

2013-001
정책연구

대관령풍력발전 노후화설비 교체 타당성 분석
- WASP SMP 결정모형을 이용한 경제성 분석을 중심으로 -

국립중앙도서관 출판시도서목록(CIP)

대관령풍력발전 노후화설비 교체 타당성 분석 : WASP SMP
결정모형을 이용한 경제성 분석을 중심으로 / 전영신 [지음].
-- 춘천 : 한국기후변화대응연구센터, 2013

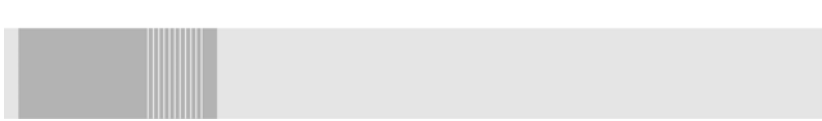
p. ; cm. -- (정책연구 ; 2013-001)

참고문헌 수록
ISBN 978-89-97562-19-0 93530 : 비매품

풍력 발전[風力發電]
풍력[風力]

554.7-KDC5
621.45-DDC21

CIP2013024394



목차

연구요약 vii

제1장 서론 1

 제1절 연구의 배경 및 목적 3

 제2절 연구의 범위 및 방법 5

 1. 연구의 범위 5

 2. 연구의 내용 6

 3. 연구의 추진체계 7

제2장 풍력발전 현황 9

 제1절 세계 풍력발전 현황 12

 제2절 국내 풍력발전 현황 15

 제3절 신재생에너지 지원정책 17

 1. 신재생에너지공급의무화제도(RPS) 17

 2. 발전차액지원제도(Feed-in Tariff) 20

 3. 기타 신재생에너지 지원제도 21

제3장 대관령풍력발전 설비교체의 기술-정책적 타당성 23

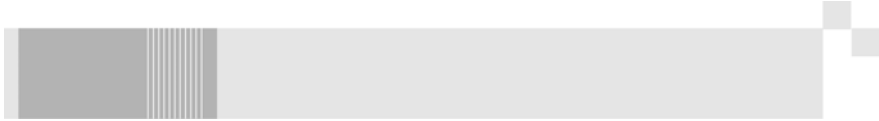
 제1절 노후화 설비 교체의 기술적 타당성 26

 제2절 노후화 설비 교체의 정책적 타당성 30

 1. 2018평창동계올림픽 신재생에너지 생산 약속이행 30

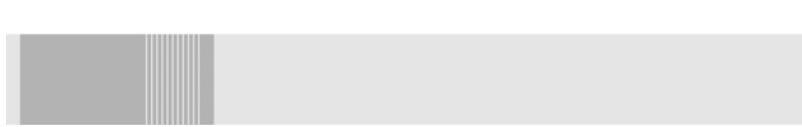
 2. RPS 의무이행 31

제4장 WASP SMP 결정모형을 이용한 향후 SMP 전망	35
제1절 전력수급기본계획과 WASP	37
1. 전력수급기본계획	37
2. WASP모형	39
제2절 SMP 예측 모형	44
1. 전력시장제도와 전력가격(SMP)	44
2. 모형운용 결과	48
제5장 대관령풍력발전 설비교체의 경제적 타당성	77
제1절 경제성 분석 입력	79
제2절 경제성 분석 결과	84
제6장 결론	93
참고문헌	99



표목차

[표 2-1] 연도별 신재생에너지 생산량	15
[표 2-2] 연도별 신재생에너지 공급의무비율	18
[표 2-3] 신재생에너지원별 REC 가중치	19
[표 3-1] 2012년 신재생에너지 공급의무 이행실적	31
[표 3-2] 신재생공급의무회사별 공급의무량 부과현황	32
[표 4-1] WASP 모형의 구성	43
[표 4-2] 제6차 전력수급계획 상의 전력수요 전망	49
[표 4-3] 발전소 건설 시나리오	51
[표 4-4] 시나리오별 제6차 수급계획 이후의 발전소건설	56
[표 4-5] 시나리오별 제6차 수급계획 이후의 전원구성비	58
[표 4-6] 시나리오별 제6차 수급계획 이후의 발전량 전망	60
[표 5-1] 연도별 소요 비용 및 전력생산량 실적 및 예측	83
[표 5-2] 정부지원 비율에 따른 노후화설비 교체 투자전략	91



그림목차

<그림 1-1> 대관령풍력발전 전력생산량 및 비용편익 추이	4
<그림 1-2> 연구의 추진체계	7
<그림 2-1> 풍력발전기의 구조 및 구성품	11
<그림 2-2> 전세계 풍력발전기 설치용량	12
<그림 2-3> 전세계 풍력발전 설치용량 상위 10개국	13
<그림 2-4> 상업용 증대형 풍력터빈 크기의 변화	14
<그림 2-5> 지역별 풍력발전기 보급현황	16
<그림 2-6> RPS제도 하에서 신재생에너지 사업의 구조	18
<그림 2-7> 발전차액지원제도 개요	20
<그림 3-1> 대관령풍력단지 위치	25
<그림 3-2> 대관령풍력발전 월간 전력생산 현황	26
<그림 3-3> 2010년 시간대별 전력생산 패턴	27
<그림 3-4> 2011년 시간대별 전력생산 패턴	28
<그림 3-5> 2012년 시간대별 전력생산 패턴	28
<그림 3-6> 대관령풍력단지 국산 풍력발전기 교체안	29
<그림 3-7> REC 가격 추이	33
<그림 4-1> 전력수급기본계획 수립과정	38
<그림 4-2> 심사곡선법(Screening Curve Method)	40
<그림 4-3> 월평균 SMP 현황	46

<그림 4-4> LNG의 SMP 결정비율 47

<그림 4-5> 우리나라 전력부하 패턴 48

<그림 4-6> 전력수요 전망 49

<그림 4-7> 시나리오별 제6차 전력수급기본계획 이후 발전소 건설계획 57

<그림 4-8> 시나리오별 전력계통 전원구성비 59

<그림 4-9> 시나리오별 전력생산량 61

<그림 4-10> 시나리오별 연간 CO₂ 배출전망 62

<그림 4-11> 시나리오별 비용전망 62

<그림 4-12> CBP시장의 SMP 발전기 결정방식 63

<그림 4-13> 확률적 시뮬레이션에서 고장정지의 처리방식 64

<그림 4-14> 등가부하지속곡선 (ELDC) 64

<그림 4-15> 확률적 시뮬레이션 처리과정 65

<그림 4-16> 연료별 SMP 결정비율 - No Constraint 시나리오 67

<그림 4-17> SMP 지속곡선 - No Constraint 시나리오 68

<그림 4-18> 시간대별 SMP - No Constraint 시나리오 68

<그림 4-19> 연간 시간대별 SMP - No Constraint 시나리오 69

<그림 4-20> SMP 실적 및 전망 - No Constraint 시나리오 69

<그림 4-21> 월평균 SMP 실적 및 예측 - No Constraint 시나리오 70

<그림 4-22> 연평균 SMP 실적 및 예측 - No Constraint 시나리오 70

<그림 4-23> 연료별 SMP 결정비율 - No Nuke 시나리오 71

<그림 4-24> 월평균 SMP 실적 및 예측 - No Nuke 시나리오 72

<그림 4-25> 연평균 SMP 실적 및 예측 - No Nuke 시나리오 72

<그림 4-26> 연료별 SMP 결정비율 - 8 Nukes 시나리오 73

<그림 4-27> 월평균 SMP 실적 및 예측 - 8 Nukes 시나리오 74

<그림 4-28> 연평균 SMP 실적 및 예측 - 8 Nukes 시나리오 74

<그림 4-29> 연료별 SMP 결정비율 - NAP 시나리오 75

<그림 4-30> 월평균 SMP 실적 및 예측 - NAP 시나리오 76

<그림 4-31> 연평균 SMP 실적 및 예측 - NAP 시나리오 76

<그림 5-1> 시나리오별 연평균 SMP 실적 및 전망 80

<그림 5-2> 시나리오별 월평균 SMP 실적 및 전망 80

<그림 5-3> REC 거래가격 추이 81

<그림 5-4> 대관령 풍력발전 월별 이용률 현황 83

<그림 5-5> REC 가격에 따른 시나리오별 경제성 - 2015년 6MW 85

<그림 5-6> REC 가격에 따른 시나리오별 경제성 - 2015년 3MW 85

<그림 5-7> 불확실성이 존재할 경우 투자방법 - 기회비용 접근법 86

<그림 5-8> REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 없을 경우 88

<그림 5-9> REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 10% 88

<그림 5-10> REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 20% 89

<그림 5-11> REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 30% 89

<그림 5-12> REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 40% 90

<그림 5-13> REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 50% 90

<그림 6-1> 대관령 풍력발전 노후화설비 교체에 따른 이해당사자 관계 96



대관령풍력발전 노후화 설비 교체 타당성 분석

강원도는 2003년 대관령 삼양목장 부근에 덴마크 베스타스사의 0.66MW급 풍력발전기 4기를 건설하여 운영 중이다. 하지만 강원도청과 대관령 풍력단지와의 거리가 멀기 때문에 사소한 고장이 발생하더라도 즉시 처리하지 못하는 등의 관리상의 소홀로 인하여 노후화가 급격히 진행되었다. 이로 인하여 잦은 고장이 발생하였으며, 수입제품이기 때문에 수리에 필요한 부품 조달 및 전문가 파견에 많은 비용과 시간이 소요되었다. 게다가 2011년에는 기어박스 교체 등 대수선으로 7억 여원의 지출이 발생하였으며, 2013년 현재 풍력발전기 4기중 1기의 기어박스의 상태가 좋지 않아 유지 보수 비용이 점차 증가하고 있는 상황이다. 이에 강원도는 기존의 풍력발전기 노후화설비를 대용량 국산제품으로 교체하여 기존 발전기보다 많은 양의 신재생에너지를 생산하여 2018평창동계올림픽의 친환경적 개최 공약인 신재생에너지 생산에 대한 약속을 이행하고자 한다.

풍력발전산업에 대한 산업통상자원부의 입장은 RPS제도상의 신재생에너지 공급의 무량 달성을 위해 대단위 육상풍력발전단지 건설이 필요한 반면, 환경부에서는 육상풍력입지가이드라인에 따른 백두대간 보호 등 환경보호를 위하여 육상풍력사업에 대한 규제를 강화하고 있다. 기획재정부의 증재로 미뤄왔던 풍력단지 중 몇 개의 사업에 대

한 허가를 받았으나, 아직까지 육상풍력단지조성사업은 불확실성이 존재한다. 이와 같이 풍력발전사업은 불확실성이 존재하는 상황이지만 대관령 풍력발전기 노후화설비 교체사업은 기존의 발전사업부지를 이용하기 때문에 환경규제의 영향을 받지 않아 신재생에너지 생산을 필요로 하는 입장에서는 매력적인 대안이다.

이와 같은 국내외의 배경을 고려하면 노후설비를 더 큰 규모의 국산발전기로 교체하는 것이 타당하지만 강원도의 입장에서는 경제적 타당성을 확보할 수 있어야 교체사업을 시작할 수 있다. 신재생에너지는 전력계통한계가격(SMP)에 전력을 판매하는데 2013년 현재 SMP는 연평균 160원/kWh 수준이며, 사업기간 내내 이 가격으로 전력을 판매할 수 있다면 풍량과 품질이 매우 좋은 대관령의 경우에는 정부의 지원이 없이도 충분히 경제성을 확보할 수 있을 것이다. 하지만 우리나라의 SMP는 변동비반영시장(Cost Based Pool; CBP)으로서 변동비(주로 연료비)가 낮은 순서부터 차곡차곡 쌓아올려 전력수요와 만나는 발전기의 변동비를 SMP로 결정한다. 현재까지는 LNG 복합화력발전이 SMP를 결정하는 비율이 80% 이상이었기 때문에 연평균 160원/kWh까지 상승하였으나, 제6차전력수급기본계획 상에 석탄화력발전소의 비중이 증가함에 따라 LNG가 SMP를 결정하는 비중이 줄고 석탄화력발전소가 SMP를 결정할 확률이 증가하였기 때문에 미래의 SMP는 현재보다 낮아질 것으로 예상된다.

본 연구에서 수행한 WASP을 이용한 전력수급계획과 SMP 결정모듈 운용결과에 따르면 현재 160원/kWh 수준인 SMP가 100원/kWh 정도까지 하락할 것으로 예상되어 강원도가 자체사업으로 풍력발전기를 교체할 경우에 경제성을 확보하지 못할 가능성이 높다. 하지만 신재생에너지를 생산하면 연계 되는 신재생에너지공급인증서(REC)를 거래할 수 있기 때문에 REC의 가격이 충분히 높으면 경제성을 확보할 수도 있을 것이다.

REC 가격이 100,000원/REC 정도라면 강원도 자체사업으로도 경제성이 확보되는 반면, 정부의 지원(50%)이 있을 경우에는 50,000원/REC에서도 경제성을 확보할 수 있기 때문에 교체타당성을 확보할 수 있다. 하지만 REC가격은 불확실하기 때문에 불확실성에 따른 기회비용 개념을 적용한 분석을 수행하였다. 분석결과 총사업비의 30%인

48억원을 정부에서 지원해 줄 경우, REC가격의 불확실성이 존재하더라도 교체사업을 시행할 수 있는 경제성을 확보할 수 있다. 다시 말해 강원도의 입장에서는 48억원을 정부로부터 지원받으면 6MW급의 국산풍력발전기로 기존의 노후화된 풍력발전기를 교체하는 것에 대한 타당성을 확보할 수 있다는 것이다.

현재 수준의 신재생에너지 지원예산으로 48억원의 정부지원은 큰 부담이 될 수 있으므로 강원도는 48억원을 지원받지 않을 경우의 대안도 고민해 보아야 한다. 먼저 생각할 수 있는 것이 민간기업의 투자를 유치하는 방안이며, 이는 사업의 주체가 강원도에서 컨소시엄의 형태로 변경되는 것을 의미한다. 다른 대안으로는 **대관령 풍력발전기 교체와 ESS를 융합하여 신재생융복합지원사업의 지원**을 받는 방안인데, 2018평창동계올림픽 개최 시 갑자기 발생하는 전력부족에 대비하기 위하여 비상전력(back up power)을 확보하여야 하는 정부로서는 매력적인 제안일 수 있다. 올림픽기간 이외에도 풍력발전과 ESS의 결합은 간헐적인 전력생산에 대한 보완책으로서 예비력으로 작용할 수 있으며, 향후 이러한 ESS의 예비력으로서의 효과 및 경제성에 대한 연구가 필요할 것으로 사료된다.

▮ **키워드** : 신재생에너지 공급인증서, 전력계통한계가격, 전력수급기본계획, 풍력발전, REC, RPS, SMP, WASP, Wind power

제 1 절 연구의 배경 및 목적
제 2 절 연구의 범위 및 방법

제1장

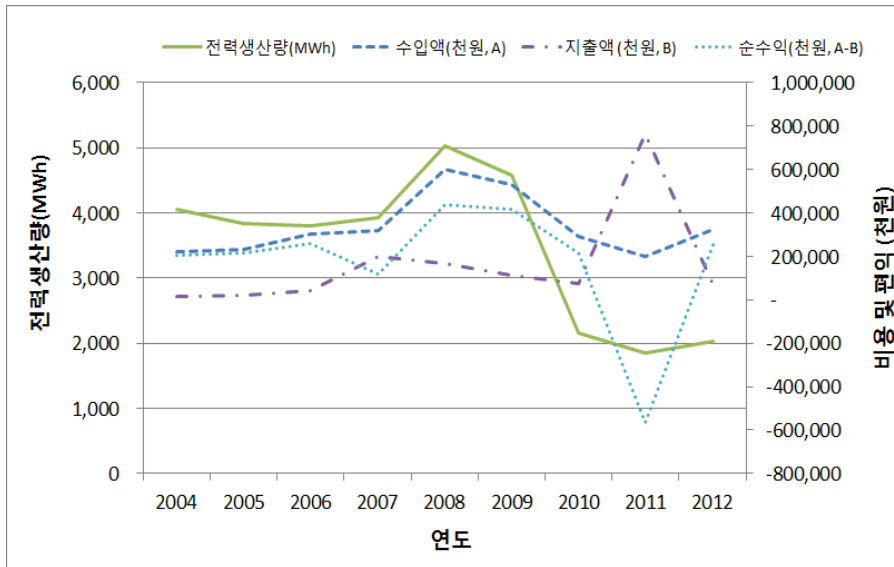
서론



제1절 연구의 배경 및 목적

- 신재생에너지는 온실가스 저감효과에 더하여 에너지안보를 확보하여 지속가능한 발전을 달성하는데 필요한 옵션 중 하나임.
 - 정부는 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 제12조 5항 및 관계법령에 따라 2022년까지 총발전량의 10%를 신재생에너지로 공급하기로 함.
 - 2011신재생에너지보급통계에 따르면 약3.46%(17.3TWh/501.5TWh) 정도만 신재생에너지로 전력생산이 되고 있어, 2022년 10% 달성을 위해서는 신재생에너지에 대한 투자가 시급한 실정임.

- 강원도는 2004년 0.66MW급 4기(총 2.64MW)를 삼양목장 근처에 위치한 대관령풍력단지에 건설하여 현재까지 운영하고 있음.
 - 주로 전력판매수익이 지출보다 높았으나 풍력발전기의 노후로 인하여 2011년에는 대규모의 보수사업을 시행하여 수익보다 지출이 높았음.
 - 풍력발전기가 해외제품(덴마크 베스타스)이기 때문에 고장발생시 외국기술자의 방문 등에 소요되는 높은 수리비용과 더불어 발전기의 운전정지 시간이 길어지므로 전력판매기회 손실 발생.



〈그림 1-1〉 대관령풍력발전 전력생산량 및 비용편익 추이

- 고장정지로 인하여 발생하는 비용 및 발전량 감소에 대한 대응책으로서, 기존의 발전기를 국산풍력발전기로 교체하는 방안 검토 필요
 - 현재 국내기술로 6MW용량으로 교체 가능(육상풍력 2~3MW급 건설 가능)
 - 기존의 0.66MW급 발전기 4기 보다 많은 전력 생산 가능하며, 고장발생 시 투입되는 비용 및 시간 절약가능

 - 기존유지 및 교체안별 비용-편익 분석을 통한 교체타당성 분석 필요
 - 기존발전기를 신규발전기로 교체 시 많은 건설비 소요
 - 미래의 전력가격에 따라 기존발전기 유지안 및 교체안의 경제성이 결정됨
 - 제6차전력수급계획(2013~2027)의 발전소건설계획에 따른 전력가격 예측
 - 2028~2040년까지의 발전소건설계획 및 전력가격 예측
 - 신재생에너지인증서(REC) 가격의 불확실성을 고려한 경제성 분석
- ⇒ 제6차전력수급기본계획 및 2040년까지의 발전소 건설계획에 따른 전력가격을 예측하고, REC 가격의 불확실성을 고려한 발전기 교체안의 경제성 분석을 통한 타당성 분석 수행



제2절 연구의 범위 및 방법

1. 연구의 범위

- 0.66MW급 풍력발전기 4기(2.64MW)로 운영되는 대관령풍력발전기를 2~3MW급 국산발전기 2~3기로 교체(6MW)하는 방안에 대한 연구
 - 기존발전기 유지, 기존 발전기 전체 교체, 기존발전기 4기중 2기를 3MW급 1기로 교체하는 방안에 대한 경제성 분석
- 전력계통분석을 통한 미래전력가격 예측으로 대안별 경제성 분석
 - 변동비반영시장(CBP)으로 운영되는 전력시장의 특성을 고려하여 발전소건설 계획에 따른 계통한계가격(SMP) 시뮬레이션 수행
 - SMP와 REC 가격의 변화에 따른 경제성 분석
- 정부의 신재생에너지 보급지원의 적정성 검토
 - 대관령풍력발전 노후화설비 교체에 대한 국내/외 환경 검토
 - 경제적 타당성 확보를 위한 정부의 적절할 지원 비중 도출

2. 연구의 내용

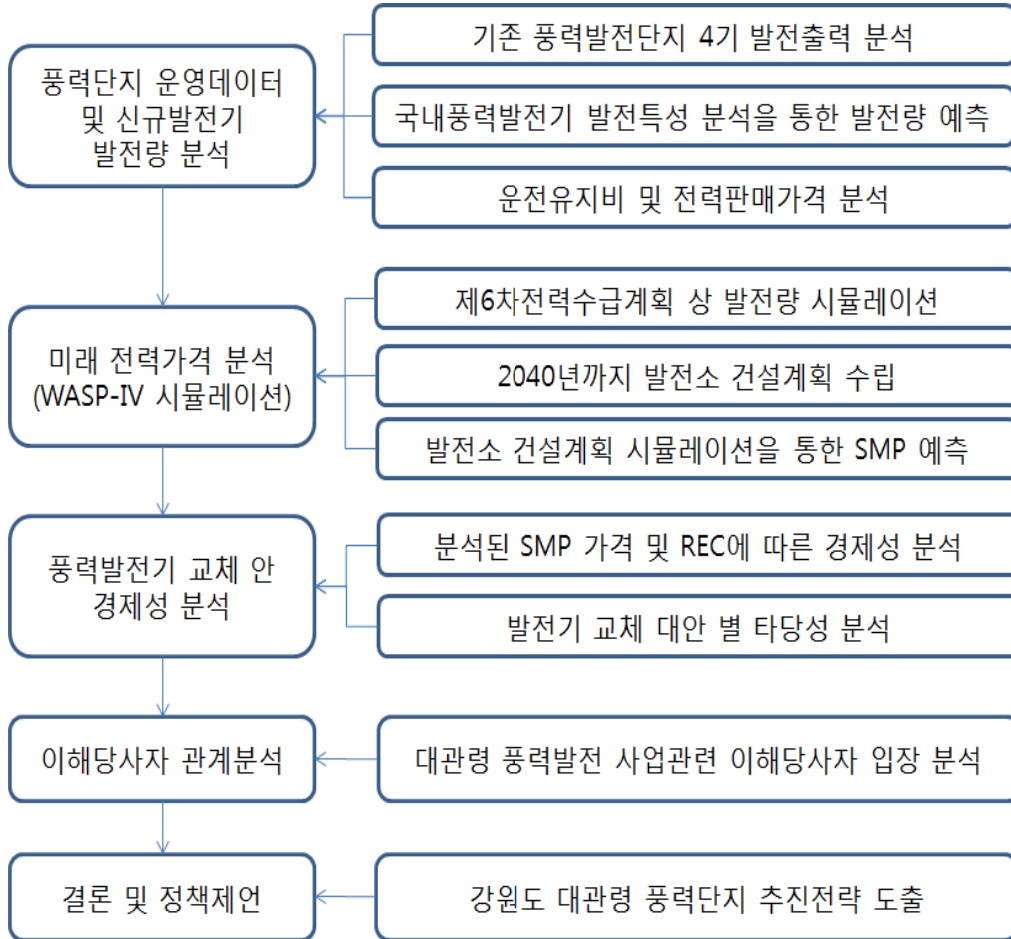
- 기존 대관령 풍력발전기의 운전유지비/전력생산량 분석
 - 대관령풍력단지 운전데이터 분석을 통한 미래 이용률 도출

- 전력계통분석을 통한 미래전력가격(SMP) 도출
 - 제6차 전력수급기본계획의 발전소 건설계획 상의 발전기별 출력 시뮬레이션을 통한 전력가격(SMP) 예측
 - 제6차 전력수급기본계획 이후의 연도(2028~2040)는 WASP-IV를 이용하여 발전소건설계획을 수립하여 SMP 예측

- 대관령풍력발전기 교체안 별 경제성 분석
 - 기존발전기 유지, 발전기 전체 교체, 기존발전기 4기중 2기만 교체하는 방안에 대한 경제성 분석
 - REC 가격의 불확실성에 대한 분석

- 정책제언
 - 경제적 타당성분석을 통하여 강원도 최적의 추진전략 도출
 - 최적의 추진전략 목표 달성을 위한 적정수준의 정부지원책 도출

3. 연구의 추진체계



〈그림 1-2〉 연구의 추진체계

제2장

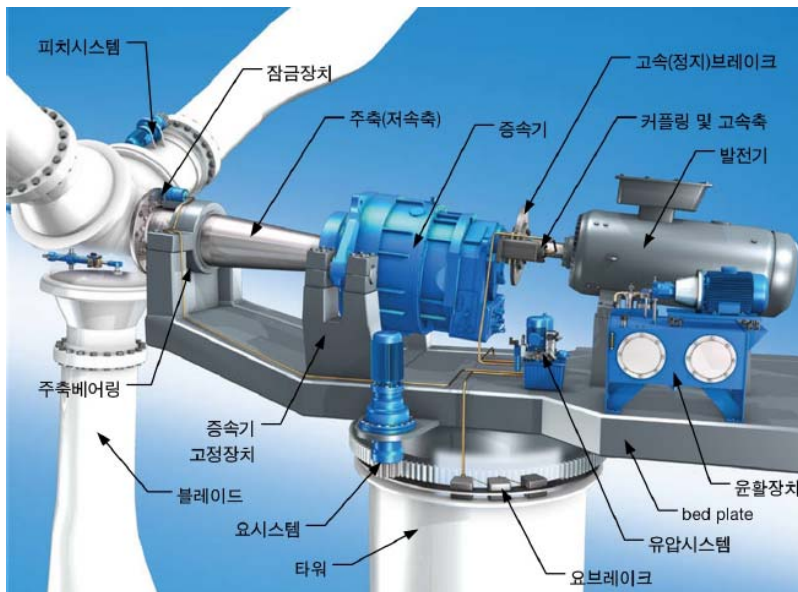
풍력발전 현황

- 제 1 절 세계 풍력발전 현황
- 제 2 절 국내 풍력발전 현황
- 제 3 절 신재생에너지 지원정책

제2장

풍력발전 현황

- 풍력발전기는 바람에 의하여 발생하는 에너지의 형태를 변환시키는 에너지전환 장치로서, 바람이 가지는 운동에너지를 이용하여 발전기가 연결된 로터 블레이드를 회전시켜 전자기유도현상을 발생시켜 전력을 생산함. 풍력발전 시스템은 크게 풍력발전기 구조물 시스템과 풍력발전기를 제어하는 제어시스템으로 나누어지며, <그림 2-1> 같은 부품들로 구성되어 있음.



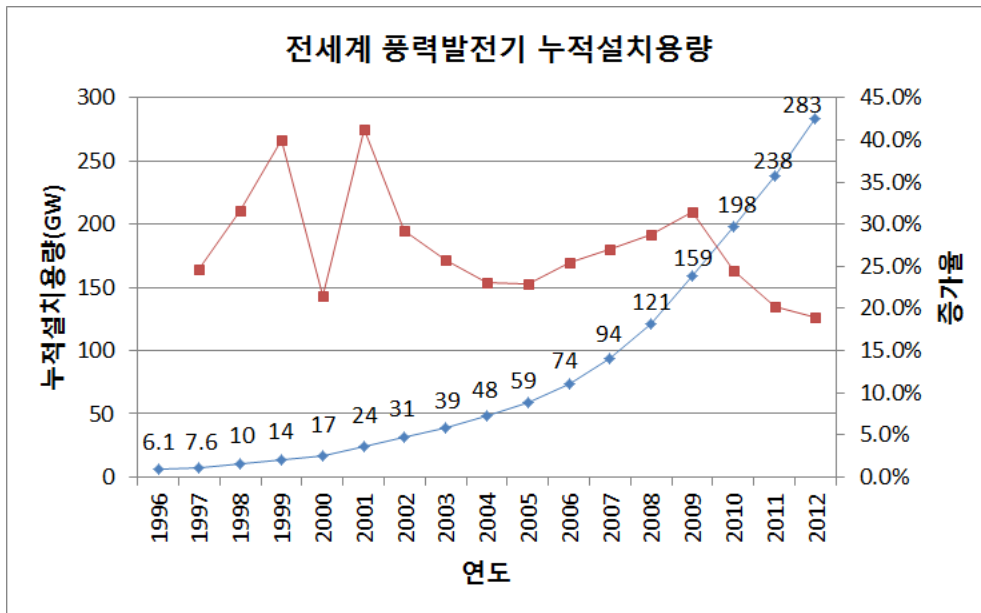
<그림 2-1> 풍력발전기의 구조 및 구성품

출처 : 에너지관리공단 신재생에너지센터, 2012신재생에너지백서, 2012



제1절 세계 풍력발전 현황

- 전세계 풍력발전 시장동향을 보면 연간 누적설치용량은 지속적으로 상승하여 2012년 현재 전년도에 비해 18.9% 상승하여 283GW의 누적설치용량을 보이고 있음.

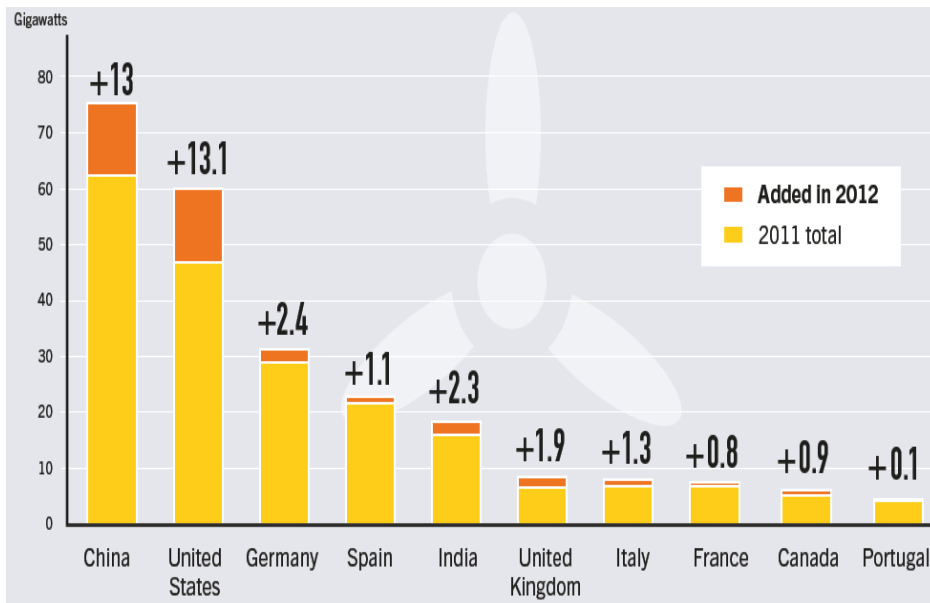


〈그림 2-2〉 전세계 풍력발전기 설치용량

출처 : REN21, Renewables 2013 Global Status Report, 2013

- 풍력발전은 여타 신재생에너지원에 비하여 저렴하게 전력을 생산할 수 있어서 국가별로 차이가 있을 수 있지만, 일반적으로 전력계통가격과 풍력발전의 균등화발전단가가 같아지는 수준인 그리드 패리티(grid parity)에 도달한 것으로 간주되고 있음.

- 물론 출력의 불확실성 때문에 급전지시를 받지 않기 때문에 많은 용량이 건설된다면 전력계통의 안정성을 확보하기 위하여 순동예비력을 늘려야 하는 기술적인 문제 등이 존재하기 때문에 기존의 화석연료를 이용하는 발전방식과 동등하게 비교할 수는 없지만, 태양광과 같이 자연력을 이용하는 기타 재생에너지보다 가격경쟁 우위에 있음.
- REN21(2013)¹⁾에 따르면, 2012년에 신규용량을 확보한 국가는 약 44개에 달했고 최소 64개국에 10MW 이상의 용량을 보유한 것으로 보고되었으며, 1GW이상의 가동용량을 보유한 국가는 24개국임. 2012년 중국과 미국을 합하면 세계시장의 약 60%를 차지하고 독일, 인도, 영국이 그 뒤를 멀찌감치 따르고 있음. 추가용량면에서 상위 10개국에 속하는 그 외 국가로는 이탈리아, 스페인, 브라질, 캐나다, 루마니아가 있음. 유럽연합은 세계 총용량의 약 37%를 차지함.

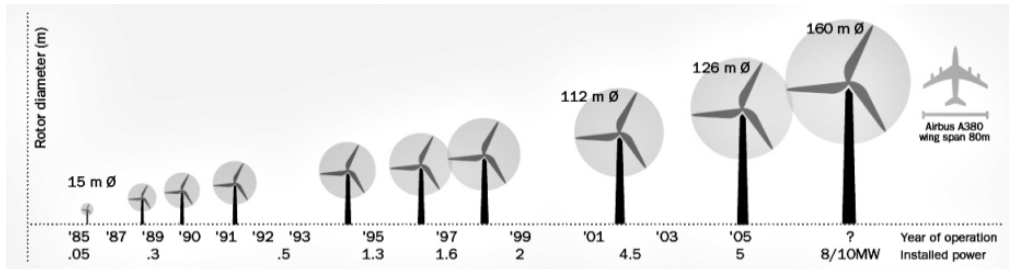


〈그림 2-3〉 전세계 풍력발전 설치용량 상위 10개국

출처 : REN21, Renewables 2013 Global Status Report, 2013

1) REN21, Renewables 2013 Global Status Report, 2013

- 해외 기술개발 추세로는 크게 풍력발전 시스템의 급속한 대형화와 해상 풍력발전 확대로 나눌 수 있음. 현재 제작사별로 3MW급(Vestas, Siemens, WinWind, GE Wind 등) 풍력발전시스템의 기술개발이 완료되어 보급되고 있으며, 5~6MW급(REpower, Enercon, Areva(Multibrid), Bard 등) 풍력발전시스템의 시제품이 실증 운전을 완료하고 보급이 진행 중임.
- 현재까지의 시장동향 및 선진 제작사들의 움직임으로 볼 때 그림 <2-4>와 같이 육상용은 2~3MW급, 해상용은 5~7 MW급 풍력발전기가 앞으로의 시장 추세일 것으로 예상됨.



<그림 2-4> 상업용 중대형 풍력터빈 크기의 변화

출처 : 에너지관리공단 신재생에너지센터, 2012신재생에너지백서, 2012 재인용



제2절 국내 풍력발전 현황

- 우리나라의 에너지 사용량은 IMF가 있던 1998년에만 전년대비 8.1%의 감소율을 보이고 있으며, 그 이외에는 지속적인 증가를 보이고 있음. 신재생에너지의 경우에는 IMF와 상관없이 지속적으로 증가하였고, 공급율도 해마다 상승함.
- [표 2-1]의 연도별 신재생에너지 생산량을 보면 폐기물에너지의 생산 비중이 매우 크며, 2003년에 대수력발전을 신재생에너지에 포함시킴으로서 신재생에너지의 비중이 전체적으로 증가하는 경향을 보임. 풍력발전의 경우 본격적으로 상업 생산이 시작된 2003년 6.2TOE에서 2011년 185.5TOE를 생산함에 따라 8년 사이에 30배의 성장을 이루었음.

[표 2-1] 연도별 신재생에너지 생산량

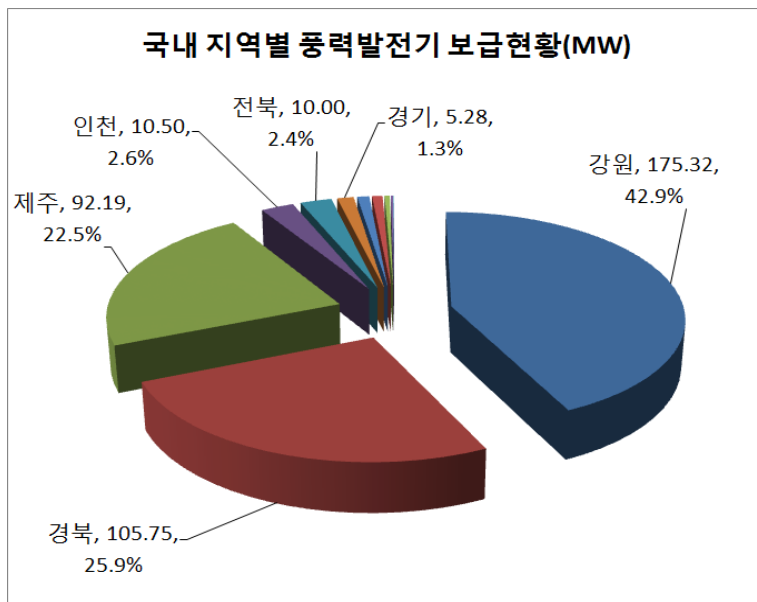
(단위 : 천TOE)

	1999	2001	2003	2005	2007	2009	2011
태양열	42.1	37.2	32.9	34.7	29.4	30.7	27.4
태양광	1.1	1.5	1.9	3.6	15.3	121.7	197.2
바이오	64.9	82.5	131.1	181.3	370.2	580.4	963.4
풍력	1.5	3.1	6.2	32.5	80.8	147.4	185.5
수력	27.1	20.9	1,225.6	918.5	780.9	606.6	965.4
연료전지	0.0	0.0	0.0	0.5	1.8	19.2	63.3
폐기물	1,760.5	2,308.0	3,039.3	3,705.5	4,319.3	4,558.1	5,121.5
지열	0.0	0.0	0.4	2.6	11.1	22.1	47.8
해양	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	47.8
Total	1,897.3	2,453.3	4,437.4	4,879.2	5,608.8	6,086.2	7,571.6

주) 2003년부터 수력에 대수력 포함

출처 : 2011년 신재생에너지 보급통계, 신재생에너지센터, 2012

- 2011년 우리나라의 총 발전량은 501,527GWh이며, 이중 신재생에너지 발전량은 17,346GWh로 총 발전량의 3.46%을 차지하고 있음. 2012년부터 RPS제도가 시행됨에 따라 향후 신재생에너지에 대한 수요는 지속적으로 증가할 것으로 예상되며, 신재생에너지 중에서 가격 경쟁력이 있는 풍력발전은 매력적인 대안으로 간주될 것으로 사료됨.
- 2011년 신재생에너지보급통계에 따르면 강원도가 175.32MW 용량의 풍력발전기를 건설하여 보급비중 42.9%로 전국에서 가장 많은 풍력발전용량을 보유하고 있음.



〈그림 2-5〉 지역별 풍력발전기 보급현황
출처 : 2011년 신재생에너지 보급통계, 신재생에너지센터, 2012



제3절 신재생에너지 지원정책

- 우리나라는 신재생에너지의 이용 확대를 위하여 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」이 제정·운영되고 있음.
 - 1987년 12월 4일 제정된 「대체에너지보급촉진법」이 기술개발 위주로 되어 있어 1997년 12월 13일 보급사업을 추가하고, 명칭을 「대체에너지 개발 및 이용·보급촉진법」으로 변경하여 제정함.
 - 2004년 12월 31일 명칭을 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」으로 변경하고, 신재생에너지 기술의 사업화 지원 및 신재생에너지 설치 전문기업 등록제의 신설 등의 내용을 대폭 수정하였고, 2010년 RPS제도 관련 조항을 포함하여 개정됨.
 - 우리나라는 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 제31조에 근거하여 신재생에너지센터가 설립되어 신·재생에너지 보급을 위한 각종 사업을 수행해 오고 있음.

1. 신재생에너지공급의무화제도 (RPS)

- 공급의무자
 - 50만킬로와트 이상의 발전설비(신·재생에너지 설비는 제외)를 보유하는 자
 - 한국수자원공사법에 따른 한국수자원공사
 - 집단에너지사업법 제29조에 따른 한국지역난방공사
 - ▶ 한국수력원자력, 남동발전, 중부발전, 서부발전, 남부발전, 동서발전, 지역난방공사, 한국수자원공사, SK E&S, 포스코에너지, GS EPS, GS파워, MPC 울촌전력 등

○ 공급의무량

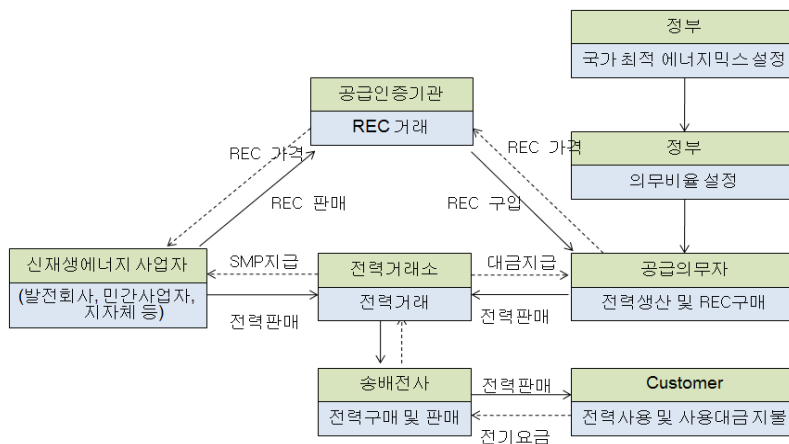
- 공급의무자의 지난 연도 총전력생산량의 합계에 연도별 의무비율을 곱한 발전량 이상으로 하며, 신재생에너지공급인증서를 기준으로 산정함.
- 산업통산자원부장관은 3년마다 기술개발 수준, 신·재생에너지의 보급 목표, 운영 실적과 그 밖의 여건 변화를 고려하여 의무비율을 재검토해야 함.
- ▶ 의무공급량 = 공급의무자의 전년도 발전량(신재생발전량 제외)×의무비율

[표 2-2] 연도별 신재생에너지 공급의무비율

해당연도	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
의무비율(%)	2	2.5	3	3.5	4	5	6	7	8	9	10

○ 신재생에너지공급인증서(REC)

- 공급의무자는 신·재생에너지 공급인증서를 구매하여 의무공급량에 충족할 수 있으며, 공급의무량의 20% 이내에서 차년도로 연기 가능
- 공급인증서의 거래 등의 관련업무는 공급인증기관에서 수행하며, 신재생에너지센터와 전력거래소 등에서 담당할 수 있음.
- ▶ 신재생에너지 센터 : 설비확인, 공급인증서 발급
- ▶ 전력거래소 : 공급인증서 거래(거래관련 신고 포함), 의무자 비용정산



<그림 2-6> RPS제도 하에서 신재생에너지 사업의 구조



- 공급인증기관은 균형있는 이용·보급과 기술개발 촉진 등이 필요한 신재생에너지에 대해서 실제 공급량에 가중치를 곱한 양을 공급량으로 하는 인증서를 발급함.
- ▶ 산업통산자원부장관은 3년마다 기술개발수준, 신재생에너지의 보급목표, 운영 실적과 그 밖의 여건 변화 등을 고려하여 공급인증서 가중치를 재검토 함.

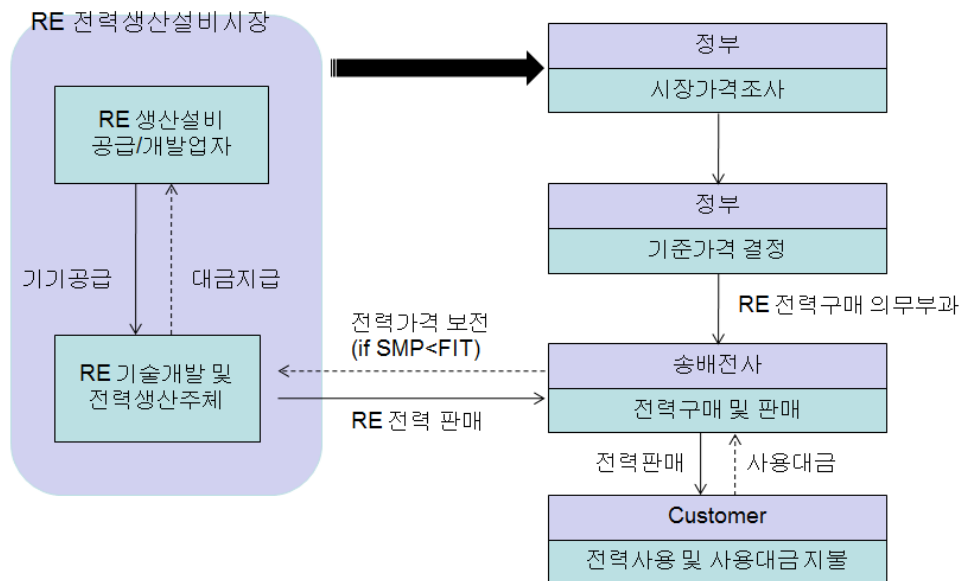
[표 2-3] 신재생에너지원별 REC 가중치

구 분	공급인증서 가중치	대상에너지 및 기준		
		설치유형	지목유형	용량기준
태양광 에너지	0.7	건축물 등 기존시설물을 이용하지 않는 경우	5개 지목 (전, 답, 과수원, 목장용지, 임야)	30kW 초과 30kW 이하
	1.0		기타 23개 지목	
	1.2			
	1.5	건축물 등 기존 시설물을 이용하는 경우		
기타 신·재생 에너지	0.25	IGCC, 부생가스		
	0.5	폐기물, 매립지가스		
	1.0	수력, 육상풍력, 바이오에너지, RDF 전소발전, 폐기물 가스화 발전, 조력(방조제 有)		
	1.5	목질계 바이오매스 전소발전, 해상풍력(연계거리 5km이하)		
	2.0	해상풍력(연계거리 5km초과), 조력(방조제 無), 연료전지		

- 신재생에너지 공급 불이행에 대한 과징금
 - 의무공급량 미이행분에 대해서는 공급인증서 평균거래가격의 150% 범위에서 불이행사유, 불이행에 따른 경제적 이익의 규모 및 불이행 횟수 등을 고려하여 과징금 부과
 - 평균거래 가격은 공급인증서의 거래량과 거래 가격의 가중평균으로 산정하며, 산정이 어려울 경우 다음 기준 이용함.
 - ▶ 해당 연도의 공급인증서 평균거래 가격
 - ▶ 직전 3개 연도의 공급인증서 평균거래 가격
 - ▶ 신·재생에너지원의 종류별 발전 원가
- 무상지원과 공급인증서
 - 지역지원사업 등과 같이 국가나 지자체로부터 무상지원 받은 경우 지원금에 해당하는 비율을 제외한 부분에 대한 공급인증서 발급

2. 발전차액지원제도 (Feed-in Tariff)

- 신재생에너지 투자경제성 확보를 위해 신재생에너지 발전에 의하여 공급한 전기의 전력거래 가격이 지식경제부 장관이 고시한 기준가격보다 낮은 경우, 기준가격과 전력거래와의 차액(발전차액)을 지원해주는 제도임.
- 2012년부터 RPS제도 시행으로 일몰 시행되고 있으나, 현재 소규모사업자의 투자를 유도하기 위하여 제도부활에 대한 논의 중임.



〈그림 2-7〉 발전차액지원제도 개요

3. 기타 신재생에너지 지원제도

- 주택지원사업
 - 2020년까지 신재생에너지주택 100만호 보급 목표
 - 신재생에너지원 주택 설치 시 기준단가의 일부 정부 보조
 - 그린빌리지 : 마을단위(10가구 이상, 아파트 등 공동주택) 지원
- 건물지원사업
 - 신·재생에너지 설치비의 일정부분을 정부 무상 보조·지원함
 - 상용화 유도 및 기상용화기술 보급활성화
 - 일반보급사업 : 상용화된 설비 자가용 설치비 지원
 - 시범보급사업 : 신기술(정부지원 R&D활용조건) 상용화 지원
- 지역지원사업
 - 지역특성에 맞는 환경친화적 신·재생에너지 보급
 - 에너지 수급여건 개선 및 지역경제 발전을 도모
 - 지방자치단체 제반 사업 지원(국비 50%, 지방비 50%)
- 설치의무화사업
 - 공공기관이 신·증·개축하는 1,000㎡이상의 건축물
 - 10%이상 신·재생에너지 설비 설치에 투자하도록 의무화('13.1.1부터 11%이상 적용)
- 금융지원사업
 - 장기저리의 금융지원을 통해 초기 투자비를 줄이고 경제성을 확보하여 신·재생에너지 설비 보급과 관련된 산업 육성

제 3 장

대관령풍력발전 설비교체의 기술-정책적 타당성

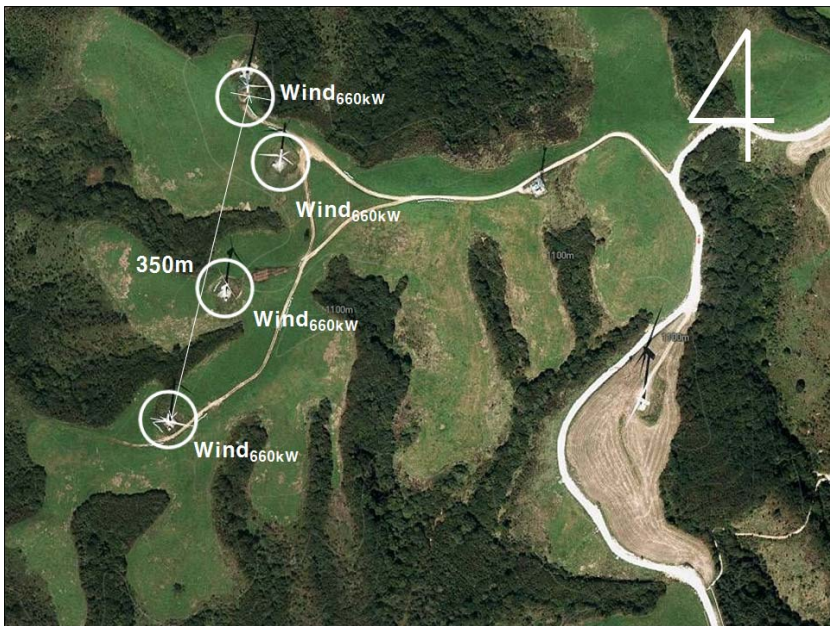
제 1 절 노후화 설비 교체의 기술적 타당성

제 2 절 노후화 설비 교체의 정책적 타당성

제3장

대관령풍력발전 설비교체의 기술-정책적 타당성

- 대관령풍력발전 위치 : 강원도 평창군 삼양목장 내에 660kW급 풍력발전기 4기가 <그림 3-1>과 같이 설치되어 운전되고 있음.



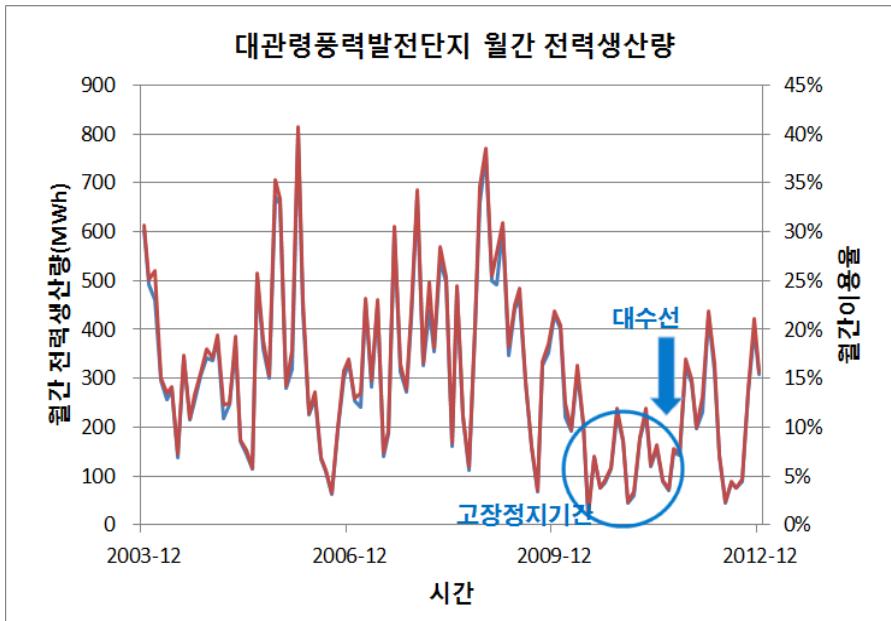
<그림 3-1> 대관령풍력단지 위치

출처 : 다음지도



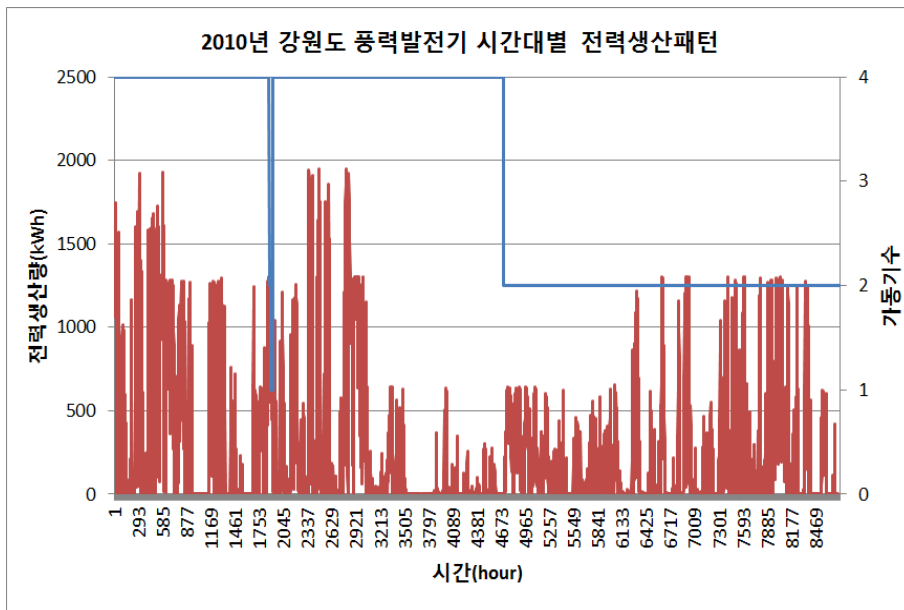
제1절 노후화 설비 교체의 기술적 타당성

- <그림 3-2>를 보면 운전초기의 안정화 기간을 거치고 나서 이용률이 최대 40% 까지 상승한 기간도 있었으나, 대관령풍력발전단지는 평균적으로 20% 대의 이용률로 전력을 생산함.
- 하지만 2010년 중반부터 이용률의 급격한 하락을 보이다가 2011년 7억 여원을 들여 기어박스를 교체하고 나서 발전량이 어느 정도 회복되는 듯 보였으나, 설비의 노후화가 급속히 진행되어 과거 20% 이상의 이용률을 회복하지 못하고 있음.

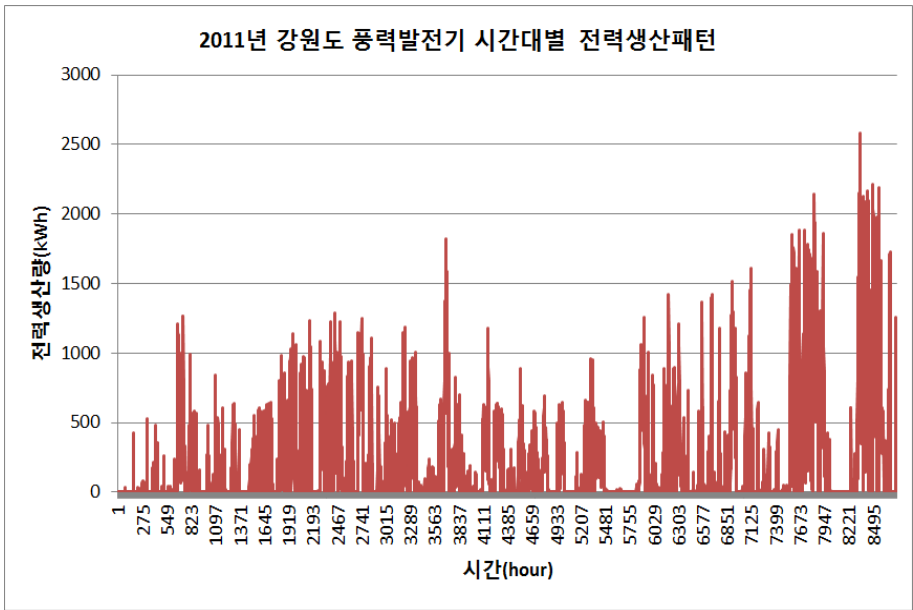


<그림 3-2> 대관령풍력발전 월간 전력생산 현황

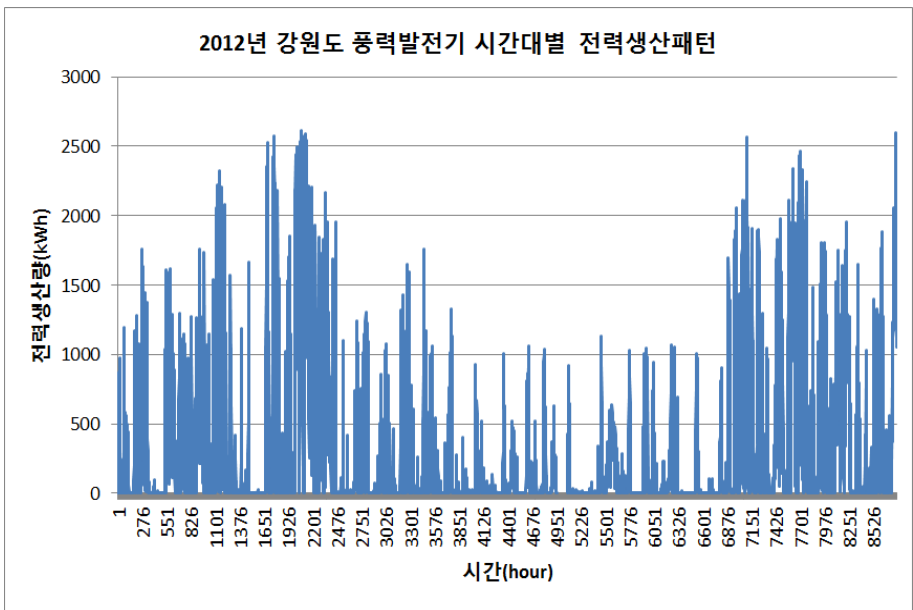
- 2010년 시간대별 발전패턴을 보면 최대출력치인 2,640kWh의 출력을 낸 적이 없으며, 2010년 중반부터 4기의 발전기 중 2기의 가동이 중지되어 바람이 많은 4사분기의 전력생산량이 발전기 2기분의 출력만 보이고 있음.
- 2011년에는 기어박스를 교체하는 대수선 기간 동안 발전량이 없었기 때문에, 앞서 보인 <그림 3-2>의 월간 전력생산 현황 그래프에서 알 수 있듯이 이용률이 급격히 하락하였음.
- 2012년은 수선이 완료되어 최대출력인 2,640kWh의 전력을 생산하기도 하였으나, 3사분기의 발전량을 보면 운전이 거의 이루어지지 않는 시간이 많음을 알 수 있음. 3사분기는 바람이 많지 않은 기간이기도 하지만, 설비의 노후화와 해외로부터 부품 및 인력을 공수하는데 많은 시간이 소요되기 때문으로 사료됨.



<그림 3-3> 2010년 시간대별 전력생산 패턴

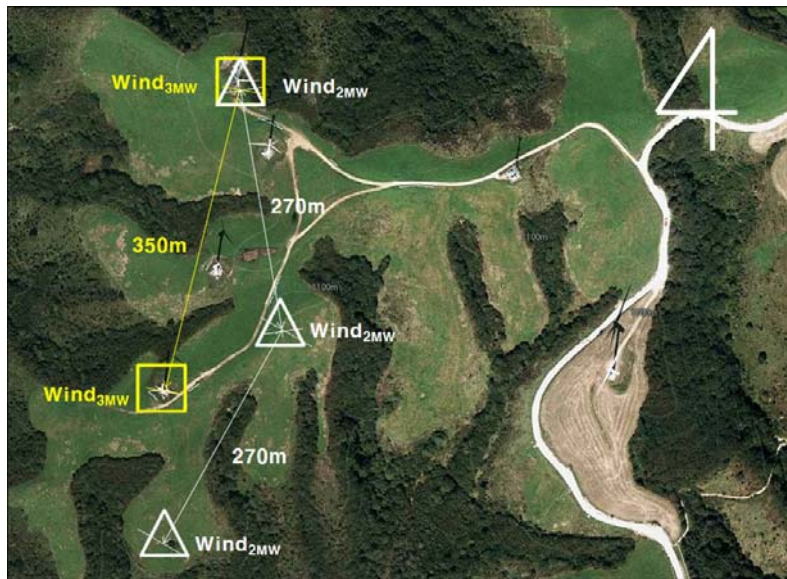


〈그림 3-4〉 2011년 시간대별 전력생산 패턴



〈그림 3-5〉 2012년 시간대별 전력생산 패턴

- 노후화 설비로 인한 문제점을 해결하기 위하여 강원도는 기존 노후화 설비를 6MW급 국산풍력발전단지로 교체하는 대안 고려중. 설비 교체 시 고장이 발생하더라도 국산부품을 사용하기 때문에 부품수송으로부터 발생하는 불필요한 시간을 단축할 수 있음. 또한 운용실적(Track Record)을 추적할 수 있기 때문에 국내 풍력발전 사업자의 수출 경쟁력확보 효과도 기대할 수 있음.
- 현재 국산제품으로 상용화 단계에 있는 대용량 풍력발전기는 2MW급(효성, 현대, 대우조선해양 등)과 3MW급(두산중공업)이 있음. 블레이드 지름은 대부분 90m정도이며, 풍력발전기 간의 거리는 후류효과(Wake effect)를 피하기 위하여 블레이드의 지름의 3배(3D) 이상 간격의 유지하는 것이 필요함.
- 이를 고려한 교체발전기의 위치를 2MW급 3기 교체대안과 3MW급 2기 교체대안에 대하여 나타내면 <그림 3-6>과 같음. 대관령의 주풍향이 서풍이므로 교체발전기의 이격 거리가 남북으로 이루어졌기 때문에 후류효과에 대한 문제는 크지 않을 것으로 사료됨.



<그림 3-6> 대관령풍력단지 국산 풍력발전기 교체안



제2절 노후화 설비 교체의 정책적 타당성

1. 2018평창동계올림픽 신재생에너지 생산 약속이행

- 2018평창동계올림픽은 경제올림픽, 문화올림픽, 환경올림픽, 평화올림픽을 목표로 하며, 환경올림픽을 위하여 저탄소녹색올림픽특별보고서(Green Dream: O2 Plus)를 IOC에 제출함. 특별보고서 상의 전력생산계획은 동계올림픽 기간 동안 100% 신재생에너지로 자급자족을 위하여 기존 설치된 신재생에너지설비의 이용과 더불어 새로운 풍력발전소를 건설하는 것임.
 - 올림픽 기간 중 전체 소요전력량 : 112,237 MWh/60days
 - 기존 신재생에너지 발전량 : 82,395 MWh/60days
 - 부족한 전력량 : 29,984 MWh
- 이를 바탕으로 'New Horizons'를 표방하는 동계올림픽 신청화일(bid file)에는 강원도의 신재생에너지 발전량 부족분 29,984MWh에 대해 100MW급 풍력발전기를 건설하기로 약속하였음²⁾.
- 약속에 따라 강원도에 풍력발전기를 건설해야 하며, 대관령풍력발전기 교체를 통하여 동계올림픽 신재생에너지 생산 약속이행에 일조할 수 있을 것임.
- 또한 환경부의 환경영향평가 등의 규제로 인하여 다수의 풍력발전단지 사업이 보류중이지만 노후화설비 교체는 기존의 발전단지를 이용하기 때문에 사업추진상의 어려움이 적은 것도 장점임.

2) 전력은 계통에 연결되기 때문에 강원도에서 생산한 전력이 올림픽에 사용되는 것은 아니며 풍력발전기가 올림픽에서 필요한 시간에 전력을 항상 생산할 수도 없기는 하지만, 상쇄의 개념으로 강원도에 건설된 풍력발전기에서 생산된 전력을 올림픽에 사용한 것으로 간주함.

2. RPS 의무이행

- 2012년 신재생에너지 공급 이행실적을 보면, 의무공급량 대비 약 64.7% 이행. 태양광 이행률은 95.7%인 반면, 비태양광은 63.3%로 다소 저조함.
 - 공급의무량의 차년도 이행연기는 26.3%(태양광 4.3%, 비태양광 27.3%)로서 2013년도 의무이행량에 누적됨.
 - 과징금은 이행량과 이행연기량의 합을 차감한 불이행량(579,889REC)에 부과

[표 3-1] 2012년 신재생에너지 공급의무 이행실적

(단위 : REC)

의무공급량		이행	이행연기	불이행
태양광	276,000	264,180(95.7%)	11,820(4.3%)	0(0.0%)
비태양광	6,144,279	3,890,047(63.3%)	1,674,343(27.3%)	579,889(9.4%)
전체	6,420,279	4,154,227(64.7%)	1,686,163(26.3%)	579,889(9.0%)

출처 : 산업통상자원부 보도자료

- 2013년 신재생에너지 공급의무자별 의무공급량을 보면 9,210,381 REC로 2012년의 6,420,279 REC 보다 43.5%p 증가함. 태양광의 경우 162.0%p나 증가함.
 - 의무공급량이 큰폭으로 증가한 것은 의무비율이 2%에서 2.5%로 증가했고, 전력수요가 급증해 전력 생산량도 증가했기 때문임.
 - 태양광의 경우 정부가 내수시장을 창출하기 위해 3년간 260MW 규모의 태양광 발전설비를 조기 건설하기로 했기 때문임.

- 회사별로는 한국수력원자력이 246만 REC로 압도적인 1위를 차지했고, 남동발전, 중부발전, 서부발전, 남부발전, 동서발전 등이 100만 REC 초과함.
- 2012년 의무공급량 가운데 30%를 올해로 넘기는 등 과징금을 물지 않는 수준에서 겨우 목표를 달성했던 발전사의 신재생에너지 생산부담 가중
- ⇒ 신재생자원이 풍부한 강원도는 발전사업자 유치 및 자체 사업을 통한 신재생에너지공급인증서를 판매할 수 있는 기회요인임(S-O 전략).

[표 3-2] 신재생공급의무회사별 공급의무량 부과현황

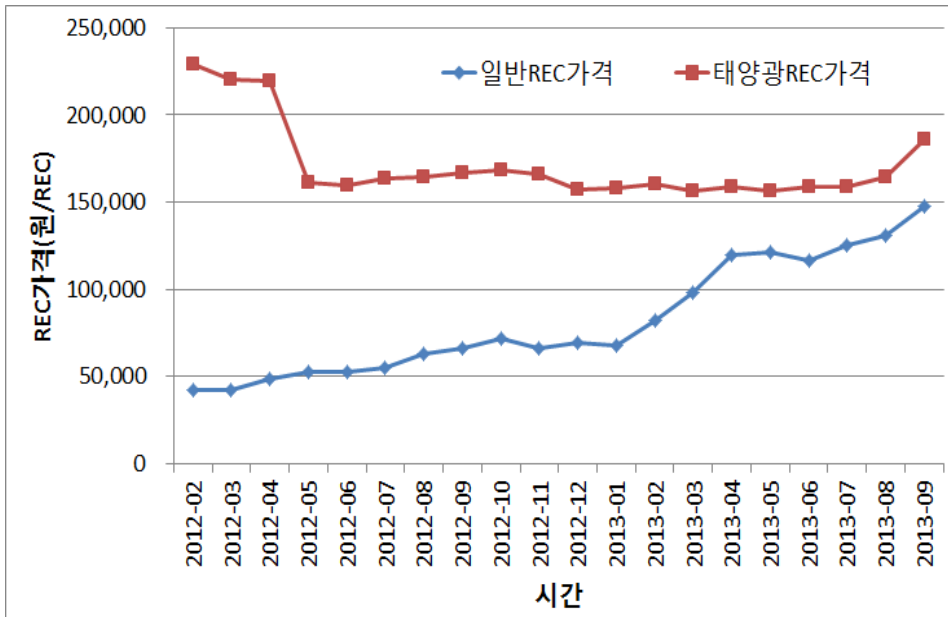
(단위:MWh)

구 분	2012년		2013년		증가율		
	총 의무 공급량	태양광 의무량	총 의무 공급량	태양광 의무량	총 의무 공급량	태양광 의무량	
그룹 I	한국수력원자력	2,010,256	43,332	2,462,729	114,234	122.5%	263.6%
	한국남동발전	833,688	43,056	1,267,213	110,619	152.0%	256.9%
	한국중부발전	738,150	43,056	1,055,337	110,619	143.0%	256.9%
	한국서부발전	760,703	43,056	1,140,889	110,619	150.0%	256.9%
	한국남부발전	833,901	43,056	1,285,500	110,619	154.2%	256.9%
	한국동서발전	734,283	43,056	1,156,946	110,619	157.6%	256.9%
그룹 II	한국지역난방공사	104,315	2,484	164,354	7,953	157.6%	320.2%
	한국수자원공사	2,484	2,484	7,953	7,953	320.2%	320.2%
	SK E&S	90,152	2,484	125,974	7,953	139.7%	320.2%
	GS EPS	81,121	2,484	131,999	7,953	162.7%	320.2%
	GS 파워	51,299	2,484	91,364	7,953	178.1%	320.2%
	포스코에너지	142,583	2,484	260,850	7,953	182.9%	320.2%
MPC(울촌)	37,344	2,484	59,273	7,953	158.7%	320.2%	
합 계	6,420,279	276,000	9,210,381	723,000	143.5%	262.0%	

출처 : 지식경제부 공고 제2012 - 393호, 제2013 - 37호



- 신재생에너지 공급인증서는 계약시장과 현물시장으로 구분되어 운영되고 있음.
 - 비태양광의 경우 투자규모가 크고 인허가 문제 등으로 시장에 나오는 물량이 극히 제한적이므로 가격 상승 추세임.
 - 태양광은 솔라셀 가격 하락 등의 낮은 진입장벽으로 참여가 늘면서 가격하락 유도함.
- ⇒ 고품질의 풍력 자원이 많은 강원도의 경제성확보 가능성 상승.



〈그림 3-7〉 REC 가격 추이

- 산업통상자원부의 입장은 RPS제도상의 신재생에너지 공급의무량 달성을 위해 대단위 육상풍력발전단지 건설이 필요한 반면, 환경부에서는 육상풍력입지가이드라인에 따른 백두대간 보호 등 환경보호를 위하여 육상풍력사업에 대한 규제를 강화하고 있음.
- 기획재정부의 중재로 미뤄왔던 풍력단지 중 몇 개의 사업에 대한 허가를 받았으나, 아직까지 육상풍력단지조성사업은 불확실성이 존재함.

- 하지만 대관령 풍력발전기 노후화설비 교체사업은 기존의 발전사업부지를 이용하기 때문에 환경규제의 영향을 받지 않아 신재생에너지 생산을 필요로 하는 입장에서는 매력적인 대안임.
- 국내외의 배경을 고려하면 노후설비를 더 큰 규모의 국산발전기로 교체하는 것이 타당하지만 강원도의 입장에서는 경제적 타당성을 확보할 수 있어야 교체사업을 시작할 수 있음.
- 본 연구에서는 교체사업의 경제적 타당성을 분석하기 위하여 전력수급계획에 따른 SMP예측과 REC가격의 불확실성을 고려한 비용-편익분석을 수행하였음.

제4장

WASP SMP 결정모형을 이용한 향후 SMP 전망

제 1 절 전력수급기본계획과 WASP

제 2 절 SMP 예측모형

제4장

WASP SMP 결정모형을 이용한 향후 SMP 전망



제1절 전력수급기본계획과 WASP

1. 전력수급기본계획

- 산업통상자원부장관은 전력수급의 안정을 위하여 전력수급기본계획을 수립하여야 하며(전기사업법 제25조), 기본계획은 2년 단위로 수립·시행을 기본으로 하며, 기본계획 수립·변경 시 전력정책심의회에서 심의함(전기사업법 시행령 제15조).
- 전력수급기본계획에는 다음과 같은 사항이 포함되어야 함.
 - 전력수급의 기본방향에 관한 사항
 - 전력수급의 장기전망에 관한 사항
 - 전기설비 시설계획에 관한 사항
 - 전력수요의 관리에 관한 사항
- 전력수급기본계획 수립절차
 - 계획을 수립하기 위하여 수급분과위원회가 구성되고, 위원회는 수요계획 및 설비계획 등의 계획수립 방향 논의.
 - 그 다음 발전사업자들로부터 건설의향을 접수받아 제출된 발전소 건설계획을

평가하고 등급별로 분류.

- 각종 요소를 반영한 수요예측을 실시하며, 이를 토대로 공급신뢰도, 이산화탄소 배출제약 등과 같은 계획 기준 정립함.
- 이와 동시에 기존 계획을 정부가 작성하게 되는데 계획기간 동안 건설비용 및 운전비용이 최소화 되는 계획 도출.
- 이후 기존계획에 해당되는 건설의향 발전기 중 등급이 높은 순위대로 전력수급기본계획을 확정·공고.



〈그림 4-1〉 전력수급기본계획 수립과정

출처 : 노동석 외, 변동비 반영시장에서 전력공급설비의 적정성 제고 방안, 에너지경제연구원, 2009 재구성

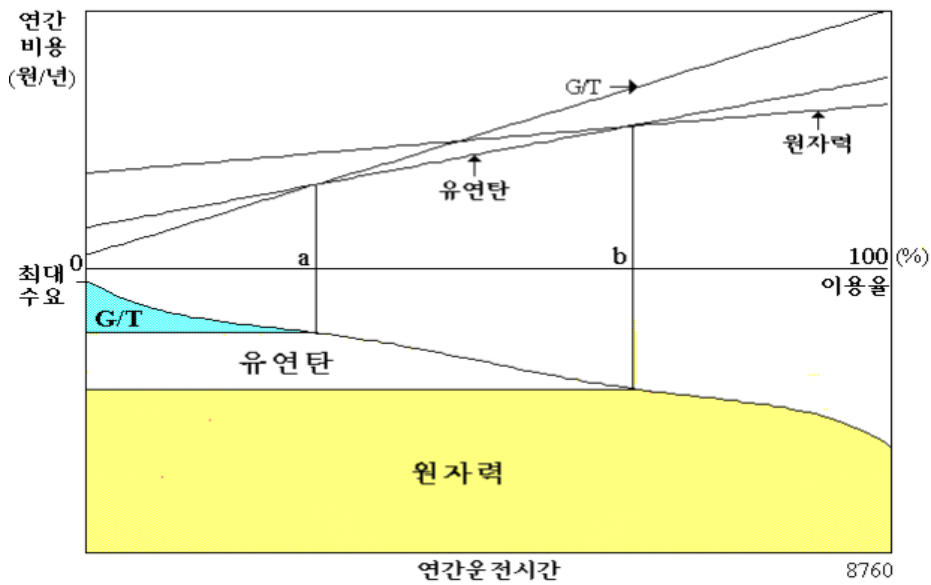
2. WASP모형

- 수요관리 효과를 감안한 장기 전력수요 예측치가 주어지면 WASP등의 전산모형을 이용하여 전력수요와 공급지장확률(LOLP; Loss of Load Probability)을 만족하면서 비용최소화를 달성하는 발전소건설계획안을 토출하고, 계통운영 측면, 재무적 평가, 발전소의 입지 문제 고려 등을 통하여 이를 수정·보완한 계획안을 작성함.
- 발전소 건설계획³⁾이란 최소의 비용으로 미래의 연도별 전력수요를 적절하게 만족시키기 위한 각종 유형(type)의 발전기의 건설계획을 결정하는 것임.
 - 발전기의 건설에는 막대한 투자비가 소요되고 건설기간도 장기간이며 또한 일단 건설되면 보통 30년 이상이라는 긴 기간에 걸쳐 운전됨.
 - 발전기는 건설비, 건설기간, 설비용량, 변동비, 운전특성, 운전기간 등이 다양하기 때문에 이들을 어떻게 선택하여 건설할 것인가를 결정하기 위하여 전산모형 사용.
 - '적절하게' 라고 표현한 것은 연간 최대수요보다 더 많은 발전설비를 확보한다는 의미이고, 공급신뢰도⁴⁾를 만족하면서 전력수요를 만족시키는 것을 의미함.
- 발전소 건설계획을 수립하는데 있어서, 최소비용 원칙이란 15~25년에 걸친 미래에 예상되는 수요에 대비하여 각 기간에 대하여 정전이 발생할 확률 즉, 공급지장확률(Loss of Load Probability; LOLP)을 일정 범위 이내로 하면서, 발전설비의 기술적, 경제적 특성을 고려하여 현재가치의 기준에서 가장 경제적인 발전원별 투입시기 및 투입용량을 결정하는 것임.

3) 영어권에서는 발전소 건설계획을 generation system expansion planning, electric system expansion planning 등으로 표현함. 여기에서는 발전소건설계획 대신에 발전설비확장계획이란 용어를 사용. 발전소는 여러 대의 발전기가 모여 있는 집합을 의미하며, 발전기는 하나의 발전기와 그에 따른 부속설비를 뜻하고, 전력수급계획은 연도별로 여러 유형의 발전기의 건설계획을 수립하는 것을 뜻하는 것으로 하며, 기존 발전소에 발전기가 추가적으로 건설되거나 새로운 발전소 입지에 여러 개의 발전기가 새로 건설되는 상황도 존재함.

4) generation system reliability, LOLP(loss of load probability)가 주로 사용됨.

- 단위용량의 단위시간당 고정비 및 운전비의 합을 발전단가라 부르는데, 발전소의 경우 단위 기간당 발전시간의 비율인 이용률(Capacity Factor)에 따라 발전단가가 달라지기 때문에, 이용률을 고정하고 발전단가를 비교하는 방식으로는 경제성에 따라 운전을 변화시키는 실제 상황을 묘사할 수 없음.
- 이러한 문제를 해결하기 위하여 정태적 분석으로 심사곡선법(Screening Curve Method)을 이용하기도 하는데, 아래 그림의 심사곡선법은 어떤 특정한 1년간에 대한 정태적 분석법으로서 이에 의한 최적전원구성 방식은 어떤 년도의 발전설비의 구성 비율(%)이 어느 정도로 되는 것이 경제적인가에 대한 개략적인 정보 제공.



〈그림 4-2〉 심사곡선법(Screening Curve Method)

- 그러나 이 방식은 발전설비의 투입시기 및 용량에 대한 정보를 제공하지 못하고, 공급신뢰도를 유지하기 위한 예비력의 크기를 반영하지 못하며, 또한 설비의 고장정지 등 확률적 요인에 대한 반영도 곤란함.
- 따라서 한 연도만을 대상으로 하는 심사곡선법에 의한 최적 설비구성 방법은 최소한 20년 이상의 계획기간을 갖는 전력수급계획에 직접 적용할 수는 없고, 주로 전력수급계획의 개념을 설명하거나 부하율의 변화에 따른 전원구성의 변화를 이해하는 데에 이용됨.
- 최적화 문제로서의 전력수급계획 문제는 미래의 각 연도에 있어서 발생하는 수요를 일정 신뢰도기준 이내로 만족시키면서, 계획기간 동안의 매년도 투자비 및 운전비의 현재가치의 합을 최소로 하는 연도 별, 발전원 별 투입용량을 결정하는 문제임.
- 이것은 주어진 연도의 설비구성을 결정하는 정태적인 문제가 아니라 계획기간 전체를 대상으로 하여 정해진 목적함수를 최소화하는 각 연도별 설비구성을 결정하는 동태적인 문제임을 의미.
- 이 문제의 목적함수 또는 가장 좋은 대안을 결정하는 판단 기준은 계획기간 동안의 연도별 투자비 및 운전비의 현재가치의 합이고, 제약조건은 연도별 건설 가능한 설비 범위 및 신뢰도기준이며, 결정해야 할 것은 발전원별 투입용량 및 그 시기임.
- 따라서 최소비용 원칙의 최적전원구성 문제는 다음과 같은 동태적 최적화문제로 정식화 가능함.

$$\text{목적함수 } K : \sum_{n=1}^T \left(\sum_{i=1}^M J_n^i U_n^i + G_n(X_n^1, \dots, X_n^M) \right) - S(U_1, \dots, U_T)$$

$$\text{제약조건} : P_n^L \leq \sum X_n^i \leq P_n^U$$

$$\begin{aligned} \text{LOLP}_n(X_n) &\leq C_n \\ X_n &= X_{n-1} + U_n \\ U_n &\geq 0 \end{aligned}$$

여기서, i : 발전소 형식번호

M : 총 발전형식의 수

n : 연도

T : 계획기간

X_n^i : n 연도 i 형식의 발전소

J_n^i : n 연도 i 형식 발전소 건설비의 현가 (원/kW)

U_n^i : n 연도 i 형식 발전소의 투입용량(kW)

G_n : n 연도 X_n 의 설비로서 운전한 발전계통의 운전비용의 현재가치

S : 잔존가치 (Salvage Cost)

P_n^L, P_n^U : n 연도 설비용량의 하한 및 상한

C_n : n 연도 공급신뢰도 또는 LOLP 기준(시간/년)

- 위의 식은 전력수급계획의 최소비용의 대안을 선택하기 위한 수리계획 (mathematical programming) 모델임. 이 문제는 선형계획법, 비선형계획법, 동적계획법, 정수계획법 등의 여러 가지 방법에 의하여 해(solution)를 구할 수 있으며, 동적계획법을 이용하는 WASP(Wien Automatic System Planning Package) 모형이 가장 많이 활용되고 있음.
- WASP(Wien Automatic System Planning Package)는 1974년 미국의 TVA (Tennessee Valley Authority)의 R. Taber Jenkins와 ORNL(Oak Ridge National Laboratory)의 D. S. Joy에 의해 개발된 장기전력수급계획 수립용 전자계산 모형임.
- 그 후, IAEA에서 이를 수정, 개발하여 WASP-II로 발표하였고, 세계 각국의 전력회사에서 널리 활용하고 있는데, 우리나라는 1977년에 IAEA를 통하여 도입

하여 장기 전력수급계획 수립에 활용하고 있으며, 현재까지 온실가스 배출량 제약 등의 환경 및 에너지제약 조건을 취급하는 WASP-IV 모형이 개발됨.

- WASP 모형은 주어진 경제적, 기술적 제약조건 아래에서 최적 전력수급계획을 도출하는 모형이며, 최적화 부분에서는 R. Bellman의 동적계획법(Dynamic Programming)을 이용하고, 운전비 계산 부분에서는 Baleriaux의 확률적 시뮬레이션(Probabilistic Simulation) 방식을 이용함.

[표 4-1] WASP 모형의 구성

구성모듈	기 능	입력요소	출력내용
LOADSY	미래수요 정의	연도별 최대수요 연도별 LDC (5차 방정식 또는 point로 입력)	연도별 부하자료
FIXSYS	기존설비 특성 정의	기존설비 특성자료 (열소비율, 고장정지율, 보수일수 등)	기존설비 자료
VARSYS	후보설비 특성 정의	후보설비 특성자료 (열소비율, 고장정지율, 보수일수 등)	후보설비 자료
CONGEN	설비조합 (configuration) 생성	설비구성 범위 연도별 최소누적대수 연도별 tunnel폭	연도별 Config. 생성
MERSIM	Config.별 LOLP 및 운전비용 산정 (확률적 시뮬레이션)	발전기 급전순위 환경제약(WASP-IV) 상기 4개 모듈의 출력	Config. 별 LOLP Config. 별 운전비용 환경배출물(WASP-IV)
DYNPRO	최적 계획 도출 (동적계획법)	LOLP 기준 할인율 후보설비 건설비	연도별 설비건설계획

- WASP에 대한 더 자세한 내용은 김영창(2011)⁵⁾ 참고.

5) 김영창, 발전설비 확장계획 이론과 환경제약을 고려한 WASP 모형, 대한전기학회 기술조사보고서 제19호, 2011



제2절 SMP 예측 모형

1. 전력시장제도와 전력가격(SMP)

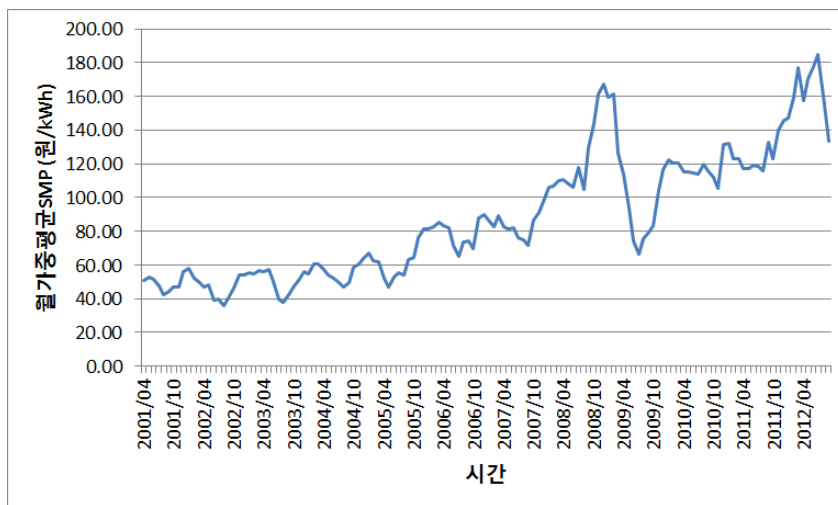
- 우리나라는 2000년에 전력산업 구조개편을 단행하여 발전부문을 분할하였고, 전력도매시장의 형태로서 발전부문의 비용경쟁체제(CBP; Cost Based Pool)를 시행중이며, 예정되었던 전력산업구조개편의 후속단계는 2004년의 노사정위원회 결정에 따라 유보됨.
- 비용경쟁시장(CBP)은 구조개편 초기에 양방향입찰시장(TWBP; Two Way Bidding Pool)이 개설되기 전단계로서 발전부문만이 몇 개의 회사로 분리되어 경쟁하는 일종의 과도기적 형태의 전력시장제도임.
- CBP시장의 가격결정방식은 실제 전력이 거래되기 하루 전에 발전기의 기동정지 등의 기술적 특성과 발전비용 평가위원회의 심의를 거친 발전기들의 변동비용을 기준으로 경제급전을 고려하여 계통한계가격(SMP; System Marginal Price)이 결정됨.
- 제도 도입초기 발전부문의 비용경쟁시장은 일반발전기시장(SMP)과 기저발전기시장(BLMP)으로 나누어 구분시장제도를 채택하고, 각 시장별 해당 전원에 대해서는 별도의 용량요금과 에너지요금을 정산하는 방식 적용
- 이후 2007년 시장제도 개선방안이 채택되어 구분시장에 의한 두 개의 용량요금과 에너지요금 지급방식은 단일가격시장으로 통합되었고, 기존의 분리된 시장 하에서 기저발전시장에 속했던 원자력, 석탄 등의 발전원에 대해서는 가격제한(price cap) 제도를 시행하였으며, 2008년부터는 모든 전원에 대해 보정계수를

적용하는 정산방식으로 전환하여 현재까지 시행 중⁶⁾

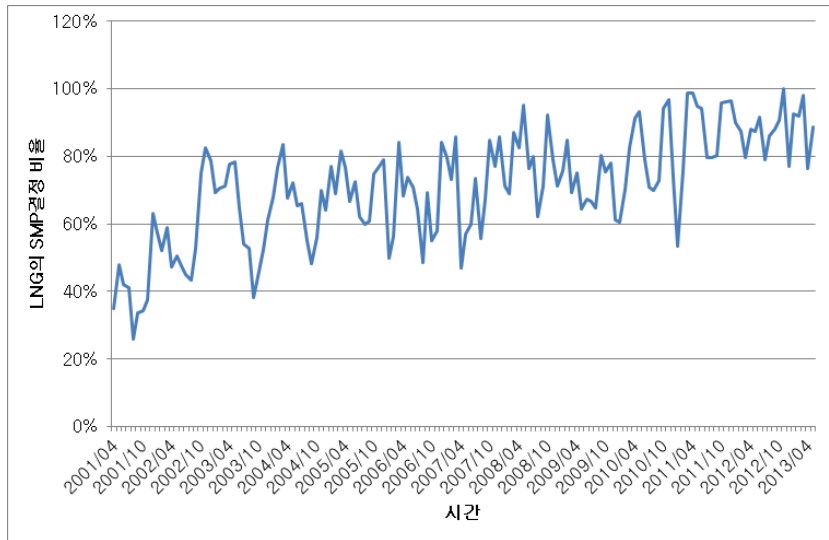
- CBP시장에서 발전사업자의 수익은 급전지시를 받는 일반발전기의 경우 용량요금과 에너지요금(SMP), 그리고 보조서비스에 대한 수입으로 크게 구분됨. 반면, 신재생에너지와 같이 급전지시를 받지 않는 비중앙급전발전기의 경우 SMP로 정산함.
- CBP 시장에서 SMP결정구조에 따르면 향후 전력가격은 발전소 건설계획에 따라 SMP를 결정하는 발전소가 무엇인가에 달려있으며, 우리나라는 2년마다 전력수급계획이 수립되고 있으며, 2013년 제6차 전력수급기본계획(2013~2027)이 수립됨.
- 제6차 전력수급기본계획에서 신규로 계획된 설비는 총 11,980MW(14기)로 예비율 22%에 달함.
 - 석탄 8,740MW(10기) 및 LNG 3,240MW(4기)
 - 불확실대응설비로서 석탄 2,000MW(2기) 및 LNG 1,820MW(2기)
- 기저부하발전소의 건설 증가에 따라 SMP결정 발전소가 LNG발전소에서 석탄화력발전으로 상당부분 전환될 것으로 예상됨.
 - SMP에 따라 수익성이 결정되는 신재생에너지 사업의 경우 SMP가 낮아질 가능성이 커지는 상황은 경제성에 부정적인 영향을 미침.
 - SMP의 추이에 대한 여러 시나리오에 대한 분석이 필요함.

6) 노동석 외, 변동비 반영시장에서 전력공급설비의 적정성 제고 방안, pp. 5~6, 에너지경제연구원, 2009

- 본 연구에서는 WASP 모형의 운용과 SMP결정모듈 개발을 통하여 향후 발전소 건설계획 및 발전기별 예상발전량 그리고 SMP를 예측하여 대관령풍력발전기의 교체 대안별 경제성을 분석하여 경제적 타당성을 분석하였음.
- 현재까지의 SMP 추이
 - SMP는 아래 그림과 같이 지속적으로 상승해왔으나, 이는 LNG가 SMP 결정 연료인 경우가 연간 80% 이상이었기 때문임.



〈그림 4-3〉 월평균 SMP 현황



〈그림 4-4〉 LNG의 SMP 결정비율

- 2013~2027년까지의 SMP
 - 제6차 전력수급기본계획에 계획된 발전소별 보수계획, 공급지장 확률 등을 고려한 경제급전 원칙에 따른 예상발전량 산정(WASP-IV 모형 운용)
 - 개발된 SMP결정모형 운용을 통한 예상 SMP 도출

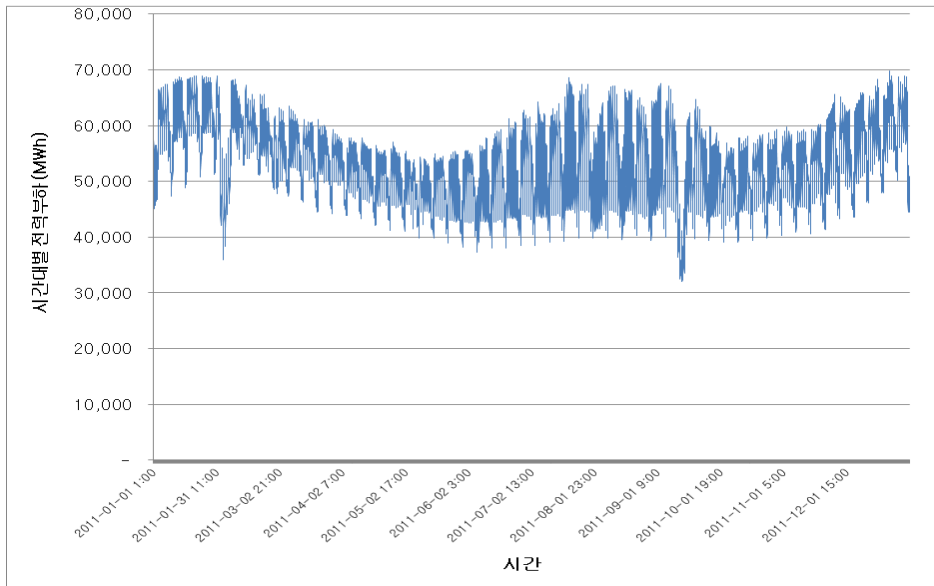
- 2028~2040년까지의 SMP
 - WASP-IV를 이용하여 2013~2040년까지의 발전소 건설계획(2027년까지는 제6차전력수급기본계획 상의 발전소 건설로 고정) 수립.
 - 발전소별 보수계획, 공급지장 확률 등을 고려한 경제급전 원칙에 따른 예상발전량 산정
 - 개발된 SMP결정모형 운용을 통한 예상 SMP 도출

2. 모형운용 결과

2.1 주요입력자료

가. 전력수요

- 우리나라 1년간 전력부하패턴을 보면 여름과 겨울에 높은 전력수요를 보이고, 봄과 가을은 상대적으로 낮은 부하패턴을 보이고 있으며, 첨두부하(Peak load)가 에어컨 등 냉방수요가 많은 여름철에 발생하는 것이 아니라 난방수요로 인하여 겨울철에 발생하는 것을 알 수 있음.



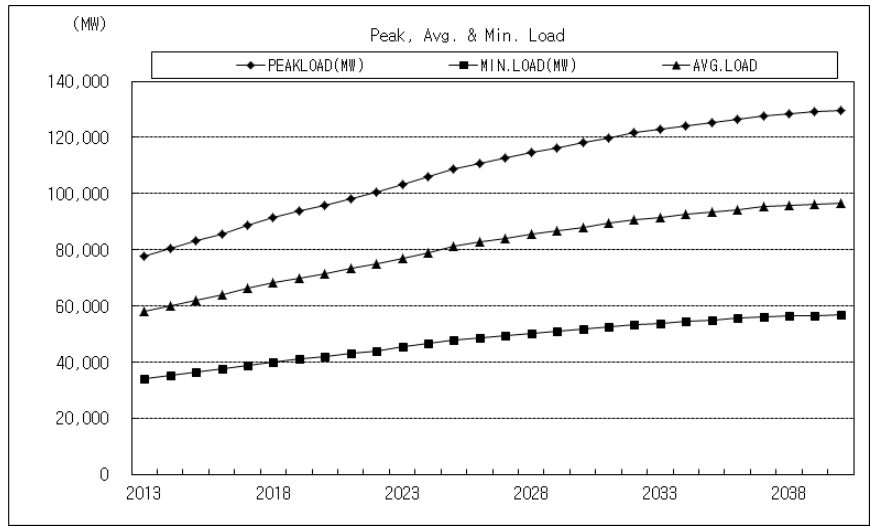
〈그림 4-5〉 우리나라 전력부하 패턴

- 제6차 전력수급기본계획에 따르면 전력소비량은 '27년 771,007GWh, 15년간('13~'27년) 연평균 3.4% 증가할 것으로 예상되며, 최대전력은 '27년 126,740MW, 15년간('13~'27년) 연평균 3.5% 증가할 전망 것으로 예상됨.

[표 4-2] 제6차 전력수급계획 상의 전력수요 전망

구분	전력소비량(GWh)		최대전력(MW)		
	5차계획	6차계획	5차계획	6차계획	
			하계	하계	동계
2013	482,400	485,428	79,784	78,998	80,374
2015	520,842	526,356	86,754	83,532	84,658
2020	598,221	630,964	99,653	102,205	100,809
2025		733,060		120,078	116,982
2027		771,007		126,740	121,684
연평균증가율		3.40%		3.40%	3.00%

- 본 연구에서는 2027년까지는 제6차 전력수급기본계획의 전력소비량을 이용하였고, 2028~2032년까지는 1.5%, 2033~2037년까지는 1.0%, 2038~2040년까지는 0.5%의 연간 증가율을 적용하였음.



<그림 4-6> 전력수요 전망

나. 발전소 건설 시나리오

- 본 연구에서는 미래의 SMP를 예측하기 위하여 2027년까지는 제6차전력수급기본계획 상의 발전소 건설계획을 적용하였고, 그 이후 2040년까지는 4개의 시나리오에 대하여 WASP-IV를 운용하여 각각의 시나리오에 대한 발전소 건설계획을 수립함
- 원자력 제약 없음(No Constraint) 시나리오
 - 원자력발전소는 건설비가 높은 반면 연료비는 저렴하기 때문에 장시간 운전이 유리하기 때문에 기저부하를 담당하고 있음.
 - 근래에는 석탄과 LNG 가격이 우라늄에 비하여 상당히 높기 때문에 중간부하에서도 경쟁력을 가지고 있음.
 - 또한 온실가스를 배출하지 않기 때문에 원자력발전소 제약조건이 없다면 원자력발전소를 건설하는 것이 온실가스 저감에도 비용효과적임
- 원자력 제약 있음(No Nuke) 시나리오
 - 후쿠시마 원전사고 이후 원자력발전소 안전성에 대한 논란이 지속되고 있으며, 제6차수급계획은 제5차수급계획에 확정된 원자력발전소에 한해서 건설을 계획하였고, 나머지 원자력발전소 건설에 대해서는 유보하였음.
 - 제2차 국가에너지기본계획에서 유보된 원자력발전소 정책방향이 결정될 것임.
 - 본 시나리오는 6차 수급계획에 확정된 원자력발전소 까지만 건설하고, 그 이후부터는 원자력발전소를 건설하지 않을 경우를 가정함.
- 원자력발전소 8기 건설(8 Nukes) 시나리오
 - 산업통산자원부는 삼척과 영덕을 원자력발전소 건설사업 예정구역으로 지정하여 각각 1,500MW 4기 이상의 가압경수로형 원자력발전소를 건설하기로 결정함.
 - 본 시나리오는 삼척과 영덕에 예정된 최소 8기의 원자력발전소는 건설하고 그 이외에는 건설하지 않는 것으로 가정함.

- 배출권할당 0.14tC/MWh, no Nukes (NAP) 시나리오
 - 우리나라는 2015년부터 배출권거래제를 시행하기로 함
 - 전력의 경우 원단위 기준을 이용한 총량 목표설정으로 할당
 - 아직 구체적인 원단위는 결정되지 않았으나, 원자력발전소를 건설하지 않는 시나리오에 온실가스 배출제약조건을 0.14tC/MWh로 가정하여 배출권할당에 대한 효과 비교

[표 4-3] 발전소 건설 시나리오

시나리오 이름	설명
No Constraint	원자력 발전소 건설에 대한 제약 없음
No Nuke	제6차 전력수급기본계획 상의 원자력발전소 건설이외에 원자력발전소 건설 없음
8 Nukes	원자력발전소 건설부지로 선정된 영덕, 삼척에 각각 4기씩 건설하는 시나리오
NAP	2015년부터 시행되는 배출권거래제 하에서 전력분야에 배출권이 할당될 경우를 고려하기 위한 배출제약조건으로 0.14tC/MWh 가정

다. WASP 운용결과

- 앞서 언급한 시나리오에 대하여 WASP모형을 다음과 같이 운용하였음.
 - RPS제도상의 신재생에너지 공급 의무비율에 따라 제6차 수급계획에 신재생 에너지 발전량이 계획되어 있으며, WASP-IV는 중앙급전발전기에 대해서 모사하므로, 본 연구에서는 수급계획상의 신재생발전량을 전체부하에서 차감 한 전력부하에 대하여 급전가능발전기에 대한 발전소 건설계획을 수립함(수력과 IGCC는 신재생에너지로 분류되어 있지만, 급전가능하기 때문에 부하에서 차감하지 않고 WASP-IV 내에서 발전량 및 건설대안으로 설정하였음).
 - 2027년까지 제6차 전력수급기본계획에 확정된 발전소건설계획 반영 (FIXSYS에 반영)
 - 2024년부터 추가 발전소 건설가능 (VARSYS에 반영)
 - LOLP 0.5일/년, 할인율 6%

1) No Constraint 시나리오

- No Constraint 시나리오에서 제6차수급계획 이후의 건설계획은 2040년 석탄화력발전소 1기 건설(가)을 제외하고는 원자력발전소로 대부분을 건설하는 것으로 모사되었음.
- 전체 전력계통의 전원구성비를 보면 2035년에 원자력의 비율이 신재생에너지를 제외한 발전용량 중 50%를 초과하며⁸⁾, 이외에도 석탄화력 23.62%, LNG

-
- 7) 원자력발전소의 (건설비-잔존가치+운영비) 보다 석탄화력발전소의 (건설비-잔존가치+운영비)가 낮아져서 발생함. 잔존가치는 건설비에 대해서만 계상하기 때문에 지속적으로 운전을 해야 유리한 원자력발전의 경우 마지막 대상년도에서는 운전기간이 충분하지 않아 석탄화력 발전보다 불리해 진 것임.
- 8) 제6차 수급계획에는 신재생에너지 설비계획(설비비중 20% 이상)과 발전량 전망(12%)을 모두 계획하였으나, 중앙급전발전기의 확률적 시뮬레이션을 수행하도록 되어있는 WASP-IV의 특성 상 신재생에너지의 예상 발전량을 전력수요에서 차감한 대신 2035년의 신재생 발전원별 설비용량을 따로 산정하지 않았음. 따라서 원자력발전소 전원구성비 등이 상대적으로 상승하

14.34%, 양수발전 3.14% 및 증유 0.07%의 점유율을 보임.

- 발전량은 2035년에 원자력 65.45%, 석탄 20.41%, LNG 2.49% 및 신재생에너지 10.86%⁹⁾의 전력생산이 예상된다.
- 온실가스 배출의 경우 원자력발전소는 CO₂ 배출이 없기 때문에 시간이 지남에 따라 배출량이 감소하는 경향을 보이며, 2035년의 경우 다른 시나리오의 절반 정도로 배출함.
- 온실가스 배출제약만 고려한다면 최적의 대안이 되겠지만, 안전성 문제 등으로 인하여 건설부지 선정 및 건설에 많은 제약이 따르는 시나리오임.

2) No Nuke 시나리오

- No Nuke 시나리오에서는 제6차 수급계획 이후 석탄화력발전소를 건설하는 것이 가장 유리한 대안으로 계산되었음.
- 2035년 전력계통의 전원구성비는 석탄화력발전소 건설로 인하여 석탄화력 54.40%, 원자력 25.27%, LNG 15.09% 로 No Constraint의 원자력발전과 대조적인 결과를 보임.
- 전원구성비에 따른 발전량은 2035년에 원자력 29.43%, 석탄 54.74%, LNG 3.86% 및 신재생에너지 10.83%의 전력생산이 예상된다.
- 온실가스 배출의 경우 석탄화력발전의 영향으로 4개의 시나리오 중 가장 많은

는 점을 고려하기 바람.

- 9) 수력과 IGCC를 제외한 신재생에너지는 6차수급계획 이후부터 전력부하의 11.7%로 차감하여 계산하였으나, 양수발전 구동을 위한 화력발전소의 발전량 등과 같이 전력수요 이외의 부하가 추가로 발생함에 따라 신재생에너지 전력생산비율의 차이가 발생함.

CO₂를 배출하여 2035년에는 No Constraint 시나리오보다 2.6배 많은 온실가스를 배출할 전망이다.

- No Constraint시나리오 대비 No Nuke 시나리오의 추가비용을 계산해보면¹⁰⁾, 2024년부터 2029년까지는 음의 값을 갖는데, 이는 기준이 되는 No Constraint 시나리오에서 건설비가 높은 원자력발전소를 계획했기 때문이며, 2030년부터는 연료비가 저렴한 원자력발전소로 전력을 생산하기 때문에 타 시나리오의 비용이 더 많이 소요되는 결과를 보이고 있음.

3) 8 Nukes 시나리오

- 8 Nukes 시나리오에서는 제6차 수급계획 이후 점차 건설되는 원자력발전소 이외에는 석탄화력발전소를 건설하도록 모사되었음.
- 2035년 전력계통의 전원구성은 석탄화력발전소 건설로 인하여 원자력 33.48%, 석탄화력 46.33%, LNG 14.98%의 비율로 건설함.
- 전원구성비에 따른 발전량은 2035년에 원자력 39.09%, 석탄 45.66%, LNG 3.31% 및 신재생에너지 10.83%의 전력생산이 예상됨. 온실가스 배출의 경우 No Constraint 시나리오보다는 2.15배 많이 배출하지만, 8기의 원자력발전소의 영향으로 나머지 시나리오 중 가장 낮은 배출량을 보임.
- 8 Nukes 시나리오의 추가비용을 계산해보면, 나머지 시나리오와 마찬가지로 2024년부터 2029년까지는 음의 값을 가지며, 2030년부터는 더 많은 비용을 지불하는 구조임. 나머지 세 개의 시나리오 중에서는 2030년부터 가장 적은 비용과 가장 적은 온실가스를 배출하는 것을 알 수 있음.

10) 각 시나리오별 총비용(건설비+운영비)을 비교하기 위하여 연도별 누적비용을 각 시나리오의 비용에서 No Constraint 시나리오의 비용을 차감하여 비교하였음.

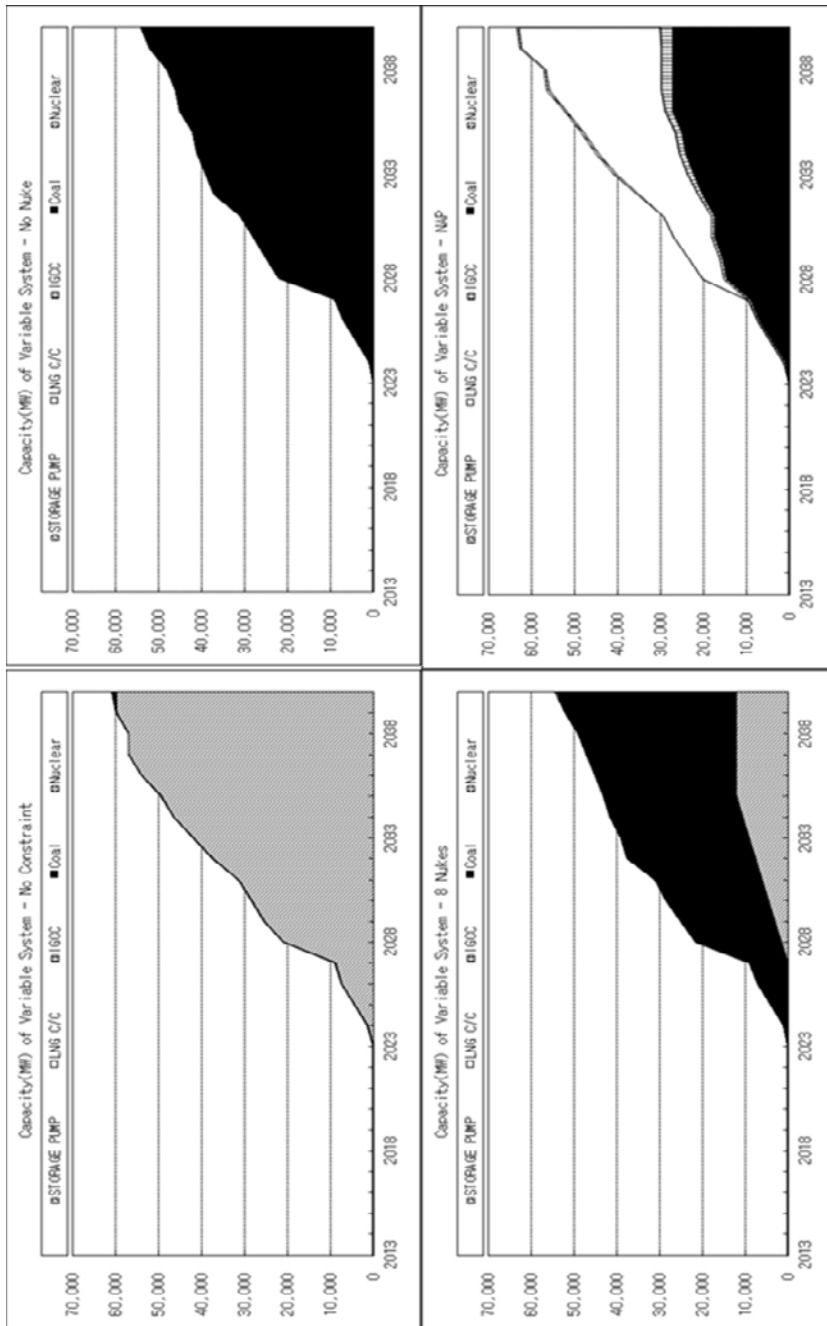
4) NAP 시나리오

- 원자력발전 건설제약과 온실가스 배출제약조건을 가지는 NAP 시나리오에서는 제6차 수급계획 이후 석탄화력, LNG복합화력, IGCC 등 원자력을 제외한 모든 종류의 발전소를 건설하도록 모사되었음.
- 2035년 전력계통의 전원구성은 원자력 24.18%, 석탄화력 40.67%, LNG 28.71%의 비율로 구성될 전망이다.
- 전원구성비에 따른 발전량은 2035년에 원자력 29.55%, 석탄 46.48%, LNG 11.02% 및 신재생에너지 10.87%의 전력생산이 예상됨.
- 온실가스 배출의 경우 온실가스 제약조건인 0.14tC/MWh을 만족하는 수준에서 발전소 건설계획이 이루어지지만, 온실가스를 전혀 배출하지 않는 원자력발전소를 건설하지 못하도록 제약하였기 때문에 원자력발전소 건설이 가능한 기타 시나리오에 비해서는 월등히 많은 양의 온실가스를 배출하게 됨.
- NAP 시나리오도 나머지 시나리오와 마찬가지로 2024년부터 2029년까지는 추가비용이 음의 값을 가지며, 2030년부터는 더 많은 비용을 지불하는 구조임. 비용이 저렴한 원자력발전소 건설제약과 온실가스 제약조건으로 네 개의 시나리오 중 가장 많은 비용이 소요되는 것을 알 수 있음.

[표 4-4] 시나리오별 제6차 수급계획 이후의 발전소건설

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	LNG 복합	석탄화력	IGCC	원자력	양수
2030	No Constraint	-	-	-	28,400 (100)	-
	No Nuke	-	28,000 (100)	-	-	-
	8 Nukes	-	24,000 (84.21)	-	4,500 (15.79)	-
	NAP	8,800 (32.74)	17,480 (65.03)	600 (2.23)	-	-
2035	No Constraint	-	-	-	49,400 (100)	-
	No Nuke	-	42,000 (100)	-	-	-
	8 Nukes	-	31,000 (72.09)	-	12,000 (27.91)	-
	NAP	21,200 (43.81)	25,090 (51.85)	1,500 (3.10)	-	600 (1.24)
2040	No Constraint	-	1,000 (1.64)	-	59,800 (98.36)	-
	No Nuke	-	54,000 (99.45)	-	-	300 (0.55)
	8 Nukes	-	42,000 (76.92)	-	12,000 (21.98)	600 (1.10)
	NAP	32,800 (51.66)	27,090 (42.67)	3,000 (4.73)	-	600 (0.95)

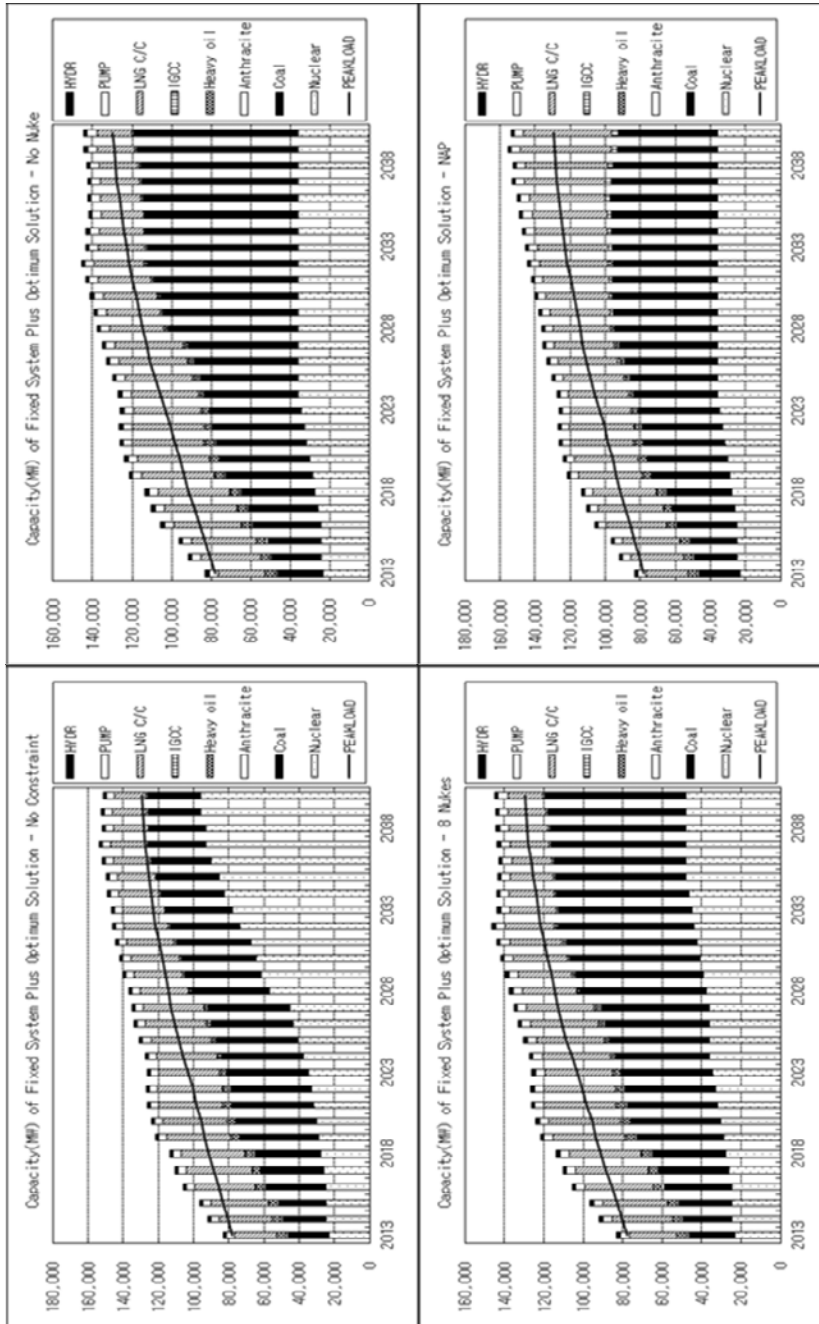


〈그림 4-7〉 시나리오별 제6차 전력수급기본계획 이후 발전소 건설계획

[표 4-5] 시나리오별 제6차 수급계획 이후의 전원구성비

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2030	No Constraint	64,316 (45.44)	41,320 (29.19)	400 (0.28)	862 (0.61)	27,307 (19.29)	900 (0.64)	4,700 (3.32)	1,746 (1.23)
	No Nuke	35,916 (25.45)	69,320 (49.11)	400 (0.28)	862 (0.61)	27,307 (19.35)	900 (0.64)	4,700 (3.33)	1,746 (1.24)
	8 Nukes	40,416 (28.53)	65,320 (46.11)	400 (0.28)	862 (0.61)	27,307 (19.28)	900 (0.64)	4,700 (3.32)	1,746 (1.23)
	NAP	35,916 (25.65)	58,800 (41.99)	400 (0.29)	862 (0.62)	36,107 (25.79)	1,500 (1.07)	4,700 (3.36)	1,746 (1.25)
2035	No Constraint	85,316 (57.05)	35,320 (23.62)	-	110 (0.07)	21,443 (14.34)	900 (0.60)	4,700 (3.14)	1,746 (1.17)
	No Nuke	35,916 (25.27)	77,320 (54.40)	-	110 (0.08)	21,443 (15.09)	900 (0.63)	4,700 (3.31)	1,746 (1.23)
	8 Nukes	47,916 (33.48)	66,320 (46.33)	-	110 (0.08)	21,443 (14.98)	900 (0.63)	4,700 (3.28)	1,746 (1.22)
	NAP	35,916 (24.18)	60,410 (40.67)	-	110 (0.07)	42,643 (28.71)	2,400 (1.62)	5,300 (3.57)	1,746 (1.18)
2040	No Constraint	95,716 (63.37)	30,220 (20.01)	-	110 (0.07)	17,640 (11.68)	900 (0.60)	4,700 (3.11)	1,746 (1.16)
	No Nuke	35,916 (24.85)	83,220 (57.58)	-	110 (0.08)	17,640 (12.20)	900 (0.62)	5,000 (3.46)	1,746 (1.21)
	8 Nukes	47,916 (33.08)	71,220 (49.17)	-	110 (0.08)	17,640 (12.18)	900 (0.62)	5,000 (3.66)	1,746 (1.21)
	NAP	35,916 (23.36)	56,310 (36.63)	-	110 (0.07)	50,440 (32.81)	3,900 (2.54)	5,300 (3.45)	1,746 (1.14)

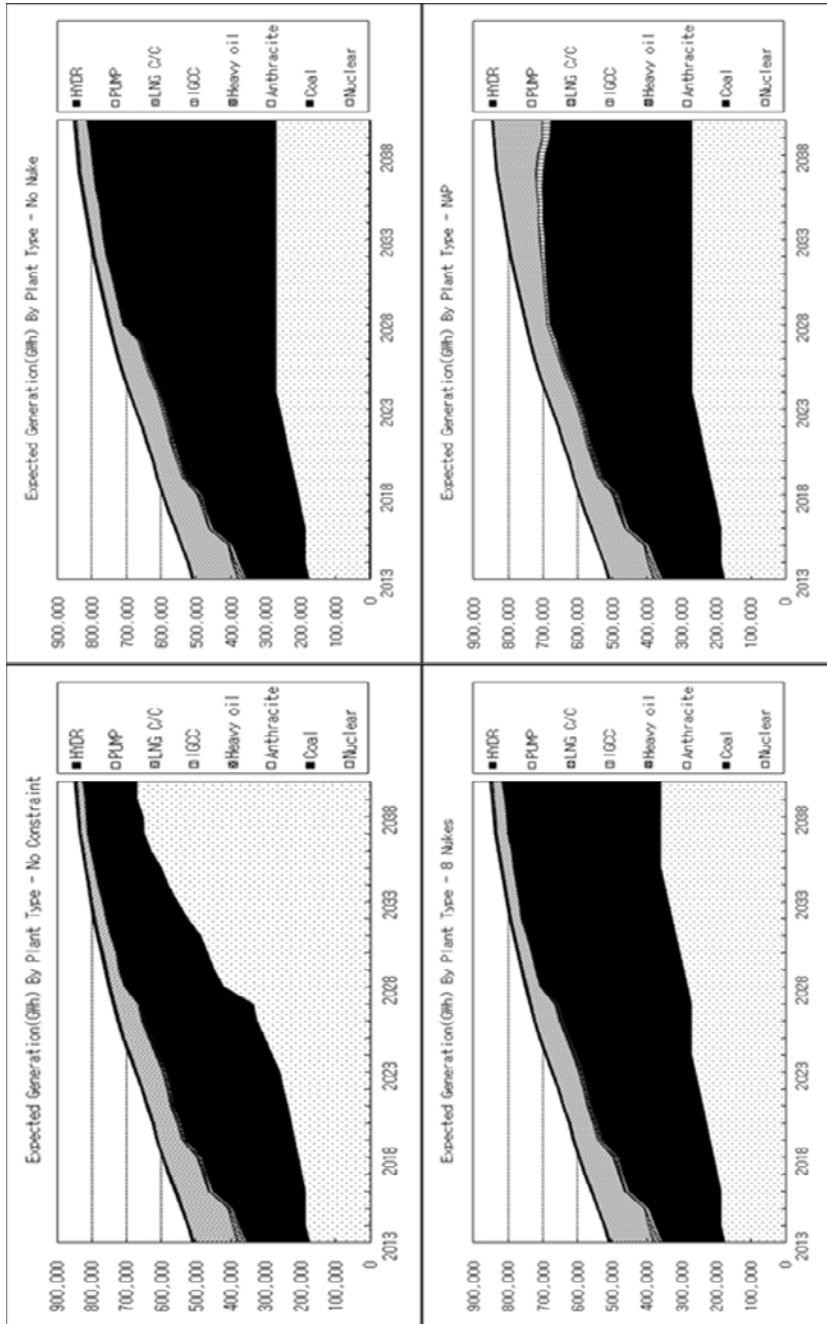


〈그림 4-8〉 시나리오별 전력계통 전원구성비

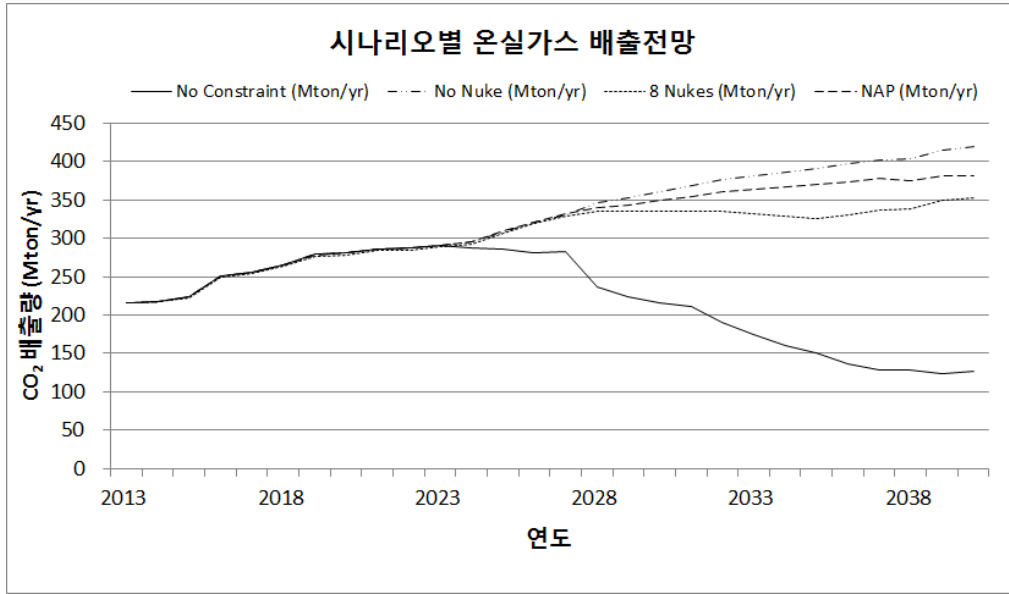
[표 4-6] 시나리오별 제6차 수급계획 이후의 발전량 전망

(단위 :Wh, %)

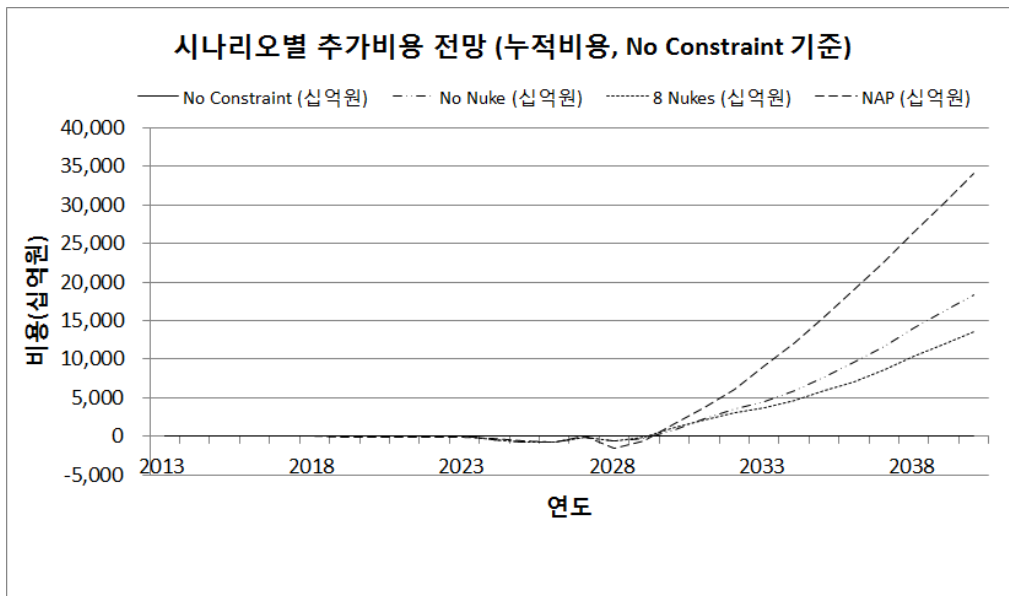
연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력	기타 신재생
2030	No Constraint	467,616 (60.34)	259,113 (33.44)	1,440 (0.19)	582 (0.08)	36,661 (4.73)	3,325 (0.43)	2,654 (0.34)	3,532 (0.46)	94,251 (10.84)
	No Nuke	271,916 (35.05)	456,270 (58.81)	1,294 (0.17)	584 (0.08)	35,581 (4.59)	3,306 (0.43)	3,333 (0.43)	3,532 (0.46)	94,251 (10.83)
	8 Nukes	305,374 (39.37)	424,683 (54.75)	1,257 (0.16)	554 (0.07)	33,724 (4.35)	3,322 (0.43)	3,222 (0.42)	3,532 (0.46)	94,251 (10.83)
	NAP	271,964 (35.13)	414,147 (53.49)	1,878 (0.24)	844 (0.11)	71,024 (9.17)	8,394 (1.08)	2,412 (0.31)	3,532 (0.46)	94,251 (10.85)
2035	No Constraint	602,670 (73.43)	187,890 (22.89)	-	117 (0.01)	22,953 (2.80)	2,125 (0.26)	1,452 (0.18)	3,532 (0.43)	100,042 (10.86)
	No Nuke	271,797 (33.00)	505,660 (61.39)	-	250 (0.03)	35,614 (4.32)	3,129 (0.38)	3,658 (0.44)	3,532 (0.43)	100,042 (10.83)
	8 Nukes	361,010 (43.84)	421,654 (51.20)	-	211 (0.03)	30,583 (3.71)	2,960 (0.36)	3,558 (0.43)	3,532 (0.43)	100,042 (10.83)
	NAP	271,991 (33.15)	427,824 (52.14)	-	181 (0.02)	101,453 (12.37)	13,724 (1.67)	1,751 (0.21)	3,532 (0.43)	100,042 (10.87)
2040	No Constraint	672,474 (79.06)	151,682 (17.83)	-	107 (0.01)	18,886 (2.22)	1,843 (0.22)	2,045 (0.24)	3,532 (0.42)	103,591 (10.86)
	No Nuke	271,560 (31.83)	541,424 (63.46)	-	256 (0.03)	29,630 (3.47)	2,741 (0.32)	4,019 (0.47)	3,532 (0.41)	103,591 (10.83)
	8 Nukes	360,476 (42.23)	455,538 (53.36)	-	226 (0.03)	26,852 (3.15)	2,629 (0.31)	4,374 (0.51)	3,532 (0.41)	103,591 (10.82)
	NAP	271,997 (32.07)	405,860 (47.85)	-	220 (0.03)	142,178 (16.76)	23,648 (2.79)	692 (0.08)	3,532 (0.42)	103,591 (10.88)



〈그림 4-9〉 시나리오별 전력생산량



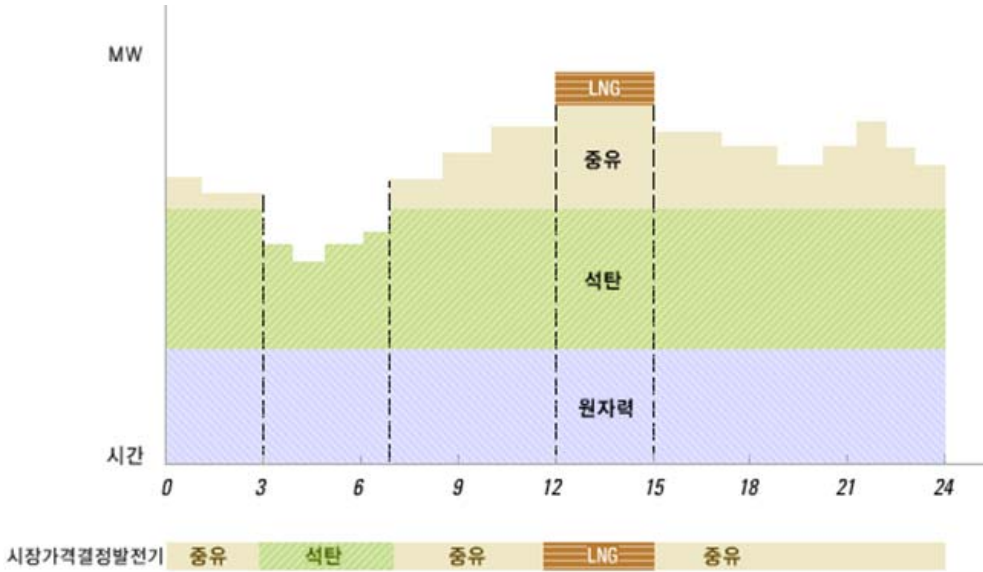
〈그림 4-10〉 시나리오별 연간 CO₂ 배출전망



〈그림 4-11〉 시나리오별 비용전망

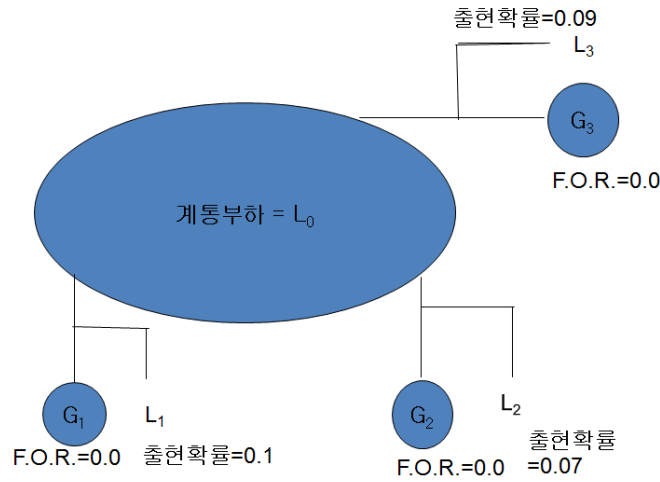
다. SMP 예측

- 본 연구에서 사용된 SMP 예측모형은 WASP-IV의 MERSIM모듈에 적용된 확률적시물레이션을 이용한 발전량계산을 바탕으로 CBP시장의 가격결정구조에 따라 계통한계가격을 추정하였음.

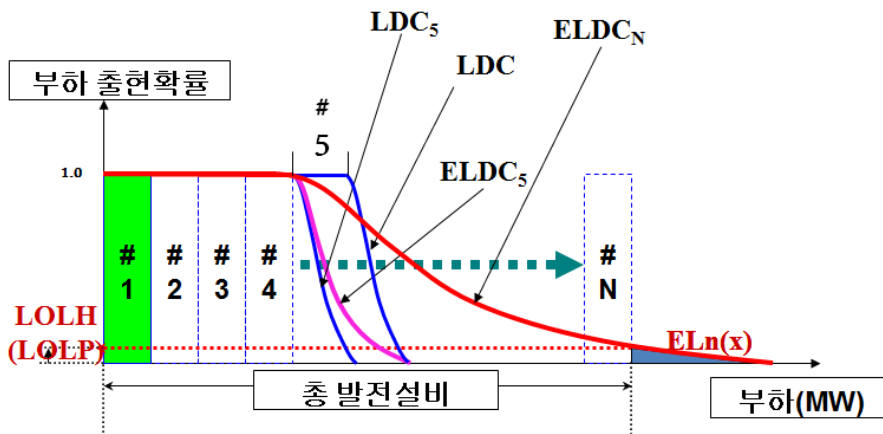


〈그림 4-12〉 CBP시장의 SMP 발전기 결정방식

- 확률적 시물레이션은 발전기의 고장정지확률(FOR; Forced Outage Rate)을 이용하여 다음과 같은 계산을 수행함.
 - 발전기의 고장정지확률은 0으로 놓고, 고장정지가 발생하면 FOR과 같은 확률로서 발전기의 용량과 같은 부하가 출현하는 것으로 함.
 - 발전기의 고장정지용량과 계통부하를 상승적분(convolution)하여 새로운 ELDC를 생성하며, 최종 ELDC ELn(x) 상에서 총 발전설비에 해당하는 x-축의 값에서 본 y축의 값이 LOLP임.

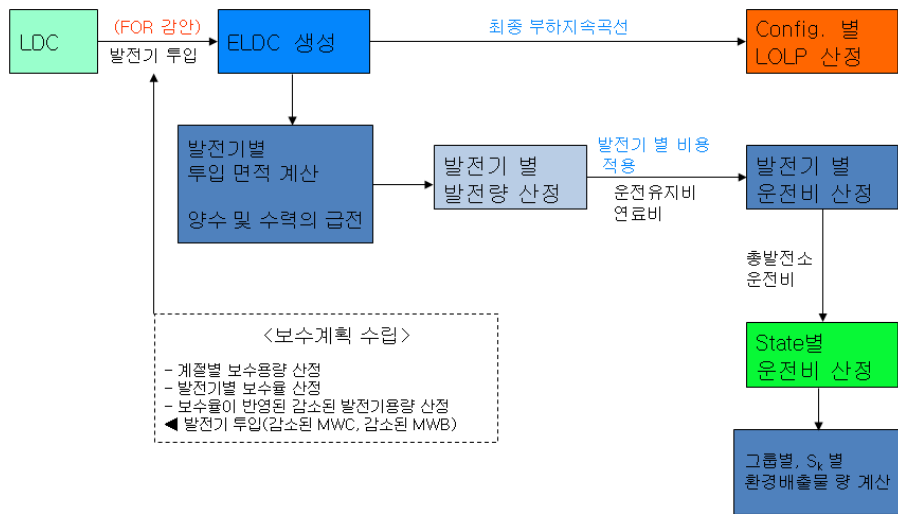


<그림 4-13> 확률적 시뮬레이션에서 고장정지의 처리방식



<그림 4-14> 등가부하지속곡선 (ELDC)

- <그림 4-15>의 확률적시뮬레이션 처리과정을 보면 발전기의 고장정지확률 (FOR)을 고려하여 등가부하지속곡선(ELDC)을 생성하는데, 그 이전에 발전기의 계절별 보수용량이 고려되어 발전기의 투입용량을 감소시킨 후 확률적 시뮬레이션을 수행하여 LOLP와 발전기별 발전량을 산정함.



<그림 4-15> 확률적 시뮬레이션 처리과정

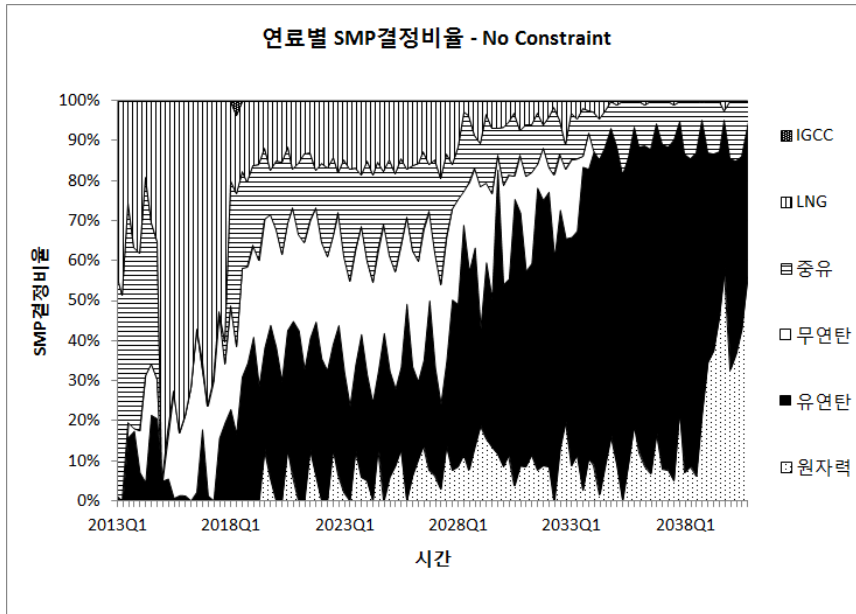
- 본 연구의 WASP-IV 시뮬레이션은 단일 전력계통으로 모사하고 있으나, 현재 우리나라에서는 육지에 있는 발전기에 대한 SMP와 제주도의 SMP를 따로 산정함. 본 연구에서는 제주와 육지를 통합한 전력수요를 적용하였으며, 제주도의 발전기(남제주화력 및 제주GT 등)를 계통에 포함시켜 운용하였음.
- 대관령의 풍력발전기가 연구대상이므로, 제주도의 발전기가 SMP를 결정할 경우에는 육지에 존재하는 한계발전기가 SMP를 결정하는 것으로 산정하였음.
- SMP결정비율을 보면 증유발전의 변동비가 가장 높기 때문에 증유발전기가 가동되면 SMP결정 발전기가 되며, 증유발전보다 변동비가 낮은 LNG복합화력의 경우에는 가동되더라도 증유발전이 가동되는 시간에는 SMP 결정발전기가 되지 않음.
 - 즉 증유발전의 이용률이 30%이고, LNG복합화력의 이용률이 45%라고 가정하면, SMP결정비율은 증유발전이 30%, LNG가 15%가 됨.

1) No Constraint 시나리오

- 원자력발전소 건설제약이 없는 시나리오에서는 2040년에는 2027년의 원자력발전소 용량보다 2.5배 많은 발전소가 건설되며, 발전량 전망에서 보인 바와 같이 원자력발전으로 대부분의 전력을 생산하는 것으로 모사되어 원자력발전이 SMP를 결정하는 비율이 증가함.
- 제6차전력수급기본계획에 확정된 원자력발전소의 경우에는 2027년까지 10% 이내의 비율에서 주기적으로 SMP를 결정하는 경향을 보이고 있음. 이러한 주기성은 원자력발전소의 유지보수에 기인하며 부하패턴을 고려한 유지보수 계획을 수립하는 WASP의 특성상 주로 1, 2사분기에 유지보수가 발생하기 때문에 부하가 낮은 2사분기보다 3, 4분기에 SMP를 결정하는 비율이 더 높아지는 경향을 보임.
- 제6차전력수급기본계획 대상기간 이후 시나리오에 영향을 받는 2028년 이후부터 원자력발전소 건설이 많아졌기 때문에 SMP를 결정하는 비율이 확연히 증가하는 추세이지만, 원자력발전소 부지확보 및 국민수용성 문제와 운전의 유연성이 좋지 않기 때문에 원자력발전소 건설이 확연히 증가하는 것은 현실성이 높지 않음.
- 현재 대부분의 SMP를 결정하는 LNG와 중유발전기를 보면, 2014년, 2015년에 건설 계획되어 있는 다수의 LNG 복합화력발전소의 영향으로 2017년까지는 LNG 복합화력이 대부분의 SMP를 결정하는 것으로 모사되었으나, 그 이후 부하가 증가함에 따라 중유발전기가 SMP를 결정하는 기간이 다시 나타남.
- LNG복합화력의 SMP결정비율이 점차 줄어드는 것은 노후화설비의 폐지에 따라 발전기의 감소와 더불어 중유발전이 대부분의 SMP를 결정하기 때문에 LNG복합화력의 SMP결정시간이 감소된 것으로 볼 수 있음¹¹⁾.

11) 여기서 중유발전기를 폐지하지 않고 지속시키는 이유는 제주도의 전력시스템의 특수성이 기

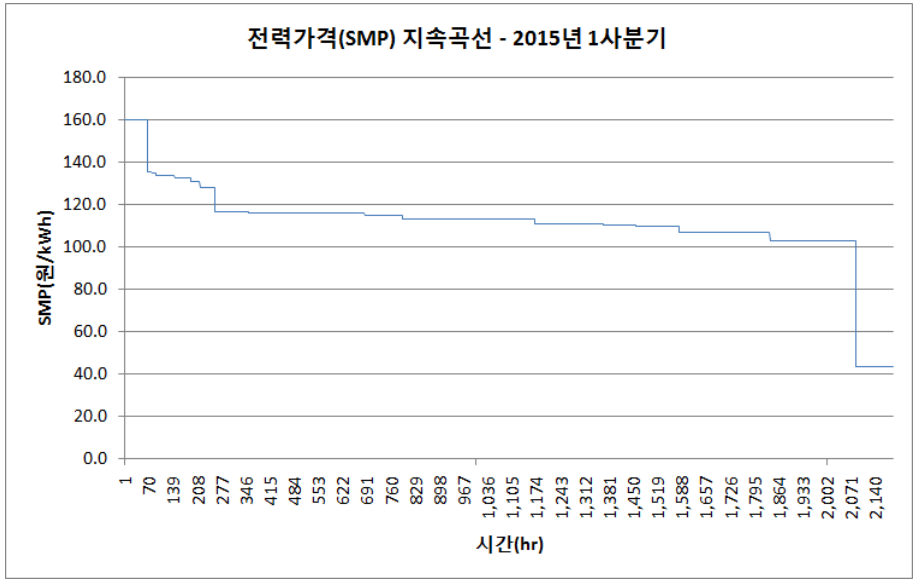
- 결론적으로 2027년까지는 4시나리오 모두 동일한 SMP로 결정되지만, 2028년 이후부터 No Nuke 시나리오는 10~20% 이내의 기간에 대해서만 LNG와 증유 발전소가 SMP를 결정하고, 나머지는 석탄화력과 원자력이 SMP를 결정함.



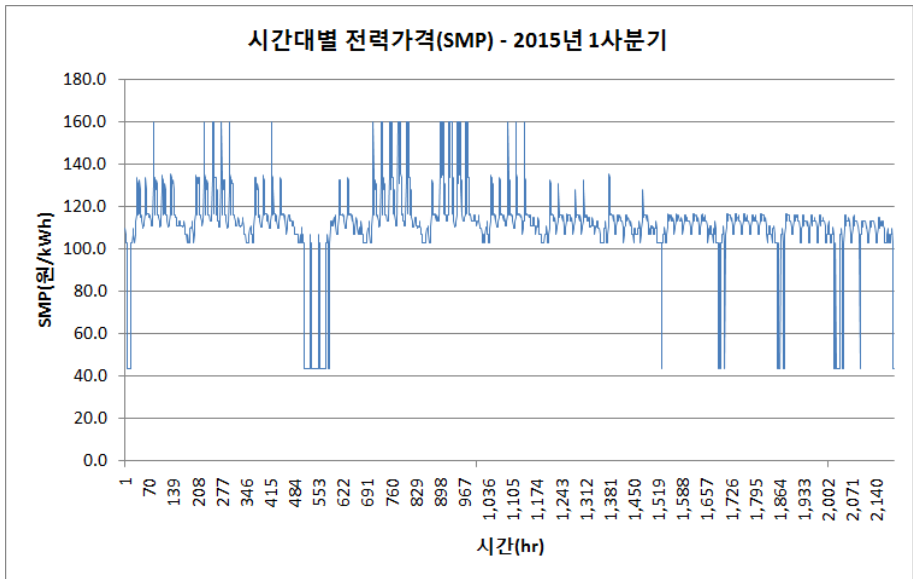
〈그림 4-16〉 연료별 SMP 결정비율 - No Constraint 시나리오

- 이와 같이 확률적 시뮬레이션을 통하여 계산하는 SMP는 부하지속곡선의 convolution을 통해 SMP 지속곡선(SDC; SMP Duration Curve)의 형태로 계산됨. 본 연구에서는 시간대별 부하패턴(CLC; Chronological Load Curve)을 이용하여 부하지속곡선(LDC)을 만들었으므로, SDC를 다시 시간대별로 전개하면 시간대별 SMP(Chronological SMP)를 도출할 수 있음.

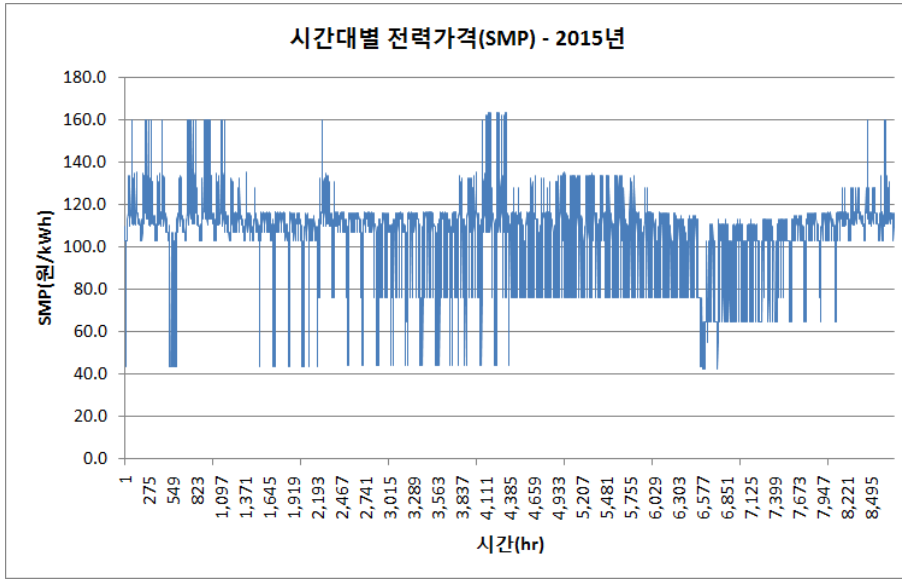
인함. 제주도는 초고압 직류송전(HVDC)로 육지와 전력망이 연결되어 있으며 부족한 부분은 제주도 내의 증유발전기로 전력을 생산하고 있음. 현재 HVDC 용량 증설, LNG발전소 건설 등의 다른 대안들이 논의 중에 있으나 기존의 증유발전소는 지속적으로 유지하는 것으로 가정하여 시뮬레이션을 수행함. 본 연구에서는 육지의 SMP가 사용되기 때문에 제주도의 발전기가 SMP결정발전기가 될 경우 육지의 한계발전기로 SMP를 산정하였기 때문에 증유발전기의 존속은 SMP결정에 많은 영향을 미치지 않음.



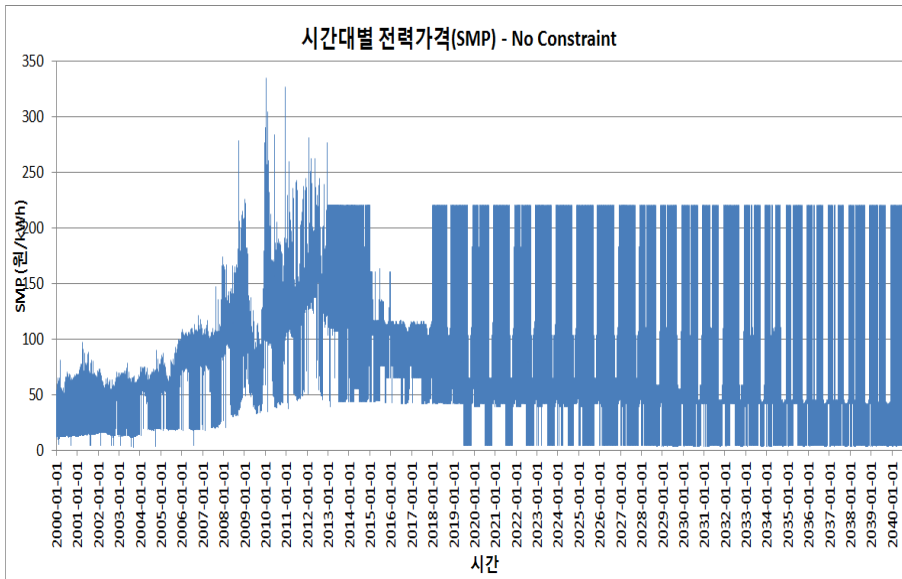
〈그림 4-17〉 SMP 지속곡선 - No Constraint 시나리오



〈그림 4-18〉 시간대별 SMP - No Constraint 시나리오

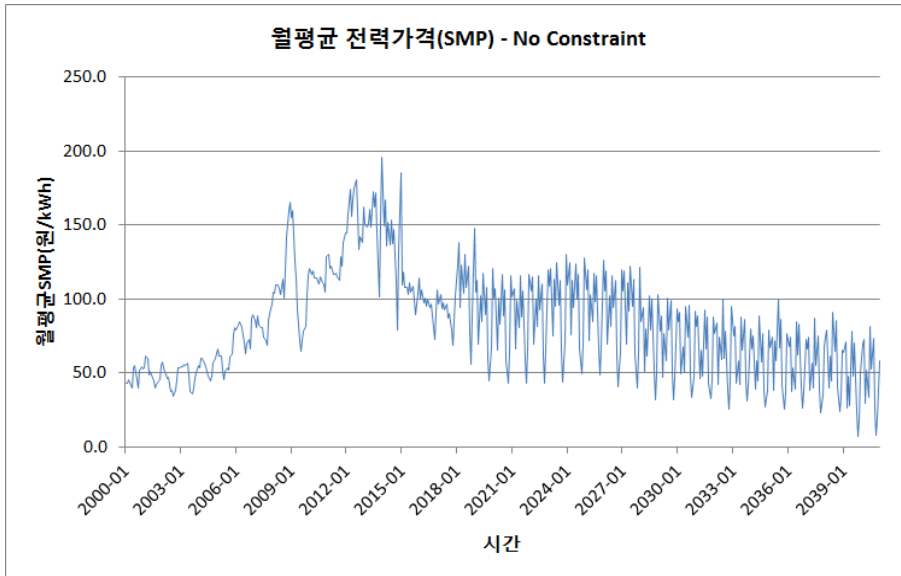


〈그림 4-19〉 연간 시간대별 SMP - No Constraint 시나리오

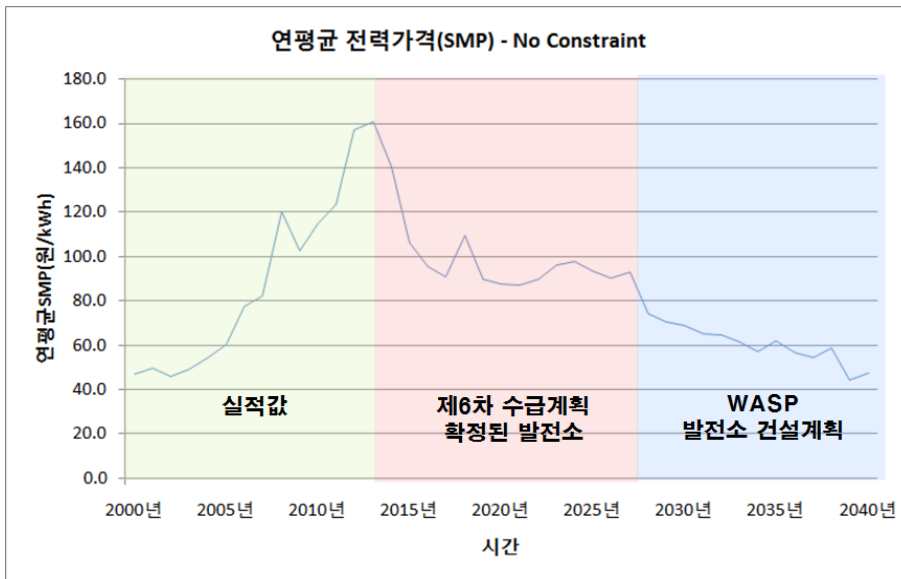


〈그림 4-20〉 SMP 실적 및 전망 - No Constraint 시나리오

- 시간대 별로 산정된 SMP를 월간과 연간 평균을 계산하면 다음과 같음.



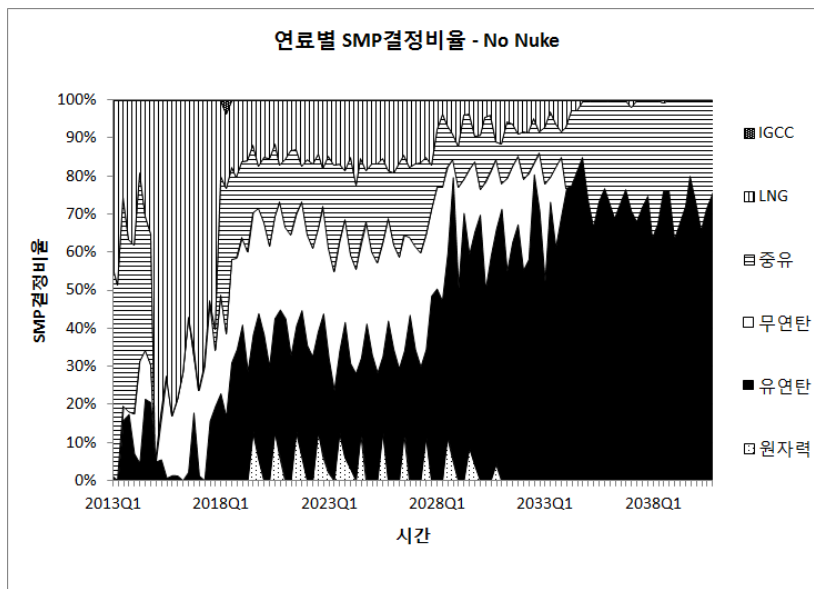
〈그림 4-21〉 월평균 SMP 실적 및 예측 - No Constraint 시나리오



〈그림 4-22〉 연평균 SMP 실적 및 예측 - No Constraint 시나리오

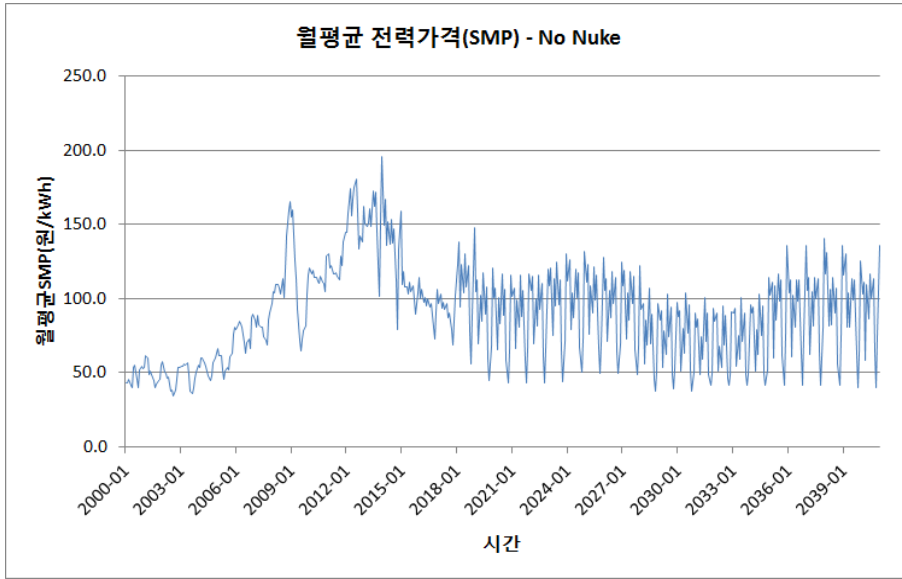
2) No Nuke 시나리오

- No Nuke 시나리오에서는 2027년 이후부터 석탄화력발전소만 건설하기 때문에 제6차전력수급기본계획 이후부터 석탄화력발전소의 SMP결정 비율이 급격히 증가함.
- No Constraint 시나리오의 원자력발전소의 SMP결정비율이 석탄화력발전소로 대부분이 대체되었으며, 약간의 비율을 증유화력발전소가 담당하고 있음¹²⁾.

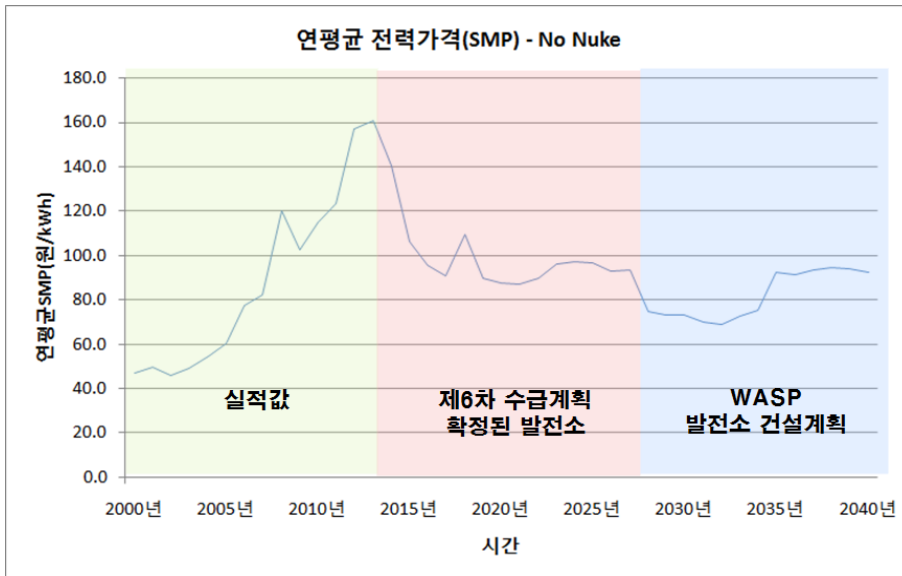


〈그림 4-23〉 연료별 SMP 결정비율 - No Nuke 시나리오

12) 증유발전이 LNG보다 높은 이유는 LNG복합화력은 수명기간이 지나면 대부분 폐지하는 것으로 시뮬레이션 하여 기간이 뒤로 갈수록 존재하는 LNG복합화력발전소가 적어져서 SMP를 결정할 수 있는 기회가 적어진 반면, 증유발전은 몇 기의 발전기만 존재하더라도 운전되 기만 하면 SMP를 결정하는 구조이기 때문에 LNG복합화력 보다 더 높은 비중을 차지하는 것으로 사료됨.



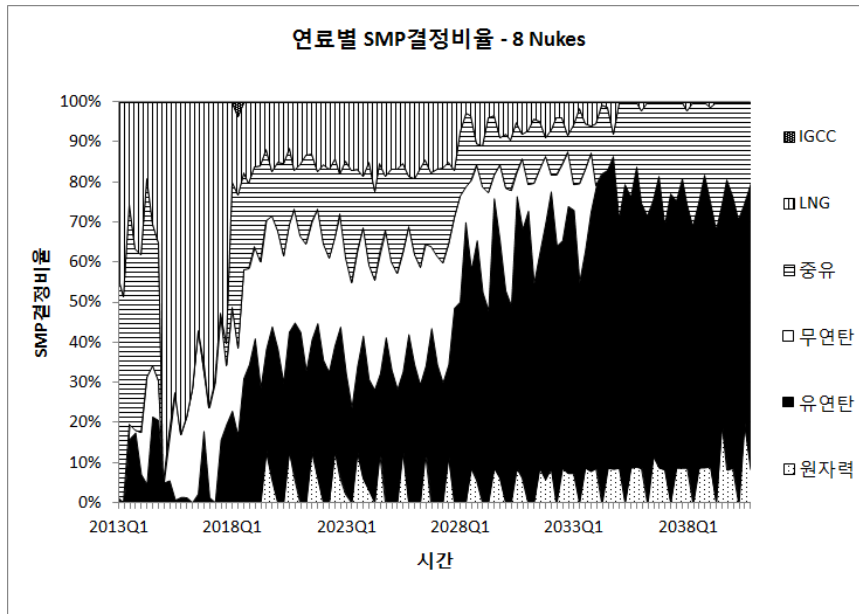
〈그림 4-24〉 월평균 SMP 실적 및 예측 - No Nuke 시나리오



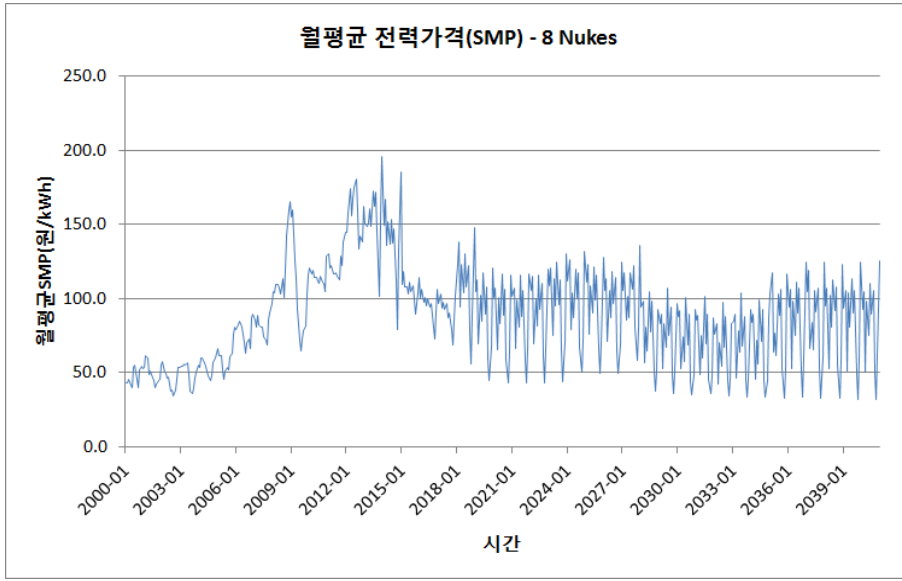
〈그림 4-25〉 연평균 SMP 실적 및 예측 - No Nuke 시나리오

3) 8 Nukes 시나리오

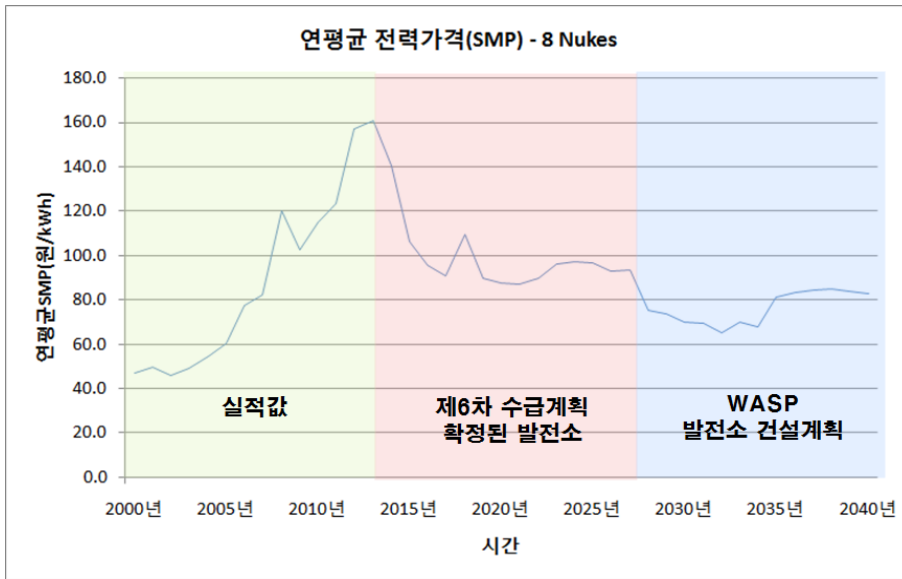
- 8 Nukes 시나리오는 앞의 두 시나리오의 중간의 형태를 보이고 있음. 즉, 8기의 원자력발전소 이외에는 모두 석탄화력발전소를 건설하기 때문에 No Constraint 시나리오와 No Nuke 시나리오의 중간 수준의 SMP결정 비율을 보이고 있음.
- 원자력발전소 8기의 건설로 인하여 No Constraint 시나리오 보다는 작지만 2028년 이후 SMP를 결정하는 기간이 존재하며, No Nuke에서 존재하는 중유 발전소의 SMP결정 비중도 여전히 존재함을 알 수 있음. 나머지는 유연탄을 이용하는 석탄화력발전소가 SMP를 결정함.



〈그림 4-26〉 연료별 SMP 결정비율 - 8 Nukes 시나리오



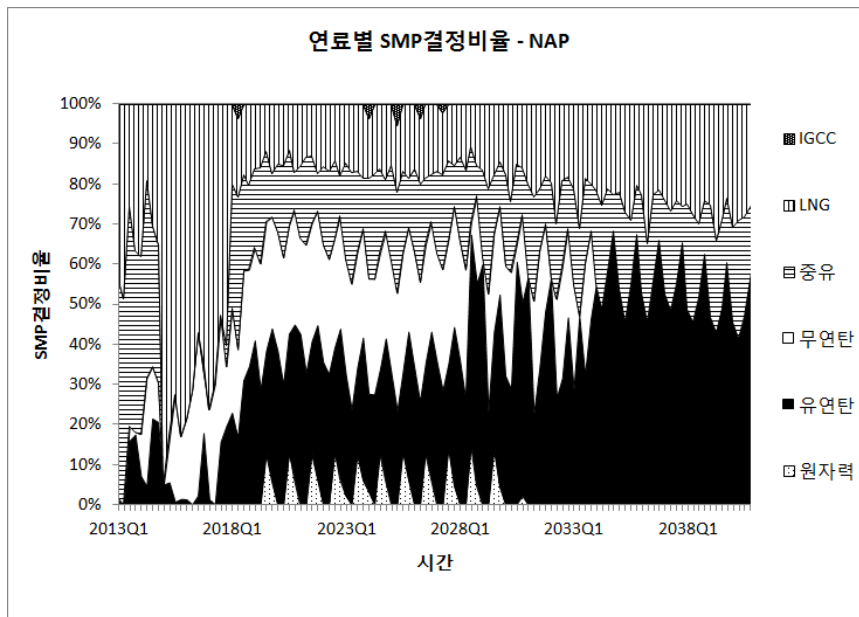
〈그림 4-27〉 월평균 SMP 실적 및 예측 - 8 Nukes 시나리오



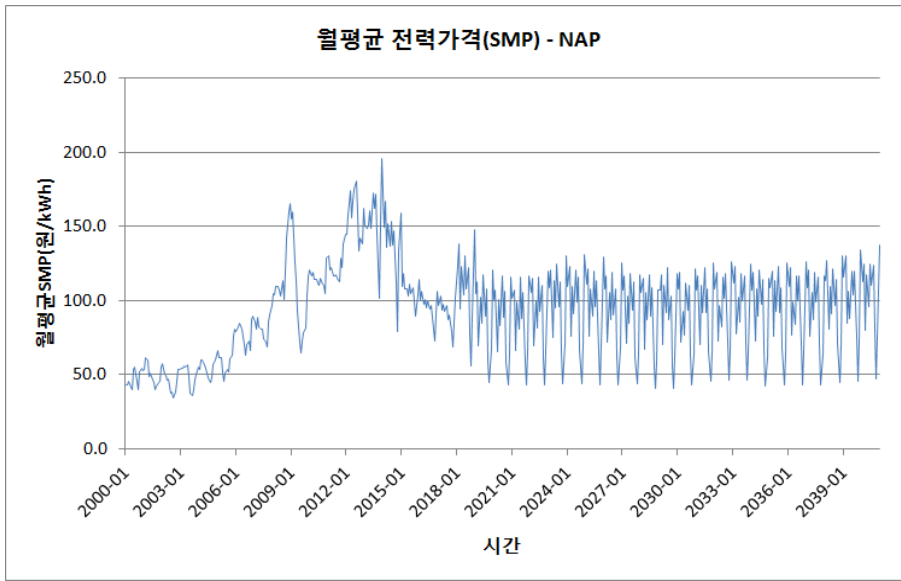
〈그림 4-28〉 연평균 SMP 실적 및 예측 - 8 Nukes 시나리오

4) NAP 시나리오

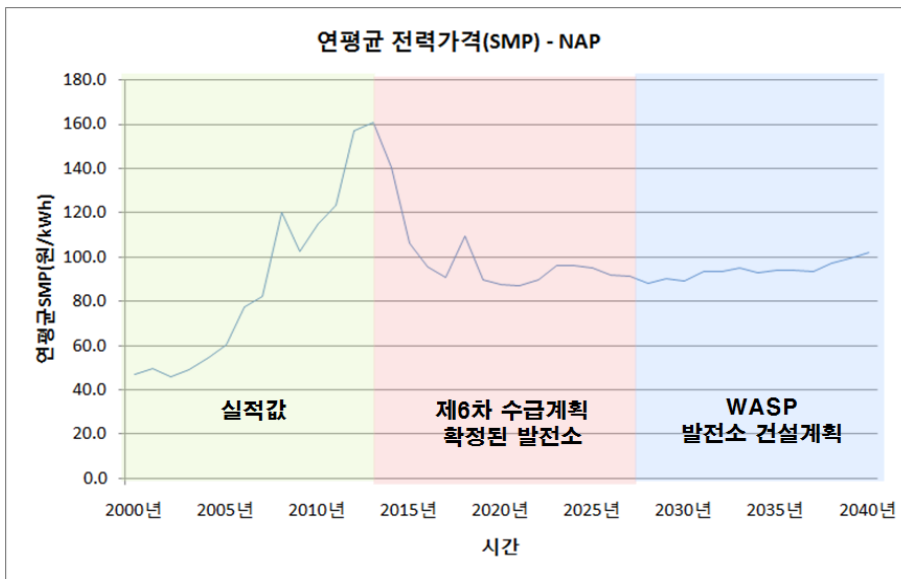
- NAP 시나리오는 기본적으로 원자력발전소를 건설하지 않기 때문에, 2028년 이후 원자력발전소의 SMP 결정기간이 No Nuke 시나리오와 비슷한 거동을 보임.
- 하지만 온실가스 제약조건을 만족하기 위하여 LNG복합화력발전소를 건설하였기 때문에, 석탄화력발전소와 증유발전소의 SMP결정 비중이 줄어든 대신에 그 자리를 LNG 복합화력발전소가 담당함.
- 특이할 만한 사항은 나머지 3개의 시나리오에 비해서 IGCC가 SMP를 결정하는 시간이 더 늘어난 점인데, 2024~2027년 사이에 SMP를 결정하는 기간이 발생함. 이는 온실가스 제약은 존재하는 반면 원자력발전소를 건설하지 못하기 때문에, 건설비용은 LNG복합화력보다 비싸지만, 연료비가 낮고 효율이 좋은 IGCC가 운전하더라도 온실가스 제약을 만족하기 때문인 것으로 풀이됨.



〈그림 4-29〉 연료별 SMP 결정비율 - NAP 시나리오



<그림 4-30> 월평균 SMP 실적 및 예측 - NAP 시나리오



<그림 4-31> 연평균 SMP 실적 및 예측 - NAP 시나리오

제 5 장

대관령풍력발전 설비교체의 경제적 타당성

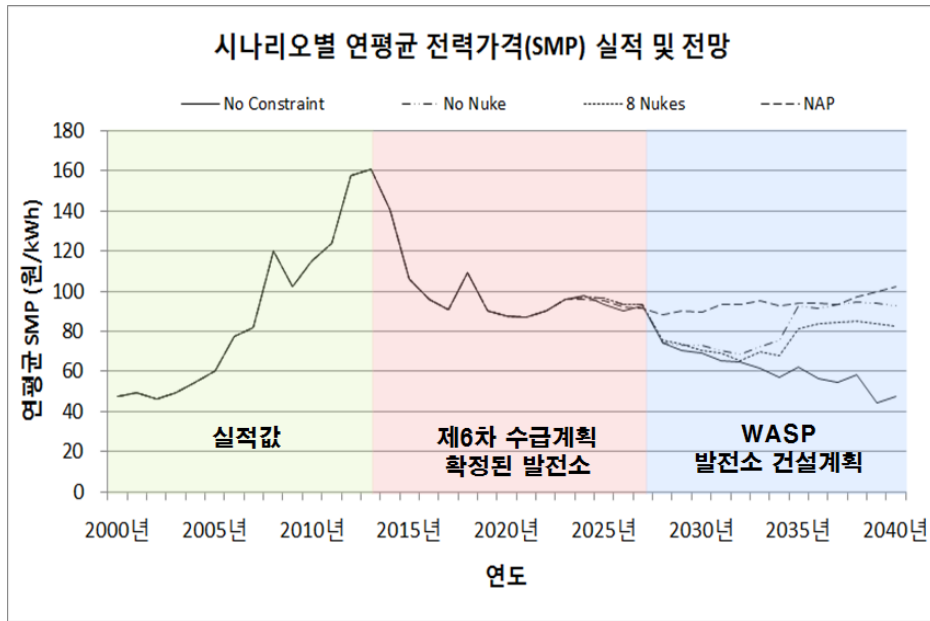
- 제 1 절 경제성 분석 입력
- 제 2 절 경제성 분석 결과

대관령풍력발전 설비교체의 경제적 타당성

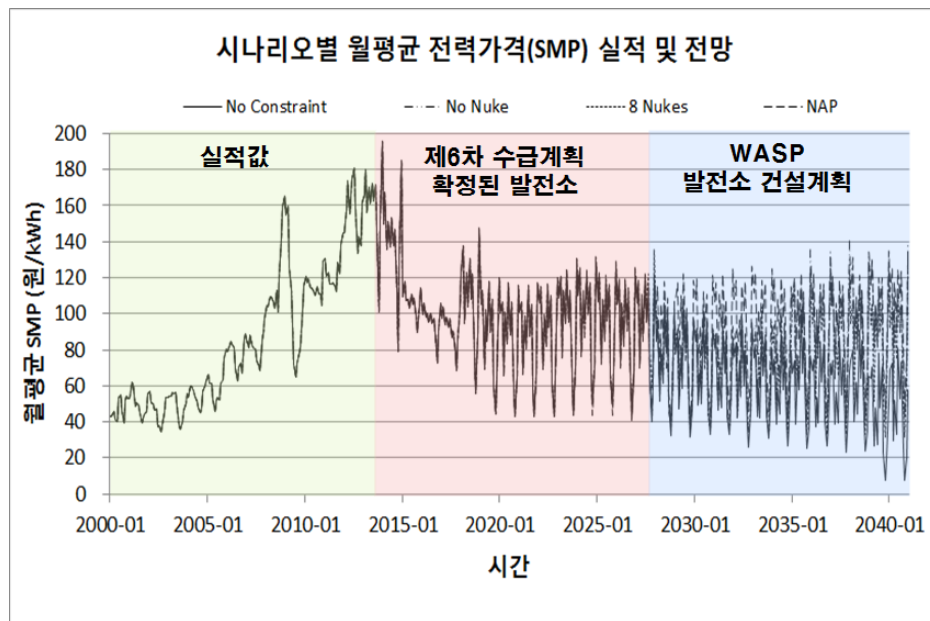


제1절 경제성 분석 입력

- 노후화된 풍력발전기를 교체하는 것은 신재생에너지 공급목표 달성과 2018평창 동계올림픽 신재생에너지 생산약속 등을 고려하면 국내 신재생에너지정책과의 정합성 및 올림픽 약속이행과 같이 국제사회에 신뢰성 제고라는 측면, 그리고 환경규제로 인하여 육상풍력 설치할 장소가 마땅하지 않아 기존 발전기 부지를 그대로 이용하면서 발전량을 늘릴 수 있다는 환경적인 측면을 본다면 기존 발전기를 유지하는 것보다는 교체를 하는 것에 대한 국제/국내 상황에 대한 타당성은 충분히 확보한다고 볼 수 있음.
- 기술-정책적 타당성을 확보한 풍력발전기 교체사업을 시작하기 위해서는 경제성이 확보되어야 하며, 신재생에너지의 경제성분석에는 SMP와 REC 가격이 중요한 변수임.
- 전력가격은 지속적으로 증가하여 2013년 현재 연평균 160원/kWh 수준으로 상승하여 풍력발전의 발전단가보다 높은 수준으로 자체사업으로도 경제성을 확보할 수 있었으나, 본 연구의 WASP SMP 모듈 운용결과 제6차 전력수급계획에 따른 SMP예측결과는 80~100원/kWh 수준으로 하락하여 발전단가보다 낮아질 것으로 예상되어 자체사업으로 발전기를 교체해야 할지에 대한 분석이 필요함.

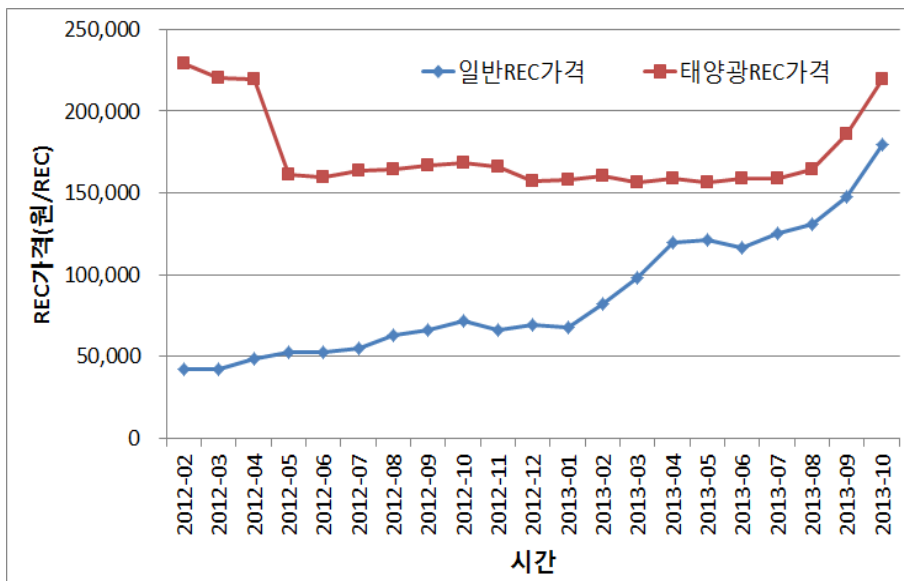


〈그림 5-1〉 시나리오별 연평균 SMP 실적 및 전망



〈그림 5-2〉 시나리오별 월평균 SMP 실적 및 전망

- REC가격은 2012년 2월 42,421원/REC로 시작하여 2013년 10월 현재 179,851원/REC로 지속적인 증가를 보이고 있으나, 높은 REC가격이 지속될 수 있을지 의문임.
- REC 가중치 1인 풍력발전의 발전단가보다 REC가격이 높아지기 때문인데, MWh단위로 거래되는 REC 가격이 150,000원/REC이면 REC 가중치 1인 풍력발전은 kWh당 150원으로 REC가 거래되는 것이므로, 150,000원/REC에 전력가격 100원/kWh를 판매할 경우에는 1kWh를 150원에 생산해서 250원에 파는 남는 장사가 되는 것임.
- 3년마다 가중치를 재검토하게 되어 있어 REC가 지속적으로 상승할 경우 풍력발전의 REC가중치가 낮아질 것이며, 낮아진 가중치에 따라 판매할 수 있는 REC가 줄어들기 때문에 생산된 전력 대비 얻을 수 있는 REC판매이익은 현재 수준보다 낮아질 것으로 예상됨.



〈그림 5-3〉 REC 거래가격 추이

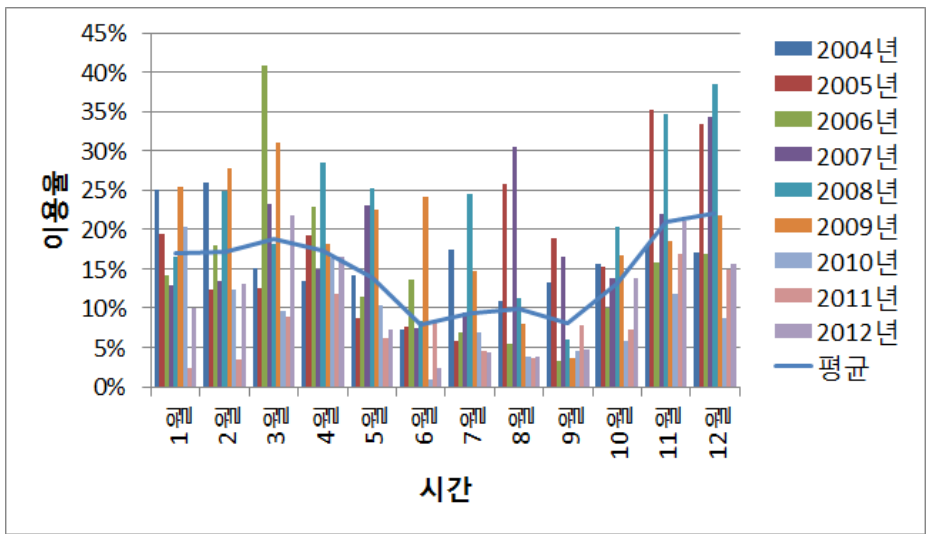
- 이와 같은 SMP와 REC에 대한 예측치를 바탕으로 대관령 풍력발전 교체 경제성 분석을 수행하기 위한 가정은 다음과 같음.
 - 기존에 설치되어 있는 풍력발전기의 건설비 및 과거의 운영비용은 매몰비용(sunk cost)이므로 고려 안함
 - 신규발전기는 영월 접산 풍력발전의 사업비 적용(2,666,667천원/MW)
 - 기존 설비의 전력생산량은 2012년과 동일한 반면 운전유지비는 지속적으로 증가하는 것으로 가정(발전량의 경우 2012년의 발전량, 운전유지비는 2013년 전반기 운전유지비의 두 배 적용)¹³⁾
 - 신규발전기의 이용률은 대관령지역에 강원풍력이 운전중 인 발전단지(2MW급 풍력발전기 49기) 이용률(27%) 적용, 운전유지비율은 설비비의 3% 적용
 - 전력생산패턴의 경우는 2004년부터 2012년까지의 월간 발전량 자료를 바탕으로 최대이용률과 최소이용률을 제외한 월별 평균이용률 적용.
 - 기존의 2.64MW를 모두 6MW급(3MWX2)으로 교체하는 대안과 4기의 발전기 중 출력이 불안정한 3, 4호기를 3MW로 대체하는 방안에 대해 비용-편익 분석(순현재가치법; NPV)을 이용한 경제성 분석 수행
 - 정부의 지원받을 경우 전력은 100% 강원도에서 판매하고, REC는 참여지분에 대해서만 판매할 수 있음.
 - REC 가격은 25,000원/REC, 50,000원/REC, 75,000원/REC 및 100,000원/REC 로 가정
 - 명목할인을 9%¹⁴⁾

13) 강원도청과 풍력발전기의 거리가 멀기 때문에 간단한 고장에도 즉각 대응하기 힘들고, 해외 제품이기 때문에 부품교환이나 전문가의 진단을 받기위해서는 해외에서 도착하기까지 소요 시간이 오래 걸리는 등의 이유로 유지보수가 원활하지 않았음

14) 제6차 수급계획에서 6%의 실질할인율을 이용하였으며, 이에 해당하는 명목할인율은 물가상승율을 고려하여야 함(명목할인율 = (1+실질할인율)(1+물가상승률) - 1). 한국은행 통계에 따르면 2010년을 100으로 기준으로 2012년 3.1%의 물가상승율을 보이며, IMF의 World Economic Outlook data에 따르면 물가상승률 예측치를 3% 전망하고 있음. 따라서 실질할인율 6%에 해당하는 명목할인율을 9%로 가정하는 것은 타당하다고 사료됨.

[표 5-1] 연도별 소요 비용 및 전력생산량 실적 및 예측

연도	비용(천원)		전력생산량 (MWh)		판매수입 (천원)
	건설비(도비 50%)	운전유지비 실적	전력생산량 실적	전력생산량 예측	
2003	1,800,000		-		-
2004		16,943	4,053		220,536
2005		19,486	3,843		233,565
2006		43,437	3,809		303,288
2007		199,114	3,932		320,024
2008		166,378	5,024		602,237
2009		114,535	4,585		529,616
2010		75,991	2,154		290,371
2011		765,932	1,845		201,642
2012		154,925	2,624		402,446
2013		106,752		2,624	WASP SMP 모듈 운용
2014		114,225			
2015		122,220			
2016		130,776			
2017		139,930			
2018		149,725			
2019		160,206			
2020		171,420			
2021		183,420			
2022		196,259			
2023		209,997			

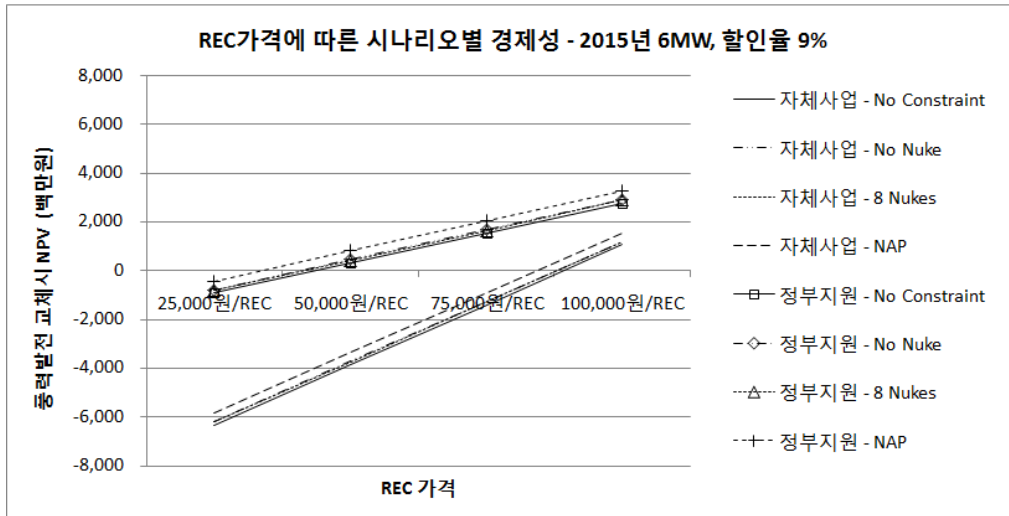


<그림 5-4> 대관령 풍력발전 월별 이용률 현황

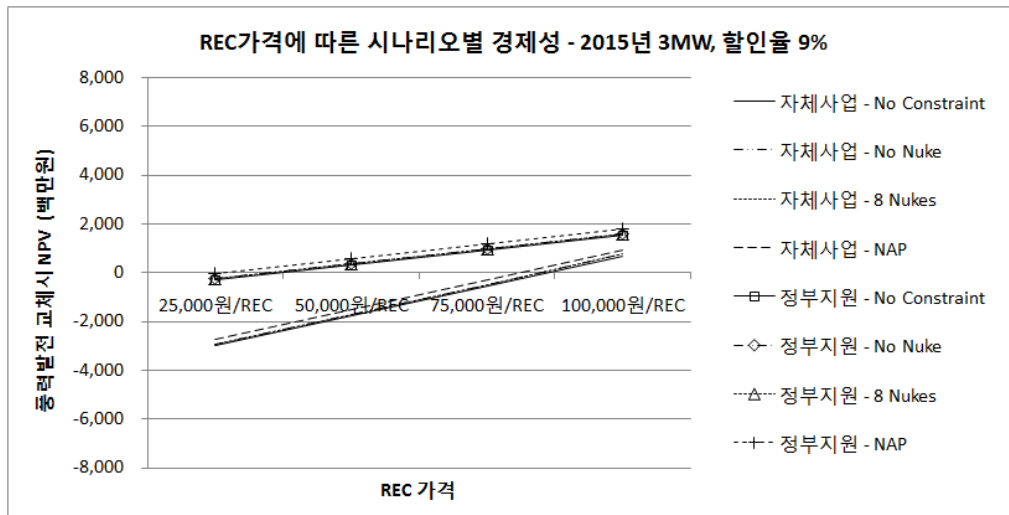


제2절 경제성 분석 결과

- <그림 5-5>는 2015년에 6MW급의 발전기로 교체 시 자체사업을 시행할 경우와 정부지원 받을 경우에 대하여 경제성 분석을 나타내며, <그림 5-6>은 2015년에 3MW급을 먼저 교체하는 사업에 대한 경제성을 나타냄.
- 4개의 SMP시나리오별 전력판매에 대한 경제성은 아주 큰 차이를 보이지는 않는데, 이는 제6차 수급계획 기간 동안 동일한 SMP를 보이기 때문임.
 - 풍력발전기의 교체 운전시기가 2015년부터 2034년이며, 제6차 수급계획기간은 2027년까지로 초반 12년 동안은 동일한 SMP로 전력을 판매하며, 나머지 8년에 대해서만 SMP시나리오의 영향을 받음.
 - 현재가치로 할인하면 먼 미래의 가격 차이는 가까운 미래의 가격 차이에 비해서 상대적으로 약하게 영향을 미치기 때문에 시나리오 별 경제성은 아주 큰 차이를 보이지 않는 것으로 사료됨.
- REC가격에 대해서는 강원도에서 자체사업으로 풍력발전기를 교체할 경우에는 6MW, 3MW 교체 모두 100,000원/REC를 받을 경우에만 기존의 발전기를 유지하지 않고 교체하는 것이 경제적으로 타당하다는 결과를 보임. 정부의 지원(50%)을 받을 경우 REC가격이 50,000원/REC만 되더라도 경제성을 확보할 수 있음을 알 수 있음.
- 강원도의 자체사업으로 풍력발전기를 교체할 것인지, 아니면 중앙정부의 지원을 받아서 사업을 시작해야 하는지에 대한 결정은 REC가격에 달려있음. REC 가격은 현재 상승세에 있지만, 지속적으로 증가한다면 앞서 언급한 바와 같이 풍력발전의 REC가중치의 변경을 가져올 것이므로, REC 판매수익은 상승세보다는 일정 수준의 균형점에서 편차를 보일 것으로 예상됨.

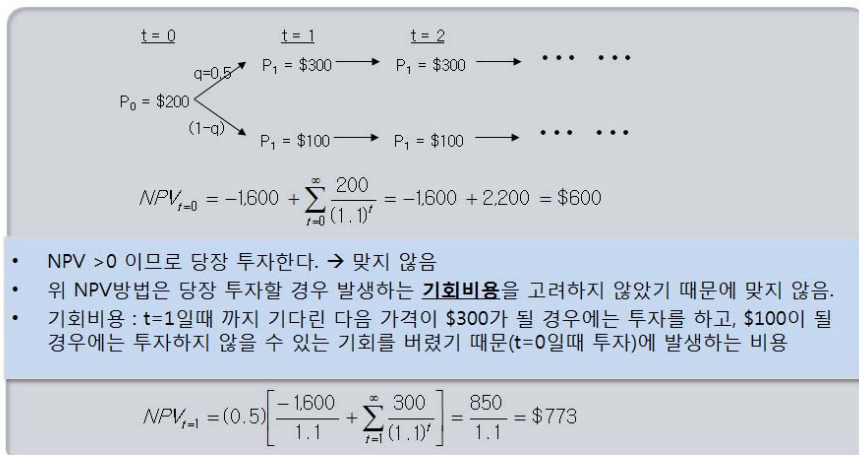


〈그림 5-5〉 REC 가격에 따른 시나리오별 경제성 - 2015년 6MW



〈그림 5-6〉 REC 가격에 따른 시나리오별 경제성 - 2015년 3MW

- SMP는 전력수급계획과 WASP을 이용한 SMP 결정모듈에 따라 미래의 예측치를 결정한 반면, REC에 대한 예측은 과거 자료가 부족할뿐더러 가중치 변경 등과 같이 불확실한 요소가 많이 때문에 시계열분석을 이용하기에는 힘든 상황임. 본 연구에서는 간단한 이항분포 모형을 이용하여 REC가격의 불확실성 하에서 풍력발전 노후화설비 교체의 경제적 타당성을 분석하였음.
- Dixit (1994)에 따르면 불확실성이 존재할 경우에는 현재 투자를 하지 않고 기다리고 나서 불확실성이 해소되고 난 다음에 유리할 경우에만 투자할 수 있는 기회가 존재함. 일례로 <그림 5-7>의 경우처럼 당장 투자를 하면 \$600의 이익을 얻을 수 있지만, t=1 일때까지 기다린 다음 가격이 상승할 경우에 투자를 하고, 그렇지 않을 경우에 투자를 하지 않을 경우의 현재가치를 계산하면 \$733로 당장 투자할 경우의 현재가치보다 \$173 더 많이 얻을 수 있으므로 기다리는 것이 유리함.

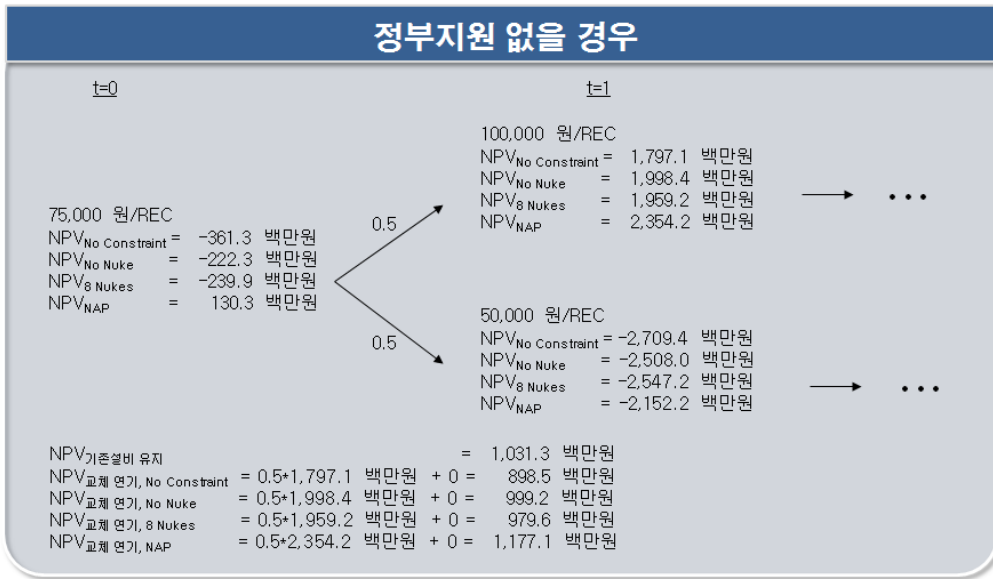


당장 투자결정하지 않고 기다릴 경우의 NPV가 더 큼 : \$773 > \$600

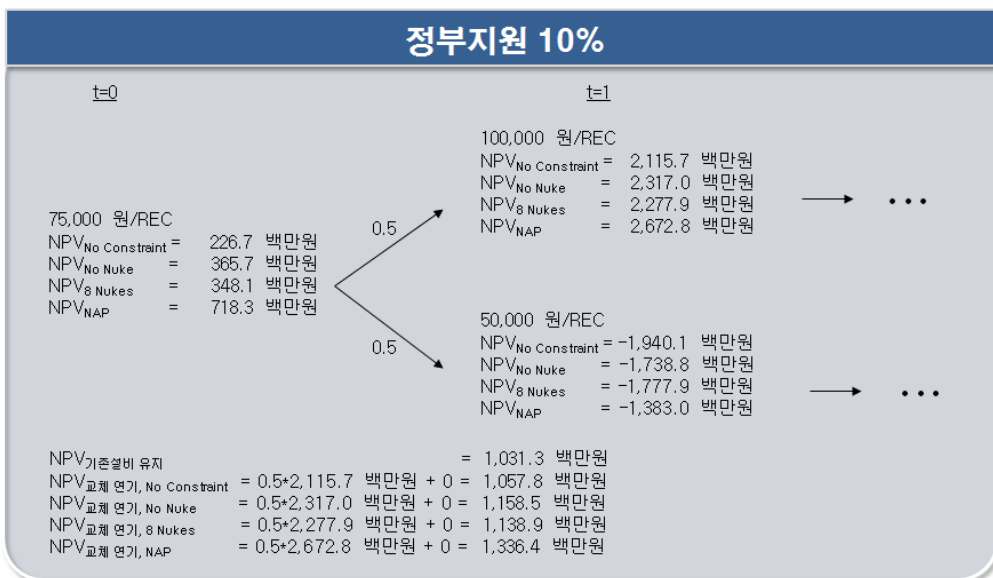
▶ 불확실성이 존재할 경우: 기회비용을 고려해야 함 (Real Option Approach)

<그림 5-7> 불확실성이 존재할 경우 투자방법 - 기회비용 접근법

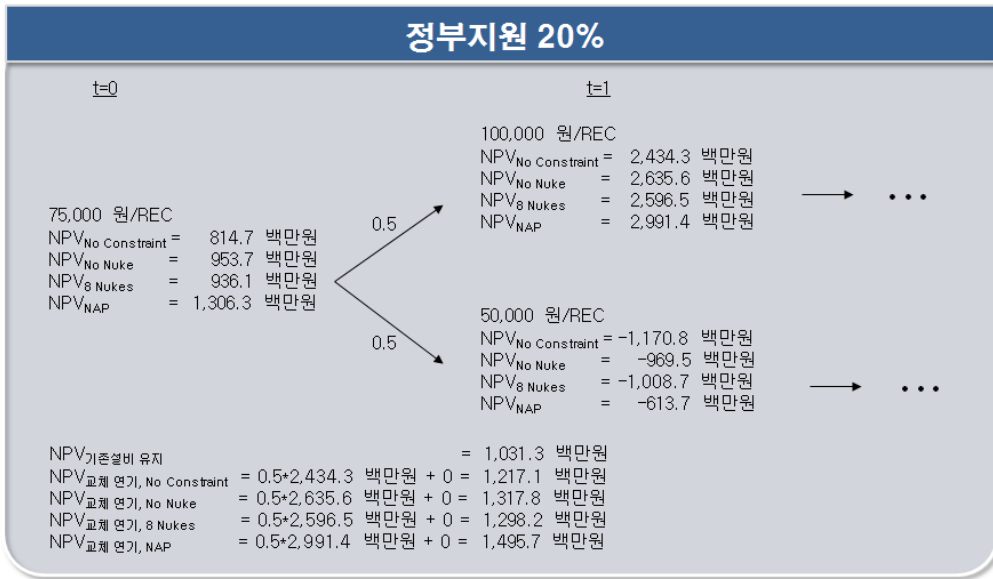
- 여기에 정책도구를 도입하면 당장 투자를 하도록 유도할 수 있음. 일례로 \$175의 보조금을 준다면 기다리는 것보다 당장 투자를 하는 것이 \$2 더 유리하기 때문에 당장 투자를 유도할 수 있다는 결론이 나옴. 이와 같은 정책적 도구를 대관령 노후화설비 교체사업에 적용하면 다음과 같은 결론이 도출될 수 있음.
- REC가격의 불확실성을 이항분포로 분석하기 위하여 2015년의 REC가격을 75,000원/REC로 가정하고, 50%의 확률로 100,000원/REC 상승하고, 50% 확률로 50,000원/REC로 하락할 확률도 50%라고 가정하여 앞서 계산한 방법론을 적용하면 다음과 같은 결과를 보임(NPV는 2015년에 6MW를 교체하는 사업에 대하여 9%의 명목할인율로 SMP시나리오별 SMP예측치로 전력을 판매한 결과를 포함하여 REC에 대한 경제성을 분석한 결과임).
- <그림 5-8~13>은 정부의 지원비율의 변화에 따라 REC가격의 불확실성 하에서 당장 투자를 하는 것이 유리한지, 기다리는 것이 유리한지에 대하여 도식화한 것임. 각각의 시나리오 별로 기존설비를 유지하는 대안 및 당장 설비를 교체하는 대안에 대한 현재가치를 계산하였음. 여기서 기다리는 대안은 기존의 설비를 유지하게 되므로 당장 설비를 교체하는 대안을 선택하지 않는다는 것은 기존의 설비를 유지하는 것으로 이해할 수 있음.
- 각각의 대안별 NPV가 가장 높은 대안이 가장 유리한 대안이며 이 결과를 [표 5-2]에 회색으로 나타내었음. [표 5-2]의 결과에 따르면 정부지원 금액이 전체 사업비의 30% 이상일 경우에 기다리지 않고 당장 교체사업에 투자하는 것이 유리하게 됨.
- 6MW 교체에 대하여 접산풍력단지의 단위 투자비를 적용하면 160억원이 소요되므로 30%에 해당하는 48억원을 정부로부터 지원 받아야 강원도의 입장에서는 기다리지 않고 당장 교체사업을 시작할 유인이 존재함. 정부입장에선 30%에 해당하는 REC를 획득하게 되며 이를 금액으로 환산할 경우 22억원 정도이므로 실질적으로 26억원을 지원한 것으로 볼 수 있음.



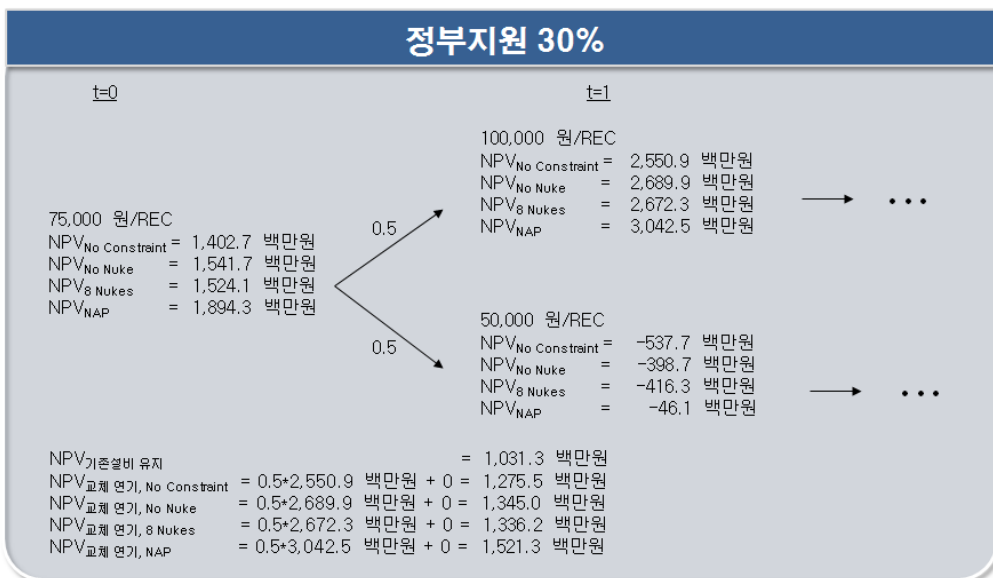
〈그림 5-8〉 REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 없을 경우



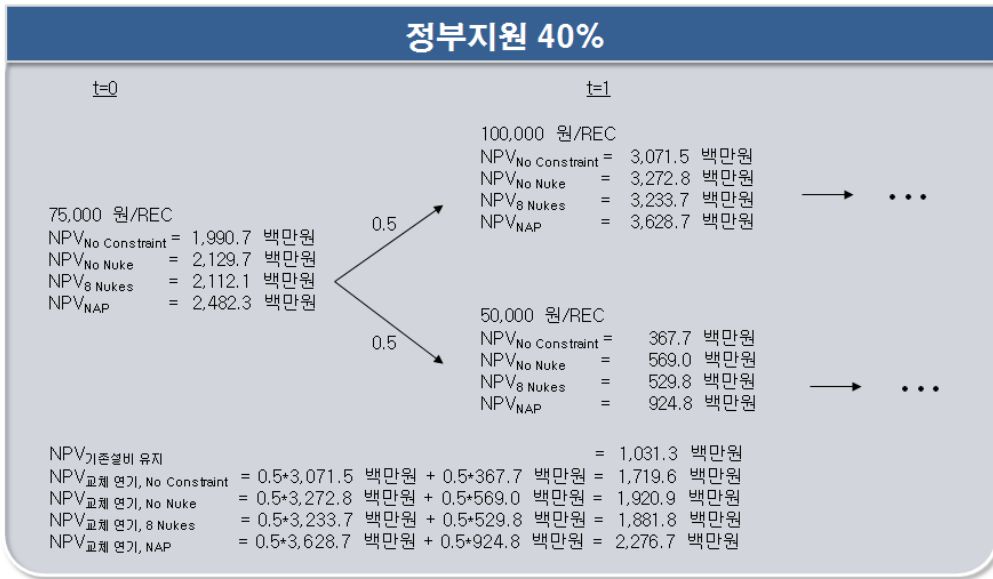
〈그림 5-9〉 REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 10%



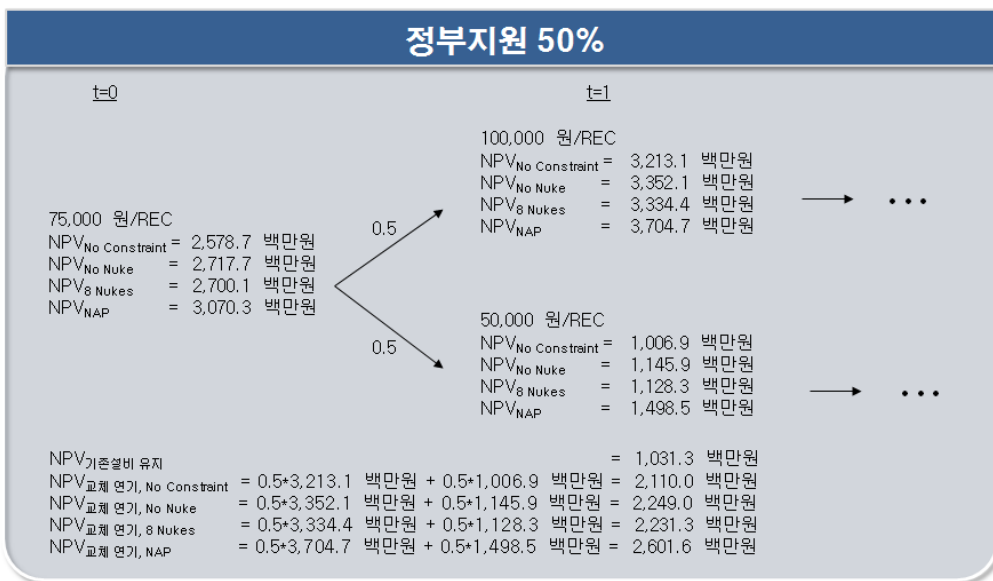
〈그림 5-10〉 REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 20%



〈그림 5-11〉 REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 30%



〈그림 5-12〉 REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 40%



〈그림 5-13〉 REC가격 불확실성 하의 투자결정 - 정부지원 50%

[표 5-2] 정부지원 비율에 따른 노후화설비 교체 투자전략

(단위 : 백만원)

		기존 유지	당장 교체	교체 연기	정부의 REC 수입
정부지원 없을 경우	No Constraint	1,031.3	-361.3	898.5	0
	No Nuke	1,031.3	-222.3	999.2	
	8 Nukes	1,031.3	-239.9	979.6	
	NAP	1,031.3	130.3	1,177.1	
정부지원 10% (1,600백만원)	No Constraint	1,031.3	226.7	1,057.8	739
	No Nuke	1,031.3	365.7	1,158.5	
	8 Nukes	1,031.3	348.1	1,138.9	
	NAP	1,031.3	718.3	1,336.4	
정부지원 20% (3,200백만원)	No Constraint	1,031.3	814.7	1,217.1	1,479
	No Nuke	1,031.3	953.7	1,317.8	
	8 Nukes	1,031.3	936.1	1,298.2	
	NAP	1,031.3	1,306.3	1,495.7	
정부지원 30% (4,800백만원)	No Constraint	1,031.3	1,402.7	1,275.5	2,218
	No Nuke	1,031.3	1,541.7	1,345.0	
	8 Nukes	1,031.3	1,524.1	1,336.2	
	NAP	1,031.3	1,894.3	1,521.3	
정부지원 40% (6,400백만원)	No Constraint	1,031.3	1,990.7	1,719.6	2,957
	No Nuke	1,031.3	2,129.7	1,920.9	
	8 Nukes	1,031.3	2,112.1	1,881.8	
	NAP	1,031.3	2,482.3	2,276.7	
정부지원 50% (8,000백만원)	No Constraint	1,031.3	2,578.7	2,110.0	3,697
	No Nuke	1,031.3	2,717.7	2,249.0	
	8 Nukes	1,031.3	2,700.1	2,231.3	
	NAP	1,031.3	3,070.3	2,601.6	

제 6 장

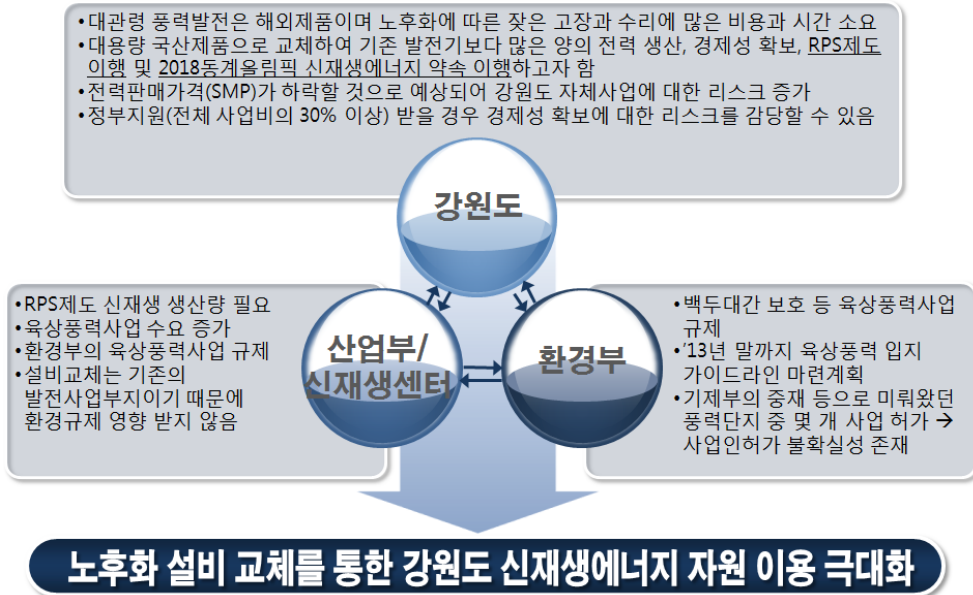
결론

제6장

결론

- 강원도는 2003년 대관령 삼양목장 부근에 덴마크 회사인 베스타스 제품인 0.66MW급 풍력발전기 4기를 건설하여 운영 중임. 하지만 강원도청과 대관령 풍력단지와의 거리가 멀기 때문에 사소한 고장이 발생하더라도 즉시 처리하지 못하는 등의 관리상의 소홀로 인하여 노후화가 급격히 진행되었음. 따라서 잦은 고장이 발생하였으며, 수입제품이기 때문에 수리에 필요한 부품 조달 및 전문가 파견에 많은 비용과 시간이 소요되었음. 2011년에는 기어박스 교체 등 대수선으로 7억 여원의 지출이 발생하였으며, 2013년 현재 풍력발전기 4기중 1기의 기어박스의 상태가 좋지 않음.
- 이에 강원도는 기존의 풍력발전기 노후화설비를 대용량 국산제품으로 교체하여 기존발전기보다 많은 양의 신재생에너지 생산을 통하여 경제성과 2018평창동계올림픽의 친환경적 개최 공약인 신재생에너지 생산에 대한 약속이행을 달성하고자 함.
- 산업통상자원부의 입장은 RPS제도상의 신재생에너지 공급의무량 달성을 위해 풍력발전단지 건설이 필요한 반면, 환경부에서는 육상풍력입지가이드라인에 따른 백두대간 보호 등 환경보호를 위하여 육상풍력사업에 대한 규제 심해짐. 기획재정부의 중재로 미뤄왔던 풍력단지 중 몇 개의 사업에 대한 허가를 받았으나, 풍력단지조성은 불확실성이 존재함.

- 환경규제와 같은 불확실성이 존재하는 상황에서 대관령 풍력발전기 노후화설비를 대규모의 국산풍력발전기로 교체하는 사업은 기존의 발전사업부지를 이용하기 때문에 환경규제의 영향을 받지 않음.



〈그림 6-1〉 대관령 풍력발전 노후화설비 교체에 따른 이해당사자 관계

- 이와 같은 국내외의 배경을 고려하면 노후설비를 더 큰 규모의 국산발전기로 교체하는 것이 타당하지만 강원도의 입장에서는 경제적 타당성을 확보할 수 있어야 교체사업을 시작할 수 있음. WASP을 이용한 전력수급계획과 SMP 결정모들 운용에 따르면 현재 160원/kWh 수준인 SMP가 80~100원/kWh 정도까지 하락할 것으로 예상되어 강원도 자체사업으로 수행 시 경제성을 확보하는데 많은 리스크가 발생할 것으로 사료됨.
- REC 가격이 100,000원/REC 정도에서 자체사업으로 교체할 경우의 경제성이 확보되는 반면, 정부의 지원(50%)이 있을 경우에는 50,000원/REC에서도 경제성 확보 가능함. 하지만 REC가격은 불확실하기 때문에 불확실성에 따른 기회비

용 개념을 적용한 분석을 수행하였음. 분석결과 총사업비의 30%인 48억원 이상을 정부에서 지원할 경우, 투자 비중에 따라 REC를 분배하므로 REC의 기대 수익은 22억원으로 추정가능 하므로 실질적으로 26억원을 지원한 것임. 강원도의 입장에서는 48억원의 정부지원을 받으면 6MW급의 국산풍력발전기로 기존의 노후화된 풍력발전기를 교체하는 것에 대한 타당성을 확보할 수 있음.

- 현재 수준의 신재생에너지 지원예산으로 48억원의 정부지원은 큰 부담이 될 수 있으므로 강원도는 48억원을 지원받지 않을 경우의 대안도 고민해 보아야 함. 먼저 생각할 수 있는 것이 민간기업의 투자를 유치하여 특수목적법인(SPC)을 설립하여 사업을 진행하는 방안이 있으며, 이는 사업의 주체가 강원도에서 컨소시엄의 형태로 변경되는 것을 의미함.
- 다른 대안으로는 대관령 풍력발전기 교체와 에너지저장장치(ESS)를 융합하여 신재생융복합지원사업¹⁵⁾의 지원을 받는 방안인데, 2018평창동계올림픽 개최 시 갑자기 발생하는 전력부족에 대비하기 위하여 비상전력(back up power)¹⁶⁾을 확보하여야 하는 정부로서는 매력적인 제안일 수 있음.
- 올림픽기간 이외에도 풍력발전과 ESS의 결합은 간헐적인 전력생산에 대한 보완책으로서 예비력으로 작용할 수 있으며, 이러한 ESS의 예비력으로서의 효과 및 경제성에 대한 연구가 필요할 것으로 사료됨.

15) 에너지관리공단 신재생에너지센터에서 지원하는 사업으로서 여러 신재생에너지를 묶어서 지원하는 것이 특징임.

16) 일시적인 정전에 대비하는 UPS는 경기장 조명, 계기판 및 방송기기에 영향을 미치는 반면, 여기서 말하는 비상전력은 용량초과의 전력수요로 인한 congestion이 발생하지 않도록 하는 송배전망 회로를 복선화하는 것을 의미함.

참고문헌

참고문헌

- 김영창, 발전설비 투자이론, 예경M&B, 2006
- 김영창, 발전설비 확장계획 이론과 환경제약을 고려한 WASP 모형, 대한전기학회 기술조사보고서 제19호, 2011
- 노동석 외, 변동비 반영시장에서 전력공급설비의 적정성 제고 방안, 에너지경제연구원, 2009
- 박호정·장철호, “실물옵션을 이용한 소형열병합발전의 경제성 평가 : 전력가격 변동성을 고려하여”, 자원·환경경제연구, vol. 16(4), pp. 763~779, 2007
- 산업자원부, 신재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS제도와 연계방안, 2006
- 에너지관리공단 신재생에너지센터, 2011년 신재생에너지 보급통계, 2012
- 에너지관리공단 신재생에너지센터, 2012신재생에너지백서, 2012
- 윤원철·손양훈, 김수덕, “실물옵션(real option)을 활용한 발전소 건설 타당성 분석”, 자원·환경경제연구, vol. 12(2), pp. 217~244, 2003
- 윤원철, 시뮬레이션과 실물옵션 기법을 활용한 원전 경제성 분석, 에너지경제연구, vol 5(1), pp. 27~55, 2006
- 전영신, 김형택, “실물옵션(Real Option) 분석을 통한 발전차액기준가격(Feed-in Tariff) 산정 - 모델 개발 및 태양광 사업에 적용”, 에너지경제연구, vol. 9(1), pp. 25~53, 2010
- 전영신, 실물옵션을 이용한 발전차액모형 개발 및 신재생에너지 인증서 가중치에의 적용, 박사학위논문, 아주대학교, 2010
- 전영신, 태양열발전사업 활성화를 위한 신재생에너지 지원정책 도출 - 춘천시 봉어섬 사례를 중심으로 -, 한국기후변화대응연구센터, 2013
- 지식경제부, 제6차 전력수급기본계획(2013~2027), 2013
- 최기련, 에너지경제학, 예경M&B, 2005
- 한국전력공사 전력경제처, 투자사업을 위한 경제성 평가, 1994
- Black, F. and Scholes, M., “The Pricing of Options and Corporate Liabilities”,

Journal of Political Economy, Vol 81, pp. 637~659, 1973

- Brennan, M. J. and Schwartz, E. S., "Evaluating Natural Resource Investments", The Journal of Business, vol. 58(2), pp. 135~157, 1985
- Butler, L. and Neuhoff, K., "Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development", Renewable Energy, vol. 33, pp. 1854~1867, 2008
- Dixit, A. K., "Entry and Exit Decisions under Uncertainty", The Journal of Political Economy, vol. 97(3), pp. 620~638, 1989
- Dixit, A. K., and Pindyck, R. S., Investment under uncertainty, Princeton University Press, Princeton, New Jersey, p. 135, p. 141, 1994
- Hull, John C., Options, Futures, and Other Derivatives, Prentice Hall, 2009
- Karatzas, I., Lehoczky, J. P., Sethi, S. P. and Shreve, S. E., "Explicit Solution of a General Consumption/Investment problem", Mathematics of Operations Research, vol. 11(2), pp. 261~294, 1986
- Kumbaroğlu, G., Madlerner, R. and Demirel, M., "A real option evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies", Energy Economics, vol. 30, pp. 1882~1908, 2008
- Laurikka, H. and Koljonen, T., "Emissions Trading and Investment Decisions in the Power Sector - a Case Study in Finland", Energy Policy, vol. 34, pp. 1063~1074, 2006
- McDonald, R. and Siegel, D., "The Value of Waiting to Invest", Quarterly Journal of Economics (November), vol 101, 707~728, 1986
- Merton, R. C., "Lifetime Portfolio Selection under Uncertainty : The Continuous - Time Case", The Review of Economics and Statistics, vol. 51(3), pp. 247~257, 1969
- Mitchell, C., Bauknecht, D. and Connor, P. M., "Effectiveness through risk reduction : a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany", Energy Policy, vol. 34, 297~305, 2006

- REN21, Renewables 2013 Global Status Report, 2013
- Stirling, A., "On the economics and analysis of diversity", SPRU Electronic Working Paper Series No. 28, 1998
- Trigeorgis, L., Real Options, MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1996.
- Yang, M., Blyth, W., Bradley, R., Bunn, D., Clarke, C., Wilson, T., "Evaluating the Power Investment Options with Uncertainty in Climate Policy", Energy Economics, vol. 30, pp. 1933-1950, 2008

- 에너지관리공단 신재생에너지센터 <http://www.knrec.or.kr/>
- 전력통계정보시스템 <http://epsis.kpx.or.kr/>
- 한국은행 경제통계시스템 <http://ecos.bok.or.kr/>
- DOE EERE <http://www.eere.energy.gov/>
- National Renewable Eenergy Laboratory <http://www.nrel.gov/>



연구책임 | 전영신 책임연구원

정책연구 2013-001
대관령풍력발전 노후화설비 교체 타당성 분석

- *인 쇄 _ 2013년 11월
- *발 행 _ 2013년 11월
- *발 행 인 _ 박 주 택
- *발 행 처 _ 한국기후변화대응연구센터
- *주 소 _ (200-041) 강원도 춘천시 중앙로5
- *홈페이지 _ www.crik.re.kr

ISBN _ 978-89-97562-19-0 93530

