

유틸리티

Overweight
(Maintain)

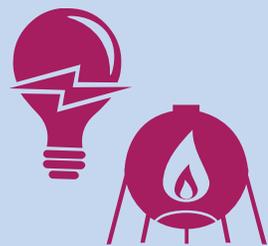
2017. 9. 18

에너지 전환, 선택은 제한적이다.

원전 및 석탄 발전과 관련한 변수와 불확실성에도 불구하고 이번 에너지 전환 정책이 지니는 정치적 위상, 신재생 에너지 확대에 따른 불가피한 변화,

목표 기간이라는 시간적 제약 등을 고려하면 최종 결정은 지속가능하고 신재생 투자 촉진을 유도하는 방향으로 설정될 것으로 보인다.

요금제도, 전력거래 등 많은 변화가 불가피하며 이는 규제 리스크 해소로 이어질 개연성이 크다. 유틸리티 산업에 긍정적 영향이 예상된다.



유틸리티/태양광

Analyst 김상구

02) 3787-4764

sangku@kiwoom.com

키움증권

Contents



I. INVESTMENT SUMMARY	3
> 에너지 전환, 선택은 제한적이다	3
II. 에너지 전환의 정치적 위상	4
> 에너지 전환의 정치적 해석	4
> 국민 수용성 강화	6
III. 제8차 전력수급기본계획	7
> 8차 전력수급기본계획 초안	7
> 전기차 보급 영향 제한적	10
IV. 신재생 에너지 확대 영향	12
> 신재생 3020, 투자 촉진 매커니즘 필요	12
> 수요반응 (Demand Side Response)	15
> 신재생 확대와 계통안정 이슈	17
> 전력시장 변화 전망	20
V. 대기오염물질 배출 현황	22
> 대기오염물질 배출 현황	22
> 석탄화력 현황	26
기업분석	29
> 한국전력 (015760)	30
> 한국가스공사 (036460)	32
> 한전KPS (051600)	36

Compliance Notice

에너지 전환, 선택은 제한적이다

원전 및 석탄 발전과 관련한 변수와 불확실성에도 불구하고 이번 에너지 전환 정책이 지니는 정치적 위상, 신재생 에너지 확대에 따른 불가피한 변화, 목표 기간이라는 시간적 제약 등을 고려하면 최종 결정은 지속 가능하고 신재생 투자 촉진을 유도하는 방향으로 설정될 것으로 보인다. 요금제도, 전력거래 등 많은 변화가 불가피하며 이는 규제 리스크 해소로 이어질 개연성이 크다. 유틸리티 산업에 긍정적 영향이 예상된다.

>>> 에너지 전환의 정치적 위상

이번 에너지 정책은 대선 공약 이행과 관련된다. 정치적 평가 기준으로 사용될 가능성이 높다. 따라서 관계 당국은 세밀하고 치밀한 설계를 통해 지속가능하고 성공적인 에너지 전환을 준비할 것으로 예상된다. 장기적 관점에서 성공적이고 지속가능한 정책으로 설정, 관리될 필요성이 높다. 추후 필요한 내용을 포함한 투명하고 예측가능한 정책으로 설정될 것으로 예상된다.

>>> 제8차 전력수급기본계획

8차 계획은 연평균 1.2% 수준의 완만한 성장을 예상하고 있다. 7차 계획 대비 크게 낮아졌다. 이에 따라 전력 소비증가를 최소화하고 효율화하는 제도 도입이 확대될 가능성이 높다. 이전보다 낮은 전력소비에도 불구하고 발전설비 용량은 증가할 전망이다. 신재생 비중 확대의 영향이다. 대규모 신재생 투자를 유도할 제도적 변화도 수반될 것으로 전망한다.

>>> 신재생 에너지 확대 영향

대규모 신재생 투자가 예상된다. 신재생은 2030년 발전 비중 20%를 차지할 전망이다. 대규모 투자가 지속적으로 촉진될 수 있도록 관련 제도 수정이 필요하다. 또한 간헐성 전원 확대에 따라 수요반응 서비스 확대 가능성이 높다. 인프라 구축과 소비자 행동 변화가 필요하다는 측면에서 제도도입 시점은 빨라질 것으로 보인다. 신재생 확대와 촉진을 위해 전력시장과 요금제도의 변화가 불가피 할 것으로 전망한다.

- 당사는 9월 15일 현재 상기에 언급된 종목들의 발행 주식을 1% 이상 보유하고 있지 않습니다.
- 당사는 동 자료를 기관투자가 또는 제3자에게 사전 제공한 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

I. Investment Summary

>>> 에너지 전환, 선택은 제한적이다

새 정부 에너지 정책 방향은 비교적 명확하다. 안전하고 깨끗한 에너지 확대를 통한 환경개선과 사회적 가치 확대에 압축된다. 8차 전력수급기본계획에 필요한 변화가 담길 것으로 예상된다. 신고리 5,6호기 처리 방안 등 몇 가지 불확실성이 상존하나, 최종 결정의 방향과 이에 따른 영향을 점검할 시점이다.

원전 및 석탄 발전과 관련한 변수와 불확실성에도 불구하고 이번 에너지 전환 정책이 지니는 정치적 위상, 신재생 에너지 확대에 따른 불가피한 변화, 목표 기간이라는 시간적 제약 등을 고려하면 최종 결정에 대한 실마리를 얻을 수 있다.

첫째, 이번 8차 전력수급기본계획은 단순한 에너지 정책을 넘어 대선 공약의 실행 과정이다. 특히 5년간 현 정부가 진행할 9차, 10차 전력수급기본계획과 3차 국가에너지기본계획 수립과정에서 정치적 평가로 이어질 수 있다. 후속 정책 수립과정에서 수정이 불필요하고, 지속가능하며, 성공적인 에너지 전환을 이끌 수 있는 제도로 설계될 필요성이 매우 크다.

둘째, 대규모 신재생 투자를 신속하게 진행해야 한다. 투자자에게 20년 이상 유지될 있는 투자보수모델 등 투자를 촉진할 매커니즘 도입이 불가피하다.

셋째, 간헐성 전원을 포함한 계통운영은 매우 어려운 작업이고 2 ~ 3년 내 유연하고 효과적인 계통운영 시스템 구축이 필요하다. 수요반응과 균형가격을 이용한 전력수급 밸런싱 도입 가능성이 높고, 이 경우 전력거래, 요금제도 변화가 필요할 것으로 예상된다.

상기 제약 조건을 바탕으로 성공적인 에너지 전환을 추진한다면 새로운 정책은 다음과 같은 조건을 갖출 것으로 예상된다.

첫째, 정책 목표를 명확히 설정하고 투명하고 객관적이며 일관적인 제도 도입과 공정한 운영이 필요하다.

둘째, 다음 계획 수립 시 변경이 어렵다. 현 정권 임기인 5년간 유지, 지속될 수 있는 제도로 설계되어야 한다. 신재생에너지 확대를 촉진하고 효율적인 전력사용을 유도할 수 있는 계통운영, 요금제도, 전력시장제도의 틀을 마련할 것으로 예상된다.

이러한 변화가 진행될 경우 전력정책 투명성 개선으로 이어질 개연성이 높고 규제 리스크 해소로 유틸리티 산업에 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다. 비중확대를 권고한다.

II. 에너지 전환의 정치적 위상

이번 에너지 전환은 이전과 다른 정치적 위상을 가지고 있는 점을 고려해야 한다. 에너지 전환은 대선 공약 이행과 관련되며 일자리, 부동산 정책과 함께 중요한 정치적 평가 기준으로 사용될 가능성이 높기 때문이다.

>>> 에너지 전환의 정치적 해석

에너지 전환 정책은 부동산 정책 다음으로 중요한 정책으로 보인다. 성공적으로 진행, 평가될 필요성이 높다. 따라서 관계 당국은 세밀하고 치밀한 설계를 통해 지속가능하고 성공적인 에너지 전환을 준비할 것으로 예상된다. 근거는 다음과 같다.

첫째, 이번 에너지 정책 수정은 대선 공약과 직접 연관되며, 성공적 에너지 전환이 정치적 평가와 대선 공약 이행 관점에서 중요한 위상을 차지한다.

신재생에너지 3020 계획과 8차 전력수급기본계획은 대선 공약 중 국민 관심이 높았던 안전하고 깨끗한 에너지 정책, 미세먼지 없는 푸른 대한민국, 미래세대 공약 등과 관련된다. 따라서 이번 에너지 전환이 에너지 정책 수정을 넘어 정치적 성과와도 맞물려 있는 것으로 판단한다.

단기적 관점보다는 장기적 관점에서 성공적이고 지속가능한 정책으로 설정, 관리될 필요성이 높다.

대선 공약 국민 관심 1순위는 안전하고 깨끗한 에너지 정책, 공약 이행 필요성 높음

순위	공약명	종아요
1	안전하고 깨끗한 대한민국 에너지 정책	285,748
2	도시재생 뉴딜	229,286
3	이사 걱정 없는 대한민국	225,407
4	가계통신비 부담 절감 정책	223,812
5	안전이 정착된 나라	223,376
6	미세먼지 없는 푸른 대한민국	213,844
7	아이 키우기 좋은 대한민국	212,275

자료: 문재인1번가 (5월 24일 기준)

둘째, 최소 5년간 지속적으로 유지될 수 있는 기본 틀이 필요하다.

8차 전력수급기본계획은 현 정권 임기내 진행될 9차, 10차 전력수급기본계획, 3차 국가에너지기본계획, 5차 신재생에너지 기본계획 수정과 맞물려 있다. 매 계획 수립 시, 정책 성과가 평가될 것으로 예상된다. 다음 에너지 계획 수립과정에서 대폭적인 수정은 정치적 평가에 부정적 영향을 미칠 가능성이 높다. 또한 공기업 재무구조 악화, 전력수급의 불안 등으로 인해 요금제도를 중간에 수정하는 경우도 부정적 평가로 이어질 개연성이 높다.

중장기적으로 신재생에너지 확대는 비용증가와 환경비용 등으로 원가상승이 예상되는 데, 이를 제도적으로 흡수할 수 있는 시스템으로 전환하는 것이 리스크를 최소화하는 방안으로 보인다. 전력구입비 연동제 등이 실질적인 대안으로 보이며, 당장 요금인상 요인이 크지 않다는 점에서도 제도 도입에 유리한 상황으로 보인다.

한편 신재생에너지 확대에 따른 전력시장 변화도 불가피한 것으로 보이며 이에 대한 준비도 포함될 것으로 예상된다. 신재생에너지 확대와 관련된 영향은 뒷부분에 자세하게 후술한다.

셋째, 현 정부는 안전하고 깨끗한 환경에서 비롯되는 사회적 가치에 보다 높은 가치를 두고 있다. 과거 산업 중심의 정책 목표에서 벗어나 신재생에너지 확대와 에너지 효율화를 통해 국가 전체의 사회적 가치를 확대할 것으로 보인다.

원전 공론화 위원회, 국회 공론회 등 국민 의견 수렴과 반영이 진행 중이다. 이 역시 사회적 가치를 높이고 향후 발생할 비용에 대한 수용성을 높이는 과정으로 판단한다. 신고리 5, 6호기 건설 여부 등 최종 결정에 대한 불확실성이 남아 있으나 이와는 독립적으로 국민 수용성이 증가한다면 절반의 성공으로 평가될 가능성이 높다.

환경공약, 사회적 비용 반영 필요



자료:문재인1번가

전기요금 정상화 공약



자료:문재인1번가

결론적으로 이번 에너지 정책은 단기적 대응보다는 일관되고 지속가능한 방향으로 설정될 가능성이 높다. 이는 신재생에너지 확대를 촉진하고 효율적인 전력사용을 유도할 수 있는 요금제도, 전력시장제도의 틀을 마련할 것으로 예상된다. 이러한 과정은 전력정책의 투명성 개선으로 이어질 개연성이 높아 유틸리티 산업에 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다.

>>> 국민 수용성 강화

원전 공론화, 전력수급기본계획 국회 공론회 등 이전에 볼 수 없었던 다양한 국민의견 수렴 과정이 진행되고 있다. 최종안 확정에 앞서 수 차례 추가적인 국민 여론 수렴 과정이 진행될 예정이다. 위에서 기술한 관점에서 국민 여론 수렴 과정을 재해석해 볼 필요가 있다.

국가 계획 수립에 앞서 국민 여론 수렴 및 반영이라는 측면으로도 볼 수 있으나 전문성을 요하는 전력 계획 수립이라는 관점에서는 또 다른 배경이 있는 것으로 보인다.

첫째, 장기적으로 저비용 기저발전의 감소와 신재생에너지 확대는 비용 상승과 연결된다. 따라서 에너지 전환에 대한 당위성, 정당성 강화뿐 아니라 향후 증가할 것으로 보이는 비용구조에 대한 국민적 합의가 중요한 배경으로 판단한다.

둘째, 낮아진 전력수요 전망과 발전설비 건설계획, 신재생 확대로 전력소비 효율화와 강력한 수요관리 제도 도입이 불가피할 전망이다. 강력한 수요관리를 위한 요금제도와 소비자 행동 변화가 필요하며 국민 수용성은 제도 변화의 강도를 결정할 것으로 예상된다.

셋째, 충분한 국민 수용성이 확보될 경우 에너지 시장 전반과 에너지 세제 정책에도 긍정적 영향을 미칠 것으로 보인다. 성공적인 에너지 전환과 정치적 평가 모두를 위해 필요한 요소이다.

따라서 공론화의 핵심은 신고리 5,6호기 건설 여부 그 자체보다는 정책전환과 비용상승에 대한 국민들의 지지율이며 이를 중심으로 유틸리티 산업에 미칠 영향을 평가하여야 될 것으로 보인다.

낮은 수용성 혹은 이에 따른 관련제도 개편 지연 등으로 정책 신뢰도가 하락하면 에너지 전환에 차질이 발생하고 에너지 정책 실패, 나아가 대선 공약 이행 실패로 이어질 개연성이 크기 때문이다.

III. 제8차 전력수급기본계획

제8차 전력수급기본계획 최종안이 연말 확정될 예정이다. 신고리 5,6호기 처리 방법 등 불확실성이 상존하고 있으나 전체적인 방향성에 큰 변화는 없을 것으로 예상된다.

이전 계획 대비 전력소비증가에 대한 눈높이가 크게 낮아질 전망이다. 공급 증가보다는 수요조절에 방점이 찍힐 개연성이 높다. 전력정책이 전력소비에 영향을 미칠 수 있다는 점에서도 전력소비를 최소화, 효율화하는 제도 도입 개연성이 높은 상황이다. 8차 전력수급기본계획의 개략적인 내용은 다음과 같다.

>>> 8차 전력수급기본계획 초안

공개된 초안은 연평균 GDP 성장을 2.5%를 바탕으로 연평균 1.2% 수준의 전력소비 증가를 전망하고 있다. 예상 성장율을 반영한 2030년 예상 최대전력수요는 101.9GW, 전력소비량은 612TW수준으로 예상된다.

7차 전력수급기본계획과 비교하면 2030년 최대전력수요는 -10%, 전력소비량은 -20% 감소할 것으로 보인다. 전력수요 감소 배경은 경제성장전망 하향에 있다. 7차 전력수급계획 수립에 반영된 GDP성장율과 전력수요증가는 각각 3.4%와 2.2%였다.

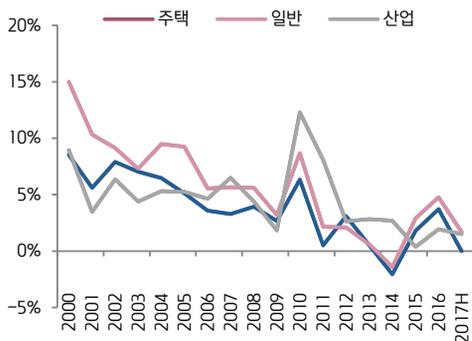
8차 전력수급기본계획 초안, 7차 계획 대비 전력수요와 전력소비량이 각각 -10%, -20% 감소

	(GW)	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	연평균
7차	최대전력수요	91.8	97.3	101.8	105.2	108.0	110.6	113.2	2.2%
('15~'29)	GDP 성장	4.0%	3.7%	3.4%	3.1%	2.9%	2.7%		3.4%
8차(잠정)	최대전력수요	86.3	90.9	94.1	96.9	99.1	100.6	101.9	1.2%
('17~'31)	GDP 성장	3.2%	3.4%	2.7%	2.5%	2.3%	2.0%	1.7%	2.5%

자료: 국회

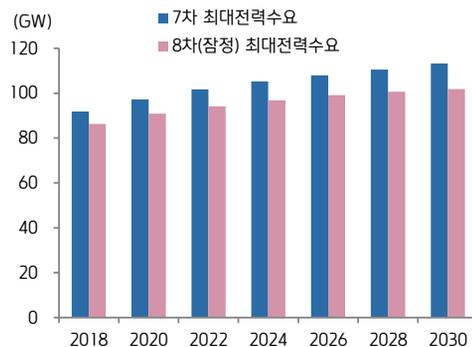
과거 전력소비 증가 추이와 비하면 상당히 낮은 수준으로 볼 수 있으나 둔화하고 있는 전력소비증가 추이나 2017년 상반기 전력소비 증가율 YoY 1.2%와 비교하면 예외적으로 낮은 수준으로 설정된 것으로 보이지 않는다.

모든 용도에서 전력소비 증가 둔화 중



자료:한국전력,키움증권

7차, 8차 전력수급기본계획 전력수요 전망 추이



자료:국회,키움증권

전력소비는 7차 계획 대비 큰 폭의 감소를 계획하고 있지만, 발전설비 용량은 증가할 것으로 예상된다. 2030년 예상 발전설비 용량은 총 176GW로 2016년 대비 67.6% 증가할 전망이다.

전력소비 감소에도 불구하고 7차 계획 대비 발전설비 용량이 증가하는 배경은 신재생에너지 확대가 태양광과 풍력 중심으로 전환된 점에 기인한다. 태양광과 풍력은 평균적으로 하루 3~4시간 발전이 가능하다. 반면 7차 계획 신재생 중심이었던 폐기물발전은 24시간 가동된다. 즉 동일한 양을 발전하려면 24시간 가동되는 설비보다 6~8배의 많은 설비가 필요하다. 7차 계획대비 감소한 기저발전설비도 동일한 영향을 미친다.

8차 전력수급기본계획 초안, 이전 계획 대비 전력수요와 전력소비량이 각각 -10%, -20% 감소

	발전설비 (MW)				설비용량 (MW)	최대전력 (MW)	전력소비 (TWh)		설비용량 (7차)	전력소비 (7차)
	원전	석탄	LNG	신재생						
2016	23,116	31,926	27,996	9,283	105,865	83,657	509,017	2016	102,722	520,900
2020E	26,729	36,193	34,647	24,400	137,738	90,854	563,993	2020E	119,809	617,769
2025E	22,550	35,733	42,366	40,400	154,708	98,130	600,071	2025E	129,292	704,934
2030E	17,600	35,733	47,316	62,600	176,908	101,874	612,361	2029E	136,097	766,109
발전량										
2016	154,255	206,522	111,809	22,778						
2030E	126,146	265,152	94,304	116,349						
가동율										
2016	76.2%	73.8%	45.6%							
2030E	81.8%	84.7%	22.8%							

자료: 국회, 키움증권

결국 신재생에너지 확대로 인해 발전설비의 대폭적인 증가가 예상되며 이는 요금기저 확대로 이어지며 발전사의 이익을 확대시킬 가능성이 높다.

가스발전의 경우 일반적인 예상과는 달리 발전량 감소 가능성이 있다.

현재 원별 가동율이 유지된다고 가정하면 2030년 원별 발전량은 석탄 265TWh, 원전 126TWh, 신재생 116TWh, 가스 94TWh로 예상된다. 2016년 발전량과 비교, 석탄과 신재생에너지 발전이 크게 증가하는데 기인하여 가스발전량이 감소할 전망이다. 환경규제 강도에 따라 석탄발전량이 감소할 수 있으나 봄철로 제한될 경우 제한적인 변화가 예상된다.

노후석탄발전 폐쇄에도 불구하고 신규 발전소 가동으로 석탄 발전이 증가할 것으로 예상된다. 그러나 대기오염물질 배출은 줄어들 가능성이 있다. 석탄 신규 설비의 대기오염배출량은 노후 설비 대비 약 1/10수준이기 때문이다. (이는 뒷부분에 다시 기술한다)

8차 전력수급기본계획에서 2030년 전력소비량 612TWh로 예상하는 데 이는 일본이나 독일 수준에 근접하는 수준이다. 국가 전체 전력소비량이 경제규모나 인구에 비해 높은 수준이다.

해외 주요국가 전력소비 추이나 전망도 향후 전력소비가 크게 증가할 것으로 예상하고 있지 않다. 우리나라도 이와 비슷한 경로를 따를 가능성이 상존한다.

2010년 독일 전력소비량이 629TWh이고 2030년 예상전력소비량도 626TWh로 예상하고 있다. 독일이 우리와 유사한 수출 중심의 산업을 가지고 있는 점에서 우리나라 산업부문 전력소비 증가가 과거와 다른 양상을 보일 가능성도 있다.

독일 전력소비량은 정체될 것으로 예상, 영국 전력소비 정체 및 소폭 증가, 반면 신재생 발전 크게 확대

독일 원별 발전량 (TWh/year)	2010	Reference Case 2030	Remap 2030
Coal	290	249	178
Natural Gas	87	64	72
Oil	8	0	0
Nuclear	141	0	0
Hydro	21	19	20
Biomass (incl. biogas)	33	67	67
Solar PV	12	56	69
CSP	0	0	0
Wind (onshore)	38	107	160
Wind (offshore)	0	36	56
Geothermal	0	1	4
Ocean / Tide / Wave	0	0	0
Total	629	599	626

영국 원별 발전량 (TWh/year)	2013/14	2020/21	2025/26	2030/31
원자력	62.6	59.4	42.0	58.7
석탄	133.6	17.6	13.3	1.8
가스	73.7	106.3	101.3	92.4
CCS 석탄	0.0	0.0	3.0	17.4
CCS 가스	0.0	0.0	0.0	12.6
전력수입	17.8	36.4	12.2	3.5
풍력	30.3	76.2	134.3	155.6
태양광	1.7	5.8	8.8	12.0
바이오메스	10.9	22.3	24.8	24.7
기타신재생	6.3	7.7	8.8	10.8
수력/양수	7.0	7.4	9.1	13.6
석유/기타	0.1	0.1	0.1	0.1
총 발전량	344.1	339.3	357.7	403.2

자료: REmap, 키움증권

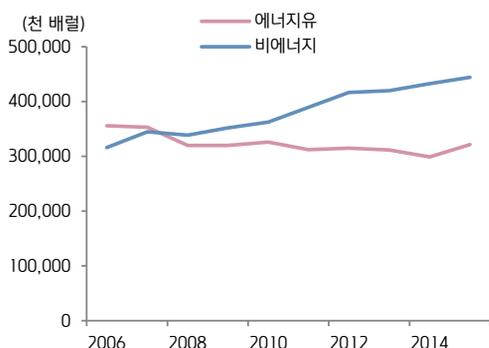
과거 일본, 영국의 전력소비도 정점을 보인 후 하락하는 추이를 보이고 있는데 이는 산업구조 고도화의 영향인 것으로 분석된다. 이러한 변화를 반영할 시점일 수도 있는 것으로 보인다.

>>> 전기차 보급 영향 제한적

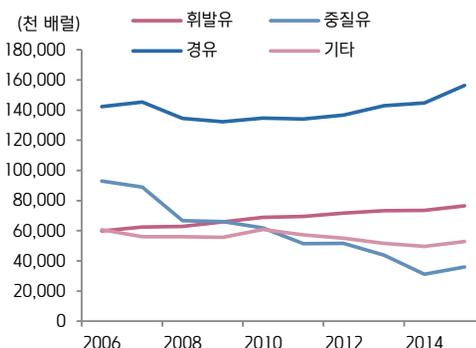
향후 전기차 보급 확대에 따라 전력소비가 증가할 개연성이 있다. 그러나 그 영향은 제한적 수준으로 판단된다. 근거는 다음과 같다.

국내 수송용 유류소비를 바탕으로 전기차 보급에 따른 전력소비 증가에 대해 가능해볼 수 있다. 우리나라 유류 소비는 연간 약 9억배럴 수준이며 이중 석유화학용 원료를 제외한 에너지유 소비는 3.2억배럴 수준이다. 리터로 환산하면 508억리터이다. 에너지유 전부를 15km/리터 연비를 가진 자동차 주행거리로 환산하면 약 7,600억km를 주행할 수 있는 에너지다.

연간 에너지유 수요는 3.2억 배럴, 완만한 감소 중 경유, 휘발유 비중 71%, 대부분 수송용 수요



자료:에경원,기움증권



자료:에경원,기움증권

이 주행거리를 전기차로 주행할 때 필요한 전력량이 국내 차량이 전기차로 전환될 경우 추가적으로 필요한 전력량이다.

리프(배터리 용량 24kWh, 주행거리 160km)에 준하는 성능을 가진 차량이 7,600억km를 주행하려면 115TWh의 전력량이 필요하다. 즉 국내 에너지유 소비량 전부를 전기차로 전환할 경우 전체 전력수요가 약 20% 증가할 것으로 예상된다. (에너지유 소비 중 건설장비, 선박, 항공기 등이 포함되나 모든 소비를 자동차가 소비한 것으로 가정한 결과임)

에너지유 소비로 추정한 전기차 대체 시 추가적으로 필요한 전력은 전력소비의 약 20% 수준

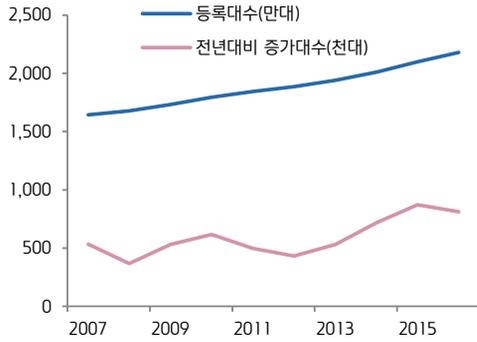
2015년 기준	에너지유	전력
연간소비량	3.2억배럴	484TWh
소비자 가격	76조원	54조원
단가	1500원/리터	111원/kWh
승용차 환산 주행거리	7,600억 km	32,400억 km
연비	15km/리터	6.7km/kWh (리프 24kWh, 160km)

자료: 기움증권

국내 자동차 등록대수는 2016년 기준 2180만대, 연간 판매량 160만대이다. 연간 유류소비 508억리터를 기준으로 자동차 1대당 약 2334리터/년, 혹은 194리터/월 수준의 유류를 소비한다. 승용차 기준으로 보면 다소 많은 양으로 볼 수 있지만 유류 소비가 많은 화물차, 버스 등 대형 차량을 포함한 평균치임을 감안하면 합리적 수준의 수치로 판단된다.

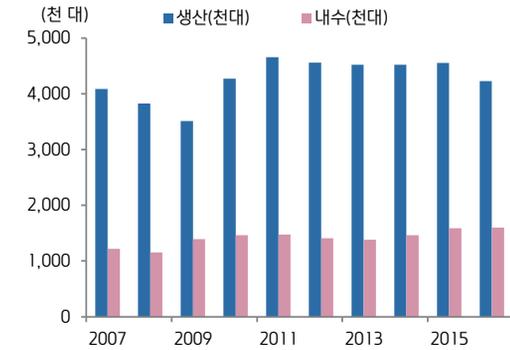
승용차 중심으로 전기차 160만대가 보급될 경우(판매량 10%*10년 가정, 17년 1분기 전기차 판매량 1,729대) 약 8.5TWh 미만의 전력소비 증가가 예상된다. (2030년 기준 1.4% 수준)
따라서 당분간 전기차 보급 확대에 의한 전력수요 증가는 제한적 영향을 미칠 것으로 전망한다.

국내 등록차량 2200만대, 연 80만대 증가



자료:통계청,키움증권

자동차 내수 판매량은 연간 160만대 내외



자료:통계청,키움증권

IV. 신재생 에너지 확대 영향

정부는 2030년까지 신재생에너지 전력생산비율을 20%로 설정하고 30년까지 53GW의 신규 설비 보급을 준비 중이다. 현재 연평균 1.7GW의 신재생에너지 신규 설비가 보급되고 있는데 추가적으로 2GW 증가한 연평균 3.7GW의 신규 설비 보급이 예상된다. 이중 태양광과 풍력을 80% 수준으로 보급할 예정이다.

신재생에너지는 계통운영이 어려운 전원이다. 수급균형이 중요한 전력시스템의 특성에 기인한다. 신재생 확대 시 계통운영 방법에 변화가 불가피할 것으로 예상된다. 신재생에너지 확대에 따른 변화는 다음과 같으며 신재생 투자 촉진과 유연한 계통운영을 위한 제도변화가 앞당겨질 것으로 전망한다.

>>> 신재생 3020, 투자 촉진 매커니즘 필요

정부가 목표하는 신재생 발전 비중 20%는 이전 계획대비 약 54% 증가한 계획이다. 지난 2014년 수립된 제2차 국가에너지기본계획과 제4차 신재생에너지계획 상으로 2030년 발전량 기준으로 13.1%를 목표했었다.

특히 폐기물 중심에서 풍력과 태양광 중심으로 전환된 점도 중요한 부분이다. 가동율이 일반 화력발전 수준인 폐기물발전을 대체하여 가동율이 낮은 태양광과 풍력으로 같은 양의 발전하려면 약 6 ~ 7배의 발전 설비가 필요하기 때문이다.

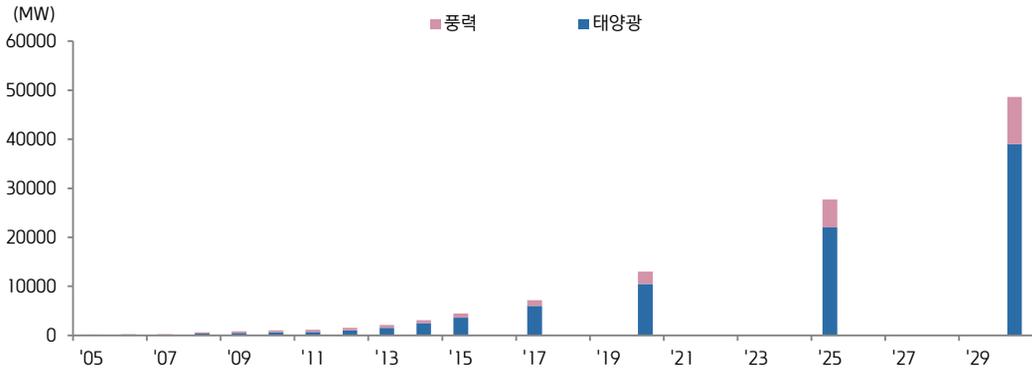
기존 신재생 에너지 목표치 2030년 발전비중 13.1%에서 신재생 3020 정책으로 20%로 대폭 확대됨

	2012년	2014년	2020년	2025년	2030년	2035년	
1차에너지기준	3.2	3.6	5	7.7	9.7	11	
발전량기준	3.7	6	9	11.5	13.1	13.4	
원별비중	태양광	2.7	4.9	11.7	12.9	13.7	14.1
	풍력	2.2	2.6	6.3	15.6	18.7	18.2
	바이오	15.2	13.3	18.8	19.0	18.5	18.0
	수력	9.3	9.7	6.6	4.1	3.3	2.9
	폐기물	68.4	67.0	49.8	38.8	32.4	29.2

자료: 정부, 키움증권

새로운 계획에 따르면 태양광과 풍력설비는 2017년 7GW, 2020년 13GW, 2025년 27.7GW, 2030년 48.6GW 으로 확대될 전망이다.

신재생 3020 달성 가정, 태양광+풍력 2015년 4.5GW에서 2030년 48.6GW로 10배 확대될 전망



자료: 에너지관리공단, 키움증권

일부에서 우려하는 협소한 지리적 문제가 신재생 확대에 걸림돌이 되지는 않을 전망이다. 태양광과 풍력설비 건설에 많은 면적이 필요하나 관련 자료에 따르면 정부목표 달성에는 충분한 잠재력이 있어 직접적인 영향을 미칠 것으로 보이지는 않기 때문이다.

국내 신재생에너지 보급 잠재량은 현재 기술수준으로 태양광 7451GW, 풍력 96GW 수준으로 확인된다. 따라서 2030년 목표수준 49GW 설치에 어려움이 없을 것으로 전망한다.

에너지원별, 지리적, 기술적 설치 잠재력, 현재 기술 수준으로 국내에 8,900GW 신재생 에너지 보급 가능

구분	세부	설비용량(GW)			연간 발전량(TWh/year)		
		이론적	지리적	기술적	이론적	지리적	기술적
태양	-	97,459	24,178	7,451	132,362	32,839	10,123
풍력	육상	487.4	118.0	63.5	726	207	97
	해상	423.0	215.9	33.2	1,243	668	97
수력	-	36	19	15	313	164	53
바이오	-	237	11	9	1,705	80	64
지열	심부	9,308	-	30	81,534	-	221
	천부	29,078	13,913	1,298	20,736	9,921	925
폐기물	-	19	18	14	163	155	122
해양	조류	439	280	44	3,843	2,456	392
	조력	11.5	9.5	5.8	101	83	51
	파력	-	-	-	-	-	-
	해수 온도차	냉난방	8	7	6	63	57
	발전	452	340	2.6	3,977	2,995	23
합계		137,957.9	164,328.4	8,972.1	246,766	49,625	12,220

자료: 에너지기술연구원

2030년까지 53GW의 신재생 에너지 신규 보급이 필요하다. 단기간에 투자될 예정인 만큼 신재생에너지 투자를 촉진할 강력한 장려 정책이 포함될 가능성이 높다.

대략적인 투자 규모는 현재 태양광, 풍력 비율이 유지된다는 가정아래 태양광 530억\$, 풍력 170억 \$ 총 700억\$로 예상된다. (태양광, 풍력 적용단가 1.5\$/Watt, 2\$/Watt, 신규 설치 35.4GW, 8.7GW 가정) 송배전 설비까지 포함될 경우 약 1,400억\$ 수준의 엄청난 투자가 진행되어야 한다.

발전설비 투자 수익은 전력 거래 가격이나 보조금과 관련된 만큼 투자 장려정책은 요금제도에 직접적인 영향을 미칠 것으로 보인다.

발전설비는 최소 20년 이상 운영되어야 하기 때문에 단기 보조금에 기반한 투자 촉진은 제한적이고, 전체 발전량의 20%를 보조금으로 유지하기 어려울 전망이다. 따라서 2030년까지 신재생에너지 투자 촉진을 유도할 시장 매커니즘 도입이 반드시 필요할 것으로 판단된다.

요금제도의 변화가 불가피할 전망이다.

>>> 수요반응(Demand Side Response)

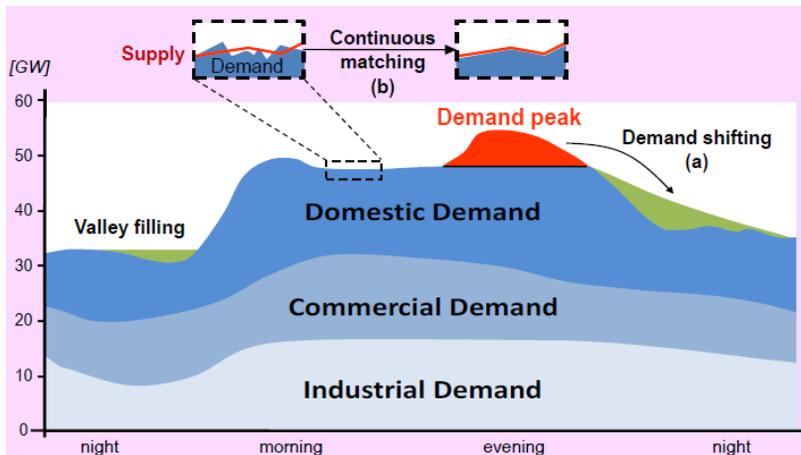
수요반응은 전력수급 불균형을 사용자 소비량 통제를 통하여 밸런싱하는 보조 서비스이다. 우리나라가 사용하고 있는 수요관리보다는 보다 적극적이고 빠르게 동작하고 포괄적인 개념이다.

우리가 사용하는 수요관리는 피크시간대 수요를 부하가 작은 시간대로 이전하는 방식이다. 주로 하계나 동계 피크시간대 급증 수요를 관리하는 용도로 사용한다. 1일전 입찰시장 혹은 1시간 전에 수요조절을 시행하고 있다. 실시간이 아닌 1시간 이상의 시차를 두고 운영하고 있어 빠른 대응은 불가능하다.

신재생에너지 확대 시 발전량의 급변으로 수급 불균형이 발생할 수 있으며 대응방법으로 수요반응이 확대되고 있다. 신재생 발전량은 급격히 감소할 수도 있고 급격히 증가할 수도 있다. 신재생 발전량 변동 시간은 수초에서 수시간까지 다양하게 발생한다. 전력 공급 변동량은 전체 공급의 수% 수준까지 발생할 수 있어 전력계통 안정에 문제를 발생시킬 수 있다. 따라서 실시간으로 수급밸런스를 유지할 수 있는 유연성이 존재해야 계통안정이 확보된다. 신재생 확대 시 반드시 필요한 메커니즘이다.

특히 실시간으로 대응할 수 있는 인프라와 함께 소비자의 행동 변화가 필요하다는 점에서 소비자의 참여를 이끌 수 있는 인센티브 혹은 요금제도 변화가 반드시 필요하다.

수요반응 개념, 수요를 공급수준에 따라 조절하거나 이전시켜 밸런싱. 신재생 확대 시 계통안정에 필수적



자료: 영국 국회

서비스 지속시간에 따른 계통운영 서비스 분류와 수요자원 거래 추진 로드맵

- 보조서비스시장(AS Market) : 주파수조정 전력 등을 거래하는 시장(전력품질)
- 에너지시장(Energy Market) : 전력수요에 해당하는 전력량을 거래하는 시장
- 용량시장(Capacity Market) : 용량확보 및 투자 유인을 위해 개설되는 시장



< 수요자원 거래시장 추진 로드맵 >

구 분	기존 수요관리	수요 반응자원 시장	
	주간예고, 지능형DR 등	도입단계	통합단계
참여자원	수요자원	① 하루 전 시장 입찰 (요금절감 수요반응) ② 한시간 전 감축지시 (피크감축 수요반응)	① 경제성 DR ② 신뢰성 DR
활용목적	예비력 확보	신뢰성 높은 피크수요 감축/전력시장 정산금 절감	
보상방식	기본급 / 실적급	① 경제성 : 시장가격 ② 신뢰성 : 용량요금 + 최고변동비	
보상수준	900원/kWh (주간예고 3시간 전)	시장에커니즘	
재 원	기반기금	전력시장	
수급계획	수요감축량 반영	설비자원 반영	

※ 하루 전 시장 입찰 : 요금절감 수요반응, 일반발전기 입찰가격보다 수요감축이 저렴할 경우 채택
 한시간 전 시장 입찰 : 피크감축 수요반응, 수급상황 급변시 긴급하게 가동되는 비싼 발전기 대체

자료: 전력거래소

>>> 신재생 확대와 계통안정 이슈

신재생에너지 발전량 변동은 때때로 매우 급격하게 발생하여 이에 대한 대응 방안이 반드시 필요하다. 전력계통 특성상 아주 짧은 시간 동안의 수요공급 불균형도 치명적인 블랙아웃으로 이어지기 때문이다. 해외 사례를 참고할 때 신재생 확대 시 수요반응을 활용할 것으로 보인다.

수요반응이 당장 필요한 상황은 아닌 것으로 보이나 이번 에너지 전환에 관련된 제도변화가 포함될 것으로 전망한다. 수요반응 도입에 소비자의 행동변화가 반드시 필요하며 적응기간이 필요하기 때문에 실제 수요반응 활용 이전에 도입될 것으로 예상된다.

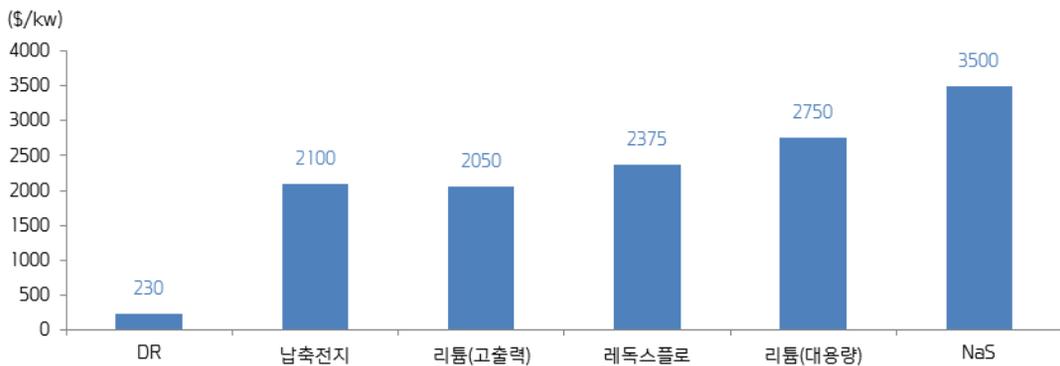
신재생에너지의 급격한 출력변동에 대응하기 위해 2차 전지기술을 이용한 공급측 대응과 스마트그리드 기술을 이용한 수요측 대응 기술이 존재한다. 그러나 전력수급 불균형의 지속시간과 발생횟수를 사전에 예상하기 어렵다는 측면에서 공급보다는 수요측을 조절하는 방법이 저렴하고 지속가능한 방법으로 판단된다.

대응 비용도 관건이다. 2차전지를 이용할 경우 발전량 감소에 대응이 가능하나 비용측면에서 수요반응을 이용할 경우보다 약 10배 이상 고가의 기술로 분석된다.

또한 신재생에너지 출력변동은 출력 감소와 출력 증가 두가지 경우가 있는데 출력이 증가할 경우 2차 전지로 대응이 어렵다는 점도 취약점이다.

반면 ESS 용량이 충분히 투자될 경우에는 소비자 전력소비 패턴 변화가 불필요하다는 점은 수요반응 대비 유리한 점으로 보인다.

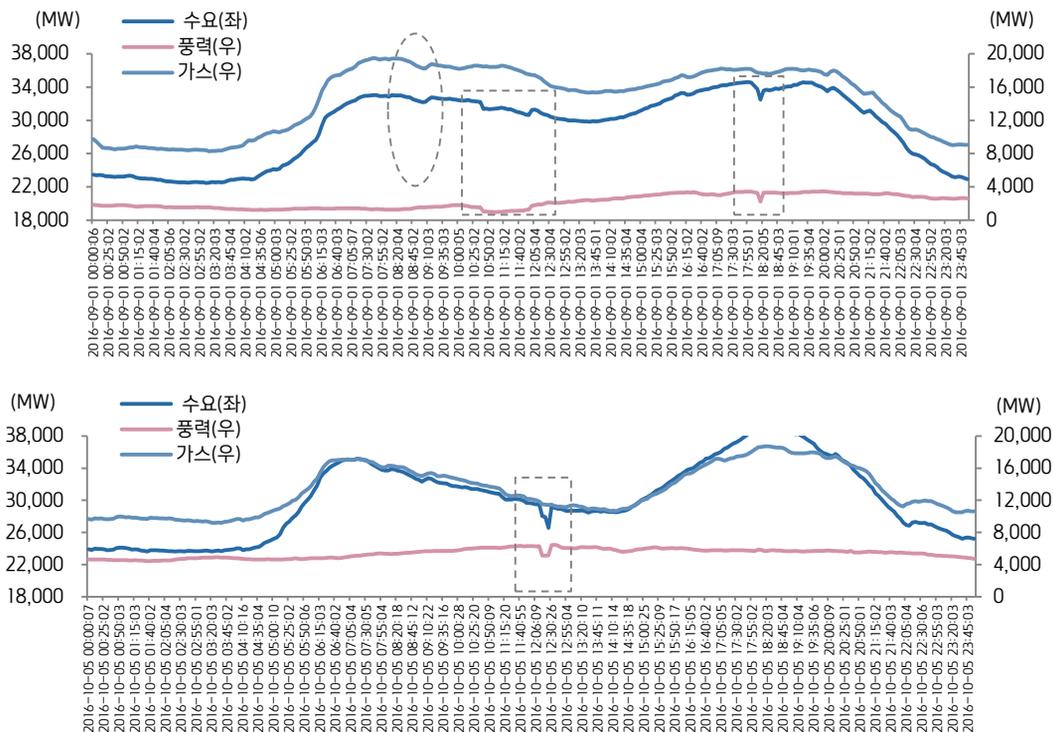
전력망 연계용 ESS와 수요반응(DR) 비용 비교



자료: 전력거래소 재인용

영국 사례를 참조하면 5분 이내에 계통안정에 영향을 미칠 수 있는 수준의 급격한 발전량 변동이 연간 수차례 발생한다. 영국은 급격한 발전량 감소와 증가를 수요반응을 통해 대응, 계통안정을 강화하고 있는 것으로 보인다.

영국 풍력발전 출력 증감을 수요반응 메커니즘을 통해 대응. 풍력 확대 시 계통안정을 위한 도입 불가 피



자료: 영국 ofgem

상기 그래프는 영국 전력 시장의 풍력발전량, 가스발전량과 전체 전력수요를 나타낸다. 2016년 9월 1일과 10월 5일 5분간격의 전력수요와 풍력, 가스 발전량이다.

9월 1일 오전 8시 30분경부터 약 30분간 전력수요가 약 2.5% 감소한다. 완만한 수요 감소에 대응하여 가스발전이 수요 감소량만큼 감소한다. 일반적인 방법이다.

반면 같은 날 오전 10시 30분경과 오후 6시10분경 풍력발전량의 급격한 감소가 발생한다. 5분간 출력 감소량은 전체 전력수요 대비 각각 1.5%와 3% 수준이다.

5분이내의 급격한 발전량 변화에 대응, 전통적인 가스발전 출력 변동이 아닌 전력수요를 조절한 것이 확인된다. 이는 가스발전 반응속도가 풍력발전 출력 변동보다 느리기 때문인 것으로 분석한다. 반면 수요감소는 스위치를 작동하는 즉시 발생하기 때문에 빠른 대응이 가능하다.

풍력발전기 출력 감소 후 다시 풍력발전 출력이 증가하는 데 이 경우에도 수요증가로 대응한다. 같은 날 18시 30분에도 출력 증감을 수요반응을 통해 조정된 사례가 확인된다.

10월 5일 12시 경에도 유사한 형태의 풍력발전 출력 증감과 수요반응 사례가 확인된다.

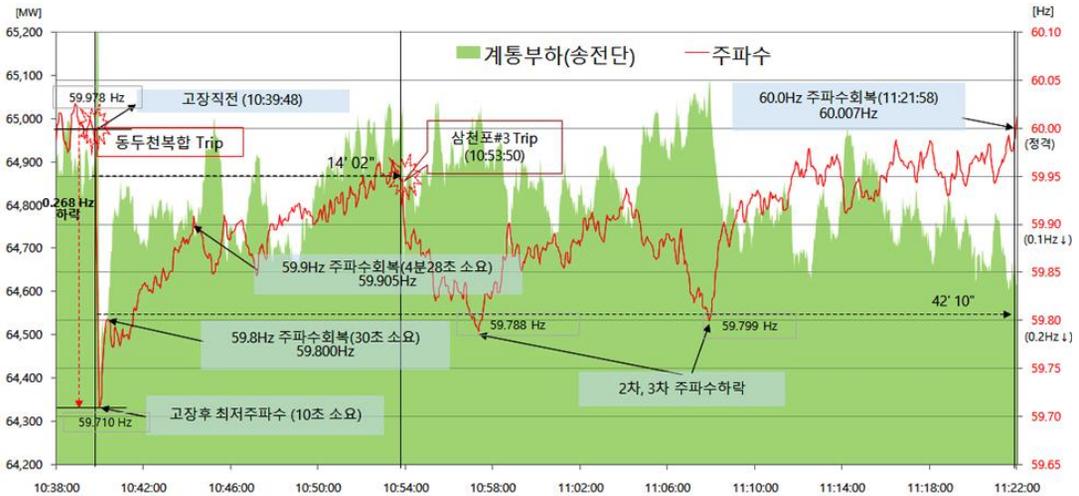
영국 수요반응 프로그램 분류, 다양한 응답시간과 지속시간 서비스 제공

구 분	목 적	응답시간	지속시간	주 기	
STOR ¹⁾	· 보조서비스 공급(예비력)	4시간 이내	2시간 이상	약 40시간/연	
Fast Reserve		2분 이내	15분	-	
Frequency Response		FFR ²⁾	30초 이내	30분	10~30번/ 저주파수이벤트
		FCDM ³⁾	2~10초 이내	30분	-
Time of use tariffs	· 도매가격 하락(피크감소)	한달 전	30분 이상	-	
DuOS ⁴⁾	· 배전망 용량 확보	한달 전	수 시간	매일	
Triad avoidance	· 송전망 용량 확보	일일 전	약 1시간	20회/연	

자료: 전력거래소 재인용

영국은 반응시간기준으로 2초에서 1달까지 다양한 수요반응 프로그램을 운영하며 신재생 확대에 따른 계통안정을 보완하고 있다. 출력 예측이 어려운 풍력발전을 전력계통에 병입시켜 사용하려면 영국과 같이 전력 수요를 빠르게 조절할 수 있는 유연한 계통 운영 방법이 마련될 필요성이 높다.

2016년 10월 31일 동두천복합발전 고장으로 계통 주파수 하락, 신재생 확대 시 보완 방안 필요



자료: 이투뉴스

출력변동과 함께 ESS의 한계를 보여주는 국내 사례가 있다.

지난해 10월 31일 동두천복합화력 연료계통에 문제가 발생, 1.7GW (858MW *2기) 설비가동이 갑자기 중단되었다. ESS 설비를 통해 주파수 안정을 찾아가는 과정에서 삼천포 3호기에 또다시 문제가 발생했다. ESS 설비 뿐 아니라 석탄화력발전소도 계통안정 회복에 투입되면서 노후발전기의 과부하가 원인이었던 것으로 파악되고 있다.

그러나 삼천포화력 탈락 후에는 ESS가 기여하지 못한 것으로 확인된다. ESS는 방전으로 더 이상의 활

용할 수 없었기 때문이다. 결국 ESS는 1차례의 계통안정에 투입된 후 2번째 계통 불안에 기여하지 못했다.

영국 사례에서 확인되듯이 계통 불안전의 횟수와 지속시간에 대한 예측이 불가능하다. 계통 불안정 지속시간은 ESS 용량과 관계되며, 이는 ESS 투자와 운영의 또 다른 어려움을 보여주고 있다.

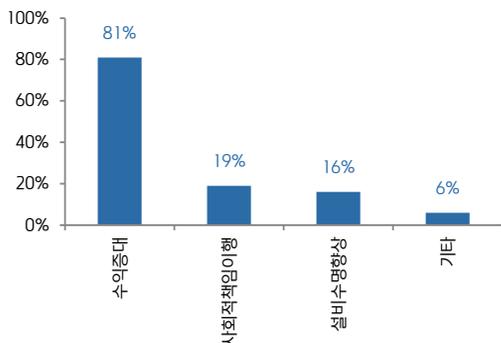
당시 문제가 되었던 동두천복합화력과 삼천포 3호기 발전 용량은 각각 1.7GW, 0.5GW 이었고, 전력 수요는 65GW 수준이었다. 즉 2.6% ~ 0.8% 전력공급 변화가 계통안정에 실질적인 영향을 줄 수 있다는 점을 확인해주고 있다.

영국과 국내 두가지 사례는 신재생에너지 확대에 따른 출력변동에 대한 대응 필요성을 보여주는 실제 사례로 판단된다. 하루 수차례 출력변동 가능성이 존재하고 ESS를 대응 설비로 이용할 경우 지속시간과 발생횟수에 제한으로 어려움을 겪을 수 있어 수요반응 기술에 비해 취약점을 보일 것으로 예상된다.

>>> 전력시장 변화 전망

수요반응 도입에는 소비자 행동 변화와 서비스 제공자가 필요하다. 제도확대를 위해서는 참여자에게 인센티브를 제공하거나 가격기능을 통해 수요를 조절할 수 있는 메커니즘이 필요할 것으로 보인다.

수요반응 프로그램 참여동기 (영국 기준)



자료:한국전력 재인용

수요반응 프로그램 성장 동력 (영국 기준)



자료:한국전력 재인용

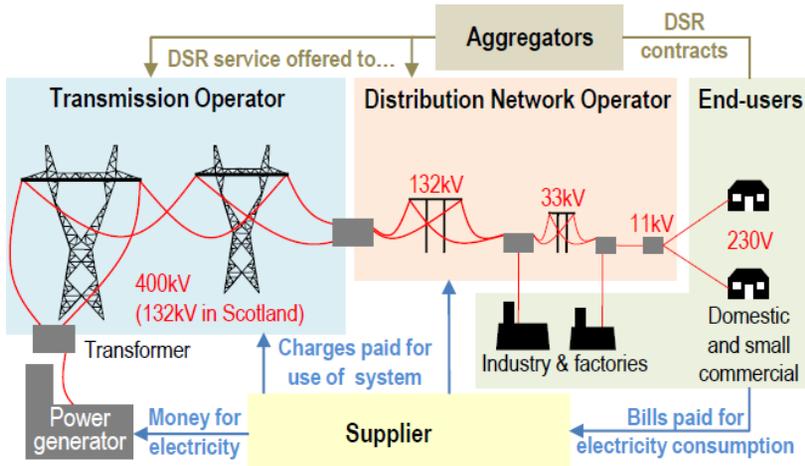
보조금 성격을 지닌 인센티브 부여 방식은 필요한 자원 산정이 어렵고 사용자 반응 강도 조절이 쉽지 않다. 반면 수급에 따른 균형가격을 사용할 경우 추가 자원 없이 소비자가 소비패턴을 자발적으로 조절 및 균형가격에 따라 소비자 반응 강도를 조절할 수 있다는 장점이 있다. IT기술 발전에 따라 실시간 요금제 적용이 가능하고 4차 산업과 연계되어 있다는 점에서도 스마트그리드를 활용한 수요반응 도입 가능성이 높은 것으로 판단한다.

다만 소비자의 제도인식과 행동변화가 필요하다는 점에서 사전 준비가 필요하다. 실제 적용에 앞서 인프라 및 제도 개선이 선행되어야 하고, 사용자 전력소비 데이터 분석과 수요반응 서비스를 제공할 사

업자가 필요하다. 즉 신재생에너지 출력변동이 계통안정에 직접적인 영향을 미치기 이전부터 제도준비와 소비자 행동변화가 선행되어야 한다.

신재생 증가로 계통안정에 문제가 생길 수 있는 시점은 2020년 전후로 예상된다. 2020년 태양광과 풍력은 각각 10.5GW, 2.5GW수준으로 확대되는데 이 경우 풍력설비의 변동성만으로도 동두천화력 사례보다 큰 영향을 미칠 수 있게 되기 때문이다. 2020년까지 수요반응 제도가 정상적으로 작동하려면 제도마련, 인프라 구축, 소비자 변화를 준비해야 하며 남은 시간이 넉넉하지는 않은 것으로 판단한다.

수요반응 서비스 적용을 위해서는 소비자, 송배전, 전력거래 등 전력시장 전반의 변화 필요



자료: 영국 국회

전력수급 불균형은 수요측 변화 뿐 아니라 전력거래에도 영향을 미칠 것으로 예상된다. 현재 CBP 기반의 전력거래로는 실시간 대응이 어렵기 때문이다. 과점 사업자 보다는 복수 사업자간 서비스 경쟁도 전력수급 밸런스에 도움을 줄 것으로 예상된다.

한편 수요반응, 전력거래 모두 균형가격 도입 필요성이 높고 이외에 환경비용을 포함한 총괄원가 반영 등 가격제도 전반에 걸친 검토와 변화가 불가피할 것으로 예상된다.

결국 신재생 확대에 따라 전력제도 전반적 변화가 시작될 것으로 판단한다.

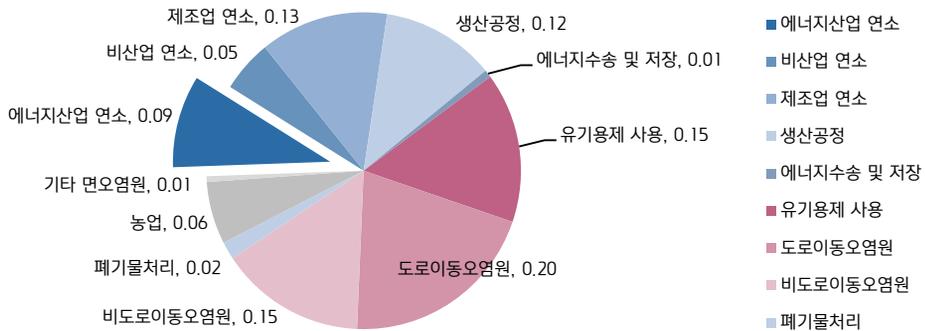
V. 대기오염물질 배출 현황

친환경 정책 확대에 따라 미세먼지를 포함한 대기오염물질 감축 규제가 강화될 전망이다. 국내 대기오염물질 배출 현황은 다음과 같다.

>>> 대기오염물질 배출 현황

2013년 기준 전국 대기오염물질 배출량은 378만톤이다. 대기오염물질을 가장 많이 배출하는 부문은 차량 등을 포함한 도로이동오염원 22.6%, 유기용제 사용 14.9%, 제조업 연소 14.8%, 건설장비 등을 포함한 비도로이동오염원 12.2% 순이다. 발전소를 포함한 에너지 산업 연소는 전체 배출의 9.6%를 차지하고 있다.

부문별 대기오염물질 배출 현황, 발전을 포함한 에너지 산업 연소는 9.6%

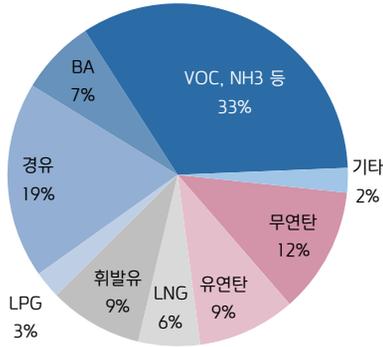


자료: 정부

연료별 대기오염물질 배출량은 기타(유기용제 및 암모니아 등) 33.5%, 경유 18.5%, 무연탄 11.9%, 유연탄 9.3%, 휘발유 8.9% 순이며, 화석연료 및 연소로 인해 발생한 대기오염물질이 전체 발생량의 97.7%로 대부분을 차지한다.

단일 연료별로는 톨루엔, 벤젠 등을 주성분으로 하는 유기용제가 24% 다음으로 경유가 18.5%로 가장 많은 오염물질을 발생시킨다. 무연탄은 연간 약 200만톤이 소비되는 반면 약 12%의 대기오염물질이 발생한다. 유연탄과 휘발유는 각각 9%씩의 비중을 차지하고 있다.

연료별 대기오염물질 배출 현황, 유기용제, 경유, 무연탄, 유연탄 순



자료: 정부

오염물질별 배출량은 질소산화물 28.8%, 유기용제 24.2%, 일산화탄소 18.4%, 황산화물 10.7% 순이다. 대기오염물질 중 부유분진, PM10, PM2.5 등 1차 미세먼지는 전체 배출량의 10.2% 를 차지한다. 질소산화물 등 대기오염물질이 햇빛 등과 반영하여 2차 미세먼지를 생성하는 것으로 알려져 있으나 이에 대한 통계와 해외에서 유입되는 데이터는 제한적이다.

미세먼지 중 발전과정에서 발생하는 부유분진, PM10, PM2.5 는 총 33만톤 수준으로 국내 발생량의 8.8%를 차지하고 있다.

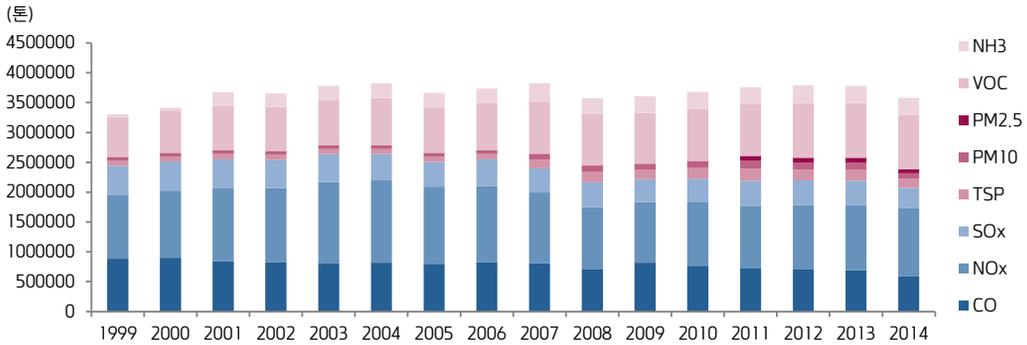
부문별, 물질별 대기오염물질 배출 현황

배출원 대분류	CO	NOx	SOx	TSP	PM10	PM2.5	VOC	NH3	소계
에너지산업 연소	63,457	177,219	97,565	4,961	4,524	3,573	8,545	1,745	361,589
비산업 연소	87,532	88,769	31,101	2,289	1,955	1,226	2,784	1,392	217,048
제조업 연소	20,125	178,034	95,836	138,826	81,014	41,606	3,537	800	559,778
생산공정	24,912	55,151	108,333	11,819	6,249	4,829	174,156	35,051	420,500
에너지수송 및 저장							27,241		27,241
유기용제 사용							562,070		562,070
도로이동오염원	409,218	335,721	189	12,103	12,103	11,135	65,807	9,839	856,115
비도로이동오염원	82,615	246,027	65,119	15,170	15,167	13,953	22,288	220	460,559
폐기물처리	1,957	9,529	6,517	330	243	202	46,508	23	65,309
농업								231,117	231,117
기타 면오염원	6,865	165		488	310	279	637	12,785	21,529
합계	696,682	1,090,614	404,660	185,986	121,563	76,802	913,573	292,973	3,782,85
비중	18.4%	28.8%	10.7%	4.9%	3.2%	2.0%	24.2%	7.7%	
발전(에너지에포함)	58,448	163,881	89,479	4,707	4,339	3,452	7,761	1,442	275,061
물질별 비중	8.4%	15.0%	22.1%	2.5%	3.6%	4.5%	0.8%	0.5%	7.3%

자료: 정부

국내 대기오염물질 배출량은 2007년 382만톤 이후 소폭 감소세를 보이고 있다. 2014년 배출량은 358만톤으로 2007년 대비 약 -6.4% 감소하였다.

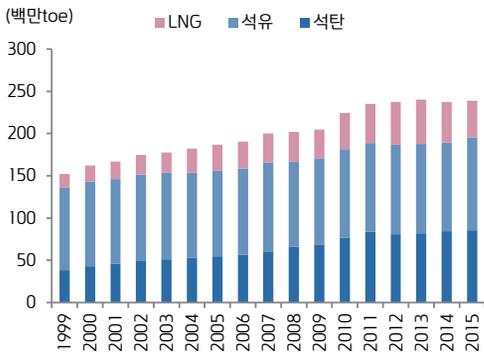
오염물질별 배출 추이, 질소 산화물과 유기용제가 전체 배출량의 절반 이상을 차지



자료: 정부

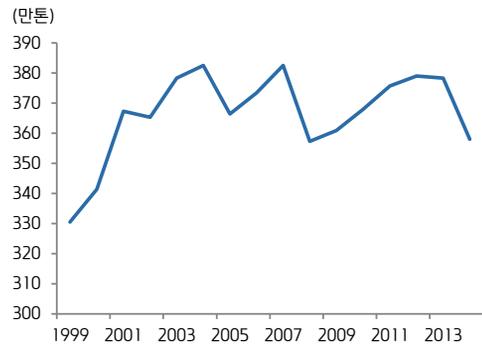
에너지소비가 지속적으로 증가함에도 불구하고, 대기오염물질의 변화가 에너지 소비에 비례하지 않는 점은 환경규제가 강화된 점에 기인하는 것으로 판단한다.

국내 화석연료 소비량 지속적으로 증가 중



자료:정부

대기오염물질 배출량은 380만톤 수준을 유지



자료:정부

황산화물 규제는 1995년, 질소산화물 규제는 2005년 이후 강화되면서 대기오염물질 배출에 직접적인 영향을 준 것으로 분석된다.

발전설비 대기오염물질 배출 허용기준, 점진적으로 환경규제 강화

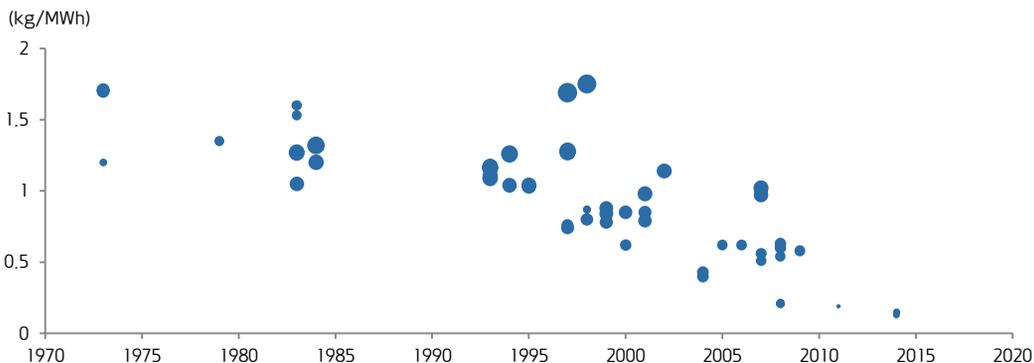
구분	시 설		1991년	1995년	1999년	2005년	2010년	
SOx (ppm)	석 탄	국내탄	1200-1650		150	150	100	
		역청탄	700	500	150-270	100 (70-270)	100	
	중 유		1200	1200	150-180		100-180	
NOx (ppm)	석 탄	국내탄	350	350	350	350	80-150	
		역청탄				1990년 이전		350
						1990년 이후		150
	중 유		250	250	250	150-250	100	
	가 스	기 력	400	400	400	150	70	
복 합		1400	1400	950	150-300	100		
먼 지 (mg/Sm ³)	석 탄		250	100	50	40-50	30	
	중 유		100	60	40	40	30	

자료: 정부

>>> 석탄화력 현황

2015년 기준 석탄발전소 대기오염물질 배출량은 17.4만톤으로 국내 배출량의 약 5%를 차지하고 있다. 발전기별 대기오염물질 배출량을 살펴보면 준공시점에 따라 일정한 변화를 보인다. 환경규제 및 기술 발전의 영향으로 대기오염물질 배출량이 감소한 것으로 분석된다.

석탄발전 준공 시점 별 대기오염물질 배출 농도 및 배출량(원 크기는 배출량에 비례)



자료: 국회, 기름증권

석탄발전소의 건설시점이 오래될수록 많은 대기오염물질 배출량을 보이고 있다. 최근 준공된 석탄발전기의 단위발전량당 오염물질 배출량은 0.13kg/MWh로 노후 발전기 배출량 1.71kg/MWh 대비 약 7.6% 수준의 대기오염물질배출을 보이고 있다. (신형 LNG발전기는 0.06kg/MWh수준)

폐지가 확정된 노후 석탄발전기를 제외하고 예외적으로 높은 수준의 대기오염물질이 배출되는 발전설비가 존재하고 있다. 삼천포 3,4호기(1993년 준공) 삼천포 5,6호기(1997년 준공) 태안 3,4호기(1997년 준공)는 폐지대상 발전기 수준을 넘어서는 오염물질배출을 보이고 있어 설비개선 혹은 급전순위 조정(예비력 발전기로 편성 등) 및 조기폐쇄 가능성이 있는 것으로 판단된다.

석탄화력발전기별 대기오염물질 배출 현황은 다음과 같다.

순위	발전기	회사	지역	준공년도	설비 용량 (MW)	발전량 (MWh)	오염물질배출량 (Kg/년)	발전량대비오염물질배출량
1	삼천포#6	남동	경남	1998	500	3,913,359	6,838,458	1.75
2	호남#1	동서	전남	1973	250	1,869,925	3,191,804	1.71
3	호남#2	동서	전남	1973	250	1,902,308	3,227,827	1.7
4	삼천포#5	남동	경남	1997	500	4,239,118	7,169,591	1.69
5	서천#1	중부	충남	1983	200	1,256,161	2,012,218	1.6
6	서천#2	중부	충남	1983	200	1,271,109	1,940,670	1.53
7	영동#2	남동	강원	1979	200	1,409,322	1,901,503	1.35
8	삼천포#2	남동	경남	1984	560	4,466,833	5,883,790	1.32
9	태안#4	서부	충남	1997	500	4,218,708	5,393,289	1.28
10	태안#3	서부	충남	1997	500	3,808,452	4,849,522	1.27
11	삼천포#1	남동	경남	1983	560	3,963,217	5,028,427	1.27
12	삼천포#4	남동	경남	1994	560	4,477,694	5,630,032	1.26
13	영동#1	남동	강원	1973	125	969,147	1,166,336	1.2
14	보령#2	중부	충남	1984	500	3,759,472	4,510,831	1.2
15	삼천포#3	남동	경남	1993	560	4,082,736	4,792,857	1.17
16	보령#3	중부	충남	1993	500	4,453,641	5,168,004	1.16
17	태안#6	서부	충남	2002	500	3,765,137	4,280,127	1.14
18	보령#4	중부	충남	1993	500	3,789,980	4,191,119	1.11
19	보령#5	중부	충남	1993	500	4,384,286	4,783,776	1.09
20	보령#1	중부	충남	1983	500	3,812,537	4,018,660	1.05
21	보령#6	중부	충남	1994	500	3,929,723	4,104,752	1.04
22	태안#2	서부	충남	1995	500	4,283,105	4,437,142	1.04
23	태안#1	서부	충남	1995	500	3,552,617	3,662,699	1.03
24	태안#7	서부	충남	2007	500	4,376,930	4,471,754	1.02
25	태안#5	서부	충남	2001	500	4,343,043	4,249,278	0.98
26	태안#8	서부	충남	2007	500	4,114,146	3,972,948	0.97
27	당진#2	동서	충남	1999	500	4,279,370	3,749,387	0.88
28	동해#1	동서	강원	1998	200	1,172,615	1,023,036	0.87
29	동해#2	동서	강원	1998	200	1,359,917	1,184,354	0.87
30	당진#3	동서	충남	2000	500	4,128,980	3,524,747	0.85
31	당진#4	동서	충남	2001	500	3,676,427	3,107,310	0.85
32	당진#1	동서	충남	1999	500	4,424,796	3,727,663	0.84
33	하동#3	남부	경남	1998	500	3,739,441	2,977,141	0.8
34	하동#6	남부	경남	2001	500	4,324,876	3,396,280	0.79
35	하동#4	남부	경남	1999	500	4,221,670	3,274,608	0.78
36	하동#2	남부	경남	1997	500	3,630,758	2,774,133	0.76
37	하동#1	남부	경남	1997	500	4,233,410	3,144,326	0.74
38	보령#8	중부	충남	2008	500	4,074,703	2,550,970	0.63
39	당진#5	동서	충남	2005	500	3,441,484	2,148,670	0.62
40	당진#6	동서	충남	2006	500	3,571,347	2,212,120	0.62
41	하동#5	남부	경남	2000	500	3,984,398	2,458,882	0.62
42	보령#7	중부	충남	2008	500	4,054,737	2,427,072	0.6
43	하동#8	남부	경남	2009	500	3,888,821	2,255,884	0.58
44	당진#8	동서	충남	2007	500	4,152,770	2,331,696	0.56
45	하동#7	남부	경남	2008	500	3,888,237	2,089,564	0.54
46	당진#7	동서	충남	2007	500	4,086,120	2,074,996	0.51
47	영흥#2	남동	인천	2004	800	6,089,044	2,648,320	0.43
48	영흥#1	남동	인천	2004	800	6,480,554	2,591,545	0.4
49	영흥#4	남동	인천	2008	870	7,269,962	1,549,172	0.21
50	영흥#3	남동	인천	2008	870	6,433,379	1,340,296	0.21
51	여수#2	남동	전남	2011	328.6	1,921,506	359,193	0.19
52	영흥#5	남동	인천	2014	870	6,191,372	956,208	0.15
53	영흥#6	남동	인천	2014	870	7,002,528	929,781	0.13

자료: 우원식의원실



ONLINE NO.1 KIWOOM SECURITIES

이 페이지는 편집상 공백입니다



기업분석

한국전력
(015760)

BUY(Maintain)/목표주가 56,000원
에너지 전환, 성장판이 열린다

한국가스공사
(036460)

BUY(Upgrade)/목표주가 56,000원
하반기 수익성 개선 기대

한전KPS
(051600)

BUY(Maintain)/목표주가 60,000원
수익성 회복과 정비물량 증가

한국전력 (015760)



BUY(Maintain)

주가(9/15) 41,200원

목표주가 56,000원

에너지 전환 정책으로 동사의 신재생에너지 투자 기회가 확대될 전망이다. 대규모 신재생 투자를 신속하게 진행해야 할 필요성 때문이다. 지난 7차 계획에서 기저발전 투자에 국한되었던 동사의 역할이 확대될 수 있는 계기가 마련될 가능성이 높다. 신재생 투자 참여 시 요금 기저 및 투자보수확대로 이어질 전망이다. 또한 신재생 투자 촉진을 위해 수익 예측이 가능한 제도도입이 예상되며 이는 규제 리스크 해소에 기여할 것으로 기대한다.

신재생 확대에 따라 계통운영 변화도 예상되며 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다.

Stock Data

KOSPI (9/15)	2,386.07pt	
시가총액	264,489억원	
52주 주가동향	최고가	최저가
	60,000원	40,350원
최고/최저가 대비 등락		
올	-31.33%	2.11%
주가수익률	절대	상대
1M	-5.3%	-7.3%
6M	-4.6%	-14.7%
1Y	-28.8%	-40.4%

Company Data

발행주식수	641,964천주
일평균 거래량(3M)	1,070천주
외국인 지분율	32.00%
배당수익률(17.E)	4.77%
BPS(17.E)	117,579원
주요 주주	정부 51.11%

에너지 전환, 성장판이 열린다

>>> 성장판이 다시 열린다

지난 7차 계획 상, 신재생 에너지 투자는 민간부문, 기저발전 투자는 동사 중심으로 진행될 예정이었다. 인가된 석탄발전 건설이 종료되면 신규투자 및 발전 증가가 정체될 전망이다. 노후설비 폐쇄까지 고려하면 전력생산량이 감소할 가능성도 있었다. 그러나 신속하고 대폭적으로 진행될 신재생 에너지 확대 과정에서 동사의 신재생 투자 가능성이 높아진 상황으로 판단한다.

>>> 요금기저 확대 및 신규 서비스 확대

동사 수익은 요금기저에 비례한다. 2030년까지 43GW 내외의 태양광과 풍력 신규투자가 예상되며 투자규모는 700억\$ 내외로 추산된다. 송배전을 포함, 초대형 투자가 예상되며 요금기저 및 투자보수 확대가 예상된다.

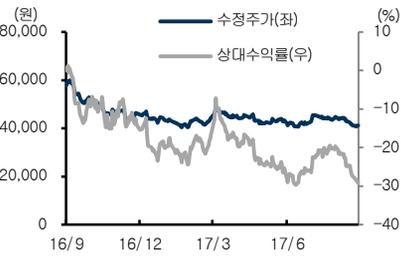
신재생 확대에 따른 계통안정 보강이 불가피할 전망이다. 신재생 에너지의 간헐성에 기인하며 수요반응 확대가 예상된다. 새로운 서비스 제공은 동사 기업가치 제고에 긍정적 영향을 미칠 것으로 예상된다.

>>> 규제 리스크 완화 가능성

이번 에너지 전환의 핵심은 신재생 확대다. 목표달성을 위해 신속하고 지속적인 투자가 필요하며 투자 촉진을 위해 수익예측이 가능한 제도가 도입될 것으로 전망한다. 이는 전력시장 참여자의 투자보수가 안정적으로 유지된다는 의미이며, 투자보수가 안정적으로 유지될 경우 규제 리스크 해소가 예상된다.

투자지표	2015	2016	2017E	2018E	2019E
매출액(억원)	589,577	601,904	590,207	629,827	648,721
보고영업이익(억원)	113,467	120,016	82,754	99,608	102,597
핵심영업이익(억원)	113,467	120,016	82,754	99,608	102,597
EBITDA(억원)	196,881	209,626	172,304	189,103	192,040
세전이익(억원)	186,558	105,135	70,750	86,912	87,544
순이익(억원)	134,164	71,483	50,763	61,534	66,358
지배기업주주순이익(억원)	132,891	70,486	50,055	60,675	65,432
EPS(원)	20,701	10,980	7,797	9,451	10,193
증감율(%YoY)	394.6	-47.0	-29.0	21.2	7.8
PER(배)	2.4	4.0	5.6	4.7	4.3
PBR(배)	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3

Price Trend



EV/EBITDA(배)	4.2	3.7	4.4	3.8	3.6
보고영업이익률(%)	19.2	19.9	14.0	15.8	15.8
핵심영업이익률(%)	19.2	19.9	14.0	15.8	15.8
ROE(%)	21.9	10.1	6.8	7.8	7.9
순부채비율(%)	74.0	66.3	61.0	53.7	47.3

포괄손익계산서

(단위: 억원)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
매출액	589,577	601,904	590,207	629,827	648,721
매출원가	454,577	455,496	481,573	502,602	517,680
매출총이익	135,000	146,408	108,634	127,225	131,042
판매비및일반관리비	21,533	26,392	25,879	27,617	28,445
영업이익(보고)	113,467	120,016	82,754	99,608	102,597
영업이익(핵심)	113,467	120,016	82,754	99,608	102,597
영업외손익	73,091	-14,881	-12,004	-12,697	-15,052
이자수익	2,416	2,418	1,565	1,670	1,720
배당금수익	141	94	61	65	67
외환이익	2,395	2,701	1,000	0	0
이자비용	20,157	17,529	18,000	19,000	20,000
외환손실	9,477	5,606	1,000	0	0
관계기업지분법손익	2,074	-1,373	500	500	0
투자및기타자산처분손익	85,614	328	200	200	0
금융상품평가및처분이익	6,043	1,153	795	800	0
기타	4,041	2,932	2,875	3,068	3,160
법인세차감전이익	186,558	105,135	70,750	86,912	87,544
법인세비용	52,394	33,651	19,987	25,378	21,186
유효법인세세율(%)	28.1%	32.0%	28.3%	29.2%	24.2%
당기순이익	134,164	71,483	50,763	61,534	66,358
지배주주지분					
당기순이익	132,891	70,486	50,055	60,675	65,432
EBITDA	196,881	209,626	172,304	189,103	192,040
현금순이익(Cash Earnings)	217,578	161,093	140,313	151,028	155,802
수정당기순이익	68,248	70,476	50,049	60,826	66,358
증감율(%, YoY)					
매출액	2.6	2.1	-1.9	6.7	3.0
영업이익(보고)	96.1	5.8	-31.0	20.4	3.0
영업이익(핵심)	96.1	5.8	-31.0	20.4	3.0
EBITDA	44.1	6.5	-17.8	9.7	1.6
지배주주지분					
당기순이익	394.6	-47.0	-29.0	21.2	7.8
EPS	394.6	-47.0	-29.0	21.2	7.8
수정순이익	154.6	3.3	-29.0	21.5	9.1

현금흐름표

(단위: 억원)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
영업활동현금흐름	168,284	164,451	159,752	159,328	165,387
당기순이익	134,164	71,483	50,763	61,534	66,358
감가상각비	82,691	88,813	88,813	88,813	88,813
무형감가상각비	723	797	737	682	631
외환손익	6,172	2,535	0	0	0
자산처분손익	90,075	5,056	-200	-200	0

대차대조표

(단위: 억원)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
유동자산	220,253	197,085	194,836	233,511	264,465
현금및현금성자산	37,831	30,514	67,793	97,940	124,827
유동금융자산	53,477	26,842	5,312	5,668	5,838
매출채권및유동채권	77,328	81,172	78,694	83,977	86,496
재고자산	49,464	54,794	39,347	41,988	43,248
기타유동비금융자산	2,154	3,763	3,690	3,937	4,055
비유동자산	1,532,320	1,581,285	1,620,067	1,669,869	1,718,461
장기매출채권및비유동채권	9,670	10,922	10,709	11,428	11,771
투자자산	94,007	94,823	94,714	97,657	98,858
유형자산	1,413,614	1,457,431	1,494,920	1,538,725	1,582,529
무형자산	8,584	9,834	9,097	8,415	7,784
기타비유동자산	6,446	8,276	10,626	13,644	17,518
자산총계	1,752,574	1,778,370	1,814,903	1,903,380	1,982,926
유동부채	227,108	247,392	250,064	265,817	278,659
매입채무및유동채무	98,046	102,523	100,531	107,279	110,498
단기차입금	7,206	9,267	9,267	9,267	9,267
유동성장기차입금	72,442	81,345	81,345	81,345	81,345
기타유동부채	49,414	54,257	58,920	67,925	77,549
비유동부채	846,040	800,473	796,281	820,953	834,780
장기매입채무및비유동채무	34,616	33,393	32,744	34,942	35,990
사채및장기차입금	514,491	451,201	451,201	451,201	451,201
기타비유동부채	296,934	315,878	312,336	334,809	347,588
부채총계	1,073,149	1,047,865	1,046,345	1,086,770	1,113,438
자본금	32,098	32,098	32,098	32,098	32,098
주식발행초과금	8,438	8,438	8,438	8,438	8,438
이익잉여금	481,872	531,739	569,314	616,749	668,937
기타자본	143,936	144,962	144,962	144,962	144,962
지배기업지분자본총계	666,345	717,237	754,812	802,247	854,435
비지배지분자본총계	13,080	13,269	13,746	14,363	15,052
자본총계	679,425	730,505	768,558	816,610	869,487
순차입금	502,831	484,458	468,708	438,205	411,149
총차입금	594,138	541,814	541,814	541,814	541,814

투자지표

(단위: 원, 배, %)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
주당지표(원)					
EPS	20,701	10,980	7,797	9,451	10,193
BPS	103,798	111,725	117,579	124,968	133,097
주당EBITDA	30,669	32,654	26,840	29,457	29,914
CFPS	33,892	25,094	21,857	23,526	24,270
DPS	3,100	1,980	2,100	2,100	2,100

지분법손익	0	0	-500	-500	0
영업활동자산부채 증감	-24,397	-23,086	20,233	9,061	9,650
기타	-121,144	18,854	-94	-61	-65
투자활동현금흐름	-96,593	-95,705	-106,219	-138,173	-137,798
투자자산의 처분	-51,055	26,694	22,233	-2,738	-1,306
유형자산의 취득	98,438	2,080	0	0	0
유형자산의 취득	-140,499	-120,288	-126,302	-132,617	-132,617
무형자산의 취득	-875	-1,240	0	0	0
기타	-2,602	-2,951	-2,150	-2,817	-3,874
재무활동현금흐름	-52,066	-76,375	-16,253	8,992	-703
단기차입금의 증가	-654	-496	0	0	0
장기차입금의 증가	-48,923	-55,662	0	0	0
자본의 증가	0	0	0	0	0
배당금지급	-4,263	-21,049	-12,711	-13,481	-13,481
기타	1,774	832	-3,542	22,473	12,779
현금및현금성자산의순증가	19,868	-7,317	37,280	30,147	26,887
기초현금및현금성자산	17,963	37,831	30,514	67,793	97,940
기말현금및현금성자산	37,831	30,514	67,793	97,940	124,827
Gross Cash Flow	192,681	187,537	139,519	150,267	155,736
Op Free Cash Flow	-757	26,598	42,857	36,460	44,244

주가배수(배)					
PER	2.4	4.0	5.6	4.7	4.3
PBR	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3
EV/EBITDA	4.2	3.7	4.4	3.8	3.6
PCFR	1.5	1.8	2.0	1.9	1.8
수익성(%)					
영업이익률(보고)	19.2	19.9	14.0	15.8	15.8
영업이익률(핵심)	19.2	19.9	14.0	15.8	15.8
EBITDA margin	33.4	34.8	29.2	30.0	29.6
순이익률	22.8	11.9	8.6	9.8	10.2
자기자본이익률(ROE)	21.9	10.1	6.8	7.8	7.9
투하자본이익률(ROIC)	6.0	5.8	4.1	4.8	5.2
안정성(%배)					
부채비율	157.9	143.4	136.1	133.1	128.1
순차입금비율	74.0	66.3	61.0	53.7	47.3
이자보상배율(배)	5.6	6.8	4.6	5.2	5.1
활동성(배)					
매출채권회전율	7.5	7.6	7.4	7.7	7.6
재고자산회전율	12.4	11.5	12.5	15.5	15.2
매입채무회전율	5.5	6.0	5.8	6.1	6.0

한국가스공사 (036460)



BUY(Upgrade)

주가(9/15) 43,700원

목표주가 56,000원

미세먼지, 환경규제가 강화될수록 발전용 LNG수요 증가가 예상된다. 발전부문 뿐 아니라 산업부문 수요증가 개연성도 높다. 반면센티멘탈 개선에 긍정적이나 수익개선에 미칠 영향은 제한적일 전망이다.

단기적으로 하반기 실적 개선 가능성이 높다.공급비 조정 시 투자보수 규모가 확대되었음에도 불구하고 상반기 영업이익이 전년대비 감소했기 때문이다. 예상판매물량이 확정된 동사의 독특한 구조상 하반기 수익개선으로 이어질 전망이다.

Stock Data

KOSPI (9/15)	2,386.07pt	
시가총액	40,341억원	
52주 주가동향	최고가	최저가
	53,700원	42,850원
최고/최저가 대비 등락율		
울	-18.62%	1.98%
주가수익률	절대	상대
1M	-8.9%	-10.8%
6M	-6.7%	-16.6%
1Y	1.5%	-14.9%

Company Data

발행주식수	92,313천주	
일평균 거래량(3M)	204천주	
외국인 지분율	10.63%	
배당수익률(17.E)	0.00%	
BPS(17.E)	100,573원	
주요 주주	기재부 외	55.71%

Price Trend

하반기 수익성 개선 기대

>>> 환경규제 강화, 수요증가 가능성

가스발전 대기오염물질 배출량은 석탄발전의 1/3 수준이다. 미세먼지 대응을 위한 규제가 강화될수록 발전용 LNG 수요 증가 가능성이 높은 상황이다.

동사 수익구조상 판매 증가가 수익증가로 이어지기는 어려운 구조를 가지고 있으나 LNG 수요증가는 센티멘탈 개선에서 긍정적인 영향을 미칠 것으로 보인다.

환경규제 강화는 발전 부문뿐 아니라 대기오염물질 배출이 많은 제조업 부문에도 적용될 가능성이 높으며 이 역시 LNG 수요증가로 이어질 개연성이 크다.

>>> 하반기 수익성 개선 기대

공급비용 조정에 따른 투자보수 상승에도 불구하고, 상반기 영업이익이 YoY 500억원 감소하였다. 공급비용과 예상판매물량이 확정되어 있기 때문에 상반기 부진은 하반기 개선으로 이어질 전망이다. 한편 4분기 초 미수금 전액회수가 예상되며 이는 재무구조 개선에 긍정적 영향을 미칠 것으로 보인다.

>>> 에너지 전환, 기회와 위기

전력계획 확정 후 이를 바탕으로 장기천연가스수급계획이 확정될 예정이다. 원전과 석탄 발전량에 따라 수요 물량 변동 가능성이 있다. 중기적으로는 노후 석탄과 원전 폐쇄에 따라 수요 증가가 예상되나 장기 수요는 신재생 및 원전 정책에 영향을 받을 것으로 예상된다.

투자지표	2015	2016	2017E	2018E	2019E
매출액(억원)	260,527	211,081	224,278	246,706	268,909
보고영업이익(억원)	10,078	9,176	10,161	10,683	11,690
핵심영업이익(억원)	10,078	9,176	10,161	10,683	11,376
EBITDA(억원)	23,546	25,348	25,387	26,096	26,964
세전이익(억원)	2,768	-8,496	4,200	4,502	5,252
순이익(억원)	3,192	-6,736	3,183	3,412	3,981
지배기업주순이익(억원)	3,192	-6,741	3,186	3,415	3,984
EPS(원)	3,458	-7,302	3,451	3,699	4,316
증감율(%YoY)	-28.6	N/A	N/A	7.2	16.7
PER(배)	10.7	-6.6	14.0	13.1	11.2
PBR(배)	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4
EV/EBITDA(배)	13.3	11.7	11.2	10.9	10.6
보고영업이익률(%)	3.9	4.3	4.5	4.3	4.3
핵심영업이익률(%)	3.9	4.3	4.5	4.3	4.2
ROE(%)	3.2	-6.9	3.4	3.6	4.0



순부채비율(%)	277.5	269.2	256.2	245.8	237.9
----------	-------	-------	-------	-------	-------

포괄손익계산서

(단위: 억원)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
매출액	260,527	211,081	224,278	246,706	268,909
매출원가	246,682	197,747	209,700	231,163	252,237
매출총이익	13,845	13,334	14,578	15,542	16,672
판매비및일반관리비	3,767	4,158	4,417	4,859	5,297
영업이익(보고)	10,078	9,176	10,161	10,683	11,690
영업이익(핵심)	10,078	9,176	10,161	10,683	11,376
영업외손익	-7,310	-17,672	-5,961	-6,181	-6,123
이자수익	230	340	362	398	434
배당금수익	218	0	0	0	0
외환이익	4,911	5,255	4,000	4,000	4,000
이자비용	7,764	8,408	8,047	8,326	8,326
외환손실	3,666	5,573	4,000	4,000	4,000
관계기업지분법손익	896	1,145	1,000	1,000	1,000
투자및기타자산처분손익	-70	-80	0	0	0
금융상품평가및처분이익	4,649	3,464	500	500	500
기타	-6,713	-13,816	224	247	269
법인세차감전이익	2,768	-8,496	4,200	4,502	5,252
법인세비용	-424	-1,761	1,016	1,089	1,271
유효법인세세율(%)	-15.3%	20.7%	24.2%	24.2%	24.2%
당기순이익	3,192	-6,736	3,183	3,412	3,981
지배주주지분					
당기순이익	3,192	-6,741	3,186	3,415	3,984
EBITDA	23,546	25,348	25,387	26,096	26,964
현금순이익(Cash Earnings)	16,660	9,436	18,409	18,825	19,569
수정당기순이익	-2,088	-9,418	2,804	3,033	3,602
증감율(%, YoY)					
매출액	-30.1	-19.0	6.3	10.0	9.0
영업이익(보고)	-6.0	-8.9	10.7	5.1	9.4
영업이익(핵심)	-6.0	-8.9	10.7	5.1	6.5
EBITDA	6.1	7.7	0.2	2.8	3.3
지배주주지분					
당기순이익	-28.6	N/A	N/A	7.2	16.7
EPS	-28.6	N/A	N/A	7.2	16.7
수정순이익	N/A	N/A	N/A	8.2	18.8

현금흐름표

(단위: 억원)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
영업활동현금흐름	54,562	47,693	27,356	17,453	14,717
당기순이익	3,192	-6,736	3,183	3,412	3,981
감가상각비	13,468	16,172	15,226	15,413	15,588
무형감가상각비	0	0	0	0	0
외환손익	-1,014	-231	0	0	0
자산처분손익	0	0	0	0	0
지분법손익	0	0	-1,000	-1,000	-1,000
영업활동자산부채 증감	38,559	31,380	13,028	-372	-3,852
기타	357	7,108	-3,082	0	0
투자활동현금흐름	-22,466	-20,789	-16,788	-18,343	-18,851
투자자산의 처분	1,806	-1,560	-486	-825	-817
유형자산의 처분	35	7	0	0	0
유형자산의 취득	-22,724	-18,414	-18,414	-18,414	-18,414
무형자산의 처분	-1,717	-581	0	0	0
기타	134	-240	2,112	896	380
재무활동현금흐름	-32,660	-23,766	1,226	11,088	2,068

대차대조표

(단위: 억원)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
유동자산	100,146	85,439	85,777	99,019	103,450
현금및현금성자산	1,380	4,835	16,630	26,828	24,763
유동금융자산	69	2,064	2,193	2,413	2,630
매출채권및유동채권	52,046	54,614	41,533	41,815	45,578
재고자산	17,950	10,700	11,368	12,505	13,631
기타유동비금융자산	28,701	13,226	14,053	15,458	16,849
비유동자산	323,708	313,840	316,430	320,410	324,722
장기매출채권및비유동채권	1,867	2,531	2,689	2,958	3,224
투자자산	23,431	23,059	24,415	26,021	27,621
유형자산	264,555	260,424	263,612	266,613	269,439
무형자산	25,209	24,157	24,157	24,157	24,157
기타비유동자산	8,646	3,669	1,557	661	280
자산총계	423,853	399,278	402,207	419,429	428,172
유동부채	57,287	55,563	57,153	61,855	64,531
매입채무및유동채무	14,061	20,509	21,791	23,970	26,127
단기차입금	15,342	3,384	3,384	5,384	5,384
유동성장기차입금	24,289	26,323	26,323	26,323	26,323
기타유동부채	3,595	5,347	5,655	6,179	6,697
비유동부채	265,997	249,851	251,088	260,195	262,281
장기매입채무및비유동채무	489	174	185	204	222
사채및장기차입금	240,896	229,872	229,872	236,872	236,872
기타비유동부채	24,612	19,804	21,031	23,119	25,187
부채총계	323,284	305,413	308,241	322,050	326,812
자본금	4,616	4,616	4,616	4,616	4,616
주식발행초과금	13,035	13,035	13,035	13,035	13,035
이익잉여금	64,190	57,248	60,434	63,849	67,833
기타자본	15,647	14,757	14,757	14,757	14,757
지배기업지분자본총계	100,569	92,737	92,842	96,257	100,241
비지배지분자본총계	0	1,127	1,125	1,122	1,119
자본총계	100,569	93,865	93,967	97,379	101,360
순차입금	279,078	252,679	240,756	239,337	241,186
총차입금	280,527	259,579	259,579	268,579	268,579

현금흐름표

(단위: 억원)

투자지표

(단위: 원, 배, %)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
주당지표(원)					
EPS	3,458	-7,302	3,451	3,699	4,316
BPS	108,944	100,460	100,573	104,272	108,588
주당EBITDA	25,507	27,459	27,501	28,269	29,209
CFPS	18,047	10,222	19,942	20,392	21,199
DPS	170	0	0	0	0
주가배수(배)					
PER	10.7	-6.6	14.0	13.1	11.2
PBR	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4
EV/EBITDA	13.3	11.7	11.2	10.9	10.6
PCFR	2.0	4.7	2.4	2.4	2.3
수익성(%)					
영업이익률(보고)	3.9	4.3	4.5	4.3	4.3
영업이익률(핵심)	3.9	4.3	4.5	4.3	4.2
EBITDA margin	9.0	12.0	11.3	10.6	10.0
순이익률	1.2	-3.2	1.4	1.4	1.5

단기차입금의 증가	0	0	0	2,000	0
장기차입금의 증가	-32,385	-24,601	0	7,000	0
자본의 증가	0	1,040	0	0	0
배당금지급	-219	-149	0	0	0
기타	-56	-56	1,226	2,088	2,068
현금및현금성자산의순증가	-714	3,455	11,795	10,199	-2,066
기초현금및현금성자산	2,094	1,380	4,835	16,630	26,828
기말현금및현금성자산	1,380	4,835	16,630	26,828	24,763
Gross Cash Flow	16,003	16,313	14,328	17,825	18,569
Op Free Cash Flow	39,208	35,831	17,542	4,725	1,944

자기자본이익률(ROE)	3.2	-6.9	3.4	3.6	4.0
투자자본이익률(ROIC)	3.1	2.0	2.3	2.4	2.6
안정성(%배)					
부채비율	321.5	325.4	328.0	330.7	322.4
순차입금비율	277.5	269.2	256.2	245.8	237.9
이자보상배율(배)	1.3	1.1	1.3	1.3	1.4
활동성(배)					
매출채권회전율	4.0	4.0	4.7	5.9	6.2
재고자산회전율	9.7	14.7	20.3	20.7	20.6
매입채무회전율	11.2	12.2	10.6	10.8	10.7

한전KPS (051600)



BUY(Maintain)

주가(9/15) 42,750원

목표주가 60,000원

2015년 대규모 충원에 따른 영향에서 벗어나 정상 수준의 수익성으로 회귀하였다. 하반기 예방정비물량이 전년대비 20% 증가하며 수익개선이 예상된다. 국내외 기저발전 준공에 따라 당분간 정비물량 증가 추이가 지속될 것으로 예상된다.

환경규제 강화는 동시에 양면성을 보일 전망이다. 단기적으로는 신규설비 준공으로 정비가 증가하나 장기적으로는 발전소 폐쇄의 영향이 예상된다.

규제보다는 전력시장 변화에 따른 새로운 도전에 주목할 시점이다.

Stock Data

KOSPI (9/15)	2,386.07pt	
시가총액	19,238억원	
52주 주가동향	최고가	최저가
	63,100원	40,800원
최고/최저가 대비 등락		
올	-32.25%	4.78%
주가수익률	절대	상대
1M	-10.8%	-12.8%
6M	-27.8%	-35.4%
1Y	-31.6%	-42.7%

Company Data

발행주식수	45,000천주
일평균 거래량(3M)	173천주
외국인 지분율	24.05%
배당수익률(17.E)	1.25%
BPS(17.E)	20,407원
주요 주주	한국전력 51.00%

Price Trend

수익성 회복과 정비물량 증가

>>> 정상 수준 수익성으로 회귀

2015년 대규모 충원에 따른 영향에서 벗어나 수익성이 정상 수준까지 회복했다. 신규인력 교육훈련과정 종료에 따른 영향으로 분석된다. 하반기 석탄, 원전 예방정비물량이 전년동기 대비 20% 증가할 것으로 예상되며 이로 인해 실적 개선이 지속될 것으로 예상된다. 국내와 UAE 신규 기저발전 준공과 상업운전에 따라 정비물량 증가 추이는 당분간 지속될 것으로 전망하며 실적개선으로 이어질 전망이다.

>>> 환경규제 강화의 양면성

단기적으로 신규 석탄화력 증가로 정비물량이 증가할 전망이다. 장기적으로는 환경규제 강화로 석탄, 원전 발전기 폐쇄가 정비물량 감소로 이어질 수 있다.

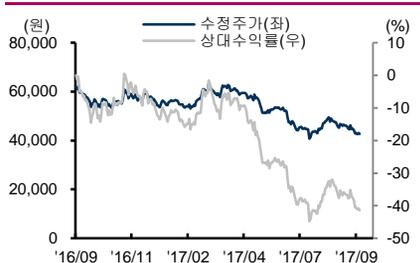
반면 석탄 발전소 성능 개선 및 환경개선을 위한 정비가 강화될 수 있는 점은 긍정적이다. 한편 신재생 증가 시 풍력발전 및 송배전 정비수요 증가 가능성이 있어 환경규제 영향을 예단하기 쉽지 않은 상황이다.

환경정책은 동시에 양면성을 보일 것으로 예상된다.

>>> 규제보다 변화에 주목할 시점

에너지 정책 전환에 따라 전력시장에 많은 변화가 예상된다. 전력시장의 변화는 새로운 도전을 준비하고 있는 동시에 디딤판을 제공할 것으로 전망한다. 규제보다는 변화에 주목한 시점으로 판단한다.

투자지표	2015	2016	2017E	2018E	2019E
매출액(억원)	11,797	12,231	13,576	15,613	17,018
보고영업이익(억원)	1,752	1,058	2,015	2,169	2,279
핵심영업이익(억원)	1,752	1,058	2,015	2,169	2,279
EBITDA(억원)	2,093	1,416	2,343	2,515	2,642
세전이익(억원)	2,213	1,129	2,100	2,266	2,385
순이익(억원)	1,699	883	1,591	1,718	1,808
지배기업주주순이익(억원)	1,699	883	1,591	1,718	1,808
EPS(원)	3,776	1,962	3,537	3,817	4,017
증감율(%YoY)	1.0	-48.0	80.3	7.9	5.2
PER(배)	23.6	27.6	15.3	14.2	13.5
PBR(배)	5.1	3.1	2.7	2.3	2.0
EV/EBITDA(배)	18.1	15.8	8.8	8.0	7.8
보고영업이익률(%)	14.8	8.6	14.8	13.9	13.4
핵심영업이익률(%)	14.8	8.6	14.8	13.9	13.4



ROE(%)	22.9	11.2	18.6	17.4	15.9
순부채비율(%)	-28.4	-25.5	-41.6	-40.0	-31.9

포괄손익계산서

(단위: 억원)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
매출액	11,797	12,231	13,576	15,613	17,018
매출원가	9,310	10,304	10,596	12,334	13,529
매출총이익	2,487	1,927	2,980	3,279	3,489
판매비및일반관리비	735	869	965	1,110	1,209
영업이익(보고)	1,752	1,058	2,015	2,169	2,279
영업이익(핵심)	1,752	1,058	2,015	2,169	2,279
영업외손익	461	71	84	97	106
이자수익	73	63	70	81	88
배당금수익	0	0	0	0	0
외환이익	32	23	10	10	10
이자비용	0	0	0	0	0
외환손실	23	13	10	10	10
관계기업지분법손익	0	0	1	1	1
투자및기타자산처분손익	378	11	0	0	0
금융상품평가및처분이익	0	-5	0	0	0
기타	1	-8	14	16	17
법인세차감전이익	2,213	1,129	2,100	2,266	2,385
법인세비용	513	246	508	548	577
유효법인세세율(%)	23.2%	21.8%	24.2%	24.2%	24.2%
당기순이익	1,699	883	1,591	1,718	1,808
지배주주지분					
당기순이익	1,699	883	1,591	1,718	1,808
EBITDA	2,093	1,416	2,343	2,515	2,642
현금순이익(Cash Earnings)	2,040	1,241	1,919	2,063	2,170
수정당기순이익	1,409	878	1,591	1,718	1,808
증감율(% YoY)					
매출액	8.7	3.7	11.0	15.0	9.0
영업이익(보고)	-18.8	-39.6	90.5	7.6	5.1
영업이익(핵심)	-18.8	-39.6	90.5	7.6	5.1
EBITDA	-14.4	-32.3	65.5	7.3	5.0
지배주주지분					
당기순이익	1.0	-48.0	80.3	7.9	5.2
EPS	1.0	-48.0	80.3	7.9	5.2
수정순이익	-16.0	-37.7	81.2	7.9	5.2

현금흐름표

(단위: 억원)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
영업활동현금흐름	1,398	1,234	3,074	2,056	2,018
당기순이익	1,699	883	1,591	1,718	1,808
감가상각비	320	334	308	330	350
무형감가상각비	21	24	19	16	13
외환손익	-2	-5	0	0	0
자산처분손익	14	11	0	0	0
지분법손익	0	0	-1	-1	-1
영업활동자산부채 증감	-1,459	-1,597	1,155	-7	-152

대차대조표

(단위: 억원)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
유동자산	5,526	5,616	6,355	6,903	6,774
현금및현금성자산	638	1,910	3,709	4,105	3,724
유동금융자산	1,597	100	111	128	139
매출채권및유동채권	3,270	3,587	2,514	2,646	2,884
재고자산	18	17	18	21	23
기타유동비금융자산	2	2	2	3	3
비유동자산	4,810	5,309	5,982	7,048	8,814
장기매출채권및비유동채권	453	542	601	691	754
투자자산	424	442	491	564	615
유형자산	3,720	3,953	4,229	4,482	4,716
무형자산	88	103	83	68	55
기타비유동자산	125	268	578	1,243	2,675
자산총계	10,336	10,925	12,337	13,951	15,589
유동부채	1,960	2,657	2,801	3,019	3,169
매입채무및유동채무	907	872	968	1,113	1,213
단기차입금	0	0	0	0	0
유동성장기차입금	0	0	0	0	0
기타유동부채	1,053	1,785	1,833	1,906	1,956
비유동부채	513	371	353	338	323
장기매입채무및비유동채무	11	4	4	4	5
사채및장기차입금	0	0	0	0	0
기타비유동부채	502	367	349	334	318
부채총계	2,473	3,027	3,153	3,357	3,492
자본금	90	90	90	90	90
주식발행초과금	0	0	0	0	0
이익잉여금	7,772	7,808	9,094	10,505	12,007
기타자본	0	0	0	0	0
지배기업지분자본총계	7,863	7,898	9,183	10,595	12,097
비지배지분자본총계	0	0	0	0	0
자본총계	7,863	7,898	9,183	10,595	12,097
순차입금	-2,235	-2,011	-3,820	-4,233	-3,864
총차입금	0	0	0	0	0

투자지표

(단위: 원, 배, %)

12월 결산	2015	2016	2017E	2018E	2019E
주당지표(원)					
EPS	3,776	1,962	3,537	3,817	4,017
BPS	17,473	17,550	20,407	23,544	26,881
주당EBITDA	4,650	3,147	5,207	5,588	5,870
CFPS	4,534	2,758	4,265	4,585	4,822
DPS	1,690	680	680	680	680
주가배수(배)					
PER	23.6	27.6	15.3	14.2	13.5

기타	804	1,584	0	0	0
투자활동현금흐름	-1,046	798	-952	-1,338	-2,077
투자자산의 처분	-922	1,482	-59	-89	-62
유형자산의 처분	20	27	0	0	0
유형자산의 취득	-592	-584	-584	-584	-584
무형자산의 처분	-32	-39	0	0	0
기타	480	-89	-309	-665	-1,432
재무활동현금흐름	-752	-761	-324	-321	-321
단기차입금의 증가	0	0	0	0	0
장기차입금의 증가	0	0	0	0	0
자본의 증가	0	0	0	0	0
배당금지급	-752	-761	-306	-306	-306
기타	0	0	-18	-15	-15
현금및현금성자산의순증가	-399	1,272	1,798	396	-381
기초현금및현금성자산	1,038	638	1,910	3,709	4,105
기말현금및현금성자산	638	1,910	3,709	4,105	3,724
Gross Cash Flow	2,857	2,830	1,919	2,063	2,170
Op Free Cash Flow	-397	-1,034	2,427	1,400	1,355

PBR	5.1	3.1	2.7	2.3	2.0
EV/EBITDA	18.1	15.8	8.8	8.0	7.8
PCFR	19.6	19.6	12.7	11.8	11.2
수익성(%)					
영업이익률(보고)	14.8	8.6	14.8	13.9	13.4
영업이익률(핵심)	14.8	8.6	14.8	13.9	13.4
EBITDA margin	17.7	11.6	17.3	16.1	15.5
순이익률	14.4	7.2	11.7	11.0	10.6
자기자본이익률(ROE)	22.9	11.2	18.6	17.4	15.9
투자자본이익률(ROIC)	25.1	14.9	30.0	34.5	34.0
안정성(%배)					
부채비율	31.5	38.3	34.3	31.7	28.9
순차입금비율	-28.4	-25.5	-41.6	-40.0	-31.9
이자보상배율(배)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
활동성(배)					
매출채권회전율	4.0	3.6	4.5	6.1	6.2
재고자산회전율	633.4	711.5	775.1	788.1	768.4
매입채무회전율	14.0	13.8	14.8	15.0	14.6

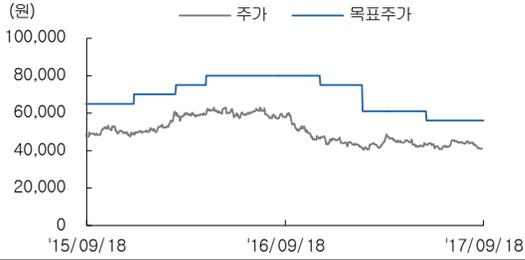
투자의견변동내역(2개년)

종목명	일자	투자의견	목표주가	목표 가격 대상 시점	과리율(%)		종목명	일자	투자의견	목표주가	목표 가격 대상 시점	과리율(%)		
					평균 주가 대비	최고 주가 대비						평균 주가 대비	최고 주가 대비	
한국전력 (015760)	2015-09-14	Buy(Maintain)	65,000원	6개월	-24.85	-20.92	한국 가스공사 (036460)	2015-11-11	Buy(Maintain)	54,000원	6개월	-32.30	-26.57	
	2015-10-19	Buy(Maintain)	65,000원	6개월	-24.45	-19.23		2016-02-15	Outperform (Downgrade)	42,000원	6개월	-6.99	-1.19	
	2015-10-22	Buy(Maintain)	65,000원	6개월	-23.17	-18.00		2016-03-30	Outperform (Maintain)	42,000원	6개월	-5.79	1.55	
	2015-11-06	Buy(Maintain)	65,000원	6개월	-22.89	-18.00		2016-05-13	Outperform (Maintain)	46,000원	6개월	-11.09	-5.98	
	2015-11-23	Buy(Maintain)	65,000원	6개월	-22.89	-18.00		2016-05-30	Outperform (Maintain)	46,000원	6개월	-12.65	-5.98	
	2015-11-24	Buy(Maintain)	65,000원	6개월	-23.31	-18.00		2016-07-07	Outperform (Maintain)	46,000원	6개월	-11.97	-3.80	
	2015-12-14	Buy(Maintain)	70,000원	6개월	-28.32	-25.71		2016-08-11	Marketperform (Downgrade)	46,000원	6개월	-9.09	-1.09	
	2016-01-19	Buy(Maintain)	70,000원	6개월	-27.58	-23.14		2016-10-17	Marketperform (Maintain)	46,000원	6개월	-7.87	2.28	
	2016-02-05	Buy(Maintain)	70,000원	6개월	-25.74	-13.43		2016-11-21	Marketperform (Maintain)	46,000원	6개월	2.16	7.17	
	2016-02-29	Buy(Maintain)	75,000원	6개월	-21.65	-19.87		2017-02-15	Marketperform (Maintain)	50,000원	6개월	-6.94	-1.70	
	2016-03-30	Buy(Maintain)	75,000원	6개월	-21.52	-19.73		2017-05-12	Marketperform (Maintain)	50,000원	6개월	-5.07	3.40	
	2016-04-19	Buy(Maintain)	75,000원	6개월	-21.44	-19.73		2017-06-05	Marketperform (Maintain)	50,000원	6개월	-2.69	7.40	
	2016-04-25	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-23.06	-21.50		2017-08-10	Outperform (Upgrade)	56,000원	6개월	-10.15	-8.21	
	2016-05-10	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-23.07	-21.50		2017-09-18	Buy (Upgrade)	56,000원	6개월			
	2016-05-12	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-23.50	-21.50		한진KPS (051600)	2015-11-02	Marketperform (Maintain)	110,000원	6개월	-4.98	0.91
	2016-05-23	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-23.39	-21.50			2015-11-23	Marketperform (Maintain)	110,000원	6개월	-20.86	0.91
	2016-05-30	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-23.31	-21.25			2016-05-02	Marketperform (Maintain)	80,000원	6개월	-14.05	-7.13
	2016-06-02	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-23.55	-21.25			2016-08-01	Outperform (upgrade)	80,000원	6개월	-18.46	-7.13
	2016-06-15	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-24.44	-21.25			2016-11-01	Outperform (Maintain)	65,000원	6개월	-12.99	-6.31
	2016-07-07	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-24.50	-21.25			2016-11-21	Outperform (Maintain)	65,000원	6개월	-11.38	-2.92
	2016-07-11	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-24.32	-21.25			2017-05-17	Outperform (Maintain)	60,000원	6개월	-19.83	-10.67
	2016-08-05	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-24.63	-21.25			2017-08-02	Buy(Upgrade)	60,000원	6개월	-1.58	4.50
	2016-08-29	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-24.63	-21.25			2017-09-18	Buy(Maintain)	60,000원	6개월		
	2016-08-29	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-26.07	-21.25								
	2016-10-17	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-26.44	-21.25								
	2016-10-31	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-38.66	-38.25								
	2016-11-04	Buy(Maintain)	80,000원	6개월	-41.24	-38.25								
	2016-11-21	Buy(Maintain)	75,000원	6개월	-39.12	-36.53								
	2016-12-09	Buy(Maintain)	75,000원	6개월	-39.61	-36.53								
	2017-01-11	Buy(Maintain)	75,000원	6개월	-40.57	-36.53								
	2017-02-07	Buy(Maintain)	61,000원	6개월	-31.33	-27.70								
	2017-02-28	Buy(Maintain)	61,000원	6개월	-28.44	-20.08								
	2017-04-06	Buy(Maintain)	61,000원	6개월	-27.72	-20.08								
2017-05-10	Buy(Maintain)	61,000원	6개월	-28.21	-20.08									
2017-06-05	Buy(Maintain)	56,000원	6개월	-24.36	-21.43									
2017-07-12	Buy(Maintain)	56,000원	6개월	-23.08	-18.75									
2017-08-08	Buy(Maintain)	56,000원	6개월	-23.08	-18.75									
2017-09-18	Buy(Maintain)	56,000원	6개월											

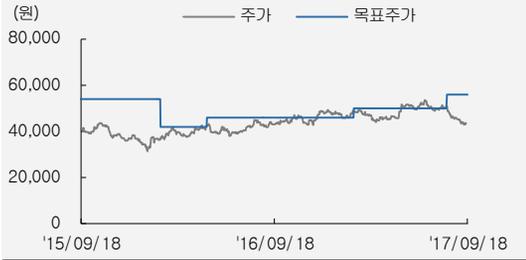
*주가는 수정주가를 기준으로 과리율을 산출하였음.

목표주가추이(2개년)

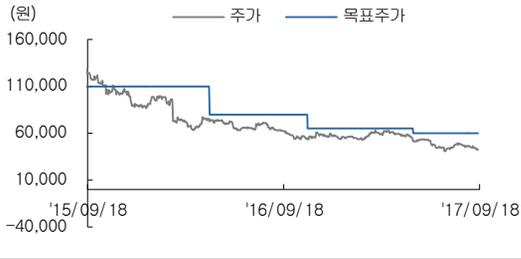
한국전력 (015760)



한국가스공사 (036460)



한전KPS (051600)



투자의견 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 (2016/7/1~2017/6/30)

투자등급	건수	비율(%)
매수	172	97.73%
중립	4	2.27%
매도	0	0.00%