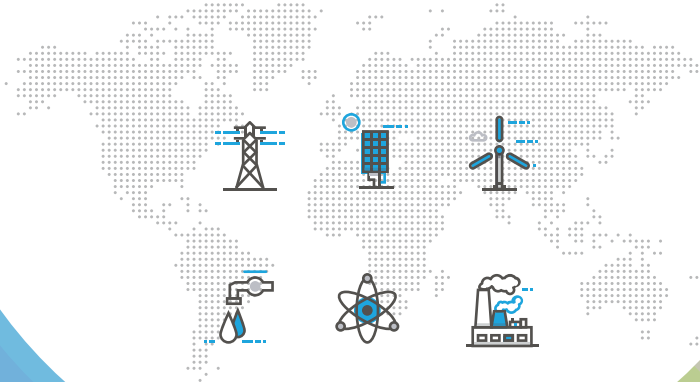


KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

# 저탄소 정책의 온실가스 부문 평가지표 개발 및 저탄소 정책 수립방향 연구(3/3)



| 노동운 |



## 참여연구진

---

연구책임자 : 선임연구위원 노동운

연구보조 : 위촉연구원 이효선



## 〈요 약〉

### 1. 연구 필요성 및 목적

파리협정은 21세기 말까지 지구온도를 산업화 이전 대비 2℃ 이내 상승목표를 달성하되, 1.5℃ 상승을 달성하도록 노력한다고 규정하고 있다. 우리나라는 2030년까지 기준 배출량 대비 온실가스 배출량을 37% 감축하는 의욕적인 목표를 설정하고 구체적인 감축 이행계획도 마련했다. 온실가스는 대부분 에너지 사용에서 발생되기 때문에 파리협정의 감축목표 및 우리나라의 2030년 감축목표를 달성하기 위해서는 에너지 시스템의 저탄소 전환이 필수적이다.

본 연구의 목적은 2015-2050년 기간에 우리나라 에너지 시스템의 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 분석하여 에너지부문의 저탄소화를 달성하기 위한 비용 효과적인 감축전략을 분석하고 장기 저탄소 정책 수립 방향을 제시하는 것이다. 전환부문(주로 전력산업)의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용을 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용과 비교하여 비용효과성을 평가하게 된다.

기준안 이외에 우리나라 감축목표 연장 배출 경로(NDC), 지구온도 2℃ 온도상승 온실가스 배출 경로, 지구온도 1.5℃ 온도상승 온실가스 배출 경로 등 등 3개의 저탄소 온실가스 배출 경로를 설정했다. 이러한 저탄소 배출 경로를 달성하기 위한 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 분석하고, 발전부문과 발전부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용을 비교하여 비용 효과적인 온실가스 감축전략을 평가했다.

본 연구의 분석대상은 에너지를 생산 및 소비하는 과정에서 발생하

는 온실가스 배출량이며, 시간적인 분석대상은 2015-2050년, 분석대상 온실가스는 연료연소에서 발생하는 3가지 온실가스(CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)이다. 분석 방법론으로 제약조건에서 최종 수요를 충족하는 최소 비용의 기술을 선택하는 상향식 최적화 모형인 TIMES를 사용했다. 할인율은 4.5%를 적용했으며, 비용은 2015년 기준 가격이다.

## 2. 주요 연구 내용

상향식 분석모형인 TIMES 모형을 사용하여 2015-2050년 기간의 발전부문, 산업부문, 수송부문, 가정부문, 상업부문, 공공부문의 온실가스 감축 잠재량과 감축 비용을 분석했다. 온실가스 감축수단은 크게 신기술 도입, 에너지 효율 개선, 연료전환, 원료전환 등으로 구분했다.

우리나라 에너지부문의 연료연소부문(탈루배출 제외)인 발전부문, 산업부문, 수송부문, 가정부문, 상업부문, 공공부문의 온실가스 감축수단을 모두 활용할 경우 분석기간(2015-2050년)의 연평균 온실가스 감축 잠재량은 337,308천CO<sub>2</sub>톤에 이를 전망이다. 이러한 감축 규모는 에너지부문의 연평균 온실가스 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤)의 50.5%에 해당하는 규모이다.

국가 전체 온실가스 감축 잠재량을 부문별로 보면, 전환부문의 최대 온실가스 감축 잠재량(1.5℃ 달성을 위한 신재생 확대)은 230,870천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 온실가스 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤) 대비 34.6%의 감축에 해당하며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량(337,308천CO<sub>2</sub>톤)의 68.4%를 차지할 것으로 분석되었다. 수송부문의 온실가스 감축 잠재량은 36,974천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 배출량 대비 5.5%의 감축에 해당되며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 11.0%를 차지하는 규모이

다. 상업부문의 온실가스 감축 잠재량은 9,485천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 전체 온실가스 배출량 대비 1.4%의 감축, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 2.8%를 차지하는 규모이다. 산업부문의 온실가스 감축 잠재량은 37,096천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 전체 온실가스 배출량 대비 5.6%의 감축에 해당되며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 11.0%를 차지하는 규모이다. 공공부문의 온실가스 감축 잠재량은 1,152천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 전체 온실가스 배출량 대비 0.2%의 감축, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 0.3%를 차지하는 규모이다. 가정부문의 온실가스 감축 잠재량은 21,730천CO<sub>2</sub>톤으로서, 이는 국가 전체 온실가스 배출량 대비 3.3%의 감축에 해당되는 규모이며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 6.4%를 차지하는 규모이다.

전환부문이 국가 전체 에너지부문 온실가스 감축 잠재량의 가장 큰 비중(68.4%)을 차지하고, 다음으로는 산업부문과 수송부문이 각각 11.0%의 비중을 차지하며, 가정부문과 상업부문, 공공부문 순서로 감축 잠재량 비중을 차지하고 있는 것으로 분석되었다. 이러한 분석은 향후 온실가스 감축 잠재량이 높고 저탄소 시스템 달성에 가장 큰 기여를 할 부문이 전환부문이 될 것이라는 점을 말해주고 있다.

국가 전체의 온실가스 감축 잠재량(337,308천CO<sub>2</sub>톤)을 달성하기 위한 감축비용은 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤이 소요될 것으로 분석되었다. 온실가스 감축비용이 마이너스에서 양의 값으로 전환되는 수준의 온실가스 감축 잠재량은 약 135,974CO<sub>2</sub>톤에 이른 것으로 나타났는데, 이는 국가 전체 온실가스 감축 잠재량의 약 40%에 해당하는 규모로서 감축 잠재량의 절반에 가까운 수준의 감축을 마이너스 감축비용으로 달성할 수 있다는 점을 말해주고 있다.

전환부문의 최대 온실가스 감축 잠재량(1.5℃ 온도상승 달성을 위한

신재생발전 확대로서 230,870천CO<sub>2</sub>톤)은 국가 전체 온실가스 감축 잠재량의 68.4%를 차지하며, 온실가스 감축비용은 \$84/CO<sub>2</sub>톤으로 나타났다. 반면 전환부문을 제외한 나머지 부문의 온실가스 감축 잠재량 합계는 106,437천CO<sub>2</sub>톤으로서 에너지부문 전체 온실가스 감축 잠재량의 31.6%를 차지하며 온실가스 감축비용은 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석되었다.

전환부문은 국가 전체 온실가스 감축 잠재량의 큰 비중(68.4%)을 비교적 낮은 비용(\$84/CO<sub>2</sub>톤)으로 감축할 수 있는 반면 전환부문을 제외한 나머지 부문은 국가 전체의 온실가스 감축 잠재량의 적은 비중(31.6%)을 차지하면서 감축비용은 매우 높은 수준(\$23,458/CO<sub>2</sub>톤)으로 나타났다. 전환부문의 온실가스 감축 잠재량은 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 합계의 2.2배 수준임에도 불구하고 전환비용의 온실가스 감축비용은 전환부문 이외의 온실가스 감축비용의 0.4% 수준에 불과한 것으로 나타났다.

이상의 결과를 종합하면 국가 전체의 온실가스 감축 잠재량을 달성하기 위해서는 전환부문에서 온실가스 감축이 우선적으로 이루어질 필요가 있는 것으로 나타났다. 즉, 전환부문의 온실가스 감축이 다른 부문의 온실가스 감축에 비해 비용 효과적인 것으로 분석되었다. 따라서 비용 효과적인 온실가스 감축 전략은 전환부문, 특히 발전부문의 온실가스 감축을 우선적으로 추진하는 것이다.

본 연구에서는 2015-2050년 기간에 에너지 연소부문의 연료연소에 의한 기준 배출량 이외에 3개의 저탄소 온실가스 배출 경로(국가 감축목표 달성, 2℃ 온도상승 배출 경로, 1.5℃ 온도상승 배출 경로)를 설정했다. 또한 이러한 배출 경로에 대응하는 3개의 신재생발전 확대 방안, 즉, 2030년에 발전량의 20%를 신재생에너지로 충당하고 2040



년에는 27.2%, 2050년에는 38.2%를 신재생에너지로 공급하는 방안(NRW3020), 2030년에 발전량의 40%를, 2040년에 47.2%, 2050년에는 60%를 신재생에너지로 공급하는 방안(NRW3040), 2030년에 58%, 2040년에 66.2%, 2050년에 81%를 신재생에너지로 공급하는 방안(NRW3058)을 설정했다.

2030년에 발전량의 20%를 신재생에너지로 충당하는 계획(NRW3020)의 2040년과 2050년의 온실가스 배출량은 각각 293.6백만CO<sub>2</sub>톤, 215.5백만CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석된다. 이러한 배출량은 국가 감축목표를 달성하기 위한 국가 감축목표 달성 배출 경로인 2040년과 2050년의 배출량(각각 455.8백만CO<sub>2</sub>톤, 390.2백만CO<sub>2</sub>톤)보다 훨씬 낮을 뿐만 아니라, 2℃ 온도상승을 달성하기 위한 2040년과 2050년의 배출 경로(각각 367.7백만CO<sub>2</sub>톤, 275.3백만CO<sub>2</sub>톤)에 비해서도 낮은 수준을 나타내고 있다.

신재생발전을 더욱 확대하여 2030년에 발전량의 40%를 신재생에너지로 공급하고 2050년에는 발전량의 60%를 신재생에너지로 공급하는 계획(NRW3040)의 2040년과 2050년의 온실가스 배출량은 각각 217.2백만CO<sub>2</sub>톤, 127.4백만CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석된다. 이러한 배출량은 2℃ 온도상승을 달성하기 위한 2040년과 2050년의 배출량(각각 367.7백만CO<sub>2</sub>톤, 275.3백만CO<sub>2</sub>톤)보다 훨씬 낮고, 1.5℃ 온도상승을 달성하기 위한 배출량(각각 202.8백만CO<sub>2</sub>톤, 44.4백만CO<sub>2</sub>톤)에 근접하는 수준을 나타내고 있다.

신재생발전을 가장 많이 확대하여 2030년에 발전량의 58%, 2050년에는 81%까지 확대할 경우의 2040년과 2050년의 온실가스 배출량은 각각 121.7백만CO<sub>2</sub>톤, 36.1백만CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 1.5℃ 온도상승에 필요한 2040년과 2050년의 배출량(각각 202.8백만CO<sub>2</sub>톤, 44.4백만CO<sub>2</sub>

톤)보다 낮은 수준을 나타내고 있다.

분석 결과 신재생 발전 확대 시나리오는 분석기간에서 저탄소 배출 경로를 충분히 달성할 수 있을 것으로 분석되었다. 전력산업에 신재생발전을 2030년에 20%, 2040년에 27.2%, 2050년에 38.2%를 도입하고 전력산업 이외의 모든 분야에서 온실가스 감축을 추진한다면 2℃ 온도상승 달성에 필요한 배출 경로를 충분히 달성할 수 있을 것으로 분석된다. 또한 1.5℃ 온도상승 달성에 필요한 배출 경로를 달성하기 위해서는 신재생발전량을 2030년에 20%, 2040년에는 47.2% 수준보다 약간 강화된 수준으로, 2050년에는 81%보다 약간 약화된 수준으로 확대해야 할 것으로 분석되었다.

따라서 우리나라의 저탄소 정책은 전력산업에서의 신재생발전 확대를 추진함과 동시에 각 업종에서도 온실가스 감축을 동시에 추진하는 것이 필요하다. 현 정부에서 2030년에 발전량의 20%를 신재생으로 공급하는 계획을 이행하고 있는 점은 기후변화에 대응하기 위한 적절한 정책이라고 할 수 있다.

파리협정이 추구하고 있는 장기 지구온도 상승목표인 산업화 이전 대비 2℃ 상승과 1.5℃ 상승을 달성하기 위해서는 에너지부문의 저탄소화를 비롯한 사회 전체의 저탄소화가 필수적이다. 2030년 온실가스 감축목표를 넘어서 2050년까지의 장기적인 저탄소 방향을 수립하여 비전을 제시하면 에너지 시스템 전환에 따른 사회적 혼란과 비용을 감소시킬 수 있을 것으로 기대된다.

### 3. 연구결과 및 정책 시사점

분석모형에 의하면, 전력산업을 포함한 우리나라의 전환부문은

2015년 연료연소에 의한 국가 온실가스 배출량(582,374천CO<sub>2</sub>환산톤)의 44.6%(259,799천CO<sub>2</sub>환산톤)인 가장 큰 비중을 차지하고 있을 뿐만 아니라 신재생에너지 발전이 확대될 수 있는 가장 큰 잠재력을 지닌 부문으로 평가된다. 따라서 에너지 시스템의 저탄소화를 위해서는 발전부문의 저탄소화가 필수적이며 이를 위해서는 신재생발전의 확대가 필수적인 것으로 나타났다. 따라서 우리나라의 장기 저탄소 방향을 설정하기 위해서는 발전부문의 저탄소화가 우선적으로 추진되어야 하며, 저탄소 전력을 최종 에너지 소비부문에서 화석연료 소비를 대체하는 전력화 정책이 추진될 필요가 있다.

우리나라의 저탄소화를 달성하기 위해서는 첫째, 에너지부문의 장기(최소 2050년까지) 저탄소 방향이 설정될 필요가 있으며, 이를 위해서는 발전부문의 2050년 신재생발전량 목표를 설정하는 것이 필요하다. 구체적인 신재생 발전량 목표 수치 설정이 어려울 경우에는 IPCC가 제안하는 2℃ 온도상승 및 1.5℃ 온도상승 목표에 준하는 신재생 발전량 목표를 설정한다는 선언을 정책에 포함할 필요가 있다.

둘째, 발전부문의 신재생 발전량 목표를 설정하기 위해서는 태양광과 풍력을 비롯한 신재생 발전기술의 장기 에너지 생산비용 목표를 설정하는 것이 중요하다. 신재생 발전량 확대에 따른 발전비용 상승이 경제성장에 미치는 부정적 영향에 대한 우려가 높다. 따라서 이를 해결하기 위해서는 신재생 발전기술의 개발목표를 설정하는 것이 우선적으로 추진될 필요가 있다. 기존의 화석연료 발전기술보다 낮은 수준의 신재생 발전비용 목표가 설정될 수 있다면 경제성장과 온실가스를 동시에 달성할 수 있고, 국민과 산업계의 우려를 불식시킬 수 있을 것으로 사료된다.

셋째, 신재생 발전이 경제성을 확보하기 이전까지는 정부의 지원을

지속적으로 유지하는 정책이 필요하다. 장기적인 신재생 발전기술 도입 로드맵 수립과 함께 신재생 발전기술이 빠른 속도로 보급되기 위해서는 신재생 발전이 경제성을 확보하는 시기까지는 정부의 지원이 유지되는 정책이 유지될 필요가 있다. 이는 민간으로 하여금 장기적인 투자를 실시하도록 유도하는 데 큰 기여를 할 것으로 기대된다. 신재생에너지 발전기술의 비용이 최근 급락한 것은 신재생에너지가 경제적 타당성을 갖지 못한 상황에서도 각국 정부가 신재생에너지 보급목표를 설정하고 이를 적극적으로 보급하여 대량 생산과 대량 보급에 의한 효과에서 기인된 것으로 판단된다. 따라서 우리나라도 신재생에너지 발전기술이 다른 발전기술, 특히 화력발전기술에 비해 경제적 타당성을 가질 때까지는 신재생에너지 보급목표를 수립하고 적극적으로 보급하는 것이 필요하다.

넷째, 저탄소 경로 달성에 필수적인 발전부문의 저탄소화를 위해서는 발전부문의 비용 상승이 불가피할 것으로 나타났다. 이는 전력 소비부문의 비용 상승으로 연결될 수 밖에 없기 때문에 전기요금 상승에 대한 준비가 필요할 것으로 사료된다. 전기요금 상승으로 인해 특히 산업부문의 온실가스 감축을 회피하는 경향이 나타날 것으로 예상된다. 또한 에너지 소비부문의 화석연료 소비를 저탄소 전력으로 대체하면서 발생될 비용 상승에 대한 우려를 불식시킬 필요가 있다.

다섯째, 발전부문의 구조개편에 대한 대응책이 준비될 필요가 있다. 특히 화력발전 축소에 따른 고용 감소와 직업 감소에 대한 대응책을 준비할 필요가 있다. 화력발전이 종사하고 있는 고용 인력에 대한 재교육이나 직업이전에 대한 준비를 정부가 준비할 필요가 있다.

# ABSTRACT

## 1. Research Purpose

The low-carbon energy system is necessary to achieve the Paris Agreement's long-term target and the Korea's 2030 target. The most of the GHG emissions comes from the energy system, the low-carbon strategy for energy system is the key strategy for the low-carbon society. The evaluation of the GHG reduction potential is necessary for the establishment of low-carbon society. The purpose of this paper is to evaluate the GHG reduction potential and MAC(marginal abatement cost), and show the direction of low-carbon policy for 2015-2050 in Korea.

Except for baseline pathway in 2015-2050, 3 kinds of low-carbon GHG emission pathways as NDC emission pathway for extension of 2030 mitigation target to 2050, 2°C emission pathway(net-zero GHG emission until 2075), 1.5°C emission pathway(net-zero GHG emission until 2050) are established to assess the mitigation potential. The study area is energy sectors which transform and use fossil fuels, and the study gases are CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O. The bottom-up optimization model TIMES is used to estimate the mitigation potential and mitigation cost(MAC), and the discount rate is 4.5%, and the cost is 2015 constant price.

## 2. Summary

The annual average GHG mitigation potential in period(2015-2050) is 337,308 thousand tCO<sub>2eq</sub>, which is 50.5% of annual average GHG emissions(668,122 thousand tCO<sub>2eq</sub>) when all options to reduce emission are utilized. The GHG mitigation potential of the transformation sector is 68.4% of total national mitigation potential, which is the highest potential among sectors. The sum of other sector's mitigation potential excluding transformation sector is 31.6% of national mitigation potential. The annual average MAC(marginal abatement cost) to reduce national GHG emissions is \$23,458/tCO<sub>2eq</sub>.

The MAC of the around 40% of national GHG mitigation potential is below zero, and the potential to reduce emission is 135,974 thousand tCO<sub>2eq</sub> under negative MAC

The MAC to achieve the mitigation potential in transformation sector is \$84/tCO<sub>2eq</sub>, but the MAC for other sectors excluding transformation sectors is \$23,458/tCO<sub>2eq</sub>. Since the transformation sector has the highest potential to reduce GHG emissions, but the MAC is lower than MAC of other sectors excluding transformation sector. As a result, the cost effective mitigation strategy is to reduce the GHG emissions in the transformation sectors, especially the power sector, along with the achievement of mitigation potential in other sectors.

A lot of options are included in the analysis to evaluate the GHG emission reduction potential in transformation, industry, transport,

residential, commercial and public sector. The options to reduce emissions are classified as introduction of new technologies, energy efficiency improvement, fuel switch, law material switch. The options to reduce emissions in transformation sectors are low-carbon technology, energy efficiency, demand management, energy efficiency, and the options in industry sector are 69 kinds of technologies for energy efficiency, fuel switch, switch of feedstock to low-carbon one, new technology introduction. The options to reduce emission in transport sector are low-emission cars, switch to efficient mode, energy efficiency improvement. The main options in commercial. residential, public sector are energy efficiency improvement.

The corresponding options to three low-carbon emission pathways(NDC emission pathway, 2°C emission pathway, 1.5°C emission pathway) are established as NRW3020(20%, 27.2% and 38.2% of electricity production from renewable sources in 2030, 2040 and 2050), NRW3040(40%, 47.2% and 60% of electricity production from renewable sources in 2030, 2040 and 2050), NRW3058(58%, 66.2% and 81% of electricity production from renewable sources in 2030, 2040 and 2050).

The GHG emission under NRW3020 is lower than the NDC emission pathway and the 2°C emission pathway in 2050 and 2050. The NRW3020 option can achieve the 2°C emission pathway. The emission of NRW3040 is a little higher than that of the 1.5°C emission pathway, but the emission of NRW3058 is a lower than

that of the 1.5°C emission pathway. As a result, the share of renewable sources in the electricity production in order to achieve the 1.5°C emission pathway should be 20% in 2030, a little higher than 47.2% in 2040 and a little lower than 81% in 2050 together with the implementation of all options to reduce GHG emissions in whole sectors.

### 3. Policy Suggestion

The cost effective strategy is to reduce the emissions in transformation sector(mainly power sector) along with the full mitigation in other sectors since the GHG emission mitigation potential in the transformation sector is higher than that in other sectors and the mitigation cost(MAC) in transformation sector is lower than that in other sectors.

The first necessary measure to implement the low-carbon strategies is to establish the long-term target for the electricity production share from renewable sources. If the specific target number is not available, then the vision for the target which IPCC 1.5 special report recommends should be included in the long-term low-emission development strategy in Korea.

The second measure is to set the long-term target for the electricity production cost of renewable energy sources. The best target is to set the production cost of renewable electricity lower than the cost of fossil fuel powered electricity production since there



are concerns that the higher cost of renewable electricity will disturb the economic growth.

The third measure for the low-carbon strategy is that the government has to continuously offer the subsidies to the electricity production from renewable sources until the competitiveness of renewable electricity production is secured. This kind of support will give the signal to private sectors to increase the investment in renewable electricity systems.

The fourth measure is to prepare the government's support to address the electricity price increase, especially in industry sector. The electrification in final energy consumption sectors (industry, transport, residential, commercial, public sector) should be implemented for the low-carbon strategy. However, the electricity price will increase due to the introduction of low-carbon electricity, and the consumers will be reluctant to electrification due to the high electricity price. So the government has to prepare measures to support the electrification.

The fifth measure for the low-carbon strategy is that the government has to prepare the programmes to address the employment decline and job loss in power sector. It is necessary for government to prepare the skilling programmes for power sector.



## 제목 차례

제1장 서론 .....	1
제1절 연구 필요성 .....	1
제2절 연구 목적 .....	2
제3절 연구 범위 및 방법론 .....	4
제2장 연구 방법론 및 온실가스 배출 경로 .....	7
제1절 분석 모형 및 에너지 시스템 .....	7
1. 상향식 최적화 TIMES 모형 .....	7
2. 분석모형의 에너지 시스템 설정 .....	8
3. 분석모형의 에너지 시스템 구성 요소 .....	10
4. 분석모형의 비용함수 .....	11
5. 분석모형의 결정 변수 .....	13
제2절 분석에 필요한 자료 .....	14
1. 에너지원별 가격 .....	14
2. 에너지원별 발열량 .....	17
3. 에너지원별 온실가스 배출계수 .....	19
4. 기술 관련 자료 .....	21
제3절 저탄소 온실가스 배출 경로 설정 .....	23
1. 기준안의 온실가스 배출 경로 .....	24
2. 국가 감축목표(NDC) 연장 온실가스 배출 경로 .....	25
3. 2℃ 지구온도 상승 온실가스 배출 경로 .....	26

4. 1.5℃ 지구온도 상승 온실가스 배출 경로 .....	27
5. 저탄소 온실가스 배출 경로 종합 .....	28

### 제3장 전환부문의 온실가스 감축 잠재량 분석 ..... 31

제1절 전환부문 기준 에너지 시스템 설정 .....	31
1. 전환부문의 에너지 시스템 .....	31
2. 전환부문 에너지 시스템 구성 요소 .....	34
3. 전환부문 기준안의 수요 및 발전설비 용량 설정 .....	40
제2절 전환부문의 온실가스 감축수단 .....	66
1. 전력산업의 전력 수요 관리 .....	67
2. 전력산업의 저탄소 발전원 확대 .....	72
3. 전력산업의 에너지 효율 향상 .....	75
4. 정유산업의 온실가스 감축수단 .....	80
제3절 전환부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석 .....	81
1. 전력산업의 온실가스 감축 잠재량 .....	81
2. 전력산업의 온실가스 감축 비용 .....	87
3. 전력산업 온실가스 감축의 비용 효과성 분석 .....	91
4. 정유산업의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 .....	95
5. 전환부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 .....	96

### 제4장 산업부문의 온실가스 감축 잠재량 분석 ..... 99

제1절 산업부문 기준 에너지 시스템 설정 .....	99
1. 산업부문 에너지 시스템 .....	99
2. 산업부문 에너지 시스템 구성 요소 .....	101

3. 산업부문 기준안의 최종 수요 설정 .....	104
제2절 산업부문의 온실가스 감축수단 .....	106
1. 산업부문의 신기술 도입 .....	106
2. 산업부문의 연료전환 .....	108
3. 산업부문의 원료전환 .....	110
4. 산업부문의 에너지 효율향상 .....	111
제3절 산업부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석 .....	114
1. 산업부문의 온실가스 감축 잠재량 .....	114
2. 산업부문의 온실가스 감축 비용 .....	117
3. 산업부문의 온실가스 감축 비용 효과성 분석 .....	119

## 제5장 수송부문의 온실가스 감축 잠재량 분석 ..... 121

제1절 수송부문 기준 에너지 시스템 설정 .....	121
1. 수송부문 에너지 시스템 .....	121
2. 수송부문 에너지 시스템 구성 요소 .....	122
3. 수송부문 기준안의 최종 수요 설정 .....	127
제2절 수송부문의 온실가스 감축수단 .....	128
1. 친환경자동차 확대 .....	129
2. 수송부문의 청정연료 도입 .....	131
3. 수송부문의 효율 향상 .....	131
제3절 수송부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석 .....	132
1. 수송부문의 온실가스 감축 잠재량 .....	132
2. 수송부문의 온실가스 감축 비용 .....	134
3. 수송부문 온실가스 감축의 비용 효과성 분석 .....	134

<b>제6장 가정부문의 온실가스 감축 잠재량 분석</b> .....	<b>137</b>
제1절 가정부문 기준 에너지 시스템 설정 .....	137
1. 가정부문 에너지 시스템 .....	137
2. 가정부문 에너지 시스템 구성 요소 .....	138
3. 가정부문 기준안의 최종 수요 설정 .....	141
제2절 가정부문의 온실가스 감축수단 .....	141
1. 신축 건축물 허가기준 강화 .....	142
2. 기존 건축물 에너지 성능 향상 .....	144
3. 사무기기 효율 개선 .....	145
4. 가정부문의 건물 에너지관리시스템(BEMS) 확대 .....	146
제3절 가정부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석 .....	147
1. 가정부문의 온실가스 감축 잠재량 .....	147
2. 가정부문의 온실가스 감축비용 .....	148
3. 가정부문 온실가스 감축의 비용 효과성 분석 .....	149
<b>제7장 상업부문의 온실가스 감축 잠재량 분석</b> .....	<b>151</b>
제1절 상업부문 기준 에너지 시스템 설정 .....	151
1. 상업부문 에너지 시스템 .....	151
2. 상업부문 에너지 시스템 구성 요소 .....	151
3. 상업부문 기준안의 최종 수요 설정 .....	154
제2절 상업부문의 온실가스 감축수단 .....	154
1. 신축 건축물 허가기준 강화 .....	155
2. 기존 건축물 에너지 성능 향상 .....	158
3. 사무기기 효율 개선 .....	159
4. 상업부문의 건물 에너지관리시스템(BEMS) 확대 .....	159

제3절	상업부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석	160
1.	상업부문의 온실가스 감축 잠재량	160
2.	상업부문의 온실가스 감축비용	162
3.	상업부문 온실가스 감축의 비용 효과성 분석	162
<b>제8장</b>	<b>공공부문의 온실가스 감축 잠재량 분석</b>	<b>165</b>
제1절	공공부문 기준 에너지 시스템 설정	165
1.	공공부문 에너지 시스템	165
2.	공공부문 에너지 시스템 구성 요소	165
3.	공공부문 기준안의 최종 수요 설정	167
제2절	공공부문의 온실가스 감축수단	168
1.	고효율 조명기기	169
2.	재생에너지 설비 도입	170
3.	건물 단열 강화	171
4.	공공부문의 건물 에너지관리시스템(BEMS) 도입	172
제3절	공공부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석	173
1.	공공부문의 온실가스 감축 잠재량	173
2.	공공부문의 온실가스 감축 비용	174
3.	공공부문의 온실가스 감축의 비용 효과성 분석	175
<b>제9장</b>	<b>비용 효과적 온실가스 감축전략 분석</b>	<b>177</b>
제1절	국가 전체의 온실가스 감축 잠재량 분석	177
1.	국가 전체의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량	177
2.	국가 전체의 부문별 온실가스 감축 잠재량	180

제2절 비용 효과적인 온실가스 감축 전략 .....	183
1. 전환부문과 전환부문 이외의 감축 잠재량 비교 .....	183
2. 전력 수요관리 제외 시 비용 효과적 감축 전략 .....	187
제3절 장기 저탄소 정책 수립 방향 .....	189
1. 저탄소 배출 경로 달성을 위한 신재생 발전 비중 .....	189
2. 장기 저탄소 정책 수립을 위한 정책 제언 .....	193
<b>제10장 결 어 .....</b>	<b>195</b>
제1절 연구 내용 요약 .....	195
제2절 정책적 시사점 .....	199
제3절 향후 연구 방향 .....	202
<b>〈부록〉 .....</b>	<b>205</b>
<b>참고문헌 .....</b>	<b>213</b>



## 표 차례

<표 1-1> 연구 범위 및 대상 .....	5
<표 2-1> TIMES 분석모형 개요 .....	8
<표 2-2> TIMES 분석모형의 에너지 시스템 .....	9
<표 2-3> TIMES 분석모형의 에너지 시스템 구성 요소 .....	11
<표 2-4> IEA의 에너지원별 및 지역별 시나리오 가격 .....	15
<표 2-5> 우리나라의 에너지원별 전망 가격 .....	16
<표 2-6> 2011년 12월 31일 개정 에너지원별 발열량 .....	18
<표 2-7> 전환부문의 온실가스 배출계수 .....	20
<표 2-8> 기술의 기술적 특성과 경제적 특성 관련 자료 .....	23
<표 2-9> 기준안의 온실가스 배출 경로 .....	24
<표 2-10> 국가 감축목표(NDC) 연장 온실가스 배출 경로 .....	25
<표 2-11> 2℃ 지구온도 상승 온실가스 배출 경로 .....	26
<표 2-12> 1.5℃ 지구온도 상승 온실가스 배출 경로 .....	28
<표 2-13> 기준안의 부문별 온실가스 배출량 전망 .....	29
<표 2-14> 저탄소 온실가스 배출 경로 종합 .....	29
<표 3-1> 전환부문의 에너지 시스템 .....	33
<표 3-2> 전환부문의 에너지 시스템 구성 요소 .....	34
<표 3-3> 발전기술의 경제적 특성 및 기술적 특성 .....	36
<표 3-4> 신재생 발전기술의 투자비 하락 지수(2015=100) .....	38
<표 3-5> 지역난방기술의 경제적 특성 및 기술적 특성 .....	39
<표 3-6> 정유기술의 경제적 특성 및 기술적 특성 .....	39

<표 3-7> 전력산업의 기준 전력수요 .....	40
<표 3-8> 전력산업 기준안의 발전원별 발전량 비중 .....	41
<표 3-9> 건설 취소 및 조기 폐쇄 원자력 발전설비 .....	44
<표 3-10> 원자력 발전설비 용량 전망 .....	46
<표 3-11> 가동 예정, LNG전환, 가동정지 석탄화력 발전설비 .....	48
<표 3-12> 석탄화력 발전설비 설비용량 전망 .....	50
<표 3-13> 최근 신재생에너지 발전설비 용량 추이 .....	52
<표 3-14> 가동 예정 신재생에너지 발전설비 .....	52
<표 3-15> 40MW 초과 태양광 및 풍력 발전설비 허가 .....	53
<표 3-16> 신재생에너지 발전설비 정격용량 계획 .....	57
<표 3-17> 신재생에너지 발전량 전망 .....	58
<표 3-18> 가동 예정 및 가동정지 LNG화력 발전설비 .....	60
<표 3-19> LNG화력 발전설비 설비용량 전망 .....	62
<표 3-20> 가동 예정 및 가동정지 석유와 양수 발전설비 .....	64
<표 3-21> 석유발전 및 양수발전 설비용량 전망 .....	65
<표 3-22> 전환부문의 온실가스 감축 수단 .....	66
<표 3-23> 전력의 수요관리 방안 .....	69
<표 3-24> 수요관리에 의한 최대전력 절감 계획 .....	70
<표 3-25> 수요관리에 의한 전력 소비량 절감 계획 .....	70
<표 3-26> 정부의 전기차 도입 계획 .....	71
<표 3-27> 전기차 도입에 다른 전력수요 영향 전망 .....	71
<표 3-28> 신재생에너지 발전량 비중 방안 .....	74
<표 3-29> 발전회사의 유연탄화력발전소 retrofit 계획 .....	76
<표 3-30> 고효율 유연탄 화력발전소의 기술적 특성 .....	77

<표 3-31> 고효율 가스복합화력발전소의 기술적 특성 .....	78
<표 3-32> 발전부문의 송배전 손실률 추이 .....	79
<표 3-33> 송배전 손실률 축소 시나리오 .....	79
<표 3-34> 분산형 전원 보급 계획 .....	80
<표 3-35> 정유산업의 온실가스 감축수단 .....	81
<표 3-36> 발전부문의 감축수단별 온실가스 배출량 전망 .....	83
<표 3-37> 전력산업의 감축수단별 감축 잠재량 (2015-2050년 평균) .....	86
<표 3-38> 전력산업의 감축수단별 온실가스 감축비용 (2015-2050년) .....	90
<표 3-39> 태양광발전의 균등화 발전원가(LCOE) 전망 .....	90
<표 3-40> 전력산업의 비용 효과적인 온실가스 감축 (2015-2050년) .....	94
<표 3-41> 정유산업의 비용 효과적 온실가스 감축(2015-2050년) .....	96
<표 3-42> 전환부문의 비용 효과적 온실가스 감축(2015-2050년) .....	97
<표 4-1> 산업부문의 에너지 시스템 .....	101
<표 4-2> 산업부문의 에너지 시스템 구성 요소 .....	102
<표 4-3> 산업부문 기술의 경제적 특성 및 기술적 특성 .....	104
<표 4-4> 산업부문 기준안의 업종별 최종 수요 설정 .....	105
<표 4-5> 산업부문의 온실가스 감축수단 .....	106
<표 4-6> 산업부문의 업종별 신기술 도입 .....	107
<표 4-7> 산업부문의 2015년 에너지 소비량 .....	109
<표 4-8> 산업부문의 연료전환 .....	110
<표 4-9> 산업부문의 원료전환 .....	111
<표 4-10> 산업부문의 에너지 효율 향상 .....	113

<표 4-11> 산업부문 기준안의 온실가스 배출량 전망 .....	114
<표 4-12> 산업부문의 감축수단별 연평균 온실가스 감축량 및 감축률(2015-2050년 평균) .....	115
<표 4-13> 산업부문의 감축수단별 온실가스 감축비용 (2015-2050년 평균) .....	117
<표 5-1> 수송부문의 에너지 시스템 .....	122
<표 5-2> 수송부문의 에너지 시스템 구성 요소 .....	123
<표 5-3> 수송부문 경형, 소형 및 중형 승용차의 연비 및 가격 ..	124
<표 5-4> 수송부문 대형 승용차의 연비 및 가격 .....	125
<표 5-5> 수송부문 승합차의 연비 및 가격 .....	126
<표 5-6> 수송부문 대형 화물차의 연비 및 가격 .....	127
<표 5-7> 수송부문 기준안의 최종 수요 지수(2015=100) .....	128
<표 5-8> 수송부문 온실가스 감축수단 .....	128
<표 5-9> 수송부문의 친환경 자동차 도입 계획 .....	130
<표 5-10> 수송부문의 청정연료 도입 확대 계획 .....	131
<표 5-11> 수송부문의 자동차 평균연비 개선 계획 .....	132
<표 5-12> 수송부문 기준안의 온실가스 배출량 전망 .....	133
<표 5-13> 수송부문 감축수단별 온실가스 감축량 및 감축률 (2015-2050년 평균) .....	133
<표 5-14> 수송부문의 감축수단별 온실가스 감축비용 (2015-2050년 평균) .....	134
<표 5-15> 수송부문의 누적 감축량 및 감축비용 (2015-2050년 평균) .....	135
<표 6-1> 가정부문의 에너지 시스템 .....	138
<표 6-2> 가정부문의 에너지 시스템 구성 요소 .....	139

<표 6-3> 가정부문의 용도별 기기 보유 대수 지수 예(2015=100) ·	140
<표 6-4> 가정부문 용도별 기기의 에너지 소비 지수 예(2015=100) ·	140
<표 6-5> 가정부문 기준안의 최종 수요 지수(2015=100) ······	141
<표 6-6> 가정부문의 온실가스 감축수단 ······	141
<표 6-7> 가정부문의 패시브 에너지 건축물 도입 ······	143
<표 6-8> 가정부문의 제로 에너지 건축물 도입 ······	144
<표 6-9> 가정부문의 기존 노후건물 성능 향상 ······	145
<표 6-10> 가정부문의 사무기기 효율 개선 ······	146
<표 6-11> 가정부문의 건물에너지관리시스템(BEMS) 도입 ······	146
<표 6-12> 가정부문 기준안의 온실가스 배출량 전망 ······	147
<표 6-13> 가정부문 감축수단별 온실가스 감축량 및 감축률 (2015-2050년 평균) ······	148
<표 6-14> 가정부문의 감축수단별 온실가스 감축비용 (2015-2050년 평균) ······	148
<표 6-15> 가정부문의 누적 감축 잠재량 및 감축비용 (2015-2050년 평균) ······	149
<표 7-1> 상업부문의 에너지 시스템 ······	151
<표 7-2> 상업부문의 에너지 시스템 구성 요소 ······	152
<표 7-3> 상업부문의 용도별 에너지 소비 지수(2015=100) ······	153
<표 7-4> 상업부문 기준안의 최종 수요 지수(2015=100) ······	154
<표 7-5> 상업부문의 온실가스 감축수단 ······	155
<표 7-6> 상업부문의 패시브 에너지 건축물 도입 ······	157
<표 7-7> 상업부문의 제로 에너지 건축물 도입 ······	158
<표 7-8> 상업부문의 기존 노후건물 성능 향상 ······	158
<표 7-9> 상업부문의 사무기기 효율 개선 ······	159

<표 7-10> 상업부문의 건물에너지관리시스템(BEMS) 도입 .....	160
<표 7-11> 상업부문 기준안의 온실가스 배출량 전망 .....	161
<표 7-12> 상업부문 감축수단별 온실가스 감축량 및 감축률 (2015-2050년 평균) .....	161
<표 7-13> 상업부문의 감축수단별 온실가스 감축비용 (2015-2050년 평균) .....	162
<표 7-14> 상업부문의 누적 감축 잠재량 및 감축비용 (2015-2050년 평균) .....	163
<표 8-1> 공공부문의 에너지 시스템 .....	165
<표 8-2> 공공부문의 에너지 시스템 구성 요소 .....	166
<표 8-3> 공공부문의 용도별 에너지 소비 지수(2015=100) .....	167
<표 8-4> 공공부문 기준안의 최종 수요 지수(2015=100) .....	168
<표 8-5> 공공부문의 온실가스 감축수단 .....	169
<표 8-6> 공공부문의 재생에너지 설비(지열냉난방) 도입 .....	171
<표 8-7> 공공부문 단열강화 기술 .....	172
<표 8-8> 공공부문 기준안의 온실가스 배출량 전망 .....	173
<표 8-9> 공공부문 감축수단별 온실가스 감축량 및 감축률 (2015-2050년 평균) .....	174
<표 8-10> 공공부문의 감축수단별 온실가스 감축비용 (2015-2050년 평균) .....	174
<표 8-11> 공공부문의 누적 감축 잠재량 및 감축비용 (2015-2050년 평균) .....	175
<표 9-1> 에너지부문 전체의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용(2015-2050년 평균) .....	178
<표 9-2> 부문별 온실가스 감축 잠재량(2015-2050년 평균) .....	182

<표 9-3> 전환부문과 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용(2015-2050년 평균) .....	185
<표 9-4> 장기 저탄소 경로와 온실가스 배출 경로 (2015-2050년 평균, 천CO <sub>2</sub> 톤) .....	191

## 그림 차례

[그림 2-1] 저탄소 온실가스 배출 경로 .....	30
[그림 3-1] 발전부문 기준안의 전력수요와 잔존 발전설비 용량 .....	42
[그림 3-2] 원자력 발전설비 용량 전망 .....	46
[그림 3-3] 석탄화력 발전설비 용량 전망 .....	51
[그림 3-4] 신재생에너지 발전비중 및 발전설비 목표 .....	56
[그림 3-5] 신재생에너지 발전설비 용량 확대 계획 .....	57
[그림 3-6] LNG화력 발전설비 용량 전망 .....	63
[그림 3-7] 석유화력 및 양수발전 설비용량 .....	66
[그림 3-8] 전력산업의 기준수요와 목표수요 .....	68
[그림 3-9] 유연탄 화력발전소의 잔존 설비용량 전망 .....	73
[그림 3-10] 발전부문 감축수단별 온실가스 배출량 전망 .....	84
[그림 3-11] 전력산업 신재생발전 도입(NRW3058)의 온실가스 한계감축비용 추이(2020-2050년, \$천/CO <sub>2</sub> 톤) .....	91
[그림 3-12] 전력산업의 온실가스 한계감축비용 (2015-2050년 평균, 천/CO <sub>2</sub> 톤, \$천/CO <sub>2</sub> 톤) .....	95
[그림 3-13] 전환부문의 온실가스 한계감축비용 (2015-2050년 평균, 천/CO <sub>2</sub> 톤, \$천/CO <sub>2</sub> 톤) .....	98
[그림 4-1] 산업부문의 온실가스 한계감축비용 곡선 (2015-2050년 평균, \$천/CO <sub>2</sub> 톤) .....	120
[그림 5-1] 수송부문의 온실가스 한계감축비용 (2015-2050년 평균, \$천/CO <sub>2</sub> 톤) .....	135



[그림 6-1] 가정부문의 온실가스 한계감축비용 (2015-2050년 평균, \$천/CO <sub>2</sub> 톤) .....	150
[그림 7-1] 상업부문의 온실가스 한계감축비용 (2015-2050년 평균, \$천/CO <sub>2</sub> 톤) .....	163
[그림 8-1] 공공부문의 온실가스 한계감축비용 (2015-2050년 평균, \$천/CO <sub>2</sub> 톤) .....	176
[그림 9-1] 우리나라 전체의 온실가스 한계감축비용 (2015-2050년 평균, \$천/CO <sub>2</sub> 톤) .....	183
[그림 9-2] 전환부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 (2015-2050년 평균) .....	186
[그림 9-3] 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 (2015-2050년 평균) .....	187
[그림 9-4] 전환부문과 전환부문 이외의 온실가스 한계감축비용 (2015-2050년 평균) .....	188
[그림 9-5] 장기 저탄소 배출 경로와 신재생 발전 배출 경로 (2015-2050년) .....	192



# 제1장 서론

## 제1절 연구 필요성

2015년 말에 프랑스 파리에서 체결된 파리협정에 의하면, 세계는 21세기 말까지 지구온도를 산업화 이전 대비 2℃ 이내 온도상승을 달성해야 하며, 1.5℃ 온도상승을 달성하도록 노력해야 한다<sup>1)</sup>. 파리협정을 2021년부터 이행하기 위해 필요한 구체적인 사항들은 유엔에서 협상을 통해 2018년 말까지 만들어질 예정이다. 2023년에는 5년 단위의 최초의 지구적 이행점검(global stocktaking)을 실시하여 파리협정이 추구하고 있는 온도상승에 필요한 온실가스 배출 경로를 달성하고 있는지의 여부를 평가할 예정이다.

우리나라는 파리협정이 추구하고 있는 지구적 온실가스 감축노력에 동참하고 저탄소 사회를 구축하기 위해 의욕적인 2030년 온실가스 감축목표를 설정하여 유엔에 제출했다. 2030년까지 기준 배출량 대비 온실가스 배출량을 37% 감축하는 목표를 설정하고 구체적인 이행계획도 마련했다. 온실가스 배출량의 대부분이 에너지 소비에서 발생되기 때문에 파리협정이 추구하고 있는 장기 온도상승 목표와 우리나라의 온실가스 감축목표 달성을 위해서는 에너지 시스템이 저탄소 구조로 전환되어야 한다.

온실가스 배출량의 대부분이 에너지 사용에서 발생된다는 점을 감안

---

1) 파리협정(Paris Agreement, 2015)의 제2조 1항 (a)에 의하면 파리협정은 지구평균온도 상승을 산업화 이전 수준(pre-industrial level) 대비 2℃ 이내로 억제하고, 1.5℃ 상승으로 억제하는 노력을 경주하도록 규정하고 있다.

하면 저탄소 사회 전환의 핵심은 에너지 시스템의 저탄소 전환이라고 할 수 있다. IPCC의 “1.5℃ 특별보고서(2018.10)”<sup>2)</sup>에서는 산업화 이전(1850-1900년) 대비 1.5 온도상승을 달성하기 위해서는 세계의 온실가스 배출량이 2050년까지 순무배출(net-zero GHG emission)에 이르러야 하며, 이를 위해서는 전력의 저탄소화, 에너지 소비의 감소, 에너지 소비를 저탄소 전력으로 대체하는 전력화(電力化)가 추진되어야 하는 등 온실가스 감축을 위해서는 에너지 시스템의 급격한 저탄소화 전환이 필요하다고 지적되고 있다.

에너지 시스템의 저탄소화 전환에는 막대한 비용과 오랜 기간이 소요되고 사회 전반에 커다란 충격을 줄 수 있으므로 저탄소 구축 계획은 장기를 목표로 설정되어야 하며, 사회 전체의 논의 과정을 거치고, 비용 효과적인 온실가스 감축방안을 검토한 이후에 추진되는 것이 합리적이다. 따라서 2050년까지의 장기적인 저탄소 전환 계획을 수립하기 위해서는 온실가스 감축 가능성을 분석하고 비용 효과적인 온실가스 감축 전략에 대한 평가가 이루어질 필요가 있다.

## 제2절 연구 목적

본 연구의 목적은 2015-2050년 기간에 우리나라 에너지 시스템의 장기 온실가스 감축 가능성을 평가하고 장기 저탄소 방향을 제시하는 것이다. 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 분석하여 에너지 부문의 저

---

2) IPCC, “An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5℃ above Pre-industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty, 2018.10

탄소화를 달성하기 위한 비용 효과적인 감축전략을 제시하고 장기 저탄소 정책 수립방향을 제안하는 것이다.

재생에너지 확대에 따른 발전부문의 저탄소화가 에너지 부문의 저탄소화에 가장 크게 기여할 것으로 예상된다. 따라서 본 연구에서는 전력산업을 비롯한 전환부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용을 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용과 비교하여 비용 효과성을 평가하게 된다. 기준안의 온실가스 배출 경로, 우리나라 감축목표 달성 배출 경로(NDC), 지구온도 2℃ 온도상승 배출 경로, 지구온도 1.5℃ 온도상승 배출 경로를 설정했다. 이러한 가상적인 배출 경로를 달성하기 위한 전환부문의 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 분석하고, 이를 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량과 감축비용과 비교하여 비용 효과적인 온실가스 감축전략을 평가하게 된다.

2018년 10월에 개최된 제48차 IPCC 총회에서는 산업화 이전 대비 지구평균온도 1.5℃ 상승이 미칠 영향에 관한 특별보고서가 채택되었다. 1.5℃ 상승을 달성하기 위한 에너지 시스템 전환(Energy System Transformation) 전략으로서 최종에너지 수요 감소, 전력의 저탄소화, 에너지소비의 전력화(電力化), 전력을 제외한 최종 에너지 소비의 탄소 집약도 하락이 제시되었다<sup>3)</sup>.

UNEP가 발간한 GAP Report 2017에서는 2030년까지 \$100/CO<sub>2</sub>톤 이하의 비용으로 달성할 수 있는 온실가스 감축 잠재량이 연간 300-360억CO<sub>2</sub>환산톤에 이를 것으로 분석되었다. 온실가스 감축 잠재

---

3) IPCC, “An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5℃ above Pre-industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty, 2018.10”의 제2장 p. 50

량의 약 30%(93-106억CO<sub>2</sub>환산톤)를 에너지 산업이 차지하고, 에너지 산업의 온실가스 감축은 대부분 태양광과 풍력과 같은 재생에너지가 차지할 것으로 분석되었다.

IEA의 Technology Perspective 2017에서는 2℃ 온도상승 달성을 위한 2060년의 온실가스 감축 잠재량에서 에너지 효율(전체 잠재량의 40%)과 재생에너지(35%)가 가장 큰 비중을 차지할 것으로 나타났다. 부문별 누적 감축 잠재량 분포에서는 발전부문이 전체의 온실가스 감축 잠재량의 약 40%를 차지하며, 발전부문에서는 재생에너지가 감축량의 약 60%를 차지할 것으로 나타났다<sup>4)</sup>.

이러한 연구결과를 감안하면, 에너지 부문의 저탄소화는 발전부문이, 기술 측면에서는 재생에너지가 가장 큰 역할을 할 것으로 예상된다. 따라서 본 연구에서는 전환부문의 신재생에너지 발전 확대에 따른 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용을 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용과 비교하여 비용효과성을 평가하게 된다.

### 제3절 연구 범위 및 방법론

본 연구의 분석대상 시계는 2015-2050년이며 분석대상 부문은 에너지 전환부문, 산업부문, 수송부문, 가정부문, 상업부문, 공공부문 등 에너지를 전환하고 사용하는 연료연소부문이다. 대상 온실가스 종류는 연료연소에 의한 CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O이다. 본 연구가 분석대상으로 설정한 부문은 연료연소 부문에 해당된다. 본 연구의 분석대상인 연료연소 부문의 2015년 실적 온실가스 배출량(597.2백만CO<sub>2</sub>환산톤)은 국가 총 배출량(690.2백만CO<sub>2</sub>환산톤)의 86.5%, 에너지부문(연료연소+탈루배출) 배

---

4) IEA, Energy Technology Perspectives 2017, pp. 31-32

출량(601.0백만CO<sub>2</sub>환산톤)의 99.4%를 차지하고 있다<sup>5)</sup>.

〈표 1-1〉 연구 범위 및 대상

CRF 코드	배출원 및 흡수원(세부 분야)	온실가스	분석대상
1	에너지 분야		
1A	연료연소(에너지산업, 제조업 및 건설업, 수송, 기타(상업/공공, 가정, 미분류))	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O	O
1B	탈루(고체연료, 석유 및 천연가스)	CH <sub>4</sub>	X
1C	국제 병커링	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O	X
2	산업공정 분야(광물산업, 화학산업, 금속산업, 기타산업, 할로카본 및 육불화황 생산/ 소비, 기타)	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, HFC <sub>s</sub> , PFC <sub>s</sub> , SF <sub>6</sub>	X
3	용제 및 기타 제품 사용 분야		X
4	농업 분야(장내발효, 가축분뇨처리, 비제배, 작물잔사소각)	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O	X
5	토지이용, 토지이용 변화 및 임업 분야(산림지, 농경지, 초지, 습지, 정주지, 기타토지)	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O	X
6	폐기물 분야(폐기물매립, 하.폐수처리, 폐기물소각, 기타부문)	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O	X

본 연구의 분석 방법론으로는 상향식 최적화 모형인 TIMES 모형을 사용했다. TIMES는 IEA가 개발한 모형으로서 온실가스 감축수단의 감축 잠재량과 한계감축비용(MAC) 분석에 유용한 도구이다. 제약조건에서 최종 수요를 충족하는 최소 비용의 기술을 선택하는 모형으로서, 다양한 온실가스 감축수단의 감축 잠재량과 감축비용을 분석하는데 활용되고 있다. 분석의 기준년도는 2015년이고, 목표연도는 2050년이며, 비용은 2015년 가격 기준이고, 할인율은 4.5%를 적용했다.

5) 온실가스종합정보센터, 2017 국가 온실가스 인벤토리 보고서, 2017.12





## 제2장 연구 방법론 및 온실가스 배출 경로

본 장에서는 분석모형인 상향식 최적화 TIMES 모형과 분석에 필요한 자료를 설명하고, 감축 잠재량의 비용 효과성 평가에 활용될 온실가스 배출 경로를 설정하게 된다.

### 제1절 분석 모형 및 에너지 시스템

#### 1. 상향식 최적화 TIMES 모형

분석모형인 TIMES(The Integrated Markal-Effom System) 모형은 분석대상 기간에 제약조건에서 최소의 비용으로 최종수요(에너지 서비스 수요)를 충족하는 에너지 시스템을 분석하는 상향식 최적화 모형이다. TIMES 모형은 MARKAL 모형과 EFFOM 모형을 결합시킨 모형으로서, 이론적 기반은 MARKAL과 동일하다. MARKAL과 TIMES는 모두 IEA(ETSAP 프로그램)에서 개발된 모형으로서, 에너지 시스템 분석을 위해 많은 국가에서 광범위하게 사용되고 있다.

TIMES 모형은 주로 부문 및 업종별 에너지 시스템을 대상으로 최소 비용의 에너지 시스템을 분석하는 경제모형이다. 구체적이고 풍부한 기술 정보를 사용하므로 경제적 접근법(economic approach)과 기술적 접근법(technical engineering approach)을 결합한 모형이라고 할 수 있다. 중기 및 장기간에 걸쳐 에너지 시스템을 분석하며, 선형계획법(linear programming)을 사용하고, 기술정보(technology rich)에 입각한 분석방법을 사용하는 상향식 모형(bottom-up model)이다<sup>6)</sup>.

TIMES 분석모형은 분석 기간에 걸쳐서 최적화된 해를 구한다는 점에서 동적 선형계획이다. 부문 및 업종간 생산요소의 균형을 명시적으로 고려하지 않는다는 점에서 부분균형 분석모형이라고 할 수 있다. 목적함수는 에너지 시스템의 모든 비용을 할인된 현재가치로 표현하게 된다.

〈표 2-1〉 TIMES 분석모형 개요

구분	구성 요소	내용
모형 명칭	TIMES	국제에너지기구(IEA)의 에너지 시스템 분석(ETSAP) 프로그램에서 개발
모형의 성격	상향식 최적화	최소비용의 에너지 시스템 구축
	동적 선형계획	분석기간의 최적화를 도모하는 선형계획법
	부분균형 접근법	부문간 균형을 고려하지 않는 최적화 달성
목적함수	비용함수	에너지 시스템의 할인된 현재가치 비용
모형의 구성	목적함수	제약조건에서 비용함수의 최소화
	제약조건	에너지와 물질의 수급조건
	결정변수	기술의 투자 및 활동(기술 선택에 의해 에너지 소비량과 온실가스 배출량 결정)

자료: 에너지경제연구원(노동운), 저탄소 경제 시스템 구축전략 연구, 2008. 12, IEA ETSAP(<https://www.iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times>, 2018년 10월 29일, 10:15)

## 2. 분석모형의 에너지 시스템 설정

분석모형을 사용하기 위해서는 분석모형에 분석대상의 에너지 시스템을 설정해야 한다. 본 연구의 대상이 에너지부문의 연료연소에 의한 온실가스 배출량이므로 우리나라 전체의 에너지 시스템을 분석모형에

6) TIMES 모형에 대한 구체적인 내용은 IEA의 ETSAP 프로그램 (<https://www.iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times>)에서 찾을 수 있다.

설정해야 한다. 에너지 시스템은 에너지 흐름을 따라서 설정되는데 크게 공급부문과 수요부문으로 구성된다. 공급부문은 국내의 에너지 생산(채굴)과 수입 이외에 전환부문을 포함했다. 수요부문은 최종 에너지의 소비와 에너지 수출로 구분된다.

국내에너지의 국내 생산(채굴)은 무연탄과 천연가스 및 신재생에너지 생산이며, 최근 들어 신재생에너지 생산이 빠르게 증가함에 따라 국내생산이 확대되고 있는 추이다. 에너지 수입에는 대부분의 에너지가 해당된다. 전환부문은 1차 에너지를 다른 형태의 에너지(전력, 열, 도시가스, 석유제품 등)로 전환하는 과정으로서 발전, 지역난방, 도시가스 제조, 정유가 해당된다.

수요부문은 에너지 통계 이용 가능성을 감안하여 에너지 수지표(Energy Balance)와 동일한 구조로 설정했다. 에너지 수요는 크게 산업부문, 수송부문, 가정부문, 상업부문, 공공부문으로 구성했다. 산업부문은 철강산업, 제지산업, 시멘트산업 등 구체적인 업종으로 구분하고, 수송부문은 도로교통, 철도교통, 해운교통, 항공교통으로 구분하며, 가정부문은 취사, 난방, 냉방, 가전기기 등 용도별로 구분하고 상업부문은 난방, 냉방, 조명, 가전기기 등 용도별로 구분했다. 공공부문은 가로등, 수도 등으로 구분하고, 에너지의 수출은 주로 석유제품에 국한된다.

〈표 2-2〉 TIMES 분석모형의 에너지 시스템

공급 부문		수요 부문	
공급	전환	최종 수요	
국내 생산 및 수입	발전	최종 소비 및 수출	산업부문
	지역난방		수송부문
	도시가스		가정부문
	정유		상업부문
			공공부문

### 3. 분석모형의 에너지 시스템 구성 요소

분석모형의 에너지 시스템 구성요소는 크게 수요, 재화, 에너지공급원, 기술로 구분했다.

수요는 산업부문의 철강제품 생산량, 수송부문의 승객 수송량(명-km), 상업부문의 난방면적, 공공부문의 가로등용 전력 소비량 등 에너지 서비스수요를 의미한다. 전환부문의 경우에는 전력, 열, 석유제품, 도시가스 등 최종 소비부문에서 사용될 에너지 공급량으로 정의된다.

재화는 에너지, 물질과 오염물질로 구분된다. 에너지는 유연탄, 휘발유, 도시가스, 태양광 등 다양한 종류의 에너지 운반체를 의미한다. 분석모형에서는 하나의 에너지 운반체가 에너지 흐름을 따라서 이동하면 각 단계별로 별도의 에너지 운반체로 인식된다. 물질은 시멘트산업의 석회석, 수송부문의 연료전지 자동차, 가정부문의 냉장고, 상업부문의 조명기기 등을 의미한다. 오염물질은 본 연구가 연료연소에 의한 온실가스 배출을 대상으로 하고 있으므로 연료연소에서 발생하는 3가지 종류의 온실가스(CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)로 정의했다.

에너지 공급원은 국내생산과 수입으로 구성된다. 국내생산은 국내에서 생산되고 있는 천연가스와 무연탄, 신재생에너지가 여기에 해당된다. 수입은 대부분의 에너지가 해당되는데, 석유의 경우에는 원유와 각종 석유제품, 석탄은 무연탄과 원료용 및 연료용 유연탄, 가스는 LNG, 원자력의 경우에는 우라늄이 포함된다.

MARKAL에서는 기술이 수입기술, 수요기술, 가공기술 등 다양한 종류의 기술(technology)로 세분화 되었으나 TIMES 모형에서는 보다 광범위한 기술(process)로 정의되어 있다. 기술은 에너지와 물질을 다른 형태나 다른 단계로 전환하는 절차를 의미한다. 기술에는 투자비와

운영비 등의 비용 정보, 가동률과 효율, 에너지 및 물질의 투입과 산출 정보, 설비용량 등 매우 다양하고 광범위하며 구체적인 많은 정보가 정의되고, 이러한 정보가 분석모형에 입력되어야 한다. 기술 관련 정보의 수집과 수집된 정보를 분석모형에 적합하게 가공하는 절차에는 막대한 시간과 비용이 소요되며, 이러한 정보의 신뢰도에 의해 분석결과에 차이가 발생할 수 있다.

〈표 2-3〉 TIMES 분석모형의 에너지 시스템 구성 요소

구성 요소		세부 항목
수요		분석대상부문 및 업종의 최종 수요(에너지 생산량, 제품 생산량)
재화	에너지	분석대상부문의 에너지 시스템에서 사용된 에너지 운반체(천연가스, 휘발유, 전력 등)
	물질	분석대상부문의 에너지 시스템에서 사용된 에너지 이외의 물질(철강, 시멘트 등)
	오염물질	분석대상부문의 에너지 시스템에서 발생한 온실가스(CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O)
에너지 공급원	국내 생산	분석대상지역에서 생산된 에너지 운반체(무연탄, 천연가스, 모든 신재생에너지)
	수입	분석대상 이외 지역에서 생산되어 수입된 에너지 운반체(국내 생산을 제외한 모든 에너지 원)
기술		에너지와 물질의 생산, 수송, 전환, 가공, 소비와 관련된 기술(유연탄화력발전기, 고로, 킬른 등)

#### 4. 분석모형의 비용함수

분석모형의 비용함수는 에너지 시스템의 할인된 총비용을 현재가치로 나타낸 것이다. 비용함수에는 연간화된 기술의 투자비용, 기술의

고정 및 변동 운영·유지비용, 에너지 및 물질의 수입비용과 국내 자원 생산비용, 에너지 및 물질의 수출에 의한 수입(收入), 에너지, 기술 및 오염물질 배출에 부과·지급되는 세제 및 보조금이 포함된다.

비용함수는 분석기간에 발생한 연간비용의 합계(ANNCOST)를 현재 가치(NPV)로 환산한 함수로서 다음과 같이 표현된다.

$$NPV = \sum_{r=1}^R \sum_{t=1}^{t=NPER} (1+d)^{NYER \cdot (1-t)} \cdot ANNCOST(r,t) \cdot (1+(1+d))^{-1} + (1+d)^{-2} + \dots + (1+d)^{1-NYRS}$$

R(r)은 지역(region)의 수로서 본 연구에서는 우리나라 이외의 가상적인 지역과 분석대상인 대한민국 등 2개 지역으로 구성되어 있다. NPER은 분석기간의 구간(period)으로서, 본 연구에서는 전체 분석기간을 2015-2050년으로 설정하고 5년 단위로 구간을 구분했기 때문에 구간의 수인 7이 여기에 해당된다. NYER은 각 구간(period)내의 기간인 년도(years)의 수로서 5년 단위로 구분했으므로 5가 여기에 해당된다. d는 할인율로서 2018년에 한국개발연구원(KDI)이 발표한 할인율인 4.5%를 사용했다<sup>7)</sup>.

연간비용의 합계(ANNCOST)는 기술의 투자비와 운영비, 에너지와 물질의 생산과 가공 및 수입, 수출 등에 소요된 모든 비용을 연간화한 비용으로 나타낸 것으로서 수식으로 나타내면 다음과 같다.

---

7) KDI 공공투자관리센터, 2018년 제1회 예비타당성조사 착수회의 자료, 2018.5.18., p.2

$$\begin{aligned}
ANNCOST(r,t) = & \sum k \{ Annualized\_Invcost(r,t,k) * INV(r,t,k) \\
& + Fixom(r,t,k) * CAP(r,t,k) + Varom(r,t,k) * \sum s, s ACT(r,t,k,s) \\
& + \sum c [ Delivercost(r,t,k,c) * Input(r,t,k,s) * \sum s ACT(r,t,k,s) ] \\
& + \sum c, s \{ MiningcostIr,t,c,l * Mining(r,t,c,t) \\
& + Tradecost(r,t,c) * TRADE(r,t,c,s,i/e) + Importprice(r,t,c,l) * \\
& \quad Import(r,t,c,l) + Exportprice(r,t,c,l) * Export(r,t,c,l) \} \\
& + \sum c \{ Tax(r,t,p) * ENV(r,t,p) \} + \{ DemandLoss(r,t,d) \}
\end{aligned}$$

## 5. 분석모형의 결정 변수

TIMES 분석모형은 연간화된 현재가치의 비용함수 최소화 원칙에 적합한 에너지 시스템을 찾게 된다. 분석모형에서 결정되는 변수는 분석기간(2015-2050년)별 개별 기술의 활동 규모(신규 도입, 활동 수준)이다. 분석모형에는 매우 구체적이고 다양한 형태의 기술의 투자비, 고정 변동 및 운영비, 기술적 특성(효율, 투입물 혹은 산출물 당 에너지원별 사용량과 물질의 사용량, 다른 기술과의 관계 등)에 관한 정보가 입력되어야 한다. 또한 에너지원별 수입 가격, 에너지원별 온실가스 배출계수 등이 입력되어야 한다. 분석모형은 비용함수의 최소화를 통해 기술의 활동 규모를 결정하고, 개별 기술에는 에너지원별 사용량이 연계되어 있기 때문에 기술의 선택에 의해 에너지 사용량과 온실가스 배출량이 결정된다.

## 제2절 분석에 필요한 자료

### 1. 에너지원별 가격

분석모형에는 분석기간(2015-2050년)의 에너지원별 수입 가격을 입력하게 된다. 지역이 분석대상인 우리나라와 외부 지역으로 구성되어 있기 때문에 모든 에너지원에 대해 수입 및 도입 가격을 모형에 입력하게 된다. 기준년도인 2015년은 실적 가격을 입력하고 나머지 기간에 대해서는 전망가격을 입력한다. 에너지원별 전망 가격은 기본적으로 IEA World Energy Outlook 2016의 “새로운 정책 시나리오”의 원유, 천연가스, 석탄의 수입 전제 가격 상승률을 우리나라의 2015년 실적가격에 적용하여 설정했다. IEA의 지역별 에너지원별 수입가격은 일본의 수입가격을 기준으로 설정했다.

IEA는 새로운 정책(New Policies Scenario)을 이행할 경우의 원유, 천연가스, 석탄의 지역별 수입가격을 전제로 사용하고 있다. 새로운 정책 시나리오의 가격은 현재 이행되고 있는 정책 및 조치뿐만 아니라 최근 각 정부가 발표한 새로운 정책과 파리협정의 자발적 기여(NDC)를 달성하기 위한 정책까지 포함할 경우의 에너지원별 가격을 의미한다.

에너지원별 가격(일본 기준)에서 국제원유 가격은 2015년의 \$51/bbl에서 상승하기 시작하여 2040년에는 \$111/bbl에 이를 것으로 전제되어 있다. 천연가스 수입 가격은 2015년 \$10.3/백만btu에서 2040년에는 \$10.6/백만btu, 연료탄 수입가격은 2015년 \$59/톤에서 2040년에는 \$87/톤에 이를 것으로 전제되어 있다.

2017년 중반까지 각국에서 발표된 정책을 포함한 경우의 현 정책



시나리오(current policies scenario)의 원유 가격은 새로운 정책이 이행될 경우에 비해 2040년에 약 20% 높은 수준으로 전제되어 있다. 천연가스와 연료탄 수입가격은 새로운 정책 시나리오의 전제 가격에 비해 2040년에 각각 약 8.5%와 16.1% 높은 수준으로 전제되어 있다.

지속가능개발 시나리오(Sustainable Development Scenario)는 새로운 비전을 제시하는 시나리오로서, CO<sub>2</sub> 농도 450ppm을 전제한 경우이다. 2030년까지 지구적 차원에서 현대적 에너지 서비스에 대한 접근이 가능하고, 조만간 온실가스 배출이 정점에 도달하고 이후에는 배출량이 급격하게 감소하며, 대기오염물질 배출량 역시 급격하게 감소하는 경우이다. 새로운 정책 시나리오에 비해 2040년 원유 가격은 약 42.3% 낮은 수준이며, 천연가스와 연료탄 수입가격은 각각 15.1%, 21.8% 낮은 수준이다.

〈표 2-4〉 IEA의 에너지원별 및 지역별 시나리오 가격

	실적	새로운 정책 시나리오					현정책 시나리오		지속가능 시나리오	
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2025	2040	2025	2040
원유(\$/bbl)	51	62	83	94	103	111	97	136	72	64
천연가스(\$/Mbtu)										
(미국)	2.6	3.1	3.7	4.4	5.0	5.6	4.3	6.5	3.4	3.9
(EU)	7.0	6.4	7.9	8.6	9.1	9.6	8.2	10.5	7.0	7.9
(중국)	9.7	7.6	9.4	9.7	10.0	10.2	10.4	11.1		
(일본)	10.3	8.7	10.3	10.5	10.6	10.6	10.8	11.5	8.6	9.0
연료탄(\$/Ton)										
(OECD)	64	72								
(미국)	51	55	61	61	62	62	62	67	56	55
(EU)	57	70	77	80	81	82	81	95	67	64
(일본)	59	77	82	85	86	87	86	101	71	68
(중국)	72	84	87	89	90	91	90	101	78	77

자료 : IEA, World Energy Outlook, 2016, 2017

우리나라의 2015년 원유 및 천연가스와 석탄의 수입가격을 조사하고, IEA 새로운 정책 시나리오의 원유 가격 상승률을 우리나라의 2015년 원유 및 석유제품 실적 가격에 적용하여 분석모형에 입력할 전망 가격을 설정했다. 천연가스의 가격은 2015년 수입 및 국내가격에 일본의 수입가격 변화율을 적용하여 전망 가격을 설정했다. 석탄의 전망 가격 역시 2015년 우리나라의 석탄 수입가격 및 국내 가격에 일본의 연료탄 수입가격 변화율을 적용하여 전망했다. 우리나라의 지역 난방 가격은 원료를 대부분 천연가스에 의존하고 있다는 점을 감안하여 IEA의 일본 천연가스 수입가격 변화율을 적용했다. 전력의 전망 가격은 IEA의 일본 천연가스와 연료탄 수입가격에 LNG와 유연탄의 발전량 비율(2:8)을 적용하여 전망 가격을 설정했다. 이러한 과정을 거쳐 설정한 우리나라의 에너지원별 전망 가격은 다음 표와 같다.

〈표 2-5〉 우리나라의 에너지원별 전망 가격

(단위 : \$백만/PJ)

	2015	2020	2030	2040	2050
1. 석유류					
원유	8.72	10.61	16.08	18.99	21.72
휘발유	40.99	49.83	75.54	89.21	102.07
등유(실내용)	22.76	27.66	41.94	49.53	56.66
경유(자동차용)	30.45	37.02	56.13	66.28	75.83
중질중유(B-C, 0.3%)	12.82	15.59	23.63	27.90	31.92
프로판(일반용)	31.56	38.37	58.17	68.69	78.59
부탄(가정상업용)	19.56	23.78	36.05	42.57	48.70
부탄(자동차용)	14.37	17.47	26.48	31.27	35.78
2. 석탄류					
무연탄(국내)	6.67	8.71	9.61	9.84	10.07
수입 무연탄(연료탄)	4.76	6.21	6.86	7.02	7.18
수입 유연탄(연료용)	3.10	4.05	4.47	4.57	4.68
3. 가스류					
LNG 수입가격	10.31	8.66	10.51	10.61	10.61

도시가스 평균	15.24	12.80	15.53	15.68	15.68
- 가정용(취사)	16.44	13.81	16.76	16.92	16.92
- 업무용(난방)	16.79	14.10	17.12	17.28	17.28
- 산업용	14.49	12.17	14.78	14.92	14.92
4. 전력 판매단가					
- 주택용	30.36	36.80	41.19	42.07	42.89
- 일반용	32.03	38.82	43.44	44.37	45.24
- 교육용	27.79	33.69	37.70	38.51	39.26
- 산업용	26.37	31.96	35.77	36.53	37.25
- 농사용	11.61	14.08	15.75	16.09	16.41
- 가로등	27.83	33.73	37.75	38.56	39.31
- 평균	27.39	33.20	37.15	37.95	38.69
5. 지역난방					
열 소계	19.26	16.18	19.64	19.82	19.82
- 주택용	19.13	16.07	19.51	19.69	19.69
- 업무용	20.40	17.13	20.79	20.99	20.99
- 공공용	19.45	16.33	19.82	20.01	20.01

## 2. 에너지원별 발열량

본 연구에서는 2011년 12월 31일에 개정되어 2012년 에너지 통계부터 적용된 대한민국 정부의 에너지원별 총발열량을 사용했다. 2011년 12월 31일에 개정된 발열량은 2006년 9월 1일에 개정된 발열량에 비해 전반적으로 석유제품의 발열량과 LNG의 발열량은 증대되었으나, LNG를 원료로 사용한 도시가스의 발열량은 하락했고, LPG를 원료로 사용한 도시가스의 발열량은 변하지 않았다. 석탄의 경우에는 전반적으로 발열량이 하락했다. 2011년 12월 31일에 개정된 에너지원별 총발열량과 순발열량은 다음 표와 같다.

〈표 2-6〉 2011년 12월 31일 개정 에너지원별 발열량

구분	에너지원	단위	총발열량			순발열량		
			MJ	kcal	석유 환산톤 (10 <sup>-3</sup> toe)	MJ	kcal	석유 환산톤 (10 <sup>-3</sup> toe)
석유 (17종)	원유	kg	44.9	10,730	1.073	42.2	10,080	1.008
	휘발유	ℓ	32.6	7,780	0.778	30.3	7,230	0.723
	등유	ℓ	36.8	8,790	0.879	34.3	8,200	0.820
	경유	ℓ	37.7	9,010	0.901	35.3	8,420	0.842
	B-A유	ℓ	38.9	9,290	0.929	36.4	8,700	0.870
	B-B유	ℓ	40.5	9,670	0.967	38.0	9,080	0.908
	B-C유	ℓ	41.6	9,950	0.995	39.2	9,360	0.936
	프로판	kg	50.4	12,050	1.205	46.3	11,050	1.105
	부탄	kg	49.6	11,850	1.185	45.6	10,900	1.090
	나프타	ℓ	32.3	7,710	0.771	30.0	7,160	0.716
	용제	ℓ	33.3	7,950	0.795	31.0	7,410	0.741
	항공유	ℓ	36.5	8,730	0.873	34.1	8,140	0.814
	아스팔트	kg	41.5	9,910	0.991	39.2	9,360	0.936
	윤활유	ℓ	39.8	9,500	0.950	37.0	8,830	0.883
	석유코크스	kg	33.5	8,000	0.800	31.6	7,550	0.755
	부생연료유1호	ℓ	36.9	8,800	0.880	34.3	8,200	0.820
	부생연료유2호	ℓ	40.0	9,550	0.955	37.9	9,050	0.905
가스 (3종)	천연가스(LNG)	kg	54.6	13,040	1.304	49.3	11,780	1.178
	도시가스(LNG)	Nm3	43.6	10,430	1.043	39.4	9,420	0.942
	도시가스(LPG)	Nm3	62.8	15,000	1.500	57.7	13,780	1.378
석탄 (7종)	국내무연탄	kg	18.9	4,500	0.450	18.6	4,450	0.445
	연료용 수입무연탄	kg	21.0	5,020	0.502	20.6	4,920	0.492
	원료용 수입무연탄	kg	24.7	5,900	0.590	24.4	5,820	0.582
	연료용 유연탄(역청탄)	kg	25.8	6,160	0.616	24.7	5,890	0.589

	원료용 유연탄(역청탄)	kg	29.3	7,000	0.700	28.2	6,740	0.674
	아역청탄	kg	22.7	5,420	0.542	21.4	5,100	0.510
	코크스	kg	29.1	6,960	0.696	28.9	6,900	0.690
전기 등 (3종)	전기(발전기준)	kWh	8.8	2,110	0.211	8.8	2,110	0.211
	전기(소비기준)	kWh	9.6	2,300	0.230	9.6	2,300	0.230
	신탄	kg	18.8	4,500	0.450	-	-	-

- 주 1) “총발열량”이란 연료의 연소과정에서 발생하는 수증기의 잠열을 포함한 발열량을 말한다.  
 2) “순발열량”이란 연료의 연소과정에서 발생하는 수증기의 잠열을 제외한 발열량을 말한다.  
 3) “석유환산톤”(toe: ton of oil equivalent)이란 원유 1톤이 갖는 열량으로  $10^7$ kcal를 말한다.  
 4) 석탄의 발열량은 인수식을 기준으로 한다.  
 5) 최종에너지사용자가 사용하는 전기에너지를 열에너지로 환산할 경우에는  $1\text{kWh}=860\text{kcal}$ 를 적용한다.  
 6)  $1\text{cal}=4.1868\text{J}$ ,  $\text{Nm}^3$ 은  $0^\circ\text{C}$  1기압 상태의 단위체적(세제곱미터)을 말한다.  
 7) 에너지원별 발열량(MJ)은 소수점 아래 둘째 자리에서 반올림한 값이며, 발열량(kcal)은 발열량(MJ)으로부터 환산한 후 1의 자리에서 반올림한 값이다. 두 단위 간 상충될 경우 발열량(MJ)이 우선한다.
- 자료 : 에너지경제연구원, 2017 에너지통계연보, 2017,  
 에너지경제연구원(노동운, 2017, p. 27)에서 재인용

### 3. 에너지원별 온실가스 배출계수

에너지원별 온실가스( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ ) 배출계수는 제2차 에너지기  
 본계획에 적용한 배출계수를 적용했는데, 이는 본 연구의 기준안이 대  
 부분 제2차 에너지기본계획을 바탕으로 설정되었기 때문이다. 제3차  
 에너지 기본계획에서 사용한 배출계수와 약간 상이하고, 현재 우리나  
 라 온실가스 배출량 산정에 적용되고 있는 배출계수와 약간 차이가  
 있지만 그 차이는 미미한 수준이다.

에너지원별 온실가스 배출계수는 부문별로 약간의 차이가 발생하고

있다. 가정부문의 경우 국내 석탄의 메탄(CH<sub>4</sub>) 배출계수가 다른 부문에 비해 약간 높은 수준이며, 수송부문의 경우에는 석탄의 배출계수가 약간 낮은 특징을 지니고 있다. 온실가스 배출계수는 3가지 종류의 온실가스(CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)의 배출계수를 통합하여 CO<sub>2</sub> 배출량으로 등가화한 배출계수이다.

부문별 구체적인 온실가스 배출계수는 부록에 실어 놓았으며, 본문에서는 전환부문의 배출계수만 나타냈다. 산업부문, 수송부문, 가정부문, 상업부문, 농림어업부문의 에너지원별 온실가스 배출계수는 전환부문과 큰 차이가 없는 수준이다.

〈표 2-7〉 전환부문의 온실가스 배출계수

에너지	열량전환	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	(종합계수)
		(tCO <sub>2</sub> /TOE)	(kgCH <sub>4</sub> /TOE)	(kgN <sub>2</sub> O/TOE)	(tCO <sub>2</sub> eq/TOE)
무연탄					
(국내탄)	0.989	4.032	0.042	0.059	4.007
(수입탄)	0.977	4.032	0.042	0.059	3.958
유연탄					
(원료탄)	0.964	3.707	0.042	0.058	3.593
(연료탄)	0.960	3.881	0.042	0.059	3.743
석유제품					
에너지유					
(휘발유)	0.925	2.872	0.126	0.025	2.667
(등유)	0.933	2.979	0.126	0.025	2.789
(경유)	0.934	3.070	0.126	0.025	2.876
(중유)	0.944	3.207	0.126	0.025	3.038
(항공유)	0.937	2.964	0.126	0.025	2.787
LPG					
(프로판)	0.917	2.614	0.126	0.025	2.407
(부탄)	0.920	2.614	0.126	0.025	2.414
납사	0.925	0.000	0.000	0.000	0.000
솔벤트	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
아스팔트	0.843	0.000	0.000	0.000	0.000
윤활유	0.935	0.000	0.000	0.000	0.000

파라핀	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
코크스	0.969	4.179	0.126	0.025	4.061
기타	0.940	3.040	0.126	0.025	2.866
LNG	0.904	2.337	0.042	0.004	2.114
도시가스	0.904	2.337	0.042	0.004	2.114
전력	1.000		1.256	0.167	
열					

자료: 온실가스종합정보센터, 국가 온실가스 통계 산정·보고·검증 지침(안)-제6차 개정, 2016.2, p.12,  
에너지경제연구원 내부 자료

#### 4. 기술 관련 자료

TIMES 분석모형은 기술에 입각(technology rich)한 경제모형이고, 분석모형의 결정변수는 기술의 활동수준으로 되어 있다. 즉, 분석모형은 분석대상 부문 및 업종을 구체적인 공정으로 표현하고, 각 공정을 세부적인 기술로 표현하도록 설계되어 있다. 따라서 분석모형은 기본적으로 기술로 구성되어 있기 때문에 분석모형에는 개별 기술에 관한 매우 세부 정보가 입력되어야 하며, 이러한 정보의 수집 및 가공에 막대한 시간과 비용이 소요된다.

MARKAL에서는 기술을 수입기술, 가공기술, 수요기술 등 다양한 종류의 기술(technology)로 세분화 되었으나, TIMES 모형에서는 광범위한 하나의 공정(process)으로 정의되어 있다. 즉, 공정을 에너지 생산기술, 전력 생산기술, 수요기술, 열병합발전기술(CHP), 열 생산기술, 물질 처리기술(중량/부피 기준), 기타기술로 구분하고 있다.

그러나, 분석모형이 에너지나 물질의 흐름을 따라서 공정과 기술로 구성되어 있다는 점을 감안하면, 에너지나 물질의 흐름 측면에서 기술을 수입기술, 가공기술, 수요기술로 구분하는 것이 이해에 유용하다.

수입기술은 에너지나 물질을 수입하는 기술이며, 가공기술은 투입된 에너지나 물질을 사용하여 새로운 형태의 에너지나 물질을 생산하는 기술이다. 수요기술은 가공기술에서 생산된 에너지나 물질을 서비스 수요로 전환하는 기술이다.

이러한 개별 기술에 관한 정보는 기술적 특성과 경제적 특성에 관한 정보로 구분될 수 있다. 기술적 특성에 관한 정보는 개별 기술에 투입되는 에너지와 물질에 관한 정보, 개별 기술에서 산출되는 에너지와 물질에 관한 정보이다. 이러한 정보는 투입 기준(투입 원유 당 휘발유 생산량)이나 산출 기준(휘발유 생산당 전력 소비량)의 정보로 표현될 수 있으며, 기술 활동 수준(MW당 연료탄 투입량) 기준의 정보로 표현하는 등 매우 다양한 방법으로 기술을 표현할 수 있다. 본 연구에서는 주로 산출 기준의 정보를 사용했으며, 정유산업의 경우에는 투입 기준의 정보를 사용했다.

개별 기술의 경제적 특성에 관한 정보는 기술 단위당 투자비(건설비), 고정비용, 변동비용이 있다. 투자비는 초기 건설비용을 의미하며, 고정비용은 고정적으로 소요되는 비용, 변동비는 기술 활동 수준과 관련된 비용이다. 변동비에는 에너지 비용도 포함되며, 본 연구에서는 에너지 비용을 기술에 수반된 비용으로 표현하기 보다는 별도의 에너지 수입비용으로 표현하고 있다.

부문 및 업종에 따라 개별 기술은 구체적으로 표현되기 때문에 각 부문에서 기술을 구체적으로 설명하기로 한다.



〈표 2-8〉 기술의 기술적 특성과 경제적 특성 관련 자료

기술 구분	기술적 특성	경제적 특성
수입기술 가공기술 수요기술	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 이용률</li> <li>. 가동률</li> <li>. 효율</li> <li>. 기술 수명</li> <li>. 잔존 설비용량</li> <li>. 온실가스 배출계수</li> <li>. 투입 에너지와 물질</li> <li>. 산출 에너지와 물질</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 투자비(건설비)</li> <li>. 고정비</li> <li>. 변동비</li> </ul>

### 제3절 저탄소 온실가스 배출 경로 설정

파리협정이 체결되기 이전 유엔에서는 산업화(1850-1900년) 이전 대비 지구온도 2℃ 상승을 목표로 설정하는 논의가 주를 이루었다. 파리협정 체결로 지구온도 상승목표가 2℃ 온도상승 뿐만 아니라 1.5℃ 온도상승을 지향하도록 노력한다고 규정됨에 따라 EU를 비롯한 주요 국가가 1.5℃ 상승을 목표로 설정하기 시작했다. 파리협정에 의해 2023년에 5년 단위의 최초의 지구적 이행점검(global stocktaking)이 실시될 예정이다. 이행점검의 주된 목적은 파리협정이 추구하고 있는 장기 온도상승 목표에 해당하는 온실가스 배출 경로의 달성여부를 점검하고, 점검결과를 각국이 차기 자발적 기여(NDC) 설정에 활용토록 하는 것이다.

따라서 본 절에서는 파리협정과 국제적인 논의를 반영하여 4가지의 저탄소 온실가스 배출 경로를 설정했다. 즉, 우리나라 기준안의 온실가스 배출 경로, 우리나라의 2030년 온실가스 감축목표 연장에 해당되는 국가 감축목표(NDC) 온실가스 배출 경로, 산업화 이전 대비 2℃ 온도상승에 해당되는 온실가스 배출 경로, 산업화 이전 대비 1.5℃ 상

승에 해당되는 온실가스 배출 경로를 설정했다. 전력산업에서는 이러한 4가지 온실가스 배출 경로에 대응하는 신재생발전량 도입 방안을 설정하여 비용 효과적인 온실가스 감축전략을 분석하게 된다.

## 1. 기준안의 온실가스 배출 경로

본 연구는 제2차 에너지 기본계획을 바탕으로 분석모형을 설정했기 때문에 제2차 에너지기본계획의 배출 경로를 기준으로 배출 경로를 설정했다.

우리나라의 연료연소에 의한 온실가스 배출량은 기준년도인 2015년의 582,374천CO<sub>2</sub>환산톤에서 2030년에는 749,654천CO<sub>2</sub>환산톤, 2050년에는 765,551천CO<sub>2</sub>환산톤에 이를 전망이다. 2030년 배출량은 2015년 배출량 대비 28.7% 높은 수준이며, 2050년 배출량은 31.5% 높은 수준으로서, 배출량이 지속적으로 증가하는 경우이다. 온실가스 배출량은 실적 배출량과 약간 차이를 나타내고 있으나 그 차이는 미미한 수준이다.

〈표 2-9〉 기준안의 온실가스 배출 경로

배출 경로	2030년과 2050년의 온실가스 배출량
기준안 배출 경로	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 제2차 에너지 기본계획의 온실가스 배출 경로</li> <li>. 2020년 628,627천CO<sub>2</sub>톤, 2030년 749,654천CO<sub>2</sub>톤, 2050년 765,551천CO<sub>2</sub>톤</li> <li>- 2015년 배출량 : 582,374천CO<sub>2</sub>톤</li> <li>- 2020년 배출량은 2015년 대비 +7.9%, 2030년은 +28.7%, 2050년은 +31.5%</li> </ul>

## 2. 국가 감축목표(NDC) 연장 온실가스 배출 경로

우리나라의 2030년 온실가스 감축목표를 2050년까지 연장하는 배출 경로이다. 2030년에는 기준 배출량 대비 30%를 감축하며, 2050년에는 기준 배출량 대비 50%를 감축하는 경로를 설정했다<sup>8)</sup>. 2030년의 온실가스 배출량은 521,459천CO<sub>2</sub>환산톤이며, 2050년 배출량은 390,176천CO<sub>2</sub>환산톤으로서 2015년 배출량 대비 각각 10.4%, 33.0% 낮은 수준이다.

각국이 유엔에 제출한 자발적 기여(NDC)를 성실하게 이행하면 2100년에는 산업화 이전 대비 지구평균표면온도(GMST)가 3도 상승할 것으로 예상되고 있다<sup>9)</sup>. 그러나 우리나라의 2030년 온실가스 감축 목표(기준 배출량 대비 37% 감축)는 파리협정이 추구하는 2℃ 온도상승 배출 경로와 감축률이 유사하다. 따라서 본 배출 경로는 다른 국가도 감축목표를 우리나라의 수준으로 강화할 것이라는 가정에 입각한 배출 경로로 이해하는 것이 합리적이다. 2050년의 배출량 및 감축규모는 2030년의 감축목표를 감안한 정성적인 판단에 의해서 설정된 가상적인 것이다.

〈표 2-10〉 국가 감축목표(NDC) 연장 온실가스 배출 경로

배출 경로	2030년과 2050년의 온실가스 배출량
국가	. 2030년 온실가스 감축목표 연장 배출 경로
감축목표	. 2030년 521,459천CO <sub>2</sub> 톤, 2050년 390,176천CO <sub>2</sub> 톤
배출 경로	- 2030년 배출량은 2015년 대비 -10.4%, 2050년은 -33.0%
	- 기준 배출량 대비 2030년 -30.4%, 2050년 -49.0%

8) 우리나라의 2030년 온실가스 감축목표는 기준 배출량 대비 37% 감축이지만 감축목표가 에너지부문과 비에너지부문으로 구분되지 않기 때문에 편의상 연료연소에 의한 온실가스 감축목표를 2030년에 30%, 2050년에는 50%로 설정했다.

9) IPCC, 1.5℃ 특별보고서의 정책결정자를 위한 요약, p.24

### 3. 2℃ 지구온도 상승 온실가스 배출 경로

본 배출 경로는 IPCC가 권유하고 있는 산업화 이전 대비 2℃ 지구 평균온도 상승을 달성하는 배출 경로를 의미한다. IPCC는 2℃ 상승을 달성하기 위해서 세계 온실가스 배출량이 2075년까지 순무배출(net-zero emission)을 달성해야 한다고 제안하고 있다<sup>10)</sup>. 순무배출은 온실가스 배출량이 흡수량과 동일한 수준을 의미한다.

본 연구에서는 2075년의 배출량을 기준년도인 2015년의 흡수량인 44,402천CO<sub>2</sub>톤으로 설정했다. 따라서 2020년부터 2075년까지 선형으로 배출 경로를 설정하는 내삽법을 통해 2030년과 2050년의 배출량을 설정했다.

2030년의 온실가스 배출량을 기준 배출량 대비 38.6% 감축한 460,076천CO<sub>2</sub>환산톤, 2050년 배출량은 64.0% 감축한 275,308천CO<sub>2</sub> 환산톤으로 설정했다. 2030년과 2050년 배출량은 2015년 배출량 대비 각각 21.0%, 52.7% 낮은 수준으로 설정했다. 2050년 배출량이 2015년 배출량 대비 절반 수준으로 감소하는 배출 경로이다.

〈표 2-11〉 2℃ 지구온도 상승 온실가스 배출 경로

배출 경로	2030년과 2050년의 온실가스 배출량
2℃ 상승 배출 경로	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 2075년까지 순무배출(44,402천CO<sub>2</sub>톤) 달성</li> <li>. 2030년 460,076천CO<sub>2</sub>톤, 2050년 275,308천CO<sub>2</sub>톤</li> <li>- 2030년 배출량은 2015년 대비 -21.0%, 2050년은 -52.7%</li> <li>- 기준 배출량 대비 2030년 -38.6%, 2050년 -64.0%</li> </ul>

10) IPCC, 1.5℃ 특별보고서의 정책결정자를 위한 요약, p.15. IPCC는 2℃ 상승을 달성하기 위해서는 온실가스 배출량을 지금 당장부터 감축해야 한다고 제안하고 있지만 이는 현실적으로 불가능하기 때문에 2020년부터 감축하는 것으로 가정하기로 한다.

#### 4. 1.5℃ 지구온도 상승 온실가스 배출 경로

IPCC는 산업화 이전 대비 1.5℃ 상승을 달성하기 위해 세계 온실가스 배출량이 2050년에 순무배출(net-zero emission)에 이르러야 한다고 제안하고 있다<sup>11)</sup>. 따라서 2050년의 배출량이 기준년도인 2015년의 흡수량과 동일한 44,402천CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 가정하고, 2020년부터 감축하는 경로를 설정했다.

2030년 배출량을 기준 배출량 대비 51.8% 감축한 361,148천CO<sub>2</sub>환산톤, 2050년 배출량을 기준 배출량 대비 94.2% 감축한 44,402천CO<sub>2</sub> 환산톤으로 설정했다. 2030년과 2050년의 배출량은 2015년 배출량 대비 각각 38.0%, 92.4% 낮은 수준으로 설정했다.

파리협정은 장기적으로 지구의 평균표면온도를 산업화 이전 대비 2℃ 이내 상승으로 억제할 뿐만 아니라 1.5℃ 상승으로 억제하도록 노력해야 한다고 제시하고 있다. 따라서 산업화 이전 대비 2℃ 상승은 파리협정의 명백한 온도상승 목표이지만 1.5℃ 상승은 장기적으로 추구해야 하는 목표로 평가된다. 2050년 배출량이 2015년 대비 약 7% 수준으로 감축되어야 한다는 것은 급진적인 저탄소가 달성되어야 한다는 점을 말해주고 있다.

---

11) IPCC, 1.5℃ 특별보고서의 정책결정자를 위한 요약, p.15. IPCC는 2℃ 상승을 달성하기 위해서는 온실가스 배출량을 지금 당장부터 감축해야 한다고 제안하고 있지만 이는 현실적으로 불가능하기 때문에 2020년부터 감축하는 것으로 가정했다.

〈표 2-12〉 1.5℃ 지구온도 상승 온실가스 배출 경로

배출 경로	2030년과 2050년의 온실가스 배출량
1.5℃ 상승 배출 경로	<ul style="list-style-type: none"> <li>· 2050년까지 순무배출(44,402천CO<sub>2</sub>톤) 달성</li> <li>· 2030년 361,148천CO<sub>2</sub>톤, 2050년 44,402천CO<sub>2</sub>톤</li> <li>- 2030년 배출량은 2015년 대비 -38.0%, 2050년은 -92.4%</li> <li>- 기준 배출량 대비 2030년 -51.8%, 2050년 -94.2%</li> </ul>

## 5. 저탄소 온실가스 배출 경로 종합

기준안의 에너지 연소부문 온실가스 배출량은 2015년의 582,374천 CO<sub>2</sub>톤에서 2050년에는 765,551천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2015년 대비 31.5% 증가할 것으로 설정했다.

전환부문의 배출량은 2015년의 259,799천CO<sub>2</sub>톤에서 2050년에는 420,492천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 61.9% 증가하여 가장 빠른 속도로 증가할 것으로 설정했다. 산업부문의 배출량은 2015년의 188,417천CO<sub>2</sub>톤에서 2050년에는 208,536천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 10.7% 증가할 것으로 설정했다. 수송부문의 배출량은 2015년의 88,713천CO<sub>2</sub>톤에서 2050년에는 90,910천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2.5% 증가하며, 가정부문의 배출량은 2015년의 30,112천CO<sub>2</sub>톤에서 2050년에는 31,375천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 4.2% 증가할 것으로 설정했다. 상업부문의 배출량은 2015년의 14,025천 CO<sub>2</sub>톤에서 2050년에는 13,761천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 1.9% 감소하고, 공공부문의 배출량은 2015년의 1,308천CO<sub>2</sub>톤에서 2050년에는 477천 CO<sub>2</sub>톤에 이르러 63.5% 대폭 감소할 것으로 설정했다<sup>12)</sup>.

12) 분석모형의 2015년 온실가스 배출량은 보고서에 제시된 배출량과 차이가 있으므로 보고서에는 실적 자료를 사용했다. 분석모형의 기준년도(2015년) 배출량을 실적 배출량과 정확하게 일치시키기 어렵고, 분석결과에는 크게 영향을 미치지 않을 것으로 판단해서 실적자료를 인용한 것이다.

〈표 2-13〉 기준안의 부문별 온실가스 배출량 전망

(단위 : 천CO<sub>2</sub>환산톤)

	2015	2020	2030	2040	2050	증감율
전환부문	259,799	268,441	366,759	399,910	420,492	61.9%
산업부문	188,417	220,625	238,432	228,985	208,536	10.7%
수송부문	88,713	90,297	95,459	94,965	90,910	2.5%
가정부문	30,112	36,068	35,661	33,899	31,375	4.2%
상업부문	14,025	11,413	12,334	13,322	13,761	-1.9%
공공부문	1,308	1,783	1,009	654	477	-63.5%
합계	582,374	628,627	749,654	771,735	765,551	31.5%

주: 기준년도인 2015년의 분석모형 배출량은 도표의 배출량과 차이가 있지만 분석 결과에는 영향을 미치지 않을 것으로 판단하여 실적 자료를 사용했음  
 자료 : 에너지경제연구원 내부 자료

앞에서 설정한 4가지의 저탄소 온실가스 배출 경로를 도표로 나타내면 다음과 같다. 기준안과 국가감축목표(ND) 배출 경로를 제외한 2℃와 1.5℃ 저탄소 배출 경로는 2020년부터 온실가스를 감축하는 경우로서, 2030년 감축목표를 달성하기 위해 설정된 감축 로드맵을 보다 강화하는 경우를 의미한다.

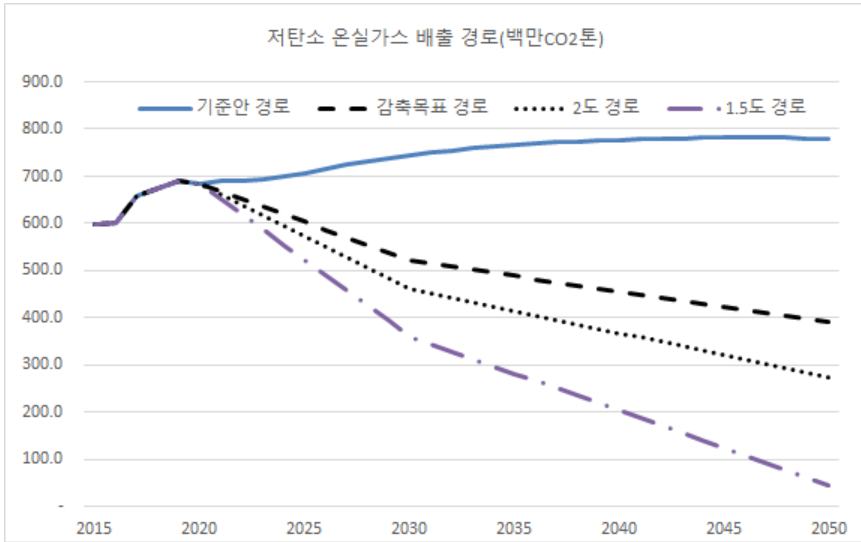
〈표 2-14〉 저탄소 온실가스 배출 경로 종합

배출 경로	온실가스 배출량 (천CO <sub>2</sub> 톤)			2015년 대비 증감율 (기준 배출량 대비)	
	2015년	2030년	2050년	2030년	2050년
기준 배출 경로		749,654	765,551	+24.4%	+30.4%
감축목표 배출 경로	2015년: 582,376	521,459	390,176	-10.4% (-30.4%)	-33.0% (-49.0%)
2℃상승 배출경로	2020년: 628,627	460,076	275,308	-21.0% (-38.6%)	-52.7% (-64.0%)
1.5℃상승 배출경로		361,148	44,402	-38.0% (-51.8%)	-92.4% (-94.2%)

저탄소 온실가스 배출 경로를 종합하여 그림으로 나타내면 다음과 같다.

[그림 2-1] 저탄소 온실가스 배출 경로

(단위:백만CO<sub>2</sub>환산톤)





## 제3장 전환부문의 온실가스 감축 잠재량 분석

### 제1절 전환부문 기준 에너지 시스템 설정

#### 1. 전환부문의 에너지 시스템

우리나라 전환부문의 에너지 시스템을 전력산업, 지역난방산업, 정유산업으로 구분했다<sup>13)</sup>.

전력산업은 석탄이나 천연가스와 같은 1차 에너지를 사용하여 전력을 생산하는 산업이다. 전력산업을 구성하고 있는 발전기술은 원자력, 수력, 기력, 복합화력, 내연력, 신재생 등으로 구분했다.

원자력발전은 경수로와 중수로로 구분되며, 중수로는 월성원자력이 여기에 해당된다. 1982년에 가동을 시작한 월성1호기는 2017년에 가동이 정지되었으며, 1999년에 가동을 시작한 월성 4호기는 2029년에 40년의 수명이 다할 것으로 예상된다. 월성 원자력을 제외한 나머지 원자력은 모두 경수로 원자력에 해당된다.

수력발전은 일반수력, 소수력, 양수로 구분되며, 일반수력이 발전용량의 가장 큰 비중을 차지하고 있다. 일반수력과 소수력은 신재생발전으로 구분되며, 일반수력은 한국수력원자력과 한국농어촌공사가 관리하고 있으며, 양수발전은 한국수력원자력이 운영하고 있다. 소수력은 최근 급격하게 증가하고 있으며 대부분 개인이나 소규모 사업자가 운

13) 도시가스 제조산업도 전환부문에 포함되지만 본 분석에서는 제외했다. 본격적인 수소경제 시대에서는 수소제조과정도 전환부문에 포함되어야 하지만, 본 연구에서는 현재와 같은 산업용 수소 사용으로 제한하기로 한다.

영하고 있다.

기력(steam)은 무연탄발전, 유연탄발전, 중유발전, LNG발전으로 구성되며 유연탄발전이 가장 큰 비중을 차지하고 있다. 무연탄발전은 용량이 낮은 수준이며 발전회사(남동발전, 중부발전)가 소유 및 운영하고 있다. 유연탄발전의 대부분은 5개 발전회사(동서발전, 중부발전, 남동발전, 서부발전, 남부발전)가 소유 및 운영하고 있으며 최근에는 민간기업이 소유 및 운영하는 추이가 증가하고 있다. 중유발전과 LNG기력발전은 5개 발전사가 소유 및 운영하고 있다.

복합화력은 LNG복합화력발전이 대부분을 차지하고 있으며, 5개 발전회사와 민간기업이 거의 비슷한 용량을 소유 및 운영하고 있다. 남부발전의 한림복합 1-2호기와 메이아울촌의 대산복합 1-4호기가 경유복합화력이다. 한림복합은 2019년에 LNG복합화력으로 전환되며, 대산복합화력은 2033년경에 수명이 다할 것으로 예상된다.

내연력발전은 주로 도서지방의 경유발전이 여기에 해당된다. 신재생발전은 일반수력과 소수력 이외에 태양광, 풍력, 바이오, 연료전지, 폐기물, 부생가스, 매립가스, 해양, IGCC로 구분된다. 신재생발전용량은 최근 수년전부터 빠른 속도로 증가하고 있으며, 태양광이 신재생발전용량의 가장 큰 비중을 차지하고, 다음으로는 풍력발전이 차지하고 있다.

지역난방은 기력발전과 복합화력, 열전용보일러로 구성된다. 기력발전은 LNG, 중유, 유연탄 기력발전으로 구성되어 있고, 복합화력발전은 LNG 복합화력발전이 차지하고 있으며, 열전용 보일러는 LNG를 비롯한 다양한 열원을 사용하고 있다<sup>14)</sup>.

---

14) 도시가스 제조산업은 LNG나 LPG를 사용하여 도시가스를 제조하는 사업이다. 도시가스공사가 대부분을 차지하고 있으며, 인수기지, 도시가스 제조공정으로

정유산업은 상압증류공정, 분해설비와 탈황설비 등의 고도화설비, 그리고 수소제조공정과 기타 공정 등 매우 복잡한 공정으로 구성되어 있다. 상압증류공정은 가장 기초적인 공정으로서 모든 종류의 석유제품을 만들어내는 공정이다. 상압증류공정과 감압증류공정에서 발생된 잔사유를 사용하여 휘발유와 경유 같은 경질제품을 생산하는 분해설비, 개질설비, 탈황설비 등이 있으며, 정유공정에서 사용되는 수소를 생산하는 수소제조공정 등이 있다.

〈표 3-1〉 전환부문의 에너지 시스템

산업	세부 기술
전력산업	원자력 : 중수로, 경수로 수력 : 일반수력(신재생), 소수력(신재생), 양수 기력 : 무연탄, 유연탄, 중유, LNG 복합화력 : LNG, 경유(2020년대 LNG로 전환) 내연력 : 경유 신재생 : (일반수력), (소수력), IGCC, 바이오, 풍력, 태양광, 연료전지, 폐기물, 부생가스/매립가스, 해양
지역난방산업	기력 : LNG, 중유, 유연탄 복합화력 : LNG 열전용 보일러 : LNG, 기타 에너지 * 산업체 열병합발전은 산업부문에 포함
정유산업	상압정제 감압정제 분해설비 : 접촉분해, 수소분해 탈황설비 수소제조 기타

구분되지만 분석모형에는 명시적으로 포함되지 않았다.

## 2. 전환부문 에너지 시스템 구성 요소

전환부문의 에너지 시스템 구성요소는 기준에너지 시스템을 구성하고 있는 요소로서, 수요, 재화, 에너지, 기술로 구성되어 있다. 전환부문의 에너지 시스템은 에너지 흐름을 따라서 설정하게 된다.

〈표 3-2〉 전환부문의 에너지 시스템 구성 요소

구성 요소		에너지 종류 및 제품
수요		전력산업 : 전력 생산량 지역난방산업 : 열 생산량 정유산업 : 석유제품 생산량
재화	에너지	1차 에너지 : 원유, 유연탄/무연탄, LNG, 수력, 원자력, 신재생 전환 에너지 : 전력, 열, 석유제품
	물질	-
	오염물질	온실가스(CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O)
에너지 흐름	투입 에너지	전력산업 : 중유, 경유, 무연탄, 유연탄, LNG, 수력, 원자력, 신재생 지역난방산업 : 중유, 유연탄, LNG, 도시가스 정유산업 : 원유, 전력, 중유
	산출 에너지	전력산업 : 전력 지역난방산업 : 열 정유산업 : 다양한 석유제품
기술		전력산업 : 다양한 발전기술 지역난방산업 : 열병합발전, 열전용 보일러 정유산업 : 다양한 정유기술

### 가. 전환부문의 수요 및 재화

전환부문의 수요는 전환부문이 최종 에너지 소비부문에 공급할 에너지 생산을 의미한다. 전력산업의 수요는 다양한 발전원을 통해서 생산하는 전력 생산량을 의미하며, 지역난방산업의 수요는 열 생산량이고, 정유산업의 수요는 다양한 석유제품 생산량을 의미한다.

재화는 에너지, 물질, 오염물질로 구분된다. 에너지는 전환부문에 투입되는 1차 에너지와 전환부문에서 산출되는 에너지이다. 투입되는 1차 에너지는 전력산업의 경우에는 석유제품(주로 중유, 경유, LPG 등), 석탄(무연탄, 유연탄), 가스(LNG), 수력, 원자력, 신재생(태양광, 풍력 등)이며, 지역난방산업에서는 LNG와 도시가스이고, 도시가스산업에서는 LNG와 LPG, 정유산업에서는 원유이다. 전환부문의 산출 에너지는 전력, 열, 도시가스, 석유제품이다.

오염물질은 연료연소에서 발생하는 온실가스로서 CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O 등 3가지 종류의 온실가스이다.

#### 나. 발전기술의 경제적 특성 및 기술적 특성

전력산업의 기술은 원자력, 수력, 기력, 복합화력, 내연력, 신재생발전으로 대별했다. 발전기술의 비용은 2015년 기준이며, 기준 환율은 1,131.5원/US\$를 적용했다.

원자력은 중수로와 경수로로 구분했으며, 중수로인 월성원자력 1-4호기(1호기는 2018년에 가동 정지)를 제외하면 나머지는 모두 경수롭니다. 경수로의 건설비와 운영비는 중수로에 비해 낮은 특징을 지니고 있다. 가동률은 90%, 수명은 40년으로 설정했다.

수력발전은 일반수력, 소수력, 양수발전으로 구분했으며, 일반수력과 소수력은 신재생발전으로 구분되어 있다. 일반수력과 소수력발전의 투자비는 매우 높은 수준이며, 양수발전의 투자비는 비교적 낮은 수준이지만 효율은 높은 수준이다. 수력발전의 수명은 통상 영구적이라고 할 수 있지만, 양수발전은 55년, 나머지는 30년으로 설정했다.

기력발전은 무연탄, 유연탄, 중유, LNG 기력발전으로 구분했다. 유

연탄의 투자비와 고정운영비는 다른 기력발전에 비해 높은 수준이며 발전효율은 29.2%-37.9%, 수명은 30년으로 설정했다. 온실가스 감축 수단으로 설정한 고효율 유연탄화력발전기술인 초초임계발전기술(USC)의 투자비와 고정운영비는 아임계 유연탄발전에 비해 두 배 높은 수준이며, 발전효율도 41%로 높은 수준이다. 또한 retrofit 추진 시 투자비는 기존 발전기술에 비해 두 배 높은 수준으로 상승하고 발전효율은 약 3%p 향상되는 것으로 설정했다.

복합화력발전은 LNG와 경유발전으로 구분했다. 복합화력발전기술의 투자비와 운영비는 그렇게 높은 수준은 아니지만 발전효율은 54.2%로 높은 수준이다. 고효율 복합화력발전기술의 투자비는 기존 복합화력발전기술에 비해 상승하지 않으면서 발전효율만 68.2%로 향상되는 것으로 설정했다.

내연발전기술인 경유발전은 투자비와 운영비가 비교적 낮은 수준이며 발전효율도 낮은 수준으로 설정했다.

신재생발전기술에는 다양한 기술이 있다. 투자비는 비교적 높은 수준이지만 고정운영비는 낮은 수준이며, 이용률도 비교적 낮은 기술이 많은 편이다. 발전효율은 화력발전 효율의 평균에 해당하는 40%를 적용했다. 기술수명은 20년과 30년을 적용했다.

〈표 3-3〉 발전기술의 경제적 특성 및 기술적 특성

발전기술		경제적 특성(\$/KW)		기술적 특성(% , 년)		
		투자비	고정·운영비	가동률	효율	기술수명
원자력	경수로	814.2	208.3	90.0	-	40
	중수로	1,814.5	259.6	90.0	-	40
수력	일반수력	1,670.0	50.1	25.1	40.0	30
	소수력	2,220.8	66.6	55.9	40.0	30
	양수	171.3	23.9	8.3	76.0	55
기력	무연탄	370.2	162.6	54.9	29.2	30

	유연탄	874.4	105.1	88.9	35.9	30
	(USC)	1,409.6	151.7	88.9	41.0	30
	(retrofit)	1,494.2	105.1	88.9	39.1	30
	중유	160.0	71.5	35.9	33.3	30
	LNG	79.5	42.6	2.7	37.9	30
복합화력	LNG	424.5	94.2	90.0	54.2	30
	(고효율)	424.5	94.2	56.9	68.2	30
	경유	424.5	94.2	56.9	54.2	30
내연력	경유	772.5	8.1	47.0	34.5	30
신재생	일반수력	1,670.0	50.1	25.1	40.0	30
	소수력	2,220.8	66.6	55.9	40.0	30
	IGCC	3,748.6	112.5	95.0	40.5	30
	바이오	2,549.7	76.5	85.0	40.0	30
	해상풍력	3,234.0	80.9	26.5	40.0	20
	육상풍력	2,309.2	46.2	26.5	40.0	20
	태양광	2,272.0	22.7	15.5	40.0	20
	연료전지	3,037.4	303.7	85.0	51.0	20
	폐기물	8,661.0	76.5	85.0	40.0	30
	부생가스	1,588.5	47.7	85.0	40.0	30
해양	2,751.7	82.6	25.0	40.0	30	

주 : 가동률은 기술에 따라 이용률로 적용

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 바탕으로 정리

신재생발전 기술의 경우에는 시간이 흘러가면서 투자비와 고정비 및 운영비가 하락하는 것으로 모형에 입력했다. 2015년 대비 2050년의 투자비 수준을 비교하면 연료전지가 2015년 투자비의 19.7% 수준까지 하락하여 가장 큰 폭으로 하락할 것으로 설정했다. 다음으로는 해양발전이 48.5% 수준까지 하락하고, 태양광발전도 2050년에 58.7% 수준으로 하락할 것으로 설정했다. IGCC와 부생가스 발전기술의 투자비와 운영비는 하락하지 않을 것으로 설정했으며, 해상풍력과 육상풍력 발전기술의 투자비는 2050년에 2015년 대비 각각 87.2%와 61.5% 수준으로 하락할 것으로 설정했다.

신재생에너지 발전기술은 최근 빠르게 투자비가 하락하고 있는데,

이는 신재생발전기술을 아직 성숙단계에 접어들지 않은 기술로 정의하여 시간이 흐름에 따라 투자비가 하락할 것으로 가정한 것이다.

〈표 3-4〉 신재생 발전기술의 투자비 하락 지수(2015=100)

발전기술		투자비(\$/KW) 지수(2015=100)				
		2015	2020	2030	2040	2050
신재생	소수력	100	99.9	99.6	99.4	99.2
	IGCC	100	100	100	100	100
	바이오	100	97.7	94.6	91.0	89.4
	해상풍력	100	96.1	92.3	89.7	87.2
	육상풍력	100	87.9	75.7	68.2	61.5
	태양광	100	86.2	73.1	65.5	58.7
	연료전지	100	63.3	38.1	27.4	19.7
	폐기물	100	97.7	94.6	91.9	89.4
	부생가스	100	100	100	100	100
	해양	100	100	74.4	59.0	48.5

#### 다. 지역난방기술의 경제적 특성 및 기술적 특성

지역난방 기술은 기력발전(LNG, 중유, 유연탄), 복합화력(LNG), 열전용 보일러(LNG, 기타 에너지)로 구분했다. 기력발전의 경우에는 유연탄기력발전과 LNG기력발전 및 LNG복합화력발전의 투자비와 운영비를 동일하게 설정했다. 발전효율은 중유 기력발전이 54.2%로 낮은 반면 나머지 발전기술의 발전효율은 모두 82.0%로 높게 설정했다. 열전용 보일러에 대해서는 별도의 정보를 입력하지 않았다.



〈표 3-5〉 지역난방기술의 경제적 특성 및 기술적 특성

발전기술		경제적 특성(\$/KW)		기술적 특성(% , 년)		
		투자비	고정·운영비	가동률	효율	기술수명
기력	LNG	1,055.7	17.6	90.0	82.0	30
	중유	424.2	94.2	56.9	54.2	30
	유연탄	1,055.7	17.6	90.0	82.0	30
복합화력	LNG	1,055.7	17.6	90.0	82.0	30
열전용	LNG	-	-	-	-	-

라. 정유산업 정유기술의 경제적 특성 및 기술적 특성

정유기술에는 매우 다양한 기술이 존재하고 있으며 공정 역시 매우 복잡하게 구성되어 있다. 본 연구에서는 모형을 단순화하여 상압설비와 감압설비, 분해설비, 가스회수설비만 모사했다. 고도화설비에 해당하는 분해설비의 투자비와 운영비는 상당히 높은 수준을 나타내고 있다. 이들 설비는 비용이 높은 설비이기 때문에 가동률은 100%로 가정했다.

〈표 3-6〉 정유기술의 경제적 특성 및 기술적 특성

발전기술		경제적 특성(\$/원유톤)		기술적 특성(% , 년)		
		투자비	고정·운영비	가동률	효율	수명
상압설비		3,168.4	12.5	100.0	-	30
감압설비		156.2	18.7	100.0	-	30
분해설비	Catalytic Reforming	11,406.2	45.0	100.0	-	30
	Catalytic Cracking	24,372.2	96.1	100.0	-	30
	Hydro Cracking	31,683.8	125.0	100.0	-	30
Gas Recovery		145.8	17.5	100.0	-	30

### 3. 전환부문 기준안의 수요 및 발전설비 용량 설정

전환부문의 기준안은 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 분석하는 기준이 되는 시나리오이다.

#### 가. 기준 전력수요

전력산업의 전력수요는 제2차 에너지기본계획에서 제시하고 있는 전력수요를 적용했다. 전력수요는 판매 전력량으로서 2015년의 483,655GWh에서 2030년과 2050년에는 762,213GWh, 929,034GWh에 이르러 분석기간에 연평균 1.9% 증가하는 것으로 설정했다. 전력산업은 판매 전력량에 송배전 손실과 자가소비 전력량을 감안하여 판매 전력량보다 많은 전력을 생산해야 한다.

〈표 3-7〉 전력산업의 기준 전력수요

(단위: GWh)

	2015	2020	2030	2040	2050	증가율
전력수요(GWh)	483,655	610,438	762,213	860,444	929,034	1.9%

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료

#### 나. 전원 구성

전력산업의 전력을 생산하기 위한 기준안의 전원구성을 발전량 비중으로 구성하면 다음 표와 같다. 신재생발전은 2015년의 2.6%에서 2050년에는 7.2%로 증가하여 가장 큰 폭으로 증가하며, 원자력도 2015년의 36.2%에서 2050년에는 39.0%로 증가하게 된다. 수력과 기력 및 복합화력, 내연력은 모두 발전량 비중이 감소하는 것으로 설정했다.

〈표 3-8〉 전력산업 기준안의 발전원별 발전량 비중

(단위: %)

	2015	2020	2030	2040	2050
수력	1.3	1.1	1.0	1.0	1.0
(일반수력)	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5
(양수)	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5
기력	42.4	44.5	37.7	37.7	37.7
(무연탄)	1.3	0.7	0.6	0.6	0.6
(유연탄)	39.2	42.8	36.9	36.9	36.9
(중유)	1.7	0.8	0.1	0.1	0.1
(LNG)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
복합발전	17.2	11.0	14.9	14.9	14.9
(LNG)	16.9	10.8	14.6	14.9	14.9
(경유)	0.3	0.2	0.3	-	-
내연력	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
원자력	36.2	37.0	39.0	39.0	39.0
신재생	2.6	6.2	7.2	7.2	7.2
합계	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

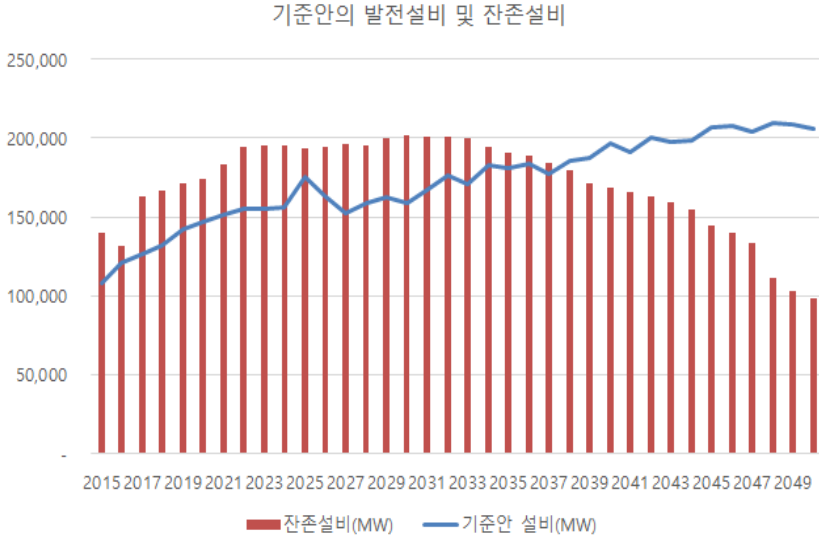
자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

발전부문의 전력 수요는 분석기간에 지속적으로 증가하는 반면 현재의 발전설비 용량은 2030년부터 감소할 것으로 예상된다. 따라서 기준안의 전력 수요를 충족시키기 위해서는 2030년대부터 많은 발전설비가 도입될 필요가 있다.

발전부문의 전원구성은 제8차 전력수급기본계획의 내용을 충실히 반영해서 설정했다. 특히 제7차 전력수급기본계획 이후에 원자력 발전설비와 석탄화력 발전설비에 많은 변화가 발생했는데 이를 모두 반영하여 전원을 구성했다.

[그림 3-1] 발전부문 기준안의 전력수요와 잔존 발전설비 용량

(단위: MW)



### 1) 원자력 발전설비

원자력발전설비는 에너지전환로드맵(2017.10)과 제8차 전력수급기본계획(2017.12)의 내용을 반영하여 발전설비를 추정했다. 원자력 발전설비는 모두 한국수력원자력(주)이 소유 및 관리하고 있다. 기준년도인 2015년 현재 원자력 발전설비는 24기, 발전설비 용량은 21,716MW에 이르고 있다.

2015년 이후부터 2023년까지 가동에 들어갈 새로운 원자력 발전설비는 총 7기(발전설비 9,400MW)에 이를 예정이다.<sup>15)</sup> 제7차 전력수급

15) 신고리 3호기(1,400MW)와 4호기(1,400MW)는 각각 2016년과 2018년에 가동을 시작할 예정이며, 신월성 2호기(1,000MW)는 2015년에(신월성 1호기, 1,000MW는 2012년에 가동 시작), 신한울 1호기(1,400MW)와 2호기(1,400MW)는 각각

기본계획의 건설 계획에 포함되어 있었으나 건설이 취소된 원자력 발전소는 6기(8,800MW)에 이른다.<sup>16)</sup> 원자력 발전소의 수명이 40년에 이르는 발전소는 수명을 연장하지 않고 폐지하기로 결정했는데, 그 규모가 14기(13,129MW)에 이를 것으로 분석된다.<sup>17)</sup>

---

2018년과 2019년에 가동에 들어가고, 공론화 과정을 거쳤던 신고리 5호기(1,400MW)와 6호기(1,400MW)는 2022년과 2023년에 가동을 시작하는 등 총 9,400MW의 신규 발전설비가 2015년 이후에 가동에 들어갈 예정이다.

- 16) 신한울 3호기(1,400MW)와 4호기(1,400MW), 천지 1호기(1,500MW)와 2호기(1,500MW), 신규원전 1호기(1,500MW)와 2호기(1,500MW) 등 총 6기(8,800MW)의 발전설비의 건설계획은 모두 폐지하기로 결정되었다.
- 17) 1982년에 가동을 시작한 월성 1호기(679MW)는 2017년에, 1980년대에 가동을 시작한 고리 2, 3, 4호기(2,550MW), 그리고 1990년대 후반에 가동을 시작한 월성 2, 3, 4호기(2,100MW), 1980년대 중반과 1990년대 중반에 가동을 시작한 한빛 1, 2, 3, 4호기(3,900MW), 1980년대 후반과 1990년대 후반에 가동을 시작한 한울 1, 2, 3, 4호기(3,900MW)는 수명 40년이 도래하면 수명을 연장하지 않고 가동을 정지하기로 결정되었다.

〈표 3-9〉 건설 취소 및 조기 폐쇄 원자력 발전설비

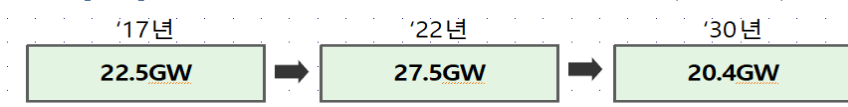
	용량(MW)	가동 시작 년도	가동 정지 년도
<b>가동 예정 설비</b>	9,400		
신고리 #3, 4	1,400 1,400	2016년 4월 2018년 9월	
신월성 #2	1,000	2015년 7월	
신한울 #1, 2	1,400 1,400	2018년 12월 2019년 10월	
신고리 #5, 6	1,400 1,400	2022년 1월 2023년 1월	
<b>신규원전 건설 취소</b>	8,800		
신한울 #3, 4	1,400 1,400	2022년 12월 2023년 12월	제8차 전력수급기본계획
천지 #1, 2	1,500 1,500	2026년 12월 2027년 12월	제8차 전력수급기본계획
신규 #1, 2	1,500 1,500	2028년 12월 2029년 12월	제8차 전력수급기본계획
<b>노후 원전 가동 정지</b>	13,129		
고리 #2, 3, 4	650 950 950	1983년 1985년 1986년	2023년 2024년 2025년
월성 #1	679	1982년	2017년
월성 #2, 3, 4	700 700 700	1997년 1998년 1999년	2026년 2027년 2029년
한빛 #1, 2, 3, 4	950 950 1,000 1,000	1986년 1987년 1995년 1996년	2025년 2026년 2034년 2035년
한울 #1, 2, 3, 4	950 950 1,000 1,000	1988년 1989년 1998년 1999년	2027년 2028년 2037년 2038년

자료 : 산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획(2015.7), 산업통상자원부, 에너지전환 로드맵 보도자료(2017.10.24.), 한국전력. 전력통계에 의거하여 저자가 작성

기존 원자력 발전설비, 가동 예정 발전설비, 신규 건설계획 취소 발전설비, 40년 수명 도래 시 폐지될 발전설비를 감안하여 원자력 발전설비 용량을 산출했다. 2030년 이후의 원자력 발전설비 용량은 제8차 전력수급기본계획에서 확정된 건설계획 이외에 추가적인 건설계획이 없는 것으로 가정하여 설비용량을 추정했다. 수명 40년을 가정한 원자력 발전설비 용량(연초 기준)은 2015년의 21,716MW에서 2020년에 26,050MW, 2023년에는 최고 수준인 28,200MW에 이른 이후 지속적으로 감소하여 2030년에는 20,400MW, 2040년에는 16,400MW, 2050년에는 12,400MW에 이를 것으로 예상된다.<sup>18)</sup>

18) 본 연구에서 설정한 원자력 발전설비 용량은 제8차 전력수급기본계획에서 설정한 2030년까지의 원자력 발전설비와 일치하고 있다.

[그림] 제8차 전력수급기본계획의 원자력 발전설비 계획(단위: GW)



자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12. 29. p.35

〈표 3-10〉 원자력 발전설비 용량 전망

(단위: MW)

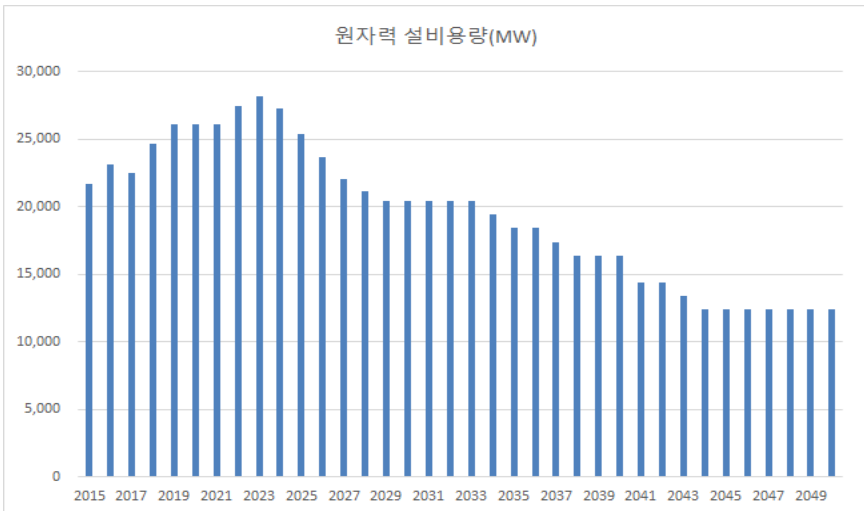
	2015	2017	2020	2023	2030	2040	2050
기존 설비	21,716	22,529	23,250	22,600	14,800	10,800	6,800
(경수로)	18,937	19,750	21,101	20,500	14,800	10,800	6,800
(중수로)	2,779	2,779	2,100	2,100	-	-	-
신규 설비	-	-	2,800	5,600	5,600	5,600	5,600
설비 계	21,716	22,529	26,050	28,200	20,400	16,400	12,400
(기존 기수)	24		24	24	14	10	6
(신규 기수)	-		2	4	4	4	4
(기수 계)	24		26	28	18	14	10

자료 : 산업통상자원부, 에너지전환 로드맵 보도자료(2017.10.24.), 제8차 전력수급기본계획(2017.12)을 바탕으로 저자가 정리

2015년부터 2050년까지의 우리나라 원자력 발전설비 용량을 그림으로 나타내면 다음과 같다.

[그림 3-2] 원자력 발전설비 용량 전망

(단위: MW)





## 2) 석탄화력 발전설비

석탄화력 발전설비는 제8차 전력수급기본계획(2017.12)의 내용을 반영하여, 건설 중인 발전설비, 유연탄화력발전에서 LNG발전으로 전환되는 발전설비, 미래에 폐지될 발전설비로 구분하여 2015-2050년의 발전설비 용량을 산출했다.

2015년 현재 건설 중이거나 건설이 확정된 유연탄화력 발전설비와 증설 예정인 석탄화력 발전설비는 총 15기(설비용량 12,554MW)에 이르고 있으며, 모두 2022년까지 가동을 시작할 예정이다.<sup>19)</sup> 유연탄 발전설비에서 LNG 복합화력 발전설비로 변경되는 발전설비는 총 6기(설비능력 4,060MW)에 이르고 있다.<sup>20)</sup> 기존 발전설비에서 무연탄 발전설비 4기, 유연탄 발전설비 6기 등 총 10기의 석탄화력 발전설비(총 3,345MW)가 2017-2022년 기간에 폐지될 예정이다.<sup>21)</sup> 가동에 들

- 
- 19) GS동해전력의 북평 1호기(595MW)와 2호기(595MW)는 2017년 3월과 8월에 가동을 시작할 예정이며, 중부발전의 신보령 1호기(925MW)와 2호기(925MW)는 2017년에 가동을 시작하되 2018년에는 각각 90MW씩 증설할 계획이다. 남부발전의 삼척그린 1호기(1,022MW)와 2호기(1,022MW)는 각각 2016년과 2017년에 가동을 시작하고, 남부발전의 태안 9호기(1,050MW)와 10호기(1,050MW)는 각각 2016년과 2017년에 가동을 시작할 예정이다. 동서발전의 당진 9호기(930.1MW)와 10호기(930.1MW)는 2017년에 각각 90MW씩 증설할 계획이다. 중부발전의 신서천 1호기(1,000MW)는 2020년 3월에 가동을 시작하고, 고성그린파워의 고성하이 1호기(1,040MW)와 2호기(1,040MW), 포스파워의 삼척화력 1호기(1,050MW)와 2호기(1,050MW)는 각각 2021년 12월과 2022년 6월에, 강릉에코파워의 강릉안인 1호기(1,040MW)와 2호기(1,040MW)는 2022년 6월에 가동을 시작하는 등 총 9기(8,450MW)의 석탄화력 발전설비가 가동될 예정이다.
  - 20) 당초 유연탄화력발전으로 건설될 당진에코파워 1호기(580MW)와 2호기(580MW)는 2024년에 각각 970MW로 증설하여 LNG복합발전으로 건설하기로 변경되었다. 삼천포 3호기(560MW)와 4호기(560MW)는 2024년 3월에 LNG 복합화력 발전설비로 변경되고, 태안 1호기(500MW)와 2호기(500MW)는 2025년 12월에 LNG 복합화력 발전설비로 변경되기로 결정되었다.
  - 21) 무연탄 발전설비는 영동 1호기(125MW)와 2호기(200MW), 서천 1호기(200MW)와 2호기(200MW) 등 총 4기(발전설비 725MW)가 폐지 대상으로 확정되었으며,

어갈 발전설비, LNG발전으로 전환될 발전설비, 미래에 폐지될 발전 설비를 도표로 정리하면 다음과 같다.

〈표 3-11〉 가동 예정, LNG전환, 가동정지 석탄화력 발전설비

	용량(MW)	가동 시작 년도	가동 정지 년도
<b>가동 예정 설비</b>	12,554		
북평 #1, 2	595 595	2017년 3월 2017년 8월	
신보령 #1, 2	1,020 1,020	2017년 6월 2017년 9월	2017년 926MW 가동, 2018년 90MW 증설
삼척그린 #2	1,022	2017년 6월	
태안 #10	1,050	2017년 6월	
당진 #9, 10	90(증설) 90(증설)	2017년 1월 2017년 5월	
신서천 #1	1,000	2020년 3월	
고성하이 #1, 2	1,040 1,040	2021년 4월 2021년 10월	
삼척화력 #1, 1	1,050 1,050	2021년 12월 2022년 6월	
강릉안인 #1, 2	1,040 1,040	2022년 6월 2022년 6월	
<b>LNG 전환 설비</b>	4,060		
당진에코파워 #1, 2	580 580	2024년 12월	970MW의 LNG로 건설
삼천포 #3, 4	560 560	2024년 3월	LNG 복합화력으로 전환
태안 #1, 2	500 500	2025년 12월	LNG 복합화력으로 전환
<b>노후 설비 폐지</b>	3,340		
영동 #1, 2(무연탄)	125 200	1972년 1979년	2017년 4월 2019년 1월
서천 #1, 2(무연탄)	200 200	1983년 1983년	2017년 7월 2017년 7월

유연탄 발전설비에서는 호남 1호기(250MW)와 2호기(250MW), 삼천포 1호기(560MW)와 2호기(560MW), 보령 1호기(500MW)와 2호기(500MW) 등 총 6기(발전설비 2,620MW)가 폐지 대상으로 확정되었다. 이중 3기(영동 1호기, 서천 1호기와 2호기)는 2017년에 가동이 정지되었다.

호남 #1, 2(유연탄)	250	1985년	2021년 1월
	250	1985년	2021년 1월
삼천포 #1, 2(유연탄)	560	1983년	2019년 12월
	560	1984년	2019년 12월
보령 #1, 2(유연탄)	500	1983년	2022년 5월
	500	1984년	2022년 5월

자료: 산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획(2015.7), 산업통상자원부, 에너지전환 로드맵 보도자료(2017.10.24.), 한국전력. 전력통계에 의거하여 저자가 작성

기존 석탄화력 발전설비의 수명을 30년으로 가정하여 기존 석탄화력 발전설비, 신규 가동 예정 설비, LNG 전환설비를 반영하여 2015-2050년 기간의 석탄화력 발전설비 용량을 추산했다. 2030년 이후의 석탄화력 발전설비 용량은 제8차 전력수급기본계획에서 확정된 건설계획 이외에 추가적인 건설이 없는 것으로 가정했다. 석탄화력 발전설비 용량은 2015년의 26.963MW에서 2020년에 36,515MW, 2030년에는 39,007MW, 2040년에는 19,987MW, 2050년에는 7,260MW에 이를 것으로 추정된다. 여기에는 집단에너지의 유연탄 발전설비도 포함되어 있다.

무연탄 기력발전설비는 2020년부터 400MW로 축소된 이후에 2032년에는 설비용량이 더 이상 존재하지 않을 것으로 예상되며, 집단에너지부문의 유연탄 발전설비는 2019년에 1,394.9MW로 최고 수준에 이른 이후 지속적으로 감소하여 2048년 이후에는 발전설비가 존재하지 않을 것으로 예상된다. 유연탄 화력발전설비는 2015년의 25,145MW에서 2030년에 37,423MW로 최고 수준에 이른 이후 축소되어 2050년에는 7,260MW로 축소되지만, 석탄화력 발전설비의 대부분은 유연탄 기력발전이 차지할 것으로 예상된다.<sup>22)</sup>

22) 석탄화력 발전설비는 제8차 전력수급기본계획에서 계획되어 있는 석탄화력 발전설비 용량과 약간의 차이를 나타내고 있다

〈표 3-12〉 석탄화력 발전설비 설비용량 전망

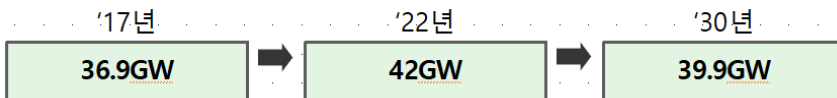
(단위: MW)

	2015	2017	2020	2030	2040	2050
무연탄(기력)	1,125.0	1,125.0	400.0	400.0	-	-
유연탄(집단)	688.9	1,394.9	1,342.0	1,184.6	903.7	-
유연탄(기력)	25,148.6	34,714.8	34,782.8	37,422.8	19,082.8	7,260.0
(기존 설비)	25,148.6	34,714.8	33,782.8	30,162.8	11,822.8	-
(신규 설비)	-	-	1,000.0	7,260.0	7,260.0	7,260.0
석탄 계	26,962.5	37,234.6	36,524.8	39,007.4	19,986.5	7,260.0
8차 전력계획		36,920.0	37,281.0	39,921.0		

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획(2017.12)을 바탕으로 저자가 정리

우리나라의 석탄화력 발전설비 용량을 연도별로 나타내면 다음 그림과 같다.

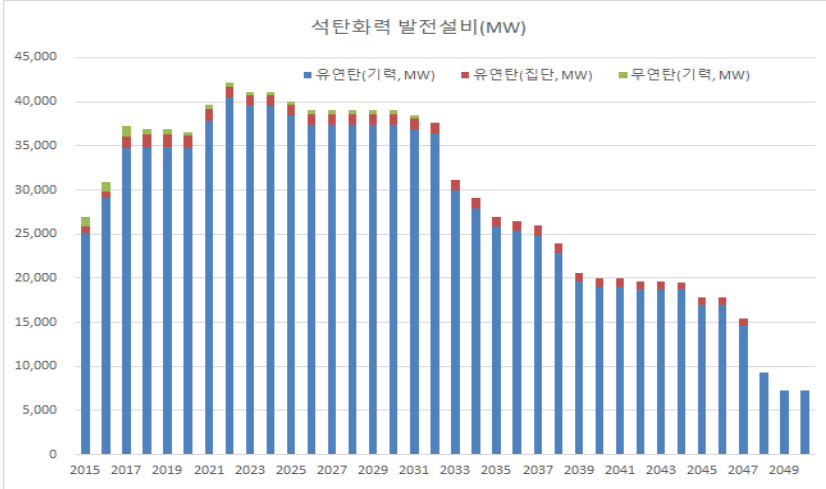
[그림] 제8차 전력수급기본계획의 석탄화력 발전설비 용량(단위:GW)



자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12

[그림 3-3] 석탄화력 발전설비 용량 전망

(단위: GW)



### 3) 신재생에너지 발전설비

신재생에너지 발전설비 용량은 2000년의 1,600MW에서 2010년 6,927MW, 2015년과 2016년에는 각각 13,729MW, 13,846MW에 이르러 빠른 속도로 증가했다. 2016년에 추가된 신규 설비용량은 1,492MW이며 이중 76%(1,100MW)는 태양광과 풍력이 차지했고, 나머지 24%(300MW)는 기타 신재생에너지가 차지하여 태양광과 풍력이 설비증설의 대부분을 차지하고 있다.

〈표 3-13〉 최근 신재생에너지 발전설비 용량 추이

(단위: MW)

	2000	2005	2010	2015	2016
전체 발전 설비 용량	53,684.9	67,075.2	79,983.8	101,590.2	109,789.3
신규 신재생 설비 용량	-	139.1	662.6	1,869.4	1,491.9
누적 신재생 설비 용량	-	4,970.0	6,927.3	13,729.2	13,845.6
(신재생 발전설비 비중)	-	7.4%	8.7%	13.5%	12.6%

자료 : 산업통상자원부·에너지경제연구원, 에너지통계연보, 각 년도

발전설비의 빠른 증가로 인해 신재생에너지 발전량 역시 2000년 0.1TWh, 2005년 3.9TWh(전체 발전량의 1.1%), 2015년 36.0TWh(발전량의 6.4%), 2016년에는 39.2TWh(발전량의 7.0%)에 이르러, 2010년 이후 빠른 속도로 증가하고 있다.

제8차 전력수급기본계획기간(2017-2031년)에서 건설이 확정된 신재생에너지 발전설비는 2031년까지 총 6,137MW에 이르고 있다. 2031년까지 가동에 들어갈 신재생에너지 발전설비는 다음 표와 같다.

〈표 3-14〉 가동 예정 신재생에너지 발전설비

	용량(MW)	가동 시작 년도	비고
<b>가동 예정 설비</b>	<b>6,137</b>		
신재생	204	2017년 6월	
신재생	204	2017년 12월	
신재생	149	2018년 6월	
신재생	150	2018년 12월	
신재생	170	2019년 6월	
신재생	170	2019년 12월	
신재생	170	2020년 6월	
신재생	171	2020년 12월	
신재생	176	2021년 6월	
신재생	177	2021년 12월	
신재생	178	2022년 6월	
신재생	179	2022년 12월	
신재생	180	2023년 6월	

신재생	181	2023년 12월	
신재생	341	2024년 6월	
신재생	341	2024년 12월	
신재생	223	2025년 6월	
신재생	223	2025년 12월	
신재생	223	2026년 6월	
신재생	223	2026년 12월	
신재생	250	2027년 6월	
신재생	250	2027년 12월	
신재생	254	2028년 6월	
신재생	254	2028년 12월	
신재생	254	2029년 6월	
신재생	254	2029년 12월	
신재생	282	2030년 6월	
신재생	283	2030년 12월	
신재생	11	2031년 6월	
신재생	12	2031년 12월	

자료 : 산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획(2015.7), 제8차 전력수급기본계획(2017.12)에 의거하여 저자가 작성

또한 제8차 전력수급기본계획에서 발전설비로 허가받은 40MW 초과 태양광 및 풍력발전설비는 다음 표와 같다.

〈표 3-15〉 40MW 초과 태양광 및 풍력 발전설비 허가

(단위: MW)

구분	발전소명	사업자	지역	용량(MW)
태양광	영암 태양광	영암태양광발전	전남	98
	해남 솔라시도 태양광	솔라시도태양광발전	전남	98
	제주 청정에너지 태양광	제주에너지개발	제주	95
	서산 태양광	현대에코에너지	충남	65
	봉화화천 태양광	봉화화천태양광발전소	경북	60
	봉화도촌 태양광	우리파워15호	경북	55
	의성 점곡 태양광	점곡태양광발전소	경북	50
	고성 풍력	지에이파워	강원	333
전남신안 해상풍력	전남신안 해상풍력	포스코에너지	전남	300
	삼척 풍력	에너지메카	강원	285
	평창 백석산 풍력	태환원드파워평창	강원	168.3

구분	발전소명	사업자	지역	용량 (MW)
풍력	태백 금대예코 풍력	오투과워	강원	165
	평창 황계 동진 풍력	동진풍력발전	강원	147
	삼척 천봉 풍력	삼척풍력발전	강원	138.6
	양구 바람의 풍력	글로벌윈드에너지	강원	126
	고성알프스 풍력	고성알프스풍력발전	강원	100
	울진 풍력	부선	경북	99.2
	영광 두우리 풍력	재원에너지	전남	99.1
	평창 방림 풍력	대화풍력	강원	99
	삼척 오두 풍력	한국동서발전	강원	99
	정선 입계 풍력	한국동서발전	강원	99
	새만금 풍력	새만금해상풍력	전북	98.8
	청송 에코윈드 풍력	청송에코윈드	경북	97.2
	포항 에코랜드 풍력	포항에코랜드	경북	96.6
	전남 해상풍력	SK E&S	전남	96
	영덕 제이 풍력	일출에너지	경북	93.15
	영덕 제일 풍력	영덕제1풍력발전	경북	92.4
	감포 파인드그린 풍력	파인드그린	경북	92.4
	양양 수리 풍력	에코그린풍력	강원	90
	포항 비학 풍력	비학윈드캠퍼스	경북	90
	양구 통일전망대 풍력	글로벌윈드에너지	강원	90
	AWP영양윈드 풍력	에이더블유피	경북	89.1
	평창 봉평 풍력	청정그린과워	강원	87
	청송 면봉산 풍력	청송면봉산풍력	경북	86.4
	평창 도사리 풍력	태환윈드과워	강원	85.8
	홍천 울진 풍력	홍천울진풍력발전	강원	84
	고성 하일 풍력	지에스이피에스	경남	82.5
	영양 영등 풍력	에스케이디앤디	경북	80
	영광 풍력	영광풍력발전	전남	79.6
	영월 에코윈드 풍력	영월에코윈드	강원	79.2
	영양 양구 풍력	영양에코과워	경북	75.9
	장성 부선 풍력	부선풍력	전남	72.6
	포항 죽장 풍력	에스케이디앤디	경북	72
	의성 황학산 풍력	에스케이디앤디	경북	72
평창 홍정 풍력	태환윈드과워평창	강원	69.3	
군위 풍백 풍력	에스케이디앤디	경북	66	
포항 호미곶 풍력	효성	경북	66	
평창 유천 풍력	태환윈드과워	강원	66	
영월 에코에너지 풍력	영월에코에너지	강원	64.8	
포항 스마일 풍력	한국동서발전	경북	63	
순천 바랑산 풍력	바랑산풍력	전라	60.4	



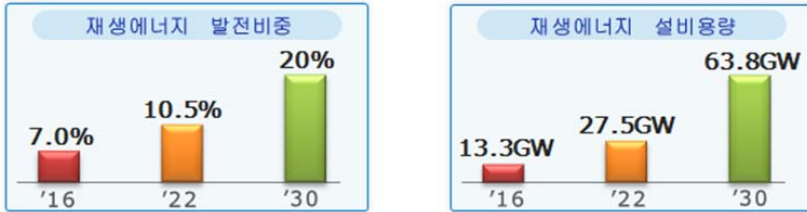
구분	발전소명	사업자	지역	용량 (MW)
	비금 풍력	비금풍력발전	전남	60
	한국 해상풍력	한국해상풍력	전북	60
	강릉안인 풍력	한국남부발전	강원	60
	정선 사북 풍력	웅진풍력발전	강원	60
	양양 에너지플랜 풍력	지에스이피에스	강원	60
	영덕 동대 풍력	오성이앤티	경북	60
	태백 덕항산 풍력	진성과워	강원	60
	포항 대송 풍력	더워드파워	경북	60
	봉화 오미산 풍력	유니슨	경북	60
	삼척 오두2 풍력	삼척 오두2풍력 발전사업	강원	57.6
	영양 포산 풍력	지에스이앤알	경북	56.1
	울진 현종산 풍력	울진풍력	경북	53.4
	고흥 도경 풍력	도경풍력발전	전남	51
	삼척 철마 풍력	비에스에너지	강원	50.4
	삼척 가평 풍력	한국남부발전	강원	50.4
	단양 풍력	청송에너지	충북	45.6
	봉화 풍력	우람에너지	경북	45
	김제 삼현 풍력	삼현풍력	전북	45
	천사 풍력	신안그린에너지	전남	42
	포항 동해그린 풍력	동해그린풍력	경북	42
	청송 부남 풍력	우람발전	경북	42
	곡성 그린 풍력	대명에너지	전남	42
	삼척 어리2차 풍력	명진풍력발전	강원	42
	삼척 도계 풍력	비에스에너지	강원	42

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12

정부는 2030년까지 발전량의 20%(자가용 설비 포함 시 21.6%)를 신재생에너지로 공급하고, 신재생에너지 발전설비를 2016년의 13,200MW에서 2022년에 26,824MW, 2030년에 63,605MW(자가용 발전설비 5,143MW포함)로 증대시킬 계획이다. “신재생에너지 3020 이용계획(안)(2017.12)”을 통하여 신재생에너지 공급목표를 설정했으며, 이러한 신재생에너지 공급계획은 제8차 전력수급기본계획에 반영되어 있다. 신재생에너지 발전계획이 추진되면 신재생에너지 발전량이 전체 발전량에서 차지하는 비중은 2016년의 7.0%에서 2022년에

10.5%, 2030년에는 20%(사업용 설비 기준, 자가용 설비 포함 시 21.6%)로 높아질 전망이다.

[그림 3-4] 신재생에너지 발전비중 및 발전설비 목표



자료 : 산업통상자원부, “재생에너지 3020 이용계획”, 2017.12

사업용 태양광의 설비용량은 2017년의 5,030MW(전체 신재생에너지 발전설비 용량의 38%)에서 28,500MW가 추가되어 2030년에는 33,530MW(57%)에 이르고, 풍력의 설비용량은 2017년의 1,174MW(8%)에서 16,500MW가 추가되어 2030년에 17,674MW(28%)에 이를 전망이다. 폐기물의 설비용량은 2017년의 323MW(25%)가 2030년에도 유지(6%)되고, 바이오의 설비용량은 2017년의 725MW(16%)에서 980MW가 추가되어 2030년에는 1,705MW(5%)에 이를 전망이다. 수력발전 설비용량은 2017년의 1,795MW(12%)에서 310MW가 추가되어 2030년에 2,105MW(4%)에 이를 전망이다. 사업용 신재생 발전설비는 2030년에 58,461MW에 이르고, 자가용 설비(5,143MW)가 추가되면 신재생 발전설비는 63,605MW에 이를 전망이다.

정부는 2017년부터 2030년까지 총 47,145MW의 사업용 신재생에너지 발전설비를 도입하며, 이중 60%(28,500MW)는 태양광, 35%(16,500MW)는 풍력으로 도입할 계획이다. 2030년 신재생에너지 설비용량에서 태양광과 풍력이 88%를 차지할 전망이다.

〈표 3-16〉 신재생에너지 발전설비 정격용량 계획

(단위: MW)

			2017년	2020년	2030년
사업용	재생에너지	태양광	5,030	9,330	33,530
		풍력	1,174	2,724	17,674
		수력	1,795	1,850	2,105
		해양	255	255	255
		바이오	725	1,025	1,705
		폐기물	323	323	323
		부생가스	1,377	1,377	1,377
	신에너지	연료전지	291	531	746
		IGCC	346	346	746
	소계		11,316	17,761	58,461
자가용		2,770	3,168	5,143	
합계		14,066	20,929	63,605	

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12

신재생에너지 발전설비 용량 확대를 그림으로 나타내면 다음 그림과 같다.

〈그림 3-5〉 신재생에너지 발전설비 용량 확대 계획



자료 : 산업통상자원부, “재생에너지 3020 이용계획”, 2017.12

2030년 사업용 신재생에너지 발전량은 125.795TWh이며, 태양광과 풍력이 33.6%와 33.8%를 차지할 것으로 예상된다. 여기에 17.067TWh의 자가용 발전량이 추가되면 2030년 신재생에너지 총 발전량은 142.9TWh에 이를 것으로 예상된다.

〈표 3-17〉 신재생에너지 발전량 전망

(단위 : GWh)

		2017년	2020년	2030년	
사업용	재생에너지	태양광	5,871	11,371	42,322
		풍력	1,994	5,576	42,566
		수력	2,880	3,083	4,021
		해양	496	496	496
		바이오	9,028	11,131	15,896
		폐기물	2,267	2,267	2,267
		부생가스	7,757	7,757	7,757
	신에너지	연료전지	1,737	3,671	5,404
		IGCC	2,351	2,351	5,067
	소계		34,382	47,704	125,795
자가용		13,915	14,451	17,067	
합계		48,297	62,154	142,863	

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12

원자력발전, 석탄화력발전, 석유화력발전은 증대되지 않는 반면, 가스화력발전은 2030년까지 확대되지만 이후에는 확대되지 않을 것으로 예상된다. 따라서 전력수요를 충족하기 위해서는 신재생 발전설비가 2030년 이후에도 확대되어야 할 것으로 예상된다. 본 연구에서는 2050년까지의 신재생 발전설비 확대를 전환부문의 온실가스 감축수단으로 설정했기 때문에 신재생에너지 발전설비 확대는 전력산업의 온실가스 감축수단에서 설명하기로 한다.

#### 4) LNG 발전설비

LNG 발전설비는 제8차 전력수급기본계획(2017.12)의 내용을 반영하여, 건설 중인 발전설비, 미래 폐지하기로 결정한 발전설비로 구분하여 2050년까지의 설비용량을 추산했다. LNG발전설비는 크게 집단에너지, 기력, 복합발전으로 구분했다. 주로 복합화력 위주의 증설이 이루어지고 있으며, 일부는 집단에너지로 건설계획이 추진되고, 유연탄이나 경유에서 LNG로 전환하는 설비도 있다.

2015년 현재 건설 중이거나 건설이 확정된 LNG 발전설비는 집단에너지설비 1,532MW, 유연탄이나 경유에서 LNG로 전환하는 설비 2,225MW, 복합발전설비 13,481MW 등 총 17,238MW에 이르고 있다.<sup>23)</sup> 기존 발전설비에서 2023년까지 가동이 정지될 발전설비는 총 2,530MW에 이를 것으로 예상된다.<sup>24)</sup>

- 
- 23) LNG 집단에너지 발전설비는 위례열병합(413MW), 춘천열병합(413MW), 한화에너지(49MW)로서 2017년에 가동에 들어가고, 아산국가산단(37MW)는 2018년에, 양산열병합(114MW), 여수그린에너지(124MW), 마곡도시개발(285MW), 충남도청 이전부지(97MW)는 모두 2020년에 가동에 들어갈 예정이다. 삼천포 3호기(560MW)와 4호기(560MW)는 2024년에 유연탄에서 LNG로 전환되고, 태안 1호기(500MW)와 2호기(500MW)도 2025년에 유연탄에서 LNG로 전환될 예정이다. 한림복합(105MW)은 2019년에 경유에서 LNG로 전환될 예정이다. LNG 복합발전설비는 당진복합 4호기(846MW), 파주문산복합 1호기(848MW)와 2호기(848MW), 포천천연복합1호기(874MW), 부산정관(46MW), 영남복합 1호기(446MW)는 2017년에 가동에 들어가고, 제주복합(240MW)은 2018년에, 서울복합 1호기(400MW)와 2호기(400MW), 신평택복합1호기(951MW)는 2019년에, 여주복합(1,000MW)과 제주(긴급)(125MW)는 2020년에 가동에 들어가며, 통영에코(920MW)는 2021년에, 당진에코파워 1호기(970MW)와 2호기(970MW)는 2024년에, 신규 LNG 복합발전 4기(총 3,600MW)는 2027년에 가동에 들어갈 예정이다.
- 24) 서울복합 5호기(250MW)는 2017년 4월에, 평택복합 1호기(480MW)는 2017년 12월에 가동이 정지될 예정이며, 서인천복합 1-8호기(총 1,800MW)는 2023년 12월에 가동이 정지될 예정이다.

발전소 수명을 30년으로 가정하면 가동이 정지될 LNG 발전소가 다수 있지만, 전원구성상 LNG 발전의 역할을 감안하여 발전소 수명이 연장된 것으로 추정된다. 이를 정리하면 다음 표와 같다.

〈표 3-18〉 가동 예정 및 가동정지 LNG화력 발전설비

	용량(MW)	가동 시작 년도	가동 정지 년도
<b>가동 예정 설비</b>	17,238		
(집단에너지)	1,532		
위례열병합 #1	413	2017년 4월	
춘천열병합 #1	413	2017년 5월	
한화에너지	49	2017년 12월	
아산국가산단	37	2018년 6월	
양산열병합	114	2020년 5월	
여수그린에너지	124	2020년 7월	
마곡도시개발	285	2020년 12월	
충남도청	97	2020년 12월	
(LNG 전환 설비)	2,225		
삼천포 #3, 4	560 560	2024년 3월 2024년 3월	유연탄에서 전환
태안 #1, 2	500 500	2025년 12월 2025년 12월	유연탄에서 전환
한림복합 #1, 2	70 35	2019년 11월 2019년 11월	경유에서 전환
(복합발전)	13,481		
당진복합 #4	846	2017년 4월	
과주문산복합 #1, 2	848 848	2017년 2월 2017년 3월	
포천천연복합 #1	874	2017년 3월	
부산정관 #1	46	2017년 7월	
영남복합 #1	443	2017년 10월	
제주복합	240	2018년 6월	
서울복합 #1, 2	400 400	2019년 8월 2019년 8월	
신평택복합 #1	951	2019년 11월	

여주복합	1,000	2020년 6월	
제주(긴급)	125	2020년 6월	
통영예코	920	2021년 12월 예상	
당진예코파워 #1, 2	970	2024년 12월	
	970	2024년 12월	
신규 #1, 2, 3, 4	900	2027년 12월	
	900	2017년 12월	
	900	2028년 12월	
	900	2028년 12월	
<b>노후 설비 폐지</b>	2,530		
서울복합 #5	250	1969년 4월	2017년 4월
평택복합 #1	480	1992년 6월	2017년 12월
서인천복합 #1-8	1,800	1991년 6월	2023년 12월

자료 : 산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획(2015.7), 제8차 전력수급기본계획(2017.12)에 의거하여 저자가 작성

기존 LNG화력 발전설비의 수명을 30년-40년으로 설정하여 발전설비를 추산했으며, 2030년 이후의 LNG화력 발전설비 용량은 제8차 전력수급기본계획에서 확정된 건설계획 이외의 추가적인 건설이 없는 것으로 가정했다. 이러한 방법을 통해 추정한 결과, LNG화력발전 설비용량은 2015년의 33,556MW에서 2020년 42,473MW, 2030년에 49,216MW, 2040년 35,209MW, 2050년 12,596MW에 이를 것으로 예상된다.

집단에너지부문의 LNG 발전설비는 2015년의 4,327MW에서 2020년에 7,781MW로 가장 높은 수준에 이른 이후 지속적으로 감소하여 2050년에는 1,085MW까지 감소할 것으로 추산된다. LNG 기력발전설비(유연탄과 경유에서 LNG로 전환될 설비)는 2,120MW를 유지할 것으로 예상되며, LNG 발전설비의 가장 큰 비중을 차지하고 있는 복합화력 발전설비는 2015년의 28,842MW에서 지속적으로 증가하여

2030년에는 39,396.7MW까지 증가한 이후 감소하여 2050년에는 9,391.0MW까지 감소할 전망이다.<sup>25)</sup>

〈표 3-19〉 LNG화력 발전설비 설비용량 전망

(단위: MW)

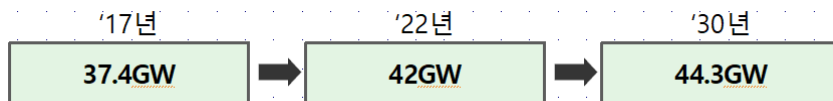
	2015	2017	2020	2030	2040	2050
집단에너지	4,326.7	6,060.3	7,781.3	7,699.3	6,425.1	1,085.0
기력발전	387.5	-	-	2,120.0	2,120.0	2,120.0
복합발전	28,841.5	31,845.7	34,691.7	39,396.7	26,663.7	9,391.0
LNG 계	33,555.7	37,906.0	42,473.0	49,216.0	35,208.8	12,596.0
8차 전력계획	-	37,353.0	42,050.0	47,460.0	-	-

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획(2017.12)을 바탕으로 저자가 정리

LNG화력발전이 2030년까지의 에너지원별 발전용량에서 가장 큰 비중을 차지할 것으로 예상된다. LNG 화력발전 설비용량은 그림으로 나타내면 다음과 같다.

25) LNG화력 발전설비는 제8차 전력수급기본계획에서 계획되어 있는 발전설비 용량과 약간의 차이를 나타내고 있다.

[그림] 제8차 전력수급기본계획의 LNG화력 발전설비 용량(단위: GW)

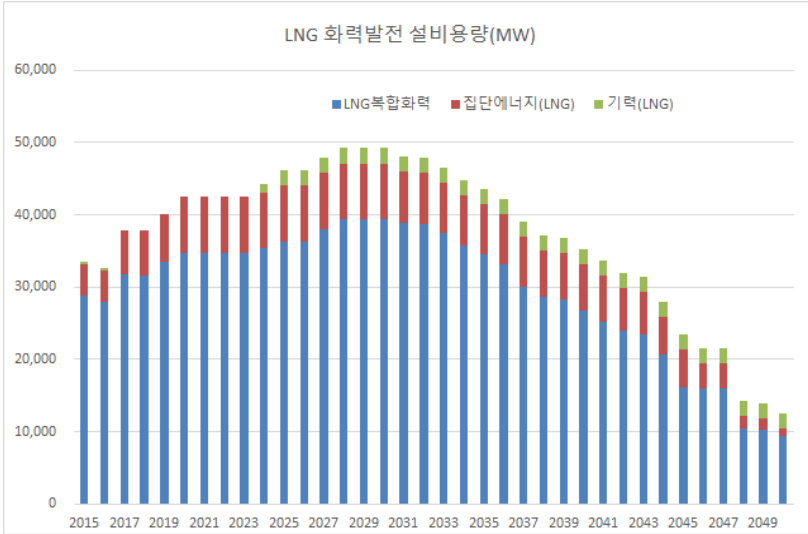


자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12



[그림 3-6] LNG화력 발전설비 용량 전망

(단위: MW)



### 5) 석유발전 및 양수발전

분석기간(2015-2050)에 새로 가동에 들어갈 석유발전(중유 집단에너지발전, 중유 기력발전, 경유 복합화력, 내연력 경유발전)은 없는 것으로 파악되었다. 양수발전은 2029년과 2030년 및 2031년에 각각 800MW, 600MW, 600MW가 가동에 들어갈 예정이다.

분석기간에 가동이 정지될 것으로 예정된 양수 발전설비는 없으며, 석유발전설비는 제주GT 3호기(55MW)가 2019년에 가동이 정지될 예정이며, 동서발전의 중유 기력발전인 울산 4, 5, 6호기(각각 400MW)가 2022년 1월에, 서부발전의 중유 기력발전인 평택 1, 2, 3, 4호기(각각 350MW)가 2024년 12월에 가동이 정지될 예정이다.

〈표 3-20〉 가동 예정 및 가동정지 석유와 양수 발전설비

	용량(MW)	가동 시작 년도	가동 정지 년도
<b>가동 예정 설비</b>	2,000		
(양수발전)	2,000		
신규양수 #1	800	2029년 12월	
신규양수 #2	600	2030년 12월	
신규양수 #3	600	2031년 12월	
<b>가동 정지 설비</b>	2,955		
(석유발전)	2,955		
제주GT #3	55	2019년 12월	
울산 #4, 5, 6	400	2022년 1월	
	400	2022년 1월	
	400	2022년 1월	
평택 #1, 2, 3, 4	350	2024년 12월	
	350	2024년 12월	
	350	2024년 12월	
	350	2024년 12월	

자료 : 산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획(2015.7), 제8차 전력수급기본계획(2017.12)에 의거하여 저자가 작성

기존 석유발전설비의 수명을 30-40년, 양수발전은 수명이 없는 것으로 설정하여 발전설비의 잔존 설비능력을 추산했다. 석유발전은 2015년의 4,232MW에서 2020년 3,991MW, 2030년 1,256MW, 2040년에 87MW로 축소된 이후에 2050년에는 잔존 설비용량이 없을 것으로 예상된다. 양수발전은 2015년의 4,700MW에서 2029년과 2030년 및 2031년에 설비가 증설되어 2050년에는 6,700MW에 이를 것으로 예상된다.<sup>26)</sup>

26) 석유화력과 양수 발전설비는 제8차 전력수급기본계획에서 계획되어 있는 발전 설비 용량과 약간의 차이를 나타내고 있다.

〈표 3-21〉 석유발전 및 양수발전 설비용량 전망

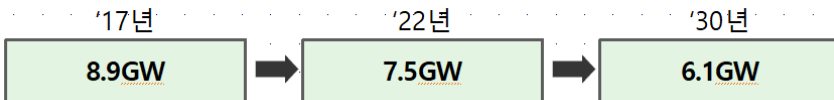
(단위: MW)

	2015	2017	2020	2030	2040	2050
석유발전	4,232.8	4,105.6	3,991.0	1,256.4	87.0	-
(집단-중유)	416.1	278.7	278.8	278.7	61.4	-
(기력-중유)	2,950.0	2,950.0	2,875.0	275.0	-	-
(복합화력-경유)	570.8	570.8	465.8	45.8	-	-
(내연력-경유)	295.9	296.4	250.0	236.9	25.6	-
- 8차 계획(석유)	-	4,151.0	3,991.0	1,391.0	-	-
양수발전	4,700.0	4,700.0	4,700.0	6,100.0	6,700.0	6,700.0
- 8차 계획(양수)	-	4,700.0	4,700.0	6,100.0	-	-

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획(2017.12)을 바탕으로 저자가 정리

석유화력발전에서는 중유 기력발전이 가장 큰 비중을 차지할 것으로 예상된다. 석유발전과 양수발전의 설비용량을 연도별로 나타내면 다음 그림과 같다.

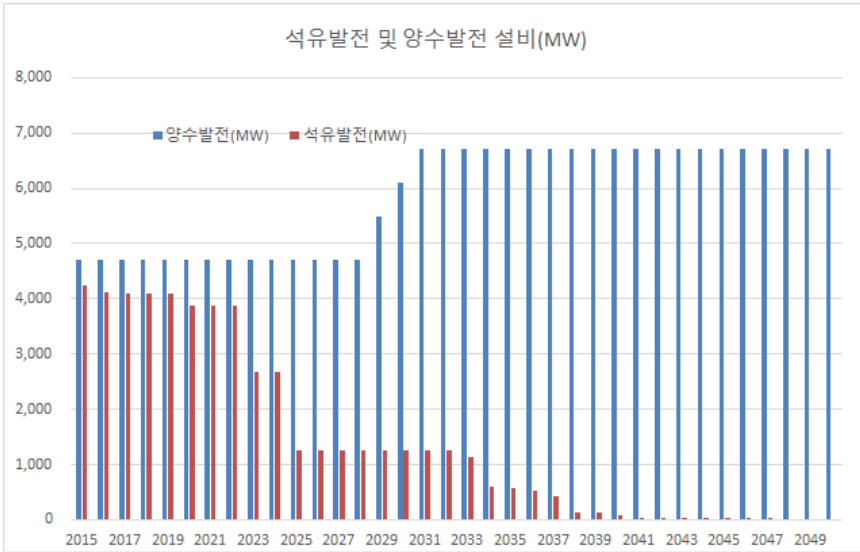
[그림] 제8차 전력수급기본계획의 석유화력 및 양수 발전설비(단위: GW)



자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12

[그림 3-7] 석유화력 및 양수발전 설비용량

(단위: MW)



## 제2절 전환부문의 온실가스 감축수단

전환부문의 온실가스 감축수단은, 전력산업에서는 저탄소 전원 확대, 발전효율 향상, 수요관리로 구분했으며, 정유산업에서는 에너지 효율 향상 수단 도입으로 설정했다.

<표 3-22> 전환부문의 온실가스 감축수단

감축 수단	세부 기술
전력산업	
저탄소 전원 확대	신재생발전 확대, 바이오 혼소발전 확대, 폐기물 혼소발전 확대, 노후 석탄화력 폐지
발전효율 향상	고효율 유연탄화력발전(USC, SC) 도입, 고효율 가스복합화력발전 도입, 유연탄화력발전의 retrofit 추진, 송전망 송전손실 축소, 분산형 전원 확대

수요관리	수요자원 거래 활성화, AMI 도입, 계시요금제 도입
정유산업	
에너지 효율 향상	상압설비, 감압설비, 접촉개질설비에 에너지효율향상 기술 도입

## 1. 전력산업의 전력 수요 관리

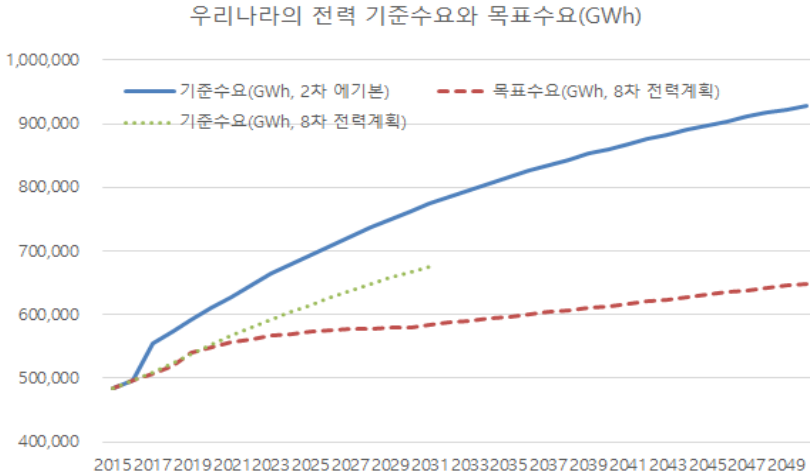
### 가. 제8차 전력수급기본계획에서 전력 수요관리

본 연구의 기준안이 2차 에너지기본계획의 전력수요를 기반으로 하고 있기 때문에 전력 수요관리는 2차 에너지기본계획의 기준수요와 제8차 전력수급기본계획의 목표수요의 차이로 정의했다. 전력 수요관리는 수요자원 거래시장 활성화, AMI보급 확대, 계시별 요금제 적용 등을 통해 소비부문의 전력 수요를 기존 전력수요 대비 2030년에는 23.8%, 2050년에는 28.8% 감축하는 것으로 설정했다.

그림에서 보는 바와 같이 제2차 에너지기본계획의 전력 기준수요가 제8차 전력수급기본계획의 기준수요에 비해 높게 설정되어 있다. 이는 2차 에너지 기본계획 수립 이후에 나타난 환경변화가 제8차 전력수급기본계획에 반영된 과정에서 나타난 차이로 해석된다. 본 연구의 기준안이 2차 에너지 기본계획에 입각해서 설정되었기 때문에 전력 수요관리를 2차 에너지기본계획의 기준수요와 제8차 전력수급기본계획의 차이로 정의한 것이다. 즉, 제8차 전력수급기본계획에서 제시된 2031년까지의 목표수요를 외삽법으로 2050년까지 확장하여 목표 전력수요로 설정하고, 2차 에너지기본계획에서 제시된 기준 전력수요의 차이를 전력 수요관리 규모로 설정했다.

[그림 3-8] 전력산업의 기준수요와 목표수요

(단위: GWh)



자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12.29.  
에너지경제연구원 내부 자료

전력의 수요관리 비용은 전력 소비부문에서의 전력소비 절감 비용으로 설정해야 하지만, 이에 대한 정보가 없기 때문에 기준년도인 2015년의 전력 평균 판매비용을 적용했다. 2015년 전력 평균 판매비용은 111.57원/KWh이므로 이를 대미환율(1,135.5원/달러)을 적용하여 분석모형에 입력하는 비용으로 환산하면 \$27.4백만/PJ에 해당된다.

제8차 전력수급기본계획에 의하면 정부는 수요관리를 통해 2030년까지 최대전력을 기준수요(동계 최대전력 기준 113,400MW)의 11.6%인 13,200MW를 절감할 계획이다. 수요관리는 90.3TWh의 전력 소비량에 해당하는 규모이다.

전력 수요 관리 목표를 달성하기 위해 정부는 기존 수요관리 대책의 내실화(에너지 효율 향상, 에너지 관리 시스템)를 추진하고 신규

수요관리 방안(자가용 태양광, DR 시장 도입)을 도입할 계획이다. 효율관리 기기 품목을 확대하고 효율기준을 강화하여 최대전력을 2030년까지 4,150MW를 감축하고, 에너지 다소비 건물과 공장을 대상으로 에너지 관리 시스템(EMS)을 도입하여 4,920MW 감축할 계획이다. 신재생 에너지 보급 지원사업 및 태양광 대여사업 확대, 소규모 전력 중개사업제도 신설을 통해 자가용 태양광 보급을 확대하여 2030년까지 320MW 감축하고, 기존 제도를 개선하고 수요자원(Demand Response) 시장을 국민 수요자원시장으로 확대·개편하여 3,820MW를 감축하는 등 총 13,210MW의 최대 전력을 감축할 계획이다.

〈표 3-23〉 전력의 수요관리 방안

		주요 수단
기존 수요 관리	에너지 효율 향상	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 주요 산업기기의 최저 소비효율제를 변압기, 3상유도 전동기에서 압축기, 냉동기로 확대</li> <li>. 효율기기 교체 및 보급 지원사업 품목을 LED, 전동기, 인버터, 히트펌프, 냉동기에 변압기, 티보블로러, 회생제동장치, 향온향습기 추가</li> <li>. 건축물의 에너지절약 설계 기준 강화, 제로에너지 빌딩 의무화</li> </ul>
	에너지관리 시스템 (EMS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 공장 : 스마트공장을 2022년까지 2만개 도입하고, 공장에너지 관리시스템(FEMS) 도입으로 공장내 전력소비 감축</li> <li>. 빌딩 : 2017년 1월부터 공공기관 건물 신축 또는 증축 시 빌딩 에너지관리시스템(BEMS) 설치를 의무화하고 ESS와 결합</li> <li>. 가정 : 2020년에 가정부문의 전체 가구를 대상으로 AMI를 보급</li> </ul>
신규 수요 관리	자가용 태양광	. 2030년까지 15가구당 1가구에 자가용 태양광 도입
	수요자원 (DR) 시장	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 기존 DR제도의 개선</li> <li>. 국민DR제도 도입</li> </ul>
	수요관리 이행제도 강화	. 에너지공급자 효율향상 의무화제도(EERS)를 2018년부터 의무화

ICT 기술 활용	. 산업단지 내 지능형 수요관리체계 기술개발, 전력정보와 연계한 컨설팅 등 전력부가 서비스 활성화
--------------	--

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획(2017.12.29.)을 바탕으로 저자가 정리

전력 수요 관리에 의한 최대전력 절감계획을 도표로 나타내면 다음과 같다.

〈표 3-24〉 수요관리에 의한 최대전력 절감 계획

(단위: GW)

구 분	기존 수단		신규 수단		총 계
	에너지 효율향상	에너지 관리시스템 등	자가용 태양광	수요자원(DR) 시장	
'22년	0.92	1.34	0.10	2.58	4.9
'26년	2.36	3.21	0.20	3.19	9.0
'30년	4.15	4.92	0.32	3.82	13.2
'31년	4.60	5.28	0.32	3.97	14.2

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12.29. p.27

전력 수요 관리에 의한 전력 소비량 절감계획을 도표로 나타내면 다음과 같다.

〈표 3-25〉 수요관리에 의한 전력 소비량 절감 계획

(단위: TWh)

구 분	기존 수단		신규 수단	총 계
	에너지 효율향상	에너지 관리시스템 등	자가용 태양광	
'22년	13.65	9.77	1.05	24.5
'26년	34.70	19.35	2.00	56.1
'30년	62.14	25.00	3.15	90.3
'31년	69.28	25.63	3.16	98.1

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12.29. p.27



## 나. 전기자동차와 4차 산업혁명의 전력수요 영향

정부의 친환경 자동차인 전기 자동차 도입 확대 계획과 4차 산업혁명  
 명은 전력산업의 전력 수요를 증가시킬 것으로 예상된다. 정부는 친환경  
 자동차인 전기자동차를 2030년까지 100만대를 도입할 계획이다.

〈표 3-26〉 정부의 전기차 도입 계획

(단위: 만대)

구 분	'17년	'22년	'26년	'30년	'31년
누적보급대수	4.6	33.4	62.9	100.0	110.8

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12.29. p.28

전기차 도입에 따른 전력수요는 2030년에 300MW, 전력 소비량은  
 2.8TWh증가할 것으로 예상된다. 4차 산업혁명에 따른 전력수요는 개  
 별 기기 사용 증가에 따른 전력수요 증가 요인과 시스템의 효율화를  
 통한 전력수요 감소 요인이 동시에 발생할 것으로 예상되지만 불확실  
 성이 높기 때문에 제8차 전력수급 기본계획에는 반영되지 않았다. 또  
 한 전력요금 누진제 개편에 따른 영향은 일시적인 것으로 가정하여  
 전력수요에 영향을 미치지 않는 것으로 가정하여 제8차 전력수급기본  
 계획에 반영되었다.

〈표 3-27〉 전기차 도입에 따른 전력수요 영향 전망

구 분	'17년	'22년	'26년	'30년	'31년
전력소비량(TWh)	0.1	1.0	1.8	2.8	3.2
최대전력(하계, GW)	0.02	0.14	0.23	0.38	0.42
최대전력(동계, GW)	0.02	0.11	0.18	0.29	0.32

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12.29. p.27

## 2. 전력산업의 저탄소 발전원 확대

저탄소 전원 확대는 신재생발전 확대, 바이오 혼소발전 확대, 폐기물 혼소발전 확대, 노후 석탄화력발전소 폐지로 설정했다.

### 가. 신재생발전 확대

신재생발전 확대는 신재생발전의 시장 잠재량을 반영하여 전력 생산의 신재생에너지 발전비중을 2050년까지 최대 81%까지 확대하는 방안을 설정했다. 우리나라 신재생에너지 시장 잠재량의 발전설비 용량은 341,400MW, 발전량은 520TWh에 이르는 것으로 조사되었다<sup>27)</sup>. 이러한 발전량은 2015년 우리나라 전체 발전량(상용 자가발전량 제외)인 528.1TWh의 98%에 해당하는 규모이다. 신재생에너지 시장 잠재량의 79%는 태양광이 차지하고, 풍력은 10%, 폐기물이 1.2%를 차지하여 3가지 신재생에너지가 전체 시장 잠재량의 90% 이상을 차지하는 것으로 나타났다. 이러한 정보는 신재생에너지가 우리나라 발전량의 대부분을 공급할 수 있다는 가능성을 말해주고 있다.

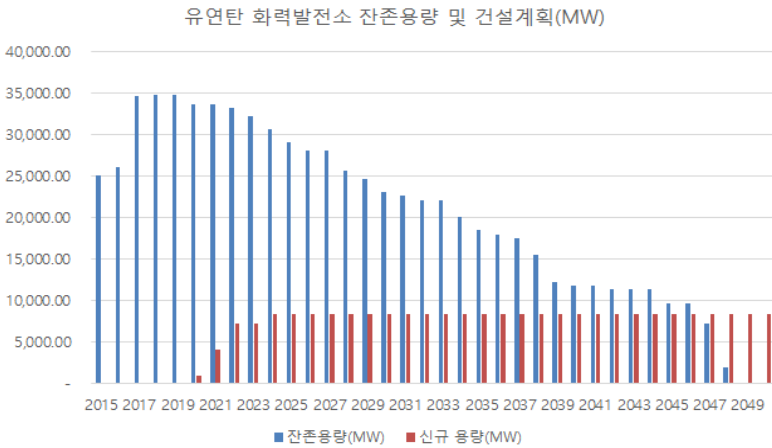
신재생에너지 발전설비 확대는 유연탄화력발전의 설비를 우선적으로 대체하는 것으로 가정했다. 2015년 현재까지 건설 중인 유연탄 화력발전소를 포함할 경우 유연탄 화력발전의 설비용량은 2017년 이후 지속적으로 감소하여 2030년대 말에는 현재의 설비 용량의 30% 수준

27) 신재생에너지 잠재량 중 이론적 잠재량은 현재의 과학적 지식하에서 제약이 존재하지 않는 경우에 활용 가능한 에너지의 양을 의미하며, 기술적 잠재량은 이론적 잠재량 중 지리적 영향 요인과 기술적 영향 요인을 반영할 경우 활용 가능한 에너지의 양이며, 시장 잠재량은 기술적 잠재량 중 경제적 영향 요인과 정책적 영향 요인(지원, 규제)에서 실질적으로 활용 가능한 에너지의 양을 의미한다(에너지기술평가원, “신재생에너지 자원지도 고도화 및 시장 잠재량 분석에 관한 기술개발”, 2017.11.30.)

으로 감소하고 2050년에는 현재 설비의 10% 수준으로 감소할 것으로 예상된다. 정부는 원자력 발전설비 역시 추가적인 건설이 없고, 수명 도래 시 가동을 정지하는 원칙을 설정했기 때문에 감소하는 유연탄 화력발전을 신재생 에너지 발전이 대체하는 것은 합리적인 가정으로 사료된다.

[그림 3-9] 유연탄 화력발전소의 잔존 설비용량 전망

(단위 : MW)



신재생에너지 발전설비 비중은 저탄소 배출 경로와 대응되는 비중을 설정하기로 한다. 기준안의 신재생에너지 발전비중은 2030년, 2040년, 2050년에 각각 7.2%로 설정되어 있다. 국가감축목표(NDC)의 신재생발전 비중은 2030년에 20.0%(분석모형에는 22.8%), 2040년에 27.2%, 2050년에 38.2%로 확대되며, 2℃ 온도상승 저탄소 배출 경로의 신재생발전 비중은 2030년에 40.0%, 2040년에 47.2%, 2050년에 60.0%로 확대되도록 설정했다. 1.5℃ 온도상승 배출 경로의 신재생

발전 비중은 2030년에 58.0%, 2040년에 66.2%, 2050년에 81.0%까지 확대되는 것으로 설정했다. 2℃ 상승 배출 경로와 1.5℃ 상승 배출 경로는 IPCC의 1.5도 특별보고서에서 제시된 신재생발전 비중을 적용한 것이다.

〈표 3-28〉 신재생에너지 발전량 비중 방안

(단위: %)

구 분	신재생발전량 비중			
	2015	2030	2040	2050
기준 배출 경로	2.6	7.2	7.2	7.2
국가 감축목표(NDC) 배출경로		22.8	27.2	38.2
2℃ 온도상승 배출경로		40.0	47.2	60.0
1.5℃ 온도상승 배출경로		58.0	66.2	81.0

자료 : IPCC 1.5℃ 특별보고서의 정책결정자 요약을 참조하여 저자가 설정

#### 나. 바이오 혼소발전 확대

정부의 “신재생에너지 3020 이행계획”(산업통상자원부, 2017.12)에 의하면, 2030년의 바이오 발전량(15,896GWh)은 설비용량(1,705MW) 대비 이용률이 100%를 상회하는 수준이다. 따라서 바이오 발전설비용량에 발전회사의 최근(2015년) 바이오발전 이용률(50%)을 적용하여 추정한 발전량(7,468GWh)을 바이오 전소발전으로 할당하고, 나머지 바이오 발전량(8,428GWh)을 혼소발전량으로 할당했다. 추정 결과, 2030년 바이오 혼소발전량은 유연탄화력발전량(236,455GWh)의 3.6%에 해당하는 규모로 추정되며, 이러한 발전량 규모가 2050년까지 지속될 것으로 가정했다.

#### 다. 폐기물 혼소발전 확대

정부의 “신재생에너지 3020 이행계획”(산업통상자원부, 2017.12)에 의하면, 2030년의 폐기물 발전량(2,267GWh)은 설비용량(323MW) 대비 이용률이 80%를 상회하는 발전량으로 평가된다. 따라서 폐기물 발전설비 용량에 발전회사의 최근(2015년) 바이오발전 이용률(40%)을 적용하여 추정한 발전량(1,132GWh)을 폐기물 전소발전으로 할당하고, 나머지 폐기물 발전량(1,135GWh)을 폐기물 혼소발전량으로 할당했다. 이렇게 추정한 결과, 2030년 폐기물 혼소발전량은 유연탄화력발전량(236,455GWh)의 0.48%에 해당하는 규모이며, 이러한 발전량 규모가 2050년까지 지속될 것으로 가정했다.

#### 라. 노후 석탄화력발전소 폐지

정부는 기존 발전설비에서 무연탄 발전설비 4기, 유연탄 발전설비 6기 등 총 10기의 석탄화력 발전설비(총 3,340MW)를 2017-2022년 기간에 폐지될 예정이다. 이러한 노후석탄발전설비 폐지는 기준안의 설비용량 계획에 이미 반영되어 있기 때문에 별도의 감축량으로 산정하지 않았다.

### 3. 전력산업의 에너지 효율 향상

#### 가. 유연탄화력발전소 retrofit

발전회사들은 1990년대에 건설된 11,000MW의 유연탄 화력발전설비를 모두 retrofit하여 발전효율을 향상시킬 계획을 갖고 있는 것으로 나타났다. retrofit을 위한 투자비용은 평균 690천원/KW에 이르고, 평

균 발전효율은 3.28%p 향상될 것으로 나타났다. 가스복합화력발전소는 retrofit 계획이 없는 것으로 나타났다.

〈표 3-29〉 발전회사의 유연탄화력발전소 retrofit 계획

(단위: %)

단위 설비용량 (MW)	총 설비 용량 (MW)	투자비 (천원/KW)	효율 향상
500-550 (대표 500)	11,000	263-753 (대표 690)	0-3.28%p (대표 3.28%p)

자료 : 발전회사가 제공한 자료를 저자가 정리

#### 나. 고효율 유연탄화력발전소 건설

발전효율을 개선시키는 방안은 발전효율이 높은 신기술의 발전기술을 도입하는 것이다. 미분탄발전에 도입 가능한 고효율 발전기술에는 초임계발전(SC, super-critical), 초초임계발전(USC, ultra super-critical), 극초임계발전(Advanced USC) 등의 기술이 있다. 고효율 발전설비의 발전효율은 기존 아임계발전기술(sub-critical)에 비해 효율이 3.5-6.5%p 높은 수준으로 나타났다.

현재 건설 중이거나 건설계획에 포함되어서 2018년 이후에 가동에 들어갈 것으로 예상되는 고효율 발전설비는 7,260MW에 이른 것으로 나타났다. 중부발전의 신서천1호기(1,000MW)를 제외한 나머지 발전설비는 모두 민간기업이 건설할 예정이어서 고효율 발전기술은 민간기업 중심으로 도입될 예정이다. 초임계 발전설비와 초초임계 발전설비의 평균 건설비는 각각 1,449천원/KW, 1,595천원/KW로서, 아임계 발전설비에 비해 각각 18%, 29% 높은 수준이다. 분석모형에서는 2031년 이후에 도입될 유연탄화력 발전설비는 모두 발전효율이 높은

초초임계 발전설비(USC)가 도입되는 것으로 설정했다.

고효율 발전기술에 해당되는 무연탄 화력발전소 건설계획은 없는 것으로 나타났다.

〈표 3-30〉 고효율 유연탄 화력발전소의 기술적 특성

	아임계발전	초임계발전	초초임계발전
설비용량(MW)	328-560	500-1,022	500-1,050
건설비(천원/KW)	391.7-2,059.3	444.7-1,720.0	1,296.0-1,613.9
운전유지비(천원/KW.월)	9.54 - 18.04	0.0025 - 13.4	0.0025 - 16.0
수명(년)	30	30	30
발전효율(%)	36.8 - 37.9	37.1 - 41.0	39.4 - 43.5

자료 : 발전회사가 제공한 자료를 저자가 정리

#### 다. 고효율 가스복합화력발전소 건설

2018년 이후에 도입될 고효율 가스복합 화력발전설비는 10,431MW에 이르는 것으로 나타났다. 발전회사가 3,265MW, 나머지 7,166MW는 민간기업이 건설할 계획이어서 고효율 가스복합화력발전은 민간기업이 주도할 것으로 나타났다. 남동발전의 삼천포 3-4호기(1,120MW)와 서부발전의 태안1-2호기(1,000MW)는 유연탄 기력발전설비로서 각각 2024년과 2025년에 LNG 복합화력발전으로 전환될 예정이다. 경유를 사용하고 있는 남동발전의 한림복합화력발전 1-2호기(105MW)는 2019년에 LNG 복합화력 발전설비로 전환될 계획이다. 따라서 발전회사가 도입할 고효율 가스복합화력 발전설비는 대부분 기존의 유연탄화력발전이나 경유발전설비를 가스복합설비로 전환될 설비이다.

고효율 가스복합 화력발전설비의 발전효율은 평균 50.3%로서 기존

가스복합화력 발전설비에 비해 발전효율이 평균 10%p 높은 것으로 나타났다. 또한 고효율 가스복합발전설비의 건설비는 1,004천원/KW로서 일반 가스복합 화력발전설비에 비해 두 배 이상 높은 것으로 나타났다. 분석모형에서는 2031년 이후에 도입될 가스복합화력 발전설비는 모두 발전효율이 높은 고효율 가스복합 발전설비가 도입되는 것으로 설정했다.

〈표 3-31〉 고효율 가스복합화력발전의 기술적 특성

	기존 복합화력발전 (300 MW)	고효율 복합화력발전 (1,000 MW)
설비용량(MW)	80-1,800	120-1,000
건설비(천원/KW)	391-1,720	1,088-1,272
운전유지비(천원/KW.월)	0.0025-18.04	0.0045-13.24
수명(년)	30	30
발전효율(%)	26.0-36.5	50.3

#### 라. 송배전 손실 축소

송배전 손실을 감축시킬 수 있는 기술에는 초고압 직류송전(HBDC) 기술로 파악되고 있으나 이를 도입할 구체적인 계획은 현재까지 파악되지 않고 있다. 현재 기술로는 초고압 직류송전 시스템을 도입하기는 쉽지 않을 것으로 예상되지만, 송전 손실을 감소시키는 노력은 지속될 것으로 가정했다. 이러한 노력에 의한 송전 손실을 하락은 온실가스 감축으로 이어질 것으로 예상된다.



〈표 3-32〉 발전부문의 송배전 손실률 추이

(단위 : %)

	1981	1990	2000	2010	2015
송배전 손실률(%)	6.66	5.62	4.71	3.99	3.60

자료 : 에너지경제연구원, 에너지통계연보, 2017

송배전 손실률은 1981년의 6.66%에서 지속적으로 하락하여 2015년 현재 3.60%까지 약 84% 개선된 점을 감안하면, 손실률은 2030년까지 현재 손실률 대비 10% 이상 개선되어 2050년까지 유지될 것으로 설정했다. 송배전 손실률 개선 비용에 대한 구체적인 정보가 없기 때문에 기준년도인 2015년의 전력 평균 판매비용을 적용했다. 2015년 전력 평균 판매비용은 111.57원/KWh이므로 이를 대미환율(1,135.5원/달러)을 적용하여 분석모형에 입력하는 비용으로 환산하면 \$27.4백만/PJ에 해당된다.

〈표 3-33〉 송배전 손실률 축소 시나리오

(단위 : %)

	2020	2030	2040	2050
송배전 손실률(%)	3.5	3.24	3.24	3.24

#### 마. 분산형 전원 도입

분산형 전원 도입은 송전 손실에 따른 전력손실을 감소시켜서 온실가스 배출을 감소시키는 효과가 있을 것으로 가정했다. 주민 수용성 문제로 인해 추가적인 송전망 건설이 현실적으로 쉽지 않을 것으로 예상되기 때문에 분산형 전원을 확대하는 것이 바람직할 것이며, 이러한 정책변화는 온실가스 감축으로 이어질 것으로 가정했다.

제8차 전력수급기본계획에서는 신재생발전과 집단에너지를 포함한 분산형 전원 발전량을 2030년까지 총 120.9TWh 추가할 것으로 계획되어 있다. 이러한 분산형 전원의 발전량은 전체 발전량의 18.4%를 차지할 것으로 예상된다. 송전선로 건설을 최소화하는 40MW 이하의 소규모 전원, 500MW 이하의 수요지 전원이 분산형 전원으로 정의되어 있다. 분산형 전원 확대는 발전원별 설비용량 계획에 이미 반영되어 있기 때문에 별도의 온실가스 감축 잠재량을 추정하지 않았다.

〈표 3-34〉 분산형 전원 보급 계획

구분		'17년	'22년	'26년	'30년	'31년	
분산형 발전량 (TWh)	신재생(사업용)	12.2	27.3	41.8	59.3	61.8 (9.4%)	
	자가용	신재생	13.9	14.9	15.9	17.1	17.1 (2.6%)
		상용자가	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3 (1.1%)
	집단에너지 (구역전기 포함)	31.0	37.3	37.3	37.3	37.3 (5.6%)	
	합계	64.4	86.7	102.2	120.9	123.4	
분산형 비중		11.2%	13.8%	15.7%	18.4%	18.7%	

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획(2017-2031), 2017.12.29., p.48

#### 4. 정유산업의 온실가스 감축수단

정유산업의 온실가스 감축수단은 상압정유설비와 감압정유설비 및 접촉개질설비의 에너지 효율 향상 기술 도입 등, 모두 에너지 효율을 향상시키는 기술적인 수단을 도입하는 것으로 설정했다.

상압정제공정에는 열회수를 향상시키는 기술, side reboiler를 설치하여 에너지 소비량을 감소시키는 기술, 열교환망을 도입하여 에너지 소비량을 감소시키는 기술, heavy gas oil에서 발생하는 폐열을 회수하여 활용하는 기술, 열교환기의 재배열을 통해 에너지 소비량을 감소

시키는 수단을 도입하는 것으로 설정했다. 감압증류공정에는 고성능 기술을 도입하여 에너지 효율을 향상시키고, 증기회수 기술을 도입하여 에너지 효율을 향상시키는 기술을 설정했다. 접촉개질설비에는 환류가스 양을 줄이고, 공정을 최적화하는 기술을 도입하는 것을 온실가스 감축수단으로 설정했다.

〈표 3-35〉 정유산업의 온실가스 감축수단

정유산업		세부 감축기술
에너지 효율 향상	상압정유설비	열회수 향상 기술, side reboiler 설치 열교환망 설계, heavy gas oil의 폐열회수 열교환기의 재배열
	감압정유설비	고성능 기술 도입 증기 회수 기술
	접촉개질설비	환류가스 규모 감소 기술 공정 최적화 기술

### 제3절 전환부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석

#### 1. 전력산업의 온실가스 감축 잠재량

##### 가. 전력산업 감축수단 도입의 온실가스 배출량

전력산업 기준안의 온실가스 배출량은 2015년의 230,436천CO<sub>2</sub>톤에서 2050년에는 388,839천CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 2050년의 배출량은 2015년 대비 68.7% 증가할 전망이다.

전력 수요관리(전력수요를 기준 수요 대비 2030년에 23.8%, 2050년에 28.8% 감축)의 2050년 온실가스 배출량은 273,731천CO<sub>2</sub>톤에 이

르러 2015년 대비 18.8% 증가할 전망이다. 바이오 혼소발전(2030년에 유연탄발전량의 3.6% 도입)의 2050년 배출량은 265,851천CO<sub>2</sub>톤으로서 2015년 배출량 대비 15.4% 증가할 것으로 전망된다.

고효율 LNG 복합화력발전(2018년 이후에 10,431MW 도입)의 2050년 온실가스 배출량은 270,149천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2015년 배출량 대비 17.2% 높은 수준에 이를 것으로 전망된다. 유연탄화력발전설비(11,000MW)에 retrofit을 도입할 경우의 2050년 배출량은 267,303천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2015년 대비 16.0% 증가하고, 송배전 손실 축소(2030년 이후 현재 대비 10% 축소)의 2050년 배출량은 271,962천CO<sub>2</sub>톤으로서 2015년 대비 18.0% 높은 수준에 달할 전망이다.

고효율 유연탄화력발전소(USC)(2018년 이후에 7,260MW 도입)의 2050년 배출량은 267,427천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2015년 대비 16.1% 높은 수준에 이를 전망이다. 폐기물 혼소발전(2030년에 유연탄 화력발전의 0.48%까지 확대)의 2050년 온실가스 배출량은 272,664천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2015년 대비 18.2% 증가할 전망이다.

국가 감축목표(NDC) 달성을 위한 신재생 발전 도입(2030년에 발전량의 22.8%, 2050년에 38.2%)의 2050년 온실가스 배출량은 240,236천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2015년 배출량 대비 4.3% 높은 수준에 달할 전망이다. 2℃ 온도상승에 부합하는 신재생 발전 도입(2030년에 발전량의 40%, 2050년에 60%)의 2050년 배출량은 152,133천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2015년 배출량 대비 34.0% 낮은 수준에 달할 전망이다. 1.5℃ 온도상승에 부합하는 신재생 발전 도입(2030년에 발전량의 58%, 2050년 81%)의 2050년 온실가스 배출량은 60,826천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2015년 배출량 대비 73.6% 낮은 수준에 이를 전망이다.

〈표 3-36〉 발전부문의 감축수단별 온실가스 배출량 전망

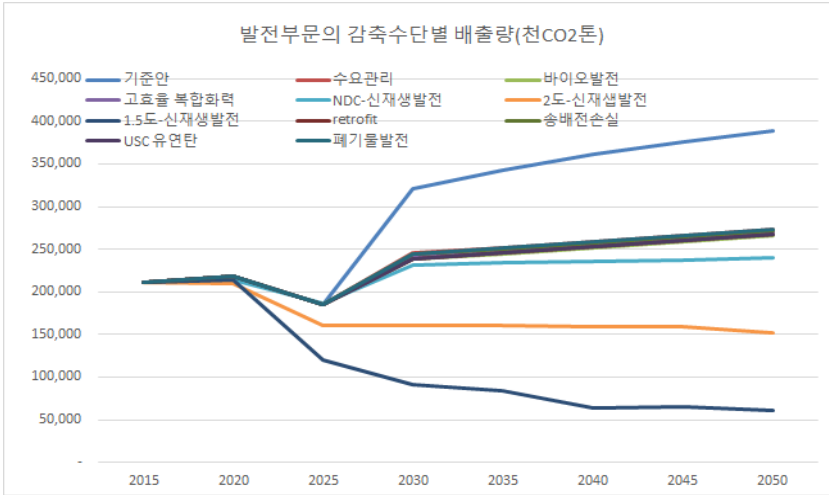
(단위 : 천CO<sub>2</sub>톤)

	2015	2020	2030	2040	2050	증감율
기준안	230,436	218,966	320,461	361,032	388,839	68.7%
수요관리		218,540	245,466	259,444	273,731	18.8%
바이오발전		218,540	238,420	251,991	265,851	15.4%
고효율 복합화력		218,540	241,884	255,862	270,149	17.2%
NDC-신재생		214,765	232,039	236,129	240,236	4.3%
2℃-신재생		210,134	160,792	159,680	152,133	-34.0%
1.5℃-신재생		214,280	90,736	64,173	60,826	-73.6%
retrofit		218,540	239,038	253,016	267,303	16.0%
송배전손실		218,540	243,882	257,771	271,962	18.0%
USC 유연탄		218,540	239,163	253,140	267,427	16.1%
폐기물발전		218,540	244,513	258,435	272,664	18.2%

발전부문의 온실가스 감축 시나리오별 온실가스 배출량을 그림으로 나타내면 다음과 같다. 신재생발전을 도입하는 경우를 제외한 나머지 감축수단의 2050년 온실가스 배출량은 2015년 대비 25-30% 증가한 수준에 이를 것으로 전망된다. 2030년 국가 온실가스 감축목표를 연장하는 수준에서 신재생발전을 도입해도 2050년의 온실가스 배출량은 2015년 대비 낮아지지 않을 전망이다. 그러나 지구온도 2℃ 온도상승에 부합되는 신재생발전 도입 방안과 1.5℃ 상승에 필요한 신재생발전 도입 방안과 부합되는 경우의 2050년 온실가스 배출량은 2015년 배출량 대비 낮아질 것으로 전망된다. 따라서 전력산업의 2050년 온실가스 배출량을 기준년도(2015년) 대비 낮은 수준으로 유지하기 위해서는 2050년의 신재생발전량 비중을 45% 이상 확대시켜야 할 것으로 예상된다.

[그림 3-10] 발전부문 감축수단별 온실가스 배출량 전망

(단위 : 천CO<sub>2</sub>톤)



#### 나. 전력산업의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량

분석모형을 사용하여 발전부문의 온실가스 감축 수단별 온실가스 감축 잠재량을 분석했다. 분석기간(2015-2050년)에 수요관리를 통해 연평균 50,441천CO<sub>2</sub>톤을 감축할 수 있으며, 이러한 감축규모는 국가 전체의 2015-2050년 연평균 온실가스 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤) 대비 7.5% 감축률에 해당된다. 수요관리를 제외한 모든 감축수단의 감축 잠재량은 수요관리가 시행된 경우를 전제한 감축량으로 설정했다<sup>28)</sup>.

28) 본 연구의 분석모형이 제8차 전력수급기본계획의 기준수요에 입각해서 설정되어야 하지만 자료 제약으로 인해 제2차 에너지기본계획을 기준으로 설정되어 있다. 제2차 에너지기본계획의 기준 전력수요가 제8차 전력수급기본계획의 기준 전력수요에 비해 높게 설정되어 있으므로 제2차 에너지기본계획의 기준 전력수요와 제8차 전력수급기본계획의 목표수요 차이를 수요관리로 설정했다. 수요관리를 제외한 모든 감축수단의 현실성을 반영하기 위해 수요관리가 달성된

바이오 혼소발전 확대를 통해 연간 3,729천CO<sub>2</sub>톤을 감축할 수 있으며, 이는 수요관리가 도입된 이후의 연평균 국가 온실가스 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤) 대비 0.6%의 감축률에 해당된다. 고효율 LNG복합 화력발전의 도입을 통해 연평균 1,791천CO<sub>2</sub>톤의 온실가스를 감축할 수 있으며, 이는 기준 배출량 대비 0.3%의 감축에 해당된다.

유연탄화력발전소 대부분을 retrofit할 경우 온실가스 감축량은 3,214천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 국가 배출량의 0.5%를 감축할 수 있을 것으로 나타났다. 송배전 손실을 10% 개선할 경우 온실가스 감축량은 0.1% 감축률에 해당된 873천CO<sub>2</sub>톤으로 나타났다. 2018년 이후에 도입될 고효율 유연탄화력발전(USC)과 2030년 이후에 도입될 유연탄화력발전소를 모두 초초임계 발전기술로 도입할 경우 온실가스 감축량은 3,152천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 감축률은 0.5%에 달할 것으로 분석된다. 폐기물 혼소발전을 유연탄 화력발전량의 0.48%로 유지할 경우 온실가스 감축량은 505천CO<sub>2</sub>톤으로서 감축률은 0.1%에 해당된다.

국가감축목표(NDC) 배출 경로에 부합되도록 신재생에너지 발전량을 발전량 대비 2030년에 22.8%, 2050년에 38.2%까지 확대하는 경우 온실가스 배출량은 12,315천CO<sub>2</sub>톤 감축될 것으로 분석된다. 이 경우 국가 온실가스 배출량 대비 온실가스 감축률은 1.8%에 해당된다. 2℃ 상승 배출 경로에 부합되도록 신재생발전량 비중을 2030년에 40%, 2050년에 60%로 확대하는 경우, 국가 배출량 대비 8.3%의 감축에 해당되는 55,680천CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석되었다. 1.5℃ 상승에 부합되도록 신재생 발전량을 2030년에 전체 발전량의 58%, 2050년에 81%까지 확대할 경우, 온실가스 감축량은 연평균 103,196천CO<sub>2</sub>톤에 이르고, 감축률은 15.4%에 달할 것으로 분석되었다<sup>29)</sup>.

---

이후의 온실가스 감축이 이루어진 경우를 상정한 것이다.

따라서 발전부문의 온실가스 감축은 신재생발전 확대가 가장 큰 잠재량을 갖고 있는 것으로 나타났으며, 신재생발전을 제외한 나머지 감축수단의 감축 잠재량은 크지 않을 것으로 확인되었다.

〈표 3-37〉 전력산업의 감축수단별 감축 잠재량(2015-2050년 평균)

감축수단	감축량(천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률(%)
수요관리	-50,441	-7.5%
바이오발전	-3,729	-0.6%
고효율 복합발전	-1,791	-0.3%
NDC 신재생	-12,315	-1.8%
2℃ 신재생	-55,680	-8.3%
1.5℃ 신재생	-103,196	-15.4%
retrofit	-3,214	-0.5%
송배전손실	-873	-0.1%
고효율 USC 발전	-3,152	-0.5%
폐기물발전	-505	-0.1%

주: 수요관리는 기준 배출량 대비 감축량과 감축률을 나타낸 반면, 수요관리를 제외한 모든 감축수단은 수요관리 대비 추가적인 감축 잠재량과 감축률을 나타낸 것임

#### 다. 전력산업의 누적 온실가스 감축 잠재량

감축수단별 온실가스 감축 잠재량을 누적 감축 잠재량으로 표현하면 분석기간(2015-2050년)의 연평균 감축 잠재량은 166,901천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 2015-2050년 기간 국가 연평균 온실가스 배출량의 25.0%에 이를 것으로 나타났다.

29) 3가지 신재생발전 도입 확대의 온실가스 감축 잠재량은 상호 배타적인 것으로 설정했다.



## 2. 전력산업의 온실가스 감축 비용

발전부문의 온실가스 감축 수단별 2015-2050년 연평균 온실가스 감축비용은 전력 수요관리의 경우에 최저  $-\$69/\text{CO}_2$ 톤에서 신재생발전을 가장 많이 도입하는 경우에 최고  $\$84/\text{CO}_2$ 톤에 이를 것으로 분석되었다.

기준안 대비 수요관리를 도입할 경우의 온실가스 감축비용은 약  $-\$69/\text{CO}_2$ 톤으로 추정되는데, 이는 2015년의 전력 평균 판매비용(111.5원/KWh, 백만 $\$27.4/\text{PJ}$ )을 수요관리 비용으로 적용한 가정에서 나타난 결과로 해석된다. 2050년의 경우에 기준 전력수요 대비 28.8%를 수요관리를 통해 감축할 경우에 전력수요 감소로 인해 전력 생산량이 감소하고 이는 결국 전력산업 전체의 비용 감소로 연결될 수 있다는 점을 말해주고 있다<sup>30)</sup>.

송배전 손실을 개선하는 경우의 온실가스 감축비용은  $-\$69/\text{CO}_2$ 톤으로 추정되었다. 송전망 투자에 대한 비용 자료가 없기 때문에 수요관리와 같이 전력 평균 판매비용을 송배전 개선 투자비용으로 사용한 가정에서 나타난 결과로 해석된다. 이러한 비용 자료를 해결하기 위한

---

30) 수요관리에 의한 전력수요 감소(-28.8%)로 인해 분석기간(2015-2050년)에 발전비용은  $\$1,798,010$ 백만 감소한 반면, 수요관리에 소요될 비용은 소비부문의 전력수요 감소(-8,828PJ)에 전력 평균 판매비용을 적용하면  $\$241,799$ 백만으로 추정된다. 대규모 발전비용 감소에 비해 소폭의 수요관리 비용으로 인해 수요관리의 온실가스 감축비용이 마이너스로 도출된 것으로 해석된다. 수요관리의 감축비용을 추정하는 대안적인 방법은 기준안의 경우와 수요관리의 경우의 발전부문 투자비 축소에 따른 비용 감소를 수요관리 비용으로 설정하는 것이다. 발전기업 으로서는 수요관리가 없을 경우에 실시해야 할 투자 부담을 수요관리를 통해 회피할 수 있기 때문에 기회비용의 차원에서 투자비 감소를 수요관리의 비용으로 설정하는 것으로 가정하는 경우이다. 이러한 경우 수요관리의 온실가스 감축비용은 본 분석에서 제시된 마이너스 비용보다 축소될 것으로 예상된다.

대안은 수요관리의 경우와 같이 전력 생산량 감소에 따른 발전부문의 전력 생산비용 축소를 비용으로 설정하는 방안이다.

폐기물 혼소발전을 도입하는 경우 온실가스 감축비용은  $-\$68/\text{CO}_2$ 톤으로 분석되었는데 이는 폐기물의 연료비용을 감안하지 않았기 때문에 낮게 나타난 것으로 풀이된다. 폐기물 연료비용을 감안하면 마이너스 감축비용이 축소될 것으로 예상되지만 감축비용이 양의 수준으로 변경될 가능성은 높지 않을 것으로 예상된다.

바이오 혼소발전을 확대하는 경우의 온실가스 감축비용은  $-\$64/\text{CO}_2$ 톤으로 추정되었다. 바이오 연료의 비용이 없는 것으로 가정했기 때문에 감축비용이 마이너스 비용으로 나타난 결과로 해석된다. 바이오연료의 비용이 확보되면 바이오 혼소발전의 감축비용은 상승될 것으로 예상된다.

고효율의 유연탄화력발전(USC)을 도입하는 경우 아임계 유연탄 화력발전(SC)에 비해 투자비가 높은 수준임에도 불구하고 온실가스 감축비용은 예상과 달리  $-\$60/\text{CO}_2$ 톤으로 분석되었다. 고효율 유연탄 화력발전기술의 온실가스 감축비용이 음의 수준으로 나타난 요인은 기준안에서 추가되는 유연탄 화력발전설비가 모두 고효율 초초임계 발전기술(USC)로 설정이 되어 있기 때문인 것으로 추정된다. 따라서 추가적으로 고효율 발전기술이 도입되어도 투자비 상승은 크지 않은 반면, 발전효율 개선에 따른 발전량 감소로 인해 모든 발전시설의 투자비와 운영비 및 고정비용이 감소하기 때문에 비용이 하락한 것으로 해석된다. 추가적인 요인은 소비부문의 전력소비 감소에 따른 비용축소로 추정된다.

1990년대에 건설된 모든 유연탄화력발전소에 retrofit을 실시할 경우 온실가스 감축비용은  $-\$60/\text{CO}_2$ 톤에 이를 것으로 분석되었다. 효율향

상이 소폭에 그치는 데 반해 투자비는 높은 수준임에도 불구하고 온실가스 감축비용이 마이너스 수준으로 나타난 것은 연료비용 감소폭이 더 크게 나타난 것으로 해석된다. 발전부문의 전력 생산 감소로 인해 소비부문의 전력소비 감소에 따른 비용축소까지 포함된 것도 마이너스 비용 도출의 한 요인으로 해석된다.

고효율 LNG 복합화력발전을 도입할 경우의 온실가스 감축비용은  $-\$55/\text{CO}_2$ 톤에 이를 것으로 분석되었다. 고효율 LNG 복합화력발전의 투자비가 높음에도 불구하고 발전효율이 기존 복합화력발전에 비해 크게 향상되기 때문에 효율향상에 의한 비용 감소가 더 크게 나타난 것으로 해석된다. 또한 발전부문의 전력 생산 감소로 인해 소비부문의 전력소비 감소에 따른 비용축소까지 포함되었기 때문에 마이너스 비용이 도출된 것으로 해석된다.

신재생 발전량을 확대하는 경우의 온실가스 감축비용은 최저  $\$15/\text{CO}_2$ 톤에서 최고  $\$84/\text{CO}_2$ 톤으로 분석되었다. 신재생 발전량을 2030년 국가 감축목표 연장 수준으로 확대하는 경우(NRW3020)의 온실가스 감축비용은 가장 낮은  $\$15/\text{CO}_2$ 톤으로 나타났다. 신재생 발전량을 더욱 확대하여  $2^\circ\text{C}$  상승과 부합되는 수준으로 확대할 경우(NRW3040)의 온실가스 감축비용은  $\$65/\text{CO}_2$ 톤으로 분석되었다. 신재생 발전량을 더욱 확대하여  $1.5^\circ\text{C}$  상승 시나리오에 부합되는 수준으로 확대할 경우(NRW3058) 온실가스 감축비용은  $\$84/\text{CO}_2$ 톤으로 분석되었다. 신재생발전량 확대에는 전력망 안정을 위한 비용은 반영되지 않았기 때문에 이를 반영하면 감축비용은 추가적으로 상승할 가능성이 높다.

〈표 3-38〉 전력산업의 감축수단별 온실가스 감축비용(2015-2050년)

감축수단	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
수요관리	-50,441	-0.069
송배전손실	-873	-0.069
폐기물발전	-505	-0.068
바이오발전	-3,729	-0.064
USC 유연탄	-3,152	-0.060
retrofit	-3,214	-0.060
고효율 복합발전	-1,791	-0.055
NDC-신재생발전	-12,315	0.015
2℃-신재생발전	-55,680	0.065
1.5℃-신재생발전	-103,196	0.084

신재생에너지의 발전비용이 빠른 속도로 하락하고 있는 추이를 감안하면, 신재생 발전 확대에 따른 온실가스 한계 감축비용은 시간이 지나면서 하락할 것으로 예상된다. 이러한 예상은 향후 태양광발전과 풍력발전의 균등화 발전원가가 경제적 타당성을 확보할 것이라는 전망을 뒷받침해주고 있다.

〈표 3-39〉 태양광발전의 균등화 발전원가(LCOE) 전망

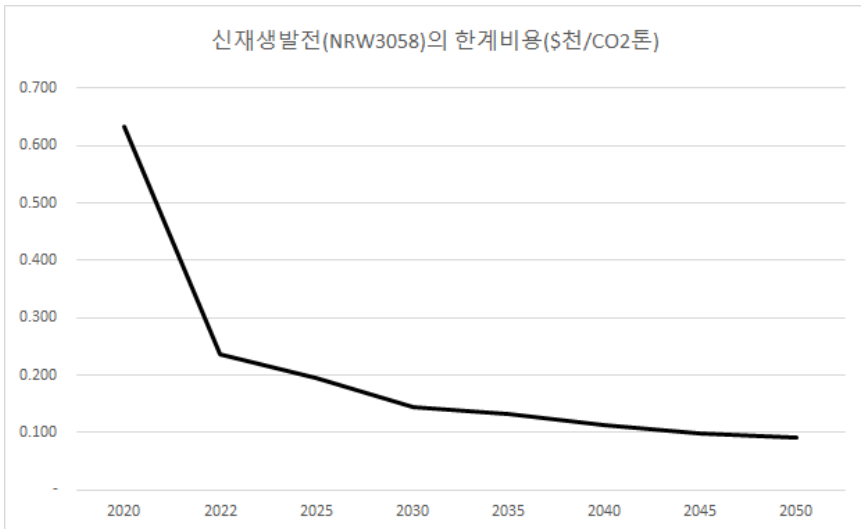
구분	IRENA	BNEF NEO	OECD/IEA	에너지경제연구원	현대경제연구원
대상	세계 가중평균	우리나라	세계 평균	우리나라	우리나라
시점	'15년 ⇨ '25년	'17년 ⇨ '30년	'15년 ⇨ '30년	'16년 ⇨ '24년	'16년 ⇨ '30년
하락률	59% ↓	66% ↓	41~50% ↓	36% ↓	31% ↓

자료 : 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12.29. p.13

2030년에 신재생발전량을 발전량의 58%를 도입하고 발전량 비중을 점차 확대하여 2050년에는 발전량의 81%를 신재생발전으로 도입할 경우(NRW3058) 온실가스 한계감축비용은 그림에서 보는 바와 같이

시간이 지날수록 빠르게 하락하는 것으로 분석되었다. 온실가스 한계 감축비용은 2020년대에 \$634/CO2톤에서 빠르게 하락하기 시작하여 2050년에는 \$91/CO2톤에 이를 것으로 분석되었다. 이러한 결과는 신재생발전의 투자비용이 시간이 지날수록 낮아지도록 모형에 입력된 요인에서 기인된 결과이다.

[그림 3-11] 전력산업 신재생발전 도입(NRW3058)의 온실가스 한계감축비용 추이(2020-2050년, \$천/CO<sub>2</sub>톤)



### 3. 전력산업 온실가스 감축의 비용 효과성 분석

전력산업의 감축수단별 온실가스 감축비용을 감축비용 순서로 나열하고, 감축수단별 온실가스 누적 감축 잠재량을 감축비용 순서에 의해 계산하면 발전부문의 비용 효과적인 온실가스 감축 수단을 분석할 수 있다.

온실가스 감축비용이 가장 낮은 수요관리에 의한 감축비용은  $-\$69/\text{CO}_2$ 톤이며, 온실가스 감축 잠재량은 50,441천 $\text{CO}_2$ 톤으로서, 분석기간(2015-2050년)의 국가 전체 연평균 배출량(668,122천 $\text{CO}_2$ 환산톤)의 7.5% 감축에 해당되는 수준이다. 다음으로 송배전 손실 축소에 의한 온실가스 감축 비용은  $-\$69/\text{CO}_2$ 톤, 감축 잠재량은 873천 $\text{CO}_2$ 톤이며, 수요관리와 송배전 손실 개선의 감축 잠재량을 합계한 감축 잠재량은 51,315천 $\text{CO}_2$ 톤에 이르며, 이는 국가 전체 배출량의 7.7% 감축에 해당되는 수준이다.

폐기물 혼소발전의 경우에는 감축비용이  $-\$68/\text{CO}_2$ 톤, 감축 잠재량은 505천 $\text{CO}_2$ 톤으로서, 폐기물 혼소발전의 감축 잠재량까지 포함하면 전체 감축 잠재량은 51,819천 $\text{CO}_2$ 톤으로서 감축률은 7.8%에 이를 것으로 분석된다. 바이오 혼소발전의 감축비용은  $-\$64/\text{CO}_2$ 톤, 감축 잠재량은 3,729천 $\text{CO}_2$ 톤으로서, 바이오 혼소발전까지 포함하면 전체 감축 잠재량은 55,548천 $\text{CO}_2$ 톤이며 국가 전체 배출량 대비 감축률은 8.3%에 해당된다.

고효율 유연탄 화력발전(USC) 도입에 의한 온실가스 감축비용은  $-\$60/\text{CO}_2$ 톤, 감축 잠재량은 3,152천 $\text{CO}_2$ 톤으로서 발전부문 전체의 온실가스 감축 잠재량은 59,700천 $\text{CO}_2$ 톤이며 감축률은 8.8%에 이른 것으로 나타났다.

유연탄 화력발전에 retrofit를 도입하면 감축비용은  $-\$5/\text{CO}_2$ 톤, 감축 잠재량은 3,214천 $\text{CO}_2$ 톤으로서 전체 감축 잠재량은 61,914천 $\text{CO}_2$ 톤, 감축률은 9.3%에 이를 것으로 분석되었다. 여기에 고효율 LNG복합발전을 도입하면 감축비용은  $-\$55/\text{CO}_2$ 톤, 감축 잠재량은 1,791천 $\text{CO}_2$ 톤으로서 전체 감축 잠재량은 63,705천 $\text{CO}_2$ 톤, 감축률은 9.5%에 이를 것으로 분석되었다.

발전부문의 온실가스 감축비용이 마이너스인 감축수단은 신재생발전  
전을 제외한 모든 수단인 수요관리, 송배전손실 개선, 폐기물 혼소발  
전 확대, 바이오 혼소발전 확대, 고효율 USC 발전, 유연탄화력발전소  
의 retrofit 도입, 고효율 LNG 복합화력발전 도입으로 나타났다. 이들  
감축수단의 전체 온실가스 감축 잠재량은 2015-2050년 기간에 국가  
전체 배출량의 9.3%에 이를 것으로 분석되었다.

신재생발전을 국가 감축목표 연장 수준으로 확대할 경우  
(NRW3020)에는 감축비용이 \$15/CO<sub>2</sub>톤, 감축량은 12,315천CO<sub>2</sub>톤이  
며, 본 감축량을 추가하면 전체 온실가스 감축량은 76,020천CO<sub>2</sub>톤에  
이르러 국가 전체 배출량의 11.4%에 해당하는 규모로 확대될 것으로  
분석된다. 신재생발전을 2℃ 온도상승 달성 수준으로 확대(NRW3040)  
하면 온실가스 감축비용은 \$65/CO<sub>2</sub>톤이며, 감축 잠재량은 55,680천  
CO<sub>2</sub>톤으로서, 전체 온실가스 감축 잠재량은 119,385천CO<sub>2</sub>톤으로 확  
대되어 국가 전체 배출량의 17.9% 감축률에 이를 것으로 나타났다.  
신재생발전을 가장 많은 1.5℃ 온도상승에 부합되는 수준으로 도입을  
확대할 경우(NRW3058)에 감축비용은 \$84/CO<sub>2</sub>톤, 감축 잠재량은  
103,196천CO<sub>2</sub>톤으로서, 발전부문 전체의 온실가스 감축량은 166,901  
천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 감축률이 25.0%로 상승할 것으로 분석된다.

이와 같이 발전부문에서 활용 가능한 감축 수단을 동원하여 온실가  
스를 감축할 경우 국가 전체 배출량의 25.0%인 166,901천CO<sub>2</sub>톤까지  
감축 가능하며, 이 경우 전력산업의 온실가스 한계감축비용은 \$84/CO<sub>2</sub>  
톤에 이를 것으로 분석되었다.

〈표 3-40〉 전력산업의 비용 효과적인 온실가스 감축(2015-2050년)

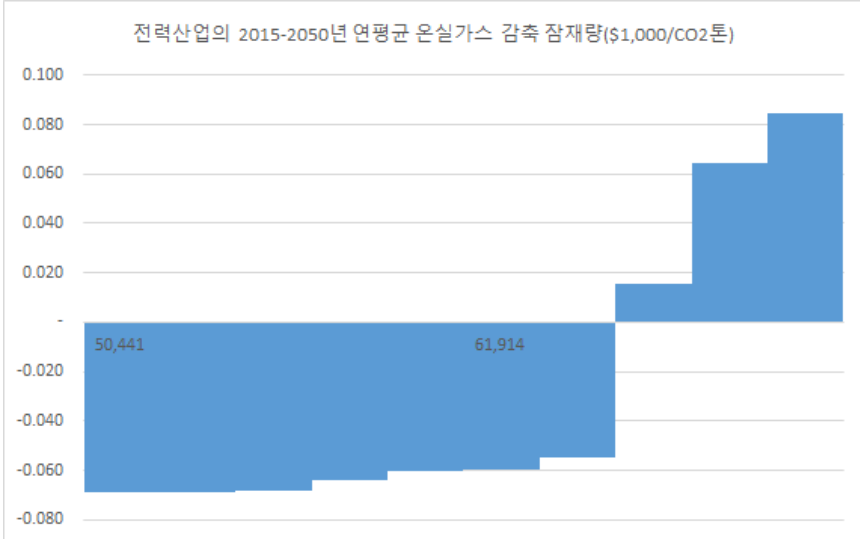
	감축 기술별		연간 누적		감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	
수요관리	-50,441	-7.5%	-50,441	-7.5%	-0.069
송배전손실	-873	-0.1%	-51,315	-7.7%	-0.069
폐기물발전	-505	-0.1%	-51,819	-7.8%	-0.068
바이오발전	-3,729	-0.6%	-55,548	-8.3%	-0.064
USC 유연탄	-3,125	-0.5%	-59,700	-8.8%	-0.060
retrofit	-3,214	-0.5%	-61,914	-9.3%	-0.060
고효율 복합발전	-1,791	-0.3%	-63,705	-9.5%	-0.055
NDC-신재생발전	-12,315	-1.0*	-76,020	-11.4%	0.015
2℃-신재생발전	-55,680	-8.3%	-119,385	-17.9%	0.065
1.5℃-신재생발전	-103,196	-15.4%	-166,901	-25.0%	0.084
소계			-166,901	-25.0%	0.084

발전부문의 온실가스 한계감축비용(MAC)을 그림으로 나타내면 다음과 같다. 감축비용이 마이너스 비용인 감축수단은 수요관리, 송배전 손실 개선, 폐기물 혼소발전 확대, 바이오 혼소발전 확대, USC 발전 기술 도입, 고효율 복합화력 발전소 도입, retrofit 도입 등 6가지 수단이다. 신재생발전을 확대하는 경우에는 감축비용이 양의 수준으로 전환될 것으로 나타났다.

본 분석모형은 경제주체가 완벽하게 필요한 정보를 갖고 있으며 합리적으로 행동한다는 가정에 입각하고 있다. 현실적으로 이러한 온실가스 감축수단이 도입될 가능성은 전력산업이 이러한 감축수단을 인지하지 못하거나 인지했어도 정부의 규제나 다른 요인에 의해서 온실가스 감축수단을 도입하지 않는 경우이다. 본 연구에서는 이러한 시장 실패 요인까지 감안한 분석은 이루어지지 않았다.



[그림 3-12] 전력산업의 온실가스 한계감축비용  
(2015-2050년 평균, 천/CO<sub>2</sub>톤, \$천/CO<sub>2</sub>톤)



#### 4. 정유산업의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용

정유산업의 온실가스 감축수단으로 설정했던 모든 기술의 감축 잠재량이 나타나지 않은 관계로 4개의 기술만 감축 잠재량이 나타날 것으로 분석되었다. 정유산업 4개 감축기술의 감축수단별 온실가스 감축량은 비교적 많은 것으로 나타났다.

접촉개질설비의 환류가스 축소기술은 821천CO<sub>2</sub>톤의 감축량을 나타내어 감축률은 국가 배출량 대비 0.1%에 달할 것으로 나타났다. 상압 정제설비에 적용될 side reboiler 도입과 열회수 기술의 온실가스 감축량은 각각 국가 배출량의 3.4%에 해당되는 22,677천CO<sub>2</sub>톤과 22,653천CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석되었다. 접촉개질설비의 공정최적화 기술

의 온실가스 감축 잠재량 규모는 국가 배출량 대비 2.7%에 해당되는 17,819천CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 나타났다.

정유산업의 온실가스 감축비용은 접촉개질설비의 환류가스 감소기술이 가장 낮은 약 -\$20,000/CO<sub>2</sub>톤으로 나타났으며, 상압정제설비의 side reboiler 도입과 열회수 기술의 감축비용은 각각 -\$15,103/CO<sub>2</sub>톤, -\$15,095/CO<sub>2</sub>톤으로 나타났다. 접촉개질설비의 공정 최적화 기술 감축비용은 -\$6,547/CO<sub>2</sub>톤으로 나타났다. 정유산업의 온실가스 감축수단은 모두 마이너스 감축비용을 나타낼 것으로 분석되었다.

〈표 3-41〉 정유산업의 비용 효과적 온실가스 감축(2015~2050년)

	수단별 감축량		누적 감축량		감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	
접촉개질설비 (환류가스 감소)	-821	-0.1%	-821	-0.1%	-20.000
상압설비 (reboiler 설치)	-22,677	-3.4%	-23.498	-3.5%	-15.103
상압설비 (열회수 향상)	-22,653	-3.4%	-46,151	-6.9%	-15.095
접촉개질설비 (공정 최적화)	-17,819	-2.7%	-63,970	-17.1%	-6.547

## 5. 전환부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용

전력산업의 온실가스 감축수단, 전력산업에서 신재생발전을 제외한 모든 감축수단의 감축비용이 모두 마이너스 수준이고, 정유산업의 온실가스 감축비용이 전력산업의 온실가스 감축비용보다 낮은 수준으로 나타났다. 따라서 정유산업과 전력산업의 온실가스 감축수단을 포함하면, 총 감축 잠재량은 127,675천CO<sub>2</sub>톤, 감축비용은 -\$55/CO<sub>2</sub>톤, 감

축률은 19.1%로 분석되었다.

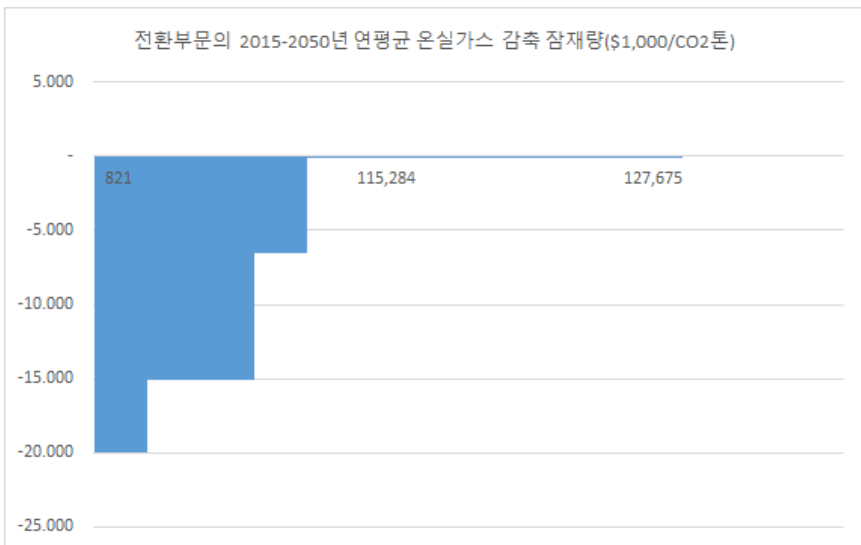
여기에 추가적으로 전력산업에 신재생발전량을 국가 감축목표 연장 수준으로 도입할 경우(NRW3020) 전환부문 전체의 온실가스 감축 잠재량은 139,990천CO<sub>2</sub>톤, 감축률은 2015-2050년 국가 연평균 온실가스 배출량의 21.0%, 감축비용은 \$15/CO<sub>2</sub>톤으로 분석되었다. 신재생 발전을 2℃ 이내 온도상승 수준으로 확대할 경우(NRW3040) 온실가스 감축 잠재량은 183,355천CO<sub>2</sub>톤, 감축률은 27.4%, 감축비용은 \$65/CO<sub>2</sub>톤으로 나타났다. 1.5℃ 지구온도 상승에 해당하는 수준으로 신재생 발전을 확대할 경우(NRW3058) 감축 잠재량은 230,870천CO<sub>2</sub>톤, 감축률은 34.6%, 감축비용은 \$84/CO<sub>2</sub>톤으로 분석되었다.

〈표 3-42〉 전환부문의 비용 효과적 온실가스 감축(2015-2050년)

	감축 수단별 감축량		누적 감축량		감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	
정유산업					
개질설비	-821	-0.1%	-821	-0.1%	-20.000
상압설비	-22,677	-3.4%	-23,498	-3.5%	-15.103
상압설비	-22,653	-3.4%	-46,151	-6.9%	-15.095
개질설비	-17,819	-2.7%	-63,970	-17.1%	-6.547
전력산업					
수요관리	-50,441	-7.5%	-114,411	-17.1%	-0.069
송배전손실	-873	-0.1%	-115,284	-17.3%	-0.069
폐기물발전	-505	-0.1%	-115,789	-17.3%	-0.068
바이오발전	-3,729	-0.6%	-119,518	-17.9%	-0.064
USC 유연탄	-3,125	-0.5%	-122,670	-18.4%	-0.060
retrofit	-3,214	-0.5%	-125,884	-18.8%	-0.060
고효율 복합발전	-1,791	-0.3%	-127,675	-19.1%	-0.055
NDC-신재생발전	-12,315	-1.0*	-139,990	-21.0%	0.015
2℃-신재생발전	-55,680	-8.3%	-183,355	-27.4%	0.065
1.5℃-신재생발전	-103,196	-15.4%	-230,870	-34.6%	0.084

전환부문의 온실가스 감축 잠재량을 그림으로 나타내면 다음과 같다. 감축비용이 마이너스인 감축수단은 대부분 정유산업의 감축수단과 전력산업에서는 신재생발전을 제외한 감축수단이 해당된다. 이러한 감축 잠재량 및 감축비용은 전환부문의 온실가스 감축이 비용 효과적이라는 점을 말해주고 있다.

[그림 3-13] 전환부문의 온실가스 한계감축비용  
(2015-2050년 평균, 천/CO<sub>2</sub>톤, \$천/CO<sub>2</sub>톤)



## 제4장 산업부문의 온실가스 감축 잠재량 분석

### 제1절 산업부문 기준 에너지 시스템 설정

#### 1. 산업부문 에너지 시스템

산업부문의 에너지 시스템은 광업, 자동차제작산업, 시멘트산업, 도자기산업, 유리산업, 제지산업, 철강산업, 석유화학산업, 디스플레이산업, 전기전자산업, 기계장비산업, 비철금속산업, 조선산업, 반도체산업, 섬유산업 등 15개 업종으로 구성했다<sup>31)</sup>.

자동차제작산업은 승용차와 화물차 등 완성차를 생산하는 산업으로서 구체적인 기술은 7개 생산공정으로 구분했다. 시멘트산업은 비금속산업의 일부로서 석회석을 소성하여 시멘트를 제작하는 산업으로서 석회석 채광에서 시멘트 포장까지 12개의 공정으로 세분화했다. 제지산업은 펄프와 고지를 사용하여 6가지 종류의 종이제품을 생산하는 산업으로서 종이제품별 6개 공정으로 구분했다.

철강산업은 철광석을 원료로 사용하여 조강 및 철강제품을 생산하는 산업으로서 코크스 오븐공정에서 열처리공정까지 12개 공정으로 구분했다. 광업은 무연탄 채굴, 석회석 채굴, 석회 소성 등 3개의 공정으로 구분했으며, 도자기산업은 원료칭량에서 제품 포장까지 9개의 공정으로 구성했다. 유리산업은 병유리공정과 판유리 공정으로 구분했으며, 병유리 제조는 원료 저장공정에서 제품 포장까지 10개 공정

31) 정유산업은 제조업으로 분류되지만 에너지경제 측면에서는 전환부문으로 분류하는 것이 합리적이다.

으로, 판유리 제조는 원료혼합공정에서 제품 포장까지 8개 공정으로 구분했다.

디스플레이산업은 LCD 제조공정, OLED 제조공정, PDP제조공정 등 3개의 공정으로 단순화하여 설정했다. 전기전자산업은 PCB 제조 공정에서 가스 절연기 제조까지 총 6개 공정으로 구분했다. 기계산업은 가열로와 열처리로 등 크게 2개의 공정으로 설정했으며, 비철금속 산업은 아연제조에서 기타제품 제조공정까지 모두 6개의 공정으로 설정했다. 조선산업은 단순화하여 1개의 공정으로 구분하고, 반도체 제조산업은 웨이퍼 제조공정에서 증착공정까지 4개의 공정으로 구분했으며, 섬유산업은 폴리에스테르 중합공정에서 DMT 제조까지 모두 11개의 공정으로 구분했다.

석유화학산업은 나프타를 분해하여 6가지 기초화학제품을 생산하고 이를 바탕으로 다양한 제품을 생산하는 산업으로서 납사분해공정에서 합성제품공정까지 6개 공정으로 구분했다.

〈표 4-1〉 산업부문의 에너지 시스템

산업	세부 공정 및 기술
자동차제작	7개 공정 : 프레스, 차체, 도장, 의장, 엔진, 변속기, 소재
시멘트	12개 공정 : 석회석 채광, 석회석 분쇄, 석회석 혼합, 혼합물 분쇄, 클링커 소성
제지	6개 공정 : 골판지, 백판지, 신문지, 티슈, 인쇄용지, 크래프트지
철강	12개 공정 : 코크스오븐, 소결, 고로, 전로, 연속주조, 핫코일, 핫롤러, 와이어, 바롤러, 냉연간, 아연강, 열처리
광업	3개 공정 : 무연탄, 석회석 채굴, 석회 소성
도자기	9개 공정 : 원료칭량, 분쇄, 스프레이드라이어, 성형, 성형품 이송, 건조, 시유, 소성, 포장
유리	병유리 : 10개 공정(원료저장, 분쇄, 칭량, 원료혼합, 원료공급, 용해, 청징, 성형, 서냉열, 포장) 판유리 : 8개 공정(원료혼합, 원료공급, 용해, 청징, 성형, 서냉열, 절단, 포장)
디스플레이	3개 공정 : LCD, OLED, PDP 제조
전기전자	6개 공정 : PCB, 전자제조, 캐패시티 제조, 기타 제품 제조, 가스절연체-1, 가스절연체-2
기계	2개 공정 : 가열로, 열처리로
비철금속	6개 공정 : 아연제련, 연제련, 동제련, 알루미늄 주조, 알루미늄 압연, 기타 제품
조선	1개 공정 : 강선건조공정
반도체	4개 공정 : 웨이퍼 제조, 웨이퍼 가공, 식각, 증착
섬유	11개 공정 : PE, NF, PET-F, PET-SF, AN, 연사제조, 직물염색, AN, Caprolactam, PX, DMT
석유화학	6개 공정 : NCC, 중간원료, 합성수지, 합성원료, 합성고무, 기타제품

## 2. 산업부문 에너지 시스템 구성 요소

산업부문의 에너지 시스템 구성요소는 기준에너지 시스템을 구성하고 있는 요소로서, 수요, 재화, 에너지, 기술로 구성되어 있다.

〈표 4-2〉 산업부문의 에너지 시스템 구성 요소

구성 요소		에너지 종류	
수요		자동차(차종별 자동차 생산량 합계) 시멘트(포틀랜드 및 슬래그 시멘트 생산량) 철강(전로강 및 전기로강 생산량) 제지(6개 종이제품 생산량 합계) 석유화학(6가지 기초유분 생산량 합계) 광업(무연탄, 석회소성량) 도자기(타일, 벽돌, 내화물질) 디스플레이(LCD, OLED) 유리(판유리, 병유리) 비철금속(다양한 제품) 반도체(웨이퍼 면적) 섬유(다양한 제품 합계) 전기전자(부가가치) 기계(기계제품) 조선(에너지소비량)	
	재화	에너지	1차 에너지(유연탄, 무연탄, LNG, 신재생), 전환에너지(전력, 석유제품, 도시가스, 열)
		물질	석회석 등 업종별 다양한 물질
		오염물질	온실가스(CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O)
	에너지 흐름	투입	1차에너지 및 전환 에너지
		산출	부생 에너지(BFG, COG 등), 제품 생산량
	기술		업종별 공정 및 기술

### 가. 산업부문의 수요 및 재화

수요는 산업부문의 각 업종이 생산하는 제품으로 정의했다. 자동차 제작산업의 최종 수요는 차종별 자동차 생산량을 합계한 수치로 정의했으며, 시멘트산업의 최종 수요는 포틀랜드 시멘트와 슬래그 시멘트의 생산량 합계를 사용했다. 철강산업의 최종수요는 전로강과 전기로강의 조강 생산량 합계를 사용했으며, 제지산업의 최종수요는 6개 종이제품별 생산량 합계를 사용했다. 석유화학산업의 최종 수요는 6개 기초유분 제품의 생산량 합계를 사용했다<sup>32)</sup>. 광업의 수요는 무연탄



국내 생산량 및 석회 소성량의 합계를, 도자기는 타일과 벽돌 및 기타 내화물 생산량의 합계를 수요로 설정했다. 디스플레이산업의 수요는 LCD와 OLED의 생산량 합계로 설정했고, 유리산업은 판유리와 병유리 및 유리섬유의 생산량 합계를 수요로 설정했으며, 비철금속산업은 다양한 제품의 생산량 합계를 수요로 설정했다. 반도체산업은 웨이퍼 생산면적을 수요로 설정했고, 섬유산업은 다양한 섬유 제품의 생산량 합계를 수요로 설정했다.

재화는 에너지, 물질, 오염물질로 구분되는데, 에너지는 산업부문에 투입되는 1차 에너지와 전환부문에서 생산된 에너지로 구분했다. 1차 에너지에는 석탄(유연탄, 무연탄), LNG, 신재생에너지가 사용되고 있으며, 전환에너지에는 석유 제품(중유, 휘발유, 경유 등), 도시가스, 전력, 열이 사용되고 있다.

물질은 시멘트산업에서 사용되는 석회석 등 각 업종에서 사용되는 다양한 물질이 있으며, 오염물질은 3가지 종류의 온실가스(CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)이다. 에너지 흐름은 각 업종별 투입 에너지, 산출 에너지, 제품으로 구분했는데, 투입 에너지는 1차 에너지와 전환에너지이며, 산출은 다양한 부생에너지(BFG, COG 등)와 각종 제품들로 정의했다. 기술은 각 업종에서 적용되고 다양한 공정과 기술을 의미한다.

#### 나. 산업부문 기술의 경제적 특성 및 기술적 특성

산업부문의 기술은 업종에 따라서 경제적 특성과 기술적 특성이 매우 다양하게 나타나고 있다. 다음 표에서는 모든 업종의 기술을 나타내지 못하기 때문에 경제적 특성을 범위로 나타내고 있다. 투자비와

---

32) 6개 제품의 생산량과 대표제품인 에틸렌 생산량은 밀접한 상관관계가 있기 때문(노동윤, 2017)에 분석모형에서는 에틸렌 생산량을 최종수요로 설정했다.

고정·운영비는 표시되는 단위가 상이하기 때문에 상호 비교하기 어려운 특징을 지니고 있다. 분석모형의 기술 수명은 대부분 30년, 가동률은 100%로 설정했다. 각 산업은 공정으로 구성되어 있으며, 공정에는 대표적인 기술이 하나씩 설정되어 있다. 각 업종에서 온실가스 감축수단으로 설정된 신기술의 종류도 표시해 놓았다.

〈표 4-3〉 산업부문 기술의 경제적 특성 및 기술적 특성

업종	공정	기술		경제적 특성(\$/톤)	
		기존기술	신기술	투자비	고정운영비
자동차	7	7	5	86-1,826	10.3-219.2
시멘트	12	12	8	9.2-42.2	0.05-0.09
철강	12	12	10	5.1-40.8	0.06-0.1
제지	6	6	5	19-27	0.1-0.9
석유화학	6	6	8	179-8,007	20-28
광업	3	3	2	135-141	16.9
도자기	9	9	3	2.2-51.5	0.04-3.8
디스플레이	3	3	9	83-1,960	0.09-2.19
유리	18	18	24	1.9-3.3	0.06-0.1
비철금속	6	6	5	68-3,584	8.2-430
반도체	4	4	8	22-195	0.2-15
섬유	11	11	5	4-462	2.8-98
전기전자	6	6	4	15-3,027	6-1,182
기계	2	2	3	115-304	0.9-60
조선	1	1	5	756.5	90.8

### 3. 산업부문 기준안의 최종 수요 설정

산업부문의 기준안은 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 분석하는 기준이 되는 시나리오이다.

분석기간(2015-2050년)의 산업부문 각 업종별 제품 생산량 전망치를 모형에 입력해야 하지만 2050년까지의 제품별 생산량 전망 자료를

확보하기가 어려운 실정이다. 따라서 제3차 에너지기본계획에서 사용한 업종별 부가가치 상승률을 기준년도의 업종별 제품 생산량에 적용하여 업종별 제품 생산량 전망치를 추정했다.

자동차 생산량은 지속적으로 증가할 것으로 설정했으며, 시멘트 생산량은 감소할 것으로 설정했다. 조강 생산량은 소폭 증가할 것이며, 종이제품 생산량은 감소하고, 기초유분 생산량도 감소할 것으로 설정했다. 비철금속산업과 섬유산업의 제품 생산량은 2050년까지 2015년 생산량 대비 감소할 것으로 설정했으며, 도자기산업, 디스플레이산업, 유리산업, 반도체산업의 제품 생산량은 증가할 것으로 설정했다. 특히 반도체산업의 웨이퍼 생산량은 업종에서 가장 빠른 속도로 증가할 것으로 설정했다. 이러한 최종수요는 모두 외생적으로 모형에 입력되는 자료이다.

〈표 4-4〉 산업부문 기준년의 업종별 최종 수요 설정

업종	2015	2020	2030	2040	2050	증감율
자동차 생산량(백만대)	4.56	5.29	6.53	7.36	7.97	74.9%
시멘트 생산량(백만톤)	52.04	48.76	45.87	45.42	44.66	-14.2%
조강 생산량(백만톤)	74.12	77.93	90.06	88.70	80.43	8.5%
종이 생산량(백만톤)	12.54	12.10	12.30	12.20	12.20	-2.7%
도자기 생산량(백만톤)	3.57	4.31	5.04	5.01	4.57	+28.1%
디스플레이생산량(백만m <sup>2</sup> )	105.7	118.0	148.0	178.0	198.0	+87.2%
유리 생산량(백만톤)	1.12	1.47	1.71	1.71	1.56	+39.2%
비철금속 생산량(백만톤)	6.10	5.74	4.39	3.30	2.48	-59.4%
반도체 생산량(백만m <sup>2</sup> )	2.50	3.79	5.12	6.30	6.70	+168%
섬유 생산량(백만톤)	5.55	5.56	5.54	5.40	5.20	-6.3%
기초유분 생산량(백만톤)	29.49	31.40	28.65	21.93	15.25	-48.3%

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

## 제2절 산업부문의 온실가스 감축수단

산업부문의 온실가스 감축수단은 크게 신기술 도입, 연료전환, 원료 전환, 에너지 효율향상으로 구분했다. 온실가스 감축수단으로는 에너지 효율향상 기술이 가장 많으며, 다음으로는 신기술 도입이 많은 수준이다. 원료전환과 연료전환이 적용되는 산업은 많지 않은데, 이는 원료전환과 연료전환을 통한 온실가스 감축기회가 소진된 것으로 풀이된다.

〈표 4-5〉 산업부문의 온실가스 감축수단

	신기술 도입	연료전환	원료전환	에너지 효율 향상
자동차산업	O	O	X	O
시멘트산업	O	O	O	O
철강산업	O	O	O	O
제지산업	O	O	O	O
광업	X	X	X	O
도자기	O	X	X	O
유리	O	X	X	O
디스플레이	O	X	X	O
전기전자	O	X	X	O
반도체	X	X	X	O
기계	O	X	X	O
섬유	O	O	X	O
비철금속	O	X	O	O
조선	X	O	X	O
석유화학산업	O	O	X	X

### 1. 산업부문의 신기술 도입

신기술은 산업부문의 대부분 업종에서 도입되고 있는 감축수단이다. 신기술은 제품 품질 향상, 부가가치 제고 등 다양한 요인으로 도입되

며, 부수적으로 에너지 효율 향상에 기여하기도 한다.

자동차산업에서는 주로 도장공정에 신기술이 도입될 것으로 상정했는데, 직화식 건조설비(Fired Drying), Booth 설비 개조기술(Booth Remodeling), 건조 배기부분 재순환기술(Drying Exhaust Recycling), 도장공정 단축기술, 선도장 강판기술(Pre-Coasted Metal Process)을 감축기술로 설정했다. 시멘트산업에서는 분리 하소기(seperate line calciner), 수직 롤러밀(enhanced vertical roller mill), 공정관리 사일로(flow control cilo)를 설정했다. 석유화학산업에서는 나프타분해공정과 부탄공정에서 새로운 기술을 도입하는 것으로 가정했다. 제지산업에서는 크라프트지 제조공정에서 1개의 신기술, 백판지 제조공정에 1개의 신기술, 골판지 제조공정에 2개의 신기술, 티슈 제조공정에서 1개의 신기술이 도입될 것으로 가정했다. 철강산업에서는 고로공정과 전기로 공정에 각각 1개의 신기술, 압연공정에 1개의 신기술이 도입될 것으로 가정했다. 이외에 다양한 산업에서 다양한 기술이 도입될 것으로 설정했다.

〈표 4-6〉 산업부문의 업종별 신기술 도입

업종	세부 신기술
자동차	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 직화식 건조설비(Fired Drying)</li> <li>. booth 설비 개조기술(Booth Remodeling)</li> <li>. 건조 배기부분 재순환기술(Drying Exhaust Recycling)</li> <li>. 도장공정 단축기술</li> <li>. 선도장 강판기술(Pre-Coasted Metal Process)</li> </ul>
시멘트	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 분리 하소기(seperate line calciner)</li> <li>. 수직 롤러밀(enhanced vertical roller mill)</li> <li>. 공정관리 사일로(flow control cilo)</li> </ul>
철강	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 고로공정</li> <li>. 전기로 공정</li> <li>. 압연공정</li> </ul>
제지	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 크라프트지 제조공정</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 백판지 제조공정</li> <li>. 골판지 제조공정</li> <li>. 티슈 제조제조</li> </ul>
광업	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 스쿠류 압축기 효율개선 기술</li> <li>. 고효율 원심펌프 도입</li> </ul>
도자기	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 경량 고온 도자기 도입</li> <li>. 하이브리드 가스 마이크로파 연소기술</li> <li>. 고효율 터널 가마 도입</li> </ul>
유리	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 일체형 파유리 예열 시스템</li> <li>. 순산소 유리 용해로</li> </ul>
디스플레이	<ul style="list-style-type: none"> <li>. LCD 식각기술</li> </ul>
전기전자	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 가스절연기 제조기술</li> </ul>
기계	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 가열로 열처리 기술</li> </ul>
비철금속	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 축열식 알루미늄 용해</li> </ul>
조선	-
반도체	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 연소처리 기술</li> </ul>
섬유	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 마이크로파 염색기술</li> <li>. 고효율 진공 분사.탈수기술</li> </ul>
석유화학	<ul style="list-style-type: none"> <li>. NCC 공정의 신기술 도입</li> <li>. 부탄고정의 신기술 도입</li> </ul>

## 2. 산업부문의 연료전환

산업부문에서는 2010년대에 화석연료가 전력으로 빠르게 전환되고 있지만, 추가적인 전환 잠재량은 아직 남아 있다고 할 수 있다. 2015년의 경우 산업부문의 전체 에너지 소비량(135,713천TOE)에서 전력과 신재생을 제외한 화석연료 소비량은 104,741천TOE로서 전체 소비량의 77.2%를 차지하고 있다. 연료전환이 어려운 철강산업의 유연탄(원료용) 소비(25,727천TOE), 석유화학산업의 납사 소비량(50,355천TOE)을 제외하면 화석연료 소비량은 28,659천TOE로서 산업부문 전체 에너지 소비량의 21.1%에 이르고 있으며, 이는 결국 연료전환의 잠재적 대상이 될 수 있다는 점을 말해주고 있다.

〈표 4-7〉 산업부문의 2015년 에너지 소비량

(단위 : 천TOE)

	석탄	석유	가스	전력	신재생	계
산업부문	34,177	62,156	8,081	22,844	8,126	135,385
농림어업	-	1,467	3	1,259	-	2,729
광업	-	67	-	140	-	207
제조업	30,310	58,106	8,077	21,446	-	117,938
(음식.담배)	33	81	687	902	-	1,702
(섬유.의복)	-	92	357	998	-	1,447
(목재.나무)	-	6	59	164	-	228
(펄프.인쇄)	-	34	230	854	-	1,118
(석유.화학)	257	55,112	1,622	4,787	-	61,778
(비금속)	2,864	540	534	1,034	-	4,972
(1차금속)	25,727	106	1,548	3,182	-	30,582
(비철금속)	324	31	341	791	-	1,486
(조립금속)	-	332	1,739	8,481	-	10,553
(기타제조)	1,105	960	942	253	-	3,259
(기타에너지)	-	813	-	-	-	813
건설업	-	2,516	1	-	-	2,517

자료 : 에너지경제연구원, 에너지통계연보, 2018

자동차산업에서는 전력이 에너지 소비의 대부분을 차지하고 있으며, 화석연료는 자동차 연료용으로 사용되고 있는 휘발유, 경유, LPG를 제외하면 LNG가 사용되고 있으며, 장기적으로는 이를 전력으로 대체할 수 있는 잠재력이 있다고 할 수 있다. 시멘트산업에서는 킬른용 유연탄 소비를 기타 에너지(폐타이어)로 대체하는데, 2020년에 유연탄 소비의 5%, 2025년에는 10%, 2030년 이후에는 15%를 대체하는 방안을 설정했다. 철강산업에서는 공정에서 발생되고 있는 부생에너지를 대부분 활용하고 있기 때문에 연료전환의 가능성은 낮지만, 고로용 유연탄 소비를 폐플라스틱으로 대체하는 방안이 오래전부터 논의되어 왔기 때문에 이를 장기적인 감축수단으로 포함될 필요가 있다.

제지산업에서는 그동안 중유 소비를 재생에너지로 대부분 대체했기

때문에 연료전환의 잠재량은 크지 않지만 스팀 생산용 연료를 LNG로 전환하는 방안을 포함했으며, 장기적으로는 스팀을 전력으로 대체하는 방안도 고려할 수 있을 것이다. 석유화학산업에서는 BTX공정에 사용되는 중유 소비를 2020년부터 LNG로 대체하는 방안을 설정했다.

〈표 4-8〉 산업부문의 연료전환

업종	연료전환
자동차	. LNG 소비를 전력으로 대체
시멘트	. 킬른용 유연탄을 기타 에너지(폐플라스틱)로 대체(2020년 5%, 2025년 10%, 2030년 이후 15%)
철강	. 고로용 유연탄 소비를 폐플라스틱으로 대체
제지	. 스팀 생산용 연료를 LNG로 전환
석유화학	. BTX공정의 중유를 2020년부터 LNG로 대체

### 3. 산업부문의 원료전환

자동차산업에서는 원료를 대체할 가능성이 낮은 것으로 파악되고 있다. 시멘트산업에서는 혼합재의 혼합비율 증대와 슬래그 시멘트 비중 증대를 고려했다. 시멘트 혼합재에 대한 규정이 2013년 12월에 개정되어 혼합재의 혼합비율이 이전의 5%에서 10%로 상향 조정되었다. 따라서 2020년부터는 혼합재의 혼합비율을 5%p 향상시키는 방안을 고려했으며, 슬래그 시멘트의 비중은 2020년부터 현재 대비 5%p 증대시키는 방안을 고려했다. 철강산업에서는 수소환원제철 기술을 도입하면 환원용으로 사용되고 있는 유연탄 소비를 감축시킬 수 있기 때문에 수소환원제철 기술의 도입 방안을 설정했다. 제지산업에서는 펄프 대신 고지를 활용하는 방안을 고려할 필요가 있는데 현재 고지의 재활용 비율이 높기 때문에 추가적인 활용 잠재량은 크지 않을 것으로 예상된다.



〈표 4-9〉 산업부문의 원료전환

업종	연료전환
시멘트	. 2020년부터는 혼합재의 혼합비율을 5%p 향상 . 2020년부터 슬래그 시멘트 비중을 5%p 증대
철강	. 수소환원제철 기술 도입
제지	. 스티프 생산용 연료를 LNG로 전환
비철금속	. 조산아 아연 재활용 기술

#### 4. 산업부문의 에너지 효율향상

산업부문의 온실가스 감축수단은 대부분 에너지 효율 향상에 해당하는 기술들이기 때문에 대부분의 업종에서 에너지 효율 향상 기술을 통해서 온실가스를 감축하는 것으로 설정했다.

자동차산업의 효율 향상은 신기술 도입을 통한 에너지 효율 향상이 있으며 추가적으로는 CHP를 도입하는 방안도 고려할 필요가 있다. 시멘트산업에서는 킬른의 배열을 이용하여 열병합발전(CHP)을 운영하는 방안을 설정했는데, 2030년에 50MW의 열병합발전을 도입하는 것으로 설정했다.

철강산업에서는 일관제철 소결광 냉각기의 고온 배가스를 회수하여 활용하는 방안(소결광 1톤당 0.25GJ 회수 가능), 일관제철 적열 코크스의 건식냉각 공정에서 폐열을 회수하여 활용하는 방안(코크스 1톤당 0.5톤의 고압스티(95kgf/cm<sup>2</sup>), 일관제철 고로 노정압발전(TRT)을 도입하는 방안(고로 상부의 가스(BFG) 압력을 회수하여 전력을 생산, 용선 1톤당 15-39KWh 전력 생산 가능), 일관제철 전로의 폐열회수 활용 방안(1,200도의 전로가스(LDG)의 현열을 회수, 용강 1톤당 0.1-0.3GJ의 에너지 회수 가능), 전기로 스크랩에 예열장치를 도입하는 방안(전기로의 고온 배가스를 이용하여 스크랩을 예열하면 용강 1

톤당 100KWh까지 절감 가능), 전기로 배가스 사후연소 폐열 활용하는 방안(배가스에 산소를 주입하여 발생한 연소가스로 래들이나 스크랩을 가열하면 전력을 6-11% 절감 가능), 철강공정에서 배출되는 중저온(200-400도)의 폐열을 회수하여 전력생산에 활용하는 방안을 고려할 필요가 있다.<sup>33)</sup>

제지산업에서는 2020년부터 20MW의 열병합발전(CHP)를 도입하는 것으로 설정했다. 석유화학산업에서는 신기술 도입을 통한 효율 향상 이외의 별도의 수단은 없는 것으로 파악되었다. 이외에도 다양한 산업에서 다양한 에너지 효율향상 기술을 도입하는 방안을 설정했다.

---

33) 지속가능경영원, 온실가스 효율 전략 중간보고(2018.10.30.)에서 인용

〈표 4-10〉 산업부문의 에너지 효율 향상

업종	효율 향상 수단
자동차	. CHP 도입 검토
시멘트	. 2030년에 50MW의 열병합발전 도입
철강	. 일관제철 소결광 냉각기의 고온 배가스 회수 . 일관제철 적열 코크스의 건식냉각 공정 폐열 회수 . 일관제철 고로 노정압발전(TRT) 도입 . 일관제철 전로의 폐열회수 활용 . 전기로 스크랩 예열장치 도입 . 전기로 배가스 사후연소 폐열 활용 . 철강공정의 중저온(200-400도) 폐열 회수.활용
제지	. 2020년부터 20MW의 열병합발전(CHP) 도입
광업	. 스쿠류 압축기 효율개선 기술 . 고효율 원심펌프 도입 등 2개의 효율향상 기술
도자기	. 경량 고온 도자기 도입 . 하이브리드 가스 마이크로파 연소기술 . 고효율 터널 가마 도입
유리	. 일체형 파유리 예열 시스템 . 순산소 유리 용해로
디스플레이	. 2개의 효율향상 기술과 8개의 LCD 식각공정 후처리 기술
전기전자	. 3개의 효율향상 기술과 2개의 후처리 기술
기계	. 가열로 열처리 기술 등 3개 효율향상 기술
비철금속	. 4개의 효율 향상 기술
조선	. 4개의 효율향상 기술
반도체	. 7개의 효율향상 기술과 8개의 식각공정의 후처리 기술
섬유	. 6개의 효율향상 기술
석유화학	. 납사분해공정에서 접촉분해를 통한 에틸렌 생산 . 납사분해공정의 경질 올레핀 선택성 흡착제 및 분리공정

### 제3절 산업부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석

#### 1. 산업부문의 온실가스 감축 잠재량

##### 가. 산업부문 기준안의 온실가스 배출량

산업부문 기준안의 온실가스 배출량은 2015년의 188,417천CO<sub>2</sub>톤에서 2050년에는 208,536천CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 2050년의 배출량은 2015년 대비 10.7% 증가할 것으로 전망된다.

〈표 4-11〉 산업부문 기준안의 온실가스 배출량 전망

(단위 : 천CO<sub>2</sub>톤)

	2015	2020	2030	2040	2050	증감율
산업부문	188,417	220,625	238,432	228,985	208,536	10.7%

##### 나. 산업부문의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량

산업부문에서는 총 69개의 온실가스 감축수단을 분석대상으로 설정하고 분석모형을 사용하여 감축수단별 온실가스 감축 잠재량을 분석했다. 분석기간인 2015-2050년에 감축수단을 모두 활용할 경우 감축 잠재량은 연평균 37,096천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 에너지부문 전체 연평균 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤) 대비 5.6%를 감축할 수 있을 것으로 분석되었다. 이러한 감축 잠재량은 모든 감축수단이 상호 배타적이라는 전제에서 이루어진 것이기 때문에 감축수단의 중복 감축효과를 제외하면 현실적인 감축 잠재량은 분석된 수준보다 낮을 것으로 예상된다.

개별 감축수단별 온실가스 감축 잠재량은 유리산업과 디스플레이산업에서 비교적 높게 나타난 반면 에너지다소비업종인 철강산업과 제

지산업 및 석유화학산업에서는 낮게 나타났다. 에너지 다소비 산업의 온실가스 감축 잠재량이 낮은 것은 감축 잠재량이 소진된 요인이 작용한 것으로 보인다.

〈표 4-12〉 산업부문의 감축수단별 연평균 온실가스 감축량 및 감축률(2015-2050년 평균)

부문	기술명	기술별 감축량	
		감축량(천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률
산업부문	자동차효율-1	-	0.0%
산업부문	자동차효율-2	- 15	0.0%
산업부문	자동차효율-3	- 101	0.0%
산업부문	자동차효율-4	- 8	0.0%
산업부문	자동차효율-5	- 10	0.0%
산업부문	자동차도장-1	- 8	0.0%
산업부문	자동차도장-2	- 0	0.0%
산업부문	자동차도장-3	- 5	0.0%
산업부문	자동차도장-4	- 2	0.0%
산업부문	자동차도장-5	- 4	0.0%
산업부문	시멘트-원료1	- 503	-0.1%
산업부문	시멘트-신기술1	- 0	0.0%
산업부문	시멘트-원료2	- 0	0.0%
산업부문	시멘트-신기술2	- 123	0.0%
산업부문	시멘트-신기술3	- 232	0.0%
산업부문	시멘트-소성1	- 411	-0.1%
산업부문	시멘트-소성2	- 62	0.0%
산업부문	시멘트-소성3	- 209	0.0%
산업부문	시멘트-소성4	- 30	0.0%
산업부문	시멘트-소성5	- 0	0.0%
산업부문	시멘트-소성6	- 14	0.0%
산업부문	도자기-신기술1	- 14	0.0%
산업부문	도자기-신기술2	- 143	0.0%
산업부문	도자기-신기술3	- 301	0.0%
산업부문	디스플레이-LCD1	- 8	0.0%

산업부문	디스플레이-LCD2	- 2,042	-0.3%
산업부문	디스플레이-LCD3	- 31	0.0%
산업부문	디스플레이-LCD4	- 5	0.0%
산업부문	디스플레이-LCD5	- 96	0.0%
산업부문	디스플레이-LCD6	- 2,224	-0.3%
산업부문	디스플레이-LCD7	- 231	0.0%
산업부문	디스플레이-LCD7	- 447	-0.1%
산업부문	전기전자-PCB1	- 2	0.0%
산업부문	전기전자-PCB2	- 815	-0.1%
산업부문	전기전자-PCB3	- 50	0.0%
산업부문	유리-용융1	- 13	0.0%
산업부문	유리-판유리10	- 62	0.0%
산업부문	유리-판유리11	- 77	0.0%
산업부문	유리-병유리1	- 1	0.0%
산업부문	유리-병유리2	- 251	0.0%
산업부문	유리-판유리1	- 3,633	-0.5%
산업부문	유리-판유리2	- 2,178	-0.3%
산업부문	유리-판유리3	- 572	-0.1%
산업부문	유리-판유리4	- 32	0.0%
산업부문	유리-판유리5	- 62	0.0%
산업부문	유리-판유리6	- 4,111	-0.6%
산업부문	유리-판유리7	- 4,102	-0.6%
산업부문	유리-판유리8	- 4,104	-0.6%
산업부문	유리-판유리9	- 4,146	-0.6%
산업부문	철강-코크스1	- 4,075	-0.6%
산업부문	철강-코크스2	- 15	0.0%
산업부문	철강-코크스3	- 2	0.0%
산업부문	철강-고로1	- 122	0.0%
산업부문	철강-전로1	- 198	0.0%
산업부문	철강-전로2	- 228	0.0%
산업부문	기계-가열로1	- 243	0.0%
산업부문	기계-가열로2	- 565	-0.1%
산업부문	기계-가열로3	- 0	0.0%
산업부문	광업-채굴1	- 96	0.0%

산업부문	광업-채굴2	- 2	0.0%
산업부문	비철-아연1	0	0.0%
산업부문	비철-동1	- 57	0.0%
산업부문	비철-알루미늄1	- 2	0.0%

## 2. 산업부문의 온실가스 감축 비용

### 가. 감축수단별 온실가스 감축 비용

산업부문 69개 온실가스 감축수단별 온실가스 감축비용을 추정하면 감축수단별 온실가스 감축비용은 최저 -\$2,000/CO<sub>2</sub>톤, 최고 \$2,000/CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석되었다.

〈표 4-13〉 산업부문의 감축수단별 온실가스 감축비용(2015-2050년 평균)

부문	기술명	누적 감축량		감축비용 (\$천/CO <sub>2</sub> 톤)
		감축량(천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률	
산업부문	자동차효율-1	-	0.0%	- 2.000
산업부문	자동차효율-2	- 15	0.0%	- 1.865
산업부문	자동차효율-3	- 115	0.0%	- 1.060
산업부문	자동차효율-4	- 123	0.0%	- 0.367
산업부문	자동차효율-5	- 133	0.0%	- 0.076
산업부문	자동차도장-1	- 141	0.0%	- 0.076
산업부문	자동차도장-2	- 141	0.0%	- 0.074
산업부문	자동차도장-3	- 146	0.0%	- 0.073
산업부문	자동차도장-4	- 147	0.0%	- 0.073
산업부문	자동차도장-5	- 152	0.0%	- 0.073
산업부문	시멘트-원료1	- 655	- 0.1%	- 0.070
산업부문	시멘트-신기술1	- 655	- 0.1%	- 0.069
산업부문	시멘트-원료2	- 655	- 0.1%	- 0.069
산업부문	시멘트-신기술2	- 778	- 0.1%	- 0.068
산업부문	시멘트-신기술3	- 1,010	- 0.2%	- 0.067
산업부문	시멘트-소성1	- 1,421	- 0.2%	- 0.067
산업부문	시멘트-소성2	- 1,483	- 0.2%	- 0.066

산업부문	시멘트-소성3	- 1,692	- 0.3%	- 0.065
산업부문	시멘트-소성4	- 1,722	- 0.3%	- 0.063
산업부문	시멘트-소성5	- 1,722	- 0.3%	- 0.061
산업부문	시멘트-소성6	- 1,736	- 0.3%	- 0.060
산업부문	도자기-신기술1	- 1,750	- 0.3%	- 0.060
산업부문	도자기-신기술2	- 1,893	- 0.3%	- 0.059
산업부문	도자기-신기술3	- 2,193	- 0.3%	- 0.054
산업부문	디스플레이-LCD1	- 2,201	- 0.3%	- 0.051
산업부문	디스플레이-LCD2	- 4,243	- 0.6%	- 0.042
산업부문	디스플레이-LCD3	- 4,274	- 0.6%	- 0.042
산업부문	디스플레이-LCD4	- 4,280	- 0.6%	- 0.041
산업부문	디스플레이-LCD5	- 4,376	- 0.7%	- 0.040
산업부문	디스플레이-LCD6	- 6,601	- 1.0%	- 0.025
산업부문	디스플레이-LCD7	- 6,832	- 1.0%	- 0.022
산업부문	디스플레이-LCD7	- 7,279	- 1.1%	- 0.007
산업부문	전기전자-PCB1	- 7,281	- 1.1%	- 0.006
산업부문	전기전자-PCB2	- 8,096	- 1.2%	- 0.004
산업부문	전기전자-PCB3	- 8,146	- 1.2%	- 0.001
산업부문	유리-용융1	- 8,159	- 1.2%	- 0.000
산업부문	유리-판유리10	- 8,221	- 1.2%	- 0.000
산업부문	유리-판유리11	- 8,298	- 1.2%	- 0.000
산업부문	유리-병유리1	- 8,300	- 1.2%	-
산업부문	유리-병유리2	- 8,551	- 1.3%	0.000
산업부문	유리-판유리1	- 12,184	- 1.8%	0.000
산업부문	유리-판유리2	- 14,362	- 2.1%	0.000
산업부문	유리-판유리3	- 14,934	- 2.2%	0.002
산업부문	유리-판유리4	- 14,966	- 2.2%	0.004
산업부문	유리-판유리5	- 15,028	- 2.2%	0.006
산업부문	유리-판유리6	- 19,140	- 2.9%	0.007
산업부문	유리-판유리7	- 23,242	- 3.5%	0.007
산업부문	유리-판유리8	- 27,346	- 4.1%	0.009
산업부문	유리-판유리9	- 31,492	- 4.7%	0.009
산업부문	철강-코크스1	- 35,566	- 5.3%	0.009
산업부문	철강-코크스2	- 35,582	- 5.3%	0.011
산업부문	철강-코크스3	- 35,583	- 5.3%	0.024
산업부문	철강-고로1	- 35,706	- 5.3%	0.029
산업부문	철강-전로1	- 35,904	- 5.4%	0.039
산업부문	철강-전로2	- 36,132	- 5.4%	0.060
산업부문	기계-가열로1	- 36,374	- 5.4%	0.100
산업부문	기계-가열로2	- 36,939	- 5.5%	0.124



산업부문	기계-가열로3	- 36,939	- 5.5%	0.242
산업부문	광업-채굴1	- 37,035	- 5.5%	0.290
산업부문	광업-채굴2	- 37,037	- 5.5%	0.667
산업부문	비철-아연1	- 37,037	- 5.5%	1.258
산업부문	비철-동1	- 37,094	- 5.6%	1.952
산업부문	비철-알루미늄1	- 37,096	- 5.6%	2.000

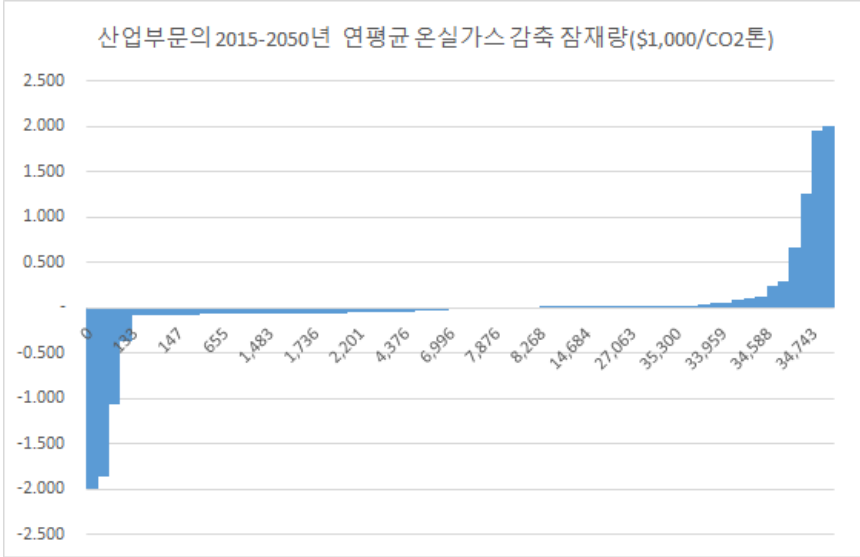
### 3. 산업부문의 온실가스 감축 비용 효과성 분석

산업부문 69개 감축수단의 감축수단별 온실가스 감축비용을 온실가스 감축비용 순서로 나열하고, 감축수단별 온실가스 감축 잠재량의 누적 감축 잠재량을 계산하면 산업부문의 비용 효과적인 온실가스 감축 수단을 분석할 수 있다.

온실가스 감축비용이 가장 낮은 감축수단의 감축비용은  $-\$1,865/\text{CO}_2$  톤, 온실가스 감축 잠재량은 15천 $\text{CO}_2$ 톤에 이를 것으로 분석되었다. 감축비용이 가장 높은 감축수단의 감축비용은  $\$2,000/\text{CO}_2$  톤이며, 감축 잠재량은 2천 $\text{CO}_2$ 톤으로 나타났다. 69개 감축수단의 전체 감축 잠재량은 37,076천 $\text{CO}_2$ 톤으로서 국가 에너지부문 전체 연평균 온실가스 배출량(688,122천 $\text{CO}_2$ 톤)의 5.6%에 이를 것으로 분석되었다.

산업부문의 온실가스 한계감축비용(MAC)을 그림으로 나타내면 다음 그림과 같다.

[그림 4-1] 산업부문의 온실가스 한계감축비용 곡선  
(2015-2050년 평균, \$천/CO<sub>2</sub>톤)



## 제5장 수송부문의 온실가스 감축 잠재량 분석

### 제1절 수송부문 기준 에너지 시스템 설정

#### 1. 수송부문 에너지 시스템

수송부문을 도로교통, 철도교통, 해운교통, 항공교통으로 구분하고, 하위 수송부문별 수송수단을 구분했다. 수송수단별로 사업형태에 따라 사업용과 비사업용으로 구분하고, 수송대상에 따라 수송수단별 승객수송과 화물수송으로 구분했다.

도로교통의 수송수단을 승용차, 버스, 화물차, 렌터카로 구분하고, 각 수송수단을 사업용과 비사업용으로 구분했으며, 승용차와 버스는 승객수송, 화물차는 화물수송, 렌터카는 승객수송을 담당하는 것으로 구분했다. 철도교통의 수송수단을 고속열차, 지하철, 철도로 구분하고, 고속열차와 지하철은 승객수송에, 철도는 승객수송과 화물수송을 담당하는 것으로 구분했으며, 철도교통은 모두 사업용으로 분류했다. 해운교통의 수송수단은 선박이며, 국내 승객수송과 국내 화물수송으로 구분했으며, 모두 사업용으로 구분했다. 항공교통의 수송수단은 항공기이며, 국내 승객수송과 국내 화물수송으로 구분하고, 모두 사업용으로 구분했다. 해운교통과 항공교통의 국제 승객수송과 국제 화물수송은 분석에서 제외했다.

〈표 5-1〉 수송부문의 에너지 시스템

산업	수송수단	사업용		비사업용	
		승객	화물	승객	화물
도로교통	승용차(택시)	○		○	
	버스(시내/고속)	○		○	
	화물차		○		○
	렌터카	○			
철도교통	고속열차	○			
	지하철	○			
	열차	○	○		
해운교통	선박	○	○		
항공교통	항공기	○	○		

## 2. 수송부문 에너지 시스템 구성 요소

### 가. 수송부문의 수요와 재화

수송부문의 수요는 수송부문의 하위 수송부문이 제공하는 서비스로 정의했다. 비사업용 수송수단(승용차, 버스, 화물차)의 수요는 수송수단별 승객 수송거리(명-km)나 화물 수송거리(톤-km)의 자료 일관성이 부족하고 이용 가능성이 낮기 때문에 비사업용 자동차의 대수(백만대)로 정의했다. 사업용 수송수단에서 렌터카는 승객 수송거리 자료가 제한적이므로 렌터카 차량 대수로 정의했다. 사업용 승객수송의 수요는 여객 수송량(십억명.km)으로 정의했으며, 도로교통은 시내버스, 고속버스(시외버스), 택시로 구분했고, 철도교통은 고속철도, 지하철, 일반철도로 구분했으며, 해운교통은 선박(국내 승객 수송), 항공교통은 항공기(국내 승객 수송)로 정의했다. 사업용 화물수송의 수요는 화물 수송량(백만톤)으로 정의했으며, 도로교통의 수요는 화물차의 수송량으

로, 철도교통의 경우에는 철도 수송량으로, 해운교통은 국내 화물 수송량, 항공교통은 국내 화물 수송량으로 정의했다.

수송부문의 재화(에너지, 물질, 오염물질)에서 에너지는 수송용으로 사용되는 석유제품(항공유, 휘발유, 경유, 부탄, 중유)과 전력이며, 물질은 특별히 정의하지 않았고, 오염물질은 3가지 종류의 온실가스(CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)로 정의했다. 투입 에너지는 최종 에너지이며, 산출은 에너지 서비스 수요이다. 기술은 수송수단에 사용된 각 수송수단의 기술을 의미한다.

〈표 5-2〉 수송부문의 에너지 시스템 구성 요소

구성 요소		에너지 종류					
	구분	수송수단	사업용		비사업용		
			승객	화물	승객	화물	
수요	도로교통	렌터카	수송		차량대수		
		승용차			승객 수송거리 (십억명·km)	화물 수송량 (백만톤)	차량대수
		버스					
		화물차					
	철도교통	고속철도	승객 수송거리 (십억명·km)	화물 수송량 (백만톤)			
		지하철					
		철도					
	해운	해운					
항공	항공						
재화	에너지	석유제품(휘발유, 경유, 중유, 부탄), 전력					
	물질	-					
	오염물질	온실가스(CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O)					
에너지 흐름	투입	최종 에너지					
	산출	에너지 서비스 수요(수송량)					
기술		수송수단별 기술특성					

#### 나. 수송부문 중 소형 승용차의 경제적 특성과 기술적 특성

수송부문 경형 승용차, 소형 승용차, 중형 승용차의 연비와 차량 가

격은 다음 표와 같다. 시간이 지날수록 연비는 개선되는 것으로 모형에 반영했으며, 차량 가격은 지속적으로 상승하는 것으로 설정했다. 차의 수명은 약 10년 내외로 설정했다. 분석모형의 기준년도는 2015년이기 때문에 내삽법을 통해서 2015년 자료를 확보했으며, 본 자료의 조사기간(2012년)을 감안하여 2015년 가격으로 환산해서 모형에 반영했다. LPG 하이브리드 중형 승용차는 휘발유 하이브리드 중형 승용차와 동일하게 설정했으며, LNG 중형 승용차와 LPG 택시는 LPG 중형 승용차의 자료를 적용했다.

〈표 5-3〉 수송부문 경형, 소형 및 중형 승용차의 연비 및 가격

	효율(km/liter)					차량가격(백만원/대)				
	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
경형 승용차										
휘발유	15.2	21.8	29.3	35.7	39.5	11.0	15.4	21.5	30.0	41.9
전기	53.1	58.6	61.6	63.2	63.8	35.0	25.0	29.1	36.9	48.8
소형 승용차										
휘발유	11.0	17.1	23.0	28.0	30.9	14.0	19.6	27.3	38.2	53.3
경유	17.0	24.4	32.8	40.0	44.2	17.3	23.7	33.2	46.4	64.8
휘발유HB	16.6	23.9	32.2	39.2	43.3	30.0	26.0	32.4	42.8	57.9
휘발유 PHB	23.8	31.5	38.6	43.8	46.4	35.0	28.0	34.0	44.2	59.4
전기	41.6	46.0	48.3	49.5	50.0	45.0	32.0	37.2	47.1	62.3
중형 승용차										
휘발유	9.4	13.6	18.2	22.2	24.6	23.0	32.1	44.9	62.7	87.6
경유	15.0	21.6	29.1	35.5	39.2	25.0	34.9	48.8	68.2	95.2
LPG	5.8	8.4	11.2	13.7	15.1	17.0	23.7	33.2	46.4	64.8
휘발유HB	13.2	19.0	25.5	31.1	34.4	32.0	35.7	47.8	65.3	90.2
휘발유 PHB	18.9	25.0	30.7	34.8	36.9	43.0	40.1	51.3	68.5	93.4
전기	33.0	36.5	38.4	39.3	39.7	50.0	42.9	53.5	70.5	95.4
연료전지	30.6	33.8	35.6	36.5	36.8	367	83.3	81.5	89.6	101
LPG HB	13.2	19.0	25.5	31.1	34.4	32.0	35.7	47.8	65.3	90.2
LNG	5.8	8.4	11.2	13.7	15.1	17.0	23.7	33.2	46.4	64.8
LPG 택시	5.8	8.4	11.2	13.7	15.1	17.0	23.7	33.2	46.4	64.8

자료 : 한국에너지공단, 건물수송부문 온실가스 감축수단 pool 구축, 2013.12.7.  
자료를 이용하여 저자가 정리

다. 수송부문 대형 및 다목적 승용차의 경제적 특성과 기술적 특성

수송부문의 대형 승용차와 다목적 승용차의 연비와 차량가격은 다음 표와 같다. 중소형 승용차에 비하면 연비는 낮고 차량 가격은 높은 수준이지만, 시간이 지날수록 연비는 개선되고 차량 가격은 상승하는 특징을 지니고 있다.

〈표 5-4〉 수송부문 대형 승용차의 연비 및 가격

	효율(km/liter)					차량가격(백만원/대)				
	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
대형 승용차										
휘발유	7.8	11.3	15.1	18.4	20.4	32.0	44.7	62.5	87.3	122
경유	11.5	16.6	22.3	27.1	30.0	36.0	50.3	70.3	98.2	137
휘발유HB	11.0	15.8	21.2	25.8	28.5	48.0	51.1	67.6	91.9	127
연료전지	21.9	24.2	25.4	26.1	26.3	550	125	122	134	152
다목적 승용차										
경유	10.2	14.6	19.7	24.0	26.5	25.0	34.9	48.8	68.2	95.2
LPG	5.2	7.5	10.1	12.3	13.6	17.0	23.7	33.2	46.4	64.8
휘발유HB	11.0	15.8	21.3	25.9	28.6	32.0	35.7	47.8	65.3	90.2
연료전지	21.9	24.2	25.4	26.1	26.3	367	83.3	81.5	89.6	101

자료 : 한국에너지공단, 건물수송부문 온실가스 감축수단 pool 구축, 2013.12.7.  
자료를 이용하여 저자가 정리

라. 수송부문 승합차의 경제적 특성과 기술적 특성

수송부문의 소형 승합차, 중형 승합차, 대형 승합차의 연비와 차량 가격은 대형 차량일수록 연비가 낮고 차량 가격이 높은 특징이 있다. 또한 시간이 지날수록 연비가 개선되고 차량 가격이 상승하는 특징을 지니고 있다.

〈표 5-5〉 수송부문 승합차의 연비 및 가격

	효율(km/liter)					차량가격(백만원/대)				
	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
소형 승합차										
경유	9.0	10.0	11.0	12.2	13.4	24.0	33.5	46.8	65.4	91.4
LPG	4.6	5.1	5.6	6.2	6.9	22.0	30.7	42.9	60.0	83.8
중형 승합차										
경유	6.5	7.1	7.9	8.7	9.6	52.0	72.6	102	142	198
LPG	3.3	3.6	4.0	4.4	4.9	56.0	78.2	109	153	213
전기	18.7	20.7	21.8	22.3	22.5	160	118	143	185	248
대형 승합차										
경유	3.7	4.0	4.5	4.9	5.4	91.0	127	178	248	347
CNG	2.4	2.6	2.9	3.2	3.6	108	151	211	295	411
경유-HB	5.1	5.7	6.3	6.9	7.6	250	191	229	294	392
CNG-HB	3.3	3.7	4.1	4.5	5.0	265	202	242	312	416
전기	10.6	11.7	12.3	12.6	12.8	400	250	277	337	436
연료전지	4.0	4.4	4.6	4.7	4.8	1000	454	445	489	552

자료 : 한국에너지공단, 건물수송부문 온실가스 감축수단 pool 구축, 2013.12.7.  
자료를 이용하여 저자가 정리

#### 마. 수송부문 화물차의 경제적 특성과 기술적 특성

수송부문의 소형 화물차, 중형 화물차, 대형 화물차의 경우 역시 차량이 대형화될수록 연비는 낮아지고 차량 가격은 상승하는 특징을 지니고 있다. 대형 화물차의 경우에는 디젤 엔진 이외에 아직까지 기술적인 대안이 나타나지 않았다는 점을 감안하여 경유 화물차만 분석모형에 반영했다.



〈표 5-6〉 수송부문 대형 화물차의 연비 및 가격

	효율(km/liter)					차량가격(백만원/대)				
	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
소형 화물차										
경유	9.2	10.2	11.3	12.4	13.7	15.0	21.0	29.3	40.9	57.1
LPG	4.4	4.9	5.4	6.0	6.6	18.0	25.1	35.1	49.1	68.6
전기	26.7	29.5	31.0	31.8	32.2	50.0	35.0	40.5	51.0	67.2
중형 화물차										
경유	4.8	5.2	5.8	6.4	7.1	54.0	75.4	105	147	206
LPG	3.2	3.5	3.9	4.3	4.7	57.0	79.6	111	155	217
경유-HB	6.7	7.3	8.1	9.0	9.9	120	102	124	161	216
전기	13.8	15.2	16.0	16.4	16.6	160	118	163	185	248
대형 화물차										
경유	2.2	2.4	2.6	2.9	3.2	169	261	330	461	644

자료 : 한국에너지공단, 건물수송부문 온실가스 감축수단 pool 구축, 2013.12.7.  
자료를 이용하여 저자가 정리

### 3. 수송부문 기준안의 최종 수요 설정

수송부문 분석기간(2015-2050년)의 수요는 부문별 차이가 나타날 전망이다. 도로교통의 경우 비사업용 자동차는 2050년에 2015년 대비 24.5% 증가할 전망인데, 비사업용 승용차는 증가하지만 비사업용 화물차와 비사업용 버스의 대수는 감소할 것으로 전망된다.

사업용 승객 수송량은 분석기간에 6.0% 증가할 전망인데, 국내 해운수송량이 가장 크게 증가하고 다음으로는 도로교통에 의한 수송량이 빠르게 증가하며, 국내 항공교통의 승객 수송량은 완만하게 증가하는 반면 철도교통에 의한 승객 수송량은 감소할 전망이다. 도로교통에서는 고속버스의 승객 수송량이 빠르게 증가하는 반면, 시내버스와 택시의 승객 수송량은 정체될 것으로 예상된다. 철도교통에서는 일반 열차의 승객 수송량은 큰 폭으로 감소하지만 지하철과 고속열차의 승객 수송량은 소폭 감소에 그칠 전망이다.

사업용 화물 수송량은 분석기간에 45.9% 증가할 전망이다, 철도와 도로교통의 수송량은 빠르게 증가하는 반면, 항공교통과 해운교통에 의한 수송량은 감소할 전망이다. 렌터카는 분석기간에 190.0% 증가하여 빠르게 증가할 전망이다.

〈표 5-7〉 수송부문 기준안의 최종 수요 지수(2015=100)

	2015	2020	2030	2040	2050	(2015-2050) 증감율
비사업용 (천대)	100.0	111.0	123.7	127.4	124.5	24.5%
렌터카 (천대)	100.0	150.0	228.0	267.5	290.0	190.0%
사업용 승객 (십억명·km)	100.0	105.1	110.7	110.2	106.0	6.0%
사업용 화물 (백만톤)	100.0	106.6	119.5	132.3	145.9	45.9%

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

## 제2절 수송부문의 온실가스 감축수단

수송 부문의 온실가스 감축수단은 도로교통부문에서만 정의했는데, 평균연비 개선을 통한 효율 향상, 바이오연료 혼합비율 상승에 따른 청정연료 사용 확대, 전기차와 같은 친환경 자동차 보급 확대로 설정했다.

〈표 5-8〉 수송부문의 온실가스 감축수단

감축 수단	세부 기술
도로교통	
효율향상	자동차 연비를 2050년까지 % 개선
청정연료	바이오연료 사용비율을 2050년까지 20%
친환경자동차	하이브리드 자동차를 2050년까지 휘발유와 LPG자동차의 50%로 확대
	전기자동차를 2050년까지 자동차의 80%로 확대

## 1. 친환경자동차 확대

친환경 자동차 도입은 전기자동차, 수소연료전지 자동차, 하이브리드 자동차 도입을 확대하는 방안이다. 2030년 온실가스 감축 로드맵에 의하면 전기자동차는 2030년까지 300만대(전기버스 2만대 포함), 수소연료전지 자동차는 64만대, 하이브리드 자동차는 400만대 도입될 계획이다.

전기차는 정부의 계획에 의하면 2022년까지 35만대를 도입할 계획이며(관계부처 합동, 전기수소차 보급 확산을 위한 정책방향, 2018.6), 제3차 에너지기본계획에서는 2040년에 500만대(전기버스 3만대 포함) 도입할 계획이므로 2050년까지는 800만대(전기버스 10만대 포함) 도입을 목표로 설정했다. 전기차는 모두 비사업용 승용차를 대체하며, 전기자동차의 2/3는 휘발유 승용차, 나머지 1/3은 경유 승용차를 대체하는 것으로 가정했다(전기차의 연료효율이 휘발유차에 비해 높게 설정되어 있음).

수소연료전지차는 2040년에 290만대(수소택시 8만대, 수소버스 4만대, 수소트럭 3만대 포함), 2050년에는 500만대(수소버스 10만대 포함) 도입하는 것으로 가정했다. 이는 자동차 시장은 하이브리드 자동차보다는 수소연료전지차와 전기차의 비중이 높아질 것이라는 예상을 반영한 것이다. 2050년에 비사업용 연료전지 승용차는 485만대, 연료전지 버스는 10만대, 연료전지 트럭은 5만대가 포함되도록 설정했다. 연료전지 승용차는 비사업용 휘발유 승용차, 비사업용 버스, 비사업용 화물차를 대체하는 것으로 가정했다(사업용 승용차는 가정이 상이해서 분석에서 제외). 수소연료전지차는 천연가스 개질을 통해 수소를 공급한다는 가정에 의해 LNG의 온실가스 배출계수를 수소의 온실가

스 배출계수로 가정했다<sup>34)</sup>. 연료전지 자동차의 연료가 천연가스일 경우에는 천연가스 개질과정의 열손실(약 25%)을 감안하면 오히려 온실가스 배출량이 증가할 가능성이 있으나, 대체하는 승용차를 경유승용차와 휘발유 승용차로 설정했기 때문에 정유부문의 온실가스 감축까지 고려하면 온실가스 배출량이 감소할 가능성도 있다.

하이브리드 자동차는 제3차 에너지기본계획에서 2040년에 400만대 도입하는 것으로 논의되고 있기 때문에 2050년에도 400만대를 목표로 설정했다. 하이브리드 자동차는 비사업용 하이브리드-LPG, 하이브리드-휘발유 자동차가 확대될 것으로 설정했다. 하이브리드 승용차(휘발유, LPG)는 비사업용 휘발유 자동차와 경유 자동차를 대체하는 것으로 가정했다.

정부는 경유 버스와 CNG버스를 대체하는 유무선 충전 전기버스 상용화를 추진할 계획이다. 이러한 계획을 감안하여, 2030년까지 경유 버스와 CNG 버스의 20%를 배터리 교환형 전기버스로 대체하고 2050년까지 40%를 대체하는 방안을 설정했다.

친환경차 도입비용은 현대자동차의 친환경차 차량 가격을 조사하여, 휘발유 승용차와의 비용 상승 비율을 모형에 적용했다.

〈표 5-9〉 수송부문의 친환경 자동차 도입 계획

부문	세부 내용
수송부문	
친환경차 도입	2050년까지 전기차 800만대(전기버스 10만대 포함), 수소연료전지차 500만대(연료전지버스 10만대 포함), 하이브리드차 400만대 - 친환경 승용차는 경유 승용차, 휘발유 승용차를 대체 - 친환경버스는 경유버스를 대체

34) 대안으로는 재생에너지(태양광, 풍력 등)의 전력을 이용하여 물분해를 통해 수소를 생산한다는 가정 하에 온실가스 배출계수가 없는 수소를 설정할 수 있다.

충전 전기버스 상용화	경유 버스와 CNG 버스를 배터리 교환형 전기버스로 대체 - 2030년까지 20%, 2050년까지 40% 대체
비용	친환경차 도입은 친환경 자동차 가격으로 대체

## 2. 수송부문의 청정연료 도입

수송부문의 연료(경유)에서 바이오 연료가 차지하는 비중을 2050년까지 20%로 확대하는 방안을 설정했다. 경유에 혼합하는 바이오 연료의 비중을 최대 20%로 제한하는 것으로서, 이는 기술적인 문제를 해결하기 위한 최대 혼합비율을 의미한다.

〈표 5-10〉 수송부문의 청정연료 도입 확대 계획

부문	세부 내용
청정연료 도입 확대	2050년까지 경유의 바이오연료 혼합비율을 20%까지 확대

## 3. 수송부문의 효율 향상

정부는 승용차 평균 연비를 2015년의 17km/리터에서 2020년에는 24.3km/리터로 상향할 계획이다(대한민국 격년국가보고서, 39쪽, 2017년). 이러한 계획을 감안하여 승용차 평균 연비를 2030에는 26km, 2050년에는 30km까지 증대하는 가정을 설정했다. 승용차 연비 상승은 비사업용의 휘발유 승용차와 경유 승용차 및 LPG 승용차, 그리고 사업용의 휘발유 자동차와 경유 자동차를 대상으로 설정했다.

정부는 중대형차의 평균연비 제도를 도입하여 연비등급 표시 및 평균연비 기준 제도를 도입할 계획이다(2030 로드맵). 본 연구에서는 중

대형차의 평균연비를 기준년도(2015년) 대비 2050년까지 50% 상승시키는 방안을 설정했다. 대상 자동차는 비사업용 경유 버스 및 경유 화물차, 사업용의 경유 화물차를 대상으로 설정했다.

연비상승에 소요되는 비용은 특별한 자료가 없기 때문에 2050년까지 자동차 비용이 2015년 대비 20% 상승할 것으로 가정했다.

〈표 5-11〉 수송부문의 자동차 평균연비 개선 계획

부문	세부 내용
승용차 평균연비 상승	2015년의 17km/리터에서 2020년 24.3km, 2050년 30km로 향상 - 비사업용의 휘발유, 경유, LPG 승용차 - 사업용의 경유, LPG 승용차
중대형차 평균 연비 제도 도입	평균연비를 2015년 대비 2050년까지 50% 상승 - 비사업용의 경유 버스 및 경유 화물차 - 사업용의 경유 화물차
비용	평균연비 상승은 2050년까지 자동차 비용 20% 상승 가정

### 제3절 수송부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석

#### 1. 수송부문의 온실가스 감축 잠재량

##### 가. 수송부문 기준안의 온실가스 배출량

수송부문 기준안의 온실가스 배출량은 2015년의 88,713천CO<sub>2</sub>톤(국제 승객 및 국제 화물 제외)에서 2050년에는 90,910천CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 2050년의 배출량은 2015년 대비 2.5% 증가할 전망이다.

〈표 5-12〉 수송부문 기준안의 온실가스 배출량 전망

(단위 : 천CO<sub>2</sub>톤)

	2015	2020	2030	2040	2050	증감율
수송부문	88,713	90,297	95,459	94,965	90,910	2.5%

나. 수송부문의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량

수송부문에서는 총 4 종류(연비 개선, 바이오연료 사용, 하이브리드 자동차, 전기자동차)의 온실가스 감축수단을 분석대상으로 설정하고 분석모형을 사용하여 감축수단별 온실가스 감축 잠재량을 분석했다. 분석기간인 2015-2050년의 온실가스 감축 잠재량은 연평균 36,974천 CO<sub>2</sub>톤에 이르러 국가 전체 에너지부문의 연평균 배출량(668,221천 CO<sub>2</sub>톤) 대비 5.5%를 감축할 수 있을 것으로 분석되었다. 이러한 감축 잠재량은 모든 감축수단이 상호 배타적이라는 전제에서 이루어진 것이기 때문에 감축수단의 중복 감축효과를 제외하면 현실적인 감축 잠재량은 제시된 수준보다 낮을 것으로 예상된다.

〈표 5-13〉 수송부문 감축수단별 온실가스 감축량 및 감축률  
(2015-2050년 평균)

산업	감축수단	감축량(천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률(%)
수송부문	전기버스	-727	-0.1%
	바이오연료	-4,767	-0.7%
	화물차 효율개선	-4,926	-0.7%
	승용차 효율개선	-22,913	-3.4%
	하이브리드자동차	-1,286	-0.2%
	연료전지 자동차	-1,910	-0.3%
	전기자동차	-442	-0.1%
	소계	-36,974	-5.5%

주 : 온실가스 감축률은 국가 전체 연평균 배출량 대비 감축률임

## 2. 수송부문의 온실가스 감축 비용

수송부문의 온실가스 감축수단별 온실가스 감축비용을 추정하면 감축수단별 온실가스 감축비용은 최저 \$2/CO<sub>2</sub>톤에서 최고 \$8,148/CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석으로 분석되었다. 감축비용이 가장 낮은 감축수단은 전기버스 도입이며, 감축비용이 가장 높은 수단은 전기자동차 도입으로 나타났다. 감축비용은 전제조건과 가정에 의해 크게 좌우되는 경향이 있다.

〈표 5-14〉 수송부문의 감축수단별 온실가스 감축비용(2015-2050년 평균)

감축수단	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
전기버스	-727	0.002
바이오연료	-4,767	0.010
화물차 효율개선	-4,926	0.020
승용차 효율개선	-22,913	0.589
하이브리드자동차	-1,286	0.609
연료전지 자동차	-1,910	3.076
전기자동차	-442	8.148

## 3. 수송부문 온실가스 감축의 비용 효과성 분석

수송부문의 온실가스 감축수단별 온실가스 감축비용과 누적 감축 잠재량을 나타내면 다음 표와 같다. 수송부문 전체적으로는 2015-2050년 기간에 연평균 36,974천CO<sub>2</sub>톤을 감축할 수 있으며, 이러한 총 감축량을 달성하는데 필요한 한계감축비용(MAC)은 \$8,148/CO<sub>2</sub>톤으로 나타났다.

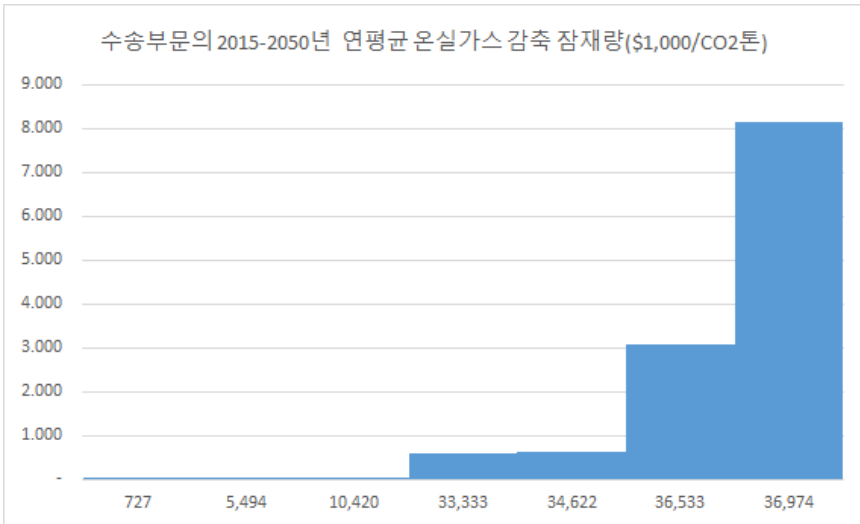


〈표 5-15〉 수송부문의 누적 감축량 및 감축비용(2015-2050년 평균)

감축수단	감축수단별 감축		누적 감축		감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	
전기버스	-727	-0.1%	-727	-0.1%	0.002
바이오연료	-4,767	-0.7%	-5,494	-0.8%	0.010
화물차 효율개선	-4,926	-0.7%	-10,420	-1.6%	0.020
승용차 효율개선	-22,913	-3.4%	-33,333	-5.0%	0.589
하이브리드자동차	-286	-0.2%	-34,622	-5.2%	0.609
연료전지 자동차	-1,910	-0.3%	-36,533	-5.5%	3.076
전기자동차	-442	-0.1%	-36,974	-5.5%	8.148
계			-36,974	-5.5%	8.148

수송부문의 온실가스 한계감축비용(MAC)을 그림으로 나타내면 다음 그림과 같다.

[그림 5-1] 수송부문의 온실가스 한계감축비용(2015-2050년 평균, \$천/CO<sub>2</sub>톤)





## 제6장 가정부문의 온실가스 감축 잠재량 분석

### 제1절 가정부문 기준 에너지 시스템 설정

#### 1. 가정부문 에너지 시스템

가정부문의 에너지 사용은 난방, 조리, 냉방, 조명, 가전기기 등 5개 용도로 구분했다. 난방은 주요 난방과 부차적 난방으로 구분했으며, 주요 난방에는 화석연료(석탄, 등유, 프로판가스, 도시가스)와 전력을 사용하는 난방으로 구분했고, 부수적인 난방은 전기담요, 전기스토브, 전열기팬으로 구분했다. 조리용 기구는 주요 조리기구와 부차적 조리기구로 구분했으며, 주요 조리기구는 화석연료(등유, 프로판, 도시가스)를 사용하고, 부차적 조리기구는 모두 전기를 사용하는 냉장고(냉동고 포함), 전기밥솥, 전자레인지로 구분했다.

냉방용 에너지 소비는 에어컨과 전기팬으로 구분했으며 모두 전기를 사용하는 기기들이다. 조명용 에너지 소비는 모두 전기를 사용하는 기기로서, 백열등 조명기구와 형광등 조명기구로 구분했다. 백열등 조명기구에는 백열전구(incandescent bulb), 콤팩트 형광등(compact fluorescent lamp), LED전구(LED bulb)가 있으며, 형광등 조명기구에는 형광등(fluorescent lamp), LED등(LED lamp)으로 구분했다. 가전기기는 모두 전기를 사용하는 기기로서 TV, PC, 세탁기, 진공청소기, 헤어드라이어, 기타기기로 구분했다.

〈표 6-1〉 가정부문의 에너지 시스템

용도별 구분	세부 기술 및 에너지원
난방	주요 난방 : 석탄, 등유, 프로판가스, 도시가스, 전기 부차적 난방(전기담요, 전기스토브, 전기팬) : 전기
조리	주요 조리기구 : 등유, 프로판가스, 도시가스 부차적 조리기구(냉장고, 전기밥솥, 전자레인지) : 전기
냉방	에어컨 : 전기 전기팬 : 전기
조명	백열등 조명기구(백열전구, 콤팩트 형광등, LED 전구) : 전기 형광등 조명기구(형광등, LED 등) : 전기
가전기기	TV, PC, 세탁기, 진공청소기, 헤어드라이어, 기타 기기 : 전기

## 2. 가정부문 에너지 시스템 구성 요소

### 가. 가정부문의 수요와 재화

가정부문의 최종 수요는 주택 보급수로 설정했으며, 용도별 수요는 주택 보급수를 기반으로 한 가정용 용도별 에너지 소비로 정의했다. 즉, 가정용 최종 수요를 주택 보급대수로 설정하고 주택 당 용도별 에너지 소비 기기의 보급률을 적용한 이후에 기기 당 에너지 소비를 입력했다.

난방용 수요는 주택에 보급된 난방기기, 전기담요, 전기스토브, 전기팬의 에너지원별 소비량으로 정의했다. 조리용 수요는 조리기구, 냉장고, 전기밥솥, 전자레인지별 에너지원별 소비량으로 정의했으며, 냉방용 수요는 에어컨과 전기팬의 에너지원별 소비로 정의했다. 조명용 수요는 백열전기, 콤팩트 형광등, LED 전구, 형광등, LED등의 에너지 소비로 정의했으며, 가전기기 수요는 TV, PC, 세탁기, 헤어드라이어, 기타기기별 에너지 소비로 정의했다. 기기별 에너지 소비는 각 기기별

에너지원별 소비 집약도를 모형에 입력하는 형태를 취했다.

재화(에너지, 물질, 오염물질)에서 에너지는 가정부문에 사용되는 화석연료와 전기로 구분했으며, 화석연료는 석탄, 등유, 프로판가스, 도시가스로 구분했다. 오염물질은 3가지 종류의 온실가스(CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)로 정의했으며, 투입 에너지는 사용되는 에너지원이고, 산출은 용도별 에너지 소비이다. 기술은 용도별 기기 및 기구를 의미한다.

〈표 6-2〉 가정부문의 에너지 시스템 구성 요소

구성 요소		에너지 종류
수요	난방용 수요(난방기기, 전기담요, 전기스토브, 전기팬)	난방용 수요(난방기기, 전기담요, 전기스토브, 전기팬) 조리용 수요(조리기구, 냉장고, 전기밥솥, 전자레인지) 냉방용 수요(에어컨, 전기팬) 조명용 수요(백열전구, 컴팩트 형광등, LED 전구, 형광등, LED등) 가전기기용 수요(TV, PC, 세탁기, 진공청소기, 헤어드라이어, 기타)
	조리용 수요(조리기구, 냉장고, 전기밥솥, 전자레인지)	
재화	에너지	화석연료(석탄, 등유, 프로판가스, 도시가스), 전력
	물질	-
	오염물질	온실가스(CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O)
에너지 흐름	투입	최종 에너지
	산출	가정용 용도별 수요
기술		가정용 용도별 에너지 소비 기기 및 기구

#### 나. 가정부문 기술의 경제적 특성과 기술적 특성

가정부문의 기술을 난방용 기기, 조리용 기기, 냉방용 기기, 조명용 기기, 가전기기로 구분했다. 주택 당 용도별 기기의 보유대수에 관한 가정에 입각하여 기기 보유 대수를 설정하고, 개별기기 당 에너지원별 소비량 자료를 모형에 입력했다.

주택 당 용도별 기기의 보급대수에 관한 자료는 분량이 많기 때문

에 TV의 경우만 소개하면, 2050년의 주택 당 TV 보유는 2015년 보유에 비해 1.3% 증가에 그칠 것으로 설정했다.

〈표 6-3〉 가정부문의 용도별 기기 보유 대수 지수 예(2015=100)

구분		2015	2020	2030	2040	2050	증강률
가전 기기	TV	100.0	100.7	101.2	101.3	101.3	1.3%

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

다음으로는 용도별 기기별 에너지원 소비량 자료를 입력하게 된다. 모든 기기의 연도별 에너지원별 소비 자료를 나타내기 어렵기 때문에 TV의 대당 전력 소비량 지수(2015=100)를 나타내면 다음 표와 같다. 즉, 2050년의 TV 대당 전력 소비량은 2015년 소비량에 비해 약 5.0% 증가할 것으로 설정했다.

〈표 6-4〉 가정부문 용도별 기기의 에너지 소비 지수 예(2015=100)

구분		2015	2020	2030	2040	2050	증강률
가전 기기	TV	100.0	100.7	102.1	103.4	105.0	5.0%

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

온실가스 감축수단은 대부분 용도별 기기의 에너지 효율이 2020년 이후에 개선되는 것으로 가정했으며, 에너지 효율 개선에 대한 비용을 모형에 입력하고, 효율 개선에 따른 시스템 전체의 비용 변화를 분석했다. 기기별 투자비와 고정·운영비에 대한 자료는 별도로 입력하지 않았으며, 대신 온실가스 감축수단 도입에 따른 비용 상승을 모형에 입력했다. 온실가스 감축수단 도입에 따른 비용 변화와 온실가스 배출량 변화를 분석하여 온실가스 한계감축비용(MAC)을 분석했다.

### 3. 가정부문 기준안의 최종 수요 설정

가정부문의 최종 수요는 주택 보급수로 정의했다. 2050년의 주택 보급 수는 2015년 대비 37.9% 증가할 것으로 설정했다.

〈표 6-5〉 가정부문 기준안의 최종 수요 지수(2015=100)

	2015	2020	2030	2040	2050	‘15-’50 증감율
주택 보급 수 (백만)	100.0	109.0	125.0	134.0	137.8	37.8%

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

### 제2절 가정부문의 온실가스 감축수단

가정부문의 온실가스 감축수단은 신축 건축물 허가기준 강화, 기존 건축물 에너지 성능 향상, 설비효율 개선 및 재생에너지 보급 확대, 건물 에너지 정보 인프라 구축 및 소비개선 유도로 설정했다.

〈표 6-6〉 가정부문의 온실가스 감축수단

감축 수단	세부 기술
가정부문(건물)	
신축 건축물 허가기준 강화	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 패시브기준 강화</li> <li>. 제로에너지건물 의무화</li> <li>. 에너지절약형 친환경주택 건설기준 향상</li> </ul>
기존 건축물 에너지 성능 향상	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 공공건축물 녹색건축물 전환 의무화</li> <li>. 도시재생 연계사업</li> <li>. 그린모델링 활성화</li> <li>. 민간 노후건축물 에너지 성능 개선</li> </ul>
설비효율 개선 및 재생에너지 보급 확대	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 가정사무기기의 소비효율 등급과 고효율 에너지기자재 인증 확대</li> <li>. 고효율 조명기기 및 고효율 설비 지원</li> <li>. 재생에너지원사업 확대</li> </ul>

건물에너지 정보 인프라 구축 및 소비개선 유도	<ul style="list-style-type: none"> <li>. 에너지데이터기반 통합지원시스템 개발</li> <li>. IoT와 빅데이터 분석을 통한 에너지 진단 및 효율개선 방안</li> <li>. 건물에너지 성능관리 가이드</li> <li>. 건물에너지관리시스템(BEMS) 도입</li> </ul>
------------------------------	---

자료 : 대한민국 정부, 2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안 이해하기(2018.9)를 참조하여 저자가 작성

## 1. 신축 건축물 허가기준 강화

신축 건축물의 허가기준 강화를 달성하기 위한 세부적인 조치에는 패시브 건축물 수준의 단열기준 강화, 제로에너지 건축물의 단계적 의무화 시행, 에너지 절약형 친환경주택의 건설기준 성능수준 향상이 포함되어 있다.

### 가. 패시브 건축물

패시브기술은 채광, 환기, 단열 등 단열성능을 강화하여 냉난방에너지 소비를 절감하는 기술로서, 중부지역 아파트 외벽단열을 강화하는 기술(벽체, 스티로폴 도입)을 도입하는 것으로 가정했다. 외벽단열강화는 에너지 소비를 21% 감소( $m^2$ 당 26.1 Mcal)하며 비용은 4,579원/ $m^2$  증가하는 것으로 조사되었다(175원/Mcal. $m^2$ ). 패시브 에너지 기술은 2020년 이후에 도입되는 것으로 가정하고 가정부문의 경우에는 증가하는 주택의 냉난방부문에 적용하는 것으로 가정했다.

가정부문의 2050년 주택 수는 2015년 주택 수에 비해 약 20% 증가하는 전망을 고려하여 주택 수 비중으로 2020년에 5%, 2025년 7%, 2030년에 10%, 2035년에 12%, 2040년에 15%, 2045년에 17%, 2050년에 20%의 주택이 패시브 에너지 기술을 도입하는 것으로 가정했다.



주택의 수명을 고려하면 전체 주택 수의 절반은 신축 건물로 가정하여 2050년에는 전체 주택 50%의 냉난방부문 에너지(석탄, 석유, LPG, 도시가스, 전력, 열, 기타 에너지) 소비 집약도가 21% 개선될 것이며, 이에 따라 2050년에 냉난방 에너지 소비 집약도는 10.5% 개선될 것으로 설정했다. 주택 당 평균 면적은 약 75m<sup>2</sup>이므로 주택당 \$318.42/주택(75m<sup>2</sup>/주택)(2015년 가격 기준)의 비용이 소요될 것으로 추정된다.

〈표 6-7〉 가정부문의 패시브 에너지 건축물 도입

부문	세부 내용
감축수단	외벽 단열 강화
효율 향상	냉난방용 에너지(석탄, 석유, LPG, 도시가스, 전력, 열, 기타 에너지) 소비 효율 21% 향상
건축물 보급율	신증축 건축물 보급률은 2020년 5%, 2030년 10%, 2040년 15%, 2050년 20%
비용	백만\$318.42/백만주택

#### 나. 제로 에너지 건축물

제로에너지 기술은 태양광과 지열 등의 재생에너지를 활용하여 건물 에너지 소요량을 최소화하는 기술이기 때문에 가정부문 모든 종류의 에너지 소비를 모두 태양광의 전력과 지열의 열로 대체하는 것으로 가정했다. 태양광 발전과 지열에너지의 에너지에 대해서는 별도의 비용을 추정하지 않고 모든 종류의 에너지 소비를 태양광 발전의 전력과 지열의 열로 대체하는 설비 도입으로 대신했다. 제로에너지는 모두 신축과 증축 건축물에 대해 적용하기 때문에 증가되는 주택과 서비스면적에 대해 적용하는 원칙을 설정했다.

가정부문의 2050년 주택 수는 2015년 주택 수에 비해 약 20% 증가하는 전망을 고려하여 주택 수 비중으로 2020년에 5%, 2025년 7%, 2030년에 10%, 2035년에 12%, 2040년에 15%, 2045년에 17%, 2050년에 20%의 주택이 제로 에너지 기술을 도입하는 것으로 가정했다.

〈표 6-8〉 가정부문의 제로 에너지 건축물 도입

부문	세부 내용
감축수단	태양광 발전, 지열에너지
대상	가정부문의 전력은 태양광 전력으로 대체하고, 나머지 에너지(석유류, 도시가스, 열, 기타에너지) 소비는 지열에너지로 대체
건축물 보급율	신증축 건축물 보급률은 2020년 5%, 2030년 10%, 2040년 15%, 2050년 20%
비용	태양광발전과 지열에너지 설비 도입 비용

## 2. 기존 건축물 에너지 성능 향상

민간 노후 건축물의 에너지 성능을 향상시키기 위해 주로 다세대 주택과 단독주택을 대상으로 기존 노후 건물의 에너지 성능을 향상시키기 위해 단열기술과 창호기술을 도입하는 방안을 설정했다.

가정부문의 기존 주택에서 단열기술과 창호기술을 도입할 수 있는 주택으로는 다세대주택과 단독주택을 고려했다. 이들 주택이 전체 건물의 약 20%를 차지하고 있기 때문에 이들 주택을 대상으로 냉방용 에너지와 난방용 에너지의 소비 효율을 향상시키는 계획을 설정했다. 단열기술(벽체와 천장의 스티로폼 설치)은 에너지 효율이 36.6% 상승하는 반면 비용은 9,411원/m<sup>2</sup> 소요되며, 창호기술(24밀리 복층유리 설치)은 에너지 효율이 32.6% 향상되는 반면 비용은 9,899원/m<sup>2</sup> 소요될

것으로 가정했다. 주택의 평균 면적은 약 75m<sup>2</sup>이기 때문에 단열은 75m<sup>2</sup>, 창호는 30m<sup>2</sup>에 적용하는 것으로 가정했다. 따라서 단열과 창호를 적용할 경우 냉방과 난방용 에너지 소비 효율은 평균 34% 향상되며 비용은 \$929.8/주택으로 추정된다.

〈표 6-9〉 가정부문의 기존 노후건물 성능 향상

부문	세부 내용
감축수단	외벽 단열, 창호기술
대상	가정부문의 냉방용 및 난방용 에너지(석탄, 석유, LPG, 도시가스, 전력, 열, 기타에너지) 소비의 효율 34% 향상
건축물 보급율	2020년 5%, 2030년 10%, 2040년 15%, 2050년 20%
비용	단열기술과 창호기술 도입 비용 : \$929.8/주택

### 3. 사무기기 효율 개선

정부는 에너지 효율 정책과 연계하거나 고효율 조명기기 및 고효율 설비 지원 사업을 통해 가전기기와 사무기기의 에너지 소비효율을 향상시킬 계획이다(2030 수정 로드맵). 본 연구에서는 가전기기와 사무기기의 효율을 향상시켜서 온실가스를 감축하는 방안을 설정했다.

가정부문에서는 가전기기와 조명기기의 에너지 효율이 기준안에서도 개선되는 것으로 가정되어 있지만, 2050년까지 기준년도(2015년) 대비 30% 추가 개선되는 것으로 가정했으며 비용은 전력요금으로 설정했다.

〈표 6-10〉 가정부문의 사무기기 효율 개선

부문	세부 내용
감축수단	사무기기 효율개선 지원사업
대상	가전기기와 조명기기의 전력 소비 효율을 2050년까지 30% 향상
기기 보급율	-
비용	전력 판매단가(2015년 111.57원/kwh)

#### 4. 가정부문의 건물 에너지관리시스템(BEMS) 확대

정부는 건물에너지관리시스템(BEMS) 기술 개발, 공간별 및 용도별 에너지 사용량 분리 계량 및 모니터링을 확대하여 에너지 절약을 도모할 계획이다. 본 연구에서는 가정부문과 상업부문의 조명설비와 냉난방설비에 센서와 계측장비를 설치하고 이를 통신망으로 연계하여 조명용 전력, 냉난방용 전력, 가스 소비, 급탕, 신재생에너지 소비행태를 분석하고 이를 바탕으로 에너지 소비의 효율을 개선하는 방안을 설정했다. 건물에너지 관리 비용에 대한 자료가 없어서 2015년의 전력 평균 판매단가를 적용했다.

〈표 6-11〉 가정부문의 건물에너지관리시스템(BEMS) 도입

부문	세부 내용
감축수단	센서 및 계측장비 설비
대상	조명기기와 냉방 및 난방설비의 전력, 가스, 열, 신재생에너지 소비 효율을 2050년까지 20% 향상
기기 보급율	-
비용	전력 판매단가(2015년 111.57원/kwh) 적용

### 제3절 가정부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석

#### 1. 가정부문의 온실가스 감축 잠재량

##### 가. 가정부문 기준안의 온실가스 배출량

가정부문 기준안의 온실가스 배출량은 2015년의 30,112천CO<sub>2</sub>톤(연료연소에 의한 직접 배출량)에서 2050년에는 31,375천CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 2050년의 배출량은 2015년 대비 4.2% 증가할 전망이다.

〈표 6-12〉 가정부문 기준안의 온실가스 배출량 전망

(단위 : 천CO<sub>2</sub>톤)

	2015	2020	2030	2040	2050	증감율
가정부문	30,112	36,068	35,661	33,899	31,375	4.2%

##### 나. 가정부문의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량

가정부문의 온실가스 감축수단(가전기기 효율개선, 에너지관리시스템 도입, 패시브하우스 도입, 녹색건축물 인증제도 도입, 제로에너지빌딩 의무화)을 분석대상으로 설정하고 분석모형을 사용하여 감축수단별 온실가스 감축 잠재량을 분석했다. 분석기간인 2015-2050년의 온실가스 감축 잠재량은 연평균 21,730천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 국가 전체 연평균 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤) 대비 3.3%를 감축할 수 있을 것으로 분석되었다. 이러한 감축 잠재량은 모든 감축수단이 상호 배타적이라는 전제에서 이루어진 것이기 때문에 감축수단의 중복 감축효과를 제외하면 현실적인 감축 잠재량은 제시된 수준보다 낮을 것으로 예상된다.

〈표 6-13〉 가정부문 감축수단별 온실가스 감축량 및 감축률  
(2015-2050년 평균)

산업	감축수단	감축량(천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률(%)
가정부문	효율개선	-11,706	-1.8%
	에너지관리시스템	-2,863	-0.4%
	패시브하우스	-634	-0.1%
	녹색건축물 인증제도	-1,028	-0.2%
	제로에너지빌딩	-5,498	-0.8%
	소계	-21,730	-3.3%

주 : 감축량과 감축률은 가정부문 기준 배출량 대비임

## 2. 가정부문의 온실가스 감축 비용

가정부문의 온실가스 감축수단별 온실가스 감축비용을 추정하면 감축수단별 온실가스 감축비용은 최저 \$169/CO<sub>2</sub>톤에서 최고 \$2,804/CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 모든 감축수단의 감축비용이 양의 수준을 나타낼 것으로 분석되었다. 감축비용이 가장 낮은 감축수단은 가전기기 효율개선이며, 감축비용이 가장 높은 수단은 제로에너지빌딩으로 나타났는데, 감축비용은 전제조건과 가정에 의해 크게 좌우되는 경향이 있다.

〈표 6-14〉 가정부문의 감축수단별 온실가스 감축비용(2015-2050년 평균)

감축수단	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
효율개선	-11,706	0.169
에너지관리시스템	-2,863	0.277
패시브하우스	-634	0.478
녹색건축물 인증제도	-1,028	0.494
제로에너지빌딩	-5,498	2.804

### 3. 가정부문 온실가스 감축의 비용 효과성 분석

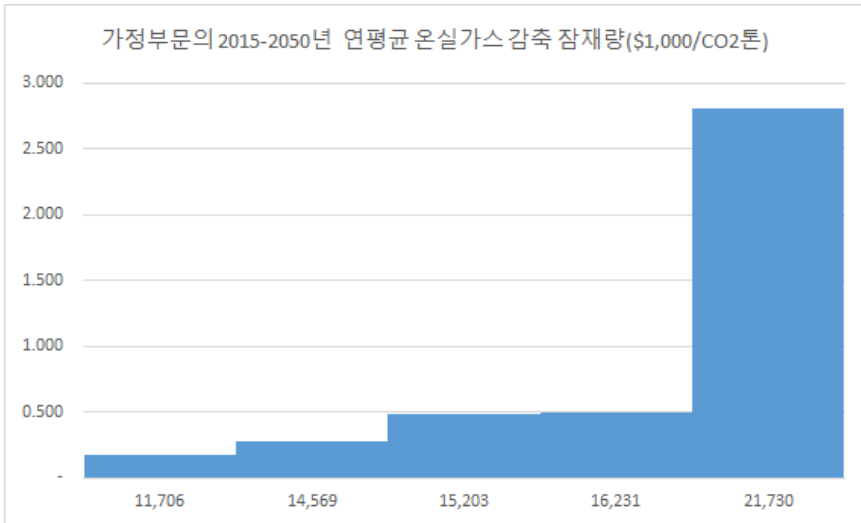
가정부문의 온실가스 감축수단별 온실가스 감축비용과 누적 감축 잠재량을 나타내면 다음 표와 같다. 가정부문 전체적으로는 2015-2050년 기간에 연평균 21,730천CO<sub>2</sub>톤을 감축할 수 있으며, 이러한 감축량을 달성하는데 필요한 한계감축비용(MAC)은 \$2,840/CO<sub>2</sub>톤으로 나타났다.

〈표 6-15〉 가정부문의 누적 감축 잠재량 및 감축비용(2015-2050년 평균)

감축수단	감축수단별		누적 감축량		감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	
효율개선	-11,706	-1.8%	-11,706	-1.8%	0.169
에너지관리시스템	-2,863	-0.4%	-514,569	-2.2%	0.277
패시브하우스	-634	-0.1%	-15,203	-2.3%	0.478
녹색건축물 인증제도	-1,028	-0.2%	-16,231	-2.4%	0.494
제로에너지빌딩	-5,498	-0.8%	-21,730	-3.3%	2.804
소계			-21,730	-3.3%	2.804

가정부문의 온실가스 한계감축비용(MAC)을 그림으로 나타내면 다음 그림과 같다.

[그림 6-1] 가정부문의 온실가스 한계감축비용(2015-2050년 평균, \$천/CO<sub>2</sub>톤)





## 제7장 상업부문의 온실가스 감축 잠재량 분석

### 제1절 상업부문 기준 에너지 시스템 설정

#### 1. 상업부문 에너지 시스템

상업부문의 에너지 사용은 도소매업, 숙박업, 기타업종(수송 및 저장, 오피스빌딩, 기타 서비스)으로 구분했다. 상업부문을 난방, 냉방, 조리, 장비 등의 용도별로 구분할 수 있으며, 이러한 경우에 에너지원 별 자료는 이용 가능하지만 최종 수요를 정의하기 어려운 문제가 있으므로 산업부문을 사업으로 구분했다.

〈표 7-1〉 상업부문의 에너지 시스템

구분	세부 기술 및 에너지원
상업부문	
도소매업	도매업, 소매업
숙박 및 음식업	숙박업, 음식업
기타 서비스	수송 및 저장, 오피스빌딩, 기타 서비스

#### 2. 상업부문 에너지 시스템 구성 요소

##### 가. 상업부문의 수요 및 재화

상업부문 도소매업의 최종수요는 서비스 면적으로 설정했으며, 숙박 및 음식업 역시 서비스 면적으로 최종수요를 설정했다. 상업부문 기타의 경우에는 최종수요를 정의하기 어려워서 에너지 수요를 최종

수요로 정의했다.

상업부문 도소매업, 숙박 및 음식업, 기타의 에너지에는 석유류, 도시가스, 전력, 열, 기타에너지가 사용되고 있다. 석유류는 다양한 석유제품이 사용되지만 가장 많이 사용되는 석유제품이 프로판가스이기 때문에 대표적으로 프로판가스로 한정했으며, 기타에너지의 경우에는 신재생에너지의 바이오매스를 대표 에너지로 설정했다.

오염물질은 연료연소에서 발생하는 3가지 온실가스(CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)로 설정했다.

각 단계에 투입되는 에너지는 부문별 에너지원별 종류를 의미하며, 각 단계별 산출은 상업부문의 최종수요를 의미한다.

상업부문의 도소매업, 숙박 및 음식업, 기타 서비스업의 기술은 특정 기술로 표현하기 어렵기 때문에 별도의 기술로 정의하지 않고 에너지 원별 소비량으로 설정했다.

〈표 7-2〉 상업부문의 에너지 시스템 구성 요소

구성 요소		에너지 종류
수요		. 도소매업(상업용 면적), 숙박 및 음식업(상업용 면적), 기타(에너지 소비량)
재화	에너지	. 석유류(프로판 기준), 도시가스, 전력, 열, 기타(신재생)
	물질	-
	오염물질	온실가스(CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O)
에너지 흐름	투입	최종 에너지
	산출	상업용 면적, 에너지 소비량
기술		도소매업, 음식 숙박업, 기타부문의 에너지원별 소비

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

#### 나. 상업부문 기술의 경제적 특성 및 기술적 특성

상업부문의 기술은 도소매업, 숙박업, 기타 서비스별로 구분해서 설

정했다. 3개 용도별 서비스면적과 에너지 소비량을 기준으로 에너지 원별 소비량 자료를 모형에 입력했다. 용도별 에너지 소비량 지수(2015=100)는 다음 표와 같다. 대부분의 에너지 소비량이 시간이 지나면서 감소할 것으로 예상된다. 이는 기기의 에너지 효율이 갈수록 개선되어 간다는 점을 말해주고 있다.

온실가스 감축수단은 대부분 용도별 기기의 에너지 효율이 2020년 이후에 개선되는 것으로 가정했으며, 에너지 효율 개선에 대한 비용을 추가하여 효율 개선에 따른 시스템 전체의 비용 변화를 분석했다. 기기별 투자비와 고정·운영비에 대한 자료는 입력하지 않았으며, 대신 온실가스 감축수단 도입에 따른 비용 상승만 모형에 반영하여 비용 변화와 온실가스 배출량 변화를 분석하여 온실가스 한계감축비용(MAC)을 분석했다.

〈표 7-3〉 상업부문의 용도별 에너지 소비 지수(2015=100)

용도	에너지	2015	2020	2030	2040	2050	증감률
도소 매업	도시가스	100.0	81.4	71.5	64.9	58.2	-41.8%
	전력	100.0	109.8	110.2	105.5	100.0	-
	열	100.0	98.9	92.7	84.1	75.2	-24.8%
	프로판	100.0	83.8	64.1	53.9	47.3	-52.7%
숙박 업	도시가스	100.0	92.3	80.3	77.9	74.2	-25.8%
	전력	100.0	109.2	117.4	112.2	105.8	+5.8%
	열	100.0	101.3	96.2	88.5	79.6	-20.4%
	프로판	100.0	80.2	58.9	48.4	41.6	-58.4%
기타 서비 스	도시가스	100.0	92.0	95.1	93.9	91.6	-8.4%
	전력	100.0	105.2	107.6	108.9	109.9	+9.9%
	열	100.0	100.0	96.9	94.4	91.3	-8.7%
	프로판	100.0	52.4	17.8	4.8	-	-100%
	바이오	100.0	97.7	95.3	95.3	93.0	-7.0%

### 3. 상업부문 기준안의 최종 수요 설정

분석기간(2015-2050년)의 상업부문 도소매업의 최종수요인 상업용 면적은 2050년에 2015년 면적에 비해 62.9% 증가할 것으로 설정했다. 숙박 및 음식업의 면적은 2050년에 2015년 대비 73.6% 증가하고 기타 용도별 에너지 소비는 2050년에 2015년 대비 116.5% 증가할 것으로 설정했다.

〈표 7-4〉 상업부문 기준안의 최종 수요 지수(2015=100)

	2015	2020	2030	2040	2050	'15-'50 증감율
도소매업 (면적, km <sup>2</sup> )	100.0	110.5	132.0	149.4	162.9	62.9%
숙박/음식업 (면적, km <sup>2</sup> )	100.0	113.3	137.8	157.8	173.6	73.6%
기타 (에너지, 천TOE)	100.0	123.4	164.2	194.5	216.5	116.5%

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

### 제2절 상업부문의 온실가스 감축수단

상업부문의 온실가스 감축수단은 신축 건축물 허가기준 강화, 기존 건축물 에너지 성능 향상, 설비효율 개선 및 재생에너지 보급확대, 건물 에너지 정보 인프라 구축 및 소비개선 유도로 설정했다.

〈표 7-5〉 상업부문의 온실가스 감축수단

감축 수단	세부 기술
상업 부문(건물)	
신축 건축물 허가기준 강화	<ul style="list-style-type: none"> <li>· 패시브기준 강화</li> <li>· 제로에너지건물 의무화</li> <li>· 에너지절약형 친환경주택 건설기준 향상</li> </ul>
기존 건축물 에너지 성능 향상	<ul style="list-style-type: none"> <li>· 공공건축물 녹색건축물 전환 의무화</li> <li>· 도시재생 연계사업</li> <li>· 그린모델링 활성화</li> <li>· 민간 노후건축물 에너지 성능 개선</li> </ul>
설비효율 개선 및 재생에너지 보급 확대	<ul style="list-style-type: none"> <li>· 가정사무기기의 소비효율 등급과 고효율 에너지기자재 인증 확대</li> <li>· 고효율 조명기기 및 고효율 설비 지원</li> <li>· 재생에너지지원사업 확대</li> </ul>
건물에너지 정보 인프라 구축 및 소비개선 유도	<ul style="list-style-type: none"> <li>· 에너지데이터기반 통합지원시스템 개발</li> <li>· IoT와 빅데이터 분석을 통한 에너지 진단 및 효율개선 방안</li> <li>· 건물에너지 성능관리 가이드</li> <li>· 건물에너지관리시스템(BEMS) 도입</li> </ul>

자료 : 대한민국 정부, 2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안 이해하기, 2018.9를 참조하여 저자가 작성

## 1. 신축 건축물 허가기준 강화

신축 건축물의 허가기준 강화를 달성하기 위한 세부적인 조치에는 패시브 건축물 수준의 단열기준 강화, 제로에너지 건축물의 단계적 의무화 시행, 에너지 절약형 친환경주택의 건설기준 성능수준 향상이 포함되어 있다.

### 가. 패시브 건축물

패시브기술은 채광, 환기, 단열 등 단열성능을 강화하여 냉난방에너지 소비를 절감하는 기술로서, 중부지역 아파트 외벽단열을 강화하는

기술(벽체, 스티로폴 도입)을 도입하는 것으로 가정했다. 외벽단열강화는 에너지 소비는 21% 감소( $m^2$ 당 26.1Mcal), 비용은 4,579원/ $m^2$  증가하는 것으로 조사되었다(175원/Mcal. $m^2$ ). 패시브 에너지 기술은 2020년 이후에 증가하는 서비스면적의 도소매업과 숙박 및 음식업, 기타 서비스에 적용하는 것으로 가정했다.

상업부문 도소매업의 2050년 서비스면적은 2015년에 비해 62%, 숙박 및 음식업은 74%, 기타 서비스업의 2050년 에너지 소비는 2015년 대비 165% 증가할 전망이다. 그러나 패시브 에너지는 주로 단열을 통한 에너지 절약이기 때문에 서비스면적보다는 건물의 외벽 단열과 관련이 있으며, 이는 주택 보급률과 관련이 있으므로 가정부문의 주택 보급률을 적용하기로 한다. 즉, 상업용 주택 수 비중으로는 2020년에 5%, 2025년 7%, 2030년에 10%, 2035년에 12%, 2040년에 15%, 2045년에 17%, 2050년에 20%로 가정했다. 따라서 상업부문의 2050년 에너지원별(석유류, 도시가스, 전력, 열, 기타에너지) 소비가 패시브에너지 기술을 장착한 기술로 대체될 것으로 설정했다. 즉, 2050년의 에너지 소비 집약도가 도소매업은 13.0%, 숙박 및 음식업은 15.5%, 기타 서비스업은 21% 개선될 것으로 설정했다. 도소매업과 숙박업의 기술은 서비스면적( $km^2$ )으로 설정되어 있기 때문에 서비스면적당 \$4,246백만/천 $km^2$ (2015년 가격 기준), 기타 서비스산업은 에너지 소비(PJ)로 설정되어 있기 때문에 \$1,262/PJ의 비용이 소요될 것으로 설정했다.

〈표 7-6〉 상업부문의 패시브 에너지 건축물 도입

부문	세부 내용
감축수단	외벽 단열 강화
효율 향상	도소매업, 숙박업, 기타서비스부문 에너지(석유류, 도시가스, 전력, 열, 기타에너지) 소비 효율 21% 향상
건축물 보급율	신증축 건축물 보급률은 2020년 5%, 2030년 10%, 2040년 15%, 2050년 20%
비용	도소매업/숙박업 : 백만\$4,245.5/천km <sup>2</sup> 기타 서비스업 : \$1,262.5/PJ

#### 나. 제로 에너지 건축물

제로에너지 기술은 태양광과 지열 등의 재생에너지를 활용하여 건물 에너지 소요량을 최소화하는 기술이기 때문에 상업부문의 모든 종류의 에너지 소비를 모두 태양광발전 전력과 지열에너지의 열로 대체하는 것으로 가정했다. 태양광 발전과 지열에너지의 에너지에 대해서는 별도의 비용을 추정하지 않고 모든 종류의 에너지 소비를 태양광발전의 전력과 지열에너지의 열로 대체하는 설비 도입으로 대신했다. 제로에너지는 모두 신축과 증축 건축물에 대해 적용하기 때문에 증가되는 서비스면적에 대해 적용하는 원칙을 설정했다.

상업부문 도소매업의 2050년 서비스면적은 2015년에 비해 62%, 숙박 및 음식업은 74%, 기타 서비스업의 2050년 에너지 소비는 2015년 대비 165% 증가할 전망이다. 상업용 서비스면적은 건물에 부속된 개념이기 때문에 신축 건물의 도입 비중을 적용하는 것이 합리적이다. 따라서 2020년에 전체 상업용 건물의 5%가 제로 에너지 건물로 도입되고, 2025년에는 7%, 2030년에 10%, 2035년에 12%, 2040년에 15%, 2045년에 17%, 2050년에 20%의 건물이 제로 에너지 건물로 도입되도록 설정했다. 상업용 에너지는 석유류, 도시가스, 전력, 열, 기타에너지이다.

〈표 7-7〉 상업부문의 제로 에너지 건축물 도입

부문	세부 내용
감축수단	태양광 발전, 지열에너지
대상	도소매업, 숙박업, 기타 서비스업의 전력은 태양광 전력으로 대체하고, 나머지 에너지(석유류, 도시가스, 열, 기타에너지) 소비는 지열에너지로 대체
건축물 보급율	신증축 건축물 보급률은 2020년 5%, 2030년 10%, 2040년 15%, 2050년 20%
비용	태양광발전과 지열에너지 설비 도입 비용

## 2. 기존 건축물 에너지 성능 향상

민간 노후 건축물의 에너지 성능을 향상시키기 위해 주로 다세대 주택과 단독주택을 대상으로 기존 노후 건물의 에너지 성능을 향상시키기 위해 단열기술과 창호기술을 도입하는 방안을 가정했다. 상업부문에 적용하는 대상이나 효율개선과 비용 등은 모두 가정부문과 동일하지만 상업부문에서는 숙박업과 기타 서비스업종의 에너지 소비 성능 향상만 가정했다.

〈표 7-8〉 상업부문의 기존 노후건물 성능 향상

부문	세부 내용
감축수단	외벽 단열, 창호기술
대상	숙박업과 기타 서비스업의 에너지(석유류, LPG, 도시가스, 전력, 열, 기타에너지) 소비의 효율 34% 향상
건축물 보급율	2020년 5%, 2030년 10%, 2040년 15%, 2050년 20%
비용	단열기술과 창호기술 도입 비용 : \$929.8/주택, \$1,263.5/PJ



### 3. 사무기기 효율 개선

정부는 에너지 효율 정책과 연계하거나 고효율 조명기기 및 고효율 설비 지원사업을 통해 가전기기와 사무기기의 에너지 소비효율을 향상시킬 계획이다(2030 수정 로드맵). 본 연구에서는 가전기기와 사무기기의 효율을 향상시켜서 온실가스를 감축하는 방안을 가정했다.

상업부문에서는 전력 소비의 효율이 기준안에서도 개선되는 것으로 가정되어 있지만 2050년까지 기준년도(2015년) 대비 30% 추가적으로 개선되고, 여기에 소요되는 비용은 전기요금으로 설정했다.

〈표 7-9〉 상업부문의 사무기기 효율 개선

부문	세부 내용
감축수단	사무기기 효율개선 지원사업
대상	상업부문 전력 소비의 효율을 2050년까지 30% 향상
기기 보급율	-
비용	전력 판매단가(2015년 111.57원/kwh)

### 4. 상업부문의 건물 에너지관리시스템(BEMS) 확대

정부는 건물에너지관리시스템(BEMS) 기술 개발, 공간별 및 용도별 에너지 사용량 분리 계량 및 모니터링을 확대하여 에너지 절약을 도모할 계획이다. 본 연구에서는 상업부문의 조명설비와 냉난방설비에 센서와 계측장비를 설치하고 이를 통신망으로 연계하여 에 조명용 전력, 냉난방용 전력, 가스 소비, 급탕, 신재생에너지 소비행태를 분석하고 이를 바탕으로 에너지 소비의 효율을 개선하는 방안을 설정했다.

정부는 에너지 효율 정책과 연계하거나 고효율 조명기기 및 고효율

설비 지원사업을 통해 가전기기와 사무기기의 에너지 소비효율을 향상시킬 계획이다(2030 수정 로드맵). 본 연구에서는 가전기기와 사무기기의 효율을 향상시켜서 온실가스를 감축하는 방안을 가정했다.

상업부문에서는 전력 소비의 효율이 기준안에서도 개선되지만 2050년까지 기준년도(2015년) 대비 30% 추가적으로 개선되며, 여기에 소요되는 비용은 전기요금으로 설정했다.

〈표 7-10〉 상업부문의 건물에너지관리시스템(BEMS) 도입

부문	세부 내용
감축수단	센서 및 계측장비 설비
대상	도소매업, 숙박업, 기타 서비스업의 전력, 가스, 열, 신재생에너지 소비 효율을 2050년까지 20% 향상
기기 보급율	-
비용	전력 판매단가(2015년 111.57원/kwh) 적용

### 제3절 상업부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석

#### 1. 상업부문의 온실가스 감축 잠재량

##### 가. 상업부문 기준안의 온실가스 배출량

상업부문 기준안의 온실가스 배출량은 2015년의 14,025천CO<sub>2</sub>톤(연료연소에 의한 직접 배출량)에서 2050년에는 13,761천CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 2050년의 배출량은 2015년 대비 1.9% 감소할 전망이다.

〈표 7-11〉 상업부문 기준안의 온실가스 배출량 전망

(단위 : 천CO<sub>2</sub>톤)

	2015	2020	2030	2040	2050	증감율
상업부문	14,025	11,413	12,334	13,322	13,761	-1.9%

나. 상업부문의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량

상업부문의 온실가스 감축수단(가전기기 효율개선, 에너지관리시스템 도입, 패시브하우스 도입, 녹색건축물 인증제도 도입, 제로에너지빌딩 의무화)을 분석대상으로 설정하고 분석모형을 사용하여 감축수단별 온실가스 감축 잠재량을 분석했다. 분석기간인 2015-2050년의 온실가스 감축 잠재량은 연평균 9,485천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 국가 에너지부문의 연평균 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤) 대비 1.4%를 감축할 수 있을 것으로 분석되었다. 이러한 감축 잠재량은 모든 감축수단이 상호 배타적이라는 전제에서 이루어진 것이기 때문에 감축수단의 중복 감축효과를 제외하면 현실적인 감축 잠재량은 제시된 수준보다 낮을 것으로 예상된다.

〈표 7-12〉 상업부문 감축수단별 온실가스 감축량 및 감축률  
(2015-2050년 평균)

산업	감축수단	감축량(천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률(%)
상업부문	효율개선	-2,576	-0.4%
	에너지관리시스템	-2,401	-0.4%
	제로에너지빌딩	-2,416	-0.4%
	패시브하우스	-1,590	-0.1%
	녹색건축물 인증제도	-502	-0.1%
	소계	-9,485	-1.4%

주 : 감축률은 국가 에너지부문 전체의 온실가스 배출량 대비 감축률임

## 2. 상업부문의 온실가스 감축 비용

상업부문의 온실가스 감축수단별 온실가스 감축비용을 추정하면 감축수단별 온실가스 감축비용은 최저 \$110/CO<sub>2</sub>톤에서 최고 \$4,311/CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 모든 감축수단의 감축비용이 양의 수준으로 분석되었다. 감축비용이 가장 낮은 감축수단은 가전기기 효율개선이며, 감축비용이 가장 높은 수단은 녹색건축물 인증제도로 나타났는데, 감축비용은 전제조건과 가정에 의해 크게 좌우되는 경향이 있다.

〈표 7-13〉 상업부문의 감축수단별 온실가스 감축비용  
(2015-2050년 평균)

감축수단	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
효율개선	-2,570	0.110
에너지관리시스템	-2,401	0.128
제로에너지빌딩	-2,416	0.825
패시브하우스	-1,590	2.042
녹색건축물 인증제도	-502	4.311

## 3. 상업부문 온실가스 감축의 비용 효과성 분석

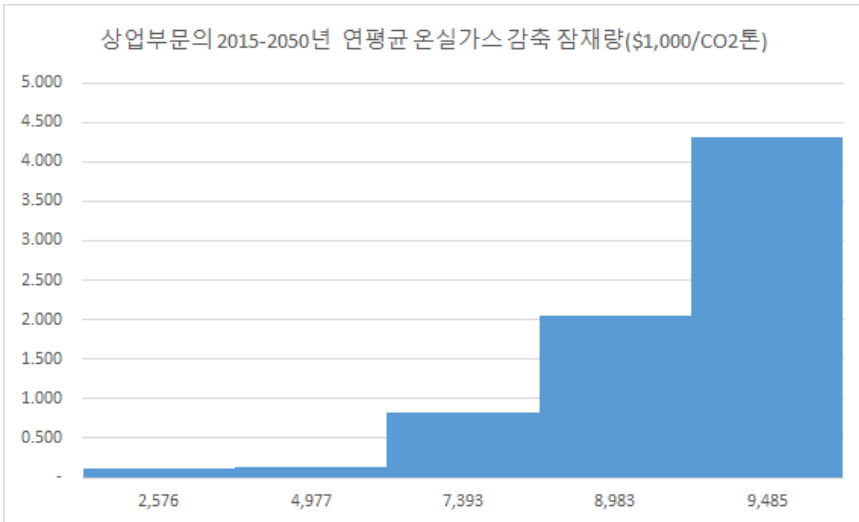
상업부문의 온실가스 감축수단별 온실가스 감축비용과 누적 감축 잠재량을 나타내면 다음 표와 같다. 상업부문 전체적으로는 2015-2050년 기간에 연평균 9,485천CO<sub>2</sub>톤을 감축할 수 있으며, 이러한 총 감축량을 달성하는데 필요한 한계감축비용(MAC)은 \$4,311/CO<sub>2</sub>톤으로 나타났다.

〈표 7-14〉 상업부문의 누적 감축 잠재량 및 감축비용  
(2015-2050년 평균)

감축수단	감축수단별		누적 감축량		감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	
효율개선	-2,576	-0.4%	-2,576	-0.4%	0.110
에너지관리시스템	-2,401	-0.4%	-4,977	-0.7%	0.128
제로에너지빌딩	-2,416	-0.4%	-7,393	-1.1%	0.825
패시브하우스	-1,590	-0.1%	-8,983	-1.3%	2.042
녹색건물 인증제도	-502	-0.1%	-9,485	-1.4%	4.311
소계			-9,485	-1.4%	4.311

상업부문의 온실가스 한계감축비용(MAC)을 그림으로 나타내면 다음 그림과 같다.

[그림 7-1] 상업부문의 온실가스 한계감축비용(2015-2050년 평균, \$천/CO<sub>2</sub>톤)





## 제8장 공공부문의 온실가스 감축 잠재량 분석

### 제1절 공공부문 기준 에너지 시스템 설정

#### 1. 공공부문 에너지 시스템

공공부문은 공공행정, 수도공급, 기타 행정, 가로등으로 구분했다. 공공부문은 난방, 냉방, 조리, 장비 등의 용도별로 구분할 수 있지만 용도별 에너지 원별 소비량 자료가 없으므로 공공부문을 부문별로 구분했다.

〈표 8-1〉 공공부문의 에너지 시스템

구분	세부 기술 및 에너지원
공공행정	공공행정
수도공급	수도 공급
기타	교육 등
가로등	가로등

#### 2. 공공부문 에너지 시스템 구성 요소

##### 가. 공공부문의 수요와 재화

공공부문의 공공행정, 수도공급, 기타 서비스의 경우에는 모두 에너지 소비량을 최종 수요로 설정했으며, 가로등의 경우에는 도로연장을 최종수요로 설정했다. 이러한 최종수요는 에너지기본계획의 에너지 수요전망에서 전제로 사용한 변수를 사용하여 일관성을 유지했다<sup>35)</sup>.

공공부문에서는 석유류, 도시가스, 전력, 열, 기타에너지가 사용되고 있다. 다양한 석유류 제품에서는 경유가 가장 많이 사용되기 때문에 경유를 대표적인 에너지로 설정했으며, 기타에너지의 경우에는 신재생에너지의 태양광이 가장 많이 사용되는 것으로 설정했다.

오염물질은 연료연소에서 발생하는 3가지 온실가스(CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)로 국한했다.

각 단계에 투입되는 에너지는 부문별 에너지원별 종류를 의미한다. 각 단계별 산출은 공공부문의 최종수요를 의미한다.

공공부문의 공공행정, 수도공급, 기타 공공부문, 가로등은 별도의 기술로 정의하기 어렵기 때문에 에너지원별 소비과정으로 설정했다.

〈표 8-2〉 공공부문의 에너지 시스템 구성 요소

구성 요소		에너지 종류
수요		- 공공행정(에너지 소비량) - 수도공급(에너지 소비량) - 기타 서비스(에너지 소비량) - 가로등(도로연장)
재화	에너지	- 석유류(경유 기준), 도시가스, 전력, 열, 기타(신재생)
	물질	-
	오염물질	온실가스(CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O)
에너지 흐름	투입	최종 에너지
	산출	공공부문(에너지 소비량, 도로연장)
기술		공공부문(공공행정, 수도공급, 기타 서비스, 가로등의 에너지 소비)

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

35) 최종수요의 대안으로 상업부문에서는 용도별로 구분할 수 있지만 이에 대응하는 적절한 변수를 설정하는 것이 과제이다. 공공부문의 경우에는 공무원 수, 물 사용량, 학생 및 교유자 수(교육의 경우) 등을 최종수요 대안으로 검토할 수 있을 것이다.



## 나. 공공부문 기술의 경제적 특성과 기술적 특성

공공부문은 공공행정, 수도공급, 기타 서비스, 가로등으로 구분되어 있으며, 각 용도별 최종수요와 함께 에너지원별 소비량 자료를 모형에 입력했다. 대부분의 용도에서 에너지원별 소비량 지수가 하락하는 것으로 설정했다.

〈표 8-3〉 공공부문의 용도별 에너지 소비 지수(2015=100)

용도	에너지	2015	2020	2030	2040	2050	증감률
기타 서비스	전력	100.0	124.9	143.5	151.5	156.3	56.3%
	열	100.0	118.2	128.6	129.9	128.6	28.6%
	경유	100.0	52.5	18.1	5.2	-	-100%
	태양전력	100.0	117.3	129.0	132.3	134.1	34.1%
공공행정	도시가스	100.0	98.2	93.6	90.2	86.8	-13.2%
	전력	100.0	100.7	102.2	103.2	104.1	+4.1%
	열	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	-
가로등	경유	100.0	80.2	57.5	46.2	37.7	-62.3%
	전력	100.0	99.2	98.1	96.9	95.9	-4.1%
수도	전력	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	-
	태양전력	100.0	83.3	58.3	50.0	41.7	-58.3%

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

### 3. 공공부문 기준안의 최종 수요 설정

분석기간(2015-2050년)의 공공부문 공공행정의 최종수요인 에너지 소비는 2050년에 2015년 대비 61.3% 증가할 것으로 설정했다. 2050년의 수도공급부문의 에너지 소비는 2015년 대비 103.6% 증가하고 기타 서비스부문의 에너지 소비는 2050년에 2015년 대비 47.9% 증가할 것으로 설정했다. 가로등용 도로길이는 2050년에 2015년 대비 13.1% 증가에 그칠 것으로 모형에 반영했다.

〈표 8-4〉 공공부문 기준안의 최종 수요 지수(2015=100)

	2015	2020	2030	2040	2050	'15-'50 증감율
공공부문						
공공행정(천TOE)	100.0	115.7	139.0	153.3	161.3	61.3%
수도공급(천TOE)	100.0	118.0	151.7	179.9	203.6	103.6%
기타(천TOE)	100.0	103.6	121.3	136.7	147.9	47.9%
가로등(도로길이,천km)	100.0	106.1	113.5	115.0	113.1	13.1%

자료 : 에너지경제연구원 내부 자료를 이용하여 설정

## 제2절 공공부문의 온실가스 감축수단

공공부문의 온실가스 감축수단은 고효율 조명기기 보급, 신재생 전력 사용, 건축물 단열 강화, 신증축 건축물 에너지 관리 시스템 도입으로 구분했다.

고효율 조명기기는 가로등을 2050년까지 효율이 높은 LED 가로등으로 모두 교체하고, 가로등 전력 소비량의 50%를 태양광 전력으로 대체하는 방안이다. 신재생에너지 설비 보급은 공공행정용 열소비를 2050년까지 모두 태양열과 지열로 대체하는 방안이다. 건물 단열강화는 신·증축 건물에 대해 2020년대에 패시브기술과 제로에너지 기술을 도입하여 공공행정의 전력과 도시가스 소비 집약도를 2050년까지 기준년도(2015년)의 절반 수준으로 개선시키는 방안이며, 건물에너지관리시스템(BEMS) 도입을 통해 공공행정부문의 에너지 소비 집약도를 추가적으로 2050년까지 30% 개선시키는 방안이다.

〈표 8-5〉 공공부문의 온실가스 감축수단

감축 수단	세부 기술
고효율 조명기기	. 가로등을 2050년까지 LED로 100% 대체 . 가로등 전력소비의 50%를 2050년까지 태양광으로 대체
재생에너지 설비	. 2050년까지 공공행정용 열소비를 태양열과 지열로 대체
건물 단열 강화	. 패시브기술과 제로에너지 기술 도입하여 2050년까지 공공행정 전력과 도시가스 소비 효율을 50% 개선
에너지관리시스템(BEMS)	. 공공행정용 에너지 소비 집약도를 2050년까지 30% 개선

자료 : 대한민국 정부, 2030 국가 온실가스 감축로드맵 수정안 이해하기, 2018.9를 참조하여 저자가 작성

## 1. 고효율 조명기기

고효율 조명기기의 감축수단은 가로등의 경우에는 현재의 가로등이 안정기 내장형 형광등으로 장착되었다고 가정하고 이를 고효율 메탈 램프로 대체하는 방안을 설정했다. 메탈램프의 효율은 형광등에 비해 26% 개선되는 대신 비용은 84% 상승하는 것으로 설정했다. 2030년까지는 가로등의 50%, 2050년까지 100%를 고효율 가로등으로 교체하는 것으로 가정했다.

안정기 내장형 형광등의 정격용량은 20W, 가격은 6,529원, 연간 사용시간은 3,637시간이므로 연간 전력 사용량은 72.74KWh(62,556Kcal)이며, 1PJ의 전력 사용에는 내장형 형광등 3,818,743개가 소요되고 여기에 가격을 반영하면 연간 1PJ 소비에는 24,932백만원이 소요되며, 이를 2015년 평균 환율(1,131.5원/\$)을 적용하여 추정한 연간 \$22.035 백만의 비용을 가로등 효율개선의 투자 비용으로 추정했다. 가로등의 에너지(전력) 집약도는 공공부문 가로등의 에너지(전력) 사용량을 도로 면적으로 나누어서 산정했다.

고효율 메탈 램프의 효율과 비용은 앞에서 설명한 기준을 적용하여

산정했다. 즉, 효율은 26% 개선되는 대신 비용은 84% 상승하는 비율을 적용하여 추정했다<sup>36)</sup>.

2030년까지 가로등 전력의 30%, 2050년까지 가로등 전력의 50%를 분산형 태양광발전에서 전력을 공급하는 것으로 설정했다. 태양광전력의 경우에는 발전부문의 태양광발전이 아니라 공공부문에 설치한 태양광발전에서 직접 공급하는 것으로 가정했다. 태양광발전의 비용이나 효율 등의 기술적 특성은 발전부문의 태양광발전 자료를 사용했다.

## 2. 재생에너지(지열) 설비 도입

재생에너지 설비보급의 경우 태양열의 재생에너지는 난방용으로, 지열의 경우에는 지역난방 시스템을 도입하여 난방용과 냉방용 에너지 소비로 사용될 가능성이 높기 때문에 공공행정과 기타서비스부문에 사용되는 석유류(경유와 중요)와 도시가스 및 기타 에너지 소비를 재생에너지가 대체하는 것으로 설정했다. 2030년까지 석유류와 도시가스 소비의 20%, 2050년까지 50% 대체하는 것으로 가정했으며 기타에너지의 경우에는 기준안에 이미 신재생설비(태양광 전력)로 설정되어 있기 때문에 별도의 도입을 설정하지 않았다.

지열난방설비의 투자비와 유지보수비는 RT단위로 조사되어 있는데, 톤당 열량은 스팀 1톤의 기준 열량(644,000Kcal/톤)을 적용하여 산정했다.

---

36) 고효율 메탈램프의 정격용량은 250W, 가격은 11,999원, 연간 사용시간은 2,567시간 이므로 연간 전력 사용량은 641.75KWh(551,905Kcal)이며, PJ(23.88853x1,000x10<sup>7</sup> kcal) 사용에는 메탈램프가 432,837개가 소요되고 여기에 가격을 반영하면 연간 PJ 소비에는 5,193.6백만원이 소요되며, 이를 2015년 평균 환율(1,131.5원/\$)을 적용하여 추정한 \$40.544백만/연간 비용이 가로등의 투자 비용으로 추정하는 방법도 적용할 수 있다.

〈표 8-6〉 공공부문의 재생에너지 설비(지열냉난방) 도입

수명(년)	효율(%)	투자비 (백만\$/PJ, 2015년 가격)	유지보수비 (백만\$/PJ, 2015년 가격)
15	5.4	182.6	7.5

### 3. 건물 단열 강화

건물 단열강화는 신증축 건물에 대해 패시브기술과 제로에너지 기술을 도입하여 공공행정의 전력과 도시가스 소비 집약도를 2050년까지 기준년도(2015년) 집약도의 절반 수준으로 개선시키는 방안이다.

패시브기술은 채광, 환기, 단열 등 단열성능을 강화하여 냉난방에너지 소비를 절감하는 기술로서, 중부지역 아파트 외벽단열을 강화하는 기술(벽체, 스티로폴 도입)을 도입하는 것으로 가정했다. 외벽단열강화는 에너지 소비는 21% 감소( $m^2$ 당 26.1Mcal)하며 비용은 4,579원/ $m^2$  추가되는 것으로 설정했다(175원/Mcal). 대상은 공공행정과 기타 서비스의 전력, 도시가스, 열 소비의 에너지 집약도를 2025년 이후에 21% 개선시키는 것으로 설정했다. 신축 건물은 증가되는 에너지 소비를 대상으로 설정하여 에너지 집약도 개선을 적용했는데, 2030년에는 전체의 20%에 적용하므로 에너지 집약도는 4.2%, 2050년에는 40%를 대상으로 적용했으며, 에너지 집약도는 8.4% 개선되는 것으로 설정했다.

제로에너지 기술은 태양광 등 재생에너지를 활용하여 건물 에너지 소요량을 최소화하는 기술이다. 공공행정, 기타 공공서비스 부문의 석유류, 도시가스, 열 소비를 모두 태양광 전력으로 대체하는 것으로 가정했다. 신축 건물은 증가되는 에너지 소비를 대상으로 설정하여 전력으로 대체하는 가정을 적용했다. 2030년에는 이들 부문 에너지소비의

10%에서 시작하여 2050년에는 에너지 소비의 30%를 태양광 전력으로 대체하도록 설정했다. 모형에서는 석유류와 도시가스 및 열 에너지 소비를 2030년에 10%, 2050년에 30%를 태양광 전력으로 대체하는 것으로 설정했다.

〈표 8-7〉 공공부문 단열강화 기술

구분	2050년 연비 개선 목표
패시브기술	<ul style="list-style-type: none"> <li>· 아파트 외벽 단열 강화</li> <li>- 에너지 소비 21% 감소, 비용 175원/Mcal 추가</li> <li>- 공공행정, 기타공공서비스의 전력, 도시가스, 열 에너지 소비를 2030년에 20%, 2050년에 40% 개선</li> </ul>
제로에너지기술	<ul style="list-style-type: none"> <li>· 공공행정, 기타공공서비스의 석유류, 도시가스, 열 소비를 태양광발전으로 대체</li> <li>- 2030년에 29%, 2050년에 40%를 대체</li> </ul>

#### 4. 공공부문의 건물 에너지관리시스템(BEMS) 도입

에너지관리시스템을 2030년까지 공공기관의 37%에 보급하여 에너지를 평균 10% 절감하고, 2050년까지 공공기관의 50% 건물에 보급하여 에너지를 평균 30% 절감하는 계획을 설정했다. 에너지 관리 시스템의 비용에 관한 구체적인 자료가 없고, 공공부문의 주요 에너지가 전력이라는 점을 감안하여 전력의 평균 가격을 에너지관리 시스템의 비용으로 적용했다.

### 제3절 공공부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용 분석

#### 1. 공공부문의 온실가스 감축 잠재량

##### 가. 공공부문 기준안의 온실가스 배출량

공공부문 기준안의 온실가스 배출량은 2015년의 1,308천CO<sub>2</sub>톤(연료연소에 의한 직접 배출량)에서 2050년에는 477천CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 2050년의 배출량은 2015년 대비 63.5% 대폭 감소할 전망이다.

〈표 8-8〉 공공부문 기준안의 온실가스 배출량 전망

(단위 : 천CO<sub>2</sub>톤)

	2015	2020	2030	2040	2050	증감율
공공부문	1,308	1,783	1,009	654	477	-63.5%

##### 나. 공공부문의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량

공공부문의 온실가스 감축수단(제로에너지 빌딩, 가로등 개체, 지열 활용, 패시브)을 분석대상으로 설정하고 분석모형을 사용하여 감축수단별 온실가스 감축 잠재량을 분석했다. 분석기간인 2015-2050년의 온실가스 감축 잠재량은 연평균 1,152천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 국가 에너지 부문의 연평균 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤) 대비 0.2%를 감축할 수 있을 것으로 분석되었다. 이러한 감축 잠재량은 모든 감축수단이 상호 배타적이라는 전제에서 이루어진 것이기 때문에 감축수단의 중복 감축효과를 제외하면 현실적인 감축 잠재량은 제시된 수준보다 낮을 것으로 예상된다.

〈표 8-9〉 공공부문 감축수단별 온실가스 감축량 및 감축률  
(2015-2050년 평균)

산업	감축수단	감축량(천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률(%)
공공부문	제로에너지 빌딩	-47	-0.1%
	가로등 교체	-393	-0.1%
	지열활용	-203	-0.1%
	패시브하우스	-509	-0.1%

주 : 감축률은 국가 에너지부문의 배출량 대비 감축률임

## 2. 공공부문의 온실가스 감축 비용

공공부문의 온실가스 감축수단별 온실가스 감축비용을 추정하면 감축 수단별 온실가스 감축비용은 최저 \$200/CO<sub>2</sub>톤에서 최고 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 모든 감축수단의 감축비용이 영의 수준으로 분석되었다. 감축비용이 가장 낮은 감축수단은 제로에너지 빌딩 도입이며, 감축비용이 가장 높은 수단은 패시브하우스 도입으로 나타났는데, 감축비용은 전제조건과 가정에 의해 크게 좌우되는 경향이 있다.

〈표 8-10〉 공공부문의 감축수단별 온실가스 감축비용(2015-2050년 평균)

감축수단	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
제로에너지 빌딩	-47	0.200
가로등 교체	-393	0.530
지열활용	-203	4.220
패시브하우스	-1,509	23,458



### 3. 공공부문 온실가스 감축의 비용 효과성 분석

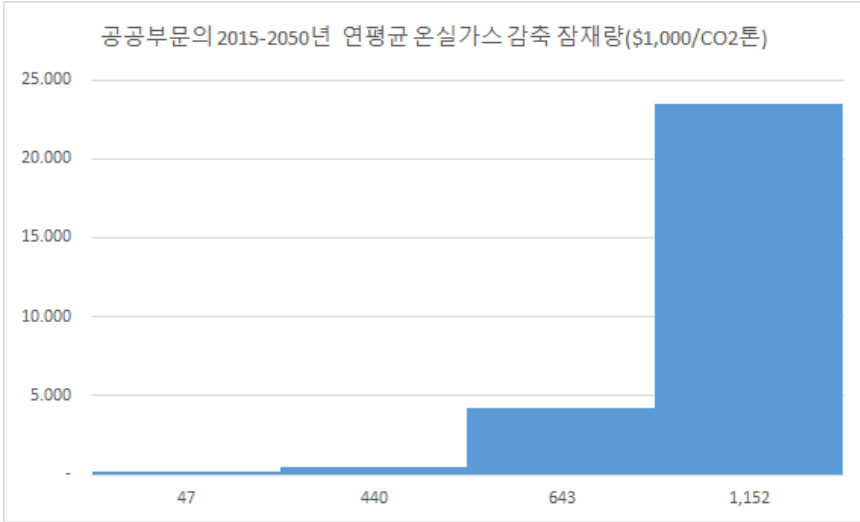
공공부문의 온실가스 감축수단별 온실가스 감축비용과 누적 감축 잠재량을 나타내면 다음 표와 같다. 공공부문 전체적으로는 2015-2050년 기간에 연평균 23,458천CO<sub>2</sub>톤을 감축할 수 있으며, 이러한 총 감축량을 달성하는데 필요한 한계감축비용(MAC)은 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤으로 나타났다.

〈표 8-11〉 공공부문의 누적 감축 잠재량 및 감축비용(2015-2050년 평균)

감축수단	감축수단별		누적 감축량		감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	
제로에너지 빌딩	-47	-0.1%	-47	-0.1%	0.200
가로등 개체	-393	-0.1%	-440	-0.1%	0.530
지열활용	-203	-0.1%	-643	-0.1%	4.220
패시브하우스	-509	-0.1%	-1,152	-0.2%	23.458
소계			-1,152	-0.2%	23,458

공공부문의 온실가스 한계감축비용(MAC)을 그림으로 나타내면 다음 그림과 같다.

[그림 8-1] 공공부문의 온실가스 한계감축비용(2015-2050년 평균, \$천/CO<sub>2</sub>톤)



## 제9장 비용 효과적 온실가스 감축전략 분석

본 장에서는 앞의 분석결과를 종합하여 비용 효과적인 감축 전략을 제시하게 된다.

### 제1절 국가 전체의 온실가스 감축 잠재량 분석

#### 1. 국가 전체의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량

지금까지 분석한 전환부문, 산업부문, 수송부문, 가정부문, 상업부문, 공공부문의 온실가스 감축 잠재량을 종합하면 우리나라의 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 국가적인 차원에서 분석할 수 있다.

에너지연소부문의 모든 온실가스 감축수단을 활용할 경우 분석기간(2015-2050년)의 연평균 온실가스 감축 잠재량은 최소 246,428천CO<sub>2</sub>톤에서 최대 337,308천CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석된다. 즉, 모든 감축수단을 활용하되 전력산업에서 신재생발전량을 국가 감축목표 수준으로 확대할 경우(NRW3020) 국가 전체적으로는 246,428천CO<sub>2</sub>톤의 감축이 가능하며, 이는 국가 전체 연평균 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤)의 36.9%에 이르는 규모이다. 신재생발전량을 1.5℃ 달성하는 수준으로 확대할 경우(NRW3058)에는 온실가스 감축 잠재량이 337,308천CO<sub>2</sub>톤에 이르러 국가 배출량의 50.5%에 이르는 감축률에 해당된다.

우리나라 에너지부문 전체의 온실가스 감축수단별 감축 잠재량을 감축비용 순서대로 나열하면 다음 표와 같다.

〈표 9-1〉 에너지부문 전체의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용(2015-2050년 평균)

부문	기술명	기술별 감축량		누적 감축량		감축비용 (\$천CO <sub>2</sub> 톤)
		감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	감축량 (천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률 (%)	
전환부문	정유개질1	- 821	- 0.1%	- 821	- 0.1%	- 20.000
전환부문	정유갑입2	- 22,677	- 3.4%	- 23,498	- 3.5%	- 15.103
전환부문	정유갑입1	- 22,653	- 3.4%	- 4 6,151	- 6.9%	- 15.095
전환부문	정유개질2	- 17,819	- 2.7%	- 63,970	-9.6%	- 6.547
산업부문	자동차효율1	- 0	0.0%	- 63,970	-9.6%	- 2.000
산업부문	자동차효율2	- 15	0.0%	- 63,984	-9.6%	- 1.865
산업부문	자동차효율3	- 101	0.0%	- 64,085	-9.6%	- 1.060
산업부문	자동차효율4	- 8	0.0%	- 64,093	-9.6%	- 0.367
산업부문	자동차효율5	- 10	0.0%	- 64,103	-9.6%	- 0.076
산업부문	자동차도장1	- 8	0.0%	- 64,110	-9.6%	- 0.076
산업부문	자동차도장2	- 0	0.0%	- 64,110	- 9.6%	- 0.074
산업부문	자동차도장3	- 5	0.0%	- 64,115	- 9.6%	- 0.073
산업부문	자동차도장4	- 2	0.0%	- 64,117	- 9.6%	- 0.073
산업부문	자동차도장5	- 4	0.0%	- 64,121	- 9.6%	- 0.073
산업부문	시멘트-원료1	- 503	- 0.1%	- 64,625	- 9.7%	- 0.070
산업부문	시멘트-원료2	- 0	0.0%	- 64,625	- 9.7%	- 0.069
산업부문	시멘트-신기술1	- 0	0.0%	- 64,625	- 9.7%	- 0.069
전환부문	전력-수요관리	- 50,441	- 7.5%	- 115,066	-17.2%	- 0.069
전환부문	전력-송전손실	- 873	- 0.1%	- 115,939	-17.4%	- 0.069
전환부문	전력-폐기물발전	- 505	- 0.1%	- 116,444	-17.4%	- 0.068
산업부문	시멘트-신기술2	- 123	0.0%	- 116,566	-17.4%	- 0.068
산업부문	시멘트-신기술3	- 232	0.0%	- 116,799	-17.5%	- 0.067
산업부문	시멘트-소성1	- 411	-0.1%	- 117,210	-17.5%	- 0.067
산업부문	시멘트-소성2	- 62	0.0%	- 117,272	-17.6%	- 0.066
산업부문	시멘트-소성3	- 209	0.0%	- 117,481	-17.6%	- 0.065
산업부문	시멘트-소성4	- 30	0.0%	- 117,511	-17.6%	- 0.063
산업부문	시멘트-소성5	- 0	0.0%	- 117,511	-17.6%	- 0.061
전환부문	전력-USC	- 3,152	-0.5%	- 120,663	-18.1%	- 0.060
전환부문	전력-retrofit	- 3,214	-0.5%	- 123,877	-18.5%	- 0.060
산업부문	시멘트-소성6	- 14	0.0%	- 123,891	-18.5%	- 0.060
산업부문	도자기-신기술1	- 14	0.0%	- 123,905	-18.5%	- 0.060
산업부문	도자기-신기술2	- 143	0.0%	- 124,047	-18.6%	- 0.059
전환부문	전력-복합화력	- 1,791	-0.3%	- 125,838	-18.8%	- 0.055
산업부문	도자기-신기술3	- 301	0.0%	- 126,139	-18.9%	- 0.054

산업부문	디스플레이-LCD1	- 8	0.0%	- 126,147	-18.9%	-0.051
산업부문	디스플레이-LCD2	- 2,042	- 0.3%	- 128,189	-19.2%	- 0.042
산업부문	디스플레이-LCD3	- 31	0.0%	- 128,220	-19.2%	- 0.042
산업부문	디스플레이-LCD4	- 5	0.0%	- 128,225	-19.2%	- 0.041
산업부문	디스플레이-LCD5	- 96	0.0%	- 128,322	-19.2%	- 0.040
산업부문	디스플레이-LCD6	- 2,224	- 0.3%	- 130,546	-19.5%	- 0.025
산업부문	디스플레이-LCD7	- 231	0.0%	- 130,777	-19.6%	- 0.022
산업부문	디스플레이-LCD7	- 447	- 0.1%	- 131,224	-19.6%	- 0.007
산업부문	전기전자-PCB1	- 2	0.0%	- 131,226	-19.6%	- 0.006
산업부문	전기전자-PCB2	- 815	- 0.1%	- 132,042	-19.8%	- 0.004
산업부문	전기전자-PCB3	- 50	0.0%	- 132,092	-19.8%	- 0.001
산업부문	유리-용융1	- 13	0.0%	- 132,105	-19.8%	- 0.000
산업부문	유리-판유리10	- 62	0.0%	- 132,167	-19.8%	- 0.000
산업부문	유리-판유리11	- 77	0.0%	- 132,244	-19.8%	- 0.000
산업부문	유리-병유리1	- 1	0.0%	- 132,245	-19.8%	-
산업부문	유리-병유리2	- 251	0.0%	- 132,496	-19.8%	0.000
산업부문	유리-판유리1	- 3,633	-0.5%	- 136,129	-20.4%	0.000
산업부문	유리-판유리2	- 2,178	-0.3%	- 138,308	-20.7%	0.000
산업부문	유리-판유리3	- 572	-0.1%	- 138,880	-20.8%	0.002
수송부문	전기버스	- 727	-0.1%	- 139,607	-20.9%	0.002
산업부문	유리-판유리4	- 32	0.0%	- 139,639	-20.9%	0.004
산업부문	유리-판유리5	- 62	0.0%	- 139,701	-20.9%	0.006
산업부문	유리-판유리6	- 4,111	-0.6%	- 143,812	-21.5%	0.007
산업부문	유리-판유리7	- 4,102	-0.6%	- 147,914	-22.1%	0.007
산업부문	유리-판유리8	- 4,104	- 0.6%	- 52,018	-22.8%	0.009
산업부문	유리-판유리9	- 4,146	- 0.6%	- 156,164	-23.4%	0.009
산업부문	철강-코크스1	- 4,075	- 0.6%	- 160,239	-24.0%	0.009
수송부문	바이오연료	- 4,767	- 0.7%	- 165,006	-24.7%	0.010
산업부문	철강-코크스2	- 15	0.0%	- 165,021	-24.7%	0.011
전환부문	신재생3020	- 12,315	- 1.8%	- 177,336	-26.5%	0.015
수송부문	화물차 효율	- 4,926	- 0.7%	- 182,262	-27.3%	0.020
산업부문	철강-코크스3	- 2	0.0%	- 182,264	-27.3%	0.024
산업부문	철강-고로1	- 122	0.0%	- 182,386	-27.3%	0.029
산업부문	철강-전로1	- 198	0.0%	- 182,584	-27.3%	0.039
산업부문	철강-전로2	- 228	0.0%	- 182,812	-27.4%	0.060
산업부문	기계-가열로1	- 243	0.0%	- 183,055	-27.4%	0.100
상업부문	가전기기1	- 2,576	- 0.4%	- 185,630	-27.8%	0.110
산업부문	기계-가열로2	- 565	- 0.1%	- 186,195	-27.9%	0.124
상업부문	에너지관리1	- 2,401	- 0.4%	- 188,596	-28.2%	0.128
가정부문	가전기기1	- 11,706	- 1.8%	- 200,302	-30.0%	0.169

공공부문	제로에너지	- 47	0.0%	- 200,350	-30.0%	0.200
산업부문	기계가열로3	- 0	0.0%	- 200,350	-30.0%	0.242
가정부문	에너지관리	- 2,863	- 0.4%	- 203,212	-30.4%	0.277
산업부문	광업-채굴1	- 96	0.0%	- 203,308	-30.4%	0.290
가정부문	패시브	- 634	- 0.1%	- 203,942	-30.5%	0.478
가정부문	녹색건물1	- 1,028	- 0.2%	- 204,971	-30.7%	0.497
공공부문	가로등1	- 393	- 0.1%	- 205,364	-30.7%	0.530
수송부문	승용차 효율	- 22,913	- 3.4%	- 228,277	-34.2%	0.589
수송부문	하이브리드차	- 1,289	- 0.2%	- 229,566	-34.4%	0.609
산업부문	광업-채굴2	- 2	0.0%	- 229,568	-34.4%	0.667
상업부문	제로에너지1	- 2,416	- 0.4%	- 231,984	-34.7%	0.825
산업부문	비철-아연	0	0.0%	- 231,984	-34.7%	1.258
산업부문	비철-동	- 57	0.0%	- 232,041	-34.7%	1.952
산업부문	비철-알루미늄1	- 2	0.0%	- 232,043	-34.7%	2.000
상업부문	녹색건물1	- 1,590	- 0.2%	- 233,633	-35.0%	2.042
가정부문	제로에너지1	- 5,498	- 0.8%	- 239,131	-35.8%	2.804
수송부문	연료전지차	- 1,910	- 0.3%	- 241,041	-36.1%	3.076
공공부문	지열1	- 203	0.0%	- 241,244	-36.1%	4.220
상업부문	패시브	- 502	- 0.1%	- 241,747	-36.2%	4.311
수송부문	전기차	- 442	- 0.1%	- 242,188	-36.2%	8.148
공공부문	패시브	- 509	- 0.1%	- 242,698	-36.3%	23.458
전환부문	전력바이오발전	- 3,729	- 0.6%	- 246,427	-36.9%	- 0.064
전환부문	신재생3040	- 55,680	- 8.3%	- 298,378	-44.7%	0.065
전환부문	신재생3058	- 103,196	- 15.4%	- 345,893	-51.8%	0.084

## 2. 국가 전체의 부문별 온실가스 감축 잠재량

에너지부문 전체 온실가스 감축 잠재량을 부문별로 보면, 전환부문의 최대 온실가스 감축 잠재량(1.5℃ 달성을 위한 신재생 확대)은 230,870천CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석된다. 전환부문의 온실가스 감축량 규모는 국가 전체 온실가스 배출량(669,122천CO<sub>2</sub>톤) 대비 34.6%의 감축률에 해당되는 규모이며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량(337,308천CO<sub>2</sub>톤)의 68.4%를 차지하는 규모이다.

수송부문의 온실가스 감축 잠재량은 36,974천CO<sub>2</sub>톤으로서, 이는 국

가 전체 온실가스 배출량 대비 5.5%의 감축에 해당되는 규모이며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 11.0%를 차지하는 규모이다. 상업부문의 온실가스 감축 잠재량은 9,485천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 전체 온실가스 배출량 대비 1.4%의 감축에 해당되며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 2.8%를 차지하는 규모이다. 산업부문의 온실가스 감축 잠재량은 37,096천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 전체 온실가스 배출량 대비 5.6%의 감축에 해당되며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 11.0%를 차지하는 규모이다. 공공부문의 온실가스 감축 잠재량은 1,152천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 전체 온실가스 배출량 대비 0.2%의 감축에 해당되며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 0.3%를 차지하는 규모이다. 가정부문의 온실가스 감축 잠재량은 21,730천CO<sub>2</sub>톤으로서, 이는 국가 전체 온실가스 배출량 대비 3.3%의 감축에 해당되는 규모이며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 6.4%를 차지하는 규모이다.

국가 전체 에너지부문의 온실가스 감축 잠재량을 부문별로 살펴보면 전환부문이 전체 온실가스 배출량의 가장 큰 비중(68.4%)을 차지하며, 다음으로는 산업부문과 수송부문이 각각 11.0%의 비중을 차지하고, 다음으로는 가정부문과 상업부문이며, 공공부문은 가장 낮은 비중을 차지할 것으로 분석된다. 이러한 분석은 향후 온실가스 감축 잠재량이 높고 저탄소 시스템 달성에 가장 큰 기여를 할 부문으로 전환부문이 될 것이라는 점을 말해주고 있다.

〈표 9-2〉 부문별 온실가스 감축 잠재량(2015-2050년 평균)

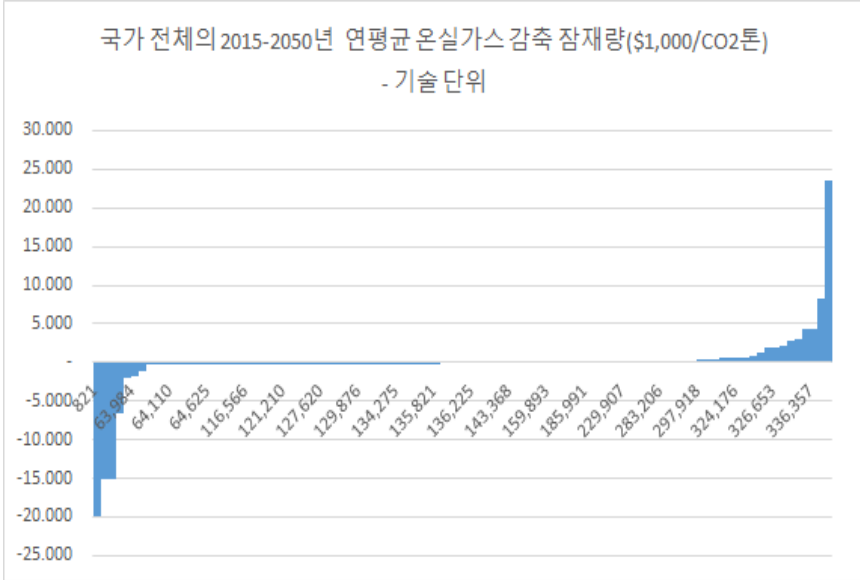
	연평균 감축량(천CO <sub>2</sub> 톤)	감축률(%)	감축량 비중
전환부문	139,990	-21.0%	-
	183,355	-27.4%	-
	230,870	-34.6%	68.4%
수송부문	36,974	-5.5%	11.0%
상업부문	9,485	-1.4%	2.8%
산업부문	37,095	-5.6%	11.0%
공공부문	1,152	-0.2%	0.3%
가정부문	21,730	-3.3%	6.4%
에너지부문 전체	246,428	-36.9%	-
	289,792	-43.4%	-
	337,308	-50.5%	100.0%

에너지부문 전체의 감축수단별 온실가스 감축 잠재량을 감축비용 순서대로 나열한 에너지부문 온실가스 한계감축비용을 그림으로 나타내면 다음과 같다.

온실가스 감축비용이 마이너스에서 양의 값으로 전환되는 수준의 온실가스 감축 잠재량은 약 132,496천CO<sub>2</sub>톤에 이른 것으로 나타났다. 이러한 감축 잠재량은 국가 전체 온실가스 감축 잠재량의 39.3%에 해당하는 규모로서 감축 잠재량의 약 1/3을 상회하는 수준으로 나타나고 있다. 온실가스 감축 잠재량의 1/3 이상을 마이너스 비용으로 감축할 수 있다는 점을 말해주고 있다.



[그림 9-1] 우리나라 전체의 온실가스 한계감축비용  
(2015-2050년 평균, \$천/CO<sub>2</sub>톤)



## 제2절 비용 효과적인 온실가스 감축 전략

### 1. 전환부문과 전환부문 이외의 감축 잠재량 비교

전환부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용과 전환부문 이외 부문의 감축 잠재량과 감축비용을 비교하면 비용 효과적인 온실가스 감축 전략을 파악할 수 있다.

2015-2050년 기간에 에너지부문의 전체 온실가스 감축기술을 활용할 경우 연평균 온실가스 감축 잠재량은 국가 전체 연평균 배출량의 50.5%인 337,308천CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석되었다. 전체 온실가스 감축 잠재량을 달성하기 위한 감축비용은 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로

로 분석되었다.

전환부문의 최대 온실가스 감축 잠재량(1.5℃ 달성을 위한 신재생발전 확대)은 230,870천CO<sub>2</sub>톤으로서 국가 전체 온실가스 감축 잠재량의 68.4%를 차지하고 있다. 전환부문의 온실가스 감축비용은 \$84/CO<sub>2</sub>톤으로 나타나고 있다. 반면 전력산업을 제외한 나머지 부문의 온실가스 감축 잠재량 합계는 106,437천CO<sub>2</sub>톤으로서 에너지부문 전체 온실가스 감축 잠재량의 31.6%를 차지하고 있으며, 온실가스 감축비용은 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석되었다.

따라서 전환부문은 우리나라 전체 온실가스 감축 잠재량의 68.4%를 \$84/CO<sub>2</sub>톤의 비용으로 감축할 수 있는 반면, 전환부문을 제외한 나머지 부문은 국가 감축 잠재량의 31.6%를 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤의 높은 비용으로 감축할 수 있는 것으로 분석되었다. 즉, 전환부문의 온실가스 감축 잠재량은 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 합계의 2.2배 수준임에도 불구하고 전환비용의 온실가스 감축비용은 전환부문 이외의 온실가스 감축비용의 0.4% 수준에 불과한 것으로 나타났다.

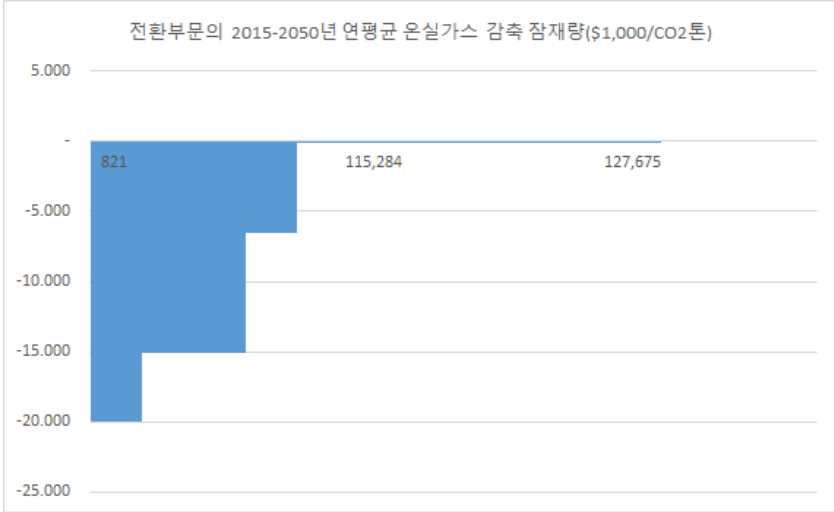
이러한 분석결과는 국가 전체의 온실가스 감축 잠재량을 달성하기 위해서는 전환부문에서 온실가스 감축이 우선적으로 이루어질 필요가 있다는 점을 말해주고 있다. 전환부문의 온실가스 감축이 다른 부문의 온실가스 감축에 비해 비용 효과적인 것으로 분석되었다. 따라서 비용 효과적인 온실가스 감축 전략은 전환부문, 특히 발전부문의 온실가스 감축을 우선적으로 추진하는 것이라고 할 수 있다.

〈표 9-3〉 전환부문과 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용(2015-2050년 평균)

	연평균 누적 감축량		감축비용 (천\$/CO <sub>2</sub> 톤)
	감축량(천CO <sub>2</sub> 톤)	감축 비중	
국가 전체	337,308	100.0%	23.458
(NDC 신재생)	(246,428)		(0.084)
(2℃ 신재생)	(289,793)		(0.169)
(1.5℃ 신재생)	(337,308)		(23.458)
- 전환부문	230,870	68.4%	0.084
(NDC 신재생)	(139,990)		(0.015)
(2℃ 신재생)	(183,355)		(0.065)
(1.5℃ 신재생)	(230,870)		(0.084)
- 전환부문 이외	106,437	31.6%	23.458

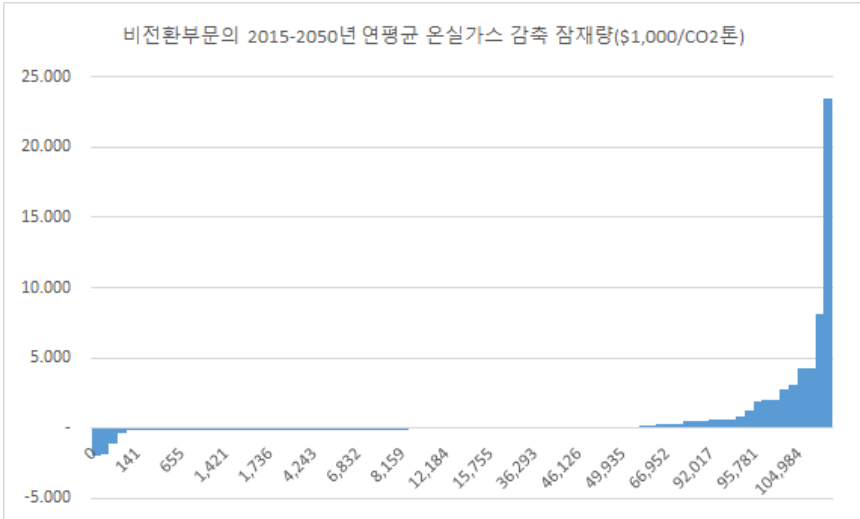
전환부문의 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 그림으로 나타내면 다음 그림과 같다. 감축비용이 매우 낮은 수준을 보이고 있는 점이 특징으로 나타나고 있다.

[그림 9-2] 전환부문의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용(2015-2050년 평균)



전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 그림으로 나타내면 다음 그림과 같다. 온실가스 감축비용은 전환부문에 비해 낮지 않으면서 감축량은 전환부문에 비해 많지 않은 점이 특징으로 나타나고 있다.

[그림 9-3] 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 및 감축비용(2015-2050년 평균)



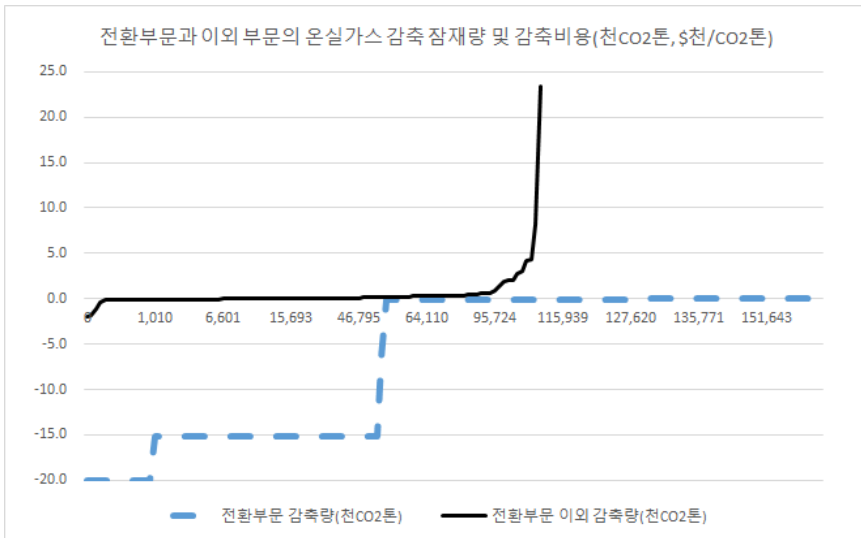
전환부문의 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 비교하여 그림으로 나타내면 다음 그림과 같다. 그림에서 보는 바와 같이 전환부문의 온실가스 감축 비용은 매우 낮은 수준을 유지하면서 온실가스 감축량이 많은 반면, 전환부문 이외의 온실가스 감축비용은 전환부문에 비해 높은 수준이면서 온실가스 감축 잠재량은 전환부문에 미치지 못한 것으로 나타나고 있다.

## 2. 전력 수요관리 제외 시 비용 효과적 감축 전략

전력산업에서 2차 에너지기본계획과 제8차 전력수급기본계획의 일관성 결여로 인해 전력 수요관리를 2차 에너지기본계획의 기준수요와 제8차 전력수급기본계획의 목표수요 차이로 정의했다. 전력수요 관리

에 의한 온실가스 감축 잠재량(50,442천CO<sub>2</sub>톤)과 감축비용(\$69/CO<sub>2</sub>톤)을 제외 시 전환부문의 최대 온실가스 감축 잠재량은 180,429천CO<sub>2</sub>톤, 한계감축비용은 \$84/CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 추정된다. 전환부문 이외의 감축 잠재량은 106,437천CO<sub>2</sub>톤, 한계감축비용은 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤이므로 여전히 전환부문의 온실가스 감축 잠재량이 다른 부문에 비해 많고 감축비용은 낮은 수준이다. 따라서 전환부문의 우선적인 온실가스 감축이 비용 효과적인 것으로 분석된다.

[그림 9-4] 전환부문과 전환부문 이외의 온실가스 한계감축비용  
(2015-2050년 평균)



### 제3절 장기 저탄소 정책 수립 방향

#### 1. 저탄소 배출 경로 달성을 위한 신재생 발전 비중

본 연구에서는 2015년부터 2050년까지 에너지 연소부문의 연료연소에 의한 온실가스 배출량의 기준 배출량 이외에 3개의 저탄소 온실가스 배출 경로(국가 감축목표 연장 배출 경로, 2℃ 온도상승 배출 경로, 1.5℃ 온도상승 배출 경로)를 설정했다. 따라서 본 연구에서 추정된 온실가스 감축 잠재량을 달성할 경우 3개의 저탄소 온실가스 배출 경로를 달성할 수 있을지의 여부를 평가하면 장기 저탄소 정책 수립 방향을 설정하는데 유용하다.

기준안의 신재생에너지 발전비중은 2030년, 2040년과 2050년에 7.2%로 설정되어 있다. 2030년에 발전량의 20%를 신재생에너지로 공급하는 계획을 연장해서 2040년에는 발전량의 27.2%, 2050년에는 발전량의 38.2%를 신재생에너지로 공급하는 계획(NRW3020)이 실현될 경우 2040년과 2050년의 온실가스 배출량은 각각 293.6백만CO<sub>2</sub>톤, 215.5백만CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석된다. 이러한 배출량은 국가 감축 목표를 달성하기 위한 2040년과 2050년의 배출량(각각 455.8백만CO<sub>2</sub>톤, 390.2백만CO<sub>2</sub>톤) 대비 훨씬 낮은 수준이며, 2℃ 온도상승을 달성하기 위한 2040년과 2050년의 배출량(각각 367.7백만CO<sub>2</sub>톤, 275.3백만CO<sub>2</sub>톤)보다 낮은 수준을 나타내고 있다.

신재생발전을 더욱 확대하여 2030년에 발전량의 40%를 신재생에너지로 공급하고 2040년에는 발전량의 47.2%, 2050년에는 발전량의 60%를 신재생에너지로 공급하는 계획(NRW3040)을 성실하게 이행할 경우 2040년과 2050년의 온실가스 배출량은 각각 217.2백만CO<sub>2</sub>톤,

127.4백만CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석된다. 이러한 배출량은 2℃ 온도 상승을 달성하기 위한 2040년과 2050년의 배출량(각각 367.7백만CO<sub>2</sub>톤, 275.3백만CO<sub>2</sub>톤)보다 훨씬 낮고 오히려 1.5℃ 온도상승을 달성하기 위한 배출량(각각 202.8백만CO<sub>2</sub>톤, 44.4백만CO<sub>2</sub>톤)에 근접하는 수준을 나타내고 있다.

신재생발전을 가장 많이 확대하여 2030년에 발전량의 58%, 2040년에는 66.2%, 2050년에는 81%까지 확대할 경우의 2040년과 2050년의 온실가스 배출량은 각각 121.7백만CO<sub>2</sub>톤, 36.1백만CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 1.5℃ 온도상승을 달성하기 위한 2040년과 2050년의 배출량(각각 202.8백만CO<sub>2</sub>톤, 44.4백만CO<sub>2</sub>톤)보다 낮은 수준을 나타내고 있다.

본 연구에서는 저탄소 배출 경로와 신재생발전 확대 방안을 대응시켜 설정했다. 즉, 국가 감축목표 달성에 필요한 저탄소 온실가스 배출 경로에는 신재생발전 확대 시나리오(NRW3020)를, 2℃ 온도상승 달성의 배출 경로에는 신재생발전을 더욱 확대하는 시나리오(NRW3040)를, 1.5℃ 온도상승 달성에 필요한 배출 경로 달성에는 신재생발전을 가장 크게 확대하는 시나리오(NRW3058)를 대응시켰다.

분석 결과 신재생 발전 확대 방안은 분석기간에서 저탄소 배출 경로를 충분히 달성할 수 있을 것으로 분석되었다. 전력산업에 신재생 발전을 2030년에 20%, 2040년에 27.2%, 2050년에 38.2%를 도입하고 전력산업 이외의 모든 분야에서 온실가스 감축을 추진한다면 2℃ 온도상승 달성에 필요한 배출 경로를 충분히 달성할 수 있을 것으로 분석되었다. 또한 1.5℃ 온도상승 달성에 필요한 배출 경로를 달성하기 위해서는 신재생발전량을 2030년에 20%, 2040년에는 NRW3040 수준인 47.2% 수준보다 약간 강화된 수준으로, 2050년에는 NRW2058 수준인 81%보다 약화된 수준으로 확대해야 할 것으로 분석되었다.



따라서 우리나라의 저탄소 정책은 전력산업에서의 신재생발전 확대를 추진함과 동시에 각 업종에서도 온실가스 감축을 동시에 추진하는 것이 필요하다. 현 정부에서 2030년에 발전량의 20%를 신재생으로 공급하는 계획을 수립하여 이행하고 있는 점은 기후변화에 대응하기 위한 적절한 정책이라고 평가할 수 있다.

〈표 9-4〉 장기 저탄소경로와 온실가스 경로(2015-2050년 평균, 천CO<sub>2</sub>톤)

	2020	2030	2040	2050
기준 배출량	582.3	749.7	771.7	765.6
저탄소 시나리오				
- 국가 감축목표		521.5	455.8	390.2
- 2℃ 달성 경로		460.1	367.7	275.3
- 1.5℃ 달성 경로		361.1	202.8	44.4
감축후 배출 경로				
- NRW 3020		360.5	293.6	215.5
- NRW 3040		289.2	217.2	127.4
- NRW 3058		219.2	121.7	36.1

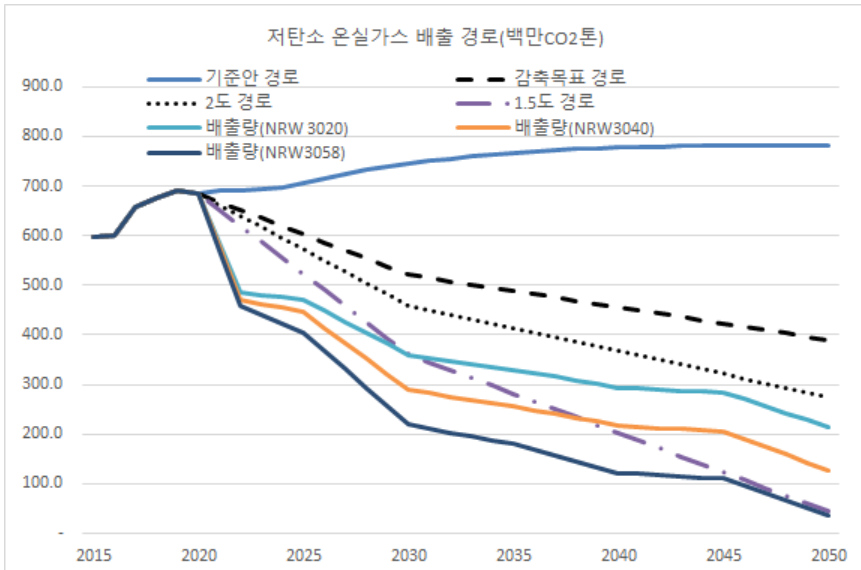
이를 그림으로 나타내면 다음과 같다. 그림에서 보는 바와 같이 신재생발전을 확대하는 3가지 방안의 온실가스 배출량은 모두 2℃ 온도 상승에 필요한 온실가스 배출 경로 밑에 위치하고 있는 것을 알 수 있다. 따라서 전력산업에 신재생발전을 2030년에 20%, 2040년에 27.2%, 2050년에 38.2%를 도입하고 전력산업 이외의 모든 분야에서 온실가스 감축을 추진할 경우의 온실가스 배출 경로(NRW3020)는 2℃ 온도상승 달성에 필요한 배출 경로를 충분히 달성할 수 있을 것으로 예상된다. 또한 신재생발전을 더욱 확대하여 2030년에 발전량의 40%, 2040년에 47.2%, 2050년에 60%를 신재생으로 공급할 경우의 온실가스 배출 경로(NRW3040)는 1.5℃ 온도상승에 필요한 배출 경

로에 근접하는 것으로 확인되었다. 신재생발전을 2030년에 58%, 2040년에 66.2%, 2050년에 81%로 확대할 경우의 온실가스 배출 경로(NRW3058)는 1.5℃ 온도상승에 필요한 배출 경로를 충분하게 달성할 수 있는 것으로 분석되었다.

2℃ 온도상승에 필요한 배출 경로를 달성하기 위해서는 이미 확정된 2030년 발전량의 20%를 연장하여, 2040년에는 27.2%, 2050년에 38.2%를 신재생에너지로 공급하고, 나머지 온실가스 감축수단을 모두 활용해야 할 것으로 분석되었다.

2030년의 신재생발전량 목표가 20%로 이미 확정되었다는 점을 감안하면 1.5℃ 온도상승 배출 경로를 달성하기 위해서는 2030년에 발전량의 20%, 2040년에는 47.2%보다 약간 강화된 수준으로, 2050년에는 발전량의 81%보다 약간 약화된 수준의 발전량을 신재생에너지로 공급해야 할 것으로 분석되었다.

[그림 9-5] 장기 저탄소 배출 경로와 신재생 발전 배출 경로(2015-2050년)



## 2. 장기 저탄소 정책 수립을 위한 정책 제언

우리나라의 저탄소화를 달성하기 위해서는 첫째, 에너지부문의 장기(최소 2050년까지) 저탄소 방향이 설정될 필요가 있다. 구체적으로 발전부문의 2050년 신재생발전량 목표를 설정하는 것이 필요할 것이다. 구체적인 신재생 발전량 목표 수치 설정이 어려울 경우에는 IPCC가 제안하는 2℃ 및 1.5℃ 상승목표에 준하는 신재생 발전량 목표를 설정한다는 선언을 담은 수준이라도 정책에 포함될 필요가 있다.

둘째, 발전부문의 과감한 신재생 발전량 목표를 설정하기 위해서는 태양광과 풍력을 비롯한 신재생 발전기술의 장기 에너지 생산비용 목표를 설정하고, 이를 달성하기 위한 기술개발과 정책이 추진될 필요가 있다. 신재생 발전량 확대에 대해서는 국민 모두가 공감하지만 신재생 에너지의 비용이 높아 경제성장에 미치는 부정적 영향에 대한 우려가 높은 것이 사실이다. 따라서 이를 해결하기 위해서는 신재생 발전기술의 개발목표를 설정하는 것이 우선적으로 추진될 필요가 있다. 기존의 화석연료 발전기술보다 낮은 수준의 발전비용을 달성하는 기술개발 목표를 설정할 수 있다면 경제성장과 온실가스를 동시에 달성할 수 있고, 국민과 산업계의 우려를 불식시킬 수 있을 것으로 기대된다.

셋째, 신재생 발전이 경제성을 확보하기 이전까지는 정부의 지원을 지속적으로 유지하는 중장기 정책을 수립할 필요가 있다. 장기적인 신재생 발전기술 도입 로드맵 수립과 함께 신재생 발전기술이 빠른 속도로 보급되기 위해서는 신재생 발전이 경제성을 확보하는 시기까지는 정부의 지원이 유지되는 정책이 수립·발표될 필요가 있다. 이는 민간으로 하여금 장기적인 투자를 실시하도록 유도하는 데 큰 기여를 할 것으로 기대된다. 신재생에너지 발전기술의 비용이 최근 급락한 것

은 각국이 신재생에너지가 경제적 타당성을 갖지 못한 상황에서 각국 정부가 신재생에너지 보급목표를 설정하고 이를 적극적으로 보급함으로써 대량생산과 대량 보급에 의한 효과로 판단된다. 따라서 신재생에너지 발전기술이 다른 발전기술, 특히 화력발전기술에 비해 경제적 타당성을 가질 때까지는 신재생에너지 보급목표를 수립하고 보급하는 것이 필요하다.

넷째, 저탄소 경로 달성에 필수적인 발전부문의 저탄소화를 위해서는 발전부문의 비용 상승이 불가피할 것으로 나타났다. 이는 전력 소비부문의 비용 상승으로 연결될 수 밖에 없기 때문에 전기요금 상승에 대한 준비가 필요할 것으로 사료된다. 전기요금 상승으로 인해 특히 산업부문의 온실가스 감축을 회피하는 경향이 나타날 것으로 예상되기 때문에 이에 대한 대비도 갖출 필요가 있다.

다섯째, 발전부문의 구조개편에 대한 대응책이 준비될 필요가 있다. 특히 화력발전 축소에 따른 고용 감소와 직업 감소에 대한 대응책을 준비할 필요가 있다. 화력발전에 종사하고 있는 고용 인력에 대한 재교육이나 직업이전에 대한 준비를 정부가 준비할 필요가 있다.

## 제10장 결 어

### 제1절 연구 내용 요약

상향식 분석모형인 TIMES 모형을 사용하여 2015-2050년 기간의 발전부문, 산업부문, 수송부문, 가정부문, 상업부문, 공공부문 등 우리나라 에너지부문(탈루배출을 제외한 연료연소부문)의 온실가스 감축 잠재량과 감축 비용을 분석했다.

에너지부문의 온실가스 감축수단을 모두 활용할 경우 분석기간(2015-2050년)의 연평균 온실가스 감축 잠재량은 337,308천CO<sub>2</sub>톤에 이를 전망이다. 이러한 감축 규모는 우리나라 에너지부문의 연료연소에 의한 온실가스 연평균 배출량(668,122천CO<sub>2</sub>톤)의 50.5%에 해당하는 규모이다.

국가 전체 온실가스 감축 잠재량을 부문별로 보면, 전환부문의 최대 온실가스 감축 잠재량(1.5℃ 달성을 위한 신재생 확대)은 230,870천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 온실가스 배출량(669,122천CO<sub>2</sub>톤) 대비 34.6%, 에너지부문 전체 온실가스 감축량(337,308천CO<sub>2</sub>톤)의 68.4%를 차지할 것으로 분석되었다. 수송부문의 온실가스 감축 잠재량은 36,974천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 배출량 대비 5.5%의 감축에 해당되며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 11.0%를 차지하는 규모이다. 상업부문의 온실가스 감축 잠재량은 9,485천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 전체 온실가스 배출량 대비 1.4%의 감축, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 2.8%를 차지하는 규모이다. 산업부문의 온실가스 감축 잠재량은 37,096천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 전체 온실가스 배출량 대비 5.6%의 감축에 해당되며, 에

너지부문 전체 온실가스 감축량의 11.0%를 차지하는 규모이다. 공공 부문의 온실가스 감축 잠재량은 1,152천CO<sub>2</sub>톤으로서, 국가 전체 온실가스 배출량 대비 0.2%의 감축, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 0.3%를 차지하는 규모이다. 가정부문의 온실가스 감축 잠재량은 21,730천CO<sub>2</sub>톤으로서, 이는 국가 전체 온실가스 배출량 대비 3.3%의 감축에 해당되는 규모이며, 에너지부문 전체 온실가스 감축량의 6.4%를 차지하는 규모이다.

전환부문이 국가 전체 에너지부문 온실가스 감축 잠재량의 가장 큰 비중(68.4%)을 차지하고 있으며, 다음으로는 산업부문과 수송부문이 각각 11.0%의 비중을 차지하고 있고, 다음으로는 가정부문과 상업부문이며, 공공부문은 가장 낮은 비중을 차지할 것으로 분석되었다. 이러한 분석은 향후 온실가스 감축 잠재량이 높고 저탄소 시스템 달성에 가장 큰 기여를 할 부문으로 전환부문이 될 것이라는 점을 말해주고 있다.

국가 전체의 온실가스 감축 잠재량을 달성하기 위한 한계감축비용(MAC)은 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석되었다. 우리나라 에너지부문의 온실가스 감축비용이 마이너스에서 양의 값으로 전환되는 수준의 온실가스 감축 잠재량은 약 135,974CO<sub>2</sub>톤에 이른 것으로 분석되었다. 이러한 감축 잠재량은 국가 전체 온실가스 감축 잠재량의 약 40%에 해당하는 규모로서 감축 잠재량의 절반에 가까운 감축을 마이너스 비용으로 감축할 수 있다는 점을 말해주고 있다.

전환부문의 최대 온실가스 감축 잠재량(1.5℃ 달성 신재생발전 확대 시 230,870천CO<sub>2</sub>톤)은 국가 전체 온실가스 감축 잠재량의 68.4%를 차지하며, 온실가스 한계감축비용(MAC)은 \$84/CO<sub>2</sub>톤으로 나타나고 있다. 반면 전력산업을 제외한 나머지 부문의 온실가스 감축 잠재량

합계는 106,437천CO<sub>2</sub>톤으로서 에너지부문 전체 온실가스 감축 잠재량의 31.6%를 차지하며 온실가스 한계감축비용(MAC)은 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석되었다.

전환부문은 우리나라 전체 온실가스 감축 잠재량의 68.4%를 \$84/CO<sub>2</sub>톤의 비용으로 감축할 수 있는 반면 전환부문을 제외한 나머지 부문은 국가 감축 잠재량의 31.6%에 불과하며 감축비용은 \$23,458/CO<sub>2</sub>톤의 높은 수준으로 나타났다. 즉, 전환부문의 온실가스 감축 잠재량은 전환부문 이외의 온실가스 감축 잠재량 합계의 2.2배 수준임에도 불구하고 온실가스 감축비용은 전환부문 이외의 온실가스 감축비용의 0.4% 수준에 불과한 것으로 나타났다.

이러한 분석결과는 국가 전체의 온실가스 감축 잠재량을 달성하기 위해서는 전환부문에서 온실가스 감축이 우선적으로 이루어질 필요가 있다는 점을 말해주고 있다. 즉, 전환부문의 온실가스 감축이 다른 부문의 온실가스 감축에 비해 비용 효과적인 것으로 분석되었다. 따라서 비용 효과적인 온실가스 감축 전략은 전환부문, 특히 발전부문의 온실가스 감축이 우선적으로 추진되는 것이라고 평가할 수 있다.

본 연구에서는 2015년부터 2050년까지 에너지부문의 연료연소에 의한 온실가스 배출량의 기준 배출량 이외에 3개의 저탄소 온실가스 배출 경로(국가 감축목표 연장 배출 경로, 2℃ 온도상승 배출 경로, 1.5℃ 온도상승 배출 경로)를 설정했다. 또한 전력산업에서는 이와 대응되는 신재생발전 확대 방안을 설정했다. 즉, 국가 감축목표 연장 배출 경로에 대응하는 신재생발전 확대 방안(NRW3020), 2℃ 온도상승 배출 경로에 대응하는 신재생발전 확대 방안(NRW3040), 1.5℃ 온도상승 배출 경로에 대응하는 신재생발전 확대 방안(NRW3058)을 설정했다.

2030년에 발전량의 20%를 신재생에너지로 충당하는 계획을 연장해서 2040년에는 27.2%, 2050년에는 발전량의 38.2%를 신재생에너지로 공급하는 방안(NRW3020)을 이행할 경우 2040년과 2050년의 온실가스 배출량은 각각 293.6백만CO<sub>2</sub>톤, 215.5백만CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석된다. 이러한 배출량은 국가 감축목표를 달성하는 배출 경로의 2040년과 2050년 배출량(각각 455.8백만CO<sub>2</sub>톤, 390.2백만CO<sub>2</sub>톤) 보다 훨씬 낮고, 2℃ 온도상승을 달성하기 위한 배출 경로의 2040년과 2050년 배출량(각각 367.7백만CO<sub>2</sub>톤, 275.3백만CO<sub>2</sub>톤)에 비해서도 낮은 수준을 나타내고 있다.

신재생발전을 더욱 확대하여 2030년에 발전량의 40%를 신재생에너지로 공급하고 2040년에는 47.2%, 2050년에는 발전량의 60%를 신재생에너지로 공급하는 계획(NRW3040)을 성실하게 이행할 경우 2040년과 2050년의 온실가스 배출량은 각각 217.2백만CO<sub>2</sub>톤, 127.4백만CO<sub>2</sub>톤에 이를 것으로 분석된다. 이러한 배출량은 2℃ 온도상승을 달성하기 위한 배출 경로의 2040년과 2050년 배출량(각각 367.7백만CO<sub>2</sub>톤, 275.3백만CO<sub>2</sub>톤)보다 훨씬 낮을 뿐만 아니라 1.5℃ 온도상승을 달성하기 위한 배출 경로의 배출량(각각 202.8백만CO<sub>2</sub>톤, 44.4백만CO<sub>2</sub>톤)에 근접하는 수준으로 분석되었다.

신재생발전을 가장 많이 확대하여 2030년에 발전량의 58%, 2040년에 66.2%, 2050년에는 81%까지 확대할 경우의 2040년과 2050년의 온실가스 배출량은 각각 121.7백만CO<sub>2</sub>톤, 36.1백만CO<sub>2</sub>톤에 이르러, 1.5℃ 온도상승을 달성하기 위한 배출 경로의 2040년과 2050년 배출량(각각 202.8백만CO<sub>2</sub>톤, 44.4백만CO<sub>2</sub>톤)보다 낮은 수준을 나타내고 있다.

분석 결과 신재생 발전 확대 시나리오는 분석기간에서 저탄소 배출



경로를 충분히 달성할 수 있을 것으로 분석되었다. 전력산업의 신재생에너지 발전량 공급 목표를 이미 설정된 2030년의 20%를 연장하여, 2040년에는 27.2%, 2050년에는 38.2%로 설정하고, 전력산업 이외의 모든 부문에서 온실가스 감축을 추진한다면 2℃ 온도상승 달성에 필요한 배출 경로를 충분히 달성할 수 있을 것으로 분석되었다.

또한 2030년의 신재생발전 목표가 발전량의 20%로 이미 설정되어 있다는 점을 감안하면 1.5℃ 온도상승에 필요한 배출 경로를 달성하기 위해서는 2030년의 20% 목표에서 2050년의 신재생발전량 목표인 58%까지 연결되는 신재생발전량 확대 방안을 설정할 필요가 있다. 즉, 1.5℃ 온도상승 달성에 필요한 배출 경로를 달성하기 위해서는 신재생발전량을 2040년에는 발전량의 47.2% 수준보다 약간 강화된 수준으로, 2050년에는 81%보다 약화된 수준으로 확대해야 할 것으로 분석되었다.

따라서 우리나라의 저탄소 정책은 전력산업에서의 신재생발전 확대를 추진함과 동시에 각 업종에서도 온실가스 감축을 동시에 추진하는 것이 필요하다. 현 정부에서 2030년에 발전량의 20%를 신재생으로 공급하는 계획을 이행하고 있는 점은 기후변화에 대응하기 위한 적절한 정책이라고 할 수 있다.

## 제2절 정책적 시사점

파리협정이 추구하고 있는 장기 지구온도 상승목표인 산업화 이전 대비 2℃에서 1.5℃ 상승을 달성하기 위해서는 에너지부문의 저탄소화를 비롯한 사회 전체의 저탄소화가 필수적으로 이루어져야 한다. 우리나라도 2030년 온실가스 감축목표를 넘어서 장기적인 저탄소 방향

을 수립하여 에너지 시스템 전환에 따른 사회적 혼란과 비용을 감소시킬 필요가 있다.

우리나라의 발전부문은 2015년의 경우 연료연소에 의한 전체 온실가스 배출량(591,840천CO<sub>2</sub>환산톤)의 40.2%(237,757천CO<sub>2</sub>환산톤)를 차지하여 가장 큰 비중을 차지하고 있다. 또한 발전부문은 신재생에너지 발전이 확대될 수 있는 가장 큰 잠재력을 지닌 부문이다. 따라서 에너지 시스템의 저탄소화를 위해서는 발전부문의 저탄소화가 필수적이며 이를 위해서는 신재생발전의 확대가 필수적일 수 밖에 없다. 따라서 우리나라의 장기 저탄소 방향을 설정하기 위해서는 발전부문의 저탄소화가 우선적으로 추진되어야 하며, 최종 에너지 소비부문의 화석연료 소비를 저탄소 전력으로 대체하는 정책이 추진될 필요가 있다.

우리나라의 저탄소화를 달성하기 위해서는 첫째, 에너지부문의 장기(최소 2050년까지) 저탄소 방향이 설정될 필요가 있다. 2℃ 온도상승 배출 경로를 달성하기 위해서는 2030년에 발전량의 20%, 2040년에는 27.2%, 2050년에는 38.2%를 신재생에너지로 공급할 필요가 있는 것으로 분석되었다. 1.5℃ 온도 상승 배출 경로를 달성하기 위해서는 2030년에 발전량의 20%, 2040년에는 발전량의 47.2% 수준보다 약간 강화된 수준, 2050년에는 81%보다 약화된 수준으로 확대해야 할 것으로 분석되었다. 구체적인 신재생 발전량 목표 수치 설정이 어려울 경우에는 IPCC가 제안하는 2℃ 및 1.5℃ 상승목표에 준하는 신재생 발전량 목표를 설정하는 선언을 정책에 포함시킬 필요가 있다.

둘째, 발전부문의 과감한 신재생 발전량 목표를 설정하기 위해서는 태양광과 풍력을 비롯한 신재생 발전기술의 장기 에너지 생산비용 목표를 설정하고, 이를 달성하기 위한 기술개발 정책을 추진할 필요가 있다. 신재생 발전량 확대에 따른 전력 가격 상승이 경제성장에 부정

적 영향을 미칠 것이라는 우려를 불식시키기 위해서는 신재생 발전기술의 개발목표를 설정하는 것이 필요하다. 기존의 화석연료 발전기술보다 낮은 수준의 발전비용을 달성하도록 신재생 발전기술의 기술개발 목표를 설정할 수 있다면 경제성장과 온실가스를 동시에 달성할 수 있고, 국민과 산업계의 우려를 해소시킬 수 있을 것으로 기대된다.

셋째, 신재생 발전이 경제성을 확보하기 이전까지는 정부의 지원을 지속적으로 유지하는 중장기 정책이 필요하다. 장기적인 신재생 발전기술 도입 로드맵 수립과 함께 신재생 발전기술이 빠른 속도로 보급되기 위해서는 신재생 발전이 경제성을 확보하는 시기까지는 정부의 지원이 유지되는 정책이 수립·발표될 필요가 있다. 이는 민간으로 하여금 장기적인 투자를 실시하도록 유도하는 데 큰 기여를 할 것으로 기대된다. 신재생에너지 발전기술의 비용이 최근 급락한 것은 각국이 신재생에너지가 경제적 타당성을 갖지 못한 상황에서 각국 정부가 신재생에너지 보급목표를 설정하고 이를 적극적으로 보급함으로써 대량생산과 대량 보급에 의한 효과로 판단된다. 따라서 신재생에너지 발전기술이 다른 발전기술, 특히 화력발전기술에 비해 경제적 타당성을 가질 때까지는 신재생에너지 보급목표를 수립하고 보급하는 정책을 지속하는 것이 필요하다.

넷째, 저탄소 경로 달성에 필수적인 발전부문의 저탄소화를 위해서는 발전부문의 비용 상승이 불가피할 것으로 예상된다. 이는 전력 소비부문의 비용 상승으로 연결될 수 밖에 없기 때문에 전기요금 상승에 대한 준비가 필요할 것으로 사료된다. 전기요금 상승으로 인해 특히 산업부문의 온실가스 감축을 회피하는 경향이 나타날 것으로 예상되기 때문에 이에 대한 대비를 갖출 필요가 있다.

다섯째, 발전부문의 구조개편에 대한 대응책이 준비될 필요가 있다.

특히 화력발전 축소에 따른 고용 감소와 직업 감소에 대한 대응책을 준비할 필요가 있다. 화력발전에 종사하고 있는 고용 인력에 대한 재교육이나 직업이전에 대한 준비를 정부가 준비할 필요가 있다.

### 제3절 향후 연구 방향

파리협정에 의해 2023년에 최초의 중간점검인 지구적 이행점검(global stocktaking)이 이행될 예정이다. 파리협정이 추구하고 있는 사업화 이전 대비 지구온도 2℃ 이내 및 1.5℃ 이내 상승 목표를 달성할 수 있는 온실가스 배출 경로 달성 여부를 점검하는 것이 목적이다. 각국이 유엔에 제출한 자발적 기여(NDC)의 효과를 분석한 결과에 의하면 2030년까지 2℃ 온도상승 경로를 달성하지 못할 것으로 예상되고 있으며, 2℃ 상승을 달성하기 위해서는 자발적 기여(NDC)의 온실가스 감축목표를 2배 가까이 강화시켜야 할 것으로 나타났다.

파리협정의 온도목표를 달성하기 위해서는 저탄소 사회를 구축해야 하며 이를 달성하기 위해서는 온실가스를 대폭 감축시켜야 한다. 우리나라의 온실가스 감축을 비용 효과적으로 감축하기 위해서는 우선 발전부문의 온실가스 감축을 우선적으로 추진하는 것이 비용 효과적인 것으로 분석되었다. 2020년까지 유엔에 제출할 것으로 예상되는 우리나라의 장기 저탄소 개발전략(LEDS), 그리고 장기 저탄소 비전을 수립하는 과정에서 발전부문의 저탄소화가 가장 시급하게 추진될 필요가 있다.

본 연구의 1단계(2016년)에서는 온실가스 감축실적 평가에 필요한 변수를 분석했으며, 2단계 연구(2017년)에서는 1단계 연구를 바탕으로 업종별 및 부문별 온실가스 감축실적을 평가할 평가방법론을 개발

하고 이를 적용하여 2000-2015년 기간의 업종별 온실가스 배출량 변화를 분석하여 실질적인 감축실적이 어느 정도인가를 분석했다. 따라서 본 연구의 2단계에서 개발된 온실가스 감축실적 평가 방법론에 의해 향후 부문 및 업종별 온실가스 감축실적을 평가하는 평가단계를 설정하는 것이 필요할 것이다.

본 연구는 온실가스 감축수단의 비용에 대한 자료가 부족하고 불확실성이 높기 때문에 비용 효과성에 비용 자료에 대한 보완이 필요한 것으로 나타났다. 비용 효과성에 대한 불확실성이 있지만 저탄소 에너지 시스템 구축을 위한 온실가스 감축 가능성은 발전부문이 가장 높다고 할 수 있다.

본 연구에서는 특히 산업부문을 비롯한 에너지 최종 소비부문의 화석연료 대체에 대한 분석이 이루어지지 않았다. 화석연료를 저탄소 전력으로 대체할 수 있는 방안을 고려한다면 에너지 소비부문의 온실가스 감축은 더욱 확대될 것으로 예상된다. 또한 수소에너지와 같은 새로운 에너지원에 대한 분석이 이루어지지 않았기 때문에 향후 연구에서는 수소에너지에 대한 연구가 추진될 필요가 있다.



## 〈부록〉

### 1. 우리나라 온실가스 배출통계 작성 범위

〈표 1〉 온실가스 배출통계 작성 범위 및 대상

코드	배출원 및 흡수원(세부 분야)	온실가스
1	에너지 분야	
1A	연료연소(에너지산업, 제조업 및 건설업, 수송, 기타(상업/공공, 가정, 미분류))	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
1B	탈루(고체연료, 석유 및 천연가스)	CH <sub>4</sub>
1C	국제 병커링	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
2	산업공정 분야	
2A	광물산업	CO <sub>2</sub>
2B	화학산업	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
2C	금속산업	CO <sub>2</sub> , SF <sub>6</sub>
2D	기타산업	HFC <sub>s</sub> , PFC <sub>s</sub> , SF <sub>6</sub>
2E	할로카본 및 육불화황 생산	HFC <sub>s</sub>
2F	할로카본 및 육불화황 소비	HFC <sub>s</sub> , PFC <sub>s</sub> , SF <sub>6</sub>
2G	기타	
3	용제 및 기타 제품 사용 분야	
3A	페인트	
3B	탈지 및 드라이 클리닝	
3C	화학제품 제조 과정	
3D	기타	
4	농업 분야	
4A	장내 발효	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
4B	가축분뇨처리	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
4C	벼재배	CH <sub>4</sub>

4D	농경지토양	N <sub>2</sub> O
4F	작물잔사소각	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
5	토지이용, 토지이용 변화 및 임업 분야	
5A	산림지	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
5B	농경지	CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O
5C	초지	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
5D	습지	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
5E	정주지	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
5F	기타토지	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
6	폐기물 분야	
6A	폐기물 매립	CH <sub>4</sub>
6B	하.폐수처리	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O
6C	폐기물소각	CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O
6D	기타 부문	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O

## 2. 우리나라의 에너지원별 온실가스 배출계수

〈표 2〉 에너지원별 온실가스 배출계수

(단위:tC/TJ)

연료	1996 IPCC 기본값	국가고유 배출계수		연료	1996 IPCC 기본값	국가고유 배출계수		
	'90-'06	'07-'11	'12-		'90-'06	'07-'11	'12-	
석유	원유	20.0	-	-	석유	정제 가스 <sup>7)</sup>	15.7	-
	오리멸전	22.0	-	-		기타 석유	20.0	-
	액상천연가스(NGL)	17.2	-	-	석탄	국내 무연탄	26.8	29.7
	휘발유	18.9	19.7	20.0		수입무연탄 (연료탄) <sup>8)</sup>	26.8	-



항공유 <sup>1)</sup>	19.5	19.6	19.8		수입무연탄 (원료탄) <sup>8)</sup>	26.8	-	29.2
보일러 등유 <sup>2)</sup>	19.6	19.5	19.63		유연탄 (원료탄) <sup>8)</sup>	25.8	-	26.2
실내 등유	19.6	19.5	19.6		유연탄 (연료탄)	25.8	25.9	26.0
Shale Oil	20.0	-	-		아역청탄	26.2	29.3	26.2
경유	20.2	20.0	20.2		갈탄	27.6	-	-
경질중유 (B-A)	20.5 <sup>3)</sup>	20.2	20.4		Oil shale	29.1	-	-
중유(B-B)	20.8 <sup>3)</sup>	20.6	20.5		토탄	28.9	-	-
중질중유 (B-C)	21.1	20.8	20.6	가스	BKE & Paten Fuel	25.8	-	-
부생연료 1호 <sup>4)</sup>	-	-	19.7					
부생연료 2호 <sup>4)</sup>	-	-	21.0					
프로판	17.2	17.6	17.6		Coke Oven/Gas Coke	29.5	-	-
부탄	17.2	18.1	18.1		Coke Oven Gas	13.0	-	-
에탄올	16.8	-	-		Blast Furnace Gas	66.0	-	-
납사 <sup>5)</sup>	20.0	18.6	19.2		천연가스(LNG)	15.3	15.4	15.3
아스팔트	22.0	21.5	21.6		도시가스(LNG)	15.3	15.4	15.3
윤활유	20.0	19.7	19.9		도시가스(LPG)	17.2	17.6	17.6
석유 코크 <sup>6)</sup>	27.5	27.2	27.2		바이 오 매스	고체바이오매스	29.9	-
				액체바이오매스		20.0		
				기체바이오매스		30.6		

주: 국가고유 배출계수는 2007년 이후 배출량부터 사용 가능하며 그 이전에는 1996 IPCC GL 기본값을 적용한다.

- 1) 항공유는 Jet A-1, JP-4, JP-8 등을 포함하며, 항공용 휘발유(AVI-G)는 휘발유의 값을 준용한다.
- 2) 보일러 등유는 2011년 7월부터 판매가 폐지되어 2012년 이후는 실내등유의 국가고유 배출계수를 준용한다.
- 3) 경질중유(B-A)는 경유유분 70%와 B-C유분 30% 혼합유이고, 중유(B-B)는 경유유분 30%와 B-C유분 70% 혼합유이므로 이를 고려하여 배출계수를 보정한다.
- 4) 부생연료 1호, 2호는 1990년부터 2011년까지 기타 석유의 기본 배출계수를 준용한다.
- 5) 국내에서 생산되는 컨덴세이트는 납사의 값을 준용한다.
- 6) 석유코크는 2011년 고시 발열량 기준의 국가고유 배출계수가 없으므로 2006년 고시 발열량 기준의 국가고유 배출계수 준용한다.
- 7) 정제가스는 2006 IPCC GL 기본 배출계수를 준용한다.
- 8) 수입무연탄, 유연탄(원료탄)은 2007년부터 2011년까지 해당 연료의 기본 배출계수를 준용한다.
- 9) 액체바이오매스(바이오디젤, 기타 석유 등 국가고유 배출계수가 제시되지 않은 연료는 해당 연료의 기본 배출계수를 준용한다.
- 10) 그밖에 배출계수가 제시되지 않은 석유류(정제원료 등)의 배출계수는 1990년부터 2011년까지 기타 석유의 값을 준용, 2012년부터는 부생연료 1호의 값을 준용한다.

자료: 온실가스종합정보센터, 국가 온실가스 통계 산정·보고·검증 지침(안)-제6차 개정, 2016.2, p.12,  
에너지경제연구원(노동운, 2017, p. 29)에서 재인용

### 3. 우리나라의 부문별 온실가스 배출계수

〈표 3〉 산업부문의 온실가스 배출계수

에너지	열량전환	배출계수			
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	(종합계수)
		(tCO <sub>2</sub> /TOE)	(kgCH <sub>4</sub> /TOE)	(kgN <sub>2</sub> O/TOE)	(tCO <sub>2</sub> eq/TOE)
무연탄					
(국내탄)	0.989	4.032	0.419	0.059	4.015
(수입탄)	0.977	4.032	0.419	0.059	3.966
유연탄					
(원료탄)	0.964	3.707	0.419	0.058	3.600
(연료탄)	0.960	3.881	0.419	0.059	3.751

석유제품					
에너지유					
(휘발유)	0.925	2.872	0.837	0.025	2.680
(등유)	0.933	2.979	0.084	0.025	2.788
(경유)	0.934	3.070	0.164	0.025	2.877
(중유)	0.944	3.207	0.084	0.025	3.038
(항공유)	0.937	2.964	0.084	0.025	2.786
LPG					
(프로판)	0.917	2.614	0.084	0.025	2.406
(부탄)	0.920	2.614	0.084	0.025	2.413
납사	0.925	0.760	0.084	0.025	0.712
솔벤트	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
아스팔트	0.843	0.000	0.000	0.000	0.000
윤활유	0.935	1.520	0.084	0.025	1.430
파라핀	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
코크스	0.969	4.179	0.084	0.025	4.060
기타	0.940	3.040	0.084	0.025	2.865
도시가스	0.904	2.337	0.209	0.004	2.117
전력					
열					
기타	1.000		1.256	0.167	

〈표 4〉 상업부문의 온실가스 배출계수

에너지	열량전환	배출계수			
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	(종합계수)
		(tCO <sub>2</sub> /TOE)	(kgCH <sub>4</sub> /TOE)	(kgN <sub>2</sub> O/TOE)	(tCO <sub>2</sub> eq/TOE)
무연탄					
(국내탄)	0.989	4.032	0.419	0.059	4.015
(수입탄)	0.977	4.032	0.419	0.059	3.966
유연탄					
(원료탄)	0.964	0.000			0.000
(연료탄)	0.960	0.000			0.000
석유제품					
에너지유					
(휘발유)	0.925	2.872	0.419	0.025	2.672

(등유)	0.933	2.979	0.419	0.025	2.795
(경유)	0.934	3.070	0.419	0.025	2.882
(중유)	0.944	3.207	0.419	0.025	3.044
(항공유)	0.937	2.964	0.419	0.025	2.793
LPG					
(프로판)	0.917	2.614	0.419	0.025	2.412
(부탄)	0.920	2.614	0.419	0.025	2.420
납사	0.925	0.000	0.000	0.000	0.000
솔벤트	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
아스팔트	0.843	0.000	0.000	0.000	0.000
윤활유	0.935	0.000	0.000	0.000	0.000
파라핀	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
코크스	0.969	4.179	0.419	0.025	4.067
기타	0.940	3.040	0.419	0.025	2.871
도시가스					2.117
전력					
열					
기타	1.000		12.560	0.167	

〈표 5〉 가정부문의 온실가스 배출계수

에너지	열량전환	배출계수			
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	(종합계수)
		(tCO <sub>2</sub> /TOE)	(kgCH <sub>4</sub> /TOE)	(kgN <sub>2</sub> O/TOE)	(tCO <sub>2</sub> eq/TOE)
무연탄					
(국내탄)	0.989	4.032	12.560	0.059	4.2675
(수입탄)	0.977	4.032	12.560	0.059	4.2151
유연탄					
(원료탄)	0.964	0.000			-
(연료탄)	0.960	0.000			-
석유제품					
에너지유					
(휘발유)	0.925	2.872	0.419	0.025	2.6723
(등유)	0.933	2.979	0.419	0.025	2.7946
(경유)	0.934	3.070	0.419	0.025	2.8820
(중유)	0.944	3.207	0.419	0.025	3.0443
(항공유)	0.937	2.964	0.419	0.025	2.7929

LPG					
(프로판)	0.917	2.614	0.419	0.025	2.4123
(부탄)	0.920	2.614	0.419	0.025	2.4198
납사	0.925	0.000	0.000	0.000	-
솔벤트	0.000	0.000	0.000	0.000	-
아스팔트	0.843	0.000	0.000	0.000	-
윤활유	0.935	0.000	0.000	0.000	-
파라핀	0.000	0.000	0.000	0.000	-
코크스	0.969	4.179	0.419	0.025	4.0665
기타	0.940	3.040	0.419	0.025	2.8714
도시가스					2.117
전력					
열					
기타	1.000		12.560	0.167	

〈표 6〉 수송부문의 온실가스 배출계수

에너지	열량전환	배출계수			
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	(종합계수)
		(tCO <sub>2</sub> /TOE)	(kg/TOE)		(tCO <sub>2</sub> eq/TOE)
무연탄					
(국내탄)	0.989	4.032	0.419	0.059	4.015
(수입탄)	0.977	4.032	0.419	0.059	3.966
유연탄					
(원료탄)	0.964	3.707	0.419	0.058	3.600
(연료탄)	0.960	3.881	0.419	0.059	3.751
석유제품					
에너지유					
(휘발유)	0.925	2.872	0.837	0.025	2.680
(등유)	0.933	2.979	0.209	0.025	2.788
(경유)	0.934	3.070	0.209	0.025	2.877
(중유)	0.944	3.207	0.209	0.025	3.038
(항공유)	0.937	2.964	0.021	0.025	2.786
LPG					
(프로판)	0.917	2.614	0.209	0.025	2.406
(부탄)	0.920	2.614	0.209	0.025	2.413
납사	0.925	-			0.712

솔벤트	-	-			-
아스팔트	0.843	-			-
윤활유	0.935	-			1.430
파라핀	-	-			-
코크스	0.969	4.179	0.209	0.025	4.060
기타	0.940	3.040	0.209	0.025	2.865
도시가스	0.904	2.337	2.093	0.004	2.117

## 참고문헌

- 노동운(2008), 저탄소 경제 시스템 구축전략 연구, 에너지경제연구원  
기본연구 보고서, 2008.12
- 노동운(2017), 저탄소 정책의 온실가스 부문 평가지표 개발 및 저탄소  
정책 수립방향 연구, 에너지경제연구원 기본연구보고서, 2017.12
- 대한민국, 제2차 격년국가보고서(BUR), 2017.
- 산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획, 2015.7  
\_\_\_\_\_, 에너지전환 로드맵 보도자료, 2017.10.24  
\_\_\_\_\_, 제8차 전력수급기본계획(2017-2031), 2017.12.29.  
\_\_\_\_\_, 재생에너지 3020 이행계획(안), 2017.12
- 에너지경제연구원/산업통상자원부, 에너지통계연보, 2017, 2018
- 온실가스종합정보센터, 국가 온실가스 통계 산정.보고.검증 지침(안),  
2016.2
- 지속가능경영원, 온실가스 효율 전략 중간보고, 2018.10.30
- 한국개발연구원(KDI) 공공투자관리센터, 2018년 제1회 예비타당성조  
사 착수회의 자료, 2018.5.18.
- 한국에너지공단, 건물·수송부문 온실가스 감축수단 POOL 구축,  
2013.12.7
- IEA, Energy Technology Perspectives 2017, Catalysing Energy  
Technology Transformations, 2017
- \_\_\_\_\_, World Energy Outlook 2016, 2017
- IPCC, Summary for Policy makers, An IPCC Special Report on the

Impact of Global Warming of 1.5°C above Pre-industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and the Efforts to Eradicate Poverty, 2018.10

UNEP, The Emissions Gap Report 2017, A UN Environment Synthesis Report, November 2017

UNFCCC, The Paris Agreement

<https://www.iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times>, 2018.10.29., 10:15



## 노 동 운

現 에너지경제연구원 선임연구위원

<주요저서 및 논문>

『지속가능 에너지 시스템 구축을 위한 산업계 중장기 대응 로드맵 개발 연구』, 에너지경제연구원, 2007

『저탄소 경제 시스템 구축 전략 연구-통합모형 개발 및 기후변화 정책효과 분석』, 에너지경제연구원, 2008, 2009, 2010

“Characteristics of a Polluting Technology: Theory and Practice” R. Fare, S. Grosskopf, D.W. Noh, W. Webber, 『Journal of Econometrics』, Vol. 126. No.2, 2005.6

“Approximating pollution abatement costs via alternative specifications of a multi-output production technology: case study of the US electric utility industry” Michael Vardanyan and Dong-Woon Noh, 『Journal of Environmental Management』, Vol. 80. No.2, 2006.7

“Accounting for Emissions in the Measurement of Bus Transit Efficiency: A Directional Distance Function Approach” S.McMullen and D.W.Noh, 『Transportation Research, Part D』, Jan. 2007

기본연구보고서 2018-25

### 저탄소 정책의 온실가스 부문 평가지표 개발 및 저탄소 정책 수립방향 연구(3/3)

2018년 12월 30일 인쇄

2018년 12월 31일 발행

저 자 노 동 운

발행인 조 용 성

발행처 에너지경제연구원

44543, 울산광역시 중구 종가로 405-11

전화: (052)714-2114(代) 팩시밀리: (052)714-2028

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 (사)한국척수장애인협회 인쇄사업소 (031)424-9347

©에너지경제연구원 2018 ISBN 978-89-5504-708-0 93320

\* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원

본 연구에 포함된 정책 대안 등 주요 내용은 에너지경제연구원의 공식적인 의견이 아닌 연구진의 개인 견해를 밝히 둡니다.

