



황대운 / 87105571@kepc.co.kr

해외 민자발전 플랜트 운영사업의 전력구매 계약에서 리스크 저감에 대한 연구

한양대학교 플랜트엔지니어링 석사
(현)한국전력공사 과장

1. 서론

최근 정부는 공기업 등의 해외사업 촉진에 관한 규정을 제정하여 에너지·자원 개발 사업을 추진하는 공기업 등에 해외사업 경영의 자율성과 탄력성을 부여함으로써 해외사업을 촉진하고 경쟁력을 높이고자 인력·조직 운영의 자율성, 특정한 해외사업에 대한 정보 수집, 계약 협상 및 체결 등을 위하여 에이전트 고용 가능, 해외사업 관리·감독 업무의 탄력적 운영 등 적극적인 해외사업 추진 환경을 조성하고 있다. 또한, 90년 이후 국내뿐만 아니라 해외에서 전력산업의 개방화가 촉진되고 있고, 신흥개발국가의 전력산업이 뚜렷한 상승세를 유지하고 있어 해외 민자발전사업이 활기를 띠고 있다.

본 연구에서는 해외 민자발전사업 추진 중 전력구매 계약할 때에 발생하는 리스크의 종류를 분석하고 리스크의 종류를 나열하였다. 특히 전력수요변동에서 발생하는 설비의 성능저하 및 잦은 부하변동에 설비의 신뢰성 저하 요소를 전력구매 계약에 반영하여 해외 민자발전 사업수익을 보상받음은 물론 해당 국가의 민자발전사업에서의 안정적인 전력공급에 긍정적 역할을 수행하는 이미지 효과를 거둘 수 있다.

본 연구는 해외 민자발전사업에서 전력수요 변동에 따라 발생하는 설비의 성능 및 신뢰성 저하가 사업의 수익성에 미치는 영향과 전력구매계약에서 고려되어야 할 리스크 요소를 중심으로 연구하였다.

2. 해외민자발전사업의 진출배경

2.1 전력산업의 민영화, 시장개방으로 민자발전사업 활성화

전력시장의 민영화, 시장개방 및 경제개발 붐으로 민자발전사업이 활성화 되고 있으며 특히, 전력난을 겪는 중동과 아시아 국가들이 추진하는 민자발전사업에 국내기업들의 신 수익원으로 떠오르고 있다. IPP는 민자발전소를 새로이 건설하거나 운영 중인 설비를 인수해 해당 국가의 전력공사에 전력을 판매하는 사업으로, 사업을 선정 개발하여 발전소를 건설하고 설계, 구매, 시공 한 후 일정기간 관리 운영을 해주는 사업, 발전소 소유 회사를 인수·합병하여 운영하는 사업 모두 IPP에 속하며 최근 주요기업의 해외민자발전사업 참여현황을 보면 표 1과 같다.

해외 민자발전사업은 국내업계에선 두산중공업과 한국전력이 활발한 수주활동을 벌이고 있으며 두산중공업은 EPC분야에서 국내의 건설 및 주기 납품 경험을 가지고 해외수주에 두각을 나타내고 있고, 한국전력은 기존 운영설비의 인수·합병(M&A)을 추진하며, 신규 민자발전사업은 자원개발과 연계하여 수주활동을 올리고 있다.

대우인터내셔널은 90년대 이미 해외사업 분야에 많은 개발 경험을 바탕으로 베트남과 아제르바이잔, 인도네시아, 몽골, 카자흐스탄 등에서 적극적인 프로젝트 선정 작업을 시행하고 있다. 또한 대우가 주축이 된 한국전소시업은 2007년 2



월 마다가스카르 암바토비 니켈광산 개발 사업의 1단계로 1억 8000만 달러 열병합발전소를 수주했으며, 남태평양 파푸아뉴기니의 화력발전소(25MW급)를 직접 운영, 연평균 700만 달러를 벌어들이고 있다.

두산중공업은 2007년에 발전소 건설 수주에 40억 달러의 실적을 올렸으며, 인도 문드라 석탄화력발전소(12억 2000만 달러)와 아랍에미리트연합(UAE) 제벨알리 M 복합화력발전소(11억 4000만 달러) 등 1조원이 넘는 대형 프로젝트를 두 곳이나 추진하고 있으며, 최근의 프로젝트가 대형화 되면서 고부가가의 발전사업에 집중하기 위해 국내외 유명 엔지니어와 최고기술책임자(CTO) 영입은 물론 영국의 미쓰이 밥콕(현 두산밥콕)을 인수해 원천기술 확보와 민영화를 추진하는 해외사업에 적극적이다.

한국전력은 세계 최상의 설비운영 능력과 안정적인 회사 브랜드 이미지를 바탕으로 러시아 전

력공사와 협력의향을 맺고 러시아 발전시장 진출을 추진하고 있으며 사업형태와 진출지역 다각화를 통해 2015년까지 1만MW급 발전설비를 갖춰 매출 3조 8000억원(총매출의 8.6%)을 올린다는 계획이다.

또한 한국전력은 신규원전 건설을 추진하는 터키와 중국, 남아공에서의 원전건설 사업에 관심을 갖고 있으며, 95년 필리핀 말라야 일리한 사업의 경험을 바탕으로 미국과 아프리카 중국시장 뿐만 아니라 유럽으로 사업진출을 넓혀나가고 있다.

2.2 국내전력시장의 성장한계극복을 위한 해외 시장 개척

국내전력시장은 표 2에서 나타낸 것과 같이 2007년까지 3.9%의 증가를 하였으나, 2020년에는 전력산업이 0.3%의 낮은 증가가 예상되어 국내 전력산업의 성장한계가 있다. 또한 국내의 건설 산업의 성장률 또한 2005 ~ 2014년까지 잠재 성장

<표 1> 최근 주요기업의 해외민자발전사업 참여현황

업체명	계약시기	국가/발전소	사업규모
한국전력	2005.5(착공)	필리핀 /세부화력발전소	3억 3천만 달러
	2002.6(생산)	필리핀/일리한 복합화력발전소	3억 3천만 달러
	1995.9(인수)	필리핀/말라야 석유화력발전소	3억 3천만 달러
대우 인터내셔널 주축권소사업	2007.2	마다가스카르/암바토비 열병합발전소	1억 8천만 달러
	1991.1(생산)	파푸아뉴기니/화력발전소	52백만 달러
두산중공업	2007.9	인도네시아/찌레본 석탄화력발전소	5억 4천만 달러
	2007.5	인도/문드라 석탄화력 발전소	12억2천만 달러
	2007.5	UAE/제벨알리 M2복합화력발전소	5억달러
	2007.3	UAE/제벨알리 M복합화력발전	11억 4천만 달러
	2007.2	요르단/암만 이스트 복합화력발전소	2억8백만 달러
	2007.2	파키스탄/다하르키 복합화력발전소	1억 7천만 달러
	2007.1	태국/글로우 CFB 화력발전소	1억 7천만 달러

<표 2> 국내 전력계통의 최대전력과 연평균 증가율

년 도	2007	2015	2020
최대전력(만kW)	6,665	8,679	8,815
연평균 증가율(%)	3.9	2.4	0.3



률인 4.5%에도 못 미치는 2.5%의 전망에 그칠 것으로 예상된다. 이와 같이 전력산업과 건설 산업의 성장한계는 새로운 시장이 필요하게 되었으며, 이에 따라 해외시장 개척이 요구되는 시기이다.

과거의 해외발전사업은 단순한 건설이나 설계 등 단순 공정에서 시작하여 현재는 사업개발, 설계 및 시공에서 시운전을 거쳐 운영까지 전 분야에 걸쳐 시행하는 BOT(Build-Operate-Transfer) 사업 형태가 주를 이루며, 발주금액 단위로 대규모화 되어 있어 각 시행단계에서 국내의 전문 인력의 양성이 시급히 요구되며, 최근 에너지 공기업의 해외사업 활성화 방안에 대한 논의는 국내의 성장한계에 놓인 전력산업과 건설 산업의 새로운 활로모색을 위해 절실하다.

현재 해외사업 확대에서 시급히 요구되는 것은 전문기술을 갖춘 인력이 필요한 사항으로 글로벌 마인드와 해외전문 능력을 갖춘 인력양성이 필요하다. 국내의 경우 전력산업 구조개편으로 발전회사가 한국전력의 자회사로 기술적부분의 전문 인력을 갖추고 있고, 해외 플랜트 파이낸싱을 위한 브랜드는 한국전력이 갖추어 재무금융과 기술적인 전문분야를 동시에 갖출 수 있어 해외사업에서 경쟁력을 갖고 있으며, 주기기의 설계 및 제작 등에 대한 기술적인 한계를 극복하기 위해 해외의 우수 설계제작 엔지니어링 회사와의 인수합병 등으로 원천기술 확보가 시급하며, 필요에 따라서 민자발전사업별로 컨소시엄을 형성하여 추진하는 방법도 현 시점에서는 요구된다. 국내의 전력 시장은 단일 계통망으로 구성되어 전력의 잉여생산과 부족생산의 해소 및 국내의 설비에 의존하는 단일계통으로 국내시장의 한계를 극복하기 위해서는 주변 국가들과 전력네트워크를 구성하는 해외사업의 추진도 필요하다.

2.3 축적된 운영기술, 설계기술, 브랜드 상품화로 수익창출

한국의 전력기술은 세계적인 수준인 만큼 해외

에서도 충분한 경쟁력을 확보할 수 있다는 단계에 와있다. 이는 원전설비(총20호기)중 90년대 이후에만 11개 호기를 준공하였으며, 2007년 “뉴클리오니스 위크”지에 따르면 원전 이용률이 89.3%로 미국에 이어 세계 2위의 기술력을 갖추고 있으며, 석탄화력의 경우 500MW 한국형 표준석탄 화력발전과 800MW 초초임계압 발전소 등 발전설비 용량이 65,541MW로 세계 12위의 설비를 갖추고 있고, 터빈 주기기를 제외한 모든 발전설비를 국내에서 생산 및 설계할 수 있는 기술을 확보하고 있다.

발전플랜트 설계기술 면에서 최근 해외 민자발전 사업에 참여하여 일부국가에서 성공적인 사업자의 위치를 확고히 차지하고 있으며, 이러한 기업의 이미지를 활용하여 추가 발전사업의 수주에도 유리한 위치에서 수주경쟁을 벌이고 있다. 또한, 설비의 운영 면에서도 송배전 손실률은 4.5%로 일본(5.2%)에 보다 높은 2위 수준이며 기타 프랑스 및 영국 등 선진국에 비해서는 2 ~ 5%p 적은 수치이고 호당 정전시간은 19분으로 미국에 비해서는 10분의 1수준으로 최정상급의 운영기술을 갖추고 있다. 또한 브랜드 면에서도 국가의 신용도와 무보증사채 신용등급을 AAA/안정적으로 평가(한국 신용평가, 2008. 3월)되어 한국의 전력회사가 해외사업 추진 시 회사 브랜드 및 이미지를 최대한 활용하여 프로젝트 파이낸싱을 시행하는 효과를 가져와 기업의 해외투자 자금의 조달방법, 차입금 규모 및 상환조건 등에서 상당히 유리한 조건으로 파이낸싱을 시행하여 사업과정에서 금융비용을 점감함은 물론 사업진행에서 재무적 리스크도 줄일 수 있어 경쟁사 보다 수주에서 유리한 점이 많다. 최근 국내의 중공업회사가 원전 제어설비의 핵심 요소인 MMIS(Man Machine Interface System) 국산화 하는 독자적인 기술을 확보하게 되었으며, 한국전력 기술(주)은 해외 설계·감리용역 수행을 계속적으로 수주하여 국내 기업의 해외 발전플랜트 설계기술능력을 입증하고 있다.



2.4 신흥개발국가 전력산업의 붐, 국내 에너지 자주개발을 향상

세계 전력시장은 신흥개발국가에서 전력산업의 붐을 일으켜 에너지개발에 해당 국가의 역점사업으로 정부와 기업에서 투자유치 및 수주경쟁에 나서고 있다. 신흥시장의 에너지 수요는 표 3에서 보여주는 것과 같이 향후 2020년까지 3 ~ 5% 까지 지속적인 성장을 예측하고 있다.

국내의 에너지 자주개발율이 4%에 머물고 있고 97%의 에너지를 해외에서 수입으로 의존하고 있는 국내의 현실을 감안하면 에너지 자주개발율을 높이기 위해 해외사업 참여가 필수적이다. 최근 한국전력이 자원개발과 연계한 민자발전사업은 국가 에너지 자주개발율을 향상 시키면서 국내의 운영기술과 설계기술 및 기업 브랜드 제고에 좋은 사례이다. 나이지리아, 남아프리카 공화국 및 중국 등과 중앙아시아 남미 지역의 에너지 개발이 동유럽으로 까지 확대되고 있으며, 고유가, 온실가스 문제로 대용량 원자력 발전에 대한 수요 증가가 예상되며, 최근까지 지속적으로 원자력 설

비를 확충하고 있어 한국전력이 원전 해외개발사업에 유리한 위치에 있다.

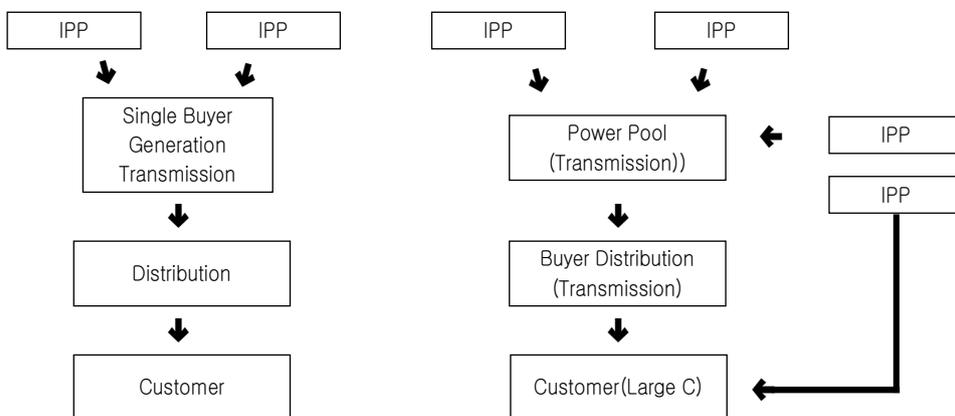
3. 해외 민자발전사업의 개요

3.1 민자발전사업의 개요

해외에서 민자발전사업은 기존 전력회사의 지분 참여, 건설 후 20 ~ 30년간 장기 운영 후 발주자에게 넘겨주는 BOT 민자발전사업, 건설 및 시운전 완료 후 발주자에게 넘겨주는 turn-key 건설 등 다양한 유형의 민자발전사업이 있으며, 최근의 추세는 지분 참여에 의한 자원 확보와 장기간에 걸쳐 운영 후 투자비를 회수하는 BOT사업이 주류를 이루고 있다. BOT사업에는 그림 1에서 보는 바와 같이 투자비의 회수 방법에 따라서 공개된 전력시장거래에서 형성된 전력구매가격과 전력거래량으로 전력거래를 통하여 직접 회수하는 방법, 전력판매회사 또는 해당국가의 전력공사와 전력구매계약(PPA)을 체결하여 계약된 약정에 의하여 투자비를 회수하는 방법 등 크게 두 가지

<표 3> Non-OECD 국가의 예상전력증가

년 도	2004	2010	2015	2020
전력량(백만kWh)	6,969	9,069	11,169	13,200



[그림 1] 민자발전사업의 전력구매계약 방법



로 용약된다.

최근의 한국전력에서 추진된 대부분의 해외 민자발전사업은 전력구매계약(PPA)을 체결하여 계약된 약정에 의하여 투자비를 회수하는 방법으로 추진되고 있으며, 전력구매계약에 의해 판매자와 직접계약을 체결함으로써 전력시장에 의한 투자비 회수방법 보다 위험요인을 낮출 수 있으며, 전력구매계약의 중요성이 점차 부각되고 있다.

전력구매계약은 사업초기부터 검토가 이루어지며, 수주 목표 플랜트가 정해지고, 입찰 자료를 통하여 관련 자료를 입수하면 우선 협상대상자 선정 전에 전력구매계약에 대한 합리적인 구매요금 구조, 리스크 경감 방안, 전력수요 패턴분석 등 리스크 및 사업성 분석을 완료하여 전력구매 계약 전략을 수립한다. 전력구매계약에는 총원가의 산정 및 구매단가 책정, 해당국가의 전기사업에 대한 거래 형태, 민간발전회사의 전력계통 운용방식, 전력수급의 현황 등이 포함되어 검토가 이루어진다. 응찰과 우선 협상대상자 선정, 전력구매 계약을 검토 분석을 통하여 최종 전력구매 계약서를 작성하여 협상 등 계약방법에 따라 계약을 체결한 후 사업을 시행하게 된다.

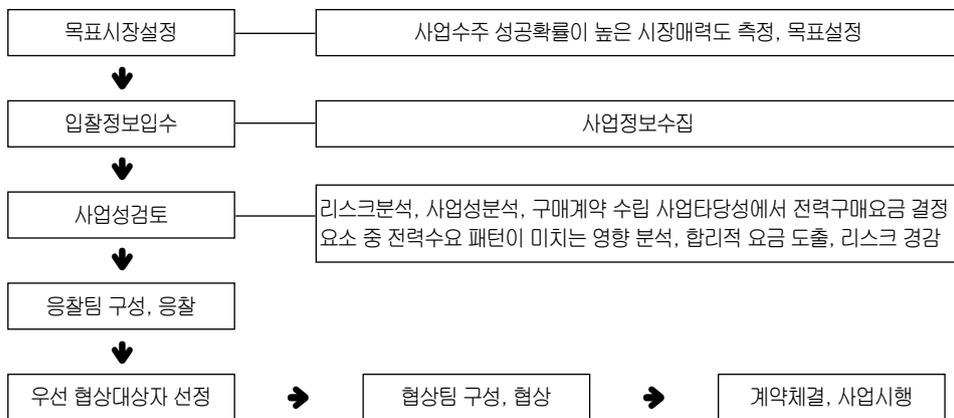
민자발전사업 시행은 계약체결 설계 시공 준공 후 운영까지 장기간에 걸쳐서 이루어지는 사업으

로 해당 국가에 대한 정보와 자료의 신뢰성 정도에 따라서 수익성에 많은 변화를 가져온다. 예측 자료에 의해 사업을 추진함으로써 발생하는 리스크를 가급적 계량화를 통하여 전력구매계약에 반영함으로써 사업리스크를 줄이고 수익성을 보장받을 수 있는 효과가 있다. 비계량 리스크가 많은 경우는 리스크를 위험 프리미엄으로 반영하여야 하는데 이 경우 사업의 수주에 불리한 요인으로 작용하게 됨으로 리스크를 최대한 계량화가 필요하며, 이를 위한 전문 인력과 운용하는 인력양성이 해외사업에는 필수적으로 요구되게 된다.

그림 2는 민자발전사업 목표시장의 설정에서부터 계약 후 사업의 추진까지의 민자발전 사업개요를 단계적으로 보여주며, 각 단계별 주요 내용을 간략히 요약하여 서술하였다.

3.2 전력산업의 특징

전력은 현재의 기술력으로 저장용량에 한계가 있어 대용량 저장시설을 갖추지 못하고 있어 수요와 공급이 정확히 일치해야 하는 전력수급의 특수성으로 인하여 수요에 따라서 공급되는 전력량을 조절하거나, 공급력이 부족한 경우는 전력사용량(전력수요)을 줄여서 제한적으로 전력을 공급하게 되므로 투자 대상국의 전력수요 패턴을



[그림 2] 민자발전사업 추진단계별 주요내용



장기적인 관점에서 이해하고 접근하는 것이 필요하며, 이에 따라 설비의 운영형태를 다양하게 함으로써 투자대비 수익률이 크게 달라질 수 있어서 전력구매계약이 더욱 강조된다.

또한 전력은 필수 공공재로서 해당 국가의 경제 활동에 많은 영향을 미치게 되어 민자발전사업에서도 정부의 가격규제를 많이 받고 있고, 전력구매 시장운영의 사업에 따라서 해당 국가의 시장 운영방법 및 모델을 이해하여야 하며, 대규모 투자·장치산업으로 이동이 제한적이고 설비의 운영기간이 장기간으로 투자비 회수에 많은 리스크가 있을 수 있으며, 운영부분에서도 운전, 제어, 금융, 재무 등 다양한 전문성이 필요하여, 이러한 투자금융 설비운용 등을 조합하여 융합하는 조정자의 역할도 강조된다.

3.3 민자발전의 필요성

최근의 민자발전사업은 신흥개발국가의 전력인프라 경제개발 활성화, 사회간접시설의 부족해소, 대규모 국책사업의 민간회사 참여 흐름에 따라 전력인프라 사업이 붐을 이루고 있으며, 개발 국가의 경우는 정부의 산업 인프라 개발예산이 부족하여 전력산업을 민자건설로 산업자본을 유치하여 건설하고 있으며, 전력수요의 증가에 따라 발전시설의 신속한 확충에 소요되는 투자자본의 필요성은 중동 산유국의 오일머니와 사모펀드(Private funds)에 투자기회를 제공하고 있고, 판매자의 입장에서는 급격한 수요변동에 의한 구매가격의 적정선을 조절하기 위하여 일정부분의 전력설비를 갖고서 공급의 신뢰성과 수요 및 가격의 조정기능을 갖추기 위해서 민자발전사업자로 참여를 유도하고 있다.

에너지는 산업 활동을 위해서 반드시 필요한 생산요소일 뿐만 아니라 해당 국민들이 생활을 영위하기 위한 필수적인 소비재이기 때문에 에너지가 국민경제에서 차지하는 비중은 매우 크다고 하겠다. 일반적으로 생산요소의 가격변동은 최종

소비재를 생산하기 위한 비용증가를 초래함으로써 최종 소비재의 가격을 변동시키는 형태로 소비재 가격에 전가되게 된다. 그러나 에너지 가격의 변동은 생산요소로서의 가격변동에 의한 일반 소비재 가격의 변동뿐만 아니라 소비재로서의 에너지 가격변동 효과까지 동시에 발생시키기 때문에 국민경제에 주는 파급효과가 다른 재화에 비해 크게 나타난다. 따라서 판매사업자의 입장에서는 판매가격이 경쟁력을 갖추어 전력서비스를 제공하기 위해 판매과정에서의 비용절감만으로는 타사와 경쟁력에서 한계를 갖게 된다. 일정 부분의 전력공급(전력생산량) 및 조절량 또는 발전회사의 지분을 갖게 됨으로써 판매가격의 경쟁력 유지가 가능하며, 외부환경변화로 인한 판매부분의 리스크를 발전분야에서 회피하는 요인으로 활용될 수 있어, 해외 민자발전사업이 전 세계적으로 확대되고 있는 추세이다.

3.4 해외 민자발전사업의 전력구매계약 개요

해외 민자발전사업에서의 투자비는 장기간 전력의 판매수익으로 회수하게 되는데 투자비는 발전소 설계 시공, 자재구매 등의 비용으로 미리 집행하게 되고 회수가 요구되는 투자비는 이미 정해지게 되어 회수기간과 전력구매요금에 맞춰서 회수를 하는데 회수기간이 단축되면 전력구매 요금수준이 높고, 회수기간이 장기화 되면 요금수준은 낮게 된다. 현재의 민자발전사업에서는 운영수익회수는 기간조정 보다는 요금 수준의 조정으로 투자비 회수하는 추세이며, 사업기간 또는 판매가는 해당 국가에서 정하게 된다. 따라서 전력구매 요금수준은 투자비 회수측면 외에도 입찰(협상) 가격의 의미를 갖게 되며 민자발전사업에서의 전력구매 계약 자체가 수주에 많은 영향을 미치게 된다. 전력구매결정은 그림 3과 같은 단계로 이루어진다.

전력판매사업자 또는 해당 국가의 전력공사에서 제의한 민자발전사업 제의 요청서에 제시된 전력



설비의 운영 형태, 전력설비 설치 위치에 따른 공사의 규모와 건설 환경, 설비의 용량과 설비의 규격 등 제의요청서에 내용을 검토하여 제의요금을 계산한다. 또한, 수요패턴, 설비운영형태 등은 장기간에 걸친 예측자료를 활용함으로써 정보원의 신뢰가 요구되며, 다양한 정보를 분석하여 최적의 예측자료를 만드는 능력이 요구되고 정보의 오류에 따른 불확실성을 계량화하는 단계도 필요하다.

제의요금은 총공사비에 소요되는 금액을 산정하여 연도별로 소요되는 연료비와 수입 등을 고려하여 정하게 된다. 제의요금을 정하는 과정에서 계량화하여 반영되는 비용과 계량이 불가능하여 리스크 프리미엄으로 반영되어야 하는 부분을 구분하여 사업자 선정협의 시 협상의 자료로 활용한다. 제의요금이 확정되면 응찰을 통하여 선정된 발전사업자가 요금지급구조를 정하여 전력구매계약을 체결하며, 전력설비 준공 후 설비가 운영되면 체결된 요금구조에 따라서 약정된 요금을 지급받으며 전력구매요금은 물가지수, 환율 및 금리 변동 등 대외변수를 반영하여 지급받는다.

전력구매요금은 용량요금과 에너지요금으로 구성되며, 이 두 요소의 합으로 산정된다. 용량요금

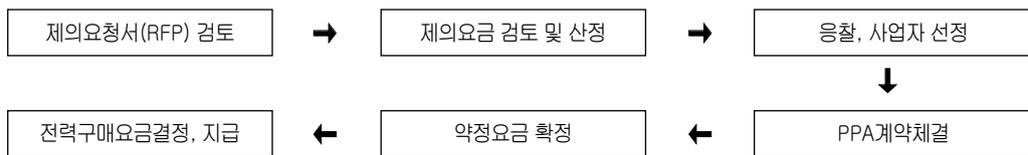
은 투자비에 대한 수익보장을 위한 비용이며, 에너지요금은 설비운영에 직접 사용되어 발생하는 비용으로 표 4은 용량요금과 에너지요금에 대한 의미, 구성항목 및 요금조정내용을 요약하였다.

변동비는 비용 주기(한달) 동안 발전량이 변함에 따라 변동하는 비용을 의미하여, 통계적 증명결과 연료비가 발전량 변동과 10% 수준에서 유의적 관계를 보일 경우 변동비로 간주하고, 대표적인 변동비인 연료비는 발전량과 통계적인 유의성을 보인다.

3.5 해외 민자발전사업에서 리스크 요인 고찰

표 5는 해외 플랜트 사업추진에 일반적으로 발생하는 리스크 요인과 내용을 나타내며, 금번 논문과 관련된 리스크 요인은 전력구매계약에서 발생할 수 있는 시장위험과 운영위험에 관하여 논의하였다.

민자발전사업 전력시장은 장기간, 대형프로젝트, 수요공급의 일치성 등 여러 가지 특수성을 갖고 있어 사업추진에서 리스크 요인이 많으며, 이에 따른 수익성에 많은 차이를 가져온다. 20 ~ 30년간의 해당 국가의 전력수요를 과거 전력수요



[그림 3] 전력구매 계약단계

<표 4> 전력 구매요금 구성내용

항 목	용량요금(고정비)	에너지요금(변동비)
의 미	발전설비의 보증 정격용량을 발전 가능한 상태로 설비용량에 따라 지급	전기생산량에 따라서 발생하는 연료비 등을 지급
구성내용	자본비용과 채무상환, 세금과 전력생산에 좌우되지 않는 자재비 인건비 등	연료비, 예비부품, 화학물, 소모품 등과 같이 전기 생산량과 운전시간의 경과 등에 따라서 변동하는 운전 유지비
요금조정	<ul style="list-style-type: none"> • 5% 이상의 연료비 변동 • PPA계약체결 이후 법률개정, 환경변화 요구사항 적용 	



패턴을 분석하여 예측된 자료를 활용하여 전력수요를 선정한다. 선정된 전력수요와 해당 국가의 전력요금패턴에 맞는 설비규모를 계획하게 된다. 전력수요에 맞는 설비 규모, 설비종류, 연료구입 장기 수급계약 등이 전력수요 예측자료를 활용하게 되므로 해외사업의 사업성을 확보 및 적정규모의 설비 투자, 전력계통 안정 측면에서 예측자료의 신뢰성 확보와 경제전망에 따른 정확한 전력수요 예측이 요구된다.

전력수요의 예측을 위해서는 우선 과거의 전력수요의 패턴을 우선 분석하여 경제성장전망과 비교한 예측이 필요하다. 해당 국가에서 제시한 예측자료를 활용함에 있어 예측을 위한 전제조건 및 가정이 잘못되어 수요예측이 왜곡될 수 있으므로 전제조건과 가정에 대해서도 검토가 있어야 한다.

전력수요의 양(Volume)적인 측면에서 전력 네트워크(송전계통)가 주변국가와 연계되어 잉여전력의 판매가능여부도 참고한다. 또한 수요의 질(Quality)적인 측면에서 일별 계절별 전력수요의 패턴을 분석하여 발전설비의 운용방식과 이에 따른 설비형태를 결정한다. 일별 부하변동이 심한

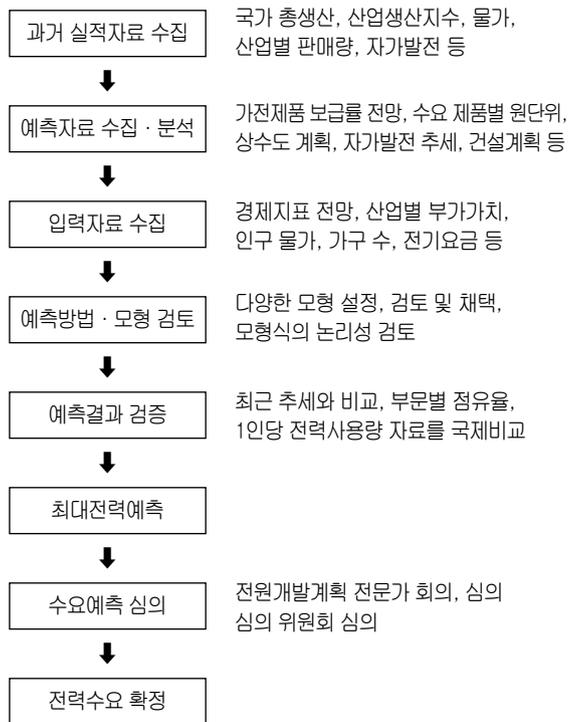
투자처에는 설비의 기동성과 수요변화에 대응할 신속성이 요구되며, 이에 따라 복합화력설비의 비중이 커지며 기동비와 주파수 변동에 따른 전력계통의 안정적인 서비스 제공의 보상에 대한 검토의 비중이 높아진다.

부하변동이 낮고 전력계통규모가 큰 경우는 연료비 등 변동비 낮은 대용량 석탄화력, 원자력 발전설비가 검토된다. 저장이 불가능한 전력을 효과적으로 공급하기 위해 시간대별, 일별, 월별 및 계약종별변화(산업구조변화, 가구 수 변화), 국지적인 부하의 변화에 많은 관심이 요구되고 이에 따라 설비 이용률 및 전기 판매량에 영향을 미쳐 사업의 수익성의 변화를 동반하게 된다. 그림 4는 수요예측 작성 절차 및 고려사항에 대한 일반적인 검토 자료이다.

진출지역의 수요특성 파악, 수요예측 분석 결과에 따라 설비 규모와 종류, 운전형태를 결정하여

<표 5> 해외사업의 리스크 요인

위험	위험의 내용
정치적위험	전쟁, 내란, 폭동, 물수, 국유화 외환통제, 법률의 변경 정부의 계약위반
불가항력위험	지진, 홍수, 폭설 등 자연재해
공사완공위험	공기 초과, 공사비 초과 또는 플랜트 성능 미달
사업주 신용위험	사업주의 출자금 납입불능, 계약이행 불능
원재료 공급위험	원재료 확보 불능 또는 가격 상승
시장위험	전력수요 감소 경쟁심화로 인한 시장점유율 감소 시장가격 하락생산물 시장가격 하락
경제적위험	환율, 이자율 및 물가수준의 변동
환경위험	대기, 하천, 해상 오염 또는 생태계 변화
인프라위험	전력, 용수, 철도, 항만 사용 불가
운영위험	기술의 안정성, 원가경쟁력 및 운영효율의 저하



[그림 4] 전력수요 예측 및 고려사항



설비준공 후 운영하게 된다. 일일 부하곡선의 변화로 설비의 기동정지가 빈번하게 발생되며 설비의 운영형태가 변경되게 됨으로써 사업의 수익성에 영향을 주게 된다. 특히, 설비의 잦은 기동정지는 설비의 정비요인 증가와 수명의 단축을 초래하게 되며, 기동정지에 발생하는 비용의 증가가 있고, 설비운영 형태가 부하율의 변화를 가져오면 설비의 최적 효율점에서 벗어나서 운전되므로 설비의 열적 평행이 이동하게 되고 열효율이 저하되어 연료비가 증가된다. 설비의 효율적 운영측면에서 100% 부하에서 운전이 유리하나 전력계통에 연계되어 운전되는 설비는 10 ~ 15%의 적절한 예비율을 유지함이 요구되므로 80 ~ 85% 부하범위에서 운영이 최적점이다. 이 범위는 첨두·중간 부하를 담당하는 설비의 경우를 나타내며, 계통이 안정되고 기저부하 설비로 운전되는 설비는 95%의 범위가 최적의 설비운영에 유리하다.

외부 요인에는 환경적 요인(공해)과 원자재 가격상승, 새로운 에너지원단가 비교에서 수익성 약화 등이 있다. 세계적으로 점차 강화되는 환경규제에 부합하기 위해서는 해당 국가의 환경규제를 강화하게 되며, 이에 따라 민자발전 사업자는 환경규제에 맞추기 위하여 설비를 개선하거나, 추가 설비를 제공해야 하는 가격상승 요인이 현 설비의 운용 경쟁력을 악화시키게 된다. 최근 유가상승으로 연료전지와 태양광 풍력발전 업체의 기업 가치가 상승하고 있으며, 기술의 진보는 신·재생 에너지의 생산원가를 계속적으로 감소시킬 것으로 예측된다. 또한 소비자의 전력설비의 품질에 대한 기대요구가 다양화하면서 국익적 차원의 집단행동이 보이며 일시적인 전기사용 거부, 집단적 정전 등이 발생할 경우 발전된 전력량을 일시에 줄여야 하고 다시 일시에 회복해야 하는 부하변동을 발전사업자가 부담하게 되어 민자발전사업자의 피해가 발생하게 된다.

최근 고객의 요구는 환경에 많은 관심을 높이고 있어 환경적 문제에서의 집단적, 일시적 정기사용

의 거부를 나타낼 수 있다. 이러한 현상은 정보통신의 발달로 소비자의 불만표시의 형태에서 종종 나타나며, 특히 국제적인 문제의 경우는 국익적 차원 자주적인 차원에서 발생빈도가 높아지는 추세이다. 아울러 발전설비와 연결되는 송전선로의 건설의 역량을 고려해야 한다. 발전사업의 위치는 기존에 형성된 도시로부터 멀리 떨어진 곳에 위치하는 경우가 많아 전력을 수송하는 송전설비가 함께 건설되며, 이 경우 송전설비의 건설 지연 등으로 발전설비의 운영에 제약을 받게 된다. 준공 후 발전설비 운영의 제한, 투자비 회수지연, 설비 유지비의 단가 증가, 설비보존비 증가 등의 결과로 이어져 민자발전 사업자의 비용부담을 가중시킨다.

해외민자 발전사업 추진단계는 크게 사업 준비 단계, 착수단계, 계약단계, 운영단계로 분류된다. 준비단계는 투자예상 프로젝트에 대한 사업성 여부를 조사하는 단계로서 해당 국가의 경제상황, 투자규제, 민자발전사의 발전설비의 운영형태 등의 정보자료 수집과 수집된 개략적인 자료를 가지고 착수 전에 예상되는 리스크를 전반적으로 분석하는 단계이다. 현장 정보원이나 사업제의를 등을 토대로 하여 리스크의 관리가능 여부의 판단이 필요하다. 착수단계는 목표로 선정된 프로젝트가 개략적인 사업성이 있는 것으로 판명되어 사업을 추진하는 단계로 준비단계에서 분석된 자료를 좀 더 세분화하여 리스크를 분석한다. 이 과정에서 리스크가 관리가능한지 여부와 계량화할 수 있는지 여부가 분석되어야 하며, 관리가 불가능한 리스크가 있는 경우 해당 국가의 보증으로 회피 가능여부, 사업의 계속 추진여부 및 리스크 프리미엄으로의 계상이 검토되어야 한다. 리스크 분석 중에서 가장 시간이 많이 요구되는 단계로서 분석된 리스크 항목에 대하여 평가를 한다.

사업 활동에서 예측에 대한 불확실성과 변화는 항상 존재하며, 이러한 변화와 불확실성을 노출시켜 최대한 회피함으로써 리스크를 줄이고 신뢰성



을 확보할 수 있다. 따라서 사업추진에서 단위 발생 가능 변수를 세분화하여 각 세분화된 변수에서의 불확실성을 노출시키는 과정이 필요하다.

계약단계에는 평가된 리스크와 계량화되지 않고 관리가 가능하지 않는 리스크를 분류하여 사업성의 불확실성과 사업의 추진에서 얻어지는 투자이익률과의 관계를 분석하여 관리가 불가능한 리스크로 인한 사업의 불확실성을 해당 국가와 협의하여 리스크를 완화하거나, 리스크를 프리이엄으로 계상하여 계약한다. 통제 관리되지 않는 리스크는 계약 후 민자발전사업자의 부담이 되므로 투자대상국, 프로젝트의 특수성에 맞게 새로운 리스크 발견 및 측정, 정보자료의 수집과 평가자의 객관적 모형 및 방법 수립으로 평가되지 않는 리스크를 최소화하여야 한다.

4. 해외민자발전의 전력구매계약 사례

4.1 해외 민자발전사업의 사례

민자발전사업의 전력구매계약 시 용량요금, 에너지요금(전력량요금)의 단가 산정이 사업 전체에 미치는 영향은 크며, 사업수익성 및 수주의 경쟁력과 직결되는 중요 요소이다.

표 6은 해외 민자발전 사업 추진 시 전력구매계약 내용과 용량요금, 에너지요금 및 요금조정에

관한 내용을 요약한 자료이다. 이 표에서 보여주는 것과 같이 사업계약기간은 20 ~ 30년으로 장기간에 걸쳐 사업이 이루어지는 것이 일반적이며 용량요금은 투자비에 대한 자본비용의 회수에 중점으로 두고 산정되며, 에너지 요금은 발전설비의 운전에 따라서 생산되는 전력량의 변화와 연계되는 비용으로 산정이 되고 있다.

중국 무척사업의 경우는 에너지 요금을 특별히 구분하지 않고 동일지역, 동일계통에 접속된 유사발전소를 모델로 하여 구매요금단가를 정하였으며 지역난방을 위한 열량을 공급한 경우는 별도의 열량단가를 산정하여 전력구매계약을 운영하고 있다. 요금 조정은 물가지수 및 5% 이상의 연료단가 변동에 대하여 이루어지며, 해당 국가의 관련 법률개정 및 연료소모량에 대해서도 일부 계약에 반영된 사례가 있다.

4.2 국내 민자발전사업의 사례

국내 민자발전사업은 표 7에서 나타난 것과 같이 포스코파워, LG에너지, GS파워, 메이야올촌 4개 화력발전소를 운영하는 민자발전사업자가 있으며, 수자원공사에서 댐에서 수력으로 발전되는 전력을 한국전력에서 구매하고 있다. 국내민자발전 사업은 20년 내외의 장기간에 걸쳐 시행되고 전력구매요금 결정방식은 용량요금과 전력량 요

<표 6> 해외민자발전 전력구매계약 내용요약

구 분	일리한(필리핀)	PLN - PT (인도네시아)	무척(중국)
사업기간	25년	30년	30년
용량요금	자본비용, 고정 운전비용		동일지역, 동일 계통에 접속한 유사발전소의 평균 전력 요금 적용
에너지요금	변동 운전비용, 연료비		
보너스	-	가동률 상승	-
벌과금	•보증용량 미달 •정지기간 초과	-	-
요금조정	•물가지수 •연료소모량	•5% 이상 연료 •단가 변동 •법률개정 •물가지수	•5% 이상 연료단가 변동 (반년 주기)



금으로 분류하고 있으며, 용량요금은 건설비, 운전유지비가 포함되며, GS파워는 전력수요구간을 피크, 중부하, 경부하 시간대로로 구분하여 용량요금 단가를 차등 지급하고 있다. 전력량 요금은 발전을 위한 사용연료와 기동요금 및 변동 운전유지비로 산정한다. 수자원공사의 수력발전에 대해서는 용량요금을 별도로 산정하지 않고 총괄원가 개념의 전력량 요금만 산정하여 전력구매계약을 체결하여 운영하고 있다.

4.3 민자발전사업 전력구매계약 사례분석

한국전력공사의 필리핀 일리한 민자발전사업은 우리나라 기업의 해외 민자발전 플랜트 건설 및 운영사업에서 사업 전반의 리스크를 최소화하여 성공적으로 추진되어온 사업으로 2002년 6월 발전소를 준공하여 연평균 200억원 이상 순이익을

창출하는 해외민자발전의 성공적인 모델이다.

전력요금은 용량요금과 에너지요금으로 구성이 되며, 용량요금은 자본회수요금과 고정운전유지비용으로 분류되고, 에너지지요금은 변동운전유지비와 연료비로 구성이 된다. 운전유지요금은 물가의 변동에 따라서 조정이 가능하며, 기타 추가적인 기동비용과 송전선로의 준공지연에 따라서 NPC(필리핀 전력청)의 보상이 이루어지게 구성되었으며, 이를 요약하면 표 8과 같다.

자본회수요금은 투자비(7.09억\$)를 연도별로 현재 가치로 헐가하여 연간 발전량으로 나누어 요금단가를 산출한다. 또한 송전가능출력이 계약 보증출력 보다 미달 시는 감소출력에 해당하는 벌과금을 적용하며 허용고장 정지량 초과분에 대해서도 벌과금을 적용한다. 자본회수요금은 용량 기준요금에서 용량미달벌과금과 정비벌과금은

<표 7> 국내 민자발전 전력구매계약 내용 요약

구 분	용량요금	전력량 요금	사업기간
포스코 파워	<ul style="list-style-type: none"> • 건설비 : 총괄원가 <ul style="list-style-type: none"> - 회사채 유통 수익률 연동 • 운전비 : 회피비용 <ul style="list-style-type: none"> - 물가지수 연동 	<ul style="list-style-type: none"> • 총괄원가 <ul style="list-style-type: none"> - 연료열량단가 × 사용열량 	20년 (LNG 복합)
LG 에너지 · 메이아 올촌	<ul style="list-style-type: none"> • 건설비, 운영비 기준 <ul style="list-style-type: none"> - 회사채 유통 수익률 연동 - 운전비 : 물가지수 연동 	<ul style="list-style-type: none"> • 전력량요금 <ul style="list-style-type: none"> - 열소비율 × 연료열량단가 × 구입전력량 • 기동요금 <ul style="list-style-type: none"> - 기동실적(회) × 기동비 	20년 (LNG 복합)
GS 파워	<ul style="list-style-type: none"> • 시간대별 차등단가 <ul style="list-style-type: none"> - 피크, 중부하, 경부하 - 고정운전비 : 물가지수 연동 	<ul style="list-style-type: none"> • 연료 열량단가 × 사용열량 - 공급열원가 • 변동운전비 	18년 (LNG 복합)
수자원공사	-	<ul style="list-style-type: none"> • 총괄원가 (감가상각비+투자보수+법인세+운전유지비) ÷ 기준발전량 × 구입전력량 	30~50년 (수력, 댐별 사업기간 차이)
소수력 · 풍력	-	<ul style="list-style-type: none"> • 정책요금(정부결정) (종합판매단가-배전비-판매비-배전손실) × 구입전력량 	-

<표 8> 전력구매 요금구성

용량요금 (Availability Fee)		에너지요금 (Energy Fee)		기타보상비용
자본회수요금	고정운전유지 요금	변동운전 유지비	연료비 조정	추가기동비용, 송전선로 지연 보상, 시험기간요금



제외하여 산정한다.

용량기준요금은 월 용량요금단가, 보증발전출력, 월 총 운전시간으로 산출된다. 자본회수요금의 기준이 되는 용량 기준요금은 식 (1)과 같이 산출된다.

$$CP = CPP \times GNCC \times \frac{GNCC \times H - EOP}{GNCC \times H} \quad (1)$$

여기서,

- CP ; 용량기준요금(US\$)
- CPP ; 용량요금단가(US\$/kW)
- GNCC ; 보증출력(kW)
- H ; 운전시간(h)
- EOP ; 초과정지전력량(kWh)

고정운전유지요금은 운전유지비의 90%로 산정 방법은 환율에 따라 US\$분과 Peso(필리핀 통화)로 분리하여 산정하며 생산자와 소비자 물가 지수를 따라 조정계수를 산출하여 적용한다.

조정계수는 US\$분 조정계수와 Peso분 조정계수로 구분하여 적용한다. US\$분 조정계수는 IFS (International Financial Statistics) IMF에서 발표한 자료를 활용하여 입찰당시와 조정일시의 생산자와 소비자 물가지수의 산술평균값을 기준으로 식 (2)로 산출된다.

$$CFUS = \frac{PPIUSB}{PPIUSA} \quad (2)$$

여기서,

- CFUS ; US\$분 조정계수
- PPIUSB ; 조정일 기준 미국 생산자와 소비자 물가의 산술평균값
- PPIUSA ; 입찰일 기준 미국 생산자와 소비자 물가의 산술평균값

Peso분 조정계수는 National Statistical Coordination Board 에서 발행한 필리핀 소비자

물가지수와 유희유 및 관련 자재 도매물가지수 비교하여 식 (3)로 산출된다.

$$CFP = \frac{CPIPB + PPIPB}{CPIPA + PPIPA} \quad (3)$$

여기서,

- CFP ; Peso분 조정계수
- CPIPB ; 조정일 기준 필리핀 소비자 물가지수값의 15 %
- PPIPB ; 조정일 기준 마닐라 광물관련 도매 물가지수값의 85 %
- CPIPA ; 입찰일 기준 필리핀 소비자 물가지수값의 15 %
- PPIPA ; 입찰일 기준 마닐라 광물관련 도매 물가지수값의 85 %

에너지지요금은 변동운전유지비와 연료비로 구성이 된다. 변동운전유지비는 전체운전유지비의 10%를 차지하며 에너지요금, 실적 송전량 및 조정계수에 의해 산출된다. 연료비 조정은 가중평균 연료단가와 실적 송전량, 가중평균 보증열소비율과 실적 연료소비량 자료를 활용하여 조정되며, 가중평균 연료소비량이 실적 연료소모량 보다 클 경우는 성과공유 차원에서 가중평균 연료단가의 50%를 적용하여 산출한다. 기타 보상비용은 전력수요에 따라 기동 및 정지가 발생하는 기본 정지회수를 초과하는 기동정지에 대하여 발생하는 추가기동비용과 경유(oil)연소로 발생하는 정비비의 증가를 보상하기 위하여 연소로 인한 운전유지비 증가비용을 보상받는다. 송전선로의 준공이 지연 시는 각각의 지연기간에 따라서 발전기 회 상실 및 설비유지비 추가발생 등으로 이를 해소하기 위하여 사업기간 연장이나 용량요금 회수를 통하여 회수한다. 시험관련 하여는 에너지요금으로 조정이 이루어지며 NPC 귀책으로 인한 연료공급 및 수전부족, 준공지연 시는 용량요금으로 회수를 한다.



4.4 전력구매계약 사례에서 본 리스크 회피요인 에 대한 고찰

발전사업자가 전력계통에서 멀리 떨어진 곳에 발전소를 건설 시에 송전선로에 대한 건설이 요구된다. 송전설로의 건설에서 건설지연으로 인하여 이미 준공된 발전설비의 운전을 못하게 되는 사례가 있으며 이에 따라서 설비의 투자비에 대한 적기의 회수가 불가능하고, 설비의 유지관리에 추가적인 비용이 발생한다. 상기 사례에서처럼 준공 지연 기간에 따라 예측되는 사업성의 악화를 전력구매계약에 용량요금의 회수나 기타 비용으로 계상하여 반영함으로써 송전설비의 건설지연에서 발생하는 비용을 회수할 수 있으며, 또한 전력판매수익 감소 및 설비유지비 증가의 리스크를 회피할 수 있다.

전력수요의 변동 및 설비운영의 문제로 인하여 전력설비를 구입하는 전력량이 감소하여 용량요금과 운전유지비가 감소하게 되는데 이 경우에 최소구입 용량을 정하여 계약함으로써 투자비 회수의 예측이 가능하고 신뢰성 있는 전력계통 운영이 가능하며, 최소 구입전력량 이상으로 생산된 전력량은 계약단가를 조정할 수 있는 여력을 줌으로써 판매자와 발전사업자 모두가 성과의 공유를 할 수 있다.

발전사업자가 발전설비를 준공하여 운영하는 과정에서 송전가능 보증 출력을 유지하여 계통에 상시 대기하여 예비전력을 확보 할 수 있어야 한다. 전력구매계약에서 보증출력 이하로 감소하는 것은 설비의 예비력을 감소시키는 것과 같은 요인이 되므로 전체의 전력계통 입장에서는 필요 이상의 발전소를 건설하여야 하며, 이에 대한 비용을 예비력 감소만큼의 용량을 미달하여 보증하는 발전사업자에게 부과를 하게 된다. 용량요금 미달의 비용은 용량요금 단가를 기준으로 보증출력의 미달분을 고려하여 산정한다. 정지벌과금은 계획공사를 위한 정지 및 설비를 최적의 상태로 유지하기 위하여 정지하여 정비를 시행하는 기간

을 정하여 구매계약을 체결하나, 자체 설비의 결함으로 설비의 정지가 유발되는 경우는 전력계통의 전기품질 저하 및 안전성을 저하시켜 허용 고장정지량을 초과하는 경우는 초과분에 대해서 벌과금을 적용하게 되며, 벌과금에 대한 용량미달 요금계산은 용량요금 단가와 초과고장이 발생한 전력량 자료를 활용하여 산출한다. 허용 고장정지량 이하로 설비를 관리하여 초과전력량을 발생한 경우는 발생한 전력량을 전체 용량요금으로 100% 전액회수 하는 것이 발전사업자의 수익구조를 개선시킬 수 있으나, 판매사업자와 수익구조를 공유하는 차원에서 일정비율을 정하여 판매사업자를 사업 파트너로서 인정하며 계약하는 것이 민자발전사업자로 좋은 인식을 가질 수 있으며 발전사업자로서 해당 국가의 전체 전력계통에 기여를 해줌으로써 사업자 신뢰성을 확보할 수 있다. 따라서 허용정지 기간을 최대한 활용하여 설비의 정지에서 정지량을 감소하며, 최소발전량 이상 허용 정지량 이하에서 관리가 될 수 있도록 운영관리를 하여야 한다.

변동운전 유지비, 고정운전 유지비, 연료비 조정에서 조정계수를 정하여 생산자 및 소비자 물가지수의 변동에 연동하여 운전비용을 정산함으로써 물가변동에 따른 위험을 고려하였으며, 조정계수는 달러와 페소화로 구분하여 적용함으로써 환율에 대한 위험을 분산을 할 수 있도록 하여 사업의 안전성을 증가 시켰다.

계통운전에 대한 수요의 변동으로 전력계통의 안전성을 확보하기 위하여 설비의 기동 및 정비를 추가적으로 요구하는 경우 설비는 기동정지에 따른 설비의 손상이 가중되어 정비의 증가와 기동에 따른 연료비 등 운전비 단가가 증가하게 된다.

민자발전사업자는 판매회사와 계약을 추진하나 해당 국가의 전력계통의 안전화 의무를 가지므로 기동정지는 필수적으로 발생하게 되어 해당 국가의 일별, 계절별 수요변동을 분석, 예방정비를 위한 정지 등으로 고려하여 허용기동 회수를 정하



고, 추가적인 기동정지가 자체의 문제로 발생하지 않도록 하여야 한다. 추가적인 정비가 발생한 것에 대하여 적절한 보상단가를 정하여 설비수명 단축, 정비비용 증가, 기동연료비 등을 회수하여야 한다. 기동 시 또는 연료의 공급문제로 경유 사용이 증가한 경우는 경유 사용에 따른 설비의 열화 및 정비비 증가 등으로 연료의 운전유지 증가비용을 회수하여야 한다.

의무가동발전은 전력공급과 상관없이 전력시스템의 운영에 특정수준 이상으로 반드시 가동해야 하는 발전을 의미한다. Take or Pay 연료비용은 전력구매자가 통보한 예상 급전발전량 보다 실제로 급전량이 적을 경우에는 기동 준비 등 계통에 기여한 행위에 해당하는 비용을 전력요금으로 회수하여야 한다.

5. 해외 민자발전사업 구매계약에서 추가 고려사항

5.1 전력수요 변화에 따라 저부하운전의 영향

발전설비용량 50% 이하의 부하에서 급격한 설비의 효율저하 및 설비의 열적불균형이 발생되어 정비비용 및 연료비 상승을 초래한다. 복합화력 발전의 경우는 설비의 운전대수 조합 및 가스터빈과 증기터빈의 부하분배로 효율저하가 석탄화력 발전소와 비교 시 다소 적은 편이나, 석탄화력 발전소의 경우는 저부하 운전 시 급격한 효율저하와 전력을 생산하기 위해서 발전소에서 소비되는 소내전력이 발전량의 감소에 따라 상대적으로 증가하게 되어 판매 전력량이 감소하게 된다.

효율저하는 대용량 발전설비의 경우 전체 생산된 전력의 크기에 비하여 손실되는 열은 감소되나, 기계적인 부분의 손실은 일정한 상태에서 유지되어 상대적으로 효율저하가 크게 발생한다.

5.2 최저부하 운전 출력보장

전력수요의 잦은 변화에 대한 저부하의 운전에 따른 정비비 및 연료비의 증가로 인한 수익성의 영향은 앞장에서 서술하였으나, 설비의 안정적인 운전 측면에서도 저부하(Low Load) 운전 시는 설비 자동운전에 악영향을 주며 최근의 강화된 환경규제 측면에서 저부하로 갈수록 연소의 불완전, 보조설비의 추가적인 기동정지 등으로 운전의 신뢰도가 저하되고, 설비용량 대비 운영인력의 증가가 필요하게 된다. 따라서 전력구매 계약 시에 발전설비의 종류에 따라 설비의 운영특성을 이해하여 설비의 적정 최저부하를 설정하여 이에 대한 계약사항을 반영하여 체결하는 것이 요구된다. 또한, 전력판매량(이용률)에 대한 보장으로 안정적인이용률 보장과 판매대금 확보 위해 Take or Pay 계약체결방법에 대한 검토가 필요하다.

5.3 부하변동에 기여한 전력서비스 요금으로 회수

전력은 저장이 불가능하여 발전설비는 전력수요의 변화에 따라 기저, 첨두의 전력수요를 담당하게 되며, 이상변동에 따라 설비의 연속적인 부하변동이 발생된다. 설비의 잦은 부하변동은 설비유지비 증가, 효율저하, 설비의 고장요인 증가 등으로 설비의 경제적인 면과 설비운영의 안정적인 면에서 악성적인 면으로 작용을 하게 된다. 그러나 이와 같은 악성적인 부하에 대응하는 발전설비가 없다면 전력계통은 전력품질의 저하와 안정적인 운영에 장애를 가져온다. 따라서 악성적인 부하에 대응하는 발전설비가 반드시 필요하게 되며 이에 필요한 양은 전력계통의 크기, 악성 부하의 발생요인, 설비의 종류, 운영형태에 따라 달라지며, 우리나라의 경우는 300만kW 용량의 발전설비를 갖추고 있다.

이와 같이 악조건에서 전력계통의 안정적인 운영을 위해서 기여하는 발전설비는 타 발전설비가 계통에 기여하는 것 보다 더 많은 서비스를 제공하게 되므로 이에 대한 보상이 요구된다.



5.4 전력수요변동에 따른 발전설비 운영형태

전력구매 계약에서 해당 국가의 전력수요의 형태를 분석하여 발전설비의 운영 및 설비유형을 해당 국가의 전력수요 패턴과 일치하는 것이 무엇보다 사업의 수익성과 직결된다. 또한 기저부하 설비인 경우는 전력 수요가 많고 전력수요의 일별 편차가 적은 수요패턴에서 유리하며, 중간 및 첨두 담당 발전설비는 일별 수요변동이 심하고 신속한 기동정지가 요하는 전력계통의 운영에서 유리하다. 표 9는 전력수요의 패턴에 따라 발전설비의 운영형태를 요약하였다.

전력계통에 담당하는 발전설비는 설비의 운용특성이 다르다. 각 발전소별 기능은 기저부하는 원자력발전소 등 연료비가 낮고 효율이 좋은 발전소로 연료비가 적게 소요되는 특징이 있으며, 중간부하는 석탄화력 발전소, 대용량 복합화력 발전소 등과 같이 효율도 좋으며, 부하의 변동에 따라서 설비가 신속하게 동작하는 특성을 갖추어야 한다. 따라서 복합화력의 경우는 여러 대의 설비를 복합적(2:1, 4:1)으로 구성하여 설비의 신속적인 측면의 기동특성을 갖추면서 효율도 상승시킬 수 있는 설비의 구성이 필요하고, 전력계통의 운영적 측면으로는 설비의 70 ~ 85% 부하범위 운전이 전력계통의 안전성 및 전기품질 유지에 유리하다. 일반적으로 운용되는 발전소는 기저부하, 중간부하, 첨두부하를 담당하는 발전소로 나눌 수 있다. 기저부하는 주어진 일정 기간 중의 최저 부하를 담당하는 것으로 전체 부하 중 24시간 또는 어떤 시간 동안에 계속적으로 걸리는 부하이다. 일정기간동안 총수요량이 변하지 않는 부분이다. 중간부하는 기저부하와 첨두부하의 중간

부분의 전력을 담당하는 부하이다. 첨두부하는 지정된 시간동안 설비들에 의해 소비되거나 생산된 최대 부하이다. 이것은 어떤 정해진 기간 동안의 최대 순간 부하나, 최대 평균부하일 수 있다. 일반적으로 최대 평균부하를 주로 쓴다. 상업적인 거래에서의 첨두 부하는, 그 기간 동안의 최대평균 전력을 의미한다. 이런 의미에서는, 순간 크기와 순간 첨두 전력은 같은 뜻으로 쓰인다.

6. 결론

민자발전사업 추진 시 발생하는 리스크 요인 중 전력구매계약(PPA) 체결에서 예상 전력수요의 변동을 초과하는 전력수요 변화가 발생하여 설비 운용형태의 변화로 인해 추가적으로 발생할 수 있는 리스크 요소를 고려하여 이를 전력구매계약에 반영함으로써 해외민자발전사업의 위험요인을 최소화하기 위해 진행하였으며, 다음과 같은 결론을 도출하였다.

- 1) 장기간에 걸친 운전으로 설비의 효율저하가 발생하며, 그 발생량을 전체 사업기간에 걸쳐 전력구매계약에 반영하여야 하고, 발생량의 크기는 제작사의 제시 자료, 유사 운영발전소 자료 및 연구결과 자료를 활용하여 산출함이 필요하다.
- 2) 수요변동에 따라 발전설비의 운영형태가 첨두, 중간부하 담당 시에는 잦은 부하변동이 요구되며 이에 따라 설비의 고장정지 증가, 효율저하, 저부하 운전 등이 발생하는데 이러한 요인은 민자발전사업의 수익성을 악화시키는 요인으로 이러한 요인들 또한 전력구매계약

<표 9> 전력수요 패턴에 따른 발전설비 운영형태

전력수요 형태	발전설비 운영형태	요금종류
기저부하	전력수요가 많고 편차가 적음, 효율이 높은 설비	변동비+용량요금
중간부하	부하변동이 많고 잦은 부하변화에 대응이 가능한 설비	용량요금 +변동비 +주파수변동
첨두부하	신속한 부하변동, 기동정지가 요구	용량요금+기동요금

