



전력시장 환경변화가 민자발전사에 미치는 영향과 시사점¹⁾



산업은행 수석연구원 김 대 진
(moogi16@kdb.co.kr)

1. 서론

2013년 2월 정부는 제6차 전력수급기본계획²⁾을 통해 2012년 3.8%까지 하락했던 부족한 전력예비율을 2027년까지 22%로 확대하겠다는 계획을 발표하였다. 최근 높은 전력수요 증가로 블랙아웃(Blackout)³⁾의 위기는 고조되었으나, 정부가 수립한 전력수급기본계획상의 전력설비는 발전소 설치 지역주민의 반대 및 발전소 건설지연으로 계획대로 추진되지 못하였고, 실제 전력소비 증가율은 전력수요 전망치를 상회하면서 국내 전력시장은 전력부족 상황에 직면하게 되었다.

이에 따라 정부는 부족한 전력부족 상황을 해소하기 위해 민자발전사의 발전시장 진입을 허용해 왔으나, 민자발전사의 고수익 시현에 따른 부정적 여론이 확대됨에 따라 다양한 방법을 통해 이를 해소하고자 노력하고 있다.

본고에서는 민자발전사의 발전시장 진입현황을 살펴보고 최근 발표한 제6차 전력수급기본계획이 민자

발전사에 미치는 영향을 살펴보고자 한다. 아울러 해외 발전사례를 통해 민자발전사 진입현황을 살펴보고 향후 민자발전사의 전망과 시사점을 제시하고자 한다.

2. 최근 국내전력시장 동향

가. 국내 전력시장 수급동향

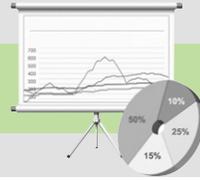
최근 국내 전력시장의 수급동향을 살펴보면 높은 전력소비율 증가로 전력부족 상황에 직면해 있다. 2011년 9.15 정전사태에 이어 2012년에는 블랙아웃을 가정한 전력위기 극복 대응훈련을 실시하는 등 전력부족에 따른 블랙아웃의 위기는 고조되고 있다.

최근 10년간(2002년~2012년) 전력설비용량의 연평균증가율은 4.1%로 전력수요 증가율 5.1%에 비해 낮은 증가율을 나타내었는데, 이는 발전소 건설지역 주민들의 NIMBY현상⁴⁾과 발전소 건설지연 등이 주된

1) 본고는 김대진, "전력시장 환경변화가 민자발전사에 미치는 영향과 시사점," 「산은조사월보」, 산업은행(2013.3월호)의 내용을 부분적으로 수정·보완한 것임.

2) 전력수급기본계획은 전기사업법에 근거하여 2년 단위로 수립되며 향후 15년간의 전력수급 기본방향, 전력수급 장기전망을 결정하는 에너지 정책임.

3) Blackout은 도시나 넓은 지역의 전기가 일시에 끊기는 대규모 정전사태를 말함.



〈표 1〉 전력소비 증가율 전망치와 실제 증가율 비교

기간	실제 증가율	전력수급기본계획상 연평균 증가율(%)*					차이 (%p)
		1차(2002년)	2차(2004년)	3차(2006년)	4차(2008년)	5차(2010년)	
2001~2010	6.0	3.6					2.4
2003~2010	5.7		3.5				2.2
2005~2010	5.5			4.6			0.9
2007~2010	5.6				4.9		0.7
2009~2010	10.1					7.8	2.3

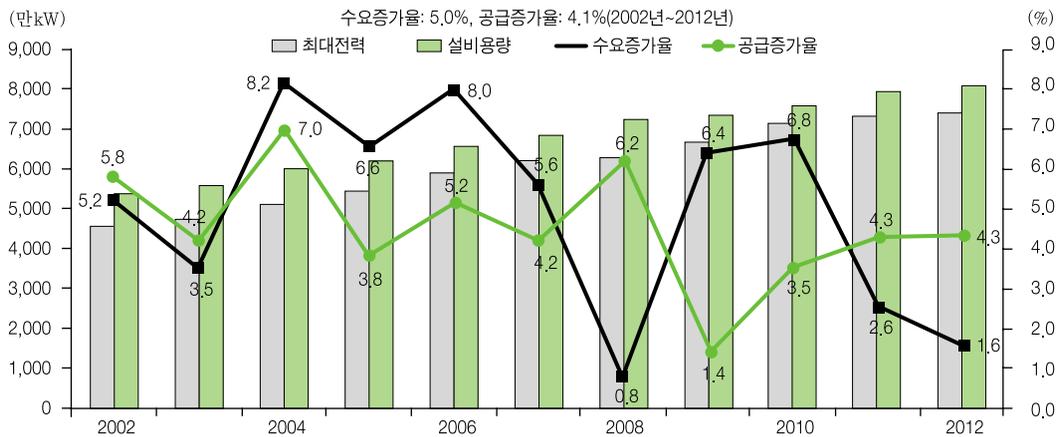
주: 각 전력수급기본계획상의 전망치
 자료: 지식경제부 1~5차 전력수급 기본계획 발표자료

원인이라고 할 수 있다.

이에 따라 정부는 제6차 전력수급기본계획에서 전력부족 상황을 해소하기 위해 수요 불확실성을 감안

한 7%의 전력예비율을 반영하여 발전용량을 확대할 전망이다. 이에 따라 2027년까지 전력예비율을 22%까지 확보할 예정이다.

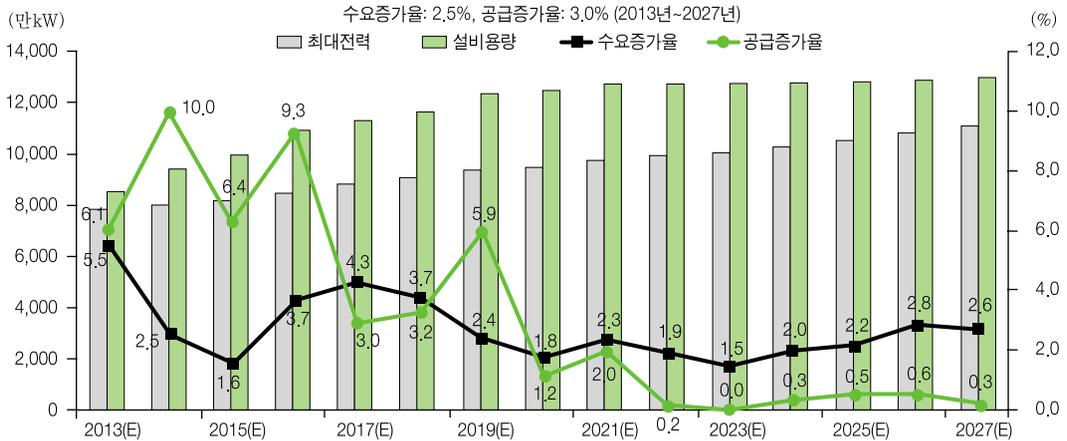
〔그림 1〕 전력소비 증가율 전망치와 실제 증가율 비교



자료: 전력거래소, 1~5차 전력수급기본계획 반영

4) NIMBY는 Not In My BackYard의 약자로 위험시설, 혐오시설 등이 자신들이 살고 있는 지역에 들어서는 것을 강하게 반대하는 시민들이 행동을 지칭.

[그림 2] 제6차 전력수급계획상 향후 전력수급 전망



자료: 지식경제부, 제6차 전력수급기본계획, 2013.2.25일 발표

나. 국내 발전사 현황

국내 발전시장의 주요 발전사들을 살펴보면 한전 6개 회사, SK, GS 등 대기업집단 계열 발전회사와 중소발전회사 등으로 구분할 수 있다. 한전 6개 발전

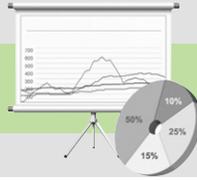
사회사는 한국수력원자력, 남동·중부·서부·남부·동서발전 등으로 2001년 3월 이전까지 한국전력은 발전·배전·송전·판매의 수직결합 독점체제였다. 그러나 2001년 3월 이후 전력시장 구조개편에 따라 6개 발전회사가 한전으로부터 분리되어 별개의 법인으로

<표 2> 주요 민자발전사 현황

(단위: MW)

구분	설비용량		합계	발전기수	민자발전 내 비중(%)	전체설비 내 비중(%)	지역
	복합화력	신재생					
포스코파워	2,949	271	3,220	29	45.0	4.1	인천/광양
GS EPS	1,034	2	1,036	7	14.5	1.3	충남 당진
GS파워	900	5	905	10	12.7	1.1	부천/안양
SK E&S	989	-	989	6	13.8	1.2	전남 광양
MPC	991	10	1,001	11	14.0	1.3	순천/대산
소계	6,863	288	7,151	63	100.0	9.0	

주: MPC는 MPC울촌전력, MPC대산전력 2개 사업자로 구성
 자료: 한국신용평가, 2012.3월



운영되고 있으며, 2011년부터 6개 발전자회사를 시장형 공기업⁵⁾으로 지정하여 한전의 경영개입을 차단하고 정부가 직접 경영권을 행사하고 있다.

대기업집단 계열 발전회사로는 포스코파워, GS EPS, GS파워, SK E&S, MPC 등이 있으며 대기업집단 계열 발전회사는 주로 LNG 복합화력 발전설비를 통해 전력을 생산하고 있다.

국내 민자발전사의 발전량은 2009년 이후 지속적으로 증가하여 2012년 상반기 13.1%를 차지하였으며 안

정적인 영업이익률을 시현하고 있다. 민자발전사는 발전원가를 보전하는 SMP⁶⁾체계를 통해 11.7%의 영업이익률을 시현⁷⁾하고 있으며, 공공발전의 비효율성 개선과 수급불안정을 해소하기 위해 적정 전력예비율을 확보할 때까지 민자발전사의 비중은 증가할 전망이다.

2012년 기준 한국전력은 발전자회사 대비 78.6% 높은 가격으로 민자발전사로부터 전력을 구매했으며, 높은 전력구매 가격 대비 낮은 전력요금으로 26,929억원의 영업손실을 기록하였다.

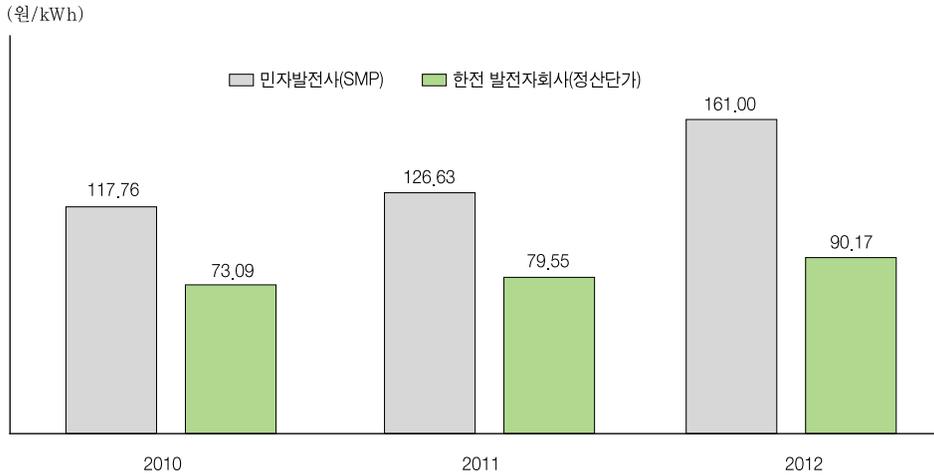
[그림 3] 주요 민자발전사 영업이익률 추이



자료: 각사 사업보고서

5) 한전의 6개 발전자회사는 시장형 공기업 지정전 한전의 관리·감독하에 있었으나 지정후 정부의 예산편성지침을 준용하고 매 회계연도마다 경영평가를 받는 등 정부가 직접 경영권을 행사.
 6) SMP(System Marginal Price, 계통한계가격)는 원가보상원칙에 따라 전력요금에 결정되는 형태로 석탄, 원전, LNG 등 발전연료에 따라 발전한 전력 중 가장 높은 값을 시장가격으로 반영하여 발전업체에 정산하는 것을 말함.
 7) 민자발전사중 5개사 평균 영업이익률로 포스코에너지, GS EPS, GS파워 등은 2012년 9월 기준, MPC 올촌 및 MPC 대산전력은 2011년 기준 영업이익률 적용, SK E&S는 자료 미공시로 제외.

[그림 4] 한전 자회사와 민자발전사 전력판매가격 비교



자료: 한국전력

3. 전력시장 환경변화

가. 국내 전력시장 구조변화

국내 전력시장 구조는 2001년 3월 이전까지 공기업 독점체제를 지속하다가 이후 경쟁체제 도입을 통한 시장 자유화를 추진하였다. 1999년 1월 향후 10년에 걸친 전력산업 구조개편 기본계획을 수립, 2000년 12월

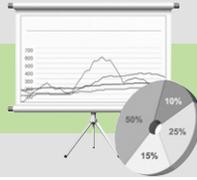
전력산업구조개편촉진법을 제정하고 전기사업법을 전면개정하였으며, 2001년 4월 한전의 발전자회사 분할과 전기위원회 및 전력거래소 설립 등을 추진하였다.

전력산업 구조개편은 3단계로 나누어 추진하였으며 1단계는 전력거래소 설립을 통해 발전회사들간 경쟁을 유도하는 것으로 현재 시행중이며, 2단계는 도매전력시장의 경쟁입찰을 통해 한전의 6개 발전자회사와 수자원공사, 한국지역난방공사 등 발전설비를

<표 3> 전력산업 구조개편의 주요내용

단계	도입시기	주제	주요내용
1단계	2002.12	발전시장에 경쟁도입	발전부문 분리를 통해 경쟁적 발전시장을 설립하고 발전회사들간 경쟁에 의해 발전시장 자원배분
2단계	2008.12	도매전력시장에 경쟁입찰 도입	배전과 판매 부문 분리, 도매전력시장에서 발전업체들과 판매업체들 간 양방향 경쟁입찰 실시
3단계	2009.1	판매시장에 경쟁도입	판매시장에 경쟁도입

자료: 남일홍, 전력산업에 대한 경쟁정책, 한국개발연구원(2012.12)의 내용을 요약



소유하고 있는 한전 이외의 공기업과 민간발전사가 경쟁하는 체제이다. 3단계는 판매시장에 경쟁을 도입하는 것으로 판매시장 경쟁도입은 정부의 전력산업 경쟁체제 재검토에 따라 미시행되고 있다.

그러나 한전 발전자회사는 한전에서 분리된 이후에도 한전이 관리·감독권을 행사하는 기형적인 구조로 완전한 분리가 이루어지지 못하였고, 정부는 2011년

한전 발전자회사들을 시장형 공기업⁸⁾에 지정하면서 예산편성권 등을 통해 직접 지배권을 행사하고 있다.

나. 정부의 원전정책 재검토

2011년 3월 일본 후쿠시마 원전사고를 지켜본 세계 각국은 원전정책을 재검토 또는 유보하려는 움직임을 보이

〈표 4〉 세계 각국의 원전정책 변화

정책방향	국가	관련내용
유지	미국	원자력발전 정책 유지, 원전 안전점검 시행, 34년만에 원전 건설 재개
	프랑스	해외 원전기술 수출 규제 강화, 원전 건설계획 고수
	러시아	원전계획 예정대로 추진, 2030년까지 총 전력 공급의 19.8% 공급
	중국	원전 안전점검을 전제로 원전건설계획을 유지(2020년까지 80GW)
	인도	신규 원전건설 예정대로 추진, 2050년까지 발전비중 25% 달성
	영국	노후화된 원전 18기를 신규원전으로 대체
	카자흐스탄	기존 원전건설 계획 추진
	브라질	원전 건설계획 지속 추진
	남아공	원자력 및 신재생에너지 확대 등 발전원 다변화 추진
	케냐	IAEA, 케냐 원자력프로젝트 승인
재검토	일본	'에너지 기본계획' 재검토, 신규 원전 건설 보류
	EU	유럽 국가들의 재평가, 원전 스트레스 테스트 시행 합의
	이탈리아	국민투표 후 원전 신규건설 계획 폐지
	멕시코	일본 사태로 원자력 발전소 건설 재검토
	태국, 필리핀	국민 여론과 국가재정 상태를 이유로 원전 도입 계획 재검토
폐지	독일	노후 원전 8기 영구정지, 2022년까지 가동 원전 단계적 폐쇄
	스위스	2034년까지 가동 원전 단계적 폐쇄
	베네수엘라	원자력개발 프로그램 중단

자료: 홍정석 외, 후쿠시마 사고 이후 원자력 정책과 R&D 동향 및 주요 이슈, 한국과학기술평가원, 2012.7

8) 공공기관은 크게 공기업·준정부기관과 기타 공공기관으로 구분되는데 자체 수입액이 총수입액의 2분의 1 이상이면 공기업으로 지정할 수 있음. 공기업중 자산규모가 2조원 이상이고 총수입액 중 자체수입액이 85%를 차지할 경우 시장형 공기업으로 지정되며 나머지는 준시장형 공기업으로 분류됨.



고 있다. 우리나라도 원전 건설에 대한 반대여론이 확대되면서 제6차 전력수급기본계획 수립 시 원자력 발전소 건설에 대한 내용이 유보되어 있으며, 하반기에 발표될 제2차 에너지 기본계획에서 이를 확정할 전망이다.

제6차 전력수급기본계획에 원자력 발전소 건설에 대한 내용이 확정되지 않으면서 제2차 에너지 기본계획에서 원전 축소 등이 확정될 경우, 에너지믹스 변화에 따른 기타 대체 발전소 건설이 필요하게 됨으로써 향후 발전시장에 큰 영향을 미칠 것으로 전망된다.

6차 전력수급기본계획을 통한 전력시장의 최근 동향을 살펴보면 원자력과 신재생 발전 대신 화력발전으로 발전연료가 변화하고 있음을 알 수 있는데, 제5차 전력수급기본계획에서 원자력과 신재생이 전력설비용량 증가의 핵심이었으나, 제6차 전력수급기본계획에서는 석탄 및 LNG 복합발전이 대폭 반영된 것이 특징이다. 이는 세계 각국이 재정위기 등으로 인해 신재생 발전에 대한 지원축소 및 설치유보 등으로 인해 석탄과 LNG 발전이 증대된 것으로 볼 수 있다. 특히

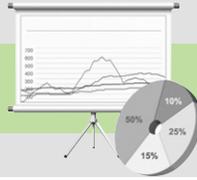
〈표 5〉 제6차 전력수급기본계획상 화력발전사업자 선정결과

(단위: MW)

구분		사업자	설비명	설비용량	사업운전 개시일
가스복합화력	민간	GS EPS	당진복합 5호기	950	2015년 12월
	민간	SK E&S	여주복합	950	2017년 6월
	민간	대우건설	포천복합 1호기	940	2016년 10월
	민간*	현대산업개발	통영복합 1호기	920	2017년 12월
	공기업*	서부발전	신평택 3단계	900	2017년 11월
	공기업	남부발전	영남복합	400	2016년 6월
	소계				5,060
석탄화력	민간*	동부하슬라파워(강릉)	동부하슬라 1, 2호기	2,000	2019년 12월/2020년 6월
	민간	동양파워(삼척)	동양파워 1, 2호기	2,000	2019년 12월/2021년 7월
	민간	삼성물산(강릉)	G프로젝트 1, 2호기	2,000	2019년 4월/2019년 10월
	민간	SK건설(경남고성)	NSP 1, 2호기	2,000	2018년 10월/2019년 4월
	공기업	남동발전	영흥 7, 8호기	1,740	2018년 6월/2018년 12월
	공기업	중부발전	신서천 1, 2호기	1,000	2018년 12월/2019년 6월
	소계				10,740
총계				15,800	
비중	가스복합화력			석탄화력	
	민간	74.3%		민간	74.5%
	공기업	25.7%		공기업	25.5%

주: * 설비는 불확실성 대응설비

자료: 지식경제부 제6차 전력수급기본계획



원자력 발전의 경우 일본의 후쿠시마 원전사고 이후 세계 각국은 원전 재검토 및 폐지 등을 검토하는 등 원전에 대한 반대여론이 높은 상태이다

원자력 발전소 대신 주목을 받고 있는 LNG 복합화력 발전소는 건설기간이 짧고 건설비용이 천연료 발전소에 비해 저렴하여 민자발전사의 발전시장 진입이 용이하다. LNG 복합화력 발전소의 건설기간은 대략 54개월로 석탄 72~86개월, 원자력 102개월에 비해 건설기간은 짧고, 건설비용은 석탄 2조원, 원자력 3조원 이상에 비해 7~8천억원에 불과하여 건설비용도 매우 저렴하다는 것을 알 수 있다.

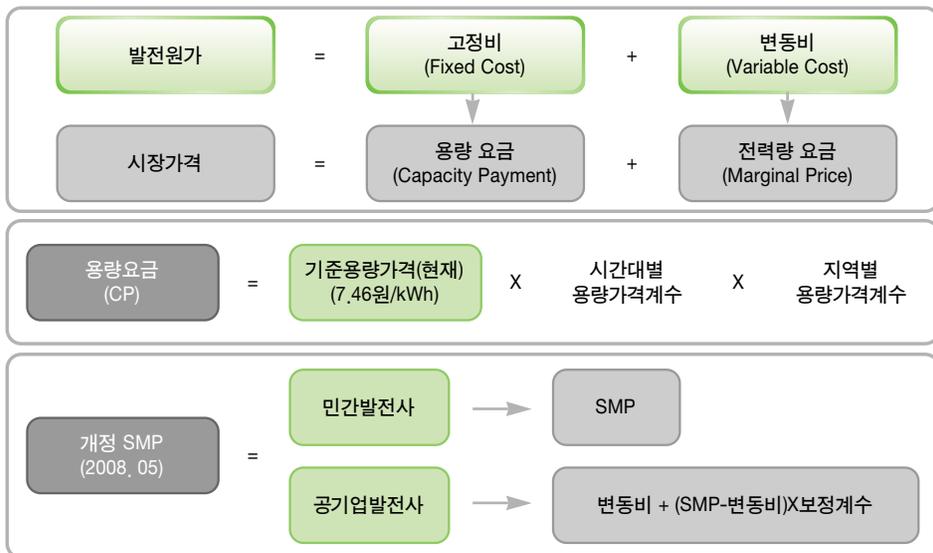
6차 전력수급기본계획에서 민자발전의 비중은 석탄부문 74.5%, LNG부문 74.3%에 달할 정도로 높은 비중을 차지하고 있으며, 현재의 전력이격결정구조에서는 발전원 가격이 저렴한 석탄 발전이 LNG 발전에

비해 높은 수익을 시현할 전망이다. 석탄 발전은 LNG 발전에 비해 건설비용이 높고 건설기간이 긴 단점이 있으나, 건설시 20~30년간 안정적인 고수익이 보장된다는 측면에서 민자발전사에게는 매력적인 발전형태라 볼 수 있다.

다. 전력시장 가격결정 구조

현행 전력시장 가격은 용량 요금(Capacity Payment) 과 전력량 요금(Marginal Price)으로 구성되어 있다. 용량 요금은 신규투자를 유도하기 위해 가동이 가능한 발전설비에 대해 실제 발전여부와는 관계없이 정해진 수준으로 가격을 지불하는 요금을 말하며, 전력량 요금은 원가보상원칙에 따라 전력이금이 결정되는 형태로 석탄, 원전, LNG 등 발전원에 따라 발전한 전

[그림 5] 현행 전력시장 가격결정 구조



자료: 류승화 외, “국내 발전시장 주요 이슈와 민자발전사의 미래,” NH농협증권, 2013.3



력 중 최고가격을 시장가격으로 반영하여 발전업체에 정산하는 것을 말한다. 전력량 요금 중 기저발전기⁹⁾에 적용되는 가격을 BLMP(Base Load Marginal Price), 일반발전기에 적용되는 가격을 SMP(System Marginal Price)라고 한다.

전력가격 결정구조는 크게 네 번의 개편 이후 현재와 같은 가격체제를 갖게 되었다. 1차 개편은 2001.4~2004.10월 기간으로 모든 발전기를 기저발전기와 일반발전기로 구분하여 각 기종에 대해 상이한 전력량 요금과 용량 요금을 적용하였으며, 2차 개편은

2004.11~2006.11월로 기저발전기에 적용되던 용량 요금을 원자력과 석탄으로 세분화하여 적용하였다. 3차 개편은 2005.12~2006.5월로 기저발전기와 일반발전기의 구분을 없애고 용량 요금을 단일화하였다. 4차 개편은 2008.5~2013.2월로 전력량 요금을 발전기종과 발전기의 소유구조에 따라 차등화하고, 용량 요금은 기존의 단일화된 구조와 동일한 수치를 적용하는 형태이다.

2008년 5월 이후 개정된 SMP에 따르면 민간발전사에는 SMP를 적용, 한전 발전자회사에게는 변동비

〈표 6〉 전력시장 가격결정구조 변화

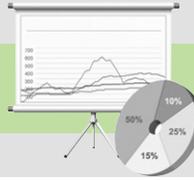
(단위: 원/kW)

적용기간		전력량 요금		용량요금	
		기저	일반	기저	일반
1차 개편	2001.4~2003.11	SMP+상한 18.96	SMP	21.49	7.17
	2003.12~2004.10	상동	SMP	20.49	7.17
2차 개편	2004.11~2006.5	상동	SMP	원자력: 20.08, 석탄: 20.49	7.17
	2006.6~2006.11	상동	SMP	1차 변경, 원자력: 17.65, 석탄: 13.22 2차 변경, 원자력: 17.65, 석탄: 16.89	7.17
3차 개편	2006.12~2007.12	RMP(기저상한가격) ¹⁰⁾ 원자력 상한 32.2 석탄 상한 32.68	SMP	7.46으로 단일화 (송전접속비용 0.29 가산)	
	2008.1~2008.5	RMP 변경 원자력 상한 29.53 석탄 상한 34.05	SMP	7.46	
4차 개편	2008년 5월 이후	한전계열발전기 보정계수 적용 기타발전기: SMP 적용		7.46	

자료: 남일홍, 전력산업 위기의 원인과 향후 정책방향, 한국개발연구원, 2013.1

9) 기저발전기란 석탄 및 원자력을 발전원으로 하는 발전기.

10) 기저상한가격(RMP: Regulated Market Price)은 기저발전기에 대한 가격을 일정수준 이상 오르지 못하도록 인위적으로 제한한 가격.



〈표 7〉 연도별 평균 SMP 추이

(단위: 원/kWh)

구분	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
평균 SMP	50.73	55.97	62.12	79.27	83.84	122.65	105.08	117.76	126.63	161.10

자료: 전력거래소

+ (SMP-변동비) 보정계수를 적용하여 요금을 책정하고 있다. 2011년 이후 전력수요가 급격히 증가하면서 SMP가격은 큰 폭으로 증가했으며 민자발전사는 높은 수익률을 시현하고 있다.

전력수요 증가에 따른 민자발전사의 높은 수익률에 대해 비판적 여론이 증가하자 정부는 2013년 2월 민자발전사의 수익률 조정을 위한 전력시장 운영규칙을 개정하였다. 전력시장 운영규칙 개정의 핵심은 SMP 가격상한제를 한시적으로 도입(2년)하는 것으로, 본 제도는 예비전력이 하락할 경우 발전소에서 발전원가가 높은 발전기까지 확대가동하면서 이보다 원가가 낮은 발전기를 운영하는 사업자들의 이윤폭이 늘어나는 현행 SMP제도를 조정하기 위한 것이다. SMP 상한가격은 신인천가스터빈 발전기로 상한가격은 201 원/kWh수준에서 결정된다.

4. 해외 전력시장 사례분석

가. 미국(캘리포니아주)

미국 캘리포니아주는 가장 먼저 전력산업 전반에 경쟁제도를 도입하였으나 경쟁도입 2년 후 판매부문에서 경쟁제도를 철회하였다. 캘리포니아주는 1998년 전력산업 구조개편 이전에는 대형 3개사가 발전·

송전·배전·판매를 수직결합하고 지역별로 독점하는 체계를 가지고 있었다. PG&E, SCE, SDGE 등의 민간회사가 전체시장의 약 75%를 차지하고 있었으며, 주정부에서는 발전·송전·배전·판매 전체에 대한 총괄원가에 입각한 투자보수율 규제를 실시하고 있었다. 이러한 독·과점체제로 인한 높은 전력요금 개선과 경쟁도입을 통한 소비자 편익개선을 위해 1998년 3월 전력산업 구조개편을 실시하였다.

전력산업 구조개편의 주요내용을 살펴보면 전력시장을 발전·배전·판매 기능으로 분리하고 기존 독점업체들은 가격상한 규제 등을 적용하였다.

그러나 2000년 여름부터 전력수요가 증가하면서 2001년 전력예비율이 급속히 하락하면서 대규모 순환정전사태가 발생하기 시작하였다. 기존 독점업체들은 소매요금 동결과 도매가격 상승으로 적자 누적에 따른 금융조달 불가로 판매업체의 기능을 상실하면서 파산하는 지경에 이르게 되었고, 주정부는 전력업체로부터 전력을 구매하여 판매업체에 전력공급을 하고 판매시장의 요금규제를 시행하였다.

캘리포니아주의 경우 판매시장에 경쟁을 도입함으로써 오히려 시장의 수급이 붕괴되는 현상이 나타났는데 주요원인은 4가지로 설명할 수 있다.

첫째는 2000년 전력수요가 크게 증가하면서 가뭄으로 인한 수력발전량이 급감하게 되고 이에 따라 공급능력이 감소했음에도 불구하고, 발전원을 다양화하



〈표 8〉 캘리포니아 전력시장 구조개편의 주요내용

구 분	구조개편 이전	구조개편 이후
송전망 통제권	업체별 개별 통제	주정부가 통합하여 주 전체를 대상으로 하는 통제권 구성
경쟁 도입여부	발전·송전·배전·판매를 수직결합하여 독점	발전·배전·판매 기능 분리요구 발전 및 판매시장에 경쟁도입
거래형태	투자보수율 규제를 감안, 업체가 전력요금 결정	전력거래소 설치 및 모든 전력거래는 가격입찰 실시
업체별 수익보전	가격을 통한 수익보전	시장가격 하락으로 약정된 투자보수율 미 보전시 전력요금 부담금 추가
진입규제	진입장벽 높음	신규진입업체에 요금규제 적용배제, 기존 독점업체 가격상한 규제

자료: 전력정보센터, 「EPIC 전기연감」, 2012.8

지 못함으로써 공급의 안정성이 하락하게 된 것이다.

둘째는 소매요금 동결로 인해 전력수요는 지속적으로 증가하게 되었는데 일부 요금인상을 통한 수요억제에는 한계가 있으며, 이에 맞추어 설비용량도 지속적으로 증가해야 했음에도 요금동결에 따른 민간업체의 투자여력을 제한하는 일이 벌어진 것이다.

셋째는 공급능력 감소 및 가스가격 상승으로 전력입찰가격이 상승하면서, 일부 민자발전사는 고의로 발전기 가동을 중단시키는 등 일부 업체의 모럴해저드가 나타났다는 것이다.

넷째는 가격폭등, 발전회사들의 이윤급증, 전력판매회사의 손실 누적을 방지할 수 있는 장치가 미비함으로써 전력판매회사의 손실누적이 급속히 증가했다는 것이다.

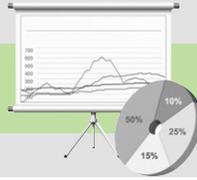
이러한 문제점을 해결하기 위해 캘리포니아주는 전력가격 상한설정과 적정한 전력예비력 프로그램을 도입했다. 전력가격상한제는 발전입찰시 가격폭등을 막기 위해 원가를 감안한 상한제를 둬으로써 발전사의 부당한 수익을 제한하는 역할을 수행했으며, 적정 전

력예비율 확보프로그램(RA: Resource Adequacy Program)은 1년 후의 적정 전력예비율을 각 판매업체에게 할당하고, 이들로 하여금 이를 확보하도록 함으로써 발전설비 부족현상을 해결하고자 하였다. 업체가 발전설비를 미확보할 경우 높은 범칙금을 부과하여 적정예비율을 확보하도록 유도하였다.

나. 일본

일본의 전력시장은 전기사업법(Electricity Utility Law)에 따라 전국을 10개 권역으로 구분, 각 권역 민영 전기사업자가 발전·송전·배전을 담당하는 구조로 이루어져 있다. 1964년 제정된 전기사업법에 의해 해당지역 일반전기사업자가 전체 전력생산의 약 85%를 담당하고 있으며, 일반전기사업자는 총 10개의 전력회사로 모두 민영화되어 있으며 발전·배전·송전·판매를 수직결합하여 일원적으로 관리하고 있다.

일반전기사업자는 전기사업(자)연합회를 구성하여



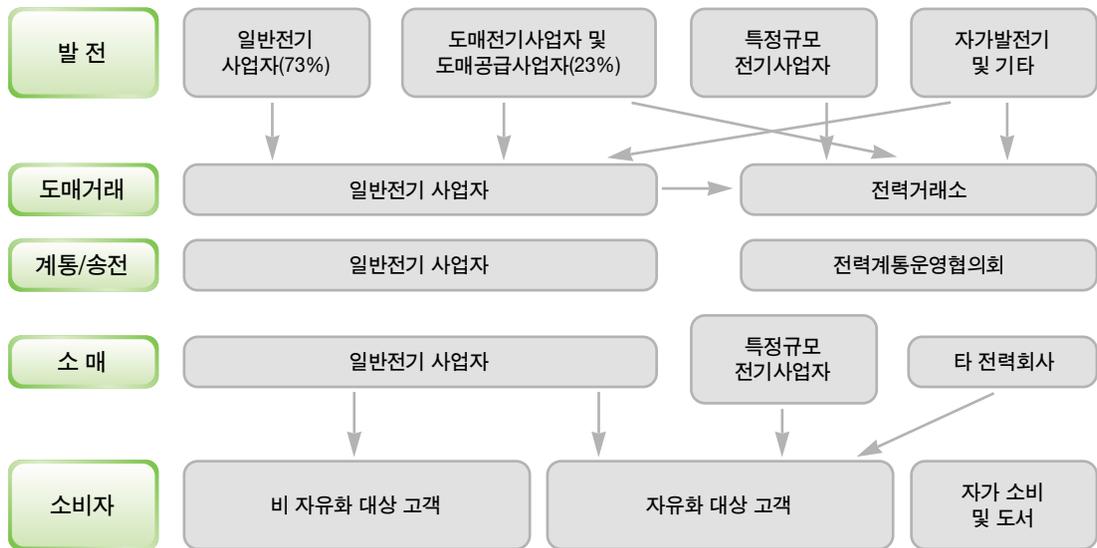
독점기업과 같은 형태의 가격정책을 유지하고 있으며, 예상치 못한 공급부족이나 여름철 초과수요 발생 시 상호전력을 지원하는 체제를 갖추고 있다(오키나와 전력은 단독계통으로 제외).

일반전기사업자는 일본 전체 설비용량의 약 73%를 차지하고 있다. 일본 전력시장 구조개편의 추진 경과를 살펴보면, 1995년 4월 도매전력시장 자유화를 통해 일반전기사업자의 송전 및 배전망 개방을 통해 시장경쟁 체제를 도입하고 전력시장의 효율성을 강화하였다. 또한 전력의 안정적 공급을 위해 지역 독점적 수직통합체제를 유지하면서 특정규모전기사업자(PPS: Power Producer & Supplier) 제도를

도입하였다. 2003년 3월에는 소매전력시장 부분 자유화를 통해 사용규모 2,000kW 및 2만 볼트 이상의 고압을 사용하는 일반 고객에게 공급자 선택권을 부여하였는데, 대상 수요자는 약 8,300호로 전체 판매 전력량의 27.7%를 차지하였다. 이후 사용규모 500kW 고객(2003년), 50kW(2004년) 고객으로 확대하였다.

일본 정부는 경쟁체제 도입 확대를 위해 사업자간의 공정성, 투명성 확보를 위해 2004년 2월 전력계통 이용협의회(ESCSJ)¹¹⁾를 설립하였는데, 이는 전력회사의 송전 및 배전망에 다양한 발전사업자와 소매사업자가 접속함에 따라 공정성과 투명성 강화가 필요하

[그림 6] 일본 전력산업의 구조



자료: 김대욱, "일본 전력산업 구조개편과 시사점," 2013년 전력산업연구회 세미나 발표자료, 2013.5.16

11) 일본 전력계통협의회의인 ESCSJ는 Electric power System Council of Japan의 약자.



<표 9> 일본 전력시장 구조개편의 주요내용

구분	주요내용
전기사업법 1차개정 (1995년)	<ul style="list-style-type: none"> 발전부문의 경쟁원리 도입(화력부문 전면입찰제도) 특정 공급지역에 대한 전력소매사업 제도화 요금규제 개선(인가제→신고제)
전기사업법 2차개정 (1997년)	<ul style="list-style-type: none"> 소매부문 부분 자유화 도입 요금규제 개선(다양한 요금) 탁송제도¹²⁾ 도입
전기사업법 3차개정 (2003년)	<ul style="list-style-type: none"> 자유화 범위 단계적 확대(2,000kW→500kW→50kW) 전력계통협의회 및 도매전력거래소¹³⁾ 창설 진체공급요금제도(팬케이크)¹⁴⁾의 폐지
전기사업법 4차개정 (2008)	<ul style="list-style-type: none"> 발전·도매시장의 경쟁환경 정비 <ul style="list-style-type: none"> - 전력거래소 거래 활성화 촉진 등 안정공급의 확보 <ul style="list-style-type: none"> - 비상시를 포함한 안정공급 확보와 수요에 맞는 공급력 확보 환경적합성 강화 <ul style="list-style-type: none"> - CO₂ 프리전원 거래 도입 및 입찰확대

자료: 지식경제부, KDI, 전력거래소 등 참조

였기 때문이다. 이를 위해 정보의 목적 외 이용 금지, 내부 상호보조의 금지(회계 분리), 차별적 취급 금지 등을 통해 공정성과 투명성을 강화하고자 하였다.

일본 정부가 추진한 4차례의 구조개편 추진결과 1994년 대비 약 17%의 전기요금 인하효과가 나타난 것으로 평가되고 있으며, 17% 중 10.2%는 수요증가의 둔화 또는 이자율 하락 등의 요인에 의한 것이며 6.8%는 경쟁도입에 따른 효과인 것으로 나타났다.

후쿠시마 원전사고 이후 일본 정부는 파산에 직면한 도쿄전력에 대해서 지원책을 마련하고, 도쿄전력의 발전부문은 매각하고 송전부문을 국유화하는 등의 구조개편을 발표하였다.¹⁵⁾

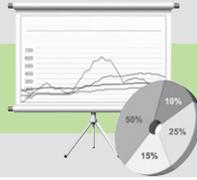
5. 전력시장 환경변화가 민자발전사에 미치는 영향

12) 탁송제도는 일반전기사업자가 자신의 송전 및 배전설비의 상호접속 및 이용에 관한 탁송약관을 작성하고 그 약관에 의하여 특정전기사업자에게 탁송을 허용하도록 하는 것.

13) 일본도매전력거래소(JEPX: Japan Electric Power Exchange)는 2005년 4월 설립되었으며 전력 공급자간 잉여전력 또는 부족전력 거래를 위한 전국규모의 도매전력거래소.

14) 진체공급요금제도(팬케이크)는 일반전기사업자가 공급구역에서 독점적으로 전력을 공급하던 체계에서 지역별 공급구역에 넘을 때마다 과금되는 것을 말함.

15) 김대욱, "일본 전력산업 구조개편과 시사점," 2013년 전력산업연구회 세미나 발표자료, 2013.5.16.



가. 민자발전사 수익성과 성장성에 미치는 영향

전력가격상한제는 2년간 한시적으로 도입되어 2013년 3월부터 2015년 3월까지 전력거래소를 통해 전력을 거래하는 민자발전사에 적용될 전망이다. 2013년 정부가 도입한 전력가격상한제로 인해 민자발전사의 수익성은 축소될 것으로 예상된다. 전력가격상한제는 2012년부터 전력거래 정산가격은 빈번히 상한가격을 초과¹⁶⁾하여 민자발전사가 높은 수익성을 올리는데 기여하였다. 민자발전사는 2012년 3분기 기준으로 10% 이상의 높은 수익¹⁷⁾을 올렸으나 반면, 한전은 낮은 전기요금으로 인한 전력수요 증가와 정산가격 상승 등으로 적자가 누적되었다. 일본 원전사태로 인한 천연가스 가격상승과 기저발전기(원자력 및 석탄발전기)를 적기에 건설하지 못한 점 등도 한전의 적자누적의 주요요인이라 볼 수 있다.

전력가격상한제 도입전 전력수요 증가시 연료비가 높은 LNG 및 디젤발전기의 최고요금은 시장거래가격으로 정산되었으나 전력가격상한제 도입시 평균 전력거래 정산가격은 하락할 것으로 예상된다.

전력가격상한제 도입후 한전은 전력수요 피크시 상

한가격 이상의 정산요금은 연료비만을 지급하여 재무구조 개선에 도움이 될 전망이다. 예를 들어 상한가격이 201원/kWh이고 kWh당 연료비가 A사 150원, B사 250원, C사 300원인 경우 가격상한제 도입전에는 A, B, C사 모두 최고 가격인 kWh당 300원으로 정산하였다. 그러나 상한가격 적용시 kWh당 A사 201원, B사 250원 C사 300원으로 정산되어 한전의 정산요금에 대한 부담을 줄일 수 있을 것으로 생각된다.

현재 상한가격 기준은 신인천복합 가스터빈 발전기의 연료비를 기준으로 하며 kWh당 201원의 가격이 책정되어 있다. 그러나 이 기준가격은 전기위원회 회의에 따라 매월 변동될 수 있다.

제6차 전력수급기본계획에는 민자발전사의 비중이 석탄발전부문 74.5%, LNG 발전부문 74.3% 등 매우 높게 반영되어 이후 민자발전사의 발전시장 진입은 축소될 전망이다. 원전 등 일부 발전원의 비중이 유보되었으나 2027년까지 22% 이상의 전력예비율을 확보하기 위해 큰 폭의 발전설비 증설계획이 반영된 것으로 보인다. 원전과 신재생 등 일부 발전원은 제2차 에너지기본계획 확정시까지 유보되었으며, 기저발전에 해당하는 화력발전부문의 민자발전사 비중이 매우 높아 향

(표 10) 발전원별 연료비 현황(2013년 1월 기준)

(단위: 원/kW)

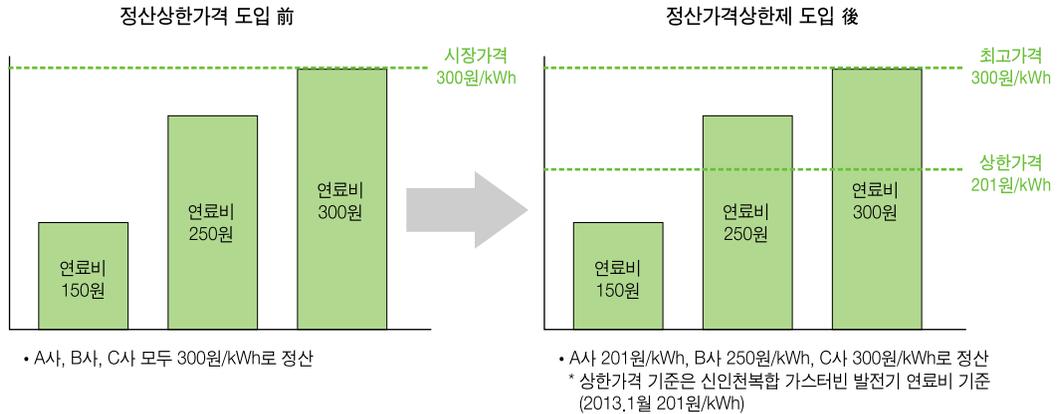
발전원	원자력	유연탄	국내탄	LNG 복합	LNG · 유류기력	소형 열병합	경유
가격	4	35~50	65~85	130~160	190~210	220~260	350

자료: 전력거래소

16) 2012년 2월 8일 281.76원, 10월 30일 239.54원, 12월 26일 276.46원 등 정산가격은 201원인 상한가격을 빈번히 초과하였음.
17) A사는 10.6%, B사는 12.6%, S사는 20% 이상 등.



[그림 7] 정산가격상한제 도입 전·후 비교



자료: 지식경제부 보도자료 수정

후 민자발전사의 신규진입은 쉽지 않을 전망이다.

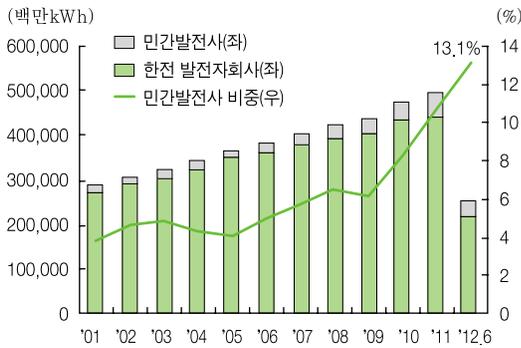
향후 높은 전력수요 증가로 인해 수요예측과 실질 전력수요와의 오차가 발생할 경우 제7차 전력수급기본계획에는 건설기간이 짧은 LNG 발전이 증가할 것으로 전망된다.

나. 민자발전사 향후 전망

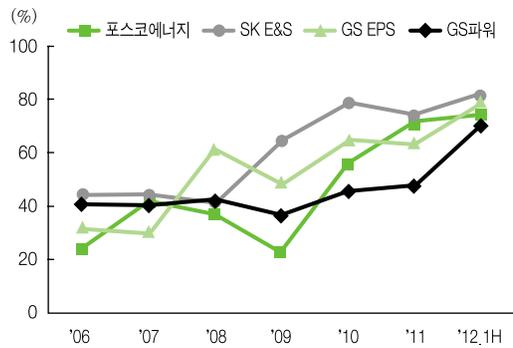
민자발전사의 발전비중은 적정 전력예비율을 확보할 때까지 지속적으로 증가할 전망이다. 발전량기준으로 2012년 6월 기준 민자발전사 비중은 13.1%이며 2013년에는 14%를 초과할 것으로 보인다. 발전설비 기준으로는 2011년 9%로 지속 성장했으며 민간발전사의 가동률은 2012년 상반기 70~80%로 증가했다.

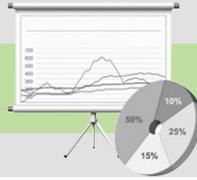
전력가격상한제 도입으로 기존 민자발전사의 수익

[그림 8] 민자발전사 발전량 추이



[그림 9] 민자발전사 가동률 추이





은 소폭 감소할 전망이다. 전력이격상한제 이전에는 전력수요 증가시 첨두부하(Peak Load)시 민자발전사는 높은 정산원가로 고수익을 시현했으나, 전력이격상한제 도입으로 연료비만을 보전받게 되어 과거와 같은 수익을 올리기는 어려울 것이다.

제6차 전력수급기본계획에 반영된 민자발전사는 한시적인 전력이격상한제 연장여부에 따라 수익수준이 결정될 전망이며, 전력이격상한제의 연장여부에 따라 수익에 일부 영향을 받을 전망이다.

6. 시사점

전력이격상한제로 민자발전사의 수익성은 일부 축소될 것으로 보인다. 향후 민자발전사는 전력피크시 정산가격 상승에 따른 초과수익을 더 이상 기대하기는 어려울 것으로 예상되며, 전력피크시 발전단가가 가장 높은 전력을 기준가격으로 정산받던 민자발전사의 수익성 하락은 불가피할 전망이다.

앞에서 살펴본 바와 같이 대부분의 OECD 국가는 전력판매 경쟁제도를 도입하고 있으며 향후 국내 전력시장도 경쟁제도를 도입할 가능성이 있다. 현재 OECD 국가중 전력판매 경쟁제도를 도입하지 않은 국가는 우리나라와 멕시코, 이스라엘에 불과하다. 미국의 경우 1996년부터 주별로 차이는 있으나 전력산업 구조개편을 통해 전력판매 경쟁제도를 도입하여 민간판매회사가 전체 전력 판매량의 60%를 차지하고 있으며, 일본도 1999년부터 소매전력시장 경쟁체제를 도입해 관공서, 자치단체 등은 전력입찰을 통해 전력을 공급받고 있다.

향후 전력시장 경쟁제도 도입시 한전 발전자회사와

민자발전사 간 경쟁촉진으로 연료비 절감, 전기품질 향상 등 긍정적 효과가 기대된다.

민자발전사는 향후 전력시장 경쟁제도 도입에 대비하여 지속적인 경쟁력 강화를 추진할 필요가 있다. 향후 전력시장 경쟁체제에서 우위를 점하기 위한 민자발전사간 경쟁이 확대될 전망이며, 첨두부하시의 정산가격과 상관없이 상한가격 적용시에도 높은 수익을 시현할 수 있는 고효율의 발전기 도입 추진이 필요하다. 이를 위해 민자발전사는 해외 민자발전사의 운영 노하우를 도입하고 이를 지속적으로 한국실정에 맞도록 적용하는 노력들이 필요한 것으로 보인다.

참고 문헌

〈국내 문헌〉

- 남일총, 전력산업에 대한 경쟁정책, 한국개발연구원, 2012.12
- _____, 전력산업 위기의 원인과 향후 정책방향, 한국개발연구원, 2013.1
- 류승화 외, “국내 발전시장 주요 이슈와 민자발전사의 미래,” NH농협증권, 2013.3
- 산업자원부, 알기쉬운 전기사업 해설서, 2005.9
- 이미혜, 에너지원별 전력수요 전망 및 시사점, 수출입은행 경제연구소, 2012.5
- 에너지경제연구원, 「KEEI 중기에너지 수요전망(2010~2015)」, 2011.3
- _____, 에너지통계연보, 2012
- _____, 에너지통계월보, 2013.3
- 전력거래소, 「해외전력산업」, 2012.6



- _____, 변동비반영 발전시장 개요, 2012.6
지식경제부, 「제6차 전력수급기본계획(2013~2027년)」,
2013. 2
_____, “전력시장 ‘정산상한가격’ 3월 1일부터
시행,” 보도자료, 2013.2
_____, “제6차 전력수급기본계획(안),” 보도자료,
2013.2
한국전력, “연도별 사업보고서,” 2013.2
홍정석 외, 후쿠시마 사고 이후 원자력 정책과 R&D
동향 및 주요 이슈, 한국과학기술평가원, 2012.7

〈외국 문헌〉

- British Petroleum, Statistical Review of World
Energy, 2011.6
IEA, World Energy Outlook 2012, 2012.11
Milo Sjardin, “The Evolving Power Sector,”
Bloomberg 2012.11

〈웹사이트〉

- www.epic.or.kr
www.gseps.com
www.gspower.com
www.kepco.co.kr
www.kpx.or.kr
www.poscoenergy.com
www.skens.com