

한국전력 (015760)

BUY(Maintain)

주가(2/27) 44,100원
목표주가 61,000원

2017. 2. 28

금리가 상승하면 투자보수가 확대된다

미국 금리 인상이 재개될 예정이다. 지난 해 금리 상승 부작용 우려로 큰 폭의 하락을 경험한 만큼 금리 인상에 대한 분석이 필요한 시점이다. 우리는 금리 상승에 따라 동사 투자보수가 확대될 것으로 전망한다. 대선과 환경, 안전 문제가 확대되고 있는 점도 부정적이지만은 않다. 2020년까지 안정적 전력시스템 구축을 위한 시장 개방이 확대될 것으로 예상하며 동사에 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다.

유
ти_l리티
Analyst 김상구
02) 3787-4764
sangku@kiwoom.com

키움증권

**Stock Data**

KOSPI (2/27)	2,085.52pt
시가총액(억원)	283,106억원
52주 주가동향	최고가 63,000원 최저가 40,350원
최고/최저가 대비 등락률	-30.00% 9.29%
수익률	절대 상대 1M 2.0% 1.9% 6M -25.4% -27.1% 1Y -27.2% -33.0%

Company Data

발행주식수(천주)	641,964천주
일평균 거래량(3M)	1,458천주
외국인 지분율	31.10%
배당수익률(16.E)	4.20%
BPS(16.E)	112,033원
주요 주주	한국정책금융공사(외 1인)
	51.1%

Price Trend**Contents**

I. Investment Summary	3
II. 실적 개선 미반영, 과도한 저평가	4
> 개선된 실적 반영 필요	5
III. 대선과 전력수급계획, 현실적 대안 기대	6
> 대선 이후 요금 조정 경향 뚜렷	6
> 환경, 안전 이슈 공론화, 긍정적 변화 기대	7
IV. 탄탄한 펀더멘탈	9
> 보수적 적정 순이익, 5조원 전망	9
> 자기자본 구성비율 82%로 개선	10
> 자기자본 요금기저 77조원으로 확대	12
> 자기자본보수율 6% 예상	14
IV. 탄탄한 펀더멘탈 2	16
> 발전믹스 개선 효과 2.6조원	16
> 낮은 전력소비 증가	17
> 개별소비세, 환경급전 부담은 흡수 가능한 수준, 대안도 논의 중	18
> 전기구입비 연동제, 일석 삼조, 도입 가능성 높음	19
IV. 탄탄한 펀더멘탈 3	21
> LNG, 유연탄 가격 안정	21
V. 계통 안정 보강, 변화의 시작	24
> 송전제약, 용량 부족이 아닌 계통 안정 이슈	24
> 신재생 확대, 계통 안정성 보강 시급	27
> 영국, 실시간 수요 조절을 통해 계통 안정 확보	28
> 시장 개방 필요성 확대	32

- > 당사는 2월 27일 현재 '한국전력(015760)' 발행주식을 1% 이상 보유하고 있지 않습니다.
- > 당사는 동 자료를 기관투자가 또는 제3자에게 사전 제공한 사실이 없습니다.
- > 동 자료의 금융투자분석사는 자료 작성일 현재 동 자료상에 언급된 기업들의 금융투자상품 및 권리를 보유하고 있지 않습니다.
- > 동 자료에 게시된 내용들은 본인의 의견을 정확하게 반영하고 있으며, 외부의 부당한 압력이나 간섭없이 작성되었음을 확인합니다.

I. Investment Summary

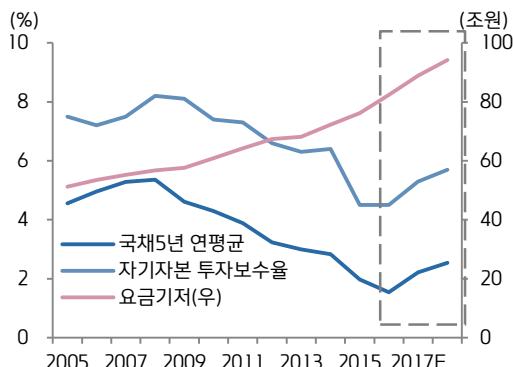
지난 해 하반기 글로벌 유틸리티 기업 주가 하락의 빌미를 제공했던 미국 금리 인상이 또다시 검토되고 있는 만큼 동사에 대한 면밀한 검토가 필요한 시점이다.

동사 적정 순이익은 5조원 내외로 판단되며, 양호한 펀더멘탈과 전력산업 개혁 움직임에 비하여 과도한 저평가 구간으로 판단한다. 목표주가 61,000원을 유지하고, 비중확대를 권고한다.

발전믹스 개선, 연료비 안정 추이로 인해 2017년 순이익도 적정 수준을 넘어설 가능성이 높다. 따라서 대선 이후 적정 순이익으로 수렴할 수 있는 2018년 순이익이 동사 기업가치 평가의 중요한 기준으로 판단된다.

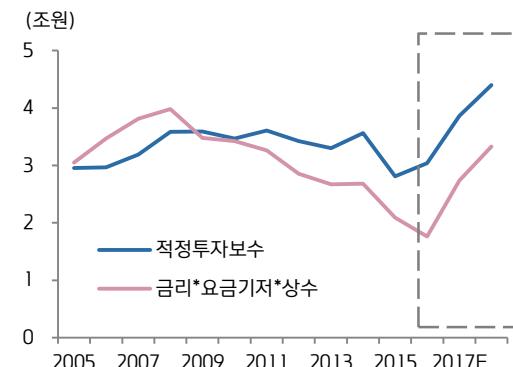
2018년 투자보수는 금리와 β 상승으로 증가할 것으로 예상된다. 요금기저 94조원, 자기자본비율 82%, 투보율 6%로 예상되며 비규제부문 수익인 영업외손익을 합산하여 적정 순이익은 5조원 내외로 전망된다. 특히 동사 주가 변동이 글로벌 피어에 비하여 커던 만큼 동사 β 는 글로벌 피어 대비 높을 것으로 예상, 글로벌 피어 대비 높은 수익성을 유지할 것으로 전망된다.

요금기저 확대 지속, 금리 상승세로 전환 예상



자료: 한국전력, 키움증권

기저 확대, 금리 및 β 상승으로 투자보수 확대 전망



자료: 한국전력, 키움증권

정책적 측면에서는 대통령 선거, 전력수급기본계획, 에너지 세제, 환경급전, 전기구입비 연동제 등 긍정적 요인과 부정적 요인이 혼재되어 있다. 환경 개선과 사회적 비용 배분의 문제 뿐 아니라 전력 계통 안정성을 중심으로 한 전력 정책 변화가 예상된다.

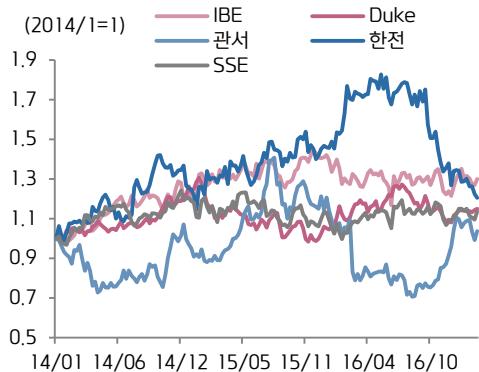
신재생 특히 풍력발전이 전체 발전량의 2~4%로 증가할 것으로 예상되는 2020년까지 안정적 계통 운전 시스템을 구축하기 위한 시장개방, 전력개혁이 불가피할 것으로 예상한다. 간헐적 풍력 출력 변동은 전력 계통의 안정성 문제와 직결되며, 영국 시장 개방 사례에 근거할 때 급격한 출력 변동에 대응할 수 있는 유연한 수요조절 시스템 구축은 시장개방과 판매경쟁을 통해 구축이 가능할 것으로 보이기 때문이다.

시장개방과 경쟁확대는 정책 투명성 개선, 실적 안정성 등 긍정적 영향을 미칠 것으로 보이며, 중장기적 변화에 대비한 접근이 필요한 시점으로 판단한다.

II. 실적 개선 미반영, 과도한 저평가

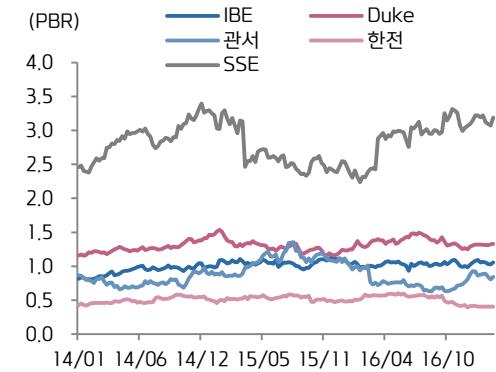
금리상승 등 투자환경 변화에 따라 유ти리티 기업 주가는 2014년 수준으로 회귀하는 양상을 보이고 있다.

글로벌 유티리티 기업 주가 2014년 수준으로 회귀



자료: 블룸버그, 키움증권

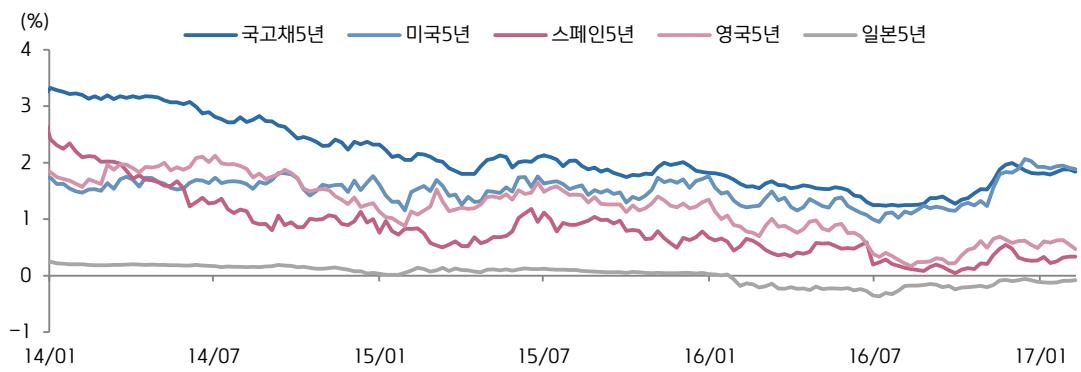
한전 PBR은 2014년초 보다 하락, 과도한 저평가



자료: 블룸버그, 키움증권

비교 대상 5개국 중 재차 하락한 스페인을 제외한 4개 국가 5년물 금리는 상승 강도 차이는 있지만 비슷한 시점에 상승 움직임을 보이고 있다. (영국과 스페인 기업을 비교에 포함한 이유는 후반부에 기술되는 전력시장 개방과 관련)

한국, 미국 등 5개 국가 5년 국채 수익률 추이, 정도의 차이를 제외하고 비슷한 시점에 금리 상승 진행



자료: 블룸버그, 키움증권

이런 변화를 반영, 동사 주가는 2014년 중반 수준으로 하락하였고 PBR 기준으로는 2014년 초반의 0.45X보다 낮은 0.40X 수준에 머물고 있다. 주가 수준을 바탕으로 역으로 추정하면 동사의 적정 순이익은 2014년 순이익인 2.7조원 수준으로 평가되고 있는 것으로 풀이된다.

그러나 이런 평가는 동사의 개선된 실적과 지속적인 요금기저 확대, 금리상승에 따른 투보율 상승으로 인한 순이익 증가 등을 반영하지 않은 과도한 저평가로 판단한다.

>>> 개선된 실적 반영 필요

먼저 피어 그룹 대비 우수한 성과를 이어가고 있다는 점을 반영할 시기라고 판단한다.

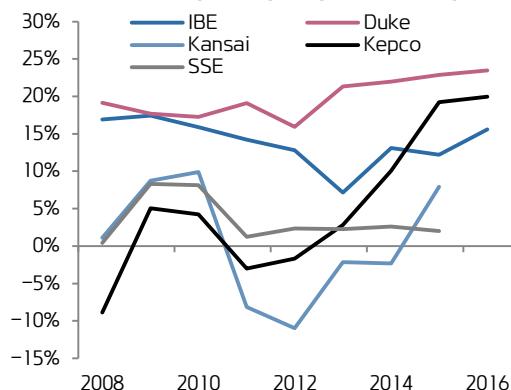
동사 매출 성장, 수익성 개선, 재무구조 개선 내용은 피어 대비 돋보이고 있다. 동사 매출액은 2008년 31.6조원에서 2016년 60.2조원으로 약 2배 성장했다. 해외 유트리티 기업보다 높은 성장을 보이고 있다.

타 에너지 대비 상대적으로 낮은 전력요금 및 그로 인한 전기화 추이를 감안하면 경제 성장을보다 높은 판매 및 매출 성장률이 유지될 것으로 전망된다.

수익성 역시 크게 개선되었다. 최근 2년간 동사 영업이익률은 20%에 육박 22% 수준인 미국 Duke사 수준으로 개선되었다.

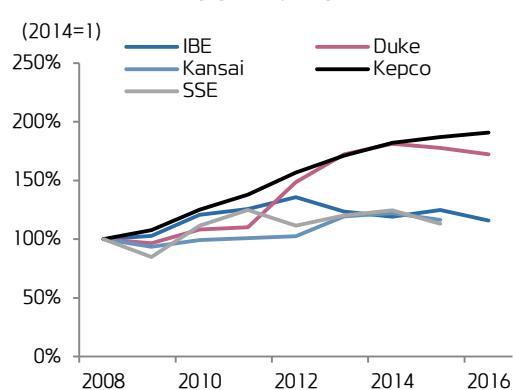
적정투자보수 대비 과도한 순이익으로 인해 영업이익률이 다소 하락할 가능성은 있으나 15% 수준은 유지할 수 있을 것으로 예상된다.

유트리티 피어 대비 평균 이상의 영업이익률을 전망



자료: 블룸버그, 키움증권

유트리티 기업 매출 성장 추이, 가장 높은 수준



자료: 블룸버그, 키움증권

동사 수익성을 좌우하는 적정투보율은 금리에 연동되어 왔다. 3차례로 예상되는 미국 금리인상이 마무리되는 이후에 적정투보율은 6% 내외, 적정 순이익 5조원 수준을 유지할 것으로 전망된다. 적정 순이익에 대한 추정은 뒤에서 다시 설명하겠다.

자기자본 투자보수율은 금리에 연동, 미국 금리인상으로 투보율 상승, 순이익 확대 전망



자료: 블룸버그, 키움증권

III. 대선과 전력수급계획, 현실적 대안 기대

2017년 대선과 8차 전력수급기본계획 수정을 앞두고 있다. 미세먼지와 원전, 전원믹스 등 환경과 안전에 관한 논의가 확대될 것으로 예상된다. 결과에 따라 공공요금, 에너지 및 환경 정책에 영향을 줄 수 있는 중요한 사안이다.

우리는 두 이벤트가 동사에 긍정적 영향을 미칠 것으로 판단한다.

환경과 안전 문제 성격이 강하지만 최종적으로는 사회적 비용 배분과 요금제도를 통한 소비자 행동 변화를 이끌 수 있는냐의 문제로 귀결되며 결국에는 전기구입비 연동제와 연결될 수 밖에 없기 때문이다.

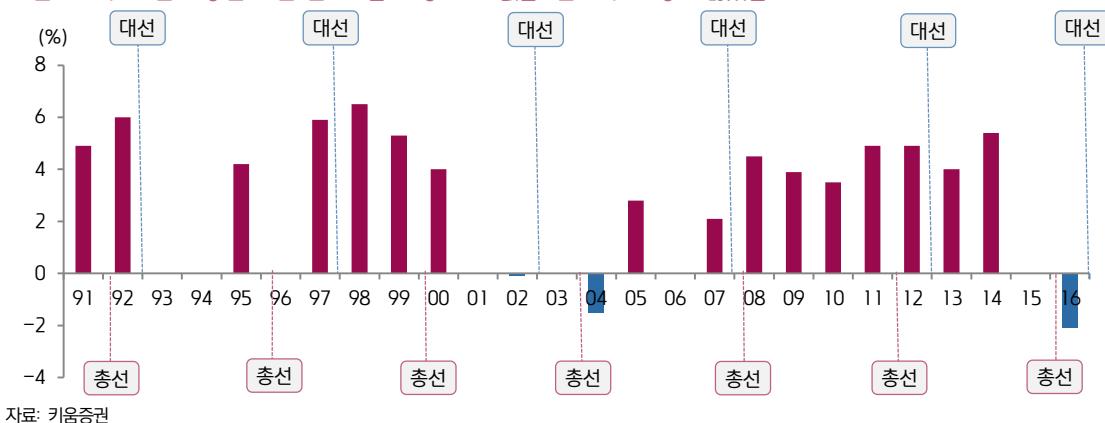
>>> 대선 이후 요금 조정 경향 뚜렷

대선을 앞두고 있다. 과거 사례를 참조하면 공공요금 조정은 선거에 영향을 줄 수 있는 사안인 만큼 대선이나 총선 직전에 전기요금 조정 사례는 없었다. 반면 대선 직후 요금조정 사례가 있어 대선 후 요금 조정은 비교적 자유로운 것으로 분석된다.

대선 전후 요금조정 사례는 다음과 같다.

- * 2012년 12대 대선, 2012년 8월 (4.9%, 대선 5개월 전), 2013년 1월 (4%, 대선 1개월 후)
- * 2007년 11대 대선, 2007년 1월 (2.1%, 대선 12개월 전), 2008년 1월 (0%, 대선 1개월 후, 가정용 인하, 산업용 인상)
- * 2002년 10대 대선, 2002년 6월 (-0.1%, 대선 6개월 전)

90년대 이후 대선과 총선 이전 전기요금 조정 사례 없음. 선거 후 조정이 많았음

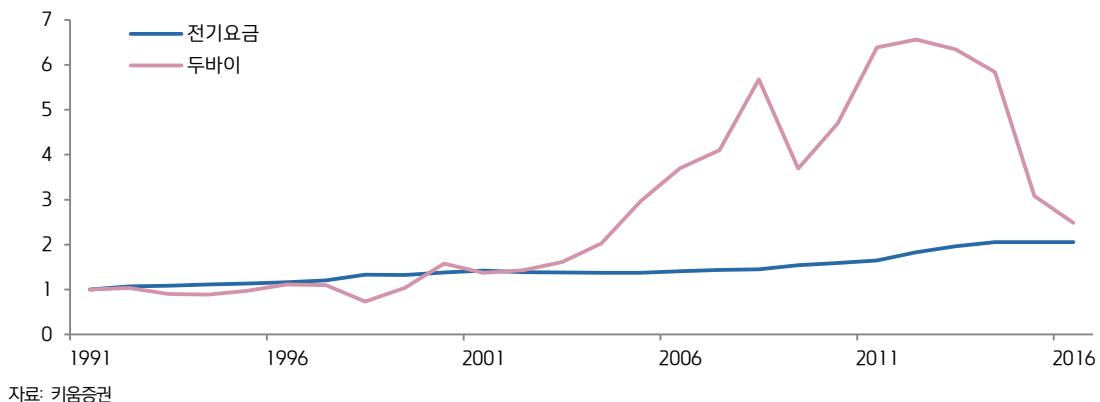


요금조정이 필요한 경우 대선 최소 5개월 이전에 조정한 반면, 대선 이후에는 1개월만에도 요금 인상이 진행되었다. 대선 후 요금조정이 비교적 자유로운 것으로 해석된다.

한편 전기요금 조정은 동절기와 하절기 전력수요 성수기 전후에 시행되었다. 봄, 가을 조정 사례는 없었다. 대선 일정이 확정되지 않았지만 빠르면 5월 이후 진행될 것으로 보인다. 과거 대선과 전기요금 조정시점을 추종하는 방식으로 조정이 진행된다면 가을 비수기를 견너뛰고 11월 이후에나 가능할 것으로 보인다. 특히 지난 12월 가정용 요금인하가 시행된 만큼 시급하게 요금조정이 진행될 가능성은 높아 보이지 않는다.

또한 유가하락으로 에너지 가격과 전기요금의 괴리가 축소된 점도 요금조정에 대한 필요성을 반감시키고 있다. 2000년대 중반 이후 국제유가와 전력요금 괴리가 확대되었으나 2014년 하반기 이후 유가하락으로 인해 유가와 전력요금 격차가 해소된 상황이다.

2014년 하반기 유가하락으로 국제유가와 전력요금 격차 해소. 요금조정 필요성 감소



자료: 기움증권

과거 사례와 지난 12월 요금인하를 참고할 때 빨라야 11월 이후 요금제도 변화가 가능할 것으로 보인다. 다만 전기구입비 연동제와 같이 요금 조정 방향에 대해 중립적인 제도 변화는 가능할 수 있을 것으로 판단된다. 전기구입비 연동제 도입은 동사에 긍정적인 영향을 미칠 것으로 판단한다. 자세한 내용은 뒷부분에서 다시 언급한다.

>>> 환경, 안전 이슈 공론화, 긍정적 변화 기대

대선과 전력수급기본계획 수립과정에서 미세먼지, 원전 등 환경과 안전에 대한 논의 확대, 공론화가 예상된다. 이 과정을 통해 사회적 비용 부담 주체와 동사 적정 순이익 등 불명확했던 부분이 해소될 것으로 예상된다.

대선 정책 토론은 필요한 재원까지 포함되어 진행되기 때문이다. 석탄, 원전 발전량 20% 감소를 위해서는 연간 약 6조원의 추가 비용이 발생할 것으로 예상되는데 이 경우 적정 순이익을 넘어서는 비용 문제가 발생한다. 재원마련, 사회적 합의까지 논의되어 합리적인 결과 도출 가능성이 높은 것으로 분석된다. 재원 문제와 사회적 합의를 배제한 논의는 실제 정책에 반영되기 어려울 것으로 보여 정책 논의과정이 리스크로 확대되기는 어려워 보인다.

환경 개선 관련 비용 산정 내역은 다음과 같다. 2016년 석탄, 원전, 가스 발전량은 각각 207TWh, 162TWh, 149TWh로 전체 전력소비 543TWh의 38.1%, 29.8%, 27.5%를 차지한다. 석탄과 원전 발전량을 각각 20% 줄일 경우 동사는 연료비용만 절감되고 감가상각, 수선비 등의 경비는 변화가 없다.

SMP 급등이 없다고 가정, IPP로부터 석탄, 원전 감소분 74TWh를 구입할 경우 추가적인 전력구입비용은 7.7조원이 증가할 것으로 예상된다.

석탄과 원전 연료비용 절감은 약 1.7조원이며, 결국 감축 전력을 LNG 발전으로 대체 시 약 6조 원의 추가 비용이 발생할 것으로 예상된다. (2016년 유연탄, 원전, LNG 정산단가 기준, 믹스 변동에 따른 SMP 상승 없는 것으로 가정)

2016년 전력소비량 및 연료별 발전량, 석탄 및 원전 20%를 가스로 대체 시 약 8조원 비용 증가

	TWh	조원	20% 가스대체 시 비용증감
전력판매량	543	54.3	
유연탄	207	7.5	-1.5
원전	162	1.2	-0.2
가스	46	3.9	
유류 등		1.1	
한전 연료비	432	13.7	-1.7
감가		7.8	
수선		2.0	
기술료		1.0	
기타		7.1	
IPP 등	103	10.7	7.7

자료: 키움증권

환경 개선을 위한 비용이 동사 적정 순이익을 넘는 규모로 추정되며, 관련 비용에 대한 사회적 합의나 복안 없이 발전믹스 조정은 쉽지 않을 것으로 판단된다.

또한 실질적인 온실가스 감축 이행이 시작되어 환경정책을 다음 정부로 미루기도 어려워 보인다. 2023년 유엔의 온실가스 감축 이행 점검이 예정되어 있기 때문이다. 온실가스 감축 준비도 다음 정부에서 진행될 것으로 보이며, 환경 개선과 연계될 것으로 예상된다.

이런 상황을 종합할 때 대선과정 및 다음 정부에서 전원믹스 변화, 사회적 비용 부담 문제 등 구체적 내용을 포함 실질적인 변화가 진행될 것으로 예상되며 해외 사례에서 벗어난 선택을 하기는 어려울 것으로 전망한다.

IV. 탄탄한 펀더멘탈

2017년 요금조정은 제한적 수준 혹은 대선 종료 후 연말 이후에 진행될 것으로 예상된다. 또한 신규 기저설비 가동에 따라 연료비용 절감 효과가 있을 것으로 보인다. 이에 따라 2017년 순이익 역시 적정 수준을 넘어설 것으로 보인다.

따라서 2017년 순이익보다는 합리적인 수준으로 수렴할 수 있는 2018년 적정 순이익 규모가 기업 가치 평가 기준으로 합리적이다.

이론상으로 동사 규제부문 순이익은 다음과 같이 간단히 계산된다.

$$\text{적정투자보수} = \text{요금기저} * \text{자기자본비율} * \text{자기자본 투보율}$$

그러나 현실적으로는 명확한 자기자본비율이 규정되어 있지 않고 IFRS전환을 거치면서 15조원 이상의 자본 변동이 있어, 요금기저 특히 자기자본 요금기저에 대한 불확실성이 존재한다. 그럼에도 불구하고 우리는 공개된 전기요금 원가정보, 감사원과 국회 자료를 바탕으로 적정 순이익 추정이 가능하다고 판단한다. 금리상승으로 인한 투자보수율 상승, 요금기저 확대 및 재무구조 개선에 따른 자기자본비율 개선이 예상된다.

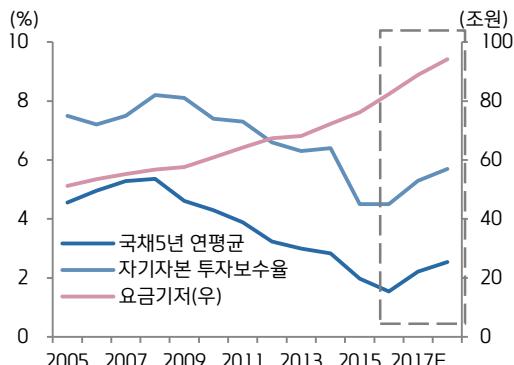
>>> 보수적 적정 순이익, 5조원 전망

적정투자보수는 금리와 요금기저의 곱에 비례하는 데, 2008년 이후에는 요금기저가 증가한 반면, 금리는 하락하여 두 지표의 곱셈인 적정투자보수가 정체된 수준에 머물렀다. 그러나 금리가 상승 국면에 진입함에 따라 적정투자보수가 확대될 것으로 전망한다.

2018년 규제부문 순이익에 해당하는 적정투자 보수는 4.5조원, 해외사업 등 비규제 부문 수익에 해당하는 영업외손익 1조원으로 연결 순이익은 5조원을 상회할 것으로 예상한다.

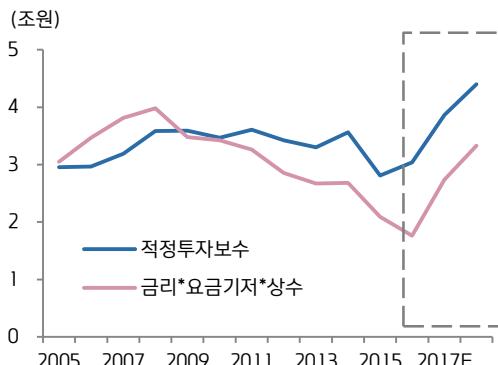
과거 적정투자보수에 미달했던 과거 연결순이익 추이와 보수적인 공공요금 요금조정을 감안하여도 적정 순이익 5조원에 달할 것으로 전망한다.

요금기저 확대 지속, 금리 상승세로 전환 예상



자료: 한국전력, 키움증권

기저 확대, 금리 및 β 상승으로 투자보수 확대 전망



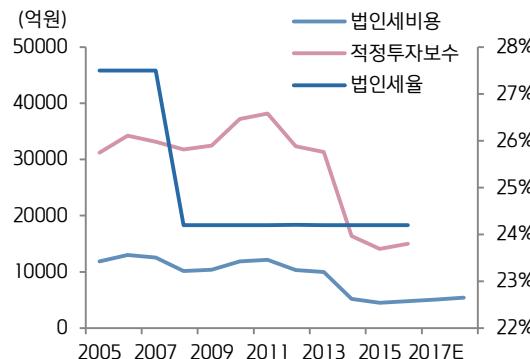
자료: 한국전력, 키움증권

>>> 자기자본 구성비율 82%로 개선

발전 자회사를 포함한 요금기저, 자기자본 구성비율, 투보율 등 관련 정보가 제한적이나, 기재부, 감사원 등 정부 자료를 바탕으로 동사 적정 순이익 추정이 가능하다.

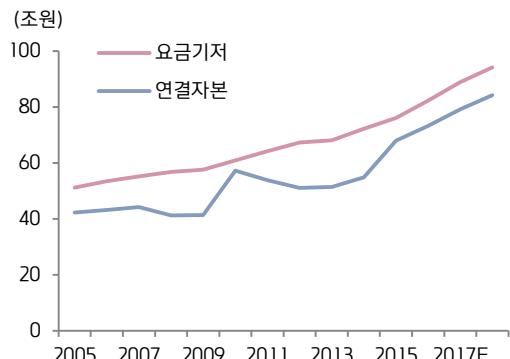
순이익 추정에 앞서 자기자본 구성비율 및 법인세율을 먼저 살펴보자.

법인세율 일정, 적정투자보수는 세후 순이익 의미



자료: 한국전력, 기음증권

2011년 자본비율 77.5%, 2016년 82%로 개선 예상



자료: 한국전력, 기음증권

법인세비용과 적정투자보수에서 추정한 법인세율은 2008년 이후 정확하게 24.2%로 일정하게 유지되고 있다. 이는 전기요금 원가정보 상에 기술된 적정투자보수가 타인자본 비용을 제외한 순수한 자기자본 투자보수, 즉 규제 부문 순이익에 해당함을 의미한다.

타인자본 보수인 차입비용은 영업비용에 반영되어 있는 것으로 분석된다.

이를 바탕으로 요금기저 상의 자기자본 구성비율을 추정하면 다음과 같다.

기재부가 공개한 2011년 전기요금 자기자본 보수율은 7.67%이다.

$$\text{자기자본 적정투자보수} = \text{요금기저} * \text{자기자본비율} * \text{자기자본 투보율}$$

이므로, 전기요금 원가정보 값을 이용하여 자기자본 구성비율을 계산하면 77.45%이다.

주요 공공요금 산정 기준 및 자기자본 보수율 (2013년 공공요금 산정기준 개정 자료)

	전기요금	천연가스	수도	철도	고속도로
자기자본보수율	7.67%	8.43%	4.25%	3.86%	3.86%
개별 공공요금 산정기준	CAPM	CAPM	1, 2년 정기예금	1, 3년 정기예금	1, 4년 정기예금

자료: 기재부, 기음증권

이는 2011년 요금기저 64.2조원 중 자기자본 요금기저는 49.7조원임을 의미한다.

2011년 연결기준 자본이 53.8조원이므로 49.7조원의 자기자본 요금기저 설정이 가능하다.

자기자본 요금기저가 논란의 소지가 있을 만큼 높은 수준이나 기재부의 검토와 산업부가 공표한 자료를 바탕으로 계산된 결과로 신뢰도가 높다고 판단한다. 그리고 국회의 제안과도 부합한다. (요금기저 산정 시 자산 재평가액은 차감한다는 규정이 있는 반면 자본구성비율 산정방식에 대한 명확한 규정이 없어 당국이 임의로 설정도 가능하다. 국회는 실제 재무제표상의 비율 / 요금기저에서 타인자본을 차감 / 목표자본비율 3가지를 사용하여 자본구성비율을 산정할 것을 제안함. 즉 자본 규모 이하에서 자기자본 요금기저 설정이 가능)

2011년 이후 2012년부터 2016년까지 요금기저 증가는 약 18조원으로 추정되며, 동 기간 누적 순이익은 20.4조원 (배당 2.7조원)으로 자기자본 요금기저 역시 18조원 확대된 67.4조원으로 분석된다. 재무구조 개선에 따라 2016년 자기자본비율은 82%로 개선된 것으로 추정된다.

참고로 동사가 적자를 경험했던 시기의 투자보수와 영업외수익은 전력당국이 목표하는 동사 연결 기준 적정순이익으로 판단된다.

최소한 원가정보에 공개된 수준의 순이익은 되어야 하는데 실제로는 적자로 운영되었고, 적정원가를 상회하지 않고 낮은 가격에 공급했다는 항변으로 해석된다.

특히 전력당국이 원가 및 비규제 부문 수익을 분리해서 검토, 공개한다는 점에서 규제와 비규제 부문 순이익을 함께 고려해야 하나, 비규제부문의 수익은 원가정보에 공개된 영업외순익 수준으로 제한하여 보수적으로 추정하였다.

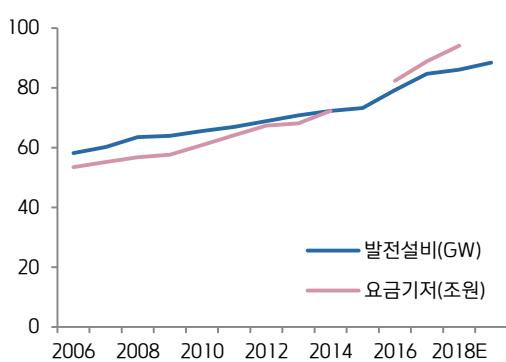
>>> 자기자본 요금기저 77조원으로 확대

요금기저는 서비스 제공에 필요한 투하자본이다. 적자 기간에 감소하는 자본과는 달리 투하자본은 변하지 않는다. 따라서 감가상각이 요금기저를 가장 잘 대변하는 지표로 판단한다.

신규 발전소가 건설되면 송전설비가 함께 건설된다. 즉 발전 및 송배전 설비가 비례하여 증가하고 요금기저가 확대된다. 결국 요금기저는 매출원가 상의 감가상각비 혹은 전기요금 원가정보 상의 감가상각비에 정확히 비례한다.

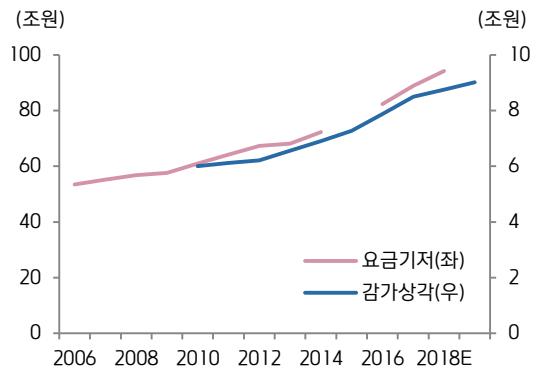
2016년 한전 발전 설비용량은 79.2GW에서 2017년, 2018년, 2019년 각각 84.7GW, 86.1GW, 88.5GW로 증가할 전망이다. 일부 노후 석탄발전설비가 조기 폐쇄될 예정이나 30년 이상 가동설비로 요금기저 혹은 감가상각에 미치는 영향은 제한적일 것으로 보인다. 노후 설비보다는 건설단가가 상승한 신규 설비의 건설과 감가상각이나 요금기저에 미치는 영향이 더욱 지배적일 것으로 판단된다.

요금기저는 발전설비 용량에 비례하여 증가



자료: 한국전력, 키움증권

송배전 감가상각을 기준으로 한 요금기저 추정



자료: 한국전력, 키움증권

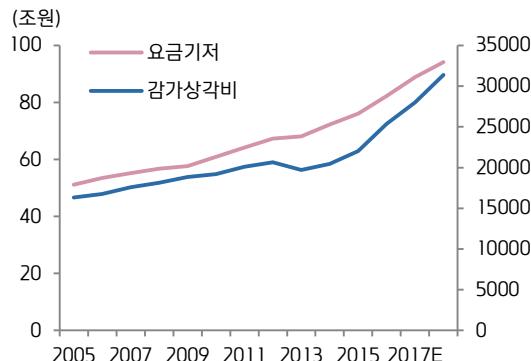
2014년부터 별도 한전 요금기저인 송배전부문 요금기저만을 공개하나, 매출원가의 감가상각비용 혹은 요금산정 기준상의 감가상각비용(송배전감가 비용)으로부터 전체 요금기저 추정이 가능하다.

2017년 감가상각비용은 신규 기저발전 준공으로 YoY 8% 증가한 8.5조원으로 예상된다. 2018년 이후에는 신규 발전소 준공이 감소하나 건설이 지연되었던 송전설비가 완공되며 요금기저 확대를 견인할 것으로 예상된다. 2018년 이후에도 최소한 3% 수준의 감가상각비용 증가가 예상된다. 중장기적으로는 올해 8차 전력수급기본계획에서 신재생에너지 발전설비 투자에 따라 영향을 받을 것으로 전망된다. (신재생에너지 증설과 무관, 송배전설비는 동사가 투자할 것으로 예상)

요금기저와 매출원가 감가상각비용은 대체로 10.14 ~ 10.84의 비율을 유지해 왔다. (요금원가 상 감가상각비와는 ~30을 유지) 이를 바탕으로 할 때 2017년과 2018년 요금기저는 각각 88조원, 94조원 수준으로 전망된다. (참고 2011년 요금기저 64.2조, 발전 자회사 28.3조, 한전 28.8조, 운전자본 7조원 / 2018년 발전 자회사 40.6조, 송배전 40.6조, 운전자본 10조)

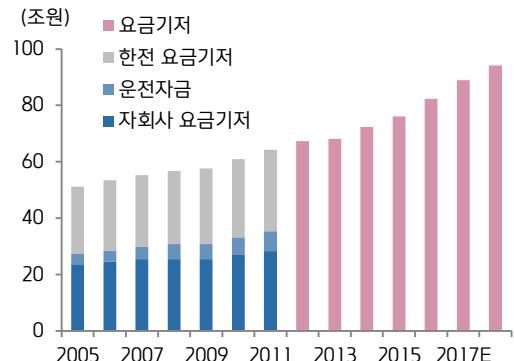
2005년 이후 자회사, 운전자본, 한전 각각의 요금기저 및 전체 요금기저 추이가 일관성을 보이고 있어 우리의 추정이 합리적임을 검증할 수 있다.

요금기저는 감가 상각비용에 비례하여 증가



자료: 한국전력, 키움증권

요금기저 추이, 2018년 요금기저 95조원으로 예상



자료: 감사원, 한국전력, 키움증권

적정보수를 상회하는 수익구조가 2016년에 이어 2017년에도 이어질 전망으로 자기자본비중은 더욱 개선될 것으로 전망된다. 2018년 자기자본비중을 82% 가정할 경우 자기자본 요금기저는 2018년 77조원에 달할 것으로 예상된다.

국회가 제안하는 방법으로 다른 식의 추정도 가능하다. 자기자본 요금기저는 자본에서 비규제 자산을 제외하고 손실기간의 자본 감소를 보정하여도 계산할 수 있다.

2016년 자본은 73조원이며 이중 해외 투자 등 국내 전력산업과 무관한 비규제 사업 장부가액은 5.6조원이다. 2017년과 2018년 순익 6조원, 5조원에서 예상 배당 2조원을 차감하면 요금기저는 약 76조원으로 앞서 감가상각과 자본비율로 추정한 수치와 유사하다.

>>> 자기자본보수율 6% 예상

자기자본보수율은 CAPM에 따라 산정된다.

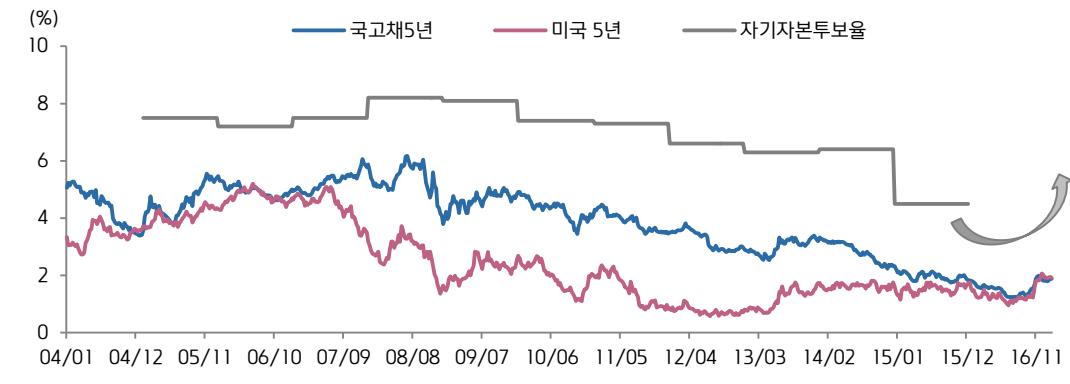
$$\text{자기자본보수율} = R_f + \beta * (E(m) - R_f)$$

금리 상승에 따라 R_f 가 상승하고 최근 주가변동이 커 β 가 상승하며 2018년 자기자본보수율은 6%로 예상한다. 2018년 금리는 2016년 평균보다 1.5% 상승한 3%, β 는 0.7, 시장기대수익률은 7.2%로 추정되며, 이 경우 적정투자보수는 6%내외로 예상된다.

2012년과 2013년 시장금리가 각각 3.24%, 3%, 자기자본 적정투보율이 6.6%, 6.3%이었다. 연말까지 미국 금리 인상이 지속되면 3% 전후까지 상승할 것으로 보이며, 높아진 β 효과까지 포함, 2018년 자기자본 투자보수율은 6% 수준까지 상승할 수 있을 것으로 전망된다.

동사 자기자본보수율은 시중금리와 연동하여 변화한다. 과거 투보율 추이를 살펴보면 후행하거나 선행하지 않고 시장 금리 대비 2.5 ~ 3.5%p 높게 움직이고 있다. 금리와 동행하는 배경은 예산안과 결산안을 바탕으로 최종 투자보수율이 산출되기 때문인 것으로 보인다.

자기자본 투보율은 시중 금리에 연동하여 변화, 금리 상승 시 투보율 상승 전망



자료: 블룸버그, 키움증권

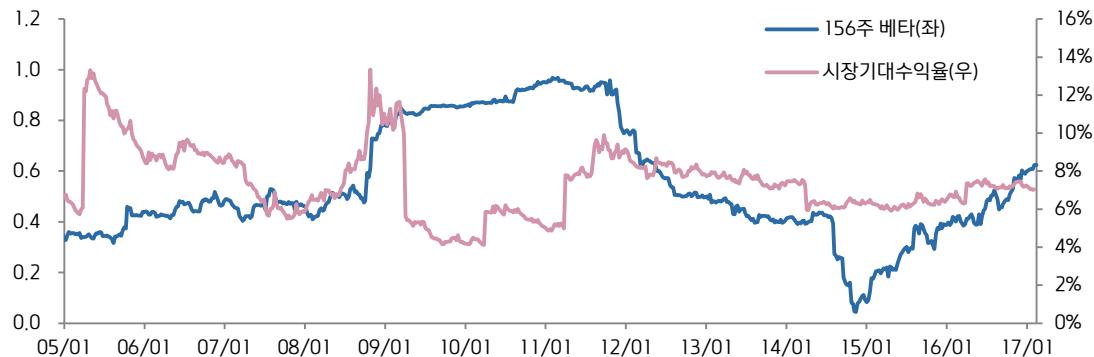
지난 해 하반기 이후 시장금리는 큰 폭으로 상승했다. 국고채 5년물 기준으로 지난해 7월 1.235%에서 2월초 1.882%로 상승했다. 같은 기간 1.023%에서 1.945%까지 상승한 미국채 5년물 금리와 유사한 움직임을 보였다.

미 연준이 앞으로 3차례 약 0.75% 내외의 기준금리 인상을 예고한 만큼 시장금리와 투자보수율 상승이 예상된다. 이에 따라 2017년말 혹은 2018년 시장 금리는 2016년 평균 금리에서 약 1% 이상 상승한 2.5%~3%로 예상된다.

금리상승과 함께 동사 주가 변동이 심했던 만큼 β 가 상승 중이다. 금리상승과 β 상승에 따라 자기자본보수율 상승이 예상된다.

동사가 글로벌 피어 대비 주가 변동 폭이 커 던 점을 고려하면 향후 자기자본 보수율과 영업이익률도 글로벌 피어 대비 높은 수준으로 유지될 것으로 예상된다.

주가 변동으로 인해 β 상승세 지속, 글로벌 피어 대비 높은 β 및 투보율 유지될 전망



자료: 키움증권

요금기저 증가, 투보율 확대를 반영한 동사 적정투자보수 및 영업외수익 전망은 다음과 같다.

규제부문 적정투자보수와 비규제부문 영업외손익의 합 (요금기저와 투자보수는 자회사 포함)

	요금기저	감가상각비	법인세비용	적정투자보수	영업외수익
결산	2005	511,733	16,318	31,216	25,436
	2006	534,637	16,757	34,217	21,502
	2007	552,126	17,586	33,128	23,659
	2008	567,740	18,151	31,793	3,301
	2009	576,137	18,851	32,437	20,040
	2010	609,085	19,219	37,215	31,847
	2011	642,098	20,090	38,141	26,638
	2012	673,444	20,648	32,325	22,630
	2013	680,899	19,696	31,321	15,927
	2014	722,650	20,442	34,615	9,779
전망	2015	761,153	22,018	30,446	11,328
	2016E	823,118	25,390	4,781	11,656
	2017E	888,968	28,018	5,089	11,993
	2018E	941,700	31,390	5,416	12,341

자료: 한국전력, 키움증권

IV. 탄탄한 펀더멘탈 2

지난 해 누진제 완화 이후 4월 유연탄 개소세 인상, 송전제약 및 환경급전 도입 가능성에도 불구하고 2017년 펀더멘탈은 양호할 것으로 예상한다.

신규 기저발전 준공으로 인한 발전믹스 개선 효과와 비용증가 요인을 흡수할 수 있을 것으로 예상되기 때문이다. 전기구입비 연동제 도입 가능성도 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다.

>>> 발전믹스 개선 효과 2.6조원

신규 기저 발전소 상업운전으로 인해 2017년 발전믹스가 크게 개선될 전망이다.

발전믹스 개선을 연료비용 절감액으로 환산하면 약 2.6조원의 원가 절감이 가능할 전망이다. (송전제약을 감안하여 서해안/동해안 각 2기씩 총 4기 발전제약 가정)

지난 해 4분기 신고리 3호기 등 3.5GW의 신규 기저발전소가 완공되었고 올 연말까지 당진 9호기 등 8.7GW의 기저발전이 상업운전을 시작할 예정이다.

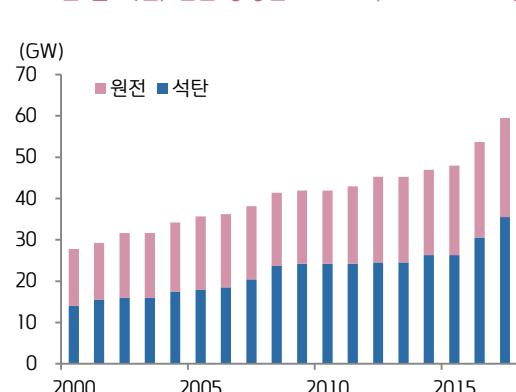
터빈 화재로 가동이 지연되었던 당진9호기는 1월 상업운전을 시작하였고, 환경설비 화재사고가 있었던 태안 9호기도 지난 10월 상업운전을 시작한 것으로 확인되고 있다. 신규설비 대부분 준공 시기가 지연된 만큼 추가적인 준공 지연 가능성은 낮은 것으로 보인다.

2017년 말까지 12GW의 기저발전 증설, 믹스 개선

	상업운전	용량(MW)
태안화력 9 호	2016년 10월	1,050
삼척그린파워 1 호	2016년 12월	1,022
신고리 3 호	2016년 12월	1,400
당진화력 9 호	2017년 1 월	1,020
북평화력 1 호	2017년 3 월	595
태안화력 10 호(제약)	2017년 4 월	1,050
신보령화력 1 호	2017년 6 월	1,000
삼척그린파워 2 호(제약)	2017년 6 월	1,022
당진화력 10 호(제약)	2017년 10 월	1,020
신보령화력 2 호	2017년 10 월	1,000
신고리 4 호	2017년 11 월	1,400
북평화력 2 호(제약)	2017년 12 월	596

자료: 전력거래소, 한국전력

2017년 말 석탄, 원전 용량은 35.5GW, 23.9GW로 확대

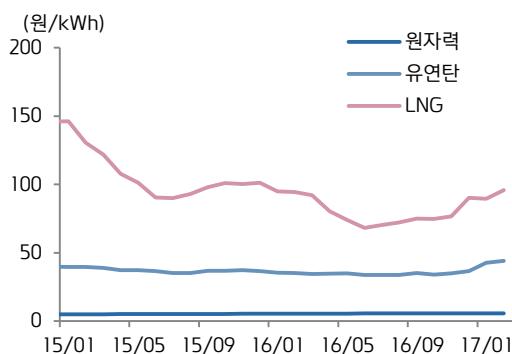


자료: 전력거래소, 한국전력

2016년 원자력/LNG, 유연탄/LNG 연료비단가 차이는 각각 74.68원/kWh, 45.5원/kWh이 유지된다고 가정하면 준공시점 이후 기저발전 확대로 2.6조원의 연료비용 절감이 가능할 것으로 예상된다.

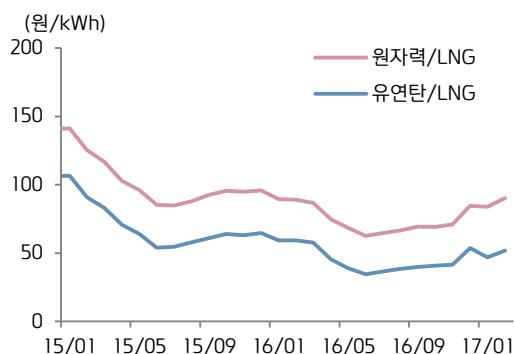
신규 발전소를 포함, 석탄과 원자력 발전설비 용량은 2016년 말 각각 30.5GW, 23.1GW에서 2017년 말 35.5GW, 23.9GW로 증가할 것으로 보인다. (고리 1호기 폐로 포함)

발전원별 연료비 단가 추이



자료: 전력거래소, 기움증권

LNG 대비 원자력, 유연탄 연료비 단가 차 추이



자료: 전력거래소, 기움증권

신규 기저발전으로 인한 발전믹스 개선 이외에 신규 복합화력 가동 역시 긍정적 요인이다. 포천복합, 당진복합4호기 등 총 5.8GW의 신규 복합발전소 완공 역시 SMP 상승을 억제할 것으로 예상된다.

신규 설비의 가동은 누진제 완화와 고리 1호기 (0.58GW) 폐로로 인한 매출 감소 및 비용 증가를 충분히 상쇄할 수 있는 수준으로 판단한다.

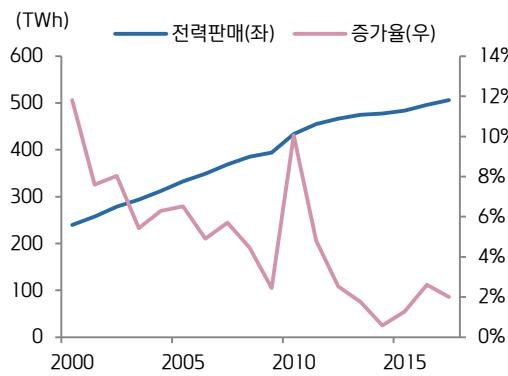
>>> 낮은 전력소비 증가

안정적인 전력소비 증가 역시 편더멘탈 개선으로 이어질 전망이다.

전력판매 증가세는 2010년 이후 크게 하락하고 있다. 2010년 10%를 넘던 전력소비 증가세는 2015년 1.3%, 2016년 2.6%로 낮아졌다. 산업용 전력소비 증가세가 둔화된 점에 기인한다. 2017년에도 전력소비 증가는 2% 안팎의 수준을 보일 전망으로 기저발전 증가 효과가 극대화될 수 있는 환경으로 판단한다.

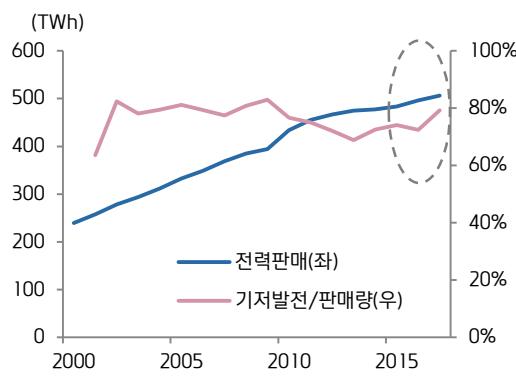
판매량 대비 기저발전 비중은 2016년 72.4%에서 79% 수준으로 높아질 것으로 전망된다.

전력판매 증가세 2%로 둔화, 2017년도 유지될 전망



자료: 한국전력, 기움증권

기저발전비중 16년 72.4%에서 17년 79%로 확대 전망



자료: 한국전력, 기움증권

>>> 개별소비세, 환경급전 부담은 흡수 가능한 수준, 대안도 논의 중

오는 4월부터 유연탄 개별소비세가 인상된다.

발열량에 따라 21~27원/kg인 개별소비세가 27~33원/kg으로 6원/kg 인상된다. 개별소비세 인상으로 인해 유연탄 8천만톤 소비 시 연간 약 4,800억원 연료비용 증가가 예상된다.

그러나 앞서 살펴본 12GW에 달하는 기저발전 증가로 인한 연료비용 감소 효과 2.6조원에 비하면 제한적 수준으로 판단된다.

또한 미세먼지, 기후변화 등 사회, 환경측면에서 석탄발전이 제한될 수 있다. 현재 발전비용이 가장 낮은 경제급전 방식에서 환경까지 고려한 환경급전 방식으로 전환될 가능성성이 있고, 석탄발전 총량을 제한하려는 움직임도 있다. 발전비용 상승으로 이어질 수 있다.

앞서 살펴본 바와 같이 유연탄과 원전 가동을 20% 낮출 경우 추가 비용은 약 8조원 수준으로 예상된다. 동사가 재무적으로 감당할 수준을 넘어서고, 최종 소비자의 에너지 소비 패턴에 영향을 주지 않을 거라는 점에서 생산자 부담 방식이 해결책이라고 보여지지 않는다.

정부가 도입 검토 중인 전기구입비 연동제가 이와 관련된 것으로 분석하며, 도입 가능성이 높은 것으로 판단한다. 도입 시 비용 상승을 전가하고, 실적 안정성에 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망 한다.

2016년 전력소비량 및 연료별 발전량, 석탄 및 원전 20%를 가스로 대체 시 약 8조원 비용 증가

	TWh	조원	20% 가스대체 시 비용증감
전력판매량	543	54.3	
유연탄	207	7.5	-1.5
원전	162	1.2	-0.2
가스	46	3.9	
유류 등		1.1	
한전 연료비	432	13.7	-1.7
감가		7.8	
수선		2.0	
기술료		1.0	
기타		7.1	
IPP 등	103	10.7	7.7

자료: 키움증권

>>> 전기구입비 연동제, 일석 삼조, 도입 가능성 높음

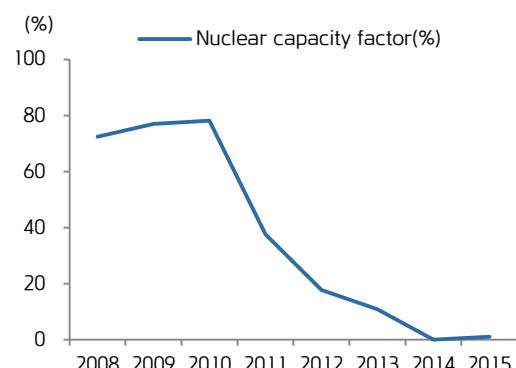
정부는 지난해 전기요금 폭탄 이슈가 불거진 이후 지속적으로 연동제를 언급했으며, 올해 산업부 업무계획으로도 공개되었다. 도입 가능성이 높아 보인다. 과거 도입 직후 폐지되었던 연료비 연동제보다 나은 제도로 판단된다.

에너지 기준가격에 따라 전력요금이 변화하는 연료비 연동제는 다양한 연료를 사용하는 경우 효용성이 떨어진다. 유연탄, LNG, 석유 등 에너지 가격 변화가 일치하지 않고 각각 연료 소비량에 따른 비용 변화를 정확히 반영하기 어렵기 때문이다.

연료비 연동제가 적용되고 있는 일본의 경우 대지진 이후 원전 발전 비중의 급격한 감소가 실적 악화로 이어졌다. 연료비 연동제에도 불구하고 발전믹스 변화를 반영하지 못했기 때문이다.

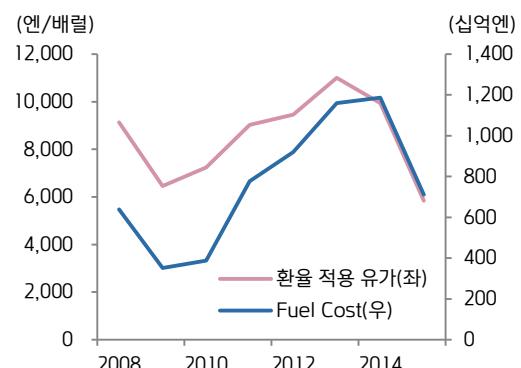
반면 전력구입비용에는 연료비 변동 뿐 아니라 발전믹스의 변화도 포함한다는 점에서 수익구조 안정성은 연료비 연동제보다 우수할 것으로 예상된다.

원전 가동율 급감, 연동제 불구 손익에 영향 미침



자료: 관서전력, 키움증권

연료비 연동제는 발전 믹스 고려 못함



자료: 관서전력, 키움증권

전기구입비 연동제는 환경비용과 관련된 정부의 고민도 일부 해결할 수 있는 방법을 제공할 것으로 보인다.

대체적으로 환경비용이 증가하고 있는 추세이다. 정부는 환경과 관련하여 유연탄에 개별소비세를 부가하고 있다. 원전연료에 대해서도 환경비용을 부과하자는 법안이 논의되고 있다. 현재의 환경비용은 최종 에너지인 전기가 아닌 연료별로 관련비용을 부과하고 있다.

또한 최종 소비자보다는 개별 연료를 소비하는 발전사업자에게 환경비용을 부담시키고 있다. 공공요금인상에 대한 부담을 축소하기 위한 방편으로 보인다. 그러나 환경비용 부과를 통해 에너지소비를 효율화시키고 환경 개선 효과를 기대하기 어렵다.

반면 전력구입비 연동제를 시행할 경우, 연료별로 부과된 환경 비용이 최종 소비자에게 전가된다. 환경비용이 간접적으로 부과되어 소비자의 조세 저항도 상대적으로 적을 것으로 보이며, 에너지소비 효율화도 이끌 수 있을 것으로 예상된다.

전력구입비 연동제는 정확한 연료비용 반영, 환경비용 전가, 에너지 효율화 촉진이라는 일석삼조의 효과를 얻을 수 있다는 점에서 도입 가능성이 높아 보인다.

제도도입이 확정되어도 시행까지는 시차가 있을 것으로 보이나 도입시점에 대한 기준이 확정되면 밸류에이션에 긍정적인 영향을 미칠 것으로 판단한다.

IV. 탄탄한 펀더멘탈 3

>> LNG, 유연탄 가격 안정

유연탄과 LNG 스팟 가격이 하향 안정세를 보이고 있다.

유연탄 스팟가격은 11월 중순 이후 -20%, LNG 스팟가격은 연초 이후 -30% 하락하였다. 화석연료 가격은 본질적으로 발열량에 비례한다. 과거 유연탄과 LNG가격이 유가에 연동된 가장 기본적인 배경이다. 반면 지난 하반기 이후 유연탄과 LNG가격은 국제 유가에 비해 상대적으로 높은 수준을 보이고 있는 반면 국제유가는 안정적인 수준을 유지하고 있고 유가에 비례하는 수준까지 안정화될 가능성이 높은 것으로 판단한다.

유연탄 스팟 가격 11월 이후 20% 하락



자료: 한국전력, 키움증권

LNG 스팟 가격 연초 이후 30% 하락



자료: 한국전력, 키움증권

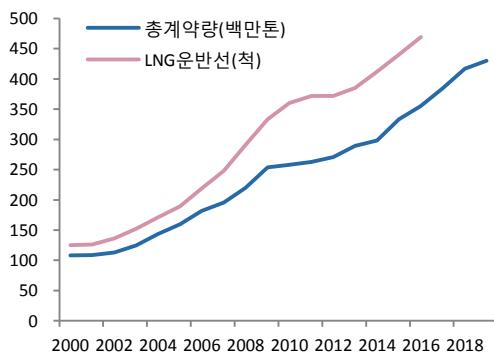
수급 측면에서는 중국을 포함, 글로벌 유연탄 소비 증가가 둔화되고 있다.

중국 정부는 환경 등의 이유로 건설중인 석탄발전소를 포함하여 103기의 석탄발전소 건설계획을 취소, 장기적으로도 석탄 가격 안정으로 이어질 전망된다.

글로벌 LNG 공급 확대로 인해 LNG가격 역시 안정 추이를 보일 가능성이 높다.

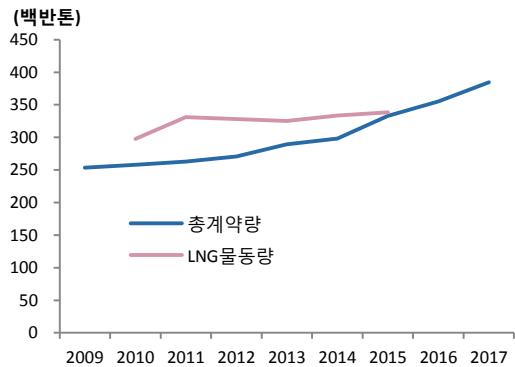
동계용 LNG 계약과 선적이 완료되었고 호주 등의 신규 설비 가동에 따라 LNG공급이 증가하는 점도 가격 안정화에 영향을 미칠 것으로 전망한다.

LNG공급계약 및 운반선은 지속 증가세 유지



자료: 블룸버그, 클락스

재이동을 포함한 LNG 물동량은 정체, 공급계약 증가



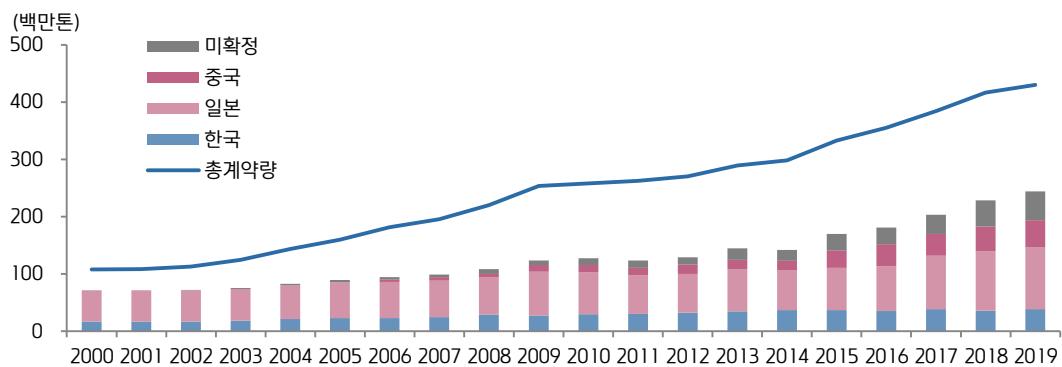
자료: 블룸버그, BP

2017년 글로벌 LNG 총 계약 물량은 3.84억톤으로 2016년 3.55억톤 대비 7.6% 증가한다. 반면 잉여 물량의 스팟 거래와 이로 인한 재이동을 포함한 글로벌 LNG 물동량은 2011년 이후 정체된 모습을 보이고 있다.

계약 물량 이월 등 조정이 가능한 총계약 물량보다는 LNG 물동량이 실제 LNG 소비를 나타내고 있는 지표로 판단한다. 계약 물량의 이월에도 기간 제약이 있어 실공급량 혹은 계약량은 실제 LNG소비를 넘어서서 공급과잉이 심화되고 있는 상황으로 판단한다.

기본적으로 LNG가격이 유가를 추종하나 잉여물량 증가로 인한 스팟물량 증가, 이에 따른 스팟 가격 하락은 전체 LNG 시장 가격에 영향을 미칠 수 있는 상황으로 판단한다.

글로벌 LNG 계약물량 증가 추이 지속, 도착지 미확정 물량이 재이동될 수 있는 물량으로 추정



자료: 블룸버그, 키움증권

LNG 계약물량 증가는 대부분 호주 LNG프로젝트와 관련된 것으로 확인된다. 2017년 호주 LNG 수출량은 6400만톤으로 2016년 대비 약 2400만톤 증가할 것으로 예상된다. Gorgon, Gladstone, Ichthys 등 대규모 LNG 프로젝트 상업생산에 따른 결과다.

호주 주요 LNG Project 현황, 2016년 이후 생산량 급증 예상

	위치	운영권자	capa(mtpa)/train	cost(B\$)	first cargo
GLNG	Queensland	santos	7.8/2	18.5	2015
QCLNG	Queensland	BG	8.5/2	20.4	2014
APLNG	Queensland	Origin	9.0/2	22.5	mid 2015
Ichthys	호주 북부	Inpex	8.4/2	34	end 2016
Gorgon	서 호주	Chevron	15.6/3	52	early 2015
Weatstone	서 호주	Chevron	8.9/2	26.4	2016
Prelude	서 호주	Shell	3.6/1	12	2017

자료: NAB, 키움증권

V. 계통 안정 보강, 변화의 시작

전력시스템에서 계통 안정은 무엇보다 중요하다. 블랙아웃과 직결되기 때문이다. 송전제약 가능성도 계통 안정에 기인하는 문제이다.

송전제약보다 더 중요한 사안은 신재생에너지 도입이 계통 안정성과 직결된다는 점이고 사전 준비가 반드시 필요하다는 점이다. 에너지 자립섬 사업에서 확인되는 바와 같이 투자비용 문제를 떠나 신재생에너지 도입과 안정적 계통운영은 기술적으로 어려운 과제다. 글로벌 전력개혁 배경 중 하나로 판단된다.

영국 사례를 점검할 때 복수 사업자를 통한 실시간 수요관리가 계통 안정성에 중요한 역할을 하는 것으로 확인된다. 수요관리가 특정 하드웨어 도입 여부보다는 시장제도를 통해 소비자 행동에 영향을 미쳐야 된다는 점에서 도입/운영까지 많은 시간이 소요된다. 이런 배경이 정부의 전력시장 개혁을 촉진할 것으로 전망하며 전력제도 투명성 개선에 긍정적 영향을 미칠 것으로 예상한다. 계통안정과 관련된 이슈와 영향을 살펴보자.

>> 송전제약, 용량 부족이 아닌 계통 안정 이슈

송전제약 가능성으로 일부 신규 발전소 가동에 지장이 있을 수 있다.

그러나 송전제약은 송전용량 부족이 아닌 계통 안정성과 관련된 문제이다. 계통 안정은 송전제약 문제가 해결되어도 지속적으로 논의될 전망이다. 신재생에너지 확대가 계통 안정성에 직접 영향을 미치기 때문이다. 이에 관해서는 뒷부분에서 다시 설명한다.

중부지방 송전계통 현황, 서해안과 동해안 지역 일부 송전제약 가능성 상존, 용량 부족 아닌 안정성 이슈



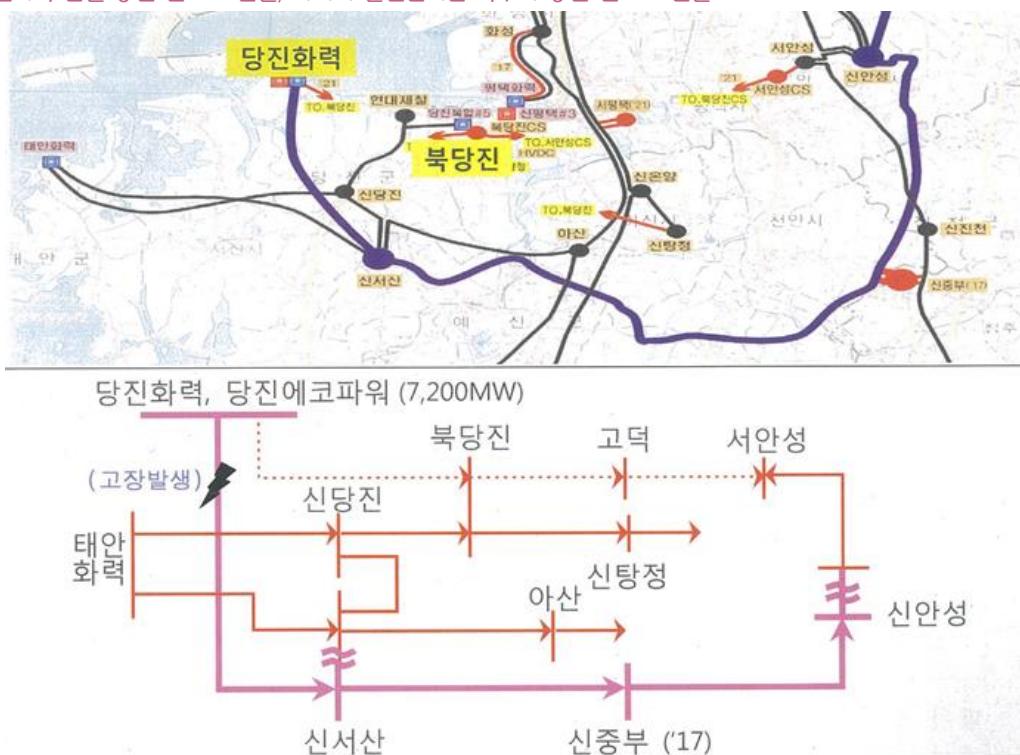
자료: 전력거래소

당진화력은 단일 765kV 송전선로를 통해 전력계통에 연결되어 있다. 국내 765kV 송전선은 좌우 양측으로 배열된 2개의 7.29GW 회선, 총 14.58GW의 송전용량을 갖는다. 당진발전소에서 신서산 변전소까지의 거리 111km를 감안하더라도 각 회선은 5.88GW, 총 11.76GW의 용량을 갖는다. 신규 당진 9, 10호기를 포함, 총 6GW로 예상되는 송전에는 용량 부족 문제는 없어 보인다. 양쪽 회선이 동시에 고장이 발생하지 않는 이상 발전된 전력 대부분을 송전할 수 있는 것으로 보인다.

충분한 송전 용량에도 불구하고 단일 송전선로를 통한 송전은 현행 계통 운영 기준에 위배된다. 당진화력은 9.15 순환정전 이후 강화된 <전력계통 신뢰도 기준>에 따라 독립된 345kV 우회 선로를 건설 중이다. (계통 신뢰도 기준 강화 이전에 당진화력 건설이 승인되고 그 이후 기준이 변경되면서 추가 송전선로 건설이 진행 중)

당진화력을 제외한 나머지 영흥, 보령, 태안 등 대형 화력발전단지는 2개의 독립된 345kV 선로를 통해 송전이 진행되고 있다. 당진 이외 지역의 발전소는 계통운영 기준 및 송전제약으로 인한 가동 지연은 제한적일 것으로 보인다.

당진화력 단일 송전 선로로 연결, 나머지 발전단지는 복수의 송전 선로로 연결



자료: 박완주 의원, 키움증권

우리는 발전믹스 개선 효과 계산시 서해안 2곳, 동해안 2곳이 송전제약 있을 것으로 가정하고 기저발전 확대로 인한 연료비 절감을 추정하였다. (태안 10호, 당진 10호, 삼척그린파워 2호, 북평화력 2호)

한편 당진 지역에는 석탄화력 이외에 당진복합1,2,3호기(1.5GW, 00년 가동), 대산(0.2GW, 03년 가동), 보령(0.3GW, 99년 가동) 등 복합발전 설비가 위치해 있다.

이들 설비가 상대적으로 노후화되었고 높아진 전력 예비율로 인하여 설비 가동율이 높지 않다. 당진복합의 경우 가동율이 2014년 62.7%에서 2016년 39%로 낮아졌고 신규 발전소 가동에 따라 더욱 낮아질 것으로 보인다. (3분기 누적 기준)

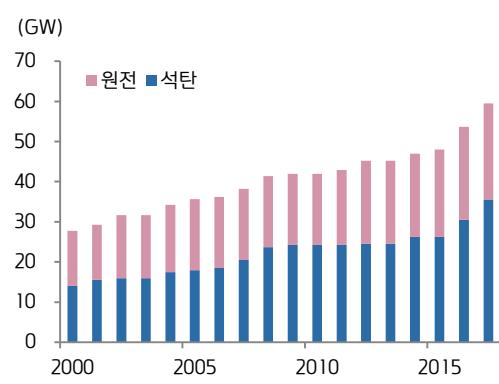
당진 지역 송전 선로의 정확한 부하율을 확인하기는 어렵지만 이들 설비 가동율이 낮아지면 당진 지역 송전 부하가 낮아져서 신규 발전소 송전제약 문제도 다소 완화될 가능성도 있다.

2017년 말까지 12GW의 기저발전 증설, 믹스 개선

	상업운전	용량(MW)
태안화력 9 호	2016년 10월	1,050
삼척그린파워 1 호	2016년 12월	1,022
신고리 3 호	2016년 12월	1,400
당진화력 9 호	2017년 1월	1,020
북평화력 1 호	2017년 3월	595
태안화력 10 호(제약)	2017년 4월	1,050
신보령화력 1 호	2017년 6월	1,000
삼척그린파워 2 호(제약)	2017년 6월	1,022
당진화력 10 호(제약)	2017년 10월	1,020
신보령화력 2 호	2017년 10월	1,000
신고리 4 호	2017년 11월	1,400
북평화력 2 호(제약)	2017년 12월	596

자료: 전력거래소, 한국전력

2017년 말 석탄, 원전 용량은 35.5GW, 23.9GW로 확대



자료: 전력거래소, 한국전력

>>> 신재생 확대, 계통 안정성 보강 시급

풍력과 태양광 등 신재생에너지 발전원 증가가 진행되고 있다.

2015년까지 태양광은 3.6GW, 풍력은 0.8GW의 설비가 보급되었다. 2016년말 기준으로는 각각 4.8GW, 1GW로 확대된 것으로 추정된다.

정부 및 전력거래소 계획에 따르면 2020년 풍력발전 설비용량은 3.5GW를 상회할 것으로 예상된다. 국내 최대 전력수요가 계절별로 85 ~ 50GW수준인 점을 감안하면 풍력 발전량 변동이 2GW를 넘을 경우 2~4% 안팎의 출력 변화를 일으킬 수 있을 것으로 보인다. 즉 2020년을 전후 풍력 발전량 변동이 계통 안정성에 직접적 영향을 미칠 수 있는 상황이다.

유연한 전력시스템이 필요하여 전력 계통 운영방식에 변화가 불가피하다. 신재생에너지 발전량이 전력 공급의 2% 수준에 달하는 시점까지 전력 시스템 변화가 완료되어야 할 것으로 예상된다. 빠른 시간 안에 대비책을 완비해야 할 것으로 보이며, 관련 제도 개편은 이보다 빠른 시기 안에 진행될 것으로 예상한다. 이러한 전망의 근거는 다음과 같다.

전력계통의 안정적 운영은 쉽지 않은 작업이다. 기본적으로 전력수요에 해당하는 전력을 전력계통에 공급한다. 통상 공급량이 수요보다 2~5% 높게 공급된다. 이는 경제적인 이유 뿐 아니라 기술적인 원인도 있다.

공급량이 수요량보다 적을 경우에는 블랙아웃으로 전력계통에 장애를 일으키며, 실제 수요보다 충분히 많은 전력이 공급될 경우에도 비용 손실 뿐 아니라 계통 주파수 상승 등 계통 안정에 부정적 영향을 미친다. 전력 부족과 공급 과잉 모두 전력 시스템 불안정으로 이어져, 항상 수요에 준하는 적정수준의 전력이 공급되어야 한다.

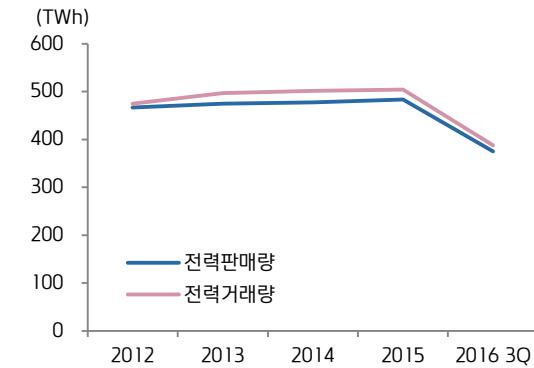
국내의 경우 전체 전력거래량이 전력판매량보다 조금 높게 유지된다. 2012년 이후 국내 전력 거래량(PPA 포함)은 전력판매량보다 1.8% ~ 5% 높다. 경제적인 전력공급을 위해 예상 수요에 필요한 발전량과 기동 발전 순위를 사전에 확정하고 당일 전력수요에 따라 발전기 가동을 지시하여 적정 수준의 전력 공급을 유지하게 된다.

하루 전 발전계획 수립 및 당일 변화를 반영, 급전 실시



자료: 전력거래소

전력거래량은 판매량보다 2~5% 높게 유지



자료: 한국전력

전력거래과정 이후 송배전, 판매과정에서 발생하는 전력손실을 감안하면 실제 전력 공급은 실제 수요보다 약간 높은 수준으로(약 1% 내외) 공급된 것으로 보인다.

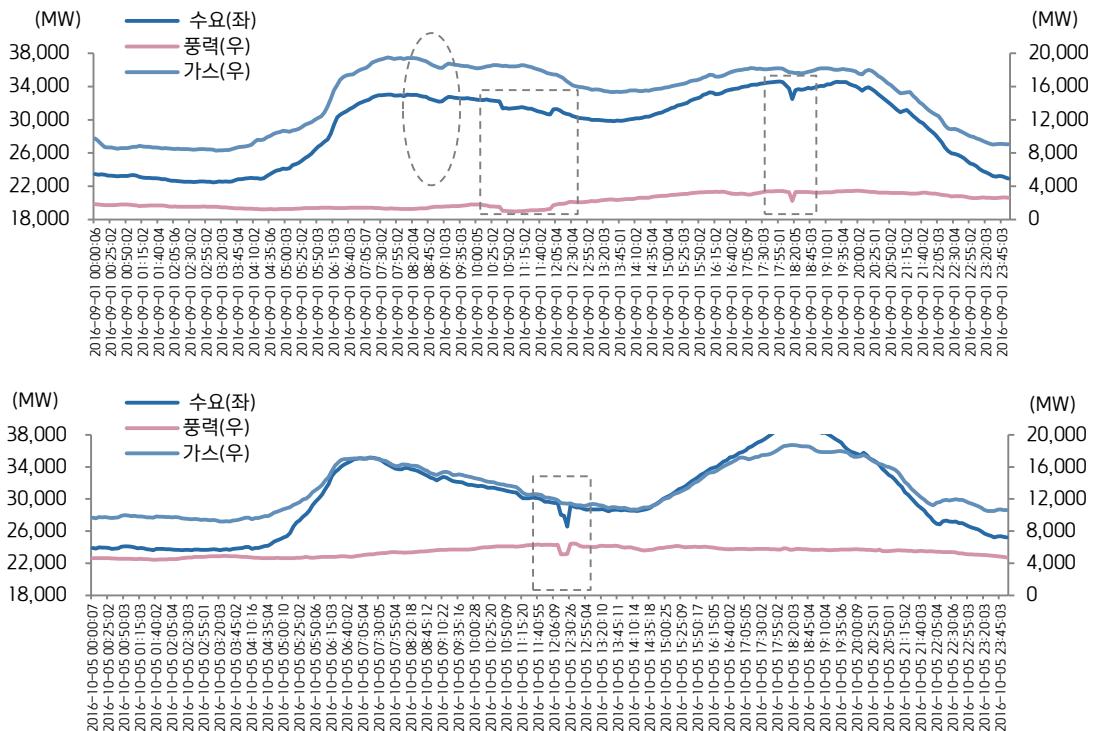
기존의 급전계획은 발전량 통제를 통하여 진행되었다.

반면 발전량 예측과 조절이 불가능한 신재생에너지를 포함한 전력계통 운영에는 이전과는 다른 기술적 문제가 발생할 수 있으며 이에 대한 대비가 반드시 필요하다. 순간적인 발전량 감소가 블랙아웃으로 이어질 수 있기 때문이다. 영국 사례에서 확인해 보자.

>>> 영국, 실시간 수요 조절을 통해 계통 안정 확보

영국 전력 자료를 확인해 보면 5분 내 전력공급이 약 3% 감소한 사례가 확인된다. 영국은 급격한 발전량 변동을 흡수할 수 있는 전력 시스템 구축을 구축, 안정적 계통 운영을 하고 있다. 신재생에너지 확대에 따라 영국과 같은 전력시스템으로 변화가 예상된다.

영국 풍력발전 출력 급감을 빠른 수요 변화를 통한 대응. 풍력 확대 시 계통 안정을 위한 개혁 불가피



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. 수요 감소에 대응하여 가스발전이 수요 감소량만큼 감소한다. 일반적인 방법이다.

반면 같은 날 오전 10시 30분경과 오후 6시 10분경 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 기동이 풍력발전 출력 변동보다 느리기 때문인 것으로 분석한다. 반면 수요감소는 전원 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 유사한 사례가 확인된다.

10월 5일 12시 경에도 유사한 방식의 풍력발전 출력 감소, 전력수요 조정 사례가 확인된다. 이는 발전기 출력조정이 5분내에 이루어 지기 어려운 반면 스마트 그리드 등을 통해 빠른 수요조절이 가능한 결과로 해석된다.

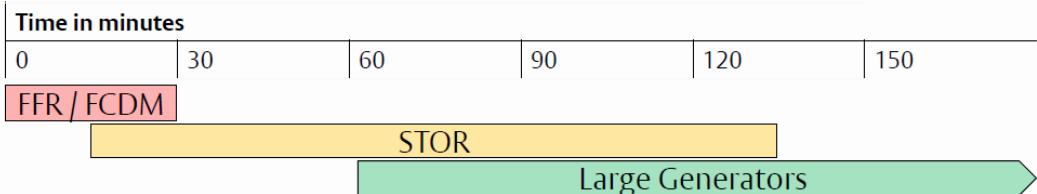
따라서 출력 예측이 어려운 풍력발전을 전력계통에 병입시켜 사용하려면 영국과 같이 전력 수요를 빠르게 조절할 수 있는 유연한 계통 운영 방법이 있어야 될 것으로 예상된다. 즉 간헐적이고 급격한 출력 변동에 상응하는 수요 변화를 빠르게 유도할 수 있는 유연한 전력 시스템이 필요하다. 이를 위해서는 개별 소비자의 시간대별 전력 소비 패턴을 파악하고 필요한 양만큼 수요를 조절할 수 있는 똑똑한 전력 판매시스템이 사전에 구축되어야 한다는 의미로 해석된다. 영국 사례는 판매시장 개방이 필요한 배경을 확인시켜주고 있다.

영국은 Short Term Operating Reserve(STOR)와 Frequency Response (Firm Frequency Response, FFR, Frequency Control by Demand Management, FCDM) 두가지 수요시장을 통해 급격한 수요변화에 대응하는 시장을 운영하고 있다.

다수의 전력사업자가 출력 변동에 정확히 상응하는 만큼의 전력 소비를 변화시켜 전력시스템의 안정성을 증가시킨 사례로 판단한다.

영국 수요시장 개요, 지속 시간과 용량을 세분화, 복수의 시장 참여자가 담당

Programme	Response time	Duration (max)	Minimum MWs	Trigger
FFR - Primary	2 to 10 seconds	1 to 2 minutes	10	Static or Dynamic Frequency
FFR - Secondary	Up to 30 seconds	30 minutes	10	Static Frequency Point
FCDM	2 to 10 seconds	30 minutes	3	Static Frequency Point
STOR	Up to 20 minutes	2 hours	3	National Grid Request

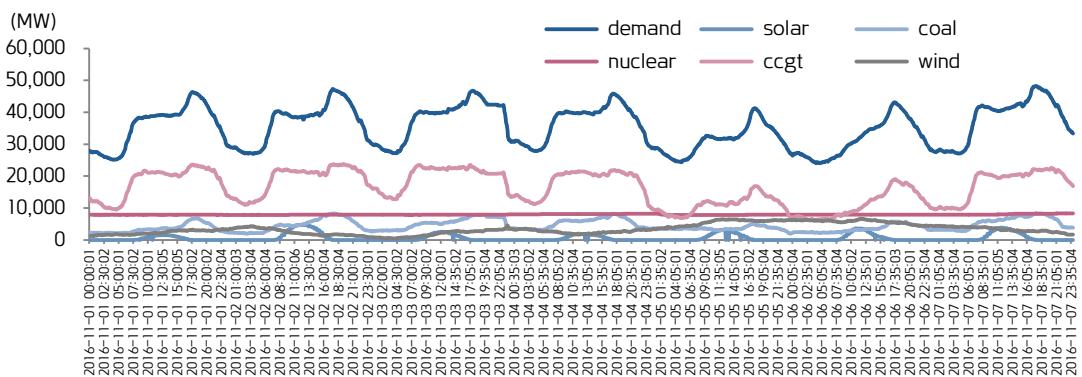


자료: 영국 ofgem

상기 사례와 같은 신재생에너지 출력 변동은 간헐적인 이벤트다. 통상적인 풍력 혹은 태양광 출력 변화는 크지 않다. 태양광은 주간 시간대에 매우 규칙적으로 발전되고 있으며, 풍력 발전 출력도 천천히 변화한다.

그러나 풍력의 경우 간헐적으로 급격한 출력 변동이 발생하며 블랙아웃을 방지하려면 영국과 같은 유연한 전력시스템이 반드시 필요하다.

영국 주간 전력수요 및 발전원별 출력 변화, 일반적으로 풍력과 태양광 출력 변화는 급격하지 않음 (단위 MW)



국내에도 직접부하제어와 수요자원거래시장이 존재하나 영국과 유사한 효용성을 기대하기는 어렵다. 참여대상이 제한적이라는 한계뿐 아니라 1시간 전 감축지시 혹은 하루 전 입찰에 참여하는 구조로 인해 5분 이내에 수요조절이 사실상 불가능하기 때문이다.

참고로 2015년 기준 1,519개 사업자가 3614MW의 용량으로 참여하고 있다. 시행횟수는 2014년 1회, 2013년 65회로 확인, 제한적인 사용에 그치고 있다.

세부 부문별 감축용량은 제철이 2621MW로 대부분을 차지하고 있어 제철부문의 조업 시간과 전력사용 패턴에 따라 수요조절이 종속될 수 밖에 없는 제한적 상황이다.

국내 수요조정 현황, 제철부문이 대부분, 신재생 확대 시 유연한 대응 어려울 것으로 전망

	석화		시멘트		전기기계		제철제련		기타		합계	
MW	실적	비율	실적	비율	실적	비율	실적	비율	실적	비율	실적	비율
업체	10	6.3	22	13.8	7	4.4	34	21.4	86	54.1	159	100
감축용량	78	2.2	439	12.1	88	2.4	2621	72.5	388	10.7	3614	100
시간	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
2010	6							16	1.5			4
2011	15		1						5			
2012	5	4	3		11.5	7	5.5	6.5				34
2013	6			7	12	9.5	7	10		6	4.5	2.5
2014							1					

자료: 전력거래소

>>> 시장 개방 필요성 확대

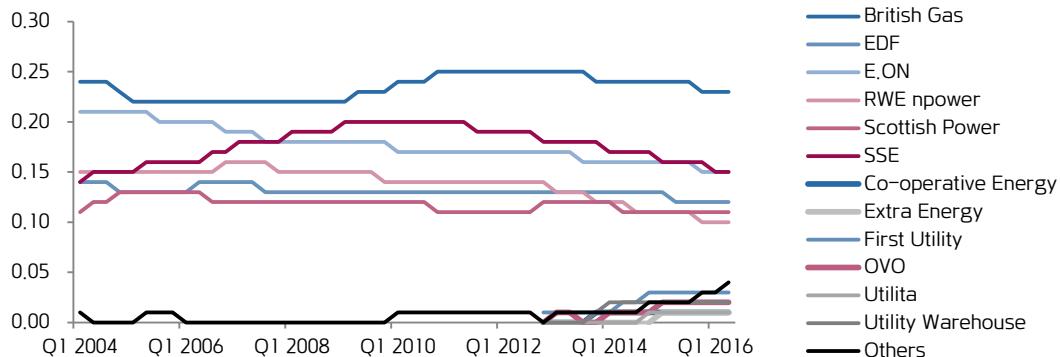
영국의 안정적 계통운영, 소비자 만족도, 시장 점유율 변화를 종합할 때, 전력 시장개방의 효용성이 확인된다. 소비자 효용이 증가하고, 신재생에너지 확대를 위한 기반을 구축한 것으로 보인다.

우리도 신재생 확대 기조는 피할 수 없어 보이며, 기존 전력시스템에서 탈피하여 유연한 전력시스템으로 전환하기 위하여 전력시장의 변화가 필요할 것으로 전망된다.

영국은 1990년대 발전, 판매 민영화, 경쟁도입을 시작하여 2000년 시장개방을 완료한다. 2009년 온실가스 감축 계획을 반영하여, 신재생에너지 도입 촉진을 위한 제도 개선과 함께 전력시장 개혁을 통해 현재 전력시스템으로 변화한다.

영국에는 6개의 대형판매사와 다수의 판매사가 존재한다. 대형사업자의 비중이 낮아지고 있는 반면, 소형 사업자의 비중이 증가하고 있다.

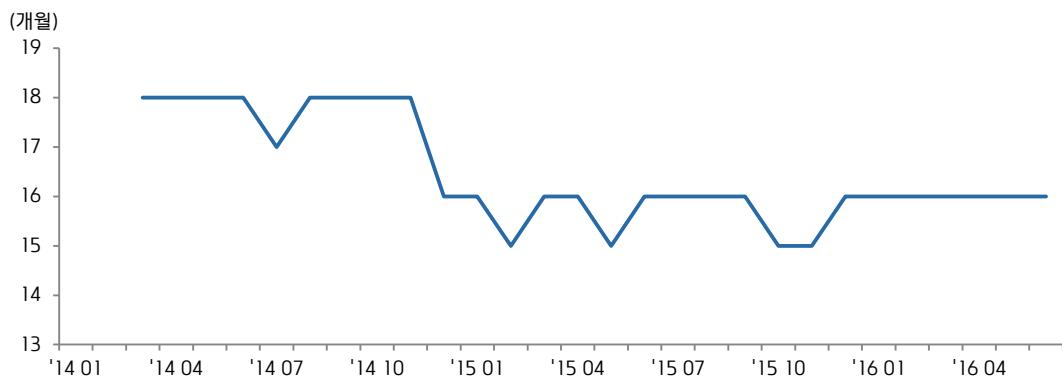
영국 전력판매 시장 점유율 추이, 2010년 이후 대형사 점유율 감소, 중소형사 증가세 지속



자료: 영국 ofgem

영국 전력 판매사업자는 2006년 9개사에서 2016년 39개로 크게 증가한다. 전력시장 M/S는 2012년 이후 변화를 보인다. 상위 6개사 비중은 2012년 이후 하락하기 시작한다. 2012년 4분기 99%에서 2016년 2분기 86%로 하락한다. 판매시장 경쟁으로 효율화 되는 과정이라고 판단된다.

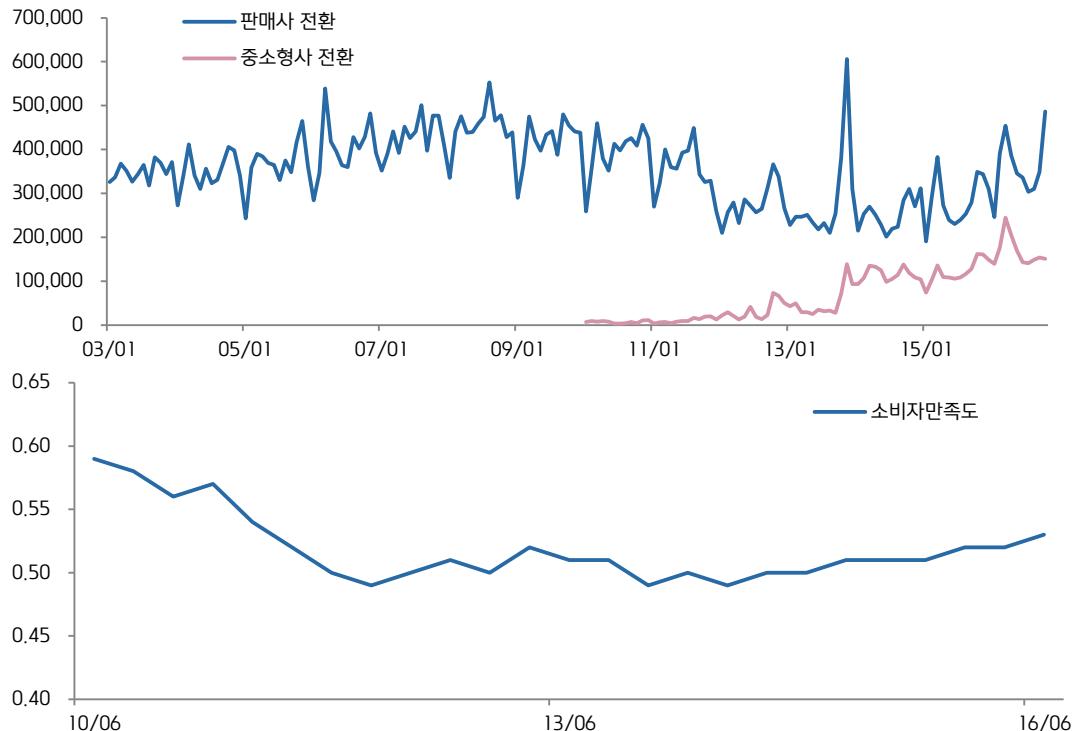
영국 소비자 약 16개월마다 전력 판매사 전환, 소비 패턴에 맞는 요금제로 전환



자료: 영국 ofgem

소비자들은 평균 16개월 계약을 유지한 후 판매사를 전환하는 것으로 나타난다. 2012년 이후 전력판매사 전환이 증가한다. 특히 중소형 전력사로의 전환이 크게 증가하고 있다. 중소형 전력판매사가 소비자에게 효과적인 서비스를 제공한 결과로 판단한다.

2011년 이후 중소형 판매사로 전환이 증가하고 있음, 소비자 만족도 2012년 이후 개선

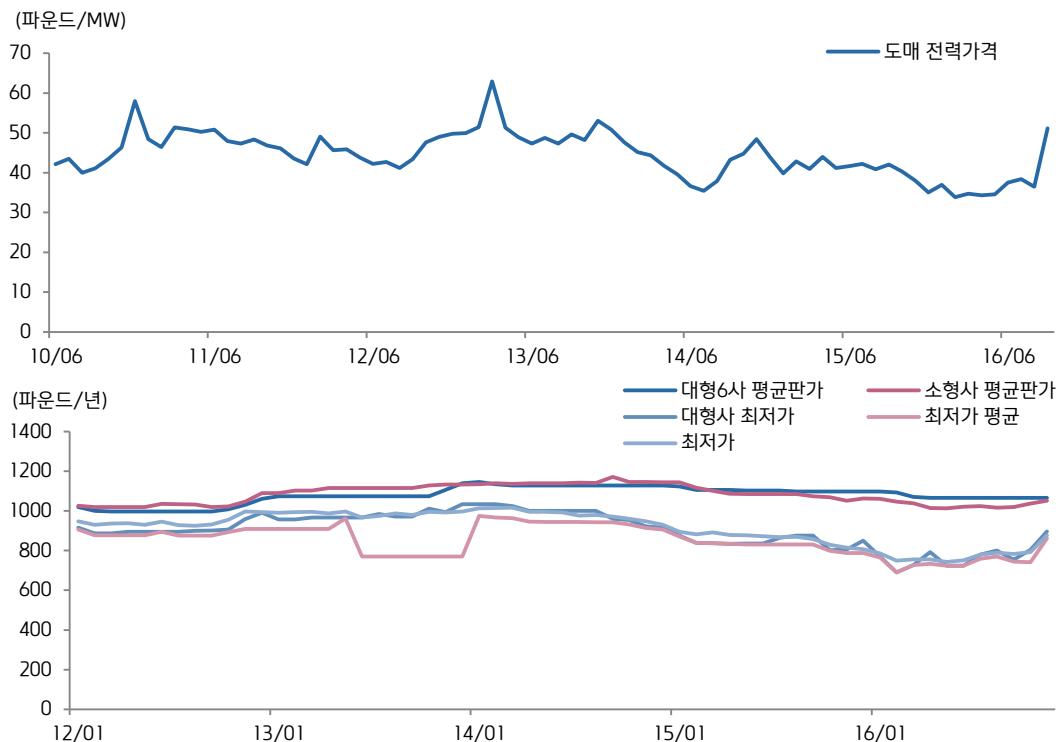


자료: 영국 ofgem

전력서비스에 대한 소비자만족도 역시 비슷한 양상으로 나타난다 2012년까지 하락하다 이후 완만한 상승 움직임을 보이고 있다. 시장개방의 결과로 판단한다.

2014년 이후 에너지 가격 하락 영향이 포함되어 있지만 전력 소매와 도매 가격도 안정된 모습을 보이고 있어 시장개방에 따른 가격 급등 우려는 과장된 추정으로 판단한다.
도매전력 시장 가격도 시장개방 이후 안정화되고 있는 것으로 판단된다. (겨울철의 일시적인 가격 상승 제외)

시장 개방으로 도매 및 소매 전력 가격이 상승하기 보다는 안정화 추이를 보이는 것으로 판단



자료: 영국 ofgem

소매 전력 판매 가격도 M/S 변화와 함께 안정세를 보이고 있다. 판매사 구분없이 2012년 이후 전력판매가격이 하락한다. 특히 소형사 평균 판가가 대형사 판가보다 상대적으로 저렴하며 하락 속도도 빠르게 확인된다. 이런 가격 및 M/S 변화는 시장 개방과 경쟁으로 인한 효과로 판단된다.

앞서 살펴 본 수요반응 시장도 판매시장 개방으로 인해 활성화된 것으로 판단한다. 복수 사업자간의 경쟁을 통해 계통 안정을 위하여 필수적인 수요반응 시장이 활성화되고 확대된 것으로 보인다. 소비자의 전력사용 패턴을 파악하고 있는 판매사가 차별화된 서비스를 제공하고 수요조절의 중요한 역할을 했을 것으로 판단한다.

영국은 시장개방을 통해 출력 급변에 대비한 수요조절 기능과 사업자간 경쟁을 통한 가격안정을 도모하고 있는 것으로 판단되며, 풍력발전 증가에 따라 국내에서도 유사한 변화가 일어날 것으로 예상한다. 정부가 추진중인 전력시장 개방이 이와 무관하지 않다고 분석된다.

포괄손익계산서

(단위: 억원)

12월 결산	2014	2015	2016E	2017E	2018E
매출액	574,749	589,577	601,904	617,477	629,827
매출원가	497,630	454,577	459,905	467,615	481,817
매출총이익	77,119	135,000	141,999	149,862	148,009
판매비 및 일반관리비	19,244	21,533	21,983	22,552	23,003
영업이익(보고)	57,876	113,467	120,016	127,311	125,007
영업이익(핵심)	57,876	113,467	120,016	127,311	125,007
영업외손익	-15,583	73,091	-12,958	-10,763	-11,450
이자수익	1,915	2,416	2,466	1,143	1,166
배당금수익	142	141	144	67	68
외환이익	2,781	2,395	0	2,000	0
이자비용	23,516	20,157	18,000	20,000	20,000
외환손실	5,501	9,477	5,125	2,000	0
관계기업지분법손익	2,750	2,074	2,000	2,000	2,000
투자및미지사처분손익	1,310	85,614	200	200	200
금융상품평가및처분이익	474	6,043	1,231	1,595	800
기타	4,063	4,041	4,126	4,232	4,317
법인세차감전이익	42,293	186,558	107,057	116,547	113,557
법인세비용	14,303	52,394	33,977	34,032	33,159
우효법인세세율(%)	33.8%	28.1%	31.7%	29.2%	29.2%
당기순이익	27,990	134,164	73,080	82,516	80,398
지배주주지분 당기순이익	26,869	132,891	72,387	81,733	79,636
EBITDA	136,610	196,881	203,374	210,616	208,264
현금순이익(Cash Earnings)	106,724	217,578	156,438	165,821	163,656
수정당기순이익	26,809	68,248	72,103	81,245	79,690
증감률(% YoY)					
매출액	6.4	2.6	2.1	2.6	2.0
영업이익(보고)	281.0	96.1	5.8	6.1	-1.8
영업이익(핵심)	281.0	96.1	5.8	6.1	-1.8
EBITDA	53.3	44.1	3.3	3.6	-1.1
지배주주지분 당기순이익	4,377.3	394.6	-45.5	12.9	-2.6
EPS	4,377.3	394.6	-45.5	12.9	-2.6
수정순이익	4,311.4	154.6	5.6	12.7	-1.9

대차대조표

(단위: 억원)

12월 결산	2014	2015	2016E	2017E	2018E
유동자산	168,199	220,253	220,555	232,253	232,845
현금및현금성자산	17,963	37,831	34,318	100,944	98,910
유동금융자산	1,847	53,477	54,595	5,557	5,668
매출채권및유동채권	79,712	77,328	78,944	82,330	83,977
재고자산	45,375	49,464	50,498	41,165	41,988
기타유동비금융자산	23,302	2,154	2,199	2,256	2,301
비유동자산	1,468,884	1,532,320	1,600,649	1,676,840	1,760,725
장기매출채권및비유동채권	9,574	9,670	9,872	10,127	10,330
투자자산	87,444	94,007	96,866	99,918	102,704
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	1,821,204	1,909,092	1,993,570
유동부채	216,001	227,108	233,641	241,804	250,368
매입채무및유동채무	116,400	98,046	100,096	102,686	104,740
단기차입금	7,682	7,206	7,206	7,206	7,206
유동성장기차입금	64,469	72,442	72,442	72,442	72,442
기타유동부채	27,450	49,414	53,897	59,470	65,980
비유동부채	872,832	846,040	854,959	865,650	874,646
장기매입채무및비유동채무	35,721	34,616	35,340	36,254	36,979
사채및장기차입금	563,796	514,491	514,491	514,491	514,491
기타비유동부채	273,315	296,934	305,129	314,906	323,177
부채총계	1,088,833	1,073,149	1,088,600	1,107,454	1,125,014
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	534,742	603,240	669,629
기타자본	142,441	143,936	143,936	143,936	143,936
자기부채부자본총계	536,013	666,345	719,214	787,712	854,101
비자금부자본총계	12,237	13,080	13,390	13,926	14,455
자본총계	548,250	679,425	732,604	801,638	868,555
순차입금	616,137	502,831	505,225	487,637	489,560
총차입금	635,947	594,138	594,138	594,138	594,138

현금흐름표

(단위: 억원)

12월 결산	2014	2015	2016E	2017E	2018E
영업활동현금흐름	119,986	168,284	158,455	178,189	167,961
당기순이익	27,990	134,164	73,080	82,516	80,398
감가상각비	77,970	82,691	82,691	82,691	82,691
무형감가상각비	764	723	666	615	567
외환손익	3,517	6,172	5,125	0	0
자산처분손익	4,481	90,075	-200	-200	-200
지분법손익	0	0	-2,000	-2,000	-2,000
영업활동자산부채 증감	-14,286	-24,397	4,358	14,712	6,572
기타	19,550	-121,144	-5,266	-144	-67
투자활동현금흐름	-144,132	-96,593	-150,262	-107,859	-164,785
투자자산의 처분	1,265	-51,055	-1,837	48,130	-831
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	-901	-1,089	-1,309
재무활동현금흐름	19,852	-52,066	-11,706	-3,704	-5,210
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	8,195	9,777	8,271
현금및현금성자산의 순증가	-4,360	19,868	-3,512	66,626	-2,034
기초현금및현금성자산	22,323	17,963	37,831	34,318	100,944
기말현금및현금성자산	17,963	37,831	34,318	100,944	98,910
Gross Cash Flow	134,272	192,681	154,097	163,478	161,390
Op Free Cash Flow	-43,392	-757	22,118	33,253	15,689

투자지표

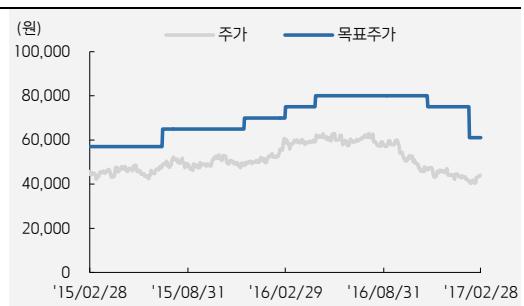
(단위: 원, 배, %)

12월 결산	2014	2015	2016E	2017E	2018E
주당지표(원)					
EPS	4,185	20,701	11,276	12,732	12,405
BPS	83,496	103,798	112,033	122,703	133,045
주당EBITDA	21,280	30,669	31,680	32,808	32,442
CFPS	16,625	33,892	24,369	25,830	25,493
DPS	500	3,100	2,100	2,100	2,100
주가배수(배)					
PER	10.2	2.4	4.4	3.9	4.0
PBR	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
EV/EBITDA	6.6	4.2	4.1	3.9	3.9
PCFR	2.6	1.5	2.1	1.9	2.0
수익성(%)					
영업이익률(보고)	10.1	19.2	19.9	20.6	19.8
영업이익률(핵심)	10.1	19.2	19.9	20.6	19.8
EBITDA margin	23.8	33.4	33.8	34.1	33.1
순이익률	4.9	22.8	12.1	13.4	12.8
자기자본이익률(ROE)	5.3	21.9	10.4	10.8	9.6
투하자본이익률(ROIC)	2.9	6.0	5.8	6.1	5.8
안정성(% 배)					
부채비율	198.6	157.9	148.6	138.1	129.5
순차입금비율	112.4	74.0	69.0	60.8	56.4
이자보상배율(배)	2.5	5.6	6.7	6.4	6.3
활동성(배)					
매출채권회전율	7.2	7.5	7.7	7.7	7.6
재고자산회전율	13.0	12.4	12.0	13.5	15.1
매입채무회전율	5.4	5.5	6.1	6.1	6.1

투자의견 변동내역 (2개년)

종목명	일자	투자의견	목표주가
한국전력 (015760)	2015/02/12	Buy(Maintain)	57,000원
	2015/04/02	Buy(Maintain)	57,000원
	2015/04/20	Buy(Maintain)	57,000원
	2015/05/12	Buy(Maintain)	57,000원
	2015/06/09	Buy(Maintain)	57,000원
	2015/06/29	Buy(Maintain)	57,000원
	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
	2016/08/29	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/10/17	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/10/31	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/11/04	Buy(Maintain)	80,000원
	2016/11/21	Buy(Maintain)	75,000원
	2016/12/09	Buy(Maintain)	75,000원
	2017/01/11	Buy(Maintain)	75,000원
	2017/02/07	Buy(Maintain)	61,000원
	2017/02/28	Buy(Maintain)	61,000원

목표주가 추이 (2개년)



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 (2016/01/01~2016/12/31)

투자등급	건수	비율(%)
매수	175	95.15%
중립	7	3.85%
매도	0	0.00%