

# 발전부문 에너지세 중장기 세수전망 연구

2021. 10.

이동규·강성훈

본 보고서는 한국조세재정연구원의 의뢰로 외부 연구진이  
작성하였으며, 본원의 공식 의견이 아님을 밝힙니다.

## 요약 및 정책적 시사점

- 본고는 발전부문의 에너지세의 장기세수추계방식을 보다 정교하게 하기 위한 방안을 제안하고자 함
  - 최근 기후변화에 대한 적극적인 대응으로 탄소중립을 선언하는 등 탈탄소화를 추진하는 움직임이 뚜렷한 가운데 발전부문에서 전원믹스상의 변화가 상당할 것으로 예상됨
  - 본 연구의 세수추계는 세수입을 주어진 모형 및 파라미터를 가지고 단순히 예측(prediction)하는 것이 아니라 확률적인 관점에서 다양한 요인을 고려하여 세수입을 예상(forecasting)하는 것에 가까움
  
- 본 연구에서는 발전부문의 에너지세 세수를 추계하는 방법으로 전력수급 기본계획의 발전원별 발전량 전망을 기초자료로 활용함
  - 장기세수추계는 일반적으로 장기 거시지표들의 전망치를 기초로 이루어짐
  - 그러나 발전부문의 경우 전력수급기본계획이 2년마다 갱신되기 때문에 해당 정보를 활용하여 에너지세수를 추계하는 것이 더 현실정책을 잘 반영할 것임
    - 여기에 발전원별 연료소비량 등을 추정하기 위해 M-Core 모형을 활용함
    - M-Core 모형은 최적화 과정에 기반한 전력계통의 시물레이션을 위해 제작된 소프트웨어 프로그램으로 국내 전력계통상의 특성들과 전력시장 구조의 특징이 반영되어 전원구성, 발전단가 등을 추산하는 데에 주로 활용됨

- 여기에 시나리오를 구분하여 전력수급기본계획에서 BAU(Business As Usual)와 여타 다른 정책이 실행될 때를 비교할 수 있게 분석함
- 본 연구에서는 제9차 전력수급기본계획의 기본적인 전망(BAU)을 기준으로 먼저 세수를 전망하고, 세 가지 시나리오를 추가하여 총 네 가지 시나리오를 구성하고 각 시나리오별 발전부문 에너지세 세수를 추정함
  - 시나리오 1(S1)은 기준점(baseline)으로 제9차 전력수급기본계획의 목표 전력수요 전망과 기준 발전량 전망의 조합으로 이루어짐
    - 제9차 전력수급기본계획의 목표 전력수요는 연평균 증가율이 0.6%인 상황을 상정함
  - 시나리오 2(S2)는 제9차 전력수급기본계획의 목표 전력수요 전망과 목표 발전량 전망의 조합으로 이루어짐
  - 시나리오 3(S3)은 제9차 전력수급기본계획의 기준 발전량 전망치를 사용되 수요 측면은 목표 전력수요보다 더 높은 수요 증가를 가정함
    - 전력수요가 연평균 1.0%씩 증가하는 것으로 상정함
    - 시나리오 중 가장 탄소배출 감축대응의 강도가 가장 낮은 시나리오임
  - 시나리오 4(S4)는 제9차 전력수급기본계획의 목표 발전량 전망치를 따르며, 전력수요 측면에서는 목표 전력수요보다 더 낮은 수요 증가를 가정함
    - 시나리오 중 가장 탄소배출 감축대응의 강도가 가장 높은 시나리오임
- 시나리오별 발전부문의 제세부담금 수입액을 추계한 결과, 탄소배출 감축대응 정도에 따라 제세부담금의 수입액이 변동하는 것으로 나타남
  - 국세는 제세부담금 중 가장 큰 비중을 가지며, 유연탄이 그 수입에 가장 크게 기여하기 때문에 석탄화력의 발전량을 억제할수록 제세부담금은 감소하게 됨

- 시나리오 중 석탄화력발전을 가장 많이 억제하는 시나리오인 S4와 가장 적게 억제하는 시나리오인 S3 사이에는 연평균 3,900억원가량, 15년간 합산 수입액으로는 5조 8천억원 수준의 제세부담금 수입에 격차가 발생함
  - S4에서는 15년 합산 제세부담금 총수입액이 76조 6천억원 수준으로, S3에서는 해당 수입액이 약 82조 4천억원으로 추산됨
- 국세(개별소비세)의 경우, 2020년 대비 2034년에 시나리오별로 많게는 28.2%, 적게는 22.9% 감소하는 것으로 예상됨
  - 시나리오별로 2020년의 국세 수입 예상액은 4조 3,857억(S2)~4조 5,737억원(S3) 수준으로 추정됨
  - 2034년 국세 수입액은 3조 1,482억(S4)~3조 5,025억원(S3) 수준으로 추산됨
- 지방세(지역자원시설세)의 경우, 2020년 대비 2034년에 시나리오별로 많게는 17.4%, 적게는 8.6% 감소하는 것으로 예상됨
  - 2020년의 지방세 수입 예상액은 모든 시나리오에서 2,760억원가량으로 거의 동일하게 추정됨
  - 2034년에는 지방세 수입액이 2,278억(S4)~2,523억원(S3) 수준으로 추산됨
  - 지방세는 세수입에서 가장 큰 비중을 차지하는 원자력 발전량의 변화에 따라 모든 시나리오에서 2034년에 세수입이 가장 많은 것으로, 2034년에는 가장 적은 것으로 전망됨
- 부담금 및 기금 등은 2020년 대비 2034년에 시나리오별로 많게는 14.7%, 적게는 10.7% 감소하는 것으로 예상됨
  - 2020년의 부담금 및 기금 등 수입 예상액은 모든 시나리오에서 1조

2,230억원가량으로 유사하게 추정됨

- 2034년에는 수입액이 1조 476억(S4)~1조 916억원(S3) 수준으로 예상됨
  - 부담금 및 기금 등의 수입도 원자력 발전량에 가장 많이 의존하고 있기 때문에 그 발전량의 변화에 따라 모든 시나리오에서 2024년에 수입액이 가장 많은 것으로, 2034년에는 가장 적은 것으로 전망됨
- 시나리오별 제세부담금 수입액의 15년 장기 추세의 결과를 볼 때, 발전 부문에서의 제세부담금 연간 수입액은 향후 15년 사이에 1조원 이상 감소할 것으로 전망됨
- 정부는 탄소배출 억제를 위해 갈수록 석탄화력 발전량을 줄일 계획이며 계획대로 진행될 경우 수요나 공급에서의 변화 차이를 감안하더라도 2034년(4조원 중후반대)에는 2020년(6조원 전후)보다 1조원 이상 감소할 전망이다
    - 특히 2020년 10월 탄소중립 선언 이후 탈탄소화를 위한 급진적인 계획이 반영될 경우 발전부문은 더 큰 제세부담금 수입 감소가 예상됨
  - 이와 같은 세수입 변화를 적시에 반영하여 중장기 조세정책 및 국가재정운용에서 적절히 활용할 필요가 있음
    - 향후 에너지세제는 발전부문뿐 아니라 수송부문까지 세수입 감소가 예상되는 만큼 이에 대한 대응을 사전에 준비해야 할 것임
      - 수송부문도 현행 에너지세제가 유지될 경우, 내연기관차는 점차 감소하고 전기 및 수소차의 운행이 증가할 것이기에 일정 수준의 세수감을 피할 수 없음

I. 서론 .....	1
II. 우리나라 발전부문 에너지세제 현황 .....	5
1. 우리나라 에너지세제 개괄 .....	5
2. 발전부문 에너지세제 현황 .....	8
III. 제9차 전력수급기본계획 .....	14
1. 기본 개요 .....	14
2. 주요 내용 .....	16
가. 전력수요 전망 .....	16
나. 수요관리 목표 .....	18
다. 목표수요 전망 .....	20
라. 발전설비 계획 .....	21
마. 발전량 전망 .....	23
바. 환경 개선효과 .....	24
사. 재생에너지 및 분산형 전원에 대한 향후 정책방향 .....	25
IV. 발전부문 에너지세 세수추계 설계 .....	27
1. 추계방법 .....	27
가. 기본 설계 .....	27
나. M-Core 모형 .....	30
2. 시나리오 설정 .....	38
V. 발전부문 에너지세 세수추계 결과 .....	47
1. 시나리오별 발전원별 발전량 추정 결과 .....	47

---

---

가. 시나리오 1 .....	47
나. 시나리오 2 .....	49
다. 시나리오 3 .....	50
라. 시나리오 4 .....	52
2. 시나리오별 발전원별 연료소비량 추정 결과 .....	53
가. 시나리오 1 .....	53
나. 시나리오 2 .....	55
다. 시나리오 3 .....	56
라. 시나리오 4 .....	58
3. 시나리오별 세수추계 결과 .....	59
가. 시나리오 1 .....	60
나. 시나리오 2 .....	61
다. 시나리오 3 .....	64
라. 시나리오 4 .....	66
마. 세목별 시나리오별 세수변화 .....	68
바. 발전원별 시나리오별 세수변화 .....	70
<b>VI. 결론 .....</b>	<b>74</b>
1. 요약 및 시사점 .....	74
2. 본 연구의 한계점 .....	78
<b>참고문헌 .....</b>	<b>80</b>
<b>부록 .....</b>	<b>82</b>

---

## 표목차

---

〈표 II-1〉 우리나라 에너지 관련 제세부담금 현황 .....	7
〈표 II-2〉 발전 유형별 LNG 세율 현황 .....	9
〈표 II-3〉 방사성동위원소폐기물 관리비용 .....	12
〈표 III-1〉 최대전력 수요관리 목표량 .....	19
〈표 III-2〉 전력소비량 수요관리 목표량 .....	19
〈표 III-3〉 목표수요 전망 .....	21
〈표 III-4〉 제9차 전력수급기본계획 발전설비 전원 믹스 전망 .....	22
〈표 III-5〉 연도별 전력수급 전망 .....	23
〈표 III-6〉 에너지원별 발전량 비중 전망 .....	24
〈표 III-7〉 연도별 미세먼지 및 오염물질 배출 전망 .....	25
〈표 IV-1〉 연도별 집단에너지설비 건설 전망 .....	29
〈표 IV-2〉 기준 시나리오에 따른 발전량 비중 전망 .....	39
〈표 IV-3〉 목표수요(S1, S2에 적용) .....	39
〈표 IV-4〉 목표 시나리오에 따른 발전량1) 비중 전망 .....	40
〈표 IV-5〉 수요감축 목표미달 시나리오(S3)상의 연도별 전력수요 .....	42
〈표 IV-6〉 S3과 기준점 간 연도별 전력수요 차이 .....	43
〈표 IV-7〉 수요감축 초과 달성 시나리오(S4)상의 연도별 전력수요 .....	44
〈표 IV-8〉 S4와 기준점 간 연도별 전력수요 차이 .....	45
〈표 IV-9〉 시나리오 구성 .....	46
〈표 V-1〉 2020년 대비 2030년 발전량 증감 추이(시나리오 1) .....	48
〈표 V-2〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 발전량 추정 결과(시나리오 1) .....	48
〈표 V-3〉 2020년 대비 2030년 발전량 증감 추이(시나리오 2) .....	49
〈표 V-4〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 발전량 추정 결과(시나리오 2) .....	50
〈표 V-5〉 2020년 대비 2030년 발전량 증감 추이(시나리오 3) .....	51

---

---

〈표 V-6〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 발전량 추정 결과(시나리오 3) ……	51
〈표 V-7〉 2020년 대비 2030년 발전량 증감 추이(시나리오 4) ……………	52
〈표 V-8〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 발전량 추정 결과(시나리오 4) ……	53
〈표 V-9〉 2020년 대비 2030년 연료소비량 증감 추이(시나리오 1) ……………	54
〈표 V-10〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 연료소비량 추정 결과(시나리오 1) ……………	54
〈표 V-11〉 2020년 대비 2030년 연료소비량 증감 추이(시나리오 2) ……………	55
〈표 V-12〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 연료소비량 추정 결과(시나리오 2) ……………	56
〈표 V-13〉 2020년 대비 2030년 연료소비량 증감 추이(시나리오 3) ……………	57
〈표 V-14〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 연료소비량 추정 결과(시나리오 3) ……………	57
〈표 V-15〉 2020년 대비 2030년 연료소비량 증감 추이(시나리오 4) ……………	58
〈표 V-16〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 연료소비량 추정 결과(시나리오 4) ……………	59

---

[그림 III-1] 기준수요 전망 .....	17
[그림 IV-1] 발전부문 에너지세 세수추계 흐름도 .....	28
[그림 IV-2] M-Core 시뮬레이션 구조 .....	31
[그림 IV-3] M-Core 최적화 시뮬레이션 엔진 개요도 .....	32
[그림 IV-4] M-Core SUDP 수행 과정 도식화 .....	35
[그림 V-1] 세목별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 1) .....	60
[그림 V-2] 발전원별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 1) .....	61
[그림 V-3] 세목별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 2) .....	62
[그림 V-4] 발전원별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 2) .....	63
[그림 V-5] 세목별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 3) .....	64
[그림 V-6] 발전원별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 3) .....	65
[그림 V-7] 세목별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 4) .....	66
[그림 V-8] 발전원별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 4) .....	67
[그림 V-9] 시나리오별 15년(2020~2034년) 제세부담금 합산추계액 .....	68
[그림 V-10] 시나리오별 총제세부담금 세수추계액 .....	69
[그림 V-11] 시나리오별 국세 세수추계액 .....	69
[그림 V-12] 시나리오별 지방세 세수추계액 .....	70
[그림 V-13] 시나리오별 부담금 및 기금 등 수입추계액 .....	70
[그림 V-14] 시나리오별 유연탄 제세부담금 추계액 .....	71
[그림 V-15] 시나리오별 LNG 제세부담금 추계액 .....	72
[그림 V-16] 시나리오별 원자력 제세부담금 추계액 .....	73
[그림 V-17] 시나리오별 수력 제세부담금 추계액 .....	73



---

# I. 서론

---

- 국가의 세수(tax revenue)를 추계하는 것은 조세와 재정정책을 계획함에 있어 중요한 정보를 제공함
  - 현행 조세·재정제도가 유지될 경우 향후 세입전망 정보는 차기년도 세입예산과 국가재정운용계획을 수립하는 데에 필수적인 요소로 활용되고 있음
  - 재정수요 대비 예상되는 세수의 규모를 알고 있으면, 향후 세제개편을 할 때에도 방향성을 정하는 데 요긴하게 참고할 수 있음
  
- 이에 따라 조세 및 재정정책을 연구하는 연구기관에서 세수추계모형을 구축하고 정기적으로 세입전망을 발표하고 있음
  - 한국조세재정연구원, 한국개발연구원, 국회예산정책처 등에서 국세 세목별 세수추계모형을 구축하고 있으며, 지속적으로 세수추계에 대한 연구를 진행하고 있음
    - 지방세에 대해서도 한국조세재정연구원, 한국지방세연구원을 중심으로 세수추계에 대한 연구를 이어가고 있음
  
- 한편 세수추계가 향후 세입 규모를 정확하게 맞출 수는 없겠으나 추계와 실제값 사이의 오차를 최소화하는 것은 중요한 의미를 가짐
  - 본 연구의 세수추계는 세수입을 주어진 모형 및 파라미터를 가지고 단순히 예측(prediction)하는 것이 아니라 확률적인 관점에서 다양한 요인을 고려하여 세수입을 예상(forecasting)하는 것에 가까움

- 가장 실제값과 유사하게 세수입을 예상(forecasting)하는 것은 새로운 조세재정 정책을 설계하는 데 있어 중요함
  - 예를 들어 세입 규모가 과대추정될 경우, 이를 바탕으로 재정운용계획을 수립하여 실행하면 실제 세수는 부족하게 되어 추가적으로 재원을 확보해야 하는 상황이 벌어지게 됨
  - 반대로 세입 규모가 과소추정될 경우, 실제 세수가 예상보다 더 많게 되므로 계획대로 재정지출을 하고도 남는 재원을 활용하는 것이 이슈가 되기도 함
    - 예컨대 2018년의 국세수입 실적이 예상보다 크게 나타나면서 한시적으로 유류세 인하를 단행하기도 함
    - 유류세는 음(-)의 외부성을 교정하는 피구세(Piguvian Tax) 성격을 가지므로, 2018년 유류세 인하 정책에 대한 찬반 논란이 있었음
- 특히 최근 정부의 재정지출 규모가 확대됨에 따라 국가재정의 안정성에 대한 우려가 높아지고 있어 정교한 세수추계의 역할이 더욱 강조되고 있음
- 세수추계가 과대추정될 경우 국가재정전망은 실제보다 더 낙관적으로 보일 수 있고, 과소추정될 경우 국가재정전망이 실제 흐름보다 더 부정적으로 보일 수 있어 국가재정 안정성에 대한 우려가 더 커질 수 있음
- 이러한 여건에서 본 연구는 기존의 발전부문 에너지세 세수추계방식을 개선하여 보다 정교하게 중장기 에너지세 세수를 추계하는 방법을 제시하는 데에 목적을 두고 있음
- 최근 기후변화에 대한 관심이 높아지면서 교정세 역할 관점에서 조세정책의 중요성이 증가함
  - 향후 환경부문에 대한 정확한 세수입 추계는 정책입안자가 기회비용의

관점에서 세수손실을 최소화하면서 정책목표를 달성하도록 조세정책을 설계할 수 있도록 도와줌

- 본 연구는 소득세나 법인세, 부가가치세 등의 주요 세목에 비해 추계에서 상대적으로 관심을 적게 받고 있는 에너지세제 분야의 세수추계 정확성을 좀 더 개선시키는 데에 목적을 두고 있음
  - 에너지세 중에서도 이번 연구에서는 발전부문과 관련된 세수추계에 대한 정확성을 높이고자 함
- 이를 위해 전력수급기본계획을 활용하여 발전부문 에너지세의 중장기 세수를 추정하고자 함
  - 전력수급기본계획은 2년마다 전력수요를 전망하고 이에 따른 전력 설비 확충계획을 수립함으로써 향후 15년간의 국내 전력수요에 대비하는 계획임
  - 국내 에너지 원별 주요 정책방향을 제시하는 정부의 가장 기초적인 로드맵은 에너지기본계획이며, 에너지기본계획을 바탕으로 전력공급 측면 위주로 에너지 원별 발전 비중 목표를 구체화한 전략이 전력수급기본계획임
  - 2020년 12월에 제9차 전력수급기본계획이 발표됨에 따라 2020년부터 2034년까지의 매해 발전량 계획 정보를 발전부문 에너지세 세수 추계에 활용할 수 있음
- 기존의 장기세수추계에서는 발전부문 에너지세에 대하여 거시경제지표의 전망치를 사용하여 세입을 추정하고 있으나, 전력수급기본계획상의 목표 수요를 활용하는 것이 보다 현실 정책스케줄을 잘 반영할 여지가 있음
- 전력수급기본계획에서는 전력에 대한 기준수요와 목표수요를 구분하여 제시하고 있음

- 기준수요는 최근의 전력수요 흐름을 반영한 향후 전력수요 추정치 (Business As Usual, BAU)에 해당됨
- 목표수요는 기준수요를 감안하여 정부가 향후 추가적인 정책을 통해 달성하려는 관리의지를 포함한 전력수요 추정치임
- 전력수급기본계획상의 목표수요와 목표 발전량 시나리오를 직접적으로 활용하면 세수추계에도 이러한 정부정책계획이 반영될 수 있음
- 또한 본 연구에서는 전력의 수요와 공급 각 측면에서의 변동을 감안하여 각각의 경우에 발전부문 에너지세 세수에 어떠한 변화가 있는지도 함께 살펴보고자 함
- 전력수요와 발전량 전망에 있어서 각각 시나리오를 설정하고 각 시나리오별로 발전부문 에너지세 세수를 추정하여 비교함
  - 발전부문과 관련한 제세부담금이 다양하게 존재하는바, 본 연구에서는 국세와 지방세, 그 외 각종 준조세(부담금, 수수료, 기금 등)를 구분하여 각각의 수입액을 추정하여 제시하고자 함
- 시나리오별 세수추계 결과를 바탕으로 전력수급상의 어느 정도 변화를 감안할 때 발전부문 에너지세 세수의 변동범위를 대략적으로 제시하고자 함

---

## II. 우리나라 발전부문 에너지세제 현황

---

### 1. 우리나라 에너지세제 개괄

- 우리나라의 에너지세는 기본적으로 과세대상을 에너지원(연료)으로 하여 종량세 성격으로 부과하고 있음
  - 에너지 관련 제세부담금은 대부분 1차 에너지원(화석 연료)에 대하여 징수되고 있으며, 지역자원시설세와 전력산업기반기금은 2차 에너지원인 전기에 대해 부과됨
  - 에너지원에 대한 제세부담금은 기본적으로 종량세 방식으로 부과되고 있으나, 관세와 부가가치세는 에너지원뿐 아니라 여타 재화나 서비스도 포함한 광범위한 과세대상에 적용되며 공통적으로 종가세 형태로 부과됨
    - 전력산업기반기금도 예외적으로 전기요금의 일정 비율(3.7%)로 부과되어 종가세 방식이 적용됨
  
- 우리나라는 에너지원(연료)에 대하여 원별, 부문별로 국세뿐 아니라 다양한 제세부담금을 부과하고 있음
  - 에너지원에 대한 국세는 기본적으로 개별소비세를 부과하고 있으며, 수송부문의 주요 연료인 휘발유와 경유에 대해서는 개별소비세 대신 교통·에너지·환경세(이하 '교에환세')를 부과하고 있음
    - 개별소비세 및 교에환세의 일정 비율(15%)만큼 부가세(surtax)로 부과되는 교육세도 있음

- 관세와 부가가치세도 부과하고 있으나, 이는 에너지원뿐 아니라 대부분의 재화나 서비스에 대하여 적용되는 세금이라는 점에서 본고에서는 논의의 대상에서 제외함
  - 또한 지방세로 석탄발전과 원자력발전에 대해서는 발전량에 따라 지역자원시설세를 부과하고 휘발유와 경유에 대해서는 교에환세의 일정 비율(26%)을 세율로 자동차세주행분(주행세)을 부과하고 있음
  - 이 외에도 수입부과금, 판매부과금, 안전관리부담금 등의 부담금과 수수료(품질검사수수료) 및 기금(전력산업기반기금) 등 다양한 명목의 제세부담금이 부과되고 있음
- 부문을 망라하여 1, 2차 에너지원에 대한 제세부담금을 살펴보면, <표 II-1>과 같이 요약됨
- 총제세부담금의 관점에서 세율의 크기순으로 보면, 휘발유(762.36원/ l), 경유(545.22원/ l), 자동차용 LPG(383.057원/ l)의 순서로 단위 세액이 높음<sup>1)</sup>
    - 중유나 전기를 제외하면 대부분의 에너지원은 제세부담금 중 국세가 차지하는 비중이 절대적임
      - 중유는 국세와 준조세(부담금 및 수수료)가 비슷한 비중으로 구성되어 있고, 전기에 대해서는 부가가치세를 제외한 별도의 국세를 부과하지 않고 있음
  - 기본세율의 30% 범위 내에서 탄력세율을 적용할 수 있으며, 대부분의 에너지원이 탄력세율로 과세되고 있음

---

1) 관세와 부가가치세는 제외한 값임

〈표 II-1〉 우리나라 에너지 관련 제세부담금 현황

구분	수송용 등			난방·산업용 등			발전용 등					
	휘발유 (원/ℓ)	경유 (원/ℓ)	LPG (부탄) (원/kg)	실내 등유 (원/ℓ)	중유 (B-C) (원/ℓ)	LPG (프로판) (원/kg)	LNG <sup>2)</sup> (원/kg)	유연탄 (원/kg)	원자력 (원/ kWh)	수력 (원/ kWh)	전기 (원/kWh)	
관세	기본	3%										
	할당	원유(납사제조용) 0%		제품, 원유0%	원유(납사제조용) 0%		제품, 원유0%	2% (동절기)	-	-	-	-
개별 소비세	기본	-	-	252	90	17	20	12/60	46	-	-	-
	탄력	-	-	275	63	17	20/14	8,4/42	49/43	-	-	-
교통 에너지 환경세	기본	475	340	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	탄력	529	375	-	-	-	-	-	-	-	-	-
교육세		79.35	56.25	41.25	9.45	2.55	-	-	-	-	-	-
자동차세 주행분		137.54	97.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
부가가치세	10%											
수입부과금	16	16	-	16	16	-	3.8	-	-	-	-	-
품질검사 수수료	0.469	0.469	0.027	0.469	0.469	0.027	-	-	-	-	-	-
안전관리 부담금 <sup>1)</sup>	-	-	4.5	-	-	4.5	4.83	-	-	-	-	-
판매부과금	고급36	-	62.28	-	-	-	-	-	-	-	-	-
사용후핵연료 관리부담금	-	-	-	-	-	-	-	-	4.56	-	-	-
원자력안전 관리부담금	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	-	-	-
지역자원 시설세	-	-	-	-	-	-	2.49	0.84	1	2	-	-
전력산업 기반기금	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	전기요금의 3.7%
원자력연구 개발기금	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	-	-	-
사업자 지원사업	-	-	-	-	-	-	-	-	0.25	0.29	-	-
방사성폐기물 관리비용	-	-	-	-	-	-	-	-	0.49	-	-	-
A. 국세 계 (관세 제외)	608.35	431.25	316.25	72.45	19.55	20	12/60	46	-	-	-	-
B. 지방세 및 준조세 계	154,009	113,969	66,807	16,469	16,469	4,527	6.29/ 8.63	0.84	8.1	2.29	-	-
A+B	762,359	545,219	383,057	88,919	36,019	24,527	18.29/ 68.63	46.84	8.1	2.29	-	-

주: 1) 안전관리부담금은 발전용 LNG의 경우 면제임

2) 발전용과 비발전용으로 구분하여 세율을 표시함(발전용 세율/비발전용 세율)

자료: 이영숙 외(2019); 조성진·박광수(2020); 산업통상자원부(2018); 국가법령정보센터; 한국원자력환경공단 자료 저자 정리

## 2. 발전부문 에너지세제 현황

- 발전부문의 에너지원으로는 주로 LNG와 유연탄이 과세대상이며, 총제세 부담금은 발전용 LNG의 경우 18.29원/kg, 발전용 유연탄은 46.84원/kg (기본세율 기준) 부과되고 있음
- LNG는 용도에 따라 개별소비세의 적용 세율이 다르며, 2019년부터 발전용은 1kg당 12원을, 비발전용은 1kg당 60원이 부과됨
  - 집단에너지사업자의 열병합발전<sup>2)</sup>에 사용되는 LNG의 경우 탄력세율을 적용받아 1kg당 8.4원이 부과됨<sup>2)</sup>(〈표 II-2〉 참고)
  - 국세인 개별소비세와 함께 지방세인 화석연료의 지역자원시설세도 0.3원/kWh 징수하고 있음
  - 이 외에 수입부과금과 안전관리부담금도 부과되며, 구체적인 내용은 후술함
- 유연탄은 발전용에 한하여 개별소비세만을 부과하며, 순발열량에 따라 차등세율이 적용됨
  - 순발열량에 따른 저·중·고열량탄으로 구별되며, 1kg당 순발열량이 저열량탄은 5,000kcal 미만, 중열량탄은 5,000kcal 이상 5,500kcal 미만, 고열량탄은 5,500kcal 이상임<sup>3)</sup>
  - 중열량탄은 기본세율인 1kg당 46원이 부과되며, 저열량탄은 1kg당 43원, 고열량탄은 1kg당 49원이 부과됨
  - LNG와 마찬가지로 화석연료의 지역자원시설세 0.3원/kWh이 적용됨

---

2) 집단에너지사업자와 함께 신·재생에너지 발전사업자, 자가용전기설비를 설치한 자들도 1kg당 8.4원의 탄력세율을 적용받음(「개별소비세법 시행령」 제2조의2 제1항)

3) 순발열량은 연료의 연소과정에서 발생하는 수증기가 흡수한 열을 제외한 발열량을 의미함(「개별소비세법 시행령」 제2조의2 제1항)

- 원자력 연료의 경우 개별소비세는 부과되지 않으며, 후술할 지역자원 시설세 및 각종 부담금·기금이 부과됨
  - 원자력 발전과 관련된 부담금 및 기금에는 원자력안전관리부담금, 원자력연구개발기금, 사용후핵연료 관리부담금, 방사성폐기물관리 비용, 사업자지원금 등이 있음

〈표 II-2〉 발전 유형별 LNG 세율 현황

구분		국세 및 부담금	비고
일반	발전용 LNG	개별소비세: 12원/kg	한전 발전자회사 등 LNG로 전기를 생산하는 「전기사업법」상 발전사업자
	직수입 자가발전	수입부과금: 3.8원/kg	LNG를 가스공사로부터 공급받지 않고 직수입하여 일반 LNG 발전과 동일한 방식으로 발전 및 자가 사용
열병합	집단에너지	개별소비세: 8.4원/kg(탄력세율)	열·전기를 동시에 생산하며, 열은 공급구역 내 수요자에게 공급
	자가열병합		10MW 이하의 소규모 열병합 발전, 공동주택·산업체 등 수요처에 공급
	연료전지	수입부과금: 0원/kg(환급)	LNG에서 추출한 수소를 산소와 화학 반응시켜 열·전기를 동시에 생산

자료: 에너지신문, 「발전용 LNG 수입부과금 내달부터 24.2원 → 3.8원」, 보도자료, 2019. 3. 19., <http://www.energy-news.co.kr/news/articleView.html?idxno=62358>

- 한편 지역자원시설세 중 에너지와 관련된 부분은 특정 연료를 사용하는 발전에 대하여 발전량에 비례하여 과세하고 있음
  - 에너지원에 대한 직접적인 과세가 아니라는 점에서 상술한 에너지 관련 제세부담금과는 차이가 있음
  - 그러나 결과적으로 발전용 연료의 사용량에 따라 발전량이 결정되는 점에서 발전부문의 에너지세로 해석할 수도 있음
  - 특정시설분 지역자원시설세는 원자력발전의 경우 발전량 1kWh당 1원을, 화력발전의 경우 발전량 1kWh당 0.3원, 수력발전의 경우 발전량 1kWh당 2원을 표준세율로 하고 있음(「지방세법」 제146조 제2항)

- 제8차 전력수급기본계획의 발열량과 열소비율을 적용하여 발전량을 연료무게(kg)로 환산할 수 있으며, 이 경우 LNG의 지역자원시설세는 약 2.49원/kg, 유연탄은 약 0.84원/kg으로 환산됨

□ 기금으로는 전력산업기반기금과 원자력연구개발기금이 있으며, 전기요금이나 발전량에 대하여 부과되고 있음

- 전력산업기반기금과 원자력연구개발기금도 발전원에 대해서 부과되지 않는다는 점에서 일반적인 에너지 관련 제세부담금과 차이가 있음
- 그러나 해당 기금들은 발전부문의 최종상품(전기)의 가격에 부가적으로 부과되거나 발전량 실적에 따라 부과되고 있어 발전부문에서 발생한 준조세로 해석할 수도 있음
- 전력산업기반기금은 종가세의 성격으로 전기요금의 3.7%가 기금으로 징수되며(「전기사업법 시행령」 제36조), 원자력연구개발기금은 원자력발전량 1kWh당 1.2원이 징수됨
  - 원자력기금은 원자력연구개발계정(원자력연구개발기금)과 원자력안전규제계정(원자력안전관리부담금)으로 구분됨

□ 발전부문과 관련된 부담금에는 LNG 및 원자력에 대한 것이 있으며, 그 밖의 각종 비용이 원자력과 수력발전에서 발생함

- LNG에 대해서는 수입부과금과 안전관리부담금이 각각 1kg당 3.4원, 4.83원이 부과됨
  - 단 안전관리부담금의 경우 발전용 LNG에 대해서는 면제함
  - 수입부과금도 열병합용 LNG의 경우에는 전액 환급함(〈표 II-2〉 참고)
- 원자력에 대해서는 사용후핵연료 관리부담금과 원자력안전관리부담금이 각각 1kWh당 4.56원, 0.6원 부과됨
  - 원자력안전관리부담금은 상술한 원자력기금의 원자력안전규제계정에

## 해당함

- 참고로 화력발전의 경우 「대기환경보전법」에 의해 먼지 770원/kg, SOx 500원/kg의 '대기오염물질배출부과금'이 부과되는 하나 부과액 수준이 미미하여 본 연구의 분석에서는 이를 제외함
- 이 밖에 부담금은 아니지만 추가적인 비용이 존재함
  - 원자력과 수력발전사업자는 「발전소 주변지역 지원에 관한 법률」에 따라 '사업자지원사업'에 지원금을 지불함
    - 「발전소 주변지역 지원에 관한 법률」에 따른 기본지원사업은 전력산업기반기금에서 부담하지만, 원자력발전소나 수력발전소 발전사업자는 동법 제13조의2에서 자기자금으로 사업자지원사업을 시행할 수 있게 함
    - 사업자지원사업의 연간 지원금은 「발전소 주변지역 지원에 관한 법률 시행령」 [별표 4]에서 원자력은 전전년도 발전량(kWh) × 0.25원, 수력은 설비용량 1천kW당 500만원으로 명시함
    - 수력의 지원금을 발전량으로 환산하기 위하여 과거 발전실적과 그에 따른 사업자지원금으로 환산한 결과, 약 0.29원/kWh으로 지원금이 추정됨
  - 방사성폐기물관리비용은 「방사성폐기물관리법」에 의해 부과되며, 구체적인 금액은 「방사성폐기물 관리비용 및 사용후핵연료관리부담금 등의 산전기준에 관한 규정」에 규정됨
    - 「방사성폐기물 관리비용 및 사용후핵연료관리부담금 등의 산전기준에 관한 규정」 제4조 및 제5조에서 중·저준위 방사성폐기물 관리비용은 200리터 드럼 기준 1,519만원이며, 방사성동위원소폐기물 관리비용은 폐기물 종류별로 리터당 금액(〈표 II-3〉참조)이 제시됨

- 수력의 사업자지원금과 유사하게 환산한 결과, 1kWh당 0.49원으로 추정함

〈표 II-3〉 방사성동위원소폐기물 관리비용

구 분		관리비용(1리터, 만원)	
개봉 선원 폐기물	가연성폐기물	6.72	
	비가연성폐기물	6.95	
	비압축성폐기물	6.84	
	폐필터	7.26	
	폐액	유기폐액	12.47
		혼합폐액	9.14
		무기폐액	8.82
	건조 동물사체	6.99	
	냉동 동물사체	6.05	
밀봉선원 폐기물		15.76	

자료: 「방사성폐기물 관리비용 및 사용후핵연료관리부담금 등의 산정기준에 관한 규정」 제5조

□ 따라서 본 연구의 분석대상이 되는 발전부문 에너지세는 〈표 II-1〉의 ‘발전용 등’의 항목 부분에 해당됨

- 에너지 관련 제세부담금은 형식적으로는 국세, 지방세 및 준조세(부담금, 수수료, 기금 등)로 분류되고 있으며, 정부의 징수로 가격에 영향을 준다는 점에서 실질적으로는 전체 제세부담금을 합하여 광의의 에너지세라고 말할 수 있음

- 연구나 사용목적에 따라 에너지세의 범위가 달라질 수 있음

- 본 연구는 에너지세 과세대상 중 발전부문 에너지원에 한정하여 해당 세수의 중장기 전망을 다룸

- 이하 분석과정을 통해 2034년까지의 발전용 LNG와 발전용 유연탄에 대한 국세(개별소비세)와 부담금(수입부과금, 안전관리부담금)의 세입을 추정함

- 또한 원자력과 화력발전에 대한 특정시설분 지역자원시설세의 세입과 각종 기금 및 비용의 수입도 부담금과 함께 추정함

---

## Ⅲ. 제9차 전력수급기본계획

---

### 1. 기본 개요

- 전력수급기본계획의 주된 목표는 중장기 전력수요를 전망하고 이에 따른 전력설비 확충방안을 제시하여 전력수급이 안정적으로 관리될 수 있도록 하는 것임
  - 에너지기본계획은 수요와 공급측면을 고려하여 에너지원별 큰 정책방향을 제시하였으며, 전력수급기본계획은 공급측면 계획 중 하나로 발전 부문에 대한 것임
    - 전력수급기본계획은 여러 에너지원 중 전력산업 관련 에너지원 공급에 초점을 맞춤
  - 전력수급기본계획의 주된 목적은 미래 전력이 원활하게 공급될 수 있도록 에너지원별 발전 비중 목표를 고려하여 전력수요 증가를 대비한 전력설비 확충 방안을 구체적으로 마련하는 것임
- 제8차 전력수급기본계획은 에너지전환 패러다임 변화를 고려한 전원믹스 기본틀 및 분산에너지 확산 가속화를 위한 정책방향을 제시함
  - 「전기사업법」 제3조 제2항에 근거하여 전력수급기본계획 수립 시 경제성과 함께 환경성 및 안정성을 고려하도록 함
  - 원전·석탄발전 설비를 감축하고 신재생·LNG 발전 설비를 확충함
    - 신규 원전 6기의 건설계획을 취소하고 노후된 원전 10기의 수명연장을 금지

- 노후 석탄발전소는 폐지하거나 친환경 에너지 연료인 LNG로 전환
- 중장기 온실가스·미세먼지 감축목표를 제시함
  - 2030년 발전부문 온실가스 배출목표를 BAU 대비 26.4% 낮은 수준(2.37억톤)으로 설정함
- 분산형 전원 보급목표를 확대 설정하고 재생에너지 확대에 따른 전력수급 안정성 문제를 해소하기 위해 양수발전, LNG 등 백업설비 용량을 설비에비율에 포함시킴
  - 분산형 전원이란 신재생에너지 자원을 활용한 소규모 발전설비를 의미함
  - 소규모 전력소비지역 부근에 발전설비를 배치할 수 있는 장점이 있음
- 그러나 제8차 전력수급기본계획 수립 이후 정책여건이 변화하여 전력수요 전망 오차가 증가하고 있어 최근 제9차 전력수급기본계획이 수립됨
- 기온변동성 확대, 서비스업 비중 증가 등 산업구조 변화, 전기차 보급 확산, 대형 자가용 발전설비 증가 등으로 인해 전력수요가 예측보다 더 증가할 수 있음
- 재생에너지 확대에 대비하여 전력이 원활하게 공급될 수 있는 새로운 방안이 필요함
- 따라서 정부는 2018년 온실가스 감축 수정 로드맵, 2019년 제3차 에너지 기본계획, 2020년 한국판 뉴딜 종합계획 등 최근 정책방향을 고려하여 제9차 전력수급기본계획을 수립함
- 온실가스·미세먼지 정책, 에너지 정책 등은 전력수요와 공급에 영향을 미치므로 이런 정책을 반영하여 전력수급기본계획을 수립하는 것은 미래 전력수급에 있어 중요한 의미를 가짐

- 제9차 전력수급기본계획 기본방향은 원전 및 석탄 감축기조를 유지하면서 2030년 온실가스 배출량 목표를 달성하기 위한 이행방안을 구체화하는 것임
  - 발전부문에서 친환경 에너지원믹스에 대한 정책수요가 증가하고 있으며, 이에 원자력 및 석탄발전을 지속적으로 감축하고 재생에너지를 적극적으로 확대
  - 2030년 온실가스 배출량 목표를 달성하기 위한 이행방안을 구체화
  - 저탄소 경제사회로의 이행을 위한 신재생에너지 투자 확대 필요
- 제9차 전력수급기본계획은 현 정부의 정책기조를 유지하면서 2020~2034년 기간 동안 안정적인 전력공급을 유지하기 위한 것임
- 전력수급기본계획 수립절차는 총 7단계를 거침: ① 실무안 마련 ② 전략환경영향평가 ③ 부처협의 ④ 정부초안 마련 ⑤ 국회 상임위 보고 ⑥ 공청회 ⑦ 전력정책심의회

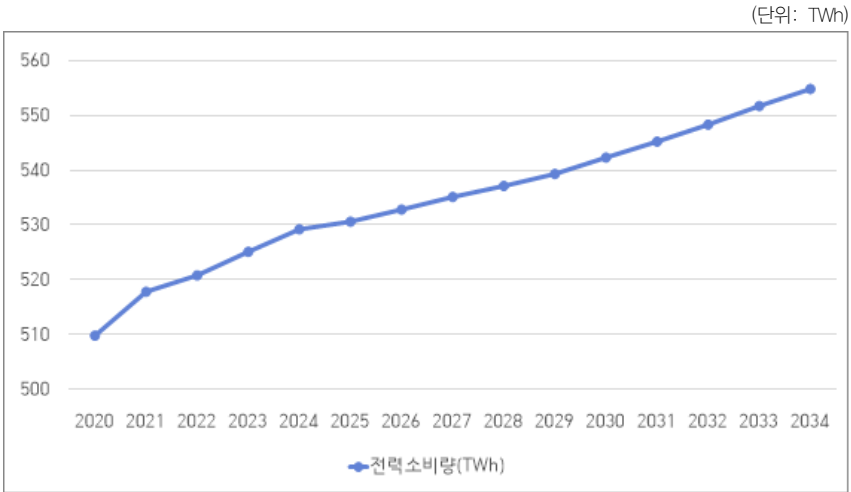
## 2. 주요 내용

### 가. 전력수요 전망

- 정부는 전력패널모형을 주 모형으로 활용하여 기준 전력수요를 전망함
  - 기준 전력수요 전망 시 3개의 정책여건을 반영함
    - (1) 기온변동성 확대 추세 (2) 제조업 비중 감소 및 서비스업 비중 증가 등 산업구조 변화 (3) 전기차 보급확대 등 향후 전력수요패턴 변화
  - 전력패널모형 파라미터는 기획재정부, KDI, 산업연구원, 통계청, 기상청 자료를 활용함

- 경제성장률: 기획재정부, KDI
- 산업구조 전망(산업부문별 성장률 및 비중): 산업연구원 전망
- 인구전망(장래인구 추계): 통계청
- 기온 전망(장기 기후변화 시나리오): 기상청

[그림 III-1] 기준수요 전망



자료: 산업통상자원부, 2020, p. 22, '기준수요 전망결과'를 토대로 저자 작성

- 기준 전력수요는 지속적인 증가 추세를 보이며, 연평균 증가율은 1.6%임
  - 2020년 기준 전력소비량은 516.7TWh이며, 2034년의 경우에는 647.9TWh로 예측됨
  - 2034년 하계 및 동계 기준 최대전력은 각각 116.2TWh와 117.5TWh임
    - 연평균 하계 최대전력의 연평균 증가율은 1.9%이며, 동계 최대전력의 경우에는 1.8%임

## 나. 수요관리 목표

- 안정적인 전력공급을 위해 정책여건을 감안하여 전력수요를 관리함
  - 온실가스 감축, 미세먼지 저감에 대한 정책수요가 증가하고 있어 전력 수요의 증가속도를 늦출 수 있도록 적극적인 정책적 노력이 필요함
  - 특히 기후변화로 동하절기 기온 변동성이 커지고 있어 안정적인 전력 수급을 위해 최대전력 수요를 중점적으로 관리하는 것이 요구됨
  
- 전력수요 관리의 기본방향은 (1) 기존 정책수단의 이행력을 강화하고 (2) 혁신기술을 기반으로 한 신규 정책수단을 확보하는 것임
  - (기존 정책수단 이행력 강화) (1) 전기사용 기기의 효율성을 높이고 (2) 전기소비 절약을 유도할 수 있는 경제적 유인정책을 개선하며 (3) 전력 감소 관련 장치 및 설비 활용을 확대하여 전력수요를 관리함
    - 기존 효율관리제도 기준을 개선하고 고효율기기 보급을 확대하여 최대전력 절감
    - 피크수요 및 미세먼지 수요반응(Demand Response) 시장에서 전기 소비 감축실적에 기반한 인센티브를 개선하여 전력소비 감소 유도
    - 산업체 및 건물 등을 대상으로 에너지저장장치(ESS)의 보급을 단계적으로 확대하고, 비전력에너지(지역 및 가스냉방) 사용을 위한 설비 확대
  - (혁신기술 기반 신규 수요관리 수단 도입) 전력저장기술, 스마트조명 기술, 스마트계량기 보급을 통해 전력수요를 관리함
    - 전기차 저장정력을 예비전력으로 활용
    - 전력낭비를 막기 위해 스마트조명을 확산 보급
    - 스마트계량기를 활용하여 계절과 시간대별로 전기요금이 상이한 계시별 요금제를 주택용으로 확대 시행하고, 전력사용 피크 시간대에

요금할인 혜택을 부여

- 타깃(target) 최대전력을 상향 조정하고 전력소비량 절감 목표를 강화함
  - 타깃 최대전력은 기준수요의 12.6%인 14.8GW으로 상향 조정하고, 전력소비량 절감목표는 기준수요의 14.9%인 96.3Twh으로 상향 조정함
    - 제8차 전력수급기본계획에 제시된 최대전력은 기준수요 대비 12.3%이며, 전력소비량 감축목표는 기준수요 대비 14.5%이었음

〈표 III-1〉 최대전력 수요관리 목표량

(단위: MW)

구 분	기존수단			신규수단	합계
	효율향상	부하관리	소계		
2024년	1,485	3,685	5,170	38	5,208
2029년	4,545	5,262	9,807	194	10,001
2034년	6,704	7,077	13,781	1,000	14,781

자료: 산업통상자원부, 2020, p. 25, '최대전력 수요관리 목표량' 인용

〈표 III-2〉 전력소비량 수요관리 목표량

(단위: GWh)

구 분	기존수단(효율향상)				신규수단	합계
	고효율기기	효율관리	EMS 등	소계		
2024년	3,398	11,545	11,351	26,294	1,926	28,220
2029년	14,923	23,725	25,598	64,246	4,320	68,566
2034년	30,488	27,853	32,995	91,336	4,925	96,261

자료: 산업통상자원부, 2020, p. 25, '전력소비량 수요관리 목표량' 인용

## 다. 목표수요 전망

- 정부는 기존보다 더 강화된 전력수요 관리 수단의 정책효과 및 기타 수요변동 요인을 고려하여 목표 전력수요를 추정함
  - 효율향상 정책, 부하관리제도, 혁신기술 도입 등을 통해 기존보다 더 강화된 수요관리 목표를 이행할 계획을 가짐
    - 고효율기기 보급 확대, 에너지관리시스템 강화, V2G 등 신규 전력수요 관리 수단 도입을 통해 전력수요 관리
  - 그러나 전기차 확산, 대형 자가용 발전설비(신규 및 전환설비), 4차 산업혁명(스마트 공장, 스마트 시티, 스마트 홈)으로 인해 전력수요가 증가할 것으로 예상됨
  - 따라서 목표수요는 다음의 식으로 산출됨
    - 목표수요 = 기준수요(BAU) - 수요관리량 + 기타요인(전기차 등)
  - 2020년 목표 전력소비량은 509.8TWh이며, 2034년 목표 전력소비량은 554.8TWh로 예측됨
  - 계획기간 연평균 증가율은 0.6%이며, 이는 기준 수요의 경우보다 1%p 낮은 수준임
  - 2034년 하계 및 동계 목표 최대전력은 각각 101.2TWh와 102.5TWh임
    - 연평균 하계 최대전력의 연평균 증가율은 1.9%이며, 동계 최대전력의 경우에는 1.8%이며, 이는 기준 수요의 경우보다 각각 1%p와 0.7%p 낮은 수준임

〈표 III-3〉 목표수요 전망

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율(%)	하계(MW)	증가율(%)	동계(MW)	증가율(%)
2019(실적)	520,499	-1.1	90,314	-2.3	82,352	-4.3
2020	509,840	-2.0	89,091(실적)	-1.4	88,377	7.3
2021	517,756	1.6	89,990	1.0	91,237	3.2
2022	520,770	0.6	91,040	1.2	92,529	1.4
2023	525,096	0.8	92,666	1.8	94,176	1.8
2024	529,185	0.8	94,087	1.5	95,469	1.4
2025	530,600	0.3	95,159	1.1	96,571	1.2
2026	532,767	0.4	96,212	1.1	97,582	1.0
2027	535,051	0.4	97,048	0.9	98,400	0.8
2028	537,101	0.4	97,757	0.7	99,098	0.7
2029	539,302	0.4	98,396	0.7	99,740	0.6
2030	542,307	0.6	99,039	0.7	100,383	0.6
2031	545,195	0.5	99,604	0.6	100,935	0.5
2032	548,328	0.6	100,209	0.6	101,560	0.6
2033	551,693	0.6	100,752	0.5	102,077	0.5
2034	554,798	0.6	101,170	0.4	102,524	0.4
2020~2034	-	0.6	-	0.9	-	1.1

자료: 산업통상자원부, 2020, p. 74 내용을 토대로 저자 작성

## 라. 발전설비 계획

□ 목표수요 전망을 고려하여 발전설비 계획을 세우며, 이를 위해 (1) 목표수요와 기준 설비에비율을 적용하여 목표설비 용량을 산정하고 (2) 정책여건 변화를 고려하여 확장설비를 산정하고 (3) 목표설비 용량이 확장설비 용량보다 큰 경우, 신규필요 용량을 산정함

○ 안정적 전력공급을 위해 목표수요에 기준 설비에비율을 반영하여 목표설비 용량을 산정함

$$\text{· 목표설비 용량} = \text{목표수요} \times (1 + \text{기준 설비에비율})$$

- 기준설비예비율: 2020~2024년 17%, 2025~2028년 18%, 2029~2034년 22%
- 목표설비 용량: 2034년 기준 125.1GW(=102.5GW × (1+22%))
- 원전감축목표, 노후석탄발전 폐지 및 LNG 연료전환, 재생에너지 확대, 온실가스 감축목표 등을 고려하여 확정설비 용량을 산정함
  - 확정설비 용량: 122.2GW
- 신규필요 용량은 목표설비 용량에서 확정설비 용량을 차감하여 산정함
  - 목표설비용량을 달성하기 위한 발전설비 전원 믹스는 <표 III-4>에 제시된 바와 같으며, 신규 필요설비 용량은 2034년 기준 2.9GW(=양수 1.8GW+LNG 1GW)임

<표 III-4> 제9차 전력수급기본계획 발전설비 전원 믹스 전망

(단위: GW)

에너지원	2020년	2022년	2030년	2034년	관련 정책
석탄	35.8	38.3	32.6	29.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 노후 석탄발전 폐지</li> <li>• LNG 연료 전환 등</li> </ul>
신재생 에너지	20.1	29.4	58.0	77.8	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3차 에너지기본계획</li> <li>• 「신재생에너지법」 개정</li> <li>• 그린뉴딜 계획 등</li> </ul>
원자력	23.3	26.1	20.4	19.4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3차 에너지기본계획</li> <li>• 에너지전환 로드맵</li> <li>• 노후 원자력발전 폐지 등</li> </ul>
LNG	41.3	43.3	54.5	58.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 제5차 집단에너지 공급 기본계획</li> <li>• LNG 연료 전환 등</li> </ul>
기타	7.2	6.0	5.9	5.9	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 「신재생에너지법」 등</li> </ul>

자료: 산업통상자원부, 2020, p. 33~35 내용을 토대로 저자 작성

〈표 Ⅲ-5〉 연도별 전력수급 전망

(단위: GW, %)

연도	최대 전력	목표 설비	확정 설비	과부족	신규 설비		최종 설비규모	설비 예비율	기준
					LNG	양수			
2020	89.1	104.2	111.6	7.3			111.6	25.2	17%
2021	91.2	106.7	114.1	7.3			114.1	25.0	
2022	92.5	108.3	118.0	9.7			118.0	27.5	
2023	94.2	110.2	122.5	12.3			122.5	30.0	
2024	95.5	111.7	127.0	15.3			127.0	33.0	
2025	96.6	114.0	126.2	12.3			126.2	30.7	18%
2026	97.6	115.1	124.9	9.7			124.9	28.0	
2027	98.4	116.1	123.5	7.4			123.5	25.5	
2028	99.1	116.9	121.0	4.1			121.0	22.1	
2029	99.7	121.7	120.6	△1.1	1.0		121.6	21.9	22%
2030	100.4	122.5	120.9	△1.6		0.5	122.4	21.9	
2031	100.9	123.1	121.3	△1.8			122.8	21.7	
2032	101.6	123.9	121.9	△2.0		0.6	124.0	22.1	
2033	102.1	124.5	122.5	△2.0			124.6	22.1	
2034	102.5	125.1	122.2	△2.8		0.7	125.0	22.0	
소계	-	-	-	-	1.0	1.8	-	-	

주: 1. 전력수급전망은 하계피크 기준, 2021~2034년 동계피크 전망 기준  
 자료: 산업통상자원부, 2020, p. 37, '연도별 전력수급 전망' 인용

#### 마. 발전량 전망

□ 전력발전량은 향후 석탄발전기에 대한 정책방향을 고려하여 크게 기준시나리오와 목표시나리오로 구분하여 전망됨

○ 기준 시나리오는 2034년까지 30기의 석탄발전기를 폐지하고 이 중 24기는 LNG 발전으로 전환함

- 2030년까지 24기의 석탄발전기를 폐지기하고 그중 18기는 LNG 발전으로 전환할 계획임

- 이 경우, 석탄 발전량 비중은 2019년 40.4%에서 2030년 34.2%로

6.2%p 감소할 것으로 예상됨

- 또한 2030년 기준으로 전환부문 온실가스 배출량은 2,049억톤이 될 것으로 전망됨

○ 목표 시나리오는 기준 시나리오상의 석탄발전기 폐지 및 LNG 발전 전환과 함께 잔여 석탄발전 설비에 대해서도 연간 발전량 상한을 제약하고 온실가스 비용을 원가에 반영하는 등의 추가 정책을 진행하는 시나리오임

- 이 경우, 석탄 발전량 비중은 2019년 40.4%에서 2030년 29.9%로 10.5%p 감소할 것으로 예상됨

〈표 III-6〉 에너지원별 발전량 비중 전망

(단위: %)

구분	기준시나리오		목표시나리오	
	2019년 (실적)	2030년	2019년 (실적)	2030년 <sup>† 1)</sup>
원자력	25.90	25.00	25.90	25.00
석탄	40.40	34.20	40.40	29.90
LNG	25.60	19.00	25.60	23.30
신재생	6.50	20.80	6.50	20.80
양수	0.60	0.70	0.60	0.70
기타	1.00	0.30	1.00	0.30
계	100	100	100	100

주: 1) †표 안의 %값은 석탄발전량 제약방식 도입 시 발전량 전망을 토대로 산출된 에너지원별 발전량 비중 전망을 의미하며, 석탄발전량 제약방식을 도입하지 못할 경우 상기 표에 제시된 발전량 목표를 달성하지 못할 수 있음(이때, 발전량은 연간 기준으로 경부하와 최대부하 시기를 모두 포함한 수치임)  
자료: 산업통상자원부, 2020, p. 41, '발전량 비중 전망'을 토대로 저자 작성

## 바. 환경 개선효과

□ 정부의 친환경 정책시행으로 인해 온실가스와 미세먼지가 모두 감축될 것으로 전망됨

- 석탄 설비폐지 및 발전량 제약 등 친환경 정책으로 인해 2030년 기준으로 전환부문 온실가스 배출량은 1.926억톤이 될 것으로 추정됨
  - 이는 2017년 대비 23.5% 감축실적을 달성하게 되는 것임
- 미세먼지(PM2.5) 배출량은 2019년 2.1만톤에서 2030년 0.9만톤으로, 57.1% 감축될 것으로 추정됨
  - 2030년 SOx 배출 감축량 전망치는 1.9만톤으로, 이는 2019년 대비 53.2% 감축된 수준임
  - 2030년 NOx 배출 감축량 전망치는 2.0톤으로, 이는 2019년 대비 71.5% 감축된 수준임
  - 2030년 먼지 배출 감축량 전망치는 0.1만톤으로, 이는 2019년 대비 50.8% 감축된 수준임

〈표 III-7〉 연도별 미세먼지 및 오염물질 배출 전망

(단위: 만톤, %)

구분	2019년(실적)	2030년
미세먼지 (PM2.5) † <sup>1)</sup>	2.1	0.9(57.1%) <sup>2)</sup>
SOx	4.1	1.9(53.2%)
NOx	6.8	2.0(71.5%)
먼지	0.3	0.1(50.8%)

주: 1) † 미세먼지(PM2.5) = (0.345×SOx)+(0.079×NOx)+(0.66×먼지)

2) ( ) 안은 비중임

자료: 산업통상자원부, 2020, p. 42, '연도별 미세먼지, 오염물질 배출전망(단위: 만톤)' 인용

#### 사. 재생에너지 및 분산형 전원에 대한 향후 정책방향

- 정부는 그린 뉴딜 정책을 고려하여 재생에너지 발전량 비중을 2034년 22.2%로 목표를 설정하고, 이를 달성하기 위해 재생에너지 확대방안을 추진함
  - 대규모 재생에너지 프로젝트(예: 새만금 사업 등), 지속 가능한 재생에

너지 시장기반 확보, 재생에너지 산업의 글로벌 경쟁력 강화를 추진  
중에 있음

- 또한 재생에너지 변동성 문제를 해결하기 위해 백업설비 구축, 계통신  
뢰도 유지용 ESS 구축 및 제도개선, 재생에너지 제어·보상 방안 수  
립, 재생에너지 종합관제시스템 구축 등을 추진 중에 있음
  
- 정부는 재생에너지 확대와 함께 분산형 전원의 확대를 추진하여 지역중  
심의 에너지분권을 실현하고자 함
  - 분산형 전원을 활성화하기 위해 분산형 전원에 대한 합리적이고 실질  
적인 보상제도 등을 도입할 계획을 가짐
  - 또한 한국형 통합발전소 제도 도입, 지역 내 분산에너지 역량을 강화  
방안, 분산자원 활성화 기반 구축을 고려함

---

## IV. 발전부문 에너지세 세수추계 설계

---

### 1. 추계방법

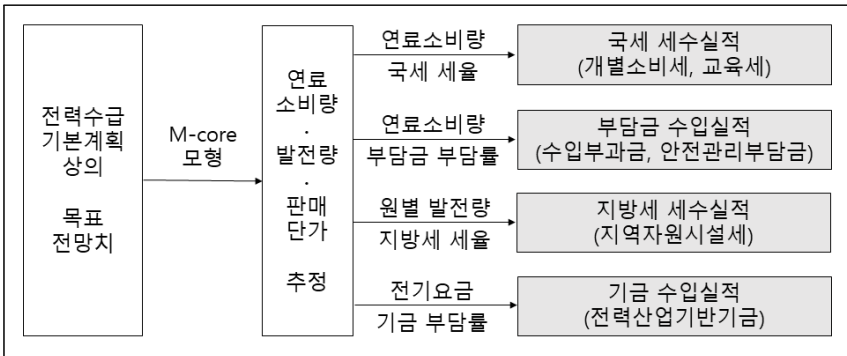
#### 가. 기본 설계

□ 본 연구에서 제시하는 발전부문 에너지세 세수추계방법은 크게 다음의 순서로 요약됨

- ①: 전력수급기본계획에서 연도별 전력수요 전망과 발전량 비중 전망을 기초자료로 사용함
  - 본 연구에서 추가된 시나리오처럼 전력수급기본계획뿐 아니라 좀 더 최근의 정책흐름(예를 들어, 탄소중립 선언 등)을 반영한 전망치를 기초자료로 활용할 수도 있음
- ②: M-Core 모형에 ①의 기초자료들을 모수(parameter)로 하여 연도별 발전원별 연료소비량과 발전량, 판매단가를 추정함
- ③: ②에서 구한 연료소비량에 연료별 개별소비세율을 곱하여 발전부문 개별소비세와 그에 비례한 교육세의 세수를 구함(국세 세수추계)
  - LNG의 경우, 동일한 발전용 연료라도 집단에너지 사업자에 대해서는 30% 낮은 탄력세율이 적용되며 M-Core에서 집단에너지 사업자 연료소비량까지 구분 가능하므로 이러한 차등세율까지 모두 세수추계에 반영할 수 있음
- ④: ②에서 구한 연료소비량에 연료별 부담금 부담률을 곱하여 발전부문 에너지원에 부과되는 부담금 수입액을 추산함(부담금 수입추계)

- ⑤: ②에서 구한 발전원별 발전량에 지역자원시설세 세율을 곱하여 특정 시설분 지역자원시설세 세수를 계산함(지방세 세수추계)
- ⑥: ②에서 도출한 소매가격(판매단가)에 전력산업기반기금 부담률을 곱하여 전력기반기금 수입액을 추정함(기금 수입추계)
- 이를 그림으로 요약하여 표현하면 [그림 IV-1]과 같음

[그림 IV-1] 발전부문 에너지세 세수추계 흐름도



자료: 저자 작성

- 향후 집단에너지 발전량 및 연료소비량 증가가 예상되므로, 본 연구에서는 발전용과 열병합용 LNG를 구분하여 LNG 세수입을 추정함(〈표 IV-3〉참고)
- 제9차 전력수급기본계획에 따르면 2020~2034년 기간 집단에너지설비는 약 3,796MW가 신규로 건설될 예정임
- 단 본 연구에서는 자가열병합(10MW 이하)과 연료전지는 분석대상에서 제외함
  - 자가열병합(10MW 이하)은 비중양발전기로 전력수급기본계획의 고려대상이 아니고 연료전지는 신재생에너지에 포함되기 때문임

〈표 IV-1〉 연도별 집단에너지설비 건설 전망

발전소명	9차 계획		사 업 자	비고
	준공 시기	용량 (MW)		
반월열병합	21. 02.	6.5	GS E&R	
안양열병합	21. 12.	467.5	GS파워	
김포열병합	22. 12.	495	청라에너지, GS에너지, 서부발전	
내포그린에너지	22. 12.	495	내포그린에너지	
양산열병합	23. 04.	118.9	한국지역난방공사	
대전열병합	23. 10.	25	대전열병합발전	
마곡열병합	23. 11.	285	서울에너지공사	
세종행복도시열병합	23. 11.	585	한국지역난방공사 남부발전	
여수그린에너지	24. 02.	250	여수그린에너지	석탄열병합
청주열병합	24. 12.	261	한국지역난방공사	
대구열병합	24. 12.	261	한국지역난방공사	
부천복합 증설	28. 05.	546	GS파워	
집단에너지 용량 합계		3,795.9	-	

자료: 제9차 전력수급기본계획(2020~2034)(2020. 12. 28); 산업통상자원부 공고 제2020-741호, p. 81.

- 유연탄은 일반 발전용과 사업용(석탄 열병합발전)으로 구분할 필요가 있으나, 석탄 열병합발전은 면세대상이므로 본 연구는 일반 발전용의 연료 소비량과 발전량을 추정함
- 참고로 2020년 기준 전체 유연탄 설비용량에서 석탄열병합 설비용량이 차지하는 비중은 약 4.3%로 미미한 수준임
  - 2020년 7월 기준 발전용 유연탄 설비용량은 약 3만 4,950MW이며, 석탄열병합 설비용량은 약 1,500MW 수준임

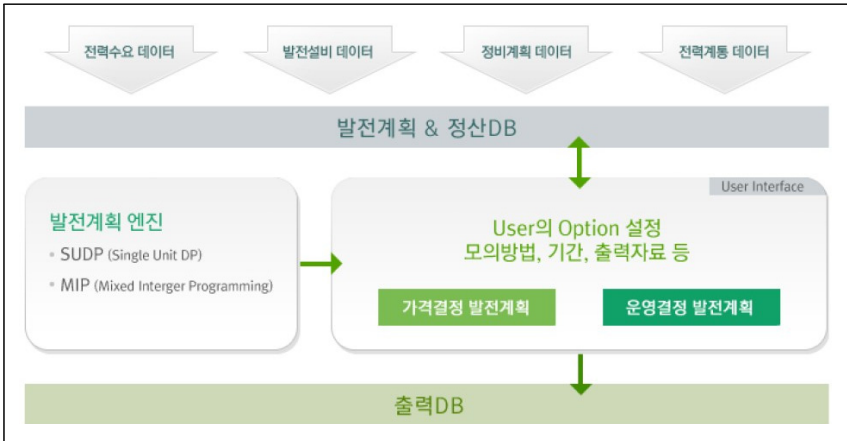
## 나. M-Core 모형<sup>4)</sup>

- M-Core 모형은 전력시장을 반영한 엔지니어링 전산모형으로 시장 시뮬레이션 분석을 위해 제작된 국내 최초의 상업용 소프트웨어임
  - 전력계통에 대한 시뮬레이터 모형으로 국내의 전력계통상의 특성들과 전력시장 구조의 특징이 모형 내에 반영되어 있어 전원구성, 발전단가 등을 추산하는 데에 주로 활용됨
    - 전력수요, 발전설비, 정비계획, 전력계통 데이터가 모형에 반영됨
    - 변동비 반영(Cost Based Pool, CBP) 시장규칙(시장가격 및 정산)이 모형에 반영되어 현재 국내 전력시장에 대한 시나리오 분석이 가능하며, 시장제도가 바뀌더라도 모형의 옵션을 조정함으로써 변화된 시장제도하에서도 시나리오 분석이 가능하도록 설계됨
  - 전력시장 컨설팅과 최적화 솔루션을 제공하는 '장인의 공간'에서 개발한 제품임
  
- 국내 전력시장 관련 기초자료를 M-Core 모형에 적용하여 Bottom up 방식으로 전력시장을 전망함
  - M-Core 모형 추정을 위한 기초자료: 전력수요, 정비계획, 발전설비 특성정보, 전력계통 등
  - 운영결정 발전계획과 가격결정 발전계획에 근거하여 전력시장 모의분석을 실시함
    - 운영결정 발전계획: 계통제약, 용량시장 등 정산관련 정보를 활용하여 발전사별 정산액 등 도출
    - 가격결정 발전계획: 발전기 특성정보, 연료비 등 발전기의 기술적 특성과 시간대별 수요를 토대로 SMP 도출

---

4) M-Core 모형의 내용은 장인의 공간 홈페이지의 M-Core 제품소개 및 조성진·박광수(2018), pp. 37~39의 내용을 요약·발췌하여 정리함

[그림 IV-2] M-Core 시뮬레이션 구조

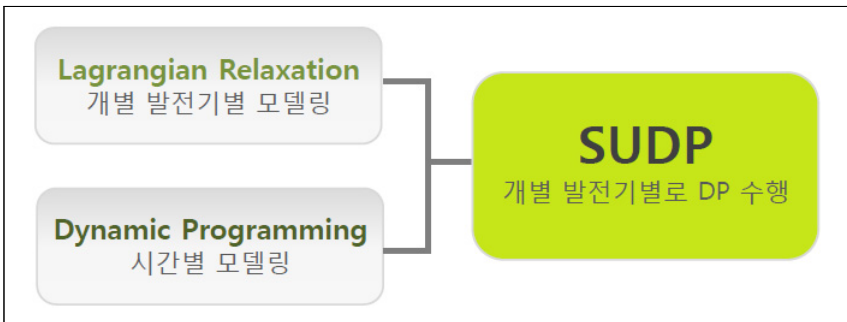


자료: 장인의 공간, 2019, p. 7 그림 재인용

- 본 연구는 M-Core 장기모형으로 연료사용량 및 발전량 예측을 예측함
  - M-Core 모형은 제약하에서 발전기별 비용을 최소화하는 최적해를 구해 장단기 시장 시나리오를 분석할 수 있음
  - M-Core 단기모형은 최대 1주 기간 단위로 모의분석이 가능함
    - 현재 거래소의 RSCE(E-terracommit)와 동일한 모델링이 가능하므로 상세한 시장 시뮬레이션이 가능
    - 가상 시장제도 변화에 대해 시장 및 시장참여자가 어떻게 반응하는지를 상세히 분석 가능
  - M-Core 장기모형은 연료사용량 및 발전량뿐만 아니라 시장가격과 수익 및 수익예측 역시 가능함
- M-Core 장기모형은 SUDP(Single Unit Dynamic Programming)가 이용됨
  - SUDP 알고리즘 수행 순서: ① 비중양 발전기 → ② 구입전력 처리 → ③ 시운전 발전기 처리 → ④ 수력 및 양수 발전기 패턴 처리 → ⑤ 화력발전기 출력 배분 → ⑥ 경제양수 처리의 6단계로 진행

- ①~④ 단계까지는 수요에서 발전량을 차감하는 선처리 알고리즘
- 6단계 중 ⑤ 화력발전기 출력배분 알고리즘이 핵심(화력발전기는 발전기 평균비용을 바탕으로 SUDP 알고리즘을 수행하여 출력을 배분)
- SUDP는 개별 발전기별 모델링과 시간별 모델링을 동시에 고려함
- SUDP에서 개별 발전기 모델링은 LR(Lagrangian Relaxation) 기법을, 시간대별 모델링은 DP(Dynamic Programming)를 적용함
- SUDP 알고리즘은 LR을 통해 각 발전기별 비용을 최소화하고, DP를 통해 비용이 최소화되도록 시간대별로 각 발전기의 기동 여부를 결정함

[그림 IV-3] M-Core 최적화 시뮬레이션 엔진 개요도



자료: 장인의 공간, 2019, p. 10 그림 재인용

- LR(Lagrangian Relaxation) 기법은 전력수요 및 발전기 관련 제약하에서 전체 발전설비 비용 최소화 문제를 풀어 최적해를 구하는 것임
- 2차 함수인 개별 발전기들의 비용함수에 해당 발전기들의 열량단가, 시간대별 운전 여부 및 기동 여부, 기동비용 등을 반영하여 발전비용을 추정함
- 본 연구의 주요 제약조건으로 9차 전력수급기본계획 전력수요(송전단)와 발전기별 열제약을 적용함
- 그 밖에도 최소·최대출력 제약, 최소운전·정지시간, 수도권 송전 복상

조류 제약 등이 있음

○ LR(Lagrangian Relaxation)기법에서의 목적함수는 다음과 같음

$$\min Cost = \sum_{i \in ALLGEN} \sum_{t=1}^{t \leq NT} ((a_i p_{i,t}^2 + b_i p_{i,t} + c_i) \times FC_i \times ON_{i,t} \times SC_i \times UP_{i,t}) \quad \text{식 (1)}$$

ALLGEN: 총발전기그룹

NT: 분석기간

$i$ : 발전기  $i$ ,  $t$ : 시간

$a_i$ : (2차 함수) 비용

$b_i$ : (1차 함수) 비용

$c_i$ : 비용상수

$p_{i,t}$ : 출력

$FC_i$ : 열량단가

$ON_{i,t}$ : 운전 여부(1=운전, 0=정지)

$SC_{i,t}$ : 기동비용

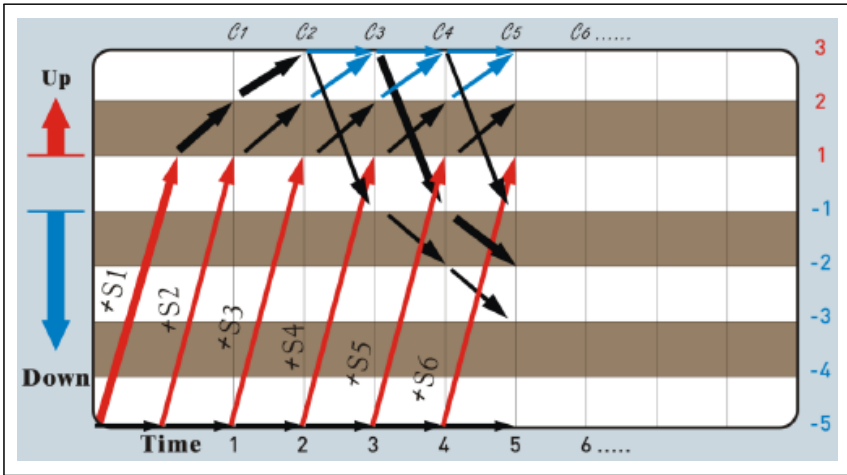
$UP_{i,t}$ : 기동 여부(1=가동, 0=비가동)

□ DP는 SUDP 알고리즘에서 단가가 저렴한 발전기 순서대로 1대씩 투입하여 각 발전기별로 최소 발전기 기동·정지시간의 최적해를 구하며, 구체적인 DP 수행과정은 다음의 5단계로 구성됨

- (1단계) 공급 가능용량의 90%에서의 발전기 평균비용 활용 → 평균비용이 낮은 순서대로 발전기 우선순위 결정
- (2단계) 모든 발전기의 시간대를 OFF로 초기화(ON·OFF 중 택일 구조)
- (3단계) 하한제약 및 고정제약 조건에 해당하는 발전기는 제약시간

- 발전기 기동정지계획 상태를 ON으로 고정
  - (4단계) 지역별(수도권, 비수도권, 제주) ON 상태 발전기들의 공급가능용량 합과 실질수요, 전체 지역 ON 상태 발전기 공급가능용량의 합과 총실질수요를 초기화
  - (5단계) 모든 시간대의 각 지역 한계가격을 높은 값으로 설정
- 발전기 평균비용이 낮아 급전순위가 높은 발전기들은 다음 알고리즘을 수행함
- 최소운전시간 및 최소정지시간을 고려하여 설정된 동적계획법 상태(DP State) 설정
  - 양(+)으로 표기된 상태는 발전기 전원이 켜진 시간을 의미하며, 최소운전시간이 3시간인 발전기는 +1~+3으로 표시하고 3시간 이상 전원이 켜져 운영되는 발전기는 모두 +3으로 표시함
  - 음(-)으로 표기된 상태는 발전기 전원이 꺼진 시간을 의미하며, 최소정지시간이 5시간인 발전기는 다음의 운영 흐름도를 따름
    - t-1 시간에 +1 상태인 경우 t 시간에 도달하면 +2의 상태로 귀결 (최소운전시간이 3시간인 발전기가 이전 시간에 1시간 기동된 상태라면 현재 시간에는 2시간 기동된 상태)
    - 3시간 동안 기동된 상태에 도달 시 다음 상태는 계속 켜진 상태(+3 유지) 또는 다시 꺼질 수 있는 상태(-1 상태)로 이동 가능
    - 1~24시까지 Forward Search를 통해 DP 수행, 각 상태에서의 값은 해당 시간 발전기가 획득하는 수익(OFF → ON 상태로 변경 시 상태값은 [이전 상태까지의 수익 + 현상태의 수익 - 기동비용 - 발전비용]으로 결정)

[그림 IV-4] M-Core SUDP 수행 과정 도식화



자료: 장인의 공간, 2019, p. 11 그림 재인용

- 전력시장 모의 알고리즘의 최종 단계는 시뮬레이션 값들이 모든 지역의 전력수요를 충족하는지 확인하는 과정임
  - 현재 운영 중인 발전기로 모든 지역의 전력수요를 충족할 수 있는 경우 다음 발전기로 넘어가지 않고 DP를 종료함
    - 단 하나의 지역에서 전력수요를 충족하지 못한다면 차순위 발전기를 대상으로 DP를 수행함
  - SUDP 알고리즘의 최초단계로 되돌아오는 경로(Loop)를 빠져나가게 되면 모든 지역을 대상으로 경제급전 1회를 수행함
    - 경제급전(Economic Dispatch) 수행을 거쳐 모든 발전기들의 출력이 결정
  
- SUDP 알고리즘을 수행하는 데 있어 기준정보, 공급정보, 계통정보가 필요함
  - 기준정보: 발전회사 종류, 발전소 종류, 자원 진입폐지 정보, 발전기

연료 종류, 연료별 CO<sub>2</sub> 코드

- 공급정보: 발전기 특성정보, 복합화력설비 자원구성, TLF 계수, 원자력 기동정지 증감발률, 수력발전패턴, 신재생발전원 정보, 신재생 설비 월/시간대별 이용률, 증감발 정보, 연료별 열량단가, 열제약 등
  - 계통정보: 송전제약 정보, 용량가격 정보, 연료형식별 보정계수 등
    - 그 외 연간 일/시간대별 총 전력수요, 발전기 고장정비 예방정비일 정보 등을 기초자료로 입력
- 본 연구는 국가 에너지기본계획 및 세부 하위계획들을 근거로 전력시장 시뮬레이션 모형의 기초자료를 구축함
- (설비부문) 제9차 전력수급기본계획의 계획기간(2020~2034년)의 설비 계획(진입·폐지일) 및 발전설비 특성정보(설비용량) 활용<sup>5)</sup>
    - 발전설비 특성정보
      - 제8차 전력수급기본계획에 제시된 발전기별 특성정보를 기본적으로 활용하되, 특성정보 중 비용평가실무위원회 자료를 참고하여 업데이트가 필요한 부분을 검토하여 적용
      - 제9차 전력수급기본계획에서 신규 진입 발전기들은 (1) 지리적으로 인접한 발전기 중 최신 발전기 특성정보를 적용하고 (2) 지리적으로 인접한 발전기가 없는 경우에는 가장 최근에 진입한 발전기의 특성정보를 적용
    - 수력설비 시간대별 발전패턴: 2019년 대수력 설비 주간(시간대별) 발전패턴 실적을 활용
    - 양수설비 시간대별 펌핑패턴: 2019년 시간대별 양수 펌핑패턴 실적을 활용

---

5) 설비용량은 전력거래소 발전설비용량 변경표(2019년 12월 기준) 및 「한국전력통계」 제89호를 함께 참조

- 신규 양수설비에 대해서는 유사한 용량의 양수설비(무자양수)의 펌핑패턴 실적을 적용
- 신재생 시간대별 전체 이용률: 2019년 신재생설비 시간대별 전체 이용률 실적을 활용하며, 신재생 설비용량과 발전량은 제9차 전력수급기본계획의 전망을 준용함
  - 태양광 실적의 경우, 태양광 패널을 통해 발전한 순이용률로 보정 후 활용
- 시간대별 열제약 정보: 2019년 집단에너지 발전기 열제약 실적을 활용
- (수요 부문) 제9차 전력수급기본계획 목표수요와 최대부하 정보를 바탕으로 2034년까지 연도별 총발전량을 추정함
  - 총전력수요는 연간 목표수요에 송·배전손실율(약 3.65%)을 감안하여 도출함
- (이용률 부문) 제9차 전력수급기본계획에서 제시한 2030년의 기준 시나리오와 목표 시나리오의 원별 이용률을 참고하여 모형에 반영
  - 2030년 발전원별 이용률: 원자력 80%, 석탄 60~70%, LNG 22~28% 수준
- (열량단가) 최근 1년(2019년 5월~2020년 4월) 열량단가 실적치 적용
  - 주요 열량단가: 원자력은 2,408원/Gcal, 유연탄은 24,346원/Gcal, 국내탄은 26,781원/Gcal, 기존 LNG는 49,611원/Gcal, 9차 신규 및 직도입 LNG는 40,987원/Gcal, 양수는 724원/Gcal임
  - 9차 신규 LNG 및 직도입 LNG 발전기 열량단가의 경우 민간 발전사 직도입 가격정보를 참조
- (예방정비 및 고장정지일) 전력거래소 발전기별 예방정비 및 고장정지 실적정보를 참고하여 연료원별 예방정비 및 고장정지일을 적용함
  - 원자력은 84일, 석탄은 53일, LNG는 47일을 적용함

## 2. 시나리오 설정

- 본 연구에서는 제9차 전력수급기본계획의 기본적인 전망을 기준으로 먼저 세수를 전망하고, 여기에 추가적으로 네 가지 시나리오를 추가하여 각 시나리오별 발전부문 에너지세 세수를 추정함
  - 본 연구는 기준점(baseline)으로 제9차 전력수급기본계획의 목표 전력 수요 전망과 기준 발전량 전망 시나리오의 수치들을 사용함
  - 기준점에 대해 수요와 공급에서 최근의 흐름을 감안하여 몇 가지 가정을 세우고 시나리오를 설정함
  
- (시나리오 1: S1(기준점)) 제9차 전력수급기본계획의 목표 전력수요 전망과 기준 발전량 전망 시나리오의 수치들을 결합하여 연도별 전력수요량과 발전원별 발전량 비중을 결정함
  - 제9차 전력수급기본계획의 목표 전력수요는 향후 15년간 전력소비량이 연평균 0.6% 증가할 것으로 전망함
    - 제9차 전력수급기본계획에서는 기준 전력수요도 제시하고 있으며, 이는 추가적인 정부의 정책적 개입 없이 현재의 전력수요 흐름(Business As Usual, BAU)이 지속될 경우 예상되는 전력수요 전망치임
    - 기준 전력수요는 향후 15년간 전력소비량이 연평균 1.6% 증가할 것으로 예상함
    - 따라서 목표 전력수요는 정부의 정책 개입으로 현 추세(BAU)보다 1.0%p만큼 연평균 전력소비 증가율을 낮출 것을 상정한 것임
  - 제9차 전력수급기본계획의 기준 발전량 전망 시나리오는 2030년 기준 전환부문 온실가스 배출량이 2,049억톤이 될 것으로 전망함
    - 발전원별 발전량 비중에서 석탄발전은 2019년 40.4%에서 2030년 34.2%로 감소하는 것으로 전망함

- 발전원별 발전량 비중에서 LNG발전은 2019년 25.6%에서 2030년 19.0%로 감소하는 것으로 전망함
- 발전원별 발전량 비중에서 신재생발전은 2019년 6.5%에서 2030년 20.8%로 대폭 증가하는 것으로 전망함

〈표 IV-2〉 기준 시나리오에 따른 발전량 비중 전망

(단위: %)

연도	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2019년(실적)	25.9	40.4	25.6	6.5	0.6	1.0	100
2030년	25.0	34.2	19.0	20.8	0.7	0.3	100

자료: 산업통상자원부, 2020, p. 41

〈표 IV-3〉 목표수요(S1, S2에 적용)

연도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율(%)	하계(MW)	증가율(%)	동계(MW)	증가율(%)
2019(실적)	520,499	-1.1	90,314	-2.3	82,352	-4.3
2020	509,840	-2.0	89,091(실적)	-1.4	88,377	7.3
2021	517,756	1.6	89,990	1.0	91,237	3.2
2022	520,770	0.6	91,040	1.2	92,529	1.4
2023	525,096	0.8	92,666	1.8	94,176	1.8
2024	529,185	0.8	94,087	1.5	95,469	1.4
2025	530,600	0.3	95,159	1.1	96,571	1.2
2026	532,767	0.4	96,212	1.1	97,582	1.0
2027	535,051	0.4	97,048	0.9	98,400	0.8
2028	537,101	0.4	97,757	0.7	99,098	0.7
2029	539,302	0.4	98,396	0.7	99,740	0.6
2030	542,307	0.6	99,039	0.7	100,383	0.6
2031	545,195	0.5	99,604	0.6	100,935	0.5
2032	548,328	0.6	100,209	0.6	101,560	0.6
2033	551,693	0.6	100,752	0.5	102,077	0.5
2034	554,798	0.6	101,170	0.4	102,524	0.4
'20~'34	-	0.6	-	0.9	-	1.1

자료: 산업통상자원부, 2020, p. 74

- (시나리오 2: S2) 제9차 전력수급기본계획의 목표 전력수요 전망과 목표 발전량 전망 시나리오의 수치들을 결합하여 연도별 전력수요량과 발전원별 발전량 비중을 결정함
  - 정부에서 전력수요와 공급에서의 설정한 정책목표를 모두 계획대로 달성하는 시나리오임
  - 제9차 전력수급기본계획의 목표 발전량 전망 시나리오는 2030년 기준 전환부문 온실가스 배출량이 1.926억톤이 될 것으로 전망함
    - 발전원별 발전량 비중에서 석탄발전은 2019년 40.4%에서 2030년 29.9%로 감소하는 것으로 전망함
    - 발전원별 발전량 비중에서 LNG발전은 2019년 25.6%에서 2030년 23.3%로 소폭 감소하는 것으로 전망함
    - 발전원별 발전량 비중에서 신재생발전은 2019년 6.5%에서 2030년 20.8%로 대폭 증가하는 것으로 전망함

〈표 IV-4〉 목표 시나리오에 따른 발전량<sup>1)</sup> 비중 전망

(단위: %)

연도	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2019년 (실적)	25.9	40.4	25.6	6.5	0.6	1.0	100
2030년 <sup>2)</sup>	25.0	29.9	23.3	20.8	0.7	0.3	100

주: 1) 발전량은 연간 기준으로 경부하와 최대부하 시기를 모두 포함한 수치

2) 석탄발전량 제약방식이 도입될 경우의 발전량 전망이며, 석탄발전량 제약방식을 도입하지 못했을 경우에는 위와 같은 목표달성은 불확실

자료: 산업통상자원부, 2020, p. 41 토대로 저자 작성

- (시나리오 3: S3) 전력수요가 목표량에 도달하지 못하는 상황과 제9차 전력수급기본계획의 기준 발전량 전망 시나리오의 수치들을 결합하여 연도별 전력수요량과 발전원별 발전량 비중을 결정함

- 각종 장치들의 전력화(electrification)가 활발히 이루어짐에 따라 소비자들의 전력수요가 현재 추세(BAU)보다 쉽게 감소하기 어려울 것으로 보고, 제9차 전력수급기본계획에서 수립한 목표 전력수요보다 수요량을 확대한 시나리오임
  - 시나리오 3에서는 향후 15년간 전력수요가 연평균 1.0% 증가하는 것으로 가정함
  - 제9차 전력수급기본계획의 목표 전력수요 전망치보다 연평균 증가율이 0.4%p 더 높은 시나리오임
  - 하·동계의 최대전력은 제9차 전력수급기본계획상의 목표수요에 제시된 각 연도 전력소비량 증가율과 하·동계 최대전력 증가율 간의 차이가 시나리오 3의 가상 전력수요에서도 동일하게 적용되는 것으로 가정하여 산출함
- 공급 쪽인 발전원별 발전량 비중에서는 정부의 기준안대로 진행될 것을 가정함
  - 수요 측면과 유사하게 공급 관련 정책도 정부의 목표를 달성하지 못하고 기준 발전량 수준에 따를 것으로 예상함
- 시나리오 중 가장 비관적인 시나리오에 해당함

〈표 IV-5〉 수요감축 목표미달 시나리오(S3)상의 연도별 전력수요

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율(%)	하계(MW)	증가율(%)	동계(MW)	증가율(%)
2019(실적)	520,499	-1.1	90,314	-2.3	82,352	-4.3
2020	509,840	-2.0	89,091	-1.4	88,377	7.3
2021	519,815	2.0	90,350	1.4	91,594	3.6
2022	524,920	1.0	91,765	1.6	93,257	1.8
2023	531,385	1.2	93,772	2.2	95,291	2.2
2024	537,652	1.2	95,586	1.9	96,981	1.8
2025	541,233	0.7	97,056	1.5	98,487	1.6
2026	545,604	0.8	98,517	1.5	99,912	1.4
2027	550,122	0.8	99,767	1.3	101,148	1.2
2028	554,425	0.8	100,894	1.1	102,269	1.1
2029	558,911	0.8	101,956	1.1	103,340	1.0
2030	564,260	1.0	103,030	1.1	104,420	1.0
2031	569,520	0.9	104,030	1.0	105,411	0.9
2032	575,071	1.0	105,078	1.0	106,485	1.0
2033	580,900	1.0	106,067	0.9	107,453	0.9
2034	586,492	1.0	106,932	0.8	108,354	0.8
2020~2034	-	1.0	-	1.3	-	1.5

자료: 저자 작성

〈표 IV-6〉 S3과 기준점 간 연도별 전력수요 차이

연 도	기준점 목표 수요		시나리오 3 예상 수요	
	GWh	증가율(%)	GWh	증가율(%)
2019(실적)	520,499	-1.1	520,499	-1.1
2020	509,840	-2.0	509,840	-2.0
2021	517,756	1.6	519,815	2.0
2022	520,770	0.6	524,920	1.0
2023	525,096	0.8	531,385	1.2
2024	529,185	0.8	537,652	1.2
2025	530,600	0.3	541,233	0.7
2026	532,767	0.4	545,604	0.8
2027	535,051	0.4	550,122	0.8
2028	537,101	0.4	554,425	0.8
2029	539,302	0.4	558,911	0.8
2030	542,307	0.6	564,260	1.0
2031	545,195	0.5	569,520	0.9
2032	548,328	0.6	575,071	1.0
2033	551,693	0.6	580,900	1.0
2034	554,798	0.6	586,492	1.0
2020~2034	-	0.6		1.0

자료: 산업통상자원부(2020) 및 저자 설정 시나리오

- (시나리오 4: S4) 전력수요 측면은 제9차 전력수급기본계획보다 초과 달성하고 공급 측면은 정부의 목표대로 온실가스를 추가 감축하는 연도별 전력수요 감축량과 발전원별 발전량 비중에 따라 설정한 시나리오임
- 전력수요 측면에서는 에너지 효율화 유도와 수요반응 정책 강화 등으로 제9차 전력수급기본계획보다 연도별 전력수요량 증가세를 더 억제함을 가정함

- 제9차 전력수급기본계획의 목표 전력수요 전망치보다 연평균 증가율이 0.6%p 더 억제되어 연평균 증가율 0.0%를 가정한 시나리오임
- 하·동계의 최대전력은 제9차 전력수급기본계획상의 목표수요에 제시된 각 연도 전력소비량 증가율과 하·동계 최대전력 증가율 간의 차이가 시나리오 4의 가상 전력수요에서도 동일하게 적용되는 것으로 가정하여 산출함
- 발전량 전망에 대해서는 시나리오 2의 제9차 전력수급기본계획 목표 발전량 전망이 달성하는 경우를 가정함
- 시나리오 중 가장 낙관적인 시나리오에 해당함

〈표 IV-7〉 수요감축 초과 달성 시나리오(S4)상의 연도별 전력수요

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율(%)	하계(MW)	증가율(%)	동계(MW)	증가율(%)
2019(실적)	520,499	-1.1	90,314	-2.3	82,352	-4.3
2020	509,840	-2	89,091	-1.4	88,377	7.3
2021	514,668	0.9	89,450	0.4	90,702	2.6
2022	514,577	0.0	89,957	0.6	91,442	0.8
2023	515,757	0.2	91,023	1.2	92,520	1.2
2024	516,673	0.2	91,872	0.9	93,234	0.8
2025	514,965	-0.3	92,369	0.5	93,753	0.6
2026	513,984	-0.2	92,838	0.5	94,173	0.4
2027	513,109	-0.2	93,089	0.3	94,398	0.2
2028	512,003	-0.2	93,212	0.1	94,502	0.1
2029	511,034	-0.2	93,263	0.1	94,549	0.0
2030	510,817	0.0	93,313	0.1	94,591	0.0
2031	510,475	-0.1	93,286	0.0	94,544	0.0
2032	510,346	0.0	93,293	0.0	94,562	0.0
2033	510,415	0.0	93,238	-0.1	94,476	-0.1
2034	510,227	0.0	93,066	-0.2	94,323	-0.2
2020~2034	-	0.0	-	0.3	-	0.5

자료: 저자 작성

〈표 IV-8〉 S4와 기준점 간 연도별 전력수요 차이

연 도	기준점 목표 수요		시나리오 4 예상 수요	
	GWh	증가율(%)	GWh	증가율(%)
2019(실적)	520,499	-1.1	520,499	-1.1
2020	509,840	-2.0	509,840	-2.0
2021	517,756	1.6	514,668	0.9
2022	520,770	0.6	514,577	0.0
2023	525,096	0.8	515,757	0.2
2024	529,185	0.8	516,673	0.2
2025	530,600	0.3	514,965	-0.3
2026	532,767	0.4	513,984	-0.2
2027	535,051	0.4	513,109	-0.2
2028	537,101	0.4	512,003	-0.2
2029	539,302	0.4	511,034	-0.2
2030	542,307	0.6	510,817	0.0
2031	545,195	0.5	510,475	-0.1
2032	548,328	0.6	510,346	0.0
2033	551,693	0.6	510,415	0.0
2034	554,798	0.6	510,227	0.0
2020~2034	-	0.6	-	0.0

자료: 산업통상자원부(2020) 및 저자 설정 시나리오

□ 따라서 본 연구에서 다루는 시나리오들은 세 가지 전력수요 전망과 두 가지 발전량 전망을 조합하여 만들었으며, 가능한 조합 6개 중 수급 방향성을 고려하여 네 가지 시나리오가 선택됨<sup>6)</sup>

6) 시나리오 3과 4는 각각 발전설비 계획을 고정한 상태에서 목표수요 미달 상황과 목표수요 초과 달성 상황을 반영함. 이 시나리오들은 발전설비 계획은 기존 계획대로 유지하되, 목표수요에 대한 불확실성을 반영한 것임. 하지만 목표수요 미달 또는 초과 달성될 경우 정부는 발전설비계획을 적극적으로 변경할 수 있음. 이 경우 시나리오3과 4에 대한 세수입은 과다 또는 과소추정될 가능성이 존재함. 하지만 목표수요 변화에 대한 정부의 대응 방안이 구체적으로 발표되고 있지 않으므로 이를 분석에 반영하는 것은 쉽지 않음. 이 경우 목표수요 변화에 정부가 즉각적으로 발전설비 계획을 변경하여 추진한다고 가정할 수 있으나, 이는 또 다른 오차요인이 될 것임.

- 전력수요 전망에 대한 경우의 수는 ‘목표 수요(연평균 0.6% 증가)’, ‘목표 수요 미달(연평균 1.0% 증가)’, ‘목표 수요 초과 달성(연평균 0.0% 증가)의 세 가지임<sup>7)</sup>
- 발전량 전망에 대한 경우의 수는 ‘기준 발전량’과 ‘목표 발전량’의 두 가지임
- 따라서 단순 조합으로는 전력수요 전망과 발전량 전망의 경우의 수를 곱한 여섯 가지 시나리오가 생성되지만, 이 중 ‘목표 수요 미달×목표 발전량’과 ‘목표 수요 초과달성×기준 발전량’은 수요와 공급 간의 방향성이 다르다는 점에서 제외함
  - 수요 정책은 목표에 실패하면서 공급 정책만 목표를 달성하는 성과를 거두는 것은 정책이 지나치게 공급 위주로 설정됨을 의미하여 정책적인 균형성이 떨어짐
  - 마찬가지로 수요 정책은 목표에 초과 달성하는데 공급 정책은 목표 수준보다 낮은 기준 수준에 머무는 것은 지나치게 수요관리 위주로 정책을 시행하고 성과를 이루었다는 의미이므로, 이 또한 정책적인 균형감이 떨어짐

〈표 IV-9〉 시나리오 구성

수요 측면 \ 공급 측면	기준 시나리오	목표 시나리오
목표 수요 (연평균 증가율 0.6%)	시나리오 1 (기준점)	시나리오 2
목표 수요 미달 (연평균 증가율 1.0%)	시나리오 3	N.A
목표 수요 초과달성 (연평균 증가율 0.0%)	N.A	시나리오 4

자료: 저자 작성

7) 목표 수요는 수요를 더 억제하는 것이므로, 연평균 소비증가율이 더 낮아지는 것을 초과 달성, 소비증가율이 더 높아지는 것을 미달이라고 표현함

---

## V. 발전부문 에너지세 세수추계 결과

---

### 1. 시나리오별 발전원별 발전량 추정 결과

- 시나리오별 M-Core 프로그램을 이용한 추정결과를 발전단 기준으로 정리함

#### 가. 시나리오 1

- 시나리오 1(기준점)에 대한 발전원별 발전량 변동을 살펴보면, 유연탄과 원자력 발전량이 크게 감소하고 열병합 LNG 발전량이 크게 증가하는 것으로 나타남
  - 이는 2030년 기준 탈원전 정책 및 24기 석탄발전기 폐지 정책이 시행으로 인해 원자력 및 유연탄 부문에서 감소한 발전량은 LNG와 신재생(태양광, 풍력 등)을 통해 조달하기 때문임
    - LNG 부문의 경우, 발전용 LNG보다는 열병합 LNG를 통한 발전량 대체가 주를 이룰 것으로 판단됨
  - 원자력 발전량은 2020년부터 2024년까지 증가하다가 그 이후 계속 감소하여 2034년에는 2020년 수준이 됨
  - 유연탄 발전량은 2020년부터 2021년까지 증가하다가 그 이후 계속 감소하여 2034년에는 2020년 발전량의 74.7% 수준으로 감소함
  - 발전용과 열병합용 LNG는 2020년부터 2027년까지 하락 추세를 보이다가 그 이후 증가 추세를 보이며, 2034년에는 발전용 LNG 발전량은 2020년의 경우보다 8% 증가하며, 열병합용 LNG는 42.69% 증가함

○ 수력은 2020년부터 계속 증가하여 2034년에는 2020년의 경우보다 14.7% 증가함

〈표 V-1〉 2020년 대비 2030년 발전량 증감 추이(시나리오 1)

(단위: GWh, %)

구분	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합	
증감량	-20,250	-43,954	4,765	13,426	294
증감비	-12.2	-18.0	7.0	46.3	8.4
연평균 증감율	-1.3	-2.0	0.7	3.9	0.8

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

〈표 V-2〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 발전량 추정 결과(시나리오 1)

(단위: GWh)

연도	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합용	
2020	166,558	244,484	68,196	28,975	3,487
2021	172,119	246,259	61,115	28,730	3,521
2022	184,509	237,793	48,419	32,032	3,550
2023	193,730	229,135	38,475	37,157	3,569
2024	199,529	220,160	33,722	39,247	3,588
2025	194,956	211,171	36,493	41,307	3,612
2026	180,275	209,850	44,621	42,720	3,641
2027	171,942	208,571	52,135	40,703	3,670
2028	160,146	207,112	60,206	41,675	3,704
2029	146,925	206,877	68,808	42,503	3,742
2030	146,308	200,530	72,960	42,401	3,781
2031	146,647	197,872	73,199	41,359	3,831
2032	146,959	193,281	72,904	41,347	3,892
2033	146,356	188,115	73,398	41,113	3,950
2034	166,558	182,660	73,665	41,345	3,999

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

## 나. 시나리오 2

- 시나리오 2에 대한 발전원별 발전량 변동을 살펴보면, 시나리오 1의 경우와 비교하여 유연탄 발전량을 제외한 다른 발전원의 발전량은 증가함
  - <표 V-3>에 제시된 2020년 대비 2030년 유연탄 발전량 감소폭은 시나리오 1의 경우와 비교하여 1만 4,202GWh 더 증가함
  - 원자력 발전량 감소폭은 268GWh 감소하고, 발전용과 열병합 LNG 증가폭은 각각 1만 1,412GWh와 1,830GWh 증가함
  - 특히 발전용 LNG 발전량 증가폭은 시나리오 1의 경우보다 3배 이상 더 크게 나타남
  - 이는 미세먼지 및 온실가스 감축 정책이 강화될 경우 전력수급에서 발전용 LNG 역할이 더욱 중요해짐을 의미함
  - 수력 발전량은 시나리오 1의 경우와 동일함

〈표 V-3〉 2020년 대비 2030년 발전량 증감 추이(시나리오 2)

(단위: GWh, %)

구분	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합	
증감량	-19,982	-58,156	16,177	15,256	294
증감비	-12.0	-24.9	20.6	52.0	8.4
연평균 증감율	-1.3	-2.8	1.9	4.3	0.8

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

〈표 V-4〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 발전량 추정 결과(시나리오 2)

(단위: GWh)

연도	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합용	
2020	166,566	233,368	78,631	29,329	3,487
2021	172,134	236,525	69,758	29,600	3,521
2022	184,543	227,628	56,575	33,775	3,550
2023	193,794	219,409	46,664	38,409	3,569
2024	199,549	213,457	39,022	40,489	3,588
2025	195,069	203,333	43,077	42,202	3,612
2026	180,400	200,185	52,219	44,326	3,641
2027	172,086	198,022	60,551	42,329	3,670
2028	160,208	197,058	68,121	43,510	3,704
2029	147,050	197,312	77,241	43,066	3,742
2030	146,584	175,212	94,808	44,585	3,781
2031	146,446	176,582	91,858	43,374	3,831
2032	146,693	180,089	84,671	42,320	3,892
2033	146,451	183,149	77,698	41,311	3,950
2034	144,818	182,657	73,662	41,352	3,999

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

### 다. 시나리오 3

- 시나리오 3에 대한 발전원별 발전량 변동을 살펴보면, 시나리오 1의 경우와 비교하여 대체로 발전원별 발전량이 증가하는 가운데, 유연탄과 발전용 LNG 발전량은 상대적으로 크게 증가함
  - 원자력 발전량 감소폭은 시나리오 1의 경우보다 증가하여 351GWh 더 증가하였고, 열병합 LNG 발전량 감소폭은 1,799GWh 더 증가함
  - 유연탄 발전량 감소폭은 시나리오 1의 경우보다 3,440GWh 더 증가하고, 발전용 LNG 발전량 증가폭은 1만 7,243GWh 더 증가함
    - LNG 발전량 비중은 시나리오 1의 경우와 비교하여 약 2.4%p 확대됨

- 유연탄과 LNG 발전량 증가로 기존 미세먼지 및 온실가스 감축목표 달성이 어려울 것으로 보임
- 또한 LNG 발전량 증가는 연료비 상승으로 인한 발전비용 및 전기요금 상승압력을 가중시킬 것으로 보임
- 수력 발전량은 시나리오 1의 경우와 동일함

〈표 V-5〉 2020년 대비 2030년 발전량 증감 추이(시나리오 3)

(단위: GWh, %)

구분	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합	
증감량	-19,899	-40,514	22,008	15,225	294
증감비	-11.9	-16.6	32.3	52.5	8.4
연평균 증감율	-1.3	-1.8	2.8	4.3	0.8

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

〈표 V-6〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 발전량 추정 결과(시나리오 3)

(단위: GWh)

연도	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합용	
2020	166,561	244,593	68,059	29,001	3,487
2021	172,125	246,683	62,739	28,874	3,521
2022	184,533	238,843	51,294	32,506	3,550
2023	193,818	231,214	42,262	37,908	3,569
2024	199,689	223,514	38,065	40,374	3,588
2025	195,208	215,309	41,990	42,641	3,612
2026	180,557	213,603	52,324	44,469	3,641
2027	172,220	212,485	62,284	42,106	3,670
2028	160,489	210,682	72,788	43,264	3,704
2029	147,248	210,318	83,618	44,365	3,742
2030	146,663	204,079	90,067	44,226	3,781
2031	147,077	201,885	91,937	43,417	3,831
2032	147,481	197,653	93,479	43,478	3,892
2033	147,081	192,819	95,637	43,283	3,950
2034	145,756	187,577	97,414	43,626	3,999

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

## 라. 시나리오 4

- 시나리오 4에 대한 발전원별 발전량 변동을 살펴보면, 시나리오 1의 경우와 비교하여 대체로 발전원별 발전량이 감소하는 가운데, 유연탄과 발전용 LNG 발전량은 상대적으로 크게 감소함
  - <표 V-7>에서 제시된 것처럼, 2020년 대비 2030년 원자력 발전량 감소폭은 시나리오 1의 경우와 비교하여 357GWh 증가함
  - 유연탄 발전량 감소폭은 시나리오 1의 경우와 비교하여, 1만 9,188GWh 더 증가함
  - LNG 발전량은 시나리오 1의 경우와 달리 2020년 대비 8,216GWh 감소하는 것으로 나타남
  - 유연탄과 LNG 발전량의 큰 감소로 미세먼지 및 온실가스 감축목표를 충분히 달성할 수 있을 것으로 기대됨
  - 또한 LNG 발전량 감소는 연료비 하락 압력을 줄 것으로 보임
  - 수력 발전량은 시나리오 1의 경우와 동일함

〈표 V-7〉 2020년 대비 2030년 발전량 증감 추이(시나리오 4)

(단위: GWh, %)

구분	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합	
증감량	-20,607	-63,142	-8,216	12,628	294
증감비	-12.4	-27.0	-10.5	43.0	8.4
연평균 증감율	-1.3	-3.1	-1.1	3.6	0.8

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

〈표 V-8〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 발전량 추정 결과(시나리오 4)

(단위: GWh)

연도	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합용	
2020	166,567	233,470	78,515	29,341	3,487
2021	172,127	236,011	67,199	29,380	3,521
2022	184,508	226,275	52,132	33,015	3,550
2023	193,645	216,609	40,884	37,183	3,569
2024	199,293	208,661	32,495	38,800	3,588
2025	194,670	197,587	34,838	40,120	3,612
2026	179,940	194,596	41,078	41,871	3,641
2027	171,594	192,126	46,156	40,268	3,670
2028	159,633	190,925	51,026	41,219	3,704
2029	146,454	191,296	56,959	40,595	3,742
2030	145,960	170,328	70,299	41,970	3,781
2031	145,663	170,739	65,574	40,445	3,831
2032	145,644	172,494	57,495	39,279	3,892
2033	145,063	173,609	50,252	38,240	3,950
2034	143,124	171,907	45,372	38,425	3,999

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

## 2. 시나리오별 발전원별 연료소비량 추정 결과

### 가. 시나리오 1

- 시나리오 1(기준점)에서는 계획기간 동안 유연탄 소비량은 감소하고, 발전용과 열병합 LNG 소비량은 증가하는 것으로 나타남
  - 유연탄 연료소비량은 연평균 2.2% 감소하지만, 발전용과 열병합 LNG 연료소비량은 각각 연평균 0.4%와 4.1% 증가함
  - 열병합 LNG 연료소비량이 상대적으로 크게 증가함

○ 시나리오 1에서 유연탄과 LNG 연료소비 비율은 계획기간 평균 7:1 수준으로 나타남

- 2020년의 경우에는 유연탄과 LNG 연료소비 비율이 8.1:1이었으나 2030년의 경우에는 5.5:1이 됨
- 이는 유연탄과 LNG 연료소비량 비율이 32% 감소한 것을 의미함

〈표 V-9〉 2020년 대비 2030년 연료소비량 증감 추이(시나리오 1)

(단위: 천톤, %)

구분	유연탄	LNG	
		발전용	열병합
증감량	-19,187	380	1,784
증감비	-19.9	4.5	49.1
연평균 증감율	-2.2	0.4	4.1

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

〈표 V-10〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 연료소비량 추정 결과(시나리오 1)

(단위: 천톤)

연도	유연탄	LNG	
		발전용	열병합용
2020	96,544	8,367	3,629
2021	96,754	7,501	3,604
2022	93,058	5,949	4,018
2023	89,473	4,727	4,690
2024	85,848	4,141	4,992
2025	82,208	4,445	5,271
2026	81,570	5,443	5,458
2027	80,973	6,373	5,188
2028	80,262	7,283	5,316
2029	80,056	8,272	5,420
2030	77,357	8,746	5,413
2031	76,207	8,703	5,284
2032	74,365	8,618	5,295
2033	72,326	8,676	5,267
2034	70,244	8,711	5,307

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

## 나. 시나리오 2

- 시나리오 2에서는 계획기간 동안 시나리오 1의 경우와 비교하여 유연탄 연료소비량은 더 감소하고 발전용과 열병합 LNG 연료소비량은 더 증가함
  - <표 V-11>에 제시된 것처럼, 2020년 대비 유연탄 연료소비량 감소폭은 시나리오 1의 경우와 비교하여 5,355천톤 더 증가함
  - 발전용과 열병합 LNG 연료소비량 증가폭의 경우에는 각각 1,400천톤과 204천톤 더 증가하며, 상대적으로 발전용 연료소비량 증가가 두드러짐
  - 유연탄과 LNG의 연료소비 비율은 계획기간 평균 6:1 수준으로 나타남
    - 2020년의 경우에는 유연탄과 LNG 연료소비 비율이 6.9:1이었으나 2030년의 경우에는 4:1이 됨
    - 이는 유연탄과 LNG 연료소비량 비율이 43% 감소한 것을 의미함

<표 V-11> 2020년 대비 2030년 연료소비량 증감 추이(시나리오 2)

(단위: 천톤, %)

구분	유연탄	LNG	
		발전용	열병합
증감량	-24,522	1,780	1,988
증감비	-26.6	18.4	54.2
연평균 증감율	-3.0	1.7	4.4

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

〈표 V-12〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 연료소비량 추정 결과(시나리오 2)

(단위: 천톤)

연도	유연탄	LNG	
		발전용	열병합용
2020	92,155	9,650	3,665
2021	92,983	8,564	3,708
2022	89,093	6,950	4,238
2023	85,694	5,724	4,832
2024	83,248	4,789	5,141
2025	79,184	5,245	5,368
2026	77,830	6,371	5,647
2027	76,874	7,414	5,381
2028	76,374	8,256	5,541
2029	76,363	9,303	5,476
2030	67,633	11,430	5,653
2031	68,005	10,975	5,514
2032	69,285	10,035	5,400
2033	70,419	9,190	5,285
2034	70,243	8,711	5,308

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

### 다. 시나리오 3

- 시나리오 3에서는 계획기간 동안 시나리오 1의 경우와 비교하여 대체로 모든 발전원의 연료소비량이 증가함
  - 〈표 V-13〉에 제시된 것처럼, 2020년 대비 유연탄 연료소비량 감소폭은 시나리오 1의 경우와 비교하여 1,318천톤 더 감소함
  - 발전용과 열병합 LNG 연료소비량의 경우에는 각각 2,199천톤과 206천톤 증가하여, 발전용 연료소비량 증가가 상대적으로 두드러짐
    - 연평균 LNG 연료소비량 증가량 중 발전용 LNG 연료소비량 증가량이 차지하는 비중이 약 89% 수준임

- 이는 전력수요 증가가 주로 유연탄과 발전용 연료소비량 증가와 관련이 있는 것으로 보임

〈표 V-13〉 2020년 대비 2030년 연료소비량 증감 추이(시나리오 3)

(단위: 천톤, %)

구분	유연탄	LNG	
		발전용	열병합
증감량	-17,869	2,499	1,990
증감비	-18.5	29.9	54.8
연평균 증감율	-2.0	2.7	4.5

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

〈표 V-14〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 연료소비량 추정 결과(시나리오 3)

(단위: 천톤)

연도	유연탄	LNG	
		발전용	열병합용
2020	96,587	8,350	3,632
2021	96,925	7,701	3,621
2022	93,473	6,302	4,076
2023	90,291	5,190	4,780
2024	87,162	4,671	5,128
2025	83,833	5,114	5,431
2026	83,027	6,385	5,667
2027	82,490	7,630	5,348
2028	81,634	8,834	5,498
2029	81,372	10,093	5,634
2030	78,718	10,849	5,622
2031	77,741	10,990	5,519
2032	76,018	11,116	5,539
2033	74,105	11,374	5,513
2034	72,099	11,595	5,565

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

## 라. 시나리오 4

- 시나리오 4에서는 계획기간 동안 시나리오 1의 경우와 비교하여 모든 발전원의 연료소비량이 감소하는 가운데, 특히 유연탄과 발전용 LNG 소비량 감소가 두드러짐
  - <표 V-15>에 제시된 것처럼, 2020년 대비 유연탄 연료소비량 감소폭은 시나리오 1의 경우와 비교하여 7,254천톤 더 감소함
  - 발전용과 열병합 LNG 연료소비량의 경우에는 각각 1,599천톤과 97천톤 감소하여, 발전용 연료소비량 감소가 상대적으로 두드러짐
    - LNG 발전량 감소량 중 발전용 LNG 발전량 감소량이 차지하는 비중은 약 88% 수준임
  - 유연탄 및 LNG 연료소비량 감소로 인해 세수가 감소할 것으로 예상됨
  - 이는 전력수요 감소는 주로 유연탄과 발전용 연료소비량 감소와 관련이 있는 것으로 보임

<표 V-15> 2020년 대비 2030년 연료소비량 증감 추이(시나리오 4)

(단위: 천톤, %)

구분	유연탄	LNG	
		발전용	열병합
증감량	-26,441	-1,219	1,687
증감비	-28.7	-12.7	46.0
연평균 증감율	-3.3	-1.3	3.9

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

〈표 V-16〉 M-Core 2020~2034년 발전원별 연료소비량 추정 결과(시나리오 4)

(단위: 천톤)

연도	유연탄	LNG	
		발전용	열병합용
2020	92,195	9,635	3,666
2021	92,776	8,250	3,682
2022	88,560	6,404	4,147
2023	84,592	5,018	4,685
2024	81,368	3,994	4,937
2025	76,948	4,244	5,120
2026	75,656	5,009	5,355
2027	74,602	5,632	5,147
2028	74,003	6,155	5,280
2029	74,045	6,820	5,194
2030	65,754	8,416	5,353
2031	65,771	7,774	5,179
2032	66,404	6,767	5,056
2033	66,783	5,910	4,941
2034	66,137	5,338	4,983

자료: 「제9차 전력수급기본계획」 전제를 토대로 저자가 직접 모의·추정

### 3. 시나리오별 세수추계 결과

- 이하의 시나리오별 세수추계 결과는 주로 시나리오 첫 해인 2020년과 마지막 해인 2034년을 비교하는 방식으로 서술됨
  - 따라서 첫해부터 감축이 큰 발전원은 세수 변화가 더 적게 서술되지만 그것이 세수입이 덜 감소함을 의미하지는 않음
  - 이러한 서술에서 발생할 수 있는 혼동을 줄이고자 ‘마.’항에서는 연도별 총제세부담금 수입에 대해서도 다루고 있음

## 가. 시나리오 1

□ 기준점이 되는 시나리오 1의 경우, 제세부담금 총액이 2020년 6.1조원 수준에서 2034년 4.7조원 수준으로 축소되어 2020년 대비 2034년에 22.6%가 감소할 것으로 추계됨

○ 항목별로는 국세(개별소비세)가 26.1% 감소하여 지방세(지역자원시설세)나 부담금 및 기금 등에 비해 감소 비율이 두 배 이상 차이가 날 것으로 예상됨

- 국세는 2020년 4.6조원 수준에서 2034년에는 3.4조원 수준으로 약 1.2조원이 감소할 것으로 예상됨

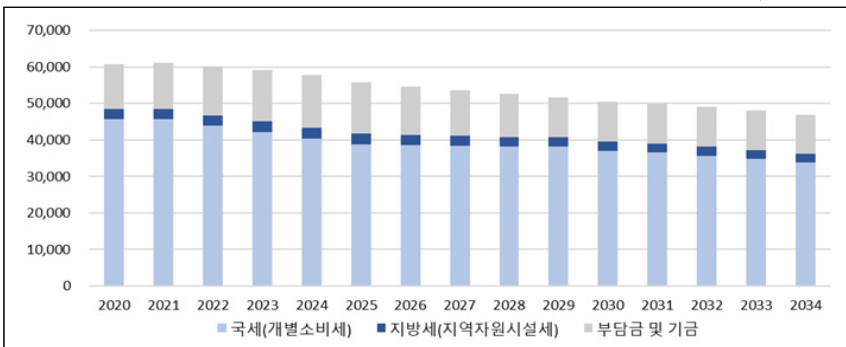
- 유연탄의 개별소비세가 1.2조원가량 감소하고, LNG 개별소비세는 182억원 정도 증가할 것으로 보임

- 지방세는 12.3% 감소하고 부담금 및 기금 등은 12.2% 감소할 것으로 추산됨

- 지역자원시설세는 원자력(-217억원), 석탄화력(-185억원)에서의 감소가 눈에 띄며, 부담금 및 기금 등에서는 원자력(-1,544억원)에서의 감소가 대부분을 차지함

[그림 V-1] 세목별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 1)

(단위: 억원)



자료: 저자 작성

□ 총제세부담금의 감소에 대하여 발전원별로는 유연탄에서의 감소(-1.2조 원)가 대부분을 차지하였으며, 원자력(-1,761억원)에서의 수입 감소가 그 뒤를 이음

○ 석탄발전의 비중을 줄이면서 나타난 결과이며, 원자력도 일부 발전량이 감소함

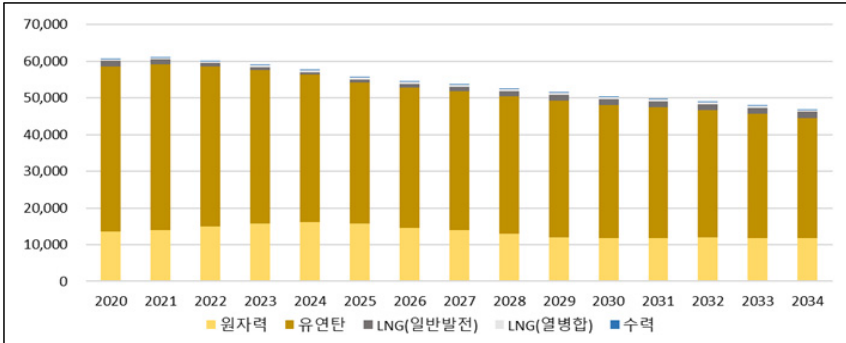
- 석탄발전량은 2020년의 24.4만GWh에서 2034년에는 18.3만GWh로 감소하는 것으로 나타났으며, 원자력 발전도 같은 기간 16.7만GWh에서 14.5만GWh로 감소할 것으로 예상됨

○ LNG에서는 249억원가량 세수가 증가하는 것으로 예상됨

- 수력도 소폭(46억원)이지만 세수입이 증가하는 것으로 나타남

[그림 V-2] 발전원별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 1)

(단위: 억원)



자료: 저자 작성

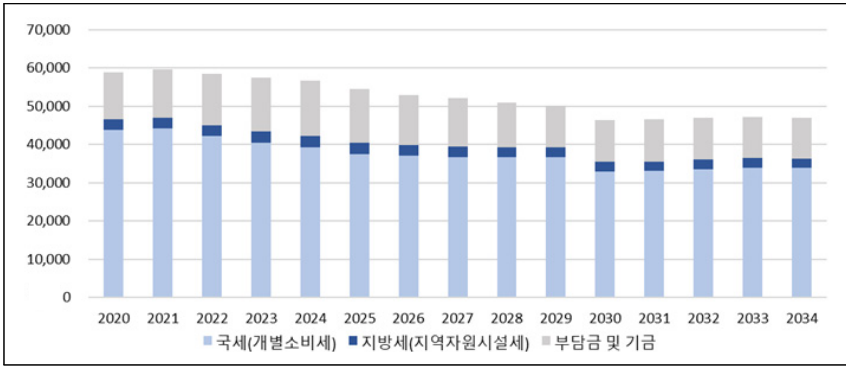
## 나. 시나리오 2

□ 시나리오 2에서는 제세부담금 총액이 2020년 5.9조원 수준에서 2034년 4.7조원 수준으로 축소되어 2020년 대비 2034년에 20.3%가 감소할 것으로 추계됨

○ 기준점보다 2.3%p 감소 비율이 더 낮은 것(덜 감소하는 것)으로 나타남

[그림 V-3] 세목별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 2)

(단위: 억원)



자료: 저자 작성

- 첫 해(2020년)에는 석탄화력발전량이 기준점보다 더 많이 감소하였으나, 마지막 해인 2034년에는 발전믹스가 동일한 수준으로 맞춰지기 때문에 감소 비율은 더 낮게 보이게 됨
- 그 대신 2020년부터 2034년까지 15년 동안의 제세부담금 합산금액은 기준점의 81.1조원에서 시나리오 2는 78.6조원으로 약 2.5조원 세수가 더 감소하는 것으로 나타남
- 항목별로는 국세(개별소비세)가 22.9% 감소하여 지방세(지역자원시설세)나 부담금 및 기금 등에 비해 감소 비율이 두 배 가까이 차이가 날 것으로 예상됨
  - 국세는 2020년 4.4조원 수준에서 2034년에는 3.4조원 수준으로 약 1조원이 감소할 것으로 예상됨
    - 유연탄의 개별소비세가 1조원가량 감소하고, LNG 개별소비세는 25억원 정도 증가할 것으로 보임
  - 지방세는 12.3% 감소하고 부담금 및 기금 등은 12.6% 감소할 것으로 추산됨
    - 지역자원시설세는 원자력(-217억원), 석탄화력(-152억원)에서의

감소가 눈에 띄며, 부담금 및 기금 등에서는 원자력(-1,544억 원)에서의 감소가 대부분을 차지함

□ 총제세부담금의 감소에 대하여 발전원별로는 유연탄에서의 감소(-1조원)가 대부분을 차지하였으며, 원자력(-1,762억원)에서의 수입 감소가 그 뒤를 이음

○ 시나리오 1보다 첫해(2020년) 석탄발전의 비중이 더 감소되어 2020년과 2034년을 비교하면 그 감소분이 시나리오 1보다 더 적게 나타나게 됨

- 석탄발전량은 2020년의 23.3만GWh에서 2034년에는 18.3만GWh로 감소하여, 마지막 해 수준은 시나리오 1과 동일하나 첫해 발전량이 더 작아 발전 감소분도 더 작은 것으로 보이게 됨

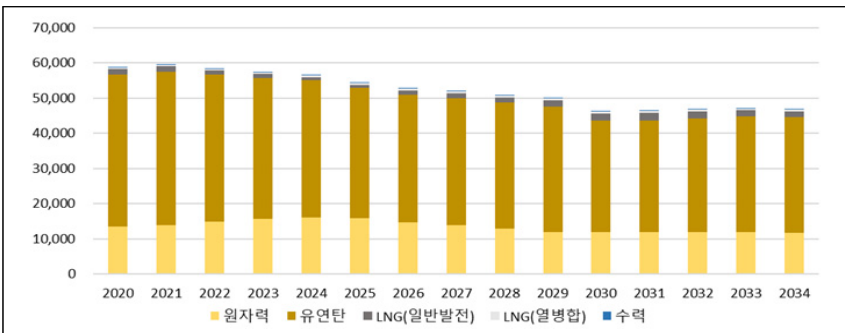
- 원자력 발전은 시나리오 1과 매년 거의 같은 수준을 유지하는 것으로 나타남

○ LNG에서는 2020년 대비 2034년 11억원가량 세수가 증가하는 것으로 예상됨

- 일반 LNG 발전은 감소하지만 열병합 LNG 발전량이 증가하여 전체적으로는 소폭 연료소비가 증가하는 것으로 나타남

[그림 V-4] 발전원별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 2)

(단위: 억원)



자료: 저자 작성

### 다. 시나리오 3

□ 시나리오 3의 경우, 제세부담금 총액이 2020년 6.1조원 수준에서 2034년 4.8조원 수준으로 축소되어 2020년 대비 2034년에 20.2%가 감소할 것으로 추계됨

○ 항목별로는 국세(개별소비세)가 23.4% 감소하여 지방세(지역자원시설세)나 부담금 및 기금 등에 비해 감소 비율이 두 배 이상 차이가 날 것으로 예상됨

- 국세는 2020년 4.6조원 수준에서 2034년에는 3.5조원 수준으로 약 1.1조원이 감소할 것으로 예상됨

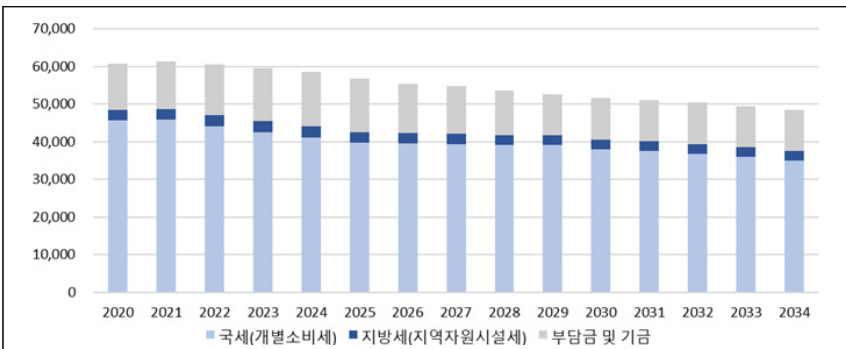
- 유연탄의 개별소비세가 1.1조원가량 감소하고, LNG 개별소비세는 552억원 정도 증가할 것으로 보임

- 지방세는 8.6% 감소하고 부담금 및 기금 등은 10.7% 감소할 것으로 추산됨

- 원자력이나 석탄화력, 수력 발전량은 기준점과 비교할 때 크게 차이하지 않음에도 시나리오 중 가장 많은 LNG 발전량의 증가로 LNG 관련 지방세 및 부담금 수입이 감소를 가장 많이 상쇄함

[그림 V-5] 세목별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 3)

(단위: 억원)

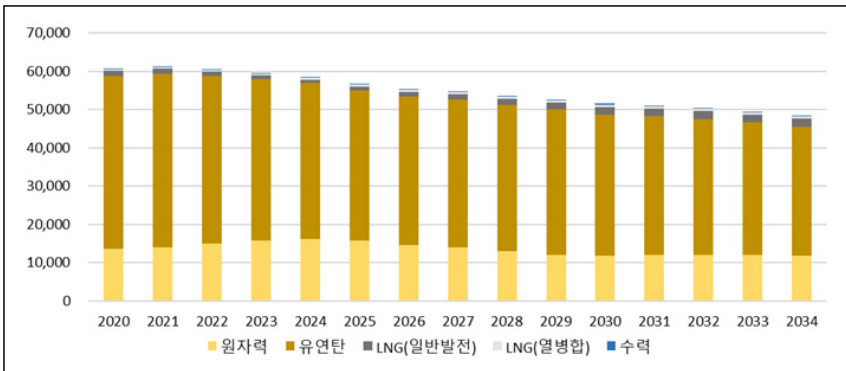


자료: 저자 작성

- 발전원별로는 유연탄(석탄화력)과 원자력, 수력의 변화는 기준점과 큰 차이가 없으나 LNG 발전량이 크게 증가하면서 네 개의 시나리오 중에서 총제세부담금의 감소가 최소화됨
- 네 개의 시나리오 중 가장 탄소배출 감축대응이 느슨한 시나리오임
- 기준점과 비교할 때 석탄화력, 원자력, 수력 발전량은 2020년 대비 2034년 변화율의 차이가 크지 않음
  - 발전량 변화율은 석탄화력 -23.3%(시나리오 1: -25.3%), 원자력 -12.5%(시나리오 1: -13.1%), 수력 14.7%(시나리오 1: 14.7%)임
- LNG 발전량은 2034년에 2020년 대비 45.3% 증가하면서 시나리오 중 가장 큰 폭의 증가율을 기록함
  - 일반 LNG와 열병합 LNG 발전이 모두 증가하여 전체 LNG 발전량이 2020년 9.7만GWh에서 2034년에는 14.1만GWh로 증가하는 것으로 추정됨
  - 기준점의 경우, 동 기간 LNG 발전량이 18.4% 증가하는 것으로 나타남

[그림 V-6] 발전원별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 3)

(단위: 억원)



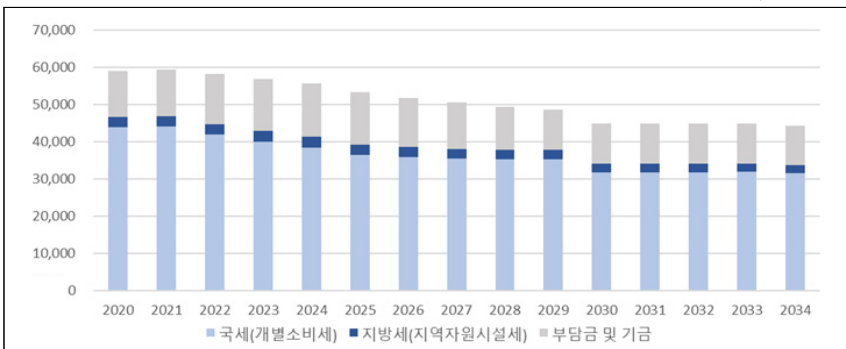
자료: 저자 작성

## 라. 시나리오 4

- 시나리오 4는 제세부담금 총액이 2020년 5.9조원 수준에서 2034년 4.4조원 수준으로 축소되어 2020년 대비 2034년에 24.9%가 감소할 것으로 추계됨
  - 네 개의 시나리오 중 가장 탄소배출 감축대응이 강한 시나리오임
    - 그에 따라 2020년에서나 2034년에서 모두 다른 시나리오에 비해 제세부담금 수입이 가장 낮음
  - 항목별로는 국세(개별소비세)가 28.2% 감소하고 지방세(지역자원시설세)나 부담금 및 기금 등도 17.4%, 14.7%씩 각각 감소하는 것으로 예상됨
    - 시나리오 중 지방세와 부담금 및 기금 등의 수입 감소율이 가장 높음
    - 국세는 2020년 4.4조원 수준에서 2034년에는 3.1조원 수준으로 약 1.2조원이 감소할 것으로 예상됨
      - 2020년 대비 2034년에는 유연탄(-1.2조원)뿐 아니라 LNG의 개별소비세도 감소(-405억원)하는 것으로 나타남
    - 지방세인 지역자원시설세에서도 원자력(-234억원), 석탄화력(-185억원)에서의 감소는 기준점과 유사한 수준이지만, 기준점에서는 LNG 화력에서 증가한 데에 반해 시나리오 4에서는 감소하는 것이 특징임

[그림 V-7] 세목별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 4)

(단위: 억원)

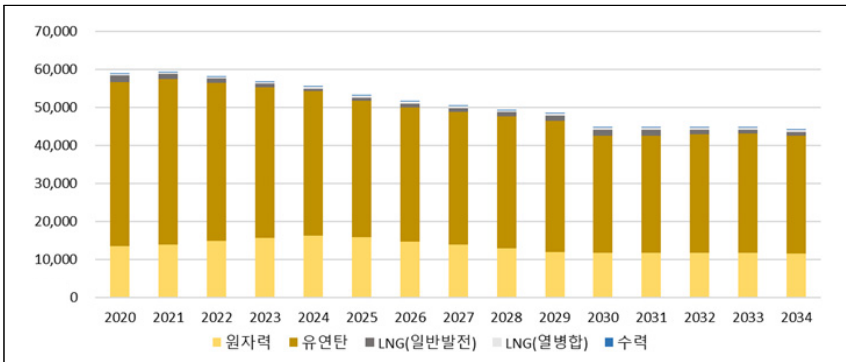


자료: 저자 작성

- 총제세부담금의 감소에 대하여 발전원별로는 유연탄에서의 감소(-1.2조 원)와 원자력(-1,899억원)에서의 감소는 기준점과 유사한 수준이나 LNG에서의 세수감이 두드러짐
  - 석탄화력과 원자력 발전량 변화는 기준점과 유사함
    - 석탄발전량은 2020년의 23.3만GWh에서 2034년에는 17.2만GWh로 감소(기준점: 24.4만 → 18.3만GWh)하는 것으로 나타났으며, 원자력 발전도 같은 기간 16.7만GWh에서 14.3만GWh로 감소(기준점: 16.7만 → 14.5만GWh)할 것으로 예상됨
  - 그러나 기준점에서 LNG 발전의 증가 양상(2020년: 9.7만GWh → 2034년: 11.5만GWh)과는 반대로 시나리오 4에서는 2020년 10.8만GWh에서 2034년에는 8.4만GWh로 감소하는 것으로 추산됨
    - 수력 발전량만이 소폭 증가(2020년: 0.3만GWh → 2034년: 0.4만GWh)하여 세수입이 증가(37억원)하지만 발전 비중이 낮아 전체 세수에서의 효과는 미미한 것으로 나타남

[그림 V-8] 발전원별 총제세부담금 세수추계액(시나리오 4)

(단위: 억원)



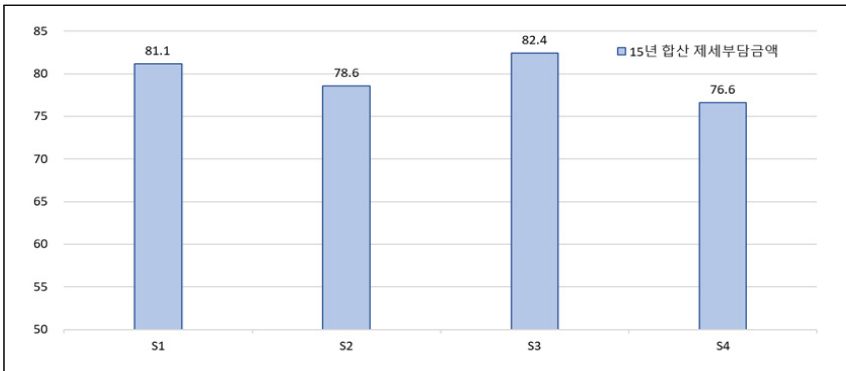
자료: 저자 작성

### 마. 세목별 시나리오별 세수변화

- 시나리오별 충분석기간(2020~2034년)에 걸친 15년 합산 세수입은 탄소대응이 가장 강한 시나리오(S4)와 가장 약한 시나리오(S3) 사이에서 약 5.8조 원 차이가 나는 것으로 분석됨
- 이러한 시나리오 간의 차이는 연간 3,900억원 수준의 세수입 격차이며, 기준점인 시나리오 1의 분석기간 연평균 제세부담금(5.4조원)의 7.2%에 해당함

[그림 V-9] 시나리오별 15년(2020~2034년) 제세부담금 합산추계액

(단위: 조원)



자료: 저자 작성

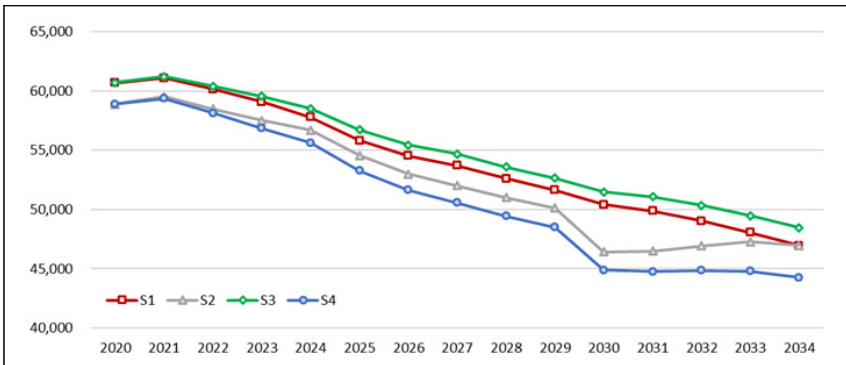
- 시나리오별 연간 총제세부담금의 변화 흐름을 보면, 2020년의 6조원 내외 수준에서 2034년에는 모든 시나리오에서 5조원 미만의 수입액으로 감축하는 것으로 나타남(그림 V-10) 참고)
- 분석기간 중 총제세부담금 감소분은 대부분 국세(개별소비세)의 감소에서 기인하는 것으로 판단됨(그림 V-11) 참고)
  - 감소액의 절대적인 규모가 국세 감소분으로 설명되며, 지방세(지역자원시설세)와 부담금 및 기금 등도 분석기간인 15년 사이에 감소되기는 하나 그 절대적인 수준이 크지 않음

○ 지방세나 부담금 및 기금 등은 분석기간 중에 2024년까지 원자력 발전량이 증가하면서 오히려 수입이 증가하는 기간도 발생하는 것으로 나타남([그림 V-12], [그림 V-13] 참고)

- 지방세와 부담금 및 기금 등은 시나리오별 편차도 크지 않아 마지막 해인 2034년에 이르러 S3과 S4의 편차가 685억원 수준으로 나타남
- 2034년에 S3과 S4의 총제세부담금 수입 편차는 약 4,227억원으로 예상되어 대부분이 국세의 차이에서 기인함을 확인할 수 있음

[그림 V-10] 시나리오별 총제세부담금 세수추계액

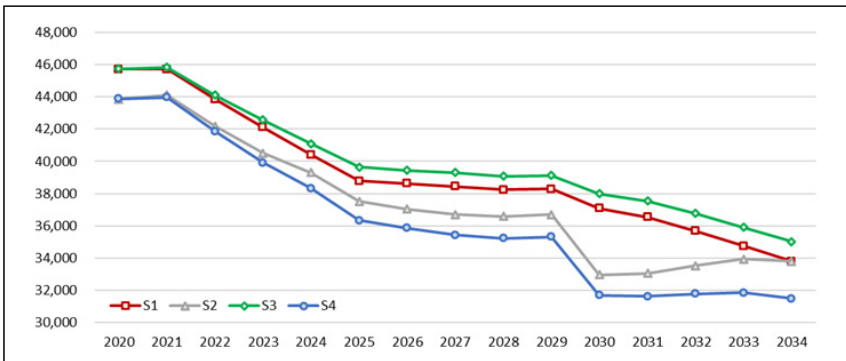
(단위: 억원)



자료: 저자 작성

[그림 V-11] 시나리오별 국세 세수추계액

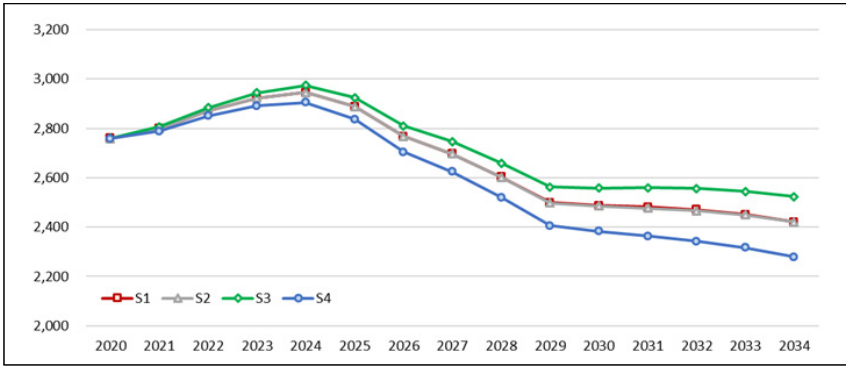
(단위: 억원)



자료: 저자 작성

[그림 V-12] 시나리오별 지방세 세수추계액

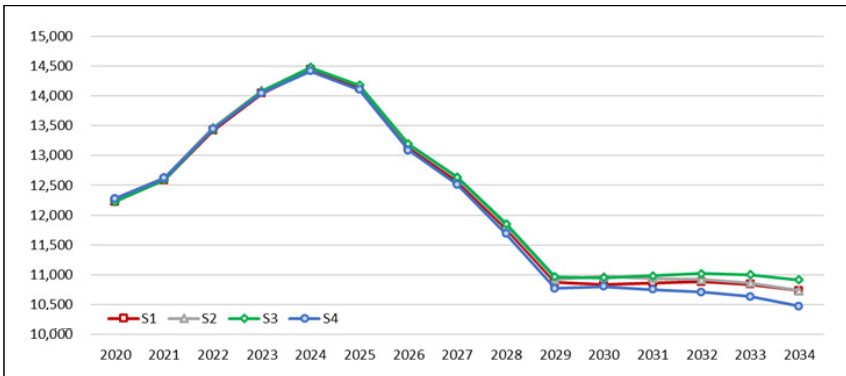
(단위: 억원)



자료: 저자 작성

[그림 V-13] 시나리오별 부담금 및 기금 등 수입추계액

(단위: 억원)



자료: 저자 작성

#### 바. 발전원별 시나리오별 세수변화

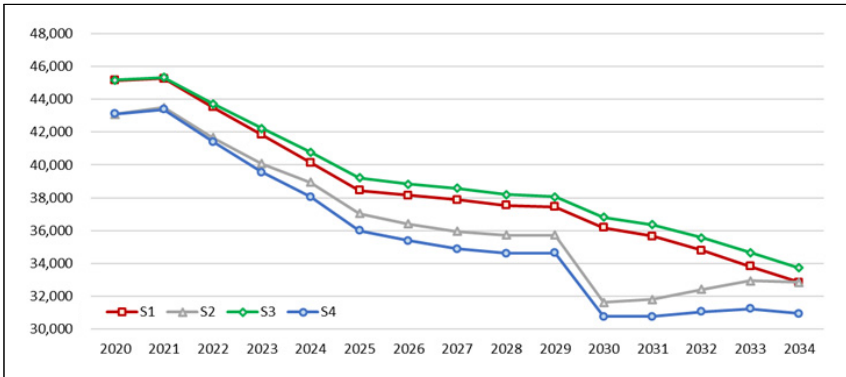
- 시나리오별 유연탄 제세부담금 추계액을 보면, 분석대상 첫해인 2020년에는 공급 측면의 시나리오에 따라 차이가 결정되고 마지막 해인 2034년에는 수요 측면의 시나리오에 따라 차이가 결정되는 것으로 보임(그림 V-14) 참고)

○ 이러한 특성은 모든 발전원에서 동일하게 나타남

- 2034년에 시나리오별 유연탄 제세부담금 격차가 가장 큰 S3과 S4 사이에는 2,790억원가량의 수입액 차이가 나는 것으로 분석됨

[그림 V-14] 시나리오별 유연탄 제세부담금 추계액

(단위: 억원)

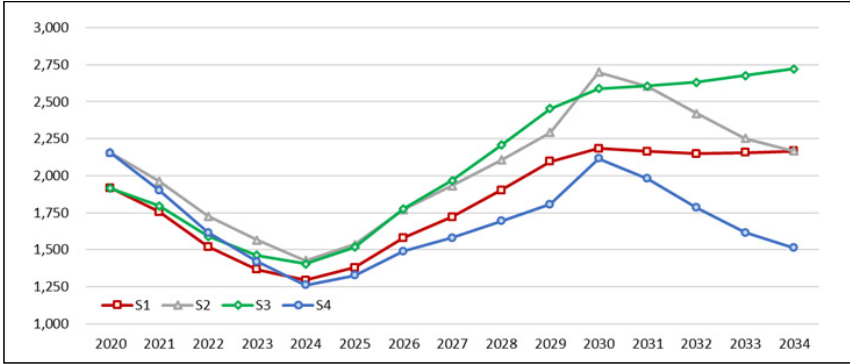


자료: 저자 작성

- 시나리오별 LNG 제세부담금은 2024년까지는 감소하다가 그 후 다시 증가하는 양상을 보임(그림 V-15) 참고)
  - 이는 발전믹스상 2024년까지는 LNG 발전량이 감소하고 원자력 발전을 증가시켜 필요한 전력을 공급하는 것으로 예측되었기 때문임
  - 그러나 가장 탄소대응이 강한 시나리오인 S4와 S2에서는 2030년 이후에 다시 LNG 발전량이 감소하는 것으로 나타나 그에 따른 LNG 제세부담금도 감소하고 있음
  - 이에 따라 2034년 시나리오별 LNG 제세부담금의 최대격차는 S3와 S4 간의 1,209억원으로 나타남
    - 제세부담금의 수입수준을 고려하면 시나리오별 수입편차가 가장 큰 발전원이라 평할 수 있음

[그림 V-15] 시나리오별 LNG 제세부담금 추계액

(단위: 억원)



자료: 저자 작성

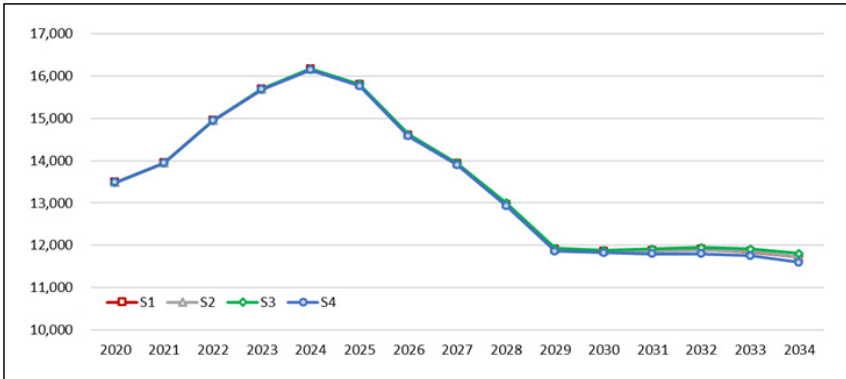
- 원자력은 분석 대상 발전원 중 가장 시나리오에 따른 편차가 적은 발전원임(그림 V-16) 참고
  - 이는 시나리오 내용의 차이에도 불구하고 시나리오 간의 변동성이 가장 낮음을 의미함
    - 이때 변동성은 수요와 공급 시나리오의 차이에 의한 변동성을 의미함
  - 반면 기간별로는 발전량의 차이가 커서 각 시나리오별로 2024년에 가장 많은 발전량을 기록하고 2034년에 가장 적은 발전량을 보일 것으로 추정됨
    - 전체 발전량에서 원자력이 차지하는 비중은 2024년에 가장 높고(시나리오별로 39.5~41.3%), 2029년에 가장 낮음(시나리오별로 30.1~33.4%)
- 수력은 탄소배출 감축목표를 달성하기 위해 더 많은 발전이 이루어져야 하는 발전원이며, 그에 따라 발전량은 모든 시나리오에서 증가하여 제세부담금도 증가함
  - 가장 발전 비중이 높은 S4의 2034년에도 전체 발전량 중 1%에 채 미

치지 못함

- 이에 따라 가장 편차가 큰 S3과 S4의 2034년 제세부담금 수입액에서도 그 차이가 15억원에 불과하여 발전부문 총제세부담금에는 큰 영향을 주지 못함

[그림 V-16] 시나리오별 원자력 제세부담금 추계액

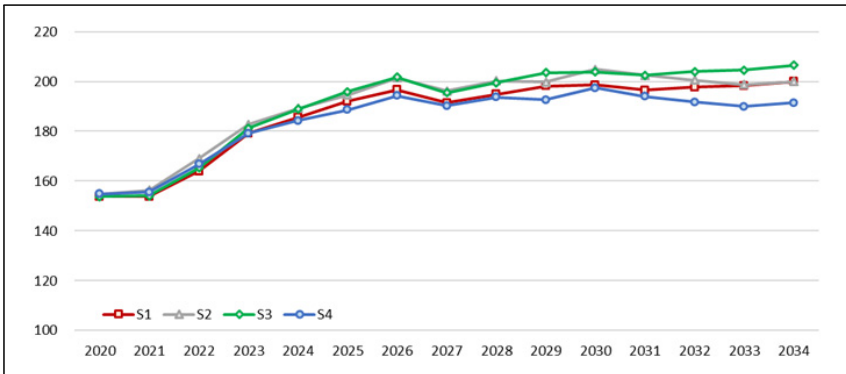
(단위: 억원)



자료: 저자 작성

[그림 V-17] 시나리오별 수력 제세부담금 추계액

(단위: 억원)



자료: 저자 작성

---

## VI. 결론

---

### 1. 요약 및 시사점

- 본 연구에서는 발전부문에서의 보다 정교한 세수추계를 위해 정부의 가장 최근 전력수급기본계획 자료를 활용하여 시나리오별로 제세부담금의 수입액을 추정함
  - 2020년 12월에 발표한 제9차 전력수급기본계획의 15년치 전망자료를 바탕으로 향후 발전부문의 제세부담금 수입을 추계함
    - 제9차 전력수급기본계획에서 제시하는 전력수요 전망과 발전량 전망을 기본으로 하고 여기에 약간의 변동을 가미하여 시나리오들을 구성함
  - 2020년부터 2034년까지의 15년치 장기 전력시장 전망은 전력시장 시뮬레이션 분석을 위해 제작된 M-Core 소프트웨어를 활용함
    - M-Core를 이용하여 15년간의 전원 구성, 발전원별 연료소비량 등 발전부문의 제세부담금을 추정할 때 필수적으로 필요한 항목들의 추정값을 도출함
- 전력수요와 발전량에 대한 시나리오는 크게 네 가지로 구성되어 있음
  - 시나리오 1(S1)은 제9차 전력수급기본계획상의 목표수요와 기준 발전량의 조합으로 15년간의 전력수급 스케줄을 작성함
    - 시나리오 1은 시나리오 간 비교에 있어 기준점이 됨

- 시나리오 2(S2)는 제9차 전력수급기본계획상의 목표수요와 목표 발전량의 조합으로 15년간의 전력수급 스케줄을 작성함
  - 시나리오 3(S3)은 제9차 전력수급기본계획상의 목표수요보다 15년간 수요가 더 증가하는 수요스케줄과 기준 발전량의 공급스케줄 조합으로 15년간의 전력수급을 작성함
    - 시나리오 중 탄소배출 감축대응의 강도가 가장 낮은 시나리오임
  - 시나리오 4(S4)는 제9차 전력수급기본계획상의 목표수요보다 15년간 수요를 더 억제하는 수요스케줄과 목표 발전량의 공급스케줄의 조합으로 15년간의 전력수급을 작성함
    - 시나리오 중 탄소배출 감축대응의 강도가 가장 높은 시나리오임
- 시나리오별 발전부문의 제세부담금 수입액을 추계한 결과, 탄소배출 감축대응 정도에 따라 제세부담금의 수입액이 변동하는 것으로 나타남
- 제세부담금 중 가장 큰 비중을 차지하는 것은 국세(개별소비세)이며, 국세 수입에 가장 크게 기여하는 발전원이 유연탄이기 때문에 석탄화력에서의 발전량을 억제하는 것은 제세부담금의 감소로 이어짐
  - 시나리오 중 석탄화력발전을 가장 많이 억제하는 시나리오인 S4와 가장 적게 억제하는 시나리오인 S3 사이의 15년간 제세부담금 합산 수입액 차이는 5조 8천억원 수준에 이룸
    - S4에서는 15년 합산 제세부담금 총 수입액이 76조 6천억원 수준으로, S3에서는 해당 수입액이 약 82조 4천억원으로 추산됨
    - 이는 연평균 3,900억원가량의 제세부담금 수입 차이를 보이는 것임
- 국세(개별소비세)의 경우, 2020년 대비 2034년에 시나리오별로 많게는 28.2%, 적게는 22.9% 감소하는 것으로 예상됨

- 시나리오별로 2020년의 국세 수입 예상액은 4조 3,857억(S2)~4조 5,737억원(S3) 수준으로 추정됨
  - 2034년에는 국세 수입 예상액이 3조 1,482억(S4)~3조 5,025억(S3) 수준으로 추산됨
- 지방세(지역자원시설세)의 경우, 2020년 대비 2034년에 시나리오별로 많게는 17.4%, 적게는 8.6% 감소하는 것으로 예상됨
- 2020년의 지방세 수입 예상액은 모든 시나리오에서 2,760억원가량으로 거의 동일하게 추정됨
  - 2034년에는 지방세 수입 예상액이 2,278억(S4)~2,523억(S3) 수준으로 추산됨
  - 지방세는 시나리오별로 금액의 차이는 있지만 모든 시나리오에서 2024년에 세수입이 가장 많은 것으로, 2034년에는 가장 적은 것으로 전망됨
    - 이는 지방세 수입의 가장 큰 비중을 차지하는 원자력 발전량의 변화에 따른 것임
- 부담금 및 기금 등은 2020년 대비 2034년에 시나리오별로 많게는 14.7%, 적게는 10.7% 감소하는 것으로 예상됨
- 2020년의 부담금 및 기금 등 수입 예상액은 모든 시나리오에서 1조 2,230억원가량으로 유사하게 추정됨
  - 2034년에는 해당 수입액이 1조 476억(S4)~1조 916억(S3) 수준으로 예상됨
  - 부담금 및 기금 등도 시나리오별로 금액의 차이는 있지만 모든 시나리오에서 2024년에 수입액이 가장 많은 것으로, 2034년에는 가장 적은 것으로 전망됨

- 부담금 및 기금 등도 수입의 가장 큰 비중을 차지하는 발전원이 원자력이며, 원자력 발전량의 변화에 따라 이러한 패턴이 나타남

□ 시나리오별 제세부담금 수입액의 15년 장기 추세의 결과를 볼 때, 발전 부문에서의 제세부담금 연간 수입액은 향후 15년 사이에 1조원 이상 감소할 것으로 전망됨

- 정부는 탄소배출 억제를 위해 갈수록 석탄화력 발전량을 줄일 계획이며 계획대로 진행될 경우 수요나 공급에서의 변화 차이를 감안하더라도 2034년(4조원 중후반대)에는 2020년(6조원 전후)보다 1조원 이상 감소할 전망이다

- 특히 제9차 전력수급기본계획은 2020년 10월 선언한 탄소중립 계획은 반영되지 않은 것이기에 이를 반영한 제10차 전력수급기본계획이 발표되고 이를 발전부문의 세수추계에 적용할 경우 더 큰 세수입 손실이 예상됨

- 이와 같은 세수입 변화를 적시에 반영하여 국가재정운용에서 적절히 활용할 필요가 있음

- 향후 에너지세제는 본 연구의 발전부문과 함께 수송부문까지 세수입 감소가 예상되는 만큼 이에 대한 대응을 사전에 준비해야 할 것임

- 수송부문도 현재의 에너지세제가 유지된다고 가정할 경우, 내연기관차는 점차 감소하고 전기 및 수소차의 운행이 증가할 것이기에 일정 수준의 세수감을 피할 수 없음

## 2. 본 연구의 한계점

- 본 연구에서는 향후 에너지원별 가격 및 전력요금은 추정하지 않기 때문에 가격과 연동되어 부과되는 제세부담금에 대해서는 추정하지 않고 있다는 한계가 있음
  - 국세 중 관세는 에너지원의 향후 가격을 추정해야 연계하여 계산할 수 있으나, 향후 15년 동안의 에너지원별 가격은 상당한 불확실성을 내포하고 있어 본 연구의 추정에서는 제외함
    - 시장구조 변화 및 새로운 정부정책 시행은 에너지 가격에 영향을 줄 수 있으나, 시장구조 변화 속도, 정부정책 도입 시점 등에 대한 불확실성이 있어 이를 반영하기는 현실적으로 어려움
    - 부가가치세도 마찬가지로 부가가치세는 면제되는 에너지원이 많아 별도의 추정이 큰 의미를 가지기도 어려움
  
- 그 외에도 전력산업기반기금이 전력요금의 일정 비율로 부과되고 있는데, M-Core로 추정한 전력요금은 정부의 정책적 판단을 반영하지 못하여 적절한 전망치가 되기 어려움
  - 전력산업기반기금은 수입 규모가 상당한 기금이기에 적절하게 추정할 수 있다면 발전부문 관련 준조세 추계를 보다 정교하게 진행할 수 있음
  - 그러나 우리나라의 전력요금은 최종적으로 정부에서 관리하기 때문에 프로그램에 의한 추정이 큰 의미를 가지기 어렵다는 점에서 전력산업기반기금도 추정에서 제외함
  
- 본 연구는 최근 논의되고 있는 다양한 정책변화를 세수전망에 반영하지 못하는 한계가 존재함
  - EU를 중심으로 탄소국경세가 활발하게 논의되고 있으며, 이와 더불어

우리나라에서도 탄소세 도입의 필요성이 제기됨

- 하지만 탄소세가 어떻게 도입될 것인지, 배출권거래제와 탄소세가 어떻게 조화롭게 설계될 것인지 등에 대한 구체적 방안이 제시되지 않았으므로 이를 본 연구에 반영하는 것은 쉽지 않음
  - 향후 탄소세에 대한 과세대상, 과세방법, 세율체계 등이 구체적으로 제시된다면 이를 반영하여 세수추계를 하는 것은 중요할 것으로 보임
- 본 연구는 전력수급기본계획에서 제시된 연도별 전력수요를 사용하여 M-Core 모형을 추정하고 있으므로, 경기변동에 따른 수요자의 행동 변화를 온전히 반영하지 못하는 한계를 가짐
- 전력수요 결정요인 분석 결과를 토대로 향후 결정요인 변화를 고려하여 전력수요를 추정하는 것은 중요한 의미를 가짐
  - 하지만 경기변동을 고려한 전력수요 추정은 본 연구범위를 넘어서는 것으로 향후 연구과제로 남겨둠

---

## 참고문헌

---

- 국회예산정책처, 『국회예산정책처 세수추계 모형: 기존 모형의 검토 및 개선방안』, 국회예산정책처, 2011.
- 산업통상자원부, 「2018년 기금운용계획 사업설명자료(방사성폐기물관리기금)」, 2018.
- 산업통상자원부, 『제9차 전력수급기본계획』, 2020.
- 이영숙·박정환·김재혁, 『에너지세계 현황과 쟁점별 효과 분석』, 국회예산정책처, 2019.
- 장인의 공간, 『M-Core 설명문서 - 제1부. 기본 개념과 간단한 사용법』, M-Core 설명 매뉴얼, 2019.
- 조성진·박광수, 『발전부문 에너지전환 달성을 위한 세계 개편 방안 연구』, 에너지경제연구원, 2018.
- \_\_\_\_\_, 『발전부문 지역자원시설세 개선 연구』, 에너지경제연구원 2020.
- 조성진·박찬국, 『원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구(3차년도)』, 에너지경제연구원, 2015.
- 에너지신문, 「발전용 LNG 수입부과금 내달부터 24.2원 → 3.8원」, 보도자료, 2019. 3. 19., <http://www.energy-news.co.kr/news/articleView.html?idxno=62358>, 검색일자: 2021. 5. 12.
- 국가법령정보센터, 「개별소비세법 시행령」 (시행 2020. 7. 1. 대통령령 제 30805호, 2020. 6. 30., 일부개정), <http://www.law.go.kr/법령/개별소비세법%20시행령>, 검색일자: 2020. 7. 14.
- \_\_\_\_\_, 「원자력안전관리부담금에 관한 규정」 (시행 2020. 2. 4. 원자력안전위

원회고시 제2020-4호, 2020. 2. 4., 일부개정), <http://www.law.go.kr/행정규칙/원자력안전관리부담금에관한규정/>, 검색일자: 2020. 7. 15.

\_\_\_\_\_, 「대기환경보전법 시행령」 (시행 2020. 1. 1. 대통령령 제30707호, 2018. 12. 31., 일부개정), 별표 4, [http://www.law.go.kr/법령/대기환경보전법시행령/\(29452,20181231\)](http://www.law.go.kr/법령/대기환경보전법시행령/(29452,20181231)), 검색일자: 2020. 7. 15.

장인의 공간, [http://www.masterspace.co.kr/renewal/product/product01\\_01.asp](http://www.masterspace.co.kr/renewal/product/product01_01.asp), 검색일자: 2021. 5. 12.

한국원자력환경공단, <https://www.korad.or.kr>, 검색일자: 2020. 7. 15.

## 부록

- 부록에서는 시나리오별 제세부담금 수입 추계결과를 발전원별, 항목별 수입액으로 구분하여 제시함
  - 전망치의 오차를 감안하여 본문에서는 구체적인 수치 대신 그래프로 결과를 제시함

〈부표 1〉 발전원별 국세 세수추계액(시나리오 1)

(단위: 백만원)

연도	유연탄	LNG	
		발전용	열병합용
2020	4,441,013	100,402	30,483
2021	4,450,689	90,011	30,270
2022	4,280,686	71,391	33,755
2023	4,115,763	56,721	39,394
2024	3,949,003	49,691	41,931
2025	3,781,578	53,343	44,280
2026	3,752,202	65,316	45,845
2027	3,724,770	76,472	43,576
2028	3,692,031	87,392	44,652
2029	3,682,558	99,267	45,531
2030	3,558,423	104,958	45,466
2031	3,505,531	104,441	44,385
2032	3,420,773	103,412	44,482
2033	3,326,995	104,107	44,239
2034	3,231,246	104,537	44,581

자료: 저자 작성

〈부표 2〉 발전원별 국세 세수추계액(시나리오 2)

(단위: 백만원)

연도	유연탄	LNG	
		발전용	열병합용
2020	4,239,118	115,798	30,783
2021	4,277,198	102,767	31,149
2022	4,098,290	83,397	35,600
2023	3,941,940	68,686	40,591
2024	3,829,404	57,473	43,184
2025	3,642,456	62,941	45,093
2026	3,580,200	76,456	47,437
2027	3,536,223	88,969	45,203
2028	3,513,213	99,073	46,541
2029	3,512,691	111,641	46,000
2030	3,111,110	137,156	47,481
2031	3,128,238	131,703	46,319
2032	3,187,122	120,416	45,359
2033	3,239,272	110,284	44,391
2034	3,231,185	104,534	44,584

자료: 저자 작성

〈부표 3〉 발전원별 국세 세수추계액(시나리오 3)

(단위: 백만원)

연도	유연탄	LNG	
		발전용	열병합용
2020	4,442,985	100,195	30,509
2021	4,458,554	92,412	30,413
2022	4,299,739	75,625	34,238
2023	4,153,381	62,275	40,149
2024	4,009,430	56,048	43,077
2025	3,856,308	61,363	45,619
2026	3,819,261	76,623	47,600
2027	3,794,529	91,561	44,927
2028	3,755,182	106,012	46,183
2029	3,743,120	121,121	47,328
2030	3,621,008	130,188	47,227
2031	3,576,104	131,882	46,360
2032	3,496,848	133,393	46,525
2033	3,408,852	136,490	46,309
2034	3,316,571	139,136	46,744

자료: 저자 작성

〈부표 4〉 발전원별 국세 세수추계액(시나리오 4)

(단위: 백만원)

연도	유연탄	LNG	
		발전용	열병합용
2020	4,240,989	115,616	30,796
2021	4,267,675	98,995	30,929
2022	4,073,748	76,850	34,831
2023	3,891,241	60,212	39,355
2024	3,742,915	47,932	41,473
2025	3,539,595	50,924	43,006
2026	3,480,169	60,111	44,986
2027	3,431,683	67,588	43,236
2028	3,404,141	73,854	44,356
2029	3,406,074	81,839	43,632
2030	3,024,701	100,987	44,964
2031	3,025,444	93,289	43,503
2032	3,054,587	81,200	42,468
2033	3,072,036	70,919	41,500
2034	3,042,292	64,062	41,855

자료: 저자 작성

〈부표 5〉 발전원별 지방세 세수추계액(시나리오 1)

(단위: 백만원)

연도	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합용	
2020	166,558	73,345	20,459	8,693	6,974
2021	172,119	73,878	18,334	8,619	7,041
2022	184,509	71,338	14,526	9,609	7,100
2023	193,730	68,740	11,543	11,147	7,139
2024	199,529	66,048	10,117	11,774	7,176
2025	194,956	63,351	10,948	12,392	7,224
2026	180,275	62,955	13,386	12,816	7,283
2027	171,942	62,571	15,640	12,211	7,341
2028	160,146	62,134	18,062	12,503	7,407
2029	146,925	62,063	20,643	12,751	7,485
2030	146,308	60,159	21,888	12,720	7,562
2031	146,647	59,362	21,960	12,408	7,662
2032	146,959	57,984	21,871	12,404	7,784
2033	146,356	56,434	22,019	12,334	7,899
2034	144,818	54,798	22,100	12,404	7,999

자료: 저자 작성

〈부표 6〉 발전원별 지방세 세수추계액(시나리오 2)

(단위: 백만원)

연도	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합용	
2020	166,566	70,011	23,589	8,799	6,974
2021	172,134	70,957	20,927	8,880	7,041
2022	184,543	68,289	16,973	10,133	7,100
2023	193,794	65,823	13,999	11,523	7,139
2024	199,549	64,037	11,707	12,147	7,176
2025	195,069	61,000	12,923	12,661	7,224
2026	180,400	60,056	15,666	13,298	7,283
2027	172,086	59,407	18,165	12,699	7,341
2028	160,208	59,117	20,436	13,053	7,407
2029	147,050	59,194	23,172	12,920	7,485
2030	146,584	52,564	28,443	13,376	7,562
2031	146,446	52,974	27,557	13,012	7,662
2032	146,693	54,027	25,401	12,696	7,784
2033	146,451	54,945	23,309	12,393	7,899
2034	144,818	54,797	22,099	12,405	7,999

자료: 저자 작성

〈부표 7〉 발전원별 지방세 세수추계액(시나리오 3)

(단위: 백만원)

연도	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합용	
2020	166,561	73,378	20,418	8,700	6,974
2021	172,125	74,005	18,822	8,662	7,041
2022	184,533	71,653	15,388	9,752	7,100
2023	193,818	69,364	12,678	11,372	7,139
2024	199,689	67,054	11,420	12,112	7,176
2025	195,208	64,593	12,597	12,792	7,224
2026	180,557	64,081	15,697	13,341	7,283
2027	172,220	63,745	18,685	12,632	7,341
2028	160,489	63,205	21,837	12,979	7,407
2029	147,248	63,095	25,086	13,310	7,485
2030	146,663	61,224	27,020	13,268	7,562
2031	147,077	60,566	27,581	13,025	7,662
2032	147,481	59,296	28,044	13,043	7,784
2033	147,081	57,846	28,691	12,985	7,899
2034	145,756	56,273	29,224	13,088	7,999

자료: 저자 작성

〈부표 8〉 발전원별 지방세 세수추계액(시나리오 4)

(단위: 백만원)

연도	원자력	유연탄	LNG		수력
			발전용	열병합용	
2020	166,567	70,041	23,555	8,802	6,974
2021	172,127	70,803	20,160	8,814	7,041
2022	184,508	67,883	15,639	9,904	7,100
2023	193,645	64,983	12,265	11,155	7,139
2024	199,293	62,598	9,749	11,640	7,176
2025	194,670	59,276	10,451	12,036	7,224
2026	179,940	58,379	12,323	12,561	7,283
2027	171,594	57,638	13,847	12,080	7,341
2028	159,633	57,277	15,308	12,366	7,407
2029	146,454	57,389	17,088	12,179	7,485
2030	145,960	51,098	21,090	12,591	7,562
2031	145,663	51,222	19,672	12,133	7,662
2032	145,644	51,748	17,249	11,784	7,784
2033	145,063	52,083	15,076	11,472	7,899
2034	143,124	51,572	13,611	11,527	7,999

자료: 저자 작성

〈부표 9〉 발전원별 부담금 및 기금 등 수입 추계액(시나리오 1)

(단위: 백만원)

연도	원자력	LNG		수력
		발전용	열병합용	
2020	1,182,563	31,794	—	8,403
2021	1,222,046	28,504	—	8,332
2022	1,310,017	22,607	—	9,289
2023	1,375,486	17,962	—	10,775
2024	1,416,655	15,736	—	11,382
2025	1,384,189	16,892	—	11,979
2026	1,279,955	20,684	—	12,389
2027	1,220,788	24,216	—	11,804
2028	1,137,034	27,674	—	12,086
2029	1,043,169	31,434	—	12,326
2030	1,038,786	33,237	—	12,296
2031	1,041,197	33,073	—	11,994
2032	1,043,408	32,747	—	11,991
2033	1,039,124	32,967	—	11,923
2034	1,028,208	33,104	—	11,990

자료: 저자 작성

〈부표 10〉 발전원별 부담금 및 기금 등 수입 추계액(시나리오 2)

(단위: 백만원)

연도	원자력	LNG		수력
		발전용	열병합용	
2020	1,182,621	36,669	—	8,505
2021	1,222,148	32,543	—	8,584
2022	1,310,255	26,409	—	9,795
2023	1,375,934	21,750	—	11,139
2024	1,416,801	18,200	—	11,742
2025	1,384,988	19,931	—	12,239
2026	1,280,839	24,211	—	12,854
2027	1,221,811	28,173	—	12,276
2028	1,137,480	31,373	—	12,618
2029	1,044,055	35,353	—	12,489
2030	1,040,749	43,433	—	12,930
2031	1,039,770	41,706	—	12,578
2032	1,041,518	38,132	—	12,273
2033	1,039,804	34,923	—	11,980
2034	1,028,208	33,102	—	11,992

자료: 저자 작성

〈부표 11〉 발전원별 부담금 및 기금 등 수입 추계액(시나리오 3)

(단위: 백만원)

연도	원자력	LNG		수력
		발전용	열병합용	
2020	1,182,585	31,729	—	8,410
2021	1,222,090	29,264	—	8,373
2022	1,310,183	23,948	—	9,427
2023	1,376,107	19,720	—	10,993
2024	1,417,793	17,749	—	11,709
2025	1,385,979	19,432	—	12,366
2026	1,281,953	24,264	—	12,896
2027	1,222,763	28,994	—	12,211
2028	1,139,471	33,571	—	12,547
2029	1,045,462	38,355	—	12,866
2030	1,041,305	41,226	—	12,826
2031	1,044,248	41,763	—	12,591
2032	1,047,117	42,241	—	12,609
2033	1,044,272	43,222	—	12,552
2034	1,034,864	44,060	—	12,652

자료: 저자 작성

〈부표 12〉 발전원별 부담금 및 기금 등 수입 추계액(시나리오 4)

(단위: 백만원)

연도	원자력	LNG		수력
		발전용	열병합용	
2020	1,182,627	36,612	—	8,509
2021	1,222,100	31,348	—	8,520
2022	1,310,006	24,336	—	9,574
2023	1,374,879	19,067	—	10,783
2024	1,414,978	15,178	—	11,252
2025	1,382,160	16,126	—	11,635
2026	1,277,573	19,035	—	12,143
2027	1,218,321	21,403	—	11,678
2028	1,133,394	23,387	—	11,954
2029	1,039,824	25,916	—	11,773
2030	1,036,318	31,979	—	12,171
2031	1,034,204	29,541	—	11,729
2032	1,034,071	25,713	—	11,391
2033	1,029,949	22,458	—	11,090
2034	1,016,181	20,286	—	11,143

자료: 저자 작성

〈부표 13〉 발전원별 총 제세부담금 세수추계액(시나리오 1)

(단위: 백만원)

연도	원자력	유연탄	LNG			수력	총계
			소계	발전용	열병합용		
2020	1,349,121	4,514,358	191,831	152,655	39,176	15,377	6,070,687
2021	1,394,165	4,524,567	175,738	136,849	38,889	15,373	6,109,842
2022	1,494,526	4,352,023	151,889	108,524	43,365	16,389	6,014,827
2023	1,569,217	4,184,503	136,766	86,225	50,541	17,914	5,908,400
2024	1,616,183	4,015,051	129,249	75,544	53,706	18,558	5,779,042
2025	1,579,145	3,844,929	137,855	81,182	56,672	19,202	5,581,131
2026	1,460,230	3,815,157	158,047	99,386	58,660	19,672	5,453,105
2027	1,392,730	3,787,341	172,115	116,328	55,787	19,145	5,371,331
2028	1,297,180	3,754,164	190,282	133,128	57,154	19,493	5,261,119
2029	1,190,095	3,744,621	209,626	151,344	58,282	19,811	5,164,152
2030	1,185,094	3,618,582	218,268	160,082	58,186	19,858	5,041,803
2031	1,187,845	3,564,892	216,266	159,473	56,793	19,656	4,988,660
2032	1,190,367	3,478,757	214,917	158,031	56,886	19,774	4,903,816
2033	1,185,480	3,383,429	215,666	159,093	56,573	19,822	4,804,397
2034	1,173,026	3,286,044	216,725	159,741	56,985	19,989	4,695,785

자료: 저자 작성

〈부표 14〉 발전원별 총 제세부담금 세수추계액(시나리오 2)

(단위: 백만원)

연도	원자력	유연탄	LNG			수력	총계
			소계	발전용	열병합용		
2020	1,349,187	4,309,128	215,638	176,056	39,581	15,479	5,889,432
2021	1,394,281	4,348,156	196,267	156,238	40,029	15,625	5,954,329
2022	1,494,797	4,166,578	172,511	126,779	45,733	16,895	5,850,782
2023	1,569,728	4,007,763	156,549	104,435	52,114	18,278	5,752,318
2024	1,616,351	3,893,441	142,710	87,380	55,330	18,918	5,671,420
2025	1,580,057	3,703,456	153,549	95,796	57,753	19,462	5,456,524
2026	1,461,239	3,640,256	177,068	116,333	60,735	20,137	5,298,700
2027	1,393,897	3,595,629	193,209	135,307	57,902	19,616	5,202,352
2028	1,297,688	3,572,330	210,477	150,883	59,594	20,025	5,100,520
2029	1,191,105	3,571,885	229,086	170,167	58,919	19,974	5,012,050
2030	1,187,333	3,163,674	269,889	209,032	60,857	20,492	4,641,387
2031	1,186,216	3,181,212	260,298	200,967	59,331	20,241	4,647,967
2032	1,188,210	3,241,148	242,005	183,950	58,055	20,056	4,691,419
2033	1,186,256	3,294,217	225,300	168,516	56,784	19,879	4,725,652
2034	1,173,026	3,285,982	216,725	159,735	56,989	19,991	4,695,723

자료: 저자 작성

〈부표 15〉 발전원별 총 제세부담금 세수추계액(시나리오 3)

(단위: 백만원)

연도	원자력	유연탄	LNG			수력	총계
			소계	발전용	열병합용		
2020	1,349,147	4,516,363	191,551	152,342	39,209	15,384	6,072,445
2021	1,394,215	4,532,559	179,573	140,497	39,076	15,415	6,121,761
2022	1,494,716	4,371,392	158,951	114,962	43,990	16,527	6,041,586
2023	1,569,924	4,222,746	146,194	94,673	51,521	18,132	5,956,996
2024	1,617,482	4,076,484	140,406	85,216	55,190	18,885	5,853,258
2025	1,581,187	3,920,901	151,803	93,392	58,411	19,589	5,673,479
2026	1,462,509	3,883,341	177,525	116,585	60,941	20,179	5,543,555
2027	1,394,983	3,858,274	196,799	139,240	57,558	19,552	5,469,608
2028	1,299,960	3,818,387	220,581	161,419	59,162	19,954	5,358,882
2029	1,192,710	3,806,215	245,198	184,561	60,637	20,351	5,264,475
2030	1,187,967	3,682,232	258,928	198,434	60,495	20,387	5,149,515
2031	1,191,326	3,636,670	260,611	201,226	59,385	20,253	5,108,859
2032	1,194,598	3,556,145	263,246	203,677	59,568	20,392	5,034,381
2033	1,191,352	3,466,697	267,696	208,402	59,294	20,451	4,946,197
2034	1,180,620	3,372,844	272,252	212,420	59,832	20,650	4,846,366

자료: 저자 작성

〈부표 16〉 발전원별 총 제세부담금 세수추계액(시나리오 4)

(단위: 백만원)

연도	원자력	유연탄	LNG			수력	총계
			소계	발전용	열병합용		
2020	1,349,195	4,311,030	215,381	175,782	39,598	15,483	5,891,089
2021	1,394,227	4,338,478	190,246	150,503	39,743	15,561	5,938,512
2022	1,494,514	4,141,631	161,561	116,825	44,736	16,674	5,814,379
2023	1,568,524	3,956,224	142,054	91,544	50,510	17,922	5,684,724
2024	1,614,271	3,805,514	125,972	72,859	53,113	18,428	5,564,185
2025	1,576,830	3,598,871	132,543	77,501	55,042	18,858	5,327,103
2026	1,457,513	3,538,547	149,017	91,469	57,548	19,426	5,164,503
2027	1,389,915	3,489,321	158,153	102,837	55,316	19,019	5,056,408
2028	1,293,027	3,461,418	169,271	112,549	56,721	19,361	4,943,077
2029	1,186,278	3,463,463	180,653	124,842	55,811	19,258	4,849,652
2030	1,182,279	3,075,800	211,611	154,057	57,555	19,733	4,489,423
2031	1,179,867	3,076,666	198,139	142,503	55,637	19,392	4,474,063
2032	1,179,714	3,106,336	178,414	124,162	54,251	19,175	4,483,638
2033	1,175,012	3,124,119	161,425	108,452	52,972	18,989	4,479,545
2034	1,159,305	3,093,864	151,342	97,960	53,382	19,142	4,423,653

자료: 저자 작성

〈부표 17〉 세목별 추계액(시나리오 1)

(단위: 백만원)

연도	국세 (개별소비세)	지방세 (지역자원시설세)	부담금 및 기금 등	총계
2020	4,571,899	276,029	1,222,760	6,070,687
2021	4,570,970	279,991	1,258,881	6,109,842
2022	4,385,832	287,082	1,341,913	6,014,827
2023	4,211,877	292,299	1,404,223	5,908,400
2024	4,040,626	294,644	1,443,772	5,779,042
2025	3,879,201	288,871	1,413,059	5,581,131
2026	3,863,363	276,715	1,313,027	5,453,105
2027	3,844,818	269,705	1,256,808	5,371,331
2028	3,824,074	260,251	1,176,794	5,261,119
2029	3,827,356	249,867	1,086,930	5,164,152
2030	3,708,846	248,637	1,084,319	5,041,803
2031	3,654,357	248,039	1,086,264	4,988,660
2032	3,568,667	247,002	1,088,146	4,903,816
2033	3,475,340	245,042	1,084,014	4,804,397
2034	3,380,365	242,118	1,073,302	4,695,785

자료: 저자 작성

〈부표 18〉 세목별 추계액(시나리오 2)

(단위: 백만원)

연도	국세 (개별소비세)	지방세 (지역자원시설세)	부담금 및 기금 등	총계
2020	4,385,698	275,939	1,227,795	5,889,432
2021	4,411,115	279,939	1,263,275	5,954,329
2022	4,217,287	287,036	1,346,458	5,850,782
2023	4,051,217	292,277	1,408,824	5,752,318
2024	3,930,061	294,616	1,446,743	5,671,420
2025	3,750,490	288,876	1,417,158	5,456,524
2026	3,704,094	276,702	1,317,904	5,298,700
2027	3,670,395	269,698	1,262,260	5,202,352
2028	3,658,827	260,222	1,181,471	5,100,520
2029	3,670,333	249,821	1,091,897	5,012,050
2030	3,295,748	248,528	1,097,111	4,641,387
2031	3,306,260	247,653	1,094,054	4,647,967
2032	3,352,897	246,600	1,091,922	4,691,419
2033	3,393,946	244,998	1,086,708	4,725,652
2034	3,380,303	242,118	1,073,302	4,695,723

자료: 저자 작성

〈부표 19〉 세목별 추계액(시나리오 3)

(단위: 백만원)

연도	국세 (개별소비세)	지방세 (지역자원시설세)	부담금 및 기금 등	총계
2020	4,573,690	276,031	1,222,724	6,072,445
2021	4,581,379	280,655	1,259,727	6,121,761
2022	4,409,603	288,425	1,343,558	6,041,586
2023	4,255,805	294,372	1,406,820	5,956,996
2024	4,108,556	297,452	1,447,250	5,853,258
2025	3,963,290	292,414	1,417,776	5,673,479
2026	3,943,484	280,958	1,319,113	5,543,555
2027	3,931,016	274,623	1,263,968	5,469,608
2028	3,907,377	265,916	1,185,589	5,358,882
2029	3,911,568	256,223	1,096,683	5,264,475
2030	3,798,423	255,736	1,095,356	5,149,515
2031	3,754,346	255,911	1,098,602	5,108,859
2032	3,676,766	255,648	1,101,966	5,034,381
2033	3,591,650	254,501	1,100,045	4,946,197
2034	3,502,451	252,339	1,091,576	4,846,366

자료: 저자 작성

〈부표 20〉 세목별 추계액(시나리오 4)

(단위: 백만원)

연도	국세 (개별소비세)	지방세 (지역자원시설세)	부담금 및 기금 등	총계
2020	4,387,401	275,939	1,227,748	5,891,089
2021	4,397,598	278,945	1,261,969	5,938,512
2022	4,185,429	285,034	1,343,916	5,814,379
2023	3,990,808	289,187	1,404,730	5,684,724
2024	3,832,321	290,456	1,441,409	5,564,185
2025	3,633,525	283,657	1,409,921	5,327,103
2026	3,585,265	270,486	1,308,751	5,164,503
2027	3,542,507	262,500	1,251,401	5,056,408
2028	3,522,351	251,991	1,168,735	4,943,077
2029	3,531,545	240,594	1,077,512	4,849,652
2030	3,170,652	238,301	1,080,469	4,489,423
2031	3,162,236	236,353	1,075,475	4,474,063
2032	3,178,255	234,208	1,071,175	4,483,638
2033	3,184,456	231,593	1,063,496	4,479,545
2034	3,148,209	227,834	1,047,610	4,423,653

자료: 저자 작성



## ■ 저자약력

### 이동규

서울대학교 경제학부 졸업  
미국 Iowa State University 경제학 박사  
현, 서울시립대학교 경제학부 교수

### 강성훈

한양대학교 경제금융학부 졸업  
미국 Michigan State University 응용경제학 박사  
현, 한양대학교 정책학과 교수

## 발전부문 에너지세 중장기 세수전망 연구

---

발행	행	2021년 10월
저자	자	이동규 · 강성훈
발행인	인	김재진
발행처	처	한국조세재정연구원
주소	소	30147 세종특별자치시 시청대로 336
전화	화	(044)414-2114(대)
홈페이지	지	<a href="http://www.kipf.re.kr">www.kipf.re.kr</a>
등록	록	1993. 7. 15. 제2014-24호
조판 및 인쇄	쇄	세일포커스(주)

---

