



WWF

REPORT

KR

2017

지속가능한 미래를 위한
대한민국
2050
에너지 전략

KOREA ENERGY VISION 2050



WWF (**World Wide Fund for Nature 세계자연기금**)

WWF는 스위스에 국제본부를 둔 세계 최대규모의 자연보전기관으로, 전 세계 100 개국에 500만명의 회원들이 글로벌 네트워크를 통해 함께 활동하고 있습니다. 멸종위기종 보전을 주 목적으로 1961년 설립된 WWF는 현재 기후·에너지, 담수, 산림, 식량, 야생동물, 해양에 이르기까지 전 지구의 자연을 아우르는 종합적인 보전활동을 펼치고 있습니다. 인류와 자연이 조화를 이루며 사는 미래를 만드는 것을 궁극적인 목표로 하고 있는 WWF는 2014년 공식적으로 한국 법인을 설립하였으며, 1600+ 판다와 어스아워(Earth Hour 지구촌 전등끄기) 등 대중이 자연보전에 관심을 갖고 함께 참여할 수 있는 다양한 캠페인을 비롯하여, 해양 보전과 기후·에너지 이슈에 집중한 프로그램을 운영하고 있습니다.

발행 정보

이 보고서는 WWF의 기후·에너지 프로그램의 일환으로, 한국의 2050년 에너지 비전과 로드맵 제안을 위해 국내외 관련 분야의 연구진들과 WWF가 함께 발간하였습니다.

제목: 지속가능한 미래를 위한 대한민국 2050 에너지 전략

발행인: 윤세웅

발행처: WWF–Korea

발행일: 2017년 8월

연구책임자: 홍중호 서울대학교 환경대학원 교수

공동연구원: 김영산 한양대학교 경제금융대학 학장, 양이원영 환경운동연합 처장, 오형나 경희대학교

국제학부 교수, 이상훈 녹색에너지전략연구소 소장

대학원생 연구원: 김지태, 김나현, 손원익, 신희영 서울대학교 환경대학원 박사과정, 김진태, 이웅기 서울대학교 환경대학원 석사과정

WWF 참여진:

Rafael Senga, Climate & Energy Practice Expert; Alasdair Forman, Former Vice–President;

HyeJin An, Climate & Energy Programme Officer

자문위원:

공성도 대표(기업 부문), 김익수 환경일보 편집 대표이사, 김창섭 가천대학교 에너지IT학과 교수,

손성환 전 외교부 기후변화대사, 안병욱 전 기후변화행동연구소 소장,

윤순진 서울대학교 환경대학원 교수

도움을 주신 분들:

Jorgen Randers, 김정현, 김준현, 김지연, 김진영, 민혜경, 박은경, 이정미, 정서영, 한유정, 홍혜미

디자인 작업: 베스트셀러바나나

표지 사진: © JIPEN / Shutterstock.com

보고서 전체를 복제하거나 일부 복제 및 배포하는 경우 출처를 표기하고 위에 열거된 기구에 저작권이 있음을 고지해야 합니다.

© Text 2017 WWF–Korea

목차

제1장 국내 에너지 정책 현황	26
제1절 국내 에너지수급 현황	28
제2절 국내 에너지수급 정책	39

제2장 국내 재생에너지 현황과 잠재성	56
제1절 국내 재생에너지 보급 및 정책 현황	58
제2절 국내 재생에너지 원별 잠재량 분석	64
제3절 재생에너지 국내·외 전망	78

제3장 해외 2050 에너지·기후 전략	86
제1절 EU Energy Roadmap 2050 (EU Commission for Energy, 2012)	88
제2절 EU Energy Roadmap 2050 반영한 회원국의 에너지 전환 방향	98
제3절 독일 Energy Roadmap 2050	103
제4절 중국 Energy Roadmap 2050	107
제5절 국제에너지기구(IEA)의 에너지 제안	114

제4장 2050 에너지 전략 문헌 조사	116
------------------------------	-----

제5장 대한민국 2050 에너지 시나리오 구축	126
제1절 대한민국 에너지 전환의 기본방향	129
제2절 시나리오 개요 및 배경	130
제3절 분석 모형: 장기 에너지 대안 계획	133
제4절 시나리오별 주요 가정 및 구성	136
4.1 수요측면	136
4.2 공급측면	142

제6장 장기 에너지 시나리오 분석 및 전망	146
제1절 시나리오별 모형 분석 결과	148
제2절 시나리오별 비교 분석	179

제7장 수요 및 공급 관리	186
제7-1장 수요측면 : 전기요금제도 개혁	189
제1절 전기요금 제도의 현황	189
제2절 전기요금 제도 개선 방향	199
제3절 전력수요의 가격탄력성	221
제7-2장 공급 측면 : 재생에너지 확대	225
제1절 재생에너지 확산 장애요인	225
제2절 세부정책	227

제8장 정책 제안	230
제8-1장 부문별 정책 제안	234
제1절 산업	234
제2절 수송	236
제3절 건물	242
제8-2장 사회적 수용성 제고	248

참고문헌	250
-------------	-----

표 목차

1장

〈표 1-1〉	에너지수입 의존도와 총 1차에너지 공급량 추이(2010~2015년)	28
〈표 1-2〉	최종에너지 부문별 에너지원별 소비 현황	30
〈표 1-3〉	최종에너지 부문별 에너지원별 소비 현황(비중)	31
〈표 1-4〉	산업원료 제외한 최종에너지와 전력비중	32
〈표 1-5〉	수송부문의 에너지원별 소비 현황	32
〈표 1-6〉	수송부문의 각 운수별 에너지유 소비 현황	32
〈표 1-7〉	국가별 주요 에너지 지표(에너지순수입순 상위 33개국, 2014년)	37
〈표 1-8〉	한국, 일본, 독일 3국의 에너지 순수입량 추이	38
〈표 1-9〉	건설, 계획 중인 석탄발전 20기(2016년 현재)	40
〈표 1-10〉	폐쇄 계획 확정된 노후 석탄발전소	41
〈표 1-11〉	건설, 계획 중인 원전 11기	42
〈표 1-12〉	원전 설계수명 만료일	43
〈표 1-13〉	7차 전력수급기본계획 상 전력수요 증가율 전망과 실적치	45
〈표 1-14〉	5~7차 전력수급기본계획 상 GDP 증가율(KDI)과 한국은행 전망치, 실적치	46
〈표 1-15〉	산업별 총 생산 변화추이	47
〈표 1-16〉	산업별 국내총생산(경상부가가치 기준) 비중변화 추이	48
〈표 1-17〉	전력수급기본계획상 하계와 동계 최대전력수요(좌:7차, 우:6차)	53
〈표 1-18〉	하계와 동계 최대전력수요 실적(2013~2016)	54

2장

〈표 2-1〉	1차 에너지 기준 신·재생에너지원별 보급 목표	60
〈표 2-2〉	4차 계획에서 신·재생에너지 원별 발전량 보급 목표	62
〈표 2-3〉	4차 계획에서 신·재생에너지 원별 설비용량 보급 목표	62
〈표 2-4〉	재생에너지 잠재량에 대한 정의	64
〈표 2-5〉	재생에너지 시장 잠재량에 대한 정의	65
〈표 2-6〉	신·재생에너지지원센터에서 산정한 재생에너지 잠재량	66
〈표 2-7〉	국내 재생에너지 잠재량과 재생에너지 발전량 목표에 따른 설비 소요량	67
〈표 2-8〉	태양 에너지 기술적 잠재량	69
〈표 2-9〉	행정구역별 기술적 풍력자원 잠재량	70

〈표 2-10〉	바이오에너지 기술적 잠재량	71
〈표 2-11〉	행정구역별 조류에너지 잠재량	73
〈표 2-12〉	국내 재생에너지 발전 보급 잠재량 (단위: TWh)	74
〈표 2-13〉	2005년과 2050년 독일의 전력수요	75
〈표 2-14〉	독일의 재생에너지 보급 잠재량	75
〈표 2-15〉	한국의 재생에너지 잠재량	76

3장

〈표 3-1〉	EU 2050에 포함된 7가지 Scenario의 4가지 전환경로 조합방식	88
〈표 3-2〉	BAU Scenario의 주요 전제	89
〈표 3-3〉	BAU Scenario와 시뮬레이션 결과	90
〈표 3-4〉	모든 탈탄소화 시나리오에 포함된 수단	91
〈표 3-5〉	High Energy Efficiency Scenario에 추가된 정책 수단	92
〈표 3-6〉	다양한 공급기술 시나리오에 추가된 가정	92
〈표 3-7〉	RES Scenario에서 고려된 정책수단과 모델에의 반영	93
〈표 3-8〉	Delayed CCS Scenario의 가정	93
〈표 3-9〉	탈탄소화 시나리오와 시뮬레이션 결과	95
〈표 3-10〉	Reference scenario 대비 1차 에너지사용량	96
〈표 3-11〉	1차 에너지소비에서의 연료 비중	96
〈표 3-12〉	EU 회원국간 이질성: 탈탄소화로의 전환을 추진하게 된 이유와 동인으로서의 중요도	99
〈표 3-13〉	각국의 잠재적 재생에너지원	100
〈표 3-14〉	각국의 에너지관련 R&D 투자총액과 분야별 비중 (2010-11)	100
〈표 3-15〉	각국이 적시한 현재 실행중인 저탄소 또는 탈탄소화 정책(CPI)	101
〈표 3-16〉	EU 수준의 에너지 전환 목표에 동의한 회원국의 에너지정책	102
〈표 3-17〉	장단기 독일의 에너지 로드맵 (Germany Energiewende, and REmap results)	105
〈표 3-18〉	IEA와 IRENA가 개발한 탈탄소화 시나리오에 따른 에너지부문 CO2 Budget	114

4장

〈표 4-1〉 보고서별 주요 내용 요약	122
〈표 4-2〉 시나리오별 주요 내용	125

5장

〈표 5-1〉 시나리오 수요전망 분석결과	131
〈표 5-2〉 LEAP 모형 데이터 유형	135
〈표 5-3〉 부문별 소비활동 수준 추정치 핵심가정	135
〈표 5-4〉 부문별 및 에너지원별 최종에너지 소비 전망	137
〈표 5-5〉 발전소별 설계수명	142
〈표 5-6〉 원자력 발전소별 설비용량 및 수명만료 연도	143
〈표 5-7〉 중앙집중형 발전소 점진적 운영 중단 2050년 재생에너지 비중(MTS)	144
〈표 5-8〉 중앙집중형 발전소 점진적 운영 중단 2050년 재생에너지 비중(ATS)	144

6장

〈표 6-1〉 모형 분석의 대상 및 범위	148
〈표 6-2〉 부문별 및 에너지원별 최종에너지소비량 (비에너지 및 신에너지 제외, 2014년)	149
〈표 6-3〉 부문별 및 에너지원별 최종에너지소비량 전망 (비에너지 및 신에너지 제외, 2050년)	150
〈표 6-4〉 시나리오별 연료원 변화 추이	178
〈표 6-5〉 시나리오별 평가	183
〈표 6-6〉 시나리오별 전략 달성에 따른 누적 비용(2014년~2050년)	185

7장

〈표 7-1〉 시나리오별 목표 달성을 위한 주요 과제	188
〈표 7-1-1〉 OECD 각국 전력소비량 비교 (2010)	189
〈표 7-1-2〉 가구당 전기 소비량	189
〈표 7-1-3〉 용도별 전기 판매 현황 (2015)	190
〈표 7-1-4〉 전기요금 체계 개괄	191
〈표 7-1-5〉 각국의 요금제도 비교	191
〈표 7-1-6〉 OECD 각국 전기요금 비교 (출처: 전수연 2013)	198
〈표 7-1-7〉 전력수요 가격탄력성 추정치들	222
〈표 7-2-1〉 변동하는 재생에너지 통합을 위한 유연성 조치들	228

8장

〈표 8-1〉 부문별 주요 정책 방향	233
〈표 8-2〉 단열재 종류, 성능과 용도	244

그림 목차

1장

[그림 1-1]	2015년 에너지수급 밸런스	29
[그림 1-2]	GDP와 에너지 소비 지표 추이	34
[그림 1-3]	1차 에너지 공급 추이	34
[그림 1-4]	최종에너지 소비 추이	35
[그림 1-5]	1차 에너지 공급 - 수입 에너지	35
[그림 1-6]	1차 에너지 공급 - 국내에너지	35
[그림 1-7]	한국, 일본, 독일 3국의 에너지 순수입량 추이	38
[그림 1-8]	에너지 관련 정부의 중장기 계획	39
[그림 1-9]	에너지기본계획과 전력수급기본계획 상의 전력수요전망 비교	44
[그림 1-10]	산업별 부가가치 비중과 제조업 세부업종별 부가가치 비중(%)	49
[그림 1-11]	에너지용과 산업용 전기소비 추이(1980~2010)	50
[그림 1-12]	1차 에너지와 산업용 전기가격 비교(2011)	51
[그림 1-13]	제조업용 설비별 전기소비량 변화(2001~2013, 단위:TWh)	51
[그림 1-14]	과거 전력수요 추이와 7차 전력수급기본계획안의 전력 기준수요 전망	52
[그림 1-15]	GDP 탄성치 실적과 전망	52

2장

[그림 2-1]	국내 신·재생에너지 발전량 증가	58
[그림 2-2]	국내 신·재생에너지 원별 발전량 비중	59
[그림 2-3]	일차에너지 원별 비중 변화(2011년도 및 4차 계획 비교)	61
[그림 2-4]	4차 신·재생에너지 기본계획의 2035년 발전부문 원별 비중 전망	63
[그림 2-5]	시간의 함수로서의 잠재량	65
[그림 2-6]	2030년 신·재생 전력량 20% 목표 설정시 원별 발전량 비중	78
[그림 2-7]	2030년 신·재생 전력량 20% 목표 설정시 원별 설비 비중	79
[그림 2-8]	주요국 재생에너지 발전량 비중 변화 (IEA, 2016)	80
[그림 2-9]	독일의 재생에너지 용량 확대	80
[그림 2-10]	2DS에서 세계 발전믹스 전망	81
[그림 2-11]	발전원별 발전원가 비교 및 가격 전망(원/kWh)	82
[그림 2-12]	2015년과 2040년 세계 발전설비용량과 기술별 설비용량 증가 전망 (연간 용량 증가; 2016-40(GW))	83
[그림 2-13]	IEA 발전원가 보고서의 국내 신규발전설비의 발전원가(탄소비용 포함)	84
[그림 2-14]	IEA 발전원가 보고서에서 국가별 발전원가 비교(탄소비용 포함)	84

3장

[그림 3-1]	총에너지소비	97
[그림 3-2]	Reference 시나리오나 탈탄소화 시나리오에서의 전력비중 (EU 전체)	97
[그림 3-3]	국가 기후 및 에너지 로드맵에서의 이슈와 선택	98
[그림 3-4]	북유럽 6개국의 재생에너지 비중(2010년)	99
[그림 3-5]	독일의 재생에너지, 에너지효율성, 기후 목표	103
[그림 3-6]	부문별 온실가스배출량(1990-2014와 2050 목표)	104
[그림 3-7]	재생에너지로의 전환과 관련된 주요 정책과 역사적 사건들	106
[그림 3-8]	독일의 에너지소비관리 및 재생에너지공급 시나리오	106
[그림 3-9]	재생에너지 비중의 확대와 1차 에너지공급의 수입의존도 하락	106
[그림 3-10]	중국의 석탄발전소의 분포(위)와 소비의 지역별 분포(아래)	107
[그림 3-11]	2017년 4월 28일 17:00시 현재 중국의 대기오염상황(위)과 2014년 4월~2015년의 8월간 PM2.5 평균	108
[그림 3-12]	2015년 8월 중국의 대기오염의 출처	109
[그림 3-13]	중국 Energy Research Institute와 NDRC가 발표한 중국 Energy Roadmap 2050에 제시된 발전부문 연료비중	110
[그림 3-14]	중국의 SO2와 NOx 배출량	111
[그림 3-15]	글로벌 CO2 배출량 추이	112
[그림 3-16]	New Policy Scenario(현재 발표된 감축정책을 반영한 배출전망) 대비 66% 2°C Scenario 목표달성을 위한 감축기술별 온실가스 감축	115
[그림 3-17]	글로벌 에너지공급량과 IRENA가 제시한 REmap에서의 재생에너지 비중	115

5장

[그림 5-1]	에너지 전략의 원칙과 방향	129
[그림 5-2]	시나리오 요약	132
[그림 5-3]	LEAP 모형의 구조	133
[그림 5-4]	본 연구에서 사용한 LEAP 모형의 구조	134
[그림 5-5]	MTS 및 BAU 시나리오의 최종에너지 수요 전망	138
[그림 5-6]	부문별 최종에너지 수요	139
[그림 5-7]	ATS 및 BAU 시나리오의 최종에너지 수요 전망	140
[그림 5-8]	부문별 최종에너지 수요	141

6장

[그림 6-1]	BAU 최종에너지 소비	151
[그림 6-2]	BAU 최종에너지 소비(에너지원별 대분류)	152
[그림 6-3]	BAU Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 중분류)	152
[그림 6-4]	BAU Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 소분류)	153
[그림 6-5]	BAU 산업부문 최종에너지 소비	154
[그림 6-6]	BAU 수송부문 최종에너지 소비	154
[그림 6-7]	BAU 건물부문 최종에너지 소비	155
[그림 6-8]	BAU 발전량 및 발전믹스	156
[그림 6-9]	BAU 온실가스 배출량	157
[그림 6-10]	Moderate Transition Scenario 최종에너지 소비	157
[그림 6-11]	Moderate Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 대분류)	158
[그림 6-12]	Moderate Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 중분류)	159
[그림 6-13]	Moderate Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 소분류)	160
[그림 6-14]	Moderate Transition Scenario 산업부문 최종에너지 소비	161
[그림 6-15]	Moderate Transition Scenario 수송부문 최종에너지 소비	161
[그림 6-16]	Moderate Transition Scenario 건물부문 최종에너지 소비	162
[그림 6-17]	Moderate Transition Scenario 발전량 및 발전믹스	163
[그림 6-18]	Moderate Transition Scenario 온실가스 배출량	163
[그림 6-19]	Advanced Transition Scenario 최종에너지 소비	164
[그림 6-20]	Advanced Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 대분류)	165
[그림 6-21]	Advanced Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 중분류)	166
[그림 6-22]	Advanced Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 소분류)	167
[그림 6-23]	Advanced Transition Scenario 산업부문 최종에너지 소비	168
[그림 6-24]	Advanced Transition Scenario 수송부문 최종에너지 소비	168
[그림 6-25]	Advanced Transition Scenario 건물부문 최종에너지 소비	169
[그림 6-26]	Advanced Transition Scenario 발전량	170
[그림 6-27]	Advanced Transition Scenario 온실가스 배출량	171
[그림 6-28]	Visionary Transition Scenario 최종에너지 소비	171
[그림 6-29]	Visionary Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 대분류)	172
[그림 6-30]	Visionary Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 중분류)	173
[그림 6-31]	Visionary Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 소분류)	174
[그림 6-32]	Visionary Transition Scenario 산업부문 최종에너지 소비	175
[그림 6-33]	Visionary Transition Scenario 수송부문 최종에너지 소비	175
[그림 6-34]	Visionary Transition Scenario 건물부문 최종에너지 소비	176

[그림 6-35]	Visionary Transition Scenario 발전량	177
[그림 6-36]	Visionary Transition Scenario 온실가스 배출량	177
[그림 6-37]	시나리오별 재생에너지 비중 추이	180
[그림 6-38]	2016년도 재생에너지 부문 일자리	182
[그림 6-39]	시나리오별 기준연도 대비(2014년) 온실가스 감축량	183
[그림 6-40]	시나리오별 전략 달성에 따른 누적 비용(3% 사회적 할인율)	185
[그림 6-41]	시나리오별 전략 달성에 따른 누적 비용(5.5% 사회적 할인율)	185

7장

[그림 7-1-1]	누진제 개편 이전 요금제와 당정 TF에 제시된 최종 3가지 개편안	192
[그림 7-1-2]	우리나라의 전기요금 결정 구조	193
[그림 7-1-3]	총괄원가 결정 방식	193
[그림 7-1-4]	전기요금 용도별 원가구성	194
[그림 7-1-5]	한전의 원가회수율, 전기요금 인상률, 유가, 한전의 금융부채 증감 추세	195
[그림 7-1-6]	2014년 용도별 원가회수율	196
[그림 7-1-7]	2000년 이후 용도별 전기요금 인상률	197
[그림 7-1-8]	EU 국가들의 전기요금 구성(출처: ACER/CEER, 2016)	198
[그림 7-1-9]	소비패턴에 따른 발전비용과 전기 요금	200
[그림 7-1-10]	캘리포니아 덕 커브(California Duck Curve)	202
[그림 7-1-11]	피클로(Piclo) 개념도	207
[그림 7-1-12]	재생에너지 전기와 일반 전기의 유통 경로	208
[그림 7-1-13]	EU 소매시장 자유화 기간과 요금 다양성 간의 관계(ACER/CEER, 2016)	211
[그림 7-2-1]	재생에너지 프로젝트의 주요 도전 요소	225
[그림 7-2-2]	국가별 재생에너지에 대한 지불의사액 비교	226

8장

[그림 8-1]	엔진 기술과 연비 개선 가능성 및 비용	237
[그림 8-2]	제3차 환경친화적자동차 개발 및 보급 기본계획 추진방향	238
[그림 8-3]	제2차 친환경차 기본계획 친환경차 보급 및 인프라 구축 목표 평가	239
[그림 8-4]	C-ITS 서비스 목록	240

서문

지속가능한 미래를 향해 더 적극적인 행동이 필요한 때입니다.

오늘날 대한민국은 더욱 과감한 에너지 비전과 이를 달성하기 위한 명확한 로드맵이 절실한 시기를 맞이하고 있습니다. 에너지 전환을 위한 변화를 만들어야 하는 이유는 국내외적으로 점점 더 명백해지고 있습니다.

- 첫째, 어느 국가에나 에너지 안보는 국가의 생존이 달린 매우 중요한 이슈입니다. 현재 대한민국은 약 95%의 에너지 자원을 수입하고 있습니다. '클린에너지 미래(A Clean Energy Future)'를 구축함으로써 에너지 자립도와 안보를 강화할 수 있습니다.
- 둘째, 매년 더욱 악화되고 있는 초미세먼지 등 공해로 인한 오염과 지진으로 인한 원자력발전소 안전성에 대한 사회적 불안감이 커지고 있습니다. 깨끗하고 안전한 에너지로의 전환으로 얻을 수 있는 건강과 생활환경 차원의 이점은 대단히 큼니다.
- 셋째, 에너지 전환을 통해 한국이 직면하고 있는 다양한 문제를 동시에 해결할 수 있다는 점입니다. 에너지 전환은 더 많은 혁신과 투자를 유도하는 동시에 지속가능한 방식으로 경제를 현대화하고, 일자리 창출을 높이는 신성장 동력이 될 것입니다.
- 마지막으로, 에너지 전환은 지구상에 생명체가 생존하기 위해 전 세계가 극복해야 하는, 가장 큰 인류 공동의 문제인 기후변화 완화에 필수 불가결한 대책이기 때문입니다. 기후 변화의 영향은 오늘날 폭염, 가뭄 등을 넘어 전 세계적으로 이미 매일매일의 삶에 엄습해 있습니다. 온실가스를 상당량 감축하지 않는다면 2100년경 4-6°C 온도 상승에 이르는 지구온난화로 우리는 모두 처참한 결말을 맞닥뜨리게 될 것입니다.

이에 WWF는 시나리오 분석과 정책 제안을 통해 2050 에너지 비전과 로드맵을 제안하고 나아가 미래에 대한 사회적 논의에 기여하고자 국내 다양한 분야의 관련 전문가들과 협력하여 "지속가능한 미래를 위한 대한민국 2050 에너지 전략" 보고서를 발간했습니다. 이 보고서는 한국의 지속가능한 미래에 대한 기본적인 방향과 전반적인 정책 추진 방향 및 도전과제에 대한 분석을 제공하는 것을 목표로 구성되었습니다.

이 보고서는 위에서 언급된 경제·사회·환경적 이점과 기술의 진보를 통해 제고되는 최근의 가능성을 고려했을 때, 대한민국이 저탄소 국가로 도약하기 위해 신속한 에너지 전환이 가능하다는 것을 보여줍니다. 여기서 제시된 시나리오만이 유일한 로드맵은 아닐 수 있습니다. 그러나 우리가 가야 할 방향은 이미 분명하며, 그해야만 하는 이유 또한 절실합니다. WWF는 이 보고서를 통해 에너지 전환에 대한 논의가 더욱 활발하게 진행되기를 기대하고 한국에 최적화된 해결방안을 지속적으로 찾는 길에 보탬이 되고자 합니다. 우리가 만들어 나가야 하는 변화는 결코 쉽지 않을 것입니다. 하지만 우리 모두 손을 잡고 노력한다면 해낼 수 있습니다. 함께라면 가능합니다.



윤세웅
WWF-Korea 대표

**우리가 만들어
나가야 하는 변화는
결코 쉽지
않을 것입니다.
하지만 우리
모두 손을 잡고
노력한다면
해낼 수 있습니다.
함께라면
가능합니다.**



마누엘 폴글르-비달
WWF 글로벌 기후·에너지
프로그램 리더

**우리는 민간부문과
정부, 학계,
시민사회 모두가
이를 공유하고
기후변화를
완화할 수 있는
'클린에너지
미래'로 나아가기
위한 실질적인
조치를 한층
적극적으로
취하며,
더욱 결단력
있게 행동하기를
촉구합니다.**

한국은 기후·에너지 문제를 해결하는 선도국가가 될 수 있습니다.

오늘날 전례 없는 기후변화, 환경오염, 생물다양성의 감소, 물 부족 등으로 지구는 돌아킬 수 없는 임계점에 가까워지고 있습니다.

최근에 독일에서 개최된 G20 정상회담에서는 모두의 지속가능성과 회복성을 확보하기 위한 약속을 이행하는 데 주요 산업국가들과 신흥경제국들의 역할을 강조했습니다. 이는 가속화 되는 기후변화, 위태로운 생물다양성 감소, 지구 자연자원의 남용을 타개할 수 있는 구체적인 행동방향을 통해서만 가능합니다.

파리협정은 정치적인 상황에 따라서 돌이키거나 약화할 수 없는, 인류 공동의 목표이자 모두가 나아갈 방향입니다. 한국과 같은 선진국들이 앞장서 결단력을 갖고 행동하는 일은 대단히 중요합니다. 국가 차원에서뿐 아니라 기업, 도시정부, 학계, 시민사회 등 비국가행위자들과 협력하여 국가 경제와 생활환경, 다가올 번영을 증진할 수 있는 세계적인 사회 경제적인 변화를 선도할 수 있습니다.

한국의 온실가스 배출량은 상위그룹에 속하지만, 여타 국가들처럼, 현재의 국가결정기여(NDC) 온실가스 감축 목표는 지구 평균온도 상승폭을 1.5°C 이내로 제한하고자 노력한다는 파리협정의 세계 목표를 달성하기에 불충분한 실정입니다.

파리협정을 이행하는 것은 각국의 이익에 부합할 것입니다. 기후변화 완화에 또 다른 말인 '클린에너지 미래(A Clean Energy Future)'를 향한 에너지 전환의 효과적인 이행조치로, 새로운 산업과 일자리 창출, 대기질 개선 및 안전성 제고에 기여할 수 있습니다. 이는 모두에게 지속가능한 미래를 구축하는 길입니다. 대한민국은 국가의 경계를 넘어선, 인류 존속의 문제인 기후변화를 완화할 혁신적이고 새로운 해결방안을 펼치며, 에너지 전환을 선도할 좋은 조건을 갖추고 있습니다. 한국을 위해, 세계를 위해, 우리 모두의 생존을 위해 대한민국의 더욱 강력한 리더십이 필요합니다.

이러한 변화를 만드는 일은 공동의 책임입니다. 우리는 민간부문과 정부, 학계, 시민사회 모두가 이를 공유하고 기후변화를 완화할 수 있는 '클린에너지 미래'로 나아가기 위한 실질적인 조치를 한층 적극적으로 취하며, 더욱 결단력 있게 행동하기를 촉구합니다.

한국과 같은 주요 국가들이 기후로부터 안전한 미래를 향한 전 세계의 도시, 기업, 개인에 노력에 더욱더 강렬한 리더십을 발휘한다면, 이 시나리오에 더는 화석연료가 설 자리가 없을 것입니다. 기후·에너지 문제를 해결하는 데 있어 우리는 함께할 때 더욱 강해집니다. 이제는 얼마 남지 않은 희망을 행동으로 발현할 때입니다.

요약

제1장. 국내 에너지 정책 현황

- 우리나라 에너지 정책은 국가 주도 하에 산업과 경제 정책에 보조를 맞추어 추진되어 왔음.
- 우리나라는 대부분의 에너지 공급을 해외에 의존하고 있는데, 2015년 기준 에너지수급 밸런스를 보면, 원유, 천연가스, 석탄, 우라늄 등 1차 에너지 공급량의 94.8%를 수입함.
 - 1981년부터 GDP와 1차 에너지 공급, 최종에너지 소비 추이를 살펴보면, 2000년대 들어 경제성장률과 에너지소비 증가율 간 '디커플링(탈동조화)' 현상이 나타남.
 - GDP 증가에 따른 기술 발전, 에너지 효율화 정책 등으로 인해 에너지 소비 증가율이 둔화되는 추세를 보이고 있음.
- 에너지수급 관련 상황을 파악하기 위해 주요 국가들과 비교해 본 결과, 2014년을 기준으로 우리나라는 전 세계에서 다섯 번째로 에너지 수입량이 많은 국가로 꼽히며, 총 232,84백만 toe를 수입함.
- 우리나라 에너지 정책은 매 5년마다 국가에너지 기본계획을 수립하여 전반적 방향과 에너지 지원별 구성 등의 큰 그림을 제시하고, 2년마다 작성되는 전력수급기본계획에서 구체적인 방침을 마련함.
 - 「제5차 전력수급기본계획」부터 가장 최근 발표된 「제7차 전력수급기본계획」에 이르기까지 전력수요가 과다하게 전망되는 경향이 있음.
 - 특히 GDP 증가율 전망치가 실적치와 비교해 볼 때 과다 예측되는 경향이 나타남.

제2장. 국내 재생에너지 현황과 잠재성

- 최근 들어 우리나라 신·재생에너지 보급 비중은 빠르게 커지는 추세임.
 - 이는 에너지수요와 전력수요 상승세가 둔화된 반면, 신재생에너지 보급량이 상대적으로 빠른 추세로 증가하기 때문.
- 그럼에도 불구하고 국제에너지기구(이하 IEA) 기준을 따를 경우 우리나라 재생에너지 발전량 비중은 2015년 1.4%에 불과하여 OECD 회원국 중 최하위 수준임.
- 정부는 2014년 「제4차 신·재생에너지 기본계획」을 수립하여 2035년까지 1차 에너지의 11.0%를 신·재생에너지로 공급한다는 목표를 설정함.
- 국내 기술적 잠재량, 한국환경정책평가연구원(KEI)에서 제시한 보급 잠재량, 독일의 재생에너지 잠재량 산정 사례 등을 고려하여 우리나라 재생에너지 잠재량을 추정한 결과, 2050년 564TWh의 전력 생산이 가능하며, 이를 석유환산톤으로 나타내면 연간 48,530천toe에 달함.
- 최근 신·재생에너지지원센터가 에너지경제연구원과 공동으로 연구, 발표 예정인 우리나라 태양광 발전 잠재량은 506TWh에 달하는 것으로 잠정 추계됨.



© NATUREPL.COM / SUZI ESTERHAS / WWF

제3장. 해외 2050 에너지·기후 전략

■ EU Energy Roadmap 2050

- 2009년 유럽이사회(EC)는 1990년 기준으로 2050년까지 유럽의 온실가스 배출량을 80~95% 감축한다는 계획을 공표.
- 이후 2011년 Energy Roadmap 2050을 발간하여 유럽 회원국의 경쟁력과 에너지 공급의 안정성을 제고하는 동시에, EU의 온실가스 감축목표를 달성할 수 있는 에너지 전략을 제시.
 - 핵심 전략으로는 저탄소 신기술 개발, 재생에너지 확대, 에너지효율성 강화, 그리드 인프라 투자 확대 등이 있음.
- EU Energy Roadmap은 2050년까지 지속가능하며, 경쟁력 있고, 안전한 에너지시스템으로 전환하기 위해 ▷에너지 효율, ▷재생에너지, ▷원자력에너지, ▷탄소포집 및 저장기술(CCS) 등에 관한 주요 경로를 설정.
 - BAU 시나리오: 2010년 이후 정책변화가 없다고 가정한 '기준(Reference) 시나리오'와 2010년 이후 추진된 정책이 일부 반영된 '현정책(Current Policy) 시나리오'가 있음.
 - 고효율에너지(High Energy Efficiency) 시나리오: 높은 수준의 에너지절감을 전제로 한 시나리오로, 에너지 수요가 2050년까지 기준 시나리오 대비 41% 감소하는 것으로 전망.
 - 다양화된 공급기술(Diversifies Supply Technologies) 시나리오: 원자력과 CCS에 대한 대중의 수용성을 가정하고, 탄소가격을 부여함으로써 탈탄소화를 추진.
 - 재생에너지 확대(High Renewable Energy) 시나리오: 재생에너지 확대를 위한 적극적이고 강화된 지원수단을 전제하여 최종에너지 소비에서 재생에너지 비중이 크게 높아지도록 함.
 - CCS 상용화 지연(Delayed CCS) 시나리오: 앞서 언급한 '다양화된 공급기술 시나리오'와 동일하게 가정하되, CCS 운영이 지연될 것으로 봄.
 - 저원자력(Low Nuclear) 시나리오: 원자력발전소를 더 이상 건설하지 않는다는 것을 가정.
- 각 시나리오별로 1차 에너지 소비량을 비교분석하면, 2050년까지 '현정책 시나리오' 하에서는 8.4%, '고효율에너지 시나리오'는 38.5%, '다양화된 공급기술 시나리오'는 31%, 'CCS 상용화 지연 시나리오'는 29.8%, '저원자력 시나리오'는 35.5% 등으로 감소하는 것으로 나타남.

■ 독일 Energy Roadmap 2050

- 독일은 1990년 대비 2020년까지 40%, 2050년까지 온실가스를 최소 80% 감축한다는 계획을 제시하였고, 이와 같은 목표 달성을 위해 재생에너지의 역할을 강조.
 - 최종에너지 소비 중 수송 부문에서의 온실가스 감축과 건물 부문에서의 그린 리모델링을 통한 에너지 효율성 제고가 중요하다고 강조.

- 독일은 1990년 대비 2020년까지 1차 에너지 소비를 10%, 2050년까지 25% 감축한다는 목표를 설정하여 관련 정책을 추진 중에 있음.
 - 2010년 독일 정부에서 공표한 Energy Concept에 따르면 1차 에너지 중 재생에너지가 차지하는 비중을 2018년 18%, 2050년에는 60%까지 높인다는 계획을 제시.
 - 독일은 재생에너지 확대 정책이 에너지 수입의존도를 낮춤으로써 자국 경제에 긍정적인 영향을 미칠 것으로 기대.
- ### ■ 중국 Energy Roadmap 2050
- 중국은 풍부한 에너지 자원 보유국임에도 불구하고, 인구가 많은 이유로 인당 기준을 적용하면 자원 빈약국에 속하며, 양질의 에너지 자원이 부족하며 개발에 있어 어려움이 존재함.
 - 중국의 에너지 정책 수립에 있어 중요한 당면과제로 심각한 대기오염 수준을 들 수 있는데, 이에 중국 정부는 미래 에너지 전략 수립에 있어 보다 지속가능한 에너지공급에 초점을 둘 방침.
 - 2015년 공표된 중국의 에너지 계획에 의하면, 석탄발전을 대폭 축소하고, 2050년까지 1차 에너지 소비량의 62%를 재생에너지로 대체할 예정.

제4장. 2050 에너지 전략 문헌 조사

- 2016년 스탠포드 대학 Mark Jacobson 교수가 발표한 연구는 2050년 전 세계 에너지 수요가 100% 재생에너지로 공급 가능하다는 담대한 전망을 제시하고 있음.
 - BAU 시나리오는 미국 에너지정보청(EIA)의 에너지 수요 전망과 IEA 데이터를 토대로 가정하였고, 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight(이하 WWS) 시나리오에서는 2050년까지 최종에너지 수요가 100% 전력화된다는 것을 전제함.
 - WWS 시나리오에서는 한국에 대해 2050년까지 최종에너지 수요가 BAU 대비 42% 감소하는 것을 전제함.
- 세계자연기금(WWF)의 The Energy Report에서는 재생에너지로의 전환이 기술적으로 실현가능하다는 것을 시나리오를 통해 분석하고, 이를 달성하기 위한 정책을 제시함.
 - 동 시나리오의 경우 건물, 운송, 산업 등 세 개 부문에 대해 에너지원별로 수요와 공급을 분석.
- 그린피스의 Energy Revolution 2012는 ▷기준 시나리오, ▷Energy Revolution 시나리오, 그리고 ▷Advanced Energy Revolution 시나리오를 설정하여 한국에 있어 청정에너지로의 전환과 에너지 효율화 확대에 관한 방안을 제시.
 - 기준 시나리오: 우리나라 제1차 에너지 기본계획을 반영.
 - Energy Revolution 시나리오: 2050년까지 전 세계 온실가스 배출량을 10Gt 감축하여 지구온난화를 방지하고 점진적 탈핵을 목표로 함.
 - Advanced Energy Revolution 시나리오: 보다 강화된 온실가스 감축을 목표로 하며, 온실가스 감축을 위한 기술발전을 통해 탈탄소화가 가속화된다고 가정.

- 최근 IEA에서 발간한 「World Energy Outlook 2016」은 2040년까지의 글로벌 에너지 전망을 제시하며, 기후변화 대응정책과 재생에너지 확대에 주안점을 두어 국제 에너지 시장 및 관련 이슈를 분석.
 - 현 정책(Current Policies) 시나리오, 신정책(New Policies) 시나리오, 탈탄소(450) 시나리오 등 세 가지 시나리오를 설정.
 - 현 정책 시나리오는 2016년 중반까지 시행된 정책 수준이 유지된다고 가정
 - 신정책 시나리오의 경우 파리협정 관련 국가별 기여방안 등을 포괄적으로 반영하며, 탈탄소 시나리오는 보다 적극적인 온실가스 감축을 위한 목표에 부합하는 경로를 제시함.
 - 상기 시나리오별 분석의 주요 결과는 아래와 같음.
 - 현 정책 시나리오: 전 세계 1차 에너지 소비가 2014년 대비 43% 상승하고, 이산화탄소 배출량은 동년 대비 36% 증가.
 - 신정책 시나리오: 총 1차 에너지 소비가 2014년 대비 2040년에 31% 증가하는 것으로 나타나며, 이산화탄소 배출량은 3% 확대.
 - 탈탄소 시나리오: 1차 에너지 소비는 2014년 대비 2040년에 6% 증가하고, 이산화탄소 배출량은 4% 감소
 - 전반적으로 신기후변화체제 하에서 각국의 에너지 및 기후변화 부문 정책기조를 검토하고, 탈탄소화 및 에너지 효율 향상을 위한 적극적인 변화 촉구

제5장. 대한민국 2050 에너지 시나리오 구축

- 현재 우리나라 에너지 수입의존도는 95%에 달해 에너지 안보문제로부터 자유롭지 못하고, 원전 안전 우려, 화석연료 연소 시 배출되는 미세먼지 문제 등 또한 심각한 사회적 이슈로 부상하고 있음.
- 이에 한국이 지향해야 할 지속가능한 에너지 미래의 4대 원칙으로 ▷에너지 안보, ▷깨끗하고 안전한 에너지, ▷신산업 및 일자리 창출, ▷온실가스 감축 실현을 제시
- 2050년까지의 에너지 전략 수립을 위해 기준 시나리오(BAU) 이외에 ▷Moderate Transition Scenario(MTS), ▷Advanced Transition Scenario(ATS), ▷Visionary Transition Scenario(VTS) 등 총 세 개의 대안 시나리오를 제시함.
 - 기준 시나리오는 에너지경제연구원의 「2016 장기 에너지 전망 보고서」를 바탕으로 설정
 - 세 가지 대안 시나리오의 경우, IEA에서 발간한 「World Energy Outlook」 및 「Energy Technology Perspectives」 등의 최신 자료를 기반으로 구성.
 - 수요 측면에 있어서는 IEA에서 전망한 2040년까지 OECD 유럽 국가들의 인당 최종 에너지 소비 감축 비율과 동일한 수준으로 우리나라의 인당 최종에너지 소비량이 중·장기적으로 감축되는 것을 전제.
 - 공급 측면에 있어서는 원자력 및 석탄화력 등 중앙집중형 에너지 공급체제를 대체하기 위해 재생에너지를 확대하는 것을 목표로 시나리오를 구성.

- 2050년까지 우리나라 에너지 공급에 있어 재생에너지 비중을 45%(MTS)~55%(ATS)로 확대하는 경로와 100%까지 확대하는 탈원전 및 탈탄소 경로를 설정함.

- 지속가능한 대한민국 에너지 전략 수립을 위해 장기 에너지 시나리오 분석 및 전망 모형인 LEAP(Long-range Energy Alternatives Planning)을 활용.
- 수요 시나리오의 경우 2014년 대비 2050년까지 총 에너지 수요량을 MTS는 7%, ATS와 VTS는 24% 감축하는 것을 목표로 설정.
 - 2014년도 우리나라 최종에너지 소비량은 129Mtoe로서, 2050년까지의 연료원별 최종에너지 소비량은 MTS는 120Mtoe, ATS 및 VTS는 98Mtoe로 전망.
- 2050년까지의 공급 시나리오 주요 내용은 다음과 같음.
 - 기준 시나리오: 에너지경제연구원의 「2016 장기 에너지 전망」을 토대로 반영하였으며, 2040년까지 석탄화력 발전 비중이 감소하고, 원자력 발전이 상당 부분 이를 대체한다고 가정.
 - Moderate Transition 시나리오: 발전부문의 경우 각 중앙집중형 발전소의 설계수명에 따라 2017년을 기준으로 2050년 이후에도 운영가능한 중앙집중형 발전소를 제외하고 가동을 중단하는 것을 전제.
 - 설계수명에 따른 중앙집중형 발전소는 점진적으로 축소하되, 분산형으로 분류되는 집단에너지는 현 상태를 유지한다고 가정.
 - Advanced Transition 시나리오: 기본적인 전제조건은 Moderate Transition 시나리오와 동일하게 유지하되, 복합화력 설계수명을 10년 연장하지 않고 30년으로 가정함으로써 재생에너지 공급 대체가 보다 활발하게 이루어진다고 가정.
 - LPG와 도시가스 비중 감소는 태양광 자동차와 건물에서의 태양열 공급에 따른 재생에너지 공급 확대에 총당됨.
 - Visionary Transition 시나리오: 2050년까지 원전 및 석탄화력 등 모든 발전소의 가동을 중단하고, 에너지 수요의 100%를 재생에너지로 공급하는 것을 전제.
 - 현재 가동 중인 원자력발전소, 석탄화력발전소, 열병합발전소 등을 가동 중단하고, 건설 계획은 백지화하는 것으로 가정.

제6장. 장기 에너지 시나리오 분석 및 전망

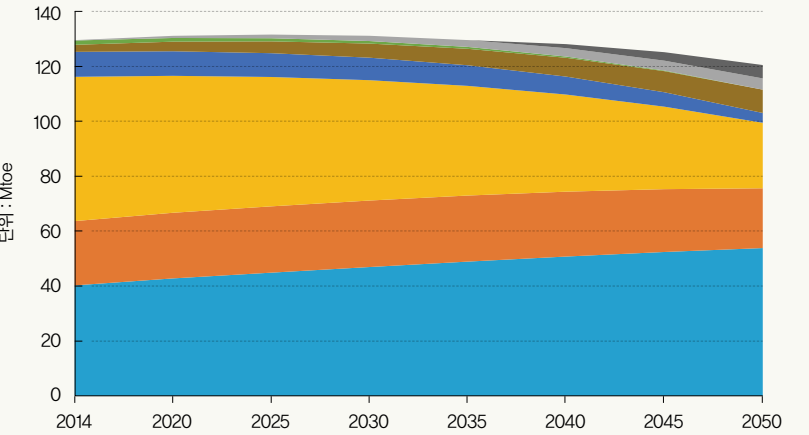
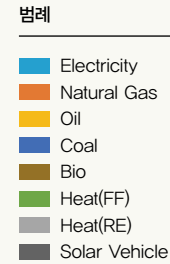
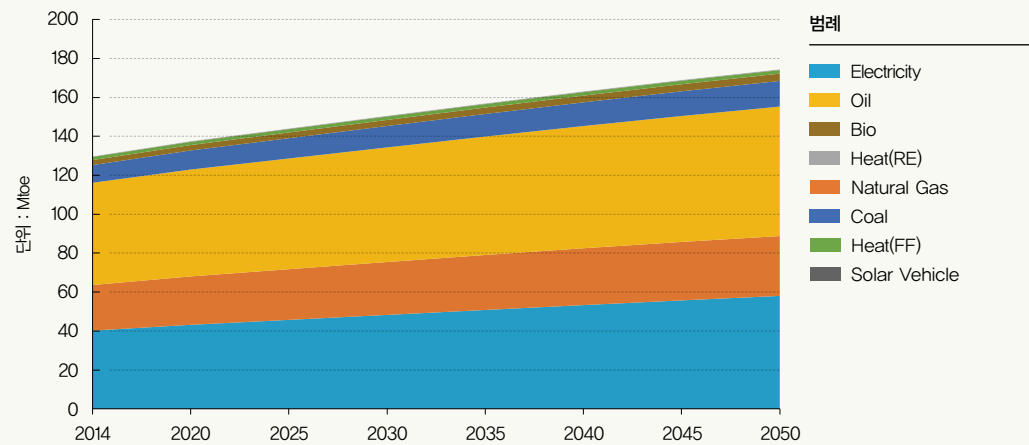
■ 앞에서 제시한 시나리오들을 정량적으로 분석하기 위해 장기 에너지대안 계획 모형인 LEAP(Long-range Energy Alternatives Planning)을 활용하였으며, 수요 측면은 산업, 수송, 건물 등 세 가지 부문으로 분류하고, 공급 측면의 경우 1차 및 2차 에너지원별 공급량 및 에너지원별 온실가스 배출량을 추정함.

- LEAP 모형 분석 관련 대상 및 범위는 아래 표와 같음.

구분	내용
기준연도, 분석 기간	2014년, 2015년~2050년
분석 대상	2050년까지 재생에너지 확대를 반영한 수요 및 공급 체계, 온실가스 배출량
주요 전제	경제성장률 전망 - 「2016 장기에너지전망」(KEEI, 2017) 전망치 기준, 2040년까지 연평균 2.4% 증가 인구전망 - 「장래인구추계: 2015년~2065년」(통계청, 2016) 중위추계 기준, 2031년 이후 감소
시나리오 설정 및 분석	① 기준 BAU 시나리오 ② MTS(Moderate Transition Scenario) ③ ATS(Advanced Transition Scenario) ④ VTS(Visionary Transition Scenario)

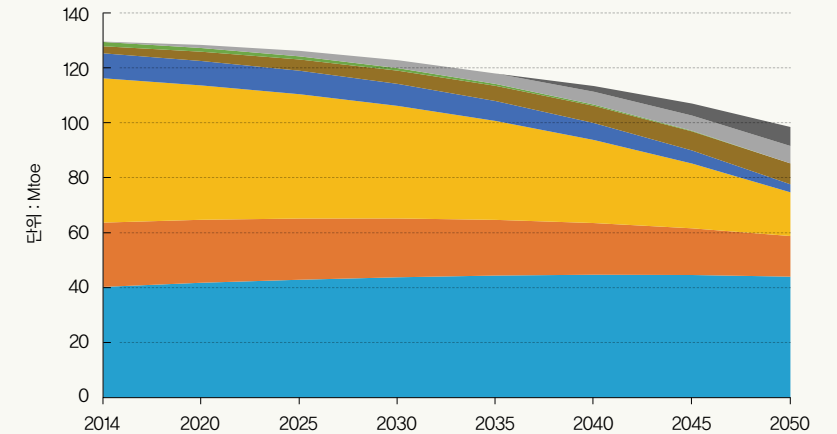
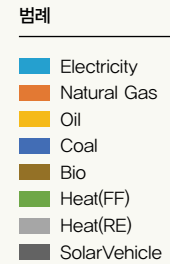
- 기준 시나리오

- 최종에너지 소비는 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 174.2Mtoe로 35% 증가하는 것으로 나타남.
- 발전량은 전력화 현상으로 인해 2014년 480TWh에서 2050년 675TWh로 29% 상승.
- 온실가스 배출량은 2014년 540.6MtCO₂eq에서 2050년 640.2MtCO₂eq로 18.4% 증가.



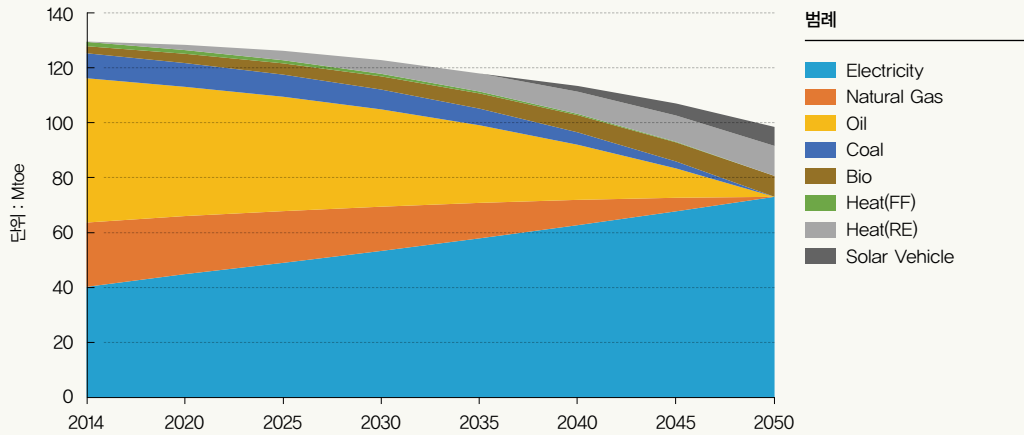
- Advanced Transition 시나리오

- 최종에너지 소비는 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 94.4Mtoe로 24% 감소.
- 발전량의 경우 2014년 480TWh에서 2050년 512TWh로 7% 상승.
- 온실가스 배출량은 2014년 540.6MtCO₂eq에서 2050년 169.1MtCO₂eq로 68.7% 감소.



• Visionary Transition 시나리오

- 최종에너지 소비는 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 94.4Mtoe로 24% 줄어드는 것으로 전망.
- 발전량의 경우 2014년 480TWh에서 2050년 850TWh로 45% 증가.
- 온실가스 배출량은 2014년 540.6MtCO₂eq에서 2050년 32.2MtCO₂eq로 94.0% 감소.



■ 각 시나리오별 목표 달성 시 기대되는 사회적 편익에 대해 에너지 안보, 깨끗하고 안전한 에너지, 신산업 및 일자리 창출, 온실가스 감축을 기준으로 정성적으로 검토함.

- 에너지 안보 강화: 우리나라 에너지 수입 의존도가 95%로 높은 상황에서 본 보고서에서 제시한 대안 에너지 시나리오들은 다양한 에너지 공급원을 제공함으로써 에너지 안보에 대한 기여 효과가 있음.
- 깨끗하고 안전한 에너지: 최근 심각한 사회적 이슈로 지목되는 미세먼지 문제 해결을 위해 국내적으로 조치 가능한 석탄화력발전소 축소 등 자체 노력을 극대화하고, 설계수명에 따라 노후 원전 가동을 중단함으로써 원전 안전성 우려 해소.
- 새로운 성장 동력과 일자리 창출: 신산업 및 신성장 동력으로 부상하는 에너지 효율성 제고 부문 및 재생에너지 육성을 통해 새로운 부가가치 창출과 고용 확대 기회 마련.
- 온실가스 감축 기여: 신기후체제 하에서 기후변화 대응을 위한 국제사회의 규범 준수와 이행목표 달성에 기여.

■ 각 시나리오 이행을 위한 누적 소요비용을 제한적으로 분석한 결과, BAU 시나리오와 비교할 때 대안 에너지 시나리오인 MTS, ATS, VTS에서의 소요비용이 유사하거나 낮은 수준인 것으로 나타남.

- 사회적 할인율 3%와 5.5%를 적용하여 총 누적비용을 추산한 결과가 오른쪽 표에 제시되어 있음.
- 이는 기존 에너지 수급 경로 전망과 비교할 때 지속가능한 미래를 실현하기 위한 에너지 전환 비용이 오히려 낮을 수 있음을 시사.

주 1) 환경외부비용: 톤당 25,000원/CO₂ 적용 (제7차 전력수급계획 참고)
 2) 에너지 수입비용은 에너지통계연보(2015)의 에너지 수입액과 수입량을 바탕으로 수입 단가를 계산하여 반영.

구분	사회적 할인율 3% 적용 시				사회적 할인율 5.5% 적용 시			
	BAU	MTS	ATS	VTS	BAU	MTS	ATS	VTS
투자비용	62	376	354	812	37	226	213	489
운영유지비용	106	279	324	551	73	187	220	369
연료수입비용	2,644	2,132	1,889	1,563	1,828	1,553	1,410	1,230
환경외부비용	340	257	238	213	241	191	180	166
합계	3,152	3,044	2,804	3,141	2,179	2,157	2,023	2,253

단위: 조 원

제7장. 수요 및 공급 관리

- 우리나라는 적극적인 수요관리 중심의 에너지 정책, 에너지 효율 향상, 재생에너지를 포함한 친환경 에너지 공급, 혁신기술 개발 등의 에너지 패러다임 정책 전환이 요구됨.
 - 각 시나리오별 목표를 달성하기 위한 핵심 과제는 다음과 같음.

구분	MTS		ATS		VTS	
	공통	시나리오별	공통	시나리오별	공통	시나리오별
수요 측면	공통	전기요금 현실화(전력공급에 따른 사회적 비용 반영) 재생에너지 전기요금제 실시				
	시나리오별	자동차 연비개선 친환경차 보급확대 및 인프라 확충	건물 에너지효율 개선 제로에너지 빌딩 확대 수송부문 연료전환 촉진	건물 에너지효율 개선 제로에너지 빌딩 확대 태양광 자동차, 기술개발 및 보급 확대 산업부문 전력화 대폭 확대		
공급 측면	공통	RPS 및 FIT 확대 실시 재생에너지 R&D 투자 확대 및 인프라 구축				
	시나리오별	태양광 및 풍력 보급사업 추진	태양광 및 풍력 보급사업 추진	슈퍼 그리드망 구축		

제7-1장. 수요측면: 전기요금제도 개혁

- 우리나라 산업용 전력소비량은 다른 OECD 국가들에 비해 매우 높은 수준이며, 이는 우리나라 경제에서 제조업이 차지하는 비중, 특히 중화학 공업의 비중이 높은 것에 기인.
- 반면, 우리나라 주택용 전력소비량은 OECD 회원국 평균의 절반 수준임.
 - 이는 전기보다는 가스나 석유, 석탄과 같은 다른 최종에너지를 많이 쓰는 소비 구조와 산업 용과는 달리 그 동안 급격한 누진제 영향으로 주택용 전력소비가 억제되어 왔기 때문인 것으로 보임.

- 결과적으로 우리나라 전체 전력수요 중 주택용 소비량이 차지하는 비중은 14%에 불과.
- 우리나라의 요금체계는 용도별 요금체계인데, 크게 전기 사용 목적에 따라 산업용, 일반용, 주택용, 교육용, 농사용, 가로등, 심야로 구분하고, 일부 용도는 전압에 따라 저압 고압으로 분류하며, 계약전력 규모나 용도에 따라 다시 갑, 을 등으로 구분.
 - 이와 같은 구분 방식은 비용유발 패턴이 유사한 소비자들을 동일한 그룹에 포함시킴으로써 공평하게 비용 분담을 할 수 있다는 장점을 지닌 동시에, 실제 비용 차이와는 무관하게 가격차별 또는 교차보조 등의 문제점이 야기될 여지가 있음.
 - 미국, 일본, 영국, 프랑스 등의 선진국에서는 대부분 전압별 요금제를 사용하며, 우리나라와 같이 세분화되어 있지 않음.
- 용도별 요금제 중 가장 큰 쟁점이 되는 것은 주택용으로, 누진제를 완화하기 위해 최종적으로 선택된 정책안은 기본적으로 현행 300kWh 이상에서 계속 급등하는 한계요금 구간을 폐지하여 더 이상 상승하지 않도록 함.
 - 소규모 사용자에게 대해서는 원가 이하의 요금을 계속 유지.
- 전기요금 결정구조는 정부 규제에 의해 결정되므로 경직적이고, 정치적 영향에 취약함.
- 전기요금의 산정 원칙은 총괄원가 방식으로, 적정원가에 적정 투자보수를 더하여 가격을 설정하는데, 이러한 원칙이 전기사업법에 명문화되어 있음에도 불구하고 엄격하게 준수되지 않고 있음.
 - 전기요금 결정 과정에서 중추적 역할을 수행하는 주체인 산업부와 기재부에서 전기요금 산정원칙 이외의 경제외적 요인들을 고려하는 경향 강함.
 - 한국전력은 회사 전체의 총괄원가와 총수입 이외에 용도별 원가를 공개하지 않고 있어 용도별 요금의 적정성을 투명하게 확인하는 것이 어려움.
- 우리나라 전기요금은 다른 OECD 국가들에 비해 낮은 편인데, 관련 원인은 다음과 같이 요약할 수 있음.
 - 높은 원자력과 석탄 비중
 - 낮은 송배전 비용
 - 낮은 환경비용과 사회적 비용
- 전기요금 제도의 문제점으로 소비자들에게 선택의 기회가 주어지지 않기 때문에 소비자들로부터의 피드백이 작동하지 않는다는 점을 들 수 있음.
 - 다양한 상품을 개발하여 전기를 판매할 수 있지만, 선택의 기회가 없다면 판매자들 또한 소비자들의 니즈를 파악하기 어렵고, 관련 상품을 개발할 유인이 없음.
- 전기요금이 효율적으로 결정되기 위해서는 소매판매 부문의 구조와 제도가 합리적이어야 함.
- 분산형 재생에너지 발전 비중이 확대되는 상황에서는 현재와 같이 경직적이고 부정확한 요금 체계에 대한 개선이 요구됨.

- 전력시장과 전기요금 설계에 있어 전력수요에 대한 가격탄력성을 고려할 필요 있음.
 - 스마트그리드 발달로 인해 전력수요의 장·단기 가격탄력성에 대한 중요성이 확대되고 있음.
 - 선형 연구결과를 종합적으로 검토한 결과, 우리나라 전력수요의 단기탄력성은 0.2 ~ 0.3 범위이고, 장기탄력성은 0.65 ~ 1.1 범위에 있는 것으로 나타남.

제7-2장 공급측면: 재생에너지 확대

- 재생에너지 보급에 있어 과거에는 경제성과 기술 부족, 제도 미비가 장애요인이었다면, 최근에는 주민 및 사회적 수용성, 금융 조달 비효율성 등이 재생에너지 확대에 제약요인으로 작용하고 있음.
 - 이를 개선하기 위해서는 이익 공유형, 주민 참여형 사업을 확대하는 농가 태양광, 주민 풍력 등 제도적 개선 방안을 포함해 현장 중심의 기술 개발 지원이 강화되어야 함.
- 재생에너지 확대를 위해 다음의 정책을 제안함.
 - 재생에너지의무할당제(RPS) 의무공급량 비율 상향 조정 및 소규모 신·재생 설비에 대한 기준가격구매제(FTT) 도입
 - 재생에너지 변동성을 통합하기 위한 에너지시스템의 유연성 향상
 - 전기요금에 재생에너지 부과금 항목 신설
 - 농가가 소규모 태양광 발전 사업에 참여하여 농가 소득 증진 및 태양광 추가 확대 도모
 - 기업 및 소비자의 재생에너지 전력 선택권 확대
 - 재생에너지원별 국내여건을 고려한 정부의 기술개발 투자 및 인프라 구축

제8장. 정책 제언

- 본 보고서에서 제시하는 적극적인 에너지 수요관리 및 친환경 에너지 보급 확대에 관한 시나리오 구현을 위해 정책 수단 및 핵심 기술을 부문별로 제시함.
 - 에너지 정책 전반에 걸쳐 에너지 효율성 제고, 재생에너지 발전 분야에 대한 R&D 투자가 강화되어야 함.
 - 우리나라 전력 수급 등 전력계통 현안을 해결하고, 신성장동력을 창출하기 위한 방안으로 중장기적으로는 슈퍼그리드의 적극적인 추진이 요구됨.
- 에너지 분야 정책 수단 및 혁신 기술은 저탄소 사회로 가기 위한 국제적 노력에 기여할 뿐만 아니라 우리나라 미래성장의 동력이 될 것임.

구분	건물	수송	산업	공통
단기	-기존 건물 개보수를 통한 에너지효율 개선	-연료전환 및 연비개선	-고효율 기기보급 및 R&D 투자 -배출권 거래제 확대 실시	-그리드 망 구축을 위한 대규모투자 -ESS 및 EMS 기술투자 및 인프라 확충 -국제협력을 통한 슈퍼그리드 구축 -대규모 재생에너지 기술 R&D 투자 -에너지 관련 법령 및 제도 개선 -사회적 수용성 제고
중장기	-제로에너지 빌딩 확대	-친환경자동차 대중화 -대중교통 이용 확대	-에너지절감형 시스템 확립	

제8-1장 부문별 정책 제안

- 산업
 - 우리나라 산업용 전력 소비량은 OECD 회원국에 비해 매우 높은 수준으로, 산업부문에 서의 에너지 효율성 제고와 에너지 저소비 산업구조로의 전환이 필요함.
 - 에너지 효율을 높이고, 저탄소 활동에 투자하고자 하는 경제적 인센티브를 제공하는 정책이 마련되어야 함.
 - 그 동안 온실가스 배출권거래제를 시행하며 축적된 경험을 바탕으로 안정적인 운영에 기여하고, 국제탄소시장과의 연계를 확대함으로써 거래 활성화를 도모해야 함.
 - 산업부문 배출저감을 위해 전기 모터시스템 등 산업기기 및 시스템 고효율화 추구
- 수송
 - 도시 구조와 생활 방식 개편을 통해 대중교통으로의 교통수단 전환을 장려
 - 지속적인 자동차 연비 개선 노력
 - 친환경 자동차 보급 확대 및 전기 배터리, 연료전지 등을 재생에너지로 충전
 - 항공 및 열차 등 교통수단의 에너지 효율 및 연료를 개선하여 저탄소 고효율 시스템으로 전환
- 건물
 - 상업용 빌딩의 에너지 사용에 대한 효과적인 관리, 가정 및 공공 부문 빌딩의 에너지 효율 개선 등 다각적인 노력이 요구됨.
 - 빌딩 부문의 혁신적인 수단 중 하나로 제로에너지 건축물 활성화 필요

제8-2장 사회적 수용성 제고

- 에너지 전환을 촉진하는 제도와 정책들이 추진되는 과정에서 정부, 기업, 시민사회 등 우리나라 사회 구성원의 합의와 적극적인 참여 및 실천은 지속가능한 에너지 전략 실현을 위한 전제조건임.
- 원전 안전성에 대한 우려와 미세먼지 피해 문제가 부상함에 따라 우리 사회에서 에너지 전환 필요성에 대한 공감대가 어느 때보다 커진 상황에서, 점진적인 탈원전과 탈석탄 추진 및 재생에너지 확대를 위한 정책 실효성 및 국민수용성을 높이기 위한 노력이 요구됨.
 - 재생에너지 비전 수립과 제도 마련, 이행 과정에서 사회적 논의가 이루어질 수 있는 에너지 거버넌스 형성
 - 에너지 전환의 불확실성에 대한 이해관계자들의 우려 해소
 - 에너지 전환을 둘러싼 민관 소통과 상호협력 체계 구축

제1장 국내 에너지 정책 현황

한국의 에너지정책은 국가가 주도하는 산업과 경제정책의 보조 역할을 해 왔다. 특히, 전력정책의 기본 방향은 경제성장을 주도하는 산업체에 값싸고 풍부한 전력을 안정적으로 공급하는 데에 있다. 국가주도의 경제성장계획과 보조를 맞추어 에너지정책 역시 국가주도로 추진되었다. 이 장에서는 한국의 에너지정책 현황을 이해하기 위해서 한국의 에너지밸런스 지표를 확인하고 OECD 국가들의 주요 에너지지표와 비교하며 주요 에너지계획과 이를 둘러싼 사회적 쟁점들을 살펴본다.



제1절 국내 에너지수급 현황

1. 한국 에너지수급

한국은 대부분의 에너지 공급을 해외에 의존하고 있다. 2015년 산업통상자원부와 에너지경제연구원에서 발간하는 에너지통계연보에 실린 에너지수급 밸런스를 보면 원유, 천연가스, 석탄, 우라늄 등 94.8%의 에너지를 수입한다.

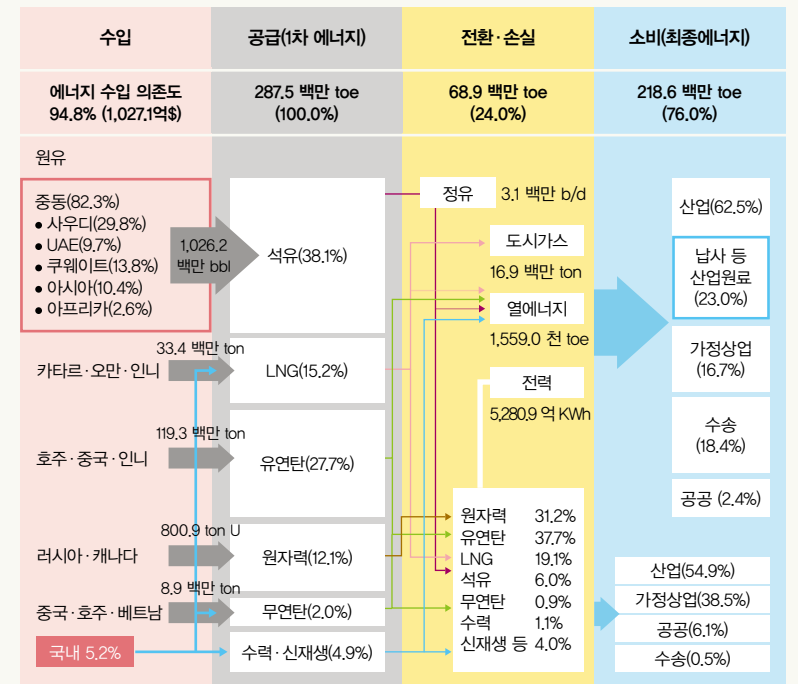
연도	2010	2011	2012	2013	2014	2015
수입의존도(%)	96.5	96.4	96.0	95.7	95.2	94.8
총공급량(백만toe)	263.8	276.6	278.7	280.3	282.9	287.5
연증가율(%)	8.4	4.9	0.8	0.6	0.9	1.6

1차 에너지 가운데 국내에서 직접 조달하는 에너지, 즉 신재생에너지¹ 비중은 5.2%에 불과하다. 신재생에너지로 구분되는 에너지 중에서 폐기물² 비중이 2015년 기준 63.5%에 달한다. 따라서 국제 분류상 재생에너지를 기준으로 한 에너지 자급률은 5.2%에 미치지 못한다. 엄밀한 의미에서 우리나라 에너지수입 의존도는 산업통상자원부가 발표하는 국가 공식 통계보다 더 높을 것이다.

한국의 에너지정책은 국가가 주도하는 산업과 경제정책의 보조 역할을 해 왔다. 또 다른 큰 특징으로 대부분의 에너지 공급을 해외에 의존하고 있다는 점을 꼽을 수 있다. 2015년 기준 원유, 천연가스, 석탄, 우라늄 등 94.8%의 에너지를 수입한다.

1 한국은 재생에너지를 신에너지와 재생에너지로 분류하고 이 둘을 합쳐서 신재생에너지로 정의하고 있다. 신에너지는 기존의 화석연료를 변환하여 활용하는 경우로 연료전지, 석탄액화가스화 및 중질전사유가스화, 수소에너지가 해당된다. 한편 재생에너지에는 태양광, 태양열, 바이오, 풍력, 수력, 해양, 폐기물, 지열이 해당된다. 별도로 신에너지가 존재하지 않는 IEA 분류체계와 차이가 있다.
2 폐기물의 경우 IEA는 재생가능한 폐기물 에너지만을 재생에너지로 분류하고 있다. 이에 비해 한국은 부생가스, 정제연료유, 시멘트킬른 보조연료 등 생분해가 되지 않는 폐기물에너지원도 포함하고 있다. 따라서 현재 한국에서 사용되는 신재생에너지의 정의는 재생가능에너지가 본래 의미하는 바와 거리가 있다. 이를 고려하여 본 보고서 시나리오 분석 시 재생가능에너지의 정의는 IEA 분류기준을 따르고 있음을 밝혀둔다.

[그림 1-1] 2015년 에너지수급 밸런스
자료: 에너지통계연보 2016



2015년 기준 총공급 1차 에너지는 287.5백만toe로 전년에 비해 1.6% 늘었다. 1차 에너지원별 공급 비중을 살펴보면 석유가 31%로 가장 큰 비중을 차지하고 있다. 그 다음은 유연탄이 27.7%를 차지하며, 천연가스는 15.2%에 달한다. 12.1%를 차지하는 '원자력'으로 표기된 공급에너지는 수입한 농축우라늄을 일컫는 것으로 핵발전소 연료로 사용되어 전기를 생산한다. 석유, 천연가스, 석탄 등은 일정한 공정을 거쳐서 수송, 취사, 난방용으로 쓰거나 발전과정을 통해 전력으로 전환될 수 있지만 우라늄은 직접 쓰이지 않고 발전과정을 통해서 전력으로 전환시켜서만 사용할 수 있다.

최종에너지를 기준으로 에너지원별 소비를 살펴보면 석유가 49%로 가장 많은 비중을 차지하고 있다. 또한 산업부문이 62.5%로 석유소비의 가장 많은 비중을 차지하였다. 다음으로 건물, 수송의 순으로 각각 19%, 18.4%를 차지하였다. 최종에너지에서 석유 다음으로 높은 비중을 차지한 것은 전력으로 19%이다. 생산된 전력은 45,416천toe이지만 송배전 손실과 자가 사용 등으로 최종 사용된 전력은 41,594천toe다. 이 중 산업부문에서 사용한 전력이 54.9%로 가장 많다. 다음은 상업부문(25.3%)이다.

	합	석탄		석유			천연가스	도시가스	전력	열	신재생
		무연탄	유연탄	에너지유	LPG	비에너지					
최종에너지소비	218,608	4,836	30,085	42,934	9,214	55,175	437	21,678	41,594	1559	11,096
산업부문	136,724	4,164	30,085	4,178	2,994	55,014	437	7,644	22,844	-	9,364
농림어업	2,729	-	-	1,455	5	7	-	3	1,259	-	-
광업	207	-	-	56	4	6	-	-	140	-	-
제조업	117,743	-	30,085	1,793	2,977	53,367	437	7,640	21,445	-	-
음식·담배	1,701	-	33	48	19	14	-	687	902	-	-
섬유·의복	1,561	-	114	84	3	5	-	357	998	-	-
목재·나무	228	-	-	6	0	0	-	59	164	-	-
펄프·인쇄	1,118	-	-	22	4	7	-	230	854	-	-
석유·화학	61,717	-	143	513	2,215	52,437	-	1,622	4,787	-	-
비금속	4,970	-	2,864	454	10	74	-	534	1,034	-	-
1차금속	31,373	-	25,727	25	80	1	437	1,131	3,972	-	-
비철금속	372	-	-	20	8	3	-	341	-	-	-
조립금속	10,553	-	-	280	37	15	-	1,739	8,481	-	-
기타제조	3,352	-	1,203	307	540	108	-	942	253	-	-
기타에너지	799	-	-	34	60	705	-	-	-	-	-
건설업	2,517	-	-	874	8	1,634	-	1	-	-	-
수송부문	40,292	-	-	33,963	4,405	4	-	1,288	191	-	441
가정부문	20,074	672	-	2,515	658	13	-	9,192	5,486	1,357	180
상업부문	16,365	-	-	862	1,136	129	-	3,469	10,533	163	73
공공부문	5,152	-	-	1,415	21	15	-	85	2,540	39	1,038

(천toe)

〈표 1-2〉 최종에너지 부문별 에너지원별 소비 현황
자료: 에너지통계연보 2016 재구성

온실가스 배출이 많은 석탄은 최종에너지에서 16%를 차지한다. 대부분 유연탄(86%)이고 1차 금속에서 유연탄의 85.5%를 쓴다. 무연탄은 대부분(86.1%)을 산업부문에서 사용하고 있다.

신재생에너지의 경우 최종에너지에서 5%를 차지하는 것으로 나타났다. 이 가운데 84.4%가 산업부문에서 사용하는 것으로 추정되며 공공부문과 수송부문의 소비량이 각각 9.4%, 4.0%를 차지하는 것으로 추정된다. 상대적으로 가정부문과 상업부문은 각각 1.6%와 0.7%로 작은 비중을 차지하였다.

	합	석탄		석유			천연가스	도시가스	전력	열	신재생
		무연탄	유연탄	에너지유	LPG	비에너지					
최종에너지소비	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
산업부문	62.5	86.1	100.0	9.7	32.5	99.7	100.0	35.3	54.9	-	84.4
농림어업	2.0	-	-	34.8	0.2	0.01	-	0.04	5.5	-	-
광업	0.2	-	-	1.3	0.1	0.01	-	-	0.6	-	-
제조업	86.1	-	100.0	42.9	99.4	97.0	100.0	99.9	93.9	-	-
음식·담배	1.4	-	0.1	2.7	0.6	0.03	-	9.0	4.2	-	-
섬유·의복	1.3	-	0.4	4.7	0.1	0.01	-	4.7	4.7	-	-
목재·나무	0.2	-	-	0.3	-	-	-	0.8	0.8	-	-
펄프·인쇄	0.9	-	-	1.2	0.1	0.01	-	3.0	4.0	-	-
석유·화학	52.4	-	0.5	28.6	74.4	98.3	-	21.2	22.3	-	-
비금속	4.2	-	9.5	25.3	0.3	0.1	-	7.0	4.8	-	-
1차금속	26.6	-	85.5	1.4	2.7	0.002	100.0	14.8	18.5	-	-
비철금속	0.3	-	-	1.1	0.3	0.01	-	4.5	-	-	-
조립금속	9.0	-	-	15.6	1.2	0.03	-	22.8	39.5	-	-
기타제조	2.8	-	4.0	17.1	18.1	0.2	-	12.3	1.2	-	-
기타에너지	0.7	-	-	1.9	2.0	1.3	-	-	-	-	-
건설업	1.8	-	-	20.9	0.3	3.0	-	0.01	-	-	-
수송부문	18.4	-	-	79.1	47.8	0.01	-	5.9	0.5	-	4.0
가정부문	9.2	13.9	-	5.9	7.1	0.02	-	42.4	13.2	87.0	1.6
상업부문	7.5	-	-	2.0	12.3	0.2	-	16.0	25.3	10.5	0.7
공공부문	2.4	-	-	3.3	0.2	0.03	-	0.4	6.1	2.5	9.4

(%)

〈표 1-3〉 최종에너지 부문별 에너지원별 소비 현황(비중)
자료: 에너지통계연보 2016 재구성

최종에너지 소비를 부문별로 살펴보면 산업부문이 쓰는 에너지 중에서 제조업에서 쓰는 에너지가 86.1%로 가장 많다. 제조업중 중에서도 석유화학이 쓰는 에너지가 52.4%, 1차 금속(철강분야)이 쓰는 에너지가 26.6%로 제조업 최종에너지 소비의 대부분을 차지하고 있다. 주목할 것은 산업부문의 경우 납사 등 산업원료로 쓰이는 비에너지의 소비가 51%를 차지한다. 이는 한국의 경우 제조업 생산에서 석유화학 분야가 높은 비중을 차지하는 현실을 보여준다.

최종에너지에서 산업원료를 제외하게 되면 석유 소비 비중이 줄어들어 전력이 차지하는 비중은 19.0%에서 25.5%로 높아진다. 한국의 자원담당 정부 부처인 산업통상자원부는 국내의 전력비중이 선진국 수준에 달하지 않으므로 앞으로 전력화가 더 진행될 것이라고 전망하고 있다. 하지만 비에너지부문인 산업원료를 제외하게 되면 이미 전력비중은 매우 높은 수준이다. 산업분야의 전력사용량이 높기 때문인데 총 전력소비량(41,594천toe)의 54.9%(22,844천toe)가 산업분야에서 사용된다.

구분	에너지양(천toe)	전력비중(%)
최종에너지	218,608	19.0
최종에너지 (석탄, 석유 산업원료 제외)	129.5	20.2
납사 등 산업원료	55,175	
전력	41,594	

최종에너지의 18.4%가 수송부문에 소비되었다. 석유가 주에너지원이고 도시가스와 전력, 신재생이 일부를 차지했다. 수송부문 에너지소비의 대부분을 차지한 석유 중에서도 에너지유는 수송부문 에너지 소비의 84.3%(33,963천toe)를 차지했다. 육상운수가 소비하는 에너지유가 78.4% (26,636천toe)로 가장 비중이 높았다.

구분	합	석유			도시가스	전력	신재생
		에너지유	LPG	비에너지			
수송	40,292	33,963	4,405	4	1,288	191	441
철도운수	310	119	-	-	-	191	-
육상운수	32,768	26,636	4,403	-	1,288	-	441
수상운수	2,945	2,940	2	3	-	-	-
항공운수	4,268	4,268	-	-	-	-	-

(천toe)

	에너지유									
	합	휘발유	등유	경유	경질중유	중유	중질중유	JA-1	JP-4	AVI-G
철도운수	119	-	-	119						
육상운수	26,636	9,185	8	17,433	2	1	7			
수상운수	2,940		1	449	138	38	2,313			
항공운수	4,268			10				4,254		3

(천toe)

〈표 1-4〉 산업원료 제외한 최종에너지와 전력비중
자료: 에너지통계연보 2016 재구성

〈표 1-5〉 수송부문의 에너지원별 소비 현황
자료: 에너지통계연보 2016 재구성

〈표 1-6〉 수송부문의 각 운수별 에너지유 소비 현황
자료: 에너지통계연보 2016 재구성

62.5%

최종에너지 소비를 부문별 비중으로 살펴보면 산업부문이 62.5%, 수송부문이 18.4%, 가정부문이 9.2%, 상업부문이 7.5%를 각각 차지한다.



수송부문의 운수별 에너지유 소비 현황을 보면 육상운수에서 경유가 차지하는 비중이 65.4%(17,433천toe)로 가장 높았고 휘발유는 34.5%(9,185천toe)이다. 수상운수는 중질중유가 78.7%(2,312천toe)를 차지하고 항공운수는 JA-1이 99.7%(4,254천toe)를 차지했다.

신재생에너지의 경우 수송부문의 최종에너지 소비 중 4.0%를 차지하였으며, 이는 2015년부터 시행된 신재생에너지 연료혼합의무제도(RFS)에 의거하여 수송용 연료 공급자들이 기존 연료인 경우에 바이오디젤을 일정 비율로 혼합하여 공급하도록 의무화되었기 때문이다.

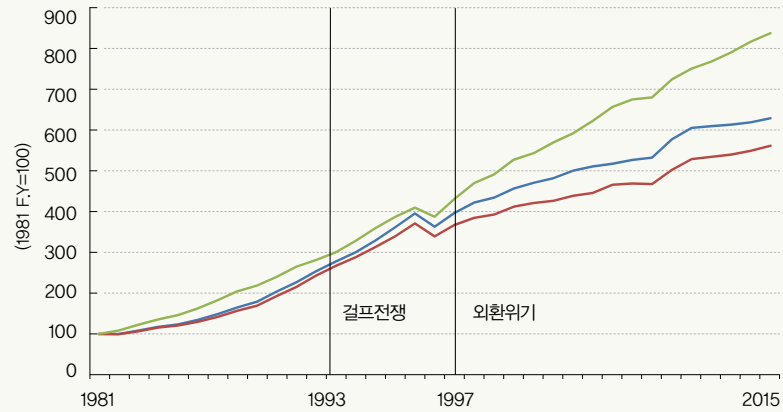
가정부문에서 쓰이는 에너지는 최종에너지 중에서 9.2%이고 상업부문은 7.5%를 차지한다. 가정에서 쓰는 에너지는 도시가스가 45.8%로 가장 높은 비중을 차지한다. 그 다음은 전력으로 27.3%이다. 석유는 15.9%, 무연탄은 3.3% 비중으로 가정 내 냉난방, 운수 및 취사 등에 사용되었으며 이는 1990년 가정부문 에너지소비 중 석유 및 무연탄 비중이 83.4%를 차지하였음을 감안하면 매우 감소된 수치이다. 최종에너지 도시가스의 경우 42.4%를 가정부문에서 사용하고 전력의 경우 13.2%를 소비하는 것으로 나타났다. 신재생에너지의 경우 기존의 바이오매스가 현대적 연료로 상당부분 대체되면서 1990년부터 2015까지 연평균 5.5% 감소하였으며, 2015년 기준 가정부문에서 소비된 신재생에너지 최종에너지는 전체 신재생에너지 소비량의 1.6%에 불과했다.

상업부문에서 쓰는 최종에너지 가운데 전력이 64.4%를 차지하고 도시가스가 21.2%를 차지한다. 이어서 LPG가 6.9%, 에너지유가 5.3% 정도다. 최종에너지 중 전력의 25.3%, 도시가스의 16%, LPG의 12.3%를 상업부문에서 쓴다.

공급에너지의 76%가 최종에너지로 소비되고 24%는 1차 에너지에서 최종에너지로의 전환과정에서 손실되었다. 물을 끓여서 터빈을 돌려 얻는 발전과정의 에너지전환 효율이 40%를 넘지 못하므로 발전과정에서 손실된 에너지이다. 화석연료와 우라늄을 이용한 기존 방법의 발전과정이 유지되는 한 최종에너지에서 전력비중이 높아질수록 투입된 1차 에너지 중 에너지전환과정에서 손실되는 에너지절대량이 많아질 것이다.

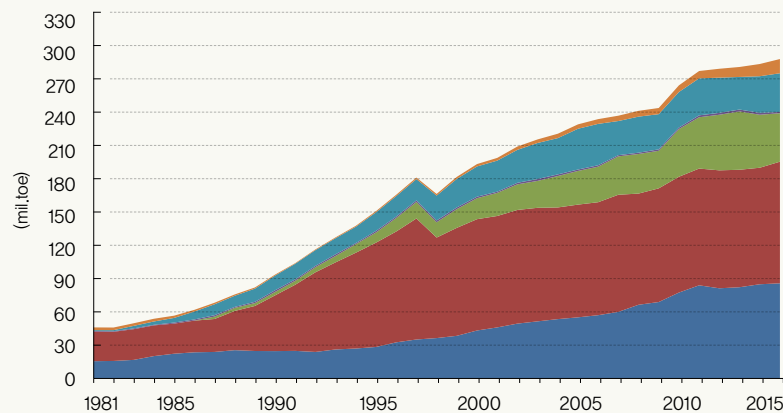
2. 에너지 공급과 소비 추이

1981년부터 GDP 증가율과 1차 에너지 공급, 최종에너지 소비지표 추이를 보면 2000년대 들어 '디커플링' 현상을 보이고 있음을 확인할 수 있다.



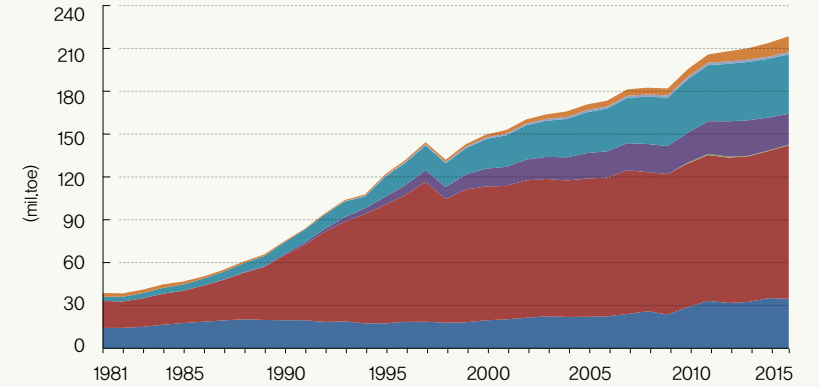
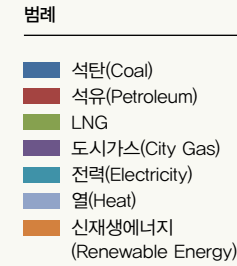
GDP가 증가함에 따라 에너지 소비가 따라서 증가해 왔지만 2000년대 들어 1차 에너지 공급과 최종에너지 소비는 GDP가 증가를 밀치고 있음을 확인할 수 있다. 선진국에서는 이미 70년대 석유위기 이후 보이던 현상으로 한국의 경우도 GDP 증가에 따른 기술 발전, 에너지 효율화 정책 등에 의해서 에너지 소비 증가율이 낮아지면서 결국에는 에너지 소비는 정점을 지나 감소세로 돌아설 것으로 전망된다.

1차 에너지 공급과 최종에너지 소비를 볼 때 이런 현상은 예측가능한데 2010년대에 들어서 에너지 공급과 사용량이 증가추세를 멈추고 일정 수준에서 유지되는 추이를 보이고 있다.

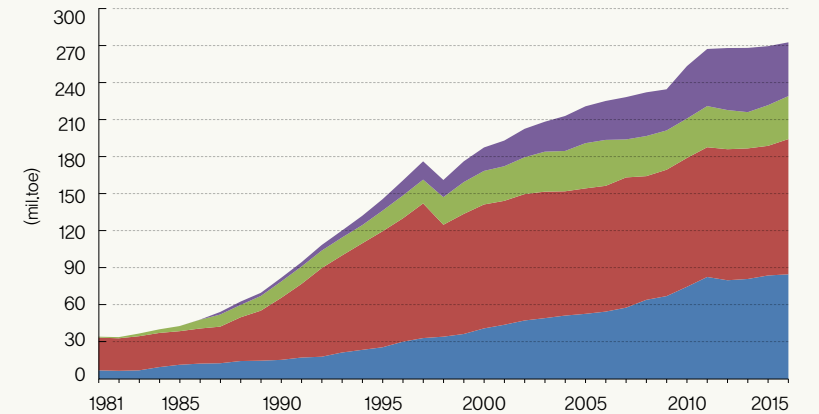
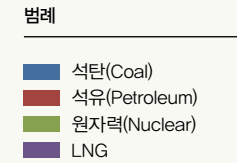


1차 에너지 공급에서 수입에너지는 최종에너지 소비와 비슷한 패턴을 보이고 있다. 1차 에너지 공급에서 국내 생산 석탄은 줄어들고 있다. 한편 1차 에너지 공급 가운데 국내 생산에서 총당되는 비중은 매우 낮다. 이는 해외의존적인 에너지 수급구조를 보여준다.

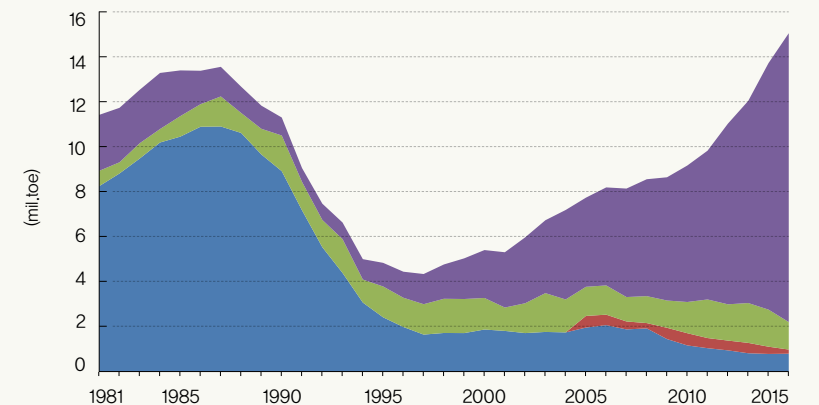
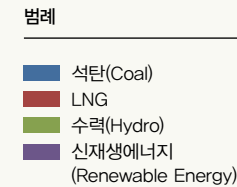
[그림 1-4] 최종에너지 소비 추이
 자료: 에너지통계연보 2016



[그림 1-5] 1차 에너지 공급·수입 에너지
 자료: 에너지통계연보 2016



[그림 1-6] 1차 에너지 공급-국내에너지
 자료: 에너지통계연보 2016



3. 국가별 에너지 지표 비교

다른 국가들과 주요 에너지 지표를 비교하면 한국의 에너지수급 현황을 객관적으로 파악하는 데 도움이 된다. 2014년 전 세계 국가들을 에너지 순수입량이 많은 순으로 정렬했다. 세계에서 가장 에너지를 많이 수입하는 나라는 중국으로 507.94백만toe를 2014년 한 해 동안 수입했다. 그 다음은 일본으로 422.27백만toe를 수입했다. 2013년에 비해 중국은 순수입량이 늘었고, 일본은 줄었다. 2013년까지 미국이 세 번째로 에너지 수입량이 세계에서 많았다(308.31백만toe). 2014년 인도가 세계에서 세 번째로 에너지 순수입량이 많은 나라가 되었다(289.72백만toe). 인도는 2013년 254.70백만toe에서 에너지 순수입량이 증가했고, 미국은 258.11백만toe로 줄어들어 4위로 떨어졌다. 한국은 다섯 번째로 에너지 수입이 많은 나라인데 2014년 한 해 동안 232.84백만toe를 수입했다.

1981년부터 GDP 증가율과 1차 에너지 공급, 최종에너지 소비지표 추이를 보면 2000년대 들어 ‘탈동조화’ 현상을 보이고 있음을 확인할 수 있다. OECD 국가 중에서 에너지 순수입량이 많은 순으로 미국을 제외한 상위 3개국은 일본, 한국, 독일이다. 이 세 나라 중에서 2014년 1인당 GDP는 한국이 33,659달러로 가장 낮지만 1인당 1차 에너지소비는 한국이 5.32톤으로 가장 높다.

〈표 1-7〉 국가별 주요 에너지 지표(에너지순수입순 상위 33개국, 2013년)

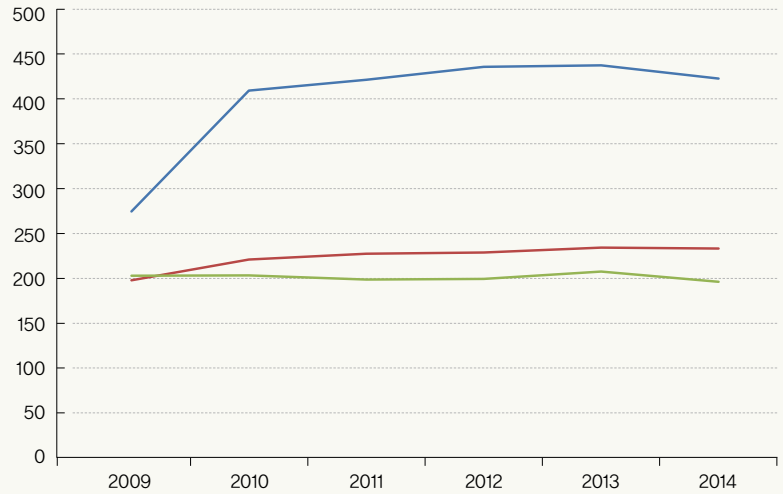
자료: Key World Energy Statistics 2016, IEA, 색깔은 OECD 국가 중 에너지순수입량이 많은 상위 10개국

Country	GDP (PPP) /population (2010USD/capita)	Energy production (백만toe)	Net imports (백만toe)	TPES/ population (toe/capita)	TPES/ GDP(PPP) (toe/00020 10USD)	Electricity consumption/ population (kWh/capita)	CO2/ population (tCO2/capita)
China (People's Rep. of)	12,344.32	2,593.11	507.94	2.24	0.37	3,927	6.66
Japan	34,905.05	26.59	422.27	3.48	0.08	7,829	9.35
India	5,328.61	541.81	289.72	0.64	0.38	805	1.56
United States	50,620.74	2,011.98	258.11	6.94	0.14	12,962	16.22
Korea	33,659.46	49.11	232.84	5.32	0.22	10,564	11.26
Germany	42,455.42	119.75	196.49	3.78	0.08	7,035	8.93
Italy	32,390.95	36.69	115.06	2.41	0.07	5,002	5.26
France	36,372.83	137.13	114.24	3.67	0.09	6,955	4.32
Chinese Taipei	39,895.64	13.64	101.70	4.71	0.23	10,738	10.68
Turkey	18,173.19	31.35	93.72	1.59	0.14	2,870	4.01
Spain	31,183.38	35.10	91.94	2.47	0.08	5,358	4.99
United Kingdom	37,793.34	108.24	87.40	2.78	0.07	5,131	6.31
Singapore	77,356.49	0.65	75.75	5.12	0.10	8,844	8.29
Thailand	14,707.07	78.74	59.58	1.99	0.35	2,566	3.60
Belgium	39,586.02	12.53	47.50	4.73	0.11	7,745	7.83
Brazil	14,855.54	267.25	42.78	1.47	0.13	2,578	2.31
Netherlands	44,610.91	58.53	30.51	4.33	0.09	6,713	8.80
Poland	23,028.85	67.33	27.90	2.44	0.18	3,923	7.25
Hong Kong ,China	51,501.38	0.19	27.48	1.97	0.06	6,073	6.62
Ukraine	7,635.58	76.93	27.47	2.33	0.79	3,412	5.21
Belarus	16,997.89	3.67	24.31	2.93	0.46	3,682	6.06
Chile	20,579.04	12.92	24.29	2.02	0.14	3,863	4.25
Philippines	6,514.02	25.85	22.29	0.48	0.19	706	0.97
Pakistan	4,497.41	68.20	22.05	0.49	0.44	472	0.74
Austria	42,785.71	12.09	21.66	3.76	0.08	8,358	7.11
Morocco	7,117.92	1.76	19.53	0.56	0.18	912	1.57
Finland	37,509.16	18.26	16.96	6.21	0.14	15,246	8.28
Greece	24,202.20	8.80	16.93	2.12	0.09	5,047	6.03
Israel	30,706.46	7.48	16.53	2.76	0.08	6,604	7.88
Portugal	25,747.12	6.00	16.38	2.03	0.09	4,663	4.12
Sweden	42,788.66	34.54	16.30	4.97	0.09	13,480	3.86
Hungary	23,101.32	10.14	14.19	2.31	0.17	3,966	4.08
Argentina	18,795.25	75.33	13.57	2.02	0.17	3,052	4.48
Switzerland	52,379.73	13.27	13.36	3.06	0.04	7,520	4.61

OECD 국가 중에서는 일본, 미국에 이은 세 번째이다. 우리나라 다음으로 독일의 에너지 수입량이 많은데 196.49백만toe의 에너지를 2014년 한 해 동안 해외에서 수입했다. 에너지 순수입량이 많은 OECD 국가 상위 10개국을 보면 일본, 미국, 한국, 독일, 이탈리아, 프랑스, 터키, 스페인, 영국, 벨기에 순이다. 이들 국가 중 한국은 에너지 순수입량이 세 번째로 많고 에너지 생산량은 6번째로 적고 1인당 GDP(ppp)가 네 번째로 낮지만 1인당 1차 에너지 공급은 미국 다음으로 많다. 1인당 전기소비 역시 미국 다음으로 많다. 그 결과 1인당 이산화탄소 발생량도 미국 다음으로 높다. GDP(ppp) 당 1차 에너지 공급량은 미국을 포함하여 이들 국가 중 가장 높다.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
일본	274.9	409.2	421.1	435.3	437.0	422.3
한국	198.1	221.1	227.4	228.6	234.1	232.8
독일	202.9	203.1	199.0	199.6	207.3	196.5

(백만toe)



미국을 제외한 OECD 국가 상위 3개국인 일본, 한국, 독일인데, 독일은 2009년 에너지순수입량이 202.94백만toe로 한국(198.1백만toe)보다 많았지만 지금은 한국이 독일을 앞질렀다. 일본은 후쿠시마 원전 사고 이전인 2010년부터 에너지 순수입량이 급증했지만 최근 들어 감소세를 보이고 있고 한국은 2010년부터 독일을 앞질러서 상승세를 보이다가 2014년에 줄어 들었다. 독일은 2013년을 제외하고 지속적인 감소세를 보이고 있다.

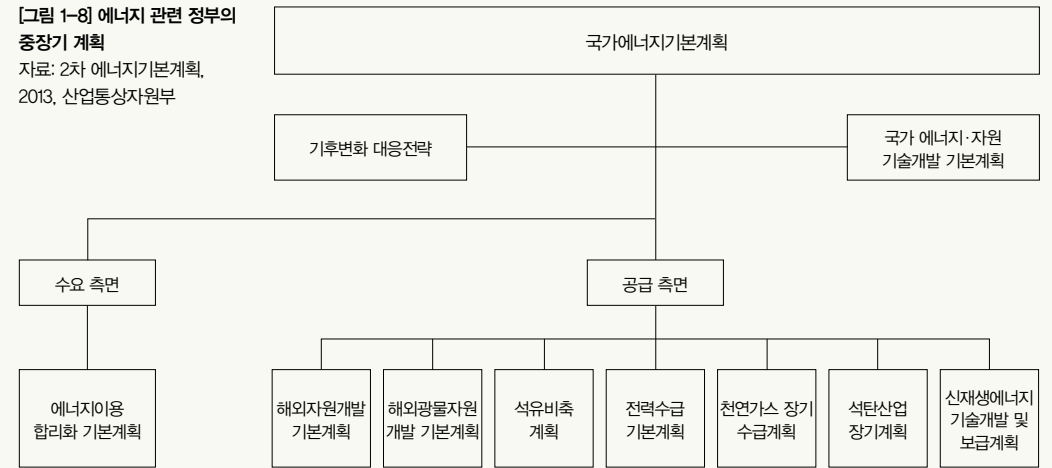
이 세 나라 중에서 2014년 1인당 GDP(ppp)는 한국이 33,659달러(2010USD)로 가장 낮다. 일본은 34,905달러이고 독일은 42,455달러이다. 하지만 1인당 1차 에너지소비는 한국이 5.32톤(toe, 석유환산톤)으로 가장 높다. 일본은 3.48톤, 독일은 3.78톤이다. 1인당 전기소비 역시 한국이 가장 높는데, 10,564킬로와트시(kWh)이다. 일본은 7,829킬로와트시, 독일은 7,035킬로와트시이다. 1인당 탄소배출량 역시 이들 세 나라 중 한국이 가장 높다.

제2절 국내 에너지수급 정책

1. 국내 에너지 수급 계획

한국의 에너지 정책은 에너지 수급계획으로 표현된다. 에너지법에 의한 국가에너지 기본계획은 20년 장기계획을 5년마다 수립하고 그 하위 계획은 매 2년마다 수립한다. 전력수요를 예측하고 어떤 발전원의 발전소를 언제, 어디에 건설할 것인지를 세우는 세부 계획은 전기사업법에 의해 15년 중기 계획으로 전력수급기본계획에서 결정한다.

[그림 1-8] 에너지 관련 정부의 중장기 계획
자료: 2차 에너지기본계획, 2013, 산업통상자원부



5년마다 작성되는 에너지기본계획에서 에너지정책의 방향과 에너지원별 구성 등의 큰 그림을 그리고 2년마다 작성되는 전력수급기본계획에서 구체화된다. 2013년에 수립된 2차 에너지기본계획에서 2대 비전과 5대 정책 목표가 제시되었다. 처음으로 '수요관리 중심의 에너지 정책 전환'이 첫 번째 정책 목표로 제시되었다. 하지만 세부 내용에서는 여전히 에너지 다소비 국가를 전망하고 있다. 본 계획에서는 2011년부터 2035년까지 최종에너지 수요가 205.9백만toe에서 254.1백만toe로 연평균 0.88%씩 증가할 것으로 가정하였으며, 전력수요 전망(BAU)은 현재 미국 수준을 뛰어 넘을 것으로 전제하였다.

이 계획에 이어 하위 계획인 7차 전력수급기본계획이 2015년에 수립되었다. 2029년까지의 계획이다. 전력수급기본계획은 전기사업법에 근거해서 세워진다. 전력거래소의 중장기 전력수요 예측을 바탕으로 장기 전력수요를 전망하고 전기사업자의 건설의향을 바탕으로 전기설비 시설계획 수립을 한다. 한편 산업부가 제출한 수요 전망 시설 계획을 분야별 전문가로 구성된 2개의 실무소위원회의 검토를 거쳐 실무소위원회별 보고서를 설비계획과 수요계획으로 작성한다. 마지막으로 공청회를 통해 의견을 수렴하고 전력정책심의회 심의를 거쳐 기본계획을 확정하여 공고한다.

2015년 수립된 이 계획에 의해 2029년까지 11기의 신규 원전계획과 20기의 석탄발전계획이 추진되고 있다.

구분	발전소	용량(MW)	준공 예상연도	지역별 용량(MW)	
건설중 11기	당진	9호기	1,020	충청남도(6,140)	
		10호기	1,020		
	태안	9호기	1,050		
		10호기	1,050		
	신보령	1호기	1,000		
		2호기	1,000		
	삼척그린	1호기	1,022		강원도(3,234)
		2호기	1,022		
	북평	1호기	595		
		2호기	595		
여수	1호기	350	전라남도(350)		
합	11기	9,724			
계획중9기 (미착공4기, 건설공정률10% 미만 5기)	당진에코	1호기	580	충청남도(2,160)	
		2호기	580		
	신서천	1호기	1,000	2019	
	고성하이	1호기	1,040	2020	경상남도(2,080)
		2호기	1,040	2021	
	강릉 안인	1호기	1,040	2021	강원도(4,180)
		2호기	1,040	2021	
	삼척화력	1호기	1,050	2021	
2호		1,050	2021		
합	9기	8,420			
총합	20기	18,144			

〈표 1-9〉 건설, 계획 중인 석탄발전 20기(2016년 현재)
자료: 7차 전력수급기본계획, 정부합동 미세먼지 관리 특별대책 확정·발표

〈표 1-10〉 폐쇄 계획 확정된 노후 석탄발전소
자료: 7차 전력수급기본계획 재구성

	규모(MW)	상업가동	현재 가동연수(년)	폐지시점
삼천포	560	1983	34	2020
삼천포	560	1984	33	
영동	125	1973	44	2017
영동	200	1979	38	
호남	250	1973	44	2021
호남	250	1973	44	
서천	200	1983	34	2018(가반영)
서천	200	1983	34	
보령	500	1983	34	2025
보령	500	1984	33	
총합	3,345			

이전 정부에서 미세먼지 논란으로 노후 석탄발전소 폐쇄를 결정한 바 있다. 이 중 서천석탄발전소는 이미 7차 전력수급기본계획에 폐쇄 계획이 있던 발전소이고, 나머지 9기는 폐쇄 계획이 없었지만 폐쇄하기로 결정한 것이다. 문재인 정부에서는 이들 10기(3,345MW)의 노후석탄발전소를 임기 내인 2021년까지 폐쇄하겠다고 밝혔다.

7차 전력수급기본계획상 확정된 추가 11기의 원전 중 5기가 건설 중이고 6기가 아직 착공에 들어가지 않았다. 건설 중인 원전 중 신고리 4호기와 신한울 1,2호기는 공정률 90%를 넘었지만 신고리 5,6호기는 2016년 6월 말 건설허가를 받아 총 공정률(행정절차, 주기기계약 등)은 30%가 되지 않고, 건설 공정률은 현재 10% 미만이다.

2016년 6기의 석탄발전소가 건설되어 운영 중인 석탄발전소는 총 59기이다. 현재 건설 중인 석탄발전소는 신서천, 고성하이까지 총 8기이다. 강릉 안인 석탄화력은 부지매입단계에 있다. 이를 포함해서 아직 착공하지 않는 석탄발전소는 6기이다.

현재 한국에서 가장 큰 환경이슈는 미세먼지 문제인데, 석탄발전소는 미세먼지 직접 배출량은 적지만 황산화물과 질소산화물로 인한 2차 생성물의 비중이 크기 때문에 미세먼지 감소를 위해 신규 석탄발전소 폐지 주장에 힘이 실리고 있다. 특히, 기존 석탄발전소와 신규 석탄발전소가 중부지방인 충남과 강원도에 집중되어 있어 수도권 미세먼지 악화에 영향을 끼치고 있다는 평가다.

문재인 대통령은 공정률 10% 미만인 건설 중 석탄발전소를 포함한 신규 석탄발전소의 취소와 노후석탄발전소의 일시적인 가동 중단을 공약으로 제시했다. 그 첫 번째 조치로 2017년 6월 1일부터 한 달간 8기의 노후석탄발전소가 일시 가동 중단(셧다운)에 들어갔다. 호남석탄발전소 2기는 지역 전력수급 사정상 셧다운 조치에서 제외되었다.

**5년마다 작성되는 에너지기본계획에서
에너지정책의 방향과 에너지원별
구성 등의 큰 그림을 그리고 2년마다 작성되는
전력수급기본계획에서 구체화된다.
처음으로 '수요관리 중심의 에너지 정책 전환'이
첫 번째 정책 목표로 제시되었다.
하지만 세부 내용에서는 여전히 에너지
다소비 국가를 전망하고 있다.**

년도	6차, 7차 확정설비 반영
2014	신고리#3(9월,1400MW)
	신고리#4(9월,1400MW)
2015	신월성#2(7월,1000MW)
2018	신한울#1(4월,1400MW)
	신한울#2(4월,1400MW)
2021	신고리#5(3월,1400MW)
2022	신고리#6(3월,1400MW)
	신한울#3(9월,1400MW)
2023	신한울#4(9월,1400MW)
2026	천지#1(12월,1500MW)
2027	천지#2(12월,1500MW)
2028	천지 또는 대진(1,500MW)
2029	천지 또는 대진(1,500MW)
합계	18,200MW(13기)

〈표 1-11〉 건설, 계획 중인 원전 11기
 자료: 제 5차, 6차 전력수급기본계획, 7차 국회 보고자료 재구성(신고리 7,8호기와 천지 1,2호기는 서로 대체)

6차 전력수급기본계획에서 신고리 7, 8호기 건설 계획이 있었지만 7차 전력수급기본계획에서는 삭제되고 대신 영덕 신규원전 부지에 천지 1,2호기 계획이 세워졌다. 사실상 신고리 7,8호기가 천지 1,2호기로 대체되었다. 문재인 대통령은 ‘탈원전 친환경 대체에너지 정책’ 공약에서 수명연장 가동하고 있는 월성 1호기 폐쇄와 신고리 5,6호기 건설 중단 공약을 발표했다. 지난 6월 19일 진행된 고리1호기 영구정지 신고식에 참석한 문재인 대통령은 “그동안 우리나라의 에너지정책이 발전단기만을 고려하고 국민안전이나 지속가능한 환경 등은 경시하였다”고 주장하면서 현재의 경제상황과 원전과 환경에 대한 국민인식의 변화, 지진의 발생빈도 증가 등을 근거로 탈원전 필요성을 강조하였다.³

3 레디앙 기사 2017. 06. 19

〈표 1-12〉 원전 설계수명 만료일
 자료: 원자력발전백서

2029년까지 폐로 예정 원전 총 12기
 9,715.7MW
 2035년까지 폐로 예정 원전 총 14기
 11,715MW

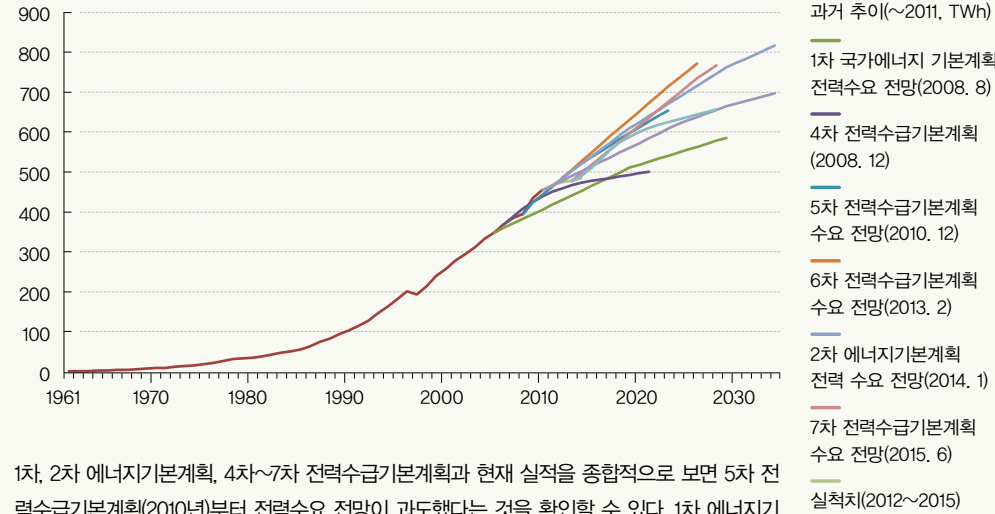
기수	발전소명	용량(MW)	착공일	건설허가일	운영허가일(최초입계일)	상업운전 개시일	설계수명 만료일
1	고리 1호기	587	'70. 9.25	'72. 5.31	'72. 5.31 ('77. 6.19)	'78. 4.29	'07.6.18
		* 계속운전 승인('07.12.11), 허가기간('07.6.19~'17.6.18, 10년간)					
2	월성 1호기	679	'76.11.17	'78. 2.15	'78. 2.15 ('82.11.21)	'83. 4.22	'12.11.20
3	고리 2호기	650	'77. 3. 1	'78.11.18	'83. 8.10	'83. 7. 25	'23. 8. 9
4	고리 3호기	950	'78. 2.11	'79.12.24	'84. 9.29	'85. 9.30	'24. 9.28
5	고리 4호기	950	'78. 2.11	'79.12.24	'85. 8. 7	'86. 4.29	'25. 8. 6
6	한빛 1호기	950	'80. 3. 5	'81.12.17	'85.12.23	'86. 8.25	'25.12.22
7	한빛 2호기	950	'80. 3. 5	'81.12.17	'86. 9.12	'87. 6.10	'26. 9.11
8	한울 1호기	950	'81. 1.12	'83. 1.25	'87.12.23	'88. 9.10	'27.12.22
9	한울 2호기	950	'81. 1.12	'83. 1.25	'88.12.29	'89. 9.30	'28.12.28
10	한빛 3호기	1,000	'89. 6. 1	'89.12.21	'94. 9. 9	'95. 3.31	'34. 9. 8
11	한빛 4호기	1,000	'89. 6. 1	'89.12.21	'95. 6. 2	'96. 1. 1	'35. 6. 1
12	월성 2호기	700	'91.10. 9	'92. 8.28	'96.11. 2	'97. 7. 1	'26.11. 1
13	한울 3호기	1,000	'92. 5.27	'93. 7.16	'97.11. 8	'98. 8.11	'37.11. 7
14	한울 4호기	1,000	'92. 5.27	'93. 7.16	'98.10.29	'99.12.31	'38.10.28
15	월성 3호기	700	'92. 9.18	'94. 2.26	'97.12.30	'98. 7. 1	'27.12.29
16	월성 4호기	700	'92. 9.18	'94. 2.26	'99. 2. 8	'99.10. 1	'29. 2. 7
17	한빛 5호기	1,000	'96. 9.24	'97. 6.14	'01.10.24	'02. 5.21	'41.10.23
18	한빛 6호기	1,000	'96. 9.24	'97. 6.14	'02. 7.31	'02.12.24	'42. 7.30
19	한울 5호기	1,000	'99. 1. 4	'99. 5.17	'03.10.20	'04. 7.29	'43.10.19
20	한울 6호기	1,000	'99. 1. 4	'99. 5.17	'04.11.12	'05. 4.22	'44.11.11
21	신고리 1호기	1,000	'05. 1.17	'05. 7. 1	'10. 5.19	'11. 2.28	'50. 5.18
22	신고리 2호기	1,000	'05. 1.17	'05. 7. 1	'11.12. 2	'12. 7.20	'51.12. 1
23	신월성 1호기	1,000	'05.10. 1	'07. 6. 4	'11.12. 2	'12. 7.31	'51.12. 1
계		20,716					

7차 전력수급기본계획에는 2029년까지 수명만료 원전 중에서 폐쇄 계획이 확정된 것은 고리원전 1호기이다. 2007년 한 차례 10년간 수명연장 결정이 되어 가동되어 왔는데 2017년 6월 18일이 폐쇄일이다. 그 다음으로 10년 수명연장 가동 중인 월성 1호기가 2022년이 수명 만료일이지만 폐지계획은 없다. 고리 1호기, 월성 1호기를 포함해서 2029년까지 총 12기 원전(9,716MW)의 수명이 만료될 예정이지만 7차 전력수급기본계획에서 폐지계획은 고리원전 1호기만 있다. 문재인 대통령은 원전의 수명연장 금지를 법제화하겠다고 공약했다.

2. 국내 에너지 수급 계획 주요 이슈

가. 과다 수요 전망

한국이 에너지 순수입량이 많음에도 불구하고 에너지 효율이 높지 않으면서 다른 나라와 비교했을 때 1인당 1차 에너지공급량과 1인당 전기소비량이 높다. 최종에너지에서 전력비중도 산업 원료를 제외한 통계를 보면 25.5%로 높은 편이다. 그럼에도 불구하고 추가적으로 석탄발전과 원전 비중을 늘리려고 하는 이유는 앞으로 더 많은 에너지와 전기를 소비할 것으로 전망하기 때문이다. 하지만 과거 에너지기본계획과 전력수급기본계획에서 수요전망이 과도하게 추정되었다는 문제점이 제기되고 있다.



1차, 2차 에너지기본계획, 4차~7차 전력수급기본계획과 현재 실적을 종합적으로 보면 5차 전력수급기본계획(2010년)부터 전력수요 전망이 과도했다는 것을 확인할 수 있다. 1차 에너지기본계획 역시 현재 실적치보다는 높다. 2010년 이후로 수립된 에너지기본계획과 전력수급기본계획의 전력수요 전망은 실적치와 더 큰 차이를 보이고 있다. 현 실적치는 2008년 당시 수립한 4차 전력수급기본계획의 전망치 패턴에 근접하고 있다. 높은 증가율이 계속 유지되는 것이 아니라 증가율이 둔화되기 시작한 것이다.

〈표 1-13〉 7차 전력수급기본계획상 전력수요 증가율 전망과 실적치
 자료: 한국전력통계속보 2016.12

구 분	2015년	2016년
7차 전력수급기본계획(2015) 기준 전력수요 증가율 전망	4.3	4.6
7차 전력수급기본계획(2015) 목표 전력수요 증가율 전망	2.5	4.1
전력수요 실적치	1.3	2.8
산업용 전력수요 실적치	0.4	1.9

(%)

7차 전력수급기본계획에서는 당해 연도 전력수요 증가율 전망도 크게 벗어났다. 2014년 전력 판매량 증가율이 0.6%였는데 정책변화가 없다는 전제하의 2015년 기준수요 증가율이 4.3%로 늘어날 것이라고 했다. 당해 연도에 큰 정책 변화가 있을 수 없으므로 정책 변화가 없다고 가정했을 때의 전망인 기준수요(BAU)와 목표수요가 비슷해야 하는데 둘 간의 차이가 컸고 목표수요조차 실적치의 두 배 가량으로 높았다. 다음해인 2016년 전망치도 크게 벗어나서 증가율 기준 전망치는 4.6%이고 목표 전망치는 4.1%였지만 실제로는 2.8% 증가율에 그쳤다.

그 동안 에너지기본계획의 에너지수요 전망은 에너지경제연구원에서 수행하고, 전력수급기본계획의 전력수요 전망은 전력거래소에서 수행해 왔다.⁴ 8차 전력수급기본계획은 2016년 수립 예정이었지만 2017년으로 미뤄졌다. 석탄과 원전설비를 줄이겠다는 정부가 들어선 상황에서 과다 수요전망 논란이 8차 전력수급기본계획에서 어떻게 반영될 지가 관건이다.



© Tyler Olson / Shutterstock.com

4 에너지연구원이 2016년 수행한 에너지 및 전력 수요 연구에서는 전력수요 전망치와 GDP 증가율 전망치가 현실을 반영하여 과거에 비해 낮은 수준으로 예측하고 있다.

나. GDP 증가율 전망치

에너지기본계획과 전력수급기본계획에서 에너지와 전력수요 전망을 위한 기본 요소는 인구, 산업구조, 유가, GDP 전망 등이다. 현재와 같은 에너지다소비 산업구조가 변함없고 유가가 낮으면서 GDP 성장률 전망이 높으면 에너지와 전력소비도 증가할 것이라고 전망하는 것이다.

GDP 성장률 예측은 KDI(한국개발연구원) 전망치를 사용한다. 그런데 아래 표에서 보듯이 물가상승을 우려하는 한국은행의 GDP 성장률 예측과 KDI의 GDP 성장률 예측은 통상 다음을 알 수 있다. KDI 전망치가 한국은행 전망치보다 높게 나타나는 경향이 있다. 이는 KDI 수치를 사용할 경우 전력수요 과다 예측 가능성이 있음을 시사한다.

구분	2012	2013	2014	2015	2020	2024	2027	연평균 ('12~'27, '29)
5차 ('10)	4.3	4.2	-	4.1	3.8	2.9	-	3.6 ('12~'27)
6차 ('13)	2.2	3.0	4.3	4.5	3.5	3.1	2.7	3.5 ('12~'27)
7차 ('15)	-	-	3.1	3.5	3.3	-	2.5	3.06 ('14~'29)
실적	2.3	2.8	3.1	2.7				
한국은행 ('13.1)	2.0	2.8	3.8	3.4				

〈표 1-14〉 5~7차 전력수급기본계획 상 GDP 증가율(KDI)과 한국은행 전망치, 실적치
자료: 5차~7차 전력수급 기본계획, 한국은행 발표자료 재구성

한편, GDP 증가율에 따라 에너지와 전력수요가 비례해서 증가할 것이라고 보는 점에 대해서는 문제 제기가 있다. 에너지통계연보에서 확인했듯이 2010년대에 들어 GDP와 에너지 소비 사이에는 탈동조화(디커플링)가 진행되고 있음을 확인할 수 있다. 제조업 비중이 높고 그 중에서도 에너지다소비 산업의 비중이 높은 산업구조가 유지되는 한 GDP 증가와 에너지, 전력소비 증가가 같은 방향으로 움직일 것이라고 보는 전망이 합리적일 수 있다. 하지만 GDP 증가율 전망치가 실적치보다 지속적으로 과다 예측되는 상황에서는 미래 에너지 소비 전망에 대해서도 좀 더 신중한 접근이 필요해 보인다.

한편, GDP 증가율에 따라 에너지와 전력수요가 비례해서 증가할 것이라고 보는 점에 대해서는 문제 제기가 있다.

다. 산업구조 전망

산업구조 전망이 중요한 이유는 한국 에너지소비의 상당량이 산업부문(62.5%)이고 이 중 제조업이 86.1%, 제조업 중 에너지다소비 산업의 에너지 소비 비중이 89%로 높기 때문이다. 산업구조 전망에서 제조업 비중에 어떤 변화가 있을지, 제조업 내에서 에너지다소비 산업 비중의 변화가 얼마나 될 지에 따라 산업구조 변화를 전망할 수 있다.

한국은행 및 산업연구원 등에서 중장기 산업구조를 전망하는 과정에서 GDP 증가율을 전제로 GDP를 구성하는 개별 업종의 생산량과 매출 구성비가 현재와 크게 다르지 않을 것이라고 전제하고 있다. 산업구조가 크게 변하지 않은 상황에서 GDP가 증가하면 그에 따라 에너지 소비는 증가할 것으로 전망하게 된다. 건설업이 여전히 성장한다고 가정하면 배후산업이 철강과 시멘트 산업도 성장하고 에너지다소비산업 중심의 산업구조는 크게 변하지 않을 것이다. 현재 에너지다소비산업 중심의 산업구조가 크게 변하지 않고 유지될 것인지의 여부가 향후 에너지 수요와 전력수요 전망에 영향을 미친다.

〈표 1-15〉 산업별 총 생산 변화추이
자료: 산업구조의 중장기 전망과 시사점, 2006, 한국은행

	증감률(연평균)	구성비		
	2006~2020	2005	2010	2020
제조업	4.9	51.4	51.3	51.2
-전기전자	5.3	16.4	16.9	17.5
-수송장비	5.5	7.5	7.5	8.2
서비스업	5.3	36.2	37.4	38.2
-도소매	4.3	4.4	4.1	4.0
-운수보관	4.8	4.3	4.2	4.2
-음식숙박	3.5	2.6	2.4	2.1
-통신방송	9.3	3.2	5.2	5.9
-금융보험	6.0	4.2	4.6	4.9
-사업서비스	5.2	7.3	7.3	7.6
-기타서비스	4.2	10.3	9.6	9.3

(%)

	실적				기준성장			고성장			저성장		
	1990	1995	2000	2004	2010	2015	2020	2010	2015	2020	2010	2015	2020
농림어업	8.9	6.3	4.9	3.7	2.5	1.9	1.6	2.5	1.9	1.6	2.6	2.1	1.8
광업	0.8	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1
제조업	27.3	27.6	29.4	28.7	27.1	26.2	25.2	27.3	27.2	27.0	25.9	23.5	22.4
-경공업	7.9	6.5	6.1	4.5	3.7	3.1	2.7	3.7	3.2	2.9	3.6	2.9	2.5
-중화학공업	19.4	21.2	23.3	24.2	23.4	23.1	22.6	23.6	24.0	24.1	22.3	20.7	19.9
전기·가스·수도사업	2.1	2.0	2.6	2.4	2.4	2.3	2.2	2.4	2.2	2.1	2.5	2.5	2.5
건설업	11.3	11.6	8.4	9.3	9.2	8.9	8.5	9.1	8.7	8.3	9.5	9.7	9.6
서비스	49.5	51.8	54.4	55.5	58.7	60.6	62.3	58.5	59.8	60.9	59.3	62.0	63.6
-도소매및음식숙박업	13.0	11.1	10.8	9.5	8.8	7.8	7.1	8.3	6.8	6.0	8.9	8.2	7.6
-운수·창고·통신업	6.8	6.6	7.0	7.3	7.4	7.6	7.9	7.5	7.7	8.0	7.0	7.3	7.5
-금융·보험업	5.8	6.9	6.9	8.5	10.1	11.6	12.8	10.2	11.7	12.9	11.2	12.6	13.6
-부동산·서비스업	9.1	11.5	13.2	12.2	13.0	13.5	13.4	13.2	13.7	13.8	12.8	13.2	13.0
-공공행정·국방	5.2	5.3	5.7	6.1	6.2	6.0	5.7	6.0	5.5	4.5	6.3	6.3	6.3
-교육·서비스업	4.7	5.0	5.0	5.6	5.8	5.9	6.0	5.9	6.0	6.2	5.7	5.9	5.9
-보건·사회복지사업	1.9	1.9	2.4	3.0	3.8	4.6	5.6	3.8	4.7	5.8	3.9	4.8	6.0
-기타 서비스업	2.9	3.4	3.3	3.4	3.6	3.6	3.7	3.6	3.7	3.7	3.6	3.7	3.7
전산업(부가가치)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

(%)

2014년과 2015년 대표적인 에너지(전력)다소비 산업인 전기로 제강산업은 사상 최대의 마이너스 실적을 보였다. 금융감독원은 2015년 구조조정대상기업 35곳을 발표하면서 철강업종이 8곳으로 2014년 대비 7곳이 늘었다고 밝혔다. 2016년에는 조선업이 구조조정에 들어가는 등 에너지다소비 산업이 전반적으로 정체되거나 축소되고 있다. 현대경제연구원은 조선, 철강, 석유화학과 같은 에너지다소비 산업이 위축되는 요인으로 중국요인을 들고 있다.

에너지다소비 산업구조에 변화가 필요한 이유는 투입되는 에너지에 비해 부가가치 생산이 낮기 때문이다. 국가별 에너지지표 비교에서 한국의 1인당 GDP 대비 1인당 에너지와 전력소비가 높은 것을 1점에서 확인할 수 있었는데, 에너지다소비 산업의 부가가치 비중이 낮기 때문이다.

〈표 1-16〉 산업별 국내총생산(경상부가가치 기준) 비중변화 추이

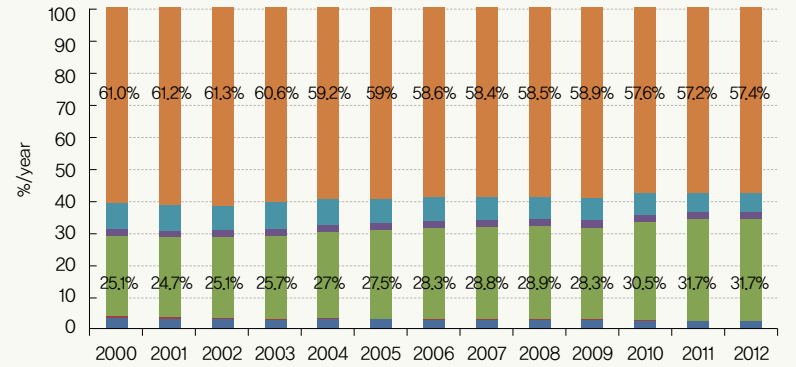
자료: 한국산업의 발전비전, 2005, 산업연구원

[그림 1-10] 산업별 부가가치 비중과 제조업 세부업종별 부가가치 비중

자료: 지속가능성 관점에서의 산업구조 변화 분석, 환경정책평가연구원

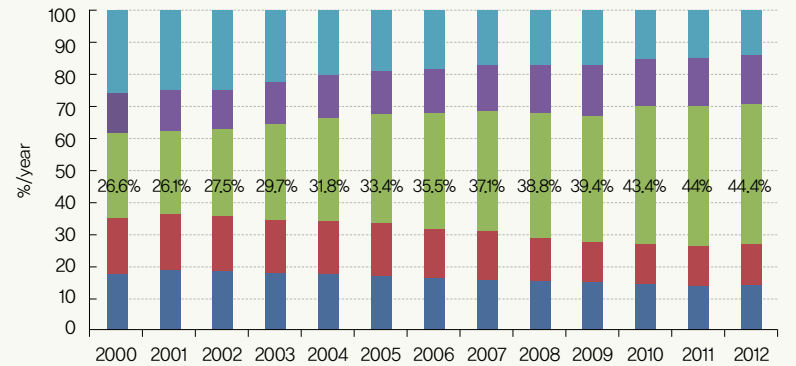
범례

- 농림어업
- 광업
- 제조업
- 전기, 가스, 수도사업
- 건설업
- 서비스업



범례

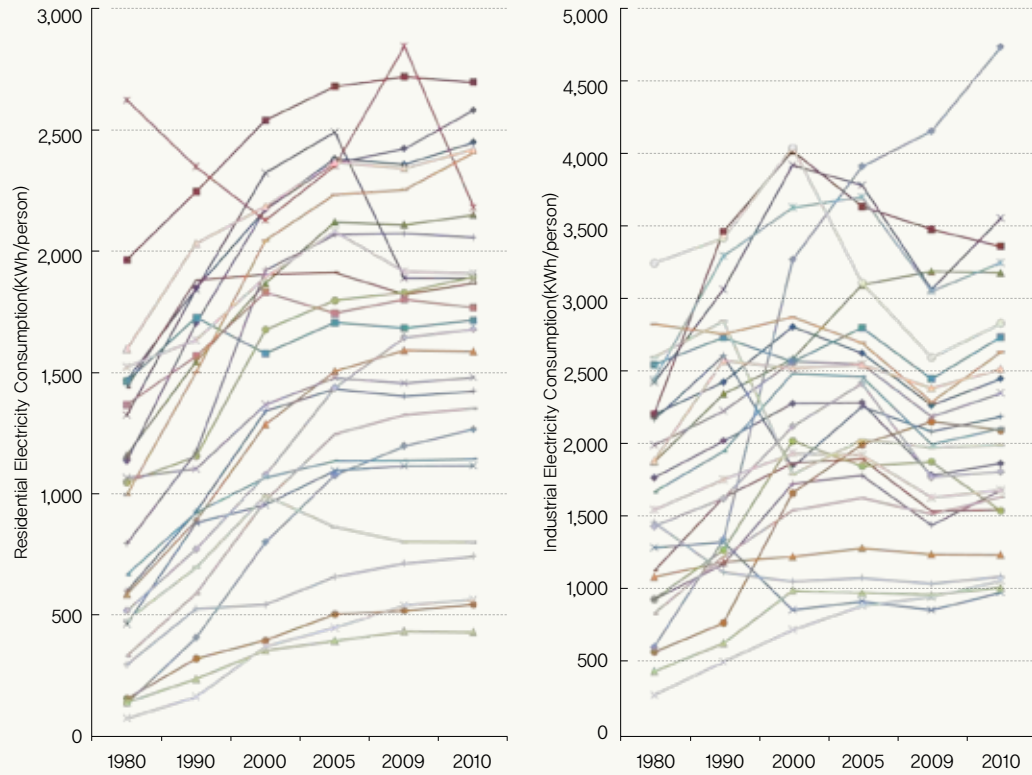
- 석유화학
- 금속
- 기계전자
- 운송장비
- 기타 제조업



환경정책평가연구원 2013년 '지속가능성 관점에서 산업구조 변화 분석'을 보면 최종에너지의 86.1%를 쓰는 제조업의 2010년 부가가치 비중이 31.7%밖에 되지 않는 것을 볼 수 있다. 제조업이 사용하는 최종에너지의 79%를 쓰는 에너지다소비 산업인 석유화학과 1차 금속업종의 부가가치는 둘을 합쳐도 30%에 미치지 못한다. 이 보고서에는 주요 유럽국가들(독일, 영국, 프랑스, 네덜란드, 오스트리아)의 제조업 부가가치 창출률이 23.7~32.3%인 것에 비해 한국은 20.6%로 낮은 점도 지적하고 있다.

라. 제조업 전기 열소비 증가와 산업용 전기요금의 상대가격

인당 1차 에너지와 전기소비가 높은 이유는 에너지다소비 산업의 비중이 높은 산업구조 때문이다. 특히, 산업부문의 전기소비 비중은 최종에너지의 54.9%로 높은 편이다. 세계 평균 최종 에너지에서 전력 비중은 2014년 기준 42.5%이다(IEA).



OECD 국가별로 가정용 1인당 전기소비 추이와 산업용 1인당 전기소비 추이를 비교해 보면 한국의 1인당 가정용 전기소비 추이는 2010년에 중하위권을 보이는데 산업용 1인당 전기소비 추이를 보면 2010년에 급격한 증가를 보이고 OECD 국가 중에 가장 높은 값을 나타낸다.

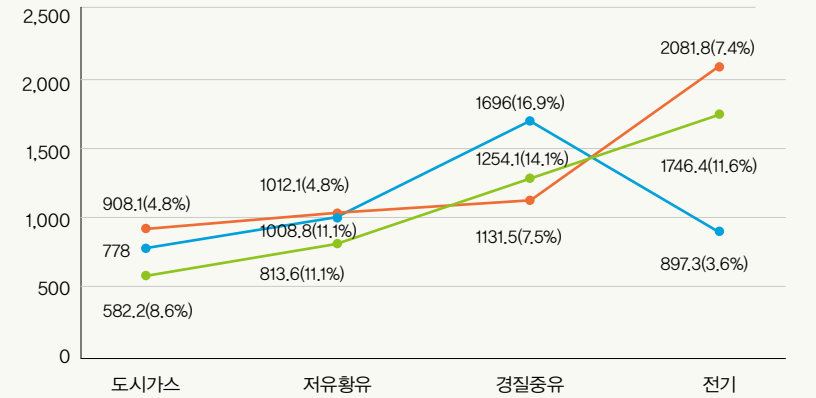
[그림 1-12] 1차 에너지와 산업용 전기가격 비교(2011)

자료: IEA Energy Prices and Taxes 2012, 3rd quarter, 조영탁 & 김창섭, Paradox of Fossil Fuels, 재인용



2010년에 산업용 전기소비가 급증한 이유 중 하나는 2010년 시작한 현대제철을 비롯한 전기로 제강 업체들의 증가다. 현대제철은 산업용 전기소비량이 가장 높은 업체로 광주시나 대전시가 소비하는 전기량보다 더 많은 전기를 소비한다.

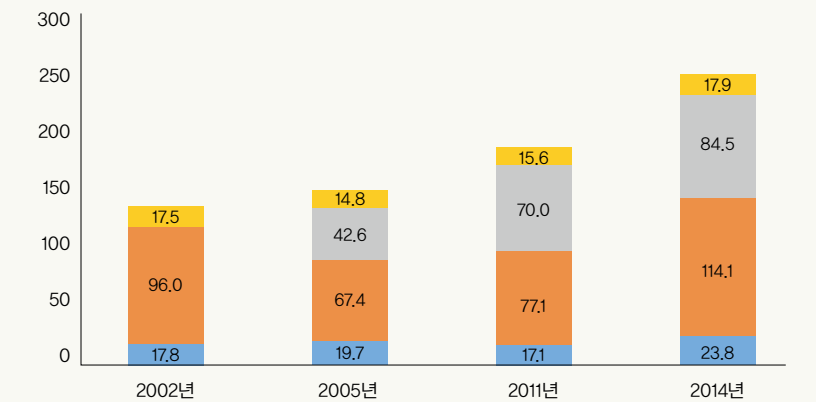
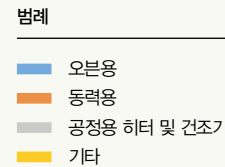
우리나라 1인당 산업용 전기소비가 높은 이유는 산업용 전기요금이 외국에 비해 저렴하기 때문이다. OECD EU 국가들의 산업용 전기요금과의 상대가격은 2008년 40.8%까지 떨어졌다. 뿐만 아니라 1차 에너지와의 상대가격도 전기요금이 더 싸다.



1차 에너지보다 낮은 전기가격은 시장에 잘못된 신호를 주게 되어 전기의 열소비가 증가하게 된다. 전통적인 방식의 발전과정이 1차 에너지인 화석연료를 태워서 열을 얻어 보일러로 물을 끓여 발생한 증기로 터빈을 돌려서 만든다. 이미 1차 에너지를 투입해서 그 중 40% 미만의 에너지전환 효율로 전기를 생산했는데 이렇게 생산된 전기를 다시 열을 사용하는데 쓰게 되면 에너지사용 효율이 낮아지게 된다.

[그림 1-13] 제조업용 설비별 전기소비량 변화(2001~2013, 단위:TWh)

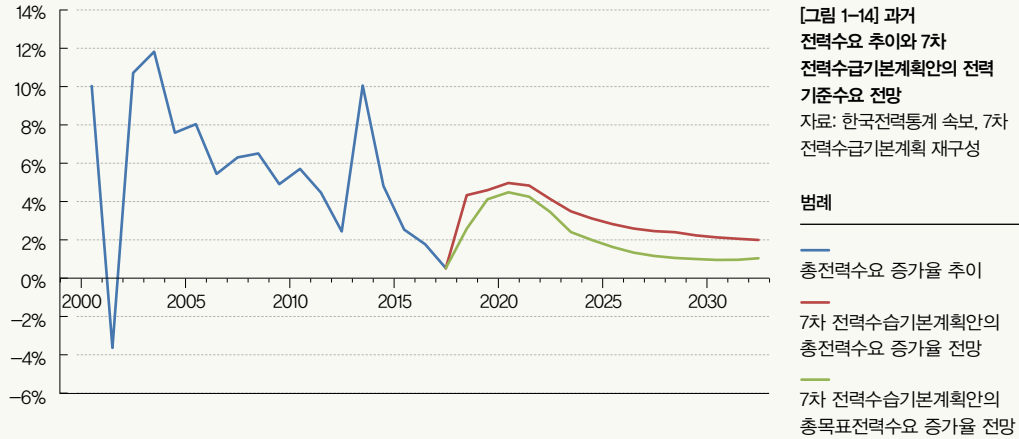
자료: 에너지총조사 보고서 2002, 2005, 2011, 2014, 에너지경제연구원, 산업자원부, 지식경제부, 산업통상자원부



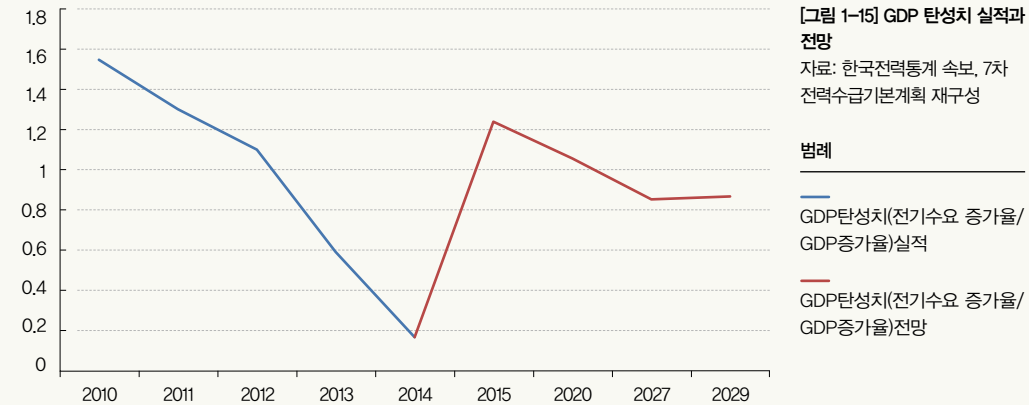
한국 산업부문 중에서 제조업, 즉 공장에서 사용하는 설비별 전기사용을 보면 전기의 열사용인 산업공정에서의 히터 및 건조기에서 사용되는 전기소비가 꾸준히 증가하고 있음을 확인할 수 있다. 2014년에는 제조업 전기소비량의 45.1%가 오븐과 히터, 건조기에 사용되었다.

마. 7차 전력수급기본계획

가장 최근 수립된 정부 에너지 계획은 2015년 7차 전력수급기본계획이다. 앞서 밝힌 것처럼 과도한 전력소비 전망을 기반으로 기저발전인 원전과 석탄발전 계획을 늘린 계획이다. 수요예측에서 세 가지 설명하기 어려운 부분이 발견된다.



실제로는 2015년과 2016년 전력소비는 각 1.3%, 2.8% 증가에 그쳤다. 두 번째로 탄성치(전기수요 증가율/GDP 증가율)가 추세에 역행하는 것으로 전망했다.



GDP가 증가함에 따라 기술발전과 정책방향에 따라 에너지와 전력소비 증가는 둔화되거나 오히려 낮아질 수도 있다. 단위 GDP 증가율에 비해 단위 전력소비 증가율이 낮아지는 추세가 보이는 것이다. 한국 역시 그런 추세를 보여 왔는데, [그림 1-15]와 같이 7차 수급계획에서는 2029년까지의 탄성치 전망이 일관성을 보이지 않고 있다. 결과적으로 2028년과 2029년에 준공되는 신규원전 설비 계획이 7차 전력수급기본계획에서 추가되었다.

세 번째로, 동계 하계 최대수요 추세 역행이다. 최대전력수요는 여름과 겨울의 냉난방 전기소비로 발생한다. 1980~1990년대에는 일 년 중 최대전력소비가 발생하는 시기가 냉방기 가동 영향으로 여름이었지만, 2000년대 들어 겨울 전기난방기 사용으로 인해 최대전력소비(피크)는 여름과 겨울 두 번 발생하는 패턴으로 바뀌었다. 1980년대 9차례에 걸친 전기요금 인하 정책의 결과이다. 최근에는 전기난방 수요의 급증으로 겨울철 최대전력소비가 여름보다 더 높았다.

<표 1-17> 전력수급기본계획상 하계와 동계 최대전력수요(좌:7차, 우:6차)

구분	전력소비량 (GWh)	최대전력(MW)		구분	최대전력(MW)	
		하계	동계		하계	동계
2015	498,000	80,671	83,250	2013	78,998	80,374
2016	520,900	84,985	85,959	2014	81,657	82,309
2017	546,810	89,352	90,214	2015	83,532	84,658
2018	573,240	93,764	94,554	2016	86,919	86,499
2019	596,950	97,731	98,446	2017	91,031	89,694
2020	617,769	101,223	101,863	2018	94,694	92,699
2021	637,040	104,865	105,452	2019	98,621	96,243
2022	654,998	108,073	108,633	2020	102,205	100,809
2023	671,936	111,108	111,658	2021	105,852	104,714
2024	688,429	113,837	114,386	2022	109,476	108,528
2025	704,934	116,547	117,115	2023	113,065	111,913
2026	720,633	119,114	119,711	2024	116,602 (108.5)	114,442 (106.5)
2027	735,990	121,605	122,250	2025	120,078	116,982
2028	751,135	124,017	124,754	2026	123,450	119,345
2029	766,109	126,338	127,229	2027	126,740	121,684
				'13~'27	3.4	3.0

하지만 전기난방의 사용이 전기소비효율을 떨어뜨리는 소비 행태이므로 이를 개선하는 정책을 도입하는 것과 함께 기후변화 영향으로 인해 일 년 중 최대전력수요는 여름철에 발생하는 것으로 전망했다. 6차 전력수급기본계획에서는 2027년에 최대전력수요 발생시기가 동계에서 하계로 바뀌는 것으로 전망했다. 그런데 7차 전력수급기본계획에서 이 기조가 아무런 설명 없이 수정되었다. 2015년까지 동계 최대전력수요가 하계 최대전력수요보다 높았는데 2016년에는 하계 전력수요가 동계 전력수요보다 높아졌다.

연도	하계	동계
2013	74.01	76.52
2014	76.05	80.15
2015	76.91	78.79
2016	85.18	82.97

(단위: GW)

[표 1-18] 하계와 동계 최대전력 수요 실적(2013~2016)

자료: 실시간 전력수급현황, 전력거래소

현재 에너지다소비산업 중심의 산업구조가 크게 변하지 않고 유지될 것인지의 여부가 향후 에너지수요와 전력수요 전망에 영향을 미친다.



© Production Perig / Shutterstock.com

제2장 국내 재생에너지 현황과 잠재성 🐼

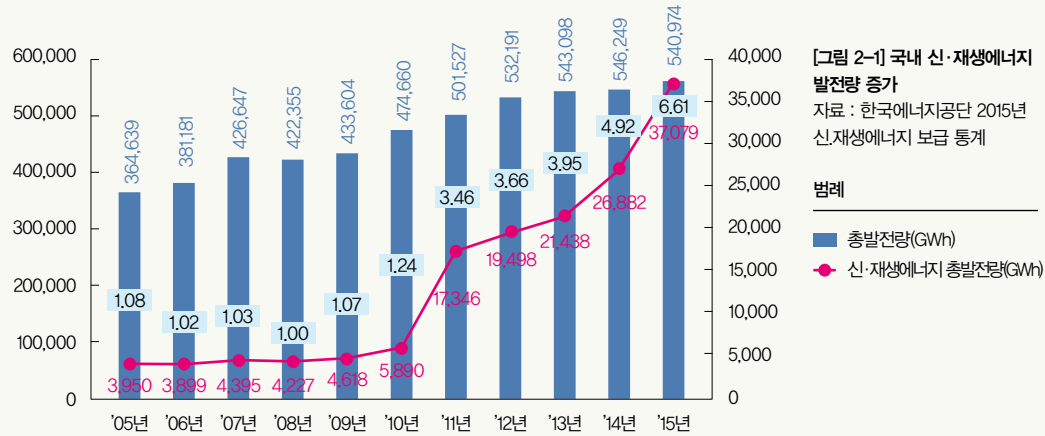
최근 들어 우리나라 신·재생에너지 보급 비중은 빠르게 커지는 추세이다. 국제에너지기구 기준을 따를 경우 우리나라 재생에너지 발전량 비중은 2015년 1.4%에 불과하다. 정부는 2014년 「제4차 신·재생에너지 기본계획」을 수립하여 2035년까지 1차 에너지의 11.0%를 신·재생에너지로 공급한다는 목표를 설정하였다. 국내 기술적 잠재량, 한 국환경정책평가연구원(KEI)에서 제시한 보급 잠재량, 독일의 재생에너지 잠재량 산정 사례 등을 고려하여 우리나라 재생에너지 잠재량을 추정해보았다.



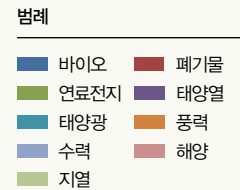
제1절 국내 재생에너지 보급 및 정책 현황

1. 재생에너지 보급현황

최근 신·재생에너지 보급 비중이 빠르게 증가하는 추세이다. 이것은 에너지수요와 전력수요 증가세가 둔화된 반면 신·재생에너지 보급량이 상대적으로 빠르게 증가하기 때문이다. 신·재생에너지 보급 통계에 따르면(2016년) 신·재생에너지 발전량은 2015년 6.6%로 증가하였다.

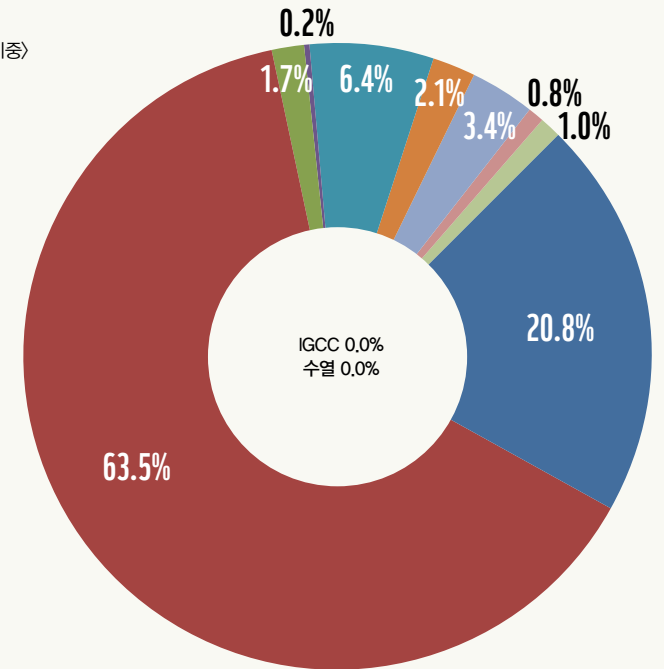


[그림 2-2] 국내 신·재생에너지 원별 발전량 비중
자료: 한국에너지공단 2015년 신·재생에너지 보급통계

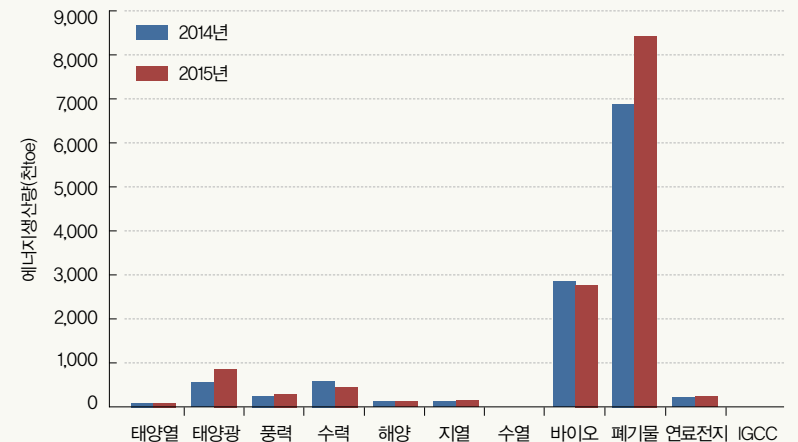


하지만 국제에너지기구(IEA) 기준에 따르면 한국의 재생에너지 발전량은 2015년 1.4%에 불과하여 OECD 34개국 중 최하위를 기록하고 있다. 이렇게 국내 신·재생에너지 발전량과 국제 기준이 차이가 나는 것은 재생에너지 정의와 분류가 국내 기준과 국제사회가 차이가 나기 때문이다. 국내 신·재생에너지는 신에너지와 재생에너지를 합친 개념으로 연료전지, IGCC, 수소 같은 새로운 에너지기술을 적용한 에너지 생산이 포함되고 또, 재생에너지 중에는 폐기물 비중이 63%로 매우 높는데 이 중에는 화석연료에서 기원한 부생가스, 정제연료유, 시멘트킬른 보조연료(폐타이어, 폐플라스틱 등) 등 생분해가 되지 않는 재생불가능한 폐기물이 상당 부분 포함되어 있다.

<원별 생산량 비중>



<전년대비 발전량 비교>



최근 신·재생에너지 보급량이 상대적으로 빠른 추세로 증가하고 있으나 국제 기준으로 국내 재생에너지 발전량 비중은 2015년 1.4%로 OECD 회원국 중 최하위 수준이다.

2. 재생에너지 국내정책

정부는 2014년 4차 신·재생에너지 기본계획을 수립한 바 있으며, 2035년까지 1차 에너지의 11.0%를 신·재생에너지로 공급하는 목표를 설정하였다. 2035년까지 연평균 증가율을 6.2% 예상하였다. 한편, 발전부문 목표를 보면 2035년까지 전체 전력량 중 13.4%를 신·재생에너지로 공급하는 목표를 설정하였다. 신·재생에너지 원별 공급량과 비중의 목표는 아래 표와 그림과 같다.

구분	2015		2020		2025		2035		연평균 증가율
	공급량	비중	공급량	비중	공급량	비중	공급량	비중	
태양열	67	0.6	220	1.4	934	3.9	2,853	7.9	20.6
태양광	648	6.1	1,805	11.1	3,214	13.3	5,110	14.1	10.9
풍력	350	3.3	1,831	11.3	3,008	12.5	6,616	18.2	15.8
바이오	1,372	12.9	2,859	17.6	4,708	19.6	6,493	17.9	8.1
수력	1,007	9.4	1,019	6.3	1,034	4.3	1,061	2.9	0.3
지열	118	1.1	412	2.5	1,103	4.6	3,074	8.5	17.7
해양	121	1.1	389	2.4	389	1.6	461	1.3	6.9
폐기물	6,988	65.5	7,670	47.3	9,869	40.2	10,597	29.2	2.1
계	10,672	100	16,205	100	24,077	100	36,264	100	

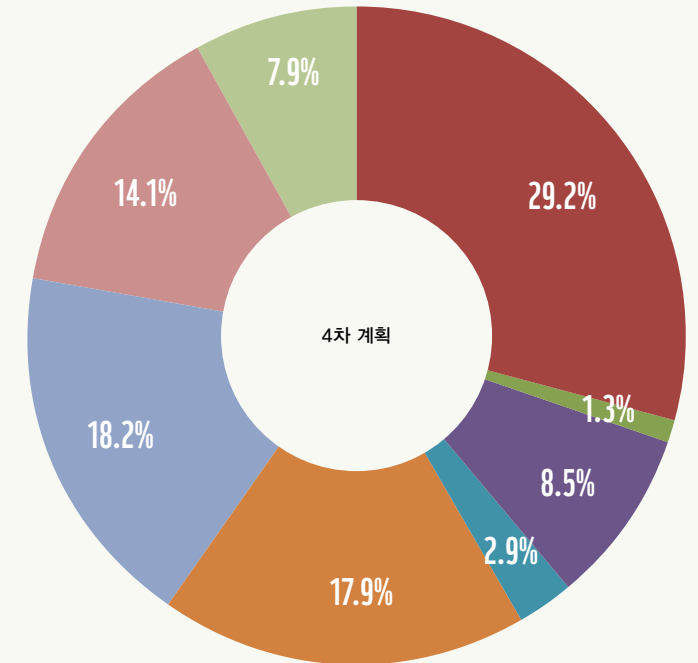
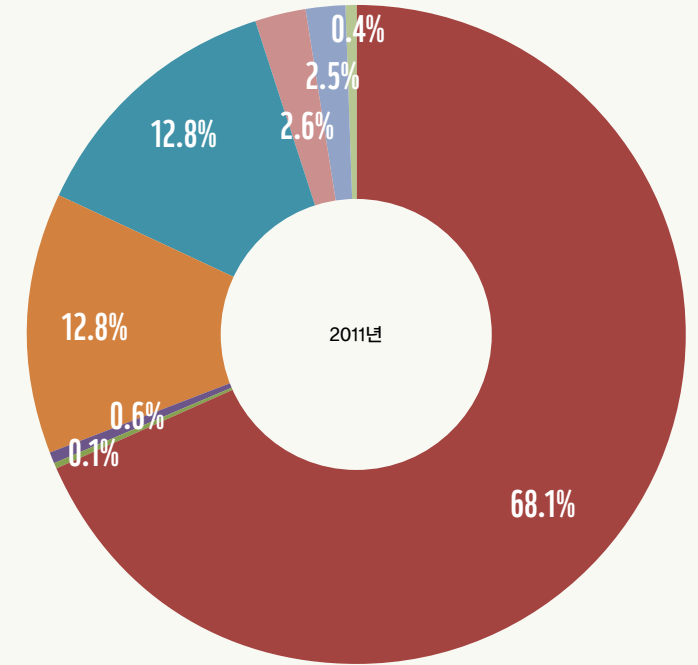
단위 : 천toe, %

〈표 2-1〉 1차 에너지 기준 신·재생에너지원별 보급 목표
 자료 : 에너지경제연구원, 2014, 제4차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 수립방안 연구

[그림 2-3] 일차에너지 원별 비중 변화(2011년도 및 4차 계획 비교)

범례

- 폐기물
- 지열
- 바이오
- 태양광
- 해양
- 수력
- 풍력
- 태양열



구분	2015		2020		2025		2035		연평균 증가율
	발전량	비중	발전량	비중	발전량	비중	발전량	비중	
태양광	3,016	8.0	8,397	13.2	14,949	19.1	23,767	22.4	10.9
풍력	1,628	4.3	8,516	13.4	13,989	17.9	30,774	29.0	15.8
바이오	945	2.5	1,094	1.7	1,094	1.4	1,094	1.0	0.7
수력	4,685	12.5	4,738	7.5	4,804	6.1	4,938	4.7	0.3
해양	564	1.5	1,810	2.9	1,810	2.3	2,144	2.0	6.9
폐기물	20,599	55.0	21,716	34.3	21,905	28.0	21,905	20.7	0.3
연료전지	3,923	10.5	10,797	17.0	13,316	17.0	15,146	14.3	7.0
IGCC	2,102	5.6	6,307	10.0	6,307	8.1	6,307	5.9	5.6
계	37,462	100	63,375	100	78,175	100	106,074	100	

단위 : GWh, %

〈표 2-2〉 4차 계획에서 신·재생에너지 원별 발전량 보급 목표

자료 : 에너지경제연구원, 2014, 제4차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 수립방안 연구

구분	2015		2020		2025		2035		연평균 증가율
	용량	비중	용량	비중	용량	비중	용량	비중	
태양광	2,221	24.6	6,184	34.6	11,010	43.4	17,504	44.6	10.9
풍력	732	8.1	3,588	20.1	5,884	23.2	12,785	32.6	15.4
바이오	173	1.9	193	1.1	193	0.8	193	0.5	0.5
수력	1,759	19.5	1,779	10.0	1,804	7.1	1,854	4.7	0.3
해양	260	2.9	835	4.7	835	3.3	1,025	2.6	7.1
폐기물	2,788	30.9	2,938	16.4	2,968	11.7	2,968	7.6	0.3
연료전지	781	8.7	1,450	8.1	1,788	7.0	2,034	5.2	4.9
IGCC	300	3.3	900	5.0	900	3.5	900	2.3	5.6
계	9,013	100	17,867	100	25,381	100	39,261	100	

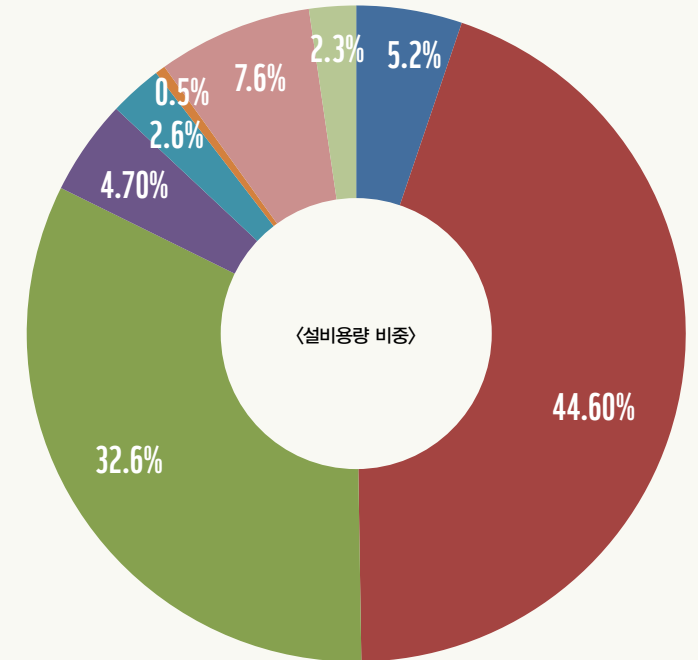
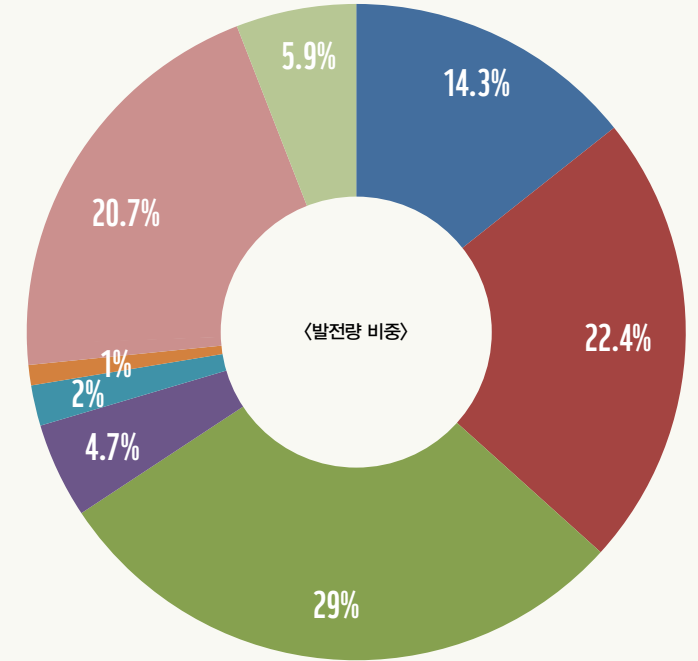
단위 : MW, %

〈표 2-3〉 4차 계획에서 신·재생에너지 원별 설비용량 보급 목표

자료 : 에너지경제연구원, 2014, 제4차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 수립방안 연구

[그림 2-4] 4차 신·재생에너지 기본계획의 2035년 발전부문 원별 비중 전망

범례
 연료전지 태양광
 풍력 수력
 해양 바이오
 IGCC 폐기물



제2절 국내 재생에너지 원별 잠재량 분석

1. 재생에너지 잠재량 정의

재생에너지 자원 잠재량(Potential)은 우리나라에 분포하는 재생에너지 자원량을 추정하기 위한 개념으로, 국내에서 재생에너지 자원 개발과 보급 계획 수립 시 기초자료로 활용되고 있다. 전국의 모든 재생에너지원에 대한 자원 잠재량은 한국에너지기술연구원 신·재생에너지자원센터가 정부로부터 위임을 받아 공식적으로 장기간 지속적으로 측정하고 평가해 오고 있다. 신·재생에너지자원센터는 잠재량을 이론적 잠재량, 지리적 잠재량, 기술적 잠재량으로 구분하여 정의하고 그 추정치를 주기적으로 보완, 발표하고 웹페이지에 게재해오고 있으며, 가장 최근 결과는 '2016년 신·재생에너지 백서'(산업통상자원부, 2016)에 수록하였다.

신·재생에너지자원센터는 2016년 신·재생에너지백서에서 재생에너지 잠재량을 아래와 같이 새롭게 정의한 바 있다.

구분	설명
이론적 잠재량 (Theoretical Potential)	우리나라 전체에 부존하는 에너지 총량 (예: 태양 에너지의 경우 1년 간 국토 총 면적에 도달하는 일사량)
지리적 잠재량 (Geographical Potential)	에너지 활용을 위한 설비가 입지할 수 있는 지리적 여건을 고려한 잠재량 (예: 지리적으로 활용할 수 없는 산지, 철도, 도로, 기타 설비제한구역(문화재보호구역, 환경보호지역 등)등을 제외한 지역에서의 잠재량)
기술적 잠재량 (Technical Potential)	현재의 기술수준(에너지 효율계수, 가동율, 에너지 손실요인 등을 고려)으로 산출될 수 있는 에너지 생산량 (예: 태양광 효율 16.00%, 태양열 37.45%)
시장 잠재량 (Market Potential)	보급확산을 위한 비용보조수단을 제외한 조건(완전경쟁시장환경)에서 적용가능한 잠재량으로 적용시점(현재 혹은 미래시점)에 대한 고려 필요 (기술 경쟁성, 환경성, 타 용도 대체 등을 고려)

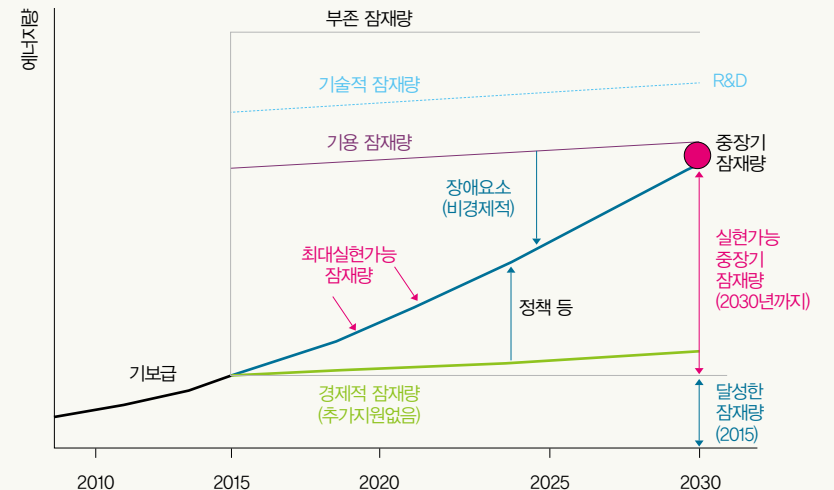
〈표 2-4〉 재생에너지 잠재량에 대한 정의
자료 : 한국에너지기술연구원 신·재생에너지자원센터, 2016 ; 산업통상자원부, 2016 신·재생에너지백서 수정

〈표 2-5〉 재생에너지 시장 잠재량에 대한 정의
자료 : 이창훈(2014), 산업통상자원부(2016)

출처	용어	설명
이창훈(2013)	보급가능 잠재량	정부지원, 생산(공급)능력, 수요 제약 등 현실적 제약 고려
2차 에너지기본계획	공급가능 잠재량	기술적 잠재량에 입지규제와 경제성을 고려한 잠재량
강용혁 외(2013)	시장 잠재량	에너지 수요, 기술경쟁, 가격, 지원정책, 적용 방해 인자 등 현재의 에너지 환경을 고려
강용혁 외(2016)*2016 신·재생에너지백서	시장 잠재량	보급 확산을 위한 비용보조수단을 제외한 조건(완전경쟁시장환경)에서 적용가능한 잠재량으로 적용시점(현재 혹은 미래시점)에 대한 고려 필요 (기술 경쟁성, 환경성, 타 용도 대체 등을 고려)

재생에너지 발전 잠재량은 정해진 값(상수)이 아니라 발전비용에 따라 바뀌는 변수로서, 발전 비용의 함수로 나타낼 수 있다(이창훈 외, 2014). 다음 그림에서 볼 수 있듯이 시간에 따라 기술 발전이 진행된다는 가정 하에 잠재량을 시간의 함수로 보는 시각도 있다.

[그림 2-5] 시간의 함수로서의 잠재량
자료 : 이창훈(2013) ; 이창훈(2014) 재인용



2. 신·재생에너지자원센터 산정 국내 재생에너지 잠재량

가. 신·재생에너지자원센터 산정 재생에너지 잠재량

한국에너지기술연구원 신·재생에너지자원센터에서 발표한 재생에너지 전체 잠재량을 요약하면 <표 2-6>과 같다. 센터는 이론적 잠재량, 지리적 잠재량, 기술적 잠재량으로 구분하여 재생에너지 잠재량을 제시하고 있다. 태양에너지의 경우 센터는 변환 효율이 높다는 근거로 태양열을 기준으로 설비용량과 에너지 생산량을 계산하였는데, 아래 표에서는 태양광을 기준으로 수정하였다. 센터는 재생에너지 잠재량을 일반인이 쉽게 이해하도록 설비용량 기준, 연간 발전량 기준, 석유환산톤 기준으로 각각 제시하고 있다. 태양광의 설비용량은 15.5%, 육상풍력의 설비용량 17.4%, 해상풍력의 설비용량은 33.4%로 적용되었다. 태양광 설비용량은 실제보다 약간 높게, 그리고 육상풍력의 설비용량은 상대적으로 낮게 설정되었다.

센터에서 제시하는 기술적 잠재량은 연간 최종에너지수요(2015년 213.9백만toe)의 약 2.6배, 총 발전량(2015년 528TWh)의 약 12배에 달한다.

구분	설비용량(GW)		연간발전량(TWh/년)		석유환산톤(천toe/년)		
	지리적	기술적	지리적	기술적	지리적	기술적	
태양	10,330	3,183	14,030	4,325	1,206,570	371,882	
풍력	육상	118	63.5	207	97	17,784	8,377
	해상	215.9	33.2	668	97	57,417	8,343
바이오	11	9	80	64	19,121	15,368	
폐기물	18	14	155	122	13,278	10,450	
지열	13,913	1,328	9,921	1,146	853,054	98,541	
수력	19	15	164	53	14,141	4,525	
해양에너지	627	52	5,529	465	475,903	40,070	
총 계	25,251	4,697	30,754	6,369	2,657,268	557,556	

<표 2-6>
신·재생에너지자원센터에서 산정한 재생에너지 잠재량
자료 : 한국에너지기술연구원 신·재생에너지자원센터, 2016 ; 산업통상자원부, 2016 신·재생에너지백서 수정

에너지기술연구원 신·재생에너지자원센터는 재생에너지 잠재량에 대한 연구를 장기간 총괄하고 있는데, 2016년 백서에는 시장 잠재량을 별도로 소개하지 않았다. 과거의 경우 시장 잠재량 혹은 보급 잠재량은 기술적 잠재량에 비해 그 값이 매우 큰 폭으로 감소한다. 4차 신·재생에너지기본계획을 수립하면서 수행한 연구에서 국내 재생에너지 시장 잠재량이 소개된 바 있다. 그 양은 태양에너지의 경우 기술적 잠재량의 1/288, 육상풍력은 1/5로 감소하였다.

기존에 평가된 국내 재생에너지 시장 잠재량은 재생에너지 발전량 비중을 30% 이상 높이기 어려울 정도로 그 수치가 낮았다. 지열, 수력, 해양에너지를 상당 수준 개발하더라도 총 재생에너지 설비용량은 118GW에 그쳤고, 태양광 시장잠재량 34.5GW는 현재 총발전량의 10%에도 미치지 못하는 수준이다. 시장 잠재량에 대한 이런 평가는 국내에서는 재생에너지 비중 확대가 어렵다는 비관적 관점을 확산하는데 근거로 작용하였다.

<표 2-7> 국내 재생에너지 잠재량과 재생에너지 발전량 목표에 따른 설비 소요량
자료 : 2014 신·재생에너지백서, 4차신·재생에너지기본계획, 녹색에너지전략연구소(2015) 재구성

구분(GW)	지리적 잠재량	기술적 잠재량	시장 잠재량	4차 보급계획	
태양	32,248	9,939	34.5	17.5	
풍력	육상	154	45	8.5	2.2
	해상	211	76	19.5	10.6
바이오	21	15	1.7	0.2	
폐기물	17	14	10.2	3.0	
지열	2,809	20	19.6		
수력	30	24	9.0	1.9	
해양에너지	13,558	481	14.8	1.0	
신에너지(GCC,연료전지)				2.9	
총 계	49,048	10,614	118	39.3	



나. 태양광 기술적 잠재량

현재 기술수준으로 산출될 수 있는 연간 태양에너지 생산량을 산출하기 위하여 태양에너지 설비에 일반적으로 적용될 수 있는 계수를 산정하여 각 격자별로 연산하였다. 연산 과정에서 남한 전체에 걸친 기술적 잠재량은 보다 높은 효율계수를 가졌다는 태양열 설비를 기준으로 산정되었다. 태양광을 기준으로 하면 산정치가 43% 수준으로 감소할 것이다. 태양광 발전량 기준 기술적 잠재량은 설비용량은 3,183GW이고, 발전량은 약 4,200TWh로 현재 총발전량의 약 8배 수준이다.

(태양광 기술적 잠재량 산정에 적용된 값)

- 음영을 고려한 집광판 및 집열기 설치면적 비율 : 82.3%
- 집열기, 집광판 설치면적비율(설비 이격거리 고려) 및 추출된 격자별 설비효율평균 : 태양광 16.00%(실리콘형), 태양열 37.45%(평판, 진공관형)
- * 현재 약 4.5GW의 태양광이 보급됨. 설치 가능 면적을 추정하여 태양광의 시장 잠재량을 산정할 수 있음(KEI, 2014).



© Global Warming Images / WWF

〈표 2-8〉 태양 에너지 기술적 잠재량

자료 : 산업통상자원부, 2016 신·재생에너지백서

시 도 명	기술적 잠재량		
	잠재량 (10 ³ toe/년)	발전량 (TWh/년)	설비용량 (GW)
서울	8,904	104	76
부산	10,700	124	92
대구	10,077	117	86
인천	22,351	260	191
광주	10,049	117	86
대전	7,021	82	60
울산	10,474	122	90
세종	5,410	63	46
경기	118,639	1,380	1,016
강원	53,131	618	455
충북	48,683	566	417
충남	111,468	1,296	954
전북	94,145	1,095	806
전남	139,839	1,626	1,197
경북	103,257	1,201	884
경남	75,626	879	647
제주	40,662	473	348
합 계	870,436	10,123	7,451

다. 풍력 기술적 잠재량

지리적 잠재량에서 환경보전지역을 추가로 제외하고 현재 기술 수준으로 경제성 확보가 가능한 풍력밀도 300W/m² 이상, 수심 50m 이하인 면적만 개발할 경우를 고려하여 풍력의 기술적 잠재량이 산정되었다(전 영해의 8% 가용). 풍력의 기술적 잠재량에는 다양한 현실적 제약 요인과 현재 수준의 풍력 효율이 반영되었기 때문에 보급 잠재량과의 차이가 크지 않을 것으로 예상된다. 특히, 해상의 기술적 잠재량은 보급 잠재량과 차이가 적을 것으로 예상된다.

신·재생에너지센터는 1,000MW 풍력단지 조성에 약 200km²의 면적이 필요하다고 가정하였는데, 이는 풍력발전기가 차지하는 면적 외에도 소음과 진동이 영향을 미치는 범위까지 고려한 값으로 풍력발전기를 위한 배타적인 공간 이용 면적을 의미하는 것은 아니다. 독일의 경우 농경지에 풍력단지가 조성된 것을 흔히 볼 수 있는데, 이 경우 1,000MW 단지의 배타적인 공간 점유 면적은 10km² 미만으로 줄어든다.

* 현재 사업자들이 발전사업 허가를 받거나 계획 중인 용량이 약 8GW에 이르고 있음.

시도명	육상 기술적 잠재량				해상 기술적 잠재량			
	잠재량 (10 ³ toe/년)	발전량 (GWh/년)	설비용량 GW	면적 (km ²)	잠재량 (10 ³ toe/년)	발전량 (GWh/년)	설비용량 GW	면적 (km ²)
경기도	525	6,107	5.0	996	2,803	32,594	11.0	2,202
강원도	1,846	21,473	15.0	3,007	0	0	0.0	0
충청남도	772	8,984	6.7	1,347	967	11,247	4.0	793
충청북도	553	6,437	4.4	875	0	0	0.0	0
전라북도	468	5,442	3.9	786	573	6,664	2.8	550
전라남도	1,050	12,216	6.6	1,327	3,189	37,086	12.4	2,473
경상북도	2,117	24,622	14.3	2,860	0	0	0.0	0
경상남도	790	9,191	6.4	1,279	801	9,316	3.1	624
제주도	254	2,950	1.1	221	10	117	0.0	7
합 계	8,377	97,423	63.5	12,697	8,343	97,025	33.2	6,649

〈표 2-9〉 행정구역별 기술적 풍력자원 잠재량
자료: 산업통상자원부, 2016 신·재생에너지백서

라. 바이오에너지 기술적 잠재량

바이오에너지 자원의 기술적 잠재량은 지리적 잠재량에서 현재의 에너지화 기술을 적용하여 에너지 제품으로 변환 가능한 잠재량을 의미한다. 신·재생에너지자원센터에 따르면 임산 바이오매스는 지리적 잠재량에서 뿌리와 잎 등을 제외한 값으로 9,639천toe/년이며, 그 밖의 농산과 축산 바이오매스 중 돼지분뇨를 제외한 바이오매스는 지리적 잠재량과 같고, 축산 바이오매스 중 돼지분뇨와 도시폐기 바이오매스는 지리적 잠재량에 바이오가스화 상업시설의 에너지생산효율을 적용하였다. 그 결과 바이오매스 자원의 기술적 잠재량은 이론적 잠재량의 3.8%에 해당하는 15,367천toe/년으로 산정되었다.

〈표 2-10〉 바이오에너지 기술적 잠재량
자료: 산업통상자원부, 2016 신·재생에너지백서

부문별	세부자원별	잠재량 (10 ³ toe/년)	부문합계 (10 ³ toe/년)	%	비고
임산 바이오매스	침엽수림	3,325	9,639	62.7	- 잎, 뿌리 제외
	활엽수림	3,264			
	혼효림	3,049			
농산 바이오매스	벼짚	2,244	4,019	26.2	기술적으로 에너지전환 문제 없음
	왕겨	405			
	보리짚	20			
	쌀보리짚	12			
	감자줄기	44			
	고구마줄기	113			
	옥수수줄기	40			
	콩줄기	57			
	콩깍지	23			
	고추줄기	303			
	참깨줄기	29			
	들깨줄기	111			
	사과전정지	276			
	감전정지	49			
	배전정지	86			
	포도전정지	174			
	복숭아전정지	33			
축산폐기물 바이오매스	한육우분뇨	671	1,124	7.3	기술적으로 에너지전환 문제 없음 돼지분뇨는 상업시설 효율적용
	젓소분뇨	109			
	돼지분뇨	54			
	계분	290			
도시폐기물 바이오매스	음식물폐기물	298	586	3.8	-상업시설 효율적용
	1차하수슬러지	289			
합 계		15,368	15,368		

마. 지열 기술적 잠재량

심부지열 기술적 잠재량은 시추기술을 고려하여 심도 3~6.5km 구간을 기준으로 하였으며, 지열발전 가동률, 열회수율, 온도하강요소 등을 고려하여 18,990천toe/년으로 산정되었다.

천부지열은 지중 300m 이내의 지열로서 열펌프의 열원 및 냉각열로 이용하는 것으로서 이론적 잠재량은 1,782,956천toe/년이며, 이론적 잠재량 중 개발제한지역을 제외한 면적을 기준으로 산출한 지리적 잠재량은 853,054천toe/년로 평가되었다. 또한, 냉난방이 필요한 건물 및 시설원에 등이 존재할 수 있는 지역을 대상으로 고려한 기술적 잠재량은 79,551천toe/년이다.

1) 천부지열 기술적 잠재량의 정의

- 냉난방이 필요한 건물 및 시설원에 등이 존재할 수 있는 지역을 대상으로 함
- 환경부 토지피복도(1:25,000) 분류 중 시가지지역 및 하우스 재배지역 면적 추출
- 시가지 건조지역 및 농업지역 중
 - * 주거지역(code 110) 총면적: 2,933km²
 - * 공업지역(code 120) 총면적: 772km²
 - * 상업지역(code 130) 총면적: 399km²
 - * 위락시설지역(140) 총면적: 51km²
 - * 농업지역 중 하우스재배지(230): 295km²
 - * 총 합계: 4,450km² (전체면적의 4.47%)
- 기술적 잠재량 : 291.6MW/km² × 4,450km² × 713.1MWh/MW · year
 = 925,183,771MWh/년 ÷ 11.63MWh/toe ÷ 1,000
 = 79,551천toe/year

바. 조류에너지

지리적 잠재량 산정 시 지리적 배제요소로 항로, 어초, 어장지, 항만, 케이블매설지역, 군사지역이 고려되었고, 환경보전지역은 정책적 요소로 변동 여지가 크다는 점을 감안하여 지리적 잠재량에서 고려하지 않았다. 기술적 잠재량 산정 시 조류발전 기술적용이 가능한 최소 평균유속 0.5m/s, 시스템 효율 35%가 적용되었다. 조수간만차가 큰 인천경기 해역과 섬에 의해 다수의 수도가 분포하고 있는 전라남도 해역에 부존량이 큰 것으로 나타났다.

〈표 2-11〉 행정구역별 조류에너지 잠재량
 자료 : 산업통상자원부, 2016 신·재생에너지백서

구분	설비용량 (GW)			연간 발전량 (TWh/y)			석유환산톤 (103toe/년)		
	이론적	지리적	기술적	이론적	지리적	기술적	이론적	지리적	기술적
인천경기	102	69	18	892	607	161	76,682	52,209	13,913
충청	83	26	4	726	233	39	62,412	20,061	3,384
전라북도	18	9	0.5	159	81	4	13,657	6,973	387
전라남도	126	87	14	1,101	763	125	94,655	65,681	10,789
경상북도	-	-	-	-	-	-	-	-	-
경상남도	8	5	0.2	70	45	1.8	6,006	3,923	156
강원	-	-	-	-	-	-	-	-	-
부산	6	4	0.1	54	39	1.1	4,669	3,398	97
울산	-	-	-	-	-	-	-	-	-
제주	96	78	6	842	685	58	72,401	58,961	4,998
합계	439	280	44	3,843	2,456	392	330,482	211,206	33,724

3. 재생에너지 보급 잠재량 추정 및 원별 기술적 잠재량

가. 재생에너지 보급 잠재량 추정 사례

한국환경정책평가연구원은 화석연료의 대체에너지원으로서 재생에너지 발전단가의 추이를 전망하고 잠재량을 경제적, 환경적 관점에서 평가한 바 있다. (이창훈 외, 2014) 이 연구는 기존의 연구와 달리 잠재량을 발전단가의 함수로 파악하여 보급 잠재량을 평가하였다. 이 평가에 따르면 현재 수준에서 경제적, 환경적으로 활용 가능한 재생에너지 발전 보급 잠재량은 태양광 114GW, 육상풍력 15GW, 해상풍력 44GW에 이르며 2015년 총발전량의 약 60%를 태양광과 풍력으로 공급할 수 있다.

이런 보급 잠재량은 경제성과 기술 수준 향상에 따라 더 증가할 것으로 전망된다. 예를 들어 건물일체형 태양광이 상용화된다면 건물벽을 활용한 태양광 잠재량이 연간 0.1TWh에 비해 수백 배로 증가할 수 있을 것이다.

구분	용량(MW)	2015	2020	2025	2030	2035	
태양광 (114,272MW)	건물지붕	23,277		31.6			
	지상형 발전	63,431		86.1			
	수상 및 도로	27,396		37.3			
	건물벽	168		0.1			
육상 풍력 (15,035MW)	이용률 25%	11,840		25.9			
	이용률 30%	2,720		7.1			
	이용률 35%	475		1.5			
해상 풍력 (44,415MW)	이용률 30%	19,330		50.8			
	이용률 35%	25,086		76.9			
바이오에너지	유기성		1.9	2.2	2.5	2.7	2.9
	임산 등 고품형		8.3	9.1	10	10.8	11.7
합계		327.5	328.6	329.8	330.8	331.9	

단위 : TWh

〈표 2-12〉 국내 재생에너지 발전의 보급 잠재량

자료: 이창훈 외(2014), 화석연료 대체에너지원의 환경·경제성 평가(II): 재생에너지 발전원을 중심으로, 한국환경정책평가연구원

한편, 독일 환경보호청(UBA)은 2050년 전력수요의 100%를 재생에너지로 공급하는 청사진을 수립한 바 있다. (UBA, 2010) 먼저 전력수요는 2005년 564TWh에서 2050년 506TWh로 감소한다고 전망하였다. 취사, 난방, 수송분야의 전력화가 진행됨에도 불구하고 전체 전력수요는 감소한다고 전망하였다. 인구감소, 패시브 건축 확대와 설비 및 가전제품의 효율 향상으로 주택, 상업, 산업부문의 전력수요는 크게 감소한다. 한편, 냉난방용으로 지열과 수열을 이용하는 시스템이 증가하고 이를 위한 히트펌프용 전력 소비가 증가하며, 전기차 확대에 의해 승용차용 전력 수요도 증가한다.

〈표 2-13〉 2005년과 2050년 독일의 전력수요

자료 : UBA, Energy target 2050 : 100% renewable electricity supply, 2010

부문 (TWh)	2005	2050	내용
주택	141	105	단위면적당 난방부하 1/10 이하로 감소
주택 중 히트펌프	-	36	
무역, 상업 및 서비스	123	90	
산업	229	201	
교통	16	72	
교통 중 전기차	-	50	승용차의 50%가 전기차
총 전력 수요	518	468	
에너지변환용 소비	16	8	
순 전력소비	534	476	
송전 손실	29	30	
총 전력량	564	506	

2050년 독일의 전력수요를 100% 재생에너지 전력으로 공급하기 위해 독일환경보호청(UBA)은 재생에너지 잠재량을 산정한 바 있다. 기술적, 지리적, 환경적 제약을 엄격히 고려한 보수적인 보급 잠재량은 육상풍력 60GW, 해상풍력 45GW, 태양광 275GW 등으로 평가되었다. 육상풍력의 경우 자연보호구역과 주거지 등을 제외한 독일 전체 면적 중 적어도 1%가 풍력발전기 설치에 적합한 것으로 평가되었다. 풍력의 경우 소음 등 환경영향을 고려하여 이격거리를 설정하기 때문에 면적을 넓게 차지하는 것으로 보이지만, 풍력발전기의 기초부, 진입 및 연결 도로, 계측 및 중앙제어실 외에는 토지를 배타적으로 이용하는 것이 아니기 때문에 소요면적 중 95%가 넘는 부지에서 목축, 농업과 임업 등 다른 용도로 이용할 수 있다. 풍황이 더 좋은 것도 있지만 기술발전 효과를 고려하여 풍력의 설비이용률이 한국에 비해 매우 높게 설정되어 있다.

〈표 2-14〉 독일의 재생에너지 보급 잠재량

자료 : UBA, Energy target 2050 : 100% renewable electricity supply, 2010

구분	용량(GW)	발전량(TWh)	비고
육상풍력	60	180	설비이용률 34%
해상풍력	45	180	설비이용률 45.6% 기준
태양광	275	248	변환효율 17%, 국토 면적의 1% → 3,575km ² (지붕과 벽면 포함), 설비이용률 10.3%
수력	5.2	24	
지열	6.4	50	
바이오가스	규정에 따라 다름	23	에너지 작물과 수입 바이오매스 제외
합계	391.6	705	

나. 재생에너지 보급 잠재량 추정

국내 기술적 잠재량, KDI 보급 잠재량, 독일 재생에너지 잠재량 산정 사례 등을 참고하여 2050년 재생에너지 잠재량을 추정하였다. 결론적으로 연간 564TWh 생산이 가능하다. 석유환산톤으로 연간 48,530천toe에 달한다. 국토 면적이 한국의 3.5배에 달하고 육상 풍력 자원이 풍부한 독일의 705TWh에 비해 적은 편이지만 한국의 재생에너지 잠재량도 상당한 수준이다. 국내에서는 농지, 임야 등 지상부와 수상에 태양광을 더 많이 보급할 수 있을 것으로 보았고, 삼면이 바다이기에 해상풍력은 독일보다 더 유리할 것으로 보았다. 마찬가지로 해양에너지의 환경성, 경제성이 좋아지면서 조류, 파력 등 해양에너지의 잠재량도 기대할 수 있다.

독일과 마찬가지로 한국의 재생에너지 잠재량 평가에서 바이오매스 수입과 전력망을 통해 다른 나라로부터 재생에너지 전력을 수입하는 것은 고려되지 않았다.

구분	특성	용량 (MW)		발전량 (TWh)		석유환산톤 (천toe)	비고
		2030	2050	2030	2050	2050년	
육상풍력	이용률 25%	11,840	12,000	25.9	26.3	2261	
	이용률 30%	2,720	3,000	7.1	7.9	679	
	이용률 35%	475	500	1.5	1.5	129	
해상풍력	이용률 30%	19,330	20,000	50.8	52.6	4523	
	이용률 35%	25,086	40,000	76.9	122.6	10542	
태양광	건물지붕	23,277	24,000	31.6	32.6	2803	설비이용률 15.5%
	지상형	63,431	64,000	86.1	86.9	7472	634km ² 면적 소요
	수상 및 도로	27,396	28,000	37.3	38.0	3267	
	건물벽	168	10,000	0.1	6.0	516	설비이용률 6.8%
	농업공존형	300	30,000	0.3	34.1	2932	설비이용률 13%
수력		4,000	9,000	10.5	23.7	2038	설비이용률 30%
바이오 에너지		3,000	6,000	13.5	27.0	2322	
해양	조류, 조력 등	15,000	30,000	52.6	105.2	9046	
합계		196,023	276,500	394.2	564.4	48,530	

〈표 2-15〉한국의 재생에너지 잠재량

주: 환산계수 1TWh = 86ktoe

한편, 신·재생에너지자원센터는 에너지경제연구원과 공동으로 2017년 12월까지 국내 신·재생에너지 시장 잠재량을 산정하여 발표할 예정이다. 잠정적으로 소개된 태양광 시장 잠재량은 과거에 비해 훨씬 높게 평가되어 373GW에 이른다.⁶ 이 경우 연간 태양광 발전량은 506TWh로 예상되고 2030년 연간 전력량의 76%에 달할 것이다. 태양광 시장 잠재량 373GW를 실현

하려면 경지면적의 10%(1,680km²), 저수지 면적의 5%(140km²), 건물 지붕 면적의 10%(316km²) 등에 태양광 설비를 설치해야 한다.

100% 재생에너지 전환을 달성하려면 국내에서 생산하는 재생에너지 외에도 한국이 해외나 인접국에서 개발한 재생에너지를 수입하는 것도 염두에 두어야 할 것이다. 해외로부터 재생에너지를 수입하는 방안은 국가 간 연결된 전력망을 통해 전력을 수입하는 방안, 해상을 통해서 재생에너지를 수입하는 방안으로 구분할 수 있다.

동북아 슈퍼그리드 구상처럼 몽골의 고비사막 등 태양광과 풍력 발전 여건이 좋은 지역에서 값싸게 생산한 전력을 동북아 국가 전력망을 구축하여 한국이나 일본까지 들어오는 방안은 오래 전부터 검토되고 있다. 동북아 슈퍼그리드 구상이 경제성, 에너지 안보, 동북아 국가 간 이해 차이 등으로 현재로서는 실현가능성이 높지 않지만, 한러 간 혹은 남북 간 재생에너지 협력은 한반도 정세가 안정되고 남북경협이 활성화될 경우 현실화가 어렵지 않을 것이다. 러시아는 개발가능한 수력과 풍력자원이, 북한은 풍력과 조력 자원이 풍부한 편이다.

현재 해상을 통해 수입하는 재생에너지는 목재펠릿, 바이오디젤 같은 바이오연료이다. 우리나라는 2016년 170만톤이 넘는 목재펠릿을 수입하였는데, 그 중 대부분이 석탄발전소에서 혼소용으로 쓰이고 있다. 발전공기업들은 RPS 의무 할당을 달성하기 위해 상당량의 목재펠릿을 수입하여 석탄발전소에서 혼소하고 있는데, 이것은 국내 재생에너지 활용을 위한 RPS의 취지에 맞지 않고 에너지 수입 부담을 높이고 있어 논란이 되고 있다. 장기적으로 해외에서 저렴한 태양광발전을 이용하여 수소를 생산하고 이를 도입하여 이용하는 방안도 고려할 수 있다.

일본은 수소사회 실현을 제4차 에너지기본계획에 반영하여 추진하고 있는데 단기적으로 화석연료 수소를, 장기적으로 재생에너지 수소를 해상풍력이나 해외에서 도입하여 수소용, 건물용, 발전용으로 널리 활용할 계획이다. 육지에서 먼 바다는 풍황은 좋지만 수심이 깊고 거리가 멀어서 해상풍력을 설치하기가 어렵다. 그런데 부유식 해상 풍력발전기가 현실화된다면 깊은 수심의 먼 바다 풍력자원을 활용할 수 있다. 원거리 심해지역에서 부유식으로 해상풍력을 할 경우 전력망을 통한 송전은 비용이 너무 높기 때문에 오히려 수전해를 통해 전력을 수소로 저장하여 배로 운송하는 방안이 대안으로 검토되고 있다.

중동, 호주, 칠레 등 태양광발전 여건이 좋은 지역에 대규모 태양광설비를 설치하고 생산된 전력으로 해수를 전기분해한 후 수소로 저장, 해상 운송을 통해 도입하는 아이디어는 일본에 이어 국내에서도 검토되고 있다. 이런 아이디어의 기반은 엄청나게 저렴해지는 태양광 발전단가이다. 2016년 9월, 아부다비는 350MW 태양광발전소에 대한 국제 입찰을 실시하였는데 2.42센트/kWh를 써 낸 컨소시엄이 프로젝트를 수주하였다고 한다.⁶ GS건설과 한화큐셀이 참여한 한국전력 컨소시엄은 30원/kWh를 제시하여 수주에 실패하였다. 태양광 발전단가가 이렇게 낮아질 경우 수전해 과정의 손실과 비용, 수소 운송을 하더라도 미래에는 충분히 경제성이 있을 것이라는 계산이다.

6 비공개회의에서 발표된 수치로 최종적으로 달라질 수 있다. 하지만 과거에 비해 태양광의 시장 잠재량이 크게 증가할 것으로 예상된다.

7 이투데이 2016년 11월 7일자, 중도에 거세게 부는 태양광 바람

제3절 재생에너지 국내·외 전망

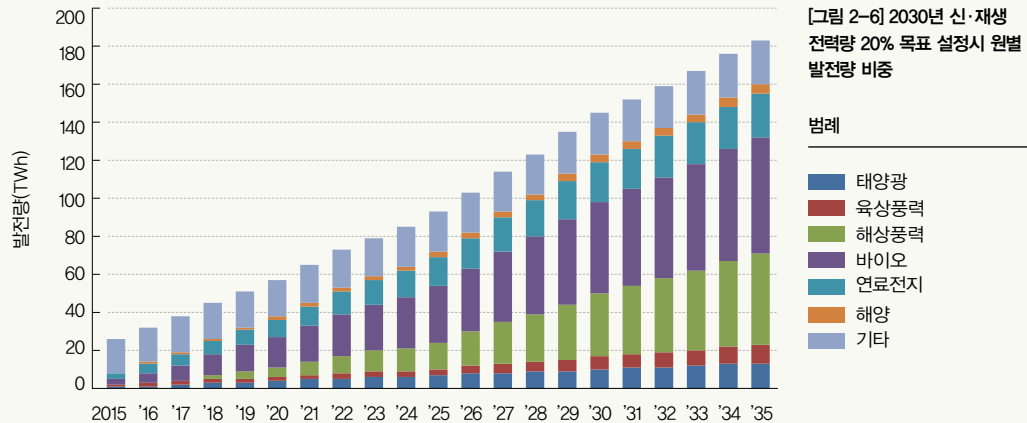
1. 국내 전망

주형환 산업통상자원부 장관은 2016년 11월, 민간의 신·재생 투자가 활성화되면 1차 에너지 대비 신·재생 비중이 2025년에는 11%까지 증가하여 기존 목표를 10년 앞당겨 달성할 수 있다고 밝혔다. 2035년 신·재생 목표를 2025년에 조기 달성한다고 할 경우 2025년 신·재생 전력량 비중은 13.4%에 이를 것이다. 이 추세가 2030년까지 이어질 경우 신·재생 전력량 비중은 18~20%로 늘어날 수 있다.

신기후체제의 대안이자 국민 안전과 환경을 고려하는 전원믹스가 필요조건이 되면서 어느새 2030년 신·재생 전력량 20%는 그다지 놀랍지 않은 목표로 간주되고 있다. 대선을 앞두고 유력 대선주자들과 국내 주요 정당들은 2030년 신·재생에너지 보급 목표를 20% 이상 높이겠다는 입장을 밝히고 있다. 2017년 4월 12일 기후에너지정책 정당 초청 토론회에서 더불어민주당, 국민 의당, 바른정당, 정의당을 대표해서 나온 전문가들은 2030년 신·재생에너지 발전량 20%와 같거나 더 높은 수준의 재생에너지 보급 목표를 제시하였다. 대선 공약으로 신·재생에너지 발전량을 2030년까지 20%로 높이는 목표를 제안했던 문재인 후보가 대통령에 당선된 후 문재인 정부는 2030년까지 신·재생에너지 발전량을 20%로 높이는 정책을 세부적으로 추진하는 중이다.

2030년 신·재생 전력량 20% 목표를 설정하려면 전력수요 전망이 필요하다. 과대 추정 논란이 있지만 보수적으로 7차 전력계획의 목표 수요(2029년 연간 657TWh)를 참고하여 2030년 발전량을 추정하고, 그 중 20%를 신·재생에너지로 생산한다고 가정하여 신·재생 발전량을 가능할 수 있다. 과거 경험에서 알 수 있듯이 재생에너지 원별로 보급 전망을 예측하는 것은 한계가 분명히 있다. 이것은 정부가 8차 계획에서 신·재생에너지 목표를 상향 조정한다면 보다 과학적이고 체계적인 과정을 거쳐서 도출해야 할 내용이다.

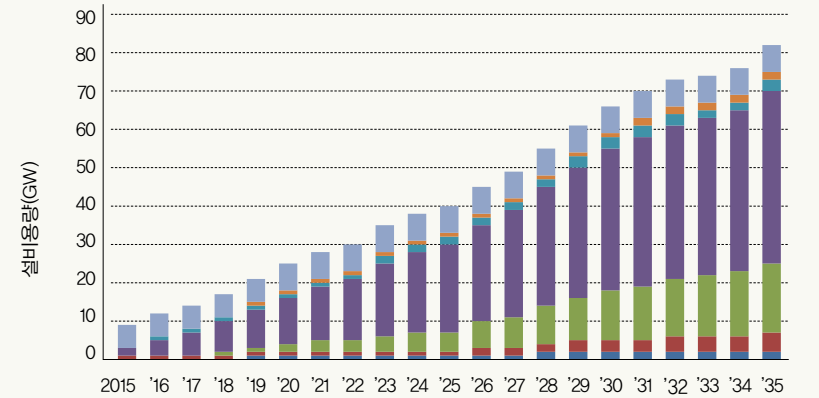
예측의 한계를 전제로 4차 신·재생에너지 기본계획의 원별 증가율 및 비중을 참고하되 최근 추세와 보급 여건을 고려하여 원별 비중을 전망하였다. 2030년 원별 발전량 비중은 태양광 33%, 해상풍력 23%, 육상풍력 5%, 바이오매스 7%, 연료전지 및 폐기물 등 30%이다.



녹색에너지전략연구소는 2030년 신·재생 전력량 20% 달성에 필요한 원별 설비 용량을 추정한 바 있다. 2025년 신·재생 설비용량은 41GW로 늘어야 하는데 태양광 23GW, 해상풍력 5GW, 육상풍력 2GW, 바이오매스 1GW의 보급이 필요하다. 4차 신·재생기본계획의 2035년 보급 목표 39.3GW보다 약간 더 설비용량이 늘어날 수 있다. 상대적으로 태양광의 비중이 커질 것으로 보이기 때문이다. 2030년 목표 달성을 위해서는 신·재생 설비용량이 65GW로 늘어나야 하고 태양광 37GW, 해상풍력 13GW, 육상풍력 3GW, 바이오매스 2GW 보급이 필요하다. 원별 용량은 상대적이어서 만약에 풍력의 보급이 기대에 미치지 못한다면 태양광의 역할이 더 커져야 할 것이고 여건에 따라서 반대의 경우도 생각할 수 있다.

2030년 원별 설비용량 목표는 재생에너지 산업계에서는 충분히 달성가능한 수준이라고 보고 있다. 태양광산업계는 국내 여건에서도 태양광을 60GW 이상 보급하는 것이 어렵지 않다고 보고 있고 풍력산업계에서도 해상풍력 보급이 본격화되면 풍력도 국내 전력생산에서 상당한 기여를 할 수 있을 것으로 전망하고 있다.

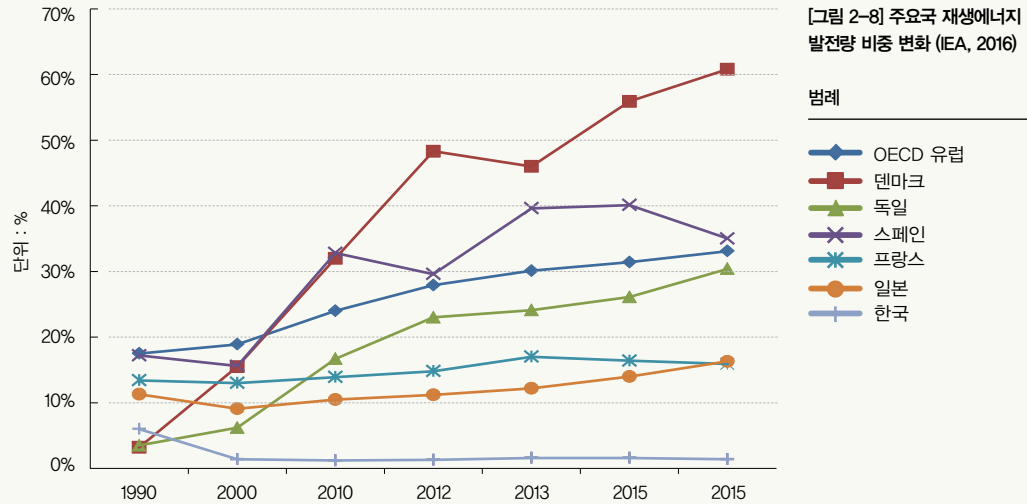
[그림 2-7] 2030년 신·재생 전력량 20% 목표 설정시 원별 설비 비중



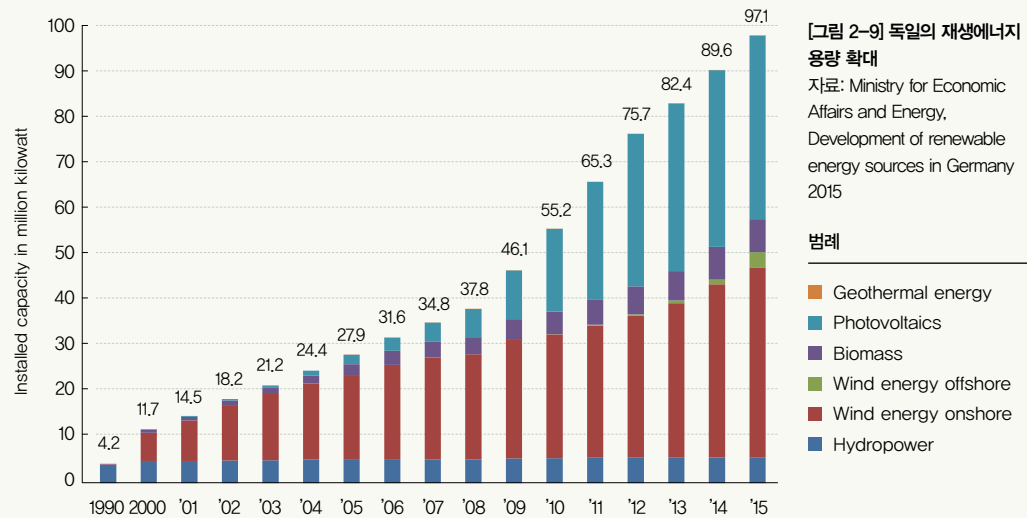
신·재생 전력량 비중을 현재 6.6%에서 2030년까지 20%까지 높이려면 전력수요를 안정시킨 가운데 태양광과 풍력을 위주로 재생에너지 발전설비를 지금보다 두 세대 더 많이 보급해야 할 것이다.

2. 해외 사례

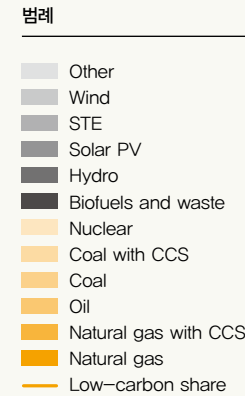
독일은 전력생산에서 재생에너지 발전량 비중이 2000년 6.2%에서 2015년 30.4%로 증가했고, 일본도 재생에너지 발전량 비중이 2010년 10.5%에서 2015년 16.3%로 급증하였다. 2030년 국내 신·재생 전력량 20%보다 더 빠른 증가세이다.



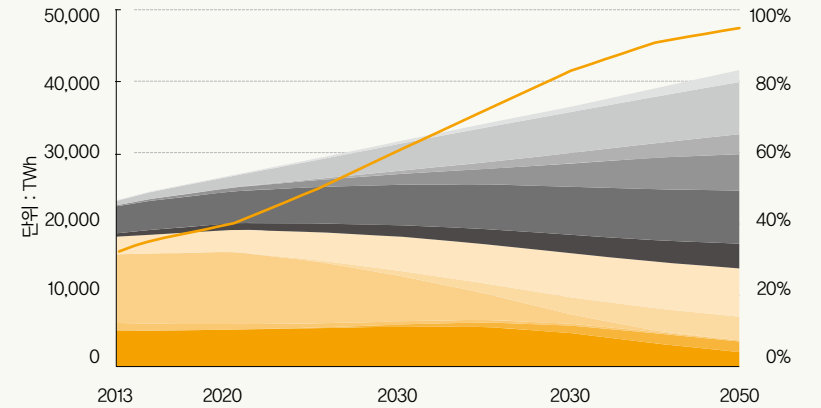
독일은 단기간에 재생에너지 발전량 비중이 빠르게 증가한 대표적인 사례이다. 독일은 2015년 재생에너지 발전량이 196TWh로 전체 전력소비의 32.6%를 차지하였다. 독일의 재생에너지 사용량은 2015년 말 기준, 수력을 포함하여 97GW이며 풍력이 약 45GW, 태양광이 약 40GW에 달하였다.



[그림 2-10] 2DS에서 세계 발전믹스 전망
자료 : IEA(2016), ETP(2016)



한편, IEA는 '2°C 시나리오'를 통해 발전부문에서 재생에너지 비중 확대가 탈탄소화 전략의 핵심임을 밝히고 있다. 현재 화석연료가 세계 발전량의 68%를 차지하고 있는데, 2°C 목표를 달성하려면 2050년까지 세계 전력생산은 거의 탈탄소화 단계에 이르러야 할 것으로 전망하였다. 2°C 목표를 달성하려면 2050년 재생에너지가 세계 전력생산에서 주도적 역할을 하면서 그 비중이 67%까지 증가해야 할 것이다. 재생에너지원별 발전량은 대부분 수력, 태양광, 풍력이 차지하며 이 세 가지 발전원이 비슷한 비중을 점유할 것이다.



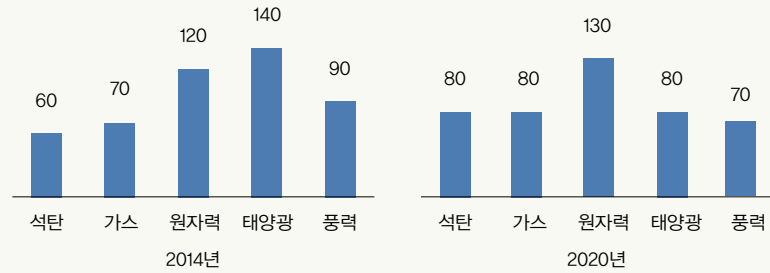
국내를 포함하여 전 세계적으로 태양광과 풍력을 비롯한 재생에너지 발전단가는 지속적으로 하락할 것으로 전망되고 재생에너지를 통한 발전량도 높아질 것으로 보인다.

3. 재생에너지 비용전망

가. 재생에너지 발전원가와 경제성

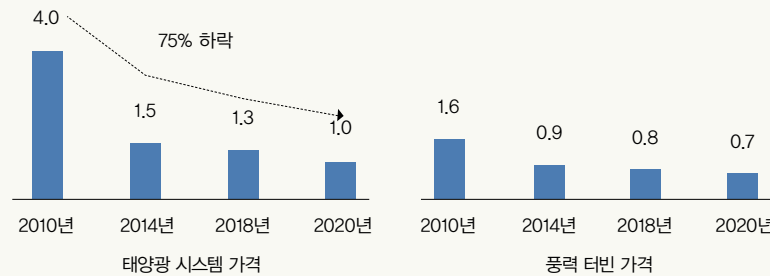
재생에너지 발전원가는 빠르게 하락하여 기존 발전기술과 경쟁하는 단계로 접어들고 있으나, 투자 환경, 자연 조건과 입지 환경 등의 차이에 따라서 국가 별로 편차가 큰 편이다. 블룸버그(Bloomberg New Energy Finance)는 북미와 유럽을 기준으로 신규 상업용 발전설비의 발전원가를 분석한 바 있다. 결과는 석탄발전, 가스발전, 풍력, 원자력, 태양광 순으로 나타났고, 재생에너지 발전원가 하락에 따라 2020년이면 상업용 태양광과 풍력의 발전단가가 화력발전 이 하로 떨어질 것으로 예상하였다.

(주요 원별 발전단가 비교) (단위 : 원/kWh)



[그림2-11] 발전원별 발전원가 비교 및 가격 전망
자료: BNEF; 한국수출입은행 재인용 (2015)

(태양광 및 풍력 시스템 가격 전망) (단위 : \$/W)

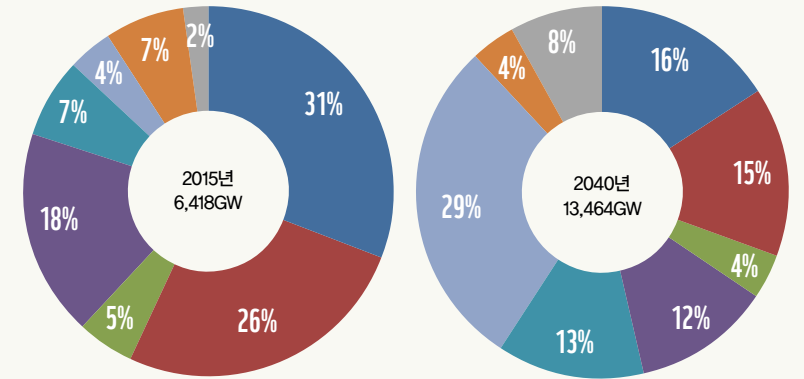
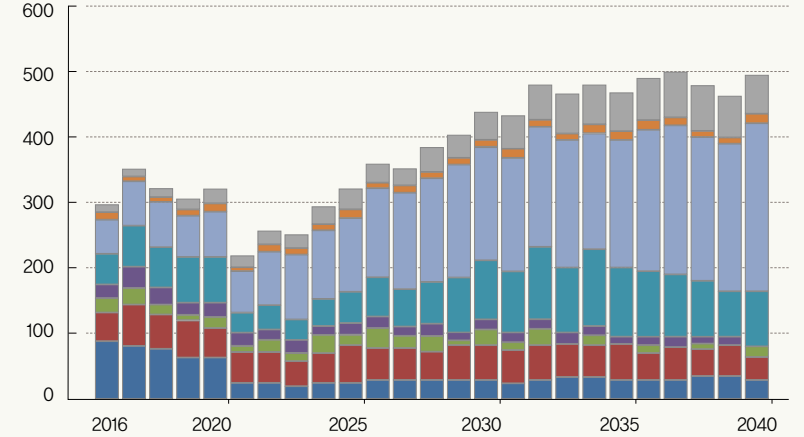
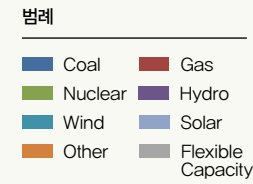


한편 시장 분석 기관인 BNEF는 최근 들어 미래 전력시장의 전개를 전망하는 새로운 에너지 전망을 매년 발표해오고 있다. BNEF의 '새로운 에너지 전망 2016'에 따르면 2040년까지 발전 부문에서 저탄소 에너지원(혹은 탄소 중립적 에너지원)이 세계 발전설비 총용량의 60%를 차지할 것으로 전망된다. 풍력과 태양광이 향후 25년간 세계 신규 발전설비용량 8.6TW의 64%를 차지할 것이다. 그리고 총 투자액 11.4조 달러의 거의 60%가 풍력과 태양광에 투자될 것이다.

석탄과 천연가스의 가격이 하락하면서 화력발전의 발전단가도 감소할 수 있지만, 풍력과 태양광도 계속해서 발전단가가 하락할 것이다. 이미 상당한 가격경쟁력을 가지고 있지만, 육상풍력의 비용은 2040년까지 41% 정도 떨어질 것으로 보인다. 주로 설비비용률의 증가가 비용 하락을 주도할 것이다. 풍력 설비비용률은 2030년 33%, 2040년에는 41%에 도달할 전망이다. 태양광은 기존 추세처럼 계속 하락하여 현재 킬로와트시(kWh)당 7.4~22센트 수준에서 2040년 세계적으로 킬로와트시(kWh)당 4센트 정도로 하락할 것이다.

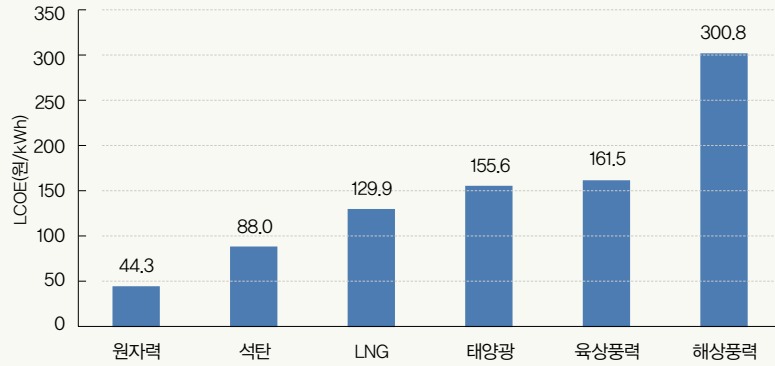
특히 태양광은 2030년이면 상당수의 나라에서 가장 비용이 저렴한 발전기술이 될 것이다. 태양광은 2040년까지 신규 발전설비용량의 43%에 해당하는 3.7TW를 차지할 것이다. 태양광 신규 투자에만 총 3조 달러가 넘게 쓰일 것이다. 태양광은 2040년까지 대략 세계 전력의 15%를 공급할 것으로 예상되고 앞으로 25년간 매년 평균 1,350억 달러가 투자될 것이다.

[그림 2-12] 2015년과 2040년 세계 발전설비용량과 기술별 설비용량 증가 전망(연간 용량 증가, 2016-40(GW))
자료: BNEF, New Energy Outlook 2016, 2016

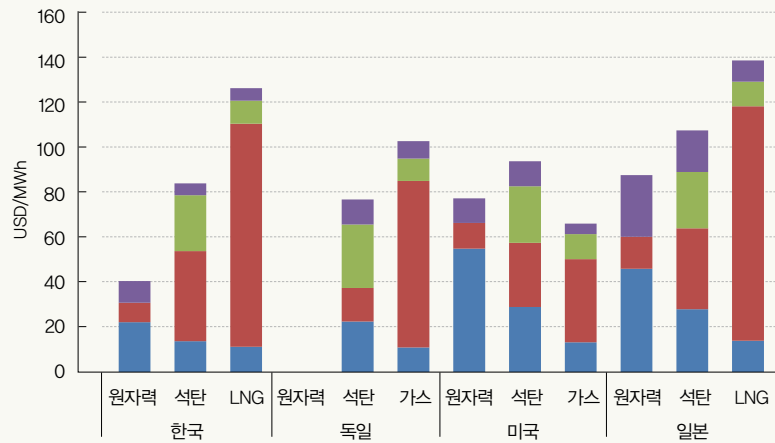


에너지 기술별 발전원가는 부존자원, 에너지기술, 규제와 인허가, 금융 여건 등의 영향으로 나라마다 상당한 차이를 보인다. 유럽과 북미에서는 신규 발전소의 경우 원전의 발전단가가 상대적으로 높지만 한국과 중국에서는 원전 발전원가가 가장 낮은 것으로 나타나 있다. 또, 자국 산 가스를 저렴하게 공급할 수 있는 가스망을 구축한 미국은 가스화력이 석탄화력보다 발전원가가 낮지만, 천연가스를 액화해서 전용선으로 수입해서 다시 가스화하여 사용하는 일본과 한국은 이산화탄소 톤당 30달러의 탄소비용을 포함하더라도 석탄화력이 가스(LNG)화력에 비해 발전원가가 낮게 평가되었다.

IEA는 5년 주기로 신규발전설비의 발전원가를 전망하는 보고서를 발간하는데 한국은 원전, 석탄화력, 가스화력, 태양광, 육상풍력, 해상풍력 순으로 발전원가가 높아지는 것으로 평가되었다. 태양광의 발전원가가 15년 전에 비해 약 1/5 수준으로 하락한 반면에 풍력의 발전원가는 오히려 증가하여 태양광과 풍력의 순서가 바뀐 것이 특징적이다. 육상풍력의 경우 진입도로 개설, 인허가 및 민원 관련 비용 등이 높아져서 설비 가격의 하락에도 불구하고 발전원가가 감소하지 않았다.



[그림 2-13] IEA 발전원가 보고서의 국내 신규발전설비의 발전원가(탄소비용 포함)
자료: IEA, 2015, Projected
Cost of Generating Electricity



[그림 2-14] IEA 발전원가 보고서에서 국가별 발전원가 비교(탄소비용 포함)
자료: IEA, 2015, Projected
Cost of Generating Electricity

범례

- Investment costs
- Fuel costs
- Carbon cost
- O&M costs

IEA, IRENA, 덴마크에너지청, 국내 연구기관 등 다양한 기관에서 재생에너지 발전원가 하락을 예상하고 있는데, 추세는 비슷하나 기관 별로, 국가 별로 약간의 차이가 있다. 풍황과 위도에 따라 편차가 있겠지만 태양광의 발전원가 하락 속도가 풍력보다 빠르기 때문에 2025년 이후에는 평균적으로 태양광이 풍력에 비해 발전원가 더 낮아질 것으로 예상하고 있다.



© Jürgen Freund / WWF

제3장 해외 2050 에너지·기후 전략 🌱

주요 국가의 온실가스 감축, 에너지 장기 목표 및 탈탄소화 전략 및 정책에 대해 파악하고자 한다. 한국의 장기 목표 및 로드맵 수립 시 참고할 수 있도록 유럽연합(EU), 독일, 중국 등의 Energy Roadmap 2050 및 국제에너지기구(IEA)의 에너지 제안에 대해 살펴본다.



제1절 EU Energy Roadmap 2050 (EU Commission for Energy, 2012)

1. EU 에너지 계획

2009년 10월 EU Council은 2050년까지 1990년 온실가스 배출수준의 80-95%를 감축한다는 계획을 발표했다. 2011년 제시된 EU의 'The Energy Roadmap 2050 (이하 EU Roadmap)'은 회원국들의 경쟁력과 에너지공급의 안정성을 제고시키면서 EU의 감축계획을 달성할 수 있는 에너지전략은 무엇인가에 대한 EU 정부(EU Commission)의 제안을 정리한 것이다. EU Roadmap이 제시한 핵심전략은 저탄소 신기술, 재생에너지, 에너지효율성, Grid 인프라에 대한 상당한 규모의 투자다. 투자는 20-60년을 바라보고 이루어진다. 따라서 저탄소 에너지 구조로 전환하겠다는 안정적인 지속적인 정책신호가 없다면 EU가 목표로 한 수준의 투자는 이루어지지 않을 가능성이 높다. 이에 EU 정부는 다양한 시나리오 분석을 통해 EU에 최적화된 이행시나리오, 즉 Energy Roadmap 2050을 개발하고 회원국들이 자국 여건에 맞춰 Energy Roadmap을 추진하게 함으로써 정책방향이나 이행속도에 관한 불확실성을 최소화하고 있다.

EU Roadmap은 2050년까지 보다 지속가능하며, 보다 경쟁력이 있고, 보다 안전한 에너지 시스템으로 전환하기 위한 4가지 주요 경로를 언급했다. 4가지 주요 경로는 에너지효율, 재생에너지, 원자력 에너지, 탄소포집 및 저장기술(CCS)이다. 앞서 언급한 투자부문과 비교해 보면, CCS를 구체적인 저탄소 신기술로 언급하고 있다는 것과 화석연료를 대체할 에너지로 재생에너지와 함께 원자력을 고려하고 있다는 것을 알 수 있다. EU Roadmap은 4가지 전환 path(에너지 효율, 재생에너지, 원자력 에너지, CCS)의 조합방식을 달리해 2050년까지 회원국들이 각국이 처한 상황에 맞춰 고려할 수 있는 7가지 루트 또는 7가지 시나리오를 만들었다.⁸ <표 3-1>은 7가지 시나리오의 4가지 전환 경로 조합방식을 요약한 것이다.

4가지 전환 path →		*10년 3월 후 정책 반영*	CCS	에너지효율 제고	재생 에너지 비중 확대	원자력발전 확대
시나리오 ↓						
BAU 시나리오	Reference	×	×	×	×	×
	Current Policy Initiative	○	×	×	×	×
탈탄소 시나리오	High Energy Efficiency	○	×	○	×	×
	Diversified supply technologies	○	○	×	×	×
	High Renewable energy sources	○	×	×	○	×
	Delayed CCS	○	×	×	×	○
	Low nuclear	○	×	×	○	×

<표 3-1> EU 2050에 포함된 7가지 Scenario의 4가지 전환경로 조합방식
* 2010년 3월 이후 나타난 기술, 환경 및 정책 변화 반영

가. BAU 시나리오

1) 시나리오

BAU 시나리오를 구성하는 것은 Reference scenario와 CPI scenario가 있다. Reference scenario는 2010년 3월 이후 정책변화가 없다고 가정된 경우다. 이 시나리오는 Energy Roadmap 2050 뿐만 아니라 'Low-carbon economy 2050 roadmap'이나 '수송부문에 대한 화이트 페이퍼'에도 이용되었다. Reference scenario는 예측치(forecast)가 아니라 '2010년 3월 이후 새로 도입된 에너지정책이 없다고 가정'하고 계산한 추정치 또는 산출치(projection)에 해당한다. 따라서 2010년 3월까지 실시된 정책의 성과와 한계는 Reference scenario에 반영되어 있다.

두 번째 Current Policy Initiatives는 Reference scenario가 반영하지 못했던 최근의 상황(높은 수준의 에너지가격과 일본 후쿠시마 효과)과 2010년 3월 이후 도입된 정책(에너지효율성, 에너지세제, 인프라에 관한 최근의 정책)을 반영한 시나리오에 해당한다. PRIMES, PROMETHEUS, GAINS, GEM-E3 모형이 두 개의 BAU 시나리오 개발에 이용되었다.

<표 3-2> BAU Scenario의 주요 전제
자료: EU Commission, 2011, Energy Roadmap 2050: Impact assessment and scenario analysis

구분	내용
GDP 성장률	2010-2050년간 평균 1.7%씩 성장
석유가격	2030년 106 \$/barrel, 2050년 127 \$/barrel (2008년 US\$ 기준)
Reference scenario에 반영된 주요정책	2010년 3월까지 도입된 Eco-design과 Labelling; EUETS의 Energy Performance of Buildings; RES(20% 목표); Effort Sharing Decision (non-ETS 배출량 20% 감축을 목적으로 한 정책); 송유차나 배에 대한 CO2 규제
CPI 에 반영된 주요 정책	Reference scenario에 반영된 정책 + 최근 도입된 정책 (에너지효율제고; Network Development Plan인 ENTSO에 기반한 인프라에 대한 투자와 인프라에 대한 정책; Nuclear Safety Directive; Waste management Directive; revised Energy Taxation Directive 등) * 일본의 원전사고 이후 도입된 이탈리아와 독일의 탈원전 정책, 원전사용기한 연장시 안전비용 상승으로 생산비용이 20% 증가할 것으로 가정. * CCS 관련 정보를 업데이트하고 전기차 수요확대 정책을 반영
기술비용	PRIMES 모델에 포함된 기술계수를 외생적이라고 가정하고 사용. 화석연료(포화), 원전 및 대형 수력발전(기술비용 안정화; 단, 3세대 원전이나 CCS에 대한 기술비용은 점차 감소). 신재생에너지(off-shore wind & solar PV 비용 점차 감소)
동인(Drivers)	시장(시장에 의한 에너지 및 온실가스 결정); 이윤·효용 극대화 경제주체

8 <https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/2050-energy-strategy>

가) Reference Scenario

이 시나리오는 현재의 트렌드와 Eurostat, EPC/ECFIN에 제시되어 있는 인구나 경제발전 등에 대한 장기전망을 반영한다. 세계에너지가격의 불안정성이 높아지는데 따른 수입연료 가격의 상승경향 역시 반영되어 있다. 경제적 결정은 2010년 3월까지 각국 또는 EU 차원에서 별 변동없이 꾸준히 실시된 바 있는 정책 프레임워크 상에서 시장과 기술발전 등에 의해 이루어진다. 따라서 'RES나 GHG에 관한 2020년 정책목표'는 Reference scenario에서 달성된다고 가정되지만 ETS Directive가 제시한 2020년 이후 ETS의 cap을 매년 줄여간다는 정책 등은 Reference scenario에 반영되지 않는다.

나) CPI(Current Policy Initiatives)

CPI 시나리오는 Reference scenario가 사용한 거시경제적 가정을 그대로 유지하는 가운데 원자력과 전기자동차에 대한 최근의 기술동향을 반영하여 작성되었다.

1) 시뮬레이션 결과

추정결과에 따르면, Reference scenario나 CPI scenario에서 2020년까지의 국가감축목표, ETS Cap, non-ETS 감축목표가 모두 달성된다(표 3-3 참조). 그러나 이 두 시나리오로는 2020년 이후 2도씨 타겟을 목표로 설정된 온실가스 감축목표를 달성할 수 없는 것으로 분석되었다. 에너지의 수입의존도(특히, 가스), 전력가격과 에너지비용은 모두 지속적으로 증가하는 것으로 분석되었다. 에너지집약도 역시 경제의 탈탄소화를 위해 필요한 수준까지는 개선되지 않는 것으로 전망되었다. 이는 IEA World Energy Outlook의 Current Policies scenario, the European Climate Foundation의 baseline scenario, Power Choices의 baseline scenario, Greenpeace의 baseline scenario의 전망결과와 유사한 수준이다.

시나리오명	전제	결과
BAU 시나리오	▷현재의 트렌드와 EU의 공식통계로 제시된 인구나 경제발전 등에 대한 장기전망을 반영 ▷세계에너지가격의 불안정성이 높아지는데 따른 수입연료가격의 상승경향 반영 ▷2010년 3월 이후 정책변화(ETS cap reduction plan 포함)가 없다고 가정	▷2020년까지의 국가감축목표, ETS Cap, non-ETS 감축목표 모두 달성 ▷그러나 2020년 이후 2도씨 타겟을 목표로 설정된 온실가스 감축목표를 달성할 수 없는 것으로 분석. ▷에너지의 수입의존도(특히, 가스), 전력가격과 에너지비용은 모두 지속적으로 상승 ▷에너지집약도: 경제의 탈탄소화를 위해 필요한 수준까지는 개선되지 않는 것으로 전망
	▷Reference scenario가 사용한 거시경제적 가정을 그대로 유지 ▷원자력과 전기차에 대한 최근의 기술동향을 반영 ▷Reference scenario가 반영하지 못했던 최근의 상황(후쿠시마 효과)과 2010년 3월 이후 도입된 정책(에너지효율, 에너지세제, 인프라 정책)을 반영	▷에너지의 수입의존도(특히, 가스), 전력가격과 에너지비용은 모두 지속적으로 상승 ▷에너지집약도: 경제의 탈탄소화를 위해 필요한 수준까지는 개선되지 않는 것으로 전망

〈표 3-3〉 BAU Scenario와 시뮬레이션 결과

나. 탈탄소 시나리오

EU의 에너지정책은 Article 194의 EU 가능한 관한 조약, Article 191-193에 명시된 에너지부와 과 기타 부문의 기후변화 대응방안에 기반을 두고 수립되었다. 정책수립과정에서 EU 국가간의 보완성(subsidiarity) 원칙과 비용 및 책임에 있어서의 비례성(proportionality) 원칙이 반영된 것으로 보인다. 이는 EU의 탄소시장과 연계한 경제적 관점에서 보면, 다양한 에너지시스템 발전 계획은 개별국가를 단위로 한 것보다는 EU-wide를 기반으로 EU와 회원국들의 활동이 서로의 기능을 존중하며 수립되고 실행되어야 한다는 것을 의미한다. EU-wide market를 가정할 경우 전력시스템 균형이 원활하게 이루어지면서 Grid 운영에서 back-up capacity에 대한 수요가 낮아지고 RES 생산의 경제성이 제고되면서 RES의 비중이 증가할 것이기 때문이다. 또, 투자의 규모경계가 이루어지며 에너지효율성 또는 재생에너지 관련 상품이나 기술이 개발될 가능성이 커지게 된다.

〈표 3-4〉 모든 탈탄소화 시나리오에 포함된 수단

수단	모델에 반영
2050년까지 비용효과적으로 에너지부문 CO2 배출량을 85% 감축한다는 기후정책(2030년까지 40%)에 부합하도록 설계	ETS 가격과 non-ETS 부문에서의 탄소가격이 같다고 가정
재생에너지에 관한 강력한 정책	이를 위한 정책 - 재생에너지에 대한 licensing을 쉽게 하고 보다 넓고 많은 지역을 재생에너지 생산지로 제공 - 지역경제와 산업부문에서 재생에너지를 사용하도록 지원 - BAU와 비슷한 수준의 operational aids 제공
수송부문에 대한 정책	에너지효율 기준, 내부시장, 인프라, 연료효율이 높은 수송수단과 모드를 보다 많이 선택할 수 있도록 가격 및 교통계획 정책을 실시
저탄소 발전기술에 대한 보증기금	에너지부문에서 저탄소기술을 혁신한 대상에 대한 지원
저장과 연결	잉여 전력, 특히 수력발전 등에 의해 생산된 전력에 대한 저장 및 시장연계를 통해 전력사용을 효율화

-95%
 유럽은 2050년까지 온실가스 배출량 1990년 대비 80~95% 감축 목표를 이행을 위해 2011년에 Energy Roadmap 2050를 발간했다. 핵심 전략은 신기술 개발, 재생에너지 확대, 에너지효율성 강화, 그리드 인프라 투자 확대 등이 있다.



EU Commission은 경쟁력을 갖춘 에너지부문의 탈탄소화를 가정한 시나리오를 설정하고 그 효과를 시뮬레이트 했다. 시뮬레이션 결과, 에너지부문에 대한 적극적인 탈탄소화 정책이 EU 구성원은 물론 전 세계적으로 긍정적인 외부성을 제공한다는 결론에 도달했다. EU Energy Roadmap 2050에서 고려된 저탄소화 또는 탈탄소화 시나리오에서 공통적으로 사용된 정책 수단은 〈표 3-4〉에 정리되어 있다.

1) 시나리오

가) High Energy Efficiency Scenario

High Energy Efficiency scenario는 높은 수준의 에너지절약을 약속한 정책(Political commitment to very high energy savings)이 실시되었을 경우를 고려한 경우의 시나리오에 해당한다. 이에 해당하는 정책으로는 전자제품과 신규 건물에 대한 보다 강화된 최소 요건 (minimum requirements)이나 energy utilities (발전사 등)에 대한 에너지절약 강제규정 설정(2020년까지 20%의 에너지 절약을 명시한 Energy Efficiency Plan 실시) 등이 포함된다. 시뮬레이션 결과 에너지수요가 2050년까지 Reference scenario 대비 41% 감소하는 것으로 예측되었다. <표 3-5>는 <표 3-4>에 제시된 공통의 탈탄소 시나리오에 더해 High Energy Efficiency scenario에서 추가로 고려한 정책수단을 정리한 것이다.

수단	모델에의 반영
1 전자제품에 대한 보다 강한 최소요건 적용	효과가 점진적으로 나타나도록 반영
2 기존 건물에 대한 보다 높은 renovation rates를 적용하고 공공건물에 대해 매년 2% 이상 보수할 금융지원	
3 2020년 이후 주택 당 에너지사용량을 낮게 가져갈 Passive houses standards	20-50 kWh/m2를 기준(국가마다 상이)+ 이중 상당부분을 재생에너지로 충당
4 ESCOs의 보급확대와 파이낸싱 가능성 제고	ESCOs가 가계부문 소비자에 대한 할인율을 낮출 수 있도록(2015년에 17.5%에서 16%로, 2020년에 14%, 2025년 13%, 2030년 12% 식으로), 산업형 농업, 서비스부문의 경우 (2015년까지 12%에서 11%로, 2020년의 10% 식으로)
5 utilities에서의 에너지소비를 연간 최소 1.5%씩 감축(2020년까지)	그리드에 연결된 에너지원(전력, 가스, 열)에 efficiency value를 부과함으로써 가계부문과 tertiary 부문에서의 에너지효율을 유도.
6 에너지생산, 배송 및 전송에 대해 강력한 최소조건 적용	발전소에 대해 높은 수준의 에너지효율성 적용. CCS를 적용한 경우 에너지효율에서의 손실을 허용
7 스마트그리드와 스마트 metering	효율성과 재생에너지 확대를 위해.
8 분산형 전원으로로서의 재생에너지	전력공급의 reliability를 높일 수 있도록, 풍력, 태양열, 수력의 비중 확대

<표 3-5> High Energy Efficiency Scenario에 추가된 정책 수단
자료: EU Commission, SEC(2011), p. 5

나) 다양화된 공급기술(Diversified supply technologies) scenario

모든 에너지원은 특별한 지원수단 없이 market-basis에서 경쟁한다는 것을 전제로 한 시나리오다. 특별히 선호되는 에너지나 감축기술은 없다고 가정한다. 따라서 원자력과 CCS 양자 모두에 대한 대중의 수용성을 가정하고 탄소가격을 지불하게 함으로써(carbon pricing) 탈탄소화를 추진한다는 시나리오다. <표 3-6>은 다양한 공급기술 시나리오에 사용된 가정을 정리한 것이다.

수단	모델에의 반영
1 투자자들은 CCS가 신뢰할만하며 상업적 가치를 가진 기술이라고 보고 있음.	
2 투자자들은 원자력의 안정성에 대한 신뢰를 가지고 있음.	

<표 3-6> 다양한 공급기술 시나리오에 추가된 가정
자료: EU Commission, SEC(2011), p.4-5

다) 높은 수준의 재생에너지 시나리오(High renewable energy sources, RES)

재생에너지원(RES)을 위한 강력한 지원수단을 동원하여 최종에너지 소비에서 RES가 차지하는 비중이 크게 높아지도록 하는 것을 전제로 한 시나리오다. High RES 시나리오에서 EU가 설정한 목표는 2050년까지 에너지소비량의 75%, 전력생산의 97% 수준에 이르게 하는 것이다. <표 3-7>은 RES scenario에서 추가된 가정으로 최종 전력소비량에서 RES가 차지하는 비중을 90%~100% 까지 올리기 위한 수단을 정리한 것이다.

수단	모델에의 반영
1 그리드에의 연결성 제고	소규모 PV와 풍력을 Grid로 연결가능하다고 가정
2 재생에너지에 대한 무역이 늘어날 수 있도록 EU 시장을 통합	
3 발전부문에서의 보다 강력한 정책수단 동원: 에너지소비에서 RES의 비중을 전반적으로 확대하는 정책 사용(특히 가계부문 마이크로 발전과 distribution level에서 전력생산 증가)	열펌프의 사용 확대, 가계부문의 RES 관련 빠른 러닝커브 RES 발당확대 등
4 인프라, 백업, 저장 및 수요관리	DC, 마이크로 그리드, 전력시장 연계, 바이오매스와 가스발전기를 통한 백업기능 강화, 충분한 저장능력(pumped storage, CSP, hydrogen), 스마트 미터

<표 3-7> RES Scenario에서 고려된 정책수단과 모델에의 반영
자료: EU Commission, SEC(2011), p. 5

라) CCS의 지연되는 시나리오(Delayed CCS)

앞의 Diversified supply technologies 시나리오를 그대로 유지하지만 CCS가 지연될 것을 가정한 시나리오다. 이 시나리오에 따르면 CCS는 2040년 이후에나 사용가능하다. 그 결과 원자력의 비중이 상승하게 되는데 이는 기술변화에 의한 것이 아니라 탄소가격으로 인해 원자력발전 비중이 증가했기 때문이다. Delayed CCS 시나리오에 사용된 가정은 <표 3-8>에 정리되어 있다.

수단	모델에의 반영
1 CCS가 2040년이후에나 가능	Cost-potential curves를 왼쪽으로 이동(High Energy Efficiency Scenario와 비교하면, CCS관련 자본비용이 훨씬 높게 설정)
2 원자력의 안전성에 대한 신뢰	원자력에 대해 낮은 수준의 리스크 프리미엄

<표 3-8> Delayed CCS Scenario의 가정
자료: EU Commission, SEC(2011), p. 5

마) 원자력 비중 감소 시나리오(Low nuclear)

Diversified supply technologies 시나리오와 유사하지만 더 이상의 원자력발전소를 건설하지 않는 것을 가정한 시나리오다(no new nuclear besides reactors currently under construction). 원자력발전을 대체하는 과정에서 CCS의 보급률이 높아지는 결과(발전량의 32% 수준)를 가정한 경우에 해당한다. 이러한 가정은 모델에 원자력에 대해 시민들의 수용성, 현재 고려중인 원자력 투자프로젝트의 cancellation, 2030년 이후 원자력발전의 연장 불허로 반영된다.

2) 시뮬레이션에 이용된 전제조건

시뮬레이션 과정에서 공통적으로 사용된 전제조건은 다음과 같다.

첫째, 에너지시스템 전환을 위한 10개의 구조적 변화는 2020 또는 2030년 이후 full effects가 나올 것으로 기대한다고 가정한다.

둘째, 탈탄소화는 가능하며 장기적으로 현재의 정책에 비해 적은 비용으로 가능하다고 가정한다. 이때 총 에너지체제비용(total energy system cost)에 해당하는 포함되는 항목은 연료, 전력, 자본비용, 장비에 대한 투자, 에너지효율화 상품 등과 관련된 비용 등이다. 이들 비용은 시계열적으로 고정된 것이 아니라 변동하는 것으로 가정한다.

세 번째 가정은 capital expenditure의 상승과 fuel costs의 감소를 전제한다는 것이다. 2011년부터 2050년까지 재생에너지에 대한 투자가 증가하면서 grid에 대한 누적투자는 1.5~2.2 trillion Euros 수준에서 이루어질 것으로 가정한다. 여기에 포함되는 비용은 발전시설이나 grid, 산업용 에너지시설, 난방 또는 냉방시스템에 대한 투자(집단난방 포함), smart meters, 단열재, 보다 효율적이며 비용이 낮은 자동차에 대한 투자, 에너지를 사용하는 내구재에 대한 투자 등이다. 그 결과 에너지시스템에 대한 평균자본비용이 상당히 증가할 것으로 예상된다. 이러한 자본비용의 증가는 경제전반, 제조업부문, 서비스, 건설, 수송, 농업부문의 일자리 상황에 큰 영향을 미칠 것으로 예상된다.

넷째, 전력 비중이 확대되는 상황을 전제하는데, 2050년 현재 총에너지수요에서 전력이 차지하는 비중은 현재의 두배인 36~39%가 될 것으로 예상된다. 전력수요를 주도하는 것은 수송과 냉난방의 탈탄소화 과정이다. 승용차와 경량트럭에서의 전기차 비중의 증가함에 따라 전력수요는 에너지수요의 65%까지 증가할 것으로 전망했다. 고에너지효율 시나리오에서조차 전기수요는 증가하는 것으로 전망되었다. EU의 탈탄소 시나리오에서 발전부문의 탈탄소화는 2030년까지 57~65%, 2050년까지는 96~99%수준까지 진전될 것으로 전제하고 있다.

다섯째, 전기가격은 2030년까지 증가한 후 하락할 것으로 가정되었다.

여섯째, 가계부문의 에너지 및 에너지관련 상품에 대한 지출은 증가할 것으로 전망되었다. 가계부문의 에너지 및 에너지상품 지출비중은 2030년 16%까지 증가한 후 2050년에는 15% 수준으로 감소할 것으로 예상되었다.

일곱 번째, 에너지절약이 매우 비중있게 다루어졌는데, primary 에너지수요는 peak를 기록한 2005~06년에 비해 2030년까지 16~20%, 2050년까지 32~41% 감소하는 것으로 가정되었다.

여덟 번째, 재생에너지 비중은 확실하게 증가할 것이라는 가정이다. 현재 최종에너지소비의 10% 수준인 재생에너지 비중은 2050년 55%까지 증가할 것으로 예상되었다. High Energy Efficiency 시나리오에서는 재생에너지 비중이 64%, High Renewable Scenario에서는 97%까지 증가하는 것으로 전망되었다.

아홉 번째, EU 탈탄소 시나리오에서는 CCS의 역할이 매우 중요하게 다루어진다. 원전을 제한하는 경우 발전부문의 32%, 여타의 시나리오에서는 발전부문의 19~24%가 CCS를 적용하는 것으로 가정했다.

2°C ↓

정도의 차이는 있지만 모든 탈탄소화 시나리오 하에서 EU가 지구표면 온도의 2°C 이내 상승 억제를 위해 설정한 온실가스 감축목표를 달성하는 것으로 분석되었다.



열 번째 가정은 원자력의 기여에 대한 가정이다. Delayed CCS와 Diversified supply technologies 시나리오의 경우 원자력의 비중이 높게 고려되어 있다. primary energy에서 원자력이 차지하는 비중은 Delayed CCS의 경우 18%, Diversified supply technologies 시나리오의 경우 15%로 가정했다.

끝으로 에너지공급의 탈집중화와 집중화가 동시에 추진되는 것으로 전제했다. 재생에너지 부문에서 공급의 탈집중화현상이 나타나는 반면, 원자력과 가스를 기반으로 한 전력생산은 집중화될 것으로 가정했다.

3) 시뮬레이션 결과

〈표 3-9〉는 탈탄소 시나리오를 적용했을 때 2050년까지의 EU의 에너지소비량과 온실가스 배출량이 어떻게 변하는지, 즉 탈탄소화 시나리오 시뮬레이션의 결과를 정리한 것이다.

가) 온실가스 감축목표 달성

정도의 차이는 있지만 모든 탈탄소화 시나리오 하에서 EU가 지구표면 온도의 2도씨 이내 상승 억제를 위해 설정한 온실가스 감축목표가 달성되는 것으로 분석되었다.

〈표 3-9〉 탈탄소화 시나리오와 시뮬레이션 결과

시나리오명	전제	결과	
탈탄소 시나리오	High Energy Efficiency	▷상당 수준의 에너지절약을 약속한 정책이 실시된다고 가정 (전자제품과 신규 건물에 대한 보다 강화된 최소 요건적용, 발전사를 포함한 energy utilities에 대한 에너지절약 강제규정 설정, 스마트 그리드와 스마트 미터링 확대, 분산형 전원으로서 재생에너지 확대)	EU의 2도씨 고려 감축목표 달성
	Diversified supply technologies	▷특정 에너지나 감축기술에 대한 선호는 없음 ▷원자력과 CCS에 대한 대중의 수용성 가정 ▷탄소가격을 자율하게 함으로써 탈탄소화 추진	
	High Renewable energy sources (RES)	▷RES 보급 목표: 2050년까지 에너지소비량의 75%, 전력생산의 97% ▷RES 교역이 확대되도록 EU 시장 통합 ▷RES 인프라, 백업, 저장 및 수요관리: DC, 마이크로 그리드, RES의 Grid에의 Access 제고, 바이오매스와 가스발전기를 통한 백업기능 강화, 충분한 저장능력 (pumped storage, CSP, hydrogen) 확대, 스마트 미터링	
	Delayed CCS	▷앞의 Diversified supply technologies를 그대로 유지 + CCS 지연(High energy efficiency 시나리오에 비해 CCS 관련 자본비용을 높게 설정 → 2040년 이후 CCS 사용가능) ▷그 결과 원자력 비중 상승(기술변화의 결과가 아니라 탄소가격으로 인해 원자력의 경쟁력이 높아졌기 때문) ▷원자력에 대한 높은 수용성(원전 리스크를 낮게 적용)	
	Low nuclear	▷앞의 Diversified supply technologies를 그대로 유지 + 더 이상의 원자력 발전 건설 없음 + 2030년 이후 원전의 연장불허 ▷원자력발전을 대체하는 과정에서 CCS 보급률 상승 (발전량의 32% 수준)	

나) 1차 에너지사용량

〈표 3-10〉은 각 시나리오별 1차 에너지사용량을 Reference scenario와 비교하여 정리한 것이다. CPI scenario에서 8.4%, 에너지효율 시나리오에서 38.5%, Diversified Technology Scenario에서 31%, RES scenario에서 35.7%, Delayed CCS scenario에서 29.8%, 탈원전 시나리오에서 35.5% 감소하는 것으로 나타났다.

(Mtoe)	2020	2030	2050
Reference	1790	1729	1763
Current policy Initiative % difference to reference	1700	1629	1615
	-5.0%	-5.8%	-8.4%
Energy efficiency % difference to reference	1644	1452	1084
	-8.1%	-16.0%	-38.5%
Diversified supply technologies % difference to reference	1681	1534	1217
	-6.1%	-11.3%	-31.0%
High RES % difference to reference	1679	1510	1134
	-6.2%	-12.7%	-35.7%
Delayed CCS % difference to reference	1682	1532	1238
	-6.1%	-11.4%	-29.8%
Low nuclear % difference to reference	1687	1489	1137
	-5.8%	-13.9%	-35.5%

〈표 3-10〉 Reference scenario 대비 1차 에너지사용량
자료: EU Commission, SEC(2011), p. 13

다) 1차 에너지소비에서의 연료 비중(%)

〈표 3-11〉은 각 시나리오별 1차 에너지소비에서의 연료비율을 정리한 것이다. 2050년을 기준으로 Reference Scenario와 CPI scenario에서는 화석연료인 석유의 비중이 가장 높는데 비해 탈탄소 시나리오에서는 재생에너지의 비중이 가장 높고 그 다음으로 가스의 비중이 높은 것으로 전망되었다.

③High Energy Efficiency, ④Diversified Supply Technologies, ⑤High Renewable energy sources(RES), ⑥Delayed CCS, ⑦Low Nuclear

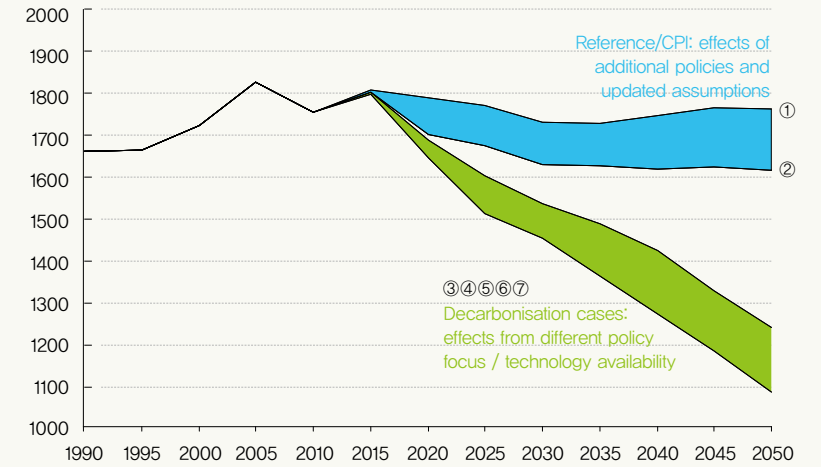
	2005	①Reference Scenario		②Current Policy Initiatives		③~⑦Decarbonisation scenarios	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Solids	17.5	12.4	11.4	12.0	9.4	7.2-9.1	2.1-10.2
Oil	37.1	32.8	31.8	34.1	32.0	33.4-34.4	14.1-15.5
Gas	24.4	22.2	20.4	22.7	21.9	23.4-25.2	18.6-25.9
Nuclear	14.1	14.3	16.7	12.1	13.5	8.4-13.2	2.6-17.5
Renewables	6.8	18.4	19.9	19.3	23.3	21.9-25.6	40.8-59.6

〈표 3-11〉 1차 에너지소비에서의 연료 비중
자료: EU Commission, SEC(2011), p. 13

라) 최종 에너지소비의 변화

[그림 3-1]은 각 시나리오별 총에너지소비를 비교한 것으로 탈탄소 시나리오 하에서 총에너지 수요가 40%정도 감소하는 것을 알 수 있다.

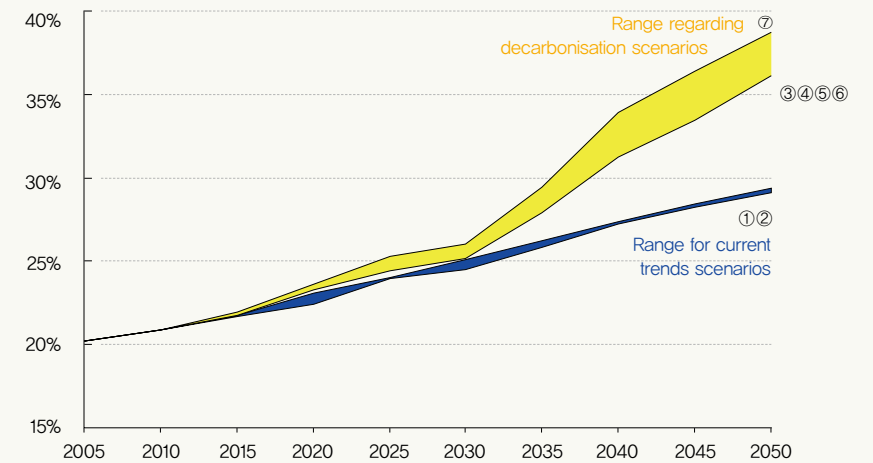
[그림 3-1] 총에너지소비



마) 최종 에너지소비에서 전력이 차지하는 비중

[그림 3-2]는 각 시나리오별 총에너지소비에서 전력이 차지하는 비중을 표시한 것으로 Reference scenario나 CPI scenario에서 30% 미만에 불과했던 전력의 비중이 탈탄소 시나리오에서는 35~40%로 증가하는 것을 알 수 있다.

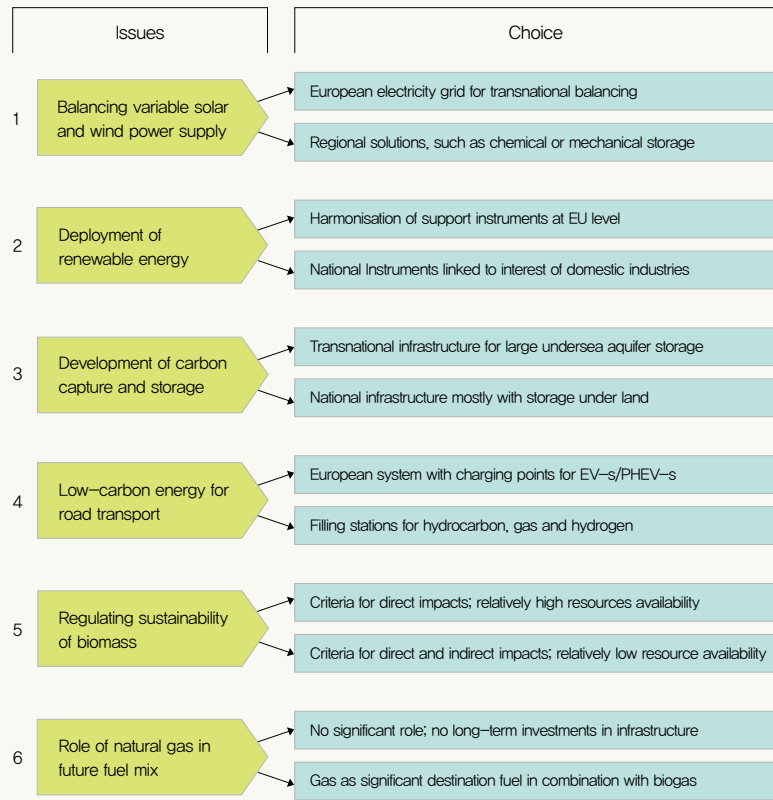
[그림3-2] Reference 시나리오나 탈탄소화 시나리오에서의 전력비중 (EU 전체)



제2절 EU Energy Roadmap 2050 반영한 회원국의 에너지 전환 방향

1. 회원국의 다양한 조건을 반영한 전환경로

EU 회원국은 EU Commission이 제시한 Energy Roadmap 2050을 큰 그림으로 회원국의 정치, 경제적 조건에 따라 상이한 전환루트 선택하고 있다. [그림 3-3]은 에너지로드맵 설정과 정에서 중요하게 고려된 이슈에 따라 Energy Roadmap의 특징이 어떻게 바뀌는가를 정리한 것이다.



[그림 3-3] 국가 기후 및 에너지 로드맵에서의 이슈와 선택
자료: PBL (Issues for which very different choices are possible, with their consequences for technical system integration, market design and European coordination.)

이를 보다 구체적으로 보여주는 예는 <표 3-12>에 정리되어 있다. 6개 국가 공히 전력부문을 강조했으며 에너지효율 제고, CO2-free 발전과 Biomass를 이용한 발전 등을 강조하고 있다는 공통점이 발견된다. 차이점이 발견되는 부문은 원자력 발전의 활용여부, CCS와 non-CO2 중요도 책정 등에서 차이를 보인다. 북유럽의 6개 회원국은 에너지 로드맵을 받아들이는 과정에서 중요하게 고려한 사항이 달랐다. 이러한 이슈의 이질성은 EU 공통의 Energy Roadmap을 국내화한 에너지정책에서 차이를 만들어낸다. 덴마크는 에너지안보와 온실가스 감축이 가

장 중요한 이슈였으며 그 결과 2050년까지 100% 재생에너지 체제를 갖춘다는 로드맵을 만들어냈다. 독일은 재생에너지 부문의 경쟁력 제고와 산업기회 창출에 상대적으로 높은 우선순위를 부여했다. 영국의 로드맵은 에너지비용의 최소화에 맞추어지며 독일이나 덴마크와는 차이가 나는 로드맵을 만들어냈다. 프랑스와 벨기에에는 다소 늦게 2020 이후 에너지계획을 수립하기 시작했다. 프랑스의 경우 원자력발전을 포기하지 않았으며 에너지믹스에서 여전히 중요한 역할을 부여했다.

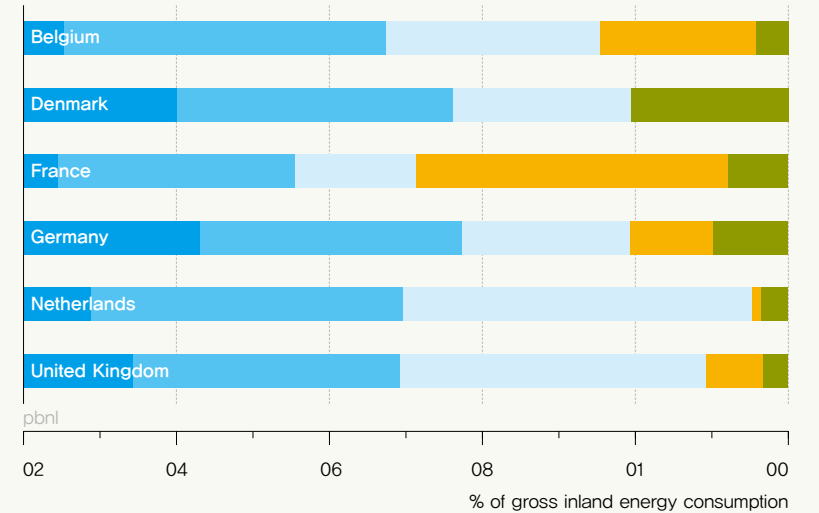
<표 3-12> EU 회원국간 이질성: 탈탄소화로의 전환을 추진하게 된 이유와 동인으로서의 중요도
자료: Planbureau voor de Leefomgeving, Climate and Energy Roadmaps towards 2050 in North-western Europe, 2012

구분	에너지공급의 안정성	온실가스 저감	알맞은 가격	에너지 산업의 기회창출	도덕적 이유	Energy Roadmap 특징
벨기에	1순위	3순위	2순위			
덴마크	1순위	2순위	4순위	3순위		100% RES
프랑스	2순위	4순위	1순위	3순위		원전포함
독일	2순위	3순위	4순위	1순위	5순위	RES 경쟁력제고
네덜란드	4순위	3순위	1순위	2순위		늦은 출발
영국	4순위	1순위	2순위	3순위		

6개의 북유럽국가의 중점이슈와 로드맵이 달라지게 한 가장 결정적인 원인은 재생에너지 자원(sources)의 현황과 개발가능성이다. 각국의 재생에너지 자원현황과 개발잠재력 및 개발노력의 이질성은 <그림 3-4>와 <표 3-13>, <표 3-14>에 각각 정리되어 있다.

[그림 3-4] 북유럽 6개국의 재생에너지 비중(2010년)
자료: Eurostat

범례
 ■ Coal/lignite
 ■ Oil
 ■ Natural gas
 ■ Nuclear energy
 ■ renewables



구분	벨기에	덴마크	프랑스	독일	네덜란드	영국
내륙풍력발전 잠재력 (MWh/인당) ¹⁾	40.22	135.68	81.28	49.11	52.16	71.10
해상풍력발전 잠재력 (MWh/인당) ²⁾	23.15	490.51	30.30	20.92	144.80	77.30
연간 총일조량 (kWh/m ²) ³⁾	1,097-1,107	1,109-1,164	1,157-1,798	1,117-1,242	1,086-1,124	1,018-1,240
농업용 토지면적 (ha/인당) ⁴⁾	0.15	0.50	0.46	0.23	0.12	0.26
산림면적 (ha/인당) ⁵⁾	0.28	0.77	0.85	0.44	0.23	0.39
수력발전 (MWh/인당) ⁶⁾	0.03	0.00	0.95	0.25	0.01	0.06

〈표 3-13〉 각국의 잠재적 재생에너지원

- 1) EEA, 2009 (EEA Table 6.8).
- 2) EEA, 2009 (EEA Table 3.5).
- 3) JRC photovoltaic GIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>)
- 4) Eurostat, 2009.
- 5) EurObserv'ER GIS (<http://www.eurobserv-er.org/>)

투자대상	벨기에	덴마크	프랑스	독일	네덜란드	영국
에너지효율성	25%	9%	14%	15%	39%	28%
CCS	0%	1%	5%	2%	6%	9%
재생에너지	16%	45%	12%	29%	35%	34%
원자력에너지	47%	0%	48%	34%	7%	14%
네트워크, 저장 등	6%	28%	9%	8%	7%	9%
총액(백만유로)	99	112	980	567	237	358
GDP 1000당 투자액(2009)	0.30	0.56	0.64	0.27	0.44	0.21

〈표 3-14〉 각국의 에너지관련 R&D 투자총액과 분야별 비중 (2010-11)

자료: IEA, Country RD&D database; Decisio (2011), Monitor on publically financed energy research 2010 [Monitor publiek gefinancierd energieonderzoek 2010], Amsterdam

EU 회원국간 전환경로의 이질성은 글로벌한 경영활동을 하고 있는 에너지기업들의 의사결정에 영향을 미침으로써 자국 뿐만 아니라 이웃국가에 영향을 미칠 것으로 예상된다. 이러한 이유로 EU는 EU-wise 탄소시장, EU-wise grid 통합이 필요하다고 언급한 바 있다. 에너지 로드맵의 회원국간 차이를 만들어낸 또 다른 원인은 현재 실시되고 있는 에너지정책 또는 온실가스 정책의 차이이다. 〈표 3-15〉는 현재 북유럽 국가에서 실시되고 있는 정책을 정리한 것이다. 회원국에 따라 온실가스 정책의 추진정도과 에너지정책의 방향이 이질적인 것을 알 수 있다.

재생에너지 부문에서의 차이나 현재 추진 중인 정책에서의 차이 역시 EU Commission이 제시한 에너지정책에 대해 회원국의 동의 정도를 다르게 만드는 요인에 해당한다. 국가별 동의정도는 〈표 3-16〉에 정리되어 있다.

2. 에너지 로드맵 추진으로 예상되는 결과

〈표 3-15〉 각국이 적시한 현재 실행중인 저탄소 또는 탈탄소화 정책(CPI)

자료: Planbureau voor de Leefomgeving, Climate and Energy Roadmaps towards 2050 in North-western Europe, 2012

회원국간 전반적인 상호의존성(mutual interdependencies)이 확대될 것으로 예상된다. 에너지시장의 경우 renewable energy 부문에서의 시장통합과 월경 인프라(transnational infrastructure)가 확대될 것으로 예상된다. 에너지시장의 통합은 규모의 경제 조건을 제공함으로써 재생에너지 기술 도입의 인센티브로 작용할 것이다. 또, 전기자동차(표준화), biomass 기술 발전과 실행을 위해 EU 차원의 표준화가 일저언에서 진행될 것으로 예상된다.

	Electricity	Buildings	Industry	Transport
Belgium	F: minimum priced green certificates L/S: certificates (regional) for RES and combined heat and power generation(CHP)	F: tax reduction insulation measures	V: benchmarking for voluntary agreements with large industry and audits for small industry	F: tax reduction for low-emission vehicles
Denmark	F: subsidy programmes for RES and biomass CHP F: grid tariffs L/S: efficiency obligation for energy companies	F: subsidy programmes for heat F: security of supply tax on space heating F: support programmes for large-scale heat pumps	F: energy and CO2 tax V: energy savings agreements	F: fuel efficiency determines registration tax for new cars F: subsidy for clean demonstrations projects
France	F: feed-in tariff F: tax exemptions and tax credits for solar boilers and solar PV	L/S: heat efficiency standards for new buildings		L/S: biofuel use in transport 10.5% by 2020
Germany	F: feed-in tariff F: support schemes for investments in offshore wind parks F: RD&D programmes for renewable energy, smart grid and storage L/S: legally binding shares for renewable energy L/S: simplification of spatial planning for renewable energy L/S: gradual closing of nuclear plants up to 2022	F: support schemes and tax deductions for energy-efficient renovations L/S: 1% to 2% energy efficiency in renovation of existing buildings L/S: low-energy building obligation	F: subsidies for energy-intensive industries V: promotion of continuous improvements to efficiency standards(top-runner programme)	V: 1 million electric vehicles by 2020
Netherlands	F: feed-in premium for renewable energy	V: street-by-street approach (local initiatives)	V: agreements with industry on energy efficiency V: green deals	L/S: biofuel use in transport 10% by 2020 F: electric vehicles
United Kingdom	F: tradable certificates for large-scale renewable energy L/S: national carbon price floor L/S: 'contracts for differences': long-term contracts providing stable revenue for wind and nuclear energy, and CCS L/S: Emissions Performance Standard for new power plants	F: climate change levy F: house insulation stimulus programme for low-income households L/S: zero-carbon new houses by 2016 L/S: white certificates	F: conditional energy tax for industry F: national carbon price floor(2013) F: renewable heat incentive	F: Local Sustainable Transport Fund to improve cycling infrastructure

구분	벨기에	덴마크	프랑스	독일	네덜란드	영국
2020 Targets	에너지효율 (Flanders 지역)	GHG:-34% (1차 에너지 소비:'10년 대비 -7.6%; 풍력: 전력의 50% 수준)		GHG: -40% (1차 에너지 소비:'08년 대비 -8%; RES: 1차 에너지의 18%, 발전의 35%)		
2030 Targets		석탄발전:0%; 석유난방:0%; RES(난방/발전):100% ('35년)	GHG: -40~45%	GHG:-55% RES:30% (발전의 50%)	GHG:-40% (조건부)	GHG:-50% (2023-27)
2050 Targets		RES: 100%	GHG:-75%	GHG: -80~95% (1차에너지 소비:'08년 대비 50%) 1RES:60% (발전의 80%)		GHG:-80%

〈표 3-16〉 EU 수준의 에너지 전환 목표에 동의한 회원국의 에너지정책

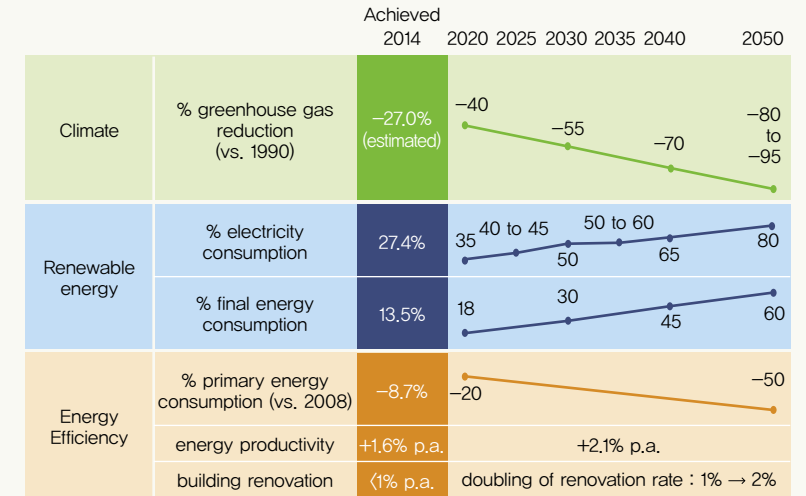
자료: Planbureau voor de Leefomgeving, Climate and Energy Roadmaps towards 2050 in North-western Europe, 2012

제3절 독일 Energy Roadmap 2050

1. 추진 배경

EU는 1990년 대비 2030년까지 온실가스배출량을 최소 40% 삭감한다는 목표 하에 EU 회원국에 재생에너지 비율을 최소 27% 확보하고 에너지효율을 최소 27% 제고하라는 binding target을 제시했다. 이에 대해 독일은 EU의 목표 보다 상향조정된 온실가스 감축목표를 책정했다. 1990년 대비 2020년까지 40%, 2050년까지 최소 80% 감축한다는 계획을 제시한 것이다. 이 과정에서 재생에너지의 역할이 가장 중요한 경로로 강조되었으며 그 외에 에너지효율성의 제고를 강조하고 있는데 이는 탈원자력 선택의 자연스러운 귀결로 보인다. 최종에너지 소비부문에서는 수송분야를 온실가스 감축의 주요 분야로 주목하고 있으며 건물 부문의 리노베이션을 통한 에너지효율성 제고와 온실가스 감축도 중요 정책의 하나로 강조되고 있다. 이러한 정책을 통해 독일은 에너지소비를 2020년까지 1990년 대비 10%, 2050년까지 25%감축한다는 목표를 제시하고 관련 정책을 추진 중에 있다 (그림 3-5 참조).

[그림 3-5] 독일의 재생에너지, 에너지효율성, 기후 목표
자료: Based on BMWi, 2014b, with updates for 2014 by IRENA



각 시나리오별로 1차 에너지 소비량을 비교·분석하면, 2050년까지 ‘현정책 시나리오’ 하에서는 8.4%, ‘고효율에너지 시나리오’는 38.5%, ‘다양화된 공급기술 시나리오’는 31%, ‘CCS 상용화 지연 시나리오’는 29.8%, ‘자원자력 시나리오’는 35.5% 등으로 감소하는 것으로 나타났다.

80%

독일은 1990년 대비 2050년까지 온실가스를 최소 80% 감축한다는 계획을 제시했고, 이와 같은 목표 달성을 위해 재생에너지의 역할을 강조했다.



2. Energy Concept의 주요 내용

독일의 Energy Concept은 EU의 Energy Roadmap 2050과 Transport White Paper와 같은 선상에서 추진되고 있다. 독일은 2010년 9월 'Energy Concept'를 통해 처음으로 재생에너지에 대한 가이드라인을 제시했다. Energy Concept에 따르면 독일은 1차 에너지에서 재생에너지가 차지하는 비중을 2013년 12.3%에서, 2018년 18%, 2050년에는 60%까지 끌어올린다는 계획을 가지고 있다(아래의 박스 참조).

■ 1차 에너지수요 목표

- 2008년 소비량을 기준으로, 2020년까지 20%, 2050년에는 50%를 삭감한다는 계획

■ RES 목표: 1차 에너지소비에서 RES가 차지하는 비중의 상향 조정

- 2013년 12.3%에서, 2018년 18%, 2050년에는 60%까지 끌어올린다는 계획

■ 에너지집약도 관련 목표: 매년 2.1%씩 개선

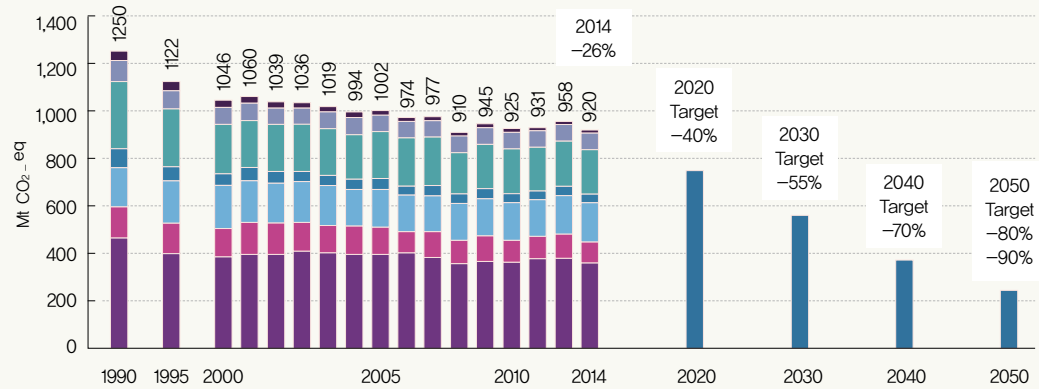
- 2008-14년간 집약도 매년 1.6%씩 감소 → 향후 강도 높은 효율성 개선 노력 필요
- 중점부문: 건물 (Energy Concept는 총 건물 stock 중 renovation율을 현재의 1%에서 지속적으로 늘려 2050년에는 2%수준이 되도록 할 계획)
- 또 다른 중점부문: 수송 (전기차 보급 확대)

■ 구체적으로 (그림 6)을 통해 GHG 감축목표, 에너지로드맵과 2030년 계획, 원전정책, 연료수입의존도 등에 대한 독일 정부의 전략을 정리

〈그림 3-6〉 부문별 온실가스배출량(1990-2014와 2050 목표)
자료: Agora, 2015b; AGEb, 2015; UBA, 2014

범례

- Energy sector
- Households
- Transport
- Tertiary Sector
- Industry
- Agriculture
- Others



독일은 1차 에너지수요를 2008년을 기준으로 2020년까지 20%, 2050년까지 50% 삭감한다는 계획이다. 에너지효율성의 제고는 이를 달성하기 위한 방안으로 제시되었다. 독일은 매년 에너지 집약도를 2.1%씩 개선할 계획인데, 2008-14년 집약도가 매년 1.6%씩 감소하는 추세에 있기 때문에 향후 강도 높은 효율성 개선이 필요한 상황이다. 에너지 효율성 제고와 관련하여

〈표 3-17〉 장단기 독일의 에너지 로드맵(Germany Energiewende, and REmap results)

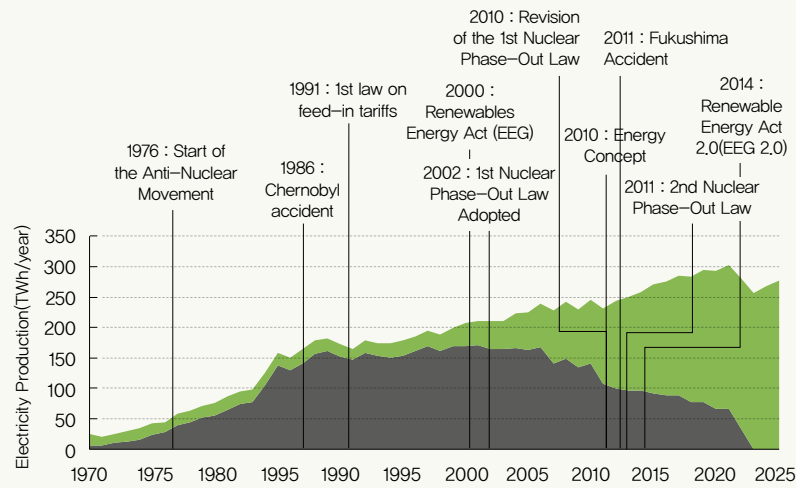
1) REmap sector coverage does not include all CO₂ emissions and CO₂ equivalents; see sub-section "CO₂ emission developments"
2) Base year = 2010
3) Due to electrification in end use sectors, decline in power demand is reduced but remains negative.
자료: BMWi, 2014b; Agora, 2015b; IRENA analysis

구분	2011	2014	2020	2030	2030	2040	2050
	실측치		독일의 목표		REmap 결과	독일의 목표	
GHG 배출량							
1990년 대비 (최소목표)	-25.6%	-27.0%	-40%	-55%	-55% ¹⁾	-70%	-80-95%
재생에너지							
발전에서의 비중 (최소목표)	20.4%	27.4%	35%	55%	65%	65%	80%
최종에너지 소비에서의 비중	11.8%	13.5%	18%	30%	37%	45%	60%
에너지효율							
1차에너지수요 (2008년 대비)	-5.4%	-8.6%	-20%		-30% ²⁾		-50%
전력수요(2008년 대비)	-1.8%	-4.6%	-10%		- ³⁾		-25%
CHP로부터의 발전비중	17.7%	17.3%	25%		21%		
에너지생산성 제고율	1.7%	1.6%	2.1%		2.5%		
Time frame	2008-11	2008-14	2008-50		2010-30		

3. 재생에너지 계획

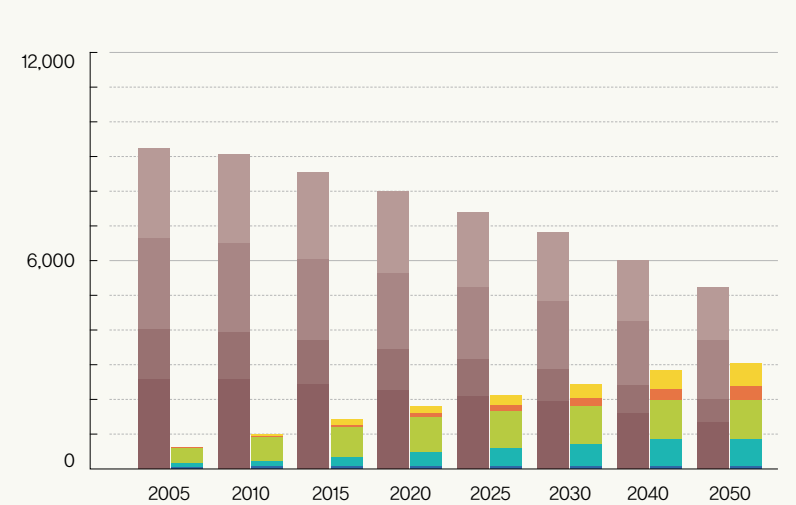
독일의 Energy Concept에 제시된 에너지원 선택 원칙은 시장에 의해 결정되도록 한다는 것이다. 그러나 시장선택 자체는 역사적 사건으로 인해 질적 변화를 거치게 되는데 [그림 3-7]에서 볼 수 있듯, 일본의 후쿠시마 원전사고 이후 독일의 탈원전 정책이 본격적으로 추진되었다.

이러한 역사적 사건을 반영한 독일의 최종 에너지 공급과 소비에 관한 2005-2050 (시나리오)를 요약하면, 에너지 소비는 수송부문을 중심으로 점차 줄어드는 한편, 재생에너지 공급은 풍력과 태양광발전을 중심으로 지속적으로 확대된다는 것이다(그림 3-8). 독일은 이러한 재생에너지 확대 정책이 수입의존도를 낮춤으로써 독일 경제에 긍정적인 효과를 미칠 것으로 기대하고 있다(그림 3-9).



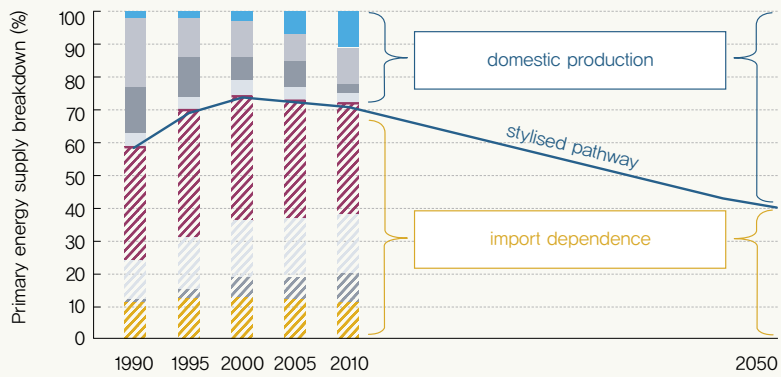
[그림 3-7] 재생에너지로의 전환과 관련된 주요 정책과 역사적 사건들

범례
 ■ Nuclear
 ■ Renewable power



[그림 3-8] 독일의 에너지소비관리 및 재생에너지공급 시나리오
 자료:DLR Lead Study, Scenario A

범례
 ■ Energy consumption
 ■ Transport
 ■ Industry
 ■ Commercial
 ■ Households
 ■ Renewables
 ■ Solar
 ■ Geothermal, ambient heat
 ■ Biomass and waste
 ■ Wind power
 ■ Hydro power



[그림 3-9] 재생에너지 비중의 확대와 1차 에너지공급의 수입의존도 하락
 자료: BMWi, 2013

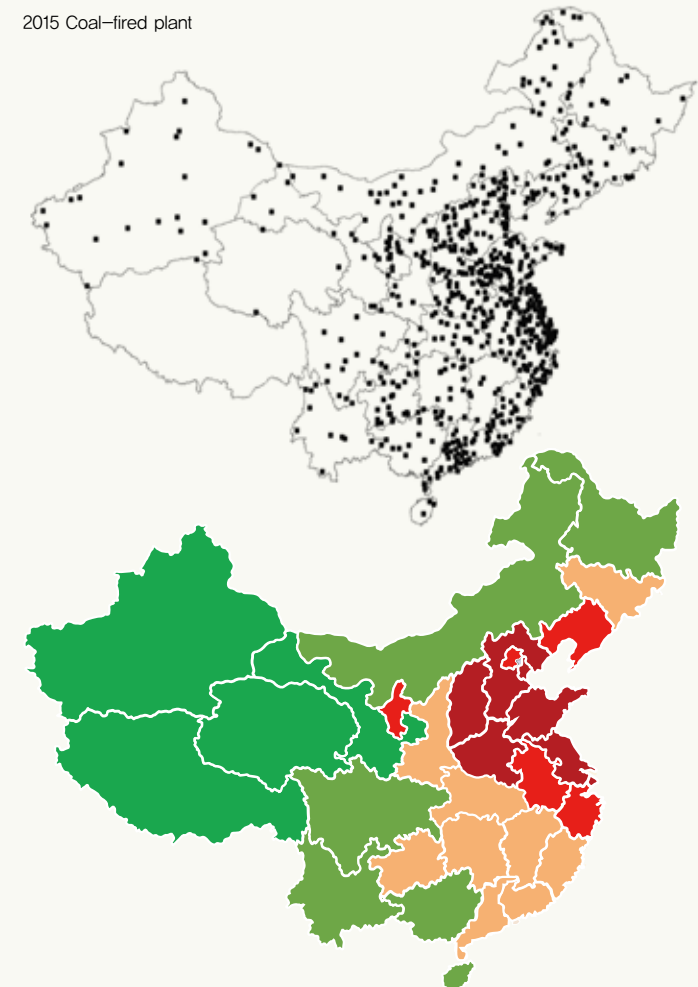
범례
 ■ Renewables
 ■ Lignite
 ■ Hard coal
 ■ Gas
 ■ Oil
 ■ Oil imports
 ■ Gas imports
 ■ Hard coal imports
 ■ Nuclear
 ■ Total imports

제4절 중국 Energy Roadmap 2050

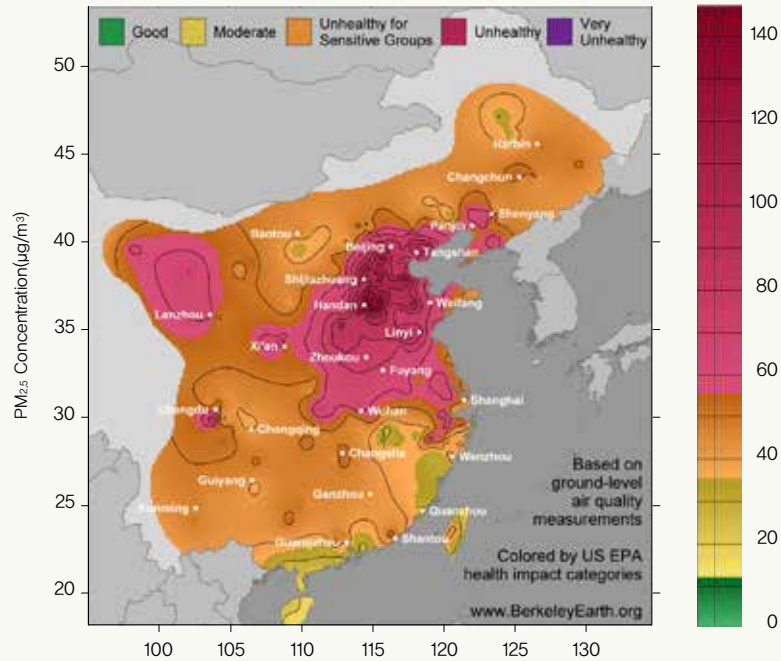
1. 중국의 에너지전략

중국은 전체적으로 풍부한 에너지자원을 보유하고 있지만 인당기준을 적용하면 에너지자원이 빈약한 국가에 속한다. 양질의 에너지자원은 부족하고 또 고르게 분포하는 것도 아니어서 개발하기도 쉽지 않다(EA 2011). 석탄량은 상당히 풍부하지만 석유나 천연가스, 기타 화석연료의 양은 상당히 제한적이다. 반면, oil shale, coalbed methane 등 비보편적인 화석 에너지원은 상당한 잠재력을 가진 것으로 알려져 있다. 에너지소비가 집중적으로 이루어지는 곳은 국토의 동쪽인데 비해 석탄, 수력, 풍력발전의 에너지원이 풍부한 지역은 서쪽이다. 이는 중국의 지속적인 경제성장을 지탱하기 위해서는 대규모 연료수송 또는 장거리 송배전시스템이 필요하다는 것을 의미한다(그림 3-10 참조).

[그림 3-10] 중국의 석탄발전소의 분포(위)와 소비의 지역별 분포(아래)
 출처: Wang Zhongying (Energy Research Institute National Development and Reform Commission), 2016. China Energy Transition (2050):Coal-fired plant peaking load and V2G will be the core of deregulated electricity market designs supporting Green and low carbon electricity revolution



범례
 ■ 0-200
 ■ 200-400
 ■ 401-1000
 ■ 1001-1500
 ■ >1500



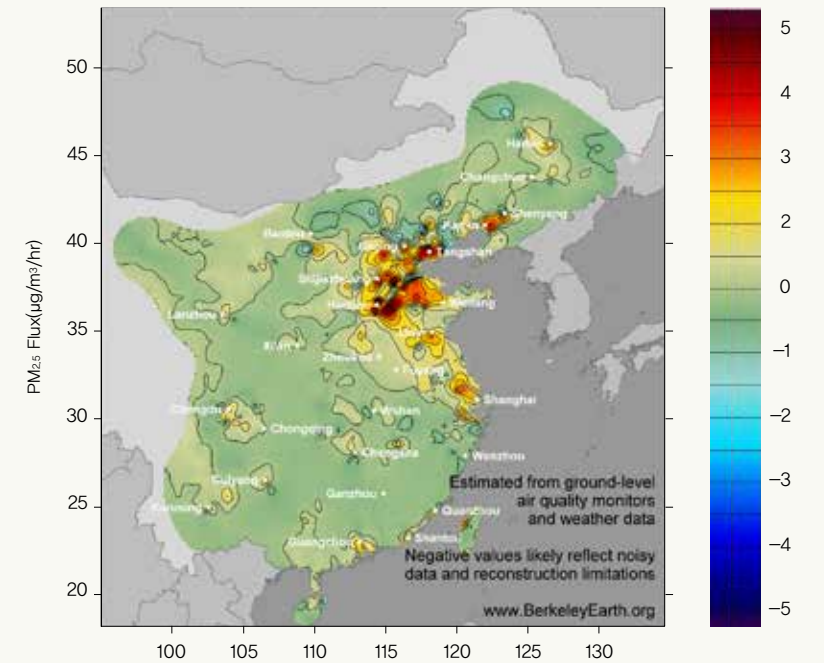
[그림 3-11] 2017년 4월 28일 17:00시 현재 중국의 대기오염상황(위)과 2014년 4월~2015년의 8월간 PM2.5 평균 출처: <http://berkeleyearth.org/air-pollution-overview/>



[그림 3-12] 2015년 8월 중국의 대기오염의 출처 자료: <http://berkeleyearth.org/air-pollution-overview/>

경제성장 속도에 맞춰 에너지를 공급하는 것 이외에 중국의 에너지정책 수립에 있어 중요한 조건은 중국이 직면한 심각한 환경오염이다. [그림 3-11]은 2017년 4월 중국의 대기오염농도와 2014년 4월~2015년 8월까지의 16개월간 PM2.5의 평균값을 표시한 것이다. 중국의 환경문제, 특히 대기오염의 정도가 심각한 수준에 이르렀음을 시사한다. [그림 3-12]는 PM2.5의 출처가 어디인가를 표시한 것으로 [그림 3-10]에서 제시된 석탄발전소의 위치와 도시화가 진행된 지역이 PM2.5의 출처와 겹치고 있음을 보여준다.

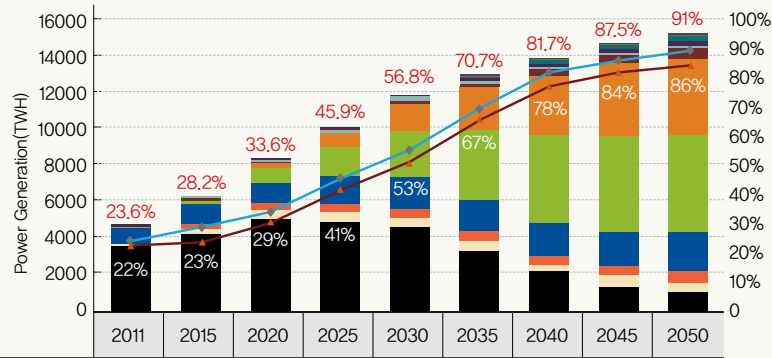
이러한 상황에서 중국 정부는 '중국의 미래 에너지전략'이 더 이상 석탄에 의존하지 않고 대신 '국내의 다양한 에너지원의 개발과 환경보호에 초점을 맞춘' 보다 지속가능한 에너지공급에 초점을 맞출 것이라고 발표했다(IEA 2011). 2015년 중국의 Energy Research Institute와 National Development and Reform Commission이 발표한 보고서에 따르면, 중국 에너지 Roadmap의 핵심은 석탄발전을 대폭 축소하고 2050년까지 1차 에너지소비량의 62%를 재생에너지로 대체한다는 것이다. 전력공급을 기준으로 보면, 발전량의 91%를 비화석에너지로, 86%를 재생에너지로 대체한다는 계획이다([그림 3-13] 참조)⁹



62%
중국은 석탄발전을 대폭 축소하고, 2050년까지 1차 에너지 소비량의 62%를 재생에너지로 대체할 예정이다.



9 1차 에너지에서 비화석연료의 비중을 현재의 15%에서 2020년까지 20%로 확대한 후, 2030년까지 33%, 2050년까지 66%로 확대한다는 목표를 제시했다.



■ Ocean energy						4	4	4	4
■ Geothermal power						30	90	90	90
■ Wood pellets power		6	12	18	28	46	80	180	202
■ Straw and stalks power	10	20	59	87	129	187	244	283	297
■ Biogas power	1	63	118	118	118	118	111	126	139
■ Municipal Solid Waste power	12	30	50	75	112	197	315	413	462
■ Solar power	5	61	228	718	1496	2445	3400	4214	4310
■ Wind power	97	252	753	1513	2595	3904	4741	5130	5350
■ Hydro power	889	1031	1221	1620	1794	1790	1851	2014	2187
■ Nuclear power	88	300	354	449	463	484	544	569	649
■ Oil power	2	2	2	2	2	2	2	2	2
■ Natural gas power	67	267	522	559	563	553	524	467	466
■ Coal power	3508	4223	4994	4868	4566	3263	2018	1387	1038

중국은 2020년까지 석탄발전용량을 1,100GW로 제한하겠다고 국제사회에 약속한 바 있다. 에너지 로드맵이 현실화되면 석탄발전의 양은 2015년 4235TWh에서 2050년 1038로 급감하게 된다. 전력수요가 증가하는 가운데 석탄발전의 양이 줄어들도록 계획되어 있기 때문에 이 계획이 실행되면 총에너지사용량에서 석탄이 차지하는 비중은 2015년 67.5%에서 2050년에는 6.8%로 감소하게 된다(그림 3-13) 참조. 실제 2017년 초 중국 정부(Energy Administration)는 건설을 계획했거나 고려중에 있던 85개 석탄발전소 건설계획을 취소했다.¹⁰ 중국의 이러한 움직임을 환경이나 온실가스 감축에 의해 유도된 에너지전력이라기 보다는 석탄화력발전소에 대한 그간의 지나친 투자를 조정하려 한다는 설명이 지배적이다. 중국은 세계 1위의 석탄발전용량(900GW)을 가지고 있으며 중국 화력발전소의 가동률은 50%미만에 불과하다.

[그림 3-13] 중국 Energy Research Institute와 NDRC가 발표한 중국 Energy Roadmap 2050에 제시된 발전부문 연료비중
 자료: Energy Research Institute & National Development and Reform Commission, China 2050 High Renewable Energy Penetration Scenario and Roadmap Study, 2015.

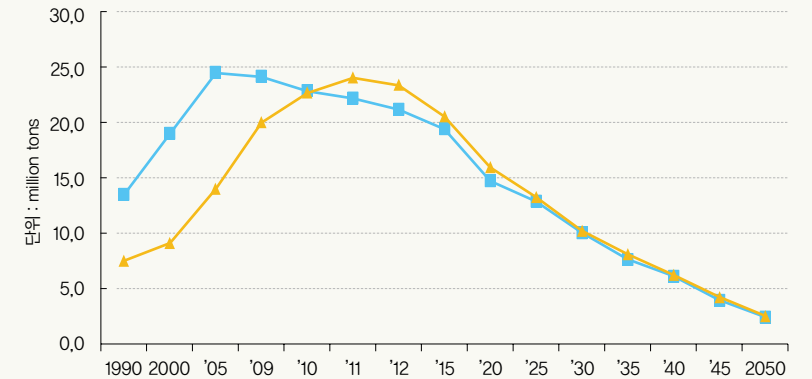
석탄소비가 줄어들며 전기가 전체 에너지소비에서 차지하는 비중은 현재의 24%에서 2050년에는 60~65%로 증가하게 된다. 따라서 발전부문의 탈탄소화 계획이 중국의 온실가스배출량 결정에서 매우 중요한 역할을 담당하게 된다. 발전계획의 핵심은 전력공급을 기준으로 발전량의 91%를 비화석에너지로, 86%를 재생에너지로 대체한다는 계획이다. 이는 재생에너지를 통한 전력생산량이 2015년 1463TWh에서 2050년에는 13087로 증가하게 되는데, 2015년 대비 795% 증가한 수준에 해당한다. 이렇게 되면 재생에너지가 총에너지 사용량에서의 차지하는 비중이 2015년 23.4%에서 2050년 85.8%까지 증가하게 된다. 재생에너지원별로 보면, 중국은 풍력과 태양광발전 확대에 집중할 계획이다. 풍력의 경우 2020년까지 300GW, 2030년까지 1100GW로, 태양광의 경우 2020년까지 200GW 그리고 2030년까지 1000GW로 생산능력을 확대할 계획이다.

발표한 비화석에너지 비중 91%에서 재생에너지에 의한 발전량 비중 85.8%를 빼면 약 5%의 재생에너지를 제외한 비화석에너지 비중이 남는다. 원자력은 이중 4%를 차지하도록 계획되어 있다. 원자력은 2015년 88TWh에서 2050년 649 (2015년 대비 638% 증가)로 증가하도록 계획되어 있다. 이렇게 되면 2015년 현재 1.4%인 총에너지 사용량에서 원자력발전이 차지하는 비중이 2050년까지 4.3%로 증가하게 된다.

이러한 에너지로드맵이 현실화될 경우 온실가스 뿐만 아니라 다른 대기오염물질의 배출량도 줄어들 것으로 예상된다. 산성비를 형성하는 SO₂와 NO_x의 경우 이미 2000년대초 또는 2010년대 초에 이미 정점에 달한 후 감소하고 있는데 2050년까지 이러한 하락세가 유지될 것으로 전망된다(그림 3-14 참조).

[그림 3-14] 중국의 SO₂와 NO_x배출량

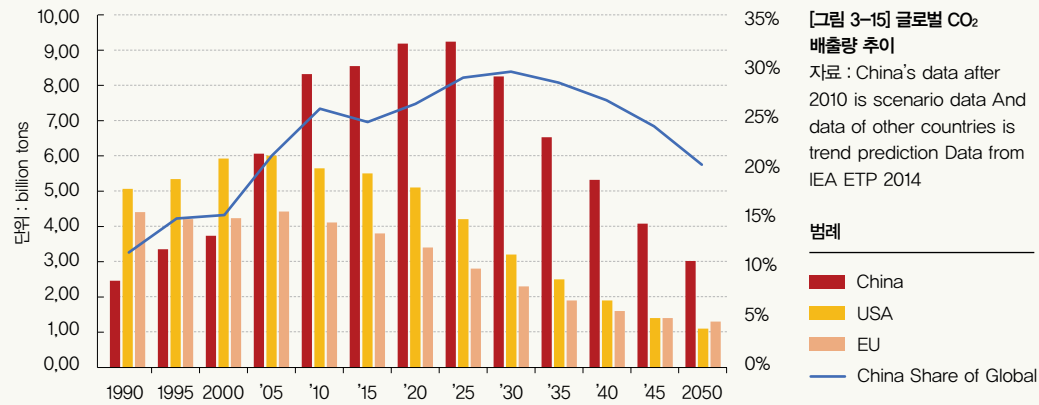
범례
 ■ China SO₂ Emission in High Penetration Scenario
 ▲ China NO_x Emission in High Penetration Scenario



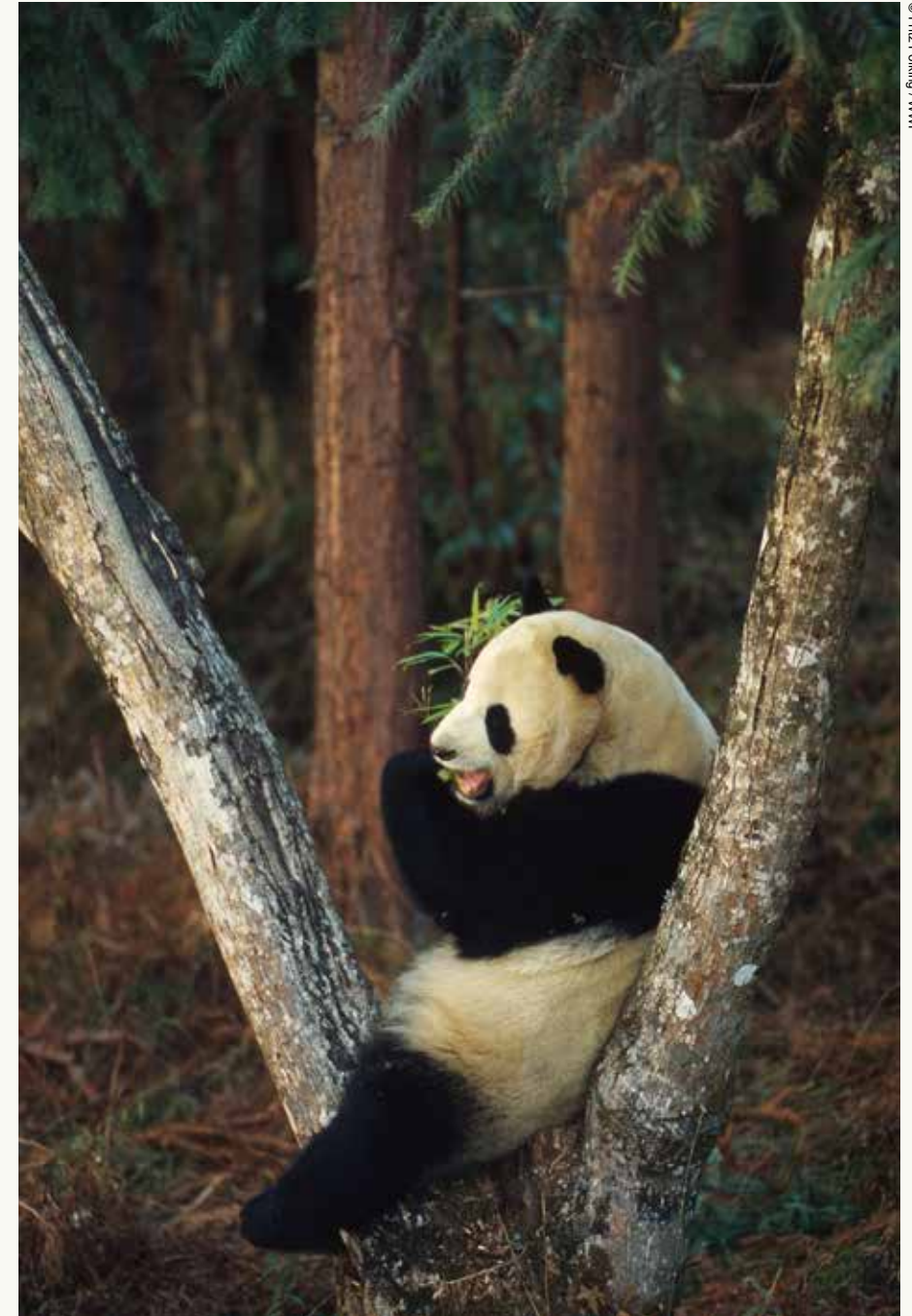
10 <http://arstechnica.com/science/2017/01/chinese-government-has-ordered-103-planned-coal-plants-to-be-cancelled/>

2. 글로벌 온실가스 배출량 감축에의 기여

중국은 세계 제1의 온실가스 배출국이다. IEA(International Energy Agency)의 2014년 보고서에 따르면, 중국의 CO₂ 배출량은 2025년을 전후로 정점에 도달한 후 점차 줄어들 것이며 그 결과 글로벌 CO₂ 배출량에서 중국이 차지하는 비중도 점차 줄어들어 2050년에는 20% 미만으로 떨어질 것으로 전망된다(그림 3-15 참조). [그림 3-15]는 제2의 배출국가인 미국의 온실가스저감 정책에 적신호가 발생한 가운데 중국이 적극적인 탈탄소화정책을 추진하고 있음에도 불구하고 중국의 최대 온실가스배출국가로서의 지위가 2050년까지 유지될 가능성이 크다는 것을 보여준다.



EU, 독일, 그리고 중국으로 대표되는 탈탄소화 해외사례는 한국의 2050년 장기 목표와 계획을 수립하는 데 유용하고 현실적인 참고자료가 된다.



© Fritz Pokking / WWF

제5절 국제기구의 에너지 제안

1. IEA의 One Core Scenario

2015년 파리협정에서 채택한 기후변화 목표는 2100년까지 66% 확률로 global mean temperature를 2°C로 묶어두는 것이다. 이를 기준으로 2015년부터 2100년 사이 추가로 발생할 수 있는 CO₂량, 즉 CO₂ budget을 계산하면 880 giga tonnes(Gt)가 된다(⟨IPCC 5차 평가 보고서⟩ 참조). OECD, IEA, IRENA(2017)는 공동연구를 통해 이 목표달성을 위한 One Core Scenario를 발표한 바 있다. 2100년까지 토지이용이나 산림부문에서의 탄소배출량이 현재의 상태를 유지하고 산업공정에서의 배출량은 90 GtCO₂ 감소하는 가운데 에너지부문의 CO₂ 배출량은 790 GtCO₂ 증가한다는 시나리오다(⟨표 3-18⟩).

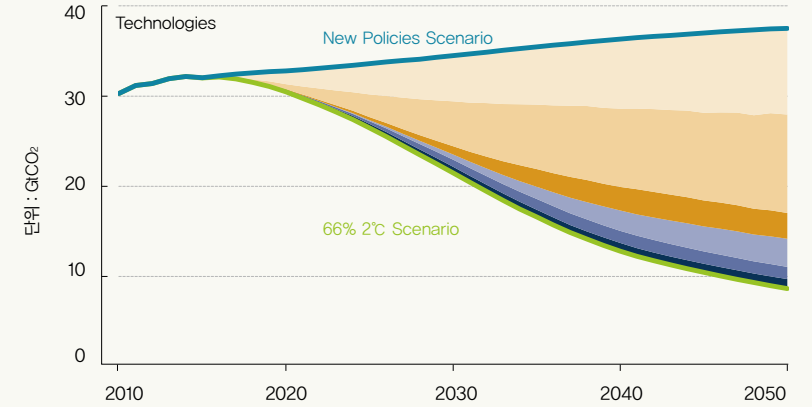
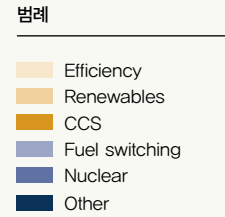
(Gt CO ₂)	2015-2100
CO ₂ 총량	880
산업공정	-90
토지이용, 산림	0
에너지부문 CO ₂ Budget	790

OECD/IEA/IRENA(2017)는 목표 달성을 위해 2050년까지 전력의 95%를 비화석연료로 생산해야 하며, 신차의 70%는 전기차로 대체하고, 현재 존재하는 모든 빌딩(stock)의 재개축을 시행하며, 산업부문의 CO₂집약도는 현재수준을 기준으로 80% 개선해야 한다고 발표했다. 현재의 기술수준을 고려할 때 One Core Scenario에 제시된 목표는 상당한 도전이 필요한 수준이다. 즉, 거의 모든 나라가 지금보다 훨씬 더 적극적인 에너지부문의 탈탄소화를 추진해야 66% 2°C Scenario를 달성할 수 있다는 것이다.

[그림 3-16]은 New Policy Scenario(현재 발표된 감축정책을 반영한 배출전망) 대비 66% 2°C Scenario 목표달성을 위해 주요 감축기술별로 달성해야 할 온실가스배출량 삭감분을 표시한 것이다. 에너지와 소재의 효율성 제고의 경우, 글로벌 GDP대비 에너지사용량으로 계산한 에너지 집약도를 기준으로 2014년에서 2050년간 연간 2.5%씩 감소해야 한다. 이는 지난 15년간 개선율의 3.5배에 해당하는 높은 수준이다. 재생에너지 비중의 급격한 증가도 필요하다. 풍력과 태양광의 합이 2030년까지 발전의 최대 에너지원으로 등극해야 한다. 이를 위해서는 발전부문의 변화, 특히 Grid의 flexibility를 확보하기 위한 대대적인 개혁이 필요하다. One Core Scenario에서는 원자력발전의 발전량 감소도 고려되고 있는데, 탈원전 추세에 이를 용인할지 미지수다.

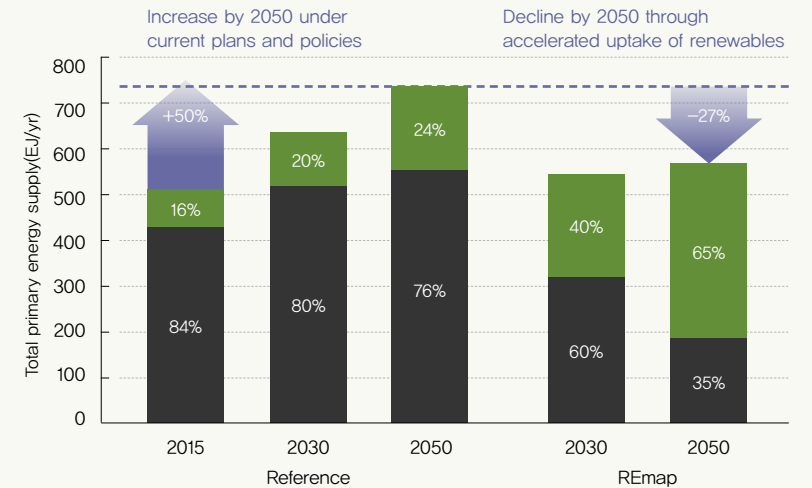
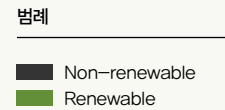
⟨표 3-18⟩ IEA와 IRENA가 개발한 탈탄소화 시나리오에 따른 에너지부문 CO₂ Budget 출처: OECD, IEA and IRENA (2017), Perspectives for the energy transition: Investment needs for a low-carbon energy system.

[그림 3-16] New Policy Scenario(현재 발표된 감축정책을 반영한 배출전망) 대비 66% 2°C Scenario 목표달성을 위한 감축기술별 온실가스 감축
자료: OECD, IEA and IRENA (2017), Perspectives for the energy transition: Investment needs for a low-carbon energy system



이러한 많은 난관에도 불구하고 국제사회가 2°C Scenario 목표를 유지한다면 에너지부문의 탈탄소화는 필수적이다. 위 보고서에 따르면 현재의 경제발전상황과 에너지 및 기후변화 정책상의 변화가 없다면(즉, Reference scenario를 적용한다면), 에너지생산(1차에너지기준)은 2015년에서 2050년 사이 50% 증가할 것이라고 전망된다(⟨그림 3-17⟩). 66% 2°C Scenario 목표달성을 위해서는 에너지공급을 2050년까지 Reference 시나리오 대비 27% 삭감해야 하며 보다 적극적인 재생에너지 공급(2015년 비중 16% → 2050년 65%)을 실시해야 한다. 이러한 관점에서 EU의 가이드라인보다 앞선 에너지계획을 제시한 독일의 재생에너지 목표나 중국에서 논의 중인 재생에너지 목표는 (1차 에너지대비 비중을 기준으로 하면) IRENA가 동 보고서에서 제안한 목표치에 근접한 수준이다.

[그림 3-17] 글로벌 에너지공급량과 IRENA가 제시한 REmap에서의 재생에너지 비중



제4장 2050 에너지 전략 문헌 조사

국내외 여러 문헌에서 단·장기 에너지 수요·공급을 전망하고 시나리오 방식을 이용하여 다양한 대안을 제시하고 있다. 전망과 시나리오 구축을 위한 방법론은 다양하다. 기존 연구를 수행한 주체 역시 학계, NGO, 민간 컨설팅, 국가 및 국제기구 등 다양하다. 적용 방법론, 제시하는 미래상, 정책 대안에 있어 상이한 내용들이 포함되어 있다. 여기에서는 스탠포드 대학 Jacobson 교수 연구 (2016), WWF의 The Energy Report (2011), 그린피스(Greenpeace)의 Energy Revolution (2012), 그리고 IEA World Energy Outlook (2016) 등의 문헌을 소개한다.



국내외 여러 문헌에서 단·장기 에너지 수요·공급을 전망하고 시나리오 방식을 이용하여 다양한 대안을 제시하고 있다. 전망과 시나리오 구축을 위한 방법론은 다양한데, i) 여러 정책 변수를 고려하여 이에 대한 영향을 예측한 경우, ii) 목표를 확정하고 이를 기반으로 백캐스팅(backcasting)을 한 경우, iii) 특정 시나리오를 위한 에너지의 가격 및 필요한 기술개발을 조망한 경우, iv) 기후변화 완화를 위한 장치 및 특정 산업 육성을 위한 정책제언에 초점을 맞추는 등 다양하다. 국가 차원의 연구는 자국의 안정적 에너지 공급과 산업발전, 에너지 안보, 환경 이슈 등을 위해 이미 많은 나라가 발표하였고, 기후변화 문제를 해결하기 위해 전 세계 에너지 시나리오를 검토하는 연구도 여러 기관에서 꾸준히 발표되고 있다.

에너지 시나리오 구축은 많은 불확실성이 내포된 변수들을 검토하고 보고해야 하는 어려움을 안고 있다. 그러나 그것을 구축하는 과정과 결과 자체가 에너지 관련 이슈에 대한 토론과 공론의 장을 열어 중장기 에너지 정책에 대한 새로운 방향성을 제시할 뿐만 아니라, 개인의 수요 행태와 의사결정에 직간접적으로 영향을 준다는 차원에서 의미가 크다. 2050년이라는 30년 이상의 미래를 전망하는 연구는 불확실성을 내포할 수밖에 없다. 그러나 에너지 인프라 건설기간과 수명을 생각하면 미래 30년은 마땅히 고려해야 하는 시계(視界)라고 할 수 있다. 따라서 에너지 신기술 및 인프라 투자의 영향, 관련 정책의 영향, 개인의 행태 변화로 인한 거시적 수요 변화에 대해서 객관적 검토와 새로운 가능성 제시가 필요하다.

기존 연구를 수행한 주체는 학계, NGO, 민간 컨설팅, 국가 및 국제기구 등 다양하다. 적용 방법론, 제시하는 미래상, 정책 대안에 있어 상이한 내용들이 포함되어 있다. 기존 연구들은 한국의 2050 에너지 전환 시나리오를 구축하는 데 있어 검토, 참고하였다. 에너지 시나리오와 재생가능에너지 확대에 있어 공신력 있는 국제기구 자료를 참고하였고(IEA, 2016), 가장 적극적인 목표를 제시하고 있는 학계 연구 역시 검토하였다(Jacobson, 2016).

여기에서는 스탠포드 대학 Jacobson 교수 연구 (2016), WWF의 The Energy Report (2012), 그린피스(Greenpeace)의 Energy Revolution (2012), 그리고 IEA World Energy Outlook (2016) 등의 문헌을 소개한다. 스탠포드 연구결과는 우리나라를 대상으로 100% 재생에너지로 공급이 충당되는 매우 적극적인 미래상을 제시함과 동시에 각 재생에너지원별 발전 용량, 투자비용, 파급 효과를 보고하고 있기 때문에 시사점이 크다. WWF 보고서는 재생에너지로 미래의 에너지 수요를 충당할 수 있음을 보여 주었고, 그린피스 보고서에서도 이러한 미래상을 확인할 수 있었다.

RE100

2016년 스탠포드 대학 Mark Jacobson 교수가 발표한 연구는 2050년 전 세계 에너지 수요가 100% 재생에너지로 공급 가능하다는 전망을 제시한다.



1. 스탠포드 대학 Jacobson 연구

스탠포드 대학의 Jacobson이 2016년에 발표한 연구는 2050년에 전 세계의 에너지 수요가 100% 재생에너지로 공급 가능하다는 것을 보여주는 대표적인 연구이다. 이를 위해 기준(BAU) 시나리오와 재생에너지 100%(Wind, Water, and Sunlight; WWS) 시나리오를 제시하고 있는데, BAU 시나리오는 미국 EIA의 에너지 수요 전망과 IEA의 데이터를 참고하여 전망하였고, WWS 시나리오에서는 2050년에 최종에너지 수요가 100% 전력화된다는 것을 전제로 수요가 BAU 대비 42% 감소한다. 현재 상용화되어 있는 기술만으로도 경제활동량을 유지하면서 에너지 효율 개선을 통해 수요 감축이 가능함을 시나리오를 통해 보여주고 있다.

이에 따르면 크게 세 가지 측면에서 에너지 최종소비가 감소하는데, 에너지 소비의 효율 개선을 통해 23%, 전기화로 인해 기존 에너지원들의 에너지화 작업이 불필요해지면서 감소하는 에너지 수요가 13%, BAU 시나리오에 없는 정책적 노력을 통한 에너지 효율 개선으로 인해 7%의 수요 감축이 이뤄진다. 에너지 인프라에 투자하여 이러한 변화를 충분히 이끌어낼 수 있음을 보이고 구체적으로 2050년까지 재생에너지가 언제, 어디서 확대되는지 로드맵을 제시한다. 재생에너지 도입 시기는 공기오염으로 인한 인명 피해, 지구온난화, 기술적 및 경제적 실현 가능성을 토대로 정한다.

또한 그 결과 어떠한 변화가 예상되는지 아래 항목들에 대한 수치를 구체적으로 보고하여 재생에너지 도입의 파급효과를 구체화하고 있다.

- (1) WWS와 BAU 시나리오에서 각 부문별 최종 에너지 수요 (용량)
- (2) 100% 재생에너지 발전을 위해 필요한 재생에너지원별 개수와 이를 위해 필요한 공간정보
- (3) 재생에너지원의 자원량과 발전가능성, 특히 옥외 태양광PV의 발전 가능 용량
- (4) BAU와 WWS 시나리오별 에너지 발전, 송전, 배전의 비용
- (5) WWS 시나리오 하에서 공기오염으로 인한 사망, 질병 발생의 회피비용과 투자비용
- (6) WWS 시나리오 하에서 탄소배출과 지구온난화 관련 회피비용
- (7) WWS 시나리오 하에서 일자리 개수의 변화
- (8) 로드맵을 실행하기 위한 정책제언과 전환을 위한 시간표

최종에너지의 100% 전력화와 이를 100% 재생에너지로 인한 공급하는 시나리오는 상당히 파격적인 가정이지만, 현재 상용화되고 있는 기술을 검토하면 충분히 가능하다는 설명이다. 전력화를 통해 수요 감소폭이 가장 큰 부문은 수송 부문인데, 석유에 대한 의존도가 높은 부문이기 때문에 전기차의 보급을 통해 가장 큰 수요 감축이 가능하다고 한다. 부문별 감소폭은 가정부문 28%, 상업부문 20%, 산업부문 35%, 수송부문 70%, 농·임·수산업부문 12%, 기타부문 8%이다.

한국에 대해서는 최종에너지 수요가 BAU대비 41% 감소할 것으로 전망한다. 수송부문에서의 감소폭이 72%로 가장 크고, 가정, 상업, 산업에서의 감소폭은 각각 29%, 22%, 33%이다. 인접국과 비교해볼 때 한국, 일본, 중국의 전체 최종에너지 수요 감소폭은 거의 비슷했지만, 산업 부문에서는 차이가 도드라진다. 이는 산업 부문에서의 구조적 차이와 국가 정책, 기술발전 등의 변수가 크게 작용하기 때문인 것으로 보인다.

공급 측면에서는 건강피해를 최소화하고 비용효율적이며 기술적으로 가능한 옵션을 검토하여 에너지믹스를 도출한다. 2050년 한국의 재생에너지원별 설치 용량은 판매용 태양광(Utility PV) 63.73%, 태양열 발전(CSP) 11.93%, 해상풍력(Offshore wind) 11.56%, 가정 태양광(Residential PV) 5.62% 순이다.

기초 데이터는 IEA의 2012년 국제 에너지 통계와 미국 에너지정보국(EIA)에 제공한 2040년까지의 최종수요 전망치를 사용하고 있다. 부문별, 에너지원별 KTOE 단위로 보고된 수치를 GW-year(GW)로 단순 변환하였고, 이를 기초로 필요한 재생에너지원별 발전소 개수를 추정한다. 이어서 재생에너지의 간헐성(intermittency), 전력망의 안전성, 최고 피크 부하 등을 고려하여 최종적으로 발전용량을 도출한다. 또한 자체적으로 개발한 전력망 모델에서는 기상변수를 반영하고 있다고 보고한다.



2. WWF의 The Energy Report - 100% Renewable Energy by 2050

WWF의 The Energy Report는 WWF, Ecofys, OMAO이 2011년 발행하였다. 재생에너지로의 전환이 기술적으로 가능하다는 것을 시나리오를 통해 구체적으로 보여주고 이를 위해 필요한 정책을 제시하고 있다. 전 세계를 대상으로 하고 시계는 2050년까지이다. 기술발전과 에너지절약 조치에 의한 에너지원단위 감소를 통해 인구 증가와 경제 발전에도 불구하고 에너지 수요가 감소할 수 있음을 보이고, 이를 위해 에너지 관련 자본투자가 이뤄져야 함을 주장한다. 2050년에는 에너지 수요가 2005년 대비 15% 감소할 수 있을 것으로 추정하고, 에너지원 측면에서는 전기가 고체, 액체 원료를 대체할 것으로 가정한다. 이를 위한 비용을 분석한 결과 재생에너지와 송전 설비에 투자했을 때 2040년부터는 오히려 편익이 비용보다 커질 것으로 예측하고 있다. 정책적으로는 에너지 수요 감소를 위해서는 에너지 절약, 전력화, 형평성, 토지와 해양의 이용, 생활방식의 전환, 금융의 활성화, 혁신, 거버넌스 이슈들을 검토하고 정리하고 있다.

시나리오는 건물, 운송, 산업 세 개 부문에 대해 전기, 열, 연료 세 가지 에너지원별로 수요와 공급을 분석하는 형식을 취하였다. 공급 부문에서는 재생에너지의 잠재성과 기술도입의 현실성 두 측면을 토대로 가장 적합한 에너지원부터 순차적으로 배치한다. 공급가능 용량을 추정하기 위해 우선적으로 바이오매스를 제외한 재생에너지를 배치하고, 이후에 지속가능한 정도의 바이오매스, 기존 에너지원(화석연료, 원자력 발전 등)의 순서로 배치하였다.

3. 그린피스의 Energy Revolution 2012 - A Sustainable Energy Outlook for South Korea

그린피스의 Energy Revolution 2012는 세 개의 에너지 시나리오를 제시한다. 기준 시나리오에서는 1차 에너지 기본계획(2008-2030)을 그대로 사용하고, Energy Revolution 시나리오는 2050년까지 세계의 온실가스 배출량을 10 Gigaton으로 줄여 지구온난화를 +2°C 이내로 막고 점차적 탈핵을 목표로 한다. 에너지 효율을 높이는 기술과 재생에너지 도입을 통해 온실가스를 감축하는 것을 전제로 한다. Advanced Energy Revolution 시나리오는 더 많은 온실가스 감축을 목표로 하는데, 여타 가정은 Energy Revolution 시나리오와 동일하지만 온실가스 감축을 위한 기술발전이 이루어져 저비용으로 더 빠른 탈탄소화가 가능하다고 가정한다. 가정, 산업 부문에서는 재생에너지가 발전 뿐만 아니라 열사용에 직접적으로 사용되고, 수송부문에서는 신기술이 도입되어 에너지 수요가 감소하는 것으로 나타난다. 그 결과 기준 시나리오에서는 2050년에는 2009년 대비 총에너지소비가 60% 증가하는데 반해, Revolution에서는 5% 감소, Advanced에서는 10% 감소를 전망한다. 분석 과정에서 비에너지 부문의 화석연료 사용까지 다루고 있고 에너지 부문 내에서는 운송, 산업, 그 외 기타 세 부문으로 나눠서 분석을 하고 있다.

WWF의 The Energy Report와 그린피스의 Energy Revolution 2012는 각각 세계와 한국의 청정에너지로의 전환이 가능하며 그 실현 방법을 제시한다.



수행주최	범위	연구 방법	주요 결과
스탠포드 Jacobson(2016)	2050년까지 전망, 전세계 대상	<ul style="list-style-type: none"> - BAU와 WWS 시나리오 제시 - WWS 시나리오는 최종에너지의 100% 전력화, 100% 재생에너지화 가정 - 수요를 가정, 상업, 산업, 수송, 농임수산업, 기타 부문으로 분류 - 7개의 에너지 연료별 분석 - 부문내 각 에너지 연료별 동일한 수요 절감률을 가정하여 2050년 WWS 시나리오에서의 최종 에너지 부하 계산 - 재생에너지원별로 필요한 발전용량 계산 - 재생에너지원별 발전용량을 기반으로 사회적 파급효과 검토 	<ul style="list-style-type: none"> - 2050년 세계적으로 BAU 시나리오 대비 WWS 시나리오는 최종부하 43% 감소 - 2050년 한국의 경우 BAU 시나리오 대비 WWS 시나리오는 최종부하 41% 감소 - 한국의 부문별 최종부하 감소폭: 가정(-29%), 상업(-22%), 산업(-33%), 수송(-72%), 농임수산업(-7%), 기타(-21%)
WWF(2011)	2050년까지 전망, 전세계 대상	<ul style="list-style-type: none"> - 재생에너지 100%의 시나리오를 제시 - 건물, 운송, 산업 3개 부문에 대해 전기, 열, 연료 3가지 에너지 연료로 수요와 공급을 도출 후 에너지 연료별 배분 - 에너지원별 도입은 재생에너지의 잠재성과 기술도입의 현실성을 고려하여 순차적으로 배치 	<ul style="list-style-type: none"> - 2050년에는 2005년 대비 15% 감소 - 시나리오의 각 부문별 에너지 사용에 대해 자본비용과 운영비용을 계산하여 2040년부터는 비용절감이 가능한 것으로 전망
Greenpeace	2050년까지 전망, 전세계 대상	<ul style="list-style-type: none"> - 1차 에너지기본계획을 반영한 BAU 시나리오, 세계의 온실가스 배출량을 10Gigaton으로 제한하는 Energy Revolution 시나리오, 이보다 더 빠른 기술발전을 가정하는 Advanced Energy Revolution 시나리오 제시 	<ul style="list-style-type: none"> - BAU 시나리오에서는 2050년에 2009년대비 총에너지소비가 60% 증가, Revolution에서는 5% 감소, Advanced는 10% 감소

〈표 4-1〉 보고서별 주요 내용 요약
 자료: Jacobson(2016), WWF(2011), Greenpeace(2012)를 참고하여 자체적으로 정리



© Wild wonders of Europe / Inaki Relanzon / WWF

4. IEA의 World Energy Outlook 2016

국제에너지기구(International Energy Agency, 이하 IEA)는 1990년대 초반부터 매년 세계에너지 전망(World Energy Outlook, 이하 WEO)을 발간하여 전 세계 에너지 수요와 에너지공급 믹스에 대한 전망을 제시하고 있다. 최근 발간된 'WEO 2016'에서는 2040년까지의 에너지 전망을 분석하며, 특히 기후변화 대응정책, 재생에너지 확대 등을 중점적으로 고려하여 국제 에너지 시장 및 관련 이슈에 대해 분석한다.

보고서에 따르면 재생에너지 전환은 과거 전통적인 에너지 안보 이슈와 더불어 전력거래시장과 전기 안정성 확보 측면이 새로운 이슈로 부각되고 있다. 에너지 접근성, 적정비용 추정, 기후변화, 에너지 관련 대기오염, 대중 수용성 등의 이슈를 고려하고 공편익을 반영하여 정책 우선순위를 결정해야 한다. 이에 IEA에서는 다양한 시나리오와 사례분석을 통해 파리 협정 이후 신기후체제 수립을 위한 통합적인 분석 결과를 제시한다. 이 보고서는 190여개 당사국의 파리 협정 공약 및 기여 방안들을 면밀히 검토하여 주요 시나리오에 반영하고 있다. 가장 엄격한 탈탄소 시나리오의 경우 지구 온도상승을 2°C 이내로 제한하는 내용뿐만 아니라, 그 이하인 1.5°C까지 낮추어 온난화를 억제하는 방향을 모색한다.

WEO 보고서에서는 국제 에너지 부문에 있어 다음의 시나리오를 설정하여 분석한다. <표 4-2>와 같이, 에너지 시나리오는 현 정책(Current Policies) 시나리오, 신정책(New Policies) 시나리오, 탈탄소(Decarbonization) 시나리오 등 세 가지로 구분된다. 현 정책 시나리오는 2016년 중반까지 시행된 정책 수준이 유지된다고 가정한다. 신정책 시나리오는 파리협정 관련 국가별 기여방안 등을 포괄적으로 고려하며, 탈탄소 시나리오는 적극적인 온실가스 감축을 통한 지구 기온 상승을 1.5~2°C 억제하는 목표에 부합하는 경로를 보여준다.

본 보고서의 분석결과는 다음과 같다(<표 4-2> 참조). 우선 IEA에서도 가장 핵심적으로 다루고 있는 신정책 시나리오를 보면 전 세계 1차 에너지 소비는 2014년 대비 2040년까지 31%(13,684→17,866Mtoe) 증가하는 것으로 나타나며, 그에 따른 이산화탄소 배출량은 13%(32,175→36,290Mt) 확대되는 것으로 나타난다. 현 정책 시나리오 하에서는 세계 1차 에너지 소비가 2014년 대비 2040년까지 43% 상승하고, 이산화탄소 배출량은 동년대비 36% 많아진다. 가장 강화된 탈탄소 시나리오의 경우 에너지 소비는 2014년 대비 2040년에 6% 증가하고, 이산화탄소 배출량은 4% 감소한다.

이와 같은 전 세계 에너지 수요 증가 전망은 유럽, 일본, 미국 등의 선진 국가에서는 에너지 소비가 2040년까지 점진적으로 감소하는 반면, 중국, 인도, 동남아 국가 등의 아시아, 중동, 아프리카 지역 등에서의 수요 확대에 따른 결과이다. 구체적으로 신정책 시나리오의 경우 파리협정 공약이 이행된다면, 전력부문에 있어서 2040년까지 재생에너지 비중이 37%를 차지할 것이고, 도로부문에서 2040년까지 전기차 보급이 1.5억대로 확대되며, 천연가스 수요는 2000년대 초반 대비 2040년까지 약 50% 증가하여 화석연료 중 가장 높은 증가세를 기록하는 에너지원이 될 것으로 전망한다.

전반적으로 'WEO 2016'에서는 신기후체제 하에서 각국의 에너지 및 기후변화 부문 정책 기조를 검토하고, 탈탄소화 및 에너지 효율 향상을 위한 보다 적극적인 변화가 요구된다고 평가한다. 또한, 에너지믹스 다변화가 심화될 것으로 전망하며, 기존의 화석연료 투자 중심에서 재생에너지, 원자력, 저탄소 기술개발 등의 투자로 전환이 필요하다고 강조한다.

IEA의 World Energy Outlook 2016에서는 세 가지 시나리오를 통해 글로벌에너지 전망을 제시하며, 전반적으로 신기후체제 하에서 각국의 에너지 및 기후변화 부문 정책기조를 검토하고, 탈탄소화 및 에너지 효율 향상을 위한 적극적인 변화를 촉구한다.



<표 4-2> 시나리오별 주요 내용

시나리오명	주요 내용	분석 결과
현 정책 (Current Policies) 시나리오	<ul style="list-style-type: none"> - 2016년 중반까지의 공식적으로 채택된 정책 및 조치를 반영 - 그 이후 추가적인 조치나 정책적 변화는 고려하지 않음 - 단, 현행 계획이 단기간에 만료되는 경우 2040년까지 그와 유사한 수준으로 정책기조를 유지된다고 가정 	<ul style="list-style-type: none"> - 전 세계 1차 에너지소비는 2014년 대비 2040년까지 43% 확대 - 이산화탄소 배출량은 2014년 대비 36% 확대 - 발전부문에서 신재생에너지 비중은 29%로 예상
신정책 (New Policies) 시나리오	<ul style="list-style-type: none"> - 既시행 중인 정책뿐만 아니라 추진예정이나 공표된 목표, 전략, 계획 등을 고려 - 특히, 법적 효력이 없거나, 구체적 이행수단이 논의 중인 계획들까지도 고려대상에 포함 - 국가별 기여방안(NDC) 중 달성가능한 정책 및 이행계획이 명확히 규정된 경우 그에 따른 영향이 시나리오에 반영 - 미래에 대한 불확실성을 감안하여 기술적 변화 등을 예견하지 않고, 증거에 기반을 둔 분석을 수행하고자 함 	<ul style="list-style-type: none"> - 1차 에너지소비가 2014년 대비 2040년까지 31% 확대 - 지구 온도상승을 2°C 억제하는 목표 달성은 어려움 - 이산화탄소 배출량은 2014년 대비 13% 확대 - 전력수요 중 재생에너지 비중이 2040년까지 37%에 이를 것으로 전망
탈탄소 (Decarbonization) 시나리오	<ul style="list-style-type: none"> - 지구 온도상승을 1.5~2°C 이내로 제한하기 위한 경로를 제시함 - 핵심적인 저탄소 정책, 기술발전 등의 전망이 반영됨 	<ul style="list-style-type: none"> - 1차 에너지소비는 2014년 대비 2040년까지 6% 확대 - 이산화탄소 배출량은 2014년 대비 4% 감소 - 총 전력수요 중 재생에너지 비중은 약 58%에 달할 것으로 보임

스탠포드 대학 Mark Jacobson 교수, WWF, 그린피스, IEA는 모두 재생에너지로의 확대와 온실가스 감축을 위한 기술발전을 통해 탈탄소화가 가속화된다고 전망하며, 이를 실현하기 위한 구체적인 방안을 제시하고 있다. 이행에 속도를 붙일 때이다.

제5장 대한민국 2050 에너지 시나리오 구축

본 장에서는 대한민국이 대외적으로는 국제사회의 책임 있는 구성원으로서의 역할을 수행하고, 대내적으로는 에너지 안보 강화와 수급 안정, 지속가능한 에너지 사회로의 전환을 지향하는 시나리오를 구성하고자 하였다. 2050년까지를 계획기간으로 BAU와 별도로 총 3개의 대안 시나리오를 구성하였다. 각 시나리오는 에너지 소비 및 공급 측면에서 우리가 추구해야 할 목표치와 이를 달성하기 위한 이행 수단을 담고 있다.



국제사회는 파리협정을 통해 지구적 기후변화에 대응하여 기온상승폭을 2°C 이내로 유지하는 것을 골자로 하는 장기목표에 합의하였다. 이에 따라 각 국가들은 화석연료를 줄이거나 대체하며 재생가능에너지를 확대하는 방안을 모색하고 있다. 대한민국은 2014년 기준 세계 7위의 이산화탄소 배출국으로서 이에 상응하는 책임 있는 노력을 대내외적으로 요구받고 있다. 에너지 문제는 비단 기후변화 대응 차원뿐 아니라 에너지 안보라는 차원에서도 중요성을 가지고 있다. 에너지 자립도가 제로에 가까운 현실에서 에너지 자립성을 높이고 지속가능한 에너지 체제를 설계하는 것은 시급한 해결과제이다. 대한민국의 위상과 책임에 부합하는 중장기 에너지 전략 구상과 실현가능성을 타진할 필요가 있다.

본 장에서는 대한민국이 대외적으로는 국제사회의 책임 있는 구성원으로서의 역할을 수행하고, 대내적으로는 에너지 안보 강화와 수급 안정, 지속가능한 에너지 사회로의 전환을 지향하는 시나리오를 구성하고자 하였다. 2050년까지를 계획기간으로 BAU와 별도로 총 3개의 대안 시나리오를 구성하였다. 각 시나리오는 에너지 소비 및 공급 측면에서 우리가 추구해야 할 목표와 이를 달성하기 위한 이행수단을 담고 있다.

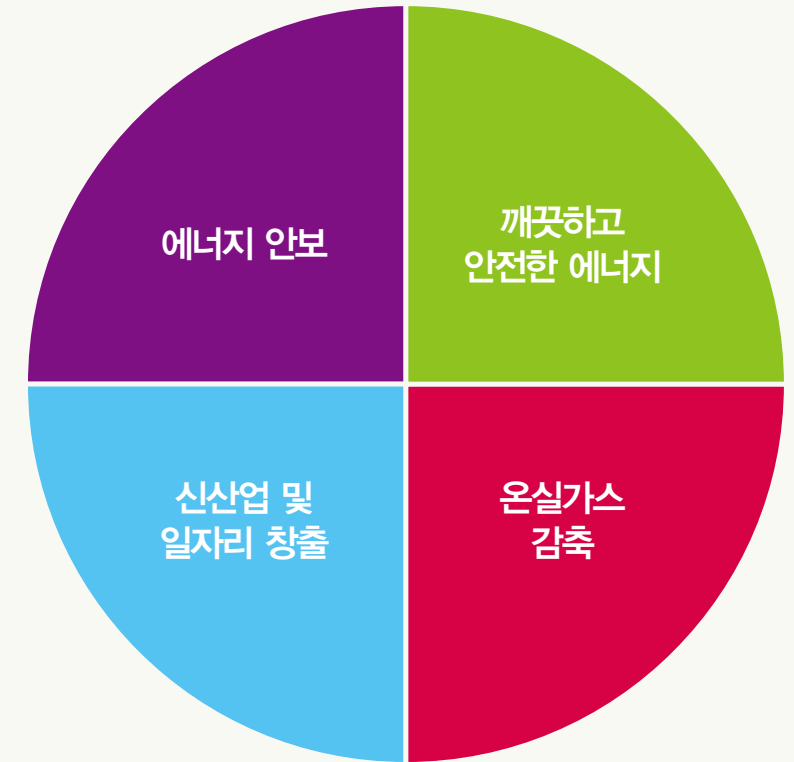
에너지 문제는 비단 기후변화 대응 차원에서뿐 아니라 에너지 안보라는 차원에서도 중요성을 가지고 있다. 현재 우리나라 에너지 수입의존도는 95%에 달해 에너지 안보문제에서 자유롭지 못하며, 원전 안전 우려와 화석연료 연소 시 배출되는 미세먼지 문제 또한 심각한 사회적 이슈로 부상하고 있다.

제1절 대한민국 에너지 전환의 기본방향

에너지 문제는 국가경제에서부터 국민건강에 이르기까지 우리 삶에 큰 영향을 끼치고 있다. 현재 우리나라 에너지 수입의존도는 95% 수준에 달해 국가경제가 에너지 수급과 관련한 대외여건으로부터 자유롭지 못한 상황에 있다. 최근 자주 발생하는 지진은 원전밀집도 세계 1위인 우리나라 상황과 맞물려 국민 불안감을 증폭시키고 있다. 석탄화력발전소 등 화석연료 연소로부터 발생하는 미세먼지 문제 또한 심각한 사회적 문제로 부상하고 있다. 에너지를 생산하고 소비하는 방식에 일대 전환이 필요한 이유이다.

대한민국이 지향해야 할 지속가능한 에너지 전략은 다음과 같다. 첫째 에너지 안보, 둘째 깨끗하고 안전한 에너지, 셋째 신산업 및 일자리 창출, 넷째 온실가스 감축이다. 이 장에서는 이러한 목표 달성을 통해 지속가능한 에너지체제로 나아가기 위한 전환 경로를 제시하고자 한다.

[그림 5-1] 에너지 전략의 원칙과 방향



제2절 시나리오 개요 및 배경

본 보고서에서는 2050년까지의 지속가능한 대한민국 발전을 위한 에너지 전략 수립을 위해 총 3개의 시나리오를 제시하였다. 에너지경제연구원 전망을 이용한 기준시나리오(Business-as-Usual, BAU) 외에 본 연구의 에너지 전략 시나리오는 “Moderate Transition Scenario (MTS)”와 “Advanced Transition Scenario (ATS)”, 그리고 100% 재생가능에너지 공급 시나리오인 “Visionary Transition Scenario (VTS)”이다. 각 시나리오들은 BAU 시나리오로부터 에너지 수요 저감 및 재생에너지 비중 확대 노력이 반영된 것이다.

기준시나리오(BAU)는 에너지경제연구원의 「2016 장기에너지전망」 보고서(에너지경제연구원, 2017)를 활용하여 구성하였으며, 우리나라 인구·경제·사회 변화에 대한 기본 전제를 바탕으로 현행 정책, 지침 및 규제가 유지되며 에너지 기술과 소비 행태의 변화 추세가 미래에도 지속되는 상황을 가정하였다.¹¹ 3개 대안 에너지전략 시나리오들은 기본적으로 국제에너지기구(IEA)가 발간하는 세계에너지전망(World Energy Outlook, WEO) 보고서 및 에너지기술전망(Energy Technology Perspectives, ETP) 보고서의 최신 자료들을 기반으로 구성하였다. 각 시나리오 별로 차별화된 수요 및 공급 전망을 제시함으로써 지속가능한 미래를 위해 대한민국이 선택 가능한 다양한 경로들을 모색하였다.

각 시나리오를 구성하는데 있어 핵심적인 요인으로 작용한 시나리오 수립 기준은 크게 수요 측면과 공급 측면으로 구분할 수 있다. 수요 측면에서는 WEO 보고서의 New Policies Scenario¹² 와 450 Scenario¹³의 최종에너지 수요 전망 자료를 활용하였다. 이 중에서 OECD 유럽 국가들의 최종에너지 소비 감축 비율에 부합하는 수준으로 대한민국의 장기 에너지 소비 감축비율을 설정하였다. 이는 에너지 정책에 있어 선도적 역할을 수행하고 있는 OECD 유럽 국가들의 사례를 반영하여 향후 우리나라가 지향해야 할 수요관리 목표를 설정한 것으로 볼 수 있다.

현 시점에서 최종에너지 소비를 기준으로 한 대한민국 장기 에너지수요 예측에 관한 국내외 연구 결과들은 대부분 과거 대비 국내 에너지 소비량이 증가할 것으로 전망하고 있다. 미국 에너지부(Department of Energy, DOE)에서 발표한 보고서에서는 2008년부터 2035년까지의 한국 최종에너지 소비량이 연평균 1% 가량 증가할 것으로 전망하였다(US EIA, 2011). 우리나라 에너지경제연구원에서는 2010년부터 2035년까지의 최종에너지 수요가 연평균 1.4% 가량 증가할 것으로 예측하였다(에너지경제연구원, 2016).

11 에너지경제연구원(2016)

12 IEA에서 주기적으로 발간하는 「세계에너지전망보고서」의 핵심 시나리오로, 현재 각국에서 시행중인 에너지 및 기후 정책들에 대하여, 향후 추진 예정이거나 NDC와 같이 공표된 정책·계획 등을 반영한 시나리오

13 장기적으로 지구 기온 상승을 1.5℃까지 낮추기 위한 탈탄소 에너지 정책 시나리오

2050

2050년까지의 에너지 전략 수립을 위해 기준 시나리오(BAU) 이외에 Moderate Transition Scenario(MTS), Advanced Transition Scenario(ATS), Visionary Transition Scenario(VTS) 총 세 개의 대안 시나리오를 제시하였다.



〈표 5-1〉 시나리오의 수요전망 분석결과

주: 1) 2050년 전망치는 연평균성장률(CAAGR) 추세를 반영하여 외삽
2) New Policies Scenario - OECD Europe: 1차에너지 중 석탄 수요 감소폭이 최종에너지 보다 상대적으로 크기 때문에 TPED와 TFC 변화율 차이가 발생함
자료: IEA(2016)을 참고하여 자체 작성

연도		2014	2020	2030	2040	2050 ¹⁾	2014-2050 % change	
New Policies Scenario	총 1차 에너지 수요	World	13,684	14,576	16,185	17,866	19,735	44%
		OECD 유럽	1,697	1,690	1,601	1,540	1,479	-13% ²⁾
		대한민국	282.9	282.89	273.29	254.88	239.75	-15%
	총 최종 에너지 수요	World	8,503	9,150	10,187	11,228	12,526	47%
		OECD 유럽	1,064	1,086	1,060	1,034	1,018	-4%
		대한민국	129	131	128	123	120	-7%
450 Scenario	총 1차 에너지 수요	World	13,684	14,204	14,468	14,878	14,438	-6%
		OECD 유럽	1,697	1,660	1,486	1,364	1,259	-26%
		대한민국	283	278	254	226	204	-28%
	총 최종 에너지 수요	World	8,503	8,963	9,258	9,444	8,856	-4%
		OECD 유럽	1,064	1,070	979	889	829	-22%
		대한민국	129	130	124	111	98	-24%

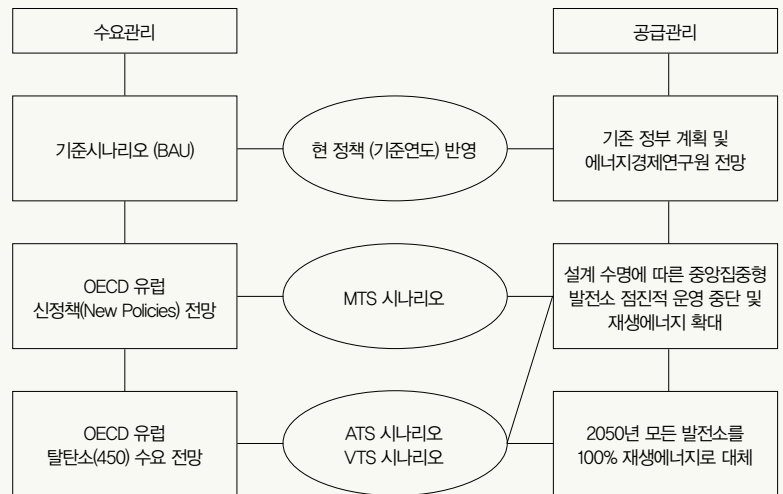
(단위: MTOE)

〈표 5-1〉에서 볼 수 있듯이 IEA(2016a)의 New Policies Scenario와 450 Scenario에서 OECD 유럽 국가들의 총 최종에너지 수요는 2014년 대비 2050년에 각각 4%와 22%씩 감소하는 것으로 전망되었다. UN의 인구전망자료(UN Database, 2015)를 이용하여 위의 값들을 1인당 최종에너지 소비량으로 환산하여 전망하였으며, 이에 따른 OECD 유럽 국가들의 인구 당 최종에너지 소비 감축 비율과 동일한 수준으로 우리나라의 인구 당 최종에너지 소비량이 감소되는 것으로 하였다. 이때 우리나라 2050년까지의 인구 전망을 적용하여 1인당 에너지 수요 목표치를 설정하였다. 결과적으로 우리나라는 New Policies Scenario의 경우 총 최종에너지 수요가 2014년 대비 2050년 7% 감소하는 것으로, 450 Scenario에서는 24% 감소하는 것으로 제시하였다.

공급 측면에서는 원자력 및 석탄화력 발전과 같은 중앙집중형 에너지 공급체제를 대체하기 위해 재생에너지 확대를 중심으로 시나리오를 구성하였다. 이에 따라 재생에너지 비중을 2050년까지 45%~55%로 확대하는 경로와, 가장 적극적인 에너지 전환 전략으로서 2050년 재생에너지 비중을 100%로 확대하는 탈원전 및 탈탄소(de-carbonization) 경로를 설정하였다.

전자의 경우 MTS(Moderate Transition Scenario)와 ATS(Advanced Transition Scenario) 시나리오에 해당하는데, 2018년부터 2050년까지 중앙집중형 발전소의 발전 비중을 설계수명을 기준으로 점진적으로 줄여나가는 방식이다. 목표연도인 2050년 설계 수명이 끝나지 않은 원자력 발전소와 석탄화력 발전소가 여전히 가동되고 있는 상황을 상정하였다. 후자는 VTS(Visionary Transition Scenario)에 해당한다. 2050년 에너지 소비의 100%를 재생에너지로 공급하기 위해 2050년까지 모든 원자력과 화석연료 기반 발전소의 가동을 중단하는 상황을 상정하고 있다(그림 5-2 참조).

지금까지의 내용을 종합하여 구성한 수요 공급 시나리오는 다음과 같다.



[그림 5-2] 시나리오 요약

LEAP

LEAP모형은 장기에너지 계획, 온실가스 감축 평가, 저탄소 개발 전략 등을 수립할 때 활용되며, 에너지 정책 및 기후변화협약 국가 보고서를 작성하기 위해 많은 국가들이 사용하고 있다.



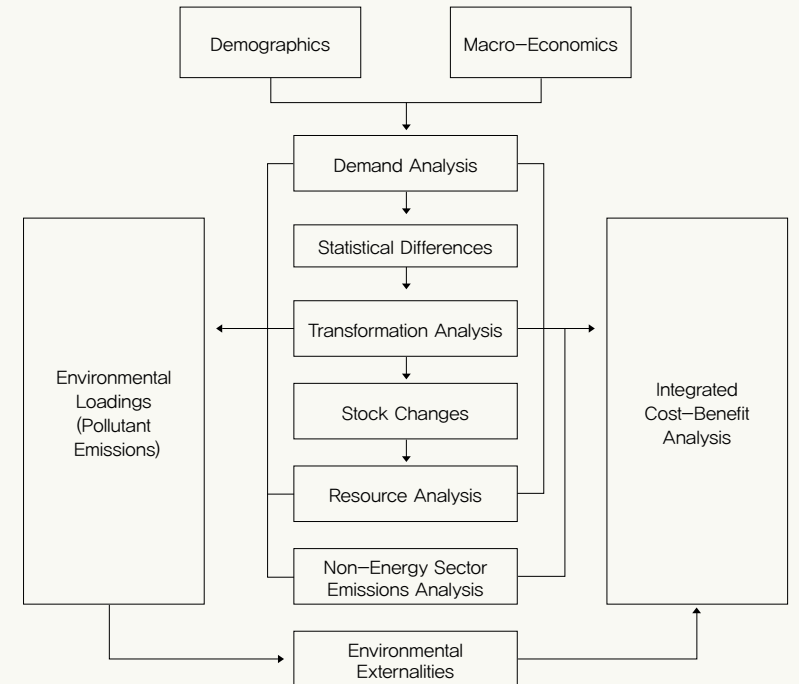
[그림 5-3] LEAP 모형의 구조

제3절 분석 모형: 장기 에너지 대안 계획

지속가능한 대한민국 에너지 전략 수립을 위해 장기 에너지 시나리오 분석 및 전망 모형인 LEAP(Long-range Energy Alternatives Planning)을 활용하였다. LEAP모형은 SEIB(Stockholm Environmental Institute Boston)에서 개발된 에너지 정책 모형으로, 장기에너지 계획, 온실가스 감축 평가, 저탄소 개발 전략 등을 수립할 때 활용되며, 에너지 정책 및 기후변화협약 국가 보고서를 작성하기 위해 많은 국가들이 사용하고 있다.

LEAP 모형은 상향식 접근을 취하는 회계 모형으로서, 상위부문과 하위부문의 주어진 에너지 수요를 만족시키기 위한 기술들을 정의하고, 이 기술들의 에너지 흐름을 계산하는 방식으로 작동한다. LEAP 모형은 모형 구조를 신속적으로 조정할 수 있으며, 에너지 소비 및 전환과정에 포함된 기술들을 세부적으로 묘사할 수 있다는 장점이 있다.¹⁴

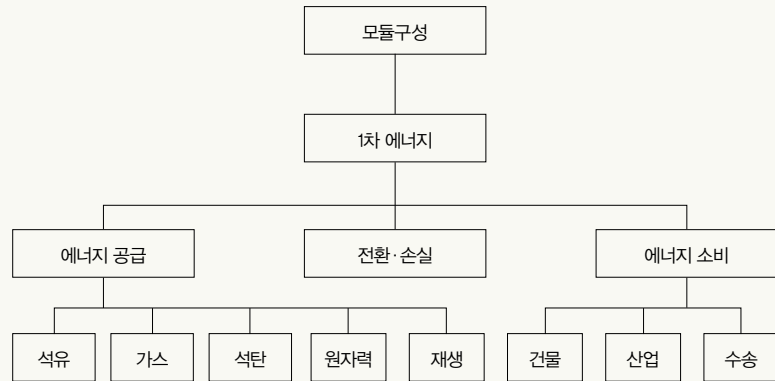
LEAP 모형은 공간 범위로 기업, 기초·광역 지자체, 국가, 전 세계를 단위로 분석할 수 있으며, 1년 단위의 중기 및 장기 분석이 가능하다. LEAP을 이용하여 우리나라의 에너지 정책 모형을 구축하기 위해서는 에너지 시스템을 구성하는 기본적인 요소들과 각 요소 간의 상호관계에 대한 이해가 필요하다. [그림 5-3]은 LEAP 모형 구조를 도식화한 것이다. 그림에서 확인할 수 있듯이, LEAP 모형은 에너지 소비에 영향을 주는 다수의 요인들을 여러 개의 모듈로 세분화하여 하나의 분석시스템으로 구축하는 일종의 모듈 패키지(Modular Package) 프로그램이다.



14 Ver.2011부터 Open Source Energy Modeling System(OseMOSYS) 적용되어 발전 부문에서 최적화 기능이 추가되었다.

LEAP 모델을 구동하기 위해서는 크게 핵심가정(key assumption), 수요(demand), 전환(transformation), 자원(resource) 등 4개로 구분되는 항목들에 대한 세부 데이터가 필요하다. 핵심가정은 에너지 소비에 영향을 미치는 다양한 사회경제적 변수(인구, GDP 등)들로 구성되며, 최종소비 에너지를 반영하는 수요 자료들은 일반적으로 가정, 상업, 공공, 산업 등으로 구분하여 모형에 입력된다. 전환에는 최종에너지 소비를 위해 1차 에너지(석탄, 원유)가 2차 에너지(전기, 열, 석유제품)로 변환되는 과정을 묘사하는 값들을 입력하고, 자원에는 에너지 수·출입 등과 같이 1차 에너지원이 어떻게 충족되는가를 설명해 주는 데이터를 입력하게 된다.

[그림 5-4]는 본 연구에서 사용한 LEAP 모형의 구조를 나타내고 있다. 에너지 소비는 건물, 산업, 수송으로 구분하였으며, 에너지 공급은 석유, 가스, 석탄, 원자력, 재생에너지로 구분하였다. 재생에너지는 태양광, 태양열, 바이오, 지열, 해양에너지 등으로 설정하였다. 에너지 사용에 있어 외국 국적의 항공기나 선박의 연료공급을 반영하는 국제 범커링은 제외하였고, 산업용 원료로 사용되는 원료용 에너지 또한 제외하였다.



[그림 5-4] LEAP 모형의 구조

*국제범커링은 제외
*산업용 원료로 쓰이는 비에너지(납사, 아스팔트) 제외

15 에너지와 제품의 관계는 파생수요로 소비자가 에너지 그 자체를 사용하기 보다는 난방, 냉방, 제품을 사용하면서 파생되는 수요이다.

<표 5-2> LEAP 모형 데이터 유형

유형	내용	예시
사회경제변수	에너지 소비의 동인 변수(Driving Variable)	GDP, 인구, 가구, 에너지 집약도, 소득 등
에너지 수요	부문별 특성 반영, 최종용도 및 기술 소득 및 가격에 대한 반응	a) 기존 제품/ 신규 제품 b) 자동차 보유 대수 및 수명 b) 가격 및 소득 탄력성
에너지 공급	에너지 공급의 특성, 운송 및 전환 시설, 에너지 공급계획, 에너지 자원 및 가격	발전설비 효율, 발전용량, 자본비용 및 운영비용 등
기술 옵션	기술 비용과 성과, 보급률(Penetration rates), 배출계수	기존의 설비 대체 속도, 효율, 연료 전환 등

LEAP 모형에서는 에너지소비활동 수준에 에너지 집약도를 곱하는 방식으로 에너지 수요를 계산한다.¹⁶ 수요 부문에 적용하기 위한 에너지 소비활동 수준의 핵심가정들은 <표 5-3>에 정리한 바와 같다. 가정 부문의 경우 가구 수 또는 주택 공급률 등이 에너지 소비에 영향을 미칠 것이며, 산업 부문의 경우 GDP 증감이 에너지 소비에 영향을 주게 된다.

<표 5-3> 부문별 소비활동 수준 추정 핵심가정
자료: 에너지경제연구원(2012), 중장기 에너지 수요관리 정책추진전략 및 부문별 절감대책 개발

가정부문	인구, 가구 수, 가구 당 인구, 주택 공급률, 연면적
상업부문	건물 수, 연면적, 업종별 생산, 근로자 수
수송부문	인구, 차량등록대수, 소득, 운행회수 및 거리, 인-km, 톤-km
산업부문	GDP, 생산량

LEAP 모형은 일반적으로 장기 에너지 시나리오를 분석하는데 활용된다. LEAP 모형에서는 다수의 결과들을 제시하는 대안적 예측(Alternative forecast) 방식을 통해 미래 변화를 가능하고 이에 대비하는 정책 대안에 대한 분석 결과물을 제공하게 된다. 일반적으로 기준 시나리오는 정책 결과와 비교하기 위한 시나리오로서, 분석대상으로 고려하는 정책대안이 적용되지 않는 상황을 의미한다.

16 수요 부문별 특성으로 인하여 계산방식이 다르게 적용될 경우가 있다. 예를 들어 수송부문의 수요를 계산하기 위해서는 에너지 집약도 이외에 자동차 보급대수가 소비에 영향을 미치기 때문에 3번과 같은 계산식으로 수요를 계산할 수 있다.
1) 에너지수요 = 에너지소비활동 수준 × 에너지 집약도(Activity analysis)
2) 에너지수요 = 기기별 보급대수 × 기기별 에너지 집약도(Stock analysis)
3) 에너지 수요 = 자동차 보급대수 × 연간운행거리 × 연비(Transport analysis)

제4절 시나리오별 주요 가정 및 구성

기준 시나리오를 제외하고는 수요 및 공급 측면에서 각각 두 개의 시나리오를 구성하였으며, 이를 종합하여 최종적으로 3개의 에너지전망 시나리오를 구축하였다. 수요 측면에서 New Policies Scenario의 OECD 유럽 수요 감축 비율을 반영한 경로와, 공급 측면에서 재생에너지 100% 보급을 목표로 하는 경로의 수요-공급 조합은 상대적으로 많은 에너지 수요를 재생에너지로 전량 공급해야 하는 시나리오이다. 이는 현실적으로 실현 가능성이 부족하다고 판단되어 분석 대상에서 제외하였다. 본 절에서는 최종적으로 도출된 시나리오별로 주요 가정 및 구성요인을 정리하였다.

1. 수요측면

가. 시나리오 주요 가정

수요 시나리오에서는 2014년 대비 2050년까지 총에너지 수요량을 각각 7%, 24% 감축함을 목표로 한다. 2050년 우리나라 최종에너지 소비량은 전자의 Moderate Transition Scenario (이하 MTS)는 120 MTOE, 후자의 Advanced Transition Scenario (이하 ATS)와 Visionary Transition Scenario (이하 VTS)는 공통적으로 98 MTOE이며, 이를 기준으로 연료원별 및 부문별 최종에너지 소비량을 추정하였다. 2050년 연료원별 최종에너지 소비량은 2014년 총 최종에너지 소비량에서 각 에너지원별 최종에너지 소비량이 차지하는 비중을 2050년 총 최종에너지 소비량에 동일하게 적용하는 방식으로 추정하였다. 부문별 소비 비중은 우리나라 산업구조가 향후 크게 변하지 않을 것이라는 보수적 관점을 적용하여 2014년 부문별 소비 비중과 동일한 것으로 가정하였다.¹⁷

각 부문의 연료원별 소비비중은 MTS, ATS에서는 IEA ETP 시나리오(2016)의 OECD 국가 2050년 연료원별 비중을 토대로 하였으며, 미세먼지와 대기오염의 원인이 되는 유연탄과 디젤 사용을 줄이고 재생에너지 소비를 확대되는 방향으로 시나리오를 구성하였다. VTS에서도 IEA ETP 시나리오(2016)의 OECD 데이터를 이용하여 각 부문별 연료원별 비중을 산정하였으며, 모든 에너지 소비는 재생에너지를 이용하는 것으로 가정하였다.

수요 측면에 있어서는 IEA에서 전망한 2040년까지 OECD 유럽 국가들의 1인당 최종에너지 소비 감축 비율과 동일한 수준으로 우리나라의 1인당 최종에너지 소비량이 중·장기적으로 감축되는 것을 전제로 하였다.



나. 기준 시나리오(BAU)

기준으로 사용하기 위해 설정한 BAU에서는 한국에너지경제연구원에서 최근 발표한 「2016 장기에너지전망」 보고서의 전망 수치들을 활용하였다. 「2016 장기에너지전망」 보고서의 전망 값들의 시간적 범위가 2040년까지로 한정되어 있기 때문에 각 변수별 연평균 증가 전망 추세를 2050년까지 연장하여 BAU에 반영하였다. 예를 들어, 2015년부터 2040년까지 연평균 2.4% 성장할 것으로 전망한 국내총생산(GDP)을 2050년까지 연장하여 활용하였다.

에너지 전망의 기준이 되는 2014년도 최종에너지 소비량은 산업통상자원부와 에너지경제연구원에서 매년 발표하는 「2016 에너지통계 연보」에 기초하였다. 원료용 에너지 부분은 BAU 및 기타 시나리오에서 제외된 후 분석하였다.¹⁸ 에너지 밸런스에는 재생에너지원별 발전 및 생산량이 구분되어 있지 않고 신재생에너지로 통합되어 표기되어 있기 때문에 이를 세분화하는 과정에서 국제기준에 부합하지 않는 신에너지와 폐기물 에너지에 해당하는 부문은 제외하였다.

BAU의 에너지원별 및 부문별 최종에너지 소비 전망은 <표 5-4>에 정리되어 있다. 연도별 소비량에는 원료용 에너지를 제외하고 신재생에너지를 재구성하는 과정에서 약간의 차이가 발생하였기 때문에 연료원별 및 부문별 연평균 증가율을 중심으로 BAU를 구성하였다.

<표 5-4> 부문별 및 에너지원별 최종에너지 소비 전망
자료: 에너지경제연구원(2016)의 내용 재구성

구분	2015	2020	2030	2040	2015-2040
석탄	34.9	37.3	40.2	41.7	0.7%
석유	107.3	112.7	120.7	125.4	0.6%
도시가스	22.1	24.4	28.0	30.8	1.3%
전력	41.6	45.6	54.3	59.8	1.5%
열에너지	1.6	1.9	2.2	2.3	1.5%
신재생·기타	11.2	12.4	14.3	16.4	1.5%
최종에너지	218.7	234.3	259.7	276.3	0.9%
산업	136.8	147.3	165.7	180.1	1.1%
수송	40.3	42.8	45.9	46.4	0.6%
가정	20.1	20.7	21.1	20.9	0.2%
서비스	21.6	23.4	27.0	28.9	1.2%

(단위: MTOE)

17 우리나라의 제조업 중심, 에너지다소비 업종 중심 산업구조는 중장기적으로 변할 것으로 예상되나, 현 시점에서 이를 예측하여 정량화하는 것이 어렵기 때문에 기존 산업구조를 그대로 반영하였다

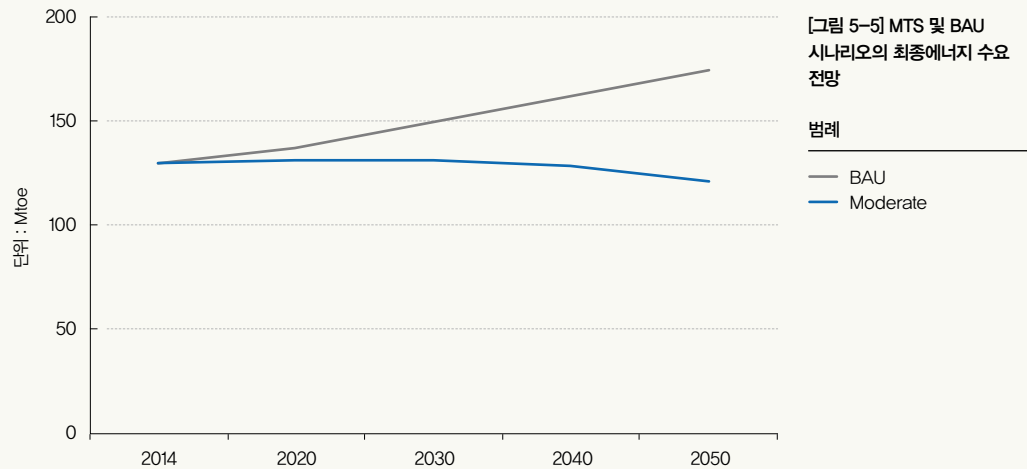
18 본 연구에서는 연구 목적상 원료용은 제외하고 에너지연소에 필요한 에너지 소비 및 공급에 집중하여 분석하였다

다. Moderate Transition Scenario (MTS)

MTS는 ① 에너지 수요 측면의 '신정책(New Policies) 수요 전망'과, ② 공급 측면의 설계수명에 따른 '중앙집중형 발전소 점진적 운영 중단 및 재생에너지 비중 확대 목표'를 결합한 시나리오이다. 이 시나리오에서는 대한민국의 1인당 최종에너지 소비량이 2050년까지 OECD 유럽 국가들과 동일한 비율로 감소하는 동시에 재생에너지 비중을 확대하는 목표를 반영하는 것이다.

이는 기존 시나리오에서 제시한 대한민국의 2050 에너지 경로와 비교하여 전향적인 수요관리를 전제로 한 시나리오다. 현재 대한민국의 1인당 에너지 소비량이 OECD 유럽 국가들의 1인당 에너지 소비량보다 매우 높기 때문에¹⁹ 이 차이를 완화할 필요가 있다는 점과, 중앙집중형 발전소의 점진적 운영 중단으로 인한 에너지 공급량의 공백을 재생에너지로 충당하기 위한 기술적, 정책적 대안 확보가 가능할 것이라는 점을 고려한 방안으로서, 장기적으로 충분히 실현 가능한 시나리오로 평가할 수 있다.

MTS에 반영된 신정책 수요 전망에서는 2014년 대비 2050년 최종에너지 수요량이 약 7%(129Mtoe → 120Mtoe) 감소한다. 기존 연도는 자료의 최신성 및 접근가능성을 고려하여 2014년으로 설정하였다. 보다 구체적으로 2050년까지 우리나라 최종에너지 수요의 감축 목표치는 다음과 같이 도출되었다. 우선 IEA 신정책 시나리오에서 제시한 2014년부터 2040년까지의 에너지 수급 전망치를 2050년까지로 연장²⁰하여 OECD 유럽 국가의 에너지 수요 감소율을 측정하였다. 그 다음 인구증가에 의한 수요 변화를 감안하기 위해 1인당 최종에너지 소비량으로 전환²¹하여 OECD 유럽 국가 수준으로 우리나라 에너지 수요를 줄이는 목표를 적용하였다. 이렇게 도출된 에너지 소비 감축 비율이 본 시나리오에서의 수요 측 전망에 적용되었다(그림 5-5 참조).

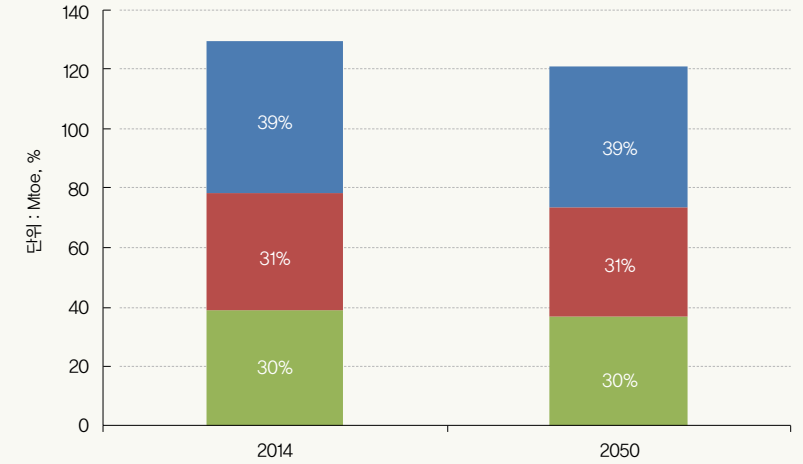
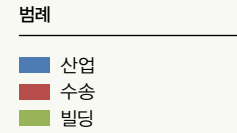


19 2014년 기준 OECD 유럽 국가 1인당 최종에너지 소비량은 1.87TOE인데 비해, 우리나라 1인당 최종에너지 소비량은 2.58TOE에 달한다. 원료용 에너지까지 포함할 경우 OECD 유럽은 2.09TOE, 한국은 4.28TOE로 그 차이는 더 커진다.

20 2014년~40년 기간의 연평균증가율(Compound Average Annual Growth Rate)을 토대로 예측.

21 UN Database의 인구수 전망 자료(2015)를 활용.

[그림 5-6] 부문별 최종에너지 수요



수송부문에서의 화석연료 사용과 상업·가정 부문에서의 가스 사용은 기술수준 여건과 재생에너지로의 대체 지연성을 감안하여 IEA 시나리오 상 OECD 수송부문 화석연료 비중과 건물의 가스사용 비중 전망치를 적용하였다.

수송부문에서는 기존 화석연료 중 경유차를 전기자동차로 대체함으로써 약 40% 전력화하는 것으로 설정하였다. 이에 따라 수송부문에서는 화석연료를 이용한 수송수단 비중을 2050년에 60%로 설정하였다. 건물부문에서는 2050년까지 일정 정도 가스 사용을 유지할 수 있다고 가정하였다. 건물부문의 가스 사용 비중은 IEA에서 전망한 OECD 유럽 국가들의 2040년 건물 가스사용 비중을 적용하였다.²² 이로써 2050년 국내 건물에서의 가스 사용 비중은 30%로 설정하였다.²³

기준 시나리오 외에 수요 및 공급 측면을 고려하여 최종적으로 3개의 에너지전략 시나리오를 구축하였다.

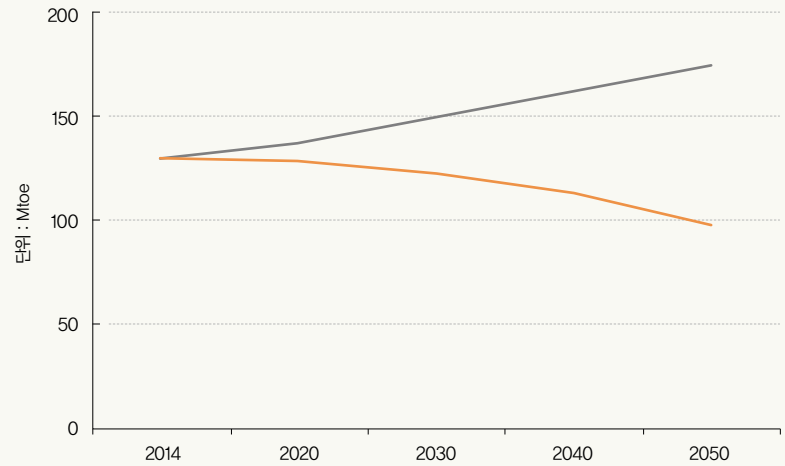
22 IEA ETP 시나리오(2016)의 2050년 OECD 비중을 적용함.

23 2014년 기준 국내 건물부문 가스사용량 비중은 31%이다.

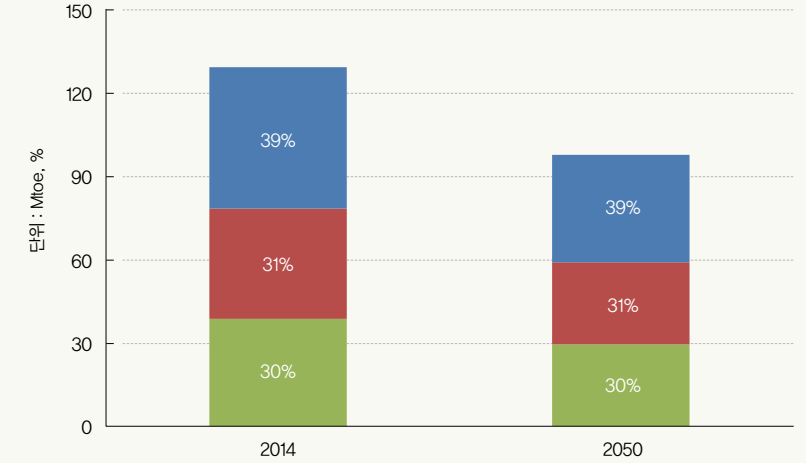
라. Advanced Transition Scenario (ATS)

ATS는 수요 측면에서 IEA 탈탄소 시나리오의 전망을 적용하고, 에너지 공급 측면에서는 중앙집중형 발전소 비중의 점진적 축소 및 재생에너지 확대를 결합한 시나리오다. 앞서 기술한 MTS에서 현 정책 및 국가별 기여방안(이하 NDC) 이행 등을 전망한 바 있으나, NDC 달성만으로는 지구 평균기온 상승을 2°C 이내로 제한하기에 여전히 부족한 실정이다(IEA, 2016). 따라서 ATS에서는 보다 적극적인 수요관리 노력을 반영하여 우리나라의 탈탄소화 및 에너지효율 향상을 위해 실현가능한 정책적·기술적 가정들을 포함하고 있다. ATS는 2014년 대비 2050년까지 우리나라의 최종에너지 수요를 24% 줄이는 시나리오로서, 지구 기온 상승을 1.5~2°C 이내로 제한하기 위한 지속가능한 에너지 정책을 구현하기 위한 시나리오이다.

수요 부문의 경우 IEA의 탈탄소 시나리오 하에서 2014년~50년 우리나라의 에너지 수요 감축 목표치를 도출하는 방식은 MTS와 동일한 방식을 적용하였다. 부문별 비중 역시 MTS와 마찬가지로 2014년과 같은 것으로 설정하였다. 하지만 MTS에 비해 보다 적극적인 탈탄소 정책을 전제한 ATS 시나리오에서는 빌딩부문에서의 도시가스 사용, 수송 및 빌딩부문에서의 LPG 사용 비중을 줄이는 것을 가정하였다. 빌딩부문에서의 도시가스 사용 비중은 IEA ETP 시나리오의 도시가스 사용 추이와 전망을 반영한 것이며, LPG 사용 비중 감소는 장기적인 관점에서 에너지 수급 안정 및 수송부문 전력화 확대를 고려한 것이다.



[그림 5-8] 부문별 최종에너지 수요



마. Visionary Transition Scenario (VTS)

VTS는 수요 측면에서 IEA 탈탄소 시나리오의 가정들과, 에너지 공급 측면에서 2050년 중앙집중형 발전소의 전면 가동중단 및 100% 재생에너지 사용을 결합한 시나리오다. VTS 시나리오에서 수요에 대한 가정들은 ATS와 동일하다. 하지만 VTS에서는 수송을 포함한 모든 부문에서 100% 재생에너지를 공급하고, 가스 제조 및 지역난방에서 천연 및 도시가스가 재생에너지로 대체되며, 냉난방 전력화를 포함하여 재생에너지 공급 100%를 실현하는 것으로 설정하였다. 2050년까지 발전, 석유제품, 가스 및 지역난방 등 모든 부문에서 석유, 석탄, 천연가스, 원자력 등의 에너지를 사용하지 않고 오직 재생에너지만을 사용하는 상황을 상정하고 있다. 수송부문에서는 수송수단 자체적으로 태양광 발전을 통한 구동 기술이 실용화되는 것으로 예상하였으며, 빌딩부문에서는 빌딩자체에서 냉난방 및 열에너지를 자체 생산하여 공급하는 기술이 실용화하는 것을 가정하였다.

24 본 연구에서 재분류한 재생에너지 분류기준에 따르면 약 2.46%임

2. 공급측면

공급 측면에서는 시나리오별 2050년 목표 수요 수준별 에너지 공급 시나리오를 구성하였다. 이는 기존 발전과 열, 가스의 에너지 공급 패턴이 재생에너지 위주로 재편되면서 대체되어 나가는 상황을 가정한다. 공급 측면의 각 시나리오별 내용을 살펴보면 다음과 같다.

가. 기준 시나리오(BAU)

기준으로 사용하기 위해 설정한 BAU에서 공급 시나리오는 가장 최근 발표된 공신력 있는 자료인 에너지경제연구원 2016 장기에너지전망에 기초하였다. 에너지경제연구원에 따르면 전망 기간 동안 석탄화력 발전 비중이 감소하고 원자력발전이 상당 정도 이를 대체하는 것으로 가정하고 있다. 이러한 전망은 전망기간 동안 노후 석탄화력 발전소 폐지 및 신규 석탄화력 발전소 진입 규제에 근거하고 있다. 신재생에너지는 2040년 기준 최종에너지의 약 5%²⁴를 차지하는 것으로 가정하여 향후 20여 년 간 미세한 수준의 증가를 보일 것으로 전망하고 있다. 본 연구에서는 2040년까지의 에너지경제연구원 BAU 전망 추세를 연장하여 2050년 BAU 공급시나리오를 구축하였다.

나. Moderate Transition Scenario (MTS)

MTS에 반영된 재생에너지 확대 목표는 전체 에너지 공급원 중 재생에너지 비중을 약 45%로 확대한 것이다. 발전부문에서는 원자력 발전소를 설계수명에 따라 현 시점(2017년)에서 2050년 이후에도 운영할 수 있는 원자력 발전소를 제외하고 가동을 중단하는 것을 전제하였다. 설계수명에 따른 중앙집중형 발전소(기력 및 복합 발전소)를 점진적으로 줄여나가되, 분산형으로 평가되는 집단에너지(열병합 발전소)는 현 상태를 유지하는 것으로 상정하였다. 2017년 1월 기준 발전설비 용량은 106,238 MW이며, 전원구성은 원자력 21.8%, 기력 31.8%, 복합 26.8%, 집단에너지 5.5%, 내연 0.3%, 양수 5%, 재생(수력포함) 9%이다. MTS 공급시나리오 구성 시 IEA와 NEA의 발전기별 설계수명에 근거하여 보수적인 관점에서 복합화력의 설계수명이 10년 더 늘어한다는 가정을 적용하였다.

발전소	수명
복합화력	30년 + 10년
기력	40년
원자력	60년
풍력, 태양광	25년

2010년 이전에 지어진 원자력 발전소는 설계수명이 40년이고, 2010년 이후에 건설된 신고리 1,2,3,4호기와 신월성 1,2호기는 설계수명이 40년을 초과하기에 2050년에는 총 8기의 원자력 발전소가 운영되는 것으로 나타났다. 이는 현재 가동을 앞두고 있는 신고리 4호기와 95% 공정률을 보이고 있는 신한울 1,2호기를 포함하는 것이다. 2017년 6월 건설을 일시 중단하고 검토 예정인 신고리 5,6호기는 제외하였다.

[표 5-6] 원자력 발전소별 설비용량 및 수명만료 연도
자료: 원자력 안전정보 공개센터, 한국수력원자력

발전소명	설비용량(MW)	상업운전	수명만료연도
고리	2호기	1983년	2023년
	3호기	1985년	2024년
	4호기	1986년	2025년
신고리	1호기	2011년	2050년
	2호기	2012년	2051년
	3호기	2016년	2075년
	4호기	99% 공정	2077년
월성	1호기	1983년	2022년
	2호기	1997년	2026년
	3호기	1998년	2027년
	4호기	1999년	2029년
신월성	1호기	2012년	2051년
	2호기	2015년	2054년
한빛	1호기	1986년	2025년
	2호기	1987년	2026년
	3호기	1995년	2034년
	4호기	1996년	2035년
	5호기	2002년	2041년
	6호기	2002년	2042년
한울	1호기	1988년	2027년
	2호기	1989년	2028년
	3호기	1998년	2037년
	4호기	1999년	2037년
	5호기	2004년	2043년
	6호기	2005년	2044년
신한울	1호기	95% 공정	2078년
	2호기	95% 공정	2078년

공급 측면에 있어서는 원자력 및 석탄화력 등 중앙집중형 에너지 공급체제를 대체하기 위해 재생에너지를 확대하는 것을 목표로 시나리오를 구성하였다.



[표 5-5] 발전소별 설계수명
자료: IEA&NEA(2015), "Projected Costs of Generating Electricity"

기력 및 복합 발전소 중에서 중앙집중형 발전소는 40년의 설계수명을 기준으로 2050년 이후 남아 있는 발전소를 검토하였다. 40년 설계수명을 기준으로 기력은 8기, 복합화력은 47기가 2050년에도 가동 가능한 것으로 나타났다. 열병합 발전소를 포함해 각 지역에 에너지를 공급하는 집단에너지는 현재 상태를 2050년까지 지속적으로 유지하는 것으로 가정하였다.

각 발전소별 이용률을 원자력 95%, 기력 94%, 복합화력 67%, 집단에너지 85%로 적용하면 MTS 시나리오에서 2050년 대한민국 에너지 공급 재생에너지 비중은 45%에 이르는 것으로 도출된다.

재생에너지 비중	원자력	기력	복합	집단에너지+내연
45%	60년(8기)	40년(8기)	40년(55기)	현 수준 유지

〈표 5-7〉 중앙집중형 발전소 점진적 운영 중단시 2050년 재생에너지 비중(MTS)

다. Advanced Transition Scenario (ATS)

ATS 공급 측 시나리오는 MTS 시나리오와 동일한 정책옵션 및 조건으로 구성하였다. 하지만 ATS에서는 복합화력 설계수명을 10년 연장하지 않고 IEA&NEA(2015)에서 제시한 설계수명 30년을 가정함으로써 재생에너지 공급 대체가 MTS에 비해 적극적으로 이루어지는 것으로 설정하였다. 또한 LPG와 도시가스 비중 감소는 태양광 자동차와 태양열 비중 확대에 따른 재생에너지 공급 증대로 충당되는 것으로 하였다. 분석 결과 ATS 시나리오에서의 2050년 우리나라 에너지 공급에 있어 재생에너지 비중은 55% 수준으로 계산된다.

재생에너지 비중	원자력	기력	복합	집단에너지+내연
55%	60년(8기)	40년(8기)	30년(0기)	현 수준 유지

〈표 5-8〉 중앙집중형 발전소 점진적 운영 중단시 2050년 재생에너지 비중(ATS)

라. Visionary Transition Scenario (VTS)

VTS는 공급측면에서 2050년 원전 및 석탄화력 등 모든 발전소의 가동을 전면 중단하고, 필요한 에너지 수요의 100%를 재생에너지로 공급하는 시나리오이다. 이를 위해 현재 가동 중인 원자력발전소(24기)와 석탄화력 발전소를 포함한 복합화력, 열병합 발전소를 2050년까지 가동 중단하고 현재 건설 계획 중인 발전소들을 취소하는 상황을 가정하였다.



© National Geographic Stock / Sara Lean / WWF

제6장 장기 에너지 시나리오 분석 및 전망

제5장에서 구축된 3개 시나리오와 BAU 시나리오를 정량적으로 구현하고 분석하기 위해 장기 에너지대안 계획 모형인 LEAP(Long-range Energy Alternatives Planning)을 활용하였다. 분석 모형의 결과 값들을 활용하여 의미 있는 정책적 함의 및 시사점들을 도출해 내기 위해 수요 측면은 산업과 수송, 건물 등 3가지 부문으로 구분하였으며, 공급에서는 1차 및 2차 에너지원별 공급량과 에너지원별 온실가스 배출량 등을 도출하였다.



제1절 시나리오별 모형 분석 결과

제5장에서 언급한 시나리오들을 대상으로 지속가능한 에너지 전략을 수립하고자 하였다. BAU 시나리오는 국내 에너지전망 관련 보고서 중 가장 최근에 발표된 한국에너지경제연구원의 「2016 장기에너지전망 보고서」(한국에너지경제연구원, 2016)의 주요 내용들을 반영하여 모델로 구현하였으며, 비교분석을 위하여 Moderate Transition Scenario, Advanced Transition Scenario, Visionary Transition Scenario의 수요 및 공급 관련 수치들을 각 시나리오가 가정하는 바에 따라 모형에 반영하였다. 분석 기간은 시나리오별 수요 감소의 근거로 활용된 IEA WEO 2016 보고서와의 연계성을 고려하여 2014년부터 2050년까지로 설정하였으며, 경제성장률이나 인구전망 등과 같은 수요부문 활동계수 추정을 위한 핵심 가정들은 모든 시나리오에서 동일한 것으로 가정하였다.

각 시나리오별 LEAP 모형 분석을 통해 2050년까지 재생에너지 확대를 통한 에너지 수요 및 공급체계의 변화를 부문별로 살펴보았으며, 에너지전환 경로에 따른 온실가스 배출량을 추정하였다. 이상의 내용을 <표 6-1>에 정리하였다.

구분	내용
기준연도, 분석 기간	2014년, 2015년~2050년
분석 대상	2050년까지 재생에너지 확대를 반영한 수요 및 공급 체계, 온실가스 배출량
주요 전제	경제성장률 전망 - 「2016 장기에너지전망」(KEEI, 2017) 전망치 기준, 2040년까지 연평균 2.4% 증가 인구전망 - 「장래인구추계: 2015년~2065년」(통계청, 2016) 중위추계 기준, 2031년 이후 감소
시나리오 설정 및 분석	① 기준 BAU 시나리오 ② MTS(Moderate Transition Scenario) ③ ATS(Advanced Transition Scenario) ④ VTS(Visionary Transition Scenario)

<표 6-1> 모형 분석의 대상 및 범위

LEAP 모형은 실측치를 기준으로 미래를 예측하는 것이 아니라, 미래의 목표치를 설정하고 이를 달성하기 위한 다양한 경로들을 검토하는 역산도출(back-casting) 방식의 분석을 위한 모형이다. 본 연구에서는 제5장에서 수립한 시나리오들의 2050년 최종에너지 소비 및 공급량을 기준으로 현 시점에서부터 2050년까지 목표 달성을 위해 요구되는 정책 및 기술 요인들을 분석하여 모형에 반영하였다. 분석 결과로 각 시나리오의 연료원별 최종에너지 소비량과 이를 공급하기 위한 전체 발전량 및 발전 믹스의 변화, 이에 따른 온실가스 배출량 등을 도출하였다.

1. BAU Scenario

LEAP 모형을 통한 비교분석을 위해 BAU 시나리오에서는 한국에너지경제연구원에서 최근에 발표한 「2016 에너지통계 연보」의 실측값들과 「2016 장기에너지전망 보고서」의 부문별 및 연료원별 최종에너지 소비 증가에 대한 전망치들을 모형에 반영하였다. 원료용 에너지를 제외한 2014년 최종에너지 소비량은 총 129.5Mtoe로, 이 중 산업부문이 50.97Mtoe(39.4%)를, 수송부문과 빌딩부문이 각각 39.79Mtoe(30.7%)와 38.72Mtoe(29.9%)를 차지하는 것으로 나타났다. 산업부문에서는 전력이 22.29Mtoe(43.7%)로 가장 큰 비중을 차지하고 있으며, 수송부문에서는 도로에서 전체의 30.75Mtoe(77.3%)가 소비된 것으로 나타났다. 빌딩부문 중 가정에서는 도시가스 및 전력이 각각 9.12Mtoe(46.6%)와 5.28Mtoe(27%)를 차지하고 있고, 서비스·공공부문에서는 도시가스 및 전력이 각각 3.56Mtoe(18.6%)와 12.49Mtoe(65.3%)의 비중을 점하고 있다.

<표 6-2> 부문별 및 에너지원별 최종에너지소비량 (원료용 에너지 및 신에너지 제외, 2014년)
자료: 에너지경제연구원(2016)을 참고로 작성

구분	산업	수송				빌딩	
		도로	철도	해운	항공	가정	서비스·공공
무연탄	3,835	-	-	-	-	745	-
유연탄	4,504	-	-	-	-	-	-
휘발유	181	8,804	-	1	-	17	85
등유	222	4	-	1	-	1,436	485
경유	2,716	16,056	130	311	14	591	909
중유	2,539	20	-	3,970	9	116	187
LPG	3,096	4,454	-	-	-	847	874
전기	22,288	-	169	-	-	5,279	12,491
도시가스	9,050	1,307	-	-	-	9,124	3,560
천연가스	354	-	-	-	-	-	-
바이오에너지	2,186	105	-	-	-	37	236
항공등유	-	-	-	-	4,432	-	-
열	-	-	-	-	-	1,373	193
지열	-	-	-	-	-	13	95
태양열	-	-	-	-	-	4	25
항공가스	-	-	-	-	3	-	-
계	50,970	30,750	299	4,283	4,460	19,583	19,141

(단위: 천TOE)

LEAP을 활용하여 수요 측면은 산업, 수송, 건물 세 가지 부문으로 분류하고, 공급 측면의 경우 1차 및 2차 에너지원별 공급량 및 에너지원별 온실가스 배출량을 추정하였다.



『2016 장기에너지전망 보고서』에서는 우리나라 최종에너지 소비량이 2015년 대비 2040년까지 연평균 0.9% 가량 상승하는 것으로 전망하였다. 부문별로는 산업부문에서 연평균 1.1%, 수송부문에서 연평균 0.6%, 가정부문에서 연평균 0.2%, 그리고 서비스부문에서 연평균 1.2%씩 상승할 것으로 전망하였다. 본 연구에서는 이러한 전체 및 부문별 증가 추세를 2014년 대비 2050년까지 연장하여 BAU 시나리오의 2050년 부문별 및 에너지원별 최종에너지 소비량을 추정하였으며, 에너지원별 소비량 증가는 각 부문별 증가 비중과 동일하게 상승하는 것으로 가정하였다. 이에 따라 BAU 시나리오에서 전체 최종에너지 소비량은 2014년 대비 2050년 129.5Mtoe에서 174.16Mtoe까지 약 34.5% 가량 증가하는 것으로 전망되었으며, 관련된 세부 값들은 <표 6-3>에 정리하였다.

구분	산업	수송				빌딩	
		도로	철도	해운	항공	가정	서비스·공공
무연탄	5,686	-	-	-	-	801	-
유연탄	6,677	-	-	-	-	-	-
휘발유	268	10,165	-	1	-	18	131
등유	330	4	-	1	-	1,543	745
경유	4,027	18,538	101	217	30	635	1,397
중유	3,764	24	-	2,765	20	125	287
LPG	4,590	5,142	-	-	1	910	1,342
전기	33,045	-	131	-	-	5,673	5,470
도시가스	1,3418	1,509	-	-	-	9,804	-
천연가스	525	-	-	-	-	-	-
바이오에너지	3,241	121	-	-	-	40	363
항공등유	-	-	-	-	9,366	-	-
열	-	-	-	-	-	1,476	297
지열	-	-	-	-	-	14	146
태양열	-	-	-	-	-	4	38
항공가스	-	-	-	-	7	-	-
계	75,571	35,503	232	2,983	9,424	21,043	29,407

(단위: 천TOE)

<표 6-3> 부문별 및 에너지원별 최종에너지소비량 전망 (신에너지, 폐기물에너지 및 원료용에너지 제외, 2050년)
 자료: 에너지경제연구원(2016)을 참고하여 저자 작성

가. 최종에너지 소비

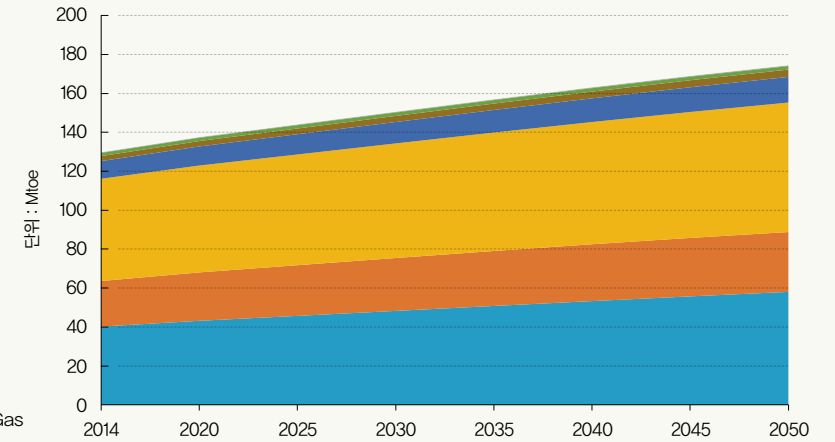
BAU의 경우 최종에너지 소비는 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 174.2Mtoe로 35% 증가한다. 2014년 에너지원별 사용량은 석유 52.5Mtoe(41%), 전기 40.2Mtoe(31%), 천연가스 23.4Mtoe(18%), 석탄 9.1Mtoe(7%), 열(화석연료) 1.6Mtoe(1.2%), 바이오 2.6Mtoe(2%), 열(재생에너지) 0.1Mtoe(0.1%)을 소비했다. 2050년 에너지원별 사용량은 석유 66.5Mtoe(38%), 전기 58.0Mtoe(33%), 천연가스 30.7Mtoe(18%), 석탄 13.2Mtoe(8%), 바이오 3.8Mtoe(2%), 열(화석연료) 1.8Mtoe(1.2%), 열(재생에너지) 0.2Mtoe(0.1%)로 나타났다.

[그림 6-1] BAU 최종에너지 소비

주: Natural Gas는 City Gas를 포함한 개념임. 이의 경우 Gasoline, Kerosene, Diesel 등 석유제품이 포함된 개념임. Heat(FF)는 화석연료를 사용하여 발전과정에서 부산물로 생성되는 열, Heat(RE)는 태양열, 지열을 합친 재생에너지 열, Solar Vehicle은 태양광 자동차.

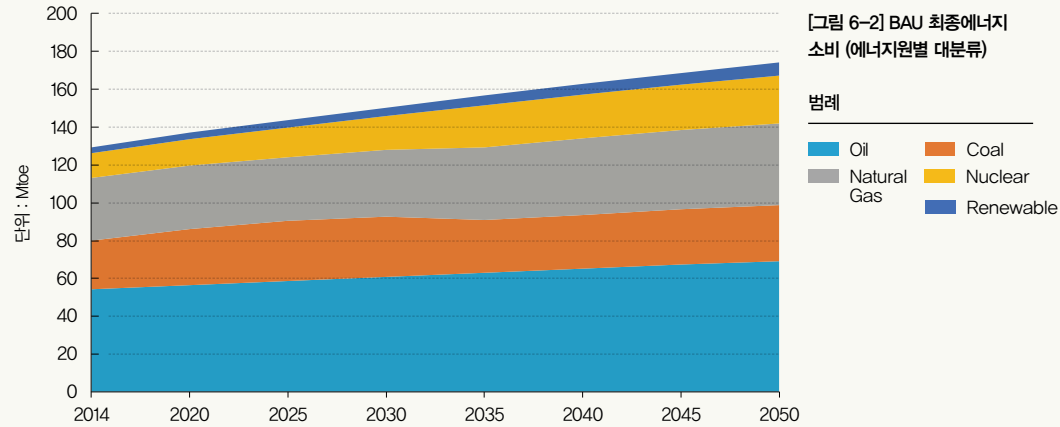
범례

- Electricity
- Oil
- Bio
- Heat(RE)
- Natural Gas
- Coal
- Heat(FF)
- Solar Vehicle



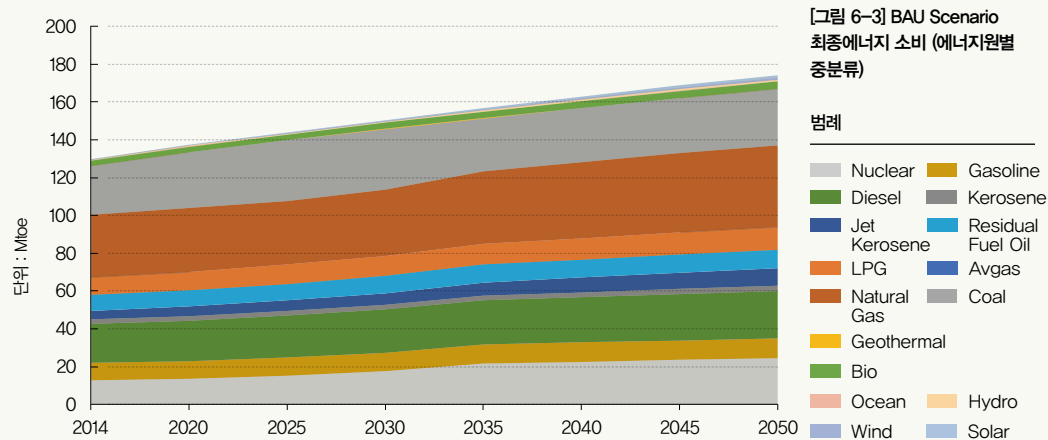
기준 시나리오에서 최종에너지 소비량은 2014년 대비 2050년 129.5Mtoe에서 174.2Mtoe까지 약 35% 가량 증가하는 것으로 전망되었다. 최종에너지 소비에서 재생에너지는 7Mtoe로 4%를 차지하며, 온실가스 배출량은 2014년 대비 18.4% 증가한다.

BAU 하에서 최종에너지 소비에서 재생에너지 비중을 구하기 위하여 2차 에너지인 전기와 열에 대한 공급 에너지원을 반영하여 분석하였다. 2014년 석유 54.4Mtoe(42%), 천연가스 33Mtoe(25%), 석탄 26Mtoe(20%), 원자력 13Mtoe(10%), 재생에너지 3Mtoe(2.46%)이고, 2050년 최종에너지 소비는 석유 69.2Mtoe(40%), 천연가스 43Mtoe(25%), 석탄 30Mtoe(17%), 원자력 25Mtoe(14%), 재생에너지 7Mtoe(4%)인 것으로 나타났다. 세부적인 에너지원별 분류는 [그림 6-3]과 [그림 6-4]에 도식하였다.



중분류에서는 2014년 천연가스 33Mtoe(25%), 등유 2Mtoe(2%), 휘발유 9Mtoe(7%), 항공유 4Mtoe(3%), 경유 21Mtoe(16%), 중유 9Mtoe(7%), LPG 9Mtoe(7%), 석탄 26Mtoe(20%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 바이오 3Mtoe(2%), 태양에너지 0.2Mtoe(0.1%), 해양에너지 0.03Mtoe(0.03%), 원자력 13Mtoe(10%), 수력 1Mtoe(0.4%), 풍력 0.1Mtoe(0.1%)을 사용하였다.

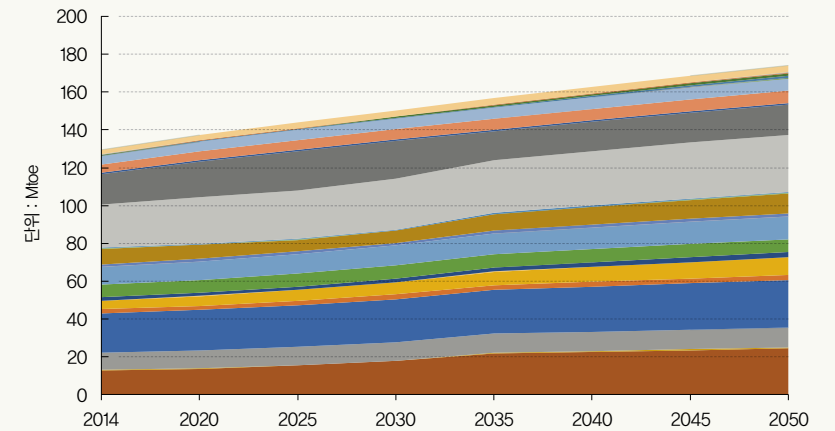
2050년에는 천연가스 43Mtoe(25%), 등유 3Mtoe(2%), 휘발유 11Mtoe(6%), 항공유 9Mtoe(5%), 경유 25Mtoe(14%), 중유 10Mtoe(6%), LPG 12Mtoe(7%), 석탄 30Mtoe(17%), 지열 0.2Mtoe(0.1%), 바이오 4Mtoe(2%), 태양에너지 1Mtoe(1%), 해양에너지 0.1Mtoe(0.1%), 원자력 24Mtoe(14%), 수력 1Mtoe(1%), 풍력 1Mtoe(1%)을 사용하는 것으로 나타났다.



소분류에서는 2014년 전기(원자력) 13Mtoe(10%), 전기(유연탄) 16Mtoe(12%), 전기(천연가스) 8Mtoe(6%), 전기(중유) 1.8Mtoe(1%), 전기(태양광) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(풍력) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(재생 수력) 0.2Mtoe(0.1%), 전기(해양) 0.03Mtoe(0.03%), 전기(양수) 0.4Mtoe(0.3%), 전기(무연탄) 0.7Mtoe(0.5%), 전기(바이오) 0.1Mtoe(0.1%), 천연가스 0.4Mtoe(0.3%), 등유 2.1Mtoe(2%), 휘발유 9Mtoe(7%), 항공유 4Mtoe(3%), 경유 21Mtoe(16%), 중유 7Mtoe(5%), LPG 9Mtoe(7%), 유연탄 5Mtoe(3%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 열(중유) 0.1Mtoe(0.1%), 열(천연가스) 1.3Mtoe(1%), 열(도시가스) 0.2Mtoe(0.1%), 무연탄 5Mtoe(4%), 도시가스 23Mtoe(18%), 바이오 2.6Mtoe(2%), 태양열 0.03Mtoe(0.02%)를 사용하였다.

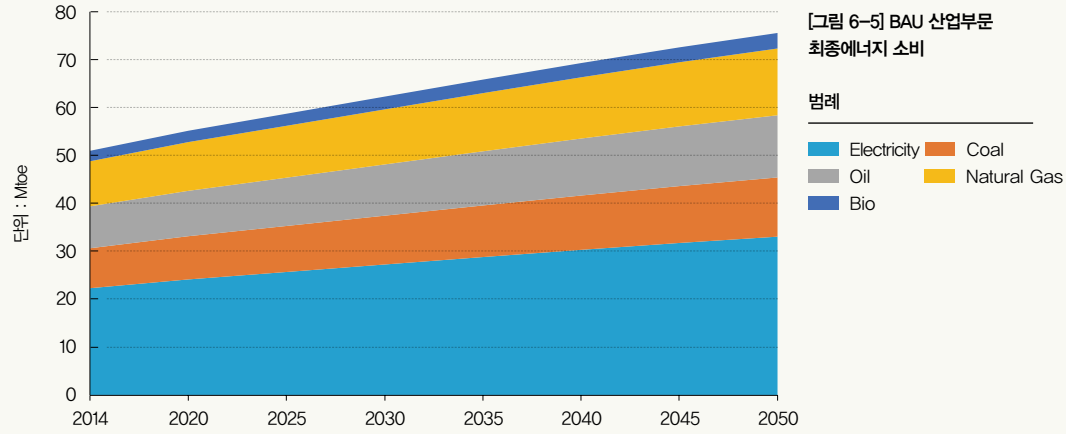
2050년에는 전기(원자력) 24Mtoe(14%), 전기(유연탄) 16Mtoe(9%), 전기(천연가스) 11Mtoe(6%), 전기(중유) 3Mtoe(2%), 전기(태양광) 1Mtoe(1%), 전기(풍력) 1Mtoe(1%), 전기(재생 수력) 0.4Mtoe(0.2%), 전기(해양) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(양수) 1Mtoe(0.3%), 전기(무연탄) 1Mtoe(0.5%), 전기(바이오) 0.1Mtoe(0.03%), 천연가스 1Mtoe(0.3%), 등유 3Mtoe(2%), 휘발유 11Mtoe(6%), 항공유 9Mtoe(5%), 경유 25Mtoe(14%), 중유 7Mtoe(4%), LPG 12Mtoe(4%), 유연탄 7Mtoe(4%), 지열 0.2Mtoe(0.1%), 열(중유) 0.1Mtoe(0.1%), 열(천연가스) 1.5Mtoe(1%), 열(도시가스) 0.2Mtoe(0.1%), 무연탄 6Mtoe(4%), 도시가스 30Mtoe(17%), 바이오 4Mtoe(2%), 태양열 0.04Mtoe(0.02%)를 사용하는 것으로 나타났다.

[그림 6-4] BAU Scenario 최종에너지 소비 (에너지원별 소분류)



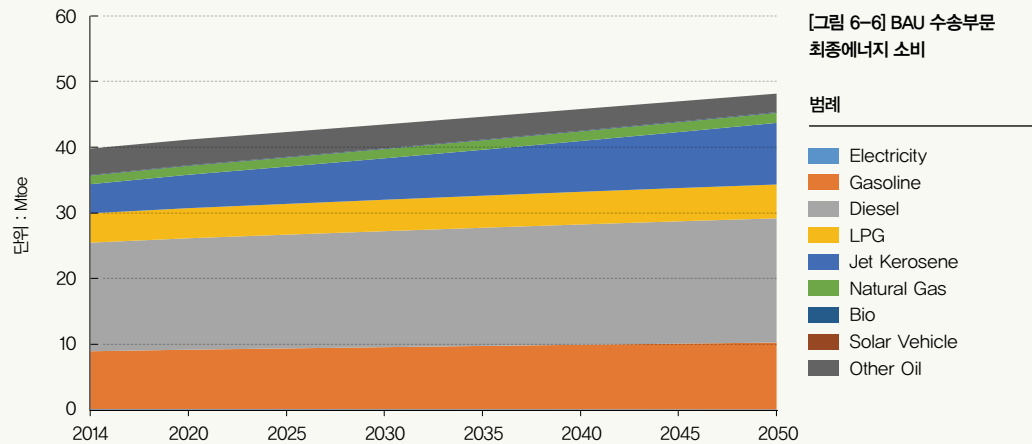
산업부문 최종에너지 소비는 2014년 51Mtoe에서 2050년 75.6Mtoe로 48% 증가하였다. 산업 부문의 2014년 에너지원별 사용량은 전기 22.3Mtoe(43.7%), 천연가스 9.40Mtoe(18.5%), 석유 8.75Mtoe(17.2%), 석탄 8.34Mtoe(16.4%), 바이오 2.2Mtoe(4.3%)이다.

2050년 에너지원별 사용량은 전기 33.0Mtoe(43.7%), 천연가스 13.9Mtoe(18.5%), 석유 13.0Mtoe(17.2%), 석탄 12.4Mtoe(16.4%), 바이오 3.2Mtoe(4.3%)이다



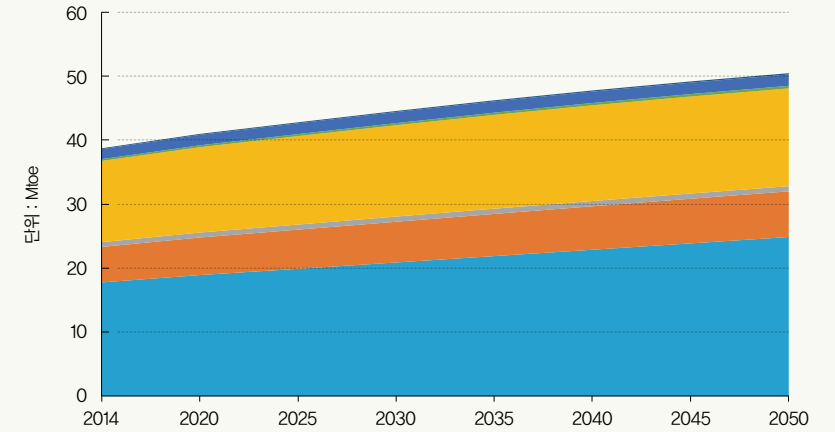
수송부문 최종에너지 소비는 2014년 39.8Mtoe에서 2050년 48.1Mtoe로 21% 증가하였다. 수송부문의 2014년 에너지원별 사용량은 경유 16.5Mtoe(41%) 휘발유 8.8Mtoe(22%), LPG 4.5Mtoe(11%), 항공유(Jet Kerosene) 4.4Mtoe(11%), 기타 석유제품(경유, Avgas 등) 4.0Mtoe(10%), 천연가스 1.3Mtoe(3%), 전기 0.2Mtoe(0.4%), 바이오 0.1Mtoe(0.3%)를 사용하였다.

2050년 에너지원별 사용량은 경유 18.9Mtoe(39%) 휘발유 10.2Mtoe(21%), LPG 5.1Mtoe(11%), 항공유(Jet Kerosene) 9.4Mtoe(11%), 기타 석유제품(경유, Avgas 등) 2.8Mtoe(6%), 천연가스 1.5Mtoe(3%), 전기 0.1Mtoe(0.3%), 바이오 0.1Mtoe(0.3%)를 사용하였다.



건물부문 최종에너지 소비는 2014년 38.7Mtoe에서 2050년 36.0Mtoe로 7% 감소하였다. 건물 부문의 2014년 에너지원별 사용량은 전기 17.8Mtoe(45.9%), 천연가스 12.7Mtoe(32.8%), 석유 5.5Mtoe(14.3%), 열(화석연료) 1.6Mtoe(4.0%), 석탄 0.7Mtoe(1.9%), 바이오 0.3Mtoe(0.7%), 열(재생에너지) 0.1Mtoe(0.4%)를 사용하였다.

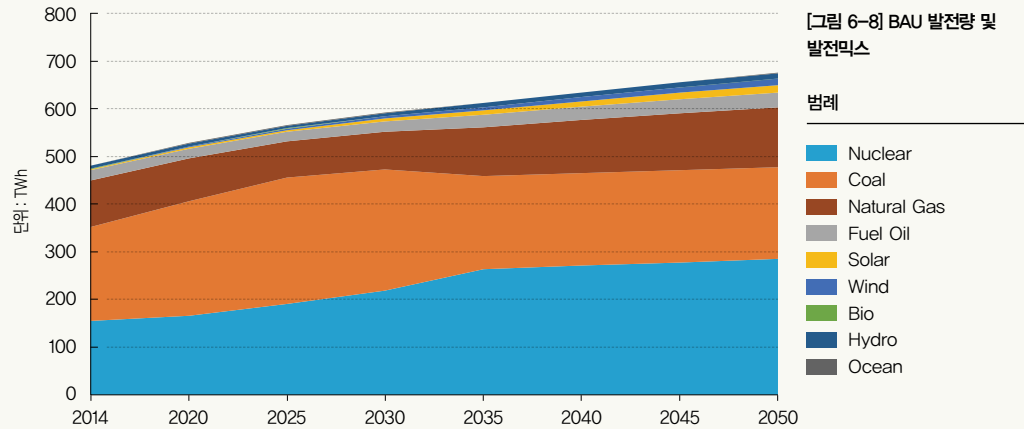
2050년에는 전기 24.9Mtoe(49%), 천연가스 15.3Mtoe(30%), 석유 7.1Mtoe(14%), 열(화석연료) 1.8Mtoe(4.0%), 석탄 0.8Mtoe(2%), 바이오 0.4Mtoe(1%), 열(재생에너지) 0.2Mtoe(0.4%)를 사용하였다.



나. 발전량 및 발전 믹스의 변화

BAU에서 발전량과 발전 믹스 변화는 [그림 6-8]과 같다. 발전량은 전력화 현상에 따라 2014년 480TWh에서 2050년 675TWh로 약 29% 증가한다. 2014년 발전 믹스는 원자력 154TWh(32%), 석탄 198TWh(41%), 천연가스 97TWh(20%), 중유(Fuel Oil) 21TWh(4%), 수력 6TWh(3.4%), 태양광 2TWh(0.3%), 풍력 1TWh(0.2%), 해양 0.4TWh(0.1%)로 구성되었다.

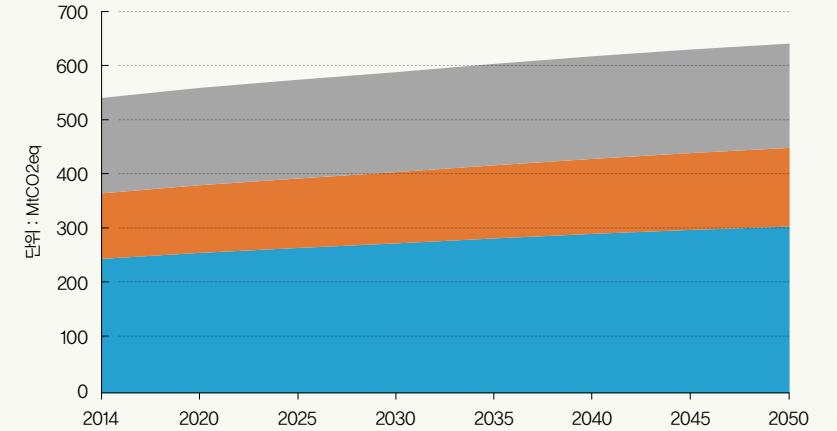
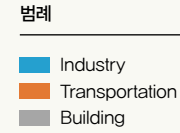
2050년에는 원자력 285TWh(42%), 석탄 192TWh(29%), 천연가스 125TWh(19%), 중유 31TWh(4.6%), 태양광 16TWh(2%), 풍력 13TWh(2%), 수력 11TWh(2%), 해양 1.3TWh(0.2%), 바이오 0.6TWh(0.1%)로 구성된다.



다. 온실가스 배출량

BAU에서 온실가스 배출량은 2014년 540.6MtCO₂eq에서 2050년 640.2MtCO₂eq로 18.4% 증가한다. 온실가스 부문별 배출량은 2014년 산업 246.0MtCO₂eq, 수송 119.9MtCO₂eq, 건물 174.7MtCO₂eq에서 2050년 산업 305.1MtCO₂eq, 수송 144.1MtCO₂eq, 건물 191.0MtCO₂eq로 2014년 대비 산업 59.2MtCO₂eq(24%), 수송 24.2MtCO₂eq(20%), 건물 16.3MtCO₂eq(9%)가 각각 증가한 것으로 나타났다. 1인당 온실가스 배출량은 2014년 1인당 10.7tCO₂eq에서 2050년 13.0tCO₂eq으로 21.6% 증가한다.

[그림 6-9] BAU 온실가스 배출량



2. Moderate Transition Scenario 분석 결과

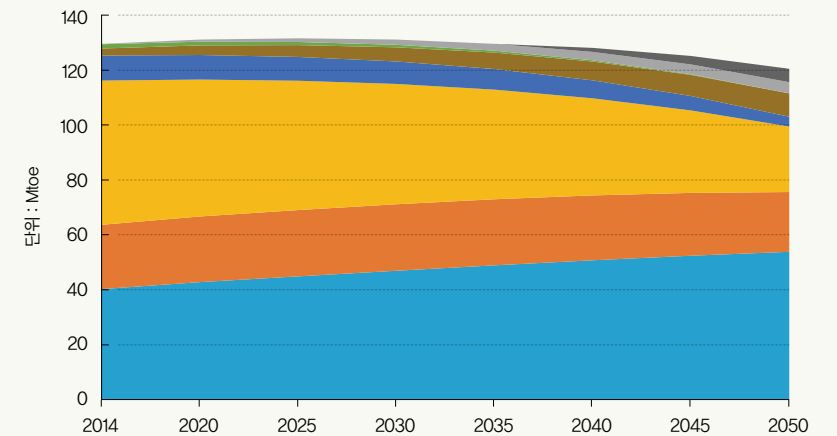
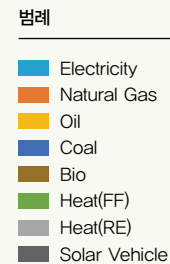
가. 최종에너지 소비

MTS의 경우 최종에너지 소비는 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 120.4Mtoe로 7% 감소한다. 2014년 에너지원별 사용량은 석유 52.5Mtoe(41%), 전기 40.2Mtoe(31%), 천연가스 23.4Mtoe(18%), 석탄 9.1Mtoe(7%), 열(화석연료) 1.6Mtoe(1.2%), 바이오 2.6Mtoe(2%), 열(재생에너지) 0.1Mtoe(0.1%)을 소비했다.

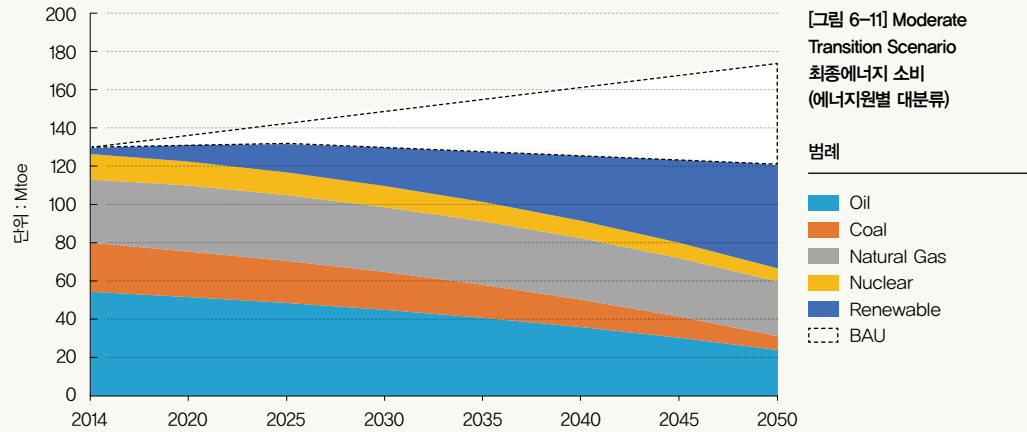
2050년 에너지원별 사용량은 전기 53.8Mtoe(45%), 석유 23.8Mtoe(20%), 천연가스 21.8Mtoe(18%), 바이오 8.5Mtoe(7%), 열(재생에너지) 4.1Mtoe(3%), 석탄 3.6Mtoe(3%)로 나타났다. 태양광 자동차(Solar Vehicle)는 태양전지를 통해 얻은 전기로 모터를 구동하여 자동차를 움직이는 방식으로, 수송부문에서 2035년부터 사용하기 시작하여 2050년 4.9Mtoe(4%)로 확대 될 것으로 전망된다.

[그림 6-10] Moderate Transition Scenario 최종에너지 소비

주: Natural Gas는 City Gas를 포함한 개념임. Oil의 경우 Gasoline, Kerosene, Diesel 등 석유제품이 포함된 개념임. Heat(FF)는 화석연료를 사용하여 발전과정에서 부산물로 생성되는 열, Heat(RE)는 태양열, 지열을 합친 재생에너지 열, Solar Vehicle은 태양광 자동차.



MTS 하에서 2050년 최종에너지 소비는 2014년 대비 9.1Mtoe(7%) 감소하고, 2050년 BAU 대비 53.7Mtoe(31%) 감소한다. 최종에너지 소비에서 재생에너지 비중을 구하기 위하여 2차 에너지인 전기와 열에 대한 공급 에너지를 반영하여 분석하였다. 2014년 석유 54.4Mtoe(42%), 천연가스 33Mtoe(25%), 석탄 26Mtoe(20%), 원자력 13Mtoe(10%), 재생에너지 3Mtoe(2.46%) 이고, 2050년 최종에너지 소비는 재생에너지 54Mtoe(45%), 천연가스 28Mtoe(24%), 석유 24Mtoe(20%), 석탄 7Mtoe(6%), 원자력 7Mtoe(6%)인 것으로 나타났다. 세부적인 에너지원별 분류는 [그림 6-12]와 [그림 6-13]에 도식하였다.

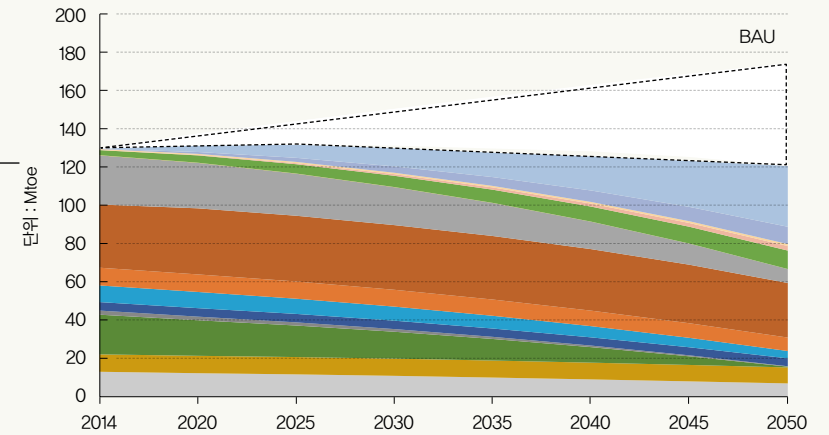


중분류에서는 2014년 천연가스 33Mtoe(25%), 등유 2Mtoe(2%), 휘발유 9Mtoe(7%), 항공유 4Mtoe(3%), 경유 21Mtoe(16%), 중유 9Mtoe(7%), LPG 9Mtoe(7%), 석탄 26Mtoe(20%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 바이오 3Mtoe(2%), 태양에너지 0.2Mtoe(0.1%), 해양에너지 0.03Mtoe(0.03%), 원자력 13Mtoe(10%), 수력 1Mtoe(0.4%), 풍력 0.1Mtoe(0.1%)을 사용하였다.

2050년에는 천연가스 28Mtoe(24%), 등유 0.2Mtoe(2%), 휘발유 8Mtoe(7%), 항공유 4Mtoe(3%), 경유 0.4Mtoe(0.3%), 중유 4Mtoe(3%), LPG 7Mtoe(6%), 석탄 7Mtoe(6%), 지열 0.02Mtoe(0.02%), 바이오 10Mtoe(8%), 태양에너지 32Mtoe(26%), 해양에너지 2Mtoe(2%), 원자력 7Mtoe(6%), 수력 1Mtoe(1%), 풍력 9Mtoe(8%)을 사용하였다.

[그림 6-12] Moderate Transition Scenario 최종에너지 소비 (에너지원별 중분류)

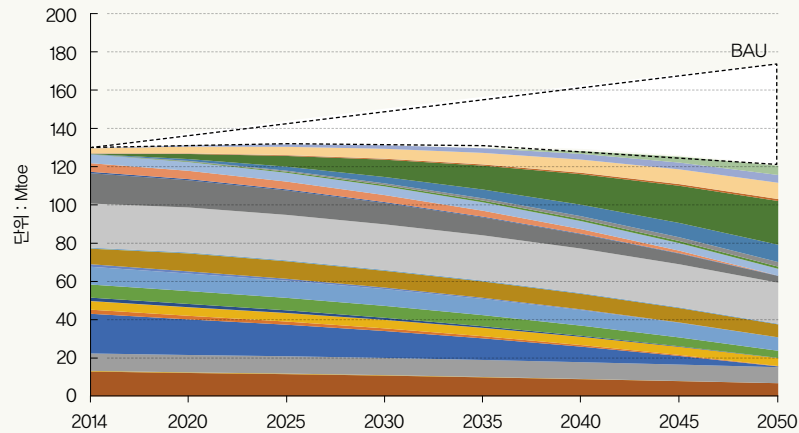
- 범례
- Nuclear
 - Gasoline
 - Diesel
 - Kerosene
 - Jet Kerosene
 - Residual Fuel Oil
 - LPG
 - Avgas
 - Natural Gas
 - Coal
 - Geothermal
 - Bio
 - Ocean
 - Hydro
 - Wind
 - Solar
 - BAU



MTS 시나리오에서 최종에너지 소비량은 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 120.4Mtoe로 7% 줄어드는 것으로 전망하였다. 최종에너지 소비에서 재생에너지는 54Mtoe로 45%를 차지하며, 온실가스 배출량은 2014년 대비 51% 감소한다.

소분류에서는 2014년 전기(원자력) 13Mtoe(10%), 전기(유연탄) 16Mtoe(12%), 전기(천연가스) 8Mtoe(6%), 전기(중유) 1.8Mtoe(1%), 전기(태양광) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(풍력) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(재생 수력) 0.2Mtoe(0.1%), 전기(해양) 0.03Mtoe(0.03%), 전기(양수) 0.4Mtoe(0.3%), 전기(무연탄) 0.7Mtoe(0.5%), 전기(바이오) 0.1Mtoe(0.1%), 천연가스 0.4Mtoe(0.3%), 등유 2.1Mtoe(2%), 휘발유 9Mtoe(7%), 항공유 4Mtoe(3%), 경유 21Mtoe(16%), 중유 7Mtoe(5%), LPG 9Mtoe(7%), 유연탄 5Mtoe(3%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 열(중유) 0.1Mtoe(0.1%), 열(천연가스) 1.3Mtoe(1%), 열(도시가스) 0.2Mtoe(0.1%), 무연탄 5Mtoe(4%), 도시가스 23Mtoe(18%), 바이오 2.6Mtoe(2%), 태양열 0.03Mtoe(0.02%)를 사용하였다.

2050년에는 전기(원자력) 6.8Mtoe(5.7%), 전기(유연탄) 3.5Mtoe(2.9%), 전기(천연가스) 6.7Mtoe(5.6%), 전기(중유) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(태양광) 22.8Mtoe(19%), 전기(풍력) Mtoe(7.5%), 전기(재생 수력) 1.0Mtoe(0.8%), 전기(해양) 2.4Mtoe(2.0%), 전기(무연탄) 0.2Mtoe(0.1%), 전기(바이오) 1.2Mtoe(1.0%), 천연가스 0.3Mtoe(0.3%), 등유 0.2Mtoe(0.2%), 휘발유 8.4Mtoe(6.9%), 항공유 4.1Mtoe(3.4%), 경유 0.4Mtoe(0.3%), 중유 3.7Mtoe(3.1%), LPG 7Mtoe(5.8%), 지열 0.02Mtoe(0.02%), 무연탄 3.6Mtoe(3.0%), 도시가스 21.4Mtoe(17.8%), 바이오 8.5Mtoe(7.1%), 태양열 4.1Mtoe(3.4%), 태양광 자동차 4.9Mtoe(4.0%)를 사용하는 것으로 나타났다.

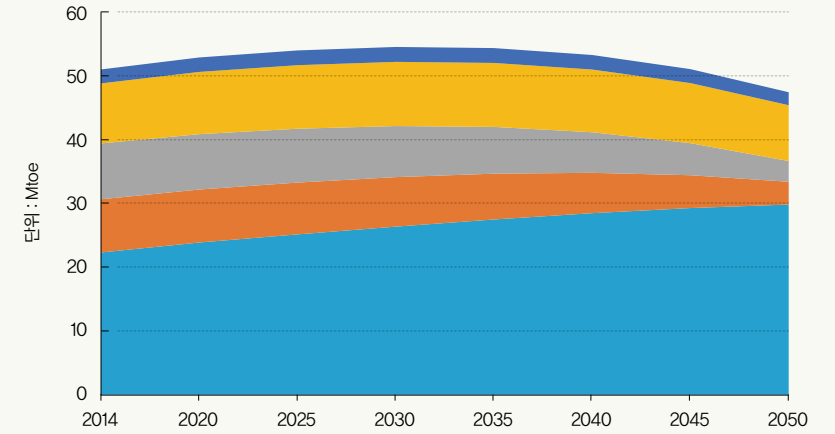


[그림 6-13] Moderate Transition Scenario 최종에너지 소비 (에너지원별 소분류)

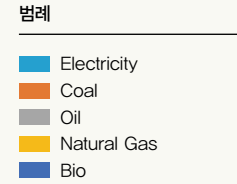


산업부문 최종에너지 소비는 2014년 51Mtoe에서 2050년 47.4Mtoe로 7% 감소하였다. 산업부문의 2014년 에너지원별 사용량은 전기 22.3Mtoe(43.7%), 천연가스 9.40Mtoe(18.5%), 석유 8.75Mtoe(17.2%), 석탄 8.34Mtoe(16.4%), 바이오 2.2Mtoe(4.3%)이다.

2050년 산업부문 최종에너지 소비는 전기 29.8Mtoe(62.9%), 천연가스 8.75Mtoe(18.5%), 석탄 3.57Mtoe(7.5%), 석유 3.25Mtoe(6.9%), 바이오 2Mtoe(4.3%)를 사용하는 것으로 나타났다.



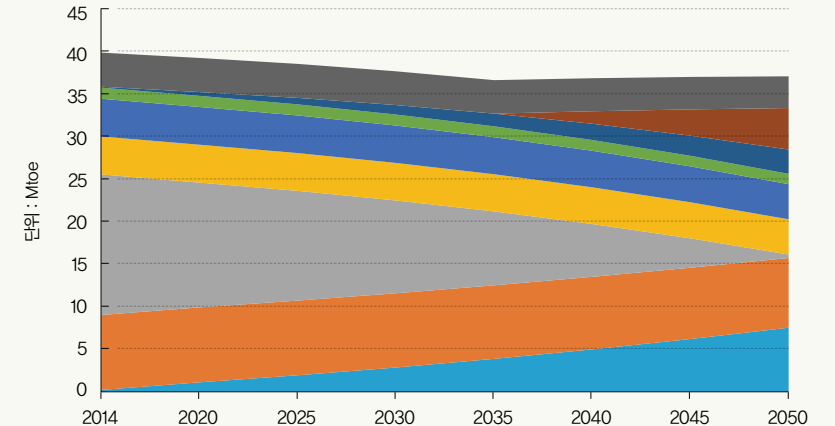
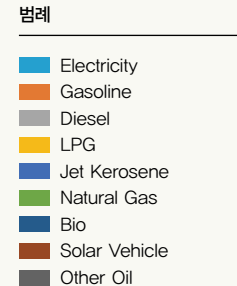
[그림 6-14] Moderate Transition Scenario 산업부문 최종에너지 소비



수송부문 최종에너지 소비는 2014년 39.8Mtoe에서 2050년 37.0Mtoe로 7% 감소하였다. 수송부문의 2014년 에너지원별 사용량은 경유 16.5Mtoe(41%), 휘발유 8.8Mtoe(22%), LPG 4.5Mtoe(11%), 항공유(Jet Kerosene) 4.4Mtoe(11%), 기타 석유제품(경유, Avgas 등) 4.0Mtoe(10%), 천연가스 1.3Mtoe(3%), 전기 0.2Mtoe(0.4%), 바이오 0.1Mtoe(0.3%)를 사용하였다.

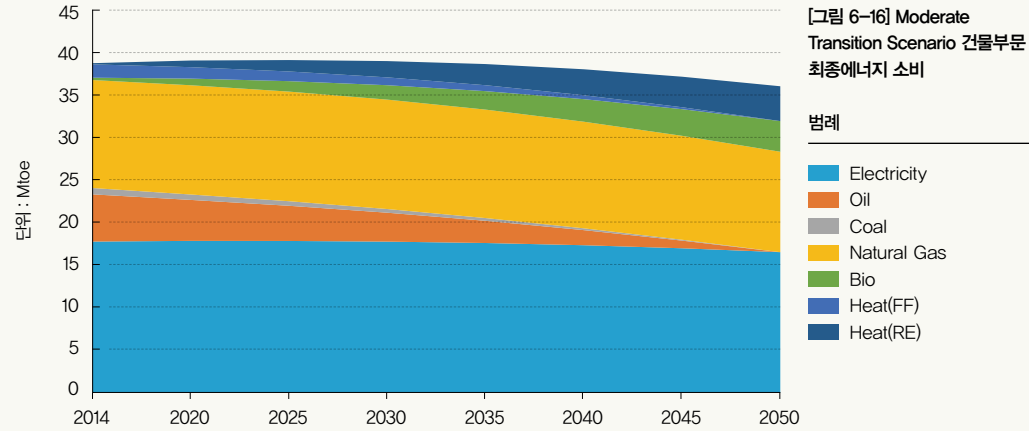
2050년에는 휘발유 8.2Mtoe(22%), 전기 7.5Mtoe(20%), LPG 4.1Mtoe(11%), 항공유 4.1Mtoe(11%), 기타 석유제품 3.7Mtoe(10%), 바이오 2.9Mtoe(8%), 천연가스 1.2Mtoe(3%), 경유 0.4Mtoe(1%)를 사용하는 것으로 분석되었다. 수송부문에서 Solar Vehicle은 2035년 사용되기 시작하여 2050년 4.9Mtoe(13%)를 사용하는 것으로 전망된다.

[그림 6-15] Moderate Transition Scenario 수송부문 최종에너지 소비



건물부문 최종에너지 소비는 2014년 38.7Mtoe에서 2050년 36.0Mtoe로 7% 감소하였다. 건물 부문의 2014년 에너지원별 사용량은 전기 17.8Mtoe(45.9%), 천연가스 12.7Mtoe(32.8%), 석유 5.5Mtoe(14.3%), 열(화석연료) 1.6Mtoe(4.0%), 석탄 0.7Mtoe(1.9%), 바이오 0.3Mtoe(0.7%), 열(재생에너지) 0.1Mtoe(0.4%)를 사용하였다.

2050년에는 전기 16.5Mtoe(46%), 천연가스 11.8Mtoe(33%), 열(재생에너지) 4.1Mtoe(11%), 바이오 3.6Mtoe(10%)를 사용하게 되며, 석유와 석탄은 더 이상 건물 냉·난방에 사용되지 않는다.

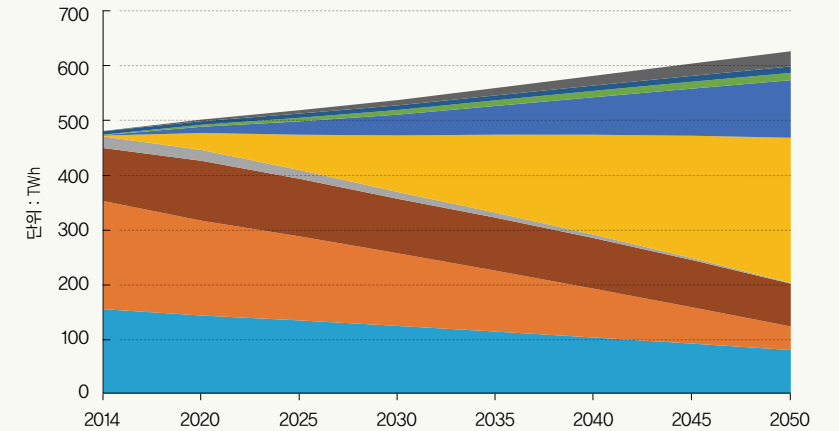
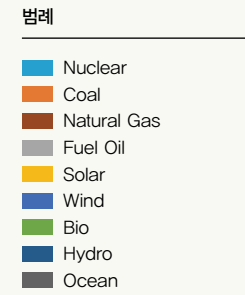


나. 발전량 및 발전 믹스의 변화

MTS에서 발전량과 발전 믹스 변화는 [그림 6-17]과 같다. 발전량은 전력화 현상에 따라 2014년 480TWh에서 2050년 626TWh로 23.3% 증가한다. 2014년 발전 믹스는 원자력 154TWh(32%), 석탄 198TWh(41%), 천연가스 97TWh(19%), 중유(Fuel Oil) 21TWh(4%), 수력 6TWh(3.4%), 태양광 2TWh(0.3%), 풍력 1TWh(0.2%), 해양 0.4TWh(0.1%)로 구성되었다.

반면 2050년에는 태양광 265TWh(42%), 풍력 105TWh(17%), 천연가스 78TWh(13%), 원자력 80TWh(13%), 석탄 43TWh(7%), 해양 28TWh(4%), 바이오 13TWh(2%), 수력 12TWh(2%), 중유 1TWh(0.2%)로 기존 원자력과 화석연료를 사용한 발전 역할이 줄고, 재생에너지 발전원의 비중이 크게 증가하는 구성으로 재편된다.

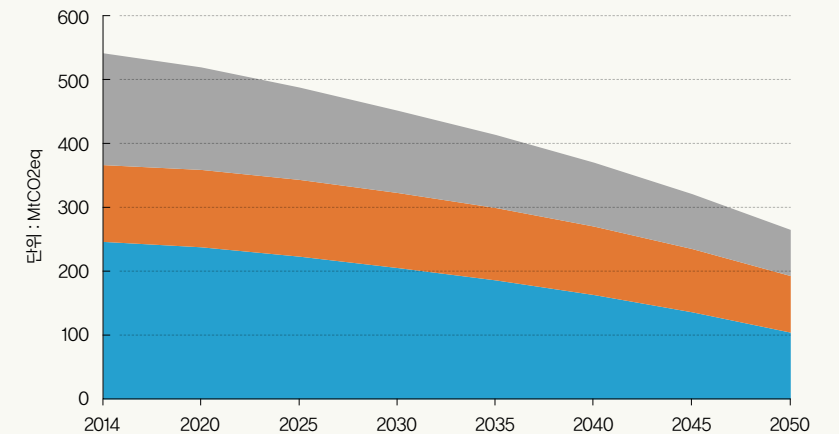
[그림 6-17] Moderate Transition Scenario 발전량 및 발전믹스



다. 온실가스 배출량

MTS에서 온실가스 배출량은 2014년 540.6MtCO₂eq에서 2050년 264.7MtCO₂eq로 51.0% 감소한다. 온실가스 부문별 배출량은 2014년 산업 246.0MtCO₂eq, 수송 119.9MtCO₂eq, 건물 174.7MtCO₂eq에서 2050년 산업 104.3MtCO₂eq, 수송 88.3MtCO₂eq, 건물 72.1MtCO₂eq로 2014년 대비 산업 141.7MtCO₂eq(58%), 수송 31.6MtCO₂eq(26%), 건물 102.6MtCO₂eq(59%)가 각각 감소한 것으로 나타났다. 1인당 온실가스 배출량은 2014년 1인당 10.7tCO₂eq에서 2050년 5.3tCO₂eq으로 50.0% 감소한다.

[그림 6-18] Moderate Transition Scenario 온실가스 배출량

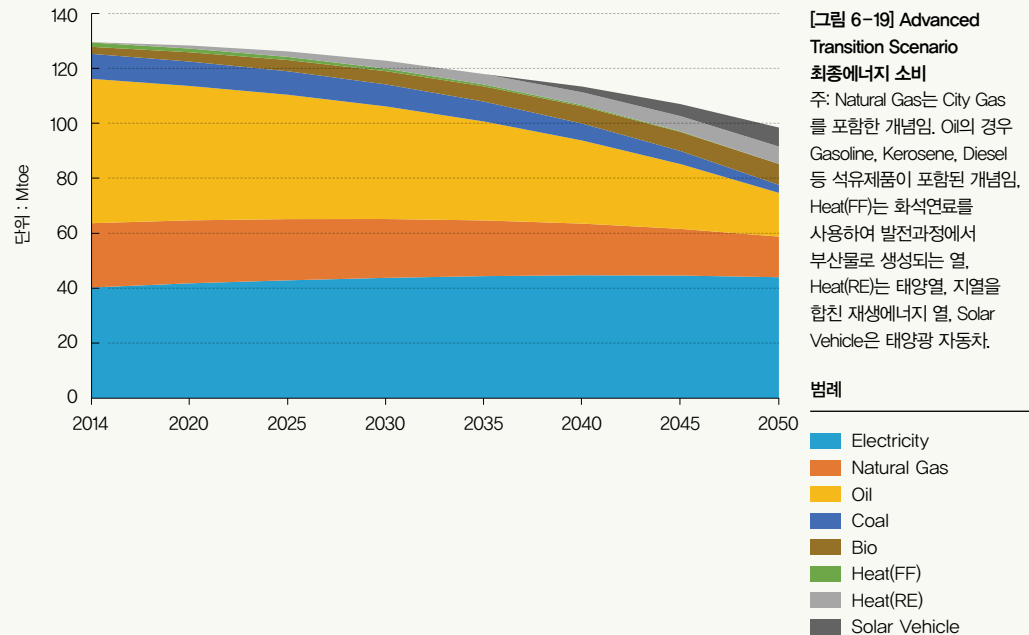


3. Advanced Transition Scenario 분석 결과

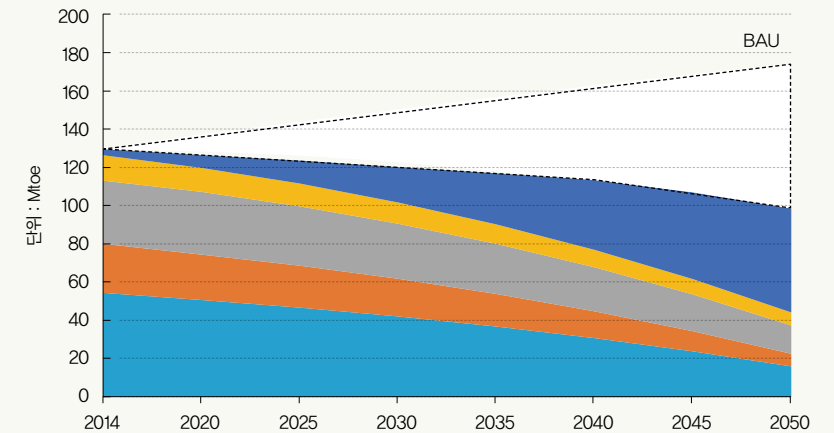
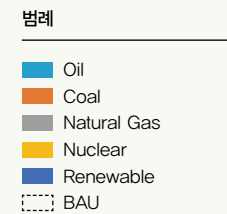
가. 최종에너지 소비

ATS의 경우 최종에너지 소비는 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 98.4Mtoe로 24% 감소한다. 2014년 에너지원별 사용량은 석유 52.5Mtoe(41%), 전기 40.2Mtoe(31%), 천연가스 23.4Mtoe(18%), 석탄 9.1Mtoe(7%), 열(화석연료) 1.6Mtoe(1.3%), 바이오 2.6Mtoe(2%), 열(재생에너지) 0.1Mtoe(0.1%)을 소비했다.

2050년 에너지원별 사용량은 전기 44.0Mtoe(45%), 천연가스 14.8Mtoe(15%), 석유 15.9Mtoe(16%), 바이오 7.6Mtoe(8%), 열(재생에너지) 6.3Mtoe(6%), 석탄 2.9Mtoe(3%)로 나타났다. Solar Vehicle는 수송부문에서 2035년부터 사용하기 시작하여 2050년 6.9Mtoe(7%)로 확대되는 것으로 나타났다.



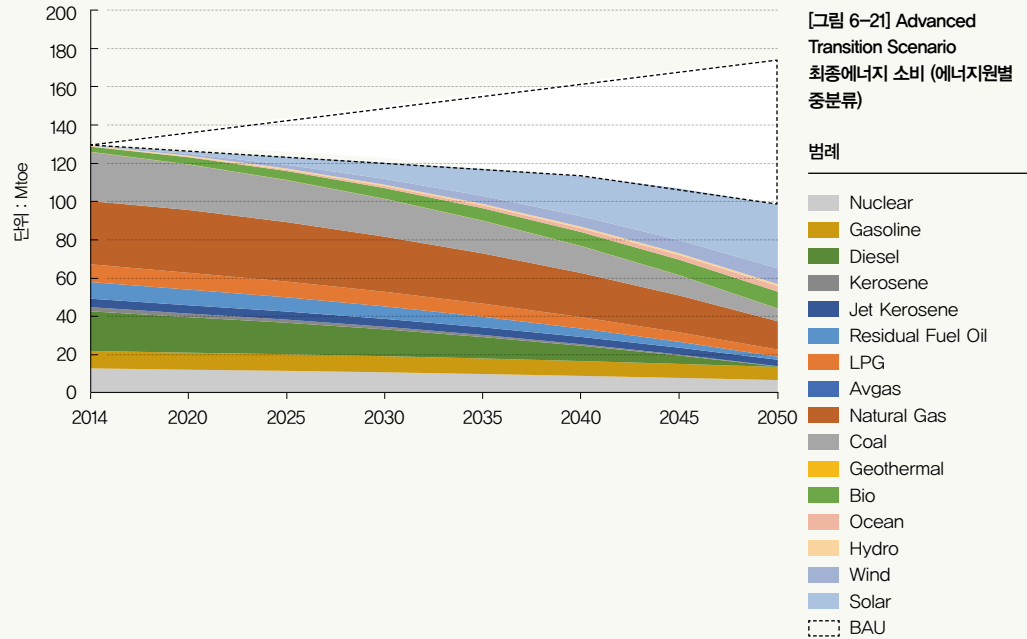
[그림 6-20] Advanced Transition Scenario 최종에너지 소비 (에너지원별 대분류)



ATS 시나리오에서 최종에너지 소비량은 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 94.4Mtoe로 24% 줄어드는 것으로 전망하였다. 최종에너지 소비에서 재생에너지는 54Mtoe로 55%를 차지하며, 온실가스 배출량은 2014년 대비 68.7% 감소한다.

중분류에서는 2014년 천연가스 33Mtoe(25%), 등유 2Mtoe(2%), 휘발유 9Mtoe(7%), 항공유 4Mtoe(3%), 경유 21Mtoe(16%), 중유 9Mtoe(7%), LPG 9Mtoe(7%), 석탄 26Mtoe(20%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 바이오 3Mtoe(2%), 태양에너지 0.2Mtoe(0.1%), 해양에너지 0.03Mtoe(0.03%), 원자력 13Mtoe(10%), 수력 1Mtoe(0.4%), 풍력 0.1Mtoe(0.1%)을 사용하였다.

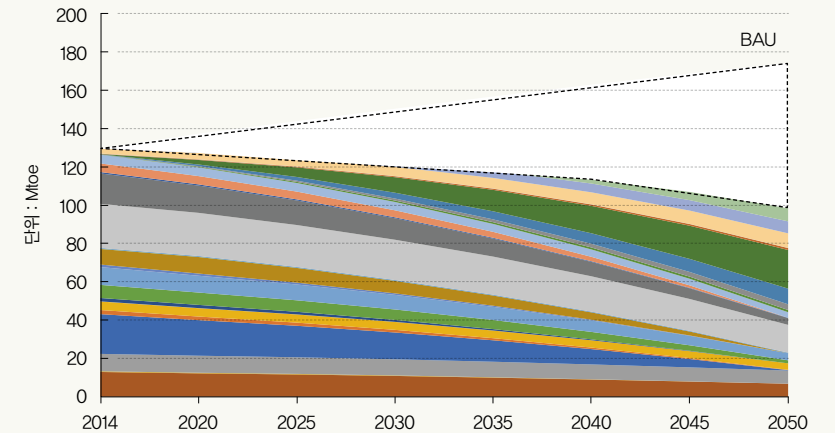
2050년에는 천연가스 14.8Mtoe(15%), 등유 0.2Mtoe(0.2%), 휘발유 6.8Mtoe(7%), 항공유 3.4Mtoe(3%), 경유 0.2Mtoe(0.2%), 중유 1.6Mtoe(2%), LPG 3.7Mtoe(4%), 석탄 6.6Mtoe(7%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 바이오 8.8Mtoe(9%), 태양에너지 33.3Mtoe(34%), 해양에너지 3.0Mtoe(3%), 원자력 6.8Mtoe(7%), 수력 1Mtoe(1%), 풍력 8.2Mtoe(8%)을 사용하는 것으로 나타났다.



소분류에서는 2014년 전기(원자력) 13Mtoe(10%), 전기(유연탄) 16Mtoe(12%), 전기(천연가스) 8Mtoe(6%), 전기(중유) 1.8Mtoe(1%), 전기(태양광) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(풍력) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(재생 수력) 0.2Mtoe(0.1%), 전기(해양) 0.03Mtoe(0.03%), 전기(양수) 0.4Mtoe(0.3%), 전기(무연탄) 0.7Mtoe(0.5%), 전기(바이오) 0.1Mtoe(0.1%), 천연가스 0.4Mtoe(0.3%), 등유 2.1Mtoe(2%), 휘발유 9Mtoe(7%), 항공유 4Mtoe(3%), 경유 21Mtoe(16%), 중유 7Mtoe(5%), LPG 9Mtoe(7%), 유연탄 5Mtoe(3%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 열(중유) 0.1Mtoe(0.1%), 열(천연가스) 1.3Mtoe(1%), 열(도시가스) 0.2Mtoe(0.1%), 무연탄 5Mtoe(4%), 도시가스 23Mtoe(18%), 바이오 2.6Mtoe(2%), 태양열 0.03Mtoe(0.02%)를 사용하였다.

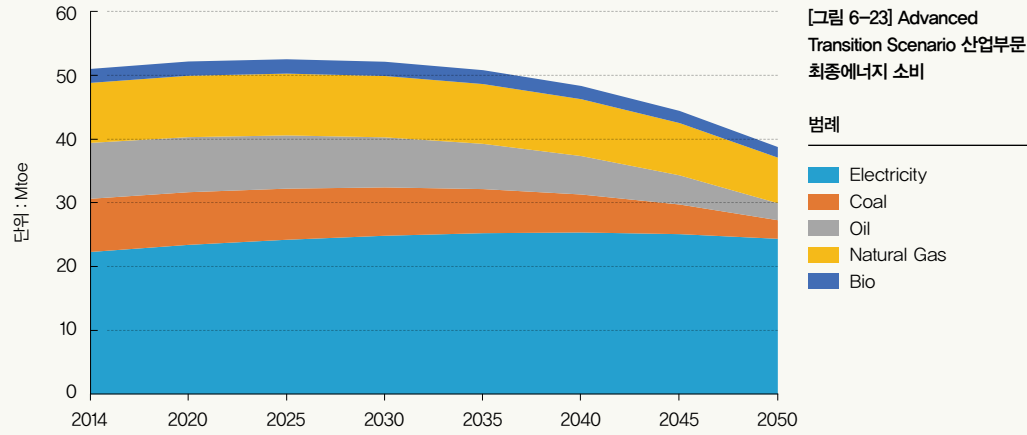
2050년에는 전기(원자력) 6.8Mtoe(6.9%), 전기(유연탄) 3.5Mtoe(3.6%), 전기(태양광) 20.1Mtoe(20.5%), 전기(풍력) 8.2Mtoe(8.3%), 전기(재생 수력) 1.0Mtoe(1.0%), 전기(해양) 3.0Mtoe(3.0%), 전기(무연탄) 0.2Mtoe(0.2%), 전기(바이오) 1.1Mtoe(1.2%), 천연가스 0.3Mtoe(0.3%), 등유 0.2Mtoe(0.2%), 휘발유 6.8Mtoe(6.9%), 항공유 3.4Mtoe(3.4%), 경유 0.2Mtoe(0.2%), 중유 1.6Mtoe(1.6%), LPG 3.7Mtoe(3.8%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 무연탄 2.9Mtoe(3.0%), 도시가스 14.5Mtoe(14.7%), 바이오 7.6Mtoe(7.7%), 태양열 6.3Mtoe(6.4%), 태양광 자동차 6.9Mtoe(7.0%)를 사용하는 것으로 나타났다.

[그림 6-22] Advanced Transition Scenario 최종에너지 소비 (에너지원별 소분류)



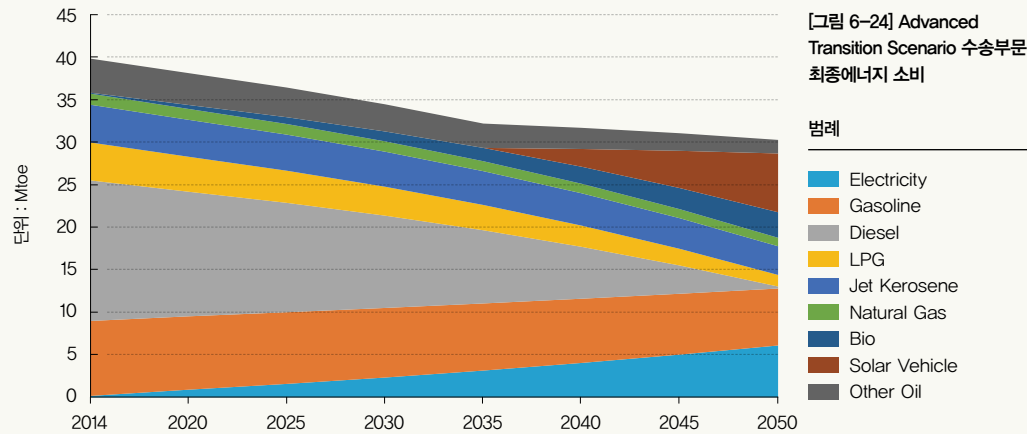
산업부문 최종에너지 소비는 2014년 51Mtoe에서 2050년 38.7Mtoe로 24% 감소하였다. 산업 부문의 2014년 에너지원별 사용량은 전기 22.3Mtoe(43.7%), 천연가스 9.40Mtoe(18.5%), 석유 8.75Mtoe(17.2%), 석탄 8.34Mtoe(16.4%), 바이오 2.2Mtoe(4.3%)이다.

2050년 산업부문 최종에너지 소비는 전기 24.4Mtoe(63%), 천연가스 7.1Mtoe(18%), 석탄 2.9Mtoe(8%), 석유 2.7Mtoe(7.0%), 바이오 1.7Mtoe(4%)를 사용하는 것으로 분석되었다.



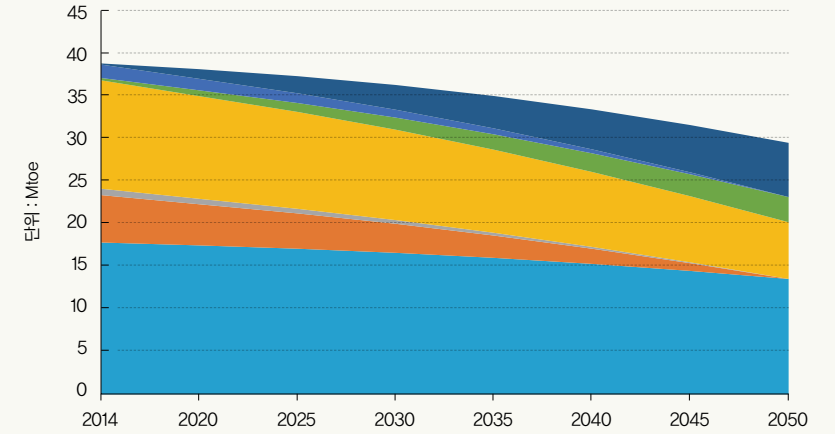
수송부문 최종에너지 소비는 2014년 39.8Mtoe에서 2050년 30.2Mtoe로 24% 감소한다. 수송부문의 2014년 에너지원별 사용량은 경유 16.5Mtoe(41%) 휘발유 8.8Mtoe(22%), LPG 4.5Mtoe(11%), 항공유(Jet Kerosene) 4.4Mtoe(11%), 기타 석유제품(경유, Avgas 등) 4.01Mtoe(10%), 천연가스 1.3Mtoe(3%), 전기 0.2Mtoe(0.4%), 바이오 0.1Mtoe(0.3%)를 사용하였다.

2050년에는 휘발유 6.7Mtoe(22%), 전기 6.1Mtoe(20%), 항공유 3.4Mtoe(11%), 기타 석유제품 1.6Mtoe(5%), 바이오 3.0Mtoe(10%), LPG 1.4Mtoe(4%), 천연가스 1Mtoe(3%), 경유 0.2Mtoe(1%)를 사용하는 것으로 분석되었다. 수송부문에서 Solar Vehicle은 2035년 사용되기 시작하여 2050년 6.9Mtoe(23%)를 사용할 것으로 전망된다.



건물부문 최종에너지 소비는 2014년 38.7Mtoe에서 2050년 29.4Mtoe로 24% 감소한다. 건물 부문의 2014년 에너지원별 사용량은 전기 17.8Mtoe(45.9%), 천연가스 12.7Mtoe(32.8%), 석유 5.55Mtoe(14.3%), 열(화석연료) 1.6Mtoe(4.0%), 석탄 0.7 Mtoe(1.9%), 바이오 0.3Mtoe(0.7%), 열(재생에너지) 0.1Mtoe(0.4%)를 사용하였다.

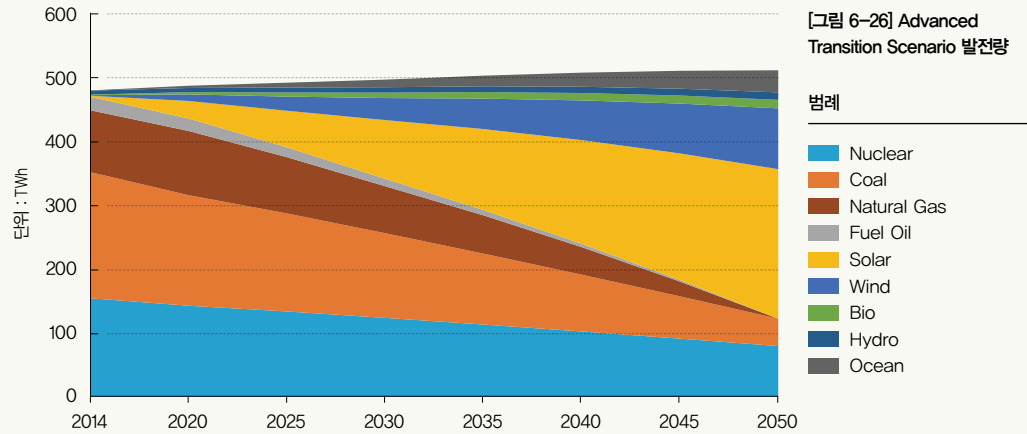
2050년에는 전기 13.5Mtoe(46%), 천연가스 6.6Mtoe(23%), 열(재생에너지) 6.3Mtoe(22%), 바이오 2.9 Mtoe(10%)를 사용하였으며, 더 이상 석유와 석탄은 건물 냉·난방에 사용되지 않는다.



나. 발전량 및 발전 믹스의 변화

ATS에서 발전량과 발전믹스 변화는 [그림 6-26]과 같다. 발전량은 전력화 현상으로 인해 2014년 480TWh에서 2050년 512TWh로 약 7% 증가하였다. 2014년 발전 믹스는 원자력이 154TWh(32%), 석탄 198TWh(41%), 천연가스 97TWh(19%), 중유(Fuel Oil) 21TWh(4%), 수력 6TWh(3.4%), 태양광 2TWh(0.3%), 풍력 1TWh(0.2%), 해양 0.4TWh(0.1%)로 구성되었다.

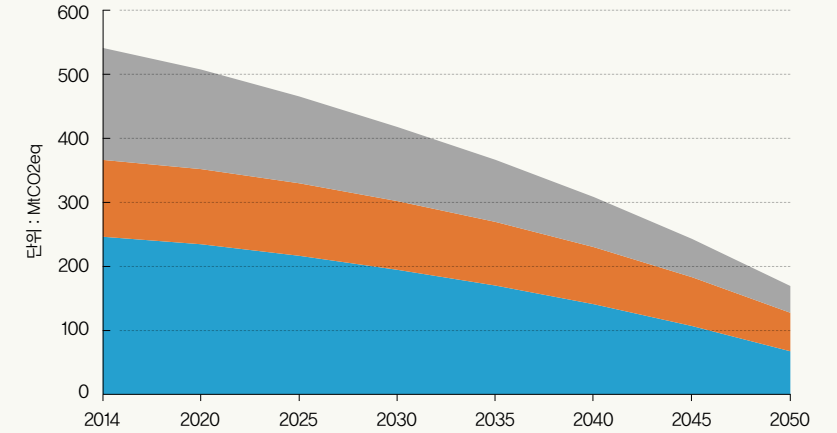
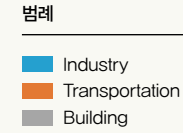
2050년에는 태양광 234TWh(46%), 풍력 95TWh(19%), 원자력 79TWh(16%), 석탄 43TWh(8%), 해양 35TWh(7%), 바이오 13TWh(3%), 수력 12TWh(2%)로 나타나 기존 원자력 및 화석연료를 이용한 발전이 줄어들고 재생에너지 중심의 발전원 구성으로 재편된다.



다. 온실가스 배출량

ATS에서 온실가스 배출량은 2014년 540.6MtCO₂eq에서 2050년 169.1MtCO₂eq로 68.7% 감소한다. 온실가스 부문별 배출량은 2014년 산업 246.0MtCO₂eq, 수송 119.9MtCO₂eq, 건물 174.7MtCO₂eq에서, 2050년 산업 67.3MtCO₂eq, 수송 60.1MtCO₂eq, 건물 41.8MtCO₂eq로 2014년 대비 산업 178.7MtCO₂eq(72.6%), 수송 59.8MtCO₂eq(49.9%), 건물 132.9MtCO₂eq(76.1%)가 감소한 것으로 나타났다. 1인당 온실가스 배출량은 2014년 1인당 10.7tCO₂eq에서 2050년 3.4tCO₂eq으로 약 68.1% 감소한다.

[그림 6-27] Advanced Transition Scenario 온실가스 배출량



4. Visionary Transition Scenario 분석 결과

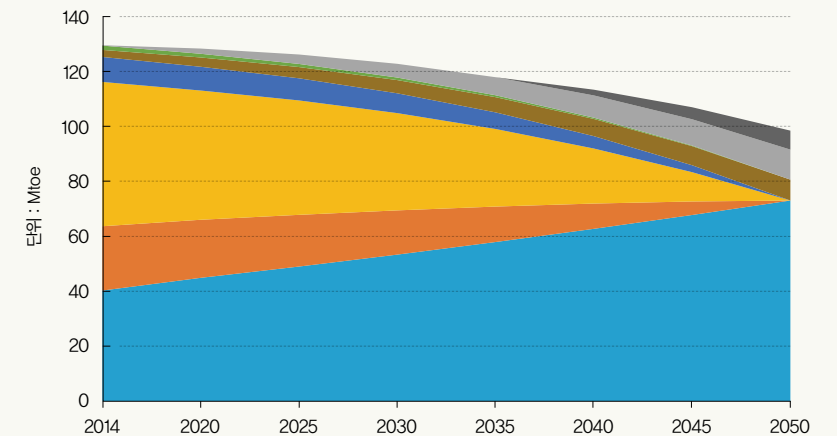
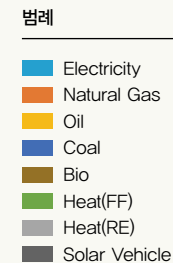
가. 최종에너지 소비

VTS의 경우 최종에너지 소비는 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 98.4Mtoe로 24% 감소한다. 2014년 에너지원별 사용량은 석유 52.5Mtoe(41%), 전기 40.2Mtoe(31%), 천연가스 23.4Mtoe(18%), 석탄 9.1Mtoe(7%), 열(화석연료) 1.6Mtoe(1.3%), 바이오 2.6Mtoe(2%), 열(재생에너지) 0.1Mtoe(0.1%)을 소비했다.

2050년에는 전기 73.0Mtoe(74%), 열(재생에너지) 11Mtoe(11%), 바이오 7.6Mtoe(8%)이다. 천연가스와 석탄, 석유 등 화석연료는 2050년에 더 이상 사용되지 않는다. Solar Vehicle는 수송 부문에서 2035년부터 사용하기 시작하여 2050년 6.9Mtoe(7%)로 확대될 것으로 전망된다.

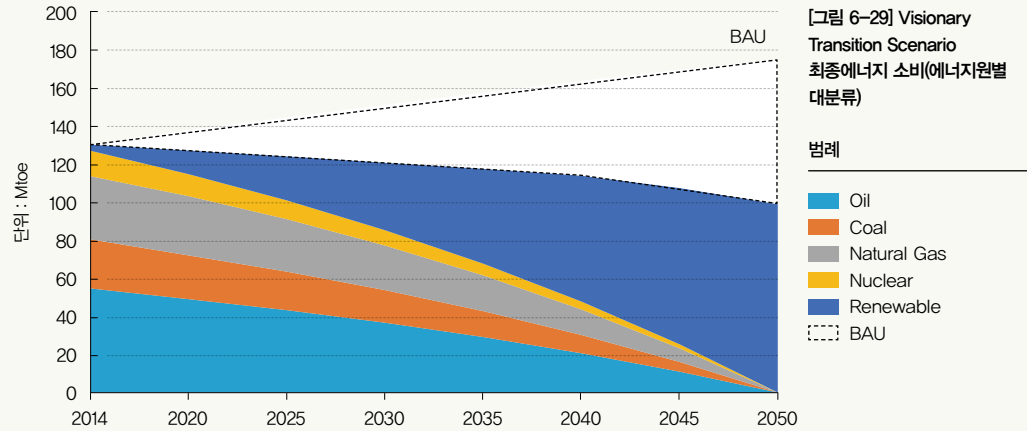
[그림 6-28] Visionary Transition Scenario 최종에너지 소비

주: Natural Gas는 City Gas를 포함한 개념임. Oil의 경우 Gasoline, Kerosene, Diesel 등 석유제품이 포함된 개념임. Heat(FF)는 화석연료를 사용하여 발전과정에서 부산물로 생성되는 열, Heat(RE)는 태양열, 지열을 합친 재생에너지 열, Solar Vehicle는 태양광 자동차.



VTS의 2050년 최종에너지 소비는 2014년 대비 31Mtoe(24%) 감소하고, 2050년 BAU 대비 76Mtoe (43%) 감소한다. 최종에너지 소비에서 재생에너지 비중을 구하기 위하여 2차 에너지 인 전기와 열에 대한 공급 에너지를 반영하여 분석하였다. 2014년 석유 54.4Mtoe(43%), 천연가스 33Mtoe(25%), 석탄 26Mtoe(20%), 원자력 13Mtoe(10%), 재생에너지 4Mtoe(2.74%)를 사용했다.

2050년 최종에너지 소비는 화석연료 및 원자력을 더 이상 사용하지 않기 때문에 재생에너지 98.4Mtoe로 100% 비중을 차지하는 것으로 분석하였다. 세부적인 에너지원별 분류는 [그림 6-30]과 [그림 6-31]에 수록하였다.

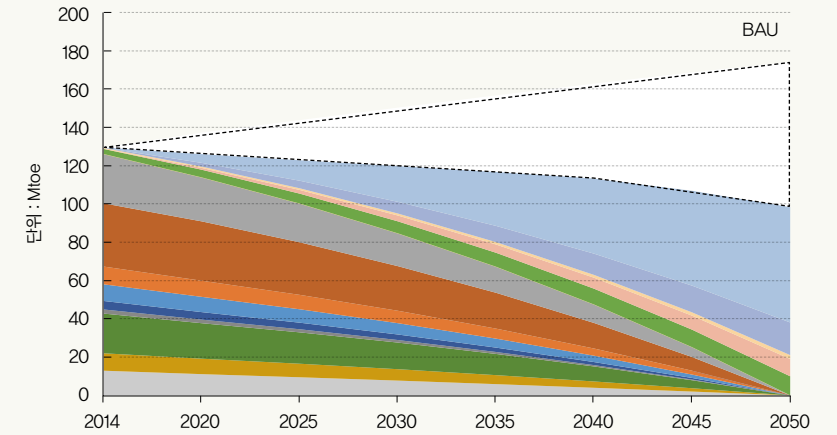


[그림 6-30] Visionary Transition Scenario 최종에너지 소비(에너지원별 중분류)

- 범례
- Nuclear
 - Gasoline
 - Diesel
 - Kerosene
 - Jet Kerosene
 - Residual Fuel Oil
 - LPG
 - Avgas
 - Natural Gas
 - Coal
 - Geothermal
 - Bio
 - Ocean
 - Hydro
 - Wind
 - Solar
 - BAU

중분류에서는 2014년 천연가스 33Mtoe(25%), 등유 2Mtoe(2%), 휘발유 9Mtoe(7%), 항공유 4Mtoe(3%), 경유 21Mtoe(16%), 중유 9Mtoe(7%), LPG 9Mtoe(7%), 석탄 26Mtoe(20%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 바이오 3Mtoe(2%), 태양에너지 0.2Mtoe(0.1%), 해양에너지 0.03Mtoe(0.03%), 원자력 13Mtoe(10%), 수력 1Mtoe(0.4%), 풍력 0.1Mtoe(0.1%)를 사용하였다.

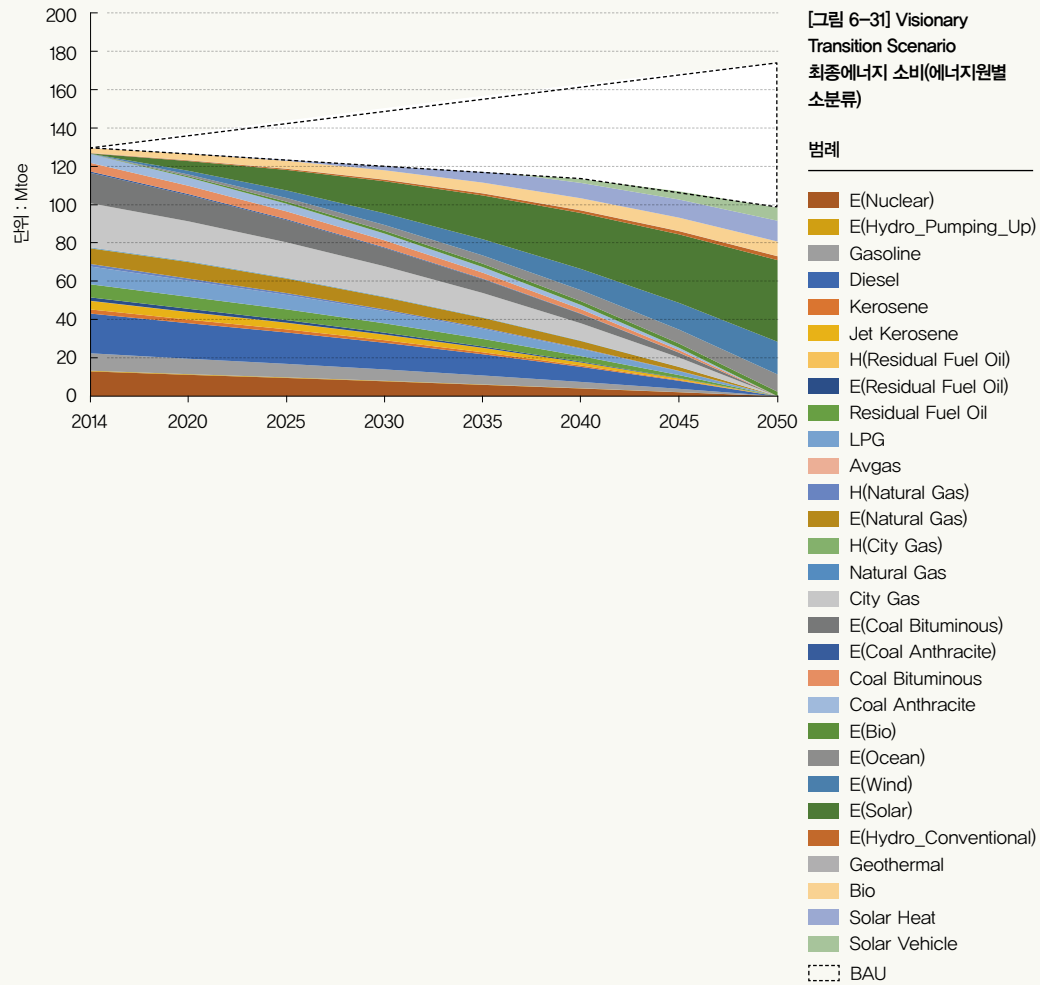
2050년에는 지열 0.8Mtoe(0.1%), 바이오 9.93Mtoe(9%), 태양에너지 60.30Mtoe(61.3%), 해양에너지 9.03Mtoe(9.2%), 수력 2.04Mtoe(2.1%), 풍력 17.04Mtoe(17.3%)를 사용하였다.



VTS 시나리오에서 최종에너지 소비량은 2014년 129.5Mtoe에서 2050년 94.4Mtoe로 24% 줄어드는 것으로 전망하였다. 최종에너지 소비는 화석연료 및 원자력을 더 이상 사용하지 않기 때문에 재생에너지 98.4Mtoe로 100%를 차지하며, 온실가스 배출량은 2014년 대비 94% 감소한다.

소분류에서는 2014년 전기(원자력) 13Mtoe(10%), 전기(유연탄) 16Mtoe(12%), 전기(천연가스) 8Mtoe(6%), 전기(중유) 1.8Mtoe(1%), 전기(태양광) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(풍력) 0.1Mtoe(0.1%), 전기(재생 수력) 0.2Mtoe(0.1%), 전기(해양) 0.03Mtoe(0.03%), 전기(양수) 0.4Mtoe(0.3%), 전기(무연탄) 0.7Mtoe(0.5%), 전기(바이오) 0.1Mtoe(0.1%), 천연가스 0.4Mtoe(0.3%), 등유 2.1Mtoe(2%), 휘발유 9Mtoe(7%), 항공유 4Mtoe(3%), 경유 21Mtoe(16%), 중유 7Mtoe(5%), LPG 9Mtoe(7%), 유연탄 5Mtoe(3%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 열(중유) 0.1Mtoe(0.1%), 열(천연가스) 1.3Mtoe(1%), 열(도시가스) 0.2Mtoe(0.1%), 무연탄 5Mtoe(4%), 도시가스 23Mtoe(18%), 바이오 2.6Mtoe(2%), 태양열 0.03Mtoe(0.02%)를 사용하였다.

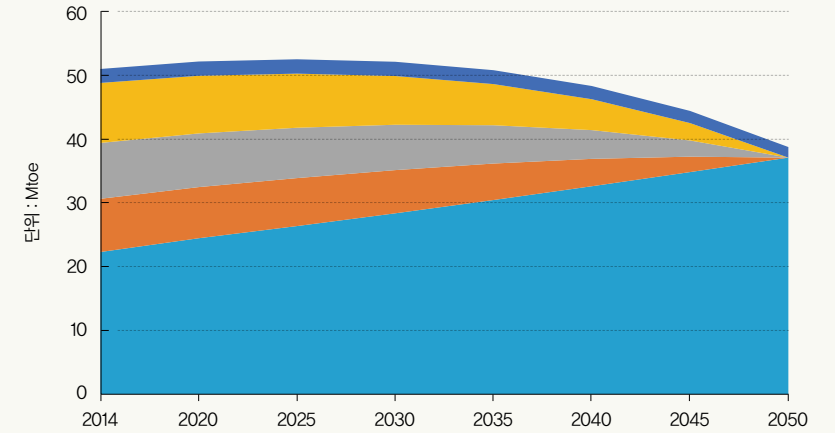
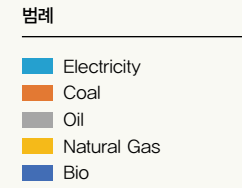
2050년에는 전기(태양광) 42.6Mtoe(43%), 전기(풍력) 17.0Mtoe(17%), 전기(재생 수력) 2.0Mtoe(2%), 전기(해양) 9.0Mtoe(9%), 전기(바이오) 2.3Mtoe(2%), 지열 0.1Mtoe(0.1%), 바이오 7.6Mtoe(8%), 태양열 10.8Mtoe(11%), 태양광 자동차 6.9Mtoe(7.0%)를 사용하였다.



산업부문 최종에너지 소비는 2014년 51Mtoe에서 2050년 38.7Mtoe로 24% 감소한다. 산업부문의 2014년 에너지원별 사용량은 전기 22.3Mtoe(43.7%), 천연가스 9.40Mtoe(18.5%), 석유 8.8Mtoe(17.2%), 석탄 8.3Mtoe(16.4%), 바이오 2.2Mtoe(4.3%)이다.

2050년 산업부문 최종에너지 소비는 전기 37.1Mtoe(96%), 바이오 1.7Mtoe(4%)를 사용하는 것으로 분석되었다. 석탄과 석유 및 천연가스는 더 이상 사용하지 않는다.

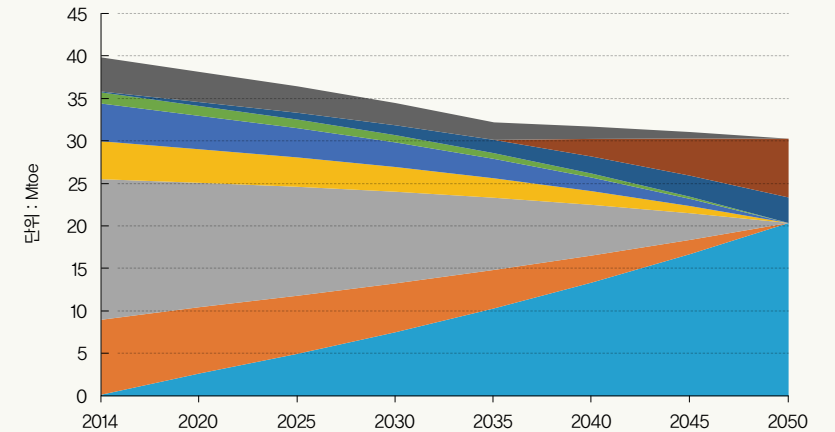
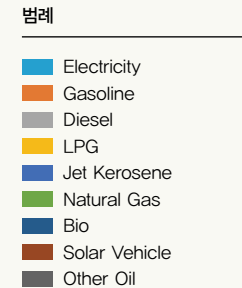
[그림 6-32] Visionary Transition Scenario 산업부문 최종에너지 소비



수송부문 최종에너지 소비는 ATS와 마찬가지로 2014년 39.8Mtoe에서 2050년 30.2Mtoe로 24% 감소한다. 수송부문의 2014년 에너지원별 사용량은 경유 16.5Mtoe(41%) 휘발유 8.8Mtoe(22%), LPG 4.5Mtoe(11%), 항공유(Jet Kerosene) 4.4Mtoe(11%), 기타 석유제품(경유, Avgas 등) 4Mtoe(10%), 천연가스 1.3Mtoe(3%), 전기 0.2Mtoe(0.4%), 바이오 0.1Mtoe(0.3%)를 사용하였다.

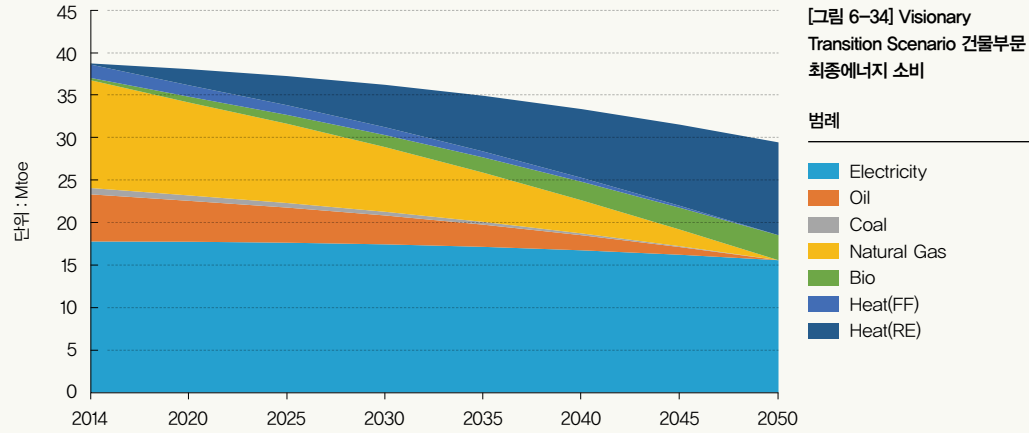
2050년에는 전기자동차 확산으로 인하여 전기 20.3Mtoe(67%), 바이오 3.0Mtoe(10%)를 사용한다. 수송부문에서 Solar Vehicle은 2035년 사용되기 시작하여 2050년 6.9Mtoe(23%)를 사용하였다.

[그림 6-33] Visionary Transition Scenario 수송부문 최종에너지 소비



건물부문 최종에너지 소비는 ATS와 마찬가지로 2014년 38.7Mtoe에서 2050년 29.4Mtoe로 24% 감소하였다. 건물부문의 2014년 에너지원별 사용량은 전기 17.8Mtoe(45.9%), 천연가스 12.7Mtoe(32.8%), 석유 5.55Mtoe(14.3%), 열(화석연료) 1.6Mtoe(4.0%), 석탄 0.7 Mtoe(1.9%), 바이오 0.3Mtoe(0.7%), 열(재생에너지) 0.1Mtoe(0.4%)를 사용하였다.

2050년에는 전기 15.6Mtoe(53%), 열(재생에너지) 11Mtoe(37%), 바이오 2.9Mtoe(10%)를 사용하게 되며, 더 이상 천연가스, 석유, 석탄 등 화석연료는 건물 냉·난방에 사용되지 않는다.

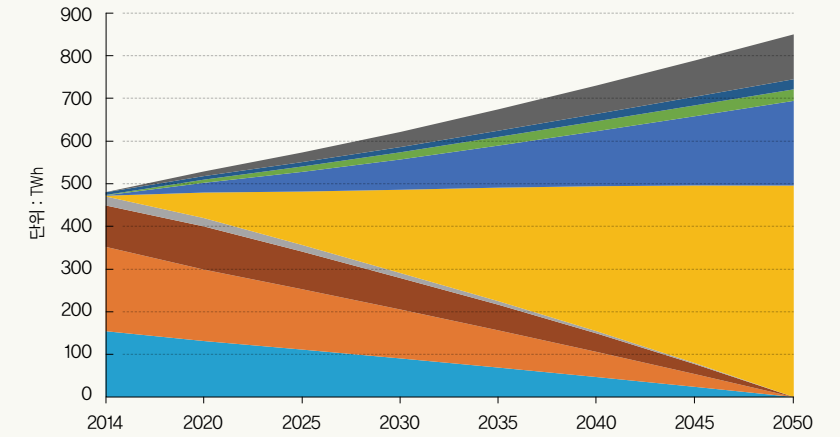


나. 발전량 및 발전 믹스의 변화

VTS에서 발전량과 발전믹스 변화는 [그림 6-35]와 같다. 발전량은 전력화로 인하여 2014년 487TWh에서 2050년 850TWh로 45% 증가한다. 2014년 발전 믹스는 원자력 154TWh(32%), 석탄 198TWh(41%), 천연가스 97TWh(20%), 중유(Fuel Oil) 21TWh(4%), 수력 6TWh(3.4%), 태양광 2TWh(0.3%), 풍력 1TWh(0.2%), 해양 0.4TWh(0.1%)로 구성되었다.

2050년에는 태양광 495TWh(58%), 풍력 198TWh(23%), 해양 105TWh(12%), 바이오 27TWh(3%), 수력 24TWh(3%)로 기존 천연가스, 원자력, 화석연료를 이용한 발전소가 가동 중단 되고, 재생에너지를 활용하는 발전원 구성으로 재편된다.

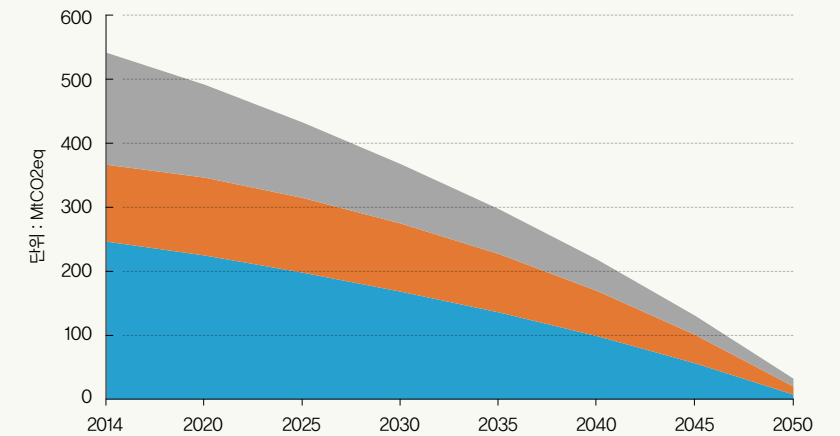
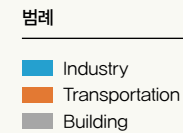
[그림 6-35] Visionary Transition Scenario 발전량



다. 온실가스 배출량

VTS에서 온실가스 배출량은 2014년 540.6MtCO₂eq에서 2050년 32.2MtCO₂eq로 94.0% 감소한다. 온실가스 부문별 배출량은 2014년 산업 246.0MtCO₂eq, 수송 119.9MtCO₂eq, 건물 174.7MtCO₂eq에서, 2050년 산업 7.3MtCO₂eq, 수송 12.6MtCO₂eq, 건물 12.3MtCO₂eq로 2014년 대비 산업 238.7MtCO₂eq(97.0%), 수송 117.3MtCO₂eq(89.5%), 건물 162.4MtCO₂eq(93%)가 감소하는 것으로 나타났다. 1인당 온실가스 배출량은 2014년 1인당 10.7tCO₂eq에서 2050년 0.6tCO₂eq으로 93.9% 감소한다.

[그림 6-36] Visionary Transition Scenario 온실가스 배출량



5. 시나리오에 따른 연료원별 비중 변화

각 시나리오에 따른 연료원별 비중 추이를 요약하면 <표 6-4>와 같다. BAU에서는 2014년 대비 2050년 재생에너지가 120% 증가하여 에너지원 가운데 가장 높은 증가율을 보였다. 그러나 절대량으로는 2014년 대비 약 3Mtoe 정도 증가한 것으로 나타나 2050년 최종에너지 소비의 4%에 불과하였다. 현재의 에너지 소비구조가 유지된다면 장기적으로 재생에너지 비중 확대는 근본적으로 한계가 있을 것으로 보인다. 재생에너지 다음으로 원자력, 천연가스, 석유 순으로 증가율이 큰 것을 알 수 있다.

MTS에서는 완만한 수요 관리 정책과 점진적인 원자력 및 화석연료의 소비 감축을 전제하고 있다. 이에 따라 BAU에 시나리오에 비해 재생에너지 공급 비중이 큰 폭으로 증가한다. 최종에너지에서 재생에너지는 2030년 16.4%, 2050년 44.7%를 차지하는 것으로 나타났다. 기준연도인 2014년 재생에너지 비중이 2.5%에 불과했던 것과 대조된다. 반면 2014년 대비 석탄소비는 감소하여 2030년 -22.8%, 2050년 -71.7%로 가장 컸으며, 그 다음으로 석유, 원자력, 천연가스 순으로 감소율이 컸다.

ATS와 VTS는 MTS에 비해 보다 적극적인 수요 관리를 가정하고 있기 때문에 수요 감소율이 더 크다. ATS는 공급구성에서 천연가스 비중 감소 등, MTS 보다 좀 더 강화된 재생에너지 공급 시나리오를 반영하고 있다. 재생에너지 소비가 큰 폭으로 증가한 가운데 최종에너지에서 차지하는 비중이 2030년 17.2%, 2050년 55.2%로 대폭 증가한다. 이와는 달리 석탄, 석유, 원자력, 천연가스는 모두 큰 폭으로 감소한다.

VTS는 BAU와 가장 크게 대비되는 시나리오로 2050년 100% 재생에너지 사회를 상정하고 있다. 따라서 재생에너지 소비 증가율이 다른 시나리오에 비해 가장 큰 것을 알 수 있으며, 더 이상 화석연료 및 원자력 에너지는 사용되지 않는다.

	2014년	2030년				2050년			
		BAU	MTS	ATS	VTS	BAU	MTS	ATS	VTS
석유	54.4 (42.0%)	60.7 (40.4%)	44.9 (34.3%)	42.0 (34.3%)	36 (29.7%)	69.2 (39.8%)	24.0 (19.9%)	15.9 (16.2%)	0
천연가스	33.0 (25.5%)	35.2 (23.4%)	33.8 (25.8%)	28.8 (23.4%)	23.3 (19.0%)	43.2 (24.8%)	28.5 (23.7%)	14.8 (15.0%)	0
석탄	25.7 (19.8%)	31.8 (21.2%)	19.8 (15.1%)	19.7 (16.0%)	17.0 (13.9%)	29.7 (17.1%)	7.3 (6.0%)	6.6 (6.7%)	0
원자력	13.3 (10.3%)	18.1 (12.1%)	11.1 (8.4%)	11.1 (9.1%)	6.1 (6.5%)	25.0 (14.4%)	6.8 (5.7%)	6.8 (6.9%)	0
재생에너지	3.2 (2.5%)	4.4 (2.9%)	21.5 (16.4%)	21.1 (17.2%)	50.3 (30.9%)	7.0 (4.0%)	53.9 (44.7%)	54.3 (55.2%)	98.4 (100%)
총합	129.5 (100%)	150.3 (100%)	131.1 (100%)	122.7 (100%)	122.7 (100%)	174.2 (100%)	120.4 (100%)	98.4 (100%)	98.4 (100%)

단위: 백만 toe, ()는 시기별 비중

<표 6-4> 시나리오별 연료원
변화 추이
주) 최종에너지 소비 기준

제2절 시나리오별 비교 분석

앞에서는 각 시나리오에 따라 2050년 우리나라 최종에너지 소비량과 에너지 공급 믹스가 어떻게 변화될 것인가를 검토하였고, 이에 따른 온실가스 배출량 변화도 살펴보았다. 결과적으로 BAU와 비교하여 대안 시나리오들의 경우 최종에너지 소비량이 감소하고, 재생에너지 공급 비중이 증가하며, 온실가스 배출량은 감소한다는 것이다. 이러한 변화에 따른 사회경제적 편익은 무엇인가?

재생에너지 확대를 통한 에너지 전환 편익은 기후변화 완화에만 국한되지 않는다. 재생에너지 사회로의 전환은 에너지 공급 믹스의 변화를 통해 에너지수입 의존도를 낮추어 국내 에너지안보를 증진하고, 신산업 육성을 통해 새로운 성장 동력과 일자리 창출에 기여하며, 원자력과 석탄화력 발전이 야기하는 사회적 비용으로부터 깨끗하고 안전한 에너지 시스템을 구축함과 동시에, 온실가스 감축을 통해 환경 선진국으로 도약하는 계기가 될 수 있다.

국토 면적 대비 밀집도 세계 1위인 원자력 발전소는 최근 자주 발생하는 지진에 따른 사고위험과 더불어 발전단가를 포함한 경제성에 대한 의구심이 커지면서 논란이 중심에 놓여 있다. 석탄화력 발전소와 경유차로부터 발생하는 미세먼지 및 초미세먼지 농도의 증가는 심각한 사회 문제로 부상하였으며, 이로 인한 건강 및 경제 피해규모는 앞으로 더욱 커질 것으로 전망되고 있다. 이 절에서는 각 시나리오별로 예상되는 사회적 편익을 에너지 안보, 고용, 건강, 온실가스 감축을 기준으로 정성적으로 평가해 보고자 한다.

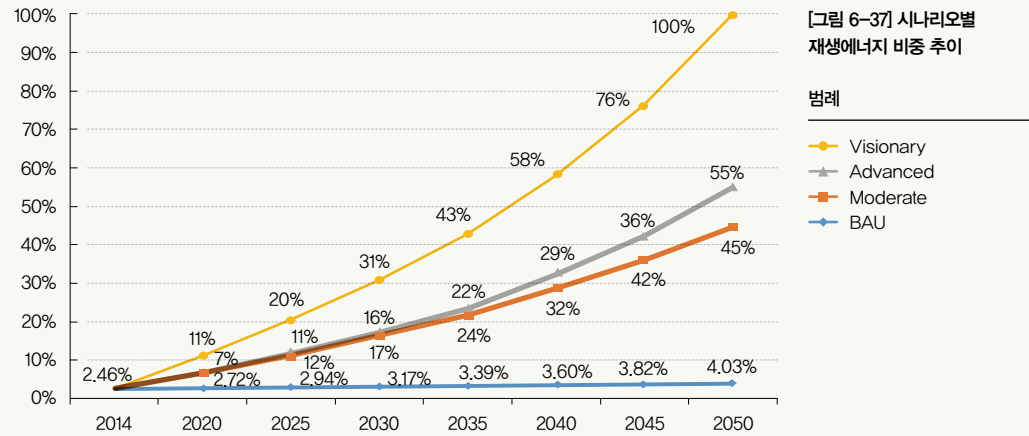
**재생에너지 확대를 통한 에너지 전환
편익은 기후변화 완화에만 국한되지 않는다.
재생에너지 사회로의 전환은 국내 에너지안보를
증진하고, 새로운 성장동력과 일자리 창출에
기여하며, 깨끗하고 안전한 에너지
시스템을 구축함과 동시에, 환경 선진국으로
도약하는 계기가 될 수 있다.**

1. 에너지 안보 강화

에너지 안보 개념이 과거에는 에너지 자립도나 공급 안정성 등과 같은 공급 측면에 국한되었으나, 최근에는 복잡해진 에너지 시장의 형태와 이로부터 파생되는 다양한 외부요인들을 함께 고려해야 한다는 주장이 제기되는 추세이다(Hippel et al., 2011). 다수 문헌에서 에너지 안보에 대해 에너지 공급 측면 뿐 아니라 경제성, 기술 효율성, 사회적, 환경적 수용 가능성 등을 포함하여 다차원적으로 평가하고 있는 것을 확인할 수 있다(Hippel et al., 2011; Sovacool et al., 2011; Yao and Chang, 2014; 김경남 외, 2014; Tongsopit et al., 2016).

이러한 관점에서 우리나라 에너지 안보 수준을 살펴보자. 철강업 및 운수업 등 에너지집약도가 높은 산업의 비중이 큰 상황에서 우리나라 에너지 수입 의존도는 95%에 달하고 있다. 원자력발전소의 위험 수준과 폐로 비용에 대한 정확한 평가는 많은 불확실성을 내포하고 있다. 석탄화력 발전에 의한 미세먼지를 포함한 대기오염으로 건강 안보가 우려되고 있는 실정이다.

기존 문헌들에서는 에너지안보 수준의 공급 측면을 평가하는데 있어 공급 안정성, 수입 의존도, 에너지 믹스 다양성, 보유 및 생산 비율 등을 지표로 활용하고 있다(Hippel et al., 2011; Sovacool et al., 2011; Yao and Chang, 2014; Tongsopit et al., 2016). 이러한 기준들을 근거로 평가해 볼 때 BAU에 비해 대안 에너지 시나리오들은 에너지 공급원이 다양하고, 단일 에너지원에 대한 의존도가 비교적 낮아지는 등, 전반적인 에너지안보 수준이 증가하는 것을 확인할 수 있다. 해외수입 의존도가 높은 화석연료 공급비중이 감소하는 반면, 국내에서 생산 가능한 에너지원의 발전비중이 상당히 높아지는 것을 확인할 수 있다.



2. 깨끗하고 안전한 에너지

2016년 발표된 OECD 보고서에 따르면, 2010년 1년 간 대기오염으로 인한 우리나라 조기사망자 수는 약 17,000명에 육박하였으며, 현 상황에 대한 특별한 변화가 없을 경우 2060년에는 조기사망자 수가 3배가량 증가하여 약 54,000명에 달할 것으로 전망하였다. 또한 대기오염으로 인한 조기사망자수, 노동 감소 일 수, 장애보정손실년수(DALY) 등을 포함한 전체 경제 손실은 2060년 GDP의 0.63%를 차지함으로써 OECD 국가 중 가장 높을 것이라고 경고하였다(OECD, 2016).

미세먼지는 최근 매우 심각한 사회적 이슈로 부상하였다. 과거 빈번히 발생했던 황사문제는 주로 봄철에 국한되었던 반면, 미세먼지와 초미세먼지 문제는 계절에 관계없이 높은 발생빈도를 보이고 있다. 국내 요인과 중국 등 해외 요인이 복합적으로 영향을 미치고 있으나, 해외 요인은 당장 우리가 제어하기 힘든 상황이다. 하지만 국내 발생원은 석탄화력 발전소 축소, 노후 경유차 규제와 같은 자체 노력을 통해 개선이 가능한 부분이다.

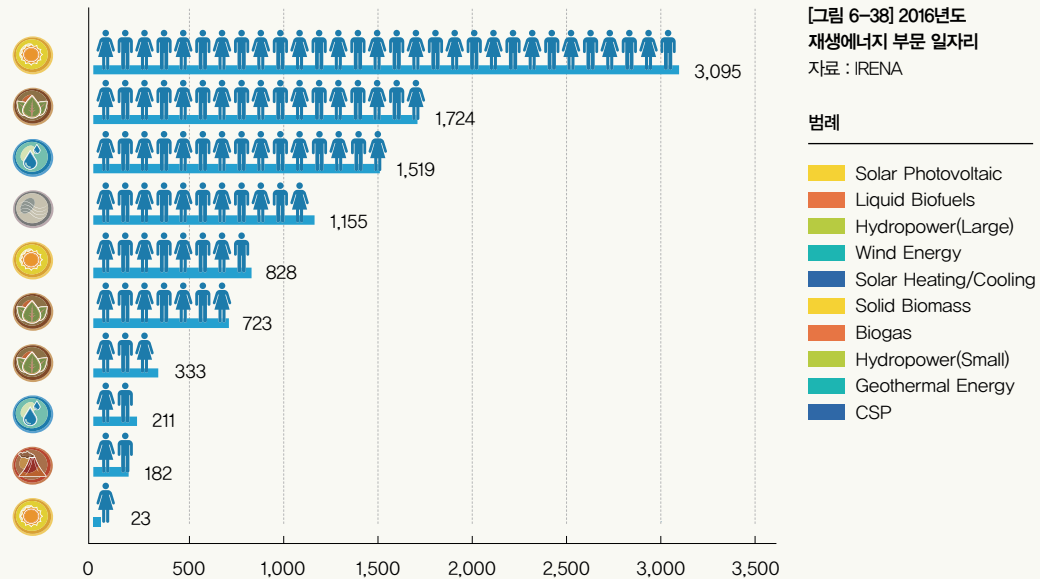
MTS와 ATS 시나리오의 경우 2050년 이후 발전부문에서 기력은 8기, 복합 화력은 47기가 남게 되고, 산업, 수송, 빌딩 부문에서의 화석연료 이용은 60%를 넘지 않는 것으로 나타났다. 미세먼지의 주 배출원인 석탄과 경유차의 소비 감소가 미세먼지 배출량 감소로 이어지며, 결과적으로 건강 개선, 학업 향상 등 다양한 편익을 가져오게 된다. 조기사망자 및 보건비용 감소 등과 같은 직접적인 편익 외에도 노동 및 농업 생산성 향상과 같은 간접적인 편익들이 존재한다. 또한 VTS 시나리오에서는 2050년 석탄화력 발전소가 모두 가동 중단되고, 경유차 역시 더 이상 사용되지 않으며, 재생에너지로 인한 에너지 공급이 100%를 차지하기 때문에 국내 발생 미세먼지는 대폭 감소하게 된다.

경주 지진 발생 이후 원자력발전소의 안전성에 대한 우려가 커지고 있다. 특히 지진 발생 지점과 멀지 않은 경북 울진과 부산 기장 일대 주민들의 우려가 크다. MTS와 ATS 시나리오가 실현된 경우 2050년 이후 원자력은 현재의 24기에서 8기가 남게 되는데, 이는 설계수명을 초과하는 노후 원전의 가동을 점차 중단한다는 것을 의미한다. 특히 VTS, 즉 100 RE 시나리오가 실현된다면 현재 발전에 사용되고 있는 원전은 2050년 이후 모두 가동 중단됨을 의미한다.

3. 새로운 성장 동력과 일자리

한국의 잠재성장률은 2000년대 이후부터 지속적으로 낮아지고 있는 추세이며, 2014년 이후 3% 초반에 머무르고 있다. 일부에서는 2020년대 이후 1%대로 하락할 수 있다는 우려를 표하기도 한다. 에너지 다소비형 제조업 중심의 산업구조에서 벗어나 새로운 먹거리를 찾는 필요성이 부각되고 있다. 보고서에서 제시한 시나리오 달성을 위해 추진해야 할 정책 및 투자로 에너지 부문 산업구조가 변화하고, 이에 따라 새로운 부가가치 창출 기회와 고용 증대가 발생할 수 있다.

재생에너지 분야는 최근 신성장 동력으로서 부상하고 있다. [그림 6-38]에서 보듯이, 2016년 기준 전 세계적으로 재생에너지 관련 980만 개의 일자리가 창출되었으며, 이 중 태양광과 바이오에너지 분야에서 가장 많은 일자리가 생긴 것으로 나타났다(IRENA, 2017). 우리나라는 2016년도 기준 재생에너지 분야 중 태양광 제조·보급에서 가장 많은 8,700개의 일자리가 창출된 것으로 집계되며, 여타 재생에너지 관련 일자리 수는 6,630개에 달하는 것으로 추정된다.

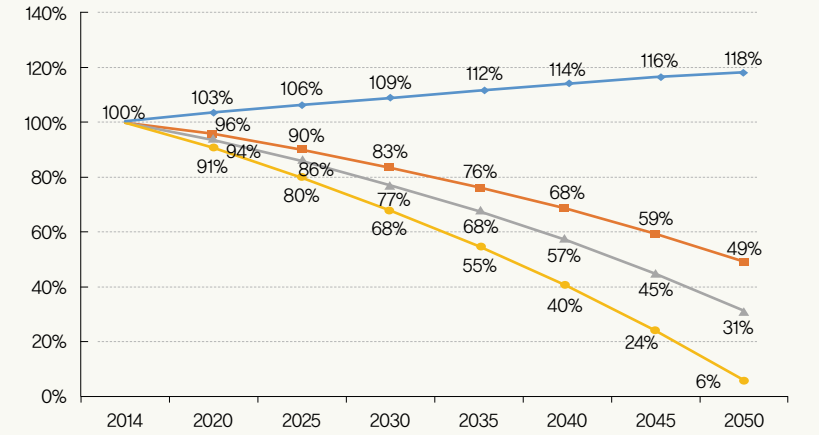
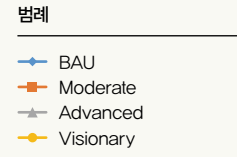


4. 온실가스 감축

2015년 12월 파리협정 체결 후 한국은 새로운 도전에 직면해 있다. 정부, 기업, 학계, 시민단체에서는 신기후체제 하에서의 온실가스 감축 이행을 위한 노력을 경주하고 있다. 이를 충실히 이행한다면 국가적 차원에서 저탄소 경제 구현을 통한 사회적 편익의 증대가 기대된다. 산업계의 경우 본 보고서에서 제시한 대안 시나리오가 실현된다면 에너지 효율 강화 및 재생에너지 확대를 통해 신사업 발굴과 공정 효율화 등을 통한 새로운 경제적 기회를 만드는 계기가 될 것이다. 정부는 소비자, 기업 등 경제주체의 인식 제고, 행태변화 유도 등을 통해 친환경 에너지 전환 사업, 온실가스 저감기술 활성화에 기여할 수 있도록 유도해야 한다. 각각의 에너지 전략 시나리오는 재생에너지 사회로 이행하려는 우리 사회의 비전과 의지를 보여준다고 할 것이다.

MTS는 2014년 온실가스 배출량 540.6MtCO₂eq에서 2050년 264.7MtCO₂eq으로 51.0% 감축하게 되고, 이는 2050년 BAU 대비 58.7% 감축을 의미한다. ATS에서 온실가스 배출량은 2014년 540.6MtCO₂eq에서 2050년 169.7MtCO₂eq로 68.7% 줄어들고, 2050년 BAU 대비 73.6% 감축되었다. VTS에서는 2014년 540.6MtCO₂eq에서 2050년 32.2MtCO₂eq으로 94% 감축되었고, 이는 2050년 BAU 대비 95% 감축에 달한다.

[그림 6-39] 시나리오별 기준연도 대비(2014년) 온실가스 감축량



(표 6-5) 시나리오별 평가

주) 0 현재 상황
+ 약한 긍정
++ 긍정
+++ 강한 긍정

구분	2050년			
	BAU	MTS	ATS	VTS
에너지 안보	0	+	++	+++
새로운 성장 동력과 일자리	0	+	++	++
안전하고 깨끗한 에너지	0	+	+	+++
온실가스 감축	0	+	++	+++

5. 비용 추계

본 연구에서는 BAU를 포함하여 3개의 대안 에너지 시나리오에 따른 소요 비용을 추계하기 위해 IEA(2015)가 제시한 국가별 발전원별 비용 자료를 이용하였다. 이는 국제적으로 공신력 있는 자료를 활용함으로써 비용 추계 과정에서 사용되는 기초통계에 대한 논란을 최소화하기 위함이다. 비용 추계 시 기존 발전소의 사후처리비용과 효율 개선비용, 토지매입비용, 원전 폐기 및 백업 설비비용 등은 불확실성을 감안하여 제외하였다. 비용 항목으로는 발전부문 설비 증설에 해당되는 자본투자비용과 운영유지비용, 에너지 공급을 위해 수입되는 석유, 석탄, 우라늄, 천연가스의 연료수입비용을 포함하였다. 국제적으로 적용되는 온실가스 배출 비용은 포함한 반면, 화석연료 사용이 야기하는 미세먼지 발생에 따른 사회적 비용은 불확실성을 고려하여 제외하였다. 모든 비용은 일관성을 위해 전망치를 사용하지 않고 본 연구의 기준 시점인 2014년 비용을 반영하였다.

할인율은 IEA(2015) 보고서에서 '일본의 사회적 비용' 개념으로 제안한 3%와, 우리나라에서 정부 사업 및 정책 평가에서 공식 사용하고 있는 사회적 할인율인 5.5% 두 수치를 적용하였다. IEA는 공기업 형태로 전력회사가 운영되면서 안정적인 국제 신용등급을 가진 경우 3% 할인율 사용을 권고하고 있다.

3% 사회적 할인율로 현재가치화한 총 누적비용(2014~2050년)은 BAU 3,152조 원, MTS 3,044조 원, ATS 2,804조 원, VTS 3,141조 원으로 추정되었다. BAU 기준 시나리오와 비교할 때 MTS 96.6%, ATS 89.0%, VTS 99.6% 수준으로 나타났다.²⁵ 3% 사회적 할인율 적용 시, 시나리오별 누적 비용 분석 결과 지속가능한 미래를 위한 에너지 전략 시나리오인 MTS, ATS, VTS는 BAU와 비교할 때 누적 소요 비용이 더 낮은 것으로 추계되었다. 재생에너지 설비투자비가 가장 많이 소요되는 VTS의 경우에도 낮은 연료수입비용 및 환경외부비용과 상쇄됨으로써 BAU보다 총 누적 비용이 11조원 낮은 것으로 나타났다.

5.5% 사회적 할인율로 현재가치화한 총 누적비용(2014~2050년)은 BAU 2,179조원, MTS 2,157조원, ATS 2,023조원, VTS 2,253조원으로 추정되었다. BAU 기준 시나리오와 비교할 때 MTS 99.0%, ATS 92.8%, VTS 103.4% 수준으로 나타났다. 에너지 전략 시나리오인 MTS, ATS는 기존 BAU와 비교할 때 소요 비용이 더 낮은 것으로 추계되었다. 한편 VTS의 경우 시나리오들 가운데 소요비용이 가장 많은 것으로 추계되었지만, BAU와 비교할 때 그 차이는 크지 않았다. 이는 기존 경로와 비교할 때 100% 재생에너지 에너지 전환에 따라 우리 사회가 추가적으로 감당해야 할 비용 규모가 그리 크지 않을 수 있음을 시사한다.

25 본 보고서에서는 시나리오 구성 및 가정을 IEA 발표 보고서들을 기초자료로 활용하였기에 발전원별 비용 또한 IEA (2015)가 각국으로부터 제공받아 발표한 수치를 이용하였다. 향후 원자력 발전을 포함하여 국내 발전소 건설에 소요되는 보다 정확하고 광범위한 비용 산정이 필요하다. KEI(2013) 보고서에 나와 있는 비용자료를 이용할 경우 각 시나리오별 비용 추산 결과가 달라질 수 있다. 최근 문제가 되고 있는 미세먼지 발생에 따른 사회적 비용 등, 보다 체계적이고 엄밀한 발전원별 비용 추계 연구가 필요하다.

〈표 6-6〉 시나리오별 전략 달성에 따른 누적 비용(2014년~2050년)

주 1) 환경외부비용: 톤당 25,000원/CO₂ 적용 (제7차 전력수급계획 참고)
2) 에너지 수입비용은 에너지통계연보(2015)의 2014년 에너지 수입액과 수입량을 바탕으로 수입 단가를 계산하여 반영.

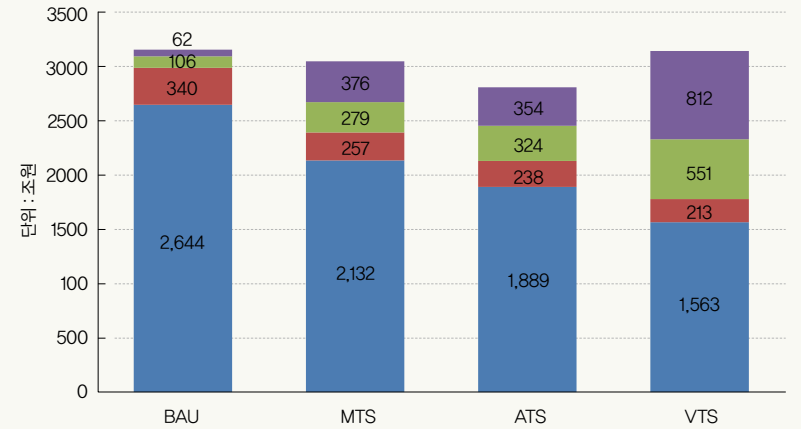
구분	사회적 할인율 3% 적용 시				사회적 할인율 5.5% 적용 시			
	BAU	MTS	ATS	VTS	BAU	MTS	ATS	VTS
투자비용	62	376	354	812	37	226	213	489
운영유지비용	106	279	324	551	73	187	220	369
연료수입비용	2,644	2,132	1,889	1,563	1,828	1,553	1,410	1,230
환경외부비용	340	257	238	213	241	191	180	166
합계	3,152	3,044	2,804	3,141	2,179	2,157	2,023	2,253

단위: 조 원

〈그림 6-40〉 시나리오별 전략에 따른 누적 비용 (3% 사회적 할인율)

범례

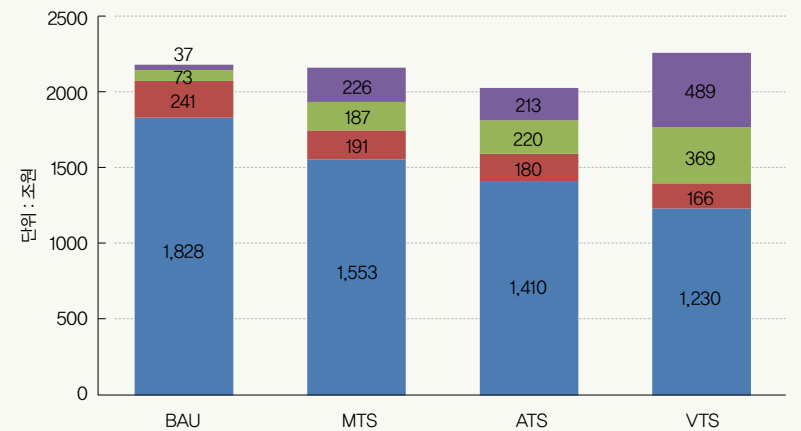
- 연료수입비용
- 환경외부비용
- 운영유지비용
- 투자비용



〈그림 6-41〉 시나리오별 전략에 따른 누적 비용 (5.5% 사회적 할인율)

범례

- 연료수입비용
- 환경외부비용
- 운영유지비용
- 투자비용



제7장 수요 및 공급 관리

본 보고서에서 제시한 2050년까지의 에너지 전략 시나리오 분석 결과는 현재 우리나라 에너지 수급환경에 있어 담대한 변화가 필요하다는 것을 시사한다. 현재 우리나라는 비슷한 경제 규모를 지닌 국가들에 비해 높은 에너지 소비 수준을 유지하고 있으며, 이를 위한 에너지 공급 또한 대부분 화석연료와 원자력에 의존하고 있는 실정이다. 적극적인 수요관리 중심의 에너지 정책, 에너지 효율 향상, 재생에너지를 포함한 친환경적 에너지 공급 및 혁신기술 개발 등 큰 틀에서의 에너지 패러다임 전환이 요구된다. 여기서는 에너지 수요와 공급측면의 핵심 정책과 제도 전기요금제도 개편과 재생에너지 확대정책을 각각 제시하고자 한다.



본 보고서에서 제시한 2050년까지의 에너지 전략 시나리오 분석 결과는 현재 우리나라 에너지 수급환경에 있어 담대한 변화가 필요하다는 것을 시사한다. 현재 우리나라는 비슷한 경제 규모를 지닌 국가들에 비해 높은 에너지 소비 수준을 유지하고 있으며, 이를 위한 에너지 공급 또한 대부분 화석연료와 원자력에 의존하고 있는 실정이다. 적극적인 수요관리 중심의 에너지 정책, 에너지 효율 향상, 재생에너지를 포함한 친환경적 에너지 공급 및 혁신기술 개발 등 큰 틀에서의 에너지 패러다임 전환이 요구된다. 여기서는 에너지 수요와 공급측면의 핵심 정책과 제로 전기요금제도 개편과 재생에너지 확대정책을 각각 제시하고자 한다.

구분	MTS	ATS	VTS	
수요 측면	공통	전기요금 현실화(전력공급에 따른 사회적 비용 반영) 재생에너지 전기요금제 실시		
	시나리오별	자동차 연비개선 친환경차 보급확대 및 인프라 확충	건물 에너지효율 개선 제로에너지 빌딩 확대 수송부문 연료전환 촉진	건물 에너지효율 획기적 개선 제로에너지 빌딩 확대 태양광 자동차 기술개발 및 보급 확대 산업부문 전력화 대폭 확대
공급 측면	공통	RPS 및 FIT 확대 실시 재생에너지 R&D 투자 확대 및 인프라 구축		
	시나리오별	태양광 및 풍력 보급사업 추진	태양광 및 풍력 보급사업 추진	슈퍼 그리드망 구축

〈표 7-1〉 시나리오별 목표 달성을 위한 주요 과제

우리나라는 적극적인 수요관리 중심의 에너지 정책, 에너지 효율 향상, 재생에너지를 포함한 친환경적 에너지 공급 및 혁신 기술 개발 등 큰 틀에서의 에너지 패러다임 전환이 요구된다.

제7-1장 수요측면: 전기요금제도 개혁

제1절 전기요금 제도의 현황

1. 우리나라의 전력소비 현황

우리나라의 산업용 전력소비량은 다른 OECD 국가들에 비하여 매우 높은 편이다. 〈표 7-1-1〉에서 보는 바와 같이, 1인당 산업용 전력 소비량은 미국이나 일본보다 더 높은 수준을 유지하고 있으며, OECD 평균의 약 2배 수준이다. 이는 우리나라 경제에서 제조업이 차지하는 비중이 높으며, 그 중에서도 중화학 공업의 비중이 특히 높다는 데에서 기인한다.

〈표 7-1-1〉 OECD 각국 전력소비량 비교 (2010)
자료: 전수연(2013). 전력 가격체계의 문제점과 개선방안. 국회예산정책처.

	산업용 전력			주택용 전력		
	순위	전력소비량 (kWh/인)	한국 대비 배수(배)	순위	전력소비량 (kWh/인)	한국 대비 배수(배)
한국	7	4,617	1.0	27	1,240	1.0
일본	15	2,605	0.6	9	2,384	1.9
미국	12	2,843	0.6	2	4,674	3.8
프랑스	23	1,866	0.4	8	2,582	2.1
영국	25	1,703	0.4	14	1,935	1.6
OECD 평균	—	2,445	0.5	—	2,448	2.0

우리나라 주택용 전력소비량은 다른 OECD 국가의 절반 수준이다. 이는 OECD 국가들에 비해 전기보다는 가스나 석유, 석탄과 같은 다른 최종에너지를 많이 쓰는 소비 구조에 따른 것이다. 더불어 산업용과는 달리 급격한 누진제의 영향으로 주택용 전력소비가 억제되어 왔기 때문이다. 가정용 전기요금 누진제는 소비량이 작은 소비자들에게는 원가 이하의 싼 값으로 전기를 공급하고 반대로 한 달에 300kWh 이상을 소비하는 소비자들에게는 높은 한계요금을 책정하여 왔다. 그 결과 많은 소비자들이 300kWh 이하 수준에서 소비하였으나, 〈표 7-1-2〉에서 보듯이 2008년부터 2015년 사이에는 거의 변화가 없이 28% 수준을 유지하고 있다.

〈표 7-1-2〉 가구당 전기 소비량
자료: 한국전력공사 사이버지점 (cyber.kepco.co.kr)

구분	1998	2002	2006	2008	2013	2014	2015
가구당 월평균 사용량	163	188	220	229	234	226	223
300kWh 초과사용 가구 비중	5.8	12.2	22.6	27.7	31.9	28.7	28.3

구분	호수 (천호)	판매량 (백만 kWh)	구성비 (%)	판매수익 (억원)	구성비 (%)	판매단가 (원/kWh)
총합	22,030	483,655	100	539,637	100	111.57
주택용	14,419	65,619	13.6	81,162	15.0	123.69
일반용	3,017	103,679	21.4	135,264	25.1	130.46
교육용	20	7,691	1.6	8,707	1.6	113.22
산업용	397	273,548	56.6	293,826	54.4	107.41
농사용	1,638	15,702	3.2	7,429	1.4	47.31
가로등	1,673	3,341	0.7	3,788	0.7	113.37

〈표 7-1-3〉 용도별 전기 판매 현황 (2015)
자료: 한국전력공사 사이버지점 (cyber.kepco.co.kr)

우리나라 전체 전력수요에서 주택용이 차지하는 비중이 14퍼센트에도 미치지 못하며, 이는 다른 국가들에 비하여 매우 낮은 수준이다. 다른 선진국들은 주택용의 비중이 30 퍼센트 내외이다. 뿐만 아니라 다른 부문의 전기 소비량이 국민소득 성장에 비례하여 증가함에 따라 주택용 전기소비의 비중은 해마다 감소하는 추세를 보여 왔다. 향후 기존 전기 이외의 최종에너지원이 전력화될 경우 전기소비 비중이 상당 부분 커질 것으로 보인다.

2. 전기요금 체계 및 결정 구조

가. 전기요금 체계

우리나라의 요금체계는 한 마디로 용도별 요금체계이다. 용도는 크게는 전기의 사용 목적에 따라 산업용, 일반용, 주택용, 교육용, 농사용, 가로등, 심야로 구분하고, 일부 용도는 전압에 따라서 다시 저압, 고압으로 구분하기도 하고, 계약전력 규모나 용도에 따라서 추가로 갑, 을 등으로 구분하기도 한다.

이런 구분 방식은 비용유발 패턴이 유사한 소비자들을 같은 용도 그룹에 포함시킴으로써 소비자들 사이에 공평하게 비용 부담을 할 수 있다는 장점을 갖는다. 그러나 실제 비용에 차이가 없음에도 불구하고 불필요하게 소비자들을 구분한 뒤에 오히려 비용과 무관하게 요금에 차이를 두는 가격차별 또는 교차보조를 시행할 수 있는 가능성을 열어 준다는 문제가 있다. 특히 농사용과 교육용은 부하패턴이 특별하기도 하지만, 그보다는 사회적 배려에서 다른 소비자들 보다 낮은 전기요금을 부과할 필요성에서 분리되었다고 볼 수 있다. 중소기업들을 대상으로 한 산업용 (갑)과 영세 상인들을 대상으로 하는 일반용 (갑)도 마찬가지이다.

〈표 7-1-4〉 전기요금 체계 개괄

종 별	적용범위	요 금 체 계
주택용 ²⁶	주거용, APT	○ 6단계 누진제(저압 11.7배, 고압 10배) → 3단계 누진제 (2016.12) ○ 저압, 고압
일반용	공공, 영업용 (관공서, 사무실 등)	○ 계절별 차등 ○ 고압이상 시간대별 차등 ○ 저압, 고압A, 고압B
교육용	학교, 박물관 등	○ 계절별 차등 ○ 1,000kW이상 시간대별 차등('12.1) ○ 저압, 고압A, 고압B
산업용	광업, 공업용 (공장 등)	○ 계절별 차등 ○ 고압이상 시간대별 차등 ○ 저압, 고압A, 고압B, 고압C
농사용	농업, 어업용	○ 갑(관정),을(농작물재배, 건조, 냉동) ○ 농(을) 고압은 계절별 차등('13.11)
가로등	가로, 보안등	○ 갑(정액), 을(종량)
심 야	전 종별 [농(갑)·가로등·예비·임시 제외]	○ 갑(난방), 을(냉방)

〈표 7-1-5〉에서 보는 것처럼 미국, 일본, 영국, 프랑스 등의 선진국들은 전압별 요금제를 많이 사용하며, 용도별을 혼용하더라도 우리나라처럼 세분화되어 있지 않다. 소비자들의 구분에 있어서는 호주가 우리나라와 유사하다.

〈표 7-1-5〉 각국의 요금제도 비교

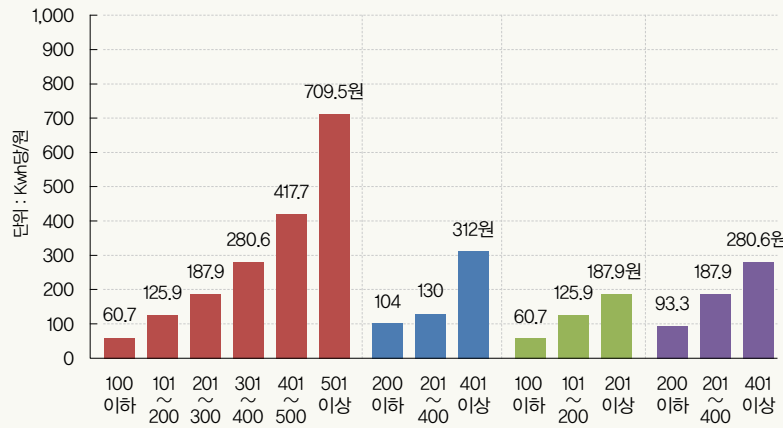
구 분	한 국	일 본	미 국	프 랑 스	영 국	호 주
기본 요금체계	용도별	전압별	용도/전압별 (회사별 상이)	전압별	용도/전압별	용도별
계약종별	주택,일반, 산업,교육 등	전등,동력, 특정규모	주택,일반 등 (회사별 상이)	청색(저)황색, 녹색(고압)	주택,일반	주택,영업 농사, 가로등
농사용	단일, 계절별	전등에 포함	주로일반용	-	-	계시별차등
가로등	단일요금		단일(정액)			단일요금
계시별(TOU)	일반·산업·교육	일반·산업용, 주택용 일부(선택요금)				

대부분의 용도별 요금제는 기본요금과 전력량 요금의 이부 요금제(two-part tariff)로 구성되는데, 대부분의 용도에서 기본요금은 그 이전 연도의 최대소비량에 비례하여 재조정되는 demand charge의 성격을 갖는다. 그러나 주택용의 기본요금은 전력량에 따라 조정된다. 대규모 제조업자들을 대상으로 하는 산업용(을)과 대규모 빌딩 등을 대상으로 하는 일반용(을)은 최근에 통합되어 동일한 요금체계를 갖는다. 그러나 산업용과 일반용 내에서도 소규모 소비자들을 대상으로 하는 (갑) 요금제를 따로 두어 (을)보다 유리한 요금을 적용한다.

²⁶ 주택용은 2016년 12월 누진제 개편 이전의 자료이다.

용도별 요금제 중에서 가장 큰 논란의 대상이 된 것은 역시 주택용이다. 주택용은 2016년 12월 까지 6단계의 극심한 누진제를 적용하고 있었다. 이 제도는 70년대 초반 1차 석유파동 이후에 에너지 절약을 유도하기 위하여 시행되었으며, 그 이후에 연료가격이 낮아진 8,90년대를 겪으면서도 폐지되지 않고 계속 유지되어 왔다. 이 때문에 주택 부문의 전기소비는 극도로 제한되어 왔고, 우리나라 전체 전력산업은 당연히 주택 부문의 전기소비가 낮은 것을 전제로 하여 모든 계획이 수립되어 왔기 때문에, 주택 부문의 전기 소비 급증을 우려하여 누진제 개편을 주저하는 딜레마가 장기간 고착되었다. 앞에서 언급한 것처럼 이런 구조 때문에 우리나라의 주택용 전기소비의 비중은 다른 OECD 국가의 절반 수준에 불과하며, 그럼에도 불구하고 주택용 요금제 개편 주장이 제기될 때마다 주택용 전기소비 급증으로 인한 전력계통 불안정 등이 유료 제도 개선이 연기되어 왔다.

2016년 여름 극심한 폭염이 지속되었음에도 정부가 소비자들의 누진제 완화 요구를 계속 외면하자 이 문제가 정치 문제로 비화하였고, 급기야 집권당이 나서서 정부와 Task Force를 구성하여 누진제 개선에 나서게 되었다. 온 국민이 지켜보는 가운데 수개월에 걸친 논의 끝에 누진제를 획기적으로 완화하는 안을 제시하여 시행하게 되었다. 최종적으로 선택된 안은 [그림 7-1-1]의 제3안으로서 기본적으로 현행 300kWh 이상에서 계속 급등하는 한계요금 구간을 폐지하여 더 이상 상승하지 않도록 한 것이다. 그러나 이 개편안은 소규모 사용자에 대한 원가 이하의 요금은 계속 유지하였다.

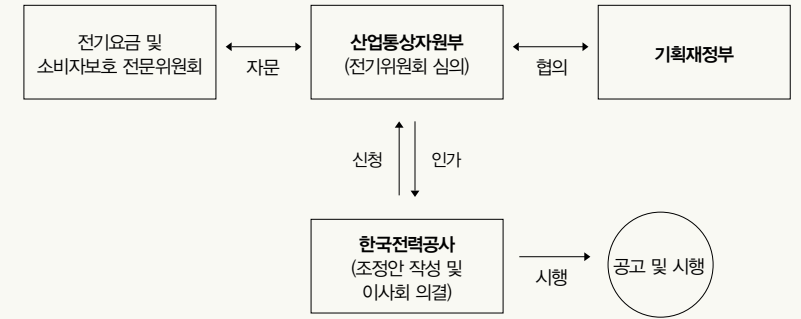


[그림 7-1-1] 누진제 개편 이전 요금제와 당정 TF에 제시된 최종 3가지 개편안
자료: 산업통상자원부 한국전력

나. 전기요금 결정 구조

우리나라의 전기요금 결정구조는 기본적으로 정부의 규제에 의해서 결정되기 때문에 매우 경직적이고 정치적 영향에 취약하다. 아래 그림은 우리나라 전기요금 결정 과정을 보여 준다. 한전 이사회에서 요금 조정안을 작성하여 의결한 뒤에 산업부에 신청을 하면, 산업부는 다시 기재부와 협의하고, 여러 전문가들이나 기관의 자문을 거친 뒤에 산업부 내에 있는 전기위원회의 심의를 거쳐 인가 여부를 결정한다. 인가가 되면 바로 시행에 들어가고, 인가되지 않으면 다시 이 과정을 거쳐야 한다.

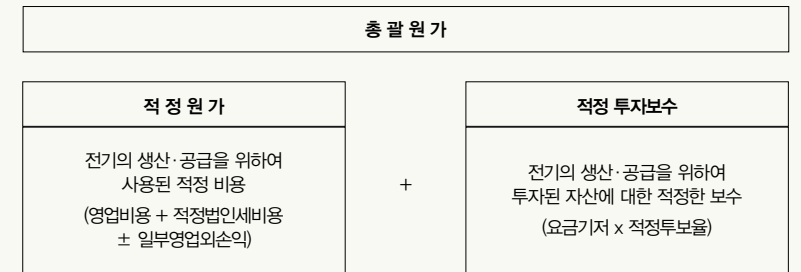
[그림 7-1-2] 우리나라의 전기요금 결정 구조



다. 전기요금 산정 원칙

우리나라 전기요금의 산정 원칙은 총괄원가 방식이다. 즉 적정원가에 적정 투자보수를 더하여 가격을 결정하는 것이다.

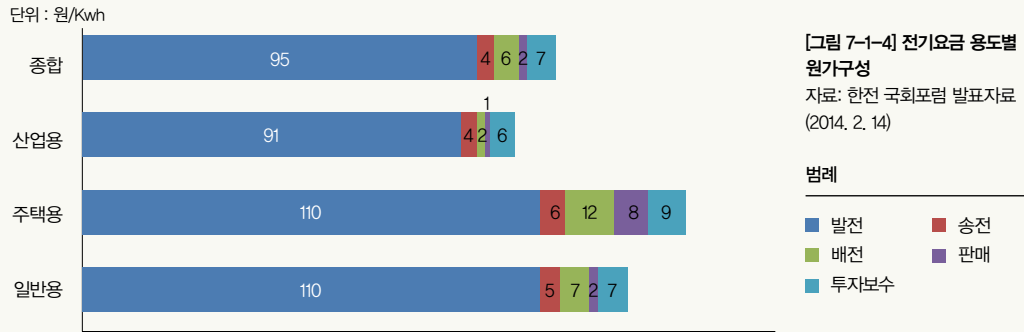
[그림 7-1-3] 총괄원가 결정 방식



적정원가는 영업비용에 영업의 비용과 법인세 비용을 더하고 영업의 수익을 제하여 결정된다. 여기에 적정투자보수는 요금기저에 적정투자보수율을 곱하여 계산되는데, 요금기저란 전기공급설비자산과 운전자금의 합에 자산재평가 차액을 제하여 결정한다. 적정투자보수율은 타인 자본 (즉 부채)와 자기자본의 보수율의 가중평균으로 결정된다.

아래 [그림 7-1-4]는 우리나라 용도별 전기요금들의 원가구성을 보여준다. 2014년 평균 전기요금 114원/kWh 중에서 95원이 발전비용이다. 이 발전비용은 연료비와 발전설비에 대한 고정비용이 포함된다. 송배전을 합하면 10원/kWh인데, 우리나라는 송배전의 비중이 매우 낮은 점

이 특징이다. 이는 좁은 국토에 부하가 집중되어 있어서 송배전 거리가 상대적으로 짧기 때문이다. 이런 짧은 송배전 거리 때문에 우리나라의 송배전 손실률은 다른 국가들에 비하여 현저히 낮다. 2014년 기준 우리나라의 송배전 손실률은 3.7퍼센트이고 미국은 6.6퍼센트, 일본 5.0퍼센트, 프랑스 7.4퍼센트, 영국 8.5퍼센트 등과 비교된다. 소매판매 부문의 비용은 2원/kWh에 불과하여 그 비중이 2 퍼센트에도 미치지 못한다.



이처럼 전기요금의 산정원칙이 전기사업법에 명문화되어 있지만, 실제로 잘 지켜지지 않고 있다. 전기요금 결정에서 가장 핵심적인 역할을 하는 주체는 산업부와 기재부인데, 이들이 전기요금을 결정함에 있어서 전기요금 산정원칙 이외의 다른 요인들을 고려하기 때문에 명시적으로 정해진 원칙마저 제대로 지키지 못하는 일이 많아진다. 다음에 보는 것처럼 실제로 위에서 언급한 원칙대로 전기요금이 결정되어 한국전력의 원가회수율이 정확히 100퍼센트를 달성한 연도가 최근에 거의 없다.

또한 한국전력은 회사 전체의 총괄원가와 총수입 이외에 용도별 원가를 공개하지 않고 있으며, 공개의무도 부정하고 있기 때문에, 용도별 요금의 적정성을 투명하게 확인하기가 거의 불가능하다. 이런 상황에서 교차보조의 가능성이 상존하고, 그에 대한 우려로 인하여 전기요금에 대해서는 각종 이해단체에서 수많은 민원과 로비가 끊이지 않고 있다. 2016년의 소위 '누진제 파동'은 현재 제도의 문제점을 적나라하게 드러내었다. 누진제의 비합리성과 개선 필요성에 대해서는 거의 모든 전기전문가와 관료들이 동의하고 있었지만, 막상 누진제 개편으로 인한 부하 급증 우려와 소위 '부자감세'라는 비난에 대한 정치적 고려 때문에 번번이 개편이 연기되어 왔다. 결국 광범위하고 거센 소비자들의 항의가 있고 나서야 정치권의 선도로 요금제 개편이 이루어졌다. 이 일련의 과정은 우리나라 요금제 결정구조가 얼마나 경직적이고 정치적인지 잘 보여준다.

3. 우리나라 전기요금 현황

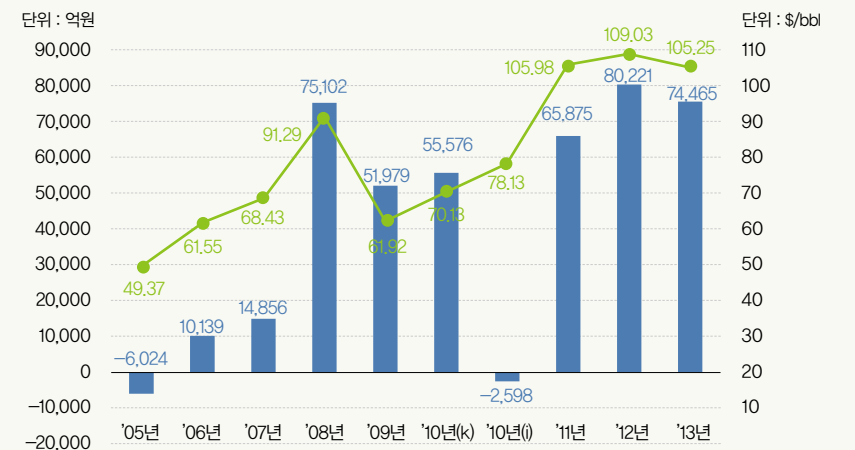
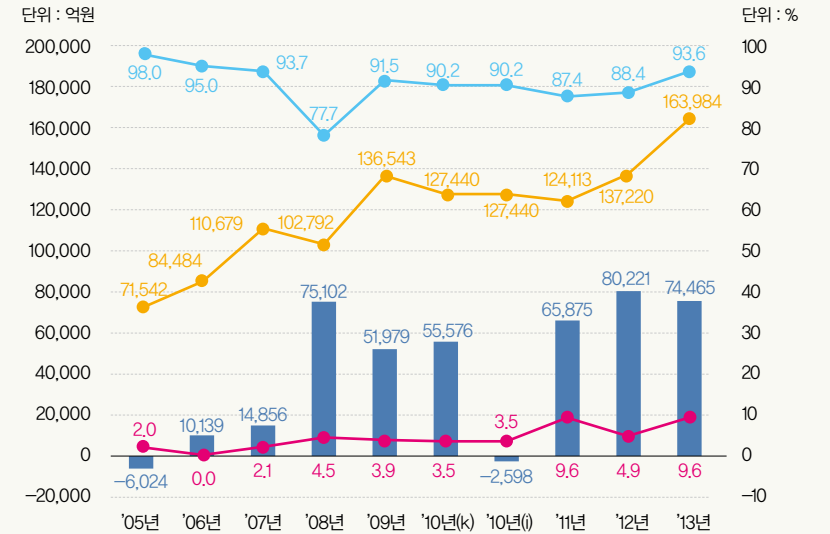
가. 총원가 대비 전기요금 추세

[그림 7-1-5]는 2005년 이후 한전의 원가회수율 추세를 보여준다. 상단 그림은 원가회수율과 투자비, 전기요금인상률 등을 보여주고, 하단 그림은 유가 추세를 보여준다. 그림에서 보는 것처럼 원가회수율과 유가는 거의 정반대의 움직임을 보이고 있다. 즉 유가가 상승하여 연료비가

상승하면, 원가회수율이 낮아지고 반대로 연료비가 하락하면 원가회수율이 상승한다. 이는 전기요금이 연료비 변화를 적시에 반영하지 못하고 시차를 두고 반응한다는 점을 시사한다. 실제 상단 그림의 전기요금 인상률을 보면, 유가의 변동에 비하여 상당히 완만하고 평균화된 추세를 보이고 있다. 그 결과, 2000년대 이후 2013년까지 고유가가 지속되었는데, 이로 인한 원가상승이 제대로 요금에 반영되지 않아서 2012~13년까지 원가회수율이 지속적으로 하락하는 추세를 보이고 있다. 단 2008년에 유가가 급등한 이후 세계금융위기로 다시 급락하였는데, 이 시기에 원가회수율 역시 70퍼센트대로 급락하였다가 그 다음 해에 다시 90퍼센트대로 회복하였다. 그 이후로 다시 하락을 거듭하여 2011년도에는 최저치인 87.4 퍼센트를 기록하였다.

2014년부터 유가가 급락하면서 원가회수율이 다시 상승하는데, 2014년에는 98퍼센트, 그리고 드디어 2015년에는 100퍼센트에 도달하였다. 이에 따라 한전의 영업이익은 2011년에 1조원 손실, 2012년에 8180억원 손실에서 2013년 1조5천억 이익, 2014년 5조8천억원 이익, 2015년에는 11조 이상의 영업이익을 실현하였고, 2016년에도 12조 이상의 영업이익을 실현하였다.

[그림 7-1-5] 한전의 원가회수율, 전기요금 인상률, 유가, 한전의 금융부채 증감 추세
자료: 한국전력공사(연결기준), 에너지경제연구원, 박주민 의원실, 이훈 의원실 보도자료

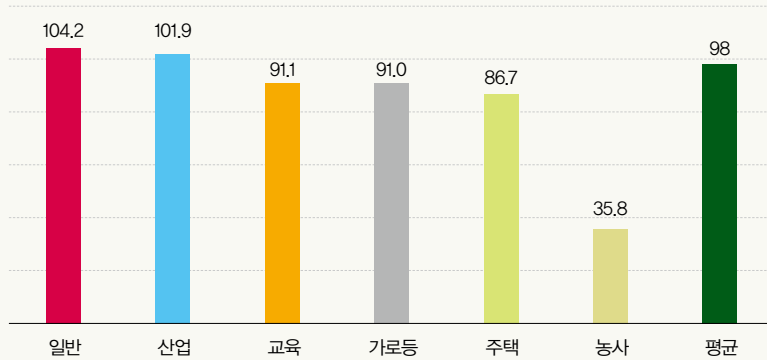


구분	2014	2015	2016년 상반기
전체 원가회수율	98%	100%	-
산업용 원가회수율	102%	109%	-
매출액	574,749	589,577	289,608
영업이익	57,876	113,467	63,098
영업이익률	10.1%	19.2%	21.8%

[그림 7-1-5] 한전의 원가회수율, 전기요금 인상률, 유가, 한전의 금융부채 증감 추세
 자료: 한국전력공사(연결기준), 에너지경제연구원, 박주민 의원실, 이훈 의원실 보도자료

나. 용도별 원가회수율

원가회수율은 용도별로도 차이가 나는데, 최근에는 한전이 용도별 원가를 따로 공개하지 않기 때문에 용도별 원가회수율도 알기 어렵다. 다만 [그림 7-1-6]에서 보는 것처럼 국회에 보고된 자료들이 일부 유출됨으로써 간간히 관련 정보를 얻을 수 있다.

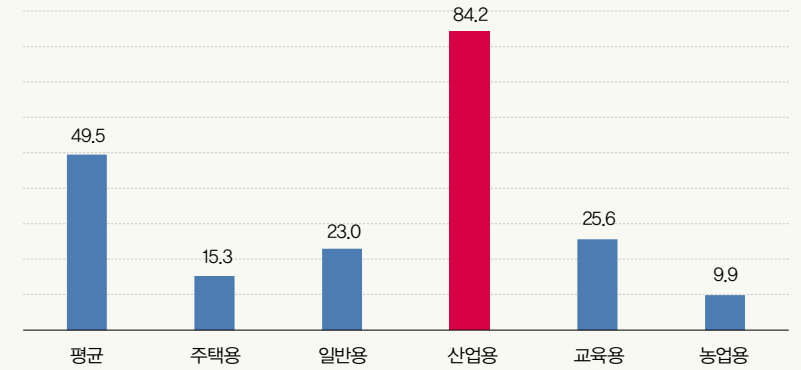


[그림 7-1-6] 2014년 용도별 원가회수율
 자료: 한국전력, 조배숙 의원실 보도자료(2016.9)

2016년 국회에 보고된 자료에 의하면, 2014년 기준으로 일반용과 산업용의 원가회수율은 100퍼센트를 넘었으며, 나머지 용도는 원가회수율이 100퍼센트 미만이다. 교육, 가로등, 주택용 순으로 원가회수율이 낮아지는데, 주택용의 경우에는 소규모 사용자에 대한 원가 이하 요금의 영향이 크다. 농사용은 35.8퍼센트로서 극단적으로 낮은 요금을 유지하고 있다. 그 결과 농사용 전기판매량이 전체의 3.2퍼센트에 불과하지만, 상당한 손실이 이 부문에서 발생하고 있다. 이처럼 원가회수율이 용도마다 차이가 나게 되면, 원가회수율이 높은 용도의 소비자들이 다른 소비자들에게 보조금을 지불하는 교차보조가 발생하게 된다.

[그림 7-1-7]에서 보는 것처럼, 전기요금 인상을 또한 용도별로 균일하지 않다. 2000년 이후 산업용의 인상률이 다른 용도보다 높다. 이는 기존에 산업용 전기요금이 워낙 낮게 책정되었던 것에 기인한다. 과거에는 다른 용도의 전기요금이 산업용에 비하여 상대적으로 비싸서 산업용에 대해 교차보조를 제공하는 시기도 있었다. 또한 누진제의 경우에서처럼, 한 가지 요금제 이 내에서도 사용량에 따라서 대량 소비자가 소량 소비자를 보조하는 경우도 있으며, 산업용과 일반용 중에서도 계약용량이 작은 소비자들을 대상으로 하는 (갑) 요금들은 훨씬 낮은 수준이다.

[그림 7-1-7] 2000년 이후 용도별 전기요금 인상률



다. 전기요금의 국제비교

우리나라의 전기요금은 다른 OECD 국가들에 비교할 때, 상대적으로 낮은 편이다. <표 7-1-6>에서 보는 것처럼, 산업용 요금 기준으로 우리나라는 프랑스, 영국, 일본, 독일 등 대부분의 선진 산업국가들에 비하여 전기요금이 낮다. 누진제로 왜곡된 측면이 있긴 하지만, 주택용 역시 매우 낮은 편이다. 우리나라보다 전기요금이 낮은 국가들은 미국을 제외하고는 대부분 수력의 비중이 높아 발전원가 자체가 낮은 국가들이다.

이처럼 우리나라의 전기요금이 낮은 이유는 여러 가지가 있는데, 다음과 같이 요약될 수 있다.

1) 높은 원자력과 석탄의 비중

우리나라는 이 두 전원이 기저발전의 주축을 이루고 있는데, 두 전원은 모두 다른 전원에 비하여 연료비가 훨씬 낮기 때문에 평균적인 발전비용이 낮다.

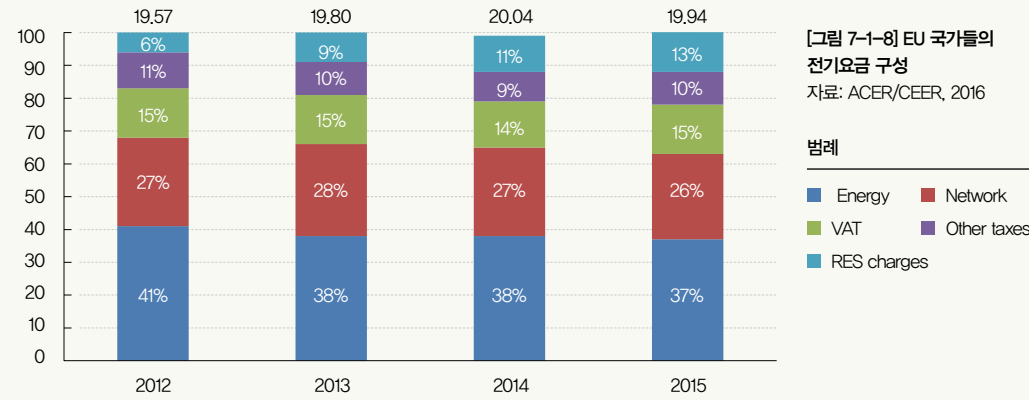
2) 낮은 송배전 비용

우리나라는 좁은 국토와 높은 인구밀도로 인하여 부하가 밀집해 있고, 발전소와 부하 사이의 거리도 매우 짧다. 그 덕분에 송배전 부문이 전체 비용에서 차지하는 비중이 매우 낮다. 앞서 [그림 7-1-4]에서 봤듯이 송배전의 비용 비중이 10퍼센트도 되지 않는다.

3) 낮은 환경비용과 사회적 비용

우리나라 전기요금에는 아직 온실가스 배출에 따른 사회적 비용이나 재생에너지 발전 지원을 위한 비용들이 완전히 반영되지 않고 있다.

[그림 7-1-8]은 EU 국가들의 전기요금 구성을 보여 주는데, 송배전(network)이 요금에서 차지하는 비중이 26퍼센트에 이른다. 또한 부가가치세 이외의 세금과 재생에너지 자원비용 (RES charge)의 비중도 합쳐서 20퍼센트를 초과한다.



산업부문(Industry)				주거부문(Households)			
순위	국가명	단가	수준	순위	국가명	단가	수준
1	노르웨이	43.8	0.44	1	캐나다	79.9	0.55
2	캐나다	59.1	0.60	2	노르웨이	105.1	0.72
3	미국	69.6	0.70	3	미국	117.8	0.81
4	뉴질랜드	72.3	0.73	6	멕시코	144.6	0.99
11	한국	98.9	1.00	7	한국	146.2	1.00
12	프랑스	100.9	1.02	8	프랑스	155.3	1.06
13	네덜란드	101.0	1.02	12	뉴질랜드	177.3	1.21
15	영국	117.1	1.18	15	영국	194.2	1.33
19	일본	133.9	1.35	16	일본	195.1	1.33
21	독일	140.7	1.42	17	네덜란드	202.8	1.39
25	멕시코	177.8	1.80	22	이탈리아	251.7	1.72
32	이탈리아	252.1	2.55	30	독일	314.9	2.15
OECD평균		118.6	1.20	OECD평균		163.2	1.12

단위 : \$/MWh

[그림 7-1-8] EU 국가들의 전기요금 구성
자료: ACER/CEER, 2016

범례
 Energy Network
 VAT Other taxes
 RES charges

<표 7-1-6> OECD 각국 전기요금 비교

자료: OECD/IEA, Energy Prices and Taxes, 2013.
 주: 1. 구매력평가지수(Purchasing power parity) 기준이며, 한국은 한국전력공사 자료를 이용하여 환산하였음.
 2. 오스트리아는 2008년 기준임.

제2절 전기요금 제도 개선 방향

1. 배경

가. 현행 전기요금 제도의 문제점

앞 장에서 살펴 본 현재 우리나라의 전기요금 제도는 여러 가지 문제점과 한계를 안고 있다. 우선 소비자들에게 아무런 선택의 기회가 주어지지 않기 때문에, 소비자들로부터의 피드백이 전혀 작동하지 않는다. 용도별로 세분화된 전기요금 제도에서 이런 한계는 교차보조를 용이하게 하고 영속화시키는 경향이 있다. 특정 용도 및 소비자 계층에 대해서 원가를 상회하는 요금을 부과하고 그 수익으로 다른 소비자 계층에게 보조금을 줄 경우에, 원가 이상의 요금을 지불하는 소비자들은 이 사실을 잘 알지도 못하고 설사 알게 된다고 하더라도 다른 선택이 없기 때문에 받아들일 수밖에 없게 된다. 이 소비자 계층이 이익단체 등을 통하여 잘 조직화된 집단이면 자신들의 이익을 대변하여 요금 인하를 적극적으로 요청할 수 있겠지만, 그렇지 않은 경우에는 자신들의 불만을 표출할 방법이 없다. 그 결과 전기요금의 결정이 정치화된다. 앞서 논의한 것처럼 기존의 절차 대신에 당정 TF라는 임시적 경로를 통하여 누진제가 개편된 것이 그 좋은 예이다.

소비자로부터의 피드백 경로가 없다는 것은 단순히 요금 수준의 높고 낮은 문제를 넘어서 전기 상품의 개발 자체에 문제를 야기한다. 스마트그리드의 발전과 재생에너지 전환의 증가로 인하여 전기는 더 이상 동질적인 상품(commodity)이 아니라 차별화된 상품이다. 시간대에 따라서 차등적으로 요금을 구성할 수도 있고, 전기 도매시장 상황을 실시간으로 반영하는 요금제를 설계할 수도 있다. 뿐만 아니라 개별 소비자의 사용량을 특정 시간대나 상황에 제한하는 것도 가능하고 심지어 소비자들끼리 전원을 구별하여 전기를 구매하는 것도 가능하다. 미국 유럽 등의 선진국에서는 재생에너지로 발전된 전기를 뚫돌을 주고서라도 구매하겠다는 소비자들을 위하여 소위 green pricing이라는 소매 판매 방식이 이미 오래 전에 도입되었다.

이렇게 전기는 재화를 판매하는 방식에 따라서 다양한 상품을 개발할 수 있지만, 소비자들에게 선택의 기회가 주어지지 않으면, 판매하는 입장에서는 소비자들이 원하는 상품이 무엇인지 알기 어렵고 또한 그런 상품을 굳이 개발할 유인도 갖지 않는다. 경우에 따라서는 효율적으로 전력산업을 운영하는 데에 도움이 되는 전기요금제도가 있음에도 불구하고 오히려 외면하고 비효율적인 제도를 고집할 수도 있다.

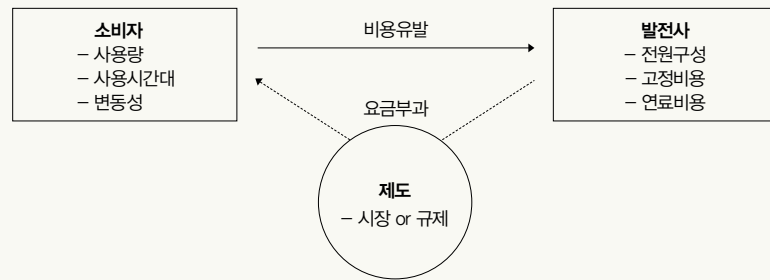
앞 절에서 논의한 것처럼, 우리나라의 전기요금 결정 과정 자체가 매우 경직적이며, 전기요금 결정 원칙 이외의 요인들이 고려 대상이 될 가능성이 높다. 현재의 총괄원가제는 한전 전체 전기 판매수입이 비용을 보전할 것을 요구하기 때문에, 한전의 입장에서는 장기적으로 총괄원가보전이라는 대원칙만 지키면 되고 특정 기간이나 특정 부류의 소비자에 대해서 원가와 가격에 괴리가 발생하는 것은 문제 삼지 않는 경향이 있다. 바로 이런 태도가 용도간 전기요금 체계를 왜곡시키고, 창의적인 요금제 도입을 지체시키는 요인이 된다.

나. 전기요금 제도의 중요성

전기요금은 전력산업의 가치사슬에서 볼 때에 최종 소비자에게 전기를 판매하는 소매판매 부문에서 결정된다. 따라서 전기요금이 제대로 결정되기 위해서는 전기요금을 결정하는 제도 즉 소매판매 부문의 구조와 제도가 합리적이어야 한다. 과거에 소매판매 부문의 기술 수준이 낮았을 때에는 다양한 요금제를 시행할 수 있는 여건 자체가 안 되었기 때문에 소매판매 부문의 중요성이 크지 않았다. 단순히 일정기간 동안의 전기 사용량을 주기적으로 계량한 뒤에 사용량에 비례하여 요금을 부과하면 되었기 때문이다.

이런 이유로 Joskow와 같은 저명한 학자들마저 소매판매 부문 중요성을 평가절하하고 단순히 배전사업자가 도매가격을 그대로 반영하는 디폴트 서비스("Basic Electricity Service")를 기본으로 공급함으로써 효율적인 판매가 가능하다고 주장하였다. 특히 그는 소매부문이 전력산업 전체에서 차지하는 비중이 매우 낮다는 점을 들어서 소매부문의 효율성 제고를 위해 너무 큰 비용을 지불할 필요가 없다고 주장하였다. 예를 들어서 소매부문에 경쟁을 도입하는 문제에 있어서 Joskow는 경쟁도입으로 인해 마케팅 등으로 비용이 증가하는 데에 비해서 효율성 증대 여지는 크지 않기 때문에 경쟁도입이 불필요하다는 주장을 하였다. 그러나 스마트그리드나 AMI의 도입으로 전기라는 상품의 차별화 가능성이 엄청나게 커진 현 상황에서는 이런 주장의 당위성은 약하다.

오히려 Littlechild(2002, 2009)가 주장한 것처럼, 소매판매 부문은 가격의 발견(price formation and discovery)을 통하여 전기상품의 가치를 평가하고 최종소비자의 취향을 반영하는 신상품을 개발하며 또한 도매시장에 참여하여 발전부문의 효율성까지 제고하는 중요한 역할을 해야 한다. 즉 전력산업에서 소매판매 부문은 소비자와 생산자의 연결고리로서, 소비자의 요구(needs)를 생산자에게 전달하고, 생산자의 비용(cost)을 그것을 유발한 소비자에게 전달해야 한다. [그림 7-1-9]는 소매판매 부문의 이런 역할을 그림으로 나타낸다.



[그림 7-1-9] 소비패턴에 따른 발전비용과 전기 요금

현행 전기요금 제도의 문제점은 소비자들에게 선택의 기회가 주어지지 않기 때문에 소비자들로부터의 피드백이 작동하지 않는다는 것이다.



소비자는 전기의 사용량, 사용시간대, 시간대별 사용량의 변동성, 첨두부하 시간대와의 부하의 일치성(coincidence) 등에 따라서 발전부문에 다른 수준의 비용을 유발한다. 예를 들어서 한 달 동안 동일한 양의 전기를 사용하더라도 그 부하가 거의 매 순간 일정한 소비자와 시간대별로 많은 차이를 보이는 소비자 사이에는 유발 비용의 차이가 크다. 또한 전체 부하가 큰 시간대에 전기를 많이 소비하는지, 아니면 전체 부하가 낮은 심야 시간에 전기를 많이 소비하는지에 따라서도 유발되는 비용의 차이가 난다. 소매판매 부문은 이렇게 다른 비용을 유발하는 소비자에 대해서 그 비용에 상응하는 요금을 정확히 부과할 수 있어야 한다. 그렇지 않으면, 다른 소비자나 혹은 생산자, 혹은 국가가 그 비용을 부담하게 된다.

비용 유발자에 대하여 정확한 요금을 부과하는 것은 형평성의 측면에서 물론 중요하지만, 효율성 측면에서도 물론 중요하다. 발전 한계비용이 높아지는 첨두부하 시간대에 높은 요금을 부과하면, 이 시간대에 전기를 사용한 소비자들에게 정당한 비용을 부담시키는 효과도 있지만, 한계비용이 높은 이 시간대의 전기소비를 줄이고 한계비용이 낮은 시간대의 전기소비를 이천해 가려는 유인이 작동하게 되어 전력산업 전체의 효율성을 높여 준다.

소매판매 부문의 역할이 잘 이루어질 것인지의 여부는 소매판매 부문의 시장구조에도 영향을 받게 된다. 아무래도 경쟁이 도입되면, 효율성 경쟁이 발생하게 되고 이를 통하여 소매판매 부문의 역할이 충실하게 된다. 물론 복수의 판매사업자들이 영업하면서 마케팅 비용이 증대하고 다른 비용들도 중복으로 지출될 가능성이 있지만, 효율성 증대를 통하여 이런 비용 증대를 충분히 보전하게 된다. 그러나 경쟁에 개방된 판매부문의 시장구조가 과점화할 경우에는 오히려 규제 하의 독점보다 더 비효율적이고 소비자에게 불리한 결과가 초래될 수도 있다. 소매판매 부문의 경쟁도입에 대해서는 여러 가지 논란이 많기 때문에 본 연구에서는 시장구조나 규제 여부와 관계없이 소매요금 체계가 갖추어야 할 특성들 중심으로 논의하고자 한다.

2. 요금 설계 환경 변화

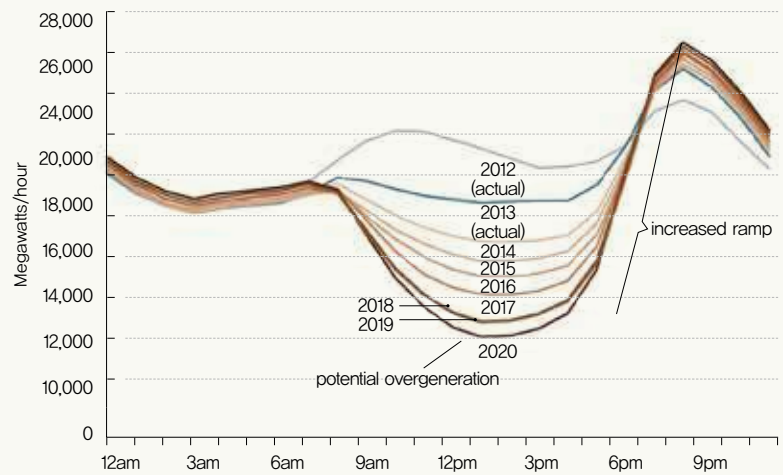
전통적인 전기요금 제도는 전력량과 비례하여 요금을 부과하는 단순한 방식이 주를 이루었다. 이는 두 가지 이유로 설명될 수 있다. 첫째, 소매단계의 낮은 기술 수준으로 더 정교한 요금체계를 도입하는 것이 실용적이지 않았다. 대부분의 소비자들에게 실시간으로 전기사용량을 계량하는 계량기를 설치하는 것이 경제적이지 않았고 결과적으로 시간대별로 차별화된 요금을 부과한다거나, 최대 사용량에 비례하여 기본요금을 책정하는 것도 불가능하였다. 둘째는 소비자들이 비교적 동질적이기 때문에 차별화된 요금을 부과할 필요성이 별로 높지 않았다. 특히 우리나라의 경우에는 세분화된 용도별 요금제를 채택함에 따라, 각 용도 집단에 속하는 소비자들 사이에는 전력소비 패턴이 비교적 유사하여 단순한 요금제로도 판매 회사의 목적에 맞게 소비자들을 구분할 수 있었다.

스마트그리드가 도입되고 재생에너지 및 분산형 전원의 비중이 증대하면서, 이상과 같은 여건에 변화가 발생하여 이제는 보다 정교한 요금체계를 도입하는 것이 가능해지고 또한 그 필요성도 증대하였다. 특히 분산형 전원의 발달로 소비자들이 자체적인 발전설비를 갖추고 자신의 전기수요 중에서 일부 또는 전부를 자기발전으로 충당할 수 있으며, 남은 전기를 판매까지 할 수 있게 되어 소위 프로슈머(prosumer)라는 새로운 부류의 소비자들이 탄생하였다. 이들을 포함하여 훨씬 다양화되고 이해가 다른 소비자들 사이에 공평하고 효율적인 요금제를 운영하기 위해서 이전보다 훨씬 치밀한 요금설계가 필요하다.

가. 분산형 전원 시대의 전기요금

스마트그리드와 재생에너지 발전의 보급 확대는 또 다른 측면에서 소매판매 부문의 변화를 불가피하게 만든다. 바로 분산형 전원의 보급과 소위 프로슈머의 등장이다. 이들이 등장하기 이전의 배전망은 송전망에서부터 유입된 전기가 일방적으로 소비자들에게 전달되는 통로 역할을 하였다. 이런 시절에는 배전망에 연결된 소비자가 얼마나 배전망을 많이 이용하는가는 자신이 사용하기 위해서 구매하는 전기의 양과 비례하였다. 이 전기는 모두 송배전망을 통해서 들어오기 때문이다. 일정 기간 동안의 총 전기사용량 뿐 아니라 그 기간 중의 최대 전기사용량도 중요하다. 최대 사용량이 크면 그만큼 큰 설비가 필요하기 때문이다. 그래서 배전망 사용에 대한 대가는 전기사용량에 비례하는 전력량 요금(volumetric charge)과 최대 전력사용량에 비례하는 기본요금(demand charge)을 통해서 적절히 회수할 수 있었다.

그런데 분산형 전원 보급 확대로 배전망에 연결된 주체들이 전기를 소비할 뿐만 아니라 생산까지 하게 되면서, 이런 공식이 더 이상 적용되지 않는다. 특히 태양광 등 소규모 발전설비를 갖춘 소비자들 배전망을 통하여 전달되는 전기의 순사용량이 현격하게 낮아지게 된다. 자신이 발전한 전력을 자체적으로 소비함으로써 배전망을 통해 전달된 전기를 덜 쓰게 되기도 하지만, 자기 소비량보다 더 많이 생산된 전기를 배전망을 통해 판매회사에 되팔고 그만큼을 자기가 사용한 전기량에서 공제하는 소위 negawatt 제도를 이용하면서 순사용량이 더 줄어드는 것이다. 이런 소비자들의 순사용량이 줄어든다고 해서 이들의 배전망 설비의 이용이 그만큼 줄어드는 것은 아니다. 주택용의 경우에는 첨두부하가 주로 저녁시간에 발생하는데, 태양광의 최대발전은 낮 시간에 발생한다. 따라서 첨두부하 시간대에는 여전히 많은 양의 전기를 배전망으로부터 받아 써야 하고 그만큼 이전과 유사한 크기의 배전설비를 필요로 한다.



[그림 7-1-10] 캘리포니아 덕 커브 (California Duck Curve)

[그림 7-1-10]은 유명한 California Duck Curve로서 캘리포니아의 재생에너지 발전을 제외한 계통 순부하(net load)를 하루 중의 시간대 별로 보여 준다. 대부분의 주택들의 첨두부하가 저녁 시간대에 발생하기 때문에 계통 전체의 최대 부하 역시 저녁시간대에 발생한다. 태양광 발전의 보급이 크지 않던 2012년에는 낮 시간대에도 부하가 어느 정도 일정한 수준을 유지하였으나 태양광 보급이 증가할수록 낮 시간대의 순부하가 급격히 감소함을 볼 수 있다. 반면 첨두부하 시간대인 저녁 시간의 순부하는 전혀 감소하지 않고 오히려 증가하고 있다. 이런 추세는 전력 산업의 다른 부문에 여러 형태의 부담을 주게 된다. 우선 발전부문에 대해서는 최대 순부하는 감소하지 않기 때문에 동일한 발전 설비용량을 유지해야 하지만, 발전량이 급격히 줄기 때문에 가동수입이 줄어 적정 투자보수를 보장할 만한 충분한 수입을 유지하기 힘들다.

뿐만 아니라 늦은 오후부터 계통 순부하가 급증하면서 급격히 발전량을 올려야 하는 부담까지 추가로 발생한다. 배전부문은 역시 동일한 최대 순부하를 지원하기 위해서 동일한 용량을 유지해야 할 뿐만 아니라 프로슈머들이 발전한 전기를 배전망에 투입하기 위해서 새로운 설비투자가 필요하다. 만약 배전회사들이 최종소비자들의 순전기구매량을 기준으로 보상을 받으면, 발전회사들과 마찬가지로 적정 투자보수를 보장할 만한 수입을 확보하기 어려워진다. 이처럼 분산형 재생에너지 발전의 비중이 증대하는 상황에서는 현재와 같이 경직적이고 부정확한 요금 체계와 제도는 더욱 심각한 문제를 야기하게 된다.

나. 수요반응과 전기요금

전력산업에서 수요반응(Demand Response)은 주로 다양한 유인책에 대응하는 단기적 수요반응을 의미한다. 따라서 수요반응이 성립하기 위한 필수조건은 전력소비를 실시간으로 측정할 수 있는 계량기술이 있어야 한다는 것이다. 일반적으로 어떤 상품의 수요-공급에 불균형이 발생할 때, 이 균형을 회복해 주는 것은 가격이다. 초과수요가 있으면 가격이 오르고 초과공급이 있으면 가격이 내리면서 균형을 회복해 준다. 그러므로 여타 상품들에서는 수요와 공급의 불일치는 가격의 급등락이라는 문제로 주로 나타난다. 그러나 전력산업은 수급 균형이라는 면에서 다른 상품들과 매우 다른 특성을 갖는다. 우선 수요와 공급에 불일치가 한 순간이라도 생기면, 전력산업 또는 전력계통 전체에 문제가 발생한다. 부하 즉 수요가 공급용량을 넘어서면 계통이 마비되는 소위 대정전(black out)이 발생하게 되어, 일부 소비자들만 전기를 못 쓰는 것이 아니라 모든 소비자들이 전기를 못 쓰게 된다.

뿐만 아니라 대정전에서 계통의 발전기들이 동시에 멈추게 되면 계통을 다시 복구하는 데에 수 일이 소요되기 때문에 전국가적인 대재앙이 발생한다. 반면 이제까지는 대부분의 요금제가 전력도매시장의 수급 상황을 실시간으로 반영하지 않기 때문에 가격 조정을 통한 단기적 수급 균형회복이 불가능하다. 이런 특징 때문에, 전력산업에서는 다른 산업과 달리 연중 첨두부하, 즉 최대수요를 감당할 수 있는 발전설비를 갖추고 부하 변동에 따라 발전기들을 차례로 가동시키는 특이한 체계를 갖추고 있다.

더구나 첨두부하가 얼마가 될지 정확히 예측할 수 없고, 첨두부하시에 발전기 중에 일부가 고장이 날 가능성도 있기 때문에 예측되는 첨두부하보다 더 많은 크기의 발전용량을 유지해야 하는데, 이런 여유 용량을 예비력(reserve)이라고 부른다. 예비력을 얼마로 유지할 것인지는 전력공급시장에 대한 사회적 비용 차이에 따라 다른 해답이 나오지만, 일반적으로 15퍼센트 정도의 예비력을 유지한다. 우리나라의 경우는 2011년 9월 15일 급작스러운 공급부족 사태에 당면하여 의도적인 순환단전을 통하여 가까스로 대정전을 모면한 경험이 있기 때문에, 예비력 목표치를 22퍼센트까지 높여 놓은 상태이다.

만약 효과적인 수요반응을 통해서 첨두부하를 줄이거나 다른 시간대로 이전할 수 있다면, 첨두부하를 충족하기 위해서 유지해야 되는 발전설비 비용이 크게 줄어들 것이므로 사회 전체적인 효율성을 상당히 높일 수 있다. 이전에는 실시간 계량이 가능한 소비자들(주로 대형 소비자들)이었던 때문에 수요반응 프로그램들의 주요 대상이 대규모 수용가들이었으며, 수요반응 방식 역시 실시간 요금제를 통하여 이들 대규모 수용가들의 가격반응을 기대하는 것이 상으로 보다 구체적이고 관계지향적인, 소위 '수요관리(demand side management)' 프로그램에 대한 의존도가 컸다. 즉 공급부족이 예상될 경우에 미리 계약을 맺은 소비자들을 대상으로 수요감축을 지시하는 것이다. 물론 해당 소비자들은 이런 프로그램에 참여하는 대신 금전적 유인을 제공받는다.

실시간 전력소비량을 계량하는 AMI 보급이 확대되면, 소규모 소비자들에게 사용시간대에 따라 다른 요금을 적용하는 것이 가능해진다. 이런 요금제를 동적 요금제(dynamic pricing)라고 부르며, 다양한 형태의 동적 요금제가 존재한다. 이런 동적 요금제가 광범위하게 보급되면, 시간대별로 상이한 전기의 가치를 정확히 요금에 반영할 수 있을 뿐 아니라 이를 통하여 단기 수요반응의 규모를 상당히 증대시킬 수 있다.

현재의 경직적인 전기요금 제도가 효율적으로 결정되기 위해서는 소매판매 부문의 구조와 제도가 합리적이어야 한다. 분산형 재생에너지 발전 비중이 확대되는 오늘날 전력수요에 대한 가격탄력성을 고려하여 전기요금 시스템을 개선할 필요가 있다.

3. 요금체계 개선을 위한 고려 사항

가. 재생에너지 전원시대의 전기 유통구조

재생에너지 및 분산형 전원 중심의 전력산업에서 전기의 유통구조는 원자력이나 화력 중심의 기존의 전력산업과 다른 형태를 띠 가능성이 높다. 기존의 도매시장에서는 특정 시간대에 급전되는 전기는 기본적으로 동질적인 재화로 취급하여 하나의 시장에 포함될 수 있다. 그러나 재생에너지 전원은 간헐적 발전으로 인하여 급전이 안 되기 때문에 100% 동질적인 재화로 취급받기 어렵다. 이런 특징으로 말미암아 재생에너지 전원이 개별적으로 직접 도매시장에 참여하는 것이 어렵기 때문에, 기존의 방식과 다른 방식으로 시장에 참여하게 된다.

1) 중개사업자를 통하여 도매시장 풀 참여

재생에너지 전원이 개별적으로 도매시장에 참여하는 대신 중개사업자(agggregator)가 다수의 소규모 자원을 모아서 도매시장에 참여한다. 단일 자원은 변동성이 높지만, 다수의 자원을 모아 포트폴리오를 형성하면 개별 변동성들이 일부 상쇄되어 전체적인 변동성을 크게 줄일 수 있다. 또한 aggregation을 통하여 규모를 늘릴 수 있기 때문에 도매시장에 참여하기 위한 거래비용도 절감할 수 있다.

중개사업자들은 재생전원으로 포트폴리오를 구성하는 것이 아니라 수요자원, 전기저장장치 등과 함께 포트폴리오를 구성함으로써 전력 공급량을 급전 가능한 수준까지 끌어올릴 수 있고, 이를 통하여 전력시장에 단일 주체로서 참여하고 계통운영자로부터 급전을 받는다. 이런 조건으로 재생에너지 전원들이 일반 전원들과 대등한 조건으로 도매시장에 참여한다.

그러나 재생에너지 전원들의 aggregation을 통하여 상당한 정도까지 전력공급의 예측가능성을 높일 수는 있겠지만, 화력발전 수준까지 예측가능성을 높이는 불가능하거나 가능하다고 하더라도 상당히 많은 비용이 들 것이다. 이럴 경우에 중개사업자의 전력공급용량의 가치를 일반 발전기의 용량과 동일하게 취급할 것인지의 문제가 여전히 남게 된다.

재생에너지 전원이 일반 전원과 같은 도매시장에서 거래될 경우에 발생하는 또 다른 문제는 도매시장 가격의 변동성 문제이다. 재생에너지 전원은 고정비가 높은 대신에 연료비가 거의 제로에 가깝다. 따라서 이런 발전기의 비중이 높은 시장에서는 총부하에 비해서 재생에너지 전원들의 발전량이 상대적으로 많은 시간대에 시장가격이 제로 또는 제로에 가까운 수준에서 형성될 가능성이 높으며, 수요가 높아 화력발전소가 가동하는 일부 시간대에만 시장가격이 연료비를 반영하여 높은 수준에서 형성될 것이다. 이런 도매가격으로는 발전기들의 고정비를 회수할 수 없기 때문에 에너지 가격 이외에 추가로 용량가격에 의존할 수밖에 없다. 그러나 앞에서 논의한 것처럼, 아무리 중개사업자를 통하여 개별 재생에너지 전원의 발전량 변동성을 분산시키더라도 화력발전기와 동일한 수준의 급전 가능성을 확보하기 어렵기 때문에, 모든 전원이 참여하는 통합된 용량시장이 원활하고 효율적으로 작동하기 어렵다.

중개사업자의 예로 미국 캘리포니아에서 계획 중인 분산자원공급자(Distributed Energy Resource Provider, DERP) 프로그램이 있다. 캘리포니아 도매시장에 참여하기 위해서는 전원의 규모가 0.5MW 이상이어야 하는 규정이 있다. 대부분의 소규모 분산자원들은 이 기준을 통과하지 못하기 때문에 이들을 모아서 대규모의 단일 주체로 도매시장에 참여하는 중개사업자인 DERP 프로그램을 운용할 계획이다. DERP 등은 소규모 분산자원들을 모집하여 통합

관리함으로써 에너지 시장과 보조서비스 시장에 참여할 수 있으며, 스케줄관리자(Schedule Coordinator, SC) 기능은 스스로 담당할 수도 있고, 제3자에게 위탁할 수도 있다. DERP 는 기존의 유틸리티 회사들이 담당할 수도 있지만, 그 이외의 다른 기관들도 참여할 수 있다.

2) 도매시장 풀을 거치지 않고 직접 소매사업자에 판매

다른 가능성은 재생에너지 전원들이 굳이 높은 수준의 급전 가능성을 확보하여 일반 전원들과 동일한 조건으로 도매시장에 참여하려고 하는 대신에, 일반 전원과 별개의 도매시장을 형성하는 것이다. 이 경우에 급전이 되지 않고 대신에 연료비도 거의 들지 않는 재생에너지 전력은 발전량보다는 발전용량 자체가 도매로 거래될 가능성이 높다. 즉 특정 재생에너지 발전시설에서 생산되는 전력에 대한 권리를 거래하는 것이다. 다양한 재생에너지 전원들이 하나의 용량시장에 참여하여 단일한 용량가격이 형성될 수도 있지만, 개별 재생에너지 전원의 특성을 고려하여 개별적인 거래가 이루어질 수 있다.

예를 들어 태양광 발전용량과 풍력 발전용량은 다른 가치를 가지며, 동일한 태양광 발전기도 위치에 따라서 용량으로서의 가치가 달라진다. 소매판매 사업자들은 중개사업자를 통해서 재생에너지 전원을 구매할 수도 있지만, 직접 중개사업자의 역할까지 담당할 수도 있다. 즉 소매 판매 사업자가 직접 재생에너지 포트폴리오를 구성하는 것이다. 어차피 소매사업자들은 최종 소비자들을 직접 접촉하면서 수요자원 개발도 직접 시행할 수 있기 때문에 중개사업자의 역할을 담당할 수 있는 역량을 보유할 가능성이 높다.

재생에너지 발전은 특성상 기후 조건에 따라 발전량이 확률적으로 변하기 때문에 중개사업자 이든 소매판매 사업자이든, 이들을 aggregate 하는 입장에서 일부 지역에 집중된 전원만을 확보하는 것보다 전국적으로 분산된 다양한 형태의 전원을 확보하는 것이 유리하다. 전국적으로 다각화된 재생전원 포트폴리오를 구성해서 계약을 맺음으로써 분산 효과를 극대화할 수 있다. 마치 펀드매니저들이 다양한 주식으로 펀드를 구성하듯이 중개사업자나 소매사업자들이 각 재생에너지 전원을 평가하여 적합한 포트폴리오를 구성하고 그로부터 발전된 전력에 대해서 권리를 갖는 것이다. 이때, 특정 발전소의 발전량을 여러 계약자가 나누어서 지분으로 권리를 갖는 것도 가능할 것이다.

재생에너지 전원들이 중개사업자를 통하여 도매거래를 하든 아니면 소매판매사업자와 직접 거래를 하든, 재생에너지 전원으로 최적 포트폴리오를 구성하는 작업은 고도화된 정보처리 능력과 계산 능력 및 상황 판단을 요구하기 때문에 성과에 대한 강한 인센티브가 필요하다. 이런 작업을 현재와 같이 하나의 기관, 즉 전력거래소나 한전이 독점적으로 수행할 때 효율적인 결과도 담보될 것인지에 대해서는 논의해 볼 필요가 있다. 금융시장에서 하나의 공기업(예를 들어서, 금감원)이 전체 시장에서 단 하나의 펀드만을 구성하여 금융소비자들에게 제시하는 대신에 수많은 자산운용 전문회사들이 나름대로 펀드를 구성하여 경쟁적으로 판매하듯이, 전력 산업에도 수많은 중개사업자나 소매사업자들이 각각 최선의 재생에너지 포트폴리오를 구성하여 그것을 바탕으로 경쟁하는 소매사업자들이 핵심적인 역할을 할 것이다.

재생에너지 전원들이 도매시장에서 별도로 거래되게 되면, 나머지 일반 전원들만으로 도매시장이 따로 형성된다. 이들 전원은 일단 급전이 가능하다는 면에서 동질성이 크기 때문에 공동으로 현물시장을 구성할 수 있다. 이중 원자력은 기저 전원으로서의 역할을 하게 되고, 가스복

합 또는 가스터빈 발전기들은 첨두 및 재생에너지 전원에 대한 백업 전원으로서의 역할을 하게 된다. 석탄 전원은 퇴출되는 것을 전제로 한다.

이 시장에서 변동비가 가장 높은 가스터빈 발전기를 기준발전기로 하여 용량가격을 설정하면 장기균형에서 원자력, 가스복합과 가스터빈 사이의 최적 전원구성이 달성되고, 세 전원 모두 적정 보수를 확보하게 된다. 그러나 만약 현재 전원구성이 최적 구성과 괴리가 크고 장기균형 달성에 너무 많은 시간이 소요된다면, 전원별로 시장을 다시 분리할 수도 있다. 예를 들면 원자력을 분리하여 장기계약 중심으로 하고, 가스복합과 가스터빈을 묶어서 하나의 시장에서 거래되되, 각각 상이한 용량가격을 지급하고 차별화된 가격상한을 적용하는 이원적 용량가격 제도도 고려할 수 있다.

3) 최종사업자에 직접 판매

마지막으로 재생에너지 전원들이 도매시장을 생략하고 바로 최종소비자에 전기를 공급하는 방식이 있을 수 있다. 최종 소비자들은 일반적인 소매판매사업자를 통하여 전기를 공급받거나 또는 자신이 직접 분산형 전원으로 생산한 전기를 사용하면서, 일부 부족분을 재생에너지 사업자로부터 직접 공급받을 수 있다. 전형적인 프로슈머인 경우에는 자신이 생산한 잉여전기를 중개사업자에게 팔 수도 있지만, 직접 다른 최종소비자에게 판매할 수도 있다. 이런 방식의 직접적 거래는 양자간도 가능하지만 다자간 협약을 통해서도 가능하다. 그러나 예측불가로 발생하는 전기 과부족을 실시간으로 거래한다는 것은 기술적으로 구현하기 매우 어렵다. 따라서 이런 거래를 실현시킬 수 있는 시스템을 갖춘 전문 사업자의 참여가 필수적이다.

실례로서 영국의 Pico 프로그램이 있다. 이 프로그램은 온라인 전력 직거래 플랫폼으로서 소비자들이 실시간(30분 간격)으로 참여 재생에너지 발전사들의 전력공급을 확인하고 그 중에서 선택하여 전기를 사용할 수 있게 하는 일종의 이웃간 거래(Peer to Peer, P2P)이다. 스타트업 기업인 Open Utility에 의해서 제공되는 이 플랫폼은 실시간 입찰을 통하여 공급자와 소비자를 매칭시킨다. 네덜란드의 Vandebron은 웹기반 P2P 거래 플랫폼으로서 지역 재생에너지 발전사와 소비자들을 연결시켜 1년 또는 3년 단위의 전력공급 계약을 맺게 한다.

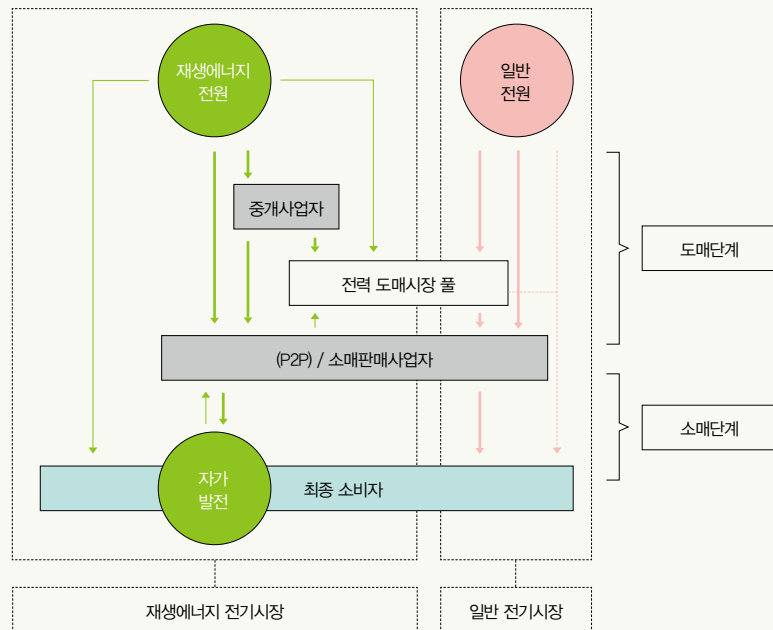
[그림 7-1-11] 피클로(Piclo) 개념도



현실에서는 이상의 세 가지 방식이 동시에 사용될 가능성이 높다. 재생에너지 전원들은 중개사업자를 통하여 도매시장 풀(pool)에 참여하기도 하고, 중개사업자를 통하여 소매판매사업자와 직접 거래하기도 하고, 아예 중개사업자를 거치지 않고 직접 소매판매사업자와 거래하기도 할 것이다. 심지어는 P2P 거래를 통하여 직접 최종소비자와 거래하는 것도 가능하다. 이런 거래 방식에 따라서 재생에너지 발전사들의 수입은 달라지겠지만, 기본적으로 발전량에 비례하는 에너지 가격에 비해서 최대발전 용량에 비례하는 용량가격 중심으로 수입이 결정될 것이다.

재생에너지 이외의 일반 발전기들은 여전히 기존의 방식으로 도매시장에 참여하는데, 재생에너지의 발전량에 따라 도매시장에서의 현물가격이 큰 변동성을 보일 것이다. 재생에너지만으로 부하를 충족할 수 있는 시간대에는 도매 에너지 가격이 제로에 가까운 수준이 되고, 그렇지 않고 일반 화력 발전기들이 가동하는 시간대에는 일반 발전기 중에서 한계발전기의 변동비가 균형 에너지 가격이 된다.

기저 발전기로서 원자력 발전의 존속 여부에 따라서 전력산업 전체의 구조와 운영 방식에 큰 차이가 있을 것이다. 원자력이 기저 역할을 하게 된다면 가스 발전기들이 전혀 가동하지 않은 시간대에도 전력도매시장 가격이 제로까지 내려가지는 않고 원자력의 변동비를 반영하여 아주 낮은 수준을 유지할 것이다. 만약 원자력 전원이 모두 퇴출하게 되면, 심야시간에 재생에너지 전기공급이 가장 낮기 때문에 가스 발전기들이 심야시간에 가동해야 할 것이다. 이렇게 되면, 심야 시간의 전기 생산의 한계비용이 첨두부하 시간 못지않게 높아질 수 있다. 반면에 원자력 발전이 계속 기저 전원의 역할을 하게 되면, 심야 시간대에는 원자력과 일부 재생에너지만으로 충분히 전력 공급을 충당할 수 있게 되므로, 심야시간대의 전력도매가격이 낮은 수준에서 유지될 것이다.



[그림 7-1-12] 재생에너지 전기와 일반 전기의 유통 경로

나. 요금 설계의 원칙

앞 절에서 논의한 것처럼 재생에너지 전원의 비중이 높아지면 도매시장의 구조가 변하게 되고, 이는 다시 소매시장의 구조와 요금제의 변화로 이어질 것이다. 요금 설계의 원칙으로 전력산업에서 전통적으로 받아들이고 있는 원칙은 소위 Bonbright의 원칙이라는 것이다. 이 원칙은 1961년 J. Bonbright에 의해서 처음 책으로 발표된 이후에 수십 년 동안 전기요금 설계의 지침 역할을 하고 있다. 이 원칙은 다음과 같이 요약될 수 있다.

1. **효과성 (effectiveness):** 전력회사의 투입자본과 운영비용이 적절한 투자보수와 함께 회수 가능해야 한다.
2. **형평성 (fairness):** 서로 다른 소비자들 사이에 비용을 공평하게 나누어야 하고, 부당한 차별이 없어야 한다.
3. **효율성 (efficiency):** 에너지의 효율적 이용을 촉진한다. 경제적 효율성을 담보한다. 즉 가격이 한계비용을 반영한다.
4. **안정성 (stability):** 수입과 현금흐름이 매년 안정적이다. 기존 소비자들에게 악영향을 주는 급격한 요금 변동을 최소화한다.
5. **간단명료성, 대중적 수용성, 실행 가능성**

이들 원칙은 매우 일반적인 원칙으로 발표된 지 55년이 지난 현 시점에서도 여전히 유효한 것으로 인식되고 있으나, 그 동안의 기술 발전으로 새로운 가능성들이 확장된 만큼 보다 세밀화된 기준이 필요하다. 예를 들어서 2015년 뉴욕주 공공서비스부의 요금설계 백서(2015)에는 다음과 같이 확대된 기준들을 설정하고 있다.²⁷

1. **비용유발 (cost causation):** 요금은 장기한계비용뿐만 아니라 기존의 고정비용(embedded cost)의 유발요인을 반영해야 한다.
2. **목표 유도성 (encourage outcomes):** 요금을 통하여 에너지 효율성, 첨두부하저감, 계통회복성 개선, 유통성, 환경부작용 감축 등 바람직한 목표 달성을 기술중립적인 방법으로 유도해야 한다.
3. **정책 투명성 (policy transparency):** 정책유인은 명시적이고 투명하며, 정부의 정책목표와 일치해야 한다.
4. **의사결정 (decision making):** 요금을 통하여 운영과 신규투자에 대해서 경제적으로 효율적이면서 시장원리로 작동하는 의사결정을 기술중립적으로 촉진해야 한다.
5. **공정한 가치 (fair value):** 소비자와 전력회사는 상호 상대방이 제공한 서비스에 대하여 공정한 가치를 지불해야 한다.
6. **고객 중심 (customer orientation):** 소비자 입장에서 실용적이고 명료하고 선택의 여지가 있어야 한다.

27 State of New York(2015)

7. **안정성 (stability):** 동적(dynamic)이고 정교한 요금제 하에서도 소비자들의 최종 요금은 비교적 안정적이어야 한다.
8. **접근성 (access):** 저소득 취약계층의 소비자들도 전기요금의 부담을 줄여 주는 여러 요금제를 이용할 수 있어야 한다.
9. **점진성 (gradualism):** 요금체계의 변화로 인하여 급격한 요금인상이 야기되어서는 안 된다.

이상의 원칙과 조건들을 어느 한 시점에 만족시키기는 쉬울 수 있지만 지속적으로 만족시키기 간단한 일이 아니다. 이를 위해서는 여러 이해관계자들의 견해를 수렴하고 신속하고 공평하며 중립적으로 의사결정을 내릴 수 있는 메카니즘이 필요하다. 또한 위와 같이 많은 조건들을 모두 충족시키려면 요금제 설계상에 많은 변수들을 통제할 수 있어야 한다. 즉 요금제 설계의 도구들이 많아야 한다. 기술 발전으로 저렴한 비용으로 개별 소비자들의 전력소비를 정밀하게 계량할 수 있고 통제하는 것까지 가능해졌기 때문에 요금설계에서 이용할 수 있는 도구들이 훨씬 다양해졌다. 이들을 적절히 이용하여 위의 원칙들을 최대한 충족시킬 수 있는 요금제를 설계해야 한다. 우선 요금을 통하여 회수해야 하는 비용들을 아래와 같이 나누어 볼 수 있다.

(1) 판매 비용 (원/고객)

- 계량기 설치, 검침, 과금 등 고객 관리에 드는 비용으로 일반적으로 고객 당 특정금액으로 고정된다.
- 판매 단계에서 발생하는 비용
- 주로 고객 당 고정 비용

(2) 송배전 비용 (원/kW)

- 고객을 계통에 연결시키기 위해 필요한 비용.
- 송배전 부문에 발생하는 비용
- 고정비용
- 첨두 및 미첨두 시간대 최대 사용량에 비례.
- 프로슈머의 경우, 수전 뿐 아니라 전력 판매 관련된 설비도 포함됨.

(3) 전력량 비용 (원/kWh)

- 각 고객이 사용하는 전력량을 생산하기 위해서 필요한 비용
- 주로 발전사에 발생하는 비용
- 도매가격 체계에 따라 소매판매 회사에 비용이 발생하는 형태가 달라짐.
- energy only 도매시장에서는 전력량에 비례
- capacity price가 있는 도매시장에서는 전력량과 별개로 용량비용 발생
- 각종 보조서비스 (ancillary service) 비용
- 송전혼잡 관련 비용

(4) 정부 서비스에 대한 비용 (원/kWh, 원/kW)

- 전력 시장과 계통을 운영하고 전력산업을 규제하기 위하여 소요되는 정부 서비스 비용
- 재생 에너지 지원 사업 등에 소요되는 비용

환경비용이 부과되는 경우에는 그 부과 방식에 따라서 위 비용 중의 일부에 반영된다. 예를 들어서 발전사들이 배출권을 구매해야 하는 경우에는 발전비용에 이 비용이 포함되며, 소매 판매 사업자가 RPS 의무 이행을 위해서 REC 구매 등에 지출한 비용은 (3) 또는 (4)에 추가 될 수 있다.

다. 소매시장구조와 요금제

시장 메커니즘은 앞 절에서 논의한 원칙들을 충족하는 요금제를 지속적으로 유지할 수 있는 제도 중의 하나로서 오랜 경험을 통하여 그 효율성이 확립되었다. 그러나 시장 구조가 경쟁적이지 않을 경우에는 독과점으로 인한 시장 실패의 가능성이 있기 때문에, 모든 지역이 전력소매판매 부문에 시장경쟁을 도입하지는 않고 규제 하의 독점이라는 방식을 이용하고 있다. 예를 들어서 미국의 경우에는 50개 주와 1개의 D.C. 특별구 중에서 14개 지역만 소매시장을 완전히 경쟁에 개방하고 있다. 나머지 주들은 소매경쟁을 아예 도입하지 않거나, 소매경쟁 도입 일정을 중간하거나 취소한 상태이다. 반면 EU 국가들은 EU 지침에 따라서 대부분 소매시장을 완전히 경쟁에 개방하였다. 그러나 실제로 경쟁이 활성화된 정도는 나라마다 차이가 많이 난다.

미국과 EU의 경험을 바탕으로 소매경쟁 도입 지역과 비도입 지역을 비교해 보면, 전반적인 요금 수준에서는 확연한 차이를 보이지 않는다. 그러나 시장경쟁 활성화 정도에 따라서 요금제의 다른 특성에서 상당한 차이가 있음을 알 수 있다.

[그림 7-1-13] EU 소매시장 자유화 기간과 요금 다양성 간의 관계
자료: ACER/CEER, 2016

Differentiation in retail supply offers is greater in markets with a longer liberalization history—electricity

Years since liberalization (nr of countries)	Year	Average number of offers	Average nr. of offers per supplier	% of spot-based offers	% of green offers	% of offers with additional services	Average switching rates
>10 (9)	2013	127	2.8	7	33	10	9.8
	2015	191	3.4	10	46	7	9.9
5(<=10) (17)	2013	20	2	0	17	2	4.4
	2015	33	2.7	3	15	9	4.6
<=5 (3)	2013	1	1	0	0	0	0
	2015	1	1	0	0	0	0

[그림 7-1-13]은 유럽의 규제기관 연합 성격을 띤 ACER/CEER 두 기관의 공동 보고서에서 인용한 것으로, EU 회원 국가들을 소매경쟁 도입 기간에 따라서 10년이 넘는 국가(9개국), 10년 이하 5년 초과인 국가(17개국), 그리고 5년 이하인 국가로 구분하고 각 그룹에서 요금제의 특성들을 비교하고 있다. 소매경쟁 도입 이후 10년이 초과한 국가들은 i) 판매사업자 당 요금제 개수가 더 많으며, ii) 동적 요금제(spot-based offers)의 비중이 더 높고, iii) 또한 green pricing의 비율이 훨씬 더 높아서 소매판매 경쟁이 활성화된 국가에서 green pricing도 활성화된 것을 알 수 있다.

이런 경향은 미국에서도 마찬가지이다. Christensen Associate (2016)의 보고서에 의하면, 미국에서도 소매판매 경쟁이 도입된 주들이 그렇지 않은 주들에 비하여 동적 요금제나 greening pricing의 도입이 더 활발한 것으로 나타났다.

4. 요금제도 개선 방향

가. 독립적인 전기요금 결정 시스템의 확립

재생에너지 중심의 전력산업 시대에 적합한 전기요금체계를 구체적으로 논의하는 것도 중요하지만, 우리나라의 경우에는 그보다 먼저 전기요금을 결정하는 사회적 시스템에 대한 논의가 필요하다. 앞에서 논의한 바와 같이, 현재 우리나라의 전력 소매판매 구조는 공기업인 한전 독점체제이고 그 대신에 정부의 강력한 규제 하에 있다. 실제로는 주무부서인 산업부가 전기요금체계를 전적으로 결정한다고 해도 과언이 아니며, 그 결과 최근에는 정치권의 입김이 강하게 작용하고 있다. 이런 제도 하에서는 강력한 이익집단이 정치권에 대한 민원을 통하여 자신들에게 유리한 방향으로 전기요금체계를 변경시키려는 유인이 작용하게 되므로 효율성이나 형평성 등 전기요금 결정의 중요한 원칙들이 위협받게 된다. 뿐만 아니라 물가 관리, 중소기업 지원, 영세상인 지원, 등 갖가지 사회적 요구들을 전기요금을 통하여 관철하려는 움직임까지 발생하게 된다.

이렇게 전기요금 결정이 비합리적 요인의 영향을 받는 것을 방지하는 것이 무엇보다도 시급한 과제이다. 특히 재생에너지 비중이 증가하게 되면, 전기 소비자들 사이에 다양한 형평성 문제가 대두될 수 있다. 예를 들어서 특정 전원을 정책적으로 지원하기로 결정하면, 그 재원을 마련하기 위하여 다양한 부류의 전기소비자들에게 부과금을 책정할 수 있다. 이 경우에 과연 지원금을 부담한 소비자들이 미래에 그에 상응하는 혜택을 받을 수 있는지, 아니면 다른 소비자나 사업자들에게 혜택이 돌아가는지에 따라 형평성에 큰 차이가 날 수 있다.

우리나라는 용도별 전기요금제에서 각 용도별 전기공급 원가가 공개되지 않고, 또한 공개된다고 하더라도 그 계산 방법에 대한 의문점이 많기 때문에 용도간 교차보조 문제가 꾸준히 제기되고 있다. 투명성이 결여된 상태에서 일반적으로 용도별 전기요금 체계가 결정되기 때문에, 모든 부류의 소비자들이 자신들의 요금이 불리하게 책정되었고 그로 인하여 다른 소비자들에게 보조금을 제공하고 있다는 불만을 제기하고 있다. 재생에너지와 분산형 전원이 활성화되는 시대에는 소비자들 사이의 형평성 문제가 더 커질 수 있다. 최근 미국에서 문제가 되고 있는 Net Energy Metering (NET)이 전형적인 예이다. 앞에서 언급한 바와 같이, 이 제도는 태양광 등 분산형 전원을 자체적으로 설치한 소비자들 즉 소위 프로슈머들에 적용되는 요금제도로써, 이 제도 시행 결과 전기를 많이 사용하는 프로슈머들이 계통 서비스에 이용에 대한 대가를 거의 지불하지 않고 무임승차를 하게 되고, 그 부담을 소규모 일반 소비자들에게 전가하게 된다. 이처럼 전기요금체계의 설계에 따라서 소비자들 사이의 형평성에 큰 변화가 있을 수 있기 때문에, 전기요금 결정에서의 정치적 중립성은 매우 중요하며, 소비자들 사이의 차별화가 심화되는 재생에너지 중심 시대에는 그 중요성이 더욱 크다. 현재 우리나라의 시스템을 그대로 유지한 채로 재생에너지 중심으로 전환하게 된다면 많은 문제점들이 발생할 것으로 예상된다.

나. 비용 유발(Cost Causation)을 충실히 반영하는 요금

앞에서 소개한 2015년 뉴욕주 요금설계 기준 중에서 가장 먼저 등장하는 것이 비용유발(cost causation)이다. 비용을 유발하는 소비자를 정확히 구별하여 그에 상응하는 요금을 부과하는 것이다. 이 원칙이 정확히 지켜지면, Bonbright가 주장한 효과성, 효율성과 형평성의 원칙은 저절로 충족되게 된다. 비용유발자들이 그 비용만큼 요금을 지불하면 사업자들의 비용 보전이

재생에너지 중심의 전력산업 시대에 적합한 전기요금체계를 구체적으로 논의하는 것도 중요하지만, 그보다 먼저 전기요금을 결정하는 사회적 시스템에 대한 논의가 필요하다.



효과적으로 이루어지는 것은 당연하다. 효율성 측면에서도 가격이 한계비용과 일치할 때에 가장 효율적인 생산과 소비가 이루어진다는 것은 경제학에서 잘 알려진 명제이다. 형평성 측면에서 자신이 유발한 비용을 자신이 부담하는 요금제 하에서는 다른 사람의 비용을 부담하는 교차보조가 발생하지 않기 때문에 형평성을 담보할 수 있다.

이처럼 비용유발 원칙에 충실한 요금제의 당위성에는 이견의 여지가 거의 없음에도 불구하고, 이 원칙을 실행에 옮기는 것이 기술적으로 쉽지 않은 경우가 많다. 개별 소비자의 비용 유발을 정확히 측정하는 것이 기술적으로 불가능하거나 실용적이지 않기 때문이다. 예를 들어서 시간대별 전력사용량을 측정하지 못하면, 첨두부하시간대 한계비용이 높은 전기를 많이 사용한 소비자에 대해서 더 높은 요금을 부과하는 것이 불가능하다.

수요의 변동폭이 커서 평균 수요에 비하여 최대 수요가 높은 소비자는 사용량 대비 용량비용을 더 많이 발생시킨다. 최대 수요를 충족하기 위한 예비 용량의 필요가 더 크기 때문이다. 이런 소비자에 대해서 더 높은 요금을 부과하는 것이 비용유발 원칙에 부합하는데, 이것도 시간대별로 전기 사용량을 정확히 측정할 수 있을 경우에만 가능하다. 동일한 최대 수요도 그것이 계통 전체의 최대부하 시간대에 발생하는지, 아니면 계통 전체의 부하가 낮은 심야시간대에 발생하는지에 따라서도 용량 비용의 유발 정도가 다르기 때문에 이런 차이도 정확히 측정하여 요금에 반영하는 것이 바람직하다.

비용유발에 따른 요금 책정을 위해서는 비용유발을 정확히 측정하는 것도 중요하지만, 그 유발 정도를 소비자에게 적시에 알리는 것도 중요하다. 예를 들어서 발전 변동비가 높은 시간대에 전기를 사용할 경우에 더 높은 요금을 책정하고자 한다면, 그 사실을 사전에 또는 최소한 실시간으로 소비자들에게 공지할 필요가 있다. 계시별(Time of Use, TOU) 요금제의 경우에는 계절과 시간대에 따라서 사전에 요금이 결정되어 있으므로 이 사실은 소비자들에게 잘 인지 시키면 된다. 그러나 실시간으로 도매시장 상황에 따라서 다른 요금을 책정하는 실시간 요금제(Real Time Pricing, RTP)의 경우에는 요금 변화를 실시간으로 소비자들에게 전달해 줄 수 있는 장치가 필요하다.

스마트 그리드의 보급으로 개별 소비자들의 비용유발을 상당히 정확히 측정하는 것이 가능해졌을 뿐만 아니라, 개별 소비자들을 통제하는 것도 가능해졌다. 예를 들어서 계통부하가 급등하여 공급시장 사태의 발생 위험에 직면할 때에, 이전에는 무차별적으로 특정 지역 전체에 단전하는 소위 순환단전(rolling blackout)을 시행하였다. 이 경우에, 송강기나 냉장시설 등 전기 공급이 반드시 필요한 시설에 대해서도 단전이 발생하기 때문에 상당한 피해가 발생하였다.

그러나 소비자들을 개별적으로 통제할 수 있으면, 사전에 작성된 계약에 따라서 특정 조건에서 단전 또는 전기 공급 제한에 대해 동等的한 부하에 대해서만 전기 공급을 제한할 수 있기 때문에 별로 큰 피해 없이 수요를 조절할 수 있다. 또한 정보통신의 발전으로 개별소비자들에게 실시간으로 요금 변화를 공지하는 것도 기술적으로 가능하다. 소비자들이 핸드폰으로 실시간 기온을 확인하듯이 실시간 전기요금을 확인할 수 있기 때문이다. 전기사용량에 대한 정확한 계량과 개별적 통제 가능성이 결합되면, 비용유발 정도를 정확히 반영하는 요금 책정이 가능해진다.

재생에너지와 분산형 전원 위주의 전력 계통에서의 소비자들의 비용유발 행태는 대형 화력발전 중심의 전력 계통의 경우와 상당히 다르다. 화력발전은 계통운영자로부터의 급전이 가능하기 때문에, 소비자들의 비용유발은 시간대별로 한계 발전기의 변동비와 계통 첨두부하에 대한

기여 정도에 따라서 차이가 발생한다. 그러나 재생에너지 중심의 계통에서는 급전이 불가능한 전원의 비중이 커지기 때문에, 기상 조건에 따라서 시간대 별로 발전비용이 변동하게 된다. 태양광이나 바람의 세기는 밤과 낮, 맑고 흐린 정도, 계절 등에 따라서 어느 정도 예측 가능하게 변화기도 하지만, 예측 불가능하게 변하는 부분도 많다. 따라서 개별 소비자의 비용유발도 소비자 본인의 선택이 아니라 재생에너지 발전 여건에 따라서 변하게 된다. 흐리고 바람이 없는 기상 조건에서 사용하는 전기는 높은 비용유발 효과가 있다. ESS 등 에너지 저장장치에 저장된 전기를 사용하거나 아니면 가스 등 백업 발전기에서 발전된 전기를 사용해야 하는데, 이들은 모두 높은 비용을 유발하기 때문이다.

재생에너지 및 분산형 전원 중심의 전력계통에서 소비자들이 요금을 통하여 보전해야 하는 비용들을 열거해 보면 아래와 같다.

1. 재생에너지 전원 설비투자비 및 유지보수 비용
2. 기타 일반 전원 관련 비용
 - 1) 설비투자비 및 유지보수비
 - 2) 연료비
3. ESS 등 대규모 전기 저장장치 설비투자비 및 유지보수 비용
4. 계통 유지를 위한 보조서비스 관련 비용

발전사들은 이런 비용들을 최종소비자들에게 직접 청구하기보다는 소매사업자들에게 도매가격이라는 형태로 청구하게 된다. 소매사업자들은 다시 이 비용을 최종소비자들에게 소매요금의 형태로 청구하게 된다.

다. 재생에너지 중심 시대의 전기요금 제도

재생에너지 전원의 비중 증대로 전력산업의 구조와 도매시장 거래형태가 변하게 되면, 전기요금 설계의 일반 원칙 특히 비용 유발을 정확히 반영하는 요금체계를 새롭게 설계해야 한다. 새로운 요금체계는 아래와 같은 특성을 띄어야 한다.

1) 요금 분리부과 (unbundling)

재생에너지 전기와 일반 전기는 시장이 통합되지 않고 분리될 가능성이 높으며, 그에 따라서 최종소비자에 부과되는 요금도 재생에너지 전기와 일반 전기 사이에 분리되어 부과될 가능성이 높다. 뿐만 아니라 송배전 서비스에 대한 사용요금도 이전처럼 전력량 요금에 포함되어 비례적으로 부과되기보다는 별개의 항목으로 분리되어 부과될 것이다. 특히 프로슈머들은 계통으로부터의 전기 순구매량이 작기 때문에 전력량 요금으로 고객 유지를 위한 고정비용이 보전되기 어렵기 때문에 송배전 요금을 별도로 부과하는 것이 중요하다.

이처럼 분리된 서비스들은 각각 별개의 사업자에 의해서 공급될 수도 있고, 동일한 사업자에 의해서 공급될 수도 있다. 예를 들어서 하나의 소매사업자가 재생에너지 전기와 일반 전기를 모두 판매하면서 소비자들이 선택적으로 구매하게 할 수도 있고, 아니면 이 두 가지 전력을 각각 다른 소매사업자들이 판매할 수도 있다.

비용을 유발하는 소비자를 정확하게 구별하여 그에 상응하는 요금을 부과하면 효과성, 효율성, 형평성을 추구할 수 있다.



소비자들에게 재생에너지 전기와 일반 전기 사이에 자유로운 선택이 가능한지 여부는 별개의 문제이다. 만약 재생에너지가 완전히 경쟁력을 확보하여 정부의 보조나 지원 없이 독자적으로 생존할 수 있다면, 최종 소비자들은 그야말로 자유롭게 두 가지 전기 중에서 선택할 수 있게 된다. 그러나 현재의 RPS와 같은 규제가 계속 유지된다면, 소비자들이 자유롭게 두 가지 종류의 전기를 선택할 수 없게 되고, 전기 소매판매회사들이 자체적으로 RPS 기준에 맞도록 두 가지 전기를 구매하여 소비자들에게 유사한 조건 하에 재판매하게 될 것이다.

2) 재생에너지 전기요금

소매사업자들은 자신들이 확보한 재생에너지 발전량을 소비자에게 공급하게 되는데, 이들 전력은 한계비용이 거의 제로이기 때문에 전력량에 비례하는 요금보다는 확보된 재생에너지 설비에 대한 고정비용을 분담하는 형태의 고정 요금제가 적합하다. 일정 용량의 재생에너지 공급 계약을 맺으면, 그 계약에 포함된 재생발전기들이 생산한 전력의 일정 지분을 추가 비용없이 무료로 공급받게 된다. 이런 요금제는 유선인터넷이나 이동통신 서비스에서 기본요금을 지불하고 일정한 한도 이내에서 무료로 인터넷이나 이동통신을 사용하는 것과 유사하다. 단 이때의 무료 전력 공급량의 한도는 통신 서비스처럼 한 달 단위가 아니라, 30분이나 1시간 단위로 설정될 것이다. 또한 이 무료 전력량은 고정된 것이 아니라 재생에너지 전원의 발전량에 따라 변화한다.

예를 들어 시간당 최대 1kWh 재생에너지 전원이 발전한 전기를 무료로 이용할 수 있지만, 기상 관계로 재생에너지 전원의 발전량이 낮다면 그보다 더 낮은 수준에서 무료 공급이 제한된다. 재생에너지 발전량이 무작위로 변하기 때문에 매 시간대에 얼마만큼을 무료로 제공할 수 있는지 사전에 약속할 수 없고, 다만 최대 얼마까지 무료로 할 수 있지만 약속할 수 있다. 이 점은 재생에너지 발전의 특성이기 때문에 불가피하다. 다만 전기저장 기술이 획기적으로 발전하여 아주 낮은 비용으로 전기를 저장할 수 있게 되면 재생에너지 발전도 급전 가능한 일반 발전과 차이가 없어지겠지만, 적어도 가까운 미래에 이런 기술발전이 상업화되기는 어려운 것이므로 그 이전에는 최종 소비자들이 재생에너지 전원의 발전량 변동성을 받아들일 수밖에 없다.

소매사업자는 재생에너지 전원 포트폴리오를 가장 효율적으로 구성하여 소비자들에게 가격 대비 최선의 재생에너지 전력을 공급하는 능력으로 경쟁력을 평가받게 된다. 소비자들이 전기를 많이 소비하는 시간대에 최대한의 전력을 안정적으로 공급할 수 있는 능력이 요구된다.

이런 재생에너지 전기 요금은 현재 일부 지역에서 시행되는 green pricing의 연장선상에서 생각할 수 있다. 현재는 재생에너지 전기가 생산단가가 더 높기 때문에 일부 환경 의식이 높은 개별 소비자들이나 기업들이 추가적인 요금을 부담하면서 재생에너지 전기를 따로 구매하지만, 진정한 grid parity가 확보되면 재생에너지 전기의 소비가 훨씬 보편화 될 것이다. 참고로 현재 미국에서 시행되고 있는 green pricing들은 다음과 같다.

가) Green pricing 및 여타 재생에너지 전기 요금의 종류

- ① **Green pricing:** 소매시장에서 고객들이 전기요금 중에 추가 항목으로 재생에너지를 구매하고 추가 요금을 지불하는 제도로서, 판매사업자는 고객들이 구매한 수량만큼의 재생에너지에 해당하는 REC를 소각하여 RPS 의무 충족에 사용할 수 없게 된다. 결과적으로 판매사업자는 RPS 의무 충족을 위해 더 많은 재생에너지를 구매해야 한다.

- ② Green tariff: 소매시장에서 대규모 수용가가 기존의 판매회사를 통하여 특정 재생에너지 발전사업자로부터 green power를 구매하는 제도로서, 판매회사가 고객을 대신하여 재생 에너지 사업자로부터 전기와 REC를 구매해 준다. 고객은 판매회사에게 green tariff을 지불하는데, 이 제도는 주로 대규모 비주택용 수용가들에 한정된다. green pricing과 달리 고객은 전기와 REC에 대해서 별도의 가격을 지불한다.
- ③ 자발적 REC 분리구매: 전기소비자들이 전기와 분리되어 판매되는 REC를 직접 구매하는 방식이다. 이렇게 자발적으로 구매하는 REC는 RPS 의무충족용으로 이용될 수 없다.
- ④ 커뮤니티 집단 구매: 일정 지역 주민들이 공동으로 재생에너지 전기를 취급하는 판매사업자와 계약을 맺어 전기를 구매하는 방식으로 지역 주민 중에서 원하지 않은 소비자들에게는 참여하지 않을 (opt-out) 선택권을 부여한다.
- ⑤ 자발적 재생 PPA: 재생에너지 발전사와 고객 사이에 장기계약을 맺어, 실제로 전기를 공급하거나 아니면 금융차액정산계약(Contract for Difference, CfD)을 맺어 차액을 정산하는 제도로서 주로 비주택용 고객들이 장기계약을 맺어 이용한다.
- ⑥ 커뮤니티 태양광: 기존 전력회사나 제3자가 태양광 발전설비를 건설하고, 그 용량(kW) 또는 발전량(kWh)을 회원가입자들에게 선판매하고, 그 판매량에 비례하여 회원들의 전기요금에서 공제하는 제도.

재생에너지 중심 시대에는 위 제도들 중에서 REC만 분리하여 구매하는 제도 이외에 실제 전기를 구매하는 제도와 유사한 방식으로 재생에너지를 일반 소비자들에게 광범위하게 판매하게 될 것이다.

3) 일반 전기요금

재생에너지 전기만으로 전기수요를 항상 전량 충족시키는 것은 불가능하기 때문에, 원자력이나 화력 발전의 기저 또는 백업(backup) 발전기 역할이 여전히 필요하다. 원자력 발전이 미래에도 계속 존속할 것인지는 국민적인 선택의 문제로서 아직까지 공감대가 형성되지 않고 있다. 그러나 석탄 발전의 경우에는 온실가스, 미세먼지 등의 최악의 환경문제를 명백히 일으키고 있기 때문에, 획기적인 기술 발전이 없는 이상 가까운 미래에 퇴출될 것이 거의 확실해 보인다. 가스발전의 경우에는 온실가스와 미세먼지 배출량이 석탄 발전에 비하여 절반 이하이고 또한 증감발 속도가 빠르기 때문에 무작위로 변동하는 부하와 재생에너지 발전량에 대한 백업 수단으로서 적어도 가까운 미래에는 여전히 큰 역할을 할 것이다. 특히 부하와 재생에너지 변동이 중첩되어 일반 발전기들에 대한 부하가 하루 중에도 큰 폭으로 변할 가능성이 높는데, 앞에서 언급한 California Duck Curve가 이런 현상을 단적으로 보여 준다.

일반 전기는 이들 전원으로 구성된 소매시장에서 별도로 거래되고, 전기요금 역시 이 소매시장 가격을 반영하여 책정될 것이다. 이 점에서 일반 전기의 요금은 현재의 전기요금과 개념적으로는 큰 차이가 없을 것이다. 그러나 가스 전원들이 주로 백업 용도로 쓰인다는 점에서 다음과 같이 현재와 차이를 보일 것이다.

재생에너지와 일반 전기의 요금제도가 분리될 가능성이 높기 때문에 각각의 요금체제, 그리고 프로슈머의 전기요금 시스템도 구성할 필요가 있다.



가) 평균적으로 높은 요금수준

백업용 가스발전기들은 가동시간이 지금보다 훨씬 적기 때문에 고정비용을 보전하기 위해서 평균적인 요금이 지금보다 높아질 것이다. 전원 구성면에서도 짧은 가동시간에 적합하고 증감발 속도가 빠른 가스터빈 발전기의 경제성이 높아지기 때문에 이들의 비중이 높아지고 반면에 가스복합발전기의 비중은 지금보다 낮아질 것이다.

나) 실시간 요금제 확대

재생에너지 발전량에 따라서 일반 전기에 대한 수요가 급변하고 그에 따라서 다시 일반 전기의 도매가격이 원전 변동비 수준에서 가스터빈 발전기의 변동비 수준에 이르기까지 큰 폭으로 급격히 변할 것이며, 소매요금도 이런 도매가격 변동을 반영하여 큰 폭으로 무작위로 변할 것이다. 그러므로 소매요금체제에서 계시별(Time of Use, TOU) 요금제는 더 이상 유용하지 않게 되고 실제 도매가격을 실시간으로 반영하는 실시간 요금제(Real Time Pricing, RTP; Critical Peak Price, CPP 등)가 필수적으로 적용된다. 실시간 요금제 하에서는 소비자들이 요금 변동에 따라서 수요를 시간대별로 대체할 유인이 강하게 발생하게 되므로 수요 자원 활용이 극대화된다. 현재와 같이 총부하의 변동이 외생적으로 먼저 결정되고 나면 발전량이 그것을 추종하는 것이 아니라 반대로 재생에너지 발전량이 외생적으로 결정되면 총부하가 그에 맞추어 조절되는 상황이 보편화된다. 이런 구조에서 시간대별로 개별 소비자들의 부하를 정확히 측정하고 경우에 따라서는 개별적으로 소비자들의 부하를 통제할 수 있는 기술이 핵심 역할을 담당한다.

다) 기본요금 비중의 증대

일반 전기요금의 전력량 요금뿐만 아니라 기본요금 책정 문제도 다시 대두되게 된다. 이 문제는 현재에도 일부 논란의 대상이 되지만, 일반 발전기의 가동시간이 급감하는 미래에는 더 중요한 문제가 될 것이다. 백업 발전기로서 일반 발전기들을 유지하기 위해서는 요금을 통하여 이들 발전기의 고정비를 보전해 주어야 하는데, 전력량 요금에만 의존하기에는 수입의 불확실성이 너무 크다. 따라서 충분한 투자 유인을 제공하기 위해서는 도매시장에서 용량요금의 비중을 늘려야 하고, 도매시장에서 용량요금의 비중이 커지면, 결국 소매시장에서 요금 중에 기본요금의 비중이 커질 수밖에 없다.

문제는 기본요금의 결정 방식인데, 연간 최대 수요가 첨두 시간대의 수요에 비례하는 소위 demand charge 방식이 현재 가장 광범위하게 이용되고 있으며, 미래에도 기본적으로 이 방법이 적용될 것이다. 스마트 그리드가 발전하면, 이 방법 외에도 전력공급 부족시에 부하를 차단(interrupt)할 수 있는지의 여부도 기본요금에 반영될 수 있다. 어떤 일이 있어도 반드시 전기를 공급받아야 하는 소비자들(예를 들어서 정밀 전자장비 사용자, 병원 등)은 더 높은 기본요금을 부담하고 반면에 계통의 필요에 따라 부하를 제한할 수 있는 소비자들은 그만큼 낮은 기본요금을 부담하는 것이 형평성에 부합한다. 이렇게 기본요금을 적절히 책정하는 것은 전기 수요의 증감에 관계없이 설비투자비를 보전할 수 있게 하고 소비자들 사이의 형평성을 담보한다는 측면에서 매우 중요한 사안이다.

4) 프로슈머 전기요금

재생에너지 전원을 자체적으로 설치하고 그 발전량을 직접 소비하거나 아니면 계통에 판매하는 소비자들이 늘어나게 된다. 이미 미국 등에서 roof-top 태양광 발전시설을 구축하여 생산된 전기를 자가 소비하거나 판매하는 소비자들이 급증하고 있다. 이들 소비자에 대해서 어떤 요금제를 적용하며, 또한 이들이 발전하여 재판매하는 전기에 대해서 어떤 가격을 지불하는가의 결정은 소매판매회사의 수익성뿐만 아니라 소비자들 사이의 형평성 등 여러 측면에 영향을 미친다.

앞에서 수차례 언급하였듯이 미국에서는 상계요금제(Net Energy Metering, NEM) 방식이 많이 사용되었는데, 프로슈머의 숫자가 늘어나면서 이 요금제의 문제점들이 드러나고 있다. 이 요금제는 프로슈머가 생산한 만큼의 전력량을 자신이 소비한 전력량에서 차감하여 순(net)사용 전력량에 대해서만 소매요금을 적용하는 방식이다. 순사용량은 시간대별이 아니라 요금청구 기간별로 계산하기 때문에, 청구기간 전체로는 발전량이 자체 소비량보다 작지만 시간대별로는 발전량이 자체소비량을 초과하는 시간대가 발생할 수도 있다. 프로슈머의 발전량이 자신의 소비량을 초과하는 경우에는 소매요금을 역으로 지급하기보다는 다음 청구기간에 대해서 credit를 부여한다. 이 credit는 일 년 주기로 소멸되는데, 경우에 따라서는 일부가 다음 해로 이월되기도 한다.

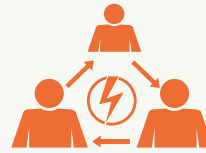
이 방식은 결국 프로슈머들이 발전한 전력에 대해서 소매가격을 책정하여 지불한다는 것을 의미하는데, 이 방식은 여러 가지 문제를 야기하고 있다. 첫째, 프로슈머들은 평균적으로 대규모 수용가들인데, 이들에 대해서 순 전기사용량에 대해서만 소매요금을 부과하면 결과적으로 이들은 매우 작은 전기요금을 내게 된다. 문제는 현재까지의 전기요금은 전력량 요금에 대한 의존도가 높기 때문에 송배전 설비나 예비력 등 고정비를 전력량에 비례하여 소비자들에게 전가하고 있다는 점이다. 이런 요금체계 하에서 순 전기사용량에 비례하여 전기요금을 납부하는 프로슈머들은 결과적으로 송배전 설비나 예비력을 거의 비용을 부담하지 않고 무료로 사용하게 되고, 그 부담을 프로슈머가 아닌 일반 소비자들에게 전가하게 된다. 일반 소비자들이 프로슈머에 비해서 평균적으로 규모가 작다는 점을 고려하면 소규모 소비자들이 대규모 소비자에게 보조금을 지급하게 되는 것이다.

뿐만 아니라 소규모 소비자들에 대한 전기요금이 평균적으로 높아지게 되면서 이들도 점차 프로슈머로 전환하게 되고 다시 송배전 설비와 예비력 설비에 대한 부담을 더 적은 수의 일반 소비자들에게 전가하는 악순환이 발생하면서 전력회사의 생존기반이 급격히 무너지는 사태가 발생하고 있다.²⁸

이런 사태를 피하기 위해서 송배전 비용에 대한 요금을 전력량 요금에서 분리(unbundle)해야 된다는 주장이 제기되고 있으며, 특히 프로슈머들은 전기를 계통에 역판매하기 위해서 추가적인 배전설비를 이용하기 때문에, 이들에 대해서는 순 전기사용량에 비례하는 전기요금이나 아니라 실제 송배전 설비 사용량에 비례하는 요금을 부과해야 한다는 주장이 제기된다.

28 이런 현상을 death spiral이라고 부른다.

급전 공급여부에 따라 일반전기와 재생에너지는 분리된 시장에서 거래될 것이며 소매사업자나 중개사업자 간의 경쟁을 통해서 이들의 수요독점력을 막을 수 있다



두 번째 이슈는 프로슈머들이 생산한 전기에 대한 지불요금 책정 문제이다. 상계요금제는 기본적으로 소매요금을 책정하는 방식이다. 그러나 과연 프로슈머가 발전한 전력에 대해서 소매요금을 책정하는 것이 타당인가에 대한 논의가 있다. 프로슈머가 아닌 일반적인 재생에너지 발전사가 발전한 전력에 대해서는 소매사업자와의 계약에 따라서 가격이 책정되지만 기본적으로 도매가격이기 때문에 소매가격과 차이가 난다.

보다 합리적인 제도는 프로슈머가 발전한 전력을 일반 재생에너지 발전사업자가 발전한 전력과 동일하게 취급하는 것이다. 그런데 문제는, 앞 절에서 이미 논의한 바와 같이, 일반 전력과 달리 재생에너지 전원에서 발전된 전력은 통합시장에서 시장가격을 책정하기가 어렵다는 점이다. 그렇다고 소매사업자가 개별 프로슈머에 대해서 일일이 가치를 평가하여 개별 계약을 맺는 것은 현실성이 떨어진다.

이에 대한 대안으로 최근에는 프로슈머의 태양광 발전의 가치를 특정 공식을 이용하여 계산하고 그 구매가격을 책정하는 Value of Solar(VOS) 방식이 시도되고 있다. 이 방식은 2012년 Austin Energy와 Clean Power Research가 공동으로 개발한 방식으로, 프로슈머가 발전한 태양광 발전의 가치를 미리 정해진 공식에 따라서 계산한다. 이 공식은 프로슈머가 생산한 태양광 발전에 대해서 다음의 요인들을 반영하여 가치를 계산한다. (i) 분산형 전원으로서의 송배전 손실 감소 (ii) 도매시장에서 전력구매 비용 감소 (iii) 용량요금 지급 비용 감소 (iv) 연료비 불확실성 감소 (v) 송배전 설비투자비 절약 (vi) 화석연료 대비 환경비용 감소.

라. 소매사업자, 중개사업자 및 재생에너지 발전사 간의 관계

앞에서 언급한 것처럼, 재생에너지 전기는 여러 차원에서 고도로 차별화되기 때문에 하나의 통합시장에서 거래되기 어렵다. 일반 전기의 경우에도 전원별 특성에서 차이가 난다. 고정비와 변동비의 비율, 증감발 속도 등에서 원자력 발전과 석탄 발전, 그리고 가스 발전 사이에는 상당한 차이가 있다. 그러나 이들은 모두 계통운영자의 지시에 따라 급전가능하기 때문에 이들이 생산하는 전력은 동질성을 갖는다. 즉 생산 방법과 비용 면에서는 차이가 있지만, 그 결과로 생산된 상품 자체는 동질적인 것이다.²⁹ 그러나 재생에너지 전기는 급전이 되지 않고 기후 조건에 따라 생산량에 차이가 발생하기 때문에 동질적인 상품으로 보기 어렵다. 언제든 지 요구만 하면 공급받을 수 있는 전기와 공급 여부나 공급량 자체가 불확실한 전기는 차이가 난다. 전자는 확실한 상품(commodity)이고 후자는 기후조건 등에 따라 공급여부가 달라지는 일종의 조건부(contingent) 상품이 된다. 조건부 상품은 일단 배달된 상품의 물리적 특성이 같다고 하더라도 그 배달 조건에 따라서 차별화가 이루어진다.

이처럼 차별화된 재생에너지 전력은 하나의 통합시장에서 거래가 될 수 없고, 개별적으로 거래가 이루어져야 한다. 경제학적인 용어를 사용하자면, 독점적 경쟁(monopolistic competition)의 시장구조를 갖는 것이다. 소매사업자나 중개사업자들은 이들 재생에너지 발전사들로 포트폴리오(portfolio)를 구성하여 소비자들에게 저렴하고 안정적인 전기를 제공해야 한다. 이 과정에서 재생에너지 전원들의 소비자들에 대한 기여도를 정확히 평가하고 그 기여도에 따라서 개별적으로 가격협상을 해야 한다. 이런 역할을 제대로 수행하기 위해서는 소매사업자나 중개사업자

29 증감발 속도의 차이는 전력의 품질에 약간의 차별성을 야기한다.

에게 매우 강력한 동기가 있어야 하고 소매사업자나 중개사업자간의 경쟁은 이런 동기를 제공할 수 있는 최선의 방책이다. 또한 소매사업자나 중개사업자들 사이에 경쟁이 있어야만 이들이 수요독점력을 발휘하지 못하므로 재생에너지 발전사업자들도 공정한 수익을 기대할 수 있다.

반면에 소매사업자가 독점일 경우에는 소비자들에게 기여도가 높은 재생에너지 전원을 선택할 유인이 작고 수요독점력을 행사하여 발전사업자들의 투자 유인도 감소시킬 수 있다. 동질적인 상품의 경우에는 수요독점력의 행사가 가격이라는 하나의 차원을 통해서 명시적으로 실행되므로 규제하기가 비교적 쉽다. 예를 들어서 현재의 도매시장에서 구매자인 한국전력이 수요독점이지만, 전력거래소가 경쟁시장 원칙과 유사한 시장원칙에 따라 전기를 구매하고 한국전력은 정산만 하기 때문에 수요독점의 폐해를 상당 부분 피할 수 있다.

그러나 차별화된 시장에서는 수요독점력의 행사 대상이 가격뿐만 아니라 품질, 공급조건 등 다양하므로 수요독점력을 규제하기가 더 어려워질 것이다. 전력거래소가 한전 대신 중개사업자나 재생에너지 발전사들과 거래한다고 하더라도, 역시 경쟁이 없는 상태에서 차별화된 발전사들을 상대로 최선의 거래를 추구할 동기가 약하다는 사실은 여전히 적용된다. 이런 점들을 고려할 때, 전력산업에서 재생에너지의 비중이 커질수록 소매시장에서의 경쟁의 중요성이 더 커질 것이다.

전력시장과 전기요금 설계에 있어 전력수요에 대한 가격탄력성을 고려할 필요가 있다.
스마트그리드 발달로 인해 전력수요의 장·단기 가격탄력성에 대한 중요성이 확대되고 있는 실정이다.

제3절 전력수요의 가격탄력성

1. 전력수요 가격탄력성의 중요성

전력수요가 가격에 대해서 얼마나 민감하게 반응하는가는 전력시장과 전기요금 설계에 있어서 매우 중요한 고려 사항이다. 수요가 가격에 민감하게 반응한다면 요금 조절을 통하여 수요를 쉽게 조절할 수 있으며, 이를 통하여 수급 균형을 쉽게 달성할 수 있고, 심지어 계통 신뢰도까지 향상시킬 수 있다. 전력 공급에 차질이 생길 때, 순간적으로 가격이 변하고 이에 수요가 신속히 반응한다면 계통 전체의 수급 균형을 회복할 수 있기 때문이다. 계절이나 시간대에 따라서 부하의 변동이 크기 때문에 야기되는 문제나 재생에너지 전원의 발전량 변동에서 야기되는 문제들도 동적 요금제를 통해서 해결할 수 있는 가능성이 생긴다.

전력수요의 장기적 가격탄력성은 과거에도 실제적인 의미를 가지고 있었다. 연료비 등의 변동으로 전기요금이 장기적으로 변할 때 전기수요가 어떻게 변할 것인지는 장기전력계획 수립에 중요한 역할을 하기 때문이다. 그러나 초단기 가격탄력성은 이제까지는 그 중요성이 상대적으로 낮았다. 대규모 수용가를 제외하고는 실시간으로 전기 사용량을 계량할 수 있는 기술이 도입되지 않았고, 또한 고객들에게 실시간으로 변하는 전기요금을 통보하고 반응을 유도하는 것도 어려웠기 때문이다. 그러나 스마트그리드의 발달로 인하여 이러한 기술적 장벽들이 제거되고 있기 전력수요의 가격에 대한 장단기적 탄력성의 중요성이 커지고 있다.

2. 전력수요 가격탄력성에 대한 연구들

가. 전력수요 가격탄력성에 대한 해외 연구 결과들

전력수요의 가격탄력성을 계량적으로 추정하는 연구는 오랫동안 수많은 지역을 대상으로 진행되어 왔다. 문제는 이런 연구들이 제시하는 탄력성의 추정치들이 너무 다양하다는 점이다. 심지어 일부 연구에서는 가격탄력성이 양(+)의 값을 갖는 것으로 추정되기도 한다.

아래 표는 미국 자료를 이용한 대표적인 연구 결과들을 요약하여 보여준다. 일반적으로 전력수요의 가격탄력성은 단기와 장기로 나누어 추정하는데, 장기탄력성이 단기탄력성보다 더 큰 값을 갖는다. 이는 합리적으로 반응하는 경제주체에 외부 충격이 가해질 때, 단기에 비해서 장기의 반응폭이 일반적으로 더 크다는 르 샤틀리에의 법칙(Le Chatelier principle)을 충실히 반영한다.

구체적으로 전기의 경우에는 전기요금이 변하더라도 단기적으로는 생활습관이나 경제활동을 급속히 바꾸기 힘들기 때문에 전기 사용량의 변화가 크지 않다. 예를 들어서 주택용 전기요금이 낮아진다고 해서 당장 난방이나 주방 연료를 전기로 교체할 수 없다. 그러나 시간이 경과하면 전기 난방시설을 새로 설치하고 가스 대신 전기를 사용하는 주방기기를 설치하면서 전기수요가 큰 폭으로 증가하게 된다.

Customer Class	Reference	Short Run	Long Run
Residential	Bohi and Zimmerman(1984)(consensus)	-0.2	-0.7
	Dahl and Roman(2004)	-0.23	-0.43
	Supawat(2000)	-0.21	-0.98
	Espey and Espey(2004)	-0.35	-0.85
	Bernstein and Griffin(2005)	-0.24	-0.32
Commercial	Bohi and Zimmerman(1984)	0	-0.26
	Bernstein and Griffin(2005)	-0.21	-0.97
Industrial	Bohi and Zimmerman(1984)	-0.11	-3.26
	Dahl and Roman(2004)	-0.14	-0.56
	Taylor(1977)	-0.22	-1.63
All	Dahl and Roman(2004)	-0.14	-0.32

〈표 7-1-7〉 전력수요
가격탄력성 추정치들
자료: Paul, Myers and
Palmer(2009), Table 5

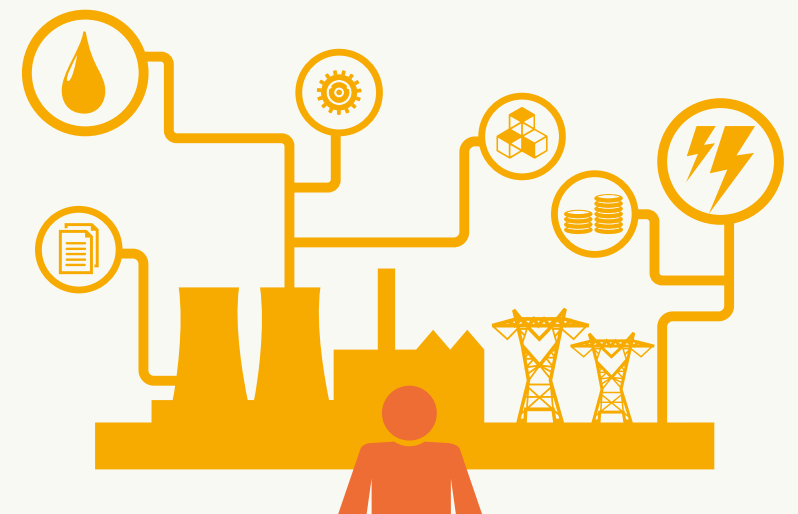
〈표 7-1-7〉에서 보는 바와 같이 주택용 전기 수요의 단기탄력성은 -0.2 ~ -0.35 정도로 추정되고, 장기탄력성은 그보다 큰 -0.43 ~ -0.98 의 추정 범위를 갖는다. 장기탄력성은 그 추정치가 클 뿐만 아니라 추정 범위도 더 크다. 일반용이나 산업용은 단기적으로는 주택용에 비하여 가격탄력성이 상대적으로 더 작게 추정되지만, 장기적으로는 추정 범위가 매우 넓다. 미국 이외의 지역을 대상으로 한 연구들에서도 다양한 크기의 탄력성이 추정되고 있다.

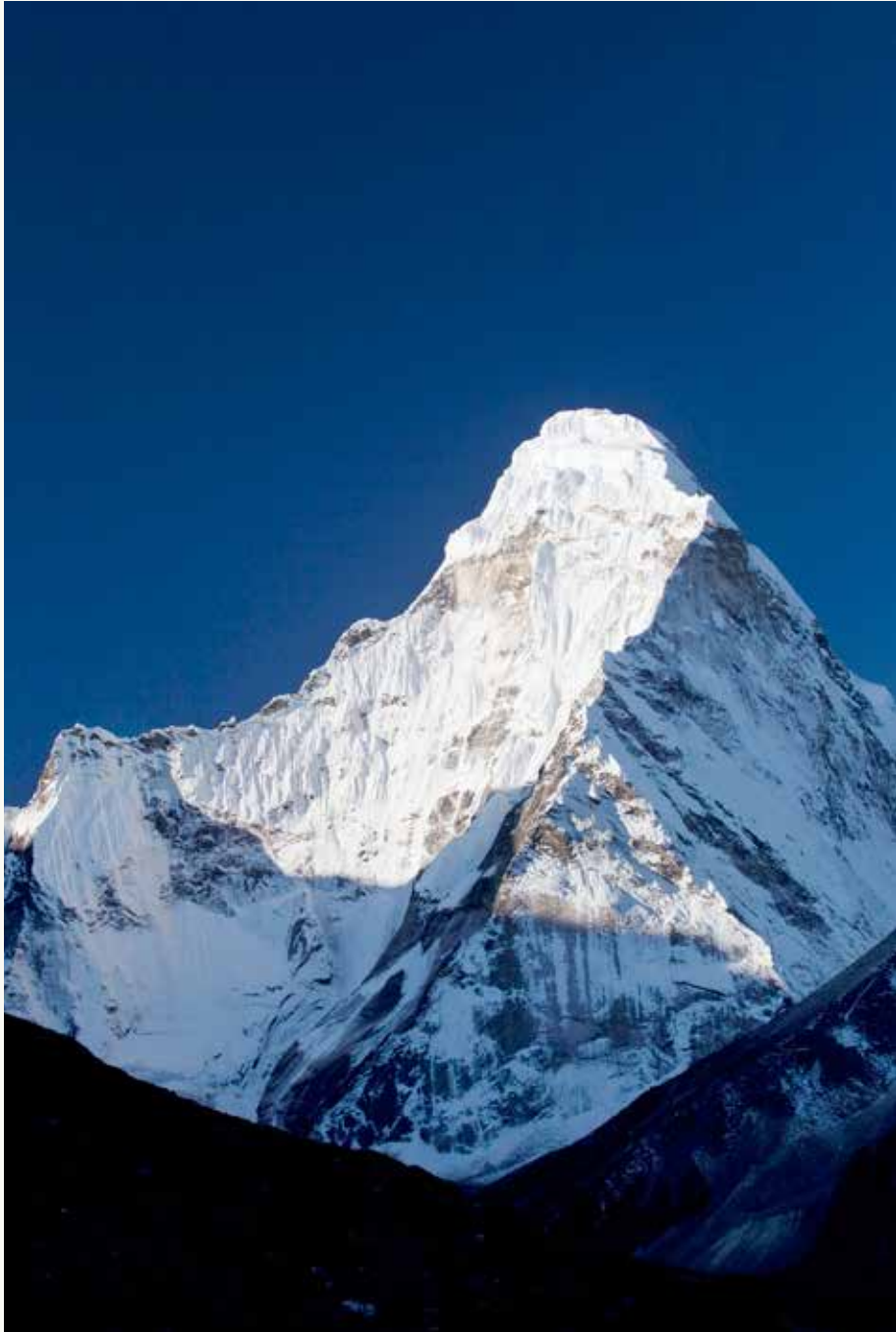
전력수요의 가격탄력성에 대한 연구들이 워낙 많고 또한 각각 다른 크기의 탄력성 추정치들을 제시하고 있기 때문에, 실제로 탄력성에 대한 하나의 값을 선택하는 것이 매우 어렵다. 이런 문제를 극복하기 위하여 일부 학자들은 기존의 연구 결과들을 다시 통계적으로 분석하여 탄력성을 이용하는 연구자들이 탄력성 값을 선택하는 데에 도움을 주고 있다. Espey and Espey (2004)는 주택용 전력수요의 탄력성에 메타 분석을 시도하였는데, 각각 125개와 123개의 장단기 가격탄력성 추정치를 자료로 이용하였다. 단기의 경우에는 중간값과 평균이 각각 -0.28, -0.35이었고 장기의 경우에는 중간값과 평균이 각각 -0.81, -0.85이다. 그러나 실제 추정치들은 추정모형의 특성, 자료의 특성, 시기와 지역에 따라서 많은 차이를 보인다. Labandeira 등(2016)의 연구는 900개 이상의 광범위한 추정치 자료를 이용한 meta analysis를 시행하였는데, 전력수요의 단기와 장기 가격탄력성의 평균은 각각 -0.209 ~ -0.231과 -0.677 ~ -0.686로 추정되었다.

나. 한국에 대한 전력수요 가격탄력성 연구 결과들

우리나라를 대상으로 가격탄력성 연구로서는 대표적으로 김수덕 등 (2011)의 연구와 Lim 등 (2014)의 연구를 들 수 있다. 김수덕 등의 연구는 산업과 시간대별로 전력수요를 세분하여 각각의 탄력성을 분석하고 추가로 월별 자료를 이용하여 전체 전력수요의 가격탄력성도 추정하였다. 이 연구에 의하면 전체 전력수요의 경우, 월간 자료를 이용한 분석에서 단기탄력성과 장기탄력성은 각각 -0.265, -1.1288로 추정되었다. 이 결과는 Labandeira 등의 연구 결과와 비교할 때, 단기에서는 유사한 값을 보이나, 장기탄력성은 더 크다. Lim 등의 연구는 한국의 서비스 부문의 전력수요 탄력성만을 따로 추정하였는데, 연간 자료를 이용하였다. 그 결과 단기탄력성과 장기탄력성은 각각 -0.421, -1.002로 추정되었다. 단기탄력성이 다른 연구에 비하여 높게 추정된 것은 서비스 부문에 한정하였다는 사실이나 연간 자료를 이용하였다는 사실과 관련이 있을 수 있다.

이상의 연구 결과들을 종합해 볼 때, 우리나라 전력수요의 단기탄력성은 -0.2 ~ -0.3 영역에 있고 단기탄력성은 -0.65 ~ -1.1 영역에 있다고 보는 것이 합리적인 것일 것이다.





제7-2장 공급측면 : 재생에너지 확대

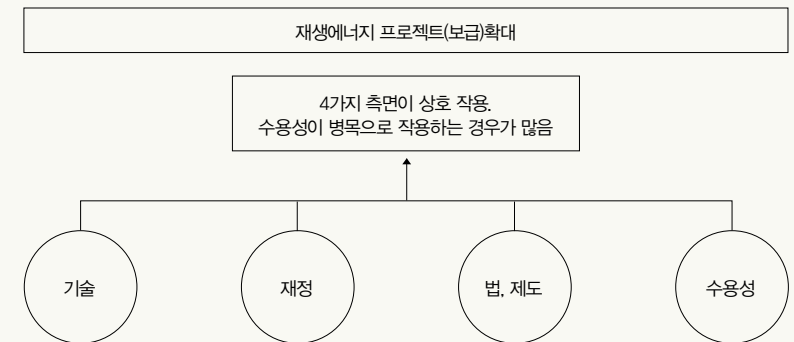
제1절 국내 재생에너지 확산 장애요인

과거에는 경제성과 기술 부족 및 제도 미비가 재생에너지 보급의 장애요인이었다면, 기술이 진보하고 보급 제도가 확산된 최근에는 주민 및 사회적 수용성, 금융 조달이 재생에너지 프로젝트에 보다 큰 제약요인으로 작용하고 있다. 환경영향, 남북협상, 사업자에 대한 불신과 같은 요인이 복합적으로 주민 수용성에 영향을 주기 때문에 주민 수용성을 높이는 정책 필요성이 커지고 있다.

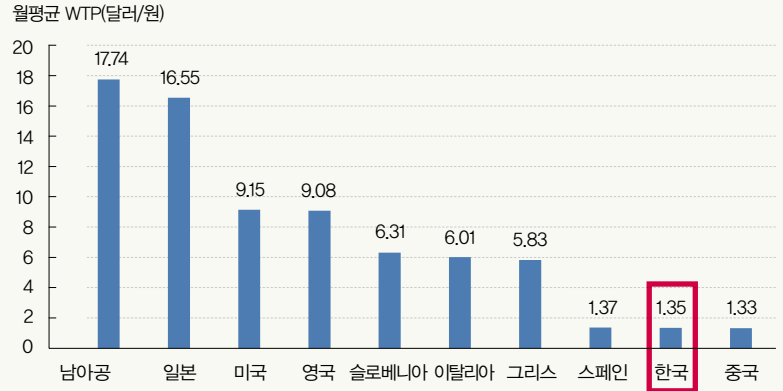
주민 여론에 민감한 지자체장들이 민원이 발생하는 재생에너지 입지와 관련한 조례를 강화하고 인허가를 까다롭게 진행하고 있다. 2017년 4월 기준 전국 69개의 기초지자체들은 민원을 의식하여 국토부에서 위임된 개발행위 허가 사항 관련하여 도로와 주거지로부터 태양광과 풍력의 이격거리를 일방적으로 정하거나 집단화된 농지의 중앙 부근에 금지하는 지침(훈령, 예규)을 운영 중이다. 환경영향이 거의 없기 때문에 건물 지붕에 널리 설치하는 태양광을 환경영향을 이유로 마을과 도로에서 이격하는 사례는 세계적으로 전례가 없다. 짧게는 100m, 멀게는 1km 이상 마을과 도로에서 이격해야 한다면 임야에 태양광 설비가 설치되는 사례가 늘어 환경 훼손이 더 유발될 수 있다.

태양광 입지를 제한하는 기초지자체의 개발행위 허가지침이 늘어나는 배경은 실질적인 환경영향 때문이 아니라 외지인이 소유, 운영하는 농촌 지역 태양광에 대한 주민들의 반감 때문이라는 지적이다. 이런 문제를 해결하기 위해서는 이익 공유형, 주민 참여형 사업을 확대하는 농가 태양광, 주민 풍력 등 제도적 개선 방안과 더불어 농지 잠식, 경관 영향 등을 최소화하는 현장 중심의 기술 개발이 지원될 필요가 있다.

[그림 7-2-1] 재생에너지 프로젝트의 주요 도전 요소



재생에너지 확대 정책을 지속하려면 이행 비용을 전기요금에 반영하여 조달해야 하고, 그러기 위해서는 재생에너지 확대에 대한 소비자들의 비용 지불의사가 뒷받침되어야 한다. 국내외 재생에너지에 대한 지불의사액(가구당 월별) 연구를 비교한 결과, 국내 소비자들의 재생에너지에 대한 지불의사액이 상대적으로 낮다고 평가된 바 있다.



[그림 7-2-2] 국가별 재생에너지에 대한 지불의사액 비교
2010년 달러가치 기준
OECD Statistics (2014)
출처: 에너지경제연구원, 2015

재생에너지에 대한 소비자 수용성을 높이려면 공공기관이 중심이 되어 재생에너지 홍보를 효과적이고 체계적으로 확대하고, 시민들이 주택이나 건물의 지붕을 활용한 재생에너지 사업을 활성화하도록 소규모 재생에너지(주로 태양광)에 대해 장기적으로 우대 가격을 적용하는 기준 가격구매제(FIT)를 도입할 필요가 있다. 재생에너지에 대한 지불의사가 높은 기업(IT 및 유통기업, 사회공헌활동 중시 기업 등)과 소비자(환경단체 회원, 유기농협동조합 조합원, 종교인 등)가 재생에너지 전력을 자발적으로 구매할 수 있도록 녹색요금제나 녹색전력파트너십 제도를 활성화할 필요가 있다.

제2절 세부정책

1) RPS와 FIT 제도 실시

재생에너지 공급을 확대하기 위해서 재생에너지의무할당제(RPS) 의무공급량 비율 상향 조정과 소규모 신·재생 설비에 대한 기준가격구매제(FIT) 도입이 필요하다. 신·재생에너지 공급 의무사업자(RPS 의무사업자)의 연도별 의무 공급량 비율을 상향 조정하되, RPS의 의무사업자를 현재의 대규모 발전사업자에서 전력판매사업자로 변경하는 방안에 대한 검토가 요구된다.

더불어 주택 및 건물 지붕형 태양광 보급 촉진을 장려하기 위해서 소규모 신·재생 설비에 대한 기준가격구매제(FIT) 시행을 적극 고려해야 한다. 비용효과적인 재생에너지 보급을 위해서는 경매(Auction) 제도를 도입하고 확대하는 방안을 검토할 필요가 있다. 우리나라의 경우 이와 관련하여 2017년부터 SMP+REC 함께 고정가격을 적용하는 제도가 국내에서 시행된다. 동 제도는 다른 나라의 경매제도와 유사한 성격을 띠는 RPS 제도이므로 이 제도를 확대 운영하는 방안을 검토해 볼 만하다.

2) 재생에너지 변동성을 통합하기 위한 유연성 조치

변동성 재생에너지(태양광, 풍력, 해양에너지 등) 비중이 증가하면서 재생에너지를 시스템에 통합하는 것이 중요한 과제로 부상하였다. 이런 기술적 도전은 에너지시스템의 유연성을 향상하는 조치를 선제적으로 취한다면 적절한 대응이 가능하다. IEA는 지능적인 에너지시스템으로의 진화를 강조하고 있다. 지능적인 전력시스템에서 전력저장장치, 스마트그리드, 스마트에너지시스템 제어 같은 기술이 중요한 기능을 담당한다.

유연성 조치는 백업설비 구축, 수요관리 및 전환, 에너지 저장 등으로 구분할 수 있다. 배터리, 양수발전, 압축공기저장, 수전해를 통한 수소 등 전력저장 장치를 통해 실시간 전력수급을 안정화하는 조치는 충분히 생각할 수 있는 방안이며, 재생에너지 전력을 난방(히트펌프)이나 수송(전기차)과 연계하여 활용하는 방안은 기술 발전과 함께 이미 현실화되고 있다. 공급 조절뿐만 아니라 소비자가 공급 여건에 맞추어 수요를 조절하는 것도 전력 수급 안정을 꾀하는 방법 중 하나인데, 이를 위해 스마트그리드, 에너지관리시스템 등 ICT 결합 기술이 필요하다. 실시간 전력 상황 정보를 공유하고 수요를 제어할 수 있는 스마트그리드 및 스마트관리시스템이 구축된다면 전력망 유연성이 더 향상될 것이다.

3) 재생에너지 부과금 신설

독일과 일본 사례처럼 전기요금에 재생에너지 부과금 항목 신설을 구상해 볼 수 있다. 이들 국가는 전기 요금체계를 통해 재생에너지 보급 비용의 안정적 조달을 도모하고 있다. 재생에너지 보급 정책을 펴는 거의 모든 국가들이 재생에너지 보급에 따른 이행 비용을 전기요금에 반영하여 전력을 사용한 고객들이 재생에너지 보급 비용을 일정 부분 부담하고 있음을 알 수 있다. 반면, 재생에너지 보급 확대에 따라 전기요금 인상 요인이 발생할 수 있으나, 현재 국내 전기요금 수준이 외국과 비교하여 낮고 전기요금 인상이 장기에 걸쳐 점진적으로 진행될 것이기에 소비자 부담은 크지 않을 것으로 사료된다.

분류	통합조치(Integration measure)	유연성비용(Flexibility Costs)
백업전원 (Additional reserves)	- 가스복합, 양수력 등 공급예비력을 현실을 고려해서 확충	- 추가적인 공급예비력 구축 및 운전 비용
수요관리 및 전환 (Demand-side management + energy conversion)	- 수요관리와 DR (Demand Respond) - 히트펌프(보일러 연계), V2G와 연계한 수요관리 P2G	- 부하관리와 DR 비용은 외산 - 히트펌프, V2G 관련 비용
저장 (Energy storage option)	- 양수발전(PHES) - 압축공기저장(CAES)배터리 - CHP+열보일러	- 설비 구축 및 운전비용
전력망 연결 (interconnection)	- 인접국가와 전력망 연결을 가정	- 전력망 연계 비용 - 전력거래 비용

〈표 7-2-1〉 변동하는
재생에너지 통합을 위한
유연성 조치들
자료 : IEA, 2014, Power of
Transformation

4) 농가 태양광 확대 사업 실시

10만 농가가 100kW 미만의 소규모 태양광 발전 사업에 참여하여 농가 소득 증진과 태양광 10GW 추가 확대를 고려할 수 있다. 현재 자기자본 20%에 80% 금융 조달로 자기 농지에 100kW 태양광 사업 시행 시 농가 당 20년 간 매년 8백~1천만 원의 순수익이 가능할 것으로 판단된다. 더구나 10만 농가 태양광 보급에 따른 필요 면적은 농지 면적의 1%가 되지 않으므로 경지 면적 조정 정책과 연계하면 시너지효과를 기대할 수 있다.

농가 태양광 확대를 위해서는 사업 모델 개발과 인프라 구축, 기초지자체의 과도한 태양광 규제 개선이 우선되어야 할 것이다. 우수한 태양광 설비를 적절한 비용에 설치하고 유지 관리하도록 계약 시스템을 구축하고 계통 접속이 지연되지 않도록 한전의 지원 또한 필요하다. 이를 위해 농가 태양광에 대해 장기저리의 정부 신·재생에너지 금융지원을 확대하고 사업 간소화를 목적으로 기준가격 구매제(FIT) 적용을 검토해야 한다.³⁰

5) 에너지 소비자의 재생에너지 전력 선택권 확대

녹색요금제, 녹색전력파트너십 등 기업 및 소비자의 재생에너지 전력 선택권 확대가 필요하다. 이는 가정 소비자와 기업의 재생에너지 전력에 대한 자발적 선택과 소비를 촉진시켜 재생에너지 발전 사업을 확대를 꾀 할 수 있는 제도적 방안이 될 수 있다. 관련 사례로, 애플, 구글, BMW 등 80여개의 글로벌 기업들은 기업이 소비하는 전력의 100%를 재생에너지로 충당(자가 소비, 전력회사를 통한 구매, 직거래를 통한 구매)하는 RE100 캠페인에 참여하면서 자발적으로 재생에너지 전환을 촉진하고 있다.

30 현재 정부 신·재생에너지 금융지원은 5년 거치 10년 분할상환에 1.75% 금리(변동금리)

6) 정부의 기술개발 투자 및 인프라 구축

재생에너지원 별 국내여건을 고려한 정부의 적극적인 지원이 필요하다. 해양에너지 가운데 풍력의 경우 특례지역을 지정하고 송전 및 항만 인프라 구축 지원이 요구된다. 서남해, 동남해, 제주도 주변에 해상풍력단지 조성을 위해 정부에서 송전 및 항만 인프라 구축을 지원하고 사업 참여자 협의를 통한 사업 모델을 설계할 수 있다. 해상풍력 육지를 통해 국내 풍력 산업의 회복 및 조선 및 해양플랜트 산업의 새로운 활로 모색의 계기가 될 수 있을 것이다. 조류발전, 파력발전 등의 해양에너지 활용을 위한 기술 개발 및 실증사업 추진 또한 필요하다. 이때 국내 지리적 여건을 활용하여 조류발전 및 파력발전 등 해양에너지 활용을 위한 기술개발을 강화하고 선도적인 실증사업을 활성화할 필요가 있다.

태양에너지의 경우 차세대 태양전지와 건물일체형 태양광(BIPV) 시스템 기술 개발과 실증사업 추진이 검토되어야 할 것이다.

**재생에너지 보급에 있어 최근의 장애요인은
주민 및 사회적 수용성, 금융 조달
비효율성이다. 이를 개선하기 위해서는 이익
공유형, 주민 참여형 사업을 확대하는
농가 태양광, 주민 풍력 등 현장 중심의
기술 개발 지원이 강화되어야 한다.**

제8장 정책 제안

적극적인 에너지 수요관리 및 친환경 에너지 보급 확대에 관한 시나리오 구현을 위해 현 시점에서 예측 및 적용가능한 최선의 정책적 수단, 핵심 기술 등을 고려하여 다음과 같이 부문별로 제시하고자 한다. 단, 본 보고서의 취지에 부합하고자 각 항목별 세부적인 내용을 기술하기보다는 전반적인 정책 추진방향 및 도전과제를 모색한다. 궁극적으로 2050년까지의 중·장기 목표의 달성을 위해서는 부문별로 균형있는 에너지 정책을 기반으로 한 통합적인 접근이 이루어져야 할 것이다.



점진형(moderate), 적극형(advanced), 비전형(visionary) 등 적극적인 에너지 수요관리 및 친환경 에너지 보급 확대에 관한 시나리오 구현을 위해 현 시점에서 예측 및 적용가능한 최선의 정책적 수단, 핵심 기술 등을 고려하여 다음과 같이 부문별로 제시하고자 한다. 단, 본 보고서의 취지에 부합하고자 각 항목별 세부적인 내용을 기술하기 보다는 전반적인 정책 추진방향 및 도전과제를 모색한다. 궁극적으로 2050년까지의 중·장기 목표의 달성을 위해서는 부문별로 균형있는 에너지 정책을 기반으로 한 통합적인 접근이 이루어져야 할 것이다.

우선 에너지 정책 전반에 걸쳐서 에너지 효율, 재생에너지 발전 분야 등에 대한 R&D 투자가 강화되어야 한다. 최근 우리나라 정부는 온실가스 감축기술 관련한 신·재생에너지 및 에너지 저장 기술 분야에 대한 투자 확대계획을 수립한 바 있다. 이는 저탄소 핵심기술 개발 및 상용화를 촉진하기 위해 청정에너지 및 고효율 에너지 기술개발사업을 추진한다는 내용을 담고 있다(미래창조과학부, 2017). 특히, 2016년 발표된 「기후변화대응기술확보 로드맵」을 통해서도 우리나라 온실가스 감축목표 달성을 위한 태양전지, 연료전지, 바이오연료, CCS 등 기후기술 분야 핵심기술 개발지원 등을 추진하고 있다(미래창조과학부, 2016). 그럼에도 불구하고, 지난 5년간 정부 R&D 예산 내 에너지자원 분야 투자 비중은 감소 추세이며(2011년 11.9%; 2013년 10.7%; 2015년 9.3%), 신·재생에너지 관련 R&D 투자의 경우에도 줄어든 것으로 나타난다(미래창조과학부, 2017). IEA(2016)에 의하면 우리나라는 2014년을 기준으로 1차 에너지 총 공급량 268Mtoe에서 재생에너지³¹가 차지하는 비중이 약 1.5%에 불과하여 OECD 회원국 중 최하위 수준을 기록하고 있다. 2017년 OECD에서 발표한 「녹색성장지표(Green Growth Indicators)」에서도 우리나라가 재생에너지 개발 잠재성이 있는 국가임에도 불구하고 그에 비해 활동이 적다는 점을 지적한 바 있다(OECD, 2017). 이와 같이 친환경 에너지산업 육성이라는 현 정부의 정책기조가 실질적인 정책 성과로 이어지기 위해서는 에너지 분야에 대한 핵심 R&D 투자 및 보급률을 보다 확대할 필요가 있다. 또한, 재생에너지 R&D 추진 전략에 있어서 관계부처간 협업체계를 구축하여 가시적인 성과를 창출해야 한다.

적극적인 에너지 수요관리 및 친환경 에너지 보급 확대에 관한 시나리오 구현을 위해 에너지 효율성 제고, 재생에너지 관련분야 R&D 투자 강화, 전력계통 현안 해결, 슈퍼그리드 추진 등은 필수적이다.

에너지분야 정책 수단 및 혁신 기술은 저탄소 사회로 가기 위한 국제적 노력에 기여할 뿐 아니라 우리나라 미래성장의 동력이 된다.



우리나라 전력 수급 등 전력계통 현안을 해결하고 신성장동력을 창출하기 위한 방안으로 중장기적으로는 슈퍼그리드의 성공적인 추진이 요구된다. 이는 우리나라와 러시아, 몽골, 중국, 일본 등을 연결하는 대규모 프로젝트로 현재에는 아직은 초기 단계에 놓여 있다고 볼 수 있다. 2050년까지 단계적으로 추진된다면, 관련 국가의 전력 운영에 대한 효율성을 제고하고, 역내 에너지 자원 개발을 촉진하며, 재생에너지 확대에도 기여하는 효과가 창출되어 우리 사회에 혁명적 변화를 가져올 것으로 보인다. 대표적인 추진 사례로 볼 수 있는 유럽의 경우를 보면 「에너지 로드맵 2050」 목표 달성을 위한 수단으로 유럽송전계통운영기관연합(ENTSO-E) 체제 하에서 북유럽 슈퍼그리드 등의 운영을 통한 네트워크 형성을 강조하고 있다(EC, 2011). 앞서 언급한 동북아 슈퍼그리드의 경우 지난 2016년 한국전력공사(KEPCO), 중국국가전력망공사(SGCC), 일본소프트뱅크(SoftBank) 및 러시아로세티(Rosseti)는 전력망연계 추진을 위한 MoU를 체결하고, 예비타당성 검토를 위한 공동연구를 진행 중에 있다(KETI, 2017). 특히, 중국도 일대일로 정책의 일환으로 주변국과의 에너지망 연계에 대한 중요성을 강조한 글로벌에너지연계(Global Energy Interconnection)를 제시하며 국가 상호간 연계 에너지망 구축비전을 제시한 바 있다(IEC, 2016). 이러한 슈퍼그리드의 원활한 추진을 위해서는 에너지협력을 확대하고 기술 및 역량을 고도화하는 노력이 요구될 것이다. 동북아 슈퍼그리드 관련 북한 참여, 정치적 사안 등의 잠재적 변수는 역내 국가간 공동의 이익을 구현하기 위한 도전과제일 것이다.

이와 같은 에너지 분야 정책적 수단 및 혁신기술은 저탄소 사회로 가기 위한 지속가능한 국제적 노력에 기여할뿐만 아니라 우리나라의 미래성장 동력이 된다. 1차 에너지원의 대부분을 해외로부터 수입하는 우리나라의 경우 에너지 안보 차원에서 고효율, 친환경 에너지 중심의 에너지 믹스(energy mix) 다원화를 추진해야 한다. 또한, 석탄화력발전을 줄이는 동시에 재생에너지 등의 친환경 에너지로의 전환 정책은 우리나라 내 심각한 미세먼지 문제 관련해서 실효성 있는 대응책이 될 것이다.

〈표 8-1〉 부문별 주요 정책 방향

구분	건물	수송	산업	공통
단기	-기존 건물 개보수를 통한 에너지효율 개선	-연료전환 및 연비개선	-고효율 기기보급 및 R&D 투자 -배출권 거래제 확대실시	-그리드 망 구축을 위한 대규모투자 -ESS 및 EMS 기술투자 및 인프라 확충 -국제협력을 통한 슈퍼그리드 구축 -대규모 재생에너지 기술 R&D 투자 -에너지 관련 법령 및 제도 개선 -사회적 수용성 제고
중장기	-제로에너지 빌딩 확대	-친환경자동차 대중화 -대중교통 이용 확대	-에너지절감형 생산 시스템 확립	

31 IEA(국제에너지기구) 기준으로 재생에너지는 수력, 지열, 태양광, 조력, 풍력, 바이오가스, 재생가능한 도시폐기물 등을 포함하며, 비재생 폐기물은 해당되지 않음.

제8-1장 부문별 정책 제언

제1절 산업

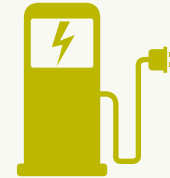
앞서 언급했듯이 우리나라 산업용 전력 소비량은 다른 OECD 국가들에 비해 매우 높은 수준이다. 이는 우리나라 제조업 비중, 특히 에너지다소비형 중화학 공업의 비중이 큰 것에 기인한다. 본 보고서에서 제시하고 있는 시나리오 상에서는 우리나라 산업구조의 미래를 쉽게 가늠하기 힘들다는 제약을 전제로 2050년 최종에너지 소비 중 산업 부문이 차지하는 비중을 기준연도인 2014년과 유사한 수준으로 가정하였다. 그러나 최종에너지 소비에 있어 2014년 대비 MTS에서는 7%, ATS와 VTS 시나리오에서는 24%를 각각 감축하는 것으로 설정하고 있어 적극적인 에너지 소비 저감 및 효율 제고 정책이 강구되어야 한다. 우리나라 최종에너지 수급관리를 위해서는 전력 수요관리가 무엇보다 중요하데, 그 중에서도 산업 부문 사용량이 압도적으로 큰 비중을 차지하고 있다는 점을 고려한다면 산업 부문의 역할이 더욱 강조될 필요가 있다.

IEA는 에너지 효율화를 위해 각 부문별로 권고사항을 제시하고 있는데, 산업 부문에 대해서는 ① 에너지 관리, ② 산업기기 및 시스템 고효율화, ③ 중소기업에 위한 에너지 효율화, ④ 산업 부문 에너지 효율화를 위한 통합연계 정책 수립 등 네 가지를 핵심 과제로 제시한다(IEA, 2011).

온실가스 저감 및 탄소 집약도 감축을 위해서는 산업 부문에 있어 에너지 효율성을 높이는 노력이 매우 중요하다. 3개 시나리오들의 경우 2050년까지 산업 부문 온실가스 배출 집약도가 괄목할 만한 수준으로 개선될 것으로 가정한다. 산업부문 에너지원 사용의 효율을 높이고, 탄소가격 책정 등을 통해 저탄소 활동에 투자할 경제적 인센티브를 제공하는 방안이 뒷받침되어야 한다.

우리나라는 2015년부터 사업장을 대상으로 온실가스 배출권거래제(K-ETS)를 시행하고 있다. 금년도 1차 계획기간('15~'17)이 완료되고 2차 계획기간('18~'20) 이행을 앞둔 상황에서 그동안 축적된 경험을 통한 안정적 제도 운영, 국제탄소시장과의 연계 확대 등을 통해 거래 활성화를 도모해야 한다. 유럽의 경우 온실가스 감축 목표 달성을 위한 정책 수단으로 EU-ETS 상의 배출허용총량 설정을 강조하는데, 유럽의 「에너지 로드맵 2050」에 의하면 2050년에 유럽 탄소가격이 톤당 110~410달러에 달할 것으로 전망한다. IEA에서는 2040년 유럽 탄소가격은 약 50~140달러에 달할 것이라고 가정한 바 있으며, 배출권거래제를 시행 중인 우리나라도 이와 비슷한 수준으로 가격이 오를 것으로 전망한다(IEA, 2016).

우리나라 산업용 전력 소비량은 OECD 회원국에 비해 매우 높은 수준이다. 에너지 효율 제고, 에너지 저소비 산업구조로 전환이 필요하다. 이에 대한 투자를 이끌어낼 인센티브를 제공하는 정책이 마련되어야 한다.



국제적으로는 산업부문 배출 저감을 위한 방안으로 전기 모터시스템을 강조한다. 전기모터시스템은 전기에너지를 기계에너지로 전환시키는 것으로, 이러한 고효율 장치가 구현될 경우 발전소로부터의 배출량을 크게 저감시킬 수 있기 때문이다.

산업 부문에서는 생산과정에서 에너지 및 원료 사용을 최소화하고, 소비자 측면에서는 재활용을 활성화해야 한다. 공급 측면에서는 전력생산에 있어 재생에너지 사용을 확대하고, 장기적으로는 그리드 활용을 통해 전력믹스에 대한 다양성을 확보해야 한다. 본 보고서에서 제시한 시나리오에서와 같이 공급측면에서는 중앙집중형 발전소를 점진적으로 가동 중단하고, 재생에너지 대폭 확대를 통한 분산형 전력시스템으로의 이행이 요구된다.

2017년 5월 출범한 문재인 정부는 탈원전, 탈석탄을 강조하며 에너지정책 패러다임의 전환을 추진하고 있다(청와대, 2017). 고리 1호기는 계속운전 승인기간이 만료된 시점(17.6.18)부터 영구정지되었고, 2018년 초까지는 안전성 확인을 위한 정기검사가 시행될 계획이다(원자력안전위원회, 2017). 우리나라 원전 역사상 첫 폐쇄조치가 장기적 관점에서 국가 에너지 전환의 시발점이 될 수 있도록 노력할 필요가 있다.

이 같은 계획을 추진하는 과정에서 전력수급 불안정과 에너지가격 인상 가능성을 우려한 산업계 반발과 불확실한 사회적 수용성 등도 우리 사회가 풀어야 할 중요한 과제이다. 한 국가의 산업구조를 일시에 인위적으로 바꿀 수 없기 때문에 정부는 지속적인 정책 유인을 통해 자연스럽게 에너지 고효율, 에너지 저소비, 재생에너지 중심의 산업구조로 전환할 수 있도록 노력해야 할 것이다.



제2절 수송

수송 부문 에너지 수요와 관련하여 몇 가지 주요 정책 방향을 제시할 수 있다. 첫째, 도시 구조와 삶의 방식 재편성을 통해 걷기와 가능한 지역에서의 자전거를 통한 이동 및 대중교통 이용을 장려해야 한다. 둘째, 개인 수송 및 화물 운송을 위한 자동차 이용의 에너지 소비 관리를 위해 자동차 연비를 꾸준히 개선해야 한다. 셋째, 친환경 자동차 보급을 최대한 빠르게 확대하고, 전기 배터리 및 연료전지를 재생에너지로 충전함으로써 화석연료 사용을 줄여야 한다. 친환경 자동차 보급을 위한 구매 보조, 관련 인프라 투자, 규제 및 제도 정비, R&D 지원이 필수적이다. 넷째, 항공 및 열차 등 다른 수송수단들의 에너지 효율 및 연료를 개선하여 저탄소 고효율 시스템으로 전환해야 한다. 이를 위해 바이오 연료 도입이 가장 유력하게 언급되고 있는데, 바이오 연료를 위한 작물 수확이 우리나라 실정에 적합한지 검토하고, 가장 적합한 대안을 찾는 작업이 필요하다.

멀지 않은 미래에 자율 운전 자동차 상용화를 예측하는 전문가들이 적지 않다. 이러한 기술은 수송 부문의 에너지 효율을 크게 개선할 수 있는 기회를 제공한다. 기존 수송수단에 대한 고정관념을 깨는 다양한 기술 가능성들을 고려한 수송 부문의 그린드 플랜을 마련하는 것이 중요하다.

우리나라는 대중교통 이용이 상당히 활성화되어 있다. 특히 서울의 대중교통 시스템은 세계적인 수준이라고 할 수 있다. 앞으로 이를 보다 편리하고 쾌적하게 개선하고, 비용 측면에서 인센티브를 제공하여 더욱 대중교통을 장려할 필요가 있다. 제5차 에너지수요합리화 기본계획(관계부처 합동, 2014)에서는 수송 부문에서 대중교통 활성화를 위한 정책으로 버스, 지하철, 철도, 고속버스를 한 장의 카드로 이용할 수 있는 전국 호환 교통카드 서비스의 실시를 제시하고 있다. 대중교통 이용 금액의 30%까지를 세액공제 대상에 포함하고, 대중교통 이용시 10~20%의 그린카드 포인트 지급을 제안하였다.

이미 교통카드를 이용한 환승 시스템이 버스와 지하철 사이에서는 원활이 이용되고 있는 상태에서 그 범위를 넓히는 것은 바람직한 방향이다. 이용자들에게 가격 인센티브를 제공하는 것 역시 대중교통 활성화에 도움이 될 것이다. 대중교통의 편리성을 제고하고, 인식 개선을 위한 노력이 필요하다. 현재 서울에서는 대중교통 이용 시 출퇴근 시간에 인파가 몰려 쾌적함과 거리가 멀고, 버스와 지하철 모두 노약자 및 장애인을 위한 접근성이 떨어진다. 이로 인해 여전히 자가 승용차 이용이 보다 편리하다는 생각과 함께 승용차는 여전히 소위 위치재(positional good)로서 인식되고 있는 실정이다. 대중교통 시스템에 대한 실질적인 개선을 통해 승용차 이용을 줄이고 수용성 제고를 위해 노력할 필요가 있다.

대중교통으로의 전환, 자동차 연비 개선, 친환경 자동차 보급은 탄소배출을 줄이는 필요조건이다.



승용차 연비 향상을 위한 노력은 계속되어 왔는데, 자동차가 중요한 수출산업인 우리나라로서는 해외 국가들의 연비 기준을 맞추는 것이 필수적이었다. 제5차 에너지수요합리화 기본계획에서는 2020년까지 평균연비가 선진국 수준(일본: 20.3km/L, EU: 26.5km/L)에 도달하도록 차기(2016~2020년) 평균연비 목표기준을 마련하도록 제안하였고, 차기(2016년~2020년) 자동차 평균 온실가스 연비 기준(안)(환경부, 산업통상자원부, 2014)에서는 2020년까지 연비 기준을 24.3km/l로 강화하기로 하였다. 또한 자동차 연비 표시를 승용차에서 트럭과 버스의 중대형 차량까지 확대하여 소비자에게 연비 관련 정보제공이 이루어져 구매에 중요 요소로 작용하도록 하였다. 연비 향상은 수송 부문에서 에너지 소비 관리를 위한 가장 효율적인 방법 중 하나이기 때문에 (IEA, 2012) 미국과 유럽, 일본은 각국의 실정에 맞는 연비 기준을 수송 부문 에너지 효율의 가장 기본적인 관리 방안으로 삼고 있다. 우리나라가 연비 기준을 선진국 수준으로 상향 조정하는 것은 반드시 요구되는 정책수단이라고 할 수 있다. 2020년 이후에도 연비를 국제기준에 부합하는 수준은 물론, 보다 선도적으로 개선해 나가는 것이 바람직하다.

IEA(2012)에 의하면 기술적으로는 2005년 승용차 대비 휘발유 엔진의 경우 51%의 연료 사용 절감이 가능하고, 전기 하이브리드 기술 도입까지 고려하면 63%의 연료 사용 절감이 가능하다. 디젤 엔진의 경우 휘발유 엔진에 비해 연비가 높기 때문에 현존하는 기술을 적용했을 때 39%의 연료 사용 절감이 가능하고, 전기 하이브리드 기술을 도입하면 52%까지 가능하다. 이는 유럽 기준으로 분석을 한 것이지만 유럽의 연비 기준에 부합하도록 국내 기준을 높이고 있는 우리나라에서도 이러한 연료 사용 절감이 기술적으로는 가능할 것으로 보인다.

[그림 8-1] 엔진 기술과 연비 개선 가능성 및 비용
자료: IEA, 2012, Technology Roadmap – Fuel Economy of Road Vehicles

Thermal management	3%	100
Variable valve actuation and lift	2%	230
Auxiliary system improvement	5%	350
Thermodynamic cycle improvements	14%	400
Strong downsizing	17%	520
Dual clutch transmission	6%	700
Strong weight reduction	12%	1000
Cumulative before full hybridization	51%	3520
Full hybrid: electric drive	25%	2750
Cumulative after full hybridization	63%	6270

화석연료를 사용하는 엔진 자동차에서 전기 혹은 수소전지를 이용한 친환경 자동차로의 전환은 우리나라 자동차 산업에게 있어 큰 과제이다. 화석연료 사용은 미세먼지와 지구 온난화의 주범이기 때문에 사회적 비용이 크다. 이에 따라 세계적으로 자동차산업의 패러다임이 변화하고 있는데, 자동차가 중요한 수출 산업인 우리나라로서는 기업 경쟁력과 국가 경제의 사활이 걸린 중대한 문제라고 할 수 있다. 세계 주요국들은 친환경 자동차 산업 육성 계획을 수립하여 기술개발 및 차량 양산, 보조금, 세제혜택 등 종합적인 정부 정책을 발표하고 있다. 미국의 EV Everywhere, 유럽의 European Strategy for low-emission mobility, 일본의 차세대 자동차전략, 중국의 자동차발전정책 등이 그것이다.

우리나라는 2015년 12월 정부차원의 친환경차 보급 확대, 기술개발, 인프라 구축, 민간투자 촉진을 위한 종합 로드맵인 '제3차 환경친화적자동차 개발 및 보급 기본계획'을 발표하였다. 경쟁력 있는 친환경차 개발, 저비용·고효율 인프라 구축 확대, 친환경차 활용 사회기반 조성을 주요 추진전략으로 삼고 있는 이 계획은 2020년까지 친환경차 보급대수를 108만대(누적), 신차 판매 중 점유율을 20%까지 늘리고(2020년 34만대), 친환경차의 생산과 수출 목표(각각 92만대와 64만대)까지 제시하고 있다. 그만큼 친환경차 개발과 보급은 온실가스 감축이라는 환경적 측면뿐만 아니라 수출 산업 경쟁력 제고를 위한 방안이 될 수 있다. 미국이 2012년 발표한 EV Everywhere에서 2015년 전기차 보급 목표가 100만대이고, 영국이 2020년 170만대, 프랑스가 2020년 200만대, 독일 2020년 100만대, 일본 2020년 전기차 100만대, 친환경 차량 비중 20% 임을 감안할 때 우리나라의 계획은 매우 야심찬 목표라고 할 수 있다.

친환경차 상용화 시대 조성



[생산] '20년 친환경차 생산 90만대, 수출 60만대 돌파

	'15년	'20년	'25년
생산[만대]	8	92	150
수출[만대]	5	64	105

[보급] '20년 친환경차 보급 100만대 돌파, 시장 점유율 20% 달성

	'15년	'20년	'25년
친환경차 보급대수[누적, 만대]	18	108	325
친환경차 점유율[%]	2	20	30
온실가스 감축[누적, 백만톤]	0.2	3.8	20

[기술개발] '20년 엔진기반차 대비 기술경쟁력 확보

	'15년	'20년	'25년
친환경차 가격경쟁력[%]	44	72	100
선진국 대비 기술수준[%]	93	96	100



추진전략	세부추진과제
1. 경쟁력있는 친환경차 개발	① 전기차 성능 2.5배 향상 ② 수소차 가격 40% 저감 ③ 저가형 하이브리드차 모델 다양화
2. 저비용·고효율 인프라 구축 확대	① 전기차 충전시설 확대 및 충전형태 다양화 ② 중점 보급도시 중심 수소충전소 구축
3. 친환경차 활용 사회기반 조성	① 보조금 및 세제지원을 통한 구매부담 경감 ② 적정 과금체계 확립으로 운영 안정성 확보 ③ 친환경차 이용 혜택 강화 ④ 보급확대를 위한 법·제도 개선

[그림 8-2] 제3차 환경친화적자동차 개발 및 보급 기본계획 추진방향
자료: 제3차 환경친화적자동차 개발 및 보급 기본계획

[그림 8-3] 제2차 친환경차 기본계획 친환경차 보급 및 인프라 구축 목표 평가
자료: 제3차 환경친화적자동차 개발 및 보급 기본계획

그러나 '제2차 환경친화적자동차 개발 및 보급 기본계획'(2011~2015년)의 목표달성 평가 결과 우리나라의 친환경차 및 관련 인프라 보급은 매우 부진한 상태이다. EV, PHEV, HEV, FCEV 전체 목표 달성률이 55.8%에 그쳤다. 가장 많이 보급된 HEV이 경우 보급목표를 달성하였으나, EV, PHEV, FCEV는 보급 실적이 저조하다. 친환경 차량 보급을 위해 필수적이라 할 수 있는 관련 인프라 구축 현황 역시 마찬가지이다. 전기차 충전시설 2만기, 수소 충전소 43개소가 목표였으나 달성률은 23.8%에 그쳤다. 전기차는 충전시간이 길고 주행거리가 짧는데 충전소가 적어 충전하기에도 어려움이 따르기 때문에 비싼 가격을 감안할 때 경쟁력이 없을 수밖에 없고, 수소차의 경우에도 비싼 차량가격에 비해 가용 충전소가 부족하여 사용에 어려움이 있다. 수소차의 경우 충전소 30~40억 원에 달하는 비싼 구축비용 등으로 투자 회수가 불확실한 상황에서 민간의 참여를 기대하기는 현실적으로 어렵다.

제 2차 친환경차 기본계획('11~'15년) 친환경차 보급목표 평가 (누적, 단위: 천대, %)

	EV	PHEV	HEV	FCEV	합계
'15년 목표	85.7	44	151.5	10.1	291.3
현황('15.9)	4.9	0.06	157.5	0.04	162.5
달성률	5.7%	1.4%	104%	4.0%	55.8%

제 2차 친환경차 기본계획('11~'15년) 인프라 구축목표 평가 (누적, 단위: 기)

	전기차 완·급속 충전시설	수소충전소	합계
'15년 목표	20,000	43	20,043
현황('15.9)	4,751	10	4,761
달성률	23.8%	23.3%	23.8%

친환경차 기본계획에서는 전기차 공공급속 충전시설 확대, 다양한 충전시설 개발을 위한 실증사업, 중점 보급 도시 운영, 수소충전소 확충 등 친환경 자동차 인프라 구축을 위한 다양한 추진과제가 명시되어 있다. 친환경차 보급을 위해 수소차 구매 보조, 세금 감면 정책을 추진을 언급하고 있다.

해외 사례는 보다 적극적이다. 미국의 Zero Emission Vehicle program (ZEV)는 캘리포니아와 9개 주에서 자동차 회사가 전기 승용차와 트럭을 의무적으로 판매하도록 하는 제도이다. 전기차 의무 판매 대수는 주 내에서의 총 자동차 판매 대수와 연동되어 있다. 각 자동차 회사에 전기차 판매량을 뜻하는 "ZEV credit"을 부여하고 일반 자동차 판매량의 특정 비율을 유지해야 한다. 현재 목표 상 2018년에는 ZEV를 총 판매의 4.5%까지, 2025년에는 22%까지 높여야 한다. 2018년부터는 과도기적 전기차인 PHEV로부터 올 수 있는 ZEV 크레딧을 55%로 제한하여 BEV와 FCEV의 판매를 의무화하는데, PHEV는 0.4~1.3 크레딧을 부여하고, BEV와 FCEV는 1~4 크레딧을 부여한다. 이러한 크레딧은 전년도로부터 이월 가능하고, 회사들끼리 사고 파는 것도 가능하다. 예를 들어 전기차만을 판매하는 테슬라의 경우 크레딧을 다른 회사에 판

매하였다. 이 정책은 신규 판매 차량의 특정 비율이 친환경 차량이어야 함을 확실히 하기 때문에 친환경 자동차 보급 목표 달성에 매우 강한 추진력을 제공하는 좋은 예라고 할 수 있다.

제3차 환경친화적 자동차 개발 및 보급 계획과 같이 친환경 자동차의 기술개발과 보급 목표를 명확히 제시하는 계획도 필요하지만, 더 나아가 수송 수단과 정보기술의 접목으로 앞으로 발생할 수송 시스템 변화에 대비할 필요가 있다. 자동차가 ICT 기술과 접목되면서 자동차와 도로 인프라 사이에서 정보를 주고받는 시대가 멀지 않았다. 이는 도로의 안전, 교통 효율, 운전의 편안함을 개선하는 것은 물론, 이것이 신산업 분야로 부상하면서 일자리 창출에 크게 기여할 것으로 예상된다. 이러한 커뮤니티 기반 교통 시스템을 Cooperative Intelligent Transport System(C-ITS)이라 하는데, 유럽의 경우 C-ITS를 수십억 유로의 시장성을 갖고 수십만 개의 일자리를 창출할 수 있는 산업으로 내다보고 있다(EC, 2016).

EU는 자동차의 상호작용, 연결, 자동화에 2014년 이후 1.3억 유로를 공동출자하였고, 앞으로의 R&D 활동을 조직화하기 위한 로드맵을 준비 중에 있으며, 13개국에서 C-ITS를 개발하기 위한 대규모 시범 사업을 진행 중이다. 또한 C-ITS의 기술들에 대해서 비용편익 분석을 실시한 결과 Day-1 기술에 대해서는 2018년~2030년 기간 동안의 누적 비용편익 비율이 3대 1인 것으로 나타났다. 기존에는 수송 부문 에너지 효율 개선의 주축이 연비 개선과 전기화를 통한 효율 개선 등 동력원의 기술 혁신을 통해 이뤄졌다면, 앞으로는 차량과 ICT 기술과의 접목을 통한 시스템 전환에서 더 많은 기회요인이 있을 것으로 보인다.

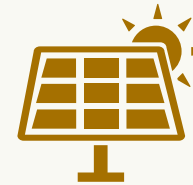
Day1 C-ITS services list
<p>Hazardous location notifications:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Slow or stationary vehicle(s) & traffic ahead warning; <ul style="list-style-type: none"> -Road works warning; -Weather conditions; -Emergency brake light; -Emergency vehicle approaching; <ul style="list-style-type: none"> -other hazards <p>Signage applications:</p> <ul style="list-style-type: none"> -In-vehicle signage; -In-vehicle speed limits; -Signal violations/intersection safety; -Traffic signal priority request by designated vehicles; <ul style="list-style-type: none"> -Green light optimal speed advisory; -Probe vehicle data; <p>-Shockwave damping(falls under European Telecommunication Standards Institute(ETSI) category 'local hazard warning').</p>

Day1.5 C-ITS services list
<ul style="list-style-type: none"> -Information on fueling & charging stations for alternative fuel vehicles; <ul style="list-style-type: none"> -Vulnerable road user protection; -On street parking management & information; <ul style="list-style-type: none"> -Off street parking information; -Park & ride information; -Connected & cooperative navigation into and out of the city (first and last mile, parking, route advice, coordinated traffic lights); <ul style="list-style-type: none"> -Traffic information & smart routing.

[그림 8-4] C-ITS 서비스 목록

자료: European Commission, 2016. A European strategy on Cooperative Intelligent Transport Systems, a milestone towards cooperative, connected and automated mobility

친환경 자동차와 관련된 장기 비전에 있어 여러 가능성을 염두에 두어야 한다. EV의 발달로 자동차는 전력 저장 장치로 이용할 수 있게 되었고, 향후 태양광 PV의 탑재를 통해 자체 발전을 할 수 있을 것으로 기대된다.



친환경 자동차와 관련된 장기 비전에 있어 여러 가능성을 염두에 두어야 한다. EV의 발달로 자동차는 전력 저장 장치로 이용할 수 있게 되었고, 향후 태양광 PV의 탑재를 통해 자체 발전을 할 수 있을 것으로 기대된다. 테슬라 모델S와 모델X의 경우 최대 100kWh의 배터리를 탑재할 수 있는데, 이는 4인 가구의 월평균 전력 소비량이 약 400kWh(서울연구원, 2013)임을 감안할 때 차량용 배터리가 가정용 전력수요를 공급하는데 충분히 활용될 수 있음을 시사한다. 또한 2017년 7월 생산이 시작될 예정인 테슬라 모델3의 경우 태양광 패널 옵션이 제공될 것으로 알려져 있다. 도요타의 2017년 출시 예정인 프리우스 프라임도 180W 패널이 탑재될 것으로 보도되고 있는데, 도요타 측은 이로 인하여 차의 효율이 10% 향상되고 3.5km의 주행거리가 추가될 것이라고 발표하였다. 이외에도 자율주행 자동차 보급, 카셰어링 제도의 정착으로 기존의 자동차 이용과 소유 개념에 큰 변화가 예상되는데, 이러한 변화는 에너지 효율 측면에서도 기회요인이다.

그 외 다른 수송수단에 있어서도 장기적으로 탈탄소화를 위한 대책을 마련해야 한다. 2014년 기준 수송 부문의 에너지 소비 중 도로 교통이 차지하는 비중이 77.2%, 철도 0.8%, 해운 10.8%, 항공 11.2%이다. 해운의 경우 에너지 소비량 중 92.7%가 중유이고, 항공의 경우 99.4%가 제트유이다. 탈탄소화를 위해서는 선박과 비행기의 에너지 효율을 높이는 것은 물론, 해운과 항공 부문의 화석연료 사용을 다른 에너지원으로 대체하는 것이 요구된다. 해운의 경우 유럽 JRC의 연구에 의하면 선박 연료를 LNG와 메탄올로 대체하는 것이 하나의 대안인데, 이들 연료의 경우 바이오메탄과 바이오메탄올로 대체가 가능하기 때문이다. LNG와 메탄올을 사용하는 선박은 최소한의 수리만으로 바이오메탄과 바이오메탄올 사용이 가능하다. LNG와 메탄올을 전환 연료로 사용함으로써 최종적으로 바이오연료를 사용하도록 하는 것이다.

항공의 경우 그 특성상 태양광 패널, 수소 전지 등 친환경적 에너지원의 이용이 어렵다고 보고 있다. 국제항공운송협회는 기후변화 문제의 심각성을 인식하여 2009년부터 2020년 사이 매년 연비를 1.5% 개선하고, 2020년부터 이산화탄소 총량을 제한하며, 2005년 대비 2020년 이산화탄소 배출량을 50% 절감하겠다는 목표를 제시하고(ATA) 있다. IATA는 지속가능한 바이오연료를 항공업계의 탄소배출량을 저감할 수 있는 유력한 기술로 전망하고 있다.

2011년 안전성 검증을 마쳐 상용 제트기에서의 사용 허가가 이루어졌고, 이후 여러 차례의 시범 운항이 이뤄진 상황이다. 싱가포르 항공의 경우 싱가포르 민간항공관리국과 함께 2017년 12편의 '그린 패키지' 여객기를 운항하기로 하였고, 첫 비행은 2017년 5월 1일 206명의 승객을 태우고 샌프란시스코에서 출발하여 싱가포르에 도착하였다. 이처럼 항공 업계에서도 탈탄소를 위한 연구개발과 관련 기술 상용화가 이뤄지고 있는 시점에서 국내 항공사들도 새로운 시도를 통해 친환경 대안을 개발할 필요가 있다.

제3절 건물

건물 부문의 에너지 소비는 90년대부터 꾸준히 증가해왔고, 2014년 기준 최종 에너지 소비의 30%를 차지하였다. 여름에는 무더운 겨울에는 추운 우리나라의 기후 특성 상, 빌딩의 에너지 수요에 있어 냉난방 기술과 건물 외피(building envelope)가 중요한 변수로 작용한다. 건축에 있어 물리적인 기술과 더불어 가정, 상업, 공공 부문 빌딩 사용자들의 에너지 사용에 대한 인식과 생활습관이 에너지 수요에 영향을 미친다.

가정 부문 건물에서 사용하는 에너지 비중은 줄고 있는 반면, 상업 및 공공 건물 사용 비중이 가파르게 증가하고 있다. 상업용 빌딩의 에너지 사용에 대한 효과적인 관리가 필요하다. 하지만 가정과 공공 영역에서도 빌딩의 에너지 효율 측면에서 개선 여지가 있다. 자본투자를 통한 에너지 효율 개선, 에너지 소비 모니터링 및 관리, 에너지 소비자의 행동 변화 등, 매우 다양한 접근이 가능하고 필요하다. 정부의 정책 노력을 기본으로 하되, 민간의 적극적 동참 의지가 뒷받침되어야 한다. 기업의 새로운 사업모델 및 신기술 상용화 등이 필요하기에 다양한 주체들의 참여가 필수적이다. 건물 에너지 효율을 높이기 위한 R&D 투자에 있어 공급자 일방주의가 아닌 수요자 인지도와 수용성을 염두에 둔 소비자 친화형 기술혁신이 필요하다.

빌딩의 에너지 수요 관리는 크게 건축적인 방법, 설비적인 방법, 운용·관리적인 방법, 그 외의 방법으로 정리할 수 있다(최문선 외, 2014). 빌딩의 에너지 수요는 크게 냉난방 설비와 전자제품의 사용, 그리고 조명으로 대별할 수 있다. 단기적 수요 관리에는 설비에 투자하는 것이 필요하겠으나, 장기적으로는 건물 특성에 맞는 건축적인 방법에 투자함으로써 높은 에너지 효율 개선이 가능하다. 건축적인 방법은 빌딩 설계와 자재 선정 과정에서 에너지 소비량을 줄이는 방식으로서, 기후에 적합한 건물 구조 및 단열재 사용을 통해 냉난방 필요성을 줄이고 건물 외피(building envelope) 성능을 개선하여 에너지 소비를 줄이는 것이 대표적인 예이다.

설비적인 방법이란 빌딩 내 에너지 기자재의 효율을 높이는 것으로 LED 전등 설치나 에너지 효율적인 가전제품 구입 등을 들 수 있다. 운용·관리적인 방법은 에너지 소비를 모니터링하고 관리함으로써 불필요한 소비를 줄이고 보다 효율적인 사용을 촉진하는 방법이다. 이런 방법 외에도 정보제공을 통해 에너지 효율 개선을 유도할 수 있다. 예를 들어 에너지효율 인증제 및 증명제는 관련 정보를 제공함으로써 에너지 효율이 높은 빌딩을 정부가 심사하여 시장에서 이러한 건물에 대한 수요가 증가하도록 유도하는 방식으로서, 부동산 시장가격에도 일정한 신호를 줄 수 있다(김창훈 외, 2014).

**에너지 관리,
에너지 효율
개선 외에 빌딩
부문의 혁신적인
수단 중 하나는
제로에너지 건축물
활성화이다.**



빌딩 부문 혁신의 대안으로 내놓을 수 없는 것이 제로에너지 빌딩인데, 이는 건축적인 방법과 설비적인 방법, 나아가 에너지 공급 차원의 해법까지 도입된 신개념 건축물이다. 제로에너지 건축물에서는 건축적인 측면에서 기후에 적합한 자재를 동원하여 열손실을 최소화하고, 태양광, 지열 등 자연적인 열기 및 냉기, 조명을 최대한 이용한다. 설비적인 측면에서는 가장 에너지 효율적인 제품을 설치하여 필요한 에너지 소비량을 최소화한다. 필요한 에너지는 재생에너지원으로 자체 생산하여 이용하는데, 발전 설비는 물론 에너지 저장 설비도 갖춘다. 그 결과 외부로부터의 에너지 유입이 필요 없는 건물이 된다.

이론적으로는 마이너스 에너지, 즉 자체 생산한 에너지를 외부로 공급할 수 있는 빌딩도 가능하다. 건축물 수명을 약 30년으로 봤을 때 온실가스와 에너지 절감효과가 누적된다는 장점이 있다. 전기 요금과 도시가스 요금을 매달 지불하는 현재의 통념 상 아직 생소한 개념이지만, 이미 제로에너지 빌딩은 현실화되고 있다. EU는 2020년부터 신축 건물의 경우 제로에너지 건물이 의무화되어 있고, 우리나라는 2025년까지 제로에너지 빌딩을 의무화하는 목표를 갖고 있다. 2030년부터 제로 에너지 건축 세계시장 규모가 연간 1,500조 원에 달할 것으로 예상되는 신산업 분야이다(관계부처 합동, 2015).

제로에너지 빌딩이 활성화하려면 기존 빌딩과 신축 빌딩에 대한 새로운 접근이 필요하다. 신규 빌딩에 대해서는 저에너지 사용이 의무화되어야 하고, 기존 빌딩에 대해서는 에너지 효율을 높이는 리모델링이 필요하다. 도심 지역에서는 제로에너지 빌딩과 이에 근접한 수준의 저에너지 빌딩 설계가 가능하지만, 높은 인구밀도와 재생에너지 발전 용량의 한계 때문에 현실적으로 어려움이 있을 수 있다. 이런 경우 효율적인 지역 냉난방과 히트펌프, 재생에너지의 결합이 저탄소 내지는 탄소중립 단지를 만드는데 중요한 역할을 할 수 있다(IEA, 2016).



Thermal performance level	Highest		High	Moderate	Low	Applications/Comments
Thermal conductivity (W/mk)	0	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05
Vacuum insulated panel(VIP)	■					Research underway in EU and North America to embed VIPs in EPS or XPS as part of EIFS systems with adhesives to avoid fastener penetrations. High material cost.
Aerogel		■				For highly constrained space and thermal bridges, such as stud caps. Case studies underway for interior installations with wall board to reduce labour and offer lower systems level cost. High material cost.
Polyurethane boards and spray			■			Wide applications for value-added performance with space limitations. Roof decking, cathedral roof structures, wall cladding, SIPS, basement, slab edge, and spray foam for cavities also offers air sealing benefits. Higher price premiums with many cost effective applications.
Extruded polystyrene (XPS)			■			Wide applications for value-added performance with space limitations. Roof decking, wall cladding, SIPS, basement, slab edge, and also offers air sealing benefits. Moderate price premiums with many cost effective applications.
Expanded polystyrene (EPS)				■		Wall cladding and a dominant choice for EIFS, SIPS, ICFs, and interior applications. Moderate price premiums with many cost effective applications.
Glass fiber				■		Widely used as cavity insulation alone or with spray foam("flash and batt") to offer more affordable but sealed applications. Used in attics with less space constrained applications, generally lower cost and lower performing applications.
Stone fiber				■		Used as a cavity and in attics with less space constrained applications, generally lower cost and lower performing applications.
Cellulose				■		Used as cavity and in attics with less space constrained applications, generally lower cost and lower performing applications. New formulations doped with phase change material and passed fire rating tests but has very limited market.
Wood fiber, flax, hemp, cotton, other					■	Variety of generally lower cost and lower performing insulation applications.

[표 8-2] 단열재 종류, 성과 용도

주: EIFS= exterior insulation finish systems; SIPS=structural insulated panels; ICFs=insulated concrete forms; PCM=phase change material. W/mk=watts per metre Kelvin. Thermal conductivity testing can be complex and involves many technical considerations that are beyond the scope of this road, such as radiation within material cell structures and "apparent thermal conductivity" as determined in accordance with several ASTM test standards.

자료: Adapted from ETS(Energy Savings Trust)(2010), "Insulation Materials Chart-Thermal Propertise and Environment Ratings", CE71, London.

제로에너지 혹은 저에너지 빌딩을 위한 건축 개선을 위해서 단열성능(Insulation), 기밀성(Air sealing), 창문(Windows), 반사 표면(Reflective surfaces) 부분에서 개선의 여지가 있다(IEA, 2013). 단열성능을 개선하기 위해 다양한 자재가 개발 중이고 상용화되고 있다(표 8-2). 가장 성능이 좋은 진공 단열 패널의 경우 미국과 유럽에서 시범적으로 사용되고 있는데, 이는 탁월 단열 성능을 자랑하지만 높은 가격 때문에 현재 널리 사용되지는 못하고 있다. 통상적으로 사용되는 단열제로는 폴레우레탄 보드와 스프레이, 돌출형 폴리우레탄, 확장형 폴리우레탄 등이 있는데, 이들은 가격 경쟁력이 있어 다양한 용도로 시공되고 있다.

기밀성은 건물 내부의 공기가 외부와 순환되는 정도를 뜻하는데, 기밀성이 높으면 열기와 냉기가 건물 내부에 머무르기 때문에 에너지 효율 측면에서 바람직하지만, 환기 부족으로 쾌적성 유지에 문제가 생길 수 있다. 기밀성을 개선하기 위해서는 문과 창문의 성능이 중요한데, 새 것일수록 기밀성이 좋은 편이다. 설치 시 적절한 시공을 통해 공기 흐름을 차단하는 것이 중요하다. 창문은 채광과 통풍의 역할을 수행하기에 지역의 기후에 맞게 크기를 정하고 고효율 자재를 이용하는 것이 중요하다. 현재 일반적인 유럽 기후에 추천되는 기준은 삼중 코팅 창문 시스템으로 두 겹의 로이(low-e) 유리, 높은 태양열 투과율(solar heat gain), 저전도성 프레임(low-conductive frame), 외부 셰이딩(exterior shading)을 갖춘 것이다(Cazes, 2011).

건물의 반사 표면도 냉난방 효율에 영향을 미치는데, 대표적으로 가시광선과 적외선을 반사하는 지붕이나 옥상을 통해 여름철 건물 상부의 과열 현상을 막을 수 있다. 이는 온도가 올라가는 도시지역에서 특히 효과적인데, 미국 도시 연구 결과 옥상면은 도시 표면적의 60%를 차지할 수 있다. 대부분 어두운 색인 이 옥상면은 태양광의 80%를 흡수하는데, 더 빨리 가열되는 표면적들은 열을 방출하여 도심 지역을 주변보다 더 덥게 만든다. 표면적의 반사율을 높임으로써 2C에서 4C의 온도 상승을 막을 수 있다는 연구결과가 있다(LBNL, 2013). 가장 단순하게는 흰 페인트를 칠하는 것만으로도 집안 온도를 낮추는 효과를 얻을 수 있다.

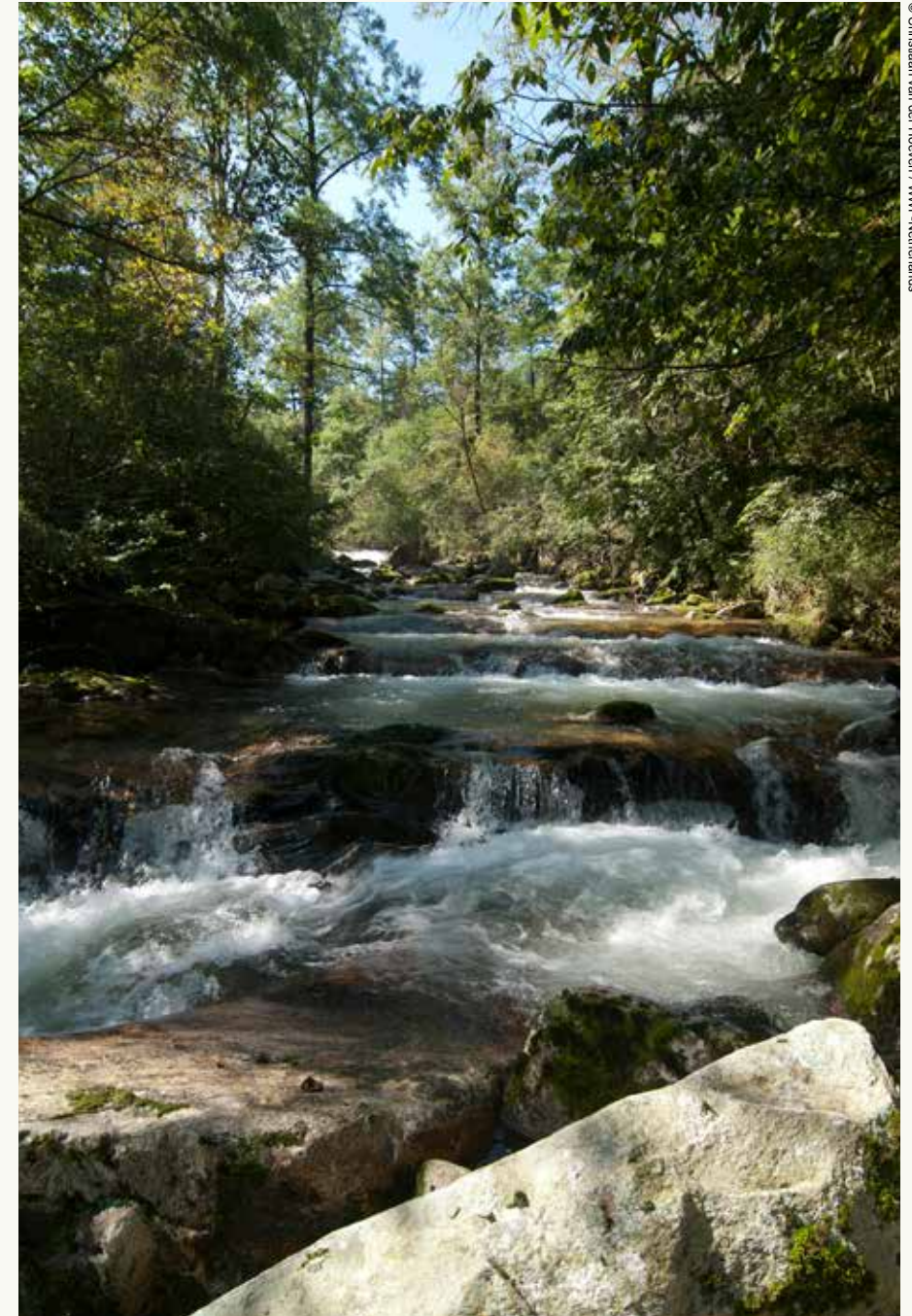


우리 정부는 2016년 7월부터 에너지절약 설계기준 중 열관류율, 단열재 두께, 단열조치 일 반 사항 등을 강화하였다. 기후에 따라 중부, 남부, 제주 지역으로 분류하여 별도의 기준 이 제공되고 있다. 새롭게 강화된 기준은 빌딩의 에너지 효율을 높일 것이나, 2025년까지 제로에너지 빌딩을 일반화하는 목표를 달성하기 위해서는 빌딩부문에서의 보다 적극적인 에너지 효율 개선 대책이 요구된다. 현재 에너지절약 설계기준은 신축 건물과 레노베이션 을 하는 경우, 건물 용도를 변경하는 경우에만 해당하는데, 이는 전체 빌딩의 극히 일부 에 불과하다. 그렇기 때문에 빌딩 부문의 에너지 효율을 제고하기 위해서는 기존 빌딩에 대한 강화된 기준을 마련하여 노후 건물부터 레노베이션이 이루어질 수 있도록 장기계획 을 마련해야 한다.

에너지절약 설계기준에서 권장사항 중 에너지 효율에 큰 영향을 미치고 이미 상용화된 사 항 들, 즉 로이 복층창 사용, 삼중창 이상의 단열 성능을 갖는 창 사용, 단열셔터 설치, 옥상 의 열 저항 개선과 일사 차단, 기밀성 창 및 문의 사용 등에 대해서는 조속한 시일 내에 의 무화할 필요가 있다. 이는 건물 시공비용 인상이므로 적용할 것이나, 한 번 시공된 건물 은 30년~40년을 사용하고, 자재를 교체하는 레노베이션 공사는 사실상 더 큰 비용이 들 기 때문에 신축 건물에 대한 에너지 효율 기준을 상향 조정할 필요가 있다.

이처럼 신축 건물에 대해서는 에너지절약 설계기준을 높게 설정하는 것으로 보다 효율적 인 에너지 소비를 도모할 수 있다. 하지만 기존 건물에 대해서는 에너지효율 개선을 위한 레노베이션을 의무화할 경우 반발이 심할 수 있으므로 건축주의 자발적 개선 노력을 위해 다양한 정책 도입이 필요하다. 건물 부문에서는 주인-대리인 문제가 발생하게 되는데, 건 물 소유자와 실제 이용자가 일치하지 않을 경우 특정 레노베이션이 비용 효율적이라고 해 도 건물주 입장에서는 이를 실행할 유인이 없을 수 있다. 실제로 가스보일러의 경우 자가 에 비해 전세의 경우 효율이 더 낮고, 자가에 비해 전·월세의 경우가 에너지 사용량이 더 높아지는 경향이 확인되고 있다(김창훈 외, 2014). 따라서 에너지 효율 개선을 위한 설비 및 레노베이션에 투자를 위한 유인책을 제공할 필요가 있고, 이를 세제 혜택 형태로 추진 하는 방법이 될 수 있다.

나아가 건물 부문의 주요 정책으로 에너지 효율 향상을 위한 융자 지원 강화를 들 수 있다. 서울시에서는 이미 에너지효율화 사업(BRP)을 통해 에너지효율 향상 및 온실가스 저감에 소요되는 투자비용에 대한 저리 융자를 제공하고 있다. 이 사업은 선진국을 중심으로 이 미 시행되고 있는데, 독일에서는 평균 약 30,000 유로를 0.65~1.41% 저리로 융자하였고, 2010년에만 50억 유로의 예산을 투입하였다(김창훈 외, 2014). 서울에서 시행되고 있는 이 제도는 아직 초기 단계로 앞으로 보다 규모를 확대하여 정부 차원의 대규모 융자지원 프 로 그램으로 발전시켜 나갈 필요가 있을 것이다.



© Christian van der Hoeven / WWF-Netherlands

제8-2장 사회적 수용성 제고

앞에서 제시한 제도와 정책이 시행되는 과정에서 정부, 기업, 시민사회 등 우리 사회 구성원의 적극적인 참여와 실천은 본격적인 에너지 전환을 위한 전제조건이다. 에너지 전환은 에너지를 생산하고 소비하는 것과 관련된 삶의 방식을 새롭게 하는 우리 사회의 전반적 변화를 의미하기 때문이다. 재생에너지 중심 사회경제에 대한 사회적 합의가 뒷받침 될 때 이를 위한 정책과 제도의 실효성은 보다 높아질 것이다. 사회적 수용성 제고를 위한 노력이 중요한 이유이다.

우리 사회는 인접국인 일본의 후쿠시마 원전사고에서부터 경주 지진사태, 그리고 최근의 미세먼지 심각성을 겪으면서 원전력과 화석연료 발전에 내재해 있는 위험성을 인식할 수 있는 기회를 가졌다. 이에 따라 에너지 전환의 필요성에 대한 공감대가 과거 어느 때 보다 커진 상황으로 판단된다. 이러한 사회적 문제의식과 공감대를 바탕으로 점차적인 탈원전과 탈석탄 추진 및 재생에너지 확대라는 에너지 대안 경로에 대한 사회적 신뢰 및 수용성을 제고하며, 구성원들의 실질적인 참여를 독려하기 위한 실질적인 노력과 정책방안이 필요하다.

재생에너지 수용성을 가로막는 장애요인으로는 효과적인 거버넌스 부재, 정책 일관성에 대한 불확실성, 시민참여 부족 등을 들 수 있다. 이는 재생에너지에 대한 부정적 인식을 만들어 내는 요인이기도 하다. 장애요인을 극복하고 사회적 수용성을 제고하기 위해서는 다음과 같은 정책 노력이 필요할 것으로 판단된다.

첫째, 재생에너지 비전 수립과 제도 마련, 실행에 이르기까지 사회적 논의를 담을 수 있는 에너지 거버넌스 형성이다. 이를 위해서는 중앙·지방, 민·관 차원의 거버넌스 구축이 중요하다. 현재 중앙정부의 국가 에너지 계획과 지자체 차원의 에너지 계획은 유기적 연계성을 가지지 못한 채 수립되어 추진되고 있다. 국토 및 환경관리를 위한 또 다른 축이 지자체라고 할 때 재생에너지 확산에 있어 중앙정부와 지방정부 간 협력의 중요성은 매우 크다고 할 수 있다.

둘째, 에너지 전환의 불확실성에 대한 이해관계자들의 우려를 해소해야 한다. 일차적으로 정부 정책의 일관성에 대한 신뢰를 확보하는 것이 중요하다. 에너지 전환과 같이 중장기적인 관점과 지속적인 노력이 중요한 분야에서 정부 정책이 수시로 변한다면 투자자, 기업, 소비자 등, 시장참여자들은 리스크를 감수하려 하지 않을 것이다. 시장 신뢰를 확보하기 위해서는 독일 사례에서 보듯이 정부의 '탈핵선언'과 같이 정부 차원의 명확한 의지표명과 이에 따른 구체적인 로드맵이 제시될 필요가 있다.

셋째, 민관의 에너지 전환을 둘러싼 소통과 상호협력 체계가 요구된다. 정부의 일방적인 정책 추진은 실질적인 실행주체인 시민의 광범위한 참여를 이끌어내는데 한계가 있다. 시민사회와 현장 주민의 의견수렴을 통한 정책추진은 에너지 전환에 대한 사회적 지지를 확보하는 원동력이 된다. 우리는 이미 RPS나 FIT 등, 민간 참여를 유도할 수 있는 재생에너지 확대 유인 제도를 시행한 바 있다. 다양한 단위의 참여를 유도하기 위해서는 중앙정부 차원의 제도 확대가 필요하다. FIT 제도의 재활성화는 비용문제로 재생에너지 발전 참여를 주저하는 발전사업자들의 참여를 견인할 것으로 기대된다.

재생에너지는 깨끗하고 안전한 에너지라는 긍정적인 인식이 존재함에도 불구하고, 여전히 기존 에너지를 보완하는 수준의 보조 에너지라는 이미지가 강하다. 재생에너지에 대한 사회적 수용성을 제고하기 위한 정책 노력과 시장 및 시민사회의 긍정적 반응이 결합될 때 재생에너지는 지속가능한 미래를 견인하는 중심적 에너지원으로 자리매김할 수 있을 것이다.



참고 문헌

국내문헌

관계부처 합동, 2014. 제5차 에너지수요합리화 기본계획

관계부처 합동, 2015. 新기후체제 대응을 위한 2030 에너지 신산업 확산 전략 - 2030년 미래비전 달성을 위한 5개년 기본계획

김수덕 외, 2011. 「실시간 요금제 영향분석을 위한 전력소비 분석모델 개발」 한국전력공사 연구보고서

김영산, 문승일, 이승훈, 2011. 「녹색성장을 위한 전력시장 장기비전 연구」 녹색성장위원회 연구보고서

김창훈, 이지연, 2014. 건물 에너지효율 시장요소 분석 및 개선방안 연구. 에너지경제연구원 기본연구보고서 14-16

미래창조과학부, 2016. “한국의 모든 기후기술 연구과제 한자리에 모이다.” 보도자료

미래창조과학부, 2017. “18년도 정부 R&D 투자방향(에너지·환경 분야)”

박기현, 정성삼, 2011. 건물효율개선행사업을 활성화를 위한 금융지원 방안 연구. 기본연구보고서 16-20

산업연구원, 2005. 한국산업의 발전비전

산업통상자원부, 2008, 2014. 1차, 2차 에너지기본계획

산업통상자원부, 2008, 2010, 2013, 2015. 4차, 5차, 6차, 7차 전력수급기본계획

산업통상자원부, 2002, 2005, 2011, 2014. 에너지총조사 보고서

산업통상자원부, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016. 에너지통계연보

산업통상자원부, 2016. 신·재생에너지 백서, 한국에너지공단

서울연구원, 2013. 서울시 가정용 전력소비의 변화요인과 저감방안. 서울시민 대상 설문조사 결과 값.

에너지경제연구원, 2017. “세계 주요 슈퍼그리드(전력망) 추진 동향과 시사점.” 세계 에너지시장 인사이트 제 17-16호

에너지경제연구원, 2017. 2016 장기에너지 전망

원자력안전위원회, 2017. 「고리 1호기 영국정지 운영변경허가(안)」, 제70회 원자력안전위원회, pp.8.

정부합동 미세먼지 관리 특별대책 확정·발표, 2016

조영탁, 김창섭, 2013. Paradox of Fossil Fuels

청와대, 2017. “고리 1호기 영구 정지 기념행사 기념사.” 대통령 연설

최문선, 최도영, 2014. 건물 에너지소비 상설 표본조사 연구. 에너지경제연구원 기본연구보고서 14-29

통계청, 국가에너지통계종합정보시스템(<http://www.kesis.net/>)

한국전력공사, 2016. 한국전력통계 속보

한국수력원자력(주), 2014. 원자력발전백서

환경정책평가연구원, 2013. 지속가능성 관점에서의 산업구조 변화 분석

해외문헌

ACER/CEER, 2015. “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014.”

ACER/CEER, 2016. “ACER Market Monitoring Report 2015-Key Insights and Recommendations.”

Brattle, 2016. “Electricity Market Restructuring: Where Are We Now?” presentation at NCSL Energy Policy Forum.

California ISO, 2015. Expanded Metering and Telemetry Options Phase 2: Districuted Energy Resource Provider (DERP),“ Draft Final Proposal.

Cazes, B., 2011. ”Windows and glazed area technologies and materials in Europe”, presented at the IEA (International Energy Agency) Building Envelope Technologies and Policies Workshop, Neuilly-sur-Seine, France.

CEER, 2015. “Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013.”.

Christensen Associates, 2016. “Retail Choice in Electricity: What Have We Learned in 20 Years?” report for Electric Markets Research Foundation.

EC, 2011. 「Energy Roadmap 2050」, pp.15.

Energy Research Institute & National Development and Reform Commission, 2015. China 2050 High Renewable Energy Penetration Scenario and Roadmap Study.

Espey, J., and M. Espey, 2004. “Turning on the Lights: A Meta-Analysis of Residential Electricity Demand Elasticity,” Journal of Agricultural and Applied Economics, 36(1), 65~81.

EU Commission, COM, 2011. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Energy Roadmap 2050.

EU Commission, 2012. Energy roadmap 2050.

EU Commission, 2016. A European strategy on Cooperative Intelligent Transport Systems, a milestone towards cooperative, connected and automated mobility.

Futurism, (2017.03.03., Retrived 2017.6.23.) The Next Car You Buy Could Be Solar-Powered, <https://futurism.com/the-next-car-you-buy-could-be-solar-powered/>

GREENPEACE, 2012. “Energy Revolution – A sustainable world energy outlook”, 4th edition 2012 World Energy Scenario.

Hippel et al., 2011. Energy security and sustainability in Northeast Asia, Energy Policy, 39 (2011) 6719–6730.

IATA, Retrieved 2017.06.23. IATA – Policy: Climate Change. <http://www.iata.org/policy/environment/Pages/climate-change.aspx>.

IEA, 2011. 「25 Energy Efficiency Policy」, pp.11.

IEA, 2011, 2012, 2014, 2015, 2016. Key World Energy Statistics.

IEA, 2012. Technology Roadmap - Fuel Economy of Road Vehicles.

IEA 2013. Technology Roadmap - Energy efficient building envelopes.

IEA, 2015, Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition

IEA, 2016. Energy Technology Perspectives 2016, Executive Summary. <http://www.iea.org/etp/etp2016/>.

IEA, 2016. 「Renewables Information 2016」.

IEA, 2016. World Energy Outlook 2016.

IEA and ERI(China), 2011. Technology Roadmap: China Wind Energy Development Roadmap 2050, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/china_wind.pdf.

IEA and NEA, 2015. "Projected Costs of Generating Electricity," 2015 Edition.

International Renewable Energy Agency, REmap 2030: A Renewable Roadmap,

Joskow, P., “Why do we need electricity retailers? Or can we get it cheaper wholesale?” Discussion draft, MIT, Massachusetts.

Kamaljit MOIRANGTHEM, 2016. Alternative Fuels for Marine and Inland Waterways. Technical report by the Joint Research Centre.

Labandeira, X., J. Labeaga and X. Lopez-Otero, 2016. “A Meta-analysis on the Price Elasticity of Energy Demand,” working paper, European University Institute.

Lawrence Berkeley National Laboratory, 2016. “Recovery of Utility Fixed Costs: Utility, Consumer, Environmental and Economist Perspectives,” LBNL Report.

Lawrence Berkely Lab Heat Island Group, Retrieved 2017.06.23. Urban Heat Islands, <https://heatisland.lbl.gov/coolscience/urban-heat-islands>.

Lazar, Jim and W. Gonzales, 2015. “Smart Rate Design for a Smart Future,” RAP Report.

Lim, K-M., S-Y Lim, and S-H Yoo, 2014. “Short- and Long-run Elasticity of Electricity Demand in the Korean Service Sector,” Energy Policy, 67, p 517-521.

Littlechild, S., 2002. “Competition in retail electricity supply” Faculty of Economics, University of Cambridge, Cambridge.

Littlechild, S., 2002. "Why we need electricity retailers: a reply to Joskow on wholesale spot pass-through," Working paper, Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge.

Littlechild, S., 2009. "Retail competition in electricity markets - expectations, outcomes and economics," *Energy Policy* 37, 259-763.

Mark Z. J., Mark A. ., Zack A.F. ., Savannah C. G., William E. C., Mary A. C., Alphabetical, Cedric B., Liat C., Hailey A. C., P. Enevoldsen, Jenny R. E., Simone N. F., Owen K. G., Eleanor M. H., Jingyi L., Jonathan L., Clayton B. M., Sean B. M., Kevin R. M., Patrick L. O., Ivalin P., Stephanie R., Robin S., Michael A. S., Jingfan W., Eric W., Alexander S. Y., 2016, "100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight (WWS) All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World", Stanford University.

O'Connor, P., and E. O'Connell-Diaz, 2015. "Evolution of the Revolution: The Sustained Success of Retail Electricity Competition," COMPETE.

OECD, 2016. *The Economic Consequences of Outdoor Air Pollution*, OECD Publishing, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264257474-en>.

OECD, 2017. "Green Growth Indicators 2017", pp.40.

OECD, IEA and IRENA, 2017. *Perspectives for the energy transition: Investment needs for a low-carbon energy system*.

O'Shaughnessy, E., C. Liu, and J. Heeter, 2016. "Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2015 Data)," National Renewable Energy Laboratory Technical Report (NREL/TP-6A20-67147).

Planbureau voor de Leefomgeving, 2012. *Climate and Energy Roadmaps towards 2050 in North-western Europe*,

Renewable Energy Prospects: Germany, 2015. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Germany_report_2015.pdf

SIA And CAAS Partner To Operate First 'Green Package' Flights In The World https://www.singaporeair.com/en_UK/us/media-centre/press-release/article/?q=en_UK/2017/April-June/jr1117-170503

Sovacool et al., 2011. Evaluating energy security performance from 1990 to 2010 for eighteen countries, *Energy*, 36 (2011) 5846e5853.

State of New York, Department of Public Service, 2015. "Staff White Paper on Ratemaking and Business Models."

Tongsopit et al., 2016. Energy security in ASEAN: A quantitative approach for sustainable energy policy, *Energy Policy*, 90, March 2016, Pages 60-72

Wang Zhongying (Energy Research Institute National Development and Reform Commission), 2016. *China Energy Transition (2050):Coal-fired plant peaking load and V2G will be the core of deregulated electricity market designs supporting Green and low carbon electricity revolution*.

WWF, 2016. *Energy Report: 100% renewable energy by 2050 – Ecofys*.

Yao and Chang, 2014. Energy security in China: A quantitative analysis and policy implications, *Energy Policy*, 67(2014)595-604.

Zummo, P., 2015. "Rate Design for Distributed Generation: Net Metering Alternatives with Public Power Case Studies," American Public Power Association.



It's time to act. Together, Possible

지속가능한 미래를 위한 대한민국 2050 에너지 전략

KOREA ENERGY VISION 2050 IN NUMBERS

24%

2014년 대비 2050년
에너지 수요 24% 감소

100%

2050년 에너지 부문
재생에너지 비중



>90%

2014년 대비 2050년
에너지 부문 온실가스
배출량 감소



본 보고서는 헤럴드(HERALD)의 후원으로 제작했습니다. 인간에 대한 존중과 지속 가능한 환경을 모든 경영 판단 및 목표의 기초로 삼고 있는 60년 전통의 콘텐츠 기업 헤럴드는 인간이 자연과 조화를 이루며 살아가는 세상을 위해 노력해 온 세계자연기금 한국본부(WWF-Korea)를 후원합니다.



HSBC는 한국에서 은행과 증권업을 하고 있습니다. 홍콩상하이은행은 HSBC그룹의 창립멤버로서, 개인금융, 커머셜 뱅킹, 글로벌 뱅킹 및 마켓, 글로벌 프라이빗 뱅킹의 4개 사업군을 운영하며 전 세계 4천6백만 고객에게 서비스를 제공합니다.



IKEA는 행복한 생활에 대한 열정을 가지고 있는 가치지향적인 기업으로, 사람과 지구에 긍정적인 영향을 주고자 오랜 기간 동안 자원 절약에 실천하고 보다 많은 사람들에게 더 나은 생활을 제공하기 위해 노력해왔습니다.

	<p>WWF(세계자연기금)는 지구의 자연환경 파괴를 막고 자연과 사람이 조화롭게 공존하는 미래를 위해 일하는 세계 최대 자연보전기관입니다.</p> <p>wwfkorea.or.kr</p>
--	---

© 1986 핀다 도형 WWF-World Wide Fund For Nature 세계자연기금
(전 World Wildlife Fund 세계야생동물기금)
® 'WWF'는 WWF의 등록상표입니다.