

KOREA LEGISLATION RESEARCH INSTITUTE

脫석탄 정책 및 법제연구

－ 유럽 사례를 중심으로 －

박시원·김승완



한국법제연구원
KOREA LEGISLATION RESEARCH INSTITUTE

脫석탄 정책 및 법제연구 - 유럽 사례를 중심으로 -

Coal Phase Out Policies and Laws - with focus on EU Cases

연구책임자 : 박시원(강원대학교 법학전문대학원 부교수)
Siwon Park

공동연구자 : 김승완(충남대학교 전기공학과 조교수)
Seungwan Kim

2019. 10. 31.

연구진

연구책임	박시원	강원대학교	법학전문대학원	부교수
공동연구	김승완	충남대학교	전기공학과	조교수
심의위원	홍의표	연구위원		
	김은정	연구위원		
	류권홍	원광대학교	교수	
연구보조원	정성진	강원대학교	법과대학	
	성한빛	강원대학교	법과대학	
	이동수	충남대학교	전기공학과	

요 약 문

I. 배경 및 목적

- ▶ 2015년 파리협정 목표를 달성하기 위해서 전 세계 전력분야에서 脫탄소(decarbonization) 정책이 빠르게 진행되어야 하며 특히 석탄발전소 운영을 중지하는 것이 온실가스 감축을 위해 비용효과적인 수단으로 매우 중요한 과제가 됨
 - 석탄은 세계 전력의 40%를 차지하며, 천연가스보다 단위전력당 이산화탄소를 약 2배 배출하는 지구온난화의 주범으로 알려짐
 - 파리협약 목표 이행을 위한 배출경로를 분석한 ‘IPCC 1.5도 특별보고서’에 따르면 지구 온도 상승폭을 1.5도로 제한하기 위해서는 2030년까지 2010년 대비 이산화탄소를 45%까지 감축해야하며, 2050년까지는 이산화탄소 배출과 흡수가 서로 완전히 상쇄되는 이른바 ‘Net-Zero’ 배출을 달성해야함. 이를 위해서 보고서는 2050년까지 전 세계 석탄발전을 중단해야한다고 권고함
- ▶ 脫석탄 정책이행을 위해 법개정이 가장 활발한 곳은 EU으로 이미 영국, 독일, 프랑스, 이탈리아 등 15개 국가가 脫석탄을 공식 선언했고, 스페인 등 3개 국가가 脫석탄 시기 및 방법을 마련 중임
 - 영국은 파리협정 준비과정에서 전 세계에서 가장 먼저 탈석탄 정책을 선언하였고, 뒤 이어 프랑스, 핀란드, 덴마크, 스웨덴, 이탈리아, 포르투갈 등 다수 유럽국가들이 빠르면 2021년에서 늦어도 2030년까지 석탄발전소 운영을 중단한다고 발표함

- EU에서 석탄을 가장 많이 사용하는 독일도 2년 동안 숙의 과정을 통해 2019년 2월 공론화위원회에서 석탄발전 폐기 시한을 2038년으로 권고함(2035년까지 앞당기는 선택 포함). 현 메르켈 정부는 위원회의 권고를 환영한다고 밝히고 정부차원의 脫석탄 시기 결정을 위해 논의 중임
- 지난 10년 동안 폴란드, 체코 등 일부 동유럽 국가에서만 석탄 발전소에 대한 대규모 투자가 이루어짐

▶ **EU의 脫석탄 정책은 1995년 이후 지속적으로 석탄발전을 축소시킨 다양한 기후변화 대응 정책들의 연장선상이라 이해할 수 있으며 석탄 시대의 종말을 앞당기기 위한 강력한 정책임**

- 1995년 이후, EU의 전체 발전설비용량에서 풍력, 가스, 태양광의 비중이 빠른 속도로 증가한 데 비해, 석탄, 석유, 원자력 등의 발전설비용량은 감소해 왔음. EU 전체 전원 구성에서 석탄화력발전의 비중은 2000년 24.4%에서 2015년 17.5%로 감소하였음
- 이는 재생에너지 보급 확대, 석탄화력 환경규제 강화, 화석연료 보조금 제한정책 등 저탄소 정책이행의 결과였으나 EU의 석탄발전 감소 추이에도 불구하고 현 추세로는 파리협정의 목표를 달성할 수 없으며 EU-ETS와 같은 시장을 통한 규제보다 별도의 강력한 수량 규제 방식의 탈석탄 정책이 필요하다고 결론

▶ **EU의 탈석탄 정책 선언의 배경과 추이 및 법률 재개정 입법례를 심층적으로 분석하고자 함**

- EU 사례 분석을 통해 현재 우리나라에서 논의되고 있는 노후석탄화력발전 조기 폐지, 미세먼지 대책의 일환으로 노후 석탄화력발전소의 성능개선 투자 정책과 온실가스 감축 정책간의 정합성 논란 등 우리나라 전력 분야의 기후변화대응을 위한 과제와 정책변화의 필요성을 제고 함

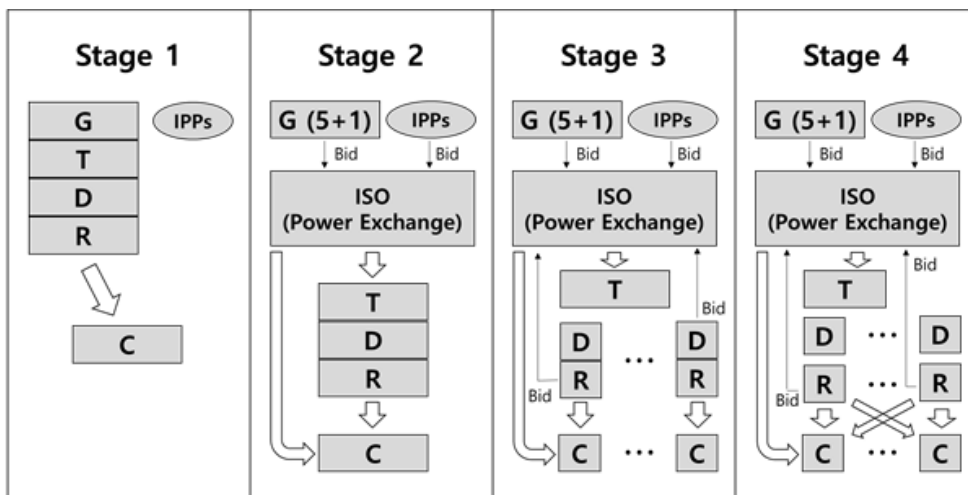
- 궁극적으로 우리나라 전력 분야의 기후변화대응 전략 및 체계 수립을 위한 참고 사례로 활용하고자 함

II. 주요 내용

▶ 우리나라 전력산업 및 전력시장의 특수성: 전력산업 구조개편 계획의 중단

- 1999년 4단계의 전력산업구조개편 기본계획이 수립되었으나 정치적인 이유로 인해 2단계 도입을 끝으로 구조개편이 중단되어 불완전한 형태의 시장구조 유지

[그림2-3] 1999년 전력산업구조개편 기본계획에 담긴 4단계의 구조개편 절차



G: Generation / T: Transmission / D: Distribution / R: Retail / C: Consumer

▶ 우리나라 전력시장 구조 하에서 기후변화 대응의 한계점

- 판매사업(전력시장의 수요 측)의 독점구조로 인해 전력시장 내 수요-공급 균형을 통한 일반적인 상품시장의 가격책정방식 적용 불가
- 비용평가위원회에서 결정하는 변동비 기반의 발전 측 시장만 존재, 연료비가 싼 발전원은 항상 높은 급전 우선순위를 갖게 되며 자율적인 외부비용 반영에 한계존재
 - 온실가스 배출권 거래비용의 낮은 유상할당 수준 및 판매사업자에게 전가되는 비용정산 책무
 - 제도화 된 환경비용 수준 미미
 - 비제도화 된 외부비용은 자율적 반영 불가한 구조
- 지정학적 요인으로 인해 석탄발전에 대한 환경비용 부과에도 불구하고, 천연가스 가격을 역전하기에 한계 존재

▶ EU의 주요 환경규제 및 석탄발전소의 영향

- EU의 대기오염규제의 전개 과정
 - 석탄발전소에 적용되는 가장 대표적 EU 대기오염규제는 대기연소시설 배출저감 지침(2001/80/EC)과 산업활동으로 인한 배출원의 통합 오염방지 및 제어에 대한 규정(2010/75/EU)으로 후자에서는 2021년 중반 모든 회원국의 규제기관이 대형 발전소의 인허가를 갱신하도록 하고 있음.
 - 동 지침에 따라 배출저감기준을 통과하지 못하는 화력발전소들은 모두 인허가를 갱신 받지 못하고 가동을 중지해야 하며, 유럽의 다수 석탄발전소들이 동 지침에 의거하여 폐쇄될 위기를 맞을 것으로 예상됨

▶ EU의 화석연료 및 석탄발전소 보조금 축소 법제 및 정책

○ EU의 화석연료 보조금 현황

- 자료에 따르면 2014-2016년 사이 총 11개 유럽국가와 EU 정부차원에서 연간 최소 1,120억 유로 규모의 화석연료 보조금을 지급한 것으로 파악
- 유럽 10개국의 석탄발전소에 투입되는 보조금을 연구한 자료에 따르면 폴란드, 독일, 영국, 루마니아 순으로 보조금 규모가 크며, 종류별로 분석하면 석탄 광산, 에너지전환(노동자와 지역사회 보조금), 석탄발전운영, 용량요금, 발전소 해체와 환경복원 순으로 보조금이 지급됨

○ EU의 화석연료 보조금 축소 정책 및 법제

- 화석연료 보조금은 가격형성을 왜곡하고, 비효율적 에너지 소비를 증가시키며, 정부 재정부담을 늘리고, 기후변화 문제를 가속화 시킨다는 점에서 축소되어야 한다는 공감대 형성
- EU는 2018년 12월 EU 집행위원회와 유럽의회, 그리고 EU 회원국들간의 오랜 협상 끝에 내부 전력시장 개편을 위한 새로운 법안에 합의함
- 용량요금이 결국 재생에너지 신규도입을 방해하고 기존 화력발전사들을 돕는 일종의 보조금이라는 비판의 목소리가 높아지자 EU는 새로운 규제를 통해 500g CO₂/kWh 이상 방출하는 신규 발전소는 2020년 1월부터, 기존 발전소는 2025년 7월부터 용량요금을 받을 수 없도록 조치함
- 이러한 용량요금의 폐지로 인해 유럽 석탄발전소의 퇴출이 가속화되고 신규발전소 진입이 어려워 질 것으로 예상됨

▶ EU 석탄발전소 운영 현황 및 주이 분석

- EU-ETS 제도를 통한 탄소가격제도 기 운영 (외부비용의 내재화 수단 중 하나)
- 주로 노후화 된 석탄발전소가 대부분이며 많은 EU 국가들이 가격규제를 넘어서 특정 기동년수 이상의 발전원을 강제적으로 가동 중단하는 정책 도입

[표4-2] EU 회원국별 탈석탄 정책 현황 (2019.10 기준) (자료 Europe Beyond Coal, 2019)

국가	탈석탄 정책	비고
오스트리아	2020년까지 탈석탄	현재 운영 발전소 2개
벨기에	2016년 탈석탄 완료 최초 탈석탄 국가	EU 대기오염규제로 노후석탄 조기폐쇄
불가리아	현재까지 탈석탄 정책 미비	노후하고 오염이 심한 석탄발전소 운영 현재 EU 대기오염규제 면제조항 적용
크로아티아	현재까지 탈석탄 정책 미비	소규모 무연탄 발전소 2기 운영하다 EU 가입조건 으로 2017년 석탄발전 1기 폐쇄
체코	현재까지 탈석탄 정책 미비	노후석탄발전의 대기오염 심각 EU 대기오염규제 준수를 위해 갈탄석탄 축소 고려 중
덴마크	2030년까지 탈석탄	국영발전사(Orsted, 前Dong) 2030년까지 탈석탄 발표, 시민사회 정부에게 2025년까지 조기달성압박
핀란드	2029년까지 탈석탄	1년간 시민들 압박으로 2018년 10월 정부 탈석탄 발표, 2019년 2월 법개정 완료
프랑스	2021년까지 탈석탄	前정권에서 2023까지 탈석탄 발표, 마크롱 정부 2021 조기달성 지지 피해지역 지원법 마련 중
독일	2038년까지 탈석탄 2035년 조기달성 옵션	탈석탄 공론화 위원회 권고를 정부가 받아들여 현재 법안 작성 중 2019.5. 법안 가이드라인 발표

국가	탈석탄 정책	비고
그리스	2028년까지 탈석탄	갈탄 생산국 발칸 국가 중 최초 탈석탄 Coal Regions in Transition Platform 참여
헝가리	2030년까지 탈석탄	갈탄 발전소 1개 운영 동유럽 국가 중 최초 탈석탄 Coal Regions in Transition Platform 참여
아일랜드	2025년까지 탈석탄	2018년 7월 아일랜드 정부 채권의 화석연료 투자 회수 법률안 통과 최초의 Divest 국가 Powering Past Coal Alliance 가입
이탈리아	2025년까지 탈석탄	2017년 발표 법률안 부재, 행정명령으로 이행 중
네덜란드	2029년까지 탈석탄	2018년 하원 법안 통과 현재 운영 중인 5개 발전소 중 2개는 최근 운영 시작 (2015, 2016)
폴란드	현재까지 탈석탄 정책 미비	노후 석탄발전소 EU 대기오염규제 준수에 어려움 예상 석탄광산은 경영 악화
포르투갈	2030년까지 탈석탄	2016.11 환경부장관 탈석탄 정책 발표 2017.10. 2050 탄소 중립로드맵 마련
루마니아	현재까지 탈석탄 정책 미비	노후 석탄발전소 EU 대기오염규제 준수에 어려움 예상 중국자본합작 석탄발전 건설시작 난항 석탄광산 경영 악화
슬로바키아	2023년까지 탈석탄	2018. 환경부장관 2023년까지 석탄광산 보조금 중지 시사 2019.6. 新정부 탈석탄 정책 발표 Coal Regions in Transition Platform 참여
슬로베니아	현재까지 탈석탄 정책 미비	2016년 6개 신규 석탄발전소 운영시작 2054년까지 운영예정
스페인	탈석탄 논의 중	EU 대기오염규제, 광산 보조금 금지 결정으로 2020년 일부노후석탄 폐쇄예정 2018년 新정부 2025년까지 탈석탄 시사

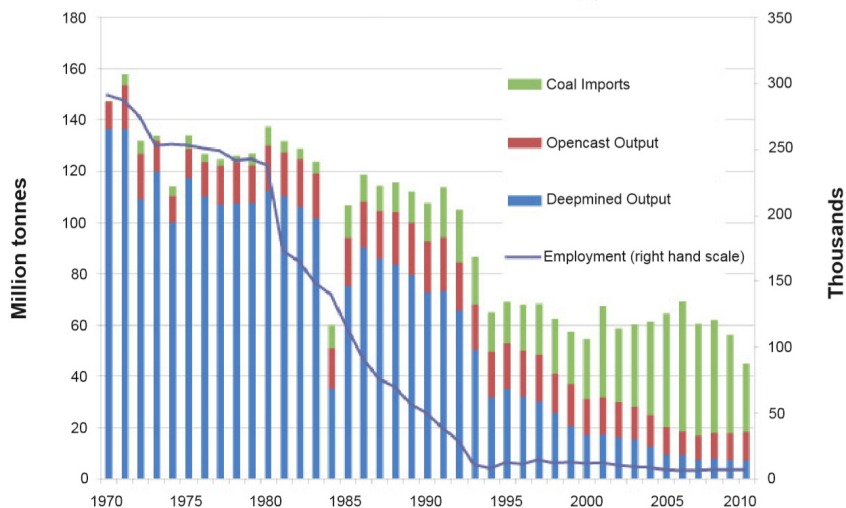
국가	탈석탄 정책	비고
스웨덴	2022년까지 탈석탄	마지막 석탄발전 2022 폐쇄 예정
터키	현재까지 탈석탄 정책 미비	2023년까지 석탄용량 30GW 증설계획
영국	2025년까지 탈석탄	2015년 세계 최초로 탈석탄 정책 발표 현재 법안준비 중 석탄비중 급락 (2012년 40%, 2016 9%)

▶ EU 주요국의 탈석탄 정책 및 법률 사례 분석

○ 영국의 탈석탄 정책

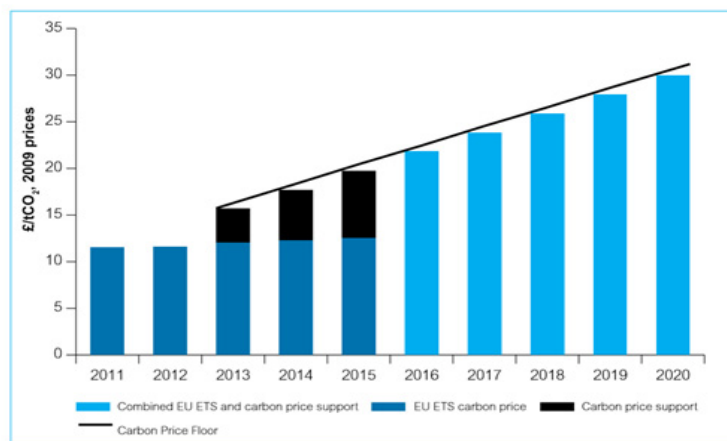
- 과거 마가렛 대처 정부 시절 석탄노조에 대한 무력화 전략에서부터 시작되어 이미 1980년대 초부터 석탄산업은 쇠퇴하고 있었음 (여전히 현역 석탄발전소가 존재한 우리나라와는 상황이 다름)

[그림4-3] 1970 ~ 2010 기간의 영국 내 석탄생산량, 수입량, 석탄산업 고용인원

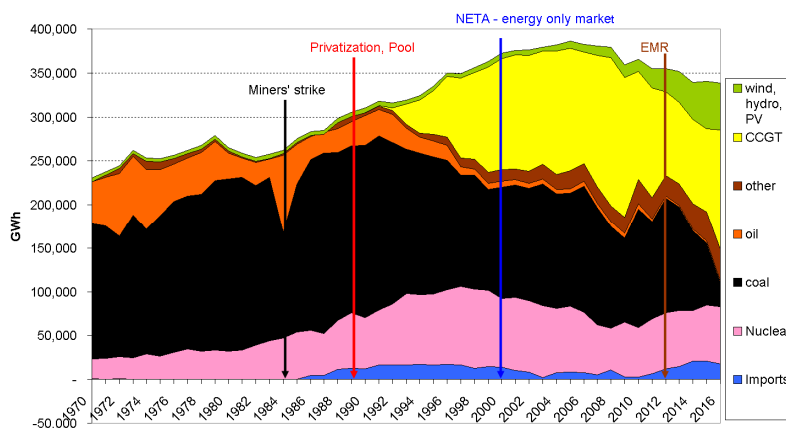


- 2013년 Electricity Market Reform 정책 중 Emission Performance Standard 제도와 Carbon Price Floor 제도가 석탄발전량의 급격한 감소에 크게 기여한 것으로 평가

[그림4-8] 2020년까지의 CPF 수준 계획



[그림4-1] 1970 ~ 2016 기간의 영국의 전원별 발전량 추이와 주요 사건



- [에너지 관련 법] 영국의 전기법(Electricity Act 1989)은 영국 전력산업 구조개편의 법률체계를 마련함. 전력산업에 경쟁을 도입하고 발전, 송전, 배전, 판매 분야의 면허제도와 독립규제기관을 설립함. 2000년 제정된 유틸리티 법은 가스법과 전기법의 소매판매 부분을 통합하여 새로운 규제기관 (GEMA, Ofgem)을 설립하고, 소비자 보호 서비스를 강화함. 수 차례 개정된 에너지법은 재생에너지 촉진을 위한 발전차액지원제도, CCS 도입, 전력시장 구조개편 (EMR) 방안 등을 포함함
 - [온실가스 감축목표] 기후변화법 2008은 영국의 온실가스 감축에 대한 구체적인 목표를 규정하는 법률로서, 2050년까지 온실가스 배출량을 80% 감축하는 장기 목표를 달성하기 위하여 5년 단위의 배출 상한선과 15년 단위의 탄소예산을 설정한 세계 최초의 기후변화 입법례임. 또한 목표설정을 위한 책임 있는 기관과 (에너지기후변화부), 독립된 감독기관 (기후변화위원회)을 설치하여 안정적인 정책 집행이 가능
 - [탈석탄 결정] 2015년 11월 영국 정부는 2025년까지 탈석탄 정책 의도를 발표하고 2016년 11월 정책 제안 보고서를 발표한 뒤 지금까지 6,000여개에 이르는 시민 의견을 듣고 탈석탄에 이르는 최적의 정책 수단 고민 중임. 2018년 1월 정부는 시민 의견에 답하는 형식의 보고서에 따르면 정부는 노후 석탄발전소에 CCS 설치를 의무화하는 방안 대신 탄소집약도 기준을 강화하는 방식을 택할 예정이며, 석탄과 바이오매스를 혼용하는 발전소의 경우 바이오매스의 전 생애 온실가스 배출량을 고려할 것이며, 전력공급의 안정성을 위해 용량시장을 운영할 것임을 시사함
- 독일의 탈석탄 정책
- [석탄 비중] 독일은 지난 20년 동안 지속적으로 재생에너지 확산을 위한 다양한 정책과 법제를 개발한 결과, 재생에너지 비중이 급격히 증가하였음. 그러나 2011년

탈원전 선언 이후 석탄의 비중이 유지되면서, 그로 인해 온실가스 감축이 정체되었음. 2018년 기준 독일 전력 생산 중 재생에너지 비율이 35.2%로 가장 높으며, 석탄은 34.3%로 두 번째로 높음. 천연가스는 12.8%, 원전은 11.7% 순임

- [전력시장] 독일의 전력시장은 1998년 완전 개방되었고 2011년 송전분야의 분할 의무가 법제화되면서 기존의 수직통합 발전회사들이 송전사업을 매각한 결과, 현재 네 개의 송전망 운영사업자가 활동함. 배전 분야는 900여개가 넘는 배전시스템 운영사업자가 있으며, 이들은 대부분 대형 4대 발전회사의 자회사들임
- [에너지 관련 법제]
 - 2007년 ‘통합 에너지 · 기후변화 패키지(Integrated Energy and Climate Programme)’를 통해 에너지 · 기후변화 부분의 종합적인 대책과 목표를 발표함. ① 2020년까지 1990년 기준 온실가스 배출 40% 감축, ② 에너지효율 20% 개선, ③ 전력분야 재생에너지 비중 30% 확대라는 세 가지 목표를 달성하기 위해 14개의 법안을 제 · 개정하는 대대적인 절차를 2008년에 걸쳐 진행함
 - ‘에너지 패키지 2011 (Energy Package)’은 2011년 후쿠시마 원전사고 이후 독일 정부가 탈원전을 결정하자, 이러한 변화를 반영하고 에너지 구상 2010을 법제화하는 작업임. 총 6개 법률 제 · 개정과 1개 강령 제정으로 구성됨. 특히, 원자력법, 전력망확대촉진법, 재생에너지법 등이 제 · 개정됨. 이 과정에서 에너지전환 정책 목표 이행을 평가 · 감독하는 모니터링 제도를 도입. 연간보고서 및 3년 단위 추진보고서를 통해 정책 목표 달성을 추적함
 - [온실가스 감축목표] 2014년 모니터링 결과 발표된 연간보고서는 독일의 온실가스 감축량이 2009년 이후 정체되었으며, 이러한 추세라면 2020년까지 40% 감축은 어려울 전망이라 지적함. 이에 독일 정부는 같은 해 2020년 목표 달성을 위한 추가 6,200~7,000만 톤 (전력분야에서 2,200만 톤) 감축조치를 실행하고자 ‘기후

행동프로그램 2020'을 발표함. 2015년에는 전력분야 추가감축을 위한 실행방안 논의가 시작

- 정부는 노후 석탄발전소를 겨냥하여 일정이상 온실가스를 배출하는 발전소에게 일종의 탄소세인 '기후부담금(climate levy)'을 부과하려 했지만 석탄 산업계, 노동조합, 전력회사 등이 크게 반발하여 계획을 철회하고 대신 갈탄 화력발전소 38개 중 5개 발전소(2.7GW)를 폐지하기로 합의함. 석탄발전소가 높은 탄소세 부담으로 시장에서 도태되기 보다는 보상금을 받고 조기 폐쇄하는 방안을 선호한다는 사실이 분명해지자, 독일정부는 본격적으로 탈석탄 방안을 모색하기 시작함
- [탈석탄 결정] 2018년 6월 '경제성장, 구조변화 및 고용 위원회', 일명 '탈석탄위원회'로 알려진 위원회가 결성, 석탄발전소 폐쇄 기간을 결정하고, 이로 인해 발생하는 사회·경제적 영향에 대비하는 작업을 시작함. 2019년 1월 발표된 위원회의 최종보고서에 따르면 ① 석탄발전소를 2038년까지 전면 폐쇄하고 탈석탄 기한을 2035년으로 앞당길 수 있는지 2026년과 2029년에 점검할 것, ② 조기 폐쇄하는 발전소의 보상체계 원칙 마련 ③ 전력 공급의 차질과 전기료 인상을 우려, 전기료 인상분 보조 기금 마련 계획 등을 포함. 독일의 탈석탄은 2019년 말까지 법제화될 예정임

○ 네덜란드의 탈석탄 정책

2007년 네덜란드는 온실가스 감축목표도 EU의 정책을 소극적으로 적용해 왔음. 네덜란드 별도의 국내 감축목표는 논의는 되었지만 법제화되지 못함. 2013년 정부차원에서 다양한 이해관계자들과 에너지협정(Energy Agreement 2013)을 체결하기도 하였지만, 재생에너지 목표와 에너지 효율 목표만 포함할 뿐 온실가스 목표는 협상에서 제외됨. 따라서 2015년까지 네덜란드의 공식 중기목표는 EU-ETS에 참여하며 할당받은 감축목표 (2020년까지 1990년 대비 14~17%)가 전부였음

- [석탄 비중] 네덜란드는 전통적으로 가스전력 비중이 높았으나 기존 노후 석탄 2기(1.23GW)에 2015년 신규 석탄발전 3기(3.5GW)가 추가되면서 석탄전력 비중이 증가하는 추세이며, 2015년 기준 석탄발전의 온실가스 배출량은 네덜란드 전체의 약 16%를 차지
- [온실가스 감축목표] 네덜란드는 온실가스 감축목표도 EU의 정책을 소극적으로 적용해 왔음. 네덜란드 별도의 국내 감축목표는 논의는 되었지만 법제화되지 못함. 2013년 정부차원에서 다양한 이해관계자들과 에너지협정(Energy Agreement 2013)을 체결하기도 하였지만, 재생에너지 목표와 에너지 효율 목표만 포함할 뿐 온실가스 목표는 협상에서 제외됨. 따라서 2015년까지 네덜란드의 공식 중기목표는 EU-ETS에 참여하며 할당받은 감축목표 (2020년까지 1990년 대비 14~17%)가 전부였음
- [Urgenda 기후변화 소송] 네덜란드 시민단체는 네덜란드 정부가 설정한 온실가스 감축목표(1990년 대비 14~17%)가 국제사회(IPCC 등)가 요구하는 수준(1990년 대비 25~40% 감축)에 훨씬 못 미칠 때, 이는 자국민에 대한 주의 의무를 위반하였으며 (1심 판결의 쟁점), 나아가 유럽인권협약이 보장하는 시민의 생명권과 사생활권을 침해하였다고 (2심 판결의 쟁점) 소송을 제기함. 2013년 소송이 시작되어 2015년 6월 1심, 2018년 10월 2심법원에서 모두 원고 승소판결을 이끌어냄.
- [2018년 탈석탄 결정] 2017년 정부는 2030년까지 49% 감축, 2050년까지 95% 감축목표를 발표하고 2018년에는 동 내용을 담은 최초의 기후변화 법안을 의회에 제출함. 동 법안에는 2018년 5월에는 현재 석탄발전소 5기 중 노후 발전소 2기를 2024년에 폐지하고, 신규 발전소 3기를 2030년까지 대체연료(바이오매스) 발전소로 전환하기로 결정하는 내용을 담아 탈석탄 정책을 공식화 함
- [탈석탄 결정 이후 조치] 2018년 탈석탄 내용을 담은 기후변화 법안에 따르면 탈석탄 결정 이후 실제 폐쇄까지 5년간의 준비기간을 명시하였지만, 2018년 10월

헤이그 고등법원에서 Urgenda 원고 승소판결을 확정하자, 2020년까지 최소 25% 감축목표를 달성해야하는 법원 명령을 받은 정부는 시간이 촉박해짐. 2020년까지 온실가스를 급격히 줄여야 하는 상황에서 선택지가 많지 않음. 결국 단기간 가장 확실하게 온실가스를 감축하는 수단으로 2024년 폐쇄하기로 한 노후 석탄 발전소 1기(암스테르담 Hemweg 발전소)를 2019년 말까지 조기 폐쇄하기로 계획 수정. 현재 발전소와 보상 협상 진행 중

▶ 우리나라 전력 분야의 기후변화 대응을 위한 시사점과 정책 제언

- 우리나라 현행 전력시장 운영방식 하에서 EU의 탈석탄 정책 도입 시 유효성 모의
 - 우리나라의 전력시장은 전력거래소 산하 비용평가위원회가 발전사들이 제출한 운전비용¹⁾ 및 기술적 특성자료를 토대로 개별 발전기들의 한계(Marginal) 발전 비용인 변동비를 산정하고 이를 기준으로 변동비가 낮은 순서대로 급전에 활용하는 CBP 방식으로 운영 (경제급전 방식, 자동화 운영)
 - 전력시장의 EMS가 CBP 원리를 기반으로 행하는 경제급전은 수학적으로 목적 함수와 제약조건으로 구성된 최적화 문제로 정의. 목적함수는 24시간에 대한 발전비용 최소화가 되며, 제약조건에는 여러 가지 발전기의 물리적 특성 및 계통의 운영환경과 관련된 조건들이 반영됨. 해당 절차에 대한 자세한 내용은 전력시장 운영규칙에 상세하게 정의되어 있으며, 본 연구진은 이를 기반으로 한국 전력시장운영 모형을 자체 개발하여 보유하고 있음²⁾
 - 해당 모형을 활용하면 굉장히 높은 정확성으로 우리나라 전력시장의 운영상황을

1) 주로 연료비용이라고 간주할 수 있다.

2) Y.H.Song et al., "How to Find a Reasonable Energy Transition Scenario in Korea?: Quantitative Analysis based on Power Market Simulation", Energy Policy, vol. 119, 396-409, 2018.

실제와 유사하게 구현할 수 있으며, 특정한 정책 도입 시 한전의 전력구입비용 변화, 각 발전기들의 발전량 변화, 전체 온실가스 배출량 등 다양한 결과를 분석할 수 있음. 본 연구진이 개발한 모형의 신뢰성을 검증하기 위해서 실제 전력시장 운영실적치와 2017년에 해당하는 모의 결과의 비교결과는 다음과 같음

[표5-1] 전력시장 운영모형을 통한 모의결과와 실제 실적치와의 비교

구분	연 평균 도매전력시장 가격(SMP) [원/kWh]	원별 발전량[%]			한전의 전력구입 비용[조원]
		원전	석탄	LNG	
모의	81.4	26.4%	43.9%	22.9%	44.4
실적치	81.4	26.8%	43.6%	22.8%	44.7

○ 모의 시나리오 설계 및 모의 결과

- 2030년 전력부문 온실가스 배출량 목표를 달성할 수 있는지의 여부를 판단하기 위해서 모의수행

- 2030 전력부문 온실가스 추가 감축목표 : 192.7백만톤
- 대조군 : 제8차 전력수급기본계획 (우리나라 제8차 전력수급기본계획에서 밝히고 있는 2030년의 Business as Usual 상황에서의 전원별 발전량 비중은 원전 23.9%, 석탄 40.5%, LNG 14.5%, 신재생 20%, 기타 1.1%)
- 대조군+최신정책변화 반영 : 제8차 전력수급기본계획+3~6월 노후석탄 섷다운 정책+석탄화력 상한제약 시범운영(미세먼지 예보 연동)+2018.7 에너지 세제 개편³⁾+8차 전기본에선 언급되었지만 미반영된 환경비용⁴⁾

3) 단위 연료량에 석탄 85원, LNG 43의 환경비용을 반영하여 석탄에 대한 과세는 증가되고 LNG에 대한 과세는 감소하는 조정이 가해짐. 변동비 기준으로 환산 시 석탄은 약 3.6원/kWh 증가, LNG는 약 8원/kWh 감소하는 효과가 나타남

4) 석탄 19.2원/kWh / LNG 8.2원/kWh 변동비 인상 효과

- 시나리오 A (EU의 탄소가격제도에 해당) : LNG 발전의 변동비를 2017년 값으로 고정⁵⁾한 채, 석탄발전의 변동비를 점진적으로 증가시켜 2030 온실가스 감축목표 달성에 필요한 수준을 도출
- 시나리오 B (EU의 노후석탄 폐지 정책에 해당): 특정 기준의 노후석탄 수명을 기준으로 연한에 도달하는 석탄발전소를 순차적으로 폐지하여 2030 온실가스 감축목표 달성에 필요한 기준을 도출
- 시나리오 C (A와 B의 혼합): 노후석탄 30년 기준 폐지 + 석탄 변동비 증가를 혼합하여 활용
- 보유한 전력시장 모형을 통해 EU 국가들에서 적용되었던 전력부문 온실가스 감축을 위한 석탄발전량 규제 정책수단들을 우리나라에 도입했을 경우의 효과를 정량적으로 살펴보았음. 일반적인 통념과는 달리 우리나라의 상황에서는 탄소가격제도 만으로는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하는데 불확실성이 존재할 수 있고, 노후석탄발전소의 단계적 폐지와 같은 강제적인 집행방식이 필요하다는 시사점을 얻을 수 있었음
- 제8차 전력수급기본계획을 바탕으로 한 대조군의 경우 2030년 전력부문 온실가스 추가 감축목표인 192.7백만톤을 26% 초과하는 242.9백만톤의 온실가스를 배출하는 것으로 모의되었음
- 대조군에 최신 환경규제 정책 등을 모두 반영한 시나리오에서도 2030년 배출량은 221.5백만톤으로 감축목표를 크게 상회하는 것으로 확인할 수 있었음

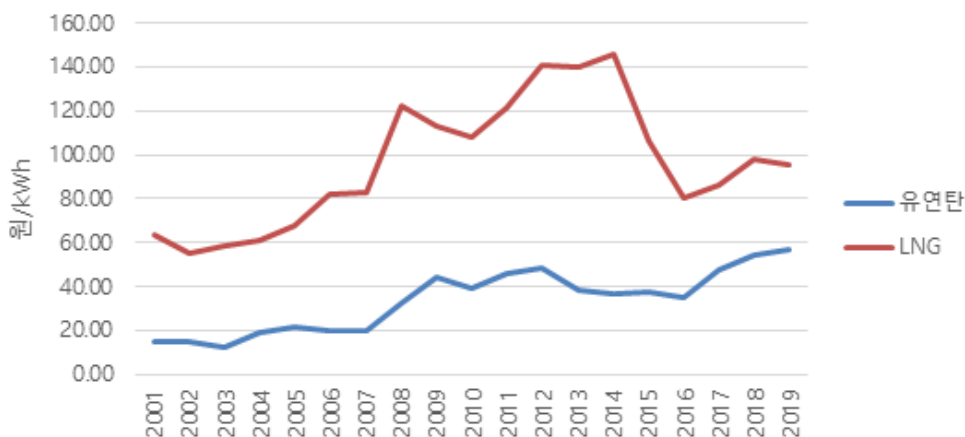
5) 현재 본 연구진이 보유하고 있는 발전기 데이터 등의 자료가 2017년 자료이기 때문에 2017년 값으로 통일하였음

[표5-2] 전력시장 운영모형을 통한 시나리오 별 모의결과

	시나리오 A (탄소가격제)	시나리오 B (노후석탄 폐지)	시나리오 C (A+B)
2030 온실가스 목표 달성을 위한 정책 요구수준	석탄 변동비 29.9[원/kWh] 증가	노후석탄 수명기준 26년 *25년 설정 시 191.5백만톤으로 초과목표달성	노후석탄 수명기준 30년 + 석탄 변동비 27.5[원/kWh] 증가

- 시나리오 A의 모의 결과를 살펴보면 탄소가격제도만을 통해 석탄발전과 LNG 발전의 급전순위를 바꾸고자 할 경우 꽤 높은 수준의 석탄 변동비가 인상되어야 한다는 사실을 알 수 있음. 앞 절에서 언급한 것처럼 배출권 거래비용이 100% 유상할당이 된다는 가정 하에서 현재 시장가격을 고려할 때 약 10원 정도의 석탄 변동비 인상효과가 발생함. 하지만 시나리오 A의 결과에서 요구하는 것처럼 약 30원 수준의 변동비를 인상시키기에 해당 비용인상분은 석탄 발전량 감축효과를 내기에는 상당히 모자른 것으로 파악. 이미 배출권 거래제도라는 탄소가격제도가 존재하는 상황에서는 영국의 탄소가격하한제도와 같이 시장실패를 보완하는 강제적인 탄소세 부여 방식이 중복적용가능한데, 우리나라 상황에서는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 요구되는 과세수준이 너무 높아 시장참여자들에게 너무 급격한 수준의 과세로 받아들여질 가능성이 높음. 또한, 석탄 변동비를 다양한 탄소가격제도를 결합하여 상당한 수준 인상한다고 할지라도 국제 LNG 시장의 가격이 상승기에 접어들 경우 정책의 효과가 반감될 수 있는 가능성이 높음

[그림5-1] 우리나라 석탄과 LNG 발전의 연간 평균 연료비 변화



- 시나리오 B는 최근 EU 국가들의 노후석탄 폐지 정책과 같은 방법을 우리나라에 적용한 결과를 보여줌. 26년 정도의 수명을 기준으로 수명연한에 다다른 석탄발전소들을 2030년까지 순차적으로 폐지할 경우, 2030년에는 충분히 온실가스 추가 감축목표를 달성할 수 있는 것으로 파악됨. 하지만 현재 어떤 법이나 규정에도 노후석탄 발전소의 수명을 규정하고 있지 않음. 다만, 발전회사의 내부적으로는 대략 30년 정도가 지나면 노후석탄발전소로 간주하여 추가적인 관리를 수행하는 것이 관습적이라고 알려져 있음. 따라서 25년 혹은 26년의 노후석탄 수명연한 기준을 설정하고 단계적으로 폐지를 진행할 경우에는 발전회사의 자발적 폐지가 아닌 이상 강제적인 집행에 대한 명확한 법적 근거가 필요한 상황임⁶⁾

6) 우리나라에서는 전력수급기본계획 수립 시 발전회사들이 여러 가지 종합적인 고려를 통해 발전원의 폐지 의향을 자발적으로 제출하도록 되어 있다.

- 시나리오 C의 결과는 조금 더 온건한 30년 수명연한을 설정한 후 시나리오 A에서 활용한 탄소가격제도와 결합하는 방식의 모의 결과를 보여주고 있음. 이 경우 30년 수명연한 설정에 더해 1kWh 당 27.5원 정도의 석탄 변동비 인상이 필요한 것을 보여주고 있는데, 시나리오 A의 결과를 비판했던 것과 같은 논리로 사실 상 유효하지 않은 정책수단이라고 생각됨
- 우리나라 실정에 맞는 탈석탄 정책 제안 및 효과적 이행을 위한 법제 개선방안 제시
 - 우리나라는 파리협약의 1.5도 목표 달성을 위해 선진국은 2030년까지, 전 세계적으로 2060년까지 석탄발전을 중지해야한다는 IPCC의 권고에도 불구하고 오히려 석탄발전이 증가하고, 이로인해 온실가스 배출량이 증가하는 현실
 - 미세먼지 저감 정책의 일환으로 시작된 ‘대기오염물질 저감을 위한 발전기 상향 제약 입찰 허용’ 규정은 한시적인, 자발적 규제 성격이 강하고, 현행 법에는 아직 석탄 발전소의 용량을 제한하거나 규제를 강제할 수 있는 법적 근거가 부재
 - 발전사업자들이 정기적인 전력수급기본계획 수립 시 자발적으로 발전소 폐지 의향을 제출할 수는 있지만, 이것도 자발적인 의향에 전적으로 의지할 뿐 강제할 수 있는 수단이 마땅치 않음
 - 영국, 독일, 네덜란드 등 비교법적 분석을 통해 우리나라에 적용가능한 시사점은 다음과 같음

① 온실가스 감축에 대한 확고한 정책 의지

영국과 독일은 지난 20년동안 온실가스 감축을 범정부차원의 중요한 정책과제로 여기고 일관되게 온실가스를 감축하기 위한 노력을 지속함. 네덜란드는 기후소송에서 정부가 패소하는 외부적 충격으로 온실가스 감축이 불가피하게 됨

② 가격정책만으로는 탈석탄 효과 담보 역부족

영국, 독일, 네덜란드 세 국가 모두 탄소가격제도를 활용하였지만 가격제도만으로 석탄의 비중을 기한내에 확실하게 줄이기 어렵다는 것을 실감함. 정해진 기간동안 확실하게 석탄발전을 줄이기 위해서는 방법은 탈석탄 정책과 같은 수량 정책이 가장 효율적임을 보여 줌

③ 여전히 가격정책은 중요한 수단

탈석탄과 같은 일종의 수량제한 정책을 진행하면서도 동시에 기후변화 외부비용을 내재화 할 수 있는 효과적인 가격정책이 여전히 중요함. 영국이 탈석탄 결정 이후에도 다양한 탄소가격제도를 개선하고 있다는 점과, 독일 탈석탄 위원회가 탈석탄 결정을 내리면서 추가 조치로 EU-ETS 개혁방안을 제안한 것은 우연이 아님. 전환부분을 뛰어넘어 전 경제영역에서 탈탄소화 전환을 이루어내기 위해서는 정교하고 효과적인 탄소가격제도가 필수적

III. 기대효과

▶ 학계

- EU의 파리협정 목표 이행을 위한 에너지 분야의 노력, 특히 탈석탄 정책의 핵심 쟁점과 정책 도출 과정의 함의를 파악하여 국내 정책 및 제도 수립을 위한 기초 자료로 활용
- EU가 지난 20년동안 온실가스 감축을 위해 경주해온 에너지 분야의 노력 결과 탈석탄 정책을 이끌어내게 된 정치적, 구조적, 역사적 맥락과 토양을 분석하여 우리나라 에너지 분야 정책 연구의 기초 선행연구로 활용

▶ 정부

- EU의 에너지 분야 기후변화대응에 관한 다양한 사례 검토 및 소개를 통해서 한국 정부의 관련 정책 및 전략 수립에 활용

▶ 산업계

- EU 역내 석탄발전소를 운영하는 발전회사들이 겪고 있는 재정 위기를 파악하고 이러한 결과를 초래한 지난 20년동안의 EU의 온실가스 및 대기오염 규제의 내용과 효과를 파악하는데 도움
- 기후변화 대응을 위한 석탄발전 분야의 과제와 새로운 역할을 고민하는데 활용

▶ 주제어 : 탈석탄, 파리협정, 전력 부문 온실가스 감축, 탈석탄 시나리오 모의, 에너지 전환

Abstract

I. Background and Purpose

- ▶ Phasing out coal became one of critical policy tools to meet the 2015 Paris Agreement target in a cost-effective manner which requires decarbonization in the electricity field worldwide
 - Coal contributes 40% of electricity generation worldwide and emits carbon dioxide twice as much as natural gas, therefore is a major source of greenhouse gas.
 - The IPCC's 1.5 degree special report demands the 45% reduction of greenhouse gas emissions by 2030 from its 2010 emission level and achieving 'net-zero' by 2050 to meet the Paris Agreement's target of 1.5 degree. In the electricity sector, this means the world needs to phase out the coal by 2050.
- ▶ In Europe, the coal phase out policy is being aggressively implemented. So far, the fifteen countries including UK, Germany, France, and Italy, declared the coal phase out and three more countries including Spain is considering adopting coal phase out policy.
 - UK is the first country that declared the coal phase out. Other european countries including France, Finland, Denmark, Sweden, Italy, Portugal announced that they would close down all coal fired power plants as early as 2021 to as late as 2030.
 - Germany, whose consumption of coal is the biggest in Europe, also recently decided

to go off coal after the Coal Committee recommended to phase out coal by 2038 (with an option to achieve by 2035). The current administration welcomed the recommendation and is currently working on drafting the legislation.

- Only few European countries like Czech and Turkey are investing new coal power plants.

► EU's phasing out coal policy is in line with its long lasting climate policy to reduce GHG emissions and is considered as a final blow to coal industry to end the coal era.

- Since 1995, EU's renewable energy portion in electricity has grown steadily while the conventional electricity sources such as coal, oil and nuclear has losing its share. The share of coal decreased from 24.4% in 2000 to 17.5% in 2015.
- This trend is due to the combination of policy mix of the increase of renewable energy, pollution regulation on coal fired power plants, limitation on fossil fuel subsidy. Despite its trend, it is considered to be not enough to meet the Paris Agreement target and there is growing consensus that command and control style regulation on the quantity of coal in addition to market mechanism such as ETS.

► This study is to explore the background and context of EU phasing out coal and to analyze the change of legislation in phasing out coal.

- Based on the European case study, this study is trying to suggest policy options to meet the Paris Agreement target in the electricity sector while discussing the

policy coordination with air pollution policy including earlier close down of coal power plants.

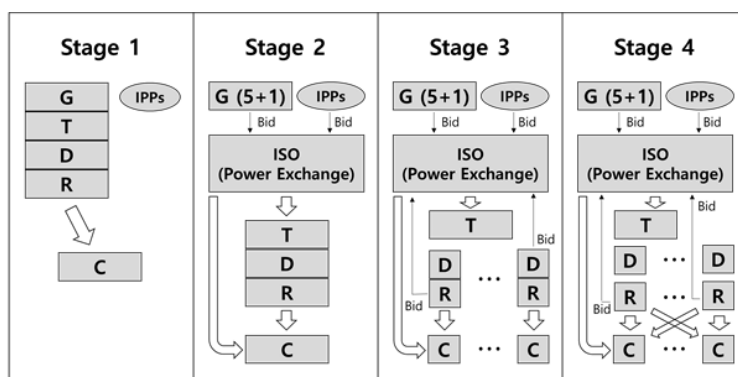
- Ultimately, this study strives to contribute to policy design to address climate change issues in the electricity sector.

II. Major Contents

► Uniqueness of Korea's Electricity Industry and Market: Electricity Reform Trial and Stop

- In 1999, the four-stage basic plan for the electricity reform was prepared and implemented, however, due to the political opposition, the reform was halted in the second stage and remained as an incomplete market as far.

[Figure 2-3] Process of Electricity Industry Reform according to the 1999 basic plan for the electricity reform



G: Generation / T: Transmission / D: Distribution / R: Retail / C: Consumer

► The limitation of Korea's electricity industry under the current system to address climate change

- Monopoly of retail service by KEPCO(demand side in the electricity market) makes impossible to make regular pricing mechanism
- Cost Assessment Committee under the MOTIE decides 'cost' mostly based on fuel cost, therefore, cheaper fuel always wins bidding and the externality does not play a role. The electricity market only has a supply side with the cost decided by the government.
 - External cost such as emission trading cost and environmental pollution regulation cost and non-traditional externalities are not considered in the electricity market. Furthermore, the Korean ETS allocated 97% of permits for free and even the rest of costs are compensated by the KEPCO.
- Due to geopolitical reasons, the price of natural gas is much higher than coal, which makes very difficult for coal even with environmental externalities to be more expensive than natural gas.

► Major environmental regulations of EU and its impact on coal

- EU's air pollution regulations
 - The major EU air pollution regulations affecting coal fired power plants are Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants and Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution

prevention and control). The latter requires all member countries to renew large scale power plants' permits in mid 2021.

- Therefore, it is expected the many older coal fired power plants would not pass the requirements of the Directive and not receive the renewal of the permit, therefore accordingly would stop operating after mid 2021.

► EU regulations on subsidy to fossil fuels and coal fired power plants

- The status of fossil fuel subsidy in EU
 - During 2014-2016, 11 European countries and EU council provided at least 112 billion euro annually.
 - According to a study that analyzed 10 European countries, the biggest subsidy providers in EU are Poland followed by Germany, UK and Romania in the areas of coal mining, energy transition (labor training and subsidy to the local community), coal power plants, capacity mechanism, decomposition and environmental recovery.
- Reduction of fossil fuel subsidy and related legislation in Europe
 - Fossil fuel subsidy distorts price, encourages inefficient consumption, and expands government's spending and there has been a growing consensus in Europe to reduce subsidy
 - EU agreed to a new legislation to reform the internal energy market in December 2018 after a long negotiation within EU Council and EU Commissions.
 - The capacity mechanism was under criticism that it only helps the incumbent fossil fuel power plants but discourages the alternative fuel plants, therefore plays a role

as a subsidy. A new legislation limits the subsidy towards new plants that emit more than 500g CO₂/kWh from January 2020, and existing power plants from July 2025.

- Due to this legislations, it is expected that the coal power plants will have much more difficult to compete in the market and will close down accordingly sooner or later.

► EU coal fired power plants status and coal phasing out policy

- In addition to EU-ETS, many European countries adopted policies that stop operating coal fired power plants that are older than particular period.

[Table 4-2] EU Phasing out coal policy by country (as of 2019.10)

Countries	Phase out policy	Reference
Austria	phasing out coal by 2020	currently two coal power plants
Belgium	the first EU country that phased out coal by 2016	EU air pollution regulations closed down coals
Bulgaria	No phasing out coal policy	Aging and pollution coal power plants Exempted from EU air pollution regulations
Croatia	No phasing out coal policy	two small scale coal power plants, one closed down on 2017
Czech	No phasing out coal policy	air pollution issues are serious due to aging coal power plants
Denmark	phasing out coal by 2030	NGOs asked earlier phasing out
Finland	phasing out coal by 2029	Legislation adopted in Feb. 2019.
France	phasing out coal by 2021	Macron reconfirmed the coal phasing out commitments.

Countries	Phase out policy	Reference
Germany	phasing out coal by 2038 option to achieve by 2035	Coal committee recommended phasing out coal by 2038 with option to bring it forward by 2035. The government is under preparation of legislation.
Greece	phasing out coal by 2028	The first Baltic countries to announce the phasing out coal. It participates in the Coal Regions in Transition Platform
Hungary	phasing out coal by 2030	The first east european countries to phase out coal. Participated in the Coal Regions in Transition Platform
Ireland	phasing out coal by 2025	The first divest country. Participated in the Powering Past Coal Alliance
Italy	phasing out coal by 2025	No legislation yet, implemented through executive order
The Netherlands	phasing out coal by 2029	The legislation was passed in the lower parliament. Two of five coal power plants recently started operation in 2015 and 2016
Poland	No phasing out coal policy	Aging coal power plants are at risk to comply EU air pollution regulations
Portugal	phasing out coal by 2030	2016.11 Minister of Environment announced the policy. It adopted the 2050 carbon neutral policy in 2017. 19.
Romania	No phasing out coal policy	Aging coal power plants are at risk to comply with EU air pollution regulation
Slovakia	Phasing out coal by 2023	Participated in Coal Regions in Transition Platform
Slovenia	No phasing out coal policy	6 new coal power plants started operation in 2016, their lifespan is up to 2054
Spain	Phasing out coal under discussion	New administration hinted phasing out coal by 2025 in 2018

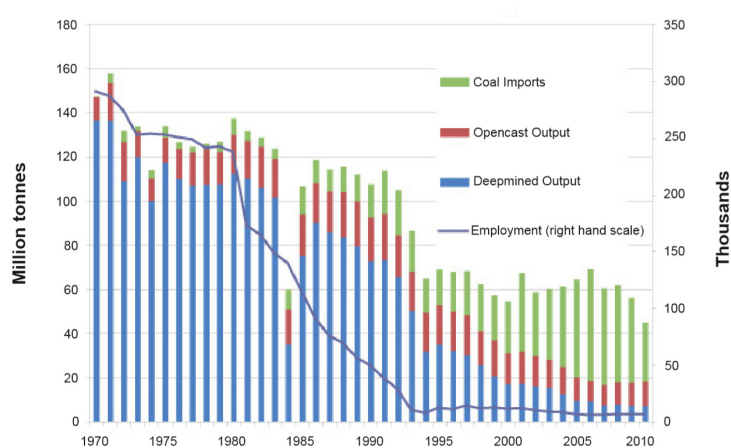
Countries	Phase out policy	Reference
Sweden	Phasing out coal by 2022	The last coal power plant is due closing down in 2022
Turkey	No phasing out coal policy	New capacity amount to 30 GW by 2023
UK	Phasing out coal by 2025	The first country that announced phasing out coal in 2015 The share of coal dramatically dropped from 40% in 2012 to 9% in 2016

► EU Key countries' Coal Phase-out policies and legislations

○ UK

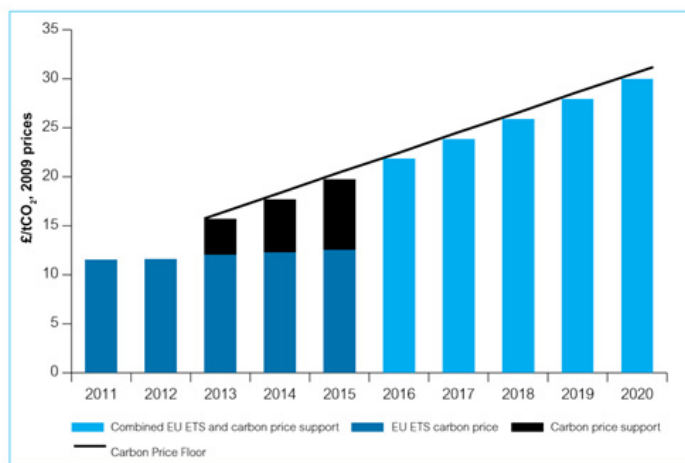
- The coal industry has been weakened since 1980s when the Thatcher administration tried to crush the coal related labor union. (It is different from the Korea's situation where the coal industry is still booming and strong)

[Figure 4-3] 1970 ~ 2010 UK coal imports, production, and employment

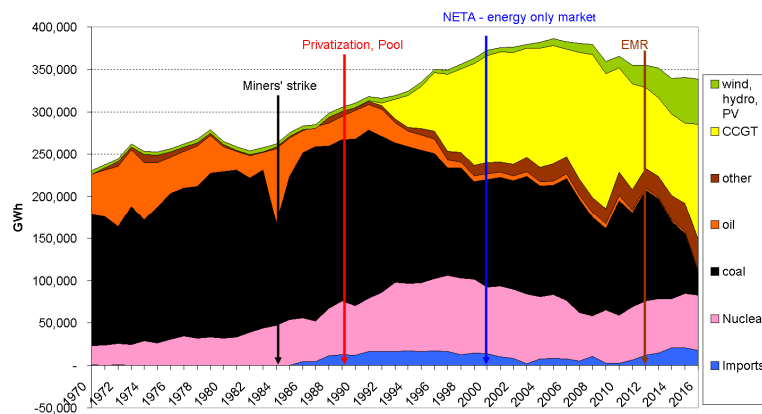


- The Emission Performance Standard and the Carbon Price Floor in 2013 Electricity Market Reform are considered to contribute to the drastic drop of coal use.

[Figure 4-8] CPF plan upto 2020



[Figure 4-1] 1970 ~ 2016 UK electricity generation by sources and major events



- [Energy Legislation] UK Electricity Act 1989 introduced the legal basis for UK's electricity reform. The act unbundled generation, transmission and distribution and established the independent regulatory agency which authorizes permits. Utility Act of 2000 incorporated Gas Act and Electricity Act and established a new regulatory agency, GEMA, Ofgem and strengthened customer protection service. After numerous amendments, Energy Act launched various critical energy policies such as feed-in-tariff for renewable energy, CCS, and Energy Market Reform.
- [GHG reduction target] Climate Change Act of 2008 is the world first comprehensive legislation to address climate change with a particular reduction target. It includes 2050 target of 80% reduction and of greenhouse gas, supported by 5-year emission ceilings and 15-year carbon budget. It established a comprehensive responsible agency (Department of Energy and Climate Change) and independent regulatory agency (Commission on Climate Change) to ensure the stable implementation of the legislation.
- [Phasing out Coal] In November 2015, the UK announced to phase out coal by 2025 and in November 2016 announced the policy report, followed by more than 6,000 public comments. UK is currently considering the optimal policy tools to achieve the coal phasing out. In the report that answering the public comments in January 2018, the UK government explained that it would adopt the carbon intensity target rather than requiring certain technology such as CCS and would consider the life cycle of carbon footprint of biomass plants, and would operate capacity market to ensure the reliability.

○ Germany

- [Coal usage] For the past 20 years, Germany invested in renewable energy expansion. But after Germany declared phasing out nuclear in 2011 and the share of coal has increased. As of 2018, the renewable energy accounts for 35.2%, followed by coal 34.3%, natural gas 12.8% and nuclear 11.7%.
- [Electricity market] German electricity market was opened up in 1998 and the transmission unbundling was required by 2011 legislation. Currently, four transmission companies are operating and more than 900 distribution companies are in the market although most of them are subsidiary companies of four major transmission system operators.
- [Energy related legislations] In 2007, Integrated Energy and Climate Programme was adopted to include the three major policy target in energy sector. First, reduction of GHG by 40% by 2020 from the 1990 baseline, second, the 20% improvement of energy efficiency, third, expansion of renewable energy by 30%. To achieve these goals, 14 legislations were either introduced or amended in 2008.
- Energy Package of 2011 reflected the change of German position to phase out nuclear and to legislate the energy transition 2010. It includes six legislations to be amended or newly adopted including Nuclear Act, Network Expansion Act, and the Renewable Act. In this process, Germany adopted a monitoring and assessing energy transition process including 3-year progress report to follow the implementation of energy transition.
- [GHG emissions] After 2014 monitoring, the annual report announced that the German GHG reduction has been stagnated and with this trend it would not meet the 40% reduction from the 1990 baseline by 2020. Accordingly, the German

government announced that further stronger reduction policies should be adopted which includes the further reduction of 22 million ton of reduction in the electricity sector.

- The government initially planned to adopt a climate levy, but it was strongly opposed by labor, coal industry, and utilities. Instead it was agreed to close down 5 ignite coal power plans among 38 existing ignite power plants. It was clear that the industry preferred the early closure of the power plants with some compensation package rather than losing competition and gradually dying at the market. With this observation, the government started to implement to phase out coal instead of some price mechanism to reduce coal.
- [Phasing out coal] In June 2018, so called ‘Coal Committee’ was launched to decide the timeline of coal phasing out and prepare the social and economic change due to the phasing out coals. The Committee announced its final report in January 2019, which included among other things, ① closing down all coal fired power plants by 2038 and exploring the way to bring it forward by 2035, ② setting forth compensation principles for early closedown ③ providing a fund to support end users for their increased electricity rates. Germany has plan to finish legislation by the end of 2019.

○ The Netherlands

- [Coal share] In the Netherlands, there are five coal fired plants, three of them (3.5GW) are relatively new, starting operation in 2015. In 2015, the GHG emissions from coal takes up about 16% of the national total emissions.
- [GHG reduction target] The Netherlands has been very inactive in setting its national GHG reduction goals. Although the government has entertained the idea of having an ambitious goal, it was never adopted. In fact, the Netherlands has

no particular national GHG reduction target except its EU ETS targets, which ranges from 14~17% reduction from 1990 level by 2020.

- [Urgenda climate litigation] The Dutch NGO started to climate litigation against the government based on the ground that the government failed to exercise the duty of care for Dutch citizens to protect against the climate harm, which in turn violates the right of life and the right of privacy under the European Court of Human Right by not adequately adopting the GHG emissions reduction goal. Particularly, the Dutch current emission reduction target was lower than the climate science recommends. The Dutch NGO won the case against the government at the first level court in 2015 and at the second level court in 2018 again.
- [Adoption of Phasing out Coal] In 2017, the Dutch government announced the mid term and long term GHG reduction goal and introduced the draft bill on climate change in the following year. In the legislation, the government announced that two aging coal power plants will go offline in 2024 and newer coal power plants will change to biomass plants by 2030.
- [After adopting coal phase out] In the legislation that adopted the coal phasing out policy, it prescribed the five year preparation period before complete phasing out coal. But the government had no enough time when it lost again the litigation in the appellate court in 2018. The government had to reduce GHG by at least 25% by 2020. The government immediately engaged in the negotiation with the aging coal power plant which was supposed to end operation in 2024 to bring forward the end date in 2019.

► Implications on the Korean electricity sector to address climate change

- The goal of this study is to find the effectiveness of the EU-style phasing out coal scenario under the Korea's operation system of electricity market through modelling
 - Korea's electricity market functions based on the marginal costs calculated by the Cost Assessment Committee under the Korean Electricity Exchange. Power plants with the lowest cost will have the first dispatch order accordingly (cost-based pool, CBP).
 - The study team has a modelling of the Korea's electricity market based on the mathematical function that optimizes the least cost dispatch associated with calculation of cost and limitation condition both technical and physical traits of power plants.
 - With the modelling, it is possible to execute the realistic market functioning and to analyze the change in the cost of KEPCO's buying electricity, the electricity generation volume change of each power plant, the change in greenhouse gas of electricity consumed. To test the reliability, the comparison between the real history of market function in 2017 and the modeling result are illustrated as below.

[Table 5-1] the comparison between the real market function & the modeling result in 2017

	average annual wholesale electricity price(SMP) [won/kWh]	electricity mix [%]			KEPCO's electricity purchase cost [KRW trillion]
		nuclear	coal	LNG	
modelling result	81.4	26.4%	43.9%	22.9%	44.4
history result	81.4	26.8%	43.6%	22.8%	44.7

- Modelling to test whether Korea could achieve its 2030 GHG emission reduction target in power sector
 - 2030 additional reduction target in power sector : 192.7 million tons
 - control group : the 8th basic plan of electricity supply and demand (BPE) (Business as Usual scenario electricity mix is nuclear 23.9%, coal 40.5%, LNG 14.5%, renewable 20%, others 1.1%)
 - control group+recent policy changes : the 8th BPE + shut down of aging coal fired power plan during March~June + test operation of coal ceiling associated with the fine particle forecast and warning+energy tax reform in July 2018 + the environmental costs that were mentioned in the 8th BPE but yet to be implemented
 - Scenario A (equivalent to EU carbon pricing policy) : fixing LNG cost at 2017 level and increasing coal cost gradually to the level where the 2030 target would be met
 - Scenario B (equivalent to EU phasing out coal policy): phasing out the coal power plants from the age order to find the level where the 2030 target would be met

- Scenario C (combination of A and B): phasing out coal power plants older than 30 years old + raising the cost of coal
- The study executed the quantitative modeling analysis to test effectiveness of EU equivalent phasing out coal policies that would meet Korea's 2030 target. Counter-intuitively, the carbon pricing policy alone could not deliver the result because of the Korea's unique feature of the electricity market. The EU equivalent phasing out coal policy should be implemented to meet the 2030 target.
- The control group with the 8th BPE would not meet the 2030 target, yet it would over-emit the greenhouse gas by 26% resulting in the emission of 242.9 millions tons instead of the target emission of 192.7 million tons.
- The control group plus the recent policy changes incorporated the environmental regulations would still over emit the target significantly, emitting 221.5 million tons.

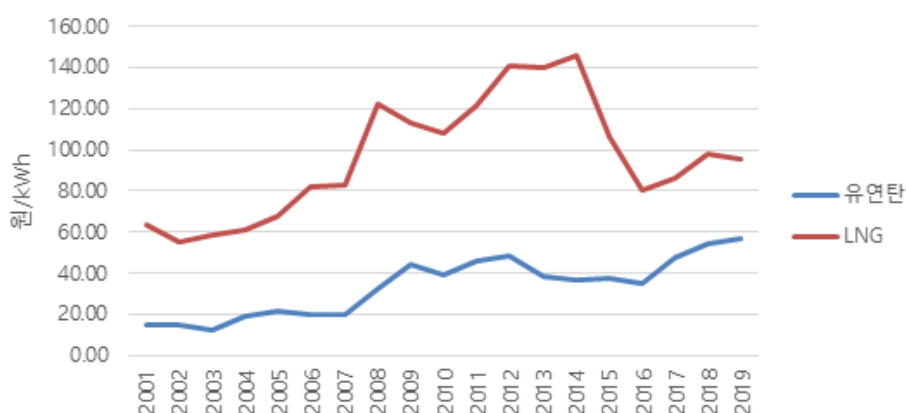
[Table 5-2] Scenario modeling results

	scenario A (carbon pricing)	scenario B (phase out older plants)	scenario C (A+B)
The level of policy intervention to meet the 2030 target	increase of cost of coal 29.9[won/kWh]	Phasing out coal power plants 26 years old or older *If 25 years old or older, over achievement of the goal (emitting 191.5 million tons)	Phasing out coal power plants older than 30 years old + increase of cost of coal 27.5[won/kWh]

- Scenario A indicated that to meet the 2030 target by only carbon pricing mechanism, the cost of coal should be risen upto 30won/kWh. Considering the

changing the ETS allocation to 100% auctioning has the impact of the increase of 10won/kWh, this would be too dramatic increase. The troubling challenge is when the world LNG price would increase. If LNG price is increasing, the increase of cost of coal alone would not do the job. Therefore, there is high uncertainty in this policy option.

[Figure 5-1] The annual change of fuel cost of coal and LNG of Korea



[Red line for coal, blue line for LNG]

- Scenario B shows the result from adopting the EU like phasing out coal policy in Korea. If Korea phases out coal power plants older than 26 years old, it would certainly meet the 2030 GHG reduction target. The problem in this case is that there is no legal base to phase out 26 years old coal power plants. In industry, it is customary to treat the 30 years old coal power plants as aging plants. If Korea opts to adopt the coal phasing out policy, it better has to have a clear legal basis.

- Scenario C combines the carbon pricing and phasing out coals. In this case, Korea could achieve its 2030 target by phasing out 30 years old and older coal power plants plus raising the cost of coal by 27.5 won/kWh. This price leap also seems too high under the Korean situation.

○ Implication and Policy Suggestions

- In Korea, the coal share has been increasing and the greenhouse gas emission due to the growing coal has been also increasing despite the Paris Agreement and the recommendation by the IPCC Special Report.
- The Korean government initiated the voluntary withdrawal from bidding to address the fine particle air pollution problem. However, this cannot be the ultimate solution for coal reduction because this is voluntary in nature and temporary in timeline and there is no obligatory legal ground under the law to stop operating coal power plants.
- When drafting the long-term electricity demand and supply plan, the generation companies could voluntarily submit their intention to stop business, but this is also not the ultimate solution for coal phase out in Korea because it is voluntary based, not something that the government can force to do.
- From the analysis of this study, there are three policy suggestions for Korea's coal possible phase out.

① Clear policy goal to reduce greenhouse gas reduction

UK and Germany have been actively engaging to reduce GHG for the past 20 years. The Netherlands found it is critical to reduce the greenhouse gas in a short period of time to comply with the court's decision. Therefore, it is plausible to argue that the government

was very eager to reduce the greenhouse gas as soon as possible which ultimately motivated the coal phase out policy.

② Price mechanism is not enough to cease coal

UK, Germany and the Netherlands all adopted the EU ETS, which is the most famous carbon pricing mechanism to reduce greenhouse gas emissions. However, the ETS was not strong and complete enough to guarantee the end of coal. To completely end the coal and thereby reducing GHG efficiently, it is necessary to have some sort of quantity control mechanism such as phasing out coal. With the quantity control policy, it is much more clear that the country can guarantee the coal down and also emission down in the short period of time.

③ Price mechanism still matters

Although the quantity control mechanism is a clear policy option for coal reduction, the carbon pricing mechanism is still very important to lead the society to a decarbonized future. The fact that UK is still updating its carbon pricing policies and that the German Coal Committee recommended the EU-ETS reform in addition to the phasing out coal are very important.

III. Expected Impacts

► Academia

- With the EU policy analysis, it is expected to provide a solid background and context of the EU's phasing out coal policy and to provide the policy suggestion for Korea.

- It is expected to provide the preliminary study for policy choice options for Korea.

▶ **Government**

- By introducing EU energy and climate change policy, it is expected to provide the government policy options that suits Korea's circumstances to address climate change in the energy sector.

▶ **Industry**

- To understand the regulatory background and regulatory framework for coal power plants that are currently struggling in EU is a valuable work to educate the relevant industry and stake-holders.
- This study can be used to brainstorming the new role of fossile fuel industry and their exit out strategy.

- ▶ **Keywords** : Phasing out coal, Paris Agreement, Greenhouse gas reduction in electricity, Phasing out coal scenario, energy transition

요 약 문	5
Abstract	27

제1장 서론 / 51

I. 연구 목적 및 필요성	53
II. 연구의 범위와 방법	55

제2장 우리나라 전력산업 및 전력시장의 특수성 / 59

I. 우리나라 전력산업의 변천사	61
II. 전력산업 구조개편 계획의 중단	64
III. 우리나라 전력시장 구조 하에서 기후변화 대응의 한계점	67
1. 우리나라 전력산업 구조	67
2. 우리나라 전력시장의 운영방식	68
3. 현행 전력시장의 체계 하에서 기후변화 대응 한계점	70

제3장 EU의 기후변화 대응 에너지 정책 및 법제 개관 / 75

I. EU의 파리협정 이행을 위한 에너지 법제 및 정책	77
1. EU 에너지 법제의 배경 - 기후변화 국제규범의 전개	77
2. 최근 EU 전력분야의 변화와 현황	83
3. 파리협정 달성을 위한 EU의 기후변화 에너지 법제	99

Ⅱ. EU의 주요 환경규제 및 석탄발전소의 영향	102
1. 유럽의 대기오염규제의 전개 과정	102
2. 유럽의 대기오염규제에 관한 주요 지침	106
3. 유럽의 대기오염규제와 석탄발전소	110
Ⅲ. EU의 화석연료 및 석탄발전소 보조금 축소 법제 및 정책	114
1. 화석연료 보조금의 정의와 축소의 필요성	114
2. EU의 화석연료 보조금 현황	117
3. EU 화석연료 보조금 축소 정책 및 법제	121
4. EU 화석연료 보조금 축소 정책의 한계점과 시사점	
- 영국 용량시장제도 관련 소송	126

제4장

EU 주요국의 탈석탄 정책 및 법률 분석 / 129

I. EU 석탄발전소 운영 현황 및 추이 분석	131
Ⅱ. EU 주요국의 탈석탄 정책 및 법률 사례 분석	134
1. 영국의 탈석탄 정책	134
2. 독일의 탈석탄 정책	171
3. 네덜란드의 탈석탄 정책	189

제5장

우리나라 전력분야의 기후변화 대응을 위한 시사점과 정책 제언 / 197

I. 우리나라 현행 전력시장 운영방식 하에서 EU의 탈석탄 정책 도입 시 유효성 모의	199
1. 시장모의를 위한 전제	199
2. 시장모의 결과를 통한 정책 유효성 판단	205
II. 연구 분석의 시사점 및 우리나라 전력분야의 기후변화 대응을 정책 제언 ...	209
1. 연구 분석의 시사점 및 정책 제언	209
2. 연구의 한계 및 추후 연구 방향	217
참 고 문 헌	219

제1장 서론

- I. 연구 목적 및 필요성
- II. 연구의 범위와 방법

제1장

서론

I. 연구 목적 및 필요성

2015년 선언된 파리협정의 목표를 달성하기 위해서는 전 세계 전력분야에서 脫탄소(decarbonization) 정책이 더욱더 빠르게 진행될 필요가 있다는 공감대가 커지고 있다. 특히, 전력 분야에서 석탄발전소 운영을 중지하는 것이 온실가스 감축을 위한 비용효과적인 주요수단인 것으로 인식되고 있다. 석탄은 세계 전력 생산원의 약 40%를 차지하며, 천연가스보다 단위 전력량 당 이산화탄소를 약 2배 배출하는 지구온난화의 주범이다.

파리협약 목표 이행을 위한 배출경로를 분석한 ‘IPCC 1.5도 특별보고서’에 따르면 지구 온도 상승폭을 1.5도로 제한하기 위해서는 2030년까지 2010년 대비 이산화탄소를 45%까지 감축해야하며, 2050년까지는 이산화탄소 배출과 흡수가 서로 완전히 상쇄되는 이른바 ‘Net-Zero’ 배출을 달성해야한다. 이를 위해서 보고서는 2050년까지 전 세계 석탄 발전을 중단해야한다고 권고한 바 있다.

파리협정 체결 이후 2년 뒤 2017년 11월 제23차 유엔기후변화협약 당사국총회에서 국가, 지방정부, 기업과 시민단체들이 모여 탈석탄 및 청정에너지로의 전환을 위한 동맹(Powering Past Coal Alliance)을 결성하였다. 2018년 12월 기준 30개 국가, 22개 지방정부, 28개 기업 및 단체가 회원으로 가입하였고 충청남도도 한국에서 유일하게 가입하였다.

탈석탄 정책이행을 위한 법개정이 가장 활발한 곳은 EU로 이미 영국, 프랑스, 이탈리아, 그리고 가장 최근 독일, 헝가리, 그리스 등 15개 국가가 탈석탄 목표를 공식 선언하고

이를 법제화하기 위한 과정이다. 영국은 파리협정 준비과정에서 전 세계에서 가장 먼저 탈석탄 정책을 선언하였고, 뒤 이어 프랑스, 핀란드, 덴마크, 스웨덴, 이탈리아, 포르투갈 등 다수 유럽 국가들이 빠르면 2021년에서 늦어도 2030년까지 석탄발전소 운영을 중단하겠다고 발표하였다. EU에서 석탄을 가장 많이 사용하는 독일도 2년 동안 숙의 과정을 통해 2019년 2월 공론화위원회에서 석탄발전 폐기 시한을 2038년으로 권고하였다 (2035년까지 앞당기는 선택 포함). 독일의 메르켈 정부는 위원회의 권고를 환영한다고 밝히고 현재 정부차원에서 입법안을 준비 중이다. 한편, 지난 10년 동안 EU에서 기존의 석탄발전소에 대한 대규모 투자가 이루어진 국가는 폴란드와 체코 등 소수에 불과하다는 것도 특징적이다.¹⁾

EU의 탈석탄 정책은 1995년 이후 지속적으로 석탄발전을 축소시킨 다양한 기후변화 대응 정책들의 연장선상이라 이해할 수 있으며 석탄 시대의 종말을 앞당기기 위한 강력한 정책임에 틀림없다. 1995년 이후, EU의 전체 발전설비용량에서 풍력, 가스, 태양광의 비중이 빠른 속도로 증가한 데 비해, 석탄, 석유, 원자력 등의 발전설비용량은 감소해 왔다.²⁾ EU 전체 전원구성에서 석탄발전의 비중은 2000년 24.4%에서 2015년 17.5%로 감소하였다.³⁾

이는 재생에너지 보급 확대, 석탄발전소 환경규제 강화, 화석연료 보조금 제한정책 등 다양한 저탄소 정책이행의 결과였다. EU는 최근의 석탄발전 감소 추이에도 불구하고 현 추세로는 파리협정의 목표를 달성할 수 없으며 EU-ETS와 같은 시장을 통한 규제보다 별도의 강력한 수량 규제 방식의 탈석탄 정책이 필요하다고 결론을 내리고 보다 다양한 탈석탄 정책을 마련하고 있다.

탈석탄 정책의 일환으로 2018년 12월 EU 이사회는 2025년까지는 용량보상 제도 (capacity mechanism)라는 방식의 석탄 보조금을 중지하기로 합의에 이르렀고, 이 결과

1) 세계 에너지시장 인사이트, 제16-27호(2016. 7. 22). 에너지경제연구원. p.22

2) 위의 보고서, p.21.

3) 위의 보고서, p.21.

2025년 이후 공적 보조금으로 연명하는 EU 역내 비효율 석탄발전소들은 자연스럽게 퇴출될 것으로 예상된다. 또한 현 영국의 용량보상 제도가 화석연료 발전사들에게만 유리한 부당한 제도라고 문제제기한 단체들이 EU 법원에서 승소하여 폴란드를 상대로 하는 비슷한 소송에도 영향을 미칠 것으로 예상된다.

이러한 배경에서 이 보고서는 EU의 탈석탄 정책 선언의 배경과 추이 및 법률 재개정 입법례를 심층적으로 분석하는 것을 연구 목적으로 삼는다. EU 사례 분석을 통해 현재 우리나라에서 논의되고 있는 노후석탄발전소의 조기 폐지, 미세먼지 대책의 일환으로 노후 석탄발전소의 성능개선 투자 정책과 온실가스 감축 정책간의 정합성 논란 등 우리나라 전력 분야의 기후변화대응을 위한 과제와 정책변화의 필요성을 제고하고자 한다. 이를 통해 궁극적으로 우리나라 전력 분야의 기후변화대응 전략 및 체계 수립을 위한 참고 사례로 활용하고자 한다.

II. 연구의 범위와 방법

본 보고서의 연구 범위는 다음과 같다.

첫째, EU의 에너지 기후변화 정책과 법제를 분석한다. 파리협정의 목표를 달성하기 위한 EU의 다양한 기후변화 에너지 정책을 살펴보고, 2000년 이후 EU 역내 석탄발전소 증설 계획 및 석탄수급정책에 큰 영향을 미친 EU 대기환경규제를 분석한다. 또한 2018년 EU Commission에서 합의한 EU 역내 석탄발전 보조금 축소 결정의 내용과 합의 과정을 포함한 EU의 화석연료 보조금 축소 정책과 법제도를 분석하고자 한다.

둘째, EU 주요국의 탈석탄 정책 및 법률을 분석한다. 특히 탈석탄을 발표한 유럽 국가 중 우리나라에 시사점을 줄 수 있는 영국, 독일, 네덜란드의 사례를 집중 분석한다. 영국은 탈석탄 정책을 가장 먼저 공식화한 선구자로서 그 동안 축적한 다양한 법정책을 분석하고, 독일은 석탄 비중이 높은 나라임에도 불구하고 탈석탄을 선언하여 우리나라에 시사점을 제공하며, 네덜란드는 온실가스 감축에 미온적인 대응을 하다가 시민단체가 제기한 기후

소송에 정부 패소함에 따라 급격하게 탈석탄 정책을 수립하였다는 점에서 흥미로운 시사점을 제공한다.

셋째, 이러한 분석을 바탕으로 우리나라 전력분야의 기후변화 대응을 위한 시사점과 정책 방향을 제시하고자 한다. 시사점을 찾는 과정에서 다음의 내용을 주의하고자 한다. 우리나라의 전력산업 분야는 전후 급속한 경제성장을 위해 정부주도의 수직통합형 구조를 2000년대 초까지 유지해왔으나, 산업의 효율화 및 소비자 선택권 확대를 위해 구조개편을 시도 및 정치적인 이유로 중단하기도 하는 등 고유의 역사적, 구조적 특수성을 가지고 있기에 이에 대한 깊은 이해가 선행적으로 필요하다. 현행 전력계통 운영방식을 전제로 할 때, EU 주요국의 탈석탄 정책 차용 시 각각의 정책들이 우리나라 상황에서 효과에 있는지에 대한 논증을 수행한다. 정량적인 전력시장 모의를 기반으로 온실가스 감축목표 이행을 위한 다양한 정책수단 중 유효한 방안을 파악하고, 이로 인한 여러 측면의 영향을 심층적으로 분석하고자 한다.

마지막으로 우리나라 상황에 맞는 탈석탄 정책을 제안하고, 만약 현행 구조에서 해당 정책의 효과적인 집행이 쉽지 않다면 이를 해결하기 위한 법/제도적 개선방안을 제시하는 것이 본 연구의 범위이다.

본 연구의 특징은 다음과 같다.

첫째, 유럽 탈석탄 정책의 배경과 맥락을 이해하는데 노력을 집중하고자 한다. 최근 우리나라에서 석탄발전소의 급격한 증가로 온실가스 배출량이 오히려 증가하고 있는 추세를 생각할 때, EU가 일견 급격하게 보이는 탈석탄 정책을 선언하고 이행할 수 있는 배경과 정치적·구조적 시스템에 대한 궁금증이 연구의 출발점으로 삼는다. 따라서 본 연구는 유럽의 탈석탄 정책을 우리나라가 차용할 정책 목표로서 접근하는 것이 아니라, 이러한 정책이 성공적으로 이행될 수 있는 정치적, 구조적 정책 환경과 토양에 초점을 맞추고자 한다. EU에서 어떠한 배경과 맥락에서 탈석탄 정책이 이행되고 있는지 파악하여 향후 우리정부가 탈석탄 정책을 채택하는 경우 정책 성공을 위한 선결과제를 파악하고 해결하는데 도움을 줄 수 있기 때문이다.

과거 우리나라는 2020년 중기 온실가스 감축목표를 설정할 때 다른 나라의 사례를 참고하여 비교정책적 관점에서 목표를 설정하고 이를 「저탄소녹색성장기본법 시행령」에 명시하였으나 추후 온실가스 감축 목표를 달성하지 못하고 시행령에 적시된 중기감축목표를 폐기한 바 있다. 따라서 기술적으로만 정책 목표를 차용할 것이 아니라 우리나라의 전력시장구조, 전력정책 결정구조의 특수성으로 인해, 미세먼지 포함 환경규제, 배출권거래제 포함 온실가스 감축 규제, 화석연료 및 발전소 보조금 정책이 실제 석탄발전소의 축소로 연결될 수 있는 메커니즘을 갖추고 있는지 면밀히 살펴봐야할 필요성이 있다.

둘째, 법학과 전력경제학의 융합연구를 시도하고자 한다. 본 연구는 유럽의 탈석탄 정책을 심도 깊게 분석하는 첫 번째 국내 연구이며, 최초의 법학과 전력경제학 간 융합연구이다. 그 동안 에너지경제연구원, 한국에너지공단 등 일부 연구소가 뉴스레터 등을 통해 유럽의 석탄정책을 간략히 소개하는 경우가 있었고, 에너지 시민단체 등이 유럽이 탈석탄 사례를 부분적으로 소개한 경우는 있었지만, 탈석탄 정책 결정에 이르기까지 배경이 되는 유럽 전력시장의 연구와 탈석탄 관련 주요 법률과 행정명령, 소송사례를 법학적으로 종합적으로 분석한 연구는 전무한 것으로 파악된다. 에너지법정책 분야는 분야 특성상 기술적 지식 없이 전체 맥락과 정책의 시사점을 심층적으로 이해하기 어려우므로 법학과 전력경제학 간의 학제 간 연구는 앞으로도 매우 중요하며, 본 연구는 이러한 학제 간 연구를 진행하는 시발점이 될 것이라 생각한다.

제2장

● 우리나라 전력산업 및 전력시장의 특수성

- I. 우리나라 전력산업의 변천사
- II. 전력산업 구조개편 계획의 중단
- III. 우리나라 전력시장 구조 하에서 기후변화 대응의 한계점

제2장

우리나라 전력산업 및 전력시장의 특수성

I. 우리나라 전력산업의 변천사

우리나라의 전력공급은 구한 말 1898년에 한성전기회사에 의해 궁궐 내 조명을 밝히는 데 최초로 사용되었고, 이후 1900년 4월 10일 민간에게 처음 공급되었다⁴⁾. 한성전기회사는 일제 식민통치가 본격화되면서 일본 자본에게 매각되었다. 우리나라가 일제의 식민통치에서 벗어난 1945년에 한반도에는 일제의 군사적 목적을 위해 건설된 1.72 GW 규모의 발전설비가 운영 중이었고, 소규모 민간 배전회사들이 지역적으로 난립해 있었다. 하지만 이 중 대다수의 발전설비가 수력발전의 형태로 북한지역에 존재하였고, 남한 지역에는 경제성장을 위해 필요한 충분한 양의 전력이 제대로 공급되지 않는 상황이었다.

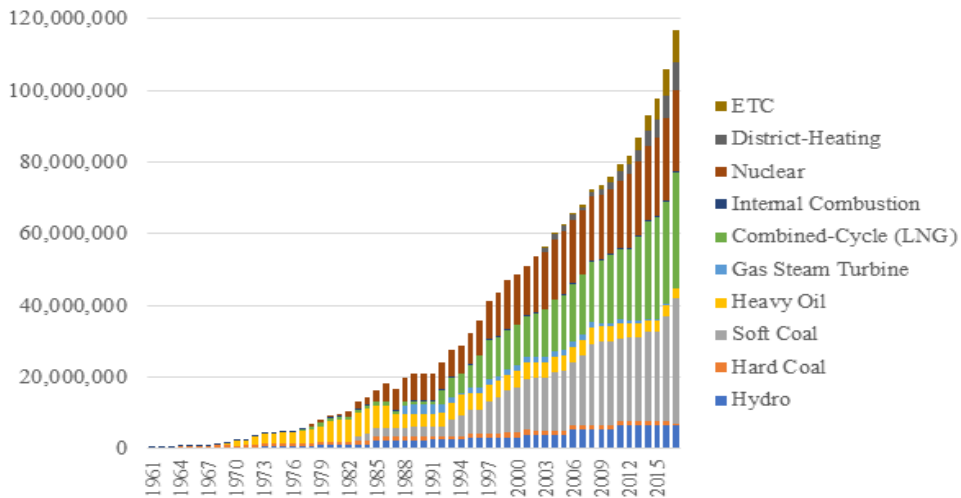
다수의 소규모 배전회사와 대규모 전력회사들이 공존했던 남한 지역의 전력산업은 한국전쟁 수 년 후 국유화 및 회사 간 합병절차들을 거쳐, 1961년 7월에 하나의 독점적 수직 통합 전력회사인 한국전력주식회사로 정리되었다. 이후 한국전력주식회사는 국가의 공기업 체계 안으로 편입되어 1982년 1월 한국전력공사로 변화하였다.

1980년대 한국의 전력산업은 한국전력공사의 통제 하에 국가주도의 중화학공업 육성을 위해 안정적이고 값싼 전력을 제공하는 기간산업으로서 기능하였고, 유례없는 속도의 대한민국 경제성장에 크게 기여하였다 ([그림2-1], [그림2-2] 참고).

4) 유범수, “[기획] 114년 전력산업의 역사를 말하다”, 에너지신문, 2014.04.09.
출처: <http://www.energy-news.co.kr/news/articleView.html?idxno=25247>

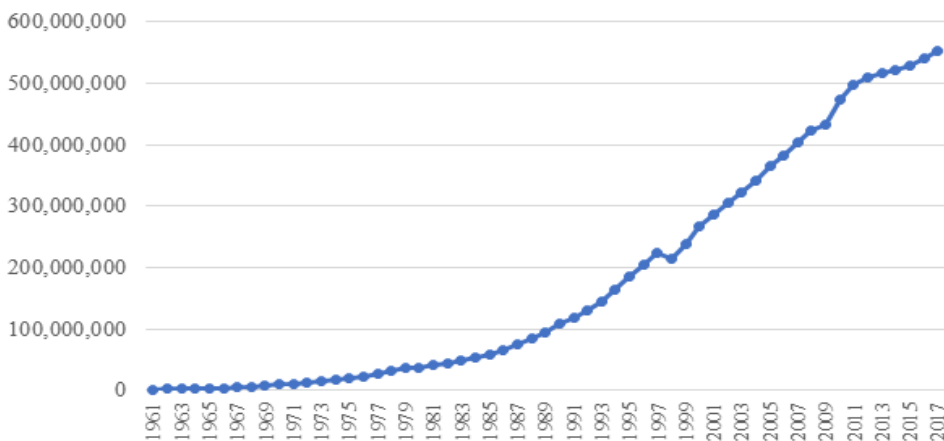
[그림2-1] 1961년부터 2017년까지 한국 전력계통의 발전원별 설비용량 증가 추이

(단위 : x축-연도, y축-용량(kW)).

출처: KPX 전력통계정보시스템(EPIS), <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/>

[그림2-2] 1961년부터 2017년까지 한국 전력계통의 총 전력생산량 증가 추이

(단위 : x축-연도, y축-발전량(MWh)).

출처: KPX 전력통계정보시스템(EPIS), <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/>

이후 1990년대 전 세계적인 전력산업 자유화 추세에 발맞추어 한국에서도 이에 대한 논의가 본격 시작되었다. 특히 해당 시대에는 과거 수직통합 전력회사 주도의 규모의 경제에 대한 의구심과 더불어 작은 규모의 복합화력발전의 경제성이 크게 증가하고 있었으며, 당연히 받아들여졌던 전력산업의 자연독점적 특질에 대한 정당성이 공격받고 있었다. 많은 경제학자들은 전력산업에서 망의 소유와 운영을 제외한 발전부문과 판매부문은 수평분할을 통해 경쟁이 도입될 수 있다고 인지하기 시작했으며, 이를 지지하는 전력시장 메커니즘에 대한 이론적 기초가 확립되어가고 있었다.

우리나라 정부도 안전회계법인을 통해 1994년부터 1996년 간 한국전력공사에 대한 경영진단을 실시하였다. 안전회계법인 이 경영진단에서 궁극적으로 영국방식의 전력산업 개혁을 차용하여 세계적인 자유화 흐름에 대비를 해야 하지만, 아직은 구조개편 및 자유화를 서두를 충분한 이유가 없다고 결론 지으면서, 향후 논의를 위한 중립적이고 독립적인 전력산업구조개편위원회(이하 위원회)의 창립을 제안하였다⁵⁾. 이후 위원회는 1997년 6월부터 1998년 12월까지 대학, 정부출연연구기관, 한국전력공사, 민간발전회사와 정부의 전문가들을 중심으로 구성되어 운영되었다.

초기 단계에서 이 위원회는 안전회계법인의 한국전력공사 경영진단 보고서를 다시 한번 평가하였다. 위원회는 해당 경영진단 보고서에서 결론 내린 것처럼 우리나라에서도 구조개편을 실시할 시급한 이유가 없다는 것에는 동의하였지만, 영국방식의 전력산업 개혁을 차용하는 것에 대해서는 이견을 표했다. 위원회는 당시 전력산업의 자유화에는 다양한 국가의 방식이 공존하고 있는 시대적 상황을 지적하였고, 영국의 사례가 성공사례인지에 대해서는 회의적인 의견을 피력하기도 하였다⁶⁾.

하지만 1997년 말, IMF 외환위기가 본격화되면서, 전력산업 구조개편에 대해서 심도 깊은 사회적 논의가 이뤄지기 어려운 상황이 지속됨과 동시에 공공부문 개방을 통해 외

5) 안전회계법인, 「한국전력공사 경영진단 보고서」, 1996.

6) 전력산업구조개편위원회, 「전력산업구조개편위원회 회의록」, 1998.

화부채를 상환하고자 하는 방안까지 검토해야 하는 상황에 처하게 되었다⁷⁾. 이런 시대적 상황 때문에 충분한 학술적 논의 없이 영국방식의 전력산업 구조개편 방안을 중심으로 전력산업구조개편 기본계획이 수립되었고, 이는 1999년 공식적으로 발표되었다.

우리나라 정부는 전력산업구조개편 기본계획에서 당시 한국전력공사 중심의 독점적 전력산업 구조에 대해 ① 경쟁을 도입하여 전력공급의 효율성을 제고하고, ② 장기적으로 안정적이고 저렴한 전력공급의 지속성을 보장하며, ③ 전력사용에 있어 소비자의 선택권 확대를 통해 편익을 증진시킨다는 세 가지 목적을 통해 구조개편의 이유를 설명하였다⁸⁾⁹⁾.

II. 전력산업 구조개편 계획의 중단

1999년 수립된 전력산업구조개편 기본계획은 다음과 같이 4단계의 절차로 구성되었다¹⁰⁾. 우리나라는 여러 가지 정치적인 이유로 인해 2단계 절차의 도입을 끝으로 구조개편이 중단되었고 그 산업구조의 형태가 2019년 현재까지도 이어지고 있다.

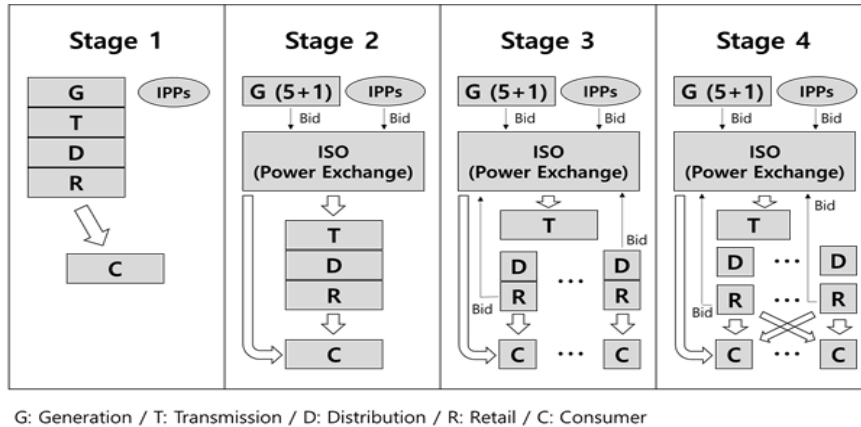
7) KDI, 『한국전력산업 구조개편: 쟁점과 대안』, 2004.

8) 심학봉, 『한국의 전력산업 구조개편과 법률 해설』, 궁리, 2001, 19~34쪽

9) 대한민국 산업통상자원부, 『전력산업구조개편 기본계획』, 1999.

10) Jong-Keun Park, “Restructuring of the Electric Power Industry in Korea”, *Energy and Environment*, Springer-Verlag Tokyo, 2001, p.3~9.

[그림2-3] 1999년 전력산업구조개편 기본계획에 담긴 4단계의 구조개편 절차



□ 1단계 : 1999년 1월 ~ 1999년 12월 (발전부문 법적분할)

1단계에서 한국전력공사의 발전자산과 부채는 새롭게 설립된 발전자회사에게 이양되었다. 한국전력공사의 원자력발전원을 제외한 발전원들은 한국전력공사가 100% 지분을 소유한 5개의 발전자회사들에게 분배되었으며, 원자력발전원도 새로 설립된 자회사인 한국수력원자력에게 소유권이 이전되었다. 기존의 한국전력공사는 법적으로 분할된 발전 부문에 대해 100% 자회사 형태로 소유만 할 수 있게 되었고, 경영에는 관여할 수 없게 되었다. 한국전력공사는 1단계 구조개편을 통해 송전, 배전, 판매 부문을 소유하고 직접 운영하는 지위로 변화하게 되었다.

□ 2단계 : 2000년 ~ 2002년 (발전경쟁 단계)

2단계에서는 1단계 절차를 기반으로 발전부문을 6개의 자회사로 수평분할하여 회사 간 경쟁을 본격 도입하고자 하였다. 한전이 독점하는 판매부문은 3단계 이후부터 수평분할될 예정이었으므로, 경쟁이 도입된 발전부문만을 대상으로 한 임시적인 시장형태의 도입을 위해 변동비반영시장(Cost-based Pool¹¹⁾) ; 이하 CBP) 형태의 전력시장이 고안되었고, 이 과정

11) CBP 시장의 운영원리에 대한 설명은 추후 본 장의 세 번째 절에서 자세히 설명하고자 한다.

에서 중립적인 시장 및 계통운영을 위해 한국전력공사의 운영조직이 분사되어 독립적인 시장 및 계통 운영 공공기관인 전력거래소가 설립되었다. CBP 형태의 전력시장에서 각 발전회사들은 자신들의 발전가능용량과 생산비용을 전력거래소에 제출하고, 전력거래소는 전체 전력계통의 총 발전비용을 최소화하기 위해서 생산비용의 변동비가 낮은 순서대로 발전기의 급전순위를 결정하게 된다. 일반적인 시장이라면 발전회사들의 입찰을 통해 결정된 총 공급함수와 수요함수가 교차하는 지점에서 시장가격과 전력생산량이 결정되지만, 해당 구조개편 단계에서는 아직 판매부문이 분할되지 않았기 때문에 수요함수 자체가 형성될 수 없다. 따라서 전력거래소가 임의로 예측한 수요를 바탕으로 전력생산량을 결정하고 이 시점의 계통한계가격(System Marginal Price; SMP)을 도매시장의 기준가격으로 활용하게 된다.

□ 3단계 : 2003년 ~ 2009년 (도매경쟁 단계 - 중단)

구조개편 기본계획의 3단계에서는 배전과 판매부문이 한국전력공사로부터 분할될 예정이었다. 이 단계에서는 한국전력공사에는 송전부문만 남고 배전과 판매는 결합된 형태로 한국전력공사로부터 수직분할 된 뒤, 지역적인 6개 배전회사로 수평분할된다. 6개의 지역 배전회사는 각각의 지리적으로 구분된 관할구역에서 지역독점적 주체로서 전력의 배전과 판매를 담당하지만, 각각이 전력거래소가 운영하는 도매시장에서는 다수의 수요자로서 참여하게 된다. 이 경우 2단계에서 임시로 도입되었던 CBP 형태의 전력시장은 양방향가격입찰시장(Two-way price bidding pool; 이하 TWBP)으로 변화하게 되며 공급과 수요 양측에 다수의 참여자가 존재하고 각각 물량과 가격을 입찰하는 형태의 일반적인 상품시장형태를 띄게 된다. 이 단계에서 한국전력공사의 지위는 단순히 송전회사의 역할만 담당하도록 축소되게 된다.

□ 4단계 : 2009년 이후 (소매경쟁 단계 - 중단)

4단계에서는 송전을 제외한 전력산업의 모든 층위에 경쟁이 도입된다. 3단계에서는 배전부문과 판매부문이 한 지역 안에서 결합되어 있었다면, 4단계에서는 이 결합이 풀리게 되며 판매부문은 누구나 일정한 자격을 갖추면 사업을 할 수 있도록 개방된다. 이 단계에서는 각 지역을 담당하는 배전회사는 유일하지만 해당 지역의 판매회사는 복수로 존재하

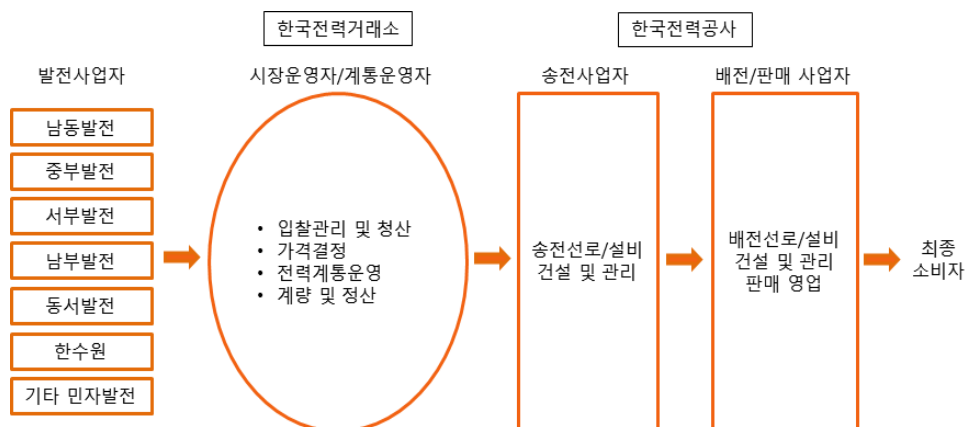
는 상황이 발생하며, 최종소비자들은 요금제의 수준 및 형태를 고려하여 자신이 원하는 판매회사를 자유롭게 선택할 수 있게 된다.

Ⅲ. 우리나라 전력시장 구조 하에서 기후변화 대응의 한계점

1. 우리나라 전력산업 구조

우리나라는 1999년에 이미 전력산업의 구조개편을 위한 계획을 수립하였지만 여러 가지 복합적인 이유로 인해 발전경쟁 단계 이후로 나아가지 못하였고, 불완전한 시장형태를 유지한 채로 10년 이상의 시간이 지났다. 따라서 이미 20년 전에 전력산업의 자유화와 구조개편이 진행된 서방국가들과는 매우 상이한 전력산업 환경을 가지고 있으며, 해당 국가들에서 적용하는 에너지정책들을 그대로 적용할 경우 정책의 효과성이 제대로 나타나지 않으며 오히려 부작용을 일으킬 수 도 있는 구조적인 문제점을 가지고 있다. 이와 같은 문제를 예방하기 위해서는 우리나라 전력산업 및 전력시장의 현행 구조에 대해서 면밀히 파악하는 과정이 반드시 선행되어야 한다.

[그림2-4] 2019년 현재 한국의 전력산업구조



위 그림과 같이 한국 전력산업의 발전부문에는 주로 석탄, 수력, 원자력과 같이 자본투자 비용이 크고 변동비용이 낮은 종류의 발전원을 소유한 6개의 발전 공기업이 존재하고, 주로 LNG나 석유와 같이 자본 투자비용은 상대적으로 적으나 높은 변동비용의 특성을 갖는 연료를 사용하는 발전원을 소유한 민자발전 기업들이 존재한다. 6개의 발전 공기업은 한국전력공사가 지분을 소유하는 자회사 형태로 존재하며 정산조정계수라는 장치를 통해 한전 발전 자회사와 한전 본사 간 수익 분배를 조정하는 특수한 장치를 가지고 있다. 수요부문에서는 한국전력공사가 독점적 판매사업자로서, 전력거래소가 운영하는 CBP 형태의 전력시장을 통해 발전회사들로부터 전력을 전일에 구입해 최종 소비자에게 판매하는 역할을 수행한다.

전력을 소비자에게 판매하는 가격인 소매 전기요율은 통상 특정 기간 동안 고정된 값을 가지게 되며, 한전이 전력을 도매시장에서 조달하는 가격은 전일에 한 시간 단위로 변동한다. 한국전력공사는 전력을 조달하기 위한 네트워크인 송전계통과 배전계통을 소유하고 있으나, 송전계통 및 발전기에 대한 운영권한은 한국전력거래소가 가지며 이를 중앙의 운영시스템인 Energy Management System (EMS)를 통해서 운영 및 제어한다.

전력거래소는 전력량을 거래하는 전일 에너지시장을 운영하고 발전원들에 대한 용량 보상과 보조서비스 제공에 대한 보상절차를 진행하며 거래대금을 정산하는 역할을 수행하기도 한다.

2. 우리나라 전력시장의 운영방식

일반적인 상품시장에서는 상품의 판매자와 구매자가 수량과 가격을 모두 입찰하고, 수요곡선과 공급곡선이 만나는 균형점에서의 가격을 시장가격으로 결정한다. 하지만 우리나라와 같은 수요독점 형태의 전력시장에서는 입찰에 참여하는 전력의 구매자가 유일하며 구매자가 별도의 입찰행위를 할 필요가 없기 때문에 일반적인 형태의 수요곡선을 도출할 수 없다. 이는 전력시장 가격의 결정을 위해서는 인위적인 가격결정 주체가 별도로 필요하다는 것으로도 이해할 수 있다.

이와 같은 이유로 인해 우리나라 전력시장은 전력거래소 산하의 비용평가위원회가 발전사들이 제출한 운전비용 및 기술적 특성자료를 토대로 개별 발전기들의 한계발전비용인 변동비를 산정하고 이를 기준으로 시장의 공급곡선을 도출하는 방식으로 운영되고 있다. 하지만 현재 우리나라 체계 하에서는 변동비 계산 규칙을 수정하여 이를 강제적으로 반영할 수 있게 하지 않는 한 다양한 환경관련 규제 비용이 변동비에 자연스럽게 반영되지 않는다는 문제점이 존재하기도 한다¹²⁾.

비용평가위원회에서 결정한 변동비를 전제로, 발전사들은 자신의 공급가능용량만을 전력거래소에 전력거래 전일자로 제출하고, 전력거래소는 거래일에 대한 예측수요 정보를 이용하여 가격결정발전계획을 수립하게 되는데, 이 과정에서는 전체 계통의 발전비용을 최소화하면서 입력된 예측수요 값을 만족하고 발전기들의 기술적인 응동 특성에 따른 제약조건들을 만족하는 한 시간 단위의 발전기 기동정지계획 및 급전계획을 가상으로 수립하게 된다.

가격결정발전계획¹³⁾의 수립결과 변동비가 낮은 순서대로 발전기의 급전량이 결정되고 예측수요를 만족하는 발전기의 조합 중 가장 최상위에 존재하는 발전기의 변동비가 계통 한계가격(System Marginal Price; SMP)로 결정된다. 그 다음 전력거래소는 실제 전력계통의 운영을 위해서 각종 보조서비스를 위한 예비력과 여러 가지 계통제약 조건들을 반영하여 운영발전계획을 수립하는데, 이 계획에서 도출된 급전량을 토대로 개별 발전기들이 기동을 준비하게 된다. 앞서 언급한 전력시장 운영을 위한 계획과 급전, 그리고 실시간 운영과 관련된 행위들은 전력거래소가 EMS를 통해서 수행한다.

12) 전력시장 운영규칙 제 2.1.1.3조에 따르면 연료비(연료의 열량단가 기준으로 산정)와 기동비(기동연료비+소내 소비전력비+용수비)만을 포함하고 있음. 즉, 아직 기후변화로 인한 외부비용이나 대기오염으로 인한 외부비용을 변동비에 반영하는 규칙은 존재하지 않음.

13) 즉, 가격결정발전계획은 시장운영 및 정산의 기준가격인 계통한계가격을 결정하기 위해 수립하는 가상의 발전이라는 점에 유의해야 함. 계통제약이나 거래당일의 불확실성에 대비하기 위한 예비력을 포함하지 않고 있기 때문에 실제 운영에는 사용할 수 없는 값임.

3. 현행 전력시장의 체계 하에서 기후변화 대응 한계점

CBP 형태의 전력시장에서는 변동비가 낮은 순서대로 급전지시를 받게 되기 때문에 연료비가 저렴한 석탄발전소와 원자력발전소가 기저전원으로서 높은 발전비중을 가지게 된다. 전력부문의 온실가스 배출량이 상당한 수준인 우리나라의 경우 결국 온실가스 감축 목표 달성을 위해서는 전력시장에서 석탄발전량의 비중을 줄이는 방향으로 정책이 집행되어야 하지만, 현행 CBP 형태의 전력시장 운영방식 하에서는 법제화 된 정책수단이 마땅치 않은 것이 현실이다.

최근 몇 년 간 기후변화와 대기오염 문제에 대한 사회적 관심이 지속적으로 높아지면서, 온실가스와 대기오염물질의 주된 배출원인 발전 부문의 배출량을 줄일 수 있는 방안에 대한 관심이 커지고 있다. 특히, 발전 부문에서 온실가스와 미세먼지의 주요 배출원인 중 하나인 석탄발전소에 대한 사회적 논의가 뜨거워지고 있다. 2016년 10월 18일에는 전력거래에 있어서 경제성 뿐 아니라 환경과 국민안전에 미치는 영향도 종합적으로 고려하여야 한다는 내용을 담은 전기사업법 개정안이 발의되어 2017년 3월에 최종적으로 통과되었다(법률 제14672호, 이하 2017년 개정 전기사업법).¹⁴⁾

현행 전기사업법은 제45조 제1항과 제2항¹⁵⁾에서 전력시장에서의 급전방식에 대해 규정하고 있다. 그러나 위 규정들은 ‘전력시장에서 결정된 우선순위에 따라’ 하야야 한다거나 ‘필요하다고 인정하면 우선순위와 다르게 지시할 수 있다’고 규정하고 있을 뿐, 다수

14) 전기사업법

제3조(정부 등의 책무) ② 산업통상자원부장관은 제1항에 따른 시책 및 제25조에 따른 전력수급기본계획을 수립할 때 전기설비의 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 고려하여야 한다.

③ 제35조에 따라 설립된 한국전력거래소는 전력시장 및 전력계통의 운영과 관련하여 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 검토하여야 한다.

15) 전기사업법

제45조(전력계통의 운영방법) ① 한국전력거래소는 전기사업자 및 수요관리사업자에게 전력계통의 운영을 위하여 필요한 지시를 할 수 있다. 이 경우 발전사업자 및 수요관리사업자에 대한 지시는 전력시장에서 결정된 우선순위에 따라 하야야 한다.

② 한국전력거래소는 제1항 후단에도 불구하고 전력계통의 운영을 위하여 필요하다고 인정하면 우선순위와 다르게 지시를 할 수 있다. 이 경우 변경된 지시는 객관적으로 공정한 기준에 따라 결정되어야 한다. (후략)

의 발전기들 사이에서 어떠한 기준으로 발전순서와 발전량을 정하여야 하는지에 대해 구체적인 기준을 제시하고 있지 않다.

한편, 전기사업법 제31조 제1항에서는 발전사업자 및 전기판매사업자는 전력거래소가 정한 전력시장 운영규칙에 따라 전력거래를 하여야 한다고 정하고 있고, 이에 따라 전력시장 운영규칙이 발전기별 급전순서를 포함하여 전술한 것 과 같은 CBP 형태의 전력시장 운영의 기준 전반을 정하고 있다.

위와 같은 법률 개정 이후, 전력시장 운영규칙이 2017년 5월 30일자로 개정되어 제 2.3.2조의2 ‘대기오염물질 저감을 위한 발전기 상한계약 입찰 허용’ 규정이 신설되었고, 이는 30년이 경과된 노후석탄발전기를 포함한 특정한 경우에 한정하여 발전사업자로 하여금 ‘자발적’으로 상한계약 입찰을 할 수 있도록 하는 내용이다. 하지만 전기사업법 제3조 제3항에 따라 전력거래소에 부과된 책무가 충실히 이행되기 위해서는, 이러한 자발적인 상한계약 입찰에 관한 규정을 두는 것 외에도 보다 근본적으로 전력시장 및 전력계통 운영방식에 있어서 환경적 요소를 고려하는 방향으로 전력시장 운영규칙을 개정할 필요성이 있다고 여겨진다.

한편, 2017년 12월에 발표된 제8차 전력수급기본계획에서는 ‘경제급전과 환경급전의 조화’¹⁶⁾가 언급되어 화제가 되기도 하였다. 최근 환경급전은 제8차 전력수급기본계획에 명시될 정도로 국내 전력정책에서 중요한 의제로 떠올랐으나, 환경급전이라는 용어는 아직 법령이나 전력시장 운영규칙에서 공식적으로 정의된 바 없다. 현재까지는 앞서 언급한 2017년 개정 전기사업법에서 신설된 전기사업법 제3조 제3항이 환경급전의 법적 근거가 될 수 있는 유일한 원칙 규정으로 이해된다. 즉, 이는 특정한 형태의 급전방식을 지칭하는 개념이라기보다는, 경제성이나 비용 외에 환경적인 영향까지 추가적으로 고려하여 발전순서와 발전량을 정하는 방식을 총칭하는 개념적인 용어로 사용되고 있다고 이해할 수 있을 것이다.

16) 해당 문서에서는 환경비용 반영, 발전연료 세제 조정, 균등화 발전원가 산정 등 석탄과 LNG 발전의 비용격차를 축소시키는 방안과 노후석탄 가동 중지, 석탄발전 상한계약과 같은 석탄발전의 물리적 제약 방안, 그리고 친환경 분산형 전원의 수익성 개선 등에 대한 내용을 언급하였다.

환경급전에 대한 개념을 위와 같이 이해한 뒤에는, 이를 우리나라 전력시장에 어떻게 반영할 수 있을지 개념적으로 대안을 생각해 볼 수 있다. 이 중 가장 많이 논의되는 방안은 발전사업자의 비용에 환경비용이나 추가적인 외부비용을 고려한 세금을 반영하는 방안이다. 현행 전력시장 운영규칙 제2.1.1.3조에 따르면 발전비용은 연료비(연료의 열량단가 기준으로 산정)와 기동비(기동연료비 + 소내 소비전력비 + 용수비로 구성)만을 포함하고 있다. 즉, 발전사업자가 연료비와 기동비 외에 추가로 부담하는 많은 비용들이 위 ‘발전비용’에는 포함되지 않고, 온실가스 규제나 대기오염 규제에 대응하는 환경규제 대응 비용 역시 발전순서를 정하는 발전비용 산정에는 고려되지 않고 있다.

배출허용기준과 같은 직접규제적 환경규제의 경우 이를 준수하기 위해 저감시설에 대한 설비투자비(고정비)와 저감시설에서 사용되는 약품비(변동비) 등이 소요되는데, 이러한 비용은 발전량을 결정짓는 ‘발전비용’에 반영되지 않기 때문에 배출허용기준 강화가 석탄발전소 등 오염물질 다배출사업자의 발전량에 영향을 미치지 않게 된다. 마찬가지로, 온실가스 배출권거래제나 대기배출부과금과 같은 경제적 유인방식의 환경규제 역시 온실가스 배출권 거래비용이나 배출부과금이 ‘발전비용’에 반영되지 않음으로써 발전량에 영향을 미치지 못하는 것은 동일하다.¹⁷⁾ 그러나, 특히 경제적 유인방식의 환경규제는 환경오염에 대해 비용을 부과함으로써 상품의 가격이나 사업자의 비용을 높여 궁극적으로 생산량을 감소시키거나 연료전환 등을 유도하기 위한 제도라는 점을 고려할 때, 현재와 같이 환경규제 대응 비용이 발전량 결정에 영향을 미칠 수 없도록 하는 것은 환경규제 제도의 취지와 상반되는 측면이 있다. 이는 결국, 석탄과 같이 환경적 영향이 크고 그로 인해 환경규제 대응 비용을 크게 부담하고 있는 에너지원에게 간접적인 혜택을 부여하고 있는 것이라고도 평가할 수 있다.

17) 에너지경제연구원에 따르면, 현재와 같은 전력시장 운영방식하에서는 배출권가격이 어떻게 변화하더라도 전력시장에서의 연료별 발전량과 온실가스 배출량은 전혀 변화하지 않는 것으로 분석된다(이상립, 「7차 전력수급기본계획 하에서 배출권거래가 전력시장에 미치는 영향」, 에너지경제연구원, 2015, 43쪽 등).

석탄발전의 발전비용을 높여 LNG 발전과의 급전순위에 변동을 주는 해당 환경급전 구현방안의 원리에 비춰볼 때, 어떤 가격적 규제수단이 실제로 잘 동작하여 석탄발전의 변동비를 상승시켰다고 할지라도 여전히 문제점이 존재한다. 가스발전소의 연료가격과 석탄발전소의 연료가격 간 격차가 여전히 역전되지 않는다면 해당 가격적 규제수단은 석탄발전사업자의 비용은 증가시키지만 실제로 전력시장에서의 석탄발전량 감소를 이뤄 내지 못해 정책 효과성이 매우 떨어질 수 있다. 이와 같은 상황은 천연가스 도입가격에서 불리한 위치에 있는 우리나라의 지정학적 특징과도 관계가 있다.

이와 같이 현재 우리나라 전기사업법이나 전력시장운영규칙을 전제로 하는 체계 하에서는 환경경제학에서 기본적으로 논의되는 외부비용의 내재화를 통한 환경규제 방안이 크게 효과를 발휘하지 못하는 한계점이 존재한다. 따라서 해외 선진사례들을 통해 유사한 철학을 가진 제도들을 연구하고 도입할 때에는, 국내 전력산업 구조와 전력시장에 대한 선제적인 이해를 바탕으로 우리나라 실정에 맞는 제도를 설계하는 것이 가장 핵심적인 부분이라고 할 수 있다.

제3장

EU의 기후변화 대응 에너지 정책 및 법제

- I. EU의 파리협정 이행을 위한 에너지 법제 및 정책
- II. EU의 주요 환경규제 및 석탄발전소의 영향
- III. EU의 화석연료 및 석탄발전소 보조금 축소 법제 및 정책

제3장

EU의 기후변화 대응 에너지 정책 및 법제 개관

I. EU의 파리협정 이행을 위한 에너지 법제 및 정책

1. EU 에너지 법제의 배경 - 기후변화 국제규범의 전개

(1) 기후변화 국제법의 탄생: 유엔기후변화협약과 교토의정서¹⁸⁾

1992년 체결된 유엔기후변화협약은 기후변화 문제에 국제적인 공조가 필요하다는 문 제의식에 공감대가 형성되어 최초로 성립된 국제법이며 지구 대기상의 온실가스 농도 안정화라는 목표를 달성하기 위해 ① 형평성에 기반한 공통의 그러나 차별화된 책임의 원칙, ② 과학적 불확실성에도 행동을 요구하는 사전주의의 원칙, ③ 지속가능발전의 원 칩을 협약의 주요 원칙으로 명시하였다¹⁹⁾.

1995년 체결된 교토의정서는 유엔기후변화협약의 목표를 구체화하기 위하여 기후변화 문 제에 역사적 책임이 있는 선진국에게 온실가스 감축의무를 부과한 최초의 국제 합의였다²⁰⁾. 선진국에게 정해진 공약기간 내 의무적인 온실가스 감축량을 부과하고, 이를 달성하기 위한

18) 본 절은 박시원, “기후변화와 인권침해 소송 - Urgenda 고등법원 판결을 중심으로”, 『환경법과 정책』, 강원대 학교 비교법학연구소, 제23권, 2019. 9. 40~41쪽을 참조함.

19) UN Framework Convention on Climate Change, 1771 UNTS 107; S. Treaty Doc No. 102-38; U.N. Doc. A/AC.237/18 (Part II)/Add.1; 31 ILM 849 (1992) http://unfccc.int/essential_background/convention/items/2627.php (최종 접속 2019.11.21.)

20) Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, UN Doc FCCC/CP/1997/7/Add.1, Dec. 10, 1997; 37 ILM 22 (1998) http://unfccc.int/essential_background/kyoto_protocol/background/items/1351.php (최종 접속 2019.11.21.)

국제 탄소시장을 허용하고, 의무를 달성하지 못할 시 강력한 처벌규정을 마련하였다는 점에서 교토의정서는 국제환경법 역사상 창의적이며 진일보한 법으로 평가받기도 하였다. 그러나 기후변화를 둘러싼 현실정치는 녹록치 않았다. 일부 선진국에게만 감축의무를 부과하였다는 점 때문에 미국은 끝내 비준을 거부하였으며, 의무 미이행 시 처벌규정의 엄격함으로 감축의무를 준수하지 못할 것으로 예상되는 국가들이 오히려 의정서에서 탈퇴하겠다고 선언하는 등 교토의정서는 절반의 성공으로 평가를 받게 된다²¹⁾.

(2) 기후변화 국제법의 확장: 파리협정²²⁾

선진국은 일찍이 화석연료를 바탕으로 경제발전을 이룩하여 기후변화의 일차적 책임이 있으므로 의무적으로 온실가스를 감축해야하며 나아가 개도국에게 감축을 위한 재정·기술적 지원을 제공한다는 기본 원칙은 교토 의정서 합의 당시에는 합리적인 것으로 받아들여졌지만, 시간이 지날수록 선진국의 불만이 높아갔다. 또한 선진국의 온실가스 배출 추이는 안정화되는 반면, 중국·인도 등 개도국의 온실가스 배출은 빠른 속도로 증가하자, 미국과 개도국 모두를 포섭하지 못하는 교토의정서의 한계에 대한 비판이 높아졌다.

그러나 개도국은 개도국의 감축의무 참여를 강조하는 선진국의 주장이 교토의정서의 상위법인 유엔기후변화협약의 근본 원칙인 “공통의 그러나 차별화된 의무(common but differentiated responsibility, CBDR)” 원칙을 벗어난 주장이며, 교토의정서의 첫 번째 의무기간이 끝나기도 전에 교토의정서를 폐기하려는 불순한 의도가 있는 것으로 비난하였다. 교토의정서 상의 국가 차별화 방식(부속서 I에 포함된 선진국만 감축의무가 있고 나머지 국가는 의무가 없는 방식)을 그대로 유지하자는 개도국과 교토의정서 형태로는 절대 협상에 임할 수 없다는 미국을 비롯한 일부 선진국들의 주장의 간극이 너무나 커서 신(新)기후체제를 위한 협상 마무리는 원래 예정이었던 2009년보다 훨씬 지연되었다²³⁾.

21) 박시원, “파리협정과 Post-2020 신기후체제의 서막: 유엔기후변화협약 파리총회의 주요 쟁점과 합의 결과를 중심으로”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학연구소, 제16권, 290-291쪽, 2016. 2.

22) 본 절은 박시원, “기후변화와 인권침해 소송 - Urgenda 고등법원 판결을 중심으로”, 앞의 논문 41~43쪽을 참조함.

23) 원래 계획에 따르면 교토의정서를 대체할 새로운 기후변화 국제법은 2009년 덴마크 코펜하겐에서 열린 유엔기후변화협약 제15차 당사국총회에서 마무리될 예정이었지만 합의문의 법적 성격, 선진국과 개도국의 차별화 방식

1년 뒤 2010년 멕시코에서 열린 제16차 당사국총회에서 유엔기후변화협약 회원국들은 새로운 국제법 도출 이전 과도기적 상황에서 자발적인 중기감축목표를 설정하고 발표하였다. 중기감축목표란 2020년까지의 감축목표를 의미한다. 우리나라도 당시 이명박 대통령이 직접 국제사회에 발표하고 국내법으로 법제화한 2020년까지 배출전망대비 30% 감축이라는 목표를 제시한 바 있다.²⁴⁾ 교토의정서의 실패를 거울삼아 새로운 협약은 전 세계 회원국이 참여하고, 지구온난화로 인한 재앙을 회피할 수 있는 확고한 목표와 이를 달성하기 위한 중장기 계획을 갖추어야 한다는 목소리가 높아지게 되었다.

2015년 파리에서 열린 제21차 당사국총회에서 국제사회는 예정보다 5년 늦게 새로운 기후변화 국제법에 합의하였다²⁵⁾. 파리협정의 목표는 기후변화 위협에 대응을 강화하는 것(제2조제1항)이며, 이를 위해 감축, 적응, 재원 측면의 세 가지 세부 목표를 규정하고 있다. 첫째 지구온도 상승을 2℃ 보다 훨씬 아래로 유지하고 더 나아가 온도 상승을 1.5℃까지 제한하기 위해 온실가스 감축 노력을 경주해야한다. 둘째, 기후변화 적응력을 강화하고 기후회복력을 증진한다. 셋째, 온실가스 감축과 기후회복력을 위한 재원 조성을 마련한다. 파리협정에서 명시한 2℃ 목표란 뒤에 설명할 기후변화에서 중요한 근거로 사용되었다. 이는 1850년 산업혁명 이전 수준과 비교하여 지구의 평균 온도가 2℃ 이상 상승하지 않도록 온실가스 배출량을 줄이자는 것으로, 2℃ 상승은 인간이 감당할 수 있는 기후변화 임계점으로 널리 알려져 있다. 파리협정은 기후변화 피해로 고통 받고 있는 군소도서국, 최빈국의 입장을 받아들여 2℃ 목표를 설정하되 1.5℃ 목표를 위해 노력하기를 촉구하고 있다.

에 대한 미국과 중국간의 합의가 끝내 조율되지 않아 합의에 실패하였다. 코펜하겐 합의 실패 후에 미국과 중국은 국제사회내에서 여러 비판을 받게 된다. 한편 당사국총회의 의장국이었던 덴마크는 새로운 국제법 탄생을 이루어내기 위해 수년 간 외교적 노력을 펼쳤지만 당사국총회 기간 보여준 여러 외교적 미숙함과 조정능력 부재로 합의 성공에 실패하여 비난 받았으며, 다음 해 열린 칸쿤 총회에서 보여준 멕시코의 중재능력과 비교하여 의장국이 국제협상 성패에 미치는 영향이 있음이 드러나기도 하였다. 기후변화협상에서 의장국의 역할과 영향력에 대한 분석은 다음 논문을 참조. Siwon Park, "The power of presidency in UN climate change negotiations: comparison between Denmark and Mexico", *International Environmental Agreements - Politics and Economics*, Springer, Vol. 16, No. 6, 2016.

24) 박시원, 박태현. (2015). 기후변화와 국가의 책임. 『환경법과 정책』, 제15권, 강원대학교 비교법연구소 환경법센터, 168쪽.

25) The Paris Agreement, Decision 1/CP.21, <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/d2hhdC1pcy> (최종 접속 2019.11.21.)

파리협정에서는 공동의 목표를 달성하기 위해 당사국은 개별적인 목표를 설정하여 5년마다 제출할 의무를 지닌다(제4조제2항, 제9항). 이때 새로운 목표는 이전보다 더 높은 수준의 목표를 담고 있어야 한다(제4조제3항). 이른바 ‘전진원칙’이다. 그 목표 수준과 구체적인 내용은 각 나라가 스스로 결정하되(Nationally Determined Contribution, NDC), 국제사회가 5년마다 목표 이행과정을 점검한다(제14조). 이 지구적 차원의 점검은 2023년 처음 실시된다. 우리나라도 2009년과 2015년에 각각 2020년과 2030년까지의 감축목표를 발표하였고 내년까지 2040년 감축목표를 정하여 UN에 제출하여야 한다.

(3) 기후위기를 경고한 기후과학 보고서

유럽 지역의 탈석탄 정책 확대 배경에는 점차 확실해지는 기후변화의 과학적 사실들이 큰 역할을 하였다. 특히 유엔기후변화협약의 과학자문기구로 기후변화 현황과 추이, 향후 예상시나리오를 제공하는 IPCC 평가보고서가 유럽사회에 경종을 울렸다.²⁶⁾

1) 2007년 IPCC 제4차 평가보고서 (AR 4)²⁷⁾

기후변화 과학적 사실에 관한 내용을 주기적으로 발표하는 기후변화에 관한 정부간 협의체(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)의 2007년 제4차 평가보고서에 따르면 산업혁명 이후 지구 온도 상승을 2℃로 억제하기 위해서는 온실가스 농도를 450ppm으로 제한할 필요가 있다고 밝혔다.²⁸⁾ 또한 IPCC는 450ppm 목표를 맞추기 위해서는 부속서 제1국가(Annex I)는 2020년까지 1990년 대비 온실가스를 25~40% 감축해야 하며, 2050년까지 80~90%를 감축해야 한다.²⁹⁾

26) 기후변화에 관한 정부 간 협의체(IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change)는 1988년 설립된 국제기구로 195개국이 회원국으로 참여한다. IPCC는 유엔기후변화협약의 과학자문기구로서, 기후변화의 원인과 대응 방안 등을 과학적으로 검토하여 다양한 기후변화평가보고서를 작성하는 역할을 맡고 있다.

27) Intergovernmental Panel on Climate Change, Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Reisinger, A. (eds.)], IPCC, Geneva, Switzerland.

28) 박시원, 박태현 (2015). 기후변화와 국가의 책임. 환경법과 정책, 15, p.171.

29) *Id.*

2) 2013년 IPCC 제5차 평가보고서 (AR 5)³⁰⁾

IPCC 제4차 보고서를 업데이트한 제5차보고서는 2010년 각국이 칸쿤 당사국총회에서 발표한 자발적 감축목표로는 지구온도 2℃ 목표를 달성하기에 부족하다고 밝혔다. 2030년까지 각국이 더 적극적으로 온실가스를 감축하지 않으면 2030년 이후 온도 상승에 치명적이라고 밝혀 회원국들의 추가적인 감축 노력을 촉구하였다. 특히 2℃ 목표 달성을 위해 전 지구적인 온실가스 배출량은 2100년 '0'으로 수렴하는 zero emission 상태가 되어야 한다고 강조하였다. 2℃ 목표를 50퍼센트의 확률로 달성할 수 있는 최대 탄소배출량(탄소예산)은 820GtC로 2013년 현재 이미 지구는 515GtC의 탄소를 배출하였으며, 이 속도로 배출이 계속된다면 탄소예산은 2035년에 바닥날 것이라 예상하였다. 2035년이면 인류가 견딜 수 있는 기후시스템 임계점(tipping point)에 도달한다는 뜻이다.³¹⁾

3) 2018년 IPCC 1.5℃ 특별보고서³²⁾

2018년 10월 대한민국 인천 송도에서 열린 총회에서 만장일치로 채택된 IPCC 1.5℃ 특별보고서는 파리협약 2조에 명시된 지구온도 상승을 2도까지, 나아가 1.5도까지 제한한다는 목표와 관련하여, 온도가 1.5도 상승 시 인류가 겪게 될 영향과 이를 위해 인류가 선택해야 하는 온실가스 배출경로를 분석해달라는 유엔기후변화협약 당사국들의 요청에 의해 작성되었다. 인류 탄생 이후 지구 온도는 산업화혁명 이전 시대의 기온보다 2℃ 이상 높은 경우가 없었다. 2℃는 인류생존의 중요한 온도조건으로 알려져 왔는데, 특별보고서에 따르면 산업화혁명 이후 지난 약 100년동안 약 1℃ 상승하였고, 이러한 추세로는 약 2040년 경(2030년과 2052년 사이) 1.5℃ 상승에 이를 것으로 예상된다. 이미 온도 1℃ 상승만으로 홍수, 가뭄,

30) Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.), *Intergovernmental Panel on Climate Change, "Climate Change 2013 The Physical Science Basis", Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA., 2003.

31) 이 부분은 박시원, 박태현 (2015). 기후변화와 국가의 책임. 환경법과 정책, 15, p.171의 내용을 요약 정리한 것임.

32) Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.), *IPCC Special Report: Global Warming of 1.5*, IPCC, 2018.

태풍, 산불, 폭염, 사막화 등 기후변화 피해는 심각해졌으며, 이러한 이상기후패턴은 앞으로 더 심각해질 것으로 전망된다. 특별보고서는 크게 두 가지 중요한 내용을 담고 있다.

첫째, 지구 온도가 2℃ 상승하는 것과 1.5℃ 상승할 때의 기후시스템의 변화를 비교 설명한다. 2℃ 상승과 비교하며 1.5℃ 상승 시에는 기후변화로 인한 생물다양성, 해수면 상승, 기반시설 등의 피해에 대한 리스크가 줄어든다. 예를 들어 지구 온도가 1.5℃에서 2℃ 상승하는 사이에 빙하가 되돌릴 수 없는 수준으로 녹아내려 해수면 상승을 부추길 것이고, 기상이변 현상을 급격히 증가하며, 4배 더 많은 인류가 물, 식량, 건강 등의 위협을 받을 것이며, 10배 더 많은 사람들이 곡물 수확량 감소를 경험하고, 연간 어획량 감소는 두 배 감소할 것이다. 특히 온도 상승을 1.5℃로 제한하는 경우 2℃ 상승에 비해 기후변화 위험에 노출된 취약 계층이 2050년 최대 수 억명 줄어들 수 있다는 점에서 파리협정이 지향하는 1.5℃ 달성 노력 목표에 대한 당위성을 뒷받침하고 있다.

둘째는 지구 온도 상승폭을 1.5℃로 제한하기 위해 이산화탄소 배출을 언제까지 얼마나 줄여야하는가에 관한 내용이다. 보고서는 배출 경로에 대한 4가지 시나리오를 제시하며, 가장 배출을 통제하지 못해 1.5℃로 줄이는 가능성이 매우 희박한 네 번째 시나리오를 제외하고 다른 모두 경우에서 2010년 대비 2030년까지 이산화탄소를 45%까지 감축해야 하며, 2050년까지는 이산화탄소 배출과 자연흡수가 서로 상쇄되는 이른바 ‘Net-Zero’ 배출을 달성해야한다고 기술하고 있다.

특히, 보고서는 에너지 분야에서 2050년까지 배출 제로로 전환하기 위해 (1) 전 세계 석탄 발전을 중단해야 하고 (2) 재생 에너지가 전기의 70~85%를 공급해야 하며 (3) 산업계 이산화탄소 배출량은 2010년 대비 2050년까지 75~90%를 감축해야 한다고 설명하고 있다. 보고서는 1.5℃ 목표를 달성하기 위해서는 에너지, 토지, 도시 및 기반시설, 산업 시스템 등 전 분야에 걸쳐 온실가스 감축을 위한 ‘빠르고 광범위한 전환’이 이루어져야 함을 강조하고 있다.³³⁾

33) 본 절은 박시원, “기후변화와 인권침해 소송 - Urgenda 고등법원 판결을 중심으로”, 앞의 논문 41~43쪽을 참조함.

(3) 소결

기후변화를 둘러싼 과학적 사실은 매우 명확하다. 지구 기후시스템의 재앙을 막으려면 지구온도를 2℃ 이상 상승하지 않게 제한하는 것이 중요하다. 이미 지구 온도는 산업혁명 이후 1℃ 상승하였고, 이상기후로 인한 피해가 심각하다. 이상기후로 인한 피해와 리스크를 현격히 줄이기 위해서는 지구 온도 상승을 2℃ 대신 1.5℃로 제한하는 것이 합리적이다. 이것이 파리협정에서 모든 국가가 약속한 목표이다. 그러나 칸쿤 당사국총회에서 각국이 자발적으로 제출한 2020년 감축목표로는 1.5℃는커녕 2℃ 목표 달성도 어렵다. 각국이 제출한 배출량의 추세로라면 2030~2035년 이후 지구온난화가 걷잡을 수 없을 것이다.

즉, 지구온난화로 인한 기후시스템의 재앙을 막기 위해 시간이 얼마 남지 않았다. 올해 초 영국의회가 “기후변화 국가비상사태”를 선포한 것도 이러한 배경에서이다³⁴⁾. IPCC의 1.5도 특별보고서는 파리협정을 준수하고 기후위기를 피하기 위해서는 전력분야의 탈탄소화, 특히 석탄발전의 중단이 매우 중요한 정책과제임을 강조하였다.³⁵⁾

2. 최근 EU 전력분야의 변화와 현황

(1) 개괄

전력 분야는 유럽의 탈탄소화 과정을 견인하는데 중요한 역할을 하고 있다. 따라서 유럽의 탈탄소화를 분석하기 위해서는 현재 EU 전력분야의 변화와 현황을 이해하는 것이 도움이 된다. 2019년 초에 발간된 독일의 기후변화 연구 단체인 Agora Energiewende 연구소와 영국의 기후변화 연구 단체인 Sandbag 연구소의 공동 보고서³⁶⁾에 따르면, 2018년

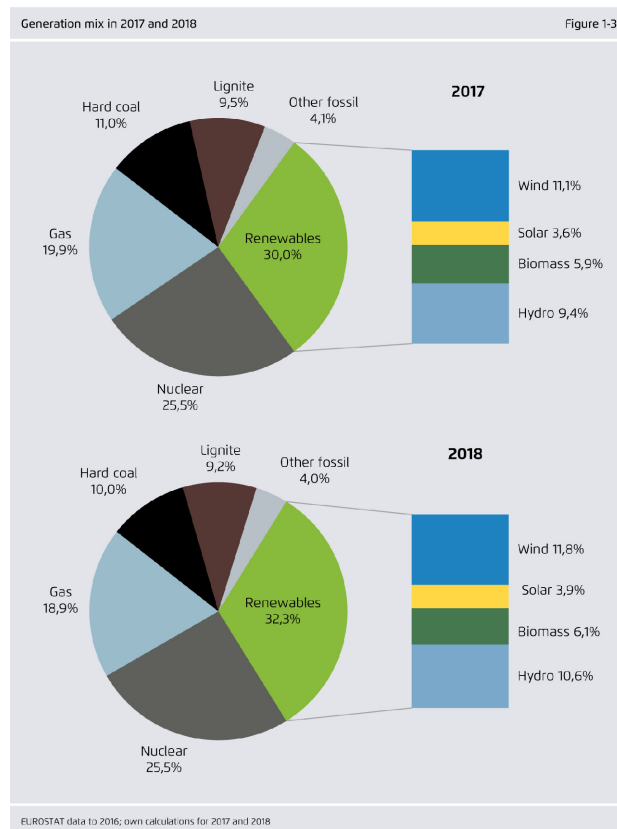
34) Lindsay Brown, “UK Parliament declares climate change emergency”, BBC News, (May. 1st 2019), available at <https://www.bbc.com/news/uk-politics-48126677>. (최종 접속 2019.11.21.)

35) 본 절은 박시원, “기후변화와 인권침해 소송 - Urgenda 고등법원 판결을 중심으로”, 앞의 논문 41~43쪽을 참조함.

36) Agora Energiewende & Sandbag, *The European Power Sector in 2018 Up-to-date analysis on the electricity transition*, Agora Energiewende & Sandbag, 2019, p. 3, available at <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/the-european-power-sector-in-2018/img/153/> 에너지 전문 분석기관인 Agora Energiewende와 Sandbag 연구소의 공동분석으로 두 기관은 동 보고서를 3년 연속 발간하고 있다. 2019년

기준 유럽의 전력 믹스는 재생에너지가 전체 전력 생산의 32.3%로 가장 비중이 높고, 원자력 (25.5%), 천연가스 (18.9%), 무연탄 (11%), 갈탄 (9.5), 기타 화석연료 (4.1%) 순이다 ([그림3-1]³⁷⁾ 참고)

[그림3-1] 2017-2018 EU 전력 믹스



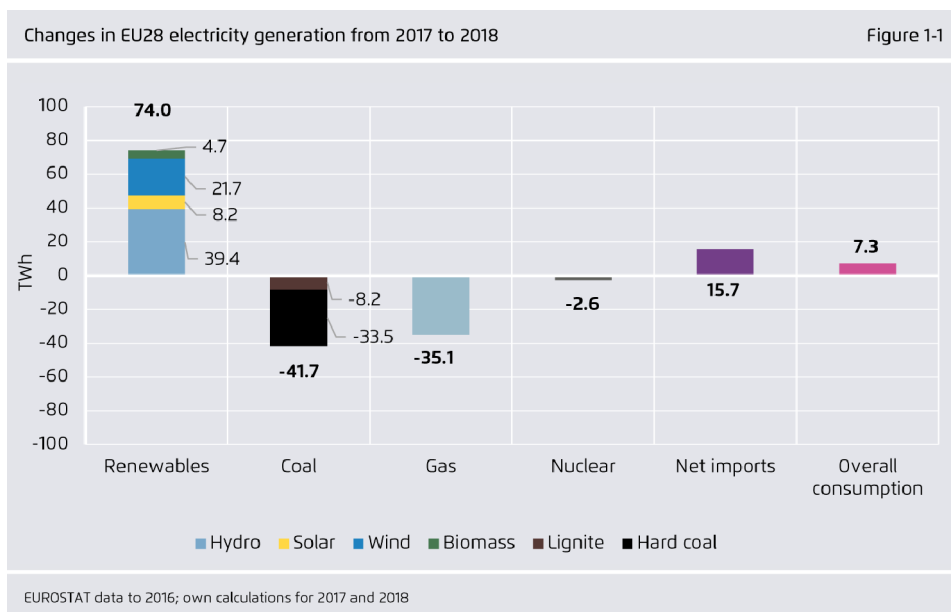
출처: Agora & Sandbag Report 2019, p.3.

발간한 보고서는 2016년까지의 데이터는 EU 통계청의 공식자료를 활용하고 최근 2년간의 자료는 자체 분석한 전망치를 활용하고 있다. [이하 Agora & Sandbag Report 2019]. (최종 접속 2019.11.21.)

37) *Ibid.*, Figure 1-3, p. 10. 동 보고서는 석탄을 hard coal과 lignite로 구분하여 설명하는데 완전히 일치하는 것은 아니지만 hard coal은 완전히 일치하는 것은 아니지만 무연탄과 역청탄이, 그리고 lignite는 갈탄이 속한다. 아래에서는 편의를 위해 hard coal은 무연탄으로 번역한다. lignite는 hard coal에 비해 연소과정에서 매연과 이산화탄소 발생이 많아 기후변화에 가장 악영향을 미치는 연료이다. 석탄의 분류는 <http://energy.korea.com/ko/archives/57339> 참고.. (최종 접속 2019.11.21.)

2017년의 전력믹스와 비교할 때, 원전은 큰 변동이 없었던 반면, 재생에너지의 전력생산은 74TWh 증가하였고, 무연탄과 갈탄을 포함한 석탄은 41.7TWh 감소하였으며, 천연가스 생산도 35.1TWh 감소한 것이 눈에 띈다. 즉, 석탄과 가스 발전량의 감소분을 재생에너지로 충당했음을 알 수 있다 ([그림3-2]³⁸⁾ 참고)

[그림3-2] 2017-2018 EU 전원별 전력 생산의 변화



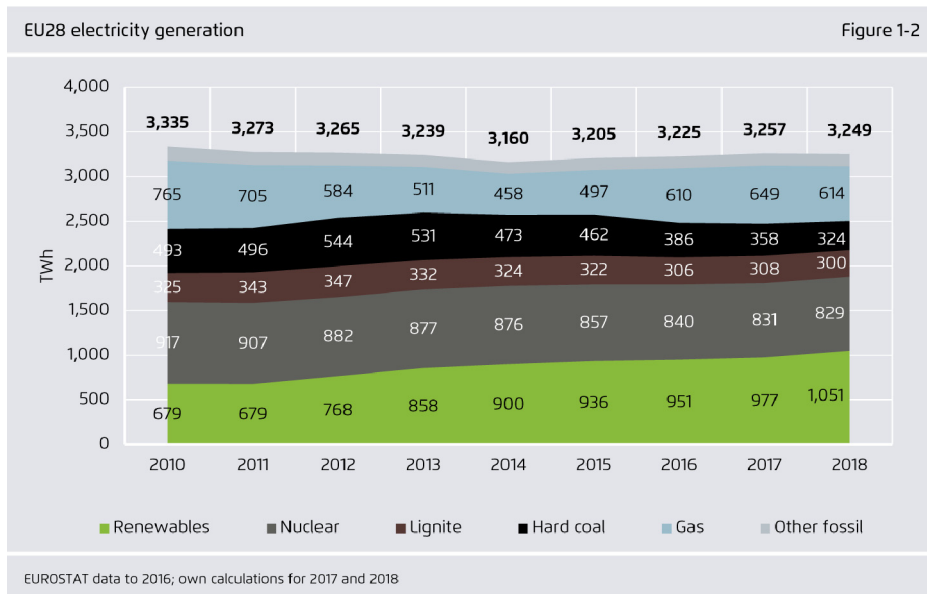
출처: Agora & Sandbag, Report 2019, p.9.

석탄 비중의 축소와 재생에너지 비중의 증가는 지난 EU 전력분야의 전반적인 추세이다. 2010년부터 2018년까지 석탄 발전량은 2012년까지 소폭 증가하다 그 이후 꾸준히 감소하였다. 천연가스는 연도별로 증감을 거듭하며 총 발전량은 감소하였고, 재생에너지 발전량은 꾸준히 증가하고 있다 ([그림3-3]³⁹⁾ 참고)

38) *Ibid.*, Figure 1-1, p. 9.

39) *Ibid.*, Figure 1-2, p. 9.

[그림 3-3] 2010-2018 EU 전원별 전력 생산



출처: Agora & Sandbag Report 2019, p.9.

(2) 2018년 EU 전력분야의 세 가지 특징

1) 전력소비 상승 및 전력분야 온실가스 배출 감소

Agora & Sandbag Report 2019에 따르면 2018년 유럽의 전력분야는 세 가지 중요한 변화를 겪었다.⁴⁰⁾ 첫째, 전력소비는 작년보다 소폭 상승한데 비해 전력분야 온실가스 배출은 감소하였다. 둘째, 전력생산에서 석탄과 가스발전의 비중이 동반 감소하였고, 셋째, 그 감소량을 재생에너지가 충당하고 있다. 분절하여 상술하면 다음과 같다.

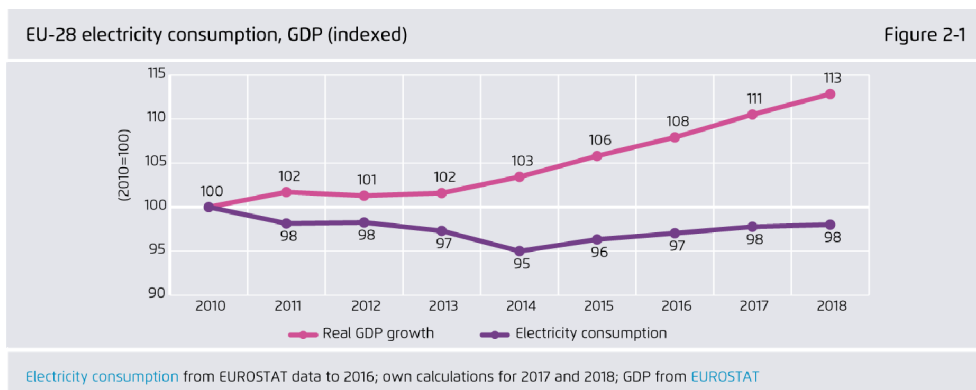
첫째, 유럽의 전력소비는 2017년 대비 2018년 0.2% 소폭 상승하였다. 상승폭은 지난해보다 낮은 편이다 전력소비의 증가 추세는 지난 4년간 계속되었다. 동유럽에서 전력소비

40) Ibid., Figure 1-2, p. 9.

가 증가하고, 서유럽의 전력소비는 소폭 감소하거나 안정화 단계이다.⁴¹⁾ 2018년 출간된 EU 위원회(EU Commission)의 “2050 장기전략 (Long Term Strategy 2050)” 보고서에 따르면 수송분야, 난방 및 산업분야의 전기화(electrification)로 인해 전력소비는 2030년까지 18% 증가할 것으로 예측된다.⁴²⁾

그러나 전력소비 증가율은 GDP 상승폭에 비하면 매우 낮은 편이다. 2010년 이후 2018년 기준 EU의 GDP는 13% 상승한 것에 비하여 전력 소비 증가율은 2% 미만이다.⁴³⁾ 다음 그래프에서 확인할 수 있듯이 EU에서는 GDP 수치와 전력소비량의 상관관계의 고리가 끊어지는 탈동조화(decoupling) 현상이 시작되었음을 알 수 있다.

[그림3-4] 2010-2018 EU 전력소비 증가율과 GDP 증가율



출처: Agora & Sandbag Report 2019, p. 11, Figure 2-1

41) 폴란드의 2018년 전력소비량은 2010년 대비 12% 증가한 반면, 영국의 전기소비량은 같은 기간 8% 감소하였다. *Ibid.*, p. 12.

42) The European Commission, *Long Term Strategy*, Figure 2-1, 2018.

43) Agora Energiewende & Sandbag, *op. cit.*, Figure 2-1, p. 11,

[그림 3-5] 2005-2018 EU ETS 분야 온실가스 배출 증감률



출처: Agora & Sandbag Report 2019, p. 28, Figure 5-2

그 뿐만 아니라 2018년 기준 전년도보다 전력분야의 온실가스 배출량도 5% 감소하였다 ([그림3-5]⁴⁴⁾ 참고). 온실가스 감축량 수준은 2005-2018 평균 감축률을 약간 상회하는 수준이다 (평균 감축률은 그림에서 점선). 보고서는 온실가스 배출량이 감소한 절반의 이유는 석탄발전으로 인한 전력 생산이 줄고 재생에너지로 인한 전력 생산이 증가하는 구조적인 변화 때문이고, 나머지 절반은 2017년 기록적으로 낮은 강수량으로 인해 수력발전 전력생산량이 적었던 것을 2018년 만회하면서 발생한 변화 때문이라 분석하였다.⁴⁵⁾ 중요한 점은 풍력발전 설비가 꾸준히 증가하고 수력발전량도 정상화 되면서 석탄과 천연가스발전량이 모두 감소했다는 점이다.⁴⁶⁾ 일반적으로 탈탄소 전력으로의 에너지 전환을

44) *Ibid.*, Figure 5-2, p. 28.

45) *Ibid.*, p. 27.

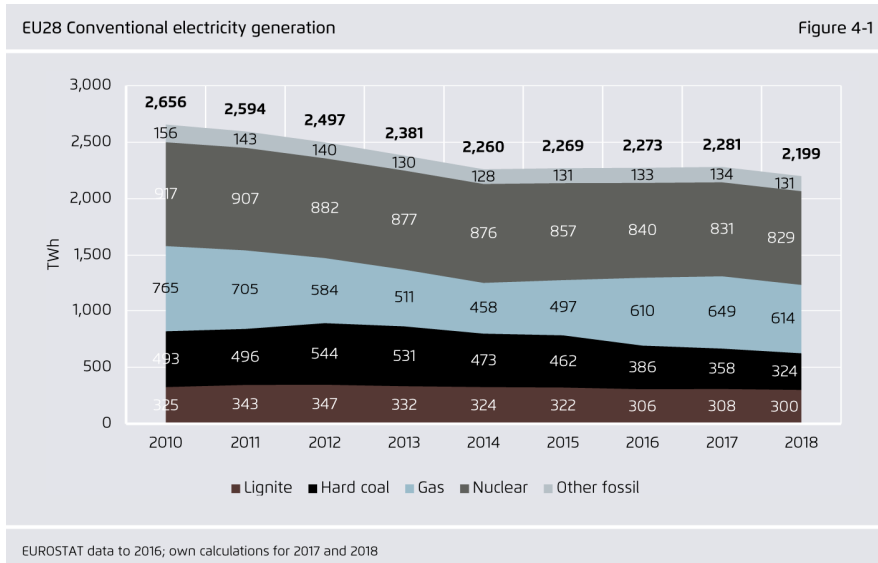
46) *Ibid.*, p. 27.

논할 때, 석탄에서 재생에너지로 전환하는 과도기 연료(bridge fuel)로서 가스발전을 필요성을 논한다. 그러나 2018년 EU의 전력현황 분석자료에 따르면 적어도 2018년 EU에서 재생에너지는 천연가스라는 과도기 연료의 도움 없이 곧바로 석탄을 대체하였다. 즉, 2018년 EU의 온실가스 감축을 견인한 것은 석탄과 가스 발전의 동반 감소, 그리고 재생에너지의 약진으로 평가할 수 있다.

2012년과 비교할 때 전력분야의 온실가스는 2018년 기준 21% 감축되었다. 특히 무연탄 발전소의 온실가스 감축률이 2012년 대비 41%로 가장 크다. 갈탄 발전소는 같은 기간 온실가스를 13%만 감축하였다.⁴⁷⁾ EU 산업분야에서 온실가스 감축이 같은 기간 거의 없다는 것을 감안할 때 EU 전력 분야의 온실가스 감축률은 의미 있는 수치이다.

2) 석탄발전량의 감소

[그림3-6] 2010-2018 EU 화석연료 및 원전 전력생산량 추이

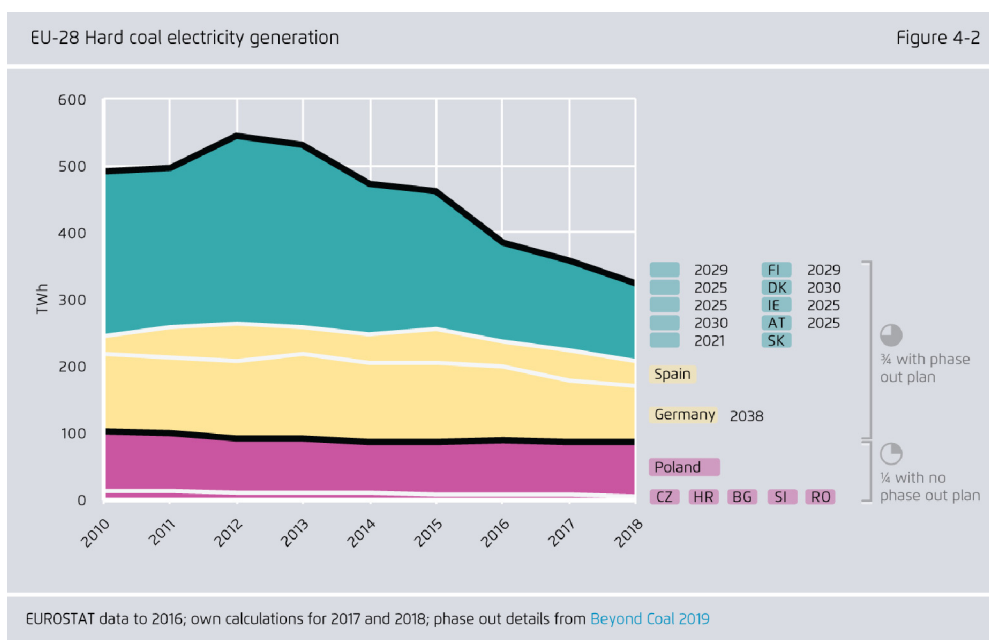


출처: Agora & Sandbag Report 2019, p. 21, Figure 4-1

47) Ibid., p. 28.

2018년 EU 전력분야의 두 번째 특징은 전통적인 화석연료 기반의 발전소의 발전량이 꾸준히 감소하고 있으며 이 중에서 석탄발전량의 감소가 두드러진다는 점이다. 화석연료와 원전으로 대표되는 전통적 전원의 발전량(conventional electricity generation)은 2018년 전년 대비 4% 감소하였다.⁴⁸⁾ 이 중 가장 눈에 띄는 것은 석탄 발전량의 감소이다. 석탄 발전 생산량은 2018년 한해 전년 대비 6% 감소했으며, 이는 2012년 대비 30% 감소한 수치이다. 석탄 중에서도 무연탄(hard coal) 발전량이 급감하였는데(그림에서 검정영역) 2018년 발전량은 불과 6년 전인 2012년과 비교하여 40% 감소하였다.⁴⁹⁾

[그림3-7] 2012-2018 EU 무연탄 발전량 변화 (탈석탄 정책 반영)



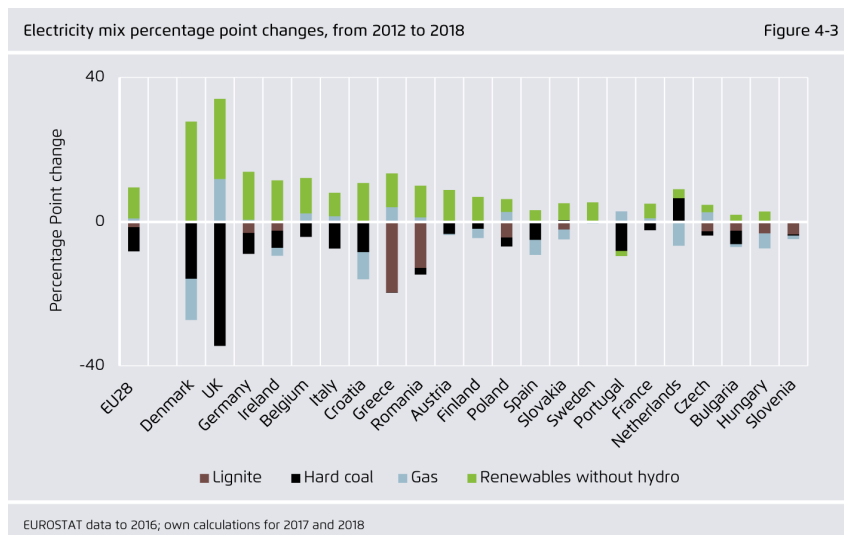
출처: Agora & Sandbag Report 2019, p. 21, Figure 4-2

48) *Ibid.*, Figure 4-1, p. 21.

49) *Ibid.*, Figure 4-2, p. 22.

무연탄 발전량을 국가별 탈석탄 정책과 연관지어 설명한 자료는 더욱 흥미롭다. 위 그림 ([그림3-7])에서 녹색 영역은 이미 탈석탄을 공식화한 국가의 무연탄 발전량 변화를, 노란색 영역은 탈석탄을 논의 중인 독일과 스페인의 무연탄 발전량 변화를 나타낸다. 그리고 맨 아래쪽 분홍색 영역은 아직 탈석탄 논의가 시작되지 않은 폴란드를 비롯한 동유럽 6개국의 무연탄 발전량 변화를 보여준다. 탈석탄 정책을 이미 결정했거나 논의 중인 국가의 무연탄 발전량이 EU 전체 무연탄 발전량의 4분의 3 정도를 차지한다. 나머지 4분의 1은 아직 탈석탄 정책을 고려하지 않는 국가들의 무연탄 발전량이며 대부분이 폴란드 발전량이다.⁵⁰⁾ 이 그림이 시사하는 바는, 유럽의 무연탄 발전량 감소를 주도하는 주체는 탈석탄 정책을 이미 공식화한 국가들이며, 논의를 진행 중인 독일과 스페인의 무연탄을 소폭 감소 추세를 보이는 반면, 탈석탄 논의가 전혀 없는 동유럽 국가의 석탄 비중은 변화가 없다는 점이다.⁵¹⁾

[그림3-8] 2012-2018 EU 국가별 전력 믹스 증감률



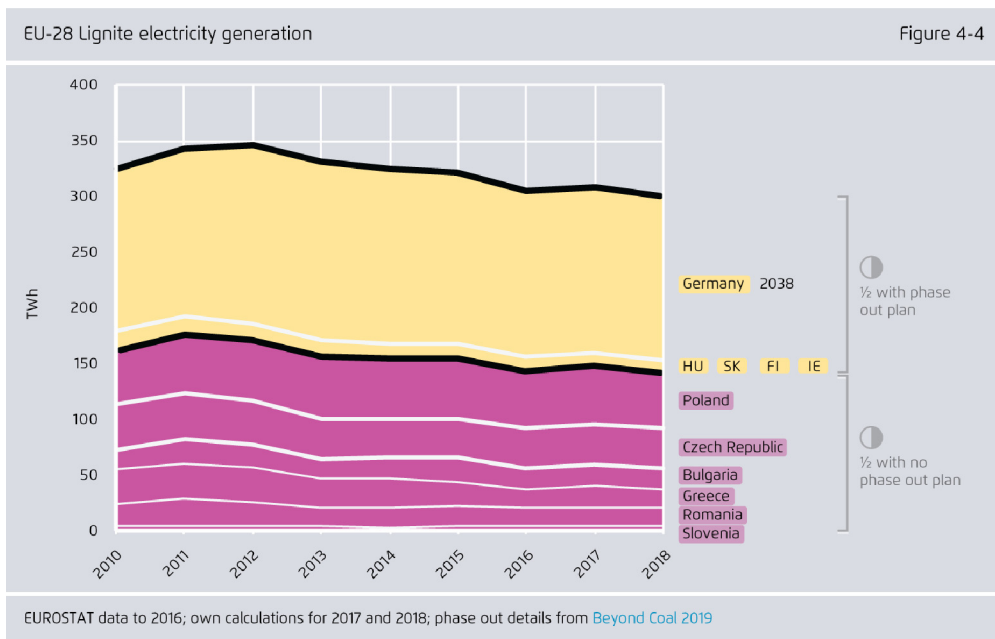
출처: Agora & Sandbag Report 2019, p. 23, Figure 4-3

50) 폴란드의 무연탄 발전량은 2012년 이후 거의 변화가 없으며 탈석탄을 준비하고 있지도 않다. 2018년 11월 공개된 에너지 계획 초안에 따르면 무연탄과 갈탄을 포함한 폴란드의 석탄 비중은 2030년에도 국가 전체 발전량의 60%를 차지할 예정이다. 2018년 기준 폴란드의 석탄 발전량은 전체 발전량의 77%이다. *Ibid.*, p. 23.

51) *Ibid.*, p. 23.

또 하나의 흥미로운 분석은, 무연탄 발전량 급감은 재생에너지 때문이라는 점이다. EU 국가 중 무연탄 발전량을 가장 많이 줄인 곳은 재생에너지 발전량을 가장 많이 늘린 국가들이다 ([그림3-8]⁵²⁾). 해당 그림에서 보듯이, 2012-2018 사이 덴마크와 영국이 전력 믹스 중 수력을 제외한 재생에너지 비중을 가장 많이 늘렸고, 동시에 석탄의 비중을 가장 많이 낮췄다. 또한 주목할 만한 것은 EU에서 탈석탄 에너지 전환을 준비하는 국가들이 모두 재생에너지 발전량을 빠르게 늘리기 위한 계획을 함께 준비하고 있다는 점이다.⁵³⁾ 이는 천연가스라는 과도기 연료에 의존하지 않고 탈석탄 에너지전환을 전망할 수 있다는 점에서 긍정적이라고 보고서는 평가하고 있다.⁵⁴⁾

[그림3-9] EU 갈탄 발전량 변화 (탈석탄 정책 반영)



출처: Agora & Sandbag Report 2019, p. 23, Figure 4-4

52) *Ibid.*, Figure 4-3, p. 22.

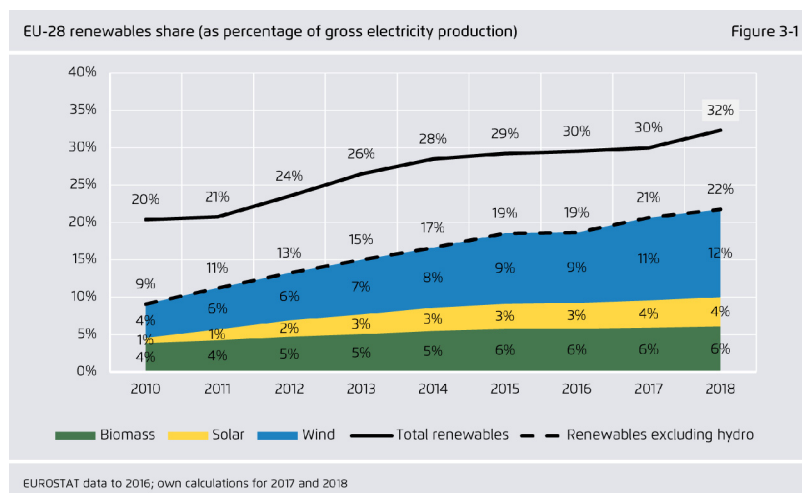
53) *Ibid.*, p. 23.

54) *Ibid.*, p. 23.

갈탄은 발전과정에서 무연탄보다 매연과 온실가스를 훨씬 더 많이 배출하여 공중 보건 및 기후변화에 심각한 위협을 가한다.⁵⁵⁾ 그러나 현재 갈탄을 사용하는 많은 국가들이 풍력 및 태양광 잠재력이 큰 국가들이다.⁵⁶⁾ 올바른 정책이 마련된다면 석탄의 의존도를 줄일 수 있을 것이다. EU는 이러한 문제의 심각성을 인지하고 2017년 12월 “Coal Regions in Transition” (전환 과정의 석탄 지역) 플랫폼을 출범하여 석탄의존도가 높은 EU 지역의 여러 이해 당사자들간의 대화를 촉진하고 경제적·사회적 구조변화에 적응하기 위해 다양한 해법을 모색하고 있다.⁵⁷⁾

3) 재생에너지의 꾸준한 증가

[그림3-10] 2010-2018 EU 재생에너지 발전 비중



출처: Agora & Sandbag Report 2019, p. 13, Figure 3-1.

55) HEAL Briefing: Lignite coal - health effects and recommendations from the health sector, Health and Environmental Alliance, 2018, available at https://www.env-health.org/wp-content/uploads/2018/12/HEAL-Lignite-Briefing-en_web.pdf (최종 접속 2019.11.21.)

56) Alves Dias, P. et al., *EU coal regions: opportunities and challenges ahead*, EU Commissions Joint Research Centre, 2018, available at <https://ec.europa.eu/jrc/en/news/eu-coal-regions-opportunities-and-challenges-ahead> (최종 접속 2019.11.21.)

57) European Commission, *Coal Regions in Transition*, 2019, available at: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/oil-gas-and-coal/coal-regions-in-transition>. (최종 접속 2019.11.21.)

셋째, 2018년 EU 전력 분야의 마지막 특징은 재생에너지 발전량이 꾸준히 증가하여 EU 전체 전력의 32.3%를 담당하였다는 점이다. 재생에너지 발전량을 다시 분류하면, 이 중 풍력이 12%, 바이오매스는 6%, 태양광은 4%, 수력이 10% 정도를 차지한다.⁵⁸⁾ 지난 9년간 EU 재생에너지의 발전량은 앞의 그림에서 확인할 수 있다.⁵⁹⁾

태양광은 현재 풍력, 바이오매스에 수력을 제외한 재생에너지 발전원 중 가장 발전 비용이 낮지만, 앞으로 유럽에서 가장 성장 가능성이 높은 발전원이기도 하다. 태양광 패널 설치용량(9.5GW)은 2018년 전년대비 61% 증가하였고 2018년 9월 관세율을 낮추는 무역 조치가 단행된 이후 앞으로 더욱 빠르게 증가할 것으로 예상된다.⁶⁰⁾ 태양광은 모듈 가격이 계속해서 하락하고 있고⁶¹⁾ 지난 여름 유럽을 강타한 폭염에서 평소보다 우수한 발전량으로 증가하는 전력수요를 충당하기도 하여⁶²⁾ 앞으로 더워지는 기후에 중요한 역할을 할 것으로 기대된다.

지구온난화로 인해 더워지는 환경에서 원전 및 석탄 등 기존의 대형 발전소들은 앞으로 고전할 것이 예상된다. 2018년 여름 폭염 동안 기존보다 발전량이 증가한 것은 태양광뿐이었다. 폭염이 유럽을 강타하자, 계속되는 고기압의 영향으로 대기가 안정되어 풍속이 줄자 풍력 발전량은 감소하였다. 또한 가뭄으로 강수량이 줄어들자 강물로 냉각수를 활용하는 유럽 전역의 다수 원자력발전소와 석탄발전소가 가동을 일시 중지하거나 출력량을 낮추는 등 발전량을 인위적으로 줄여야했다. 강의 생태계 보호를 위해 온배수 활용이 금지되었기 때문이다. 마찬가지로 2018년 8월부터 11월까지 가뭄으로 독일 라인 강의 수위가 낮아지자, 라인 강의 선박을 이용하여 원료를 제공받는 독일 라인 강변의 12개

58) Agora Energiewende & Sandbag, op. cit., p. 13.

59) *Ibid.*, p. 13, Figure 3-1.

60) Kristina Thoring, “Strong solar growth in Europe as demand grows over 60% in 2018”, Sola Power Europe, (Oct. 31, 2018), available at <http://www.solarpowereurope.org/strong-solar-growth-in-europe-as-demand-grows-over-60-in-2018/>.

61) Martin Schachinger, “EU soft market module prices by technology”, PV Magazine, (Aug. 15, 2019) available at <https://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/> (최종 접속 2019.11.21.)

62) Agora Energiewende & Sandbag, op. cit., p. 15.

석탄발전소가 무연탄을 제때 공급받지 못해 발전소 가동을 완전 중지해야 했다.⁶³⁾ 2019년 여름에도 유럽은 유례없는 폭염을 경험하였다.⁶⁴⁾ 화석연료의 사용으로 시작된 기후변화의 피해로 화석연료 발전소들이 고전하고 있다. 태양광은 앞으로도 유럽에서 더욱 중요한 발전원으로 성장할 것이 예상된다. 이미 유럽의 많은 지역에서 태양광은 가장 저렴한 에너지원이다.⁶⁵⁾

2018년 재생에너지 확대에 영향을 미친 요인 중 하나는 전기 가격(electricity price)이다. 전기 가격은 2017년 대비 2018년 석탄발전소 생산 전기 가격은 15%, 가스는 30%, 탄소배출부담금(carbon permit)은 170% 올랐다.⁶⁶⁾ 석탄 및 가스발전소의 연료비 및 탄소배출부담비용이 재생에너지 생산비용을 웃돌 정도로 높아짐에 따라 유럽의 전력단가 상승을 부추기고 있다. 이는 화석연료 발전소에서 생산한 전기 가격이 상승하면서 상대적으로 재생에너지가 가격 메리트를 가질 수 있었다는 뜻이기도 하다.

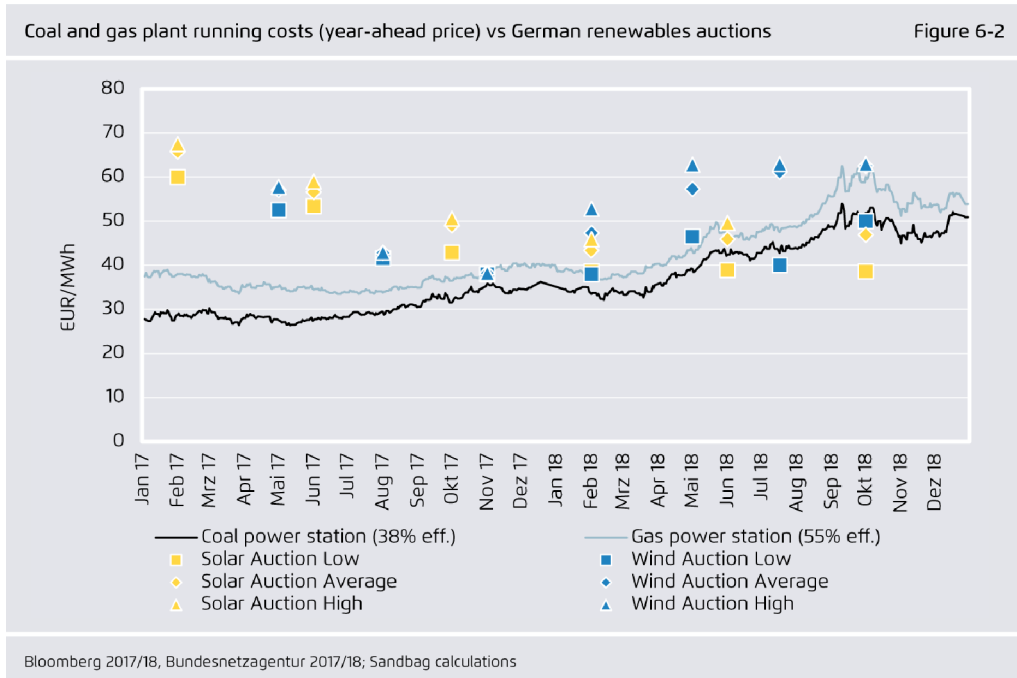
63) Agora Energiewende & Sandbag, op. cit., p. 16.

64) 연합뉴스, “스페인 42℃ 獨 · 佛 40℃...유럽 기록적 폭염예보에 ‘비상’”, 연합뉴스 (2019.6.24.), available at <https://www.yna.co.kr/view/AKR20190624036700009>

65) Sola Power Europe, “Strong solar growth in Europe as demand grows over 60% in 2018” (Oct. 31, 2018), available at <http://www.solarpowereurope.org/strong-solar-growth-in-europe-as-demand-grows-over-60-in-2018/>.

66) Agora Energiewende & Sandbag, op. cit., p. 31.

[그림3-11] 석탄 및 가스발전소의 운영비용과 독일 재생에너지 경매가 비교



출처: Agora & Sandbag Report 2019, p. 32, Figure 6-2

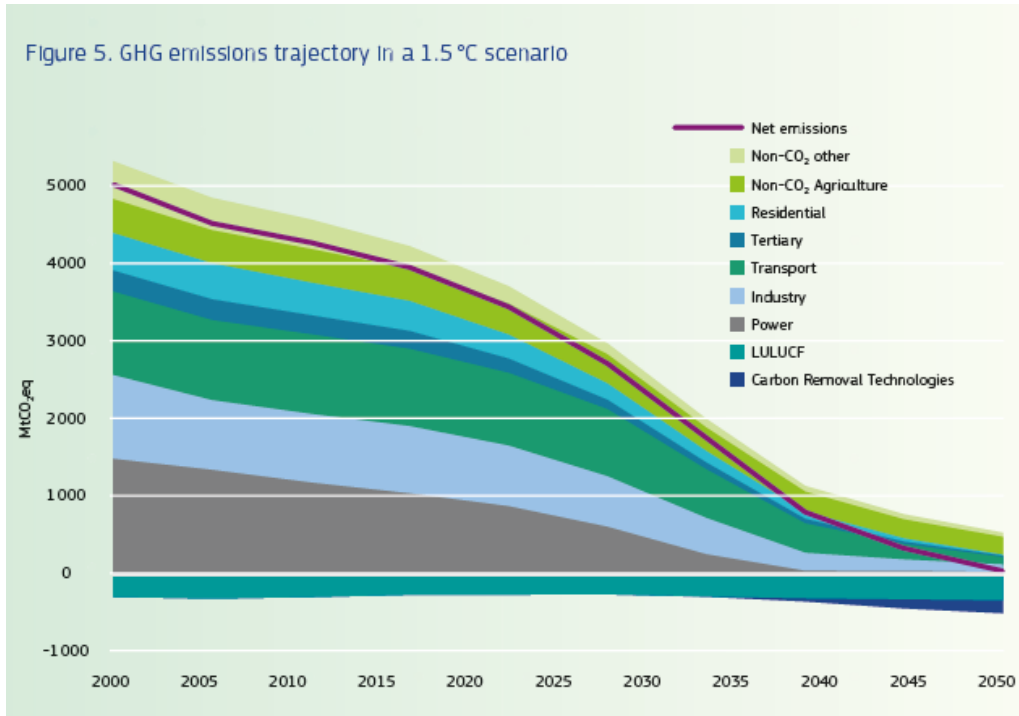
2018년 독일에서 풍력과 태양광 전기의 경매가격이 석탄과 가스 발전 단기운영비용보다 낮기도 하였다. 2018년 10월 석탄과 가스발전의 단기운영비용이 MWh당 50유로 이상이었던 반면, 독일 태양광 전기 경매가격은 MWh당 47유로였다 ([그림3-11]⁶⁷⁾).

EU 회원국들이 준비하는 재생에너지 계획에 따르면 앞으로도 태양광과 풍력을 주력으로 재생에너지 발전량을 급격하게 늘릴 예정이다. 2018년 11월 유럽위원회(European Commission)은 유럽 경제를 탈탄소화하기 위한 장기전략(Long Term Strategy)을 발표하였다.⁶⁸⁾

67) *Ibid.*, Figure 6-2. p. 32.

68) EU Commission, *Long Term Strategy*, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en (최종 접속 2019.11.21.)

[그림3-12] EU Long Term Strategy 2050 탄소제로 시나리오



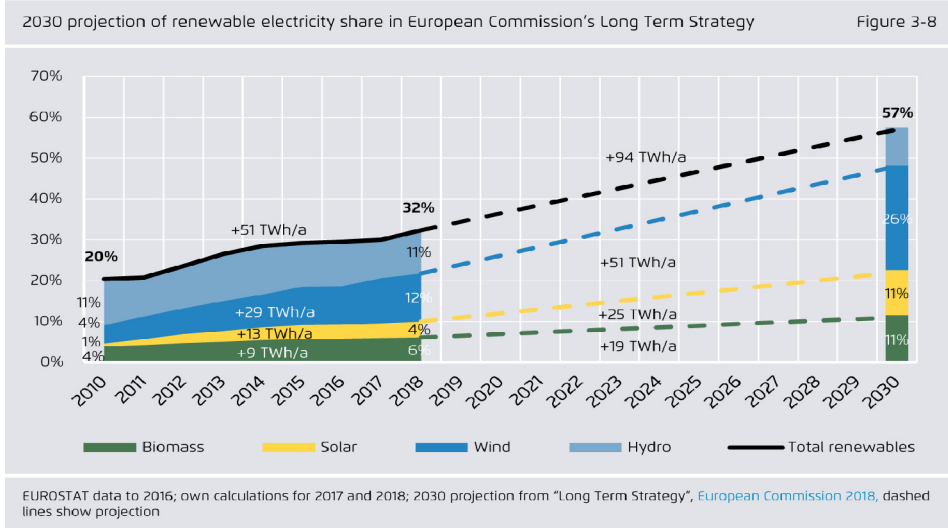
출처: European Commission, 2018

이 장기 전략에 따르면 파리협약의 1.5도 목표를 달성하기 위한 장기전략계획을 2020년까지 제출하기 위해 작성되었으며 2050년까지 유럽 전체 온실가스 순배출 제로(carbon neutral by 2050)로 이르기 위한 다양한 논의들을 담고 있다.⁶⁹⁾ 2050년까지 탄소 제로는 IPCC의 1.5도 목표 달성을 위한 특별보고서의 권고사항을 따른 것이다.⁷⁰⁾

69) European Commission, *Long Term Strategy brochure*, p. 19, available at https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/long_term_strategy_brochure_en.pdf (최종 접속 2019.11.21.)

70) European Commission, “*The Commission calls for a climate neutral Europe by 2050*”, Press Release (Nov. 28, 2018) available at https://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6543_en.htm (최종 접속 2019.11.21.)

[그림 3-13] 유럽위원회 장기전략 시나리오 중 재생에너지 비중의 예상치



출처: Agora & Sandbag Report 2019, p. 20, Figure 3-8

이 장기전략 보고서에 따르면 2050년 탄소제로 시나리오를 달성하기 위해 2030년까지 최종에너지 소비 중 재생에너지 비중을 32%까지 올리고 에너지효율을 32.5%까지 올릴 것을 주문하고 있다. 유럽위원회의 계산에 따르면 2030년까지 최종에너지 소비 중 재생에너지 비중 32%는 2030년까지 전력 생산 중 재생에너지의 비중을 57%로 올리는 것을 의미한다. 이는 매우 야심찬 목표이다. 2018년 재생에너지 전력 비중이 32%인 것을 감안할 때 EU는 앞으로 약 12년 안에 현재 수준의 재생에너지 전력 비중을 거의 두 배까지 올려야 함을 뜻 한다 ([그림3-13]⁷¹⁾). 유럽위원회의 장기전략에 따라 EU 회원국들은 2030년 기후변화 및 에너지 목표달성을 위해 2019년 말까지 최종 국가계획을 제출할 때 2050 탄소제로 목표와 2030년 재생에너지 57% 목표를 염두해야한다. 2018년 말 제출된 국가계획 초안에 따르면 많은 국가들이 적극적인 재생에너지 목표를 수립하였다.⁷²⁾

71) Agora Energiewende & Sandbag, op. cit., Figure 3-8, p. 20.

72) 각국의 국가에너지기후변화 계획 초안은 다음 사이트에서 확인할 수 있다.

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/governance-energy-union/national-energy-climate-plans>

3. 파리협정 달성을 위한 EU의 기후변화 에너지 법제

(1) Clean Energy for all Europeans

EU는 온실가스 감축이라는 파리협정 이행을 위해 화석연료기반의 경제에서 저탄소, 나아가 탄소제로 경제로의 이행을 위해 2016년 이후 기후변화 에너지 분야 다양한 법제를 제·개정하고 있다. 2018년과 2019년은 그 중에서도 법제화 활동이 가장 활발했던 해다. 2016년 11월 유럽위원회가 “Clean Energy for all Europeans (모든 유럽인들을 위한 청정 에너지)”라는 이름의 정책 패키지를 제안한 이후 유럽이사회(EU Council)와 의회(European Parliament)에서 정치적 협상이 2018년 말과 2019년 상반기 마무리되는 과정에서 현재까지 기후변화 에너지 정책관련 총 9개의 법률이 제정되었다.⁷³⁾ 이 새로운 EU 지침들을 반영하여 각 개별 회원국은 관련 국내법을 1-2년 내에 마련하여야 한다. 아래에 서는 본 보고서의 내용과 관련한 중요 다섯 가지 주제에 관해 논의하고자 한다.

(2) 재생에너지 목표 재설정

The revised Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001

EU는 재생에너지 확대의 글로벌 리더십을 보이기 위해 2030년까지 전체 에너지 수요의 32%를 재생에너지로 충당하기로 법적 구속력 있는 목표를 설정하였다. 이는 기존 2016년 발표한 재생에너지 목표를 상향한 것으로 전력 분야의 비중으로 환산하면 재생에너지가 전력분야의 57%를 차지해야하는 야심찬 목표이다.

73) 2018년 이후 새롭게 제정되거나 기존의 법률을 개정한 9개의 기후변화 에너지 관련 법률은 다음과 같다.

- Energy Performance of Buildings Directive 2018/844
- The revised Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001
- The revised Energy Efficiency Directive (EU) 2018/2002
- Governance of the energy union and climate action (EU) Regulation 2018/1999
- Regulation on risk-preparedness in the electricity sector (EU) 2019/941
- Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EU) 2019/942
- Regulation on the internal market for electricity (EU) 2019/943
- Directive on common rules for the internal market for electricity (EU) 2019/944

각 법률의 원문은 European Commission, Clean energy for all Europeans 홈페이지 참고,
available at <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

(3) 에너지 효율 목표 재설정

The revised Energy Efficiency Directive (EU) 2018/2002

EU는 2016년 발표했던 2030 에너지효율 목표도 상향하여 재설정하였다. 2030년까지 EU는 에너지 효율을 2007년 대비 32.5% 개선하여야 한다. 개정된 에너지효율 지침의 정수는 연간 에너지 절약 의무(energy saving obligation)를 명시하고 있는 Article 7이다. 구체적인 에너지 절약 수준을 놓고 EU 회원국들의 최종 협상 결과 연간 절약 의무는 2020년부터 연간 0.8%이다. 이 수준이 EU의 야심찬 에너지효율 목표를 달성하는데 부족하다는 비판도 있지만,⁷⁴⁾ 향후 목표 수준을 상향 개정할 수 있다는 가능성을 생각할 때 구체적인 의무적 에너지 절약 조항의 합의는 EU의 기후변화 대응 에너지 절약의 의지를 엿볼 수 있다.

위에서 설명한 재생에너지 목표 상향과 에너지 효율 목표 상향은 감축에 상당한 도움을 줄 것으로 예상된다. Agora & Sandbag Report 2019에 따르면 두 목표의 재설정으로 인하여 EU가 기존에 제시했던 2030까지 1990년 대비 온실가스 40% 감축 목표는 별도의 다른 조치 없이 45%까지 높아질 수 있다.⁷⁵⁾

(4) 에너지 연합을 위한 거버넌스 시스템 마련

Governance of the energy union and climate action (EU) Regulation 2018/1999

EU의 새로운 에너지 패키지 하에서 EU 회원국들은 새로운 의무를 부여받았다. 모든 EU 회원국은 에너지 연합의 주요 요건을 충족하는 10년 단위의 “국가에너지기후계획(National Energy and Climate Plans, NECPs)”을 마련하여 제출해야 한다. NECPs는 EU가 최근 발표한 장기전략(2050 Long Term Strategy)과 정합하도록 설계해야하며, 첫 번째 NECPs는 2021년부터 2030년까지의 에너지 기후변화 계획을 담아야 한다. 회원국이 계획 초안을 2018년 말에서 2019년 초까지 유럽위원회에 제출하면, 유럽위원회는 각 초안을

74) Agora Energiewende & Sandbag, op. cit., p. 37.

75) Ibid., p. 37.

취합하여 분석하고, 개선점과 함께 분석한 결과를 공표(publish)해야 한다. 회원국은 분석 결과와 개선점을 고려하여 국가계획의 최종안을 2020년까지 마무리해야한다.

이러한 형식의 에너지 기후변화 계획 작성 및 제출 의무는 마치 파리협정 하에서 각국이 자신이 정한 온실가스 감축 목표와 목표에 이르는 계획을 적시한 당사국감축 목표(Nationally Determined Contribution, NDC)를 UNFCCC 사무국에 제출해야하는 의무와 비슷한 형식을 띤다.

(5) 전력시장 규제 현대화

EU의 새로운 지침 중 중요한 대목은 EU 전력시장을 증가하는 재생에너지의 계통 연계를 확대하기 위해 보다 유연하고, 시장친화적인 전력시장 설계 규제를 마련했다는 점이다. 전력시장 규제의 현대화는 ① 새로운 전력규제 제정, ② 기존 전력규제 지침 개정, ③ 리스크 대비(risk preparedness) 강화, ④ 에너지규제기관(Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER)의 역할 강화라는 네 가지 요소로 구성된다.

- Regulation on risk-preparedness in the electricity sector (EU) 2019/941
- Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EU) 2019/942
- Regulation on the internal market for electricity (EU) 2019/943
- Directive on common rules for the internal market for electricity (EU) 2019/944

특히 탈석탄과 관련하여 중요한 법률은 “Regulation on the internal market for electricity (EU) 2019/943”로서, 2018년 12월 18일 극적으로 합의 결과 새로운 발전소는 2020년 1월부터, 기존 발전소는 2025년 7월부터 용량요금(capacity payments)을 받을 수 없다. 용량요금은 대형 화력발전소를 유지하고 새로 건설하는데 큰 도움을 주는 일종의 정부 보조금으로서 발전소가 생산한 전력에 기반하여 요금을 지불하는 것이 아니라 발전소의 발전가능

용량, 혹은 설치용량에 대하여 정산하는 시스템으로 전력생산의 안정성을 위하여 전력시장에서 그 발전소의 존재 그 자체에 대해 요금을 지급하는 것이다.⁷⁶⁾ 용량요금 정산 금지 규제의 큰 예외규정으로서는 2019년 전에 계약을 맺은 용량요금 계약에 대해서는 면제 (grandfathering)하는 규정으로 협상 과정에서 석탄발전의 비중이 높은 폴란드의 요구를 일 정부분 반영한 결과라 할 수 있다.⁷⁷⁾

(6) 비입법 정책 이니셔티브

유럽위원회는 입법화 활동 이외에도 탈탄소화 사회로의 이행을 위해 석탄지역의 에너지 전환(Coal Regions in Transition), EU 섬을 위한 청정 에너지(Clean Energy for EU Islands), 에너지빈곤 모니터링 강화 등의 정책 이니셔티브를 시작하였다.

II. EU의 주요 환경규제 및 석탄발전소의 영향

1. 유럽의 대기오염규제의 전개 과정

유럽은 지구온난화를 발생시키는 온실가스의 배출 증가, 대기질 악화로부터 발생하는 인체에 유해한 영향⁷⁸⁾을 개선하고자 하는 공통의 목적으로 대기오염에 대한 규제를 발전시켜 왔다. EU의 주요 환경규제는 유럽의회에서 각종 규제와 가이드라인을 지침으로 설정하여 회원국에 적용하고 있다. EU는 대기오염과 관련하여 ‘국가별 오염물질 배출 상한치 (Ceiling) 규정’, ‘오염물질의 통합오염에 대한 저감 규정’ 및 ‘고정오염원의 배출저감을 위한 규제’ 등으로 규제의 틀을 마련하였고, 과학기술의 발전으로 인해 여러 대기오염물

76) EU 전력시장의 capacity payment, capacity market에 대한 자세한 논의는 EURACTIVE, *Capacity Markets for Electricity - Special Report*, 2018 참조, available at

https://www.euractiv.com/section/electricity/special_report/capacity-markets-for-electricity/ (최종 접속일 2019.11.21.)

77) 용량요금에 대해서는 석탄발전 보조금의 논의 부분에서 추가 후술할 예정.

78) EU에서는 대기오염으로 매년 43만 명 이상의 유럽인들이 조기사망하고 있고, 매일 1,000명 이상이 사망하는 수치에 해당된다고 밝혔다. 최유진, “2030년을 준비하는 유럽 대기오염 관리의 새 지침-2016년 개정된 NEC 지침에 대한 평가보고서”, 『세계와 도시』, 19호, 83면. 2017. <https://seoulsolution.kr/en/file/4173>. (최종 접속일 2019.11.21.)

질에 대한 제어 능력이 증대되면서 현재까지 핵심 지침들이 발전되어 왔다. 오랜 시간 꾸준히 강화된 EU의 대기오염 규제는 2000년 이후 서유럽 및 북유럽에서 석탄발전소의 비중이 계속해서 감소하는 현상을 이끈 중요한 요인이기도 하다.

(1) 대기오염물질 배출 규제 동향

유럽은 1992년부터 EURO 기준을 설정하여 차량배출 오염물질(일산화탄소, 질소산화물, 탄화수소류, PM10) 규제를 시작으로, 1996년 통합 오염방지 및 제어에 관한 지침인 96/61/EC⁷⁹⁾에서 배출시설에 대한 대기오염 규정을 신설하였다. 배출시설에 대한 대기오염 규정은 이후 2001년⁸⁰⁾과 2008년⁸¹⁾ 각각 개정되었다.

이 지침에 해당하는 대기오염물질은 이산화황, 황화합물, 질소산화물, 질소화합물, 일산화탄소, 휘발성유기화합물, 금속 및 금속화합물, 먼지, 석면, 염소 및 염소화합물, 불소 및 불소화합물, 비소 및 비소화합물, 시안, 발암성 물질 및 공기를 통해 임신에 영향을 미치는 것으로 입증된 물질과 그 화합물(Substances and preparations which have been proved to possess carcinogenic or mutagenic properties or properties which may affect reproduction via the air) 등 13종을 정하였다.⁸²⁾

2001년 특정 대기오염 물질의 국가 배출량 상한선에 관한 지침(Directive 2001/81/EC on national emissions ceilings for certain atmospheric pollutants)⁸³⁾은 최초로 대기오염물질

79) Council Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control, available at <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX%3A31996L0061> (최종 접속일 2019.11.21.)

80) Directive 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on national emission ceilings for certain atmospheric pollutants, available at <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1565589886696&uri=CELEX:32001L0081>

81) Directive 2008/1/EC of the European Parliament and of the Council of 15 January 2008 concerning integrated pollution prevention and control (Codified version) (Text with EEA relevance), available at <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32008L0001>

82) Directive 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on national emission ceilings for certain atmospheric pollutants, available at <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1565583508934&uri=CELEX:32001L0081>

83) 이 지침은 회원국의 대기오염물질 배출량을 제한하여 유럽 전반의 대기질 악화를 방지하고자 마련된 EU의 법적 수단으로써, 2010년까지 이산화황, 질소산화물, 휘발성유기화합물, 암모니아의 배출 감축량을 설정하고 있

에 대한 상한선을 채택하는 법적 근거가 되었다. 본 지침은 최근 2016년에 개정되어 초미세먼지인 PM_{2.5}가 추가되었다.

특히 유럽의 대기오염물질 배출 시설에 관한 사항은 1996/61/EC에서 정하였고, 대형연소시설 배출저감 지침인 2001/80/EC⁸⁴⁾으로 개정되어 배출시설을 다음과 같이 ① Energy industries, ② Production and processing of metals, ③ Mineral industry, ④ Chemical industry, ⑤ Waste management 및 ⑥ Other activities 등으로 분류하여 규제하고자 하였다.

2004년 2월, 유럽 집행위원회(European Commission)와 유럽환경청(European Environment Agency, EEA)은 유럽오염물질배출등록기구(European Pollutant Emission Register, EPER)⁸⁵⁾를 출범하여, 유럽 전역의 물과 대기에 오염물질을 방출하는 산업에 대한 광범위한 정보를 시민들에게 공개할 수 있도록 하였다. EPER는 유럽 시민들이 이웃나라의 기업에서 배출하는 오염물질을 확인하면서 여러 지역의 상황과 비교할 수 있는 ‘알 권리’를 행사할 수 있게 하였다. 그 당시 인터넷을 통해 EU와 노르웨이에 있는 약 1만개의 대규모 산업 시설의 오염에 대한 자세한 정보들을 공개적으로 접근 할 수 있었다.⁸⁶⁾

2008년 유럽의회 협의회의 대기질 지침(Directive 2008/50/EC)에서는 인간의 건강과 환경 전반을 보호하기 위해서는 오염물질의 배출량을 원천적으로 차단하고 지역, 국가 및 지역사회 차원에서 가장 효과적인 배출량 감소 조치를 식별하고 실행하는 것이 특히 중요하다고 강조하였다. 따라서 유해한 대기 오염물질의 배출은 피해야 하고, 예방하거나

다. 2010년 이후에는 매년 감축량을 정하였다. Directive 2001/81/EC on national emissions ceilings for certain atmospheric pollutants.

84) Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants, available at https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2001.309.01.0001.01.ENG

85) 특정 산업 현장의 이름, 우편 번호, 주소 또는 위치(지도 검색)에, 배출량, 특정 국가 또는 특정 활동에 의한 산업오염과 물질 이름 별 배출량 등을 기록하여 누구나 정보에 접근할 수 있으며, 그 당시 50 가지의 오염 물질을 다루고, 모든 회원국과 노르웨이에서 자원한 기업의 데이터를 포함하였다. 3월 이후 헝가리도 자발적으로 포함되었다. EPER의 웹사이트는 코펜하겐의 EEA에서 주최하였다. EEA는 유럽 집행위원회와 긴밀히 협력하여 회원국, 노르웨이 및 헝가리에서 EPER에 대한 데이터 수집 프로세스를 관리했으며 웹사이트의 설계 및 개발에 많은 노력을 기울였다.

86) https://www.eea.europa.eu/media/newsreleases/eper_launch-en

감소해야 하며, 관련 세계보건기구 기준, 지침 및 프로그램을 고려하여 주변 공기의 질에 대한 적절한 목표를 설정해야 한다고 명시하고 있다.⁸⁷⁾

2010년 유럽의회 협의회 2010/75/EU 지침에서는 산업배출에 대한 통합된 오염방지 및 제어에 대하여 규정하였는데, 고체나 액체 연료를 사용하는 시설, 연소 공장, 바이오매스의 사용, 여러 연료를 연소하는 공장, 가스터빈, 가스 및 디젤엔진 등을 모두 산업활동으로 규정⁸⁸⁾하였다. 또한 배출한계를 규정하여 연소시설은 공중보건 및 환경을 보호하기 위하여 통제된 방식 및 일정 높이 이상의 굴뚝으로 배출해야 한다고 명시하여, 연소시설로 분류되면 시설에 대한 기준을 두어 허가를 받도록 강제하고 있다.⁸⁹⁾

이처럼 유럽은 1990년부터 대기환경 개선을 위한 정책을 지속해서 추진함으로써 대기환경이 점진적으로 개선되어 온 것으로 평가하고 있다. 1990년부터 2013년 사이의 배출 감축량은 황산화물 90%, 질소산화물 50%, 초미세먼지 20%에 달하는 것으로 추산되고 있다.⁹⁰⁾

유럽연합의 회원국은 대기질 유지와 개선에 대한 유럽연합이사회 지침(The Council Directive on ambient air quality and cleaner air for Europe, 2008/50/EC)과 대기질에 대한 유럽연합이사회 기본지침(Air Quality Framework Directive, 1996/62/EC)에 의거한 네 번째 부속지침(2004/107/EC)에 따라 대기환경에 대한 연간자료를 공표하도록 근거 규정을 마련하였다. 이들은 모두 한계값과 목표값 및 장기목표치를 규정함으로써 해당 수치들이 회원국 간 법적 구속력을 갖게 하였다. 특히 장기목표치에 대한 근거 규정을 마련하여 회원국들이 모두 장기목표치에 도달하기 위한 최대의 노력과 협력 또는 지원책을 수반하는 등의 모든 이행조치들을 대외적으로 공개해야하도록 하였다.

87) Directive 2008/50/EC of the European Parliament and of the Council of 21 May 2008 on ambient air quality and cleaner air for Europe, available at <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2008/50/oj>. (최종 접속일 2019.11.21.)

88) DIRECTIVE 2010/75/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL 2010, Article 3 Definitions.

89) DIRECTIVE 2010/75/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL 2010, Article 30 Emission limit values.

90) 에너지경제연구원, “IEA 보고서 ‘에너지와 대기오염(Energy and Air Pollution)’ 주요 내용과 시사점”, 『세계 에너지시장 인사이트』, 제16-27호, 2016. 6쪽을 재인용함. 자세한 내용은 “EEA, *European Union Emissions Inventory Report 1990-2013 under the UNECE Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution, Technical Report number 8/2015*, EEA, 2015.” 참조

2. 유럽의 대기오염규제에 관한 주요 지침

현재까지 유럽의 대기오염규제 및 석탄발전 규제와 관련된 정책에 골조가 되어온 핵심 지침들이 있는데, 이 몇몇의 지침들은 과학기술과 연구 능력이 향상되면서 개정되고 발전해왔다. 이러한 골조가 되는 지침들을 연구해볼 필요가 있다.

(1) 유럽의 대기질에 대한 유럽연합이사회 기본 지침(DIRECTIVE 1996/62/EC)⁹¹⁾

본 지침의 목적은 공중보건 및 환경 전체에 대한 유해한 영향을 방지하고 감소시키기 위해 공동체의 대기질 목표를 확립하기 위하여 공통 전략에 대한 기본 원칙을 정의하는 것이며, 측정방법 및 기준을 표준화하여 회원국간 대기질을 효율적으로 평가하기 위함이다. 또한 대기질에 대한 적절한 정보를 대중에게 제공 및 사용할 수 있도록 보장하며, 청정지역은 대기질을 유지하는 방안과 이외의 지역은 대기질을 개선하기 위한 방안을 확립하기 위함이다.

본 지침은 유럽의 대기질 평가와 관리를 위한 지침으로서 대기오염물질의 농도 규제치를 규정한 골자 지침이라고 할 수 있다. 과학기술이 발달하고 건강 영향에 대한 정보가 증가하면서 규제해야 하는 대기오염물질이 늘어나게 되어 본 지침에 대한 대대적인 수정이 필수적이었다. 따라서 이 지침에는 다음의 중요한 하위 지침들이 생겨났다.⁹²⁾

- 1999/30/EC: SO₂, NO₂, NO_x, PM, 납
- 2000/69/EC: 벤젠, CO
- 2002/3/EC: 오존
- 2004/107/EC: 다환방향족탄화수소(PAHs: Polycyclic Aromatic Hydrocarbon), 중금속 (As, Cd, Ni, Hg)

91) Council Directive 96/62/EC of 27 September 1996 on ambient air quality assessment and management, Official Journal L 296, 1996, pp. 55-63

92) 공성용. “수도권 대기환경관리 중장기 정책방향 설정연구”. 한국환경정책평가연구원. 2012. 73쪽.

부속서 I에 열거된 오염물질의 경우, 위원회는 한계치 설정에 대한 위원회의 제안을 제출해야 한다. 한계치 설정 시 부속문서 II에 명시된 요인을 고려해야 한다. 한계치 및 정보 임계값이 설정되면 제6조에 규정한 규정에 따라 회원국 영역 전체에 걸쳐 대기 품질을 평가해야 한다. 제8조는 제한치보다 높은 지역에서 적용할 수 있는 대책을 제시한다. 제11조는 정보와 보고서의 전송에 관한 사항이다.

본 지침은 향후 과학기술이 발달하고 건강 영향에 대한 정보가 지속적으로 증가하면서 골자 역할을 하기에는 부속지침의 양이 계속 늘어날 수밖에 없는 문제로, 2007년 12월에 2004/107/EC 지침을 제외한 나머지 지침은 폐기 후 통합된 새로운 지침을 마련하게 되었다.

(2) 유럽의 대기질에 대한 유럽연합이사회 기본 지침(DIRECTIVE 1996/62/EC)에 의거한 네 번째 부속지침(DIRECTIVE 2004/107/EC)⁹³⁾

본 지침은 1996/62/EC의 부속지침으로서 2004년 12월에 대기 중 비소, 카드뮴, 수은, 니켈 및 다환방향족탄화수소(polycyclic aromatic hydrocarbons, PAHs)등에 대한 배출 지침을 마련하였다.⁹⁴⁾ 본 지침은 2012년 12월 31일부터 발효되어 수은을 제외한 모든 오염물질에 대한 대기 중 농도 기준치(한계값)를 정하여 해당 농도를 초과하지 않도록 회원국에 의무를 부과하였고⁹⁵⁾, 대기 중 농도에 대한 목표값을 정하여 “가능한 한 도달해야 한다”라고 명시하였다. 유럽의회는 회원국들에게 2007년 2월까지 본 지침을 준수하는데 필요한 법률, 규정 및 행정규칙 등을 시행하도록 의무를 부과하였다.⁹⁶⁾ 산업시설은 이러한

93) *Ibid.*, p. 55-63

94) Directive 2004/107/EC of the European Parliament and of the Council of 15 December 2004 relating to arsenic, cadmium, mercury, nickel and polycyclic aromatic hydrocarbons in ambient air.

95) 비소는 6 ng/m³, 카드뮴의 경우 5 ng/m³, 니켈의 경우 20 ng/m³ 및 PAH의 경우 1 ng/m³(벤조(a)파이렌, benzo[a]pyrene)가 초과하지 않도록 대기 중 농도를 정하였다.

96) Preliminary assessment and implementation of laws, regulations and administrative provisions for 4th daughter directive (Art.10), [1. Member States shall bring into force the laws, regulations and administrative provisions necessary to comply with this Directive by 15 February 2007 at the latest. They shall forthwith inform the Commission thereof. When Member States adopt these measures, they shall contains reference to this Directive or be accompanied by such a reference on the occasion of their official publication. Member States shall determine how such reference is to be made., 2. Member States shall communicate to the Commission the texts of the main

오염물질의 주요 발생원이므로 위의 기준치는 산업체에 적합한 환경기준이 아니라고 하면서, 산업설비의 폐쇄로 이어지지 않는 것이라 평가하였다.⁹⁷⁾ 하지만 추가된 물질들 역시 대중들에게 여과 없이 공개되어야 함을 명시하였다.⁹⁸⁾

(3) 유럽의 대기질 유지와 개선에 대한 유럽연합이사회 지침(DIRECTIVE 2008/50/EC)⁹⁹⁾

유럽 의회와 2002년 7월 22일 이사회의 결정(Decision No 1600/2002/EC)에 의해 채택된 제6차 공동체 환경행동프로그램(The Sixth Community Environment Action Programme)은 본 지침을 통해 환경 전반에 민감한 인구에 대해 특별한 주의를 기울이고, 환경 전체의 오염을 최소화하는 수준으로 줄여 나아가며, 오염물질의 농도에 대한 대기질 관측, 평가 및 정보공개에 대한 필요성을 확립하였다.¹⁰⁰⁾

대기오염물질로부터 대기질을 관리하기 위해 유럽은 1996년 9월 27일 ‘대기질 평가 및 관리에 관한 의회 지침(Council Directive 96/62/EC)’, 1999년 4월 22일 ‘대기 중 이산화황, nitrogen dioxide, oxides of nitrogen(질소산화물), 입사장물질 및 납 농도에 대한 한계치를 설정하는 의회 지침(council directive 1999/30/EC)’ 등의 대응책을 만들기 시작했다. 또한 2000년 11월 16일에는 ‘대기 중 벤젠, 일산화탄소에 대한 한계치에 관한 유럽연합의회 지침(European parliament and the council directive 2000/69/EC)’ 및 2002년 2월 12일 ‘대기 중 오존의 배출과 관련된 유럽연합의회 지침’을 통하여 관리하고자 하는 대기오염물질을 추가해 나아감으로써 대기질을 관리하고 향상시키기 위해 노력해왔다.

특히 유럽 전역에 대해 효율적인 대기질 관리를 위해 1997년 1월 27일 의회 지침(directive 97/101/EC)에 따라 회원국간 네트워크를 활성화 및 지역별 대기오염물질 측정소의 정보와

provisions of national law, which they adopt in the field covered by this Directive.]

97) <https://rod.eionet.europa.eu/instruments/606>

98) Directive 2004/107/EC of the European Parliament and of the Council of 15 December 2004 relating to arsenic, cadmium, mercury, nickel and polycyclic aromatic hydrocarbons in ambient air, Art.5(3), Art.7

99) DIRECTIVE 2008/50/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 21 May 2008 on ambient air quality and cleaner air for Europe, Official Journal of the European Union, 2008.

100) *Ibid.*, p. 1

데이터를 상호간 공유하기로 함으로써, 유럽인들의 건강 증진과, 과학기술의 발전을 위해 회원국간 경험과 최신 정보 등을 취합하고 공개하기 위하여 개정되었다. 이 지침에서는 회원국간 정보를 공유하기 위해 각 회원국별 측정기술, 방법 및 보고서 등의 자료를 적절한 단일 지침으로 통일하도록 함으로써 행정효율을 높이는 조치를 이행하고자 하였다.¹⁰¹⁾

본 지침에서는 회원국의 책무(Article 3, Responsibilities)를 대기질 평가, 측정 시스템(방법, 장비, 네트워크 및 실험실)의 승인, 측정의 정확성 보장, 평가방법의 분석 및 다른 회원국 및 위원회와의 협력 등으로 규정하는 사안을 담당하는 관할당국 및 기관을 지정하도록 규정하고, 회원국들로 하여금 국가 영토 전체에 도시와 인구밀집지역(zones and agglomerations)을 설정하여 모든 구역에서 대기질에 대한 평가와 관리를 하도록 하고 있다(Article 4, Establishment of zones and agglomerations).¹⁰²⁾

대기질과 대기 중 이산화황, 이산화질소, 질소산화물, 미세먼지(PM10 및 PM2.5), 납, 벤젠 및 일산화탄소 등의 관계에 대한 평가를 하기 위한 평가체계(Article 5)로써 부속서 II의 SECTION A에 명시된 상한 및 하한값을 적용하도록 하였으며, 이러한 값은 도시와 인구밀집지역에 따라 분류하도록 규정하였다. 그리고 동시에 적어도 5년마다 부속문서 II의 섹션 B에 명시된 절차에 따라 그 결과를 검토할 것을 명시하였다.

특히 Article 6에서는 회원국들의 인구밀집 지역에 대해서는 고정측정소를 설치하여 앞서 언급된 대기오염물질을 수반한 대기질을 평가하도록 규정하고 있으며, 특히 인체위해성이 강한 초미세먼지(PM2.5)에 대해서는 시골지역에 대한 대기오염물질의 농도 측정 결과를 바탕으로 배경농도를 설정하여 인구밀집지역의 농도와 비교할 수 있도록 규정하였다. 또한 모든 회원국간 표준화 된 자료를 공유하기 위해서 대기오염물질에 대한 측정 지점(Article 7), 측정법(Article 8) 등의 기준을 명시하여 동일한 조건을 따르도록 하였다.

101) *Ibid.*, p. 1.

102) *Ibid.*, p. 6.

본 지침은 화석연료의 사용으로 인해 주로 배출되는 이산화황(SO₂), 질소산화물(NO_x, 일산화질소·이산화질소), 미세먼지 (PM₁₀ 및 PM_{2.5}), 납, 벤젠, 일산화탄소 및 오존(O₃)을 측정 및 관리하여 대기 중 농도를 규제하도록 하는 주요한 근거 규정이 되고 있다.

3. 유럽의 대기오염규제와 석탄발전소

(1) 석탄발전소로 인한 피해

세계보건기구(WHO)는 대기오염의 어떤 수준도 안전하다고 할 수 없으며, 대기오염과 호흡기 질환 및 심혈관 질환의 연관성은 매우 명확하다고 밝혔다.¹⁰³⁾ 대기질이 악화되면 급성 및 만성 호흡기질환과 밀접한 연관이 있어 기관지염과 천식의 악화 등 삶의 질을 저해시키는 요인이라고 보고하였다.¹⁰⁴⁾

화석연료를 사용하는 에너지발전은 대기질을 악화시키는 중대한 요소로 꼽힌다. 특히 석탄발전은 석탄의 채굴부터 연소까지의 전 과정에서 수은, 비소, 크롬, 니켈, 카드뮴 등의 중금속과 질소산화물, 황산화물, 초미세먼지(PM_{2.5}) 등의 대기오염물질을 배출하는 것으로 알려져 있다.¹⁰⁵⁾¹⁰⁶⁾ 그리고 이러한 유해대기오염물질은 인체의 심혈관계, 호흡기, 신경계에 독성반응을 일으키고, 폐암, 발작, 심장병, 만성 호흡기 질환, 치명적인 급성호흡기 질환을 유발시킨다.

석탄화력연료의 채취(광산) 시 라돈, 광물분진이 발생하여 근로자에 대한 폐암과 진폐증을 유발하고, 석탄화력연료의 수송(철도, 트럭) 분야에서는 소음, 디젤배출, 먼지 등이 발생한다(철도선이나 도로 인근 주민에 대해 암, 심혈관계질환, 미숙아, 저체중아발생, 천

103) HEAL Alliance, *Chronic coal pollution - EU action on the Western Balkans will improve health and economies across Europe*. 2019. p. 14. <https://www.env-health.org/wp-content/uploads/2019/02/Chronic-CoalPollution-report.pdf>.

104) *Ibid.*,

105) 명형남, “석탄화력발전과 미세먼지 그리고 건강”, 『열린충남』, 가을호, 2016. 20쪽.

106) Susan Buchanan, Erica Burt, Peter Orris, *Beyond black lung: Scientific evidence of health effects from coal use in electricity generation*, Journal of Public Health Policy, Vol.30, Issue 3, 2014, p.3.

식 및 호흡기계질환, 건강문제 등을 유발 가능). 그 중 석탄발전소의 운영 및 석탄 연소에 의해서 이산화황, 질소산화물, 미세먼지, 오존 및 이차 오염물질등을 배출 및 생성하는데 이는 호흡기계질환과 사망률의 증가, 특히 어린이, 임산부, 노인, 환자 등 취약계층에서 대해 큰 신체적 부담을 안겨준다. 휘발성 유기화합물과 중금속(수은, 납, 비소 등)의 배출은 발전소 근로자 및 인접 거주민에서대해 신경계독성 및 암 등 다양한 건강문제 발생시킬 우려가 있는 것으로 밝혀졌다.¹⁰⁷⁾

실제로 유럽의 다른 에너지원과 비교한 결과 석탄발전소는 가장 많은 사망자수를 초래한 것으로 보고되기도 하였고¹⁰⁸⁾, 2015년 EU 인구 중 대기 오염에 의한 조기 사망자는 약 34만 명으로 추정되며, EU 인구의 50%(약 225백만 명)는 WHO의 초미세먼지 배출량 기준에 미달하는 지역에 거주하고 있어 조기사망자 발생 위험에 노출된 것으로 분석하였다.¹⁰⁹⁾

(2) 석탄발전소 대기오염에 관련한 EU의 지침

Health and Environment Alliance(HEAL)의 만성석탄오염보고서(Chronic Coal Pollution Report)에 의하면 다음의 세 가지 지침을 석탄발전소에 기인한 대기오염 관련 지침으로 정리하고 있다.

- Directive 2001/80/EC on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants (SO₂, NO_x, PM₁₀).
- Chapter III, Annex V and Article 72(3)-(4) of Directive 2010/75/EU on industrial emissions (integrated pollution prevention control).
- Directive (EU) 2016/802 relating to a reduction in the sulphur content of certain liquid fuels.

107) 하미나, “석탄화력 배출 대기오염물질의 건강 영향과 대책”, 『대기오염 저감과 새로운 전력수급체제 모색』, 2016. 74면.

108) Markandya, A., Wilkinson, P. *Energy and Health 2 - Electricity generation and health*, Lancet, 370 (9591). 2017, p. 979-990.

109) 에너지경제연구원, 『IEA 보고서 ‘에너지와 대기오염(Energy and Air Pollution)’ 주요 내용과 시사점』, 세계에너지시장인사이트, 제16-27호, 6면, 2016.

첫째, 유럽의 대형연소시설 배출저감 지침(2001/80/EC¹¹⁰⁾)에서는 200년 대용연소시설 중 에너지 발전 시설에 대해서 ① Combustion installations with a rated thermal input exceeding 50 MW, ② Mineral oil and gas refineries, ③ Coke ovens, ④ Coal gasification and liquefaction plants으로 나누어 세부 활동과 대상 시설을 분류하여 규제하였다.¹¹¹⁾ 이는 대형 연소시설의 경우 50MW급 이상의 발전시설은 EU 내에서 황산화물의 배출량의 60%, 질소산화물 배출량의 20%를 차지하고 있었으므로, 발전소 설치 및 인허가 시기에 따라 구분하고 분진, 황산화물, 질소산화물의 배출허용기준을 정하였다.¹¹²⁾

둘째, 2010년 유럽의회의 2010/75/EU 지침은 산업활동으로 인한 배출원의 통합된 오염 방지 및 제어에 대하여 규정하기 시작하면서 ① 고체나 액체 연료를 사용하는 시설, ② 연소 공장, ③ 바이오매스의 사용, ④ 여러 연료를 연소하는 공장, ⑤ 가스터빈, 가스 및 디젤엔진 등을 사용하는 산업은 모두 산업활동으로 규정하기 시작하였다. 따라서 발전소도 본 지침의 적용 대상이 되었고, 연소시설로 규정이 되면 공중보건 및 환경을 보호하기 위하여 일정 높이 이상의 굴뚝으로 통제된 방식에 따라 배출해야 한다고 명시하였다. 또한 기술보고서에서 명시하고 있는 최적기술기준(Best Available Technology)에 따라 배출을 저감해야 한다. 또한 연소시설로 분류가 되면 허가를 받아야 운전이 가능하게 되었다.¹¹³⁾ 이러한 노력으로 인해 2010년과 2011년에는 배출량이 전반적으로는 감소하였지만 2010년 EC 지침에 대해서는 최종적으로 12개 회원국이 기준치를 초과했다. 그리고 2011년에는 8개의 회원국도 목표달성을 하지 못하고 법적 기준치를 위반하였다.¹¹⁴⁾ 이 법적 기준치를 위반할 경우 회원국은 목표달성을 위한 국가계획을 작성하여 제출하여야 한다.

110) Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants available at https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2001.309.01.0001.01.ENG (최종 접속 2019.11.21.)

111) 국립환경과학원, 「대기배출원 관리 선진화 방안 마련 연구」, 국립환경과학원, 2010. 49쪽.

112) 국립환경과학원, 앞의 책, 53쪽.

113) DIRECTIVE 2010/75/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL 2010, Article 30 Emission limit values.

114) <https://www.eea.europa.eu/highlights/air-pollution-breaches-of-legal>

석탄발전과 관련하여 동 지침의 중요한 대목은 2021년 중반에 모든 회원국의 관련규제 기관은 발전소의 인허가를 갱신해야 하는데, 동 지침에 따라 배출저감기준을 맞추지 못하는 화력발전소들은 모두 인허가를 갱신 받지 못하고 가동을 중지해야 한다.¹¹⁵⁾ Agora & Sandbag Report 2019에 따르면 유럽의 다수 석탄발전소들은 이 지침의 규정을 통과하지 못하여 폐쇄될 위기를 맞을 것이라 예상하고 있다.

셋째, 2016년 액체연료의 황함량 감소에 대한 유럽의회 지침(2016/802)은 중유 (heavy fuel), 가스오일(gas oil), 해양연료, 해양디젤유, 해양가스유 등을 사용하는 산업이나 선박 및 해양활동에 대해서도 규제를 가한 지침이다. 황의 함량이 높은 연료를 사용하는 경우에는 황함량에 비례하여 이산화황과 미세먼지를 대기중으로 배출을 하게 되기 때문에 이는 종국적으로 인체와 인근 환경에 악영향을 가하게 된다. 따라서 본 지침에서 정한 각 연료의 부피당 황함량 %를 초과하는 연료는 사용을 제한하였고, 해당 연료를 사용하는 경우에는 지침에서 정하는 배출저감방법을 따르도록 하였다.

115) Agora Energiewende & Sandbag, op. cit., p. 38.

III. EU의 화석연료 및 석탄발전소 보조금 축소 법제 및 정책

1. 화석연료 보조금의 정의와 축소의 필요성

(1) 화석연료 보조금의 정의

화석연료 보조금에 대한 공식적으로 통일된 개념은 없다. G20 정상회담에서는 에너지 관련 보조금의 개념을 정하기 위한 노력이 있었으나 합의된 결과를 내놓지는 못한 채, 현재는 각 국가 별로 보조금의 개념을 정해서 사용하고 있다.¹¹⁶⁾

일반적으로 화석연료 보조금이란 석탄, 석유 그리고 천연가스를 포함한 화석연료의 생산과 소비에 대하여 지급되는 보조금을 의미한다.¹¹⁷⁾

여러 국제기구에서도 화석연료 보조금을 다양하게 정의하고 있다. IMF는 생산자의 수익성이 높아지는 직접적, 간접적 지원을 받는 것을 생산자 보조금으로 보며, 소비자가 벤치마크 가격 이하로 가격을 지불한 경우를 소비자보조금이 발생한 것으로 볼 수 있다고 정의하고 있다. OECD에서는 화석연료 보조금을 화석연료의 생산과 소비에 이익을 주거나 선호를 제공하는 예산의 지출 또는 세금의 지출을 의미한다고 정의하고 있다. WTO에서는 보조금을 받는 수령주체에게 어떤 혜택을 주기 위해서 정부기관이 제공하는 재정지원을 화석연료 보조금으로 정의하고 있다. IEA에서는 에너지를 생산하는데 들어가는 비용을 낮추고, 에너지를 생산한 생산자는 받는 가격은 올리며, 에너지 최종 소비자가 지불하는 가격을 낮추는 것과 관련된 정부의 모든 조치들을 화석연료 보조금으로 정의하고 있다.¹¹⁸⁾

116) IEA, OPEC, OEDCD, WORLD BANK, *Joint Report Analysis of the Scope of Energy Subsidies and Suggestions for the G-20 Initiative*, 2010

117) 김민주, “화석연료보조금에 관한 국제법 논의”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학연구소, 제21권, 2018. 9., 9쪽

118) 김종호 외, “환경유해보조금 추계 및 개편방향 연구-화석연료보조금을 중심으로”, 한국환경정책평가연구원, 2017, 15쪽

(2) 화석연료 보조금의 종류

1) 생산보조금

생산보조금이란 화석연료를 생산하는 석유산업, 가스산업 등 특정 분야의 특정 기업에 대해서 제품에 대해서 특별하게 혜택을 부여하는 보조금을 의미한다. 세금감면이나 세액 공제, 로열티 감면 등의 형태가 있다. 좀 더 구체적인 분야에서 살펴보면, 탄광 분야에서는 탄광의 연구, 개발 및 탐사에 대한 예산 지원, 오염이나 환경피해에 대해서 정부가 제공하는 보험, 석탄 광부의 조기 퇴직금을 지원하는 정부 예산, 광산 폐로에 대한 지출 등을 예로 들 수 있다.

석유 및 가스 분야에서는 현장 개발 활동 재정지원 및 세금 공제, 정제처리에 필요한 원료의 정부 고시 가격, 생산된 연료와 관련된 세금 및 로열티 면제, 화석연료 회사의 폐로로 인한 부채를 감경시켜주기 위한 정부 대출 지원, 석유 및 가스 관련 인력의 조기 퇴직금을 지원하는 정부 예산 등이 있다.

전력 분야에서는 열 및 전력 발전사업 건설을 위한 보조금 및 세금 감면, 전기 및 열 발생을 위한 원료의 정부 고시 가격, 공장 현대화를 위한 국영 기업투자, 화석연료 발전을 위한 그리드 및 기반 시설에 필요한 재정 지원 및 투자 등이 있다.¹¹⁹⁾

2) 소비보조금

소비보조금은 경쟁시장에서 거래되는 화석연료의 가격보다 낮은 가격으로 국내 소비자에게 제공되는 것으로 요금 할인이나 연료비 보조금의 형태로 지원되고 있다.

수송분야에서는 대중교통에 대한 에너지 세금 감면, 디젤이나 친환경 에너지원에 대한 세금 우대 혜택, 회사차량 세금 우대 조치, 항공사 세금 우대 조치, 항공 연료에 대한 에너지 세금 면제, 수송에 대한 에너지 세금 면제, 내부 수로 운송에 사용되는 연료에 대한 세금 감면 등의 형태가 있다.

119) 김종호 외, 위 보고서, 15-16쪽.

비즈니스 및 산업 분야에서는 에너지 집약적인 공정에 대한 세금 감면, 특정 프로세스에 대한 세금 감면, 엔진에 사용되는 LPG 및 천연가스 세금 감면 등이 있다.

가정에 지원되는 보조금으로는 가정 난방 및 전기사용에 대한 세금 감면, 신규 가스보일러에 대한 지원, 경제적 취약층에 대한 지원 등이 있다.

농업 분야에는 농업에 필요한 에너지 세금 공제, 농예, 원예, 농업 및 내륙 수산업에서 사용하는 디젤 연료세 환급 등이 있다.¹²⁰⁾

(3) 화석연료 보조금 축소의 필요성

1) 화석연료 보조금으로 인한 왜곡된 가격 형성

화석연료 보조금은 왜곡된 가격을 형성하고 나아가 더 많은 에너지 소비와 생산을 유도하게 되며 신재생에너지 서비스의 도입을 저지한다. 소비보조금의 측면에서 보면, 최종 소비자 가격을 낮춤으로써 에너지 사용을 장려하게 되고 효율적인 에너지 보존에 대한 인센티브를 저하시키게 된다. 생산보조금의 경우는 에너지를 공급하는데 필요한 생산비용을 감소시킴으로써 한 가지의 에너지원을 집중해서 사용하게 되는 결과를 불러오게 된다.¹²¹⁾

2) 비효율적 에너지 소비 증가

화석연료 보조금은 소비자의 화석연료에 대한 의존성을 높이고 재생에너지나 다른 에너지원의 사용에 대한 의욕을 저하시킨다. 또한 화석연료 보조금은 훨씬 경제적이고 친환경적인 다른 새로운 에너지원의 발전과 상업화를 저지한다.¹²²⁾ 만약 2020년까지 탄소집약적 에너지 사업에 대한 투자가 계속된다면, 화석연료에 대한 의존성은 점점 더 높아질 것이며 탄소 배출량도 줄어들지 않게 될 것이고 이러한 상황에서 다시 저탄소에너지체제

120) 김중호 외, 위 보고서, 16쪽.

121) IEA, OPEC, OEDCD, WORLD BANK, op. cit., p. 8.

122) Ibid., p. 9.

로 전환하기 위해서는 2035년에는 4배의 비용이 더 들게 될 것이라고 한다.¹²³⁾ 이러한 현상들은 결국 화석연료 보조금을 통한 지원이 없었다면 경제성이 없어서 생산되지 못했을 “좀비에너지(Zombie Energy)”를 만들어낸다. 정부의 공적자금이 사적이익을 유지하는데 이용된다는 것이다.¹²⁴⁾

3) 정부 재정부담 증가

정부의 화석연료 보조금 지원은 장기적인 관점에서 보게되면 공공부채를 높이고, 세금 부담이 늘어나게 되면서 국가 재정적 부담이 증가하고 경제성장의 어려움을 줄 수 있다. 화석연료 보조금 지원에 대한 기회비용 역시 고려해봐야 할 것이다.¹²⁵⁾

4) 기후변화의 가속화

화석연료 보조금으로 인한 왜곡된 가격형성과 비효율적 에너지 소비의 증가로 결국 전반적인 화석연료의 사용량이 증가하게 된다. IEA에서 발간한 세계 에너지 전망 보고서(World Energy Outlook)의 “세계 화석연료 보조금의 점진적 폐지에 따른 2020년까지의 환경적 영향 평가” 내용에 따르면, 화석연료 보조금을 포함한 에너지 보조금을 폐지할 경우 보조금을 폐지하지 않은 경우보다 에너지 소비가 약 4.1%(620만 Tce), 이산화탄소의 배출량은 4.7%(17억tCo) 감소할 것으로 예상된다.¹²⁶⁾

2. EU의 화석연료 보조금 현황

(1) EU 화석연료 보조금 규모 및 현황

국제에너지기구(International Energy Agency, IEA)는 파리협정의 목표를 달성하기 위해 서는 2030년까지 유럽 국가들의 석탄화력발전소에서 발생하는 이산화탄소 배출량을 80%

123) 김민주, 앞의 논문, 16쪽.

124) 김민주, 앞의 논문, 17쪽.

125) 김민주, 앞의 논문, 16쪽.

126) 정웅태, 이수현, “화석연료 보조금 감축 또는 폐지에 대한 국제적 논의 동향 및 시사점”, 에너지경제인사이트 제14-4호, 2014, 6쪽.

까지 즉, 2014년 기준 865 MtCO₂에서 2030년에는 175 MtCO₂까지 줄여야 한다고 말했다. 그리고 배출량 감축을 위해서 가장 효과적인 방법은 유럽의 석탄화력발전소를 2030년까지 점진적으로 폐쇄하고 부족한 전력공급은 재생에너지를 이용하는 것이라고 덧붙였다.¹²⁷⁾

2016년 독일의 가장 큰 화력발전사인 E.ON과 RWE는 전력생산 방식에 있어서 기존의 전력생산과 재생에너지를 활용한 전력생산 방식으로 나누어서 운영할 것이라고 밝혔다. 2015년 이탈리아의 주요 발전사인 Enel 역시 화석연료에 대한 투자를 줄여 나갈 것이라고 밝혔다.¹²⁸⁾

이렇게 변화하는 에너지 시장의 상황 속에서도 2016년을 기준으로 여전히 유럽의 주요 10개국은 화석연료보조금을 운영하고 있다. 2005년부터 2016년까지의 평균 63억 유로 규모의 화석연료 보조금이 지급되고 있으며 65 종류의 보조금 형태로 운영되고 있다. 10개국 중 6개의 국가는 2015년 파리협정 체결 이후 8개의 보조금을 새롭게 추가하였다. 이는 연 8억 7천5백만 유로의 규모이다.¹²⁹⁾

CAN이 발표한 2020 EU 화석연료 보조금 축소 모니터링 보고서¹³⁰⁾에 따르면 파리 협정 이후 유럽국가들과 EU는 이산화탄소 순배출량 ‘0’을 (Net Zero Emission) 목표로 저탄소 전환을 약속했고 이를 이행하기 위해서는 화석연료의 생산과 소비에 투입되는 보조금을 축소시켜 나가야함에도 이에 대한 자금유입은 계속되고 있다. 보고서의 주요내용을 요약하면 다음과 같다.

유럽 국가들은 2014년부터 2016년까지 997개의 화석연료보조금을 정부예산 지원, 공공기업 투자 등의 형태로 지원하였다. 그 중 보조금 규모를 확인할 수 없는 15%를 제외하고 총 11개 유럽국가와 EU가 연간 최소 1120억 유로의 보조금을 지급한 것으로 파악된다.

127) ODI, *Overseas Development Institute, Cutting Europe's lifelines to coal*, 2017. p. 2.

128) *Ibid.*, p. 3.

129) *Ibid.*, p. 4.

130) CAN Europe, *Phase-out 2020: monitoring Europe's fossil fuel subsidies*, 2017. available at <https://www.odi.org/sites/odi.org.uk/files/resource-documents/11763.pdf> (최종 접속 2019.11.21.)

EU의 화석연료 보조금 중 교통분야에 연간 최소 490억 유로의 보조금이 직접 지출, 세금 감면 등의 형태로 지원받았고, 이는 보고서에서 확인한 총 보조금 규모의 약 44%에 해당한다. 교통분야 보조금의 약 43%가 환경과 건강에 악영향을 미치는 디젤 사용에 지급된 것으로 파악된다.

교통분야 다음으로 많은 보조금을 지원받은 분야는 산업분야로 연간 약 150억 유로의 보조금을 정부예산 지원, 에너지 집약 사업의 감세 등의 형태로 지원받았다. 이외에도 독일, 이탈리아, 영국 그리고 EU는 오일과 가스생산에 가장 많은 재정을 지원하였다.

유럽 국가들은 2018년까지 석탄 채굴 보조금을 축소하겠다고 약속한 바 있으나, 보고서에 따르면 매년 33억 유로가 석탄 채굴에 지원되었고, 2014년부터 2016까지 폴란드와 독일이 석탄 채굴에 가장 많은 지원을 한 것으로 밝혀졌다.

유럽 국가들은 석탄발전소도 단계적으로 축소 할 것이라고 약속하였으나, 석탄 발전은 2014년부터 2016년까지 연간 약 22억 유로를 지원받았다. 폴란드를 주축으로 체코, 프랑스, 그리스, 헝가리 그리고 스웨덴에서는 국영기업이 약 57억 유로를 석탄화석연료를 이용하는 발전소에 지원하였다. 그러나 유럽에는 화석연료를 단계적으로 축소하고 에너지를 전환하려는 국영기업을 지원하는 프로그램은 없는 것으로 파악되었다.

화석연료 보조금 중 매년 약 26억 유로가 탈석탄 에너지 전환을 위해서 사용되는데, 그 중에서 약 3억 1300만 유로가 근로자와 지역사회를 위해서 사용된다. 약 3억 1400만 유로가 탄광의 폐쇄와 석탄 채굴지역의 재건에 사용되고 있다.

[표 3-1] 유럽에서 시행중인 화석연료 보조금(2005-2015 연평균)

(단위 : 백만 €)

국가 보조금 종류	체코	프랑스	독일	그리스	헝가리	이탈 리아	네덜 란드	폴란드	스페인	영국	합계 10개국
탄광	66.2	0.0	2,248.2	0.0	0.0	0.0	0.0	389.1	283.1	48.6	3,035.2
운송	8.0	0.0	176.1	0.0	28.7	0.0	0.0	273.5	372.8	0.0	859.0
해체 및 환경 복원	6.4	0.0	239.4	0.0	3.4	0.0	0.0	230.0	15.0	정보 없음	494.2
정제 및 가공	0.0	0.0	9.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8
용량 요금 제도	0.0	정보 없음	230.0	149.3	0.0	0.0	0.0	정보 없음	83.0	138.4	600.7
바이오 매스	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	450.0	정보 없음	0.0	0.0	450.0
석탄 발전소	0.0	정보 없음	154.1	정보 없음	32.7	0.0	189.0	0.0	정보 없음	283.4	614.3
EU ETS	정보 없음	0.0	0.0	0.0	0.0	정보 없음	0.0	정보 없음	0.0	0.0	정보 없음
산업	0.0	2.3	128.8	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	132.3
가정	34.1	0.0	0.0	정보 없음	8.7	0.0	0.0	9.5	0.0	0.0	52.3
연구 및 개발	0.5	0.2	15.8	0.0	0.0	8.9	0.2	17.5	0.5	9.0	52.5
국가별 총량	115. 2	2.4	3,202.1	150.6	73.5	8.9	639.2	919.5	754.4	434.5	6,300.3
시행 보조금 개수	6	4	12	4	5	2	3	12	9	8	65

자료: ODI, 2017

3. EU 화석연료 보조금 축소 정책 및 법제

(1) 화석연료 보조금 축소 논의 배경 - 피츠버그 G20 정상회담

화석연료 보조금 폐지에 대한 논의는 2009년 9월 24-25일에 걸쳐 미국 피츠버그에서 있었던 G20 정상회담에서 본격적으로 시작되었다. G20 정상들은 중장기에 걸쳐 비효율적인 에너지 소비를 조장하는 화석연료 보조금을 합리화하고 축소해나가면서도 경제적 취약계층에게 미칠 수 있는 악영향을 최소화 할 것을 약속했다. 이후 각 국가들과 G20 에너지·재무장관 회의에서는 화석연료 보조금 폐지를 위해서 국가별 이행 전략을 수립하고 자발적으로 화석연료 보조금에 대해서 정기적으로 보고(Voluntary Self-Reporting)를 하고 있다. 나아가 화석연료 보조금 축소에 관한 상호평가(Voluntary Peer-Review)를 시행함으로써 각국이 서로의 법과 정책을 공유하고 참고하면서 화석연료 보조금 축소 정책을 발전시켜 나가고 있다.¹³¹⁾

1) 화석연료 보조금 폐지를 위한 자발적 보고 (Voluntary Self-Reporting)

2010년 토론토 G20 정상회담에서는 화석연료 보조금의 폐지와 그 이행 점검과 국가별 전략 이행의 실효성을 확보하기 위한 자발적 보고 체제를 구축하기 시작했다. 따라서 각 회원국들은 국가의 화석연료 보조금 폐지를 위한 이행 현황을 정기적으로 보고해야 한다. 그러나 자발적 보고 체계는 적절한 이행 점검을 위해서는 부족함을 보였고 투명성 역시 보장되지 못하는 문제점을 보여주었다.¹³²⁾ 실제로 2010년 캐나다 토론토 정상회의 이후로 화석연료 보조금의 축소에 관한 전략 및 계획을 보고하고 있는 국가는 한국을 포함하여 11개국 정도이다. 비효율적인 화석연료 보조금을 지급하지 않고 있다고 주장하는 호주, 프랑스, 일본, 사우디, 남아공, 영국 등은 이행계획조차도 제출하지 않고 있다. 이와 반대로 캐나다, EU, 독일, 스페인, 미국, 한국 총 6개국은 구체적인 폐지 연도가 명시된 이행계획을 제시하고 있다.¹³³⁾

131) IEA, OPEC, OEDCD, WORLD BANK, op. cit., p. 6.

132) Henok Birhanu Asmelash, *Phasing Our Fossil Fuel Subsides in the G20: Progress, Challenges, and Ways Forward*, Max Planck Institute Luxembourg, 2017. p. 7.

133) 정웅태, 이수현, 앞의 보고서. 5쪽.

2) 화석연료 보조금 폐지 위한 자발적 상호평가 (Voluntary Peer-Review)

자발적 보고 체계가 신뢰성과 투명성이 확보되지 않으면 화석연료 보조금 이행 점검을 유도하는데 적절하지 않다는 것이 확인되자 2012년 멕시코 로스카보스 G20 정상회담에서는 G20 재무장관회의에게 자발적 상호평가(Voluntary Peer-Review) 체제 도입 방안에 대해 논의해 볼 것을 의뢰했다. 이에 따라 G20 재무장관회의에서는 상호평가를 위한 체제를 구축하기 시작했다. 두 국가가 각각 화석연료 보조금 축소 및 폐지를 위한 정책 내용을 담은 보고서를 작성하여 서로 상호평가를 위해서 교환하는 형식으로 진행된다. 각 국가들은 어떤 방식으로 평가를 할지, 어떤 국가를 상호 평가의 파트너로 지정할지에 대해서 자유롭게 선택할 수 있다.¹³⁴⁾

(2) 화석연료 보조금 종결 합의

2018년 12월 EU 집행위원회(European Commission, EC)와, 유럽의회(European Parliament) 그리고 EU 회원국들은 오랜 협의 끝에 내부 전력시장 개편을 위한 새로운 법안에 합의했다. “2016 모든 유럽인들을 위한 청정 에너지(Clean Energy for All Europeans)”의 일부분으로 용량요금제도(Capacity Mechanisms, CMs)의 제한, 국경을 초월하는 전력망 형성과 전력시장의 주체들이 자유롭게 가격을 설정할 수 있도록 하는 것을 주요 내용으로 하고 있다.¹³⁵⁾

용량요금제도(CMs)의 도입과 관련하여 비상전력 및 수요급증에 따라 전력이 부족한 상황을 대비한 예비전력 생산에 대하여 발전사와 전력공급자에게 용량요금을 지급하는 것이 결국 또 다른 형태의 화석연료 보조금이 될 수 있다는 비판의 목소리가 커지고 있다. 용량요금제도(CMs)는 결국 발전사나 전력공급자에게 다른 대체에너지에 대한 인센티브를 제공하지 못할 뿐만 아니라 수요에 맞게 대응하는 시장 기반 해결책에 대한 충분한 인센티브를 제공하지 못하고 있다는 점이 문제점으로 대두되고 있다.¹³⁶⁾

134) Henok Birhanu Asmelash, op. cit., p. 8.

135) Kerstine Appunn, *EU deal on power market rules and capacity mechanisms criticised for coal subsidies*, Clean Energy Wire 2018.

136) Karel Beckman, *The new EU electricity market design: more market - or more state?*, Energypost, 2018

이에 EU 집행위원회는 Electricity Directive (2009/72/EC)와 Electricity Regulation (EC/714/2009)의 개정을 통해서 550gr CO₂/kWh 이상을 방출하는 발전 용량에 대한 보조금의 단계적 삭감을 명시하여 용량요금제도(CMs)의 지원 받을 수 있는 신규 발전소 지정 제한에 관한 내용을 추가로 도입했다.¹³⁷⁾

1) Electricity Directive (2009/72/EC)

이 지침은 EU 전력시장이 경쟁력 있고, 소비자 중심적이며, 유연하고 공평하게 운영되는 것을 목표로 하고 있다. 경제적 취약계층을 보호하면서도 소비자들에게 더 많은 권리를 부여하고 동시에 시장 참여자들에게 더 많은 역할과 책임을 부과하고 있다. 이 지침의 핵심은 바로 전력공급자들이 스스로 가격을 설정할 수 있다는 점이다. 이는 시장 왜곡을 제한하고 경쟁을 강화시켜 소매 가격을 낮추게 될 것이다. 특히 경제적 취약계층을 위해서는 가격을 규제하여 보호 될 수 있도록 정하고 있다. 추후에는 이 지침을 통해서 소비자 역시 자가발전으로 만들어진 전기를 판매하는 주체로 전력시장에 참여할 수 있을 것이며, 소비자들은 가격비교, 스마트 미터 등을 통해서 합리적인 전력소비가 가능해 질 것이다. 또 늦어도 2026년에는 소비자들은 24시간내에 언제든지 전력공급업체를 바꿀 수 있을 것이다.¹³⁸⁾

2) Electricity Regulation (EC/714/2009)

이 규정은 EU 에너지 분야의 탈석탄화를 돕고, 전력 거래를 위한 장벽을 제거하고, 내부 시장이 경쟁력 있고 원활하게 운영되는 것을 목표로 하고 있다. 개정을 통해서 용량요금제도(CMs)와 관련된 조건을 새롭게 명시하고 있다. 이에 따르면, 550gm CO₂/kWh 이상을 방출하는 신규 발전소의 경우 이 규정이 발효된 이후로는 용량요금제도(CMs)에 참여할 수 없다. 현재 운영 중인 550gm CO₂/kWh 이상을 방출하는 발전소와 연 평균 350kg CO₂를 발생시키고 있는 발전소들은 2025년 7월 1일 이후로는 용량요금제도(CMs)에 참여 할 수 없다.

137) European Commission, Electricity Market Design, available at <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design> (최종 접속 2019.11.21.)

138) European Council, *Europe's electricity market rules get ready for the energy transition : provisional agreement between presidency and parliament*, 2018

또 다른 주요한 특징으로는 지역 코디네이터 센터의 설립이다. 지역 전송망의 관리가 이 센터의 주요 임무이다. 이 센터의 설립을 통해서 기존의 지역 안전 코디네이터의 역할을 대체하고 있으며 이외에도 전송 시스템 관리 그리고 비상 관리체제를 담당한다. 이 규정은 유럽 전역의 배전 시스템에 대한 내용을 담고 있다.¹³⁹⁾

(3) 그 외 화석연료 보조금 축소 정책

1) 수익성 없는 탄광 지원 축소

EU 회원국들은 Council Decision 2010/787/EU¹⁴⁰⁾에 따라서 경쟁력 없는 탄광에게 지급되는 보조금의 할당을 금지하고 이러한 보조금의 폐지를 위한 조건을 설정하는 것에 동의했다. 위 탄광들의 폐쇄로 인한 사회적 영향력을 완충하기 위한 명목으로 회원국들은 2018년 까지는 탄광을 폐지해야 한다는 특별한 조건 하에 경쟁력 없는 탄광에 대해서 2018년 까지만 보조금을 지급 할 수 있다. 다시 말해 보조금을 지급받고 있는 탄광은 2018년까지는 탄광을 폐쇄해야 한다는 것이다.

그러나 실제로, 폴란드와 스페인에서는 경쟁력 없는 탄광들의 폐쇄는 정치적 반대에 가로막혀 2018년까지의 기한이 연장될 것으로 보인다. 보조금 지급 대상이 아닌 탄광까지 고려해보면 추가적인 탄광의 폐쇄와 점점 그리고 관련 재정 정책 마련을 위해서 2020년 이후까지 내다봐야 할 것이다.¹⁴¹⁾ 폴란드는 화석연료를 주요연료로 사용해온 국가들 중

139) *Ibid.*,

140) COUNCIL DECISION of 10 December 2010

on State aid to facilitate the closure of uncompetitive coal mines (2010/787/EU)

(1) Council Regulation (EC) No 1407/2002 of 23 July 2002 on State aid to the coal industry (2) expires on 31 December 2010.

(2) The small contribution of subsidised coal to the overall energy mix no longer justifies the maintenance of such subsidies for securing the supply of energy in the Union.

(3) The Union's policy of encouraging renewable energy sources and a sustainable and safe low-carbon economy does not justify the indefinite support for uncompetitive coal mines. The categories of aid permitted by Regulation (EC) No 1407/2002 should therefore not be continued indefinitely.

141) Oliver Sator, Thomas Spencer, *Fossil Fuel Subsidies and the New EU Climate and Energy Governance Mechanism*, IDDRI, 2016, p. 8-9.

하나였지만 최근 폴란드의 야당은 기후변화의 문제를 절감한 후 2030년까지는 가정에서의 석탄사용을 종료하고 2040년까지 에너지 분야에서 석탄사용을 종료할 것이라고 밝혔다. 폴란드 여당인 법과 정의당(PiS) 역시 현재 에너지 수요의 80%에 달하는 사용량에서 60%로 에너지 사용량을 줄여나갈 것이라고 밝혔다.¹⁴²⁾

2) Energy Taxation Directive 2003/96/EC

EU의 화석연료 보조금의 대부분을 차지하는 것은 과도한 감세와 부가가치세이다. EU Energy Taxation Directive에 따르면 EU는 어떤 연료에 세금을 부과할 것인지, 최저 세율은 어떻게 설정할 것인지에 관한 공통 규칙을 설정함으로써 에너지 세금을 조절하고자 했다. 회원국 사이에서 전기 및 에너지 사용에 대한 최저 세율에 대한 기준이 존재하지 않는다면 내부 시장의 운영에 부정적인 영향을 미칠 수 있다는 점을 감안 지침이라고 할 수 있다. 또한 적절한 최저 세율의 설정은 각 회원국 사이에 존재하는 세율의 차이를 줄이고 내부 시장은 원활한 운영에 도움을 줄 것이라고 한다.¹⁴³⁾

또한 이 최저 세율은 이산화탄소의 함량보다 연료의 용량에 기초해서 정해졌다. 다시 말해 대부분의 이산화탄소 집약적인 연료에 부과되는 세금이 다른 재생에너지에 부과되는 세금보다 더 적게 부과된다는 것을 의미한다. (예를 들어, 바이오디젤보다 디젤에 더 적은 세금이 부과되고, 석탄은 다른 모든 연료에 비해 가장 적은 세금이 부과된다.)¹⁴⁴⁾ 그러나 이 지침은 2003년 이래로 개정되지 않고 있다.

142) Felix Todd, *Poland coal phase out pledged for 2040 by opposition government*, NS ENERGY, 2019

143) COUNCIL DIRECTIVE 2003/96/EC of 27 October 2003

restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity
(Text with EEA relevance)

(2) The absence of Community provisions imposing a minimum rate of taxation on electricity and energy products other than mineral oils may adversely affect the proper functioning of the internal market.

(4) Appreciable differences in the national levels of energy taxation applied by Member States could prove detrimental to the proper functioning of the internal market.

(5) The establishment of appropriate Community minimum levels of taxation may enable existing differences in the national levels of taxation to be reduced.

144) Oliver Sator, Thomas Spencer, op. cit., p. 9.

4. EU 화석연료 보조금 축소 정책의 한계점과 시사점 - 영국 용량시장제도 관련 소송¹⁴⁵⁾

2013년 영국 전력산업 구조개편의 일환으로 시행되고 있는 용량요금시장에 대한 법률 분쟁이 진행되어 영국 정부가 패소한 소송이 있어 이를 소개한다.

원고인 Tempus Energy Ltd.는 영국에서 개인과 전력공급사업자에게 전력 수요반응 기술(Demand-Side Response, DSR)을 판매하고 있다. Tempus사가 판매하는 이 기술은 전력 공급업자로부터 공급받는 전력을 DSR 기술과 결합하여 전력 공급 과정에서 비용 절감의 효과를 볼 수 있도록 고안된 기술이다.

2014년 6월 23일 EU 위원회는 영국 정부가 Energy Act 2013에 따라 용량시장 제도도입을 심사하고 승인하는 결정을 내렸다. 용량시장 제도는 전력소비 피크시간대의 전기사용의 급격한 증가로 인한 정전사고 발생 및 전기요금 폭등에 대비하고자 전력공급 경매를 통해서 예상되는 수요량만큼 예비용량을 미리 구매하고 전력공급자에게 용량요금을 지급하는 제도를 말한다.¹⁴⁶⁾

이에 대해서 Tempus사는 EU 위원회가 심사단계에서 예비조사 자료만으로 용량시장 제도가 EU 역내시장과 양립 가능한지에 대해서 판단을 내린 것이 적절하지 않다고 주장했다. 특히 용량시장 제도가 차별적이고 불균형적인 방식으로 화석연료 발전소에게 필요 이상의 혜택을 주게 될 것이라고 주장했다.

유럽사법재판소는 EU 위원회의 용량시장 제도의 도입 승인과정에서 충분한 조사가 이루어지지 않았다고 판단했고, 국가 보조금 규정 (State Aid Rule)에 따라 승인에 필요한 유예기간(Standstill period)을 두지 않았다는 점을 지적했다. 즉, 영국의 용량시장 제도가 일종의 보조금 성격을 띠고 있으며, 국가 보조금 규정(State Aid Rule)이라는 EU 법을 위반했다는 것이다. 유럽사법재판소는 영국의 용량시장 제도를 일시중단해야 한다

145) JUDGMENT OF THE GENERAL COURT (T-793/14).

146) 월간전기, “영국 장기 기후 및 에너지계획 목표 달성 힘들다” (2019.03.01.).

는 판결을 내렸으며, EU집행위에서 영국의 용량 시장 제도를 공식적으로 검토할 것을 요청했다.¹⁴⁷⁾

이 소송은 EU에서 용량요금제도 등 에너지 전환을 위해 필요한 조치들이 오히려 기존 중앙집중식 화석연료 발전소에게 횡재이익 (windfall profit)을 지급하는 결과를 초래하거나 취지에 맞지 않게 변질되지 않도록 보다 세심한 제도 설계가 필요하다는 점을 시사한다.

147) *Id.*

제4장

EU 주요국의 탈석탄

정책 및 법률 분석

I. EU 석탄발전소 운영 현황 및 주이 분석

II. EU 주요국의 탈석탄 정책 및 법률 사례 분석

제4장

EU 주요국의 탈석탄 정책 및 법률 분석

I. EU 석탄발전소 운영 현황 및 추이 분석

탈석탄 정책이행을 위해 법 개정이 가장 활발한 곳은 EU로 이미 영국, 프랑스, 이탈리아, 그리고 가장 최근 독일과 슬로베니아 등 13개 국가가 탈석탄을 공식 선언했고, 스페인 등 3개 국가가 탈석탄 시기 및 방법을 마련 중이다.¹⁴⁸⁾ 영국은 파리협정 준비과정에서 전 세계에서 가장 먼저 탈석탄 정책을 선언하였고, 뒤 이어 프랑스, 핀란드, 덴마크, 스웨덴, 이탈리아, 포르투갈 등 다수 유럽국가들이 빠르면 2021년에서 늦어도 2030년까지 석탄발전소 운영을 중단한다고 발표하였다.

EU에서 석탄을 가장 많이 사용하는 독일도 2년 동안 숙의 과정을 통해 2019년 2월 공론화위원회에서 석탄발전 폐기 시한을 2038년으로 권고하였고, 권고안은 2023년부터 3년 단위로 탈석탄 과정을 평가하고 최종 탈석탄 시기를 2035년까지 앞당기는 선택을 포함하고 있다. 현 메르켈 정부는 위원회의 권고를 환영한다고 밝히고 권고안의 내용을 받아들여 탈석탄 법안을 준비 중이다. 2019년 5월, 정부차원의 입법 가이드라인이 공개되었고 법안은 빠르면 2019년 연말에 의회를 통과할 것으로 예상된다.¹⁴⁹⁾

지난 10년동안 EU에서 기존의 석탄발전소에 대한 대규모 투자가 이루어진 국가는 폴란드와 터키 등 소수에 불과하며, 석탄의 의존하고 있는 동유럽과 발칸반도 국가들의 탈석탄 전환을 돕기 위한 유럽위원회 차원의 정책지원이 가동 중이다.¹⁵⁰⁾

148) Europe Beyond Coal, *Overview of national coal phase out announcement*, July 2019.

149) *Ibid.*,

150) European Commission, *Coal Regions in Transition*, op. cit.,

유럽에서 가동 중인 석탄발전소의 현황과 국가별 탈석탄 정책의 현황을 정리하면 아래와 같다.

[표4-1] EU 회원국별 석탄발전소 운영 현황(2015년도 기준)

국가	발전소 (개)	순용량 (MW)	가동연수 30년 이상의 설비 비중%	국가	발전소 (개)	순용량 (MW)	가동연수 30년 이상의 설비 비중%
오스트리아	3	697	0	아일랜드	1	842	33
벨기에	1	556	100	이탈리아	11	8,069	31
불가리아	12	5,674	67	네덜란드	8	7,393	17
크로아티아	2	308	37	폴란드	46	30,074	77
체코	39	8,737	92	포르투갈	2	1,820	33
덴마크	8	3,689	54	루마니아	14	4,644	64
핀란드	10	2,269	74	슬로바키아	5	857	92
프랑스	7	3,766	99	슬로베니아	2	1,236	55
독일	70	47,795	51	스페인	15	9,747	92
그리스	7	4,028	57	스웨덴	3	501	79
헝가리	3	1,095	100	영국	11	18,873	97
				EU	280	162,671	66%

자료: CAN Europe 2016, KEEI 2019 재인용

[표4-2] EU 회원국별 탈석탄 정책 현황(2019.10 기준)

국가	탈석탄 정책	비고
오스트리아	2020년까지 탈석탄	현재 운영 발전소 2개
벨기에	2016년 탈석탄 완료 최초 탈석탄 국가	EU 대기오염규제로 노후석탄 조기폐쇄
불가리아	현재까지 탈석탄 정책 미비	노후하고 오염이 심한 석탄발전소 운영 아직까지 EU 대기오염규제의 면제조항 적용
크로아티아	현재까지 탈석탄 정책 미비	두 개의 소규모 무연탄 발전소 운영하다 EU 가입 조건으로 2017년 한 개의 석탄발전 폐쇄

available at <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/oil-gas-and-coal/coal-regions-in-transition>. (최종 접속 2019.11.21.)

국가	탈석탄 정책	비고
체코	현재까지 탈석탄 정책 미비	노후석탄발전의 대기오염 심각 EU 대기오염규제 준수를 위해 갈탄석탄 축소 고려 중
덴마크	2030년까지 탈석탄	국영발전사(Orsted, 前Dong) 2023까지 탈석탄 발표, 시민사회 정부에게 2025년까지 조기달성압박 Powering Past Coal Alliance 가입
핀란드	2029년까지 탈석탄	1년동안 시민사회 압박으로 2018년 10월 정부 탈석탄 발표, 2019년 2월 법개정 완료
프랑스	2021년까지 탈석탄	前정권에서 2023까지 탈석탄 발표, 마크롱 정부 2021 조기달성 지지 피해지역 지원법 마련 중
독일	2038년까지 탈석탄 2035년 조기달성 옵션	탈석탄 공론화 위원회 권고를 정부가 받아들여 현재 법안 작성 중 2019.5. 법안 가이드라인 발표
그리스	2028년까지 탈석탄	갈탄 생산국, 발칸 국가 중 최초 탈석탄 Coal Regions in Transition Platform 참여
헝가리	2030년까지 탈석탄	갈탄 발전소 1개 운영 동유럽 국가 중 최초 탈석탄 Coal Regions in Transition Platform 참여
아일랜드	2025년까지 탈석탄	2018년 7월 아일랜드 정부 채권의 화석연료 투자회수 법률안 통과 최초의 Divest 국가 Powering Past Coal Alliance 가입
이탈리아	2025년까지 탈석탄	2017년 발표 법률안 부재, 행정명령으로 이행 중
네덜란드	2029년까지 탈석탄	2018년 하원 법안 통과 현재 운영 중인 5개 발전소 중 3개는 최근 운영 시작 (2015) 2018.10. 네덜란드 정부 Urgenda 고등법원 소송에서 패소
폴란드	현재까지 탈석탄 정책 미비	노후 석탄발전소 EU 대기오염규제 준수에 어려움 예상 석탄광산은 경영 악화

국가	탈석탄 정책	비고
포르투갈	2030년까지 탈석탄	2016.11 환경부장관 탈석탄 정책 발표 2017.10. 2050 탄소 중립로드맵 마련
루마니아	현재까지 탈석탄 정책 미비	노후 석탄발전소 EU 대기오염규제 준수에 어려움 예상 중국자본합작 석탄발전 건설시작 난항 석탄광산 경영 악화
슬로바키아	2023년까지 탈석탄	2018. 환경부장관 2023년까지 석탄광산 보조금 중지 시사 2019.6. 新정부 탈석탄 정책 발표 Coal Regions in Transition Platform 참여
슬로베니아	현재까지 탈석탄 정책 미비	2016년 6개 신규 석탄발전소 운영시작 2054년까지 운영예정
스페인	탈석탄 논의 중	EU 대기오염규제로 2020년 일부노후석탄 폐쇄예정 2018년 新정부 2025년까지 탈석탄 시사 2018년 EU 광산 보조금 금지 결정으로 26개 중 25개 광산 운영 종료
스웨덴	2022년까지 탈석탄	마지막 석탄발전 2022 폐쇄 예정
터키	현재까지 탈석탄 정책 미비	2023년까지 석탄용량 30GW까지 증설 계획
영국	2025년까지 탈석탄	2015년 세계 최초로 탈석탄 정책 발표 현재 법안준비 중 석탄비중 급락 (2012년 40%, 2016 9%)

자료: Europe Beyond Coal, 2019, 저자추가

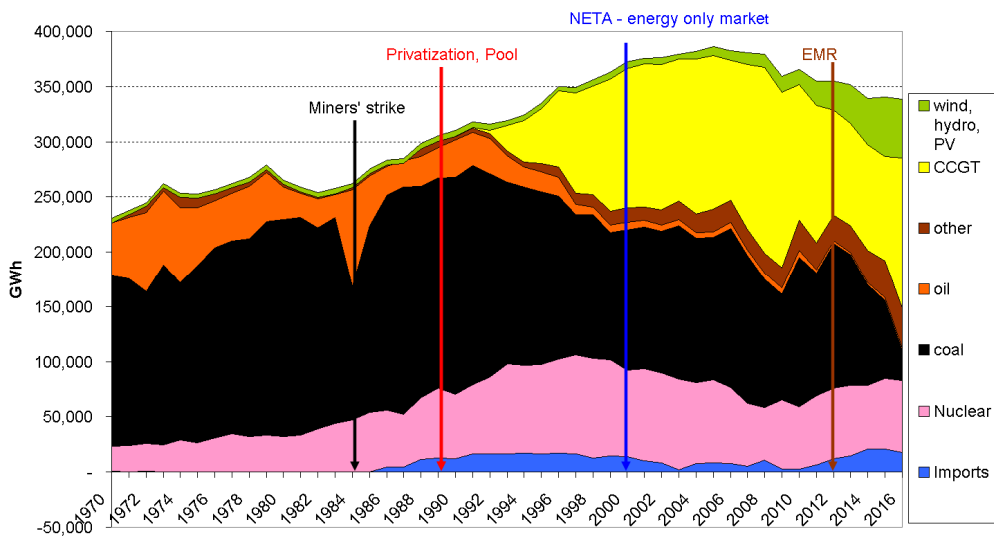
II. EU 주요국의 탈석탄 정책 및 법률 사례 분석

1. 영국의 탈석탄 정책

영국은 BREXIT 이슈로 인해서 정치적으로 EU 국가로 분류해야 하는지에 대해서 논란이 많지만, 에너지 및 환경정책 측면에서는 EU 국가와 동질적인 특징을 가지고 있다. 오

히려 탈석탄 정책 측면에서는 EU 국가들 중 가장 선도적인 역할을 하고 있으며 최근 한 자리 수 % 대의 석탄발전 비중을 보여주며 온실가스 감축정책의 롤모델로서 그 위상을 강화하고 있다.

[그림4-1] 1970 ~ 2016 기간의 영국의 전원별 발전량 추이와 주요 사건



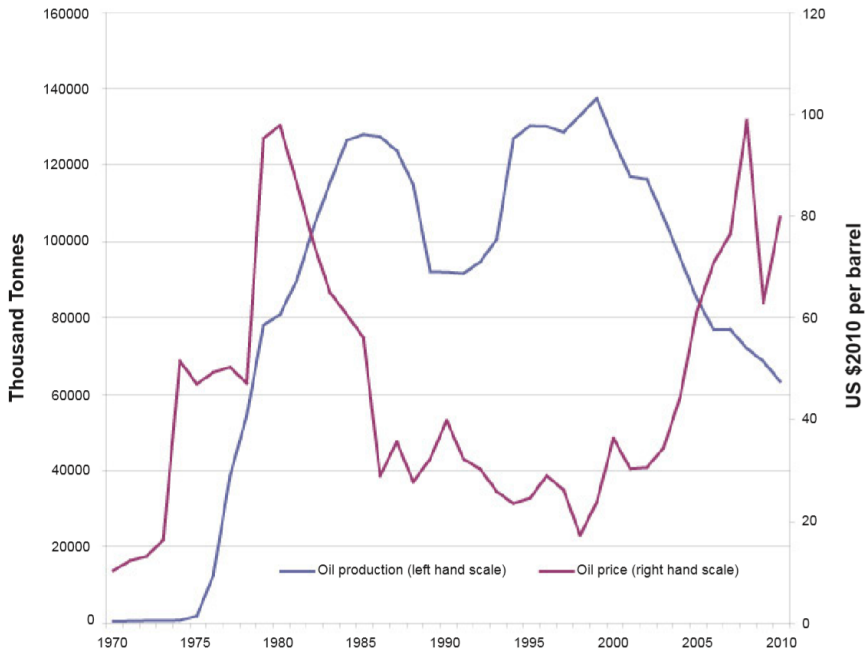
자료: BEIS 2017, Grubb and Newbery 2018

영국의 탈석탄 정책은 2013년 도입된 Electricity Market Reform 정책이 대표적인 사례로 이야기 되는데, 해당 정책의 등장에 대해 그 맥락을 온전히 이해하기 위해서는 1980년대 마가렛 대처 정부의 석탄노조 무력화 전략과 전력산업 민영화에서 시작하여, 2013년의 전력시장 개혁 프로그램, 최근의 친환경 신산업 육성전략 등과 같은 일련의 사건들을 긴 호흡으로 살펴볼 필요가 있다.

(1) 영국 전력산업 및 전력시장 역사

1) 국제 석유파동과 석탄발전량 증가

[그림4-2] 영국의 원유 생산량과 유가 (1970 ~ 2010)



첫 국제 석유 파동은 1973년 Yom Kippur 전쟁에 대한 미국의 개입으로부터 비롯되었다. 이집트와 시리아가 이스라엘에 대해 기습 군사작전을 개시했고, 6일 만에 미국은 이스라엘에게 무기를 공급했다. 이에 대해 아랍 석유 수출국 기구(Organization of Arab Petroleum Exporting Countries; OAPEC)는 캐나다, 일본, 네덜란드, 영국 및 미국에 대한 보이콧의 의미로 석유수출 금지 조치를 발표했다. 이로 인하여 1개월 만에 국제유가는 기존의 3~4배가 오르는 현상이 나타나기도 했다. 다음의 ([그림4-2]¹⁵¹⁾)은 당시 유가가 큰 폭으로 변동했음을 보여준다.

151) IET, *UK energy policy 1980-2010*, 2010, p. 4.

석유 파동은 에너지원으로서 석유 의존도가 높은 국가들에 경각심을 갖게 만들었다. 특히 영국과 같은 국가들은 다음에도 일어날 수 있는 석유 파동에 대비할 필요성을 강하게 느꼈고, 이는 70년대 중반 이후부터 국가 에너지수급 포트폴리오에서 석유 의존도를 줄여나가는 방향으로 구체적으로 실현되었다.

영국 정부는 국제 석유파동 이후에 원자력발전에 대한 기술개발투자를 늘리고 석탄생산량을 늘리는 방향으로 석유에 대한 의존도를 줄여가려고 노력했다. [그림4-1]를 통해 알 수 있듯 1972~3년 이후 1980년대 초반까지는 검정색 영역으로 표시된 석탄발전량과 분홍색 영역으로 표시된 원자력발전량이 증가하고 석유를 통한 발전량을 의미하는 주황색 영역은 조금씩 감소하고 있는 것을 볼 수 있다.

2) 보수당 정권의 석탄노조 무력화 전략

1979년 5월, Margaret Thatcher의 보수당 정권이 집권에 성공하였다. 같은 해 12월, David Howell (Secretary of State for energy)은 북해의 석유와 가스 공급은 90년대에 들어 감소할 가능성이 크며, 미래의 영국에 안정적인 전력 공급을 위해서는 원자력 발전 설비가 더 설치해야 한다는 이유를 들면서 석탄의 대체재로 원자력을 주장하기 시작한다 (New Nuclear Programme)¹⁵²⁾¹⁵³⁾. 하지만 당시 영국은 New Nuclear Programme 외에 높은 가스요금과 전력요금에 대한 불만여론이 조성되어 있었다¹⁵⁴⁾. 노동당은 이런 여론을 활용하여 보수당 정권에 대한 정치적 공세를 강화해나갔다.

이에 대하여 David Howell은 다음과 같은 취지의 Multi-pronged programme을 발표하기에 이른다.

- 국영기업/공공산업의 효율성 향상

152) *Ibid.*, p. 4~11.

153) 해당시기 영국의 원자력산업 정책에 대한 기술논쟁은 본 보고서의 범위가 아니므로 서술을 생략하였다.

154) 영국의 요금은 국제적 상황에 비추어 상대적으로 낮은 요금이었지만, 시장 시스템에 의한 것이 아닌 정부에 의해 결정된 가격이기 때문에 이와 같은 불만여론에 자주 직면하곤 했다.

- 새로운 입법을 통한 경쟁 강화
- 북해 석유 수입을 이용한 새로운 에너지원으로서의 투자 장려
- 석탄에 대한 강력한 투자 지속

이 중 네 번째 정책은 노동당의 주 지지기반인 석탄노조에 대한 유화책으로 분석된다.

1981년, State-owned National Coal Board(NCB)¹⁵⁵⁾의 방만한 경영으로 인한 현금보유량 부족으로 인해 석탄광산 노동자들에 대한 노동임금 지급이 지연되고 탄광이 일시적으로 폐쇄되었다. 이에 따라 석탄 노동조합(National Union of Mineworkers; NUM)은 총 파업을 감행하였고, 결국 영국 정부는 그들의 의견을 수용함으로써 탄광폐쇄 문제를 임시적으로 해결하였다.

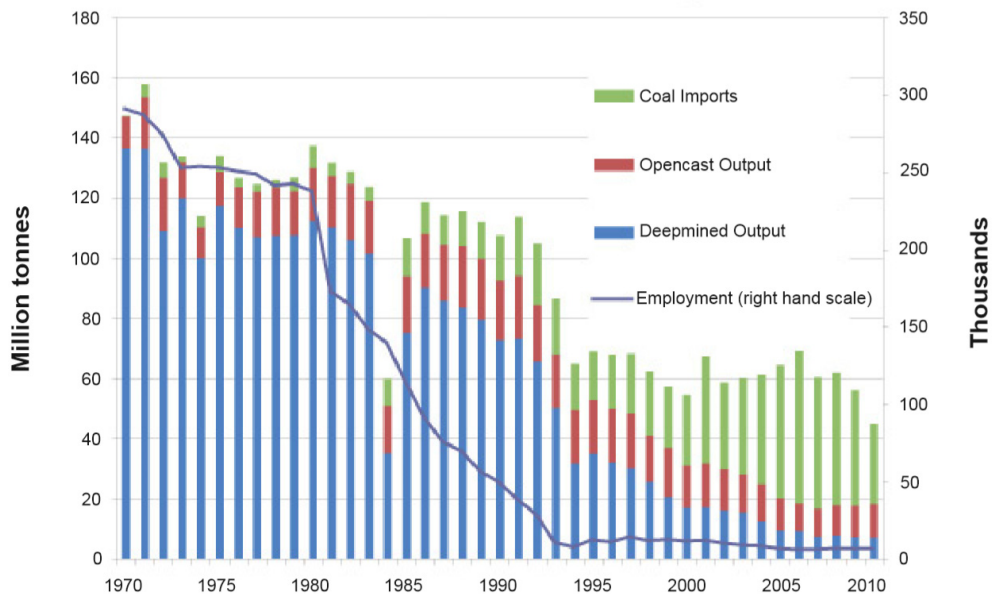
1983년, 재선에 성공한 보수당 정권은 자신들의 집권에 가장 방해가 되는 세력이 여러 공공부문 노동조합 세력이라고 공공연하게 말하곤 했다. 그들은 국가의 에너지정책을 통해 관련 노조들의 세력을 크게 약화시킬 수 있는 전략을 구상하였고, 이는 국가가 운영하는 공공부문의 경쟁력을 강화시킨다는 명분하에 가스, 전력 등의 인프라 산업의 민영화를 빠르게 진행하기 시작했다.

1984 ~ 1985년, NUM이 근로환경 개선과 처우개선을 명분으로 다시 전국적인 파업을 실시하게 된다. 이 사건 이후 영국의 국영전력회사인 CEGB는 점차적으로 석탄발전량에 대한 의존도를 다시 석유와 가스로 대체해 나가기로 계획하였는데, 이 시기에 우연히 국제적으로 석유물량의 공급증가로 인해 석유/가스 가격이 큰 폭으로 감소하였다. 국가의 탈석탄으로의 에너지정책 수립방향과 더불어 석유/가스 가격의 경쟁력이 높아짐에 따라 석탄발전원은 자연스럽게 경쟁력을 잃어가게 되었다. 다음의 [그림4-3]¹⁵⁶⁾은 1980년을 기점으로 쇠퇴하고 있는 영국의 석탄산업의 모습을 잘 나타내주고 있다.

155) 영국 국영석탄공사 정도로 번역가능하다.

156) IET, op. cit., p. 7.

[그림4-3] 1970 ~ 2010 기간의 영국 내 석탄생산량, 수입량, 석탄산업 고용인원



이 부분에서 영국의 탈석탄 정책과 우리나라의 탈석탄 정책은 근본적인 상황의 차이가 있음을 파악할 수 있다. 영국의 경우 1980년대부터 국가가 정책적으로 석탄산업 및 석탄 발전에 대한 의존도를 점점 줄여나가고 있었고, 2000년대 이후에는 전력계통에 노후화된 석탄발전소들만 대부분 존재하던 상황이었고, 그 이후에 시행된 석탄발전소에 대한 규제정책은 쇠퇴하던 석탄관련 산업에 뼈기꼴을 박은 셈이었다. 하지만 우리나라의 경우에는 2010년도 이후에도 신규 승인된 석탄발전소들이 매우 많고 이와 관련된 장치산업의 가치사슬이 활성화되어 있다는 점이 영국사례의 벤치마킹 과정에서 유의할 사항이다.

3) Margaret Thatcher의 전력산업 민영화 및 자유화 (1990년 이후)¹⁵⁷⁾

1981년, 보수당 정부의 개각이 있었다. 새롭게 Secretary of State for Energy에 취임한 Nigel Lawson은 "특별한 이유가 없는 한 State-ownership은 더 이상 산업에 남아 있을 필요 없다"고 주장하였다. 즉, 대부분의 국영화된 산업들을 전부 강력하게 민영화시키는 것이 필요하다고 생각하는 사람이었고, 에너지 인프라 산업에 대한 민영화도 예외는 아니었다. 이 시기에 British National Oil Corp.(BNOC) 민영화, British Gas Corp.(BGC) 부분 민영화 및 판매부문 자유화 등이 정부의 법안으로 발표되었다.

1987년, Margaret Thatcher 정권은 6월 총선거에서 전력산업 민영화 공약을 내걸어 당선된다. 하지만 전력산업 민영화는 항상 실시간으로 수요와 공급을 맞춰주어야 한다는 기술적 특징과 전력을 시장메커니즘을 통해 거래한다는 것에 대한 사전경험이 없었기 때문에 가스 산업의 민영화보다 어려움이 존재했다.

1988년 11월, 결국 영국 정부는 전력산업의 민영화 및 구조개편과 관련된 법안을 의회에 제출했고, Electricity Act 1989를 통과시켰다. 해당 법안은 1990년 3월에 시행되어 국영 전기사업자인 CEGB와 지역별 배전회사의 민영화와 수직/수평 분할을 강제하였고 이를 통해 전력산업에 경쟁이 도입되게 되었다. 해당 절차는 1991년에 빠르게 완성되었다. 이 과정에서 영국 정부가 제시한 민영화 및 구조개편과 관련된 원칙은 다음과 같았다.

- 송전망운영자는 공정한 망운영을 위해 발전사를 가져서는 안 됨
- 배전회사는 수요량의 15% 미만의 발전량을 소유할 수 있음
- 배전회사는 공동으로 송전회사를 소유함
- 원자력 발전소는 국가 안보를 위해 국유로 함

157) M. Grubb and D. Newbery, *UK Electricity Market Reform and Energy Transition: Emerging Lessons*, MIT CEEPR Working Paper Series, 2018, p. 7~9.

4) Compulsory Pool (1990 ~ 2001)¹⁵⁸⁾

1990년, 기존에 England and Wales(E&W) 지역에서 발전과 송전을 모두 독점했던 국영 CEGB는 발전 3사(National Power, PowerGen, Nuclear Electric)와 송전회사(National Grid)로 각각 분할·민영화되었다. 영국은 당시 12개 지역의 배전국이 있었으므로 그대로 민영화되어 지역별 배전회사(판매부문과 결합되어 있는 배전회사를 의미)가 설립되었다. 이로써 다수의 발전사업자와 다수의 판매사업자가 존재하는 도매 경쟁 시장 체제가 갖춰지게 된다.

1999년, 12개 지역의 배전회사에서 판매 사업 부문을 분리함으로써 완전 소매 경쟁 시장 체제까지 확립되게 된다. 이 시기에 눈여겨볼 만 한 점은 전력산업 민영화 이후 가스 발전량 비중이 확연히 증가한 것이다. 해당 시기에 소규모 복합화력 발전의 경제성이 크게 향상됨에 따라 새로운 가스발전소 설비에 투자가 쏟아져 ([그림4-1]의 노란색 영역)에서 볼 수 있듯이, 1992년에는 거의 없다시피 하던 가스 발전량이 급증하여 2000년에는 영국의 세 번째 에너지원이 되기에 이른다. 또한 이런 상황이 오기까지는 또 다른 요인 중 하나로, 북해 석유 생산량이 계속 증가함에도 영국 시장에서의 수요는 포화상태가 되어 가스 가격이 떨어지게 되었다는 것도 언급되기도 한다. 이런 모든 상황이 석탄발전 관련 산업의 상대적인 쇠퇴를 촉진시키기도 했다.

1990 ~ 2001년까지의 영국 전력시장은 Compulsory Pool 형태로 운영되었는데 이 것은 우리나라의 현재 전력시장 형태와 판매사업자의 수가 다르다는 것 빼고는 유사한 형태이다.

Compulsory Pool에서는 일정 용량 이상의 모든 발전 사업자가 전력시장에 참여하여 전력을 pool price로 pool에 팔아야 한다. 이것은 해당시간 가장 비싼 발전기의 변동비에 의해 결정되는 계통한계가격(System Marginal Price; SMP)에 용량 가격(Capacity Payment; CP)

158) *Ibid.*, p. 9~10.

이 더해져 결정되는 기준가격이다. 그런데 해당 시기 영국시장의 운영규칙에는 허점이 많아서 대규모 발전사업자들이 입찰을 지연해 자신의 공급용량에 대한 가치를 높이고 이에 따라 높은 용량가격을 정산 받는 시장지배력 행위가 공공연하게 일어났다. 영국 정부는 이런 문제를 해결하기 위해 Compulsory Pool 체계를 폐지하고 각 시장참여자 간의 쌍무계약 중심으로 운영되는 새로운 전력시장 체계인 New Electricity Trading Arrangement(NETA) 형태 시장을 개설하게 된다.

4) NETA (2001년 이후) / BETTA (2005년 이후)¹⁵⁹⁾

영국 정부가 2001년 이전의 전력시장 체계의 대안으로 내놓은 체제가 NETA 이다. NETA 체제 하에서는 SMP와 CP 기반의 기준 시장가격으로 정산이 이뤄지는 것이 아니라 각 시장참여자 간의 무수히 많은 개별계약을 통해 다양한 가격이 동시에 공존하는 형태가 된다. NETA에 참여하는 시장참여자들은 쌍무계약으로 미처 처리하지 못한 물량은 별도로 개설된 전력거래소를 통해 거래할 수 있다. NETA 체제에서는 2001년 이전 전력시장 체계의 가장 큰 병폐로 지목되던 용량요금을 폐지하였다.

2005년에는 NETA 체제는 스코틀랜드까지 확장되어 British Electricity Trading and Transmission Arrangements(BETTA) 체제로 돌입하게 된다. BETTA는 영국 전역의 전력시장을 통합하여 단일 전력시장을 만드는 것이 목적이었으며, 경쟁을 통한 편익을 스코틀랜드 소비자도 향유하게 하고, 스코틀랜드의 낙후된 송전설비 때문에 발생하는 송전제약 비용을 영국 전체의 소비자에게 분산시키는 것을 목표로 삼았다. 현재의 영국 전력시장 구조는 BETTA 체제로 운영되고 있다.

159) *Ibid.*, p. 11~14.

(2) 2013년 도입 된 Electricity Market Reform 정책 (2013)¹⁶⁰⁾

1) EMR 정책의 개요

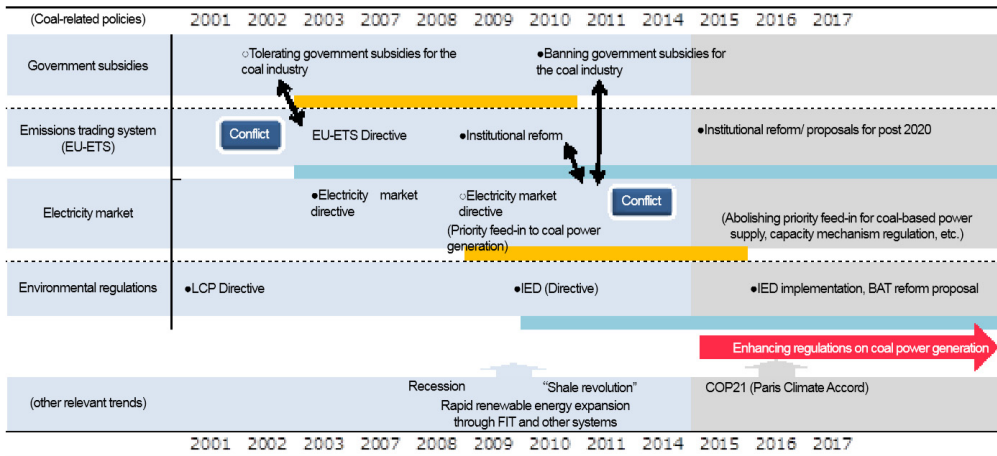
전술한 여러 가지 요인의 작용으로 인해 영국의 석탄발전량은 1980년대 이후부터 점진적으로 감소해왔으며, 2012년에는 23GW(17기)의 석탄발전소가 잔존하였으나 2016년에는 14GW(8기)의 석탄발전소만이 남게 되었다. 이와 같은 급격한 석탄설비용량 감소의 큰 원인으로는 2013년 영국 정부의 주도로 진행된 Electricity Market Reform(EMR)이라는 급진적 전력시장 개혁 정책의 기여가 결정적이었다는 것이 일반적인 분석이다.

EMR 정책은 영국의 전력산업 민영화와 NETA 체제 도입 이후 최대의 전력시장 개혁 정책으로 평가받는다. 영국 정부는 EMR을 통해 높은 온실가스 배출량을 보이는 노후화된 석탄발전소를 시장에서 퇴출시키고, 그 자리를 저탄소 발전원들이 안정적으로 메꾸려고 하였다. EMR 정책이 학계의 관심을 받는 이유 중 하나는 지금까지 영국 정부가 전력산업을 설계할 때 전제하였던 시장 메커니즘의 보장이라는 철학이 근본적으로 변화하였기 때문이다. 영국은 가장 먼저 전력산업의 자유화를 논의하고 전력시장을 구현하였던 국가로서 국가의 정책적 개입을 최소화하는 것을 에너지 정책설계의 기본 전제로 삼아왔다. 2001년 NETA의 도입 이후에는 국가 주도의 에너지 믹스 계획 등은 사실상 없다고 볼 수 있으며, 2013년 EMR 정책의 시행을 통해 10년 이상 유지된 자유 전력시장 체제가 국가의 정책적 개입을 전제로 하는 형태로 급격히 선회하였다고 볼 수 있다. 또한, 영국은 EU 차원에서의 온실가스 배출권거래 시장이나 여러 저탄소 정책들을 따르고 있었는데, 이와 별도로 EMR 정책을 독자적으로 시행하고자 했다는 점도 특기할 만 한 사항이다.

160) *Ibid.*, p. 18-22.

2) EMR 정책의 도입 배경 - 당시 EU 및 영국의 상황

[그림4-4] EU의 석탄관련 정책수단 연대표



EU 차원에서 본격적인 기후변화 대응정책을 추구함에 따라, 2008년에 도입된 유럽 배출권 거래시장 제도(EU-ETS)가 본격적으로 도입되었다. 당시 EU-ETS는 비용-효율적인 온실가스 배출량 감축 수단으로 인식되었고, 시장 메커니즘을 활용한 환경정책으로 큰 관심을 받았다. 하지만 기존의 석탄 관련 산업에 대한 보호조치들과 EU-ETS를 위시한 저탄소 정책들은 상호 충돌하면서 실제적인 효과를 발휘하기가 어려웠다¹⁶¹⁾ ([그림4-4] 참고).

EU는 EU-ETS 지침이 발표되기 전인 2002년에 경쟁력이 약한 석탄광산에 대한 State aid 규정¹⁶²⁾을 도입했다. 2010년에 석탄광산에 대한 국가 지원 관련 규정이 폐지될 때까지 EU 국가는 적자(생산 비용이 판매 가격보다 초과)를 충당하기 위해 석탄 생산에 보조금을 제공

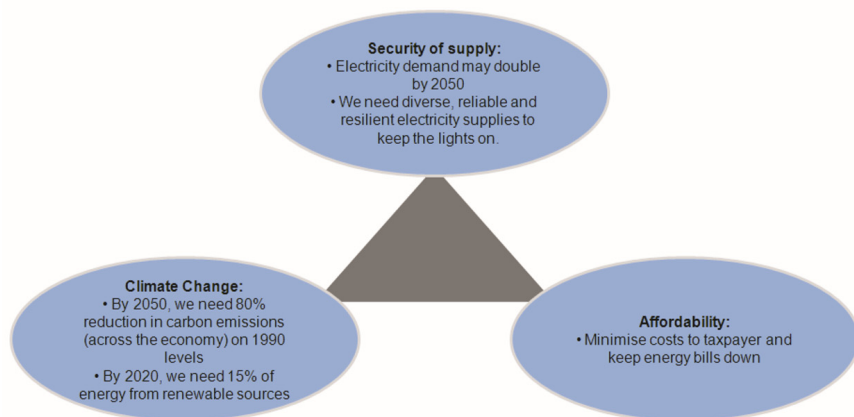
161) Coal Group, Fossil Fuels and Electric Power Industry Unit, *EU Policy Background and Realities for "Coal Phase-out"*, Institute of Energy Economics, Japan, 2017.

162) Regulation on state aid to the coal industry (1407/2002/EC)

했다. 이는 온실가스 배출권을 통한 탄소가격제도(Carbon Pricing)를 통해 석탄발전원들의 전력시장에서의 경쟁력을 약화시키려는 EU-ETS의 설계 목적과 근본적으로 충돌하였다.

또한, EU-ETS가 2008년 완전히 도입된 지 1년 후인 2009년에 EU는 전력시장에서 석탄발전원에 대한 우선 급전을 허용하는 지침을 도입했다. 이 지침은 “회원국은 안정적인 공급을 이유로 토착 1차 에너지 연료원을 사용하는 시설의 우선 급전을 정할 수 있다”고 명시하고 있다. 이 지침 또한 EU-ETS 제도나 기타 저탄소 정책들과는 모순되는 형태의 정책이었다.

[그림4-5] EMR 정책 기획 당시 영국 정부의 세 가지 목표



이와 같은 정책 환경 속에서 영국 정부는 사회적으로 기후변화에 대한 강력한 대응의 지(Climate Change)와 노후화 된 발전원들의 퇴역으로 인한 공급안전성 문제(Security of Supply), 상승하는 에너지가격에 대한 대응 필요성 인식(Affordability)에 대한 논의가 진행되고 있었고, 이는 EU의 저탄소 정책을 뛰어넘는 영국 독자적인 새로운 에너지정책 및 전력시장 개혁 방안에 대한 논의로 자연스럽게 이어지게 되었다¹⁶³⁾.

163) DECC, Electricity Market Reform policy overview, 2012.

특히, 당시 영국에서는 전체 전력계통의 발전원 노후화로 인해 향후 10년 동안 당시 발전설비 용량의 약 25% (약 20GW 규모)에 해당하는 용량이 폐지될 것으로 예상되는 상황이었다¹⁶⁴⁾. 우리나라는 현재 상당수의 화력발전소가 아직 운전기한이 상당히 남은 현역 발전원들이고 기후변화 대응을 위해서는 충분한 수익을 올리고 있는 화력발전소들을 강제로 퇴출시켜야 하는 상황이라는 점에서 영국의 2013년 상황과는 차이가 있음에 유의하여야 한다.

또한, 영국은 2008년에 2050년까지 1990년 기준 온실가스 배출량의 80%를 감축하는 Climate Change Act를 법제화하며 범국가적으로 기후변화 대응에 대한 강력한 정책의지를 드러내고 있었다.

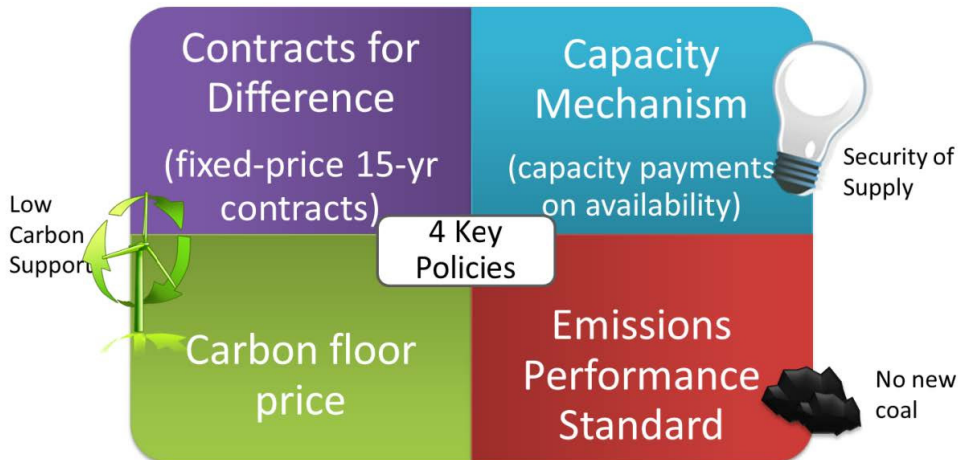
한편, 영국 정부는 세계적인 정책 흐름에 따라 탄소가격 증가 및 다양한 환경규제의 강화, 재생에너지로 인한 계통 보강비용 증가 등으로 인해 향후 전기요금이 크게 상승될 것으로 전망했으며, 이를 기존의 전통적 화력발전원을 통해서 대비하는 것에 한계가 있고 저탄소 에너지시스템으로 하루빨리 전환해야 된다는 인식을 가지고 있기도 했다¹⁶⁵⁾.

164) DECC, Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity, 2011. p. 25.

165) *Ibid.*,

3) EMR 정책의 세부사항 검토¹⁶⁶⁾

[그림4-6] 영국 EMR의 4가지 정책수단



출처: Ofgem

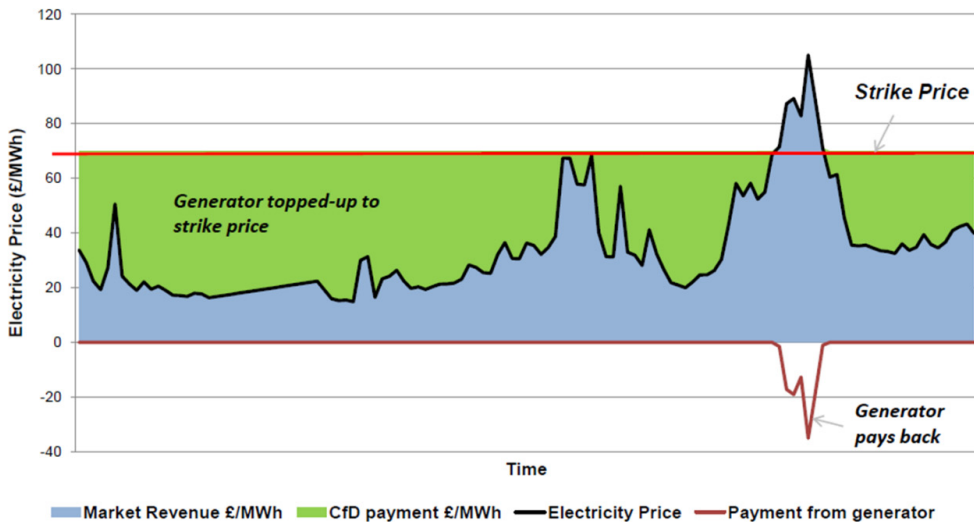
EMR 정책은 세부적으로 脫석탄을 위한 Feed-in Tariff with Contract for Difference(FIT CfD), Carbon Price Floor(CPF), Emissions Performance Standard(EPS)와 향후 안정적인 전력 공급을 위한 Capacity Mechanism(CM) 정책으로 구분되어 실행되었다.

① Feed-in Tariff with Contract for Difference(FIT CfD) - 저탄소발전원에 대한 가격 보조 및 리스크 헷징 수단 지원

영국 정부는 전력시장가격 또는 전력수요 변동에 관계없이, 지속적인 정부 개입조치 없이 온실가스 배출량 감축목표 달성할 수 있는 제도가 필요했다. 그러기 위해서는 저탄소발전원에 대한 투자 유인을 위한 고정계약제도의 도입 필요성이 제기되었고, 이들에 대한 안정적인 수익을 보장하기 위해 차액정산계약 기반의 고정가격매입제도(FIT CfD)가 도입되었다.

166) DECC. "Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity," op. cit.,

[그림4-7] 영국 CfD의 계약구조



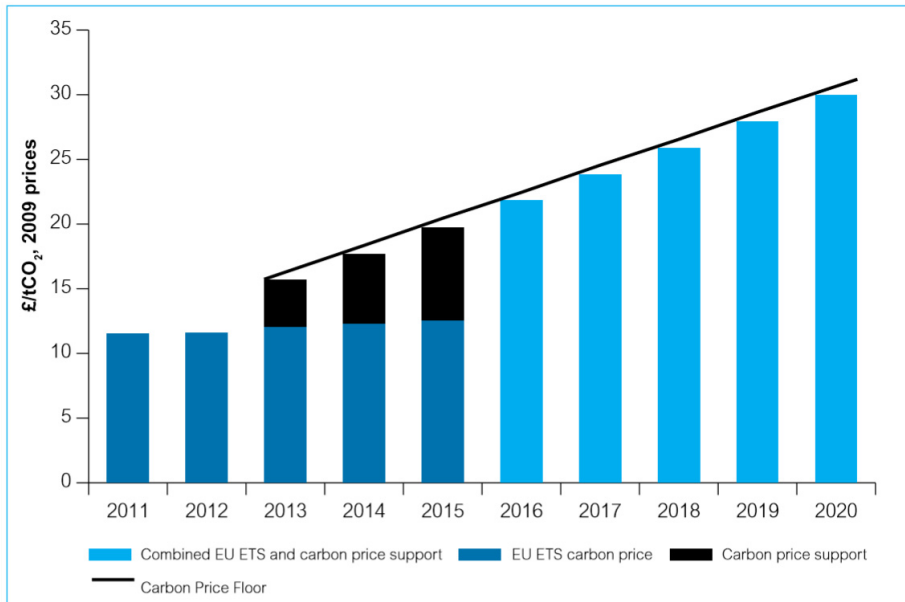
위 그림에 나타나 있듯 FIT-CfD란 자본집약적인 저탄소 발전원에 대하여 FIT 방식으로 결정된 일정수준의 계약가격을 장기간 보장하는 제도를 말한다. 주로 신재생에너지, 탄소 포집기술, 원자력발전 등에게 투자비 및 적정이윤을 감안하여 고정 금액을 지급하며, 전력 시장가격과의 차액은 정부재원으로 지원하는 방식이다¹⁶⁷⁾. 이 때, CfD 방식을 차용하면 현물시장 가격이 계약가격 이하일 때는 그 부족분 만큼을 정부가 지원하지만, 현물시장 가격이 계약가격보다 높아졌을 때는 초과분은 다시 정부가 환수하는 구조를 가지게 된다.

② Carbon Price Floor(CPF) - 탄소가격 하한제

영국정부는 기존 배출권거래시장에서 거래되었던 탄소(CO₂) 가격이 자본집약적인 저탄소 발전기술 지원에 불충분하며, 기존 화력발전원들이 유발하는 외부비용 수준보다도 현저하게 낮다고 판단하였다. 이에 정부 개입을 통해 탄소 가격의 최소 수준을 유지하는 탄소가격 하한제(CPF)를 도입하였다.

167) M. Grubb and D. Newbery, UK Electricity Market Reform and Energy Transition: Emerging Lessons," op. cit.,

[그림4-8] 2020년까지의 CPF 수준 계획

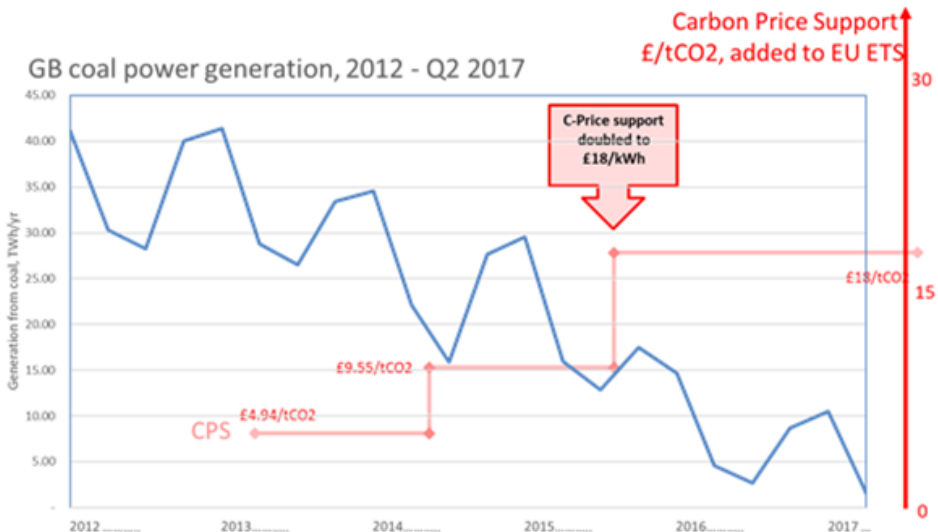


[그림4-8]¹⁶⁸⁾에서 알 수 있는 것처럼 CPF란 기존 EU-ETS에서 결정되는 탄소가격의 수준에 일정수준의 Carbon Price Support (탄소가격부담금)을 더해 탄소가격의 하한을 정부가 임의로 높은 수준으로 결정해버리는 제도를 말한다. 이는 탄소를 많이 배출하는 발전원들의 입찰가격 경쟁력에 상당한 영향을 주게 되며 장기적으로 이들을 시장에서 퇴출시키기 위한 목적으로 설계 되었다. CPF의 수준은 £16/tCO₂ (2013) → £30/tCO₂ (2020) → £70/tCO₂ (2030)로 점진적으로 가파르게 상승하도록 설계되었다. 실제로 CPF 제도의 도입 이후에 석탄발전의 발전량은 급격하게 감소하였으며, CPF가 기여한 바가 상당한 것으로 평가되고 있다 ([그림4-9]¹⁶⁹⁾ 참고).

168) DECC, *Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*, op. cit., p. 35.

169) M. Grubb and D. Newbery, *UK Electricity Market Reform and Energy Transition: Emerging Lessons*, op. cit., p. 36.

[그림4-9] CPF 도입에 따른 석탄발전량 감소 추이



③ Emissions Performance Standard(EPS) - 석탄발전 신규사업 진입규제

영국정부는 탈석탄 목표 달성하기 위해서는 탄소 포집 장치(Carbon Capture and Storage; CCS)를 통한 배출량 감축 수단이 없는 신규 석탄발전소의 건설을 제한해야 한다고 판단했다. 이에 화석연료 기반 발전원들이 배출하는 탄소의 총량에 대한 제한을 두는 EPS 제도를 도입하였다.

EPS는 신규 석탄발전기는 연간 탄소배출기준치 450g-kWh 이하로 배출량을 감축하는 규제를 준수하여야 하며, 이는 CCS를 적용하여 맞추지 못하면 신규진입을 허가 불허하는 규제장치를 말한다.

영국정부는 EPS 제도 도입을 통해 신규 화석연료발전소의 탄소배출량에 대한 명확한 규제 메시지를 전달하고 있으며, CCS 기술 적용 없는 신규 석탄화력발전소의 건설을 원천적으로 차단하고 있다는 점이 특징적이다.

④ Secure Future Electricity Supply - Capacity Mechanism(CM)

EMR 정책도입 당시 영국정부는 향후 노후 발전설비의 대규모 퇴역으로 인해 전력에 비율의 급격한 하락을 예상하였다. 또한, 온실가스 감축을 위하여 석탄발전소를 대체할 간헐성이 크고 예측하기 어려운 재생에너지 발전원들이 증가할 것에 대비할 필요성이 있었다. 이에 영국은 EMR 정책의 하위로 장래 전력 공급과 수요의 균형을 지속적으로 보장하기 위한 용량보상제도(Capacity Mechanism)를 도입하였다.

용량보상제도는 장래 전력공급을 보장하는 신뢰성 있는 설비용량(발전측과 수요측 모두)에 대한 충분한 투자를 장려하기 위해 필요한 제도이다. 영국의 송전망운영자 National Grid가 매년 경매를 시행하여 4년 후의 공급개시 시 필요한 예비용량을 구매하고, 고정된 용량요금(Capacity Payment)을 발전사업자들에게 지원함으로써 새로운 발전설비에 대한 투자자들에게 가치 있고 확실한 수익을 제공하며, 재생에너지 발전원들의 간헐성 및 피크 전력에 대비하여 유연성 있는 발전원의 설비용량을 확보한다.

이 제도에서는 일반 발전사업자뿐만 아니라 수요자원 제공자(Demand Side Responders; DSR)나 저장장치사업자 등도 경매에 참여할 수 있다¹⁷⁰⁾.

영국 용량 경매시장에서는 2014년 12월을 필두로 2018년 2월까지 매년 경매가 시행되었지만, 제도 도입 초기의 몇 가지 문제점 때문에 용량보상제도가 탈탄소화를 오히려 늦춘다는 비판이 있기도 했다¹⁷¹⁾. 또한, 비효율적인 용량요금 지급이 이루어졌고, 비용효율적인 수요자원 분야보다는 대규모 발전설비에 편향되는 등의 문제점을 갖고 있었다¹⁷²⁾. EMR의 세부정책 중 CPF를 통하여 정해진 탄소가격 하한에 의해 기존 화력발전원들에게 페널티가 가해지는데 반하여, 이들은 용량시장에 참여하여 이를 회복할 수 있는 모순적인

170) Engie, *Understanding the Capacity Market*, 2016, p. 3.

171) Sandbag, *Is the Capacity Market slowing UK power decarbonisation*, 2014, p. 1.

172) B. Orme. *Incapacitated: Why the CM for electricity generation is not working, and How to reform it*, IPPR, 2016, p. 3.

면이 있었다. 또한, 영국 석탄발전소의 34%가 이미 노후화되어 투자비를 충분히 회수한 상태였고, 폐쇄를 앞둔 상황인데도 불구하고 기존의 화력발전원들을 지원하는 상황이었고¹⁷³⁾, 원자력 발전원과 같이 보조금을 지원받지 않아도 지속적으로 운영이 가능한 것이 명백한 경우에도 용량요금을 지급 받는 등 비효율적인 면이 존재했다. 또한, 용량요금을 지원 받는 석탄 발전설비 중 적어도 하나 이상은 계약 이후 공급 개시 전에 폐쇄되어 장래 4년 뒤 공급 개시 시에는 종전의 계약을 취소해야 하는 상황도 더러 있었다.

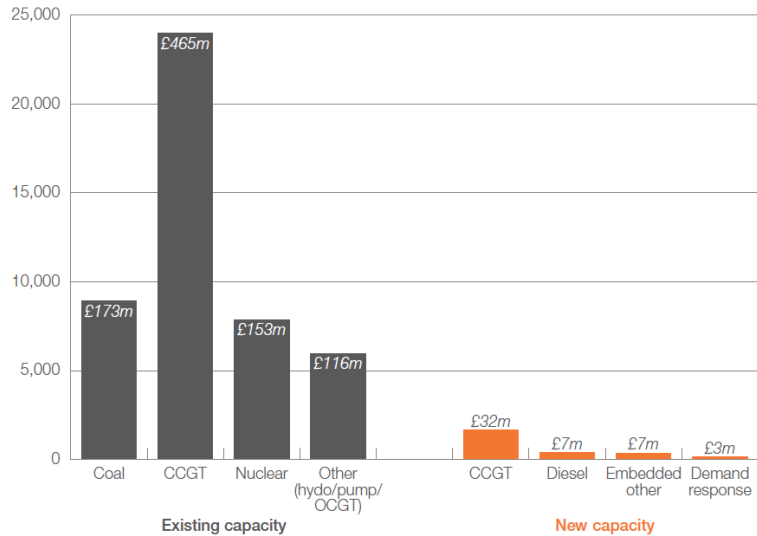
일례로 다음의 [그림4-10]¹⁷⁴⁾은 2014년 12월에 시행된 영국 용량시장의 첫 경매 결과인데, 기존 석탄발전원들이 £2억 9,300만의 용량보상금을 받았다. 반면, 새로운 발전원에 지원되는 것은 고작 경매 수입의 5% 뿐이었다. [그림4-11]¹⁷⁵⁾의 2015년 12월 시행된 경매에서는 석탄발전보다 탄소배출이 심한 디젤 발전설비에 £1,800만이 보조금으로 지원되기도 하는 것을 볼 수 있다. 이러한 결과는 당초 영국 정부가 EMR 정책을 시행하면서 탈탄소화를 목표로 했던 것과는 크게 배치되는 것을 알 수 있으며, 여전히 새로운 설비에 대한 용량요금 지원은 작은 부분을 차지하는 것을 확인할 수 있다.

173) Sandbag, op. cit., p. 2.

174) *Ibid.*, figure 3.1, p. 15.

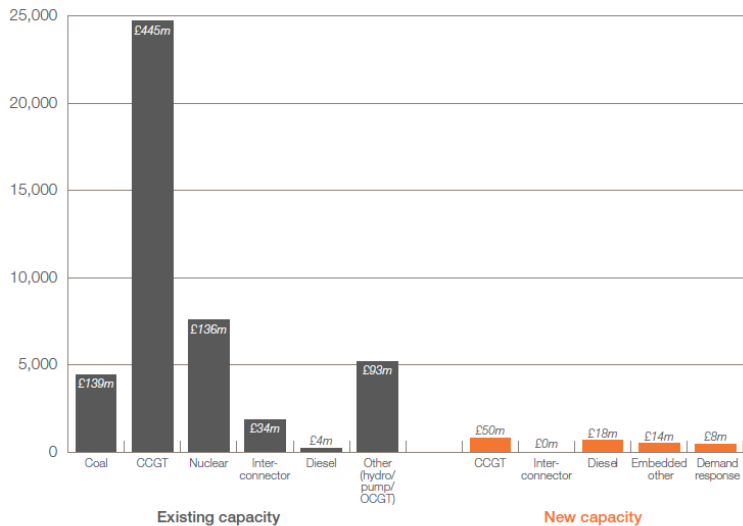
175) *Ibid.*, figure 3.2, p. 16.

[그림4-10] 영국 용량시장 첫 T-4 경매 결과 (2014년 12월)



Source: Jones 2014

[그림4-11] 영국 용량시장 T-4 경매 결과 (2015년 12월)

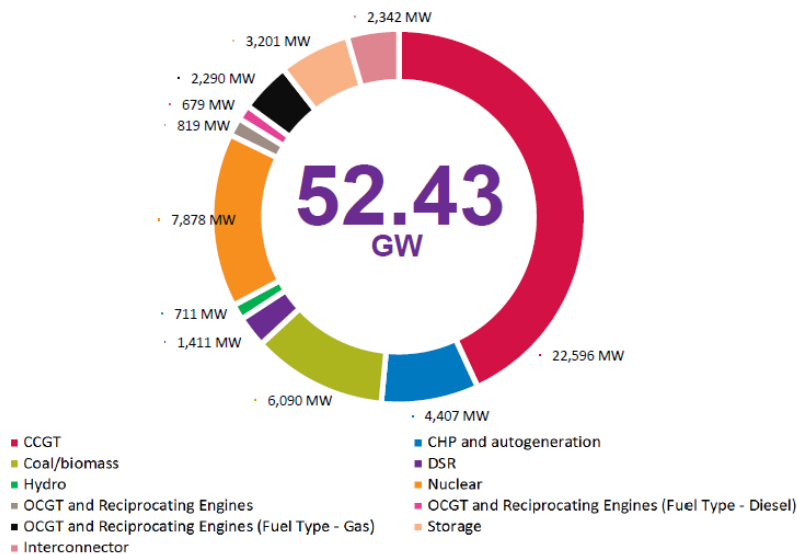


Source: Jones 2015

영국의 용량보상 제도가 화석연료 발전사들에게만 유리한 부당한 제도라고 문제제기한 단체들이 EU 법원에서 승소한 점에 비추어 볼 때, 이러한 문제점들은 영국정부의 EMR 정책 도입목적에 어긋나므로 수정될 필요가 있었다.

2016년 용량시장의 결과는 [그림4-12]과 같이 나타났다¹⁷⁶⁾. 여러 문제점들을 고려해 수정된 용량시장 운영규칙에 의거하여 새로운 디젤 발전원의 참여는 배제되었고, 새로운 설비에 관한 용량은 3.4GW만큼 계약되었다.

[그림4-12] 영국 용량시장 T-4 경매 결과 (2016년 12월)



2018년 12월, EU 이사회에서 용량요금제도 방식의 석탄 보조금을 중지하기로 합의하였다¹⁷⁷⁾. 각 국은 일정 조건을 만족하는 신규 발전소는 2020년 1월부터, 기존 발전소는 2025년 7월부터 용량요금을 받을 수 없도록 조치해야 한다. 영국도 BREXIT 전환기간이

176) National Grid., *Final Auction Results(T-4 Capacity Market Auction for 2020/21)*, 2016, p. 6.

177) Regulation on the internal market for electricity (EU) 2019/943

만료되기 전까지는 이에 따라야 하므로, 모순이 있었던 CPF(탄소가격 하한제) 정책과 용량요금제도 간의 충돌이 해결될 것으로 보인다.

2019년 5월, 2016년에 논의됐던 탄소 배출제한기준에 대한 법안이 유럽 집행위원회에서 승인되었다. 2016년 11월, 유럽 집행위원회(European Commission; EC)는 550g/kWh 탄소(CO₂) 배출 제한기준을 설정하고, 탄소포집장치(Carbon Capture and Storage; CCS)를 적용하지 않고 탄소 배출 제한기준을 초과하는 석탄발전원에 대해서는 용량요금제도의 참가 대상에서 제외시키는 내용의 규정 초안을 발표하였다. 본 규정은 2019년 12월 31일 시행하며, 탄소 배출 제한기준은 신규 발전시설에 대해서는 시행일부터, 기존에 존재하던 발전시설에 대하여는 시행일로부터 5년 뒤에 적용된다¹⁷⁸⁾. 영국의 경우 기존 및 새로운 화력발전소와 디젤 발전에게도 용량요금이 지급되었으나, 2016년 용량시장의 경매부터는 새로운 디젤 발전소는 참여할 수 없게 되었고, 새로운 화력발전소의 경우에도 참여할 수 있는 요건을 더 엄격하게 하여 탈탄소화 정책 목표와 궤를 같이하게 되었다.

(3) 영국의 전력 규제 및 기후변화 규제 법제

영국 에너지 분야의 규제는 1989년 전기법 (Electricity Act)을 중심으로 기타 에너지 관련 법제와, 산업 규칙, 그리고 이를 집행 및 감독하는 독립규제기관을 통해 운영된다. 아래에서는 에너지 분야의 주요 법제와 주요 내용, 그리고 최근 탈석탄 정책을 법제화하기 위한 영국 정부의 준비과정에 관해 다룬다.

1) 전기법 (Electricity Act 1989)

1983년 영국의 에너지법(Energy Act 1983)이 전력 판매시장의 범위를 기존 12개 배전국을 넘을 수 있도록 개방하면서 전력산업의 민영화와 구조개편 물꼬를 터트렸다.¹⁷⁹⁾ 1980

178) T. HAAHR. *Nyheder*, Europa-Parlamentet, Dec. 12. 2018. available at <https://www.europarl.europa.eu/news/da/press-room/20181217IPR21949/eu-deal-on-electricity-market-rules-to-benefit-both-consumers-and-environment>. (최종 접속 2019.11.21.)

179) Energy Act 1983의 전력 분야 규제를 다루는 내용은 (1조에서 26조) 1987년 Electricity 1989에 의해 대체되어 삭제되었다. <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1983/25/contents>

년대 중반 사회 전반에 걸쳐 뜨겁게 논의되었던 민영화와 시장개방이라는 논의는 전력분야에서도 모멘텀을 가지고 진행되어 1989년 전기법 (Electricity Act 1989)이 통과되었다. 전기법은 영국 전력산업 구조개편에 대한 법률체계를 마련한 것으로 평가받는다. 해당 법안은 1990년 3월에 시행되어 국영 전기사업자인 CEGB와 지역별 배전회사의 민영화와 수직/수평 분할을 강제하였고 이를 통해 전력산업에 경쟁이 도입되게 되었다. 이후에도 영국의 주요 에너지 규제 체계는 전기법 (Electricity Act 1989, 이후 개정·보완)을 통해 마련되었다.¹⁸⁰⁾ 동 법은 영국 전력 산업 규제의 특징이라고 할 수 있는 면허제도와 독립규제기관을 설립하여 전력분야 규제 모델의 기초를 만들었다. 한편 EU는 1996년 첫 번째 에너지법 패키지¹⁸¹⁾를 통해 송전 시스템 운영자(transmission system operator)의 독립성을 보장하고 도매전력시장 운영에 관한 조직, 기능, 접근방식에 대한 규칙을 제정하였다. 따라서 입법을 통한 전력산업의 규제개혁은 영국이 EU보다 먼저 진행되었다고 할 수 있다.

① 면허제도 (발전소 건설, 운영, 송전, 배전, 판매, 해외망 연계에 관한 규제)

영국의 1989년 전기법에 따르면 예외를 제외하고 다음 특정 활동을 위해서는 정부로부터 면허가 필요하다.¹⁸²⁾

- 발전
- 송전
- 배전
- 판매
- 해외 전력망과의 연계 및 운영 (operation of an electricity interconnector)

180) Electricity Act 1989 법률의 원문은 <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>

181) Directive 96/92/EC

182) Electricity Act 1989, Section 4

2012년 9월부터 스마트 계량 서비스 제공을 위해서도 면허가 필요하다. 예외조항이 적용되지 않는 면허 위반의 경우 형사제재가 따른다.¹⁸³⁾

동 법은 한 사업자가 면허가 필요한 영역의 업무를 중복해서 할 수 없도록 금지한다. 즉, 각각의 영역이 독립적으로 운영되도록 보장한다. 예를 들어 송전 분야의 면허를 취득하여 송전망의 운영을 담당하는 자는 전력의 발전, 배전, 판매 등의 행위를 할 수 없다. 같은 논리로 해외 전력망과의 연계 및 운영을 위해 면허를 취득하는 자는 발전, 송전, 배전, 판매 영역의 면허를 별도로 취득할 수 없다.¹⁸⁴⁾

면허의 조건으로는 모든 면허 취득자에게 적용되는 조건(standard licence conditions)과, 특정 면허 취득자에게만 해당되는 조건(special licence conditions)이 있다.¹⁸⁵⁾ 면허 조건은 면허취득자의 동의하에서 수정될 수 있으며 이 때 영국 공정거래 및 시장 감독기구(the Competition and Markets Authority, CMA)의 규칙을 따라야 한다. 모든 면허 취득자에게 적용되는 공통 조건을 수정할 때에는 ‘공동 수정 절차’(collective modification procedure)에 따라 진행하여야 한다.¹⁸⁶⁾

면허 취득 관련한 전기법의 의무 이외에도 면허 취득자들은 산업 규칙(industry codes)을 지켜야한다. 송전 분야에서는 영국 송전망 운영을 담당하고 있는 National Grid Electricity Transmission (NGET)에서 대부분의 산업 규칙을 제정한다.¹⁸⁷⁾

183) Electricity Act 1989, Section 5. Exemptions from prohibition. 예외조항은 일정 유형의 사업자들을 면허의무에서 제외하고 있다. 예를 들어 발전분야에서는 10MW 이하 소규모 발전사업자, 해상 발전사업자 등은 면허의무에서 제외된다. Electricity Order (Class Exemptions from the Requirement for a Licence) 2001 (SI 2001/3270).

184) Electricity Act 1989, Section 10. Electricity transmission and the operation of electricity interconnectors: requirement for certain participants to be certified as independent.

185) Electricity Act 1989, Section 7. Conditions of licenses: general

186) Electricity Act 1989, Section 7. Conditions of licenses: general, Electricity Act 1989, Section 8. Standard conditions of licences.

187) 전력분야의 중요한 산업 규칙은 다음과 같다.

- 시스템 연계 및 이용 규칙(Connection and Use of System Code, CUSC) : 영국 내 고전압 송전시스템과의 연계 및 이용을 위한 계약 규범을 제공
- 전력 조정 및 정산 규칙(Balancing and Settlement Code, BSC) : 영국 내 전력 도매시장 운영 규칙, 특히 전력 조정과 정산 포함
- 전력망 규칙(Grid Code) : 송전시스템의 모든 사용자와 NGET의 관계를 규율하는 운영 절차와 원칙을 규정함.

② 규제감독기관

주무부처

전기법의 또 다른 특징은 에너지 규제기관의 역할과 기능을 명시했다는 점이다. 수직 통합된 국영기관 위주의 시대에서 민간 사업자들 간의 경쟁시장이 도입된 시대의 규제기관의 역할은 변화할 필요가 있었다. 영국 전력분야의 주요 규제기관은 전기법 제정 이후 산업 및 에너지 업무를 담당하는 주무부처였다. 전기법이 제정되었을 당시 산업무역부(Department of Trade and Industry, DTI)였던 부처가 2007년 조직 개편을 통해서 잉글랜드와 스코틀랜드에서는 비즈니스·기업·규제개혁부(Department of Business, Enterprise & Regulatory Reform, DBERR)로 바뀌었다. 북아일랜드 지역에서는 북아일랜드 기업·무역·투자성(Department of Enterprise, Trade and Investment, DETI)이 주무 부서였다.

이후 영국 정부는 2008년 Energy Act 2008, Climate Change Act 2008, Planning Act 2008 등을 발표하면서, 기후변화에 적극적으로 대응하기 위한 통합적이며 전문성을 갖춘 조직이 필요했다. 이에 따라, 에너지 기후변화 정책의 통합적 추진을 위하여 비즈니스·기업·규제개혁부(DBERR)에서 담당하던 에너지 업무와 환경·식품·농업부(Department for Environment, Food and Rural Affairs, Defra)에서 담당하던 기후변화 업무를 이관·통합하여 새로운 기후변화에너지부(Department of Energy and Climate Change, DECC)를 신설하였다. 이에 따라 전기법의 규제감독기관도 기후변화에너지부로 변경되었다. 기후변화

여기에는 발전사, 판매회사, 판매회사의 고객, 해외 망 연결자, 혹은 송전시스템에 직접 연결된 망을 사용하는 모든 이용자가 포함

- 송전시스템 운영자-송전 소유자 규칙(System Operator - Transmission Owner Code, STC) : 영국 송전 시스템 운영자와 소유자간의 관계를 규정
- 표준등록계약서(Master Registration Agreement, MRA) : 최종소비자에게 전력을 판매하는 전력 판매자와 배전 회사간의 확립된 거래 절차를 관리할 수 있는 운영 체계(governance mechanism)
- 배전 연결 및 시스템 이용 계약(Distribution Connection and Use of System Agreement, DCUSA) : 배전망에 연결 및 시스템 이용에 관한 통일된 단일 문서를 제공하며, 영국 내 발전 배전업자(generation distributors)와 판매자 간의 계약
- 배전 규칙(Distribution Code) : 정상 및 긴급 상황에서 계획 및 운용 목적을 위해 배전 면허 취득자와 배전 시스템 이용자간의 관계를 규정하는 일상적 절차를 명시. 또한 배전 면허 취득자가 ‘전력망 규칙(Grid Code)’상의 의무를 이행할 수 있도록 고안

에너지부는 2008년 이후 영국이 기후변화 대응 분야에서 세계적 리더십을 발휘하며 적극적이고 다양한 온실가스 감축 정책을 이끄는 데 정책 집행 기관 역할을 한 것으로 평가받는다.¹⁸⁸⁾ 특히 기후변화 문제의 과학적 판단과 경제적 편익분석, 그리고 장기 목표를 설정하는 역할을 정부부처와 독립된 Climate Change Committee에 일임한 것과 기후변화 문제를 에너지 분야와 함께 통합적이고 집중적으로 이행할 수 있게 에너지기후변화부 신설한 추진체계 개편은 영국이 다른 국가와 비교하여 적극적인 온실가스 감축 정책을 지속할 수 있게 한 중요한 요소이다.¹⁸⁹⁾ 기후변화에너지부는 기후변화법이 설정한 경제 전반의 감축 목표 달성하도록 감시하는 역할을 담당하고 환경·식품·농업부는 점차 중요도가 커지는 기후변화 적응 업무를 주도하도록 하여 에너지 업무를 통합하는 한편 기후변화 업무를 분장하였다.¹⁹⁰⁾ 에너지기후변화부가 신설될 당시 세 가지 목적은 ① 에너지 공급과 이용의 안전성, 충분성, 효율성을 촉진, ② 영국 경제의 저탄소 전환을 추구, ③ 2009년 계획된 코펜하겐 기후 총회의 성공적인 국제 합의 달성 지원이었다. 이러한 목적으로 알 수 있듯이 영국은 전력공급의 안정성과 효율성을 해치지 않으면서도 저탄소 사회로의 전환할 수 있는 방법을 모색하기 위해 전력분야 규제체계를 정립했다.

2016년 7월 테레사 메이 전 총리는 임기 직후 내각개편과정에서 에너지기후변화부와 기업·기술혁신부 (Department of Business, Innovation & Skills, BIS)를 통합하여 새로운 기업·에너지·산업전략부를 신설하였다(Department for Business, Energy & Industrial Strategy, BEIS). 기존의 DECC가 다른 부처와 비교하여 미니부처여서 조직 영향력의 한계가 있다는 지적이 있었던 것도 사실이지만,¹⁹¹⁾ 영국 기후변화 대응 정책의 대표적인

188) Lockwood, Matthew, *The political sustainability of climate policy: The case of the UK Climate Change Act*, Global Environmental Change, 23:5, Oct. 2013, p. 1339-1348. 저자는 영국의 기후변화법의 효과를 정치적 안정성과 투자신뢰성 측면에서 비판적으로 분석하면서도 Climate Change Committee와 DECC로 특징지어지는 영국의 기후변화 대응 추진체계에 대해서는 긍정적으로 분석한다.

189) 김정해 외, “기후변화대응을 위한 정부대응체계 구축 : 녹색거버넌스 구축을 중심으로”, 한국행정연구원 2009, 119-135쪽.

190) *Ibid.*,

191) Vauhan, Adam, *Abolition of DECC 'major setback for UK's climate change efforts*, The Guardian, (July 15, 2016) available at

<https://www.theguardian.com/environment/2016/jul/15/decc-abolition-major-setback-for-uk-climate-change-efforts> (최

부처였던 에너지기후변화부처가 ‘기후변화’라는 이름도 내걸지 못하고 산업부에 흡수되는 결과에 많은 시민단체와 환경단체는 기후변화 정책의 축소를 염려하기도 하였다.¹⁹²⁾ 한편, 기후변화 대응 정책 부처가 다시 환경부와 통합되지 않고 기업 및 산업을 담당하는 부처와 결합되었다는 사실은, 기후변화 대응을 환경문제의 일환으로 인식하지 않고 산업 전반의 온실가스 감축의 문제로 인식하고 있는 영국 정부의 철학을 다시 한 번 확인하게 한다.¹⁹³⁾

전기법에 명시된 기업·에너지·산업전략부(BEIS) 장관의 역할은 전력 분야의 법률을 이행하고, 정책을 수립하며, 관련 행정 처분을 내리는 데에 책임을 갖는다. 또한 전력분야 공급의 안정성과 전력 분야의 지속가능성을 추구하는 것과 관련된 모든 사안에 대해 의회에 책임을 지고 보고할 의무를 갖는다. 북아일랜드에서 이 역할은 Department of Enterprise, Trade and Investment (DETI)가 수행한다.

독립규제기관

영국 전력시장의 규제를 담당하는 전담기관은 전력 및 가스 위원회 (Gas and Electricity Authority, GEMA)이다. GEMA는 에너지 주무부처 장관이 임명한 개인 위원들로 구성되며 재임기간은 최소 5년이다. 개인의 비행(非行)을 이유로 한 제명권, 보수 결정 등의 권한을 제외하고 주무부처는 GEMA에 영향력을 행사할 수 없으며, 전력 산업 이해관계자의 참여가 제한된다는 점에서 GEMA는 독립성을 보장받는다. GEMA는 일상적인 관리 업무를 전력 및 가스 시장 담당국 (Office of Gas and Electricity Market, Ofgem)에 위임한다. Utilities Act 2000에 명시된 Ofgem의 일차적인 의무는 기존 및 미래 소비자의 전기와 관련한 전반적인 이익을 보호하되, 가능한 효과적인 경쟁을 도모하여 소비자 이익보호를 실현해야 한다는 것이다.¹⁹⁴⁾ 또한 EU차원의 에너지 규제개편과 관련하여 Ofgem은 역내 에너

종 접속 2019.11.21.)

192) Lockwood, Matthew, *The political sustainability of climate policy: The case of the UK Climate Change Act*, op. cit.,

193) Fankhouser, Sam et al., *10 Year of the UK Climate Change Act*, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, the London School of Economics and Political Science, 2018, p. 14, available at http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/wp-content/uploads/2018/03/10-Years-of-the-UK-Climate-Change-Act_Fankhouser-et-al.pdf (최종 접속 2019.11.21.)

194) Utility Act 2000, text available at <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2000/27/contents> (최종 접속 2019.11.21.)

지 시장을 촉진시키고 EU 회원국들간의 무역을 제한하는 보호주의 규제를 타파할 의무도 지닌다. 즉, Ofgem은 전력 시장 관련 광범위한 규제 권한을 갖는다. 전력 시장을 점검하고 평가하는 것도 Ofgem의 역할이다.¹⁹⁵⁾

영국은 1989년 전기법이 제정된 이래 오랜 기간 동안 전력분야의 독립 규제기관을 가지고 있었다. 독립규제기관의 설치는 1989년 전기법에 명시되었으며, 규제기관의 목적은 면허를 취득한 발전, 송전, 판매회사들의 행위를 경쟁을 유도하는 방식으로 모니터하고, 전력공급의 안정을 도모하고, 전기가격 관련 소비자들의 이익을 보호하며 서비스의 질을 향상시키는 것이라 강조하였다. 전력과 가스 규제기관 합병으로 GEMA가 설립되기 전에는 차관급 부서인 전력규제국 (Office of Electricity Regulation)의 전력공급 총국장(Director General of Electricity Supply)이 전력분야의 규제기관으로 역할을 하였다.

2) 기타 에너지 관련 법제

① Utility Act 2000

2000년 제정된 영국의 유틸리티 법은 가스법 (Gas Act 1986, 일부 개정된 Gas Act 1995)과 전기법 (Electricity Act 1989)의 소매판매 부분을 대폭 개정하고 통합한 결과물이다. 영국 정부는 1998년 유틸리티 (공공서비스) 규제를 현대화하고 개선하기 위하여 일련의 작업을 시작하였다. 1998년 3월 “소비자를 위한 공정한 규칙 - 유틸리티 규제 체계 현대화”라는 보고서를 발간하고 공청회 및 의견수렴의 과정을 거쳐 새로운 방식의 유틸리티 규제안을 발표하였다.

유틸리티 법의 주요 내용은 다음과 같다. 첫째, 가스산업과 전력산업에서 성격이 비슷한 소매판매 부분을 통합하고 단일 규제감독기구를 마련한 점이다. 그 결과 가스 산업의 규제를 담당하던 가스공급국장 (Director-General of Gas Supply)과 전력공급국장 (Director-General

195) Hassan, Munir & Dalia Majumder-Russell, *Electricity regulation in the UK: overview*, Thomson Reuters, Practical Law, available at <https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/1-523-9996?transitionType=Default&contextData=%28sc.Default%29> (최종 접속 2019.11.21.)

of Electricity Supply)을 통합하는 새로운 규제기관, GEMA와 Ofgem을 설립하였다. 둘째, 소유권이 통합된 전력회사는 배전과 판매 부분을 분할하도록 강제하였다. 즉, 각각의 면허를 취득해야한다. 셋째, 유틸리티 회사의 이익(주주들의 이익)과 가스 및 전력 최종 소비자의 이익의 균형을 이루기 위해 GEMA에게 새로운 규제권한을 부여하고, 독립된 소비자 보호 기관(Gas and Electricity Consumer Council)을 설립하였다.¹⁹⁶⁾ 셋째, 유틸리티 산업을 규제함에 있어 환경과 사회 복지의 가치를 고려하도록 강조하였다. 이와 관련하여 동 법은 규제기관이 에너지 효율과 재생에너지 이용을 촉진하고, 사회 저소득층을 위한 cross-subsidy를 마련하도록 촉구하였다. 또한 경쟁촉진과 독과점 금지를 위해 공정거래를 담당하는 규제기관이 가스 및 전력회사의 면허 심사에서 비토권을 행사할 수 있도록 하였다.¹⁹⁷⁾

원래 유틸리티 법은 가스, 전력 분야 뿐 아니라 통신과 수도 사업 분야까지 모두 통합하려고 계획하였으나 해당 분야의 반발로 최종 법에는 포함되지 않았다.

② Climate Change and Sustainable Energy Act 2006

2006년 제정된 동 법은 기후변화에 대처하는 에너지 촉진을 위한 법으로 특히 중앙정부와 지방정부간의 역할 분배와 지속가능한 에너지원, 그 중에서도 특히 자가 열·전력 생산(microgeneration)의 확대를 위한 법적 의무를 정하고 있다.¹⁹⁸⁾ 자가 열·전력으로 생산된 전기의 생산, 송전, 판매에 관한 행위는 전기법에 따라 전력 및 가스 규제 위원회(GEMA)의 감독과 규제를 받게 되었다. 또한 동 법은 에너지 효율성과 공동에너지 설비(community energy projects)를 촉진하고 이를 위해 지방정부의 역할을 명시하고 있다.¹⁹⁹⁾

196) 공공 서비스 성격을 갖는 전력판매회사가 민영화 되었을 때, 전기 소비자와 판매 회사(회사에 투자한 일반 주주들 포함) 간의 이익의 균형을 찾는 것은 매우 중요한 이슈이며 이를 조정하는 것이 에너지법의 중요한 과제이기도 하다.

197) Utilities Act 2000, Summary and Background, available at <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2000/27/notes/contents> (최종 접속 2019.11.21.)

198) Climate Change and Sustainable Energy Act 2006, available at <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2006/19/contents> (최종 접속 2019.11.21.)

199) 홍성수, “영국 기후변화와 지속가능한 에너지 법”, 『외국법제동향』, 법제연구원, 2007, 40~41쪽.

③ Climate Change Act 2008

영국은 2008년 온실가스 감축에 대한 구체적 목표치를 규정하는 강력한 법률을 제정하였다. 법 준비를 위한 논의는 2005년부터 시작되었으며, 2006년 11월 노동당 정부가 발의하였고 2007년 법안 초안이 발표되었다. 이 법률은 EU 차원에서 2020년까지 온실가스 배출량을 20~30% 감축하기로 합의한 것에 영향을 받아 영국 차원의 온실가스 감축 목표를 구체적으로 설정하고 있다.

기후변화법은 온실가스 배출량을 2050년까지 80% 감축할 것을 명하고 있다. 영국의 기후변화법은 온실가스 감축 목표를 법적으로 규정한 세계 최초의 입법례로 많은 국가에게 영향을 미쳤다. 기후변화법은 구체적으로 2050년 배출 경로를 설정하기 위해 5년 단위의 배출 상한선과 15년 단위의 탄소예산(carbon budget)을 설정하였다. 또한 탄소예산의 수준과 비용-효과적인 감축 방안에 대해 정부에게 제언할 수 있는 독립적이며 전문적인 위원회(기후변화위원회)를 설립하였다.²⁰⁰⁾ 이 밖에도 온실가스 감축 수단으로 배출권 거래제도를 도입하고 국제배출권거래제와 연계를 위한 법적 근거를 마련하였다.

기후변화법 제정 이후 10년 동안의 실효성을 분석한 보고서에 따르면 특히 영국의 기후변화법이 다른 국가에 시사하는 점은 다음과 같이 정리할 수 있다. 온실가스 감축과 적응 분야를 아우르는 통합적이고 종합적인 기후변화 대응 단일법이라는 점과, 법적 구속력 있는 온실가스 목표의 설정, 목표설정을 위해 책임 있는 기관을 설치하고 그 의무와 권한을 명확하게 기술하고 있는 점, 경제 전반에 걸친 장기 감축 목표와 함께 그 경로에 이르기 위한 중간 목표, 안정적인 정책 집행을 위한 강력하고 독립된 감독기관은 사실과 과학에 기반 한 정책 결정을 내리고 정권 변화에도 불구하고 안정적인 정책 집행을 할 수 있는데 매우 중요하다는 사실이다.²⁰¹⁾

200) 홍유식 (2017). 주요국 기후변화대응 추진체계 조사. p.147.

201) Fankhouser, Sam et al., *10 Year of the UK Climate Change Act*, op. cit., p. 1. 보고서는 국제사회에서 요구하는 온실가스 감축목표가 상승한 만큼 동 법에서 명시하고 있는 2050년 80% 감축목표도 2050년까지 탄소제로로 개정할 것을 주장한다.

[표4-3] 기후변화법의 개정 및 주요 내용²⁰²⁾

구분	주요 내용
제1부 탄소 목표와 할당 (제1조~제31조)	2050년 감축목표, 탄소예산제도, 탄소예산 실현을 위한 정책, 목표달성여부의 판단 등
제2부 기후변화위원회 (제32조~제43조)	기후변화위원회의 설치, 구성, 역할 및 의무
제3부 거래제도 (제44조~55조)	온실가스 배출량 거래제도에 관한 하위입법에 관한 근거 마련
제4부 기후변화의 영향과 기후변화에 대한 적응 (제56조~제70조)	기후변화리스크평가, 기후변화적응프로그램, 적응 관련 진도 보고, 보고기관에 대한 지도 및 보고서 작성 지시 등
제5부 그 밖의 규정 (제71조~제88조)	폐기물감축제도, 일회용가방 규제, 재생가능연료도입의무 등
제6부 일반적인 보충규정 (제89조~제101조)	온실가스 배출 관련 규정 적용의 지리적 범위, 명령 및 규칙, 결의절차 등

④ Energy Act (에너지법)

영국은 여러 차례 에너지법을 개정하며 전력분야의 탈탄소화 정책을 지원하였다. 특히 에너지법은 탈탄소화를 촉진하는 다양한 전력분야의 신기술을 기존의 법체계안에 반영하는 일련의 노력을 반영하고 있다. 첫째, Energy Act 2004는 유럽에서 진행된 EU 차원의 전력 분야 규제개편 법안의 국내 도입을 위해 제정되었으며, 증가하는 해상 송전 시설에 대한 규제 권한을 Ofgem에게 부여하였다. 둘째, Energy Act 2008은 이산화탄소 해상저장을 위한 적절한 법적 체계를 구상하는데 역점을 두고 있다. 영국이 CCS(탄소포집및저장) 기술을 설계, 건설, 운영하는데 세계적 리더가 될 수 있도록 다양한 지원책을 포함하고

202) Climate Change Act 2008, available at <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/contents>; 박종원, “영국 기후 변화법에 따른 기후변화적응체계와 그 시사점”, 『환경법연구』 제38권 제2호, 267쪽. (최종 접속 2019.11.21.)

있다. 또한 CCS 이외에도 2020년까지 재생에너지 목표 달성을 위해 신재생에너지 의무를 강화하고, 소규모 및 지역사회 규모의 저탄소 발전을 위한 발전차액지원제도(Feed-in Tariff)를 도입하며, 모든 규모의 재생 열에너지 프로젝트 지원을 위한 재생 열에너지 인센티브 (Renewable Heat Incentive)를 도입하였다. 또한 원자력발전소 폐로에 관한 저차, 기금조성, 의무집행에 관한 다양한 내용을 담고 있다.²⁰³⁾

Energy Act 2010은 탄소포집저장에 관한 더욱 정교한 절차와 의무를 법제화하였다. Energy Act 2011은 영국 정부가 제안한 “Green Deal Framework” 제도를 법제화하기 위하여 만들어졌다. “Green Deal Framework”은 민간업체가 가정이나 상업용 빌딩에 에너지효율 시설을 설치하되 초기비용 없이 설치하고 이를 에너지 요금을 통해 장기간 회수할 수 있도록 하는 금융 제도이다. 이 제도의 배경에는 Climate Change Act 2008에서 설정한 국가단위 온실가스 감축 목표와 2050년까지 3단계에 걸쳐 할당된 탄소예산 목표를 달성하기 위해 고안되었다. 영국의 모든 빌딩의 에너지효율을 높이고 온실가스를 감축할 수 있는 수단으로 영국정부는 이 제도를 법제화하기 위한 수년간 준비하였다.²⁰⁴⁾

Energy Act 2013은 영국 전력 시장의 탈탄소화 목표를 위하여 제정되었다. 구체적으로는 영국의 전력시장 구조개편(Electricity Market Reform, EMR) 방안을 법제화하는 내용을 담고 있다. Energy Act 2013의 첫 번째 조항은 탈탄소화에 대한 내용이다. Climate Change Act 2008에서 2050년까지 온실가스 80% 감축이라는 장기목표를 설정하고 있지만 보다 적극적으로 영국 전력 분야의 탈탄소화 달성 시한을 설정하는 의무를 주무부처 장관에서 부여하고 있다. 2013년 영국 정부는 현재의 전력시장제도로는 전력수급의 안정 및 온실가스 감축목표 달성에 필요한 발전원의 투자를 충분히 유도할 수 없다고 판단하고, 전력시장의 틀은 그대로 유지하면서 저탄소발전원의 투자수익 보장 및 전력수급 안정을 위한 EMR

203) Energy Act 2008, available at <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/contents>. (최종 접속 2019.11.21.)

204) Department of Energy and Climate Change, *The Green Deal : A summary of the Government's proposal*, 2010, available at https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47978/10-10-green-deal-summary-proposals.pdf (최종 접속 2019.11.21.)

방안을 발표하였다. 그 주요 내용으로는 위에서 설명한 장기발전차액계약제도 (FIT CfD), 탄소가격 하한제 (Carbon Price Floor), 용량제도 (Capacity Mechanism), 탄소배출 허용기준 강화 (Emission Performance Standards) 등이 포함되었다.²⁰⁵⁾

3) 탈석탄 법제화 노력

영국은 2015년 11월 정부차원에서 2025년까지 탈석탄 정책 의도를 발표하고 2016년 11월 정책 제안이 담긴 보고서를 발표하였다.²⁰⁶⁾ 정부는 2017년까지 약 6,000여개에 이르는 시민들의 의견을 듣고 답변이 담긴 보고서를 발표하기도 하였다.²⁰⁷⁾ 정부는 공공의견 기간이 끝난 이후에도 2025년까지 탈석탄 정책을 실행하겠다는 의지를 재차 확인했다. 영국의 탈석탄 법제는 아직 완성되지 않았지만, 2018년 정부 보고서에서 탈석탄 목표를 이행하기 위한 정책 수단들을 설명한 보고서를 통해 법제화에 대한 계획을 가늠해 볼 수 있다.²⁰⁸⁾

① 탈석탄 정책의 의지

영국 정부는 경제성장을 지속하면서도 저탄소 사회로의 전환을 이뤄내는 것을 정책 목표로 삼아 왔다. 1990년 대비 영국은 온실가스를 40% 감축하면서도 66% 경제성장을 이뤘다. 지난 몇 년 동안 영국의 석탄 비중은 급격히 줄었으며 영국 정부는 이러한 추세를 계속하기 위해 노력해 왔다. 특히 2015년 22%였던 석탄 비중은 2017년 1사분기 2%까지 떨어졌으며 2017년 4월에는 처음으로 24시간동안 석탄 발전을 전혀 가동하지 않은 기록을 세우기도 하였다.

205) Energy Act 2013, available at <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/part/1/enacted> (최종 접속 2019.11.21.)

206) Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), *Coal Generation in Great Britain: The Pathway to a Low-Carbon Future, Consultation Document*, 2016, available at <https://www.gov.uk/government/consultations/coal-generation-in-great-britain-the-pathway-to-a-low-carbon-future> (최종 접속 2019.11.21.)

207) Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), *Coal Generation in Great Britain : Summary of responses to consultation*, 2017, available at <https://www.gov.uk/government/consultations/coal-generation-in-great-britain-the-pathway-to-a-low-carbon-future> (최종 접속 2019.11.21.)

208) Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), *Implementing the End of Unabated Coal by 2025 : Government response to unabated coal closure consultation*, 2018, available at https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/672137/Government_Response_to_unabated_coal_consultation_and_statement_of_policy.pdf (최종 접속 2019.11.21.)

이러한 배경에서 영국 정부는 온실가스 감축 능력이 없이 (unabated) 남아 있는 석탄 발전소를 폐쇄하기 위한 노력을 경주하고 있으며, 그 과정에서 전력 시장에 미치는 최소화하는 한편 저탄소 발전원에 대한 투자를 효과적으로 유인하기 위한 최적의 정책 방안을 모색하고 있다. 이러한 정책의 결과 온실가스 감축은 물론 이산화황, 질소산화물, 미세먼지 등 대기오염물질을 줄일 수 있을 것으로 기대한다.²⁰⁹⁾

② 규제 정책 수단의 선택

공공의견 수렴 결과 영국 정부는 잔존 석탄발전소에 탄소포집저장(CCS) 기술을 의무화하는 정책 수단을 채택하지 않을 것이라고 발표했다.²¹⁰⁾ 노후화된 석탄발전소에 CCS 기술을 장착하는 것이 비용 대비 효과가 낮을 것이라는 우려가 많이 제기된 것에 따른 결과이다. 대신 잔존 석탄발전소를 폐지할 수 있는 효과적인 정책 수단으로 발전소의 배출집약도 기준을 강화하기로 결정하였다. 탈석탄 목표를 달성하기 위한 탄소집약도 수준은 450 g CO₂ per kWh 정도가 적절할 것으로 예상된다. 이 기준은 현행 규제인 온실가스 배출성과 기준 (Emission Performance Standard)을 달성할 수 있는 천연가스 발전소의 배출량과 비슷한 수준이다. 특정 기술을 의무화하는 대신 탄소배출 집약도 기준을 강화하는 것이 발전사업자들에게 스스로 비용-효과적인 수단을 선택하게 하는 유연성을 제공할 수 있을 것이다. 계획하고 있는 탄소집약도 기준 강화는 석탄발전소나 석탄과 다른 연료를 혼용하는 발전소에만 적용될 예정이고 100% 다른 연료로 전환한 발전소에는 적용되지 않을 예정이다.²¹¹⁾

③ 바이오매스 혼용 발전소

탄소배출집약도 기준을 상향하는 새로운 탈석탄 규제에 의해 바이오매스 혼소 발전소의 발전량이 늘어날 수 있을 것이라고 우려하는 공공의견이 많이 제기되었다. 바이오매스 사용량이 증가하는 경우 재생에너지 사용 의무 (Renewable Obligation) 제도 하에서 재생

209) *Ibid.*, p. 4-5.

210) *Ibid.*, p. 6.

211) *Ibid.*, p. 7.

에너지 크레딧을 받게 되는 발전소가 많아져 재정적 부담이 늘어난다. 결과적으로 전기 사용자들의 전기요금 부담이 커질 수 있다. 따라서 정부는 바이오매스 혼소 발전소의 남용을 막기 위해 바이오매스의 전생애주기 탄소배출량을 계산하여 탄소집약도 수준을 결정할 예정이다. 바이오매스의 전생애주기 탄소배출량을 구하는 공식이나 바이오매스를 활용할 다른 방안에 대해서는 추후 공개될 예정이다.²¹²⁾

④ 탈석탄 조기 규제

공공의견 기간 동안 탈석탄 규제가 본격화되는 2025년 이전에 석탄발전소를 규제할 수 있는 조기 규제책의 여부에 관해 문의가 많았다. 영국정부가 2025년이라는 시한을 결정하고 탈석탄 정책을 진행하는 목적은 전력산업이 충분한 시간을 가지고 변화하는 규제 환경에 적응하고 대비하기 위함이다. 궁극적으로 탈석탄이라는 경제로의 연착륙을 위한 시간을 제공하는 것이다. 영국정부는 2025년 이전에 석탄발전소에 대한 별도의 추가 규제를 마련할 계획이 없으며, 현행 제도만으로도 대부분의 석탄발전소가 2020년 초반에 모두 폐쇄될 것으로 예상하고 있다. 최근 업데이트한 분석에 따르면²¹³⁾, 2020년 초반 즈음 대부분의 석탄발전소는 폐쇄하거나 기준을 달성할 만큼 감축 기술을 갖추게 되어 감축 능력이 없는 석탄 발전은 1.5GW 용량 정도 남아 있을 것으로 예상된다. 이렇게 석탄 발전소 축소를 이끄는 원인은 EU 차원의 산업대기오염 배출규제 (Industrial Emissions Directive)와 영국 차원의 탄소가격제도, 그리고 이미 경쟁력이 낮아진 석탄발전소의 노후화 때문이라고 할 수 있다. 따라서 정부는 2025년 이전에 추가적인 규제를 준비하고 있지 않으며 있다고 해도 매우 제한적인 수준에 그칠 것이다. 이렇게 대답하는 정부의 논리는 이미 현행 제도만으로도 석탄발전의 비중이 크게 줄어들었기 때문이라는 것이다. 이러한 정부의 대답이 흥미로운 것은 지금처럼 석탄이 많이 줄어들었는데도 불구하고, 또한 이미 2020년 초기에 대부분 석탄발전소가 폐지하거나 연료전환을 실시할 것으로 예상되는데도 불구하고 전력산업에 탈탄소화라는 확실한 정책 시그널을 주기 위하여 2025년 탈석탄

212) *Ibid.*, p. 7.

213) BEIS, *The Future of Coal Generation in Great Britain : Impact Assessment*, Nov. 20, 2017, p.8.

정책을 공식화했다는 점이다. 시장 메커니즘이 가지고 있는 불확실성을 아예 없애겠다는 의지가 분명하다.

⑤ 전력 공급의 안정성

영국정부는 석탄발전소가 대량 폐쇄되는 과정에서도 안정된 전력 공급을 유지할 수 있을 것이라 설명했다. 용량시장 (Capacity Market) 제도는 전력 도매 시장과 함께 작동할 수 있는 시스템으로 안정적인 전력공급이 가능한 발전소와 계약을 맺어 요금을 지급하는 것이다. 계약을 맺은 발전소는 전력공급량 부족 시 비상가동용으로 전력을 공급할 것을 약속하고 평상시에는 전력을 생산하지 않는다. 매년 열리는 경매를 통해 4년 뒤 전력을 제공할 수 있기로 약속한 용량과 계약을 체결하고 이에 대한 요금을 지급한다. 2020/21년도 전력에 대한 계약은 2016년 12월 체결되었는데 온실가스 감축 능력이 없는 석탄 발전소 중 6GW 용량이 계약을 체결할 수 있었고 4GW 용량은 계약 성사에 실패하였다.²¹⁴⁾ 2025/26년 전력 공급을 위한 용량 시장에서 감축 능력이 없는 석탄발전소는 계약에 참여할 수 없다. 용량시장 제도의 또 다른 정책 목표는 발전량이 일정하지 않은 재생에너지를 보조하는 역할을 할 저탄소 대체 에너지에 대한 투자 유인을 할 수 있다는 점이다.²¹⁵⁾

그러나 본 보고서의 제3장 Ⅲ절에서 살펴보았듯이 영국의 용량제도는 제도의 이행 결과가 목적과 부합하지 않는다는 비판과 함께 법적 분쟁에 휘말려 향후 변경 가능성이 높아졌다. 소송을 제기한 수요반응회사가 지적하듯이 영국 전력산업의 저탄소 전환을 위해 시작되었던 용량제도가 도입되고 4년 동안의 경매 결과, 75%의 계약이 석탄, 가스, 원자력 발전소 등 기존 대형 발전소와 맺어졌고, 수요반응, 재생에너지, 현대화된 배전시스템 등 신규기술과 맺은 계약은 약 10% 정도에 불과하였다.²¹⁶⁾ 용량제도라는 새로운 제도가 경쟁력을 잃고 있던 기존의 대형 중앙집중형 화석발전소에게 오히려 연명할 수

214) Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), *Implementing the End of Unabated Coal by 2025 : Government response to unabated coal closure consultation*, 2018, p. 9.

215) 영국이 2013년 전력시장개편을 단행하던 당시 상당수의 기저발전이 노후화된 상태였고, 신규 투자를 유지하기도 쉽지 않은 상황이라 전력 공급 안정성에 대한 우려가 컸다. 이를 해결하기 위한 방안으로 용량제도 혹은 용량시장제도 (Capacity Market, Capacity Mechanism 등의 용어를 혼재해서 사용)를 도입하였다.

216) Wynn, Gerald, *Time to re-think Britain's capacity market*, *Energypost*, (Oct. 31, 2018), available at <https://energypost.eu/uk-capacity-market-review-reform-rethink/> (최종 접속 2019.11.21.)

있는 추가 수익을 제공하고 있다는 비판이 가능하다. 용량시장의 전기가격도 2017년 £22.5/kW/year에서 2018년 초 £8.4/kW/year까지 하락하였고²¹⁷⁾ 영국 정부가 소송에서 패소한 이후 2019년 6월 경매에서는 기록적으로 낮은 £0.77/kW/year까지 하락하였다.²¹⁸⁾ 일부 전문가들은 용량시장에서 계약 가격이 낮다는 점은 전력공급의 부족 문제가 우려했던 것만큼 나쁘지 않다는 것을 반증한다고 해석하기도 한다.²¹⁹⁾ 현재 용량시장은 잠정폐쇄된 상태이고 Ofgem은 용량시장 개혁안을 준비 중이다.²²⁰⁾

또한 전력공급의 안정성을 도모하기 위해 탈석탄 법제는 에너지 주무부처 장관에게 응급상황에서 시장의 전력공급 규칙을 중지하거나 고칠 수 있는 권한을 부여하는 조항을 포함할 예정이다. 권한의 남용을 막고 시장 간섭을 최소화하기 위해 장관의 권한은 모든 다른 정책을 모두 소진한 다음, 최대 90일까지만 사용할 수 있는 등의 제한 조건을 가질 것으로 예상된다.²²¹⁾

⑥ 탈석탄 정책의 광범위한 효과

석탄은 탄소 집약도가 가장 높은 화석연료이며, 탈석탄 정책을 통해 영국은 약 15MtCO₂ 정도의 온실가스를 감축할 수 있을 것으로 예상된다.²²²⁾ 또한 추가적으로 유해한 대기오염물질인 이산화황, 질소산화물, 미세먼지 등을 감축할 수 있다. 이는 영국 정부가 지속적으로 노력한 유해대기오염물질 저감 정책과 결을 같이 한다.²²³⁾

217) *Ibid.*,

218) S&P Global, "Record low clearing price in UK's 2019/20 capacity auction", S&P Global, (Jun. 13, 2019), available at

<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/061319-record-low-clearing-price-in-uk-s-2019-20-capacity-auction> (최종 접속 2019.11.21.)

219) Wynn, Gerald, op. cit.,

220) Ofgem 웹사이트에서 시장개혁안을 공개적으로 제안 받고 있다, Ofgem, *Capacity Market Rules Change Proposals*, available at <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-market-reform/change-proposals> (최종 접속 2019.11.21.)

221) *Ibid.*, p. 10.

222) Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), *The Future of Coal Generation in Great Britain : Impact Assessment*, 2017.

223) 2017년 영국 정부가 발간한 도로 주변의 이산화질소 저감을 위한 일련의 정책 보고서 (Air quality plan for nitrogen dioxide in UK)는

<https://www.gov.uk/government/publications/air-quality-plan-for-nitrogen-dioxide-no2-in-uk-2017> 참조. 다양한 오염

또한 영국의 탈석탄 정책은 기후변화 문제의 심각성을 인지한 국제사회의 노력과도 결을 같이 한다. 영국은 탈석탄 정책을 통해 파리협정 목표를 달성할 수 있을 것이며 전 세계적으로 탈석탄 노력의 목소리와 공조가 높아지는 상황에서 국제 리더십을 발휘할 수 있는 좋은 정책 사례가 될 것이다. 공공 의견 중 이러한 탈석탄 정책의 광범위한 효과의 중요성과 필요성에 대해 넓은 공감대가 있었다.²²⁴⁾

2. 독일의 탈석탄 정책

독일은 유엔기후변화협약의 태동부터 리더십을 발휘하며 지난 30년 동안 꾸준히 온실가스 감축과 재생에너지 확대를 위한 일관된 정책을 펴 온 국가이다. 유엔기후변화협약 체결 과정에서 독일 본에 협약의 사무국을 유치하였으며, 현 독일의 메르켈 총리는 당시 연방 환경부 장관의 자격으로 제1차 유엔기후변화협약 당사국 총회를 주재하기도 하였다.²²⁵⁾ 2011년 독일은 그 동안 진행했던 기후변화 대응 정책에 추가하여 2022년까지 모든 원전을 폐쇄하기로 결정하였다. 온실가스 감축, 재생에너지 확대, 에너지 효율 제고, 원전 폐쇄는 독일이 추구하는 ‘에너지 전환정책(Energiewende)’의 핵심 내용이다.

동시에 독일은 유럽에서 석탄발전량이 가장 높으며, 이로 인해 자체 설정한 2020년 온실가스 감축 목표를 달성하지 못할 것으로 예상되는 석탄 의존 국가이기도 하다. 최근 독일 정부는 탈원전에 이어 탈석탄 결정을 선언하고 이를 법제화하는 과정 중이다. 탈석탄 논의는 정부가 발표한 2014년 ‘기후행동 프로그램 2020 (Climate Action Programme 2020)’에서 석탄규제 정책 설계과정에서 시작하여, 2018년 탈석탄 위원회 설립 후 본격화되었다. 2019년

원에서 대기오염물질 저감을 위해 매년 영국 정부가 발간하는 청정대기전략 (Clean Air Strategy) 보고서는 <https://www.gov.uk/government/publications/clean-air-strategy-2019/clean-air-strategy-2019-executive-summary> 참고.

224) Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), *Implementing the End of Unabated Coal by 2025 : Government response to unabated coal closure consultation*, 2018, p. 11.

225) Thalman, Ellen & Julian Wettengel, *The story of "Climate Chancellor" Angela Merkel*, Clean Energy Wire (Sep. 23, 2019), available at <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/making-climate-chancellor-angela-merkel> (최종 접속 2019.11.21.)

1월 석탄위원회는 독일정부에게 2038년까지 모든 석탄발전소를 단계적으로 폐쇄하는 권고안을 발표하였다. 아래에서는 탈석탄 결정을 하게 되기까지 배경이라고 할 수 있는 독일 전력 시장의 현황과 기후변화 대응 법정책 현황을 간단히 살펴보고, 2019년 1월 탈석탄 위원회에서 발표한 최종 권고안 내용을 중심으로 탈석탄을 위한 주요 정책 수단에 관해 살펴본다.

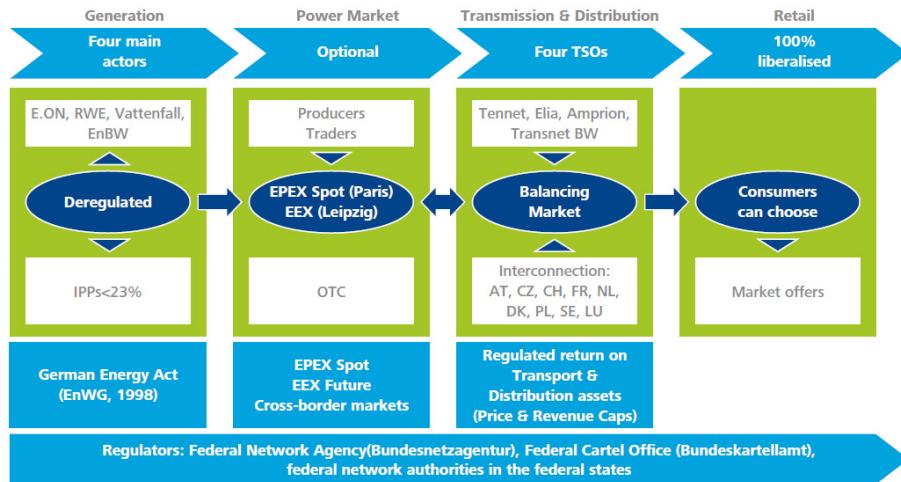
(1) 독일 전력산업 및 전력시장 현황

1) 독일 전력 규제 개관

독일의 전력시장은 1998년도에 완전 개방되었다. 2012년 기준 독일 전력시장의 전력 생산자는 800여개가 넘지만 E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW 네 개 대형 발전회사가 공급의 73%를 담당하고 있다. 송전망은 네 개의 Tennet, Elia, Amprion, Transnet BW 대형 송전망 운영사업자(TSOs)에 의해 운영되고 있다. 2011년 송전분야의 분할 의무가 법제화되면서 기존의 수직통합 발전회사들이 송전사업을 매각한 결과, Transnet BW를 제외한 세 개 송전망 운영사업자는 네덜란드, 벨기에, 금융권 콘소시엄 회사가 담당하고 있다. 2013년 기준 전력 배전 운영사업자는 (distribution system operator, DSOs)는 900여개가 넘는다. 배전망 운영은 대부분 수직통합 발전회사가 담당하고 있어, 발전사업과 배전사업을 함께 하는 사업자가 흔하다. 4대 발전회사가 배전 운영사업자들의 일정 주주를 가지고 소유권을 가지고 있는 형태이다.²²⁶⁾

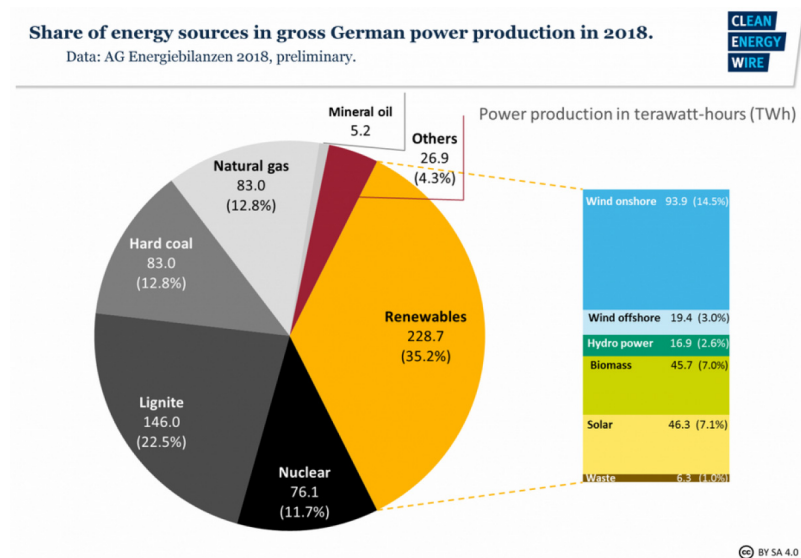
226) Deloitte, *European energy market reform country profile : Germany*, 2015, p.7.

[그림4-10] 독일 전력시장 도형



출처: Deloitte 2015, p.6

[그림4-11] 2018년 독일 전력 믹스



출처: Clean Energy Wire, 2019

독일은 지난 20년 동안 지속적으로 재생에너지 확산을 위한 다양한 정책과 법제를 개발한 결과, 재생에너지 비중이 급격히 증가하였다. 2018년 기준 독일 전력 생산 중 재생에너지 비율이 35.2%로 가장 높으며, 석탄은 34.3%로 두 번째로 높음. 천연가스는 12.8%, 원전은 11.7% 순이다.

(2) 독일의 기후변화 에너지 주요 법제 개관

1) 통합 에너지 · 기후변화 프로그램 (Integrated Energy and Climate Programme)

독일 정부는 에너지 산업의 구조 개편 및 기후변화에 대한 종합적인 대응책의 일환으로 2007년 8월 ‘통합 에너지 · 기후변화 패키지(Integrated Energy and Climate Programme)’을 발표하였다. 이는 같은 해 3월 독일 주재로 개최된 EU 위원회 (European Council)에서 EU 에너지 기후변화 대응을 위한 주요 정책 목표를 설정한 것을 배경으로 이를 독일 국내법화하려는 노력의 일환이었다. 2006-07년 기간 독일은 에너지 기업, 경제계, 노조 등 다양한 에너지 분야 이해관계자들이 참여한 국가 에너지 정상회의를 개최하며 동 정책을 준비하였다. 이러한 논의 과정에서 정립된 기후변화 대응을 위한 에너지 정책의 3대 원칙은 ① 공급의 안정성, ② 경제적 효율성, ③ 환경 보호이다. 이러한 원칙에 입각하여 독일 정부는 2020년까지 1990년 기준 온실가스 배출 40% 감축, 에너지효율 20% 개선, 전력 분야 재생에너지 비중 30%까지 확대라는 에너지 기후변화 목표를 설정하였다. ‘통합 에너지 · 기후변화 프로그램’은 에너지 기후변화 분야의 29개 개별 조치를 포괄하고 있다.²²⁷⁾ 2007년 12월 5일 독일 행정부는 동 프로그램을 이행하기 위한 14개의 법안 (기존 법률 개정 및 신규 법안 제정)을 의회에 제출하였다. 2008년 5월 21일 추가 법안이 제출되었다. 2008년 동안 독일 의회는 통합 에너지 · 기후변화 프로그램을 법제화하는 과정을 완료하였다.²²⁸⁾

227) Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), *Key Elements of an Integrated Energy and Climate Programme : Decision of German Cabinet on August 23rd/24th 2007 at Meseberg*, 2008, available at https://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/english/pdf/application/pdf/klimapakat_aug2007_en.pdf (최종 접속 2019.11.21.)

228) Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), *The Integrated Energy and Climate Programme of German Government*, 2007, available at <https://elaw.org/system/files/Germany%201.pdf>, pp. 1~14.

프로그램이 발표된 2007년 기준, 독일은 1990년 대비 온실가스 배출을 18% 감축하였다. 동 프로그램은 당시까지 이행한 온실가스 감축량의 두 배 넘는 목표량을 채택하였고, 기존의 재생에너지 목표도 20% 확대에서 30% 확대로 상향하였다.²²⁹⁾ 프로그램은 다음과 같은 법률 제·개정을 포함하였다.²³⁰⁾

에너지 효율

① 열·전기 병합발전법 (Combined Heat and Power Act) 개정 : 연료효율을 위해 고효율 열·전기 병합발전의 전력 생산 비중을 현 12%에서 2020년까지 25%로 상향하고 목표달성을 위해 신규 발전소 및 heat grids 건설을 위한 보조금 지급 등 진흥책을 담고 있다.

② 에너지 산업법 (Energy Industry Act, EnWG) 개정 : 전력 미터링 시장을 개방하여 혁신적인 미터링 기술과 수요 중심의, 시간 차별적인 전기요금을 촉진하고자 한다. 이를 통해 전기 소비자들을 에너지 비용을 줄이고 발전 분야의 효율을 높이는 효과를 기대한다.

③ 에너지절약 강령 (Energy Saving Ordinance, EnEV)의 개정안 보고 : 빌딩 분야의 에너지 효율을 높이기 위해 에너지 효율 기준을 2009년 30% 상향하고 추후 30%까지 상향할 수 있는 개정안을 발표하였다.

④ 청정 발전소 (Clean Power Plants) : “연방임미시온 규제법(BlmSchV) 이행을 위한 제37차 강령”을 개정하여 신규 발전소에 적용되는 질소산화물 기준을 대폭 강화하는 내용을 담고 있다.

⑤ 에너지 효율 상품과 서비스 정부 조달에 관한 가이드라인 : 정부가 환경 친화적이고 에너지 효율이 높은 상품과 서비스를 우선 조달해야 하는 의무를 규정하였다.

⑥ 재생에너지법 (Renewable Energy Sources Act, EEG) 개정 : 재생에너지 전력 비중을

229) *Ibid.*,

230) *Ibid.*,

현 13%에서 2020년까지 25~30%까지 상향하는 목표를 설정하기 위한 개정안이다. 특히 해상 풍력 효율을 조정하는 내용을 담고 있다.

⑦ 재생에너지 난방법 (Renewable Energies Heat Act, EEWärmeG) 제정 : 재생에너지를 이용한 난방은 화석연료를 줄이고 온실가스를 감축할 수 있는 잠재량이 크다는 점을 주목하고, 재생에너지 이용 난방 비율 목표를 14%로 제시하는 등 재생에너지를 통한 난방 촉진을 위해 보조금 등 혜택을 부여하는 내용을 담고 있다.²³¹⁾

⑧ 가스망 연계 강령 (Gas Grid Access Ordinance)의 개정 : 바이오가스가 기존 천연가스 망에 연계 가능하도록 하여 기존 생산시설에서만 사용가능하던 바이오가스를 폭넓게 활용 가능하도록 기존의 강령을 개정하였다. 이 개정안을 통해 향후 바이오가스 비중을 2030년까지 10% 확대할 수 있을 것으로 예상된다.

바이오연료

⑨ 바이오연료 쿼터법 (Biofuel Quota Act) 개정 : 2020년까지 바이오연료의 비중을 20%까지 확대할 수 있도록 확대진흥책을 담고 있다.

⑩ 지속가능성 강령 (Sustainability Ordinance) 제정 : 바이오연료 생산 시 농경지의 지속가능한 운영, 자연서식지 보존 등을 위한 최소 의무기준, 바이오연료 생애주기 전반에 걸쳐 온실감축 잠재가능성을 명확히 증명해야 하는 의무 등을 담고 있다.

⑪ 연료 품질 강령 (Fuel Quality Ordinance) 제정 : 바이오 에탄올과 휘발유 혼합 비율을 기존 5%에서 10%로 상향, 바이오 디젤은 기존 5%에서 7%로 상향하였다.

⑫ 수소첨가 강령 (Hydrogenation Ordinance) 제정 : 석유 정제 과정에서 바이오 오일을 기존 미네랄 오일과 혼합 허용하였다.

231) 주 독일 대한민국 대사관, “에너지정책”,

http://overseas.mofa.go.kr/de-ko/brd/m_7205/view.do?seq=674460&srchFr=&%3BsrchTo=&%3BsrchWord=&%3BsrchTp=&%3Bmulti_itm_seq=0&%3Bitm_seq_1=0&%3Bitm_seq_2=0&%3Bcompany_cd=&%3Bcompany_nm= (최종접속, 2019.11.21.)

수송분야

⑬ 이산화탄소와 대기오염 기준으로 자동차세금 제도 개편 : 기존 엔진 크기 기준의 세금제도를 이산화탄소 등 대기오염 기준으로 개편

비이산화탄소 온실가스 배출

⑭ 기후 보호를 위한 화학물질 규제 강령 제정: 불화계 온실가스 감축을 위해 이동 및 고정 냉방시설의 촉매제 설치 및 회수에 관한 강령

2) 에너지 구상 2010 (Energy Concept 2010) 및 에너지 패키지 (Energy Package)

독일 정부는 2007년 발표한 에너지·기후변화 프로그램을 바탕으로 2050년까지 보다 장기적인 에너지 정책방향을 제시하는 에너지 구상 2010 (Energy Concept 2010)을 발표하였다. 에너지 구상은 온실가스 감축, 재생에너지 비중 확대, 에너지 소비 감축 및 에너지 효율 제고를 중심 요소로 하는 에너지전환 정책 (Energiewende, Energy Transition)의 청사진을 제시한 것으로 평가 받는다. 특히 2050년 장기 목표 달성을 위한 분야별 단계적 목표를 함께 제시하였다.²³²⁾

[표4-3] 독일 '에너지 구상 2010'의 목표

구분	2012	2020	2030	2040	2050
온실가스 배출 (1990년 대비), %	-27	-40	-55	-70	-80
총 전력의 재생에너지 비중, %	20	35	50	65	80
1차 에너지 소비 (2008년 대비), %	-5	-20			-50

232) BMU & MBMWi, *The Federal Government's energy concept of 2010 and the transformation of the energy system of 2011*, 2010, available at <https://cleanenergyaction.files.wordpress.com/2012/10/german-federal-government-s-energy-concept1.pdf>

‘에너지 구상 2010’은 중장기적 목표를 달성하기 위해 특히 당면한 급한 과제로 해상풍력의 확대 전력망 확장 및 업그레이드를 꼽았다. 또한 목표 달성을 점검하기 위해 매 3년마다 연방정부가 목표 이행 상황을 과학적인 방식으로 모니터링하고 추진성과를 평가하는 점검 제도를 고안하였다. 점검 제도는 2013년부터 시행 예정이다. 또한 중장기 목표를 이행하기 위해 “에너지 기후변화 기금”을 도입하였다.²³³⁾

‘에너지 구상 2010’이 3년 전 발표한 ‘통합 에너지 · 기후변화 프로그램’을 확장하고 구체화한 계획임에도 불구하고 원자력 정책에서 차이가 있었다. 당시 메르켈 정부는 온실가스 감축 목표 달성과 재생에너지 단계적 확대를 위하여 원전 사용 기한을 연장해야 한다는 입장이었고, 2000년 사민당-녹색당 연정 정부가 결정했던 것보다 원전 수명을 연장하기로 결정하였다.²³⁴⁾ 독일은 2000년 ‘원자력 합의’를 통해 원자력 폐지를 결정하고, 2000년 발효된 재생에너지법(EEG)을 통해 발전차액지원제도(FIT)를 도입하며, 2020년 온실가스 감축목표를 설정한 바 있다. 2000년 원자력합의는 원전의 수명을 32년으로 제한하고 신규원전 건설을 금지한다는 내용을 담고 있다.²³⁵⁾ 그러나 메르켈 정부는 ‘에너지 구상 2010’을 통해 원전의 궁극적인 폐지에는 원칙을 같이하고 신규건설을 허용하지 않을 것이나 저탄소 사회로의 전환을 위해 한시적으로 원전 수명 연장이 필요하다고 결정하였다. 1980년 이전 건설한 원전은 8년 연장을, 1980년 이후 건설한 원전은 14년 연장을 허용하였다. 독일 정부는 원전을 에너지전환을 위한 과도기 기술 (bridging technology)로 중요한 역할을 할 수 있다고 믿었고, 원전 수명연장을 통해 원자력발전소에 세금 뿐 아니라 에너지 전환을 위한 기금을 걷어 재생에너지 기술개발의 재원을 마련할 계획이었다.²³⁶⁾

그러나 2011년 3월 후쿠시마 원전사고 발생 후 메르켈 정부는 기존의 원전수명 연장 결정을 철회하고 2022년까지 모든 원전을 폐쇄하기로 결정하였다. 동 결정은 산 · 학 · 연 ·

233) *Ibid.*,

234) 산업통상자원부, 「주요국 기후변화대응 추진체계조사 최종보고서」, 2017. 77쪽.

235) 에너지경제연구원, 「독일 에너지 전환 정책의 추진 배경 및 전망」, 세계 에너지시장 인사이트 제13-22호, 15쪽. 2013.

236) BMU & MBMWi, op. cit., p. 15.

정치·종교·환경단체 등이 참여하는 새로운 거너번스인 ‘윤리위원회’를 구성하여 사회적 논의를 거쳐 결정되었다. 정치적 부담이 큰 결정을 행정부와 국회가 아닌 제3의 위원회를 구성하여 결정하는 방식은 우리나라에서 신고리 5·6호 건설 중단 이슈를 결정할 때 참고되기도 하였다. 또한 이는 2018년 독일이 석탄발전의 폐지를 결정할 때에도 사용된 방식이다. 윤리위원회는 2011년 4월 4일부터 5월 28일까지 활동하고 탈원전 결정 권고안을 정부에게 제출하였다. 정부는 윤리위원회의 권고안을 받아들여 원자력 8기(8.4GW)는 즉시 가동 중단하고 나머지 9기(12.1GW)는 2022년까지 단계적으로 폐쇄하기로 결정하였다.²³⁷⁾

이와 더불어 2011년 7월 에너지구상을 재정비하고 법제화하기 위한 ‘에너지 패키지(Energy Package)’를 발표하였다.²³⁸⁾

‘에너지 패키지’는 6개 법률 제·개정과 1개 강령으로 구성된다. 가장 핵심적인 법률안은 2022년 모든 원전을 단계적으로 폐쇄한다는 원자력법 개정이며, 이 외에 다음과 같은 법률안을 포함하고 있다.²³⁹⁾

① 원자력법 (Atomic Energy Act) 개정 : 2022년까지 모든 원전을 단계적으로 폐쇄하고, 이에 따른 보상비용을 연방정부가 부담하기로 하는 내용을 담고 있다.

② 전력망확대촉진법 (Network Expansion Acceleration Act) 제정: 전력망의 확대 및 연계를 위해 제정되었다. 특히 재생에너지 발전설비가 주로 북부 지역에 밀집된 반면, 대규모 수요는 남부 지역에서 발생하고 있어 지역 간 전력망 연계 필요성이 높아졌다. 또한 전력망 구축 프로젝트는 8개 정부의 관할이고, 여러 개 걸쳐 전력망 건설이 진행되는 경우 지연이 발생하는 문제가 지속되었다. 이에 전력망확대촉진법을 제정하여 주 경계를 넘는 전력망 건설 프로젝트는 연방전력망청 (Federal Network Agency)이 관할하도록 하여 프로젝트 승인 절차를 간소화하고 전력망 확장을 촉진하고자 한다.

237) Dickel, Ralf, *The New German Energy Policy - What Role for Gas in a De-carbonization Policy?*, The Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper NG 85, March 2014, p. 25; 산업통상자원부, 『주요국 기후변화대응 추진 체계조사 최종보고서』, 2017. 5, 78쪽.

238) 산업통상자원부, 앞의 보고서, 90쪽.

239) 에너지경제연구원, 앞의 보고서, 16쪽.

③ 재생에너지법 (Renewable Energy Sources Act, EEG) 개정 : 원자력의 단계를 폐쇄를 준비하는 일환으로 재생에너지 확대를 더욱 촉진하기 위하여 풍력, 지열, 바이오매스 등 재생에너지원에 대한 FIT 지원금을 인상하는 방안을 포함한다.

④ 에너지산업법 (Energy Industry Act) 개정 : 송전시스템의 분할(unbundling)을 의무화하고, 독일 모든 전력망 운영사업자(TSOs)가 전력망 구축 공동계획을 수립할 의무를 부여하였다.

⑤ 에너지기후변화기금법 (Energy and Climate Fund Act) 개정 : EU ETS 배출권 거래의 수익을 기금에 적립하도록 하여, 원자력 폐지, 환경 친화적 에너지 공급, 기후 및 환경 보호 관련 글로벌 프로젝트, 전기차 개발 등에 활용하는 내용을 포함한다.

⑥ 지방정부의 기후친화적 조치 강화법 (Strengthening Climate-Friendly Measures in Towns and Municipalities Act) 제정 : 도시 및 지역 공동체에서 재생에너지와 열병합발전(CHP) 사용 확대를 지원하는 조항을 포함한다.

⑦ 해상풍력 발전설비 강령 (Offshore Windfarm Ordinance) 개정 : 연방해사청 (Federal Agency for Maritime Shipping and Hydrography)이 해상풍력 프로젝트의 승인 절차에 대한 권한을 부여받았으며, 이에 따라 해상풍력 건설 프로젝트 절차의 간소화 및 신속한 진행을 기대할 수 있다.²⁴⁰⁾

3) 기후행동프로그램 2020 (Climate Action Programme 2020)

2014년 독일 정부가 발표한 ‘기후행동프로그램 2020’은 기존에 설정한 2020년 온실가스 감축목표 달성이 어렵다는 진단 이후, 2020년 목표를 달성하기 위한 추가적인 감축 조치를 실행하기 위하여 도입되었다. 본격적으로 탈석탄의 논의가 시작된 것도 이때이다.

독일의 에너지전환은 2010년 에너지 구상과 2011년 에너지 패키지 법률화 과정을 거쳐 정책의 기초 설계가 완성되었다 할 수 있다. 위에서 언급했듯이 이 과정에서 도입된 중요

240) 에너지경제연구원, 앞의 보고서, 17쪽.

한 정책 중 하나가 에너지전환 정책 모니터링 체계이다. 2011년 10월 독일 경제에너지부는 에너지전환 정책 목표 이행 과정에 대한 평가·감독을 위해 ‘미래의 에너지 모니터링 프로세스’ (“Energy of the Future” monitoring process, EFMP) 제도를 도입하였다.²⁴¹⁾ 정부는 에너지전환 정책 모니터링 프로세스의 투명성을 위해 각 보고서 작성 과정에서 중점분야(Focus Areas) 및 지표(Indicator) 설정을 위한 공개 논의를 실시하고, 독립적인 전문가위원회가 모니터링 과정을 감독하고 모니터링 보고서에 대한 평가의견서(opinion)를 제출하도록 하고 있다.²⁴²⁾ 모니터링 결과는 매년 발간하는 연간보고서(Annual Monitoring Report)와 3년 주기로 발간하는 진척보고서(Progress Report)를 통해 공표되고 있다.²⁴³⁾ 연간보고서는 에너지전환 정책 추진현황을 데이터 중심으로 분석한 보고서이며, 경제에너지부는 매년 연방내각의 승인을 받아 연방 상원과 하원에 모니터링 보고서를 제출해야 한다.²⁴⁴⁾ 진척보고서는 에너지전환 정책의 장기적이고 심층적인 성과를 분석하고 에너지 전환 정책의 포괄적인 영향을 분석한다.²⁴⁵⁾

2014년 4월 발표된 제2차 연간보고서에 따르면 독일은 유엔기후변화협약 및 교토의정서 가입 이후 꾸준히 온실가스를 감축하였으나 2009년 이후 온실가스 감축 추세가 정체되었으며, 2012년과 2013년 연속 온실가스 배출량이 오히려 증가하였다. 증가원인은 2012년과 2013년 폭염 및 한파의 영향으로 냉난방 사용이 증가하고, 원전 가동을 줄이면서 화석연료 사용이 증가하였기 때문이다. 아래 표에서 볼 수 있듯이 독일이 온실가스 배출량은 교토의정서의 국가의무는 달성할 수 있지만, 이러한 추세라면 2020년까지 1990년 대비 온실가스를 40% 감축하겠다는 독일 에너지전환 목표는 달성하기 어려울 것으로 전망된다. 1990년 대비 약 33~34% 정도만을 감축할 수 있을 것으로 예상된다. 따라서 기후행동프로그램 2020은 이러한 배경에서 현재의 감축 상황과 2020년 40% 목표와의

241) 에너지경제연구원, 『독일 에너지전환 추진(~2016년) 성과와 2019년 전환정책 목표 조정 필요성 당면』, 세계 에너지시장 인사이트 제19-6호, 6쪽, 2019.

242) 에너지경제연구원, 앞의 보고서.

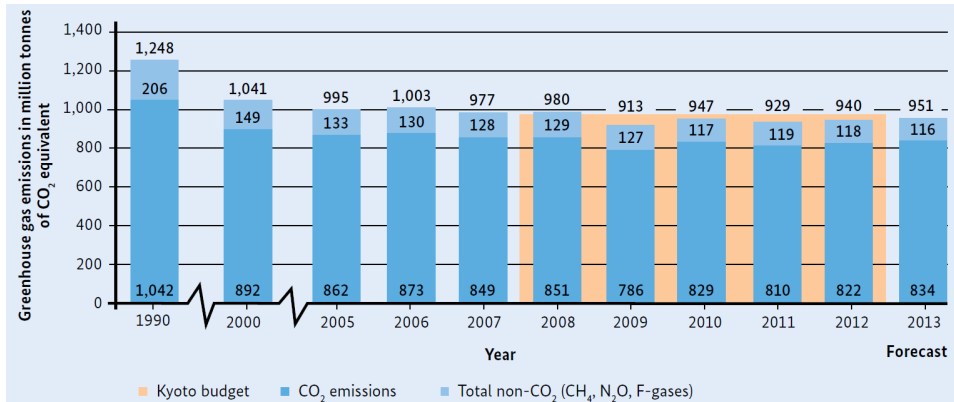
243) 에너지경제연구원, 앞의 보고서.

244) 에너지경제연구원, 앞의 보고서.

245) 에너지경제연구원, 앞의 보고서.

간극을 메우기 위해, 약 6,200만~7,000만 톤의 온실가스 배출량을 추가적으로 감축할 수 있는 조치를 포함하고 있다.²⁴⁶⁾

[그림4-10] 1990-2013년 독일 연간 온실가스 배출량 추이



출처: BMU 2014, p.12

기후행동프로그램 2020을 통해 독일정부가 밝힌 추가 감축은 총 6개 분야에서 집중되어 있다. 전력 분야 (2,200만 톤), 배출권거래제 개혁 (EU 정책에 따라 감축량 결정), 에너지효율 분야 (2,500만 ~ 3,000만 톤), 건물 및 주택 분야 (150~470만 톤), 수송 부문 (700만~1,000만 톤), 비(非)에너지 분야 (660~1,130만 톤)에서 총 6,200만~7,800만 톤을 감축하겠다는 목표다.²⁴⁷⁾ 그 중에서도 온실가스 배출권거래제도의 개혁, 전력 분야의 감축, 에너지효율 분야를 강조하였다.

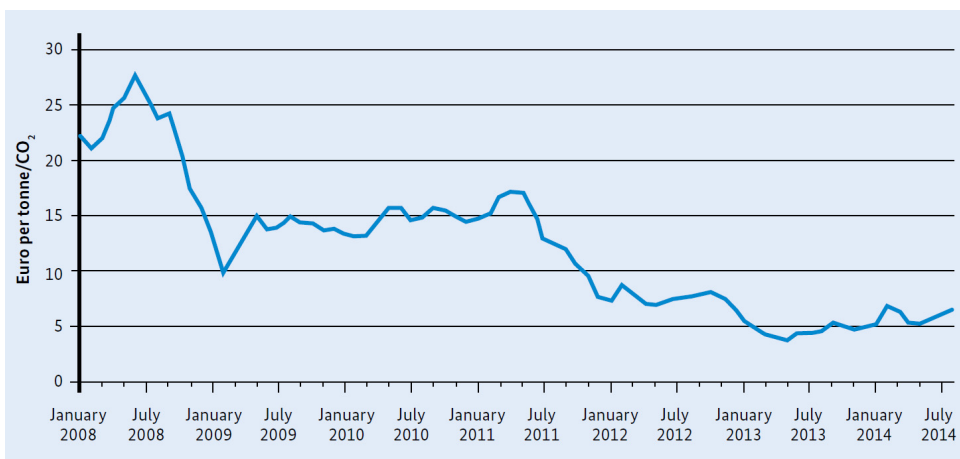
독일 정부는 당시 느슨한 EU의 배출권거래제를 통해 독일의 높은 감축 목표를 달성하기 어렵다는 사실을 지적하며 EU차원의 배출권거래제 개혁을 요구하였다. EU의 배출권

246) Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), *The German Government's Climate Action Programme 2020*, Dec. 2014, p. 11~12, available at https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere_en_bf.pdf (최종 접속 2019.11.21.)

247) *Ibid.*, p. 26.

거래제는 에너지 분야의 90%, 산업분야의 60%에 적용되는 종합적인 온실가스 감축 제도이지만, 2008년 이후 경기침체와 역외 감축 인정 크레딧을 후하게 계산하는 방식 때문에 배출권이 과다 공급되었다. 독일정부는 과다 공급으로 탄소가격이 낮아지면 원래 계획했던 배출권거래제의 원래 정책 목표, 즉 혁신을 통한 비용 효율적인 온실가스 감축을 실현할 수 없다고 지적하며 EU 차원의 대대적인 배출권거래제 개혁을 요구하였다.²⁴⁸⁾

[그림4-12] 2008년 이후 EU-ETS 배출권 가격 추이



출처: BMU 2014, p.29

기후행동프로그램 2020에 제시한 전력분야 2,200만 톤 감축 조치에 대한 세부내용은 이듬 해 2015년 발표되었다. 2015년 3월 독일정부는 전력분야의 온실가스 감축을 위해 단위전력생산 당 일정 이상 온실가스를 배출하는 발전소에게 탄소세를 부과할 계획을 발표하였다. 기후부담금 (Climate Levy)은 온실가스를 다량 배출하는 노후 석탄발전소를 겨냥하여 2017년부터 적용될 계획이었다. 그러나 탄소세를 둘러싸고 반대의견이 높아지자 결국 같은 해 7월 독일 정부는 기후부담금 계획을 철회하고 대신 전체 갈탄 화력발전

248) *Ibid.*, p. 28~30.

소 38개 가운데 총 2.7GW(13%) 규모에 해당하는 5개 발전소를 폐지하기로 계획을 수정하였다.²⁴⁹⁾ 특히 탄소세 방안에 관하여 석탄 산업계 및 노동조합이 크게 반발하였고, 전력회사들도 탄소세에 반대하며 대체 전력 수급을 위한 보상을 요구하자 정부는 원래 계획을 관철시키지 못하였다.²⁵⁰⁾

폐쇄가 확정된 화력발전소는 2017년부터 폐쇄되기 전까지 일반 전력시장에 참여가 제한되며 전력 부족 시 비상 가동용으로 이용될 예정이며, 독일 정부는 해당 발전소에게 보상금을 지급할 것으로 알려졌다.²⁵¹⁾ 이에 따라 RWE나 Vattenfall Europe과 같이 대형 발전회사가 보상금을 받을지, 얼마나 받을지에 대한 관심이 높아졌다.²⁵²⁾ 5개 갈탄 화력발전소의 폐쇄로 1,100만~1,250만 톤의 온실가스가 감축될 것으로 추산되면서 원래 계획이었던 전력분야 2,200만 톤 감축보다 효과가 미비할 것이라는 비판이 제기되었다.²⁵³⁾

기후행동계획 2020은 2020년 감축목표 40%를 달성하기 위하여 전력분야에서 단기간 동안 감축 방안을 고민하는 과정에서 노후석탄 조기폐쇄라는 정책이 본격적으로 도입되었다는 데에 의미가 있다. 석탄발전소들이 높은 탄소세 부담으로 시장에서 도태되기 보다는 보상금을 받으며 조기 폐쇄하는 방안을 선호한다는 사실이 분명해지자, 독일정부는 본격적으로 석탄발전 폐쇄를 위한 작업에 착수하였다.

4) 2050 기후행동계획 (Climate Action Plan 2050)

일부 갈탄 화력발전의 조기폐쇄를 통해 전력분야의 온실가스를 추가 감축하기로 겨우 타결된 이 후 1년 뒤인 2016년 11월 독일 정부는 ‘기후행동계획 2050’을 발표하였다. 2015년 말 합의된 파리협정에서 2050년까지 탄소중립을 이루어야한다는 목표가 포함되

249) REUTERS, *Germany to shut down coal-fired plants, extend power grid: sources*, (July 1, 2015), available at <https://www.reuters.com/article/us-germany-energy-coal/germany-to-shut-down-coal-fired-plants-extend-power-grid-sources-idUSKCN0PC02P20150702> (최종 접속 2019.11.21.)

250) *Ibid.*,

251) *Ibid.*,

252) *Ibid.*,

253) 산업통상자원부, 앞의 보고서, 81쪽.

자 독일 정부는 2050년 장기 목표를 수립하였다. 또한 이를 위한 중간 목표인 2030년 부문별 목표도 함께 발표되었다. 2050년 탄소중립을 위해서 전력분야는 거의 탈탄소와 이루어져야 하고 이를 위해 에너지 분야는 1990년 대비 2030년까지 온실가스 배출을 61~62% 까지 줄여야 한다.²⁵⁴⁾

기후행동계획 2050은 에너지 공급 안정을 위해 재생에너지의 획기적인 확대가 지속되어야 하고 석탄발전소는 단계적으로 줄여야 한다는 점을 분명히 하였다. 이를 위해 탈석탄 정책이 석탄 산업의 일자리, 지역 경제에 미치는 전망들을 종합적으로 고려하고 준비할 수 있도록 2018년부터 의회, 행정부, 산업체, 노동단체, 환경단체 등이 모두 참여하는 본격적인 논의 과정이 시작될 것임을 시사했다.²⁵⁵⁾

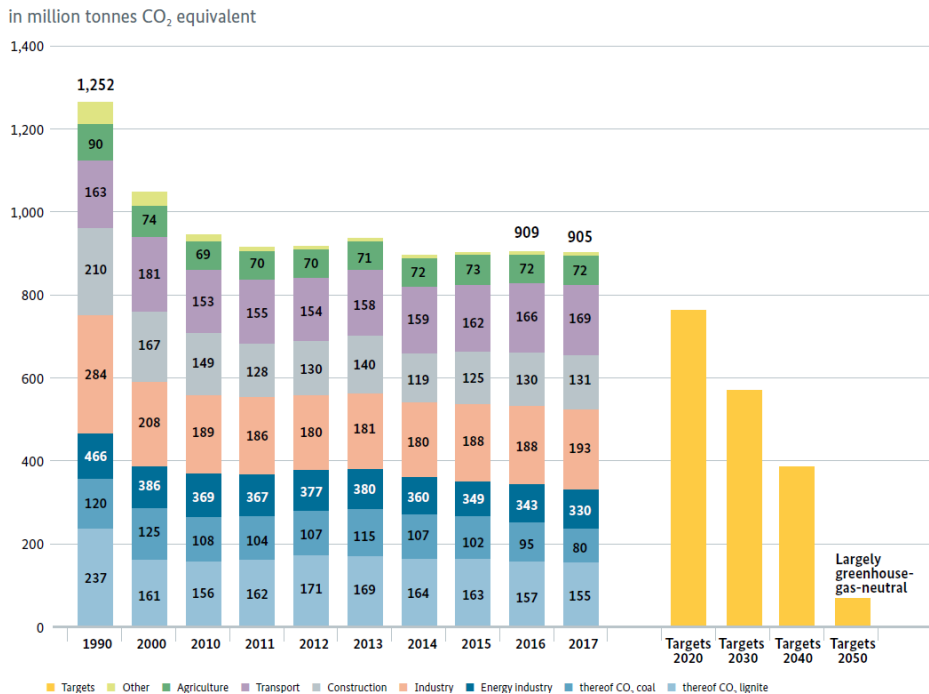
(3) 독일의 탈석탄 위원회 권고안

2018년 6월 6일 독일 정부는 석탄발전을 단계적으로 폐지하기 위한 논의를 시작하기 위하여 새로운 위원회를 설치하였다. 위원회는 31명의 위원으로 구성되었고, 정치인, 과학자, 전력회사 대표, 주요 산업계, 환경단체 등이 참여하여 사회 다양한 분야의 이해관계를 대표하였다. 소위 ‘탈석탄 위원회’로 알려진 위원회의 공식이름은 ‘경제성장, 구조변화 및 고용 위원회’ (Commission on Growth, Structural Change and Employment)이다. 위원회 이름이 보여주듯이 위원회는 석탄발전소 폐쇄로 인해 발생하는 경제·사회적 영향에 대비하는 대응책을 마련하는 것을 중요한 과제로 삼고 있다. 탈석탄위원회의 가장 큰 임무는 2050년 탄소중립 장기목표와 2030년 전력분야 중기목표 (1990년 대비 온실가스 61~62% 감축)를 달성하기 위해 전력분야의 석탄을 언제까지 단계적으로 줄일 수 있는지 타협점을 찾는 것이었다. 위원회는 2019년 1월 29일 최종 권고안을 발표하였다.

254) Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), *Climate Action Plan 2050 : Germany's long-term emission development strategy*, 2016, available at <https://www.bmu.de/en/topics/climate-energy/climate/national-climate-policy/greenhouse-gas-neutral-germany-2050/> (최종 접속 2019.11.21.)

255) 에너지경제연구원, 「독일 에너지 전환 정책의 추진 배경 및 전망」, 앞의 보고서, 11-12쪽.

[그림4-13] '기후행동계획 2050' 하 분야별 온실가스 배출량 및 배출목표



출처: Commission on Growth, Structural Change and Employment, 2019, p.17

탈석탄 위원회가 논의를 시작했을 당시 독일의 가장 큰 현안은 온실가스 감축이었다. 2011년 이후 온실가스 배출이 줄어들지 않고 정체되었기 때문이다. 이런 추세라면 2020년 감축 목표를 지킬 수 없다는 것이 분명했고, 중기 및 장기 목표까지 달성 가능성이 불투명하였다. 더욱이 파리협정 이후 전 세계적으로 1.5도 목표 달성의 중요성이 높아졌고, 유럽 국가들을 중심으로 탈석탄 정책 움직임이 가속화되었다. 위 그림은 독일의 온실가스 배출 현황과 독일의 중장기 감축 목표를 함께 보여준다. 막대그래프 아래쪽 파란 부분이 에너지 분야의 온실가스 배출량을, 그 중에서 흐린 정도 순으로 갈탄 발전소와 석탄 발전소의 온실가스 배출량이다. 아래는 탈석탄위원회의 최종보고서의 주요 내용을 정리한 것이다.

1) 탈석탄 기한

위원회는 독일 석탄화력 발전을 2038년까지 전면 폐지할 것을 권고하였다. 2018년 기준 독일 석탄발전 설비용량과 비중은 갈탄과 석탄이 각각 21.20GW (10.25%), 24.18GW (11.69%), 총 45.38GW (21.94%)에 이른다. 위원회는 2022년까지 최소 12.5GW (갈탄 5GW, 석탄 7.7GW) 용량의 석탄 발전설비를 폐지하고, 2030년까지 누적 기준 25.6GW의 석탄 발전설비 (갈탄 10.9GW, 석탄 14.7GW) 폐지를 제안하였다.²⁵⁶⁾

위원회는 석탄폐지 기한을 2038년으로 설정하였으나 이는 확정된 기한은 아니고 앞당겨질 수 있는 여지가 있다. 탈석탄 경로를 점검하고 이행 성과를 평가하기 위해 독립 평가단이 2026년, 2029년 온실가스 감축목표, 전기요금 수준, 전력 공급의 안정성, 대상 지역의 사회적 개편 상황 등을 종합적으로 고려하여 탈석탄 기한을 2035년으로 앞당기기로 결정할 수 있다.²⁵⁷⁾

2) 발전소 보상

위원회는 조기 강제 폐쇄되는 석탄발전소의 보상 체계에 관해서도 언급하였다. 폐쇄되는 발전소는 독일 정부와 양자 계약을 맺어 경제적 보상을 받을 수 있다. 보상액은 경쟁 입찰 (tender)을 통해 결정되거나 온실가스 감축량, 광산 운영 관련성, 관련 노동자 인원 및 지역경제 영향 등을 모두 고려하여 결정된다. 체결된 양자 계약은 법을 통해 보장받는다. 2020년 6월까지 계약 협상 실패한 발전소들은 법적으로 결정된 법정 보상금을 받을 수 있다. 법적 보상금은 계약 기반의 보상금보다 낮게 설정되어 협상 타결에 대한 인센티브를 제공할 수 있어야 한다.²⁵⁸⁾ 위원회는 이미 인허가는 받았지만 건설을 시작하지 않았거나 운영을 시작하지 않은 석탄발전소에 대해서도 우려하였다. 이러한 석탄발전소가 실제 운영되지 않도록 비슷한 방식의 보상금 협상이 시작될 것을 제안하였다.²⁵⁹⁾

256) Commission on Growth, *Structural Change and Employment, Final Report (hereafter Commission Final Report)*, 2019.

257) *Ibid.*, p. 64

258) *Ibid.*, p. 63.

259) *Ibid.*, p. 63.

또한 위원회는 자발적으로 폐쇄를 결정한 갈탄 화력 발전소의 경우 정부와 계약을 통해 자발적 폐쇄 보조금 (voluntary close-down premium)을 지급받을 수 있도록 권고하였다. 계약에는 보조금과 지역사회 지원금을 포함하도록 한다. 위원회가 권고하는 보상 체계의 또 다른 원칙은 25년 이상 된 노후발전소에 한해 보상금 규모가 시간이 지남에 따라 줄어든다는 점이다. 즉, 폐쇄결정을 늦게 한 발전소는 비슷한 조건의 폐쇄결정을 빨리 한 발전소보다 보조금을 적게 받는다. 노후발전소들의 빠른 폐쇄를 유인하려는 방법인 것이다.²⁶⁰⁾ 열병합발전법 하에서 지원을 받고 석탄에서 열병합발전소로 성능개선을 한 발전소는 추가 보조금을 받지 않는다.²⁶¹⁾

이러한 보조금 지급을 위해 적절한 규모의 기금이 조성되어야 하며 모든 보조금 지급은 국내외 보조금 법률에 위배되지 않아야 한다.

3) 전력공급의 안정성 문제와 전기요금 상승 우려

전력공급의 안정성을 위하여 모든 발전소 폐지 결정은 연방전력망청 (Federal Network Agency)의 검토를 거쳐야 한다. 독일은 먼저 2022년까지 모든 원전을 폐쇄하기로 결정한 바 있으며 모든 석탄 발전까지 폐쇄하기로 결정하는 경우 2022년 이후의 전력공급 안정성이 위협을 받을 수 있는 우려가 제기되었다. 이러한 배경에서 전력공급 안정성을 담보하기 위해서는 재생에너지가 전폭적으로 확대되어야 한다. 현 재생에너지 목표는 2030년까지 전력 공급 비중 65%까지 확대이다. 석탄 폐쇄와 재생에너지 확대를 자연스럽게 연계하기 위한 방안으로 석탄발전부지에 재생에너지 단지가 입주할 수 있도록 정부의 노력을 촉구한다.

위원회는 탈석탄 과정에서 전기요금 상승을 우려하였다. 이미 독일은 지난 10년동안 가정 전기요금이 두 배 이상 증가하였고, 다른 OECD 국가와 비교하더라도 높은 수준이다. 전기요금의 추가 인상은 일반 전기 소비자 뿐 아니라 무역집약도가 높은 독일 산업의

260) *Ibid.*,

261) *Ibid.*,

국제 경쟁력에 큰 타격이다. 위원회는 이러한 우려에 공감하고 탈석탄으로 인한 비용 상승이 전기요금 상승으로 이어지지 않게 하도록 권고한다. 이를 위해 약 20억 유로 규모의 기금을 조성하여 소비자의 전기요금에 직접 보조금을 줄 수 있는 방안을 권고하였다.²⁶²⁾

독일의 탈석탄 위원회는 권고안의 내용을 참고하여 탈석탄 이행을 위한 법제화 작업을 2019년 연말까지 마무리 할 것을 권고하였다. 권고안의 내용은 그 자체로 법적 구속력이 없으며 법제화 과정을 통해 구속력을 갖게 된다. 2019년 10월 현재 법률 작업은 계획보다 느리게 진행되고 있다.²⁶³⁾

3. 네덜란드의 탈석탄 정책

(1) 네덜란드의 전력시장의 개요²⁶⁴⁾

네덜란드의 전력부문에 대한 입법체계는 주로 유럽의 규제와 지침을 기반으로 두고 있다. 전력부문에 관한 1997년 첫 번째 유럽 에너지 지침과 2009년 세 번째 에너지 지침 2009에 의해 두 번 수정되었다. 2009년도 지침은 제3에너지 패키지 지침 및 규정(the Third Energy Package Directives and Regulations)으로 더 잘 알려져 있다. 유럽의 입법 체계는 네덜란드의 에너지 법 발전을 위한 기초가 되어 왔다. 1998년 네덜란드 전력법에 서 유럽의 첫 번째 지침이 시행되면서 네덜란드의 첫 번째 에너지법이 현실화되었다.

전력법은 네덜란드에서 에너지 규제의 주요 규제 근거이다. 이 법은 제3에너지 패키지 지침 및 규정을 시행하기 위해 2012년 7월 12일 법에 의해 개정되었다. 소비자 및 시장 담당 기관(The Authority for Consumers and Markets, ACM)이 국가 규제 기관으로 지정되어 법 준수를 감독하고 있다.

262) *Ibid.*, p.66.

263) Florence Schulz, *Germany's coal phase-out bill to be ready by end 2019*, EURACTIV, (July, 5th, 2019) <https://www.euractiv.com/section/electricity/news/germanys-coal-phase-out-bill-to-be-ready-by-end-2019>

264) Bird & Bird LLP, *Electricity Regulation in the Netherlands*, 2019, available at <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=d3b6b42e-fd53-42d0-aba9-9727f6026093> (최종 접속 2019.11.21.)

네덜란드의 전력 공급 시장은 2004년부터 자유화되어 왔다. 자유화 이후, 가정, 기업 및 다른 소비자들은 그들의 지역 공급자에 의해 공급되는 것이 아니라 그들 자신의 공급자를 선택할 권리가 있다. 기업용 공급 시장은 완전히 자유화되어 있지만, 가정과 소규모 소비자에게 공급하는 공급 업체는 여전히 허가를 획득해야 한다. 현재 네덜란드에는 50개 이상의 적극적인 전력판매 업체가 있다.

전력법은 전력발전, 송전 및 공급을 규제한다. 네덜란드 전기 그리드는 송전시스템운영자(transmission system operator, TSO)인 TenneT에 의해 규제되는 고전압전력망과 배전시스템운영자(distribution system operators, DSO)에 의해 규제되는 저전압배전망으로 구분된다. 2008년 전력분야 Unbundling 법이 도입된 이후 이 송전망과 발전, 송전, 배전과 전력 판매는 서로 다른 주체가 수행해야 한다.

송전망은 네덜란드 TSO인 TenneT에서 작동하고, TenneT는 송전망 사업자이며 전압이 110kV이상인 고전압전력망(고전압송전망)을 관리한다. 저전압전력망(저전압배전망)은 DSO에 의해 관리된다. 네덜란드에는 현재 7개의 DSO가 있다.

TenneT는 국가전력망 관리 및 유지 외에도 지역전력망의 운영자 및 인접 국가와 협력할 책임이 있다. NorNED케이블과 Britned케이블을 통해 2008년과 2011년에 노르웨이와 영국의 송전망과 연동(interconnection)이 이루어졌다. COBRA cable은 국가전력송전망을 덴마크에 연결해야 하며 2019년에 완료될 예정이다.

1) 발전 시설 건설 및 운영에 관한 규제

원칙적으로 허가절차와 공간계획 절차는 발전 설비를 건설하기 전에 준수되어야 한다. 네덜란드에서 새로운 전력발전계획을 건설하기 위해서는 다양한 인허가가 필요하다. 필요한 허가의 예로는 환경허가, 급수허가, 자연보호 법에 따른 허가, 지역동식물(Flora and Fauna)법에 근거한 허가 등이 있다. 경우에 따라서는 당국이 새로운 목적계획이나 통합 계획을 발표해야 할 수도 있다. 지방자치단체가 새로운 목적계획을 결정할 자격이 있는

지, 또는 경제부처 장관이 새로운 통합 계획을 세울 자격이 있는지 여부는 건설될 발전설비의 예상 발전량에 달려 있다.

2) 송전망 운영에 관한 규제

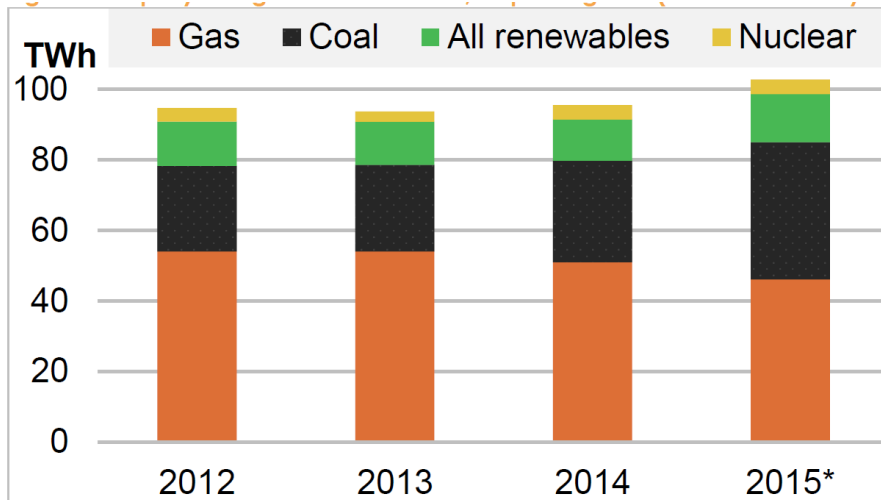
전력법의 조항에 따라, TSO와 DSO는 각 생산자에게 전력망 연결을 제공할 법적의무가 있다. 전기법은 재생에너지와 분산생산에 대한 서로 다른 기술의 비용과 편익을 고려하여 객관적이고 투명하며 차별되지 않는 기준과 요율에 근거하여 연결을 제공해야 한다고 규정한다. 전력망 연결 시, 전력량에 따라 특정 비용이 적용된다. 전력망 연결에 대한 신청서를 수령하는 즉시, 관련 그리드 운영자는 수행될 작업과 그러한 연결을 설정하기 위한 관련 비용에 대한 상세하고 정보를 고객에게 제공한다. 전력망 연결은 적절한 시간 내에 실현되어야 하며, 망연결 신청서가 제출된 후 18주 동안 최대 10 MVA에 대한 연동은 전력망운영자에게서 합리적인 이유가 없는 한 반드시 실시되어야 한다.

(2) 네덜란드의 온실가스 감축 정책

네덜란드의 전력믹스를 살펴보면 최근 석탄의 비중이 높아지고 있음을 알 수 있다. 석탄 증가의 원인으로는 전력시장의 규칙이 가스에 비해 석탄에 유리하고, 최근 효율이 높은 신규 석탄발전소가 진입하며 석탄이 가스발전의 발전량을 잠식하고 있기 때문이다.²⁶⁵⁾

265) Wynn, Gerard, *The Dutch Coal Mistake : How Three Brand-New Power Plants in the Netherlands Are at Risk Already of Becoming Stranded Assets*, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) Nov. 2016, p.9.

[그림4-14] 네덜란드 전력 믹스



출처: IEEFA 2016, p.9

2017년 이후 전력시장에 참여하는 석탄발전소는 총 5개이다. 이 중 3개의 신규 발전소가 2015년에 가동을 시작하였다. 신규발전소의 발전 설비용량은 총 3.5GW, 가동 년 수가 각각 25년, 26년 된 노후 발전소 2개는 총 1.23GW 규모이다.²⁶⁶⁾

[그림4-15] 네덜란드의 석탄발전소 현황 (2017년 기준)

Plant name	Start year	Parent	Net installed coal capacity, MW	Average efficiency, %	2015 CO2 emissions, mt
Maasvlakte 3	2015	Uniper	1070	0.46	2.98
Rotterdam	2015	Engie	800	0.46	2.79
Eemshaven	2015	RWE	1600	0.46	6.29
Hemweg 8	1994	Vattenfall	630	0.41	4.2
Amercentrale 9	1993	RWE	600	0.4	5.67

출처: IEEFA 2016, p.4

266) *Ibid.*, p. 4.

2015년 기준 5개의 석탄발전소에서 배출하는 온실가스량은 총 2,200만 톤으로 네덜란드 연간 총 배출량의 약 16%를 차지한다.²⁶⁷⁾

1) Energy Agreement 2013

네덜란드는 다른 유럽 국가들에 비해 온실가스 감축을 위한 별도의 법률을 제정하지 않았다. 대신 정부는 2013년에는 47개 기관이 ‘지속가능한 성장을 위한 에너지 협정 (Agreement on Energy for Sustainable Growth, the Energy Agreement)’에 합의하였다. 이 협정은 네 가지 목표를 포함한다. ① 2020년까지 네덜란드에서 재생에너지 비중을 14%까지 확대, ② 2023년까지 16%로 확대, ③ 2013년 대비 2020년까지 에너지 효율을 연평균 1.5% 높이고, ④ 15,000개의 추가 일자리를 창출한다는 것이 그 목표이다. 이 협정에도 온실가스 감축에 대한 목표는 빠져있다.

한편 EU는 2007년 IPCC가 권고한 2도 목표 달성을 위해 2020년까지 1990년대비 30% 감축목표를 설정하였다. 네덜란드는 2007~2009년 기간동안 이에 상응하는 적극적인 감축 목표 설정하여 발표한 바 있으나(2020년까지 1990년 대비 30% 감축) 동 목표가 법제화, 공식화 되지는 않았다.²⁶⁸⁾ 네덜란드가 국내 법제를 통해 설정한 온실가스 중기감축목표 (2020년 목표)는 EU 배출권거래제에 참여하여 네덜란드가 할당받은 온실가스 감축 목표 (2020년까지 1990년 기준 14~17% 감축)가 전부였다.

2) Urgenda 기후 소송 (정부 패소)

네덜란드의 온실가스 감축 정책은 네덜란드 정부의 중기 감축 목표 부재에 불만을 가진 시민단체 Urgenda가 네덜란드 정부를 상대로 소송하여 승소한 세계적으로 유명한 판례 이후 변화하기 시작하였다.

²⁶⁷⁾ Ibid., p. 9.

²⁶⁸⁾ 박시원·박태현, “기후변화와 국가의 책임 - 최근 정부에 온실가스 감축 상향을 명한 네덜란드 판례를 중심으로”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학연구소, 제15권, 2015.9, 179쪽.

2013년 소송을 제기하여 2015년 1심 지방법원에서 시민단체가 승소하고²⁶⁹⁾, 2018년 2심 고등법원에서도 원심을 확정²⁷⁰⁾ 이 사건의 법적 쟁점은 다음과 같다. 네덜란드 정부가 기후 과학과 국제 사회에서 권고하는 중기 감축 목표 수준(1990년 대비 25~40%)보다 낮은 수준(14~17%)으로 설정한 행위는 자국민에 대한 주의 의무를 침해하였는가? (1심 판결의 쟁점) 나아가 위험한 환경으로부터 생명을 위협받지 않을 생명권과 평온한 환경을 누릴 수 있는 사생활권을 침해하였는가? (2심 판결의 쟁점). 한국 국내법에 익숙한 사람들에게는 온실가스 감축설정과 같은 고도의 행정 행위에 대해 제3자인 시민단체가 소송을 통해 문제제기를 할 수 있다는 점, 행정부의 재량권이 인정받지 못했다는 점, 나아가 기후변화로 인한 현재 및 미래의 피해를 유럽인권협약이 보장하는 생명권과 사생활권의 침해로 인정했다는 점 등 모든 사안에서 매우 놀라운 판결이 아닐 수 없다. 1심 법원과 2심 법원은 한 목소리로 네덜란드 정부의 현 온실가스 감축 목표는 부족한 정도를 넘어 위법이며, 2020년까지 현재 14~17% 인 목표를 최소 25%까지 상향할 것을 명령하였다.

3) 2018년 탈석탄 결정

네덜란드 정부는 Urgenda 소송 패소 이후 온실가스 감축 목표 설정을 위한 작업을 시작하였다. 2017년 정부는 2030년까지 온실가스 49% 감축 목표를 발표하고 2018년에는 2050년까지 온실가스 95% 감축 목표를 발표하였다. 이 내용을 담은 기후변화 법안을 소개하고 의회에 제출하였다.²⁷¹⁾ 이러한 정부 움직임의 배경으로는 파리협정 체결과 Urgenda 소송 패소가 큰 역할 한 것으로 평가된다.²⁷²⁾

2018년 5월 네덜란드 정부는 현재 석탄발전소 5기 중 노후 석탄발전소 2기를 2024년에

269) 1심 판결에 대한 상세한 분석은 박시원·박태현, “기후변화와 국가의 책임 - 최근 정부에 온실가스 감축 상향을 명한 네덜란드 판례를 중심으로”, 『환경법과 정책』 제15권, 2015.9, 167~202쪽 참조.

270) 2심 판결에 대한 상세한 분석은 박시원, “기후변화와 인권침해 소송”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학 연구소, 제23권, 2019.9, 37~69쪽 참조.

271) Bird & Bird LLP, op. cit.,

272) Ibid.,

폐쇄하고, 신규 발전소 3기를 2030년까지 대체연료(바이오매스) 발전소로 전환하기로 결정하였다.²⁷³⁾

그러나 2018년 10월 헤이그 고등법원에서 Urgenda 1심 판결을 확정하자 2020년까지 온실가스 목표를 적어도 25% 감축하라고 한 명령을 따라야 하는 네덜란드 정부로서는 목표 달성 시간이 촉박해졌다. 2019년 초 진행된 한 연구에 따르면 네덜란드는 2020년 1990년 대비 약 21% 정도 감축이 예상된다.²⁷⁴⁾ 2020년 25% 감축 목표를 달성하기 어렵다는 뜻이다. 따라서 2020년까지 온실가스를 급격히 줄여야 하는 상황에서 네덜란드 정부가 취할 수 있는 정책 수단은 많지 않았다. 결국 네덜란드 정부는 2024년 폐쇄하기로 한 암스테르담의 Hemweg 석탄발전소를 예정보다 빠르게 2019년 말 조기 폐쇄할 것으로 발표하였다.²⁷⁵⁾ 2018년 발의 된 석탄폐지를 위한 법안에 따르면 조기 폐쇄되는 석탄발전소는 5년간의 준비기간이 주어진다. 그러나 정부는 Urgenda 소송에서 법원의 명령에 따르기 위해 급격하게 온실가스를 줄이는 방법으로 법안을 수정하여 예정보다 조기 폐쇄시기를 앞 당겼다. 정부와 Hemweg 발전소는 보상금 지급을 위한 협상을 진행 중이다.²⁷⁶⁾

273) Hill, Joshua, *The Netherlands Announces Ban on Coal, Plans to Close 2 Power Plants by 2024*, CeanTechnica, May 22, 2018, available at <https://cleantechnica.com/2018/05/22/the-netherlands-announces-ban-on-coal-plans-close-of-2-power-plants-by-2024/> (최종 접속 2019.11.21.)

274) REUTERS, *Dutch to close Amsterdam coal-fired power plant four years early*, (March 7, 2019), available at <https://www.reuters.com/article/us-netherlands-energy/dutch-to-close-amsterdam-coal-fired-power-plant-four-years-early-rtl-idUSKCN1QO1JE> (최종 접속 2019.11.21.)

275) Vattenfall, *Decision of the Dutch Government : closure of Hemweg-8 power plant by the end of 2019*, March 8, 2019, available at <https://group.vattenfall.com/press-and-media/news-press-releases/pressreleases/2019/decision-of-the-dutch-government-closure-of-hemweg-8-power-plant-by-the-end-of-2019> (최종 접속 2019.11.21.)

276) *Ibid.*

제5장

우리나라 전력분야의 기후변화 대응을 위한 시사점과 정책 제언

- I. 우리나라 현행 전력시장 운영방식 하에서 EU의 탈석탄 정책 도입 시 유효성 모의
- II. 연구 분석의 시사점 및 우리나라 전력분야의 기후변화 대응을 정책 제언

제5장

우리나라 전력분야의 기후변화 대응을 위한 시사점과 정책 제언

I. 우리나라 현행 전력시장 운영방식 하에서 EU의 탈석탄 정책 도입 시 유효성 모의

1. 시장모의를 위한 전제

(1) 우리나라 전력시장의 모의 방법

일반적인 상품시장에서는 상품의 판매자와 구매자가 수량과 가격을 입찰하고, 이를 통해 구성된 수요곡선과 공급곡선이 만나는 균형점에서의 가격을 시장가격으로 결정한다. 하지만 우리나라와 같은 수요독점 형태의 전력시장에서는 전력의 구매자가 한국전력공사로 유일하여²⁷⁷⁾ 별도의 입찰행위를 할 필요가 없기 때문에 일반적인 형태의 수요곡선을 도출할 수 없다. 이 때문에 전력의 시장가격을 결정하기 위해서는 인위적인 가격결정 방식이 별도로 필요하게 된다. 앞서 본 보고서의 제2장에서 기술한 것처럼 우리나라의 전력시장은 전력거래소 산하 비용평가위원회가 발전사들이 제출한 운전비용²⁷⁸⁾ 및 기술적 특성자료를 토대로 개별 발전기들의 한계(Marginal) 발전비용인 변동비를 산정하고 이를 기준으로 변동비가 낮은 순서대로 급전에 활용하는 CBP 방식으로 운영되고 있다. 이러한 방식을 경제급전(Economic Dispatch)라고 부르며, 해당 방식대로 전력계통을 운영할 경우에 전체 발전비용을 최소화하는 발전기의 조합을 찾아 전력을 생산할 수 있다. 우리나라의 경우 CBP 방식을 기반으로 하는 전력계통 및 시장운영은 전력거래소의

277) 집단에너지사업자의 존재는 본 보고서의 맥락 상 무시하기로 한다.

278) 주로 연료비용이라고 간주할 수 있다.

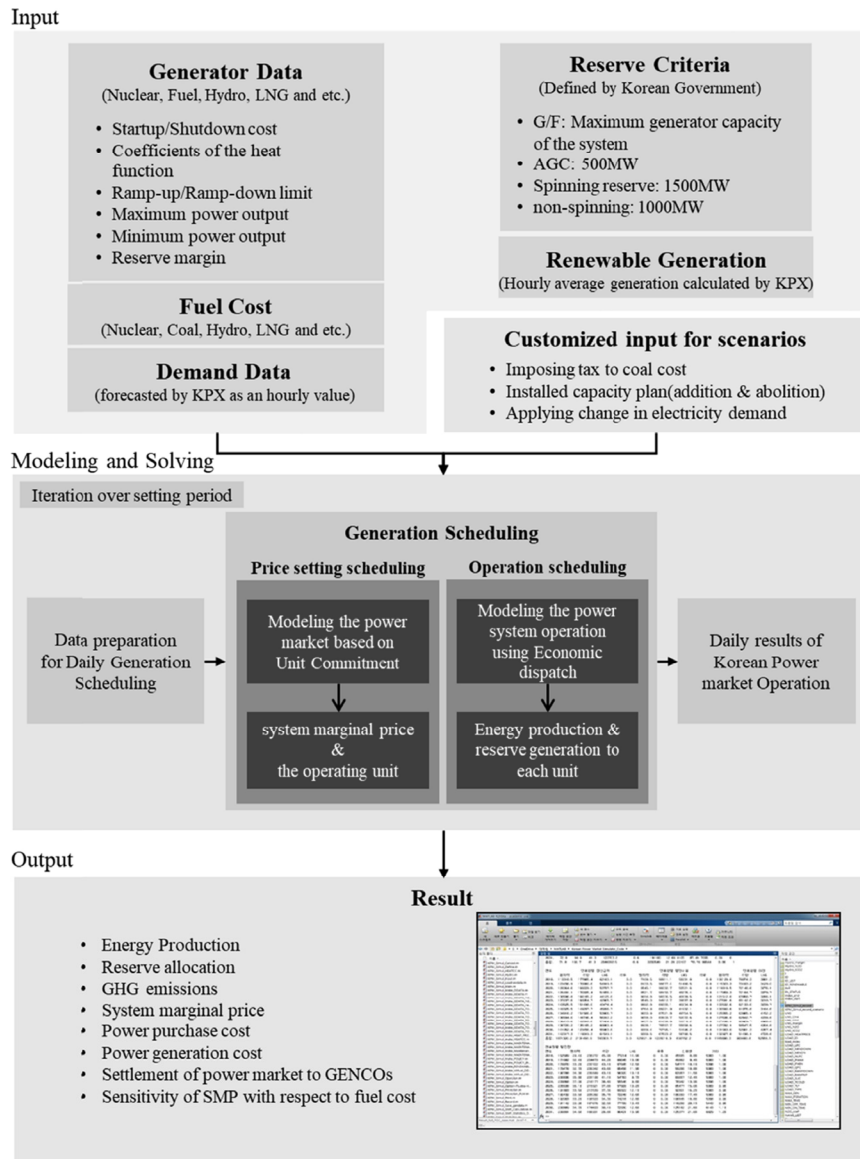
Energy Management System(EMS)를 통해 자동화된 알고리즘을 통해 수행된다. 한편, 현행 CBP 방식에서 사용되는 발전기의 변동비는 주로 연료비용으로 구성되며 온실가스 배출권 가격이나 여러 가지 환경비용 등은 포함되어 있지 않다²⁷⁹⁾.

전력시장의 EMS가 CBP 원리를 기반으로 행하는 경제급전은 수학적으로 목적함수와 제약조건으로 구성된 최적화 문제로 정의할 수 있다. 이 경우 목적함수는 24시간에 대한 발전비용 최소화가 되며, 제약조건에는 여러 가지 발전기의 물리적 특성 및 계통의 운영환경과 관련된 조건들이 반영된다. 이 최적화 문제를 푼 결과로 여러 가지 물리적인 제약조건들을 만족하면서 전체 계통의 발전비용을 최소로 하는 1시간 단위의 발전기 별 기동/정지 계획 및 최적 발전출력 값이 도출된다. 해당 절차에 대한 자세한 내용은 전력시장운영규칙에 상세하게 정의되어 있으며, 본 연구진은 이를 기반으로 한국 전력시장운영모의 모형을 자체 개발하여 보유하고 있다²⁸⁰⁾²⁸¹⁾. 해당 모형을 활용하면 굉장히 높은 정확성으로 우리나라 전력시장의 운영상황을 실제와 유사하게 구현할 수 있으며, 특정한 정책 도입 시 한전의 전력구입비용 변화, 각 발전기들의 발전량 변화, 전체 온실가스 배출량 등 다양한 결과를 분석할 수 있다. 본 연구진이 개발한 모형의 신뢰성을 검증하기 위해서 실제 전력시장 운영실적치와 2017년에 해당하는 모의 결과의 비교해보면 다음 표와 같다.

279) 전력시장운영규칙 제2.1.1.3조에 따르면 연료비(연료의 열량단가 기준으로 산정)와 기동비(기동연료비+소내 소비전력비+용수비)만을 포함하고 있으며, 기후변화로 인한 외부비용이나 대기오염으로 인한 외부비용을 변동비에 반영하는 규칙은 존재하지 않는다.

280) Y.H.Song et al., *How to Find a Reasonable Energy Transition Scenario in Korea?: Quantitative Analysis based on Power Market Simulation*, Energy Policy, vol. 119, p. 396-409, 2018.

281) 본 보고서의 2장에 한국 전력시장의 운영절차에 대한 자세한 설명이 기술되어 있다.

[그림 5-1] 자체 개발한 전력시장운영모의 모형 개념도²⁸²⁾

282) Y.H.Song et al., *How to Find a Reasonable Energy Transition Scenario in Korea?: Quantitative Analysis based on Power Market Simulation*, Energy Policy, vol. 119, p. 396-409, 2018.

[표 5-1] 전력시장 운영모형을 통한 모의결과와 실제 실적치와의 비교

구분	연 평균 도매전력시장 가격(SMP) [원/kWh]	원별 발전량[%]			한전의 전력구입 비용[조원]
		원전	석탄	LNG	
모의	81.4	26.4%	43.9%	22.9%	44.4
실적치	81.4	26.8%	43.6%	22.8%	44.7

연 평균 SMP의 경우 소수점 첫째자리까지는 동일한 결과를 보였고, 전력구입비용의 경우 0.67% 정도의 오차가 발생했다. 그리고 원별 발전량도 % 기준으로 소수점 첫째자리 정도의 오차가 발생하였는데, 굉장히 높은 수준의 모의 신뢰성을 갖고 있다는 것을 확인할 수 있었다.

(2) 우리나라 전력시장 모의를 위한 자료

전력시장 운영모형을 통해 일일 전력시장을 모의해보기 위해서는 다양한 입력데이터들이 필요하다. 그 중 주요한 사항들을 아래와 같이 정리할 수 있다. 본 보고서에서는 2017년에 해당하는 아래 자료들을 입력하여 모의를 진행하였다.

- 발전기의 최대/최소 발전량, 증감발능력, 최소운전시간, 최소정지시간, 예비력 공급 능력 등의 물리적 특성
- 각 발전기의 열량 함수, 기동/정지에 발생하는 비용, 열량단가
- 각 시간대별 24시간 전일 예측수요 값
- 발전원 별 배출계수[tCO₂e/MWh]²⁸³⁾

283) 석탄화력 0.8229 / LNG 0.3487 / 유류 0.4191을 적용하였다.

(3) 모의 시나리오 설계를 위한 전제

EU 국가들의 석탄발전 규제 정책들을 분석하는 과정에서, 초기에는 ETS 시장을 통한 배출권 거래 방식이나 이를 보완하는 영국의 탄소가격하한제(Carbon Price Floor) 제도와 같은 탄소가격제도에서 출발해 최근에는 강제적인 노후석탄 폐지 정책으로 확장되었다는 시사점을 도출할 수 있었다.

탄소가격제도의 경우 외부비용의 내재화 방식을 통해서 각 주체의 탄소배출량을 비용으로 부담시켜 전력시장에서의 급전순위를 하락하게 하거나 장기적인 수익을 감소시켜 시장에서 퇴출시키는 방식으로 동작하게 된다. 탄소가격제도는 배출권 거래제와 같은 방식과 과세를 통한 방식으로 구분될 수 있는데, 영국 같은 경우는 배출권 거래제에 더해 탄소가격하한제를 추가로 운영함으로써 두 방식을 혼합하여 적용하고 있다.

우리나라의 경우 온실가스 배출권거래제를 2015년부터 시행 중이다²⁸⁴⁾. 무상할당의 개념을 배제하면 배출권구매를 위한 비용은 발전사업자가 한 단위 발전량을 늘릴 때 이에 상응하여 증가하기 때문에 변동비의 개념에 포함된다. 석탄발전의 경우 LNG에 비해 온실가스 배출계수가 두 배 가까이 되기 때문에 배출권 비용을 변동비에 포함시킬 경우 석탄의 변동비가 LNG보다 더 크게 오르게 된다. 만약 이로 인해 석탄의 변동비가 LNG의 변동비보다 크게 높아지게 된다면 두 발전원 간의 급전순위가 뒤바뀌게 되어 석탄발전량을 감소시키는 효과가 발생할 수 있다²⁸⁵⁾.

이 경우 변동비에 반영하는 배출권 거래가격은 다음과 같이 계산할 수 있다.

$\begin{aligned} & \text{변동비 반영 배출권 거래가격 [원/kWh]} \\ &= \text{배출량[ton-CO}_2\text{e]} \times \text{배출권 거래가격[원/tonCO}_2\text{e]} / \text{발전량[kWh]} \\ &= \text{발전량[kWh]} \times \text{발전원 별 배출계수[kg-CO}_2\text{e/kWh]/1000} \times \text{배출권 거래가격[원/ton]} / \text{발전량[kWh]} \\ &= \text{발전원 별 배출계수[kg-CO}_2\text{e/kWh]/1000} \times \text{배출권 거래가격[원/tonCO}_2\text{e]} \end{aligned}$
--

284) 우리나라는 1차 계획기간('15~'17)에는 100%, 2차 계획기간('18~'20)에는 97%, 3차 계획기간('21~'25)에는 90% 무상할당을 시행할 예정이다.

285) 배출권 비용으로 인한 변동비 순위 변화로 석탄발전량을 줄이려는 방식을 환경급전 중 하나로 정의하곤 한다.

* 배출권 거래가격이 톤당 2만원 정도라고 가정하면, 이를 석탄과 LNG 발전의 변동비에 반영할 경우 석탄은 16.485원/kWh, LNG의 경우 6.974원/kWh 비용이 상승하는 결과가 나타나고 두 연료 간 변동비의 간극은 약 9.5원/kWh 줄어들게 된다.

하지만, 우리나라의 경우 석탄발전소에 대한 배출권 무상할당 비중이 2020년까지는 97%에 육박하는 수준이어서 실제로 이 방식이 효과를 발휘할 수 있을지에 대해서는 회의적인 의견을 가진 연구자들이 많다.

한편, 2018년 7월 기획재정부가 발표한 세법개정안에서는 석탄과 LNG의 단위 환경비용을 각각 85원, 43원으로 산정하여 유연탄에 대한 과세는 증가시키고 LNG에 대한 과세는 감소시키는 조정안이 포함되었다. 해당 안도 탄소가격제도의 또 다른 형태로 이해될 수 있으며, 이 경우에도 전력시장운영모의 모형에서는 최종적으로 각 연료의 변동비가 변화하는 유사한 결과로 이어지게 된다.

현행 국내 배출권 거래제의 한계를 보완하기 위해 우리나라에서도 영국과 같은 탄소가격하한제 방식을 활용한다고 하면, 결국 배출량에 대한 추가과세를 부과하게 될 것이고 이 역시 최종적으로는 변동비에 반영되는 결과로 나타날 것이다. 따라서 이 경우 또한 전력시장운영모의 모형에서는 같은 방식으로 모의를 진행할 수 있다.

마지막으로 최근 유럽국가들이 도입하고 있는 강제적인 노후석탄 폐지를 우리나라 환경에서 도입하는 것을 모의해보기 위해서는 특정한 수명기준을 정해놓고 이를 기준으로 순차적으로 폐지해나가는 방식을 적용할 수 있다. 이 경우 석탄발전 폐지로 인해 전력공급의 안정성이 저해되는 것을 방지하기 위해서는 제8차 전력수급기본계획에 수록된 설비예비력과 공급예비력 수준을 맞추어 수 있도록 LNG 발전원의 추가건설을 가정하는 것이 필요하다.

2. 시장모의 결과를 통한 정책 유효성 판단

(1) 모의 시나리오

본 절에서의 모의는 앞 절에서 기술한 석탄발전량 감소를 위한 정책들을 활용했을 때 우리나라 2030년 전력부문 온실가스 배출량 목표를 달성할 수 있는지의 여부를 판단하기 위해서 수행되었으며 제8차 전력수급기본계획에서 제시한 2030년까지의 전원구성을 적용했을 때의 상황을 대조군으로 설정하였다.

- 2030 전력부문 온실가스 추가 감축목표 : 192.7백만톤
- 대조군 : 제8차 전력수급기본계획
- 대조군 + 최신정책변화 반영 : 제8차 전력수급기본계획 + 3~6월 노후석탄 섀다운 정책 + 석탄화력 상한제약 시범운영(미세먼지 예보 연동) + 2018.7 에너지 세제 개편²⁸⁶⁾ + 8차 전기본에선 언급되었지만 미반영된 환경비용²⁸⁷⁾
- 시나리오 A : LNG 발전의 변동비를 2017년 값으로 고정²⁸⁸⁾한 채, 석탄발전의 변동비를 점진적으로 증가시켜 2030 온실가스 감축목표 달성에 필요한 수준을 도출
- 시나리오 B : 특정 기준의 노후석탄 수명을 기준으로 연한에 도달하는 석탄발전소를 순차적으로 폐지하여 2030 온실가스 감축목표 달성에 필요한 기준을 도출
- 시나리오 C : 노후석탄 30년 기준 폐지 + 석탄 변동비 증가를 혼합하여 활용

참고로 우리나라 제8차 전력수급기본계획에서 밝히고 있는 2030년의 Business as Usual 상황에서의 전원별 발전량 비중은 원전 23.9%, 석탄 40.5%, LNG 14.5%, 신재생 20%,

286) 단위 연료량에 석탄 85원, LNG 43의 환경비용을 반영하여 석탄에 대한 과세는 증가되고 LNG에 대한 과세는 감소하는 조정이 가해짐. 변동비 기준으로 환산 시 석탄은 약 3.6원/kWh 증가, LNG는 약 8원/kWh 감소하는 효과가 나타남

287) 석탄 19.2원/kWh / LNG 8.2원/kWh 변동비 인상 효과

288) 현재 본 연구진이 보유하고 있는 발전기 데이터 등의 자료가 2017년 자료이기 때문에 2017년 값으로 통일하였음

기타 1.1%이며, 이 경우에 해당하는 것이 대조군 시나리오이다.

본 절에서의 모의는 앞 절에서 기술한 석탄발전량 감소를 위한 정책들을 활용했을 때 우리나라 2030년 전력부문 온실가스 배출량 목표를 달성할 수 있는지의 여부를 판단하기 위해서 수행되었으며 제8차 전력수급기본계획에서 제시한 2030년까지의 전원구성을 적용했을 때의 상황을 대조군으로 설정하였다.

(2) 시나리오 별 모의결과와 시사점 (2030 온실가스 감축목표 달성여부)

제8차 전력수급기본계획을 바탕으로 한 대조군의 경우 2030년 전력부문 온실가스 추가 감축목표인 192.7백만톤을 26% 초과하는 242.9백만톤의 온실가스를 배출하는 것으로 모의되었다. 또한 대조군에 최신 환경규제 정책 등을 모두 반영한 시나리오에서도 2030년 배출량은 221.5백만톤으로 감축목표를 크게 상회하는 것으로 확인할 수 있었다.

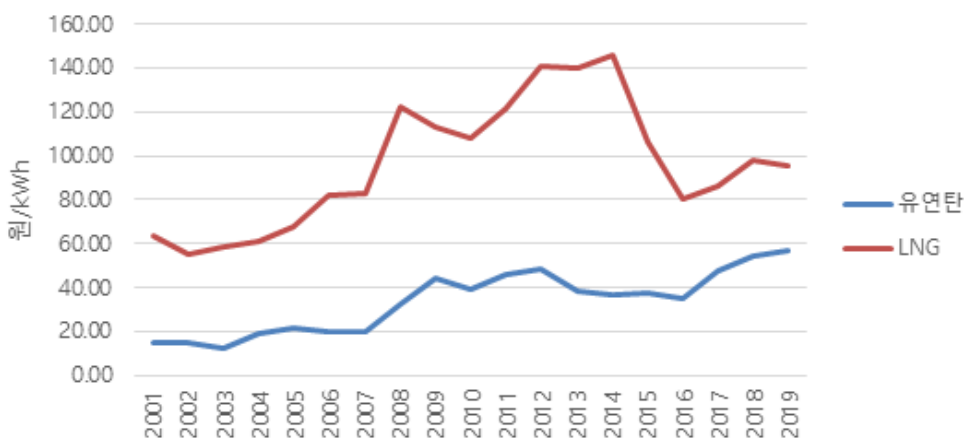
[표5-2] 전력시장 운영모형을 통한 시나리오 별 모의결과

	시나리오 A (탄소가격제)	시나리오 B (노후석탄 폐지)	시나리오 C (A+B)
2030 온실가스 목표 달성을 위한 정책 요구수준	석탄 변동비 29.9[원/kWh] 증가	노후석탄 수명기준 26년 *25년 설정 시 191.5백만톤으로 초과목표달성	노후석탄 수명기준 30년 + 석탄 변동비 27.5[원/kWh] 증가

시나리오 A의 모의 결과를 살펴보면 탄소가격제도만을 통해 석탄발전과 LNG 발전의 급전순위를 바꾸고자 할 경우 꽤 높은 수준의 석탄 변동비가 인상되어야 한다는 사실을 알 수 있다. 앞 절에서 언급한 것처럼 배출권 거래비용이 100% 유상할당이 된다는 가정 하에서 현재 시장가격을 고려할 때 약 10원/kWh 정도의 석탄 변동비 인상효과가 발생한다. 하지만 시나리오 A의 결과에서 요구하는 것처럼 10원/kWh 정도의 석탄 변동비 인상은 온실가스 배출량 목표달성을 위한 수치인 30원/kWh에는 한참 모자르다.

이와 같은 현행 배출권 거래제도 활용의 한계점을 보완하기 위해 영국의 탄소가격하한 제도와 같이 강제적인 탄소세 부여 방식도 중복으로 적용해볼 수 있는데, 우리나라 상황에서는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 요구되는 추가 20원/kWh 정도의 과세수준이 너무 높아 시장참여자들에게 너무 급격한 수준의 과세로 받아들여질 가능성이 높다. 또한, 석탄 변동비를 다양한 탄소가격제도를 결합하여 상당한 수준 인상한다고 할 지라도 국제 LNG 시장의 가격이 상승기에 접어들 경우 정책의 효과가 반감될 수 있는 가능성이 높다.

[그림5-2] 우리나라 석탄과 LNG 발전의 연간 평균 연료비 변화



출처: KPX 전력통계정보시스템(EPSS), <http://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/>

위 그림을 통해서 알 수 있듯, 모의의 대상으로 삼은 2017년의 경우에는 LNG 연료비가 낮은 시기였기 때문에 석탄과 LNG 간 변동비 간격이 크지 않았다. 하지만 2012년부터 2014년 같은 주기에 같은 수준의 탄소가격제도 관련 정책을 도입할 경우에 그 효과가 거의 존재하지 않을 수 있다. 이렇듯 탄소가격제도는 일반적으로 굉장히 효율적이고 효과적인 온실가스 감축수단으로 인식되어 왔으나, 우리나라가 처한 특수한 에너지원료 수급 환경 및 전력시장 운영환경 등을 고려할 때 외부요인에 대한 민감도가 너무 높은 정책수

단으로 평가될 수 있다. 우리나라 LNG 수급에서 무언가 획기적인 방안을 강구해내지 않는 한 탄소가격제도 단독으로는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 어려울 수 있다.

한편, 시나리오 B는 최근 EU 국가들의 노후석탄 폐지 정책과 같은 방법을 우리나라에 적용한 결과를 보여준다. 26년 정도의 수명을 기준으로 수명연한에 다다른 석탄발전소들을 2030년까지 순차적으로 폐지할 경우, 2030년에는 충분히 온실가스 추가 감축목표를 달성할 수 있는 것으로 파악되었다.

하지만 현재 어떤 법이나 규정에도 노후석탄 발전소의 수명을 규정하고 있지 않다. 다만, 발전회사의 내부적으로는 대략 30년 정도가 지나면 노후석탄발전소로 간주하여 추가적인 관리를 수행하는 것이 관습적이라고 알려져 있다. 따라서 25년 혹은 26년의 노후석탄 수명연한 기준을 설정하고 단계적으로 폐지를 진행할 경우에는 발전회사의 자발적 폐지가 아닌 이상 강제적인 집행에 대한 명확한 법적근거가 필요하다²⁸⁹⁾.

시나리오 C의 결과는 조금 더 온건한 30년 수명연한을 설정한 후 시나리오 A에서 활용한 탄소가격제도와 결합하는 방식의 모의 결과를 보여주고 있다. 이 경우 30년 수명연한 설정에 더해 1kWh 당 27.5원 정도의 석탄 변동비 인상이 필요한 것을 보여주고 있는데, 시나리오 A의 결과를 비판했던 것과 같은 논리로 사실 상 유효하지 않은 정책수단이라고 생각된다.

본 절의 모의를 통해 EU 국가들에서 적용되었던 전력부문 온실가스 감축을 위한 석탄 발전량 규제 정책수단들을 우리나라에 도입했을 경우의 효과를 정량적으로 살펴보았다. 일반적인 통념과는 달리 우리나라의 상황에서는 탄소가격제도 만으로는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하는데 불확실성이 존재할 수 있고, 노후석탄발전소의 단계적 폐지와 같은 강제적인 집행방식이 필요하다는 시사점을 얻을 수 있었다.

289) 우리나라에서는 전력수급기본계획 수립 시 발전회사들이 여러 가지 종합적인 고려를 통해 발전원의 폐지의향을 자발적으로 제출하도록 되어 있다.

II. 연구 분석의 시사점 및 우리나라 전력분야의 기후변화 대응을 정책 제언

1. 연구 분석의 시사점 및 정책 제언

2015년 파리협약 이행을 위한 정책제안서인 ‘IPCC 1.5도 특별보고서’에 따르면 1.5도 목표 달성을 위해서 2050년까지는 이산화탄소 배출과 흡수가 서로 완전히 상쇄되는 이른바 ‘Net-Zero’ 배출을 달성해야한다. 이를 위해서 선진국은 2030년까지, 전 세계적으로 2050년까지 모든 석탄발전을 중단해야한다고 권고하였다.

우리나라의 배출상황은 국제사회의 권고와 전혀 다르다. 최근 우리나라 온실가스 배출량이 다시 최고치를 갱신하였다. 지난 2019년 10월 7일 환경부 산하 온실가스종합정보센터는 2017년 국가 온실가스 배출량을 7억910만 톤 (CO₂ eq)으로 확정·발표했다. 이는 전년 대비 2.4% 증가한 양이자, 7억 톤을 돌파하며 역대 최고 배출량을 기록한 것이기도 하다.²⁹⁰⁾ 온실가스종합정보센터의 분석에 따르면 전년 대비 온실가스 배출량이 가장 크게 증가한 분야는 전기·열생산 분야이며, 그 중에서도 석탄화력발전소로 인한 배출량 증가 (1,260만 톤)가 가장 컸다. 대거 신규 석탄이 가동을 시작함에 따라 배출량이 크게 증가했다는 설명이다. 2017년에도 신규 석탄발전소가 대거 투입되고 이로 인해 온실가스 배출량이 지속적으로 증가하고 있다. 2018년 7월 2030 국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 기본로드맵에서 기존의 국내 감축량을 25.7%에서 32.5%로 상향 조정하고 이를 위해 전력부문에서 3,400만 톤 추가 감축 목표를 설정한 것이 무색할 정도이다.

온실가스 감축 정책은 아니지만 미세먼지 저감 정책의 일환으로 최근 우리나라에도 전환부문에서 다양한 규제책이 시행되고 있다. 2017년 3월 통과된 전기사업법 개정안(법률 제 14672호)²⁹¹⁾을 통해서 전력시장 및 계통을 운영할 때, 경제성 뿐 아니라 환경

290) 온실가스종합정보센터, 보도자료, “2017년 온실가스 배출량 7억 9백만 톤, 전년 대비 2.4% 증가” (2019.10.7.), <http://www.gir.go.kr/home/board/read.do?menuId=10&boardId=136&boardMasterId=4>.

291) 제3조(정부등의책무) ② 산업통상자원부장관은 제1항에 따른 시책 및 제25조에 따른 전력수급기본계획을수

과 국민안전에 미치는 영향도 종합적으로 고려해야 한다는 내용을 명시적으로 포함하게 되었고, 2017년 5월 개정된 전력시장 운영규칙에는 제2.3.2조의2에 ‘대기오염물질 저감을 위한 발전기 상한계약 입찰 허용’ 규정이 신설되기도 하였다.

그러나 이러한 현행 법조항은 미세먼지 저감을 위한 한시적인 성격이 강하고, 그나마도 강제적 방식이 아닌 자발적 입찰 제한 권고 성격이 강하다. 현행 전력 분야의 온실가스 감축 규제나 여타 환경 규제를 규율할 수 있는 전기사업법, 에너지법, 저탄소녹색성장기본법 어디에도 석탄 발전소 용량 제한 혹은 규제를 강제할 수 있는 법적 근거가 존재하지 않는다.

법률이 아닌 정부계획 차원에서 방안을 생각해 본다면 발전사업자들이 정기적인 전력 수급기본계획 수립 시 자발적으로 발전소 폐지 의향을 제출할 수는 있지만, 이것도 자발적인 의향에 전적으로 의지할 뿐 강제할 수 있는 수단이 마땅치 않다.

석탄발전소의 증가를 강제할 수 있는 법적 근거가 없고, 전력시장 규칙은 가스보다 유리하며, 다양한 정산제도를 통하여 수익을 보장받고, 환경비용이 충분히 내재화 되지 않는 시장 규칙 하에서 값싼 원료와 검증받은 기술을 보유한 석탄발전소는 증가할 수밖에 없다.

이러한 국내 여건을 인식하고 외국에서는 어떻게 탈석탄 정책을 추진하는지 그 배경과 메커니즘을 알아보는 것이 이 연구의 주된 목적이었다. 특히 탈석탄 움직임이 활발한 EU의 사례를 참고하였다. 탈석탄을 선언한 국가들 중에 우리나라에게 유용한 시사점을 줄 수 있는 세 국가를 선정하였다. 영국은 세계에서 가장 먼저 탈석탄을 선언하고 적극적으로 정책을 도입하는 선구자적인 국가로서 연구가치가 있었고, 독일은 탈원전 결정 이후 석탄 발전 비중이 더욱 커지고 있는 상황에서 탈석탄을 결정한 국가로서 우리에게 시사점을 줄 수 있다. 마지막으로 네덜란드는 석탄 비중이 다른 국가보다 낮지만 (석탄발전소 5기), 비교적 최근인 2015년 운영을 시작한 석탄발전소 3기까지 종료시키기로 결정한 배경과 방법론이 궁금하였다.

립할 때 전기설비의 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 고려하여야 한다. ③ 제35조에 따라 설립된 한국전력거래소는 전력시장 및 전력계통의 운영과 관련하여 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 검토하여야 한다.

이러한 특징을 가진 각 국가의 탈석탄 법제 및 정책을 참고하여 우리나라에 적용할 수 있는 다음과 같은 시사점을 도출하였다.

첫째, 온실가스 감축에 대한 확고한 정책 의지가 있어야 한다.

영국과 독일은 온실가스 다배출 국가이며 동시에 국제차원의 온실가스감축 협상을 주도하는 기후변화 감축 정책의 선진국이다. 영국은 유엔기후변화협상이 시작된 1990년 이후 온실가스를 감축하기 위한 다양한 실험적인 감축정책을 시도하였다. 특히 배출권거래제, 탄소세 성격의 탄소가격하한제 등을 적극 활용하여 실질적인 감축을 이끌었고, 대기오염규제 등 환경비용을 내재화하는 작업을 지속한 결과 실제 석탄발전소의 경쟁력이 하락하였고, 전력분야 석탄발전소의 비중을 드라마틱하게 낮추는데 성공하였다. 지난 30년 동안 지속적으로 감축 정책을 펼 수 있었던 배경에는 온실가스 감축을 범정부차원의 중요한 정책과제로 여기는 철학과, 에너지와 기후변화 문제를 통합하여 규율할 수 있도록 재정비한 정부의 규제추진체계 등을 꼽을 수 있다.

독일 또한 유엔기후변화협약을 태동시키는데 공을 세운 국가로서 온실가스를 감축하고, 재생에너지를 확충하며, 에너지효율을 높이고, 나아가 원전을 폐쇄하는 에너지전환 정책을 일찍이 수립하고 이를 꾸준히 집행한 국가이다. 환경부장관 출신인 메르켈 총리가 4선을 연임하며 총리직을 수행한 결과 정책의 일관성을 유지할 수 있었다는 점도 독일의 꾸준한 온실가스 저감을 이끌었다. 그러나 2011년 후쿠시마 원전 사고 이후 급격하게 탈원전 정책을 시작하면서 도리어 전력분야의 온실가스가 정체되는 상황이 지속되었다. 독일 정부는 여러 차례 기존 목표를 달성하기 위해 추가 감축 정책 패키지를 발표하였지만, 석탄 비중이 높은 상황에서 2020년까지 남은 시간동안 급격하게 온실가스를 줄일 다른 방법이 없었다. 2020년 감축목표 달성이 불가능하다고 판단한 독일은 이런 불명예(?)를 타파하고자 강력한 탈석탄 정책을 선택하게 된 것이다.

네덜란드는 조금 다른 배경에서 탈석탄 정책을 결정하였다. 네덜란드 정부는 2015년까지 온실가스 감축에 미온적이었으나, 이에 불만을 가진 환경시민단체가 정부를 상대

로 소송을 진행하여 승소하는 세기적 판례 이후 강제적으로 온실가스 감축을 해야 하는 상황이었다. 법원이 명령한 2020년까지 온실가스 감축 25%를 달성하기 위해서 최근 운영을 시작한 신규 석탄발전소까지 운영을 중단하고 대체 에너지 발전소로 전환을 강제하게 되었다. 네덜란드는 정부 차원의 자발적인 결정은 아니었지만 소송 패소라는 외부적 충격에 의해 온실가스를 줄이는 것이 매우 중요한 과제로 인식하게 되었다. 이렇듯 정부차원에서 온실가스를 줄여야 한다는 것을 당면한 과제로 인식한 국가들이 석탄 비중이 높음에도 불구하고 탈석탄 정책을 수립할 수 있었다.

둘째, 배출권거래제와 같은 가격정책만으로는 탈석탄 효과를 담보하기 어렵다.

영국, 독일, 네덜란드 세 국가 모두 EU-ETS 참여국으로 가격정책에 의해 온실가스 감축을 진행하고 있었다. 여기에 더해 영국은 탄소세 성격인 탄소가격하한제를 도입하고 보다 강력한 탄소가격제도를 실시하였다. 그 결과 실제 석탄발전 비중이 크게 줄어들기도 하였다. 독일도 EU-ETS, 재생에너지 발전차액제도 등 다양한 방식의 가격제도를 통해 온실가스 감축을 유도하였다. 그러나 EU-ETS는 제도 설계 결과 배출권이 과다 공급되었고 이로 인해 가격제도가 효과적으로 작동하기 어려웠다. 네덜란드는 EU 차원의 배출권거래제도만 참여하고 별도의 국가 온실가스 감축 목표를 수립하지 않았다. 느슨한 EU-ETS 목표만으로는 강력한 온실가스 감축을 담보할 수 없고 따라서 시장에서 자체적으로 석탄 비중을 줄이는 효과를 담보할 수 없다. 이렇듯 세 국가 모두 탄소가격제도를 활용하였지만 가격제도만으로 석탄의 비중을 기한 내에 확실하게 줄이기 어렵다는 것을 실감하였다. 정해진 기간 동안 확실하게 석탄발전을 줄이기 위해서는 방법은 탈석탄 정책과 같은 수량 정책 도입이 불가피하다는 것을 보여준다.

셋째, 위에서 설명한 두 번째 시사점을 바꾸어 말하면 탈석탄 정책은 단기간에 온실가스를 감축할 수 있는 가장 효율적인 정책이다. 독일은 여러 차례 감축 패키지 정책을 마련했음에도 불구하고 2020년 자체적으로 설정한 국가 감축목표를 달성하지 못할 것이 자명해지자 탈석탄 정책을 도입하였다. 네덜란드는 2019년 고등법원에서 2020년까지 온실가스 감축목표를 상향하라는 1심 판결을 확정하자 부랴부랴 탈석탄

정책을 수립하였다. 석탄발전소를 줄이는 것이 가장 확실하게 온실가스를 줄일 수 있는 방법이기 때문이다. 이는 전력분야가 온실가스의 가장 큰 배출원이며 이 중에서도 석탄화력의 온실가스 배출이 가장 크기 때문이다. 영국은 최근 석탄발전 비중이 급격하게 줄어드는 상황에서도 탈석탄 정책을 도입하였다. 단기적인 온실가스 감축 뿐 만 아니라 탈탄소 사회로의 전환을 위해 석탄 퇴출을 확실히 완료하겠다는 의지이다. 탈석탄 정책은 단기간에 온실가스를 감축할 수 있는 가장 효율적인 정책이자 장기적으로는 탄소 무배출 사회를 위한 필수적인 정책이다.

넷째, 탈석탄이라는 일종의 수량제한 정책을 진행하면서도 동시에 기후변화 외부 비용을 내재화 할 수 있는 효과적인 가격정책이 필요하다. 독일과 영국이 탈석탄 정책을 어느 날 갑자기 선택한 것은 아니다. 기후변화 비용을 내재화하기 위한 다양한 정책을 시도하면서 탈석탄 정책까지 선택지를 확장한 것이다. 영국이 탈석탄 정책 이후에도 지속적으로 다양한 탄소가격제도를 활용하고 개선하고 있다는 점과, 독일 탈석탄 위원회가 탈석탄 결정을 내리면서 추가 조치로 EU-ETS 개혁방안을 제안한 것은 우연이 아니다. 전환부분을 뛰어넘어 전 경제영역에서 탈탄소화 전환을 이루어내기 위해서는 정교하고 효과적인 탄소가격제도가 필수적이다.

이러한 네 가지 시사점을 바탕으로 본 연구는 우리나라 전력분야의 온실가스 감축을 위해 다음과 같은 정책적 제언을 할 수 있다.

첫째, 온실가스 감축을 전력분야의 최우선 과제로 인식해야한다. 최근 우리나라의 온실가스 배출량이 계속 증가하고 있으며 2009년 처음으로 국가 온실가스 감축목표를 설정한 뒤에도 온실가스 배출량이 꾸준히 증가하고 있다는 점은 감축목표는 설정하였지만 실제 온실가스 감축을 국가적 과제로 인식하지 않고 있다는 점을 반증한다. 최근 정부가 관계부처 합동으로 발표한 「제2차 기후변화대응 기본계획」에 따르면 우리나라는 2009년 스스로 정한 2020년 온실가스 감축목표를 달성하지 못할 뿐만 아니라 상당히 초과배출을 하고 있는 것으로 밝혀졌다. 또한 ‘초과 배출’의 가장 큰 원인으로 발전 부분의 초과 배출을 꼽고 있으며, 구체적으로 석탄발전의 신·증설(2010

년 이후 신규 석탄발전 14기 건설)이 언급되어 있다. 2017년 기준으로 국가 배출량은 목표 대비 15.4%를 초과하였지만, 발전 부문은 목표 보다 무려 25.2%를 초과 배출한 것이다.²⁹²⁾ 2009년은 교토의정서를 대체할 신 기후협약 태동을 앞두고 전 세계적으로 온실가스 감축목표를 발표하던 시기이다. 우리나라도 이러한 국제적 분위기와 온실가스 다배출국가로서의 책임의 압박을 느끼고 스스로 감축목표를 국제적으로 발표하였다. 그러나 감축목표 발표 이후 지속적으로 다수의 석탄발전 건설을 승인한 것은 목표 따로 실천 따로의 모습을 보여주는 단적인 예이다.²⁹³⁾

온실가스 감축 목표와 관련하여 다양한 국가에서 정부를 상대로 기후소송이 진행되고 있음은 주목할 만하다. 전술하였듯이, 네덜란드에서는 정부의 목표가 너무 낮다고 정부를 상대로 문제제기한 원고가 승소한 바 있으며, 독일에서는 독일 정부가 2020년 감축 목표를 달성하지 못함으로써 원고(유기농 작물 농부)의 헌법상의 생명, 건강과 재산 및 직업의 자유에 대한 권리를 침해하였다고 주장하였다. 뉴질랜드에서는 정부가 설정한 2030년 감축목표가 파리협정과 기후과학이 요구하는 수준에 부족하며, 정부가 목표를 설정함에 있어 최신 과학을 반영해야하는 기속적 의무를 위반하였다는 이유로 소송이 진행된 바 있다. 비슷하게, 영국에서도 2050년 온실가스 장기 목표가 파리협정과 기후과학이 요구하는 수준에 미치지 못하며, 이는 과학 발전과 국제법을 고려하여 감축 목표를 수정할 권한을 부여하는 기후변화법을 위반한 것이라 주장하는 원고가 정부를 상대로 기후소송을 진행한 바 있다.²⁹⁴⁾ 현재까지 법원에서 원고 승소를 결정한 것은 네덜란드 소송뿐이지만, 앞으로 이러한 유형의 소송은 기후변화로 인한 피해가 더욱 가속화되는 상황에서 계속 제기될 수 있다. 우리나라에서도 청소년들이 정부를 상대로 미진한 기후변화 정책이 헌행법을 위반한 것임을 주장하는 소송을 준비 중인 것으로 알려져 있다.²⁹⁵⁾ 이제 온실가

292) 관계부처 합동, 「제2차 기후변화대응 기본계획」(2019.10.), 22~25면.

293) 「제2차 기후변화대응 기본계획」 분석에 따르면 전환 부문 이외에도 전 부문에 걸쳐 온실가스를 초과 배출하였다. 17년 기준 수송 부문 22.1%, 건물 부문 17.7%, 산업 부문은 6.7% 목표보다 초과 배출하였다. 전환 부문의 초과 배출이 가장 크다. (25.2%),

294) 박태현, “기후변화소송과 파리협정”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학연구소, 제23권, 2019.9.

295) 경향신문, “날씨가 왜 이래요? 국가에 소송 거는 아이들”, (2019.03.02.),

http://news.khan.co.kr/kh_news/khan_art_view.html?art_id=201903020600025

스 감축 목표를 설정 따로 실천 따로 그냥 넘어갈 수 있는 목표가 아니다. 목표 미달성을 심각하게 인식하는 시민들이 많아지고 있으며, 이를 사법심사를 통해 문제제기하는 사례도 증가하고 있다. 더욱 심각한 것은 동 보고서의 앞 절에서도 상술했듯이 현행 계획인 제8차 전력수급기본계획을 바탕으로 분석한 경우에도 즉, 현행 발전 부문의 모든 온실가스 및 대기오염 감축 정책을 이행한다고 전제하여도, 2030년 전력부문에서 총 242.9백만톤의 온실가스를 배출할 것으로 예상되며 이는 정부의 추가 감축목표인 192.7백만톤을 26% 초과하는 수치라는 것이다. 이미 정부도 실패한 것으로 인정하는 2020년 온실가스 목표뿐만 아니라²⁹⁶⁾ 2030년 목표도 현행 정책만으로 달성하지 못할 것으로 모의되었다는 점은 우리 정부가 온실가스 감축 노력 부재를 심각하게 드러낸다고 할 수 있다.

둘째, 온실가스 감축을 위해서는 전 경제영역에서 효과적인 탄소가격제도가 작동되어야 한다. 우리나라는 2013년 대표적인 탄소가격제도인 배출권거래제를 법제화하고 2015년부터 배출권 거래시장을 개장하여 전력시장에 도입하였지만²⁹⁷⁾ 배출권거래제가 전력시장의 온실가스 감축효과에 미치는 영향은 미비하다.²⁹⁸⁾ 배출권거래제가 온실가스 감축으로 연결되지 않는 이유는 여러 가지이다. 첫째, 전력분야의 배출권 할당 시 과거배출량을 근거로 할당량을 결정하였고 그마저 대부분이 무상할당이라 온실가스 배출 비용이 제대로 반영되지 않았다. 둘째, 현재 전력시장 운영규칙 하에서는 온실가스 배출권거래제가 전혀 발전량이나 급전순위에 영향일 미칠 수 없다. 그 이유는 동 보고서의 제2장에서도 설명하였듯이 발전기별 입찰가격이라 할 수 있는 ‘변동비’에 연료비와 기동비 등 제한적인 몇 가지만 포함시킬 뿐 온실가스 배출권 거래비용을 포함시키고 있지 않고 있기 때문이다.²⁹⁹⁾ 이로 인해 발전사업자가 부담하는 배출권거래제 비용은 전력 도매시장 가격에 전혀 고려되지 않게 된다. 따라서 변동비만 고려하여 발전순위를 결정하는 현 구조에서 배출권거래제는 전혀 영향을 미치지 못한다. 셋째, 현재 전력시장 운영규칙 하에서

296) 경향신문, “정부, 온실가스 감축 ‘2020 로드맵’ 실패했다” (2019.9.20.), http://news.khan.co.kr/kh_news/khan_art_view.html?art_id=201909202123005

297) 「온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률」(법률 제11690호, 2013. 3. 23)

298) 이 부분의 자세한 내용은 기후솔루션, “석탄화력 정책과 외부비용의 내부화” 2019.1. 보고서 참조.

299) 전력시장 운영규칙 제2장 제1절 발전비용 평가절차 부분 참고.

는 온실가스 배출권거래제가 발전사업자들의 수익에도 영향을 미치지 않는다. 발전사업자들은 배출권거래제로 인해 발생한 추가 비용이 있다면 이를 한국전력공사로부터 기준 가격으로 정산 받을 수 있다.³⁰⁰⁾ 즉, 온실가스 배출권 거래비용을 배출자인 발전사업자가 직접 부담하지 않고 전력소매를 독점하고 있는 한전을 통하여 소비자에게 전가하고 있는 상황이다. 따라서 발전사업자들은 배출권거래제로 인한 탄소가격에 구애받지 않고 도매 시장에 입찰하고 중국에 한전을 통해 비용을 보전받는다. 발전 부문에서 배출권거래제로 인해 온실가스 감축효과가 작동하지 않는 이유이다. 해외에서는 대기오염 및 온실가스 배출 등 환경비용이 직접적으로 석탄발전의 경쟁력을 악화하는 상황인 것과 대비된다. 이러한 전력시장 운영규칙이 바뀌지 않고는 배출권거래제 등 탄소가격제도가 발전부문에 영향을 미치기 어렵다.

셋째, 2020년 온실가스 감축 목표치와 현행 배출량의 차이를 조금이라고 줄이기 위해서는, 그리고 2030년 추가목표를 달성하기 위해서는 석탄발전소 조기 폐쇄를 심각하게 고려해야 할 것이다. 동 보고서의 제5장 제1절의 분석 내용이 시사하는 바는 추가 감축목표를 달성하기 위해서는 배출권거래제 혹은 탄소세 등의 가격정책을 통해 석탄발전소의 변동비를 29.9원 올리거나, 25년 이상 된 노후발전소를 조기폐쇄하거나, 혹은 하이브리드 성격의 30년 이상 노후 발전소를 조기폐쇄하고 동시에 잔존하는 석탄발전소의 변동비를 27.5원 올리는 방법 등 세 가지 경우의 수를 생각해 볼 수 있다. 하지만 석탄발전소의 변동비를 상승하는 방법만 쓰기에는 (이는 결국 석탄발전의 변동비와 천연가스 발전의 변동비의 차이를 좁혀 급전 순위가 바뀌는 것으로 실현) 천연가스 가격이 올라가는 경우 이를 통제할 수 없는 문제가 있다. 따라서 탄소 가격정책 만으로는 전력 부문에서 온실가스 감축 목표 달성을 담보할 수 없게 된다. 결국, 배출권거래제 혹은 탄소세와 같은 가격정책을 통해 외부비용을 내재화하는 정책 수단을 정상화하는 노력과 함께, 단기간 확실하게 온실가스를 줄이기 위해서는 전력분야에서 정부 주도의 전통적인 *command and control* 방식의 탈석탄 정책을 도입하고 이를 법제화하는 과정이 필요할 것이다. 현재 업

300) 전력시장 운영규칙 제4.2.1.4조.

계에서 통용되는 관행과 미세먼지 정책의 일환으로 시행되는 노후석탄발전소의 일시정지 정책을 통해 알 수 있듯이 30년 이상 된 발전소는 노후발전소로 포함된다. 2030년 온실가스 추가목표 달성을 위해서는 26년 이상 된 석탄발전소를 2030년까지 조기 폐쇄하는 방안을 법제도를 통해 마련할 수 있도록 논의 시작이 필요하다.

2. 연구의 한계 및 추후 연구 방향

본 연구는 유럽에서 활발하게 진행되고 있는 탈석탄 정책의 동향을 살피고, 이를 가능토록 한 규제의 배경으로 대기오염규제 법제, 탄소가격제도 법제와 화석연료보조금 축소 법제를 살펴보았다. 구체적으로는 우리나라 실정에 시사점을 줄 수 있는 유럽의 세 국가(영국, 독일, 네덜란드)의 사례를 집중 살펴보고, 대기오염규제와 탄소가격규제 비용을 내재화 하였을 때, 또한 이를 노후 석탄발전 조기 폐쇄 정책과 혼합하였을 때, 우리나라의 2030년 온실가스 감축목표를 달성할 수 있는지 여부를 모의를 통해 살펴보았다. 동 연구는 탈석탄 정책에 대한 비교법적 분석과 우리나라 전력시장의 모의를 통한 실효성 분석에 맞추어져 있었기 때문에 향후 구체적인 우리나라 탈석탄 제도를 마련하는데 있어 기초 연구로서 의미가 있을 것이다. 연구기간의 제한과 지면의 한계로 인해 우리나라 실정에 맞는 구체적인 탈석탄 정책 제언 및 효과적 이행을 위한 법제 개선방안을 제시하는데 까지 연구범위를 확장시키지 못 하였다. 보다 구체적이고 효과 있는 탈석탄 정책 및 법제 제언을 위해서는 독일에서 진행되고 있는 탈석탄 법제를 분석하는 일과, 네덜란드, 독일 등에서 진행되고 있는 발전 연료의 변경 및 조기 폐쇄를 위한 발전소와의 보조금 합의 등에 대한 구체적 내용을 파악하는 것이 필요할 것이다. 석탄을 조기 퇴출하는 것이 기후변화 대응을 위한 효율적인 방식이라면 퇴출 후 대안 및 퇴출 과정에서 피해 최소화를 위해 강구해야 할 방안에 대한 연구는 후속 연구 과제로 남겨 둔다.

Korea
Legislation
Research
Institute

참고문헌

참 고 문 헌

국내문헌 - 논문 및 보고서

국립환경과학원, 「대기배출원 관리 선진화 방안 마련 연구」, 국립환경과학원, 2010.

관계부처 합동, 「제2차 기후변화대응 기본계획」, 2019.10.

기후솔루션, 「석탄화력 정책과 외부비용의 내부화」, 2019.1.

김민주, “화석연료보조금에 관한 국제법 논의”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학 연구소, 제21권, 2018. 9.

김정해 외, “기후변화대응을 위한 정부대응체계 구축 : 녹색거버넌스 구축을 중심으로”, 한국행정연구원 2009.

김종호 외, “환경유해보조금 추계 및 개편방향 연구 : 화석연료보조금을 중심으로”, 한국 환경정책평가연구원, 2017.

대한민국 산업통상자원부, 「전력산업구조개편 기본계획」, 1999.

명형남, “석탄화력발전과 미세먼지 그리고 건강”, 『열린충남』, 가을호, 2016.

박시원, “기후변화와 인권침해 소송 - Urgenda 고등법원 판결을 중심으로”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학연구소, 제23권, 2019. 9.

박시원, “기후변화와 인권침해 소송”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학연구소, 제23권, 2019.9 참조.

- 박시원, “파리협정과 Post-2020 신기후체제의 서막: 유엔기후변화협약 파리총회의 주요 쟁점과 합의 결과를 중심으로”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학연구소, 제16권, 2016. 2.
- 박시원·박태현, “기후변화와 국가의 책임 - 최근 정부에 온실가스 감축 상향을 명한 네덜란드 판례를 중심으로”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학연구소, 제15권, 2015. 9.
- 박태현, “기후변화소송과 파리협정”, 『환경법과 정책』, 강원대학교 비교법학연구소, 제23권, 2019. 9.
- 박종원, “영국 기후변화법에 따른 기후변화적응체계와 그 시사점”, 『환경법연구』 제38권 제2호.
- 산업통상자원부, “주요국 기후변화대응 추진체계조사”, 최종보고서, 2017.
- 심학봉, 『한국의 전력산업 구조개편과 법률 해설』, 궁리, 2001.
- 안진회계법인, 『한국전력공사 경영진단 보고서』, 1996.
- 에너지경제연구원, 『IEA 보고서 ‘에너지와 대기오염(Energy and Air Pollution)’ 주요 내용과 시사점』, 세계 에너지시장 인사이트, 제16-27호, 2016.
- 에너지경제연구원, 『독일 에너지 전환 정책의 추진 배경 및 전망』, 세계 에너지시장 인사이트 제13-22호, 2013.
- 에너지경제연구원, 『독일 에너지전환 추진(~2016년) 성과와 2019년 전환정책 목표 조정 필요성 당면』, 세계 에너지시장 인사이트 제19-6호, 2019.
- 이상림, 『7차 전력수급기본계획 하에서 배출권거래가 전력시장에 미치는 영향』, 에너지경제연구원, 2015.

- 전력산업구조개편위원회, 「전력산업구조개편위원회 회의록」, 1998.
- 정웅태, 이수현, “화석연료 보조금 감축 또는 폐지에 대한 국제적 논의 동향 및 시사점”, 에너지경제인사이트 제14-4호, 2014.
- 최유진, “2030년을 준비하는 유럽 대기오염 관리의 새 지침-2016년 개정된 NEC 지침에 대한 평가보고서”, 『세계와 도시』, 19호, 83면. 2017.
- 하미나, “석탄화력 배출 대기오염물질의 건강 영향과 대책”, 『대기오염 저감과 새로운 전력수급체제 모색』, 2016.
- 홍성수, “영국 기후변화와 지속가능한 에너지 법”, 『외국법제동향』, 법제연구원, 2007.
- KDI, 『한국전력산업 구조개편: 쟁점과 대안』, 2004.

국내문헌 - 기사

- 경향신문, “정부, 온실가스 감축 ‘2020 로드맵’ 실패했다” (2019.9.20.)
- 경향신문, “날씨가 왜 이래요? 국가에 소송 거는 아이들”, (2019.03.02.)
- 연합뉴스, “스페인 42℃ 獨·佛 40℃…유럽 기록적 폭염예보에 ‘비상’”, 연합뉴스 (2019.6.24.)
- 온실가스종합정보센터, 보도자료, “2017년 온실가스 배출량 7억 9백만 톤, 전년 대비 2.4% 증가” (2019.10.7.)
- 월간전기, “영국 장기 기후 및 에너지계획 목표달성 힘들다”, (2019.03.01.)
- 에너지신문, “[기획] 114년 전력산업의 역사를 말하다”, (2014.04.09.)

국내문헌 - 법률

「온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률」

「저탄소 녹색성장 기본법」

「전기사업법」

외국문헌 - 논문 및 보고서

Agora Energiewende & Sandbag, The European Power Sector in 2018 Up-to-date analysis on the electricity transition, Agora Energiewende & Sandbag, 2019

Alves Dias, P. et al., EU coal regions: opportunities and challenges ahead, EU Commissions Joint Research Centre, 2018.

B. Orme. Incapacitated: Why the CM for electricity generation is not working, and How to reform it, IPPR, 2016.

Bird & Bird LLP, Electricity Regulation in the Netherlands, 2019.

BMU & MBMWi, The Federal Government's energy concept of 2010 and the transformation of the energy system of 2011, 2010.

CAN Europe, Phase-out 2020: monitoring Europe's fossil fuel subsidies, 2017.

Coal Group, Fossil Fuels and Electric Power Industry Unit, EU Policy Background and Realities for "Coal Phase-out", Institute of Energy Economics, Japan, 2017.

Commission on Growth, Structural Change and Employment, Final Report (hereafter Commission Final Report), 2019.

DECC, Electricity Market Reform policy overview, 2012.

DECC, Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity, 2011.

Deloitte, European energy market reform country profile : Germany, 2015.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), Coal Generation in Great Britain : Summary of responses to consultation, 2017.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), Coal Generation in Great Britain: The Pathway to a Low-Carbon Future, Consultation Document, 2016.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), Implementing the End of Unabated Coal by 2025 : Government response to unabated coal closure consultation, 2018, p. 11.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), Implementing the End of Unabated Coal by 2025 : Government response to unabated coal closure consultation, 2018.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), Implementing the End of Unabated Coal by 2025 : Government response to unabated coal closure consultation, 2018.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), The Future of Coal Generation in Great Britain : Impact Assessment, 2017.

Department of Energy and Climate Change, The Green Deal : A summary of the Government's proposal, 2010.

Dickel, Ralf, The New German Energy Policy - What Role for Gas in a De-carbonization Policy?, The Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper NG 85, March 2014,

EEA, European Union Emissions Inventory Report 1990-2013 under the UNECE Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution, Technical Report number 8/2015, EEA, 2015.

Engie, Understanding the Capacity Market, 2016.

European Commission, Electricity Market Design.

European Commission, Coal Regions in Transition, 2019.

European Commission, Long Term Strategy, Figure 2-1, 2018.

European Council, Europe's electricity market rules get ready for the energy transition : provisional agreement between presidency and parliament, 2018

European Commission, Long Term Strategy brochure.

Fankhouser, Sam et al., 10 Year of the UK Climate Change Act, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, the London School of Economics and Political Science, 2018.

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Climate Action Plan 2050 : Germany's long-term emission development strategy, 2016.

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Key Elements of an Integrated Energy and Climate Programme : Decision of German Cabinet on August 23rd/24th 2007 at Meseberg, 2008.

- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU),
The German Government's Climate Action Programme 2020, Dec. 2014, p. 11~12.
- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU),
The Integrated Energy and Climate Programme of German Government, 2007.
- Felix Todd, Poland coal phase out pledged for 2040 by opposition government, NS
ENERGY, 2019.
- Hassan, Munir & Dalia Majumder-Russell, Electricity regulation in the UK: overview,
Thomson Reuters, Practical Law.
- HEAL Briefing: Lignite coal - health effects and recommendations from the health
sector, Health and Environmental Alliance, 2018.
- HEAL, CAN Europe, Sandbag, CEE Bankwatch Network and Europe Beyond Coal,
Chronic coal pollution - EU action on the Western Balkans will improve health
and economies across Europe. 2019.
- Henok Birhanu Asmelash, Phasing Our Fossil Fuel Subsides in the G20: Progress,
Challenges, and Ways Forward, Max Planck Institute Luxembourg, 2017.
- Hill, Joshua, The Netherlands Announces Ban on Coal, Plans to Close 2 Power Plants
by 2024, CeanTechnica, May 22, 2018.
- IEA, OPEC, OECD, WORLD BANK, Joint Report Analysis of the Scope of Energy
Subsidies and Suggestions for the G-20 Initiative, 2010.
- IET, UK energy policy 1980-2010, 2010.

- Intergovernmental Panel on Climate Change, Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I , II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)], IPCC, Geneva, Switzerland.
- Jong-Keun Park, “Restructuring of the Electric Power Industry in Korea”, Energy and Environment, Springer-Verlag Tokyo. 2001.
- Karel Beckman, The new EU electricity market design: more market - or more state?, Energypost, 2018.
- Kerstine Appunn, EU deal on power market rules and capacity mechanisms criticised for coal subsidies, Clean Energy Wire 2018.
- Lindsay Brown, “UK Parliament declares climate change emergency”, BBC News, May. 1st 2019.
- Lockwood, Matthew, The political sustainability of climate policy: The case of the UK Climate Change Act, Global Environmental Change, 23:5, Oct. 2013, p. 1339-1348.
- M. Grubb and D. Newbery, UK Electricity Market Reform and Energy Transition: Emerging Lessons, MIT CEEPR Working Paper Series, 2018.
- Markandya, A., Wilkinson, P. Energy and Health 2 - Electricity generation and health, Lancet, 370 (9591). 2017.
- Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.), IPCC Special Report: Global Warming of 1.5, IPCC, 2018.

National Grid., Final Auction Results(T-4 Capacity Market Auction for 2020/21), 2016.

ODI, Overseas Development Institute, Cutting Europe's lifelines to coal, 2017.

Ofgem, Capacity Market Rules Change Proposals.

Oliver Sator, Thomas Spencer, Fossil Fuel Subsidies and the New EU Climate and Energy Governance Mechanism, IDDRI, 2016.

Sandbag, Is the Capacity Market slowing UK power decarbonisation, 2014.

Siwon Park, "The power of presidency in UN climate change negotiations: comparison between Denmark and Mexico", International Environmental Agreements - Politics and Economics, Springer, Vol. 16, No. 6, 2016.

Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.), Intergovernmental Panel on Climate Change, "Climate Change 2013 The Physical Science Basis", Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA., 2013.

Susan Buchanan, Erica Burt, Peter Orris, Beyond black lung: Scientific evidence of health effects from coal use in electricity generation, Journal of Public Health Policy, Vol.30, Issue 3, 2014.

T. HAAHR. Nyheder, Europa-Parlamentet, Dec. 12. 2018.

Wynn, Gerard, The Dutch Coal Mistake : How Three Brand-New Power Plants in the Netherlands Are at Risk Already of Becoming Stranded Assets, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) Nov. 2016.

Y.H.Song et al., How to Find a Reasonable Energy Transition Scenario in Korea?: Quantitative Aanalysis based on Power Market Simulation, Energy Policy, vol. 119, 2018.

외국문헌 - 기사

Europeana Commission, “The Commission calls for a climate neutral Europe by 2050”, Press Release (Nov. 28, 2018)

Florence Schulz, Germany’s coal phase-out bill to be ready by end 2019, EURACTIV, (July, 5th, 2019)

Kristina Thoring, “Strong solar growth in Europe as demand grows over 60% in 2018”, Sola Power Europe,(Oct. 31, 2018)

Martin Schachinger, “EU sopt market module prices by technology”, PV Magaznie, (Aug. 15, 2019).

REUTERS, Dutch to close Amsterdam coal-fired power plant four years early, (March 7, 2019).

REUTERS, Germany to shut down coal-fired plants, extend power grid: sources, (July 1, 2015).

S&P Global, “Record low clearing price in UK’s 2019/20 capacity auction”, S&P Global, (Jun. 13, 2019)

Sola Power Europe, “Strong solar growth in Europe as demand grows over 60% in 2018” (Oct. 31, 2018)

Thalman, Ellen & Julian Wettengel, The story of "Climate Chancellor" Angela Merkel, Clean Energy Wire (Sep. 23, 2019)

Vattenfall, Decision of the Dutch Government : closure of Hemweg-8 power plant by the end of 2019, (March 8, 2019)

Vauhan, Adam, Abolition of DECC 'major setback for UK's climate change efforts, The Guardian, (July 15, 2016)

Wynn, Gerald, Time to re-think Britain's capacity market, Energypost, (Oct. 31, 2018).

외국문헌 - 법률

Climate Change Act 2008

Climate Change and Sustainable Energy Act 2006

COUNCIL DECISION of 10 December 2010 -on State aid to facilitate the closure of uncompetitive coal mines (2010/787/EU)

COUNCIL DIRECTIVE 2003/96/EC of 27 October 2003 - restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity

COUNCIL DIRECTIVE 96/62/EC of 27 September 1996 on ambient air quality assessment and management, Official Journal L 296, 1996, pp. 55-63

DIRECTIVE 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control.

DIRECTIVE 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.

DIRECTIVE 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.

DIRECTIVE 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on national emission ceilings for certain atmospheric pollutants.

DIRECTIVE 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on national emission ceilings for certain atmospheric pollutants.

Directive 2004/107/EC of the European Parliament and of the Council of 15 December 2004 relating to arsenic, cadmium, mercury, nickel and polycyclic aromatic hydrocarbons in ambient air.

DIRECTIVE 2008/1/EC of the European Parliament and of the Council of 15 January 2008 concerning integrated pollution prevention and control (Codified version) (Text with EEA relevance).

DIRECTIVE 2008/50/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 21 May 2008 on ambient air quality and cleaner air for Europe, Official Journal of the European Union, 11.6.2008.

DIRECTIVE 2008/50/EC of the European Parliament and of the Council of 21 May 2008 on ambient air quality and cleaner air for Europe.

DIRECTIVE 2010/75/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE
COUNCIL 2010, Article 30 Emission limit values.

DIRECTIVE 2010/75/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE
COUNCIL 2010.

DIRECTIVE 96/92/EC

Electricity Act 1989

Energy Act 2008

Energy Act 2013

JUDGMENT OF THE GENERAL COURT (T-793/14)

Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, UN
Doc FCCC/CP/1997/7/Add.1, Dec. 10, 1997; 37 ILM 22 (1998)

Regulation on state aid to the coal industry (1407/2002/EC)

Regulation on the internal market for electricity (EU) 2019/943

The Paris Agreement, Decision 1/CP.21

UN Framework Convention on Climate Change, 1771 UNTS 107; S. Treaty Doc No.
102-38; U.N. Doc. A/AC.237/18 (Part II)/Add.1; 31 ILM 849 (1992)

Utility Act 2000

기후변화법제 연구 19-16-①-02
脫석탄 정책 및 법제연구
- 유럽 사례를 중심으로 -

2019년 10월 28일 인쇄
2019년 10월 31일 발행

발행인 | 김 계 흥

발행처 | 한국법제연구원
세종특별자치시 국책연구원로 15
(반곡동, 한국법제연구원)
전화 : (044)861-0300

등록번호 | 1981.8.11. 제2014-000009호

홈페이지 | <http://www.klri.re.kr>

값 9,000원

1. 본원의 승인없이 전재 또는 역재를 금함. ©
2. 이 보고서의 내용은 본원의 공식적인 견해가 아님.

ISBN : 978-89-6684-986-4 93360

박시원(책임)

학 력

Lewis and Clark Law School J.D.
(현) 강원대학교 법학전문대학원 부교수

연구실적 및 논문

재생에너지 확대를 위한 에너지 규제
패러다임의 변화
재생에너지 법정책의 현황과 개선과제
기후변화적응과 재난재해 법제의 통합을
위한 연구
파리협정과 Post-2020 신기후체제의
서막

김승완(공동)

학 력

서울대 전기정보공학부, 공학박사
(현) 충남대학교 전기공학과 조교수

연구실적 및 논문

Key Features for Electric Vehicle
Diffusion and Its Impacts on Korean
Power Market
How to Find a Reasonable Energy
Transition Scenario in Korea?:
Quantitative Analysis based on Power
Market Simulation
Optimal Coordinated Management of
a Plug-in Electric Vehicle Charging
Station under a Flexible Penalty
Contract for Voltage Security
Optimal Bidding Strategy for Optimal
Bidding Strategy for Renewable
Microgrid with Active Network
Management

KOREA LEGISLATION RESEARCH INSTITUTE

KLRI KOREA LEGISLATION
RESEARCH INSTITUTE



ISBN 978-89-6684-986-4

값 9,000원