

KNS(R)-001-2021

에너지믹스 분석 보고서

2021. 8

원자력학회 에너지믹스 특별위원회
서울대학교 원자력정책센터

에너지믹스 분석 결과 요약

1. 에너지믹스 분석 목적

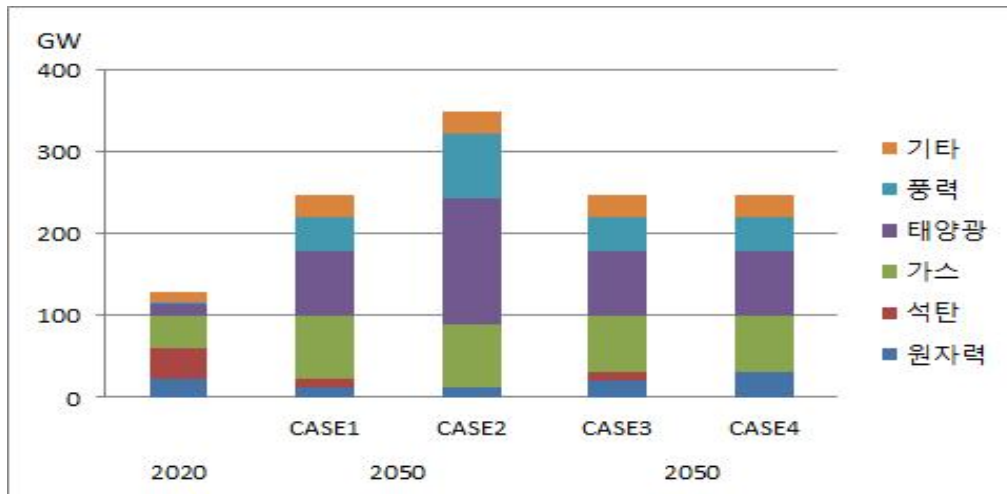
- 탈원전, 재생에너지 확대 중심의 에너지전환 정책으로 인한 문제점 점검
- 에너지믹스 시나리오별 온실가스 배출, 전력시스템 영향, 비용 등을 분석하여 결과 제시
- 차기 정부 에너지정책 수립을 위한 참고자료로 활용

2. 세계 에너지 정책 동향

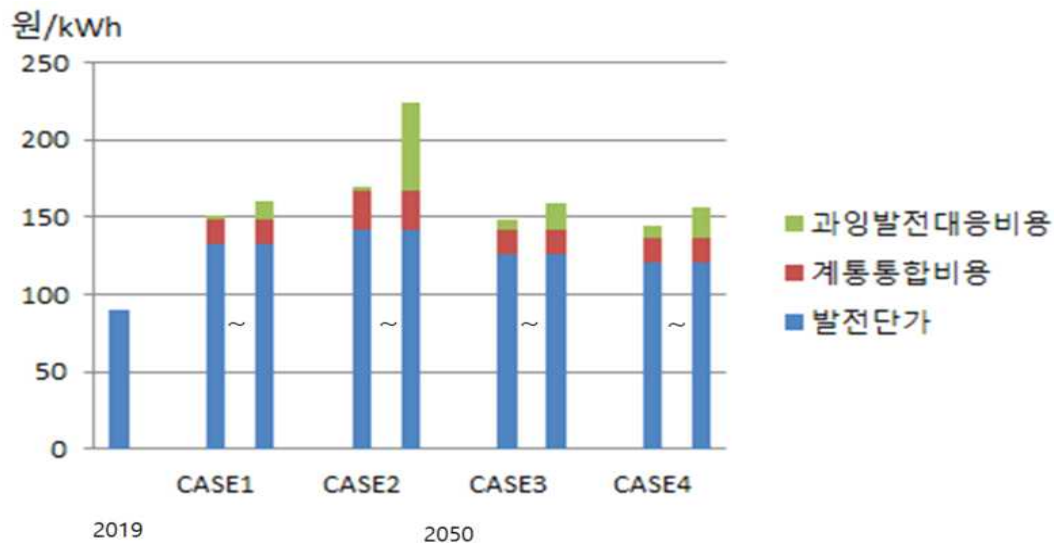
- 기후변화 대응 필요성 증대
 - 파리협정 체결('15), 신기후체제 출범('21)
 - '50 장기저탄소발전전략(LEDs)으로 국제적인 탄소중립 선언 합류
 - 장기적인 전력수요 급증 예상(탄소중립 선언국 증가)
- '50년 탄소중립을 위해 에너지 믹스 구성
 - 미국, 유럽연합, 중국, 일본 등 대부분의 국가들이 원자력을 주요한 무탄소 전원원으로 활용
 - IEA 탄소중립 보고서('21.5월)는 탄소중립의 비용효과적 달성을 위해 원전을 현재의 2배 이상 증가시키는 것으로 분석
 - * 기존 원전의 효율적 활용(계속운전)이 중요하고, 신규 원전의 건설과 미래 원자로 기술개발을 주요 과제로 언급

3. 미래에너지 믹스 시나리오와 결과

- '50년까지 탈원전(에너지전환)이 지속되는 경우와 신규 원전 건설 Case로 구분
 - 2030년 : 9차 전력수급계획 반영(재생에너지 3020 유지)
 - 2040년 : 3차 에기본의 에너지수요와 믹스('40년 재생에너지 비중 35%)
 - 2050년 에너지믹스 구성
 - Case1: 재생 50%, 석탄 40년간 운영, 탈원전 정책
 - Case2: 재생 80%, 석탄 '40년까지 운영, 탈원전 정책
 - Case3: 재생 50%, 석탄 40년간 운영, 신규원전 6기 건설
 - Case4: 재생 50%, 석탄 '40년까지 운영, 신규원전 13기 건설
- Case별 '50년 정격 설비용량 구성



- Case별 발전비용 분석 결과 현재 대비 44~123% 증가 예상
- 발전단가(2050)



- 온실가스 배출량

구 분	2030 9차계획	2040		2050			
		Case1.2	Case3,4	Case1	Case2	Case3	Case4
백만 CO2톤	189.6	178.0	163.8	141.3	55.6	120.1	68.9

- '40년의 석탄용량을 원전으로 대체하는 경우(case4)는 Case1(탈원전 지속) 대비 72백만톤 감축 가능
- 재생에너지를 80%로 증가시켜도(case2) 발전부문의 탄소중립은 불가능하며 CO2 배출저감 비용만 과다하게 발생(\$262~615/CO2톤)

4. 결론(미래 에너지믹스 검토 방향)

- 전력시스템 비용과 탄소배출량 측면에서 원자력 확대가 재생에너지 확대에 비해 합리적임
 - 재생에너지 비중을 고정(50% 또는 80%)한 경우 원자력 비중 증가가 탄소배출과 발전비용 감소 효과 발생
 - IEA는 '50 탄소중립을 위해 원전 용량과 발전량을 증가시켜야 하는 것으로 평가
 - 원전의 부하추종운전, iSMR 개발 등 기술발전 고려 시 탄소배출 저감비용 추가 감소 가능
- '50년 재생에너지 비중을 80%로 확대해도 가스발전의 백업 필요성으로 탄소 중립 불가
 - 탄소중립을 위해서는 '30년 이후 가스발전의 대폭 축소 필요(IEA '21)
- 재생에너지 확대는 막대한 비용 증가를 수반하여 전기요금의 대폭적인 인상 초래
 - 간헐성 대응비용(과잉발전 대응을 위한 대체발전, ESS, 수소생산 등) 급증, 수급 불안 위험 상시 존재
 - '50년 전기소비자는 현재('19년 97.9만원)보다 인구 1인당 약 85~200만원의 추가 부담 발생, 재생비중 80%(case2)에서 요금 인상률 91~123% 추정
 - * 주택용 전액 부과시(ex. 독일) 현재 대비 7~9배 인상 필요
- 탄소중립의 경우 전력소비가 현재 분석 전제의 2~3배로 증가하므로 경제적 효과(전기요금 인상)은 더욱 증가 예상
 - 원전이 배제된 탄소중립 에너지믹스는 성립 불가 예상
 - * 추후 상세한 탄소중립 시나리오 분석이 필요함

요약 보고서

1. 에너지믹스 분석 목적

- 재생에너지, 가스 중심 에너지전환 정책의 문제점, 탄소중립을 지향하는 에너지믹스 정책 점검
- 예상되는 문제점을 사전에 파악하고 대비할 수 있는 에너지믹스 대안을 분석하여 차기정부의 에너지정책 수립시 참고자료로 활용

2. 에너지전환정책 평가

□ 에너지전환정책 개요

- 재생에너지 확대, 탈원전 · 탈석탄 추진
 - 에너지전환로드맵, 재생에너지 3020, 제8 · 9차 전력수급기본계획, 제3차 에너지기본계획, 한국판 그린뉴딜, 탄소중립선언 등
- 수요관리 강화 및 에너지소비 효율 개선
- 재생에너지, 수소산업 등 에너지신산업 육성

□ 에너지전환 정책의 문제점

- 탈원전 정책에 대한 부정평가 증가
 - * 조사기관 : 한국리서치(1차), 한국갤럽(2차), 한국리서치(3차), 엠브레인(4차)
- 에너지전환 정책의 법적 근거, 절차적 정당성 미흡
 - 월성1호기 조기폐쇄 결정, 신한울 3,4호기 건설 중단 등의 제기 등
- 에너지수급의 안정성 · 에너지안보 위험 증가, 전기요금 인상요인 누적, 원전 산업 공급망 붕괴 우려 등
 - 원전 감축에 따라 발생한 비용이 전기소비자에 전가(전력산업기반기금)
- 에너지정책에 대한 정치 개입 강화
 - 특정 에너지원에 대한 고려 배제로 에너지 정책 수립에 과학 · 전문적 분석 제한
 - 에너지 믹스의 편중 현상 가속화

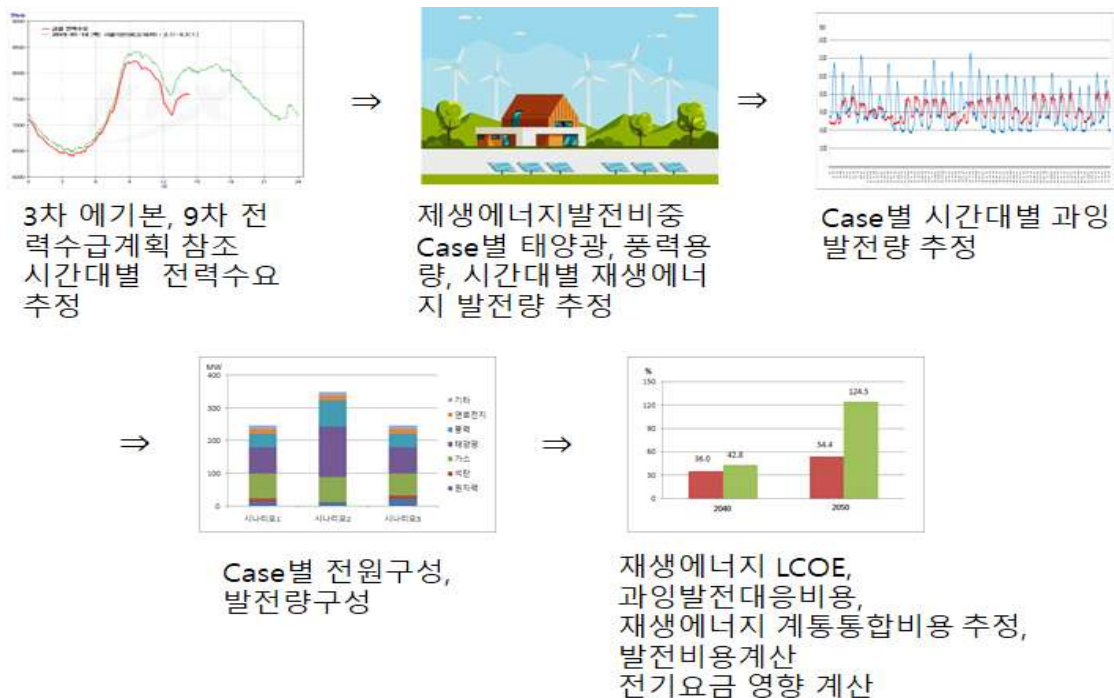
3. 에너지정책 여건변화

- 코로나19와 post 코로나
 - '20년 전력수요 2.2% 감소, '23~'25년경 수요 증가세 회복 예상(IEA)
- 기후변화 대응 필요성 증대

- 파리협정 체결('15), 신기후체제 출범('21)
- 2050 장기저탄소발전전략(LEDs)으로 국제적인 탄소중립 선언 합류
- 장기적으로 전력수요 급증 예상(탄소중립 선언국 증가)
- 미세먼지 대책과 탄소저감을 위한 석탄발전 조기 감축
 - '45년 또는 그 이전까지 0(Zero)으로 감축(국가기후환경회의)
 - IEA '30년까지 석탄발전 퇴출 권고(선진국)

4. 미래 에너지믹스 분석

□ 에너지믹스 분석 Flow



□ 분석 CASE 개요

- 특징
 - 분석 대상기간 2050년으로 연장
 - 탈원전 지속과 원전산업 유지를 case에 반영하고 경제, 환경, 계통운영 등에 미치는 영향 분석
 - 재생에너지 간헐성에 따른 과잉발전량과 대응비용, 재생에너지 계통통합 비용 고려
 - 탄소중립 case는 분석 유보(향후 검토과제)
- Case 개요
 - 2030년 : 9차 전력수급계획, 재생에너지 3020
 - 2040년 : 3차 에기본 에너지수요와 믹스('40년 재생에너지 발전비중 35%)

- 2050년 에너지믹스 구성

- Case1 : 재생 비중 50%, 석탄 40년간 운영('50년 10.5GW), 탈원전 정책
- Case2 : 재생 비중 80%, 석탄 '40년까지 운영, 탈원전 정책
- Case3 : 재생 비중 50%, 석탄 40년간 운영('50년 10.5GW), 신규원전 6기 건설
- Case4 : 재생 비중 50%, 석탄 '40년까지 운영, 석탄 용량(10.5GW)은 원전 7기 (1400MW x 7) 건설로 대응, 총 13기(6+7) 신규 건설
- * 가스 : 전력수급계획의 석탄 대체건설 반영, 예비율 22% 확보되도록 신규설비 건설

○ Case별 개요

구 분		재생에너지 비중			
		2030	2040	2050	
				50%	80%
원전	탈원전	20%	35%	Case 1	Case 2
	신규건설			Case 3 석탄○, 원전6기	-
				Case 4 석탄x, 원전13기	-

□ 전력수요

- 9차 전력수급계획과 3차 예기본의 전력수요 적용, '50년 전력수요는 '40년과 동일 가정

구 분	2030 (9차 전력수급계획)	2050 (3차 예기본)
전력수요(TWh)	542.3	577.9
발전량(TWh)	585.0	627.2
최대전력(GW)	100.4	107.7
부하율(%)	66.5	66.5

□ 분석 결과

○ Case별 '50년 정격설비용량과 비중

- 예비율 22% 기준 실효 설비용량은 131GW임(최대전력 108GW)
- 재생에너지 비율이 높아지면 정격용량은 크게 증가(낮은 피크기여도)
- * '50년 용량 : 재생에너지 비율 30%p. 확대시 전체용량 약 100GW 더 필요(재생에너지 비율 50% 248GW, 80% 349GW)

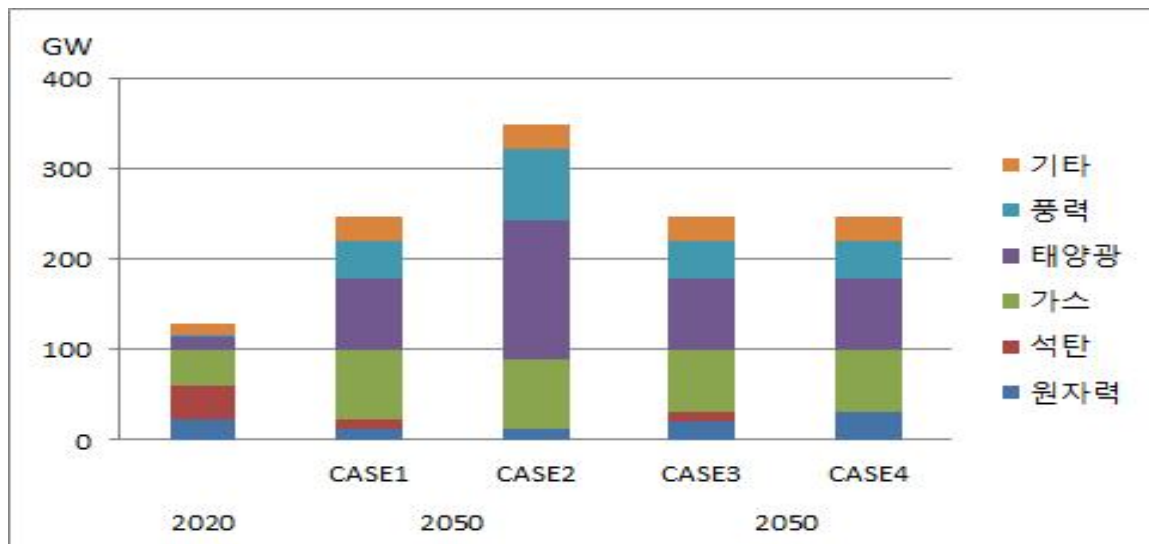
- Case4 원전용량은 30.6GW로서 Case1,2(탈원전)에 비해 18GW 많고, 7차 전력수급계획의 2030년 38.3GW에 비해 8GW 적음

* 기존원전의 계속운전 여부에 따라 신규 건설기수 변동, 계속운전 불고려시 신고리 6호기 준공 예정년도 '24년 이후 매2년 신규원전 1기 건설 전제

[단위: GW]

구 분		원자력	석탄	가스	양수	신재생				기타	합계
						태양광	풍력	연료 전지	기타 신재생		
2020		23.3 (18.2)	35.9 (28.1)	41.3 (32.3)	4.7 (3.7)	14.3 (11.2)	1.8 (1.4)	0.6 (0.5)	3.4 (2.7)	2.5 (2.0)	127.9 (100)
2050 정격 설비 용량 (비중,%)	Case1	12.4 (5.0)	10.5 (4.2)	76.8 (31.0)	6.5 (2.6)	79.7 (32.2)	41.5 (16.8)	15 (6.1)	3.8 (1.5)	1.2 (0.5)	247.5 (100)
	Case2	12.4 (3.5)	0	75.8 (21.7)	6.5 (1.9)	154.4 (44.2)	80.3 (23.0)	15 (4.3)	3.8 (1.1)	1.2 (0.3)	349.4 (100)
	Case3	20.8 (8.4)	10.5 (4.2)	68.4 (27.6)	6.5 (2.6)	79.7 (32.2)	41.5 (16.8)	15 (6.1)	3.8 (1.5)	1.2 (0.5)	247.5 (100)
	Case4	30.6 (12.4)	0	69.2 (28.0)	6.5 (2.6)	79.7 (32.2)	41.5 (16.8)	15 (6.1)	3.8 (1.5)	1.2 (0.5)	247.5 (100)

[설비구성 (2050)]



○ Case별 '50년 발전량(TWh) 및 비중(%)

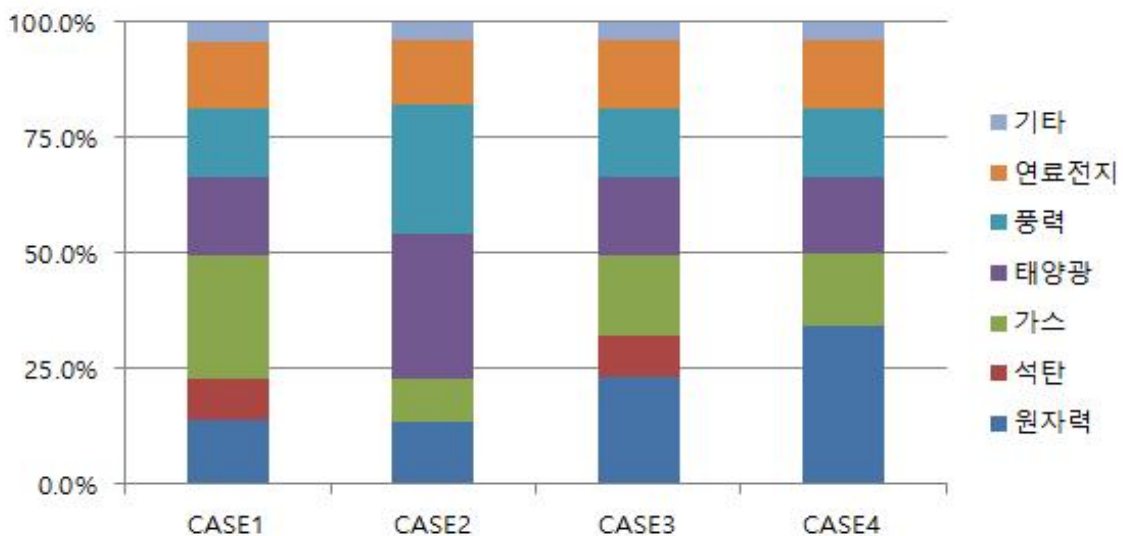
- 재생에너지 비중 전제와 9차 전력수급계획의 원자력과 석탄 평균이용률을 적용하여 발전량 믹스 추정

* 이용률 원전 81.8%, 석탄 61.2% 적용, 가스발전 수급조절 역할(swing producer)

- 가스발전은 재생에너지 간헐성을 보완하는 수급조절, 주파수 조정 등 백업 역할 수행

구 분		원자력	석탄	가스	양수	신재생				기타	합계
						태양광	풍력	연료 전지	기타 신재생		
2020		160.2 (29.0)	196.5 (35.6)	146.0 (26.4)	3.2 (0.6)	16.6 (3.0)	3.1 (0.6)	4.0 (0.7)	14.2 (2.6)	8.4 (1.5)	552.2
2050	Case1	89.0 (14.0)	56.4 (8.9)	168.9 (26.6)	5.1 (0.8)	106.8 (16.8)	94.2 (14.8)	92.8 (14.6)	20.0 (3.2)	1.6 (0.3)	634.8
	Case2	89.0 (13.5)	0.0	60.8 (9.2)	5.1 (0.8)	206.9 (31.4)	182.2 (27.7)	92.8 (14.1)	20.0 (3.0)	1.6 (0.2)	658.4
	Case3	149.2 (23.4)	56.4 (8.9)	110.3 (17.3)	5.1 (0.8)	106.8 (16.8)	94.2 (14.8)	92.8 (14.6)	20.0 (3.1)	1.6 (0.3)	636.5
	Case4	219.5 (34.4)	0.0	97.5 (15.3)	5.1 (0.8)	106.8 (16.8)	94.2 (14.8)	92.8 (14.6)	20.0 (3.1)	1.6 (0.3)	637.6

[발전량 구성(2050)]



○ 과잉 발전량 추정

- 재생에너지 확대는 전력계통 운영에 다양한 문제를 유발
- 재생에너지 비중 증대는 전력수요와 공급의 불일치 시간을 확대시켜 과잉 발전을 유발, 재생발전 비중 증가시 과잉발전량 대폭 증가
 - * 과잉발전량은 출력제어, 배터리 저장, 수소생산 등으로 보완 가정
- 재생에너지 비중 50%시 과잉발전량은 32.4TWh로 재생(태양광+풍력) 발전량의 16.1% 발생, 비중이 80%로 증가하면 133TWh, 34.0%로 급증



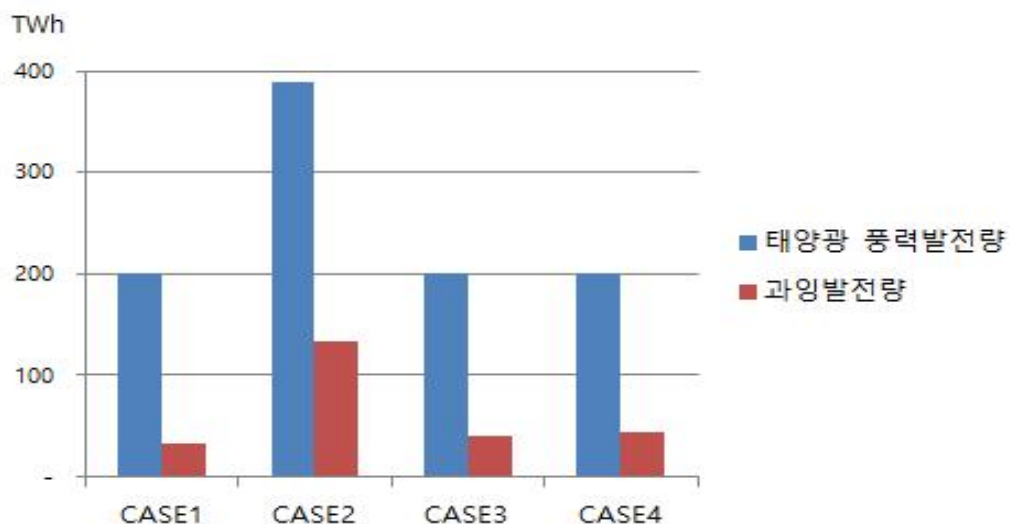
자료: 전력거래소, 전력수급기본계획 현안 및 주요변화

[과잉발전량 추정 결과(2050)]

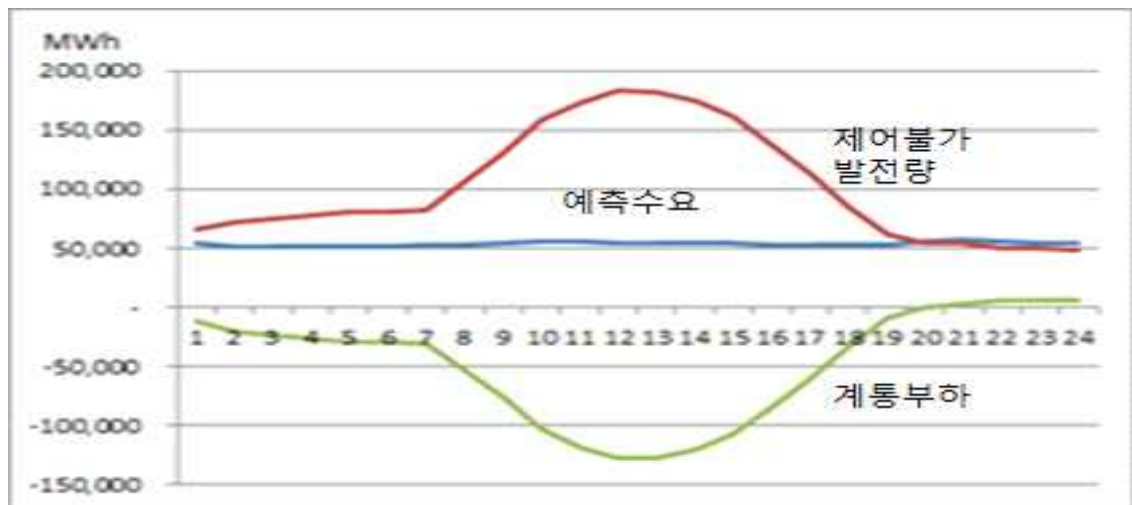
구 분	발생시간수 (시간)	시간비율(%)	과잉발전량 (GWh)	재생(태양광, 풍력) 발전량 중 비율(%)
Case1	1,919	21.9	32,398	16.1
Case2	3,877	44.3	133,014	34.2
Case3	2,366	27.0	39,567	19.7
Case4	2,617	29.9	44,167	22.0

- 재생비율이 높을 경우(80%) 전력수요가 낮은 봄철, 주말에는 하루 중 대부분 시간(19시간) 동안 과잉전력 발생 가능

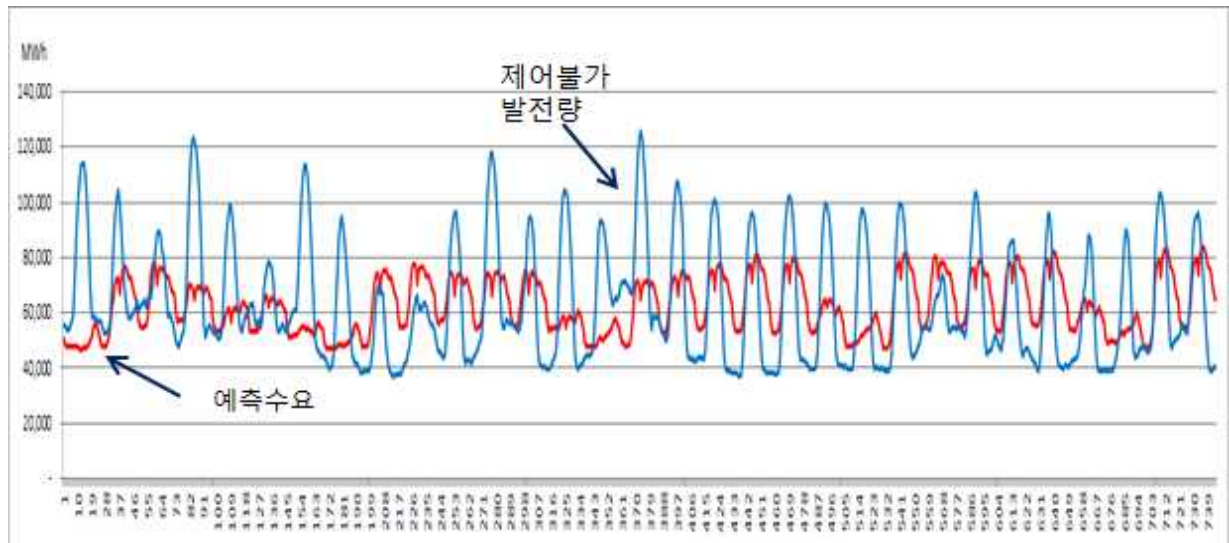
[과잉발전량(2050년)]



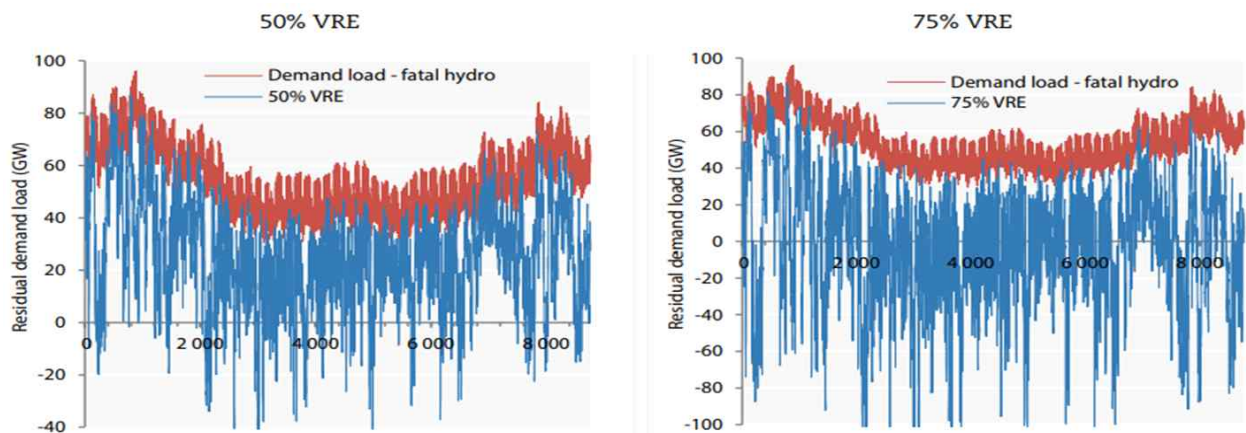
[과잉발전 발생 예시(일 부하)]



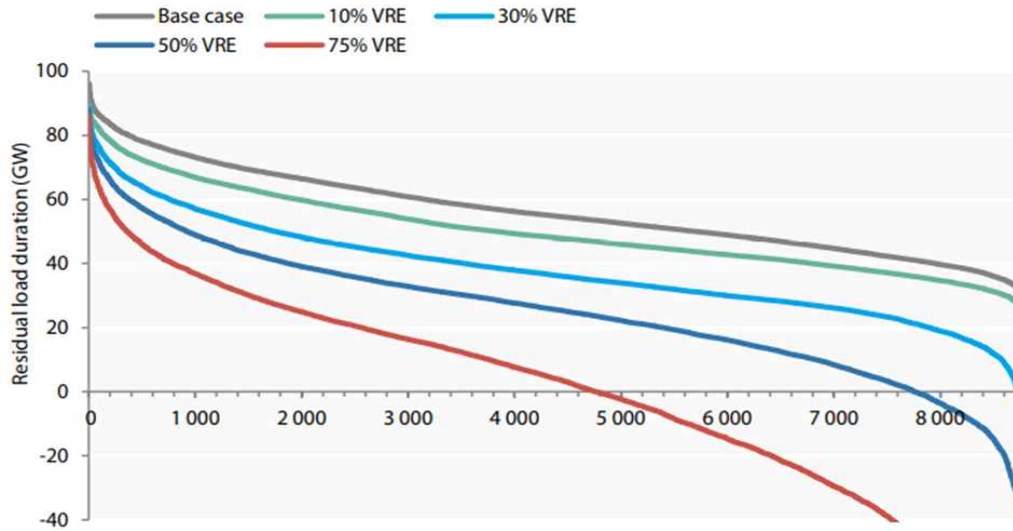
[과잉발전 발생 예시(월 부하)]



[과잉발전 발생량 해외 연구사례(OECD/NEA, 2019)]



[과잉발전 발생 시간 해외 연구사례(OECD/NEA, 2019)]



* 자료: The Costs of Decarbonization: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, NEA No.7299, OECD 2019

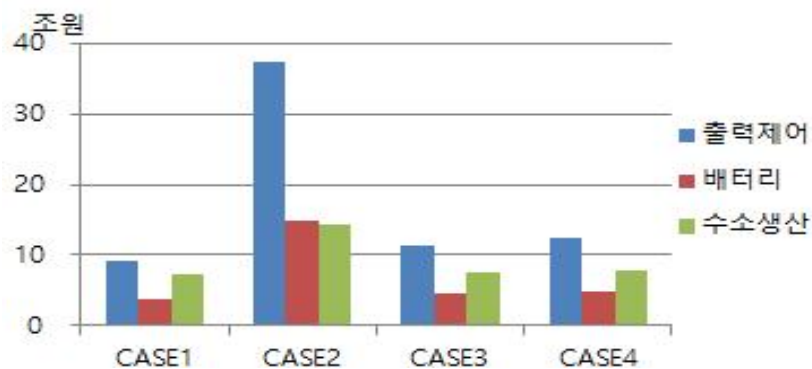
- 과잉발전 대응 수단으로 출력제어(curtailment), 배터리 저장, 수소생산 등의 대안 검토
- 재생에너지 비중이 80%로 증가할 경우 과잉 발전량 대응 비용이 연간 14.3조원(수소생산) ~ 37.8조원(출력제어) 발생 예상

* 출력제어시 제어발전량에 대해 미보상시 대응비용 감소 가능

[과잉발전 대응 추가비용]

구분	과잉발전량 (TWh)	발전비용 (원/kWh)	출력제어(조원)			배터리 (조원)	수소생산 (조원)
			보상액	백업발전비	계		
Case1	32.4	165.3	5.4	3.8	9.2	5.7	7.2
Case2	133.0	163.6	21.8	15.8	37.6	23.3	14.3
Case3	39.6	165.3	6.5	4.7	11.2	6.9	7.5
Case4	44.2	165.3	7.3	5.2	12.5	7.7	7.7

[과잉발전 수단별 비용]



○ 발전비용 분석

- 발전비용 추정시 정산단가와 균등화 발전비용, 재생에너지 계통통합비용, 과잉 발전량 대응비용 고려

* 원자력, 석탄, 가스발전 '19년 정산단가, 재생에너지 LCOE 하락 추세 반영

[재생에너지 발전비용 추정 결과]

구 분			태양광	육상풍력	해상풍력	연료전지
단가 (원/kWh)	'20		139.6	138.0	274.5	240.0
	'50		60.0	115.0	194.4	200.0
구간 가중평균 (원/kWh)	'20-'50	CASE1,3,4	93.3	132.2	241.0	213.5
		CASE2	90.6	130.0	234.2	213.5

[리튬이온 배터리 비용]

구 분	2018	2025
투자비(\$/kW)	1,876	1,446
배터리비용(\$/kWh)	469	362
왕복효율 85% 고려(원/kWh)	226.6	174.9

주: $362\$/kWh \times 1150\text{원}/\$ \div 3500 \div 0.8 \div 0.85 = 174.9\text{원}/kWh$

자료 : U.S. DOE, "Energy Storage Technology and Cost Characterization Report" 2019.7

[과잉발전량의 수소생산시 비용]

구 분	2030		2040		2050			
	case1,2	case3,4	case1,2	case3,4	case1	case2	case3	case4
과잉발전량(TWh)	11.8	13.5	22.3	26.9	11.9	133.0	39.6	146.7
최대과잉량(GW)	35.3	36.3	56.5	58.7	71.1	141.9	74.5	145.3
설비이용률(%)	3.8	4.3	4.5	5.2	5.2	10.7	6.1	11.5
수전해설비 투자비(조원)	34.6	35.6	55.4	57.5	69.7	139.1	73.0	142.4
생산단가(원/kg_H2)	15,109	13,532	12,775	11,030	11,083	5,387	9,509	5,002
전기비 불포함 생산단가 (원/kg_H2)	12,088	10,826	10,220	8,824	8,866	4,310	7,607	4,002

주 : 저장, 수송비용 불포함

- 재생에너지 계통통합비용으로 NEA(2019) $\$30/MWh_{VRE}$ 적용('50)

* 계통통합비용은 백업(프로파일)비용, 밸런싱비용, 그리드비용 등

- '50년 전기소비자는 매년 41조원 내지 96조원의 추가 부담 발생

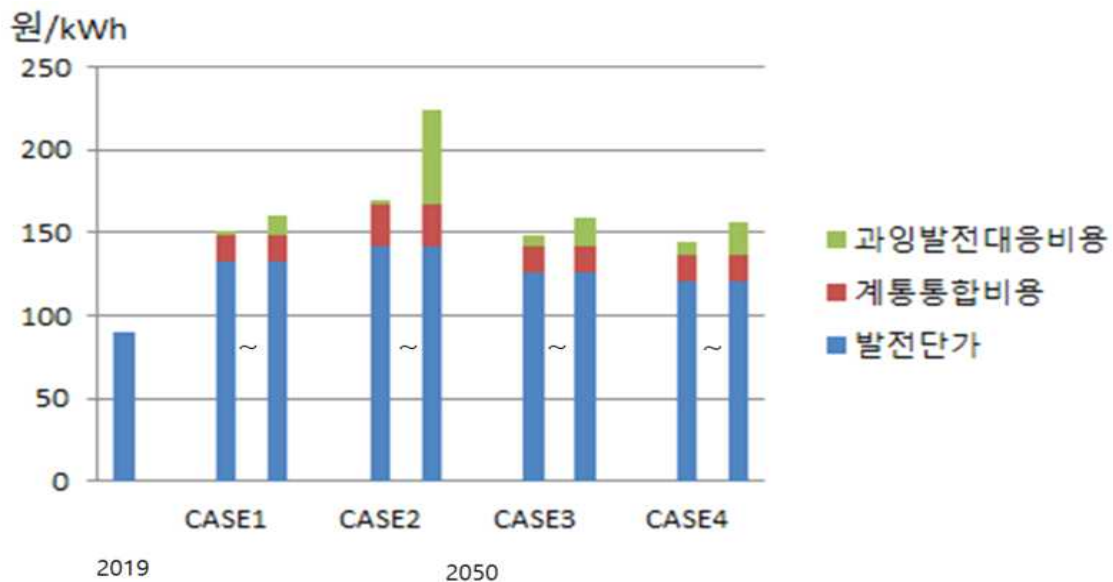
* 인구 1인당¹⁾ 발전비용 : '19년 97.9만원 → '50년 192.1~307.3만원

[발전비용 추정 결과]

구 분		발전비용(조) 발전단가(원/kWh)	계통통합 비용(조)	과잉발전 대응비용(조)	계 (조, 원/kWh)
2019		50.7 (90.1)	-	-	50.7 (90.1)
2050	Case1	83.4 (131.4)	10.1	5.7~9.2	99.3~102.8 (156.4~161.9)
	Case2	92.9 (141.1)	16.6	14.3~37.5	123.8~147.1 (188.1~223.3)
	Case3	80.0 (125.7)	10.1	6.9~11.2	97.0~101.4 (152.4~159.3)
	Case4	76.9 (120.6)	10.1	7.7~12.5	94.7~99.5 (148.5~156.1)

주 : ()는 단가(원/kWh)

[발전비용(2050)]



○ 전기요금 영향

- 재생에너지 비중 50% 경우 현재 대비 50~ 67%, 80% 경우 91~123% 인상요인 발생 (현 요금 수준 대비 최대 2.23배 증가)

1) '19년 51,781(천명)에서 '50년 47,745(천명)으로 감소 전망(통계청(2019), 『장래인구추계 2017-2067년』)

단위: 원/kWh

구 분	발전단가	한전비용	계	2019 판매단가	전기요금영향 (%)
Case1	156.4~161.9	19.3	175.7~181.2	108.7	61.6~66.7
Case2	188.1~223.3		207.4~242.6		90.8~123.2
Case3	152.4~159.3		171.7~178.6		58.0~64.3
Case4	148.5~156.1		167.8~175.4		54.4~61.4

○ 온실가스 배출량

구 분	2030 9차계획	2040		2050			
		Case1,2	Case3,4	Case1	Case2	Case3	Case4
백만 CO2톤	189.6	178.0	163.8	141.3	55.6	120.1	68.9

- 신규원전 6기를 고려하는 Case3의 탄소배출 저감량은 Case1 대비 21백만톤 추가 감축(원전 1기당 3.5백만톤)
- '40년 이후 잔여 석탄발전을 원전으로 대체하는 경우(Case4)는 Case1 대비 72백만톤 감축
- 재생에너지 비중을 80%(Case2)로 늘여도 발전부문의 탄소중립 달성 불가능, 반면, CO2 배출저감 비용은 과다 발생(\$262~615/CO2톤)
- 원자력 비중을 상대적으로 확대하는 Case4의 CO2 저감비용이 가장 낮음

○ CO2 저감비용 추정

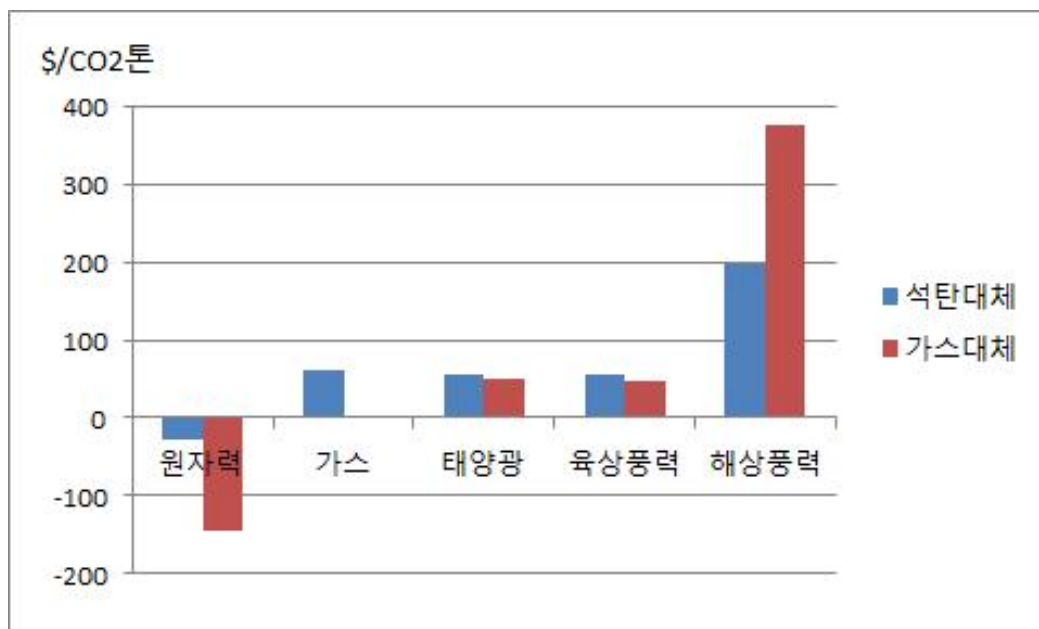
구 분		2019 추정	2030 (9차 계획)	2050			
				case1	case2	case3	case4
배출량(백만톤)		215.0	189.6	141.3	55.6	120.1	68.9
발전비용 (조원)		50.7	63.5	97.2~102.8	123.8~147.1	94.6~101.4	91.9~99.5
톤당저 감비용	만원	-	50.4	63.1~70.7	45.9~60.5	46.3~53.4	28.2~33.4
	\$	-	438	549~615	399~526	402~465	245~290

○ 발전대체에 의한 전원별 탄소저감 비용

- 1400MW급 원전 1기가 이용률 80%로 가동되는 경우 동 발전량이 석탄발전을 대체할 경우 연간 810만톤, 가스발전을 대체할 경우 355만톤의 CO2를 감축 가능
- 전원별 탄소톤당 감축비용은 원전이 가스발전을 대체하면 톤당 \$145 편익, 해상풍력이 대체하면 톤당 \$400의 비용 발생
- 이 비용은 직접비용만 계산에 포함한 것임(재생에너지 계통통합비용, 과잉발전 대응비용 등 제외)

구 분		원자력	가스	태양광	육상풍력	해상풍력
발전단가(원/kWh)		58.3	118.7	139.6	138	274.5
톤당 감축비용 (\$/CO2톤)	석탄대체	-29	61	56	55	198
	가스대체	-145	-	50	46	374

[전원별 탄소저감비용(2020년 기준)]



□ 탈원전(Case2)과 원전유지(Case4) 결과 비교

	Case2	Case4
Case 개요	탈원전, 재생비중 80%	원전유지(신규 13기), 재생비중 50%
'50 전력수요(TWh, GW)	577.9, 107.7	
정격용량 계(GW)	349.4	247.5
원자력	12.4	30.6
태양광	154.4	79.7
풍력	80.3	41.5
발전량(TWh), 비중(%)	원자력 89.0 (13.5) 태양광 206.9 (31.4) 풍력 182.2 (27.7)	원자력 219.5 (34.4) 태양광 106.8 (16.8) 풍력 94.2 (14.8)
과잉발전 시간수(시간)	3,877	2,617
비율(%)	(44.3)	(29.9)
과잉발전량, 태양광 · 풍력 발전량 중 비중(GWh, %)	133,014 (34.2)	44,167 (22.0)
과잉발전 대응비용(조원)	14.3~37.5	7.7~12.5
계통통합비용(조원)	16.6	10.1
발전비용(조원)	123.8~147.1	91.9~99.5
전기요금 영향(%)	90.8~123.2	50.4~61.4
온실가스 배출(백만 CO2톤)	55.6	68.9
배출저감 비용(\$/CO2톤)	399~526	245~290

5. 탄소중립 CASE

□ 세계 각국은 2050 탄소중립을 선언하고 에너지정책을 수립하는 중

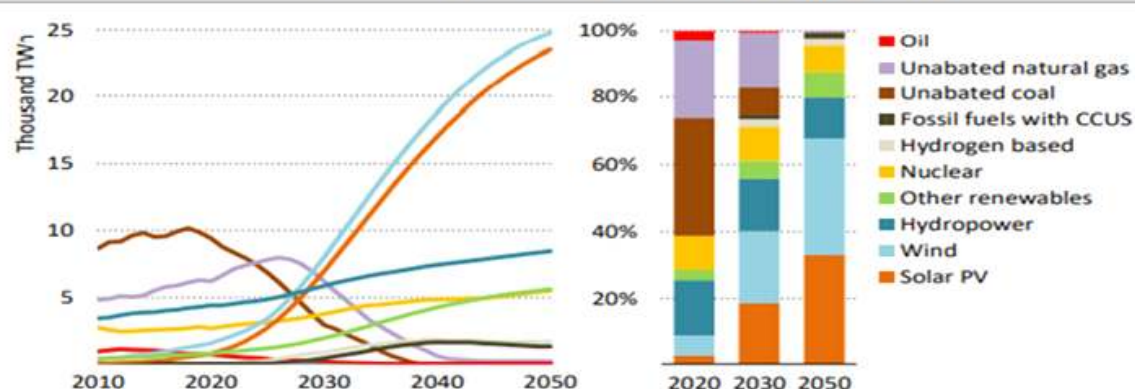
- 미국 : 바이든 행정부는 2050 탄소중립을 목표로 원자력과 재생에너지를 활용하는 전략 추진
 - 바이든 대통령은 취임 후 파리협약 재가입, 온실가스 배출 감축에 대한 인센티브 등을 추진
 - 2050년 재생에너지 비중 42% 확대, 원전 발전량 유지 정책 추진
 - 원자력 전략 비전을 통해 기존원전 가동기간 연장, 차세대원자로 개발, 원전산업 생태계 재건 계획 발표
- 중국 : 2060년 탄소중립 달성을 위해 화석에너지 발전비중을 80%('25년)에서 13%('60년)로 축소
 - 원전 비중 3.1%('25년)에서 18.7%('60년)로 5배 이상 확대 계획

- 영국 : 2050년 탄소중립은 에너지소비의 전기화로 '19년 대비 2배의 전력수요 예상, 재생에너지와 원전 최대 활용
 - '50년 에너지믹스 재생에너지 57%, 원자력과 CCUS 38%, 수소 5%
 - 원전용량은 9GW('20년)에서 31GW('40년)로 대폭 확대
- 일본의 탄소중립 계획 개요(경산성 2020.12 발표)
 - '18년 CO2 배출 10.6억톤, 이중 4.5억톤(40%) 발전부문에서 발생
 - 재생에너지는 최대한 도입 '50년 발전량의 50%~60% 공급
 - * 재생에너지의 간헐성으로 출력조정 문제, 송전망 추가 확보 필요 및 비용 절감 한계로 재생에너지 100% 공급은 현실적으로 불가
 - 수소·암모니아 연료 발전 약 10%, 원자력과 CO2 포집을 전제한 화력발전 비중을 30~40%로 설정
 - 비발전 부문은 전기화(electrification)의 대응 전략이 중심, 전력수요 현재보다 30~50% 증가 예측
 - 에너지효율 관련 산업을 성장 분야로 육성

□ IEA NZE 2050 보고서 발표('21.5)

- 분석 전제
 - 2050년 세계경제 규모는 현재의 2배 이상, 20억 이상의 인구 증가
 - 에너지수요는 현재보다 약 8% 감소
- NZE의 에너지수급
 - 현재 4/5의 에너지를 공급하는 화석연료는 '50년 1/5로 축소
 - 총에너지의 2/3가 풍력, 태양광, 바이오, 지열 및 수력으로 공급
 - * 태양광 현재의 20배, 풍력 11배 증가 필요
- 전력
 - '50년 에너지소비의 50% 차지, 2.5배로 증가(선진국 2배, 개도국 3배)
 - '50년 발전량의 90%는 재생에너지, 8%는 원자력(현재의 2배)
- 배터리, 수소, CCUS 등이 활용
 - * '30년 이후의 적용기술은 미개발 상태임

Global electricity generation by source in the NZE



IEA. All rights reserved.

Key Milestones in Transforming Global Electricity Generation

Category	
Decarbonisation of electricity sector	<ul style="list-style-type: none">Advanced economies in aggregate: 2035.Emerging market and developing economies: 2040.
Hydrogen-based fuels	<ul style="list-style-type: none">Start retrofitting coal-fired power plants to co-fire with ammonia and gas turbines to co-fire with hydrogen by 2025.
Unabated fossil fuel	<ul style="list-style-type: none">Phase out all subcritical coal-fired power plants by 2030 (870 GW existing plants and 14 GW under construction).Phase out all unabated coal-fired plants by 2040.Phase out large oil-fired power plants in the 2030s.Unabated natural gas-fired generation peaks by 2030 and is 90% lower by 2040.

Category	2020	2030	2050
Total electricity generation (TWh)	26 800	37 300	71 200
Renewables			
Installed capacity (GW)	2 990	10 300	26 600
Share in total generation	29%	61%	88%
Share of solar PV and wind in total generation	9%	40%	68%
Carbon capture, utilisation and storage (CCUS) generation (TWh)			
Coal and gas plants equipped with CCUS	4	460	1 330
Bioenergy plants with CCUS	0	130	840
Hydrogen and ammonia			
Average blending in global coal-fired generation (without CCUS)	0%	3%	100%
Average blending in global gas-fired generation (without CCUS)	0%	9%	85%
Unabated fossil fuels			
Share of unabated coal in total electricity generation	35%	8%	0.0%
Share of unabated natural gas in total electricity generation	23%	17%	0.4%
Nuclear power			
Average annual capacity additions (GW)	2016-20	2021-30	2031-50
	7	17	24
Infrastructure			
Electricity networks investment in USD billion (2019)	260	820	800
Substations capacity (GVA)	55 900	113 000	290 400
Battery storage (GW)	18	590	3 100
Public EV charging (GW)	46	1 780	12 400

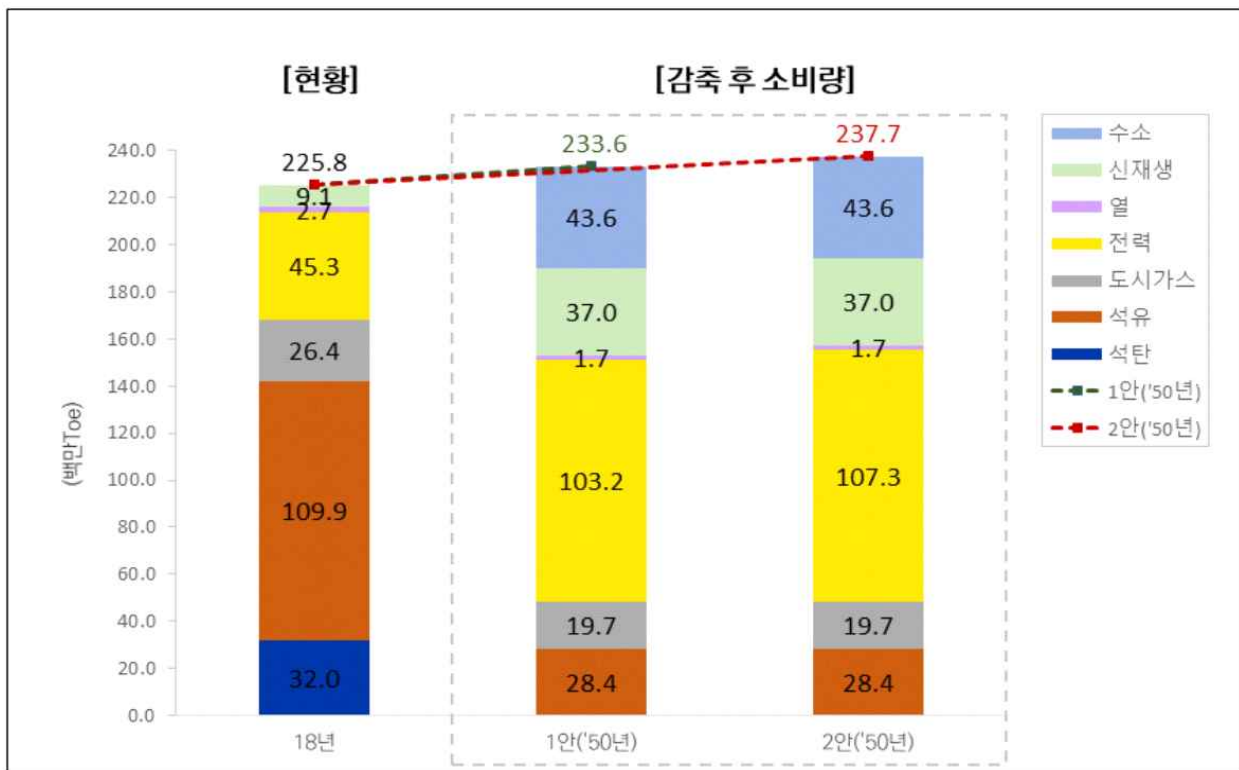
Note: GW = gigawatts; GVA = gigavolt amperes.

□ 2050년 탄소제로 시나리오안

○ 에너지 소비 '18년 대비 3.5% 증가

- 수요관리 강화에도 불구하고 산업부문 성장과 CCUS 처리, 수소생산에 따른 전력수요 증가 등으로 인해 총에너지 소비 증가
- 에너지원별로는 온실가스를 야기하는 석탄·석유·도시가스 소비는 대폭 감소하나, 전력 및 신재생에너지 수요가 크게 증가

[최종에너지 소비]



자료 : 탄소중립 시나리오안

- 비발전부문 신재생(16%)은 자가용태양광, 가정용·건물용 연료전지 등으로 설명되지만 대부분 전기로 소비될 것을 판단됨(태양광으로 환산시 290GW)
- 전체에너지 소비의 18.7%를 차지하는 수소 수요 2,047만톤 중 75%를 해외 수입에 의존, 수입대상국(호주, 중동, 러시아, 북아프리카 등)과 협의내용 없음.

○ 전력수요 2.3배 증가

- 각 부문별로 잔여 화석연료를 전력화(비전력 에너지소비의 전력화)해야 하므로 전력수요는 2018년 대비 228.1~237.0%로 대폭 증가

- 에너지원별로는 온실가스를 발생시키는 석탄·석유·도시가스 소비는 대폭 감소하지만, 전력 및 신재생에너지 수요 크게 증가

[발전구성]

구 분	원자력	석탄	LNG	재생E	연료 전지	동북아 그리드	무탄소 신전원	양수 기타	합계
TWh	86.9	0.0	92.1	769.3	121.4	33.1	132.0	9.0	1243.8
비중(%)	7.0	0.0	7.4	61.9	9.8	2.7	10.6	0.7	100.0

- 재생에너지 범위에 수소연료전지, 무탄소신전원(수소터빈, 암모니아)를 포함할 경우 발전비중은 82.3%임.
- 국토 면적의 6.1%에 태양광을 설치하는 것은 입지 등 물리적인 제약을 심각하게 점검해야 함.
- 동북아의 정치적 상황과 에너지안보를 고려할 때 그리드(중국 2.4GW, 러시아 3.0GW)를 통해 전력공급의 2.7%를 의존하는 계획은 우려되는 사항임. 전력망 연계국, 수입대상국 등과 협의된 바 없음.
- * 상시 수입을 전제(망이용률 70%)하는 전력망 연계는 일반적인 한 국가간 전력거래와 크게 상이함.

○ 검토결과

- 재생에너지에만 의존하는 탄소중립 시나리오안은 비현실적임.
- 백업발전으로서 신규 가스발전 불가피
- 재생에너지 발전의 변동성 불고려(과잉발전 및 대응수단별 비용)
- 비용, 전기요금 등에 대한 분석 없음.
- 대안 계획의 필요성 증대

6. 결론(한계점)

- '50년 재생에너지 발전비중을 80%로 확대해도 발전부문의 탄소제로 달성 불가
 - 재생에너지 80%(Case2)의 '50년 태양광 용량 154GW, 풍력 80GW로 현재 용량의 10배 이상, 40배 이상 확대 필요
 - * IEA는 2050 탄소중립을 위한 원전 용량을 현재의 2배 이상으로 평가
- 우리의 여건에서 재생에너지 발전비중 80% 확대 가능성은 매우 낮음
 - 재생에너지 비중을 높일수록 전력수요 증가에 비해 과도한 설비증가 필요
 - 간헐성으로 인한 비용(급전가능 발전원으로서 가스발전 확대 필요, 과잉발전량의 저장 비용 등)이 급증하고, 수급 불안 위험 상시 존재

- 재생에너지와 수소의 조합은 과잉발전량에 의해 수소설비의 이용률이 결정되므로 경제적인 대안이 될 수 없음.
- '50년 전기소비자는 매년 41조원 내지 96조원의 추가 부담 발생, 재생비중 80%(Case2)에서 전기요금 91~123% 인상 추정
- 재생에너지의 간헐성 보완을 위해 가스발전 확대가 계획되고 있으나 탄소중립을 위해서는 '30년 이후 가스발전의 대폭 축소 필요(IEA)
- 가장 경제적, 안정적 탄소저감 방안은 원자력의 비중을 높이는 것임
 - 재생에너지 비중을 고정한 경우 원자력 비중 증가가 탄소배출과 발전비용 감소 효과 발생
 - 원전의 부하추종운전, iSMR 개발 등 기술발전 고려시 탄소배출 저감비용은 더 감소하게 됨
- 탄소중립 에너지믹스 분석은 추후 검토 과제임
 - 우리의 경우 에너지소비 1/2 축소, 이 중 80%를 전력으로 소비(전력화), 전력의 80% 이상을 무탄소 전원으로 공급해야 함.
 - * 원전 필요성 현저히 증가
 - 수송부문, 열생산, 산업 부문 에너지 소비의 상당 부분을 전력이 대체해야 할 뿐 아니라 수전해 수소생산을 위한 무탄소 발전의 증대 필요
- 본 검토의 수행과 관련한 한계점은 다음과 같음
 - 과잉발전량은 급전가능 발전원의 최소출력을 전제로 산출한 것으로 최소치로 볼 수 있음
 - 풍력과 태양광의 발전비중이 높은 전력시스템에서는 에너지 저장을 고려하더라도 상당한 양의 부하차단이 필요한데 부하차단으로 이 발전원들의 실제 이용률이 하락하게 되고 발전단가는 상승할 것이지만 고려하지 않았음
 - 과잉발전의 대응비용으로 배터리, 수소 등 에너지 저장비용 추정치를 적용했으나 상당한 불확실성이 존재함
 - 이밖에 제한된 자료의 이용에 따른 가정 또는 전제, Case 설정의 한계 등은 향후 관련 연구에서 보완되어야 할 사항임

<목 차>

I. 에너지믹스 분석의 개요	1
1. 배경 및 목적	1
2. 에너지전환정책의 평가	2
3. 에너지전환정책의 문제점	10
II. 에너지믹스 관련 여건변화	19
1. 코로나19와 Post-코로나	19
2. 기후변화 대응 필요성 증대	20
3. 미세먼지 대책으로 석탄발전 조기 감축	21
4. 글로벌 에너지믹스 동향	23
III. 미래 에너지믹스 분석	30
1. 분석 CASE 개요	30
2. 분석 전제	31
3. CASE별 주요 결과	35
4. 비용의 계산	50
IV. 탄소중립 CASE	56
V. 결론과 한계점	67
첨부. 발전부문의 탈탄소화에 대한 기존연구의 시사점	69

<표 차례>

표 1. 재생에너지 발전비중 목표	4
표 2. 2차 에너지기본계획과 8차 전력수급기본계획 주요 항목 비교	9
표 3. 전력수요 전망치 및 실적치 비교	10
표 4 . 해외 주요국의 전력설비예비율	12
표 5, 국가별 에너지자립도 및 원자력기여도	12
표 6. 연도별 LNG 연료비	13
표 7. 연도별 주요 발전원 비중과 에너지부문 온실가스 배출량	14
표 8. 발전과정 중 온실가스 배출량	14
표 9. 전주기(연료채굴부터 폐쇄까지) 온실가스 배출량	14
표 10. 탈원전 국가의 205~2016년 온실가스 배출량	15
표 11. 발전원별 미세먼지 및 초미세먼지 배출량	15
표 12. 한전 연도별 평균전력구입단가 및 영업이익	16
표 13. 세계 에너지 전망	24
표 14. 일본의 에너지믹스 방향	26
표 15. 에너지믹스 검토 Case	31
표 16. 전력 수요 주요 변수	32
표 17. 전력수요(9차 계획, 3차 예기본 적용)	32
표 18. 재생에너지 이용률, 피크기여율(2030, 9차계획)	33
표 19. Case별 정격설비용량	36
표 20. Case별 피크기여 설비용량	37
표 21. Case별 발전구성	38
표 22. 재생에너지 가중평균 발전비용	44
표 23. 리튬이온 배터리 비용	45
표 24. 수전해에 의한 수소생산 비용(설비 이용률 85% 기준)	45
표 25. 과잉발전량 수소생산시 비용	46
표 26. 수전해 효율향상에 의한 비용 감소	47
표 27. 과잉발전량 대응 추가비용	47
표 28. 발전부문 온실가스 배출 원단위	48
표 29. Case별 CO2 배출량	48
표 30. CO2 저감비용 추정 결과	49
표 31. 정산단가(2019)	50

표 32. 재생에너지 발전비용	51
표 33. 발전비용 추정 결과	53
표 34. Case별 전기요금 영향 (단위: 원/kWh)	55
표 35. 탄소중립 선언국들의 에너지정책	56
표 36. 중국 2060년 탄소중립 로드맵	62
표 37. 2050년 탄소중립을 위한 에너지 관련 산업 중점 분야	63
표 38. 발전구성	65

<그림 차례>

그림 1. 전원별 설비용량 전망	4
그림 2. 에너지정책에 대한 국민 여론조사 결과	7
그림 3. 정부 에너지정책 세부 항목별 평가	7
그림 4. 향후 원자력발전 비중	8
그림 5. 과거 30년간 전력설비예비율 상황	11
그림 6. 19년 대비 20년 월별 에너지수요 및 CO2 변화율	19
그림 7. 경제성장률과 전력수요 증가율 전망(~2024)	20
그림 8. 에너지수요 및 시나리오별 변화량	23
그림 9. 주요국 전력믹스(IEA, 2018)	25
그림 10. 미국의 전력생산원별 생산량 전망	25
그림 11. 미국의 원자력 발전용량 전망	26
그림 12. 2040년 영국 전원믹스	27
그림 13. 2035년 여름 전력생산 예시	28
그림 14. 독일의 원자력 발전량 및 비중 변화	29
그림 15. 발전용 연료전지 건설 계획	33
그림 16. 태양광 계절별 발전 패턴	34
그림 17. 풍력 계절별 발전 패턴	34
그림 18. Case별 정격용량 발전설비(2050)	36
그림 19. 발전량 구성	38
그림 20. 과잉발전량('50년 5월 일요일 case1)	41

그림 21. 과잉발전량(‘50년 5월 일요일 case2)	41
그림 22. 시간대별 수요와 과잉발전(‘50.5월 case1)	42
그림 23. 시간대별 수요와 과잉발전(‘50.8월 case1)	42
그림 24. 시간대별 수요와 과잉발전(‘50.5월 case2)	42
그림 25. 시간대별 수요와 과잉발전(‘50.8월 case2)	43
그림 26. 시간대별 수요와 과잉발전(‘50연간 case1)	43
그림 27. 시간대별 수요와 과잉발전(‘50연간 case2)	43
그림 28. 과잉발전 대응 수단별 비용	47
그림 29. System LCOE 예시	52
그림 30. 재생에너지 계통통합비용(\$/MWh_VRE)	52
그림 31. Case별 발전단가 변화	53
그림 32. 전기요금의 구성(2020)	54
그림 33. 전기요금 영향	55
그림 34. Global electricity generation by source in the NZE	57
그림 35. Key Milestones in Transforming Global Electricity Generation	58
그림 36. 프린스턴 대학 Net-Zero America 보고서의 6대 전략	60
그림 37. 영국의 Net Zero Scenario	60
그림 38. 영국의 2050년 Net-Zero 달성을 위한 에너지믹스 계획	60
그림 39. 탄소중립 달성을 위한 에너지분야 탄소배출량 전망	64
그림 40. 최종에너지 소비	65

I. 에너지믹스 분석의 개요

1 배경 및 목적

□ 추진 배경

- 깨끗하고 안전한 에너지공급을 위해 탈석탄, 탈원전, 재생에너지 대폭 확대의 에너지전환 정책 추진 중
- 국제사회는 탄소배출 저감을 지향하는 에너지믹스 정책을 강조
- 우리나라는 2050년 탄소중립을 선언하고, '21년 중 탄소중립 로드맵을 수립, 국가계획에 반영할 예정
 - 탄소중립 달성을 위해 석유, 가스 등 화석에너지 소비의 전기화와 탈탄소 전원의 비중 확대, 탄소포집과 활용이 중요

□ 추진 목적

- 에너지정책에 대한 정치 개입 강화로, 에너지 믹스 계획 수립에 과학적, 전문적 분석이 제한된 상황
 - 에너지믹스 문제는 기술적, 경제적 특성이 서로 다른 다양한 에너지원의 적절한 조합을 찾는 것임.
 - 탄소중립은 태양광, 풍력, 수소 중심의 에너지정책으로는 우리의 여건을 고려할 때 실현 불가능
- 과도한 재생에너지 확대 정책에 따른 국내 에너지수급에 문제가 이미 발생하고 있음. 영국, 미국 캘리포니아, 텍사스 등의 전력수급 불안정의 원인이 재생에너지 확대가 주요 원인의 하나로 분석되고 있음
- 재생에너지 중심의 에너지믹스 정책에 의한 문제의 대처, 탄소중립을 지향하는 수단들을 고려하여 에너지믹스 정책을 점검할 필요가 있음
- 미래에 예상되는 문제점을 사전에 파악하고 대비하는 에너지믹스 대안을 분석하여 다음 정부의 에너지정책 방향 수립에 기여토록 함

가. 에너지전환정책 개요

- (정책개요) 문재인 정부는 '17.10월 국무회의에서 에너지전환(탈원전) 로드맵을 의결하고, 에너지 정책에 반영
- (정책방향) 탈원전, 탈석탄, 재생에너지 확대 정책 추진
 - (원전) 계획된 신규원전 건설계획 백지화, 노후원전 수명연장 금지를 통해 원전 비중 단계적 감축
 - * 원전기수 : 24기('17년) → 28기('22년) → 18기('31년) → 14기('38년)
 - (재생에너지) 발전량 비중을 대폭 확대하여 원전 축소로 감소되는 발전량 대체
 - * 재생에너지 발전비중 : 7.6%('17년) → 20%('30년) → 30~35%('40년)
 - (석탄발전) 신규 건설 중단, 노후 석탄화력 조기 폐쇄 추진

나. 에너지전환정책 추진 경과

- (에너지정책 공약) 문재인 후보는 깨끗하고 안전한 사회 건설을 위해 친환경 에너지 패러다임으로 정책 전환을 제시
 - 계획 중 원전 취소, 원전 계속운전 금지 등
 - 신고리 5,6호기 건설 중단 및 신규 원전 건설 계획 백지화
 - 가동 원전 수명연장 금지, 월성1호기 조기 폐쇄 등 단계적 원전감축
 - 석탄화력 신규 건설 전면 중단 및 공정을 10% 미만 원점 재검토
 - 가동 30년이 지난 석탄화력 10기 조기 폐쇄
 - '22년까지 미세먼지 배출량 30% 감축
- (탈원전 정책 선언) 고리 원전 1호기 영구정지 기념식('17.6.19)에서 탈원전 정책 선포
 - 준비 중인 신규 원전 건설계획 전면 백지화 및 설계수명 연장 금지
 - 노후 석탄화력 발전소 10기 폐쇄 조치
 - 신재생에너지와 LNG 발전 등 깨끗·안전한 청정에너지 산업 육성

- **(신고리5,6호기 공론화)** 대선공약에 따라 신고리5,6호기 건설재개 여부를 공론 조사를 통해 결정하기로 하고, '17.7.24일 공론화위원회 구성
 - 공론화위원회는 성별, 연령, 지역 등을 고려하여 500명의 시민참여단을 선정
 - 공론화 결과 59.5%의 찬성으로 신고리 5·6호기 건설 재개 결정
 - 공론화 과정에서 건설재개 찬성 비율 증가
 - * 조사 회차별 건설 찬성 비율 : 36.6% → 44.7% → 57.2% → 59.5%

- **(에너지전환로드맵 발표)** 공론화 결과에 따라 신고리5,6호기는 건설 재개하되, 국무회의('17.10.24)에서 탈원전을 골자로 하는 “에너지전환(탈원전) 로드맵”을 심의, 의결
 - 재생에너지 발전비중을 '17년 7%에서 '30년 20%로 확대
 - 신규원전 6기(신한울3·4, 천지1·2, 신규1·2) 건설계획 백지화, 가동원전 수명 연장 금지, 월성1호기는 조기폐쇄 여부 결정
 - 원전 감축 방안은 “제8차 전력수급기본계획”에 반영

- **(재생에너지 3020 이행계획)** '30년 재생에너지 발전량 비중 20% 달성을 위한 “재생에너지 3020 이행계획” 발표 ('17.12.20)
 - '30년 재생에너지 용량 63.8GW 건설
 - 신규 용량 95% 이상을 태양광·풍력으로 구성
 - 자가용 태양광(주택, 건물) 확대, 태양광 협동조합 사업 지원, 지자체 주도의 계획입지제도 도입, RPS(신재생에너지 공급의무화 제도) 의무비율 상향 조정 등 발표

- **(제8차 전력수급기본계획)** '31년까지의 전력수요 전망과 발전설비 확충 계획 공표 ('17.12.29), 에너지전환정책 목표와 이행방안을 정부 행정계획에 반영
 - 신재생 : '30년 58.5GW로 확대 ('17년 11.3GW 수준)
 - 원전 : 월성1호기와 가동중 10기(8.5GW) 폐지 및 신규 원전 6기(8.8GW) 백지화 반영
 - 석탄화력 : 노후 7기(2.8GW) 폐지 및 6기(2.1GW) LNG 전환
 - LNG : '30년 44.3GW로 확대 ('17년 37.4GW)
 - 신규설비 : 부족한 4.3GW는 LNG 및 양수발전기로 확충

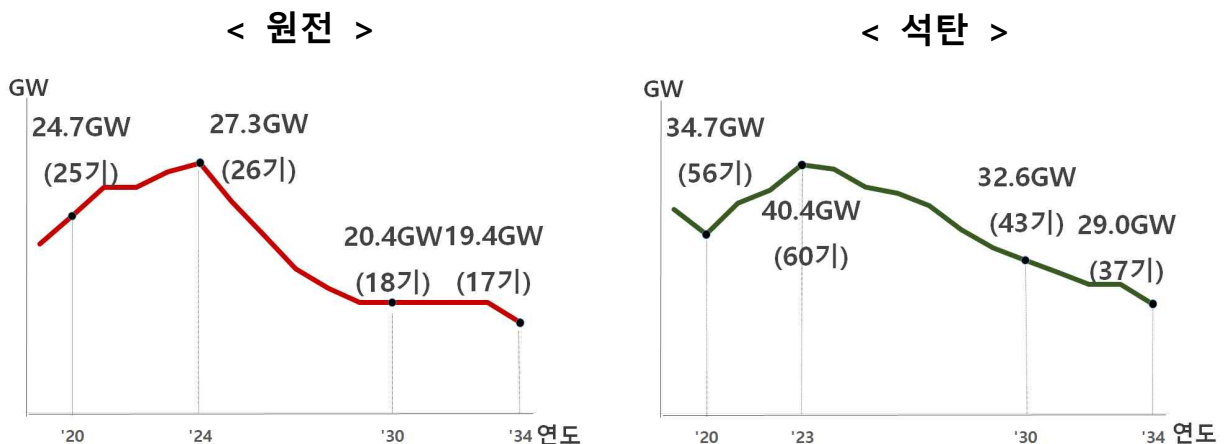
- (제3차 에너지기본계획) 향후 20년간('19~'40년) 에너지 관련 계획의 기본이 되는 제3차 에너지기본계획 공표('19.06.04), 최상위 에너지계획에 에너지전환정책 반영
- 재생에너지 비중 확대('40년 30~35%), 탈원전·탈석탄 감축 정책 지속

표 1. 재생에너지 발전비중 목표

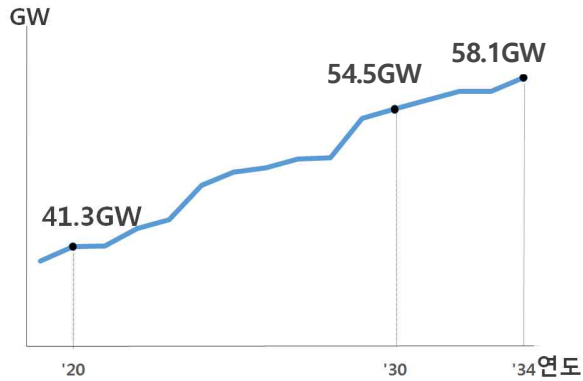
1차 에너지본('08)	2차 에너지본('14)	3차 에너지본('19)
11% ('30년)	11% ('35년)	30 ~ 35% ('40년)

- 석탄발전은 미세먼지와 온실가스 감축을 위해 과감하게 축소
 - 감축목표와 구체적 수단은 제9차 전력수급계획에서 제시
 - 에너지본은 「저탄소 녹색성장 기본법」에 근거하여 수립됨. 그러나 3차 에너지본은 법에서 규정한 경제성, 환경성, 에너지자립도 향상 등의 목표를 반영하지 못함
- (제9차 전력수급기본계획) 제8차 대비 석탄화력 추가 폐쇄 및 가스 대체 건설, 탈원전 및 신재생 확대 유지
- 신재생 : '34년까지 태양광 45.6GW, 풍력 24.9GW 등 총 77.8GW 규모로 설비 확대
 - 원전 : '24년 26기(27.3GW) 이후 원전 가동중단에 따라 '34년 17기(19.4GW)로 감소
 - 석탄 : 30년 가동발전기 폐지, 가스로 대체
 - 가스 : 폐지되는 석탄 30기중 24기(12.7GW) 대체 건설
 - 신규 : 예비력 22% 기준 부족분 2.9GW, 가스와 양수 발전소 확충

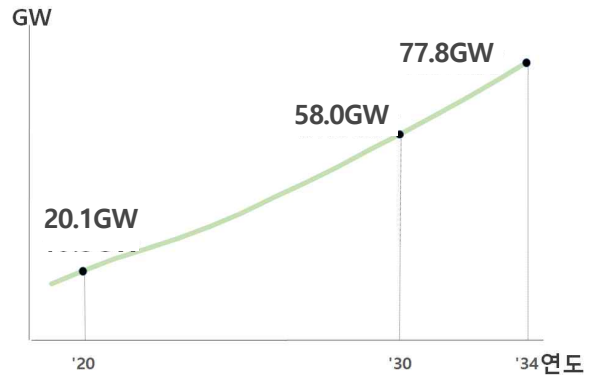
그림1. 전원별 설비용량 전망



< LNG >



< 신재생(정격용량) >



자료: 산업부, 제9차 전력수급기본계획, 2020

- (그린뉴딜정책) 한국판 뉴딜 종합계획('20.7.14)으로 저탄소에너지 전환 등 그린뉴딜 분야에 73.4조원(국비 42.7조원) 투자 발표
 - 풍력 및 태양광 등 그린에너지 분야에 11.3조원(국비 9.2조원) 투자, 신재생에너지 산업 생태계 육성
 - 재생에너지 3020 계획 대비 '25년 보급목표 상향 조정
 - '25년 태양광·풍력 보급 목표량 : 29.9GW → 42.7GW

다. 에너지전환정책의 성과

□ 에너지공급구조 변화

- 석탄화력 비중 축소
 - 온실가스 감축 및 미세먼지 대응으로 석탄발전 감축 계획 제시
- 신재생에너지 보급 등 분산형 전원 확대
 - 재생에너지 3020 이행계획의 '18년 보급목표(1.7GW) 및 '19년 보급목표(2.4GW) 초과 달성
 - * 태양광 실적(GW) : '17년(1.4GW) → '18년(2.4GW) → '19년(3.8GW)
 - 분산형 전원 활성화와 주민 참여 확대 추진

□ 전력 수요관리 강화 및 저효율 소비구조 개선

- 에너지효율 향상 추진, 에너지관리시스템(EMS) 보급 확대
- 에너지저장장치(ESS), 스마트그리드 등 수요관리 시장 조성을 위한 인프라 구축 및 수요자원(Demand Reponse) 시장 확대

□ 전력수급계획에 온실가스 및 미세먼지 감축 의지 반영

- 온실가스 감축 로드맵('16.12월) 및 미세먼지 종합대책('17.9월) 등을 전력수급 기본계획에 반영

□ 재생에너지, 수소산업 등 에너지신산업 육성

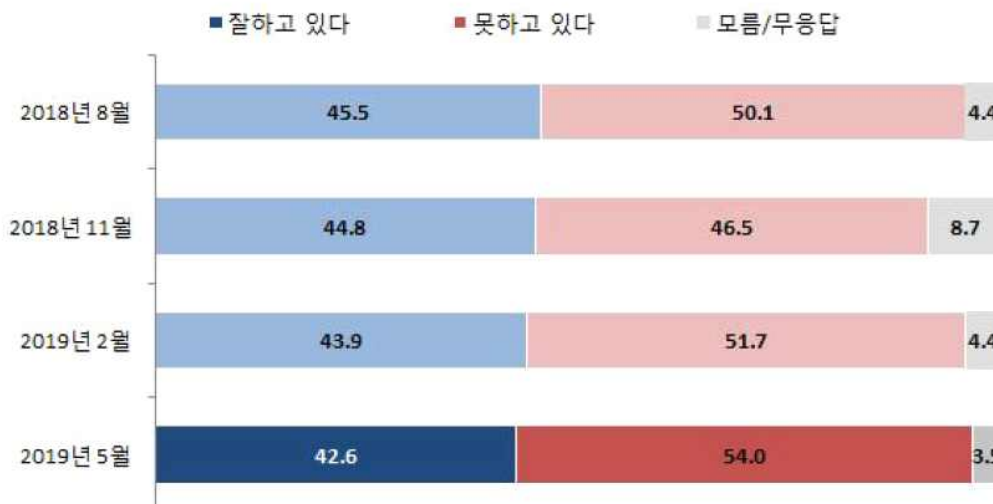
- 신재생에너지산업 육성 정책 추진
 - 재생에너지산업 경쟁력 강화방안('19.4월), 해상풍력 발전방안(20.7월), 태양광 R&D 혁신전략('20.9월) 등 발표
- 수소경제활성화 기반 마련(수소경제로드맵 수립, '19.1)
 - 수소산업생태계 조성 및 인프라 구축을 시작으로 '30년 대규모 수요·공급 시스템을 구축
 - '40년까지 해외수소생산 및 수전해 본격화, 수소차 620만대 생산, 연료전지 17.1GW 보급, 수소가격 3,000원/kg 달성 목표 제시
- 수소발전의무화 제도(HPS)를 '22년까지 도입('20.10월)
 - 수소연료전지의 체계적인 보급 확대를 위해 기존 신재생에너지의무화제도(RPS)에서 연료전지를 분리하여 별도의 의무 공급시장 조성

라. 에너지전환정책에 대한 평가

① 에너지전환정책 전반에 대한 국민 여론

- 에너지정책에 대한 여론조사 결과 부정평가 비율이 지속적으로 증가하는 추세

그림2. 에너지정책에 대한 국민 여론조사 결과 (단위:%)

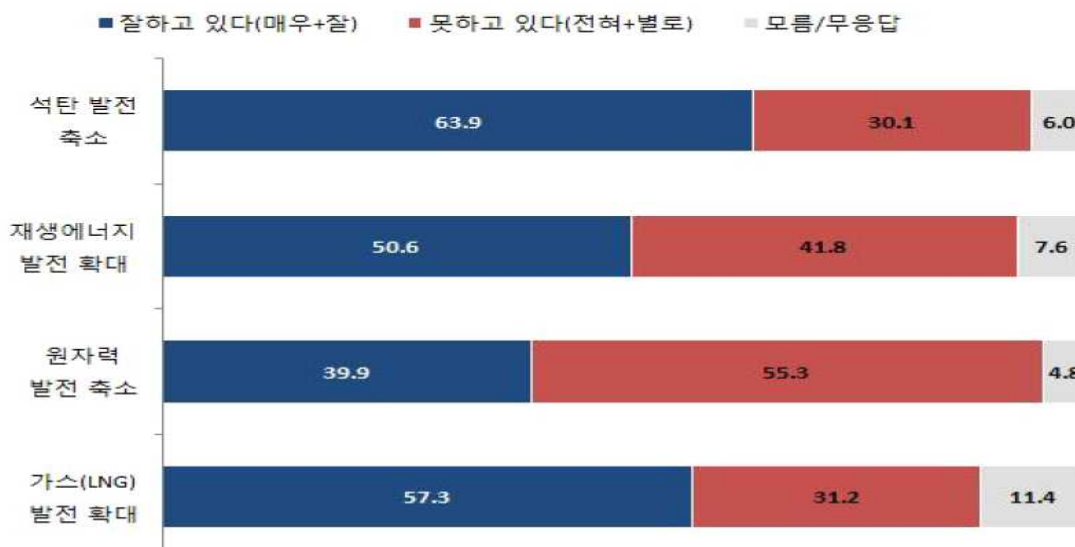


* '18.08월부터 '19.05월까지 3개월마다 4차례 동일한 문항으로 원자력발전에 대한 국민여론조사 실시

* 조사기관 : 한국리서치(1차), 한국갤럽(2차), 한국리서치(3차), 엠브레인(4차)

- 석탄화력 비중 축소, 재생에너지 비중 확대 정책에 대해서는 공감을 얻고 있으나, 원전 축소 정책에 대해서는 부정적 평가가 높은 수준

그림3. 정부 에너지정책 세부 항목별 평가 (단위:%)



- * '18.08월부터 '19.05월까지 3개월마다 4차례 동일한 문항으로 원자력발전에 대한 국민여론조사 실시
- * 조사기관 : 한국리서치(1차), 한국갤럽(2차), 한국리서치(3차), 엠브레인(4차)

② 원전정책에 대한 지속적 문제 제기

- 탈원전 정책에 대한 언론, 산업계, 지역 등에서 반대가 지속·증가하는 상황
 - 월성1호기 조기 폐쇄 정책 결정 과정의 적법성 논란
 - 지역, 산업계, 언론 등의 신한울3,4호기 건설 재개 요구
- 원전 이용 찬성 여론 우세 지속
 - 원자력 발전 비중은 현 수준 유지 또는 증가 필요 의견이 70% 이상

그림4. 향후 원자력발전 비중(단위:%)



- * '18.08월부터 '19.05월까지 3개월마다 4차례 동일한 문항으로 원자력발전에 대한 국민여론조사 실시
- * 조사기관 : 한국리서치(1차), 한국갤럽(2차), 한국리서치(3차), 엠브레인(4차)

③ 절차적 적정성에 대한 평가

- 국민 의견 수렴절차 미흡
 - 대선 공약 및 신고리5,6호기 공론화 조사 등을 근거로 에너지전환 정책 추진
 - 신고리5,6호기 공론화시 향후 원전비중에 대한 시민참여단의 마지막 설문 조사 결과를 에너지전환(탈원전) 정책의 근거로 제시
- * '신고리5,6 공론화위원회 구성 및 운영에 관한 규정' 제1조에는 원전 건설 중단 여부에 관한 결과 도출로 목적을 한정

○ 법적 근거 미흡

- 국무회의 의결로 탈원전 등 국가 에너지정책 방향 수립 및 이행
 - * 독일은 2011년 원자력법(Nuclear Energy Act, 1959년 제정) 제13차 개정을 통해 가동원전의 폐쇄시점을 명시하고 원전운영사들에 대한 손실 보상규정 마련
 - 원전운영사들은 재산권 침해 소송 제기(손해배상청구액 약 26조원), 독일 헌법재판소는 정부의 재산권 침해 인정('16년), 정부에 보상 명령
 - '20.11월 스웨덴 바텐폴은 독일 정부의 '18년 원전폐쇄보상법안이 충분치 않다고 소송 제기하여 승소
- 기 취득 인허가에 대한 철회 및 취소 근거 부재, 재산권 침해 문제 제기
 - * 국무회의의 에너지전환로드맵 의결 시점('17.10) 이전 신한울3,4호기 발전사업허가 취득, 월성1호기는 운영허가 기간 중 조기폐쇄

○ 정책 일관성 상실

- 에너지전환정책을 정부 행정계획에 반영한 제8차 전력수급계획('17.12월)은 상위 법정계획인 2차 에너지기본계획('14년)과 불일치

표 2. 2차 에너지기본계획과 8차 전력수급기본계획 주요 항목 비교

주요 전망	2차 에너지기본계획('14.1)	8차 전력수급기본계획('17.12)
경제성장률	2.8% (기간: '11년~'35년)	2.43% (기간: '17년~31년)
전력수요 전망	꾸준한 증가	지속적 감소
원전설비 비중	최소39기 ('35년 기준) - 29% (43GW) - 에너지안보, 경제성, 온실가스 감축 효과 고려	14기 ('38년 기준) - 16.4GW - 탈원전로드맵 반영

지난 4년간 추진된 에너지전환정책으로 안정적 에너지수급 우려, 에너지안보 위협, 온실가스 및 미세먼지 저감 실패, 전력구입비용 상승에 따른 전기요금 인상 요인 발생, 에너지산업 생태계 붕괴 우려 등 다양한 문제점 노출

☞ 에너지전환 추진 과정에서 노출된 문제점의 원인을 분석하고 이를 보완할 수 있는 대안 마련 필요

가. 에너지 수급 측면

□ 전력수요 증가에 대한 대비 부족

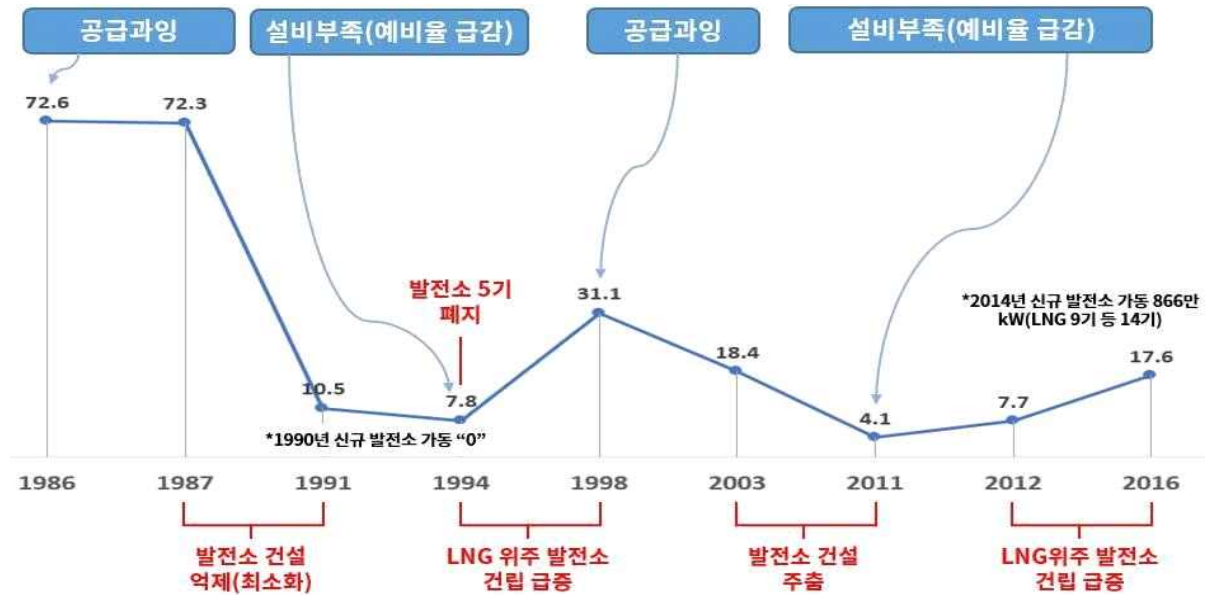
- 에너지전환정책으로 노후 석탄화력 폐지 및 원전 계속운전 금지에 따라 '20년대 중반 이후 적정예비율 확보 우려
- 전력수요 증가 요인(4차 산업혁명, 전기차 확대, 이상고온 발생 등)과 신재생 확대 지연시 전력수급 불안 발생 가능
 - 최대전력수요 대비 충분한 공급능력 미확보
 - 수요전망 과소 예측
 - 신규수요 반영 불충분, 의욕적 수요관리 목표 반영 등
- 2018년(8차계획)부터 2020년(9차계획)까지 매년 최대전력수요 실적치가 예측치를 초과했고, 공급예비율은 한 자릿수에 그침

표 3. 전력수요 전망치 및 실적치 비교

구분	2018	2019	2020
전망치(기본계획)	87.2GW(8차)	88.5GW(8차)	89.1GW(9차)
실적치(공급예비율)	92.5GW (7.7%)	90.3GW (6.7%)	90.6GW (9.5%)

- 설비예비율 실적은 예측과 상이
 - 과거 30년간 「설비과잉 → 과소 수요예측 → 신규설비 축소 → 설비부족(예비율 저하) → 과다 수요예측 → 신규설비 확대 → 설비과잉」 현상 반복

그림5. 과거 30년간 전력설비에비율 상황



* '86년 설비에비율은 72% 수준, 발전소 건설 억제로 '94년 설비에비율은 7.8%로 하락, 대규모 가스발전소 건설로 '98년 설비에비율은 31%로 상승, 신규 설비 건설 제한으로 '11년에는 4.1%로 하락, 9.11 순환단전 발생

□ 재생에너지 확대에 따른 전력계통 불안

- 재생에너지의 간헐성 및 경직성으로 정전 우려 확대
 - 발전량의 잦은 증감으로 계통에 과도한 부하 발생
 - 재생에너지 확대에 따른 Duck Curve 현상 심화
 - 신재생 비중 확대에 의해 설비에비율 증대 필요
- 태양광, 풍력은 일조량, 풍속 등 날씨 변화에 따라 출력이 변동되어 예측과 통제 불가능
 - 대규모 백업설비가 필요하여 비용 급증 및 비중 확대에 따른 계통부담 가중

※ 주요국 예비율 수준

- 재생에너지 발전 비중이 높은 독일, 스페인, 이탈리아 등은 113 ~ 159% 수준의 높은 예비율 유지
- 원전 및 화력 비중이 높은 국가는 30~70% 수준

표 4 . 해외 주요국의 전력설비에비율

국가	설비용량 GW (비중 %)			최대전력수요 (GW)	설비에비율
	화력	원자력	신재생 등		
독일	85.4 (43.2)	10.8 (5.5)	101.6 (51.3)	81.9	141%
스페인	46.5 (44.8)	7.12 (6.9)	50.2 (48.3)	40.1	159%
이태리	62.1 (54.4)	0.0 (0.0)	52.1 (45.6)	53.6	113%
프랑스	19.1 (15.7)	63.1 (51.7)	39.9 (32.6)	88.6	38%
영국	48.8 (62.8)	9.5 (12.2)	19.5 (25.0)	52.9	47%
일본	174.4 (63.5)	41.5 (15.1)	58.6 (21.4)	159.1	73%
미국	735.7 (70.5)	99.6 (9.6)	207.6 (19.9)	768.5	36%
한국	79.1 (66.4)	21.9 (18.3)	16.2 (15.3)	92.5	27%

[Electricity Information 2018, 한국전력거래소 2018]

□ 에너지자급도 하락

- 우리는 OECD 회원국 중 에너지자립도가 최하위 수준으로 에너지 위기 대응 능력이 취약하고 에너지공급 탄력성도 낮음
- 탈원전, 탈석탄에 따른 전력설비 부족분을 가스로 대체하는 에너지전환정책으로 에너지자급도는 더욱 하락 예상
 - 원전을 준국산에너지로 포함할 때 에너지자립도는 '15년 18.8%에서 '18년 16%로 하락

표 5, 국가별 에너지자립도 및 원자력기여도 (단위 : %)

국가	2015		2016		2017		2018	
	에너지 자립도	원자력 기여도*	에너지 자립도	원자력 기여도	에너지 자립도	원자력 기여도	에너지 자립도	원자력 기여도
한국	18.8	83.5	18.2	82.1	17.4	78.8	16.0	77.0
일본	7.4	7.8	8.2	13.4	9.5	20.9	11.8	33.6
미국	92.5	10.7	88.5	11.4	92.5	11.0	97.4	10.1
독일	38.9	19.9	37.1	19.2	36.9	17.3	37.0	17.7
프랑스	55.1	81.9	53.0	79.9	52.3	80.2	55.0	79.4
영국	65.0	15.5	67.2	15.6	68.1	15.3	70.2	13.8

* 원자력 기여도(%) = 원자력 에너지 생산량/총 에너지 생산량

자료: World Energy Balances 2020

□ 가스 확대에 따른 에너지안보 위협

- 가스저장 시설 한계로 에너지 위기 발생 가능성 증가
 - 국내 지리적 특성으로 파이프라인(PNG) 없이 선박을 통한 수입만 가능하며 대규모 가스 저장시설이 필요함
 - * 현재 저장설비 용량은 477만톤 규모로 2달 사용량 수준
 - 저장설비 추가 확보는 막대한 비용 발생
 - * 액화천연가스 가격은 생산지 가격 30~40%, 액화/재기화 비용 30%, 운송비용 20~30%로 생산지 가격이 하락해도 국내가는 크게 하락하지 않음
- 가스 가격의 높은 변동성으로 수급위기 발생 가능성
 - 가스도입 가격은 일정한 주기로 유가변동에 영향을 받음. 1~2년 변동폭이 40%를 상회하는 경우도 발생

표 6. 연도별 LNG 연료비

(단위 : 원/kWh)

구분	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19
LNG 연료비 단가	106.55	117.55	137.46	139.48	141.59	146.24	94.89	84.17	88.97	113.94

자료 : 전력거래소

- * 일본은 후쿠시마 사고 이후 원전 제로 상황에서 가스발전 가동을 크게 늘리며 '11년부터 5년간 누적 32조엔 규모의 무역 적자 발생(상당 부분이 에너지 수입액 증가 때문)

나. 환경적 측면

□ 온실가스 감축목표 달성 어려움

- 에너지전환정책에도 불구하고 화석연료 의존도는 크게 개선되지 않아 국가 온실가스 감축 목표 달성이 어려움
 - '19년 화석연료(석탄, LNG) 발전비중은 66% 수준이며, 제9차 전력수급 계획의 '30년 화석연료 발전 비중도 53.2%로 화석연료 의존도는 크게 개선되지 않음
- 에너지전환정책 추진('17) 이후 원전비중 감소('18)로 온실가스 배출량이 2년 연속 증가

- '19년도부터 원전 발전 비중이 증가하고 화석연료(석탄, LNG) 발전 비중이 감소하여 온실가스 배출량 감소

표 7. 연도별 주요 발전원 비중과 에너지부문 온실가스 배출량

구분		2016년	2017년	2018년	2019년	2020년
발전비중 (%)	석탄+LNG	62	65.9	68.7	66	62
	원전	30	26.8	23.4	25.9	29
에너지부문 온실가스 배출량 (백만톤-CO ₂ eq)		240.0	250.8	253.2	245.1	220.1

[환경부, 한국전력통계]

- 화석연료인 가스발전은 석탄발전 대비 절반 가량의 온실가스를 배출함. 가스 발전 확대는 탄소중립 달성 저해 요인임.
 - '30년 발전부문 온실가스 배출 목표가 1.93억톤임.
 - 전주기 온실가스 배출량은 LNG가 재생에너지, 원전 대비 10~40배 이상 많음

표 8. 발전과정 중 온실가스 배출량

구 분	석탄	LNG	태양광, 풍력	원자력
배출량 (g-CO ₂ eq/kWh)	760	370	0	0

[IPCC (UN산하 기후변화에 관한 정부 간 협의체), 2014년]

표 9. 전주기(연료채굴부터 폐쇄까지) 온실가스 배출량

구 분	석탄	LNG	태양광, 풍력	원자력
배출량 (g-CO ₂ eq/kWh)	820	490	48	12

[IPCC (UN산하 기후변화에 관한 정부 간 협의체), 2014년]

- 독일, 벨기에, 스위스는 탈원전을 선언하고 재생에너지의 발전 비중을 증가 시켰음에도 이산화탄소 배출량이 줄지 않음.
 - 특히 독일의 경우 원전 대체를 위해 석탄화력의 발전 비중이 줄어들지 않아 온실가스 감축에 어려움을 겪고 있음
 - 탈원전을 추진하는 독일은 원전비중을 유지하는 프랑스에 비해 온실가스를 10배 배출(2016년 기준)

표 10. 탈원전 국가의 205~2016년 온실가스 배출량

(단위 : 백만톤)

연도	'05	'06	'07	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16
벨기에	107	105	102	104	97	104	93	92	93	87	93	92
독일	787	799	767	775	720	759	731	745	764	723	730	732
스위스	44	44	42	43	42	43	39	41	42	38	37	38

[통계청, 국가통계포털(KOSIS)]

□ 미세먼지 배출 감소 어려움

- 에너지전환 정책 유지 시 석탄발전량이 감소하고 LNG 발전량이 증가하여, '30년 미세먼지 배출량은 '20년 대비 22% 감소
 - '25년까지는 미세먼지 배출량이 '20년 대비 오히려 5% 증가하고 목표(47%) 달성 불가 예상
- LNG는 석탄보다는 배출량이 적으나 질소산화물(NOx)을 다량 배출함. 질소산화물(NOx)은 호흡기 질환의 원인의 되고 대기 중의 수증기, 오존, 암모니아 등과 결합하여 2차적으로 초미세먼지를 발생시킴

표 11. 발전원별 미세먼지 및 초미세먼지 배출량

(단위 : g/MWh)

구분	SOx	NOx	총먼지	미세먼지	초미세먼지
석탄	258	291	13	561	120
LNG	-	171	-	171	15
원자력	-	-	-	-	-

[산업부 발표자료, '19.3월]

다. 경제적 측면

□ 비용 증가로 인한 전기요금 상승 불가피

- 에너지전환 정책 추진시 발전비용이 낮은 석탄 및 원자력의 발전량은 감소하고, 발전비용이 높은 신재생 및 가스 발전량은 증가하여, 한전의 전력구매비용은 지속적으로 상승

표 12. 한전 연도별 평균전력구입단가 및 영업이익

연도	'16	'17	'18	'19
구입단가 (원/kWh)	83.02	87.32	95.67	95.26
영업이익 (억원)	120,016	49,532	-2,080	-12,765

[한국전력, 한국전력통계 제89호]

- 재생에너지 확대에 따른 비용 증가
 - 재생에너지의 간헐성 보완을 위해 에너지저장장치(Energy Storage System) 구축 비용, 태양광 폐모듈 등 폐기물 처리비용 및 계통 통합비용을 고려할 경우 재생에너지 확대에 따른 비용은 더욱 큰 폭으로 증가
- 백업설비로 LNG 발전설비 과다 건설하여 좌초자산 위험
 - 재생에너지의 간헐성 보완을 위한 백업설비로 LNG 발전 확대하여 대응할 계획이나, 2050년 탄소중립 달성을 위해서는 LNG 발전설비도 폐지해야 하므로 대규모의 좌초자산 발생 불가피
 - * 영국의 금융싱크탱크인 Carbon Tracker는 한국의 LNG 발전 대체 계획이 600억달러(약 74조원)에 이르는 좌초자산이 될 것으로 분석

□ 요금 인상으로 산업경쟁력 약화

- 전기요금 인상으로 산업경쟁력 약화 초래 (제조원가 상승 등)
 - 스웨덴은 노후원전 폐쇄 및 풍력으로 전환 과정에서 전기요금이 지속 상승함. 글로벌 기업들의 데이터 센터 등 투자 유치가 어려워짐
- 원가 중 전기요금 비중 높은 재생에너지 산업기반 붕괴 우려
 - 태양광 원료인 폴리실리콘과 잉곳·패이퍼의 생산원가 중 전기요금이 차지하는 비중은 각각 45%, 30% 수준으로 산업용 전기요금 인상시 원가상승으로 재생에너지 산업경쟁력 약화 불가피

※ 독일, 호주, 캐나다의 경우 재생에너지 확대정책 추진으로 전기요금 폭등을 경험한 반면 프랑스는 재생에너지 확대정책을 추진과 함께 원전 비중 유지를 통해 여전히 낮은 전기요금 수준 유지

- 독일은 2000년 탈원전 선언 후 '12년까지 전기요금 2배 이상 폭등
 - 2000년 OECD에서 중간 이하였던 독일 전기요금은 재생에너지 보급확대와 탈원전 추진으로 2017년 OECD 최고 수준으로 상승(우리나라의 3배 수준)
 - 반면 프랑스는 재생에너지 확대 정책을 추진 중이지만 여전히 원전 비중을 유지하고 있으며 OECD 평균에 비해 40% 낮은 전기요금 수준을 유지
 - 2000년 한국, 프랑스, 독일 3국의 전기요금은 차이가 크지 않았으나, 독일은 2000년~2017년 기간 중 산업용 189%, 주택용 128%가 상승하여 한국, 프랑스와 큰 격차 발생

【 한국·프랑스·독일 전기요금 비교 】

(단위 : 원/kWh)

구 분	산업용		인상율 (%)	주택용		인상율 (%)
	2000	2017		2000	2017	
한국	66.3	122.1	84.2	107.7	123.4	14.6
프랑스	50.2	125.1	149.2	142.7	214.9	50.6
독일	56.9	164.2	188.6	169.3	386.4	128.2

주 : 환율 1,293.6원/유로

[OECD, Energy Prices and Taxes 2019, 한전, 한국전력통계, 2019]

- 호주는 신재생에너지 육성정책 이후 전기료 급등
 - 신재생에너지 육성정책 이후 10년간 전기료가 평균 63% 상승하였으며, 이로 인해 제조업체의 공장폐쇄, 해외이전으로 인한 실업 증가
 - 남호주 지방의 전기가격은 403원/kWh로 세계 최고 수준이며, 노후 연금 수령액의 20%를 전기요금으로 지출
- 캐나다 온타리오주는 재생에너지 확대 정책 이후 전기요금 폭등으로 산업 피해
 - 신재생에너지 확대 시점인 '08년부터 '16년까지 전기요금 71% 상승
 - 전기요금 폭등에 따라 온타리오주의 56만 가구가 요금 체납('15년)
 - 전기요금 상승에 따른 제조업 이전, 폐쇄로 7.4만명 일자리 감소

라. 산업적 측면

□ 원전산업 생태계 붕괴 위기 및 양질의 일자리 축소(고용 감소)

- 신규원전 건설을 전면 백지화함으로써 세계 수준의 경쟁력을 보유하고 있는 원전업계는 대규모 매출손실, 전문인력의 이탈로 붕괴 위기
- 원전 2기 건설시 2,000여개 업체의 약 6만명의 인원 중 1만5천명의 인력이 직접 투입되는 것으로 추정, 신규원전 발주 물량이 없을 경우 인력 및 기술 유지 곤란, 원전 공급망은 붕괴 불가피

□ 해외수출과 국내외 가동원전 안전성에 영향 우려

- 원전 공급업체의 이탈이 가속화될 경우 국내 및 UAE 가동원전의 예비품 및 정비용 부품 공급에 심각한 차질이 불가피하여 가동중 원전의 안전한 가동이 어려울 수 있으며 수출 경쟁력도 약화

※ 세계 1위 원전 운영국인 미국은 1958년부터 상용원전을 활용하였고, 1970년대까지 다수 원전을 지속적으로 건설하였으나, 1979년 쓰리마일 2호기 원전 사고 발생 이후 신규 원전 중단

- 신규원전 건설 중단에 따른 장기간 물량공백 발생으로 주요 원전공급사들은 사업 규모 축소 및 해외 매각 등으로 원전산업생태계는 붕괴되었음
- 2012년부터 미국 내에서 신규원전 건설이 재개되었으나, 주요 기자재 제작 등 핵심적인 부분은 해외업체(두산중 등)에 의존하는 상황이 되었고, 시공분야 또한 원전건설 경험과 전문 인력 부족, 사업관리 능력 부재로 공기 지연과 공사비가 대규모로 증가하고 있음
- 최근 미국은 자국의 원전산업생태계 붕괴로 인한 부작용을 심각하게 인지하고, 기자재 공급망 및 원전산업생태계를 회복시키고자 다각적인 지원을 제공하고 있으며, 최근 한·미 정상회담에서는 해외 공동 진출을 선언했음

II. 에너지믹스 관련 여건변화

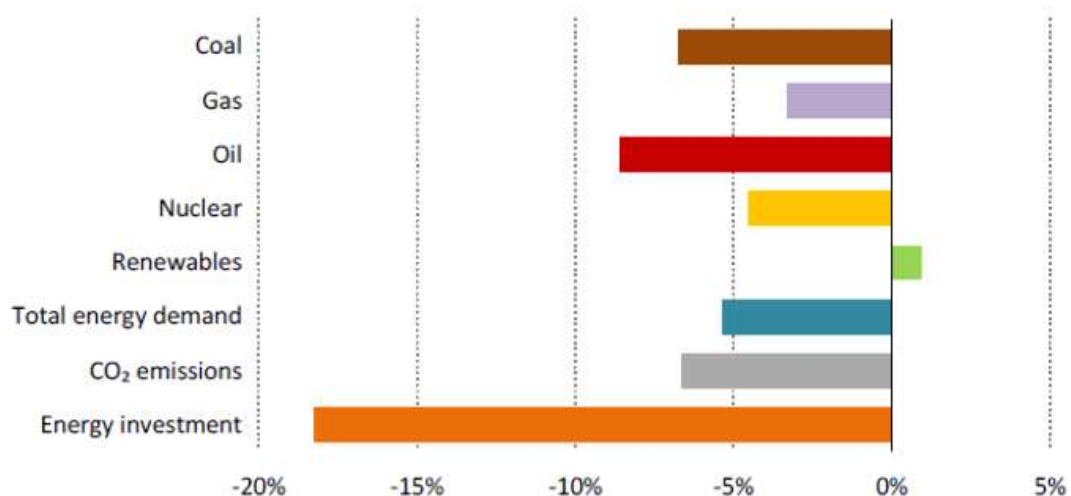
1 코로나19와 Post-코로나

□ 코로나에 따른 세계 에너지 수요 영향 및 향후 전망

- (에너지수요 감소) '19년말 발생한 코로나의 전세계적 영향으로 '20년 세계 에너지 수요는 전년도 대비 감소 추정
 - 1차 에너지 수요는 전년도 대비 5%, 에너지분야 CO₂ 배출량은 7%, 에너지 분야 투자액은 7% 감소 추정

그림6. 19년 대비 20년 원별 에너지수요 및 CO₂ 변화율

(단위:%)



[자료 : IEA World Energy Outlook 2020]

- (향후 전망) 세계 에너지수요가 코로나19 이전 수준으로 회복하는 것은 '23년 (조기회복시) 또는 '25년(회복지연시)으로 전망
 - World Energy Outlook 2020 (International Energy Agency, '20.10)

□ 국내 전력수요 영향 및 향후 전망

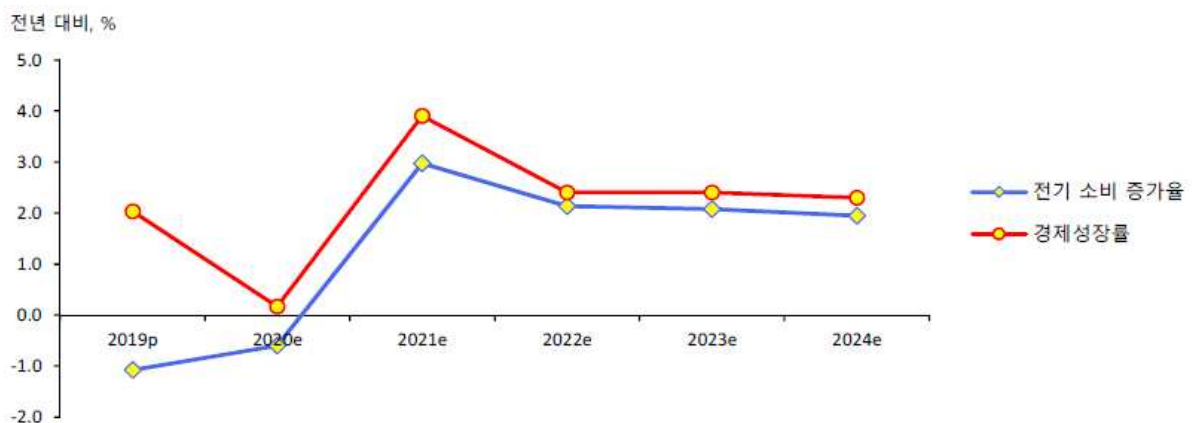
- (전력수요 영향) 국내의 경우 코로나19 영향으로 인해 '20년 전력수요전년도 대비 2.2% 감소
 - '19년 전력수요는 산업생산 활동 중단, 기온효과 등의 영향으로 IMF 사태

(‘98년) 이후 처음으로 전력수요 감소(-0.9%)

- ‘20년 코로나19의 확산으로 2년 연속 전력수요 하락

- (향후 전망) 에너지 수요 증가율은 코로나19 영향으로 증가율이 둔화되어 ‘19~‘24년 기간 전력 수요 연평균 증가율은 1.7% 수준으로 전망
 - 경제성장률이 코로나19로 ‘20년 대폭 하락한 후 2021년에는 기저효과로 빠르게 회복할 전망이며, 전력수요 증가율도 비슷한 추이로 증가할 것으로 전망

그림7. 경제성장률과 전력수요 증가율 전망(~2024)



주: p는 잠정치, e는 전망치

[자료 : 2020 중기 에너지수요전망, 에너지경제연구원 '20.9월]

2 기후변화 대응 필요성 증대

□ 신기후체제 출범

- 기후변화 대처를 위해 국제사회는 기후변화에 관한 정부간 패널(IPCC)을 설치(‘88년), 기후변화협약(UNFCCC) 채택(‘92년)
 - 21차 당사국 총회에서 파리협정 체결(‘15.12), ‘21년 신기후체제 출범
 - 지구 평균기온 상승을 산업화 이전 대비 1.5℃로 제한하는 목표 설정
- 지구 평균기온은 산업화 이전 대비 약 1℃ 상승하였으며, 우리나라는 지난 100년간 1.8℃ 상승, 최근 30년간 1.4℃ 상승으로 적극적인 기후위기 대응 필요
 - ‘20.12월 2050년 장기저탄소발전전략(LEDs)으로서 “지속가능한 녹색사회 실현을 위한 대한민국 2050 탄소중립 전략” 발표

□ 지구적 기상이변 빈번 발생

○ 캘리포니아 산불

- '18년에 이어 '20.8월 사상 최악의 기록적 폭염과 및 건조한 기후, 강한 바람 등에 따라 대규모 산불 발생. 캘리포니아 주지사는 산불 원인을 기후 변화로 규정
- 폭염으로 인한 전력수요 급증 및 전력공급 부족에 따라 41만 가구와 기업에 순환정전을 단행
- * 전력공급 부족은 폭염으로 전력수요 증가, 일몰에 의한 태양광 출력 급감, 고온에서의 가스발전 효율 저하, 바람이 불지 않아 정지한 풍력 등 공급력 감소가 원인으로 지목. '12년 산오노프레 원전 폐쇄가 사태 악화의 원인 중 하나로 파악

○ 호주의 초대형 산불

- '19.9월 시작된 호주의 초대형 산불은 '20년초까지 지속. 화재발생 면적은 한국 면적의 6배 규모
- 호주의 산불이 초대형 규모로 커진 이유는 온실가스 배출 증가로 인한 기후변화가 주 원인으로 분석
- * 호주는 세계 탄소 배출의 약 7% 차지

○ 긴 장마

- 우리나라는 '20.6월부터 9월까지 긴 장마와 연속적인 태풍 영향으로 한반도 전역에 걸쳐 피해 발생
- * 산사태, 홍수, 인명피해 발생, 특히 산지 태양광은 산사태 유발 원인으로 지목
- 장마가 역대급으로 장기화된 것은 지구온난화로 인한 기상이변으로 북극과 시베리아 지역이 고온으로 유지된 것이 원인으로 밝혀짐

3

미세먼지 대책으로 석탄발전 조기 감축

□ 미세먼지 대책 발표

- 정부는 미세먼지 배출량의 30% 이상 감축 목표를 설정하고, 이를 위해 노후 석탄 조기 폐지와 석탄발전의 LNG 전환 추진 계획 발표 ('17.9월)
- '22년까지 발전부문의 미세먼지 배출량 11,681톤 감축을 목표로 하는 “미세먼지 관리 강화대책” 발표('18.11월)

- 미세먼지에 대한 범국가적 기구 국가기후환경회의의 구성('19.03월)

□ 국가기후환경회의의 미세먼지 대책 발표

- **(국가기후환경회의)** 미세먼지 및 기후변화 문제에 관해 국민 의견을 수렴한 범국가적 대책과 국제협력 증진 방안을 마련하기 위해 대통령 직속기구로 '국가기후환경회의' 설치('19.04)
- **(단기정책 제안)** 겨울철 고농도 미세먼지 해결을 위한 단기 응급대책으로 '고농도 미세먼지 계절관리제' 제안('19.09)
 - 겨울철·봄철 석탄발전 일시 가동 중단(9~27기) 및 가동률 조정
- **(중장기정책 제안)** 미세먼지 및 기후위기 근본적 해결을 위해 '중장기 국민 정책제안' 발표 ('20.11)
 - 지속가능발전, 2050년 탄소중립, 녹색경제·사회로의 전환을 3대 축으로 한 29개 실천과제 제시
 - 8개 대표과제, 21개 일반과제를 제안했으며 대표과제 중 하나로 '석탄발전의 단계적 감축 및 국가전원믹스 개선'을 제시
- **(전원믹스 개선 정책제안)** 미세먼지와 온실가스의 주요 배출원인 석탄발전을 조기 폐쇄하고 이를 대체할 최적 발전원 구성 필요 제안
 - 석탄발전 감축 : '45년 또는 그 이전까지 완전 정지(Zero)하되, '50년 탄소 중립을 위해 '40년 이전으로 앞당기는 방안 검토 제안

<석탄발전 완전 중단시점에 대한 국민정책참여단 속의 결과>

('40년 이전)18.6% ('40년)27.4% ('45년)24.6% ('50년)17.0% ('54년 이후) 12.4%

- 전원믹스 구성 : 재생에너지 중심의 최적 전원믹스를 마련하되, 원자력과 천연가스를 보완적으로 활용

<석탄발전 대체 발전원에 대한 국민정책참여단 속의 결과>

재생에너지 63%, 원자력 23%, 천연가스(LNG) 13%

- 석탄발전 감축 과정에서 사회적 수용성을 제고하기 위해 ①안정적인 전력 공급 ②사회적 합의 ③전기요금의 급격한 인상방지 ④발전사, 근로자, 지역경제 피해지원 순의 고려사항 제시

가. OECD/IEA의 세계에너지 전망(WEO 2020)

- '20년 세계 1차에너지 수요는 전년 대비 5%, 에너지관련 CO2 배출량은 7%, 에너지투자는 18% 감소 전망
- 코로나19에 의한 에너지수요 감소는 '선언정책시나리오(SPS)'에서 '23년초, '회복지연시나리오'는 '25년 회복 예상

* SPS : Stated Policy Scenario

- 모든 시나리오에서 태양광을 포함하여 재생에너지 수요가 급격히 증가할 것이지만, 발전전력을 수용할 수 있는 전력망 구축이 관건임

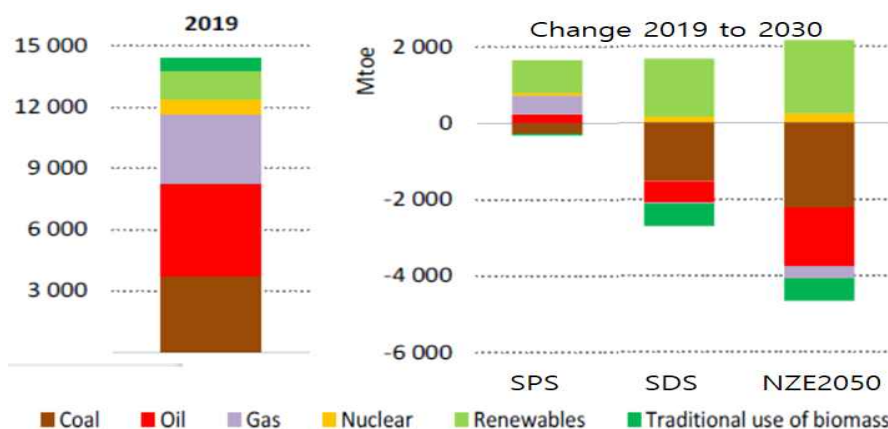
<'19~'40 평균증가율>

- 재생에너지 7.4(SPS)~10.1%(SDS),
- 원자력 1.5(SPS)~2.1%(SDS),
- 석탄 감소, 석유 정제 내지 감소, 가스 증가 내지 감소 예상

* SDS : Sustainable Development Scenario

- '지속가능개발시나리오(SDS)'에서는 청정에너지 투자 확대에 경기회복, 일자리 창출 및 온실가스 감축 가능 전망
- '2050 탄소중립시나리오'에서는 향후 10년 동안 일련의 극적인 추가 조치가 필요함.
 - 1차 에너지의 전력화, 수전해 수소, 소형 모듈형 원자로 확대 등 기술 혁신과 효율 향상 등 일련의 극적인 추가 조치 필요

그림8. 에너지수요 및 시나리오별 변화량(Mtoe)



자료: WEO(2020), 에너지경제연구원 재구성

표 13. 세계 에너지 전망

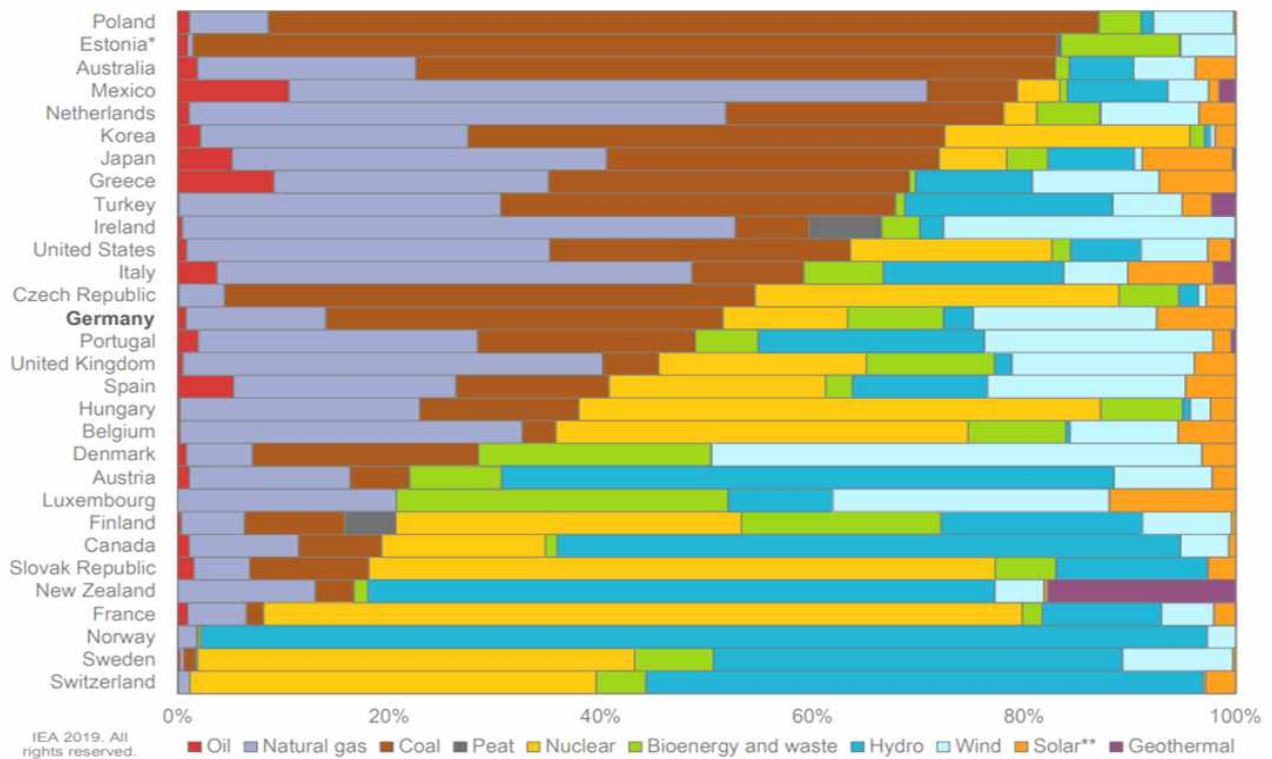
	Stated Policy Scenario					Sustainable Development Scenario				
	2010	2019	2030	2040	증가율(%) '19~'40	2010	2019	2030	2040	증가율(%) '19~'40
에너지 수요	12,852	14,406	15,755	17,085	0.8	12,852	14,406	13,378	13,020	-0.5
석탄	3,650	3,774	3,503	3,314	-0.6	3,650	3,774	2,243	1,295	-5.0
석유	4,117	4,525	4,774	4,832	0.3	4,117	4,525	3,963	3,006	-1.9
가스	2,755	3,340	3,816	4,321	1.2	2,755	3,340	3,312	2,943	-0.6
원자력	719	727	803	896	1.0	719	727	895	1,126	2.1
수력	296	370	438	509	1.5	296	370	475	575	2.1
바이오	1,205	1,354	1,630	1,816	1.4	1,205	1,354	1,283	1,682	1.0
재생	110	314	792	1,396	7.4	110	314	1,207	2,39	10.1
발전량	21,524	26,942	32,818	40,094	1.9	21,524	26,942	31,465	38,774	1.7
석탄	8,662	9,849	9,294	8,984	-0.4	8,662	9,849	4,864	1,951	-7.4
석유	970	785	560	463	-2.5	970	785	326	187	-6.6
가스	4,842	6,317	7,331	8,387	1.4	4,842	6,317	6,465	4,550	-1.6
원자력	2,756	2,789	3,081	3,439	1.0	2,756	2,789	3,435	4,320	2.1
재생	4,260	7,167	12,522	18,791	4.7	4,260	7,167	16,345	27,737	6.7
총 CO2	30,420	33,292	33,239	33,274	-0.0	30,420	33,292	24,261	14,704	-3.8
발전부문 CO2	12,393	13,699	12,782	12,477	-0.4	12,393	13,699	7,786	3,185	-6.7

자료: OECD/IEA, World Energy Outlook 2020

나. 주요국의 에너지믹스(전력분야)

- 2018년 현재 주요국의 전력분야 에너지 믹스를 화석연료 의존도 순으로 배열해놓고 살펴보면 저탄소 전력믹스를 가진 국가의 특징은 수력, 원자력 및 풍력 중심의 전력믹스를 가진 것으로 나타나고 있음
- 우리가 참고할 수 있는 국가는 타국과의 전력망이 연결되지 않아 전력 수출입이 자유롭지 못하며, 간헐성이 없는 재생에너지원인 수력과 바이오매스 자원이 풍부하지 못한 환경을 가지고 있으며, 원자력 공급 산업을 가지고 있는 국가라고 할 수 있음. 따라서 미국대륙, 유럽대륙 등의 전체 에너지믹스 혹은 일본이나 영국이 좋은 예가 될 수 있음

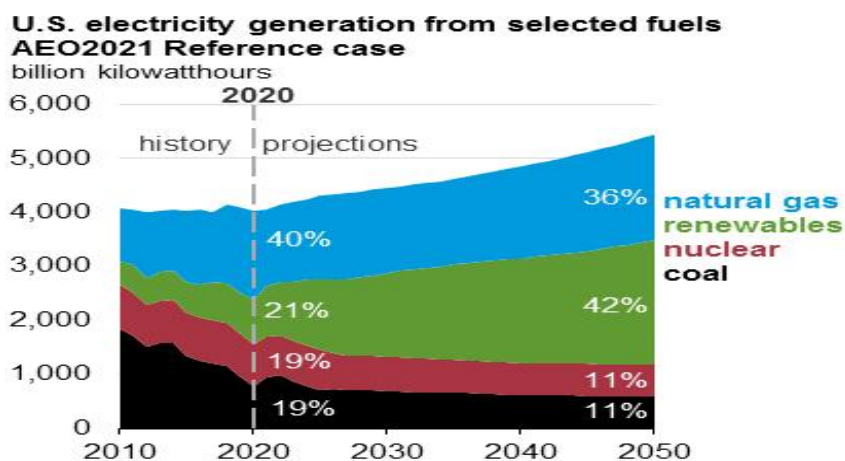
그림9. 주요국 전력믹스(IEA, 2018)



□ 미국

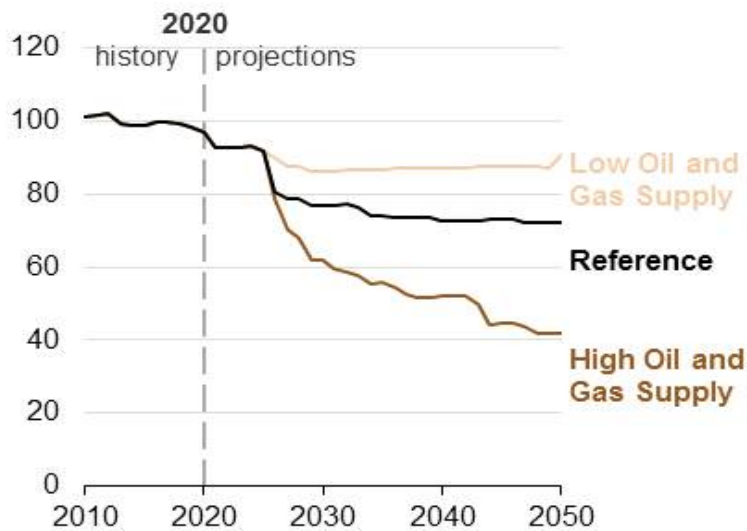
- 탄소중립 미반영 DOE/EIA 전망은 2050년까지 원자력 비중이 현재의 절반으로, 발전량은 소폭 줄어든 것으로 예상
- 탄소중립의 경우 SMR 중심의 신규 원자력 설비 증가로 현재 대비 3배 증가 예상

그림10. 미국의 전력생산원별 생산량 전망-EIA²⁾



2) U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2021 (AEO2021). 원자력은 2050년까지 2GW의 신규 증설과 29GW의 설비 퇴역만 고려되어 있음.

그림11. 미국의 원자력 발전용량 전망-EIA



□ 일본

- 에너지정책기본법에 의해 제5차 에너지기본계획을 수립 발표('18.5.16)
 - 제5차 에너지기본은 2030년을 목표로 탈탄소화, 재생에너지 확대, CO2 배출 저감을 기본방향으로 함

표 14. 일본의 에너지믹스 방향

	2016	2030
에너지절약	880만kl	5,000만kl
무탄소 전원비율	16%(재생 15%, 원전 2%)	44%(재생 22-24%, 원전 2--22%)
에너지 CO2 배출량	11.3억톤	9.3억톤
에너지자급률	8%	24%

자료 : 경산성, 에너지기본계획, '18.5

- 에너지원별 정책방향
 - (재생에너지) 2030 비화석연료 전원비율 목표 44% 달성. 무탄소, 국내에너지, 에너지 안전보장에 우수
 - (원자력) 일본내 보유 연료만으로 발전 가능, 무탄소 준국산에너지로 기저부하 전원임
 - (석탄) 온실가스 배출이 높지만, 지정학적 리스크가 낮고 저렴함. 공급안정성과 경제성이 높은 기저부하 전원임
 - (석유) 공급리스크가 크지만 공급망 구축이 양호한 상태이며 비축량도 풍부하여 타전원 상실시 대체 가능, 조정전원으로 활용 필요

- (천연가스) 현재 전원의 40% 이상, 화석연료 중 온실가스 배출이 적어 중간부하 전원의 중심 역할

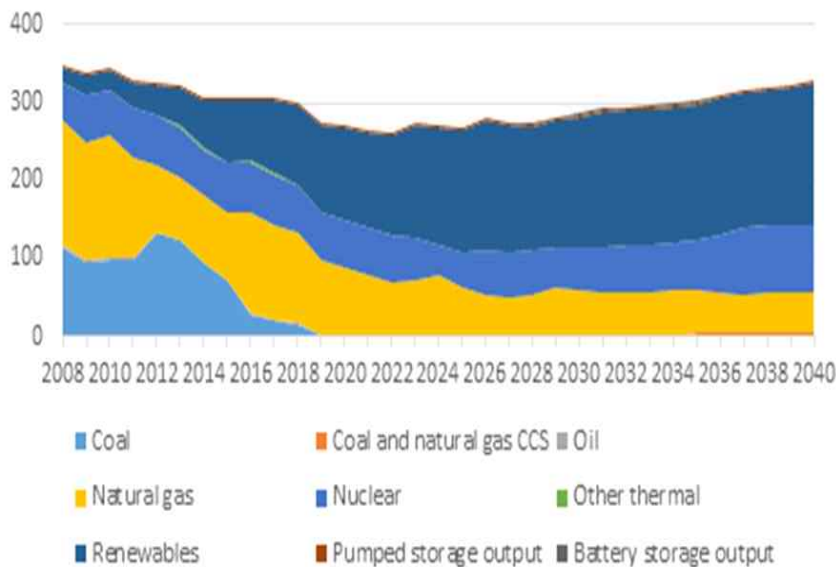
□ 중국

- ‘신시대 중국의 에너지 발전’³⁾ 백서를 통해 2060년 탄소 중립을 포함한 에너지 전략 공표
- 구체적인 에너지 믹스에 대한 수치는 없으나 늘어나는 에너지 수요를 감당하고 에너지원의 다변화를 위해 신형원전 개발을 포함하여 원전을 보급하고 원자력 인프라를 구축

□ 영국은 풍력과 무탄소 전원확충을 통해 탈석탄을 2025년까지 완료하고, 가스 의존도도 낮추겠다는 전략을 가지고 있음

- 영국정부가 2020년 말 내놓은 ‘에너지와 배출 전망’에 따르면 현재 63 TWh의 원자력 발전량을 2040년 86TWh로 증가시키는 것을 표준 시나리오(Reference Scenario)로 잡고, 기존 원전의 폐지를 신규원전으로 대체하면서 용량을 늘려갈 계획임⁴⁾

그림12. 2040 영국 전원믹스



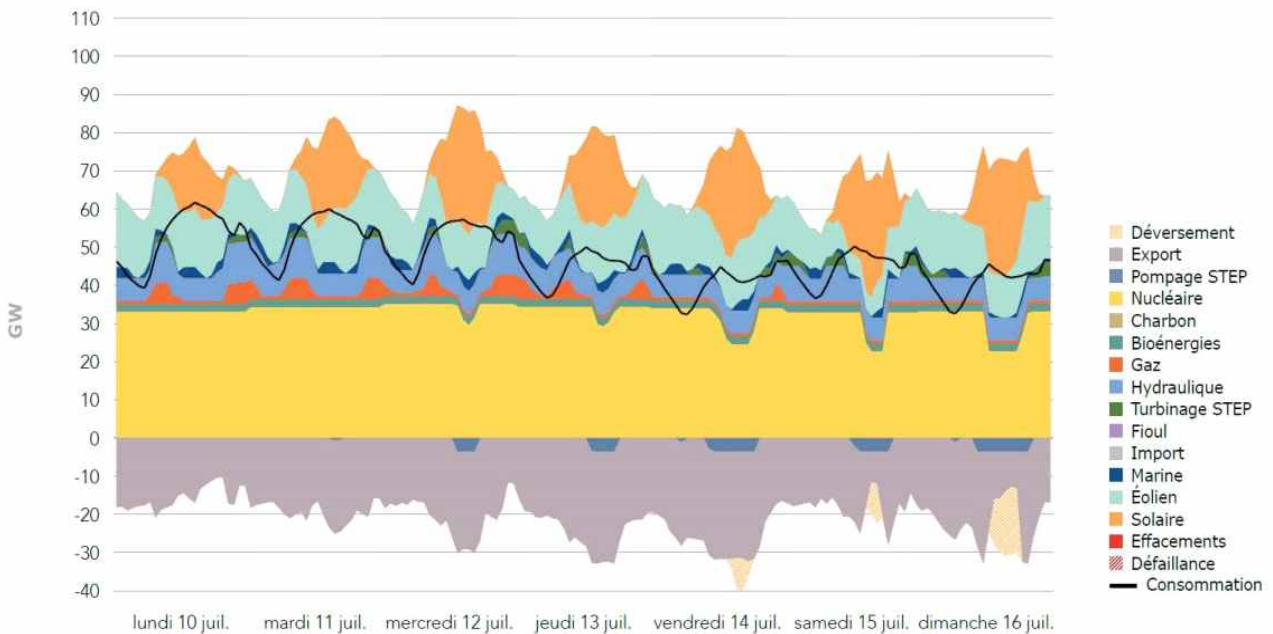
3) ‘신시대 중국의 에너지’ 백서, 중국 국무원, 2020.12.21

4) Energy and Emissions Projections:2019, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2020.
<https://www.gov.uk/government/publications/updated-energy-and-emissions-projections-2019>

□ 프랑스는 현재 원전용량 범위에서 발전량을 유지하면서 재생에너지의 발전량에 따라 원전 비중을 조절하는 전략을 취하고 있음

- 원자력의 점유율을 50% 수준으로 조정하는 것을 에너지 안보측면을 고려하여 2035년 이후로 연기하였음
- 2023년과 2028년 원자력 비중은 각각 67%와 61% 수준이 될 것으로 전망하고 있음

그림13. 2035년 여름 전력생산 예시⁵⁾

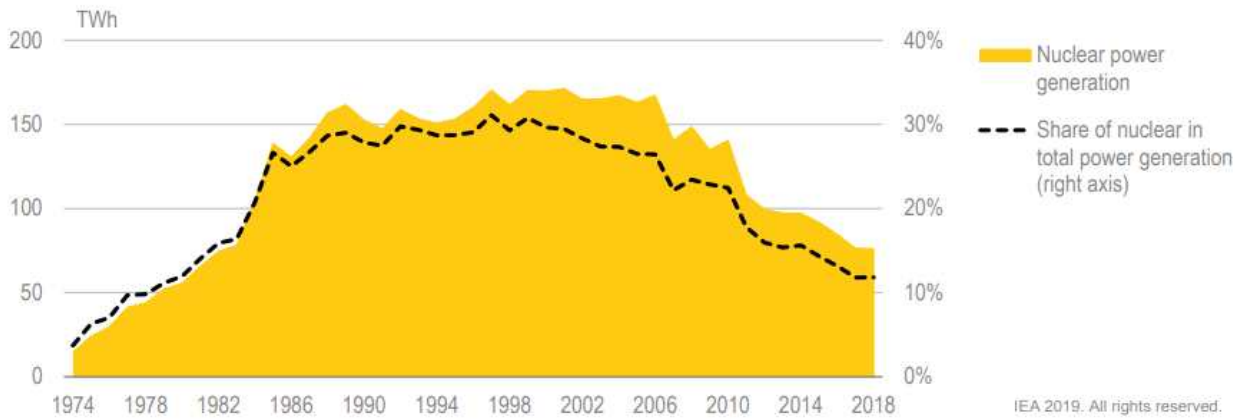


□ 독일은 2022년 원전을 모두 폐쇄할 계획을 유지하고 있음

- 현재 6기의 원전이 운영 중이며 10% 내외의 발전비중을 차지, 절반 가량을 갈탄, 석탄, 가스에 의존하고 있음
- 우리는 독일과 달리 에너지 자원빈국이자 주변국과 전력망도 연결되어 있지 않은 '에너지 섬'으로서, 독일이 2000년 탈원전 결정 이후 2010년 탈원전을 보류하였던 점을 상기할 필요가 있음

5) INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN for FRANCE (원출처: RTE, 2017)
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr_final_necp_main_en.pdf

그림14. 독일의 원자력 발전량 및 비중 변화



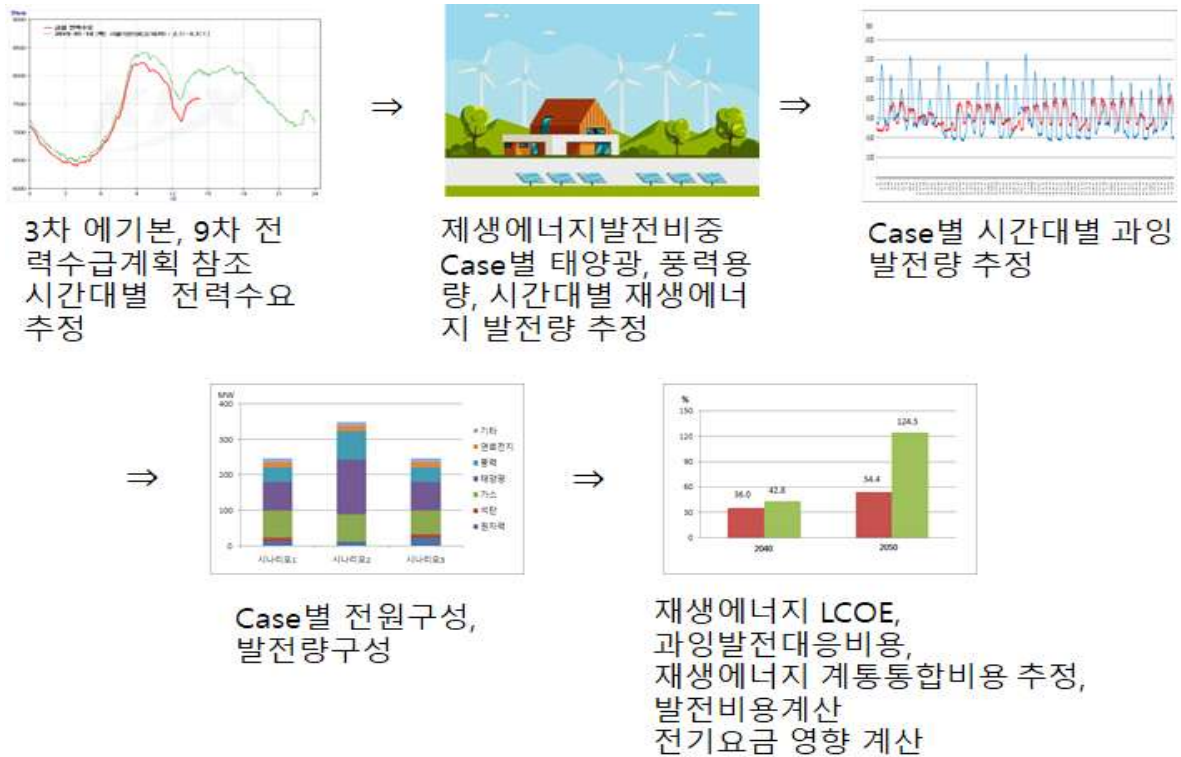
Nuclear power increased rapidly from the 1970s to the 1990s, but since 2005, generation has fallen from around 30% of total power generation to 12% in 2018.

Source: IEA (2019a), *World Energy Balances 2019*, www.iea.org/statistics/.

Ⅲ. 미래 에너지믹스 분석

1 분석 CASE 개요

□ 에너지믹스 분석 Flow



□ 재생에너지 발전비중의 확대, 탈원전 정책의 유지와 신규원전 고려 여부에 따라 4가지 Case를 검토

- 재생에너지 : '40년까지 재생에너지 3020, 제3차 에너지기본계획적용, '50년 재생비중을 50%와 80%로 검토
 - 재생에너지 발전비중 : '30년 20%, '40년 35%, '50년 50% 또는 80%
- 원자력 : 탈원전 지속과 신규원전 건설
 - 신규원전 4년 주기 발주('50년까지 신규 6기), 원전 생태계 유지
 - 신규원전 2년 주기 발주('50년까지 신규 13기)
 - 계속운전 불고려, 계속운전 또는 신규원전 건설 여부는 정책적으로 결정
- Case의 구분
 - 2030년 : 9차 전력수급계획, 재생에너지 3020

- 2040년 : 3차 예기본 에너지수요와 믹스
- 2050년 에너지믹스 구성
 - Case1: 재생 비중 50%, 석탄 40년간 운영('50년 10.5GW), 탈원전 정책
 - Case2: 재생 비중 80%, 석탄 '40년까지 운영, 탈원전 정책
 - Case3: 재생 비중 50%, 석탄 40년간 운영('50년 10.5GW), 신규원전 6기 건설
 - Case4: 재생 비중 50%, 석탄 '40년까지 운영, 석탄 용량(10.5GW)는 원전 7기(1400MW x 7) 건설로 대응, 총 13기(6+7) 신규 건설
- * 가스 : 전력수급계획의 석탄 대체건설 반영, 예비율 22% 확보되도록 신규 설비 건설

표 15. 에너지믹스 검토 Case

구 분		재생에너지 비중			
		2030	2040	2050	
				50%	80%
원전	탈원전	20%	35%	Case 1	Case 2
	신규건설			Case 3 석탄○, 원전6기	-
				Case 4 석탄x, 원전13기	-

☐ 에너지믹스 분석 특징

- 원전산업 유지와 탈원전 정책간의 경제, 환경, 계통운영 등에 미치는 파급 효과를 비교 파악
- 재생에너지 간헐성으로 인한 과잉발전량과 대응비용, 재생에너지 계통통합 비용을 고려

☐ 2050 탄소중립 지향 에너지믹스 분석 역시 이러한 분석의 경로에 있을 것으로 판단함

2 분석 전제

☐ 전력수요

- 제9차 전력수급기본계획, 제3차 에너지기본계획의 전망치 활용, '50년 은 '40년 수요 유지 가정
 - 전력수요를 결정하는 주요변수는 인구, 소득(경제), 산업구조, 기온 등

○ 4차 산업혁명의 전력수요 영향 미반영

- 제9차 전력수급기본계획에서 4차 산업에 적용되는 기술들이 수요증가, 감소의 요인을 동반하여 “전력사용패턴 예측이 어려워 반영하기 어렵다”고 언급

* 4차 산업혁명 : ICT의 융합으로 초연결, 초지능, 초융합이 가능해지고 이에 의한 산업의 혁신을 의미, 인공지능(AI), 사물인터넷(IoT), 로봇기술, 드론, 자율주행차, 가상현실(VR) 등이 주도

표 16. 전력 수요 주요 변수

구 분	9차 계획	3차 예기본
	~ '34년	~ '40년
인구	0.0	0.1
경제성장률(%)	2.06	2.0
산업구조	전기,전자 및 정밀기기(2.78%), 서비스업(2.51%) 중심	서비스업(2.29%), 조립금속(1.88%) 중심
기온	기상청 장기 기후변화 시나리오	-

○ 기준수요에서 수요관리를 차감하여 목표수요 결정

- 수요관리 수단은 효율향상, 부하관리 등 기존 수단 강화, V2G, 스마트조명 등 신규 수단 도입
- 9차 목표수요 : '34년 전력소비량은 96.3TWh(기준수요의 14.9%) 최대전력 14.8GW(기준수요의 12.6%) 절감
- 3차 예기본 목표수요 : '40년 전력소비는 기준수요 61.8백만TOE의 19.6% 절감

○ 발전량 및 최대전력 : 소내소비율과 송배전손실을 7.9%를 적용하여 발전량 계산, 최대전력은 9차 계획의 '30년 부하율 유지 전제

표 17. 전력수요(9차 계획, 3차 예기본 적용)

구 분	2030(9차)	2040	2050
전력수요(TWh)	542.3	577.9	
발전량(TWh)	585.0	627.2	
최대전력(GW)	100.4	107.7	
부하율(%)	66.5	66.5	

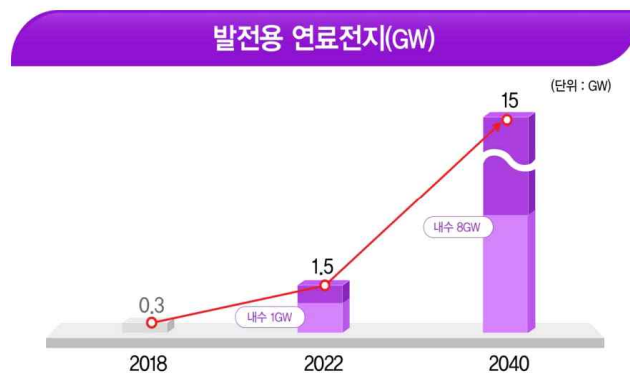
□ 발전설비

- 발전설비 용량은 기존설비와 신규건설 설비의 피크기여 용량의 합이 목표 최대수요 예비율이 22%(9차 계획)가 되도록 설정
 - 예비율 결정요인 : 계획 또는 고장 정지 대비, 신재생 간헐성 대응, 수요 예측 오차, 공급지연 대비 등을 고려
- 탈원전 정책 반영, 석탄발전 수명 30년 또는 40년 적용, 재생에너지는 시나리오별로 발전비중 '50년 50% 또는 80%가 되는 정격용량을 계산, 피크기여도 기준 예비율 22%를 만족하기 위해 신규 가스발전 건설
 - 원자력 : Case3 '50년까지 1,400MW급 6기 고려, Case4 13기 고려
 - 석탄 : '50년 재생에너지 발전비중 50%(Case1)은 수명 40년 적용, Case2,4는 '40년까지 가동(국가 기후환경회의의 안)
 - 재생에너지 : 9차 계획의 이용률과 피크기여율을 적용(표 참조)하여 정격용량과 피크기여 용량 계산
 - 가스발전 : 기존설비는 '50년까지 가동, 신규설비로서 9차 계획의 석탄 대체 건설 용량 반영

표 18. 재생에너지 이용률, 피크기여율(2030, 9차계획)

구 분	태양광	풍력	수력	해양	바이오	연료전지	IGCC	계/평균
발전량(GWh)	45,518	40,116	3,781	496	13,339	16,075	2,351	121,676
용량(MW)	33,981	17,679	1,972	256	1,210	2,600	346	58,043
이용율(%)	15.3	25.9	21.9	22.1	125.8	70.6	77.6	23.9
피크기여 용량(MW)	4,723	548	426	3	734	1,760	208	8,402
피크기여도(%)	13.9	3.1	21.6	1.1	44.7	67.7	60.6	14.5

- 수소연료전지 발전용량은 '40년 8GW(수소경제활성화로드맵), '50년 15GW로 가정



자료: 수소경제활성화 로드맵 p.6, 정부부처합동, 2019

□ 재생에너지의 발전패턴 (Case1 '50년 사례)

- 태양광의 일 발전패턴은 거의 유사한 패턴을 보이지만 계절별로는 5월과 8월의 발전량이 10월과 1월에 비해 높음.
 - 월별(TWh) : 1월 5.7, 5월 122.1, 8월 116.8, 10월 7.0
- 풍력은 일정한 패턴을 찾기 어려움. 8월에 비해 5월, 10월이 높고 1월에는 가장 많은 양을 발전
 - 월별(TWh) : 1월 12.2, 5월 7.5, 8월 4.2, 10월 7.1

그림 16. 태양광 계절별 발전 패턴

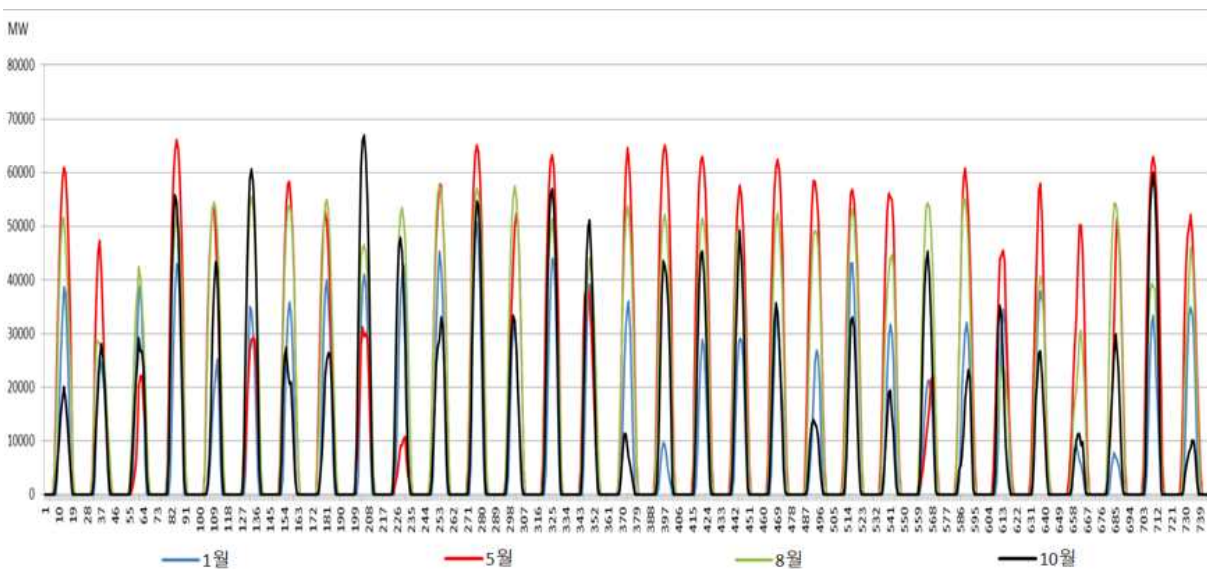
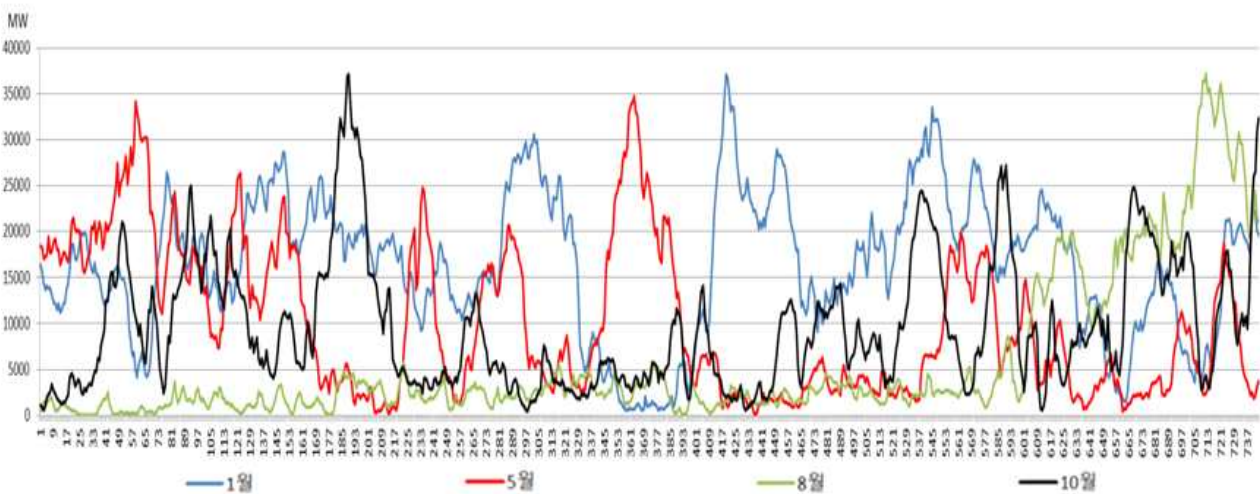


그림 17. 풍력 계절별 발전 패턴



가. 설비용량

□ 정격 설비용량

- '40년의 재생에너지 발전 비중은 35%, 따라서 정격설비용량 합계는 217GW로 동일함
 - 단, 신규원전 고려 여부에 따라 원전과 가스발전 용량 5.6GW가 증감
- '40년 이후 최대전력 수요는 108GW이므로 예비율을 감안한 피크기여 설비용량은 131GW가 되어야 하지만 정격 설비용량은 다름.
 - 재생에너지의 피크기여율이 일반발전기에 비해 낮으므로 재생에너지 발전비율이 높아지면 정격용량은 크게 증가함.
 - * '50년 용량 : 재생에너지 비율 50%(Case1,3,4) 248GW, 80%(Case2) 349GW로 재생에너지비율이 30%p. 확대시 전체용량은 약 100GW가 더 필요함
- 원전 용량은 탈원전 지속시 '50년 12.4GW로 축소
 - 신규원전 6기 고려시 현 수준에 비해 2.5GW가 적은 20.8GW가 되고 설비비중은 18.2%에서 8.4%로 축소
 - 신규원전 13기 고려시 설비용량은 30.6GW로 Case1,2(탈원전)에 비해 18GW 많고, 7차 전력수급계획의 2030년 38.3GW에 비해 8GW 적음
- 석탄발전은 설비수명 40년 고려시 '50년 10.5GW 가동, '50년 재생에너지 비율 80%의 경우와 신규원전 13기 고려시(case2,4) 석탄발전의 '50년 가동용량은 '0'임
- '50년 가스발전 용량은 재생에너지 비중 및 신규원전 고려 여부에 따라 현재 41.3GW에서 68.4GW(Case3)~76.8GW(Case1)로 확대되어야 함. 설비비중은 31.0%~21.7%로 축소
- 태양광은 '20년 14.3GW에서 '50년 79.7GW(Case1,3,4)~154.4GW(Case2)로 확대, 30년간 6~10배로 증가, 설비비중은 32.2%~44.2%로 확대
- 풍력은 '20년 1.8GW에 불과하지만 41.5GW~80.3GW로 확대, 특히 큰 폭의 해상 풍력 확대가 필요
 - 현재 0.3GW 수준으로 평가되는 해상풍력은 34GW~65GW로 확대 예상

그림 18. Case별 정격용량 발전설비(2050)

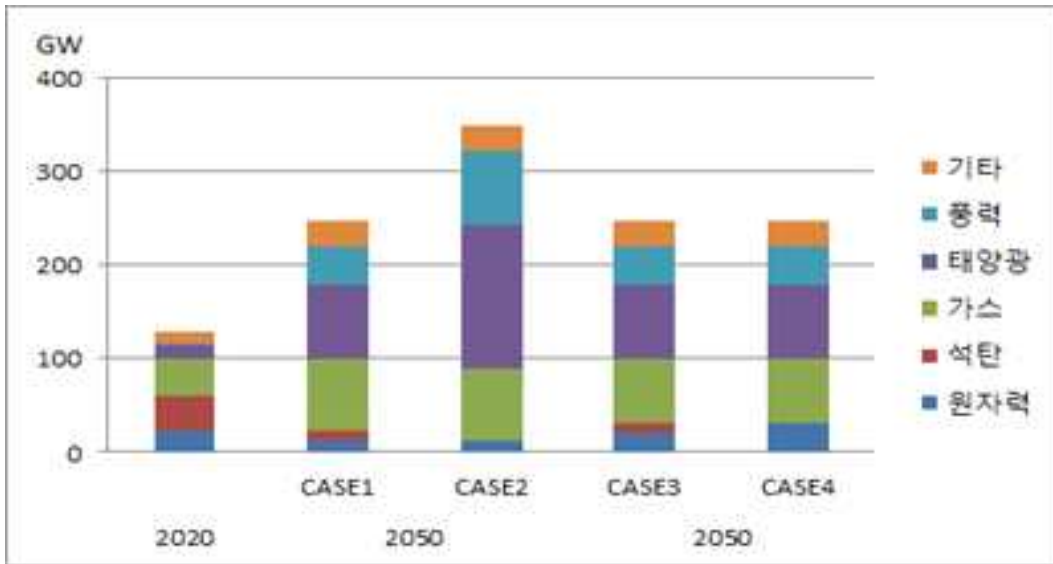


표 19. Case별 정격설비용량

구 분	원자력	석탄	가스	양수	신재생				기타	합계
					태양광	풍력	연료전지	기타 신재생		
2020	23.3 (18.2)	35.9 (28.1)	41.3 (32.3)	4.7 (3.7)	14.3 (11.2)	1.8 (1.4)	0.6 (0.5)	3.4 (2.7)	2.5 (2.0)	127.9 (100)
2050 정격 설비 용량 (GW, %)	Case1	12.4 (5.0)	10.5 (4.2)	76.8 (31.0)	6.5 (2.6)	79.7 (32.2)	41.5 (16.8)	15 (6.1)	3.8 (1.5)	247.5 (100)
	Case2	12.4 (3.5)	0	75.8 (21.7)	6.5 (1.9)	154.4 (44.2)	80.3 (23.0)	15 (4.3)	3.8 (1.1)	349.4 (100)
	Case3	20.8 (8.4)	10.5 (4.2)	68.4 (27.6)	6.5 (2.6)	79.7 (32.2)	41.5 (16.8)	15 (6.1)	3.8 (1.5)	247.5 (100)
	Case4	30.6 (12.4)	0	69.2 (28.0)	6.5 (2.6)	79.7 (32.2)	41.5 (16.8)	15 (6.1)	3.8 (1.5)	247.5 (100)

□ 피크기여 설비용량

- 재생에너지는 간헐성으로 최대전력 발생시점에서 큰 기여를 하지 못하며, 최대 전력 발생시점에 피크기여도 수준의 발전 가능성도 불확실함
 - 재생에너지 비중이 80%일 때 정격용량 기준 태양광, 풍력의 설비비중은 각각 44.2%, 23.0% 이지만 피크기여도 기준 설비비중은 16.4%, 1.9%에 그침
- Case2에서 시간별 최대전력 발생시점(8.12일 17시)의 전력수요는 107.5GW, 같은 시간 태양광과 풍력의 발전량은 65.0GMW, 3.3GW로 추정되었음. 각각의 용량이 154.4GW, 80.3GW이므로 피크 기여율은 42.1%, 4.1%로 계산됨

- 이 결과는 태양광, 풍력의 피크기여율이 예상에 비해 높다는 것을 의미하는 것이 아니며 오히려 태양광, 풍력발전의 발전가능 용량이 불확실하다는 것으로 해석하는 것이 맞음.

- '40년과 '50년 피크기여용량 합계는 131GW로 같음. 다만, 재생에너지 발전비중과 석탄발전의 가동 종료시점, 신규원전 고려 여부에 따라 전원간 구성이 변동함

표 20. Case별 피크기여 설비용량

구 분		원자력	석탄	가스	양수	신재생				기타	합계
						태양광	풍력	연료 전지	기타 신재생		
2020		23.3 (21.0)	35.9 (32.3)	41.3 (37.2)	4.7 (4.2)	2.0 (1.8)	0.05 (0.0)	0.4 (0.4)	1.2 (1.1)	2.2 (2.0)	111.1 (100)
2050 정격 설비 용량 (GW,%)	Case1	12.4 (9.4)	10.5 (8.0)	76.8 (58.4)	6.5 (4.9)	11.1 (8.4)	1.3 (1.0)	10.2 (7.8)	1.4 (1.1)	1.2 (0.9)	131.4 (100)
	Case2	12.4 (9.4)	0	75.8 (57.7)	6.5 (4.9)	21.5 (16.4)	2.5 (1.9)	10.2 (7.8)	1.4 (1.1)	1.2 (0.9)	131.4 (100)
	Case3	20.8 (15.8)	10.5 (8.0)	68.4 (52.1)	6.5 (4.9)	11.1 (8.4)	1.3 (1.0)	10.2 (7.8)	1.4 (1.1)	1.2 (0.9)	131.4 (100)
	Case4	30.6 (23.3)	0	69.2 (52.7)	6.5 (4.9)	11.1 (8.4)	1.3 (1.0)	10.2 (7.8)	1.4 (1.1)	1.2 (0.9)	131.4 (100)

나. 발전량 추정

□ 전원별 발전량

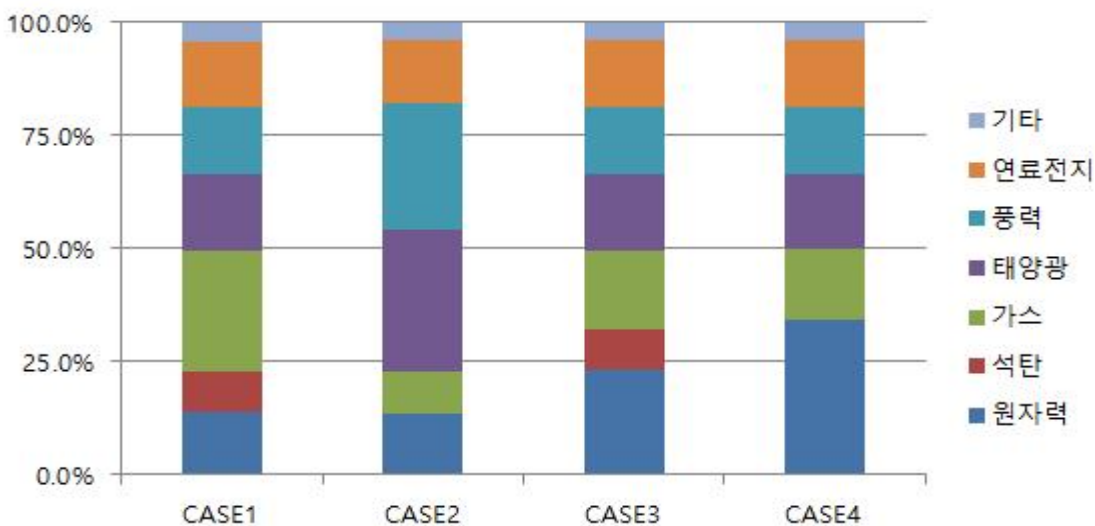
- 과다한 재생에너지 발전으로 모형 운용을 통한 시뮬레이션 방식 적용 곤란
- 재생에너지 발전량은 가정에 따라서 원자력과 석탄은 9차 전력수급계획의 평균 이용률을 적용하여 추정
 - 원전 81.8%, 석탄 61.2% 적용, 수급을 조절하는 역할은 가스발전이 담당(swing producer)
- 전력수요가 동일함에도 발전량 합계의 차이 발생 이유는 과잉발전 대응을 배터리에 의존함을 전제로 손실분을 추가로 반영했기 때문임.
- 탈원전 지속시 '50년 원전의 발전비중은 13%~14%로 축소되며, 신규원전을 고려하는 경우 23~34%의 발전비중 유지
- 석탄의 경우 재생에너지 비중이 50%이면 '50년 8~9% 유지, 재생에너지 비중 80% 또는 신규원전 확대 고려시 '40년까지만 가동전제로 0%임

- 가스발전 비중은 이용률에 따라 9~27% 범위. 이용률 하락에도 불구하고 재생에너지 간헐성 보완을 위한 주파수 조정 및 수급조절 등 중요한 백업 역할을 수행
- 재생에너지는 태양광, 풍력, 연료전지 발전이 주류임. 특히, 풍력은 빠르게 증가하여 '50년에는 태양광과 풍력발전량이 비슷한 수준(100TWh 또는 200TWh)으로 증가, 연료전지는 재생에너지 비중 Case에 따라 태양광, 풍력과 비슷하거나 절반 수준으로(93TWh) 확대

표 21. Case별 발전구성

구 분		원자력	석탄	가스	양수	신재생				기타	합계
						태양광	풍력	연료전지	기타 신재생		
2020		160.2 (29.0)	196.5 (35.6)	146.0 (26.4)	3.2 (0.6)	16.6 (3.0)	3.1 (0.6)	4.0 (0.7)	14.2 (2.6)	8.4 (1.5)	552.2
2050	Case1	89.0 (14.0)	56.4 (8.9)	168.9 (26.6)	5.1 (0.8)	106.8 (16.8)	94.2 (14.8)	92.8 (14.6)	20.0 (3.2)	1.6 (0.3)	634.8
	Case2	89.0 (13.5)	0.0	60.8 (9.2)	5.1 (0.8)	206.9 (31.4)	182.2 (27.7)	92.8 (14.1)	20.0 (3.0)	1.6 (0.2)	658.4
	Case3	149.2 (23.4)	56.4 (8.9)	110.3 (17.3)	5.1 (0.8)	106.8 (16.8)	94.2 (14.8)	92.8 (14.6)	20.0 (3.1)	1.6 (0.3)	636.5
	Case4	219.5 (34.4)	0.0	97.5 (15.3)	5.1 (0.8)	106.8 (16.8)	94.2 (14.8)	92.8 (14.6)	20.0 (3.1)	1.6 (0.3)	637.6

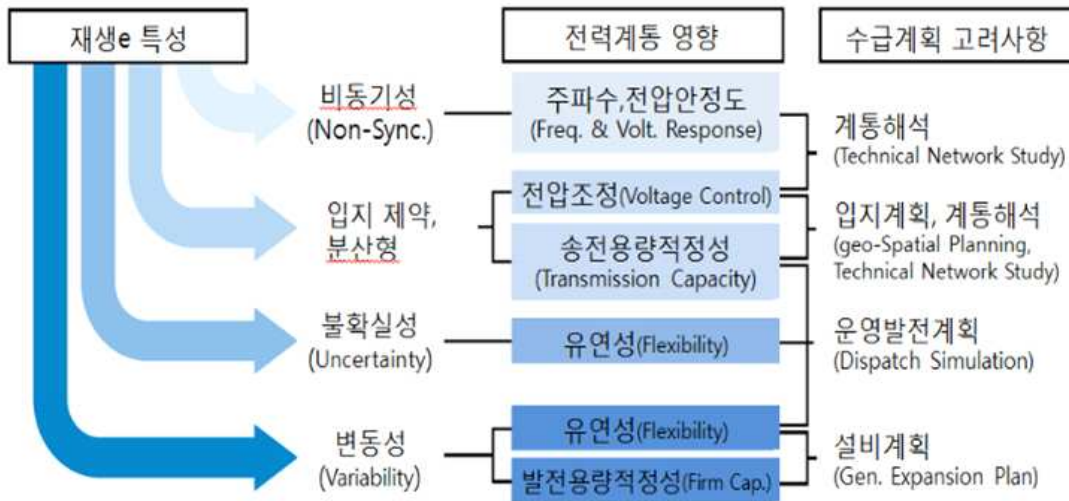
그림 19. 발전량 구성



다. 과잉 발전량

□ 과잉 발전량 추정

- 재생에너지 확대는 전력계통 운영에 다양한 문제를 유발
 - 재생에너지가 전력계통에 미치는 영향은 주파수, 전압 등 전력품질 뿐만 아니라 변동성과 불확실성으로 전력수급에도 지대한 영향을 끼침



자료: 전력거래소, 전력수급기본계획 현안 및 주요변화

- 발전량은 통상 계통전력수요, 기존과 신규발전설비의 건설 및 폐지, 발전소의 고장정지, 정비 등을 고려하여 시간대별 발전모의를 통해 추정함
- 그러나 발전설비는 최대 350GW가 있으나 최대전력은 108GW에 불과하여 시간대별 수요와 공급의 불균형이 심각함.
 - 이 현상은 급전이 불가능한 재생에너지의 간헐성으로 발생하는 것이며, 수요에 비해 과다한 전력이 공급될 수 있음
 - 재생에너지 발전이 많은 국가(ex.독일)에서 빈번하게 발생하며, 계통운영자는 수출, ESS 활용, 출력제어(curtailement) 등의 수단을 동원하여 수급을 조절
- 과잉발전에도 불구하고 일반발전기들이 가동을 중지하지 않는 이유는 완전 가동 중지 후 재가동시 경우 더 많은 비용이 소요되거나 열공급이 우선되어야 하는 열병합발전소와 같이 불가피한 상황 때문에 발전을 하게 됨.
- 이밖에도 재생에너지 발전의 간헐성에 대비하기 위해 발전기의 대기와 주파수 조절을 위해 가동상태가 유지되기도 함
- 이 분석이 필요한 이유는 ESS, 수전해 수소생산, 출력제어량의 계산에 기초자료로

활용하기 위한 것임.

- 과잉발전 물량을 계산하기 위해 재생에너지의 시간대별 발전량과 일반발전기의 최소출력을 다음과 같이 전제함.
 - 시간대별 재생에너지 발전량 : '16년도 시간대별 재생에너지 발전패턴 실적자료를 이용하여 미래 발전량을 추정
 - 일반발전기 : 원자력 용량의 70%, 석탄 용량의 50%, 가스 용량의 30%를 최소출력으로 전제
 - 선행 연구결과를 참고하여 추정량의 적정성을 판단함.⁶⁾
- 과잉발전 시간수와 발생량은 재생에너지 발전비중이 높아질수록, 원전용량이 커질수록 증가함
- 재생에너지 발전비중이 50%일 경우 과잉발전량은 연간 32.4~44.2TWh로서 태양광 · 풍력발전량의 16.1%~22.0%, 발생시간수는 1,919~2,617시간임
- 재생에너지 발전비중이 80%(Case2)라면 과잉발전량은 133.0TWh로 3.5배 정도 증가하고, 발생시간수는 3,877시간으로 크게 늘어남. 이때 과잉발전량은 태양광 · 풍력발전량의 34%에 달함
 - 이 현상은 전력수요가 낮고 태양광 발전량이 많은 봄철에 뚜렷하여 5월에는 497시간(전체의 67%) 동안 과잉발전이 발생함. 8월에는 전력수요가 높고 태양광 발전량도 5월에 비해 감소하여 전체의 42%인 315시간 동안 과잉 발생
 - 특히, 전력수요가 크게 낮아지는 봄철 주말의 경우는 하루 중 19시간 동안 과잉전력이 발생하기도 함

[Case별 과잉발전량 추정(2050)]

구 분	발생시간수 (시간)	시간비율(%)	과잉발전량 (GWh)	태양광, 풍력 발전량 중 비율(%)
Case1	1,919	21.9	32,398	16.1
Case2	3,877	44.3	133,014	34.2
Case3	2,366	27.0	39,567	19.7
Case4	2,617	29.9	44,167	22.0

6) 과잉발전량에 대한 다른 연구결과(임재규, 2020)와 비교할 때 2050년 재생에너지 발전비중 80%에서 과잉발전량은 158.2TWh로서 본 검토의 case4의 146.7TWh에 비해 더 많은 과잉발전량을 추정하였음. 전력수요, 재생에너지 용량 등 전제의 차이가 있어 직접적인 비교는 어려우나 본 연구의 전력수요가 더 높고(627TWh vs. 580TWh), 재생에너지 용량은 비교연구(254GW vs. 335GW)가 더 많음.

- 다음 그림의 푸른 색선은 하루 중 수요곡선이고 붉은색 선은 발전량을 의미함. 붉은색에서 푸른색을 차감한 것이 과잉발생량이고 그것을 표시한 것이 연두색 선임. 하루 중 거의 대부분의 시간 동안 과잉발전이 발생하는 것을 확인할 수 있음.

그림 20. 과잉발전량('50년 5월 일요일 case1)

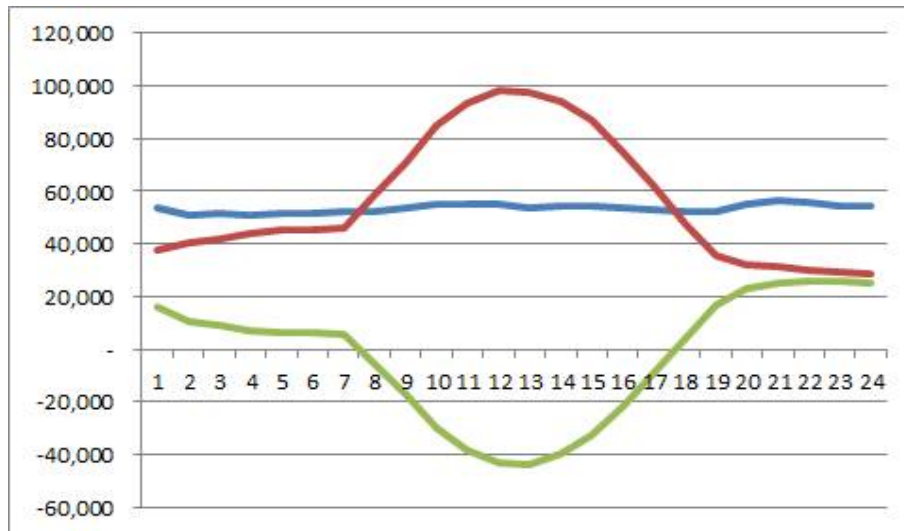
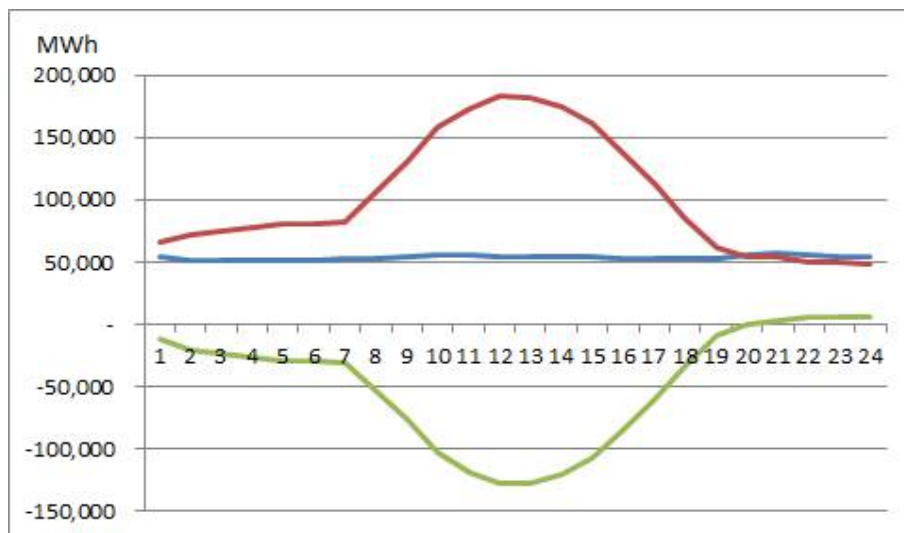


그림 21. 과잉발전량('50년 5월 일요일, case2)



- 아래 그림은 '50년의 Case1(재생에너지 발전비중 50%, 탈원전)과 Case2(재생에너지 발전비중 80%)의 5월과 8월, 그리고 연간 시간대별 전력수요와 재생에너지 및 일반발전기 최소출력의 시간대별 발전량을 도시한 것임
 - 그림에서 붉은 선은 전력수요, 파란 선은 발전량임. 파란 선이 붉은 선보다 높은 시간대는 발전이 수요를 초과한 것을 의미함

- 5월과 8월, Case1과 Case2의 비교를 통해 재생에너지 발전비중에 따라 시간별로 과잉발전량의 발생 차이가 확연함을 확인할 수 있음

그림 22. 시간대별 수요와 과잉발전('50.5월 case1)

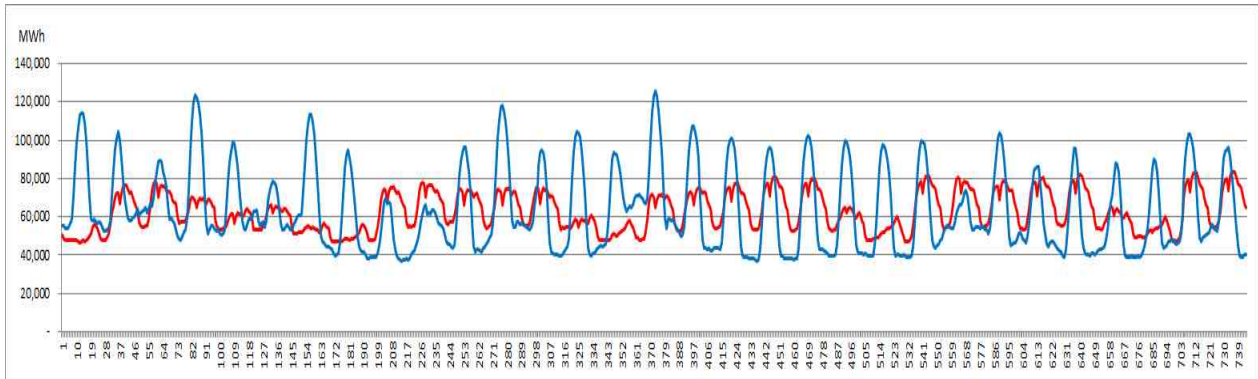


그림 23. 시간대별 수요와 과잉발전('50.8월 case1)

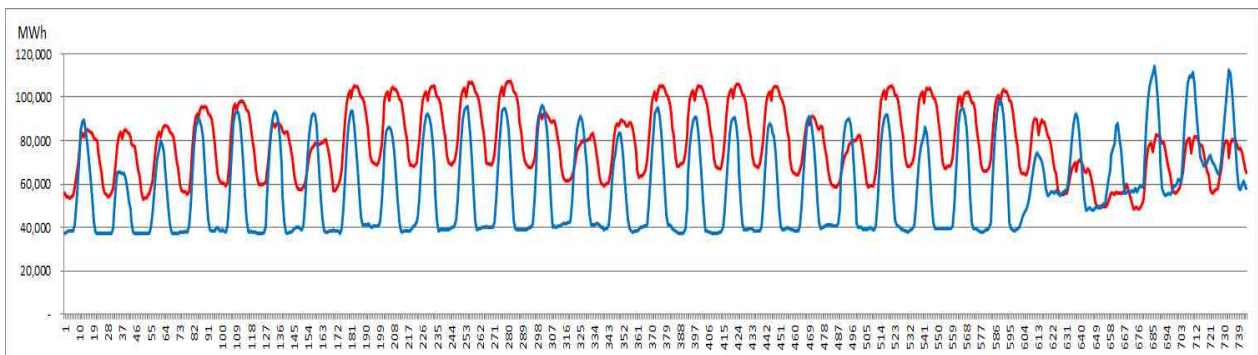


그림 24. 시간대별 수요와 과잉발전('50.5월 case2)

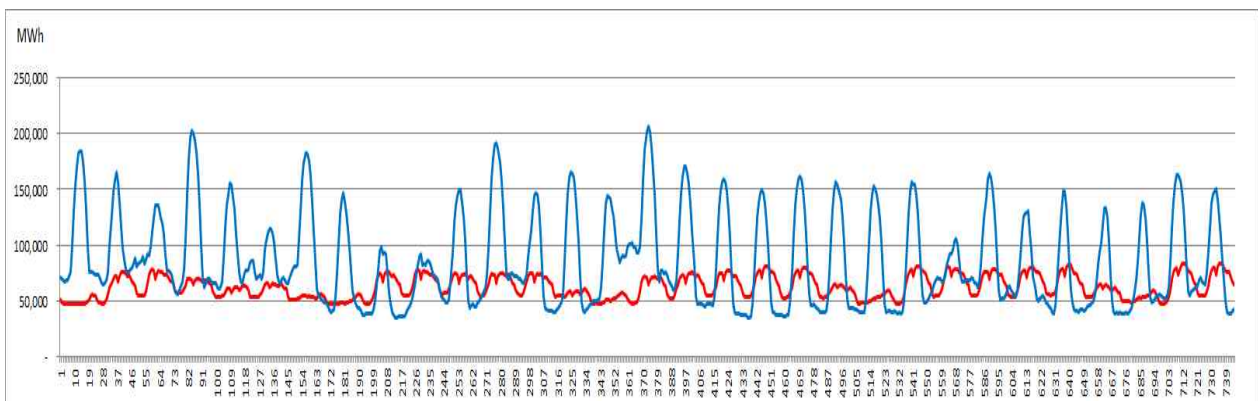


그림 25. 시간대별 수요와 과잉발전('50.8월 case2)

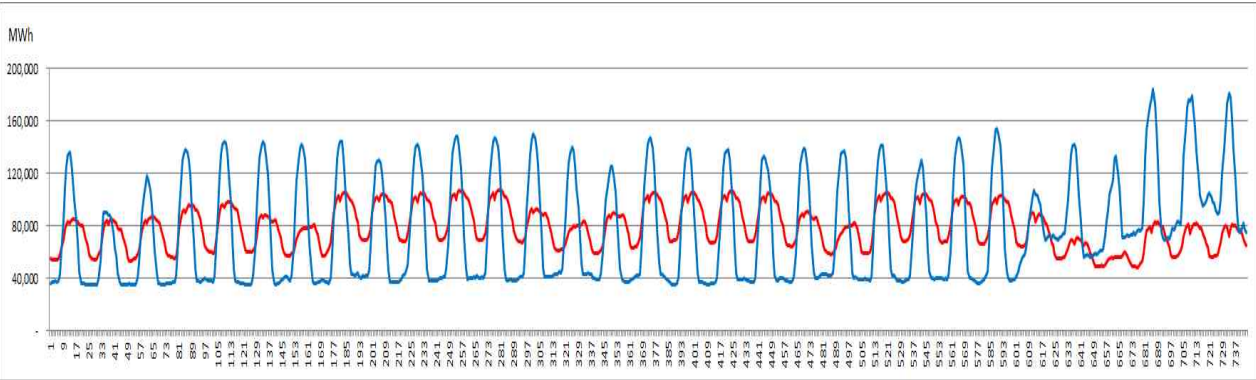


그림 26. 시간대별 수요와 과잉발전('50연간 case1)

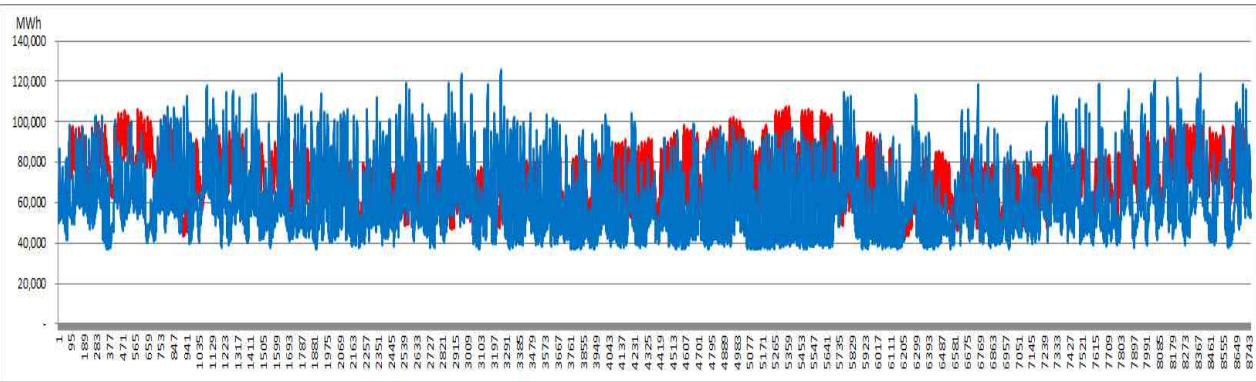
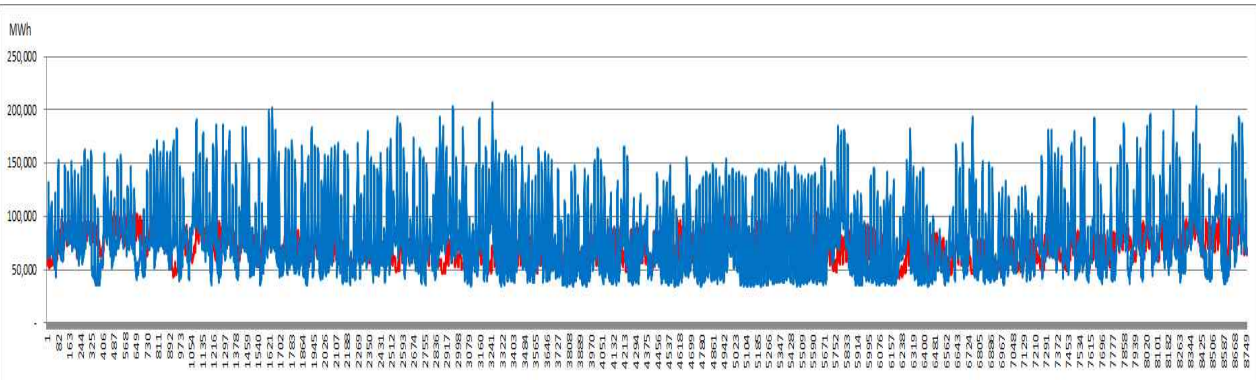


그림 27. 시간대별 수요와 과잉발전('50연간 case2)



□ 과잉 발전량 대응

- 과잉발전량 대응을 위해 출력제어(curtailment), 배터리에 저장, 수소생산 등의 대안이 논의되고 있음. 과잉발전량의 최적 대응을 위해서는 각 대안의 조합이 필요할 것이지만, 과잉발전량 전체를 각 대안으로 대응할 경우의 비용을 검토함

* 정부는 수소경제로드맵(2019.1)을 통해, 수소공급량을 '18년 13만톤 수준에서

’40년 526만톤 이상으로 발표, 수소 연료전지발전을 8GW(수출 7GW 제외)로 확대할 계획임

❶ 출력제어

- 시장정산 규칙에 재생에너지 출력제어에 대한 보상규정은 아직 없음. 제주풍력은 잦은 가동중지(’20년 77회)에도 불구하고 제약으로 인한 보상은 없음
- 재생에너지가 활발한 국가들 중에서는 출력제한 따른 정산(ex. 독일), 비정산(ex. 중국), 일부 정산(ex. 일본)등으로 구분
- 본 검토에서는 재생에너지의 미래 균등화발전비용(LCOE)으로 정산 전제
- 재생에너지 발전의 LCOE가 하락하는 추세에 있으나 ’50년까지의 가중평균 LCOE는 크게 감소하지 않음.
- 그 이유 중 하나는 재생에너지 구성비 중 발전비용이 높은 해상풍력의 비중이 증가하기 때문이며, 두 번째 이유는 초기에 건설되는 재생에너지는 수명기간 동안 높은 비용으로 정산되기 때문임⁷⁾

표 22. 재생에너지 가중평균 발전비용

구 분		태양광	육상풍력	해상풍력	연료전지
단가 (원/kWh)	’20	139.6	138.0	274.5	240.0
	’50	60.0	115.0	194.4	200.0
구간 가중평균 (원/kWh)	’20-’50	CASE1,3,4	93.3	132.2	241.0
		CASE2	90.6	130.0	234.2

- 출력제한 과잉발전량을 정산하는 경우 소요비용은 다음과 같음
 - 출력제한의 경우 배터리, 수소생산과 달리 저장의 개념이 아니고 생산할 수 있는 전기를 포기하는 것임.
 - 포기된 발전량은 일반발전기(ex.가스)를 가동하여 공급(백업발전)해야 하며, 이 비용을 별도로 고려
 - * 가스발전비용 118.7원/kWh(’19년 정산단가) 적용

❷ 배터리에 저장

- 배터리 기술 중 가장 효율적인 것은 리튬이온 배터리임.⁸⁾
 - US DOE(’19)는 ’25년 리튬이온 배터리 비용은 \$362/kWh로 예상함

7) 재생에너지의 LCOE와 재생에너지별 발전량에 대한 내용은 후술함.

8) 배터리 기술 및 비용 자료는 Hydrowires U.S. DOE의 “Energy Storage Technology and Cost Characterization Report” 2019.7의 자료를 활용함.

- 여기에 충방전시 왕복효율 85%를 감안하면 174.9원/kWh(전력비용 불포함, 환율 1150원/\$, 사이클 3500, 80% DOD⁹⁾)로 평가됨

표 23. 리튬이온 배터리 비용

구 분	2018	2025
투자비(\$/kW)	1,876	1,446
배터리비용(\$/kWh)	469	362
왕복효율 85% 고려(원/kWh)	226.6	174.9

주: $362\$/kWh \times 1150\text{원}/\$ \div 3500 \div 0.8 \div 0.85 = 174.9\text{원}/kWh$

자료: U.S. DOE, "Energy Storage Technology and Cost Characterization Report" 2019.7

- '50년 최대 과잉발전량 기준으로 배터리 투자비용은 시나리오에 따라 58.7조 ~ 241.6조원에 달함

③ 수소생산

- 과잉발전 전력으로 물을 전기분해하여 수소를 생산, 에너지로서 저장, 활용하는 방법
- 저온수전해와 고온수전해 방식이 있고, 개발 중인 고온수전해 방식은 저온에 비해 투입되는 전기효율이 20% 이상 개선될 수 있음. 수소 1kg 생산을 위해 투입되는 전력량은 저온수전해 50kWh, 고온수전해 40kWh임
- 만일 원자력발전소를 수전해 전용설비로 상시 활용하고, 원전 발전비용으로 전력공급이 가능하다면 수전해 설비의 이용률을 85%까지 높일 수 있음. 이 경우 전력비용을 포함한 수소생산비용은 3,428원/kg으로 계산됨.

표 24. 수전해에 의한 수소생산 비용(설비 이용률 85% 기준)

수전해 방식	저온	고온
수소생산 투입전력(kWh)	50	40
건설비(억원)	9.8	9.8
전기가격(원/kWh)	55	55
운영비(억원/연)	0.52	0.52
수소생산단가(원/kg H ₂)	3,428	2,743

- 본 검토는 과잉생산된 전력을 저장, 활용하는 수단으로서 수전해 방식을 고려하는 것으로 원자력 전기를 낮은 비용으로 공급받는 수소생산은 고려하지 않음.

9) DOD(Depth of Discharge) 80%는 100% 충전해서 20% 남을 때까지만 방전한다는 의미. 사이클 3500은 3500회 충방전이 가능하다는 뜻으로 연간 350회를 충방전한다고 했을 때 배터리 수명은 10년임.

- 또한 원자력 전기를 고려하지 않으므로 고온수전해 역시 고려하지 않음
- 과잉발전량을 이용한 전기비용 불포함 수소생산비용은 수소생산 설비의 이용률에 따라 2050년 kg당 4,300원~8,900원임. 이를 kWh로 환산하면 100원/kWh~220원/kWh임.
 - * 생산된 수소의 저장, 수송비용은 고려치 않음
 - * 수전해 전력비용을 고려하지 않고 만일 생산된 수소를 연료전지 발전으로 다시 전력화할 경우 변동비(연료비)는 143원/kWh~314원/kWh(효율 70% 적용)임
- 재생발전 비중이 35%인 '40년 수소생산 가능량은 44~54만톤으로 수소경제활성화 로드맵의 '40년 목표량의 10% 내외 수준에 불과함
- '50년 최대 과잉발전량(재생발전 비중 80%)을 수전해에 이용할 경우 생산 가능 수소량은 270만톤 수준임
 - 수전해 설비투자비는 '50년 기준 70~140조원

표 25. 과잉발전량 수소생산시 비용

구 분	2030		2040		2050			
	case1,2	case3,4	case1,2	case3,4	case1	case2	case3	case4
과잉발전량(TWh)	11.8	13.5	22.3	26.9	11.9	133.0	39.6	146.7
최대과잉량(GW)	35.3	36.3	56.5	58.7	71.1	141.9	74.5	145.3
설비이용률(%)	3.8	4.3	4.5	5.2	5.2	10.7	6.1	11.5
수전해설비 투자비(조원)	34.6	35.6	55.4	57.5	69.7	139.1	73.0	142.4
생산단가(원/kg_H2)	15,109	13,532	12,775	11,030	11,083	5,387	9,509	5,002
전기비 불포함 생산단가(원/kg_H2)	12,088	10,826	10,220	8,824	8,866	4,310	7,607	4,002

주 : 저장, 수송비용 불포함

- 다른 연구에서는 수전해 효율 향상 전후의 수소생산비용을 다음과 같이 평가하였음. 현재는 수송비용이 생산비용에 비해 월등히 높으나 대폭적인 비용감소가 가능할 것으로 예상

표 26. 수전해 효율향상에 의한 비용 감소

구 분	효율향상 전	효율향상 후('25~'30)
생산비용	2,474~7,273	1,821~5,426(25% ↓)
저장비용(압축)	285	217(24% ↓)
수송비용(튜브트레일러)	7,656	2,615(66% ↓)
계	10,365~15,214	4,653~8,294(51% ↓)

주 : 전기비용 불고려

자료: CSIRO, National Hydrogen Roadmap, 2018 H2KOREA,

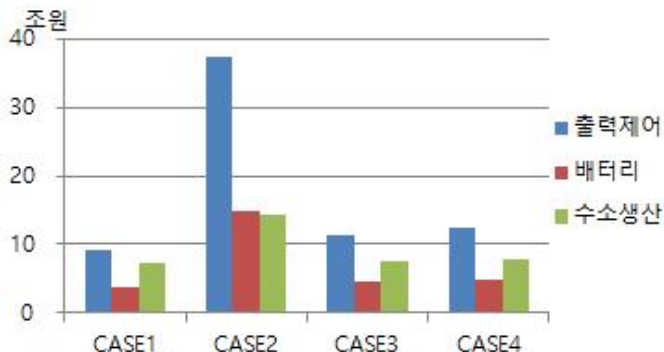
수송용 수소연료의 가격결정 및 수급체계 구축방안, 2017 한전 경영연구원 재인용

- 재생에너지 비중이 늘어나면(Case2) 과잉발전량이 증가하고 이에 대응하는 소요 비용이 증가함
- 과잉발전 대응 수단별 전제의 불확실성이 있으나 과잉발전량의 규모가 적어지면 (Case1,3) 배터리 충방전 방식이, 반대로 규모가 늘어나면 수소생산 방식이 비용 효과적임
- 그러나 수소생산 방식의 경제성은 저장과 수송비용 수준에 따라 다르게 되며, 출력제어 방식도 계약에 의해 보상금을 지불하지 않고 백업발전 비용만 고려하는 경우라면 경쟁력이 있음

표 27. 과잉발전량 대응 추가비용

구분	과잉발전량 (TWh)	발전비용 (원/kWh)	출력제어(조원)			배터리 (조원)	수소생산 (조원)
			보상액	백업발전비	계		
Case1	32.4	165.3	5.4	3.8	9.2	5.7	7.2
Case2	133.0	163.6	21.8	15.8	37.6	23.3	14.3
Case3	39.6	165.3	6.5	4.7	11.2	6.9	7.5
Case4	44.2	165.3	7.3	5.2	12.5	7.7	7.7

그림 28. 과잉발전 대응 수단별 비용



라. 온실가스 배출량

- 발전용 화석연료 사용으로 배출되는 온실가스배출량은 '19년 추정 2.15억톤에서 '30년 1.90억톤으로 감소, '30년 목표 1.93억톤을 준수함

* 온실가스 배출량은 '19년 온실가스통계 기준 적용

* 원단위CO₂-g/kWh) : 석탄 825.8, 가스 362.0

표 28. 발전부문 온실가스 배출 원단위

구 분	석탄	가스
배출계수(tC/TJ)	27.404	15.312
배출계수(천톤/ 천TOE)	4207	2350.6
발열량(kcal/kg)	5499	13061
배출계수(CO ₂ /kcal)	4.20E-07	2.40E-07
CO ₂ (톤)/연료(톤)	2.313	3.07
열소비율(kcal/kWh)	1963	1540
배출계수(CO ₂ -g/kWh)	825.8	362.0

주 : 1kgC = 44/12 kgCO₂

자료: 2019국가온실가스통계산정 검증지침(제9차제정),p.15.

- 온실가스 배출량은 재생에너지 발전비중과 신규원전을 고려에 따라 감소폭이 다름
 - 신규원전 6기를 고려하는 Case3의 탄소배출 저감량은 Case1 대비 21백만톤 추가 감축(원전 1기당 3.5백만톤)
 - '40년 이후 잔여 석탄발전을 원전으로 대체하는 경우(Case4)는 Case1 대비 72백만톤 감축
- '40 ~ '50년 기간 중 재생에너지 발전비중의 10% 포인트 확대 효과는 대략 28백만톤
- '40 ~ '50년 기간 중 원전 2기의 확대 효과는 약 20백만톤임. 원전이 석탄, 가스 중 어느 전원을 대체하는가에 따라 달라질 수 있지만, 신규원전을 고려하는 Case3, 4의 탄소저감량은 1기당 10백만톤으로 추정됨

표 29. Case별 CO₂ 배출량

구 분	2030 9차계획	2040		2050			
		Case1,2	Case3,4	Case1	Case2	Case3	Case4
백만 CO ₂ 톤	189.6	178.0	163.8	141.3	55.6	120.1	68.9

- 재생에너지 비중을 80%(Case2)로 늘여도 발전부문의 탄소중립 달성 불가능, 반면, CO2 배출저감 비용은 과다 발생(\$262~615/CO2톤)
- 원자력 비중을 상대적으로 확대하는 Case4의 CO2 저감비용이 가장 낮음

표 30. CO2 저감비용 추정 결과

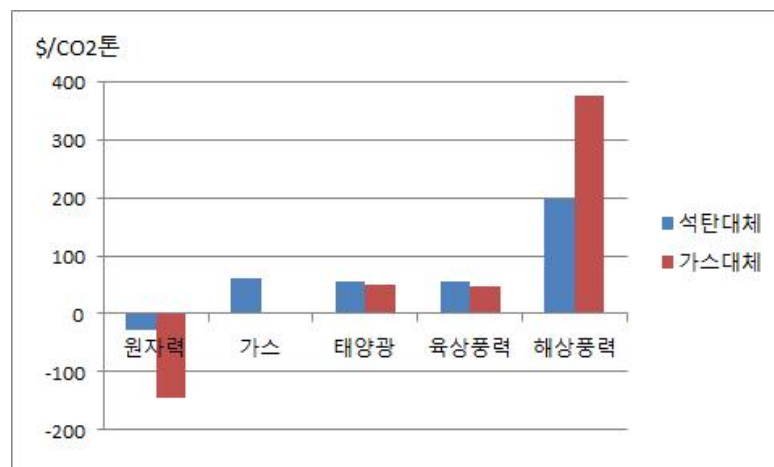
구 분		2019 추정	2030 9차계획	2050			
				case1	case2	case3	case4
배출량(백만톤)		215.0	189.6	141.3	55.6	120.1	68.9
발전비용 (조원)		50.7	63.5	97.2~102.8	123.8~147.1	94.6~101.4	91.9~99.5
톤당저 감비용	만원	-	50.4	63.1~70.7	45.9~60.5	46.3~53.4	28.2~33.4
	\$	-	438	549~615	399~526	402~465	245~290

※ 참고. 발전대체에 의한 전원별 탄소저감 비용

- 1400MW급 원전1기가 이용률 80%로 가동되는 경우 동 발전량이 석탄발전을 대체할 경우 연간 810만톤, 가스발전을 대체할 경우 355만톤의 CO2를 감축 가능
- 전원별 탄소톤당 감축비용은 원전이 가스발전을 대체하면 톤당 \$145 편익, 해상풍력이 대체하면 톤당 \$400의 비용 발생
- 이 비용은 직접비용만 계산에 포함한 것임(재생에너지 계통통합비용, 과잉발전 대응비용 등 제외)

구 분		원자력	가스	태양광	육상풍력	해상풍력
발전단가(원/kWh)		58.3	118.7	139.6	138	274.5
톤당 감축비용 (\$/CO2톤)	석탄대체	-29	61	56	55	198
	가스대체	-145	-	50	46	374

[전원별 탄소저감비용(2020년 기준)]



□ 비용계산 전제

- 발전비용은 정산단가 또는 균등화 발전비용, 재생에너지 계통통합비용¹⁰⁾, 과잉발전량 대응비용을 반영
- 원자력, 석탄, 가스발전은 '19년 정산단가, 재생에너지 발전은 발전비용(LCOE)의 하락 추세를 감안한 단가 반영

표 31. 정산단가(2019)

구 분	원자력	석탄	가스	양수	평균
원/kWh	58.31	86.03	118.66	121.25	89.38

자료 : 전력거래소 2019년도 전력시장통계

- 재생에너지는 태양광, 육상풍력, 해상풍력, 연료전기에 대해 연도별 발전비용을 추정하고, 기간별 가중평균단가를 구하여 적용함. 이것은 재생에너지 발전비용이 매년 낮아지고 있는 추세를 감안한 것임
- 태양광의 발전비용은 '50년 현재 140원/kWh 대비 57%가 감소하여 60원, 육상풍력과 해상풍력은 17%, 29%가 감소한 115원, 194원으로, 연료전지는 현재 240원에서 200원으로 추정
- 구간별 재생에너지원별 가중평균 발전비용은 아래 표와 같음. 연도별 단가와 구간별 가중평균 단가가 다르므로 해석에 유의할 필요가 있음.
- 재생에너지 전체의 구간별 가중평균 단가는 재생에너지원의 비중 변화에 의해 결정됨. 해상풍력의 가중치가 늘어나 전체비용은 그다지 감소하지 않음.

* 구간별 전체 재생에너지 가중평균 단가

- Case 1,3 : ~'30년 172.7원, ~'40년 174.9원, ~'50년 165.3원
- Case 2,4 : ~'30년 172.7원, ~'40년 174.9원, ~'50년 163.6원

10) 재생에너지 계통수용비용이라고도 함.

표 32. 재생에너지 발전비용

구 분		발전량 (TWh)	비용 (조원)	가중평균단가 (원/kWh)
'20-'30	Case1,3,4	713.5	123.2	172.7
	Case2			
'20-'40	Case1,3,4	2,222.3	388.8	174.9
	Case2			
'20-'50	Case1,3,4	4,702.6	777.5	165.3
	Case2	5,290.7	865.7	163.6

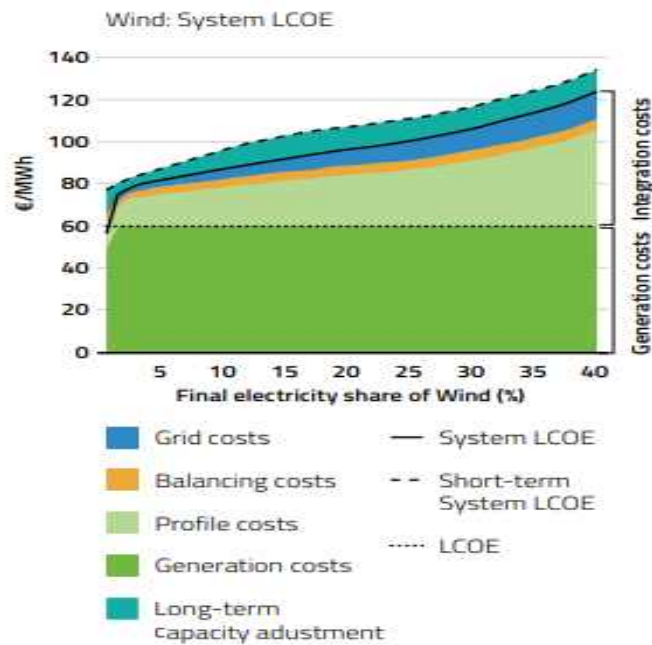
자료 : 에경연, 전문가 자문 등 재구성

○ 재생에너지 계통통합비용

- 재생에너지는 간헐성의 특성으로 전력계통과의 통합비용을 발생함. 재생에너지는 통합비용으로 백업비용, 밸런싱비용, 그리드비용 등을 유발
- 백업비용¹¹⁾은 신재생발전의 변동성을 전력계통이 유연하게 대응하기 위해 추가로 확보해야 하는 발전설비의 비용을 의미
- 밸런싱비용은 신재생 발전량의 불확실(날씨예보 등) 때문에 발생하는 비용임. 불확실한 재생에너지 발전은 다른 발전기의 대기, 주파수 조정을 위한 운영계획의 변경으로 발생. 재생에너지 용량의 증가, 발전량의 예측오차 확대는 비용증가의 원인이 됨
- 그리드 비용은 재생에너지의 송배전망 접속비용 및 계통보강비를 말함. 그리드 비용은 신재생발전에 국한되는 것은 아님

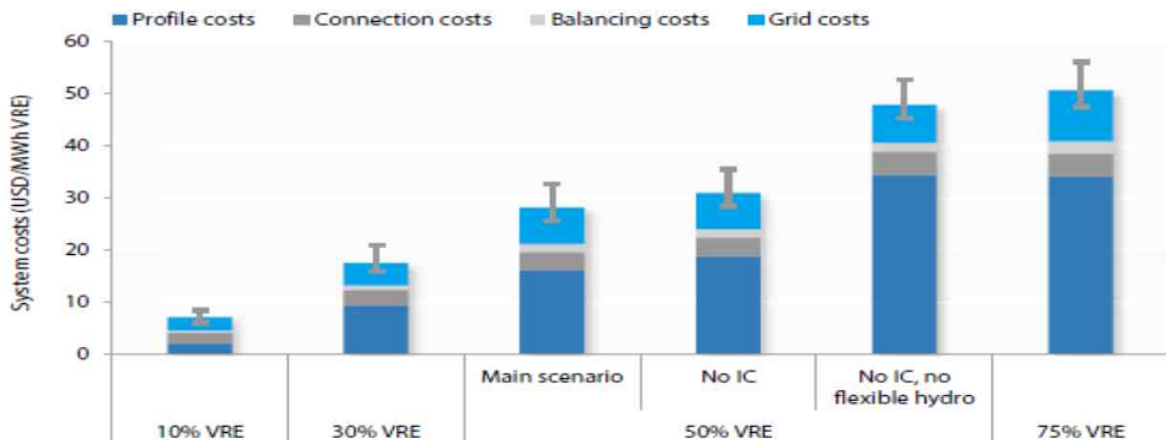
11) 백업비용은 연구자에 따라 “profile cost”, “adequacy cost”, “utilization effect”, “capacity-factor effect” 등 여러 용어가 사용되고 있다.

그림 29. System LCOE 예시



- 장희선 외('19)의 연구에서는 메타회귀분석의 추정계수를 이용하여 '30년 태양광의 계통통합비용으로 7.69원~17.36원/kWh, 풍력 15.24~24.68원/kWh, 태양광과 풍력을 합한 총 계통비용으로 23.72~42.04원/kWh 수준 제시
- OECD/NEA('19)는 재생에너지 비중에 따른 통합비용으로서 재생에너지 비중이 10%일 때 \$7/MWh_{VRE}, 30% \$17, 50% \$30을 제시함. 즉, 재생에너지 비중이 커질수록 단위당 통합비용이 증가함.
- 또한 NEA의 연구결과는 우리와 같이 국가간 전력계통연계가 없을 경우, 수력(저수식과 양수발전)의 비중이 낮을 경우 재생에너지 계통통합비용이 크게 증가

그림 30. 재생에너지 계통통합비용(\$/MWh_VRE)



자료: OECD/NEA, The Costs of Decarbonisation : System Cost with High Shares of Nuclear and Renewables, 2019

- 본 검토에서는 OECD/NEA의 연구결과를 참조하여 국내 재생에너지 계통통합비용으로서 '30년 \$7/MWh_{VRE}, '40년 \$17, 50년 \$30을 적용함.

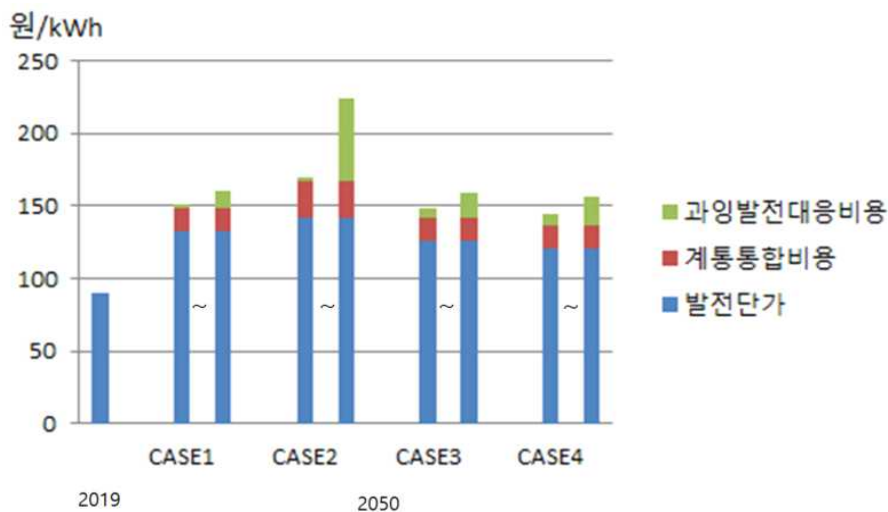
□ 비용합계

- '19년 추정 발전비용 합계는 50.7조원, 발전단가는 90.1원/kWh로 평가됨. 전력거래소의 전력시장통계에는 '19년의 정산 평균단가가 89.4원임. 추정값이 비교적 정확함을 확인
- 발전단가는 '19년 90.1원/kWh에서 에너지믹스 변화에 따라 125.7~141.1원/kWh로 39.5~57.6% 상승
- 재생에너지 확대에 따른 계통통합비용 10.1조~16.6조원, 과잉발전 대응비용 최소 5.7조~37.5조를 합산하면 발전비용은 147.1조원(223.3원/kWh)까지 상승할 가능성 있음.

표 33. 발전비용 추정 결과

구 분		발전비용(조) 발전단가(원/kWh)	계통통합 비용(조)	과잉발전 대응비용(조)	계 (조, 원/kWh)
2019		50.7 (90.1)	-	-	50.7 (90.1)
2050	Case1	83.4 (131.4)	10.1	5.7~9.2	99.3~102.8 (156.4~161.9)
	Case2	92.9 (141.1)	16.6	14.3~37.5	123.8~147.1 (188.1~223.3)
	Case3	80.0 (125.7)	10.1	6.9~11.2	97.0~101.4 (152.4~159.3)
	Case4	76.9 (120.6)	10.1	7.7~12.5	94.7~99.5 (148.5~156.1)

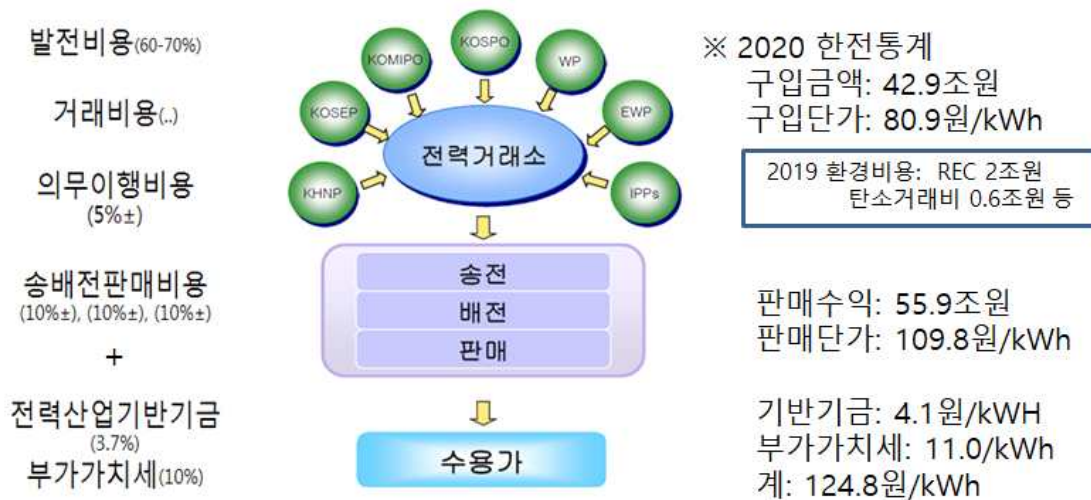
그림 31. Case별 발전단가 변화



□ 전기요금 영향

- 전기사업법 시행령 제7조의 1에 “전기요금이 적정 원가에 적정 이윤을 더한 것 일 것”으로 규정
- '19년 한전은 발전사들로부터 평균단가 89.4원/kWh에 전력을 구입하여 전기소비자에게 108.7원에 판매. 한전비용(송배전판매비용)으로서 19.3원을 부과함. 만일 동 비용을 적정수준의 미래 한전비용으로 간주한다면 '19년 대비 전원믹스 변화에 따른 전기요금 파급영향을 파악해 볼 수 있음
- 전기요금은 발전비용이 60~70%를 점유, 미래의 전기요금은 설비규모와 구성이 중요함을 의미

그림 32. 전기요금의 구성(2020)



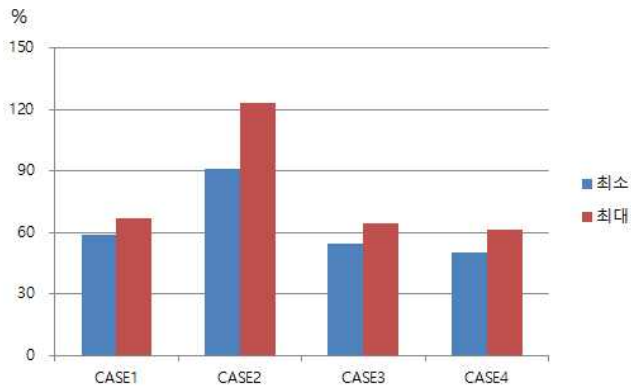
- '19년에는 재생에너지의 계통통합비용과 과잉발전 대응비용을 고려하지 않음
- 발전구성 변화에 의한 전기요금 영향은 '30년 18%~22% 인상, '40년 36%~43%로 평가됨
- '50년 전기소비자는 Case에 따라 매년 45조원 내지 100조원의 추가 부담 발생
- '50년 재생에너지 비중을 50%로 확대하는 경우 전기요금은 54.4~66.7%, 재생에너지 비중을 80%로 증가시키는 경우 90.8~123.2% 인상요인 발생

표 34. Case별 전기요금 영향 (단위: 원/kWh)

구 분	발전단가	한전비용	계	2019 판매단가	전기요금영향 (%)
Case1	156.4~161.9	19.3	175.7~181.2	108.7	61.6~66.7
Case2	188.1~223.3		207.4~242.6		90.8~123.2
Case3	152.4~159.3		171.7~178.6		58.0~64.3
Case4	148.5~156.1		167.8~175.4		54.4~61.4

주 : 전력산업기반기금, 부가가치세 불포함

그림 33. 전기요금 영향



□ 탈원전(Case2)과 원전유지(Case4) 결과 비교

구 분	Case2			Case4		
Case 개요	탈원전, 재생비중 80%			원전유지(신규 13기), 재생비중 50%		
'50 전력수요(TWh, GW)	577.9, 107.7					
정격용량 계(GW)	349.4			247.5		
원자력	12.4			30.6		
태양광	154.4			79.7		
풍력	80.3			41.5		
발전량(TWh), 비중(%)	원자력	89.0	(13.5)	원자력	219.5	(34.4)
	태양광	206.9	(31.4)	태양광	106.8	(16.8)
	풍력	182.2	(27.7)	풍력	94.2	(14.8)
과잉발전 시간수(시간)	3,877			2,617		
비율(%)	(44.3)			(29.9)		
과잉발전량, 태양광 · 풍력	133,014			44,167		
발전량 중 비중(GWh, %)	(34.2)			(22.0)		
과잉발전 대응비용(조원)	14.3~37.5			7.7~12.5		
계통통합비용(조원)	16.6			10.1		
발전비용(조원)	123.8~147.1			91.9~99.5		
전기요금 영향(%)	90.8~123.2			50.4~61.4		
온실가스 배출(백만 CO2톤)	55.6			68.9		
배출저감 비용(\$/CO2톤)	399~526			245~290		

IV. 탄소중립 CASE

전 세계적으로 기후변화 대응에 많은 노력을 기울이고 있으며, 각국은 탄소중립 사회로의 전환을 위한 관련 정책을 수립 및 시행 중

- 세계 각국은 2050 탄소중립을 선언하고 에너지정책을 수립하는 중임. 대부분 국가들은 선언에 그치고 있으나 일부는 정책을 구체화하는 작업을 진행 중임

표 35. 탄소중립 선언국들의 에너지정책

국가	년도	주요내용
미국	2050	'35년까지 전력 부문 탄소 배출량 제로 달성 재생에너지, 원자력(SMR 포함) 확대
스웨덴	2045	법 제정, 90년 대비 85% 감축, 탄소세 부과 원자력 수력 투자 확대
영국	2050	법 제정, 배출량 80% 감축, 의회 기후변화 자문기구(CCC)는 기후목표 달성에 회의적
프랑스	2050	2022년 석탄폐쇄, 그린수소와 저탄소 자원 확대
덴마크	2050	90년의 70% 감축, 2019년 에너지의 47%가 풍력, 2030년까지 화석연료 폐쇄
뉴질랜드	2050	법 제정, 전력 80%를 재생에너지가 공급, 2035년까지 석유 및 가스 단계적 폐지, 반추동물의 메탄배출량은 제외되었으 며 2050년까지 24 ~ 47% 감축안 제시
헝가리	2050	법적 구속력 목표 설정, 90년 대비 40% 감축 2025년까지 석탄발전소 폐쇄, 원자력 확대 계획
중국	2060	향후 40년 동안 2150억톤의 CO2 감축 가능 (UK think tank Carbon Brief)
일본	2050	온실가스 80% 감축 목표, 석탄 규모 축소 및 재생에너지 투 자 필요, 2030 에기본 목표 비중으로 재생 22-24%, 원자력 20-22%
한국	2050	그린뉴딜 추진, 석탄 감축 및 수소경제 추진

□ IEA NZE 2050 보고서 발표("21.5)

○ 분석 전제

- 2050년 세계경제 규모는 현재의 2배 이상, 20억 이상의 인구 증가
- 에너지수요는 현재보다 약 8% 감소

○ NZE의 에너지수급

- 현재 4/5의 에너지를 공급하는 화석연료는 '50년 1/5로 축소
- 총에너지의 2/3가 풍력, 태양광, 바이오, 지열 및 수력으로 공급
 - * 태양광 현재의 20배, 풍력 11배 증가 필요

○ 전력

- '50년 에너지소비의 50% 차지, 2.5배로 증가(선진국 2배, 개도국 3배)
- '50년 발전량의 90%는 재생에너지, 8%는 원자력(현재의 2배)

○ 배터리, 수소, CCUS 등이 활용

- * '30년 이후의 적용기술은 미개발 상태임

그림 34. Global electricity generation by source in the NZE

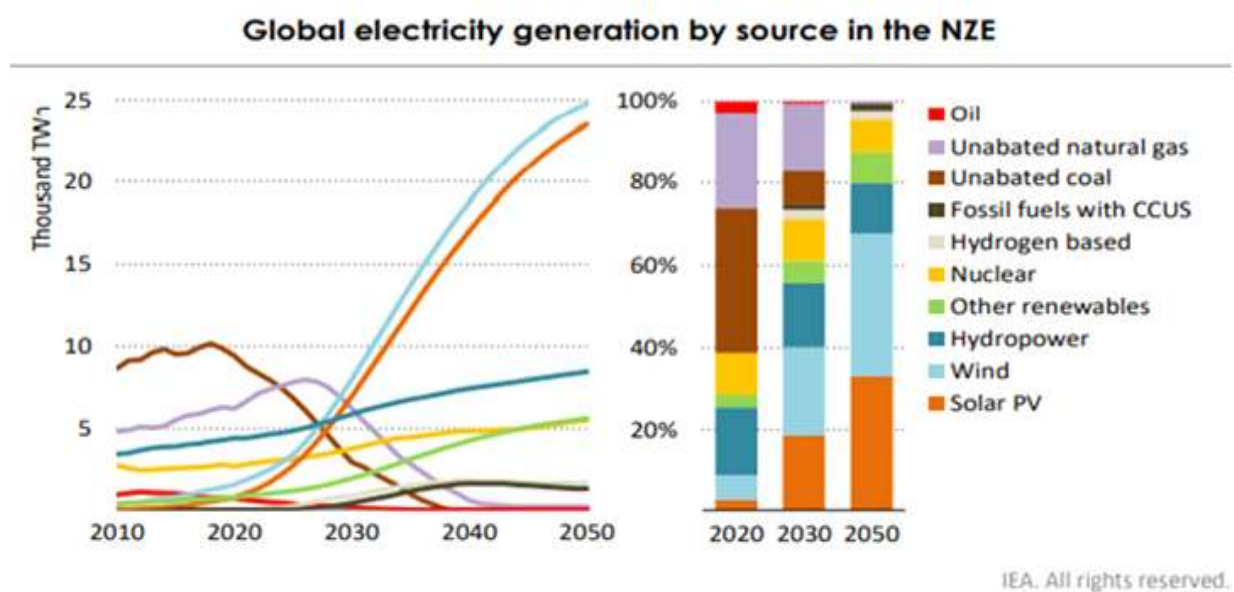


그림 35. Key Milestones in Transforming Global Electricity Generation

Category	
Decarbonisation of electricity sector	<ul style="list-style-type: none"> Advanced economies in aggregate: 2035. Emerging market and developing economies: 2040.
Hydrogen-based fuels	<ul style="list-style-type: none"> Start retrofitting coal-fired power plants to co-fire with ammonia and gas turbines to co-fire with hydrogen by 2025.
Unabated fossil fuel	<ul style="list-style-type: none"> Phase out all subcritical coal-fired power plants by 2030 (870 GW existing plants and 14 GW under construction). Phase out all unabated coal-fired plants by 2040. Phase out large oil-fired power plants in the 2030s. Unabated natural gas-fired generation peaks by 2030 and is 90% lower by 2040.

Category	2020	2030	2050
Total electricity generation (TWh)	26 800	37 300	71 200
Renewables			
Installed capacity (GW)	2 990	10 300	26 600
Share in total generation	29%	61%	88%
Share of solar PV and wind in total generation	9%	40%	68%
Carbon capture, utilisation and storage (CCUS) generation (TWh)			
Coal and gas plants equipped with CCUS	4	460	1 330
Bioenergy plants with CCUS	0	130	840
Hydrogen and ammonia			
Average blending in global coal-fired generation (without CCUS)	0%	3%	100%
Average blending in global gas-fired generation (without CCUS)	0%	9%	85%
Unabated fossil fuels			
Share of unabated coal in total electricity generation	35%	8%	0.0%
Share of unabated natural gas in total electricity generation	23%	17%	0.4%
Nuclear power			
Average annual capacity additions (GW)	2016-20 7	2021-30 17	2031-50 24
Infrastructure			
Electricity networks investment in USD billion (2019)	260	820	800
Substations capacity (GVA)	55 900	113 000	290 400
Battery storage (GW)	18	590	3 100
Public EV charging (GW)	46	1 780	12 400

Note: GW = gigawatts; GVA = gigavolt amperes.

- (미국) 조 바이든은 '50년 탄소배출 Net Zero 달성, 이를 위해 '35년까지는 전력 부문에서 탄소 배출량을 제로로 만들겠다는 계획(Carbon Free Power Sector by 2035) 발표
 - 화석연료 발전 대체를 위해 신재생 설비 투자 확대
 - 태양광, 풍력 확대 및 에너지저장장치(ESS) 확대 예정
 - 기후변화 대응을 위해 탄소배출이 없는 원자력을 청정에너지로 분류하여 현 수준의 발전 비중 유지 전망
 - 원자력은 신뢰할 수 있는 전력원으로 기저부하 역할 수행

- 노후 원전 교체 수요로 소형모듈원전(SMR) 등 차세대 원전 도입
- 탄소배출 저감을 위한 글로벌 Rule-setting에 적극 나설 것으로 예상
 - 파리기후협약 재가입, 기후정상회의를 통해 주요 배출국의 목표 상향 추진 예상
- 바이든 행정부는 2050 탄소중립 목표 하에 원자력과 재생에너지 모두를 활용하는 전략을 추진
 - 바이든 대통령은 취임하자마자 파리협약의 재가입, 온실가스 배출 감축에 대한 인센티브 등을 추진
 - 기후변화 대처 혁신전담연구기관으로 ARPA-C를 설립하였음. 원자력 분야에 대해서는 SMR 개발 지원에 중점을 둘 것으로 예상됨
 - * ARPA-C: Advanced Research Projects Agency for Climate
- 프린스턴 대학 'Net-Zero America'¹²⁾ 보고서 발간
 - <프린스턴 대학 연구 요약>
 - Net-Zero는 기술적으로 '가능'하지만 사회·경제적으로 치러야 할 대가 역시 상당함.
 - '30년까지 미 정부와 기업들이 탄소중립을 위해 2.5조달러(2,733조원)의 천문학적인 자금 소요
 - 재생에너지 외에도 원자력발전소와 천연가스, 에탄올 발전 등도 탄소중립에 유용
 - 재생에너지가 실질적인 대안이 되려면 발전비용이 현저히 낮아져야 함. 향후 10년간 재생에너지 증가 속도가 2배 더 빨라지고, 재생에너지 전력 공급을 위해 수천km의 전력망을 새롭게 깔아야 함.
 - 현존 원전 50%의 80년 계속운전과 더불어 250GW의 신규 원자력 발전소 (1GW 250기 혹은 SMR 3,800기) 건설 필요
 - 연구가 진행중인 개량된 원전이나 탄소포집 기술을 갖춘 천연가스 발전소 등이 재생에너지를 보완해야 함.
 - 현재 2%인 전기차 비중도 50% 수준으로 확대되어야 함.
 - 일반 가정에서도 전기난방 비중을 현재의 2배로 늘려야 함

12) E. Larson, C. Greig, J. Jenkins, E. Mayfield, A. Pascale, C. Zhang, J. Drossman, R. Williams, S. Pacala, R. Socolow, EJ Baik, R. Birdsey, R. Duke, R. Jones, B. Haley, E. Leslie, K. Paustian, and A. Swan, Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts, interim report, Princeton University, Princeton, NJ, December 15, 2020.

그림 36. 프린스턴 대학 Net-Zero America 보고서의 6대 전략

1. Efficiency & Electrification Consumer energy investment and use behaviors change <ul style="list-style-type: none"> • 300 million personal EVs • 130 million residences with heat pump heating Industrial efficiency gains <ul style="list-style-type: none"> • Rapid productivity gain • EAF/DRI steel making 	2. Clean Electricity Wind and solar <ul style="list-style-type: none"> • Rapidly site 10s-100s of GW per year, sustain for decades • 3x to 5x today's transmission Nuclear <ul style="list-style-type: none"> • In RE- scenario site up to 250 new 1-GW reactors (or 3,800 SMRs). • Spent fuel disposal. NGCC-CCS <ul style="list-style-type: none"> • In RE-, 300+ plants (@750 MW) Flexible resources <ul style="list-style-type: none"> • Combustion turbines w/high H₂ • Large flexible loads: electrolysis, electric boilers, direct air capture • 50 - 180 GW of 6-hour batteries 	3. Zero-Carbon Fuels Major bioenergy industry <ul style="list-style-type: none"> • 100s of new conversion facilities • 620 million t/y biomass feedstock production (1.2 Bt/y in E- B+) H₂ and synfuels industries <ul style="list-style-type: none"> • 8-19 EJ H₂ from biomass with CCS (BECCS), electrolysis, and/or methane reforming • Largest H₂ use is for fuels synthesis in most scenarios
4. CO₂ capture & storage Geologic storage of 0.9 – 1.7 GtCO₂/y <ul style="list-style-type: none"> • Capture at ~1,000+ facilities • 21,000 to 25,000 km interstate CO₂ trunk pipeline network • 85,000 km of spur pipelines delivering CO₂ to trunk lines • Thousands of injection wells 	5. Non-CO₂ Emissions Methane, N₂O, Fluorocarbons <ul style="list-style-type: none"> • 20% below 2020 emissions (CO_{2e}) by 2050 (30% below 2050 REF). 	6. Enhanced land sinks Forest management <ul style="list-style-type: none"> • Potential sink of 0.5 to 1 GtCO_{2e}/y, impacting 1/2 or more of all US forest area (≥ 130 Mha). Agricultural practices <ul style="list-style-type: none"> • Potential sink ~0.20 GtCO_{2e}/y if conservation measures adopted across 1 – 2 million farms.

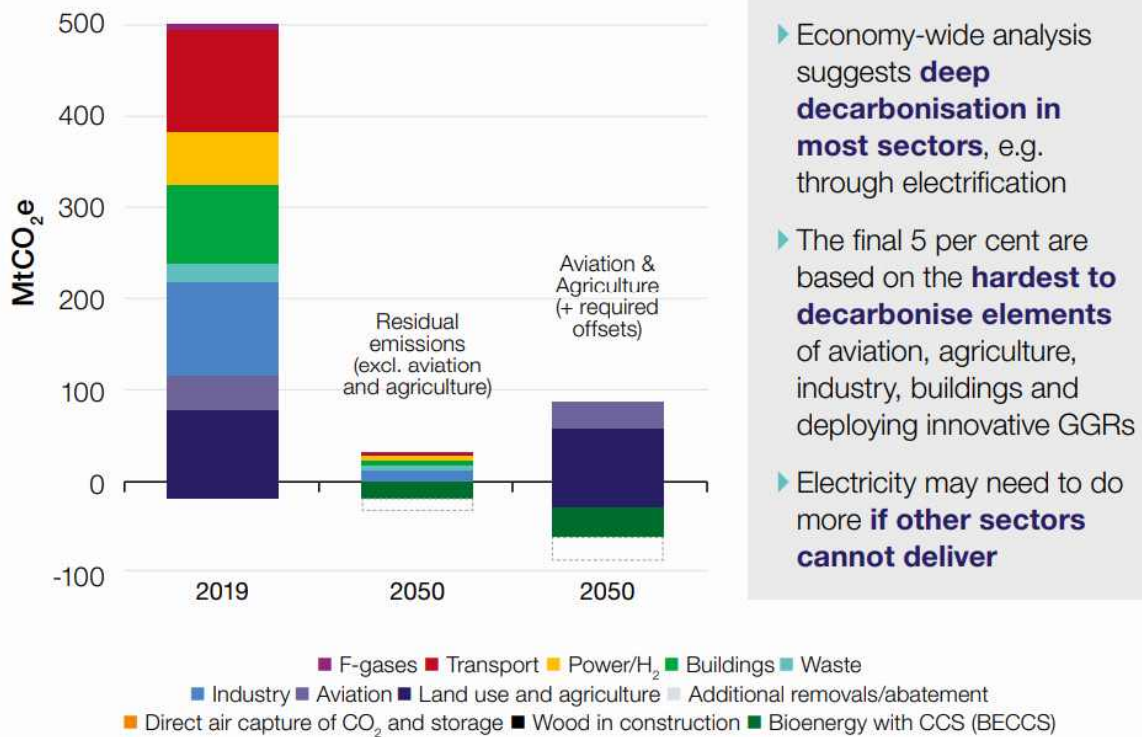
□ (유럽) 기후변화 대응을 위해 온실가스 감축목표를 지속적으로 강화해 온 유럽 국가들은 EU 정상회의('19.12)에서 '50년까지 유럽을 탄소 중립으로 만들기 위한 유럽그린딜(European Green Deal) 정책에 합의하고 각국별로 탄소 순배출 제로(net-zero) 목표를 법제화하거나 정책에 반영 중

○ 영국 : 2050년 탄소중립 선언 및 법제화('19.6)

- 기후변화법안(Climate Change Act 2008) 개정을 통해 2050년까지 온실가스 배출 순 제로(net-zero) 목표를 법제화
- '25년까지 석탄발전 완전 퇴출, '35년까지 내연기관차 완전 퇴출
- '50년 탄소중립을 위해 1차에너지원의 전기화로 '19년 대비 2배의 전력수요 예상되며, 재생에너지와 원전을 최대한 활용 예정
- * '50년 에너지믹스 계획 : 재생에너지 57%, 원자력/탄소포집저장 38%, 수소 5%
- * 원전용량 확대 계획 : 9GW('20년) → 25GW('30년) → 32GW('40년)

그림 37. 영국의 Net Zero Scenario

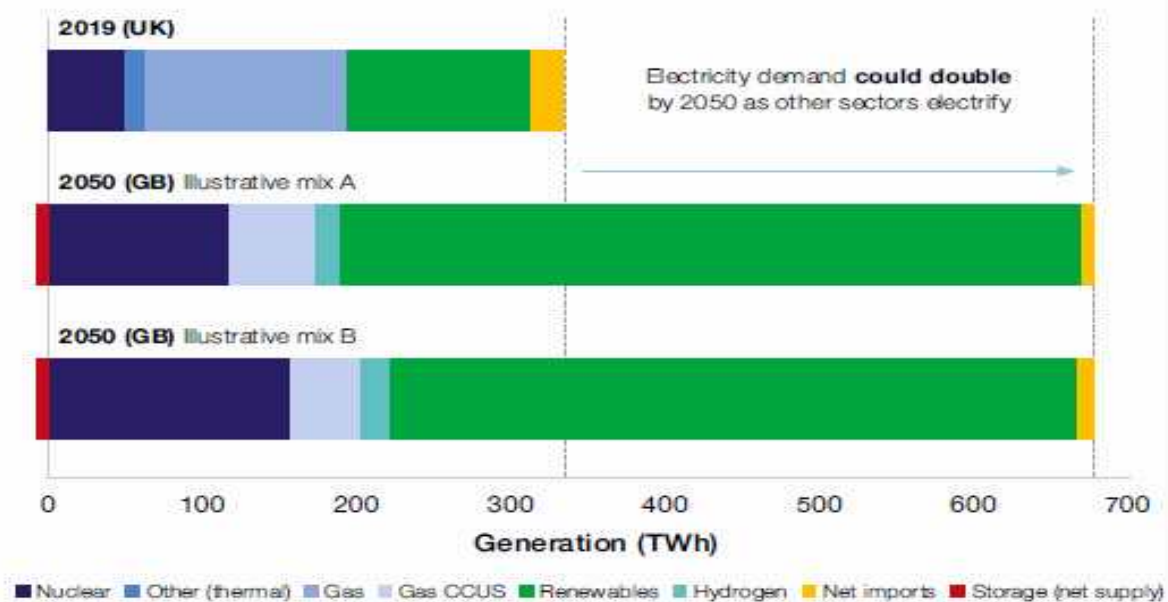
FIGURE 3.3 - UK EMISSIONS, NET ZERO SCENARIO



Source: CCC 2020 Progress Report

자료: 영국 산업부 의회보고 자료, ENERGY WHITE PAPER, 2020.12

그림 38. 영국의 2050년 Net-Zero 달성을 위한 에너지믹스 계획



* 영국정부, Energy White Paper, 2020.12

- 프랑스 : 2050년 탄소중립 선언 및 법제화('19.11)
 - '22년까지 모든 대도시 석탄발전 중지, '30년까지 화석연료 소비량을 40% 감축 추진
- 스웨덴, 노르웨이, 핀란드, 덴마크 등에서 2050년 이전 탄소중립 달성을 위한 정책 수립

□ (중국) 유엔 총회('20.09)에서 2060년 이전까지 탄소중립 달성 선언, 화석연료 비중을 대폭 축소하고, 재생에너지 및 원자력 비중을 확대하여 탄소 중립 달성 계획

- 탄소중립 달성을 석탄, 가스, 석유 등 화석연료 발전비중을 '25년 80% 수준에서 '60년 13%까지 축소 예정
- 재생에너지 비중을 15%('25년)에서 63%('60년)로 확대 계획
 - 풍부한 수력자원으로 수력 비중을 8%('25)에서 15%('60년) 증대
- 원자력 비중을 3.1%('25년)에서 18.7%('60년)로 5배 확대(226GWy → 1,089GWy)하여 전력수요 대응 및 탄소중립 추진

표 36. 중국 2060년 탄소중립 로드맵

에너지원	2025			2060			증가율 %
	Mtoe	GWy*	비중, %	Mtoe	GWy*	비중, %	
석탄	2860	3798	51.9	110	146	2.5	-96
가스	560	744	10.2	140	186	3.2	-75
석유	980	1301	17.8	340	452	7.7	-65
수력	440	584	8.0	660	876	15.0	50
바이오	110	146	2.0	220	292	5.0	100
풍력	240	319	4.4	1070	1421	24.4	346
원자력	170	226	3.1	820	1089	18.7	382
태양광	150	199	2.7	1030	1368	23.5	587
합계	5510	7317	100.0	4390	5830	100.0	

[자료 : China's Top Climate Scientists Plan Road Map to 2060 Go(Bloomberg Green, '20.09.28)]

□ (일본) 2050 탄소중립 목표 선언 ('20.10)

- '30년까지 재생에너지 비중 22~24%로 확대, 원자력 비중 20~22% 확대 정책 추진

- 원전을 탈탄소화 및 중요 기저전원으로 중시
- 석탄화력 정책의 근본적인 전환, 차세대 태양광과 이산화탄소 재사용 기술의 보편화, 원전을 통한 안정적 에너지공급을 통해 탄소중립 추진 예정
- 2050 탄소중립 녹색성장전략 발표 ('20.12)
 - 발전부문 탄소중립 전략으로 '50년까지 풍력 중심 재생에너지 50~60%, 원전 및 CCUS 30~40%, 수소 등 10% 수준 공급 목표
 - 에너지산업 중점 계획으로 원자력산업, 수소산업, 해상풍력산업 육성 포함

표 37. 2050년 탄소중립을 위한 에너지 관련 산업 중점 분야

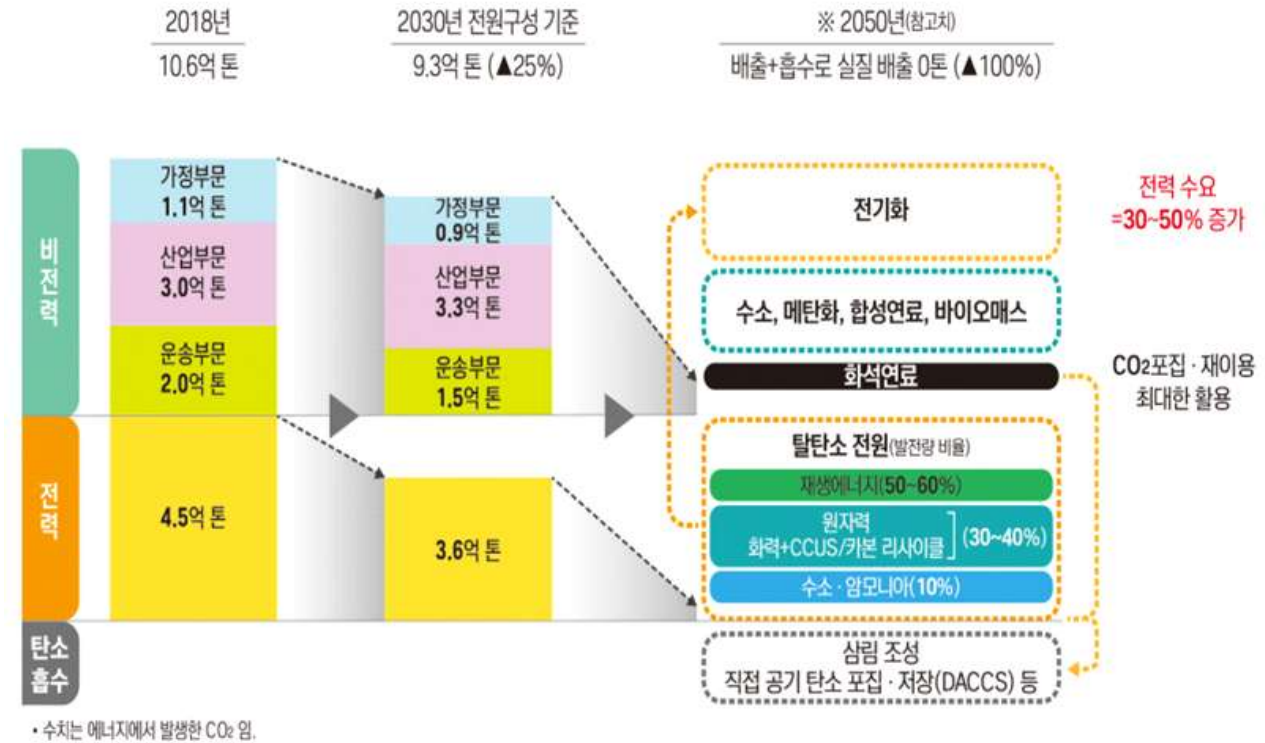
분야	원자력산업	수소산업	해상풍력산업	연료용 암모니아 산업
개발계획	<ul style="list-style-type: none"> - 소형모듈형원전 - 수소생산 원전 	<ul style="list-style-type: none"> - 수전해장치 - 발전 터빈 - 수소환원제철 - 수소운반선 	<ul style="list-style-type: none"> - 풍차 본체 - 관련 부품 - 부채식 풍력 	<ul style="list-style-type: none"> - 발전용 버너

(일본경제산업성, 녹색성장전략)

※ 일본의 탄소중립 계획 개요

- '18년 CO2 배출량 10.6억톤, 이중 약 40%인 4.5억톤 발전부문에서 발생
- 탄소중립을 달성하기 위한 녹색 성장 전략에서는 발전부문의 탈탄소화를 전제로 재생에너지를 최대한 도입해 '50년에는 발전량의 50%~60%를 재생 에너지가 공급하도록 계획
- 재생에너지의 간헐성으로 출력조정 문제, 송전망 추가 확보 필요 및 비용 절감의 한계로 재생에너지 100% 공급은 현실적으로 쉽지 않다고 밝힘.
- 수소·암모니아의 연료 활용 발전을 약 10%, 원자력과 CO2 포집을 전제로 화력발전의 비중을 30~40%로 설정
- 비발전 부문에서는 전기화(electrification)에 대응한 전략이 중심임. '50년 전력 수요는 현재보다 30~50% 증가할 것으로 예측
- 산업부문 뿐 아니라 가정부문의 전기화 추진 필요성을 제시하고 에너지 효율 관련 산업을 성장 분야로 육성

그림 39. 탄소중립 달성을 위한 에너지분야 탄소배출량 전망



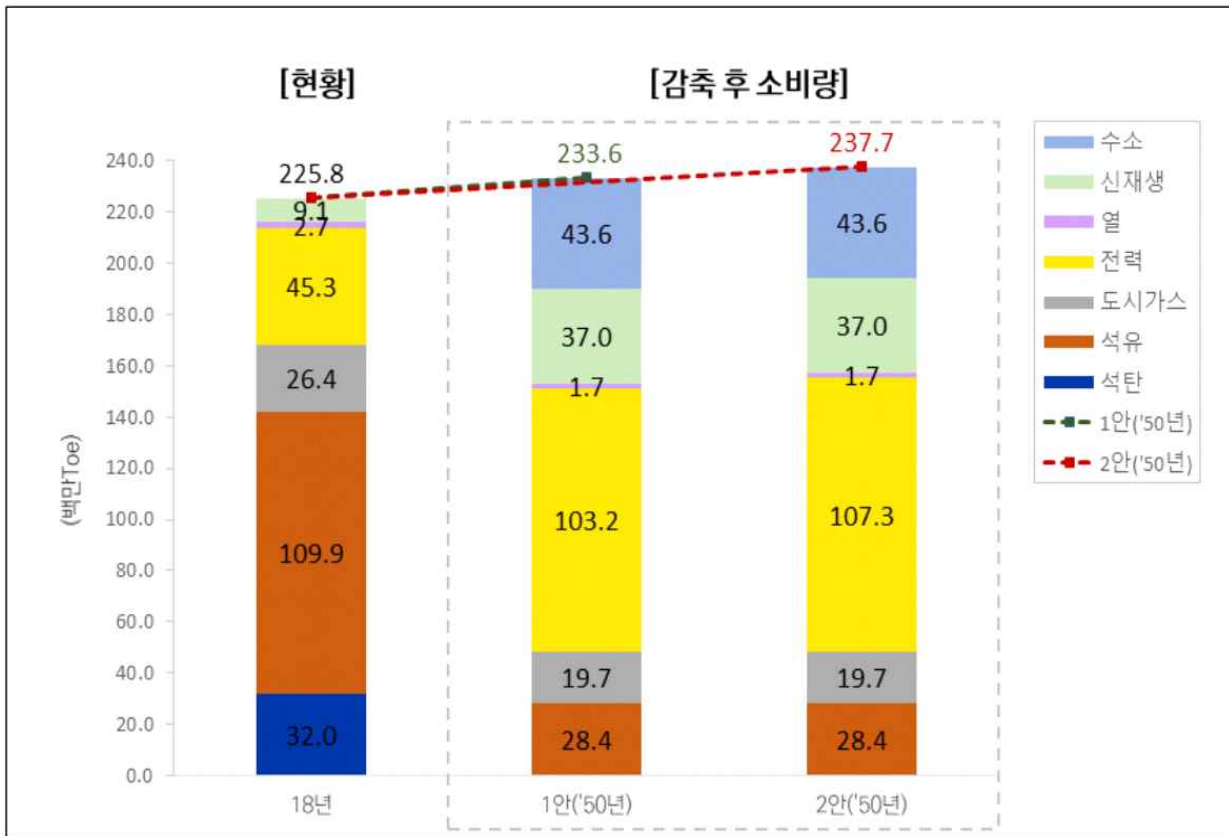
자료 : 일본 경산성 외, 에경연 재인용

□ (한국) 2050년 탄소제로 시나리오안

○ 에너지 소비 '18년 대비 3.5% 증가

- 수요관리 강화에도 불구하고 산업부문 성장과 CCUS 처리, 수소생산에 따른 전력수요 증가 등으로 인해 총에너지 소비 증가
- 에너지원별로는 온실가스를 야기하는 석탄·석유·도시가스 소비는 대폭 감소하나, 전력 및 신재생에너지 수요가 크게 증가
- 비발전부문 신재생(16%)은 자가용태양광, 가정용·건물용 연료전지 등으로 설명되지만 대부분 전기로 소비될 것을 판단됨(태양광으로 환산시 290GW)
- 전체에너지 소비의 18.7%를 차지하는 수소 수요 2,047만톤 중 75%를 해외수입에 의존, 수입대상국(호주, 중동, 러시아, 북아프리카 등)과 협의 내용 없음

그림 40. 최종에너지 소비



자료 : 탄소중립 시나리오안

○ 전력수요 2.3배 증가

- 각 부문별로 잔여 화석연료를 전력화(비전력 에너지소비의 전력화)해야 하므로 전력수요는 2018년 대비 228.1~237.0%로 대폭 증가
- 에너지원별로는 온실가스를 발생시키는 석탄·석유·도시가스 소비는 대폭 감소하지만, 전력 및 신재생에너지 수요 크게 증가

표 38. 발전구성

구 분	원자력	석탄	LNG	재생E	연료 전지	동북아 그리드	무탄소 신전원	양수 기타	합계
TWh	86.9	0.0	92.1	769.3	121.4	33.1	132.0	9.0	1243.8
비중(%)	7.0	0.0	7.4	61.9	9.8	2.7	10.6	0.7	100.0

- 재생에너지 범위에 수소연료전지, 무탄소신전원(수소터빈, 암모니아)를 포함할 경우 발전비중은 82.3%임.
- 국토면적의 6.1%에 태양광을 설치하는 것은 입지 등 물리적인 제약을 심각하게 점검해야 함.

- 동북아의 정치적 상황과 에너지안보를 고려할 때 그리드(중국 2.4GW, 러시아 3.0GW)를 통해 전력공급의 2.7%를 의존하는 계획은 우려되는 사항임. 전력망 연계국, 수입대상국 등과 협의된 바 없음.

* 상시 수입을 전제(망이용률 70%)하는 전력망 연계는 일반적인 한 국가간 전력거래와 크게 상이함.

○ 검토결과

- 재생에너지에만 의존하는 탄소중립 시나리오안은 비현실적임.
- 백업발전으로서 신규 가스발전 불가피
- 재생에너지 발전의 변동성 불고려
- 비용, 전기요금 등에 대한 분석 없음.
- 대안 계획의 필요성 증대

V. 결론과 한계점

□ 결 론

- '50년 재생에너지 발전비중을 80%로 확대해도 발전부문의 탄소제로 달성 불가
 - 재생에너지 80%(case2)의 '50년 태양광 용량 154GW, 풍력 80GW로 현재용량의 10배 이상, 40배 이상 확대 필요
 - * IEA는 2050 탄소중립을 위한 원전용량을 현재의 2배 이상으로 평가
- 우리의 여건에서 재생에너지 발전비중 80% 확대 가능성은 매우 낮음
 - 재생에너지 비중을 높일수록 전력수요 증가에 비해 과도한 설비증가 필요
 - 간헐성으로 인한 비용이(급전가능 발전원으로서 가스발전 확대 필요, 과잉발전량의 저장 비용 등) 급증하고, 수급 불안 위험 상시 존재
 - 재생에너지와 수소의 조합은 과잉발전량에 의해 수소설비의 이용률이 결정되므로 경제적인 대안이 될 수 없음.
 - '50년 전기소비자는 매년 41조원 내지 96조원의 추가 부담 발생, 재생비중 80%(Case2)에서 전기요금 91~123% 인상 추정
 - 재생에너지의 간헐성 보완을 위해 가스발전 확대가 계획되고 있으나 탄소중립을 위해서는 '30년 이후 가스발전의 대폭 축소 필요(IEA)
- 가장 경제적, 안정적 탄소저감 방안은 원자력의 비중을 높이는 것임
 - 재생에너지 비중을 고정한 경우 원자력 비중 증가가 탄소배출과 발전비용 감소 효과 발생
 - 원전의 부하추종운전, iSMR 개발 등 기술발전 고려시 탄소배출 저감비용은 더 감소하게 됨
- 탄소중립 에너지믹스 분석은 추후 검토 과제임
 - 우리의 경우 에너지소비 1/2 축소, 이 중 80%를 전력으로 소비(전력화), 전력의 80% 이상을 무탄소 전원으로 공급해야 함.
 - * 원전 필요성 현저히 증가
 - 수송부문, 열생산, 산업 부문 에너지 소비의 상당부분을 전력이 대체해야할 뿐아니라 수전해 수소생산을 위한 무탄소 발전의 증대 필요

□ 한계점

- 과잉발전량은 급전가능 발전원의 최소출력을 전제로 산출한 것으로 최소치로 볼 수 있음
- 풍력과 태양광의 발전비중이 높은 전력시스템에서는 에너지 저장을 고려하더라도 상당한 양의 부하차단이 필요한데 부하차단으로 이 발전원들의 실제 이용률이 하락하게 되고 발전단가는 상승할 것이지만 고려하지 않았음
- 과잉발전의 대응비용으로 배터리, 수소 등 에너지 저장비용 추정치를 적용했으나 상당한 불확실성이 존재함
 - 이밖에 제한된 자료의 이용에 따른 가정 또는 전제, Case 설정의 한계 등은 향후 관련 연구에서 보완되어야 할 사항임

□ 참고문헌

- 산업부, 에너지전환 로드맵, 2017
 재생에너지 3020 이행계획, 2017
 제2차 에너지기본계획, 2014
 제3차 에너지기본계획, 2019
 제8차 전력수급기본계획, 2017
 제9차 전력수급기본계획, 2020
- 신고리5,6호기 공론화위원회, 신고리 5,6호기 공론화 보고서, 2017
- 에너지경제연구원, 2020 중기 에너지수요전망, 2020.9
- 전력거래소, 전력수급기본계획 현안 및 주요변화, 2019
 전력시장통계 2019
- 정부부처 합동, 한국판 뉴딜 종합계획, 2020
 온실가스 감축 로드맵, 2016
 미세먼지 종합대책, 2017
 수소경제로드맵, 2019
- 탄소중립위원회, 탄소중립 시나리오안, 2021
- 통계청, 장래인구추계 2017-2067, 2019
- 한국리서치(1차), 한국갤럽(2차), 한국리서치(3차), 엠브레인(4차), 여론조사 결과,
 2018.8~2019.5
- 한국전력공사, 한국전력통계 제89호
- 영국 BEIS(Department for Business, Energy & Industrial Strategy),
 Energy and Emissions Projections:2019, , 2020.
- 영국 산업부 의회보고 자료, Energy White Paper, 2020.12
- 일본 경제산업성, 에너지기본계획안, 2018.5
- 중국 국무원, 신시대 중국의 에너지 백서, 2020.12
- 프랑스 RTE, Integrated National Energy and Climate Plan for France,
 2017
- Bloomberg Green, China's Top Climate Scientists Plan Road Map to
 2060 Goal, 2020.9
- CSIRO, National Hydrogen Roadmap, 2018 H2KOREA

- E. Larson, C. Greig, J. Jenkins, E. Mayfield, A. Pascale, C. Zhang, J. Drossman, R. Williams, S. Pacala, R. Socolow, EJ Baik, R. Birdsey, R. Duke, R. Jones, B. Haley, E. Leslie, K. Paustian, and A. Swan, Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts, interim report, Princeton University, Princeton, NJ, December 15, 2020.
- Jesse D. Jenkins and Samuel Thornstrom, Deep Decarbonization of the Electric Power Sector Insights from Recent Literature, EIRP(Energy Innovation Reform Project), 2017.3
- OECD, Electricity Information 2018
- World Energy Balances 2020
- Energy Prices and Taxes 2019
- OECD/IEA, World Energy Outlook 2020
- Net Zero Emission 2050, 2021
- OECD/NEA, The Costs of Decarbonization: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, NEA No.7299, 2019
- U.S. DOE/EIA , Annual Energy Outlook 2021
- U.S. DOE, Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. 2019.7

첨부 : 발전부문의 탈탄소화에 대한 기존연구의 시사점¹³⁾

발전부문은 온실가스 저감의 핵심적인 역할을 할 것으로 기대된다. 지구온난화에 대한 대응으로 2050년의 온실가스 배출량을 현재 온실가스 배출량의 50-90%수준으로 감축해야한다고 대부분의 연구들은 주장하고 있다. 온실가스 배출량을 이러한 수준으로 감축하기 위해서는 발전부문에서 온실가스를 전혀 배출하지 않아야하며 동시에 수송, 열공급, 산업부문에서 사용하는 에너지를 상당부분 전력으로 대체해야 한다.

여기에서는 발전부문의 이산화탄소 배출량을 80-100% 감축시키는 탈탄소의 실현이 발전부문의 발전원 구성 변화 및 총비용 그리고 에너지저장장치의 역할 등 구체적인 내용에 대한 기존 연구문헌의 내용을 정리하였으며, 2014년부터 2017년 동안 발표된 발전부문의 탈탄소에 대한 30개의 기존연구로부터 시사점을 도출하였다.

이들 연구들은 상향식 최적화 모형, 하향식 에너지 경제 모형, 시나리오 설정 모형 등 다양한 방법론을 활용하고 있다. 또한 이들 연구의 연구 범위는 지역, 국가, 전지구에 이르기 까지 다양하며 구체적 연구목적도 상이하다. 이러한 다양성에도 불구하고 이들 연구는 일관적인 시사점을 제시하고 있다. 본 연구에서는 이들 연구의 시사점을 종합하여 정책적 측면에서 요약하고자 한다.

발전부문의 이산화탄소 배출량을 완화시킨다는 것(50~70% 혹은 그 이하)과 이산화탄소 배출량을 거의 0으로 한다는 것은 근본적으로 매우 다른 문제라고 하는 인식에 대한 공감대가 기존연구에서 형성되어 있다.

발전부문의 탄소배출량 거의 0라는 목적에 장기적인 관점으로 접근해야지만 막대한 비용발생이 수반되는 해를 방지할 수 있을 것이다.

또한 저탄소발전원의 적절한 믹스가 발전부문의 탈탄소를 가장 경제적이며 안정적으로 실현시키는 방안이라 점을 기존연구들은 강조하고 있다. 풍력이나 태양에너지와 같은 변동성 재생에너지원에 주로 혹은 전적으로 의존하는 것이 이론적으로는 가능하지만 다양한 발전원을 적절히 활용하는 경우보다 훨씬 비용이 많이 발생할 뿐만 아니라 극복해야할 난관들도 매우 많다. 특히, 급전가능 저탄소 발전원인 원자력이나

13) 본 장의 내용은 탈탄소 전력시스템을 대상으로 수행한 30편(2014년부터 2017년에 걸쳐 발표된)의 국제적인 연구문헌을 조사한 "Deep Decarbonization of the Electric Power Sector Insights from Recent Literature, EIRP(Energy Innovation Reform Project), Jesse D. Jenkins and Samuel Thornstrom, Mar. 2017"을 참조하여 작성한 것이다.

CCS부착 석탄화력발전을 활용하면 탈탄소가 수반하는 비용과 기술적 난제들을 획기적으로 줄일 수 있을 것이다.

이러한 시사점에 대한 구체적인 내용은 다음과 같다.

1. 기후변화의 목표를 달성하기 위해서는 2050년까지 발전부문의 이산화탄소 배출량이 거의 0으로 줄어들어야 한다.

범경제적으로 온실가스를 감축시키기 위해서는 발전부문의 온실가스 감축이 더 신속하게 진행되고 탈탄소 발전부문이 확대되어 수송, 열생산, 농업, 산업 등의 에너지 수요를 전력이 대체해야 한다고 많은 연구들은 내다보고 있다 (Kriegler et al. 2014; White House 2016, Morrison et al.2015; William et al.2015; Krey et al.2014). Kriegler et al.(2014)와 Krey et al. (2014)는 18개 그룹별로 각각 모델링한 지구 탈탄소 연구결과를 요약하면서 “발전부문의 탄소배출량 거의 0가 2050년에는 실현되어야 한다.”고 주장했다. 마찬가지로 Morrison et al.(2015)은 미국의 캘리포니아 경제를 대상으로 수행한 9개의 모델을 비교하면서 전력화가 어렵거나 불가능한 경제 부문(항공, 선박, 대형 화물차량, 농업 비료 등)이 존재하므로 발전부문의 온실가스배출량이 2050년까지 1990년 수준의 80% 이상 줄어들어야 한다고 내다보았다. William et al.(2015)도 2050년까지 발전부문의 온실가스 배출을 90-97% 줄여야 한다고 보고 있다. 이러한 분석을 통해 탈탄소 경제를 실현하기 위한 발전부문의 중요성에 대한 이견이 존재하지 않음을 알 수 있다.

2. 저탄소 발전부문의 전력화가 확대되어 수송, 열생산, 산업 부문 에너지 소비의 상당부분을 전력이 대체해야 한다.

재생에너지, 원자력, CCS부착 화석발전 등 저탄소와 무탄소발전원의 이용이 가능하므로 전력화를 확대하여 2050년경에는 수송, 열생산, 산업 활동 등에 필요한 에너지를 전력이 대체할 수 있음을 여러 연구에서 전망하고 있다(Kriegler et al. 2014; White House 2016, Morrison et al.2015; William et al. 2015; Jacobson, Delucchi, Bazouin et al. 2015). 따라서 총 전력수요는 모든 탈탄소 시나리오에서 증가하게 된다. 이러한 현상은 총1차에너지 수요가 정체되는 선진국의 경우뿐만 아니라 총1차에

너지 수요가 완만히 증가하는 전지구적 차원에서도 발생하는 것으로 이들 연구들은 전망하고 있다. 전기자동차와 전기를 이용한 고효율 펌프(열 및 난방)등과 전기분해를 통한 수소생산 혹은 합성 천연가스 생산 등으로 열생산 및 수송에 필요한 에너지 및 산업용 원료물질을 대체함으로써 전기를 직접 이용하는 제품의 시장 점유율이 올라갈 것으로 전망하고 있다.

Krey et al.(2014)는 전지구의 전력수요가 2050년까지 35-130% 증가해서 에너지 수요의 20-50%를 전기가 차지할 것으로 전망하고 있다. William et al.(2015)은 미국을 대상으로 한 4개의 가능한 시나리오를 통해 전력수요가 2050년까지 거의 2배(60-110%) 증가하는 것으로 전망하고 있다. 전기수요와 전력으로 생산된 연료가 점차 증가해서 미국 에너지수요에서 차지하는 점유율이 현재 20%에서 2050년에는 50% 이상으로 증가할 것으로 내다보았다. White House(2016)는 전기 및 수소가 2050년까지 승용차용 연료의 60%를 차지하며, 산업용 전력수요의 50%(현재는 20%)를 전기가 차지하고 대부분의 난방 및 온수생산에 전기가 이용될 것으로 전망하였다. Jacobson(2015)은 캘리포니아 최종에너지 수요의 100%를 전기 혹은 전력을 이용한 수소로 충당하는 시나리오를 고려하였다. 이 경우 전력수요는 2050년까지 5배 증가하는 것으로 전망하였다.

3. 발전부문에서 탈탄소를 실현한다는 것은 일반적인 수준의 발전부문 탄소 배출 완화와는 비교가 안될 정도로 훨씬 더 어려운 문제이다.

발전부문의 이산화탄소 배출량을 현재의 1/2 혹은 2/3로 줄이는 것은 현재 상용 발전원의 적절한 믹스로 실현 가능하다고 보는 연구들이 많이 있다(White House 2016, de Sisternes, Jenkins, Botterud 2016; Williams et al. 2015; Morrison et al. 2015; Gillespie, Grieve, Sorrell 2015; Elliston, MacGill, Diesendorf 2014; MacDonald et al. 2016; Riesz, Vithayasrichareon, MacGill 2015). 여기서 발전원의 적절한 믹스란 기존의 석탄발전을 가스복합화력으로 대체하며 풍력과 태양에너지의 비중을 늘리고 기존의 원자력발전과 수력을 유지하는 발전원 구성을 말한다.

거의 무탄소 배출을 실현하기 위해서는 이와 대조적으로 모든 석탄과 가스발전을 무탄소 발전원으로 대체해야한다. 구체적으로 살펴보면 풍력과 태양에너지와 같은 변동성 재생에너지 비중 대폭 증가, 원자력발전의 확대, CCS(탄소 포집율 100%)의 부착 화석연료 발전원 비중 증가 등이 실현되어야 한다.

4. 발전부문에서 탈탄소를 실현하기 위해서는 일반적 수준의 탄소 경감과는 매우 다른 발전원 믹스를 요구한다. 따라서 장기적인 관점에서 이 문제에 접근해야 하지만 경제적이고 현실적인 해를 도출할 수 있다.

보통수준의 탄소배출 경감과 탈탄소는 근본적으로 서로 다른 차원의 문제를 발전 부문에 야기한다. 예를 들면, de Sisternes, Jenkins, Botterud(2016)은 미국의 텍사스와 유사한 전력시스템을 상정하여 상향식 최적화 모형을 활용하여 최적 발전원 믹스를 다양한 이산화탄소 배출량 제약 하에 도출하였다. 풍력과 태양에너지의 적정 비중은 이산화탄소의 배출제약의 정도에 좌우되는데, 이들 발전의 최대 비중은 이산화탄소 배출량이 현재 수준의 60~80%로 제약되는 경우에 발생하였다. 이 경우 이들 발전원의 최적 점유율은 에너지저장장치 가용 여부에 따라 달라지는데 에너지저장 장치를 고려하지 않으면 연간총발전량의 40%를 차지하고, 에너지저장장치의 활용을 고려하면 51~57%까지 올라간다. 이산화탄소 배출제약이 더 강화되면 이들 재생에너지원의 최적 발전비중은 하락하는데 에너지저장장치를 고려하지 않으면 19%, 고려하면 34%로 각각 하락한다. 여기서의 에너지저장장치는 첨두부하의 30%에 해당하는 전력을 2-10시간 저장할 수 있는 것으로 가정하였다.

저탄소 화석연료로 구성된 전력시스템을 대상으로 한 연구에서도 이와 유사한 연구결과가 도출되었다. Riesz, Vithayasrichareon, MacGill (2015)은 호주의 National Electricity Market 지역에서의 저탄소 실현을 위한 천연가스발전의 역할을 분석하였다. 이들은 천연가스의 발전비중이 95%가 되면 호주의 현재 수준의 이산화탄소 배출량의 30-50% 감축이 가능하다고 분석하였다. 그러나 이산화탄소 배출제약이 더 강화되면 적정 가스발전 설비 및 발전량은 점차 감소하는 것으로 나타났다. 이들은 발전원 믹스를 가스 80%, 재생에너지 20%로 구성하면 이산화탄소 배출량의 50-65% 감축이 가능한 것으로 분석하였다. 그런데 이산화탄소 배출 제약을 65-75%로 강화하면 가스발전의 적정 발전비중은 45%로 하락하고 이산화탄소 배출 제약을 88% 이상으로 강화하면 가스의 적정발전비중은 22%이하로 축소되는 것으로 나타났다.

또한 가스나 석탄화력발전의 이산화탄소 포집율이 100%이 이르지 못한다면 CCS부착 화석발전의 이산화탄소 배출량 감축에의 기여는 60-80%로 줄어들 것이다. 따라서 탈탄소 전력시스템을 구축하려면 이산화탄소 포집율을 높이거나 그렇지 않으면 이들 화석발전원을 배제시켜야 할 것이다(Elliston, MacGill, Diesendorf (2014)).

이들 연구결과를 종합하면 장기적인 관점에서 탈탄소를 고려하여 발전원 믹스를 결정하는 것이 중요하다는 것이다. 그렇지 않으면 엄청난 비용을 추가로 지불해야하는 결과를 가져올 수 있다. 풍력, 태양에너지, CCS부착 화석발전(이산화탄소 포집율이 낮은)으로 어느 정도의 저탄소 전력시스템의 구성이 가능하지만 이들 발전원으로는 상당한 정도의 탈탄소 전력시스템을 구축하기는 어렵다고 본다. 따라서 탈탄소 전력시스템의 구축은 장기적인 관점에서 점진적인 변화를 추진해야하며 단기적인 계획이나 조급한 목표설정 등에 따른 특정 발전원의 지나친 확장 등의 우를 범하게 되면 탈탄소 전력시스템 구축에 궁극적으로 실패할 수 있다는 점을 경계해야할 것이다.

5. 재생에너지원에 주로 혹은 전적으로 의존하는 것이 이론적으로는 가능하지만 다양한 발전원의 적절한 활용의 경우보다 훨씬 비용이 많이 발생할 뿐만 아니라 극복해야 할 난관들도 매우 많다.

재생에너지 100%로 발전부문의 탈탄소 실현을 분석한 연구들이 많이 있다. (Becker et al. 2014; Jacobson, Delucchi, Bazouin et al. 2015; Jacobson, Delucchi, Cameron et al. 2015; Elliston, MacGill, Diesendorf 2014; Frew et al. 2016; Lenzen et al. 2016). 또한, 재생에너지의 발전비중 80%를 분석한 연구들도 많이 있다. (Cochran, Mai, Bazilian 2014; Mai, Mulcahy, et al. 2014; Mai, Hand, et al. 2014; Riesz, Vithayasrichareon, MacGill 2015); Brick and Thernstrom 2016; Akashi et al. 2014; Amorim et al. 2014; Gillespie, Grieve, Sorrell 2015; Heal 2016; Mileva et al 2016; MacDonald et al. 2016; Plebmann and Blechinger 2017).

이들 연구들은 재생에너지(주로 풍력과 태양에너지)에 의존한 탈탄소 실현이 가능하다고 분석하고 있다. 그러나 이들 연구들이 서로 다른 다양한 방법론을 적용하고 있음에도 불구하고 재생에너지에만 전적으로 의존하는 전력시스템은 다양한 저탄소 발전원을 적절히 도입하는 전력시스템에 비하여 엄청난 비용을 추가로 지불해야하며 또한 해결해야할 여러 가지 기술적 난제들에 봉착할 것이라는 점을 한결같이 주장하고 있다.

※ 풍력과 태양에너지와 같은 변동성 재생에너지에 주로 의존하는 탈탄소 전력시스템에서는 총발전설비용량의 크기가 대폭적으로 늘어난다.

풍력과 태양에너지의 변동성 때문에, 이들 발전원의 발전비중이 높은 전력시스템은 보다 다원화된 발전원으로 구성된 전력시스템에 비하여 훨씬 더 많은 총발전설비용량의 투입을 요구한다. 전력수요를 매시간 안정적으로 공급하기 위해서 상당한 용량의 급전가능 발전설비를 보유해야한다.

- Plebmann and Blechinger(2017)는 유럽의 전력시스템을 대상으로 풍력과 태양에너지에 의존한 탈탄소 전력시스템의 총발전설비용량을 추정하였다. 이들은 1990년 탄소배출량의 98.4%를 2050년까지 감축시키기 위해서 총발전설비용량이 첨두부하의 4.2배 증가해야한다고 분석하였다.
- Elliston, MacGill, Diesendorf(2014)은 호주의 전력시스템을 100% 재생에너지로 구성하면 총발전설비용량은 첨두부하의 3배가량이 되어야 한다고 분석하였다.
- Brick and Thernstrom(2016)은 풍력과 태양에너지에 주로 의존하는 전력시스템은 그렇지 않은 일반적인 전력시스템에 비하여 총발전설비용량이 3.5-5.5배 더 많아야 된다고 분석하였다.
- Mai, Mulcahy, et al.(2014)은 미국의 전력시스템을 대상으로 분석하였는데 재생에너지의 발전비중을 80%로 확장하면 현재 미국의 총발전설비용량은 2배로 늘어나야한다고 분석하였다.

풍력과 태양에너지는 설비이용률이 낮기 때문에 많은 설비용량을 필요로 하므로 발전설비 부지가 대폭적으로 늘어날 것이다.

※ 풍력과 태양에너지에 주로 의존하는 전력시스템은 전력수요를 매시간 안정적으로 공급하기 위해서 상당한 양의 급전가능 발전설비를 보유해야한다. 급전가능 발전설비는 재생에너지의 간헐적 발전을 back up하기 위해서 필요하다.

Plebmann and Blechinger(2017)는 유럽을 대상으로 재생에너지에 주로 의존하는 전력시스템을 분석하였다. 이들 연구에서는 재생에너지의 간헐적 발전 특성을 보완하기 위해 필요한 수력, 가스, 에너지저장장치 등의 설비용량이 첨두부하를 초과하는

것으로 나타났다. Elliston, MacGill, Diesendorf(2014)는 biogas, 수력, 태양열발전(15 시간동안 열에너지 저장가능)만으로 구성된 호주 전력시스템을 분석하였는데 이들 재생에너지 이외에도 급전가능 발전설비의 추가가 필요며 그 추가 용량의 크기가 첨두부하를 초과하는 것으로 나타났다.. Mai, Mulcahy, et al.(2014)는 미국을 대상으로 재생에너지 발전비중 80%의 전력시스템을 분석하면서 석탄, 가스, 원자력의 발전설비용량 400 GW, biomass 100 GW, 수력 및 태양열(열에너지 저장이 가능한) 200 GW의 급전가능 발전설비가 필요하다고 언급하였다. 여기에 에너지저장장치 100-152 GW와 차단가능 전력수요 24-48 GW를 더하면 급전가능 발전설비용량이 825-900 GW에 이르러 첨두부하와 거의 비슷한 수준이 된다고 분석하였다.

※ 재생에너지 발전비중이 높은 전력시스템에서 풍력과 태양에너지의 변동성을 보완하는 방안으로 급전가능 발전원을 고려하지 않으려면 계절 에너지저장이 가능한 장기 에너지저장장치(long-duration seasonal energy storage)에 의존해야한다.

Becker et al.(2014)는 미국의 전력시스템을 대상으로 풍력과 태양에너지만을 후보 발전원으로 고려하면서 에너지저장 필요량을 최소로 하는 적정 설비구성을 도출하였다. 동 분석에서 미국 연간 전력수요의 15-30%에 해당하는 전력의 저장이 가능한 에너지저장 설비가 필요하다고 이들은 분석하였다. 이는 대략 8-16주 동안 발생하는 전력수요를 에너지 저장장치가 공급해야함을 의미하는 것이다.

Jacobson, Delucchi, Bazouin et al.(2015)와 Jacobson, Delucchi, Cameron et al.(2015)은 풍력과 태양에너지 100%로 구성된 미국의 전력시스템을 대상으로 분석하였다. 이들의 연구에 따르면 현재 미국의 총발전설비용량의 2.5배에 해당하는 에너지 저장 설비가 필요한 것으로 나타났다. 이러한 에너지저장 설비용량은 미국의 총전력 수요를 7주 이상 공급할 수 있는 규모이다. 에너지저장 설비 이외에도 미국의 총전력수요를 5-6주 동안 공급할 수 있는 상당한 규모의 수소생산(전력을 활용한)과 수소 저장설비가 추가되어야한다고 이들은 분석하였다.

Gillespie, Grieve, Sorrell(2015)는 재생에너지 100% 전력시스템 연구에서 풍력 및 태양에너지의 변동성과 전력수요의 변동성을 동시에 고려하면 영국의 전력시스템은 2-3주 동안 지속되는 전력공급 부족에 놓이게 될 것이라고 분석하였다.

Brick and Thernstrom(2016)은 재생에너지에 주로 의존하는 전력시스템에서는 풍력과 태양에너지의 공급초과와 공급부족 현상이 반복적으로 나타난다고 분석하였다.

그런데 계절을 넘나드는 오랜 기간 동안의 배터리 저장은 불가능하다. 일례로, Jacobson et al.(2015)에서 분석한 필요 에너지 저장장치의 규모는 미국의 각 가정이 37.8 billion Tesla Power Wall 2.0 home 에너지 저장 시스템, 즉, 320 Power Wall의 막대한 규모의 저장장치와 동등한 규모이다.

미국에서 가장 큰 10개의 양수발전을 집중적으로 가동하더라도 미국 에너지수요의 겨우 43분에 해당하는 전력을 저장하는데 그친다는 점을 고려할 때, 이들 필요 에너지 저장설비의 규모가 얼마나 커야하는지를 유추할 수 있다.

또한, 장기간의 대규모 에너지저장은 지하 열에너지 저장, 전기분해 수소생산, 합성 천연가스생산 등 현재 충분히 입증되지 않은 기술의 상용화를 전제로 한다.

※ 풍력과 태양에너지의 발전비중이 매우 높은 전력시스템에서는 에너지 저장, 송전망 설치, 수요관리를 병행한다고 하더라도 상당한 양의 부하차단이 필요하다.

풍력과 태양에너지의 변동성으로 인해 이들 발전원의 비중이 매우 높아지면 총발전설비용량의 규모가 대폭적으로 늘어나야한다. 풍력과 태양에너지가 공급하는 전력은 때에 따라 수요에 못 미칠 때도 있고 수요를 초과하여 과잉생산할 때도 있다. 과잉생산된 전력은 차단되어 버려지거나 추후 사용을 위해서 저장되어야 한다.

예를 들어, Few et al.(2016)은 미국 전력시스템을 대상으로 분석하였는데 재생에너지의 발전 비중이 증가함에 따라 풍력 및 태양에너지가 생산한 전력에 대한 차단규모가 증가하는 것으로 분석하였다. 상당한 규모의 에너지저장장치와 수요관리(flexible 전기자동차 도입 등)를 병행한다고 해도 재생에너지의 발전비중이 60%가 되면 차단되어 버려지는 에너지의 양이 2015년 미국 총전력수요의 5%에 해당한다고 분석하였다. 재생에너지 발전비중 80%에서는 버려지는 에너지의 양이 2015년 미국 총전력수요의 12%로 늘어나고 이 비율은 재생에너지 발전비중 100%에서는 48%로 크게 늘어난다고 이들은 분석하고 있다.

장거리 송전망을 미국전체로 확충하면 재생에너지의 발전 간헐성 충격을 완화시키는 데 어느 정도 도움이 될 수 있다. 그렇게 되면 재생에너지 발전비중 60%에서 버려지는 에너지량은 무시할 정도로 적게 되지만 재생에너지 발전비중 80%에서는 미국 총발전량의 5%에 해당하는 전력생산량을 버려야하고 재생에너지 발전비중 100%에서는 버려져야하는 전력량이 총발전량의 37-48%로 늘어나게 된다.

Mai, Mulcahy, et al.(2014)은 재생에너지 발전비중 80%에서 2015년 미국 총발전량의 6-9%에 해당하는 전력생산이 버려져야한다고 분석하였다. 이러한 분석은 에너지 저장 설비용량 200 GW와 장기 송전망 확충을 고려한 것이다.

※ 재생에너지 발전비중이 높은 전력시스템에서는 초장거리 송전망 확충이 필요하다.

재생에너지 비중이 높은 대부분의 시나리오에서는 재생에너지의 변동성 충격완화를 위한 초장거리 송전망 확충을 반영하고 있다. 미국에서 재생에너지 비중을 80-90%로 늘리기 위해서는 장거리 송전망설비를 56~105% 더 증설해야한다고 Mai, Mulcahy, et al.(2014)는 분석하고 있다. MacDonald et al.(2016)은 20,000 마일의 HVDC 송전망을 건설해서 미국의 전지역을 연결해야한다고 분석하였다. 또한 Plebmann and Blechinger(2017)의 EU 지역 연구에 따르면 EU 지역을 연결하는 송전망의 규모가 2050년까지 4.5배로 늘어나야한다고 분석하였다. 이들 송전망 확충 규모에는 재생에너지의 지역내 접속에 필요한 송전망 건설은 고려되지 않은 것이다.

※ 재생에너지 발전비중을 높여서 탄소배출을 줄이는 방법은 다른 방안에 비하여 더 많은 비용지출을 수반한다.

Frew et al.(2016)의 분석에 따르면 전적으로 재생에너지에 의존하는 전력시스템은 재생에너지 발전비중 80%의 경우보다 총비용이 최소한 2배 더 높으며, 재생에너지 발전비중 20%의 경우보다 총비용이 2.8배 더 높은 것으로 나타났다. 이러한 분석결과는 고압전력망 확충에 필요한 비용을 고려하지 않은 것이다. 동 연구에 따르면 재생에너지 발전비중 100%의 캘리포니아 전력시스템은 재생에너지 발전비중 80%에 비하여 시스템 총비용이 2.1-2.8 배 더 높으며 재생에너지 발전비중 20%의 경우보다 전력시스템 비용이 3-8배 더 높은 것으로 나타났다.

Brick and Thernstrom(2016)에 따르면, 위스콘신, 캘리포니아, 독일에 있어서 재생 에너지 발전비중 80%의 전력시스템 총비용이 저탄소발전원을 적절히 다원화한 경우에 비하여 1.5-2.5배 더 높은 것으로 나타났다. 또한 동 연구는 재생에너지 발전비중을 80%로 늘려도 이산화탄소 배출량 감축은 70%에 불과하다고 분석하였다. 저탄소 발전원 다원화를 통해 81-87%의 이산화탄소 배출량 감축이 가능한데 이러한 수준의 이산화탄소배출량 감축을 재생에너지에 주로 의존하게 되면 더 많은 비용을 지출해야한다. 미국의 에너지정보청(Energy Information Administration)의 기준안 비용을 적용하면 재생에너지 의존 전력시스템 비용이 3.2-4.0 배 더 높은 것으로 분석되었으며 재생에너지 저비용과 원자력발전 고비용을 가정해도 재생에너지 의존 전력시스템 비용은 30-115% 더 높은 것으로 분석되었다.

미국을 대상으로 한 William et al.(2015)의 연구에 따르면 재생에너지 비중 증대를 통한 탈탄소 실현에 따른 비용은 저탄소 발전원 다원화의 경우보다 1.6배 더 많으며, 원자력발전 비중 증대 및 CCS부착 화석연료 비중 증대의 경우보다는 3.25-4.0배 더 많은 것으로 나타났다.

6. 급전가능 저탄소 발전원인 원자력이나 CCS를 활용하면 탈탄소에 따라 발생하는 비용과 기술적 난제들을 획기적으로 줄일 수 있을 것이다.

이상의 재생에너지 고비중 에너지 시나리오의 분석을 통하여, 급전가능 저탄소 기저부하 발전원(원자력, biomass, CCS부착 화석발전)의 활용이 탈탄소의 실현을 비용 효과적으로 수행하는 현실적인 대안이 된다는 사실을 알 수 있다.

여기서 조사한 30개의 탈탄소 연구문헌 중에서 저탄소 기저부하 발전원인 원자력, biomass, 수력, CCS 등 저탄소 기저부하 발전원을 후보발전원으로 고려하지 않은 연구문헌은 단지 1개에 불과하였다. 동 문헌에서는 이들 저탄소 기저부하 발전원을 후보발전원에서 사전에 배제하고 분석을 진행하였다. 비용 최소화 모형을 이용하여 탈탄소 전력시스템 구축을 시도한 모든 연구에서 급전가능 기저부하 발전원을 상당 부분 포함하고 있는 것으로 나타났다.

이를 구체적으로 살펴보면 다음과 같다.

- de Sisternes, Jenkins, Botterud(2016)가 수행한 전력부문 비용최소화 연구에 따

르면, 텍사스의 이산화탄소 배출량을 90% 감축시키기 위해서는 원자력의 발전 비중이 52-68%(에너지 저장 설비의 가용 정도에 따라)에 이르는 것으로 나타났다.

- 미국 서부지역을 대상으로 분석한 Mileva et al.(2016)의 연구에 따르면 이산화탄소 배출량을 1990년 수준의 85%를 감축하기 위해서는 기저부하 발전원의 발전 비중이 43%를 유지해야하는 것으로 나타났다. 또한 원자력의 도입을 허용하는 경우가 그렇지 않은 경우에 비하여 총전력시스템 비용이 23% 줄어드는 것으로 나타났다.
- Gillespie, Grieve, Sorrell(2015)와 Brick and Thernstrom(2016)의 연구에 따르면 탈탄소 최소비용 전력시스템의 구축을 위해서는 원자력과 CCS의 발전비중이 상당히 높아야하는 것으로 나타났다. 탈탄소 전력시스템을 비용효과적으로 구축하기 위해서는 급전가능 한 저탄소 발전원의 역할이 필수불가결하다는 점을 조사 문헌에서 한결같이 주장하고 있다.

7. 저탄소발전원의 적절한 믹스가 발전부문의 탈탄소를 가장 경제적이며 안정적으로 실현시키는 방안이다.

비용 효과적이며 안정적인 탈탄소 전력시스템을 구축하기 위해서는 저탄소와 무탄소 발전원의 적절한 믹스가 중요하다는 점을 강조하는 많은 연구들이 있다.

Kriegler et al.(2014)는 18개의 그룹이 각자 수행한 지구 탈탄소 경로분석에 대한 조사를 수행하였다. 동 조사에 따르면 저탄소라는 목표를 달성하기 위해서 풍력, 태양에너지, biomass, 원자력, CCS부착 화석발전 이들 모두가 중요한 역할을 담당해야 하는 것으로 나타났다. 만약 이들 발전원 중에서 어느 하나라도 사전에 배제되거나 활용이 제한된다면 탈탄소에 수반하는 비용은 증가할 것이다. 구체적으로 살펴보면, 원자력과 재생에너지의 활용에 제약이 가해지면 2100년까지 탈탄소 비용이 30% 증가하고, 바이오에너지의 활용 제약이 추가되면 200%, 여기에 CCS의 활용 제약이 더 추가되면 300% 각각 증가하는 것으로 나타났다.

저탄소 경로에 대한 학문적 연구와 저탄소 사회실현에 대한 다양한 의견을 종합하

여 White House(2016)은 다음과 같이 결론을 맺고 있다:

“다양한 발전기술의 개발을 지원하는데 따르는 편익은 매우 크다.

첫째로, 발전기술들은 상호보완적인 성격을 가지고 있기 때문에, 어느 하나의 발전기술의 성공만으로는 탈탄소 전력시스템을 실현할 수 없다.

둘째로, 다양한 발전기술을 개발하는 것이 장기적으로 탈탄소비용을 낮추는데 도움이 된다. 왜냐하면 향후 기술이 어떻게 발전될지를 우리는 현재 알 수 없기 때문이다. 따라서 비용 효과적이며 신뢰성이 높은 기술이 출현할 수 있도록 충분한 정책적 배려가 필요하다.”

발전부문의 탈탄소화에 대한 기존연구문헌으로부터의 시사점은 다음과 같이 요약할 수 있다:

탈탄소 전력시스템 구축을 위한 많은 연구들은 분석 방법, 목적, 분석범위 등이 서로 다름에도 불구하고 저탄소 발전원 다원화가 탈탄소를 실현하는 가장 경제적이며 현실적인 방법이라는 점에서 모두 동의하고 있다. 특히, 원자력, biomass, 수력, CCS와 같은 급전가능 저탄소 기저부하 발전원의 역할이 탈탄소를 비용 효과적으로 달성하는데 필수불가결하다. 이들 급전가능 저탄소 기저부하 발전원을 배제하고 풍력이나 태양에너지에 전적으로 의존하게 된다면 막대한 비용 상승과 기술적 난관에 봉착할 것이라는 점을 탈탄소를 주제로 한 기존의 연구문헌들은 한결같이 주장하고 있다.

또한 무탄소배출 전력시스템은 보통수준의 탄소배출 완화 전력시스템과는 비교가 안 될 정도로 매우 상이한 발전원 구성을 요구된다. 에너지 계획 관련 정책입안자들은 이러한 점을 충분히 고려해서 장기적인 목표를 설정하여 달성할 수 있도록 노력해야 할 것이다.