

국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안 달성을 위한 17개 광역시도별 발전 및 최종에너지 소비 변화 분석[†]

노민영*·전승호**·김문태***·김수덕****

요약 : 2021년, 정부는 국가 온실가스 감축목표(Nationally Determined Contribution, NDC)를 상향 설정하고 에너지 분야의 주요 감축 방안과 감축목표를 제시하였으나, 다양한 쟁점이 논의되고 있다. 그 중 NDC 감축목표를 달성하기 위한 에너지수요와 신재생에너지 발전 비중을 17개 광역시도 통합평가모형 GCAM-Korea로 분석하였다. 그 결과, 2030년 최종소비부분의 에너지수요는 2018년과 비슷한 수준이었다. 이는 석탄 비중의 감소와 전기화가 진행되면서 가능한 것으로 보이며, 특히, 산업부문에서 그 현상이 뚜렷이 나타났다. 최종소비부문에서 증가한 전기수요와 감소한 석탄 발전량(2030년 발전 비중 12.8%)은 신재생(33.1%), 가스(24.6%), 원자력(18.0%)이 부담하는 것으로 나타났다. 이에 따라 미래의 주요 발전지역은 현 주요 발전지역인 충남(주요 발전원, 석탄)에서 경북(원자력), 경기(가스), 전남(원자력, 가스), 강원(태양광, 풍력)으로 바뀌었다. 이와 같은 연구 결과는 국가와 지자체의 에너지 정책 및 온실가스 감축 전략 도출을 위한 기반자료로 활용될 수 있을 것으로 기대한다.

주제어 : 국가온실가스감축목표(NDC), 신재생발전, 에너지수요, 온실가스감축

JEL 분류 : Q3

접수일(2022년 11월 30일), 수정일(2022년 12월 14일), 게재확정일(2022년 12월 17일)

[†] 본 연구는 존경하는 전영섭 교수님의 정년을 맞아, 교수님의 노고와 그간의 공헌을 기억하고자 함이며, 또한 환경부 「기후변화특성화대학원사업」의 지원으로 수행되었습니다.

* 아주대학교 에너지시스템연구센터 연구원, 제1저자(e-mail: rohmin9122@ajou.ac.kr)

** 아주대학교 국제대학원 강사, 공저자(e-mail: sngho.jeon@gmail.com)

*** 아주대학교 에너지시스템학과 박사과정, 공저자(e-mail: k123mt@ajou.ac.kr)

**** 아주대학교 에너지시스템학과 교수, 교신저자(e-mail: suduk@ajou.ac.kr)

An Analysis of Changes in Power Generation and Final Energy Consumption in Provinces to Achieve the Updated Nationally Determined Contribution (NDC)[†]

Minyoung Roh*, Seungho Jeon**, Muntae Kim*** and Suduk Kim****

ABSTRACT : Korean government updated her Nationally Determined Contribution (NDC) in 2021 and announced the target and various measures for reductions. Among the many issues, final energy demand and renewable energy power mix for 17 provinces to achieve the target are being analyzed using GCAM-Korea. Simulation results show that final energy demand of 2030 is approximated at the similar level to that of 2018. This is being enabled by the conservation of coal with higher electrification especially in industry sector. Higher power demand with lower coal consumption in final energy consumption is shown to be provided by 33.1% of renewable, 24.6% of gas, and 18.0% of nuclear power generation in 2030. Meanwhile, the share of coal-fired power generation is expected to be reduced to 12.8%. Major future power provider becomes Gyeongbuk (Nuclear), Gyeonggi (Gas), Jeonnam (Nuclear, Gas) and Gangwon (PV, Wind), compared to one of current major power provider Chungnam (Coal). This analysis is expected to provide a useful insight toward the national and provincial energy and climate change policy.

Keywords : Nationally Determined Contribution (NDC), Renewable generation, Energy demand, Emissions reduction

Received: November 30, 2022, Revised: December 14, 2022, Accepted: December 17, 2022.

[†]This work is dedicated to professor Youngsub Chun on his retirement remembering all of his hard work and contributions. It is financially supported by the Korea Ministry of Environment (MOE) as 'Graduate School specialized in Climate Change'.

* Researcher, Energy Systems Research Center, Ajou University, First author (e-mail: rohmin9122@ajou.ac.kr)

** Lecturer, Graduate School of International Studies, Ajou University, Coauthors (e-mail: sngho.jeon@gmail.com)

*** Ph.D Candidate, Department of Energy Systems Research, Ajou University, Coauthors (e-mail: kl23mt@ajou.ac.kr)

**** Professor, Department of Energy Systems Research, Ajou University, Corresponding author (e-mail: suduk@ajou.ac.kr)

I. 서론

지난해 2021년 11월, 정부는 「탄소중립기본법」의 입법 취지와 국제 동향과 국내 여건들을 고려하여 탄소중립의 중간 길목인 국가 온실가스 감축목표(Nationally Determined Contribution, NDC)를 2018년 배출량 대비 40% 감축하는 것으로 목표를 상향 설정했다(관계부처합동, 2021). 발표된 NDC 상향안(이하, NDC)에서는 2018년 온실가스 배출의 93.5%를 차지하는 에너지 분야(전환, 산업, 건물, 수송부문)와 그 외 분야(농축수산, 폐기물, 수소, 기타, 흡수 및 제거 부문)의 부문별 주요 감축 방안과 감축 목표를 제시했으나, 다양한 쟁점이 논의되고 있다.

다양한 쟁점 중 에너지 분야와 관련된 쟁점으로는 첫째, 에너지 수요의 적정성이다. 에너지 수요는 온실가스 배출과 직결되어 있으며, 온실가스의 93.5%가 해당 분야에서 배출된다는 점에서 주요 쟁점이 될 수 있다. 그러나 발표된 NDC에서는 목표 온실가스 배출량에 상응하는 목표 에너지 수요에 대한 자료가 부족하다. 국가 에너지수요를 전망하고 계획하는 「에너지기본계획」은 가장 최근 발표된 것이 2019년 6월로 NDC와 탄소중립 시나리오가 발표되기 이전에 수립된 계획이다. 에너지수요는 목표 온실가스 배출량과 일관되도록 전망되어야 할 것이며, 이와 관련된 내용은 2050 탄소중립 시나리오와 NDC 수립 시 논의된 주요 사항이었다(탄소중립위원회, 2021).

둘째, 신재생에너지 발전 비중에 대한 쟁점이다. NDC에서 신재생에너지 발전 비중을 30% 이상으로 목표를 제시하고 주요 감축 수단으로 다루고 있다. 해외 주요국들은 온실가스 감축을 위해 신재생에너지 발전 비중을 높이는 추세로(<표 1> 참고) NDC에서 신재생에너지 발전을 주요 감축 수단으로 여기는 것은 국제 동향에 맞는 흐름이라 할 수 있다. 그러나 NDC의 신재생발전 비중에 대해 신재생 자원의 부족, 수용성 문제와 환경성 문제를 근거로 신재생에너지 보급계획이 급격하게 추진되고 있다는 평가(관계부처합동, 2022)가 있는 한편, 입지 잠재량을 적극적으로 활용하고 수용성과 환경성을 확보할 수 있다면 충분히 달성 가능한 계획이라는 견해(산업통상자원부, 2021)와 함께 신재생 비중 관련 과학적 분석도 이뤄지고 있다. 신동현(2022)에서는 「제9차 전력수급기본계획」과 NDC 상향안의 2030년 전원믹스를 목표로 2022~2025년 전원별 발전량을 M-Core 시나리오로 분석했다. 그 결과, 신재생에너지 발전량 비중이 2022년부터 2025

년까지 5%p 상승하고, 발전량은 연평균 13.1%만큼 급격하게 증가하는 것으로 분석되었다. 「제 10차 전력수급기본계획」 총괄분과위 실무안에서는 전력패널모형과 거시모형을 활용하여 NDC 배출목표 달성을 위한 2030년의 적정 신재생 발전량 비중을 21.5%로 전망하고 있다(산업통상자원부, 2022.8.).

〈표 1〉 해외국의 신재생에너지 발전 목표

국가	내용	출처
미국	NDC에서 신재생발전 목표를 정하지 않았으나, 주별로 RPS 제도를 통해 발전사별 신재생에너지 발전 비중을 정하고 있음. 일례로 2030년까지 뉴욕, 캘리포니아, 메릴랜드, 뉴저지, 메사추세츠는 신재생에너지 보급률을 각각 70%, 60%, 50%, 50%, 35%로 설정함.	NCSL (2021)
EU	NDC의 신재생에너지 비중 목표를 32.5%에서 40%로 상향하였으나, REpowerEU 계획을 통해 2030년까지 신재생에너지 비중을 45%로 확대할 것을 추진중.	EU (2020, 2022)
독일	독일은 EU와 별도로 부활절 패키지를 통해 2030년까지 총 전력수요의 80%를 재생에너지로 충당하고, 2035년에는 모두 재생에너지를 사용하는 것을 목표로함.	GT (2022)
중국	NDC에서는 2030년까지 풍력, 태양광 발전용량을 약 3배 정도 확대하는 것으로 했으나, 30·60 탄소중립 목표에서는 2060년까지 전력전환부문 신재생에너지 비중을 96%까지 끌어올릴 것으로 발표함.	대외경제 정책연구원 (2021)
일본	제5차 에너지기본계획에서 언급한 2030년의 신재생에너지 비중 22~24%를 6차 에너지기본계획에서 신재생에너지 보급 비중을 36~38%로 확대하겠다고 발표함.	KOTRA (2022)

본 연구에서는 위에서 언급한 두 가지 쟁점을 지역 기반으로 분석하고자 한다. 지역 기반 분석이 필요한 이유로는 첫째, 국내의 경우, 에너지 수요와 공급에서 지역별 특징이 나타난다. 전력의 수요는 산업과 도심지역, 공급은 충남, 경북 등 주요 발전소가 위치한 지역에서 이뤄진다. 건물과 수송부문의 에너지 수요는 도심지역에서 발생, 산업부문 에너지는 에너지 다소비 산업이 밀집한 지역인 전남, 충남, 울산에서 소비된다. 마찬가지로, 신재생에너지 발전을 분석하기 위해서는 지역별 특징이 고려되어야 한다. 윤창열 외(2019)의 신재생에너지 자원지도를 살펴보면 태양에너지 자원은 동남쪽 지역, 풍력에너지 자원은 해안가와 동쪽 태백산맥 지역에 풍부한 것을 알 수 있다.

둘째, NDC와 탄소중립 실현을 위한 온실가스 감축의 주체로서 지역 역할이 강조됨에

따라(대한민국정부, 2020; 국가법령정보센터, 2022),¹⁾ 지자체의 온실가스 감축 전략을 도출하기 위해서는 지역 단위의 에너지 분석에 기반을 두어야 한다.

본 연구에서는 NDC 온실가스 감축 목표를 달성하기 위한 지역별 에너지 수요 및 에너지 믹스의 변화와 더불어 발전량과 전원 믹스에 대해서도 분석하고자 한다. 또한, 이를 기반으로 NDC 온실가스 감축목표 달성을 위한 지역별 온실가스 감축 여건을 살펴보고자 한다.

II. 분석 방법 및 시나리오

본 연구에서 NDC의 국가 온실가스 감축목표에 따른 지역별 에너지 및 온실가스를 분석하기 위해 17개 광역시도 해상도 통합평가모형 GCAM-Korea를 활용하였다. 통합평가모형은 기후변화 정책에 의한 자연과학과 사회경제학적 양상을 일관된 프레임워크 내에서 평가할 수 있다(Weyant et al., 1995).

GCAM-Korea의 기반모델인 GCAM(Global Change Analysis Model)은 PNNL/JGCRI (Joint Global Change Research Institute)에서 개발한 다부문 시장균형 모형으로 전 세계 32개 지역²⁾의 사회경제와 에너지, 농업 및 토지이용(382개 AEZs; Agro-Ecological Zones), 물(235개 수역), 글로벌 기후 시스템을 갖추고 있다. GCAM은 인구, GDP, 기술비용, 정책과 같은 사회경제 변수나 기술진보 가정으로부터 미래의 에너지 수요와 공급, 온실가스 배출량, 농작물 생산량, 토지이용, 지구 온도 등의 분석에 사용되고 있다(JGCRI, 2022; Kim et al., 2006).

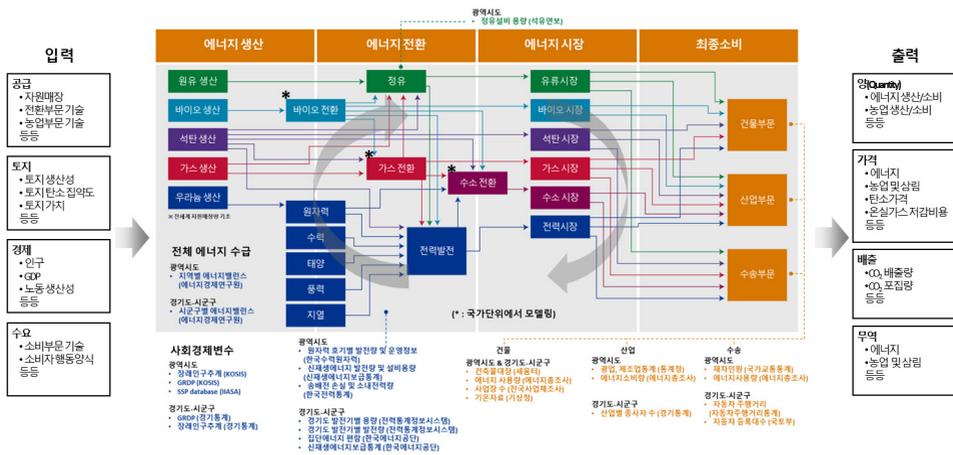
GCAM-Korea³⁾는 GCAM 5.3버전⁴⁾의 사회경제 및 에너지시스템 지역 중 하나인 한국지역을 17개 광역시도로 확장한 모형으로 지역 에너지의 이질성과 지역 맞춤 에너지 및 환경정책을 분석하기 위해 개발한 모형이다(Jeon et al., 2021; Roh et al., 2020; 김문

-
- 1) 「탄소중립법」 제4조 3항: 탄소중립 사회 이행을 위한 대책을 수립할 때 지역적 특성과 여건을 고려해야 한다.
 - 2) 미국, 캐나다, 멕시코, 중앙 아메리카와 캐리비안 해 인근, 브라질, 아르헨티나, 콜롬비아, 남아메리카(북부), 남아메리카(남부), EU-12, EU-15, 러시아, 유럽 자유 무역 연합, 동부 유럽, EU가 아닌 유럽 국가, 남아프리카 공화국, 아프리카(동부), 아프리카(북부), 아프리카(남부), 아프리카(서부), 중동, 한국, 일본, 중국, 태국, 호주 및 뉴질랜드, 인도, 인도네시아, 파키스탄, 동남아, 남아시아, 중앙 아시아
 - 3) GCAM-Korea 모형 및 입력 데이터 다운로드: <https://github.com/EML-Ajou/GCAM-Korea>
 - 4) GCAM v.5.3 모형 및 입력 데이터 다운로드: <https://doi.org/10.5281/zenodo.3908600>

태 외, 2020). 국가 해상도의 시스템을 광역시도 해상도 시스템으로 확장하기 위해 GCAM 5.3 버전에서 활용하고 있는 글로벌 수준의 IEA(International Energy Agency) 에너지밸런스, EDGAR(Emissions Database for Global Atmospheric Research) 온실가스 인벤토리, IIASA(International Insititute for Applied Systems Analysis)의 SSP(Shared Socioeconomic Pathways) 데이터베이스 등을 기반으로 국내 자료(Gross Regional Domestic Product; GRDP, 장래인구추계, 지역 에너지밸런스, 에너지총조사, 제9차 전력수급기본계획 등)가 추가로 활용되었으며(<그림 1>), 2015년을 기준으로 5년 단위의 시물레이션이 가능하다. GCAM-Korea 개발에 활용한 통계자료와 모형 입력자료 생성 과정은 Jeon et al.(2020)에서 확인할 수 있다.

본 연구의 분석방법으로서 GCAM-Korea가 갖는 장점은 ①국가와 지역 간의 정합성을 확보할 수 있다는 점, ②에너지 및 온실가스의 일관성을 유지할 수 있고, ③NDC 온실가스감축이라는 충격을 에너지 공급, 전환(정유, 가스, 전력, 수소), 최종 소비(건물, 산업, 수송)부문까지 하나의 시스템 안에서 부문 간 상호작용이 고려된 에너지 및 온실가스를 분석할 수 있다는 점이다.

<그림 1> GCAM-Korea 구조와 입력자료



모형 내에서 NDC의 온실가스 감축 제약에 따른 지역 에너지의 변화를 분석하기 위해 (이하, NDC 시나리오) 기존의 GCAM-Korea의 발전기술 비용을 Kaufman et al.(2020)의 ‘High’ 시나리오 발전기술 비용으로 업데이트하였다. ‘High’ 시나리오는 태양광과 풍력 발전기술이 혁신적인 진보로 인해 낮은 발전 비용을 가지게 된다는 것과 높은 화석 연료 가격, 건물 및 수송부문의 높은 전기화율을 가정하고 있다.⁵⁾ 모형의 기준년도까지의 GRDP는 e-나라지표의 지역내총생산 통계자료를 활용하였고, 미래의 GRDP는 기준년도의 GRDP와 OECD의 Long-term baseline projections(OECD, 2018)의 한국의 1인당 GDP 성장률을 적용하여 산출⁶⁾했다. 시도별 인구는 국가통계포털에서 제공하는 장래인구추계 자료의 중위추계 전망치를 활용하였다.

발표된 NDC에서는 부문별 온실가스 감축목표를 제시했지만, 본 연구에서는 부문별 온실가스 제약을 주는 대신 NDC의 에너지부문 온실가스 총량으로 제약하였다(<표 2>). 이와 같은 방법은 지역 및 에너지시스템이 균형을 이루는 지역별, 부문별 온실가스 배출량을 모형 내에서 내생적으로 도출할 수 있다.

내생적으로 온실가스 감축량 도출을 가능하게 하는 모형 내 핵심요인은 각 부문을 구성하고 있는 기술 간의 비용경쟁과 탄소 가격이다. 모형에서 온실가스 배출량을 제약하면 모형 내부에서 탄소시장이 생성되고, 제약 탄소배출량에 도달하기 위한 균형 탄소가격이 산정된다. 탄소가격은 화석연료를 사용하는 기술의 에너지비용을 증가시켜 해당 기술의 시장점유율을 낮추고, 상대적으로 신재생 에너지 기술 비용경쟁력을 높여 시장 점유율을 증가시킨다(JGCRI, 2022). NDC 시나리오에서는 지역 간 탄소거래가 가능한 것으로 가정하여, 국내에 단일한 탄소가격이 도출되도록 하였다. 모형 내에서 분석할 수 없는 CO₂ 외 5종의 온실가스(CH₄, N₂O, HFCs, SF₆, PFCs)에 대해서는 기준년도의 CO₂ 배출량 대비 배출 비율을 지역별로 산출하여 외생적으로 계산하였다. 또한, 에너지 부문 외, 농축 수산, LULUCF, 기타(탈루 등), 국외감축 부문에서 발생하는 온실가스는 NDC 목표 배출량을 달성하는 것으로 가정하고 모형 외부에서 계산하였다.

5) High 시나리오의 태양광기술 비용은 IRENA(2021)과 IEA(2022)에서 추정하는 비용과 비슷한 수준임.

6) OECD의 ‘Gross domestic product per capita, volume in USD, at constant 2010 purchasing power parities’ 추정치에 따르면, 한국의 2020~2030년 1인당 GDP의 연평균 성장률은 2.4%로 전망하고 있음. 본 연구에서 2020년 이후의 광역시도별 미래 경제 성장률은 별도로 추정하지 않고, 전 지역 동일하게 국가 평균 성장률인 2.4%로 적용함.

〈표 2〉 2030년 온실가스 목표 배출량

(단위: 백만 톤 CO₂eq)

부문	NDC 상향안 (관계부처합동, 2021)	본 연구	지역 해상도	분석방법
전환	149.9	465.8 ¹⁾	17개 광역시도	GCAM-Korea 활용
산업	222.6			
건물	35.0			
수송	61.0			
수소	7.6			
CCUS	-10.3			
농축수산	18.0	18.0	국가	모형 외생적으로 과거추이를 반영, 정부목표가 달성하는 것으로 가정함
폐기물	9.1	9.1		
기타(탈루 등)	3.9	3.9		
흡수원	-26.7	-26.7		
국외감축	-33.5	-33.5		
배출량	436.6	-	-	-

주: 1) 전환, 산업, 건물, 수송, 수소, CCUS 부문 구분 없이 목표 배출량의 총합으로 모형에 온실가스 배출량을 제약함.

III. 결과 분석

1. 탄소가격

〈표 3〉은 모형 내에서 결정된 연도별 균형 탄소 가격⁷⁾으로, NDC 시나리오의 목표 탄소배출량에 도달하기 위한 탄소 가격을 의미한다. 시나리오 분석 결과, 2030년 탄소가격은 톤당 \$162.4으로 2025년 탄소가격(\$107.0/tCO₂)보다 약 52% 상승하는 것으로 분석되었다.

〈표 3〉 NDC 시나리오에 따른 균형 탄소 가격

(단위: \$/tCO₂, 2015년 불변가격)

연도*	2018*	2025	2026	2027	2028	2029	2030
탄소가격	0	107.0	118.1	129.2	140.3	151.4	162.4

*탄소시장은 2025년부터 작용하는 것으로 가정하여, 2025년 이전의 탄소가격은 \$0임.

7) 본 연구에서 제시한 탄소가격은 2015년 불변가격임.

본 연구에서 전망하고 있는 2030년 국내 탄소가격은 <표 4>의 탄소가격 전망 범위에 속하지만, 다소 높은 편으로 분석되었다. 선행연구의 탄소가격은 본 연구의 탄소가격과 직접 비교는 불가능하나, 온실가스 감축목표의 증가에 따라 탄소가격이 지수곡선 형태로 급격히 증가한다는 점(Peng et al., 2021)을 고려해야 한다. 또한 Guivarch and Rogelj(2017)과 Rogelj et al.(2018)의 선행연구와 같이 시나리오와 분석방법에 따라 탄소가격 전망이 다를 수 있다는 것을 주의해야 한다.

<표 4> 탄소 가격 전망

(단위: \$/tCO₂, 2015년 불변가격)

국가	시나리오	기준		2030년 전망가격*	평균 증가율	추정 방법	출처
		년도	가격*				
한국	2030년까지 40% 배출량 저감	2025	107.0	162.4	8.7%/yr	GCAM- Korea	본 연구
한국	2030년까지 37% 배출량 저감	-	-	129.2	-	GTAP-E	Ma et al. (2019)
일본	2030년까지 7.4% 배출량 저감	-	-	25.5	-		
중국	2030년까지 10.3% 배출량 저감	-	-	5.8	-		
미국	2040년 탄소중립	2025	88.2	171.3	14.2%/yr	GCAM- USA	Kaufman et al. (2020)
	2050년 탄소중립		49.3	93.1	13.5%/yr		
	2060년 탄소중립		30.4	61.3	15.1%/yr		
선진국	2050년 에너지부문 탄소중립	2025	69.9	121.2	11.6%/yr	WEM	IEA (2021)
OECD	2100년까지 2°C 상승	2020	59.8	119.6	7.2%/yr	-	Stiglitz et al. (2017)
Global	2100년까지 1.5°C 상승	2020	101.7	173.4	5.5%/yr	Cost benefit analysis	Dietz et al. (2018)
	2100년까지 2°C 상승		31.1	55.9	6.0%/yr		
Global	2100년까지 1.5°C 상승	-	-	146.9 ~ 6,583.2	-	6개 IAM**	Rogelj et al. (2018)
	2100년까지 최대 2°C 상승	-	-	16.3 ~ 239.4	-		
Global	RCP 2.6	-	-	15.0 ~ 360.0	-	6개 IAM**	Guivarch and Rogelj (2017)

주: * 2015년 기준으로 deflator하였음(The World Bank, 2022).

** AIM-CGE, GCAM, IMAGE, MESSAGE-GLOBIOM, REMIND-MagPIE, WITCH-GLOBIOM

2. 에너지

<그림 2>는 <표 3>과 같은 균형 탄소 가격하에서, 2018년과 2030년의 국가 전체 발전량 및 부문별 에너지소비량이 어떻게 예상되는지를 비교한 그래프이다.

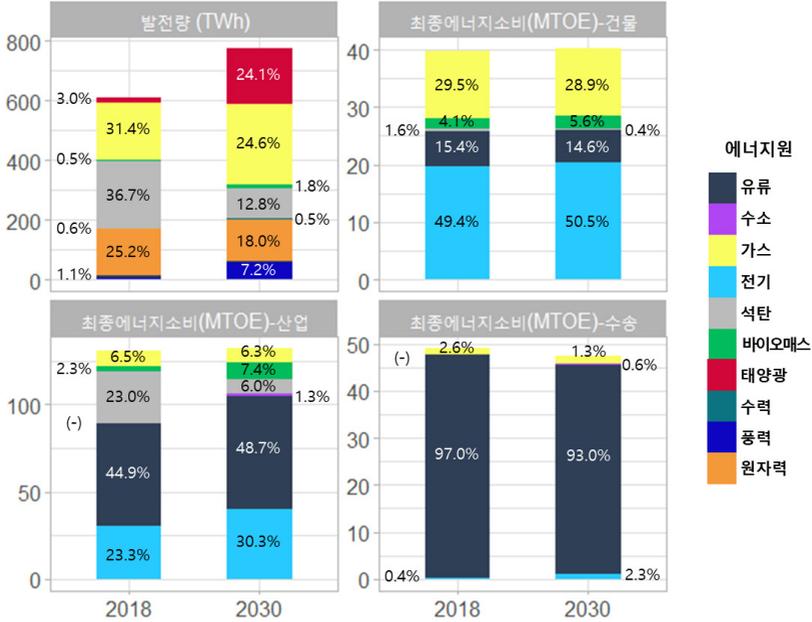
2030년 최종 에너지소비량(219.8 MTOE)은 2018년에 비해 0.1% 증가하며, 2018년의 에너지소비량(219.5 MTOE)과 비슷한 수준인 것으로 분석되었다. 최종 에너지부문에서 화석연료(석탄, 가스, 유류)의 비중은 2018년 75%에서 2030년 65.7%로 9.3%p 감소했다. 특히, 산업부문에서 석탄소비가 크게 줄었는데, 2018년 대비 2030년 석탄소비량이 73.8% 감소하며 석탄의 비중이 23%에서 6%로 낮아졌다. 반면, 전기 비중은 동기간 동안 22.9%에서 28.0%로 약 5.1%p 증가하였다. 부문별로는 건물, 수송, 산업부문에서 전력소비 비중이 각각 1.1%p, 1.9%p, 7%p 증가하였으며, 특히 산업부문의 전기화 진행이 뚜렷하게 나타났다.

최종에너지소비에서 전기사용량이 증가함에 따라 2030년 발전량은 2018년 대비 27% 증가하였다. 탄소가격의 영향으로 화력발전(석탄, 가스, 유류)을 신재생발전이 대체하였는데, 화력 발전량은 2018년 대비 11.6%(연평균 1.0%) 감소하여 2030년 전체 발전량 중 48.4%를 차지하였다. 신재생에너지 발전량(바이오매스, 태양광, 풍력)은 2018년 대비 792.4%(연평균 20%) 증가하여 2030년 전체 발전량 중 33.1%를 차지하였다. 원별로 살펴보면, 석탄과 가스의 비중은 각각 36.7%, 31.4%에서 12.8%, 24.6%로 감소하였고, 태양광과 풍력은 각각 3.0%, 1.1%에서 24.1%, 7.2%로 증가하여 신재생에너지가 급격히 성장하는 것으로 나타났다.⁸⁾ 최종에너지소비량에 큰 변화가 없음에도 NDC 목표 배출량을 달성할 수 있는 것은 앞서 살펴본 바와 같이 전력전환부문과 산업부문의 석탄 소비 감소, 그리고 최종에너지소비부문의 전기화에 의한 것으로 분석된다.

<그림 3>은 NDC 시나리오에 따른 2018년과 2030년의 광역시도 에너지원별 발전량과 최종에너지소비량, 그리고 에너지믹스를 나타낸 그림이다. 지역별로 칠해진 색깔은 지역 내 발전량과 최종에너지소비량을 나타내며, 파이그래프는 지역의 발전 및 최종 에너지소비에 사용된 에너지원의 비율을 의미한다.

8) 이러한 결과는 신재생에너지 설치 가능 부지, 주민 수용성, 송전설비, 계통제약 등 신재생 발전증가로부터 발생할 수 있는 문제에 대한 조건을 고려하지 않은 결과임. 오직 기술 비용경쟁만 고려한 결과로 신재생에너지 잠재량이 과대평가됐을 여지가 있음.

〈그림 2〉 NDC 시나리오에 따른 발전량, 최종 에너지 소비, 에너지 믹스



충남과 경북은 2018년 총 발전량의 17.8%, 16.2%를 생산하는 국내 최대 발전지역이다. 시뮬레이션 결과, 2030년에는 경북과 경기도가 국내 최대 발전지역으로 나타났고, 각각 총 전력의 15.6%, 12.6%를 생산하는 것으로 나타났다. 이는 최종소비부문에서 증가한 전력수요와 전력전환부문의 발전믹스 변화에 의한 것으로 설명할 수 있다. 주요 석탄 화력발전소가 위치한 충남, 경남, 인천, 전남의 2018년 석탄 발전량이 2030년에는 각 60.0%, 60.8%, 59.4%, 45.1% 감소하여 국가 전체 석탄 발전량의 55.6%가 감소하였다. 제9차 전력수급기본계획의 원자력발전계획에 따라 신규 원전인 신고리 5, 6호기(울산)가 들어서면서 울산의 원자력 발전량은 증가되었지만, 고리 2~4호기(부산), 한빛 1~6호기(전남), 월성 2~4호기(경북)의 발전이 중단되면서 2018년 대비 2030년 원자력 발전량은 부산 61.9%, 전남 20.1%, 경북 35.4% 감소하며, 국내 총 원자력 발전량은 9.1% 감소하였다.

신재생에너지 발전량은 모든 지역에서 증가하였다. 신재생 발전량이 급격히 증가한 지역은 강원(2030년 발전 비중 66.2%), 전남(28.0%), 인천(28.2%), 경북(24.8%), 경기

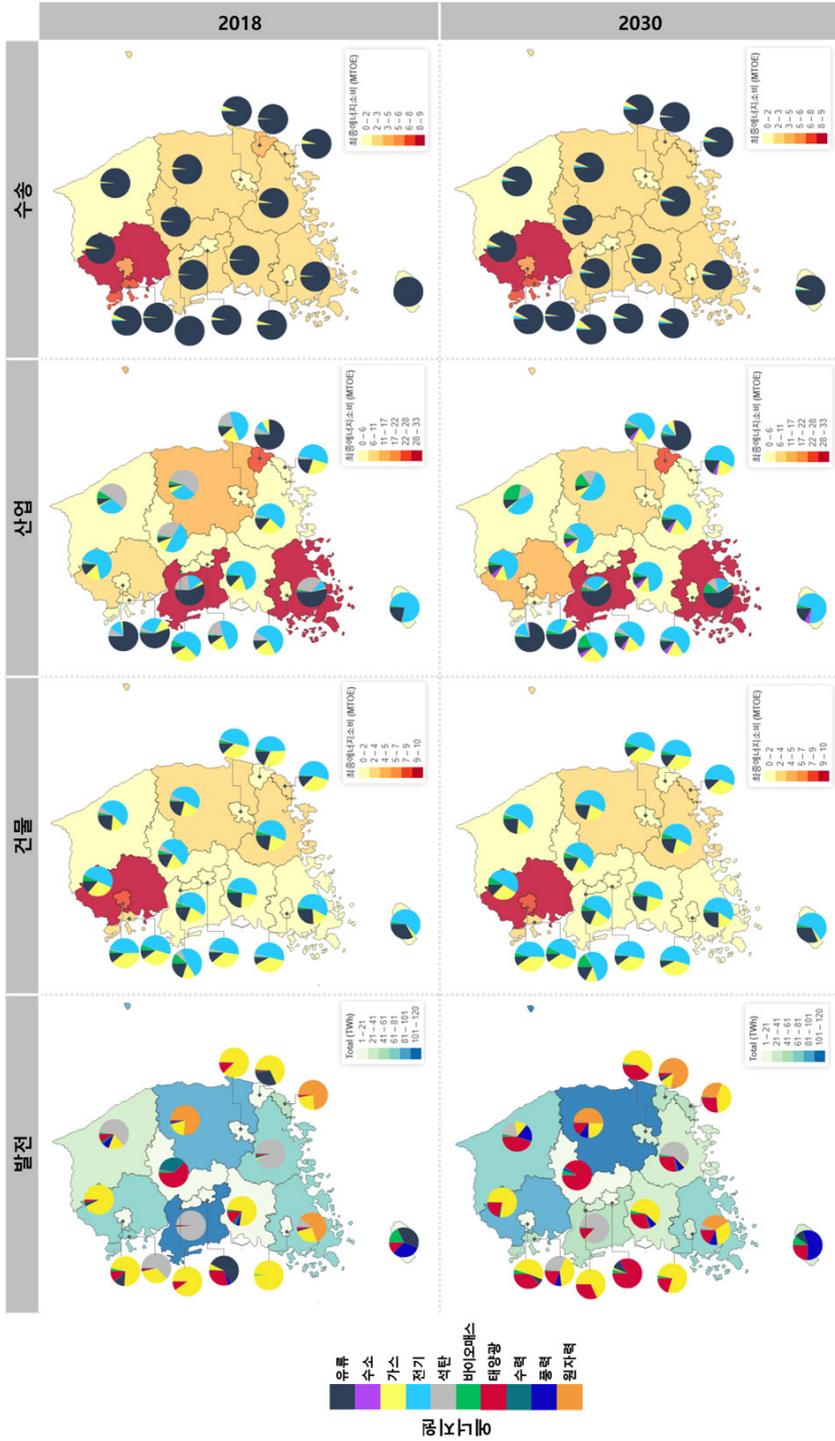
(21.0%)로 2018년 대비 지역 내 신재생 발전 비중이 각각 48.8%p, 23.7%p, 24.6%p, 21.4%p, 18.0%p 증가하였다. 대부분 지역은 태양광 발전이 주로 증가하였으나, 강원, 제주, 경북, 전남은 풍력발전도 함께 증가하여 2030년 국내 풍력 발전량의 82.5%를 발전하였다. 각 지역은 2018년 대비 2030년 풍력발전 비중이 11.2%p, 24.1%p, 8.4%p, 8.2%p 증가하여 지역 내 발전량의 55.9%, 18.9%, 15.6%, 10.2%를 풍력으로 발전하였다.

앞선 <그림 2>에서 보듯 건물과 수송부문의 에너지소비량 및 에너지믹스는 거의 변하지 않았으며, 모든 지역에서 전력 비중만 약간 증가하였다. 반면, 산업부문은 지역마다 에너지믹스 변화 경향성이 달랐다. 석탄 비중이 크게 감소하고 전력 비중이 크게 늘어난 곳은 경북, 강원, 충북, 전남, 충남으로 나타났다. 반면 에너지믹스 변화가 크지 않은 곳도 있었는데, 경기, 인천, 울산이 그러하였다.

경북과 전남의 2030년 석탄 비중은 2018년 대비 각각 40.7%p, 23.1%p 감소하여 16.6%, 10.3%가 되었다. 반면, 전력 비중은 각각 11.1%p, 9.0%p 증가하여 15.1%, 11.9%가 되었다. 이 두 지역에서 석탄 비중은 감소하고 전력 비중이 증가하는 현상은 경북과 전남이 2020년 기준 국내 철강 생산량의 24.8%, 18.2%를 차지하는 철강 산업의 중심 지역(한국은행, 2021)에서 요인한 것으로 분석된다. 철강산업은 공정 중 필요한 열을 주로 석탄을 태워 얻는 데, 탄소가격이 적용되면 석탄의 가격경쟁력이 낮아지게 되면서 석탄의 대체재로 전기를 소비한 것으로 분석된다. 철강산업에서 전기를 활용할 수 있는 기술로는 용융 산화물 전기분해, 고체산화물 전기분해가 대표적이다(한국에너지기술연구원, 2021).

강원의 2030년 석탄 비중은 2018년 대비 39.0%p 감소하여 13.8%가 되며, 바이오매스와 전력 비중이 19.6%p, 15.9%p 증가하여 각각 28.4%, 45.4%가 되었다. 강원도의 석탄소비가 높고, 향후에도 어느정도 석탄소비가 유지되는 것은 강원도의 주요 산업 중 하나인 시멘트 산업 때문으로 분석된다. 강원도는 국내 최대의 시멘트 생산지로 2020년 기준, 국내 시멘트의 59.0%가 생산되는 지역이다(한국시멘트협회, 2021). 시멘트 산업은 공정 중 고열이 필요하며 이를 위한 연료로 주로 석탄을 이용한다. 그러나 앞서 언급한 사유와 같이 석탄의 시장경쟁력이 낮아짐에 따라 석탄의 대체재로 바이오매스 및 전기가 소비된 것으로 분석된다. 강원의 시멘트 산업에서 석탄 소비를 줄일 수 있는 기술로는 폐기물 연료전환(김진민, 2021), 탄산칼슘 전기분해(김동수, 2020) 등이 있다.

〈그림 3〉 NDC 시나리오에 따른 지역별 발전량, 최종 에너지 소비, 에너지 믹스



충남의 2030년 석탄 비중은 2018년 대비 16.2%p 감소하여 5.4%가 되고, 전력 비중은 9.4% 증가하여 26.2%가 되었다. 충남은 특정 산업에 치중되지 않고 다양한 산업이 모여 있는 데, 특히 반도체, 디스플레이, 자동차 부품, 전기장비 산업과 석유화학, 제철, 식품 산업도 발달해 있다(한국은행, 2021). 충남의 2030년 유류 비중은 석유화학 산업의 영향으로 절반 이상의 비율(60.0%)을 차지하였으나, 타 산업에서 전기화가 이루어져 전기 비중이 26.2%로 상승하는 것으로 분석된다.

경기의 2030년 산업의 전기소비 비중은 2018년과 비슷한 수준으로(2018년 66.7%, 2030년 66.0%)으로 나타났다. 경기도는 전기소비율이 높은 반도체 산업이 밀집된 지역으로, 국내 반도체 생산의 80.3%를 생산한다(한국은행, 2021). 반도체 산업은 이미 고도화된 기술이 적용되어 있어 효율개선을 통한 전력소비를 줄이는데 매우 높은 비용이 들고(채명식, 2020), 전기화가 고도화되지 않은 산업보다 한계저감비용이 높아(Wu, 2019), 추가적인 전기화를 진행하기 어렵다. 이러한 요인으로 경기의 산업부문에서 전기화가 더 진행되지 않은 것으로 분석된다.

인천과 울산의 2030년 전기 비중은 2018년 대비 각각 -0.3%p, 0.4%p 증가하여 26.2%, 9.7%가 되었고, 유류 비중은 2018년 대비 1.3%p, 1.8%p 증가하여 56.7%, 77.4%로 나타났다. 이들 두 지역은 대규모 석유화학단지가 있는 곳으로 2020년 기준, 인천은 국내 석유정제량의 7.5%를 생산하고, 울산은 국내 석유정제량의 48.5%, 석유화학제품의 33.5%를 생산하고 있다(한국은행, 2021). 이 석유화학단지의 원료용 유류로 인해 유류의 비율이 높고, 지역 에너지믹스에 큰 변화가 없었던 것으로 분석된다.

지금까지 지역별 산업구조 특성을 반영하여 NDC시나리오의 산업부문 에너지 결과를 해석하였다. 이와 같은 해석은 2018년의 지역 산업구조가 2030년까지 동일하다는 가정하에 분석한 결과로, 현재 보급되지 않은 새로운 공정 기술, 새로운 지역 산업 등은 반영하지 않았다는 한계가 있다.

3. 온실가스

<표 5>는 NDC 시나리오의 온실가스 배출량과 감축량을 나타낸다. ‘II. 분석 방법 및 시나리오’에서 언급한 것과 같이 에너지부문(전력, 건물, 산업, 수송)의 온실가스 감축량

은 모형 내에서 내생적으로 도출하였으며, 그 외 부문(농축수산, 기타, LULUCF, 해외감축)은 모형 외부에서 배출량 통계자료와 해당 부문의 NDC 온실가스 감축 목표에 따라 계산하였다.

정부의 NDC에서는 에너지부문 중 전력전환부문을 가장 높은 감축률(44.4%)로 목표하고 있으며, 그 다음 순으로 수송 37.8%, 건물 32.8%, 산업 14.5%로 목표하고 있다. 반면, 본 연구의 시나리오 분석 결과, 산업부문이 가장 높은 감축률(49.7%)로 나타났고, 그 다음 순으로는 발전 37.2%, 건물 6.3%, 수송 6.0%로 분석되었다. 이는 석탄소비 감소가 주 감축 요인 중 하나로 작용하면서, 비교적 석탄소비 비중이 낮은 건물과 수송부문의 감축 잠재량이 적게 나타난 것으로 보인다.

〈표 5〉 NDC 시나리오에 따른 전국 배출량

(단위: 백만 톤CO₂eq)

부문 ¹⁾	발전	건물	산업	수송	농축산	기타	LULU-CF	해외 감축	총합
2018년 (A)	282.8	47.1	278.3	147.1	24.7	21.3	-	-	801.4
2030년 (B)	177.6	44.2	140.0	138.2	18.0	16.6	-26.7	-33.5	474.4
감출량 (A-B)	105.2	2.9	138.3	8.9	6.7	4.7	26.7	33.5	327.0
감축률 (A-B)/A	37.2%	6.3%	49.7%	6.0%	27.2%	22.2%	-	-	40.8% ²⁾

주: 1) 전력, 건물, 산업, 수송부문의 온실가스는 모형분석 결과이며, 그 외 부문은 모형 외부에서 배출량 통계자료와 NDC 온실가스 감축 목표에 따라 계산됨.

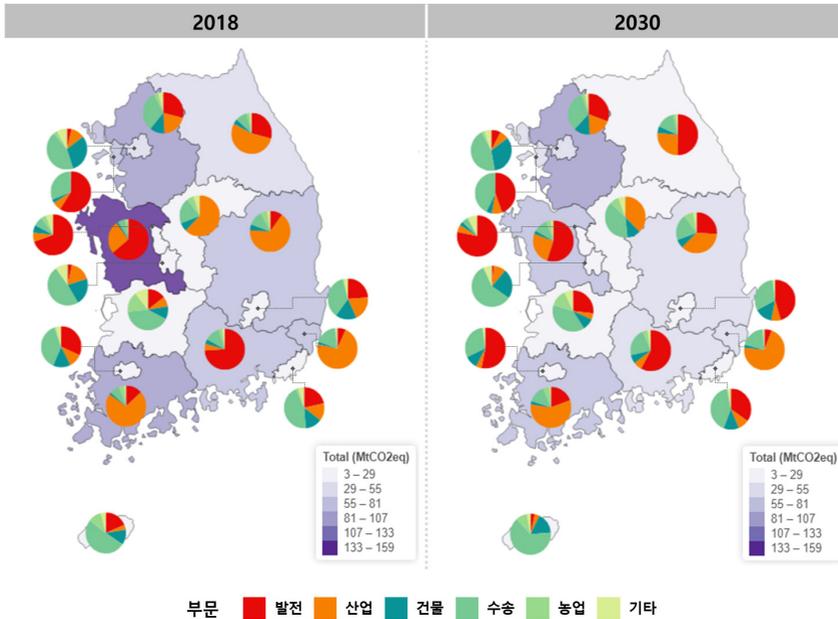
2) 국가 온실가스 감축목표는 40%이나, 모형의 오차로 인해 40.8%의 수치가 나옴.

<그림 4>는 2018년과 2030년의 지역별 온실가스 배출량과 부문별 배출 비중을 나타낸 그림이다. 지역별로 살펴보면 충남, 전남, 경남, 경북, 네 지역이 2030년 국가 온실가스 감축량의 약 73%를 차지하는 것으로 나타났다. 충남과 경남은 주로 발전부문에서 배출량이 감소하였고, 해당 지역에서 각 85.8백만 톤(32.3%⁹⁾), 38.1백만 톤(14.3%)의 온실가스 배출량을 감축하였다. 전남은 총 배출량 41.4백만 톤(15.5%)을 감축하였는데,

9) LULUCF와 국외감축 부문의 온실가스를 제외한 국가 감축량 대비 해당 지역의 비중.

앞서 언급한 두 지역과 달리 산업부문에서 주로 감축했다. 경북은 총 29.1백만 톤 (10.9%)을 감축하며 전국에서 네 번째로 감축 잠재량이 큰 지역이다. 해당 지역의 부문별 온실가스를 살펴보면, 가스발전량 증가로 인해 전력전환부문에서 2.7백만 톤의 온실가스가 증가하는 한편, 산업부문은 전국에서 두 번째로 큰 감축 잠재량(29.5백만 톤)이 있는 것으로 나타났다. 이와 비슷한 양상을 보이는 지역으로는 강원도가 있으며, 마찬가지로 가스발전 증가로 인해 발전부문의 온실가스가 0.8백만 톤 증가하고, 산업부문에서 19.2백만 톤 감소하여 총 19.8백만 톤(7.4%)을 감축하였다. 그러나 강원도는 다른 지역에 비해 높은 신재생발전 비중으로 온실가스 감축에 간접적으로 기여하고 있다는 점이 다르다.¹⁰⁾

〈그림 4〉 NDC 시나리오에 따른 온실가스 배출량과 부문별 배출 비중



주: LULUCF와 해외감축부문은 그림에서 제외함.

10) 신재생의 기여도를 회피 배출량(avoided emissions)으로 산출하여 정략적으로 분석하는 방법도 있으나, 본 연구에서는 다루지 않음.

IV. 결론

본 연구는 광역시도 통합평가모형 GCAM-Korea를 활용하여 NDC 상향안의 온실가스 감축 목표 달성에 따른 지역별 발전량과 최종에너지부문의 에너지소비 변화를 살펴보고 이에 따른 지역별 온실가스 감축량을 살펴보았다.

분석 결과, 2030년 최종에너지부문의 에너지소비량은 2018년의 에너지소비와 비슷한 수준(2018년 대비 0.1% 증가)으로 석탄 소비 비중은 줄고 최종에너지부문의 전기화가 진행되면서 NDC의 감축목표를 달성하는 것으로 나타났다. 특히, 산업부문은 건물과 수송부문보다 석탄 소비가 크게 줄고 전기화 진행이 뚜렷이 나타났으나, 이미 전기화율이 높은 반도체 산업이 밀집된 경기는 더 이상의 전기화가 진행되지 않는 것으로 나타났다. 전기화 진행이 더딘 지역으로는 울산과 인천으로 나타났으며, 유류 사용 비중이 높은 정유산업이 주 산업인 지역이다. 탄소가격 증가로 인해 제조업과 서비스업과 같은 세부산업 구조변화가 예상(박종욱·이나윤, 2021) 되지만, 본 연구에서는 지역의 전체 산업이 에너지원으로 구분되어 세부 산업구조 변화를 분석하지 못한 한계가 있다.

최종에너지부문의 전기소비가 증가하면서 국가 전체 발전량이 증가하는 한편, 석탄 발전량은 감소하였다. 줄어든 석탄 발전량과 늘어난 전기수요는 신재생(2030년 발전 비중 33.1%), 가스(24.6%), 원자력(18.0%)이 부담하는 것으로 분석되었다. 이에 따라 2030년 주요 발전지역은 현 주요 발전지역인 충남(주요 발전원, 석탄)에서 경북(원자력), 경기(가스), 전남(원자력, 가스), 강원(태양광, 풍력)으로 되는 것으로 나타났다. NDC 목표로 제시한 신재생 발전 비중 30.2%에 대해서는 본 연구 결과에 의하면 충분히 도달할 수 있는 것으로 분석되나, 신재생 발전 부지와 신재생 발전 증가로 인한 계통 제약에 대해 고려하지 않아 신재생의 역할이 과대평가 되어있을 여지가 있다. 또한, 분석 방법과 기술진보(효율, 비용 등), 원자력발전계획 등 다양한 가정의 차이로 인해 절대적 비교가 불가능하다는 점이 있다.

국가 온실가스 감축에 큰 기여를 하는 지역으로는 충남, 전남, 경남, 경북 순으로 나타났으며, 앞서 언급한 네 지역의 온실가스 감축량은 국가 감축량의 약 73%를 차지하는 것으로 분석되었다. 충남은 발전과 산업부문의 석탄 소비 감소, 전남은 산업부문의 석탄소비 감소와 전기화, 경남은 발전부문의 석탄 발전량 감소와 신재생 발전량의 증가가 주요

감축 요인으로 작용하였다. 경북의 경우, 가스발전량의 증가로 발전부문의 온실가스 배출량이 다소 증가하나, 산업부문에서 전국에서 가장 큰 석탄 소비 비중의 감소와 전기 소비 비중의 증가로 인해 네 번째로 가장 많은 온실가스를 감축하는 지역으로 분석되었다. 단, 지역의 온실가스 감축 기여도 순서는 직접배출량을 기준으로 한 순서이다. 만약 전기를 소비하는 지역에서 배출량을 집계하는 간접배출량 기준이나, 신재생에너지 사용으로 인해 회피된 배출량을 고려한다면 본 연구 결과의 지역 온실가스 감축 잠재량과 그 순서가 다를 수 있다.

지금까지 광역시도 통합평가모형을 통해 NDC 온실가스 감축 목표를 충족하는 국가와 지역별 에너지와 온실가스의 변화를 단일 시나리오를 통해 살펴보았다. 본 연구 결과를 민감도 분석을 통한 지역별 에너지와 온실가스 감축 잠재량의 범위 추정과 다른 분석 방법을 활용한 연구 결과 비교에 활용하여, 국가 및 지자체의 온실가스 감축 정책을 적절한 방향으로 이끌 수 있기를 기대한다.

[References]

- 관계부처합동, “2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안”, 2021.10.18.
- 관계부처합동, “새정부 에너지정책 방향(안)”, 2022.7.5.
- 국가법령정보센터, www.law.go.kr/법령/기후위기대응을위한탄소중립·녹색성장기본법, 접속일자: 2022.11.09.
- 국가통계포털, 장래인구추계, https://kosis.kr/statHtml/statHtml.do?orgId=101&tblId=DT_1B_PB002&conn_path=I3
- 김동수, <http://www.greenpostkorea.co.kr/news/articleView.html?idxno=112754>, 2020.01.03
- 김문태·김선숙·김수덕, “상업·공공용 건물에너지의 지역별 소비 특성을 반영한 GCAM-Korea 모형 개선”, 「한국생활환경학회지」, 제27권 제6호, 2020, pp. 709~726.
- 김진민, <https://www.korea.kr/news/contributePolicyView.do?newsId=148884603>, 2021.03.05.
- 대외경제정책연구원, “중국의 「2060 탄소중립」 선언의 주요 내용과 전망”, 「KIEP 북경사무소 브리핑」, 제23권 제1호, 대외경제정책연구원, 2021.5.24.
- 대한민국정부, “지속가능한 녹색사회 실현을 위한 대한민국 2050 탄소중립 전략”, 2020.

국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안 달성을 위한 17개 광역시도별 발전 및 최종에너지 소비 변화 분석

- 박종욱·이나윤, “기후변화 대응이 산업에 미치는 영향”, 『조사통계월보』, 제75권 제9호, 2021, pp. 16~35.
- 산업통상자원부, “제10차 전력수급기본계획」 총괄분과위 실무안 공개”, 보도자료, 2022.8.30.
- 산업통상자원부, “2030년 신재생에너지 발전비중 30.2%는 도전적 목표지만, 입지잠재량을 적극 활용하면 충분히 달성 가능”, 보도설명자료, 2021.11.10.
- 신동현, “2030 국가 온실가스 감축목표에 따른 전원별 발전량 전망: 2022~2025년 시나리오 분석결과”, 『에너지포커스』, 제19권 제83호, 2022, pp. 50~64.
- 윤창열·김진영·김창기·김보영·이정태·강용혁·김현구·노남선·강은철·이준표·정문선·김형찬·조철희, “신재생에너지 자원지도 서비스”, 『태양에너지』, 제17권 제1호, 2019, pp. 7~15.
- 채명식·여성울, “반도체 후공정 (패키징)”, KISTEP 기술동향브리프, 2020-16호, 한국과학기술기획평가원, 2020.
- 탄소중립위원회, “「2050 탄소중립 시나리오」는 「2030 국가 온실가스 감축목표(NDC)」와 함께 10월 말 발표 -수립 일정 및 기술작업반(안) 설명-”, 보도자료, 2021.7.1.
- 한국시멘트협회, “2020 한국의 시멘트산업 통계”, 2021.07.
- 한국에너지기술연구원, “철강 산업의 탈탄소화”, Climate Technology Brief No.44, 2021.11.
- 한국은행, “우리나라 주요 산업 생산지도”, 2021.06.
- GT (Global Tech Korea), “글로벌 산업정책동향 - 독일 재생에너지 확대 가속화 정책(부활절 패키지) 및 동향”, 2022.
- KOTRA (Korea Trade-Investment Promotion Agency), “일본의 재생에너지 확대 전략 분석과 시사점”, 『Global Market Report』, 제22권 제6호, KOTRA, 2022.4.30.
- Dietz, S., A. Bowen, B. Doda, A. Gambhir, and R. Warren, “The economics of 1.5°C climate change,” *Annual Review of Environment and Resources*, Vol. 43, No. 1, 2018, pp. 455~480.
- EU, “European Union first NDC (Updated submission)”. 2020.12.18.
- EU, “REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition”. 2022.05.18.
- Guivarch, C. and J. Rogelj, *Carbon Price Variations in 2°C Scenarios Explored*, Carbon Pricing Leadership Coalition, 2017.
- IEA, “Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector,” 2021.10.

- IEA, “TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS 2022,” 2022, p. 68.
- IRENA, “RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2021,” 2021, p. 54.
- Jeon, S. H., M. Y. Roh, and S. D. Kim. “The derivation of sectoral and provincial implications from power sector scenarios using an integrated assessment model at Korean provincial level: GCAM-Korea,” *Energy Strategy Reviews*, Vol. 38, 2021, 100694.
- Jeon, S. H., M. Y. Roh, J. I. Oh, and S. D. Kim, “Development of an Integrated Assessment Model at Provincial Level: GCAM-Korea,” *Energies*, Vol.13, 2020, p. 2565.
- JGCRI, <https://github.com/JGCRI/gcam-core>, 2022.11.14.
- Kaufman, N., A. R. Barron, W. Krawczyk, P. Marsters, and H. McJeon, “A near-term to net zero alternative to the social cost of carbon for setting carbon prices,” *Nature Climate Change*, Vol. 10, No. 11, 2020, pp. 1010~1014.
- Kim, S. H., J. Edmonds, J. Lurz, S. J. Smith, and M. Wise, “The ObjECTS Framework for Integrated Assessment: Hybrid Modeling of Transportation,” *The Energy Journal*, Vol. 27(Special Issue 2), 2006, pp. 63~91.
- Ma, Z., S. Cai, W. Ye, A. Gu, “Linking Emissions Trading Schemes: Economic Valuation of a Joint China-Japan-Korea Carbon Market,” *Sustainability*, Vol. 11, No. 19, 2019, p. 5303.
- NCSL (National Conference of State Legislatures), “State Renewable Portfolio Standards and Goals”. 2021.08.13.
- OECD, Long-term baseline projections, https://stats.oecd.org/viewhtml.aspx?datasetcode=EO103_LTB&lang=en, 2018.7.
- Peng, W., G. Iyer, M. Binsted, J. Marlon, L. Clarke, J. A. Edmonds, and D. G. Victor, “The surprisingly inexpensive cost of state-driven emission control strategies,” *Nature Climate Change*, Vol. 11, 2021, pp. 738~745.
- Rogelj, J., D. Shindell, K. Jiang, S. Fifita, P. Forster, V. Ginzburg, C. Handa, H. Kheshgi, S. Kobayashi, E. Kriegler, L. Mundaca, R. Seferian, and M. V. Vilarino, “Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development,” *Global warming of 1.5 C*. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2018, pp. 93~174.
- Roh, M. Y., S. H. Jeon, S. T. Kim, S. Yu, A. Heshmati, and S. D. Kim, “Modeling Air Pollutant Emissions in the Provincial Level Road Transportation Sector in Korea: A Case Study of the Zero-Emission Vehicle Subsidy,” *Energies*, Vol. 13, 2020, p. 3999.

- Stiglitz, J. E., N. Stern, M. Duan, O. Edenhofer, G. Giraud, G. Heal, E. L. Rovere, A. Morris, E. Moyer, M. Pangestu, P. R. Shukla, Y. Sokona, and H. Winkler, "Report of the High-Level Commission on Carbon Prices," Carbon Pricing Leadership Coalition, 2017.05.29.
- The World Bank, <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.DEFL.ZS?locations=US/>, 2022.
- Weyant, J., O. Davidson, H. Dowlatabadi, J. Edmonds, M. Grubb, E. A. Parson, R. Richels, J. Rotmans, P. R. Shukla, R. S. J. Tol, W. Cline, and S. Fankhauser, "Integrated assessment of climate change: an overview and comparison of approaches and results," *Climate Change*, 1995.
- Wu, L., C. Ye, and R. F. Mohammad, "Study on the estimation, decomposition and application of China's provincial carbon marginal abatement costs," *Journal of Cleaner Production*, Vol. 207, 2019, pp. 1007~1022.