전원구성 변화와 정책 과제

2017년도 연구성과 발표회

2018.3.30

에너지경제연구원 박찬국 부연구위원

목 차

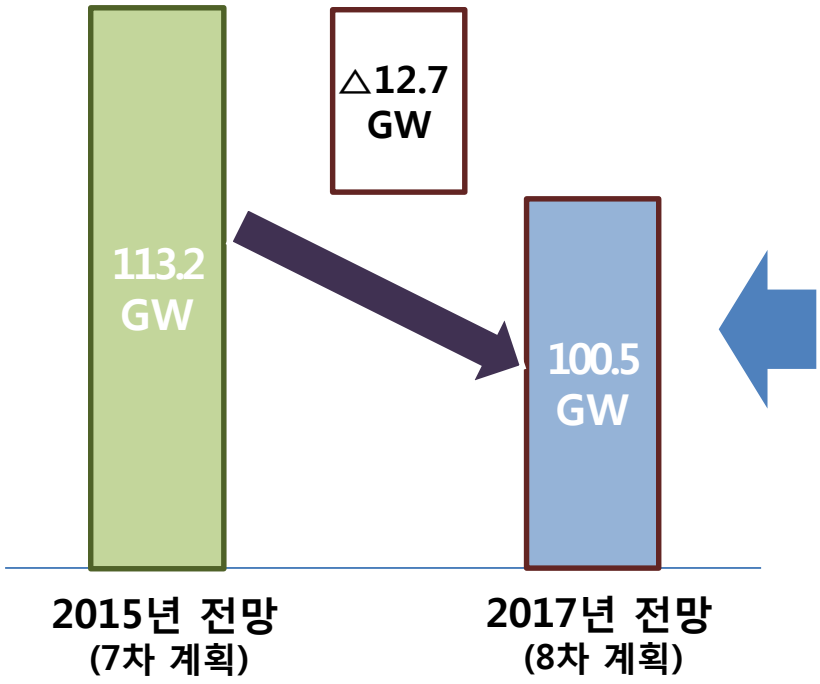
1. 전원구성 변화
2. 경제적, 환경적 영향
3. 주요 고려사항 및 정책과제

1. 전원구성 변화

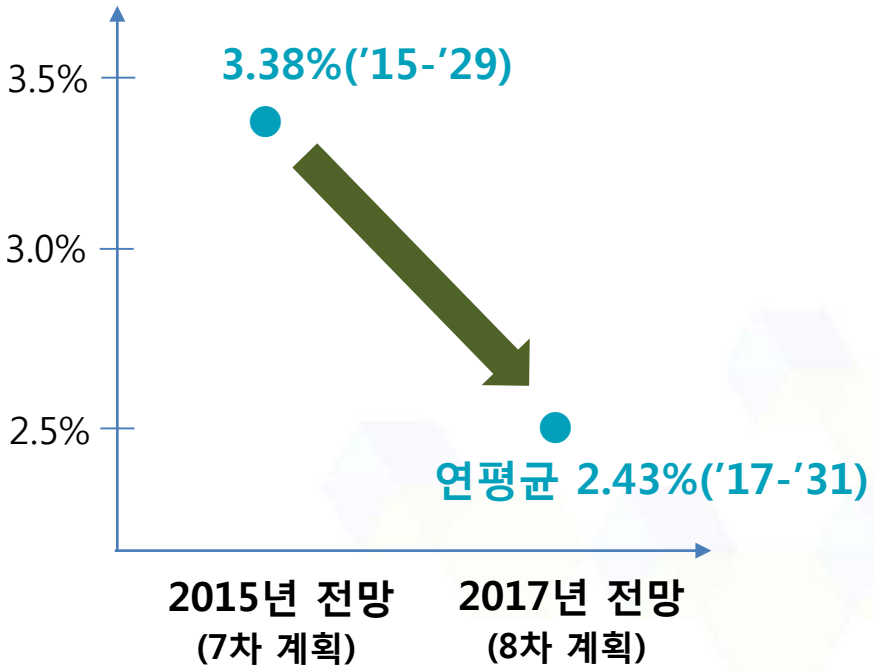
1. 8차 전력수급기본계획의 전력수요 전망

2030년 최대전력수요는 약 100.5GW로 예상

2030년 전력수요는 대폭 감소



GDP 성장률이 낮아질 것으로 전망



자료: 8차 전력수급기본계획

2. 8차 계획의 설비용량 및 발전량

7차 대비 원전과 석탄 비중 축소, 신재생과 가스 비중 확대

<발전설비 용량 및 비중(정격용량 기준)>

구분	7차		8차	
	용량(MW)	비중(%)	용량(MW)	비중(%)
원자력	38,329	23.5	20,400	11.7
석탄	44,018	26.6	39,921	23.0
가스	42,736	25.9	47,460	27.3
신재생	32,890	20.2	58,461	33.7
기타	5,785	3.9	7,491	4.3
합계	163,868	100	173,732	100

<발전량 및 비중>

구분	7차		8차	
	발전량 (GWh)	비중(%)	발전량 (GWh)	비중(%)
원자력	285,479	39.9	150,347	23.9
석탄	263,288	36.8	227,092	36.1
가스	81,083	11.3	118,264	18.8
신재생	83,090	11.6	125,813	20.0
기타	2,703	0.4	6,920	1.1
합계	715,643	100	629,065	100

※ 7차는 2029년 기준, 8차는 2030년 기준, 8차의 발전량은 목표발전량 기준

3. 8차 계획 기조 기준 2040 설비용량 및 발전량

- 2040-S1: 2040년 신재생에너지 발전량이 총발전량의 20%
- 2040-S2: 2040년 신재생에너지 발전량이 총발전량의 30%

<발전설비 용량 및 비중(정격용량 기준)>

구분	2040-S1		2040-S2	
	용량(MW)	비중(%)	용량(MW)	비중(%)
원자력	16,400	8.5	16,400	7.2
석탄	30,164	15.6	30,164	13.2
가스	72,970	37.8	69,161	30.2
신재생	65,886	34.2	106,137	46.3
기타	7,500	3.9	7,500	3.3
합계	192,920	100	229,362	100

<발전량 및 비중>

구분	2040-S1		2040-S2	
	발전량 (GWh)	비중(%)	발전량 (GWh)	비중(%)
원자력	120,829	17.4	120,829	17.4
석탄	178,414	25.8	178,414	25.8
가스	247,891	35.8	178,637	25.8
신재생	138,509	20.0	207,763	30.0
기타	6,900	1.0	6,900	1.0
합계	692,543	100	692,543	100

주 1) 전체적으로 탈원전-탈석탄 기조 유지 및 예비율 22% 설정
- 원전: 신규건설(신한울3,4호기부터) 중단, 계속운전 불허
- 석탄: 8차 계획 이후 신규건설 중단, 수명40년 이상 노후석탄 폐쇄

2) S1: 재생에너지 발전량 비중을 20% 유지
3) S2: 재생에너지 발전량 비중을 30%로 상향
4) 8차 이후 신재생에너지의 추가 설비 중 절반은 태양광, 나머지 절반은 해상풍력
5) 8차 계획에서 최대전력수요가 2030년 대비 2031년에 약 1.05% 상승하는데, 이 증가율을 2031년 이후의 전력수요와 최대전력수요의 연간 증가율로 설정
6) 2040년 가스를 제외한 원전, 석탄, 기타 발전의 이용률은 2030년 이용률과 동일하게 전제

2. 경제적, 환경적 영향

1. 주요 분석 전제

신재생을 제외한 전원의 단가 고정, 최근 3년(2014~2016년) 평균치 사용

○ 최근 3년(2014~2016년) 평균 정산단가

구분	원자력	석탄	가스	석유	양수
정산단가(원/kWh)	61.9	68.6	129.1	149.7	140.8

* 연료원별 정산단가는 모두 RPS 이행정산금을 제외한 수치
자료: 전력거래소

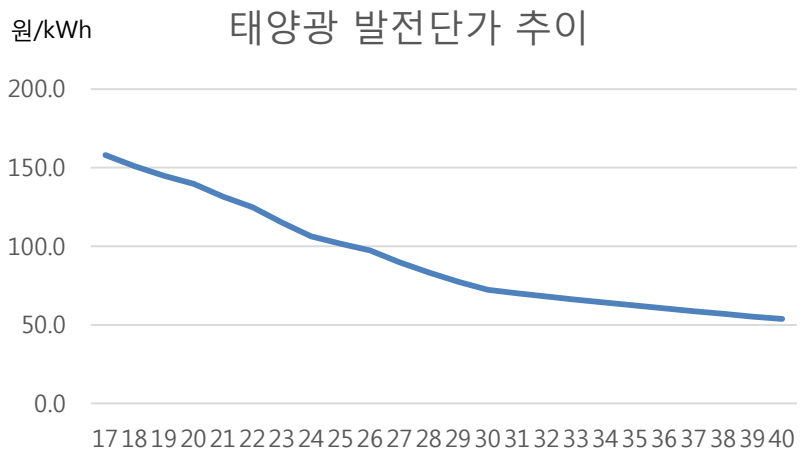
온실가스 배출 계수

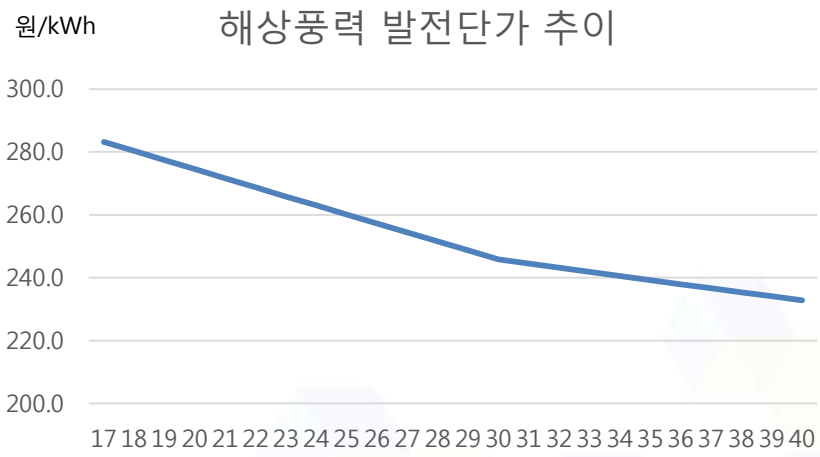
○ 탄소배출계수(gCO_2/kWh): 석탄 823, LNG 362.5, 석유 701.8

1. 주요 분석 전제

태양광과 풍력 발전단가 하락 전제

* 2030년 이후 단가 하락 추이 둔화 전제





2. 주요 결과

전원구성 변화에 따른 전력구입단가 및 온실가스 영향

○ 전력구입단가(원/kWh) 변화

구분	2017년(기준)[1)]	2030년(2029년)	2040-S1	2040-S2
단가(증가율, %)	82.5	97.6(+18.3%)	108.0(+30.9%)	110.0(+33.3%)

주 1) 신재생은 현재 발전단가를 적용하고 신재생을 제외한 나머지 전원은 3년 평균단가 적용하여 추정

○ 온실가스 배출량: 8차 계획의 2030년(2.53억톤) 대비

- 2040-S1에서는 약 240만톤 증가, 2040-S2에서는 약 2,275만톤 감소

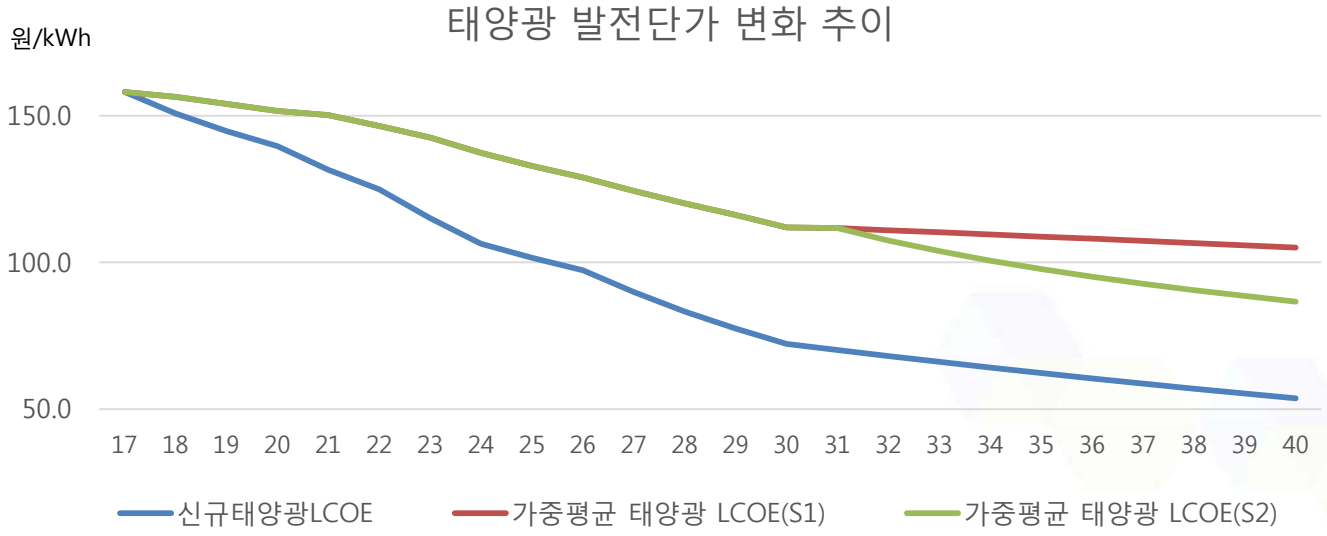
3. 주요 고려 사항과 정책과제

1. 주요 고려 사항

신재생에너지 발전비용

- 태양광 발전단가가 2017년 대비 2040년까지 66% 감소한다고 전제 시

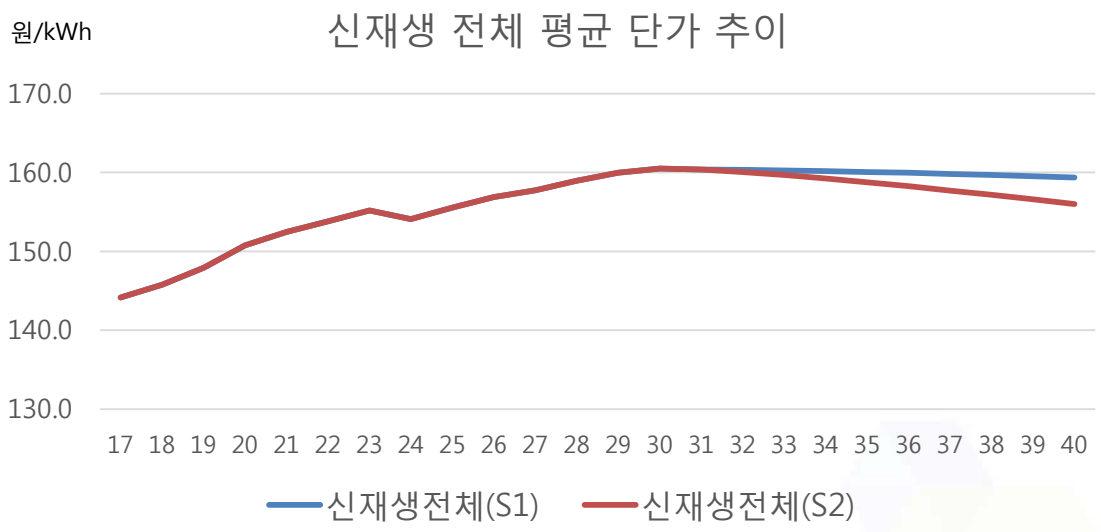
· 신규설비의 단가가 하락할지라도 기존에 설치된 설비의 단가는 해당 설치연도의 단가를 적용받기 때문에 기대만큼 재생에너지 단가 하락 폭이 크지 않음.
(2040년 가중평균 태양광 LCOE는 2017년 대비 S1에서는 33.5%, S2에서는 45.2% 감소)



1. 주요 고려 사항

신재생에너지 발전비용

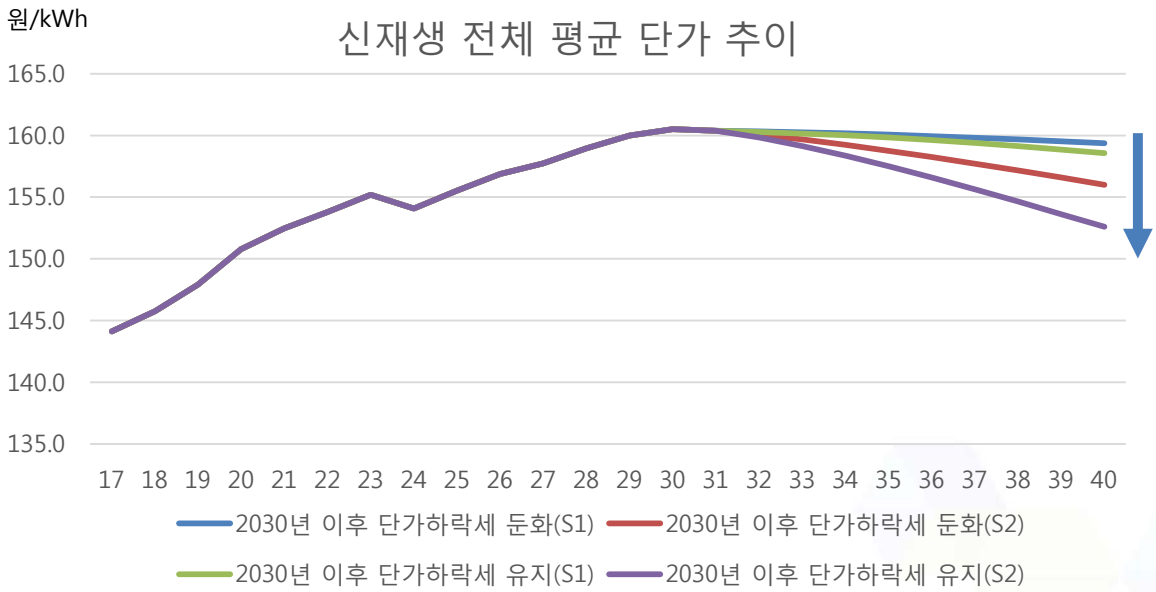
- 평균단가가 2030년까지 상승하다가 그 이후 하락 추세로 전환될 전망



1. 주요 고려 사항

신재생에너지 발전비용

- '17~'30년의 단가하락률이 '30년 이후에도 유지될 경우 평균단가 하락폭은 더욱 확대

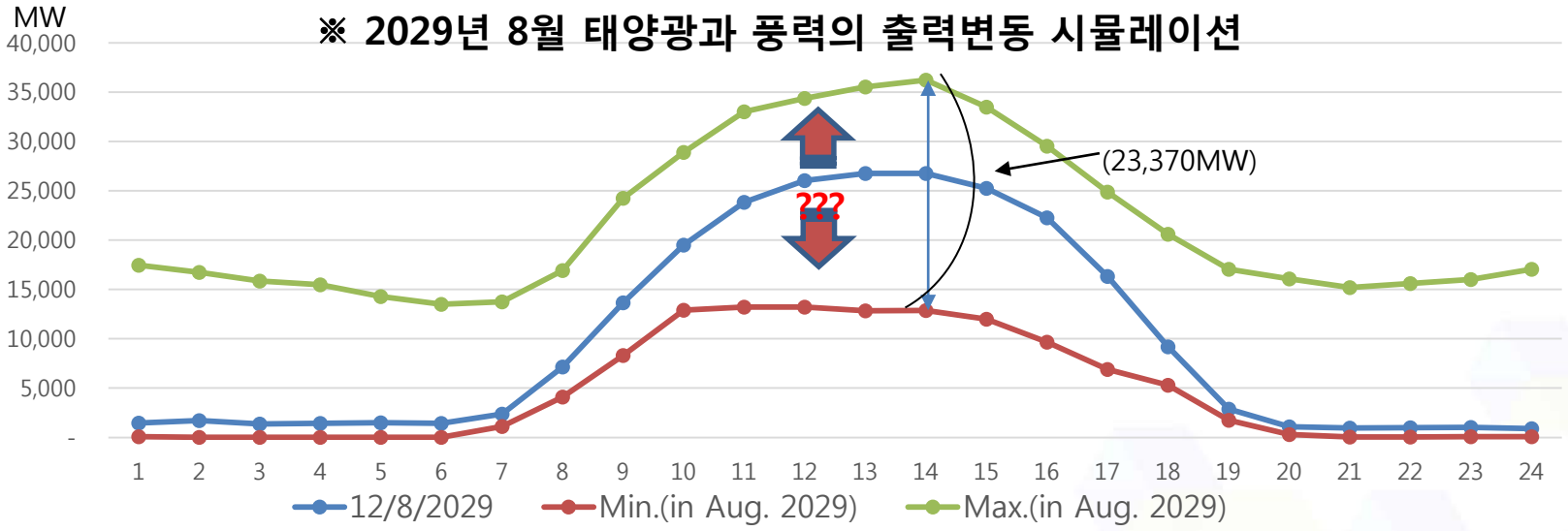


※ 2040년 이후에는 기존 고비용 설비들이 폐기되고 보다 비용경쟁력이 있는 설비의 비중이 늘어나면서 신재생에너지의 평균 단가하락폭이 더욱 커질 전망

1. 주요 고려 사항

신재생에너지 계통영향과 비용

- 충분한 유연성 전원 용량 확보, 재생에너지 출력 제어 역량 제고, 양수, 배터리 등 저장장치 활용 최적화

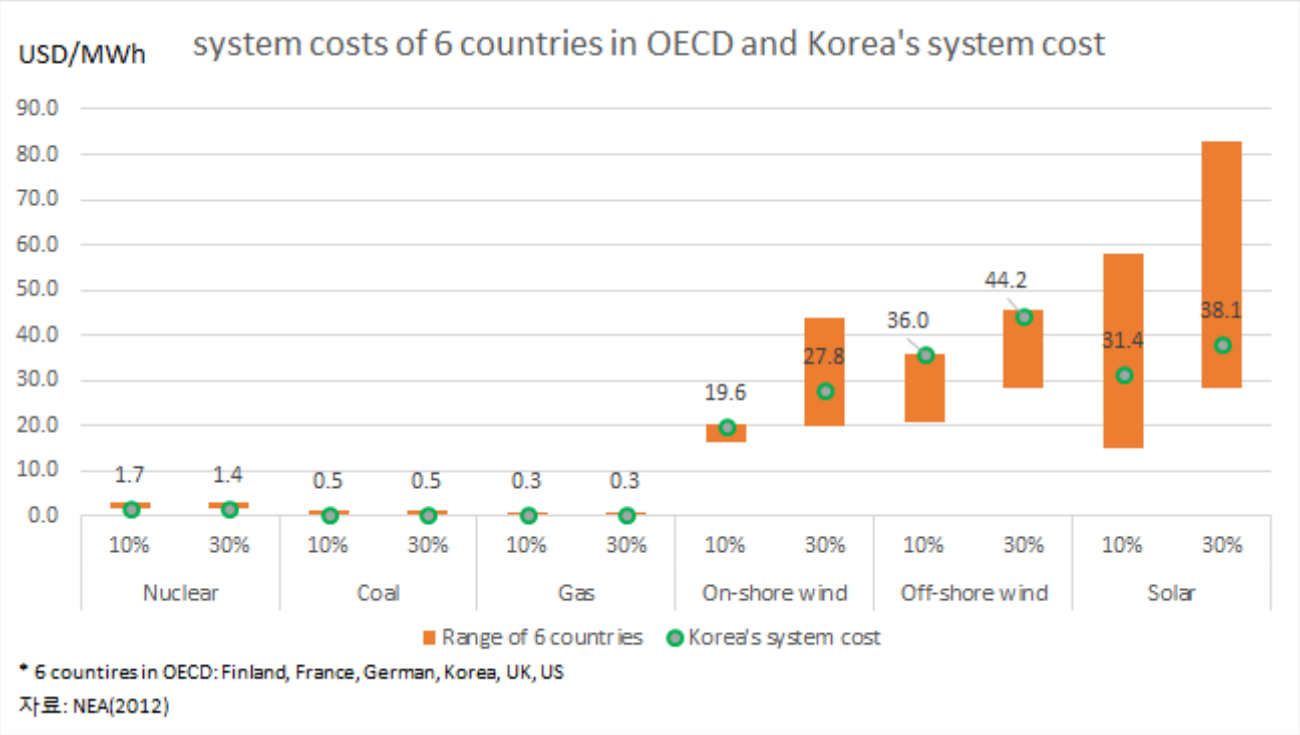


- 원활한 전력시장 운영을 위한 정산방식 전환(예, 유연성 전원 가치 보상, 도매시장 가격 폭락현상 방지)

1. 주요 고려 사항

신재생에너지 계통영향과 비용

- 태양광과 풍력과 같은 간헐적 발전원은 계통비용이 급전가능 발전원 대비 높고, 발전량 비중이 높아질수록 계통비용이 더 높아지는 특징 존재



1. 주요 고려 사항

에너지 안보

- 대부분의 에너지를 수입에 의존하고 있고, 고립 계통망을 가진 국내 현실에서 기존 기저발전 비중이 줄어들고 LNG 비중이 과도하게 증가할 경우 에너지안보 취약성 심화 우려

【 2차 석유파동 전후의 전기요금 】

연 도	석유발전 설비비중(%)	원유 도입단가($/Bbl)	전기요금(원/kWh)
1978	71.0	12.27	22.38
1979	70.4	17.00	32.17
1980	72.1	29.41	50.88
1981	74.5	34.05	64.31
1982	69.7	32.81	69.87

☞ **LNG: 에너지전환 시대의 유연성 전원 vs. 과도할 경우 에너지안보 취약성 심화**

1. 주요 고려 사항

에너지 시스템 안전성

- 원전 비중 축소가 곧바로 에너지시스템 안전성으로 직접 연결되지는 않는 가운데, 효과적인 안전 규제 및 감시체계, 주변국과의 원전안전 협력 체계 구축 중요

- 에너지시스템 안전성 강화를 위해 정비일수 확대 등 설비 이용률 하락 현상이 나타날 경우 발전비용 인상 효과 발생

☞ 원전 이용률 80%에서 70%로 하락 시 원전 발전단가는 약 13% 상승(1,000MW설비 기준)
(원전 호기 평균 예방정비일수: 2016년 88.6일 → 2017년 199.7일)
(원전 이용률: 2016년 약 80% → 2017년 약 71%)

1. 주요 고려 사항

에너지 환경성

<CO_2, 미세먼지, 방사성물질뿐만 아니라 산림파괴, 생물다양성 감소 등을 종합적으로 고려하여 전원별 외부비용에 대한 균형적 반영 필요(세제 개편과 연계)>

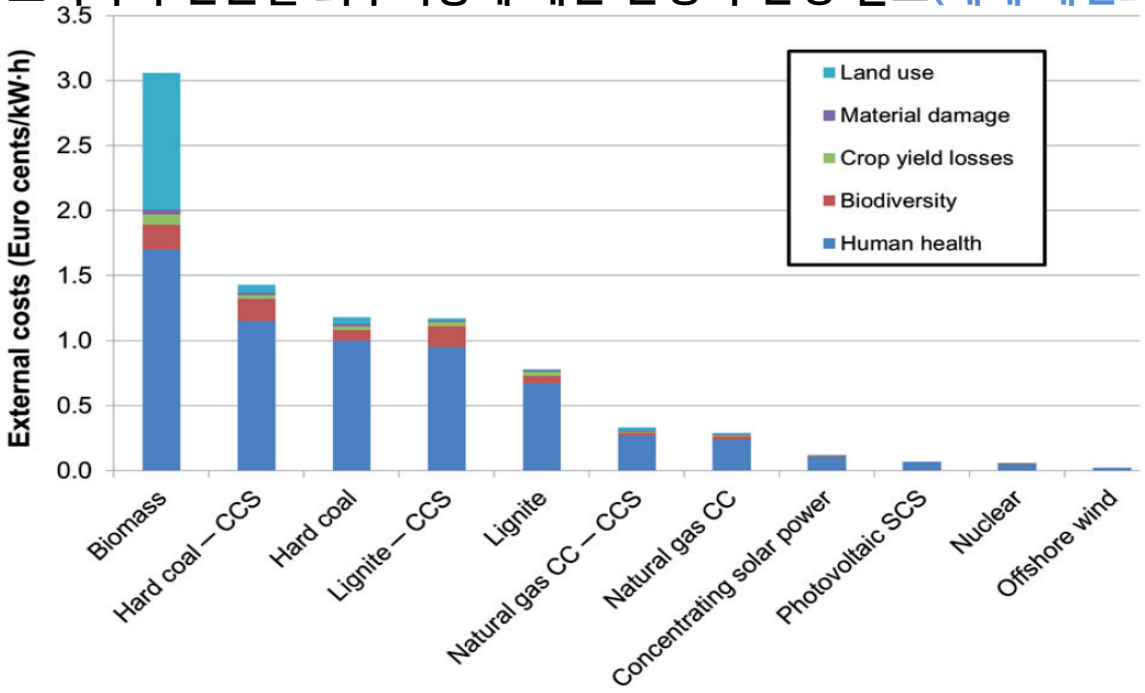


FIG. 16. Estimated average external costs in the EU for selected electricity generation technologies in 2025. Data source: Ref. [43]. Note: CCS — carbon dioxide capture and storage, CC — combined cycle, SCS — single-crystalline silicon. 자료: IAEA

1. 주요 고려 사항

에너지 효율화와 세제 개편

- **에너지효율 증가 시 에너지안보, 총에너지비용 절감, 환경물질 배출 감소 등 효과**

  - 에너지 수요가 과거처럼 가파르게 증가한다면 신재생에너지와 천연가스 중심의 에너지 공급만으로는 감당하기 곤란

- **에너지가격과 세제 개편을 통해 수요관리와 저탄소 에너지 중심 전환 필요**

- **단, 수요가 감소할지라도 원별 발전량 비중과 발전단가가 변동없다면 요금단가 영향 無**

  - 전원별 발전량 비중과 발전단가가 전기요금 단가에 직접적 영향

1. 주요 고려 사항

에너지전환에 따른 지역, 산업 보완 대책

※ 에너지전환로드맵('17.10)

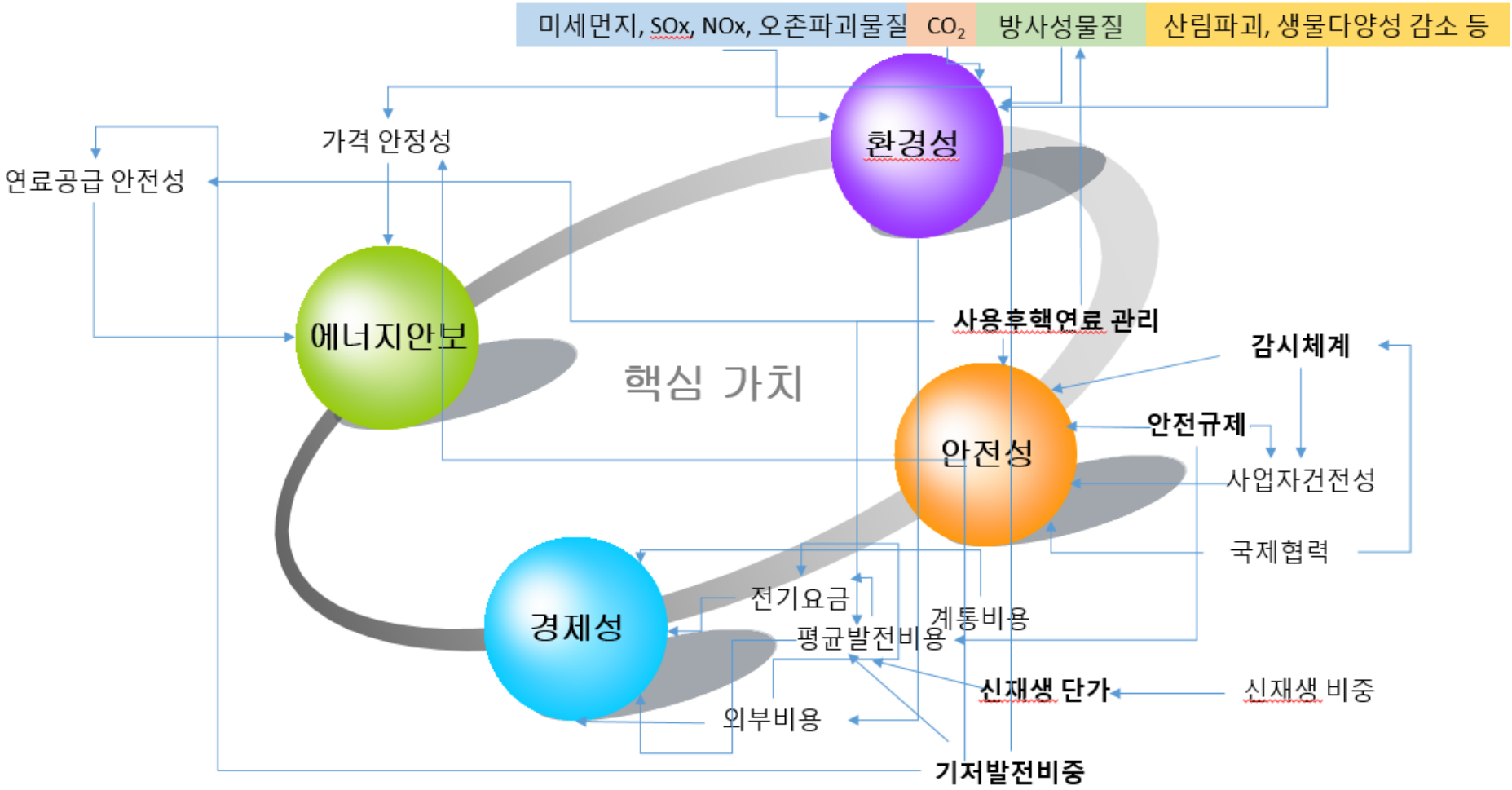
· 해외 원전해체시장을 선점할 수 있도록 동남권 원전해체연구소 설립 방안 마련
· 에너지전환에 따른 국내산업 보완대책으로 원전수출 적극 지원
· 신재생 이익공유, 온배수 활용 사업 등 주민, 지자체가 참여하는 소득 창출 사업 추진
· 원전산업 중소·중견기업의 판로 전환 등 지원
· 한수원은 원전안전운영과 해체산업 중심으로 사업구조 개편

☞ **국내 건설 취소와 수출 적극 지원 간 괴리 해결 중요**

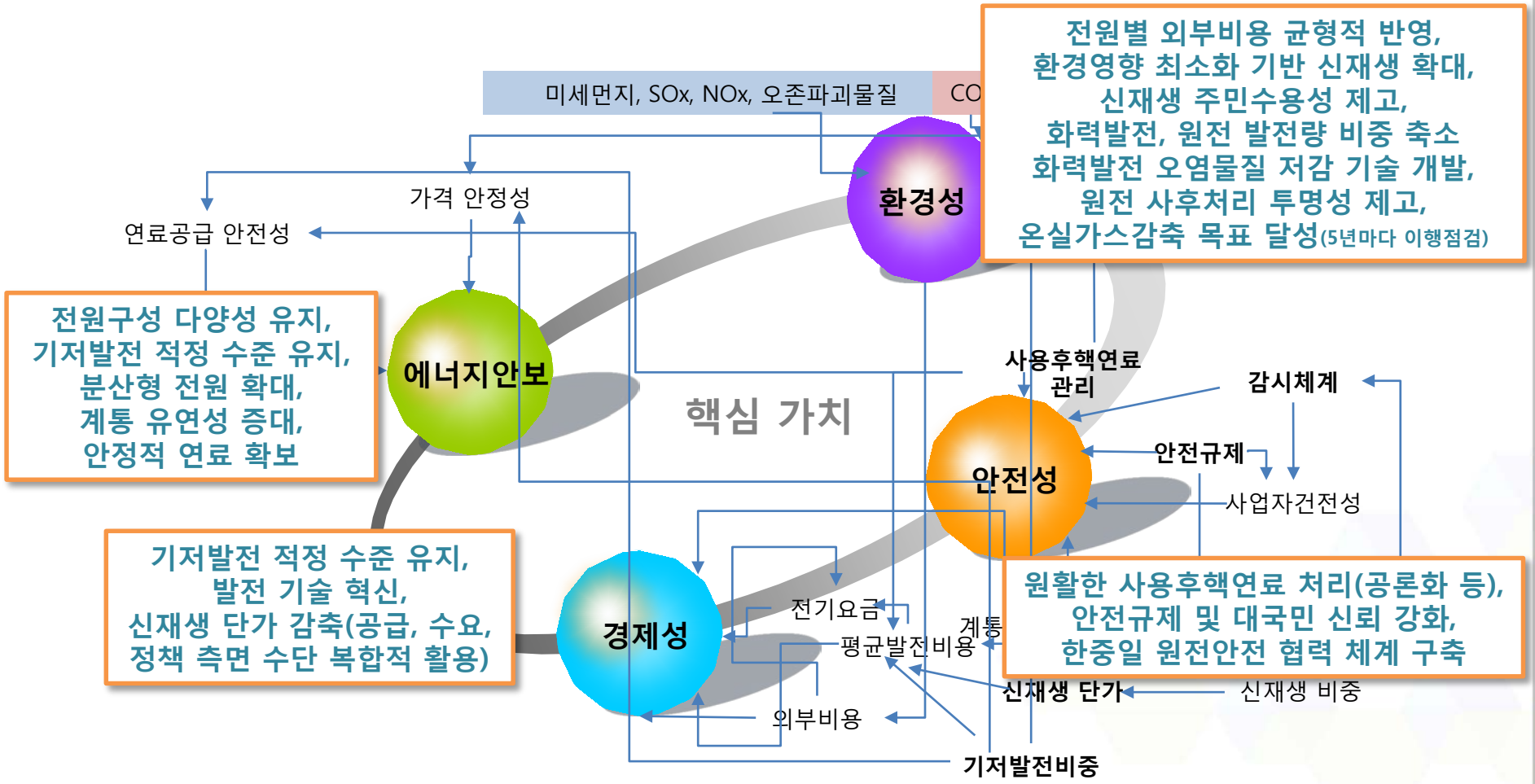
· 국내 원전건설 취소로 수출 전까지 원전 건설 공백기 발생

→ 원전 건설 취소에 따른 원전 기자재 공급사슬 붕괴 위험 → 수출경쟁력 약화 가능

2. 주요 정책 과제


미세먼지, SOx, NOx, 오존파괴물질
CO_2
방사성물질
산림파괴, 생물다양성 감소 등
환경성
가격 안정성
연료공급 안전성
에너지안보
핵심 가치
사용후핵연료 관리
감시체계
안전규제
안전성
사업자건전성
국제협력
경제성
전기요금
계통비용
평균발전비용
신재생 단가
신재생 비중
외부비용
기저발전비중

2. 주요 정책 과제


전원별 외부비용 균형적 반영,
환경영향 최소화 기반 신재생 확대,
신재생 주민수용성 제고,
화력발전, 원전 발전량 비중 축소
화력발전 오염물질 저감 기술 개발,
원전 사후처리 투명성 제고,
온실가스감축 목표 달성(5년마다 이행점검)
미세먼지, SOx, NOx, 오존파괴물질
CO
환경성
가격 안정성
연료공급 안전성
전원구성 다양성 유지,
기저발전 적정 수준 유지,
분산형 전원 확대,
계통 유연성 증대,
안정적 연료 확보
에너지안보
핵심 가치
사용후핵연료
관리
감시체계
안전규제
안전성
사업자건전성
기저발전 적정 수준 유지,
발전 기술 혁신,
신재생 단가 감축(공급, 수요,
정책 측면 수단 복합적 활용)
경제성
전기요금
계통
평균발전비용
원활한 사용후핵연료 처리(공론화 등),
안전규제 및 대국민 신뢰 강화,
한중일 원전안전 협력 체계 구축
신재생 단가
신재생 비중
외부비용
기저발전비중

감사합니다

국가에너지·자원 정책 개발의 요람
에너지경제연구원