화력발전시장의 해외진출 활성화 방안[1)]

수은 해외경제연구소 책임연구원 **이 미 혜**
(mihyelee@koreaexim.go.kr)

1. 서론

화력발전은 전 세계 발전용량의 약 66%, 발전량의 약 68%를 차지하는 중추적인 발전원으로 석탄과 가스발전이 총발전량의 각각 41%, 22%를 차지하고 있다. 국제에너지기구(International Enregy Agency, IEA)에 따르면 2013~2035년 동안 화력발전 신증설 용량은 2,640GW이며, 전원별로는 석탄화력발전 1,182GW, 가스발전 1,374GW, 유류발전 84GW로 전망하였다.

국내 전력산업이 성숙기에 진입하면서 관련 발전기업들은 신규 성장동력을 해외 사업에서 찾고 있으며, 진출지역도 중동, 아시아에서 중남미, 아프리카로 확대되고 있다. 해외 사업은 화력발전 중심으로 추진되고 있는데, 본고에서는 석탄과 가스발전을 중심으로 시장 동향 및 전망, 진출 유망 국가 및 진출방안을 중심으로 살펴보겠다.

〈표 1〉 글로벌 발전 설비용량 및 발전량

구분	석탄	가스	유류	원전	수력	신재생	합계
발전용량(GW)	1,739	1,414	439	391	1,060	413	5,456
비중(%)	32%	26%	8%	7%	19%	8%	100%
발전량(TWh)	9,139	4,847	1,062	2,584	3,490	991	22,113
비중(%)	41%	22%	5%	12%	16%	4%	100%

주: 2011년 기준
자료: IEA, World Energy Outlook, 2013

1) 본고는 이미혜, "석탄발전 시장 동향 및 시사점," 한국수출입은행(2014)과 "가스발전 시장 현황 및 전망," 한국수출입은행(2013)의 내용을 부분적으로 수정 · 보완한 것임.

2. 석탄화력발전 시장 및 주요 이슈

가. 글로벌 시장 현황 및 전망

석탄발전 설비용량은 2011년 1,739GW으로 세계 발전 설비용량의 약 32%를 차지하며 2035년까지 1,182GW가 신증설될 전망이다. 아시아는 2035년까지 전 세계 석탄화력발전 신증설 용량의 약 76%를 차지하며 북미와 유럽에서는 환경규제 강화 등으로 석탄화력발전 용량이 감소할 것으로 예상된다. 성장의 축은 중국, 인도 등 개발도상국으로 현재 중국은 세계 최대 석탄발전국이며, 인도는 석탄 발전소 증설로 향후 미국을 대신하여 세계 2위의 석탄발전 시장으로 부상할 전망이다.

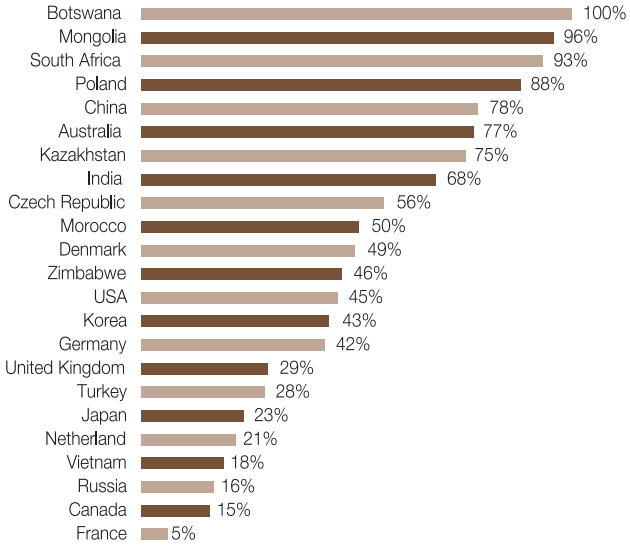
〈표 2〉 세계 석탄화력발전 설비용량 전망

(단위: GW)

지역		2011	2020	2030	2035	증감
세계		1,739	2,147	2,393	2,503	678
OECD	아메리카[1]	357	327	291	281	(76)
	(미국)	*335*	*304*	*270*	*263*	*(72)*
	유럽	203	183	144	131	(72)
	아시아 · 오세아니아[2]	106	114	112	104	(2)
	계	665	624	546	516	(149)
비OECD	아시아	916	1,347	1,654	1,781	865
	(중국)	*738*	*987*	*1,144*	*1,172*	*434*
	(인도)	*117*	*247*	*334*	*395*	*278*
	동유럽 · 유라시아	110	107	103	103	(7)
	중남미	5	8	10	11	6
	중동	0	1	1	1	1
	아프리카	42	61	79	91	49
	계	1,074	1,523	1,847	1,987	913

주: 1) 미국, 캐나다, 칠레, 멕시코
2) 일본, 한국, 호주, 뉴질랜드
자료: IEA, World Energy Outlook, 2013

[그림 1] 국가별 석탄발전량 비중



자료: IEA, Electricity Information, 2011

현재 석탄화력 발전량 비중이 높은 국가는 보츠와나, 몽고, 남아프리카공화국, 폴란드, 중국, 호주, 카자흐스탄, 인도 등으로 아시아, 아프리카, 동유럽 등에 위치한다.

전 세계적으로 12억명이 전력을 사용하지 못하는 현 상황에서 안정적인 전력공급이 경제개발 뿐만 아니라 개인의 건강 등에 중요한 영향을 주고 있어 다수의 개발도상국가는 전력공급 확대가 국가적 목표이다. 환경오염에 대한 논란이 있지만 개발도상국을 중심으로 석탄화력발전은 고효율화되면서 지속적으로 확대될 것으로 보인다.

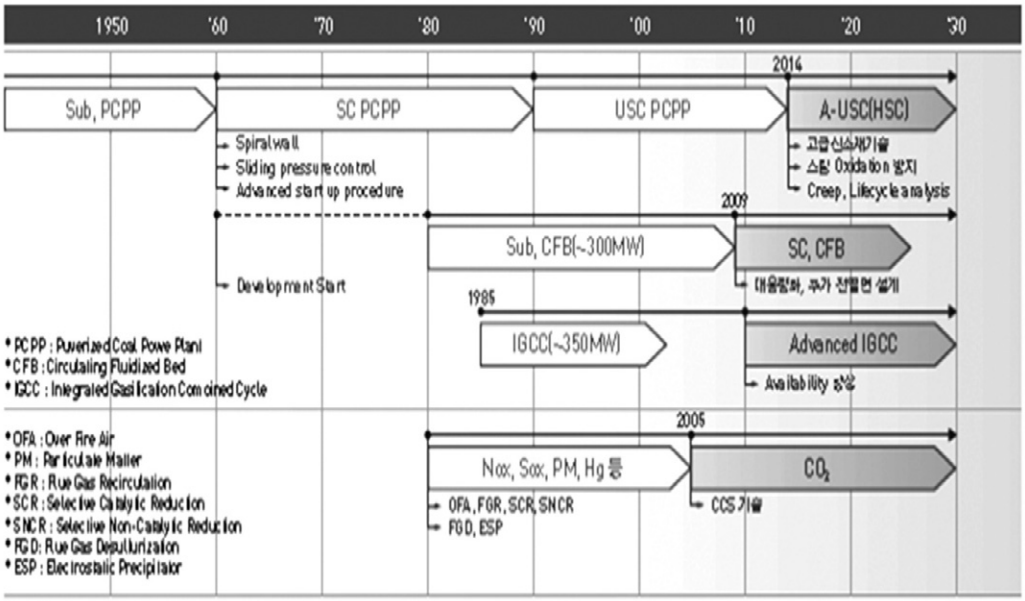
나. 석탄발전 기술 동향

석탄발전은 연소방식에 따라 미분탄 발전(Pulverized Coal Power Plant, PCPP)과 순환유동층 발전(Circulating Fluidised Bed, CFB)으로 분류된다. 미분탄발전은 매우 잘게 부순 석탄을 공기와 함께 버너에서 연소실 내로 분사시켜 연소하는 방식이며 순환유동층 발전은 미분탄 보일러와 달리 공기와 석회를 동시에 주입해 순환 연소시켜 질소산화물, 황산화물 등 오염물질 배출을 줄여준다.

미분탄 발전은 압력 · 온도에 따라 아임계압(subcritical), 초임계압(super critical)[2], 초초임계

2) 압력 · 온도에 따라 임계점(225kg/㎠, 374℃)을 기준으로 그 이하의 아임계압(sub-critical), 그 이상의 초임계압(super-critical)으로 구분되며, 압력 · 온도가 246kg/㎠, 593℃ 이상일 경우 초초임계압(ultra super critical)으로 분류.

[그림 2] 석탄화력발전의 신기술 개발 동향



주: A-USC = Advanced USC, HSC = Hyper Super Critical
자료: 2010년도 한국연소학회, 제40회 춘계학술대회

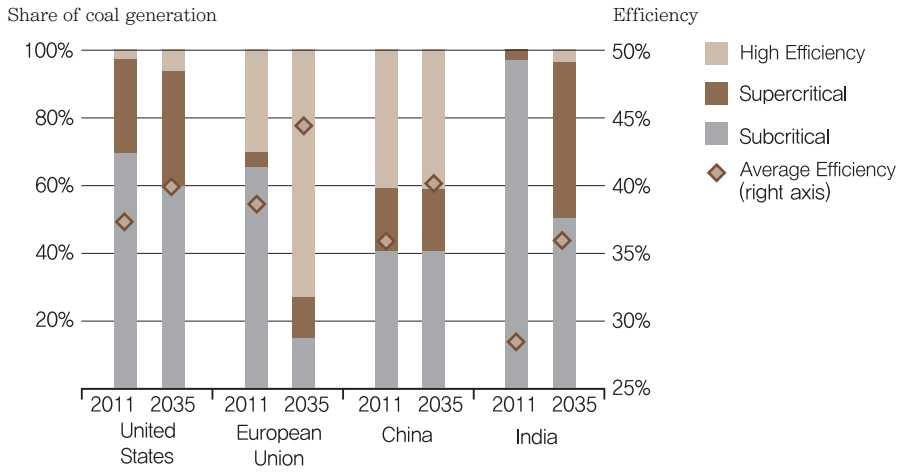
압(ultra super critical)으로 발전하였으며, 일부 선진국을 중심으로 A-USC(Advanced USC) 기술을 개발중이다.

전세계 석탄 발전소중 설비용량의 절반 이상이 25년 이상의 소규모(300MW 미만) 발전소이며 약 2/3가 아임계를 채택하고 있다. 환경보호를 위해 중국, 인도 등은 고효율 기술 도입을 일정 부분 의무화하고 있다. 중국은 12차 5개년 계획(2011~2015)에 따라 600MW이상 발전소는 초임계압 또는 초초임계압을 사용해야한다. 인도는 12차 5개년 계획(2012~2017)에 따라 신규 발전소 용량의 50~60%는 초임계압이어야 하며, 13차 5개년 계획(2017~2022)에 따르면 모든 신규 발전소는 최소 초임계압 이상의 기술을 채택해야 한다.

우리나라의 아임계압 및 초임계압 기술은 설계 및 제작분야에서 선진국과 동등한 수준이며 초초임계압 기술은 일본은 1990년대말, 유럽은 2002년에 상용화되기 시작하였다. 일본은 석탄 화력 총 출력의 절반이상이 초초임계압을 사용하며 동 기술을 리드하고 있으며 우리기업은 초초임계압 기술 개발후 실증사업을 추진중이다. 우리나라의 기술수준은 설비 제작 설계 분야는 선진국 대비 약 80%, 제작분야는 약 90% 수준이다.

중국은 라이센스를 통해 초초임계압 설비를 제작하나 자국 판매 중심이며 2012년말 기준 총 46개 발전소를 운영중이다. A-USC 기술은 미국, 유럽, 일본

[그림 3] 주요국 발전기술별 발전량 비중



자료: IEA, World Energy Outlook, 2013

등을 중심으로 개발중이며 2020년 중반이후 실증플랜트가 운전될 것으로 예상된다. 미국, 유럽이 앞서 있고 일본은 다소 뒤쳐진 상황이며, 중국은 2010년부터 A-USC 보일러 개발을 추진중이다.

순환유동층 발전은 아임계압 300MW급 보일러가 상용화되었으며 초임계압 초기 진입단계에 위치한다. 저품질 석탄 등 다양한 연료 사용이 가능하며 가격은 미분탄보일러보다 약 15% 높지만 높은 효율, 상대적으로 낮은 건설비와 연료비의 장점을 보유한다. Foster Wheeler(미), Alstom(프)가 시장을 선도하며 중국기업들도 자국내 저급탄을 활용하기 위해 활발히 사업에 참여하고 있다. 두산중공업이 독일 AE&E렌체스 인수로 원천기술을 확보하고 독일에서 제작하며 현대중공업은 중국에서 제작하고 있다.

다. 주요 국가 동향 및 전망

우리기업이 진출하기에 매력적인 시장은 인도와 베트남, 인도네시아 등 동남아 국가이다. 중국은 성장성과 시장 매력도가 높지만 진입장벽이 높다.

1) 인도

인도의 석탄 매장량은 세계 5위, 석탄 생산량은 세계 3위이다. 총 발전설비용량은 2011년 215GW이며 이중 석탄화력이 약 54%로 높은 비중을 차지하고 있다. 인도 정부는 12차 개발계획(2012~2017)에 따라 발전설비 증설에 총 1,150억 달러를 투자할 계획이다. 연평균 약 8%의 높은 경제성장률을 보이고 있으나 전력 인프라 부족으로 2017년까지 전력부족을 겪을 것으로 보인다. 주요 원인으로는 주 발전연료인 석탄의 공급 부족, 높은 송배전 손실 등이며 국영 광산업체인 Coal India(시장점유율 약 80%)의 석탄 공급

량은 지난 3년간 동결되었으나 국제 석탄가격 상승으로 석탄 수입이 원활하지 못하다.

석탄화력 발전용량은 2011년 117GW에서 2020년 247GW로 약 2.2배 증가할 것으로 보인다. 지난 10년간 발전용량은 매년 5~9% 증가하였다. 인도의 전력보급률은 도시는 약 94%이나 도시 외 지역은 약 60%에 불과하여 성장 잠재력이 풍부하다. 모디 정부는 전 지역 '24/7 전력공급(주 7일 24시간 항시 전력공급)'을 목표로 농촌 전력 인프라 개선을 추진하고 있다.

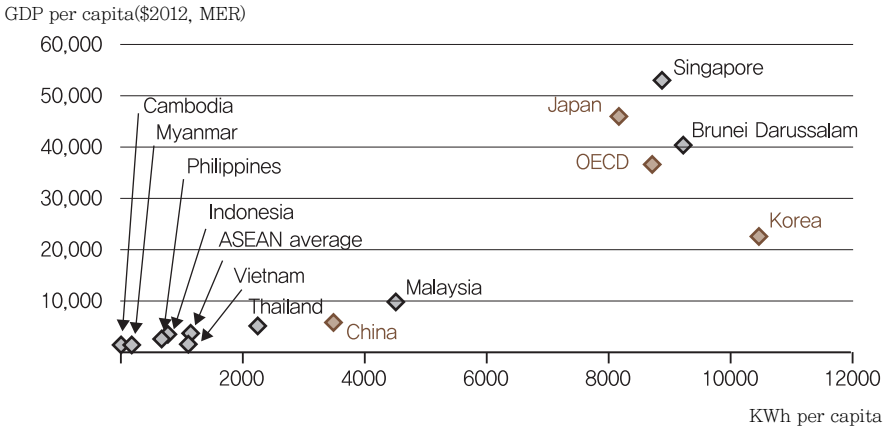
대기오염감소 및 발전설비 효율 향상을 위해 국가정책으로 초임계압 발전소를 건설하고 있으나 아직 건설기술, 운영 기술 등이 미흡하다. 까다로운 규제, 낮은 전력가격, 전력 구매자인 주 전력청의 재정적자 등이 진입장벽으로 작용하나 성장성이 높으므로 주목해야할 시장이다.

한국서부발전이 마하라쉬트라 주 빌레바가드시의 가스복합 발전소(388MW)의 지분 40% 인수 및 운영사로 참여하고 있다. 두산중공업은 첸나이 웍스를 인수하여 기자재를 제작하고 있다.

2) 동남아

동남아시아의 전원별 발전용량 비중은 가스 약 42%, 석탄 약 22%, 수력 약 18% 순이나 신증설 용량은 석탄 약 40%, 가스 약 26%, 수력 약 15% 순으로 석탄화력 중심으로 성장할 것으로 예상된다. 베트남, 인도네시아 등 다수 동남아 국가의 전력소비량은 중국의 1/3~1/5 수준이며 전력난을 해소하기 위해 석탄화력 발전이 확대될 전망이다. 에너지 컨설팅회사인 Wood Mackenzie는 동남아에서 석탄화력발전의 비중이 2030년에는 약 48%로 확대될 것으로 전망하였다.

[그림 4] 주요국 인당 소득 및 전력소비량



주: 2012년 기준
자료: IEA, Southeast Asia Energy Outlook, 2013

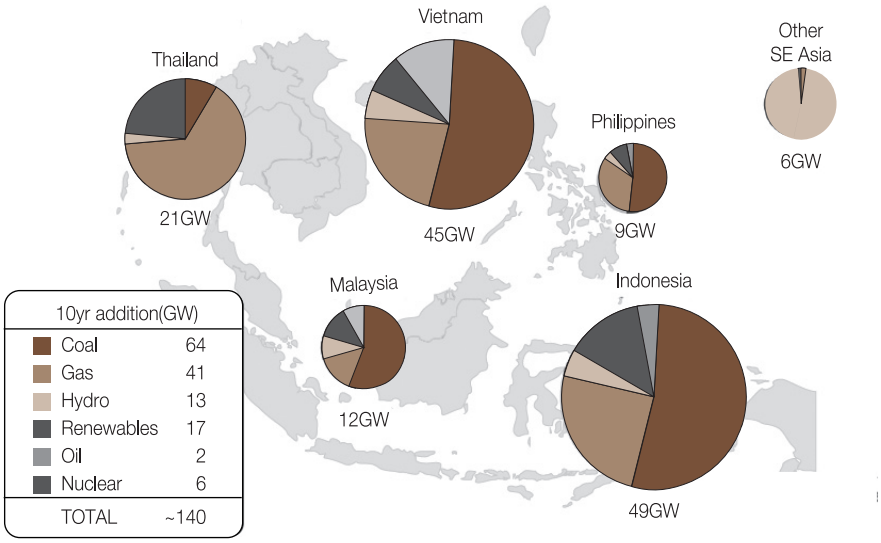
베트남의 2013년 발전설비용량은 24.3GW이며 이 중 화력발전은 13.5GW이다. 석탄수출국인 베트남은 가스개발에 차질이 생기면서 9개의 대형 화력 발전소를 2015~2016년에 건설하고 2020년까지 화력발전 시설을 5배 확대할 계획이다. EPC는 일본, 중국 기업들의 수주 비중이 높았으나 중국기업의 공기 지연, 발전설비 불량 등으로 한국 기업의 수주량이 증가하는 추세이다.

인도네시아는 지난 5년간 전력 소비량이 연평균 7.2% 증가하였으며 석탄, 석유, 천연가스가 풍부하여 화력발전 중심의 전원 구조를 보유하고 있다. 유가 상승으로 석탄발전량은 최근 5년간 9.5% 증가하였다. 2021년까지 발전설비 신증설 49GW를 추진중이며 발전단가 인하를 위해 석탄발전 중심으로 발전설비용량이 확충되고 있다.

발전소 건설은 인도네시아전력공사(PLN)이 약 57%, 민자발전사업자가 약 43%를 담당할 것으로 보여 민자발전사업 기회가 증가하고 있다. 중부발전은 마루베니상사와 공동으로 Cirebon 석탄화력발전 프로젝트(660MW)를 추진하였으며 마루베니상사가 사업개발, 경영, 자금조달을 총괄하고 중부발전이 발전소 운영 및 기술지원을 담당하고 있다. EPC는 두산중공업이 담당하였으며 국내 자원개발 기업인 삼탄이 유연탄을 공급한다.

말레이시아는 2019년까지 화력 발전소 4개를 추가 건설하여 5GW의 전력을 확보할 계획이다.

[그림 5] 동남아 주요국 발전설비 신증설 전망(2012~2021)



자료: GE

라. 주요 이슈

환경보호에 대한 인식이 높아지고 셰일가스 개발로 천연가스 가격 하락이 예상되면서 ① 가스 발전소의 석탄화력 발전소 대체 가능성, ② 환경규제 강화, ③ 친환경 석탄화력발전 기술개발 현황, ④ 이산화탄소 고배출 발전사업에 대한 국제사회의 금융지원 제한 움직임이 주요 이슈가 되고 있다.

1) 가스 발전소의 석탄화력 발전소 대체 가능성

미국은 셰일가스 개발붐으로 천연가스 생산이 급증하였으나 천연가스 수출 인프라의 부재로 가스 초과 공급을 해소하기 위해 발전용 수요자에게 낮은 가격으로 천연가스를 공급하면서 미국 전력 생산량중 가스 발전량의 비중은 2006년 20.1%에서 2013년 27.4%로 증가하였다. 반면 석탄발전 비중은 같은 기간 49.0%에서 39.1%로 감소하였으며 전력회사들은 석탄화력 발전, 원자력 발전 프로젝트의 경제성이 불투명하다고 여겨 동 프로젝트를 취소 또는 연기하였다. 강화된 환경규제(Mercury and Air Toxic Standards, Cross-state Air Pollution Rule)로 노후 석탄 발전소 폐쇄 및 가스 발전소 증설이 예상되며 미국 에너지정보청(EIA)은 2012~2025년에 총 51GW의 석탄화력 발전소가 폐쇄될 것으로 예상하고 있다.

그러나 가스발전이 석탄발전을 대체하는 현상은 경제성 문제로 인해 2015년까지 미국외 타 지역으로 확

[그림 6] 주요 지역별 석탄 및 가스발전 경쟁력 비교

		UK		Europe		US		Asia	
		coal	gas	coal	gas	coal	gas	coal	gas
		API2	NBP	API2	Zeebrugge	CAPP	Henry Hub	Newcastle	JKM
Fuel price (1)	US$	$ 72	$ 6.38	$ 73	$ 6.49	$ 60	$ 3.85	$ 69	$ 10.73
Fuel price	US$/MWh	$ 11	$ 22	$ 11	$ 22	$ 11	$ 13	$ 11	$ 37
Power plant efficiency	%	39%	51%	39%	51%	39%	51%	39%	51%
Fuel costs	US$/MWh	$ 28	$ 43	$ 29	$ 43	$ 28	$ 26	$ 29	$ 72
Carbon costs (2)	US$/MWh	$ 20	$ 9	$ 6	$ 2	$ -	$ -	$ -	$ -
Other variable costs (3)	US$/MWh	$ 10	$ 6	$ 10	$ 6	$ 10	$ 6	$ 10	$ 6
Short run cost	US$/MWh	**$ 58**	**$ 58**	**$ 44**	**$ 52**	**$ 38**	**$ 32**	**$ 39**	**$ 78**
2015 fuel price (4)	US$	$ 80	$ 9.76	$ 80	$ 9.76	$ 60	$ 4.25	$ 78	$ 15.68
Fuel price	US$/MWh	$ 12	$ 33	$ 12	$ 33	$ 11	$ 15	$ 13	$ 53
Power plant efficiency	%	39%	51%	39%	51%	39%	51%	39%	51%
2015 fuel costs	US$/MWh	$ 31	$ 65	$ 31	$ 65	$ 28	$ 28	$ 32	$ 105
Carbon costs (2)	US$/MWh	$ 30	$ 14	$ 6	$ 2	$ -	$ -	$ -	$ -
Other variable costs (3)	US$/MWh	$ 10	$ 6	$ 10	$ 6	$ 10	$ 6	$ 10	$ 6
2015 forecast cost	US$/MWh	**$ 72**	**$ 85**	**$ 47**	**$ 74**	**$ 38**	**$ 34**	**$ 42**	**$ 111**

주: 천연가스 가격은 유가 또는 가스수급을 반영하는 현물가격에 연동되며 전세계 천연가스 거래량의 65%는 유가 연동 방식을 적용함.
자료: 골드만삭스

대되지는 못할 것으로 보인다. 현재 유럽에서는 미국의 석탄수출 증가로 천연가스 대비 석탄의 경쟁력이 제고되면서 석탄발전량 비중이 증가하고 있다. 독일은 2022년까지 원전 폐쇄 방침이 내려지면서 점진적으로 원전을 폐쇄하고 있고 석탄화력 발전이 원전을 대체하고 있다. 그러나 장기적으로는 가스 발전 비중이 확대될 것으로 보인다. 중국, 유럽 등에서는 환경파괴, 수자원 및 인프라 부족 등으로 인해 셰일가스 생산이 2020년 이후 본격화될 것으로 예상된다. 미국은 2017년 이후 LNG(Liquified Natural Gas) 순수출국으로 변모하나, LNG의 최대 수요처인 동북아는 수송비 문제로 인해 미국 외 물량비중이 여전히 높을 것으로 예상되며, 이에 따라 천연가스 가격은 현재보다 약 20% 하락하는 수준이 될 것이다. 반면에 석탄은 경기침체, 주요 소비국인 중국과 인도의 경제성장률 둔화, 셰일가스 증가에 따른 미국의 석탄 수출 증가, 석탄 수요 증가를 예상한 주요 수출국의 투자 확대로 공급 과잉 상황으로 연료탄 가격은 현재 수준을 유지하거나 다소 하락할 것으로 예상된다.

2) 환경규제 강화

미국은 지속적으로 석탄화력 발전에 대한 환경 규제를 강화하고 있으며 세계 최대 석탄화력발전국인 중국에서도 대기오염 개선을 위해 규제가 강화되는 점을 주목해야 한다.

미국 환경보호청(Environmental Protection Agency, EPA)은 2013년 신규 발전소의 탄소배출 기준을 처음으로 발표하였다. 석탄화력 발전소의 탄소배출기준은 1,100파운드/MWh으로 미국 석탄화력 발전소 평균 배출량인 1,600~1,800파운드/MWh보다 매우 낮은 수준으로 이산화탄소 포집 및 저장기술(CCS) 도입 없이는 신규 기준을 맞추기 어려워 석탄발전소 신설이 어려워질 전망이다. CCS는 투자비가 높아서 가격 경쟁력을 갖추기 전까지는 신규 석탄화력 발전소 건설이 중단될 것으로 보인다. 대형 가스발전소(850MW 이상)의 배출기준은 1,000파운드/MWh이며 기존 발전소들은 800~850/MWh를 배출하고 있어 영향을 주지 않는다.

2014년 6월에는 Clean Power Plan을 발표하면서 미국 발전부문의 탄소배출 규모를 2030년까지 2005년 배출량 대비 30% 감축하려는 목표를 제시하였다. Clean Power Plan은 각 주별로 탄소배출 목표를 할당하고 있으며 의견 수렴 후 2015년 6월에 최종 확정될 예정이다. 동 계획이 확정되면 주별로 구체적인 실행방안을 제출해야 한다. EPA는 2011년에 수은 및 대기오염 기준(Mercury & Air Toxics Standards)을 통해 화력 발전소에서 배출되는 수은 및 독성 대기오염 물질의 배출규제를 발표하였으며 가동중인 발전소들은 2014년까지 동 기준에 부합하여야 한다. 강화되는 환경규제로 미국내 석탄화력 발전 비중은 큰 폭으로 감소하고 기저발전은 가스발전이 담당할 것으로 예상된다

중국은 세계 최대 온실가스 배출국으로 대기오염문제가 악화되자 중국 정부는 북경, 상해, 광저우 인근에 신규 석탄화력 발전소 건립을 금지하고 있다. 북경은 2017년까지 2012년 대비 탄소배출량 50% 감축을 위해 2017년까지 단계적으로 석탄화력 발전소를 폐쇄하고 가스 발전소로 대체할 계획이다. 2014년 5월에는 '에너지업계 대기오염 예방 강화 공작방안'을 발표하고 석탄이 전체 에너지소비에서 차지하는 비중을 2013년 65.7%에서 2015년까지 65% 이하로 줄이

고, 비화석에너지 사용 비중을 11.4%, 천연가스 사용 비중을 7% 이상으로 높힐 계획이다.

3) 친환경 석탄화력 발전 기술개발 현황

환경규제가 강화되면서 친환경 석탄화력 발전 기술개발에 대한 관심도가 높아지고 있다. 이산화탄소 포집 및 저장 기술(Carbon capture & storage, CCS)은 CO_2를 압축, 파이프라인 또는 선박을 이용하여 수송, 폐유전 등에 저장하는 기술로 발전, 철강, 시멘트 제조공정, 석유화학 등에 적용된다. 현재 Pilot 프로젝트가 추진중이며 2020년 이후 상용화가 예상된다. 선두국가는 미국, 유럽, 캐나다, 호주 등이며 대형 CCS 프로젝트는 미국 9개, 유럽 2개, 캐나다 1개가 가동되고 있다. 8개 프로젝트는 이미 포집-수송-저장까지 전공정을 실운전중이다. 주요 사업자는 호주 광산회사 Rio Rinto, 독일 화학회사 BASF, 프랑스 전력회사 GDF Seuz, 미국 정유회사 Valero, 일본 건설회사 JGC 등이며 두산중공업은 두산밥콕 인수(2006년)를 통해 CCS 원천기술을 확보하였으며 KC그린홀딩스[3]가 탄소 포집기술을 보유한 것으로 알려졌다. 중부발전 · 대림산업 · 포스코건설 · 한국전력기술이 보령화력 10MW 실증사업에, 남부발전 · KC코트렐 등이 하동화력 10MW 실증사업에 참여하고 있다. 북미는 전력분야 CCS 사업을 선도적으로 추진중이며 전력분야 세계 최초의 대규모 CCS 프로젝트인

〈표 3〉 대형 CCS 프로젝트의 단계별 및 지역/국가별 프로젝트 수

구분	파악	평가	설계	실행	가동	합계
미국	0	4	6	2	7	19
유럽	1	4	4	0	2	11
중국	6	2	4	0	0	12
캐나다	0	1	1	4	1	7
호주	0	3	0	1	0	4
중동	0	1	0	2	0	3
한국	1	1	0	0	0	2
남미	0	0	0	0	1	1

주: 1) 2014년 2월 기준
2) 한국은 2014년 이후 100MW급 CCS 실증사업을 추진할 계획
자료: Global CCS Institute, The Global Status of CCS, 2014

3) KC코트렐 모회사.

〈표 4〉 기술별 CCS 채택시 이산화탄소 배출량

(단위: gCO_2/kWh)

구분	CCS 미도입	CCS 도입
초임계(SC)	881	379
초초임계(USC)	743	320
A-USC	669	288

자료: VBG, IEA

Boundary Dam 프로젝트(160MW, 2014 상반기 가동 예정)를 추진중이다. CCS 기술 적용시 CO_2 배출량은 약 50% 감소하나 투자비는 약 70~80% 증가할 것으로 예상되어 일부 지역에 제한적으로 도입될 것으로 예상된다.

석탄가스화복합발전(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC) 기술은 석탄을 고온·고압하에서 가스화하여 가스터빈 및 증기터빈을 구동하며 기술 도입 단계이다. 주요 사업자는 미국 GE, ConocoPhillips, 영국 Shell, 독일 Uhde 등이며 두산중공업은 2006년부터 국내 300MW IGCC 실증플랜트 건설을 위해 관련 설계기술을 개발하고 있으며 서부발전이 300MW급 IGCC 실증플랜트 사업을 태안에서 추진중이다.

4) 국제사회의 금융지원 제한 움직임

다자개발은행(Multilateral Development Bank, MDB)과 OECD 수출신용기관(Export Credit Agency, ECA)은 2007~2013년 동안 석탄발전 프로젝트에 총 351.6억 달러를 지원하였다. 다자개발은행은 111.7억 달러를 지원하였으며 지원 규모를 보면, World Bank Group[4]은 53.9억 달러, 아프리카개발은행 28.4억 달러, 유럽투자은행 15.4억 달러, 아시아개발은행 7.9억 달러 순이다. World Bank는 2010년 남아공 석탄화력발전 프로젝트 이후 석탄화력발전 프로젝트를 지원하지 않고 있다.

최근 국제사회에는 해외 석탄화력 발전사업의 지원 제한 움직임이 확대되고 있다. 2013년 6월, 오바마 대통령은 '기후변화 행동계획(Climate Action Plan)'을 통해 미국 정책금융기관의 해외 석탄화력발전 사업 지원 제한 및 국제 금융기관들이 동일한 조치를 취하도록 노력할 것임을 발표하였다. 이산화탄소 발생량 $700gCO_2/kWh$ 이상 모든 석탄화력발전 사업에 대해 미국 공적수출신용지원을 제한할 계획이다. 단, 최빈국 사업으로 타 연료를 이용한 발전가능성이 없고 온실가스 배출을 최소화하기 위한 최적의 기술을 적용한 경우 지원 가능하며, 동 기준 적용시 가스복합과 신재생에너지외 대부분 석탄화력발전과 기준을 초과하는 유류발전에 대한 금융지원이 축소될 전망이다.

4) 국제부흥개발은행(IBRD), 국제개발협회(IDA), 국제금융공사(IFC), 국제투자보증기구(MIGA), 국제투자분쟁해결본부(ICSID) 등 5개 기구로 구성.

〈표 5〉 발전연료 및 기술별 이산화탄소 배출량

구분	발전방식	효율(%)	이산화탄소 배출량 (gCO_2/kWh)
석탄	초초임계	37.6~42.7	676~795
	초임계	35.9~38.3	756~836
	아임계	33.1~35.9	807~907
중유	중유발전	40~45	449-505
가스	가스발전	36~40	505~561
	가스복합화력발전	50.8	355

자료: IFC Environmental, Health and Safety(EHS) Guideline–Thermal Power Plants

2013년 7월, World Bank는 'The Energy Sector Directions Paper'를 통해 석탄화력발전 지원 축소 및 가스시장 발전 지원 계획을 발표하였다. 신규 석탄화력발전은 기본적인 에너지 수요 충족 대안이 없으며 석탄화력 발전소에 대한 재원 조달이 부족한 경우에 한하여 지원[5]하며 천연가스가 석탄발전을 대체할 것으로 예상하고 국가 및 지역 가스시장 발전을 지원할 계획이다. 2013년 7월, World Bank에 이어 유럽투자은행(EIB)은 탄소배출기준(Emissions Performance Standard, EPS)를 수립하면서 대부분의 석탄화력 발전소 신설 및 개조에 대한 지원 중단을 발표하였다. 이산화탄소를 550gCO_2/kWh 이상 배출하는 화력발전 프로젝트에 대한 지원을 중단하며 석탄화력 발전소는 바이오매스 혼소[6], 열병합발전 또는 CCS를 활용할 경우 자금지원을 받을 수 있다(섬국가는 예외).

2013년 9월, 미국과 북유럽 5개국[7]은 공동 성명서를 통해 정책금융기관의 해외 석탄화력발전 지원 중단에 동참하며 타 국가 및 MDB가 동 정책을 적용하도록 노력할 계획을 발표하였다.

2013년 12월, 유럽개발은행(EBRD)도 석탄화력발전에 대한 금융지원 축소를 결정하였으며, 지원을 받으려면 타 연료는 실행가능성이 없다는 것을 입증해야 하고, 온실가스 배출을 최소화하기 위한 최선의 기술로 건설해야 하며, CCS 설비를 갖춰야만 한다(몽골은 가스와 원전이 없어 지원이 가능함).

2013년 12월, 미국수출입은행은 탄소집약사업에 대한 보완적 가이드라인(Supplemental Guidelines

5) 'Criteria for Screening Coal Projects under the Strategic Framework for development and Climate Change'가 적용됨.
6) 석탄화력 발전소에서 석탄과 바이오매스를 함께 연소하는 것으로 바이오매스 발전소에 비해 낮은 자본비용, 고효율, 규모의 경제 실현 등 장점을 보유.
7) 덴마크, 핀란드, 아이슬란드, 노르웨이, 스웨덴.

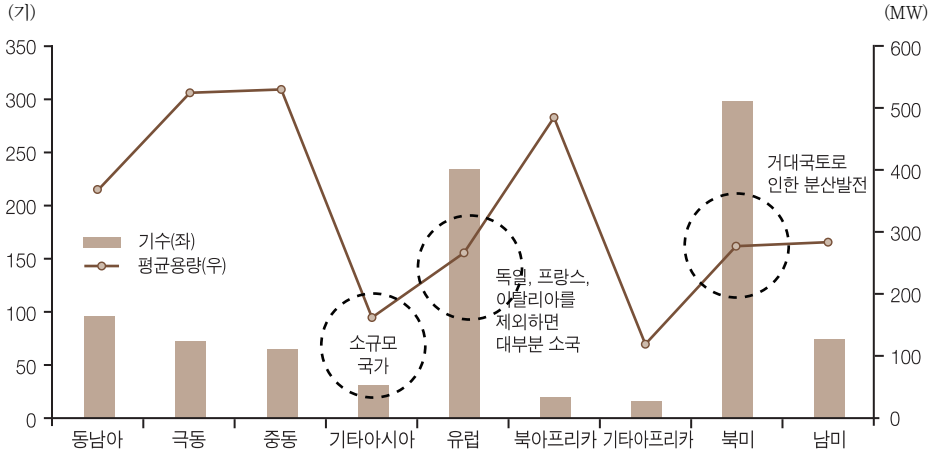
for High Carbon Intensity) 개정을 통해 석탄화력 발전에 대한 공적수출지원을 제한하였다. 예외적 지원 기준은 '기후변화 행동계획(Climate Action Plan)'과 동일하며, 미국 의회는 최빈국에 대한 석탄화력발전 사업 지원제한을 2014년 9월까지 발효중지한 상황이다.

국제공조로 CO_2 배출기준 규제가 확대될 경우 석탄화력발전 지원비중이 높은 아시아개발은행 등의 지원 규모가 축소될 가능성이 있다. 2013년 10월, 미국은 MDB의 석탄화력발전 지원에 대해 반대 의사를 표명할 것을 밝혔다. 2013년 12월, 아시아개발은행 이사회에 파키스탄 석탄화력 발전소 지원 안건이 상정되자 미국은 반대표를 행사하였다. 동 프로젝트는 타 그룹 이사들의 찬성으로 지원이 결정되었으나 향후 미국과 이에 동조하는 국가들이 반대표를 행사할 가능성이 높다.

탄소 고배출 발전사업에 대한 금융지원 제한이 국제적으로 확대될 경우 한국도 해외 석탄발전 금융지원이 축소되고, 아직 기술경쟁력을 갖추지 못한 국내 발전설비 기업들은 매출에 상당한 타격이 예상되며, 석탄발전에서 가스발전으로 전환이 가속화될 전망이다. 국내 석탄화력발전 설비 기술은 선진국과 중국 사이에 위치하고 선진국과 10년 이상의 격차가 존재하며 초초임계압 부분은 실증사업 단계이다. 가스터빈은 라이센스를 통해 제작하며 신재생에너지는 기술을 보유한 선진국과 가격 경쟁력을 갖춘 중국이 시장지배력을 확대하고 있다. 중국은 OECD의 규제를 받지 않기 때문에, 자국 사업은 자국내에서 금융을 조달하여 석탄화력 발전소 증설 및 해외 진출에 제한을 받지 않을 것으로 보인다.

최근 호주는 2014년 7월 세계 최초로 탄소세를 폐지하였으며 광산사업 비중(2013년 GDP의 약 9%)이 높은 자국의 경제를 살리기 위해서 석탄광산 개발에 적극적이므로 앞으로 국가별 동향 모니터링이 필요하다.

[그림 7] 지역별 평균 설치용량 비교



자료: 토러스투자증권

3. 가스발전 시장 및 주요 이슈

가. 글로벌 시장 현황 및 전망

가스발전은 글로벌 전력 설비의 약 26%, 발전량의 약 22%를 차지하는 주요 발전원으로 총 1,351GW가 설치되어 석탄발전 다음으로 발전용량이 크다. 가스발전에 대한 투자는 2035년까지 총 10,400억 달러로 예상된다.

가스발전은 지역 특성을 반영하여 평균 설치용량이 상이하다. 중동 및 동남아는 인구 증가, 전력사용량 증가로 대규모 발전설비를 도입하나 북미는 넓은 국토로 분산형 전원[8] 중심이다. 유럽은 독일, 프랑스, 이탈리아를 제외시 대부분 소국으로 중 · 소규모 발전

〈표 6〉 세계 가스발전 설비용량 전망

(단위: GW)

지역		2011	2020	2030	2035	증감
세계		**1,414**	**1,854**	**2,247**	**2,462**	1,048
OECD	아메리카[1]	486	565	628	657	171
	(미국)	*438*	*500*	*540*	*556*	*118*
	유럽	233	282	336	362	129
	아시아 · 오세아니아[2]	123	172	184	187	64
	(일본)	*76*	*112*	*121*	*122*	*46*
	계	**842**	**1,019**	**1,148**	**1,206**	364
비OECD	아시아	**167**	**277**	**419**	**508**	341
	(중국)	*39*	*91*	*149*	*181*	*142*
	(인도)	*23*	*51*	*95*	*121*	*98*
	동유럽 · 유라시아	150	177	203	220	70
	중남미	47	69	102	116	69
	중동	152	225	261	281	129
	아프리카	55	87	115	130	75
	계	**572**	**835**	**1,099**	**1,256**	684

주: 1) 미국, 캐나다, 칠레, 멕시코
2) 일본, 한국, 호주, 뉴질랜드
자료: IEA, World Energy Outlook, 2013

8) 최종 수요처 부근 또는 배전 선로 지원용으로 설치하는 엔진, 소규모 가스터빈, 연료전지 및 태양광을 포함하는 발전 시설(대단위 풍력발전 단지 제외). 분산형 전원은 수요 지역에서 중앙 집중형 설비에 비해 규모가 작은 발전시설을 이용해 자체적으로 전력을 생산하기에 송 · 배전 계통의 건설비와 운영비 절감이 가능.

이 적합하며, 중국 · 인도 등 신흥국은 기저부하용 발전으로 석탄화력발전 중심이나 예비발전으로 가스발전 비중이 증가하고 있다.

가스 발전소는 2035년까지 1,392GW[9]가 증설되어 타 발전원대비 가장 빠르게 증가할 것으로 예상된다. 지역별로는 미국 205GW, 중국 165GW, 중동 150GW, 러시아 143GW, 인도 91GW, 중남미 78GW, 일본 74GW가 증가할 전망이다. 북미 · 유럽의 석탄화력 발전소 노후화 및 환경규제 강화에 따라 환경설비를 업그레이드하지 않은 다수 발전소가 2015년까지 폐쇄됨에 따라 대체 수요를 창출한다. 중국은 환경오염 개선을 위해 가스 발전소 건설이 증가하면서 발전용량은 2010년 35GW에서 2020년 106GW로 3배 증가하며, 중동은 고부가가치 제품인 석유 수출을 위해 가스발전 사업을 강화하면서 발전용량은 2010년 133GW에서 2035년 273GW로 2.1배 증가할 전망이다. 일본은 원전사고이후 가스발전 사업에 대한 비중이 확대되면서 발전용량은 2010년 72GW에서 2020년 104GW로 1.4배 증가할 전망이다.

장기적으로 가스 발전소는 석탄화력 및 원자력 발전소를 대체할 것으로 보인다. 미국은 세계 최대 가스발전용량 보유국으로 셰일가스 개발로 가스가격이 10년전 수준으로 하락하면서 가스발전은 2035년까지 미국 발전 설비 증설분의 약 60%를 차지할 전망이다. 미국의 천연가스 수출이 본격화되는 2017년 이후 세계 가스가격 상승률이 둔화될 것으로 예상된다. 미국 천연가스 가격은 2016년 $4.25~5.30/mmBtu 수준으로 예상되며, 가장 가격이 높은 아시아 천연가스 가격은 2016년이후 현재보다 약 20% 낮은 $11~12/mmBtu 수준에서 안정화될 것으로 보인다.

나. 주요 국가 동향 및 전망

셰일가스 개발로 가스발전이 확대되는 미국, 성장성이 높은 인도, 우리기업들이 강세를 보이는 중동, 에너지개혁을 추진중인 멕시코와 나이지리아가 매력적이다.

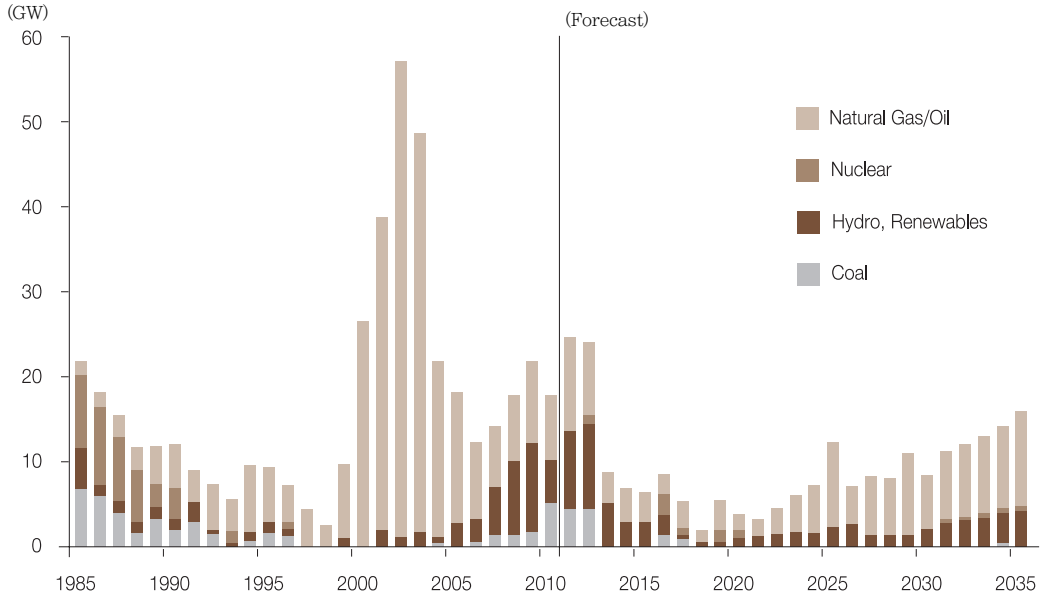
가) 미국

가스발전 용량은 2035년까지 세계 최대인 205GW가 증설(신설 · 증설되는 발전용량의 약 60%)되며 총 1,700억 달러가 투자될 전망이다. 2012년 이후 가스가격 하락으로 가스발전량이 석탄발전량을 대체하면서 미국 전력생산량에서 가스발전 비중은 2007년 약 27%에서 2012년 약 31%로 증가하였다. 2015~2016년 이후에는 노후 석탄화력 발전소 폐쇄, 환경규제 강화로 가스 발전소 증설이 증가할 것으로 예상된다. 환경규제 강화로 석탄화력 발전소에 고가의 친환경 설비 구축을 의무화하여 석탄발전 경제성이 악화되고 장기적으로는 가스가격 하향 안정화로 가스발전 대형화 및 기저발전화가 될 것으로 보인다.

가스발전 EPC(Engineering, Procurement, Construction) 시장의 주요 사업자는 Fluor와 Bechtel이며, 가스터빈 시장은 GE와 지멘스가 지배적인 사업자이다. EPC는 Fluor와 Bechtel이 각각

9) 수도권 전력사용량의 약 19%를 공급하는 영흥화력발전소(3.3GW)를 417개 규모.

[그림 8] 연료별 발전용량 증설 전망



자료: BP, Statistics Review of world energy, 2013

약 30%의 시장점유율로 시장을 선도하며 다음으로 Shaw, URS, Black & Veatch가 약 30~40%의 시장점유율을 확보하였다. 미국 사업자 중심의 시장으로 해외 사업자의 진출은 제한적이다. 가스터빈 시장은 GE가 1위 사업자이나 지멘스가 2011년 신규 공장을 건설하면서 시장지배력 확대를 추진하고 있다. 미국은 세계 최대 시장으로 진입장벽이 높지만 지속적인 성장이 예상되므로, 관련 실적(track record)을 확보 후 도전해 볼만한 시장이다. EPC 시장은 선진화된 발주 시스템과 금융조달 환경이 매력적이며, 기자재 시장은 국내기업이 가격 및 제작 경쟁력을 갖춘 기자재 중심으로 공략하는 것이 필요하다.

나) 인도

가스발전 용량은 2035년까지 91GW가 증설되어 총 580억 달러가 투자되며 원전 도입이 불투명해질 경우 가스발전이 대안이 될 것으로 예상된다. 석탄·가스의 가격이 낮아 경제성 부족으로 국내 생산이 동결·중단되고, 정부 보조금으로 인해 소비자 전력요금이 발전단가보다 낮은 왜곡된 가격구조로 전력난이 심화되고 있다. 연료비 인상분이 전기가격에 반영되지 못하여 수익성이 낮으며 민자발전사의 손실이 확대되었으나, 연료가격 현실화 추진에 따라 발전사의 수익성이 개선될 전망이다.

인도 정부는 2014년 4월부터 천연가스 가격을 현재 $4.2/mmBtu에서 $8.4/mmBtu로 2배 인상하여 5년간 적용할 예정이다. 2013년 상반기 석탄·천연가스 공급 부족으로 전력부족 사태를 겪은 후 국내 천

연가스 가격을 국제가격 수준으로 인상하기 위해 3년 만에 가격 인상을 결정하였다. 석탄 · 가스가격 인상분이 전력요금에 반영되더라도 급격한 전력요금 상승이 정치적인 부담이 되어 100% 반영은 상당 시간이 소요될 것으로 보인다.

민자발전 사업은 국내기업 중심이나 외국기업도 참여가 가능하며, 민자발전 사업을 장려하는 점은 기회가 될 수 있다. 한국서부발전은 마하라쉬트라 주 빌레바가드시의 가스복합 발전소(388MW)의 지분 40% 인수 및 운영사로 참여하고 있다. EPC는 자국기업 중심으로 진입장벽이 중간 수준으로 EPC의 발주자 비중은 정부 20%, 민간 80%이다. 현대엔지니어링은 784MW급 가우타미 복합화력 발전소, 히라난다니 복합화력 발전소 등을 수주하였다.

다) 사우디아라비아

신증설되는 화력발전 플랜트의 대부분은 유류발전에서 가스발전으로 전환중이며, 전원 다각화를 추진함에 따라 가스발전 발주는 점진적으로 감소하나 여전히 중요한 시장으로 남을 것으로 보인다. 2011년 발전설비 용량은 51GW로 화력 100%로 구성되나, 2032년 발전용량 목표는 화력 50%, 신재생 41%, 원전 9%로 전환할 계획이다. 그러나 태양열(25GW) · 태양광(16GW) 중심의 발전설비 확대 계획은 높은 자국산 부품비중(Local Contents, 2032년 80%)을 요구하여 프로젝트가 지연될 가능성이 높으며, 이 부분을 가스발전이 대체할 것으로 예상된다.

재원조달은 공적수출신용기관(ECA)의 비중이 확대되며 사우디 산업개발기금(Saudi Industrial Development Fund, SIDF), 공공투자펀드(Public Investment Fund, PIF) 등의 비중도 증가 추세이다.

2005년 전력법 개정을 통해 외국 및 민간부문 참여를 확대한 이후 민자발전 사업이 확대됨에 따라 우리 기업의 개발자 역량 확대가 필요하다. 2020년까지 총 7개 12GW의 민자발전소를 건설할 계획이며, 2007년 라빅 IPP 등 3개 회사가 첫 민자발전회사로 설립된 이후, 현재 민자발전사업자 비중은 약 16%로 증가하였다. EPC 과당 경쟁에 따른 수익성 저하를 극복하기 위해서는 부가가치를 높일 수 있는 개발자 역량 확대가 필요하다.

라) 멕시코

미국 셰일가스 개발로 천연가스 가격이 낮아지면서 멕시코의 가스발전도 더욱 확대될 것으로 전망이다. 멕시코의 천연가스 가격은 미국과 연동되어 있어 중국보다 천연가스 가격이 낮으며, 세계 4위의 셰일가스 매장량을 보유하며 미국 셰일가스 영향으로 중기적으로 가스 가격이 하향 안정화되고 2022년까지 가스발전이 지배적일 것으로 예상된다. 전력부문 투자 및 건설프로그램(POISE)에 따르면 2012~2027년 동안 발전설비 28GW가 증설되며 이중 대부분은 가스발전으로 예상된다. 투자비는 200억 달러로 예상되며 가스 발전량은 2013~2022년에 연평균 5.43% 증가하여 2022년에는 총 발전량의 59.1%를 차지할 것으로 보인다.

국내기업으로는 삼성물산-한국전력 컨소시엄이 Norte Ⅱ가스복합화력 발전소(433MW)를 수주하였다. 이질적인 문화와 언어 장벽으로 시장진입 장벽이 높으므로 현지기업과의 전략적 제휴를 통해 시장에 대한 이해도 제고가 필요하다.

마) 나이지리아

아프리카 2위의 인구 대국(1.6억명)으로 세계 7위의 가스 매장량을 보유하며 가스발전 중심이다. 발전량중 화력발전 비중은 76.2%이며 인구의 50%만이 전력을 사용하고 있다. 전력난 해소를 위해 2006년부터 민자발전을 도입하였으며 이를 통해 2014년 10GW, 2016년 20GW를 증설하는 공격적인 계획을 보유하고 있다. 현재 민자발전 사업은 다국적 기업들이 시장을 선점하여 지멘스, ABB, 남아공 전력공사(ESKOM), 중국 Gezhouba Group Corryton, 미국 AES 등이 진출했으며 한국기업으로는 대우건설이 진출하였다. GE는 나이지리아 정부와 10GW 규모의 발전 프로젝트에 참여하기로 MOU를 체결(2012)[10]하였으며 지분 10~15%를 보유하며 발전소 건설 및 운영에 참여할 계획이다. 향후 5년간 10억 달러를 투자하여 발전용 터빈 등을 생산하며 나이지리아를 GE의 아프리카 생산기지로 육성할 계획이다. 미국 수출입은행은 나이지리아의 전력산업 발전 자금지원을 위해 15억 달러의 장기저리 차관지원 MOU 체결(2011)하였으며, 동 자금은 나이지리아 전력사업에 참여하는 민자발전사업자가 미국의 시설 · 장비 구입시 신청이 가능하다.

국내 가스가격이 낮아 가스수출 비중이 높으며, 가스 파이프라인 인프라 부족, 가스 절도로 인해 가스발전소의 가동률이 낮으며 부패지수가 높은 점은 위험 요인이다. 전력수요가 급증하면서 민자발전을 확대하고 있으므로 아프리카개발은행 등 국제기구와 협력을 통해 프로젝트 개발이 필요하다.

다. 주요 이슈

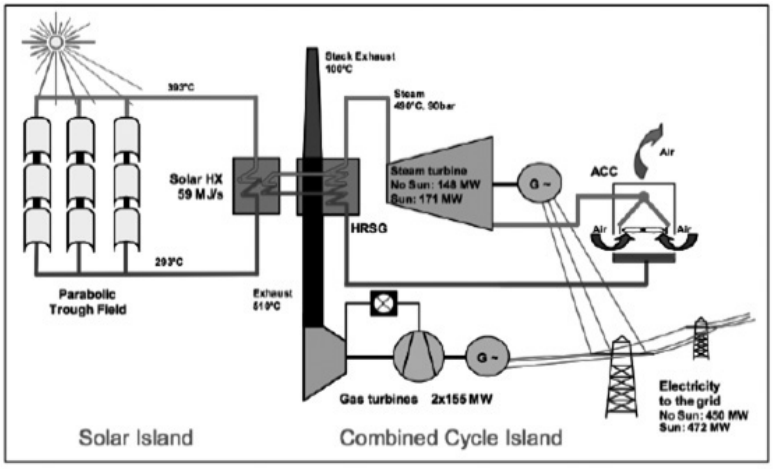
신재생에너지공급 의무화제도 확대 등에 따라 화력발전과 신재생에너지가 결합된 하이브리드형 모델이 중동 등 일부 지역을 중심으로 확대될 전망이다. 하이브리드형 모델은 가동시간이 짧은 신재생에너지 발전의 단점 보완, 전력생산량 증가로 경제성 제고 및 전력공급계통 부담을 감소시킨다. 신재생에너지의 비중이 10%를 초과할 경우 전력공급계통에 부담이 될 수 있으나 하이브리드형 모델로 부담을 완화시키며 가장 많이 추진되는 모델은 천연가스와 태양열을 결합한 Integrated Solar Combined Cycle(ISCC)으로 태양열과 가스로 터빈을 돌려 전기를 생산한다. GE는 터키에서 530MW급 천연가스-태양열(50MW)-풍력(22MW) 하이브리드 발전소 건설을 추진중으로, 가스발전에 태양열 발전이 접목되면서 발전효율은 약 61%에서 약 70%로 높아질 것으로 예상된다.

4. 해외진출 전략 제언

첫째, 석탄화력발전은 선진국에서 환경규제 강화 등으로 신증설이 둔화되고 아시아 등 개발도상국 지역에서 지속적인 고성장세가 예상된다. 대기오염의 심각성 등이 부각되면서 개발도상국에서도 환경규제가 강화되고 고효율 설비에 대한 수요가 확대될 것으

10) 블룸버그, General Electric Plans $1 Billion Investment in Nigerian Power(2013.1); AP통신, GE signs deal with Nigeria for power plants(2012.3).

[그림 9] ISCC 개요



자료: 업계 자료

로 예상되므로, 고효율 설비의 경쟁력 강화 및 관련 실적(track record) 확보가 필요하다. 이산화탄소 고배출 발전사업에 대한 금융지원의 규제 움직임이 미국을 중심으로 확대되고 있어 관련 국제사회의 동향 모니터링이 필요하다.

둘째, 가스발전은 석탄발전 · 원자력 발전의 대안으로 성장이 가속화됨에 따라 진출 지역 및 진출 전략 다각화가 필요하다. 주요 진출 지역인 중동, 인도, 아시아 외에 중남미, 아프리카 등으로 지역 다각화를 추진하여 국내 기업간 경쟁을 자제하고 수익성 제고가 필요하다. 가스발전은 터빈 등 핵심 기자재가 EPC 금액의 약 50%를 차지하므로 가스발전 사업성 제고를 위해서는 국내 기자재 회사의 기술 혁신이 필요하다.

셋째, 신흥국 진출시 빠른 시장 진입과 사업 확대를 위해서는 단독으로 진출하기 보다는 사업개발 능력을 보유한 일본상사, GDF Suez 등 글로벌 민자발전 사업자 또는 로컬 기업 등과의 협력이 필요하다. 발전소를 건설하기 위해서는 각종 인허가, 토지 수용, 주민 이주 등의 문제가 발생할 수 있으며, 시장의 이해도가 낮은 상황에서 미흡한 대처는 사업을 지연시켜 프로젝트의 수익성을 악화시킬 수 있다. 신흥국의 민자발전 사업 규모가 대형화되면서 사업 위험도 높아지고 자금조달 규모가 커짐에 따라, 파트너쉽을 통한 진출은 재원조달 가능성의 제고 및 사업 위험 완화가 가능하다. 아프리카는 미국이 "Power Africa" 프로그램을 통해 전력산업에 대한 적극적인 지원 의사를 표명하고 있으므로, 미국 기업 등과의 협력 가능성을 모색하는 것이 필요하다.

넷째, 그린필드 프로젝트 외에도 자산인수 및 포트폴리오 운영을 통해 가치 제고방안을 모색해야 한다. 자산인수는 복잡한 인허가 절차를 필요로 하지 않는 경우가 많으므로, 외국기업의 민영화 참여를 허용하

는 국가의 자산 매각에 참여하여 단기간에 시장기반을 구축하는 것이 가능하다. 최근 중국기업들이 유럽 기업의 지분 매입을 통해 브라질 등 신흥국 진출을 추진하는 점은 우리에게 시사하는 바가 크다.

참고문헌

〈국내 문헌〉

이미혜, 석탄발전 시장 동향 및 시사점, 한국수출입은행, 2014

_____, 가스발전 시장 현황 및 전망, 한국수출입은행, 2013

_____, 세계 전력시장 주요 참여자 및 경쟁력 분석, 한국수출입은행, 2014

_____, 중장기 전력시장 전망, 한국수출입은행, 2013

강송철, 미국 Clean Power Plan과 신재생, 그리고 OCI, 한국투자증권, 2014.6

〈외국 문헌〉

Business Monitor International, Nigeria Power Report Q3 2013, 2013.6

_____, Mexico Power Report Q3 2013, 2013.4

Global CCS Institute, The Global Status of CCS, 2014

IEA, World Energy Outlook, 2013

___, Southeast Asia Energy Outlook, 2013

___, Electricity Infomation, 2011