플랜트 저널 제9권 제1호(2013) / pp. 50-57

사례연구를 통한 개발도상국 민자발전사업 리스크 경감방안

윤영일, 유호선*, 여영구**†
한국서부발전, *숭실대학교 기계공학부, **한양대학교 화학공학부

Risk Mitigation for Independent Power Producer Projects in Developing Countries Based on Case Studies

Young-Il Yoon, Ho-seon Yoo*, Yeong-Koo Yeo**†
Korea Western Power CO.,Ltd., Seoul 135-984, Korea
**Department of Mechanical Engineering, Soongsil University, Seoul 156-743, Korea*
***School of Chemical Engineering, Hanyang University, Seoul 133-791, Korea*

(Received February 10, 2013; revision received March 5, 2013)

초 록 : 본 연구에서는 개발도상국 민자발전사업의 개발단계에서 발생할 수 있는 리스크를 사업소재국, 사업주 및 시장으로 분류하여 해당 항목별 주요 리스크를 조사하고, 근래 한전 및 발전회사가 수행한 대표적인 3개 사업에 적용하여 구체적인 경감방안을 도출하고자 하였다. 개발도상국에서 민자발전사업 추진 시 전력구매처로서 신용이 부족하여 수출신용기관과 국제개발금융기구의 사업 참여가 어려운 경우, 국가신용이 양호한 주변국으로 전력판매처를 다변화하여 시장 리스크를 경감시키는 동시에 사업소재국 리스크를 경감시켜야 하며 20 ~ 30년에 걸쳐 장기간 운영해야 하는 화력발전사업의 경우 운영기간이 경과할수록 열효율도 저하되는 것을 감안하여, 설비운영 경과에 따른 성능저하 영향을 충분히 반영하여 기대수익을 보존하고 우리 기업의 손실을 최소화해야 한다.

ABSTRACT : This study investigates the risks that can occur during the development stage of IPP project in developing countries. In case that ECA and MLA cannot participate due to poor credit rating of the country, the diversification of power purchaser in marginal states can be a great help to reduce both market risk and country risk at the same time. In case of thermal power plants and combined cycle power plants, the effect of performance degradation as time passed will be considered and expected profit of sponsors should be maintained. Recently, developing countries are expanding IPP projects to reduce the financing cost and Korean power companies are positively participating in IPP projects. Accordingly, the loss of Korean companies should be minimized by risk management through the risk mitigation methods of this study.

Key words : independent power producer(민간발전사업), risk mitigation(리스크 경감)

1. 서 론

1.1 연구배경 및 목적

해외 발전플랜트 산업의 주요 시장인 아시아 지역의 개발도상국과 중동지역의 발전시장은 보유 자본의 부족 또는 레버리지 효과 극대화를 통한 금융조달비용 절감 등 많은 장점이 있는 민자발전사업(Independent Power Producer: IPP) 방식으로 빠르게 전환되고 있다. 이러한 민자발전사업의 경우, 플랜트 설비투자를 위한 대규모의 투자자금이 소요되고, 현지 사업을 운영하는데 있어서 국

† Corresponding author
Tel. +82-2-2220-0488; Fax +82-2-2291-6216
E-mail address: ykyeo@hanyang.ac.kr

내와는 이질적인 많은 위험이 내재되어 있는 반면, 우리 기업들은 사업개발 리스크를 모두 부담하고 있어 사업이 실패하는 경우, 국내 모기업 또한 동반 부실화할 가능성이 그만큼 증가하고 있다. 또한, 자국의 전력수요를 민자발전사업으로 전환하는 다수의 개발도상국들은 아직까지는 정치 · 경제적인 문제와 리스크를 안고 있으며, 이런 배경에서 개발도상국 민자발전사업의 개발과 관련한 리스크를 완화 및 감소를 위한 관심이 필요하다. 이에, 본 논문에서는 개발도상국 민자발전사업 개발단계의 주요 리스크를 사업소재국, 사업주, 시장 리스크로 구분하여 조사하였고, 수력, 가스복합, 석탄화력 등 발전유형별로 세 가지 민자발전사업 개발단계의 리스크 경감사례를 연구하였다. 이러한 사례연구를 통해 우리나라 기업이 사업 개발 시 고려하여야 할 리스크를 규정하는 동시에 리스크를 경감할 수 있는 방법들을 연구하여 실질적인 참고가 될 수 있도록 노력하였다.

1.2 연구범위 및 선행연구

본 연구에서는 대규모 투자자금이 요구되고 사업수익 회수에 장기간이 소요되는 해외 민자발전사업 중에서, 프로젝트 파이낸스로 자금을 조달하고 종합발전사업에 해당하는 BOT(Build, Operate and Transfer) 방식으로 개발도상국에서 진행된 민자발전사업을 중심으로 연구하였으며, 프로젝트 회사가 사업소재국 정부와 사업개발에 대한 양해각서를 체결한 시점부터 금융조달이 완료되는 시점까지의 민자발전사업 개발단계 리스크를 중심으로 경감방법에 대해 연구하였다.

Table 1 Summery of earlier studies

Author	Subject	Scope
Eui-Seung Park (2011)	Risk management in the EPC business for overseas power plant project	Construction phase
Seung-Kyoo An (2010)	Assessment and management system for various risks in plant project	Construction phase
Dae-Woon Hwang (2008)	Risk mitigation of a power purchase agreement for the overseas power plant operation business	Operation phase
Sang-Jin Yoon (2008)	A study for risk management of oil and gas project	Construction phase
Soun-Young Chung (2007)	Risk mitigation methods of project finance for overseas plant operation business	Development phase

해외 발전플랜트 산업 및 민자발전사업과 관련된 기존의 연구내용을 조사해 본 결과 대부분 건설단계의 리스크 관리에 대한 연구들이었으며,이를 요약 · 정리하여 Table 1에 나태내었다.

건설단계를 중심으로 연구한 논문은 리스크 최소화를 위해 리스크 분류체계, 리스크의 정량화 기법을 통한 리스크 평가모델 구축 등을 중심으로 진행되었으며 나머지 운영단계와 개발단계의 논문은 전력구매계약과 금융조달 중심으로 리스크 경감방안을 연구하였다. 그러나 민자발전사업의 중요한 리스크가 개발단계에서 발생하고, 적절한 경감방법의 적용에 따라 이를 경감시킬 수 있는 가능성이 높다. 따라서 주요사례를 연구를 통해 리스크를 최소화할 수 있는 대응방안을 제시하고자 한다.

2. 민자발전사업 개발단계 리스크

개발도상국 민자발전사업의 경우 상이한 법률, 언어, 상관습, 문화 등으로부터 영향을 받으므로 국내에서보다는 더 많은 리스크를 수반하게 된다. 본 장에서는 개발도상국 민자발전사업 개발단계에 고유한 리스크를 사업소재국 리스크, 사업주 리스크, 시장 리스크로 구분하여 살펴보았으며 사업소재국 리스크에는 정치적 리스크, 외환통제 리스크 등 사업소재국과 관련된 내용이 포함하였고, 사업주 리스크는 사업주 신용 리스크, 환경 리스크, 인프라 리스크 등 사업의 핵심 주체인 사업주와 관련된 내용을 포함하였으며, 시장 리스크에는 전력판매 리스크, 연료구매 리스크 등 경제적 영향력이 있는 위험을 포함하여 살펴보았다.

2.1 사업소재국 리스크

정치적 리스크의 내용은 사업소재국 정부의 몰수, 국유화정책 및 사업소재국 내부 또는 사업소재국이 당사자로 연관되는 전쟁, 내란, 폭동 등의 리스크 및 사업소재국 정부의 외환통제, 법률의 변경, 인 · 허가의 변경 및 정부의 계약위반 등으로 인해 투자회사나 사업주가 부담하게 되

는 리스크이다. 자산의 몰수 및 국유화 리스크는 사업소재국 정부가 프로젝트 회사나 사업주에게 공정한 보상을 하지 않고 프로젝트 자산을 몰수하거나 국유화하는 리스크를 말한다.

외환통제 리스크는 사업소재국 정부가 외환통제 정책에 따라 프로젝트 회사의 현지통화 수익을 달러화, 유로화 등 경화(hard currency)로 교환하는 것을 제한하는 리스크와 프로젝트 회사가 수익통화를 경화로 교환하는 것은 허용하지만 그러한 경화를 해외로 송금하는 것은 허용하지 않는 송금불능 리스크를 말한다.

또한, 사업소재국 정부가 법률을 변경하여 투자사업의 조세부담이 증가되거나 수출입 의무, 현지 기자재 및 인력의 사용 의무 등을 부과함으로써 투자사업의 경제성과 재무상태가 악화될 수 있다. 사업소재국 정부가 각종 인 · 허가를 발행하지 않거나 이를 정기적으로 갱신해 주지 않을 경우 민자발전사업의 리스크는 증가하게 된다.[1], [3]

2.2 사업주 리스크

사업주가 개발도상국에서 민자발전사업 추진을 위해 필요한 각종 계약상의 의무를 이행하지 못할 리스크이다. 대표적으로 자금소요시기에 자본금을 출자하지 못하는 경우에 발생하는 리스크로, 이는 플랜트 건설의 지연을 유발하게 된다. 사업 운영기간에 있어서도 운영자금이 부족한 경우에 사업주가 이를 지원할 의무를 부담하는데, 이러한 의무를 이행하지 못함으로써 프로젝트 회사의 정상적인 운영에 지장응 초래할 수 있다. 특히, 합작투자의 형태로 민자발전사업을 추진하는 경우에는 상대방 사업주의 신용리스크를 적절히 평가하고 이에 대응할 수 있어야 한다.

한편, 민자발전소의 건설 및 운영과 관련하여 분진, 매연 등으로 이한 대기오염, 지하수, 해수의 오염, 생태계의 변화 리스크 등이 있을 수 있다. 최근 들어 환경보호에 대한 국제사회의 관심이 높아지고, 세계 각국은 환경관련 법률을 보다 엄격히 규정하고 있다. 사업에 금융을 제공하는 많은 대출 금융기관들은 자신들이 대출을 제공하는 사업이 사업소재국 및 국제수준의 환경기준을 충족할 것을 조건으로 하고 있어, 환경 리스크가 큰 사업의 경우에는 대출금으로 투자재원을 마련하는데 어려움이 있을 수 있다. 이러한 환경 리스크는 사업비용을 증가시킴으로써 사업 경제성을 악화시킨다. 또한, 환경법규 위반으로 인한 벌과금이 부담될 수 있으며, 환경문제로 인하여 공사기간이 지연될 수도 있다.[1], [3]

2.3 시장 리스크

대부분의 개발도상국 민자발전사업은 전력구매계약을 체결하여 계약된 약정에 의하여 투자비를 회수하는 방법으로 추진되고 있으며, 따라서 전력구매계약의 중요성이 점차 부각되고 있다. 전력구매계약은 사업초기부터 검토가 이루어져야하며, 수주 목표 플랜트가 정해지고, 입찰자료를 통하여 관련 자료를 입수하면 우선 협상대상자 선정전에 전력구매계약에 대한 합리적인 구매요금 구조, 리스크 경감 방안, 전력수요 패턴분석 및 사업성 분석 등 전력구매계약 전략을 수립해야 한다.

또한, 발전소 건설을 위해 특정품목의 수입계약을 체결한 경우, 계약체결 시점과 대금결제 시점과의 환율차이로 인해 사업 수익성이 영향을 받게 된다. 민자발전사업의 경우에는 통상 사업수익이 현지화로 발생하는데, 프로젝트 회사 입장에서는 동 현지화를 달러화 등 경화로 환전하여 대출 원리금을 상환하거나 배당금을 지급하게 된다. 이 경우 현지화 환율이 급격히 상승하게 되면 프로젝트 회사는 원리금 상환불능에 처할 수 있게 되고, 이는 곧 프로젝트 회사의 파산을 유발할 수도 있다.

경제 리스크는 환율, 이자율 및 물가 등의 거시경제변수가 변동함으로써 사업에 손실을 발생시킬 수 있는 리스크이다. 민자발전사업의 경우 대규모의 차입금을 조달하여 3년 내지 5년에 걸쳐 건설공사가 시행되게 된다. 플랜트가 완공된 이후 투자금 및 적정 이윤의 회수를 위해서는 15년 이상의 운영이 필요하므로, 발전소의 건설 및 운영에 소요되는 약 20년간의 기간 동안 환율, 이자율 및 물가 변동 리스크에 노출되게 된다.[1], [3]

3. 발전유형 및 국가별 사례 연구

본 장에서는 한국전력공사 및 발전회사들이 추진한 발전유형 및 국가별 민자발전사업의 개발단계 리스크 경감 사례연구를 수행하였으며, 주요 사례연구 대상은 발전유형 및 용량, 시행시기, 사업방식 등이 상이하기에 대표성이 있는 한국서부발전(Korea Western Power Company: KOWEPO)에서 추진하고 있는 라오스 세남노이 수력발전

사업, 한국전력공사(Korea Electric Power Corporation: KEPCO)에서 추진했던 필리핀 일리한 가스복합발전사업(1,276 MW), 그리고 최근에 한국중부발전(Korea Midland Power Company: KOMIPO)에서 개발했던 인도네시아 찌레본 석탄화력발전사업(660 MW) 이렇게 세 가지로 하였다.

3.1 라오스 세남노이 수력발전사업

3.1.1 사업개요

이 사업은 라오스 남부 참파삭 및 아타푸주 볼라반 고원지역의 풍부한 수력자원을 이용한 410 MW 규모의 수력발전사업으로 전력판매기간이 종료되면 발전소를 라오스 정부(The Government of the Lao People's Democratic Republic: GOL)에 무상으로 양도하는 전형적인 BOT 사업이다. 한국서부발전, SK건설, 태국 라차부리, 라오스정부의 에이전트 회사인 Lao Holding State Enterprise (LHSE) 등 4개의 회사가 사업주로 참여하여 프로젝트 회사를 설립하고 상업운전 후 약 90%의 전력은 라오스 인접국인 태국에 27년간 전력을 판매하며, 약 10%의 전력은 라오스에 판매하는 특이한 전력판매 구조를 가진 사업이다.

이 사업은 총 8억7천7백만 달러의 자금이 소요될 예정이며 이중 30%인 2억6천3백만 달러는 4개 사업주가 출자금을 납입하고 나머지 70%인 6억1천4백만 달러는 한국수출입은행(KEXIM), 태국수출입은행(Thai-EXIM)과 아시아개발은행(Asian Development Bank: ADB)이 지원할 예정이다. 또한, 사업주간의 주주간협약서(Shareholders Agreement: SHA)에 따라 발전소의 건설공사는 SK건설(SK E&C)이, 건설공사의 감리는 태국전력공사(Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT)의 발전 자회사인 라차부리가, 그리고 발전소 운전 및 정비는 서부발전에서 수행할 예정이다.

3.1.2 사업소재국 리스크 경감방법

사업주는 라오스 정부와 양허계약을 체결하여 27년의 사업기간 동안 독점적 사업권한과 사업 부지를 제공받고, 사업소재국 정부가 공정한 보상 없이 독단적으로 사업을 몰수할 수 있는 몰수 위험과 더불어 조세 및 법률변경으로 인한 위험에 대해 라오스 정부로부터 보장받았다.

또한, LHSE가 24%의 프로젝트 회사 지분을 가지고 사업주로 참여하였으며, 한국수출입은행에서 장기 저리의 유상원조 자금인 대외경제협력기금(EDCF)으로 LHSE의 출자금을 지원하여 안정적으로 금융을 조달하고 더불어 정치적 리스크도 경감하였다. 아울러, 라오스 정부는 프로젝트 회사의 역외계좌의 개설과 자유로운 외화 환전 및 송금을 보장하였다.

3.1.3 사업주 리스크 경감방법

서부발전, SK건설, 라차부리의 신용등급이 양호한 수준임에 따라 사업주의 출자금 납입의무에 대한 별도의 보증 신용장은 요구되지 않았으며, 사업주간의 주주간협약서를 통해 상업운전 후 5년간의 주식매도 금지기간을 설정하여 안정적으로 프로젝트 회사를 운영할 수 있도록 하였다.

또한, 프로젝트 회사는 발전소 건설공사에 필요한 자재의 반·출입을 위해 일반도로 및 고속도로의 사용 권한을 부여받았으며 전문업체를 고용하여 사회·환경영향평가를 수행하고, 국제적인 프로젝트 파이낸스에서 사회·환경영향평가의 중요한 기준이 되는 적도원칙(equator principle)을 준수하여 라오스 수자원환경부 및 대출 금융기관의 환경기준을 충족하였다.

3.1.4 시장 리스크 경감방법

수력발전의 경우 신뢰도 높은 수문자료의 수집 및 분석을 통한 가용 발전수량의 정확한 예측이 중요한데, 이 사업의 경우 강우량의 산정은 인근 5개 지역의 총 57년간(1950년 ~ 2006년)의 관측 데이터를 이용하였고, 이후 2007년부터는 실제 유역면적에 강우량계, 수위계, 증발량계 등의 계측기를 설치하여 수문자료 조사를 실시하여 발전수량 산출에 정확성을 기하고, 이를 통해 발전수량 변동에 대한 리스크를 경감하였다. 더불어 프로젝트 회사는 태국전력공사와의 전력구매계약을 통해 가뭄으로 인한 발전량 부족에 대한 손해배상을 면제받을 수 있도록 '가뭄해(drought year)'를 선언할 수 있는 권리를 보장받았다.

또한, 재원조달 리스크를 경감시키기 위해 라오스 주변국 중에서 S&P 신용등급이 BBB+로 비교적 양호한 태국에 생산전력의 대부분을 판매함으로써, 안정적인 전력판매처를 확보하고 안정적 금융조달 구도를 사업초기에 확정하였다.

3.2 필리핀 일리한 가스복합발전사업

3.2.1 사업개요

이 사업은 필리핀 루손섬 일리한 지역 7만 5천 평의 대지에 총 1,276 MW 규모의 가스복합 화력발전소를 건설 · 운영하는 사업이다. 한국전력공사가 일본 미쓰비시 상사, 큐슈 전력 및 미국 미란트 등과 함께 사업주로 참여, 프로젝트 회사(SPC)를 설립하고 필리핀 전력공사(National Power Corporation: NPC)와 전력구매계약과 연료공급계약을 체결하여 20년간 전력을 판매하며, 전력판매기간 종료시점에 발전소를 무상으로 양도하는 BOT 사업이다. 이 사업에는 총 7억 2천 1백만 달러의 자금이 소요되었으며 이중 34.5%인 2억 4천 9백만 달러는 4개 사업주가 출자금으로 납입하였고, 나머지 65.5%인 4억 7천 2백만 달러는 미국수출입은행(US-EXIM), 일본수출입은행(JBIC) 및 한국수출입은행이 대출 또는 보증으로 지원하였다. 또한, 발전소 건설은 국제경제입찰을 통해 미국의 Raytheon, 미쓰비시 상사가 EPC 계약자로 사업에 참여하였다.[2], [3]

3.2.2 사업소재국 리스크 경감방법

필리핀 정부 또는 필리핀 전력공사의 계약위반 행위로 인해 연료공급 또는 전력구매가 불가능한 경우에, 필리핀 전력공사에서 전력구매대금 지급의무가 발생하는 것으로 계약하여 프로젝트 회사의 입장에서는 안정적인 현금흐름을 확보하였으며, 사업기간동안 발전소 및 부대설비 부지 확보, 국유화 미실시 등 사업 기본권을 필리핀 정부로부터 보장받았다.

필리핀 정부의 귀책사유로 인해 발전소 완공이 예정일로부터 6개월 이상 지연되는 경우에는 발전소를 필리핀 전력공사가 환매하도록 하고, 동 환매대금의 지급을 필리핀 정부가 보장함으로써 정치적 리스크로 인한 손실의 상당 부분을 필리핀 정부가 부담하도록 하였다. 아울러, 필리핀 정부는 프로젝트 회사에 외화계좌의 개설, 자유로운 외화환전 및 송금을 보장하였다.[2], [3]

3.2.3 사업주 리스크 경감방법

한국전력공사와 함께 사업에 참여한 미쓰비시 상사, 큐슈 전력 및 미란트의 신용등급이 양호한 수준임에 따라, 사업주의 출자금 납입의무에 대한 별도의 보증신용장 등은 요구되지 않았다. 다만, 사업주의 최소 신용등급을 BBB-로 설정하고 사업주의 신용등급이 최소 신용등급 미만으로 하락할 경우에는 프로젝트 회사의 각종 약정액에 해당하는 금액을 금융기관 발행 보증신용장으로 제출토록 하였다.

이 사업의 환경 리스크는 필리핀 정부가 환경관련 인 · 허가와 주민 이주에 대하여 지원하였고, 전문가 그룹이 정기적으로 환경문제 모니터링을 통해 대출 금융기관의 환경기준을 충족하였다. 더불어, 프로젝트 수행과 관련된 인프라시설 건설에 대한 추가비용 지불 위험에 대해서는 이미 발전소 인근지역의 주요 도로가 완공되어 있었고, 송전선로 건설은 필리핀 전력공사가 건설하도록 하여 인프라 리스크를 경감하였다[2], [3]

3.2.4 시장 리스크 경감방법

발전소의 주 연료인 천연가스는 필리핀 전력공사가 공급하기로 연료공급계약(Fuel Supply Agreement: FSA)을 체결하였고, 필리핀 전력공사는 필리핀에서 Shell사가 개발 중이던 천연가스전에서 무조건 구매약정을 통해 발전소 공급용 천연가스를 확보하였다. 또한, 프로젝트 회사는 필리핀 전력공사와 무조건적(Take-or-Pay) 전력구매계약을 체결하였으며 전력판매가격은 발전소의 대출 원리금을 포함한 고정비와 사업주의 적정 투자수익률을 보장할 수 있는 수준에서 결정되었다.

대출금의 약 70%를 고정금리 조건으로 조달함으로써, 이자율 변동에 따른 손실 리스크를 최소화하였으며, 더불어 전력판매대금을 산정하는데 있어 미국 및 필리핀 소비자물가상승률을 감안하도록 전력구매계약을 체결하여, 물가변동 위험을 통제함으로써 금융 리스크를 경감시켰다.[2], [3]

3.3 인도네시아 찌레본 석탄화력발전사업

3.3.1 사업개요

이 사업은 인도네시아 자바섬 찌레본시에 위치하며 총 660 MW 규모의 초임계압 발전소를 건설 · 운영하는 사업이다. 한국중부발전, 삼탄, 일본 마루베니, 인도네시아 인디카 등 4개의 사업주가 프로젝트 회사(SPC)를 설립, 석탄공급회사인 Adaro, Kideco와 연료공급계약을 체결하고, 인도네시아 전력공사(Perusanaan Listrik Negara: PLN)와 전력구매계약을 체결하여 전력을 판매하는 석탄

화력 발전사업이다. 사업비는 총 8억 5천만 달러의 자금이 소요되었으며 이중 30%인 2억 5천 5백만 달러는 4개 사업주가 출자금으로 납입하였고, 나머지 70%인 5억 9천 5백만 달러는 한국수출입은행과 일본수출입은행이 대출 금융기관으로 참여하여 대출 또는 보증으로 지원하였다. 또한, 이 사업은 발전소 건설을 위해 한국의 두산중공업이 EPC 계약자로 사업에 참여하였고, 한국중부발전 등 4개의 사업주가 별도의 O&M 회사를 설립하여 발전소 운전 및 정비 업무를 수행한다.[5]

3.3.2 사업소재국 리스크 경감방법

인도네시아 재무부가 대출 금융기관 중의 하나인 일본수출입은행과 전력구매계약과 관련된 인도네시아 전력공사의 의무사항을 보장하는 포괄적 양해각서(umbrella note of mutual understanding)를 체결하여 인도네사아 전력공사와의 장기간 전력구매계약, 사업권 등을 보장해 주었으며 이를 통해 안정적으로 금융을 조달하고 정치적 리스크를 경감하였다.

또한, 인도네시아 정부의 귀책사유로 인해 전력공급이 어려운 경우 전력대금을 지급받을 수 있도록 하였으며, 6개월 이상 불가항력이 지속될 경우도 인도네시아 전력공사가 프로젝트 회사를 대신하여 대출 금융기관에 원리금을 상환해 주는 것으로 약정하였다. 아울러 인도네시아 정부는 프로젝트 회사가 전력판매대금을 자국으로 송금하기 위한 외화계좌의 개설을 보장하였다.[5]

3.3.3 사업주 리스크 경감방법

한국중부발전, 마루베니 등 신용등급이 양호한 수준이었으며, 사업주 신용 저하로 인한 사업주 리스크를 방지하기 위해 신용등급이 BBB- 혹은 Baa3 이하로 떨어질 경우 S&P 신용등급 A- 이상의 신용등급을 보유한 국제상업은행에서 프로젝트 회사의 각종 약정액에 해당하는 금액을 보증신용장으로 제출토록 하였다.

이 사업의 건설공사를 위해 인근 찌레본 항만시설 및 연결도로 사용에 대한 허가를 취득하고, 운영기간 중 석탄하역, 용수공급 및 배출을 위한 부두시설과 기존 송전망 연결을 위한 송전선 건설 역무를 EPC 계약에 포함하여 인프라 리스크를 경감하였다. 더불어, 프로젝트 회사는 사회 · 환경영향평가를 수행하여 인도네시아 국내 환경기준과 일본 및 한국수출입은행의 환경기준을 충족하였다.[5]

3.3.4 시장 리스크 경감방법

발전소의 주 연료인 석탄은 인도네시아 최대의 석탄공급회사인 Adaro, Kideco와 발전소까지 연료 운송 책임을 포함하는 장기연료구매계약을 체결하였으며, 매장량 부족이 예상되는 경우에는 석탄적립금 계좌(coal reserve account)에 적립금을 예치토록 하여 연료조달 리스크를 경감하였다.

프로젝트 회사는 인도네시아 전력공사와 30년간의 무조건적 전력구매계약을 체결하였고, 전력판매가격에는 석탄가격의 변동뿐만 아니라 환율 및 물가변동을 연계하여 인도네시아 전력공사로부터 안정적인 현금흐름을 확보할 수 있게 하였다. 또한, 프로젝트 회사는 인도네시아 정부로부터 현지통화를 경화로 환전 · 해외 송금하는 것에 대해 보장받았고, 앞서 언급한 인도네시아 재무부와의 포괄적 양해각서의 체결이 재원조달 리스크를 경감하는 결정적인 수단이 되었다.[5]

3.4 사례에 대한 고찰

본 장에서는 세 가지 사례를 통해 민자발전사업의 개발단계에 적용된 공통된 리스크 경감방법을 살펴보았으며, 사례별로 리스크 경감차원에서의 특징과 추가적으로 고려해야 하는 사항에 대해 기술하였다.

3.4.1 공통된 리스크 경감방법

사업의 성공은 사업위험에 대해 적절히 리스크를 배분하고 분산하는데 있다. 다음은 세 가지 개발도상국 민자발전사업의 개발 사례에 공통적으로 적용된 리스크 경감방법이다.

첫째, 사업 추진과정에서 다양한 정치적 · 법적 리스크로부터 발생할 수 있는 사업소재국 리스크 경감을 위해서는 수출신용기관, 국제개발금융기구의 참여가 필수적인 요건이다. 이들 금융기관이 사업에 참여해 상업금융보다 유리한 대출조건으로 자금을 조달하고 더불어 민간부분보다 큰 협상력을 가지고 있어 사업소재국 정부의 지원 등을 유도할 수 있기 때문이다. 또한, 사업소개국의 각종 인허가를 획득하고 사업에 불리한 영향을 줄 수 있는 정부정책을 사전에 방지하기 위해 현지기업을 사업주로 참여시켰고, 더불어 소재국 정부나 중앙은행으로부터 환전 및 송금을 보장 받았다.

둘째, 사업을 추진하는 실질적인 주체인 사업주의 리스크 경감을 위해 투자적격 등급인 BBB 이상의 신용도를 유지하였으며, 발전소 건설공사 및 운영에 필요한 도로, 항만설비 등 인프라의 사용에 대한 권한을 부여받았다. 또한, 최근 환경기준 강화추세에 따라 사회 · 환경평가 보고서를 작성한 후 보고서의 결론에 따라 적절한 해소방안, 행동계획, 감시 장치, 리스크 관리수단 등의 환경관리 계획을 수립하여 제출하고, 사업소재국 정부 관계기관의 환경관련 인 · 허가를 취득하였으며 더불어 대출 금융기관의 환경기준에도 충족하였다.

셋째, 시장 리스크는 발전소 자본비용과 적정 투자수익, 대출 원리금 및 운영비용 등을 충분히 보상받을 수 있는 수준에서 20 ~ 30년의 장기계약으로 공공기관, 국영기업 등과 전력구매계약을 체결하였다. 또한, 프로젝트 회사는 신용있는 연료공급자와 장기 연료공급계약을 체결하여 연료공급자가 사전에 계약한 내용대로 연료를 공급하지 못할 경우 대체 조달이 가능하도록 하였다. 더불어 연료공급자가 국영기업일 경우에는 국영기업의 연료공급의무에 대하여 정부의 보증을 요구하였고, 연료하역설비, 인수기지 또는 수송시설의 건설주체를 명확하게 구분하였다.

3.4.2 발전유형 및 국가별 리스크 경감 특징

사례연구를 통해 리스크 경감 차원에서 살펴본 발전유형 및 국가별 특징에 따르면 우선, 라오스 세남노이 수력발전사업의 경우 연평균 강우량의 추정은 인근 관측소의 총 57년간 데이터에 면적감소계수 등을 이용하여 평균 강우량을 산출하였으며, 저수지 유입량의 산정은 인근의 세카탐 유역의 4년간 수위-유량 계측 데이터와 세남노이 유역의 5년간 수위-유량 계측 데이터를 실측하여 발전량 산정의 신뢰도를 높이고 이를 통해 수량변동 리스크를 경감하였다.

두 번째로, 전력판매가격에 환율과 물가상승률을 반영하지 않는 경우에는 대출 원리금 상환이 종료된 후 전력판매 수입이 급격히 낮아질 가능성이 있다. 인도네시아 찌레본 석탄화력발전사업의 경우에는 용량요금과 에너지요금 모두에 환율 및 물가변동을 연계 · 반영하였으며 특히, 용량요금에는 물가변동을 미국 소비자물가지수와 인도네시아 소비자물가지수를 함께 연계 · 반영하여 환율 및 물가변동 리스크를 경감하였다.

또한, 필리핀 일리한 가스복합발전사업의 경우 연평균 200억 원 이상 순이익을 창출할 수 있는 전력요금 구조를 갖고 있어, 민자발전사업의 성공적 모델로 평가받고 있으며 전력판매가격의 구성요소는 Table 2와 같다.

전력판매가격은 용량요금, 에너지요금 및 기타 보상요금(other compensation)으로 구성된다. 용량요금은 투자비를 연도별 현재 가치로 현가화하여 연간 발전량으로 나누어 요금단가를 산출한 자본회수요금(capital recovery fee)과 운전 유지비의 90%를 점유하는 고정운전 유지요금(fixed O&M fee)로 분류된다. 에너지요금은 운전 유지비의 10%를 차지하고 에너지요금, 실적 송전량 및 조정계수에 의해 산출되는 변동운전 유지비(variable cost of maintenance)와 가중평균 연료단가와 실적 송전량, 가중평균 보증 열소비율과 실적 연료소비량 자료를 활용하는 연료비 조정(adjustment of fuel cost)으로 분류된다. 또한, 기타 보상요금은 물가의 변동에 따라서 조정이 가능하고, 기타 추가적인 기동비용과 송전선로의 준공지연에 따라 필리핀 전력공사의 보상이 이루어지게 구성되어 있다.[4]

3.4.3 추가적 고려사항

본문에서 다루지는 않았지만 개발도상국 민자발전사업의 개발단계 리스크를 경감하기 위해 추가적으로 고려해야 하는 사항에 대해 살펴보았다.

첫째, 민자발전사업 개발단계에서 최종목표는 안정적으로 재원을 조달하는 것이며 재무모델 작성을 통한 사업성 검토 시 다음과 같은 요소에 주의가 필요하다.[1]

① 발전소 소내 각종 기기들을 운전하기 위해 필요한 소내 소비동력의 비율이 적정하게 반영되어 있는지의 여부(일반적으로 기력은 4 ~ 5%, 복합은 1.5 ~ 2.5%이다)

② 운영기간 중 발전소의 유지 · 보수비용이 현금흐름 추

Table 2 Tariff composition of Ilijan combined cycle power plant[4]

Item	Tariff composition
Availability fee	Capital recovery fee
	Fixed O&M fee
Energy fee	Variable cost of maintenance
	Adjustment of fuel cost
Other compensation	Additional start up, Delay in transmission line

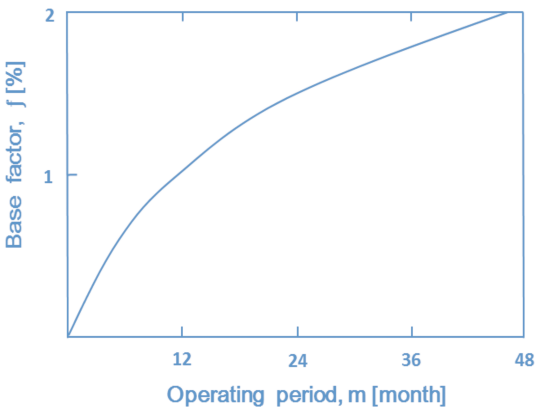

Fig. 1 Turbine performance degradation in accordance with operating period[4]

정에 반영되지 않는 부분이 있는지 여부

③ 발전소의 일부 설비만 가동할 경우 열효율이 저하되는지 여부

둘째, 석탄화력 및 가스복합 발전사업의 경우 운영기간이 경과할수록 발전량이 감소하고 열효율도 저하되는 것을 감안하여, 설비운영 경과에 따른 성능저하 영향을 매출액 산정에 충분히 반영해야 한다. Fig. 1은 미국의 기계학회에서 발표한 성능저하의 패턴을 나타낸 그림으로 설비의 운전시간(총운전개월수)을 알면 터빈의 성능저하율(base factor)을 알 수 있으며 이 자료는 터빈의 계약자료 및 성능변화의 비교 자료로 널리 활용되고 있다.[4]

4. 결 론

본 연구에서는 개발도상국 민자발전사업의 개발단계에서 발생할 수 있는 리스크를 사업소재국, 사업주 및 시장으로 분류하여 해당 항목별 주요 리스크와 일반적인 경감방법 등에 대해 조사하고, 근래 한전 및 발전회사가 수행한 대표적인 3개 사업에 적용하여 구체적인 경감방안을 도출하고자 하였으며, 연구를 통해 얻은 결론은 다음과 같다.

1) 정치 · 경제적으로 안정화되지 않은 개발도상국에서 민자발전사업 추진 시 사업소재국 리스크가 가장 큰 위험요소이며, 라오스와 같이 전력구매처로서 신용이 부족하여 수출신용기관과 국제개발금융기구의 사업참여가 어려운 경우 국가신용이 양호한 주변국으로 전력판매처를 다변화하여 시장 리스크를 경감시키는 동시에 사업소재국 리스크를 경감시켜야 한다.

2) 민자발전사업은 20 ~ 30년에 걸쳐 장기간 운영해야 하는 장치산업으로 운영기간 동안 수익성의 변동이 적어야 한다. 특히, 석탄화력 및 가스복합 발전사업의 경우 운영기간이 경과할수록 열효율도 저하되는 것을 감안하여, 설비운영 경과에 따른 성능저하 영향을 매출액 산정에 충분히 반영하여 기대수익을 보존할 수 있어야 한다.

참고문헌

1. Suh, G. G., 2004, Principles and application of Project Finance, Korea Eximbank, pp. 60-99.
2. Korea Electric Power Corporation, 2008, Development of overseas power project in accordance with the experience, pp. 227-232.
3. Chung, S. Y., 2007, Risk mitigation methods of project finance for overseas plant operation business, pp. 7-44.
4. Hwang, D. W., 2008, Risk mitigation of a power purchase agreement for the overseas power plant operation business, pp. 9-12, 24-33.
5. Bang, S. W., 2012, Case study of project financing for Cirebon IPP project.