



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

석사학위논문

제주 육상 풍력발전사업의
경제성 분석

제주대학교 경영대학원

회 계 학 과

김 지 연

2017년 8월

제주 육상 풍력발전사업의 경제성 분석

지도교수 김 길 훈

김 지 연

이 논문을 경영학 석사학위 논문으로 제출함

2017년 6월

김지연의 경영학 석사학위 논문을 인준함

심사위원장 _____ 인

위 원 _____ 인

위 원 _____ 인

제주대학교 경영대학원

2017년 6월

Economic Analysis of an Onshore Wind Business in Jeju Island

Ji-Yeon Kim
(Supervised by professor Gil-Hoon Kim)

A thesis submitted in partial fulfillment of the requirement for the
degree of Master of Business Administration

Jun. 2017.

This thesis has been examined and approved.

Thesis director, Dong-Wuk Kim, Prof. of Accounting

.....
.....
.....
Jun. 2017.
.....

Department of Accounting

GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS
ADMINISTRATION

JEJU NATIONAL UNIVERSITY

< 목 차 >

제I장 서론	1
제1절 연구의 필요성 및 목적	1
제2절 연구의 방법 및 구성	2
제II장 풍력발전 경제성 분석의 이해 및 선행연구 검토	3
제1절 신·재생에너지와 풍력발전의 이해	3
1. 신·재생에너지	3
2. 풍력발전의 이해	4
3. 풍력발전 사업의 현황	5
4. 풍력발전 사업의 구조	8
제2절 사업타당성 분석 기법과 수익성 분석 방법	13
1. 사업타당성 분석 기법	13
2. 수익성 분석 방법	15
제3절 선행연구 검토	17
제III장 육상 풍력발전사업의 경제성 분석	21
제1절 경제성 분석 개요	21
1. 경제성 분석 방법	21
2. 경제성 분석을 위한 전제	21
제2절 발전수입의 추정	22
제3절 발전원가의 추정	30
제4절 경제성 분석 결과	33
1. 경제성 분석 결과	33
2. 민감도 분석 결과	46
제IV장 결론	54
참고문헌	58

<표 목 차>

< 표 2-1 > 신에너지와 재생에너지	3
< 표 2-2 > 지역별 총 발전 용량(2016년 기준)	6
< 표 2-3 > 아시아지역 총 발전용량(2016년 기준)	7
< 표 2-4 > 우리나라 육상 풍력발전 현황(2015년 기준)	8
< 표 2-5 > 연도별 의무공급량 비율	11
< 표 2-6 > 신·재생에너지 공급인증서(REC) 가중치	12
< 표 2-7 > 회계항목에 대한 정의	17
< 표 3-1 > SMP 추정 결과	25
< 표 3-2 > 비태양광 REC 현물시장 거래가격(2012~2013년)	26
< 표 3-3 > 비태양광 REC 현물시장 거래가격(2014~2016년)	27
< 표 3-4 > 육상 풍력발전사업 예상 발전수입	29
< 표 3-5 > 육상 풍력발전사업 초기사업비	30
< 표 3-6 > 육상 풍력발전사업 운영 및 유지·관리비	31
< 표 3-7 > 차입금 상환스케줄	32
< 표 3-8 > 추정 손익계산서	33
< 표 3-9 > 추정 잉여현금흐름	38
< 표 3-10 > 추정 재무성과 분석	42
< 표 3-11 > 손익계산서(A, B사)	43
< 표 3-12 > 재무성과 분석(A, B사)	44
< 표 3-13 > 민감도 분석 시나리오 구성	46
< 표 3-14 > 연간 발전량의 증감에 따른 민감도 분석	47
< 표 3-15 > SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(1)	48
< 표 3-16 > SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(2)	48
< 표 3-17 > SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(3)	49
< 표 3-18 > SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(4)	50
< 표 3-19 > SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(5)	50

< 표 3-20 > SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(6)	51
< 표 3-21 > SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(7)	51
< 표 3-22 > 운영 및 유지·관리비 변화에 따른 민감도 분석	52
< 표 3-23 > 할인율 변화에 따른 민감도 분석	53

<그림 목 차>

< 그림 2-1 > 신·재생에너지 공급비중(발전량 기준)	4
< 그림 2-2 > 풍력발전시스템(Geared Type)	5
< 그림 2-3 > 세계 누적 풍력발전 용량(2001~2016년)	6
< 그림 2-4 > 전력시장 회원현황	9
< 그림 2-5 > 계통한계가격(SMP)	10
< 그림 2-6 > 한계가격 결정	10
< 그림 3-1 > SMP 추이(2011~2024년)	23
< 그림 3-2 > SMP 예측(2011~2024년)	24
< 그림 3-3 > 2016년의 부하지속 곡선 및 HVDC, 풍력발전량	25
< 그림 3-4 > REC 가격 변동 추이	28

제I장 서론

제1절 연구의 필요성 및 목적

전 세계 온실가스 배출량의 90%를 차지하는 196개국이 2015년 12월 UN 기후협약당사국 총회(COP21)에서 체결한 파리기후협정(Paris Agreement)의 발효와 함께 우리 정부는 신·재생에너지 분야의 기술 개발 및 보급 확대에 많은 투자를 하고 있다. 산업통상자원부는 2016년 말 신·재생에너지 보급 활성화 대책으로 2035년까지 목표했던 신·재생에너지 발전 비중 11%를 오는 2025년까지 앞당기겠다고 발표하였다.

2016년 한국에너지공단 신·재생보급통계에 따르면 신·재생에너지원 중 풍력은 2015년 말 기준 1,145,557MWh로 2004년 47,442MWh로 시작하여 현재까지 급속한 성장 추세를 보이고 있다. 특히 풍력발전사업은 태양광 등 여타 신·재생에너지원 보다도 경제성이 높은 것으로 보고되고 있다.

이와 같이 신·재생에너지 중 풍력발전사업에 대한 관심이 증가되면서 풍력발전사업에 관한 다양한 경제성 분석 연구가 발표되었다. 그러나 대부분의 풍력발전사업의 경제성 분석연구는 공학적 관점에서 이루어졌고 일부 재무적 관점의 경제성 분석 연구에서도 초기사업비와 운영 및 유지·관리비를 해외의 통계자료를 바탕으로 작성한 한계점을 가지고 있다. 또한 수익과 비용을 결정하는 요인에 대한 가정이 단순하고, 가치평가 과정에서도 추정 손익계산서와 현금흐름 분석을 면밀하게 하지 못한 측면이 있다. 또한 수익과 비용을 결정하는 다양한 요인에 대한 민감도 분석을 실시하지 못하였다.

본 연구의 목적은 현재 상업 운전 중이어서 관련 자료가 축적된 제주 육상 풍력발전사업의 경제성을 분석하는 것이다. 본 연구에서는 육상 풍력발전사업 관계자들과의 인터뷰를 통해 얻은 실제 초기 사업비와 운영 및 유지·관리비의 재무자료를 바탕으로 제주 육상 풍력발전사업의 사업타당성과 재무성과를 분석하고 분석 결과에 대해 논의하고자 한다. 본 연구는 풍력발전의 수익과 비용을 실제 자료에 근거하여 추정함으로써 보다 현실에 부합되는 육상 풍력발전사업의 경제

성 분석을 실시하였다는데 의의가 있다. 향후 신·재생에너지 관련 정책수립이나 풍력발전사업 추진에 도움을 줄 수 있을 것이다.

제2절 연구의 방법 및 구성

본 논문은 연구의 목적을 달성하기 위하여 다음과 같은 연구방법을 사용하였다.

첫째, 육상 풍력발전사업의 연간 발전수입 및 발전원가를 추정하였다. 이에 따라 추정 손익계산서와 추정 잉여현금흐름을 도출하였다.

둘째, 경제성 분석 기법 중 순현재가치법(NPV)과 내부수익률(IRR)법을 이용하여 사업타당성을 분석하였다.

셋째, 자기자본이익률(ROE)을 이용하여 육상 풍력발전사업의 재무성과를 분석하였다. 비교 목적으로 육상 풍력발전사업을 수행하고 있는 기업에 대해서도 재무성과를 분석하였다.

넷째, 연간 발전량, 전력판매 및 REC 가격, 운영 및 유지·관리비, 할인율에 대하여 민감도 분석을 실시하였다.

다섯째, 경제성 분석과 민감도 분석 결과를 바탕으로 제주도 육상 풍력발전사업의 경제성을 평가하고 그 의의와 한계점에 대해 설명하였다.

본 논문은 구성은 다음과 같다.

제1장 서론에서는 연구의 필요성과 목적, 연구의 방법 및 구성에 대하여 서술하였다.

제2장에서는 풍력발전과 사업타당성 분석 기법 및 수익성 분석 방법의 개념을 설명하고, 재무적 관점에서 육상 풍력발전사업의 경제성을 분석한 선행연구를 검토하였다.

제3장에서는 연간 발전수입과 발전원가를 추정하여 제주 육상 풍력발전사업의 경제성 분석 및 민감도 분석을 하였다.

제4장에서는 연구의 결론 및 연구의 한계점 및 시사점을 제시하였다.

제Ⅱ장 풍력발전과 경제성 분석의 이해 및 선행연구 검토

제1절 신·재생에너지와 풍력발전의 이해

1. 신·재생에너지

신·재생에너지는 기존의 석유, 석탄, 천연가스, 원자력 등과는 달리 관련 사업법을 가지고 있지 않는 모든 에너지로 기존의 에너지를 대체할 수 있는 에너지의 총칭으로 정의하며 사전적 의미는 신·재생에너지는 「에너지 및 재생에너지 개발 이용 보급 촉진법」 제2조에 의해 ‘기존의 화석연료를 변환시켜 이용하거나 햇빛·물·지열·강수·생물유기체 등을 포함하는 재생 가능한 에너지를 변환시켜 이용하는 에너지로 정의하고 있다(서미자, 2016).

한국에너지공단에서는 신·재생에너지를 태양광, 태양열, 풍력, 연료전지, 수소, 바이오, 폐기물, 석탄가스화·액화, 지열, 수력, 해양, 수열로 분류하고 있다(한국에너지공단 신재생센터 홈페이지 게시자료, 2017).

신·재생에너지는 유가의 불안정과 기후변화협약의 규제의 대응으로 중요성이 커지게 되었으며, 한국에서는 8개 분야의 재생에너지와 3개 분야의 신에너지, 총 12개 분야를 신재생에너지로 지정하고 있다(서미자, 2016).

<표 2-1> 신에너지와 재생에너지

지역	신에너지(3)	재생에너지(8)
내용	연료전지, 석탄액화가스화, 수소에너지	태양열, 태양광발전, 바이오매스, 풍력, 수력, 지열, 해양에너지, 폐기물에너지

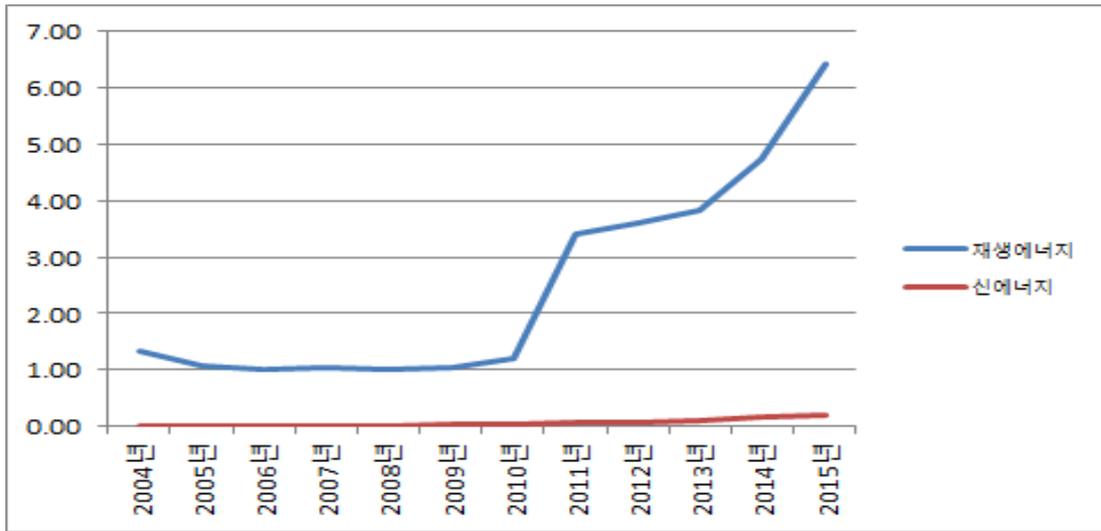
출처 : 서미자, 대체투자(태양광발전)의 경제성 평가, 2016.

신·재생에너지는 2015년 말 기준 재생에너지 6.41%, 신에너지 0.2%로 전체 발전량 중 6.61%를 차지하고 있다. 2004년 재생에너지 1.33%, 신에너지 0%를 시작

으로 2015년까지 꾸준한 성장률을 보이고 있으며, 산업통상자원부의 목표치인 11%에 도달하기 위해서는 신·재생에너지의 발전량은 2025년까지 급격한 성장률을 보일 것으로 예상된다.

<그림 2-1> 신·재생에너지 공급비중(발전량 기준)

(단위: %)



출처 : 한국에너지공단, 2015년 신재생에너지 보급통계(2016년판), 2016.

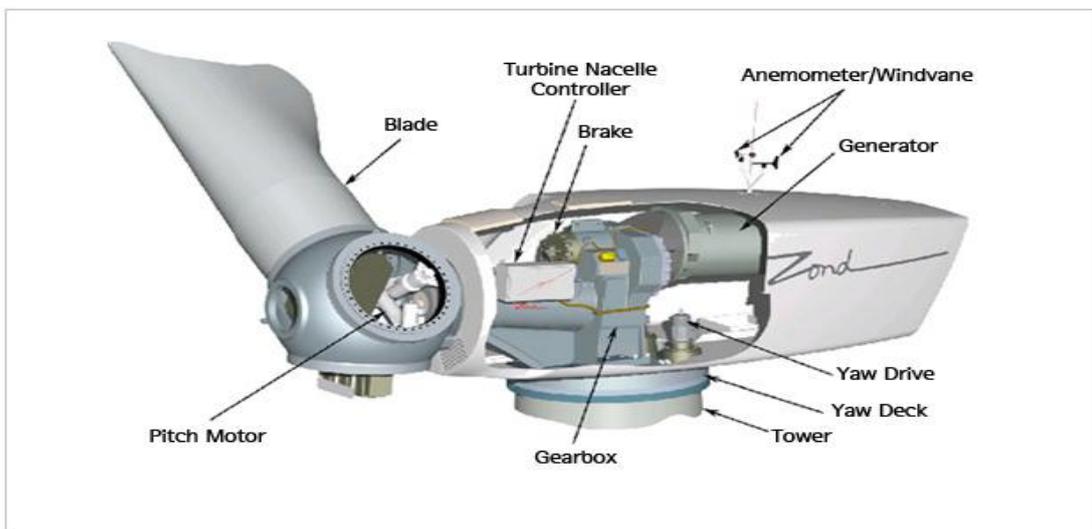
2. 풍력발전의 이해

풍력발전이란 공기의 운동에너지를 기계적 에너지로 변환시키고 이로부터 전기를 얻는 기술을 말한다. 풍력발전의 원리는 공기역학에 의해 날개처럼 생긴 로타(Rotor)가 돌아가면서 발생하는 기계적 운동에너지를 발전기를 통해 변환하는 것을 말한다(BIR Research Group, 2012).

풍력발전기는 기계장치부, 전기장치부, 제어장치부, Pitch Control, Stall Control로 나누어진다. 기계장치부는 바람으로부터 회전력을 생산하는 Blade(회전날개), Shaft(회전축)를 포함한 Rotor(회전자), 이를 적정속도로 변환하는 증속기(Gearbox)와 기동·제동 및 운용 효율성 향상을 위한 Brake, Pitching & Yawing System등의 제어장치로 구성되며, 전기장치부는 발전기 및 기타 안정된 전력을 공급하도록 하는 전력안정화 장치로 구성된다. 제어장치부는 풍력발전기가 무인

운전이 가능토록 설정, 운전하는 Control System 및 Yawing & Pitching Controller와 원격지 제어 및 지상에서 시스템 상태 판별을 가능하게 하는 Monitoring System으로 구성되며, Pitch Control은 날개의 경사각(pitch) 조절로 출력을 능동적 제어한다. Stall Control은 한계풍속 이상이 되었을 때 양력이 회전날개에 작용하지 못하도록 날개의 공기역학적 형상에 의한 제어를 한다(한국에너지공단 신·재생에너지센터 홈페이지 게시자료, 2017).

<그림 2-2> 풍력발전시스템(Geared Type)

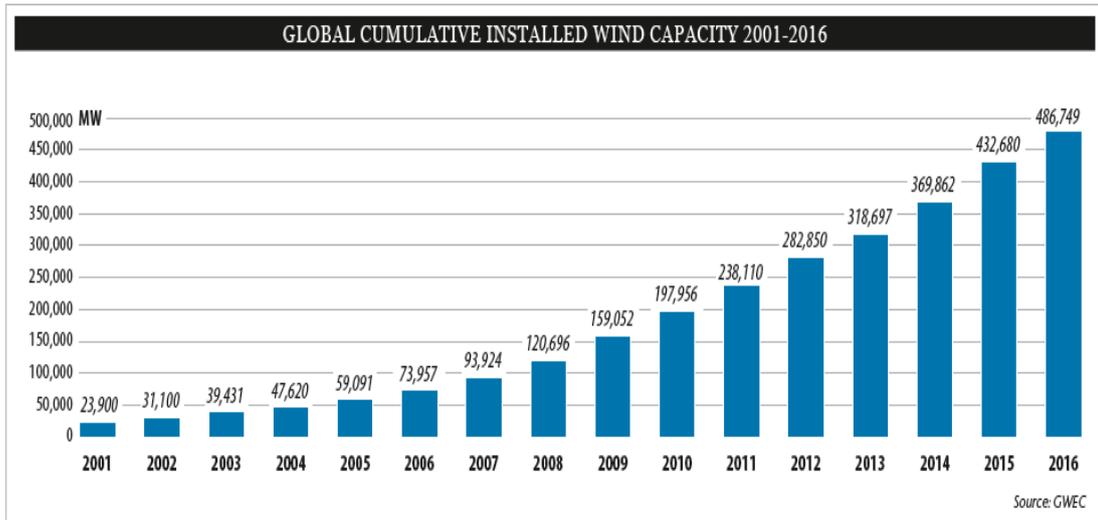


출처 : 한국에너지공단 신·재생에너지센터 홈페이지 게시자료, 2017.

3. 풍력발전 사업의 현황

풍력발전 시장은 2001년 이후 연평균 22.3%로 꾸준히 성장하고 있다. 2016년 세계 누적 풍력발전 용량은 486,749MW로 2001년 23,900MW에 비해 약 20배 이상 증가하였다. 이러한 높은 성장세에도 불구하고 각국의 전력생산에서 풍력발전이 차지하는 비중은 여전히 미미한 실정이다(문성주 외, 2011).

<그림 2-3> 세계 누적 풍력발전 용량(2001~2016년)



출처 : Global Wind Statistics 2016, GWEC(Global Wind Energy Council), 2017. 2

<표 2-2> 지역별 총 발전 용량(2016년 기준)

(단위: MW)

지역	2015년 누적	2016년 신규설치	2016년 누적
아프리카&중동	3,488	418	3,906
아시아	175,970	27,680	203,643
유럽	147,899	13,926	161,330
라틴아메리카&카리브해	12,218	3,079	15,296
북미	88,283	9,359	97,611
태평양지역	4,823	140	4,963
합계	432,680	54,600	486,749

출처 : Global Wind Statistics 2016, GWEC(Global Wind Energy Council), 2017. 2

지역별 총 발전용량을 보면 2016년 누적 총 발전 용량은 486,749MW 중 아시아가 203,643MW로 전체의 42%로 가장 큰 비중을 차지하고 있다. 2016년 신규 설치된 풍력발전 용량에서도 아시아지역의 발전 용량은 27,680MW로 전체 설치 용량의 51%를 차지하고 있다. 문성주 외(2011)에서 세계 풍력산업의 총 발전용량(2009년 기준) 157,899MW 중 유럽이 76,152MW로 48%를 차지하였던 결과와

는 완전히 상반된 통계치를 확인할 수 있다. 아시아는 풍력발전 사업에서 현재 가장 중요한 시장이며 해외 각국의 풍력발전 제조업체들의 아시아 점유 경쟁이 치열해 질 것으로 예상된다.

<표 2-3> 아시아지역 총 발전 용량(2016년 기준)

(단위: MW)

지역	2015년 누적	2016년 신규설치	2016년 누적
중국	145,362	23,328	168,690
인도	25,088	3,612	28,700
일본	3,038	196	3,234
한국	835	201	1,031
대만	647	35	682
파키스탄	308	282	591
태국	223	-	223
필리핀	216	-	216
기타*	253	25	276
합계	175,970	27,680	203,643

출처 : Global Wind Statistics 2016, GWEC(Global Wind Energy Council), 2017. 2

* 방글라데시, 몽골, 스리랑카, 베트남

아시아지역 총 발전 용량에 따르면 중국은 아시아지역 풍력 생산량의 83%를 차지하고 있으며 인도 14%를 제외한 나머지 국가의 발전량은 미미한 실정이다. 국가의 규모에 따라 풍력 시장의 성장 가능성의 차이가 있지만 우리나라의 신·재생에너지 보급 활성화 정책에 따라 풍력발전 사업의 투자 및 기술 연구 지원이 활발히 이루어진다면 우리나라의 아시아 시장 풍력발전 사업의 가능성은 긍정적이라고 볼 수 있다. <표 2-4>에는 우리나라 육상 풍력발전 현황이 나타나 있다.

<표 2-4> 우리나라 육상 풍력발전 현황(2015년 기준)

(단위: MWh)

구분	2015년 발전량	구분	2015년 발전량
강원	397,264	울산	2,103
제주	348,188	부산	500
경북	330,704	대전	374
전남	160,269	서울	189
인천	51,869	대구	62
경남	28,767	충남	24
전북	16,395	충북	15
경기	5,714	광주	2
전국	1,342,439		

출처 : 한국에너지공단, 2015년 신재생에너지 보급통계(2016년판), 2016.

4. 풍력발전 사업의 구조

풍력발전 사업에 따른 수입은 전력판매(SMP) 가격과 신·재생에너지 공급인증서(REC) 가격에 의해 결정된다.

$$\text{풍력발전 수입} = \text{전력판매량} \times \text{전력판매가격(SMP)} + \text{신·재생에너지 공급인증서(REC)} \times \text{REC 가격}$$

1) 시장가격 결정

전력시장 회원사는 2001년 9개 회원사로 시작하여 2016년 말 기준 1,387개의 회원사를 보유하고 있다. 한전발전자회사 및 대기업 민간발전사 23개를 제외한 1,304개는 신·재생에너지 회원사로서 전력시장에서 큰 비중을 차지하고 있다(전력거래소 교육센터 게시자료, 2017).

<그림 2-4> 전력시장 회원현황



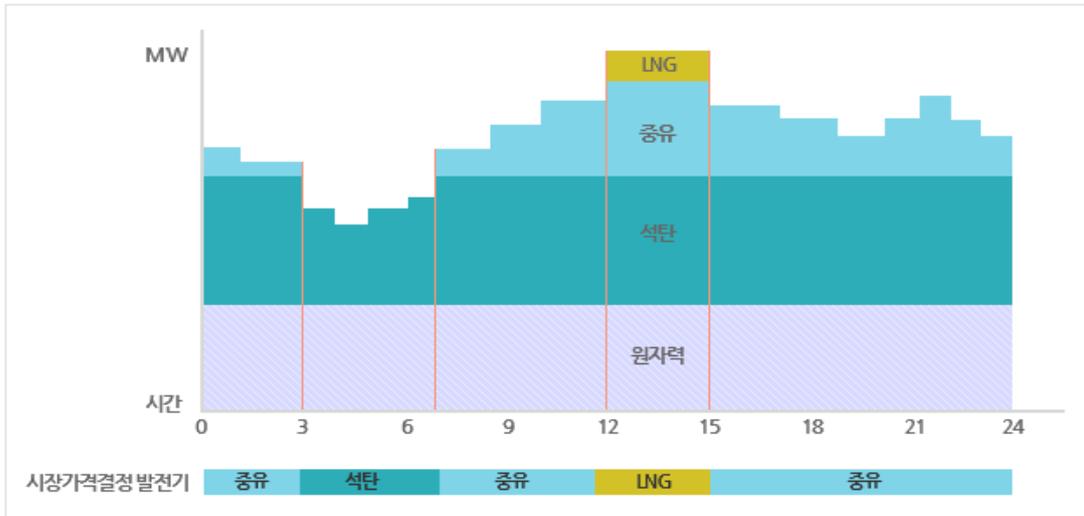
출처 : 중급전력거래반, 전력거래소 교육센터 게시자료, 2017.

전력시장에서의 전기의 가격은 경쟁시장에서 상품의 가격이 수요와 공급의 균형점에서 결정되는 시장원리와 동일하다 즉 전력수요량에 따라 전력공급량이 결정되는 시장이다. 우리나라의 전력시장은 1시간 단위로 전력거래 당일 하루 전에 결정되며, 하루 전에 예측된 전력수요곡선과 공급입찰에 참여하는 발전기들로 형성되는 공급곡선이 교차하는 점에서 시장가격이 매 시간 단위로 결정된다(전력거래소 홈페이지 게시자료, 2017).

시장가격 결정을 위한 “발전계획 프로그램”은 공급입찰에 참여한 발전기의 비용 최소화 원칙에 따라 발전기 가동여부와 발전출력을 결정하게 되는데, 이 중 가장 변동비가 높은 발전비용의 발전기를 한계가격 결정 발전기(Marginal Plant)로 처리하고 이 한계가격(SMP: System Marginal Price)을 그 시간대의 시장가격으로 결정한다(전력거래소 홈페이지 게시자료, 2017).

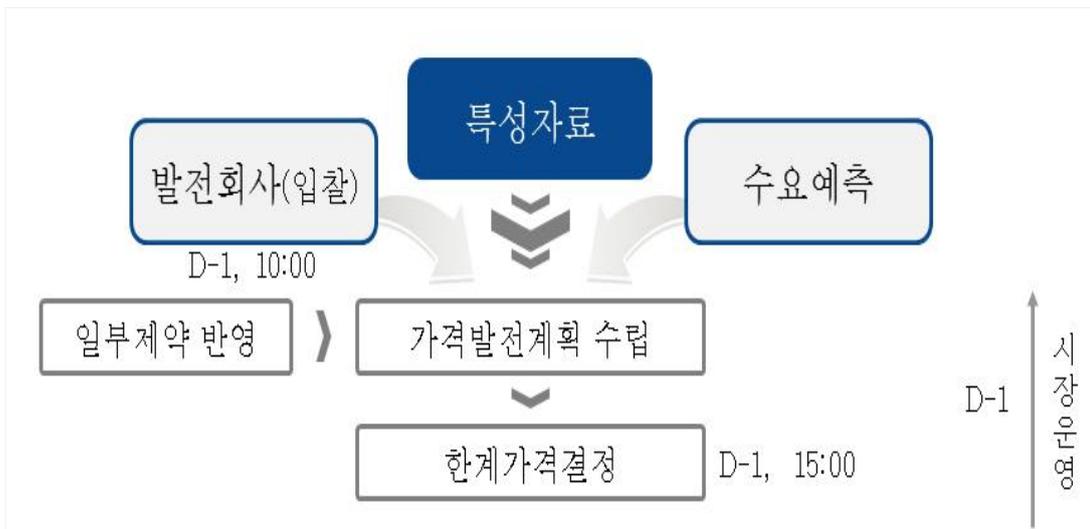
그러나 신·재생에너지 발전사는 시장가격 결정 및 공급용량 입찰에는 참여하지 않고, 신·재생에너지 발전기로 생산한 전체의 전력공급량을 전력시장에서 결정된 가격을 적용하여 발전과 동시에 판매한다는 점에서 한전발전자회사, 민간발전사와 차이를 가진다.

<그림 2-5> 계통한계가격(SMP)



출처 : 전력거래소 홈페이지 게시자료, 2017

<그림 2-6> 한계가격 결정



출처 : 전력시장운영규칙이해반 입찰운영및가격결정, 전력거래소 교육센터, 2017

2) 신·재생에너지 공급의무화제도(RPS)와 신·재생에너지 공급인증서(REC)

(1) 신·재생에너지 공급의무화제도(RPS)

신·재생에너지 공급의무화제도(RPS)는 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 제12조의5에 의거 신·재생에너지의 이용보급을 촉진하기 위하여 전기

사업자(의무대상자)가 공급하는 전력 중에서 일정 부분을 신·재생에너지를 이용하여 공급하도록 의무하는 제도이다. 정부는 2001년부터 신·재생에너지원별로 차등하여 지원하던 FIT 제도를 단계적으로 폐지하고 2012년부터 신·재생에너지의 보급을 확대하기 위하여 RPS 제도를 도입하였다(전력거래소 전력계획처, 2011).

RPS 제도의 시행 절차에 따르면 일정규모 이상의 전기사업자가 의무대상자로 선정이 되면 전기사업자가 공급하는 에너지의 일정부분(총 전력생산량의 10% 이내의 범위 내에서 대통령령으로 정함)을 신·재생에너지를 이용하여 전력을 공급해야 한다. 이때 의무대상자는 인증서 구매, 자체 또는 외부조달 등을 통하여 의무행을 증명해야 한다(전력거래소 전력계획처, 2011).

(2) 연도별 의무공급량 비율과 과징금

의무공급량은 공급의무자의 총발전량(신·재생에너지 발전량 제외)에 의무비율을 곱한 공급량을 말한다. 연도별 의무공급량 비율은 <표 2-5>와 같다.

<표 2-5> 연도별 의무공급량 비율

(단위: %)

연도	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
의무비율	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0

출처 : 한국에너지공단 홈페이지 게시자료, 2017.

한편 당해 연도에 의무를 이행하지 못하면 과징금이 부과된다. 과징금은 의무공급 부족분의 신·재생에너지 공급인증서 평균 거래가격의 150% 범위에서 부과(법 제12조의 6)되며 전력산업기반기금의 재원으로 귀속된다. 단 공급의무량의 20% 이내에서 3년까지 연기할 수 있다.

(3) 신·재생에너지 공급인증서(REC)

신·재생에너지 공급자는 공급인증기관으로부터 그 공급 사실을 증명하는 공급인증서를 발급 받을 수 있다. 공급인증서는 발급대상 설비에서 공급된 MWh를 기준으로 균형 있는 이용·보급과 기술개발 촉진 등이 필요한 신·재생에너지에

대하여는 대통령령으로 정하는 바에 따라 신·재생에너지의 ‘실제공급량 × 가중치’를 공급량으로 하는 인증서를 발급할 공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙으로 정하는 바에 따라 공급인증기관이 개설한 거래시장에서 거래해야 한다(법 제12조의 7⑤).

<표 2-6> 신·재생에너지 공급인증서(REC) 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
	0.25	IGCC, 부생가스	
기타 신·재생에너지	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	해상풍력(연계거리 5km초과),	고정형
	1.0~2.5	지열, 조력(방조제 無)	변동형
	5.5	ESS설비(풍력설비 연계)	‘15년
	5.0		‘16년
	4.5		‘17년

출처 : 한국에너지공단 홈페이지 게시자료, 2017.

공급인증서를 거래절차는 다음과 같다.

첫째, 신·재생에너지센터(RPS 종합지원시스템)에서 전력거래량을 확인한다.

둘째, 공급인증서 발급신청 및 발급수수료를 납부 한다. 공인인증서 발급수수료는 1REC 당 55원(부가세포함)이며, 100kW 미만의 발전소에 대해서는 수수료를 면제하고 있다.

셋째, 공급인증서 발급한 후 전력거래소 거래시스템을 통하여 거래한다(한국에너지공단 게시자료, 2017).

(4) 신·재생에너지 공급의무자의 의무이행비용 보전

신·재생에너지 등 비중앙급전발전기가 발전한 전력량은 SMP로 정산하며, 고정비 등 기타 사항은 정산하지 않는다. 따라서 신·재생에너지 발전사업자(신·재생에너지 공급의무자 제외)는 ‘전기 사업법’에 따른 전력시장의 전력판매수입 외에 ‘신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법’에 따라 신·재생에너지 공급인증서를 거래시장에서의 REC 판매수입으로 추가적인 보상을 받는다. 따라서 신·재생에너지 발전사업자의 수입은 다음과 같다.

$$\text{전력판매량} \times [\text{SMP} + (\text{가중치} \times \text{REC 가격})]$$

\uparrow
 전력시장

\uparrow
 공급인증서 거래시장

제2절 사업타당성 분석 기법과 수익성 분석 방법

1. 사업타당성 분석 기법

1) 편익-비용 분석법(B/C Ratio)

편익-비용 분석법(B/C Ratio)은 투자로부터 기대되는 총 편익의 현재가치를 총 비용의 현재가치로 나눈 값을 의미한다. 즉 장래에 발생하는 편익과 비용을 현재가치로 환산하기 위해서 할인율로 할인하여, 분석 기간 중 기대되는 총 편익과 총비용의 현재가치총액의 비율을 계산하는 지표로서 B/C Ratio가 1보다 클수록 그 사업은 타당하다고 판단할 수 있다(최길준, 2013).

편익-비용 분석은 국가차원에서 대규모 사회기반시설의 경제성을 타당성을 판

단하기 위해 사용된다(서미자, 2016).

$$B/C \text{ Ratio} = \sum \frac{B_t}{(1+k)^t} / \sum \frac{C_t}{(1+k)^t}$$

B_t : 연차별 총편익, C_t : 연차별 총비용
 k : 할인율, t : 기간

2) 내부수익률법(IRR)

내부수익률(IRR)이란 투자 사업 전체 기간에 기대되는 평균 수익률로서 투자 사업의 전 기간에 걸쳐 발생하는 현금유입의 현재가치와 현금유출의 현재가치를 일치시켜 순현재가치가 영(零)이 되게 하는 할인율이다. 투자안의 IRR이 자본비용(요구수익률, 할인율)보다 크면 그 투자안을 채택하고 그렇지 않으면 기각한다.

$$\sum \frac{B_t}{(1+r)^t} = \sum \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

B_t : 연차별 현금 유입, C_t : 연차별 현금 유출
 r : 내부수익률, t : 기간

3) 순현재가치법(NPV)

투자안의 가치를 평가하는 일반적인 기법으로 투자로 인해 발생하는 현금흐름 유입액의 현재가치에서 현금흐름 유출액의 현재가치를 차감한 현금흐름의 순현재가치(NPV)를 이용하여 투자안을 평가하는 기법이다. 투자안의 NPV가 영(零)보다 크거나 같으면 그 투자안을 채택하고, 영(零)보다 작으면 해당 투자안은 사업성이 없으므로 기각한다.

$$NPV = \sum \frac{B_t}{(1+k)^t} - \sum \frac{C_t}{(1+k)^t}$$

B_t : 연차별 현금 유입, C_t : 연차별 현금 유출
 k, t 는 각각 할인율, 기간을 의미함

2. 수익성 분석 방법

1) 자기자본이익률(ROE)

자기자본이익률(ROE)은 총자산 가운데 부채를 제외한 자기자본만을 기준으로 기업의 수익성을 측정하는 비율지표이다. ROE는 순수 자기자본으로 얼마의 당기 순이익을 창출했는가를 나타내는 지표이며 ROE는 타인자본 활용효과가 재무레버비지를 통해 반영된다.

자기자본과 순이익으로 이루어진 ROE 지표를 재무분석에 적용함에 있어서 전통적으로 세 가지 재무비율로 분해한다. 전통적 ROE는 매출액이익률과 자산회전율, 재무레버리지의 조합으로 분해가 가능하며, 기업이 ROE 재무지표를 높이기 위해서는 매출액이익률을 크게 하여야 하며, 영업자산의 운영 가동률을 높여야 하며, 외부부채의 조달을 통한 재무레버리지 효과를 증대시켜야 한다(김길훈·김병철, 2017).

$$ROE = \frac{\text{당기순이익}}{\text{자기자본}}$$

$$ROE = \frac{\text{당기순이익}}{\text{총자산}} \times \frac{\text{총자산}}{\text{자기자본}}$$

$$ROE = \frac{\text{당기순이익}}{\text{총자산}} \times \frac{(\text{자본} + \text{부채})}{\text{자본}}$$

$$ROE = \frac{\text{당기순이익}}{\text{총자산}} \times \left(1 + \frac{\text{부채}}{\text{자본}}\right)$$

$$\ast ROA = \frac{\text{당기순이익}}{\text{총자산}} = \frac{\text{당기순이익}}{\text{매출}} \times \frac{\text{매출}}{\text{자산}}$$

$$ROE = \frac{\text{당기순이익}}{\text{매출}} \times \frac{\text{매출}}{\text{자산}} \times \left(1 + \frac{\text{부채}}{\text{자본}}\right)$$

$$ROE = \underbrace{\text{매출이익률}}_{(\text{수익성})} \times \underbrace{\text{자산회전율}}_{(\text{활동성})} \times \underbrace{\text{재무레버리지}}_{(\text{안정성})}$$

2) 재해석 ROE

기업의 수익성을 분석하기 위한 대표적인 재무성과 측정치인 ROE를 다음과

같이 분해할 수 있다.

$$\begin{aligned}
 ROE &= \frac{NOPAT}{\text{자기자본}} - \frac{\text{세후순이자비용}}{\text{자기자본}} \\
 &= \frac{NOPAT}{\text{영업순자산}} \times \frac{\text{영업순자산}}{\text{자기자본}} - \frac{\text{세후순이자비용}}{\text{순차입금}} \times \frac{\text{순차입금}}{\text{자기자본}} \\
 &= \frac{NOPAT}{\text{영업순자산}} \times \left(1 + \frac{\text{순차입금}}{\text{자기자본}}\right) - \frac{\text{세후순이자비용}}{\text{순차입금}} \times \frac{\text{순차입금}}{\text{자기자본}} \\
 &= \frac{NOPAT}{\text{영업순자산}} + \left(\frac{NOPAT}{\text{영업순자산}} - \frac{\text{세후순이자비용}}{\text{순차입금}}\right) \times \frac{\text{순차입금}}{\text{자기자본}} \\
 &= \text{영업}ROA + (\text{영업}ROA - \text{세후순이자율}) \times \text{재무순레버리지} \\
 &= \text{영업}ROA + (\text{스프레드} \times \text{재무순레버리지})
 \end{aligned}$$

이 식은 전통적인 ROE 분해기법에 비해 기업의 수익성을 영업활동과 재무활동으로 명확히 구분하여 분석하는 기법이다. 이 식을 보면 재해석 ROE는 영업ROA와 스프레드(spread) 및 자금조달 방법의 영향으로 구분할 수 있음을 알 수 있다. 영업ROA는 기업이 영업이익을 창출하기 위하여 영업순자산을 얼마나 수익성 있게 효율적으로 활용하였는지에 대한 지표이다. 만약 영업순자산이 모두 자기자본으로 조달되었고 금융자산이 없다면, 기업의 ROE는 영업ROA와 동일할 것이다. 영업ROA와 세후순이자율의 차이인 스프레드는 기업의 재무전략과 재무위험을 평가할 수 있는 지표이다. 스프레드가 크다면 기업은 타인자본비율을 높이는 것이 주주의 부를 극대화하는 것이다. 세후순이자율이 영업ROA에 근접할수록 기업의 재무리스크가 커지고 수익성이 낮다는 신호이므로 재무리스크 관리에 유의해야 된다(김길훈·김병철, 2017).

기업의 경영전략을 제품시장전략과 재무전략으로 나누면 영업ROA는 제품시장전략과 관련이 있다. 영업ROA는 재무전략과는 별개로 영업관리와 영업자산투자관리를 얼마나 효율적이고 효과적으로 수행하였는지를 평가하는 지표라고 할 수 있고, 영업ROA는 기업의 가치를 결정하는 중요하고 기본적인 재무성과 측정치이다(김길훈·김병철, 2017).

<표 2-7> 회계항목에 대한 정의

항 목	정 의
세후이자비용	이자비용×(1-법인세율)
세후투자이익 (NIPAT)	(투자수익+이자수익)×(1-법인세율)
세후순이자비용	세후이자비용-세후투자이익
세후순영업이익 (NOPAT)	당기순이익+세후순이자비용
영업순운전자본	(유동자산-현금 및 시장성유가증권)-(유동부채-단기차입금과 유동성장기차입금)
비유동순영업자산	비유동자산+과생상품-이연법인세부채-이자비용이 수반되지 않는 비유동부채
투자순자산	비지배지분투자+기타비영업투자+잉여현금 및 시장성유가증권
영업순자산	영업순운전자본+비유동순영업자산
차입금	이자비용이 수반되는 부채
순차입금	차입금-투자자산
총자본	차입금+자기자본
순자본	순차입금 + 자기자본

출처 : 김길훈·김병철, 새로운 종합적인 재무성과 측정치를 이용한 리조트기업 재무성과
분석, 2016.

제3절 선행연구 검토

국내의 풍력발전의 경제성을 분석한 연구로는 하정우·김수덕(2005), 이강일(2011), 문성주 외(2011) 등이 있다.

하정우·김수덕(2005)에서는 건설 중인 대관령 풍력발전 단지의 풍속 및 발전량을 검토하고 풍력발전 사업의 경제성을 분석하였다. 실제 풍속 분포자료를 조사하여 최적의 계수를 도출하였고 연간 발전량을 구하였다. 그러나 풍력발전 시설의 초기사업비와 운영 및 유지·관리비는 국내 자료를 이용하고자 하였으나 관련 자료 확보의 어려움이 있어 유럽풍력협회(EWEA, 2013.12)의 자료를 적용하였다. 유럽풍력협회 통계자료에 따르면 초기사업비는 국가별로 상이하나 대략 900~1,150€/kW 이며 보고서에서는 터빈 등 수입으로 인한 비용 및 향후 기술진보를

고려하여 1,100€/kW로 적용하였다. 운영 및 유지·관리비는 생산된 전력량 kWh 당 1.2~1.5c€이며, 제작사와의 원거리를 고려하여 이 보고서에서는 1.5c€를 적용하였다. 이외의 경제성 평가 변수는 다음과 같다.

- 유로화 환율 : 1,421원/€
- 풍력발전기 예상수명 : 20년
- 전력판매가격 : 107.66원/kWh 및 전력거래소의 1년간 최고가 SMP
- 전력구매 가격의 상승률 : 0%

분석결과 전력판매가격이 107.66원/kWh일 경우 내부수익률이 8.11%이며 내부수익률은 보고서에서 가정하고 있는 할인율인 7.5%보다 높게 나타나 풍력발전사업의 경제성이 있는 것으로 나타났다. 그러나 초기사업비 및 운영 및 유지·관리비를 유럽풍력협회의 자료를 인용하였기 때문에 국내 현실과 괴리가 있을 수 있고, 경제성 분석을 위한 가정이 너무 단순하다는 한계점이 있다.

이강일(2011)에서는 2008년 2월 최종 2단계 공사가 마무리되어 상업운전을 하고 있는 한경풍력발전단지의 경제성을 분석하였다. 비용 산정을 위하여 실제 건설에 소요된 비용을 반영하였으며 운영 및 유지·관리비 중 인건비는 실제 상주 인원을 기준으로 남부발전의 평균 근속년수와 공시되어 있는 금액의 85% 수준의 임금을 반영하였다. 운영 및 유지·관리비는 기존 선행연구에서 해외의 사례를 반영한 것과 달리 1.5MW급 풍력발전기 1기당 연간 22억원의 비용이 소요되는 것을 전제로 풍력발전기의 증가에 따른 운영 및 유지·관리비의 증가에 규모의 경제를 가정하여 한경풍력발전단지 전체의 운영 및 유지·관리비를 추정하였다. 전력판매가격은 풍력발전의 발전차액 기준금액인 107.29원을 적용하였고 전력생산과 온실가스 저감을 통한 탄소배출권 취득 등 직접적으로 발생하는 편익과 에너지를 거의 전량 수입하고 있는 에너지 안보 확충으로서의 편익을 경제성 분석 편익에 포함하였다.

분석결과 기존의 선행연구에서 적용한 해외 사례의 운영 및 유지·관리비를 적용한 경우에는 할인율과 배출권 가격의 변동을 고려하더라도 평균적으로 B/C 비율이 1을 상회(1.058~1,135)하는 결과를 보여 경제성이 있는 것으로 나왔지만,

재산정한 운영 및 유지·관리비를 적용한 경우에는 할인율과 배출권 가격의 변화에 따라 평균 0.675~0.861의 B/C 비율 값을 보여 경제성이 없는 것으로 나타났다. 이 연구는 실무자들의 답변에 근거한 자료를 운영 및 유지·관리비를 현실화하고 대기오염물질 배출량 저감 편익을 고려한 점에서 선행 연구들과 차별성을 가진다.

문성주 외(2011)에서는 건설을 추진하고 있는 제주특별자치도의 S와 I 풍력단지 예비 분석 자료를 토대로 풍력산업의 경제성을 분석하였다. 투자비 산정에는 국내 대규모 육상 풍력발전단지의 평균 사업비인 180~200만원/kW를 반영하였으며 이외의 경제성 평가 변수로는 다음과 같이 설정하였다.

- 할인율(Discount Rate) : 연간 7%
일반적인 전력설비의 경제성평가에 적용하는 값이다.
- 투자비 차입율 : 0%
일반적인 국내 실적을 감안하는 경우 차입율은 70%를 적용하고 있다.
- 이자율(Interest) : 연간 7%
- 경제수명기간 : 20년
잔존가치는 총 공사비의 0%가 되도록 계산하였다.
- 감가상각법 : 정액법
- 운영 및 유지·관리비 : 총 사업비의 1.5% /년
- 전력판매가격 : 풍력발전 차액제도인 기준단가의 107.29원/kWh과 SMP 3년 평균가격인 94.64원/kWh을 적용하여 분석하였다.

분석결과 전력판매가격 107.29를 적용한 경우 순현재가치가 V사 15,553백만원, H사14,598백만원으로 2곳 풍력발전기 모두 경제성이 있는 것으로 나타났다. 조건의 변화가 경제적 타당성에 미치는 영향을 파악하기 위하여 연간 발전용량(15%~-15%), SMP 가격(30%~-10%), 운영 및 유지·관리비(2.5%~0.5%)의 범위에 대한 민감도를 분석한 결과 S와 I지역 풍력단지 지역에서 V사 풍력발전기와 H사 풍력발전기 모두 경제적 타당성을 갖는 것으로 나타났다. 이 연구는 재무적 관점에서 선행적 연구가 이루어 졌다는데 의의가 있다. 그러나 투자비 산정에 있

어서 비논리적인 kW 당 단가를 적용하였고, 운영비도 투자비에 근거하여 추정하였다는 한계점을 가진다.

육상 풍력발전사업의 경제성을 분석한 선행연구에서는 수익과 비용에 대한 일정한 가정 하에 육상 풍력발전의 사업타당성과 민감도 분석을 실시하였다. 수익과 비용 추정에 대한 일반적 논의나 구체적 근거가 제시되어 있지 않고 하나의 사례 또는 단순한 가정을 제시하고 논의를 전개하고 있다는 한계점을 가진다. 또한 가치평가 과정에서도 추정 손익계산서와 현금흐름 분석을 면밀하게 하지 못한 측면이 있으며 수익과 비용을 결정하는 다양한 요인에 대한 민감도 분석을 실시하지 못하였다.

풍력발전의 수익과 비용을 실제 자료에 근거하여 추정하고 수익·비용에 영향을 미치는 다양한 요인에 대한 민감도 분석을 실시함으로써 보다 현실에 부합되는 육상 풍력발전의 경제성분석을 실시할 필요가 있다. 이러한 분석을 통해 향후 신·재생에너지 관련 정책수립이나 풍력발전 사업 추진에 도움을 줄 수 있을 것이다.

제Ⅲ장 육상 풍력발전사업의 경제성 분석

제1절 경제성 분석 개요

1. 경제성 분석 방법

육상 풍력발전사업의 경제성 분석관련 기존 선행연구에서는 순현재가치법, 내부수익률법, 편익비용분석 등 다양한 평가방법이 사용되었다.

본 논문에서는 경제적 타당성 분석에 보편적으로 이용되는 순현재가치법을 이용하여 사업타당성 분석을 실시한다. 또한 내부수익률을 통해 육상 풍력발전사업의 수익률을 추정해 보고자 한다. 그리고 육상 풍력발전사업을 현재 운영하고 있는 제주도내 기업의 실제 재무자료를 이용하여 재무성과 분석을 실시한다.

2. 경제성 분석을 위한 전제

육상 풍력발전사업의 경제성 분석을 위한 전제는 다음과 같다.

- 대상 : 2016년 1월 공사를 착공하는 육상 풍력발전소
- 규모 : 30MW(3MW*10기)
- 건설기간 : 2016년 1월 1일 ~ 2016년 12월 31일
- 경제수명기간 : 20년
- 감가상각방법 : 정액법
- 상주인원 : 5명(발전소장 1명, 엔지니어 3명, 사무직 1명)
- 유지·관리 방법 : 발전기 제조사와 유지·관리용역 계약 체결
- 투자비 차입율 : 70%

일반적인 국내 실적을 감안하는 경우 차입율은 70%를 적용하고 있다(문성주외, 2011). 차입금은 착공시 100% 차입하는 것으로 가정하였다.

- 차입금 상환방법 : 18년 원금 균등 상환

공사비 지급방법 : 준공시 100% 지급

법인세율: 22%

할인율(Discount Rate) : 연간 5%

현가와 계수의 산정을 위한 할인율은 3년 만기 국고채 금리 1.8%(한국은행, 2016.11)에 가산금리 3.2%를 적용한 5%를 적용하였다.

차입금 이자율(Interest) : 연간 5%

차입금에 대한 이자율은 연간 5%로 가정하였다.

제2절 발전수입의 추정

1. 전력판매(SMP) 가격 추정

1) 연간 발전량 추정

현재 상업운전 중인 30MW의 육상 풍력발전단지 관계자들과의 인터뷰를 통해 획득한 자료를 평균한 결과 아래와 같은 예상 발전량을 추정하였다.

이용률 : 25% (단, 송전손실률은 고려하지 않음)

소내소비율 : 0%

연간 발전량 : 65,700,000kWh

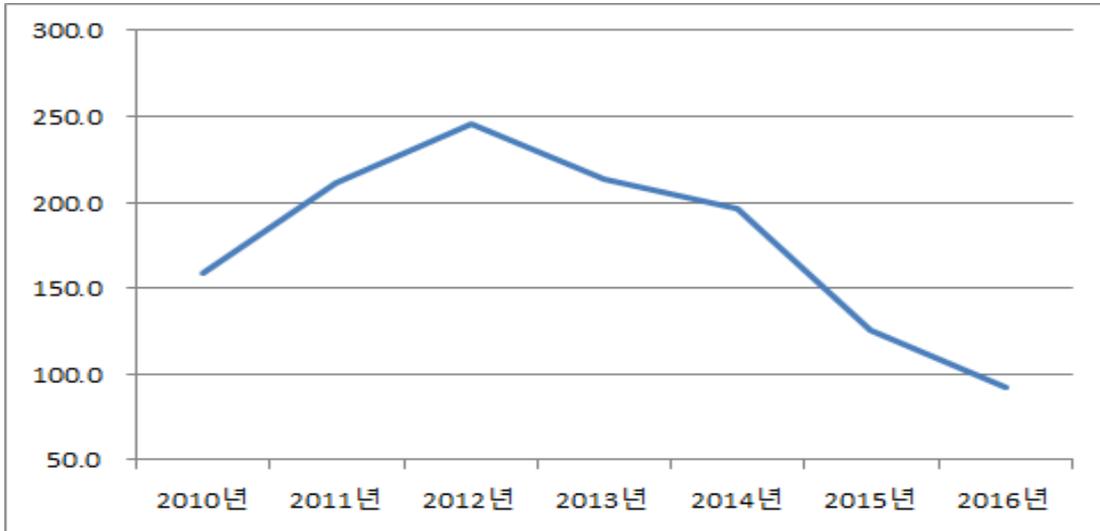
연간 REC 발급량 : 65,700개

2) SMP 추정

<그림 3-1>에는 최근 7년간 제주 계통한계가격(SMP)의 추이가 나타나있다.

<그림 3-1> SMP 추이

(단위: 원)



출처 : 전력거래소, 2016년도 전력시장 통계, 2017.5.

제주 SMP의 추이를 살펴보면 2010년 159.2원에서 2012년 245.9원까지 상승하였으나, 발전연료인 석유와 LNG 가격 하락에 따라 SMP가 하락하여 2016년 91.8원 수준까지 크게 하락하였고, 그 이후 점차 상승하는 단계이다.

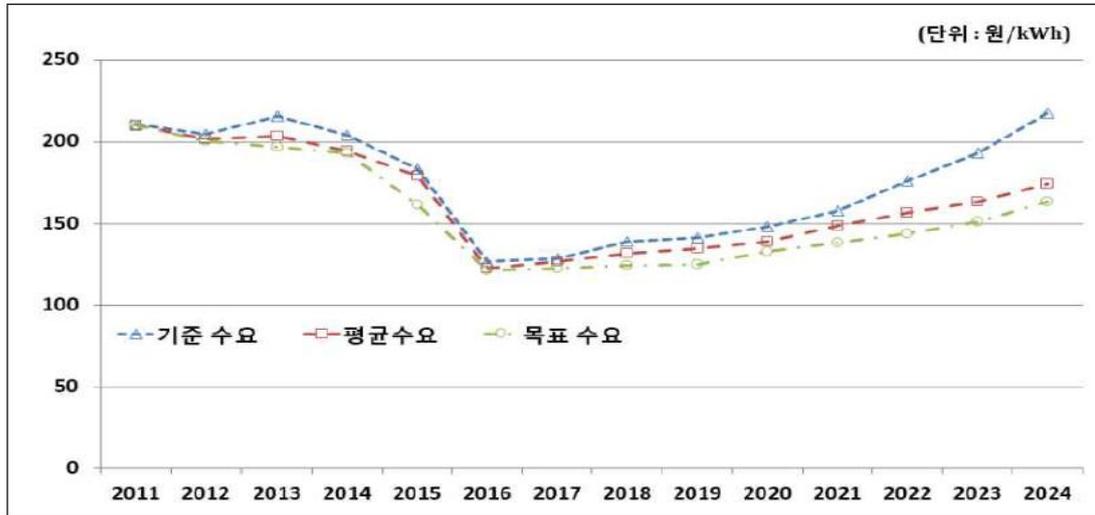
육상 풍력발전사업의 경제성 분석 시 대부분의 원가가 고정적이므로 SMP의 추정은 매우 중요하다. 기존 선행연구에서는 최근 1년간 SMP 중 최고가를 기준으로 SMP를 추정하거나(하정우·김수덕, 2015), 풍력발전 차액제도인 기준단가의 107.29원/kWh과 3년 평균 SMP인 96.64원/kWh로 SMP를 추정(문성주 외, 2011)하여 경제성을 분석하였다.

본 연구에서는 보다 정확한 SMP 추정을 위하여 2016년 12월 제주특별자치도에서 발표한 강정마을 해상풍력발전 보급사업 경제성 분석 연구 자료를 인용하여 SMP를 추정하였다. 연구 자료에서는 제주 SMP 추정치를 KDI 공공투자관리센터에서 발행한 2014년도 공공기관 예비타당성조사 “제주해상풍력발전사업” 보고서에서 제시한 시뮬레이터 값을 적용하였다.

KDI 공공투자관리센터는 2010년부터 2012년까지 3년간의 SMP 예측 값과 실적 값을 비교하여 예측 시뮬레이터를 검증하였으며, 오차분석 결과 실적대비 예측값의 오차는 최대 3.31%에서 최소 2.63%로 비교적 안정적인 결과를 도출하였

다. 시뮬레이터를 이용하여 예측한 2011년부터 2024년까지 SMP는 <그림 3-2>과 같다(제주특별자치도, 2016).

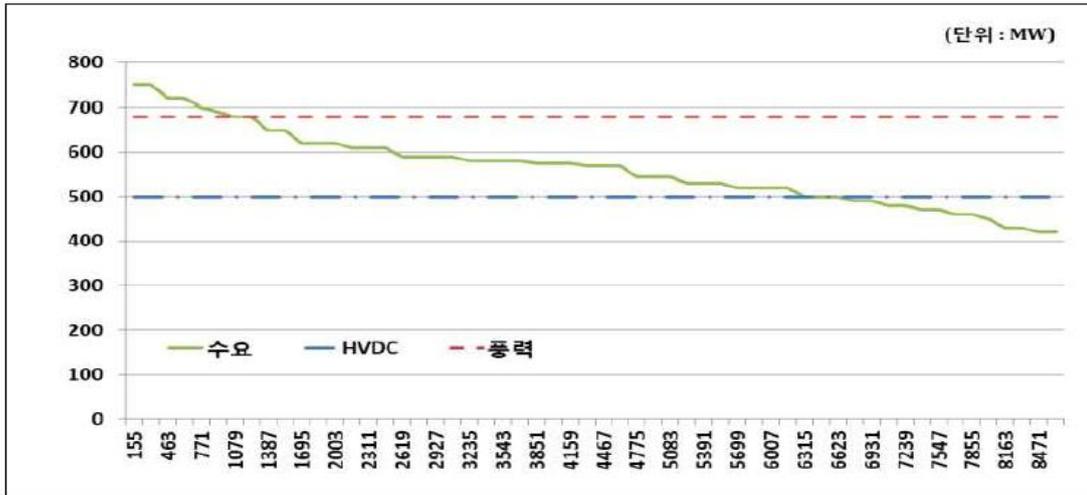
<그림 3-2> SMP 예측(2011~2024년)



출처 : 제주특별자치도, 강정마을 해상풍력발전 보급사업 경제성 분석, 2016.12.

제주도내 풍력 발전량의 공급이 증가하고 2014년 진도-제주 간 400MW급 제2고전압(HVDC) 양방향 송전 케이블이 건설되면서 2016년까지 SMP는 지속적으로 감소하는 경향을 보이며, 2016년 HVDC 송전량과 풍력발전단지 설비용량이 최대가 되는 시점에서 최소 가격이 예측된다. 2016년의 경우에는 1년 8,760 시간 동안의 전력 수요량을 HVDC와 풍력이 충당하고 있기 때문에 육지 SMP와 제주 SMP가 동일해지는 수준이다. 2016년 이후 수요는 지속적으로 약 3% 정도 매년 증가하는 반면 제주계통에 추가되는 발전설비가 없기 때문에 1년 중 제주기력 발전기(Steam power plant)들이 SMP를 결정하는 비중이 높아짐에 따라 SMP가 2016년 이후 가파르게 증가하는 추세를 보이게 된다. 2024년에는 1년 8,760시간 중 약 3/4을 제주기력 발전원들이 SMP를 결정하고 있으며 상한 수요를 적용할 경우 SMP는 더욱 증가할 수 있다(제주특별자치도, 2016).

<그림 3-3> 2016년의 부하지속 곡선 및 HVDC, 풍력발전량



출처 : 제주특별자치도, 강정마을 해상풍력발전 보급사업 경제성 분석, 2016.12.

2016년 거래되는 SMP는 약 100원/kWh 인데 반해 예측된 2016년 SMP는 122.37원/kWh으로 약 22원/kWh 만큼 높게 예측되었다. 이로 인해 연구 자료에서는 보수적으로 경제성 평가를 수행하기 위하여 평균 수요시의 SMP를 기준으로 할인율 5%를 적용한 SMP 110원/kWh(평균)을 적용하였다(제주특별자치도, 2016).

그리고 2024년 이후의 SMP는 매년 2%씩 증가한다고 추정하였다. 2017년부터 2036년까지의 제주 육상 풍력발전사업 추정 SMP 결과는 <표 3-1>과 같다.

<표 3-1> SMP 추정 결과

(단위: 원/kWh)

연도	SMP	연도	SMP
2017년	126.47	2027년	184.84
2018년	131.46	2028년	188.54
2019년	134.60	2029년	192.31
2020년	138.62	2030년	196.16
2021년	148.73	2031년	200.08
2022년	156.53	2032년	204.08
2023년	163.11	2033년	208.16

2024년	174.19	2034년	212.32
2025년	177.67	2035년	216.57
2026년	181.22	2036년	220.90
평균		177.83	

2. 신·재생에너지 공급인증서(REC) 가격 추정

1) REC 가격 추이

전력거래소 홈페이지의 REC 거래 동향 리포트에 따르면 2012년 3월부터 2013년 12월의 비태양광 신·재생에너지의 월별 REC 현물시장 평균 가격은 137,884원이며 연도별 거래가격은 <표 3-2>와 같다.

<표 3-2> 비태양광 REC 현물시장 거래가격(2012~2013년)

(단위: 원)

2012년		2013년	
1월	-	1월	67,349
2월	-	2월	82,365
3월	42,421	3월	98,374
4월	48,192	4월	119,419
5월	52,251	5월	120,937
6월	52,357	6월	116,753
7월	54,922	7월	125,641
8월	63,173	8월	131,106
9월	65,909	9월	147,824
10월	71,747	10월	179,851
11월	66,433	11월	223,026
12월	69,137	12월	241,480
평균	58,654	평균	137,844

출처 : 전력거래소 홈페이지 게시자료

2014년 1월부터 2016년 12월까지의 비태양광 신·재생에너지의 월별 REC 현물 시장의 평균 가격은 134,990원이며 연도별 거래가격은 <표 3-3>과 같다.

<표 3-3> 비태양광 REC 현물시장 거래가격(2014~2016년)

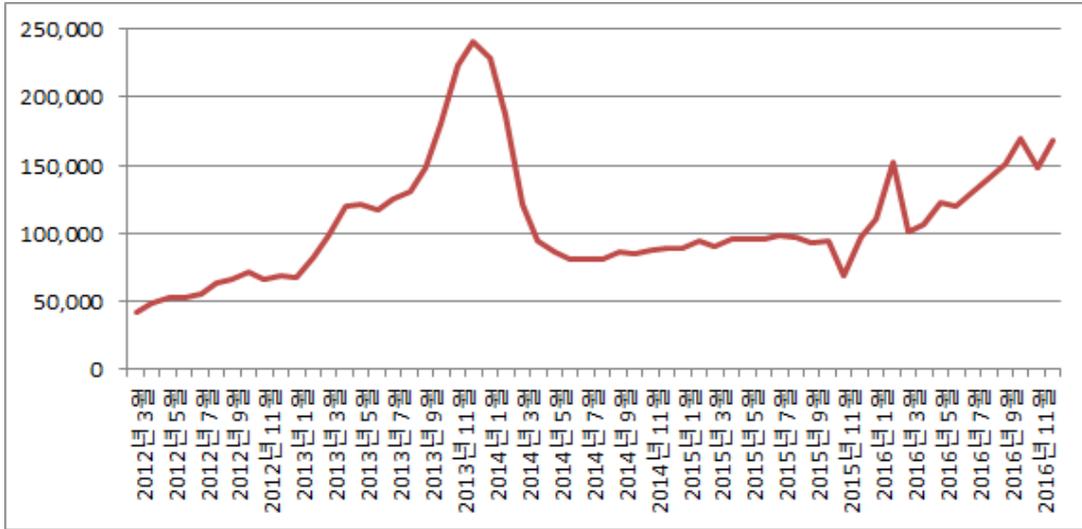
(단위: 원)

2014년		2015년		2016년	
1월	228,303	1월	89,242	1월	109,974
2월	186,517	2월	94,419	2월	152,534
3월	120,667	3월	89,833	3월	100,879
4월	95,000	4월	95,071	4월	106,436
5월	86,009	5월	95,299	5월	123,049
6월	81,475	6월	96,341	6월	119,558
7월	80,601	7월	98,389	7월	130,774
8월	81,325	8월	96,986	8월	140,515
9월	86,409	9월	93,334	9월	150,733
10월	85,355	10월	94,098	10월	169,757
11월	87,087	11월	68,251	11월	147,833
12월	88,488	12월	96,565	12월	167,834
평균	108,936	평균	92,319	평균	134,990

출처 : 전력거래소 홈페이지 게시자료(2014~2016년 REC 거래 동향 리포트)

비태양광 REC 가격은 2013년 12월 241,480원까지 도달하였으나 2014년 국가 REC 물량의 대량 방출로 인하여 2014년 7월 80,601원까지 급락하였다. 이후 2014년 8월부터 2015년 12월까지는 8만원에서 10만원 사이에서 보합세를 유지하였고 2016년 1월부터 다시 REC 가격이 상승하여 2016년 12월말 기준 167,834원에 도달하였다. 2012년부터 2016년까지의 REC의 가격 변동 추이는 <그림 3-4>과 같다.

<그림 3-4> REC 가격 변동 추이



2) REC 가격 추정

에너지경제연구원에서 발간한 “신·재생에너지 공급인증서(REC) 가격 예측 방법론 개발 및 운용” 기본 연구 보고서에 따르면, 국내 REC의 역사가 짧아 축적된 데이터로 REC 가격을 추정하기엔 부족한 실정이며 국내 REC 거래현황으로 미래의 REC 가격을 추정하기엔 불확실성한 요소들이 많이 존재한다(제주특별자치도, 2016).

신·재생에너지 공급 의무비율을 충족하기 위한 신·재생에너지 발전소 설립의 어려움으로 인해 향후 REC 가격은 상승할 수밖에 없으나 국가가 보유한 REC를 통해 REC 가격을 조절하는 상황이어서 과거와 같이 REC 가격이 급등하지 않을 것으로 판단된다. 의무공급자에게 배분되는 비태양광 국가 REC 물량은 2014년 175만 REC에서 2015년에는 이보다 줄어든 120만 REC로 2014년과 같은 국가 REC 물량 대량 방출은 발생하지 않을 것으로 보이며 향후 REC 가격은 국가 REC 배분 정책이 계속 유지될 것으로 예상된다.

따라서 본 연구에서는 전력거래소에서 발표한 2012년부터 2016년까지의 평균 REC 거래 가격인 10만원으로 REC 가격을 추정하였다. SMP와 같이 REC 가격에 대해서는 추가적으로 민감도 분석을 실시하였다.

3. 발전수입 추정

SMP와 REC 가격의 추정을 통하여 도출한 제주도내 30MW 육상 풍력발전사업의 예상 발전수입은 <표 3-4>과 같다.

<표 3-4> 육상 풍력발전사업 예상 발전수입

(단위: 원)

구분	SMP	REC	연간 발전수입
2017년	8,309,079,000	6,570,000,000	14,879,079,000
2018년	8,636,922,000	6,570,000,000	15,206,922,000
2019년	8,843,220,000	6,570,000,000	15,413,220,000
2020년	9,107,334,000	6,570,000,000	15,677,334,000
2021년	9,771,561,000	6,570,000,000	16,341,561,000
2022년	10,284,021,000	6,570,000,000	16,854,021,000
2023년	0,716,327,000	6,570,000,000	17,286,327,000
2024년	11,444,283,000	6,570,000,000	18,014,283,000
2025년	11,672,919,000	6,570,000,000	18,242,919,000
2026년	11,906,154,000	6,570,000,000	18,476,154,000
2027년	12,143,988,000	6,570,000,000	18,713,988,000
2028년	12,387,078,000	6,570,000,000	18,957,078,000
2029년	12,634,767,000	6,570,000,000	19,204,767,000
2030년	12,887,712,000	6,570,000,000	19,457,712,000
2031년	13,145,256,000	6,570,000,000	19,715,256,000
2032년	13,408,056,000	6,570,000,000	19,978,056,000
2033년	13,676,112,000	6,570,000,000	20,246,112,000
2034년	13,949,424,000	6,570,000,000	20,519,424,000
2035년	14,228,649,000	6,570,000,000	20,798,649,000
2036년	14,513,130,000	6,570,000,000	21,083,130,000
계	233,665,992,000	131,400,000,000	365,065,992,000

제3절 발전원가 추정

1) 초기사업비 추정

육상 풍력발전사업의 경제성을 분석한 선행연구와 상업운전 중인 30MW 육상 풍력발전단지 관계자들과의 인터뷰를 통하여 파악한 육상 풍력발전단지의 평균 초기사업비는 <표 3-5>와 같다.

<표 3-5> 육상 풍력발전사업 초기사업비

(단위: 원)

구분	금액	비고
토목부문	9,000,000,000	
제조부문	66,000,000,000	
풍력발전기	45,000,000,000	3MW*10기
기타	21,000,000,000	기계공사, 송전선로, 변전소 포함
초기 사업비	75,000,000,000	

30MW 육상 풍력발전사업의 평균 공사기간은 1년이며 풍력발전기 단가를 보수적으로 추정하기 위하여 국산발전기보다 상대적으로 가격이 높은 해외발전기를 대상으로 추정하였다. 각 부문의 금액을 합산한 결과 30MW 육상 풍력발전사업의 초기사업비는 약 750억원으로 추정하였다. 이는 선행연구인 문성주외(2011)에서 가정한 초기사업비 600억원(180~200만원/kW)과 하정우·김수덕(2005)에서 가정한 초기사업비 490억원(900~1,150유로/kW, 환율: 1,421원)보다 실제로 더 많은 초기사업비가 필요하든 것을 알 수 있다.

초기사업비 중 제조부문의 기타금액에는 설계 및 인허가, 기계공사, 전기공사(송전선로), 건축공사(변전소, 전기실, 관리동)이 포함되어 있으며 발전소의 지리적 여건에 따라 발전소 전기실에서부터 변전소까지의 거리가 달라질 수 있으므로 송전선로 비용은 다소 차이가 발생할 수 있다.

2) 운영 및 유지·관리비 추정

초기사업비를 기준으로 30MW 육상 풍력발전사업을 운영하는데 들어가는 연간 운영 및 유지·관리비는 <표 3-6>과 같이 추정하였다.

<표 3-6> 육상 풍력발전사업 운영 및 유지·관리비

(단위: 원)

구분	금액	비고
유지·관리비	950,000,000	준공시점인 2차년도 부터 지급함.
부지임차료	550,000,000	
인건비	400,000,000	5명 상주
판매·관리비	1,500,000,000	
합계	3,400,000,000	

현재 상업운전 중인 해외발전기를 사용하는 30MW 육상 풍력발전단지의 관계자들과 인터뷰 결과를 바탕으로 육상 풍력발전사업의 평균 유지·관리비는 950억 원이며 연간 5%씩 상승하는 것으로 가정하였다.

육상 풍력발전단지의 재무자료를 통하여 얻은 초기사업비 대비 운영 및 유지·관리비 비율은 4.5%로 문성주외(2011)에서 건설 중인 육상 풍력발전단지의 경제성 분석을 위하여 가정했던 1.5% 보다 실제로 더 많은 비용이 지출되고 있음을 확인할 수 있었다. 그리고 실제 한경풍력발전소의 비용을 기준으로 운영 및 유지·관리비를 5.4%~9.78%로 추정했던 이강일(2011)보다는 운영 및 유지·관리비를 적게 지출하는 것을 확인할 수 있었다. 그러나 현재 보편적으로 설치되는 3MW의 풍력발전기의 운영 및 유지·관리비를 2008년도에 설치된 1.5MW 발전기의 운영 및 유지·관리비와 비교하기엔 다소 어려움이 있다.

육상 풍력발전단지의 상주인원은 발전소장, 엔지니어 3명, 사무직 1명으로 총 5명으로 가정하였다. 상대적으로 임금수준이 높은 한전발전자회사 중부발전의 2016년 평균 연봉인 8천만원을 기준으로 인건비를 산정하였으며 인건비는 임금상승률을 고려하여 연간 5%씩 상승하는 것으로 가정하였다.

부지임차료, 판매·관리비는 육상 풍력발전단지의 손익계산서 금액과 인터뷰를

통하여 얻은 평균금액을 기준으로 가정하였다. 부지임차료는 사업기간 동안 고정 금액 계약으로 가정하였으며, 판매·관리비는 물가상승률을 고려하여 연간 5%씩 상승하는 것으로 가정하였다.

3) 차입금 상환 및 이자비용 추정

초기사업비에서 자기자본 비율과 타인자본 비율을 30:70으로 추정하였다. 18년 원금균등상환으로 가정하였을 경우 차입금 상환스케줄은 <표 3-7>과 같다.

<표 3-7> 차입금 상환스케줄

(단위: 원)

구분	납입원금	대출이자	연 상환금	대출잔금
2017년	2,916,666,667	2,625,000,000	3,135,416,667	49,583,333,333
2018년	2,916,666,667	2,479,166,667	3,123,263,889	46,666,666,667
2019년	2,916,666,667	2,333,333,333	3,111,111,111	43,750,000,000
2020년	2,916,666,667	2,187,500,000	3,098,958,334	40,833,333,333
2021년	2,916,666,667	2,041,666,667	3,086,805,556	37,916,666,667
2022년	2,916,666,667	1,895,833,333	3,074,652,778	35,000,000,000
2023년	2,916,666,667	1,750,000,000	3,062,500,000	32,083,333,333
2024년	2,916,666,667	1,604,166,667	3,050,347,223	29,166,666,667
2025년	2,916,666,667	1,458,333,333	3,038,194,445	26,250,000,000
2026년	2,916,666,667	1,312,500,000	3,026,041,667	23,333,333,333
2027년	2,916,666,667	1,166,666,667	3,013,888,889	20,416,666,667
2028년	2,916,666,667	1,020,833,333	3,001,736,111	17,500,000,000
2029년	2,916,666,667	875,000,000	2,989,583,334	14,583,333,333
2030년	2,916,666,667	729,166,667	2,977,430,556	11,666,666,667
2031년	2,916,666,667	583,333,333	2,965,277,778	8,750,000,000
2032년	2,916,666,667	437,500,000	2,953,125,000	5,833,333,333
2033년	2,916,666,667	291,666,667	2,940,972,223	2,916,666,667
2034년	2,916,666,667	145,833,333	2,928,819,439	0
계	52,500,000,000	24,937,500,000		

제4절 경제성 분석 결과

1. 경제성 분석 결과

1) 추정 손익계산서

30MW기준 육상 풍력발전사업의 추정 손익계산서는 <표 3-8>와 같다.

<표 3-8> 추정 손익계산서

(단위: 백만원)

과 목	합계	2017년	2018년	2019년	2020년
매출액	365,066	14,879	15,207	15,413	15,677
SMP 매출	233,666	8,309	8,637	8,843	9,107
REC 매출	131,400	6,570	6,570	6,570	6,570
매출원가	130,639	5,650	5,718	5,788	5,863
유지·관리비	31,413	950	998	1,047	1,100
부지임차료	11,000	550	550	550	550
인건비	13,226	400	420	441	463
감가상각비	75,000	3,750	3,750	3,750	3,750
매출총이익	234,427	9,229	9,489	9,625	9,815
판매·관리비	49,599	1,500	1,575	1,654	1,736
영업이익	184,828	7,729	7,914	7,971	8,078
영업외비용	24,938	2,625	2,479	2,333	2,188
이자비용	24,938	2,625	2,479	2,333	2,188
세전순이익	159,891	5,104	5,435	5,638	5,891
법인세비용	35,176	1,123	1,196	1,240	1,296
당기순이익	124,715	3,981	4,239	4,397	4,595

* 준공시점까지 발생한 부지임차료 및 금융비용은 자본화하여 감가상각하고, 그 이후 발생한 부지임차료는 매출원가로, 금융비용은 영업외비용으로 인식함.

추정 손익계산서

(단위: 백만원)

과 목	2021년	2022년	2023년	2024년	2025년
매출액	16,342	16,854	7,286	18,014	18,243
SMP 매출	9,772	10,284	10,716	11,444	11,673
REC 매출	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570
매출원가	5,941	6,023	6,109	6,200	6,295
유지·관리비	1,155	1,212	1,273	1,337	1,404
부지임차료	550	550	550	550	550
인건비	486	511	536	563	591
감가상각비	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750
매출총이익	10,401	10,831	11,177	11,815	11,948
판매·관리비	1,823	1,914	2,010	2,111	2,216
영업이익	8,577	8,917	9,167	9,704	9,732
영업외비용	2,042	1,896	1,750	1,604	1,458
이자비용	2,042	1,896	1,750	1,604	1,458
세전순이익	6,536	7,021	7,417	8,100	8,274
법인세비용	1,438	1,545	1,632	1,782	1,820
당기순이익	5,098	5,476	5,785	6,318	6,454

* 준공시점까지 발생한 부지임차료 및 금융비용은 자본화하여 감가상각하고, 그 이후 발생한 부지임차료는 매출원가로, 금융비용은 영업외비용으로 인식함.

추정 손익계산서

(단위: 백만원)

과 목	2026년	2027년	2028년	2029년	2030년	2031년
매출액	18,476	18,714	18,957	19,205	19,458	19,715
SMP 매출	11,906	12,144	12,387	12,635	12,888	13,145
REC 매출	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570
매출원가	6,394	6,499	6,609	6,724	6,846	6,973
유지·관리비	1,474	1,547	1,625	1,706	1,791	1,881
부지임차료	550	550	550	550	550	550
인건비	621	652	684	718	754	792
감가상각비	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750
매출총이익	12,082	12,215	12,348	12,480	12,612	2,742
판매·관리비	2,327	2,443	2,566	2,694	2,828	2,970
영업이익	9,755	9,772	9,783	9,787	9,784	9,772
영업외비용	1,313	1,167	1,021	875	729	583
이자비용	1,313	1,167	1,021	875	729	583
세전순이익	8,442	8,605	8,762	8,912	9,054	9,189
법인세비용	1,857	1,893	1,928	1,961	1,992	2,022
당기순이익	6,585	6,712	6,834	6,951	7,062	7,168

* 준공시점까지 발생한 부지임차료 및 금융비용은 자본화하여 감가상각하고, 그 이후 발생한 부지임차료는 매출원가로, 금융비용은 영업외비용으로 인식함.

추정 손익계산서

(단위: 백만원)

과 목	2032년	2033년	2034년	2035년	2036년
매출액	19,978	20,246	20,519	20,799	21,083
SMP 매출	13,408	13,676	13,949	14,229	14,513
REC 매출	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570
매출원가	7,107	7,247	7,394	7,549	7,711
유지·관리비	1,975	2,074	2,177	2,286	2,401
부지임차료	550	550	550	550	550
인건비	832	873	917	963	1,011
감가상각비	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750
매출총이익	12,872	12,999	13,125	13,250	13,372
판매·관리비	3,118	3,274	3,438	3,610	3,790
영업이익	9,753	9,725	9,687	9,640	9,581
영업외비용	438	292	146	-	-
이자비용	438	292	146	-	-
세전순이익	9,316	9,433	9,541	9,640	9,581
법인세비용	2,049	2,075	2,099	2,121	2,108
당기순이익	7,266	7,358	7,442	7,519	7,473

* 준공시점까지 발생한 부지임차료 및 금융비용은 자본화하여 감가상각하고, 그 이후 발생한 부지임차료는 매출원가로, 금융비용은 영업외비용으로 인식함.

2) 추정 잉여현금흐름(FCF)

<표 3-8>에 따른 30MW기준 육상 풍력발전사업의 추정 잉여현금흐름은 <표 3-9>과 같다. 잉여현금흐름(FCF)은 영업활동으로 인한 현금흐름에서 자본적 지출액을 차감하여 산출한다. 본 분석에서는 세후영업이익에 감가상각비를 가산하여 잉여현금흐름을 추정하였다.

육상 풍력발전사업은 초기에 대규모 설비투자가 이루어지고 그 이후에는 중요한 추가적인 설비투자가 없기 때문에 설비투자와 관련하여 감가상각비만을 조정하였다. 또한, 영업 관련 채권·채무의 금액이 크지 않을 것으로 예상되고, 영업 관련 채권·채무의 변동이 현금흐름의 현재가치에 미치는 영향이 크지 않을 것으로 판단하여 영업 관련 채권·채무 변동의 영향은 잉여현금흐름 추정에 반영하지 않았다. 특히 기간별 퇴직급여충당금의 변동과 퇴직금 지급액의 차이가 중요한 경우에는 이러한 차이를 잉여현금흐름추정에 반영하여야 하나 본 분석에서는 보다 단순한 분석을 위해 퇴직급여 영향을 고려하지 않았다.

<표 3-9> 추정 잉여현금흐름

(단위: 백만원)

구 분		합계	2016년	2017년	2018년	2019년	2020년
영업 수익	SMP 매출	233,666		8,309	8,637	8,843	9,107
	REC 매출	131,400		6,570	6,570	6,570	6,570
	소계	365,066		14,879	15,207	15,413	15,677
영업 비용	유지·관리비	31,413		950	998	1,047	1,100
	부지임차료	11,000		550	550	550	550
	인건비	13,226		400	420	441	463
	감가상각비	75,000		3,750	3,750	3,750	3,750
	판매·관리비	49,599		1,500	1,575	1,654	1,736
	소계	180,238		7,150	7,293	7,442	7,599
영업이익		184,828		7,729	7,914	7,971	8,078
법인세 효과		40,662		1,700	1,741	1,754	1,777
세후영업이익		144,166		6,029	6,173	6,217	6,301
감가상각비		75,000		3,750	3,750	3,750	3,750
FCF		144,166	-75,000	9,779	9,923	9,967	10,051
NPV		56,982					

추정 잉여현금흐름

(단위: 백만원)

구 분		2021년	2022년	2023년	2024년	2025년	2026년
의수	SMP 매출	9,772	10,284	10,716	11,444	11,673	11,906
	REC 매출	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570
	소계	16,342	16,854	17,286	18,014	18,243	18,476
유	유지·관리비	1,155	1,212	1,273	1,337	1,404	1,474
	부지임차료	550	550	550	550	550	550
	인건비	486	511	536	563	591	621
	감가상각비	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750
	판매·관리비	1,823	1,914	2,010	2,111	2,216	2,327
	소계	7,764	7,937	8,119	8,310	8,511	8,721
영업이익		8,577	8,917	9,167	9,704	9,732	9,755
법인세 효과		1,887	1,962	2,017	2,135	2,141	2,146
세후영업이익		6,690	6,955	7,150	7,569	7,591	7,609
감가상각비		3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750
FCF		10,440	10,705	10,900	11,319	11,341	11,359

추정 잉여현금흐름

(단위: 백만원)

구 분		2027년	2028년	2029년	2030년	2031년
의수	SMP 매출	12,144	12,387	12,635	12,888	13,145
	REC 매출	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570
	소계	18,714	18,957	19,205	19,458	19,715
유	유지·관리비	1,547	1,625	1,706	1,791	1,881
	부지임차료	550	550	550	550	550
	인건비	652	684	718	754	792
	감가상각비	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750
	판매·관리비	2,443	2,566	2,694	2,828	2,970
	소계	8,942	9,174	9,418	9,674	9,943
영업이익		9,772	9,783	9,787	9,784	9,772
법인세 효과		2,150	2,152	2,153	2,152	2,150
세후영업이익		7,622	7,630	7,634	7,631	7,623
감가상각비		3,750	3,750	3,750	3,750	3,750
FCF		11,372	11,380	11,384	11,381	11,373

추정 잉여현금흐름

(단위: 백만원)

구 분		2032년	2033년	2034년	2035년	2036년
영업수익	SMP 매출	13,408	13,676	13,949	14,229	14,513
	REC 매출	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570
	소계	19,978	20,246	20,519	20,799	21,083
영업비용	유지·관리비	1,975	2,074	2,177	2,286	2,401
	부지임차료	550	550	550	550	550
	인건비	832	873	917	963	1,011
	감가상각비	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750
	판매·관리비	3,118	3,274	3,438	3,610	3,790
	소계	10,225	10,521	10,832	11,159	11,502
영업이익		9,753	9,725	9,687	9,640	9,581
법인세 효과		2,146	2,139	2,131	2,121	2,108
세후영업이익		7,607	7,585	7,556	7,519	7,473
감가상각비		3,750	3,750	3,750	3,750	3,750
FCF		11,357	11,335	11,306	11,269	11,223

3) 경제성 분석 결과

30MW 제주 육상 풍력발전사업의 경제성을 분석한 결과 20년 사업기간 동안 영업수익은 365,066만원, 감가상각비를 제외한 영업비용은 180,238백만원으로 영업이익은 184,828백만원으로 추정되었다. 사업의 순현재가치는 <표 3-9>에 나타난 매 기간별 잉여현금흐름을 자본비용(본 분석에서는 5%)으로 할인한 금액의 합계이다. 순현재가치법을 이용하여 경제성을 분석한 결과 순현재가치는 56,982백만원으로 제주 육상 풍력발전사업은 사업타당성이 있는 것으로 나타났다. 또한 내부수익률은 12.9%로 사업기간 동안 평균적으로 12.9%의 수익률이 기대되는 것으로 나타나 사업수익성이 비교적 높은 것으로 추정되었다.

<표 3-10>에는 제주 육상 풍력발전사업의 추정 재무성과를 분석한 결과가 나

타나 있다.

<표 3-10> 추정 재무성과 분석

구 분		2017 년	2018 년	2019 년	2024 년	2029 년	2034 년
전통 적 ROE	①당기순이익/매출	27%	28%	29%	35%	36%	36%
	②매출/총자산	20%	20%	21%	33%	52%	91%
	③총자산/자기자본	290%	256%	251%	217%	165%	100%
	ROE [①×②×③]	15%	14%	15%	25%	31%	33%
재해 석 ROE	①영업ROA[(a)/(b)]	8%	8%	9%	14%	21%	33%
	(a)세후영업이익(억 원)	60	62	62	76	76	76
	(b)영업순자산(억 원)	757	765	728	540	371	226
	②세후순이자율	4%	4%	4%	4%	5%	0%
	③순부채비율	190%	156%	151%	117%	65%	0%
	ROE [①+(①-②)×③]	15%	14%	15%	25%	31%	33%

ROE를 이용한 추정 재무성과 분석결과 제주 육상 풍력발전사업의 ROE는 2017년 15%에서 2034년 33% 증가하였다. 매출액이익률은 SMP의 상승으로 인하여 2017년 27%에서 2034년 36%로 증가하였다. 2017년 추정 잉여현금인 90억을 평균 현금보유량으로 가정하고 상업운전 첫해년도인 2017년을 제외한 상업운전 기간 동안 이익을 배당한 결과 매출의 증가와 감가상각으로 인한 총자산의 감소로 자산회전율은 2017년 20%에서 2034년 91%까지 급격히 증가하였다. 이익에 대한 배당이 있고 부채의 상환으로 자기자본대비 총자산의 비율은 2017년 290%에서 2034년 100%까지 낮아졌다. 추정 ROE의 주요 증가 원인은 매출액이익률 및 자기자본대비 총자산비율인 재무레버리지 보다 자산회전율의 영향이 컸음을 알 수 있다.

ROE는 기업의 주주입장에서 경영성과를 측정하는 지표로 경영성과와 재무레버리지에 따라 차이가 발생한다. 그러나 부채를 포함한 총자본이 투입된 기업 전체의 경영성과를 보여주는 영업ROA는 주주와 채권자 등 외부정보이용자 입장에서 기업의 경영성과를 평가하는 지표이므로 그 의미가 각기 다를 수 있다. ‘재해

석 ROE'에서는 영업활동의 결과인 영업ROA와 재무활동의 결과인 세후순이자율과 순부채비율로 나누어 재무정보를 제공할 수 있으므로 경영성과 분석에 유용하게 활용될 수 있다(김길훈·김병철, 2017).

재해석 ROE 기법을 이용하여 ROE를 영업활동과 재무활동으로 분류하여 분석한 결과 영업활동의 결과를 나타내는 영업ROA는 영업순자산의 감소로 2017년 8%에서 2034년 33% 증가하여 풍력발전사업이 진행될수록 보다 양호한 실적을 보였다. 재무활동의 결과를 나타내는 세후순이자율은 4%에서 5%의 수준으로 초기사업비 차입금에 대한 이자율과 동일하였으며, 자기자본 대비 순차입금비율인 순부채비율은 자기자본의 변동이 없고 차입금이 원금균등 상환됨에 따라 2017년 190%에서 2034년 0%로 감소하였다.

따라서 ROE의 증가는 투자설비의 감가상각으로 인한 영업순자산의 감소에 따른 영업ROA의 증가에 기인한다. 또한 차입금을 전부 상환하기 전까지는 사업기간 동안 스프레드(영업ROA-세후순이자율)가 계속 증가함에 따른 재무레버리지 효과가 존재한다. 육상 풍력발전사업은 초기 투자금의 많은 부분을 차입금으로 조달했을 경우에는 일정한 SMP 수준만 유지된다면 주주입장에서는 큰 수익이 기대되는 사업임을 알 수 있다.

추정 재무성과 결과와 비교를 위해 <표 3-11>에는 현재 제주도내 상업운전 중인 A와 B사의 손익계산서가 나타나 있다.

<표 3-11> 손익계산서(A, B사)

(단위: 백만원)

과목	A사			B사
	2014년	2015년	2016년	2016년
매출액	12,402	7,245	6,493	12,890
매출원가	7,236	7,208	7,058	6,542
매출총이익	5,166	37	-566	6,349
판매·관리비	1,953	1,891	1,145	862
영업이익	3,212	-1,853	-1,711	5,487
금융손익	-1,612	-1,080	-978	-3,194

기타 영업외손익	-45	51	267	-42
세전순이익	1,556	-2,883	-2,422	2,251
법인세비용	243	0	-103	0
당기순이익	1,313	-2,883	-2,318	2,251

<표 3-12>에는 재무성과를 분석한 결과가 나타나 있다.

<표 3-12> 재무성과 분석(A, B사)

구 분		A사 (33MW)			B사 (30MW)
		2014년	2015년	2016년	2016년
전통적 ROE	①당기순이익/매출	11%	-40%	-36%	17%
	②매출/총자산	19%	13%	12%	16%
	③총자산/자기자본	341%	375%	428%	3258%
	ROE [①×②×③]	7%	-19%	-19%	93%
재해석 ROE	①영업ROA[(a)/(b)]	4%	-3%	-3%	7%
	(a)세후영업이익(억원)	27	-18	-17	54
	(b)영업순자산(억원)	617	536	512	775
	②세후순이자율	3%	3%	3%	4%
	③순부채비율	225%	263%	311%	3087%
	ROE [①+(①-②)×③]	7%	-20%	-22%	93%

* 전통적ROE와 재해석ROE의 차이는 재해석ROE에서는 자산처분손익 등 영업손익을 제외함에 따른 결과임.

A사의 ROE를 분석한 결과 2009년에 상업운전을 시작한 A사의 매출액이 2015년에는 전년대비 -42%, 2016년에는 -10% 감소하여 ROE는 2014년 7%에서 2016년 -19%까지 감소하는 등 부진한 실적을 보였다. 매출액이익률은 전력판매가격의 하락으로 인하여 2014년 11%에서 2016년 -36%로 급격히 감소하였다. 자산회전율은 총자산의 변동이 크지 않았으나 매출액의 감소로 인하여 2014년 19%에서 2016년 12%까지 감소하였다. 이익에 대한 배당이 없고 2015년과 2016년의 당기순손실로 인한 이익잉여금의 감소로 인하여 순자본이 감소하였으며 자기자

본 대비 총자산비율은 2014년 341%에서 2016년 428%까지 감소하였다. 추정 ROE의 주요 감소 원인은 자산회전을 및 자기자본대비 총자산비율인 재무레버리지 보다 매출액이익률의 영향이 컸음을 알 수 있다.

재해석 ROE 기법을 이용하여 ROE를 영업활동과 재무활동으로 분류하여 분석한 결과 영업활동의 결과를 나타내는 영업ROA는 매출액의 감소로 인한 영업이익의 감소로 2014년 4%에서 2016년 -3%로 감소하였다. 재무활동의 결과를 나타내는 세후순이자율은 3%의 수준을 보였으며 자기자본 대비 순차입금비율인 순부채비율은 차입금 상환에 따른 부채의 감소에도 불구하고 2015년과 2016년의 당기순손실로 인하여 자기자본이 감소함에 따라 2014년 225%에서 2016년 311%로 증가하였다. 2014년을 제외한 2015년과 2016년의 스프레드(영업ROA-세후순이자율)가 음(-)의 값을 가지므로 ROE에 음(-)의 재무레버리지 효과가 존재하므로 ROE가 감소한 원인은 재무활동이 아닌 영업활동의 급격한 감소에 따른 영향이라고 분석할 수 있다. 그러나 A사의 2015년과 2016년은 비용 과다 등 재무제표에서 설명되지 않은 이유로 (-)의 ROE 값을 가지므로 추정재무성과와 비교분석이 불가능하다.

B사의 ROE를 분석한 결과 ROE는 93%로 양호한 실적을 보인 것으로 나타났다. 매출액이익률은 17%로 추정 재무성과 보다 낮은 수치를 보였다. 이것은 2016년 SMP가 평균 91.8원/kWh으로 정산되었기 때문에 상대적으로 추정 재무성과보다 낮은 수치를 보였다. 자산회전은 16%로 추정 재무성과 및 A사보다 낮은 수치를 보였다. 자기자본 대비 총자산비율은 3258%로 추정 재무성과에서 가정한 차입금 비율인 70%와 A사의 차입금 비율보다 상대적으로 매우 높으므로 레버리지 효과가 매우 크다.

재해석 ROE 기법을 이용하여 ROE를 영업활동과 재무활동으로 분류하여 분석한 결과 영업활동의 결과를 나타내는 영업ROA는 7%로 추정 재무성과와 유사한 수치를 보였다. 세후순이자율은 4%로 추정 재무성과에서 가정한 이자율과 동일하였다. 자기자본 대비 순차입금비율인 순부채비율은 재무성과를 추정할 때 가정한 차입금 비율과 A사보다 B사의 차입금 비율이 3087%로 매우 높은 수치를 보였다. 또한 B사의 스프레드(영업ROA-세후순이자율)가 양(+)의 값을 가지므로 ROE에 양(+)의 재무레버리지 효과가 존재한다.

추정 재무성과와 현재 상업운전 중인 B사의 경영성과를 비교해 볼 때 B사의 2016년 ROE는 추정 재무성과의 2017년 ROE보다 훨씬 높으므로 주주입장에서 볼 때 B사의 재무성과가 매우 우수하다고 평가할 수 있다. 그러나 일반적인 추정과 B사의 영업ROA와 세후순이자율이 비슷한 수준을 보이므로 ROE의 차이는 재무레버리지 효과가 반영되어 B사의 ROE가 약 6배 이상 높아진 것으로 추정된다. 즉, 육상 풍력발전사업의 경우 영업ROA가 세후순이자율보다 커서 두 비율의 차이인 스프레드가 양(+)이므로 자금을 타인자본으로 조달할수록 레버리지효과가 나타나 ROE가 증가하게 된다. B사의 경우는 스프레드가 3%이고 여기에 부채비율인 레버리지가 3087% 곱해져서 REC가 매우 높게 나타났다.

ROE는 주주관점에서의 재무성과를 보여주는 지표이므로 투자 대비의 실적은 B사가 높지만 영업활동 측면에서는 두 수치가 유사하므로 제주 육상 풍력발전사업의 경제성 분석과 관련하여 추정된 재무성과는 신뢰성이 있음을 확인할 수 있다.

2. 민감도 분석 결과

1) 시나리오 구성

<표 3-13> 민감도 분석 시나리오 구성

(단위: %)

	시나리오						
	S1 (낙관적)	S2	S3	S4 (중립적)	S5	S6	S7 (비관적)
연간 발전량	30%	20%	10%	0%	-10%	-20%	-30%
SMP 및 REC	30%	20%	10%	0%	-10%	-20%	-30%
운영 및 유지·관리비	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
할인율	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%

* 시나리오별 조건을 제외한 나머지 조건들은 동일한 것으로 가정함.

2) 민감도 분석 결과

(1) 연간 발전량의 증감에 따른 민감도 분석

발전량의 증감에 따른 민감도 분석을 실시한 결과가 <표 3-14>에 나타나있다. 당초 예상한 것보다 연간 발전량이 30% 하락하더라도 순현재가치는 7,771백만으로 양(+)의 값을 가지며 내부수익률은 6.2%로 본 연구에서 가정한 자본비용(할인율)인 5% 보다 높으므로 경제성이 있음을 확인할 수 있다. 그러나 이용률이 하락하여 당초 예상보다 연간 발전량이 35% 이상 하락한다면 순현재가치가 음(-)의 값을 가지며 내부수익률은 4.9%로 본 연구에서 가정한 자본비용인 5% 낮으므로 경제적 타당성을 갖지 못하는 것으로 나타났다.

<표 3-14> 연간 발전량의 증감에 따른 민감도 분석

구분	증감률	연간 발전량 (kWh)	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	30%	85,410,000	106,193	18.5
S2	20%	78,840,000	89,789	16.7
S3	10%	72,270,000	73,385	14.8
S4	0%	65,700,000	56,982	12.9
S5	-10%	59,130,000	40,578	10.3
S6	-20%	52,560,000	24,174	8.6
S7(비관적)	-30%	45,990,000	7,771	6.2

(2) SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석

SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석을 실시한 결과가 <표 3-15>부터 <표 3-20>까지 나타나있다. 사업기간 동안 평균 REC 가격이 70,000원인 경우 순현재가치는 REC 가격이 100,000원인 경우 순현재가치 56,982백만원보다 하락한 38,735백만으로 나타났다. 이때의 내부수익률(IRR)은 당초 12.9%에서 10.5%로 하락하여 육상 풍력발전의 평균수익률이 하락함을 알 수 있다. REC 가격이 70,000원인 경우 SMP 증감에 따른 민감도 분석을 한 결과 SMP가 30% 하락하더라도 순현재가치는 7,771백만원으로 양(+)의 값을 가지며 내부수익률은 6.4%로

본 연구에서 가정한 자본비용(할인율)인 5%보다 높으므로 경제성이 있음을 <표 3-15>에서 확인할 수 있다. 평균 REC 가격이 70,000원이고 SMP가 당초 예상보다 38%이상 하락하는 경우에는 순현재가치가 음(-)로 육상 풍력발전의 사업타당성이 없는 것으로 나타났다.

<표 3-15> SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(1)

구분	증감률	SMP 평균가격(원)	REC 평균가격(원)	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	30%	231.18	70,000	69,699	14.2
S2	20%	213.39		59,378	13.0
S3	10%	195.61		49,056	11.8
S4	0%	177.83		38,735	10.5
S5	-10%	160.05		28,413	9.2
S6	-20%	142.26		18,092	7.8
S7(비관적)	-30%	124.48		7,771	6.4

<표 3-16>에서는 사업기간 동안 평균 REC 가격이 80,000원인 경우 SMP 증감에 따른 민감도 분석을 실시하였다. 그 결과 SMP가 30% 하락하더라도 순현재가치는 13,853백만원으로 양(+의 값을 가지며 내부수익률은 7.2%로 본 연구에서 가정한 자본비용인 5%보다 높으므로 경제성이 있음을 알 수 있다. 평균 REC 가격이 80,000원이고 SMP가 당초 예상보다 44%이상 하락하는 경우에는 순현재가치가 음(-)로 육상 풍력발전의 사업타당성이 없는 것으로 나타났다.

<표 3-16> SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(2)

구분	증감률	SMP 평균가격(원)	REC 평균가격(원)	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	30%	231.18	80,000	75,781	14.9
S2	20%	213.39		65,460	13.8
S3	10%	195.61		55,138	12.6
S4	0%	177.83		44,817	11.3
S5	-10%	160.05		34,496	10.0

S6	-20%	142.26		24,174	8.6
S7(비관적)	-30%	124.48		13,853	7.2

<표 3-17>에서는 사업기간 동안 평균 REC 가격이 90,000원인 경우 SMP 증감에 따른 민감도 분석을 실시하였다. 그 결과 SMP가 30% 하락하더라도 순현재가치는 19,935백만원으로 양(+)의 값을 가지며 내부수익률은 8.1%로 본 연구에서 가정한 자본비용인 5%보다 높으므로 경제성이 있음을 알 수 있다. 평균 REC 가격이 90,000원이고 SMP가 당초 예상보다 50%이상 하락하는 경우에는 순현재가치가 음(-)로 육상 풍력발전의 사업타당성이 없는 것으로 나타났다.

<표 3-17> SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(3)

구분	증감률	SMP 평균가격(원)	REC 평균가격(원)	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	30%	231.18	90,000	81,864	15.6
S2	20%	213.39		71,542	14.5
S3	10%	195.61		61,221	13.3
S4	0%	177.83		50,899	12.1
S5	-10%	160.05		40,578	10.8
S6	-20%	142.26		30,257	9.5
S7(비관적)	-30%	124.48		19,935	8.1

<표 3-18>에서는 사업기간 동안 평균 REC 가격이 100,000원인 경우 SMP 증감에 따른 민감도 분석을 실시하였다. SMP 가격 증감에 따른 민감도 분석을 한 결과 SMP 가격이 30% 하락하더라도 순현재가치는 26,017백만원으로 양(+)의 값을 가지며 내부수익률은 9.0%로 본 연구에서 가정한 자본비용인 5%보다 높으므로 경제성이 있음을 알 수 있다. 평균 REC 가격이 100,000원이고 SMP가 당초 예상보다 56%이상 하락하는 경우에는 순현재가치가 음(-)로 육상 풍력발전의 사업타당성이 없는 것으로 나타났다.

<표 3-18> SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(4)

구분	증감률	SMP 평균가격(원)	REC 평균가격(원)	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	30%	231.18	100,000	87,946	16.4
S2	20%	213.39		77,624	15.2
S3	10%	195.61		67,303	14.1
S4	0%	177.83		56,982	12.9
S5	-10%	160.05		46,660	11.6
S6	-20%	142.26		36,339	10.3
S7(비관적)	-30%	124.48		26,017	9.0

<표 3-19>에서는 사업기간 동안 평균 REC 가격이 110,000원인 경우 SMP 증감에 따른 민감도 분석을 실시하였다. SMP 가격 증감에 따른 민감도 분석을 한 결과 SMP 가격이 30% 하락하더라도 순현재가치는 32,100백만원으로 양(+)의 값을 가지며 내부수익률은 9.8%로 본 연구에서 가정한 자본비용인 5%보다 높으므로 경제성이 있음을 알 수 있다. 평균 REC 가격이 110,000원이고 SMP가 당초 예상보다 62%이상 하락하는 경우에는 순현재가치가 음(-)로 육상 풍력발전의 사업타당성이 없는 것으로 나타났다.

<표 3-19> SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(5)

구분	증감률	SMP 평균가격(원)	REC 평균가격(원)	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	30%	231.18	110,000	94,028	17.1
S2	20%	213.39		83,707	16.0
S3	10%	195.61		73,385	14.8
S4	0%	177.83		63,064	13.7
S5	-10%	160.05		52,742	12.4
S6	-20%	142.26		42,421	11.2
S7(비관적)	-30%	124.48		32,100	9.8

<표 3-20>에서는 사업기간 동안 평균 REC 가격이 120,000원인 경우 SMP 증

감에 따른 민감도 분석을 실시하였다. SMP 가격 증감에 따른 민감도 분석을 한 결과 SMP 가격이 30% 하락하더라도 순현재가치는 38,182백만원으로 양(+)의 값을 가지며 내부수익률은 10.7%로 본 연구에서 가정한 자본비용인 5%보다 높으므로 경제성이 있음을 알 수 있다. 평균 REC 가격이 120,000원이고 SMP가 당초 예상보다 67%이상 하락하는 경우에는 순현재가치가 음(-)로 육상 풍력발전의 사업타당성이 없는 것으로 나타났다.

<표 3-20> SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(6)

구분	증감률	SMP 평균가격(원)	REC 평균가격(원)	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	30%	231.18	120,000	100,110	17.8
S2	20%	213.39		89,789	16.7
S3	10%	195.61		79,468	15.6
S4	0%	177.83		69,146	14.4
S5	-10%	160.05		58,825	13.2
S6	-20%	142.26		48,503	12.0
S7(비관적)	-30%	124.48		38,182	10.7

<표 3-21>에서는 사업기간 동안 평균 REC 가격이 130,000원인 경우 SMP 증감에 따른 민감도 분석을 실시하였다. SMP 가격 증감에 따른 민감도 분석을 한 결과 SMP 가격이 30% 하락하더라도 순현재가치는 44,264백만원으로 양(+)의 값을 가지며 내부수익률은 11.5%로 본 연구에서 가정한 자본비용인 5%보다 높으므로 경제성이 있음을 알 수 있다. 평균 REC 가격이 110,000원과 120,000원과 마찬가지로 130,000원인 경우에는 SMP가 당초 예상보다 크게 하락하더라도 육상 풍력발전사업은 사업타당성이 있다는 사실을 더욱 확인할 수 있다.

<표 3-21> SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석(7)

구분	증감률	SMP 평균가격(원)	REC 평균가격(원)	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	30%	231.18	130,000	106,193	18.5
S2	20%	213.39		95,871	17.4

S3	10%	195.61		85,550	16.3
S4	0%	177.83		75,228	15.2
S5	-10%	160.05		64,907	14.0
S6	-20%	142.26		54,586	12.7
S7(비관적)	-30%	124.48		44,264	11.5

(3) 운영 및 유지·관리비 변화에 따른 민감도 분석

운영 및 유지·관리비 변화에 따른 민감도 분석에서는 유지·관리비, 부지임차료, 인건비, 판관비를 포함하였으며 감가상각비 변화는 포함하지 않았다. 운영 및 유지·관리비 변화에 따른 민감도 분석 결과 운영 및 유지·관리비가 당초 예상보다 30%이상 증가하더라도 순현재가치는 43,356백만원으로 양(+)의 값을 가지며 내부수익률은 11.3%로 본 연구에서 가정한 자본비용인 5%보다 높으므로 사업타당성이 있는 것으로 나타났다. <표 3-22>의 운영 및 유지·관리비 변화에 따른 민감도 분석결과를 보면 육상 풍력발전사업의 경우에는 운영 및 유지·관리비가 사업타당성에 큰 영향을 미치지 못하는 것을 알 수 있다.

<표 3-22> 운영 및 유지·관리비 변화에 따른 민감도 분석

구분	증감률	운영 및 유지·관리비 (백만원)	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	-30%	73,667	70,607	14.4
S2	-20%	84,190	66,065	13.9
S3	-10%	94,714	61,523	13.4
S4	0%	105,238	56,982	12.9
S5	10%	115,762	52,440	12.4
S6	20%	126,286	47,898	11.8
S7(비관적)	30%	136,809	43,356	11.3

(4) 할인율 변화에 따른 민감도 분석

<표 3-23>에서는 자본비용(할인율) 변화에 따른 민감도 분석을 실시하였다.

할인율이 5%에서 8%로 증가하는 경우 순현재가치가 56,982백만원에서 절반 수준인 28,142백만원으로 하락하고, 할인율이 10%일 경우에는 순현재가치가 14,473백만원 수준으로 크게 하락하는 것으로 나타났다. 따라서 육상 풍력발전사업의 순현재가치는 할인율에 민감하다는 것을 알 수 있다. 육상 풍력발전사업의 자본비용이 내부수익률인 12.9%를 초과하지 않는 한 순현재가치는 양(+)의 값을 가지며 사업타당성이 있다는 것을 알 수 있다.

<표 3-23> 할인율 변화에 따른 민감도 분석

구분	할인율	순현재가치 (백만원)	내부수익률 (%)
S1(긍정적)	2%	101,265	12.9
S2	3%	84,275	
S3	4%	69,636	
S4	5%	56,982	
S5	6%	46,009	
S6	7%	36,466	
S7	8%	28,142	
S8(비관적)	10%	14,473	

제Ⅳ장 결론

육상 풍력발전사업의 경제성을 분석한 대부분의 기존 선행연구는 공학적 관점에서 작성되었고 일부 재무적 관점에서 경제성을 분석한 선행연구에서도 초기사업비, 운영 및 유지·관리비 자료를 해외의 통계자료를 인용하여 국내의 실정에 맞지 않고 단순한 재무적 가정을 하였다는 한계점을 갖는다. 따라서 본 연구의 목적은 선행연구의 한계점이었던 초기사업비, 운영 및 유지·관리비를 상업운전 중인 육상 풍력발전단지 관계자들과의 인터뷰를 통하여 획득한 재무자료를 이용하여 보다 현실에 부합되게 제주 육상 풍력발전사업의 경제성을 분석하는 것이다.

이러한 연구목적을 달성하기 위하여 본 연구에서는 실제 자료에 근거하여 제주 육상 풍력발전사업의 연간 발전수입과 발전원가를 추정하고, 경제성 분석 기법 중 순현재가치법(NPV)과 내부수익률(IRR)을 이용하여 사업타당성을 분석하였다. 사업타당성 분석과 관련하여 연간 발전량, 전력판매 및 REC 가격, 운영 및 유지·관리비, 할인율에 대하여 민감도 분석을 다양하게 실시하였다. 또한, 자기자본이익률(ROE)을 이용하여 육상풍력발전사업의 재무성과를 분석하였다. 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

초기사업비를 보수적으로 추정하기 위하여 해외발전기를 구매한 것으로 가정하였으며 각 부분의 금액을 합산한 결과 30MW 제주 육상 풍력발전사업의 초기사업비는 약 750억원이 필요한 것으로 추정되었다. 이는 선행연구인 문성주의(2011)에서 가정한 초기사업비 600억원(180~200만원/kW)과 하정우·김수덕(2005)에서 가정한 초기사업비 490억원(900~1,150유로/kW, 환율: 1,421원)보다 실제로 훨씬 더 많은 초기사업비가 필요하다는 것을 확인할 수 있었다.

초기사업비 대비 운영 및 유지·관리비 비율은 4.5%로 문성주의(2011)에서 건설 중인 육상 풍력발전단지의 경제성 분석을 위하여 가정한 1.5% 보다 실제로 더 많은 비용이 지출되고 있음을 확인할 수 있었다.

제주 육상 풍력발전사업의 경제성 분석 결과 자본비용(할인율) 5%에서 순현재가치는 56,982백만원으로 양(+)의 값을 가지므로 사업타당성이 있음을 확인할 수 있었다. 또한 내부수익률은 12.9%로 추정되어 사업기간 동안 평균 12.9%의 수익

이 기대되는 것으로 나타났다. 제주 육상 풍력발전사업의 적정 이윤을 판단할 수는 없으나 제주 육상 풍력발전사업의 잠재 이윤 이상의 기대수익이 예상될 것으로 판단된다.

경제성 분석을 통하여 도출한 추정 재무성과를 수익성 분석 방법인 ROE를 이용하여 분석한 결과 제주 육상 풍력발전사업의 ROE는 2017년 15%에서 2034년 33%까지 증가할 것으로 예상되어 주주입장에서는 높은 수익률이 기대되는 것으로 보인다. 재해석 ROE 기법을 이용하여 ROE를 영업활동과 재무활동으로 분류하여 분석한 결과 영업활동의 결과를 나타내는 영업ROA는 초기 투자비의 감가상각으로 인한 영업순자산의 감소로 인하여 2017년 8%에서 2034년 33%로 증가할 것으로 예상된다. 재무활동의 결과를 나타내는 세후순이자율은 4%에서 5%의 수준으로 초기사업비의 차입금에 대한 이자비용과 동일하였으며, 자기자본 대비 순차입금비율인 순부채비율은 자기자본의 변동이 없고 차입금이 원금균등 상환됨에 따라 2017년 190%에서 2034년 0%로 감소하였다. 따라서 ROE의 증가는 영업활동의 결과인 영업순자산의 감소에 기인한다. 또한 차입금을 상환하기 전까지 사업기간 동안 스프레드(영업ROA-세후순이자율)가 양(+)의 값을 가지므로 ROE에 양(+)의 재무레버리지 효과가 존재할 것으로 예상된다.

현재 상업운전 중인 B기업의 경영성과를 ROE로 분석한 결과 B사의 ROE는 93%로 양호한 실적을 보인 것으로 나타났다. 재해석 ROE 기법을 이용하여 ROE를 영업활동과 재무활동으로 분류하여 분석한 결과 영업활동의 결과를 나타내는 영업ROA는 7%로 추정 재무성과와 유사한 수치를 보였다. 세후순이자율은 4%로 추정 재무성과에서 가정한 이자율과 동일하였으며, 자기자본 대비 순차입금비율인 순부채비율은 재무성과를 추정할 때 가정한 차입금 비율과 A사보다 B사의 차입금 비율이 3087%로 매우 높은 수치를 보였다. 또한 B사의 스프레드(영업ROA-세후순이자율)가 양(+)의 값을 가지므로 ROE에 양(+)의 재무레버리지 효과가 존재한다.

추정 재무성과와 현재 상업운전 중인 B기업의 경영성과를 ROE로 비교한 결과 B사의 2016년 ROE는 추정 재무성과의 2017년 ROE보다 훨씬 높으므로 주주입장에서 볼 때 B사의 재무성과가 매우 우수하다고 평가할 수 있다. 그러나 일반적인 추정과 B사의 영업ROA와 세후순이자율이 비슷한 수준을 보이므로 ROE의

차이는 재무레버리지 효과가 반영되어 B사의 ROE가 약 6배 이상 높아진 것으로 추정된다. 즉, 육상 풍력발전사업의 경우 영업ROA가 세후순이자율보다 커서 두 비율의 차이인 스프레드가 양(+)이므로 자금을 타인자본으로 조달할수록 레버리지효과가 나타나 ROE가 증가하게 된다. B사의 경우는 스프레드가 3%이고 여기에 부채비율인 레버리지가 3087% 곱해져서 REC가 매우 높게 나타났다.

ROE는 주주관점에서의 재무성과를 보여주는 지표이므로 투자 대비의 실적은 B사가 높지만 영업활동 측면에서는 두 수치가 유사하므로 제주 육상 풍력발전사업의 경제성 분석과 관련하여 추정된 재무성과는 신뢰성이 있음을 확인할 수 있다.

조건의 변화가 경제성 분석에 미치는 영향을 파악하기 위하여 민감도 분석을 실시한 결과 연간 발전량이 35% 이하로 감소하지 않는 이상 육상 풍력발전사업은 경제성이 있는 것으로 나타났으며, SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석 결과 추정 평균 REC 가격인 100,000보다 20,000원이 하락한 80,000원인 경우 SMP가 44%이상 하락하지 않는 이상 경제성이 있는 것으로 나타났다. 운영 및 유지·관리비 변화에 따른 민감도 분석 결과 유지·관리비가 30% 증가하더라도 경제성이 있는 것으로 나타났으며, 할인율 변화에 따른 민감도 분석 결과 할인율이 추정 내부수익률인 12.9%를 초과하지 않는 이상 경제성이 있는 것으로 나타났다.

본 논문에서는 제주 육상 풍력발전사업들의 최근 재무자료를 바탕으로 재무적 관점에서 제주 육상 풍력발전사업의 경제성을 분석하였는데 관련 선행연구와의 차별성이 있다. 보다 현실에 부합되는 육상 풍력발전의 경제성분석을 실시하였다고 판단되며, 향후 신·재생에너지 관련 정책수립이나 풍력발전 사업 추진에도움을 줄 수 있을 것이다. 향후 육상 풍력발전단지 재무자료를 데이터베이스화할 수 있다면 더욱 정확한 제주 육상 풍력발전사업의 경제성 분석이 가능할 것으로 판단된다.

본 연구는 다음과 같은 한계점을 갖는다.

첫째, 본 논문은 30MW 육상 풍력발전단지의 평균 재무자료를 기준으로 발전원가를 추정하였으나 발전소 규모 등이 상이한 환경에 따라 발전원가가 달라질 수 있다.

둘째, 정확한 전력판매 및 REC 가격 추정이 요구되나 전력판매 가격을 제주특

별자치도(2016)의 추정 전력판매가격을 인용하였으며, 2012년부터 2016년까지의 평균 REC가격으로 REC를 추정하는 등 일정한 가정에 따라 발전수입을 추정하였다는 한계점을 가진다.

셋째, 타사의 재무성과를 분석하는데 있어서 공시된 재무제표만을 가지고 수익 성분석을 하였다는 한계가 있다.

참고문헌

- 김길훈·김병철. 2017. 새로운 종합적인 재무성과 측정치를 이용한 리조트기업 재무성과 분석. 산경논집. 37: 21-31.
- 김종민·김기영. 2008. 신·재생에너지 발전(태양광, 풍력, 소수력, 바이오가스)의 경제성 연구. 한국태양에너지학회논문집. 28(6): 70-77.
- 김효정·고경남·허종철. 2013. 변동 제주 SMP를 적용한 제주도 육상풍력단지의 경제성 재평가. 한국태양에너지학회논문집. 33(5): 41-50.
- 류근식. 2010. 신·재생에너지의 이용현황, 정책 및 경제성 분석에 관한 연구. 고려대학교 정책대학원 석사학위논문.
- 문성주·양성국·이덕창·손판도. 2011. 풍력사업의 경제성 분석에 관한 연구: 제주 특별자치도의 건설중인 S, I 풍력발전단지의 사례를 중심으로. 한국산업경제학회. 24(6): 3695-3712.
- 서미자. 2016. 대체투자(태양광발전)의 경제성 평가. 건국대학교 부동산대학원 석사학위논문.
- 에너지경제연구원. 2015. 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 예측 방법론 개발 및 운용.
- 이강일. 2011. 풍력발전단지의 경제성 분석: 한경 풍력 발전단지 사례를 중심으로. 한국환경통계정보연구학회. 2(1): 27-42.
- 전력거래소. 2017. 2016년도 전력시장 통계.
- 전력거래소 전력기획처. 2011. 신재생에너지 공급의무화제도(RPS) 도입이 전력수급기본계획에 미치는 영향분석(최종보고서).
- 제주특별자치도. 2016. 강정마을 해상풍력발전 보급사업 경제성 분석.
- 지방공기업평가원. 2012. 동북풍력발전단지조성사업 투자타당성.
- 지식경제부. 2013. 제6차 전력수급기본계획(2013~2027). 2013(63).
- 최길준. 2013. 공항여객터미널 건설사업 타당성 분석에 관한 연구. 경북대학교 대학원 건축공학전공 박사학위논문 .
- 하정우·김수덕. 2005. 대관령 풍력단지의 풍력발전량 및 경제성 분석. 한국에너지

학회. 14(2): 123-132.

한국에너지공단. 2016. 2015년 신재생에너지 보급통계(2016년판).

BIR Research Group. 2012. 신재생에너지산업과 풍력사업동향. 비아이알

Global Wind Energy Council. 2017. Global Wind Statistics 2016.

금융감독원 전자공시시스템(<http://dart.fss.or.kr>)

전력거래소 (<http://www.kpx.or.kr>)

전력거래소 교육센터(<http://epems.kpx.or.kr>)

제주에너지공사(<http://www.jejuenergy.or.kr>)

한국에너지공단(<http://www.energy.or.kr>)

한국중부발전(<http://www.komipo.co.kr>)

초록

제주 육상 풍력발전사업의 경제성 분석
경영대학원/회계학과/김지연

본 논문은 실제 자료에 근거하여 제주 육상 풍력발전사업의 연간 발전수입과 발전원가를 추정하고, 경제성 분석 기법 중 순현재가치법(NPV)과 내부수익률(IRR)을 이용하여 사업타당성을 분석하였으며 자기자본이익률(ROE)을 이용하여 육상풍력발전사업의 재무성과를 분석하였다. 또한 사업타당성 분석과 관련하여 연간 발전량, 전력판매 및 REC 가격, 운영 및 유지·관리비, 할인율에 대하여 민감도 분석을 다양하게 실시하였다. 주요한 연구 결과는 다음과 같다.

첫째, 제주 육상 풍력발전사업의 경제성 분석 결과 자본비용(할인율) 5%에서 순현재가치는 56,982백만원으로 사업타당성이 있음을 확인할 수 있었다. 또한 내부수익률은 12.9%로 추정되어 사업기간 동안 평균 12.9%의 수익이 기대되는 것으로 나타났다.

둘째, 경제성 분석을 통하여 도출한 추정 재무성과를 수익성 분석 방법인 ROE를 이용하여 분석한 결과 제주 육상 풍력발전사업의 ROE는 2017년 15%에서 2034년 33%까지 증가할 것으로 예상되어 주주입장에서는 높은 수익률이 기대되는 것으로 보인다.

셋째, 민감도 분석을 실시한 결과 연간 발전량이 35% 이하로 감소하지 않는 이상 육상 풍력발전사업은 경제성이 있는 것으로 나타났으며, SMP 및 REC 가격 변화에 따른 민감도 분석 결과 추정 평균 REC 가격인 100,000보다 하락한 80,000원인 경우 SMP가 44%이상 하락하지 않는 이상 경제성이 있는 것으로 나타났다. 운영 및 유지·관리비 변화에 따른 민감도 분석 결과 유지·관리비가 30% 증가하더라도 경제성이 있는 것으로 나타났으며, 할인율 변화에 따른 민감도 분석 결과 할인율이 추정 내부수익률인 12.9%를 초과하지 않는 이상 경제성이 있는 것으로 나타났다.

비록 발전용량, 발전원가, 전력판매 및 REC 가격이 불확실성하에 있는 확률변수에 따라 분석결과에 변동이 있을 가능성은 있으나 제주 육상 풍력발전사업들의 최근 재

무자료를 바탕으로 재무적 관점에서 제주 육상 풍력발전사업의 경제성을 분석하였는데 의의가 있다. 또한 향후 신·재생에너지 관련 정책수립이나 풍력발전 사업 추진에 도움을 줄 수 있을 것이며 육상 풍력발전단지 재무자료를 데이터베이스화할 수 있다면 더욱 정확한 제주 육상 풍력발전사업의 경제성 분석이 가능할 것으로 판단된다.