

2050년 저탄소 사회로의 전환을 위한 경제성장, 산업구조, 효율개선, 전력 탈탄소화와 연료 대체의 효과

박년배[†] · 홍성준 · 박상용
한국에너지기술연구원

(2014년 8월 25일 접수, 2014년 12월 1일 수정, 2014년 12월 4일 채택)

Effect of economic growth, industrial structure, efficiency improvement, decarbonization of power sector and fuel substitution for the transition to low carbon society by 2050

Nyun-Bae Park[†] · Sungjun Hong · Sang yong Park
Korea Institute of Energy Research

(Received 25 August 2014, Revised 1 December 2014, Accepted 4 December 2014)

요약

전 세계 2°C 기후변화 목표에 부합하기 위한, 한국의 저탄소 사회로의 전환 경로를 분석하였다. 경제 성장률의 감소, 산업구조 변화, 에너지수요관리 강화, 발전부문 탈탄소화, 저탄소 연료로의 대체를 통해 2050년까지 연료연소 부문 온실가스 배출량을 2011년 대비 67%, 기준 전망 대비 74% 감축할 수 있는 것으로 분석되었다. 2011~2050년 기간 기준 전망과 저탄소 사회 시나리오 간 연료연소 부문 온실가스 누적 감축량에서 경제 성장률의 감소, 산업구조 변화, 에너지수요관리 강화, 발전부문 탈탄소화, 저탄소 연료로의 대체 등이 차지하는 비중은 각각 13%, 9%, 72%, 5%, 1%이었다. 2050년까지 최종에너지 소비는 2011년 대비 50%, 기준 전망 대비 59% 감축이 필요하다. 발전량 중에서 원자력, 석탄, 신재생이 차지하는 비중은 2011년 각각 31%, 40%, 2%에서 2050년에 38%, 2%, 32%, CCS 23%로 바뀐다. 발전 부문에서 CCS와 재생에너지의 비중이 증가하면서, 2050년 전력 배출원단위는 2011년 대비 81%, 기준 전망 대비 76% 감소하였다. 2050년에 1차 에너지는 2011년 대비 36% 감소, 기준 전망 대비 56% 감소하였다. 1990~2011년 동안 한국의 최종에너지 소비와 1차에너지, 연료연소 부문 온실가스 배출량은 각각 176%, 197%, 146% 증가하였다. 2050년 저탄소 사회로 전환하기 위해서는 과거의 패턴에서 급격한 변화가 요구되며, 이를 달성하기 위한 경제와 산업구조의 변화, 에너지 수요 관리 및 저탄소 에너지 공급 기술 등 혁신적인 에너지 기술 개발과 보급, 전기와 재생에너지 중심의 에너지 소비 구조로의 전환 등이 요구된다.

주요어 : 저탄소 사회, 2050년, 경제 성장, 산업구조, 에너지수요관리, 저탄소 발전, 연료 대체, 온실가스

Abstract - This paper analyzed transition pathways toward a low carbon society in Korea to meet global 2°C climate target. Lower economic growth, industrial structure change, enhance of energy demand management, decarbonization of power sector, and replacement of low carbon fuel could reduce greenhouse gas (GHG) emission from fuel combustion in 2050 by 67% against in 2011, or by 74% against in BAU (Business-As-Usual). Lower economic growth contributes to 13% of cumulative emission reduction relative to BAU, industrial structure change 9%, enhance of energy demand management 72%, decarbonization of power sector 5% and replacement

[†]To whom corresponding should be addressed.
Technology Policy Research Team, Korea Institute of Energy Research,
152, Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 305-343, Republic of Korea.
Tel : 042-860-3725 E-mail : park2050@kier.re.kr

of low carbon fuel 1% respectively. Final energy consumption in 2050 needs to be reduced to 50% relative to 2011, or to 41% relative to BAU. Nuclear, coal and renewable energy represent 31%, 40%, 2% respectively among electricity generation in 2011, but 38%, 2%, 32% in 2050. CCS represents 23% of total generation in 2050. Emission intensity of electricity in 2050 was decreased to 19% relative to 2011, or to 24% relative to BAU. Primary energy in 2050 was decreased to 64% compared to 2011, or to 44% compared to BAU. Final energy consumption, primary energy supply and GHG emission from fuel combustion from 1990 to 2011 increased by 176%, 197%, 146%. Radical change from historical trend is required to transit toward a low carbon society by 2050. Appropriate economic growth, structural change to non-energy intensive industries, energy technology research, development and deployment (RD&D) in terms of enhancement of energy efficiency and low carbon energy supply technologies, and fuel change to electricity and renewable energy are key instruments.

Key words : Low Carbon Society, 2050, Economic Growth, Industrial Structure, Energy Demand Management, Low Carbon Electricity, Fuel Change, GHG

1. 서 론

IPCC[23] 제5차 보고서에 따르면 산업화 이전 대비 지표면 온도 상승을 2°C 이내로 제한하기 위해서는 2050년까지 전 세계 온실가스 배출량을 2010년 대비 약 40~70% 감축할 필요가 있다.¹⁾ 정부는 2020년까지 온실가스 총배출량을 기준 전망치 대비 30% 감축하기 위한 로드맵을 수립하였으며[1], 2015년 파리에서 개최되는 기후변화협약 제21차 당사국총회 이전에 2020년 이후 중장기 온실가스 감축목표를 확정할 계획이다[2]. 우리나라는 1990~2011년 기간 온실가스 총배출량이 연평균 4.2% 증가하였으며, 에너지부문 온실가스 배출량은 연평균 4.4% 증가하였다[9]. 2011년에 에너지부문 온실가스 배출량은 총 배출량의 86%로 가장 큰 비중을 차지하였다. 1990~2011년 기간 국내 최종에너지 소비량은 연평균 4.9% 증가하였다[8]. 제2차 에너지기본계획에 따르면 [7], 2011~2035년 기간에 최종에너지 소비량은 연평균 0.9% 증가할 전망이지만, 수요관리정책과 가격정책, R&D 통해서 연평균 증가율을 0.3%로 낮추는 것을 목표로 하고 있다. 하지만 전 세계적으로 2°C 목표를 달성하기 위해서는 우리나라에서도 최종에너지 소비 절대량을 저감하고, 발전부문 탈탄소화를 통해 전력 배출원단위를 줄이고, 재생에너지와 전력 등으로 연료 대체를 더욱 강화할 필요가 있다[5, 18, 21, 26]. 기후변화 완화 관련 주요 연구들에 따르면 전 세계적으로 온실가스를 감축하는데 소요되는 비용은 상

당하지만 기후변화로 인한 피해 비용보다 저렴하며 [27], 2050년까지 전 세계 에너지 시스템을 탈탄소화 하는데 소요되는 추가 투자비용보다 연료절감 편익이 더 크다[20]. 감축 노력을 늦출수록 위험한 기후변화를 회피하기 위하여 나중에 감축을 급격히 해야 하며, 그로 인해 완화 비용은 더욱 증가한다[17, 23].

본 연구는 우리나라가 2050년까지 온실가스를 얼마나 저감할 필요가 있는지, 그리고 목표 배출량을 달성하는데 경제성장, 산업구조, 에너지수요 관리, 전력의 탈탄소화와 연료대체가 얼마나 기여하는지를 분석하고자 하였다. 2장에서는 본 연구에서 활용된 분석모형과 입력자료, 전망을 위한 전제치, 그리고 시나리오에 대해 소개하였다. 3장에서는 최종에너지 소비량, 전력 생산량, 1차 에너지 공급량, 온실가스 배출량 등 분석 결과를 제시하였다. 4장에서 결론과 향후 과제 등을 서술하였다.

2. 방법론 및 자료

장기간의 에너지 수급 및 온실가스 배출량을 분석하기 위하여, 상향식 에너지시스템분석모형인 LEAP(Long-run Energy Alternatives Planning system) 모형을 이용하였다. LEAP 모형은 주요 활동도 자료의 전제와 수요의 각 부문, 그리고 전환 부문과 비에너지 부문 배출량을 입력할 수 있도록 구성되어 있으며, 시나리오에 기반한 전망 결과를 제공해 준다[24, 25]. 에너지 수요는 ‘활동도 * 에너지원단위

1) 2°C 상승 이내로 제한하기 위해서, 전 세계가 2012년 이후 배출할 수 있는 이산화탄소 누적 허용량은 990(510~1,505)GtCO₂ 정도이다[22]. 2010년에 전 세계에서 배출된 온실가스는 약 49GtCO₂eq이었다[23].

* 에너지원구성'으로 산정되며, 에너지 수요에 산화계수와 전환계수(순발열량/총발열량), 배출계수를 곱하여 온실가스 배출량을 산정할 수 있다. 각 부문별 에너지 수요를 충족하기 위하여, 전력과 지역난방 공급 설비들의 보급은 기존 정부계획을 바탕으로, 기술적 수명을 다하면 폐기되도록 하였으며, 추가로 요구되는 설비는 시나리오별로 다른 구성으로 공급되도록 하였다. 온실가스 배출계수는 국가 온실가스 배출계수(2006년 발열량 기준)를 적용하였으며[10]²), 고유배출계수가 없는 연료는 IPCC 1996 인벤토리 지침의 배출계수를 적용하였다.

에너지 소비 및 온실가스 배출 통계는 1990~2012년 기간 에너지 밸런스 통계와 1990~2011년 기간 국가 온실가스 인벤토리를 입력하였다[8, 9]. 2012년부터 모형을 통해 시뮬레이션하였다. 인구, 가구, 국내총생산, 산업구조 등 주요 활동도 자료의 1990~2011년 통계를 입력하고[14, 15], 2012~2035년까지는 제2차 에너지기본계획의 전체치를 이용하였으며[7], 2035년 이후는 추세를 반영하였다. 발전설비 자료는 전력거래소의 통계[11]를 이용하여 1961~2012년 발전설비용량 및 발전량 자료를 입력하였다.³) 2027년까지는 제6차 전력수급기본계획의 설비 신설 및 폐지계획을 입력하였으며[12], 2027년부터는 설비 수명 이후 발전설비를 폐기하고, 내생적으로 발전설비를 추가하되 가동은 급전순(merit order)으로 하였다. 발전설비 예비율은 2013년 7.4%에서 2027년에는 17.7%(6차 전력수급기본계획 반영)가 되며, 이후 유지하는 것으로 가정하였다[12]. 에너지 수요에 필요한 모든 화석연료와 우라늄은 해외에서 수입 가능한 것으로 가정하였으며, 재생에너지는 국내 기술적 잠재량 범위 이내로 제한하였다[6, 13].

시나리오는 (1) 기준 시나리오(Business-As-Usual,

BAU), (2) 성장률 감소(Low Economic Growth, LG), (3) 산업구조 변화(Industrial Structural Change, SC), (4) 최종에너지 수요관리 강화(Demand Management Improvement, DM), (5) 발전 부문 저탄소화(Power Decarbonization, PD), (6) 연료대체(Fuel Change, FC), (7) 비에너지부문 저감(Non-Energy Sector Mitigation, NE)으로 수립하였다. (1) 시나리오에서 (7) 시나리오로 넘어가면서, 이전 시나리오에 비해 감축노력이 추가되며, (6) 연료대체 시나리오는 에너지 부문의 온실가스 감축을 나타내며, (7) 비에너지부문 저감 시나리오는 탈무성 배출, 공정상 배출, 농업, 폐기물, 토지이용 변화 및 산림 등 비에너지부문까지 포함한 온실가스 순배출량의 감축을 나타낸다.

기준 시나리오는 2035년까지 제2차 에너지기본계획[7]의 부문별, 에너지원별 최종에너지 수요 전망을 적용하였으며, 2035년 이후는 최종에너지가 동일하게 유지되는 것으로 가정하였다.⁴) 기준 시나리오에서 2011~2050년 기간 국내총생산이 연평균 2.40% 증가하는데 비하여, 성장률 감소 시나리오에서는 동기간 경제성장률은 2.11% 증가하여 성장률이 상대적으로 낮게 가정하였다. 기준 시나리오와 성장률 감소 시나리오의 산업 구조는 동일하게 설정하였는데, 총부가가치 대비 제조업과 서비스업의 비중이 2011년에 각각 32%, 57%에서 2050년에 33%, 61%로 둘 다 증가하는 것으로 가정하였다. 하지만 산업구조 변화 시나리오에서는 2050년에 제조업이 30%, 서비스업이 65%로 제조업 비중은 약간 감소하고, 서비스업중의 비중이 증가하는 것으로 가정하였다. 2011년 최종에너지 원단위(TOE/백만원, 2005년 불변가격)는 0.190이었는데 산업구조 변화 시나리오에서 2050년에 0.084로 개선되지만, 수요관리 강화 시나리오에서는 2050년까지 에너지원단위를 0.042로 산업구조 변화

- 2) 2011년 발열량 기준의 새로운 탄소배출계수가 발표되어 2012~2016년 기간에 인벤토리 산정시 적용될 예정이지만, 본 연구에서는 2006년 발열량 기준으로 온실가스 배출량을 산정하였다.
- 3) 본 연구에서 발전 설비의 기술 구분은 원자력, 무연탄 화력, 유연탄 화력, 석유 화력, 내연력, 천연가스 화력, 가스복합화력, 집단에너지, 양수발전, 대수력, 소수력, 육상풍력, 해상풍력, 태양광, 지열발전, 조력발전, 조류발전, 폐기물 소각발전, 매립가스 및 바이오가스 발전, 부생가스 발전, 연료전지, IGCC, 유연탄 화력+CCS, 천연가스 화력+CCS, 바이오매스 화력+CCS 등으로 하였다. CCS(Carbon dioxide Capture and Storage, 이산화탄소 포집 및 저장)는 해당 화력발전소의 이산화탄소를 90% 포집하는 것으로 가정하였다.
- 4) 제2차 에너지기본계획[7]에서 최종에너지 수요는 기준 전망에서 2030년과 2035년 사이에 정점을 지나서 감소하고 있다. 본 연구에서는 과거의 에너지수요 전망이 정점을 지난 전례가 없었기 때문에, 기준 시나리오에서 최종에너지 수요가 2035년 이후에 동일 수준을 유지하는 것으로 가정하였다.

시나리오 대비 절반 저감하는 것으로 가정하였다. 수요관리 강화 시나리오까지는 원자력, 석탄, 가스복합화력, 태양광, 육상풍력 등을 확대하여 발전 설비 부족을 해소한다면, 전력 저탄소화 시나리오에서는 안전 및 폐기물 관리 문제로 인해 원자력의 확대 대신에 현 수준 유지, 가스복합화력, 해상풍력, 태양광, 육상풍력을 확대하고, 2020년 이후 석탄화력+CCS(이산화탄소포집및저장), 2030년 이후 가스복합+CCS, 2040년 이후 바이오매스발전+CCS 등을 확대하여 전력수요를 충족하도록 하였다. 이산화탄소 포집량은 국내 이산화탄소 지중저장소의 잠재량 및 로드맵 등을 고려하였다[3, 16]. 연료대체 시나리오에서는 가스, 전력, 재생에너지 등 저탄소 연료의 비중을 강화하였다. 비에너지부문 배출량은 1990~2011년 기간 추이[9]를 2050년까지 외삽하였는데, 비에너지부문 저감 시나리오에서는 2050년까지 비에너지부문 배출원은 2011년 배출량의 절반 수준으로 저감하고, 흡수원은 30% 확대하는 것으로 가정하였다.

3. 분석결과

1990~2011년 기간 국내 인구는 연평균 0.71% 증가하였으며, 국내총생산(2005년 불변가격 기준)은 연평균 5.26% 증가하였다. 총부가가치 중에서 제조업이 차지하는 비중은 1990년 20%에서 2011년 32%로 증가하여, 제조업이 경제 성장을 견인하였으며, 석유화학, 비금속, 1차철강 등 3대 에너지다소비업종의 부가가치 비중도 7.0%에서 8.2%로 다소 증가하였다. 경제가 성장하면서 1990~2011년 기간 최종에너지 소비는 연평균 4.95% 증가하였으며, 특히 전력 소비는 연평균 7.78% 증가하였다. 전환 부문의 에너지 손실을 포함하는 1차에너지는 지난 20여년 간 연평균 5.32% 증가하였다. 온실가스 총배출량은 연평균 4.17% 증가하였으며, 총배출량의 약 80% 이상을 차지하는 연료연소 부문 온실가스 배출량은 연평균 4.47% 증가하였다(<표 1> 참고).

현재의 정책과 소비 행태 등이 미래에도 유지되는 것으로 가정한 기준 시나리오에서 과거의 20여년에 비해 둔화되지만 그래도 여전히 2011~2030년 기간 인구는 연평균 0.25%, 국내총생산은 연평균 3.00%, 최종에너지는 연평균 1.12%, 전력 소비는 연평균 2.74%, 총에너지는 연평균 1.80%, 온실가스 총배출량은 연평균 1.29%, 연료연소부문 배출량은 연평균

1.26% 증가할 전망이다. 기간을 2050년까지 확장하면 인구는 연평균 0.09% 감소, 국내총생산 연평균 2.40% 증가, 최종에너지 0.54% 증가, 전력 소비 연평균 1.50% 증가, 총에너지 0.99% 증가, 온실가스 총배출량 0.59% 증가, 연료연소부문 배출량 연평균 0.45% 증가할 전망이다. 1인당 연료연소부문 온실가스 배출량은 1990년 5.5톤, 2011년 11.9톤, 2030년 14.4톤, 2050년 14.6톤에 이를 전망이다.

기준 시나리오에서 최종에너지 소비는 2011년 205.9백만TOE에서 2030년 254.3백만TOE를 정점으로 2050년까지 254.1백만TOE 수준에서 안정화될 전망이다. 2050년에도 석유의 비중(39%)은 감소하지만 여전히 가장 큰 비중을 차지하며, 전기(28%)가 그 다음을 차지할 전망이다. 석탄(15%)의 절대량은 감소하지 않지만 비중은 약간 감소하게 되며, 재생에너지(3%)는 절대량은 다소 늘어나지만 비중은 현 수준을 유지하는 수준이다(<그림 1> 참고). 부문별로 보면, 2050년에도 제조업(56%)이 여전히 과반을 차지하며, 교통 부문(18%)이 두 번째로 큰 비중을 차지하고, 상업 부문(11%)이 가정 부문(10%)을 넘어설 전망이다(<그림 2> 참고).

전력 수요가 증가함에 따라, 전력 생산량과 발전 설비 규모도 더욱 증가할 전망이다. 발전량은 2011년 496TWh에서 2050년에 886TWh로 증가하고, 설비용량은 2011년 약 80GW에서 2050년에 176GW로 증가할 전망이다. 원자력과 석탄을 이용하여 대부분의 전력을 생산할 전망이다. 발전 부문 온실가스 배출량은 2036년을 정점으로 원전의 발전량 비중이 증가하면서 감소할 전망이다. 발전 믹스는 2011년에 원전 31%, 석탄 40%, 가스 21%, 신재생(신에너지, 수력, 비수력 재생에너지 포함) 2%이었는데, 2050년에는 원전 53%, 석탄 35%, 가스 5%, 신재생 6%가 될 전망이다(<그림 3> 참고).

최종에너지와 전환 부문을 포함하는 1차에너지의 공급은 2011년에 277백만TOE에서 2050년에 406백만TOE로 증가할 전망이다. 1차에너지 중에서 2011년에 석유 38%, 석탄 30%, 천연가스 17%, 원자력 12%, 신재생 3%를 차지하고 있었지만, 2050년이 되면 원자력 30%, 석탄 28%, 석유 25%, 신재생 3%가 되어, 석유의 비중은 감소하고 원자력이 가장 큰 비중을 차지할 전망이다(<그림 4> 참고).

2011년에 온실가스 총배출량은 6억9천8백만톤이었으며, 연료연소 부문은 이 중에서 약 85%, 5억9천

Table 1. Trend of major indicators in the past and BAU scenario

	1990	2000	2011	2020	2030	2040	2050	Annual Average Growth Rate (%)			
								'90~'11	'11~'30	'30~'50	'11~'50
Population (Million person)	42.9	47.0	49.8	51.4	52.2	51.1	48.1	0.7	0.2	-0.4	-0.1
Household (Million)	11.2	14.5	17.7	19.9	21.7	22.7	23.5	2.2	1.1	0.4	0.7
GDP (2005 Trillion Won)	369	695	1,082	1,447	1,898	2,308	2,729	5.3	3.0	1.8	2.4
Value Added (%)											
- Agriculture, forestry, fishery and mining	6.5	4.3	3.1	2.2	1.6	1.2	0.8				
- Manufacturing	19.9	25.0	31.6	35.1	36.1	35.2	33.0				
- Petrochemical, non-metallic, iron and steel	7.0	8.0	8.2	8.5	7.8	6.9	6.1				
- SOC	13.6	9.9	8.2	7.4	6.5	5.9	5.5				
- Service	60.0	60.8	57.1	55.3	55.8	57.8	60.7				
Oil price (Dubai, \$/bbl)	20	27	106	124	136	140	140	8.3	1.3	0.1	0.7
GDP per capita (2005 Million won)	8.6	14.8	21.7	28.1	36.4	45.2	56.7	4.5	2.7	2.2	2.5
Primary energy (Million TOE)	93	193	277	349	388	401	406	5.3	1.8	0.2	1.0
Final energy (Million TOE)	75	150	206	238	254	254	254	4.9	1.1	0.0	0.5
Electricity share among final energy (%)	11	14	19	22	26	28	28				
Electricity consumption (TWh)	94	240	455	606	760	815	815	7.8	2.7	0.3	1.5
Electricity generation (TWh, Utilities)	107	262	496	659	827	886	886	7.6	2.7	0.3	1.5
Primary energy per capita (TOE per capita)	2.17	4.10	5.56	6.79	7.44	7.86	8.44	4.6	1.5	0.6	1.1
Final energy per capita (TOE per capita)	1.74	3.19	4.14	4.62	4.88	4.97	5.28	4.2	0.9	0.4	0.6
Electricity consumption per capita (MWh per capita)	2.20	5.10	9.14	11.78	14.58	15.94	16.93	7.0	2.5	0.8	1.6
Primary energy intensity (TOE/2005 Million won)	0.25	0.28	0.26	0.24	0.20	0.17	0.15	0.1	-1.2	-1.6	-1.4
Final energy intensity (TOE/2005 Million won)	0.20	0.22	0.19	0.16	0.13	0.11	0.09	-0.3	-1.8	-1.8	-1.8
GHG total emission (MTCO ₂ eq)	296	511	698	814	891	912	877	4.2	1.3	-0.1	0.6
GHG net emission (MTCO ₂ eq)	270	470	655	770	844	864	828	4.3	1.3	-0.1	0.6
GHG emission from fuel combustion (MTCO ₂ eq)	236	407	590	689	749	753	703	4.5	1.3	-0.3	0.4
GHG emission from electric power (MTCO ₂ eq)	36	117	241	310	336	336	285	8.5	1.8	-0.8	0.4
Total emission per capita (TCO ₂ eq)	6.9	10.9	14.0	15.8	17.1	17.8	18.2	3.4	1.0	0.3	0.7
Net emission per capita (TCO ₂ eq)	6.3	10.0	13.2	15.0	16.2	16.9	17.2	3.6	1.1	0.3	0.7
Per capita emission from fuel combustion (TCO ₂ eq)	5.5	8.6	11.9	13.4	14.4	14.7	14.6	3.7	1.0	0.1	0.5
Emission intensity of electricity (gCO ₂ eq/kWh)	335	447	486	471	406	379	322	1.8	-0.9	-1.2	-1.1
Emission intensity from fuel combustion (TCO ₂ eq/2005 Million won)	0.64	0.59	0.55	0.48	0.39	0.33	0.26	-0.7	-1.7	-2.1	-1.9
Total emission intensity (TCO ₂ eq/2005 Million won)	0.80	0.74	0.64	0.56	0.47	0.40	0.32	-1.0	-1.7	-1.9	-1.8
Net emission intensity (TCO ₂ eq/2005 Million won)	0.73	0.68	0.61	0.53	0.44	0.37	0.30	-0.9	-1.6	-1.9	-1.8

Note. Statistical data from 1990 to 2011, while simulation data after 2011. Differences of simulation data compared to statistical data in 2011 are 0.0% for final energy consumption, +3.4% for primary energy supply, -3.5% for GHG total emission and -3.8% for GHG net emission. It is estimated that those differences result from different activity data, different IPCC Tier levels of emission factors, differences of power plants' characteristics etc.

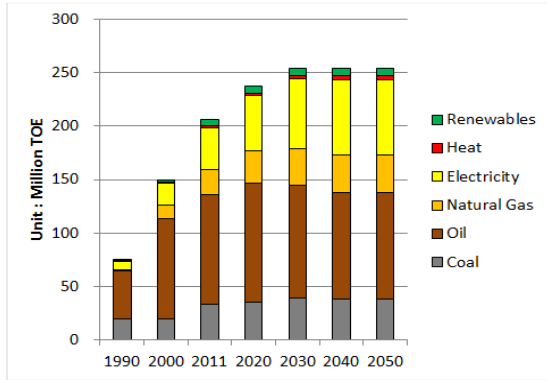


Fig. 1. Final energy forecast by energy sources in the BAU scenario

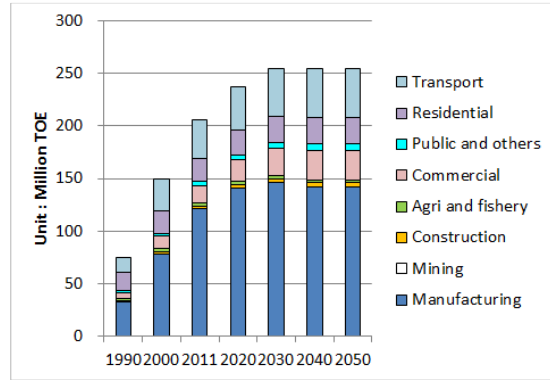


Fig. 2. Final energy forecast by sectors in the BAU scenario

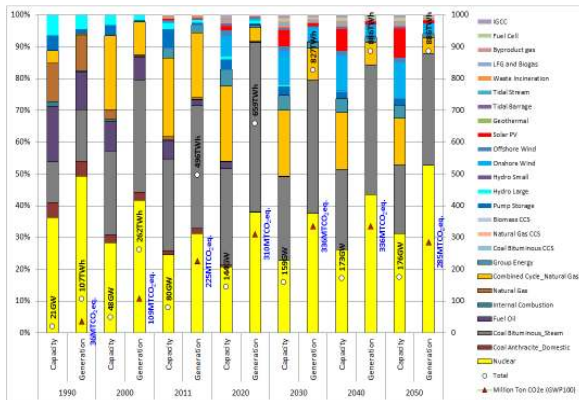


Fig. 3. Electric capacity and generation forecast in the BAU scenario

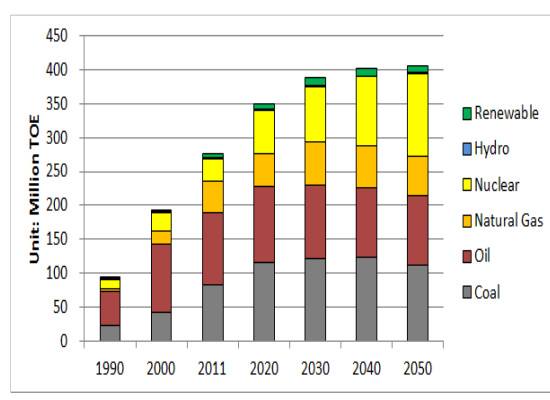


Fig. 4. Primary energy forecast in the BAU scenario

만톤을 배출하였다. 연료연소 부문 중에서는 발전 부문이 가장 큰 비중을 차지하고, 3대 다배출 산업(철강, 비금속광물, 석유화학 업종), 도로 교통 등의 순이다. 건물 부문 중에서는 가정 부문이 상업·공공·기타 부문에 비해 에너지 소비는 적지만 온실가스 배출량이 많은데, 이는 상업·공공·기타 부문에서는 주로 전력을 사용하고, 전력 사용에 따른 배출량은 발전 부문에서 산정되기 때문이다. 연료연소 부문 온실가스 배출량이 2036년까지 증가하다가 이후 감소하는데, 이는 전환 부문에서 원전 비중이 증가하면서 석탄 및 가스 화력의 비중이 감소한데 기인한다(<그림 5> 참고).

본 연구에서 기준안과 성장률 둔화, 에너지저소비 산업구조로 전환, 에너지원단위 개선, 발전부문 저탄소화, 저탄소 연료로의 대체, 비에너지부문 저감 등의 시나리오별 연료연소 부문 온실가스 배출량 변화는 <그림 6>과 같다. 참고로 비에너지부문 저감 시나리오에서는 비에너지부문 저감을 다루고 있기 때문에, 연료연소부문 배출량은 저탄소 연료로의 대체 시나리오와 동일하다.

기준 시나리오에서 2011~2050년 기간 GDP 연평균 성장률이 2.40%일 때, 총에너지는 연평균 0.99% 증가하고, 연료연소 부문 온실가스 배출량은 연평균 0.45% 증가하였다. 하지만 경제 성장률이 향후 40여년간 연평균 2.11% 증가로 0.29%p 감소하는 시나리오에서는 2011~2050년 총에너지의 연평균 증가율은 0.80%로 기준 시나리오와 비교하여 0.19%p 감소하고, 연료연소 부문 온실가스 배출량의 연평균 증가율은 0.23%로 기준 시나리오 대비 0.22%p 감소하였다.

기준 시나리오와 성장률 감소 시나리오에서는 제조업의 부가가치 비중이 2011년 32%에서 2035년 36%로 증가하다가 2050년에 33%로 감소한 반면, 산업 구조 변화 시나리오에서는 경제 성장률이 성장률 감소 시나리오와 동일한 상태에서 제조업의 부가가치 비중이 2035년 36%에서 2050년에 30%로 3%p 더 감소하는 것으로 가정하였다. 이 경우 2011~2050년 기간 총에너지와 연료연소 부문 온실가스 배출량의 연평균 증가율은 각각 0.55%, -0.07%가 되어, 성장률 감소 시나리오 대비 0.25%p, 0.30%p 감소하였다.

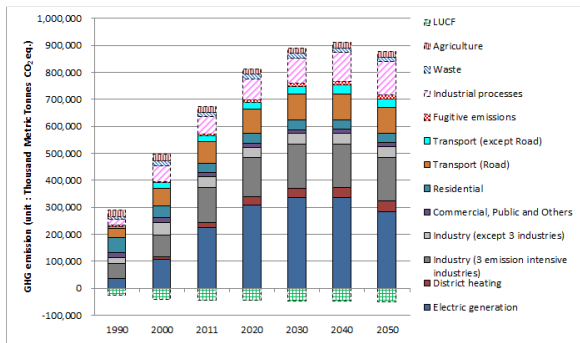


Fig. 5. GHG emission forecast in the BAU scenario

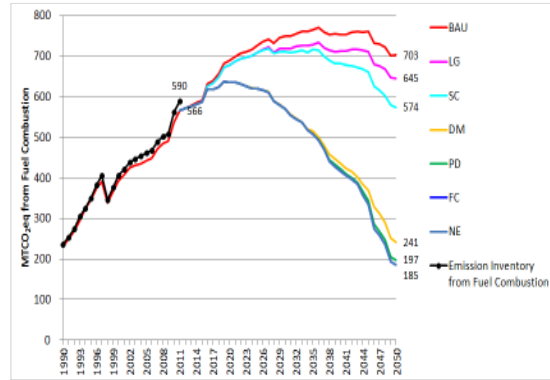


Fig. 6. GHG emission forecast from fuel combustion by scenarios

Note 1. Colored parts represent emission from fuel combustion while patterned parts do emission from fugitive and non-energy sector. Industry is sum of agriculture, forestry, and fishery, mining, manufacturing, and construction. Three emission intensive industries are iron and steel, non-metallic mineral, and petrochemical.

Note 2. Emission numbers are produced from modeling. Emission inventory from fuel combustion in 2011 is 590 Million TCO₂eq while modeling number is 566 Million TCO₂eq, about 4% lower than inventory data.

Note 3. BAU : Business-As-Usual, LG : Low Economic Growth, SC : Industrial Structural Change, DM : Demand Management Improvement, PD : Power Decarbonization, FC : Fuel Change, NE : Non-Energy Sector Mitigation.

에너지 수요관리 강화 시나리오에서는 모든 부문에서 최종에너지 원단위를 산업구조 변화 시나리오와 비교하여 2030년까지 20% 개선하고, 2050년까지 50% 개선하는 것으로 가정한 결과, 2011~2050년 기간 총에너지와 연료연소 부문 배출량의 연평균 증가율은 각각 -1.27%, -2.27%가 되어, 산업 구조 변화 시나리오 대비 1.82%p, 2.20%p 감소하였다.

발전 부문 저탄소화 시나리오에서는 원자력을 2035년까지 신설하되 수명후 폐기되는 설비로 인해 원전의 설비용량은 현 수준으로 유지하고, 석탄화력은 계획된 설비 외에 CCS가 부차되지 않으면 더 이상 신설하지 않으며, 2020년부터 석탄화력+CCS, 2030년 이후 가스복합+CCS, 2040년 이후 바이오매스발전+CCS 등을 확대하고 가스복합화력, 해상풍력, 태양광, 육상풍력 등을 확대하여, 전력수요를 충족하도록 하였다. 2050년에 원전, 석탄, 신재생, CCS의 발전량 비중은 최종에너지 수요관리 강화 시나리오에서 각각 58%, 17%, 17%, 0%인 반면, 전력 저탄소화 시나리오에서는 각각 45%, 2%, 31%, 15%로 원전 비중의 감소분은 재생에너지 비중의 증가로, 석탄화력의 비중 감소분은 CCS 비중 증가로 나타났다. 전력 저탄소화 시나리오에서는 2011~2050년 기간 총에너지와 연료연소 부문 배출량의 연평균 증가율은 각각 -1.37%, -2.77%가 되어, 에너지 수요관리 강화 시

나리오 대비 0.10%p, 0.50%p 감소하였다.

석탄과 석유의 비중이 감소하는 대신 재생에너지와 전력의 비중이 증가하는 연료대체 시나리오에서는 2011~2050년 기간 총에너지와 연료연소 부문 배출량의 연평균 증가율은 각각 -1.13%, -2.93%가 되어, 발전 부문 저탄소화 시나리오 대비 총에너지의 연평균 증가율은 0.24%p 증가한 반면(전기 사용 증가에 따른 전환 손실에 기인), 연료연소 부문 배출량의 연평균 증가율은 0.16%p 감소하였다.

비에너지부문 배출량은 1990~2011년 기간 추이를 2050년까지 외삽하였는데, 비에너지부문 저감 시나리오에서는 2050년까지 비에너지부문 배출원은 2011년 배출량의 절반 수준으로 저감하고, 흡수원은 30% 확대하는 것으로 가정하였다. 따라서 총에너지와 연료연소 부문 온실가스 배출량은 연료대체 시나리오와 동일한 반면, 비에너지부문 배출량을 포함한 국가 순배출량은 훨씬 감소하였다. 2011~2050년 기간 국가 순배출량의 연평균 증가율은 연료대체 시나리오에서 -1.89%인 반면, 비에너지부문 감축 시나리오에서는 -3.21%로, 1.32%p 더 감소하였다.

연료연소 부문 온실가스 배출량이 가장 적은 시나리오는 연료대체 시나리오와 비에너지부문 저감 시나리오이다. 두 시나리오의 최종에너지 원별, 부문별, 발전 구성, 1차에너지, 온실가스 배출량 등의 변화는

다음과 같다.

연료대체 시나리오와 비에너지부문 저감 시나리오에서 2050년에 최종에너지 수요는 기준 시나리오 대비 59% 감소하였으며, 2011년 대비 50% 감소하여 1993년의 최종에너지 수요와 비슷한 수준이었다. 에너지원별로는 석탄이 가장 많이 감소하였으며, 석유, 가스 순으로 감소하였다. 반면에 온실가스 배출이 적은 열, 재생에너지, 전기는 증가하였다(<그림 7> 참고). 2011년에 최종에너지 원별 비중은 석유 50%, 전기 19%, 석탄 16% 순이었는데, 2050년에는 전기 38%, 석유 30%, 가스 15% 순으로 바뀌었다.

부문별로는 제조업이 2011년 최종에너지 소비량의 59%를 차지하여 가장 큰 비중을 차지하였으며, 2050년에는 49% 수준으로 감소하였다. 제조업은 2050년에 기준 시나리오 대비 65% 감소, 2011년 대비 58% 감소하였다. 가정 부문의 2050년 최종에너지 수요는 기준 시나리오 대비 50% 감소, 2011년 대비 42% 감소하였다. 상업 부문은 2050년에 기준 시나리오 대비 50% 감소, 2011년 대비 12% 감소하였다. 공공·기타 부문은 2050년에 기준 시나리오 대비 55% 감소, 2011년 대비 39% 감소하였다. 수송 부문은 2050년에 기준 시나리오 대비 55% 감소, 2011년 대비 44% 감소하였다(<그림 8> 참고).

2050년 발전량은 기준 시나리오 대비 44% 감소, 2011년 대비 1% 증가하는 수준이었다. 발전량 구성은 원자력, 석탄, 신재생에너지의 비중이 2011년 각각 31%, 40%, 2%이었는데, 2050년 기준 시나리오에서는 53%, 35%, 6%, CCS는 0%이며, 연료대체와 비에너지 저감 시나리오에서는 38%, 2%, 32%이며, CCS가 23%(기준 시나리오 0%)를 차지한다. CCS의 대부분은 석탄 CCS이었다(<그림 9> 참고).

2050년에 발전 설비용량은 기준 시나리오 대비

31% 감소하지만, 2011년과 비교해서는 51% 증가한다. 발전 설비용량의 구성은 원자력, 석탄, 신재생에너지의 비중이 2011년 각각 25%, 30%, 4%이었는데, 2050년 기준 시나리오에서는 31%, 22%, 26%이며, 연료대체와 비에너지 저감 시나리오에서는 18%, 1%, 56%이며, CCS가 17%(기준 시나리오에서 0%)를 차지한다. 연료대체와 비에너지 저감 시나리오에서 2050년에 발전기술별 설비용량은 원자력 22GW, 석탄 1GW, 신재생 67GW(태양광 17GW, 육상풍력 22GW, 해상풍력 21GW), 석탄CCS 20GW 수준이다. 재생에너지의 설비용량은 국내 기술적 잠재량 범위 안이다. 2030년 이후 석탄 CCS가 신설되고, 2050년에 연간 1억톤의 이산화탄소를 포집하게 된다(<그림 10> 참고).

발전 부문의 온실가스 배출량은 2011년 241MTCO₂eq에서, 2050년에 기준 시나리오는 285MTCO₂eq로 2011년 대비 18% 증가하며, 연료대체와 비에너지 저감 시나리오에서는 39MTCO₂eq로 2011년 대비 85% 감소하고, 기준 시나리오 대비 86% 감소하여 발전 부문에서 온실가스 배출량이 크게 감소하였다. 발전부문 배출원단위는 2011년 486gCO₂eq/kWh에서 2050년에 기준 시나리오 322gCO₂eq/kWh, 연료대체와 비에너지 부문 저감 시나리오에서 78gCO₂eq/kWh으로 감소하였다. 연료대체와 비에너지 부문 저감 시나리오에서 전력 배출원단위는 기준 시나리오 대비 76% 감소, 2011년 대비 84% 감소하였다.

2050년에 1차 에너지는 2011년 대비 36%, 기준 전망 대비 56% 감소하였다. 1차 에너지원의 구성은 2011년에 석탄 30%, 석유 38%, 천연가스 17%, 원자력 12%, 수력을 포함한 신재생에너지 3%에서 2050년에 기준 시나리오는 석탄 28%, 석유 25%, 천연가스 15%, 원자력 30%, 신재생 3% 순이다. 하지만 연

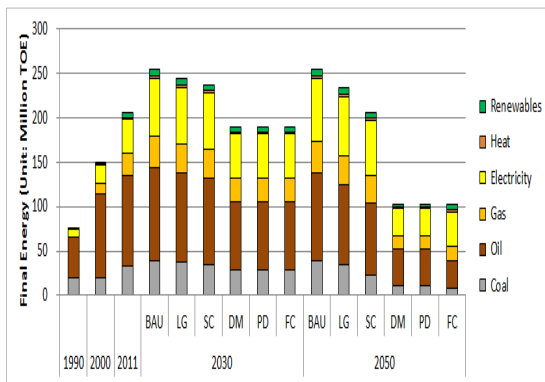


Fig. 7. Final energy forecast by energy sources by scenarios

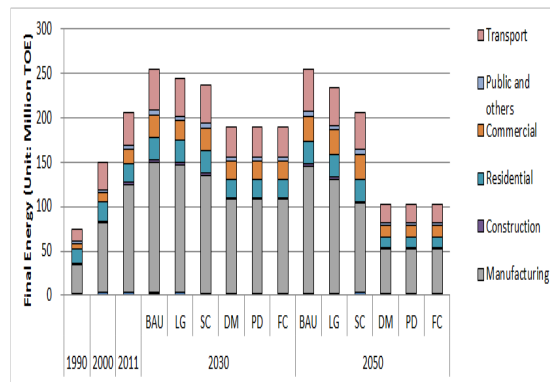


Fig. 8. Final energy forecast by sectors by scenarios

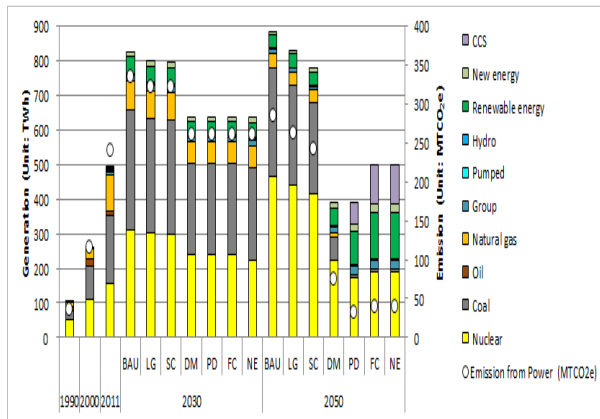


Fig. 9. Electric generation forecast by scenarios

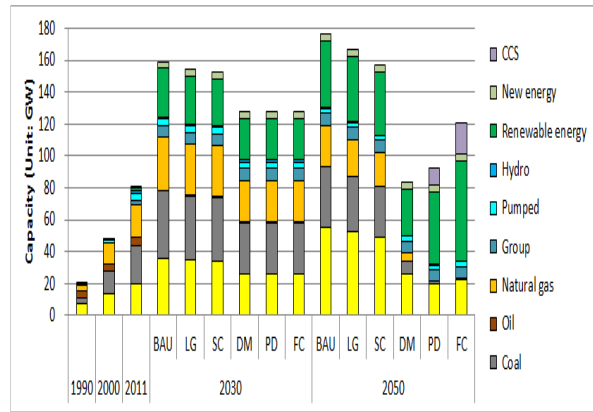


Fig. 10. Electric capacity forecast by scenarios

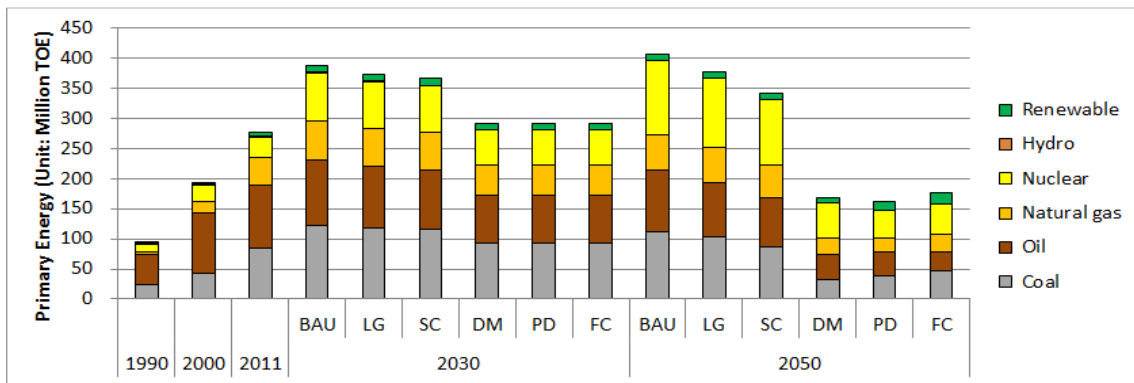


Fig. 11. Primary energy forecast by scenarios

료대체와 비에너지부문 저감 시나리오에서는 2050년에 석탄 27%, 석유 18%, 천연가스 16%, 원자력 28%, 신재생 12% 순이다. 석탄 CCS 발전이 사용되면서 석탄의 비중 감소가 적었으며, 석유의 비중은 크게 감소하고, 천연가스는 현 비중에서 약간 감소하고 원자력과 신재생에너지의 비중이 크게 증가하였다. 2050년에 석탄과 석유, 천연가스는 2011년 절대량 대비 각각 43%, 70%, 40% 감소한 반면, 원자력과 신재생에너지는 49%, 148% 증가하였다(<그림 11> 참고).

2050년까지 연료연소 부문 온실가스 배출량을 2011년 대비 67%, 기준 전망 대비 74% 감축할 수 있는 것으로 분석되었다(<그림 12> 참고). 연료연소 부문의 1인당 온실가스 배출량은 2011년 12톤CO₂eq에서 2050년 기준 시나리오에서는 15톤CO₂eq으로 증가할 전망이다, 연료대체 및 비에너지부문 저감 시나리오에서는 4톤CO₂eq으로 감소하게 된다. 참고로 국가 1인당 온실가스 순배출량은 2011년 13톤CO₂eq에서 2050년 기준 시나리오 17톤CO₂eq으로

증가하고, 연료대체 시나리오 6톤CO₂eq, 비에너지부문 저감 시나리오에서는 4톤CO₂eq으로 분석되었다. 2011~2050년 기간 기준 전망과 저탄소 사회 시나리오(연료대체, 비에너지 부문 저감 시나리오) 간 연료연소 부문 온실가스 누적 감축량에서 경제 성장률의 감소, 산업구조 변화, 에너지수요관리 강화, 발전부문 탈탄소화, 저탄소 연료로의 대체 등이 차지하는 비중은 각각 13%, 9%, 72%, 5%, 1%이었다.

연료연소 부문의 배출량 구성은 2011년에 전환 부문(발전 및 지역난방) 43%, 생산 부문(3대 에너지다 소비산업 및 기타산업) 30%, 수송 부문(도로 및 비도로) 18%, 건물 부문(가정, 상업·공공·기타) 9%이었는데, 2050년 기준 시나리오에서 전환 부문 47%, 생산 부문 28%, 수송 부문 18%, 건물 부문 8%로 전환 부문의 배출량 비중이 증가하였다. 2050년 연료대체와 비에너지부문 저감 시나리오에서는 전환 부문 35%, 생산 부문 30%, 수송 부문 25%, 건물 부문 10%로 전환 부문의 탈탄소화로 전환 부문의 배출량 비중이 감소하게 된다(<그림 13> 참고).

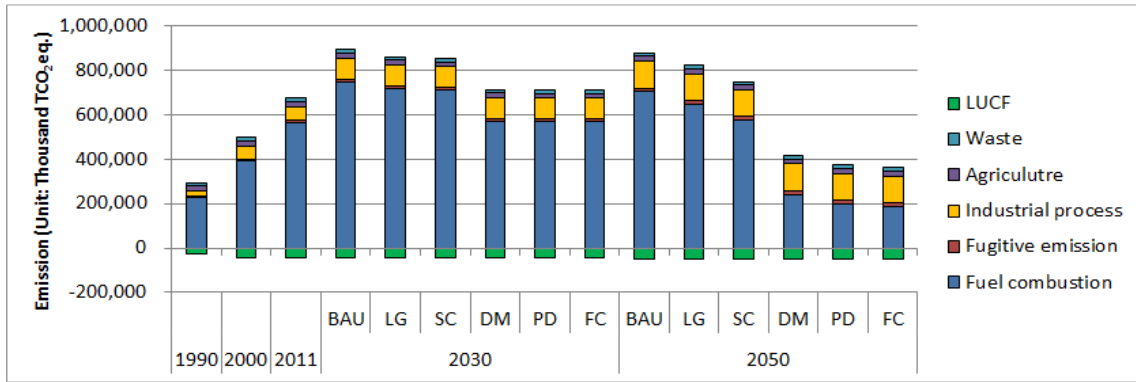


Fig. 12. GHG net emission forecast by scenarios

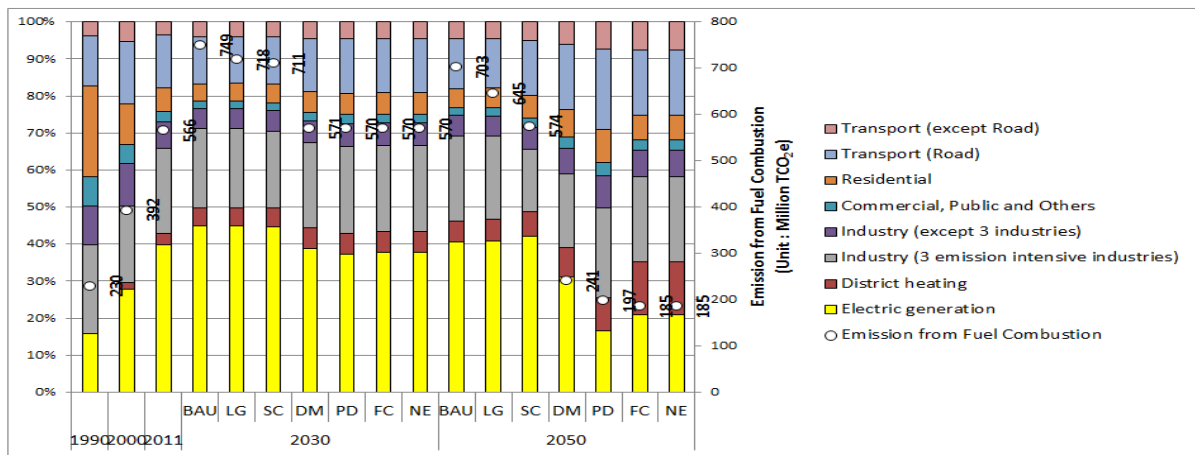


Fig. 13. GHG emission composition by sectors by scenarios

4. 결론

본 연구는 장기 에너지 계획에 활용되는 LEAP 모형을 활용하여, 2050년까지 한국의 에너지 수급 및 온실가스 배출량을 분석하였다. 신기술을 이용한 온실가스 감축 잠재량 분석 연구들[1, 4, 20, 26]에서 기준 시나리오와 대안 시나리오의 경제성장률과 산업구조가 동일하다고 가정하고, 에너지원단위 감소와 발전부문 저탄소화, 연료대체의 감축효과를 분석하였지만, 본 연구는 하부 구조(에너지원단위, 발전부문, 연료대체)의 변화와 상부 구조(경제성장률, 산업구조)의 변화에 따른 효과를 함께 분석하였다.

연료연소 부문 1인당 온실가스 배출량은 2011년 12톤CO₂eq에서 2050년에는 기준 시나리오에서 15톤 CO₂eq으로 증가할 전망이지만, 성장률 감소, 산업 구조 변화, 에너지원단위 개선, 발전 부문 저탄소화, 저탄소 연료로의 대체 등을 통해 4톤CO₂eq으로 저감가능한 것으로 분석되었다. 기준 시나리오와 비교하여

연료대체 시나리오의 온실가스 누적감축량에서 경제성장률의 감소, 저탄소 산업구조 변화, 에너지수요관리 강화, 발전부문 저탄소화, 재생에너지와 전기 등 저탄소 연료로의 대체 등이 차지하는 비중은 각각 13%, 9%, 72%, 5%, 1%이었다. 상부 구조의 변화를 통한 온실가스 감축이 약 22%, 하부 구조의 변화를 통해 약 78%의 온실가스 감축을 기대할 수 있었다. 2050년까지 저탄소 사회로 전환하기 위해서는, 에너지기술 개발과 보급을 통한 에너지시스템의 전환과 경제와 산업구조의 변화가 함께 진행될 때 더욱 효과적이다. 참고로 IEA[20]는 전 세계적으로 6도 시나리오와 2도 시나리오간 온실가스 누적 감축량 중에서 수요부문 효율 개선이 38%, 재생에너지 30%, 탄소포집및저장 14%, 원자력 7%, 발전부문 효율개선 및 연료대체 2%, 수요부문 연료대체 9%를 차지하는 것으로 분석하였다.

2050년 저탄소 사회로 전환할 때, 향후 40년의 한국 경제와 에너지시스템은 지난 20여년의 패턴에서

큰 변화를 요구한다. 1990~2011년 동안 우리나라는 GDP가 연평균 5.3% 증가하였고, 최종에너지 소비는 연평균 4.9% 증가, 총에너지 소비는 연평균 5.3% 증가, 연료연소 부문 온실가스 배출량은 연평균 4.5% 증가하였다. 하지만 한국이 연료연소 부문 1인당 온실가스를 4톤 수준으로 저감하는 저탄소 사회에서는 2011~2050년 기간 GDP는 연평균 2.1% 증가를 전제로, 최종에너지 소비는 연평균 1.8% 감소(2050년까지 2011년 대비 절대량 50% 저감), 총에너지 소비는 연평균 1.1% 감소(2050년까지 2011년 대비 절대량 36% 저감), 연료연소 부문 온실가스 배출량은 연평균 2.9% 감소(2050년까지 2011년 대비 절대량 67% 저감)해야 한다. 2050년 저탄소 사회로 전환하기 위해서는 과거의 패턴에서 급격한 변화가 요구되며, 이를 달성하기 위한 경제와 산업구조의 변화, 에너지 수요 관리 강화와 재생에너지 및 CCS 등 저탄소 에너지 공급 기술 등 혁신적인 에너지 기술 개발과 보급, 전기와 재생에너지 중심의 에너지 소비 구조로의 전환 등이 요구된다. 참고로 선진국 중에서도 제조업 기반이 튼튼하고, 온실가스 감축에 있어서 선도적인 독일의 경우, 2050년까지 온실가스 배출량을 1990년 대비 80% 감축, 1차에너지 소비를 2008년 대비 50% 감축, 전기 소비를 2008년 대비 25% 감축, 최종에너지 소비에서 재생에너지가 60% 차지, 전기 소비에서 재생에너지 비중을 80%로 하는 에너지 컨셉과 에너지 패키지를 2010년과 2011년에 수립하였다[19].

정부는 녹색성장 기본계획, 전력수급기본계획, 에너지기본계획과 온실가스 감축로드맵 등을 통해 경제와 산업구조의 변화, 발전부문 저탄소화, 에너지원단위 개선, 온실가스 감축 관련 정책을 발표해 오고 있다. 하지만 계획 기간을 2050년까지로 확장하고, 2020년과 2030년을 중간 검토 기간으로 하여 녹색성장과 에너지수요관리와 온실가스 감축 목표 등이 연계된 모델링 연구가 요구된다.

본 연구에서 성장을 감소, 산업구조 변화, 에너지원단위 개선, 발전 믹스, 연료 대체, 비에너지부문 감축을 등을 실험적으로 설정하여 분석하였다. 특히 에너지원단위 개선에 의한 온실가스 감축 효과가 가장 높게 설정하였는데, 에너지원단위 개선율을 낮추는 대신, 발전 부문 탈탄소화를 더욱 강화하고, 발전 부문 감축 수단 중에서도 재생에너지의 확대 등 다른 옵션을 검토해 볼 수 있으며, 최종에너지에서 전기와 재생에너지의 비중을 더욱 확대하는 방안도 고려해

볼 수 있다. 따라서 비용을 고려한 적정 성장률과 산업구조 변화, 에너지원단위 개선, 발전 믹스, 연료 대체 등에 대한 포트폴리오 분석이 요구된다. 아울러 본 연구에서 발전 부문에서 전력 안정성을 위한 백업 설비 및 송전망에 대한 추가 고려가 요구되며, 열 부문 감축 효과를 산정하기 위하여 바이오매스 난방 및 태양열 난방 등 열 부문 온실가스 감축 수단의 효과에 대한 연구도 요구된다.

사사

본 연구는 한국에너지기술연구원의 주요사업으로 수행한 결과입니다(B4-2482).

References

1. 관계부처합동: 국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 로드맵, (2014).
2. 관계부처합동: 제2차 녹색성장 5개년 계획, (2014).
3. 국토해양부: 대규모 CO₂ 저장소 지도 최초 발간 동서남해 해역별 저장 유망구조 확인, (2014).
4. 노동운, 오인하: 저탄소 경제시스템 구축 전략 연구 - 상·하향식 통합모형 개발 및 저탄소 정책효과 분석, 에너지경제연구원, (2010).
5. 박년배, 유정화, 조미현, 윤성권, 전의찬: 저탄소 경로 모형을 활용한 2050년 한국의 온실가스 감축 시나리오 비교 분석, 한국대기환경학회지, 28(5), 556-570, (2012).
6. 산업통상자원부: 에너지기본계획 - 신재생에너지 (제2차 에너지기본계획의 신재생에너지 분과 보고서), (2013).
7. 산업통상자원부: 제2차 에너지기본계획, (2014).
8. 산업통상자원부, 에너지경제연구원: 2013 에너지통계연보, (2013).
9. 온실가스종합정보센터: 2013 국가 온실가스 인벤토리 보고서, (2014).
10. 온실가스종합정보센터, 국가 온실가스 배출·흡수계수, (2014).
11. 전력거래소: 전력통계정보시스템, <https://epsisk.px.or.kr>
12. 지식경제부: 제6차 전력수급기본계획(2013~2027), (2013).

13. 지식경제부, 에너지관리공단: 2012 신재생에너지 백서, (2012).
14. 통계청: <http://kostat.go.kr>
15. 한국은행: 경제통계시스템, <http://ecos.bokor.kr>
16. 해양수산부: 대규모 CO₂ 지중저장소 국내 최초 확인, (2012).
17. Council of Economic Advisers: The Cost of Delaying Action to Stem Climate Change, Executive Office of the President of the United States, (2014).
18. Greenpeace and EREC: Energy [R]evolution: a sustainable energy outlook for South Korea, (2012).
19. IEA: Energy Policies of IEA Countries - Germany (2013 Review), (2013).
20. IEA: Energy Technology Perspectives 2014 : Harnessing Electricity's Potential, (2014).
21. IEA: World Energy Outlook, (2014).
22. IPCC: Summary for Policymakers, Climate Change 2013 : The Physical Science Basis, (2013).
23. IPCC: Summary for Policymakers, Climate Change 2014 : Mitigation of Climate Change, (2014).
24. Park, N.B., Lee, S.H., Han, J.Y., and Jeon, E.C.: Feasibility Analysis of Alternative Electricity Systems by 2030 in the Post-Fukushima Era, Asian Journal of Atmospheric Environment, 8(1), 59-68, (2014).
25. Park, N.B., Yun, S.J., Jeon, E.C.: An analysis of long-term scenarios for the transition to renewable energy in the Korean electricity sector, Energy Policy, 52, 288-296, (2013).
26. SDSN and IDDRI: Pathways to Deep Decarbonization, (2014).
27. Stern: Stern Review on the Economics of Climate Change, (2006).