

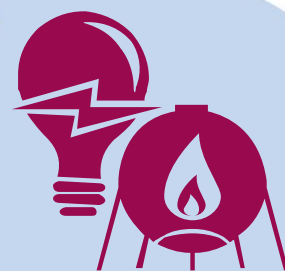
유틸리티

Overweight
(Maintain)

2016. 10. 31

파리협약 발효가 미칠 영향

국제사회의 온실가스 감축이 본격화될 전망이다. 2020년 감축 목표 달성은 어려워 보이나, 협약 탈퇴나 감축 목표 후퇴보다는 국민 수용성 개선, 합리적인 감축 배분, 정책 투명화를 바탕으로 실질적인 감축에 매진할 가능성이 높다. 감축 정책이 기업 실적에 영향을 줄 때까지 시간적 갭이 존재할 것으로 보이나, 규제 내용에 따라 밸류에이션 변화가 빠른 유틸리티 산업은 변화가 빠르게 나타날 가능성이 높다. 감축 강도가 높아질수록 긍정적 영향이 기대된다.



유틸리티/태양광

Analyst **김상구**

02) 3787-4764

sangku@kiwoom.com

키움증권

Contents



I. Investment Summary 3

- > 파리협약 발효, 피할 수 없다면... 3
- > 2020년 목표 달성 불가능, 정책과 제도의 투명성 개선 기대 3
- > 전력, 감축 목표 달성에 근접, 역할 확대 가능성 4

II. 에너지 소비와 온실가스 배출 현황 5

- > 에너지원별 소비, 전력이 으뜸 5
- > 경제적 효용은 전력이 석유의 약 4.7배 8
- > 온실가스 배출 현황 10

III. 온실가스 감축 목표 및 이슈 13

- > 온실가스 감축 목표 13
- > 2030 온실가스 감축 로드맵, 대폭적인 수정 가능성 18

IV. 파리협약 발효가 미칠 영향 22

- > 기후변화 대응 강화, 긍정적 영향 미칠 것 22
- > 에너지 요금과 수요조절 30

IV. IEA 제안, 전력시장 개방 34

재무제표 37

- 당사는 10월 28일 현재 상기에 언급된 종목들의 발행 주식을 1% 이상 보유하고 있지 않습니다.
- 당사는 동자료를 기관투자자 또는 제3자에게 사전제 공한 사실이 없습니다.
- 동자료의 금융투자분석사는 자료작성일 현재 동자료 상에 언급된 기업들의 금융투자상품 및 권리를 보유하고 있지 않습니다.
- 동자료에 게시된 내용들은 본인의 의견을 정확하게 반영하고 있으며, 외부의 부당한 압력이나 간섭 없이 작성되었음을 확인합니다.

파리협약 발효가 미칠 영향

>>> 에너지 소비와 온실가스 배출 현황

전력(발전)은 1차 에너지 소비량의 42%(납사 제외), 온실가스 배출의 37%를 차지한다. 전기차 주행 거리로 환산한 전력의 경제적 효용은 석유 소비 보다 4.7배에 달하는 것으로 분석된다. 석유 소비가 정체된 반면 전력소비 증가가 지속되고 있어 전력 의존도와 온실가스 배출이 증가할 것으로 예상된다. 전력이 에너지 정책과 환경 정책 수정의 중심에 위치할 것으로 예상된다.

>>> 온실가스 감축 목표 및 이슈

2020년까지 30% 온실가스 감축할 계획이나 목표 달성이 어려운 상황이다. 2030년까지 37% 감축을 계획하고 있으며 세부 감축 로드맵을 준비 중이다. 현재의 감축 계획은 수송과 건물부문이 상대적으로 과도하고, 기술적 미성숙, 비용 부담의 형평성 이슈를 내포하고 있어 목표 달성 가능성이 낮아 보인다. 합리적인 감축 목표가 재설정될 가능성이 높다.

>>> 파리협약 발효가 미칠 영향

파리협약 발효는 각국 에너지 정책과 환경 정책에 영향을 미칠 것으로 예상된다. 감축 달성을 위한 세부 정책 수정과 국민적 합의, 정책 투명성, 합리성이 제고될 것으로 예상된다. 전기요금조정을 앞두고 있으나, 요금인하로 인한 수요증가와 온실가스 배출 증가가 확인된 이상 감축을 고려한 요금조정 가능성이 높다.

>>> 전력시장 개방 가능성

온실가스 감축과 지속가능한 전력시스템 구축을 위해 IEA는 전력산업 개혁을 제안하고 있다. 기존 대규모 발전과 송전, 독점 판매로는 기후변화 대응과 지속가능한 전력 시장운동을 도모하기 어렵기 때문이다. 전력시장 개방 등 전력산업의 변화와 민간 참여 확대가 빨라질 것으로 전망한다.

기후대응 정책 변화가 기업 수익구조 변화에 영향을 미치기까지 시간적 갭이 존재하나, 정책 투명성 개선은 밸류에이션 변화를 빠르게 앞당길 것으로 예상, 유틸리티 산업에 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다.

I. Investment Summary

>>> 파리협약 발효, 피할 수 없다면...

파리협약 공식 발효를 앞두고 있다. 이어 개최될 COP22에서는 세부 이행에 대한 진전이 예상된다. 감축 요구 수준이 대단히 높아 유틸리티, 철강, 석유화학 등 산업구조 변화뿐 아니라 수송, 주거 부문의 변화가 예상된다. 배출권 거래, 감축비용, 신용등급 변화 등 금융계에도 직접적인 영향이 예상된다.

특히 관련 계획 상으로는 올 하반기 2030년 온실가스 감축 로드맵 수립, 8차 전력수급계획 등 에너지와 환경 정책 수정이 예정되어 있고, 전기요금제도 개편까지도 함께 맞물려 있어 정책변화가 불가피한 상황이다.

우리는 정부가 온실가스 감축에 적극적으로 대응할 가능성이 높다고 판단한다. 국제 발효로 인해 국민 합의에 대한 정치적 부담이 감소했고, 대외적으로 공표한 강도 높은 감축 목표 달성에 대한 준비가 필요하기 때문이다. 특정 부문의 감축이나 신기술로 해결될 수 있는 수준이 아니며, 사회 전반의 변화가 필요하다.

국내의 미진한 감축 실적으로 인해 단기적으로는 합리적 규제와 균등한 비용 배분을 통한 온실가스 감축, 자원 마련, 감축 유도가 예상된다. 현재 전력부문만 감축 목표 달성이 가능하며 역할 확대 가능성이 높아 보인다. 전력부문을 중심으로 한 감축이 전개될 경우 긍정적 변화가 예상된다.

>>> 2020년 목표 달성 불가능, 정책과 제도의 투명성 개선 기대

현재 배출 상황을 감안할 때 2020년 30% 감축 달성은 어려울 전망이다. IEA나 EU의 제안과 달리 차량과 건축물의 교체를 전제로 하는 수송과 건물 부문의 감축율이 높기 때문이다. 또한 수송과 건물 부문 감축 비용이 2,000조원을 육박할 것으로 예상되어 장기적 접근이 필요하다. 비대칭적인 산업과 가계부문의 감축 비용 부담은 전력요금과 유사한 형평성, 교차보조 이슈도 상존하여 수용성과 현실성 측면에서 취약하다.

발전과 산업부문에 에너지 소비와 온실가스 배출 집중, 발전과 산업 중심으로 환경 정책 수정 불가피

(백만톤)					주요 최종 에너지 소비(백만 toe)								
대상(만)	GHG 배출	2020 감축량	2020 감축률		석탄	비에너지	에너지유	LPG	전력	LNG	집단	원자력	합계
산업	40	435	81	18.5%	35	53			20.5				108.5
상업	300	223(수송 88	수송 34	수송 34.3%			39.8	9.3	12.3				91.9
가정	1,450	건물 135)	건물 45	건물 26.9%					6.2	23	1.5		
전체		695	233	30%	35	53	39.8	9.3	41	23	1.5		213
발전		267	65	24%	44.7		1.7			15.8		33	95.2

자료: 정부, 기후증권 (배출량 2013년 기준, 최종에너지 2014년 기준)

30% 감축을 위한 비용 점검, 수송, 건물 부문의 과다한 감축 비용, 합리적 배분 및 자원 마련 불가피

	보급(생산)	단가	감축비용	가정
수송	승용차 2천만대	3천만원	180조원	30% 전기차 교체
건물	주택 2천만호	3억원	1,800조원	30% 제로에너지 주택 전환
산업	산업체 40만	20\$/톤(배출권)	3조원/년	30% (1.3억톤) 배출권 구입
발전 (연료전환)	550TWh		3.5조원/년	LNG 가동률 35% 가정(29페이지)
발전 (신재생발전)		신재생 2\$/w, (110GW 필요)	450조원	발전량 20%, 신재생 발전 신설

자료: 기후증권 (건축물 중 주택만 계산, 상업용 제외, 산업은 배출권 거래로 가정)

최선의 선택은 2023년 첫 번째 유엔 감축이행 점검에 대한 준비와 합리적인 감축 로드맵 수정에 집중될 가능성이 높다. 국민적 합의를 이끌 수 있는 합리적인 감축 분담과 투명성 제고가 필요하다. 감축 목표, 제도, 정책 투명성이 강화될 것으로 예상된다. 제출된 목표 수정이 불가능한 배경으로 부문간 감축을 수정과 하향식 할당이 진행될 것으로 예상된다. 목표 달성 가능성과 국민적 합의를 고려, 배출량에 비례하는 감축과 비용 할당으로 이어질 가능성이 큰 것으로 전망한다.

특히 발전, 철강, 석유화학 등 온실가스 배출이 많은 산업을 중심으로 큰 변화가 있을 것으로 예상된다. 수익 구조에 직접적인 영향을 미치기까지는 시간적 갭이 있을 것으로 보이나, 규제 내용에 따라 밸류에이션 변화가 빠른 유틸리티 산업은 변화가 가장 빠르게 나타날 수도 있을 것으로 판단된다.

결론적으로 우리는 정부의 감축 강도가 높아질수록 유틸리티 산업은 빠르고 긍정적인 영향을 미칠 것으로 전망한다.

>>> 전력, 감축 목표 달성에 근접, 역할 확대 가능성

전력부문은 1차 에너지 소비의 42%(납사 제외), 온실가스 배출의 37%를 차지한다. 에너지와 온실가스 감축 정책의 중심에 위치하며, 감축 목표 달성 가능한 유일한 분야로 예상된다.

연말을 전후하여 전력요금제도와 전력시장 개편을 중심으로 온실가스 감축 대응이 강화될 것으로 예상된다. 정부의 대응 강도가 강화될 경우 전력부문의 역할 확대 가능성이 높아 보인다.

누진제 논란에도 불구하고 요금인하가 전력수요 증가로 이어짐이 확인된 이상, 요금기능을 통한 수요 조절과 온실가스 감축이 강화될 것으로 예상된다. 누진제 관련 요금인하는 제한적 수준으로 예상되며 사용량이 많은 산업용 경부하 요금 조정이 불가피할 것으로 예상된다. 환경비용이 에너지요금에 반영될 것으로 보이며, 요금기능을 통해 에너지 효율화, 감축 유도를 진행할 것으로 전망한다.

발전부문 온실가스 감축을 위하여 단기적으로는 석탄발전 축소와 가스발전 확대, 장기적으로 원전과 신재생 에너지 확대를 통한 감축 강화가 예상된다. 아울러 전력시장 개방을 통해 전력시장의 효율화, 신재생에너지 투자 확대를 견인하며 지속가능성 전력시스템으로의 전환을 주도할 것으로 예상된다.

파리협약 발효는 한국전력, 한전기술 등 유틸리티 기업과 신재생에너지 관련 기업에 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다. 관련 정책에 대한 관심과 대응 강도 변화에 대한 주의를 기울일 시점으로 판단한다.

II. 에너지 소비와 온실가스 배출 현황

연말을 전후하여 예정된 전기요금제도 개편, 전력시장 개편, 온실가스 감축 로드맵 수정을 앞두고 있다. 정책 전망에 대한 불확실성이 존재하나, 관련 내용의 현황과 제약 조건 등에 대한 점검과 준비가 필요한 시점으로 판단한다. 에너지 소비 및 온실가스 배출 현황을 통해 정책 방향성을 예상해 보자.

분석의 출발은 가장 많이 소비되는 에너지와 가장 많은 온실가스 배출원을 중심으로 에너지 정책과 기후변화 대응 우선 순위가 정해질 것이라는 가장 단순하지만 가장 일반적인 가정에서 출발한다.

특히 국내 온실가스 배출의 90% 이상이 화석연료와 관련되어 있어 에너지 정책과 온실가스 정책의 연계는 보다 강화될 것으로 예상된다.

>>> 에너지원별 소비, 전력이 으뜸

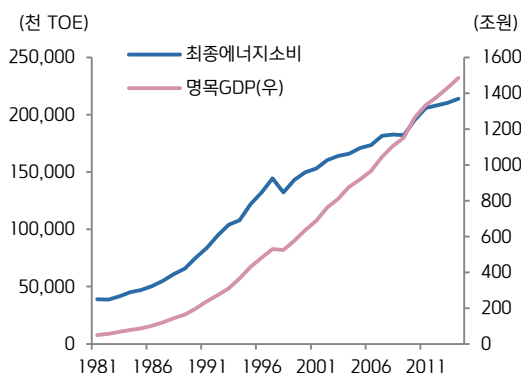
에너지 사용이 증가하고 있다. 다양한 에너지가 사용되고 있으나 계량하는 단위와 효용이 다르고 가격 차이도 크다. 또 가공과정 없이 직접 연료로 사용될 수 있는 1차 에너지와 발전 등 전환과정을 통해 변형된 형태로 소비되는 2차 에너지도 있다. 복잡한 기준으로 에너지간 일대일 비교가 쉽지 않다.

우선 피부로 느껴지는 가장 중요한 에너지는 석유로 여겨진다. 상대적으로 높은 가격에 기인하고 매일 변화하는 국제유가에 노출되어 있기 때문이라고 판단한다. 통계자료와 간단한 계산으로부터 사실 여부를 확인해 보자.

에너지 소비, 연간 2.1억 toe

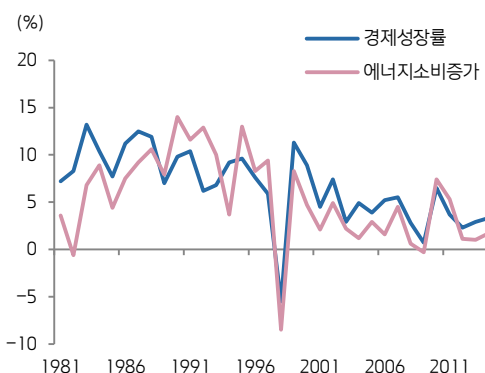
경제성장에 따라 에너지 소비가 증가하고 있다. 최종에너지 기준으로 1981년 에너지 소비량은 연간 3,890만 TOE(석유환산톤, tone of oil equivalent)에서 2014년 21,380만 TOE로 약 5.5배 증가하였다. 같은 기간 국내총생산은 49조원에서 1,485조원으로 증가한다.

경제성장에 따른 에너지 소비 증가 진행



자료: 에너지경제연구원, 한국은행

경제성장률과 에너지 소비증가율도 유사한 흐름



자료: 에너지경제연구원, 한국은행

산업생산에 필요한 에너지 소비 증가와 생활수준 향상에 따른 가정 및 상업용 수요 증가에 따른 자연스런 증가로 판단된다. 결과적으로 경제성장과 에너지소비 증가율이 매우 유사한 궤적을 보이고 있다.

1차 에너지 소비량은 2014년 기준으로 석탄 1,3억톤, 석유 8.2억배럴, 천연가스 3,664만톤이 소비된다. 에너지원별 소비 비중은 석유가 가장 높고 신재생에너지 사용이 점진적으로 증가하고 있다.

1차 에너지 소비 및 에너지원별 비중 (천 toe, %)

	2000	2005	2011	2012	2013	2014
1차에너지	192,887	228,622	276,636	278,698	280,291	282,938
석탄	22.2	24	30.2	29.1	29.2	29.9
석유	52	44.4	38	38.1	37.8	37.1
천연가스	9.8	13.3	16.7	18	18.7	16.9
수력	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
원자력	14.1	16.1	12	11.4	10.4	11.7
신재생	1.1	1.7	2.4	2.9	3.2	3.9
최종에너지	149,852	170,854	205,863	208,120	210,247	213,870

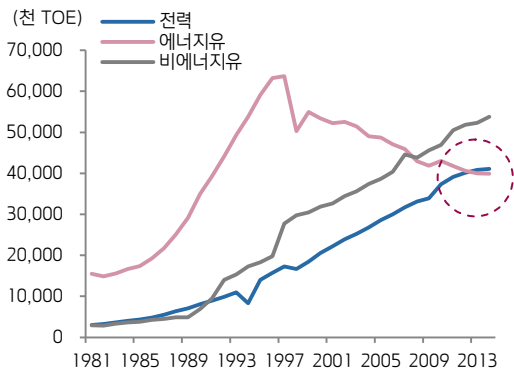
자료: 에너지경제연구원

에너지원별 소비, 전력이 으뜸

일반적인 에너지 통계자료에는 납사 등 화학원료로 사용되는 비에너지유가 포함된다. 그러나 비에너지유는 원료이지 에너지원으로 보기는 어렵다. 비에너지유 소비를 제외할 경우 소비 비중이 가장 높은 에너지원은 전력으로 확인된다.

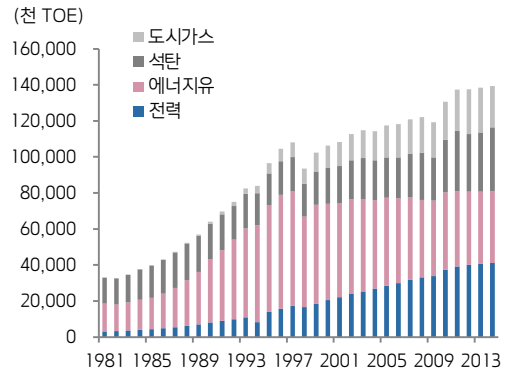
2014년 기준 전력 소비량은 477TWh, 석유환산톤으로는 4,107만 TOE이며 최종에너지 중 점유 비중은 19.2%이다. 반면 에너지유 소비는 3,987만 TOE이며 점유 비중은 18.6%이다. (상기 비중은 비에너지유를 포함한 에너지 경제연구소 통계자료 기준, 비에너지유를 제외할 경우 전력 25.7%, 에너지유 24.9%임) 2013 년이후 전력 비중이 에너지유 비중을 상회하기 시작하며 가장 많이 사용되는 에너지원의 위치를 차지한다.

2013년 이후 전력, 에너지유 소비 역전



자료: 에너지경제연구원

전력과 도시가스 중심으로 에너지 소비 증가 지속



자료: 에너지경제연구원

화학제품 생산을 위한 비에너지유를 석유부문에 포함할 경우 석유 비중이 여전히 높은 것은 사실이나, 납사 등 화학 원료를 에너지원으로 고려하여 에너지 정책에 반영될 것이라는 추론은 적절치 않다고 판단한다. 다만 비에너지유 소비는 원유 수급 측면에서는 고려될 것으로 예상된다.

2014년 기준 에너지원별 소비량은 전력 > 에너지유 > 석탄 > 도시가스 순으로 확인된다.

특히 에너지원별 소비 추이를 살펴보면 에너지유 소비 감소가 진행되는 반면 전력 소비 증가는 지속되고 있어 향후 전력 비중은 더욱 확대될 것으로 보인다. 따라서 에너지 정책의 중심은 석유보다는 전력중심으로 펼쳐질 가능성이 높다고 판단한다.

최종에너지가 아닌 발전 과정에서 소비된 1차 에너지를 기준으로 삼아도 전력이 가장 많은 에너지를 소비한다. 1차 에너지 기준으로 발전과정에 소비된 에너지는 총 9,691 만 toe이며, 이는 비에너지유 포함 1차 에너지 총소비(2.83억 toe)의 34.3%, 비에너지유 제외할 경우(2.29억toe) 42.3%를 차지한다.

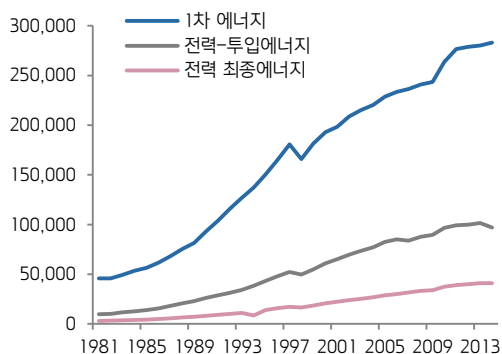
2014년 발전 연료로 석탄 7,973만톤(44,771 천 toe), LNG 1,249만톤(15,820 천 toe), 우라늄 721톤(33,002 천 toe), 석유 16.9억 리터(1,667 천 toe) 등 다양한 연료를 소비했다. 국내 유연탄, LNG 소비량의 64%, 43%를 전력생산에 소비한다.

2014년 에너지원별 비중에서 전력이 생산과정과 최종 소비 단계에서 가장 높은 비중 차지 (천 toe)

	비에너지유 포함		비에너지유 제외	
1차 에너지	282,938		229,128	
전력생산에 위한 에너지 소비	96,911	34.3%	96,911	42.3%
최종 에너지	213,870		160,060	
전력 최종 에너지	41,073	19.2%	41,073	25.7%
비에너지유	53,810	25.2%		
에너지유	39,876	18.6%	39,876	24.9%

자료: 에너지경제연구원, 기름중권

1차에너지 중 34%(납사 제외 시 42%)를 전력생산에 소비



자료: 에너지경제연구원

유연탄, LNG 연간 소비 및 발전용 소비 (천톤)

	2014	2013
총석탄소비	123,149	118,832
발전용석탄	78,227	79,692
	63.5%	67.1%
LNG 소비	36,636	40,278
발전용 LNG	15,880	17,577
	43.3%	43.6%
우라늄(톤)	721	795

자료: 에너지경제연구원

>>> 경제적 효용은 전력이 석유의 약 4.7배

전력과 석유(에너지유)의 효용을 일대일로 비교하기는 쉽지 않다. 주요 사용 용도와 단위, 가격에 큰 차이가 있기 때문이다. 최근 보급이 확대되고 있는 전기차 주행 거리를 통해 전력에너지와 석유와의 개략적인 효용 비교가 가능하다.

전력과 에너지유 효용을 일대일로 비교하기 위해 전체 소비량을 자동차 주행거리로 환산해 보자. 연간 전력소비량은 2014년 기준 477TWh이다. 전체 전력 소비량을 전기차(Leaf 기준, 6.6km/kWh) 주행 거리로 환산할 경우 약 3.3조km를 주행할 수 있는 경제적 효용이 있다.

반면 석유(에너지유) 소비는 연간 약 3억배럴, 약 470억리터를 소비한다. 전체 에너지유 소비를 승용차 (연비 15km/리터 기준) 주행 거리로 환산할 경우 약 0.7조km를 주행할 수 있는 효용을 갖는다.

최종 에너지 기준 2014년 전력과 에너지유 소비는 각각 4,107만 toe, 3,988만 toe로 비슷한 수준이다. 그러나 전기차 주행거리로 환산한 경제적 효용은 전력이 에너지유보다 약 4.7배의 효용을 가진 것으로 평가된다.

에너지 소비량 뿐 아니라 경제 효용 측면에서도 에너지 정책이 석유보다는 전력 중심으로 진행될 개연성을 높다고 판단한다.

자동차 주행거리로 환산한 전력과 에너지유 효용 비교, 전력이 에너지유의 4.7배 효용

2014년	전력	석유계	에너지유	비에너지유	LPG
연간소비	477TWh	8.21억배럴	2.99억배럴	4.33억배럴	0.89억배럴
			467억리터	675억리터	139억리터
최종에너지(천toe)	41,073	102,957	39,876	53,810	9,271
주행거리	3.34조km		0.7조km		0.2조km
	Leaf 기준		15km/리터		15km/리터

자료: 에너지경제연구원, 카움증권 정리

장기적으로 화석연료 차량이 모두 전기차로 교체되어도 전력소비가 20% 정도 증가할 것으로 보이며, 전기차로의 전환이 전력부문에 큰 부담을 주지는 않을 것으로 보인다. 다만 석유에 부담되는 조세와 관련된 이슈가 있을 것으로 전망한다.

착시의 배경

최종 에너지 기준으로 연간 전력과 에너지유 소비는 각각 41백만toe, 38백만toe로 유사하다. 그럼에도 불구하고 경제적 효율이 큰 차이를 보이는 원인은 다음에 기인하는 것으로 분석한다.

첫째, 휘발유 등 에너지유는 직접 자동차 연료로 소비되는 과정에서 전환 손실이 발생한다.(정제 과정의 전환 손실이 작다) 반면 전력은 생산과정의 전환손실이 이미 반영되어 있다. 즉 전환손실이 반영되지 않은 에너지유와 전환손실이 반영된 전력의 비교 과정에서 전력이 상대적으로 작은 값을 표시될 수 밖에 없다.

둘째, 일반적인 자동차의 연비(효율)보다 대형발전소의 효율이 높다. 즉 적은 1차 에너지를 통해 더 큰 효율을 만들어 낸다.

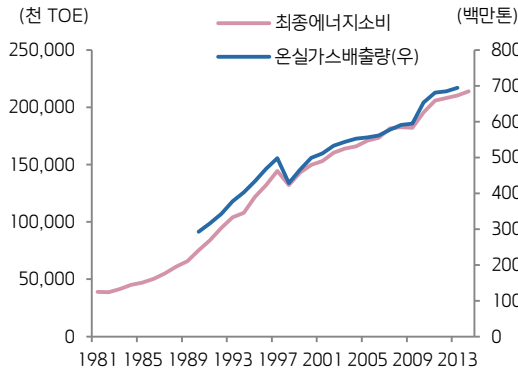
한편 전력은 가장 기본적인 1차 에너지 분류에서 제외된다. 2차 에너지이기 때문이다. 최종에너지 단계에서 비로소 등장하여 석유 등 다른 에너지와 비교가 가능하다. 에너지 분류상의 차이도 착시를 일으키는 원인 중 하나로 판단한다.

>>> 온실가스 배출 현황

국내 온실가스 배출 7억톤, 9할이 화석연료 관련

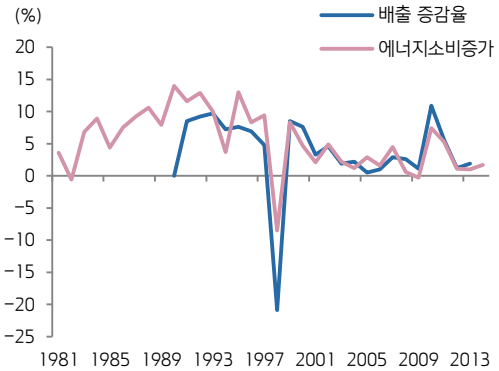
온실가스 배출량은 에너지 소비 증가와 함께 꾸준히 늘어나고 있다. 1990년 온실가스 총 배출량은 2.92억톤에서 2013년 6.94억톤으로 약 2.37배 증가했다. 같은 기간 최종 에너지소비비는 1.32억TOE에서 2.13억TOE로 약 1.6배 증가했다. 온실가스 배출량과 에너지 소비량 증가와 함께 각각의 증가율이 동행하고 있다. 에너지 대부분이 화석연료 기반인 점을 고려하면 당연한 결과다.

최종에너지 소비 증가와 함께 온실가스 배출 증가



자료: 에너지경제연구원, 정부

최종에너지 및 온실가스 배출 증감율 추이



자료: 에너지경제연구원, 정부

배출되는 온실가스 종류별로는 CO₂ 91.5%로 대부분은 차지하고, CH₄ 3.7%, N₂O 2.0%, HFCs 1.2%, SF₆ 1.2%, PFCs 0.3% 순으로 확인된다. 가스별 생성과정은 이산화탄소의 경우 대부분의 화석연료 연소과정에서 발생하며, CH₄는 농업, N₂O는 연소와 축산, HFC는 냉매, SF₆는 반도체와 디스플레이 등의 생산 공정에서 발생한다.

온실가스 발생은 크게 에너지, 산업공정, 농업 등으로 분류된다. 2013년 온실가스 배출량은 6.94억톤이며 이중 에너지 부문에서 발생한 온실가스는 6.06억톤으로 전체 배출량의 87%에 해당한다. 산업공정은 약 7.5%를 차지하고 (산업용 에너지 소비는 에너지 부문에 포함) 농업과 폐기물 분야가 나머지 배출원으로 확인된다.

특히 에너지 부문에서 발생하는 온실가스 배출량과 증가 속도가 다른 부문에 비하여 월등히 높다는 점에서 온실가스 감축 정책에 직접 연계될 수 밖에 없다.

분야별 온실가스 배출량 및 흡수량 추이, 에너지 분야가 최종에너지 소비 증가와 함께 온실가스 배출 증가

	990	2000	201	2012	2013
에너지 연소	241.3	410.4	594.1	597.3	606.2
산업공정	20.4	49.8	51.8	51.5	52.6
농업	20.8	20.8	20.2	20.7	20.7
LULUCF(~흡수)	-34.2	-58.9	-48.7	-44.8	-42.9
폐기물	9.8	17.8	14.6	14.8	15
총 배출량	292.3	498.8	680.6	684.3	694.5

자료: 정부

부문별 온실가스 배출, 발전부문이 38.5% 차지

2013년 국내 온실가스 배출량은 6.94억만톤이며 이중 에너지 연소로 인한 배출량은 6.06억톤으로 확인된다. 산업, 수송, 건물 등 부문별 온실가스 배출 자료는 확인하기 어려우나 에너지 사용량으로 추정이 가능하다. 에너지원별 온실가스 배출량과 부문별 배출량을 추정하면 다음과 같다.

우선 최종에너지 소비를 통한 온실가스 배출은 다음과 같이 추정된다. 온실가스 배출은 석탄, 에너지유, 전력, 도시가스 소비량에 각 연료별 온실가스 배출계수를 반영하면 대략적인 배출량을 추정할 수 있다. 추정에 사용된 연료별 온실가스 배출 계수는 무연탄 2.3톤CO₂/톤, 유연탄 2.6톤CO₂/톤, 에너지유 0.4톤CO₂/배럴, 전력 0.46톤CO₂/MWh, 도시가스 2.2톤CO₂/톤 등이다.

이를 바탕으로 2013년 연료별 온실가스 배출량은 석탄 1.26억톤, 에너지유 1.18억톤, 비에너지유 1.45억톤, 전력 2.18억톤, LPG 0.26억톤, 도시가스 0.52억톤 등 총 5.85억톤으로 추산된다.

우리의 추정은 2013년 에너지 부문 온실가스 배출량 통계 6.06억톤과 유사한 수준이다. 약간의 오차는 계산에 포함되지 않은 기타 에너지원과 세부적인 배출계수의 차이로 추정된다. 오차 수준이 작아 이후 논의에 직접적인 걸림돌이 되지 않을 것으로 보인다.

주요 에너지원 최종 소비량 및 온실가스 배출량 추정, 에너지 부문이 전체 온실가스 배출의 9할 차지

		석탄계	무연탄	유연탄	석유계	에너지유	LPG	비에너지	도시가스	전력
		천톤	천톤	천톤	천배럴	천배럴	천배럴	백만 루베	백만 루베	GWh
소비량	2013	49,539	10,399	39,140	799,075	288,158	91,359	419,558	23,890	474,849
	2014	53,051	8,129	44,922	808,496	287,601	88,844	432,050	22,091	477,592
온실가스배출 (백만톤)	2013	126.84	24.41	102.43	290.70	118.14	26.38	145.17	52.56	218.43
	2014	136.65	19.08	117.57	293.06	117.92	25.66	149.49	48.60	219.69

자료: 에너지경제연구원, 기후변화연구원

추정한 에너지원별 온실가스 배출 비중은 에너지유 17%, 비에너지유 20%, 발전 32%, 석탄 18%이다. 실제 2013년 8백여 법인과 단체가 온실가스 배출 명세를 제출하였다. 세부 업종별로는 발전 2.67억톤으로 (38.5%) 가장 많고, 철강 1.01억톤, 정유,석유화학 0.77억톤, 시멘트 0.43억톤 순으로 확인되어 추정과 일치한다. 발전부문이 단일 부문으로는 가장 높은 비중을 차지하고 있다.

2013년 온실가스 명세서 기준 세부 업종별 온실가스 배출량 (단위 만톤)

발전	철강	석화	시멘트	정유	반도체 디스	폐기물	기타	합계
26,740	10,122	4,854	4,396	2,871	2,837	1,333	5,417	58,571

자료: 정부

한편 에너지원별 사용처가 제한적인 배경으로 에너지원별 소비를 바탕으로 부문별 온실가스 배출 추정이 가능하다. 비에너지유는 대부분 석유화학에서, 에너지유는 운송, 석탄은 철강과 시멘트 산업에서 소비되고 있다. 이를 바탕으로 부문별 온실가스 배출 추정이 가능하다. (건물부문 전력소비는 가정과 상업용 수요로 추정함)

최종 에너지 소비를 바탕으로 추정한 결과 산업부문의 다양한 에너지를 소비하며 온실가스 배출량 4.3억톤을 배출, 전체 배출의 60%를 차지한다. 철강, 시멘트, 석유화학에서 대부분 사용되는 석탄과 비에너지유를 제외하면 산업부문 배출량의 대부분은 전력에서 배출되고 있다.

수송과 건물부문은 각각 1억톤, 1.5억톤 내외를 배출하고 있으며 수송과 건물부문에서는 에너지유와 전력을 통한 배출이 대부분이다.

III. 온실가스 감축 목표 및 이슈

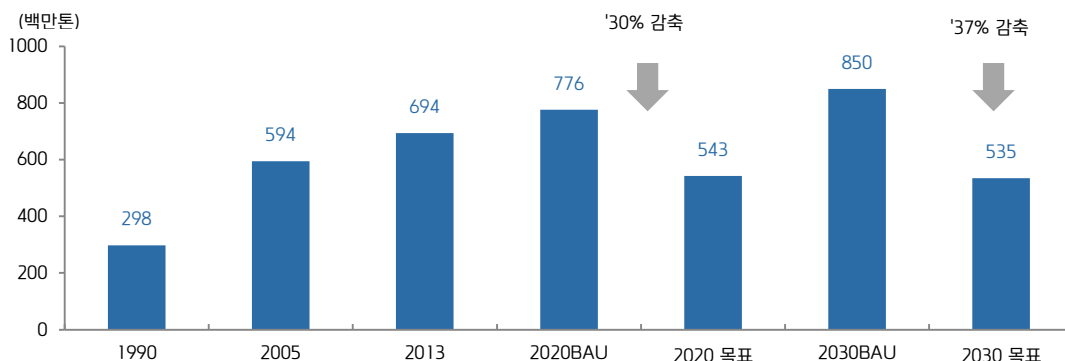
>>> 온실가스 감축 목표

우리나라 온실가스 감축 목표는 도전적 수준이며 국제사회에 감축 계획을 적극적으로 공개하고 있다. 목표대로 진행되기 위해서는 많은 노력이 필요할 것으로 보인다. 특히 2023년 유엔 감축이행 점검이 예정되어 있어 즉각적인 대응이 불가피하며, 연말 에너지 정책이 크게 변화할 것으로 추정하는 배경이다.

단기 목표는 2020년 온실가스 배출량 BAU 7.76억톤 대비 30%, 2.33억톤 감축한 5.43억톤이다. 2020년 온실가스 배출이 2013년 7억톤과 동일하게 유지된다고 가정할 경우에도 앞으로 4년간 최소 1.5억톤, 약 22%를 감축해야 한다. 세부적으로는 발전, 산업, 수송, 건물 부문에 감축이 집중된다.

그러나 수송, 건물 부문의 감축 달성은 쉽지 않아 보인다. 2023년 첫 이행점검까지도 2020년 목표 달성이 쉽지 않은 수준으로 판단한다. 감축이 가능한 분야를 중심으로 목표가 재 조정될 가능성이 높은 상황으로 판단한다.

2020년 BAU 대비 30%, 2030년 BAU 대비 37% 감축 목표



자료: 에너지경제연구원, 기후변화 정책

2020년 부문별 온실가스 감축 계획, 그러나 목표 달성은 어려워 보임

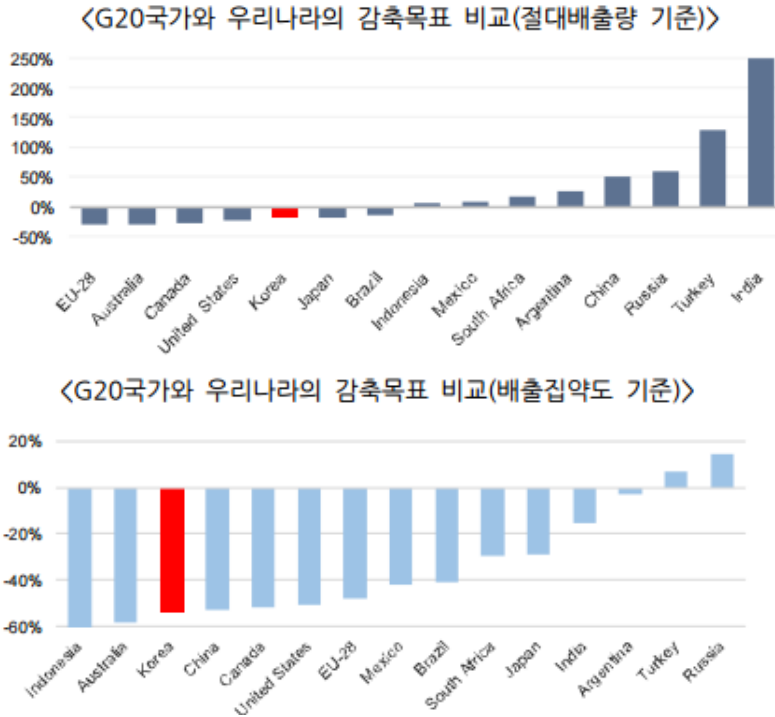
(백만톤)

	2020BAU	배출비중	부문별 감축량	부문별 감축률	감축기여	주 에너지 (배출원)
산업	439.0	56.56%	1.3	18.50%	4.88%	석탄, 비에너지유, 전력
건물	167.6	21.60%	45	26.90%	19.31%	도시가스, 전력
수송	9.6	12.3%	34.2	34.30%	14.67%	에너지유
공공기타	17.9	2.31%	4.	25%	1.9%	
농림어업	28.5	3.6%	1.5		0.6%	
폐기물	13.8	1.7%	1.7		0.7%	
기타	9.7	1.25%				
전환(발전)	243.0		64.9	26.70%	27.84%	석탄, LNG
합계	776.1		233.1		30%	

자료: 정부

중장기 목표는 2030년 BAU 8.5억톤에서 37% 감축한 5.35억톤이다. 지난해 유엔에 제출한 2030년 목표는 절대배출량 기준으로는 세계 5번째, 배출집약도 기준으로 3번째로 높은 수준이다. 대외적으로는 매우 높은 감축목표를 제출하였기 때문에 이에 상응하는 고강도 감축 정책이 전개될 가능성이 높아 보인다.

한국 감축 목표는 높은 수준, 적극 대응 불가피



자료: 국회예산정책처

감축목표는 국내 목표뿐 아니라 해외에 공표된 목표라는 점에서 대응이 불가피해 보인다. 2020년과 2030년 감축목표는 모두 유엔에 제출했다. (2020년 BAU대비 30% 감축 목표는 2009년 코펜하겐 COP15에서 공표하였고, 2010년 UNFCCC에 제출, 2030년 목표는 지난해 유엔에 제출)

국내법상으로는 저탄소 녹색성장 기본법 시행령 25조에 2030년 37% 감축이 명시되어 있다. 감축 강도를 완화하기 어려운 상황이다.

온실가스 감축 목표는 저탄소 녹색성장 기본법 시행령 25조에 명문화

5 조(온실가스 감축 국가목표 설정·관리) ① 법 제 42 조제 1 항제 1 호에 따른 온실가스 감축 목표는 2030 년의 국가 온실가스 총배출량을 2030 년의 온실가스 배출 전망치 대비 100 분의 37 까지 감축하는 것으로 한다. <개정 2016.5.24.>

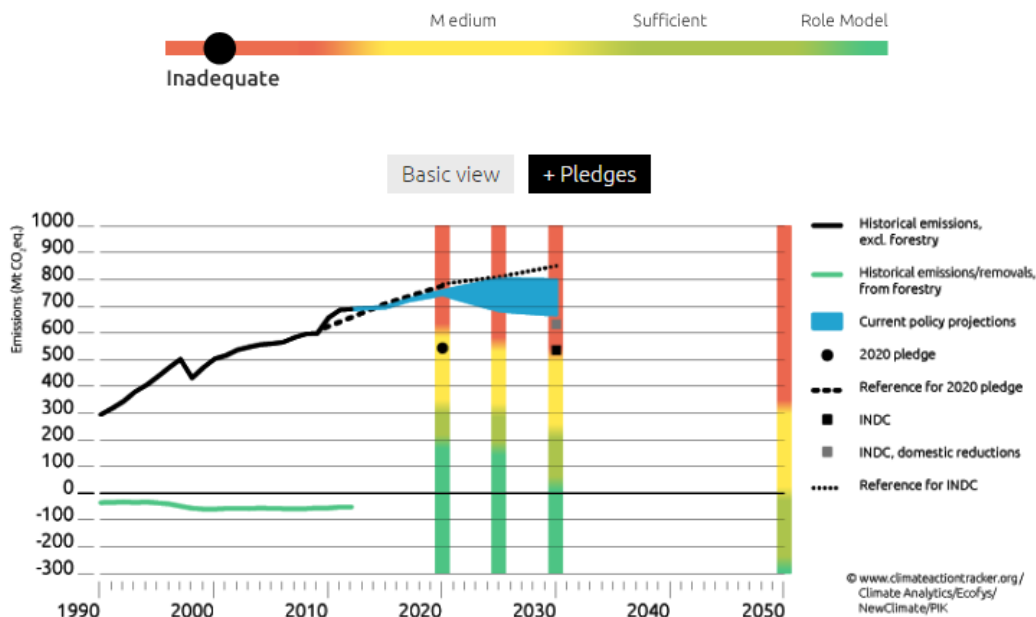
② 제 1 항에 따른 감축 목표 달성 여부에 대한 실적을 계산할 때에는 국제 탄소시장 등을 활용한 해외 감축분을 포함한다. <신설 2016.5.24.>

자료: 정부

국제사회는 불충분 수준으로 평가

국제사회의 평가는 우리 전망보다 냉혹하다. 2030년 온실가스 감축 목표가 대단히 어려운 수준임에도 불구하고 국제 사회는 우리나라 감축이 미진한 것으로 평가하고 있다. 단순 감축율보다 우리나라 배출 절대량과 경제규모, 국제사회 전체의 감축량을 고려, 보다 높은 기여를 바라고 있는 것으로 분석된다.

어려운 감축 목표에도 불구하고, 국제사회는 불충분한 수준으로 평가, 목표 상향 가능성 상존



자료: climateactiontracker

감축 목표뿐 아니라 우리의 기후변화 대응 역량도 OECD국가중 최하위권으로 평가되고 있다.

OECD 국가 중 최하위권 기후변화 대응 역량 국가로 분류

Rank	Country	Score	Rank	Country	Score	Rank	Country	Score
4	Denmark	71.19	22	Germany	58.39	36	Norway	54.65
5	United Kingdom	70.13	23	Finland	58.27	41	Spain	52.63
6	Sweden	69.91	26	Slovak Republic	57.83	42	New Zealand	52.41
7	Belgium	68.73	27	Iceland	57.25	45	Austria	50.69
8	France	65.97	28	Mexico	57.04	50	Turkey	47.25
11	Italy	62.98	29	Czech Republic	57.03	51	Estonia	47.24
12	Ireland	62.65	31	Slovenia	56.87	56	Canada	38.74
13	Luxembourg	62.47	32	Poland	56.09	57	Korea	37.64
14	Switzerland	62.09	33	Greece	55.06	58	Japan	37.23
17	Hungary	60.76	34	United States	54.91	59	Australia	36.56
19	Portugal	59.52	35	Netherlands	54.84			

자료: Germanwatch

이런 평가에 바탕 할 때 국제사회가 감축 목표 강화를 요구할 가능성도 있다. 따라서 국내 온실가스 감축 강도를 완화하기 대단히 어려울 것으로 보이며, 오히려 감축 강도가 강화될 가능성도 포함하고 있다.

집중된 에너지 소비와 온실가스 배출

국내 온실가스 배출은 산업, 수송, 건물 부문에서 각각 4.4억톤, 0.9억톤, 1.6억톤이 배출되며 대부분의 에너지를 소비하고 있다.

한편 부문별 에너지 소비와 온실가스 배출은 매우 비대칭적이다. 수송부문에서는 에너지유를, 건물부문에서는 전력과 도시가스를 집중적으로 사용하고 있다. 산업부문에서는 비교적 다양한 에너지원을 사용하고 있으나 세부 업종별로 비대칭이 심하다. 석탄은 철강과 시멘트 산업에서, 비에너지유는 석유화학산업에서 대부분 소비되고 온실가스 배출로 이어진다.

특히 철강, 석유화학, 시멘트 3개 부문 온실가스 배출량은 2.2억톤으로 산업계 배출량의 절반을 차지하고 있어 독립적인 감축 계획이 필요한 영역으로 판단된다. 수송부문 역시 석유에 기반한 운송시스템을 전기차 등으로 전환해야만 온실가스 감축이 가능할 것으로 예상된다.

전력은 철강 등 특정업종을 제외한 산업 전반과 건물부문 에너지 소비의 60%를 차지한다. 철강, 수송 등 특정 업종을 제외한 영역에서 전력 중심의 감축이 필요하며, 기후변화 대응 정책에 핵심에 위치할 것으로 판단된다.

2013년 부문별, 에너지원별 에너지 소비량과 온실가스 배출 현황

주요 에너지	최종에너지(천 toe)	온실가스(백만톤)	특정산업 제외 온실가스배출
산업	136,086	435	234
전력	22,757	148	148
석탄	34,666	124	
석유	61,188	131	30
비에너지유	52,092	102	
에너지유	9,096	30	30
기타	17,474	56	56
수송	37,628	88	
석유	35,761	84	
건물(상업 가정)	35,476	155	
전력	15,706	102	
도시가스	12,599	53	
기타	4,679		
총계	213,870	694	

자료: 정부

2013년 온실가스 배출 상위 5개 업종 배출량

	발전	철강	정유, 석화	시멘트	반도체 디스	합계
배출량(만톤)	26,740	10,122	7,725	4,396	2,837	51,820

자료: 정부

2013년 부문별 온실가스 배출, 산업, 수송, 건물에서 95% 배출

	산업	수송	건물	농업	폐기물	합계
배출량(백만톤)	435	88	135	21	15	695
비중	62.6%	12.7%	19.4%	3.0%	2.2%	100.0%

자료: 정부, 키움증권

반면 2015년 시행된 배출권 거래제 등 온실가스 감축에 대한 규제가 확대되고 있음에도 기업체들의 온실가스 감축은 제한적인 수준이다. 오히려 현대제철 배출량은 지난 3년간 23% 증가하고 있다. 발전 5사 배출량은 3년간 9% 감소하고 있으나 이는 발전믹스 변화, 신규 IPP 발전량 증가에 따른 발전량 감소 효과 등이 복합된 것으로 분석되며 신재생에너지 확대와는 무관하다.

주요 업체별 3년간 온실가스 배출 추이, 감축 노력에도 불구하고 변화가 크지 않음 (천 톤)

	2013	2014	2015
포스코	72,386	75,240	72,339
현대제철	15,898	18,797	19,573
발전자회사 5사	215,309	203,097	196,768

자료: 포스코, 현대제철, 정부

온실가스 배출이 집중되고 있는 주요 업체들의 지난 3년간 배출 추이를 참고하면 향후 온실가스 감축이 쉽지 않을 것으로 예상된다.

참고로 독일 BMW사 기후변화 대응은 실질적인 진전이 있는 것으로 분석된다. 온실가스 배출량이 크게 감소하지는 않았으나 온실가스 배출량을 유지하면서도 차량 생산이 크게 증가한 점에서 감축 대응이 적절하게 진행되고 있는 것으로 보인다. 특히 부품 등 업스트림 영역에 대한 모니터링도 포함하고 있어 납품업체에도 동일한 감축대응을 요구하고 있는 것으로 보인다.

BMW 차량 생산 증가 불구 온실가스 배출량 증가는 크지 않음, 기후변화 대응 진전이 있는 것으로 판단

	2011	2012	2013	2014	2015
판매 (천대)	1669	1845	1963	2118	2247
차량배출가스(g/km)	145	138	133	130	127
온실가스 배출(천톤)		61,604	64,020	66,913	68,992
upstream		12,592	13,275	14,331	14,886
util		45,252	46,697	48,239	49,583
신재생 사용량 (%)	28	36	48	51	58
GHG 배출/1 대 생산		33.4	32.6	31.6	30.7
upstream/1 대 생산		6.8	6.8	6.8	6.6
Util/1 대 생산		24.5	23.8	22.8	22.1

자료: BMW

>>> 2030 온실가스 감축 로드맵, 대폭적인 수정 가능성

우리나라는 2020년과 2030년 BAU대비 각각 30%, 37% 감축할 예정이다. 2014년 정부가 업종별 감축 로드맵을 공개한 바 있으나 감축의 효용성, 형평성, 비용부담 등에서 합리성이 낮고, IEA나 EU가 제안하는 감축 경로와도 차이가 있어 수정될 가능성이 높다고 판단한다.

달성 가능성 낮은 2020년 감축 목표

현 로드맵에서는 온실가스 배출량이 가장 많은 산업부문이 18.5%의 낮은 감축 목표를 가지고 있다. 반면 온실가스 배출량이 적은 수송과 건물은 27%, 34%로 감축률이 높게 설정되어 있다. 실질적인 감축을 위해서는 달성 가능하며 합리적인 조정이 필요하다.

2020년 감축 목표, 가장 많은 배출원인 산업부문 감축률이 타 부문보다 낮음

	온실가스(2013)	2020BAU	감축량	감축률
산업	435	439	81.3	18.50%
수송	88	99.6	34.2	34.30%
건물	135	167.6	45	26.90%

자료: 정부, 키움증권

몇가지 문제점을 살펴보면 다음과 같다.

현행 로드맵에 따르면 철강부문과 수송 부문의 예상 배출량은 각각 1.2억톤, 1억톤 수준이지만 감축율은 각각 6.5%, 34.3%로 수송부문이 매우 높다. 수송부문의 감축은 차량 연비의 혁신적 개선 혹은 주행거리의 대폭 감축으로 가능하나 두 가지 모두 어려울 것으로 보인다.

참여 주체의 관리 측면에서도 약 70여개의 철강기업 관리감독보다 2천만대 차량 관리감독이 어렵다는 관리상의 문제도 있다. (단기적으로 에너지 가격, 교통세의 대폭 확대를 통한 접근이 가능할 수 있으나, 전력요금과 유사한 부문간 비용 형평성 이슈가 남아 있고, 지속가능 하거나 합리적 방법으로 보이지 않는다, 자동차 산업에도 긍정적인 접근이 아니다)

2천만대의 자동차가 연간 약 1억톤의 온실가스 배출, 34.3% 감축 목표

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
등록대수(만대)	1,590	1,643	1,679	1,733	1,794	1,844	1,887	1,940
에너지유 소비(천 toe)	35,916	36,225	35,722	37,255	37,542	37,884	37,341	35,476
온실가스 배출추정(천톤)	95,792	96,616	95,275	99,363	100,128	101,041	99,593	94,619

자료: 정부

철강 상위 5개 업체 2013년 온실가스 배출량, 수송 부문 배출량에 근접, 반면 감축율은 6.5%로 낮음

	포스코	현대제철	동국제강	세아베스틸	동부메탈	합계
온실가스 배출(천톤)	72,977	16,196	1,769	1,231	1,187	93,360

자료: 정부

건물 부문 역시 27% 감축이 계획되어 있으나 전국 7백만채 건축물 단열, 창호, 공조설비의 보완이 필요하다는 점에서도 대단히 어렵고, 합리성이 낮아 보인다.

감축률 이슈 뿐 아니라 감축비용도 중요하다. 산업, 상업, 가계 등 경제 주체간 감축비용의 합리적 배분 없이는 국민 수용성이 떨어질 것으로 보인다. 전기요금 이슈와 유사하다.

수송과 건물부문 감축 달성을 위해 전기차 교체, 제로에너지하우스 신축을 가정할 경우 소용 비용은 2천조원

내외로 추정된다. 산업부문과 발전 부문은 연간 약 3~4조원의 감축 비용이 예상된다. (산업부문은 탄소 배출권 거래로 가정, 가격은 2016년 국회 예산정책처 자료 참조, 전력은 석탄 → LNG 전환 가정, 29페이지 참조, 신재생에너지 신설 시 발전량 20% 110TWh 발전을 위해서는 약110GW 설비가 필요, 발전/송전 포함 약 450조원, 2\$/watt 가정)

2020년 목표 달성을 위한 감축 비용 점검, 수송, 건물의 감축 비용 과다, 수용성 낮음

	보급(생산)	단가	감축비용(조)	가정
수송	승용차 2 천만대	3 천만원	180 조원	30% 전기차 교체
건물	주택 2 천만호	3 억원	1,800 조원	30% 제로에너지 주택 전환
산업	산업체 40 만	20\$/톤(배출권)	3 조원/년	(총 4.4 억톤) 30% 배출권 구입
발전(연료전환)	550TWh		3.5 조원/년	LNG 가동율 35% 가정(29 페이지)
발전(신재생확대)		신재생 2\$/w, (110GW 필요)	450 조원	발전량 20% 신재생 발전 신설

자료: 기후중권 (건축물 중 주택만 계산, 상업용 제외, 산업은 배출권 거래로 가정)

마지막으로 불합리한 BAU설정이다. 2013년 반도체, 디스플레이 부문 온실가스 배출량이 3천만톤 수준임에도 불구하고, 2020년 디스플레이 부문 BAU는 7천만톤으로 전망했다. 목표 수립 당시의 산업 환경이 변화한 점도 2030년 로드맵 수립과정에 반영될 개연성이 높다.

온실가스 감축 로드맵, 2020년 업종별 온실가스 배출 전망 및 감축율, 현실성 낮음, 수정 필요할 전망

대 류	세분류	2020 BAU	2020 년 감축목표		
			감축량	목표배출량	감축률 (%)
산업	정유	16.6	1.2	15.3	7.5
	광업	0.6	0.03	0.6	3.9
	철강	116.9	7.6	109.3	6.5
	시멘트	40.8	3.5	37.3	8.5
	석유화학	59.6	4.5	55.1	7.5
	제지,목재	7.3	0.5	6.8	7.1
	섬유/가죽	9.3	0.6	8.7	6.3
	유리/요업	5.2	0.2		4.0
	비철금속	4.8	0.2	4.6	4.1
	기계	12.4	0.9	11.5	7.
	에너지 전기/ 자 비에너지	11.5	0.9	10.6	7.9
		29.3	2.6	4.7	83.9
	전 표시장치	70.2	27.7	42.4	39.5
	반도체	14.2	3.9	10.3	27.7
	자동차 에너지 비에너지	8.2	0.2	7.6	7.8
		3.6	3.	0.4	90.0
	조선	3.6	0.2	3.4	6.7
	기타제조	16.1	0.3	15.8	1.7
	음식료품	5.8	0.3	5.5	5.0
	건설업	3.0	0.2	2.8	7.1
	소계	439	81.3	357.7	18.5
수	운수,자용	99.6	34.2	65.4	34.3
건물	가정	81.2	21.9	59.2	27
	상업	86.4	23.1	63.4	26.7
	소계	167.6	45	122.6	26.9
공공기타	공공기타	17.9	4.5	13.4	2.5
농림어업	농림어업	28.5	1.5	27	5.2
폐기물	폐기물	13.8	1.7	12.1	12.3
6 대부문 전환부		776.1	168.2	607.9	21.7
총계			233.1	543	30

자료: 정부

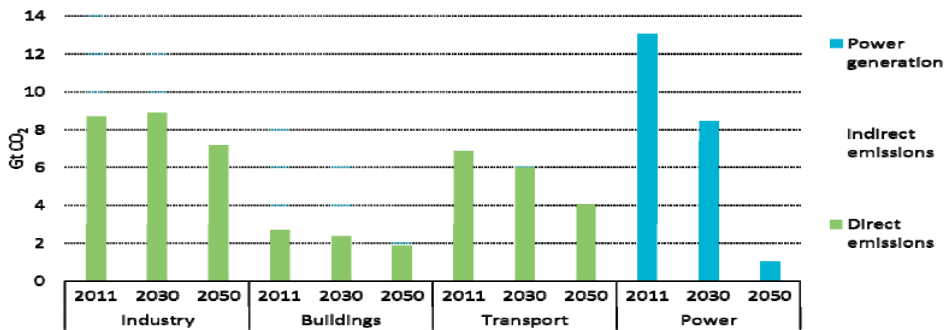
해외 감축 경로와도 큰 차이

우리의 감축 로드맵은 IEA와 EU가 예상하는 감축 경로와 차이를 보인다.

IEA는 2030년까지 발전분야를 중심으로 약 30% 내외의 감축을 진행할 것을 권고한다. 수송부문은 점진적인 감축을 예상, 2030년까지는 약 10% 내외의 감축을 예상한다. 건물 분야의 감축은 수송부문보다 더딜 것으로 예상하고 있고, 산업부문은 2030년까지 감축 진전이 거의 없을 것으로 예상하고 있다.

이러한 전망은 전기차(혹은 xEV, 수소차 등) 보급과 신축 건축물의 에너지 효율화를 통해 점진적인 변화를 반영한 결과로 판단된다. 관리 대상이 소수인 발전소의 효율화, 신재생에너지 도입이 상대적으로 용이할 것이라는 점도 반영된 결과로 보인다.

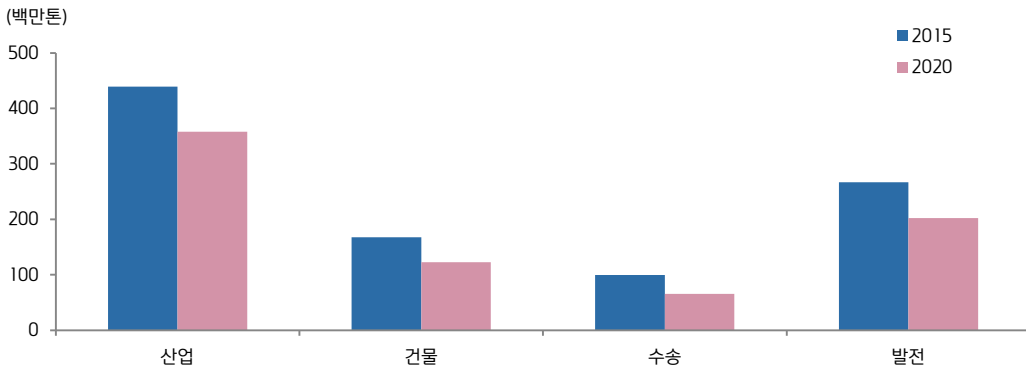
IEA는 전력을 중심으로 감축 권고, 수송은 점진적으로 건물과 산업 부문의 감축은 느리게 진행될 것으로 예상



자료: IEA

반면 우리의 감축 경로는 산업, 건물, 수송, 발전 부문의 고른 감축을 계획하고 있다. 전력을 중심으로한 IEA 감축 경로와 큰 차이를 보이고 있다. 전기차나 고효율 신축 건물의 폭발적 증가없이 달성이 어려워 보인다.

우리나라 2020년 감축 목표와 IEA가 제시한 부문별 감축 경로와 차이를 보이고 있음

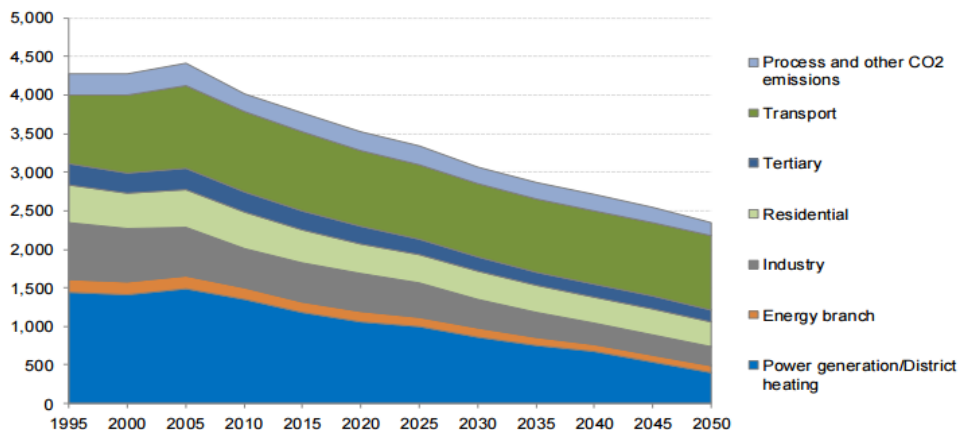


자료: 정부, 키움증권

EU의 감축 경로도 IEA와 유사하다. 발전과 산업부문을 중심으로 2050년까지 약 70%의 감축을 진행을 예상하고, 수송과 건물 부문의 감축은 매우 느리게 진행될 것으로 예상하고 있다.

1997년 교토의정서 체결 전후부터 감축을 준비했던 EU 감축 경로와 최근 감축을 준비하는 국가들의 감축 경로와 차이가 있을 수 있을 것으로 보이나 방향성은 유사할 전망이다.

EU는 발전과 산업 부문 중심으로 감축을 진행, 수송과 건물 부문의 감축은 느리게 진행될 것으로 예상



자료: EU

IEA와 EU 공히 수송과 건물 부문 감축이 느리게 진행될 것으로 전망하고 있다. 차량과 건물의 교체 주기, 잔존 수명, 감축 기술과 관련된 것으로 보인다. 수송과 건물 부문 감축율이 높게 설정되어 있는 우리나라 감축 계획과 큰 차이를 보인다.

우리나라가 차별적인 감축기술을 보유하고 있지 않다는 점에서 감축 달성의 어려움이 예상되며 실질적이고 효과적인 감축 유도를 위한 대폭적인 손질이 불가피할 것으로 예상된다.

IV. 파리협약 발효가 미칠 영향

11월 파리협약 발효를 앞두고 있다. 온난화에 대한 진위 여부를 떠나 온실가스 감축에 대한 대응이 불가피한 상황이다. 각국 에너지 정책과 환경 정책에 영향을 줄 수 밖에 중대한 변화로 판단한다.

신재생에너지 등 감축에 필요한 관련 기술이 존재하고 상용화가 확대되는 상황이다. 기술적으로 감축 달성이 가능할 것으로 보인다. 다만 크게 증가할 에너지와 환경 비용 부담 주체와 배분 시기가 가장 핵심적인 이슈로 판단한다.

미진한 감축을 만회하기 위해 감축이 가능한 분야를 중심으로 감축을 강화하는 한편 균등한 비용 배분을 위해 탄소세 등 환경비용 등 징수, 신재생에너지 투자재원으로 활용할 가능성이 높아 보인다.

>>> 기후변화 대응 강화, 긍정적 영향 미칠 것

2020년 온실가스 감축 목표 달성은 어려워 보인다. 협약 탈퇴 등 감축에 반하는 정책으로 방향 전환보다는 합리적인 정책 조정을 통해 감축을 촉진하는 방향으로 진행될 개연성이 높아 보인다. 특히 2030년 감축 로드맵 수립과정과 전력정책 수정 과정에 직접적인 영향을 미칠 것으로 예상된다.

단기적으로는 철강, 석유화학 등 배출이 집중된 특정 업종에 대한 독립적인 정책과 전력중심의 온실가스 감축을 진행할 수 밖에 없는 환경으로 판단한다.

온실가스 감축을 촉진하기 위한 정책은 다음과 같은 조건을 갖출 것으로 보인다.

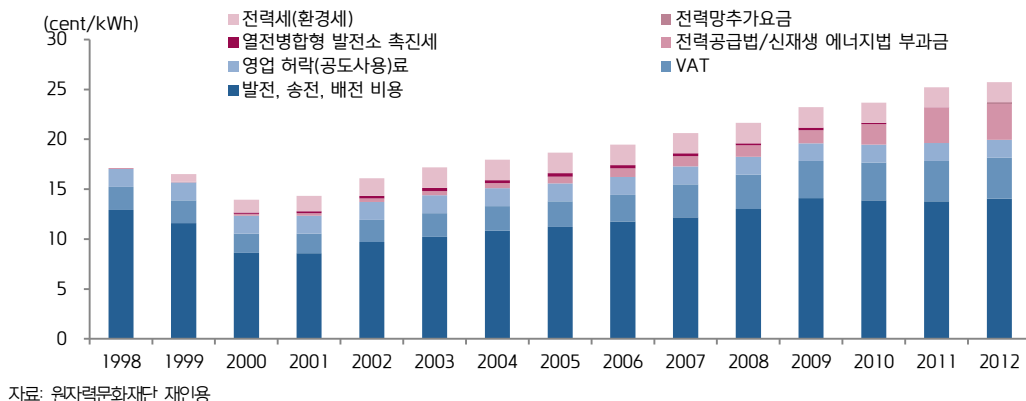
1. 장기적으로 온실가스 배출이 0에 수렴해야 함. 정책의 지속가능성, 사회적 수용성이 높아진다. (정책의 투명성, 형평성, 합리성 개선, 원가 공개 확대 등)
2. 에너지 소비 효율화를 이끌어야 한다.(풍선효과를 억제할 수 있는 요금 수준이 유지되어야 함, 에너지 요금 격차, 경부하 요금 등 풍선효과 유발요인 제거 필요 등)
3. 신재생에너지 투자를 촉진할 수 있는 수준의 요금 제도 필요(에너지 프로슈머, 전력 상계제도 확대 등)
4. 미진한 신재생에너지 투자 확대를 위해 단기적으로 공공부문 중심으로 투자를 촉진 (투자 자원 확보 필요)
5. 단기적으로 전력부문 배출량을 줄이기 위해서는 석탄 축소, 가스발전 확대(연료비용)
6. 중장기적으로 원전, 신재생에너지 발전 비중 확대를 통한 전력부문의 온실가스 감축 강화

에너지 효율화, 신재생 투자자원, 연료 전환 비용 등은 주로 가격기능을 통한 접근이 예상된다. 전반적인 에너지 요금(탄소세 등 사회적 비용을 포함한)이 상승할 가능성이 높다.

가장 성공적으로 감축을 진행중인 독일 전력요금에서도 이러한 변화가 확인된다. 2000년 이후 독일 전력요금은 꾸준히 상승하고 있다. 발전, 송배전 등 기본적인 원가요인보다 환경 및 각종 부가금과 전력시장 개방에 필요한 비용 등 부수적인 요인으로 전력요금이 상승하고 있다.

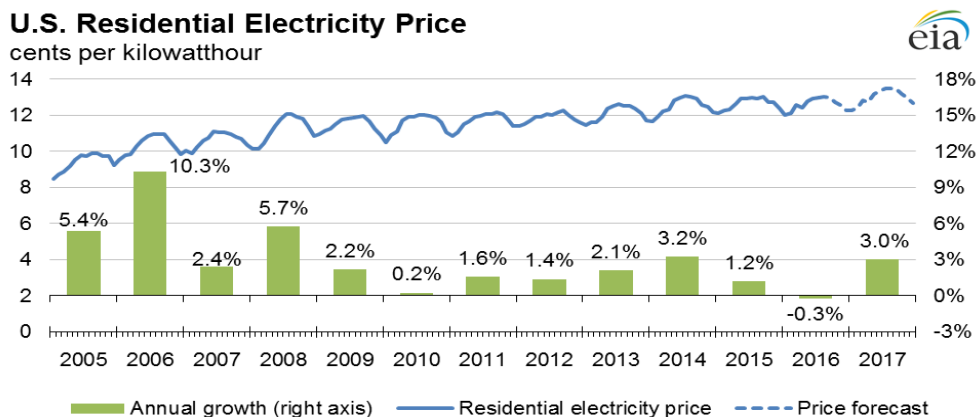
독일과 같이 전력요금을 통해 각종 환경 비용을 징수, 감축 재원으로 사용할 개연성이 높다. 특히 달성이 불가능해 보이는 수송, 건물부문 감축을 대체할 추가 감축을 준비해야 하는 관점에서 자원 마련 필요성이 크다.

독일 전력요금 추이 및 구성요소 추이. 사회적 비용 증가로 요금 상승, 요금제도 투명성 개선 필요



미국 전기요금도 꾸준히 상승하고 있다. 유가하락으로 인해 에너지 가격 안정이 진행되고 있음에도 전력요금 이 상승하고 있다. 2017년에도 약 3%의 전기요금 인상을 예고하고 있다. 자세한 배경이 명문화되어 있지 않지만, 독일과 유사한 맥락으로 판단한다.

미국 전력요금도 꾸준히 상승, EIA 2017년 전력요금 3% 인상될 것으로 전망



물론 탄소세 등 사회적 비용을 통한 요금 인상이 유틸리티 기업 수익에 직접적인 영향을 미치지 않는다. 그러나 부가적인 사회적 비용 등을 포함시키기 위해서는 요금 구성체계가 투명해질 것으로 예상된다. 요금제도 투명성 개선으로 실적 안정성이 개선되고 정책 리스크가 해소되면 밸류에이션 측면에서는 긍정적 영향을 미칠 것으로 판단한다.

다른 한편으로 전력시장 개방도 촉진될 것으로 보인다. IEA 제안과 유사한 형태로 발전, 송전, 판매, 신재생 에너지 부문의 경쟁과 규제를 통해 지속가능한 전력시스템으로 전환을 유도할 것으로 보이며, 이러한 변화 역시 전력정책의 투명성을 강화할 것으로 전망한다. 전력시장 개방관련 해서는 뒤에서 다시 설명한다.

에너지 및 온실가스 정책의 연계 강화

과거 우리나라 에너지 정책은 공급중심이었으며 정책수립과정에 온실가스 배출이나 환경에 대한 고려는 크지 않았다. 그러나 파리협약 발효에 따라 에너지와 환경 정책간 연계가 강화될 것으로 보인다.

특히 국내 비준에 앞서 파리협약 발효가 공식화됨에 따라 감축에 대한 국민 설득 과정이 불필요하다는 점에서 정치권의 부담이 축소된 점과 현재까지 진전이 거의 없는 국내 온실가스 감축현황에 근거할 때 정부가 감축을 촉진할 가능성이 높아 보인다.

정책 전망의 불확실성이 크지만, 가장 효율적인 온실가스 감축과 에너지 효율화를 위하여 에너지 소비와 온실가스 배출이 많은 부문을 중심으로 변화될 것이라는 점은 쉽게 예상할 수 있다.

연말을 전후하여 전력시장과 요금제도의 개편, 8차 전력수급계획, 2030년 감축 로드맵 수립 등 에너지 및 환경 정책 수정에 반영될 가능성이 높아 보인다.

에너지 및 관련 정책 수정 연이를 예정, 에너지와 환경 정책 연계 강화 전망

	신기후체제 관련	유틸리티 관련 제도
2016년	파리협약 발효 기후변화 대응 기본계획 2030년 온실가스 감축 로드맵	전기요금 체계 개편 (11월) (전력시장 개방) 8차 전력수급기본계획 초안 공개 예상(하반기)
2017년	2050년 장기 저탄소 발전전략	8차 전력수급기본계획 확정(연초) 13차 장기 천연가스 수급계획(하반기)
2018년		3차 국가에너지기본계획 초안 공개 예상(상반기) 3차 국가에너지기본계획 확정(하반기)

자료: 정부

온실가스 감축, 단기적으로 발전, 산업부문에 집중될 전망

국내 온실가스 배출은 산업 4.4억톤, 수송 0.9억톤, 건물(가정, 상업) 1.4억톤 등 총 6.94억톤 배출된다. (2013년 기준, 발전부문에서 배출되는 2.6억톤은 산업, 건물 등 배출량에 포함됨)

2013년 부문별 온실가스 배출, 산업, 수송, 건물에서 95% 배출

	산업	수송	건물	농업	폐기물	합계
배출량(백만톤)	435	88	135	21	15	695
비중	62.6%	12.7%	19.4%	3.0%	2.2%	100.0%

자료: 정부, 키움증권

2013년 온실가스 배출 상위 5개 업종 배출량

	발전	철강	정유, 석화	시멘트	반도체 디스	합계
배출량(만톤)	26,740	10,122	7,725	4,396	2,837	51,820

자료: 정부

앞서 언급한 바와 같이 차량과 건축물의 교체가 필요한 수송과 건물부문은 장기적인 접근이 필요한 영역으로 판단한다. 중장기적으로 전기차 보급확대와 신규 건축물의 에너지 효율화를 통해 진행될 것으로 보이며 단기間に 인위적인 차량 교체나 건축물 단열 보강 작업이 진행되기는 어려워 보인다. 비용 부담도 크다.

결국 단기적으로 접근 가능한 영역은 전력과 산업부문으로 판단된다. 2013년 800여개 기업과 단체가 배출한 온실가스는 5.9억톤으로 확인된다. 세부 업종별로는 발전 2.6억톤, 철강 1억톤, 정유석화 7,700만톤, 시멘트 4,400만톤 순으로 배출되고 있다.

발전업체를 제외한 상위 30 기업체가 배출한 온실가스는 2.2억톤으로 전체 배출의 31%를 차지하며, 산업부문 배출량의 절반을 차지한다. 철강, 석유화학 등 특정 업종 온실가스 배출량이 매우 커서 별도의 관리가 필요할 것으로 보인다. 즉 특정 업종과 나머지 일반 산업 부문의 감축을 유도할 수 있는 분리, 독립된 접근이 가장 합리적인 접근이라고 판단한다.

2013년 법인별 온실가스 배출량 상위 30개 업체(발전사업자 제외), 전체 배출량의 31%, 업종별 관리 필요

법인명	온실가스 배출량(천 t)	에너지 사용량(TJ)	법인명	온실가스 배출량(천 t)	에너지 사용량(TJ)
포스코	72,977	798,614	한일시멘트	4,739	29,374
현대제철	16,196	251,729	현대시멘트	3,704	19,213
쌍용양회	11,539	59,322	여천 NCC	3,685	71,594
GS 칼텍스	8,416	106,524	SK 종합화학	3,583	72,181
동양시멘트	7,589	39,539	삼성토탈	3,295	68,175
S-Oil	7,293	98,959	아세아시멘트	3,048	17,693
SK 에너지	7,166	89,787	고려아연	2,877	40,504
엘지화학	7,048	134,180	SK 하이닉스	2,867	38,967
엘지디스플레이	6,922	61,092	OCI	2,574	40,115
삼성전자	6,303	96,301	금호석유화학	2,138	26,870
롯데케미칼	5,866	114,663	한화케미칼	2,123	42,513
삼성디스플레이	5,712	74,383	포스코켄텍	2,116	11,571
성신양회	5,573	26,324	동국제강	1,769	30,625
라파즈한라	5,063	26,929	현대자동차	1,502	30,458
현대오일뱅크	4,870	58,119	효성	1,348	28,381

자료: 정부

결국 산업부문의 감축은 특수 업종의 관리와 나머지 일반 산업부문의 관리로 분리될 것으로 예상된다. 최근 구조개편 논의가 진행 중인 철강과 석유화학은 이러한 온실가스 배출 현황 및 감축 정책과도 무관하지 않다고 판단한다.

전력, 감축 목표 달성 가능한 유일한 분야, 역할확대 가능성

감축 로드맵 상 전력부문은 2020년 6,490만톤 감축예정이다. 예정대로 진행될 경우 BAU 2.4억톤 대비 26% 감소한 1.8억톤으로 배출량이 축소될 예정이다.

전력부문은 공급 감소 없이 감축이 가능한 유일한 분야이다. 발전믹스 조정을 통해 온실가스 배출을 조정할 수 있기 때문이다. 계획대로 원전 건설이 진행될 경우 2030년 감축은 어려움이 없을 것으로 보인다. 감축 목표 달성이 가능한 분야이기 때문에 전력부문의 역할이 보다 확대될 가능성이 높은 상황으로 판단한다. 간략한 추정을 통해 감축 가능성을 추정해 보자.

전력소비가 연평균 1.5% 증가할 경우 2020년 전력소비는 520TWh, 총 발전량은 560TWh 안팎으로 예상된다. 우선 RPS제도 시행으로 2020년 신재생 발전을 통한 의무 공급 비중은 7%이며, 발전회사 의무 구입 조항으로 인해 달성 가능성 높다. 그러나 7%의 낮은 비중으로 감축효과는 제한적일 것으로 보인다.

현재 건설 중인 원전 6기 중 4기가 2019년 완공 예정이며 2020년 원전 설비용량은 현재 22GW에서 25.7GW로 확대될 예정이다. 석탄발전 설비용량은 2020년 36GW로 확대될 예정이다. 현수준의 설비 가동률 원전 90%, 석탄 80%를 유지할 경우 2020년 예상되는 온실가스 배출량은 2.8억톤으로 BAU 2.4억톤을 약 17% 초과할 것으로 보인다.

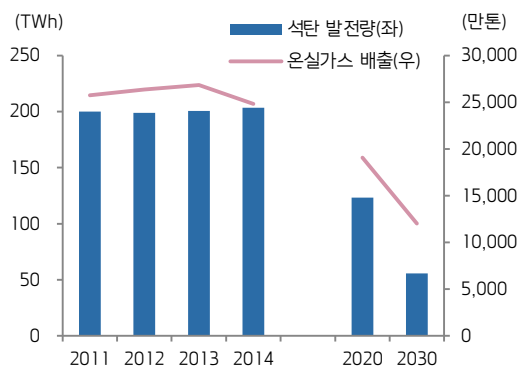
목표 달성을 전제로 발전 믹스 조정이 불가피 할 것으로 보인다. LNG 발전비중을 35%까지 확대할 경우 온실가스 배출량은 1.9억톤으로 감소하며 감축 목표 1.8억톤에 근접하게 된다.

발전믹스에 따른 2020년, 2023년, 2030년 온실가스 배출 전망, LNG 믹스 확대 불가피

	발전량					발전 믹스				연료소비량 만톤			온실가스
	총발전	원전	석탄	LNG	대체	대체/RPS	원전	석탄	LNG	석탄	석유	LNG	
2011	497	155	200	102	15	3.10%	31.1%	40.3%	20.5%	8,151	217	1,361	25,757
2012	510	150	199	114	18	3.57%	29.5%	39.0%	22.4%	8,060	341	1,532	26,377
2013	517	139	200	128	20	3.83%	26.8%	38.8%	24.7%	8,049	355	1,700	26,854
2014	522	156	203	115	23	4.31%	30.0%	39.0%	22.0%	7,973	169	1,250	24,834
석탄발전 가동률 80%													
2020	562	203	252	68	39	7%	36.1%	44.9%	12.1%	9,887	169	739	28,437
LNG 믹스 25%													
2020	562	203	180	141	39	7%	36.1%	31.9%	25.0%	7,037	169	1,532	23,159
2023	586	225	156	146	59	10%	38.4%	26.6%	25.0%	6,108	169	1,596	20,907
LNG 믹스 30%													
2020	562	203	151	169	39	7%	36.1%	26.9%	30.0%	5,936	169	1,838	21,120
2023	586	225	127	176	59	10%	38.4%	21.6%	30.0%	4,960	169	1,916	18,781
LNG 믹스 35%													
2020	562	203	123	197	39	7%	36.1%	21.9%	35.0%	4,835	169	2,144	19,080
2023	586	225	97	205	59	10%	38.4%	16.6%	35.0%	3,812	169	2,235	16,655
LNG 믹스 30%													
2030	646	300	56	194	97	15%	46.4%	8.6%	30.0%	2,176	169	2,111	12,033

자료: 한국전력, 키움증권

2020년, 2030년 발전 믹스 조정 시 감축목표 근접 가능



자료: 한국전력, 기후증권

발전설비 용량 추이 전망 (MW)

	2015	2019E	2029E
원자력	21,716	26,729	38,329
석탄	26,274	35,408	35,408
LNG	16,405	17,009	15,209
IPP	17,854	27,462	36,652
양수/신재생	12,120	19,752	38,787

자료: 한국전력, 기후증권

2020년 LNG 믹스를 35%로 확대할 경우 LNG소비는 연간 1,250만톤 수준에서 2,144만톤으로 크게 증가할 것으로 보여 LNG 9백만톤에 해당하는 연료비용 증가가 예상된다. (LNG 5백\$/톤 기준 5조원 증가 및 석탄 50\$/톤 기준 1.5조원 감소, 총 3.5조원의 연료비용 증가 예상)

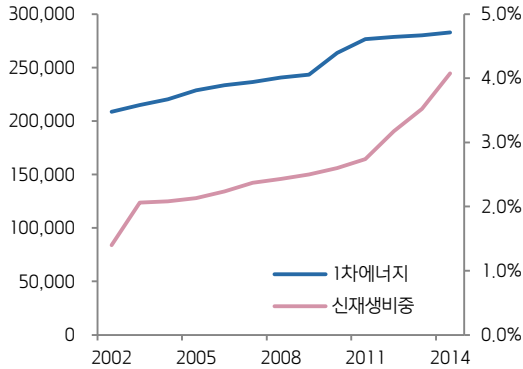
2030년 감축은 보다 여유가 있어 보인다. 원전 증설에 기인한다. 정부 계획에 따르면 2030년 원전 용량은 38GW로 확대될 예정이다. 원전 가동율을 90%로 가정할 경우 원전 발전량은 300TWh, 발전 비중은 46%까지 확대될 것으로 예상된다. LNG믹스를 30%로 가정할 경우 2030년 온실가스 배출량은 1.2억톤으로 최근 배출량보다 절반 이하로 크게 줄어든 것으로 예상된다.

감축 로드맵 중 전력부문이 유일하게 감축 목표 달성이 가능한 영역으로 예상된다. 수송, 건물 등 타 부문의 감축 부담이 전력으로 전가될 수 있으며 이 경우 원전이나 신재생에너지 확대가 증가할 필요성이 있으며 8차 전력수급계획 수정에 반영될 가능성이 높다.

주요국 대비 낮은 태양광, 풍력 비중, 확대 가능성 높음

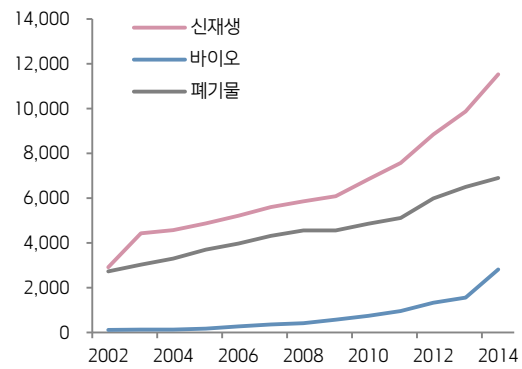
신재생에너지 비중은 2002년 1.4%에서 2015년 4.3%로 점진적 증가 추이를 보이고 있다. 그러나 폐기물과 바이오를 중심으로 한 비중 증가로 풍력과 태양광을 중심으로 한 주요국가들이 신재생에너지 비중 증가와는 차이를 보이고 있다.

2015년 신재생에너지 비중 4.3%로 점진적 증가 진행



자료: 한국에너지공단

폐기물과 바이오 중심의 신재생에너지 증가



자료: 한국에너지공단

2014년 공개된 4차 신재생에너지기본계획에 따르면 신재생에너지 비중은 1차에너지기준으로 2020년 5%, 2030년 9.7%로 증가될 것으로 예상된다. 세부적으로는 풍력과 태양광이 크게 증가, 현재 바이오(우드 펠릿)와 폐기물(부생가스) 중심에서 점진적으로 풍력과 태양광 중심으로 전환될 계획이다. 그럼에도 2030년 바이오와 폐기물이 신재생에너지 공급의 50% 이상을 차지할 것으로 보인다. 여전히 태양광과 풍력보다는 폐기물과 바이오에 기반한 신재생에너지 확대 계획이다.

4차 신재생에너지기본계획 원별 비중 목표 (1차에너지 기준) (단위 %)

	2014	2020	2025	2030
태양열	0.5	1.4	3.7	5.6
태양광	4.9	11.0	12.9	13.7
풍력	2.6	6.3	15.6	18.7
바이오	13.3	18.8	19.0	18.5
수력	9.7	6.6	4.1	3.3
지열	0.9	2.7	4.4	6.4
해양	1.1	2.5	1.6	1.4
폐기물	67.0	49.8	38.8	32.4

자료: 정부

반면 바이오와 폐기물 기반의 신재생에너지 계획은 몇가지 문제점을 가지고 있어 지속가능성에 의문이 있다는 점이다. 우선 최근 우드 펠릿 가격은 200\$/톤 수준으로 유연탄 가격의 4배 수준의 고비용 에너지원이다. 국내 우드펠릿 사용량은 2015년 기준 150만톤 수준이며 우드펠릿을 가장 많이 소비하는 유럽지역 소비량은 연간 약 8백만톤이다.

우드 펠릿을 사용할 경우 석탄발전 설비를 이용할 수 있다는 장점(우드펠릿 발열량은 4500kcal/kg으로 무연탄 4800~5000kcal/kg과 유사)이 있는 반면 연료비용이 크게 증가한다는 문제점을 가지고 있고 공급량도 제한적이라는 제약조건도 가지고 있다. 발전용 석탄 소비량은 연간 8천만톤 내외로 우드펠릿을 통한 신재생에너지 비중 확대에는 제한이 있을 것으로 보인다.

부생가스를 활용한 가스발전을 중심 축으로 한 폐기물 부분도 부생가스 생산과정이 철강산업 확대라는 전제 조건을 필요로 한다는 점에서 취약점이 있다. 부생가스는 제철용 코크스 건류 과정에서 발생한다. 온실가스 감축 움직임으로 철강산업 구조조정이나 제철과정이 코크스가 아닌 수소나 목탄 등 다른 에너지원의 전환 가능성이 있기 때문이다. 부생가스 공급 확대가 제한적일 수 있기 때문이다.

부생가스 이외에 다른 한편으로 석탄합성가스 기반의 IGCC를 준비 중이다. 국내에서는 석탄합성가스를 한시적으로 신재생에너지로 지정하고 있으나 2023년 유엔의 검증과정에서 온실가스 감축으로 인정받기 어려워 보인다. 제철산업의 부생가스와는 달리 의도적으로 석탄을 변형한 형태로 본질적으로는 IGCC가 석탄화력발전이기 때문이다. 따라서 바이오와 폐기물 기반의 신재생에너지 확대는 제한적일 가능성이 높아 2030년 감축 로드맵 수립 시 수정될 가능성이 높아 보인다.

4차 신재생에너지기본계획 원별 비중 목표 (1차에너지 기준)

	2015	2020	2030
1 차에너지 (천 toe)	285,154	307,192	330,933
태양광	848	8,418	20,600
풍력	283	968	6,003
바이오	2,758	2,888	5,939
폐기물	7,460	7,649	10,401
태양광 비중	0.30%	0.59%	1.33%
풍력 비중	0.10%	0.32%	1.81%
바이오 비중	0.97%	0.94%	1.79%
폐기물 비중	2.62%	2.49%	3.14%

자료: 정부

발전량 기준으로 신재생에너지 발전 비중은 2015년 약 7%에서 2030년 13.7%로 계획될 예정이나 주요국에 비하여 상대적으로 낮은 수준이다. 미국은 2030년 신재생에너지 발전 비중을 28%, 독일은 2020년 40%, 2030년 50%, 호주 2020년 20%를 계획하고 있다.

중국은 2020년 태양광과 풍력발전 설비를 각각 100GW, 200GW로 계획하고 있으며 이는 2015년 발전용량의 30% 수준이다.

4차 신재생에너지기본계획 발전원별 발전량 및 비중 목표

발전량 (GWh)	520,754	561,000	604,356
태양광	3,974	8,418	20,600
풍력	1,339	4,581	28,421
바이오	5,617	5,880	12,094
폐기물	22,644	23,217	31,569
태양광 비중	0.76%	1.50%	3.41%
풍력 비중	0.26%	0.82%	4.70%
바이오 비중	1.08%	1.05%	2.00%
폐기물 비중	4.35%	4.14%	5.22%

자료: 정부

폐기물에 집중된 4차 신재생에너지기본계획도 온실가스 감축 로드맵과 유사하게 달성 가능성이나 합리성의 문제점을 가지고 있는 것으로 보인다. 주요국가들과 유사하게 태양광과 풍력중심으로 전환될 가능성이 있어 보인다.

현재 계획상 2030년 태양광과 풍력은 각각 18.7GW, 15.5GW 수준의 설비용량 증설이 필요할 것으로 보이거나 바이오 부문과 폐기물 부문이 축소될 경우 대폭적인 설비확대가 필요할 것으로 보인다.

>>> 에너지 요금과 수요조절

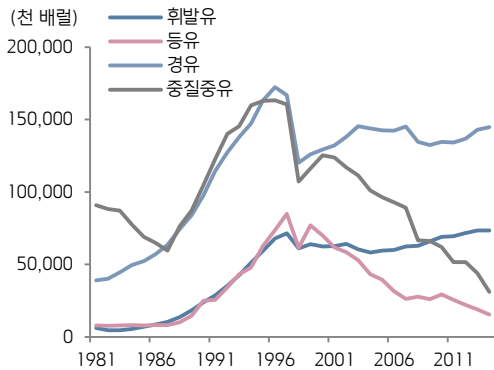
온실가스 감축을 전제로 할 때 풍선효과는 에너지 정책의 중요한 제약 요인이다. 풍선효과까지 고려해야 온실가스 감축이 가능하기 때문이다.

에너지유 소비 감소와 전력소비 증가

에너지유 소비는 90년대 말 IMF 이후 감소세를 보이고 있다. 1997년 에너지유 소비는 6,372 만TOE를 정점으로 하락하기 시작한 후 2014년 3,987 만TOE으로 약 40% 감소하였다.

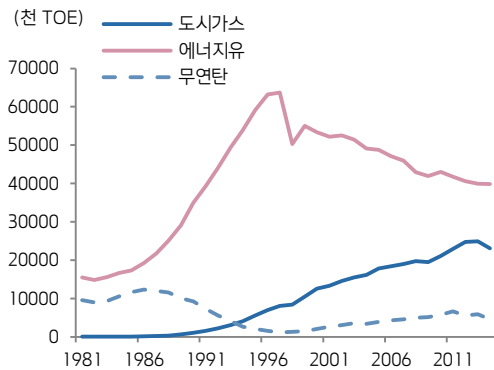
세부 유종 별로는 경유와 등유 중심의 감소를 보이고 있다. 이는 IMF 당시 환율급등과 경유 관련 세금 증가와 연관된 것으로 판단한다. 소비가 급감한 경유, 등유, 경질중유는 난방용으로도 사용되는 유종이다. IMF 당시 환율 상승으로 인한 난방비용 급증으로 인해 상대적으로 저렴한 도시가스, 무연탄으로 수요전환, 풍선효과가 나타난 것으로 분석된다.

IMF 전후 등/경유, 중질경유 중심으로 소비 급감



자료: 에너지경제연구원

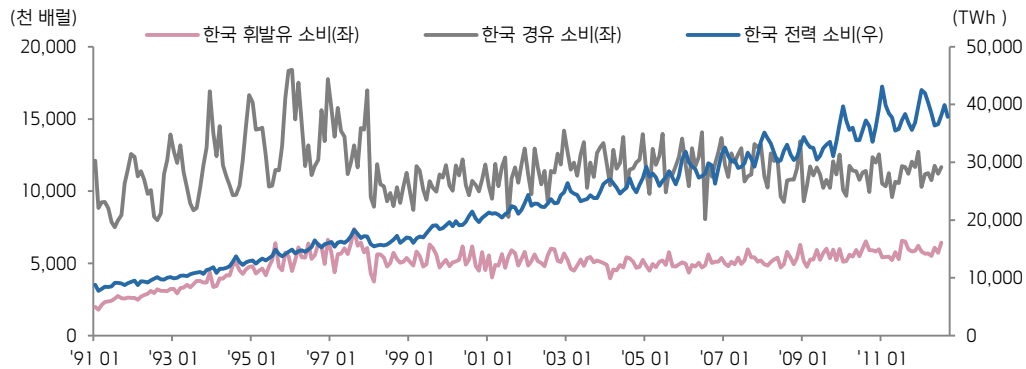
IMF이후 에너지유 소비 감소와 도시가스 소비 증가



자료: 에너지경제연구원

장기 시계열상의 경유와 전력의 소비 추이를 바탕으로 할 때 난방용 에너지원의 선택은 가격에 매우 민감한 영향을 받는 것으로 분석된다.

IMF 직후 난방용 경유 수요 급감, 금융위기 이후 난방용 전력소비 증가



자료: 키움증권 정리

경유는 수송연료로 사용되기도 하고 난방용으로 사용되었다. IMF이전 경유 소비량은 동절기에 급증하는 패턴을 보인다. 이는 난방용 수요를 설명한다. 그런데 난방용 경유 수요는 1997년 말 갑자기 사라진다. 외환위기로 급등한 환율에 기인하는 것으로 풀이된다.

부수적으로 경유 관련 세금이 휘발유 수준으로 점진적으로 조정될 예정이었던 점도 영향을 준 것으로 판단한다. 주로 수송용으로 사용되는 휘발유는 대체가 어렵다는 점에서 경기와 무관한 소비 패턴을 보이고 있고 경유 소비로 난방용 수요가 제거된 이후에는 일정 수준을 꾸준히 유지하고 있다.

반면 경유 소비 패턴에서 확인되는 동계 난방용 수요가 금융위기 이후에는 전력에서 나타난다. 금융위기 당시 전력요금 인상이 억제되어 전력 상대 가격이 하락하며 난방수요가 전력으로 이동한 점에 기인하는 것으로 분석된다.

전기요금 조정에 따른 수요변화

지난 1년간 시행된 산업용 토요 요금 경감 프로그램에서 풍선효과가 확인된다. 산업용 전력 요금 변화가 판매량 변화에 영향을 주고 있는 것으로 확인된다. 특히 사용자가 요금 경감을 위하여 의도된 조업시간 변경에 기반한다는 측면에서 향후 에너지 가격 조정에 따른 사용자 소비 변화 가능성을 보여주고 있다. 전력 요금 조정에 영향을 미칠 것으로 전망한다.

지난 1년간의 산업용 전력판매 가격과 수요 변화는 대략 평균요금이 YoY-0.7% 하락한 반면 사용량은 YoY 1.0% 증가했다. 특히 토요 요금 조정만으로 이 정도의 효과가 발생했다는 점에서 토요일의 실질적인 전력사용 패턴은 크게, 의도적으로 변화되었다고 판단한다.

산업용 전력 판매량 및 판매 수익 변화, 요금경감 제도가 전력소비 패턴의 변화를 촉진함

	판매량(GWh)	판매량 YoY	판매액(억)	판매액 YoY	판가(원/kWh)	판가 YoY
Aug-15	22,891	2.6%	26,524	1.7%	115.88	-0.9%
Sep-15	22,626	3.0%	21,790	2.4%	96.30	-0.6%
Oct-15	22,504	-2.4%	21,165	-1.4%	9.05	1.0%
Nov-15	22,356	0.2%	25,54	0.2%	114.26	0.0%
Dec-15	23,289	-1.2%	27,119	-0.9%	116.45	0.3%
Jan-16	23,769	-0.3%	27,003	-1.8%	113.61	-1.6%
Feb-16	22,067	2.7%	25,313	1.9%	114.71	-0.8%
Mar-16	23,527	2.2%	22,530	2.5%	95.76	0.3%
Apr-16	23,072	0.5%	21,339	-1.4%	92.49	-1.9%
May-16	22,904	0.9%	21,321	0.9%	93.09	0.0%
Jun-16	23,572	3.5%	26,462	-0.4%	112.26	-3.7%
Jul-16	23,238	0.5%	27,937	-0.3%	120.22	-0.8%

< 토요일 경부하요금 적용 시간대 (12시간) >

구 분		1 ~ 9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
기 존	겨울철	경부하	중	중		중		중			중		중	중	중	경	
	기타 계절	경부하	중	중	중		중				중					경	
개 선	겨울철	경부하	경	중				경								경	
	기타 계절	경부하	경	중	경	중			경							경	

* 전력수요가 가장 높은 2시간은 제외

자료: 한국전력

월간 단위로 약간의 변화가 있으나 지난 1년간 산업용 판매량은 요금에 반비례하며 증가하였다. 전력요금이 낮은 토요일 소비량을 늘린 결과 요금이 하락한 것으로 보이며, 낮은 요금으로 인해 전력소비가 증가한 것으로 분석한다.

이 결과를 바탕으로 요금인상이 반드시 전력소비 감소로 이어진다고 단언하기는 힘들지만, 최소한 요금인하는 전력소비 증가와 그에 따른 온실가스 배출 증가로 이어짐이 확인된다. 따라서 요금인하에 따른 온실가스 배출 증가와 이에 대한 대응방안이 준비된 있을 경우에만 요금인하 여력이 생길 것으로 판단한다.

전력 요금 인상이 전력소비 감소로 이어질 지의 여부는 전력을 대체할 수 있는 에너지원과 그 에너지 가격을 고려해야 한다. 현재 산업체 에너지 소비는 일부에서 사용하는 석탄과 비에너지(석유, 천연가스)를 제외할 경우 전체 에너지 소비의 46%를 전력이 차지하고 있다. 산업체 대부분이 전력을 주 에너지로 사용하고 있는 의미이다.

전력이 석유나 LNG보다 저렴하기 때문에 전력요금 인상으로 인해 석유나 LNG소비가 증가하기는 어려울 것으로 예상된다. 결국 전기요금인상 시 전력소비 감소로 이어질 가능성이 높다.

에너지별 산업용 소비, 석탄, 비에너지 제외 시 전력이 산업용 에너지 수요의 46% 차지

	최종에너지(천toe)	석탄, 비에너지 제외시	
		최종에너지(천 toe)	비중
최종에너지(천 toe)	136,086	49,327	
전력	22,757	22,757	46%
석탄	34,666		
석유	61,188		
비에너지	52,092		
에너지	9,096	9,096	18%
기타	17,474	17,474	35%

자료: 정부, 키움증권

전기요금 개편, 산업용 수요조절과 연계 확대 필요

단기적으로 가정용 요금 인하 가능성은 높다. 반면 산업용 요금은 인상될 가능성이 높아 보인다. 산업용 전력수요는 경부하 수요가 높은 비대칭 구조를 보이고 있으며, 이는 낮은 경부하 요금에 기인한 결과로 보이기 때문이다. 에너지 소비 효율화, 온실가스 감축 유도를 위해 경부하 요금 조정 가능성이 높아 보인다.

계시별 요금이 적용되는 산업용(을) 부하별 전력판매량, 경부하에 집중된 소비 (2012년 기준) (GWh)

	경부하	중간부하	최대부하	계
상위 5 대	21,791	11,120	6,013	38,924
(부하별비중)	56.0%	28.6%	15.4%	100.0%
산업용(을) 대비 비중	19.6%	15.2%	14.3%	17.2%
상위 10 대	30,047	15,973	8,721	54,741
(부하별비중)	54.9%	29.2%	15.9%	100.0%
산업용(을) 대비 비중	27.0%	21.9%	0.7%	24.2%
산업용(을) 전체	111,423	72,922	72,136	226,480
(부하별비중)	49.2%	32.2%	18.6%	100.0%
산업용(을) 대비 비중	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

자료: KDI

산업용 경부하 수요는 전체 산업용 수요의 50%, 중간부하는 32%를 차지하고 있다. 일반적인 근무시간인 낮 시간대 전력수요는 18%로 높은 비대칭성을 보이고 있다.

편중된 소비 특성은 특정 대형 업체에서 좀더 높은 비율을 보이는 것을 사실이나 산업용 소비 전반에서 공통적으로 확인된다. 즉 대부분의 산업체가 의도적으로 전력 다소비 공정을 심야 경부하 시간대로 이전하여 작업한 결과로 분석한다.

2012년 산업용 경부하 소비 전력 111TWh과 중간부하 소비전력 73TWh는 일반용 102TWh, 가정용 전력 소비 65TWh를 상회하는 수준이다. 전력소비가 가장 많은 산업용 경부하 전력소비 효율화와 온실가스 감축을 촉진하기 위해 산업용 요금의 적절한 조정이 필요한 시점으로 예상된다.

V. IEA 제안, 전력시장 개방

IEA는 전력산업이 기후변화 대응의 핵심 역할을 수행할 것으로 예상하고 있다. 전력부문의 효과적인 감축을 위해 신재생에너지 투자 뿐 아니라 기존 발전설비의 유지와 효율적인 전력망 운영, 판매 경쟁 등 전반적인 변화가 필요할 것으로 예상하고 있다. IEA 자료를 요약하면 다음과 같다.

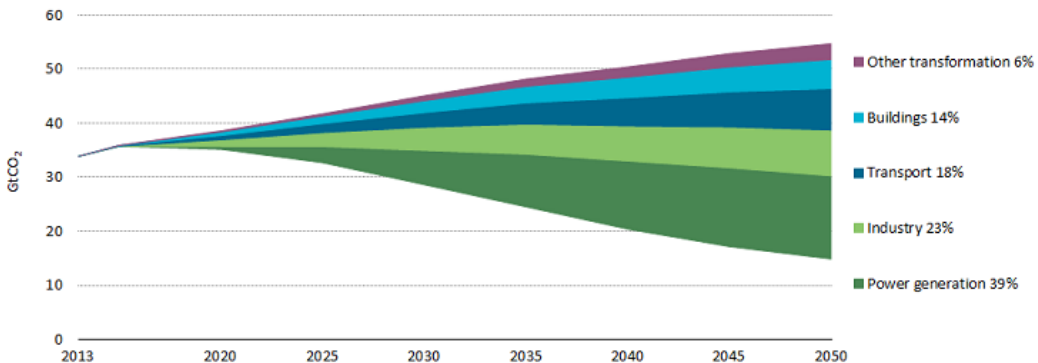
ETP (Energy Technology Perspectives) 2016, 감축 경로

에너지 소비로 인한 전세계 온실가스 배출량은 2014년 320억톤이며 부문별 배출 비중은 발전 38%, 산업 26%, 수송 21%, 건물 8%를 차지하고 있다. (발전부문 온실가스 배출 비중은 우리나라 2013년 비중과 유사) 발전부문의 수요를 최종소비 부문으로 배분할 경우 산업 40%, 건물 30%의 온실가스를 배출하고 있다.

파리협약 합의 내용인, 온난화를 2°C 이내로 관리하기 위해서는 2050년 온실가스 배출량은 130억톤으로 제한되어야 한다. 이는 현재 대비 60%의 감축이 필요한 수준이다. 감축에 필요한 부문별 기여는 발전 39%, 산업 23%, 수송 18%, 건물 14%로 예상하고 있다. IEA 온실가스 감축을 위해 발전부문이 가장 핵심적이고 중요한 부문임을 밝히고 있다.

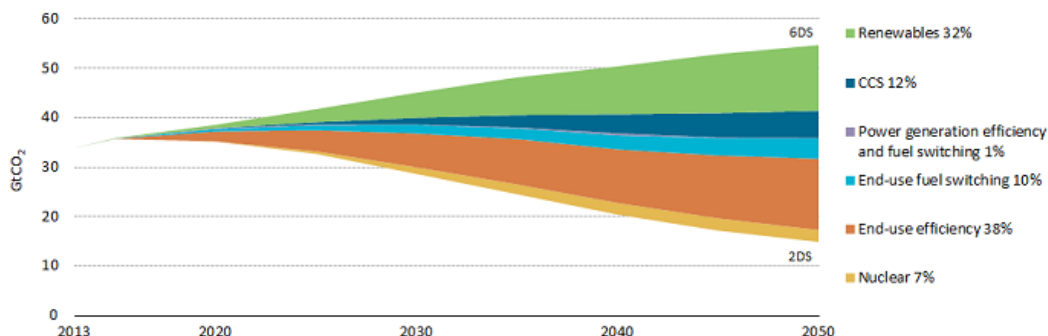
간략한 부문별 감축 전략으로 발전부문은 재생에너지 확대, CCS(탄소 포집 매립), 원자력의 기여로 탈탄소에 가까운 수준으로 감축할 것, 수송부문은 다음 10년후 정점을 찍고 빠르게 하락하며 이를 위해 지속 가능한 교통시스템과 저탄소 연료확대를 위한 탄소세 도입을 제안하고 있다. 산업과 건물 부문도 45~50%를 감축 경로를 제시하고 있다. 감축 방법에서도 전력부문의 신속하고 적극적인 대응을 주문하고 있다.

2050년 온실가스 60% 감축을 위한 부문별 감축 기여, 발전부문 39%로 가장 높음



자료: IEA, 키움증권

2050년 온실가스 60% 감축을 위한 기술별 감축 기여, 에너지 효율화와 신재생 에너지 역할이 중요



자료: IEA, 기후변화

IEA가 제시한 발전부문의 세부적인 감축 경로는 다음과 같다.

발전부문은 2014년 1차에너지의 37%를 소비하고 전체 온실가스 배출의 38%인 약 120억톤의 온실가스를 배출하고 있다. 전력소비는 지속적으로 증가하여 2050년 현재보다 약 2배 규모로 증가할 것으로 예상됨에도 불구하고 발전부문 온실가스는 대부분 감축될 것으로 전망하고 있다.

현재 화석연료 발전이 68%를 차지하고 있으나 2050년 석탄과 가스발전은 12%로 축소하고, 화력발전설비 대부분에 CCS설비를 갖추 것을 제안한다.

신재생에너지 비중은 2050년 67%까지 확대되며, 원자력 발전도 현재 11%에서 2050년 16%까지 증가할 것으로 예상하고 있다. 신재생, 원자력, CCS를 중심으로 감축을 권고하고 있다.

이러한 발전믹스의 변화로 인해 단위전력 생산에 따른 이산화탄소 배출량은 2013년 528g/kWh에서 2050년 40g/kWh로 탈탄소화가 이루어질 것으로 예상하고 있다.

전력시장 개혁

IEA는 발전부문 저탄소화를 위하여 발전믹스 변화 뿐 아니라 전력시장의 개혁도 함께 제시하고 있다. 보조금에 의존하여 지속가능한 저탄소 전력산업 유지가 어렵고 발전과 전력소비 특성상 신재생 에너지나 원자력 등 특정 기술에만 의존하기도 불가능하기 때문이다.

IEA는 지속가능한 전력 생태계 구축을 권고하고 있다. 다양한 발전원과 전력시장 참여자들이 상호 보완적인 역할을 수행하고 신재생 에너지 투자가 촉진될 경우 지속가능한 저탄소 전력산업으로 이행이 가능할 것으로 전망하고 있다. 특히 전력소비 효율성과 효율적 시장운동을 위하여 전력망과 판매시장의 경쟁확대가 불가피할 것으로 예상하고 있다.

IEA는 저탄소 투자, 전력시장 운영, 송배전망 효율성, 전력소비 효율화 등 4개 부문에서 경쟁과 규제를 통해 전력시장 개혁을 제시하고 있다. (8월 29일 자료 참조)

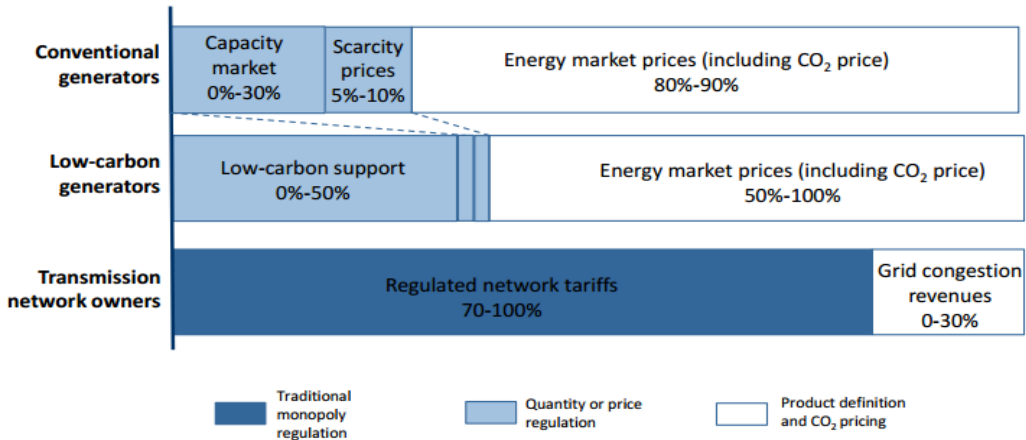
IEA가 제시한 전력산업 개혁 방안. 4개 부문에서 경쟁과 규제를 통해 저탄소화 기대

Objective	Policy	Type of regulation	Competitive markets
Low-carbon investments	Carbon pricing	<ul style="list-style-type: none"> Carbon regulation 	<ul style="list-style-type: none"> Carbon price (trading scheme) Long-term contracts
	Additional policy: Support schemes	<ul style="list-style-type: none"> Low-C long-term support 	<ul style="list-style-type: none"> Auctions set support level Integration in markets
Operational efficiency / Reliability and adequacy	Short-term energy markets	<ul style="list-style-type: none"> Market rules Scarcity pricing Reliability standards 	<ul style="list-style-type: none"> Energy prices with a high geographical resolution Energy prices with a high temporal resolution Dynamic pricing offers
	Additional policy: Capacity markets	<ul style="list-style-type: none"> Capacity requirements Demand response product definition 	<ul style="list-style-type: none"> Capacity prices Demand response participation
Network efficiency	Regulation	<ul style="list-style-type: none"> Regional planning Network cost allocation 	<ul style="list-style-type: none"> Congestion revenues Transmission auctions
Consumption	Retail pricing	<ul style="list-style-type: none"> Network tariff structure Taxation and levies 	<ul style="list-style-type: none"> Retail competitive prices Distributed resources

자료: IEA

특히 발전, 송배전, 판매 부문의 경쟁 확대가 필수적이며, 이를 위하여 적절한 수준의 부가금이 필요함을 강조하고 있다.

저탄소 전력시장, 발전 부문과 송전 부문에 경쟁 강화를 위하여 부가금 도입 제안



자료: IEA

IEA의 전력시장 개혁 방안은 일본, 미국 등 선진국이 추진 중인 전력시장 개방과 일맥상통하고 현재 정부가 추진중인 판매경쟁, 발전경쟁과 동일한 맥락이다.

온실가스 감축이 적극적으로 추진될 경우 전력시장 개방이 병행될 가능성이 높은 것으로 판단한다. IEA 제안은 연초 전력시장 개방을 시사한 정부 움직임을 가속될 것으로 예상된다.



재무제표

한국전력
(015760)

BUY (Maintain)/TP: 80,000원

한전기술
(052690)

BUY (Maintain)/TP 36,000원

한국전력

포괄손익계산서

(단위: 억원)

12월 결산 FRS 연결	2014	2015	2016E	2017E	2018E
매출액	574,749	589,577	595,157	638,387	651,155
매출원가	497,630	454,577	432,751	488,366	498,133
매출총이익	77,119	135,000	162,406	150,021	153,021
판매비 및 일반관리비	19,244	21,533	21,736	23,315	23,782
영업이익(보)	57,876	113,467	140,670	126,706	129,240
영업이익(핵심)	57,876	113,467	140,670	126,706	129,240
영업외손익	-15,583	73,091	-20,375	-24,374	-27,762
이자수익	1,915	2,416	2,439	1,181	1,205
배당금수익	142	141	142	69	70
오환이익	2,781	2,395	0	2,000	0
이자비용	23,516	20,157	31,500	33,000	33,500
오환손실	5,501	9,477	9,500	1,000	0
관계기업자본법손익	2,750	2,074	1,000	2,000	0
투자및기타자산분손익	1,310	85,614	0	0	0
금융상품평가및기타금융이익	474	6,043	12,965	0	0
기타	4,063	4,041	4,079	4,376	4,463
법인세비용차감이익	42,293	186,558	120,295	102,332	101,478
법인세비용	14,303	52,394	35,126	24,764	24,558
유효법인세율(%)	33.8%	28.1%	29.2%	24.2%	24.2%
당기순이익	27,990	134,164	85,169	77,567	76,920
자배주주자본손익(억원)	26,869	132,891	84,361	76,832	76,191
EBITDA	136,610	196,881	224,028	210,011	212,498
현금순이익(Cash Earnings)	106,724	217,578	168,526	160,873	160,178
수정당기순이익	26,809	68,248	75,990	77,567	76,920
증감율(%, YoY)					
매출액	6.4	2.6	0.9	7.3	2.0
영업이익(보)	281.0	96.1	24.0	-9.9	2.0
영업이익(핵심)	281.0	96.1	24.0	-9.9	2.0
EBITDA	53.3	44.1	13.8	-6.3	1.2
자배주주자본 당기순이익	4,377.3	394.6	-36.5	-8.9	-0.8
EPS	4,377.3	394.6	-36.5	-8.9	-0.8
수정순이익	4,311.4	154.6	11.3	2.1	-0.8

현금흐름표

(단위: 억원)

12월 결산 FRS 연결	2014	2015	2016E	2017E	2018E
영업활동현금흐름	119,986	168,284	171,428	175,056	166,707
당기순이익	27,990	134,164	85,169	77,567	76,920
감가상각비	77,970	82,691	82,691	82,691	82,691
무형자산상각비	764	723	666	615	567
오환손익	3,517	6,172	9,500	-1,000	0
자산처분손익	4,481	90,075	0	0	0
자본법손익	0	0	-1,000	-2,000	0
영업활동자산부채 증감	-14,286	-24,397	4,042	16,325	6,597
기타	19,550	-121,144	-9,641	858	-69
투자활동현금흐름	-144,132	-96,593	-149,456	-110,472	-165,014
투자자산의 처분	1,265	-51,055	-831	45,717	-859
유형자산의 처분	1,113	98,438	0	0	0
유형자산의 취득	-145,475	-140,499	-147,524	-154,900	-162,645
무형자산의 처분	-668	-875	0	0	0
기타	-367	-2,602	-1,101	-1,289	-1,509
재무활동현금흐름	19,852	-52,066	-14,933	9,523	-5,010
단기차입금의 증가	594	-654	0	0	0
장기차입금의 증가	13,318	-48,923	0	0	0
자본의 증가	0	0	0	0	0
배당금지급	-2,034	-4,263	-19,901	-13,481	-13,481
기타	7,974	1,774	4,968	23,004	8,471
현금및현금성자산의순증가	-4,360	19,668	7,038	74,107	-3,317
기초현금및현금성자산	22,323	17,963	37,831	44,869	118,976
기말현금및현금성자산	17,963	37,831	44,869	118,976	115,659
Gross Cash Flow	134,272	192,681	167,386	158,731	160,110
Op Free Cash Flow	-43,392	-757	39,470	40,773	25,174

대차대조표

(단위: 억원)

12월 결산 FRS 연결	2014	2015	2016E	2017E	2018E
유동자산	168,199	220,253	229,018	254,731	254,129
현금및현금성자산	17,963	37,831	44,869	118,976	115,659
유동금융자산	1,847	53,477	53,983	5,745	5,860
매출채권및유동채권	79,712	77,328	78,059	85,118	86,821
재고자산	45,375	49,464	49,932	42,559	43,410
기타유동금융자산	23,302	2,154	2,174	2,332	2,379
비유동자산	1,468,884	1,532,320	1,599,145	1,677,400	1,759,319
장기매출채권및기타비유동채권	9,574	9,670	9,761	10,470	10,680
투자자산	87,444	94,007	95,473	100,135	100,949
유형자산	1,358,125	1,413,614	1,478,446	1,550,655	1,630,609
무형자산	8,236	8,584	7,918	7,303	6,737
기타비유동자산	5,505	6,446	7,547	8,836	10,345
자산총계	1,637,083	1,752,574	1,828,163	1,932,131	2,013,448
유동부채	216,001	227,108	232,134	246,474	255,131
매입채무및기타유동채무	116,400	98,046	98,974	106,163	108,286
단기차입금	7,682	7,206	7,206	7,206	7,206
유동상장차입금	64,469	72,442	72,442	72,442	72,442
기타유동부채	27,450	49,414	53,512	60,663	67,197
비유동부채	872,832	846,040	851,336	876,879	886,099
장기매입채무및비유동채무	35,721	34,616	34,944	37,482	38,231
사채(장기차입금)	563,796	514,491	514,491	514,491	514,491
기타비유동부채	273,315	296,934	301,902	324,906	333,377
부채총계	1,088,833	1,073,149	1,083,470	1,123,352	1,141,230
자본금	32,098	32,098	32,098	32,098	32,098
주식발행초과금	8,438	8,438	8,438	8,438	8,438
이익잉여금	353,036	481,872	546,716	610,311	673,254
기타자본	142,441	143,936	143,936	143,936	143,936
자배주주자본총계	536,013	666,345	731,188	794,783	857,726
비자배주주자본자본총계	12,237	13,080	13,505	13,996	14,492
자본총계	548,250	679,425	744,693	808,779	872,218
순차입금	616,137	502,831	495,286	469,417	472,619
총차입금	635,947	594,138	594,138	594,138	594,138

투자지표

(단위: 원, 배, %)

12월 결산 FRS 연결	2014	2015	2016E	2017E	2018E
주당지표(원)					
EPS	4,185	20,701	13,141	11,968	11,868
BPS	83,496	103,798	113,899	123,805	133,610
주당EBITDA	21,280	30,669	34,897	32,714	33,101
CFPS	16,625	33,892	26,252	25,060	24,951
DPS	500	3,100	2,100	2,100	2,100
주당배수(배)					
PER	10.2	2.4	3.8	4.2	4.2
PBR	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
EV/EBITDA	6.6	4.2	3.7	3.8	3.7
PCFR	2.6	1.5	1.9	2.0	2.0
수익성(%)					
영업이익률(보)	10.1	19.2	23.6	19.8	19.8
영업이익률(핵심)	10.1	19.2	23.6	19.8	19.8
EBITDA margin	23.8	33.4	37.6	32.9	32.6
순이익률	4.9	22.8	14.3	12.2	11.8
자기자본이익률(ROE)	5.3	21.9	12.0	10.0	9.2
투자자본이익률(ROIC)	2.9	6.0	7.1	6.5	6.4
인정성(%)					
부채비율	198.6	157.9	145.5	138.9	130.8
순차입금비율	112.4	74.0	66.5	58.0	54.2
이자보상배율(배)	2.5	5.6	4.5	3.8	3.9
활동성(배)					
매출채권회전율	7.2	7.5	7.7	7.8	7.6
재고자산회전율	13.0	12.4	12.0	13.8	15.1
매입채무회전율	5.4	5.5	6.0	6.2	6.1

한전기술

포괄손익계산서

(단위: 억원)

12월 결산 FRS 별도	2014	2015	2016E	2017E	2018E
매출액	8,419	6,576	4,632	5,558	6,670
매출원가	6,697	4,960	3,381	4,002	4,802
매출총이익	1,722	1,616	1,251	1,556	1,868
판매비 및 일반관리비	1,056	1,269	755	906	1,087
영업이익(보고)	666	347	496	650	780
영업이익(핵심)	666	347	496	650	780
영업외손익	41	18	1	18	19
이자수익	50	23	17	20	24
배당금수익	0	0	0	0	0
오환이익	47	83	0	0	0
이자비용	2	5	5	5	5
오환손실	104	76	0	0	0
관계기업지분법손익	-23	-47	0	0	0
투자및기타자산분손익	0	12	0	0	0
금융상품평가및기타금융이익	-3	-3	-80	-80	-100
기타	75	31	69	83	100
법인세비용감전이익	707	365	496	668	799
법인세비용	159	55	74	100	120
유효법인세율(%)	22.5%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
당기순이익	548	310	422	568	679
자배주주지분순이익(억원)	548	310	422	568	679
EBITDA	774	501	642	815	962
현금순이익(Cash Earnings)	656	464	568	732	861
수정당기순이익	550	303	490	636	764
증감율(%, YoY)					
매출액	11.4	-21.9	-29.6	20.0	20.0
영업이익(보고)	96.8	-47.9	42.9	31.2	20.0
영업이익(핵심)	96.8	-47.9	42.9	31.2	20.0
EBITDA	70.7	-35.3	28.2	26.9	18.1
자배주주지분 당기순이익	59.1	-43.3	35.9	34.6	19.6
EPS	59.1	-43.3	35.9	34.6	19.6
수정순이익	60.8	-44.9	61.7	29.8	20.1

현금흐름표

(단위: 억원)

12월 결산 FRS 별도	2014	2015	2016E	2017E	2018E
영업활동현금흐름	167	113	800	1,016	771
당기순이익	548	310	422	568	679
감가상각비	60	107	103	125	147
무형자산상각비	48	47	43	39	35
오환손익	52	0	0	0	0
자산처분손익	0	12	0	0	0
지분법손익	0	0	0	0	0
영업활동자산부채 증감	-1,289	-789	233	284	-90
기타	748	425	0	0	0
투자활동현금흐름	-141	-1,349	-776	-933	-950
투자자산의 처분	1,405	-309	134	-64	-76
유형자산의 처분	0	17	0	0	0
유형자산의 취득	-1,462	-820	-820	-820	-820
무형자산의 처분	-77	-77	0	0	0
기타	-7	-160	-90	-50	-53
재무활동현금흐름	-242	627	56	83	104
단기차입금의 증가	0	0	0	0	0
장기차입금의 증가	-35	845	0	0	0
자본의 증가	0	0	0	0	0
배당금지급	-155	-219	-76	-76	-76
기타	-52	0	132	159	180
현금및현금성자산의순증가	-217	-610	80	166	-74
기초현금및현금성자산	980	763	153	233	399
기말현금및현금성자산	763	153	233	399	325
Gross Cash Flow	1,456	902	568	732	861
Op Free Cash Flow	-2,203	-1,237	-20	181	-64

대차대조표

(단위: 억원)

12월 결산 FRS 별도	2014	2015	2016E	2017E	2018E
유동자산	3,553	3,416	2,531	2,718	3,108
현금및현금성자산	763	153	233	399	325
유동금융자산	15	75	53	63	76
매출채권및유동채권	2,686	2,954	2,081	2,059	2,470
재고자산	0	0	0	0	0
기타유동비금융자산	89	234	165	197	237
비유동자산	4,223	5,136	5,725	6,514	7,305
장기매출채권및기타비유동채권	93	214	150	180	217
투자자산	255	458	346	400	464
유형자산	2,902	3,378	4,095	4,789	5,462
무형자산	427	462	419	380	345
기타비유동자산	546	624	714	764	818
자산총계	7,776	8,552	8,256	9,232	10,413
유동부채	3,158	3,423	2,667	2,984	3,372
매입채무및기타유동채무	2,604	2,382	1,678	2,013	2,416
단기차입금	0	545	545	545	545
유동상장기차입금	0	38	38	38	38
기타유동부채	554	458	406	387	372
비유동부채	547	961	1,076	1,243	1,432
장기매입채무및비유동채무	33	57	40	48	58
사외채권장기차입금	38	300	300	300	300
기타비유동부채	476	604	736	895	1,075
부채총계	3,705	4,384	3,743	4,226	4,804
자본금	76	76	76	76	76
주식발행초과금	0	0	0	0	0
이익잉여금	4,096	4,193	4,539	5,031	5,634
기타자본	-102	-101	-101	-101	-101
자본총계	4,071	4,168	4,514	5,006	5,609
자본법정총자본총계	4,071	4,168	4,514	5,006	5,609
지지능총계	4,071	4,168	4,514	5,006	5,609
순차입금	-739	656	598	421	483
총차입금	38	884	884	884	884

투자지표

(단위: 원, 배, %)

12월 결산 FRS 별도	2014	2015	2016E	2017E	2018E
주당지표(원)					
EPS	1,433	812	1,104	1,486	1,777
BPS	10,652	10,905	11,810	13,097	14,674
주당EBITDA	2,024	1,310	1,679	2,131	2,518
CFPS	1,715	1,215	1,486	1,916	2,253
DPS	575	200	200	200	200
주당배수(배)					
PER	35.8	42.6	31.3	23.3	19.5
PBR	4.8	3.2	2.9	2.6	2.4
EV/EBITDA	24.4	27.7	21.5	16.8	14.2
PCFR	29.9	28.5	23.3	18.1	15.4
수익성(%)					
영업이익률(보고)	7.9	5.3	10.7	11.7	11.7
영업이익률(핵심)	7.9	5.3	10.7	11.7	11.7
EBITDA margin	9.2	7.6	13.9	14.7	14.4
순이익률	6.5	4.7	9.1	10.2	10.2
자기자본이익률(ROE)	13.9	7.5	9.7	11.9	12.8
투자자본이익률(ROIC)	25.6	8.0	9.2	11.1	12.0
인정성(%)					
부채비율	91.0	105.2	82.9	84.4	85.7
순차입금비율	-18.2	15.7	13.2	8.4	8.6
이자보상배율(배)	298.6	64.0	91.4	119.9	143.9
활동성(배)					
매출채권회전율	3.4	2.3	1.8	2.7	2.9
재고자산회전율	737.5	822.2	822.2	822.2	822.2
매입채무회전율	3.1	2.6	2.3	3.0	3.0

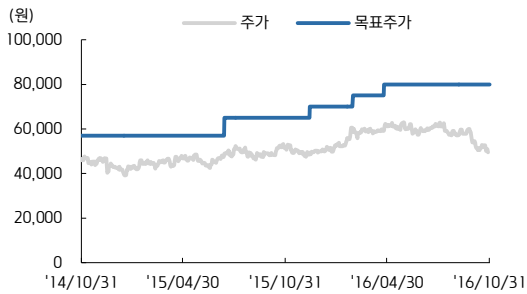
투자 의견 변동내역 (2개년)

종목명	일자	투자 의견	목표주가
한국전력 (015760)	2015/07/14	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/08/06	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/09/14	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/10/19	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/10/22	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/11/06	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/11/23	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/11/24	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/12/14	Buy(Maintain)	70,000원
	2016/01/19	Buy(Maintain)	70,000원
	2016/02/05	Buy(Maintain)	70,000원
	2016/02/29	Buy(Maintain)	75,000원
	2016/03/30	Buy(Maintain)	75,000원
	2016/04/19	Buy(Maintain)	75,000원
	2016/04/25	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/05/10	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/05/12	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/05/23	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/05/30	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/06/02	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/06/15	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/07/07	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/07/11	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/08/05	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/08/29	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/10/17	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/10/31	Buy(Maintain)	80,000원

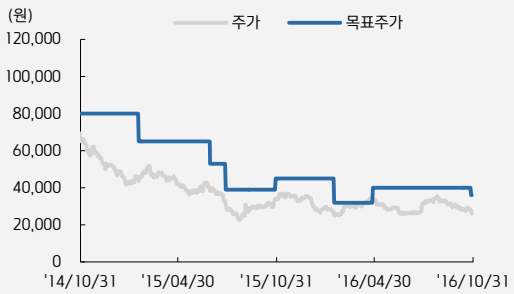
종목명	일자	투자 의견	목표주가
한전기술 (052690)	2015/04/02	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/04/20	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/04/27	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/06/09	Buy(Maintain)	65,000원
	2015/06/29	Buy(Maintain)	53,000원
	2015/07/28	Outperform(Downgrade)	39,000원
	2015/10/19	Buy(Upgrade)	39,000원
	2015/10/29	Buy(Maintain)	45,000원
	2016/02/15	Outperform(Downgrade)	32,000원
	2016/03/30	Outperform(Maintain)	32,000원
	2016/04/27	Outperform(Maintain)	40,000원
	2016/07/28	Buy(Upgrade)	40,000원
	2016/10/28	Buy(Maintain)	36,000원
	2016/10/31	Buy(Maintain)	36,000원

목표주가 추이 (2개년)

한국전력(015760)



한전기술(052690)



투자 의견 및 적용기준

기업	적용기준(6개월)	업종	적용기준(6개월)
Buy(매수)	시장대비 +20% 이상 주가 상승 예상	Overweight (비중확대)	시장대비 +10% 이상 초과수익 예상
Outperform(시장수익률 상회)	시장대비 +10 ~ +20% 주가 상승 예상	Neutral (중립)	시장대비 +10 ~ -10% 변동 예상
Marketperform(시장수익률)	시장대비 +10 ~ -10% 주가 변동 예상	Underweight (비중축소)	시장대비 -10% 이상 초과하락 예상
Underperform(시장수익률 하회)	시장대비 -10 ~ -20% 주가 하락 예상		
Sell(매도)	시장대비 -20% 이하 주가 하락 예상		

투자등급 비율 통계 (2015/10/1~2016/9/30)

투자등급	건수	비율(%)
매수	156	95.71%
중립	7	4.29%
매도	0	0.00%