가 워킹그룹 논의결과, 탄소중립 달성을 위한 전기화 영향은 탄소중립 관련 기술 실현 시점의 불확실성이 높은 바, GCAM-KAIST 모형 결과의 일부만 반영하는 것으로 결론

⇒ 향후 탄소중립 중간 이행연도에 대한 세부 정책 등을 모니터링 하고 금번 결과를 면밀히 보완한 후, 차기 전기본에 탄소중립 목표 달성을 위한 전기화 영향의 세부 반영 방안 검토

참고 9

데이터센터 영향 관련 수요전망 방법

□ 4차 산업혁명 영향의 대부분은 모형전망 수요에 포함되나, 데이터센터 수요는 향후 기존 추세보다 크게 증가할 것으로 예상되어 별도 반영

① 한전에 제출된 의향조사 결과, 미래 신규 데이터센터는 '29년까지 총 234개('29년 이후는 증가량 추정 반영)

② 한전 AMR 자료 분석('21년)을 통해 데이터센터의 수요 영향 분석
- '21년 데이터센터 시간대별 전력부하 패턴이 미래에도 일정하다고 가정

< 데이터센터 AMR 자료 분석 결과 >

구분	전력소비량	하계 최대전력
'21년 실적	7.9TWh	1.0GW (15시 기준 평균)
계약용량 대비 이용률	56.7%	69.6% (15시 기준 평균)
데이터센터 1개당 평균	57.2GWh	7.5MW (15시 기준 평균)

③ 전망방법 : 한전의 의향조사 결과('21년 말)와 데이터센터 1개소당 전력수요 반영

< 데이터센터(DC) 전력수요 영향 전망 산식('21년 대비) >

- ▶ 전력소비량('21년 대비) = (신규 누적 DC 개수) × (DC 1개당 평균 전력소비량)
- ▶ 최대전력('21년 대비) = (신규 누적 DC 개수) × (피크시간대 DC 1개당 평균 전력부하)

- 한전의 의향조사에 따른 데이터센터 증가 호수를 반영하되, 현시점 데이터센터 1개소당 전력수요로 보정하여 전체 조사결과의 일부만 반영

- 향후 그린 데이터센터* 인증 등 에너지효율(PUE**) 향상 전망 반영

* 한국데이터센터연합회에서 시행하는 인증 제도로, 데이터센터의 고효율·저전력화를 독려하여 인증 참여 기업 중 77.8%가 데이터센터 에너지 효율 개선

** PUE(Power Usage Effectiveness, 전력효율지수) : 데이터센터 총 전력량을 IT장비 전력량으로 나눈 값으로, 1에 가까울수록 전력 효율이 높음. 그린 데이터센터 확산에 따라 글로벌 평균 PUE 수준으로 개선됨을 가정

→ 중장기적으로 데이터센터 확산에 따른 전력수요 증가 영향 완화 전망

- ④ **전망결과** : 한전의 데이터센터 의향조사 증가 호수 반영시, '21년 대비 '36년 전력소비량은 10.6TWh, 최대전력(하계)은 1.4GW 증가

< 데이터센터의 전력수요 영향 전망 결과 >

구분		'23년	'25년	'30년	'34년	'36년
전력소비량 (TWh)	'21년(7.9TWh) 대비 순증	6.4	11.2	11.5	11.1	10.6
	전체	14.3	19.1	19.4	19.0	18.5
하계 최대전력 (GW)	'21년(1.0GW) 대비 순증	0.8	1.5	1.5	1.4	1.4
	전체	1.8	2.5	2.5	2.4	2.4

- ◆ 10차 전기본 전문가 워킹그룹 논의결과, 데이터센터 건설 계획 대비 실현율*, 데이터센터 입지 수도권 집중에 따른 송배전망 한계로 적기공급 어려움** 등 불확실성이 높은 바, 데이터센터 의향조사 결과의 일부만 반영하는 것으로 결론

* 한전 의향조사는 '전기사용예정통지' 제도를 통해 한전에 접수된 결과로, 실제 건설은 미정인 경우도 존재
('22년 신청건수는 50개소였으나, '22.9월 기준 전년대비 5개소 증가)

** 또한, 데이터센터 입지의 수도권 집중 신청(수도권 비중 89%)에 따른 송배전망 한계로 조사결과의 상당부분은 적기 공급에 어려움 예상(한전 검토 결과)

⇒ 향후, 데이터센터 확대 추세자료를 정밀화하고, 데이터센터 입지 분산 및 계통 운영 검토를 종합 고려하여 금번 결과를 면밀히 보완한 후, 차기 전기본 작업시 세부 반영 방안 재검토

- 기본 방향 : 기존 수요관리 수단 내실화 및 디지털 수요관리 강화
 - 산업, 건물·가정, 수송 3대 에너지 다소비 부문에 대한 선제적 수요관리를 통해 전력 수요절감 적극 추진
 - 데이터 기반 디지털 기술을 활용한 수요관리 강화 및 인센티브 프로그램 추가 등 수요관리 범위 확대
- 수요관리 중점 추진계획

기존 수요관리 수단 내실화

- ① 효율향상 : 효율관리제도 기준 개선, 고효율기기 보급 확대, 신규 수요관리형 요금제 도입 등을 통해 최대전력 7.12GW 절감
 - (효율관리제도) 주요 산업기기·가전제품의 효율등급제 적용 강화, 대기전력 관리 대상기기의 효율등급제 단계적 이관* 등 제도 개선
 - * 실외용 LED, 비데 등을 효율 등급제 품목으로 이관('23) → 효율 기준 미달시 생산·판매 금지
 - (고효율기기) 고효율기기 보급 지원사업에 신규품목 추가* 및 EERS 법제화 추진 등에 따른 고효율기기 보급 확대
 - * ('20) 고효율펌프, 냉장고·냉난방기(전통시장) 등 / ('21) 공압기, 송풍기 등 추가
 - (수요관리형 요금제) 주택용 계시별 요금제 확대(現 제주→전국) 추진, 전기요금 원가주의 원칙 확립 등 자발적 수요관리 유도
- ② 부하관리 : 에너지저장시스템(ESS) 보급, 수요자원(Demand Response) 시장 개선 및 부하기기 활용 확대 등을 통해 최대전력 8.92GW 감축
 - (ESS) 계통불안정성 완화를 위한 공공 주도 ESS 구축 확대* 및 안전기준 선진화** 등 제도 보완을 통한 수용성 제고
 - * 예비력 확보가 긴요한 지역 內 변전소, 재생에너지 집중지역 등에 설치
 - ** 충전율 제한, 전기저장장치 안전기준 추가, 디지털 기술 활용 안전관리 인프라 확충 등

- (DR시장) 국민 DR*, Fast DR** 도입·확대, 피크수요 DR*** 개선 등 지속적인 제도개선을 통한 민간 참여 활성화

* 참여조건 완화(70kW 미만→200kW 미만) 및 1일 발령한도 확대(1회→2회) 등('22.12)

** 59.85Hz 1개 구간 도입('20.11) → 59.85Hz, 59.65Hz 2개 구간으로 확대 운영('22.12)

*** 동·하계 수급대책기간 중 예측수요가 기준수요 초과시 낙찰 가능하도록 조건 추가('22.12)

- (부하기기) 가스냉방* 등 비전력에너지 사용 설비 활용 확대

* 지원단가·한도 등 설치지원 인센티브 강화, 공공기관 의무 설치대상 확대 등

디지털 수요관리 강화 및 인센티브 기반 신규 수단 도입

- ① 스마트에너지관리 : AMI, 스마트홈 및 에너지관리시스템*(EMS) 보급 확대 등을 통한 최대전력 0.9GW 감축

* FEMS(공장에너지관리시스템), BEMS(빌딩에너지관리시스템)

- '30년까지 AMI 100% 보급 추진, 에너지다소비사업장 데이터 통합 플랫폼 구축, 스마트 그린산단* 사업단 출범 등 디지털 수요관리 강화

* 스마트에너지 플랫폼(산단 內 통합 에너지시스템 구축, 클라우드 방식으로 기업 에너지 효율향상 서비스 제공 및 데이터 축적) 구축 등 핵심사업 추진

- ② V2G : 전기차 보급목표 상향 및 V2G(Vehicle to Grid) 기술 확산을 통해 전기차 저장전력을 전력망으로 역송·활용, 최대전력 0.48GW 감축

- 전기차에 양방향 충·방전 기술을 활용, 전력피크 시간대 등 필요시 전기차의 저장전력을 예비전력으로 활용

* 전기차 성능향상 및 보급대수 확대('30년까지 누적 362만대)를 통해 용량 확보

- ③ 행동변화 : 에너지캐쉬백* 등 인센티브 프로그램 확대, 정보제공 및 교육·홍보 등을 통한 최대전력 0.25GW 감축

* 전체 참여세대·단지의 평균 절감률보다 높은 세대·단지에 절감량에 상응하는 캐쉬백 지급

- 에너지캐쉬백 참여대상을 공동주택(아파트 등)에서 일반주택으로 확대('23.1분기) 하고, 홍보 강화 등을 통한 가입률 제고 추진

- AMI 보급 확산에 따른 에너지 사용정보 실시간 확인 및 자발적 에너지 절약행동 참여 유도

□ 최대전력 및 전력소비량 절감 목표 : 9차 보다 향상된 목표치

- 최종년도 기준 최대전력은 17.7GW(기준수요의 13.0%), 전력소비량은 105.7TWh(기준수요의 15.0%) 절감 추진

* 9차 전기본 : 기준수요 대비 최대전력은 12.6%, 전력소비량은 14.9% 감축 목표

< 최대전력 수요관리 목표량 요약 (단위 : MW) >

구분	전력소비 절감(효율향상)				부하관리				합계
	고효율 기기	효율 관리	스마트 에너지 관리	행동 변화	ESS	부하 기기	V2G	DR	
'26년	930	637	499	17	255	459	0	3,361	6,158
'31년	2,836	1,658	841	103	863	1,014	61	4,271	11,647
'36년	4,529	2,591	899	247	2,100	1,688	481	5,136	17,672

< 전력소비량 수요관리 목표량 요약 (단위 : GWh) >

구분	고효율 기기	효율관리	스마트 에너지 관리	행동변화	합계
'26년	10,942	11,380	6,129	124	28,576
'31년	32,534	30,125	10,041	751	73,451
'36년	49,425	43,595	10,920	1,805	105,745

4 목표수요 전망

목표수요

=

기준수요
(모형 전망+전기화+4차 산업혁명)

-

수요관리량

□ 전력소비량(전력계통 소비량) : '36년 기준 597.4TWh

○ 계획기간('22~'36년) 연평균 0.6% 증가 전망

□ 최대전력(전력계통 최대전력) : '36년(하계) 기준 118.0GW

○ 계획기간('22~'36년) 연평균 1.5% 증가 전망

< 목표수요 전망결과 >

연 도	전력소비량(TWh)	최대전력(GW)	
		하 계	동 계
2022	553.1	96.2(실적)	94.6
2023	553.4	98.8	95.6
2024	561.6	100.7	96.2
2025	566.8	102.5	97.9
2026	570.1	104.2	99.3
2027	570.7	105.8	100.4
2028	571.7	107.0	101.2
2029	572.4	108.2	102.1
2030	572.8	109.3	103.3
2031	575.6	110.8	104.4
2032	578.8	112.2	105.4
2033	582.7	113.6	106.4
2034	586.7	114.8	107.3
2035	591.1	116.2	108.7
2036	597.4	118.0	110.1
계획기간 연평균 증가율	0.6%	1.5%	1.1%

참고 10

10차 전기본 수요전망 추진경과

구분	개최일자	주요 검토내용
제1차 수요전망 워킹그룹	'22.1.20	<ul style="list-style-type: none"> ○ 9차 전기본에 대한 평가 및 여건 변화 ○ 10차 전기본 수요전망 추진방향 검토 ○ 10차 전기본 주요 전망전제 확보방안 검토
제1차 수요계획소위원회	'22.2.24	<ul style="list-style-type: none"> ○ 9차 전기본 전망대비 실적 비교 ○ 10차 전기본 수요전망 추진방향 ○ 지역별 수요전망 추진 필요성 논의
제2차 수요전망 워킹그룹	'22.4.22	<ul style="list-style-type: none"> ○ 기준수요 범위 검토 ○ 주요 입력전제(GDP, 인구) 전망 결과 검토 ○ 지역별 수요전망 추진 방향 검토
제3차 수요전망 워킹그룹	'22.6.3	<ul style="list-style-type: none"> ○ 주요 입력전제(산업구조) 전망 결과 검토 ○ 탄소중립·4차 산업혁명 영향 반영 방안 검토
제4차 수요전망 워킹그룹	'22.7.22	<ul style="list-style-type: none"> ○ 주요 입력전제(전력가격, 장기 기온) 전망 결과 검토 ○ 기준수요 범위 설정 방안 검토 ○ 탄소중립·4차 산업혁명의 전력수요 반영방안 검토 ○ 수요전망 모형 검토
제2차 수요계획소위원회	'22.7.26	<ul style="list-style-type: none"> ○ 주요 입력전제, 수요전망체계의 변화 ○ 기준수요 범위 설정, 탄소중립, 4차 산업혁명 영향 ○ 수요관리 주요 내용, 수요전망 결과
제5차 수요전망 워킹그룹	'22.8.16	<ul style="list-style-type: none"> ○ 탄소중립에 따른 전기화 영향 반영방안 재검토 ○ 기준수요의 범위 재검토 ○ 수요전망 결과 검토
제6차 수요전망 워킹그룹	'22.9.23	<ul style="list-style-type: none"> ○ 최종 입력전제 전망결과 ○ 기준수요 전망 결과 ○ 지역별 수요전망 추진 경과(한전, 거래소 협업)
제3차 수요계획소위원회	'22.9.27	<ul style="list-style-type: none"> ○ 최종 입력전제 전망결과 ○ 탄소중립에 따른 전기화 영향 반영 방안 재검토 ○ 기준수요의 범위 재검토 ○ 기준수요 전망 결과
제7차 수요전망 워킹그룹	'22.10.6	<ul style="list-style-type: none"> ○ 수도권 수요전망 결과 검토 ○ 주모형 및 보조모형 전망 결과 비교 검토

VI. 발전설비 계획

- ◇ 목표설비 산정을 위한 기준 설비예비율은 발전원 구성, 발전기별 특성, 전력수급 불확실성 등을 종합 고려하여 22%로 산정
 - ◇ 『새정부 에너지정책 방향』(22.7월)의 발전원별 계획 구체화
 - 원전은 안정성 확보를 전제로 계속운전 및 신한울#3·4 반영
 - 재생에너지 보급 전망을 합리적으로 재정립
 - 석탄발전은 합리적 감축을 지속 유도하고 LNG로 연료전환
- ⇒ 안정적 전력수급을 위해 ‘실현 가능하고 균형잡힌 전원믹스’ 구성

1 수립절차

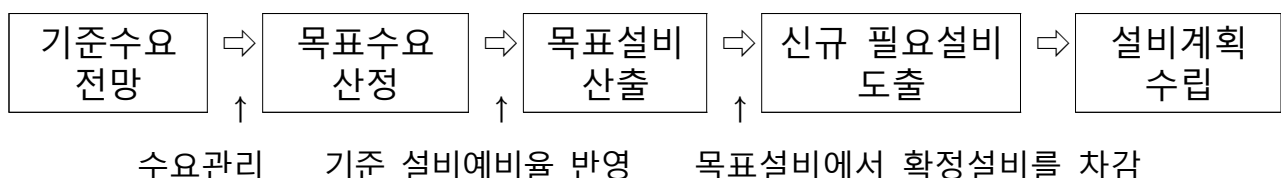
- (목표설비 용량) 목표수요에 기준 설비예비율 반영
- (확정설비 용량) 신규 건설, 원전 계속운전, 노후석탄 폐지 등 반영
- (신규 필요설비 용량) 목표설비 용량에서 확정설비 용량을 차감

< 연도별 신규 필요설비 규모 산정방식 >

$$\text{신규 필요용량} = \frac{\{\text{목표수요} \times (1 + \text{기준 설비예비율})\} - \text{확정설비 용량}}{\text{목표설비 용량}}$$

- (전원 구성) 수급 안정성, 실현 가능성, 경제성 등을 종합 고려

< 발전설비 계획 수립절차 >



2 기준 설비에비율 및 목표 설비용량

◇ 기준 설비에비율 : '36년 기준 22%

= 미래 특정시점의 최대전력 대비 필요한 예비 전력설비의 비율

= ①용량적정성확보* + ②수요예측 오차 고려 + ③공급지연 대응

* 공급신뢰도 확보기준인 LOLE(Loss of Load Expectation) 0.3일/년 충족

□ 구간별 적용 기준 설비에비율 : 단기 20%, 중기 21%, 장기 22%

○ 재생e 변동성 대응 등 계통 유연성 및 안정성 확보를 위한 필요 물량(동기조상기, ESS 등)은 별도 제시

구분			단기(4년)				중기(4년)				장기(6년)				
			'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31	'32	'33	'34	'35
기준 설비에비율(%)			20				21				22				
별도 제시 물량 (누적)	초단 주기	동기조상기* (GVar)	필요물량 없음				~36				~36				
	단주기 ESS(GW)		~0.05				~1.16				~3.66				
	장주기 ESS(GW)		~0.16				~3.1				~22.6				

* '36년까지의 관성 필요량은 54GWs 수준이며, 해당 동기조상기 필요량(36GVar)은 설비 보강(클러치 설치)을 통해 기존 발전기를 동기조상기 모드로 활용할 경우의 필요량

** 단, 초단주기 필요량은 관성 보상을 위한 자원 구성 방안 등에 따라 변동 가능하며, 동기조상기 신규 설치 시에는 6.8GVar 수준이 필요함

□ 목표설비 용량 : '36년 기준 143.9GW

○ '36년 목표수요 118.0GW보다 기준 설비에비율 22%만큼 많은 수치

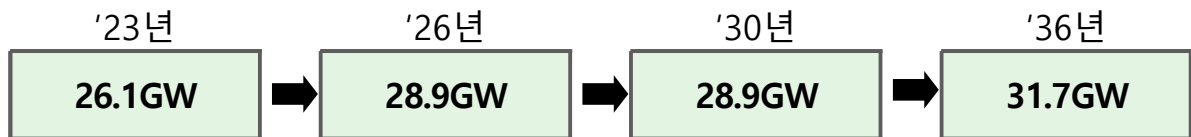
* 목표설비 용량 = 목표수요(118.0GW) X (1 + 기준 설비에비율 22%)

□ 확정설비 분류기준(9차 전기본과 동일기준 적용)

- 발전사업허가를 취득한 발전기
- 폐지계획 설비
- 정부 정책목표에 따라 추진되는 정책성 전원

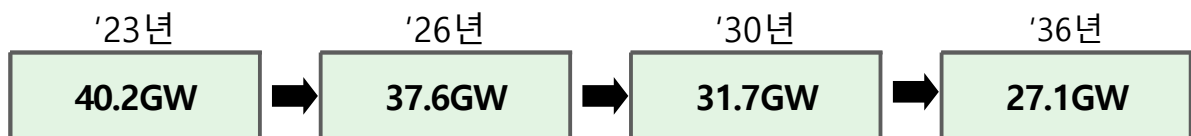
□ 반영내용

- (원자력) 원전 계속운전 및 신규원전 준공 반영



- '22 ~ '25년 : 신한울 1·2, 신고리 5·6 준공(5.6GW)
- '32 ~ '33년 : 신한울 3·4 준공(2.8GW)

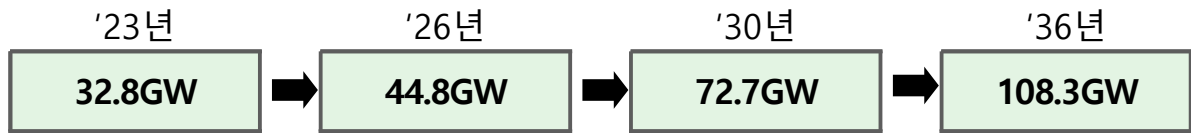
- (석탄) 노후 석탄 LNG 대체에 따른 설비폐지 등 반영



- '22 ~ '24년 : 강릉안인 1·2, 삼척화력 1·2 준공(4.2GW)
- '25 ~ '30년 : 당진1~4, 보령5·6, 삼천포3~6, 태안1~4, 하동1~4 등 노후 20기(9.5GW) 폐지 후 LNG 연료전환
- '31 ~ '36년 : 하동5·6, 태안5·6, 영흥1·2 등 노후 8기(4.6GW) 폐지 후 LNG 연료전환

※ 9차 전기본 대비 동해1·2, 당진5·6 노후 4기 추가 폐지(1.4GW)

○ (신재생) 사업계획 조사 등 현실적 보급전망 반영

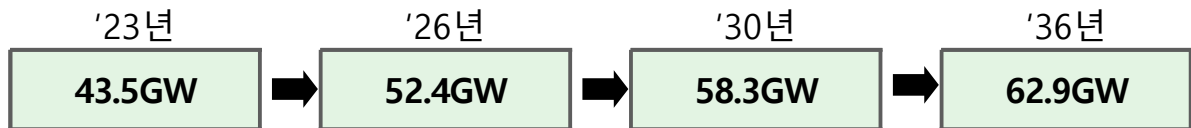


< '36년 신재생에너지 용량 (단위 : MW) >

구분	태양광	풍력	수력	해양	바이오/ 매립가스	연료 전지	IGCC*	소계
정격용량	65,700	34,089	2,129	256	1,800	3,947	346	108,267
피크기여도	13.9%	2.2%	22.6%	0%	45.3%	68.8%	100%	-
실효용량	9,132	750	481	-	1,029	2,716	346	14,454

* 비중양에서 중앙급전발전기로 전환('22년) : 피크기여도 100% 적용

○ (LNG) 노후 석탄 28기 LNG 전환(14.1GW) 등 반영



- '23 ~ '26년 : 여주복합, 통영천연가스, 울산GPS 등 준공(4.3GW)

- '25 ~ '36년 : 노후 석탄 28기 폐지 후 LNG 전환(14.1GW)

< '36년 확정 설비용량 (단위 : GW) >

구분		원전	석탄	신재생	LNG	기타	계
동계	실효용량	31.7	26.7	14.5	62.9	6.8	142.6
	비중	22.2%	18.7%	10.1%	44.1%	4.9%	100%
	정격용량	31.7	27.1	108.3	62.9	7.1	237.1
	비중	13.3%	11.4%	45.7%	26.5%	3.1%	100%
하계	실효용량	31.7	26.7	14.0	62.9	6.9	142.2
	비중	22.3%	18.8%	9.9%	44.2%	4.8%	100%
	정격용량	31.7	27.1	105.4	62.9	7.2	234.3
	비중	13.5%	11.6%	45.0%	26.9%	3.0%	100%

4 신규설비 및 전원구성

기본 방향

① 경제성 및 환경성 고려

- 전원별 경제성(LCOE, 발전비용)을 비교하되, 온실가스 배출 등도 고려

② 중장기 전력수급 안정 및 재생e 보급속도의 불확실성, 미래 전력 수요 변화요인(부하율, 수요패턴 등) 등을 고려

- 신규 필요 발전설비*와 재생에너지 백업설비** 별도 구성

* 전력수급의 안정적 유지(기준 설비에비율 22% 충족)를 위해 필요한 발전설비

** 재생에너지 확대 대응에 필요한 초단주기 자원 및 단주기·장주기 ESS

③ 전원별 건설기간 고려

- 전원별 건설기간(양수: 12년, BESS: 2년 등)을 고려하여 추가적으로 공급이 가능한 시점부터 후보전원으로 반영·전원구성

④ 전력계통, 기술개발 등을 종합 고려하여 사업자 선정

- 전력계통 기여요소(재생e 변동성 대응 등), 기술개발, 신규 택지개발 등을 종합 고려하여 사업자 선정대상 및 물량을 산정

신규 필요 발전설비

□ 신규 필요 발전설비 용량 : '36년까지 1.7GW 신규건설 필요

- '36년 목표설비 용량(하계) 143.9GW에서 확정설비 142.2GW 제외

$$\text{신규 필요설비} = \underbrace{\text{목표수요} \times \text{기준 설비에비율}}_{\text{목표 설비}} - \text{확정설비}$$

□ 전력수급 전망

- 단기('23~'26년) : 설비예비율은 18~25% 수준으로 기존 설비예비율(20%) 이하 연도는 단기수급대책을 통해 대응
- 중기('27~'30년) : 설비예비율 21% 이상 유지(22.7~24.8%)
- 장기('31~'36년) : 설비예비율 22% 수준 달성(22.1~23.6%)
 - 제주 지역 내 신규 설비 도입 등으로 기존 설비예비율 확보

< 연도별 전력수급 전망 (하계기준, 단위 : GW) >

연도	최대 전력	목표 설비	확정 설비	과부족	신규 설비	최종 설비규모	설비 예비율	기존 설비 예비율
2023	98.8	118.6	116.8	△1.8		116.8	18.2%	20%
2024	100.7	120.9	124.8	3.9	0.065(제주) ¹⁾	124.9	24.0%	
2025	102.5	123.0	128.1	5.1	0.045(제주) ¹⁾	128.2	25.1%	
2026	104.2	125.1	129.5	4.4	0.05(제주) ¹⁾	129.6	24.4%	
2027	105.8	128.0	131.7	3.7	0.2(제주)	132.0	24.8%	21%
2028	107.0	129.5	132.3	2.8	0.1(제주)	132.8	24.1%	
2029	108.2	130.9	133.0	2.1		133.5	23.3%	
2030	109.3	132.3	133.7	1.4		134.1	22.7%	
2031	110.8	135.1	134.8	△0.3	0.15(제주) ²⁾	135.5	22.3%	22%
2032	112.2	136.9	135.5	△1.4	1.1	137.2	22.3%	
2033	113.6	138.5	138.1	△0.4	0.15(제주) ²⁾	139.9	23.2%	
2034	114.8	140.1	140.1	-		141.9	23.6%	
2035	116.2	141.7	141.4	△0.3		143.3	23.4%	
2036	118.0	143.9	142.2	△1.7		144.1 ³⁾	22.1%	

1) 제주 단기 수급대응 목적의 기타 저장장치 설비, LNG 복합 건설 후('27년) 장주기 ESS로 병행 활용
제주지역 LNG 복합발전은 장기적으로 수소 혼·전소용으로 활용 검토

2) 10차 전기본 이후 수급상황 등을 고려해 차기 계획에서 재검토

3) 목표설비 143.9GW에 제주 수급관리용 장주기 ESS 0.16GW('24~'26년 도입) 추가 반영

< 연차별 설비 내역 (단위 : MW) >

연도	기 계획 설비	운영 중 설비	신규설비(실효용량)			
			신재생	기타*	집단	LNG
2022	강릉안인#1(10월, 1,040) 신한울#1(12월, 1,400)	울산#4~6(2월, -1,200)	830		-196	
2023	강릉안인#2(3월, 1,040) 신한울#2(9월, 1,400) 삼척화력#1(10월, 1,050) 여주복합(12월, 1,000)		573		1,094	
2024	신고리#5(3월, 1,400) 삼척화력#2(4월, 1,050) 통영천연가스(12월, 920) 울산GPS복합(12월, 1,227)	평택#1~4(12월, -1,400)	579	65	1,035	
2025	신고리#6(3월, 1,400) 음성천연가스#1(6월, 561)	태안#1,2(LNG전환, 1,000)	576	45	783	
2026	음성천연가스#2(12월, 561)	보령#5,6(LNG전환, 1,000) 하동#1(LNG전환, 500) 삼천포#3,4(LNG전환, 1,120) 대산복합(LNG전환, 512)	586	50	995	
2027		삼천포#5(LNG전환, 500) 하동#2,3(LNG전환, 1,000)	594			200
2028		삼천포#6(LNG전환, 500) 하동#4(LNG전환, 500) 태안#3(LNG전환, 500)	643		48	100
2029		태안#4(LNG전환, 500) 당진#1,2(LNG전환, 1,000) 동해#1,2(LNG전환, 400)	670		8	
2030	영동양수#1(9월, 250) 영동양수#2(12월, 250)	당진#3,4(LNG전환, 1,000)	683			
2031		하동#5,6(LNG전환, 1,000)	638			150
2032	홍천양수#1(9월, 300) 신한울#3(10월, 1,400) 홍천양수#2(12월, 300)	태안#5,6(LNG전환, 1,000)	617			1,100
2033	신한울#4(10월, 1,400)		600			150
2034	포천양수#1(9월, 350) 포천양수#2(12월, 350)	영흥#1,2(LNG전환, 1,600)	597			
2035			701			
2036		당진#5,6(LNG전환, 1,000)	838			

* 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비, 기타 저장장치 등

** 사업자 의향에 따라 '38년 서인천복합#1~8 폐지 반영

□ 발전설비 전원구성 결과

○ '36년 정격용량 기준 : 신재생(45.3%), LNG(27.0%), 원전(13.2%), 석탄(11.3%) 순

< 연도별 전원구성(연말 정격용량 기준) 전망 (단위 : GW) >

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2023	용량	26.1	40.2	43.5	32.8	4.7	1.1	148.4
	비중	17.5%	27.1%	29.3%	22.1%	3.2%	0.8%	100%
2026	용량	28.9	37.6	52.4	44.8	4.7	0.7	169.1
	비중	17.1%	22.2%	31.0%	26.5%	2.8%	0.4%	100%
2030	용량	28.9	31.7	58.6	72.7	5.2	0.9	198.0
	비중	14.6%	16.0%	29.6%	36.7%	2.6%	0.5%	100%
2033	용량	31.7	29.7	62.0	91.5	5.8	0.9	221.6
	비중	14.3%	13.4%	28.0%	41.3%	2.6%	0.4%	100%
2036	용량	31.7	27.1	64.6	108.3	6.5	0.8	239.0
	비중	13.2%	11.3%	27.0%	45.3%	2.7%	0.5%	100%

* 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비, 기타 저장장치 등

○ '36년 실효용량 기준 : LNG(44.7%), 원전(21.9%), 석탄(18.5%), 신재생(10.0%) 순

< 연도별 전원구성(연말 실효용량 기준, 피크기여도 반영) 전망 (단위 : GW) >

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2023	용량	26.1	39.7	43.5	6.1	4.7	1.0	121.1
	비중	21.5%	32.8%	35.9%	5.1%	3.9%	0.8%	100%
2026	용량	28.9	37.2	52.4	7.9	4.7	0.4	131.5
	비중	21.9%	28.3%	39.8%	6.0%	3.6%	0.4%	100%
2030	용량	28.9	31.3	58.6	10.5	5.2	0.5	135.0
	비중	21.4%	23.2%	43.4%	7.8%	3.9%	0.3%	100%
2033	용량	31.7	29.3	62.0	12.3	5.8	0.5	141.6
	비중	22.3%	20.7%	43.8%	8.7%	4.1%	0.4%	100%
2036	용량	31.7	26.7	64.6	14.5	6.5	0.5	144.5
	비중	21.9%	18.5%	44.7%	10.0%	4.5%	0.4%	100%

* 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비, 기타 저장장치 등

재생에너지 백업설비 구성

- 재생에너지의 발전 비중 확대 및 일부 지역 보급 집중에 따라 수급 불균형, 주파수 안정도 저하 등 계통 불안정 심화

- 개발이 용이한 태양광 중심 보급으로 원별 불균형 심화

< 재생에너지 출력제어 횟수 현황 >

구분	'15년	'16년	'17년	'18년	'19년	'20년	'21년
제주	3	6	14	15	46	77	64
호남	-	-	-	-	-	-	3

- 재생에너지 확대에 대응하여 동기조상기와 저장장치 확보 필요

- (초단주기) 계통관성 확보 및 전압 안정성 유지 등을 위한 설비
- (단주기) 주파수 유지, 실시간 수급균형 확보 등 변동성 대응 설비
- (장주기) 출력제어 완화, 부하 평준화 등 공급과잉 대응 설비

< 연도별 재생에너지 백업설비 구성(누적) >

연도	초단주기	단주기	장주기*	
	동기조상기 (GVar)	기타 저장장치 (GW/GWh)	기타 저장장치 (GW/GWh)	양수 (GW)
'23~'26	-	0.05 / 0.03	0.16 / 0.83	-
'27~'30	36.0	1.16 / 0.73	3.1 / 18.47	-
'31~'36	36.0	3.66 / 2.29	20.85** / 124.97	1.75

* DR, 섹터커플링 등 미고려 및 재생에너지 출력제어율 3% 가정

** 제주 장주기 ESS 필요량 0.6GW 포함

- 재생에너지 백업설비 구성을 위해 약 ^(Low)29~^(High)45조원* 투자 필요

* 기타 저장장치 소요비용은 BESS를 기준으로 전망, 기술개발 등에 따라 변동 가능

※ 美 재생에너지국립연구소(NREL)의 BESS 비용 Low & High 시나리오 적용

- 기타 저장장치는 리튬, 나트륨 이온, 레독스 플로우, 마그네슘 등 다양한 소재·기술에 대하여 중립적으로 도입 검토

신규 전원 및 사업자 선정

❶ 발전설비 : 10차 전기본 수립 이후 신규 LNG 복합 사업자 선정 추진(제주)

- 기술개발, 사회적 수용성 등을 고려해 차기 계획에서 발전원 결정
- 다만, 제주 0.3GW의 경우 10차 전기본 수립 후 사업자 선정 추진

❷ 재생에너지 백업설비 : 10차 전기본 수립 이후 신규 사업자 선정 추진

- (양수) 기존 사업자 선정 절차(우선순위 심사) 적용
 - * 강수, 지형 등 양수 발전이 가능한 후보 입지, 희망 지역 등에서 원칙에 따라 선정
- (기타 저장장치) 저탄소 중양 계약시장 개설 시기에 맞춰 사업자 선정 추진
- (동기조상기) 新보조서비스 제도 등*을 통해 확보 추진
 - * 자원 구성방식에 따라 중양계약시장 등 다른 선정방법 적용

< 신규 설비별 사업자 선정 필요물량 및 선정방법 종합 >

전원(자원)		사업자 선정 필요물량	선정방법
LNG 복합		'28년까지 0.3GW(제주)	우선순위 심사
초단주기 자원		'27년까지 6.0GVar	新보조서비스 도입 등
단주기 ESS	기타 저장장치	'27년까지 0.28GW	중양계약시장
장주기 ESS	양수*	'35~'36년 1.75GW	우선순위 심사
	기타 저장장치	'25년까지 0.11GW(제주)**	중양계약시장

* 양수 1.75GW에 대한 사업자 선정을 추진하되, 필요량 미확보시 차기 계획에서 재검토 후 추진

** '26년 제주 기타 저장장치 0.05GW는 향후 수급상황 등을 고려하여 사업자 선정 추진

- ※ 발전량 전망은 원전 계속운전, 재생에너지 보급 속도, 전력계통 제약, 연료 조달 등의 영향에 따라 변동 가능성이 매우 높음
- (원전) 계속운전 및 신규원전 반영으로 원전 발전량 비중은 '18년 23.4%에서 '30년 32.4%, '36년 34.6%로 증가할 전망
- (신재생) 실현 가능성을 감안한 신재생 보급계획에 따라 신재생 발전량 비중은 '30년 21.6%, '36년 30.6% 전망(출력제어 후 기준)
- (석탄) 온실가스 감축 및 탄소중립을 위한 노후 석탄 설비의 지속적 폐지 등을 반영하여 석탄 발전량 비중은 감소 전망
- (LNG) 노후석탄의 LNG 대체가 추진되어 일정 수준의 발전량을 유지해나갈 전망, 다만 수소 혼소 발전량에 따라 조정 전망
- (수소·암모니아) 무탄소 발전 연료인 수소·암모니아는 실질적인 공급과 비용 등이 고려되어 발전량이 결정될 것으로 전망

< 전원별 발전량 및 비중 전망 (단위 : TWh) >

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생*	수소 암모니아	기타	계
'30년	발전량	201.7	122.5	142.4	134.1	13.0	8.1	621.8
	비중	32.4%	19.7%	22.9%	21.6%	2.1%	1.3%	100%
'36년	발전량	230.7	95.9	62.3	204.4	47.4	26.6	667.3
	비중	34.6%	14.4%	9.3%	30.6%	7.1%	4.0%	100%

* 태양광·풍력 출력제어 적용 후 발전량

6 온실가스 배출목표 달성방안

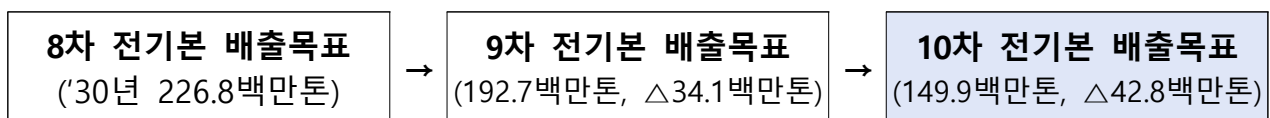
'30년 온실가스 감축 목표

- 9차 전기본에서 '30년 전환부문 배출목표 192.7백만톤의 이행방안을 마련했으나, NDC 상향안*에서 배출목표를 149.9백만톤으로 상향

* NDC 상향안('21.10월) 발표 (전환부문 '18년 배출실적 269.6백만톤 대비 △44.4%)

- 전환 부문은 타부문* 대비 높은 감축목표 달성이 요구

* (산업) '18년 배출실적 대비 △14.5%, (건물) △32.8%, (수송) △37.8% 등



온실가스 배출량 산출

- 발전기별 발전량 전망, 배출계수를 토대로 온실가스 배출량 산출

$$\text{발전기별 발전량} \times \text{발전기별 배출계수} = \text{발전기별 온실가스 배출량}$$

- 중·장기 전력수요와 발전기별 경제성·기술 특성을 토대로 발전기별 기동·정지를 결정하고 경제성 등에 따라 발전량을 산정
- 개별 발전기 각각의 '19~'21년 온실가스 배출량 실적을 기준으로 발전기별 온실가스 배출계수 산정

< 10차 전기본 적용 온실가스 평균 배출계수 (단위 : CO₂톤/MWh) >

발전원	원전	석탄	LNG
온실가스 배출계수	0	0.8362	0.3779

온실가스 감축 방안

□ ①원전·②신재생 확대, ③수소·암모니아 혼소발전 도입, ④석탄발전 축소(설비폐지, 발전량 제약) 등을 통해 전환부문 온실가스 감축

① 원전 : 신규원전 준공 및 사업자 의향에 근거한 운영허가 만료 설비의 계속운전 등 반영

* '30년까지 신규원전 : ('22) 신한울#1, ('23) 신한울#2, ('24) 신고리#5, ('25) 신고리#6

* 원전 설비용량 : ('22년) 24.7GW → ('30년) 28.9GW

② 신재생 : 계획조사 등에 기반하여 실현 가능한 물량 수준을 반영

* 신재생 설비용량 : 【정격용량】 ('22년) 29.2GW → ('30년) 72.7GW

【실효용량】 ('22년) 5.6GW → ('30년) 10.5GW

③ 수소·암모니아(무탄소연료) 혼소발전 도입

: 현실적인 연료 도입 및 기술개발 수준과 기업 의향 등을 반영

< '30년 수소·암모니아 발전량 전망 >

구분	연료량	발전량	혼소 대상
수소	30만톤	6.1TWh	LNG
암모니아	296만톤	6.9TWh	석탄

④ 석탄발전 축소

- (석탄설비 폐지) 석탄 58기* 중 노후 석탄설비 20기 폐지

* [현재] 58기, 37.1GW → ['30년] 41기(준공예정 3기 반영)

- (발전량 제약) 원전·신재생 확대, 수소·암모니아 도입만으로는 부족한 부분을 추가 석탄발전량 제약을 통해 온실가스 목표 달성

⇒ 이상의 방안 적용 시, '30년 전환부문 온실가스 배출량 달성 전망

※ 향후 수립 예정인 2030 NDC 수정안 및 국가 탄소중립 녹색성장 기본계획에서 도출되는 전원구성 등의 내용을 실현 가능성, 합리성, 경제성 등을 고려해 차기 전기본에 반영을 검토

7 환경 개선효과

□ (온실가스) '18년 269.6백만톤 대비 44.4% 감축 전망

* 2030년 전환부문 감축목표(배출량) : 149.9백만톤

- (9차 전기본) 192.6백만톤 → (10차 전기본) 149.8백만톤
- 원전·신재생 확대, 수소·암모니아 혼소발전, 석탄발전 감축을 통해 9차 전기본 대비 온실가스 추가 감축 달성

□ (미세먼지) '21년 1.4만톤 대비 '30년 53%, '36년 68% 감축 전망

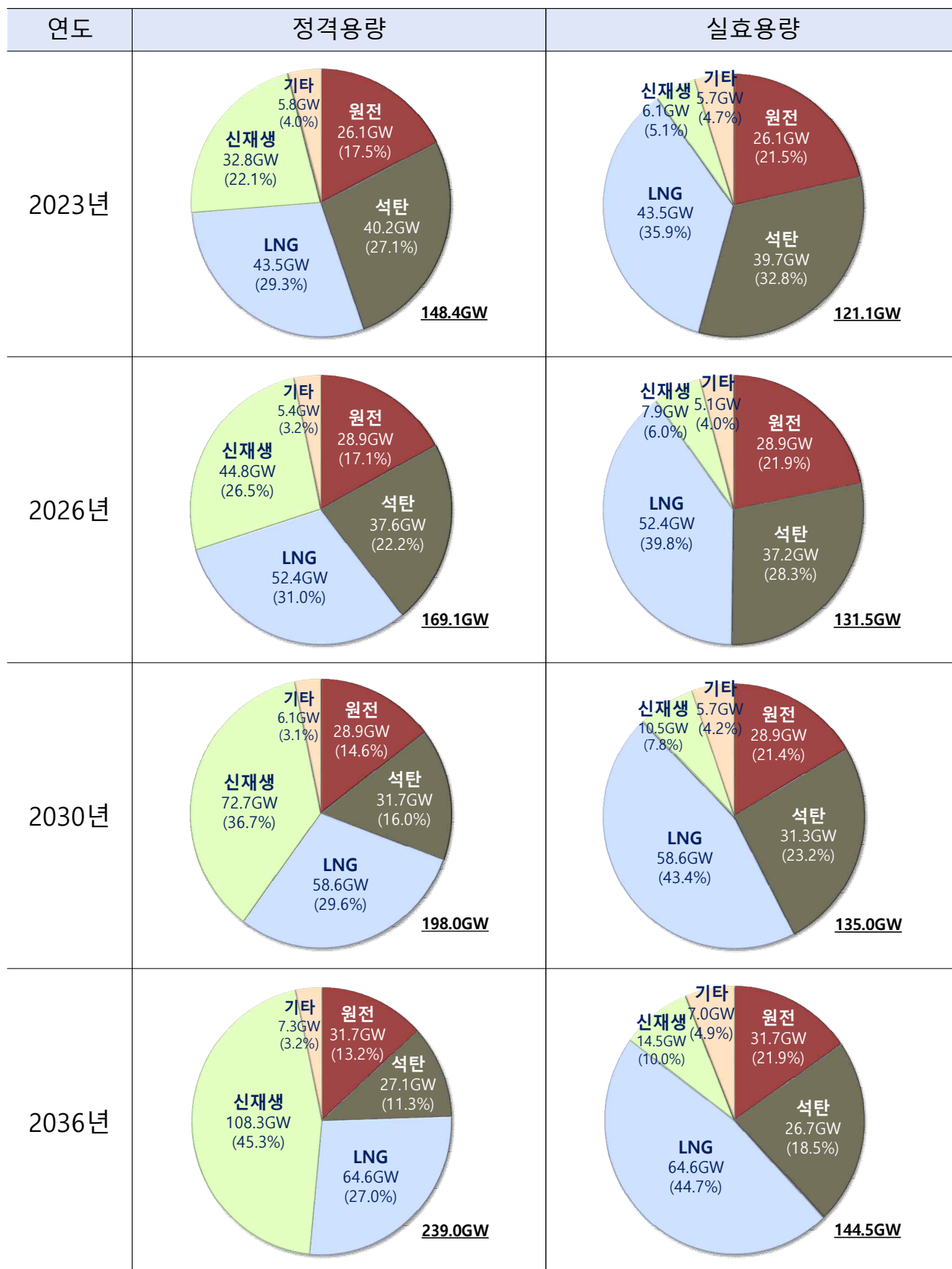
* 오염물질(황산화물, 질소산화물 및 먼지의 총량) 약 50% 감축

- 노후 석탄발전 폐지 및 LNG 연료전환, 환경설비 개선, 석탄 발전량 제약 등을 통해 미세먼지 감축

< 연도별 미세먼지, 오염물질 배출전망 (단위 : 만톤) >

구분	'21년(실적*)	'30년	'36년
미세먼지(PM 2.5)	1.4	0.7 (52.9% ↓)	0.5 (67.9% ↓)
SOx	2.7	1.2 (54.4% ↓)	0.8 (69.8% ↓)
NOx	4.5	2.4 (46.3% ↓)	1.8 (59.8% ↓)
Dust	0.20	0.08 (60.1% ↓)	0.05 (75.5% ↓)

* 미세먼지(PM2.5) = (0.345 × SO_x) + (0.079 × NO_x) + (0.66 × Dust), 출처: 환경부



참고 12

10차 전기본 설비계획 추진경과

구분	개최 일자	주요 검토내용
제1차 총괄분과위원회	'21.12.17	○ 10차 전력수급기본계획 추진방안
제2차 전력정책·시장워킹그룹	'22.4.21	○ 노후 화력설비 관리방안 ○ 발전설비 현황조사 계획
제2차 신재생워킹그룹	'22.4.21	○ 신재생 피크기여도 산정 ○ 신재생 발전사업 추진계획 조사 방안
제3차 신뢰도워킹그룹	'22.5.26	○ 수요 및 공급불확실 대응 예비율 검토
제4차 신재생워킹그룹	'22.7.29	○ 신재생 발전사업 추진계획조사 결과 ○ 신재생에너지 발전량 비중 및 연도별 보급 전망
제4차 전력망워킹그룹	'22.8.22	○ 전력망 보강계획, 관성 및 강건성 평가결과 등
제5차 전력정책·시장워킹그룹	'22.8.24	○ 발전설비 현황조사 결과 ○ 10차 전기본 전력수급 전망(안) ○ 2030년 온실가스 감축 방안 등
제2차 총괄분과위원회	'22.8.24	○ 10차 전력수급기본계획 전력수급 전망(안) - 기준 설비예비율 산정 - 수요전망 및 설비계획 초안 - 재생에너지 수용 확대 방안 등
제3차 총괄분과위원회	'22.10.7	○ 10차 전력수급기본계획(안) - 전력수급 재전망 등
제4차 총괄분과위원회	'22.10.24	○ 10차 전력수급기본계획 일부 수정(안)

VII. 주요 발전원별 정책방향

- ◇ (원전) 안전성 확보를 전제로, 국민들에게 비용 효율적으로 전력을 공급하기 위해 신규원전 준공, 원전 계속운전 등 추진
- ◇ (신재생) 실현 가능한 수준에서, 비용효율적이고, 계통 및 주민 수용성에 기반한, 국내산업 발전과 함께하는 정책 추진
 - 태양광 중심의 보급에서 풍력을 적극 활용하고, 전력망 투자 확대 및 주민 수용성을 높여 재생에너지 보급 추진
 - 재생e 변동성 대응을 위한 저장장치 등을 확보하여 전력수급 기여
- ◇ (석탄·LNG) 수소·암모니아 혼소발전 도입, 폐지설비의 안보 자원화 및 LNG 발전의 적정 설비규모 확보 방안 검토

1 원전의 적극 활용

- 신한울 3·4호기 건설 재개
 - 법령상 인허가 절차를 준수하며 효율적인 절차 진행 등을 통해 건설 재개 추진
- 건설 중 원전(신한울 2호기, 신고리 5·6호기) 적기 준공
 - 현재 건설 중인 원전이 예정된 공기에 맞추어 적기에 준공되어 계통에 연결될 수 있도록 철저히 관리
- 사업자 의향에 따라 안전성 확보를 전제로 가동 원전 계속운전
 - 원안위 심사를 통한 철저한 안전성 점검 및 주민의견 수렴, 수용성 확보 후 운영허가 만료 원전('30년까지 총 10기)의 계속운전 추진
 - 가동중단 최소화, 계속운전 실효성 확보를 위한 제도개선 병행

2 재생에너지 확대 및 변동성 대응

1. 그간 재생에너지 보급정책 평가

□ 9차 전기본 수립 이후 정책역량 집중하여 보급확대 초기 성과 달성

- '21년 이후 RE100 이행수단 마련 등 제도개선, RPS비율 상향, 신재생 관련 예산 확대 등 추진

< '21년 이후 재생보급 확대를 위한 정책적 노력 >

구분	주요 내용
RPS 비율상승	신재생에너지 의무공급(RPS)비율 상한(10 → 25%) 확대('22.1, 신재생법 개정)
제도 개선	녹색프리미엄 등 RE100 이행을 위한 국내 이행수단 마련('21) 제3자 PPA 등 재생에너지 전력 구매제도 다양화('21.1) 풍력 고정가격 경쟁입찰시장 도입('22.9) 및 태양광 경쟁입찰 확대

- 설비보급 증가¹⁾, 발전비중 상승²⁾ 등 재생에너지 보급 확대

1) 신규설비(GW) : ('17) 1.7, ('18) 2.3, ('19) 3.8, ('20) 4.6, ('21) 4.2

2) 재생e 발전비중(%) : ('17) 3.2, ('18) 3.6, ('19) 4.4, ('20) 5.6, ('21) 6.3

□ 다만, 태양광 중심의 보급 확대 위주의 정책추진으로 원별 불균형, 계통부담 확대, 주민수용성 악화, 국내 산업 생태계 약화 등 발생

- 개발 용이한 소규모 태양광 중심 보급으로 원별 불균형 심화

- 계통을 고려하지 않은 보급으로 송·변전 설비 증설 등 계통부담 확대

- 재생에너지 확대 과정에서 농지잠식에 따른 농어민 반발, 주민갈등 확대 등 주민 수용성 문제가 대두

- 급격한 보급확대 위주 정책으로 국산 제품보다는 외산 제품의 점유율이 확대되고 국내 산업의 공급망과 산업경쟁력 약화

2. 재생에너지 정책방향

◇ ①합리적이고 실현가능한 수준에서, ②비용효율적이고, ③계통 및 ④주민수용성에 기반한, ⑤국내산업 발전과 함께하는 정책 추진

① 합리적 목표 설정 및 원별 균형 보급

- '36년 재생에너지 발전량 비중 목표를 28.9%로 설정하고 '36년 까지 신규 설비용량은 80GW 전망
- 태양광·풍력間 발전량 기준, '21년 87:13* → '30년 60:40로 개선
* '21년 발전량(TWh) : 태양광 21.8, 풍력 3.2

② 비용 효율적인 재생에너지 보급

- 풍력입찰시장 도입 확대 및 RPS 제도를 경매제도로 전환 검토
- 신재생 사업 예산 집행 및 관리·감독 강화 등 지원체계 개편

③ 계통부담을 최소화하는 재생에너지 보급

- 계통연결이 지연되고 있는 지역을 대상으로 계획입지 시범사업 실시
- 발전사업 허가시 계통상황에 대한 심사요건을 강화하며, 1MW 이하 태양광 무제한 접속제도를 점진적으로 개선

④ 주민 수용성에 기반한 질서있는 재생에너지 보급

- 주민참여사업제도 개편, 주민수용성 제고를 위한 가이드라인 마련
- 유휴부지*를 활용한 태양광 보급, 이격거리 규제 합리적 정비
* 산업단지 공장·창고(지붕), 용·배수로, 고속도로 잔여지 등

⑤ 국내 산업발전과 함께하는 재생에너지 보급

- (태양광) 텐덤셀* 등 차세대 기술 조기 상용화, 탄소검증제 고도화, 건물일체형태양광(BIPV) 보급 기반 확충
* 서로 다른 셀의 이중접합을 통해 한계효율(44%) 극대화
- (풍력) 터빈 대형화 및 핵심부품 국산화, 해상풍력 배후항만 적기 조성, 해상풍력 O&M 서비스 육성 등
* 풍력 10MW급 터빈 개발·실증('22~'25) 및 15MW급 터빈 개발·실증 추진

3. 재생에너지 변동성 보완방안

① 출력 변동성 대응을 위한 저장장치 등 확보

☐ (단주기) 주파수 유지, 실시간 수급균형 확보 등 변동성 대응 설비

☐ (장주기) 출력제어 완화, 부하 평준화 등 공급과잉 대응 설비

< 재생에너지 백업설비 소요비용 전망(안) >

구분	유연성 자원	저장장치 필요량	소요비용
단주기	기타 저장장치	3.66GW	0.7~1.2조원 ³⁾
장주기 ¹⁾	기타 저장장치	20.85GW ²⁾	22.8~39.0조원 ³⁾
	양수	1.75GW	5.2조원

1) DR, 섹터커플링 등 미고려 및 재생에너지 출력제어율 3% 가정

2) 제주 장주기 ESS 필요량 0.6GW 포함

3) 기타 저장장치 소요비용은 BESS를 기준으로 전망, 기술개발 등에 따라 변동 가능

※ 美 재생에너지국립연구소(NREL)의 BESS 비용 Low & High 시나리오 적용

② 스마트하고 유연한 계통 운영기반 마련

☐ 경직성 전원 확대에도 안정적으로 계통을 운영하기 위한 기준 정립

* 예비력 체계 개선, 화력 최소출력 하향 등 전통전원 유연성 향상, 재생e 계통기여성능 강화 등

☐ 재생e 실시간 관측·예측·평가·제어가 가능한 디지털 운영시스템 구축

* 유관기관 간 정보 연계를 통한 재생에너지 통합관제시스템 구축

☐ 전력계통 안정성 확보를 위한 관성 자원 확보 추진

○ 관성 보완을 위해 주파수 하락에 대응 가능한 초속응성 자원 확보

○ '27~'36년까지의 관성자원 확보 필요량은 9~54GWs 수준 전망

* 관성자원을 동기조상기로 확보시 필요량은 확보방안에 따라 기존 발전기 설비 개선시 36GVar, 신규설치시 6.75GVar, 용도전환시 10.8GVar로 변동

☐ 재생e 가시성 확보를 위한 인공위성 기반 재생e 예측시스템 개발

③ 계통 여건을 고려한 질서 있는 재생에너지 보급 추진

☐ 재생e 지역 편중 완화를 위한 선제적 전력망 여유 분석 및 제도 개선

* 지역적 수급 불균형 및 전력망 여건이 반영되도록 허가기준 개정

☐ 전력설비 보장 기준을 마련하여 중·장기 전력설비 계획에 활용

3 수소·암모니아 혼소 도입 및 화력설비 운영방안

□ 기존 발전·계통 설비를 활용(좌초자산화 방지)한 무탄소 新전원 도입

- (LNG+수소) 무탄소 전원인 수소를 활용해 온실가스 감축에 기여
 - LNG복합 발전기에 수소 50% 혼소 발전 및 점차 확대
 - 청정수소 생산기지 및 공급망 구축 등을 통해 안정적 연료공급, 수소발전 입찰시장 개설 및 인증제 수립 등을 통해 제도기반 마련
- (석탄+암모니아) 석탄발전에 암모니아 20% 혼소 발전 추진

< 수소·암모니아 발전량 전망 >

구분	'30년	'36년
수소 발전량(TWh)	6.1	26.5
암모니아 발전량(TWh)	6.9	20.9

* 향후 연료도입, 기업의향, 기술개발 등에 따라 발전량 전망 조정 가능

□ 노후 석탄발전 감축 지속과 기존 설비 좌초자산화 방지

- 안정적 전력수급을 전제로 노후 석탄발전 감축 지속 추진
- 에너지 안보 등 환경 변화에 대비하기 위해 석탄발전기 휴지보존 등 폐지 설비를 안보 자원화하는 별도의 정책 방안 마련

□ LNG 발전의 적정 설비규모 확보방안 검토

- 노후 석탄·LNG 대체, 집단에너지 사업, 산업단지 열병합 연료전환 등과 관련하여 과도한 LNG 발전용량 확대 지양
- 열공급, 국책 연구개발사업(한국형 가스터빈 등), 수소혼소 등 공익성 높은 노후 LNG 설비의 변경은 전기사업법의 인허가를 통해서 추진
- 일반 노후 LNG 발전설비의 변경은 LNG발전의 적정 설비규모 검토 후 차기 전력수급기본계획에 반영 검토 추진

VIII. 분산형 전원 확대방안

1 분산형 전원 보급전망

□ 분산형 전원 적용기준

- (정의) 수요 지역 인근에 설치하여 송전선로의 건설을 최소화할 수 있는 일정 규모 이하의 발전설비(전기사업법 제2조 21호, '19.4월 개정)
- (세부기준) 전기사업법 시행규칙 제3조의2 “분산형 전원의 범위”를 반영하여 분산형 전원의 설비규모 기준 설정

* 40MW 이하의 소규모 발전설비, 500MW 이하의 집단에너지·구역전기·자가용 발전설비

< 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 최소화
500MW 이하의 수요지 인근 발전설비	500MW는 154kV 송전선로(2회선 기준)에 연결할 수 있는 최대 전력용량	

□ 분산형 전원 보급전망

- 신재생 확대 등에 따라 분산형 비중은 '36년 총 발전량의 약 23% 전망

< 분산형 전원 보급전망 >

구분			'23년	'26년	'30년	'36년
분산형 발전량 (TWh)	신재생 등(사업용)		41.5	50.9	65.5	88.1 (12.5%)
	자가용	신재생	5.0	6.7	9.0	12.6 (1.8%)
		상용자가	5.7	6.1	6.1	6.1 (0.9%)
	집단에너지 (구역전기 포함)		40.7	51.8	56.6	56.6 (8.1%)
	합계		92.9	115.5	137.2	163.4
분산형 비중			14.4%	17.3%	20.4%	23.3%

* 신재생에너지 중 해상풍력 등 수요지에서 떨어진 40MW 초과 전원은 제외

2 분산형 전원 활성화 방안

□ 전력 계통의 분산형 전원에 대한 관리·수용 능력 강화

- 약 1GW의 대규모 공공 ESS 구축('23), P2H·P2G* 등 섹터커플링 기술개발('22년~, 290억원) 등 신규 유연성 자원 활성화 추진

* 잉여전력을 열(Power to Heat)·가스(Power to Gas) 등 他에너지원으로 전환·활용하는 기술

- 자가용 전원에 대한 통계 정확성 향상 등 관리 방안 개선

□ 에너지 생산·소비의 분산화 확대

- 신규 대규모 전력 수요에 대한 전력계통 영향평가*, 계통 정보제공·컨설팅(한전) 등으로 특정 지역의 전력수요 집중 완화

* 대규모 전력 수요가 지역 계통에 미치는 영향을 평가(「분산에너지 활성화 특별법」 제정 추진)

- 주요 이동거점의 주유소·LPG 충전소를 에너지 슈퍼스테이션*으로 전환하고, 기초지자체 단위의 마이크로그리드** 구축·실증

* ①태양광·연료전지 등 분산에너지 + ②전기차 충전기 구축(연료전지 구축 허용, 생산 전력 판매 등 규제 개선, ~'23.2분기)

** 지자체별 태양광·ESS·AMI 구축 및 전력 직접거래 실증 등(12개 지역, 291.6억원)

□ 분산에너지 친화적인 관리 체계 구축

- 분산e를 모아 전력시장에 입찰·참여하는 통합발전소*(VPP) 및 배전망을 스마트하게 관리·제어하는 배전망운영자**(DSO) 도입

* 「분산e 활성화 특별법」, 「전기사업법」 등 관련 법령 제개정('22~) 및 재생e 입찰 제도 도입(~'23)

** 스마트 관리 SW 지역별 구축(제주·호남['22]⇒충청·영남['23]⇒경기·서울['24]) 및 근거법 제정

👉 「분산e 활성화 특별법 제정」(~'23)으로 VPP·DSO 등 분산e 친화적 제도 도입 및 특화지역* 혁신체계 실증 후 전국 확산

* 분산e 비중이 높은 지역을 선정, 전력거래 특례 등 실증

IX. 송·변전설비 계획

1 그간 추진성과 및 평가

□ 그간의 추진성과(9차 전력수급기본계획 수립 이후)

- 전력망 여건 개선을 위한 계통안정화 ESS 도입 및 유연송전설비 확대
 - * ESS 0.97GW, FACTS 500MVar 2기 설치를 통해 송전용량 증가(11.4GW → 13.4GW)
- 수도권 등 계통과밀지역 복합문제 해소를 위한 신기술 도입
 - * 345kV 신부평 - 갈산 변전소간 BTB HMDc 적용 / 154kV 문산-선유 변전소간 초전도 플랫폼 구축
- 반도체 등 국가첨단전략산업의 적기·안정적 전력공급을 위한 인프라 구축방안 및 민·관 합동 지원체계 마련
 - * 평택·용인 등 대규모 반도체 산업단지 전력공급을 위한 협의체 운영

□ 평가

- 재생에너지의 발전비중 확대 및 일부 지역 보급 집중에 따라 수급 불균형, 주파수 안정도 저하 등 계통 불안정 심화

< 재생에너지 출력제어 횟수 현황 >

구분	'15년	'16년	'17년	'18년	'19년	'20년	'21년
제주	3	6	14	15	46	77	64
호남	-	-	-	-	-	-	3

- 사회적 수용성 등의 이유로 동해안-신가평 등 주요 송전선로 건설이 지연되면서 발전제약(출력제어) 발생

< 주요 송전선로 건설 지연 및 발전제약 >

구간	준공목표	지연사유	발전제약
당진TP~신송산	'23.12	지중구간 확대	발생 中
동제주~완도	'23.12	변환소 부지 선정 지연	출력제어 中
동해안~신가평	'25. 6	경과지 선정 난항	발생 中*
동해안~수도권	'26. 6		

* 신한울2('23), 강릉안인2('23), 삼척화력1·2('23~'24) 가동에 따라 발전제약 심화 예상

□ 계획된 송·변전설비 적기 건설

- 주요 송전선로·변전소(변환소)·발전소 연계선로의 적기 준공 추진
 - 건설지연 주요 사업은 특별 관리를 통해 신속한 건설을 추진하고, 준공 지연 대비 방안*도 선제적으로 마련

* 제주 출력제어 완화 방안, 동해안 발전제약 최소화 방안 등

< 특별 관리 송·변전 사업 >

구분	전압	송·변전설비		준공시기		사업목적
				9차	10차	
동 해 안	500kV HVDC	선로	동해안~신가평	'25. 6		동해안 대규모 발전력 계통연계 * 신한울#1·2, 북평, 삼척그린, 강릉안인, 삼척
			동해안~수도권	'26. 6		
		변환소	동해안#1, 신가평	'25. 6		
			동해안#2, 수도권	'26. 6		
서 해 안	345kV	선로	북당진~신탄정	'23.12	'24.12	충남 발전력 인출, 공급망 보강 * 입지선정 및 행정절차 이행 장기간 소요, 지중구간 확대
			당진T/P~신송산	'23.12	'25.12	
			고덕#2~서안성	'23. 2		충남 발전력 인출, 공급망 보강
제주 ↓ 육지	150kV HVDC	선로	동제주~완도	'23.12		제주 수급 안정, 신재생전원 계통연계
		변환소	동제주, 완도	'23.12		

- 사회적 수용성 제고 및 합리적 공정 이행을 위한 제도개선
 - 입지선정 절차를 법제화하여 건설 과정 전반의 투명성을 강화
 - 주변지역 주민 인식 제고를 위한 보상체계 개선
 - 인·허가 이행시 관계기관 협의 기한 명시, 협의 간주제도 등을 도입하여 불합리한 지연 발생 방지

□ 신규 전력망 보강수요를 계통계획에 선제적으로 반영

- 재생에너지 보급 급증 지역*(호남권)의 생산 전력을 타 지역으로 수송하기 위한 지역간 융통선로 건설

* 발전사업 허가 및 송·변전설비 이용신청 현황, 재생에너지 잠재량 등을 종합 고려시 호남권에 타지역 대비 상대적으로 많은 재생에너지 설비 구축 전망

- 재생에너지 발전소-전력망 건설 시차를 고려하여 예측 기반의 송·변전설비 계획 사전 수립

* 송·변전설비 건설은 최소 6년 이상 필요하나, 재생에너지 발전소(태양광)는 약 3년 정도 소요

- 화력발전, 재생에너지 확대 등에 따라 송전제약이 既 발생 중인 지역(충남)의 계통 보강계획 수립

- 동해안 지역 원전 신규 건설(신한울 3·4호기) 및 계속 운전(한울 1·2호기)을 적기에 수용하기 위한 송전선로 건설

- 既 계획된 동해안-신가평 송전선로 건설 지연에 대비, 유연송전설비(FACS) 등을 활용한 동해안 지역 발전제약 완화 방안도 마련

- 국가첨단전략산업 유치 발표지역(평택, 용인 등) 및 3기 신도시 택지개발지역(하남, 남양주, 고양 등) 전력 공급을 위한 변전소 신설 계획 수립

< 주요 신규 송·변전설비계획(안) >

목 적	내 역
재생에너지 집중예상지역 보강	신해남/새만금-태안TP-서인천C/C/영흥TP, 군산-신기흥, 광양-신진천, 신화순/신고흥-신계룡
송전 혼잡지역 망 여건 개선	당진TP-서화성-가정개폐소, 신탄정-신평교
원전 연계 보강	신강원-동용인, 신영주-신용인, 신고창-고덕#3, 신경주개폐소-울주
국가첨단전략산업	신평택, 고덕#3, 동용인
신도시 택지개발지구	신하남, 남양주, 신고양, 서화성

⇒ 제10차 전력수급기본계획 확정 이후 수립되는 장기 송·변전설비 계획에 세부 추진방안 마련

□ 유연하고 강건하며, 안정적인 전력망 구축

○ 변화된 전원믹스에 안정적으로 대응하기 위한 전력계통 운영기반 마련

- 원전, 재생에너지 등 경직성 전원 확대에 따라 계통의 유연성을 높이기 위한 운영기준 정립

* 예비력 체계 개선, 화력 최소출력 하향 등 전통전원 유연성 향상, 재생e 계통기여성능 강화 등

- 동기발전기 감소에도 주파수를 유지하기 위한 관성자원 확보 추진

* '36년까지 54GWs의 관성자원 필요 전망 → ①발전계획에 포함되지 않는 기존 발전기 활용, ②폐지발전기 용도전환, ③신규 동기조상기 설치 방안 마련

- 재생에너지의 실시간 관측·예측·평가·제어 등이 가능한 디지털 운영시스템 구축

* 유관기관 간(한전·거래소·에공단) 정보 연계를 통한 재생에너지 통합관제시스템 구축

○ 재생에너지 출력 변동성 대응을 위한 유연성 자원을 계통과 연계

- 주파수 유지, 실시간 수급균형 확보 등 변동성 대응 설비(단주기)와 출력제어 완화, 부하 평준화 등 공급과잉 대응 설비(장주기) 확보

구분	유연성 자원	필요량('36년 기준)
단주기 (수 초 이내 응답, 30분 지속)	기타 저장장치	3.66GW
장주기 (수 분 이내 응답, 수 시간 지속)	기타 저장장치 등	22.6GW*

* 제주 장주기 ESS 필요량 0.6GW 포함, 플러스 DR, 섹터커플링 미고려

○ 재생에너지 출력제어 기준·절차 등을 포함한 제도 정비

□ 계통혼잡 완화 및 망 수요 감축을 위한 발전과 수요의 분산 유도

○ 계통 여건을 우선적 고려하는 발전소 입지 추진

- 전원 개발과 계통 계획을 통합하여 종합·고려하는 재생에너지 계획입지 제도 도입 검토

* 전력계통 영향 최소화를 위해 산업단지 등 대규모 전력수요 연계 방향으로 추진

- 발전사업 허가 검토시 계통여건 검토를 강화하는 제도 개선 추진

- 발전사업자의 자발적 입지 분산을 위한 지역·연도별 계통정보 제공

○ 계통 여유지역으로 수요를 유도하기 위한 전력계통영향평가 도입

* '분산에너지 활성화 특별법안' 국회 계류중

○ 지역별 전력수급 여건 개선을 위한 계통혼잡지수를 개발하고, 향후 수요관리방안 및 발전설비계획 수립 시 활용

☐ 기설 전력인프라 활용 극대화를 통한 전력망 효율 개선

○ 용량 증대 新전선 개발로 기 첩탑·전력구를 활용한 송전능력 확충, 신기술 적용 전력흐름 제어* 등 기존 송·변전설비의 효율적 사용 추진

* 전압형 HVDC 국산화 연구과제를 통해 양주 BTB HVDC 건설 중(~'23년 완료)

○ 전력망 사용신청 후 장기 미이용시 계약 해지 규정 실질적 적용 검토

* 계통 접속 신청 이후 사업진행이 상당기간 미진한 발전사업자 계약해지 후 전력망 연결이 즉시 필요한 수요자에 전력망 접속 허용

3 세부계획 수립 · 시행

☐ 본 계획을 이행하기 위한 “장기 송·변전설비계획”을 수립·시행하되, 전기위원회 심의를 거쳐 확정('23년 上)

☐ “장기 송·변전설비계획”의 일부 변경 또는 추가 필요시, 송전사업자가 자체 계획 수립 시행

① 발전소 건설계획 또는 전력수요의 변경이 있는 경우

② 주파수, 전압 유지 등 전력계통 안정 운영을 위해 불가피한 경우

③ 사업추진 여건상 계획 변경이 불가피한 경우

참고 13

주요 송·변전설비계획

□ 송전선로·변전소(변환소) 건설계획

구분	전압	송·변전 설비	준공시기	신설·보강 필요성
송전선로	500kV (DC)	북당진~고덕 2단계	2023	충남 발전력 인출, 공급망 보강 경기 남부 전력공급
		동해안~신가평 동해안~수도권#2	2025 2026	동해안 대규모 발전력* 계통연계 * 신한울#1·2, 북평, 삼척그린, 강릉안인, 삼척
	345kV	동두천C/C~양주	2024	수도권북부 발전력 인출, 계통 보강
		갈산~신광명	2023	인천 발전력 인출, 경기남부 전력공급
		북당진~신탕정	2024	충남 발전력 인출, 공급망 보강
		고덕#2~서안성	2023	수도권 용통선로 확충, 공급망 보강
		당진T/P~신송산	2025	충남 발전력 인출, 공급망 보강
		신장성-신정읍	2029	서남해·신안 해상풍력 계통연계
		신정읍-신계룡	2029	
	150kV (DC)	동제주~완도	2023	제주 수급 안정, 신재생전원 계통연계
변전소 (변환)	765kV	신강원	2026	강릉안인화력 계통연계
	500kV (DC)	북당진C/S, 고덕C/S (2단계)	2023	충남 발전력 인출, 공급망 보강
		동해안#1C/S, 신가평C/S 동해안#2C/S, 수도권#2C/S	2025 2026	동해안 대규모 발전력 계통연계
	400kV (DC)	신부평BTB 1단계	2023	인천지역 송전망 보강, 전압 안정화
		신부평BTB 2단계	2030	
	345kV	신송산	2023	충남 송산 산업단지 전력공급
		신시화	2023	경기 시흥·안산 전력공급
		신장성	2026	광주·전남 전력공급
		신강서	2027	부산 강서 전력공급
		고덕#2	2022	경기 평택 전력공급
		신송도	2026	인천 남서부, 송도 전력공급
		신정읍	2026	전북 정읍 전력공급
		신청주	2024	충북 청주 전력공급
		신성연	2025	충남 대산·서산 전력공급
		신달성	2025	달성(대구 국가산단) 전력공급
		신광적	2028	경기 북부 전력공급
		신목감	2027	경기 광명·시흥 전력공급
		신기흥	2026	경기 화성지역 전력공급
		신장수	2026	전북 전력공급 및 전압특성 개선

□ 발전소 연계

구분	발전소	설비용량 (MW)	위치	발전소 준공시기	계통 연계 방안
석 탄 화 력	강릉안인 #1·2	1,040×2	강릉	'22.10 '23.3	신태백~신가평 분기 강릉T/P3·7~강릉개폐소 동해~양양양수(신양양) 분기 동해안~신가평/수도권 HVDC
	삼척화력 #1·2	1,050×2	삼척	'23.10 '24.4	삼척T/P~신태백 동해안~신가평/수도권 HVDC
LNG	여주복합	1,000	여주	'23.12	곤지암~신충주 분기
	통영천연가스	920	통영	'24.12	154kV 개폐소 및 3개 선로 분기
	울산GPS복합	1,227	울산	'24.12	울산GPS~남울산
	음성 천연가스 #1·2	561×2	음성	'25.6 '26.12	음성-사리(괴산) 분기 및 신충주
	함안 천연가스 (보령#6대체)	500	함안	'25.12	의령~신마산 분기
원 전	신한울 #1·2	1,400×2	울진	'22.12 '23.9	기설선로 활용 및 동해안~신가평/수도권 HVDC
	신고리 #5·6	1,400×2	울산	'24.3 '25.3	기설선로 활용
신재생	새만금 수상태양광 #1·2단계	1,200 900	새만금	'24.4 '28.12	새만금~군산 분기(345kV 개폐소) 345kV 개폐소~군산

※ 신규 설비에 대한 계통 연계 방안은 발전사업 허가단계에서 반영 예정

◆ 「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

전압	고장	구분		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 ^②	-	불허 ^②
			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 ^①	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

전압	고장	구분		발전소 연계계통	부하 공급계통	간선계통
154kV	이중	지장 범위	과부하	허용	허용	허용
			부하 탈락	불허	허용 ^①	허용 ^①
			발전기 탈락	허용	허용	불허
		가용 조치	발전력 조정	허용	-	허용
			부하 전환	-	허용	허용
70kV	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 ^①	허용 ^①
			발전기 탈락	허용	허용	불허
		가용 조치	발전력조정	허용	-	허용
			부하 전환	-	허용	허용

□ 변압기 1Bank 고장시 허용범위

구분	765kV	345kV	154kV	70kV
과부하	불허	불허	불허 ^③	불허 ^③
부하 탈락	불허	불허	허용 ^①	허용 ^①
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 >

구분	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

구분	세부 역할
765kV	■ 대단위 전원단지와 대용량 부하 밀집지역간 전력수송
345kV	■ 지역간 간선계통망 구축 또는 도심지 전력공급
154kV	■ 345kV 전력공급 구역 내 계통구성 또는 배전계통 전력공급
70kV	■ 소규모 부하·전원 연계 또는 저수요 지역 전력공급

□ 송전선로 신설 기준

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

구분	세부 신설 기준
154kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 기설 선로로는 전력수요 또는 발전설비 증가를 감당할 수 없는 경우 신설 ■ 기존 선로에서 분기되는 선로는 4회선으로 분기하되, 부하 특성·고장전류·과부하 등을 고려하여 2회선으로 분기 가능 ■ 345kV 변전소 인출선로는 계통조류를 감안하여 전선규격 410mm²×2B(지중 2,000mm²이상) 규모와 변전소 부하증가 고려 ■ 지중관로는 부하증가 등을 고려한 최종규모로 하고, 도심지 변전소 인출은 계통확충 등을 고려하여 지중전력구 시공 검토 ■ 345kV 변전소 인출선로 등 주요 선로는 2회선 고장, 기타 선로 및 지중선로는 1회선 고장을 고려
70kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 중·소규모 신재생 발전접속, 저수요, 저전압지역 전력공급 등 154kV보다 70kV 송전선로 건설이 적합한 경우
HVDC	<ul style="list-style-type: none"> ■ 대규모 장거리 전력전송, 전력흐름제어, 고장전류 억제 필요 개소 등 교류보다 직류 송전선로 건설이 적합한 경우

□ 변전소 신·증설 기준

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

X. 전력시장 개선방안

1 그간 전력시장 개선 실적

□ 저탄소사회 구현을 위한 전력시장 환경성 강화

- 유연탄 세율 인상, LNG 세율 인하 등 발전연료 부과되는 세율을 조정*하고, 약품비, 용수비 등 환경개선비용**을 연료비에 반영

* 제세부담금(원/kg, '19.4월) : (석탄) 36 → 46, (LNG) 91.4 → 23

** 환경개선비용(원/kWh, '19.8월) : (석탄) 0.56, (LNG) 0.09

- 환경급전 제도 본격 시행 ('22.1월)

- 배출권 구매비용을 발전기별 변동비에 반영하는 환경급전 제도 도입

□ 전력시장과 전력계통 간 연계 강화

- 실계통기반 하루전시장으로 개편 ('22.9월)

- 예비력, 송전제약, 열공급 발전제약 등 실제 계통여건 및 운영 환경 등을 반영한 실계통기반 하루전시장 도입·시행
- 시장과 계통 운영 간 차이를 최소화하여 자원배분을 합리화*하고, 예비력 등 계통 유연성 기여분에 대한 보상 강화

* COFF 폐지 등으로 발전입지 가격신호 강화

- 용량요금(CP) 체계 개선

- 수요지 인근에 위치한 발전기의 보상 확대를 위한 용량요금의 지역계수(LF) 차등 강화 ('21.7월)
- 연료전환성과계수 발전기여도에 운전/응동유연성/기동 기여도를 신설하여 계통운영 기여도에 따른 용량요금 차등 강화 ('21.9월)
- 용량요금 지급의 기준이 되는 전력시장의 기준 설비예비율(적정 설비예비율) 신설 도입 ('21.10월)

* 기존 전력수급기본계획 상 '최소 설비예비율' 개념 사용

- 양수발전기 적정 보상을 위한 용량요금 산정기준 개선 ('21.11월)

□ 전력시장 관련 비용 정산제도 합리화

○ RPS 의무이행비용 정산제도 개선 ('21.11월)

- 외부구매 및 자체건설에 적용되는 기준가격 산정시, 해당 기준가격으로 정산받지 않는 고정가격계약 제외

* 당초 가격 견제수단으로 선정입찰 등 경쟁시장에서 결정된 가격을 포함하였으나, 가격 격차 확대로 오히려 기준가격 산정의 합리성이 저해되는 상황 발생

○ 정산조정계수 제도 개선 ('21.1월~)

- 발전자회사간 상호보조 및 한전의 발전자회사 당기순손실 보전 원칙 폐지로 발전자회사간 경쟁 여건 강화

□ 재생에너지 확대에 대한 전력시장 차원의 대응 기반 마련

○ 수요자원시장(DR) 신규 제도 도입 및 활성화

- 주파수 안정도 강화를 위한 **Fast DR** 도입 ('20.11월)
- 제주 신재생 출력제어 완화를 위한 **플러스DR** 도입 ('21.3월)
- 신뢰성DR 발령기준 **완화**(5.5GW→6.5GW)로 활용도 제고 ('22.7월~)
- 국민 누구나 참여 가능한 **에너지쉽표**(국민 DR) **활성화** ('22.12월 예정)
- * 전기차 충전기 등 신산업 고객 참여 확대를 위한 참여 요건 완화(70kW→200kW이하) 등

○ 재생에너지 발전량 예측제도 시행 ('21.10월~)

- 재생에너지 예측자원(20MW 초과, 단독 및 합산)의 **예상발전량과 실제발전량 간 오차율이 기준오차율 충족시 인센티브 지급**
- 재생에너지 발전사업자 및 중개사업자의 **예측능력 제고**를 통한 변동성 완화 및 재생에너지 입찰제도 도입*을 위한 브릿지 역할

* '23.10월 제주 시범사업 예정, '25년 하반기 전국 계통 확대 적용 계획

○ 제3자 PPA('21.6월) 및 직접 PPA 도입·시행 ('22.9월)

- 기업 등 전기소비자의 **RE100 이행 지원** 등을 위해 전력시장을 거치지 않고 발전사업자와 전기소비자 간 직접 전력거래 허용

2 전력시장 개편방향(안)

□ 신규 저탄소전원 전용 전력거래시장 등 전력시장 다원화

- (기저전원) 원전 등 저원가 기저발전원은 사전에 적정원가 및 투자보수 등을 토대로 발전-판매사업자 간 정부승인차액계약(VC)* 추진

* (근거) 전기사업법 제34조, (대상) 원전, 석탄, 수력 등, (주요내용) 전력수급 안정, 전기사용자 이익 보호를 위해 산업부장관이 정하여 고시하는 발전량에 대해 차액계약 체결

- 적정투자보수를 고려한 계약가격이 설정되므로, 저원가 발전원의 과도한 수익 방지를 위한 인위적 정산조정제도는 폐지 검토

- (저탄소전원) 수소, ESS 등 저탄소전원은 경매를 통하여 사전에 가격과 물량을 결정한 후, 시장 진입시 낙찰가격을 보장받도록 장기계약을 체결하는 전용거래시장 개설 추진

□ 실시간·보조서비스시장 도입 등 현행 하루전 현물시장 개선

- (실시간시장) 하루전시장에 더해 수급여건을 실시간으로 반영하여 정확한 전력의 가치를 산정하고 보상하는 실시간시장 추가 개설

- 하루전 시장에서 계획된 수요-공급 차이를 반영하고, 실시간으로 예측한 수요를 토대로 15분 단위로 전력 거래

* (하루전시장) 정지상태에서 기동까지 많은 시간이 필요한 원자력, 석탄, 복합화력 등 기저발전기의 운용계획을 결정

* (실시간시장) 실시간으로 전력의 생산·소비를 맞추기 위해 빠르게 기동할 수 있는 LNG 등 유연성자원의 추가 투입 등 실시간 출력 조정

- (보조서비스시장) 예비력을 상품화하여 거래하는 시장을 신설하여 이를 통해 예비력을 확보하고 보상 가격도 결정

□ 가격기능이 작동하도록 단계적으로 가격입찰제(PBP)로 전환

* PBP(Price Based Pool)시장 : 연료비를 포함한 모든 비용요소에 대해 발전사가 자율적으로 가격을 입찰하고, 이를 바탕으로 시장가격이 결정되는 방식

○ (가격입찰) 현행 비용평가의 유연성을 확대하고, 시장 여건을 고려하면서 단계적*으로 가격입찰제(PBP)로 전환

* (1단계) 기준연료비 대비 $\pm 5 \sim 10\%$ 범위내 입찰

(2단계) 시장지배력 수준, 계약시장 도입상황 등 여건 충족 시 전면 가격입찰

- 특히, 육지 대비 재생에너지 보급률이 높은 제주 지역에 대해서는 가격입찰을 선제적으로 도입하고,

- 일정 규모 이상의 재생에너지도 전력시장 입찰을 허용하여 중앙급전발전기와 동등한 기회 및 책임 부여(재생에너지의 중앙급전화)

* 1MW 초과 급전가능 재생에너지(단독+VPP)가 예측발전량과 가격을 상시 입찰하고, 시장을 통해 낙찰량과 시장가격을 결정

○ (양방향 입찰) 수요측 자율성 확대 차원에서 공급측(발전사) 뿐만 아니라 수요측(판매사)도 입찰하는 양방향 입찰제 도입 검토

□ 재생e PPA 확대, 전력시장 경쟁 강화 및 전력정책 거버넌스 개선

○ (재생e PPA 활성화) 기업 등 전기소비자의 RE100 참여 확대 등을 지원하기 위해 도입된 제3자/직접PPA(전력구매계약)* 제도 활성화

* 제3자PPA '21.6월, 직접PPA '22.9월 본격 시행

- 중장기적으로는 PPA 수요측 규모·용도 제한 점진 완화 등을 통해 발전사의 전력 직접판매 허용 확대 및 소비자 선택권 강화

○ (거버넌스 개선) 전력시장·요금 및 규제 거버넌스의 독립성 및 전문성 강화* 등을 통한 시장경쟁 여건 조성 추진

* (예) 전기위원회 권한 및 계통 감독, 시장 감시, 분쟁 조정 기능 강화 등

XI. 사후관리 계획

□ 안정적인 전력수급 관리를 위한 후속계획 수립·추진

- 안정적 가스수급을 위해 LNG 도입선 다변화, 공급설비 확충 및 효율적 활용방안 등을 포함한 「제15차 장기천연가스수급계획」 마련
- 예측 곤란한 에너지환경 변화에 대비하기 위해 석탄발전소 휴지 보존 등 폐지 설비를 안보 자원화하는 별도 정책 방안 마련
- 노후 석탄 LNG 대체, 집단에너지 사업, 산업단지 열병합 연료전환 등과 관련하여 LNG 용량 적정성 확보방안 마련
- 재생에너지 비중 확대와 출력 특성을 고려한 수급 안정성 평가 기법 고도화 및 전력수급 안정 대책 검토
- 자가용 재생에너지, 재생에너지 피크기여도 등에 대한 면밀한 분석을 토대로 차기 계획 수요전망시 반영 검토

□ 에너지 수요 효율화를 통해 수요관리 목표 달성 추진

- 「시장원리 기반 에너지 수요효율화 종합대책」 관련 세부 과제를 지속 추진하여 수요관리 목표 달성 및 에너지효율 제도 내실화

□ 발전력의 적기 확보를 위한 계통보강 계획 마련

- 전력계통의 안정적 운영 및 원전·재생에너지 적기 수용을 위한 「장기 송·변전설비 계획」 수립
- 차기 계획부터는 전력망 소요 및 간선망 구축계획을 선제적으로 제시하여 계통계획과 발전설비 계획간 연계성 및 정합성을 제고

□ 무탄소 新전원의 도입 및 확대방안 마련

- 수소경제위원회에서 발표한 「청정수소 생태계 조성방안」(22.11.9일) 관련 R&D, 시장제도 기반 마련 등 후속과제 추진

첨 부 목 차

1. 계획수립 추진경위	73
2. 전력수요 전망	74
3. 수요관리 목표	82
4. 신재생에너지 설비계획	84
5. 집단에너지 설비계획	86
6. 공급물량 제외설비 현황	87
7. 전원구성 전망	88
8. 발전설비 건설계획표	94
9. 제주지역 전력수급계획	102
10. 공청회 및 산업위 주요의견 및 조치사항	109

□ 계획수립 기본방향 설정 및 실무소위원회 구성 ('21.12)

* 10차 전력수급기본계획 수립방향 등을 전력정책심의회 보고

□ 총괄분과위원회, 3개 실무소위원회 및 6개 워킹그룹 운영('21.12~'22.10)

○ 회의개최 실적 : 총괄분과위(4회), 3개 실무소위(8회), 6개 워킹그룹(33회)

* 6개 워킹그룹 : 수요전망, 수요관리, 전력정책·시장, 신뢰도, 신재생, 전력망

□ 수급계획 주요내용 검토·공개 및 이해관계자 의견수렴('21.12~'22.10)

○ 제10차 전력수급기본계획 수립 착수 회의 개최 (총괄분과위원회, '21.12)

○ 수요전망 초안 검토(수요전망 워킹그룹, '22.7)

○ 기준 설비에비율 산정(신뢰도 워킹그룹, '22.8)

○ 재생에너지 확대 대응 백업설비 규모 산정(신재생 워킹그룹, '22.8)

○ 제10차 전력수급기본계획 실무안(초안) 공개(총괄분과위원회, '22.8)

□ 제10차 전력수급기본계획(안)에 대한 전략환경영향평가 협의('22.9~11)

□ 제10차 전력수급기본계획(안)에 대한 부처협의('22.10~11)

□ 제10차 전력수급기본계획(안)에 대한 공청회 개최('22.11)

□ 제10차 전력수급기본계획(안)에 대한 상임위 보고('23.1)

□ 제10차 전력수급기본계획(안) 전력정책심의회 심의·확정('23.1)

□ 제10차 전력수급기본계획 공고('23.1)

2 전력수요 전망

가. 기준수요

□ 전국권 (전력계통)

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2021 (실적)	533,431	4.7	95,430	4.4	92,038	-0.3
2022	555,914	4.2	96,221 (실적)	0.8	97,873	6.3
2023	558,325	0.4	102,494	6.5	99,098	1.3
2024	572,083	2.5	104,972	2.4	100,206	1.1
2025	584,786	2.2	107,565	2.5	102,714	2.5
2026	598,666	2.4	110,404	2.6	105,217	2.4
2027	608,912	1.7	112,976	2.3	107,188	1.9
2028	619,089	1.7	115,302	2.1	109,066	1.8
2029	628,801	1.6	117,587	2.0	110,928	1.7
2030	637,618	1.4	119,774	1.9	113,170	2.0
2031	649,002	1.8	122,416	2.2	115,335	1.9
2032	659,990	1.7	125,009	2.1	117,498	1.9
2033	670,786	1.6	127,606	2.1	119,582	1.8
2034	681,039	1.5	130,132	2.0	121,604	1.7
2035	690,672	1.4	132,594	1.9	124,124	2.1
2036	703,165	1.8	135,622	2.3	126,627	2.0
'22~'36	-	1.7	-	2.5		1.9

* 전력소비량은 판매단 기준, 최대전력은 발전단 기준

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

□ 전국권 (전력시장)

연 도	최대전력			
	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2021 (실적)	91,141	2.3	90,708	0.2
2022 (실적)	92,990	2.0	93,885	3.5
2023	96,507	3.8	94,644	0.8
2024	98,938	2.5	95,290	0.7
2025	101,457	2.5	97,754	2.6
2026	104,206	2.7	100,252	2.6
2027	106,749	2.4	102,245	2.0
2028	109,077	2.2	104,150	1.9
2029	111,364	2.1	106,022	1.8
2030	113,562	2.0	108,244	2.1
2031	116,218	2.3	110,393	2.0
2032	118,824	2.2	112,541	1.9
2033	121,434	2.2	114,612	1.8
2034	123,975	2.1	116,607	1.7
2035	126,454	2.0	119,102	2.1
2036	129,504	2.4	121,584	2.1
'22~'36	-	2.4	-	1.9

□ 수도권 (전력시장)

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2021 (실적)	205,643	5.9	39,793	6.0
2022	214,960	4.5	37,967	-4.6
2023	217,386	1.1	42,044	10.7
2024	222,156	2.2	42,962	2.2
2025	227,147	2.2	43,923	2.2
2026	232,355	2.3	44,926	2.3
2027	236,121	1.6	45,651	1.6
2028	240,067	1.7	46,411	1.7
2029	243,939	1.6	47,156	1.6
2030	247,532	1.5	47,848	1.5
2031	251,175	1.5	48,549	1.5
2032	254,889	1.5	49,263	1.5
2033	258,551	1.4	49,968	1.4
2034	262,154	1.4	50,661	1.4
2035	265,577	1.3	51,320	1.3
2036	268,952	1.3	51,970	1.3
'22~'36	-	1.6	-	2.3

□ 제주권 (전력시장)

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2021 (실적)	5,688	5.9	1,036	2.0
2022	5,994	5.4	1,104	6.6
2023	6,265	4.5	1,185	7.3
2024	6,579	5.0	1,246	5.1
2025	6,924	5.2	1,313	5.4
2026	7,208	4.1	1,368	4.2
2027	7,484	3.8	1,423	4.0
2028	7,766	3.8	1,478	3.9
2029	8,023	3.3	1,527	3.3
2030	8,253	2.9	1,572	2.9
2031	8,505	3.1	1,623	3.2
2032	8,775	3.2	1,675	3.2
2033	9,026	2.9	1,725	3.0
2034	9,260	2.6	1,770	2.6
2035	9,469	2.3	1,810	2.3
2036	9,656	2.0	1,845	1.9
'22~'36	-	3.5	-	3.7

나. 목표수요

□ 전국권 (전력계통)

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2021 (실적)	533,431	4.7	95,431	4.4	92,038	-0.3
2022	553,082	3.7	96,221 (실적)	0.8	94,596	2.8
2023	553,376	0.1	98,827	2.7	95,553	1.0
2024	561,592	1.5	100,724	1.9	96,151	0.6
2025	566,834	0.9	102,484	1.7	97,862	1.8
2026	570,090	0.6	104,246	1.7	99,349	1.5
2027	570,746	0.1	105,773	1.5	100,354	1.0
2028	571,703	0.2	107,014	1.2	101,226	0.9
2029	572,421	0.1	108,209	1.1	102,081	0.8
2030	572,831	0.1	109,304	1.0	103,277	1.2
2031	575,551	0.5	110,769	1.3	104,362	1.1
2032	578,830	0.6	112,178	1.3	105,438	1.0
2033	582,712	0.7	113,565	1.2	106,424	0.9
2034	586,675	0.7	114,847	1.1	107,321	0.8
2035	591,126	0.8	116,158	1.1	108,738	1.3
2036	597,420	1.1	117,950	1.5	110,128	1.3
'22~'36	-	0.6	-	1.5	-	1.1

* 전력소비량은 판매단 기준, 최대전력은 발전단 기준

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

□ 전국권 (전력시장)

연 도	최대전력			
	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2021 (실적)	91,141	2.3	90,708	0.2
2022 (실적)	92,990	2.0	90,620	-0.1
2023	93,022	0.0	91,110	0.5
2024	94,892	2.0	91,391	0.3
2025	96,609	1.8	93,120	1.9
2026	98,374	1.8	94,640	1.6
2027	99,939	1.6	95,700	1.1
2028	101,232	1.3	96,632	1.0
2029	102,477	1.2	97,529	0.9
2030	103,630	1.1	98,738	1.2
2031	105,155	1.5	99,840	1.1
2032	106,621	1.4	100,933	1.1
2033	108,064	1.4	101,937	1.0
2034	109,404	1.2	102,838	0.9
2035	110,769	1.2	104,256	1.4
2036	112,618	1.7	105,649	1.3
'22~'36	-	1.4	-	1.1

□ 수도권 (전력시장)

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2021 (실적)	205,643	5.9	39,793	6.0
2022	213,865	4.0	37,967	-4.6
2023	215,459	0.7	40,540	6.8
2024	218,082	1.2	41,224	1.7
2025	220,174	1.0	41,849	1.5
2026	221,264	0.5	42,420	1.4
2027	221,321	0.0	42,740	0.8
2028	221,692	0.2	43,075	0.8
2029	222,067	0.2	43,395	0.7
2030	222,381	0.1	43,665	0.6
2031	222,748	0.2	43,930	0.6
2032	223,545	0.4	44,207	0.6
2033	224,603	0.5	44,470	0.6
2034	225,830	0.5	44,711	0.5
2035	227,300	0.7	44,959	0.6
2036	228,506	0.5	45,198	0.5
'22~'36	-	0.5	-	1.3

□ 제주권 (전력시장)

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2021 (실적)	5,688	5.9	1,036	2.0
2022	5,960	4.8	1,104	6.6
2023	6,209	4.2	1,161	5.1
2024	6,484	4.4	1,216	4.8
2025	6,761	4.3	1,275	4.8
2026	6,945	2.7	1,319	3.5
2027	7,101	2.2	1,365	3.4
2028	7,275	2.5	1,410	3.3
2029	7,424	2.0	1,448	2.7
2030	7,548	1.7	1,482	2.3
2031	7,704	2.1	1,519	2.5
2032	7,889	2.4	1,557	2.5
2033	8,065	2.2	1,591	2.2
2034	8,232	2.1	1,618	1.7
2035	8,379	1.8	1,640	1.3
2036	8,506	1.5	1,656	0.9
'22~'36	-	2.6	-	2.9

3

수요관리 목표

가. 최대전력 절감계획

(단위 : MW)

연도	전력소비 절감(효율향상)				피크감축(부하관리)				계
	고효율기기 (EERS 포함)	효율 관리	스마트 에너지 관리	행동 변화	ESS	부하 기기	V2G	DR 시장	
2022	42	111	23	1	58	85	0	2,947	3,268
2023	101	225	69	3	77	173	0	3,018	3,667
2024	230	316	164	6	126	265	0	3,141	4,248
2025	503	449	316	11	185	360	0	3,258	5,081
2026	930	637	499	17	255	459	0	3,361	6,158
2027	1,353	787	650	26	340	561	4	3,483	7,203
2028	1,735	980	743	38	440	668	10	3,673	8,288
2029	2,108	1,197	795	55	559	779	20	3,865	9,378
2030	2,477	1,405	825	77	699	894	36	4,057	10,470
2031	2,836	1,658	841	103	863	1,014	61	4,271	11,647
2032	3,189	1,878	854	133	1,053	1,138	98	4,488	12,831
2033	3,536	2,074	866	164	1,271	1,268	151	4,711	14,041
2034	3,877	2,253	877	195	1,518	1,402	227	4,935	15,285
2035	4,209	2,420	888	222	1,795	1,543	334	5,025	16,436
2036	4,529	2,591	899	247	2,100	1,688	481	5,136	17,672

나. 전력소비량 절감계획

(단위 : GWh)

연도	고효율기기 (EERS 포함)	효율관리	스마트 에너지관리	행동변화	계
2022	479	2,027	316	10	2,832
2023	1,108	2,827	991	24	4,949
2024	2,590	5,590	2,266	46	10,491
2025	5,826	7,976	4,073	77	17,952
2026	10,942	11,380	6,129	124	28,576
2027	15,941	14,219	7,817	189	38,166
2028	20,356	17,886	8,864	281	47,386
2029	24,575	21,948	9,454	403	56,380
2030	28,650	25,757	9,821	559	64,787
2031	32,534	30,125	10,041	751	73,451
2032	36,238	33,723	10,230	969	81,160
2033	39,784	36,681	10,411	1,198	88,074
2034	43,177	39,177	10,588	1,422	94,364
2035	46,396	40,767	10,759	1,624	99,546
2036	49,425	43,595	10,920	1,805	105,745

4 신재생에너지 설비계획

가. 연도별 신재생에너지 설비 보급전망(2022~2036)

(단위 : MW)

연도	사 업 용								자가용	합계
	재 생 에 너 지					신 에 너 지		합계		
	태양광	풍 력	수 력	해 양	바이오	연 료 지	IGCC			
2022	22,100 (3,072)	1,851 (41)	1,851 (418)	256 (0)	1,800 (1,029)	947 (652)	346 (346)	29,151 (5,558)	3,267	32,418
2023	25,150 (3,496)	2,247 (49)	1,861 (421)	256 (0)	1,800 (1,029)	1,147 (789)	346 (346)	32,807 (6,130)	3,650	36,457
2024	28,200 (3,920)	2,944 (65)	1,871 (423)	256 (0)	1,800 (1,029)	1,347 (927)	346 (346)	36,764 (6,709)	4,038	40,802
2025	31,250 (4,344)	3,427 (76)	1,886 (426)	256 (0)	1,800 (1,029)	1,547 (1,064)	346 (346)	40,512 (7,285)	4,430	44,942
2026	34,300 (4,767)	4,406 (97)	1,901 (430)	256 (0)	1,800 (1,029)	1,747 (1,202)	346 (346)	44,756 (7,871)	4,828	49,584
2027	37,350 (5,192)	5,744 (126)	1,916 (433)	256 (0)	1,800 (1,029)	1,947 (1,340)	346 (346)	49,359 (8,466)	5,233	54,592
2028	40,400 (5,615)	9,255 (204)	1,936 (438)	256 (0)	1,800 (1,029)	2,147 (1,477)	346 (346)	56,140 (9,109)	5,643	61,783
2029	43,450 (6,039)	13,980 (308)	1,956 (442)	256 (0)	1,800 (1,029)	2,347 (1,615)	346 (346)	64,135 (9,779)	6,057	70,192
2030	46,500 (6,463)	19,300 (425)	1,976 (447)	256 (0)	1,800 (1,029)	2,547 (1,752)	346 (346)	72,725 (10,462)	6,476	79,201
2031	49,700 (6,908)	23,077 (508)	2,008 (454)	256 (0)	1,800 (1,029)	2,697 (1,856)	346 (346)	79,884 (11,101)	6,897	86,781
2032	52,900 (7,353)	25,910 (570)	2,039 (461)	256 (0)	1,800 (1,029)	2,847 (1,959)	346 (346)	86,098 (11,718)	7,320	93,418
2033	56,100 (7,798)	27,970 (615)	2,069 (468)	256 (0)	1,800 (1,029)	2,997 (2,062)	346 (346)	91,538 (12,318)	7,747	99,285
2034	59,300 (8,243)	30,010 (660)	2,089 (472)	256 (0)	1,800 (1,029)	3,147 (2,165)	346 (346)	96,948 (12,915)	8,178	105,126
2035	62,500 (8,687)	32,050 (705)	2,109 (477)	256 (0)	1,800 (1,029)	3,447 (2,372)	346 (346)	102,508 (13,616)	8,612	111,120
2036	65,700 (9,132)	34,089 (750)	2,129 (481)	256 (0)	1,800 (1,029)	3,947 (2,716)	346 (346)	108,267 (14,454)	9,050	117,317

* ()는 실효용량 기준

나. 연도별 신재생에너지 발전량 전망(2022~2036)

(단위 : GWh)

연도	사 업 용								자가용	합계 (비중, %)
	재 생 에 너 지					신 에 너 지		합계 (비중, %)		
	태양광	풍력	수력	해 양	바이오	연 료 전 지	IGCC			
2022	27,391	3,381	3,961	457	12,481	5,491	2,377	55,539 (9.2)	4,517	60,056 (9.5)
2023	31,812	3,881	3,983	457	13,329	6,827	2,377	62,667 (10.4)	5,049	67,716 (10.6)
2024	35,891	5,098	4,015	459	13,365	8,154	2,384	69,365 (11.4)	5,601	74,966 (11.5)
2025	39,676	6,335	4,031	457	13,329	9,435	2,377	75,641 (12.3)	6,128	81,769 (12.4)
2026	43,815	7,890	4,063	457	13,329	10,740	2,377	82,671 (13.3)	6,678	89,349 (13.5)
2027	47,747	10,562	4,095	457	13,329	12,044	2,377	90,612 (14.6)	7,241	97,853 (14.7)
2028	51,861	16,622	4,144	459	13,365	13,384	2,384	102,219 (16.5)	7,839	110,058 (16.6)
2029	55,242	26,662	4,176	457	13,329	14,652	2,377	116,895 (18.9)	8,403	125,298 (18.8)
2030	58,921	38,887	4,219	457	13,329	15,956	2,377	134,146 (21.6)	8,997	143,143 (21.4)
2031	62,997	50,082	4,275	457	13,329	17,097	2,377	150,613 (23.9)	9,590	160,203 (23.6)
2032	67,491	58,179	4,354	459	13,365	18,124	2,384	164,356 (25.8)	10,209	174,565 (25.5)
2033	71,415	64,200	4,408	457	13,329	19,053	2,377	175,239 (27.1)	10,778	186,017 (26.8)
2034	74,616	68,170	4,461	457	13,329	20,031	2,377	183,442 (28.1)	11,380	194,822 (27.8)
2035	78,122	72,916	4,504	457	13,329	21,498	2,377	193,203 (29.3)	11,988	205,191 (28.9)
2036	82,185	77,282	4,559	459	13,365	24,172	2,384	204,406 (30.6)	12,634	217,040 (30.3)

* 재생에너지 출력제어 후 기준

5 집단에너지 설비계획

□ 연도별 집단에너지설비 건설 전망(2022~2036)

발전소명	준공시기	용량(MW)	사 업 자	비고
양산열병합	'23.04	119	한국지역난방공사	
내포그린에너지	'23.05	495	내포그린에너지	
김포열병합	'23.07	495	청라에너지 GS에너지 서부발전	
세종행복도시 열병합	'24.02	597	한국지역난방공사 남부발전	
청주열병합	'24.04	270	한국지역난방공사	기존 58.3MW 폐지
대구열병합	'24.04	270	한국지역난방공사	기존 43.5MW 폐지
마곡열병합	'25.12	285	서울에너지공사	
여수그린에너지	'26.10	495	여수그린에너지	
남양주열병합	'26.12	500	나래에너지 서부발전	
부천복합#2-1	'25.12	498	GS파워	기존 450MW 폐지
부천복합#2-2	'28.12	498		
성림에너지	'29.01	13	성림에너지	
집단에너지 용량 합계		4,535	-	

6

공급물량 제외설비 현황

(단위 : MW)

구분	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석 유	계
2022					울산#4~6(1,200) (2월)	1,200 (3기)
2024				평택#1~4(1,400) (12월)		1,400 (4기)
2025		태안#1·2(1,000) *LNG연료전환				1,000 (2기)
2026		삼천포#3·4, 하동#1, 보령#5·6(2,620) *LNG연료전환			대산복합(466) *LNG연료전환	3,086 (6기)
2027		삼천포#5, 하동#2·3 (1,500) *LNG연료전환				1,500 (3기)
2028		삼천포#6, 태안#3, 하동#4(1,500) *LNG연료전환				1,500 (3기)
2029		태안#4, 당진#1·2 (1,500) *LNG연료전환	동해#1·2(400) *LNG연료전환			1,900 (5기)
2030		당진#3·4 (1,000) *LNG연료전환				1,000 (2기)
2031		하동#5·6 (1,000) *LNG연료전환				1,000 (2기)
2032		태안#5·6 (1,000) *LNG연료전환				1,000 (2기)
2034		영흥#1·2 (1,600) *LNG연료전환				1,600 (2기)
2036		당진#5·6 (1,000) *LNG연료전환				1,000 (2기)
합계 (‘22~’36)	(0기)	13,720 (26기)	400 (2기)	1,400 (4기)	1,666 (4기)	17,186 (36기)

* 9차 폐지설비

- (사업자의향) 울산 4~6호기, 평택 1~4호기 등 7기 2,600MW
- (정책전원) 석탄→LNG 연료전환 24기 12,720MW

* 10차 폐지설비

- (사업자의향) 서인천복합#1~8 '38년 폐지 반영
- (정책전원) 석탄→LNG 연료전환 4기, 유류→LNG 연료전환 1기 등 총 5기 1,866MW

7 전원구성 전망

가. 정격용량 기준

□ 전국권

(단위 : GW, %)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2021	용량	23.3	37.3	41.3	24.9	4.7	2.5	134.0
	비중	17.3	27.9	30.9	18.5	3.5	1.9	100
2022	용량	24.7	38.1	41.3	29.2	4.7	1.2	139.2
	비중	17.7	27.4	29.7	20.9	3.4	0.9	100
2023	용량	26.1	40.2	43.5	32.8	4.7	1.1	148.4
	비중	17.5	27.1	29.3	22.1	3.2	0.8	100
2024	용량	27.5	41.2	45.3	36.8	4.7	1.2	156.7
	비중	17.5	26.3	28.9	23.5	3.0	0.8	100
2025	용량	28.9	40.2	47.7	40.5	4.7	1.2	163.2
	비중	17.7	24.7	29.2	24.8	2.9	0.7	100
2026	용량	28.9	37.6	52.4	44.8	4.7	0.7	169.1
	비중	17.1	22.2	31.0	26.5	2.8	0.4	100
2027	용량	28.9	36.1	54.1	49.4	4.7	0.7	173.9
	비중	16.6	20.8	31.1	28.4	2.7	0.4	100
2028	용량	28.9	34.6	55.7	56.1	4.7	0.9	180.9
	비중	16.0	19.1	30.8	31.0	2.6	0.5	100
2029	용량	28.9	32.7	57.6	64.1	4.7	0.9	188.9
	비중	15.3	17.3	30.5	34.0	2.5	0.4	100
2030	용량	28.9	31.7	58.6	72.7	5.2	0.9	198.0
	비중	14.6	16.0	29.6	36.7	2.6	0.5	100
2031	용량	28.9	30.7	59.8	79.9	5.2	0.8	205.3
	비중	14.1	15.0	29.1	38.9	2.5	0.4	100
2032	용량	30.3	29.7	61.9	86.1	5.8	0.8	214.6
	비중	14.1	13.9	28.8	40.1	2.7	0.4	100
2033	용량	31.7	29.7	62.0	91.5	5.8	0.9	221.6
	비중	14.3	13.4	28.0	41.3	2.6	0.4	100
2034	용량	31.7	28.1	63.6	96.9	6.5	0.9	227.7
	비중	13.9	12.4	27.9	42.6	2.9	0.3	100
2035	용량	31.7	28.1	63.6	102.5	6.5	0.8	233.2
	비중	13.6	12.1	27.3	44.0	2.8	0.2	100
2036	용량	31.7	27.1	64.6	108.3	6.5	0.8	239.0
	비중	13.2	11.3	27.0	45.3	2.7	0.5	100

* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 등 정격용량 기준

* 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비, 기타 저장장치 등

□ 수도권

(단위 : MW, %)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	융통 전력	계
2021	용량	-	5,333	26,991	2,490	400	200	11,800	47,214
	비중	-	11.3	57.2	5.3	0.8	0.4	25.0	100
2022	용량	-	5,333	26,991	2,905	400	200	12,400	48,229
	비중	-	11.1	56.0	6.0	0.8	0.4	25.7	100
2023	용량	-	5,333	28,486	3,244	400	200	16,150	53,813
	비중	-	9.9	52.9	6.0	0.7	0.5	30.0	100
2024	용량	-	5,333	27,086	3,583	400	200	19,900	56,502
	비중	-	9.4	47.9	6.3	0.7	0.5	35.2	100
2025	용량	-	5,333	27,869	3,921	400	200	22,650	60,373
	비중	-	8.8	46.2	6.5	0.7	0.3	37.5	100
2026	용량	-	5,333	28,369	4,260	400	200	25,400	63,962
	비중	-	8.3	44.4	6.7	0.6	0.3	39.7	100
2027	용량	-	5,333	28,369	4,599	400	200	25,600	64,501
	비중	-	8.3	44.0	7.1	0.6	0.3	39.7	100
2028	용량	-	5,333	28,417	4,938	400	200	25,800	65,088
	비중	-	8.2	43.7	7.6	0.6	0.3	39.6	100
2029	용량	-	5,333	28,417	5,277	400	200	26,000	65,627
	비중	-	8.1	43.3	8.0	0.6	0.4	39.6	100
2030	용량	-	5,333	28,417	5,616	400	200	26,200	66,166
	비중	-	8.1	42.9	8.5	0.6	0.3	39.6	100
2031	용량	-	5,333	28,417	5,932	400	200	26,083	66,365
	비중	-	8.0	42.8	8.9	0.6	0.4	39.3	100
2032	용량	-	5,333	28,417	6,249	400	200	25,967	66,566
	비중	-	8.0	42.7	9.4	0.6	0.3	39.0	100
2033	용량	-	5,333	28,417	6,565	400	200	25,850	66,765
	비중	-	8.0	42.6	9.8	0.6	0.3	38.7	100
2034	용량	-	3,733	30,017	6,882	1,100	200	25,733	67,665
	비중	-	5.5	44.4	10.2	1.6	0.3	38.0	100
2035	용량	-	3,733	30,017	7,296	1,100	200	25,617	67,963
	비중	-	5.5	44.2	10.7	1.6	0.3	37.7	100
2036	용량	-	3,733	30,017	7,841	1,100	200	25,500	68,391
	비중	-	5.5	43.9	11.5	1.6	0.2	37.3	100

□ 제주권

(단위 : MW, %)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	HVDC	계
2021	용량	-	-	480	1,178	-	106	400	2,164
	비중	-	-	22.2	54.4	-	4.9	18.5	100
2022	용량	-	-	480	1,306	-	66	400	2,252
	비중	-	-	21.3	58.0	-	2.9	17.8	100
2023	용량	-	-	480	1,496	-	66	400	2,442
	비중	-	-	19.7	61.3	-	2.6	16.4	100
2024	용량	-	-	480	1,659	-	131	600	2,870
	비중	-	-	16.7	57.8	-	4.6	20.9	100
2025	용량	-	-	480	1,981	-	176	600	3,237
	비중	-	-	14.8	61.2	-	5.5	18.5	100
2026	용량	-	-	480	2,342	-	226	600	3,648
	비중	-	-	13.2	64.2	-	6.2	16.4	100
2027	용량	-	-	680	2,603	-	226	600	4,109
	비중	-	-	16.5	63.3	-	5.6	14.6	100
2028	용량	-	-	780	2,897	-	236	600	4,513
	비중	-	-	17.3	64.2	-	5.2	13.3	100
2029	용량	-	-	780	3,189	-	256	600	4,825
	비중	-	-	16.2	66.1	-	5.3	12.4	100
2030	용량	-	-	780	4,158	-	256	600	5,794
	비중	-	-	13.5	71.8	-	4.3	10.4	100
2031	용량	-	-	930	4,226	-	256	600	6,012
	비중	-	-	15.5	70.3	-	4.2	10.0	100
2032	용량	-	-	930	4,275	-	256	600	6,061
	비중	-	-	15.3	70.5	-	4.3	9.9	100
2033	용량	-	-	1,080	4,317	-	256	600	6,253
	비중	-	-	17.3	69.0	-	4.1	9.6	100
2034	용량	-	-	1,080	4,352	-	256	600	6,288
	비중	-	-	17.2	69.2	-	4.1	9.5	100
2035	용량	-	-	1,080	4,398	-	256	600	6,334
	비중	-	-	17.1	69.4	-	4.0	9.5	100
2036	용량	-	-	1,080	4,445	-	256	600	6,381
	비중	-	-	16.9	69.7	-	4.0	9.4	100

* #3 HVDC 연계선로(200MW)는 2023년 12월 준공 후 2024년 운영 예정

나. 피크기여도 기준

□ 전국권

(단위 : GW, %)

구분	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2021	용량	23.3	36.8	41.3	4.7	4.7	2.3	113.1
	비중	20.6	32.5	36.6	4.2	4.2	1.9	100
2022	용량	24.7	37.7	41.3	5.6	4.7	0.9	114.9
	비중	21.5	32.8	36.0	4.8	4.1	0.8	100
2023	용량	26.1	39.7	43.5	6.1	4.7	1.0	121.1
	비중	21.5	32.8	35.9	5.1	3.9	0.8	100
2024	용량	27.5	40.8	45.3	6.7	4.7	0.9	125.9
	비중	21.8	32.4	36.0	5.3	3.7	0.8	100
2025	용량	28.9	39.8	47.7	7.3	4.7	0.9	129.3
	비중	22.3	30.8	36.9	5.6	3.6	0.8	100
2026	용량	28.9	37.2	52.4	7.9	4.7	0.4	131.5
	비중	21.9	28.3	39.8	6.0	3.6	0.4	100
2027	용량	28.9	35.7	54.1	8.5	4.7	0.4	132.3
	비중	21.8	27.0	40.9	6.4	3.6	0.3	100
2028	용량	28.9	34.2	55.7	9.1	4.7	0.5	133.1
	비중	21.7	25.7	41.9	6.8	3.5	0.4	100
2029	용량	28.9	32.3	57.6	9.8	4.7	0.5	133.8
	비중	21.6	24.1	43.1	7.3	3.5	0.4	100
2030	용량	28.9	31.3	58.6	10.5	5.2	0.5	135.0
	비중	21.4	23.2	43.4	7.8	3.9	0.3	100
2031	용량	28.9	30.3	59.8	11.1	5.2	0.5	135.8
	비중	21.2	22.3	44.0	8.2	3.8	0.5	100
2032	용량	30.3	29.3	61.9	11.7	5.8	0.5	139.5
	비중	21.7	21.0	44.4	8.4	4.2	0.3	100
2033	용량	31.7	29.3	62.0	12.3	5.8	0.5	141.6
	비중	22.3	20.7	43.8	8.7	4.1	0.4	100
2034	용량	31.7	27.7	63.6	12.9	6.5	0.5	142.9
	비중	22.1	19.4	44.5	9.0	4.5	0.5	100
2035	용량	31.7	27.7	63.6	13.6	6.5	0.5	143.6
	비중	22.0	19.3	44.3	9.5	4.5	0.4	100
2036	용량	31.7	26.7	64.6	14.5	6.5	0.5	144.5
	비중	21.9	18.5	44.7	10.0	4.5	0.4	100

* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 등 피크기여도 기준

* 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비, 기타 저장장치 등

□ 수도권

(단위 : MW, %)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	융통 전력	계
2021	용량	-	5,240	26,989	639	400	114	11,800	45,182
	비중	-	11.6	59.7	1.4	0.9	0.3	26.1	100
2022	용량	-	5,240	26,989	783	400	114	12,400	45,926
	비중	-	11.4	58.8	1.7	0.9	0.2	27.0	100
2023	용량	-	5,240	28,484	902	400	114	16,150	51,290
	비중	-	10.2	55.5	1.8	0.8	0.2	31.5	100
2024	용량	-	5,240	27,084	1,021	400	114	19,900	53,759
	비중	-	9.7	50.4	1.9	0.7	0.3	37.0	100
2025	용량	-	5,240	27,867	1,140	400	114	22,650	57,411
	비중	-	9.1	48.5	2.0	0.7	0.2	39.5	100
2026	용량	-	5,240	28,366	1,259	400	114	25,400	60,779
	비중	-	8.6	46.7	2.1	0.7	0.1	41.8	100
2027	용량	-	5,240	28,366	1,378	400	114	25,600	61,098
	비중	-	8.6	46.4	2.3	0.7	0.1	41.9	100
2028	용량	-	5,240	28,414	1,496	400	114	25,800	61,464
	비중	-	8.5	46.2	2.4	0.7	0.2	42.0	100
2029	용량	-	5,240	28,414	1,615	400	114	26,000	61,783
	비중	-	8.5	46.0	2.6	0.6	0.2	42.1	100
2030	용량	-	5,240	28,414	1,734	400	114	26,200	62,102
	비중	-	8.4	45.8	2.8	0.6	0.2	42.2	100
2031	용량	-	5,240	28,414	1,832	400	114	26,083	62,083
	비중	-	8.4	45.8	3.0	0.6	0.2	42.0	100
2032	용량	-	5,240	28,414	1,930	400	114	25,967	62,065
	비중	-	8.4	45.8	3.1	0.6	0.3	41.8	100
2033	용량	-	5,240	28,414	2,027	400	114	25,850	62,045
	비중	-	8.4	45.8	3.3	0.6	0.2	41.7	100
2034	용량	-	3,640	30,014	2,125	1,100	114	25,733	62,726
	비중	-	5.8	47.8	3.4	1.8	0.2	41.0	100
2035	용량	-	3,640	30,014	2,290	1,100	114	25,617	62,775
	비중	-	5.8	47.8	3.6	1.8	0.2	40.8	100
2036	용량	-	3,640	30,014	2,545	1,100	114	25,500	62,913
	비중	-	5.8	47.7	4.0	1.7	0.3	40.5	100

□ 제주권

(단위 : MW, %)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	HVDC	계
2021	용량	-	-	480	352	-	92	400	1,324
	비중	-	-	36.3	26.6	-	6.9	30.2	100
2022	용량	-	-	480	392	-	52	400	1,324
	비중	-	-	36.3	29.6	-	3.9	30.2	100
2023	용량	-	-	480	393	-	52	400	1,325
	비중	-	-	36.2	29.7	-	3.9	30.2	100
2024	용량	-	-	480	393	-	117	600	1,590
	비중	-	-	30.2	24.7	-	7.4	37.7	100
2025	용량	-	-	480	394	-	162	600	1,636
	비중	-	-	29.3	24.1	-	9.9	36.7	100
2026	용량	-	-	480	395	-	212	600	1,687
	비중	-	-	28.5	23.4	-	12.5	35.6	100
2027	용량	-	-	680	396	-	212	600	1,888
	비중	-	-	36.0	21.0	-	11.2	31.8	100
2028	용량	-	-	780	418	-	214	600	2,012
	비중	-	-	38.8	20.8	-	10.6	29.8	100
2029	용량	-	-	780	440	-	219	600	2,039
	비중	-	-	38.2	21.6	-	10.8	29.4	100
2030	용량	-	-	780	470	-	219	600	2,069
	비중	-	-	37.7	22.7	-	10.6	29.0	100
2031	용량	-	-	930	470	-	219	600	2,219
	비중	-	-	41.9	21.2	-	9.9	27.0	100
2032	용량	-	-	930	470	-	219	600	2,219
	비중	-	-	41.9	21.2	-	9.9	27.0	100
2033	용량	-	-	1,080	470	-	219	600	2,369
	비중	-	-	45.6	19.8	-	9.3	25.3	100
2034	용량	-	-	1,080	470	-	219	600	2,369
	비중	-	-	45.6	19.8	-	9.3	25.3	100
2035	용량	-	-	1,080	470	-	219	600	2,369
	비중	-	-	45.6	19.8	-	9.3	25.3	100
2036	용량	-	-	1,080	470	-	219	600	2,369
	비중	-	-	45.6	19.8	-	9.3	25.3	100

* #3 HVDC 연계선로(200MW)는 2023년 12월 후 2024년 운영 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
2021					113,074		92,038		22.9
2022				112,269	114,908	96,221	94,596	16.7	21.5
	2	(울산#4)	-400						
	2	(울산#5)	-400						
	2	(울산#6)	-400						
	6	신재생	354						
	7	(군장열병합#3)	-158						
	7	(군장열병합#4)	-38						
	10	강릉안인#1	1,040						
	12	신한울#1	1,400						
	12	신재생	354						
2023				116,848	121,064	98,827	95,553	18.2	26.7
	3	강릉안인#2	1,040						
	4	양산열병합	119						
	5	내포그린에너지	495						
	6	신재생	298						
	7	김포열병합	495						
	9	신한울#2	1,400						
	10	삼척화력#1	1,050						
	12	(여수집단에너지)	-15						
	12	여주복합	1,000						
	12	신재생	298						
2024				124,904	125,941	100,724	96,151	24.0	31.0
	2	세종행복도시열병합	597						
	3	신고리#5	1,400						
	4	(대구열병합)	-44						
	4	대구열병합 대체	270						
	4	(청주열병합)	-58						
	4	청주열병합 대체	270						
	4	삼척화력#2	1,050						
	6	제주 기타 저장장치#1	65						
	6	신재생	302						
	12	(평택#1)	-350						
	12	(평택#2)	-350						
	12	(평택#3)	-350						
	12	(평택#4)	-350						
	12	울산GPS복합	1,227						
	12	통영천연가스	920						
	12	신재생	302						

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비에비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
2025				128,234	129,305	102,484	97,862	25.1	32.1
	3	신고리#6	1,400						
	6	음성천연가스#1	561						
	6	제주 기타저장장치#2	45						
	6	신재생	300						
	12	마곡열병합	285						
	12	부천복합#2-1	498						
	12	(태안#1)	-500						
	12	구미천연가스태안#1 대체	500						
	12	(태안#2)	-500						
	12	여수천연가스태안#2 대체	500						
	12	신재생	300						
2026				129,648	131,543	104,246	99,349	24.4	32.4
	6	(보령#5)	-500						
	6	보령천연가스(보령#5 대체)	500						
	6	(하동#1)	-500						
	6	안동복합#2(하동#1 대체)	500						
	6	제주 기타저장장치#3	50						
	6	신재생	284						
	10	여수그린에너지	495						
	10	(삼천포#3)	-560						
	10	(삼천포#4)	-560						
	10	삼천포#3,4 대체	1,120						
	12	(대산복합)	-466						
	12	대산복합 대체	512						
	12	남양주열병합	500						
	12	음성천연가스#2	561						
	12	(보령#6)	-500						
	12	함안천연가스(보령#6 대체)	500						
	12	신재생	284						
2027				132,041	132,338	105,773	100,354	24.8	31.9
	6	제주 신규복합#1,2(GT)	200						
	6	신재생	295						
	7	(삼천포#5)	-500						
	7	삼천포#5 대체	500						
	12	(하동#2)	-500						
	12	(하동#3)	-500						
	12	하동복합#1(하동#2,3 대체)	1,000						
	12	신재생	295						
2028				132,759	133,129	107,014	101,226	24.1	31.5
	1	(삼천포#6)	-500						
	1	삼천포#6 대체	500						
	6	제주 신규복합#1,2(ST)	100						
	6	신재생	317						
	12	(부천복합)	-450						

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	부천복합#2-2	498						
	12	(태안#3)	-500						
	12	공주천연가스태안#3 대체	500						
	12	(하동#4)	-500						
	12	하동복합#2(하동#4 대체)	500						
	12	신재생	317						
2029				133,472	133,807	108,209	102,081	23.3	31.1
	1	성림에너지	8						
	6	신재생	319						
	9	(동해#1)	-200						
	9	(동해#2)	-200						
	9	동해#1,2 대체	400						
	12	(당진#1)	-500						
	12	(당진#2)	-500						
	12	신호남복합(당진#12 대체)	1,000						
	12	(태안#4)	-500						
	12	태안#4대체	500						
	12	신재생	319						
2030				134,149	134,990	109,304	103,277	22.7	30.7
	6	신재생	319						
	9	(당진#3)	-500						
	9	(당진#4)	-500						
	9	울산#5복합(당진#34 대체)	1,000						
	9	영동양수#1	250						
	12	영동양수#2	250						
	12	신재생	319						
2031				135,460	135,779	110,769	104,362	22.3	30.1
	6	제주 신규복합#3	150						
	6	(하동#5)	-500						
	6	하동복합#3(하동#5 대체)	500						
	6	신재생	257						
	12	(하동#6)	-500						
	12	하동복합#4(하동#6 대체)	500						
	12	신재생	257						
2032				137,187	139,496	112,178	105,438	22.3	32.3
	6	신규복합#1	550						
	6	신규복합#2	550						
	6	신재생	253						
	9	홍천양수#1	300						
	10	신한울#3	1,400						
	12	(태안#5)	-500						
	12	태안#5 대체	500						
	12	(태안#6)	-500						
	12	태안#6 대체	500						
	12	홍천양수#2	300						
	12	신재생	253						

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비에비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
2033				139,946	141,646	113,565	106,424	23.2	33.1
	6	제주 신규복합#4	150						
	6	신재생	253						
	10	신한울#4	1,400						
	12	신재생	253						
2034				141,945	142,944	114,847	107,321	23.6	33.2
	6	(영흥#1)	-800						
	6	영흥#1 대체	800						
	6	신재생	355						
	9	포천양수#1	350						
	12	(영흥#2)	-800						
	12	영흥#2 대체	800						
	12	포천양수#2	350						
	12	신재생	355						
2035				143,294	143,644	116,158	108,738	23.4	32.1
	6	신재생	408						
	12	신재생	408						
2036				144,063	144,482	117,950	110,128	22.1	31.2
	3	(당진#5)	-500						
	3	당진#5 대체	500						
	3	(당진#6)	-500						
	3	당진#6 대체	500						
	6	신재생	475						
	12	신재생	475						

* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

* () 설비는 공급물량 제외(폐지 등) 설비를 의미

* 하계·동계 설비에비율은 하계·동계 설비용량(피크기여도 적용)에서의 하계·동계 최대 전력의 예비율

□ 수도권

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	용통 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비여비율 (%)	
					하계	연말	하계	동계	하계	동계
2021			33,382	11,800		45,182		38,032		18.8
2022				12,400	45,854	45,926	37,967	37,384	20.8	22.8
	6	신재생	72							
	12	신재생	72							
2023				16,150	49,736	51,290	40,540	37,730	22.7	35.9
	6	신재생	59							
	7	김포열병합	495							
	12	여주복합	1,000							
	12	신재생	59							
2024				19,900	55,099	53,759	41,224	38,397	33.7	40.0
	6	신재생	59							
	12	(평택#1)	-350							
	12	(평택#2)	-350							
	12	(평택#3)	-350							
	12	(평택#4)	-350							
	12	신재생	59							
2025				22,650	56,568	57,411	41,849	39,011	35.2	47.2
	6	신재생	59							
	12	마곡열병합	285							
	12	부천복합#2-1	498							
	12	신재생	59							
2026				25,400	60,220	60,779	42,420	39,576	42.0	53.6
	6	신재생	59							
	12	남양주열병합	500							
	12	신재생	59							
2027				25,600	61,038	61,098	42,740	39,898	42.8	53.1
	6	신재생	59							
	12	신재생	59							
2028				25,800	61,357	61,464	43,075	40,235	42.4	52.8
	6	신재생	59							
	12	(부천복합)	-450							
	12	부천복합#2-2	498							
	12	신재생	59							
2029				26,000	61,724	61,783	43,395	40,558	42.2	52.3
	6	신재생	59							
	12	신재생	59							

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	용통 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비여비율 (%)	
					하계	연말	하계	동계	하계	동계
2030				26,200	62,043	62,102	43,665	40,832	42.1	52.1
	6	신재생	59							
	12	신재생	59							
2031				26,083	62,034	62,083	43,930	41,101	41.2	51.1
	6	신재생	49							
	12	신재생	49							
2032				25,967	62,016	62,065	44,207	41,383	40.3	50.0
	6	신재생	49							
	12	신재생	49							
2033				25,850	61,997	62,045	44,470	41,650	39.4	49.0
	6	신재생	49							
	12	신재생	49							
2034				25,733	61,978	62,726	44,711	41,897	38.6	49.7
	6	(영흥#1)	-800							
	6	영흥#1 대체	800							
	6	신재생	49							
	9	포천양수#1	350							
	12	(영흥#2)	-800							
	12	영흥#2 대체	800							
	12	포천양수#2	350							
	12	신재생	49							
2035				25,617	62,693	62,775	44,959	42,149	39.4	48.9
	6	신재생	83							
	12	신재생	83							
2036				25,500	62,786	62,913	45,198	42,393	38.9	48.4
	6	신재생	128							
	12	신재생	128							

* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

* () 설비는 공급물량 제외(폐지 등) 설비를 의미

□ 제주권

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	HVDC 용통량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
					하계	연말	하계	동계	하계	동계
2021			929	400		1,324		1,075		23.1
2022				400	1,324	1,324	1,104	1,043	19.9	26.9
	6	신재생	0.2							
	12	신재생	0.2							
2023				400	1,325	1,325	1,161	1,092	14.1	21.3
	6	신재생	0.4							
	12	신재생	0.4							
2024				600	1,590	1,590	1,216	1,148	30.7	38.5
	6	제주 기타저장장치#1	65							
	6	신재생	0.2							
	12	신재생	0.2							
2025				600	1,636	1,636	1,275	1,196	28.3	36.8
	6	제주 기타저장장치#2	45							
	6	신재생	0.5							
	12	신재생	0.5							
2026				600	1,687	1,687	1,319	1,238	27.8	36.2
	6	제주 기타저장장치#3	50							
	6	신재생	0.6							
	12	신재생	0.6							
2027				600	1,888	1,888	1,365	1,280	38.4	47.5
	6	제주 신규복합#1,2(GT)	200							
	6	신재생	0.5							
	12	신재생	0.5							
2028				600	2,000	2,012	1,410	1,321	41.9	52.3
	6	제주 신규복합#1,2(ST)	100							
	6	기타	1.3							
	6	신재생	10.8							
	12	기타	1.3							
	12	신재생	10.8							
2029				600	2,026	2,039	1,448	1,358	39.9	50.2
	6	기타	2.6							
	6	신재생	10.8							
	12	기타	2.6							
	12	신재생	10.8							
2030				600	2,054	2,069	1,482	1,390	38.6	48.8
	6	신재생	15.2							
	12	신재생	15.2							

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	HVDC 용통량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
					하계	연말	하계	동계	하계	동계
2031				600	2,219	2,219	1,519	1,427	46.1	55.5
	6	제주 신규복합#3	150							
2032				600	2,219	2,219	1,557	1,463	42.5	51.7
2033				600	2,369	2,369	1,591	1,494	48.9	58.6
	6	제주 신규복합#4	150							
2034				600	2,369	2,369	1,618	1,519	46.4	56.0
2035				600	2,369	2,369	1,640	1,538	44.4	54.1
2036				600	2,369	2,369	1,656	1,551	43.1	52.8

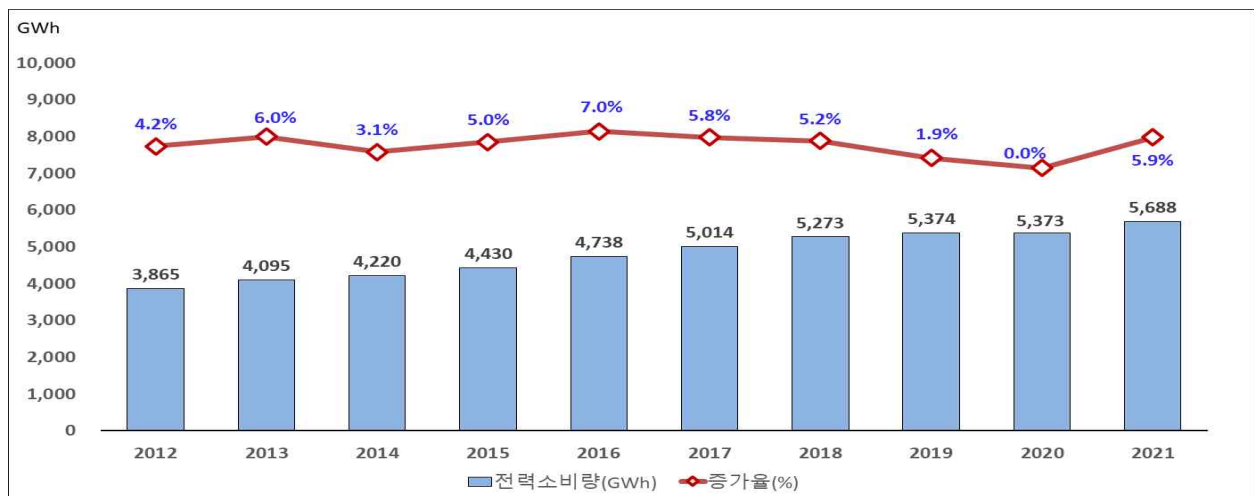
* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

1. 제주지역 수급현황

□ 전력소비량 : '21년 총 전력소비량은 5,688GWh

- 지난 5년간('17~'21년) 연평균 증가율 3.2% 수준
- '20년 전력소비량 감소는 코로나19 영향 등으로 평가

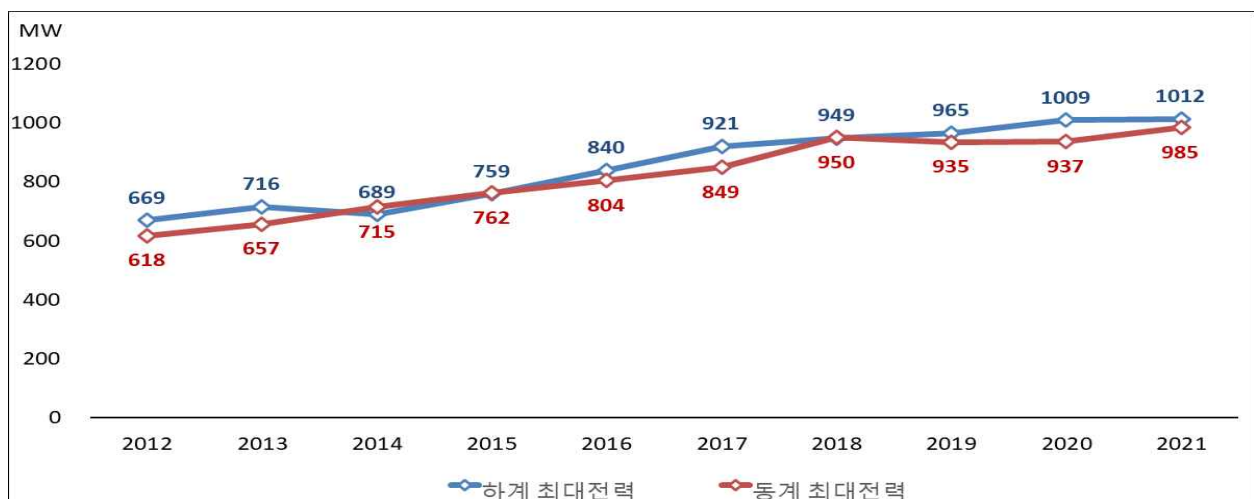
< 최근 10년간 연도별 전력소비량 추이 >



□ 최대전력 : '21년 최대전력 수요는 1,012MW 기록('21.8.6일, 19시)

- 지난 5년간('17~'21년) 연평균 증가율은 2.4% 수준

< 연도별 하계 및 동계 최대전력 추이 >



□ 전력공급 : 신재생, 연계선(HVDC), LNG가 주 전력공급원

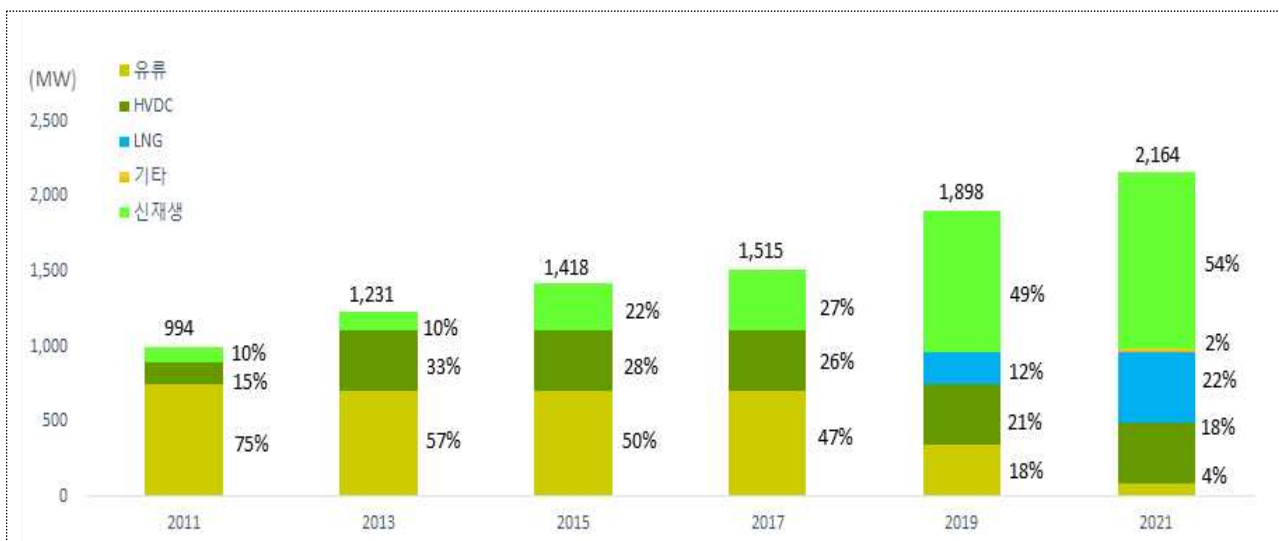
○ (설비규모, 정격기준) '21년말 기준 총 2,164MW

- '11년말 994MW 대비 118%(연평균 8.1%) 증가하였으며, '16년말 1,487MW 대비 46%(연평균 7.8%) 증가

○ (원별비중) '21년 신재생(54%), LNG(22%), 연계선(18%), 유류(4%) 순

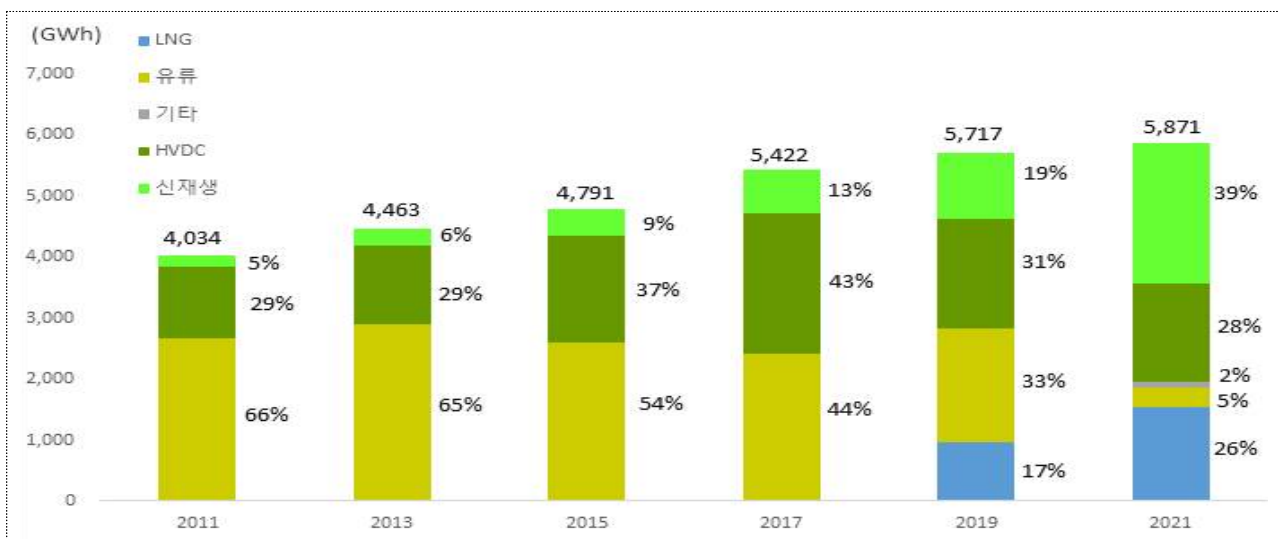
- 신재생 설비비중은 '11년 10% → '16년 26% → '21년 54%로 증가

< 원별 발전설비 비중 >



○ (발전량비중) '21년 신재생(39%), 연계선(28%), LNG(26%), 유류(5%) 순

< 원별 발전량 비중 >



2. 목표수요 전망

□ 전력소비량 : '36년 기준 8,506GWh

○ 계획기간('22~'36년) 연평균 2.6% 증가 전망

□ 최대전력 : '36년 기준 1,656MW

○ 계획기간('22~'36년) 연평균 2.9% 증가 전망

< 목표수요 전망결과 >

연도	전력소비량		최대전력			
			하계		동계	
	수요관리량 비율(%)	전력소비량 (GWh)	수요관리량 비율(%)	최대전력 (MW)	수요관리량 비율(%)	최대전력 (MW)
2022	0.6	5,960	1.8	1,104	1.8	1,044
2023	0.9	6,209	2.0	1,161	2.0	1,092
2024	1.4	6,484	2.4	1,216	2.4	1,148
2025	2.4	6,761	2.9	1,275	2.9	1,196
2026	3.6	6,945	3.6	1,319	3.6	1,238
2027	5.1	7,101	4.1	1,365	4.1	1,280
2028	6.3	7,275	4.6	1,410	4.6	1,321
2029	7.5	7,424	5.2	1,448	5.2	1,358
2030	8.5	7,548	5.7	1,482	5.7	1,390
2031	9.4	7,704	6.4	1,519	6.4	1,427
2032	10.1	7,889	7.1	1,557	7.1	1,463
2033	10.6	8,065	7.8	1,591	7.8	1,494
2034	11.1	8,232	8.6	1,618	8.6	1,519
2035	11.5	8,379	9.4	1,640	9.4	1,538
2036	11.9	8,506	10.3	1,656	10.3	1,551
연평균 증가율	-	2.6%	-	2.9%	-	2.9%

□ 수요전망 모형

- (전력소비량) 주택용, 상업용, 산업용으로 구분 및 시간함수계수 회귀분석모형을 적용하여 전망
- (최대전력) 표준화된 제주 월별 발전량(추세)과 피크에 영향을 주는 기온을 반영(기온효과)한 공적분 모형으로 전망

□ 입력전제

○ GRDP 및 산업구조 전망 : 산업연구원 전망

- (GRDP) 계획기간('22~'36년) 연평균 2% 증가 전망
- (산업구조) 제주지역의 산업구조적인 특성을 반영하여 농림어업·광업, 제조업, SOC(건설), 순수서비스, 공공서비스 등으로 세분
- (분야별 전망) 관광객 증가 및 복지수요의 증가로 순수서비스 및 공공서비스의 비중 확대

< 부문별 '22년 → '36년 비중 변화 (단위 : %) >

농림·어업·광업	제조업	SOC	순수서비스	공공서비스
9.3 → 7.5 (1.8%p ↓)	3.9 → 3.0 (0.9%p ↓)	11.6 → 9.8 (1.8%p ↓)	50.7 → 54.6 (3.9%p ↑)	24.6 → 25.2 (0.6%p ↑)

- 전기차 전망 : 제주 CFI 전기차 보급 전망에 전기차 보급 실적 추세를 감안 및 보정하여 '36년까지의 전망치 산출('36년 33만대)
 - 제주 전기차 충전 패턴 및 제주 피크시간 적용
- 기온 전망 : 기상청의 장기기후변화 시나리오(육지와 동일)

⇒ 기준수요 '36년 전력소비량 9,656GWh, 최대전력 1,845MW 전망,
기준수요에 수요관리 반영하여 목표수요 전망

3. 발전설비 계획 및 전력수급 전망

◇ 기준 설비예비율 : '36년 기준 32%

= 미래 특정시점의 최대전력 대비 필요한 예비 전력설비의 비율

< 구간별 기준 설비예비율 >

'22~'26년	'27~'30년	'31~'36년
28%	29%	32%

① 목표 설비용량 : '36년 2,186MW

○ '36년 목표수요 1,656MW에 기준 설비예비율 32% 반영

② 확정 설비용량 : '36년 1,609MW

○ 재생e 보급 목표, 발전설비 현황조사 결과 등을 종합적으로 반영

* 9차 대비 재생e 발전사업 진행 상황 등을 고려하여 적용

< 연도별 풍력·태양광 설비계획(단위: MW) >

구분	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
풍력	9차	975	1,015	1,075	1,265	1,365	1,565	1,815	2,085	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	
	10차	324	453	466	651	926	1,111	1,311	1,511	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345
	차이	-651	-562	-609	-614	-439	-454	-504	-574	0	0	0	0	0	
태양광	9차	660	780	912	1,034	1,121	1,202	1,270	1,337	1,411	1,487	1,544	1,594	1,637	
	10차	581	641	791	924	1,008	1,081	1,143	1,204	1,299	1,367	1,416	1,458	1,493	1,586
	차이	-79	-139	-121	-110	-113	-121	-127	-133	-112	-120	-128	-136	-144	

○ 피크기여도를 현행화하여 적용(주간: 13~17시, 야간: 18~22시)

< 제주지역 피크기여도 (단위 : %) >

구분	10차 전기본		9차 전기본
	주간	야간	
태양광	9.2	0.0	10.9
풍력	0.9	0.3	0.9
소수력	27.4	29.4	0
바이오	11.1	11.7	37.7
해양	0	0	1.1
폐기물	25.4	25.4	23.8
연료전지	68.8	68.8	67.7

* 폐기물/연료전지는 전국 피크기여도 적용

< '36년 확정 설비용량(단위: MW) >

구분	LNG	유류	신재생	기타	연계선	계
실효용량	480	47	470	12	600	1,609
정격용량	480	47	4,445	49	600	5,621

* 비중앙급전 발전기에 대해 피크기여도를 적용, 기타는 폐기물

③ 신규 설비 및 전원구성

- 신규 필요 발전설비 용량 : '36년까지 577MW
- 신규 재생에너지 백업설비 용량 : '36년까지 160MW
 - * 단기적으로 부족한 공급능력을 보완하는 설비로 활용

④ 신규 설비 발전원 구성 및 사업자 선정 방안('36년 760MW)

- 신규 설비 및 전원구성 기준
 - 중장기 전력수급 안정, 경제성, 전력계통 변화(재생e 증가)에 따른 계통 안정성 기여 요소, 건설 기간 및 제주도청 의견 등 고려
- ⇒ LNG* 600MW('27~'28년 300MW, '31년 150MW, '33년 150MW)
 기타 저장장치 160MW('24년 65MW, '25년 45MW, '26년 50MW)
 - * 정부와 제주 지역 계획을 고려하여 장기적으로 수소 혼·전소용으로 활용 검토
- 신규 사업자 선정
 - 10차 전기본 이후 선정(MW) : LNG 300('27~'28년), 기타 저장장치 110('24~'25년)

⑤ 전력수급 전망

- 단기('22~'26년) : 기타 저장장치(160MW) 건설로 설비예비율 확보
- 중기('27~'30년) : 신규 LNG 설비(300MW) 건설로 설비예비율 확보
- 장기('31~'36년) : 신규 설비(300MW) 건설로 설비예비율 확보

< 연도별 전력수급 전망 (하계피크 기준, 단위 : MW) >

연도	최대 전력	목표 설비	확정 설비	과부족	신규		최종 설비규모	설비 예비율	기준설비 예비율
					기타 저장장치	LNG			
2022	1,111	1,422	1,324	△98			1,324	19.2%	28%
2023	1,161	1,486	1,325	△161			1,325	14.1%	
2024	1,216	1,557	1,525	△32	65		1,590	30.8%	
2025	1,275	1,632	1,526	△106	45		1,636	28.3%	
2026	1,319	1,688	1,527	△161	50		1,687	27.9%	
2027	1,365	1,761	1,528	△233		200	1,888	38.3%	29%
2028	1,410	1,819	1,540	△279		100	2,000	41.8%	
2029	1,448	1,868	1,566	△302			2,026	39.9%	
2030	1,482	1,912	1,594	△318			2,054	38.6%	
2031	1,519	2,005	1,609	△396		150	2,219	46.1%	32%
2032	1,557	2,055	1,609	△446			2,219	42.5%	
2033	1,591	2,100	1,609	△491		150	2,369	48.9%	
2034	1,618	2,136	1,609	△527			2,369	46.4%	
2035	1,640	2,165	1,609	△556			2,369	44.5%	
2036	1,656	2,186	1,609	△577			2,369	43.1%	
소계	-	-	-	-	160	600	-	-	-

4. 재생에너지 확대 대응방안

① 재생에너지 관련 현안

- 재생에너지 변동성 심화에 따른 계통 안정도 제고 필요
- 재생에너지 과잉 출력으로 인한 출력제어 증가
 - * '21년 기준 풍력 64회, 폐기물 12회, 태양광 1회 출력제어 시행
- 재생e 지속 보급으로 '30년 재생e 출력제어율이 19%로 상승하며 CFI 목표 설비 달성 이후('31~'36년)는 24~25% 수준 유지 전망

< '23~'36년 제주 출력제어 전망(단위: %) >

구분	'23년	'24년	'25년	'26년	'27년	'28년	'29년
출력 제어율	1.08	0.00	0.07	0.77	2.20	4.42	8.12
구분	'30년	'31년	'32년	'33년	'34년	'35년	'36년
출력 제어율	18.98	25.54	25.06	24.99	24.83	24.65	24.57

② 재생에너지 변동성 대응 방안

- 재생에너지 변동성 대응, 전력계통 신뢰도 유지 등을 위해 BESS · 소규모 양수 등 유연성 자원 확충 필요
 - '30년 이후 장주기 ESS 필요량이 급격히 증가하므로 설치 여건 (건설비용, 부지확보 등)을 고려하여 섹터커플링 등 대체수단 검토 필요

< 제주지역 연도별 장주기 ESS 필요량 추정 (단위 : MW/MWh) >

구분	'24년	'28년	'29년	'30년	'36년
장주기 ESS(누적)	65 / 260	110 / 660	600 / 3,600	1,730 / 46,000	2,310 / 68,000

- 제3 연계선(HVDC#3)의 준공 및 역송 여부가 단기수급 및 재생e 출력제어율에 큰 영향을 미치므로 해당 설비 적기 준공 필요
 - * HVDC#3 적기 준공 시 '27년까지 출력제어율은 3% 이내 전망('23년 1.08% → '27년 2.20%)
- 저탄소 중앙계약시장 개선을 통하여 제주지역 대규모 ESS 도입
 - 제주계통 ESS 단기 필요물량(65MW/260MWh급)의 선제적 도입 추진
- 변동성 대응을 위한 실시간/예비력 시장 및 재생에너지 입찰제도 등 전력시장 제도 개선 방안을 제주에 시범 적용
- 전력공급 뿐만 아니라 전력수요 측 수급 안정 대응 방안 병행

10 공청회 및 국회 상임위 주요의견 및 조치사항

- ◇ 제10차 전력수급기본계획 수립 관련, 「전기사업법」 절차에 따라 공청회(22.11.28), 국회 상임위 보고(23.1.11)를 통해 다양한 의견 수렴
- ◇ ❶원전 계속운전의 안전 및 사용후핵연료 처리 ❷재생에너지 추가 확대 ❸석탄발전 추가 감축 및 일자리 등에 대한 의견 제기

❶ 원전 계속운전의 안전 및 사용후핵연료 처리 문제

- 원전 활용 확대는 국민 안전을 최우선에 두고 추진해 나갈 계획
- 사용후핵연료 처리는 「고준위방폐물관리특별법」 입법을 통해 기본 체계를 마련하고, 고준위 방폐장 건설 전까지는 원전내 건식 저장 시설을 확충하고, R&D 및 전문인력 양성 등 관련 기반을 구축

❷ 재생에너지 추가 확대 의견

- '30년 NDC 상향안의 신재생에너지 발전비중 30%는 실현 가능성이 낮은 과도한 수치이며, 현재의 재생에너지 보급여건 하에서 10차 전기기본상 21.6%도 도전적 수치로서, 실현가능한 정책 수립 필요
- 향후 규제개선, 각종 영향평가제도 개선, 계획입지제도 수립 등 제도 개선 노력을 통해 신재생에너지 비중을 높여나갈 예정
- 10차 전기기본상 신재생 보급목표 달성시 기업의 RE100 수요 대응이 가능할 것으로 전망되며, 기업의 재생에너지 투자 촉진을 위한 대책을 추진할 계획

❸ 석탄발전 추가 감축 및 일자리 문제

- '36년까지 석탄발전 28기 폐지이외 추가 감축은 전력수급 및 계통 운영의 안정성 등을 감안하여 신중하게 검토될 사항임을 설명
- 에너지안보 강화, 노후 석탄발전의 좌초자산화 방지를 위해 석탄발전 휴지보존 제도를 검토할 예정
- 노후 석탄발전 감축 과정에서 발생하는 일자리 문제와 관련하여, LNG 발전, 신재생 등 他발전소로 인력 재배치, 기존 석탄발전 인프라 활용 등 다양한 방안을 관계부처, 지자체와 검토할 계획