연구논문

수송부문의 전력화 현상이 전력산업에 미치는 영향 분석

김비아¹ · 김재엽² · 박명덕^{3*}

¹에너지경제연구원 가스정책연구팀 전문연구원, ²에너지경제연구원 전력정책연구팀 전문연구원,
³에너지경제연구원 집단에너지연구팀 연구위원

An Analysis of the Impact of the Electrification of the Transport Sector on the Korean Power Industry

Bia Kim¹, Jae Yeob Kim² and Myung D. Park^{3*}

¹Researcher, Gas Policy Research Team, KEEI

²Researcher, Electricity Policy Research Team, KEEI

³Research Fellow, District Heating and Power Research Team, KEEI

Received 6 July 2020 Final version Received 7 August 2020 Accepted 25 August 2020

Abstract : This study investigates the effect of the dissemination of electric vehicles (EVs) in Korea on the Korean power industry, based on “The 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand. In accordance with the Korean government’s target of EV distribution, the electricity charging of EVs can add approximately 500 MW to the maximum load in 2030, which accounts for 0.5% of the total maximum load in the same year. The environmental damage cost of EVs is estimated to be approximately 5.8 KRW/km in the future (average from 2020 to 2030) constitution of power generation sources. The level of environmental damage cost of one EV unit is lower than that of internal combustion engines (gasoline and diesel); hence, each of the internal combustion engines corresponds to an increased environmental damage cost of 36.6 KRW/km and 60.1 KRW/km in comparison with one EV unit. In this respect, it can be concluded that the policies regarding the electrification of the transport sector in Korea have limited influences on the Korean power industry; however, a series of policies are comparatively effective in promoting social benefits through air quality improvement.

Key words : Electric Vehicle, Power Industry, Maximum load, Environmental Damage Cost

요 약 : 본 연구에서는 전기자동차 보급·확산이 국내 전력산업에 미치는 영향을 제8차 전력수급 기본계획을 기준으로 분석하였다. 정부의 보급목표대로 전기자동차의 보급이 이루어질 경우 2030년 기준 전기자동차 충전전력이 최대부하에 미치는 영향은 약 500 MW 으로 전체 최대부하의 약 0.5% 수준인 것으로 추정되었다. 또한 향후 전력생산에 필요한 발전원별 비중을 고려하면 전기자동차의 환경피해비용은 약 5.8원/km 수준(2020~2030년 평균)으로 내연기관 차량에 비해 연간 환경피해비용을 각각 36.6원/km(휘발유), 60.1원/km(경유) 감소시킬 것으로 전망되었다. 따라서 수송부문의 전력화 정책은 전력산업에 미치는 영향은 제한적이면서 대기환경개선을 통한 사회적 편익을 증진시키는 정책임을 확인할 수 있었다.

주요어 : 전기자동차, 전력산업, 최대부하 영향, 대기환경편익

서 론

석유제품 중심의 에너지소비 행태를 보이던 수송부문은 최근 기술의 급격한 발달에 힘입어 빠르게 전력화되고 있다. 전기를 사용한 수송수단이 급격하게 보급되고 있는 가운데 우리 정부는 친환경차(전기자동차) 보급을 2030년 300만대(MOTIE, 2018a), 2040년 1,120만대(MOTIE, 2019) 까지¹⁾ 확대하는 목표를 세운 바 있다. 이러한 수송부문의

전력화는 연료전환을 통한 친환경성 확보를 가장 중요한 목적으로 하며, 이제 일반승용차를 넘어 화물운송, 해상운송, 건설기계 등 수송 전(全)부문으로 확산되는 추세다.

수송부문의 전력화와 더불어 친환경적 전력 생산 역시 최근 전력산업의 큰 이슈다. 제8차 전력수급기본계획(MOTIE, 2017)에서는 신재생에너지 발전량을 2030년 기

1) 전기자동차(PHEV 포함) 830만대, 수소차 290만대.

*Corresponding Author, Myung D. Park, mdpark@keei.re.kr, Korea Energy Economics Institute, 405-11, Jongga-ro, Jung-gu, Ulsan 44543, Korea

준으로 총 발전량의 20%까지 증가시키는 계획을 수립하였으며 현재 논의 단계에 있는 제9차 전력수급기본계획(가안)²⁾에서는 운영 중인 석탄발전기의 절반인 30기를 폐지하는 안을 발표하는 등 친환경적 전기 생산에 더욱 박차를 가하고 있다. 따라서 전력을 연료로 사용하는 전기자동차의 보급·확대는 특히 대기환경개선이라는 정책 목표를 달성하는데 중요한 수단이 될 것으로 기대된다.

전기자동차의 보급·확대가 다양한 파급효과를 유발할 수 있으나, 본 연구에서는 크게 2가지 측면에서 그 효과에 주목하고자 한다. 하나는 전력산업 관점에서 가장 중요한 부분인 최대전력수요 증가 수준이며, 다른 하나는 환경부문 관점에서 중요한 주제인 자동차의 연료전환으로 인해 기대되는 대기환경의 개선편익이다.

이하에서는 전기자동차의 보급·확산이 정부 계획대로 진행될 경우 전력산업 및 환경부문에 발생 가능한 영향을 추정한다. 전력생산량과 발전원별 비중은 제8차 전력수급기본계획(이하 8차 전기본)을 기반으로 변동비반영 발전시장의 급전규칙을 적용한 시장 모의(simulation)를 수행, 2020년부터 2030년까지의 전원별 발전량과 최대전력수요 증가분을 추정한다. 외부비용 유발요소를 감안하여 전기자동차의 환경피해비용 절감액을 도출한다. 이러한 과정을 통해 수송부문 전력수요 증가에 따른 우리나라 전력산업의 대응방안에 대해 제언해보고자 한다.

연간 최대전력수요에 미치는 영향 분석

전기자동차 연간 전력소비량 추정

전기자동차 운행을 위해 연간 충전되는 전력량을 추정하기에 앞서 연도별 전기자동차 누적 보급대수, 전기자동차 연비, 그리고 연간 평균 운행거리에 대한 정보가 필요하다. 전기자동차 누적 보급대수는 이미 정부정책을 통해 수립된 보급목표가 있으므로 실적과 보급목표 사이의 “간년도 수치”만 추정할 수 있다면 연간 전기자동차 보급대수를 산출할 수 있다. 2030년까지의 연간 전기자동차 누적 보급대수를 추정하기 위해 현재 활용 가능한 정보는 2018년 전기자동차 보급실적과 2022년(MOTIE, 2018b) 및 2030년 보급목표다. 본 연구에서는 2018년과 2022년 사이의 연간 전기자동차 보급대수와 2022년부터 2030년 사이의 연간 전기자동차 보급대수가 각각 선형으로 증가할 것이라 단순화하여 간년(間年)의 전기자동차 누적 보급대수를 추정하였다.

한편 IEA(2018)에서는 2017년 전세계 전기자동차(승용차 기준) 연평균 주행거리가 8,500~18,000 km 범위에서 형

성되는 것으로 추정하고 있다. KEA(2017)에서는 2017년 우리나라 전기자동차(승용차 기준)의 월평균 주행거리를 약 1,073 km로 추정하며,³⁾ 우리나라 2017년 전기자동차 연평균 주행거리는 약 12,874 km 수준일 것이라고 전망하였다. 글로벌 메이저 석유기업인 BP(2018)에서는 2017년 기준 글로벌 전기자동차(승용차 기준) 보급대수를 약 5.9 백만대, 동기간 전기자동차(승용차 기준) 연간 총 운행거리를 약 78,499백만 km로 추산하고 2017년 전기자동차(승용차 기준) 1대당 연간 운행거리를 약 13,232 km로 제시하였다.⁴⁾ IEA(2018) 추정 주행거리의 중간값이 약 13,250 km인 점과 동 기간 KEA(2017)의 추정 주행거리가 12,874 km라는 점을 종합적으로 고려할 때 세 기관의 전기자동차(승용차 기준) 연간 주행거리 추정값은 일정 범위 내에서 수렴하고 있다고 판단할 수 있으며, 본 연구에서는 IEA 추정 주행거리의 중간값인 13,250 km를 활용하였다.

전기자동차의 연도별 연비는 한국에너지공단에서 발행한 2019년 자동차 효율 분석집의 전기자동차 별 연비정보와 BNEF(2019)에서 전망한 미래 전기자동차의 연비 개선 전망치를 사용하였다.⁵⁾ 신규로 시장에 진입하는 전기자동차의 연비를 바탕으로 연도별 누적 전기자동차의 평균 연비를 추산하였다.

Table 1은 앞서 설명한 전기자동차 관련 정보를 활용하여 2018년부터 2030년까지 전기자동차 운행에 필요한 충전전력량을 추정한 결과이다. 2030년 기준으로 연간 약 6,653 GWh가 필요한 것으로 추산된다.

시간대별 전기자동차 충전전력 비중 추정

전기자동차 충전요금제도는 국내외를 막론하고 계시별 요금제를 적용받는 것이 일반적이다. 계시별 요금제는 전력수요가 높은 계절과 시간대의 요금이 높고 전력수요가 낮은 계절과 시간대의 요금은 낮은 특징이 있다. 일반적으로 야간시간대에 전력수요가 적기 때문에 야간시간대의 충전요금은 주간시간대에 비해서 저렴하며 이는 전기자동차의 충전시간에 영향을 준다. 또한 야간시간대가 주 충전시간대일 경우 완속형태의 충전설비가 대부분이다.

본 연구에서는 EPRI(2007)에서 추정한 시간대별 전력충

2) 2020년 5월 8일 제9차 전력수급기본계획 워킹그룹 주요 논의 결과 브리핑 참조.

3) KEA(2017), pp.39~40 월평균 주행거리 자료 활용.

4) BP Energy Outlook 2018의 데이터셋에서는 2000년 이후의 글로벌 전기자동차 보급대수와 글로벌 전기자동차 연간 총 운행거리를 비연속적 자료로 제시하고 있는 관계로 “2017년 글로벌 전기자동차 단위당 연간 주행거리”는 BP 추정치 간 선형증가를 가정하여 저자가 직접 추정하였음.

5) BNEF(2019)의 전기차의 연비개선전망은 5년 단위로 0.29 kWh/mile(2020), 0.27 kWh/mile(2025), 0.25 kWh/mile(2030)로 저자가 km/kWh로 변환하였음. 2018년부터 2024년의 전기차 연비는 KEA(2019)에서 발표된 수치를 사용함.

Table 1. Korean Annual Cumulative EV Distribution Information

Year	EV Distribution (Units)		Yearly Amount of EV Charging (GWh)	Average Fuel Efficiency (km/kWh)	
	Cumulative	Newly Adopted		Newly Adopted	Weighted Average
2018	55,756 (Record)	-	131		5.65
2019	149,317	93,561	350		5.65
2020	242,878	93,561	570		5.65
2021	336,439	93,561	789	5.65	5.65
2022	430,000 (Gov't target)	93,561	1,008		5.65
2023	751,250	321,250	1,762		5.65
2024	1,072,500	321,250	2,515		5.65
2025	1,393,750	321,250	3,213		5.75
2026	1,715,000	321,250	3,912		5.81
2027	2,036,250	321,250	4,612	6.07	5.85
2028	2,357,500	321,250	5,312		5.88
2029	2,678,750	321,250	6,012		5.90
2030	3,000,000 (Gov't target)	321,250	6,653	6.57	5.97

Date: MOTIE Press Release (2018.12), ME Press Release (2018.07), KEA (2019), BNEF (2019)

Data: EPRI (2007), pp.4~10 (left), Jeon (2017), p.57 (right)

Note: The figures represent the pattern of slow charging (left fig) and fast charging (right fig)

Fig. 1. Time-of-day EV Charging Pattern.

전량 비중과 국내 제주도의 충전패턴을 반영하여 시간대별 전력충전비중을 추정하였다. EPRI의 추정결과는 계시별 요금제 적용에 기반한 것이나 국내 충전패턴은 보급초기인 국내 현실을 반영하여 단일요금제를 기반으로 정리된 것이다(Fig. 1). 따라서 향후 국내 전기자동차 충전패턴은 현행 전기충전기의 완속·급속 비중을 반영, 약 7:3의 비중으로 EPRI와 한국 전기차 충전서비스의 충전비중을⁶⁾ 가중평균

하였다. Table 2는 추정된 전기자동차의 시간대별 충전비중을 정리한 것이다.⁷⁾

6) Jeon(2017), p.57 참조, 한국자동차서비스의 충전패턴을 급속충전으로 가정하였음.

7) 계절과 요일별로 충전비중은 상이할 수 있을 것이나 본 연구에서는 신뢰성 있는 자료의 부재로 계절과 요일의 특성은 반영하지 못하였음.

Table 2. Time-of-day EV Charging Pattern Estimation

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
%	7.18	7.14	6.77	5.01	3.68	2.56	1.30	1.71	1.65	2.47	3.27	3.39	3.45	3.51	3.63	3.10	2.74	2.72	2.92	4.08	5.10	7.53	7.60	7.48

Note: Weighted average of charging patterns in Fig. 1.

Table 3. Influence on the Maximum Load in the 8th Basic Plan on Electricity Demand and Supply

(Unit: MWh)

Year	Maximum Load in 8th Plan (A)	EV 1-million Units Effect (B)	Excluding EV Distribution Effect (C) = (A)-(B)	EV 3-million Units Effect (D)	Effect on Maximum Load (D)/[(C)+(D)]
2022	93,314	110	93,204	68.3	0.07%
2026	97,568	180	97,388	264.8	0.27%
2030	100,498	290	100,208	502.2	0.50%

Note: The peak hours will be changed from 10:00am on Dec 14 to 11:00am on Dec 12 by EV charging patterns since 2027.
Data: MOTIE (2017), p.74

연간 최대전력 수요 영향 분석

8차 전기본에서는 연간 전력사용량과 최대전력만 제시하고 있으나, 전기자동차의 확산이 최대 전력수요에 미치는 영향을 분석하기 위해서는 연간 전력사용량을 일일 시간대별 전력사용량(8,760시간)으로⁸⁾ 세분화하는 과정이 필요하다. 즉 연간 목표수요를 8,760시간으로 세분화하되, 8차 전기본의 계획기간 중 최대전력이 모두 겨울철에 발생하는 특성을 반영하여 최대전력을 기록하는 시점이 동절기에 위치하도록 나누어야 한다.

본 연구에서는 공공데이터 포털에서 제공되고 있는 2017년 전력거래량⁹⁾ 토대로 2020년부터 2030년까지 8차 전기본의 최대수요와 목표수요를 사용하여 연간 최대전력수요 발생 시기 및 시간대별 전력소비 패턴을 산정하였다.

한편 8차 전기본에서 전망된 연간 최대전력수요는 2030년까지 전기자동차 보급 100만대 효과를 반영한 수치다.¹⁰⁾ 따라서 본 연구의 목적인 전기자동차 300만대 보급에 따른 최대전력수요 영향 분석을 위해서는 기존 최대전력수요에 반영된 전기자동차 보급 100만대 효과를 제거한 후 다시 300만대 보급효과의 영향을 반영하여 최대전력수요에 미치는 영향을 분석해야 한다(Table 3).

추정된 시간대별 충전전력량 비중을 활용하여 Table 1에 제시된 연도별 충전전력량을 배분해주면 일별 시간대별 전력자동차 충전전력량을 추정할 수 있다. 2030년 기준으로

전기자동차 운행을 위한 일별 충전전력량은 약 18,228 MWh 수준이다.¹¹⁾ 계산된 일별 충전전력량을 Table 2에 제시된 시간대별 충전 비중으로 배분하면 오전 10시에는 450.4 MW, 오전 11시에는 596.2 MW의 충전전력량이 발생한다.¹²⁾ 전기자동차 충전전력량을 제외한 8차 전기본의 2030년 최대전력수요는 12월 14일 오전 10시 100.2 GW였으나 전기자동차 충전전력량을 반영할 경우 2030년 최대전력수요는 12월 12일 오전 11시, 100.7GW로 변경되었다. 따라서 8차 전기본 기준으로 2030년 최대전력에 미치는 영향은 약 0.5 GW 수준일 것으로 예상된다.

따라서 전기자동차가 300만대 보급될 것으로 계획된 2030년에도 전기자동차 보급 및 확대는 최대전력수요의 약 0.5% 증가시키는 것으로 추산되어 현재 계획된 전기자동차 보급목표가 완전히 실현된다고 가정하여도 최대전력수요에 미치는 영향은 상당히 제한적일 것이라 판단된다. 이상의 과정을 단계적으로 적용하여 추정된 최대부하 효과는 Table 3와 같이 정리된다.

발전원별 비중 추정

전력수요의 발전원별 비중 추정

본 연구의 주요 목적들 중 하나인 “수송부문 연료 전환에 따른 대기환경편익”의 산정을 위해서는 전기자동차 충전전력의 발전원별 비중에 대한 추정이 선행되어야만 한다.

8) 8,760시간 = 24시간 × 365일

9) 공공데이터 포털, 한국전력거래소 전력시장 정보(<https://www.data.go.kr/dataset/3043737/fileData.do>, 접속일자: 2019.10.21.), 최대부하 발생시간대는 12월 14일 오전 10시임.

10) 8차 전기본에서는 전기자동차 100만보급(2030년) 효과를 하계 0.38GW, 동계 0.29GW로 추정하였음.

11) 6,653GWh ÷ 365일

12) 시간대별 발전량에기에 MWh와 MW로 둘다 표기가 가능하나 최대부하의 영향에 대한 논의의 편의를 위해 MW로 표기하였음.

Table 4. Power Generation and Utilization Plant Capacity by Source (2030)

2030 Power Generation and Utilization Plant Capacity by Sources (Target Demand Scenario)							
Categorization	Nuclear	Coal	LNG	Renewable	Oil	Pump	Total
Percentage of Power Generation	23.9%	36.1%	18.8%	20.0%	0.3%	0.8%	100%
Power Generation (GWh)	150,325	227,060	118,876	125,795	1,887	5,032	628,975
Generating Facilities (MW)	20,400	39,921	47,460	58,461	1,391	6,100	173,732
Utilization Plant Capacity	84.1%	64.9%	28.6%	24.6%	15.5%	9.4%	-

Data: MOTIE(2017), p.83.

Note: Utilization Plant Capacity is directly calculated by authors.

그리고 충전전력의 발전원별 비중을 분석하기 위해서는 시간대별 소비(생산)되는 전력의 발전원별 비중에 대한 추정이 선행되어야 한다. 따라서 연간 8,760시간별로 생산되는 전력의 발전원별 비중을 먼저 추정한 후, 전기자동차 충전전력은 시간대별로 그 비중이 상이한 점을 반영하여 시간대별 전기자동차 충전패턴을 통해 가중평균한다.

시간대별 전력수요의 발전원별 비중 추정

국내 전력시장에서는 변동비반영 발전시장의 급전규칙에 따라 저렴한 변동비를 가진 발전설비부터 급전지시를 받는다. 따라서 미래 전력생산량을 계량경제학 또는 통계학적 전망기법을 활용하여 추정하는 것은 극히 어려운 일이며, 반드시 정확한 방법이라 평가할 수도 없다. 국내 전력시장 모의 프로그램을 적용하여 원별 발전량을 산정하는 것이¹³⁾ 일반적이지만, 전력시장 모의 프로그램에서 추정한 원별 발전량 역시 해당 프로그램에 입력되는 기초자료를 토대로 간접적으로 산출된 추정결과이다. 결국 전력수급기본계획에서 계획된 연도별 원별 발전량이 공개되지 않는 이상 정확한 원별 발전량은 알 수 없으므로 본 연구에서는 기존의 전력시장 모의 프로그램을 활용하지 않고 다음과 같이 방법을 통해 간략하게 전력시장 모의를 진행하였다.

먼저 시간대별로 나누어진 전력사용량 조달을 위해 신재생에너지, 원자력, 석탄, 석유, 양수, 그리고 LNG 순으로 발전한다고 가정하였으며¹⁴⁾ 시간대별 원별 발전량은 매년

말(末) 기준 정격설비용량과 설비용량을¹⁵⁾ 반영하여 산출하였다. 신재생에너지 발전량은 8차 전기본에 제시된 연간 발전량을 활용하였다. 8차 전기본 2030년도 목표시나리오에 따른 원별 발전량 및 발전비중, 이용률 등은 아래 Table 4와 같다.

연료기반의 발전설비는(첨두부하를 담당하는 LNG 제외) 시간대별로 일정한 전력량을 생산한다는 가정을 적용할 수 있으나, 태양광과 풍력발전은 타 발전원과 달리 시간대별로 발전량을 추정해야만 한다.¹⁶⁾ 본 연구에서는 국내 전력발전사들과 유관기관이 보유·운영 중인 태양광 및 육상풍력 발전기의 2017년 발전실적 자료(공공데이터)를¹⁷⁾ 바탕으로 24시간 월평균 패턴을 작성한 후,¹⁸⁾ 태양광과 풍력 발전량을 월별·시간대별로¹⁹⁾ 나누어서 적용하려 한다. 풍력발전은 육상풍력과 해상풍력으로 나눌 수 있으나 8차 전기본에서는 구체적으로 육상과 해상풍력의 설비 및 발전량을 구분하여 명시하지는 않았으며, 이에 따라 본 연구는 육상풍력의 월별·시간대별 발전량을 풍력발전 전체에 적용하고자 한다.²⁰⁾

- 13) M-Core 등의 모의 프로그램을 활용하여 전력시장모의를 실행한 연구는 Park and Cho(2018), Cho and Park(2015) 등이 있음.
- 14) 열량단가에 따라 석유와 LNG의 급전순위는 변동가능성이 있으며 양수의 경우 시간대별로 발전량이 상이할 것이다. 다만 본 연구에서는 두 발전원의 발전비중이 매우 낮은 관계로 분석의 편의를 위해 시간대별로 동일한 이용률로 발전한다고 가정하였음.

- 15) 8차 전기본에서 2030년 원별 이용률을 2020~2030년까지 동일하게 적용함.
- 16) 신재생에너지원의 간헐성에서 비롯된 특징임.
- 17) 태양광의 경우 2018년 남부발전 태양광 발전기(부산복합·부산복합자재창고·부산신항·부산수처리장·인천수산정수장·하동공설운동장·하동변전소·하동보건소·하동정수장·하동태양광)의 발전실적과 2014~2018년 농어촌공사의 태양광 발전기(진도·영암)의 발전실적 공공데이터를 활용하여 발전패턴을 추출하였으며, 풍력의 경우 2014~2017년 남부발전 육상풍력 발전기(성산풍력, 한경풍력)의 발전실적 공공데이터를 바탕으로 발전패턴 추출하였음.
- 18) 1~24시 발전비중의 합이 100%가 되도록 태양광·풍력 발전패턴을 작성하였음.
- 19) 12개월 × 24시간 행렬이 구성됨.

Table 5. Monthly Time-of-day PV Power Generation Pattern Information

(Unit: %)

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Jan	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.46	0.84	1.12	1.22	1.22	1.08	0.75	0.27	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Feb	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.25	0.70	1.09	1.30	1.35	1.35	1.23	0.94	0.53	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.39	0.77	1.09	1.28	1.40	1.41	1.27	0.97	0.60	0.23	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Apr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.20	0.51	0.89	1.17	1.37	1.42	1.36	1.20	0.95	0.63	0.28	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
May	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.30	0.63	0.95	1.18	1.29	1.33	1.28	1.14	0.92	0.63	0.32	0.09	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Jun	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.28	0.53	0.80	1.00	1.15	1.19	1.19	1.04	0.87	0.60	0.33	0.12	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
Jul	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.19	0.39	0.60	0.77	0.86	0.92	0.92	0.85	0.74	0.55	0.30	0.11	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Aug	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.20	0.46	0.73	0.93	1.06	1.13	1.09	0.99	0.80	0.58	0.30	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sep	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.16	0.45	0.75	1.02	1.19	1.20	1.19	1.08	0.82	0.51	0.19	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oct	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.42	0.75	1.00	1.17	1.16	1.07	0.92	0.64	0.31	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nov	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.29	0.71	1.04	1.25	1.24	1.10	0.90	0.56	0.17	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dec	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.11	0.44	0.84	1.06	1.13	1.04	0.82	0.42	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Note: The sum of percentage of 24-hour generation is 100%

Data: PV Generation Record of KOSPO (2018), PV Generation Record of Korean Rural Community Corporation (2014~2018)

Table 6. Monthly Time-of-day Wind Power Generation Pattern Information

(Unit: %)

Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Jan	0.57	0.56	0.57	0.62	0.61	0.61	0.61	0.58	0.56	0.53	0.53	0.53	0.54	0.54	0.53	0.54	0.54	0.56	0.57	0.56	0.57	0.55	0.54	0.56
Feb	0.61	0.62	0.60	0.61	0.60	0.59	0.63	0.61	0.61	0.61	0.62	0.62	0.64	0.69	0.68	0.66	0.65	0.62	0.62	0.60	0.61	0.62	0.58	0.60
Mar	0.39	0.38	0.40	0.38	0.35	0.36	0.37	0.36	0.37	0.36	0.36	0.36	0.36	0.39	0.40	0.41	0.43	0.42	0.40	0.39	0.42	0.42	0.41	0.42
Apr	0.36	0.36	0.37	0.37	0.38	0.39	0.37	0.34	0.30	0.30	0.31	0.32	0.34	0.34	0.31	0.30	0.32	0.32	0.32	0.32	0.35	0.33	0.34	0.33
May	0.24	0.22	0.24	0.20	0.18	0.21	0.22	0.20	0.19	0.20	0.20	0.19	0.17	0.18	0.17	0.14	0.12	0.12	0.13	0.16	0.18	0.20	0.24	0.25
Jun	0.17	0.17	0.15	0.15	0.12	0.13	0.12	0.10	0.10	0.10	0.11	0.14	0.15	0.15	0.14	0.14	0.16	0.17	0.18	0.19	0.17	0.17	0.18	0.16
Jul	0.20	0.19	0.19	0.15	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15	0.17	0.17	0.17	0.19	0.19	0.19	0.17	0.16	0.16	0.14	0.14	0.14	0.16	0.19	0.21
Aug	0.17	0.19	0.18	0.18	0.18	0.19	0.17	0.15	0.17	0.19	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.20	0.19	0.17	0.15	0.14	0.16	0.17	0.20	0.20
Sep	0.29	0.28	0.28	0.27	0.31	0.30	0.33	0.33	0.32	0.29	0.28	0.28	0.27	0.26	0.27	0.27	0.26	0.24	0.26	0.26	0.28	0.27	0.27	0.29
Oct	0.38	0.40	0.41	0.40	0.42	0.43	0.41	0.41	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.41	0.42	0.43	0.40	0.40	0.40	0.42	0.41	0.44	0.42	0.40
Nov	0.34	0.35	0.36	0.37	0.41	0.42	0.41	0.40	0.39	0.40	0.39	0.37	0.36	0.36	0.38	0.37	0.35	0.33	0.35	0.35	0.36	0.38	0.36	0.37
Dec	0.50	0.53	0.53	0.51	0.52	0.51	0.53	0.53	0.50	0.48	0.50	0.51	0.49	0.52	0.57	0.58	0.57	0.54	0.52	0.51	0.48	0.48	0.48	0.47

Note: The sum of percentage of 24-hour generation is 100%

Data: Offshore Wind Generation Record of KOSPO (2014~2017)

변동성 전원인 태양광과 풍력발전의 월별·시간대별 발전실적을 살펴보면 태양광 발전의 경우 계절과 시간대에 따라 발전비중이 상이하다. 시간대별로는 낮 시간대인 오전 10시에서 오후 3시까지 가장 많이 발전하고 있으며 계절별로는 봄→가을→여름→겨울 순으로 발전비중이 감소하는 패턴을 보인다. 반면 풍력발전의 경우 계절별로는 발전비중의 차이가 상이하지만 시간대별로는 상대적으로 일정한 발전패턴을 기록하고 있으며, 겨울→봄/가을→여름

순으로 발전비중이 감소하는 패턴을 보인다. 이러한 특징이 반영된 태양광과 풍력 월별·시간대별 발전패턴은 각각 Table 5 및 Table 6과 같다.

마지막으로 시간대별 전력수요와 LNG 발전을 제외한 발전원별 발전량의 총합의 차이는 첨두부하를 담당하는 LNG 발전량으로 가정하였다.

충전전력의 발전원별 비중 추정

전기자동차 운행을 위해 사용되는 충전전력의 발전원별 비중은 전력수요 전체의 발전비중과는 다소 차이가 있는데, 이는 충전되는 전력의 시간대별 비중이 상이하기 때문

20) 현재로는 육상풍력 자료가 주로 축적되어 있어 육상풍력 자료를 활용함.

Table 7. 2020-2030 Korean EV Electricity Charging Mixture by Power Source

Power Source	2020	2022	2024	2025	2026	2028	2030
Renewable	PV	1.4%	1.9%	2.5%	2.8%	3.2%	4.8%
	Wind	1.0%	1.6%	2.6%	3.2%	3.9%	6.9%
	Etc	5.3%	5.5%	6.1%	6.2%	6.3%	6.6%
	Sub-total	7.7%	9.0%	11.2%	12.2%	13.4%	18.3%
Nuclear	33.0%	34.2%	33.4%	30.6%	28.5%	25.3%	24.2%
Coal	36.5%	40.5%	38.7%	37.2%	37.1%	37.0%	36.6%
Oil	1.6%	0.6%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Pump	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.8%
LNG	20.7%	14.9%	15.7%	19.1%	20.2%	21.1%	19.8%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Note: Directly calculated through Korean Government's EV Distribution Target and EV Charging pattern

Table 8. Cost Estimation of Environmental Damage by Fuel Type (Passengers Car) (Unit: ₩/ℓ)

Fuel Type	Gasoline	Diesel
CO	324.9	57.9
NOx	87.8	614.2
SOx	0.19	0.15
VOC	4.7	1.1
PM2.5	0.6	93.4
GHG	66.4	78.2
Total	485	845

Data: Lee (2017), p.27

이다. 본 연구에서는 앞서 기술한 바와 같이 충전전력의 발전비중 도출을 위해 2020~2030년까지 모든 시간대의 발전원별 발전량과 비중을 추정한 후 시간대별 충전전력량 비중을 적용함으로써 충전전력의 발전원별 비중을 추산하였다. Table 7은 주요 연도별 충전전력의 발전원별 비중을 정리한 것이다.

본 연구에서 추정된 충전전력의 발전원별 비중과 8차 전기기본에서 제시한 2030년 발전원별 비중과는 다소 차이가 발생하는데 이는 태양광 발전설비의 경우 야간시간대에 발전하지 못하기 때문에 타 발전원이 태양광 발전을 대체하는 현상이 주된 원인이다. 2030년 신재생에너지가 충전전력에서 차지하는 비중은 약 18.3% 수준으로 전체 생산전력 기준 신재생에너지 발전비중(20%)에 비해 다소 낮은 수치며, 석탄화력 및 LNG 발전비중은 상대적으로 높게 나타난다. 한편 풍력 발전설비의 발전량은 시간대별 차이가 크지 않은 특성으로 인해 전체 전력생산량 내 비중과 충전전력 내 비중이 크게 차이나지 않는 특징을 보인다.

환경 편익 추정

단위당 환경피해비용

수송부문 전력화에 따른 사회적 편익은 연료대체에 따른 환경피해비용의 감소로 정의할 수 있으나, 대기오염물질 배출로 인해 발생하는 환경피해를 비용으로 환산하는 것은 매우 어려운 작업이며 연구별 추정치 역시 다소 상이하다. 대표적인 대기오염물질에 대한 환경피해비용 연구는 ExternE(2005), Parry *et al.*(2014) 등이며, 국내 대기오염물질 환경피해비용 산정에 중요한 기초자료로 활용되고 있다. 또한 국내 환경피해비용에 대한 연구도 최신 자료를 기반으로 지속적인 개정이 이루어지고 있는 중이다(Kang, 2019).

본 연구에서는 최근 정부의 연료별 제세부담금 체계 개편을 위해 수행한 연구에서²¹⁾ 추정된 환경피해 비용 정보를 활용하며, 충전전력의 발전원별 비중을 적용하여 수송부문 전력화에 따른 환경피해비용을 추정해본다. 왼쪽 상단 Table 8은 Lee(2017)의 연료원별 환경오염물질 배출비용 결과를 요약한 내용이며, Table 9은 발전원별(LNG, 석탄) 환경오염물질 배출비용을 정리한 내용이다.

전기자동차 운행을 위한 충전전력 1 kWh의 환경피해비용은 Table 7과 Table 9에서 제시된 충전전력의 원별 비중 및 발전원별 환경비용²²⁾을 활용하여 추정 가능한데, 연도별 충전전력 1 kWh의 환경피해비용은 석탄과 LNG 발전

21) Lee(2017), Lee(2018)

22) 석유발전의 비중이 매우 낮고 선행연구에서도 발전원별 비중이 높은 석탄 및 LNG를 중심으로 분석하여 본 연구에서는 분석의 편의를 위해 석유발전의 외부비용은 포함시키지 않았음.

Table 9. Cost Estimation of Environmental Damage by Power Source

(Unit: ₩/ kWh)

Source	SOx	NOx	PM2.5	CO ₂	Total
LNG	0.32	4.77	0.33	15.72	21.14
Anthracite coal	22.22	32.36	0.94	35.68	91.20
Bituminous coal	16.21	17.08	0.82	35.68	69.79
Weighted Average (Coal)	16.31	17.34	0.82	35.68	70.15

Note: The cost of coal-caused environmental damage is calculated by using the weighted average methodology, based on the proportion of generating capacity data (EPSIS) of coals (Anthracite coal:Bituminous coal=1.7:98.3).

Data: Lee (2018), p.58

Table 10. Environmental Damage Cost of Driving Passenger Cars

(Unit: ₩/km, ₩)

Year	Environmental Damage Cost by Fuel			Environmental Benefit by Fuel Transition	
	Gasoline	Diesel	Electricity	Gasoline → Electricity	Diesel → Electricity
2020	42.4	65.9	5.72	485,968	796,894
2021	42.4	65.9	5.93	483,186	794,113
2022	42.4	65.9	6.02	481,919	792,845
2023	42.4	65.9	5.93	483,178	794,104
2024	42.4	65.9	5.82	484,680	795,607
2025	42.4	65.9	5.75	485,570	796,496
2026	42.4	65.9	5.78	485,157	796,084
2027	42.4	65.9	5.80	484,898	795,824
2028	42.4	65.9	5.80	484,857	795,783
2029	42.4	65.9	5.76	485,358	796,285
2030	42.4	65.9	5.70	486,191	797,117

량 비중에 따라 차이가 발생한다. 또한 충전전력량과 발전 전력량 사이에는 소내소비전력과 송배전손실량에 따른 차이가 발생하므로, 전기자동차의 환경피해비용은 충전에 사용된 전력의 발전전력량을 기준으로 추정되어야 할 것이다. 본 연구에서는 KEPCO(2018)의 2018년 LNG 및 석탄 송배전손실율과 소내소비율 합을 각각 추출 후 두 발전원의 평균값(약 7.3%)을 활용하였다.²³⁾ 이에 따른 추정기간 내 환경피해비용은 약 32.3원/kWh~34.0원/kWh의 범위 내에서 형성되었으며 평균 환경피해비용은 32.9원/kWh로 추정된다.²⁴⁾

대기환경편익 추정

최근 문헌을 살펴보면 수송부문의 연료전환에 따른 환경편익을 추정하는 연구가 활발히 진행되고 있다. Jeon(2019),

Holland *et al.*(2016) 등은 충전전력의 발전원별 비중에 따른 환경피해비용을 추정하였으며 Kim(2017), IEA(2019) 등에서는 전과정평가를²⁵⁾ 통해 수송부문 연료전환에 대한 대기환경편익을 추정하기도 하였다.

본 연구에서는 한 소비자가 차량구입 시 내연기관차 대신 전기차를 선택할 경우를 가정하여 대기환경편익을 추정해본다. 내연기관차와 전기차의 연비정보는 자동차 에너지소비효율 분석집(KEA, 2019)에서 제시한 수치를²⁶⁾ 사용하였으며 자동차 1대당 운행거리와 연료별 환경피해비용은 앞서 제시한 수치를 적용하였다.

분석기간 내 수송부문의 전력화에 따른 대기환경편익은 자동차 1대의 연간 운행거리 기준으로 휘발유에서 전기로 전환될 경우 평균적으로 약 48.5만원/년, 경유에서 전력으로 전환되면 평균적으로 약 79.6만원/년 수준으로 추정된다(Table 10). 전기자동차 한 대당 총 20만 km를²⁷⁾ 운행한

23) KEPCO(2018), pp.28~45 자료 활용.

24) 환경피해비용(원/kWh)을 거리당 피해비용(원/km)로 전환하기 위해서 전기자동차의 연비를 적용하였으며 결과는 Table 10에 소개됨.

25) 원료의 추출부터 자동차 운행까지의 전과정(Well-to-Whell)에 대한 환경평가를 의미함.

26) KEA(2019) p.55 참조.

다고 가정하면 전기자동차 사용은 휘발유 대비 약 727만원, 경유 대비 약 1,193만원의 사회적 편익을 발생시킨다고 추정할 수 있다.

결 론

본 연구는 정부정책에서 제시된 전기자동차 보급목표와 전력수급 기본계획을 기반으로 수송부문 전력화 현상으로 인해 발생할 수 있는 전력산업의 영향을 분석하였다. 전력 시장 모의(시뮬레이션)을 통해 발전원별 비중을 추정하고 전기자동차의 전력충전행태를 적용하여 시간대별 충전전력량과 충전전력의 발전원별 비중을 추정하였다. 이를 바탕으로 수송부문 연료전환으로 발생하는 대기환경편익을 추정하였다. 연구수행에 따른 결과는 아래와 같다.

- 1) 전기자동차 보급목표(2030년 300만대) 달성을 가정할 경우 2030년 전기자동차 운행을 위한 충전전력량은 약 6,653 GWh로 추정되었으며 충전전력량이 최대전력수요 증가에 미치는 영향은 약 500 MW로 추정되었다. 따라서 전기자동차 300만대 보급에 따른 최대부하의 영향은 전체 부하의 0.5% 수준을 차지하는 것으로 추산되었다.
- 2) 전기자동차 운행을 위해 충전되는 전력의 발전원별 비중은 2030년 기준으로 석탄 36.6%, 원자력 24.2%, LNG 19.8%, 신재생 18.8% 순으로 추정되었으며 환경피해비용은 32.2원/kWh, 5.70원/km로 추정되었다. 또한 전기자동차 운행에 따른 대기환경편익은 내연기관 자동차(휘발유/경유) 대비 각각 약 727만원, 1,193만원 수준으로 추정되었다.

상기 결과는 8차 전기본, 2018년에 수립된 전기자동차 보급목표, 그리고 2017~2018년 기준으로 추정된 환경피해비용을 기반으로 추산된 수치로, 향후 전력 및 수송부문의 정부정책 변화 및 환경피해비용 재산정에 따라 지속적으로 변동할 가능성이 있다. 특히 최근 언급되는 주요 정부정책은 석탄화력 발전의 과감한 감축과 수송부문의 전력화로 요약할 수 있는바, 전력 및 수송부문과 관련된 친환경 정책이 더욱 적극적으로 수립될 것으로 예상된다.

또한 전기자동차를 이용하는 고객의 요금제도²⁸⁾에 대한 학습효과 발생과 이로 인한 충전패턴 변화, 재생에너지 발전량 증가로 최대부하시간대의 이동 등 본 연구에서 사용했던 기본적인 가정들도 시간이 지남에 따라 변화될 수도

있을 것이다. 따라서 향후 정부정책과 전기자동차 사용행태 변화 등을 반영하여 수송부문 전력화 현상에 대한 연구가 지속적으로 수행되어야 할 것이다.

정책적으로는 현재 승용부문에 집중되어 있는 전기수송 수단 보급정책도 보다 다양한 수송부문으로 넓히는 것이 필요할 것이다. 수송부문의 전력화가 최대전력수요에 미치는 영향이 상대적으로 제한적이다. 향후 변동사항을 지켜봐야 하겠지만 적절한 요금제도 설계를 통해 전력공급시스템에 큰 무리를 발생시키지 않으면서 또한 재생에너지 발전비중이 증가하여 전력의 친환경성이 지속적으로 강화될 것으로 예상된다면 앞으로는 화물수송, 택시, 그리고 육상운송을 넘어서 해상운송 및 항공운송까지도 결국은 환경편익이 높은 전력을 사용하도록 요구받게 될 가능성이 높다. 따라서 승용부문 외 타 수송부문의 전력화를 위한 기술개발과 보급 확대를 위한 정책수립이 보다 장기적인 안목에서 시행되어야 할 것이다.

사 사

본 연구는 에너지경제연구원 기본과제 “E-mobility 성장에 따른 석유·전력·신재생에너지 산업 대응 전략 연구(전력)(1/4)”의 주요 결과를 수정·보완하여 작성되었음.

References

- Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2019. *Electric Vehicle Outlook 2019*, USA, 124p.
- Cho, S.J. and Park, C.K., 2015. Optimal power generation mix with economic and social costs of nuclear power. *Korea Energy Economic Institute*, Ulsan, Korea, 273p.
- Electric Power Research Institute (EPRI), 2007. *EPRI Executive Summary: Environmental Assessment of Plug-In Hybrid Electric Vehicles*, Volume 2: United States air quality analysis based on AEO-2006 assumptions for 2030.
- European Commission (ExternE Project), 2005. *Externalities of Energy, Volume 10, Luxembourg*, 3p.
- Holland, S.P., Mansur, E.T., and Yates, A.J., 2016. Are there environmental benefits from driving electric vehicles? the importance of local factors. *American Economic Review*, 106, p.3700-3729.
- International Energy Agency (IEA), 2018. *Global EV Outlook 2018*, FRA, 144p.
- International Energy Agency (IEA), 2019. *Global EV Outlook 2019*, FRA, 219p.
- Jeon, H.C., 2017. Analysis of spatial heterogeneity of local pollutants and greenhouse gas emissions from the electric vehicle. *Korea Environment Institute*, Sejong-si, Korea,

27) 분석을 위해 사용된 정확한 수치는 198,750 km로 15년간 운행하는 것으로 가정한 수치임.

28) 일반적으로 계시별 요금제를 의미함.

- 115p.
- Jeon, H.C., 2019. Analysis of electric vehicle's environmental benefits from the perspective of energy transition in Korea. *Environmental and Resource Economics Review*, 28, p.307-326.
- Kang, M.K., 2019. A study on Appropriate Price Setting of Transportation Energy and Use of the Related Tax Revenue. *Korea Environment Institute*, Sejong-si, Korea, p.14-30.
- Kim, J.K., 2017. Transportation energy tax reform directions to cope with the electrification of transportation. *Korea Energy Economics Institute*, Ulsan, Korea, 127p.
- Korea Electricity Power Corporation (KEPCO), 2018. *Statistics of Electric Power in Korea*, Naju-si, Korea, 88, p.20-95.
- Korea Energy Agency (KEA), 2017. *Energy Consumption Survey - Final Report on EV Survey Results*, Ulsan, Korea, 65p.
- Korea Energy Agency (KEA), 2019. *2019 Vehicle Fuel Economy and CO₂ Emissions : Data and Analyses*, Ulsan, Korea, 113p.
- Lee, D.K., 2017. A study on reasonable adjustment method for relative price of transportation energy. *Korea Institute of Public Finance*, Sejong-si, Korea, 16p.
- Lee, D.K., 2018. A study on reasonable adjustment method for taxation on power sector. *Korea Institute of Public Finance*, Sejong-si, Korea, 99p.
- Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), 2017. *The 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand*, Sejong-si, Korea, 99p.
- Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), 2018a. *2030 Greenhouse gas Reduction Roadmap Revised*, Sejong-si, Korea, 13p.
- Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), 2018b. *The Strategies To Improve Industry of Automobile Parts*, press release, Sejong-si, Korea, 16p.
- Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), 2019. *The 3rd Energy Master Plan*, Sejong-si, Korea, 114p.
- Park, K.S, Cho, S.J., 2018. A study on the revision of taxation on power sector for the successful energy transition. *Korea Energy Economic Institute*, Ulsan, Korea, 183p.
- Parry, I., Heine, D., Lis, E., and Li, S, 2014. Getting energy prices right: from principles to practice. *International Monetary Fund*, USA, 95p.
- The British Petroleum Co., PLC (BP), 2018. *BP Outlook 2018 Edition*, UK, 125p.

김 비 아

2014년 고려대학교 정경대학 경제학과 경제학사
2017년 고려대학교 대학원 경제학과 경제학석사

현재 에너지경제연구원 가스정책연구팀 전문연구원
(E-mail; bia@keei.re.kr)

박 명 덕

2000년 아주대학교 경영대학 경영학과 학사
2004년 뉴저지주립대학교 통계학과 석사
2010년 조지아대학교 응용경제학과 박사

현재 에너지경제연구원 집단에너지연구팀 연구위원
(E-mail; mdpark@keei.re.kr)

김 재 업

현재 에너지경제연구원 전력정책연구팀 전문연구원
(本學會誌 第56卷 第1号 参照)