

한국전력 (015760)

BUY(Maintain)

주가(8/26) 59,100원
목표주가 80,000원

2016. 8. 29

내일의 전력산업을 준비한다

기록적 폭염과 전기요금 폭탄 가능성에서 촉발된
요금제도 개편 논란으로 불확실성이 확대되고 있다.
해외 전력산업을 참조할 경우 요금구조는 복잡하
지만 명확하고 투명해질 것으로 예상된다.
따라서 요금인하 가능성이 상존함에도 불구하고
긍정적 영향을 예상한다. 동사가 가장 취약한
수익구조 안정성 및 가시성 개선은
밸류에이션에 긍정적이기 때문이다.

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

키움증권



Stock Data

KOSPI (8/26)	2,037.50pt
시가총액(억원)	379,401억원
52주 주가동향	최고가 63,000원 최저가 46,300원
최고/최저가 대비 등락율	-6.19% 27.65%
수익률	절대 상대 1M -5.1% -5.6% 6M -2.5% -8.1% 1Y 20.2% 11.8%

Company Data

발행주식수(천주)	641,964천주
일평균 거래량(3M)	945천주
외국인 지분율	33.03%
배당수익률(16.E)	4.20%
BPS(16.E)	113,128원
주요 주주	한국정책금융공사(외 1인)
	51.1%

Price Trend



Contents

I. INVESTMENT SUMMARY	3
II. 요금구조, 복잡하지만 투명해진다	4
> 전력요금 구조의 복잡성 증가, 개별 산정요소 구체화 전망	4
> 발전, 송배전 요금의 분리 가능성	7
III. 요금을 통한 수요 조절 가능성	8
> 요금제도와 수요변화	8
> 효율적 송전설비 투자와 비용 배분 검토 필요	11
IV. 글로벌 전력개혁 현황 및 방향	12
> 각국의 전력산업 현황	13
> 전력개혁 배경	17
> 개혁 방법은?	17
V. 하계 누진제 완화 효과는 제한적	20

- > 당사는 8월 26일 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

놀라운 실적 개선에도 불구하고 전기요금제도 개편 논란으로 주가 약세 흐름을 보이고 있다. 3분기 역시 영업이익 개선이 예상되나, 이 역시 긍정적인 반응보다는 요금인하 우려로 연결되고 있다. 주택용 누진제에 이어 교육용 요금까지 논란이 확대되며 요금제도 수정에 대한 불안감 때문으로 보인다. 그러나 우리는 이런 우려가 과도하다고 판단한다.

향후 정확한 전력요금개편과 전력정책 세부 내용에 대한 불확실성은 남아있으나 최소한 그 방향성은 추론이 가능하며, 이에 근거할 때 여전히 긍정적인 상황으로 판단되기 때문이다.

동사와 관련된 불확실성은 다음과 같다. 요금제도수정, 전력산업의 변화, 자회사 상장, 온실가스/미세먼지 등 환경 이슈 등 하나같이 어려운 내용에 대한 논의와 수정을 앞두고 있다. 최종 합의와 결론에 대한 불확실성이 크다.

그러나 금융시장이 전체적인 관점에서 합리적인 방향으로 움직인다고 생각되는 것처럼, 전력산업의 방향도 큰 흐름에서는 합리적인 변화와 논의를 거쳐 그 방향성을 모색할 것으로 판단된다. 특히 이런 경로를 앞서간 국가들의 실패와 성공 사례가 존재하기 때문에 불합리한 방향으로 제도가 역행할 가능성은 크지 않다고 예상된다. 앞서간 국가들의 전력산업 변화과정에서 그 힌트를 발견할 수 있다고 판단된다.

또한 이런 변화가 글로벌 기후변화 대응과 연결되어 있다는 점에서 정부 선택에 기술적, 시간적 제약으로 작용하여 운신의 폭을 좁힐 것으로 전망한다.

동사와 관련된 불확실성과 이에 대한 우리의 의견은 다음과 같다.

첫째, 요금제도 수정가능성이 높고 요금인하 가능성도 상존한다. 그러나 요금구조가 복잡해지는 반면, 요소별 산정기준은 명확해지며 수익구조 안정성과 가시성은 개선될 것으로 예상된다.

둘째, 원가 개념의 접근이 축소된다. 환경이슈 대응 및 저탄소 발전 확대 유도, 수요 조절 강화 등 다양한 에너지 정책을 요금제도에 반영할 것이다.

셋째, 전력산업 내 자유화, 경쟁 강화를 촉진하는 변화가 가속될 것으로 예상된다. 일본, 중국, 미국 등 많은 국가에서 석탄화력 축소, 판매경쟁 강화 등 유사한 방향으로의 변화가 확대되고 있다. 기술적, 시간적 제약에 기인하며 정치적 개입 여지는 축소될 것으로 전망한다.

결론적으로 요금제도개편 논란이 다소간의 수익성 감소로 이어질 수 있다고 보이나 그보다는 요금체계의 투명화, 수익구조의 안정성과 가시성 개선으로 인해 동사에 대한 밸류에이션 측면에서는 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다.

II. 요금구조, 복잡하지만 투명해진다

전력요금제도에 대한 논란이 확대되고 있다. 요금제도에 따라 동사 수익구조가 변화될 수 있다는 점에서 가장 큰 불확실성을 제공하고 있다.

그러나 우리는 요금 인하 가능성에도 불구하고 밸류에이션 측면에서 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다.

요금제도 개편 과정에서 수익성이 다소 낮아질 수 있다. 적정투보율을 크게 상회하는 수익 규모 때문이다.

그러나 수익구조의 투명성과 안정성 측면에서는 밸류에이션 개선이 가능한 상황으로 판단한다. 요금구조는 각종 비용이 포함되며 복잡해질 것으로 예상된다. 복잡한 요금구조에서는 개별 요소에 대한 명확한 산정기준이 제시되고 이에 따라 발전과 송배전부문 수익의 가시성과 투명성이 확보될 경우 밸류에이션 측면에서는 긍정적 영향을 미칠 것으로 전망한다.

이러한 전망은 우리보다 먼저 전력시장 자유화, 온실가스 감축을 성공적으로 추진 중인 해외 사례에 근거하며 환경이슈가 강화되고 있다는 점에서 그들과 유사한 경로를 거칠 것으로 보여지기 때문이다.

한편 전력요금 논란의 핵심에 위치한 가정용 누진제의 누진 배수 조정 영향은 제한적일 것으로 판단한다. 가정용 판매비중이 15% 미만이며, 산업용과 일반용을 포함한 전체 전력의 평균요금에 따라 수익구조가 변화하게 되는 특성에 기인한다.

>>> 전력요금 구조의 복잡성 증가, 개별 산정요소 구체화 전망

국내 전력요금은 기본요금과 전력 사용에 비례하는 전력량 요금으로 구성된 2부 요금제를 사용하고 있다. 발전원가, 송배전, 판매 등 여러가지 원가가 별도의 구분 없이 2부 요금제에 반영되어 있다. 간단한 구조이며 연료비 연동제 조차 반영되어 있지 않다.

우리와 비슷한 전력산업 구조를 가지고 있는 일본의 경우 3부제 요금을 사용하고 있다.

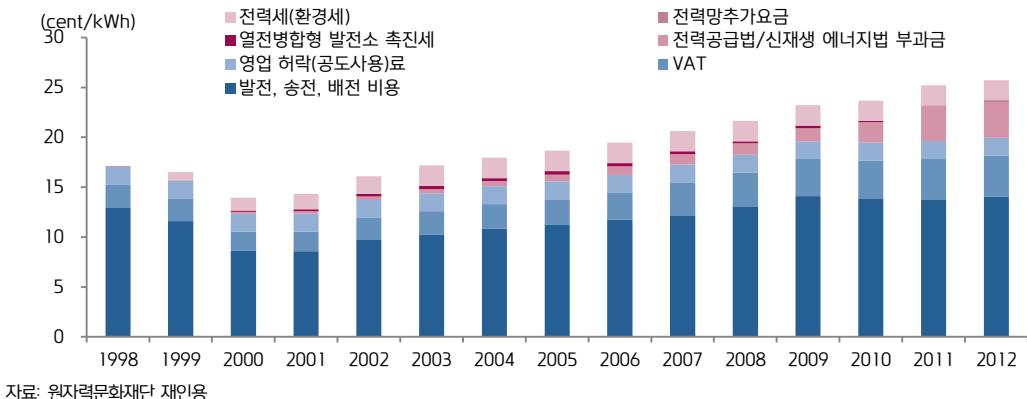
기본요금, 전력량요금, 재생가능에너지촉진요금으로 구성되어 있으며 연료비 연동제도 시행 중이다. 우리보다 2가지 요소를 전력요금 산정에 반영하고 있다. 이와는 별도로 탄소세 성격의 지구온난화대책세가 과세되고 있고 전기요금에 전가가 가능하게 구성되어 있다.

더불어 전력산업 자유화에 따라 판매시장을 개방하였고, 2018년에는 전력요금 자유화가 예정되어 있다. 사업자마다 새로운 요금을 제시하여 요금제도의 다양성이 크게 확대될 전망이다.

독일의 경우 전력요금은 발전/송배전, 재생에너지부과금, 열병합발전촉진, 환경세, 공도사용료, 전력망 추가요금, 부가세 등으로 구성되어 있다.

1990년대 전력요금 구성은 4가지 요소에서 2012년 7가지 요소로 확대된다.(발전, 송배전요금을 하나의 요소로 간주할 경우 7가지임) 각종 비용의 부가로 인해 전력요금도 증가 추이를 보이고 있다. 가정용뿐 아니라 산업용도 동일한 변화를 겪고 있다.

독일 전력요금 추이 및 구성요소 추이. 전력요금 구성이 복잡해짐에 따라 명확한 산정기준이 필요



자료: 원자력문화재단 재인용

이러한 요금구조 변화는 전력산업 변화와 관련된 내용이다. 환경비용 및 효율적인 전력사용을 유인할 목적을 가지고 도입된 부가금으로 인해 요금구조가 복잡해지고 최종 가격이 상승하고 있다.

우리나라도 RPS 비용, 미세먼지 축소를 위한 석탄 개소세 인상 등 전반적으로는 독일이나 일본과 비슷한 조치를 취하고 있다.

다만 차이가 있다면 독일이나 일본은 최종 전력소비자가 부담하는 반면 우리나라의 경우 소비자에게 전가되지 않고 발전사 등 전기사업자가 부담하고 있다는 점이다.

그러나 현행 구조는 지속가능 하지 않다는 점에서 독일이나 일본과 같은 방식으로 변화할 것으로 예상 한다. 소비패턴의 변화 없이 발전사 혹은 한전이 관련 비용을 부담을 할 경우 에너지 효율향상이나 온실가스 감축 달성을 전혀 도움이 되지 않기 때문이다.

특히 대규모 전력사용자이자 온실가스 배출자인 산업체와 대형 빌딩 등 대규모 에너지 소비자의 변화를 이끌어야 효율적인 에너지/온실가스 정책 운용이 가능하다는 점에서 독일처럼 전력요금이 복잡해지고 최종 가격은 상승할 가능성이 높다.

결국 증가하고 있는 환경비용과 부가금이 소비자에게 전가될 수 밖에 없는 상황으로 판단되며, 이번 전력요금제도 개편에 반영될 가능성성이 높다고 판단한다.

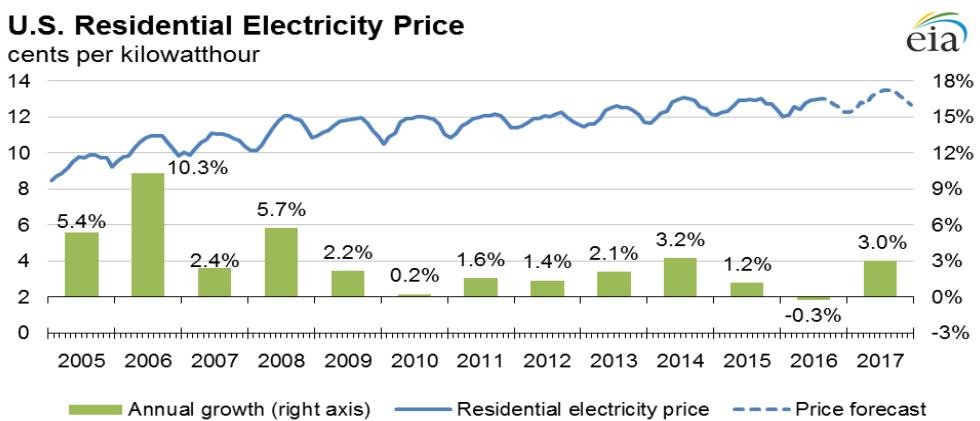
각종 부가금이나 세금으로 인한 전력 요금인상은 동사 수익구조에 영향을 미치지 않는다. 그러나 동사 수익구조와 직접 관련된 발전 및 송배전, 판매부문의 원가 검토와 개별 요소에 대한 명확한 산정 방식이 구체화될 것으로 예상된다.

이는 동사 및 자회사 실적 추정에 대한 안정성과 가시성을 높여줄 것으로 예상된다.

참고로 미국 전력요금도 2017년 약 3% 안팎의 인상을 전망하고 있다. 이와 관련된 명확한 설명을 찾기 어려우나 Duke사가 당국에 전력요금 인상 요청한 자료에 근거하면, 석탄발전 축소 및 신재생에너지 발전증가, 스마트그리드 등 망 관련 비용 상승을 이유로 요금인상을 요청하고 있다. Duke사 요청이 승인될 경우 요금인상은 2017년부터 적용될 예정이다.

Duke사 요청과 EIA의 전력요금 전망에 근거할 때 2017년 전력 요금 인상 가능성이 높고 그 배경은 각종 부가 비용의 증가에 기인한다. 독일, 일본, 미국 전력요금 인상이 같은 배경으로 진행되고 있다고 판단된다.

미국 EIA 2017년 전력요금 3% 인상될 것으로 전망



자료: EIA

>>> 발전, 송배전 요금의 분리 가능성

2부 요금제 구조상 전력요금은 발전과 송배전 총괄원가를 일괄 반영하여 산정하고 있다.

그러나 구분회계의 도입, 판매경쟁, 발전 자회사 상장 등이 진행될 경우 최소한 발전, 송전, 배전과 판매 부문의 독립적인 원가와 비용 산정이 필요하다.

또한 발전사와 대규모 전력소비자 간 전력직거래 시에도 송전망 사용료 산정이 필요하다. 전력 직거래 시에도 한전 전력망 사용이 필요하기 때문이다.

다른 한편으로 일부 지방자치단체에서 전력요금 차등화를 주장하고 있다. 발전소 인근 지역과 수도권의 송전거리 차이 때문이다. 발전소가 가까이 있고 송배전 거리가 짧은 만큼 관련 비용이 적다는 점에 근거한다. 수도권을 제외한 대부분이 지역이 해당된다. 이런 논리에 근거하면 수도권 지역 소비자가 상대적으로 적은 송전 비용을 부담하고 있다는 것이다.

특히 환경 이슈로 송전망 건설에 대한 낮은 수용성, 비 수도권 지역 인구와 국회의원 비중이 높다는 점에서 송배전 요금 차등화 요구도 점진적으로 확대될 가능성이 있는 것으로 보여진다.

실무적으로는 이미 구분회계를 통해 송배전, 판매 부문의 실적과 경영성과가 분리되어 있고, 전력 직거래용 송배전망 사용 요금이 책정되어 있다. 다만 전력요금에는 세부적인 구분이 없으나 앞서 언급한 바와 같이 전력요금 구조가 복잡해짐에 따라 요소별 산정 기준이 분리될 것으로 보인다.

구분회계 도입에 따라 부문별 수익, 재무구조 분리, 부문별 원가 및 비용 산정 가능 (2015년 기준)

	송전	배전	판매		송전	배전	판매	
수익(매출액)	35,105	35,211	544,275	유동자산	28,845	33,133	78,088	
매출원가	26,156	29,419	502,284	자산	비유동자산	315,026	283,804	290,569
판관비	1,654	2,063	9,543		자산 총계	343,871	316,937	368,656
영업이익	7,296	3,728	32,449		유동부채	48,125	51,884	84,089
기타이익	27,159	32,543	23,090	부채	비유동부채	111,472	129,043	84,516
법인세비용차감전순이익	31,686	35,885	58,638		부채 총계	159,597	180,927	168,605
법인세비용	7,241	8,201	13,400		자본금	11,966	7,034	10,015
당기순이익	24,445	27,684	45,237	자본	기타	172,308	128,976	190,036
총포괄손익	24,280	27,532	45,125		자본 총계	184,274	136,010	200,052

자료: 한국전력, 기움증권 (억원)

수요지역별 송전이용요금단가

	사용요금	
수도권	2.84 원/kWh	921.9 원/kWh
비수도권	1.7 원/kWh	921.9 원/kWh

자료: 한국전력

배전이용요금단가

	기본요금	전력량
600V 이하	914 원/kW	9.43 원/kWh
600V 초과	890 원/kW	3.13 원/kWh

자료: 한국전력

참고로 2012년 국회에 제출한 자료에 따르면 송전, 배전, 판매 원가는 각각 6.4원/kWh, 7.3원/kWh, 1.8원/kWh 내외로 보인다. 전력 직거래 시 소비자는 SMP, CP, 송배전요금 및 각종 부가금을 합산한 전력요금이 부가되며, 발전원가 외에 송배전요금 및 부가금은 약 20원/kWh수준으로 예상된다.

III. 요금을 통한 수요 조절 가능성

요금제도 개편은 요금의 적정성뿐만 아니라 에너지 정책의 최종 실현 수단이다. 즉 요금제도 조정을 통해 에너지 소비와 연료 믹스 등을 적정 수준으로 유도하고 환경 개선 및 기후변화에 대응할 수 있도록 조정될 것으로 예상된다.

누진제 논의 과정에서 자연스럽게 용도별 요금수준의 적정성도 논의될 것으로 예상된다. 주택용 전력 소비 비중이 전체의 약 13% 수준으로 상대적으로 낮다는 점에서 주택용보다는 산업용과 일반용 요금 제도 개편이 동사의 실적과 에너지 정책 달성을 측면에서 보다 중요한 역할을 할 것으로 전망된다.

앞서 살펴본 바와 같이 환경 등 추가적인 요소가 반영되면서 전력요금은 상승할 것으로 예상된다. 특히 주택용 요금보다는 산업용과 일반용 요금제도 개편으로 인한 전체 평균요금의 변화가 동사 실적에 직접적인 영향을 미칠 것으로 판단된다.

우리는 계시별 요금제, 수요반응 등 피크 전력을 최소화하고, 송배전 혼잡 증가를 억제하여 송배전 투자를 최소화할 수 있는 효율적인 요금제도로의 개편을 예상한다. 근거는 다음과 같다.

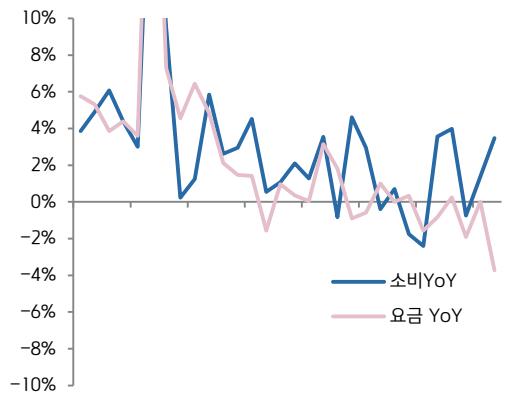
>>> 요금제도와 수요변화

지난 1년간 한시적인 산업용 요금경감 프로그램이 시행되었다. 토요일 요금을 경감시켜 산업용 수요를 토요일로 분산, 전력수요를 고르게 하고 소비자는 전력비용을 경감하는 내용이다.

공개된 자료가 제한적이지만 소비자는 굉장히 스마트하게 소비패턴을 변화시킨 것으로 판단된다. 요금 제도 개편을 통한 수요조절 효과를 확인했으며, 이를 바탕으로 요금조정을 통한 수요조절이 강화될 것으로 예상한다.

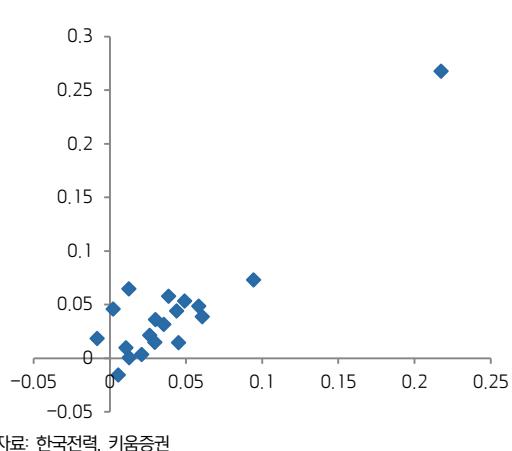
한시적 요금경감 시행 결과는 다음과 같다. 지난 해 한시적 요금경감이 시행된 이후에는 전력소비 증가에도 불구하고 전력판매가격은 오히려 하락하는 추이를 보인다. 즉 전력수요가 토요일로 이전, 낮은 요금이 적용된 점과 관련이 있는 것으로 분석된다.

전력소비와 요금변동 증감은 대체로 비례



자료: 한국전력, 키움증권

과거 전력소비와 요금변동은 상관관계 높게 확인됨



일반적으로 전력소비증가는 통상적으로 요금인상으로 이어진다. 산업용의 경우 누진제가 없지만 전력소비가 증가한다는 점은 낮시간대 전력소비가 증가할 개연성이 높고, 낮 시간대의 높은 전력요금으로 인해 평균요금은 상승하게 된다. (대기업 전력소비는 심야시간에 집중되어 있음. 전력사용 증가는 낮 시간대의 소비증가 개연성이 높아 보임) 통계상으로도 산업용 소비가 증가하면 평균요금이 상승하는 것이 확인되고 있다. (2013~2015년 상반기)

요금경감제도 도입 이전에는 소비전력과 전력판매가격이 비례하는 관계를 보였다. 그러나 지난해 하반기 이후 전력소비 증가와 요금과 비례관계의 변화가 보이기 시작한다.

지난 4월과 6월 전체 전력소비가 각각 0.5%, 3.5%증가함에도 불구하고, 판매단가는 오히려 -1.9%, -3.7% 하락한다. 상당량의 산업용 전력소비가 토요일로 이동한 원인으로 판단한다. (5월은 각종 모임, 행사, 야외활동이 증가하는 시즌으로 토요일 수요전환 효과가 낮았던 것으로 보임)

산업용 전력 판매량 및 판매 수익, 요금경감 제도가 스마트한 소비로 전환 촉진함

	판매량(GWh)	판매량 YoY	판매액(억)	판매액 YoY	판가(원/kWh)	판가 YoY
15 q	68,438		69,340		101.32	
16 2q	69,548	1.6%	69,122	-0.3%	99.39	-1.9%
Apr-15	22,964		21,650		94.28	
May-15	22,94		21,126		93.09	
Jun-15	22,781		26,564		116.61	
Apr-16	23,72	0.5%	21,339	-1.4%	92.49	-1.9%
May-16	22,904	0.9%	21,321	0.9%	93.09	0.0%
Jun-16	23,572	3.5%	26,462	-0.4%	12.26	-3.7%

< 토요일 경부하요금 적용 시간대 (12시간) >

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

* 전력수요가 가장 높은 2시간은 제외

자료: 한국전력

이러한 결과는 요금제도 변경을 통해 전력수요를 통제할 수 있다는 방증으로 보인다.

결론적으로 요금제도 조정을 통해 수요분산, 에너지 효율화를 촉진하는 방향으로 요금제도 개편이 이루어 질 가능성이 높다고 판단한다.

한편 최대전력이 7차전력 계획 수준을 상회하고 있다. 8월 12일 최대전력은 85.2GW로 정부가 예상한 하계 전력피크 83.6GW를 상회하였다. 전력수요 증가 억제 혹은 수요분산을 위하여 전력사용이 급증하는 시간대의 전력 수요 분산 필요성이 확대된 상황으로 판단한다.

한편 산업용 전력소비가 경부하에 집중되는 심한 불균형도 고려 대상이다. 전력사용이 감소하는 경부하 시간대라 예비율에는 문제가 없으나 일부 시간의 높은 전력소비를 위한 대규모 송전망 건설이 필요하다는 측면에서 송전망 투자의 비효율, 망 혼잡비용을 유발하는 요인이기 때문이다.

특히 대기업을 중심으로 경부하 수요가 집중된다는 점에서 경부하 수요의 심각한 불균형도 송전망 투자의 효율성을 낮추고 소비자간 교차보조를 야기하고 있다고 판단된다.

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

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

자료: KDI

2012년 산업용 전력소비는 258TWh였다. 이중 계시별 요금이 적용되는 전력소비 비중이 87%, 계절별 단일 요금만 적용되는 비중이 13%로 분석된다.

시간대별 요금조정을 통해 수요 조절이 적용 대상이 충분한 것으로 분석된다.

시간대별 전력소비는 경부하, 중간부하 전력소비가 산업용 소비의 약 71%인 184TWh, 낮 시간대인 최대부하 시간대 소비는 16%인 42TWh로 산업체가 비용 최적화를 위하여 전력소비 패턴이 매우 효율적으로 운영되고 있음이 확인된다.

반면 전체 전력비용의 합리적인 배분 측면에서는 불합리하다. 특정 지역, 특정 시간에 집중되는 높은 전력부하로 인한 송전망의 비효율성이 증가하고 낮은 경부하 요금으로 인해 경부하 사용자가 큰 이득을 보고 있기 때문이다. 뒷부분에서 언급할 IEA 보고서도 유사한 내용이 언급되고 있다.

>>> 효율적 송전설비 투자와 비용 배분 검토 필요

전력설비 투자는 발전설비와 송배전망 투자가 대부분을 차지한다. 한전의 경우 각각 57%, 38%를 차지한다. 즉 발전설비 투자만큼 효율적인 송전설비 투자가 필요하다.

또한 신재생에너지 및 분산전원 확대에 따라 송전망 투자확대가 예상된다. 간헐적인 신재생에너지 발전특성으로 인해 송전망 운용이 어려워지고 망 혼잡비용이 증가할 것으로 예상된다.

송배전 설비 투자규모가 전체 투자의 약 40%, 분산전원 확대에 따라 증가 전망, 효율화 필요 (십억원)

	2007	2008	2009(E)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016(E)	2017(E)
송배전 설비	4,030	4,311	5,710	6,713	4,878	4,356	4,335	4,601	5,747	5,924	5,093
원자력 발전설비	1,788	2,640	5,195	4,542	4,692	4,360	3,686	3,592	3,862	3,874	4,868
화력 발전설비	2,727	1,874	2,812	2,534	1,948	3,362	6,781	6,990	4,787	3,974	2,776
신재생 발전설비				508	242	210	164	167	238	212	
기타 (IT/무형자산 등)				1,098	695	798	1,282	1,187	1,627	1,358	
계	8,545	8,925	13,717	12,789	13,124	13,215	15,830	16,629	15,750	15,610	14,307

자료: 한국전력

앞에서 확인한 바와 같이 산업용 전력소비는 매우 비대칭적이어서 경부하 시간에 수요의 50%가 집중된다. 균일한 전력소비보다 특정 시간대에 전력소비가 급증하는 것 역시 효과적인 송전투자를 저해하는 요인이다. 특정시간에 많은 전력소비를 위한 송전설비를 건설하고 나머지 시간에는 설비 가동율이 낮아지기 때문이다. 불합리한 요금제도가 송전설비의 효율적 운영을 저해하는 소비패턴을 유도하게 된다.

편중된 전력소비 패턴은 비용 분배 측면에서도 왜곡을 발생시킨다. 계시별 요금제 특성상 경부하 시간대에는 낮은 요금을 적용된다. 전력소비에 비하여 투자비회수가 감소하게 되고 모자란 투자비회수를 나머지 소비자가 부담하게 된다. 즉 편중된 전력소비가 교차보조가 발생시키게 된다.

산업용 전력소비가 전체 전력소비의 55%를 넘는 점에서 송전비용에 대한 합리적인 배분이 필요할 것으로 보인다. 또한 향후 신재생에너지 등 분산전력이 확대되면 이러한 편중된 소비패턴이 송전 혼잡을 가중시킬 소지가 있다는 점에서도 합리적인 송전비용에 대한 점검이 진행될 것으로 예상한다.

현재 송배전 비용은 뚜렷한 산정기준이 공개되지 않고 있으나 송전 설비 건설에 대한 수용성이 낮고, 송전망 혼잡도가 증가하고 있다는 점에서 송전비용이 증가할 것으로 예상된다. 이미 유럽 지역의 송전 비용은 발전비용에 상응하는 수준까지 높아졌다.

결국 송전요금의 분리, 송전망의 혼잡 완화, 송전설비 투자 효율화를 이끌 수 있는 송전요금 제도로 전개될 가능성이 높다. 일본의 전력판매 자유화도 이러한 맥락의 연장선상에서 진행되고 있다고 판단된다.

정부도 판매시장 개방을 준비하고 있다. 대규모 수용가는 한전을 거치지 않고 직접 전력을 구매하여 사용할 수 있는 제도도 준비되어 있다.

결과적으로 판매시장의 개방은 신재생에너지 확대에 따른 전력산업의 변화와 관련되며, 우리나라도 일본을 뒤따라 판매시장 개방이 진행될 가능성이 높으며, 이를 반영한 송전요금 도입이 필요한 시점으로 판단한다.

IV. 글로벌 전력개혁 현황 및 방향

많은 국가들이 전력시장 개혁을 진행 중이다. 공통적으로 확인되는 내용은 석탄발전 축소, 신재생에너지 확대와 판매시장 개방을 중심으로 변화가 빠르게 진행되고 있다는 점이다. 전력 데이터도 공개되고 있으며 이를 통해 신규 참여자 및 효율화를 유도하고 있다.

우리도 하반기 에너지/기후변화 정책 수정과 전력수급기본계획 수정을 앞두고 있다. 최근의 요금제도 논란과는 별개로 온실가스, 전력, 에너지 등 정책 수정 시기이다. 어떤 식으로 던지 해외 움직임이 국내 정책 수립에 직접 영향을 미칠 수 있는 상황으로 판단한다.

지난해 체결된 파리협약이 올 하반기 혹은 내년 초 발효될 가능성이 높아 이에 대한 대응도 포함될 개연성이 높아 보인다. (중국은 가을 전인대 상무위, 미국은 오마바 임기 중 국내 비준 예정으로 알려짐)

한편으로는 일부 국가에서 신재생보조금을 축소하는 경우도 있어 전체적인 방향의 일관성이 없어 보일 수도 있다.

또 가장 직접적으로는 전력개혁의 배경에 대한 뚜렷한 설명이 공개되지 않아 전력시장 개혁의 목적이나 방향성에 대한 불확실성이 남아있는 것으로 해석될 수도 있다.

그러나 우리는 중국과 미국의 자료를 통해 글로벌 전력개혁이 동일한 방향으로 진행되고 있는지 확인하였다. 특히 IEA는 Repowering Market이란 자료를 공개하였고 이 자료에서 미래 전력산업에 대한 가이드 라인을 제시하고 있다. 이를 통해 각국의 전력개혁 배경에 대한 해석이 가능하다.

이 자료를 중심으로 전력개혁 배경을 검토하고 국내 전력정책과 요금제도에 미칠 영향을 점검해 보자.

하반기 이후 국내 기후변화, 에너지, 전력관련 제도 수정 일정

	신기후체제 관련	유ти리티 관련 제도
2016년	기후변화 대응 기본계획 2030년 온실가스 감축 로드맵 COP22 (Nov 7~18) 파리협약 국내 비준 전망	전기사업법 개정 (4월 입법예고) 에너지 공기업 기능조정(6월) 에너지 신산업 육성 특별법 입법(하반기) 8차 전력수급기본계획 초안 공개 예상(하반기)
2017년	파리협약 발효 가능성 (글로벌 55% 이상 비준 시) 2050년 장기 저탄소 발전전략	8차 전력수급기본계획 확정(연초) 13차 장기 천연가스 수급계획(하반기)
2018년		3차 국가에너지기본계획 초안 공개 예상(상반기) 3차 국가에너지기본계획 확정(하반기)

자료: 정부

>>> 각국의 전력산업 현황

여러 국가가 전력산업 개혁을 추진 중이다.

우리나라 전력시스템과 가장 유사한 일본은 전력시장과 가스시장의 자유화를 적극적으로 추진 중이다. 그간 지역별 독점체계에서 벗어나 발전, 소매판매 시장을 개방하였고 송배전 분리, 소매요금 자유화까지 추진 중이다. 2018년을 전후하여 전력요금까지 자유화될 전망이다.

중국은 2014년까지 3단계에 걸친 전력산업 개혁을 진행하였고 그 후속 작업을 진행 중이다. 지난해 말 심화전력개혁 문건을 공개하고 전력 거래시스템, 전력망, 가격, 판매측 개혁을 준비 중이다.

미국은 청정발전 계획을 중심으로 석탄발전 축소와 신재생에너지 확대에 적극적이다. 신재생 확대에 대응, 북미 3국의 전력망 연계를 통해 2025년까지 신재생 에너지 50% 보급을 진행 중이다.

일본 전력 개혁, 시장 개방 및 요금 자유화 예정

단계	관련법안 및 시행시기
1단계 광역 계통운영의 확대	2015년 시행 2013년 11월 법안 통과
2단계 소매 및 발전 전면 자유화	2016년 시행 2014년 6월 법안통과
3단계 송배전 법적 분리, 소매요금 자유화	2018~2020년 시행 2015년 2월 전기사업법 개정

자료: 에경원,

중국 전력 개혁 방향, 일본과 유사

1단계 (1996~2002)	지역별 전력기업 통폐합 수직통합형 국가전력공사 설립
2단계 (2002~2005)	발전과 송배전 분리, 발전개방 국가전력감관위원회 설립
3단계 (2006~2014)	직접구매 허용 등 전력시장 개편 신재생, 기후변화대응 정책 추진
전력 개혁 문건 9호 (2015)	심화전력개혁 구상 및 기본원칙 정 공개

자료: 한국전력,

일본과 중국의 변화는 매우 비슷한 내용으로 보인다. 우리도 판매시장 개방을 준비 중이며 일본이나 중국의 경로를 뒤따를 가능성이 높다.

미국의 변화는 일본과 약간 달라 보이며 독일과 비슷한 과정을 겪고 있는 것으로 보인다. 그러나 미국과 독일은 판매시장이 개방되어 있어 판매시장 개방보다는 화석연료 축소 및 사업자간 경쟁 강화에 집중하고 있는 것으로 판단한다.

전반적으로 전력산업 내 정부 역할이 축소되고 사업자간 경쟁, 시장체제를 통해 지속가능하고 자생적인 전력 생태계를 구축하는 것으로 목표로 하고 있다.

참고 – 중국 심화전력개혁의 구상과 기본원칙 세부 내용

전력시스템 개혁을 위한 의견 (중발 2015년 9호)

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发(2015)9号)文》...

전력개혁의 모순과 문제점을 해결하며, 전력시장을 발전시키며, 산업구조의 전환을 위해 아래 의견을 제시한다.

1. 전력개혁의 중요성과 긴박성

2002년부터 시작된 전력개혁을 통해, 당 중앙과 국무원의 지도 하, 전력 업종의 독점적 체제를 제거하여 전력시장의 다원화 경쟁국면을 만들었다.

첫째, 전력 업종의 빠른 발전을 촉진시켰다. 2014년 발전장비 용량은 13억KW, 발전량은 5.5조KW/h로 세계 1위의 규모를 가지게 되었다.

둘째, 전력 서비스 수준을 향상시켰다. 특히 농촌 전력 공급을 개선하여, 낙후된 농촌에서 전기를 사용하지 못했던 문제를 해결했다.

셋째, 다원화 시장 체제를 형성했다. 발전부분에서 여러 차원의, 여러 소유의, 여러 지역의 발전 기업이 생겨났고; 전력망 방면에서는 “국가전왕”과 “남방전왕”을 제외하고 “내몽고전왕” 등 지방 전령망기업이 생겨났다.

넷째, 전기가격 결정 시스템이 점진적으로 보완되고 있다. 발전 부분은 인터넷 표준 단가를, 송배전 부분 역시 대부분의 성에 대해 송배전가격을 심사하여 결정했다. 판매와 관련하여 가격차별과 징벌적가격, 누진세 등의 정책이 만들어졌다.

다섯째, 전기시장화거래와 감독에 대한 방안을 연구했고, 인터넷 가격 경쟁, 대용량사용자와 발전기업의 직접거래, 발전권 거래, 광역간 전기거래 등의 시범운영 대해 큰 성과를 거두었으며 많은 경험과 노하우를 축적했다.

동시에 전력업종의 발전을 위해 더 추진해야 할 주요 문제들은 다음과 같다.

첫째는 거래시스템의 부실과 낮은 자원이용효율성이다. 전기 구매 부분에선, 아직 효율적인 경쟁시스템이 설립되지 않았고, 발전회사와 전기 이용자 간의 시장 거래도 제한적이라 시장의 자원 배분 결정 과정에서 역할을 발휘하기 어렵다.

둘째는 가격이 합리적이지 못한 것이다. 시장화 가격결정 시스템이 완전히 형성되지 않았기에 현재 전기가격은 정부가 정하는 것 위주이다. 전기 가격 조정은 일반적으로 비용의 변화에 따라 느리게 조정되기 때문에 발전 비용과 시장 수급상황, 자원 희소성, 환경보호 등을 적시에 합리적으로 반영하지 못한다.

셋째는 정부 기능 변화가 부족한 것이다. 각종 계획과 협력 시스템이 완벽하지 못하여 각 종 발전 계획을 수립할 때, 전력 사용 계획과 실제 사용량의 편차가 매우 크다.

넷째는 발전(development)시스템의 미흡이다. 신재생에너지의 발전이 어려움에 직면해있고, 태양광발전 등 신에너지 설비생산능력과 건설, 운영, 소비수요가 부합하지 않아, R&D-생산-상호협력의 선순환이 발생하지 못했다. 또한 현재의 관련 법안으로 발전에 필요한 현실적 수준을 만족시키지 못하며 연계된 법안도 항상 지연되어 출범하기 때문에, 법률, 정책, 표준을 수정하여 전력 업종의 발전에 도움을 줘야 한다.

심화전력개혁은 매우 긴급한 임무이다. 이는 중국의 에너지 안전과 경제 발전과 연관이 있다. 당의 제18회 3중 회의에서, 국유자산이 경영하는 독점적 업종에 대해 정부와 기업의 분리, 정부와 자금의 분리, 특별경영, 정부감독을 주요 내용으로 하는 개혁이 제시되었다.¹

2. 심화전력개혁의 구상과 기본 원칙

전체 구상

심화전력개혁의 지도사상과 전체 목표는: 사회주의시장경제개혁의 방향으로 국가 국정에서 출발하여, 깨끗하고 효율적이며 안전한 지속 가능한 발전을 통해 국가에너지전략을 전면적으로 실행하여 효율적인 시장 시스템을 빠르게 설립하는 것. 개혁을 통해 “법률적 근거가 있고, 정부와 기업이 분리된, 규범적이고, 거래가 공정하며, 가격이 합리적이고, 감독이 효율적인” 시스템을 만들어 전기 생산 비용을 낮추고, 가격 형성 시스템을 만들고, 독점을 점진적으로 없애서 → 개방적인 경쟁, 공급 다원화, 산업구조 조정, 기술수준 향상, 에너지소비 컨트롤, 자원 이용 효율화, 안전, 환경보호를 하는 것.

심화전기개혁의 통로(채널)는: 정부와 기업을 분리시키고, 광역망을 분리시키는 것을 기초로 하여 가운데를 잡고 양쪽을 개방하는 형태로, 송배전을 제외한 양쪽의 전기 가격을 경쟁적으로 개방하는 것.

기본원칙

안전하고 믿을 수 있는(기술, 법률, 시스템 보완)

지속적인 시장화 개혁(가격경쟁 유도)

민생을 보장하는(기본시설 전기공급 보장, 전기 가격 안정)

에너지 절약의(신재생에너지와 분포식에너지발전 비율 늘림)

과학적인 관리감독

3. 최근 추진된 전력개혁의 주요 내용**(1) 전력개혁을 추진하여 합리적인 전기가격을 형성**

1. 단독적으로 전기 가격을 확정한다. 정부는 주요 공공 사업과 공익성 서비스, 자연독점 산업에 대해서만 전기가격의 범위를 정한다. “cost+reasonable profit”的 원칙 하, 전압 등급에 기초하여 전기 자불 가격을 정한다.
2. 공익사업 외 전기 구매가격은 시장에서 결정된다. 시장을 개방하여 사용자와 발전회사의 협상을 통해 자유경쟁시장에서 전가가격을 자주적으로 결정하게 한다. 단 시장에 참여하지 않을 주민, 농업과 공익성사업에 대해서는 정부가 가격을 결정한다.
3. 교차 보조금을 적절하게 처리한다. 다양한 전기가격 간 전력망 회사에게 각 사용자의 전기 교차보조금(중복해서 받은 것) 내역을 보고하게 하여 (송배전 전기가격에서 회수하는 방식으로) 적절하게 처리한다.

(2) 전기 거래시스템 개혁을 추진하여 전기 시장거래시스템을 보완

4. 시장진입 기준의 규범화. 전압등급, 에너지 소비 수준, 배출 수준, 산업 정책과 지역화 정책에 따라 거래에 참여할 수 있는 발전 기업과 사용주체와 사용자를 발표한다. 탄소배출 등이 국가기준에 맞지 않으면 탈퇴시킨다. 진입 기준이 확정된 후, 각 지역에서 기준에 부합하는 기업 리스트를 공개하여 기업과 이용자가 자원하여 시장 참여자로 등록할 수 있다.
5. 시장 참여자 간 직접 거래를 유도한다. 서로 조건이 맞으면 협상을 통해 직접 거래를 할 수 있다. 발전 기업과 이용자는 자신이 원하는 거래 대상을 선택할 수 있다.
6. 장기적이고 안정적인 거래 시스템 설립을 독려한다. 장기적으로 이루어지고 있는 시장모델(공급자-사용자 계약)에 어떠한 부서도 간섭할 수 없다. 장기계약 맺기를 독려한다.
7. 보조 서비스 업무를 공유하는 새로운 시스템을 만든다. 전압 조절, 과부하 등 보조적인 서비스 수요에 따라 사용자는 발전회사나 전력망회사와 전기공급보증계약을 체결할 수 있다.
8. 광역간 전기거래시스템을 보완한다. 국가 경제, 안보, 환경과 에너지 전략을 원칙으로 하여 장기거래를 원칙으로, 임시거래를 보조 거래모델로 하여 성간 거래를 추진한다. 전력이 많은 지역에서 적은 지역으로 보내며, 후에 이와 관련된 전기선물 등 파생상품을 연구하여 발전기업과 사용자에게 헛지할 수 있는 수단을 만들어 준다.

(3) 상호 독립적인 전기거래기관을 설립하여 공평하고 규범적인 시장 거래 플랫폼을 만든다.

9. 시장경제규범과 전력기술의 특수성에 따라, 전력망회사의 기능을 포지셔닝 한다. 전기 송배전의 안전을 보장
10. 전력망회사의 운영방식을 개혁한다. 전력망회사는 받은 전기 가격과 파는 전기 가격 차를 수입원으로 삼지 말고 정부가 정한 송배전 기종가격을 기준으로(통과비리를 받는 형식으로) 한다.
11. 전기거래기관을 만들고 규범화 한다. 거래기관이 상대적으로 독립된 기관으로 운영될 수 있도록 한다. 전기거래기관은 정부의 비준을 받아 전기시장거래서비스를 제공한다.
12. 전기거래기관의 시장 역할을 보완한다. 전기거래기관은 시장 플랫폼 건설, 운영, 관리 등을 책임진다.

(4) 발용 전기 개혁을 추진하여 시장시스템의 효과를 발휘하도록 한다.

13. 순차적으로 발용 전기계획(일정량의 전기를 특별한 사업을 위해 국가가 따로 관리함.)을 축소한다. 시장의 발전 정도에 따라, 직접 거래되는 전기는 발용 전기계획에 포함시키지 않는다. 이 전기도 최대한 빠른 시일 내에 시장거래 위주로 한다.
14. 정부 공익성 계절성 서비스 능력을 보완한다. 정부는 꼭 필요한 공익성 계절성 전기를 발용전기계획으로 남겨놓아 공용사업이나 공익성 사업을 위해 사용하며 전력 피크 타임 때 블랙아웃을 막기 위해 사용한다.
15. 전기는 공급을 안전 수준 이상으로 관리하며 수요와 밸러스를 맞춰야 하는데, 수요 측 관리 위주로 수급 밸런스를 조절한다.

(5) 전기 판매 측 개혁을 실시하며, 사회자본에 전기 판매 업무를 개방한다.

16. 사회자본이 전기판매 사업에 투자하는 것을 독려한다. 혼합소유제(국영+민간)방식으로 배전업무를 발전시키기를 독려한다.
17. 시장 주체가 진입, 퇴출 할 수 있는 시스템을 만든다.
18. 다양한 경로로 시장주체를 배양한다. 조건에 부합하는 기술개발단지 등이 전기를 직접 구매할 수 있도록 하며, 기업이 발전기업에서 전기를 구매하여 일반사용자에 판매하는 것을 허가한다.
19. 시장 주체에 상응하는 권리와 책임을 부여한다. 다양한 방법으로 전기를 판매할 수 있지만 관련 합의나 계약에 명시된 의무와 약속을 지킬 의무와 사회적 책임 역시 있다.

(6) 분포식전원(電源) 발전 체계를 건설한다.

20. 분포식전원을 적극적으로 발전시킨다.
21. 네트워크 운송 서비스를 보완한다. 송전 시설에 접합시키는 기술표준을 보완하고 수정하여, 신재생에너지와 절약형 에너지의, 고효율에너지의 적극적인 사용을 추진시키며, 관련 규정에 따라 신재생에너지의 (정부)구매를 실시한다.
22. 자체 겸열 관리 시스템을 규범화하고 강화하도록 한다. 각 전기회사는 국가 에너지산업정책과 전기계획부서의 요구에 따라 엄격하게 탄소배출표준을 검사하고 사회적 책임을 다 해야 한다.
23. 사용자 측 분포식 전원 시장을 전면적으로 개방한다. 전기 사용자 측이 직접 태양광, 풍력, 생물질발열 등의 각종 분포식발전에 투자할 수 있도록 한다.

(7) 전기에 대한 총괄적이고 과학적인 감독 관리를 통해 전기 안전 수준을 높인다.

24. 전기 업종에 대한 특히 전력망에 대한 총괄적인 발전 계획을 강화한다.
 25. 전기 업종에 대한 과학적인 감사를 실시한다.
 26. 전기 업종에 대한 행정 심사를 감소시키고 규범화 한다. 정부의 기능을 간단하게 하고, 심사에 있어서 더 효율적으로 임한다.
 27. 시장주체의 신용시스템을 만든다. 더 투명하고 규범적인 시장을 만들며 전기 안전에 영향을 끼치는 불법 행위에 대해서는 강력하고 빠르게 처벌한다.
 28. 관련 법률을 빠르게 수정한다. 전체 개혁 진도에 따라서 법률을 수정하고, 신재생에너지법의 실행 강도를 높인다.
4. 전력 시스템 개혁의 실시를 강화한다.
각 부서는 순서에 맞게 해당 부분 개혁에 적극적으로 참여하며 개혁이 규범적이고 질서 있게 추진될 수 있도록 보장한다.

자료: 중국 정부

>>> 전력개혁 배경

여러 국가가 전력산업 개혁을 추진 중이다. 이들 국가들이 전력산업 개혁을 진행하는 가장 직접적인 배경은 전력부문의 기후변화 대응과 관련된다고 판단한다.

파리협약 목표를 달성하기 위한 전력부문 온실가스 배출 감축은 매우 높은 수준이다.

IEA 통계에 따르면 2015년 글로벌 발전부문 온실가스 배출량은 411g/kWh 인 반면, 2050년 목표 달성을 위한 배출 수준은 15g/kWh로 매우 어려운 수준이다.

목표 수준은 일반적인 태양광 발전의 온실가스 배출량보다 낮다. (폴리실리콘 제조과정에서 많은 전력 소비로 인해 태양광 설비의 온실가스 배출량은 풍력에 비해 높은 수준임)

단순 수치상으로는 전체 발전 시스템을 태양광으로 전환하여도 달성이 불가능한 수준이다. (폴리실리콘을 저탄소 전원으로 제조할 경우 온실가스 배출량 하락 가능)

목표달성을 위해서는 신재생, CCS(탄소포집저장), 원자력, 수요반응 등 활용 가능한 모든 기술과 정책적 지원이 필요할 것으로 예상된다.

발전원별 온실가스 배출량 (평균값, 2006년 기준) (단위: gCO₂/kWh)

석탄	석유	LNG	태양광	수력	풍력	원자력
991	782	549	57	8	14	10

자료: IAEA

시행 시점과 관련하여 감축 목표를 달성하기 위해서는 신규 설비를 건설에 이러한 내용을 모두 반영하여야 한다. 즉시 전력정책을 변경하고 시행할 경우 35년 뒤 전력설비는 대부분 교체된다. 전력설비 수명이 30~40년이기 때문이다. 전력설비가 모두 교체되면 2050년 목표 달성에 한발 다가설 것으로 보인다.

즉 파리협약에 적극적으로 대처하려는 국가들의 움직임이 글로벌 전력산업 개혁으로 나타나고 있는 것으로 판단하며, 하반기 에너지 및 전력정책 수정에 이러한 변화 내용이 반영될 것으로 예상한다.

>>> 개혁 방법은?

만약 각국이 추진하는 전력개혁 배경이 피할 수 없는 선택이고 달성 방법이 동일하다면 하반기 국내 정책 수정에 직접적인 영향을 미칠 것이다. 또 그 실행 그 방향도 매우 흡사한 방향으로 전개될 수밖에 없을 것으로 판단한다.

Repowering Market에 기술된 내용을 중심으로 각국의 전력개혁 내용을 점검해 보자.

동 자료는 크게 저탄소 투자, 계통운영, 송전망 효율, 소비 4개 부문에서 규제와 경쟁을 통해 자생적이고 지속가능한 탈탄소 전력산업으로 전환이 가능할 것으로 기술하고 있다.

1990년대 단순한 소유구조변화를 통한 전력산업 경쟁도입과는 근본적인 차이가 있다.

IEA가 제시한 전력산업 개혁 방향 및 방법, 4개 부문에 경쟁과 규제를 제시

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

자료: IEA

가장 기본적으로는 신재생에너지 발전설비 확대가 필요하다. 헌데 신재생에너지가 태생적으로 가지고 있는 간헐적 발전 특성과 넓은 지역에 설치됨에 따라 새로운 송전망 투자가 필요하고 계통운영이 복잡해 질 것으로 예상한다.

태양광 발전은 주간 시간에 발전되고 풍력 발전은 계절적 편차가 크다. 또 발전시간이나 발전량에 대한 편차도 존재한다.

반면 전력저장은 어렵고 예비전력의 부족이 전체 전력망의 붕괴로 이어지는 전력 시스템의 속성상 아무리 많은 용량의 신재생에너지 설비가 준비되어도 예비 전원이 반드시 필요하게 된다.

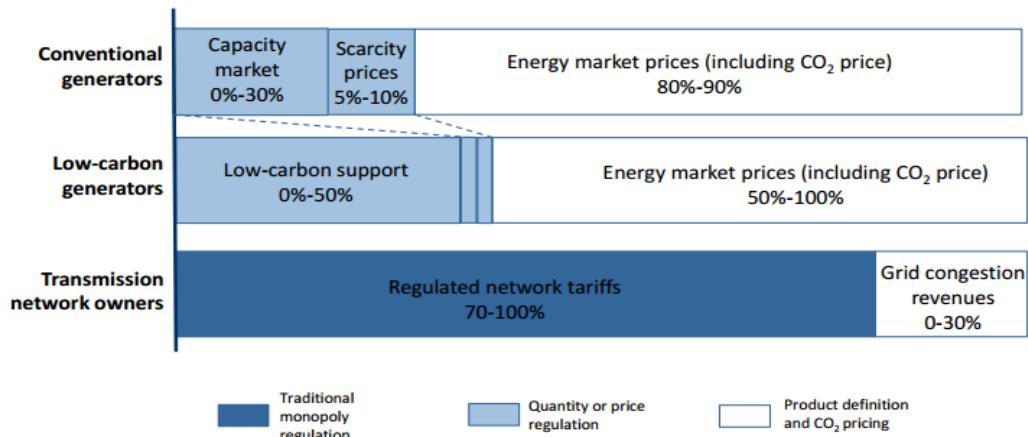
신재생에너지 발전량 변동과 전력수요 변동에 따라 적절한 예비전원 운영과 보조서비스가 적절하게 병행되어야 안정성이 유지되게 된다. 분산형 신재생에너지 설비를 위한 송전망도 필요하게 된다.

즉 신재생에너지 확대로 인해 계통운영과 송전망 관리에 큰 변화가 요구된다.

소비측면에서는 요금을 통하여 소비자에게 정확한 정보와 시그널을 전달하고 효율적인 전력소비를 유도함이 필요하다. 적정수준 이상의 소비는 발전과 송전 투자 확대 및 송전 혼잡 비용의 증가로 이어지기 때문이다.

특히 대부분의 국가에서 독점적 구조를 취하고 있는 송전망의 효율화를 위하여 판매경쟁 도입이 합리적인 방법으로 제시되고 있다.

새로운 전력시장 형성을 위해 발전 부문과 송전 부문에 경쟁 강화를 위하여 부가금 도입이 확대될 전망



자료: IEA

발전과 송전 부문에 다양한 비용을(탄소가격, 용량가격, 저탄소 보조금, 망 혼잡비용 등) 반영하면 사업자간 경쟁이 가능하고 온실가스 감축을 달성하면서도 가장 효율적인 균형점을 찾아갈 것으로 예상한다. 적정 비용의 부가는 소비효율화를 유도하는 역할도 한다.

과거 높은 수준의 전력가격과 탄소가격만을 통한 단순한 감축이행과는 상이한 접근이다. 높은 탄소가격만으로는 신재생에너지 사업자의 효율화, 경쟁력 증가에 도움이 되지 않고, 필수적으로 필요한 백업 전원에 대한 경쟁력을 약화시키기 때문이다.

이에 근거할 때 독일, 일본이 신재생에너지 보조금을 축소하는 배경은 기술 발전을 반영, 적정 비용을 조정하여 기존 발전사업자와 신재생에너지 사업자간의 효과적인 경쟁을 유도하는 과정으로 풀이된다.

판매경쟁은 신재생에너지 투자 확대에 따라 필연적인 송전망 확대, 분산발전 증가에 따른 망혼잡 비용 증가 억제를 위해 필요한 규제로 설명하고 있다. 특히 대부분의 국가가 독점적 송전망을 유지하고 있다는 점에서 판매경쟁이 필요한 것으로 보고 있다. 독점 구조하에서는 투자 효율과 효율적인 송배전망 운영을 유도하기 어렵기 때문이다.

결론적으로 IEA가 전망한 바와 같이 신재생에너지 투자 확대, 계통운영 변화가 일어날 경우 판매시장 개방은 불가피 한 것으로 판단된다.

즉 대부분의 국가에서 진행되고 있는 발전 경쟁 확대, 판매시장 개방, 송배전 분리, 전력가격 자유화 움직임의 배경은 기술적인 원인에 바탕하고 있다.

또한 파리협약이 내년에 발효될 경우 에너지요금에 정치적 개입 여지는 더욱 축소될 수 밖에 없는 상황이다.

이러한 기술적, 시간적 제약이 대부분의 국가에서 전력개혁이 동시에 그리고 유사한 방향으로 진행되는 원인으로 판단한다. 따라서 하반기 에너지 정책 수정 방향은 외국 사례와 매우 비슷하게 각종 비용을 전력요금에 반영하고 판매시장 개방, 경쟁확대를 근간으로 진행될 개연성이 높다고 판단한다.

이번 요금제도 개편으로 수익성이 일부 감소할 수 있으나 요금제도의 투명성과 수익 가시성을 보다 높아질 것으로 전망하며, 벤류에이션 측면에서 긍정적 영향을 미칠 것으로 예상한다.

V. 하계 누진제 완화 효과는 제한적

이번 여름 가정용 누진제가 완화되었다. 누진 각 구간이 전력소비량이 50kWh씩 증량되었다. 약 20% 정도의 요금할인 효과가 있다고 발표되었다. 누진제 완화로 주택용 매출과 수익성은 하락할 것으로 예상된다.

그러나 가정용 매출이 15% 수준인 점과 전체 전력소비 증가에 따른 효과로 인해 실적에 미치는 영향은 제한적일 것으로 판단한다. 오히려 전력소비가 크게 증가할 경우에는 실적 개선도 가능한 상황으로 판단한다.

누진제가 완화되었으나 누진효과는 여전히 존재함으로 인해 전력소비 증감율에 따라 가정용 매출 감소 효과가 상이하게 나타날 것이다.

만약 전력소비가 10% 증가할 경우에는 평균요금이 128원/kWh로 약 9% 하락하는 효과를 보일 전망이다. 가정용 매출 9% 하락은 전체 매출에서는 약 -1.3% 효과로 제한적인 수준으로 판단된다.

전력소비가 20% 증가할 경우에는 평균요금이 오히려 소폭 상승할 것으로 예상된다.

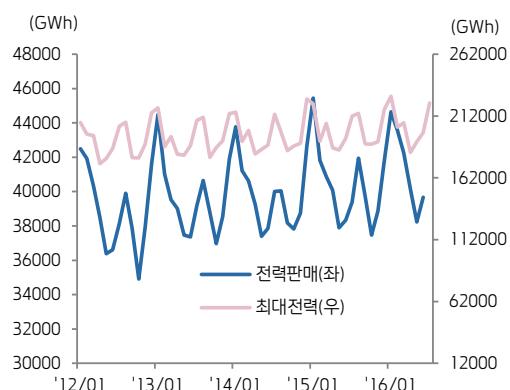
누진제 완화 및 전력소비 증가에 따른 평균판가 변화

가구수(만)	368.4	499.3	686.4	520.3	103.7	26.4
기준	~100kWh	~200kWh	~300kWh	~400kWh	~500kWh	~501kWh 이상
단가(원/kWh)	60.7	125.9	187.9	280.6	417.7	709.5
전력소비량(kWh)	100	200	300	400	500	600
월 요금(원)	6,070	18,660	37,450	65,510	107,280	178,230 평균판가
구간별매출(억)	224	932	2,571	3,408	1,112	471 전력 매출
구간별총소비(GWh)	368.4	998.6	2059.2	2081.2	518.5	158.4 전력소비
완화	~150kWh	~250kWh	~350kWh	~450kWh	~550kWh	~551kWh 이상
소비증가 0%	단가(원/kWh)	60.7	125.9	187.9	280.6	417.7
전력소비량(kWh)	100	200	300	400	500	600
월 요금(원)	6,070	15,400	31,090	54,515	89,430	145,790 평균판가
구간별매출(억)	224	769	2,134	2,836	927	385 전력 매출
구간별총소비(GWh)	368.4	998.6	2059.2	2081.2	518.5	158.4 전력소비
완화	전력소비량(kWh)	110	220	330	440	550
소비증가 10% 월 요금(원)	6,677	17,918	36,727	65,739	110,315	188,360 평균판가
구간별매출(억)	246	895	2,521	3,420	1,144	497 전력 매출
구간별총소비(GWh)	405.2	1098.5	2265.1	2289.3	570.4	174.2 전력소비
완화	전력소비량(kWh)	120	240	360	480	600
소비증가 20% 월 요금(원)	7,284	20,436	43,291	81,076	145,790	230,930 평균판가
구간별매출(억)	268	1,020	2,971	4,218	1,512	610 전력 매출
구간별총소비(GWh)	442.1	1198.3	2471.0	2497.4	622.2	190.1 전력소비

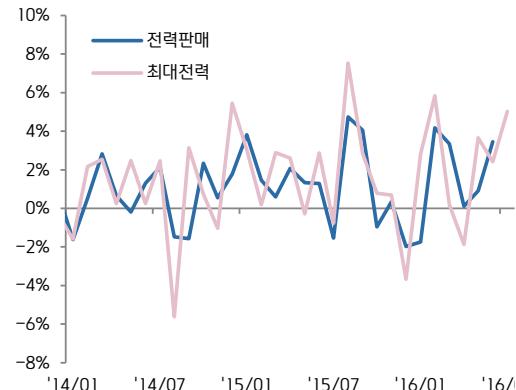
자료: 키움증권 (기본요금 제외)

아직 정확한 전력판매 자료가 확인되지는 않지만 최대전력과 전력소비의 연관성에서 전력소비 증가율을 시산해보면 7월 5%, 8월 10% 내외의 전력소비 증가가 예상된다.

최대전력 수요와 전력소비량은 대체로 비례



자료: 한국전력, 키움증권

최대전력 수요와 전력소비 증가율 $R^2=0.6$ 

자료: 한국전력, 키움증권

전력소비 증가는 평균단가 상승으로 이어진다. 주택용뿐 아니라 산업용, 일반용 냉방수요도 증가했을 것으로 예상되며, 요금이 비싼 낮시간대 전력소비 증가는 산업용과 일반용 평균단가 상승으로 이어진다. 결국 전력소비 증가율보다 매출 증가 속도가 높아져 수익성이 개선된다.

전력소비증가율 7,8,9월 각각 5%, 10%, 5%(3분기 평균전력소비증가율로는 6.6%)로 가정할 경우 3분기 평균전력판매가격은 YoY 약 2원/kWh하락할 것으로 예상된다. (2015년 3분기 평균판매가격 117.6 원/kWh)

3분기 전력소비가 약 7% 정도 증가할 경우에는 매출이 감소할 것으로 예상된다.

반면 낮아진 연료비용과 전력구입비용으로 인해 수익성 개선 가능성은 여전히 상존한다.

지난 2분기 평균 SMP 와 평균전력구입가격은 각각 69.6원/kWh, 66.9원/kWh였다. 8월 20일까지 평균 SMP 가격은 68.7원/kWh으로 2분기와 차이가 크지 않다.

이에 따라 3분기 평균전력구입가격이 2분기와 유사한 수준으로 예상된다.

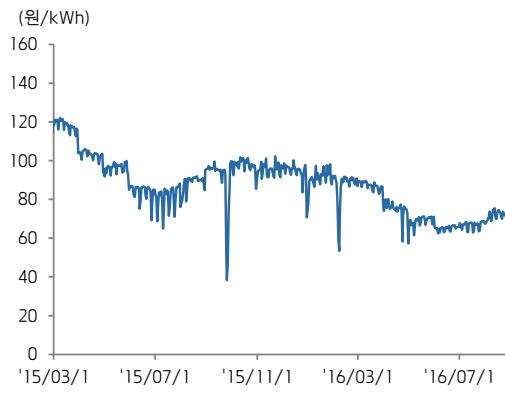
지난해 3분기 평균전력가격은 81.5원/kWh였던 점을 감안하면 3분기 매출감소는 (2원/kWh 약 2500억)보다 전력구입비용 절감(약 1조원)이 더 크게 작용할 것으로 예상된다.

또한 앞서 수요변화 부분에서 살펴보았던 산업용 요금경감 프로그램이 7월로 종료된다. 산업용 요금 경감이 종료됨에 따라 8월과 9월 산업용 요금 상승에도 일부 영향을 줄 것으로 보인다. 토요일로 수요가 이동한 부하가 다시 평일로 돌아갈 수도 있고 계속 토요일에 계속 남아 있을 수 있으나 적어도 토요일 요금제도가 정상화된다는 점에서 일부 요금 상승 효과가 예상된다.

3분기 연료비용 변화도 제한적인 수준으로 예상된다.

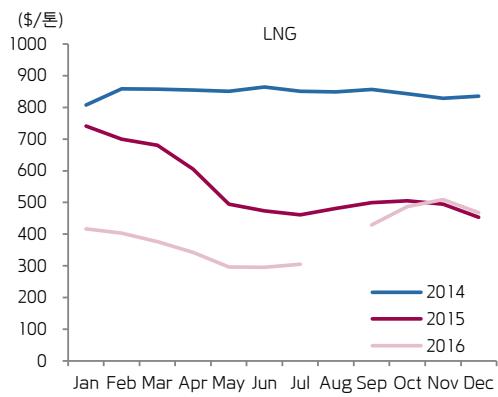
연초 유가 반등 영향으로 8월, 9월 LNG 도입가격이 소폭 상승할 가능성성이 있다. 연초 유가 상승 시 월간 상승율이 2월 7.5%, 3월 31% 수준에서 영향을 미칠 것으로 보인다. 즉 9월 LNG비용이 약 7% 정도 상승할 가능성이 있으나 기저발전이 크게 확대된 점과 함께 고려하면 실적 개선 추이를 반전시킬 수준은 아닌 것으로 판단한다.

7월, 8월 SMP 2분기 수준을 유지, 비용상승 제한적



자료: 한국전력, 키움증권

9월 LNG 도입 가격 상승 가능성 있으나 제한적



자료: 관세청, 키움증권

포괄손익계산서

(단위: 억원)

12월 결산	2014	2015	2016E	2017E	2018E
매출액	574,749	589,577	601,772	638,387	651,155
매출원가	497,630	454,577	439,625	488,366	498,133
매출총이익	77,119	135,000	162,147	150,021	153,021
판매비및일반관리비	19,244	21,533	21,978	23,315	23,782
영업이익(보고)	57,876	113,467	140,169	126,706	129,240
영업이익(핵심)	57,876	113,467	140,169	126,706	129,240
영업외손익	-15,583	73,091	-33,266	-24,374	-27,762
이자수익	1,915	2,416	2,466	1,181	1,205
배당금수익	142	141	144	69	70
외환이익	2,781	2,395	0	2,000	0
이자비용	23,516	20,157	31,500	33,000	33,500
외환손실	5,501	9,477	9,500	1,000	0
관계기금지분법손익	2,750	2,074	1,000	2,000	0
투자및기타자산처분손익	1,310	85,614	0	0	0
금융상품평가및처분이익	474	6,043	0	0	0
기타	4,063	4,041	4,125	4,376	4,463
법인세차감전이익	42,293	186,558	106,904	102,332	101,478
법인세비용	14,303	52,394	26,727	24,764	24,558
유효법인세세율(%)	33.8%	28.1%	25.0%	24.2%	24.2%
당기순이익	27,990	134,164	80,177	77,567	76,920
지배주주지분 당기순이익	26,869	132,891	79,416	76,832	76,191
EBITDA	136,610	196,881	223,527	210,011	212,498
현금순이익(Cash Earnings)	106,724	217,578	163,534	160,873	160,178
수정당기순이익	26,809	68,248	80,177	77,567	76,920
증감율(% YoY)					
매출액	6.4	2.6	2.1	6.1	2.0
영업이익(보고)	281.0	96.1	23.5	-9.6	2.0
영업이익(핵심)	281.0	96.1	23.5	-9.6	2.0
EBITDA	53.3	44.1	13.5	-6.0	1.2
지배주주지분 당기순이익	4,377.3	394.6	-40.2	-3.3	-0.8
EPS	4,377.3	394.6	-40.2	-3.3	-0.8
수정순이익	4,311.4	154.6	17.5	-3.3	-0.8

대차대조표

(단위: 억원)

12월 결산	2014	2015	2016E	2017E	2018E
유동자산	168,199	220,253	228,561	249,737	249,135
현금및현금성자산	17,963	37,831	42,365	113,982	110,665
유동금융자산	1,847	53,477	54,583	5,745	5,860
매출채권및유동채권	79,712	77,328	78,927	85,118	86,821
재고자산	45,375	49,464	50,487	42,559	43,410
기타유동비금융자산	23,302	2,154	2,198	2,332	2,379
비유동자산	1,468,884	1,532,320	1,599,639	1,677,402	1,759,321
장기매출채권및비유동채권	9,574	9,670	9,870	10,470	10,680
투자자산	87,444	94,007	95,859	100,137	100,950
유형자산	1,358,125	1,413,614	1,478,446	1,550,655	1,630,609
무형자산	8,236	8,584	7,918	7,303	6,737
기타비유동자산	5,505	6,446	7,547	8,836	10,345
자산총계	1,637,083	1,752,574	1,828,200	1,927,139	2,008,456
유동부채	216,001	227,108	233,612	246,474	255,131
매입채무및유동채무	116,400	98,046	100,074	106,163	108,286
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	53,890	60,663	67,197
비유동부채	872,832	846,040	854,888	876,879	886,099
장기매입채무및비유동채무	35,721	34,616	35,332	37,482	38,231
사채및장기차입금	563,796	514,491	514,491	514,491	514,491
기타비유동부채	273,315	296,934	305,066	324,906	333,377
부채총계	1,088,833	1,073,149	1,088,500	1,123,352	1,141,230
자본금	32,098	32,098	32,098	32,098	32,098
주식발행초과금	8,438	8,438	8,438	8,438	8,438
이익잉여금	353,036	481,872	541,771	605,366	668,310
기타자본	142,441	143,936	143,936	143,936	143,936
지배기업자본차본총계	536,013	666,345	726,243	789,839	852,782
비지배기업자본차본총계	12,237	13,080	13,457	13,948	14,443
자본총계	548,250	679,425	739,700	803,787	867,226
순차입금	616,137	502,831	497,190	474,411	477,613
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	166,746	174,744	166,707
당기순이익	27,990	134,164	80,177	77,567	76,920
감가상각비	77,970	82,691	82,691	82,691	82,691
무형감가상각비	764	723	666	615	567
외환손익	3,517	6,172	9,500	-1,000	0
자산처분손익	4,481	90,075	0	0	0
지분법손익	0	0	-1,000	-2,000	0
영업활동자산부채 증감	-14,286	-24,397	4,352	16,014	6,597
기타	19,550	-121,144	-9,641	856	-69
투자활동현금흐름	-144,132	-96,593	-150,442	-109,486	-165,014
투자자산의 처분	1,265	-51,055	-1,817	46,703	-859
유형자산의 처분	1,113	98,438	0	0	0
유형자산의 취득	-145,475	-140,499	-147,524	-154,900	-162,645
무형자산의 처분	-668	-875	0	0	0
기타	-367	-2,602	-1,101	-1,289	-1,509
재무활동현금흐름	19,852	-52,066	-11,769	6,359	-5,010
단기차입금의 증가	594	-654	0	0	0
장기차입금의 증가	13,318	-48,923	0	0	0
자본의 증가	0	0	0	0	0
배당금지급	-2,034	-4,263	-19,901	-13,481	-13,481
기타	7,974	1,774	8,132	19,841	8,471
현금및현금성자산의 순증가	-4,360	19,868	4,535	71,617	-3,317
기초현금및현금성자산	22,323	17,963	37,831	42,365	113,982
기말현금및현금성자산	17,963	37,831	42,365	113,982	110,665
Gross Cash Flow	134,272	192,681	162,393	158,729	160,110
Op Free Cash Flow	-43,392	-757	45,312	40,463	25,174

투자지표

(단위: 원, 배, %)

12월 결산	2014	2015	2016E	2017E	2018E
주당지표(원)					
EPS	4,185	20,701	12,371	11,968	11,868
BPS	83,496	103,798	113,128	123,035	132,840
주당EBITDA	21,280	30,669	34,819	32,714	33,101
CFPS	16,625	33,892	25,474	25,060	24,951
DPS	500	3,100	2,100	2,100	2,100
주가배수(배)					
PER	10.2	2.4	4.0	4.2	4.2
PBR	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
EV/EBITDA	6.6	4.2	3.7	3.8	3.8
PCFR	2.6	1.5	2.0	2.0	2.0
수익성(%)					
영업이익률(보고)	10.1	19.2	23.3	19.8	19.8
영업이익률(핵심)	10.1	19.2	23.3	19.8	19.8
EBITDA margin	23.8	33.4	37.1	32.9	32.6
순이익률	4.9	22.8	13.3	12.2	11.8
자기자본이익률(ROE)	5.3	21.9	11.3	10.1	9.2
투하자본이익률(ROIC)	2.9	6.0	7.5	6.5	6.4
안정성(% 배)					
부채비율	198.6	157.9	147.2	139.8	131.6
순차입금비율	112.4	74.0	67.2	59.0	55.1
이자보상배율(배)	2.5	5.6	4.4	3.8	3.9
활동성(배)					
매출채권회전율	7.2	7.5	7.7	7.8	7.6
재고자산회전율	13.0	12.4	12.0	13.7	15.1
매입채무회전율	5.4	5.5	6.1	6.2	6.1

투자의견 변동내역 (2개년)

종목명	일자	투자의견	목표주가	(원)	주가	목표주가
한국전력 (015760)	2014/09/12	Buy(Maintain)	57,000원	100,000	40,000	57,000
	2014/09/22	Buy(Maintain)	57,000원	80,000	40,000	57,000
	2014/10/20	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2014/11/12	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2014/11/30	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2014/12/17	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2015/01/12	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2015/01/15	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2015/02/12	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2015/04/02	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2015/04/20	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2015/05/12	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2015/06/09	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2015/06/29	Buy(Maintain)	57,000원	60,000	40,000	57,000
	2015/07/14	Buy(Maintain)	65,000원	60,000	40,000	65,000
	2015/08/06	Buy(Maintain)	65,000원	60,000	40,000	65,000
	2015/09/14	Buy(Maintain)	65,000원	60,000	40,000	65,000
	2015/10/19	Buy(Maintain)	65,000원	60,000	40,000	65,000
	2015/10/22	Buy(Maintain)	65,000원	60,000	40,000	65,000
	2015/11/06	Buy(Maintain)	65,000원	60,000	40,000	65,000
	2015/11/23	Buy(Maintain)	65,000원	60,000	40,000	65,000
	2015/11/24	Buy(Maintain)	65,000원	60,000	40,000	65,000
	2015/12/14	Buy(Maintain)	70,000원	60,000	40,000	70,000
	2016/01/19	Buy(Maintain)	70,000원	60,000	40,000	70,000
	2016/02/05	Buy(Maintain)	70,000원	60,000	40,000	70,000
	2016/02/29	Buy(Maintain)	75,000원	60,000	40,000	75,000
	2016/03/30	Buy(Maintain)	75,000원	60,000	40,000	75,000
	2016/04/19	Buy(Maintain)	75,000원	60,000	40,000	75,000
	2016/04/25	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016/05/10	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016/05/12	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016-05-23	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016-05-30	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016-06-02	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016-06-15	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016-07-07	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016-07-11	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016-08-05	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000
	2016-08-29	Buy(Maintain)	80,000원	60,000	40,000	80,000

투자의견 및 적용기준

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

투자등급 비율 통계 (2015/6/1~2016/6/30)

투자등급	건수	비율(%)
매수	159	96.36%
중립	6	3.64%
매도	0	0.00%