



# 독일의 에너지전환정책 비용 요인과 정책적 시사점<sup>1)</sup>

유동헌 에너지경제연구원 선임연구위원 (dhyoo@keei.re.kr)

이효선 에너지경제연구원 위촉연구위원 (860923hs@keei.re.kr)

## 1. 서론

독일은 화석 연료 의존적 에너지시스템에서 탈피하여 친환경 재생에너지 비중을 높이는 전원구조로 전환하기 위한 에너지 전환정책을 이행하는 과정에서 2000년부터 현재까지 재생에너지 부문에 약 2,720억 유로를 투자해 왔다. 그 결과 2016년 기준으로 총 발전설비용량의 49%, 2017년 기준 총 전력생산량의 33.1%를 재생에너지가 담당하였다.

독일은 에너지전환 정책을 통해 친환경 에너지시스템을 구축하고 있지만 전기요금 부담금 증가 및 전력회사 수익 악화 등의 문제를 동시에 맞닥뜨리고 있다. 최근 영국 매체인 Gas Strategies는 독일의 에너지전환 정책을 실패한 정책이라 주창하면서 독일의 에너지전환 정책이 성공적이라면 막대한 투자비용(1조 5천억~2조 3천억 유로)<sup>2)</sup>과 정책 수단이 함께 수반되어야 한다고 보도하였다.<sup>3)</sup> 이러한 독일의 에너지전환 정책에 대한 우려는 기존 화석연료 중심의 에너지 시스템을 재생에너지원으로 전

환하는 것이 결코 쉽지 않다는 것을 의미하는 것으로 해석될 수 있다.

이에 본고는 독일의 에너지 시스템 전환 결정이 어떤 과정들을 지나왔으며, 비용관점에서 현실적으로 직면하고 있는 문제가 무엇인지 살펴본 후 정책적 시사점을 도출하고자 한다. 본고의 구성은 다음과 같다. 2절에서는 독일의 에너지·기후변화 정책 변화 필요성과 목표를 살펴보고 3절에서는 에너지전환 정책의 영향을 살펴본다. 4절에서는 에너지전환에 따른 비용과 다양한 요인을 분석하고 5절에서는 시사점을 간략히 정리하고자 한다.

## 2. 에너지·기후변화 정책 변화의 배경 및 정책 목표

독일은 이미 1970년대 석유파동 이후에 에너지 공급 안정성을 확보하기 위해 에너지 다변화 정책을 추진해 왔다. 이후 1986년 체르노빌 원전사고로 인해 반원전에 대

1) 본고의 내용은 참고자료를 기반으로 작성되었으며, 기재된 의견 및 주장은 독일 정부와 에너지경제연구원의 공식 견해가 아님을 밝힙니다.

2) BCG&Prognos(2018), p.10

3) Gas Strategies(2018) "Germany's failed 'energy transition' re-ignites coal versus gas debate," 2018.5.16

한 인식이 높아졌고 1998년 사민·녹색당이 집권하면서 탈원전 및 재생에너지 확충에 대한 본격적인 논의가 시작되었다. 그 결과 2000년 재생에너지법(Erneuerbare-Energien-Gesetz: EEG)이 제정되었고 2002년에는 원자력법이 개정되면서 최초로 탈원전 정책이 수립되었다.

이후 2009년 출범한 메르켈 정부는 온실가스 감축, 국가 재정부담 완화, 안정적인 에너지 공급 등을 고려할 때 원전을 과도기적으로 계속 사용하는 것이 필요하다고 판단하여, 이전 게르하르트 슈뢰더 정부<sup>4)</sup>가 설정한 탈원전

정책(2002년)을 폐기하기로 결정하였다. 그러나 2011년 발생한 후쿠시마 원전사고는 독일의 원전 운영에 대한 재검토 논의를 촉발했으며, 이에 메르켈 정부는 기존의 원전수명 연장 결정을 철회하고 2022년까지 모든 원전을 폐쇄하기로 결정<sup>5)</sup>하였으며, 이와 더불어 에너지전환을 가속화하기 위해 ‘에너지구상 2010’<sup>6)</sup>을 뒷받침하는 ‘에너지 패키지(Energy Package)’를 2011년 중반에 발표하였다.<sup>7)</sup> 독일의 에너지·기후변화 정책목표는 2050년까지 온실가스 감축을 1990년 대비80~95% 감축하는 내용이

〈표 1〉 독일 에너지패키지(Energy Package, 2011) 주요 내용

법령 및 조례	내용
원자력법(Atomic Energy Act)	- 2022년까지 모든 원전을 단계적으로 폐쇄
전력망확대촉진법(Network Expansion & Acceleration Act)	- 남북 전력망 연계 추진 프로젝트 승인절차의 간소화(관할권을 연방정부에서 연방네트워크청(Federal Network Agency)으로 이관)
재생에너지법(Renewable Energy Sources Act)	- 재생에너지원 FIT 인상
에너지산업법(Energy Industry Act)	- 송전 시스템의 세분화(unbundling) - 전력망 운영사업자(TSOs)에 ‘전력망 구축 공동계획’ 수립 의무 부여
에너지기후변화기금법(Energy and Climate Fund Act)	- EU-ETS 수익금 전체를 에너지기후변화기금으로 적립 - 기금을 탈원전 지원, 친환경에너지 공급, 기후변화·환경보호 국제 프로젝트, 전기차 개발 등에 사용
기후목표와 양립 가능한 도시·지방 개발강화법(CHP법)(Strengthening Climate-Friendly Measures in Towns and Municipalities Act)	- 도시·지방의 재생에너지 및 열병합발전(CHP)의 사용 확대 명시 - CHP 보조금 지급기간 연장(기존 2016-2020까지)
해상풍력 발전설비 강령(Offshore Windfarm Revision)	- 프로젝트 승인절차의 간소화

출처: 에너지경제연구원(2017b), p.4 재인용

4) 사민당·동맹90/녹색당 연정

5) 독일 내 17개 원전 중 8개를 전면 폐기

6) ‘에너지구상 2010’으로 대표되는 ‘에너지전환(Energiewende)’ 정책은 전통 화석에너지 중심의 에너지 수급구조에서 탈피하여 환경 친화적 에너지 수급구조로 전환하는 것을 주요 내용으로 하고 있다. 독일 정부는 ‘에너지구상 2010’을 통해 온실가스 배출감축, 최종에너지 소비 및 전력 소비에서 신재생에너지의 비중 증대, 전력 및 에너지 소비 감축과 관련한 목표지를 2050년까지 단계적으로 설정하였다. 에너지전환 정책은 공급측면에서 탈원전·탈석탄을 주축으로 하고 재생에너지 활용 증대에 초점을 맞춘 한편, 수요측면에서는 에너지효율 개선을 통한 에너지 수요를 감축하는 것을 주요 내용으로 하고 있다(에너지경제연구원 2013b, p.16; 에너지경제연구원, 2017b, p.4).

7) 에너지경제연구원(2013b), p.16



가장 큰 축으로 에너지수요 증가를 억제하는 한편, 에너지공급 구조를 청정에너지체제로 전환하여 달성하는 것을 목표로 하고 있다. 특히 재생에너지의 역할을 중시하고 있는데 재생에너지의 최종에너지 분담률 수준을 2050년 60% 수준까지 제고하는 한편, 재생에너지 전원비중을 최하 80%로 확대하는 구상을 포함하고 있다. 에너지수요 측면에서 에너지효율 개선을 통해 1차 에너지 소비를 2050년까지 50%(2008년 대비) 감축하는 것을 정책목표로 설정하고 있다.

2017년 기준 독일의 1차 에너지소비 구조는 석유의존도가 34.5%로 가장 높고, 다음으로는 천연가스(23.8%), 석탄(22.0%), 재생에너지(13.1%), 원자력(6.1%) 순으로 구성되어 있다.<sup>8)</sup>

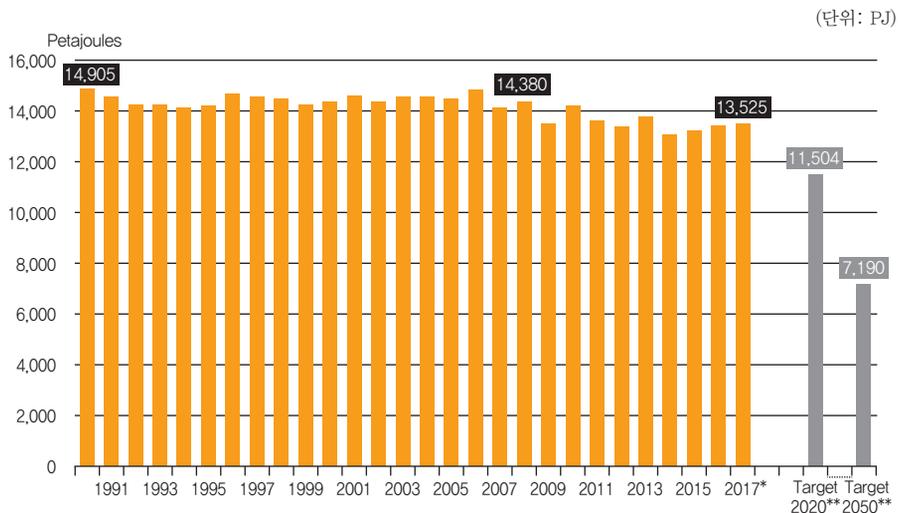
2017년 독일의 1차 에너지 소비량은 1990년 대비 9.25% 감소한 13,525 PJ를 기록하였다. 에너지 소비량은 2008년 이후 연 평균 0.8%의 감축률을 보이고 있긴 하지만 2020년까지 1차 에너지 소비 20% 감축 목표를 달성하기 위해서는 남은기간 동안 연 평균 5.25% 감축률을 달성해야 하는데 지금의 추세가 지속될 경우 목표 달성이 어려울 것으로 예상된다.

독일의 발전설비 총규모는 2016년 말 현재 212,0GW에 이르고 있다. 2017년 기준 전체 발전설비 중 재생에너지 발전 비중은 50.0% 수준이며, 화력은 39.2%, 원자력

### 3. 에너지전환 정책의 영향

#### 가. 에너지 수급 변화

[그림 1] 1차 에너지소비 변화 추이(1991년~2017년)



출처: Umweltbundesamt(2018a) Indicator: Energy Consumption

8) AGEB(AG Energiebilanzen e.V), 2018, p.4

은 약 5% 수준에 달하고 있다.

재생에너지 발전설비 비중은 2010년 이후 급격하게 증가한 결과 원전설비비중의 10배를 접하게 되었다. 원전 설비용량 규모는 2011년까지 총 발전설비에서 11%이상을 차지하였으나, 2011년 탈원전 결정에 따른 원전 8기

폐쇄의 영향으로 2017년 5% 수준으로 축소되었다.

독일의 발전량은 2017년 기준 654.1TWh를 기록하였으며, 전력 생산의 화력발전 의존도는 51%에 달하고 있다. 특히, 화력발전 중 석탄 의존도는 37% 수준이며, 천연가스 13.1%, 석유 0.9% 등의 순서를 보이고 있다.

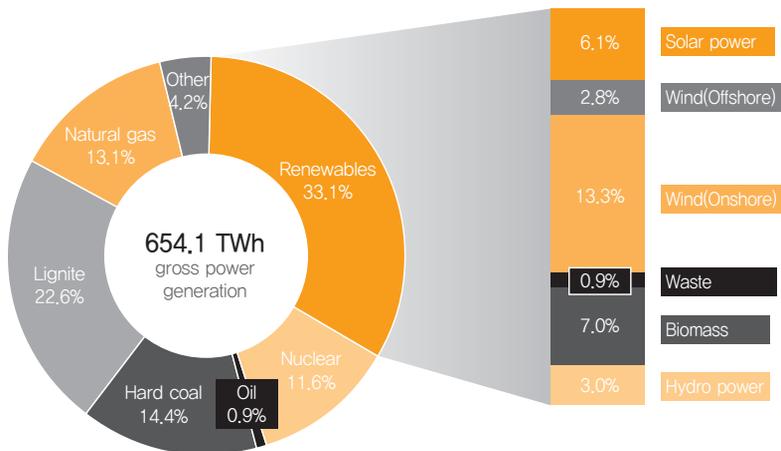
〈표 2〉 독일 발전설비 규모 및 설비구성 변화(2011~2016년)

(단위: MW)

구분	2011	2012	2013	2014	2015	2016
발전설비용량(GW)	169,051	179,914	188,718	196,362	204,868	212,033
원자력	12,068	12,068	12,068	12,068	10,800	10,800
갈탄	19,847	21,206	21,206	21,068	21,419	21,359
무연탄	25,724	25,177	25,964	26,210	28,654	27,419
천연가스	27,249	27,378	28,389	29,019	28,359	29,614
석유	4,166	4,136	4,136	4,236	4,196	4,691
재생에너지	75,706	85,580	92,767	99,512	107,167	113,893
기타	4,291	4,309	4,188	4,249	4,273	4,257

출처: Bundesnetzagentur(2017), p.50

[그림 2] 2017년 독일의 발전 믹스



출처: Energy transition(2018)



2017년 기준 전력생산의 재생에너지 의존도는 33.1%(풍력: 16.1%, 바이오매스: 7.0%, 태양광: 6.1%, 수력: 3.0% 등) 수준을 기록하였다. 원전의 설비 비중은 전체 발전설비 가운데 약 5% 불과하지만 전력생산의 원전 의존도는 11.6%로 탈 원전이 이행되고 있지만 여전히 중요한 전원으로써 역할을 하고 있다.

### 나. 온실가스 배출량 변화

2017년 독일의 온실가스 배출량은 905 백만CO<sub>2</sub>eq.으로 유럽연합 중에서 가장 많은 온실가스 배출 수준을 보이고 있다. 2017년 온실가스 배출량은 1990년(1,252 백만CO<sub>2</sub>eq.) 대비 약 28% 감소한 수준이다. 독일의 온실가스 배출구조를 보면, 에너지산업(Energy Industries), 산업, 수송 순으로 배출량을 보이고 있다. 2017년 기준 배출비중이 가장 큰 에너지산업의 배출비중은 35.2%를 나

타냈으며, 1990년~2017년 기간 동안 에너지산업의 온실가스 배출비중은 총배출량의 32~40%대를 보이고 있다.

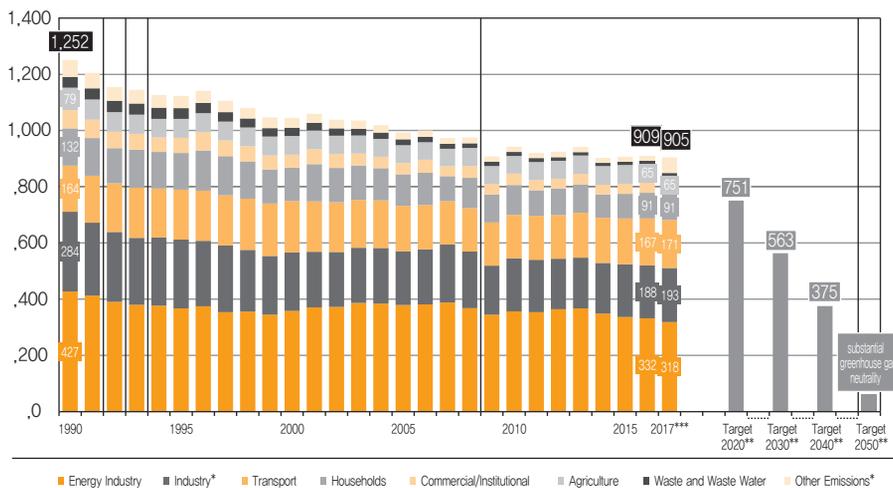
이와 같이 전력부문을 중심으로 하는 에너지산업의 온실가스 배출량 비중이 크기 때문에 2050년 목표인 1990년 대비 80~95%의 온실가스를 감축하기 위해서는 화석연료 이용 감축이 불가피할 것으로 판단된다.

또한 [그림 3]에서 1990년 이후 2017년까지 온실가스 배출량 변화를 보면 1990년 이후 20년 동안은 연평균 1.4% 수준의 감축률을 기록했지만 2011년 이후 배출량 감축 속도가 현저히 둔화되어 연평균 0.4%(2011년~2017년)의 수준에 머물고 있다.

2020년까지 온실가스 배출을 1990년 대비 40% 감축하는 목표 달성을 위해 독일 정부는 기후행동프로그램 2020(Climat Action Programme 2020)을 2014년 12월 채택하였다. 온실가스 감축을 위한 방안으로 에너지

[그림 3] 독일 온실가스 배출량 변화 추이(1990~2017년)

(단위: 백만tCO<sub>2</sub>eq.)



출처: Umweltbundesamt(2018b) Indicator: Greenhouse gas emissions

효율향상, 친환경건축물, 배출권 거래제도 개선, 재생에너지와 화력발전의 개선 등의 내용들이 프로그램에 포함되었지만 이행 부진으로 인해 좀 더 적극적인 정책의 필요성에 직면하게 되었다.<sup>9)</sup> 이에 따라 2016년 독일정부는 장기적 측면에서의 목표이행을 위해 '2050 기후행동계획(Climate Action Plan 2050)'을 공식 채택하였다. 이 계획은 2050년까지 온실가스 중립국 달성이라는 목표를 설정하고 이를 위한 부문별 감축목표와 대책을 담고 있다.<sup>10)</sup>

#### 다. 전력시장의 불안정성 증가

독일은 EU통합전력망(ENTSO-E) 구축·운영 국가의 일원으로 인접국가와 상호 의존적인 전력공급 체계를 구축하고 있다. ENTSO-E는 Continental European, Nordic, Baltic, Ireland & Northern Ireland 및 British 망 등 5개의 분권화된 권역 전력망으로 상호 연계되어 있으며, 국가 간 전력용통은 교류(AC) 및 직류(DC) 방식으로 상호 보완되도록 구축되어 있다.<sup>11)</sup>

독일은 ENTSO-E의 Continental European 권역 전력망 주축 국가로 현재 전력 수출입은 인접한 8개국(오스트리아, 스위스, 체코, 덴마크, 프랑스, 룩셈부르크, 폴란드, 스웨덴)을 포함한 9개국 간에 이루어지고 있다. ENTSO-E는 독일의 탈원전에 따른 발전량 부족을 충당할 수 있는 대체전원인 동시에 계통 불안정성을 해소하는

역할을 하고 있다.<sup>12)</sup>

하지만 계절의 영향을 받는 재생에너지의 불안정한 전력생산 특성 즉, 간헐성으로 인하여 독일의 전력계통에 전력이 과잉 공급될 경우 독일뿐만 아니라 주변국의 전력계통에도 혼란을 야기 시키기도 한다. 독일과 오스트리아는 2002년부터 전력시장이 통합되어 단일전력시장을 운영하고 있다. 하지만 전력 생산 및 소비지인 독일 남북간 및 독일-오스트리아간 송전망이 부족함에 따라 생산되는 초과전력이 독일 전력망의 수용범위를 벗어나 병목현상을 발생시키고 인접하고 있는 체코나 폴란드 전력망으로 송전되어 전력망 과부하를 야기 시켰다.<sup>13)</sup> 이에 따라, 체코와 폴란드 정부는 2011년부터 불필요한 풍력 전력을 자국으로 처분하는 독일의 처사에 항의해왔다. 이와 관련하여 에너지규제자협력기구(ACER: Agency of the Cooperation of Energy Regulators)는 독일-오스트리아 전력망을 분리하고, 오스트리아로의 전력 공급량을 할당할 것을 권고하였으며 체코와 폴란드는 독일의 과도한 송전을 차단하기 위해 위상변환기(Phase Shifter)를 설치하였다.<sup>14)</sup> 한편 독일-오스트리아 간의 전력시장 분리는 2018년 10월 1일부터 개시될 예정이다.<sup>15)</sup>

또한 2017년 1월에는 흐리고 바람 없는 날이 길어지면서 겨울철 최대 전력 수요를 충족시키지 못하는 상황이 독일에서 발생하여 대정전의 직전까지 가는 위기에 처해 있었다.<sup>16)</sup>

9) 에너지경제연구원(2016c), p.15

10) 에너지경제연구원(2016c), p.9

11) 보다 상세한 정보는 [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu) 참조

12) 에너지경제연구원(2017b), p.22

13) 에너지경제연구원(2013a), p.45

14) Clean Energy Wire(2015) "Loop flows: Why is wind power from northern Germany putting east european grids under pressure?," 2015.12.29; Reuters (2016) "German, Polish grids to manage cross-border power flows better," 2016.04.13; Reuters (2017a) "German, Czech grids say managing cross-border power flows better," 2017.01.17

15) Reuters (2017b) "Start of Germany, Austria power market split set for Oct. 1, 2018," 2017.05.15

16) Daily Caller(2017) Germany Facing Mass Blackouts Because The Wind And Sun Won't Cooperate 2017.2.28; 윤성원 외(2017), p.1550



#### 4. 에너지 전환정책 비용

현재까지 에너지 전환 비용과 관련된 다양한 연구들이 발표되었으며 이들 대부분은 BAU 시나리오 상의 비용과 에너지전환 시나리오의 비용을 비교하며, 일부 보고서들은 각 시나리오에 대한 경제적 효과를 정량화 하였다.

Agora(2018b)는 이들 연구들의 몇 가지 공통적인 의견을 요약하였다. 연구마다 조금씩 차이를 보이지만 이들 연구들은 독일의 에너지전환으로 인해 발생하는 추가적인 투자비용은 150~400억 유로에 이르며, 현재 수준보다 약 5% 정도 연평균 투자비용이 증가되어야 된다고 주장하였다.

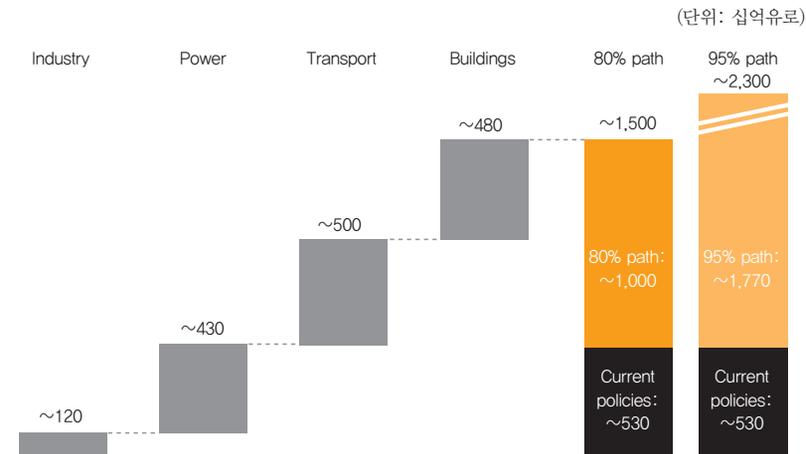
Fraunhofer ISE(2015)에 따르면 CO<sub>2</sub>가격이 0일 경우, 에너지 전환을 통해 연간 300억 유로의 비용이 추가적으로

로 발생될 것이라고 추산하였으며, CO<sub>2</sub>가격이 톤당 50~60 유로일 경우에는 추가비용 대신 추가 수익이 발생할 것이라고 추산하였다.<sup>17)</sup>

에너지전환 비용과 관련하여 독일 산업연합회(BDI)는 2018년에 'Climate Path for Germany'라는 보고서를 통해 2050년까지 온실가스 감축 목표를 80%로 설정했을 시에 총 1조 5천억 유로, 온실가스 감축목표를 15%p 상향한 95%로 설정하는 경우에는 총 2조 3천억 유로의 투자비용이 소요될 것으로 추산하였다.<sup>18)</sup>

국립 과학 및 공학 아카데미(Acatech)의 미래 에너지 시스템(ESYS)이 실시한 연구에 따르면, 수송 및 난방 부문의 탈탄소화를 포함한 성공적인 에너지전환에는 연간 GDP의 1~2%에 해당하는 300~600억 유로가 필요하다고 발표했다.<sup>19)</sup>

[그림 4] 부문별 · 시나리오별 추가 에너지전환 투자비(2050년까지 누적값)



출처: BCG & Prognos(2018), p. 11

17) Agora Energiewende(2018b), p. 41

18) BCG & Prognos(2018) pp. 10~11

19) Clean Energy Wire(2018c) "How much does Germany's energy transition cost?"

이하에서는 에너지전환 정책을 이행하는 비용 규모를 내용별로 구분해서 살펴보고자 한다. 다만 자료 출처가 상이하고 비용 요소별로 상세한 정보를 접할 수 없는 한계가 있음을 유의할 필요가 있다.

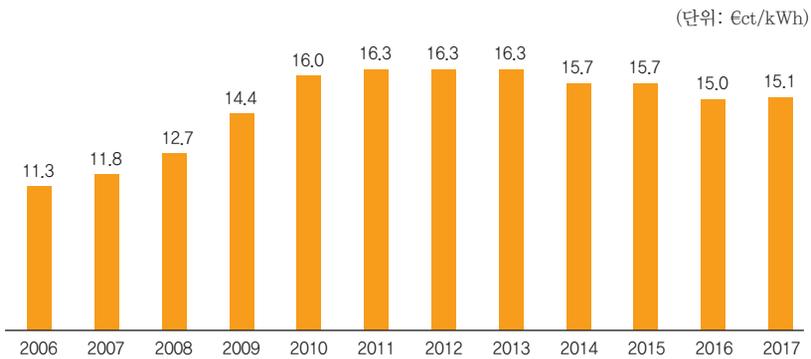
### 가. 재생에너지 부담금

에너지전환으로 발생하는 직접비용은 크게 재생에너

지 부담금과 열병합 발전 보조금으로 구분할 수 있다. 현재 독일 송배전사업자(TSO)는 발전사업자가 생산한 재생 에너지원 전력을 20년간 고정 가격에 매입하고 있다. 독일 정부는 시장가격과의 차이를 발전차액지원제도(FTT)를 통해 보조금 형태로 지원하고 있으며, 이에 대한 비용은 최종 전력소비자에게 부담금 형태로 전기요금에 부과해 충당하고 있다.

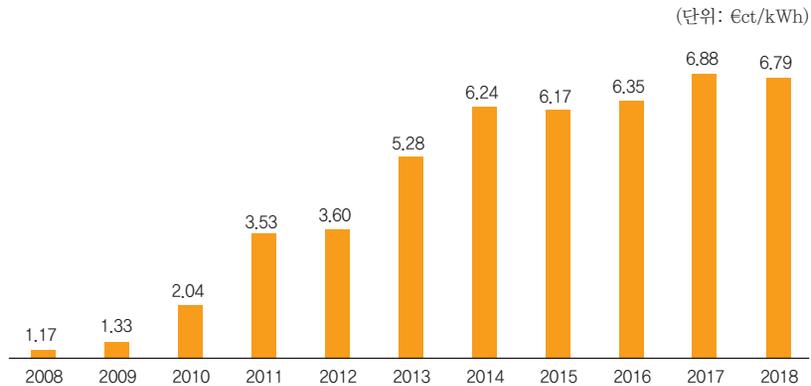
[그림 5]와 같이 발전차액지원제도의 지원금을 받는 발

[그림 5] 평균 발전차액보조금 변화 추이(2006~2017년)



출처: Bundesnetzagentur(2017), p.71

[그림 6] 재생에너지부담금 변화 추이(2008~2018년)



출처: Bundesnetzagentur(2017), p.72



전 사업자들은 2016년 평균 15.1€/kWh를 지급받았다. 발전차액보조금은 재생에너지원별로 상당한 차이를 보이고 있는데 2016년 기준 육상 풍력의 경우 평균 7.1€/kWh인 반면 태양광은 이에 약 4배에 달하는 29.6€/kWh이었다.<sup>20)</sup>

발전차액보조금은 재생에너지 부과금을 통해 충당되므로 차액보조금의 증가는 부과금의 증가를 의미한다. 2014년부터 재생에너지 부과금은 [그림 6]에서와 같이 6.2~6.9€/kWh 수준에서 안정 추세를 보이고 있다.

한편, 재생에너지 발전 비중 증가는 [그림 7]에서와 같이 EEG법에 기반하여 재생에너지원에 지급하는 보조금 총액 증가로 이어지고 있으며, 이와 관련하여 BDEW

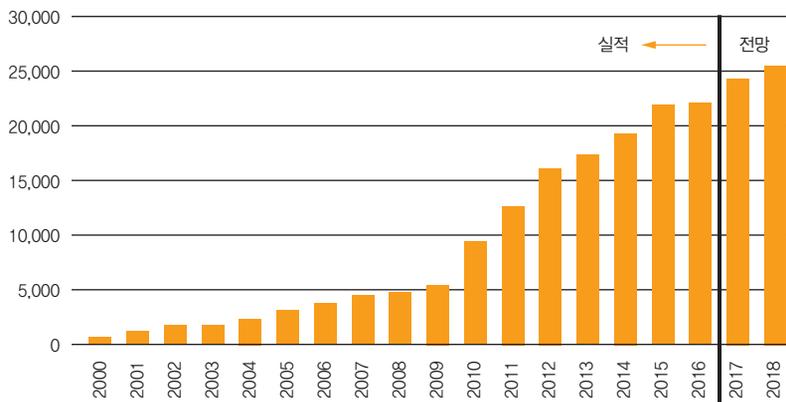
는 Merit-order 효과<sup>21)</sup>로 인한 도매시장 가격하락과 시장 프리미엄 과잉 사용이 재생에너지 차액 및 차액보조금 총액을 급증시키는 요인으로 작용하고 있다고 주장하였다.<sup>22)</sup>

독일의 재생에너지 발전 비중 증가에 따른 보조금 양은 증가하고 있으나 독일의 2015년도 태양광 발전단지의 LCOE는 \$127.14/MWh로 EU 국가들 중에서 태양광 발전 단지 설비의 LCOE가 가장 낮은 덴마크 다음으로 낮은 수준을 기록하였다.<sup>23)</sup>

독일 생태 연구소(Oko-Institut e.V.)<sup>24)</sup>는 재생에너지 부담금액이 2017년 7.13€/kWh에서 2025년 8.25€/kWh로 증가할 것이라고 추정하였으며 2017년부터 2025

[그림 7] EEG 차액보조금 총액 추이(2000~2016년)

(단위: 백만 유로)



출처: BMWi (2017) 자료를 이용 저자가 그림

20) Bundesnetzagentur(2017), p.70

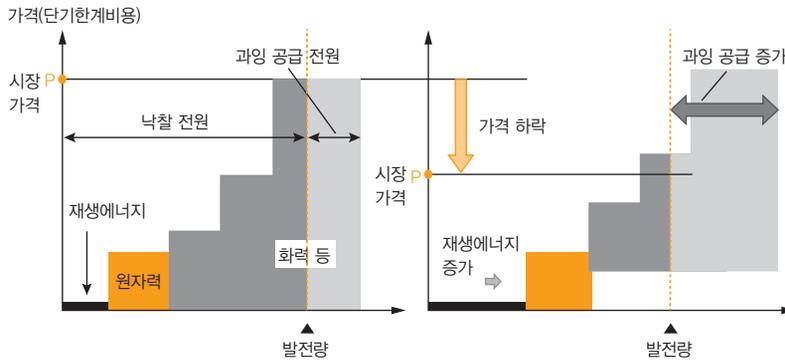
21) Merit-order 효과란 재생전력의 도입으로 인한 전력도매시장가격(SMP)의 하락 효과를 일컫는다.

22) 재생에너지발전에 대해 정부가 보장하는 고정가격과 전력도매가격 간의 차액을 추산하여 지원하기 때문에 도매시장가격 하락은 재생에너지 차액 및 차액보조금 증가를 야기한다.

23) 에너지경제연구원(2017c), p.31

24) 보다 상세한 정보는 <https://www.oeko.de/en/> 참조

[그림 8] 재생에너지발전 증가에 따른 도매시장가격 하락 (merit order 효과)



출처: 에너지경제연구원(2016a), p.23 재인용

년까지 누적된 재생에너지 부담금 총액은 약 2,596천억 유로가 될 것으로 추산하고 있다.<sup>25)</sup>

### 나. 열병합발전 보조금

현재 재생에너지 부담금과 함께 열병합발전 지원금 또한 최종 전력소비자들이 부담하고 있다. 2016년 개정된 열병합발전법<sup>26)</sup>은 열병합 발전량을 2020년까지 150TWh로 확대하겠다는 기존 목표를 2020년 110TWh, 2025년 120TWh로 축소 재조정하고 공공 전력망에 공급된 열병합 발전 전력에 대한 지원을 강화하였다. 이에 따라 열병합발전 전력의 지원금은 최대 83% 증가하게 되었다.

열병합 보조금 총액은 2002년부터 6.78억 유로에서 2005년 8.62억 유로로 증가했다가 이후 2011년까지 지속적으로 감소하였다. 하지만 열병합 보조금 총액 2.2억 유로를 기록한 2012년부터 다시 완만하게 증가하여 2015

년 5.62억 유로를 달성하였고 2016년에는 전년의 2배 수준인 11.36억 유로를 기록하였다. 열병합보조금제도를 통해 2002년~2016년 동안 이미 약 89.6억 유로가 열병합발전 부문에 지원되었으며, 2017년~2022년 기간에는 약 90억 유로가 추가로 지원될 전망이다.<sup>27)</sup>

### 다. 계통관리비용

독일 같이 대규모로 재생에너지 전력을 생산·공급하는 경우, 이를 유통시키는 송배전망 증설이 필수적이다. 하지만 수익성이 낮은 송배전망 사업에 대한 기업 투자가 지연되면서 송배전망 용량은 늘어나지 않았고, 이로 인해 기존 계통의 부하가 높아지는 계통 안정성 저하 현상이 발생했다.

계통 안정성이 저하되면 블랙아웃과 같은 대규모 정전이 발생할 수 있으므로, 계통운영자는 재생에너지 출력제

25) DICE Consult GmbH(2016), p.23

26) 2016년에 개정된 열병합발전법에 대한 상세한 내용은 에너지경제연구원(2017a) 참조

27) DICE Consult GmbH(2016), p.24



한이나 밸런싱 등을 실시하게 되는데 이는 계통관리비용 증가로 이어지고 있다. 출력제한이나 밸런싱으로 발생되는 손실액은 전기가격에 포함되어 있는 계통관리 비용에 의해 충당된다.

〈표 3〉에서 보면, 계통관리 비용은 2013년 1.77억 유로에서 2014년 2.7억 유로로 증가하였고 2015년에는 전년 대비 3배 이상 인 8.9억 유로에 달하였다. 2016년에는 5.96억 유로로 감소하였으나 2017년 다시 10.65억 유로로 증가하였다.<sup>28)</sup>

### 라. 전력망 확장비용

독일의 재생에너지 발전설비들은 주로 북부 지역에 밀집된 반면, 대규모 전력 수요는 산업지역이 밀집된 남부 지역에서 발생하고 있어 북부에서 재생에너지로 생산한 전력을 남부로 송전하기 위해서는 지역 간 전력망 연계가 필요하다.

독일 연방네트워크청(Bundesnetzagentur)의 2017년 Monitoring Report에 따르면 에너지 전환에 따른 필요한

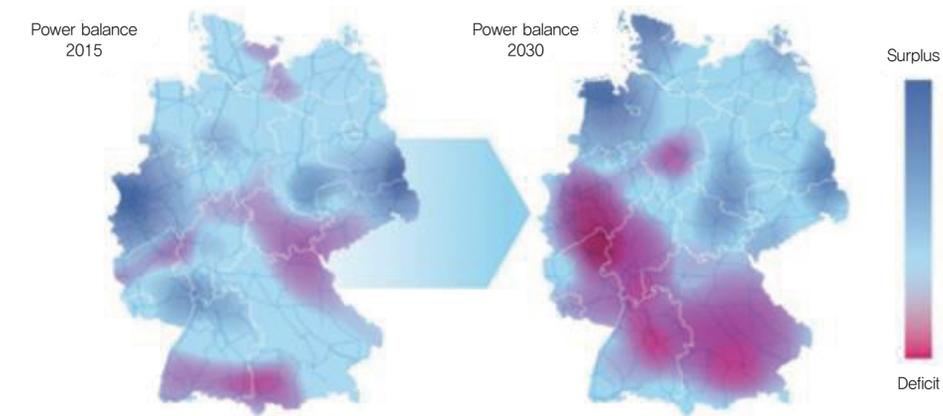
〈표 3〉 계통관리 비용 변화 추이 2013~2017년

(단위: 백만유로)

구분	2013	2014	2015	2016	2017
출력제한 비용	44	83	478	373	610
밸런싱 비용	133	187	411.9	222.6	396.5

출처: EnKlip(2017), p.24; Bundesnetzagentur(2018), p.9 재구성

[그림 9] 지역별 전력 수급 비교, 2015 vs 2030



출처 : Clean Energy Wire(2018b) "The energy transition and Germanys power grid," 2018, 4, 10

28) EnKlip(2017), p.24; Bundesnetzagentur(2018), p.9



총 송전케이블은 3,600km에 달하며 현재 총 22개 프로젝트가 계획 중에 있다. 독일 재생에너지법에 따라 전력망 건설은 4대 송전망회사(50Hertz, Tennet, Amprion, TransnetBW)에서 맡아서 진행하고 있으며, 2011년 발표에 의하면 1,834km를 건설할 계획이었으나 2017년까지 완공된 송전선로는 750km로 40% 정도의 진척률을 보이고 있다.<sup>29)</sup>

독일의 송전망 개발계획인 'Netzentwicklungsplane (NEP) 2024'에서 송전망 확장을 위한 비용으로 육상 전력망 확충에 180억 유로, 해상풍력 전력망 확충에 150억 유로가 소요될 것이라 예상하였지만 2017년 발표한 'NEP 2030'에 따르면 2030년까지 육상 부문 340~360억 유로, 해상 부문 150억 유로로 전체적인 송전망 확충 비용 규모를 490억~510억 유로 수준으로 추산하고 있다.<sup>30)</sup>

#### 마. 기존 화력 및 원자력 발전소 폐쇄비용

2011년 3월 후쿠시마 원전사고 발생 후 독일정부는 기존의 원전수명 연장결정을 철회하고 2022년까지 17기의 원전을 모두 폐쇄하기로 결정하였으며, 이와 함께 에너지 전환을 가속하기 위해 '에너지 패키지'를 2011년 발표하였다.

2015년 발표된 독일 연방환경부(BMU)의 보고서는 원전 폐쇄 및 폐기물 보관에 들어가는 비용이 총 340억 유로에 이를 것이라 전망하였다.<sup>31)</sup> 하지만 월스트리트 저널은 약 500억 유로가 원전 폐쇄 비용으로 소요될 것이며

독일 전력업체들이 원전 폐기 비용 때문에 재정난을 호소하고 있다고 전했다.<sup>32)</sup> 또한 독일의 경우처럼 원전을 대규모로 폐쇄하는 사례는 좀처럼 찾아보기 어려운데다 이로 말미암아 발생하는 비용에 대해서도 구체적으로 알려진 바가 없다고 설명했다. 만약 전력업체들이 탈원전 비용을 전부 감당하지 못하면 나머지 비용은 납세자들의 부담으로 넘겨질 전망이다.<sup>33)</sup>

또한 독일 정부는 온실가스 감축목표(2020년까지 1990년 CO<sub>2</sub> 배출량 대비 최소 40% 감축) 달성을 위해 2015년 자국 내 노후 갈탄화력 발전소의 폐쇄를 발표하였다. 폐쇄대상인 발전소 8기는 영구적으로 폐쇄되기 전까지 정부 보상금 지원하에 전력량 부족 시에만 비상가동용으로 이용될 예정이며, 정부는 향후 전력을 공급하는 갈탄화력발전소 사업자에게 매년 평균 2.3억 유로씩 2023년까지 총 16억 유로를 지급할 계획이다.

하지만 이와 같은 계획에 독일 환경자연보호연맹(BUND)와 Greenpeace는 온실가스 감축 효과에 의구심을 제기하였고 독일 상공회의소 협회(DIHK)는 해당 발전소의 위치 및 접근성을 이유로 예비 전력 공급설비에 적합하지 않다는 의견을 내놓았다.<sup>34)</sup>

#### 바. 전력가격

독일 전력가격은 송전비용(Grid Fee), 재생에너지 부담금, 도매요금, 부가가치세, 전기세(Electricity Tax) 및 연계 비용(Concession Fee) 등으로 구성되어 있으며 2017

29) Bundesnetzagentur(2017), p.24

30) Frankfurter Allgemeine Zeitung(2017) "50 Milliarden Euro fuer Stromleitungsbau bis 2030," 2017.1.31

31) BMU(2015), p.8

32) The Wall Street Journal(2015) "Germany's Nuclear Costs Trigger Fears," 2015.3.22

33) The Wall Street Journal(2015) "Germany's Nuclear Costs Trigger Fears," 2015.3.22

34) DICE Consult GmbH(2016), p.36



년 기준 가정용 전력 가격의 구성 및 비중을 살펴보면 송전비용이 26%, 재생에너지 부담금 24%, 도매요금 19%, 부가가치세 16%, 전기세 7%, 연계비용이 6%를 차지하고 있다. 독일의 전력가격에서 재생에너지 부담금이 차지하는 비중은 2000년 도입당시 1% 수준에서 2016년 22% 및 2017년 24% 수준으로 증가하였다.<sup>35)</sup>

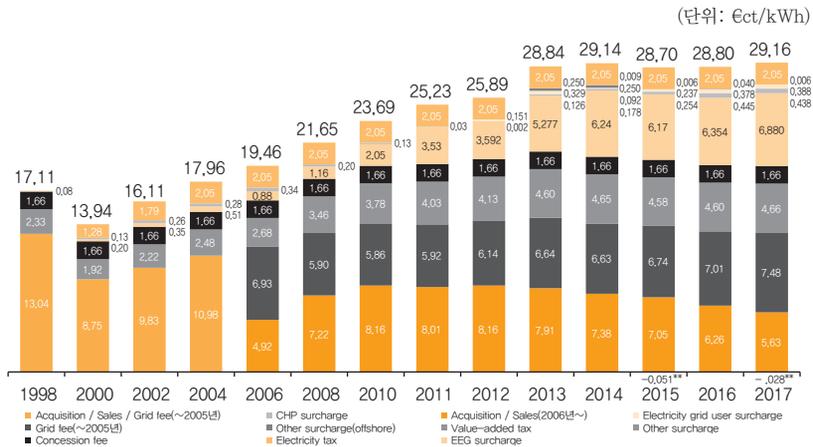
독일의 가정용 전력가격은 2018년 5월 기준 29.44€/kWh로, 탈원전 복귀 이전인 2010년 23.69€/kWh 보다 약 24.27% 증가하였다.<sup>36)</sup> 독일의 가정용 전력가격은 2010년 이후 증가 추세를 보이고 있으며 2015년 일시적으로 감소하였다가 다시 상승 추세를 보이고 있다.

전기요금 상승의 주요인으로는 재생에너지 확대로 인한 재생에너지 부과금과 송전망 증설 비용 등을 포함한 각종 세금 증가 등을 들 수 있다.<sup>37)</sup>

또한 전력가격과 관련하여 독일은 재생에너지 보급 확대로 마이너스 가격 문제에 직면하고 있다. 2007년 마이너스 가격을 허용한 이후 2016년 97시간, 2017년 146시간의 마이너스 가격이 발생하였다.<sup>38)</sup>

마이너스 가격이란 전력가격이 0이하인 경우로, 전력 공급 과잉 시, 발전사업자가 판매사업자에게 일정금액을 지불하고 전력을 판매하는 경우를 일컫는다. 마이너스 가격은 부하이전을 유도하여 계통안정성을 제고하는 방법으로서 독일은 재생에너지로 만든 전기를 화력, 원자력 등 다른 발전으로 생산된 전기보다 우선 매입하도록 규정하고 있다. 이러한 이유로 전기 공급이 수요보다 더 많을 경우엔 운전 유지를 위해 기존 방식의 발전사업자가 전력 시장에 전기를 마이너스 가격으로 팔수밖에 없다. 신재생 발전의 발전량이 수요가 낮은 시간에 급증하여 가동 중

[그림 10] 독일 가정용 전력가격 변화 추이(1998~2017년)



출처: 에너지경제연구원(2017b), p.19 재인용

35) 에너지경제연구원(2017b), pp.16~18

36) BDEW(2018), p.6

37) Spiegel Online(2017) "Warum ist Strom so teuer?," 2017.8.25

38) Agora Energiewende(2018a), p.40

[그림 11] 마이너스 가격 유지기간, 평균가격, 최저가격 변화 추이



출처: Agora Energiewende(2018a), p.40

인 기저발전 등 신재생 이외의 전력이 급전우선순위에서 배제되는 경우 발생하며 공휴일, 주말과 같이 수요가 감소하는 기간에 주로 태양광 및 풍력 발전량이 급증하면서 발생된다. 마이너스 가격으로 인해 발생하는 비용은 최종 전력소비자에게 부담금 형태로 전기요금에 부과해 충당하고 있다.<sup>39)</sup>

마이너스 가격으로 말미암아 발생한 비용이 2015년 까지 1.99억 유로에 달하며, 2016년~2025년 동안 약 3,060억 유로가 추가 발생될 것으로 추산되었다.<sup>40)</sup>

## 5. 시사점

독일 정부는 일본 후쿠시마 원전 사고 이후 화석연료

중심의 에너지시스템에서 탈피하여 재생에너지 발전원을 확대하는 에너지전환 정책을 추진하고 있다. 그러나 이 정책의 문제점으로 높은 전기요금, 전력 계통 불안정성 및 전력망 연계 문제, 전력회사들의 수익 악화 등이 제기되고 있다. 이 가운데 에너지 전환으로 불가피하게 발생하는 비용 문제는 구체적으로 논의되지 않은 채 정책이 시행되고 있으며 독일 정부 또한 비용에 관한 확실한 수치를 내놓지 못하고 있다.<sup>41)</sup>

이러한 상황에서 독일이 선택한 에너지전환 정책이 유럽연합의 온실가스 감축목표 달성에 얼마나 부합할 것인지, 탈원전과 석탄화력 축소를 지향하는 독일의 에너지전환 정책이 선진국 모범사례로 유의미한지 등을 살펴보기 위해 발간된 자료를 기반으로 분석한 결과 아직 성공 여부를 판단할 상황은 아니지만 앞에서 지적한 다양한 문제

39) Focus(2018) "Negative Strompreise: Deutschland verschenkt Strom-Millionen an Frankreich - auf Kosten der Verbraucher," 2018.1.17

40) DICE Consult GmbH(2016)

41) Clean Energy Wire(2018a)



에 노정되었다는 것은 분명해 보인다.

우리나라의 경우도 원자력발전이 태생적으로 갖는 다양한 문제가 국민의 관심을 받는 가운데 정부에서 택한 정책이 독일의 에너지전환정책과 같은 방향성을 갖고 있다. 이러한 점에서 독일의 에너지전환(Energiewende) 정책을 살펴보는 것은 우리가 앞으로 경험할 지도 모를 이슈를 미리 점검해보는 기회일 수도 있어 사전적으로 대비해야 할 이슈는 없는지 혹은 에너지전환으로 말미암은 부담을 완화하는 대안마련의 기회는 아닌지 돌아볼 수도 있겠다.

독일의 에너지전환 정책에서 우리가 배울 점을 두 가지 정도로 정리할 수 있는데 우선 에너지전환 정책 이행에 소요되는 비용 가운데 국민들이 부담하는 전기(가정용 전력)요금에 얼마나 반영되는지 공개하고 전가하는 방식을 도입하여 국민 수용성을 높였다는 점이다. 두 번째는 석탄화력(갈탄)의 과도기적 전원 예비력 필요성을 인정하고 탄력적인 운영을 통해 여러 가지 정책적 필요성을 충족시키고 있다는 점이다. 즉 석탄화력이 갖는 장점을 살리면서 대기오염물질 배출을 엄격히 통제하여 석탄 생산지역 경제의 급격한 변화를 사전에 방지하고 발전사의 비용 상승요인을 억제함은 물론 안정적으로 전원을 확보하는 등의 다양한 목적을 부여하고 있다.

## 참고문헌

### 〈국내 문헌〉

- 에너지경제연구원, 세계 에너지시장 인사이트, 2013a  
제13-17호, 2013.5.3  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트, 2013b  
제13-22호, 2013.6.14  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트, 2014,

- 제14-12호, 2014.4.4  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트, 2015a,  
제15-26호, 2015.7.10  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트, 2015b,  
제15-39호, 2015.10.23  
\_\_\_\_\_, 에너지 포커스, 2015c, 2015 겨울호  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트, 2016a,  
제16-38호, 2016.10.21  
\_\_\_\_\_, 에너지 포커스, 2016b, 2016 겨울호  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트 Special,  
2016c, 제16-03호, 2016.12.19  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트, 2017a,  
제17-05호, 2017.2.20  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트, 2017b,  
제17-28호, 2017.8.14  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트 Special,  
2017c, 제17-02호, 2017.11.6  
\_\_\_\_\_, 세계 에너지시장 인사이트, 2018,  
제18-9호, 2018.3.12  
우청원, “독일 에너지전환 정책의 명암,” 『과학기술정책  
책』, 27권 2호, pp.20~25, 2017  
윤성원, 류재수, 김연중, “독일의 탈원전 정책결정과  
영향,” 『한국기술혁신협회추계학술대회』, pp.  
1543~1557, 2017

### 〈외국 문헌〉

- AGEB(AG Energiebilanzen e.V), Energy Consumption in Germany 2017, 2018.2  
Agora Energiewende, Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017, 2018a, Jan, 2018  
\_\_\_\_\_, Energiewende 2030: The



- Big Picture, 2018b, 2018.4
- BCG&Prognos, Climate Paths for Germany, 2018
- BDEW, Strompreisanalyse May 2018, May 18, 2018
- Bundesnetzagentur, 2017, Monitoring Report, \_\_\_\_\_, Netz und Systemsicherheit—smassnahmen, 2018
- BMU, Bericht ueber Kosten und Finanzierung der Entsorgung bestrahlter Brennelemente und radioaktiver Abfaelle, 2015
- BMW, EEG in Zahlen, Verguetungen, Differenzkosten, und EEG-Umlage 2000 bis 2018, 2017
- \_\_\_\_\_, EEG-Umlage 2018: Fakten&Hintergruende, 2018
- DICE Consult GmbH, Kosten der Energiewende: Untersuchung der Energiewendekosten im Bereich der Stromerzeugung in den Jahren 2000–2025 in Deutschland, 2016
- EnKlip, Die Energiewende und Kosten: Kritischer Ueberblick und Handlungsoptionen, 2016.12
- Fraunhofer ISE, Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050, 2015.11
- Thomas Unnerstall, How expensive is an energy transition? A lesson from the German Energiewende, Energy, Sustainability and Society, 2017
- Umweltbundesamt, Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2017, Mar, 2018
- 〈웹사이트〉
- Clean Energy Wire, Loop flows: Why is wind power from northern Germany putting east european grids under pressure? 2015.12.29(<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/loop-flows-why-wind-power-northern-germany-putting-east-european-grids-under-pressure>, 검색일: 2018.9.6)
- \_\_\_\_\_, Eergiewende costs “unknown” to German government, 2018a, 2018.1.12, (<https://www.cleanenergywire.org/news/breakthrough-german-coalition-talks-energiewende-costs-unknown/energiewende-costs-unknown-german-government>, 검색일: 2018.8.4)
- \_\_\_\_\_, “The energy transition and Germanys power grid,” 2018b, 2018.4.10, (<https://www.cleanenergywire.org/dossiers/energy-transition-and-germanys-power-grid>, 검색일: 2018. 8. 4)
- \_\_\_\_\_, “How much does Germany’s energy transition cost?,” 2018c, 2018.6.1, (<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/how-much-does-germanys-energy-transition-cost>, 검색일: 2018.8.4)
- Daily Caller, Germany Facing Mass Blackouts Because The Wind And Sun Won’t Coope-rate, 2017.2.28(<http://dailycaller.com/2017/02/28/germany-facing-mass-blackouts-because-the-wind-and-sun-wont-cooperate>, 검색일: 2018.8.4)



- Energy transition, Germany's energy consumption in 2017, 2018.1.11(<https://energytransition.org/2018/01/german-energy-consumption-2017>, 검색일: 2018.8.4)
- Focus, 2018. Negative Strompreise: Deutschland verschenkt Strom-Millionen an Frankreich - auf Kosten der Verbraucher, 2018.1.17 ([https://www.focus.de/immobilien/energiesparen/regenerative\\_energie/negative-strompreise-deutschland-verschenkt-tausende-euro-ans-ausland-die-rechnung-zahlt-der-verbraucher\\_id\\_8309486.html](https://www.focus.de/immobilien/energiesparen/regenerative_energie/negative-strompreise-deutschland-verschenkt-tausende-euro-ans-ausland-die-rechnung-zahlt-der-verbraucher_id_8309486.html), 검색일: 2018.9.7)
- Frankfurter Allgemeine Zeitung, 50 Milliarden Euro fuer Stromleitungsbau bis 2030, 2017.1.31(<http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energiepolitik/netzbetreiber-50-milliarden-euro-fuer-stromleitungsausbaubis-2030-14808264.html>, 검색일: 2018.8.4)
- Gas Strategies, Germany's failed "energy transition," reignites coal versus gas debate, 2018.5.16(<http://www.gasstrategies.com/information-services/gas-matters/germanys-failed-energy-transition-reignites-coal-versus-gas-debate>, 검색일: 2018.8.13)
- Reuters, German, Polish grids to manage cross-border power flows better, 2016.4.13 (<https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL5N17G3OC>, 검색일: 2018.9.6)
- \_\_\_\_\_, German, Czech grids say managing cross-border power flows better, 2017a, 2017.1.17(<https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL5N1>, 검색일: 2018.9.6)
- \_\_\_\_\_, Start of Germany, Austria power market split set for Oct.1, 2018, 2017b, 2017.5.15(<https://af.reuters.com/article/africaTech/idAFL8N1IH3XX>, 검색일: 2018.9.6)
- Spiegel Online, Warum ist Strom so teuer?, 2017.8.25(<http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/strompreise-eeg-umlage-netzentgelte-stromsteuer-die-kosten-der-energie-wende-a-1158944.html>, 검색일: 2018.9.7)
- The Wall Street Journal, Germany's Nuclear Costs Trigger Fears, 2015.3.22(<https://www.wsj.com/articles/germanys-nuclear-costs-trigger-fears-1427061504>, 검색일: 2018.8.4)
- Umweltbundesamt, Indicator: Energy Consumption, 2018a, 2018.2.19(<https://www.umweltbundesamt.de/en/indicator-energy-consumption#textpart-1>, 검색일: 2018.8.4)
- \_\_\_\_\_, Indicator: Greenhouse gas emissions, 2018b, 2018.7.30(<https://www.umweltbundesamt.de/en/indicator-greenhouse-gas-emissions#textpart-1>(검색일: 2018.8.4)