



2017년 11월 16일 | Equity Research



# 유틸리티 Overweight

## 이번 정부는 LNG가 대세

- ! LNG, '안정성'과 '친환경'의 교집합
- ! Top pick으로 하국가스공사 제시

Initiation

Top pick 및 관심종목

한국가스공사(036460) | BUY(신규) | TP 60,000원 | CP(11월15일) 43,950원



Analyst 유

재서



# CONTENTS

<b>Summary</b>	<b>3</b>
<b>1. 정부 전력정책이 발전용 LNG 수요 증가를 뒷받침할 전망</b>	<b>4</b>
1) LNG, ‘안정성’과 ‘친환경’의 교집합	4
2) 발전연료 세금조정으로 LNG 급전순위 상승 기대	5
3) 유틸리티 섹터 Top Pick은 한국가스공사	6
<b>2. 첫째 – 온실가스/미세먼지 감축으로 석탄발전 축소</b>	<b>7</b>
1) 2030년까지 파리기후협정 온실가스 감축목표 이행	7
2) 저물어가는 석탄발전의 시대	8
3) 오염물질 배출량은 LNG가 석탄대비 우위	10
<b>3. 둘째 – 2022년부터 기저설비 감소구간 진입</b>	<b>12</b>
1) 전력수요 완만한 성장으로 기저설비 감소분은 LNG로 대응 가능	12
2) 신고리 5,6호기 공론화 결과로 원전설비 점진적 축소 의지 재확인	14
3) 설계수명 만료되는 기저설비는 LNG로 대체될 전망	17
<b>4. 셋째 – 신재생에너지 비중 증가로 중간부하 역할 확대</b>	<b>19</b>
1) 전력수요 안정화로 신재생에너지로의 전환동력 확보	19
2) 신재생에너지의 불안정성 및 저효율 대책 필요	22
3) 중간부하로서 LNG발전의 역할 부각	24
<b>5. 2030년 LNG 발전량 2016년 대비 2배 이상 증가 전망</b>	<b>25</b>
1) 2030년 LNG설비 47GW로 2017년 대비 48.8% 증가	25
2) 신재생에너지 발전량 20%, LNG 발전량 37%로 확대	27
3) 2030년 온실가스배출량 2016년 대비 3.9% 증가	28
4) 발전전력량 Mix 변화로 2030년 정산비용 17조원 증가	29
5) 전기요금 매년 연평균 1.28% 인상 필요할 전망	30
<b>6. 발전용 LNG 수요 증가로 신규물량 확보 필요</b>	<b>31</b>
1) 현재 구매자 우위 시장은 신규 LNG 도입물량 확보 적기	31
2) 2022년 국내 LNG 초과수요 발생 전망	33
3) LNG 시장 2023년부터는 구매자 우위에서 생산자 우위로 전환	34
<b>7. Top Pick 및 관심종목</b>	<b>35</b>
한국가스공사 (036460)	36
한국전력 (015760)	46
한전KPS (051600)	54
지역난방공사 (071320)	62



2017년 11월 16일 | Equity Research

## 유틸리티

## 이번 정부는 LNG가 대세

## LNG, '안정성'과 '친환경'의 교집합

이번 정부 전력정책의 중요한 원칙은 '안정성'과 '친환경'이다. 안정성 강화 이슈로 점진적 탈원전이 진행될 것이며 기저발전 감소 및 변동성 전원 확대로 공급안정성 보장이 필요할 전망이다. 친환경 이슈는 상대적 저탄소 전원인 LNG발전의 확대를 가져올 전망이다. 2030년 신재생에너지 발전량 20% 목표는 단기간에 달성 가능한 수치가 아니기 때문에 당분간 실질적인 수혜는 LNG에 집중될 것이다.

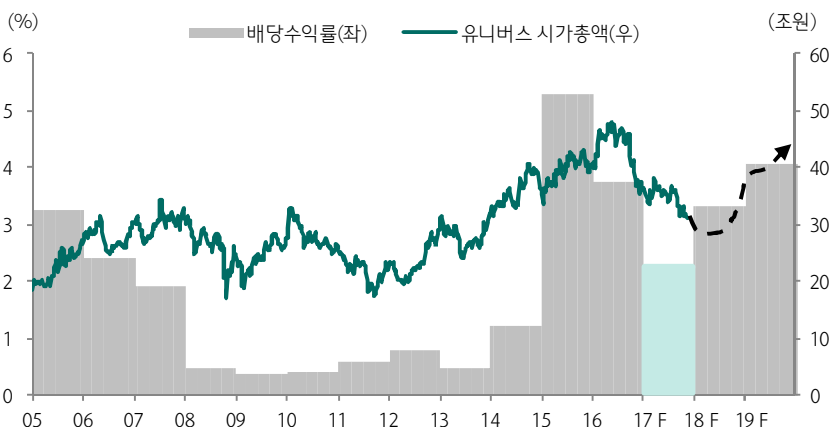
## 2018년 유틸리티 4개 기업 합산 영업이익 8.2조원(YoY +15.3%) 전망

한국전력 2018년 영업이익은 전년대비 14.8% 증가한 6.8조원으로 전망한다. 유가 및 석탄가격 상승에 연료비가 증가할 전망이다. 원전 안전기준 강화와 석탄발전소 환경설비 개선으로 정비일수가 증가하나 늘어난 기저설비로 구입전력비가 감소해 이익개선이 기대된다. 한국가스공사 2018년 영업이익은 1.1조원으로 전년대비 13.0% 증가가 예상된다. 미수금 전액 회수로 산업용 도시가스 경쟁력이 회복되고 저탄소 발전Mix 확대에 판매량 증가가 기대된다.

## Top pick으로 한국가스공사 제시

LNG 수요 확대에 한국가스공사의 수혜가 예상된다. 다만 연료단가가 비싸고 기저 설비 예비율도 높아 세금감면 등 제도적 지원이 요구된다. 관련 대책은 올해 연내 발표될 제8차 전력수급기본계획에 반영될 전망이다. 배당규모는 올해 한국가스공사 해외사업 손상차손 인식과 한국전력 감익으로 감소가 예상되지만 이익이 증가하는 내년부터 다시 회복될 전망이다. 한국가스공사는 LNG 수요 증가에 따라 장기적인 이익 선순환구조 진입이 가능할 전망이며 업종 내 Top Pick으로 제시한다.

## 유틸리티 업종 배당수익률과 시가총액 추이 및 전망



주: 한국전력, 한국가스공사, 한전KPS, 지역난방공사 4개사 합산. 자료: 하나금융투자

Initiation

Overweight

## Top Picks 및 관심종목

종목명	투자 의견	TP(12M)	CP(11월15일)
한국가스공사(036460)	BUY	60,000원	43,950원
한국전력(015760)	BUY	55,000원	37,900원
한전KPS(051600)	BUY	55,000원	38,300원
지역난방공사(071320)	BUY	95,000원	75,600원



Analyst 유재선

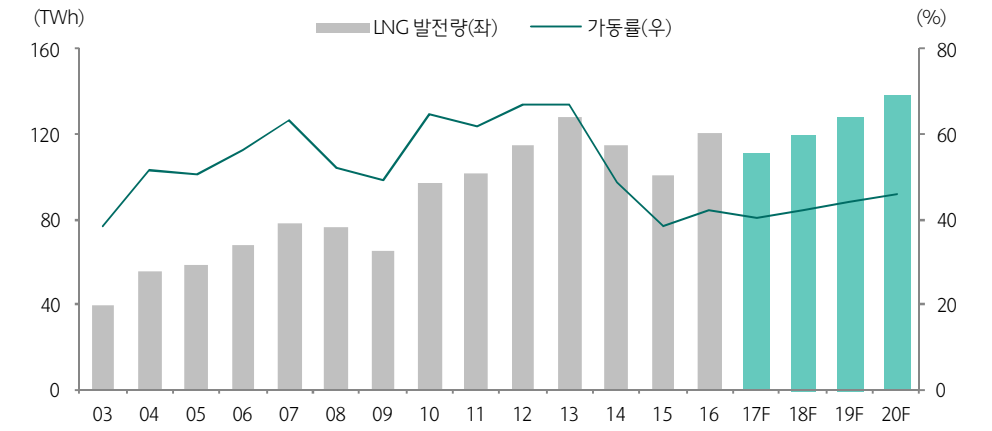
02-3771-8011

jaeseon.yoo@hanafn.com

## Summary

LNG 발전소 설비가동률 회복에 따라  
발전용 LNG 판매량 증가 전망  
→2018년부터 한국가스공사 이익개선

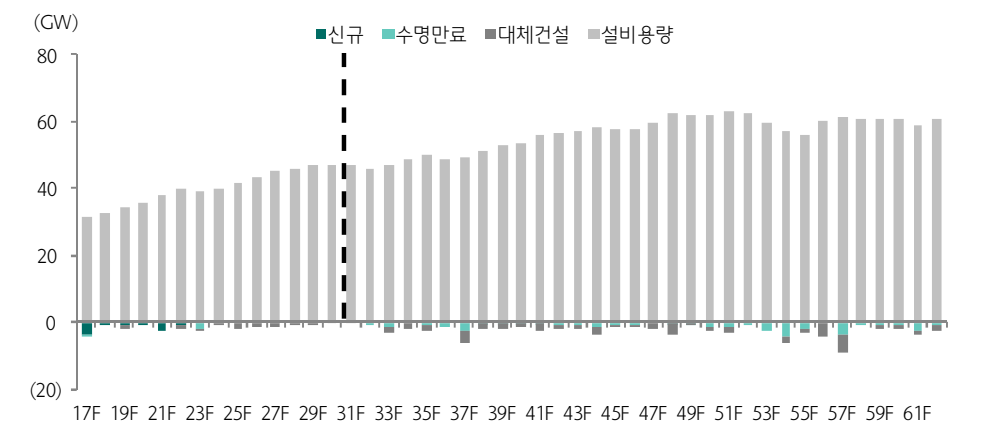
그림 1. LNG 발전량 및 가동률 추이 및 전망



자료: 전력거래소, 한국전력, 하나금융투자

설비증가로 2030년에는 LNG 발전량  
2016년 대비 2배 이상 증가할 전망  
→장기적으로 한국가스공사 수혜

그림 2. LNG복합화력 설비용량 추이 및 전망

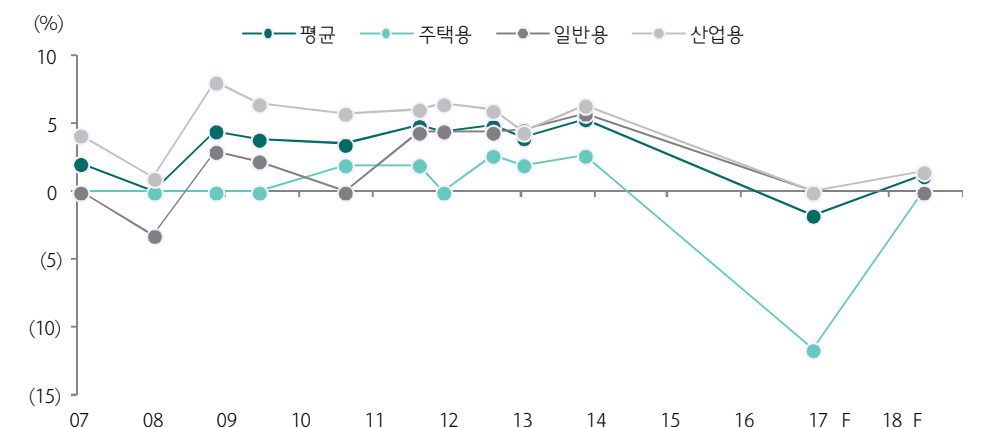


자료: 전력통계정보시스템, 한국전력, 하나금융투자

그림 3. 전기요금 변동률 추이 및 전망

LNG발전 확대로 연료비, 구입전력비  
상승하며 한국전력 이익 모멘텀 둔화  
→한국전력의 잠재적 리스크 요인

재무부담에 전기요금 비용전가 필요  
→연평균 1.3% 인상 시 리스크 해소



자료: 한국전력, 하나금융투자

## 1. 전력정책이 발전용 LNG 수요 증가를 뒷받침할 전망

### 1) LNG, ‘친환경’과 ‘안정성’의 교집합

발전용 LNG 판매가 늘어나는 이유

1. 온실가스/미세먼지 감축 노력  
→저탄소 관점에서 석탄 대비 우위

2. 원전설비 축소로 대체발전량 필요  
→LNG 설비 및 가동을 증가 기대

3. 신재생에너지 비중 증가  
→중간부하로서의 기능성 주목

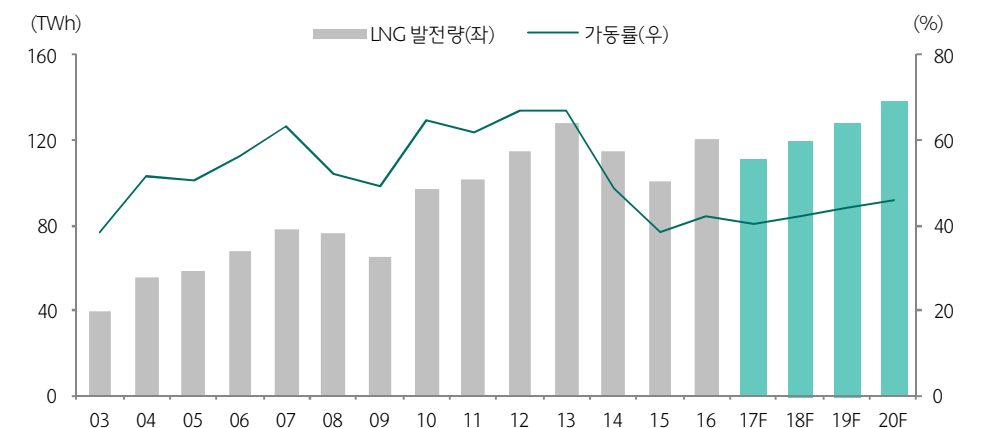
신고리 5,6호기 공론화 토론에서도 확인이 가능하듯 어느 때보다 전력정책에 대한 관심과 논란이 뜨겁다. 정부 전력정책의 두 가지 중요한 원칙은 ‘친환경’과 ‘안정성’으로 판단된다. 구체적인 내용은 올해 발표될 8차 전력수급기본계획에서 확인이 가능할 전망이다. 2년마다 발표되는 정책이지만 설비확대에 초점을 맞춘 과거와는 방향성과 무게감이 다르다. 정부의 전력정책 드라이브로 LNG에 수혜가 집중될 것으로 예상된다.

‘친환경’ 이슈는 상대적으로 저탄소 전원인 LNG발전의 확대를 가져올 전망이다. 장기적으로 2030년 신재생에너지 발전량 20%가 목표지만 단기에 달성이 가능한 목표가 아니기 때문에 당분간 실질적인 수혜는 LNG에 집중될 것이다. 다만 공급예비율이 성수기에도 10% 이상 기록하는 등 여유가 있어 현재 변동비반영시장(CBP, Cost Based Pool)에서 LNG가 빠르게 증가할 여지가 적다. 따라서 급전순위를 상승시키기 위해 LNG에 부과되는 세금을 감면하고 ‘친환경’ 관점에서 대적점에 있는 발전연료인 발전용 유연탄 세금을 강화할 전망이다.

‘안정성’ 강화 이슈로 점진적 탈원전이 진행될 것이며 기저발전 감소 및 변동성 전원 확대에 따라 ‘공급안정성’ 보장이 필요할 전망이다. 원전 안정성은 작년 경주 지진으로 원전 일부가 정지한 이후 최근 한빛 4호기 등에서 격납건물 철판부식, 콘크리트 공극, 증기발생기 망치 발견 등으로 이슈가 이어지고 있다. 안전관리 강화로 정비기간이 늘어날 전망이며 감소하는 발전량은 저탄소 전원인 LNG로 대체될 것이다. 신고리 5,6호기 이슈와는 별개로 탈원전은 점진적으로 진행될 것이다. 대신 최근 가동을 정지한 고리 1호기와 함께 2022년 설계수명이 만료되는 월성 2호기를 시작으로 2082년 신고리 6호기까지 30기의 해체시장이 개화될 전망이다.

그림 4. LNG 발전량 및 가동률 추이 및 전망

LNG발전소 설비가동률  
2017년 40.4%를 저점으로  
2020년 45.8%까지 상승할 전망



자료: 전력거래소, 한국전력, 하나금융투자

## 2) 발전연료 세금 조정으로 LNG 급전순위 상승 기대

## 발전용 유연탄 개별소비세

## 지난해 세법개정안으로

2017년 4월부터 6원/kg 인상

## 올해 세법개정안으로

2018년 4월부터 6원/kg 추가 인상

급전지시는 경제성을 기준으로 이뤄지며 발전단가가 낮은 순서대로 가동된다. 따라서 연료 단가가 높은 LNG 사용량이 증가하기 쉽지 않다. 여름철 성수기에도 공급예비율 10% 이상 기록하고 있기 때문이다. LNG 급전순위 상승은 세금조정 등 인위적인 방식으로 연료단가를 조절하는 수밖에 없다. 발전용 유연탄에 부과되는 세금이 빠르게 상승하고 있다. 작년 세법 개정안으로 유연탄 kg당 6원을 인상했고 올해 세법개정안으로 kg당 6원 인상을 추가 결정했다. 2018년 4월부터 개별소비세는 유연탄 36원/kg, LNG는 60원/kg이 부과된다.

발전원별 조세 및 부담금 수준을 비교해보면 LNG가 12.7원으로 가장 높지만, 내년 유연탄 개별소비세 인상분을 반영하면 12.2원에서 14.6원으로 LNG보다 높아진다. 2016년 kWh당 연료비단가는 원자력 5.69원, 유연탄 46.59원, LNG 88.82원이다. 조세변동분을 반영해도 아직 석탄 대비 LNG가 높아 가격적 우위를 확보하기 위해서는 추가적인 정책이 필요하다.

정부는 발전용 에너지원별로 세율체계를 친환경 기준에 따라 조정을 검토할 예정이다. 미세먼지 등 환경비용 반영을 위해 2018년 조정방안을 제시할 전망이다. 또한 오염물질, 폐기물 처리비용 등 사회적 비용을 반영한 균등화발전단가(LCOE, Levelized Cost Of Electricity) 재산정을 고려할 가능성도 높다는 판단이다.

표 1. 발전원별 조세 및 부담금수준 비교(2017년 기준) - 2018년 유연탄 개별소비세 6원/kg 인상으로 LNG 대비 약 2원/kWh 높아질 전망

(단위: 원/kWh)

구분		원자력	유연탄	중유	LNG	근거
개별소비세	과세기준(A)		30원/kg	17원/L	60원/kg	개별소비세법
	연료소비율(B)		0.4kg/kWh	0.22L/kWh	0.13kg/kWh	
	기업부담(AXB)		11.9	3.8	8.1	
지역자원신설세		1.0	0.3	0.3	0.3	지방세법
원자력기금		1.2				원자력진흥법
지역협력사업비		0.3				발주법
원자력안전규제비		0.4				원자력안전법
원자력보험		0.2				손해배상법
사후처리비	원전해체	4.3				방폐물관리법
	중저준위	0.3				
	사용후연료	4.0				
소계		11.7	12.2	4.1	8.4	
교육세				3%/L		
부담금	수입판매부담금			16원/L	24.2원/kg	
	안전관리부담금				3.9원/m2	
관세				3%/L	3%/kg	
합계		11.7	12.2	9.3	12.7	

주: 연료소비율은 개별 발전기의 효율에 따라 달라질 수 있음

자료: 기획재정부, 산업통상자원부, 관세청, 유동수 의원실, 언론보도 재인용, 하나금융투자

## 3) 유틸리티 섹터 Top Pick은 한국가스공사

Top Pick으로 한국가스공사 제시  
이번 정부 전력정책의 최대 수혜주

관심종목으로 한전KPS 제시  
지속적인 외형성장 가능할 전망

한국가스공사는 이번 정부 전력정책의 최대 수혜주로 판단된다. 올해 순이익은 대규모 손실 차손 인식으로 적자를 지속하나 내년 흑자전환과 배당재개가 기대된다. LNG 발전소 가동률 상승으로 발전용 판매량 증가가 예상된다. 산업용 도시가스는 미수금 전액회수 및 회수단가 인하로 경쟁력 회복과 판매량 증가가 기대된다. 2018년 예상 실적 기준으로 PER 11.5배, PBR 0.45배이며 장기적인 성장성을 고려하여 유틸리티 업종 Top Pick으로 제시한다.

한국전력은 유가 및 석탄가격 상승으로 연료비가 증가할 전망이다. 원전설비 안전기준 강화, 석탄발전소 환경설비 개선으로 정비일수가 증가하나 늘어난 기저설비로 구입전력비는 올해 보다 감소할 전망이다. 점진적 요금 인상으로 비용전가가 예상되어 실적은 올해를 저점으로 회복될 전망이다. 2018년 예상 실적 기준 PER 6.7배, PBR 0.32배로 저평가 되어있어 투자 의견 매수를 제시한다.

한전KPS는 외형성장과 비용안정화로 실적개선이 기대된다. 올해 발전자회사에 석탄 5기 (3.9GW)가 도입되었고 앞으로 2년간 석탄 1기, 원전 3기 총 6.24GW의 기저설비가 추가 반영될 예정이기 때문이다. 2018년 연내 UAE 정비수주도 가시화될 전망으로 긍정적이다. 장기적 관점에서 국내 원전 해체시장 개화로 원자력 발전소 정비실적 감소 만화가 가능하기 때문에 외형성장을 지속할 수 있을 전망이다. 2018년 예상 실적 기준 PER 11.4배, PBR 1.8배로 Valuation 매력이 높아 투자의견 매수를 제시한다.

지역난방공사는 올해 연말 동탄2열병합발전소(757MW) 가동으로 전기판매부문 실적 증가가 예상된다. 세계개편으로 LNG 발전소 급전순위 개선 가능성이 높으며 집단에너지 분산전원 법제화로 정책적인 수혜가 예상된다. 이원화된 LNG 요금체계가 개선되면 연료비 절감으로 이익개선이 가능하다. 2018년 예상 실적 기준 PER 7.9배, PBR 0.46배로 현재주가 대비 23.7% 상승여력이 있어 투자의견 매수를 제시한다.

표 2. 유틸리티업체 투자의견과 실적전망

기업명	투자의견	목표주가(원)	상승여력(%)	구분(억원)	16	17F	18F	19F
한국가스공사 (036460)	BUY (신규)	60,000 (신규)	36.5	매출액	211,081	225,714	242,662	278,449
				영업이익	9,176	9,736	10,998	12,118
				순이익	(6,741)	(6,470)	3,516	4,542
				PBR (배)	0.48	0.47	0.45	0.43
				ROE (%)	(6.97)	(7.26)	4.03	5.01
한국전력 (015760)	BUY (신규)	55,000 (신규)	45.1	매출액	601,904	595,467	616,096	632,212
				영업이익	120,016	58,959	67,675	72,982
				순이익	70,486	28,957	36,207	40,559
				PBR (배)	0.39	0.33	0.32	0.31
				ROE (%)	10.19	4.00	4.84	5.21
한전KPS (051600)	BUY (신규)	55,000 (신규)	46.2	매출액	12,231	12,884	14,127	15,182
				영업이익	1,058	1,642	1,866	2,049
				순이익	883	1,356	1,514	1,665
				PBR (배)	3.09	1.94	1.76	1.59
				ROE (%)	11.20	16.18	16.21	16.14
지역난방공사 (071320)	BUY (신규)	95,000 (신규)	25.7	매출액	17,199	17,702	20,584	22,023
				영업이익	1,617	1,198	1,937	2,161
				순이익	1,267	594	1,114	1,262
				PBR (배)	0.44	0.48	0.46	0.44
				ROE (%)	7.19	3.28	5.97	6.46

자료: 하나금융투자

## 2. 첫째 – 온실가스/미세먼지 감축으로 석탄발전 축소

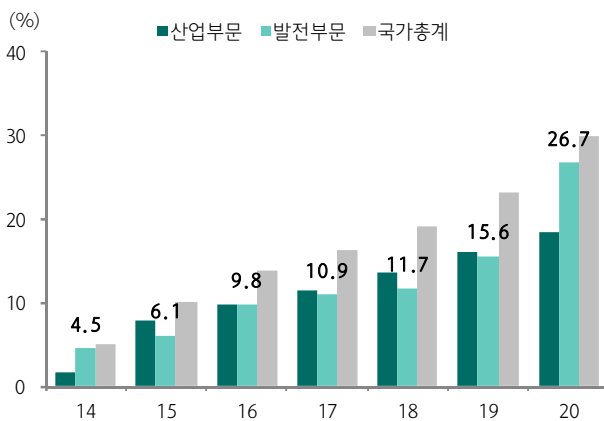
### 1) 2030년까지 파리기후협정 온실가스 감축목표 이행

이번 정부 전력정책의 방향은 '친환경'과 '안정성'이라는 큰 틀에서 바라볼 필요가 있음

파리기후협정은 지구온난화 가속화를 막기 위해 자발적 온실가스 감축목표량을 제시하고 2030년까지 수행하는 것을 골자로 한다. 한국이 제출한 목표는 2030년 BAU(Business As Usual) 850.6만톤 대비 37% 감축(314.8만톤)이다. 저탄소로 대표되는 신재생발전 비중 확대와 미세먼지 감축 등 친환경 정책은 이전 정부부터 이어지는 정책이다. 다만 올해 봄철 연이은 대기질 악화와 전국적/대국민 이벤트 대선 이후 친환경 이슈가 빠르게 확산되었고 노후석탄화력발전소 가동정지, 석탄화력 신규건설 제한 및 연료전환 등 강한 메시지로 표현되고 있는 점이 이전 정부와 다르다.

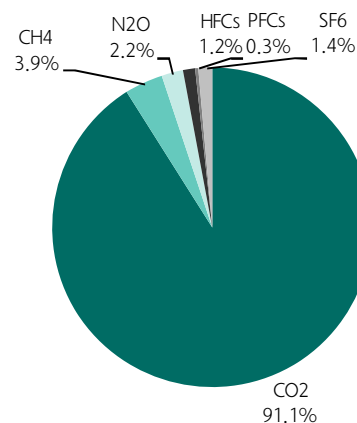
연내 8차 전력수급기본계획이 발표된다. 정부 전력정책의 핵심원칙은 '친환경', '안정성'이다. '친환경'은 탈석탄과 저탄소 전원인 LNG 비중확대로 이어지며 '안정성'은 점진적 탈원전과 신재생 설비확대에 대비한 계통안정성 확보로 나타날 전망이다.

그림 5. 연도별 온실가스 감축목표



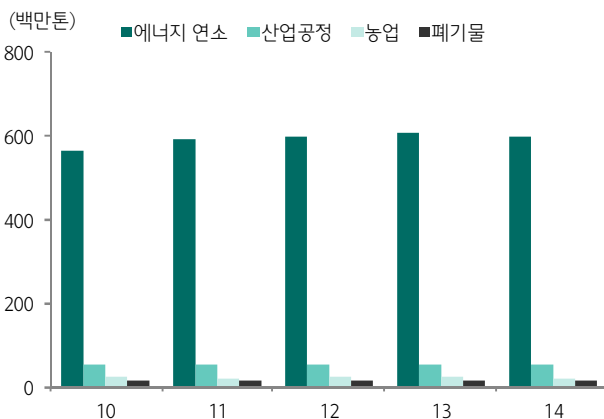
자료: 국가 온실가스 로드맵, 하나금융투자

그림 6. 온실가스별 배출량 비중(2014년 기준)



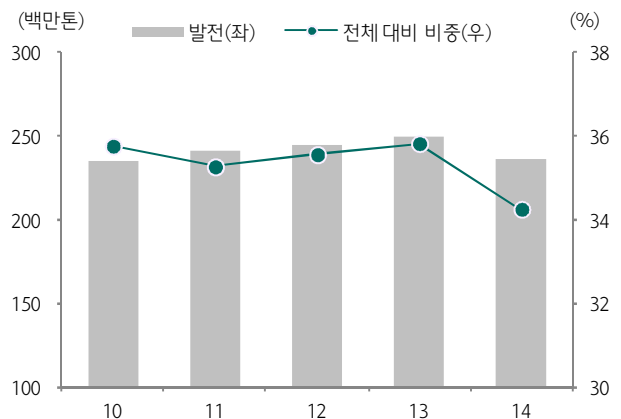
자료: 국가 온실가스 인벤토리 보고서, 하나금융투자

그림 7. 연간 부문별 온실가스 배출량 추이



자료: 국가 온실가스 인벤토리 보고서, 하나금융투자

그림 8. 발전부문 온실가스 배출량 및 비중 추이



자료: 국가 온실가스 인벤토리 보고서, 하나금융투자



## 2) 저물어가는 석탄발전의 시대

2022년까지 미세먼지 국내 배출량  
2014년 대비 31.9% 저감 목표  
(발전부문 배출량 절감 25% 목표)

전체 전력량 Mix 중 가장 큰 비중을 차지하는 석탄발전의 시대가 저물어가는 추세다. 미세먼지 관리 종합대책(17.9.26)에 의하면 노후석탄화력설비 10기 중 기폐기한 서천 1,2호기, 영동 1호기를 제외한 나머지 7기를 조기폐쇄할 전망이다. 세부적 계획은 2019년 1월 1기, 2019년 12월 2기, 2021년 1월 2기, 2022년 5월 2기이다. 지난 6월 진행했던 가동중단은 2018년 3월에서 6월까지 4개월로 확대된다.

기존 공정률이 낮은 석탄발전 9기 건설을 재검토할 계획이다. 4기(당진에코파워 1,2호기와 삼척 1,2호기)에 대해서는 LNG 등 연료전환 협의를 진행하고 5기(신서천 1호기, 고성하이 1,2호기, 강릉안인 1,2호기)는 환경관리 기준을 높게 적용할 전망이다. 신규 석탄발전소는 원칙적으로 금지하는 내용도 8차 계획에 반영할 것으로 보인다.

표 3. 부문별 감축률 및 주요대책 (31.9% 감축 시나리오)

(단위: 천톤)

배출량(기준연도)									
	2014년	비중	2019년	비중	2022년	비중	감축량	부문감축률	감축 비중
합계	324	100.0	283	100.0	221	100.0	103	31.9	31.9
발전	49	15.0	43	15.0	37	17.0	13	25.0	3.9
산업	123	38.0	105	37.0	70	32.0	53	43.0	16.3
수송	90	28.0	80	28.0	61	28.0	29	32.0	9.0
생활	61	19.0	56	20.0	52	23.0	9	15.0	2.8

자료: 미세먼지 관리 종합대책, 하나금융투자

표 4. 발전원별 대기오염물질 배출량(2015년 기준)

단위: GWh, %, 톤, 톤/GWh

구분	가스	석탄	유류	계
발전량	106,503	201,070	9,394	316,967
발전비중	33.6	63.4	3.0	
대기오염물질 배출량	25,208	183,027	12,073	220,308
배출량 비중	11.4	83.1	5.5	
단위발전량 당 배출량	0.24	0.91	1.29	
가스화력 대비 배출량	1	3.85	5.43	

주1: 대기오염물질 배출량은 발전부문 굴뚝자동측정기를 통해 측정된 SOx(황산화물), NOx(질소산화물), TSP(미세먼지, Total suspended Particles)의 합

주2: 한국전력과 환경부 내부자료를 이용하여 국회예산정책처에서 작성

자료: 국회기후포럼 제34차 정책토론회 자료 재인용, 하나금융투자

표 5. 석탄설비 재검토 및 화력발전설비 전망

발전소명	연료원	용량(MW)	도입예정	폐지계획	비고
신서천#1	석탄	1000	2019년		환경기준 강화(영흥 발전소 수준)
고성하이화력#1	석탄	1040	2020년		환경기준 강화(영흥 발전소 수준)
고성하이화력#2	석탄	1040	2021년		환경기준 강화(영흥 발전소 수준)
강릉안인화력#1	석탄	2080	2021년		환경기준 강화(영흥 발전소 수준)
강릉안인화력#2	석탄	2080	2021년		환경기준 강화(영흥 발전소 수준)
당진에코파워#1	LNG	580	2021년		연료전환 제시(석탄→LNG)
삼척화력#1	LNG	1050	2021년		연료전환 제시(석탄→LNG)
당진에코파워#2	LNG	580	2022년		연료전환 제시(석탄→LNG)
삼척화력#2	LNG	1050	2022년		연료전환 제시(석탄→LNG)
영동#2	석탄	200		2019년	조기폐지 추진
삼천포#1	석탄	560		2019년	조기폐지 추진
삼천포#2	석탄	560		2021년	조기폐지 추진
보령#1	석탄	500		2019년	조기폐지 추진
보령 #2	석탄	500		2022년	조기폐지 추진
호남#1	석탄	250		2022년	조기폐지 추진
호남#2	석탄	250		2022년	조기폐지 추진

주: 조기폐지 추진 6기 계획은 상업운전일 순서로 추정

자료: 미세먼지 관리 종합대책, 전력통계정보시스템, 하나금융투자

표 6. 미세먼지 감축 목표 및 시나리오별 주요대책

부문	2014년 (기준년도)	2022년 1번 시나리오	2022년 2번 시나리오	2022년 3번 시나리오
감축량(톤)	324,109	247,563	235,609	220,836
감축량(%)	-	23.6	27.3	31.9
발전		노후 석탄화력 섀다운, 조기폐지 운영 중인 석탄화력 관리강화	<1번 시나리오 +> 공정을 낮은 석탄화력 원점 재검토 재생에너지 비중 확대	<2번 시나리오 +> '30년까지 20% 목표로 재생에너지 비중 확대
산업		공장시설 배출기준 강화 수도권 총량관리 강화	<1번 시나리오 +> 수도권외총량관리 시행 먼지총량제 도입 NOx 배출부과금부과	<2번 시나리오 +> 총량대상 사업장 대폭 확대 공장시설배출기준 추가 강화
수송		노후경유차 조기폐차 및 운행제한 확대 LPG차 등 친환경차 확대 선박, 건설기계 관리	< 작 등 >	<1번 시나리오 +> 노후경유차 조기폐차 확대 (‘22년 88.3만대) 건설기계 저공해조치 강화 (‘22년 3.1만대)
생활		도로청소차량 보급 확대 도로 VOCs 함유기준 강화	< 작 등 >	< 작 등 >

자료: 미세먼지 관리 종합대책, 하나금융투자

표 7. 발전부문 온실가스 감축 수단 개요

구분	세부수단	특징	장점	단점
정책수단	탄소세	탄소배출량에 세금 부과	시장기반	완전 정보 필요
	배출권거래제	총배출량 설정 및 거래 가능한 배출권 부여	시장기반, 총량목표 연계	배출권 가격 낮을시 효과 미미
	배출 원단위 총량규제	원단위(tCO2/MWh) 또는 총량(tCO2) 허용기준 부여	실효성 높음	배출권 거래제의 이중규제 이슈
	종합효율 규제	화력발전소 종합효율(%) 허용기준 부여	실효성 높음	효율 기준에 대한 논의 필요
	석탄화력 규제	석탄화력 발전소 폐지 또는 조건부 승인	실효성 높음	전기요금 상승 및 Mix 악화
기술수단	신기술 도입	고효율 및 저탄소 신규 발전설비 도입	발전효율 증가	부지확보 및 연료수급 불안정
	연료전환	저탄소 에너지원으로 대체	효과 우수, 기술적용 용이	LNG설비 이용률 증가가 유리
	효율개선	노후 설비의 효율 개선	비교적 낮은 투자비용	신규건설 선호
	탄소포집저장기술(CCS)	배출한 탄소를 포집 후 저장하는 기술 도입	효과 우수, 석탄화력 유지	효율 감소, 기술개발 초기단계

자료: 에너지경제연구원, 하나금융투자

표 8. 미세먼지 종합대책의 추진체계

분야		중점 추진과제
국내배출감축	발전부문	노후 석탄화력 폐지 등 석탄발전 비중 축소 발전용 에너지 세율체계 조정 검토 친환경적 제8차 전력수급계획 수립 재생에너지 보급 확대
	산업부문	총량관리 대상지역 확대 및 먼지총량제 실시 질소산화물 배출부과금 신설
	수송부문	노후 경유차 저공해화 및 운행제한 확대 LPG차, 전기차 등 친환경차 보급 확대 친환경차협약금 제도 시행 선박, 건설기계 미세먼지 관리 강화
	생활부문	공사장, 불법소각 등 관리 사각지대 집중 관리 도로청소차 보급 및 도시 숲 확대
국제협력	한-중, 동아시아 미세먼지 협력	한-중, 동아시아 미세먼지 협력 동아시아 미세먼지 저감 협약 체결 검토
민감계층보호	민감계층 보호 인프라 및 서비스	아이들을 위한 실내기준 마련 어린이집, 학교 주변 미세먼지 측정망 우선 설치 학교 실내 체육시설 확대 민감계층 대상 찾아가는 케어서비스
정책기반	과학적 관리 기반	환경위성 등 활용한 측정 및 예·경보시스템 강화 미세먼지 국가전략 프로젝트(R&D) 추진

자료: 미세먼지 관리 종합대책, 하나금융투자

### 3) 오염물질 배출량은 LNG가 석탄대비 우위

일반적으로 동등한 열량을 기준으로 천연가스가 석탄보다 약 45% 석유보다 약 30% CO2가 덜 발생함

주요 발전원의 오염물질 배출량을 비교하면 보통 '원자력>석탄>LNG'의 순서로 나타난다. 최근 일부 언론보도를 통해 LNG설비 오염물질 단위배출량이 석탄화력보다 많다는 수치를 확인할 수 있는데 이는 신규 석탄화력설비와 노후 LNG설비를 비교한 것으로 일반화된 조건으로 보기 어렵다. 일산복합화력(LNG)의 단위 배출량은 0.526으로 영흥(석탄) 6기 평균 0.258보다 높는데 최신 설비일수록 발전효율이 좋아 오염물질배출량이 적기 때문이다.

영흥화력 5,6호기의 경우 환경설비에 전체 건설비용의 25% 수준인 1.15조원을 투자했으며 이번 정부 석탄화력 환경설비개선의 레퍼런스로 여겨지고 있다. 현재 가동 중인 석탄화력 39기에 2022년까지 7.2조를 투입해 성능개선, 환경설비 전면 교체, 미세먼지 배출허용기준 약 2배 강화 등이 추진될 계획이다. 폐기물과 목재펠릿 등 SRF(고형연료)를 사용하는 발전 시설에 대해 환경기준을 강화할 예정이다.

표 9. 주요 발전소별 대기오염물질 및 미세먼지(PM 2.5) 배출량 비교 - 통상 석탄보다 LNG가 배출량이 적음

구분	기존 석탄(삼천포 3~6)	신규 석탄(영흥 3~6)	신규 LNG(안동 LNG 복합)
대기오염물질(kg/MWh)	1.804	0.186	0.058
미세먼지(PM 2.5)	0.384	0.044	0.007

주: 대기오염물질=먼지+SOx(황산화물)+Nox(질소산화물)  
자료: 산업통상자원부 보도설명자료, 하나금융투자

표 10. 주요 발전소별 오염물질 배출량 비교 - 노후 LNG설비는 신규 석탄설비보다 오염물질 배출량이 많을 수 있음

발전소	태안석탄화력 1~8호기	영흥석탄화력 1~6호기	일산 LNG 복합화력	군산 LNG 복합화력
준공연도	1995년~2007년	2004년~2014년	1994년~1996년	2010년
발전량(GWh)	3,298	3,861	121	270
오염물질 배출량(천톤)	25.8	10.0	0.6	0.8
발전량 대비 배출량(kg/MWh)	0.782	0.258	0.526	0.285

자료: 언론보도, 하나금융투자

표 11. 영흥화력 2호기와 6호기의 대기오염물질 배출현황(2015년)

	영흥 2호기	영흥 6호기
준공시기	2004년	2014년
발전설비 용량(MW)	800	870
시설투자비(억원)	499	1,036
물질배출량(톤)	2,648	1,124
전력판매량(GWh)	5,783	6,582
전력판매량당 배출량(톤/GWh)	0.46	0.17

주: 대기오염방지시설은 2개 호기에 공동으로 설치되므로, 대기오염방지시설 투자비는 1,2호기와 5,6호기의 투자비를 1/2로 나눈 값  
자료: 국회예산정책처 '미세먼지 관리 특별대책 현황 및 개선과제' 2016, 하나금융투자

표 12. IPCC 탄소 배출 계수

연료구분			탄소배출계수	
			C Kg/GJ	C Ton/TOE
액체화석연료	1차연료	원유	20	0.829
		천연액화가스	17.2	0.63
	2차연료	휘발유	18.9	0.783
		Avi-Gas	18.9	0.783
		등유	19.6	0.812
		항공유	19.5	0.808
		경유	20.2	0.837
		중유	21.1	0.875
		LPG	17.2	0.713
		납사	20	0.829
		Bitumen	22	0.912
		윤활유	20	0.829
		Petroleum Coke	27.5	1.14
		Refinery Feedstock	20	0.829
고체화석연료	1차연료	무연탄	26.8	1.1
		원료탄	25.8	1.059
		연료탄	25.8	1.059
		갈탄	27.6	1.132
		토탄	28.9	1.186
	2차연료	BKB &Patent Fuel	25.8	1.059
		Coke	29.5	1.21
기체화석연료		LNG	15.3	0.637
바이오매스	고체 바이오매스		29.9	1.252
	액체 바이오매스		20	0.837
	기체 바이오매스		30.6	1.281

자료: 에너지기술연구원, 하나금융투자

표 13. 국가 온실가스 배출계수

구분	연료	'11년 발열량 기준 탄소 배출 계수(tC/TJ)
석유	휘발유	20.0
	등유(실내 등유)	19.6
	등유(보일러 등유)	19.6
	경유	20.2
	B-A유	20.4
	B-B유	20.5
	B-C유	20.6
	나프타	19.2
	용제	19.3
	항공유(JET-A1)	19.8
	아스팔트	21.6
	석유코크스	26.6
	윤활유	19.9
	부생연료 1호	19.7
	부생연료 2호	21.0
	프로판	17.6
	부탄	18.1
가스	<b>천연가스(LNG)</b>	<b>15.3</b>
	<b>도시가스(LNG)</b>	<b>15.3</b>
	도시가스(LPG)	17.6
석탄	국내무연탄	30.5
	수입무연탄(연료용)	28.6
	수입무연탄(원료용)	29.2
	<b>유연탄(연료용)</b>	<b>26.0</b>
	유연탄(원료용)	26.2
	아역청탄	26.2

자료: 에너지기술연구원, 하나금융투자



### 3. 둘째 – 2022년부터 기저설비 감소구간 진입

#### 1) 전력수요 완만한 성장으로 기저설비 감소분은 LNG로 대응 가능

7월 13일 초안  
2030년 최대전력 101.9GW  
7차 기본계획 대비 11.3GW 감소

2025년까지 에너지전환 정책이행을 가정하더라도 적정예비율 이상(22%)을 유지할 수 있기 때문에 안정적 전력수급 유지가 가능할 전망이다. 이후 2030년까지 5~10GW의 발전설비 부족이 예상되나 공기가 2~3년으로 짧은 LNG발전소로 충분히 대응이 가능할 전망이다.

7월 13일 발표된 8차 계획 초안은 지난번 7차 계획과 같은 전력패널모형을 사용해 산출한 것으로 알려졌다. 2030년 최대전력 101.9GW는 모형으로 예측한 수요에서 수요관리 목표 12%를 반영한 수치이다. 7차 계획대비 감소한 주요 이유는 수요전망의 약 70%를 결정하는 GDP 전망치의 하락 때문이다. 이번 계획에서 GDP 전망치는 계획기간 평균 3.4%에서 2.5%로 낮아졌다.

9월 15일 재전망안  
2030년 최대전력 100.5GW  
7차 기본계획 대비 12.7GW 감소

이후 9월 15일 발표된 재전망안의 2030년 100.5GW는 기준수요(BAU) 113.4GW에서 수요관리 13.2GW를 차감, 전기차 확산을 반영한 수요증가효과인 0.35GW를 추가한 수치다. GDP 재전망(기준 2.47% 대비 0.04%p 감소한 2.43%) 영향으로 0.4GW, 누진제 개편 효과 제외 0.6GW, 수요관리 목표량 확대 0.4GW 등 7월 13일에 발표된 초안보다 1.4GW 감소했다.

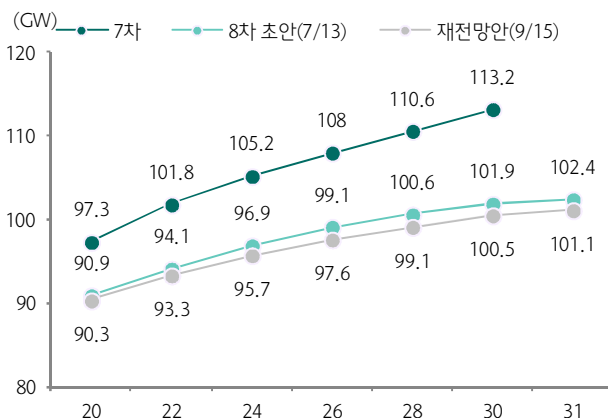
수요관리는 상시 전력소비량을 감축하는 방안과 피크수요를 감축하는 방안으로 구성되고 2030년 기준 13.2GW 절감이 가능할 것으로 분석하고 있다. 자가태양광 보급 등으로 상시 감축 6.5GW, ESS 보급 확대 및 부하기기 활용 등 피크감축 2.9GW, 수요자원 거래시장(DR) 활용 3.8GW 등으로 구성된다. 올해도 피크감축을 위해 수요자원 거래시장을 1.6GW 활용한 바 있다.

표 14. 전력패널모형에 따른 최대 전력수요 전망 비교

구분	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	CAGR(%)
7차('15~'29)	91.8	97.3	101.8	105.2	108	110.6	113.4	2.2
GDP 성장	4.0	3.7	3.4	3.1	2.9	2.7	-	3.4
8차('17~'31)	86.3	90.9	94.1	96.9	99.1	100.6	101.9	1.2
GDP 성장	3.2	3.4	2.7	2.5	2.3	2.0	1.7	2.5
8차 재전망안('17~'31)	-	90.3	93.3	95.7	97.6	99.1	100.5	-
전력수요 차이	5.5	7.0	8.5	9.5	10.4	11.5	12.7	-

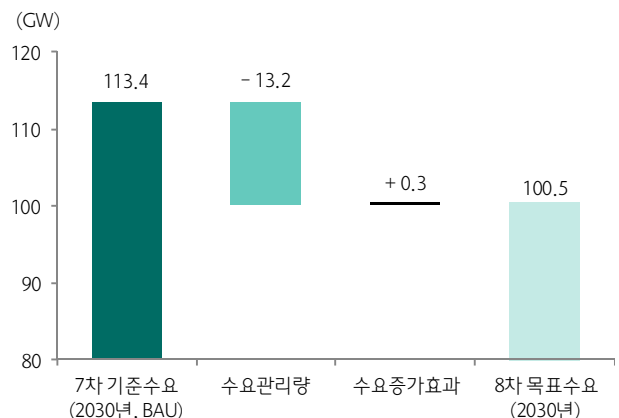
자료: 국회예산정책처 자료, 하나금융투자

그림 9. 전력수요 전망결과



자료: 언론보도, 하나금융투자

그림 10. 전력수요 재전망안 상세



자료: 언론보도, 하나금융투자

표 15. 전력수급기본계획 연간 최대전력 예측 추이

(단위: GW)

	실제수요	1차(2002)	2차(2004)	3차(2006)	4차(2008)	5차(2010)	6차(2013)	7차(2015)	8차(2017)
2001	43.1								
2002	45.8								
2003	47.4	47.5							
2004	51.3	49.7							
2005	54.6	51.9	52.9						
2006	59	53.6	54.4						
2007	62.3	55.4	56	60.4					
2008	62.8	57.1	57.5	61.8					
2009	69	58.9	59.1	63.2	67.2				
2010	73.1	60.6	60.6	64.6	69.5				
2011	73.8	62	61.8	65.6	71	73.7			
2012	76	63.5	63	66.6	72.6	76.2			
2013	76.5	64.9	64.2	67.5	74.1	79.8			
2014	80.2	66.4	65.4	68.5	75.7	83.4	82.3		
2015	78.8	67.8	66.6	69.5	77.2	86.8	84.7		
2016	85.2		67.7	70	77.9	92.3	86.9	84.6	
22017			68.7	70.4	78.5	85.1	91	88.2	
2018				70.9	79.2	97.4	94.7	91.8	86.3
2019				71.3	79.8	99.7	98.6	94.8	
2020				71.8	80.5	101.6	102.2	97.3	90.3
2021					81.2	103.6	105.9	99.8	
2022					81.8	105.6	109.5	101.8	93.3
2023						107.4	113.1	103.7	
2024							116.6	105.2	95.7
2025							120.1	106.4	
2026							123.5	108	97.6
2027							126.7	109.3	
2028								110.6	99.1
2029								111.9	
2030								113.4	100.5
2031									101.1

주: 8차 계획은 초안(7/13)과 재전망안(9/15) 참조  
 자료: 한국전력, 하나금융투자

## 2) 신고리 5,6호기 공론화 결과로 원전설비 점진적 축소 의지 재확인

신고리 5,6호기 건설중단 의견  
찬성 40.5% 반대 59.5%  
오차범위 ±3.6%p로 건설재개 권고

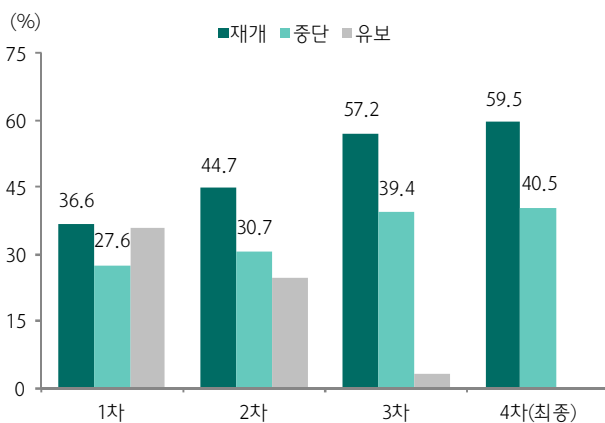
원자력발전 축소 의견  
축소 53.2% 유지 35.5% 확대 9.7%  
따라서 점진적 탈원전 지속될 전망

이번 공론화는 공정률이 높은 신고리 5,6호기의 특수성을 감안하여 진행된 것으로 판단할 필요가 있다. 따라서 기존 계획에 포함되었던 원전에 대해서 매년 공론화를 진행하지 않고 정책적인 탈원전이 진행될 것이다.

공론화 기간에 발행한 비용은 1천억원 수준으로 추정되며 현장 유지관리비, 공사 지연이자, 필수인력 인건비 등으로 구성된다. 한수원은 발생한 비용을 전체 사업비 가운데 예비비에서 처리하기로 이사회에서 의결한 것으로 알려졌다.

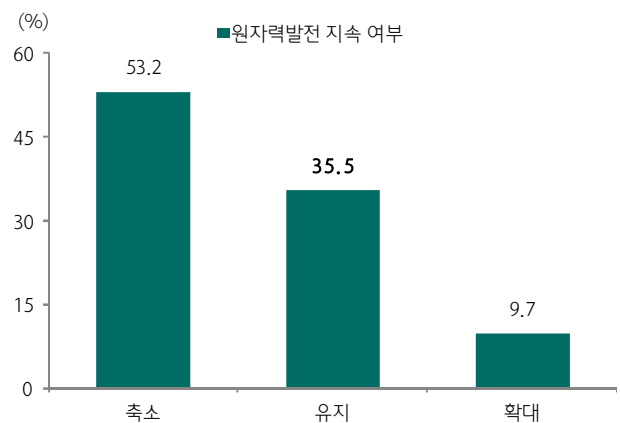
신규 원전은 7차 계획보다 6기(신한울 3,4호기, 천지 1,2호기, 추가원전 2기) 총 8.8GW가 줄어들며 수명이 만료되는 원전은 가동정지 후 해체될 전망이다. 원전설비 안전기준 강화로 정비기간이 증가할 것으로 보이며 사용후핵연료 해결방안에 대한 정책 준비와 비용 산정이 진행될 것으로 판단된다.

그림 11. 공론회 주요 결과 - 신고리 5,6호기 건설재개 여부



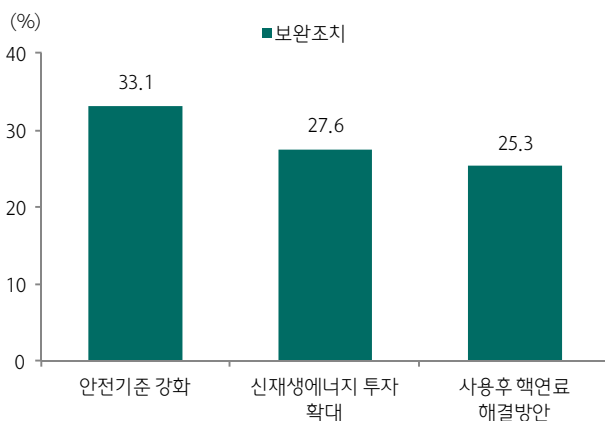
자료: 언론보도, 하나금융투자

그림 12. 공론화 주요 결과 - 원자력발전 지속 여부



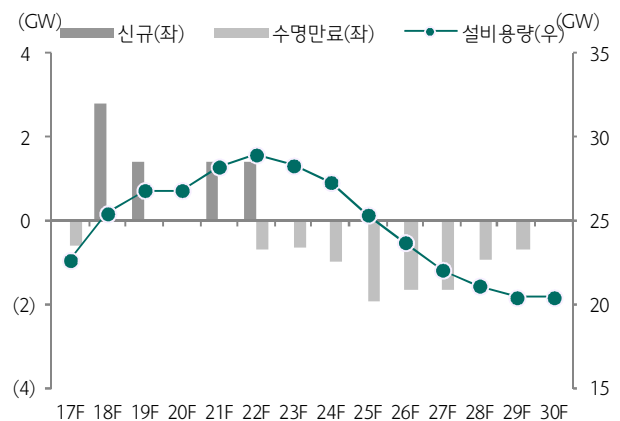
자료: 한국수력원자력, 하나금융투자

그림 13. 공론회 주요 결과- 건설재개에 따른 보완조치



자료: 언론보도, 하나금융투자

그림 14. 국내 원전설비 추이 전망



자료: 한국수력원자력, 하나금융투자

신규 원전설비  
2022년 28.9GW로 최대 전망

가동정지 설비  
2022년부터 연평균 1GW 예상

2017년 기말 원전설비 용량은 22.6GW로 예상된다. 2017년 6월 고리 1호기의 가동정지로 지난해 23,516MW 대비 587MW가 감소했기 때문이다. 2022년까지는 순증세가 예상된다. 2018년 2기(2.8GW), 2019년 1기(1.4GW), 2021년 1기(1.4GW), 2022년 1기(1.4GW) 총 5기(7.0GW)의 설비가 신규로 도입되기 때문이다.

설비규모가 피크를 기록한 이후 점진적으로 수명만료되는 원전이 늘어날 전망이다. 2022년 월성 1호기를 시작으로 2029년까지 총 11기가 감소할 전망이다. 현재 설계수명을 초과하여 운전중인 월성 1호기는 2022년 이전에 폐쇄될 것으로 보이나 시기는 정해지지 않았다. 국내 원전의 대부분은 설계수명이 30~40년이나 신형 경수로 APR1400(신고리, 신한울)은 설계수명이 60년이다. 고리 1호기부터 2082년까지 총 30기의 원전 해체시장이 국내에서 개화될 것으로 예상된다.

표 16. 국내 원전설비 현황 및 전망 - (신규원전 6기 제외 가정)

발전소	회사	용량(MW)	노형	준공/가동	수명만료
고리#1	한수원	587	경수로	1977년 6월	2017년 6월
월성#1	한수원	679	중수로	1982년 11월	2022년 11월
고리#2	한수원	650	경수로	1983년 4월	2023년 4월
고리#3	한수원	1,000	경수로	1984년 9월	2024년 9월
고리#4	한수원	1,000	경수로	1985년 8월	2025년 8월
한빛#1	한수원	950	경수로	1985년 12월	2025년 12월
한빛#2	한수원	950	경수로	1986년 9월	2026년 9월
월성#2	한수원	700	중수로	1996년 11월	2026년 11월
한울#1	한수원	950	경수로	1987년 12월	2027년 12월
월성#3	한수원	700	중수로	1997년 12월	2027년 12월
한울#2	한수원	950	경수로	1988년 12월	2028년 12월
월성#4	한수원	700	경수로	1999년 2월	2029년 2월
한빛#3	한수원	1,000	경수로	1994년 9월	2034년 9월
한빛#4	한수원	1,000	경수로	1995년 6월	2035년 6월
한울#3	한수원	1,000	경수로	1997년 11월	2037년 11월
한울#4	한수원	1,000	경수로	1998년 10월	2038년 10월
한빛#5	한수원	1,000	경수로	2001년 10월	2041년 10월
한빛#6	한수원	1,000	경수로	2002년 7월	2042년 7월
한울#5	한수원	1,000	경수로	2003년 10월	2043년 10월
한울#6	한수원	1,000	경수로	2004년 11월	2044년 11월
신고리#1	한수원	1,000	경수로	2010년 5월	2050년 5월
신고리#2	한수원	1,000	경수로	2011년 12월	2051년 12월
신월성#1	한수원	1,000	경수로	2011년 12월	2051년 12월
신월성#2	한수원	1,000	경수로	2015년 7월	2055년 7월
신고리#3	한수원	1,400	경수로	2016년 12월	2076년 12월
신한울#1	한수원	1,400	경수로	2018년 4월	2078년 4월
신고리#4	한수원	1,400	경수로	2018년 9월	2078년 9월
신한울#2	한수원	1,400	경수로	2019년 2월	2079년 2월
신고리#5	한수원	1,400	경수로	2021년 10월	2081년 10월
신고리#6	한수원	1,400	경수로	2022년 10월	2082년 10월

자료: 한국수력원자력, 하나금융투자



경제성과 온실가스 감축효과 우수  
그러나 사회적 수용성 낮음

2019년 월성 증수로 사용후핵연료  
저장시설 포화 예상

‘저탄소’라는 시각에서 보면 원전설비 축소는 친환경과 상충되는 개념이다. 환경론자 중에서 탈탄소 발전원 구성 Mix를 원자력+신재생으로 제시하는 경우도 많다. 다만 2011년 발생한 일본 후쿠시마 원전 사고(7등급), 필연적으로 발생하지만 처치가 곤란한 폐기물 등의 이슈 때문에 원전을 선택하는 것이 쉽지 않다. 에너지경제연구원에 따르면 온실가스 감축비용과 경제적 우선순위, 기술적용 용이성, 사회적 수용성 등을 고려해서 판단하는 경우 ① LNG 발전의 확대, ② 태양광 발전 추가건설, ③ 육상풍력발전 추가건설, ④ CCS 도입 순으로 적용할 수 있을 것으로 판단하고 있다. 신규원전은 발전단가 43.11원/kWh, 감축비용 3,972원/톤으로 가장 경제적이지만 사회적 수용성이 가장 낮기 때문에 종합적 판단에 따른 순위에서 제외되는 것이다.

과거 원전사고 사례들이 과연 기술적 결함에 의한 사고인지 소홀한 관리 및 의사결정으로 인한 인재인지는 바라보는 시선에 따라 다르다. 전자는 기술적 결함으로 인한 사고가능성이 0에 가깝다고 해도 피해량이 측정할 수 없을 정도로 크다면 리스크관리 문제로 해결될 수 없다고 판단할 것이다. 후자는 적절한 제도를 통해 관리가 엄격히 이뤄진다면 인재는 사전에 충분히 관리가 가능한 영역이라고 생각할 것이다.

‘원전사고’를 차치하고서도 폐기물 문제는 누구나 동의할 수밖에 없는 이슈로 판단된다. 핵심 해결책으로 제시되는 파이로프로세싱이 현실화되어 폐기물 용량을 획기적으로 감소한다고 해도 핵심적인 고준위폐기물은 여전히 남게 된다. 사용후핵연료를 재활용한다고 해도 사용 가능한 고속증식로는 러시아 외에는 아직 상용화되지 않았다. 또한 원자력 협정에 있어서도 연구진행에 따라 개정이 필요할 전망이다. 무엇보다 빠른 시일 내에 사용후핵연료 저장시설 포화가 예상되기 때문에 처리장 부지확보 및 폐기물 처리비용이 증가할 여지가 있다. 관련 비용이 증가하면 원자력 발전단가의 재산정이 불가피할 것으로 보인다.

표 17. 발전부문 온실가스 감축기술별 발전단가 및 감축비용

구분	기설 석탄 (기준전원)	연소후 CCS (전량설치)	LNG발전 (계약급전)	신규원전 (추가건설)	육상풍력 (추가건설)	태양광 (추가건설)
발전단가(원/kWh)	40.04 (연료비)	100.13 (총원가)	90.99 (연료비)	43.11 (총원가)	135.13 (총원가)	192.73 (총원가)
감축비용(원/톤)	-	86,373	115,350	3,972	123,014	197,529
경제적 우선순위	-	②	④	①	③	⑤
기술적 용이성	-	낮음	높음	높음	높음	높음
사회적 수용성	-	중간	높음	낮음	낮음	높음

자료: 전력거래소(2016b), 에너지경제연구원 재인용, 하나금융투자

표 18. 사용후핵연료 저장가능연도 (2016년 기말 기준)

구분	부지	저장능력		저장가능연도
		다발	비율(%)	
발전시설	고리	7994	1.52	2024
	한빛	9017	1.72	2024
	한울	7066	1.34	2037
	월성	경수로	1046	0.20
		중수로	499,632	95.02
비발전시설	한국원자력연구원	하나로	1032	0.20
		조사후연료시험시설	20	0.004

자료: 2016년 원자력안전연감, 하나금융투자

### 3) 설계수명 만료되는 기저설비는 LNG로 대체될 전망

화력설비 설계수명 40년 가정

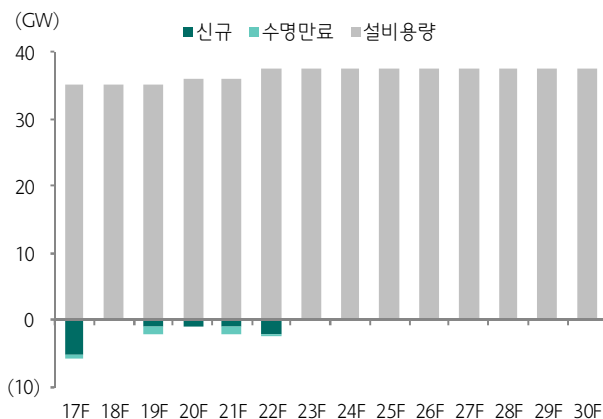
노후석탄화력 8기 조기폐쇄와 같은 특별한 이슈가 없다면 2033년까지 추가적인 폐쇄설비 없을 전망

LNG복합화력 설비는 7차 계획상 2017년 12월 평택복합(480MW)와 2023년 서인천복합(1,800MW)가 폐지 예정이다. 향후 LNG설비 발전량 확대가 예상됨에 따라 신규 석탄화력 설비의 연료전환, 가스터빈의 추가건설 등 기존 계획대비 늘어날 가능성이 높다.

2016년 6월 3일 ‘미세먼지 관리 특별대책’ 이후 석탄발전소 설계수명은 40년으로 결정됐다. 석탄발전소는 원전과 달리 설계수명 기한이 없었으나 심사를 통해 가동이 중단되거나 LNG 발전소 등 다른 발전소로 전환된다. 현 정부에서 추진중인 노후설비 폐지 일정을 제외하면 설계수명이 가장 빨리 만료되는 발전소는 삼천포 3호기와 보령 3~5호기(2,060MW)로 2033년 예정이다. 2031년부터 2040년까지 10.5GW 석탄설비가 수명이 만료될 전망이다.

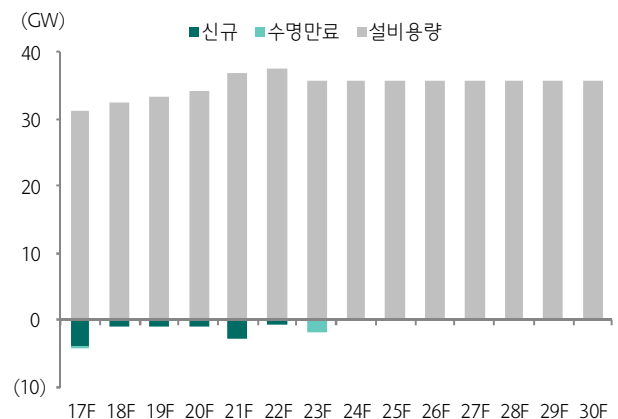
이번 전력계획이 2030년에 현실화되기까지는 긴 호흡이 필요하다. 새로운 행정부가 나올 수 있는 기회도 2번이나 있고 정책적 변동성도 존재하기 때문에 기초를 단단히 세우는 과정이 필요하다. 이번 수급계획은 세부 발전Mix, 발전설비 도입계획뿐만 아니라 요금제도 조정과 전력시장제도까지 큰 그림을 바꿀 수 있는 계기가 될 것으로 예상된다.

그림 15. 2030년까지 석탄화력 설비용량 전망



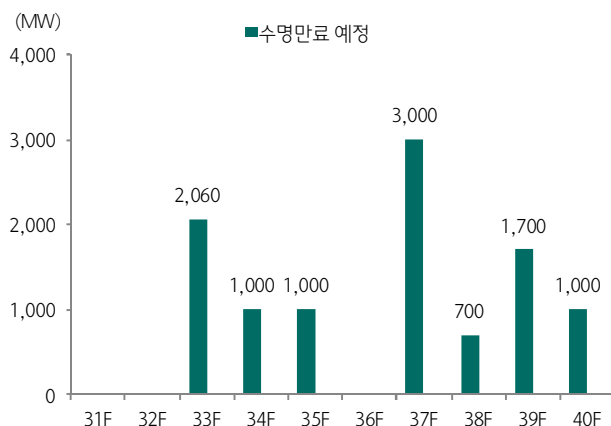
주: 연료전환 검토 4기 제외  
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 16. 2030년까지 LNG복합 설비용량 전망



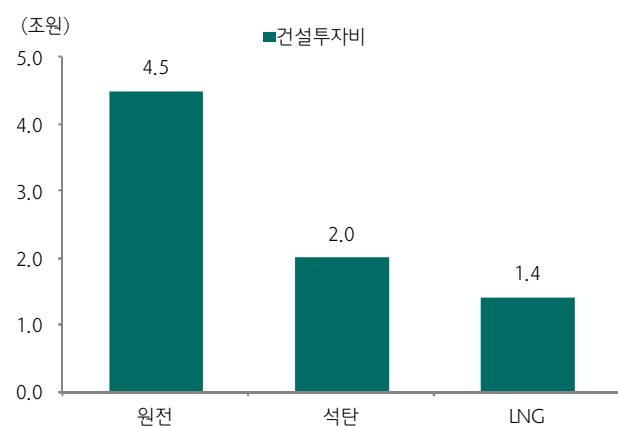
주: 연료전환 검토 4기 포함  
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 17. 2030년 이후 수명만료 석탄화력발전설비



자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 18. 발전원별 1GW 용량 건설투자비



자료: 제8차 전력수급기본계획 국회 공론회 자료집, 하나금융투자

LNG

44일 가동정지(고장정지 19일)  
1GW당 예비설비 100MW

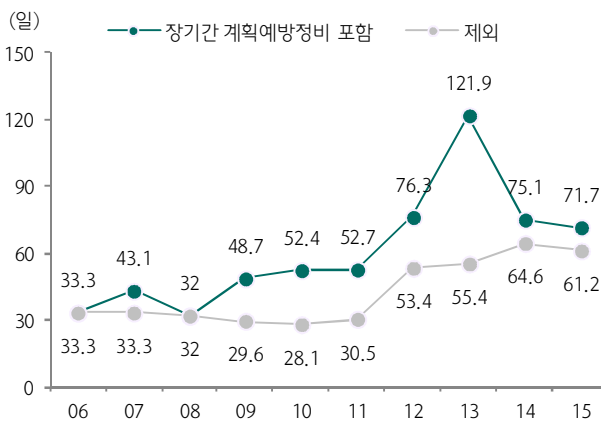
원전

76일 가동정지(고장정지 18일)  
1GW당 예비설비 200MW

8차 계획 초안에서 설비예비율을 20~22%로 제시했으나 재전망안에서는 22%로 확정했다. 예비율 22%는 최소예비율 13%, 불확실성 대응 예비율 9%로 구성된다. 신재생 전원의 수급 안정성 문제 보완을 위해 양수발전소나 가스터빈 단독운전 가능한 LNG복합화력 등의 백업 설비를 가정하고 있다. 최소예비율 13%는 7차 계획의 15% 대비 2%p 낮다. 원전설비 비중 감소로 최소예비율 산정 수치가 낮아졌기 때문이다. 평균적으로 LNG설비는 1년 44일(12%) 정지로 예비설비가 100MW 필요한 반면, 원전은 76일(20%) 정지로 200MW가 필요하다.

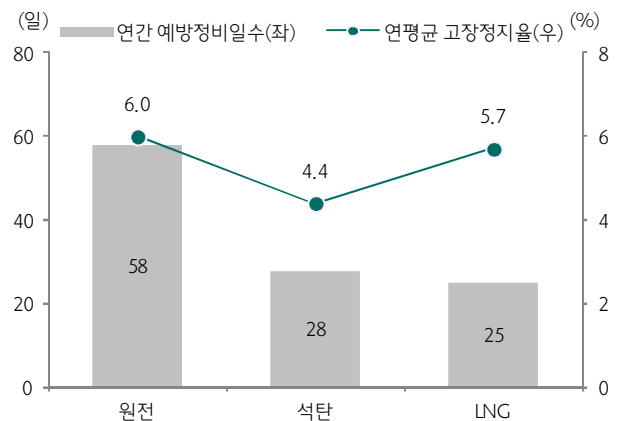
사실 전력계통 운영 측면에서 보면 설비예비율보다 공급예비율이 중요하다. 공급예비율은 설비예비율에서 발전기 고장정지, 예방정비 등을 제외한 개념이다. 2011년 9월 15일 순환 정전 당시 설비예비율은 17.1%였으나 공급예비율은 5% 수준이었다. 원전의 경우 석탄이나 LNG보다 단위용량이 크고 정비기간이 길다. 해당 기간에는 전체 발전설비용량에 포함되나 최대공급능력에는 포함되지 않는다. 작년 경주 지진과 같은 이벤트가 발생해서 정비기간이 길어지는 경우 예비율이 급감할 수 있다. 따라서 기저설비 비중이 낮아지면 필요한 예비전력 수준도 감소하게 된다.

그림 19. 국내 원전 평균정비기간



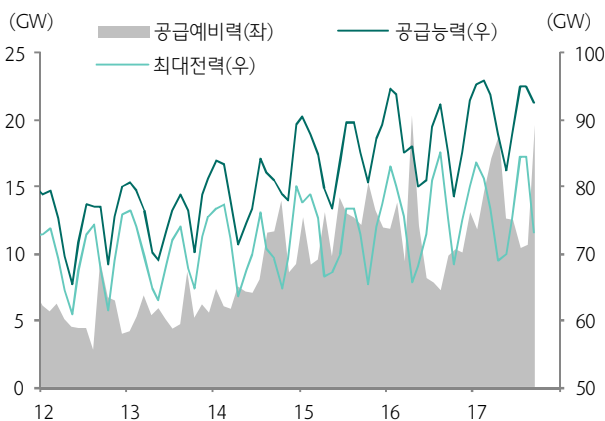
자료: 2016년 원자력발전 백서, 하나금융투자

그림 20. 원전과 LNG 정비기간 비교



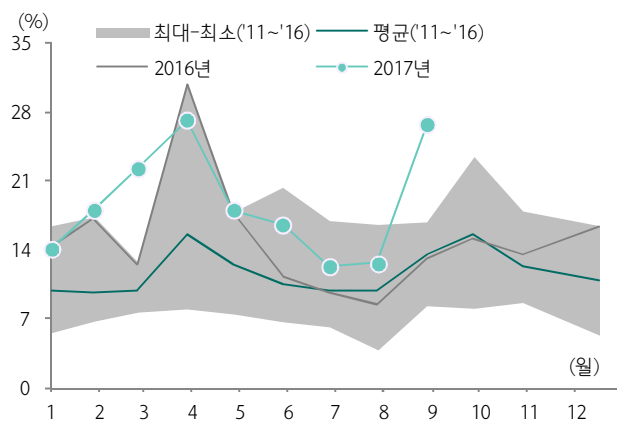
자료: 제8차 전력수급기본계획 국회 공론회 자료집, 하나금융투자

그림 21. 월별 예비전력 추이



자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 22. 월별 공급예비율 추이



자료: 한국전력, 하나금융투자

## 4. 셋째 – 신재생에너지 비중 증가 시 부하안정화 역할 확대

### 1) 전력수요 안정화로 신재생에너지로의 전환동력 확보

2030년 기준 신재생에너지  
전체발전량 20% 목표

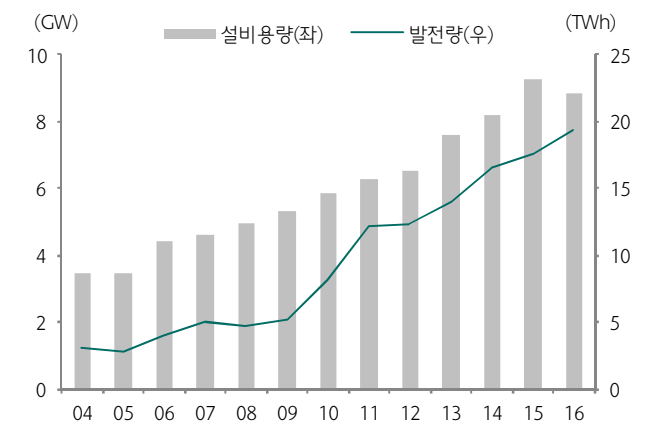
설비용량 62.6GW 중  
변동성전원(태양광, 풍력) 48.6GW

최근 몇 년간 전력수요 성장세가 둔화되고 있다. 2003년부터 2011년까지 전력거래량 산술 평균 성장률은 5.7%였으나 2012년 이후 2.0%로 낮아졌다. 같은 기간 GDP 성장률도 평균 4.0%에서 2.8%로 낮아졌기 때문이다. 장기적으로 전력저성장국면이 지속될 것인지는 확실하지 않다. 5G, IoT, 전기차 등 4차 산업의 새로운 수요가 예상되고 있기 때문이다. 하지만 설비공급이 아닌 수요관리가 이번 전력정책의 큰 흐름이며 고효율 기기로 교체와 적극적인 수요감축을 감안하면 낮은 수준의 수요성장을 가정하더라도 무리가 없다는 판단이다. 향후 기저설비 확보가 추가로 이뤄질 예정이며 저성장으로 전력수요가 안정화되는 국면으로 전력 Mix 전환을 추진하는데 가장 좋은 시점이기 때문에 정부의 정책적 의지는 강력하다.

2030년 기준 전체 발전량의 20%를 신재생에너지로 공급할 계획이다. 계획 설비용량은 약 62.6GW 수준이며 태양광과 풍력 등 변동성전원이 48.6GW를 담당할 전망이다. 지난해 말 기준 전체 신재생에너지 설비용량이 8,834MW이며 LNG발전설비 용량이 36GW 수준임을 감안하면 매우 높은 수준의 목표다. 신재생에너지 설비 확대로 전력공급 문제가 발생할 경우 짧은 시간의 변동은 ESS(에너지저장장치) 등으로 대처할 전망이다. 이후 양수발전소나 가스 터빈 단독운전이 가능한 LNG복합발전소 등의 백업설비로 보완할 계획이다. 백업전력설비는 2GW 수준으로 예측된다.

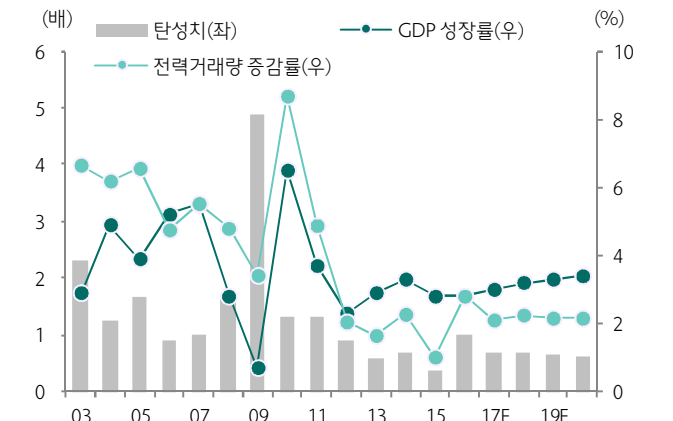
이용률과 발전량의 변동성이 높은 신재생에너지 Mix가 늘어나게 되면 주파수 변동성이 확대 되면서 ‘공급안정성’ 문제가 발생할 수 있다. 이에 대한 해결책으로 8차 계획에는 분산전원 지원정책과 계통보강이 반영될 것으로 예상된다. 최근 산업위 법안심사소위에서 집단에너지 사업법 개정안 2건을 의결했다. 법사위와 본회의 의결 절차가 남았지만 연내 처리가 가능할 전망이다. 집단에너지가 ‘분산형전원’으로 법에 명시되는 등 향후 분산전원인 집단에너지에 대한 보상 현실화와 지원 강화 등이 더욱 힘을 얻을 것으로 보인다.

그림 23. 연도별 신재생에너지 설비 및 발전량 추이



자료: 2016년 전력시장 통계, 하나금융투자

그림 24. GDP 성장률과 전력거래량 성장을 탄성치 추이



자료: 한국은행, 한국전력, 하나금융투자

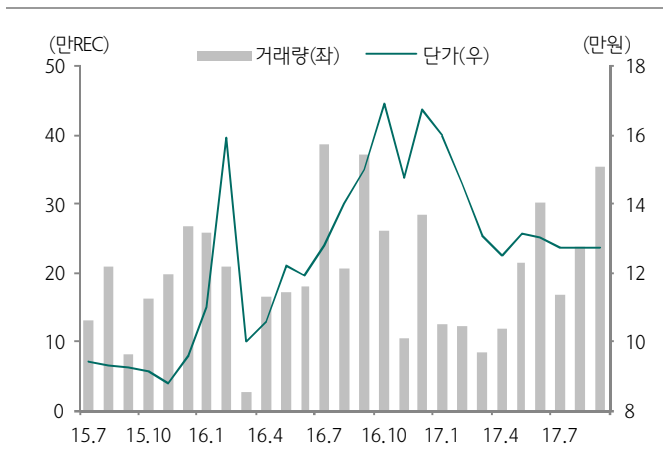


표 19. 신재생에너지 공급인증서 가중치

구분	공급인증서(가중치)	대상에너지 및 기준(설치유형)	세부기준
태양광에너지	1.2	일반부지에 설치하는 경우	100kW미만
	1.0		100kW부터
	0.7		3,000kW초과부터
	1.5	건축물 등 기존 시설물을 이용하는 경우	3,000kW이하
	1.0		3,000kW초과부터
	1.5	유지 등의 수면에 부유하여 설치하는 경우	
	1.0	자가용 발전설비를 통해 전력을 거래하는 경우	
	5.0	ESS설비(태양광설비 연계)	'16년, '17년
기타 신·재생에너지	0.25	IGCC, 부생가스	
	0.5	폐기물, 매립지가스	
	1.0	수력, 육상풍력, 바이오에너지, RDF 전소발전, 폐기물 가스화 발전, 조력(방조제 有),자가용 발전설비를 통해 전력을 거래하는 경우	
	1.5	목질계 바이오매스 전소발전, 해상풍력(연계거리 5km이하), 수열	
	2.0	연료전지, 조류	
	2.0 1.0~2.5	해상풍력(연계거리 5km초과), 지열, 조력(방조제 無)	고정형 변동형
	5.5	ESS설비(풍력설비 연계)	'15년
	5.0		'16년
	4.5		'17년

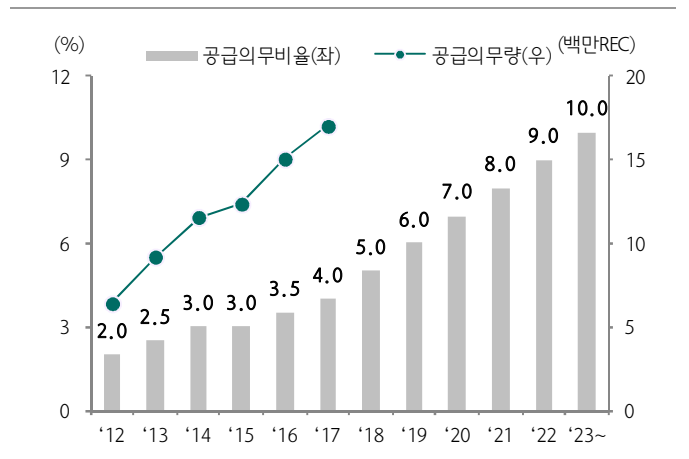
자료: 한국에너지공단, 하나금융투자

그림 25. 공급인증서(REC) 거래량 및 거래금액 현황



자료: 전력거래소, 하나금융투자

그림 26. 공급의무비율 및 공급의무량 추이



자료: 한국에너지공단, 하나금융투자

## 국내 태양에너지 기술적 잠재량

설비용량 기준 7,451GW

발전량 4,325TWh 추정

2016년 신재생에너지백서에 따르면, 국내 신재생에너지 자원 가운데 태양에너지의 기술적 잠재량(현재 기술수준으로 산출될 수 있는 에너지생산량) 설비용량은 7,451GW이다. 연간 최대 발전량은 태양광 발전의 경우(효율 16%) 4,325TWh, 태양열 발전(효율 37.45%)은 10,123TWh이다. 2016년 연간 발전량이 436TWh임을 감안하면 태양광 발전만 해도 약 9.9배 수준이다. 물론 이는 최대사용을 가정한 데이터에서 산출된 수치임을 감안해야 한다. 그럼에도 불구하고 가용한 태양에너지 자원 Capa가 연간 발전량을 훨씬 뛰어넘을 정도로 넉넉하다는 사실이 중요하다. 비용과 효율이 개선될수록 자급할 수 있는 전원비중이 확대될 것이고 이는 에너지원 다변화, 자립 측면에서 긍정적이기 때문이다.

표 20. 신재생에너지 잠재량 정의

신재생에너지 전체	이론적 잠재량	우리나라 전체에 부존하는 에너지 총량 (예: 태양 에너지의 경우 1년 간 국토 총 면적에 도달하는 일사량)
	지리적 잠재량	에너지 활용을 위한 설비가 입지할 수 있는 지리적 여건을 고려한 잠재량 (예: 지리적으로 활용할 수 없는 산지, 철도, 도로, 기타 설비제한구역 (문화재보호구역, 환경보호지역 등) 등을 제외한 지역에서의 잠재량)
	기술적 잠재량	현재의 기술수준(에너지 효율계수, 가동율, 에너지 손실요인 등을 고려)으로 산출될 수 있는 에너지 생산량 (예: 태양광 효율 16.00%, 태양열 효율 37.45%)
태양에너지	이론적 잠재량	과거 30년(1982년~2011년) 데이터 기준으로 격자별(1km X 1km) 국내 표준 일사량 가정 계절별 일사량이 가장 좋은 계절은 봄과 여름. 연평균 대비 25%, 20% 높음, 가을과 겨울은 12%, 33% 낮음
	지리적 잠재량	용도지구, 문화재 보호구역, 산지지역, 환경보호지역, 하천, 도로, 철도 등 설비도입이 어려운 제한지역 배제 산지와 하천지역의 경우 태양에너지 설비도입 사례가 있으나 분석에서 제외
	기술적 잠재량	음영을 고려한 집광판 및 집열기 설치면적 비율: 82.3% 설치면적 비율(설비 이격거리 고려) 및 평균 설비효율: 태양광 16.00%, 태양열 37.45%

자료: 2016년 신재생에너지 백서, 하나금융투자

표 21. 신재생에너지 전체 잠재량

구분		설비용량(GW)			연간 발전량(TWh/year)			석유환산톤(1,000TOE/year)		
분류	세부	이론적	지리적	기술적	이론적	지리적	기술적	이론적	지리적	기술적
태양	태양열	97,459	24,178	7,451	132,362	32,839	10,123	11,383,147	2,824,128	870,436
	태양광				56,550	14,030	4,325	4,863,294	1,206,570	371,882
풍력	육상	487.4	118	63.5	726	207	97	62,421	17,784	8,377
	해상	423	215.9	33.2	1,243	668	97	106,850	57,417	8,343
수력	-	36	19	15	313	164	53	26,875	14,141	4,525
바이오	-	237	11	9	1,705	80	64	407,395	19,121	15,368
지열	심부	9,308	연산중	30	81,534	연산중	221	7,010,648	연산중	18,990
	천부	29,078	13,913	1,298	20,736	9,921	925	1,782,956	853,054	79,551
폐기물	-	19	18	14	163	155	122	13,977	13,278	10,450
해양	조류	439	278	43	3,844	2,453	390	330,482	211,206	33,724
	조력	12	10	6	100	82	51	8,684	7,174	4,345
	파력	연산중								
	해수온도차	451	339	3	3,976	2,994	24	342,000	257,523	2,001
합계		137,949.4	39,099.9	8,965.7	246,702	49,563	12,167	21,478,435	4,274,826	1,056,110

자료: 2016년 신재생에너지 백서, 하나금융투자

## 2) 신재생에너지의 불안정성 및 저효율 대책 필요

### -불안정성

관리시스템과 백업설비, ESS로 보완  
변동성 관련 비용증가 불가피

신재생에너지 중 태양광, 풍력과 같은 변동성 전원의 경우 전력생산 불안정성이 높다. 계통 및 수요관리가 어려워 시스템 개선이 동반되어야 한다. 9월 19일 신재생 워킹그룹은 변동성 전원 대응방안으로 통합관제시스템 구축을 제안했다. 올해 말까지 시범 시스템 구축과 2년 동안 시험운영을 거쳐 신재생 비중이 크게 늘어나는 2020년 이후 본격 운영할 전망이다.

### -저효율

발전효율 낮아 필요설비 규모 증가  
단위설비당 면적이 넓어 고정비 증가

불안정성 해소를 위한 대책으로 ESS가 각광을 받고 있다. 최근 REC 가중치를 보면 ESS 연계 태양광 사업항목이 가장 높은 5.0을 부여받고 있다. 하지만 ESS 수요 증가에도 최근 리튬이온배터리는 대부분 전기차 배터리용 물량으로 집중되고 있어 설비구축 가격상승 및 일정연기 리스크가 존재한다. 또한 태양광 연계 ESS 지원금 시한이 올해 만료예정으로 적용 시한 연장이 필요한 상황이다.

발전효율이 낮은 것은 해결하기 어려운 문제이다. 현재 상용화된 태양광 설비 이용률은 평균 15% 수준이며, 풍력은 22% 수준으로 알려져 있다. 설비규모 대비 실질적인 발전량은 낮은 수준일 수밖에 없다. 이번 8차 계획 초안에 따르면 2030년 전체 신재생에너지 설비 62.6GW 가운데 태양광과 풍력설비는 48.6GW로 77.6% 수준이다. 하지만 피크기여도는 각각 15%, 2%로 낮아 최대수요에 반영되는 용량은 5,253MW에 불과할 것으로 추정된다.

설비에 필요한 부지 문제 또한 중요하다. 태양광의 경우 농지나 유휴지, 저수지 등의 수상에 설치될 것으로 예상된다. 최근 농지-태양광의 성공 사례가 나오는 등 해결가능성이 높다. 풍력은 주로 해상에 집중될 전망이다. 다만, 태풍이 주기적으로 발생하고 풍력자원이 불균형하기 때문에 제약이 있다. 또한 설비의 위치별로 내륙설비는 부지수용 및 소음발생 등 보상 이슈가 있고 해상설비는 유지보수비와 송전비가 높다는 문제가 있다. 신재생에너지 백서에 따르면 이론적으로 설비용량의 밀도 상 태양에너지 잠재량의 2% 수준으로 태양에너지보다 부지이용 측면에서 효율이 낮다.

통상 변동성 전원은 설비에 필요한 면적이 넓어 고정비 부담이 높다. 투자금액 회수기간이 길기 때문에 설비증가에 따라 보조금이 빠르게 늘어나게 될 전망이다. 보조금이나 기타 지원 수단(REC 가중치 등)이 줄어들게 되면 설비증가 속도는 둔화될 것으로 예상된다.

표 22. 신재생에너지 발전설비 전망 비교

(단위 GW)

구분		2017년	2020년	2025년	2029년/2030년
7차 계획	신재생 전체	10.5	17.3	26.1	32.9
	변동성전원	6.0	10.6	18.4	24.7
	비중(%)	57.1	61.3	70.5	75.1
8차 초안	신재생 전체	17.2	24.4	40.4	62.6
	변동성전원	7.0	13.0	27.7	48.6
	비중(%)	40.7	53.3	68.6	77.6

자료: 제8차 전력수급기본계획 국회 공론회 자료집, 하나금융투자

표 23. 신재생에너지 전력통계

	신에너지		재생에너지							바이오에너지			
	연료전지	IGCC	태양광	부생가스	폐가스	폐기물	풍력	수력	해양	Bio가스	매립가스	Bio기타	합계
<b>전력시장 참여 설비용량(MW)</b>													
2011	56	-	359	3,300	-	78	422	1,712	255	10	75	4	6,272
2012	59	-	467	3,300	-	115	487	1,738	255	10	73	9	6,513
2013	126	-	744	3,858	-	159	578	1,746	255	61	71	12	7,611
2014	165	-	1,051	4,017	-	177	641	1,759	255	67	69	19	8,219
2015	171	381	1,340	4,017	17	190	847	1,762	255	71	69	129	9,247
2016	215	381	1,613	3,010	17	160	1,048	1,782	255	81	69	205	8,834
<b>전력거래량(GWh)</b>													
2011	282.5	-	461.4	5,568.1	-	90.7	857.6	4,483.8	52.3	30.5	400.3	10.0	12,237.1
2012	374.3	-	508.0	5,648.0	-	102.6	908.4	3,853.6	465.9	35.2	382.3	10.3	12,288.8
2013	564.0	-	747.8	6,154.1	-	237.5	1,143.5	4,216.1	483.8	121.9	295.6	32.5	13,996.9
2014	919.7	-	1,125.1	9,121.9	-	422.8	1,135.2	2,706.0	492.2	282.9	246.4	38.9	16,491.2
2015	1,067.8	2.6	1,533.2	9,453.7	57.2	537.8	1,332.3	2,107.0	496.4	302.5	246.5	489.8	17,626.7
2016	1,120.6	298.5	1,807.0	9,271.6	66.6	421.1	1,673.9	2,756.9	495.5	321.0	237.9	882.8	19,353.2
<b>전력거래금액 (억원, RPS 포함)</b>													
2011	352	-	603	4,931	-	112	1,227	6,056	70	38	498	12	13,899
2012	588	-	867	5,282	-	160	1,586	6,847	721	56	602	16	16,725
2013	880	-	1,285	5,996	-	352	1,861	7,066	713	195	447	48	18,844
2014	1,452	-	2,484	9,317	-	592	1,739	4,215	681	509	347	55	21,392
2015	1,242	2.59	2,594	9,271	54	533	1,458	2,388	491	380	244	449	19,106
2016	1,195	227	3,629	9,019	51	319	1,386	2,321	375	412	181	676	19,791
<b>전력거래단가 (원/kWh, RPS 포함)</b>													
2011	124.47	-	130.68	88.56	-	123.18	143.08	135.07	134.05	125.37	124.37	124.30	113.58
2012	157.07	-	170.56	93.53	-	156.31	174.59	177.68	154.65	158.95	157.40	157.64	136.10
2013	156.04	-	171.88	97.43	-	148.43	162.73	167.60	147.30	160.14	151.09	148.81	134.63
2014	157.82	-	220.80	102.14	-	140.09	153.17	155.78	138.40	179.97	140.78	140.69	129.72
2015	116.27	98.07	169.18	98.07	94.47	99.05	109.41	113.34	98.96	125.52	99.15	91.63	108.39
2016	106.62	76.11	200.83	97.28	75.92	75.81	82.80	84.19	75.69	128.32	76.15	76.60	102.26
<b>전력거래금액 (억원, RPS 제외)</b>													
2011	352	-	603	4,931	-	112	1,227	6,056	70	38	498	12	13,899
2012	588	-	867	5,282	-	160	1,586	6,847	721	56	602	16	16,725
2013	837	-	1,181	5,996	-	352	1,861	7,066	713	183	447	48	18,684
2014	1,289	-	1,635	9,317	-	592	1,739	4,215	681	397	347	55	20,267
2015	1,071	2.59	1,564	9,271	54	533	1,458	2,388	491	301	244	449	17,827
2016	857	227	1,388	9,019	51	319	1,386	2,321	375	242	181	676	17,042
<b>전력거래단가 (원/kWh, RPS 제외)</b>													
2011	124.47	-	130.68	88.56	-	123.18	143.08	135.07	134.05	125.37	124.37	124.30	113.58
2012	157.07	-	170.56	93.53	-	156.31	174.59	177.68	154.65	158.95	157.40	157.64	136.10
2013	148.35	-	157.88	97.43	-	148.43	162.73	167.60	147.30	150.08	151.09	148.81	133.49
2014	140.13	-	145.29	102.14	-	140.09	153.17	155.78	138.40	140.42	140.78	140.69	122.90
2015	100.28	98.07	102.00	98.07	94.47	99.05	109.41	113.34	98.96	99.66	99.15	91.63	101.13
2016	76.46	76.11	76.81	97.28	75.92	75.81	82.80	84.19	75.69	75.42	76.15	76.60	88.06
<b>설비용률 추정 (% , 설비용량 대비 발전량)</b>													
2011	57.6	-	14.7	19.3	-	13.3	23.2	29.9	2.3	34.8	60.9	28.6	22.3
2012	72.4	-	12.4	19.5	-	10.2	21.3	25.3	20.9	40.2	59.8	13.1	21.5
2013	51.1	-	11.5	18.2	-	17.0	22.6	27.6	21.7	22.8	47.5	30.9	21.0
2014	63.6	-	12.2	25.9	-	27.3	20.2	17.6	22.0	48.2	40.8	23.4	22.9
2015	71.3	0.1	13.1	26.9	38.4	32.3	18.0	13.7	22.2	48.6	40.8	43.3	21.8
2016	59.5	8.9	12.8	35.2	44.7	30.0	18.2	17.7	22.2	45.2	39.4	49.2	25.0

주: 설비용률은 이용률은 준공시점을 고려하지 않았으며, 발전량 대신 전력거래량으로 산정한 값  
 자료: 2016년 전력시장 통계, 하나금융투자



### 3) 중간부하로서 LNG발전의 역할 부각

피크수요는 신재생에너지(태양광)이  
주로 담당할 전망

전력수요가 증가하는 여름과 겨울에  
태양광 발전량은 감소하는 역패턴

중간부하로서의 LNG 필요성 확대

태양광 발전은 전력생산이 본격화되는 일조시간 대부분이 전력수요가 높은 순간이기 때문에 피크수요에 최적화되어 있다. 피크수요에서 전력공급 문제가 발생할 경우 변동에 대처하기 위해 짧은 시간 안에 백업설비 가동이 필요하다. 따라서 설비가동시간이 빠른 LNG발전이 첨두부하에서 중간부하까지 신재생에너지의 백업역할을 담당할 전망이다.

한국의 전력수요는 계절성이 강하기 때문에 기저부하와 첨두부하의 비중조절이 필요하다. 기저부하는 상시적으로 가동할 수 있는 저원가성 발전원으로 이해할 수 있다. 원자력발전의 경우 고정비가 높은 반면 연료비 등 변동비가 낮아 기저발전에 최적화되어 있다. 전력수요는 계절적으로 겨울철, 여름철에 집중되며 일별 시간대로는 주로 정오 이후 오후 시간에 피크를 맞이한다. 전력판매량도 전력수요와 비슷한 흐름을 나타낸다.

일조량은 태양광 발전량과 직결되는 요소다. 기상청에 의하면 일조시간은 주로 봄, 가을에 늘어나며 여름, 겨울에 감소했다. 최근 2년간 여름과 겨울 일조시간이 증가했지만 여전히 봄 대비 적은 수준이다. 또한 태양광 인버터 효율은 섭씨 25도 정도가 최적으로 알려져 있어 여름철 온도 상승 시 효율이 감소한다. 수요가 많은 시점(여름 냉방, 겨울 난방)에는 태양광 설비가 비효율적이기 때문에 백업용 피크설비 확보는 필수적이다.

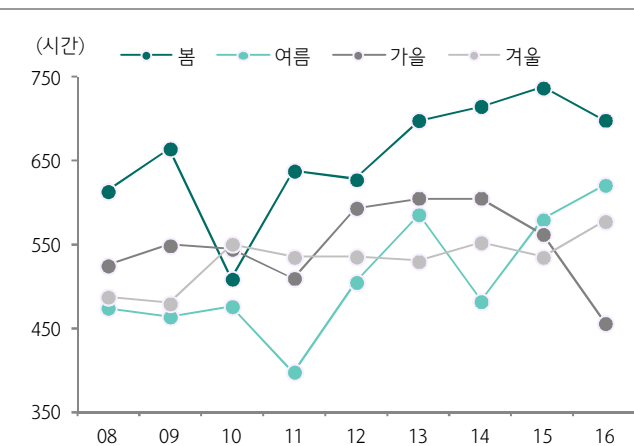
표 24. 한국 일조시간 추이

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
연간 합계	2,155	2,155	2,019	2,099	2,265	2,434	2,342	2,399	2,321
봄	614	665	509	639	628	699	716	738	699
여름	474	464	476	398	505	586	482	580	621
가을	525	549	545	510	594	606	606	563	456
겨울	488	479	551	535	536	530	553	535	578

주: 겨울·전년도 12월~당해년도 2월

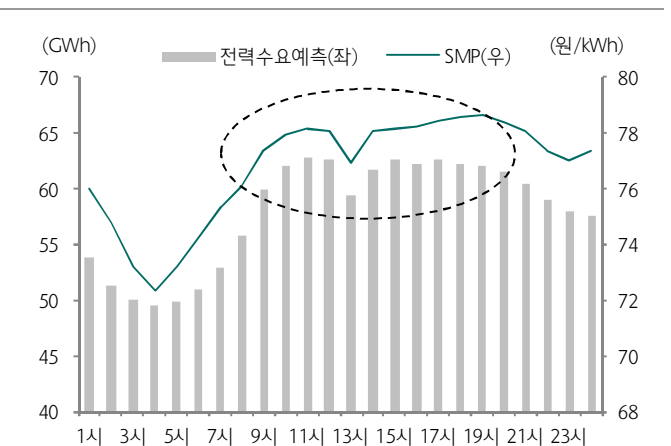
자료: 기상청, 하나금융투자

그림 27. 계절별 일조시간 추이



자료: 기상청, 하나금융투자

그림 28. 2016년 연간 시간대별 전력수요 예측



주: 가격결정발전계획 수립을 위한 시간대별 육지 전력수요 예측량

자료: 2016년 전력시장통계, 하나금융투자

## 5. 2030년 LNG 발전량 2016년 대비 2배 이상 증가 전망

### 1) 2030년 LNG설비 47GW로 2017년 대비 48.8% 증가

비용증가 또는 전력 불안전성 여부는 발전량 Mix에 관한 문제

LNG복합화력 대체건설이 없는 것을 가정하더라도 원전+석탄+LNG복합 설비는 2017년 대비 8,068MW 증가

현재 LNG복합화력의 낮은 가동률을 감안하면 2030년까지 설비용량이 부족한 상황은 발생하기 어려움

원전은 이번 신고리 5,6호기 건설 재개로 2022년까지 총 4기, 7,000MW가 추가로 도입될 예정이다. 신고리 5,6호기 공론화 기간 동안 건설이 중지된 영향을 감안한다면 다소 늦어질 가능성도 있다. 폐지설비는 2022년 월성 1호기로 예상되며 679MW이다. 월성원전을 시작으로 2029년까지 총 10기, 8,450MW의 설비가 지속적으로 수명만료를 맞이한다.

석탄의 경우 현재 건설을 진행 중인 9기 중 공정률이 낮은 신규 4기, 4,160MW는 LNG로 연료전환을 가정했다. 나머지 5기는 2019년부터 2022년까지 5,160MW 설비가 순차적으로 도입된다. 서천 1,2호기, 영동 1호기 총 3기, 525MW의 노후설비가 폐지되었다. 노후석탄 설비 10기 중 기폐지 3기를 제외한 7기, 2,820MW는 2019년부터 2022년까지 이번 정부 임기 중에 폐지를 목표로 추진된다. 이후 2032년까지 수명 40년이 도래하는 석탄화력발전 설비는 없다. 수명만료를 30년으로 단축하는 경우 2023년부터 총 10,520GW가 감소하나, 현재까지 석탄화력 수명에 관해 언급된 바 없기 때문에 수명은 40년으로 간주한다.

LNG복합화력은 2023년 7차 계획에 포함되어 있는 서인천 1~8호기 1,800MW가 폐지될 예정이다. 신규 도입은 2018년부터 2022년까지 9기 6,251MW가 예정되어 있다. LNG는 2019년부터 원전과 석탄이 수명만료되는 용량만큼 대체건설이 이행되는 것을 가정했다. LNG도 석탄과 마찬가지로 2030년 이전에 수명 40년이 되는 발전소는 없으며 2032년부터 순차적으로 수명이 만료될 전망이다. 대체건설이 없을 경우 2030년 설비는 35,853MW다.

석유는 신규 설비가 없고 수명만료는 2018년 제주GT 55MW, 2021년 울산 4~6호기 1,200MW, 2024년 평택 1~4호기 1,400MW를 가정하여, 2030년 1,195MW로 전망한다.

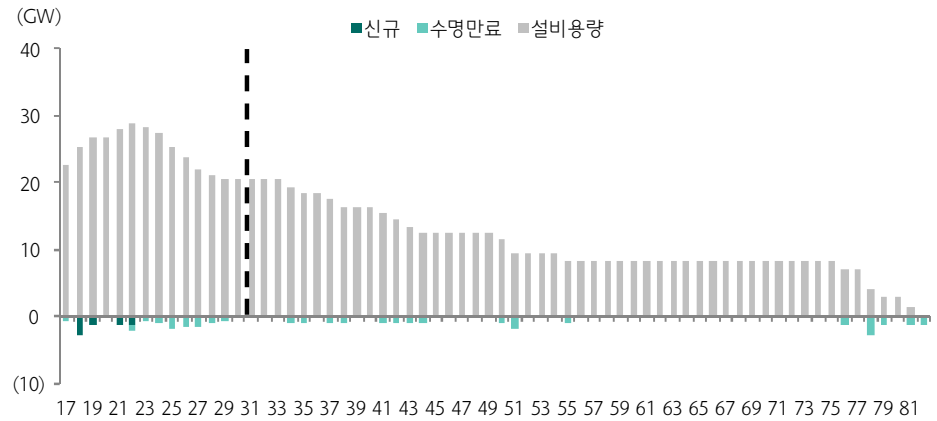
표 25. 연간 발전설비 Mix 추이 및 전망 (수명만료 기저설비는 LNG로 대체건설 가정)

	원전			석탄			LNG복합			
	신규	수명만료	설비용량	신규	수명만료	설비용량	신규	수명만료	대체건설	설비용량
2017년		(587)	22,529	5,294	(525)	35,315	3,886	(480)		31,402
2018년	2,800		25,329			35,315	1,040			32,442
2019년	1,400		26,729	1,000	(1,260)	35,055	951		1,260	34,653
2020년			26,729	1,040		36,095	1,000			35,653
2021년	1,400		28,129	1,040	(1,060)	36,075	2,680			38,333
2022년	1,400	(679)	28,850	2,080	(500)	37,655	580		1,179	40,092
2023년		(650)	28,200			37,655		(1,800)	650	38,942
2024년		(950)	27,250			37,655			950	39,892
2025년		(1,900)	25,350			37,655			1,900	41,792
2026년		(1,650)	23,700			37,655			1,650	43,442
2027년		(1,650)	22,050			37,655			1,650	45,092
2028년		(950)	21,100			37,655			950	46,042
2029년		(700)	20,400			37,655			700	46,742
2030년			20,400			37,655				46,742

자료: 한국전력, 전력통계정보시스템, 연로보도, 하나금융투자

2017년 기말 기준 22,529MW  
2030년 기말 기준 20,400MW  
올해 말 대비 설비용량 9.4% 감소

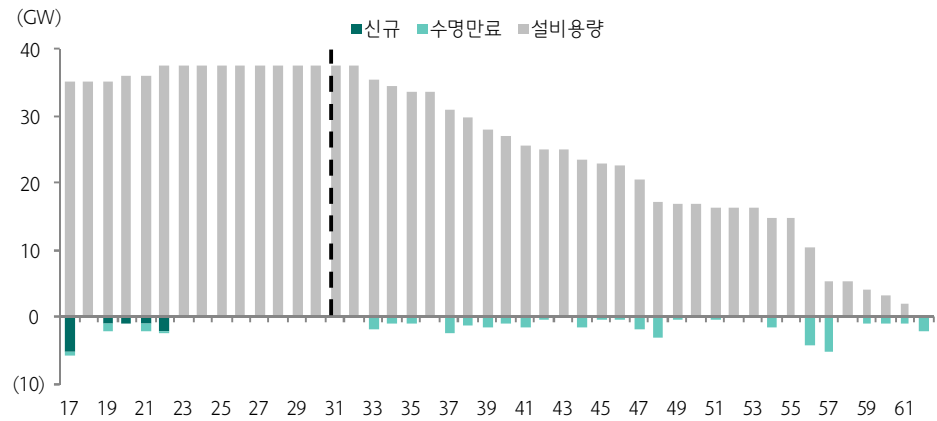
그림 29. 원전설비 추정



자료: 전력통계정보시스템, 한국전력, 하나금융투자

2017년 기말 기준 35,315MW  
2030년 기말 기준 37,655MW  
올해 말 대비 설비용량 6.6% 증가

그림 30. 석탄화력설비 추정

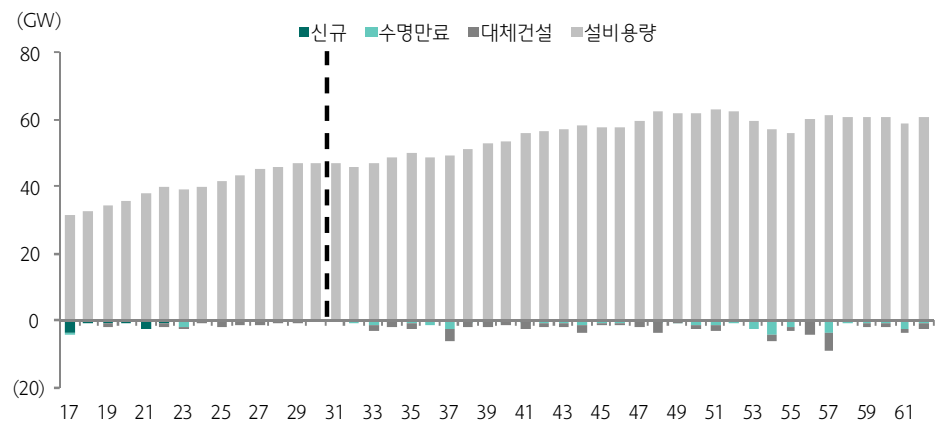


자료: 전력통계정보시스템, 한국전력, 하나금융투자

2017년 기말 27,996MW  
2030년 기말 46,742MW  
연간 평균 5.2% 성장 지속 전망

2019년부터 수명만료되는 원전과  
석탄설비를 LNG복합으로 대체 전망

그림 31. LNG복합화력설비 추정



자료: 전력통계정보시스템, 한국전력, 하나금융투자

## 2) 신재생에너지 발전량 20%, LNG 발전량 37%로 확대

신재생 5.5% → 20%

LNG 22.4% → 37%

원전 30.0% → 18%

석탄 39.5% → 25%

발전량 기준 원전과 석탄(무연탄+유연탄) 비중은 30%, 39.5%에서 각각 18%, 25%로 감소하며 LNG와 신재생(수력 포함)은 22.4%, 5.5%에서 37%, 20%로 확대될 전망이다. 이번 전력정책의 핵심 목표인 발전량 Mix를 토대로 소요되는 비용에 대한 추정이 필요하다.

2030년 신재생에너지 정격용량 62.6GW 중 변동성전원 48.6GW를 풍력과 태양광에 배분했다. 비율은 7차 계획에 목표로 한 풍력과 태양광 설비 비중을 적용했다. 피크기여도 또한 7차 계획에 사용된 수치를 적용했고 태양광은 8차 전력수급기본계획 국회 공론회 자료집에 명시된 15%를 반영했다. 적정 설비비율 22%는 피크기여도 기준 신재생에너지 중 변동성전원 비중 5.2%(풍력0.3%, 태양광4.9%)를 감당하기에 충분한 수치로 판단된다. 백업설비로 양수발전, LNG 가스터빈 등을 보완할 계획으로 유희설비는 충분하나 가동이 늦어져서 발생 하는 수급불균형 가능성도 낮다.

2030년 발전량은 7차 계획 당시 정격용량 대비 발전량 비율을 실질적 발전효율로 가정하여 반영했다. 다만 수요관리(12%) 목표로 감소하는 발전량에 대한 부분은 가중치 0.88을 적용했다. 이에 따라 발전량은 7차 계획 83TWh 대비 133TWh로 증가한다. 133TWh를 전체 발전량 대비 20%로 가정하면 2030년 전체 발전량은 666TWh로 추정할 수 있다. 7차 계획 기준 2029년 전체 발전량이 710TWh임을 감안하면 크게 감소하는 수치다.

표 26. 2030년 발전원별 발전량 Mix

(단위: %)

	원자력	석탄(무연탄+유연탄)	가스화력	유류화력	신재생(수력 포함)
2016년 발전량 비중	30.0	39.5	22.4	2.6	5.5
2030년 목표(대선 공약)	18.0	25.0	37.0	0.0	20.0

자료: 한국전력, 언론보도, 하나금융투자

표 27. 신재생에너지 발전량 Mix 20% 상세 추정

	수력	풍력	해양에너지	태양광	바이오	폐기물소각	부생가스	연료전지	IGCC	계
2029년 정격용량(MW, 7차)	1,824	8,064	1,025	16,565	193	168	2,800	1,351	900	32,890
2030년 정격용량(MW, 8차)	3,091	15,913	1,737	32,687	327	285	4,745	2,290	1,525	62,600
7차 피크기여도(%)	28.0	2.2	1.1	13.0	23.3	10.3	68.6	70.0	60.0	19.2
8차 피크기여도(%)	28.0	2.2	1.1	15.0	23.3	10.3	68.6	70.0	60.0	19.2
2029년 실효용량(MW, 7차)	511	178	11	2,154	45	17	1,921	946	540	6,323
2030년 실효용량(MW, 8차)	865	350	19	4,903	76	29	3,256	1,604	915	12,018
최대수요 대비 설비비중(%)	0.9	0.3	0.0	4.9	0.1	0.0	3.2	1.6	0.9	12.0
발전량(GWh, 7차)	6,957	16,663	1,819	21,210	847	331	20,873	8,081	6,307	83,088
전체발전량 대비 비중(%)	1.0	2.3	0.3	3.0	0.1	0.0	2.9	1.1	0.9	11.7
발전량(GWh, 8차)	10,375	28,935	2,713	36,831	1,263	494	31,129	12,052	9,406	133,197
전체발전량 대비 비중(%)	1.6	4.3	0.4	5.5	0.2	0.1	4.7	1.8	1.4	20.0

주: 2030년 정격용량: 7차 계획의 2029년 목표수치에서 증가추세를 반영하여 추정. 태양광: 변동성전원 48.6GW에 7차 계획 당시 변동성전원 비중 0.67을 곱한 수치  
 풍력: 변동성전원 48.6GW에 7차 계획 당시 변동성전원 비중 0.33을 곱한 수치. 기타: 신재생 전체 62.6GW에서 변동성전원 48.6GW를 제외한 용량에 7차 계획 당시 기타 전원별 비중을 곱한 수치  
 피크기여도: 태양광 15.0% 적용(국회 공론회 자료집 참조). 2030년 발전전력량: 발전원별 효율이 같다는 가정하에 설비규모 증가율만큼 추정. 수요관리로 인한 발전량 감소 가중치 0.88 적용  
 자료: 제8차 전력수급기본계획 국회 공론회 자료집, 하나금융투자

## 3) 2030년 온실가스배출량 2016년 대비 3.9% 증가

연료별 탄소배출계수(kg CO<sub>2</sub>e/kWh)  
 석탄 0.8230kg/kWh  
 석유 0.7018kg/kWh  
 LNG 0.3625kg/kWh

제2차 에너지기본계획의 탄소배출계수를 적용하면 2016년 대비 2030년 온실가스 배출량은 약 5백만톤으로 약 2.0% 감소한다. 석탄과 석유 온실가스 배출량이 각각 23.8%, 712.7% 감소하지만, 원자력 발전량이 감소하고 LNG 발전량이 증가하면서 석탄과 석유의 감축량을 상쇄하기 때문에 소폭 감소하는 수준이다. 결과적으로 절대수치 감소는 긍정적이다.

실질적으로 신재생으로 분류되는 폐기물 소각, 부생가스, IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle, 석탄가스화복합발전) 등은 실제 발전시 온실가스를 동반하는 발전원이다. IEAE에 의하면 건설과정 등 Life-Cycle 차원에서 간접적인 온실가스 배출 등을 포함하는 경우 신재생을 포함하여 원자력에도 배출계수를 적용하게 된다. IAEA 계수를 적용할 경우 온실가스 배출량은 2016년 대비 3.9%(약 1,140만톤) 증가하는 것으로 추정된다.

표 28. 2030년 발전부문 온실가스 감축량 추정 - 제2차 에너지기본계획 계수 적용

	원자력	석탄 (무연탄+유연탄)	LNG (복합)	석유 (유류+내연)	신재생 (신재생+수력)	합계
전력량(TWh)						
2016년 전원별 발전량	162.0	217.1	120.8	14.3	26.2	540
2016년 발전량 Mix(%)	30.0	40.2	22.4	2.7	4.8	100
2030년 전원별 발전량	118.9	165.5	245.4	3.9	132.2	666
2030년 발전량 Mix(%)	17.9	24.9	36.9	0.6	19.9	100
온실가스(백만톤)						
탄소배출계수(kg-CO <sub>2</sub> e/kWh)	0	0.8230	0.3625	0.7018	0	-
2016년 추정량	0	179	44	10	0	233
2030년 추정량	0	136	89	3	0	228
2016년 대비 감축량	0	(42)	45	(7)	0	(5)
2016년 대비 감축비율(%)	N/A	(23.8)	103.1	(72.7)	N/A	(2.0)

주: 탄소배출계수: 제2차 에너지기본계획 참조  
 자료: 제2차 에너지기본계획, 하나금융투자

표 29. 발전원별 이산화탄소 등가배출량

	원자력	석탄	LNG	석유	수력	태양광	풍력
배출계수(kg-CO <sub>2</sub> /kWh)	0.010	0.991	0.549	0.782	0.008	0.054	0.014

자료: IAEA(2006년), 하나금융투자

표 30. 2030년 발전부문 온실가스 감축량 추정 - IAEA 계수 적용

	원자력	석탄 (무연탄+유연탄)	LNG (복합)	석유 (유류+내연)	신재생 (신재생+수력)	합계
온실가스(백만톤)						
탄소배출계수(kg-CO <sub>2</sub> e/kWh)	0.0100	0.9910	0.5490	0.7820	0.0253	-
2016년 추정량	2	215	66	11	1	295
2030년 추정량	1	164	135	3	3	306
2016년 대비 감축량	(0)	(51)	68	(8)	3	11
2016년 대비 감축비율(%)	(26.6)	(23.8)	103.1	(72.7)	404.8	3.9

주: 탄소배출계수: IAEA 수치 참조. 신재생은 수력과 태양광 풍력의 평균치 적용  
 자료: IAEA, 하나금융투자

#### 4) 발전전력량 Mix 변화로 2030년 정산비용 17조원 증가

발전원별 정산단가 평균 10원 상승시  
전체 비용은 약 6.7조원 증가

2030년에는 2016년 대비 정산비용이 약 17조원 증가할 전망이다. 2030년 정산단가는 2016년 대비 10원/kWh 상승을 가정했고 발전원별 발전량 증분에 정산단가 차이를 적용해 산출했다. 2030년 Mix 기준 정산단가 10원/kWh 변동 시 원자력 1.2조원, 석탄 1.7조원, LNG 25조원, 신재생 1.3조원이 증가하는 것으로 추정된다.

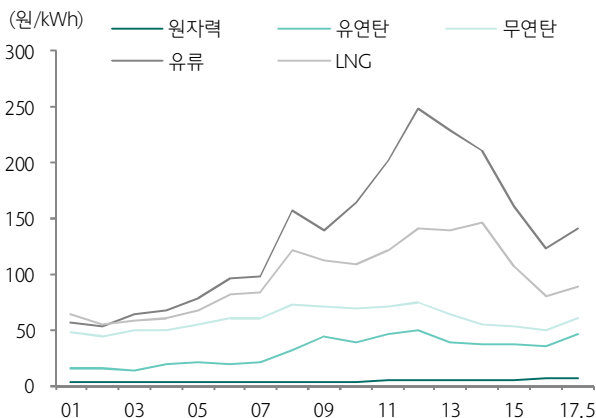
석탄, 석유 등 주요 연료가격은 2016년에 저점을 기록한 이후 점진적으로 상승하고 있다. 석탄은 지난해 평균 톤당 66달러에서 올해 평균 85달러까지 30% 상승했고, 유가도 두바이 기준 배럴당 42달러에서 51달러로 24% 상승했다. 전력량 Mix 변화로 석탄의 가격민감도는 감소하지만 LNG의 민감도는 증가할 것으로 판단된다. 현재 국내 도입되는 LNG 대부분은 유가연동 계약이다. LNG 도입국가 및 도입계약형태 다변화가 필요한 것으로 판단되며, LNG 발전량이 늘어날수록 유가 상승으로 인한 LNG 도입가격 상승 리스크가 부각될 전망이다.

표 31. 2030년 발전부문 비용증가 추정 - 2016년 정산단가 적용

	원자력	석탄 (무연탄+유연탄)	LNG (복합)	석유 (유류+내연)	신재생 (신재생+수력)	합계
전력량(TWh)						
2016년 전원별 발전량	162.0	217.1	120.8	14.3	26.2	540
2016년 발전량 Mix(%)	30.0	40.2	22.4	2.7	4.8	100
2030년 전원별 발전량	128.4	178.7	265.0	4.2	142.7	719
2030년 발전량 Mix(%)	17.9	24.9	36.9	0.6	19.9	100
발전량 증감폭	(33.6)	(38.4)	144.1	(10.1)	116.5	178.5
발전량 증감률(%)	(20.8)	(17.7)	119.3	(70.5)	445.0	33.0
전력량 Mix 변화(%p)	(12.1)	(15.3)	14.5	(2.1)	15.0	0.0
연료비(십억원)						
정산단가(원/kWh, 2016년)	67.9	78.4	100.1	109.6	119.9	
정산단가(원/kWh, 2030년)	77.9	88.4	110.1	119.6	129.9	
2016년 대비 증가폭	(2,927)	(4,045)	12,470	(1,141)	12,710	17,067
10원/kWh 상승시 증가폭	1,189	1,655	2,454	39	1,322	6,660

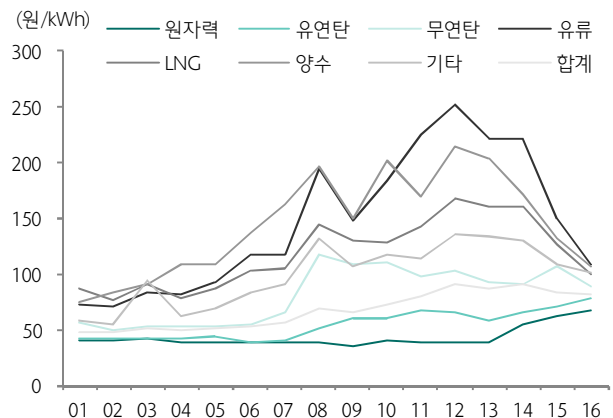
주: 정산단가(2016년): 전력거래소 '2016년 연간 전력시장 운영실적' 참조  
자료: 하나금융투자

그림 32. 연료원별 연료비단가 추이



주: RPS 비용 제외, 자료: 전력통계정보시스템, 하나금융투자

그림 33. 연료원별 정산단가 추이



주: RPS 비용 제외, 자료: 전력통계정보시스템, 하나금융투자



## 5) 전기요금 매년 연평균 1.28% 인상 필요할 전망

2030년 전력판매량 604TWh 추정

2030년 비용증가분 17조원

전기요금 전가 시 판매단가 139.5원

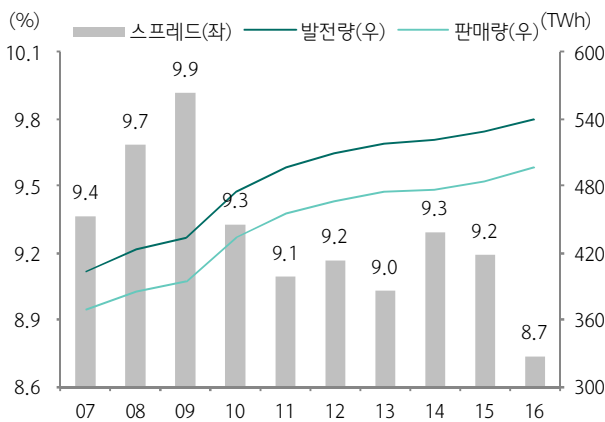
2016년 대비 약 25.4% 상승 요인

비용증가분 17조원을 전기요금에 전가하는 경우 2030년 판매량 추정치 604TWh로 나누면 평균 약 28.2원/kWh 증가가 필요하다. 계약종별로 판매단가가 다르지만 평균단가로 인상하는 경우 2016년 평균 판매단가가 111.2원임을 감안하면 2030년 추정 판매단가는 139.5원으로 약 25.4% 상승할 전망이다. 올해 연내 전기요금 인상 가능성은 낮다고 판단되며 2018년부터 13년간 연평균 1.28% 요금인상이 필요할 것으로 판단된다.

전력판매량은 전체 전력발전량보다 적다. 소내전력량, 송배전손실 등이 반영되기 때문이다. 최근 10년간 발전량과 판매량의 스프레드 평균 9.3%를 반영하여 2030년 실제 판매량을 604TWh로 추정한다. 이는 2016년부터 연평균 1.17% 성장하는 수준이다.

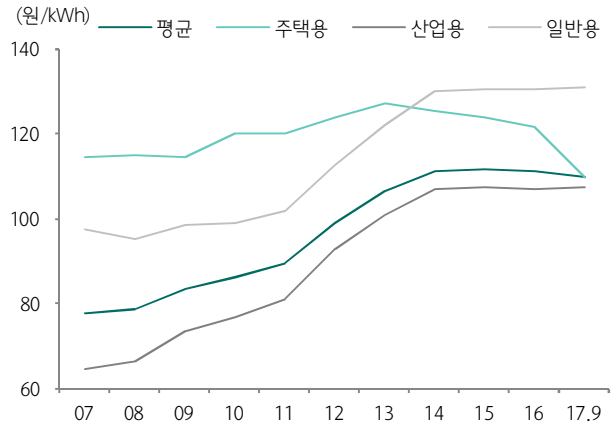
정부는 임기가 끝나는 2022년 전까지 전기요금 인상은 없을 것이라고 밝힌 바 있다. 일정을 고려해도 2022년까지 기저설비는 약 12.8GW, 고효율 신규 LNG설비도 약 9.7GW 추가될 전망이다. 변동비 반영 시장이 유지된다는 가정하에 기저발전이 늘어나게 되면 요금인상의 당위성은 높지 않다. 하지만 LNG와 신재생 발전량 비중을 늘린다는 기존 공약과 상충되기 때문에 해당 비용증가분을 반영할 경우 전기요금 인상은 불가피할 것이다. 또한 최근 연료비 연동제 도입이 언급되는 등 비용증가에 대응하기 위한 요금인상 가능성은 열려있다.

그림 34. 발전량과 판매량 스프레드



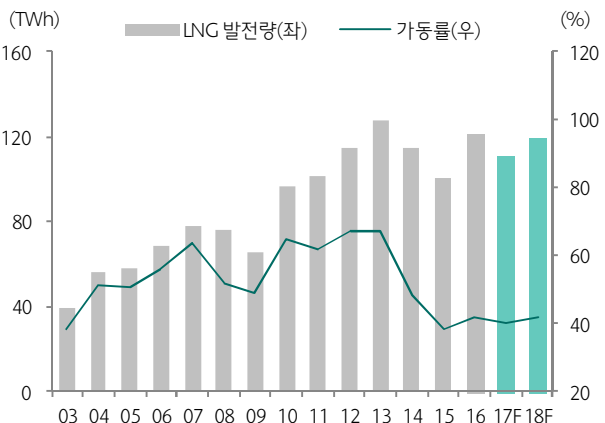
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 35. 주요 계약종별 판매단가 추이



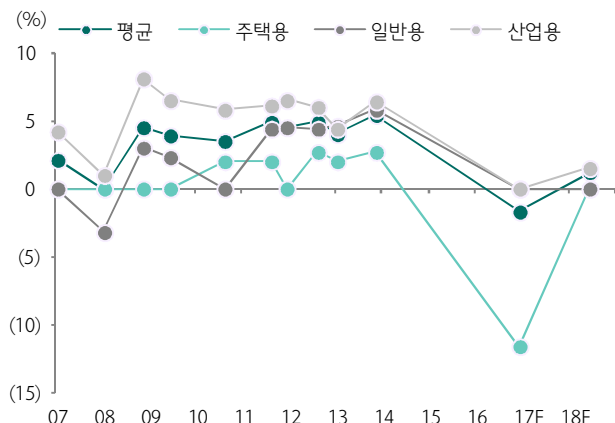
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 36. LNG복합화력 발전량 추이 및 전망



자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 37. 전기요금 변동률 추이 및 전망



자료: 한국전력, 하나금융투자

## 6. 발전용 LNG 수요 증가로 신규물량 확보 필요

### 1) 현재 구매자 우위 시장은 신규 LNG 도입물량 확보 적기

발전원 다양성 확보는 필수불가결한 요소. 현재 구매자 우위인 LNG 시장 최대한 활용해야 하는 당위성 부각

LNG: 소비량 증가로 인한 가격상승 리스크 존재. 신규물량 확보 및 LNG 도입계약방식 다변화 필요

원자력: 연료 가격상승 리스크 낮음  
폐기물 문제는 현재 해결 어려움

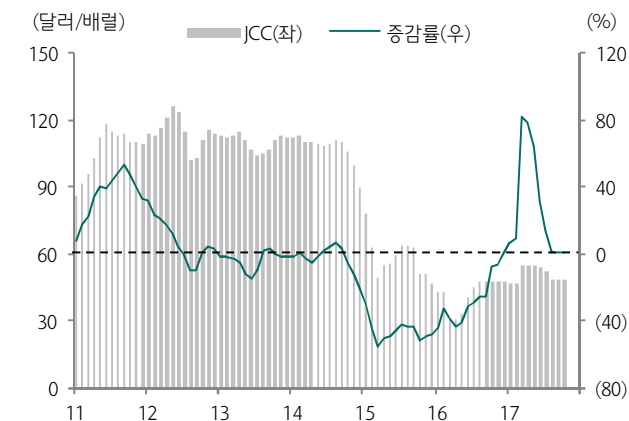
석탄: 발전Mix가 가장 높은 발전원  
최대 석탄소비국가 중국의 수요변화 발생시 가격급변 가능성 존재

LNG는 현재 미국의 저렴한 셰일가스 등장 이후 구매자 우위의 시장이 형성되어 있다. 온실가스 감축이슈 등으로 중국, 한국, 일본 등 동아시아 주요 국가의 발전설비 확대 및 소비가 늘어날 것으로 예상되고 있다. 2023년부터는 다시 생산자 우위 시장으로 전환된다는 전망이 존재한다. 한편 국내 LNG도입 물량의 대부분을 차지하는 한국가스공사의 경우 도입가격을 유가연동방식으로 결정하고 있어 최근 구매자 우위 시장의 수혜와는 연관성이 낮다. 따라서 만료되는 장기공급계약을 새로운 계약으로 대체하여 평균 도입단가를 낮출 필요가 있다.

IAEA에 따르면 원자력발전 주 연료인 우라늄의 경우 연간 사용량 6.3만톤 대비 가채량은 570만톤으로 약 90년 사용가능한 수준으로 알려져 있다. 일본의 후쿠시마 원전 사고 이후 우라늄 가격이 하락했지만 최근 중국이 원자력 발전소를 빠르게 늘리고 있어 가격의 방향을 지켜볼 필요가 있다. 연료의 경제성 문제에서는 리스크가 낮지만 폐기물 처리공간의 제약이 존재하며 사용후핵연료 재처리 기술에 대한 부분은 한국의 경우 원자력 협정 때문에 제한적이기 때문에 확대하기 어려울 전망이다.

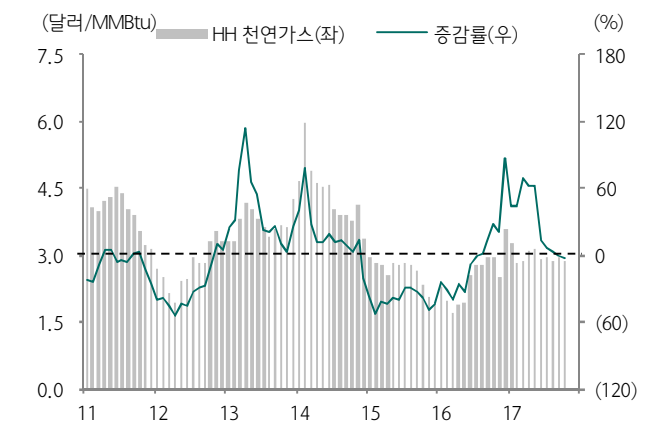
석탄의 경우 세계적으로 매장량이 많고 수입처도 다양하지만 최대 소비국가인 중국의 수요 변화가 가격변동에 큰 영향을 미치고 있다. 2016년 4분기 연료탄, 원료탄의 급격한 상승은 중국 자국내 석탄생산일수 조정에 따른 영향 때문이다. 중국 국가개발개혁위원회에 따르면 급등한 석탄에 대응하기 위해 가격이 톤당 600위안을 웃돌거나 혹은 470위안을 밑돌 경우 재고를 이용해 가격을 조정할 계획이다. 또한 중국 정부는 전력부분 13.5계획을 통해 석탄 화력발전 설비비중을 2020년까지 전체의 약 55%까지 감축할 방침이다. 다만 전체 석탄화력 발전 설비용량을 1,100GW 이내로 억제할 방침으로 2016년말 기준 중국 석탄화력 설비가 943GW임을 감안하면 현재보다 석탄소비가 늘어날 여지가 충분하다. 추가적으로 향후 인도 전력시장 급성장을 감안하면 초과수요로 석탄가격이 변동할 수 있다.

그림 38. JCC(Japan Crude Cocktail) 추이



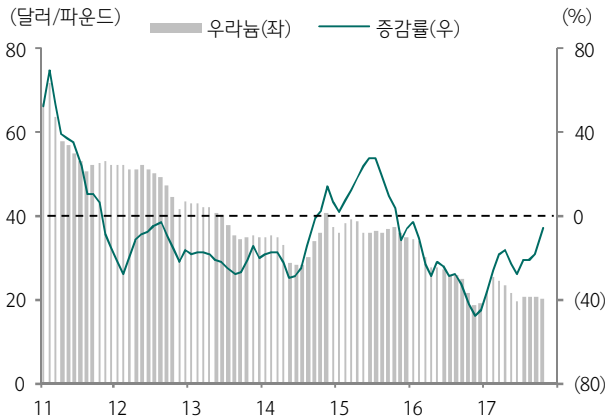
자료: Datastream, 하나금융투자

그림 39. 미국 Henry Hub 천연가스 가격 추이



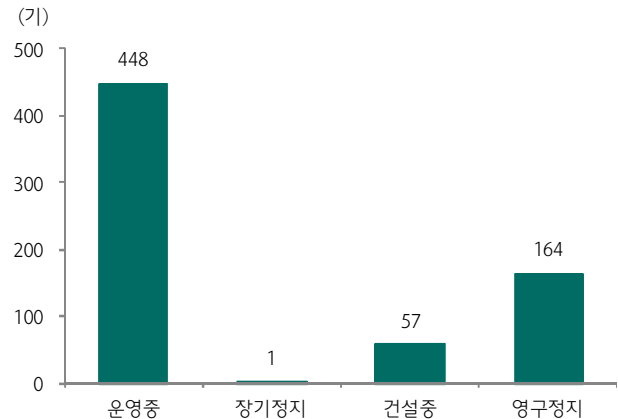
자료: Datastream, 하나금융투자

그림 40. 우라늄 가격 추이



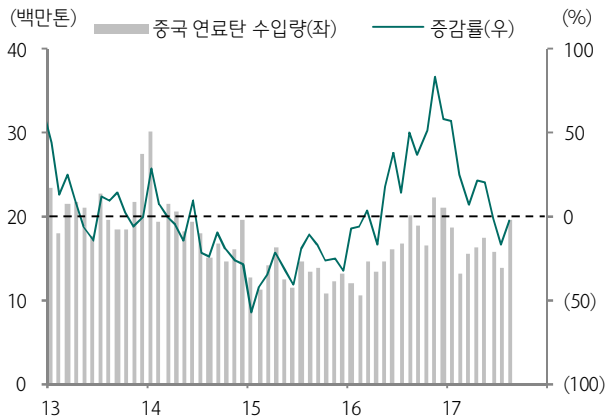
자료: Datastream, 하나금융투자

그림 41. 세계 원전 운영현황 (2017년 10월 기준)



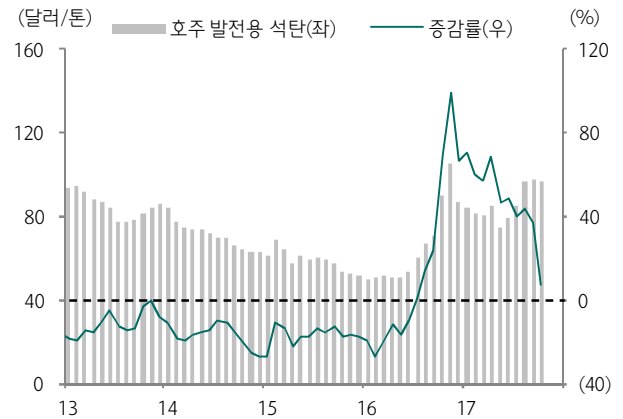
자료: IAEA, 하나금융투자

그림 42. 중국 발전용 석탄 생산량/수입량 추이



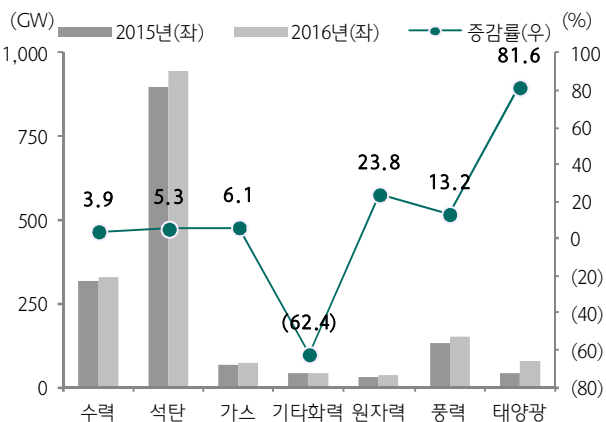
자료: Bloomberg, 하나금융투자

그림 43. 발전용 석탄가격 추이



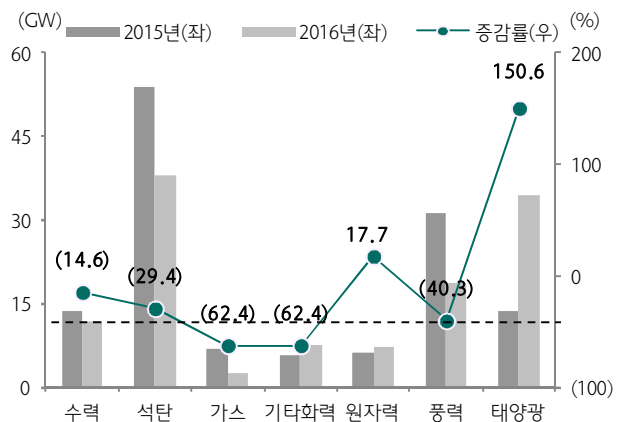
자료: Datastream, 하나금융투자

그림 44. 중국 누적 발전설비용량 추이



자료: 중국전기위원회, 하나금융투자

그림 45. 중국 신규 발전설비용량 추이



자료: 중국전기위원회, 하나금융투자

## LNG 발전량 확대에 따른 신규 LNG 도입계약 필요

### 2) 2022년 국내 LNG 초과수요 발생 전망

한국가스공사 노조 부설 가스정책연구소에 따르면 제13차 장기천연가스수급계획에 예정된 물량에 비해서 2022년에 676만톤, 2028년은 2,699만톤의 천연가스가 부족할 것으로 예상된다. 2022년의 경우, 12차 계획에서 3,396만톤 수요를 예상했지만 13차 계획에서는 4,200만톤으로 추정해 676만톤이 부족하다. 2026년에는 12차 계획 3,502만톤 대비 13차 계획 4,512만톤으로 1,886만톤이 부족하고 2028년에는 부족물량이 2,699만톤으로 늘어날 것으로 추정된다.

천연가스는 생산지역이 제한적이고 대부분의 생산자가 장기공급계약을 통해 운영리스크를 회피하기 때문에 대규모 현물시장 물량을 구하기가 쉽지 않다. 따라서 장기계약 확보가 필수적이다. 또한 신규 LNG물량을 장기 도입하기 위해서는 협상단계 1~2년과 건설단계 5년 등 실질적으로 5~7년 정도의 사전 준비기간이 필요하다고 알려져 있다.

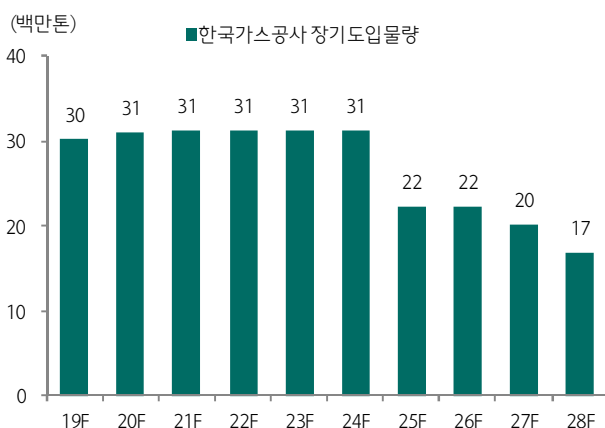
최근 한국가스공사의 삼척LNG기지가 준공되었다. 2006년 제8차 장기천연가스수급계획에 따라 건설을 추진하여 2008년 설계, 2010년 착공을 거쳐 약 10년이 소요되었다. 또한 국내 제5LNG기지 건설을 위한 우선 협상대상지역으로 당진시 석문국가산업단지를 선정하였다. 2020년부터 2025년까지 LNG 저장탱크 4기 건설을 목표로 추진되며 2단계는 2027년 2기, 3단계 2029년 2기, 4단계 2031년 2기 순으로 진행될 예정이다. 신규 물량을 도입할 준비가 진행되고 있으며 구체적 계획은 올해 제8차 전력수급계획, 제13차 장기천연가스수급계획에 담길 것으로 판단된다.

표 32. 천연가스 예상수요 및 과부족물량

	예상수요		도입계획물량	과부족	
	12차	13차 추정		12차	13차 추정
2022년	3,396	4,200	3,524	128	(676)
2024년	3,369	4,123	3,524	155	(599)
2026년	3,592	4,512	2,626	(966)	(1,886)
2028년	3,487	4,783	2,084	(1,403)	(2,699)

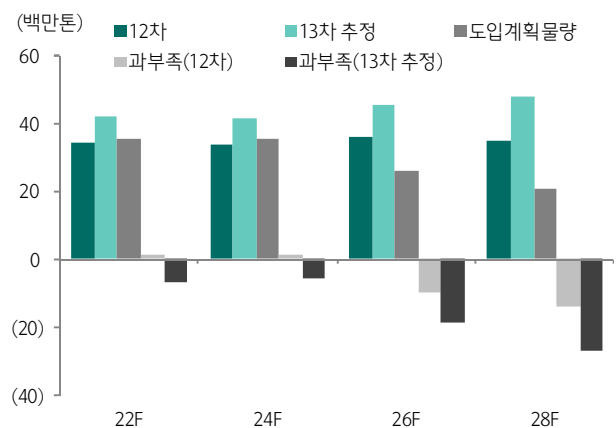
주: 도입계획물량= 한국가스공사 도입물량 + 직수입자의 기확보물량 및 계약체결예정물량 - 예맨 YLNG물량  
자료: 한국가스공사 노조 부설 가스정책연구소, 언론보도 재인용, 하나금융투자

그림 46. 한국가스공사 LNG 장기도입물량 추이



자료: 한국가스공사 노조 부설 가스정책연구소, 언론보도 재인용, 하나금융투자

그림 47. 천연가스 예상수요 및 과부족물량



자료: 한국가스공사 노조 부설 가스정책연구소, 언론보도 재인용, 하나금융투자

### 3) LNG 시장 2023년부터는 구매자 우위에서 생산자 우위로 전환

#### 중국의 천연가스 소비 증가 전망

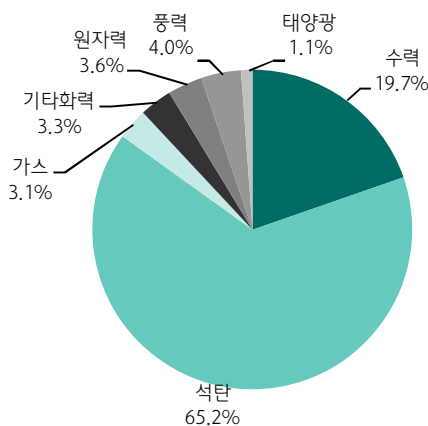
구매자 우위 시장에서 판매자 우위로  
전환되기 전에 유리한 조건의 신규  
LNG 도입계약필요

세일혁명 이후 유지되고 있는 구매자 우위의 LNG 시장이 2023년부터 판매자 우위로 전환된다는 전망이 우세하다. 저유가가 지속되고 추가 신규 및 확장 프로젝트 투자결정이 지연될 경우 2023년 이후 공급이 수요를 따라가지 못할 것이라는 내용이다.

2016년 기준 중국의 발전량 Mix는 석탄이 65.2%이며 3.1% 수준이다. 에너지경제연구원에 따르면 중국은 2017년 전력생산 Mix 중에 석탄 비중을 63%까지 감축하고 비화석에너지를 13%까지 확대할 계획이다. 천연가스 비중은 6.3%로 늘리는 것을 추진 중이다. 설비규모는 70GW로 한국의 2배 수준이며, 발전량은 2016년 188TWh(YoY +12.7%)로 한국 121TWh 대비 약 50% 많다. Mix 3.1%에서 6.3%로 확대되면 한국의 발전용 LNG 수요 대비 3배로 증가한다. 규모 차이가 크기 때문에 중국이 소비하는 방향으로 가격이 따라오게 된다.

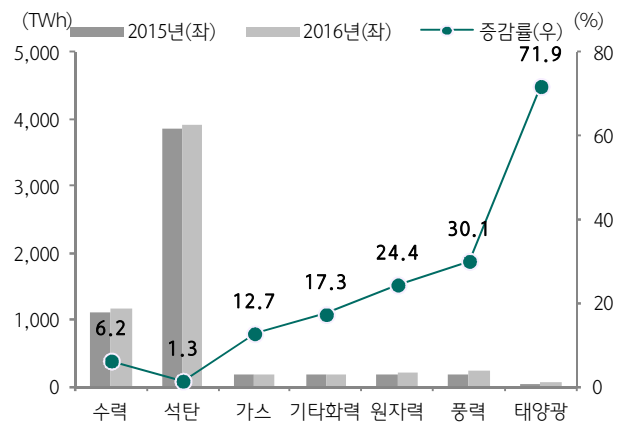
한국가스공사는 판매자 우위 시장으로 전환되기 전까지 신규 물량확보가 필요하다. 유가에 연동되는 중동산 LNG와는 달리 미국산 LNG는 Henry Hub 가격에 연동되어 시장가격이 판이하게 형성된다. 미국산 물량이 아니더라도 한국가스공사는 단일기업 최대 구매자이기 때문에 협상력을 발휘할 수 있다. 현재 구매자 우위 시장에서 새로운 장기도입계약으로 도입 단가를 낮추면 가스요금 원료비 하락으로 급전순위가 상향되는 효과를 기대할 수 있다.

그림 48. 중국 발전원별 발전량 Mix (2016년 연간)



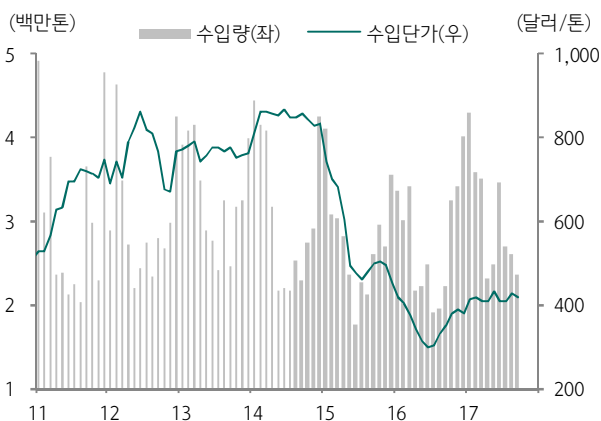
자료: 중국전기위원회, 하나금융투자

그림 49. 중국 발전원별 발전량 Mix 추이



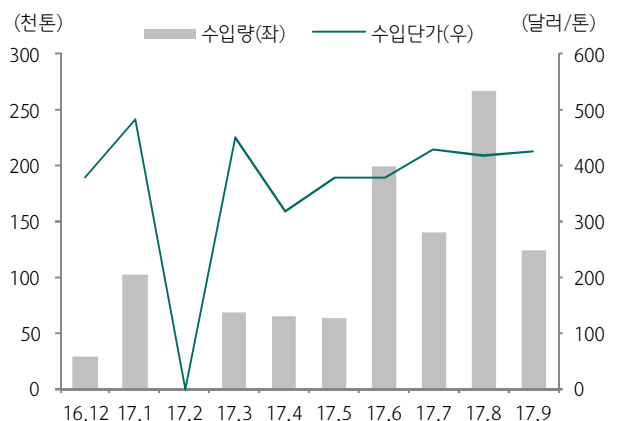
자료: 중국전기위원회, 하나금융투자

그림 50. 국내 LNG 수입량 및 수입단가



자료: 무역협회, 하나금융투자

그림 51. 미국산 LNG 수입량 및 수입단가



주: '17년 2월 수입량 '0' 기록. 자료: 무역협회, 하나금융투자

## Top Pick 및 관심종목

한국가스공사 (036460)	36
한국전력 (015760)	46
한전KPS (051600)	54
지역난방공사 (071320)	62



2017년 11월 16일

# 한국가스공사(036460)

## LNG 전성시대

### 투자 의견 BUY, 목표주가 60,000원 제시

목표주가는 2018년 BPS 97,503원에 적정PBR 0.6배를 적용했다. LNG 발전 확대로 발전용 가스판매가 증가가 전망되며 급전순위 개선 논의가 예상된다. 도시가스는 미수금 회수단가 인하로 가격경쟁력을 회복한 산업용 판매량 증가가 기대된다. 3분기 GLNG의 대규모 손상차손 인식은 불확실성 해소 측면에서 긍정적이다. 2018년 예상 실적 기준 PER 11.5배, PBR 0.45배이며 정부 전력정책 최대 수혜주로 판단되어 유틸리티 섹터 내 Top Pick으로 제시한다.

### 2018년 영업이익 1.1조원으로 올해보다 13.0% 개선 전망

올해 연간 영업이익은 전년대비 6.1% 증가한 9,737억원으로 전망된다. 올해 영업이익 개선은 지난해 부진했던 해외사업의 기저효과 영향이 크다. 순이익은 손상차손으로 적자가 불가피하나 내년 순이익 흑자전환으로 배당재개가 가능할 전망이다. 2018년 영업이익은 13.0% 증가한 1.1조원이 예상된다. 요금 기저와 투자보수율 상승으로 보장이익이 증가하기 때문이다. 산업용 도시가스의 가격경쟁력 확보와 원전 정비기간 증가로 가스판매량은 6.4% 증가가 예상된다. 최근 유가가 상승하는 추세로 해외사업 이익 개선 속도가 빨라질 전망이다.

### LNG 수요확대로 장기적인 이익 선순환구조 진입 기대

작년 9월 경주 지진으로 월성원전 4기가 정지한 이후 4분기 발전용 가스판매량이 29.7% 증가했다. 원전 안전기준 강화로 발생하는 발전량 부족분을 LNG 발전으로 대체할 것으로 예상된다. 또한 친환경 이슈로 발전용 LNG 수요는 빠르게 증가할 전망이다. 제5기 지진 건설 등 LNG 수요증가에 대비한 설비투자 증가는 요금기저 상승으로 이어진다. 순이익 증가로 자기자본 비율이 상승해 적정투자보수율도 상승하는 장기적인 이익 선순환 구조로의 진입이 기대된다.

### Top Pick

## BUY(신규)

TP(12M): 60,000원 | CP(11월15일): 43,950원

#### Key Data

KOSPI 지수 (pt)	2,518.25
52주 최고/최저(원)	53,700/40,600
시가총액(십억원)	4,057.2
시가총액비중(%)	0.34
발행주식수(천주)	92,313.0
60일 평균 거래량(천주)	218.7
60일 평균 거래대금(십억원)	9.5
17년 배당금(예상, 원)	0
17년 배당수익률(예상, %)	0.00
외국인지분율(%)	10.67
주요주주 지분율(%)	
대한민국정부 외 1인	46.63
국민연금	8.18
주가상승률	1M 6M 12M
절대	0.2 (9.7) 0.5
상대	(1.5) (17.8) (21.5)

#### Consensus Data

	2017	2018
매출액(십억원)	21,575.7	22,281.5
영업이익(십억원)	1,006.7	1,159.3
순이익(십억원)	(565.5)	394.6
EPS(원)	(6,336)	4,504
BPS(원)	97,011	101,703

#### Stock Price



#### Financial Data

투자지표	단위	2015	2016	2017F	2018F	2019F
매출액	십억원	26,052.7	21,108.1	22,571.4	24,266.2	27,844.9
영업이익	십억원	1,007.8	917.6	973.6	1,099.8	1,211.8
세전이익	십억원	276.8	(849.6)	(979.7)	463.4	598.7
순이익	십억원	319.2	(674.1)	(647.0)	351.6	454.2
EPS	원	3,458	(7,302)	(7,008)	3,809	4,921
증감률	%	(28.6)	적전	적지	흑전	29.2
PER	배	10.66	N/A	N/A	11.54	8.93
PBR	배	0.33	0.48	0.47	0.45	0.43
EV/EBITDA	배	13.49	11.90	10.25	9.36	8.88
ROE	%	3.23	(6.97)	(7.26)	4.03	5.01
BPS	원	110,053	101,569	93,694	97,503	101,303
DPS	원	170	0	0	1,180	1,550



Analyst 유재선

02-3771-8011

jaeseon.yoo@hanafn.com

## Valuation 및 투자의견

투자의견 BUY, 목표주가 60,000원

업종 내 Top Pick으로 제시

한국가스공사에 대해 투자의견 BUY와 목표주가 60,000원을 제시한다. 목표주가는 2018년 BPS 97,503원에 적정PBR 0.6배를 적용했다. 이번 정부 전력정책 최대 수혜주로 판단된다. 친환경 이슈에 있어서는 석탄, 안정성에서는 원자력 대비 상대적 우위를 가지기 때문이다. LNG 수요 증가에 따라 장기적으로 이익 선순환구조 진입이 가능할 전망이다.

LNG 발전량 확대로 발전용 가스판매가 증가할 전망이다. 다만 현재의 전력시장 구조에서는 LNG 수요가 늘어날 여지가 많지 않다. 따라서 급전순위 개선에 대한 논의가 전개될 것으로 예상된다. 도시가스는 미수금 회수단가 인하로 가격경쟁력을 회복한 산업용 판매량 증가가 기대된다. 3분기 GLNG에서 장기유가 전망치 하락으로 대규모 손상차손이 발생했으나 해당 이벤트는 불확실성 해소로 판단되어 주가는 크게 상승했다.

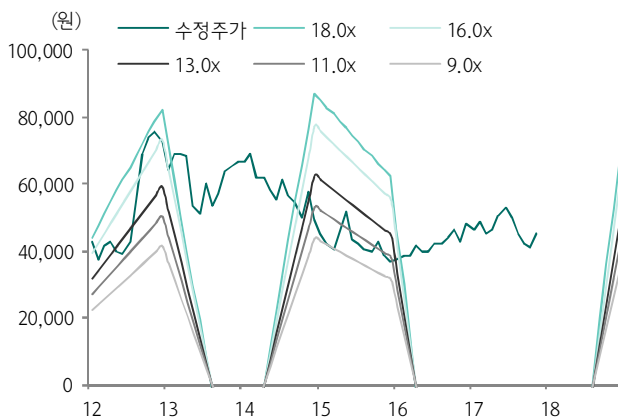
2018년 예상 실적 기준 PER 11.5배, PBR 0.45배로 장기적인 성장성을 고려하여 유틸리티 업종 Top Pick으로 제시한다. 현재주가 대비 36.5% 상승여력이 있어 매수 추천한다.

표 1. 한국가스공사 목표주가 산정

구분		비고	
(A)ROE	4.0	2018년 추정	
(B)주당순자산(원)	97,503	2018년 추정	
(C)베타	0.4	KOSPI 52주 주간 베타	
(D)시장 기대수익률(%)	12.0	하나금융투자 추정	
(E)무위험 시장수익률(%)	2.1	국고채 3년	
(F)자기자본비용(%E+FXG)	6.5		
(C)적정PBR(배, A/B)	0.6		
목표주가 산정	60,393	목표주가	60,000원
상승여력	36.5	현재주가	43,950원

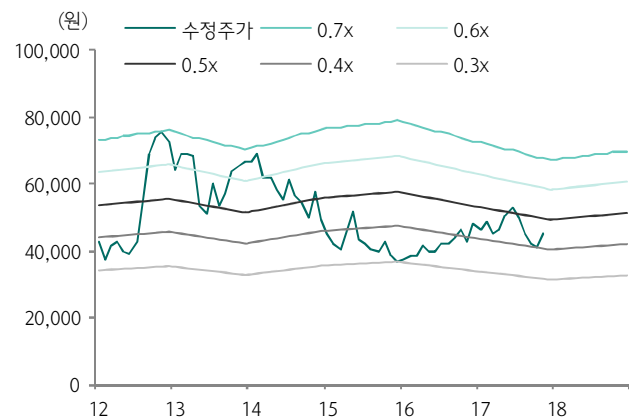
자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 1. 한국가스공사 PER 추이



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 2. 한국가스공사 PBR 추이



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

## 2018년 영업이익 1.1조원으로 올해보다 13.0% 개선 전망

2018년 연간 영업실적 전망  
 매출액 24.3조원(YoY +7.5%)  
 영업이익 1.1조원(YoY +13.0%)

2017년 매출액은 전년대비 6.9% 증가한 22.6조원으로 전망된다. 발전용 천연가스 판매량 감소에도 유가 상승으로 판매단가가 상승하기 때문이다. 올해 연간 영업이익은 전년대비 6.1% 증가한 9,737억원으로 전망된다. 지난해 3분기 해외사업 영업실적 감소에 따른 기저 효과 때문이다. 국내사업 이익은 적정투자보수 상승으로 증가할 전망이다. 순이익은 GLNG 손상차손 인식으로 적자가 불가피하다.

2018년 영업이익은 올해보다 13.0% 증가한 1.1조원이 예상된다. 요금기저와 적정세후투자 보수율 상승으로 국내사업 이익증가가 예상되기 때문이다. 산업용 도시가스의 가격경쟁력 회복과 원전 정비기간 증가로 인한 발전용 수요 회복으로 전체 가스판매량은 올해보다 6.4% 증가할 것으로 예상된다. 해외사업이익 또한 유가 상승으로 빠르게 개선될 전망이다. 내년 순이익은 흑자가 예상되어 배당이 재개될 전망이다.

표 2. 한국가스공사 연간 실적 추이 및 전망

(단위: 억원)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017F	2018F	2019F	17년YoY(%)	18년YoY(%)
매출액	350,313	380,627	372,849	260,527	211,081	225,714	242,662	278,449	6.9	7.5
가스도입 및 판매	345,166	374,425	367,334	254,820	201,774	215,253	230,519	263,415	6.7	7.1
기타	5,147	6,202	5,515	5,707	9,308	10,461	12,143	15,033	12.4	16.1
영업이익	12,666	14,882	10,719	10,078	9,176	9,737	10,998	12,118	6.1	13.0
가스도입 및 판매	11,966	13,611	9,381	9,828	8,748	8,455	9,180	9,499	(3.4)	8.6
기타	700	1,271	1,339	250	428	1,282	1,818	2,620	199.6	41.8
세전이익	5,185	1,491	3,842	2,767	(8,496)	(9,796)	4,634	5,987	15.3	(147.3)
순이익	3,667	(2,007)	4,472	3,192	(6,741)	(6,470)	3,516	4,543	(4.0)	(154.3)
영업이익률(%)	3.4	3.6	2.5	3.8	4.1	3.7	3.8	3.4	-	-
세전이익률(%)	1.5	0.4	1.0	1.1	(4.0)	(4.3)	1.9	2.2	-	-
순이익률(%)	1.0	(0.5)	1.2	1.2	(3.2)	(2.9)	1.4	1.6	-	-
도시가스용(천톤)	19,559	19,598	18,180	16,929	17,384	18,155	19,434	20,151	4.4	7.0
발전용(천톤)	16,988	19,077	16,993	14,527	15,389	14,117	14,918	15,811	(8.3)	5.7
해외영업이익	782	1,406	1,867	1,201	906	1,719	2,283	3,065	89.7	32.8

자료: 한국가스공사, 하나금융투자

표 3. 한국가스공사 분기별 실적 추이 및 전망

(단위: 억원)

	2017F				2018F				3Q17 증감률(%)	
	1Q	2Q	3Q	4QF	1QF	2QF	3QF	4QF	YoY	QoQ
매출액	77,182	40,258	38,643	69,631	82,606	42,902	40,906	76,248	6.5	(4.0)
가스도입 및 판매	74,746	37,475	36,065	66,967	79,774	39,971	37,794	72,980	7.9	(3.8)
기타	2,436	2,783	2,578	2,664	2,833	2,931	3,112	3,268	(10.3)	(7.4)
영업이익	8,267	(342)	(2,111)	3,923	8,660	296	(1,677)	3,720	적지	적지
가스도입 및 판매	7,969	(564)	(2,442)	3,491	8,228	(201)	(1,989)	3,143	적지	적지
기타	298	221	331	431	432	496	312	577	흑전	49.8
세전이익	6,788	(3,402)	(15,842)	2,660	7,015	(1,382)	(2,878)	1,878	적지	적지
순이익	4,970	(2,585)	(10,872)	2,018	5,323	(1,048)	(2,183)	1,425	적지	적지
영업이익률(%)	10.3	(1.4)	(6.3)	5.0	10.0	(0.5)	(4.9)	4.1	-	-
세전이익률(%)	8.8	(8.4)	(41.0)	3.8	8.5	(3.2)	(7.0)	2.5	-	-
순이익률(%)	6.4	(6.4)	(28.1)	2.9	6.4	(2.4)	(5.3)	1.9	-	-
도시가스용(천톤)	6,812	3,187	2,604	5,552	7,357	3,346	2,734	5,996	4.8	(18.3)
발전용(천톤)	4,051	2,609	3,158	4,299	4,254	2,792	3,316	4,557	(18.4)	21.0
해외영업이익	446	337	364	572	564	613	421	686	12,030.0	8.0

자료: 한국가스공사, 하나금융투자

## 2018년 투자보수율 상승으로 적정투자보수 증가

2030년까지 LNG 발전량 2배 증가  
장기적인 이익 선순환구조 진입 기대

국내 천연가스 산업의 경우 일부 직도입 사업자가 존재하지만 도매부문에서는 가스공사가 독점적 지위를 유지하고 있다. 독점적 사업구조로 인해 가격결정에 있어 정부의 규제를 받고 있으며 적정보수방식에 따라 적정원가와 적정투자보수를 산정한다. 총괄원가는 적정원가와 적정투자보수의 합이며 목표판매물량에 따라 가스 도매요금이 결정되는 요소이다. 적정투자보수는 요금기저에 적정투자보수율의 곱으로 산출된다. 요금기저는 순가동설비, 순무형고정자산, 운전자금 등으로 구성되고, 투자보수율은 자기자본보수율과 타인자본보수율에 자본의 구성비를 가중평균한 수치다. 자기자본보수율은 CAPM에 의해 산정된다.

2018년에 적정투자보수가 증가하는 주된 원인은 시장베타 상승으로 인한 적정투자보수율 상승이다. 5년간 일평균 베타가 올해 0.71에서 0.84로 상승했기 때문이다. 베타에는 리스크 프리미엄 6이 계수로 곱해지기 때문에 민감도가 높다. 향후 제5기 지 건설 등 천연가스 수요 증가에 대비한 설비투자 증가는 요금기저 상승으로 이어진다. 또한 판매량이 상승하여 당기 순이익이 증가하면 자기자본비율이 높아지고 자기자본비용의 가중치가 상승하게 되어 적정 투자보수가 다시 증가하는 장기적인 이익 선순환구조로의 진입이 기대된다.

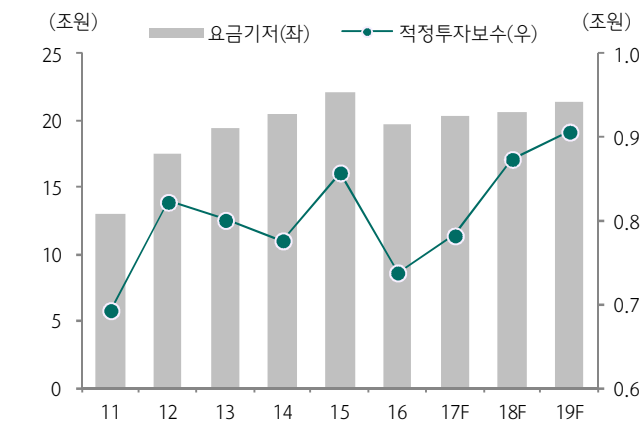
표 4. 한국가스공사 적정투자보수 추정

(단위: %, 억원)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017F	2018F	2019F
(1)국고채(5년) 금리 연간 평균	4.3	3.9	3.2	3.0	2.8	2.0	1.5	2.0	2.0
(2)5년 일평균 베타	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8	0.8
(3)시장리스크프리미엄	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
자기자본비용(COE=(1)+(2)X(3))	8.4	7.8	6.7	6.2	5.8	5.4	5.8	7.0	7.0
타인자본비용(DOE)	3.8	3.5	3.2	3.0	3.0	2.9	2.8	2.8	2.8
세후적정투자보수율	5.30	4.71	4.12	3.79	3.86	3.73	3.84	4.23	4.25
요금기저	130,756	174,683	194,452	204,923	222,123	197,824	203,760	206,894	213,346
세후적정투자보수	6,930	8,228	8,011	7,767	8,580	7,380	7,824	8,742	9,067

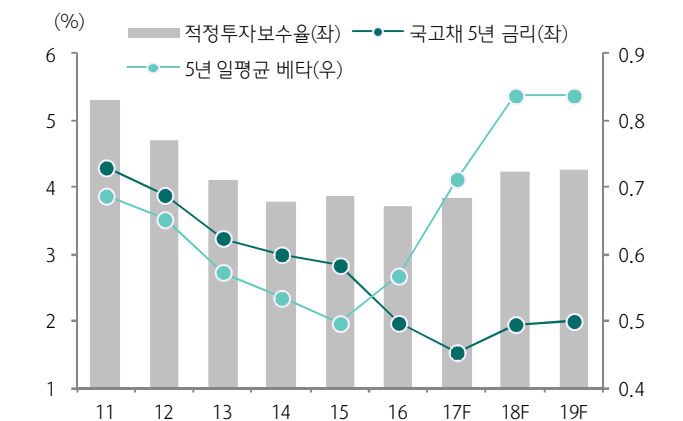
자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 3. 요금기저와 적정투자보수 추이 및 전망



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 4. 적정투자보수율과 금리 및 베타 추이



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

## 2017년 10월 미수금 전액 회수 완료

2017년 11월부터 도시가스요금에서  
정산단가 1.4122원/MJ 해소

고유가 시기 원료비 연동제를 일시 중단한 영향으로 미수금이 발생했고 누적 규모는 2012년 5.5조원까지 증가했다. 미수금은 이후 소폭 줄어들었으나 2014년 7월 회수단가 인상(1.1173원/MJ에서 1.2219원/MJ)으로 빠르게 감소했다. 2015년 3월, 5월 연이은 인상에 미수금 회수단가가 요금에서 차지하는 비중은 16.7%까지 상승했다. 회수속도도 증가하여 2015년 2.1조원, 2016년 1.0조원에서 올해 10월 미수금 회수가 완료되었다. 미수금 전액 회수에 따라 11월부터 요금인하가 실시되었다. 세부 용도별로는 상이하지만 평균 15.2336원/MJ에서 13.8214원/MJ로 약 9.3% 인하된다.

이번 도시가스 요금인하로 산업용 도시가스 가격경쟁력 회복으로 인한 판매량 증가가 예상된다. 산업용 도시가스의 주요 경쟁연료 가격이 상승하는 가운데 도시가스 요금은 인하되어 주요 산업단지의 연료비 원가절감 수요가 산업용 가스판매량 개선으로 나타날 전망이다.

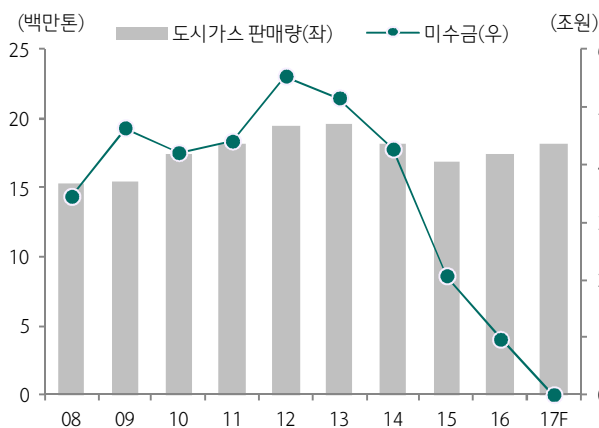
표 5. 2017년 11월 도시가스 요금 조정 내역

(단위: 원/MJ)

구분	현행	변경	증감	증감률
평균	15.2336	13.8214	1.4122	(9.27)
주택용	16.1694	14.7572	1.4122	(8.73)
업무난방용	15.5181	14.1059	1.4122	(9.10)
일반용(영업용1)	15.9703	14.5581	1.4122	(8.84)
일반용(영업용2)	14.9686	13.5564	1.4122	(9.43)
산업용	13.8922	12.4800	1.4122	(10.17)
열병합용	14.7438	13.3316	1.4122	(9.58)
열전용설비용	16.4990	15.0868	1.4122	(8.56)
수송용(CNG)	13.7946	12.3824	1.4122	(10.24)

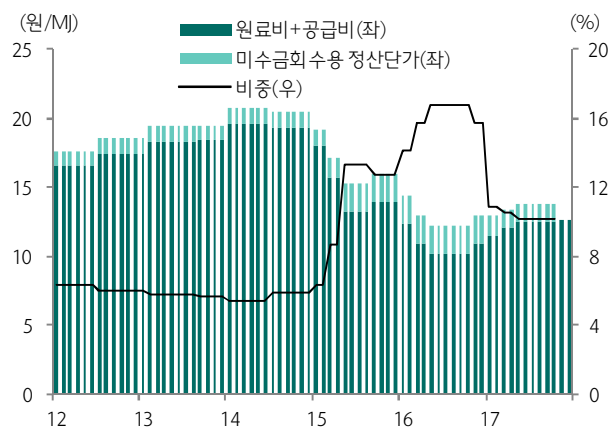
자료: 산업부, 하나금융투자

그림 5. 한국가스공사 미수금 추이



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 6. 도시가스요금 추이



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

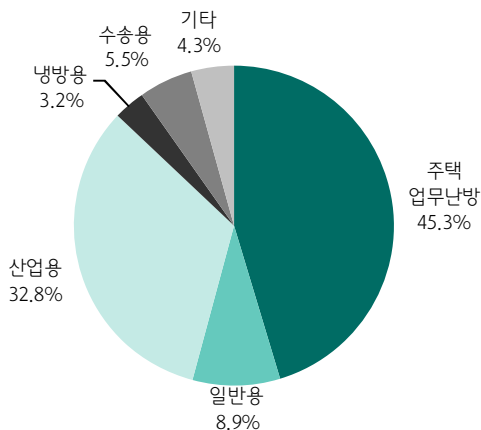
## 산업용을 중심으로 도시가스 판매량 회복 전망

2018년 도시가스 판매량  
전년대비 7.0% 증가 전망

도시가스 판매량은 2013년 1,960만톤을 기록한 이후 하락세를 보였다. 2016년 연간 기준 용도별 도시가스용 판매량은 주택/업무난방용과 산업용이 각각 45.3%, 32.8%로 대부분을 차지한다. 주택/업무난방용의 경우 최근 전기레인지, 전열기구 사용이 늘어나고 있지만 신규 주택 분양물량이 늘어나며 판매량이 회복될 전망이다. 산업용도 회수단가 인하로 인한 가격 경쟁력 회복으로 판매량이 증가할 것으로 예상된다.

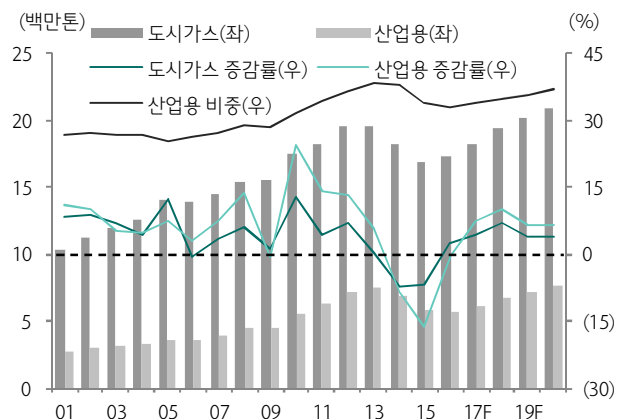
산업용 도시가스의 주요 경쟁연료인 LPG, 병커C유 가격이 최근 상승세다. 국내 LPG 공급 업체들은 프로판 및 부탄 공급가를 연이어 인상했다. LPG 가격변동 대부분은 사우디아라비아 CP(국제 LPG 가격)가 결정한다. 성수기 동절기 LPG수요가 늘어나는 시기에 최근 저유가로 원유 및 셰일가스 증설이 둔화되었기 때문에 당분간 LPG가격 상승이 예상되고 있다. 반면 산업용 도시가스 요금은 미수금 회수단가 해소로 11월 10.2% 인하되었다. 따라서 타 연료 대비 가격격차 확대에 의한 경제성 우위가 지속되면서 산업용 도시가스 판매량은 증가세를 보일 전망이다.

그림 7. 도시가스 용도별 판매량 비중



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

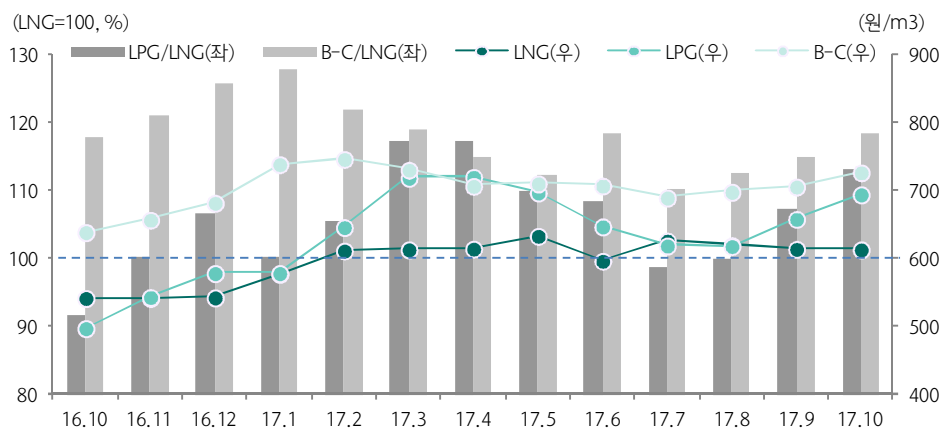
그림 8. 산업용 도시가스 판매량 추이 및 전망



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 9. 연료별 단가비교표

LNG의 경쟁연료인 LPG와 병커C유  
유가상승과 그에 따른 CP 상승으로  
LNG 경제성 우위 유지



주: LPG와 B/C유는 LNG환산가격, 자료: 경남에너지, 하나금융투자



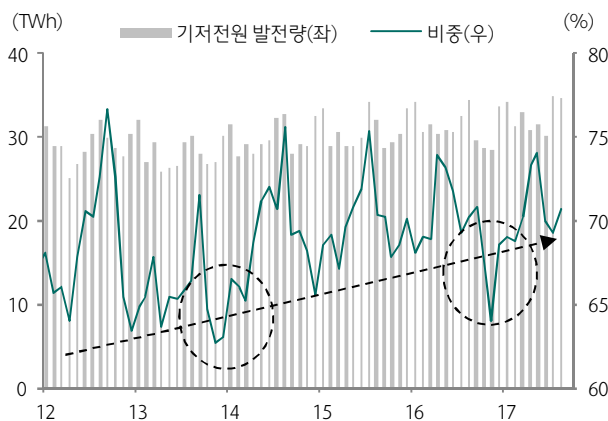
## 발전용 판매량 턴어라운드 기대

### 정부 전력정책 수혜로 발전용 가스 판매량 증가할 전망

2011년 블랙아웃 이후 설비증설 필요성이 부각되면서 민간자본 LNG 발전소가 빠르게 증설되었고 발전용 판매량은 2013년 연간 1,908만톤으로 최대를 기록했다. 기저발전설비 도입으로 2014년부터 예비율이 증가하면서 침두수요 설비인 가스화력 발전량은 감소하는 추세이다. 과거 발전용 천연가스 판매량 증가는 낮은 예비율로 인한 자연스러운 수요증가가 원인이었다면 앞으로는 경제성 원칙보다 저탄소 우선으로 바꾸는 정책적인 드라이브가 견인할 것으로 예상된다.

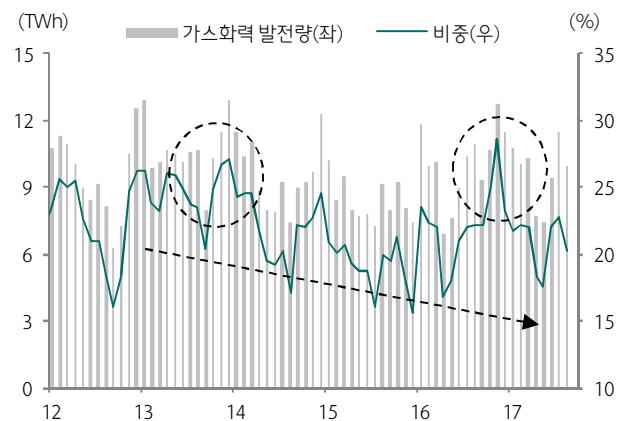
기저설비 가동일수 감소는 발전용 천연가스 수요와 밀접한 관계가 있다. 과거 2013년 말과 2016년 말 원전 다수가 가동을 중단하면서 가스화력의 발전량이 크게 증가했다. 향후 원전 안전기준과 석탄화력 환경설비 강화로 기저설비의 정비기간이 길어질 전망이다. 다만 이미 전력예비율이 높고 기저설비가 추가로 도입되는 가운데 완만한 전력수요 성장이 예상되어 LNG 가동률 상승을 위해서는 급전순위 개선이 필수적 요소다. 연내 발표될 제8차 전력수급 기본계획에 해결방안이 반영될 것으로 기대된다.

그림 10. 기저전원(원자력+석탄) 발전량 및 비중 추이



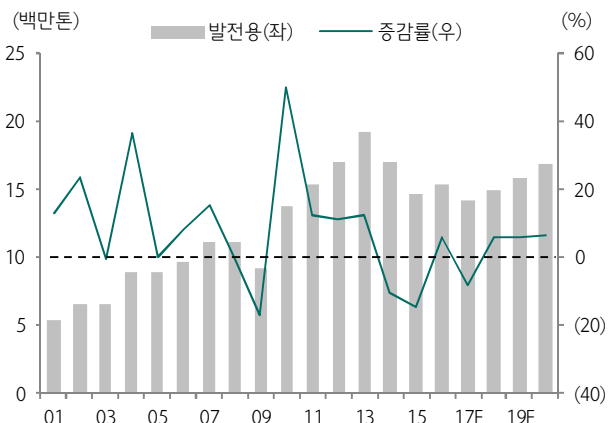
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 11. 가스화력 발전량 및 비중 추이



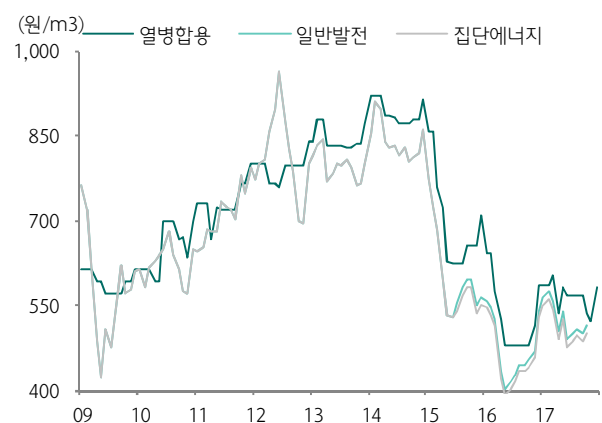
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 12. 발전용 가스판매량 추이 및 전망



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 13. 발전용 가스요금 추이



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

## 향후 대규모 해외사업 손상차손 발생 가능성은 낮음

올해 GLNG 손상차손에 배당 어려움  
2018년 흑자전환으로 배당재개 기대

최근 국정감사에서 올해 해외사업 자산손상 규모가 7,463억원으로 확대될 가능성이 높다고 언급되었다. 한국가스공사가 추정된 손실규모는 호주 GLNG 7,463억원, 이라크 아카스 1,731억원, 사이프러스 해상광구 393억원, LNG캐나다 994억원 등이다. 이라크 아카스는 이라크 정부와 자산활용 합의지연, 사이프러스 사업은 3광구 시추결과의 실패 때문이다. LNG캐나다는 지분매각을 추진 중이지만 일부만 보상될 가능성이 높다고 판단했다.

이번 3분기 GLNG에서 대규모 손상차손을 인식(세전 12,736억원, 세후 8,915억원)하면서 해외사업 손상차손리스크는 크게 해소되었다는 판단이다. 다만 최근 호주 연방정부는 LNG 수출 제한을 가능하도록 하는 내수시장 가스공급안정화 제도를 7월 1일부터 시행했는데 GLNG는 원료가스 일부를 제3자 구매로 도입하고 있어 경과를 지켜볼 필요가 있다.

표 6. 한국가스공사 주요 해외사업 영업실적 추이

(단위: 억원)

		2016				2017			
		1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4QF
이라크 주바이르	매출액	740	1,851	1,733	1,079	1,079	1,271	1,111	1,141
	영업이익	260	408	77	373	305	146	478	389
	순이익	232	378	(1)	370	288	108	446	363
이라크 바드라	매출액	166	349	495	443	636	689	580	596
	영업이익	11	83	(7)	72	118	169	(141)	77
	순이익	15	80	4	81	124	176	(137)	74
미얀마 A-1/A-3	매출액	232	163	197	199	207	162	126	129
	영업이익	152	104	134	130	130	99	67	95
	순이익	151	104	134	129	130	99	66	93
호주 GLNG	매출액	737	614	796	911	948	1,080	1,142	1,173
	영업이익	(190)	(258)	(201)	(242)	(107)	(77)	(40)	12
	순이익	(352)	(450)	(451)	(4,502)	(282)	(256)	(9,177)	(138)

자료: 한국가스공사, 하나금융투자

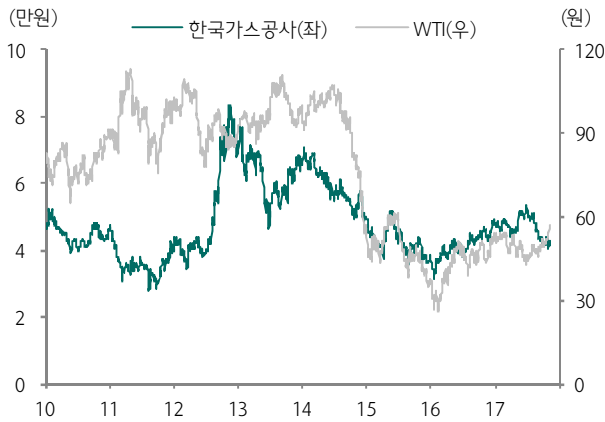
표 7. 한국가스공사 단계별 해외사업 현황

구분	사업명	현황
생산중인 사업	이라크 주바이르	- 10년 상업생산 개시 - 영업이익 14년 1,340억원, 15년 1,016억원, 16년 1,118억원, 17년 3분기 누적 929억원
	이라크 바드라	- 14년 9월 원유 상업생산 개시 - 영업이익 14년 4분기 75억원, 15년 139억원, 16년 159억원, 17년 3분기 누적 146억원
	미얀마	- 13년 7월 가스생산 개시 - 영업이익 14년 451억원, 15년 666억원, 16년 520억원, 17년 3분기 누적 296억원
	호주 GLNG	- 15년 10월 27일 첫 카고 평택 입항, 가스공사 연간 350만톤 도입계약. 17년 89카고 생산 전망 - 영업이익 16년 -891억원, 17년 3분기 누적 -224억원
	우즈벡 수르길	- 16년 2월 상업운전 개시 - 지분법이익 16년 346억원, 17년 3분기 누적 336억원
탐사 사업	모잠비크	- 85 Tcf 부존량 발견 - 17년 5월 말 최종투자자결정(FID) 및 개발단계 진입
	사이프러스	- 13년 탄성파 검사, 14년~18년 4공 시추 추진(2공 완료, 2공 예정)
지분참여 사업	Ras Laffan Qatar	- 99년 3% 지분참여 - 배당금 14년 약 850억원, 15년 약 606억원, 16년 약 209억원, 17년 3분기 누적 약 540억원
	YLNG	- 05년 지분참여 - 배당금 14년 약 382억원, 15년 1분기 배당수익 317억원(YLNG 218억원, HYLNG 99억원)
	Oman LNG	- 97년 1.2% 지분참여 - 배당금 14년 약 223억원, 15년 약 146억원, 16년 약 76억원, 17년 3분기 누적 약 60억원
	인도네시아 DSLNG	- 11년 11.975% 지분참여, 15년 8월 첫 카고 선적 - 지분법 16년 145억원, 17년 3분기 누적 209억원
개발중인 사업	호주 Prelude	- 18년 하반기 LNG 생산 개시(예정)
	LNG Canada	- 현재 FID 지연 중

자료: 한국가스공사, 하나금융투자

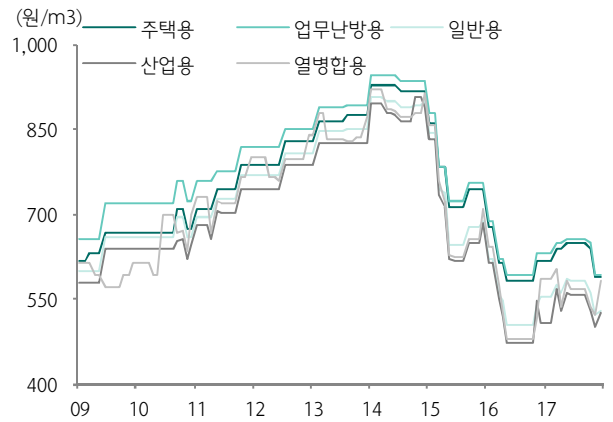
## 한국가스공사 주요 차트

그림 14. 한국가스공사 주가와 유가 추이



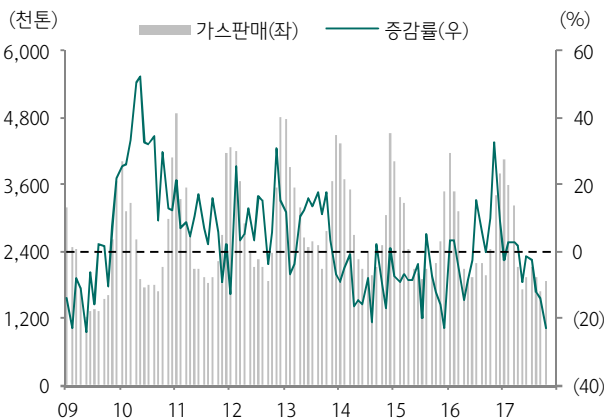
자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 15. 용도별 도시가스 판매단가 추이



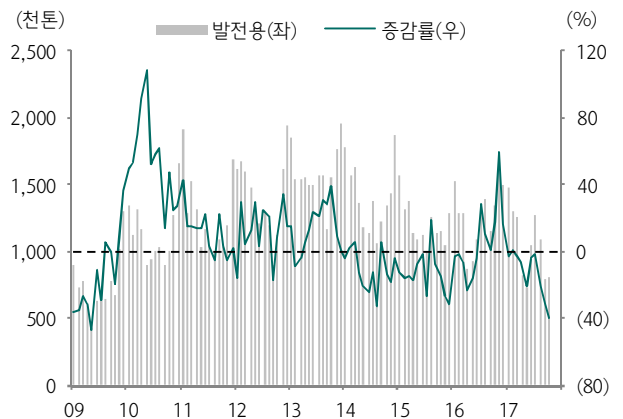
자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 16. 한국가스공사 가스판매량 추이



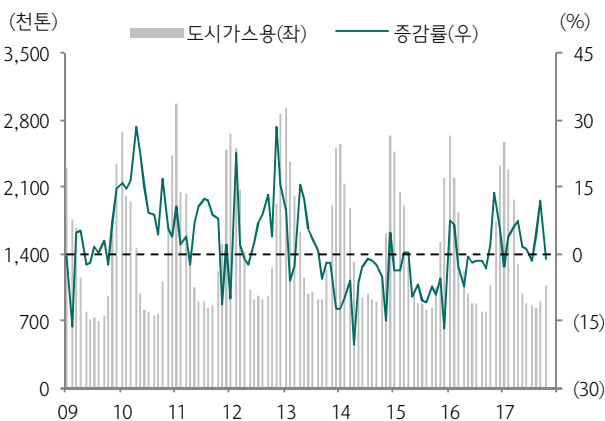
자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 17. 월별 발전용 판매량 추이



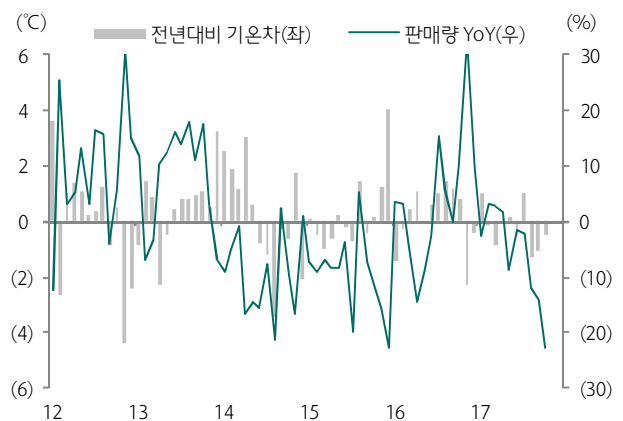
자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 18. 월별 도시가스 판매량 추이



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

그림 19. 기온 및 판매량 증감 추이



자료: 기상청, 한국가스공사, 하나금융투자

## 추정 재무제표

손익계산서	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
매출액	26,052.7	21,108.1	22,571.4	24,266.2	27,844.9
매출원가	24,668.2	19,774.7	21,150.3	22,684.7	26,078.4
매출총이익	1,384.5	1,333.4	1,421.1	1,581.5	1,766.5
판관비	376.7	415.8	447.5	481.7	554.7
영업이익	1,007.8	917.6	973.6	1,099.8	1,211.8
금융손익	(711.3)	(796.1)	(735.4)	(730.5)	(715.8)
종속/관계기업손익	89.6	114.5	149.4	144.1	152.7
기타영업외손익	(109.3)	(1,085.7)	(1,367.4)	(50.0)	(50.0)
세전이익	276.8	(849.6)	(979.7)	463.4	598.7
법인세	(42.4)	(176.1)	(336.4)	112.2	144.9
계속사업이익	319.2	(673.6)	(643.2)	351.3	453.8
중단사업이익	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
당기순이익	319.2	(673.6)	(643.2)	351.3	453.8
비지배주주지분 손이익	(0.0)	0.5	3.7	(0.3)	(0.4)
지배주주순이익	319.2	(674.1)	(647.0)	351.6	454.2
지배주주지분포괄이익	358.7	(764.1)	(730.8)	354.0	457.3
NOPAT	1,162.2	727.5	639.3	833.7	918.6
EBITDA	2,354.6	2,534.8	2,777.2	3,010.6	3,138.6
성장성(%)					
매출액증가율	(30.1)	(19.0)	6.9	7.5	14.7
NOPAT증가율	(6.9)	(37.4)	(12.1)	30.4	10.2
EBITDA증가율	6.1	7.7	9.6	8.4	4.3
영업이익증가율	(6.0)	(9.0)	6.1	13.0	10.2
(지배주주)순이익증가율	(28.6)	적전	적지	흑전	29.2
EPS증가율	(28.6)	적전	적지	흑전	29.2
수익성(%)					
매출총이익률	5.3	6.3	6.3	6.5	6.3
EBITDA이익률	9.0	12.0	12.3	12.4	11.3
영업이익률	3.9	4.3	4.3	4.5	4.4
계속사업이익률	1.2	(3.2)	(2.8)	1.4	1.6

투자지표	2015	2016	2017F	2018F	2019F
주당지표(원)					
EPS	3,458	(7,302)	(7,008)	3,809	4,921
BPS	110,053	101,569	93,694	97,503	101,303
CFPS	26,345	27,806	18,576	34,570	36,215
EBITDAPS	25,507	27,459	30,084	32,613	34,000
SPS	282,222	228,658	244,510	262,868	301,635
DPS	170	0	0	1,180	1,550
주가지표(배)					
PER	10.7	N/A	N/A	11.5	8.9
PBR	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4
PCFR	1.4	1.7	2.4	1.3	1.2
EV/EBITDA	13.5	11.9	10.2	9.4	8.9
PSR	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1
재무비율(%)					
ROE	3.2	(7.0)	(7.3)	4.0	5.0
ROA	0.7	(1.6)	(1.7)	0.9	1.2
ROIC	2.9	2.0	1.9	2.5	2.8
부채비율	321.5	325.4	344.1	332.4	326.7
순부채비율	282.1	272.4	280.6	266.5	253.3
이자보상배율(배)	1.3	1.1	1.1	1.3	1.4

자료: 하나금융투자

대차대조표	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
유동자산	10,014.6	8,543.9	7,013.6	7,388.5	8,407.6
금융자산	144.9	689.9	631.8	660.8	828.2
현금성자산	138.0	483.5	399.1	406.1	532.9
매출채권 등	4,815.4	5,006.4	4,194.4	4,408.3	5,031.9
재고자산	1,795.0	1,070.0	1,205.8	1,320.4	1,530.8
기타유동자산	3,259.3	1,777.6	981.6	999.0	1,016.7
비유동자산	32,370.8	31,384.0	31,441.5	31,570.9	31,534.0
투자자산	2,348.1	2,294.5	2,172.4	2,032.3	1,942.1
금융자산	620.9	558.8	629.7	689.6	799.5
유형자산	26,455.5	26,042.4	26,717.6	27,306.8	27,530.0
무형자산	2,520.9	2,415.7	2,201.9	2,081.9	1,961.9
기타비유동자산	1,046.3	631.4	349.6	149.9	100.0
자산총계	42,385.3	39,927.8	38,455.2	38,959.4	39,941.6
유동부채	5,728.7	5,556.3	5,880.8	5,998.5	6,390.1
금융부채	4,169.3	3,002.7	2,961.9	2,851.5	2,824.4
매입채무 등	1,400.5	2,042.7	2,302.1	2,520.9	2,922.6
기타유동부채	158.9	510.9	616.8	626.1	643.1
비유동부채	26,599.7	24,985.1	23,916.0	23,951.2	24,191.4
금융부채	24,345.0	23,255.4	21,966.7	21,816.7	21,716.7
기타비유동부채	2,254.7	1,729.7	1,949.3	2,134.5	2,474.7
부채총계	32,328.4	30,541.3	29,796.8	29,949.7	30,581.5
지배주주지분	10,056.9	9,273.8	8,546.8	8,898.4	9,249.2
자본금	461.6	461.6	461.6	461.6	461.6
자본잉여금	1,324.9	1,324.9	1,324.9	1,324.9	1,324.9
자본조정	899.6	899.6	899.6	899.6	899.6
기타포괄이익누계액	951.9	862.9	784.4	784.4	784.4
이익잉여금	6,419.0	5,724.8	5,076.2	5,427.8	5,778.7
비지배주주지분	(0.0)	112.7	111.6	111.3	110.9
자본총계	10,056.9	9,386.5	8,658.4	9,009.7	9,360.1
순금융부채	28,369.4	25,568.2	24,296.8	24,007.5	23,712.9

현금흐름표	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
영업활동 현금흐름	5,456.2	4,769.3	3,209.4	2,333.3	2,294.3
당기순이익	319.2	(673.6)	(643.2)	351.3	453.8
조정	1,281.1	2,304.9	1,595.5	1,914.5	1,933.2
감가상각비	1,346.8	1,617.2	1,803.5	1,910.8	1,926.8
외환거래손익	(101.4)	(23.1)	93.0	(2.2)	0.6
지분법손익	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
기타	35.7	710.8	(301.0)	5.9	5.8
영업활동자산부채 변동	3,855.9	3,138.0	2,257.1	67.5	(92.7)
투자활동 현금흐름	(2,246.6)	(2,078.9)	(1,708.8)	(2,060.1)	(1,931.0)
투자자산감소(증가)	103.6	52.9	122.1	140.2	90.1
유형자산감소(증가)	(2,269.0)	(1,840.7)	(1,954.2)	(2,380.0)	(2,030.0)
기타	(81.2)	(291.1)	123.3	179.7	8.9
재무활동 현금흐름	(3,266.0)	(2,376.6)	(1,552.3)	(266.3)	(236.5)
금융부채증가(감소)	(2,655.3)	(2,256.2)	(1,329.5)	(260.3)	(127.2)
자본증가(감소)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
기타재무활동	(588.8)	(105.5)	(222.8)	(6.0)	(5.9)
배당지급	(21.9)	(14.9)	0.0	0.0	(103.4)
현금의 증감	(71.4)	345.5	(84.3)	6.9	126.8
Unlevered CFO	2,432.0	2,566.8	1,714.8	3,191.3	3,343.2
Free Cash Flow	3,183.8	2,927.9	1,254.5	(46.7)	(35.7)

2017년 11월 16일

# 한국전력(015760)

## 기저발전 증가로 구입전력비 감소

### 투자의견 BUY, 목표주가 55,000원 제시

목표주가는 2018년 BPS 118,754원에 적정PBR 0.5배를 적용했다. 한수원에 따르면, 신고리 5,6호기와 관련된 일회성 비용이 약 1,000억원 이상 발생할 예정이다. 하지만 불확실성 해소 측면에서 긍정적으로 판단된다. 친환경 발전원 중심으로 전력Mix를 전환하면 연료비 부담과 투자비용 증가로 전기요금 인상이 필요할 전망이다. 점진적인 요금 인상으로 비용전가가 예상되어 실적은 올해를 저점으로 회복될 것으로 판단된다. 2018년 예상 실적 기준 PER 6.7배, PBR 0.3배로 배당수익률 2.5% 감안 시 투자매력도가 높아 투자의견 매수를 제시한다.

### 2018년 영업이익 6.8조원으로 올해보다 14.8% 개선 전망

올해 연간 영업이익은 전년대비 50.9% 감소한 5.9조원으로 전망된다. 원전 정비기간이 늘어나며 구입전력비가 증가하고, 발전용 석탄가격이 2016년 톤당 66달러에서 올해 88달러로 34% 상승해 연료비도 늘어나기 때문이다. 2018년 영업이익은 기저발전설비 증가로 구입전력비 감소가 예상되어 연료비 증가에도 불구하고 6.8조원으로 14.8% 개선될 전망이다. 8차 전력수급기본계획 발표 이후 전기요금 인상 여부 확인이 가능할 것이며 2030년 신재생 발전량 비중 20%를 추진하는 경우 연간 평균 1.3% 수준의 요금인상이 필요할 것으로 예상된다.

### 기저발전 증가로 구입전력비 부담 완화 예상

지난해부터 이어진 발전용 석탄가격 상승은 호주산 기준 9월 13일 톤당 100.3달러로 고점을 기록한 이후 97달러 수준에서 안정세를 보이고 있다. 다만 2018년 4월부터 세법개정안으로 발전용 유연탄 개별소비세가 평균 36원/kg으로 6원 인상되어 석탄단가 상승이 지속될 전망이다. 기저발전은 2018년에도 증가할 예정이다. 신규 원전 2기가 내년 2분기, 3분기에 1기씩 도입되고 올해 도입된 석탄발전소 약 4.8GW 가동이 온기로 반영된다. 기저발전 증가로 내년 구입전력비는 13.9조원으로 올해보다 5.6% 감소해 영업이익 개선에 기여할 전망이다.

### 관심종목

## BUY(신규)

TP(12M): 55,000원 | CP(11월15일): 37,900원

### Key Data

KOSPI 지수 (pt)	2,518.25
52주 최고/최저(원)	48,750/37,350
시가총액(십억원)	24,330.4
시가총액비중(%)	2.02
발행주식수(천주)	641,964.1
60일 평균 거래량(천주)	1,265.5
60일 평균 거래대금(십억원)	50.8
17년 배당금(예상, 원)	960
17년 배당수익률(예상, %)	2.53
외국인지분율(%)	31.27
주요주주 지분율(%)	
한국산업은행 외 2인	51.14
국민연금	6.50
주가상승률	1M 6M 12M
절대	(3.1) (12.3) (20.8)
상대	(4.8) (20.2) (38.1)

### Consensus Data

	2017	2018
매출액(십억원)	58,985.5	60,502.1
영업이익(십억원)	6,275.1	7,530.6
순이익(십억원)	3,496.1	4,217.0
EPS(원)	5,227	6,428
BPS(원)	114,769	119,713

### Stock Price



### Financial Data

투자지표	단위	2015	2016	2017F	2018F	2019F
매출액	십억원	58,957.7	60,190.4	59,546.7	61,609.6	63,221.2
영업이익	십억원	11,346.7	12,001.6	5,895.9	6,767.5	7,298.2
세전이익	십억원	18,655.8	10,513.5	4,441.4	4,892.0	5,479.9
순이익	십억원	13,289.1	7,048.6	2,895.7	3,620.7	4,055.9
EPS	원	20,701	10,980	4,511	5,640	6,318
증감률	%	394.6	(47.0)	(58.9)	25.0	12.0
PER	배	2.42	4.01	8.40	6.72	6.00
PBR	배	0.48	0.39	0.33	0.32	0.31
EV/EBITDA	배	4.26	3.73	4.87	4.37	4.01
ROE	%	22.11	10.19	4.00	4.84	5.21
BPS	원	103,798	111,725	114,074	118,754	123,792
DPS	원	3,100	1,980	960	1,280	1,560



Analyst 유재선

02-3771-8011

jaeseon.yoo@hanafn.com

## Valuation 및 투자 의견

투자 의견 BUY, 목표주가 55,000원

한국전력에 투자 의견 BUY와 목표주가 55,000원을 제시한다. 목표주가는 2018년 BPS 118,754원에 적정PBR 0.5배를 적용했다. 신고리 5,6호기 일회성 비용이 1,000억원 수준 발생했지만 불확실성 해소 측면에서 긍정적으로 판단된다. 정부의 전력정책 전환으로 향후 발생하는 비용은 대부분 한국전력이 감당하기 때문에 전기요금 인상이 불가피할 전망이다.

친환경 발전원 중심으로 전력Mix 전환 시 연료비 부담과 투자비용 증가로 전기요금 인상이 필요하다. 장기적으로 고원가 발전원 비중이 확대되면 연료비와 구입전력비가 증가해 한국 전력 재무구조에 부담이 되기 때문에 전기요금 상승에 대한 구체적 논의와 실행이 뒤따라올 것으로 예상된다.

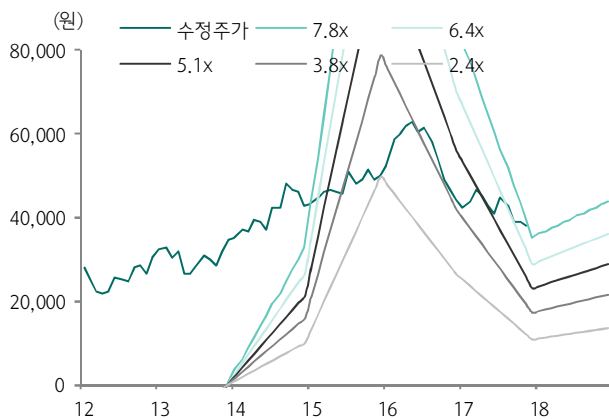
2018년 예상실적 기준 PER 6.7배, PBR 0.3배이며 올해 예상 배당수익률 2.5%를 감안 시 투자 매력도가 높아 투자 의견 매수를 제시한다. 예상실적 기준 현재주가는 목표주가 대비 45.1% 상승여력이 있어 투자 의견 BUY를 제시한다.

표 1. 한국전력 목표주가 산정

구분		비고	
(A)ROE	4.8	2018년 추정	
(B)주당순자산(원)	118,754	2018년 추정	
(C)베타	1.0	KOSPI 52주 주간 베타	
(D)시장 기대수익률(%)	10.5	하나금융투자 추정	
(E)무위험 시장수익률(%)	2.1	국고채 3년	
(F)자기자본비용(%E+FXG)	10.5		
(C)적정PBR(배, A/B)	0.5		
목표주가 산정	55,016	목표주가	55,000원
상승여력	45.1	현재주가	37,900원

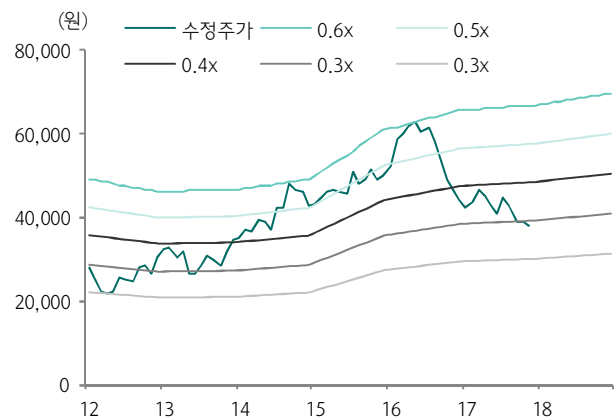
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 1. 한국전력 PER 추이



자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 2. 한국전력 PBR 추이



자료: 한국전력, 하나금융투자



## 2018년 영업이익 6.8조원으로 올해보다 14.8% 개선 전망

### 2018년 연간 영업실적 전망

매출액 61.6조원(YoY +3.5%)

영업이익 6.8조원(YoY +14.8%)

2017년 매출액은 전년대비 1.1% 감소한 59.5조원으로 전망된다. 주택용 전기요금 누진제 완화로 평균 판매단가가 1.2% 하락하기 때문이다. 영업이익은 전년대비 50.9% 감소한 5.9조원으로 전망된다. 원전 정비기간이 늘어나며 구입전력비가 증가하고, 발전용 석탄가격이 지난해 톤당 66달러에서 올해 88달러로 34% 상승해 연료비도 상승하기 때문이다.

2018년 영업이익은 연료비 증가에도 기저발전 설비증가로 구입전력비가 5.6% 감소하여 14.8% 개선된 6.8조원으로 예상된다. 8차 전력수급기본계획 발표 이후 전기요금 인상여부 확인이 가능할 것이며 2030년 발전량 Mix 중 신재생 비중 20%를 추진할 경우 장기적으로 연평균 1.3% 수준의 요금인상이 필요할 것으로 예상된다.

표 2. 한국전력 연간 실적 추이 및 전망

(단위: 억원)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017F	2018F	2019F	17년YoY(%)	18년YoY(%)
매출액	494,215	540,378	574,749	589,577	601,905	595,467	616,096	632,212	(1.1)	3.5
전기판매수익	459,796	501,702	526,252	532,295	543,046	547,448	565,626	582,078	0.8	3.3
기타매출	34,419	38,676	48,497	57,282	58,859	48,019	50,470	50,134	(18.4)	5.1
영업이익	(8,180)	15,190	57,876	113,467	120,018	58,959	67,675	72,982	(50.9)	14.8
연료비	238,232	242,003	205,951	151,585	140,669	159,210	163,451	178,310	13.2	2.7
구입전력비	98,008	113,289	126,017	114,280	107,557	138,804	131,091	120,325	29.1	(5.6)
기타	166,155	169,896	184,905	210,245	233,661	238,493	253,879	260,595	2.1	6.5
세전이익	(40,635)	(3,964)	42,293	186,550	105,137	44,414	48,920	54,799	(57.8)	10.1
순이익	(31,666)	600	26,869	132,891	70,486	28,957	36,207	40,559	(58.9)	25.0
영업이익률(%)	(1.7)	2.8	10.1	19.2	19.9	9.9	11.0	11.5	-	-
세전이익률(%)	(8.2)	(0.7)	7.4	31.6	17.5	7.5	7.9	8.7	-	-
순이익률(%)	(6.4)	0.1	4.7	22.5	11.7	4.9	5.9	6.4	-	-
전력판매(GWh)	466,594	474,850	477,592	483,655	497,040	507,159	517,916	527,453	2.0	2.1
판매단가(원/kWh)	99	106	110	110	109	108	109	110	(1.2)	1.2

자료: 한국전력, 하나금융투자

표 3. 한국전력 분기별 실적 추이 및 전망

(단위: 억원)

	2017F				2018F				3Q17 증감률(%)	
	1Q	2Q	3Q	4QF	1QF	2QF	3QF	4QF	YoY	QoQ
매출액	151,466	129,256	161,876	152,869	156,776	135,975	167,144	156,201	1.5	25.2
전기판매수익	139,433	117,055	151,212	139,748	143,758	123,180	154,839	143,850	4.2	29.2
기타매출	12,033	12,201	10,664	13,121	13,019	12,795	12,305	12,351	(25.7)	(12.6)
영업이익	14,632	8,465	27,728	8,134	17,487	9,122	33,517	7,549	(37.3)	227.6
연료비	42,968	33,632	43,402	39,208	42,303	34,551	41,554	45,044	23.7	29.0
구입전력비	38,243	31,195	34,430	34,936	37,794	32,706	32,091	28,501	42.5	10.4
기타	55,623	55,964	56,316	70,590	59,193	59,596	59,982	75,108	0.6	0.6
세전이익	13,896	5,833	21,868	2,819	12,707	4,047	30,763	1,403	(46.9)	274.9
순이익	8,669	3,272	14,930	2,086	9,405	2,995	22,769	1,038	(48.8)	356.4
영업이익률(%)	9.7	6.5	17.1	5.3	11.2	6.7	20.1	4.8	-	-
세전이익률(%)	9.2	4.5	13.5	1.8	8.1	3.0	18.4	0.9	-	-
순이익률(%)	5.7	2.5	9.2	1.4	6.0	2.2	13.6	0.7	-	-
전력판매(GWh)	132,178	119,229	130,900	124,852	134,996	121,772	133,623	127,525	3.7	9.8
판매단가(원/kWh)	105	98	116	112	106	101	116	113	0.5	17.7

자료: 한국전력, 하나금융투자

## 기저발전 증가로 구입전력비 부담 완화 예상

### 기저발전량 증가로 구입전력비 감소

다만, 원전 정비기간 증가 및 석탄 발전소 환경설비 강화는 우려

최근 원자력안전위원회는 모든 원전에서 안전성 특별점검을 수행 중이다. 올해 4기, 내년 21기 계획으로 한빛 4호기처럼 보수와 정비작업으로 운영이 정지될 가능성이 있다. 게다가 석탄화력 환경설비 보강도 계획 중에 있어 발전량 감소에 대한 우려가 존재한다.

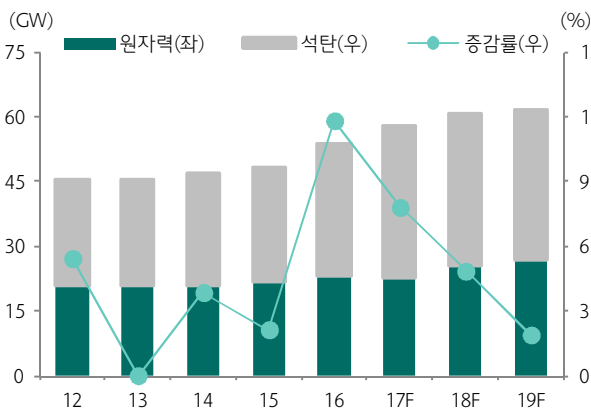
하지만 기저발전설비 증가와 가동률 정상화로 구입전력비 부담은 점차 완화될 전망이다. 2018년 신규 원전 2기가 도입되고 올해 도입된 석탄발전소 약 4.8GW 가동이 온기로 반영된다. 기저발전 증가로 내년 구입전력비는 10.2조원으로 올해보다 22.9% 감소해 영업이익 개선에 기여할 전망이다.

표 4. 연간 발전설비 Mix 추이 (LNG복합 설비용량은 대체건설 가정)

	원전			석탄			LNG복합			
	신규	수명만료	설비용량	신규	수명만료	설비용량	신규	수명만료	대체건설	설비용량
2017년		(587)	22,529	5,294	(525)	35,315	3,886	(480)		31,402
2018년	2,800		25,329			35,315	1,040			32,442
2019년	1,400		26,729	1,000	(1,260)	35,055	951		1,260	34,653
2020년			26,729	1,040		36,095	1,000			35,653

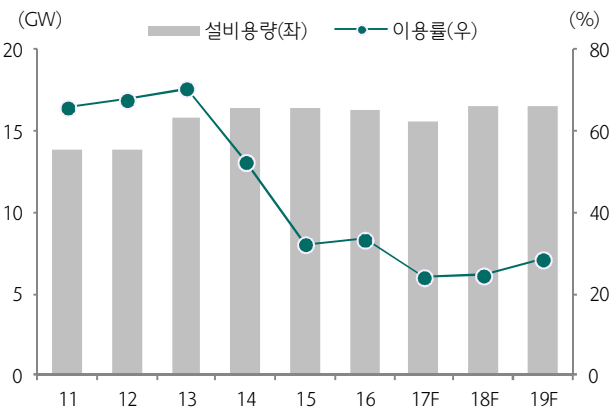
자료: 한국전력, 전력통계정보시스템, 언론보도, 하나금융투자

그림 3. 발전자회사 기저발전 설비용량 추이 및 전망



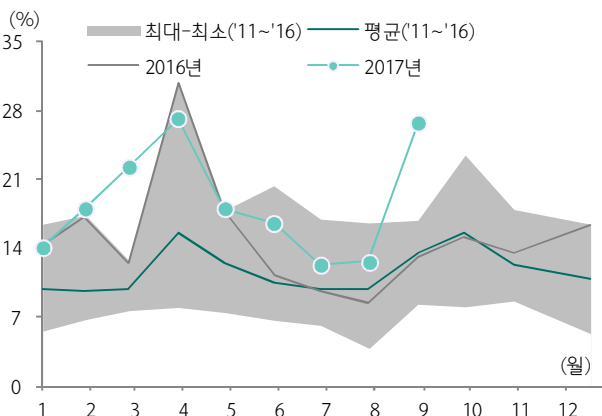
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 4. 발전자회사 LNG 발전설비용량 및 이용률 추이



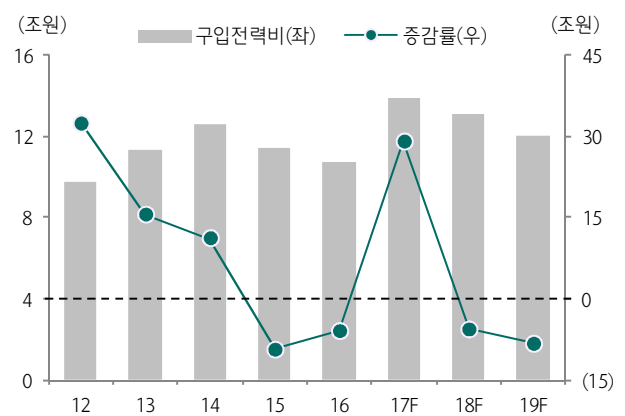
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 5. 월별 공급예비율 추이



자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 6. 구입전력비 추이 및 전망



자료: 한국전력, 하나금융투자

## 석탄가격 안정화로 연료비 상승세 둔화 기대

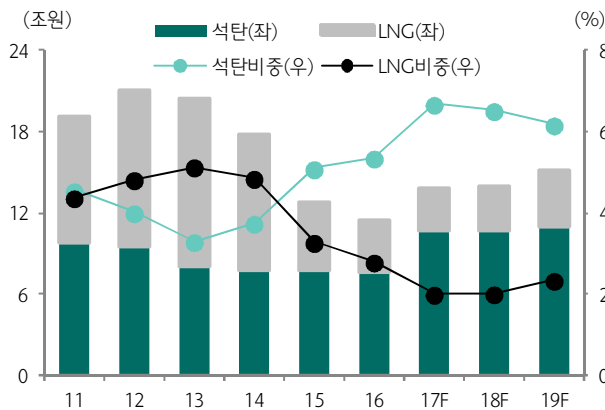
석탄단가 상승으로 올해 연료비 증가

2018년도 개별소비세 인상과 사용량  
증가로 석탄 비용은 증가세 유지

한국전력 발전자회사의 석탄화력발전량은 전체 발전량 대비 45~50% 수준으로 높아 연료비 민감도가 높다. 2016년 연료비 중 석탄은 7.5조원으로 52%를 차지했다. 지난해부터 이어진 발전용 석탄가격 상승은 호주산 기준 9월 13일 톤당 100.3달러로 고점을 기록한 뒤 97달러 수준에서 안정세를 보이고 있다. 전년대비 단가 상승으로 올해 석탄 연료비가 전년대비 44% 증가할 전망으로 전체 연료비는 전년대비 17.3% 증가한 16.5조원으로 예상된다.

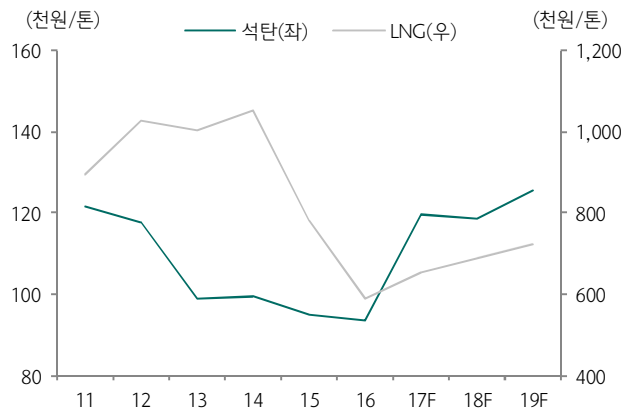
2018년 4월부터 세법개정안으로 발전용 유연탄 개별소비세가 평균 36원/kg으로 6원 인상되어 석탄단가 상승이 지속될 전망이다. 정부의 친환경 발전원 확대 정책으로 발전용 석탄에 부과되는 과세 수준이 점진적으로 높아질 가능성이 있다. 2018년에도 사용량 및 단가 상승으로 석탄 연료비는 6.7% 증가할 전망이다. 올해 상반기 동안 석탄가격이 하락한 기저효과 때문이다. 전체 연료비는 올해보다 11.0% 증가한 18.3조원으로 예상된다.

그림 7. 석탄과 LNG 연료비와 비중 추이 및 전망



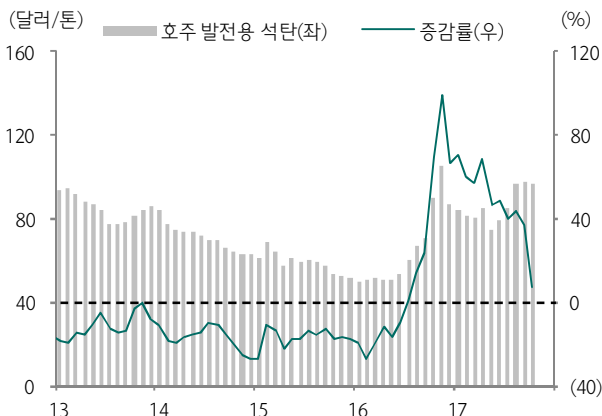
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 8. 석탄 및 LNG 연료단가 추이 및 전망



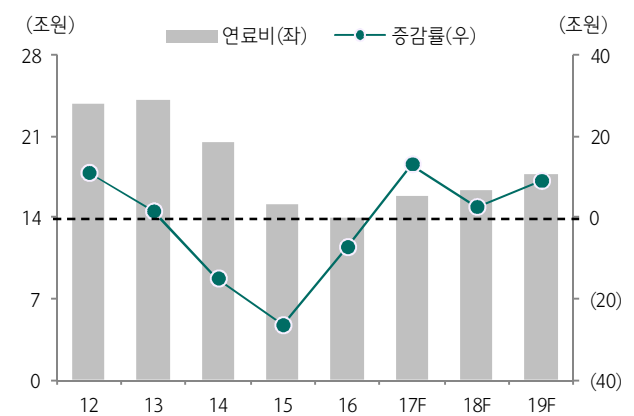
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 9. 발전용 석탄가격 추이



자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 10. 연료비 추이 및 전망



자료: 한국전력, 하나금융투자

## 이익 감소로 배당매력은 약화. 하지만 전기요금 인상 기대

연간 순이익 2.9조원으로 전년대비  
58.9% 감소 전망

한국전력은 2007년 이전에는 배당성향을 30%까지 유지해왔다. 2013년까지 6년간 실적이 부진하면서 배당에 대한 관심이 사라졌으나, 지난 2015년 이후 꾸준히 배당매력이 부각되고 있다. 물론, 2016년이 영업실적 기준 역사상 최고치를 기록했다는 사실과 올해 실적이 전년 대비 감익이 전망되는 점을 감안하면 주당배당금 감소는 불가피할 전망이다.

2014년 말 정부는 정부출자기관에 대한 정부배당정책 방향으로 배당성향을 2020년 40% 수준까지 단계적으로 상향하는 계획을 발표했다. 배당성향 상향추세를 감안하면 배당성향 20%(2016년 18.0%)를 가정할 경우 배당금은 960원으로 예상된다. 예상 배당수익률은 2.5%로 최근 낮아진 주가를 감안하며 투자매력도가 높다.

표 5. 한국전력 순이익과 배당성향 추이

	2	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16
순이익(조원)	1.8	1.8	3.1	2.3	2.9	2.4	2.1	1.6	(3.0)	(0.1)	(0.1)	(3.4)	(3.2)	0.1	2.7	13.3	7.0
DPS(원)	600	550	800	1,050	1,150	1,150	1,000	750	0	0	0	0	0	90	500	3,100	1,980
배당성향(%)	18.6	19.8	16.7	28.6	25.1	29.9	30.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	93.4	12.0	15.0	18.0
배당수익률(%)	2.5	2.5	4.4	4.9	4.3	3.0	2.4	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.2	6.2	4.5

자료: 한국전력, 하나금융투자

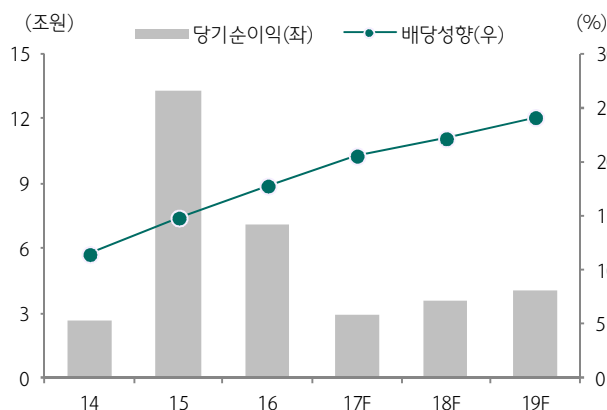
표 6. 정부출자기관에 대한 정부배당정책 방향

(단위: %)

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
19.8	20.2	20.4	24.2	21.5	25.0	28.0	31.0	34.0	37.0	40.0

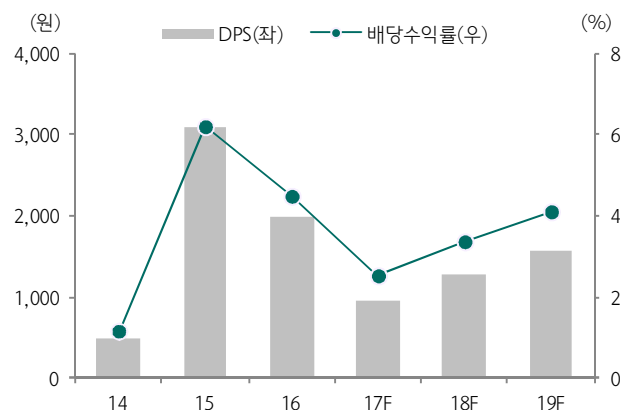
자료: 기획재정부(2014년 12월 19일), 하나금융투자

그림 11. 당기순이익과 배당성향 추이 및 전망



자료: 한국전력, 하나금융투자

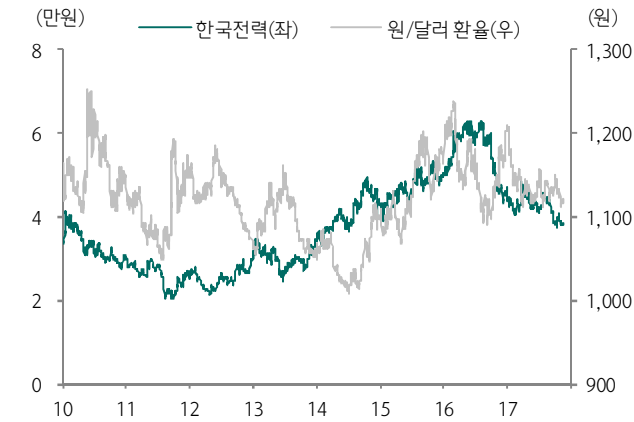
그림 12. 주당배당금과 배당수익률 추이 및 전망



자료: 한국전력, 하나금융투자

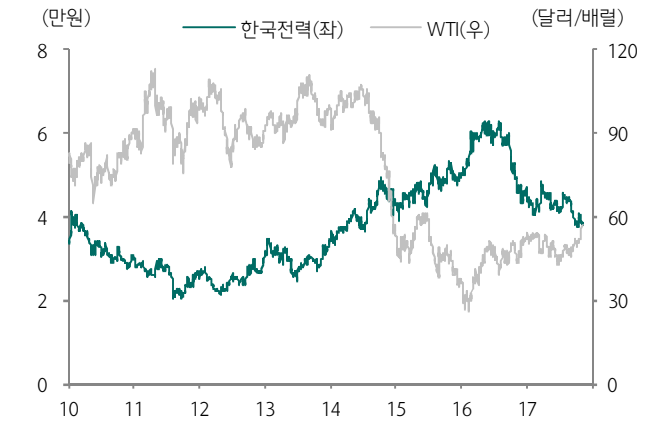
## 한국전력 주요 차트

그림 13. 한국전력 주가와 원/달러 환율 추이



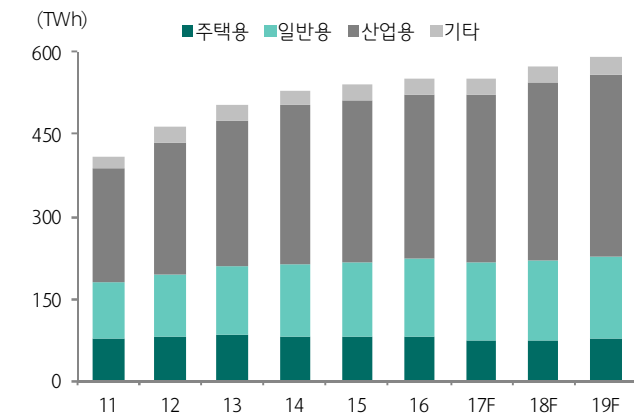
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 14. 한국전력 주가와 유가 추이



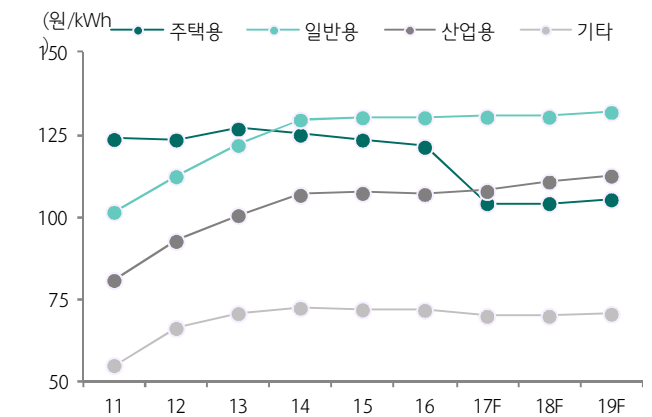
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 15. 용도별 전력판매량 추이 및 전망



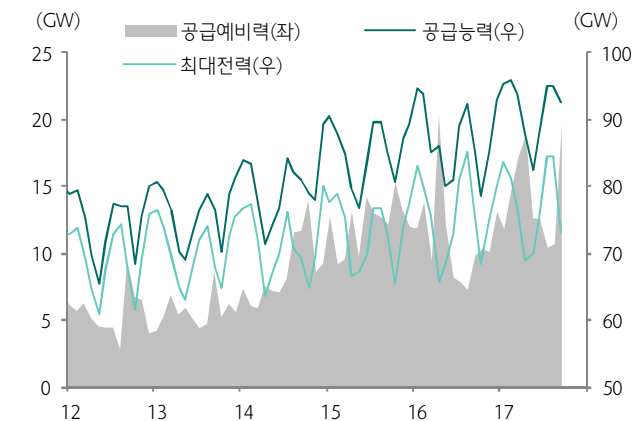
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 16. 용도별 전력판매단가 추이 및 전망



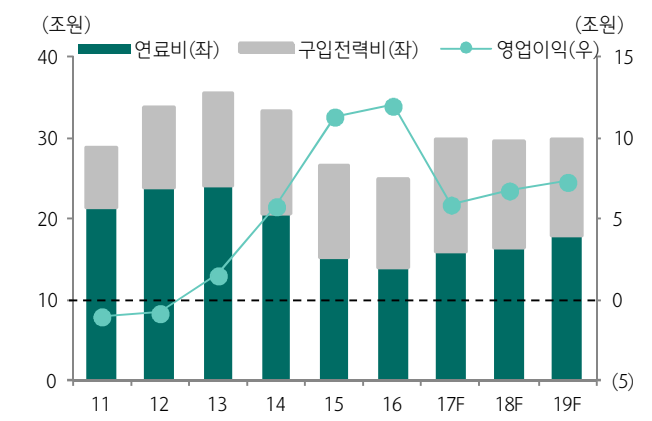
자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 17. 월별 예비전력 추이



자료: 한국전력, 하나금융투자

그림 18. 연간 연료비 및 구입전력비와 영업이익 추이



자료: 한국전력, 하나금융투자

## 추정 재무제표

손익계산서	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
매출액	58,957.7	60,190.4	59,546.7	61,609.6	63,221.2
매출원가	45,457.7	45,549.6	51,195.9	52,512.3	53,514.9
매출총이익	13,500.0	14,640.8	8,350.8	9,097.3	9,706.3
판관비	2,153.3	2,639.2	2,454.9	2,329.8	2,408.0
영업이익	11,346.7	12,001.6	5,895.9	6,767.5	7,298.2
금융손익	(1,832.5)	(1,645.5)	(1,625.2)	(1,928.5)	(1,816.0)
종속/관계기업손익	207.4	(137.3)	(157.5)	(300.3)	(327.8)
기타영업외손익	8,934.1	294.8	328.2	353.3	325.4
세전이익	18,655.8	10,513.5	4,441.4	4,892.0	5,479.9
법인세	5,239.4	3,365.1	1,439.7	1,183.9	1,326.1
계속사업이익	13,416.4	7,148.3	3,001.7	3,708.1	4,153.8
중단사업이익	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
당기순이익	13,416.4	7,148.3	3,001.7	3,708.1	4,153.8
비지배주주지분 손이익	127.2	99.7	105.9	87.4	97.9
지배주주순이익	13,289.1	7,048.6	2,895.7	3,620.7	4,055.9
지배주주지분포괄이익	13,308.1	7,041.6	2,688.8	3,429.5	3,841.6
NOPAT	8,160.0	8,160.1	3,984.7	5,129.7	5,532.1
EBITDA	19,688.1	20,962.6	15,595.6	16,627.1	17,309.2
성장성(%)					
매출액증가율	2.6	2.1	(1.1)	3.5	2.6
NOPAT증가율	113.0	0.0	(51.2)	28.7	7.8
EBITDA증가율	44.1	6.5	(25.6)	6.6	4.1
영업이익증가율	96.1	5.8	(50.9)	14.8	7.8
(지배주주)순이익증가율	394.6	(47.0)	(58.9)	25.0	12.0
EPS증가율	394.6	(47.0)	(58.9)	25.0	12.0
수익성(%)					
매출총이익률	22.9	24.3	14.0	14.8	15.4
EBITDA이익률	33.4	34.8	26.2	27.0	27.4
영업이익률	19.2	19.9	9.9	11.0	11.5
계속사업이익률	22.8	11.9	5.0	6.0	6.6

투자지표	2015	2016	2017F	2018F	2019F
주당지표(원)					
EPS	20,701	10,980	4,511	5,640	6,318
BPS	103,798	111,725	114,074	118,754	123,792
CFPS	34,592	37,140	26,059	25,507	26,699
EBITDAPS	30,669	32,654	24,294	25,900	26,963
SPS	91,840	93,760	92,757	95,971	98,481
DPS	3,100	1,980	960	1,280	1,560
주가지표(배)					
PER	2.4	4.0	8.4	6.7	6.0
PBR	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3
PCFR	1.4	1.2	1.5	1.5	1.4
EV/EBITDA	4.3	3.7	4.9	4.4	4.0
PSR	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
재무비율(%)					
ROE	22.1	10.2	4.0	4.8	5.2
ROA	7.8	4.0	1.6	2.0	2.2
ROIC	5.7	5.5	2.6	3.4	3.6
부채비율	157.9	143.4	141.0	133.0	125.7
순부채비율	74.3	66.5	67.6	60.8	54.5
이자보상배율(배)	5.6	6.8	3.3	3.9	4.4

자료: 하나금융투자

대차대조표	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
유동자산	22,025.3	19,708.5	19,228.1	19,768.6	20,159.5
금융자산	9,130.8	5,735.6	5,260.1	5,497.9	5,495.7
현금성자산	3,783.1	3,051.4	2,575.8	2,755.0	2,676.9
매출채권 등	7,461.5	7,776.7	7,777.1	7,946.6	8,166.6
재고자산	4,946.4	5,479.4	5,479.7	5,599.2	5,754.2
기타유동자산	486.6	716.8	711.2	724.9	743.0
비유동자산	153,232.0	158,128.5	160,367.0	160,685.5	161,705.7
투자자산	8,189.1	8,167.9	8,168.4	8,346.4	8,577.6
금융자산	2,495.6	2,657.5	2,657.6	2,715.6	2,790.8
유형자산	141,361.4	145,743.1	148,025.7	148,264.7	149,143.6
무형자산	858.4	983.4	1,123.9	1,025.4	935.5
기타비유동자산	2,823.1	3,234.1	3,049.0	3,049.0	3,049.0
자산총계	175,257.4	177,837.0	179,595.2	180,454.1	181,865.2
유동부채	22,710.8	24,739.2	24,112.2	22,798.7	21,570.8
금융부채	7,974.1	9,063.5	9,482.1	7,884.8	6,288.3
매입채무 등	4,765.1	5,727.5	5,727.8	5,852.6	6,014.7
기타유동부채	9,971.6	9,948.2	8,902.3	9,061.3	9,267.8
비유동부채	84,604.0	80,047.3	80,959.0	80,217.4	79,702.0
금융부채	51,605.3	45,255.6	46,165.6	44,665.6	43,165.6
기타비유동부채	32,998.7	34,791.7	34,793.4	35,551.8	36,536.4
부채총계	107,314.9	104,786.5	105,071.2	103,016.2	101,272.8
지배주주지분	66,634.5	71,723.6	73,231.4	76,235.6	79,469.7
자본금	3,209.8	3,209.8	3,209.8	3,209.8	3,209.8
자본잉여금	2,041.1	2,078.9	2,079.1	2,079.1	2,079.1
자본조정	13,295.0	13,295.0	13,295.0	13,295.0	13,295.0
기타포괄이익누계액	(98.7)	(33.9)	(121.9)	(121.9)	(121.9)
이익잉여금	48,187.2	53,173.9	54,769.5	57,773.7	61,007.8
비지배주주지분	1,308.0	1,326.9	1,292.5	1,202.3	1,122.6
자본총계	67,942.5	73,050.5	74,523.9	77,437.9	80,592.3
순금융부채	50,448.6	48,583.5	50,387.5	47,052.4	43,958.1

현금흐름표	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
영업활동 현금흐름	16,943.1	16,520.6	11,174.0	14,525.4	15,473.1
당기순이익	13,416.4	7,148.3	3,001.7	3,708.1	4,153.8
조정	5,851.7	11,605.4	9,655.9	10,077.8	10,359.2
감가상각비	8,341.4	8,961.0	9,699.7	9,859.6	10,010.9
외환거래손익	617.2	253.5	(675.0)	(82.1)	20.5
지분법손익	(207.4)	137.3	157.5	300.3	327.8
기타	(2,899.5)	2,253.6	473.7	(0.0)	0.0
영업활동자산부채 변동	(2,325.0)	(2,233.1)	(1,483.6)	739.5	960.1
투자활동 현금흐름	(9,774.0)	(9,645.9)	(12,197.1)	(10,632.3)	(11,633.0)
투자자산감소(증가)	(626.3)	18.3	(263.7)	(478.3)	(558.9)
유형자산감소(증가)	(4,206.1)	(11,820.8)	(11,403.6)	(10,000.0)	(10,800.0)
기타	(4,941.6)	2,156.6	(529.8)	(154.0)	(274.1)
재무활동 현금흐름	(5,206.6)	(7,637.5)	574.3	(3,713.8)	(3,918.2)
금융부채증가(감소)	(4,352.2)	(5,260.3)	1,328.5	(3,097.3)	(3,096.5)
자본증가(감소)	46.0	37.8	0.2	0.0	0.0
기타재무활동	(474.1)	(310.1)	567.9	0.0	0.0
배당지급	(426.3)	(2,104.9)	(1,322.3)	(616.5)	(821.7)
현금의 증감	1,962.5	(731.7)	(475.6)	179.2	(78.1)
Unlevered CFO	22,206.8	23,842.7	16,728.9	16,374.4	17,140.0
Free Cash Flow	2,893.2	4,491.8	(271.3)	4,525.4	4,673.1

2017년 11월 16일

# 한전KPS (051600)

## 아직 남아있는 신규 원전만 5기

투자 의견 BUY, 목표주가 55,000원 제시

목표주가는 2018년 BPS 21,817원에 적정PBR 2.5배를 적용했다. 주가는 6월 신고리 5,6호기 건설중지 발표 이후 약세를 기록하고 있다. 최근 건설재개 공표에도 탈원전으로 인한 외형감소 우려에 주가는 횡보하고 있다. 2018년부터 2022년까지 신규 원전 5기가 도입되고 기존 원전설비 안전기준이 강화되며 2018년 연내 UAE 원전 정비수주 가능성이 높아 외형성장은 지속될 전망이다. 장기적으로 국내 원전 해체시장 개화로 정비 실적감소 만화가 가능해 외형감소 우려는 제한적이다. 2018년 예상 실적 기준 PER 11.4배, PBR 1.8배로 Valuation 매력이 높아 투자 의견 매수를 제시한다.

### 2018년 영업이익 1,866억원으로 올해보다 13.7% 개선 전망

올해 연간 영업이익은 전년대비 55.0% 증가한 1,641억원으로 전망된다. 이익이 크게 늘어나는 이유는 지난해 4분기 발생한 일회성 비용에 의한 기저효과와 UAE 원전 정비수주 준비로 상승한 인건비 증가세가 안정화되었기 때문이다. 2018년 영업이익은 13.7% 증가한 1,866억원으로 전망된다. 발전소 건설 계획상 내년 2분기와 3분기에 각각 신규 원전이 1기씩 도입될 예정이고 UAE 원전 정비수주 가능성이 높아 해외매출 성장이 예상되기 때문이다. 외형성장으로 ROE도 2015년을 저점으로 점진적인 상승이 기대된다.

### 2022년 이후 원전 해체시장에서 주도적 역할 기대

현재 가동이 중지된 고리 1호기는 2022년 해체작업에 돌입할 것으로 전망된다. 2022년 월성 1호기부터 2030년까지 수명이 만료되는 원전은 총 11기다. 산업부에 의하면 고리 원전 해체 목표충당금은 7,194억원이며 한수원은 2016년 말 기준 원전 해체 충당금으로 약 10.2조원을 적립한 것으로 알려졌다. 국내 시장에서 고리 원전의 제염 및 절단 경험을 시작으로 글로벌 해체시장까지 사업영역 확대가 가능할 전망이다.

관심종목

## BUY(신규)

TP(12M): 55,000원 | CP(11월15일): 38,300원

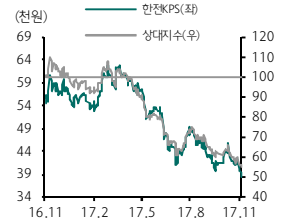
#### Key Data

KOSPI 지수 (pt)	2,518.25
52주 최고/최저(원)	63,100/38,300
시가총액(십억원)	1,723.5
시가총액비중(%)	0.14
발행주식수(천주)	45,000.0
60일 평균 거래량(천주)	180.8
60일 평균 거래대금(십억원)	7.8
17년 배당금(예상, 원)	1,240
17년 배당수익률(예상, %)	3.24
외국인지분율(%)	22.87
주요주주 지분율(%)	
한국전력공사	51.00
국민연금	7.07
주가상승률	1M 6M 12M
절대	(12.8) (29.9) (30.6)
상대	(14.3) (36.2) (45.8)

#### Consensus Data

	2017	2018
매출액(십억원)	1,285.9	1,396.3
영업이익(십억원)	172.2	188.8
순이익(십억원)	140.5	152.3
EPS(원)	3,158	3,434
BPS(원)	19,487	21,645

#### Stock Price



#### Financial Data

투자지표	단위	2015	2016	2017F	2018F	2019F
매출액	십억원	1,179.7	1,223.1	1,288.4	1,412.7	1,518.2
영업이익	십억원	175.2	105.8	164.2	186.6	204.9
세전이익	십억원	221.3	112.9	174.7	196.7	216.3
순이익	십억원	169.9	88.3	135.6	151.4	166.5
EPS	원	3,776	1,962	3,012	3,365	3,700
증감률	%	1.0	(48.0)	53.5	11.7	10.0
PER	배	23.57	27.63	12.71	11.38	10.35
PBR	배	5.09	3.09	1.94	1.76	1.59
EV/EBITDA	배	18.07	15.80	7.11	6.13	5.35
ROE	%	22.90	11.20	16.18	16.21	16.14
BPS	원	17,473	17,550	19,693	21,817	24,036
DPS	원	1,690	680	1,240	1,480	1,740



Analyst 유재선

02-3771-8011

jaeseon.yoo@hanafn.com



## Valuation 및 투자의견

투자의견 BUY, 목표주가 55,000원

한전KPS에 대해 투자의견 BUY와 목표주가 55,000원을 제시한다. 목표주가는 2018년 BPS 21,817원에 적정 PBR 2.5배를 적용했다. 과거 높았던 밸류에이션이 정당화된 배경은 한전KPS의 높은 성장성에 대한 기대감 때문이다. 최근 신고리 5,6호기 건설중지 발표 이후 주가가 약세를 이어오고 있으며 건설재개 결정에도 탈원전에 인한 외형감소 우려에 주가는 횡보하고 있다.

하지만 한전KPS의 실적감소 우려는 제한적이다. 2018년부터 2022년까지 신규 원전 5기가 순차적으로 도입되고 기존 원전설비 안전기준이 강화로 정비수요가 증가할 것이며 2018년 연내 UAE 원전 정비수주 가능성이 높아 외형성장은 지속될 전망이다. 장기적인 관점에서 가동중지 원전이 늘어나면 해체시장도 규모가 커지고 한전KPS가 해체시장에 참여하는 만큼 정비실적 감소를 만회할 수 있기 때문이다.

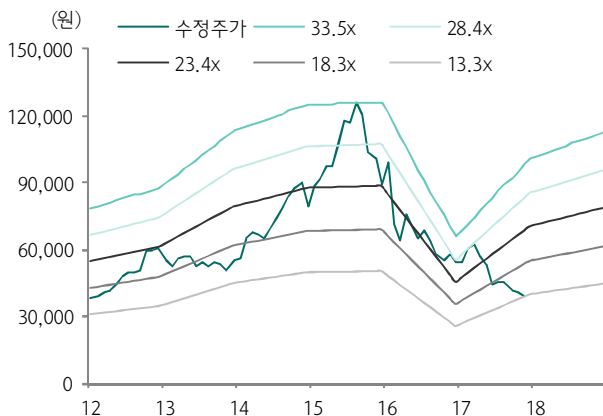
2018년 예상 실적 기준 PER 11.4배, PBR 1.8배로 Valuation 매력력이 높다. 예상실적 기준 현재주가는 목표주가 대비 46.2% 상승여력이 있어 투자의견 매수를 제시한다.

표 1. 한전KPS 목표주가 산정

구분		비고	
(A)ROE	16.2	2018년 추정	
(B)주당순자산(원)	21,817	2018년 추정	
(C)베타	0.5	KOSPI 104주 주간 베타	
(D)시장 기대수익률(%)	10.3	하나금융투자 추정	
(E)무위험 시장수익률(%)	2.1	국고채 3년	
(F)자기자본비용(%E+FXG)	6.5		
(G)적정PBR(배, A/B)	2.5		
목표주가 산정	54,560	목표주가	55,000원
상승여력	46.2	현재주가	38,300원

자료: 한전KPS, 하나금융투자

그림 1. 한전KPS PER 추이



자료: 한전KPS, 하나금융투자

그림 2. 한전KPS PBR 추이



자료: 한전KPS, 하나금융투자

## 2018년 영업이익 1,866조원으로 올해보다 13.7% 개선 전망

### 2018년 연간 영업실적 전망

매출액 1조4,127억원(YoY +9.7%)

영업이익 1,866억원(YoY +13.7%)

2017년 매출액은 전년대비 5.3% 증가한 1조2,884억원으로 전망된다. 신규 석탄화력설비 도입으로 인한 정비물량 증가와 계획예방정비 수행호기 증가로 화력 및 원자력/수력 매출이 전년대비 각각 1.1%, 8.9% 증가하기 때문이다. 올해 영업이익은 전년대비 55.0% 증가한 1,641억원으로 전망된다. 지난해 4분기 발생한 일회성 비용에 의한 기저효과와 UAE 원전 정비수주 준비로 상승한 인건비 증가세가 안정화되었기 때문이다.

2018년 영업이익은 1,866억원으로 올해보다 13.7% 증가할 전망이다. 발전소 건설계획상 내년 2분기와 3분기에 각각 신규 원전이 1기씩 도입될 예정으로 국내사업 성장이 기대된다. UAE 원전 정비수주 가능성이 높고 올해 4분기부터 우루과이 복합화력발전소 정비가 반영될 예정으로 해외매출의 성장이 예상되기 때문이다. 외형성장으로 ROE도 2015년을 저점으로 점진적인 상승이 기대된다.

표 2. 한전KPS 연간 실적 추이 및 전망

(단위: 억원)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017F	2018F	2019F	17년YoY(%)	18년YoY(%)
매출액	10,066	11,258	10,854	11,798	12,232	12,884	14,127	15,182	5.3	9.7
화력	4,049	4,141	4,344	4,730	4,885	4,940	5,193	5,154	1.1	5.1
원자력/양수	3,890	3,813	3,903	4,382	4,685	5,100	5,644	6,254	8.9	10.7
송변전	540	573	613	689	736	811	758	770	10.2	(6.5)
대외	796	1,759	918	704	859	746	879	997	(13.1)	17.9
해외	791	971	1,076	1,293	1,067	1,286	1,653	2,007	20.5	28.5
영업이익	1,422	1,839	2,157	1,753	1,059	1,641	1,866	2,049	55.0	13.7
세전이익	1,543	1,989	2,210	2,214	1,130	1,746	1,967	2,163	54.6	12.7
순이익	1,179	1,520	1,682	1,700	884	1,355	1,514	1,665	53.3	11.8
영업이익률(%)	14.1	16.3	19.9	14.9	8.7	12.7	13.2	13.5	-	-
세전이익률(%)	15.3	17.7	20.4	18.8	9.2	13.6	13.9	14.2	-	-
순이익률(%)	11.7	13.5	15.5	14.4	7.2	10.5	10.7	11.0	-	-

자료: 한전KPS, 하나금융투자

표 3. 한전KPS 분기별 실적 추이 및 전망

(단위: 억원)

	2017F				2018F				3Q17 증감률(%)	
	1Q	2Q	3Q	4QF	1QF	2QF	3QF	4QF	YoY	QoQ
매출액	2,726	3,418	2,798	3,942	2,859	3,711	3,176	4,381	1.0	(18.1)
화력	1,079	1,450	996	1,415	1,152	1,520	1,093	1,428	(8.6)	(31.3)
원자력/양수	1,023	1,149	1,176	1,752	1,021	1,253	1,350	2,020	18.9	2.3
송변전	171	224	191	225	119	280	131	229	17.2	(14.7)
대외	117	276	129	224	182	273	180	245	(48.2)	(53.3)
해외	336	319	306	325	385	385	422	460	9.3	(4.1)
영업이익	362	591	321	367	412	574	374	505	7.3	(45.7)
세전이익	376	623	357	390	437	598	399	533	13.7	(42.6)
순이익	294	485	275	300	336	460	307	410	12.5	(43.3)
영업이익률(%)	13.3	17.3	11.5	9.3	14.4	15.5	11.8	11.5	-	-
세전이익률(%)	13.8	18.2	12.8	9.9	15.3	16.1	12.6	12.2	-	-
순이익률(%)	11	14	10	8	12	12	10	9	-	-

자료: 한전KPS, 하나금융투자

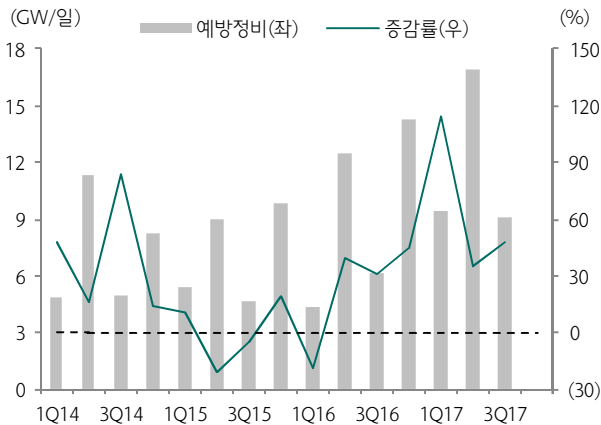
## 일평균 예방정비실적 증가추세

### 원전 안전기준 강화로 일평균 예방정비실적 증가

일평균 예방정비실적은 전력 비성수기인 2분기와 4분기에 집중된다. 정비실적은 작년 2분기부터 꾸준히 증가하고 있다. 원전설비 예방정비 규모가 경주 지진이 발생했던 2016년 4분기부터 높은 수준을 형성하고 있다는 점이 중요하다. 석탄설비는 올해 3분기 소폭 감소했다.

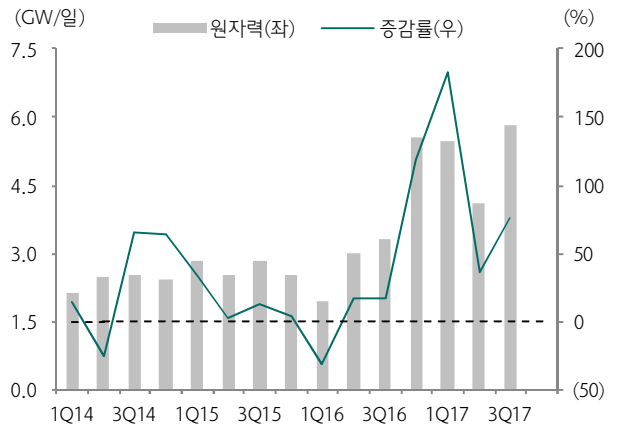
안전기준이 강화되는 추세로 정비수요가 늘어날 가능성이 높다. 최근 원자력안전위원회는 모든 원전에서 안전성 특별점검을 수행 중이다. 향후 점검일정은 올해 안에 한빛 3~6호기, 내년 2월까지 한빛 1~2호기, 내년 상반기 중 20년 이상 가동 발전소 10기, 하반기 중에는 20년 미만 가동 발전소 9기다. 격납건물과 보조건물, 핵연료건물, 비상디젤발전기 건물 등 모든 안전관련 구조물이 점검 대상이다. 향후 문제가 발견되면 한빛 4호기처럼 보수와 정비 작업으로 운항이 정지될 수 있다.

그림 3. 분기별 일평균 예방정비 추이



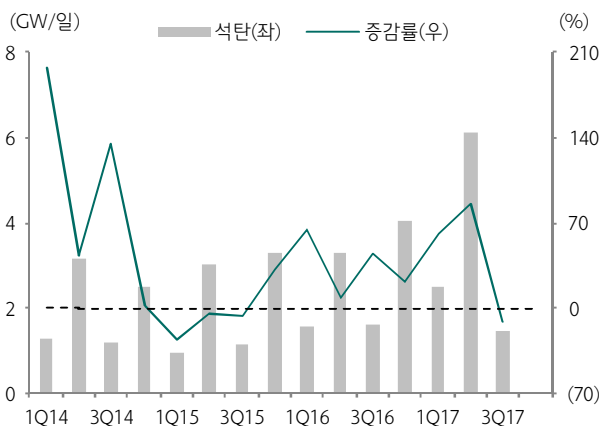
자료: 전력거래소, 하나금융투자

그림 4. 분기별 원전설비 일평균 예방정비 추이



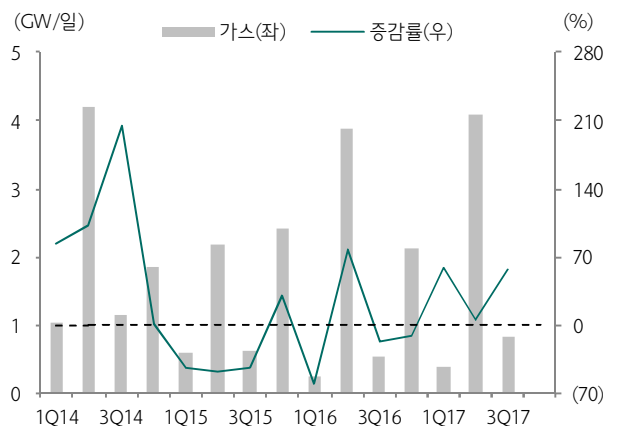
자료: 전력거래소, 하나금융투자

그림 5. 분기별 석탄설비 일평균 예방정비 추이



자료: 전력거래소, 하나금융투자

그림 6. 분기별 가스설비 일평균 예방정비 추이



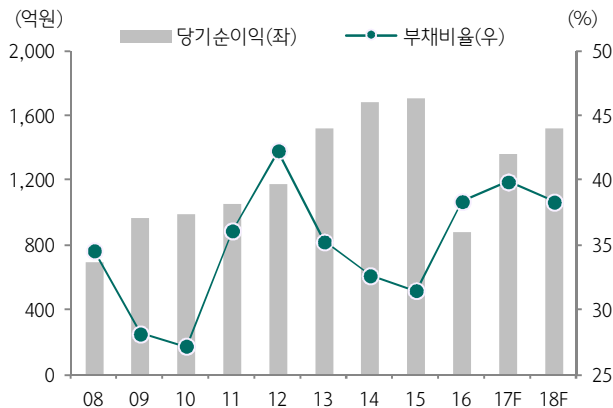
자료: 전력거래소, 하나금융투자

## 배당성향은 높은 수준이 유지될 전망

안정적 재무구조를 바탕으로  
배당성향 및 배당규모 증가 기대

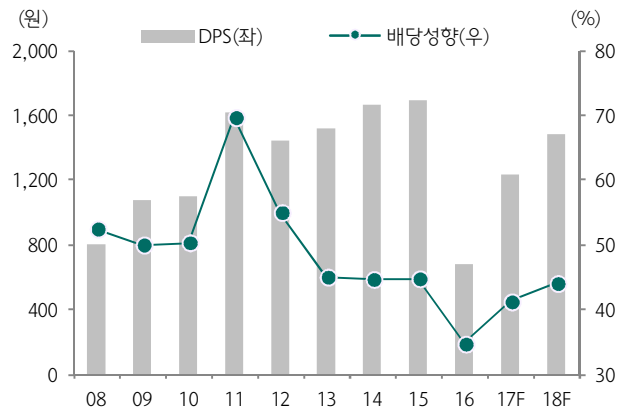
발전설비 정비는 유형자산 투자에 대한 필요성이 낮아 현금유보 비율이 높다. 2012년까지 배당성향은 50%, 이후 2015년까지 45% 수준을 유지했다. 2016년 인건비 부담으로 실적이 감소한 당시 상대적으로 낮아진 배당성향도 34.7% 수준으로 여전히 높았다. 올해 실적개선으로 주당배당금은 1,200원을 상회할 전망이며 현재주가 기준 배당수익률은 3.2% 수준으로 예상된다.

그림 7. 순이익과 부채비율 추이 및 전망



자료: 한전KPS, 하나금융투자

그림 8. 주당배당금과 배당성향 추이 및 전망



자료: 한전KPS, 하나금융투자

## 2018년 UAE 원전 정비수주 기대

과거 주가 프리미엄 원천은 해외수주 한전KPS의 해외수주는 외형성장 프리미엄의 원천이었다. UAE 정비 수주가 다소 지연되고 있는 점과 우루과이, 요르단 등 주요 수주의 매출인식이 지연되어 주가는 약세를 기록했다. 과거 프리미엄을 다시 부여받기 위해서는 대규모 해외수주가 추가적으로 필요할 전망이다.

하지만 2018년 연내 UAE 원전 정비수주 가능성이 높을 전망이며 우루과이 복합화력발전소 터빈 완공으로 향후 정비매출이 반영될 예정으로 해외매출의 성장이 기대되고 있다.

표 4. 한전KPS 수주현황 (2017년 3분기 말 기준)

(단위: 억원)

	발주처	기본도금액	완성공사액	계약잔액
화력	한국전력 발전자회사, 동두천드림파워 등	3,365	2,849	754
원자력/양수	한국수력원자력	4,059	2,387	1,672
송변전	한국전력	800	565	235
대외	대우파워, 지역난방공사, GS파워 등	667	200	467
해외	요르단, 우루과이, 인도 등	19,400	3,207	16,194

자료: 한전KPS, 하나금융투자

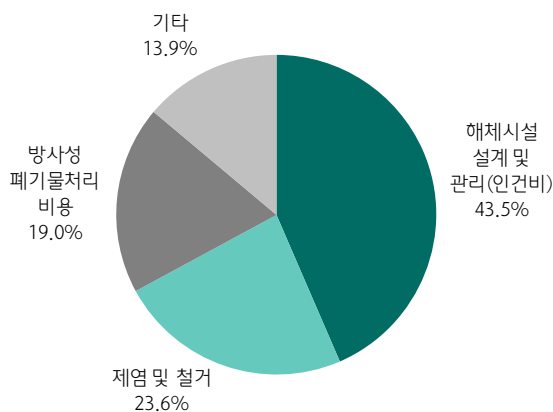
## 2022년 이후 원전 해체시장에서 주도적 역할 기대

### 원전 해체시장 개화 기대 한전KPS 제염과 철거부문 진출 기대

한국원자력연구원은 고리 1호기 해체를 위해 4개 기업을 선정하여 2019년까지 기술실용화 사업을 진행한다. 연구원이 확보한 핵심기술 중 실용화 가능성이 높은 4개(해체시설 및 부지 오염도 측정 기술, 핵심설비 해체공정 시뮬레이션 기술, 원전 1차 계통 화학제염 기술, 해체 폐기물 처리 기술)를 이전하게 된다. 한전KPS는 제염기술 실용화를 담당할 전망이다. 미국 전력연구소에 따르면, 원전 해체비용 중 해체시설 설계 및 관리 등 인건비가 43.5%로 가장 많고 제염 및 철거가 23.6%, 방사성 폐기물 처리 19.0%, 기타비용이 13.9%이다. 한전 KPS는 제염과 철거 부문에서 업무수행 경험이 있어 주도적 역할이 기대된다.

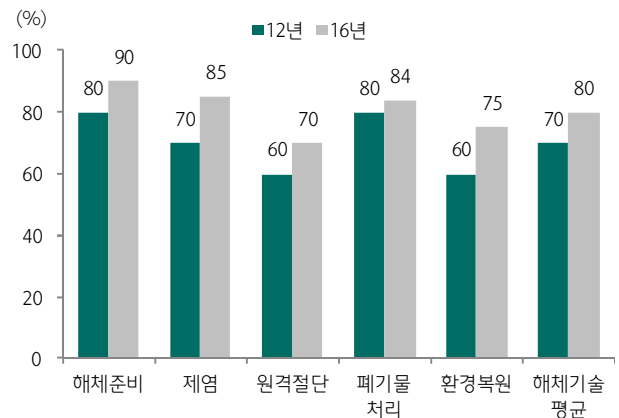
현재 가동 중지된 고리 1호기는 2022년 해체작업에 돌입할 것으로 전망된다. 2022년 월성 1호기부터 2030년까지 수명이 만료되는 원전은 11기다. 산업부에 의하면 2014년 불변가 기준 고리 원전 해체충당금은 6,437억원, 2022년 목표충당금은 7,194억원이다. 한수원은 2016년 기준 해체 충당금으로 약 10.2조원을 적립한 것으로 알려졌으며 목표충당금액은 약 23.8조원이다. 국내 시장에서 고리 원전의 제염 및 절단 경험을 시작으로 글로벌 해체시장 까지 사업영역 확대가 가능할 전망이다.

그림 9. 원전 해체비용 구성



자료: 미국전력연구소, 하나금융투자

그림 10. 분야별 세계 최고 대비 국내 해체 핵심기술 수준



자료: 한국원자력연구원, 하나금융투자

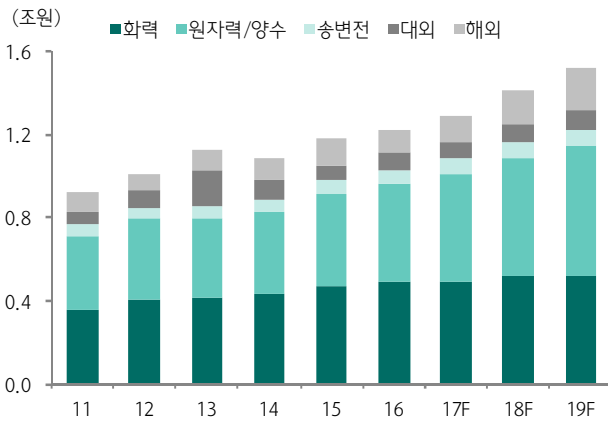
표 5. 국내 원전해체 연관산업체 현황

분야	주요기업	주요 업무
엔지니어링	현대엔지니어링, 한국전력기술, 한국원자력연구원, 두산중공업 등	해체 엔지니어링 설계, 해체프로젝트 관리 등
제염	한전KPS, 금화피에스시, 두산중공업, 한전원자력연료 등	계통제염, 기기 및 건물표면 제염 등
철거	이화다이아몬드공업, 현대건설, 건호이엔씨, 대림산업, 파워엠엔씨, 두산중공업, 한전KPS 등	금속구조물 수중해체 절단, 대형기기 절단 해체 건물 콘크리트 절단 해체 등
폐기물 관리	세안기술, 한국원자력환경공단, CJ대한통운, 포항산업과학연구원, 수산인더스트리, 한전KPS 등	방사성폐기물처리, 방사성폐기물 운송/저장/처분 등
부지 및 환경복원	한국원자력연구원, 한국전력기술, 오르비텍 등	환경정화 및 부지복원, 오염토양 정화 등
기타	금화피에스시, 세안기술, 수산이앤에스, 한전원자력연료, 한국원자력기술 등	방사능측정, 평가 분석, 원격제어 장치 등

자료: 원전해체 관련 국내 산업체 현황조사 용역, 산업부 보도자료 재인용, 하나금융투자

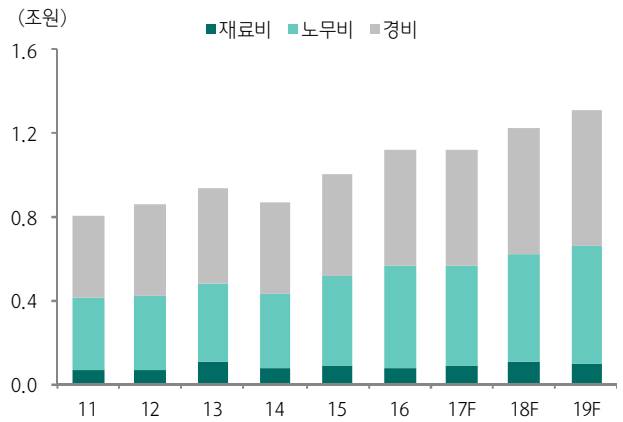
## 한전KPS 주요 차트

그림 11. 연간 부문별 매출액 추이 및 전망



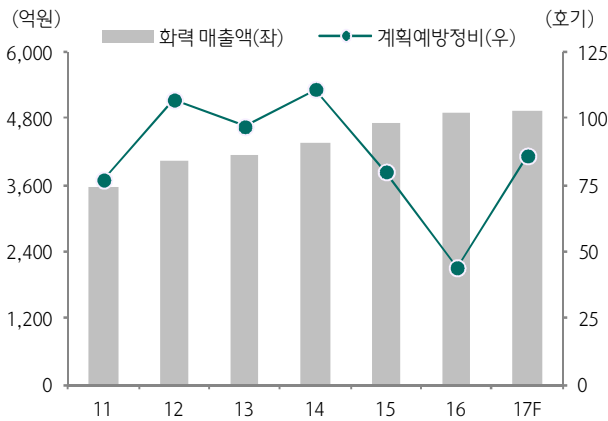
자료: 한전KPS, 하나금융투자

그림 12. 연간 영업비용 추이 및 전망



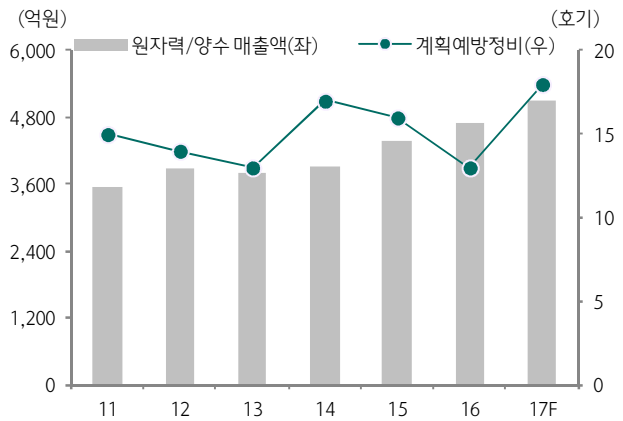
자료: 한전KPS, 하나금융투자

그림 13. 연간 화력부문 매출액 및 계획예방정비 추이



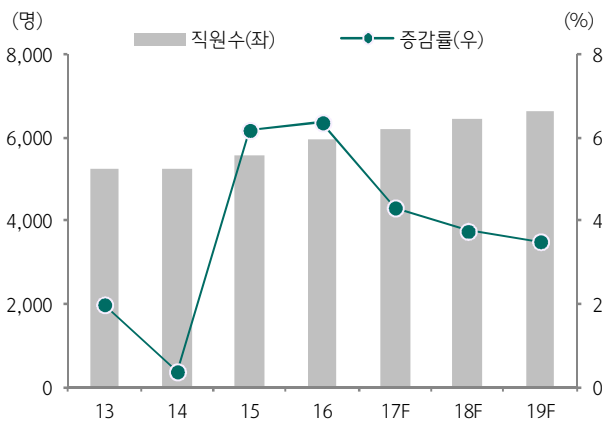
자료: 한전KPS, 하나금융투자

그림 14. 분기별 원전설비 일평균 예방정비 추이



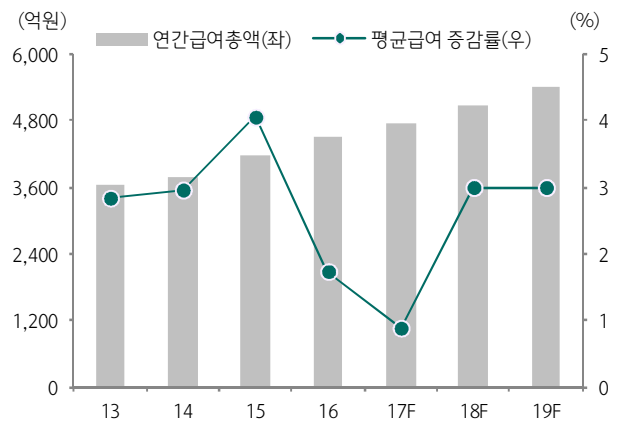
자료: 한전KPS, 하나금융투자

그림 15. 한전KPS 직원수 추이 및 전망



자료: 한전KPS, 하나금융투자

그림 16. 연간급여총액과 평균급여 증감률 추이 및 전망



자료: 한전KPS, 하나금융투자

## 추정 재무제표

손익계산서	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
<b>매출액</b>	<b>1,179.7</b>	<b>1,223.1</b>	<b>1,295.1</b>	<b>1,376.0</b>	<b>1,475.6</b>
매출원가	931.0	1,030.4	1,045.4	1,099.3	1,191.3
매출총이익	248.7	192.7	249.7	276.7	284.3
판매비	73.5	86.9	76.7	78.6	83.7
<b>영업이익</b>	<b>175.2</b>	<b>105.8</b>	<b>173.0</b>	<b>198.2</b>	<b>200.5</b>
금융손익	7.3	6.2	5.9	7.8	9.6
종속/관계기업손익	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
기타영업외손익	38.8	0.8	2.9	2.8	2.8
<b>세전이익</b>	<b>221.3</b>	<b>112.9</b>	<b>181.9</b>	<b>208.8</b>	<b>213.0</b>
법인세	51.3	24.6	40.0	46.1	47.0
계속사업이익	169.9	88.3	141.9	162.8	166.0
중단사업이익	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>당기순이익</b>	<b>169.9</b>	<b>88.3</b>	<b>141.9</b>	<b>162.8</b>	<b>166.0</b>
비지배주주지분 손이익	0.0	0.0	(0.0)	(0.0)	(0.0)
<b>지배주주순이익</b>	<b>169.9</b>	<b>88.3</b>	<b>141.9</b>	<b>162.8</b>	<b>166.0</b>
지배주주지분포괄이익	163.4	79.6	133.4	162.8	166.0
NOPAT	134.5	82.7	134.9	154.5	156.3
EBITDA	209.3	141.6	209.4	233.5	236.8
<b>성장성(%)</b>					
매출액증가율	8.7	3.7	5.9	6.2	7.2
NOPAT증가율	(18.1)	(38.5)	63.1	14.5	1.2
EBITDA증가율	(14.4)	(32.3)	47.9	11.5	1.4
영업이익증가율	(18.8)	(39.6)	63.5	14.6	1.2
(지배주주)순이익증가율	1.0	(48.0)	60.7	14.7	2.0
EPS증가율	1.0	(48.0)	60.7	14.7	2.0
<b>수익성(%)</b>					
매출총이익률	21.1	15.8	19.3	20.1	19.3
EBITDA이익률	17.7	11.6	16.2	17.0	16.0
영업이익률	14.9	8.7	13.4	14.4	13.6
계속사업이익률	14.4	7.2	11.0	11.8	11.2

투자지표	2015	2016	2017F	2018F	2019F
<b>주당지표(원)</b>					
EPS	3,776	1,962	3,012	3,365	3,700
BPS	17,473	17,550	19,693	21,817	24,036
CFPS	7,487	7,252	6,071	5,058	5,484
EBITDAPS	4,650	3,147	4,476	4,997	5,427
SPS	26,216	27,180	28,630	31,394	33,738
DPS	1,690	680	1,240	1,480	1,740
<b>주가지표(배)</b>					
PER	23.6	27.6	12.7	11.4	10.4
PBR	5.1	3.1	1.9	1.8	1.6
PCFR	11.9	7.5	6.3	7.6	7.0
EV/EBITDA	18.1	15.8	7.1	6.1	5.4
PSR	3.4	2.0	1.3	1.2	1.1
<b>재무비율(%)</b>					
ROE	22.9	11.2	16.2	16.2	16.1
ROA	17.3	8.3	11.6	11.7	11.8
ROIC	21.8	12.2	18.2	19.8	20.7
부채비율	31.5	38.3	39.9	38.3	35.6
순부채비율	(28.4)	(25.5)	(32.8)	(35.1)	(38.5)
이자보상배율(배)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

자료: 하나금융투자

대차대조표	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
<b>유동자산</b>	<b>552.6</b>	<b>561.6</b>	<b>677.1</b>	<b>787.2</b>	<b>885.9</b>
금융자산	223.5	201.1	305.5	385.2	468.3
현금성자산	63.8	191.0	295.1	374.0	456.6
매출채권 등	311.3	336.5	346.6	375.7	390.7
채고자산	1.8	1.7	1.7	1.9	1.9
기타유동자산	16.0	22.3	23.3	24.4	25.0
<b>비유동자산</b>	<b>481.0</b>	<b>530.9</b>	<b>562.1</b>	<b>574.6</b>	<b>580.3</b>
투자자산	42.4	44.2	45.6	49.4	51.4
금융자산	41.9	43.7	45.0	48.8	50.7
유형자산	372.0	395.3	417.2	427.8	433.0
무형자산	8.8	10.3	8.2	6.3	4.8
기타비유동자산	57.8	81.1	91.1	91.1	91.1
<b>자산총계</b>	<b>1,033.6</b>	<b>1,092.5</b>	<b>1,239.2</b>	<b>1,361.8</b>	<b>1,466.2</b>
<b>유동부채</b>	<b>196.0</b>	<b>265.7</b>	<b>308.5</b>	<b>321.9</b>	<b>328.8</b>
금융부채	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
매입채무 등	90.5	86.9	89.5	97.0	100.9
기타유동부채	105.5	178.8	219.0	224.9	227.9
<b>비유동부채</b>	<b>51.3</b>	<b>37.1</b>	<b>38.2</b>	<b>41.4</b>	<b>43.0</b>
금융부채	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
기타비유동부채	51.3	37.1	38.2	41.4	43.0
<b>부채총계</b>	<b>247.3</b>	<b>302.7</b>	<b>346.6</b>	<b>363.3</b>	<b>371.8</b>
<b>지배주주지분</b>	<b>786.3</b>	<b>789.8</b>	<b>892.5</b>	<b>998.6</b>	<b>1,094.4</b>
자본금	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
자본잉여금	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
자본조정	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
기타포괄이익누계액	0.0	(0.0)	(0.4)	(0.4)	(0.4)
이익잉여금	777.2	780.8	884.0	990.0	1,085.8
<b>비지배주주지분</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>자본총계</b>	<b>786.3</b>	<b>789.8</b>	<b>892.5</b>	<b>998.6</b>	<b>1,094.4</b>
순금융부채	(223.5)	(201.1)	(305.5)	(385.2)	(468.3)

현금흐름표	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
<b>영업활동 현금흐름</b>	<b>139.8</b>	<b>123.4</b>	<b>192.4</b>	<b>170.9</b>	<b>198.3</b>
당기순이익	169.9	88.3	135.6	151.4	166.5
조정	115.8	194.8	109.1	38.4	39.3
감가상각비	34.1	35.8	37.2	38.2	39.4
외환거래손익	(0.2)	(0.5)	0.6	0.1	(0.0)
지분법손익	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.0	0.0
기타	81.9	159.5	71.3	0.1	(0.1)
영업활동자산부채 변동	(145.9)	(159.7)	(52.3)	(18.9)	(7.5)
<b>투자활동 현금흐름</b>	<b>(104.6)</b>	<b>79.8</b>	<b>(72.2)</b>	<b>(62.5)</b>	<b>(60.5)</b>
투자자산감소(증가)	1.4	(1.8)	(2.8)	(5.2)	(2.1)
유형자산감소(증가)	(57.2)	(55.6)	(57.2)	(56.0)	(58.0)
기타	(48.8)	137.2	(12.2)	(1.3)	(0.4)
<b>재무활동 현금흐름</b>	<b>(75.2)</b>	<b>(76.1)</b>	<b>(30.6)</b>	<b>(55.8)</b>	<b>(66.6)</b>
금융부채증가(감소)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
자본증가(감소)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
기타재무활동	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
배당지급	(75.2)	(76.1)	(30.6)	(55.8)	(66.6)
<b>현금의 증감</b>	<b>(39.9)</b>	<b>127.2</b>	<b>89.3</b>	<b>52.5</b>	<b>71.1</b>
Unlevered CFO	336.9	326.3	273.2	227.6	246.8
Free Cash Flow	80.6	65.0	134.2	114.9	140.3



2017년 11월 16일

# 지역난방공사(071320)

## LNG 세제 및 요금제 개편 수혜 기대

투자 의견 BUY, 목표주가 95,000원 제시

목표주가는 2018년 BPS 165,045원에 적정PBR 0.6배를 적용했다. 주가는 정부의 LNG발전 확대 기대감으로 상승했지만 예상보다 낮은 전기판매량으로 횡보 중이다. LNG 세제개편이 예상되어 급전순위 개선 가능성이 높고 집단에너지 분산전원 명사로 정책적인 수혜가 예상된다. 이원화된 LNG 요금체계가 개선되면 연료비 절감으로 이익개선이 가능하다. 2018년 예상 실적 기준 PER 7.9배, PBR 0.46배이며 현재주가 대비 상승 여력 23.7%로 투자 의견 매수를 제시한다.

### 2018년 영업이익 1,937억원으로 올해보다 61.7% 개선 전망

올해 연간 영업이익은 전년대비 25.9% 감소한 1,198억원으로 예상된다. 열요금 하락과 연료비 상승으로 인한 마진 축소로 열사업부 실적이 전년대비 감소하기 때문이다. 하지만 2018년 영업이익은 1,937억원으로 올해보다 61.7% 증가할 전망이다. 12월 동탄열병합발전소(757MW)가 준공되면 전력설비규모가 기존 용량대비 46.4% 증가하기 때문이다. 올해 겨울 성수기 전기판매량 증가로 2018년 전기사업부문 매출액과 영업이익은 올해보다 각각 28.5%, 82.3% 개선될 전망이다.

### 분산전원 기능 확대 가능성 주목

최근 집단에너지 정의를 분산형전원으로 명시하는 집단에너지 사업법 개정안 2건이 의결되었다. 일부 선진국의 경우 LNG를 연료로 하는 열병합발전을 친환경 분산전원으로 간주하여 여러 재정적 혜택을 제공함으로써 투자확대를 촉진하고 있다. 분산 전원인 집단에너지에 대한 보상 현실화, 지원강화 등 사업여건 개선이 예상된다. LNG 발전 확대를 위해 집단에너지 사업에 정책적 인센티브가 마련되는 경우 사업자 중에서 전력생산설비 규모가 가장 큰 지역난방공사에 수혜가 집중될 전망이다.

### 관심종목

## BUY(신규)

TP(12M): 95,000원 | CP(11월15일): 75,600원

#### Key Data

KOSPI 지수 (pt)	2,518.25
52주 최고/최저(원)	80,700/64,000
시가총액(십억원)	875.4
시가총액비중(%)	0.07
발행주식수(천주)	11,578.7
60일 평균 거래량(천주)	7.5
60일 평균 거래대금(십억원)	0.6
17년 배당금(예상, 원)	1,800
17년 배당수익률(예상, %)	2.38
외국인지분율(%)	4.80
주요주주 지분율(%)	
산업통상자원부 외 3인	75.00
	0.00
주가상승률	1M 6M 12M
절대	3.7 4.7 8.8
상대	1.9 (4.8) (15.0)

#### Consensus Data

	2017	2018
매출액(십억원)	1,753.1	2,279.2
영업이익(십억원)	110.2	194.0
순이익(십억원)	65.6	112.5
EPS(원)	5,663	9,714
BPS(원)	158,640	165,606

#### Stock Price



#### Financial Data

투자지표	단위	2015	2016	2017F	2018F	2019F
매출액	십억원	2,001.9	1,719.9	1,770.2	2,058.4	2,202.3
영업이익	십억원	209.9	161.7	119.8	193.7	216.1
세전이익	십억원	143.1	139.3	73.1	146.9	166.4
순이익	십억원	115.8	126.7	59.4	111.4	126.2
EPS	원	10,003	10,943	5,133	9,619	10,896
증감률	%	74.7	9.4	(53.1)	87.4	13.3
PER	배	5.76	6.22	14.73	7.86	6.94
PBR	배	0.39	0.44	0.48	0.46	0.44
EV/EBITDA	배	7.24	9.11	11.08	8.74	8.08
ROE	%	6.90	7.19	3.28	5.97	6.46
BPS	원	148,691	155,889	157,226	165,045	172,381
DPS	원	3,620	3,800	1,800	3,560	4,240



Analyst 유재선

02-3771-8011

jaeseon.yoo@hanafn.com

## Valuation 및 투자 의견

투자 의견 BUY, 목표주가 95,000원

지역난방공사에 대해 투자 의견 BUY와 목표주가 95,000원을 제시한다. 목표주가는 2018년 BPS 165,045원에 적정PBR 0.6배를 적용했다. 주가는 정부의 LNG발전 확대 기대감으로 상승했지만, 예상보다 낮은 전기판매량으로 횡보 중이다. 하지만 발전연료 세제개편으로 급전순위가 개선될 가능성이 높고 집단에너지 정의를 분산전원으로 명시함에 따라 향후 정책적인 수혜가 예상된다.

열요금은 2015년 7월부터 시행된 연료비 연동제로 홀수월(1월부터 11월까지 6회) 도시가스 소매요금 조정시기에 맞춰 변동된다. 올해 가스공사 미수금 회수로 11월 열요금은 1.37% 인하되어 과도한 열요금 인하 우려는 해소되었다. 도시가스 요금보다 인하폭이 적은 이유는 미수금 영향이 없는 발전용을 제외한 도시가스요금 인하분 14.69%가 반영되었기 때문이다. 올해 12월 화성 동탄열병합발전소(757MW)가 가동될 예정으로 성수기인 12월부터 전기사업부의 빠른 실적개선이 기대된다.

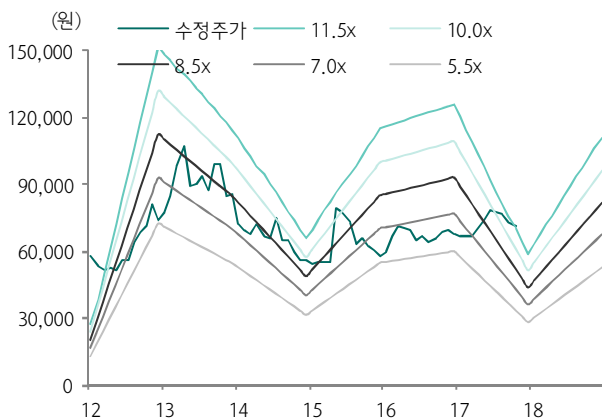
2018년 예상 실적 기준 PER 7.9배, PBR 0.46배이며 현재주가 대비 상승여력은 25.7%로 투자 의견 매수를 제시한다.

표 1. 지역난방공사 목표주가 산정

구분		비고	
(A)ROE	6.0	2018년 추정	
(B)주당순자산(원)	165,045	2018년 추정	
(C)베타	0.5	KOSPI 52주 주간 베타	
(D)시장 기대수익률(%)	18.0	하나금융투자 추정	
(E)무위험 시장수익률(%)	2.1	국고채 3년	
(F)자기자본비용(%,E+FXG)	10.3		
(G)적정PBR(배, A/B)	0.6		
목표주가 산정	95,486	목표주가	95,000원
상승여력	25.7	현재주가	75,600원

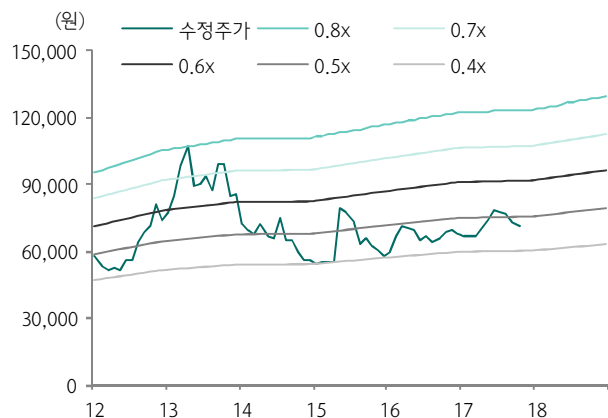
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 1. 지역난방공사 PER 추이



자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 2. 지역난방공사 PBR 추이



자료: 지역난방공사, 하나금융투자

## 2018년 영업이익 1,937억원으로 올해보다 61.7% 개선 전망

### 2018년 연간 영업실적 전망

매출액 2조584억원(YoY +16.3%)

영업이익 1,937억원(YoY +61.7%)

2017년 매출액은 전년대비 2.9% 증가한 1조7,702억원으로 전망된다. 열사업부는 수용호수 증가로 인한 열판매량 증가가 예상된다. 전기판매량이 전년대비 4.8% 감소하나 SMP 상승으로 판매단가가 회복되어 매출규모가 증가할 전망이다. 올해 연간 영업이익은 전년대비 25.9% 감소한 1,198억원으로 예상된다. 열요금 하락과 연료비 상승으로 인한 마진 축소로 열사업부 이익이 전년대비 감소하기 때문이다.

2018년 영업이익은 1,937억원으로 올해보다 61.7% 증가할 전망이다. 올해 12월 화성 동탄 열병합발전소(757MW)가 준공되면 전력생산 설비규모가 기존 용량대비 46.4% 증가한다. 올해 겨울 성수기 전기판매량 증가로 2018년 전기사업부문 매출액과 영업이익은 올해보다 각각 28.5%, 86.4% 개선될 전망이다.

표 2. 지역난방공사 연간 실적 추이 및 전망

(단위: 억원)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017F	2018F	2019F	17년YoY(%)	18년YoY(%)
매출액	26,000	26,578	23,691	20,019	17,199	17,702	20,584	22,023	2.9	16.3
열	10,484	10,836	10,482	10,532	9,677	9,711	10,372	11,022	0.4	6.8
전기	15,359	15,574	13,022	9,282	7,280	7,742	9,951	10,725	6.3	28.5
냉수	157	168	188	205	241	249	262	276	3.0	5.4
영업이익	2,311	2,134	855	2,099	1,617	1,198	1,937	2,161	(25.9)	61.7
열	294	423	260	1,191	1,024	298	310	303	(70.9)	4.0
전기	2,058	1,730	604	920	576	881	1,605	1,832	53.0	82.3
냉수	(41)	(20)	(9)	(11)	17	19	22	26	10.9	13.6
세전이익	1,722	1,367	950	1,431	1,393	731	1,469	1,664	(47.5)	101.0
순이익	1,531	1,154	797	1,158	1,267	594	1,114	1,262	(53.1)	87.4
영업이익률(%)	8.9	8.0	3.6	10.5	9.4	6.8	9.4	9.8	-	-
세전이익률(%)	6.6	5.1	4.0	7.1	8.1	4.1	7.1	7.6	-	-
순이익률(%)	5.9	4.3	3.4	5.8	7.4	3.4	5.4	5.7	-	-
열판매량(천Gcal)	12,493	12,195	11,375	11,394	12,085	12,717	13,171	13,658	5.2	3.6
전기판매량(천MWh)	8,941	9,471	8,297	7,857	7,636	7,266	8,900	9,135	(4.8)	22.5

자료: 지역난방공사, 하나금융투자

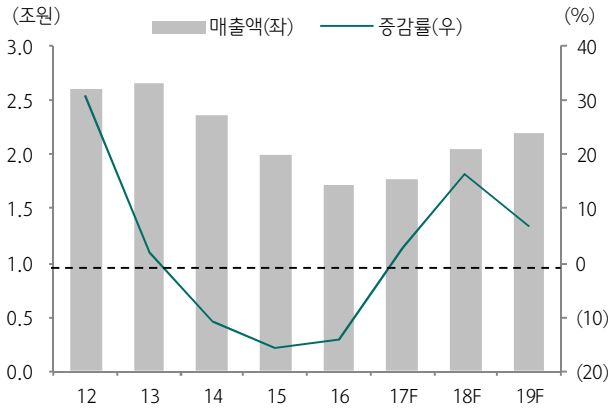
표 3. 지역난방공사 분기별 실적 추이 및 전망

(단위: 억원)

	2017F				2018F				3Q17 증감률(%)	
	1Q	2Q	3Q	4QF	1QF	2QF	3QF	4QF	YoY	QoQ
매출액	7,287	2,583	2,267	5,565	8,262	3,010	2,684	6,628	10.8	(12.2)
열	4,345	1,310	760	3,297	4,753	1,435	729	3,455	11.8	(42.0)
전기	2,907	1,218	1,388	2,228	3,472	1,516	1,831	3,131	10.9	13.9
냉수	35	55	119	40	37	58	124	43	3.0	115.2
영업이익	1,188	(15)	(474)	500	1,387	90	(356)	816	적지	적지
열	568	(132)	(433)	295	624	(138)	(482)	307	적지	적지
전기	621	117	(76)	219	763	228	90	524	적지	적전
냉수	(1)	0	35	(15)	(0)	0	36	(15)	(8.0)	29,471.1
세전이익	1,065	(127)	(510)	303	1,258	(24)	(465)	700	34.9	302.6
순이익	837	(90)	(382)	230	954	(18)	(352)	530	28.3	324.2
영업이익률(%)	16.3	(0.6)	(20.9)	9.0	16.8	3.0	(13.2)	12.3	-	-
세전이익률(%)	14.6	(4.9)	(22.5)	5.4	15.2	(0.8)	(17.3)	10.6	-	-
순이익률(%)	11.5	(3.5)	(16.9)	4.1	11.5	(0.6)	(13.1)	8.0	-	-
열판매량(천Gcal)	5,974	1,533	953	4,257	6,291	1,633	891	4,356	15.5	(37.8)
전기판매량(천MWh)	2,742	1,240	1,203	2,081	3,134	1,470	1,511	2,785	(7.2)	(3.0)

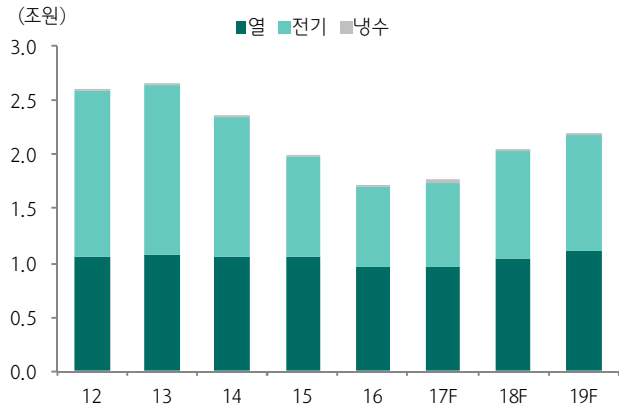
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 3. 지역난방공사 연간 매출액 추이



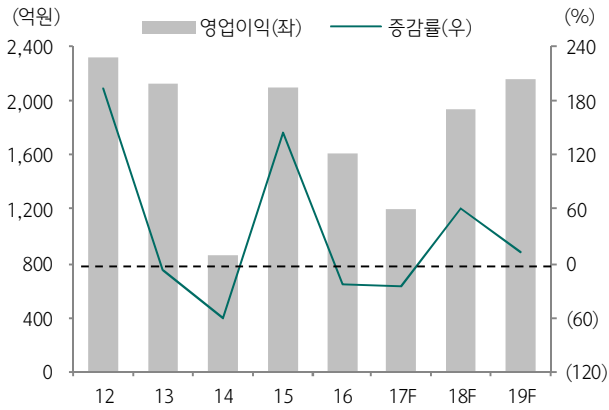
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 4. 연간 부문별 매출액 추이



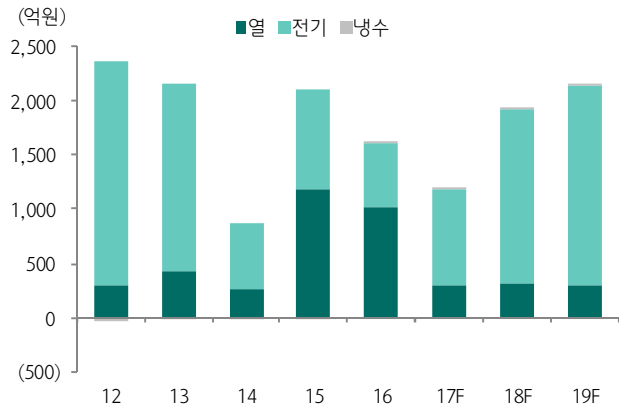
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 5. 지역난방공사 연간 영업이익 추이



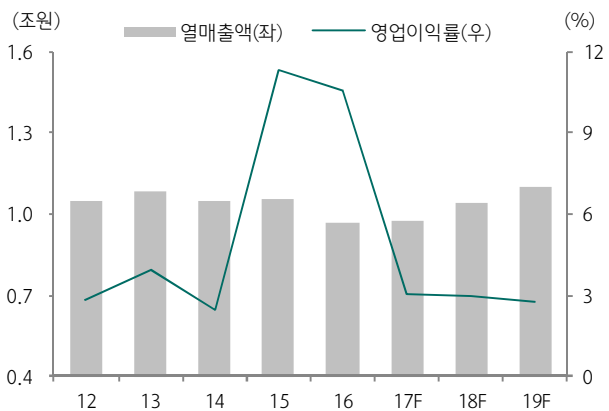
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 6. 연간 부문별 영업이익 추이



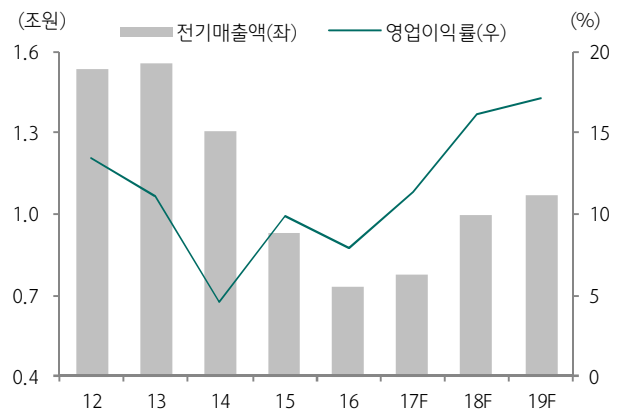
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 7. 연간 열사업부 실적 추이



자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 8. 연간 전기사업부 실적 추이



자료: 지역난방공사, 하나금융투자

## 전기사업부 성장이 실적을 견인할 전망

### 대규모 설비증설(757MW)로 전기사업부 성장 기대

올해 12월 화성 동탄열병합발전소(757MW)가 가동될 예정으로 겨울철 성수기인 12월부터 전기사업부의 빠른 실적개선이 기대된다. 지역난방공사 설비용량은 2016년 기준 1,631MW이며 추가로 757MW가 준공되면 기존 용량대비 46.4% 증가하게 된다. 내년 전기판매량은 올해 7,215GWh보다 22.5% 증가한 8,900GWh로 전망된다. 최근 유가 상승으로 SMP도 회복되는 추세에 있어 긍정적이다.

한국가스공사가 공급하는 열병합 발전용 가스요금은 설비규모 100MW를 기준으로 이원화되어 있다. 100MW 이상은 연료를 도매요금으로 공급받는 반면 기준 이하 설비는 가격이 높은 도시가스용 열병합 요금으로 도시가사를 통해 공급받는다. 현재 도시가스 적용대상 요금이 발전용 집단에너지사업자용으로 개선된다면 요금격차만큼 연료비 절감이 가능하다.

표 4. 지역난방공사 열생산시설 보유현황 (2016년 말 기준)

(단위: Gcal/h)

	마포-중앙	마포-상암	분당	고양	강남	대구	수원	청주	용인
CHP	240		697	642		86	71	105	
PLB	40	125	102	102	783	272	428	222	649
INC		44	27	16	57	27	27	14	4
CES		9			46				
HP					63				6

	양산	김해	화성	파주	판교	삼송	광교	세종	광주전남	합계
CHP			397	393	172	98	133	391		3,425
PLB	102	139	206	206	171	209	206	103	136	4,201
INC	15	9			4	4				248
CES										55
HP		2	11	11		5	5			103

자료: 지역난방공사, 하나금융투자

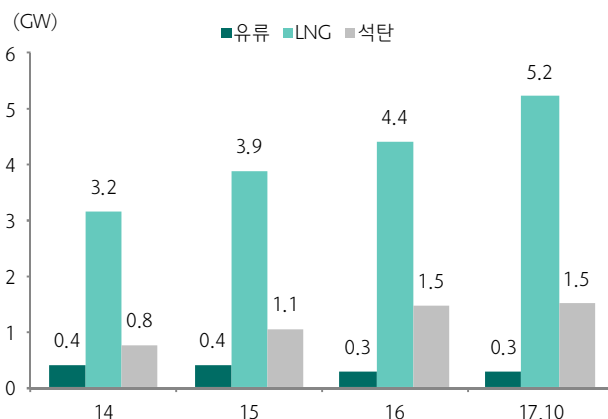
표 5. 지역난방공사 전기생산시설 보유현황 (2016년 말 기준)

(단위: MW)

	마포-상암	강남	대구	수원	청주	화성	파주	판교	삼송	광교	합계
CHP	3	18	47	43	61	512	516	146	99	145	1,590
CES	6	35									41

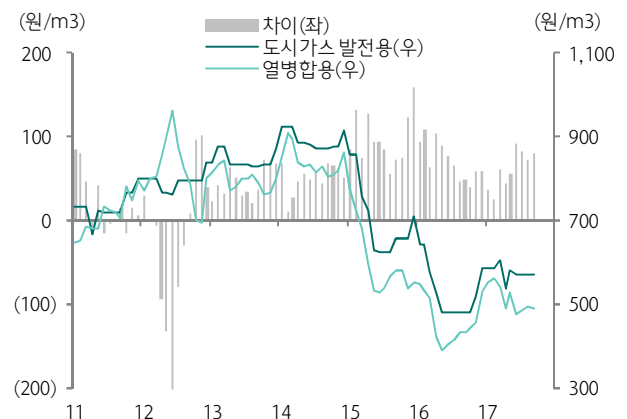
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 9. 집단에너지 연료원별 설비용량 추이



자료: 전력통계정보시스템, 하나금융투자

그림 10. 발전용 도시가스와 열병합발전용 요금 추이



자료: 한국가스공사, 하나금융투자

## 분산전원 기능 확대 기대감

집단에너지 정의 '분산전원'으로 명시

분산편익에 대한 집단에너지사업자  
지원정책 기대

LNG 발전 확대를 위해 집단에너지 사업에 정책적 인센티브가 마련되는 경우 사업자 중에서 전력생산설비 규모가 가장 큰 지역난방공사에 손해가 집중될 전망이다. 최근 집단에너지의 정의를 '분산형전원'으로 명시하는 집단에너지사업법 개정안 2건이 의결되었다. 분산전원인 집단에너지에 대한 보상 현실화와 지원강화 등 사업여건 개선이 예상된다. 산업통상자원부, 한국에너지공단이 '집단에너지사업 활성화를 위한 제도개선 방안 연구용역'을 발주하여 올해 안에 결과가 나올 예정이다.

원전이나 석탄발전소는 주로 해안가에 밀집해있다. 발전소에서 생산된 전기는 대규모 공단 등 인근 주요 수요처로도 공급되지만 상업시설 및 인구가 집중되어 있는 수도권으로 주로 송전된다. 송전시설이 확보되지 않으면 발전시설의 계통병입이 지연될 수밖에 없고 완공된 설비를 가동하지 못하는 상황이 발생할 수 있다. 발전설비가 집중되어 있어 송전설비 이상이 생기면 최근 대만처럼 정전이 발생할 가능성도 있다. 이번 국정감사에 의하면 올해 1~8월 송전제약으로 인한 제약비발전정산금(COFF)이 약 1,345억원 발생한 것으로 알려졌다. 이는 실제 급전이 가능한 LNG발전소도 급전기회를 얻지 못하면서 시장가격인 SMP가 낮아지는 현상에 기여하고 있다. 현재 기저설비만으로도 급전지시가 비효율적인 가운데 신재생에너지 설비 확대로 계통복잡성이 증가하면 이런 추세는 더욱 강화될 것이다.

일부 선진국의 경우 LNG를 연료로 하는 열병합발전을 친환경 분산전원으로 간주하여 여러 재정적 혜택을 제공함으로써 투자확대를 촉진하고 있다. 한전경제경영연구원은 장거리 송전 설비를 건설하는 대신 열병합 발전소를 건설하는 비용편익을 연간 1,727억원 수준으로 분석하고 있다. 올해 10월 기준 집단에너지사업자 전체설비 7GW 가운데 74%인 5.2GW가 LNG설비임을 감안하면 집단에너지 발전량 확대가 LNG 수요증가를 촉진할 전망이다.

표 6. 집단에너지 분산편익 연구 결과

구분	kWh당 분산편익	연간 분산편익
한전 경제경영연구원('17)	7.21원/kWh2)	1,727억원
전기연구원('15)	14.7원/kWh3)	3,520억원
한전 산업부 제출 자료('05)	3.81원/kWh	912억원
평균	8.57원/kWh	2,053억원

자료: 제8차 전력수급기본계획 국회 공론회 자료집, 하나금융투자

표 7. 집단에너지사업자 원별 연료사용량

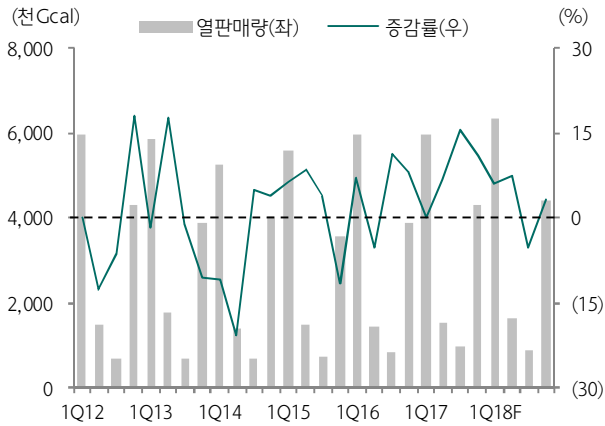
구분	연료사용량				구성비
	지역난방	산업단지	병행	계	
B-C	203.0	190.4	37.6	430.9	3.0
LNG	4,200.7	361.7	762.5	5,324.9	37.4
경유	-	0.3	-	0.3	0.0
기타	809.1	796.8	51.4	1,657.2	11.6
기타 석유제품	27.8	1,338.1	0.8	1,366.7	9.6
매립지 가스	23.1	-	0.3	23.5	0.2
석탄	-	3,778.6	405.1	4,183.7	29.4
우드칩	20.7	12.2	4.1	37.1	0.3
바이오	1.5	-	-	1.5	0.0
폐기물	0.0	1,213.6	-	1,213.6	8.5
계	5,285.8	7,691.6	1,261.8	14,239.2	100
구성비(%)	37.1	54.0	8.9	100	-

주: 기타 - 가스기타, 전기, 온수, 중기 / 기타 석유제품 - 동유, 부생연료1호, 부생연료2호, 석유코크스, 유류기타

자료: 2017 집단에너지사업 편람, 하나금융투자

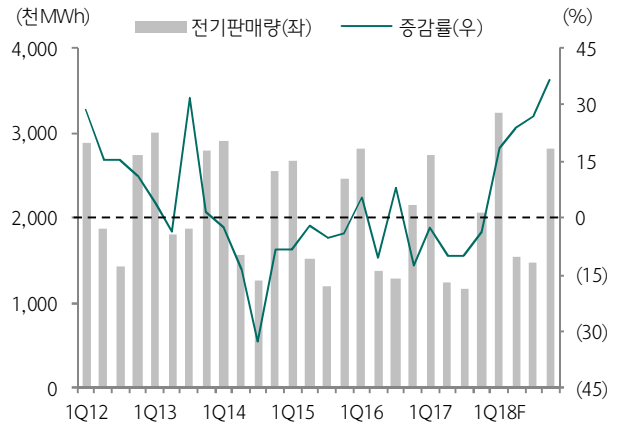
## 지역난방공사 주요 차트

그림 11. 분기별 열판매량 추이



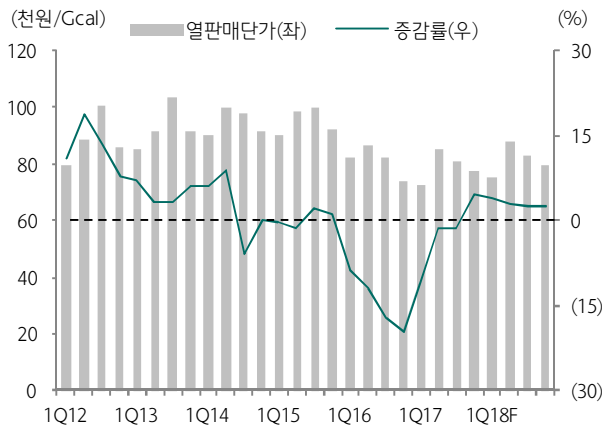
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 12. 분기별 전기판매량 추이



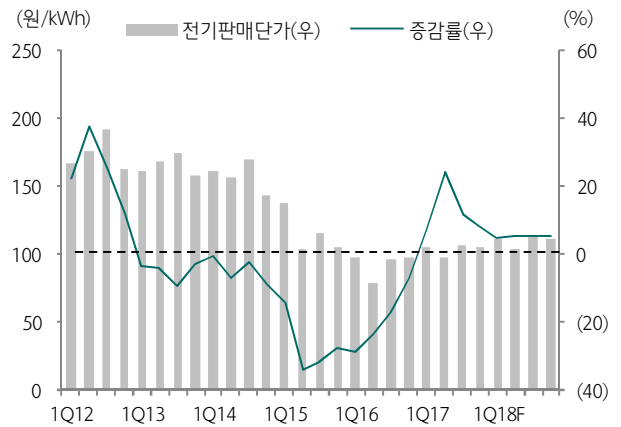
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 13. 분기별 열판매단가 추이



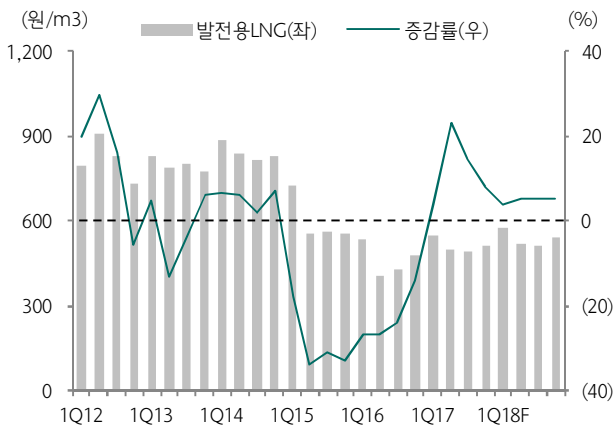
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 14. 분기별 전기판매단가 추이



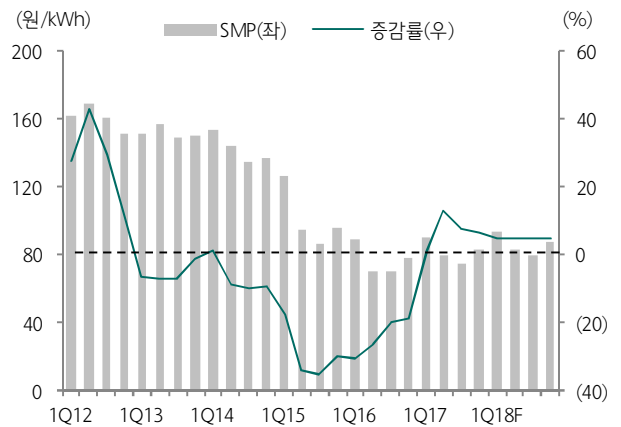
자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 15. 분기별 발전용 LNG(집단에너지) 평균단가 추이



자료: 지역난방공사, 하나금융투자

그림 16. 분기별 평균 SMP 추이



자료: 지역난방공사, 하나금융투자



## 추정 재무제표

손익계산서	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
<b>매출액</b>	<b>2,001.9</b>	<b>1,719.9</b>	<b>1,770.2</b>	<b>2,058.4</b>	<b>2,202.3</b>
매출원가	1,713.9	1,480.1	1,569.0	1,790.3	1,902.5
매출총이익	288.0	239.8	201.2	268.1	299.8
판매비	78.1	78.1	81.4	74.4	83.7
<b>영업이익</b>	<b>209.9</b>	<b>161.7</b>	<b>119.8</b>	<b>193.7</b>	<b>216.1</b>
금융손익	(60.7)	(52.2)	(50.5)	(44.8)	(48.2)
종속/관계기업손익	(0.7)	(3.8)	(1.4)	(2.0)	(1.5)
기타영업외손익	(5.4)	33.7	5.2	0.0	0.0
<b>세전이익</b>	<b>143.1</b>	<b>139.3</b>	<b>73.1</b>	<b>146.9</b>	<b>166.4</b>
법인세	27.3	12.6	13.7	35.6	40.3
계속사업이익	115.8	126.7	59.4	111.4	126.2
중단사업이익	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>당기순이익</b>	<b>115.8</b>	<b>126.7</b>	<b>59.4</b>	<b>111.4</b>	<b>126.2</b>
비지배주주지분 손이익	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>지배주주순이익</b>	<b>115.8</b>	<b>126.7</b>	<b>59.4</b>	<b>111.4</b>	<b>126.2</b>
지배주주지분포괄이익	113.0	125.3	59.5	111.4	126.2
NOPAT	169.9	147.0	97.4	146.8	163.8
EBITDA	393.8	349.1	312.3	393.2	423.4
<b>성장성(%)</b>					
매출액증가율	(15.5)	(14.1)	2.9	16.3	7.0
NOPAT증가율	328.0	(13.5)	(33.7)	50.7	11.6
EBITDA증가율	35.3	(11.4)	(10.5)	25.9	7.7
영업이익증가율	145.2	(23.0)	(25.9)	61.7	11.6
(지배주주)순이익증가율	74.7	9.4	(53.1)	87.5	13.3
EPS증가율	74.7	9.4	(53.1)	87.4	13.3
<b>수익성(%)</b>					
매출총이익률	14.4	13.9	11.4	13.0	13.6
EBITDA이익률	19.7	20.3	17.6	19.1	19.2
영업이익률	10.5	9.4	6.8	9.4	9.8
계속사업이익률	5.8	7.4	3.4	5.4	5.7

투자지표	2015	2016	2017F	2018F	2019F
<b>주당지표(원)</b>					
EPS	10,003	10,943	5,133	9,619	10,896
BPS	148,691	155,889	157,226	165,045	172,381
CFPS	33,062	30,086	33,334	37,388	39,723
EBITDAPS	34,014	30,148	26,975	33,959	36,569
SPS	172,898	148,537	152,884	177,776	190,203
DPS	3,620	3,800	1,800	3,560	4,240
<b>주가지표(배)</b>					
PER	5.8	6.2	14.7	7.9	6.9
PBR	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4
PCFR	1.7	2.3	2.3	2.0	1.9
EV/EBITDA	7.2	9.1	11.1	8.7	8.1
PSR	0.3	0.5	0.5	0.4	0.4
<b>재무비율(%)</b>					
ROE	6.9	7.2	3.3	6.0	6.5
ROA	2.4	2.5	1.1	2.0	2.2
ROIC	4.0	3.2	2.0	2.9	3.1
부채비율	181.3	184.4	199.4	198.8	193.7
순부채비율	126.9	132.6	141.9	134.0	127.6
이자보상배율(배)	3.3	3.0	1.7	2.1	2.4

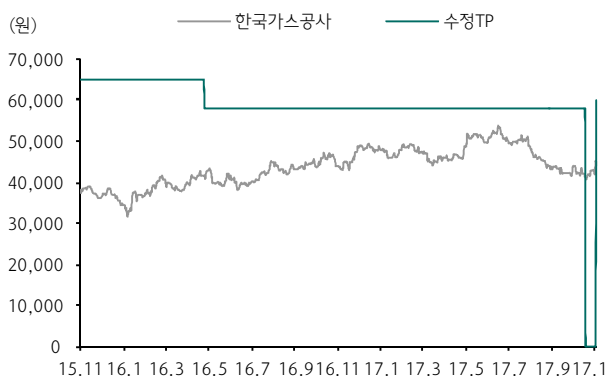
자료: 하나금융투자

대차대조표	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
<b>유동자산</b>	<b>469.1</b>	<b>446.9</b>	<b>512.5</b>	<b>607.3</b>	<b>647.0</b>
금융자산	4.9	6.4	5.2	7.9	7.8
현금성자산	3.8	5.4	4.1	6.5	6.4
매출채권 등	412.3	383.3	424.0	505.0	539.9
재고자산	41.4	37.2	41.1	49.0	52.4
기타유동자산	10.5	20.0	42.2	45.4	46.9
<b>비유동자산</b>	<b>4,374.7</b>	<b>4,686.9</b>	<b>4,938.5</b>	<b>5,103.6</b>	<b>5,215.5</b>
투자자산	46.3	45.6	50.5	60.1	64.3
금융자산	23.9	28.7	31.7	37.8	40.4
유형자산	4,209.5	4,536.4	4,768.4	4,928.0	5,039.6
무형자산	32.9	45.6	79.7	75.6	71.7
기타비유동자산	86.0	59.3	39.9	39.9	39.9
<b>자산총계</b>	<b>4,843.8</b>	<b>5,133.8</b>	<b>5,451.0</b>	<b>5,710.9</b>	<b>5,862.5</b>
<b>유동부채</b>	<b>929.6</b>	<b>756.5</b>	<b>904.1</b>	<b>945.6</b>	<b>962.8</b>
금융부채	579.3	479.9	584.9	574.9	569.9
매입채무 등	286.9	237.2	262.4	312.5	334.1
기타유동부채	63.4	39.4	56.8	58.2	58.8
<b>비유동부채</b>	<b>2,192.6</b>	<b>2,572.3</b>	<b>2,726.3</b>	<b>2,854.3</b>	<b>2,903.7</b>
금융부채	1,610.8	1,919.5	2,004.2	1,994.2	1,984.2
기타비유동부채	581.8	652.8	722.1	860.1	919.5
<b>부채총계</b>	<b>3,122.2</b>	<b>3,328.8</b>	<b>3,630.4</b>	<b>3,799.9</b>	<b>3,866.5</b>
<b>지배주주지분</b>	<b>1,721.7</b>	<b>1,805.0</b>	<b>1,820.5</b>	<b>1,911.0</b>	<b>1,996.0</b>
자본금	57.9	57.9	57.9	57.9	57.9
자본잉여금	113.7	113.7	113.7	113.7	113.7
자본조정	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
기타포괄이익누계액	(0.0)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
이익잉여금	1,550.0	1,633.5	1,649.0	1,739.5	1,824.4
<b>비지배주주지분</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>자본총계</b>	<b>1,721.7</b>	<b>1,805.0</b>	<b>1,820.5</b>	<b>1,911.0</b>	<b>1,996.0</b>
순금융부채	2,185.2	2,393.0	2,583.8	2,561.2	2,546.2

현금흐름표	(단위: 십억원)				
	2015	2016	2017F	2018F	2019F
<b>영업활동 현금흐름</b>	<b>357.0</b>	<b>312.5</b>	<b>305.5</b>	<b>410.1</b>	<b>376.8</b>
당기순이익	115.8	126.7	59.4	111.4	126.2
조정	191.3	108.0	244.9	201.4	208.7
감가상각비	183.9	187.4	192.5	199.5	207.3
외환거래손익	7.4	(3.2)	0.0	0.0	0.0
지분법손익	0.7	3.8	1.4	2.0	1.5
기타	(0.7)	(80.0)	51.0	(0.1)	(0.1)
영업활동자산부채 변동	49.9	77.8	1.2	97.3	41.9
<b>투자활동 현금흐름</b>	<b>(364.1)</b>	<b>(477.4)</b>	<b>(452.0)</b>	<b>(366.8)</b>	<b>(320.7)</b>
투자자산감소(증가)	0.1	0.7	(5.9)	(11.6)	(5.6)
유형자산감소(증가)	(433.3)	(515.6)	(444.5)	(355.0)	(315.0)
기타	69.1	37.5	(1.6)	(0.2)	(0.1)
<b>재무활동 현금흐름</b>	<b>10.5</b>	<b>166.5</b>	<b>145.2</b>	<b>(40.8)</b>	<b>(56.2)</b>
금융부채증가(감소)	35.7	209.4	189.6	(20.0)	(15.0)
자본증가(감소)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
기타재무활동	(0.8)	(1.0)	(0.4)	0.0	0.0
배당지급	(24.4)	(41.9)	(44.0)	(20.8)	(41.2)
<b>현금의 증감</b>	<b>3.4</b>	<b>1.6</b>	<b>(1.4)</b>	<b>2.4</b>	<b>(0.1)</b>
Unlevered CFO	382.8	348.4	386.0	432.9	459.9
Free Cash Flow	(76.7)	(209.5)	(157.4)	55.1	61.8

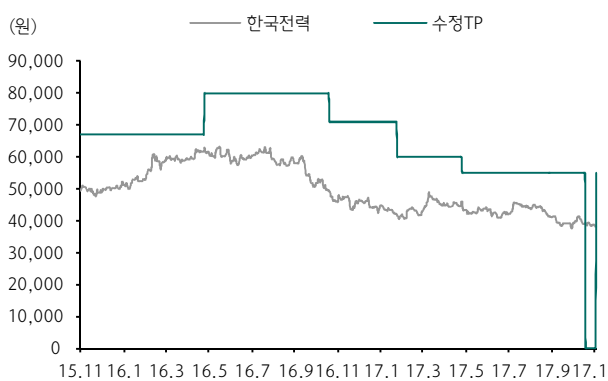
투자의견 변동 내역 및 목표주가 괴리율

한국가스공사



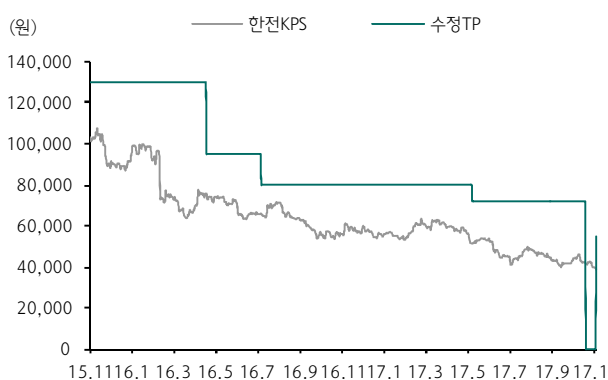
날짜	투자의견	목표주가	괴리율	
			평균	최고/최저
17.11.16	BUY	60,000	-	-
17.11.1	Analyst Change		-	-
17.5.11	1년 경과		-17.79%	-7.41%
16.5.10	BUY	58,000	-23.43%	-15.00%
15.12.1	BUY	65,000	-41.89%	-34.38%
15.2.2	BUY	75,000	-43.05%	-30.67%

한국전력



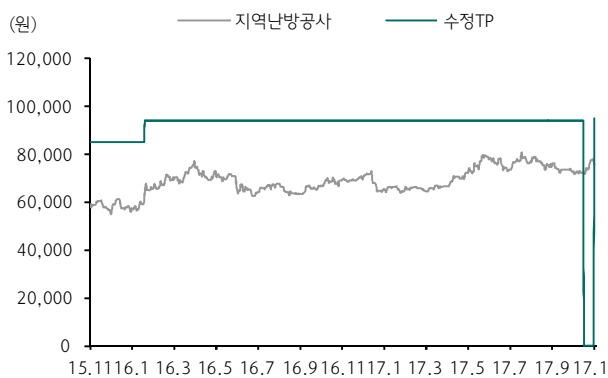
날짜	투자의견	목표주가	괴리율	
			평균	최고/최저
17.11.16	BUY	55,000	-	-
17.11.1	Analyst Change		-	-
17.5.10	BUY	55,000	-23.33%	-17.27%
17.2.7	BUY	60,000	-26.54%	-18.75%
16.11.3	BUY	71,000	-36.50%	-31.41%
16.5.10	BUY	80,000	-27.20%	-21.25%
15.12.1	BUY	67,000	-18.01%	-7.01%
15.8.3	BUY	58,000	-13.97%	-8.10%

한전KPS



날짜	투자의견	목표주가	괴리율	
			평균	최고/최저
17.11.16	BUY	55,000	-	-
17.11.1	Analyst Change		-	-
17.5.21	BUY	72,000	-36.05%	-25.56%
16.7.20	BUY	80,000	-26.18%	-10.88%
16.5.2	BUY	95,000	-27.33%	-21.79%
15.12.1	BUY	130,000	-35.81%	-19.62%
15.10.5	BUY	110,000	-2.21%	10.91%

## 지역난방공사



날짜	투자의견	목표주가	과락율	
			평균	최고/최저
17.11.16	BUY	95,000		
17.11.1	Analyst Change		-	-
17.2.4	1년 경과		-23.07%	-14.15%
16.2.3	BUY	94,000	-27.62%	-17.87%
15.12.1	BUY	85,000	-31.31%	-27.76%

## 투자등급 관련사항 및 투자의견 비율공시

- 투자의견의 유효기간은 추천일 이후 12개월을 기준으로 적용

### 기업의 분류

BUY(매수)\_목표주가가 현주가 대비 15% 이상 상승 여력  
Neutral(중립)\_목표주가가 현주가 대비 -15%~15% 등락  
Reduce(매도)\_목표주가가 현주가 대비 -15% 이상 하락 가능

### 산업의 분류

Overweight(비중확대)\_업종지수가 현재지수 대비 15% 이상 상승 여력  
Neutral(중립)\_업종지수가 현재지수 대비 -15%~15% 등락  
Underweight(비중축소)\_업종지수가 현재지수 대비 -15% 이상 하락 가능

투자등급	BUY(매수)	Neutral(중립)	Reduce(매도)	합계
금융투자상품의 비율	90.7%	8.6%	0.7%	100.0%

\* 기준일: 2017년 11월 14일

## Compliance Notice

- 본 자료를 작성한 애널리스트(유재선)는 자료의 작성과 관련하여 외부의 압력이나 부당한 간섭을 받지 않았으며, 본인의 의견을 정확하게 반영하여 신의성실 하게 작성하였습니다
- 본 자료는 기관투자자 등 제 3자에게 사전 제공한 사실이 없습니다.
- 당사는 2017년 11월 16일 현재 해당회사의 지분을 1%이상 보유 하고 있지 않습니다
- 본 자료를 작성한 애널리스트(유재선)는 2017년 11월 16일 현재 해당 회사의 유가증권권을 보유하고 있지 않습니다.

본 조사자료는 고객의 투자에 정보를 제공할 목적으로 작성되었으며, 어떠한 경우에도 무단 복제 및 배포 될 수 없습니다. 또한 본 자료에 수록된 내용은 당사가 신뢰할 만한 자료 및 정보로 얻어진 것이나, 그 정확성이나 완전성을 보장할 수 없으므로 투자자 자신의 판단과 책임하에 최종결정을 하시기 바랍니다. 따라서 어떠한 경우에도 본 자료는 고객의 주식투자의 결과에 대한 법적 책임소재의 증빙자료로 사용될 수 없습니다.