

2013-002
기본연구

배출권거래제가
발전소 건설계획에 미치는 영향 분석

국립중앙도서관 출판시도서목록(CIP)

배출권거래제가 발전소 건설계획에 미치는 영향 분석 / 전영신
[지음]. — 춘천 : 한국기후변화대응연구센터, 2014
p. ; cm. — (기본연구 ; 2013-002)

참고문헌 수록
ISBN 978-89-97562-25-1 93530 :

배출권 거래제[排出權去來制]

539.92-KDC5
628.53-DDC21

CIP2014000653



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 배출권거래제와 발전소 건설계획	9
제1절 배출권거래제	11
제2절 발전소 건설계획	15
1. 전력수급기본계획과 발전소 건설계획	15
2. WASP-IV 모형과 배출권 할당	22
제3장 배출권 할당 시나리오별 발전소 건설계획 시뮬레이션	25
제1절 WASP-IV 모형 입력자료	27
1. 전력수요	27
2. WASP-IV 모형 운용을 위한 가정 및 시나리오	30

제2절 배출권 할당 시나리오별 시뮬레이션 결과	34
1. 배출권 할당이 없는 경우	34
2. 배출권 할당이 있는 경우 - 자체저감옵션	44
3. 배출권 할당이 있는 경우 - 배출권구매옵션	56
4. 배출권 할당에 따른 IGCC 진입경쟁력	60
제4장 결론 및 정책적 시사점	63
제1절 결론	65
제2절 정책적 시사점	67
참고문헌	69
부록	75
부록 1. 배출권 할당 시 자체저감옵션 시나리오별 시뮬레이션 결과	77
부록 2. 배출권 할당 시 배출권구매옵션 시나리오별 시뮬레이션 결과	105



표목차

[표 2-1] 배출허용권과 상쇄권의 비교	12
[표 2-2] WASP 모형의 구성	24
[표 3-1] WASP-IV 운용 시나리오 및 사례	33
[표 3-2] 시나리오별 발전소 건설계획 - 배출권 할당 없는 경우	36
[표 3-3] 시나리오별 전원구성 - 배출권 할당 없는 경우	38
[표 3-4] 시나리오별 전원별 발전량 - 배출권 할당 없는 경우	40
[표 3-5] 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 발전소 건설계획	46
[표 3-6] 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성	48
[표 3-7] 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량	50



그림목차

<그림 1-1> 연구의 추진체계	7
<그림 2-1> 배출권거래시장의 구조	12
<그림 2-2> 배출권거래제 운영체계	14
<그림 2-3> 배출권거래제 운영계획	14
<그림 2-4> 전력수급기본계획 수립과정	16
<그림 2-5> 전력수요 성장과 발전설비확장계획	17
<그림 2-6> 심사곡선법(Screening Curve Method)	19
<그림 3-1> 우리나라의 시간대별 전력부하곡선	28
<그림 3-2> 분기별 부하지속곡선(LDC)	28
<그림 3-3> 전력수요 전망	29
<그림 3-4> 시나리오별 발전소 건설계획 - 배출권 할당 없는 경우	37
<그림 3-5> 시나리오별 전원구성 - 배출권 할당 없는 경우	39
<그림 3-6> 시나리오별 전원구성 비율 - 배출권 할당 없는 경우	39
<그림 3-7> 시나리오별 전원별 발전량 - 배출권 할당 없는 경우	41
<그림 3-8> 시나리오별 전원별 발전량 비율 - 배출권 할당 없는 경우	41
<그림 3-9> 시나리오별 CO ₂ 배출전망 - 배출권 할당 없는 경우	43

<그림 3-10> 시나리오별 추가비용 전망 - 배출권 할당 없는 경우	43
<그림 3-11> 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 건설계획	47
<그림 3-12> 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성	49
<그림 3-13> 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성 비율	49
<그림 3-14> 4 Nukes 배출권 할당 Case별 전원별 발전량	51
<그림 3-15> 4 Nukes 배출권 할당 Case별 전원별 발전량 비율	51
<그림 3-16> 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 CO ₂ 배출전망	53
<그림 3-17> 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 CO ₂ 저감	53
<그림 3-18> 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 예비율	54
<그림 3-19> 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 누적비용	54
<그림 3-20> 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 온실가스 저감비용	55
<그림 3-21> 배출권구매에 따른 연료별 건설계획 증감	56
<그림 3-22> 배출권 구매에 따른 발전량 증감	57
<그림 3-23> 배출권 구매에 따른 누적비용 증감	58
<그림 3-24> 배출권 구매에 따른 누적비용 증감	59
<그림 3-25> 배출권 구매에 따른 누적비용 증감	59
<그림 3-26> 배출권 할당 Case 및 추진옵션별 IGCC 진입경쟁력	61
<그림 3-27> 배출권 할당 Case 및 추진옵션별 IGCC 이용율	61
<그림 3-28> 4 Nukes 시나리오 0.14tC/MWh Case	62



배출권거래제가 발전소 건설계획에 미치는 영향 분석

2015년부터 배출권거래제가 시행됨에 따라 발전소 건설계획을 수립하는데 있어서 온실가스 배출권 할당문제가 제약조건으로 작용할 것으로 예상된다. 발전분야에서 온실가스를 자체적으로 저감하는 옵션으로는 첫째 신재생에너지와 원자력발전소와 같이 온실가스 배출이 없는 발전소를 건설하여 전력을 생산하는 방법이 있다. 두 번째 옵션은 온실가스 배출이 많은 석탄화력발전소 대신 온실가스 배출량이 상대적으로 적은 LNG복합화력을 건설하는 방법이 있으며, 세 번째 옵션으로는 효율 높은 발전소를 건설하여 전력생산량 대비 온실가스 배출량을 줄이는 방법이 있다. LNG복합화력발전의 경우 효율이 높을 뿐만 아니라 LNG의 배출계수도 석탄보다 낮아서 두 번째와 세 번째 옵션을 모두 만족할 수 있다. 이외에도 전력수요 감소 및 CCS를 통한 직접적인 온실가스 감축옵션 등이 있다. 이와 같이 자체적으로 저감하는 방법 이외에도 배출권을 구매하여 목표를 달성하는 방법이 있다.

온실가스 저감 옵션은 상황에 따라 다음과 같은 장단점이 존재한다. 원자력발전소는 건설비는 비싸지만 연료비가 저렴하여 장기간 운전할 경우 기타 발전원보다 발전단가가 낮을 뿐만 아니라, 온실가스를 배출하지 않기 때문에 경제성 측면에서는 최적의 대안이지만, 사고 시 발생하는 피해가 막심하기 때문에 후쿠시마 사고 이후로 건설에

있어서 신증론이 대두되고 있는 상황이다. 신재생에너지의 경우 비용이 많이 소요되기 때문에 자체적으로 경쟁력을 확보하지 못하는 상황이다. 현재 우리나라는 RPS제도를 시행하여 일정규모 이상의 발전사업자에게 신재생에너지 생산의무를 부여하여, 2022년까지 전체 생산량의 10%를 신재생에너지로 생산하기로 계획하였다. 신재생에너지의 경우 비용문제 이외에도 원하는 시간에 전력을 생산할 수 있는 능력인 부하추종(Load Following)이 불가능하기 때문에 일정 규모를 넘으면 전력계통의 안정성 문제가 발생하기 때문에 모든 발전기를 신재생에너지로 교체할 수도 없는 상황이다. LNG복합화력 발전은 효율도 높고 온실가스도 석탄보다 적게 배출하지만 연료비가 비싸기 때문에 첨두부하를 담당하는 발전소의 역할을 하고 있다. 이외에도 LNG 복합화력보다 효율은 낮지만 석탄을 연료로 이용하면서 효율이 높은 최신기술로 석탄가스화복합발전(IGCC; Integrated Gasification Combined Cycle)과 초초임계압(USC; Ultra Super Critical) 화력발전 기술이 있다.

본 연구에서는 2015년부터 전력분야에 배출권이 할당되는 경우를 가정하여 앞서 언급한 온실가스 저감옵션과 배출권구매가 발전소 건설계획에 어떻게 적용되는지 분석하였다. 또한 배출권 할당 시 IGCC 및 USC 건설계획을 분석하여 고효율석탄이용기술 간의 경쟁력을 분석하여, 강원도 삼척시에서 추진 중인 IGCC/SNG 건설사업에 대한 시사점을 도출하였다. 원자력발전소 건설계획의 경우에는 2013년 12월 11일 제2차 에너지기본계획(안) 공청회에서 발표된 원자력발전건설비중 29%(43GW)를 포함한 여러 시나리오에 대한 분석을 수행하였다. 배출권 할당 시나리오는 온실가스 제약조건이 없는 경우와 단위 전력생산량 당 배출되는 탄소의 비율인 원단위(tC/MWh)로 배출권을 할당하여 향후 전력수요 예측치에 곱하여 온실가스 제약조건으로 적용하였다. 결국 전력분야의 배출권의 할당은 원단위로 부여하지만 온실가스 배출총량의 제약조건으로 발전소 건설계획을 수립한 형세이다. 실제 배출권거래제는 전력분야 전체에 할당이 이루어지기 보다는 각 발전회사에 배출권이 할당될 것으로 예상되나, 건설의향서를 평가하여 발전설비계획을 수립하는 우리나라의 전력산업의 특수성을 고려하여 발전분야 전체에 할당하여 발전소 건설계획을 수립한 후 각 발전회사에 할당할 경우에 발전회사의 대응방안에 대한 시사점을 도출하였다.

연구결과에 따르면 제2차 에너지기본계획(안)의 원자력발전소 용량비중 29% 시나리오에서는 0.1425tC/MWh 이하의 배출권 할당의 경우 온실가스를 저감하기 위해서 LNG복합발전이나 IGCC 건설과 같은 자체저감옵션은 많은 비용이 소요되기 때문에 배출권을 구매하는 것이 유리하다. 원자력발전소를 29% 이상 건설할 경우에는 자체저감 비용이 하락하여 경쟁력을 가지는 온실가스 할당시나리오가 존재하지만, 29%의 원자력발전 건설 시나리오에서는 0.1425tC/MWh 이하의 온실가스 제약조건에서는 배출권 구매가 발전소 건설 옵션을 변경하는 것보다 유리한 것으로 분석되었다.

IGCC건설의 경우 배출권 할당이 낮아질수록 자체저감옵션만 고려할 경우에는 온실가스 제약조건을 달성하기 위해서 IGCC를 건설하는 것이 유리한 반면, 배출권을 구매할 수 있는 경우에는 IGCC 건설 보다 배출권구매가 유리한 것으로 분석되었다. 하지만 IGCC의 이용율이 2020년까지 80% 수준을 유지하는 반면, 그 이후에는 이용율이 점점 하락하여 20~40% 수준에 머무르는 경향을 보여 70% 수준의 이용율을 보이는 USC와 대조적인 모습을 보였다. 따라서 현재 전력분야에서 시행하고 있는 경제급전 원칙을 적용할 경우 IGCC는 USC발전방식보다 경쟁력을 확보하기 힘들 것으로 사료된다. 결국 IGCC가 경쟁력을 확보하기 위해서는 경제급전의 논리보다 복합발전으로서의 효율 향상 및 온실가스 저감 기술을 적용 시 경제성 등을 확보하기 위한 실증플랜트로서의 역할을 수행하는 것이 유리할 것으로 생각되며, 삼척시에 적용할 경우 IGCC와 CCS를 결합하여 실증사업으로 추진하는 방안도 고려해 볼 만하다.

▣ **키워드** : 배출권거래제, 배출권 할당, 발전소 건설계획, 전력수급기본계획, WASP-IV, 경제급전
IGCC

제 1 절 연구의 배경 및 목적

제 2 절 연구의 범위 및 방법

제1장

서론



제1절 연구의 배경 및 목적

- 2015년부터 배출권거래제가 시행됨에 따라 발전분야에서는 배출권이 할당될 경우 발전소 건설계획 수립 시 온실가스 제약조건을 만족하는 대안을 선택해야함. 온실가스 저감방법은 자체저감옵션과 외부저감옵션으로 나눌 수 있음.
 - 자체저감옵션 :
 - 온실가스 배출 없는 발전소 건설 : 신재생에너지, 원자력발전소 건설
 - LNG복합화력 : 배출계수가 높은 석탄 대신 배출계수 낮은 LNG이용
 - 고효율 발전소 : LNG복합화력, IGCC(석탄가스화복합발전), USC(초초임계압발전)
 - 전력수요감소 및 CCS를 통한 온실가스 배출저감
 - 외부저감옵션 :
 - 배출권구매, 탄소상쇄사업(KVER, 산림탄소상쇄사업 등)을 통한 배출권 획득
- 온실가스 자체저감옵션의 장단점
 - 원자력발전 : 발전단가가 낮을 뿐만 아니라, 온실가스를 배출하지 않기 때문에 경제성 측면에서는 최적의 대안이지만, 국민수용성 문제 존재함
 - 신재생에너지 : 경제성은 없으나, RPS제도 시행으로 의무생산량 확보. 하지만 부하추종이 불가능하여 일정규모 이상이면 전력계통 안정성 문제 초래
 - 청정연료인 LNG나 고효율발전기의 경우도 CO₂를 배출하기 때문에 할당이 낮

을 경우에 비용이 많이 소요될 뿐만 아니라 목표달성이 불가능 할 수 있음.

- 배출권 할당에 따라 이러한 장단점을 갖고 있는 자체/외부 저감옵션을 적용하여 온실가스 제약조건을 달성하면서 비용을 최소화하는 발전소 건설계획 수립 필요
 - ⇒ WASP-IV 모형의 선형계획법을 이용한 온실가스 제약처리 방법을 적용한 비용최소화를 통한 발전소 건설계획(자체저감옵션)
 - ⇒ 배출권구매를 통한 온실가스 제약조건 완화에 따른 비용최소화를 통한 자체저감과 외부저감옵션 간 경쟁력 분석
 - ⇒ 배출권 할당에 따라 자체/외부 저감옵션을 적용하여 온실가스 제약조건 달성

- 배출권 할당 시 IGCC 및 USC 건설계획 및 이용을 분석을 통한 전력계통 진입 경쟁력 비교



제2절 연구의 범위 및 방법

1. 연구의 범위

- 공간적 범위
 - 우리나라는 단일전력계통으로 연결(제주도는 HVDC로 연결)되어 있으므로 전국의 전력수요에 대한 발전소 건설계획 수립.
- 시간적 범위
 - 2015년부터 배출권거래제가 시행되며, 발전소는 건설공기 및 운전수명이 장기간이기 때문에 주로 20~30년을 대상으로 발전소 건설계획이 수립됨.
 - 발전소 건설이후 운전수명이 다하기 전에 대상기간이 끝날 경우에 대한 비용을 보상하기 위하여 잔존가치를 고려하지만, 이때 연료비와 같은 운영비를 고려하지 않기 때문에 정확한 경제성분석을 수행하기 위해서 대상 발전소 건설 계획 기간보다 넉넉히 잡고 분석을 수행하는 방법도 있음.
 - 따라서 발전소 건설계획의 대상기간을 2013년부터 2040년까지 하여 미래의 건설계획에 대한 충분한 분석 수행.

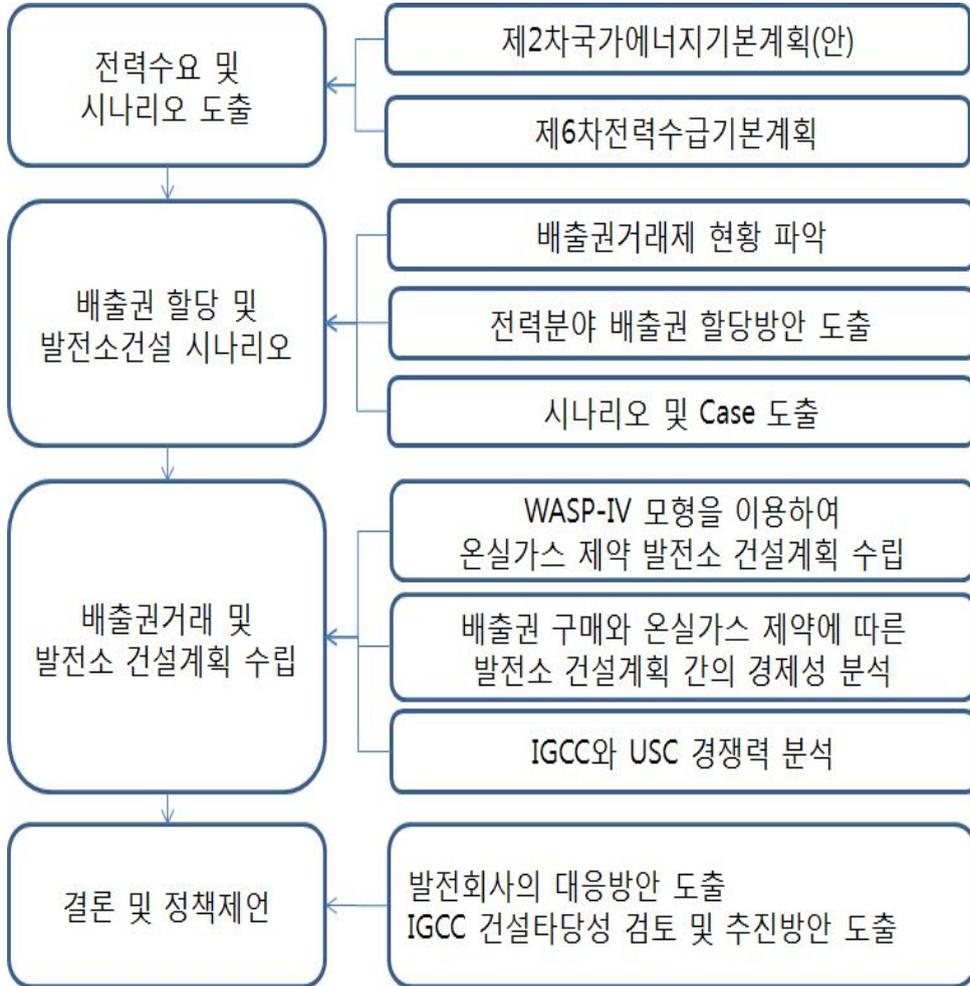
2. 연구의 내용

- 발전소 건설계획 수립에 필요한 데이터 수집
 - 제2차 국가에너지기본계획 상의 원자력발전 및 신재생에너지 생산계획
 - 전력수요 예측 : 제6차 전력수급기본계획 이용
 - 전력분야 배출권 할당 :
 - 전력분야에 대한 구체적 배출권 할당방법 미정
 - 배출원단위의 형태로 가정하여 발전량을 공급할 경우 전력계통 전체에 대한 총량규제로 배출권구매 및 발전소 건설계획 수립을 통한 할당목표 달성

- 배출권 할당 및 발전소 건설계획
 - 발전소 건설계획수립 모형 : WASP-IV 모형을 이용한 시뮬레이션
 - 소형 중유발전기 및 도서지역의 분산형발전기 제외
 - 중앙급전이 불가능한 신재생에너지(풍력, 태양광)의 경우 전력부하에서 차감
 - 현재 건설 중인 화력발전소는 확정설비에 반영, 그 이외 6차 수급계획상의 화력발전 확정설비는 기존설비에서 제외하고 대안발전소간 경쟁하도록 함.
 - LOLP 0.5일/년
 - 원자력발전소 건설제약 시나리오별 연구 수행
 - 원자력발전 시나리오별 배출권 할당 Case에 대한 발전소 건설계획 수립
 - IGCC와 USC 경쟁력 분석

- 정책제언
 - 배출권 할당에 따른 발전회사의 대응방안 도출
 - 강원도 내 IGCC 건설타당성 검토 및 추진방안 도출

3. 연구의 추진체계



〈그림 1-1〉 연구의 추진체계

제 2 장

배출권거래제와 발전소 건설계획

제 1 절 배출권거래제

제 2 절 발전소 건설계획

제2장

배출권거래제와 발전소 건설계획



제1절 배출권거래제

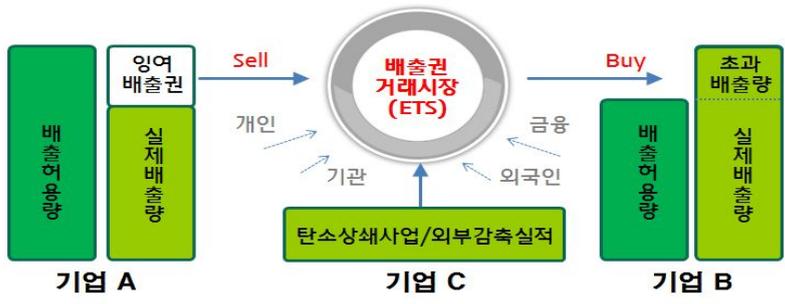
- 우리나라는 2015년부터 배출권거래제를 시행하기로 하였으며, 배출권거래제는 온실가스 배출량 감축목표를 설정하고, 시장메커니즘(배출권 거래)을 활용하여 감축의무를 달성하는 제도임.
- <그림 2-1>의 기업B의 경우 기업A로부터 잉여배출권을 구매할 수 있으며, 또한 상쇄권을 획득하여 초과배출량과 상쇄할 수 있음.
 - 배출권 구매 : 당연히 초과로 배출할 권리를 획득할 수 있음.
 - 상쇄권 획득 : 외부사업에서 발생한 온실가스 감축량을 보유하거나 취득한 후 이를 배출권으로 전환하여 줄 것을 주무관청에 신청 → 주무관청은 대통령령으로 정하는 기준에 따라 외부사업온실가스 감축량을 그에 상응하는 배출권으로 전환 후 상쇄등록부에 등록 (온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률 29조)
- ※ 상쇄배출권의 제출한도는 배출권의 10% 이내의 범위에서 할당계획으로 정함. 이 경우 외국에서 시행된 외부사업에서 발생한 온실가스 감축량을 전환한 상쇄배출권은 상쇄배출권 제출한도의 50%를 넘을 수 없음 (시행령 38조).
- ※ CDM, VCS, GS 등의 국외탄소상쇄사업과 KVER, 산림탄소상쇄사업, 농업탄소상쇄사업 등의 국내탄소상쇄사업 중 배출권 전환가능사업에 대한 결정은 미정 (2014.6. 예정)

배출허용권

할당시스템 하에서 기업의 감축목표달성을 위해 배출허용총량 범위에서 개별 온실가스 배출업체에 할당되는 온실가스 배출허용권
 ※ EU-ETS(EUA) 등

탄소상쇄권

의무감축할당시스템과 별개로 자발적 온실가스 감축사업을 추진하여 발생한 감축실적(크래딧)을 탄소상쇄에 활용
 ※ CDM(CERs) 등 범규에서 외부감축사업으로 규정된 감축크래딧



〈그림 2-1〉 배출권거래시장의 구조

출처 : 한국기후변화대응연구센터, 온실가스 배출권거래제 대응 역량 강화를 위한 공무원워크숍 발표자료, 2012.09.

〔표 2-1〕 배출허용권과 상쇄권의 비교

	감축실적(상쇄권)	배출허용권
제도구분	자발적감축제도	의무감축 할당시스템
발행기관	제도별 운영기관(협회, UN, 정부)	거래제도 주무관청(환경부)
참여대상	기업, 기관, 협회 등	기업(법규에 지정된 의무대상기업)
제도사례	· 국내 : KVER, 탄소상쇄제도 등 · 해외 : CDM, JI, VCS 등	· 국내 : 탄소배출권거래제도(2015) · 해외 : EU-ETS, NZ-ETS
기본단위	1Credit = 1이산화탄소상당톤	1배출허용권 = 1이산화탄소상당톤
전환여부	배출허용권으로 전환가능 (법규에 지정된 전환비율 범위 내)	감축실적으로 전환 불가
활용목적	탄소상쇄, 사회공헌 등	감축목표달성
거래여부	가능	가능
관리	운영기관의 등록부	온실가스종합정보센터 배출권등록부
거래대상	개인, 기업, 기관, 협회	개인, 외국인, 기업 등 (법규에 대상별 참여 기간 명시)
거래가치	상대적으로 낮음	상대적으로 높음
거래영역	국내제도의 경우 해외거래불가	해외거래불가

출처 : 이충국, 탄소배출권거래제도의 이해와 강원도 정책 시사점, 한국기후변화대응연구센터, 2012.8

○ 배출권거래제도 운영체계 :

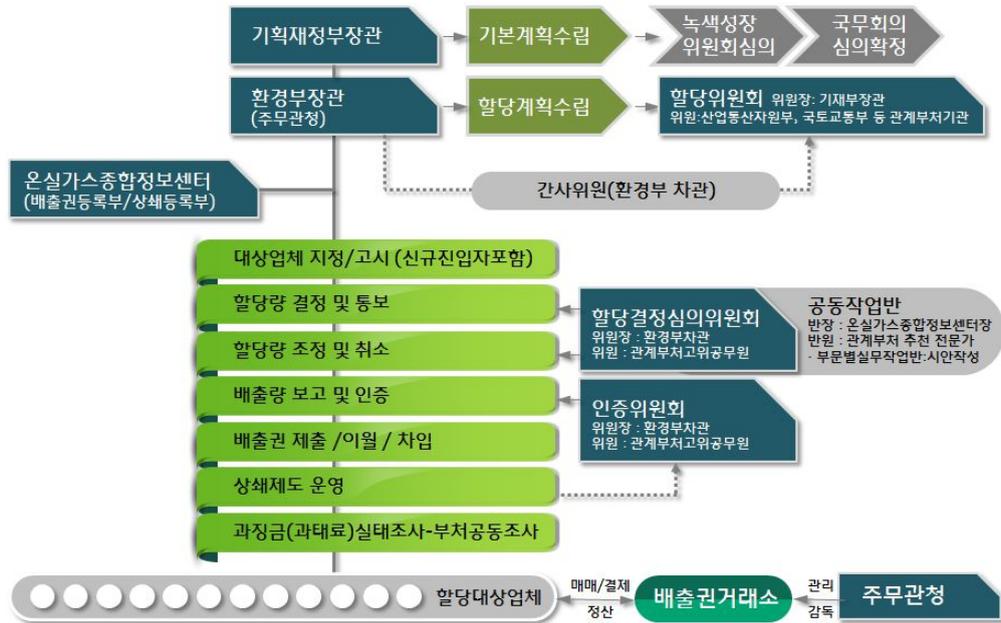
- 환경부는 배출권거래제도의 주무관청으로서 할당결정심의위원회, 인증위원회 등을 운영하며, 할당위원회의 간사역할을 수행함으로써 배출권거래제도의 할당 등 핵심 업무를 주도함.
- 의무적 배출권거래제도 참여기업의 기준은 녹색성장기본법 제42조 제5항에 따른 관리업체 중 최근 3년간 온실가스 배출량의 연평균 총량이 125,000 이산화탄소상당톤 이상인 업체이거나 25,000 이산화탄소상당톤 이상인 사업장의 해당업체로 규정
 - ※ 목표관리제도의 관리업체로서 할당대상업체로 지정받기 위하여 자발적 참여를 신청할 경우 제도 참여 가능

○ 배출권거래제도 운영절차 :

- 2020년까지의 계획기간은 3개년 단위로 실시되며, 2020년 이후 5개년단위로 추진 (이행년도는 1개년단위)
 - ※ 1차계획기간('15~'17), 2차계획기간('18~'20), 3차계획기간('21~'25)
- 정부는 계획기간 이전년도 6월까지 할당계획을 수립, 할당대상업체 지정을 하며, 할당기업은 8월까지 할당량에 대하여 신청해야 함
- 기업의 목표달성평가는 이행년도의 차년도 3월까지 배출량을 보고해야하며, 5월까지 배출량의 인증을 통해 6월까지 배출권을 제출해야함 → 목표 미달성시 과징금부과 (계획기간 동안의 배출량보고, 인증, 배출권제출, 과징금부과의 절차는 매년 반복)

○ 배출권거래제도 참여자 및 과징금 :

- 배출권거래시장의 참여는 배출권등록부에 배출권거래계정을 등록해야하며, 할당 대상업체와 개인, 외국법인, 금융기관 등이 참여하여 거래할 수 있음
 - ※ 배출권거래제법 제20조 : 개인, 외국법인 참여 가능
 - ※ 시행령 : 1,2차 계획기간은 할당업체와 공적금융기관만 참여가능
- 할당업체가 제출한 배출권이 기업의 배출량보다 적을 경우, 주무관청은 부족부분에 대하여 이산화탄소 1톤당 10만원의 범위 내에서 해당 이행연도의 배출권 평균시장가격의 3배 이하의 과징금 부과



〈그림 2-2〉 배출권거래제 운영체계

출처 : 이충국, 탄소배출권거래제도의 이해와 강원도 정책 시사점, 한국기후변화대응연구센터, 2012.8



〈그림 2-3〉 배출권거래제 운영계획

출처 : 이충국, 탄소배출권거래제도의 이해와 강원도 정책 시사점, 한국기후변화대응연구센터, 2012.8



제2절 발전소 건설계획

1. 전력수급기본계획과 발전소 건설계획

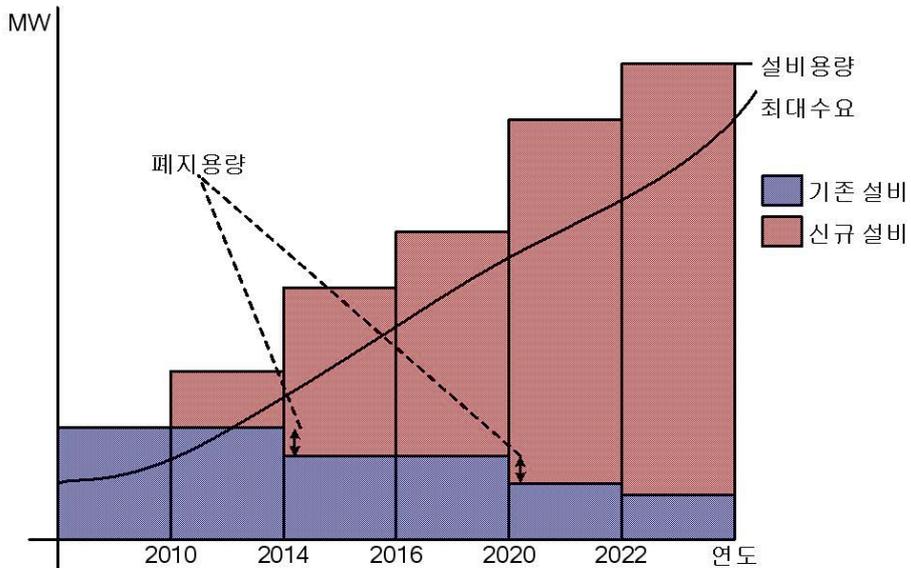
- 산업통상자원부장관은 전력수급의 안정을 위하여 전력수급기본계획을 수립하여야 하며(전기사업법 제25조), 기본계획은 2년 단위로 수립·시행을 기본으로 하며, 기본계획 수립·변경 시 전력정책심의회에서 심의함(전기사업법 시행령 제15조).
- 전력수급기본계획에는 다음과 같은 사항이 포함되어야 함.
 - 전력수급의 기본방향에 관한 사항
 - 전력수급의 장기전망에 관한 사항
 - 전기설비 시설계획에 관한 사항
 - 전력수요의 관리에 관한 사항
- 전력수급기본계획 수립절차
 - 계획을 수립하기 위하여 수급분과위원회가 구성되고, 위원회는 수요계획 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 2-4〉 전력수급기본계획 수립과정

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

- 발전소 건설계획은 전력회사가 자기 공급구역의 미래 전력수요를 예측하고 연도별 발전기 건설계획을 수립하는 것으로서, 최소의 비용으로 미래의 연도별 전력수요를 적절하게¹⁾ 만족시키기 위한 각종 유형(type)의 발전기의 건설계획을 결정하는 것임.
- 발전소 건설계획 수립에 있어서 출발점은 미래의 전력수요성장에 대한 예측이며, 전력수요 성장의 정도가 미래에 투입되는 발전기의 유형 및 용량을 결정하는 중요한 요소로서 작용



〈그림 2-5〉 전력수요 성장과 발전설비확장계획

출처 : 김영창, 발전설비 확장계획 이론계획과 환경제약을 고려한 WASP모형, 대한전기학회, 2011

1) '적절하게' 라고 표현한 것은 연간 최대수요보다 더 많은 발전설비를 확보한다는 의미이고, 공급 신뢰도(generation system reliability, 여기에는 LOLP(loss of load probability)가 주로 사용)를 만족하면서 전력수요를 만족시킨다는 것을 의미함.

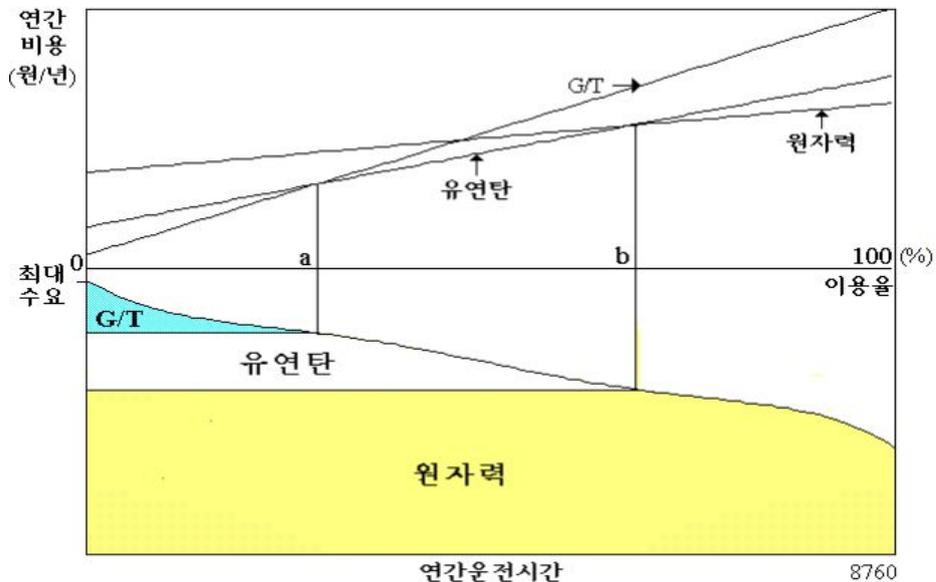
- 발전설비확장계획의 후보가 되는 발전기는 원자력, 유연탄화력, LNG복합화력, 가스터빈, 수력, 양수발전기 등이며, 이러한 발전기는 건설비, 건설기간, 변동비, 운전특성 등이 서로 다름.
 - 원자력 발전기 : 건설비가 높은 대신 변동비가 낮고, 부하의 변동에 따른 출력조정이 어려움.
 - 가스터빈 발전기 또는 LNG복합화력 발전기 : 건설비가 낮은 대신 변동비가 높으며 발전출력의 조정이 용이함.
- ⇒ 이러한 여러 유형의 발전기는 계통운영자가 필요하다고 판단할 때에 가동하거나 출력을 조정하고, 운전 중인 다른 발전기가 고장정지를 일으켰을 때 가동할 수 있는 발전기이며 급전가능 발전기라고 함.

- 신재생에너지를 이용한 대부분의 분산형 발전기는 가동 및 출력의 변화가 자연 조건에 의존하므로 계통운영자가 필요할 때 임의로 가동할 수 없는 발전기임. 또한 운전 중인 급전가능 발전기가 고장정지를 일으켰을 때 계통운영자가 임의로 분산형 발전기를 가동하기 어려움.
 - ⇒ 이러한 발전기를 급전불가능전원이라고 하며 발전소 건설계획에서 후보발전기로서 취급하기 어렵기 때문에, 전력부하에서 차감하는 방법이 주로 이용됨.

- 최소비용의 발전소 건설계획 수립문제에서 투자비와 운전비의 현가²⁾의 합계를 의사결정 기준으로 사용함.
 - 그 이유는 매년 새로 투입되는 후보발전기의 투자비 및 발전계통의 총 운전비가 다르기 때문이며 연도별로 다르게 발생하는 현금흐름의 비교를 위해서는 할인율을 이용하여 현재가치로 변환하고 이를 비교하여야 함.
 - 또 다른 이유는, 전력회사의 요금수입은 발전설비확장계획의 변화에 관계없이 일정하다고 할 경우, 수요를 만족시키는 공급비용(투자비와 운전비)을 최소화하는 계획을 찾으면 충분하기 때문임.

2) 연도별로 cash flow가 서로 다른 투자 대안을 비교하는 기준 가운데 현재가치(present-worth)로 환산하여 비교하는 것이 있는데 이때에 할인율을 이용하여 현가로 한다.

- 발전소 건설계획을 수립하는데 있어서, 최소비용 원칙이란 15~25년에 걸친 미래에 예상되는 수요에 대비하여 각 기간에 대하여 정전이 발생할 확률 즉, 공급 지장확률(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.
- 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 2-6〉 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 년도 i 형식의 발전소

J_n^i : n 년도 i 형식 발전소 건설비의 현가 (원/kW)

U_n^i : n 년도 i 형식 발전소의 투입용량(kW)

G_n : n 년도 X_n 의 설비로서 운전한 발전계통의 운전비용의 현재가치

S : 잔존가치 (Salvage Cost)

P_n^L, P_n^U : n 년도 설비용량의 하한 및 상한

C_n : n 년도 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.
- 수요관리 효과를 감안한 장기 전력수요 예측치가 주어지면 WASP등의 전산모형을 이용하여 전력수요와 공급지장확률(LOLP; Loss of Load Probability)을 만족하면서 비용최소화를 달성하는 발전소 건설계획안을 토출하고, 계통운영 측면, 재무적 평가, 발전소의 입지 문제 고려 등을 통하여 이를 수정·보완한 계획안을 작성함.

2. WASP-IV 모형과 배출권 할당

- 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 도입하여 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.
- WASP의 기능 및 고려 사항 :
 - 계획의 대상 기간은 30 년이고 후보발전기조합의 개수는 1 년에 최대 500개 이고, 전 계획기간에 5,000개로 제한됨.
 - 수력출수 조건은 5 가지로 구분될 수 있으며 1 년을 12개의 시뮬레이션 대상 기간까지 분할할 수 있음.
- WASP 모형은 6개의 프로그램으로 구성되어 있고, 각 프로그램의 구성은 사용자가 프로그램 수행 결과를 알고 입력을 다시 수정할 수 있도록 되어 있음.
- 부하모형 프로그램(LOADSY: Load System Program)
 - 계획기간의 최대수요, 발전량 및 부하지속곡선의 형태를 정의.
 - 1년을 4분기 또는 12개월로 나누어서 각 기간별로 부하지속곡선을 5차다항

식 형태 또는 x-y 좌표로 입력.

- 기존발전설비 프로그램(FIXSYS : Fixed System Program)
 - 계획기간 초기의 기존 발전기에 관한 정보, 계획기간의 건설계획이 확정되어 있거나 또는 건설 중인 발전기에 관한 자료를 입력시키는 프로그램.
 - 각 발전기를 유형별로 분류하고, 용량(MW), 대수, 연료비, 열소비율, 고장정지율, 예방정비 소요일수 등 입력.
- 후보발전기모형(VARSYS : Variable System Program)
 - 발전설비확장계획의 후보로 되는 발전기에 대한 입력자료를 작성하는 프로그램 (후보 발전기의 입력 자료는 FIXSYS 프로그램의 입력 자료와 같음).
- 후보발전기 조합 모형(CONGEN : Expansion Configuration Generator Program)
 - 계획기간 중에 연도별, 후보발전기별로 존재 대수를 나타내는 후보발전기조합을 작성하여, 운전비계산 모형에 사용하도록 하는 프로그램.
- 운전비 및 신뢰도 평가모형 프로그램(MERSIM : Merge and Simulate Module)
 - MERSIM의 주요 기능은 CONGEN에서 만들어진 연도별 후보발전기조합에 대하여 운전비 및 공급신뢰도를 계산하는 프로그램.
 - 운전비계산에 앞서, 연도의 각 운전비계산 기간별로 발전기 예방정비용량에 해당하는 출력을 감소하기 위해서는 예방정비계획이 운전비 및 신뢰도 평가 앞 단계에서 결정.
- 최적화 프로그램 (DYNPRO: Dynamic Program Optimization Program)
 - 최적화 프로그램은 비용을 최소화하는 최적 발전설비확장계획을 탐색함.
 - 최적 경로를 찾기 위하여 연도의 state 마다 여기에 도달하기 위한 운전비와 투자비의 현가를 계산하고 최적경로를 동적계획법에 의하여 찾아냄.
- DYNPRO 프로그램의 출력을 검토한 다음에 CONGEN의 입력 자료를 수정한

다음에 새로 생성된 후보발전기조합을 포함하여 운전비계산을 하고 DYNPRO를 다시 실행하여 최적경로를 찾음.

- MERSIM에서 도출된 LOLP는 DYNPRO 프로그램에서 최적경로를 찾아갈 때 신뢰도 제약을 만족하지 못하는 state를 제외시키는 데에 이용함.

[표 2-2] WASP 모형의 구성

구성모듈	기능	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

- WASP-IV모형에는 발전기 운전 시 제약조건을 고려하는 기능을 제공하는데, 발전기 운전 시 발생하는 온실가스에 대해서 제약조건을 부여할 경우에는 배출권을 할당할 경우데 대한 발전소 건설계획 수립이 가능함³⁾.

3) WASP-IV 모형에 대한 설명은 김영창(2011)을 대부분 인용하였으며, 배출권 할당 시 발전소 건설 계획 수립에 대한 자세한 이론은 동 문헌 제2장 제5절 선형계획법을 이용한 WASP-IV의 다중그룹 제약의 처리 부분을 참고하기 바람.

김영창, 발전설비 확장계획 이론계획과 환경제약을 고려한 WASP모형, 대한전기학회, 2011

제 3 장

배출권 할당 시나리오별 발전소 건설계획 시뮬레이션

제 1 절 WAsP-IV 모형 입력자료

제 2 절 배출권 할당 시나리오별 시뮬레이션 결과

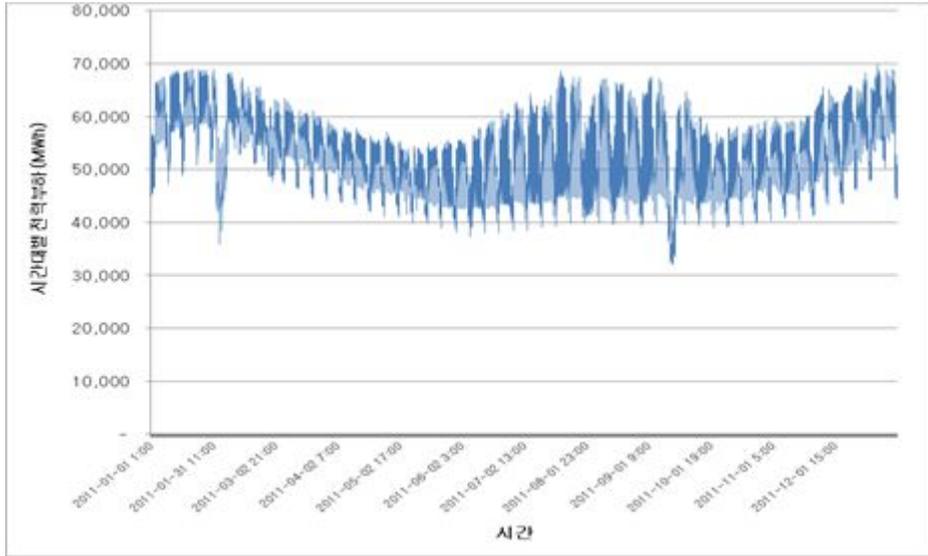
배출권 할당 시나리오별 발전소 건설계획 시뮬레이션



제1절 WASP-IV 모형 입력자료

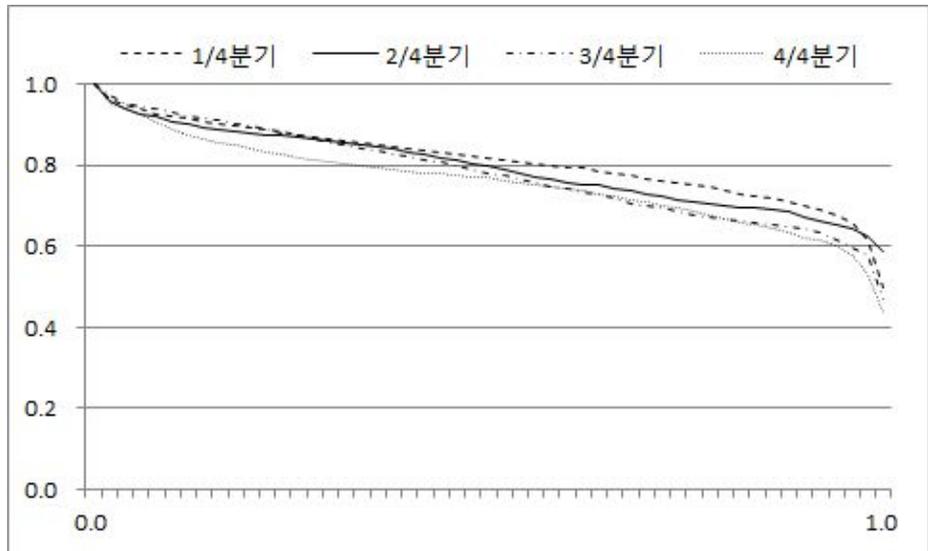
1. 전력수요

- 전력수요는 발전소 건설계획 수립 시 중요한 입력자료 중 하나이며, WASP-IV에서는 연간 전력수요 전망치와 전력부하 패턴을 필요로 함.
 - 전력수요 전망은 제6차 전력수급기본계획 상의 전력수요 전망 이용함.
 - 전력부하패턴은 시간 순서대로 전력부하를 표현하는 시간대별 부하곡선(CLC; Chronological Load Curve)과 부하가 가장 높은 순서부터 낮은 순서대로 재배열한 부하지속곡선(LDC; Load Duration Curve)이 주로 쓰이는데, WASP-IV 모형에서는 부하지속곡선이 사용됨.
- 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.



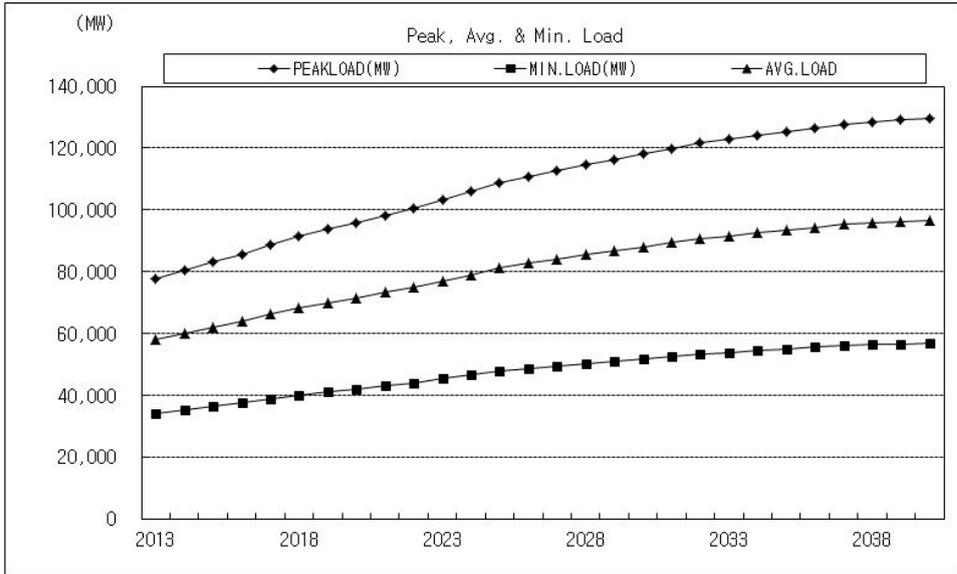
〈그림 3-1〉 우리나라의 시간대별 전력부하곡선

- 본 연구에서는 시간대별 전력부하곡선을 4개의 분기로 나누어 부하지속곡선(LDC)으로 재배열 한 후 WASP-IV의 입력자료로 이용하였음.



〈그림 3-2〉 분기별 부하지속곡선(LDC)

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



〈그림 3-3〉 전력수요 전망

2. WASP-IV 모형 운용을 위한 가정 및 시나리오

- WASP 모형을 운용하기 위해서 필요한 변수들에 대한 가정은 다음과 같음.
 - WASP-IV는 중앙급전발전기에 대해서 모사하므로, RPS 제도상의 신재생에너지 공급의무량을 전체부하에서 차감함
 - 소형 증유발전기 및 도서지역의 분산형발전기 제외
 - 수력과 IGCC는 신재생에너지로 분류되지만, 중앙급전발전기이므로 부하에서 차감하지 않고 WASP-IV모형 내에서 발전량 및 건설대안으로 설정
 - 기존 원자력발전소 수명연장
 - 원자력발전소는 6차 수급계획에 확정된 설비 반영 (FIXSYS에 반영)
 - 현재 건설 중인 화력발전소는 확정설비에 반영, 그 이외 6차 수급계획상의 화력발전기는 확정설비에서 제외.
 - 대신 LNG복합화력은 2014년, 석탄화력은 2020년부터 WASP모형에서 건설가능하도록 수정 (CONGEN에 반영)
 - 온실가스제약조건 2015년부터 2040년까지 적용
 - LOLP 0.5일/년
 - 할인율 6%

- 본 연구는 기본적으로 발전소 건설계획에 대한 모형을 운용하는 것이므로, 발전소 건설계획 수립에 있어서 중요한 고려요소인 원자력발전소의 건설제약을 고려하였음.
 - 현재 제2차 국가에너지 기본계획(안)에 대한 공청회가 진행된 상황이며, 계획(안)의 원자력발전소 비중을 2035년 발전설비의 29% 수준으로 건설하는 것을 검토 중임.
 - 기본계획이 확정되지 않은 상태이므로, 원전비중 29% 수준 이외에 원자력발전소 건설제약이 없는 경우, 제6차 전력수급기본계획에 확정된 원자력발전소 이외에는 건설하지 않는 시나리오 등에 대하여 배출권 할당 사례별 발전소 건설계획을 수립하였음.

1) No Nuke Constraint 시나리오

- 원자력발전소는 건설비가 높은 반면 연료비는 저렴하기 때문에 장시간 운전이 유리하기 때문에 기저부하를 담당하고 있으며, 근래에는 석탄과 LNG 가격이 우라늄에 비하여 비싸기 때문에 중간부하에서도 경쟁력을 가지고 있음.
- 또한 온실가스를 배출하지 않기 때문에 원자력발전소 제약조건이 없다면 원자력발전소를 건설하는 것이 온실가스 저감에도 비용효과적임
- 본 시나리오에서는 원자력발전소의 건설에 대한 제약조건을 부과하지 않아, 건설 가능기간 이후부터는 WASP-IV에서 요구하는 원자력발전소를 모두 건설할 수 있도록 모형을 운용하였음.

2) 8 Nukes 시나리오 (33%)

- 산업통상자원부는 삼척과 영덕을 원자력발전소 건설사업 예정구역으로 지정하여 각각 1,500MW 4기 이상의 가압경수로형 원자력발전소를 건설하기로 함.
- 본 시나리오는 삼척과 영덕에 예정된 8기의 원자력발전소는 건설하고 그 이외에는 건설하지 않는 것으로 가정함. 기존 원자력발전소의 경우 수명을 연장하여 운전하는 경우를 가정할 경우, 2035년 원자력발전소 건설비중이 33%에 달함.

3) 4 Nukes 시나리오 (29%)

- 8 Nukes 시나리오에서 삼척과 영덕 중 한곳에만 원자력발전소를 건설하는 시나리오로서 1,500MW 4기를 건설하는 시나리오임. 2035년 원자력발전소 건설비중이 29% (설비용량 43GW)에 달함.

4) No Nuke 시나리오

- 후쿠시마 원전사고 이후 원자력발전소 안전성에 대한 논란이 지속되고 있으며, 제5차수급계획은 제5차수급계획에 확정된 원자력발전소에 한해서 건설을 계획하였고, 나머지 원자력발전소 건설에 대해서는 유보하였음.
- 본 시나리오는 6차 수급계획에 확정된 원자력발전소 까지만 건설하고, 그 이후부터는 원자력발전소를 건설하지 않을 경우를 가정함.

- 앞서 언급한 4개의 시나리오별 배출권을 할당할 경우에 대하여 발전소 건설계획을 수립하였으며, 시나리오와 구별하기 위하여 사례(Case)로 명명하였음.

5) No Carbon Constraint Case

- 온실가스 제약조건을 부여하지 않음.

6) 0.xxxx tC/MWh Case

- 2015년부터 시행되는 배출권거래제도 상에 발전분야에 대한 배출권 할당 방안에 대해서 아직까지 결정된 사항은 없으나, 총량규제가 시행될 것으로 예상되는 산업분야의 전력사용에 대해 간접배출로서 규제하기로 함에 따라 전력 분야에도 총량규제로 배출권 할당 시 이중규제의 논란이 발생할 수 있어서 집약도(원단위) 형태로 배출권이 할당될 것으로 예상됨.
 - 목표관리제도에서는 발전회사별 배출허용량이 할당되었기 때문에, 배출권거래제에서도 발전회사별 배출권이 할당될 것으로 예상되지만, 발전소 건설계획 수립에 있어서는 전력계통 최적화에 따른 계획이 이루어지므로 전체시스템에 배출권이 부여되는 것으로 모형을 운용하였음.
 - 결국 0.xxxx tC/MWh의 원단위 형태로 배출권을 할당하고 미래 발전량에 대한 전망치를 곱하면 그 해의 전력계통 전체에 대한 배출권 할당 총량이 됨.
 - 2015년부터 2040년까지 제약조건에 적용
- 배출권 할당에 따른 발전소 건설계획의 변화를 분석하기 위하여, 각 원자력발전소 건설제약 시나리오별로 배출권 할당 제약조건을 변화시켜 각 사례별 발전소 건설계획의 변화를 모델링하였음.
 - 또한 각 시나리오 및 배출권 할당 사례별 배출권구매 대안과 발전소 건설계획 변화 대안에 따른 비용을 최소화하는 포트폴리오를 추적하여 최적의 발전소 건설계획에 대한 추정을 시도하였음.

[표 3-1] WASP-IV 운용 시나리오 및 사례

제약방식	시나리오/사례	설명
원자력발전 건설제약 시나리오	No Nuke Constraint	<ul style="list-style-type: none"> 원자력 발전소 건설에 대한 제약 없음
	8 Nukes	<ul style="list-style-type: none"> 삼척과 영덕에 건설 예정된 원자력발전소 건설 (1,500MW×8기) 2035년 원자력발전소 건설비중 33%
	4 Nukes	<ul style="list-style-type: none"> 삼척과 영덕 중 한지역만 원자력발전소 건설 (1,500MW×4기) 2035년 원자력발전소 건설비중 29%
	No Nuke	<ul style="list-style-type: none"> 제6차 전력수급기본계획 상의 원자력발전소 건설이외에 원자력발전소 건설 없음 2035년 원자력발전소 건설비중 25%
배출권 할당 사례(Case)	No Carbon Constraint	<ul style="list-style-type: none"> 온실가스 제약조건을 부여하지 않음.
	0.xxxx tC/MWh	<ul style="list-style-type: none"> 전력분야에 집약도(원단위) 형태로 배출권이 할당될 경우를 고려함 1MWh를 생산하는데 발생되는 탄소톤 (Carbon ton) 의 비율임. 2015년부터 2040년까지 제약조건에 적용



제2절 배출권 할당 시나리오별 시뮬레이션 결과

1. 배출권 할당이 없는 경우

1) 발전소 건설계획

- 모든 시나리오에서 2014년에 LNG복합화력 4,800MW를 건설하는 결과를 보였음. 이는 당연한 결과로서 발전원별로 건설공기가 다르기 때문에 2014년부터 LNG복합화력 건설이 가능하도록 모형을 설정하였기 때문임.
- 2020년부터 모든 시나리오에서 석탄화력발전소 15,000MW를 건설하는 것도 건설공기만 해결된다면 연료비가 높은 LNG 복합화력발전소보다 연료비가 저렴한 석탄화력발전소를 건설하는 것이 비용을 최소화할 수 있기 때문임.
- 원자력발전소 건설이 2028년부터 가능하기 때문에 2025년에는 4개의 원자력발전 제약시나리오 모두 동일하게 LNG복합화력과 석탄화력발전소를 건설함.
- 2030년에는 원자력발전 제약이 없는 시나리오에서 원자력발전소를 33GW까지 건설하는 것이 유리하다는 결과를 보임. 이는 원자력발전의 연료가격이 타 발전원에 비해 월등히 저렴하기 때문인데, 원자력발전소 건설에 신중한 현재의 상황에서 원자력발전소 건설제약이 없는 시나리오는 현실성이 전혀 없으나, 타 시나리오와의 비교를 위하여 시뮬레이션을 수행하였음. 4 Nukes 시나리오와 8 Nukes 시나리오의 원자력발전소 건설이 동일한 것은 2028년부터 1,500MW급 1기씩 건설하도록 입력하였기 때문임.
- 2035년과 2040년의 경우에도 원자력발전소가 가장 유리하다는 결론이 나오지만, 원자력 제약조건 때문에 더 이상 건설하지 못하고 그 대신 석탄화력발전소

를 건설하는 것이 비용최소화가 가능하다는 결과가 나옴. 양수발전의 경우 원자력발전소 제약이 없는 경우에는 연료비가 저렴한 발전소를 많이 건설하였기 때문에 타 시나리오보다 적게 건설하는 결과를 보이고 있음.

2) 전원구성

- 발전소 건설계획에 따라 건설된 발전소가 기존의 발전소와 합쳐졌기 때문에 전원구성은 건설계획에 의해 영향 받음. 따라서 원자력발전소 건설이 많은 No Nuke Constraint 시나리오는 2028년 이후부터 예비율이 급격히 증가하는 모습을 보이는 반면, 원자력발전소 건설제약이 있는 나머지 3개의 시나리오에서는 2028년 이전에 높은 예비율을 보이며, 이는 원자력발전소가 비용 측면에서 가장 유리하기 때문에 발생하는 현상임.

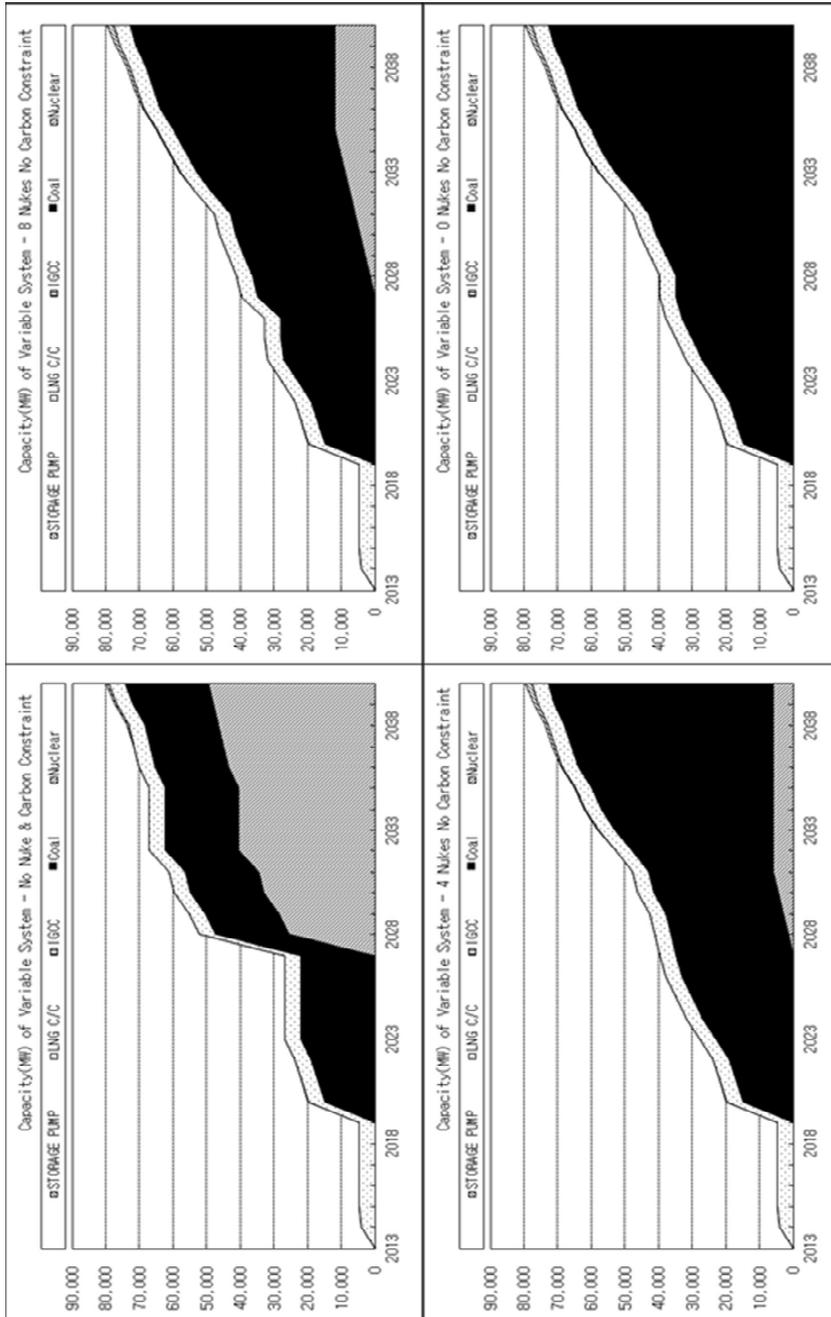
3) 발전량

- 발전소 건설이 끝난 경우 건설비는 매몰비용(Sunk cost) 이므로 발전량 계산에 있어서 고려하지 않고 연료비 등의 운영비가 저렴한 발전원의 발전량이 많아지게 됨. 따라서 원자력발전소의 경우 연료비가 가장 저렴하기 때문에 전원구성 비율보다 높은 운전비율을 보이게 됨.
- 제2차 국가에너지 기본계획(안)에 근접한 4 Nukes 시나리오의 경우 2035년에 29.79%의 전원구성 비율인데 반하여 발전량 비율은 38.30%로 8.5%p 높은 것을 알 수 있음. 석탄화력의 경우에도 55.85%에서 58.35%로 증가하는 반면 LNG 복합화력발전의 발전량은 점점 줄어드는 경향을 보이고 있음.
- LNG복합화력의 발전량이 줄어든다는 의미는 현재 변동비반영시장인 우리나라 전력산업구조에서 전력계통통한계가격(SMP)이 석탄화력의 변동비 수준으로 낮아질 것이라는 것을 의미함.

[표 3-2] 시나리오별 발전소 건설계획 - 배출권 할당 없는 경우

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	LNG 복합	석탄화력	IGCC	원자력	양수
2015	ALL	4,800 (100)	-	-	-	-
2020	ALL	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
2025	No Constraint	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	8 Nukes	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	4 Nukes	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	No Nuke	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
2030	No Constraint	4,800 (8.03)	22,000 (36.79)	-	33,000 (55.18)	-
	8 Nukes	4,800 (10.37)	37,000 (79.91)	-	4,500 (9.72)	-
	4 Nukes	4,800 (10.37)	37,000 (79.91)	-	4,500 (9.72)	-
	No Nuke	4,800 (10.48)	41,000 (89.52)	-	-	-
2035	No Constraint	4,800 (7.13)	22,000 (32.69)	-	40,500 (60.18)	-
	8 Nukes	4,800 (7.37)	48,000 (73.73)	-	12,000 (18.43)	300 (0.46)
	4 Nukes	4,800 (7.37)	54,000 (82.95)	-	6,000 (9.22)	300 (0.46)
	No Nuke	4,800 (7.37)	60,000 (92.17)	-	-	300 (0.46)
2040	No Constraint	4,800 (5.99)	25,000 (31.17)	-	49,500 (61.72)	900 (1.12)
	8 Nukes	4,800 (6.01)	61,000 (76.35)	-	12,000 (15.02)	2,100 (2.63)
	4 Nukes	4,800 (6.01)	67,000 (83.85)	-	6,000 (7.51)	2,100 (2.63)
	No Nuke	4,800 (6.01)	73,000 (91.36)	-	-	2,100 (2.63)

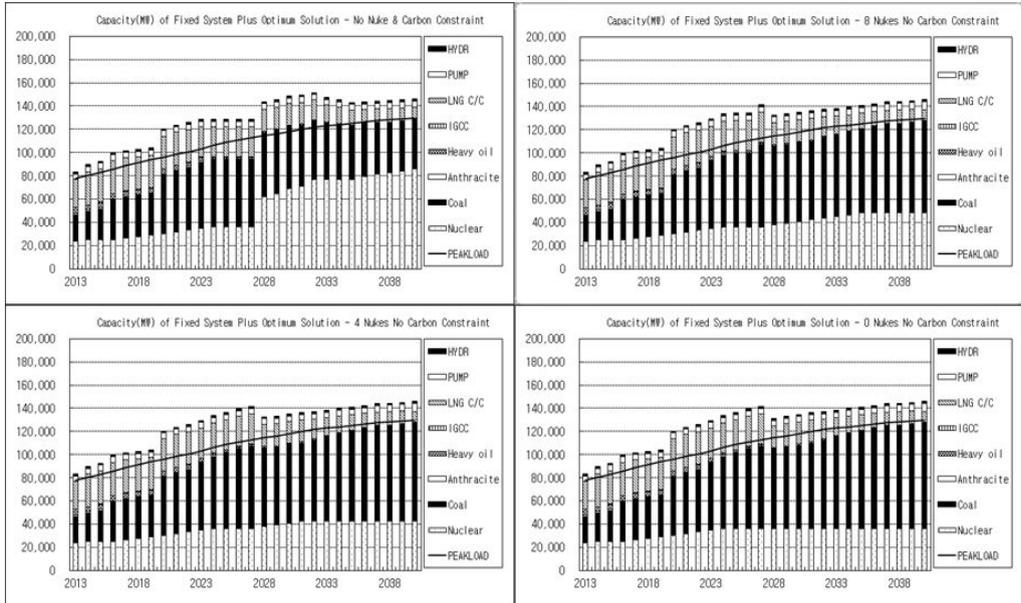


〈그림 3-4〉 시나리오별 발전소 건설계획 - 배출권 할당 없는 경우

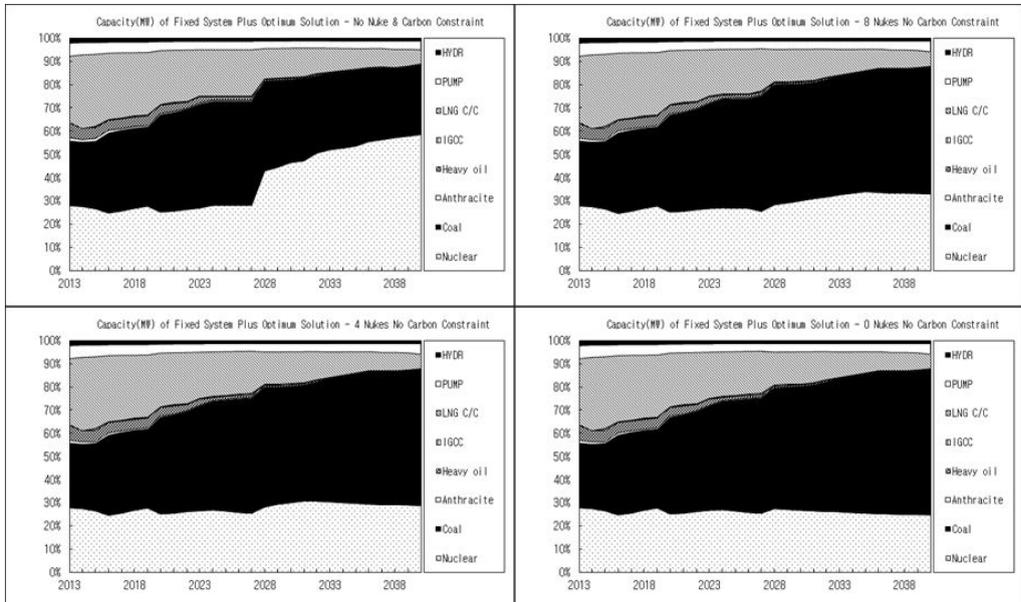
[표 3-3] 시나리오별 전원구성 - 배출권 할당 없는 경우

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	24,516 (26.54)	26,820 (29.03)	1,125 (1.22)	4,306 (4.66)	28,864 (31.25)	300 (0.32)	4,700 (5.09)	1,746 (1.89)
2020	ALL	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.60)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
2025	No Constraint	35,916 (27.99)	57,320 (44.68)	725 (0.57)	1,651 (1.29)	25,944 (20.22)	300 (0.23)	4,700 (3.66)	1,746 (1.36)
	8 Nukes	35,916 (26.74)	63,320 (47.15)	725 (0.54)	1,651 (1.23)	25,944 (19.32)	300 (0.22)	4,700 (3.50)	1,746 (1.30)
	4 Nukes	35,916 (26.35)	65,320 (47.92)	725 (0.53)	1,651 (1.21)	25,944 (19.03)	300 (0.22)	4,700 (3.45)	1,746 (1.28)
	No Nuke	35,916 (26.35)	65,320 (47.92)	725 (0.53)	1,651 (1.21)	25,944 (19.03)	300 (0.22)	4,700 (3.45)	1,746 (1.28)
2030	No Constraint	68,916 (46.44)	52,580 (35.43)	400 (0.27)	862 (0.58)	18,907 (12.74)	300 (0.20)	4,700 (3.17)	1,746 (1.18)
	8 Nukes	40,416 (29.96)	67,580 (50.09)	400 (0.30)	862 (0.64)	18,907 (14.01)	300 (0.22)	4,700 (3.48)	1,746 (1.29)
	4 Nukes	40,416 (29.96)	67,580 (50.09)	400 (0.30)	862 (0.64)	18,907 (14.01)	300 (0.22)	4,700 (3.48)	1,746 (1.29)
	No Nuke	35,916 (26.72)	71,580 (53.25)	400 (0.30)	862 (0.64)	18,907 (14.07)	300 (0.22)	4,700 (3.50)	1,746 (1.30)
2035	No Constraint	76,416 (53.48)	46,580 (32.60)	-	110 (0.08)	13,043 (9.13)	300 (0.21)	4,700 (3.29)	1,746 (1.22)
	8 Nukes	47,916 (34.06)	72,580 (51.59)	-	110 (0.08)	13,043 (9.27)	300 (0.21)	5,000 (3.55)	1,746 (1.24)
	4 Nukes	41,916 (29.79)	78,580 (55.85)	-	110 (0.08)	13,043 (9.27)	300 (0.21)	5,000 (3.55)	1,746 (1.24)
	No Nuke	35,916 (25.53)	84,580 (60.12)	-	110 (0.08)	13,043 (9.27)	300 (0.21)	5,000 (3.55)	1,746 (1.24)
2040	No Constraint	85,416 (58.55)	43,480 (29.80)	-	110 (0.08)	9,240 (6.33)	300 (0.21)	5,600 (3.84)	1,746 (1.20)
	8 Nukes	47,916 (32.91)	79,480 (54.59)	-	110 (0.08)	9,240 (6.35)	300 (0.21)	6,800 (4.67)	1,746 (1.20)
	4 Nukes	41,916 (28.79)	85,480 (58.71)	-	110 (0.08)	9,240 (6.35)	300 (0.21)	6,800 (4.67)	1,746 (1.20)
	No Nuke	35,916 (24.67)	91,480 (62.83)	-	110 (0.08)	9,240 (6.35)	300 (0.21)	6,800 (4.67)	1,746 (1.20)



〈그림 3-5〉 시나리오별 전원구성 - 배출권 할당 없는 경우

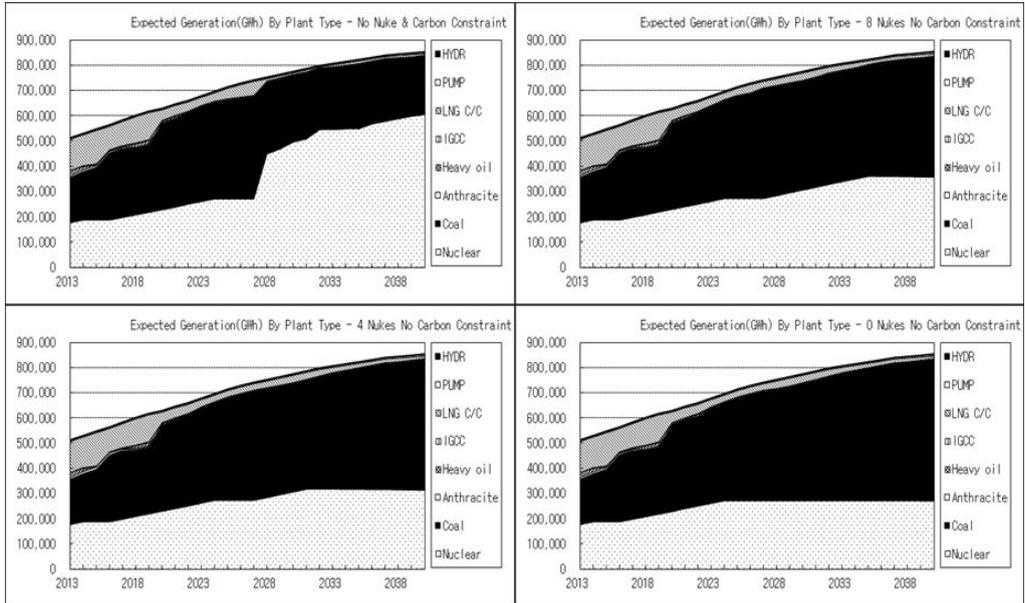


〈그림 3-6〉 시나리오별 전원구성 비율 - 배출권 할당 없는 경우

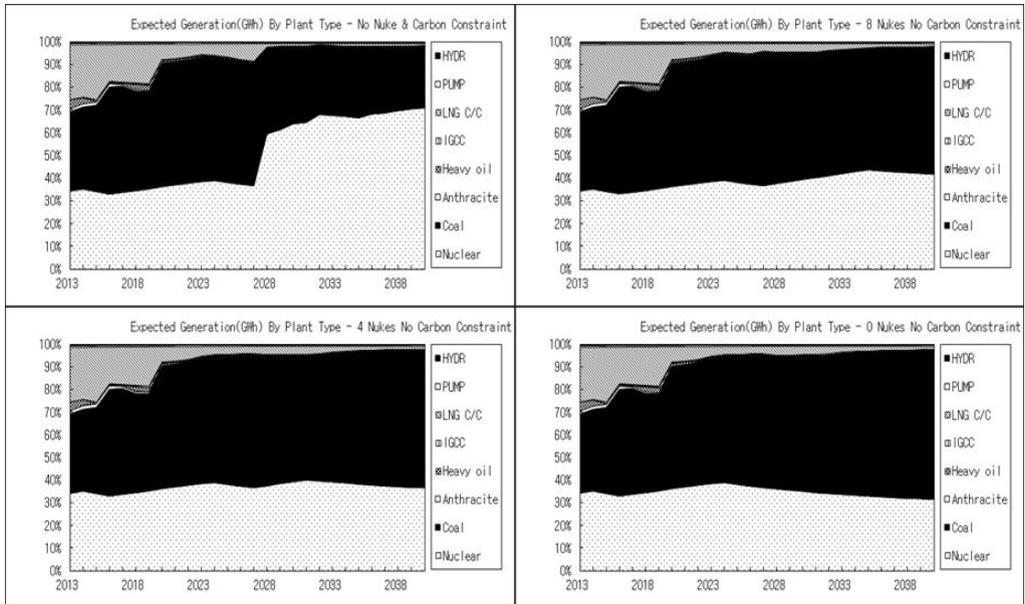
[표 3-4] 시나리오별 전원별 발전량 - 배출권 할당 없는 경우

(단위 : GWh, %)

연도	시나리오	원자력	석탄	무연 탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	186,642 (34.02)	208,678 (38.03)	8,440 (1.54)	2,458 (0.45)	132,732 (24.19)	2,319 (0.42)	3,848 (0.70)	3,532 (0.64)
2020	No Constraint	228,449 (36.26)	339,851 (53.94)	2,953 (0.47)	5,773 (0.92)	44,263 (7.03)	1,389 (0.22)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	8 Nukes	228,449 (36.26)	339,851 (53.94)	2,953 (0.47)	5,773 (0.92)	44,263 (7.03)	1,389 (0.22)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	4 Nukes	228,449 (36.26)	339,234 (53.84)	2,923 (0.46)	5,771 (0.92)	44,000 (6.98)	2,302 (0.37)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	No Nuke	228,449 (36.26)	339,234 (53.84)	2,923 (0.46)	5,771 (0.92)	44,000 (6.98)	2,302 (0.37)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
2025	No Constraint	271,827 (37.99)	385,919 (53.94)	2,958 (0.41)	2,647 (0.37)	43,451 (6.07)	1,334 (0.19)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	8 Nukes	271,835 (37.99)	402,075 (56.19)	1,996 (0.28)	1,579 (0.22)	29,609 (4.14)	1,043 (0.15)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	4 Nukes	271,843 (37.99)	404,189 (56.49)	1,810 (0.25)	1,242 (0.17)	26,746 (3.74)	2,306 (0.32)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	No Nuke	271,843 (37.99)	404,189 (56.49)	1,810 (0.25)	1,242 (0.17)	26,746 (3.74)	2,306 (0.32)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
2030	No Constraint	496,856 (63.99)	262,721 (33.83)	404 (0.05)	181 (0.02)	8,381 (1.08)	570 (0.07)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	8 Nukes	305,336 (39.32)	430,917 (55.50)	1,255 (0.16)	1,153 (0.15)	29,387 (3.78)	1,064 (0.14)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	4 Nukes	305,333 (39.32)	429,909 (55.37)	1,247 (0.16)	1,176 (0.15)	29,145 (3.75)	2,303 (0.30)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	No Nuke	271,869 (35.01)	461,267 (59.40)	1,337 (0.17)	1,288 (0.17)	31,042 (4.00)	2,310 (0.30)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
2035	No Constraint	548,565 (66.58)	256,298 (31.11)	-	126 (0.02)	10,924 (1.33)	597 (0.07)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
	8 Nukes	360,011 (43.68)	439,080 (53.27)	-	217 (0.03)	16,608 (2.01)	677 (0.08)	4,111 (0.50)	3,532 (0.43)
	4 Nukes	315,694 (38.30)	480,911 (58.35)	-	228 (0.03)	17,537 (2.13)	2,221 (0.27)	4,111 (0.50)	3,532 (0.43)
	No Nuke	271,485 (32.94)	524,038 (63.58)	-	242 (0.03)	18,589 (2.26)	2,237 (0.27)	4,111 (0.50)	3,532 (0.43)
2040	No Constraint	606,277 (70.99)	231,395 (27.10)	-	115 (0.01)	7,544 (0.88)	475 (0.06)	4,636 (0.54)	3,532 (0.41)
	8 Nukes	356,370 (41.66)	477,903 (55.87)	-	214 (0.03)	11,199 (1.31)	452 (0.05)	5,688 (0.66)	3,532 (0.41)
	4 Nukes	312,415 (36.52)	519,583 (60.74)	-	228 (0.03)	11,858 (1.39)	2,057 (0.24)	5,688 (0.66)	3,532 (0.41)
	No Nuke	269,373 (31.49)	561,930 (65.70)	-	241 (0.03)	12,503 (1.46)	2,093 (0.24)	5,688 (0.66)	3,532 (0.41)



〈그림 3-7〉 시나리오별 전원별 발전량 - 배출권 할당 없는 경우



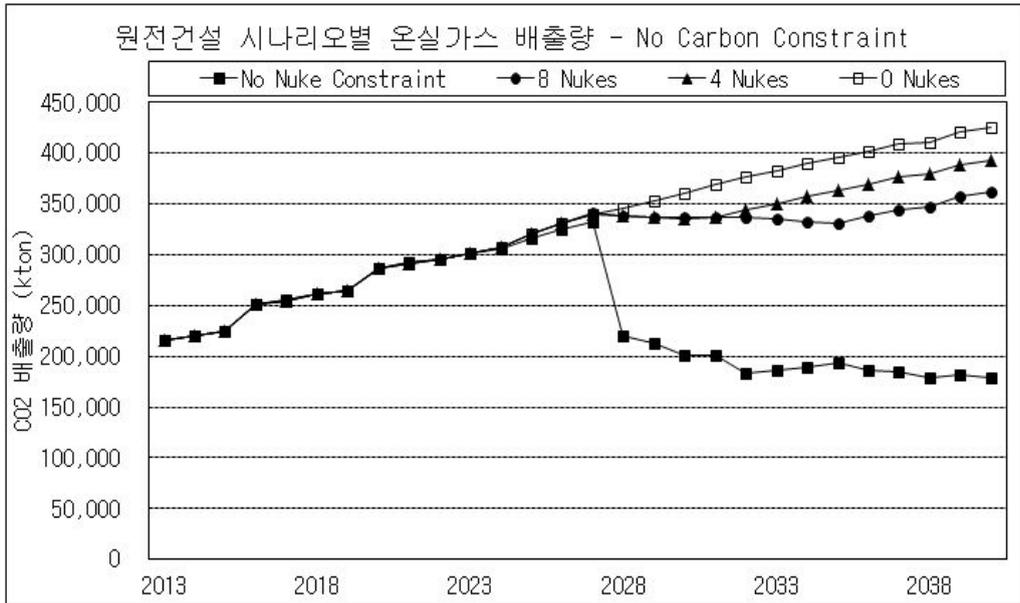
〈그림 3-8〉 시나리오별 전원별 발전량 비율 - 배출권 할당 없는 경우

4) 온실가스 배출량

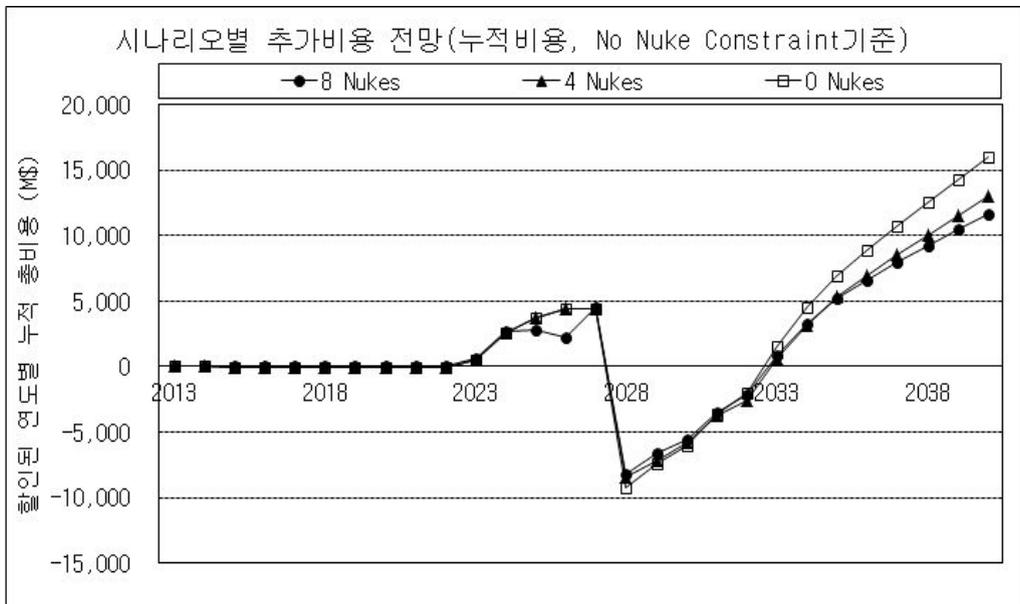
- 온실가스 배출제약 조건이 없기 때문에 원자력발전소 건설이 줄어들수록 온실가스 배출은 증가할 수밖에 없음.
- 원자력발전소 건설제약이 없는 경우에는 배출량이 다른 시나리오의 50% 수준으로 하락하는 것을 알 수 있음. 결국 온실가스를 저감하는데 있어서는 원자력발전소가 가장 유리할 뿐만 아니라 비용 측면에서도 유리하기 때문에 원자력제약 조건에 따라 전력생산비용이 변화할 것임.

5) 비용

- 총비용(건설비+연료비+운전유지비 - 잔존가치)의 경우에도 원자력발전소의 연료비가 낮기 때문에 원자력발전소 제약조건이 강해질수록 비용은 증가하는 것을 알 수 있음.
- 8 Nukes 시나리오와 4 Nukes 시나리오의 누적비용 차이가 현재가치로 약 1.3조원이고, 4 Nukes와 No Nuke 시나리오의 누적비용 차이는 현재가치로 약 3.0조원 정도임. 즉, 4기의 원자력발전기도 건설하지 않을 경우에는 현재가치로 3.0조원을 추가로 지불하면 된다는 의미임. 하지만 이는 온실가스 저감비용을 고려하지 않았기 때문에 배출권 할당을 고려할 경우의 비용에 대해서도 살펴봐야 함.



〈그림 3-9〉 시나리오별 CO₂ 배출전망 - 배출권 할당 없는 경우



〈그림 3-10〉 시나리오별 추가비용 전망 - 배출권 할당 없는 경우

2. 배출권 할당이 있는 경우 - 자체저감옵션

가. 4 Nukes Constraint

1) 발전소 건설계획

- 모든 Case에서 2014년에 LNG복합화력 4,800MW를 건설하는 결과를 보였음. 이는 당연한 결과로서 발전원별로 건설공기가 다르기 때문에 2014년부터 LNG 복합화력 건설이 가능하도록 모형을 설정하였기 때문임.
- 2020년 0.1425 tC/MWh 이상의 배출권을 할당받을 경우에는 LNG 복합화력의 추가건설이 없지만, 0.1400 Case는 LNG복합 9,600MW와 IGCC 600MW, 0.1375 Case는 40,000MW로 LNG복합화력을 건설하여야 함.
- 2025년에는 석탄화력발전소의 용량만 증가하는데, 그 이유는 2025년 이전의 전력부하를 만족하기 위하여 LNG복합화력을 충분히 건설하였기 때문에 석탄화력 발전소만 건설하더라도 온실가스 제약조건을 충분히 만족시킬 수 있기 때문임.
- 2030년에는 원자력 발전소가 3기(1,500MW×3) 건설되지만, 온실가스 제약조건을 만족시키기 위하여 LNG 복합화력과 IGCC가 추가로 건설되어야 함.

2) 전원구성

- 발전소 건설계획에 따라 건설된 발전소가 기존의 발전소와 합쳐졌기 때문에 전원구성은 건설계획에 의해 영향 받음. 원자력발전소 건설은 모든 할당 Case에서 최대용량을 보이고 있으며, 배출권 할당에 따른 전원구성의 변화가 발생하는 발전원은 석탄화력발전과 LNG복합화력임.

- 배출권 할당이 낮아질수록 LNG복합화력발전기의 용량이 증가함을 알 수 있으며, 특히 배출권 할당 0.1375 case의 경우에는 LNG복합화력 건설이 급격히 증가하여 2035년에 30% 정도의 비중을 차지함.

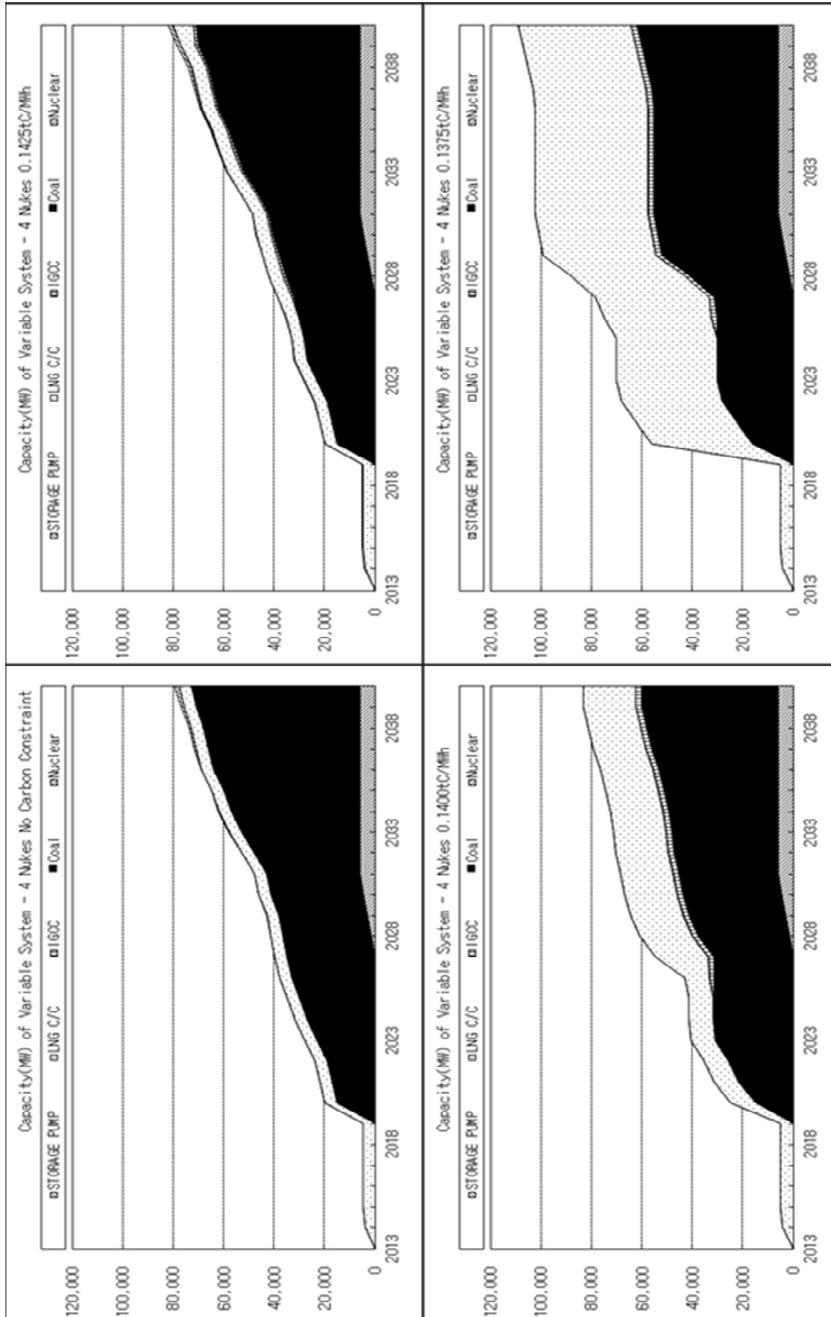
3) 발전량

- 발전소 건설이 끝난 경우에는 건설비는 매몰비용(Sunk cost) 이므로 발전량 계산에 있어서 고려하지 않고 연료비 등의 운영비가 저렴한 발전원의 발전량이 많아지게 됨. 따라서 원자력발전소의 경우 연료비가 가장 저렴하기 때문에 전원 구성 비율보다 높은 운전비율을 보이게 됨.
- 석탄화력의 경우에도 용량비중보다 발전량 비중이 증가하는 반면 LNG 복합화력발전의 발전량은 점점 줄어드는 경향을 보이고 있음. 하지만 배출권 할당이 낮아질수록 LNG복합화력의 발전량이 증가하는 경향을 보이므로, 배출권 할당이 낮아질수록 전력계통한계가격(SMP)은 증가할 것이라는 것을 유추할 수 있음.

[표 3-5] 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 발전소 건설계획

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	LNG 복합	석탄화력	IGCC	원자력	양수
2015	ALL	4,800 (100)	-	-	-	-
2020	No Constraint	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	0.1425 tC/MWh	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	0.1400 tC/MWh	9,600 (39.67)	14,000 (57.85)	600 (2.48)	-	-
	0.1375 tC/MWh	40,000 (71.43)	16,000 (28.57)	-	-	-
2025	No Constraint	4,800 (13.79)	30,000 (86.21)	-	-	-
	0.1425 tC/MWh	4,800 (14.63)	28,000 (85.37)	-	-	-
	0.1400 tC/MWh	9,600 (23.30)	31,000 (75.24)	600 (1.46)	-	-
	0.1375 tC/MWh	40,000 (57.14)	30,000 (42.86)	-	-	-
2030	No Constraint	4,800 (10.37)	37,000 (79.91)	-	4,500 (9.72)	-
	0.1425 tC/MWh	5,600 (11.91)	36,000 (76.60)	900 (1.91)	4,500 (9.57)	-
	0.1400 tC/MWh	20,800 (31.18)	39,000 (58.47)	2,400 (3.60)	4,500 (6.75)	-
	0.1375 tC/MWh	44,800 (44.49)	49,000 (48.66)	2,400 (2.38)	4,500 (4.47)	-
2035	No Constraint	4,800 (7.37)	54,000 (82.95)	-	6,000 (9.22)	300 (0.46)
	0.1425 tC/MWh	5,600 (8.60)	52,000 (79.88)	900 (1.38)	6,000 (9.22)	600 (0.92)
	0.1400 tC/MWh	20,800 (28.03)	45,000 (60.65)	2,400 (3.23)	6,000 (8.09)	-
	0.1375 tC/MWh	44,800 (43.84)	49,000 (47.95)	2,400 (2.35)	6,000 (5.87)	-
2040	No Constraint	4,800 (6.01)	67,000 (83.85)	-	6,000 (7.51)	2,100 (2.63)
	0.1425 tC/MWh	8,000 (9.76)	65,000 (79.27)	1,200 (1.46)	6,000 (7.32)	1,800 (2.20)
	0.1400 tC/MWh	20,800 (25.00)	54,000 (64.90)	2,400 (2.88)	6,000 (7.21)	-
	0.1375 tC/MWh	44,800 (41.03)	56,000 (51.28)	2,400 (2.20)	6,000 (5.49)	-

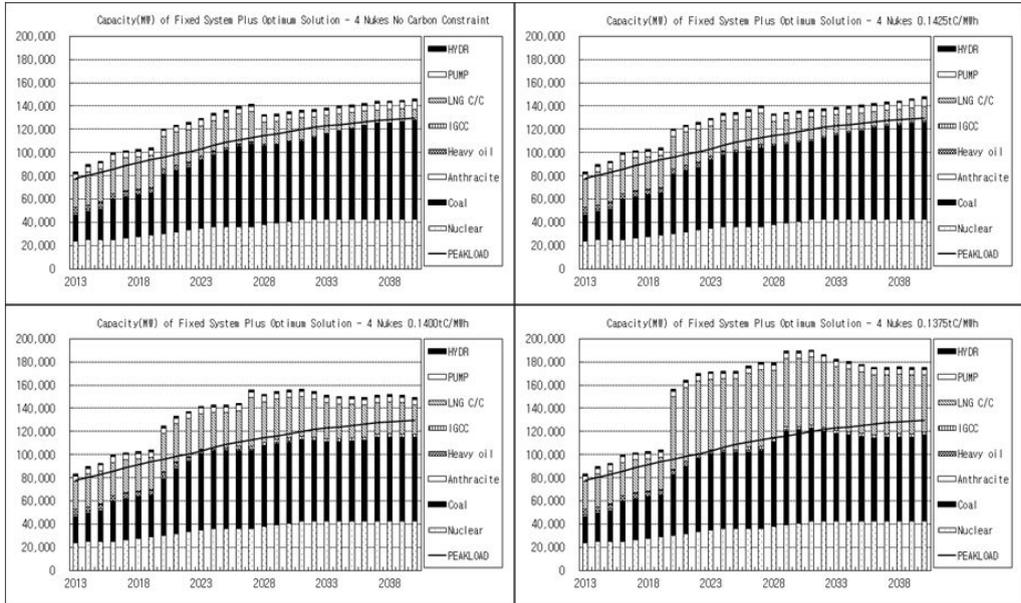


<그림 3-11> 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 건설계획

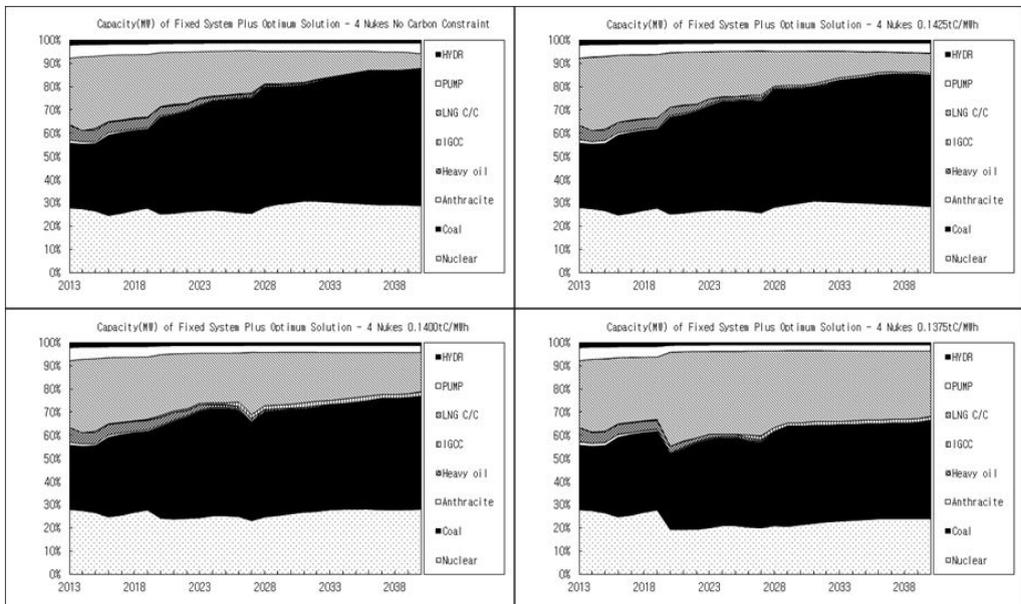
[표 3-6] 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	24,516 (26.54)	26,820 (29.03)	1,125 (1.22)	4,306 (4.66)	28,864 (31.25)	300 (0.32)	4,700 (5.09)	1,746 (1.89)
2020	No Constraint	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.60)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
	0.1425 tC/MWh	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.60)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
	0.1400 tC/MWh	30,116 (24.18)	49,320 (39.60)	725 (0.58)	4,251 (3.41)	32,776 (26.32)	900 (0.72)	4,700 (3.77)	1,746 (1.40)
	0.1375 tC/MWh	30,116 (19.26)	51,320 (32.83)	725 (0.46)	4,251 (2.72)	63,176 (40.41)	300 (0.19)	4,700 (3.01)	1,746 (1.12)
2025	No Constraint	35,916 (26.35)	65,320 (47.92)	725 (0.53)	1,651 (1.21)	25,944 (19.03)	300 (0.22)	4,700 (3.45)	1,746 (1.28)
	0.1425 tC/MWh	35,916 (26.74)	63,320 (47.15)	725 (0.54)	1,651 (1.23)	25,944 (19.32)	300 (0.22)	4,700 (3.50)	1,746 (1.30)
	0.1400 tC/MWh	35,916 (25.17)	66,320 (46.47)	725 (0.51)	1,651 (1.16)	30,744 (21.54)	900 (0.63)	4,700 (3.29)	1,746 (1.22)
	0.1375 tC/MWh	35,916 (20.94)	65,320 (38.09)	725 (0.42)	1,651 (0.96)	61,144 (35.65)	300 (0.17)	4,700 (2.74)	1,746 (1.02)
2030	No Constraint	40,416 (29.96)	67,580 (50.09)	400 (0.30)	862 (0.64)	18,907 (14.01)	300 (0.22)	4,700 (3.48)	1,746 (1.29)
	0.1425 tC/MWh	40,416 (29.80)	66,580 (49.10)	400 (0.29)	862 (0.64)	19,707 (14.53)	1,200 (0.88)	4,700 (3.47)	1,746 (1.29)
	0.1400 tC/MWh	40,416 (26.02)	69,580 (44.80)	400 (0.26)	862 (0.56)	34,907 (22.48)	2,700 (1.74)	4,700 (3.03)	1,746 (1.12)
	0.1375 tC/MWh	40,416 (21.35)	79,580 (42.04)	400 (0.21)	862 (0.46)	58,907 (31.12)	2,700 (1.43)	4,700 (2.48)	1,746 (0.92)
2035	No Constraint	41,916 (29.79)	78,580 (55.85)	-	110 (0.08)	13,043 (9.27)	300 (0.21)	5,000 (3.55)	1,746 (1.24)
	0.1425 tC/MWh	41,916 (29.79)	76,580 (54.43)	-	110 (0.08)	13,843 (9.84)	1,200 (0.85)	5,300 (3.77)	1,746 (1.24)
	0.1400 tC/MWh	41,916 (27.98)	69,580 (46.45)	-	110 (0.07)	29,043 (19.39)	2,700 (1.80)	4,700 (3.14)	1,746 (1.17)
	0.1375 tC/MWh	41,916 (23.58)	73,580 (41.38)	-	110 (0.06)	53,043 (29.83)	2,700 (1.52)	4,700 (2.64)	1,746 (0.98)
2040	No Constraint	41,916 (28.79)	85,480 (58.71)	-	110 (0.08)	9,240 (6.35)	300 (0.21)	6,800 (4.67)	1,746 (1.20)
	0.1425 tC/MWh	41,916 (28.38)	83,480 (56.52)	-	110 (0.07)	12,440 (8.42)	1,500 (1.02)	6,500 (4.40)	1,746 (1.18)
	0.1400 tC/MWh	41,916 (28.15)	72,480 (48.68)	-	110 (0.07)	25,240 (16.95)	2,700 (1.81)	4,700 (3.16)	1,746 (1.17)
	0.1375 tC/MWh	41,916 (23.97)	74,480 (42.59)	-	110 (0.06)	49,240 (28.15)	2,700 (1.54)	4,700 (2.69)	1,746 (1.00)



〈그림 3-12〉 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성

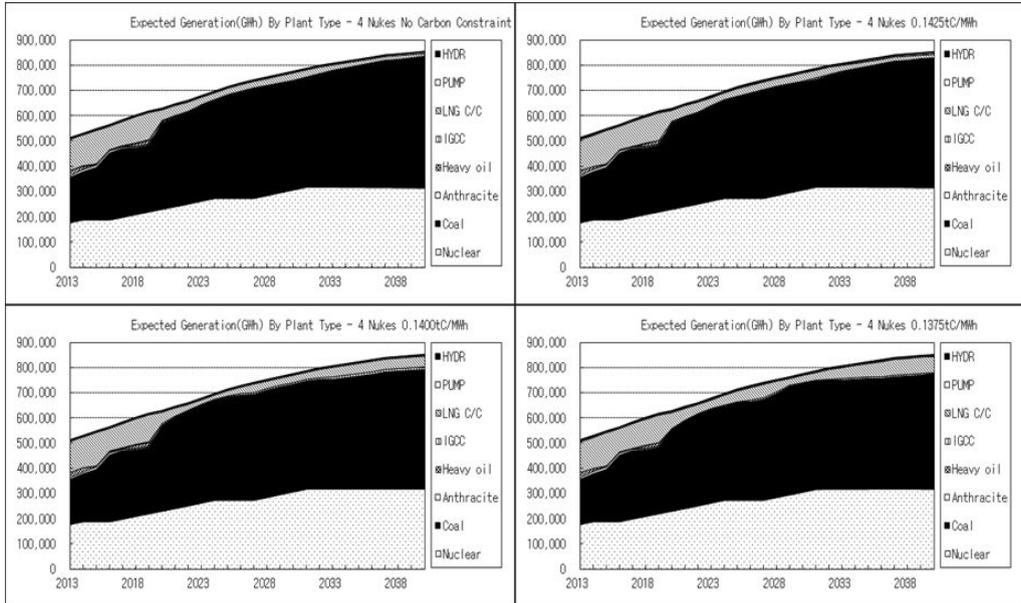


〈그림 3-13〉 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성 비율

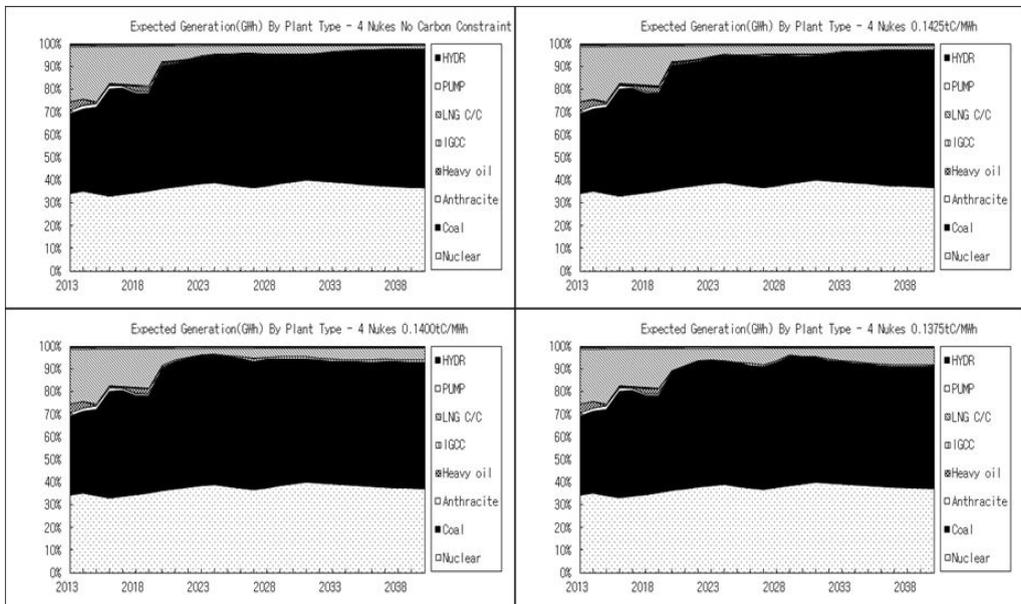
[표 3-7] 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량

(단위 : GWh, %)

연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	186,642 (34.02)	208,678 (38.03)	8,440 (1.54)	2,458 (0.45)	132,732 (24.19)	2,319 (0.42)	3,848 (0.70)	3,532 (0.64)
2020	No Constraint	228,449 (36.26)	339,234 (53.84)	2,923 (0.46)	5,771 (0.92)	44,000 (6.98)	2,302 (0.37)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1425 tC/MMh	228,477 (36.30)	339,398 (53.93)	2,947 (0.47)	5,762 (0.92)	44,032 (7.00)	1,386 (0.22)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1400 tC/MMh	228,473 (36.28)	334,925 (53.18)	2,782 (0.44)	4,607 (0.73)	47,349 (7.52)	4,230 (0.67)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1375 tC/MMh	228,487 (36.30)	326,972 (51.95)	2,373 (0.38)	1,043 (0.17)	62,133 (9.87)	1,052 (0.17)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
2025	No Constraint	271,843 (37.99)	404,189 (56.49)	1,810 (0.25)	1,242 (0.17)	26,746 (3.74)	2,306 (0.32)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1425 tC/MMh	271,835 (37.99)	402,075 (56.19)	1,996 (0.28)	1,579 (0.22)	29,609 (4.14)	1,043 (0.15)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1400 tC/MMh	271,855 (38.02)	406,791 (56.90)	1,762 (0.25)	809 (0.11)	23,741 (3.32)	2,638 (0.37)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1375 tC/MMh	271,851 (37.99)	388,145 (54.25)	1,935 (0.27)	843 (0.12)	44,651 (6.24)	709 (0.10)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
2030	No Constraint	305,333 (39.32)	429,909 (55.37)	1,247 (0.16)	1,176 (0.15)	29,145 (3.75)	2,303 (0.30)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1425 tC/MMh	305,356 (39.32)	426,935 (54.98)	1,270 (0.16)	720 (0.09)	30,550 (3.93)	4,283 (0.55)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1400 tC/MMh	305,281 (39.32)	426,119 (54.88)	964 (0.12)	13 (0.00)	30,404 (3.92)	6,331 (0.82)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1375 tC/MMh	303,911 (39.14)	431,311 (55.55)	665 (0.09)	-	28,433 (3.66)	4,794 (0.62)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
2035	No Constraint	315,694 (38.30)	480,911 (58.35)	-	228 (0.03)	17,537 (2.13)	2,221 (0.27)	4,111 (0.50)	3,532 (0.43)
	0.1425 tC/MMh	316,188 (38.35)	477,222 (57.87)	-	239 (0.03)	19,710 (2.39)	3,315 (0.40)	4,374 (0.53)	3,532 (0.43)
	0.1400 tC/MMh	316,398 (38.40)	449,213 (54.52)	-	116 (0.01)	42,399 (5.15)	8,386 (1.02)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
	0.1375 tC/MMh	316,127 (38.37)	440,394 (53.45)	-	-	54,493 (6.61)	5,499 (0.67)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
2040	No Constraint	312,415 (36.52)	519,583 (60.74)	-	228 (0.03)	11,858 (1.39)	2,057 (0.24)	5,688 (0.66)	3,532 (0.41)
	0.1425 tC/MMh	313,847 (36.75)	511,967 (59.95)	-	228 (0.03)	16,412 (1.92)	2,548 (0.30)	5,425 (0.64)	3,532 (0.41)
	0.1400 tC/MMh	316,198 (37.07)	474,010 (55.57)	-	277 (0.03)	46,275 (5.43)	8,801 (1.03)	3,848 (0.45)	3,532 (0.41)
	0.1375 tC/MMh	315,765 (37.06)	460,219 (54.01)	-	2 (0.00)	63,053 (7.40)	5,611 (0.66)	3,848 (0.45)	3,532 (0.41)



〈그림 3-14〉 4 Nukes 배출권 할당 Case별 전원별 발전량



〈그림 3-15〉 4 Nukes 배출권 할당 Case별 전원별 발전량 비율

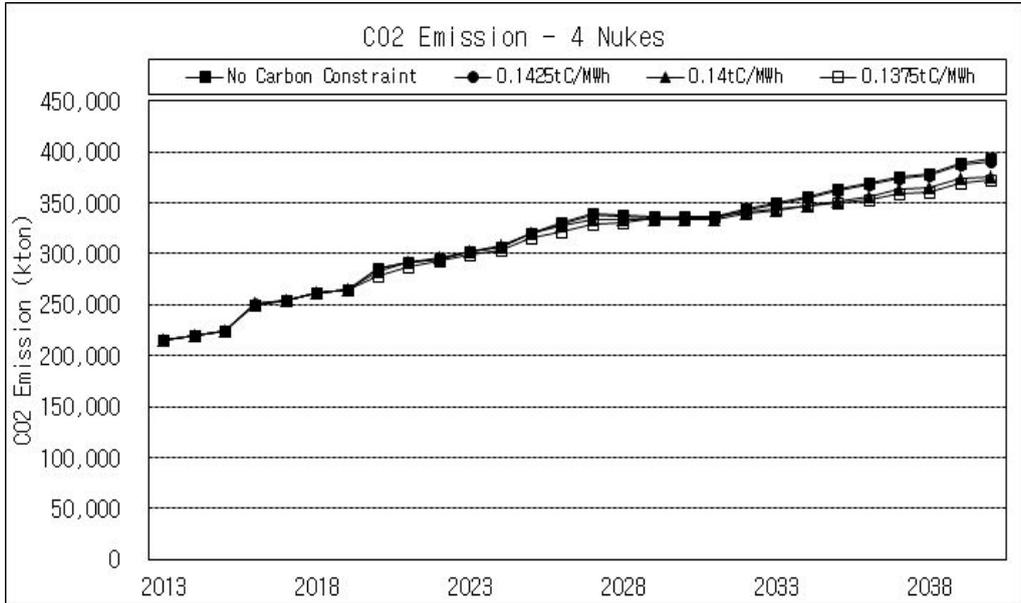
4) 온실가스 배출량

- 석탄화력발전 건설이 가능한 2020년 이전에는 Case별 온실가스 배출량의 차이가 거의 없으나, 2020년 이후부터 Case별 온실가스 저감량이 현저한 차이를 보임.
- 예비율의 경우 0.1375 tC/MWh 에서는 예비율이 70%까지 상승하였으며, 0.1400 Case의 경우에도 25%보다 높은 37% 수준으로 증가하는 경향을 보임.

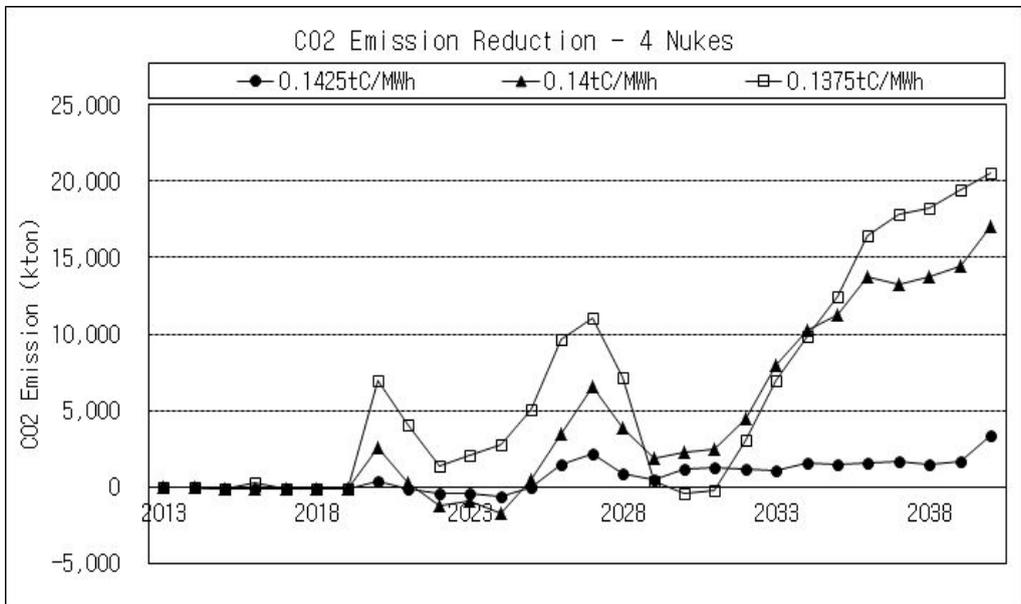
5) 비용

- 누적비용의 경우에도 0.1375 tC/MWh Case의 추가비용은 현재가치로 약 45조 원이 필요한 것으로 계산되어 비용측면에서 비효율적인 모습을 보이고 있음.
- 배출권 할당이 없는 경우와 배출권 할당 시 비용차이에 따른 온실가스 저감량을 온실가스저감비용(증분비용)이라 하면, 0.1375 Case의 저감비용은 45조의 추가비용 덕에 약 80만원/tCO₂⁴⁾으로 배출권거래제의 과징금인 10만원보다 월등히 높음을 알 수 있음. 이 결과가 의미하는 바는 자체적으로 온실가스를 저감하는 것보다 10만원의 과징금을 지불하는 것이 유리하다는 것을 의미함.

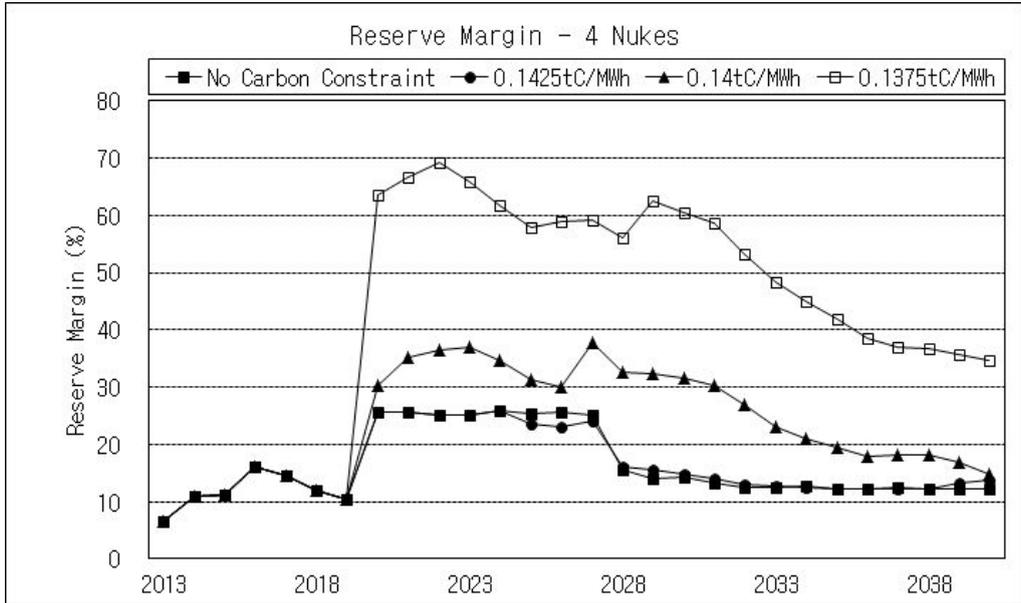
4) 계산의 편의상 1,000원을 \$로 표시하였음.



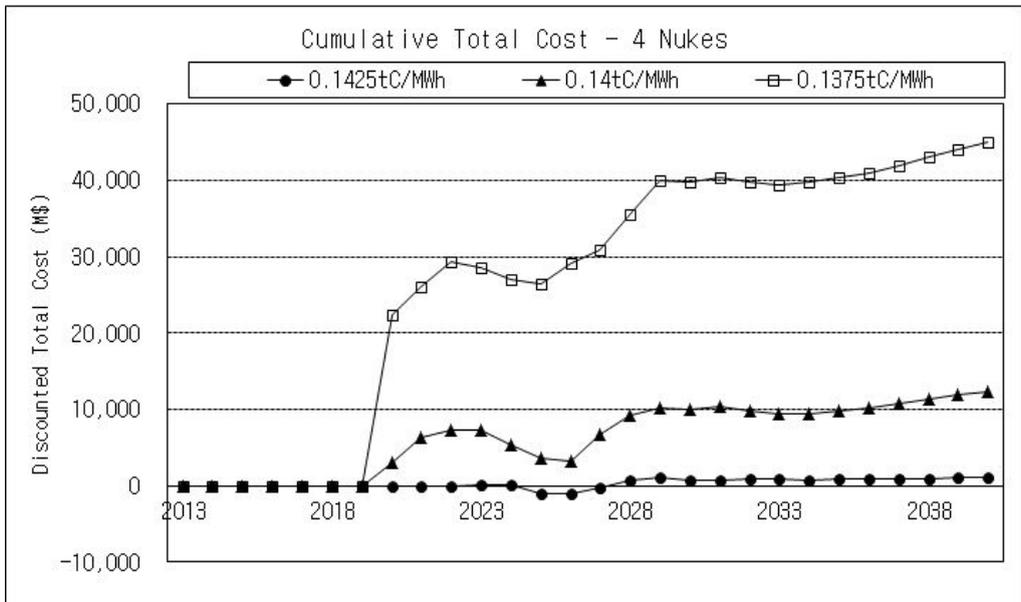
〈그림 3-16〉 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 CO₂ 배출전망



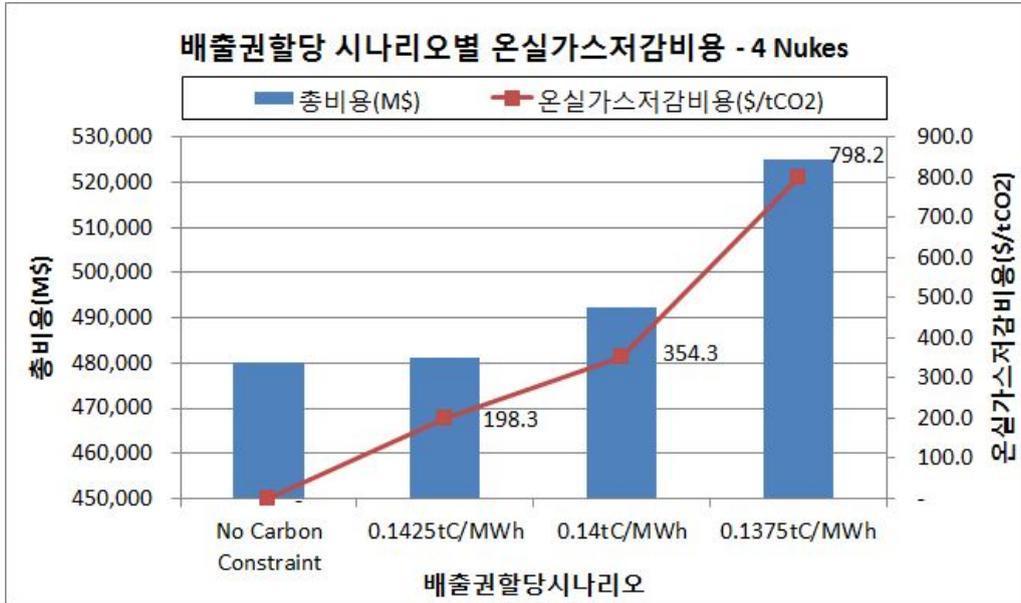
〈그림 3-17〉 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 CO₂ 저감



〈그림 3-18〉 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 예비율



〈그림 3-19〉 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 누적비용



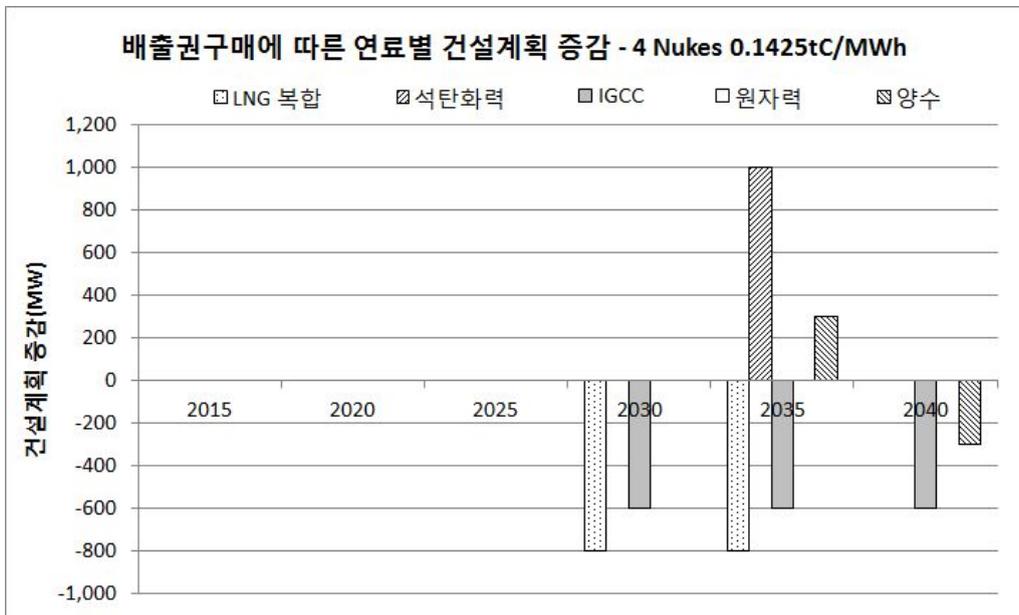
〈그림 3-20〉 4 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 온실가스 저감비용

3. 배출권 할당이 있는 경우 - 배출권구매옵션

가. 4 Nukes Constraint - 0.1425 tC/MWh 할당 Case

1) 발전소 건설계획

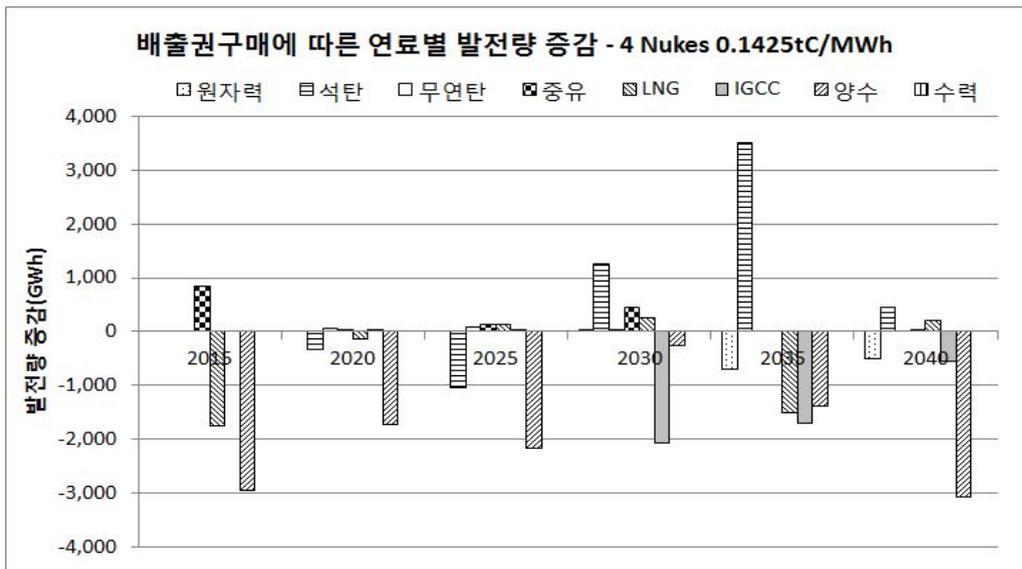
- 2025년까지는 자체저감과 배출권구매 시의 발전소 건설계획에 차이가 없음. 2030년에는 자체저감 시 LNG복합화력 800MW, IGCC 600MW를 더 많이 건설해야 함. 2035년의 경우에는 배출권을 구매할 경우에 석탄화력 1,000MW와 양수 300MW를 더 많이 건설하는 대신 자체저감할 경우에는 LNG복합화력 800MW, IGCC 600MW는 더 건설하게 됨. 결국 배출권을 구매할 경우 석탄을 이용하여 전력을 생산하더라도 온실가스 제약조건을 만족시키기 때문에 비용이 적게 드는 석탄화력발전소를 더 많이 건설하는 것을 알 수 있음.



〈그림 3-21〉 배출권구매에 따른 연료별 건설계획 증감

2) 발전량

- 발전량의 경우는 발전용량이 동일하더라도 온실가스 제약조건을 만족시키기 위하여 연료별 발전량을 다르게 적용할 수 있음. 2015년의 경우 자체저감의 경우 LNG복합화력과 양수발전⁵⁾이 추가적으로 운전되는 반면, 배출권 구매의 경우에는 중유발전량이 증가하는 것을 볼 수 있음.
- 배출권 구매의 경우에는 석탄화력과 같이 온실가스 배출량은 많지만 비용이 적게 소요되는 연료의 발전량 증가가 예상되는 것은 당연한 결과이며, 결국 배출권 구매를 결정할 경우에는 변동비 낮은 발전기가 주로 운전되므로 SMP도 낮아지는 결과를 얻을 수 있음.

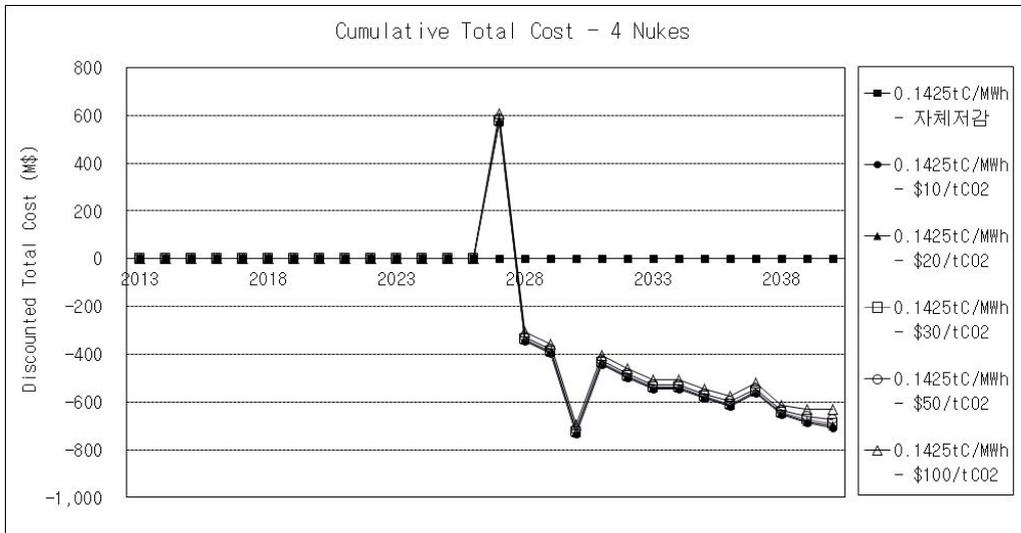


〈그림 3-22〉 배출권 구매에 따른 발전량 증감

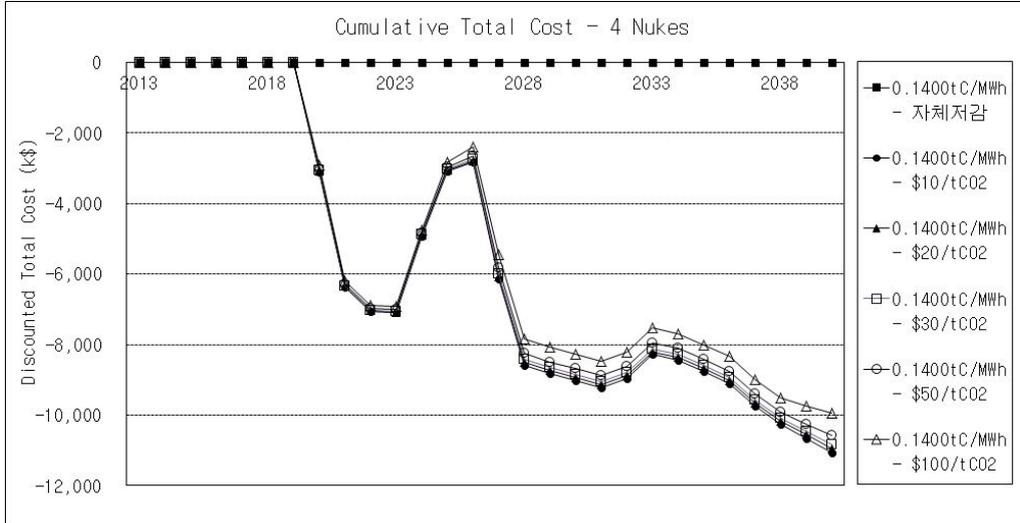
- 5) 자체저감과 배출권 구매의 경우 같은 연도에는 동일한 전력수요가 예상되지만, 양수발전의 경우에는 화력발전으로 전력을 생산한 후 펌프를 이용하여 물을 높은 곳으로 이동시킨 후 필요한 시간에 전력을 생산하기 때문에 두 번의 전력생산량이 계산되게 됨. 따라서 양수발전량이 더 많은 경우의 발전량이 더 많이 계산되는 것으로 보이는 현상이 발생함.

3) 비용

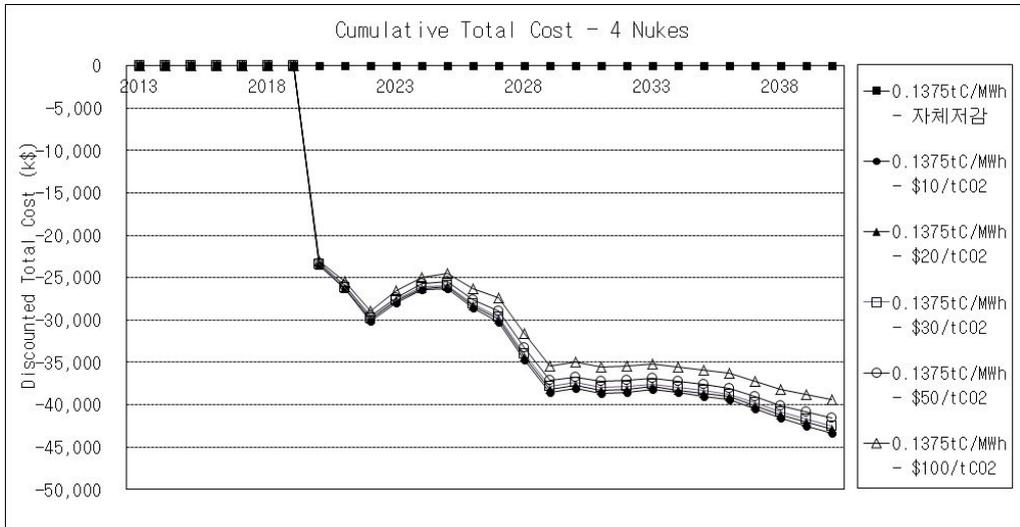
- 배출권의 가격을 톤당 1만원에서 10만원까지 변화시키면서 자체저감옵션과 비교할 경우 2040년까지 자체저감을 하지 않고 배출권을 구매할 경우 현재가치로 약 6,500억원의 이익을 얻을 수 있음.
- 더 중요한 시사점은 배출권 물량이 존재하지 않으면 구매하고 싶어도 구매를 못하는 결과가 나오지만, 이 경우에도 자체저감을 하는 것보다 과징금인 톤당 10만원을 지불하는 것이 유리(\$100/tCO₂를 구매하는 것과 동일하므로 약 6,000억원 절감가능)의 하다는 결론이 도출됨.
- 0.1400 tC/MWh 할당의 경우에도 배출권을 구매할 경우 약 10조원의 비용을 절감할 수 있으며, 0.1375 tC/MWh 할당에는 약 40조원의 비용을 절감할 수 있음.



〈그림 3-23〉 배출권 구매에 따른 누적비용 증감



〈그림 3-24〉 배출권 구매에 따른 누적비용 증감



〈그림 3-25〉 배출권 구매에 따른 누적비용 증감

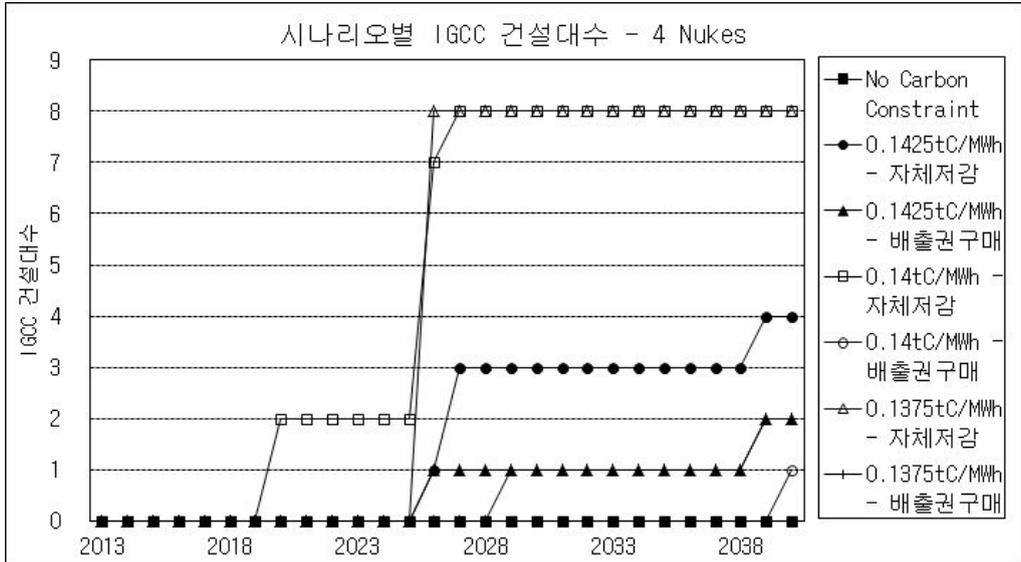
4. 배출권 할당에 따른 IGCC 진입경쟁력

1) IGCC 진입경쟁력

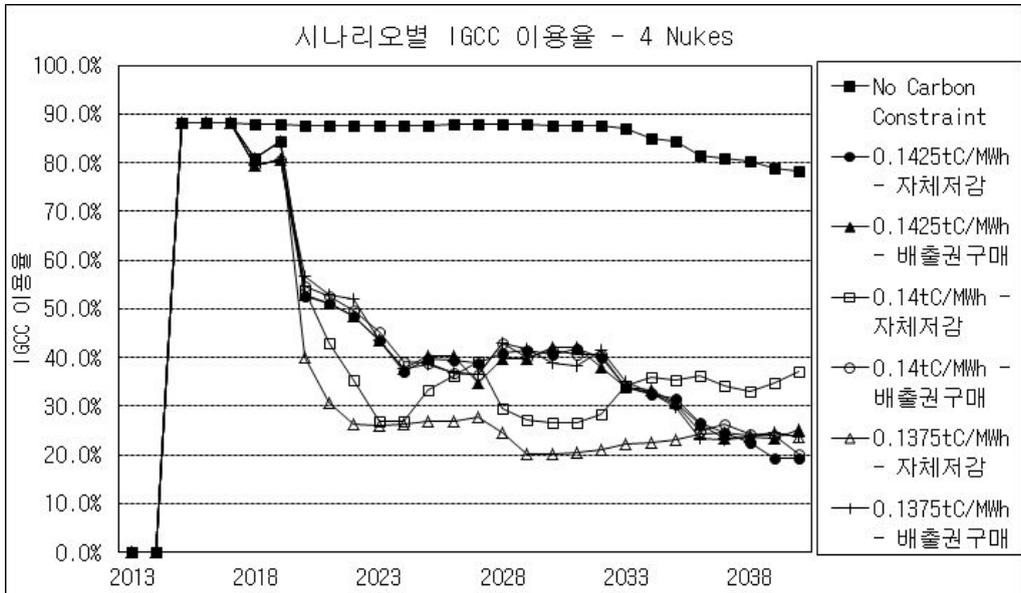
- IGCC는 온실가스 제약조건이 증가함에 따라 건설이 유리하지만, 동일한 온실가스 제약 하에서 배출권 구매 시 건설대수가 줄어듦.
 - 여러 배출권 할당 Case 중에서 0.1400 tC/MWh 할당에 대하여 자체저감옵션에서 IGCC를 가장 먼저 건설하는 것이 유리하며, Case 중 배출권 할당이 가장 낮은 0.1375 Case와 0.1400 Case 의 자체저감옵션에서 8기의 IGCC를 건설하는 결과를 얻을 수 있었음.
 - 그 다음으로 많은 건설이 0.1425 Case의 자체저감이었고, 나머지는 배출권 구매 옵션 중 가장 높은 배출권 할당을 받은 0.1425와 0.1375 Case 가 다음으로 높은 건설대수를 보였음.

2) IGCC 이용율

- 4 Nuke 시나리오에서 온실가스제약이 없을 경우 이용율이 90%에 육박하며, 이는 원전제약으로 IGCC가 기저부하를 담당하기 때문임.
- 하지만 온실가스 제약이 있을 경우에는 온실가스제약으로 인하여 이용율이 저감함. 결국 온실가스 제약으로 인하여 건설은 많이 하지만, 온실가스 제약으로 인하여 이용율이 낮아짐.



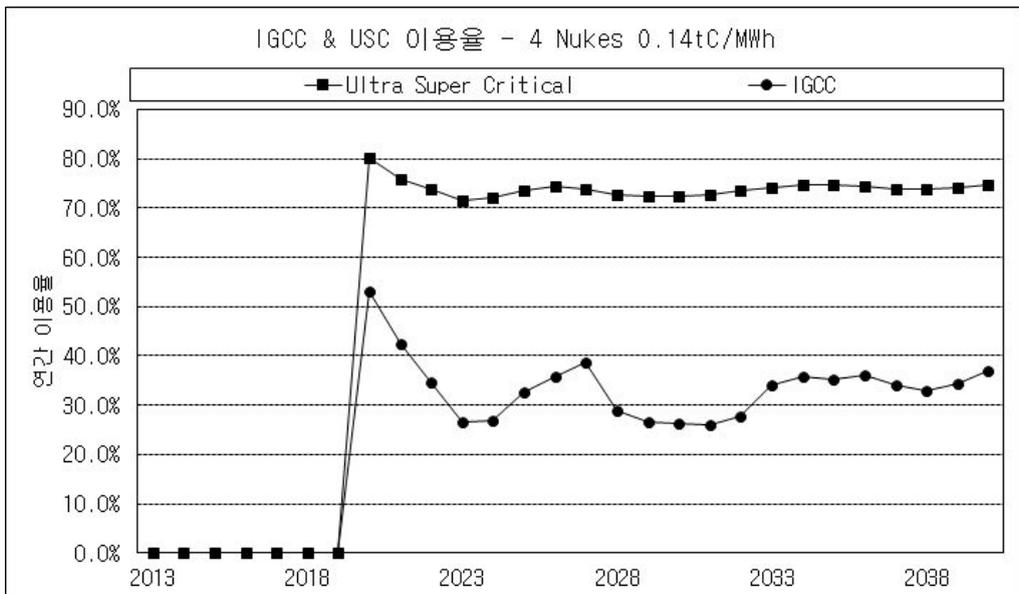
〈그림 3-26〉 배출권 할당 Case 및 추진옵션별 IGCC 진입경쟁력



〈그림 3-27〉 배출권 할당 Case 및 추진옵션별 IGCC 이용율

3) IGCC 이용율

- 현재 초초임계압(USC) 발전방식의 효율이 IGCC보다 높기 때문에 경제급전 방식으로 시뮬레이션을 수행하면 USC의 이용율이 IGCC보다 월등히 높지만, IGCC는 상용화를 준비 중인 플랜트로서 현재의 효율로는 USC와 경쟁할 수 없음.
- 하지만 가스화공정의 특성 상 환경물질을 효과적으로 처리할 수 있으므로, 신재생에너지로서 RPS제도 상의 신재생의무량 달성과 CCS장치와 결합하여 온실가스 배출이 없는 발전기로서 작용 하는 등의 부수적인 기능으로 경쟁력을 확보해야 할 것으로 사료됨.



〈그림 3-28〉 4 Nukes 시나리오 0.14tC/MWh Case

제4장

결론 및 정책적 시사점

제 1 절 결론

제 2 절 정책적 시사점

제4장

결론 및 정책적 시사점



제1절 결론

- 본 연구에서는 2015년부터 전력분야에 배출권이 할당되는 경우를 가정하여 발전소 건설 포트폴리오를 변화시키는 자체저감옵션과 배출권구매옵션이 발전소 건설계획에 미치는 영향을 분석하였음.

1) 온실가스 저감비용과 배출권 거래

- 전력의 경우 총량규제가 시행되는 산업분야에 대해 간접배출로서 규제하기로 함에 따라 전력분야에도 총량규제로 배출권 할당 시 이중규제의 논란 존재함. 또한 배출권 할당은 각 발전사별로 이루어지지만 건설의향에 대한 반영은 위원회에서 결정하기 때문에 시스템 전체에 대한 분석 후 발전사별 할당에 대한 논의하는 과정도 필요할 것으로 생각됨.
- 제2차 국가에너지기본계획 상의 원자력비중을 29%로 잠정 확정하였기 때문에, 원자력발전소 건설로 온실가스 제약조건을 만족하는데 한계점 존재함.
 - LNG복합화력이나 IGCC 건설로 온실가스 배출제약을 만족시킬 경우 비용이 많이 소요되는 반면, 배출권을 구매하여 온실가스 배출제약을 완화하여 전력수급계획을 수립할 경우 비용 효과적으로 목표를 달성할 수 있음.

- 연구 결과 제2차 국가에너지기본계획(안)의 잠정결정 사항인 원자력발전 29% 비중(4 Nukes)의 대부분의 배출권 할당 Case에서 온실가스 자체저감보다 배출권 구매가 유리함.
 - 10만원 범위내의 연평균배출권 가격의 3배의 과징금 보다 자체저감 비용이 비싸기 때문에 배출권을 구매하지 못하더라도 과징금을 내는 것이 유리함.

2) IGCC의 진입경쟁력 : USC와 동등비교 시 불리함

- 배출권 할당이 낮아질수록 자체저감옵션만 고려할 경우에는 온실가스 제약조건을 달성하기 위해서 IGCC를 건설하는 것이 유리함.
 - 하지만 배출권을 구매할 수 있는 경우에는 IGCC 건설 보다 배출권구매가 유리한 것으로 분석됨.
 - 배출권 할당이 낮아질수록 IGCC 건설도 많아지지만, 제약조건에 따라 이용률도 하락하여 경제성확보 어려움.
- 현재 수준에서 USC의 효율이 IGCC보다 높기 때문에 경제급전 방식으로 시뮬레이션을 수행하면 USC의 이용률이 IGCC보다 월등히 높음.
 - IGCC의 이용률이 2020년까지 80% 수준을 유지하는 반면, 그 이후에는 이용률이 점점 하락하여 20~40% 수준에 머무르는 경향을 보여 70% 수준의 이용률을 보이는 USC와 대조적인 모습을 보임.



제2절 정책적 시사점

1) 발전사별 배출권 확보를 통한 리스크 최소화

- 제2차 국가에너지기본계획(안)의 원자력비중 29% 확정 시 발전분야에 배출권이 할당되면 자체저감옵션보다 배출권 구입옵션이 비용이 적게 듦. 따라서 배출권 할당을 받게 될 발전사들은 배출권을 확보하여 향후 발생할 수 있는 리스크를 최소화 하는 것이 유리함.
 - 리스크에 대비하기 위한 포트폴리오로 KVER이나 탄소상쇄제도와 같은 외부사업 온실가스 감축량을 확보하여 향후 상쇄배출권으로 사용하는 방안이 있으나, 현재 국내외 온실가스 감축사업(CDM, VCS, GS, KVER, 산림탄소상쇄사업, 농업탄소상쇄사업 등) 중 상쇄배출권으로 전환할 수 있는 사업의 종류가 결정되지 않았기 때문에 불확실성이 존재함.
- ⇒ R&D의 성공과 같이 불확실성이 존재할 경우 연구비와 같은 작은 투자비는 연구 성공으로부터 얻을 수 있는 편익에 대한 실물옵션(Real Option)의 가치를 가짐. 특정 지역의 산림탄소상쇄사업에 대한 타당성 평가와 같은 소액의 투자를 통하여 향후 산림탄소상쇄사업이 상쇄배출권으로 인정받을 경우의 큰 편익을 노리는 전략이 불확실성에 대응하는 방안이라 할 수 있음.

2) 강원도의 산림 등 풍부한 자원을 이용한 상쇄사업 추진방안

- 강원도의 입장에서는 발전사와 협력하여 강원도 내 산림자원을 이용한 산림탄소상쇄사업에 대한 타당성을 분석하고, 탄소상쇄사업 추진은 물론 신재생에너지사업 등 발전사업에 대한 협력을 통하여 지역의 소득확대 방안을 모색하는 전략을 추진할 수 있음.

3) IGCC 사업추진 방안

- 현재 수준의 IGCC기술로는 전력분야에서 시행하고 있는 경제급전 원칙을 적용할 경우 IGCC는 USC발전방식보다 경쟁력을 확보하기 힘들 것으로 사료됨.
- 결국 IGCC가 경쟁력을 확보하기 위해서는 경제급전의 논리보다 복합발전으로서의 효율 향상 및 온실가스 저감 기술을 적용 시 경제성 등을 확보하기 위한 실증플랜트로서의 역할을 수행하는 것이 유리할 것으로 생각됨.
※ 서부발전에서 태안에 300MW급 실증사업 수행 중.
- 삼척시에 적용할 경우 서부발전의 IGCC와 차별화하여 IGCC와 CCS를 결합하여 실증사업으로 추진하는 것이 정부의 기후변화정책과 신재생에너지 정책을 동시에 만족시킬 수 있는 방안으로 사료됨.
⇒ 삼척시에서는 IGCC에 CCS를 결합하여 정부의 지원을 받아 실증사업으로 추진하는 방안 고려해 볼 만함.

4) WASP-IV 모형 고도화

- WASP-IV 모형에는 배출권 거래를 고려하는 기능이 없으나, 본 연구에서는 배출권 구입 및 제약조건 완화를 수작업으로 처리하여 WASP-IV을 운용하였음.
⇒ 향후 WASP-IV모형의 source code를 수정하여 배출권구매 대안별 시뮬레이션 수행 및 최적화 가능하도록 변경할 필요 있음.

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
- 이충국, 탄소배출권거래제도의 이해와 강원도 정책 시사점, 한국기후변화대응연구센터, 2012.8
- 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

- 한국기후변화대응연구센터, 온실가스 배출권거래제 대응 역량 강화를 위한 공무원워크숍 발표자료, 2012.09.
- 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., Madlener, 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/>

부록

부록 1. 배출권 할당 시 자체저감옵션 시나리오별 시뮬레이션 결과

부록 2. 배출권 할당 시 배출권구매옵션 시나리오별 시뮬레이션 결과



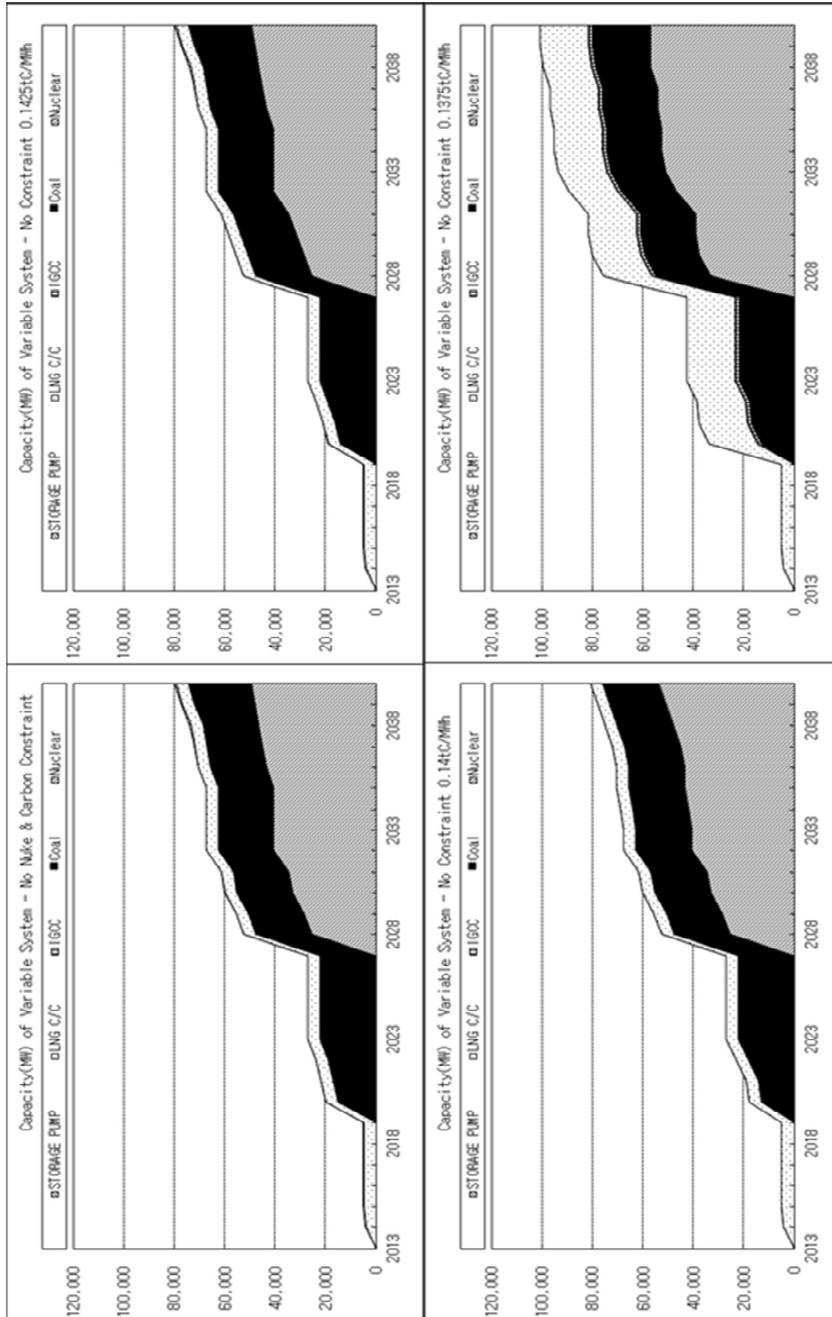
부록 1. 배출권 할당 시 자체저감옵션 시나리오별 시뮬레이션 결과

가. No Nuke Constraint

[표 부1-1] No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 발전소 건설계획

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	LNG 복합	석탄화력	IGCC	원자력	양수
2015	ALL	4,800 (100)	-	-	-	-
2020	No Constraint	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	0.1425 tC/MWh	4,800 (25.53)	14,000 (74.47)	-	-	-
	0.1400 tC/MWh	4,800 (26.97)	13,000 (73.03)	-	-	-
	0.1375 tC/MWh	19,200 (57.49)	13,000 (38.92)	1,200 (3.59)	-	-
2025	No Constraint	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	0.1425 tC/MWh	4,800 (17.91)	22,000 (82.09)	-	-	-
	0.1400 tC/MWh	4,800 (17.91)	22,000 (82.09)	-	-	-
	0.1375 tC/MWh	19,200 (45.28)	22,000 (51.89)	1,200 (2.83)	-	-
2030	No Constraint	4,800 (8.03)	22,000 (36.79)	-	33,000 (55.18)	-
	0.1425 tC/MWh	4,800 (8.23)	22,000 (37.74)	-	31,500 (54.03)	-
	0.1400 tC/MWh	4,800 (8.03)	22,000 (36.79)	-	33,000 (55.18)	-
	0.1375 tC/MWh	19,200 (23.59)	22,000 (27.03)	1,200 (1.47)	39,000 (47.91)	-
2035	No Constraint	4,800 (8.03)	22,000 (36.79)	-	33,000 (55.18)	-
	0.1425 tC/MWh	4,800 (7.13)	22,000 (32.69)	-	40,500 (60.18)	-
	0.1400 tC/MWh	4,800 (6.83)	22,000 (31.29)	-	43,500 (61.88)	-
	0.1375 tC/MWh	19,200 (20.23)	22,000 (23.18)	1,200 (1.26)	52,500 (55.32)	-
2040	No Constraint	4,800 (5.99)	25,000 (31.17)	-	49,500 (61.72)	900 (1.12)
	0.1425 tC/MWh	4,800 (5.99)	25,000 (31.17)	-	49,500 (61.72)	900 (1.12)
	0.1400 tC/MWh	4,800 (5.94)	22,000 (27.23)	-	54,000 (66.83)	-
	0.1375 tC/MWh	19,200 (19.07)	23,000 (22.84)	1,500 (1.49)	57,000 (56.60)	-

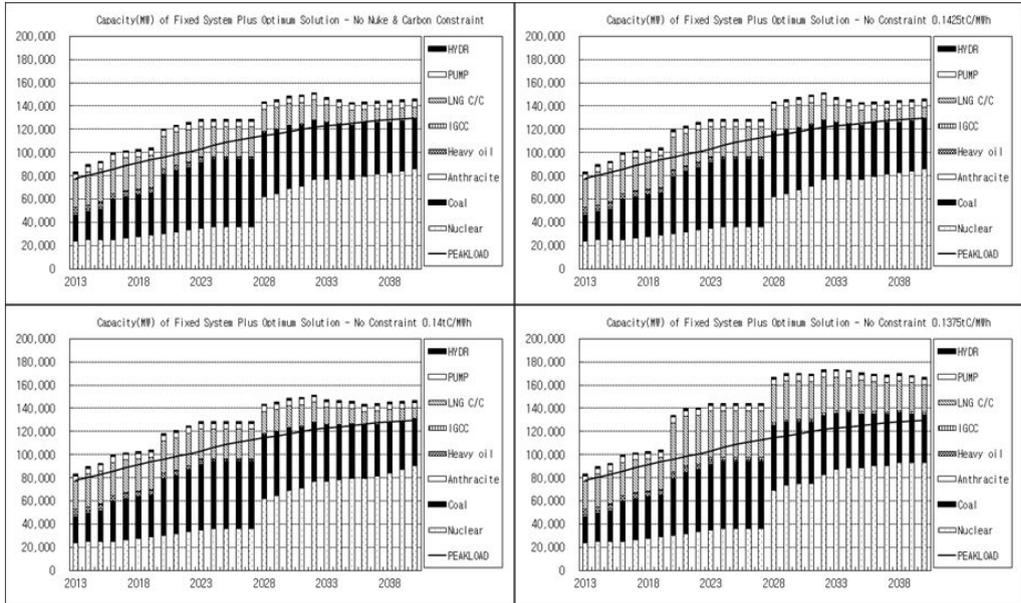


〈그림 부1-1〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별
건설계획

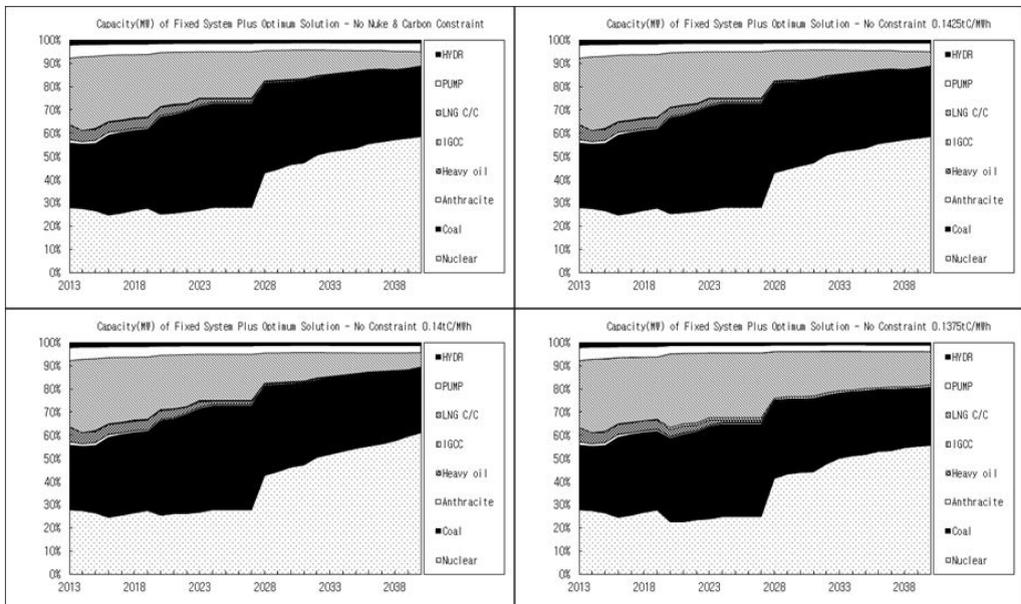
〔표 부1-2〕 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	24,516 (26.54)	26,820 (29.03)	1,125 (1.22)	4,306 (4.66)	28,864 (31.25)	300 (0.32)	4,700 (5.09)	1,746 (1.89)
2020	No Constraint	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.6)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
	0.1425 tC/MWh	30,116 (25.28)	49,320 (41.4)	725 (0.61)	4,251 (3.57)	27,976 (23.48)	300 (0.25)	4,700 (3.95)	1,746 (1.47)
	0.1400 tC/MWh	30,116 (25.49)	48,320 (40.9)	725 (0.61)	4,251 (3.6)	27,976 (23.68)	300 (0.25)	4,700 (3.98)	1,746 (1.48)
	0.1375 tC/MWh	30,116 (22.52)	48,320 (36.13)	725 (0.54)	4,251 (3.18)	42,376 (31.69)	1,500 (1.12)	4,700 (3.51)	1,746 (1.31)
2025	No Constraint	35,916 (27.99)	57,320 (44.68)	725 (0.57)	1,651 (1.29)	25,944 (20.22)	300 (0.23)	4,700 (3.66)	1,746 (1.36)
	0.1425 tC/MWh	35,916 (27.99)	57,320 (44.68)	725 (0.57)	1,651 (1.29)	25,944 (20.22)	300 (0.23)	4,700 (3.66)	1,746 (1.36)
	0.1400 tC/MWh	35,916 (27.99)	57,320 (44.68)	725 (0.57)	1,651 (1.29)	25,944 (20.22)	300 (0.23)	4,700 (3.66)	1,746 (1.36)
	0.1375 tC/MWh	35,916 (24.96)	57,320 (39.83)	725 (0.5)	1,651 (1.15)	40,344 (28.04)	1,500 (1.04)	4,700 (3.27)	1,746 (1.21)
2030	No Constraint	68,916 (46.44)	52,580 (35.43)	400 (0.27)	862 (0.58)	18,907 (12.74)	300 (0.2)	4,700 (3.17)	1,746 (1.18)
	0.1425 tC/MWh	67,416 (45.89)	52,580 (35.79)	400 (0.27)	862 (0.59)	18,907 (12.87)	300 (0.2)	4,700 (3.2)	1,746 (1.19)
	0.1400 tC/MWh	68,916 (46.44)	52,580 (35.43)	400 (0.27)	862 (0.58)	18,907 (12.74)	300 (0.2)	4,700 (3.17)	1,746 (1.18)
	0.1375 tC/MWh	74,916 (44.07)	52,580 (30.93)	400 (0.24)	862 (0.51)	33,307 (19.59)	1,500 (0.88)	4,700 (2.76)	1,746 (1.03)
2035	No Constraint	76,416 (53.48)	46,580 (32.6)	-	110 (0.08)	13,043 (9.13)	300 (0.21)	4,700 (3.29)	1,746 (1.22)
	0.1425 tC/MWh	76,416 (53.48)	46,580 (32.6)	-	110 (0.08)	13,043 (9.13)	300 (0.21)	4,700 (3.29)	1,746 (1.22)
	0.1400 tC/MWh	79,416 (54.43)	46,580 (31.93)	-	110 (0.08)	13,043 (8.94)	300 (0.21)	4,700 (3.22)	1,746 (1.2)
	0.1375 tC/MWh	88,416 (51.86)	46,580 (27.32)	-	110 (0.06)	27,443 (16.1)	1,500 (0.88)	4,700 (2.76)	1,746 (1.02)
2040	No Constraint	85,416 (58.55)	43,480 (29.8)	-	110 (0.08)	9,240 (6.33)	300 (0.21)	5,600 (3.84)	1,746 (1.2)
	0.1425 tC/MWh	85,416 (58.55)	43,480 (29.8)	-	110 (0.08)	9,240 (6.33)	300 (0.21)	5,600 (3.84)	1,746 (1.2)
	0.1400 tC/MWh	89,916 (61.38)	40,480 (27.63)	-	110 (0.08)	9,240 (6.31)	300 (0.2)	4,700 (3.21)	1,746 (1.19)
	0.1375 tC/MWh	92,916 (55.84)	41,480 (24.93)	-	110 (0.07)	23,640 (14.21)	1,800 (1.08)	4,700 (2.82)	1,746 (1.05)



〈그림 부1-2〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성

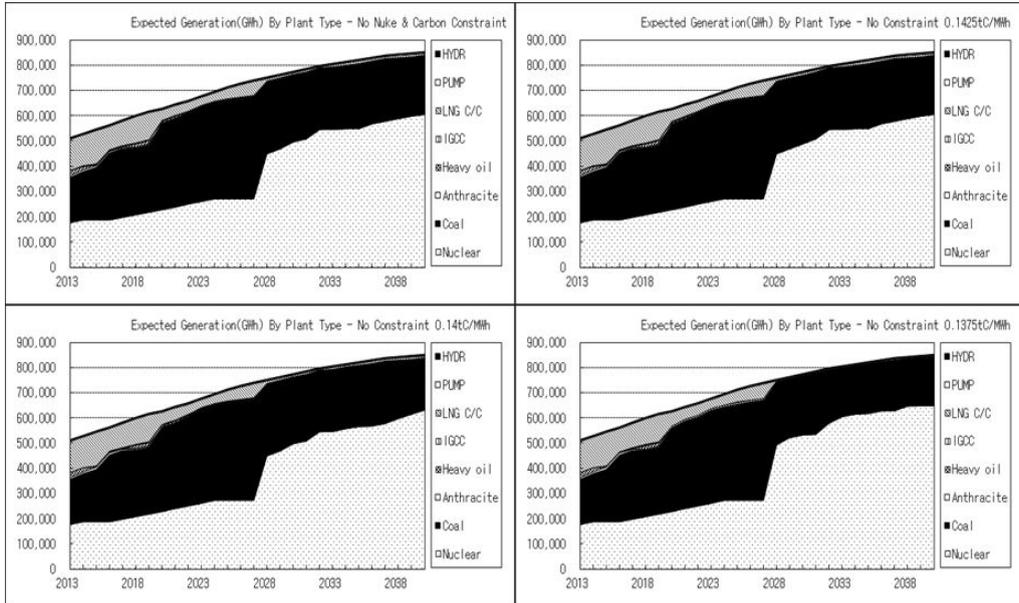


〈그림 부1-3〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성 비율

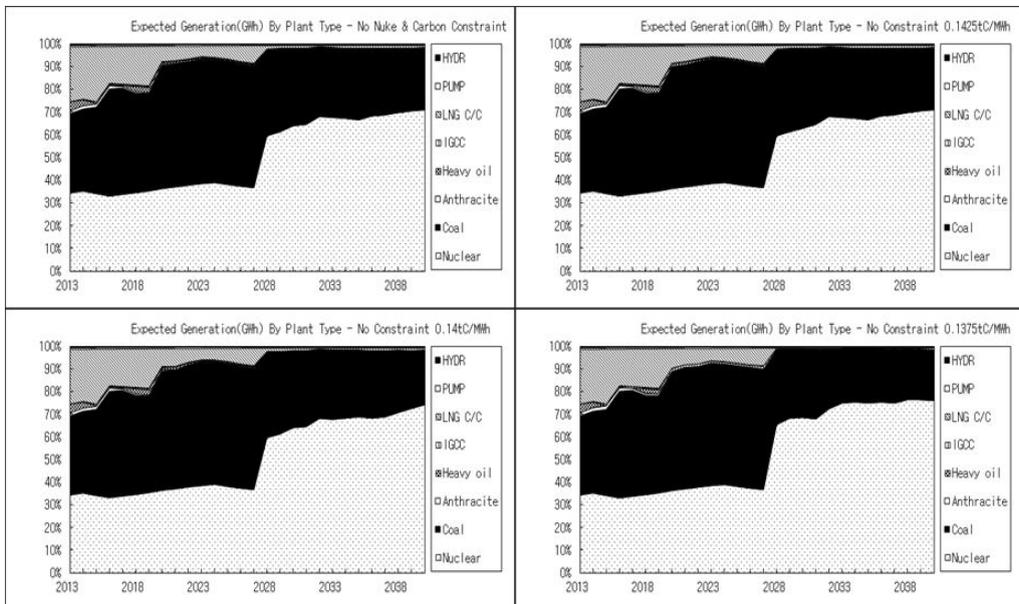
[표 부1-3] No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량

(단위 : GWh, %)

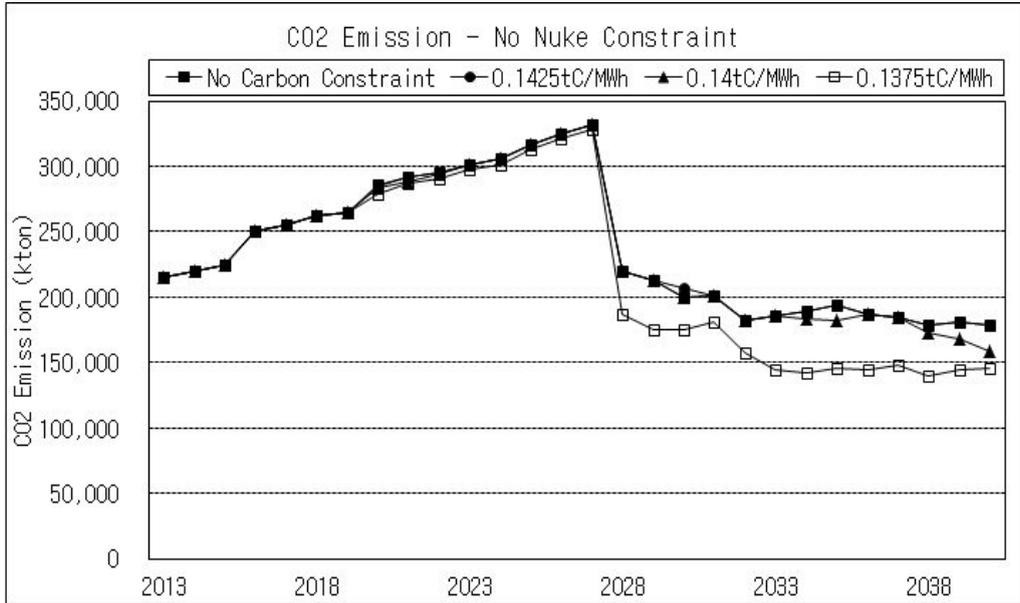
연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	186,642 (34.02)	208,678 (38.03)	8,440 (1.54)	2,458 (0.45)	132,732 (24.19)	2,319 (0.42)	3,848 (0.70)	3,532 (0.64)
2020	No Constraint	228,449 (36.26)	339,851 (53.94)	2,953 (0.47)	5,773 (0.92)	44,263 (7.03)	1,389 (0.22)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1425 tC/MMh	228,473 (36.27)	336,260 (53.38)	3,035 (0.48)	6,220 (0.99)	47,073 (7.47)	1,437 (0.23)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1400 tC/MMh	228,497 (36.3)	331,874 (52.73)	3,139 (0.50)	6,664 (1.06)	50,372 (8.00)	1,486 (0.24)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1375 tC/MMh	228,483 (36.29)	327,546 (52.02)	2,591 (0.41)	1,581 (0.25)	54,832 (8.71)	7,270 (1.15)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
2025	No Constraint	271,827 (37.99)	385,919 (53.94)	2,958 (0.41)	2,647 (0.37)	43,451 (6.07)	1,334 (0.19)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1425 tC/MMh	271,827 (37.99)	385,919 (53.94)	2,958 (0.41)	2,647 (0.37)	43,451 (6.07)	1,334 (0.19)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1400 tC/MMh	271,827 (37.99)	385,919 (53.94)	2,958 (0.41)	2,647 (0.37)	43,451 (6.07)	1,334 (0.19)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1375 tC/MMh	271,861 (38)	378,367 (52.88)	2,342 (0.33)	1,181 (0.17)	47,852 (6.69)	6,532 (0.91)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
2030	No Constraint	496,856 (63.99)	262,721 (33.83)	404 (0.05)	181 (0.02)	8,381 (1.08)	570 (0.07)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1425 tC/MMh	487,731 (62.81)	269,819 (34.75)	470 (0.06)	291 (0.04)	10,200 (1.31)	603 (0.08)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1400 tC/MMh	496,856 (63.99)	262,721 (33.83)	404 (0.05)	181 (0.02)	8,381 (1.08)	570 (0.07)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1375 tC/MMh	531,563 (68.46)	233,880 (30.12)	132 (0.02)	-	1,269 (0.16)	2,268 (0.29)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
2035	No Constraint	548,565 (66.58)	256,298 (31.11)	-	126 (0.02)	10,924 (1.33)	597 (0.07)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
	0.1425 tC/MMh	548,565 (66.58)	256,298 (31.11)	-	126 (0.02)	10,924 (1.33)	597 (0.07)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
	0.1400 tC/MMh	565,941 (68.69)	241,495 (29.31)	-	86 (0.01)	8,481 (1.03)	507 (0.06)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
	0.1375 tC/MMh	616,806 (74.87)	196,183 (23.81)	-	-	1,823 (0.22)	1,697 (0.21)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
2040	No Constraint	606,277 (70.99)	231,395 (27.10)	-	115 (0.01)	7,544 (0.88)	475 (0.06)	4,636 (0.54)	3,532 (0.41)
	0.1425 tC/MMh	606,277 (70.99)	231,395 (27.10)	-	115 (0.01)	7,544 (0.88)	475 (0.06)	4,636 (0.54)	3,532 (0.41)
	0.1400 tC/MMh	632,294 (74.13)	203,762 (23.89)	-	113 (0.01)	8,946 (1.05)	442 (0.05)	3,848 (0.45)	3,532 (0.41)
	0.1375 tC/MMh	648,966 (76.09)	188,086 (22.05)	-	5 (0.00)	6,408 (0.75)	2,094 (0.25)	3,848 (0.45)	3,532 (0.41)



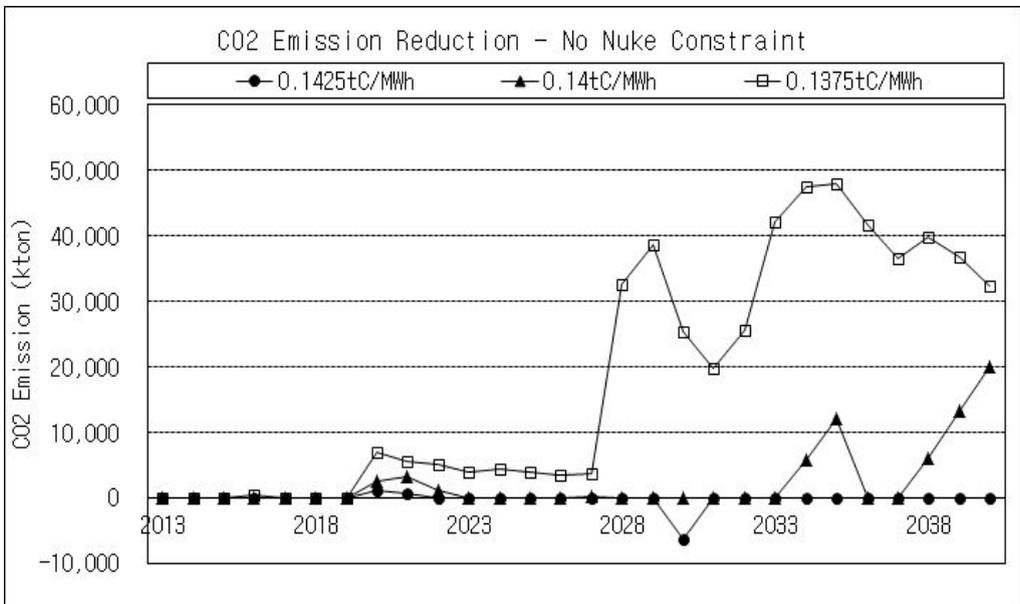
〈그림 부1-4〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량



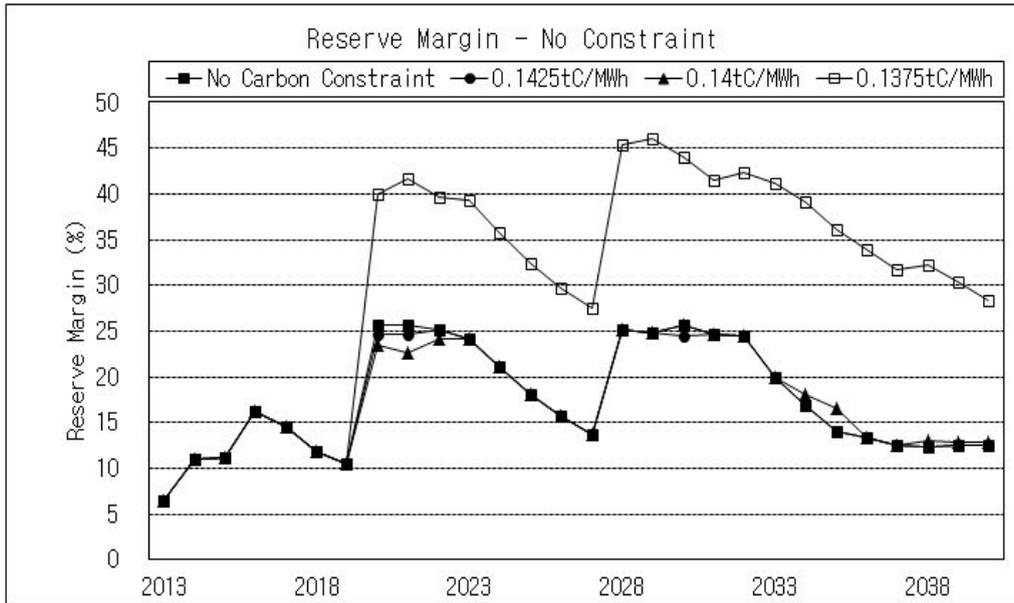
〈그림 부1-5〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량 비율



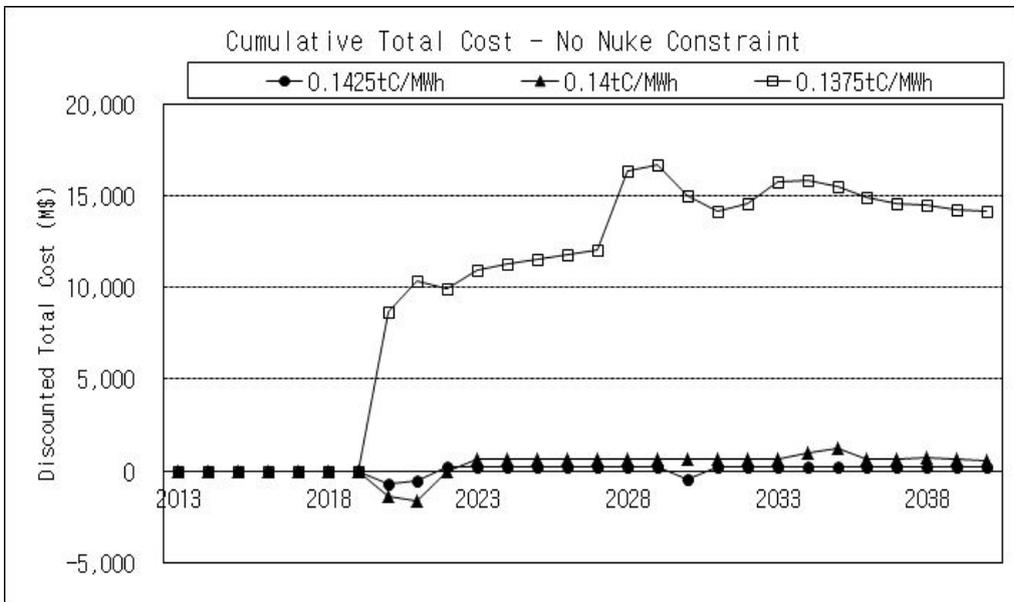
〈그림 부1-6〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 CO₂ 배출전망



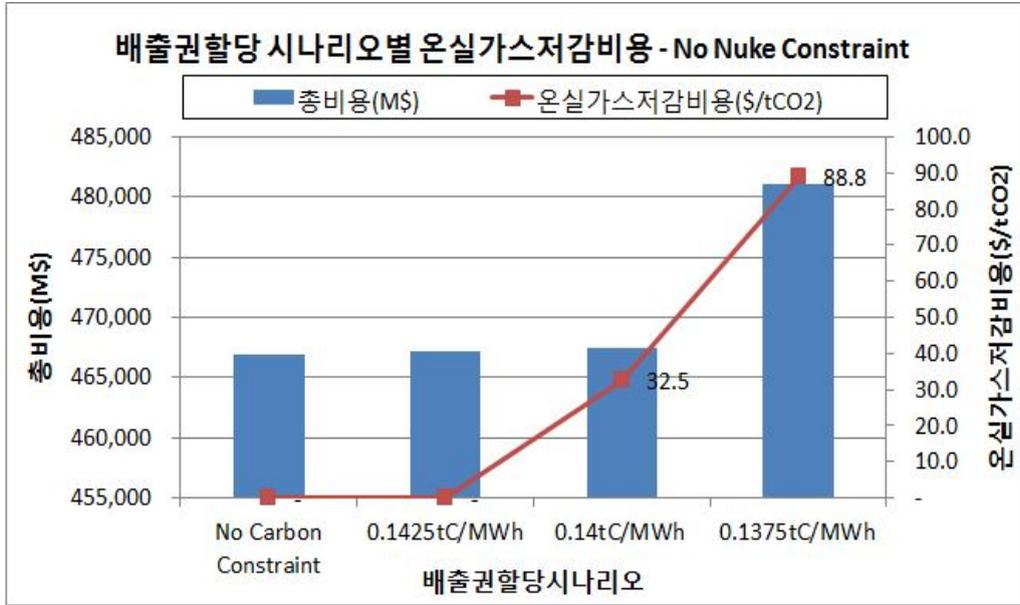
〈그림 부1-7〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 CO₂ 저감



〈그림 부1-8〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 예비율



〈그림 부1-9〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 누적비용



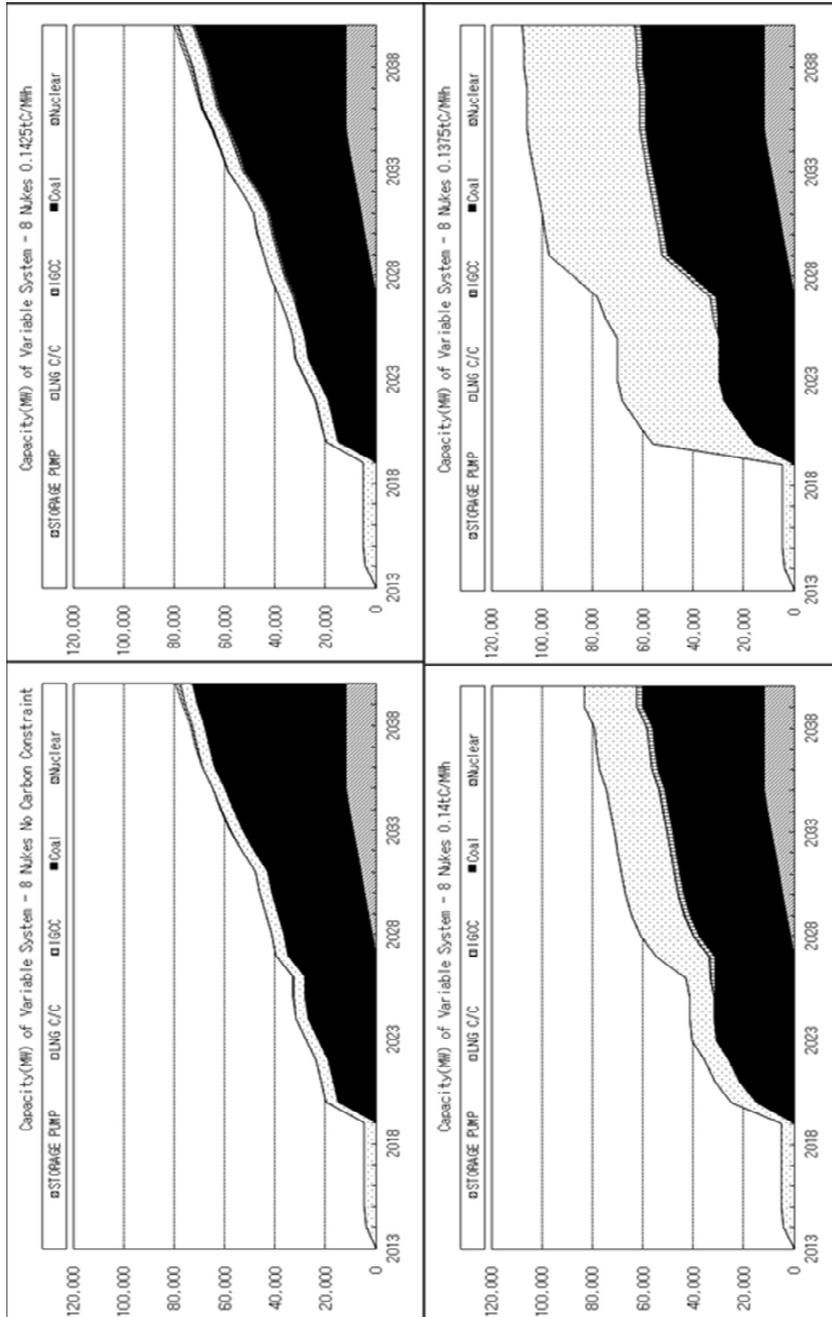
〈그림 부1-10〉 No Nuke Constraint 시나리오 배출권 할당 Case별 온실가스 저감비용

나. 8 Nukes Constraint

(표 부1-4) 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 발전소 건설계획

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	LNG 복합	석탄화력	IGCC	원자력	양수
2015	ALL	4,800 (100)	-	-	-	-
2020	No Constraint	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	0.1425 tC/MWh	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	0.1400 tC/MWh	9,600 (39.67)	14,000 (57.85)	600 (2.48)	-	-
	0.1375 tC/MWh	40,000 (71.43)	16,000 (28.57)	-	-	-
2025	No Constraint	4,800 (14.63)	28,000 (85.37)	-	-	-
	0.1425 tC/MWh	4,800 (14.63)	28,000 (85.37)	-	-	-
	0.1400 tC/MWh	9,600 (23.30)	31,000 (75.24)	600 (1.46)	-	-
	0.1375 tC/MWh	40,000 (57.14)	30,000 (42.86)	-	-	-
2030	No Constraint	4,800 (10.37)	37,000 (79.91)	-	4,500 (9.72)	-
	0.1425 tC/MWh	5,600 (11.91)	36,000 (76.60)	900 (1.91)	4,500 (9.57)	-
	0.1400 tC/MWh	20,800 (31.18)	39,000 (58.47)	2,400 (3.60)	4,500 (6.75)	-
	0.1375 tC/MWh	44,800 (45.39)	47,000 (47.62)	2,400 (2.43)	4,500 (4.56)	-
2035	No Constraint	4,800 (7.37)	48,000 (73.73)	-	12,000 (18.43)	300 (0.46)
	0.1425 tC/MWh	5,600 (8.60)	46,000 (70.66)	900 (1.38)	12,000 (18.43)	600 (0.92)
	0.1400 tC/MWh	20,800 (28.03)	39,000 (52.56)	2,400 (3.23)	12,000 (16.17)	-
	0.1375 tC/MWh	44,800 (42.18)	47,000 (44.26)	2,400 (2.26)	12,000 (11.30)	-
2040	No Constraint	4,800 (6.01)	61,000 (76.35)	-	12,000 (15.02)	2,100 (2.63)
	0.1425 tC/MWh	5,600 (7.00)	60,000 (75.00)	900 (1.13)	12,000 (15.00)	1,500 (1.88)
	0.1400 tC/MWh	20,800 (25.00)	48,000 (57.69)	2,400 (2.88)	12,000 (14.42)	-
	0.1375 tC/MWh	44,800 (41.4)	49,000 (45.29)	2,400 (2.22)	12,000 (11.09)	-

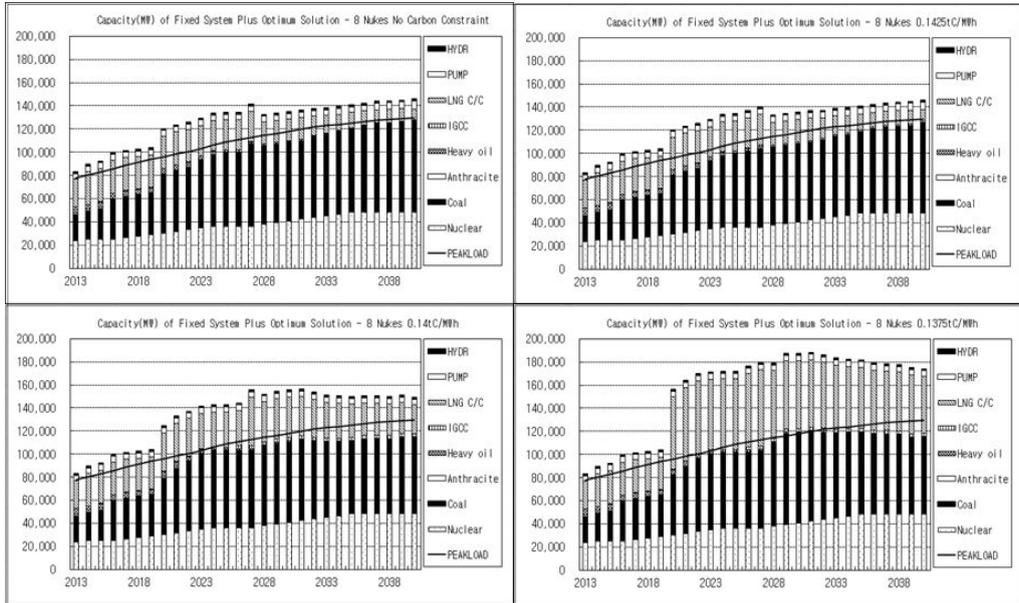


〈그림 부1-11〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 건설계획

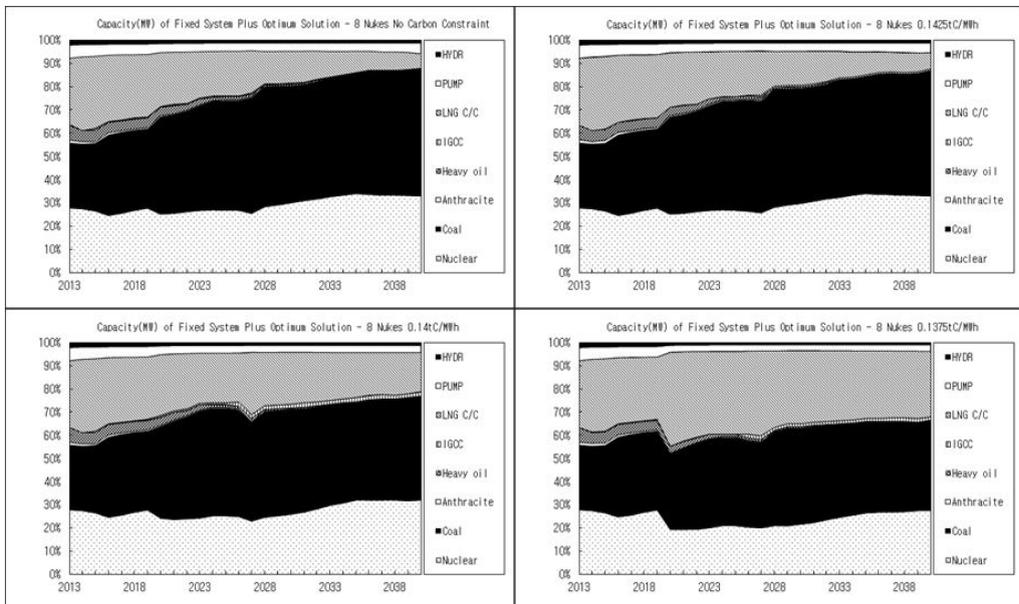
[표 부1-5] 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	24,516 (26.54)	26,820 (29.03)	1,125 (1.22)	4,306 (4.66)	28,864 (31.25)	300 (0.32)	4,700 (5.09)	1,746 (1.89)
2020	No Constraint	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.60)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
	0.1425 tC/MWh	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.60)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
	0.1400 tC/MWh	30,116 (24.18)	49,320 (39.60)	725 (0.58)	4,251 (3.41)	32,776 (26.32)	900 (0.72)	4,700 (3.77)	1,746 (1.40)
	0.1375 tC/MWh	30,116 (19.26)	51,320 (32.83)	725 (0.46)	4,251 (2.72)	63,176 (40.41)	300 (0.19)	4,700 (3.01)	1,746 (1.12)
2025	No Constraint	35,916 (26.74)	63,320 (47.15)	725 (0.54)	1,651 (1.23)	25,944 (19.32)	300 (0.22)	4,700 (3.50)	1,746 (1.30)
	0.1425 tC/MWh	35,916 (26.74)	63,320 (47.15)	725 (0.54)	1,651 (1.23)	25,944 (19.32)	300 (0.22)	4,700 (3.50)	1,746 (1.30)
	0.1400 tC/MWh	35,916 (25.17)	66,320 (46.47)	725 (0.51)	1,651 (1.16)	30,744 (21.54)	900 (0.63)	4,700 (3.29)	1,746 (1.22)
	0.1375 tC/MWh	35,916 (20.94)	65,320 (38.09)	725 (0.42)	1,651 (0.96)	61,144 (35.65)	300 (0.17)	4,700 (2.74)	1,746 (1.02)
2030	No Constraint	40,416 (29.96)	67,580 (50.09)	400 (0.30)	862 (0.64)	18,907 (14.01)	300 (0.22)	4,700 (3.48)	1,746 (1.29)
	0.1425 tC/MWh	40,416 (29.8)	66,580 (49.10)	400 (0.29)	862 (0.64)	19,707 (14.53)	1,200 (0.88)	4,700 (3.47)	1,746 (1.29)
	0.1400 tC/MWh	40,416 (26.02)	69,580 (44.80)	400 (0.26)	862 (0.56)	34,907 (22.48)	2,700 (1.74)	4,700 (3.03)	1,746 (1.12)
	0.1375 tC/MWh	40,416 (21.58)	77,580 (41.42)	400 (0.21)	862 (0.46)	58,907 (31.45)	2,700 (1.44)	4,700 (2.51)	1,746 (0.93)
2035	No Constraint	47,916 (34.06)	72,580 (51.59)	-	110 (0.08)	13,043 (9.27)	300 (0.21)	5,000 (3.55)	1,746 (1.24)
	0.1425 tC/MWh	47,916 (34.06)	70,580 (50.17)	-	110 (0.08)	13,843 (9.84)	1,200 (0.85)	5,300 (3.77)	1,746 (1.24)
	0.1400 tC/MWh	47,916 (31.99)	63,580 (42.44)	-	110 (0.07)	29,043 (19.39)	2,700 (1.80)	4,700 (3.14)	1,746 (1.17)
	0.1375 tC/MWh	47,916 (26.36)	71,580 (39.37)	-	110 (0.06)	53,043 (29.18)	2,700 (1.49)	4,700 (2.59)	1,746 (0.96)
2040	No Constraint	47,916 (32.91)	79,480 (54.59)	-	110 (0.08)	9,240 (6.35)	300 (0.21)	6,800 (4.67)	1,746 (1.20)
	0.1425 tC/MWh	47,916 (32.89)	78,480 (53.87)	-	110 (0.08)	10,040 (6.89)	1,200 (0.82)	6,200 (4.26)	1,746 (1.20)
	0.1400 tC/MWh	47,916 (32.18)	66,480 (44.65)	-	110 (0.07)	25,240 (16.95)	2,700 (1.81)	4,700 (3.16)	1,746 (1.17)
	0.1375 tC/MWh	47,916 (27.56)	67,480 (38.81)	-	110 (0.06)	49,240 (28.32)	2,700 (1.55)	4,700 (2.70)	1,746 (1.00)



〈그림 부1-12〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성

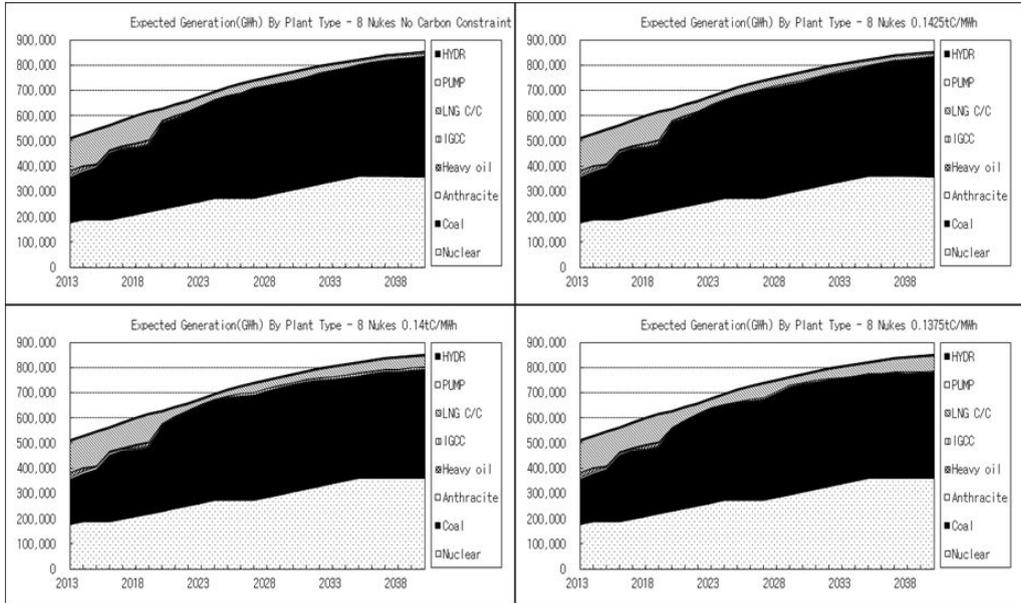


〈그림 부1-13〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성 비율

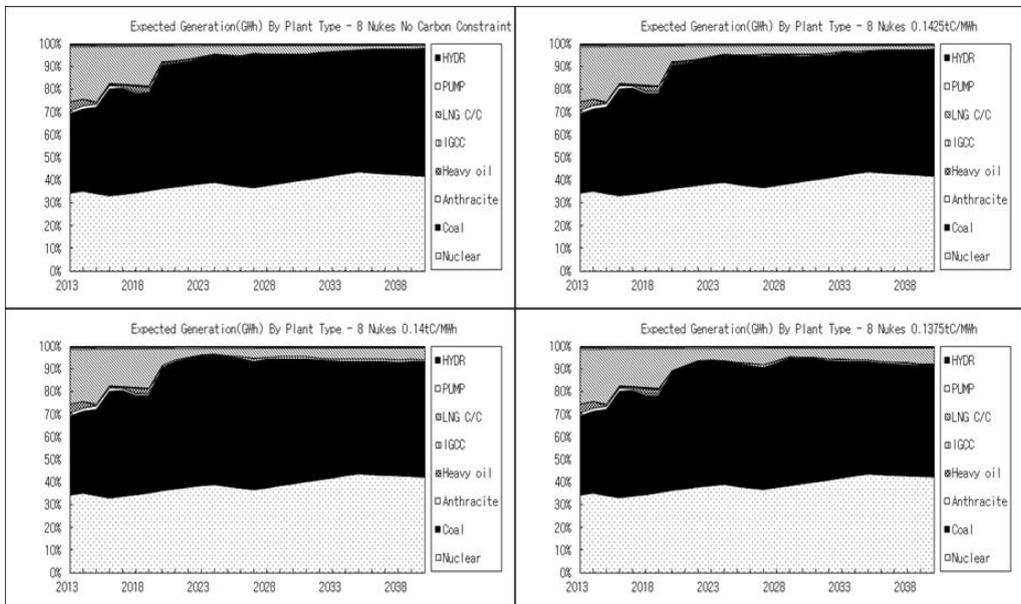
[표 부1-6] 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량

(단위 : GWh, %)

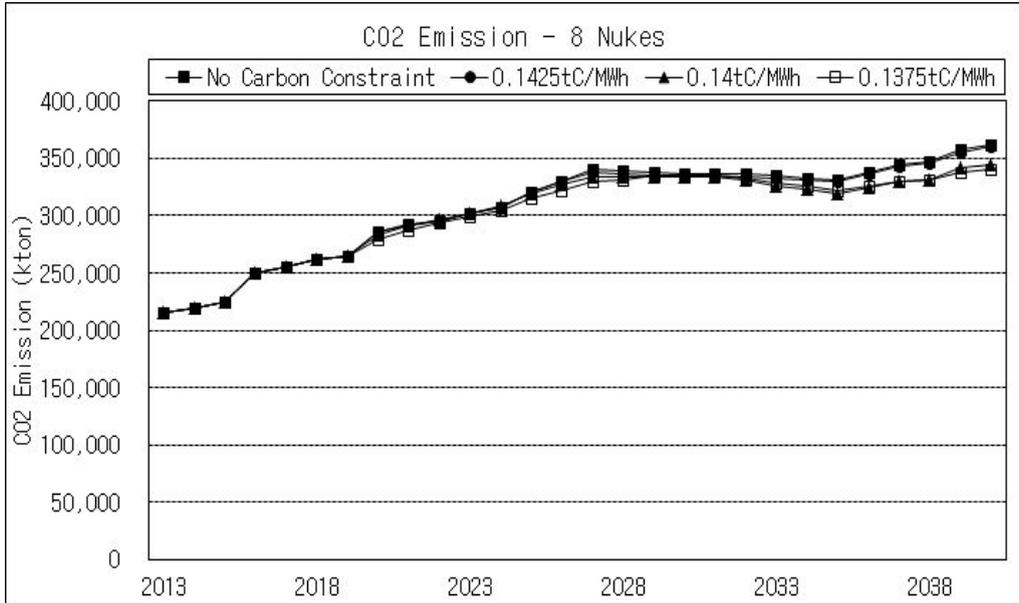
연도	시나리오	원자력	석탄	무연 탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	186,642 (34.02)	208,678 (38.03)	8,440 (1.54)	2,458 (0.45)	132,732 (24.19)	2,319 (0.42)	3,848 (0.70)	3,532 (0.64)
2020	No Constraint	228,449 (36.26)	339,851 (53.94)	2,953 (0.47)	5,773 (0.92)	44,263 (7.03)	1,389 (0.22)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1425 tC/MMh	228,477 (36.3)	339,398 (53.93)	2,947 (0.47)	5,762 (0.92)	44,032 (7.00)	1,386 (0.22)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1400 tC/MMh	228,473 (36.28)	334,925 (53.18)	2,782 (0.44)	4,607 (0.73)	47,349 (7.52)	4,230 (0.67)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
2025	0.1375 tC/MMh	228,487 (36.3)	326,972 (51.95)	2,373 (0.38)	1,043 (0.17)	62,133 (9.87)	1,052 (0.17)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	No Constraint	271,835 (37.99)	402,075 (56.19)	1,996 (0.28)	1,579 (0.22)	29,609 (4.14)	1,043 (0.15)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1425 tC/MMh	271,835 (37.99)	402,075 (56.19)	1,996 (0.28)	1,579 (0.22)	29,609 (4.14)	1,043 (0.15)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
2030	0.1400 tC/MMh	271,855 (38.02)	406,791 (56.90)	1,762 (0.25)	809 (0.11)	23,741 (3.32)	2,638 (0.37)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1375 tC/MMh	271,851 (37.99)	388,145 (54.25)	1,935 (0.27)	843 (0.12)	44,651 (6.24)	709 (0.10)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	No Constraint	305,336 (39.32)	430,917 (55.5)	1,255 (0.16)	1,153 (0.15)	29,387 (3.78)	1,064 (0.14)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
2035	0.1425 tC/MMh	305,356 (39.32)	426,935 (54.98)	1,270 (0.16)	720 (0.09)	30,550 (3.93)	4,283 (0.55)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1400 tC/MMh	305,281 (39.32)	426,119 (54.88)	964 (0.12)	13 (0.00)	30,404 (3.92)	6,331 (0.82)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1375 tC/MMh	304,606 (39.23)	426,188 (54.89)	706 (0.09)	-	32,589 (4.20)	5,025 (0.65)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
2040	No Constraint	360,011 (43.68)	439,080 (53.27)	-	217 (0.03)	16,608 (2.01)	677 (0.08)	4,111 (0.50)	3,532 (0.43)
	0.1425 tC/MMh	360,278 (43.69)	434,259 (52.66)	-	223 (0.03)	18,617 (2.26)	3,297 (0.40)	4,374 (0.53)	3,532 (0.43)
	0.1400 tC/MMh	361,015 (43.82)	406,657 (49.36)	-	120 (0.01)	40,384 (4.90)	8,335 (1.01)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
2045	0.1375 tC/MMh	359,454 (43.63)	408,686 (49.6)	-	-	43,517 (5.28)	4,855 (0.59)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
	No Constraint	356,370 (41.66)	477,903 (55.87)	-	214 (0.03)	11,199 (1.31)	452 (0.05)	5,688 (0.66)	3,532 (0.41)
	0.1425 tC/MMh	356,783 (41.75)	474,725 (55.55)	-	215 (0.03)	12,367 (1.45)	1,883 (0.22)	5,162 (0.60)	3,532 (0.41)
2050	0.1400 tC/MMh	360,639 (42.28)	431,596 (50.60)	-	256 (0.03)	44,178 (5.18)	8,892 (1.04)	3,848 (0.45)	3,532 (0.41)
	0.1375 tC/MMh	360,054 (42.21)	418,007 (49.01)	-	4 (0.00)	61,771 (7.24)	5,726 (0.67)	3,848 (0.45)	3,532 (0.41)



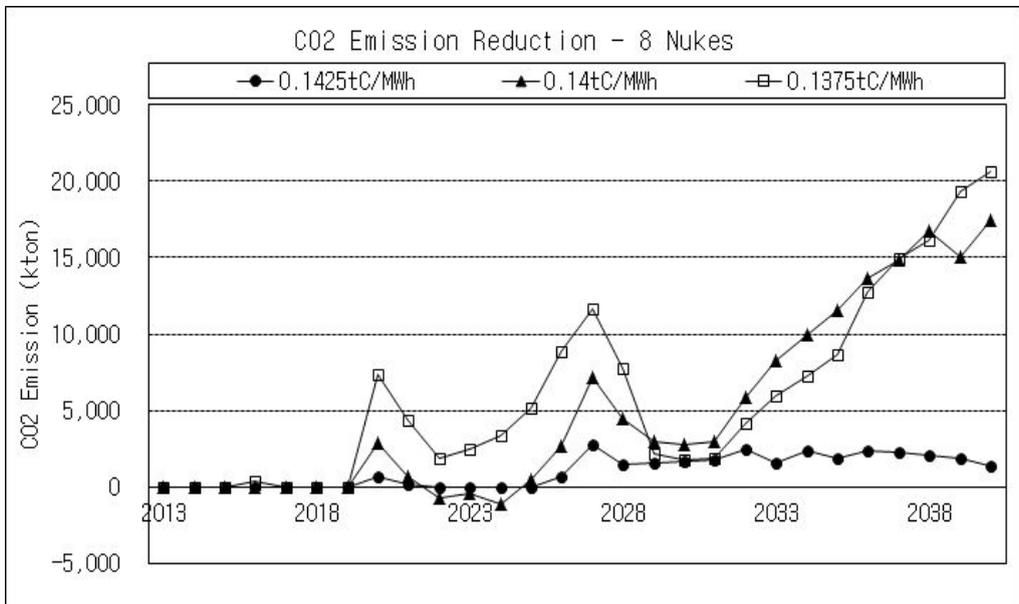
〈그림 부1-14〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량



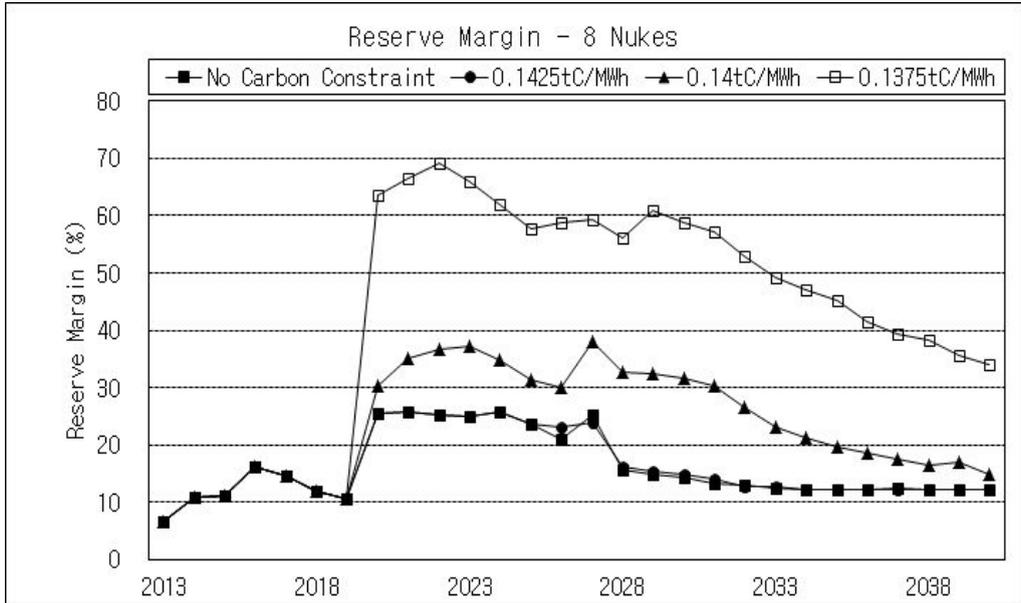
〈그림 부1-15〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량 비율



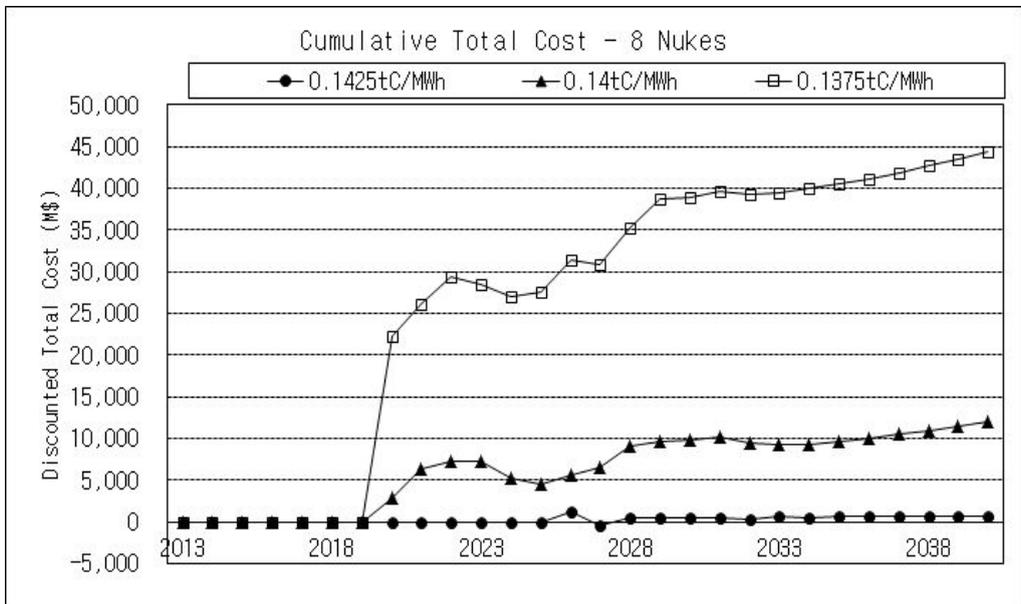
〈그림 부1-16〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 CO₂ 배출전망



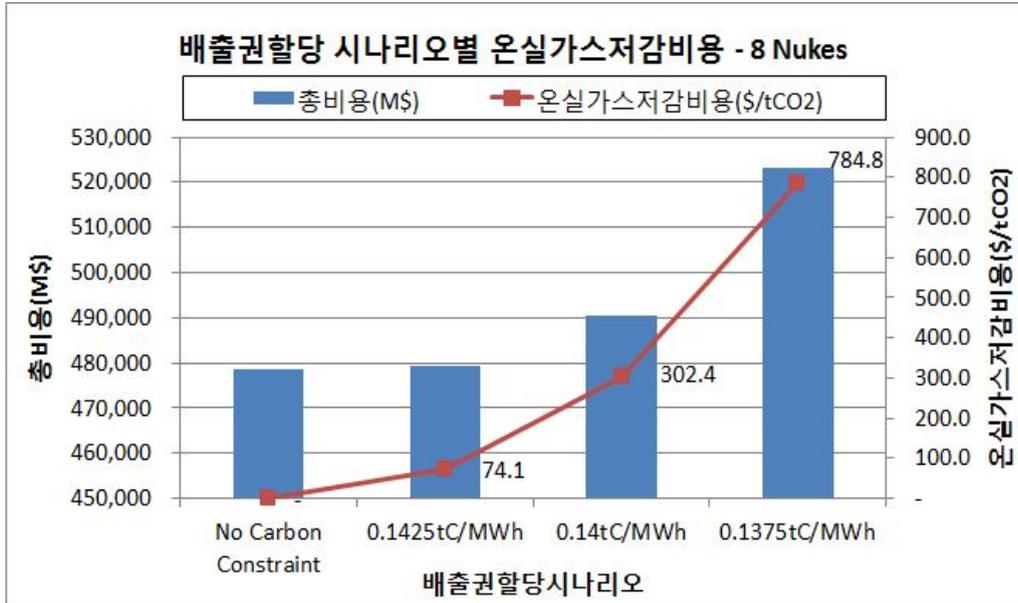
〈그림 부1-17〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 CO₂ 배출 저감



〈그림 부1-18〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 예비율



〈그림 부1-19〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 누적비용



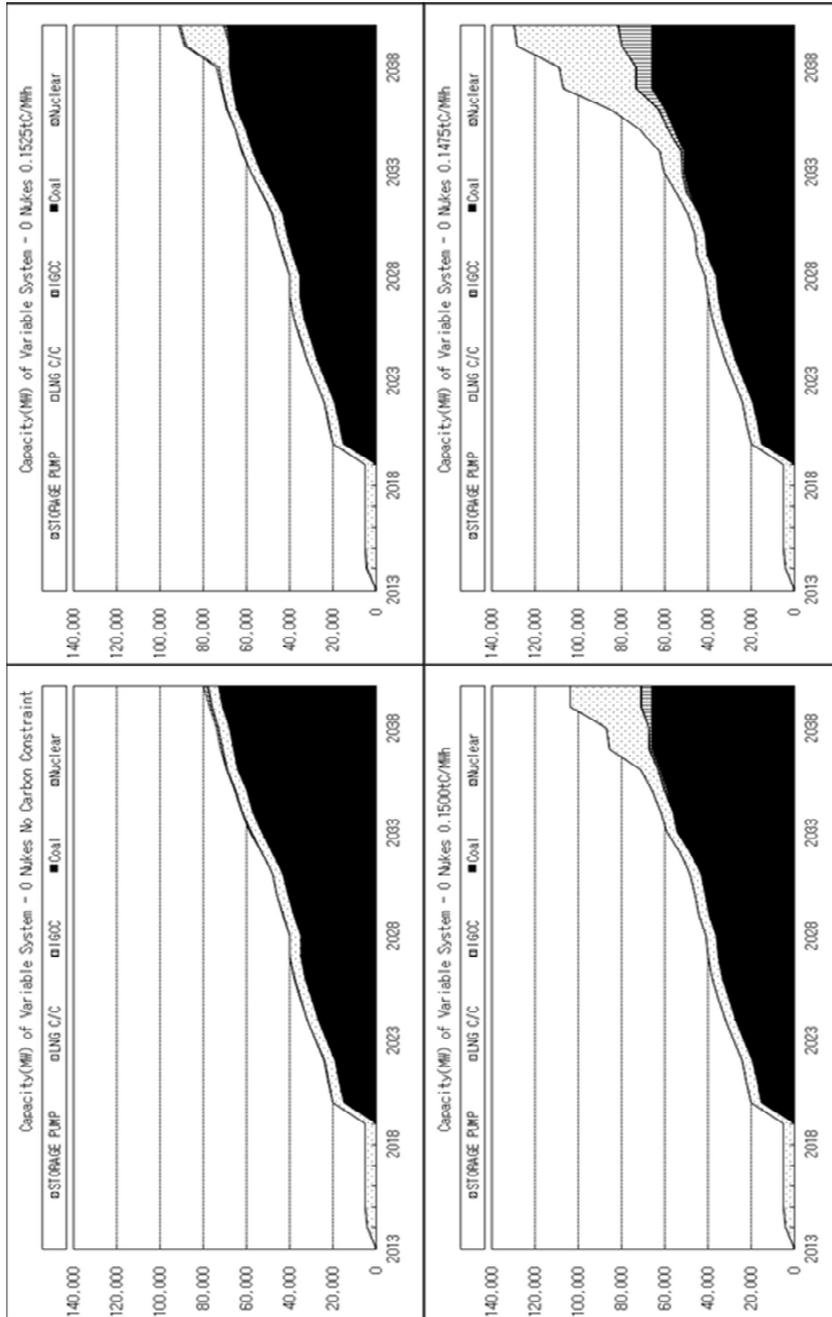
〈그림 부1-20〉 8 Nukes 시나리오 배출권 할당 Case별 온실가스 저감비용

다. No Nuke Constraint

(표 부1-7) No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 발전소 건설계획

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	LNG 복합	석탄화력	IGCC	원자력	양수
2015	ALL	4,800 (100)	-	-	-	-
2020	No Constraint	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	0.1525 tC/MWh	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	0.1500 tC/MWh	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
	0.1475 tC/MWh	4,800 (24.24)	15,000 (75.76)	-	-	-
2025	No Constraint	4,800 (13.79)	30,000 (86.21)	-	-	-
	0.1525 tC/MWh	4,800 (13.79)	30,000 (86.21)	-	-	-
	0.1500 tC/MWh	4,800 (13.79)	30,000 (86.21)	-	-	-
	0.1475 tC/MWh	4,800 (13.79)	30,000 (86.21)	-	-	-
2030	No Constraint	4,800 (10.48)	41,000 (89.52)	-	-	-
	0.1525 tC/MWh	4,800 (10.48)	41,000 (89.52)	-	-	-
	0.1500 tC/MWh	4,800 (10.48)	41,000 (89.52)	-	-	-
	0.1475 tC/MWh	4,800 (10.48)	41,000 (89.52)	-	-	-
2035	No Constraint	4,800 (7.37)	60,000 (92.17)	-	-	300 (0.46)
	0.1525 tC/MWh	4,800 (7.37)	60,000 (92.17)	-	-	300 (0.46)
	0.1500 tC/MWh	5,600 (8.55)	59,000 (90.08)	900 (1.37)	-	-
	0.1475 tC/MWh	12,800 (17.98)	56,000 (78.65)	2,400 (3.37)	-	-
2040	No Constraint	4,800 (6.01)	73,000 (91.36)	-	-	2,100 (2.63)
	0.1525 tC/MWh	20,000 (21.81)	69,000 (75.25)	1,500 (1.64)	-	1,200 (1.31)
	0.1500 tC/MWh	32,800 (31.66)	66,000 (63.71)	4,800 (4.63)	-	-
	0.1475 tC/MWh	48,000 (37.04)	66,000 (50.93)	15,600 (12.04)	-	-

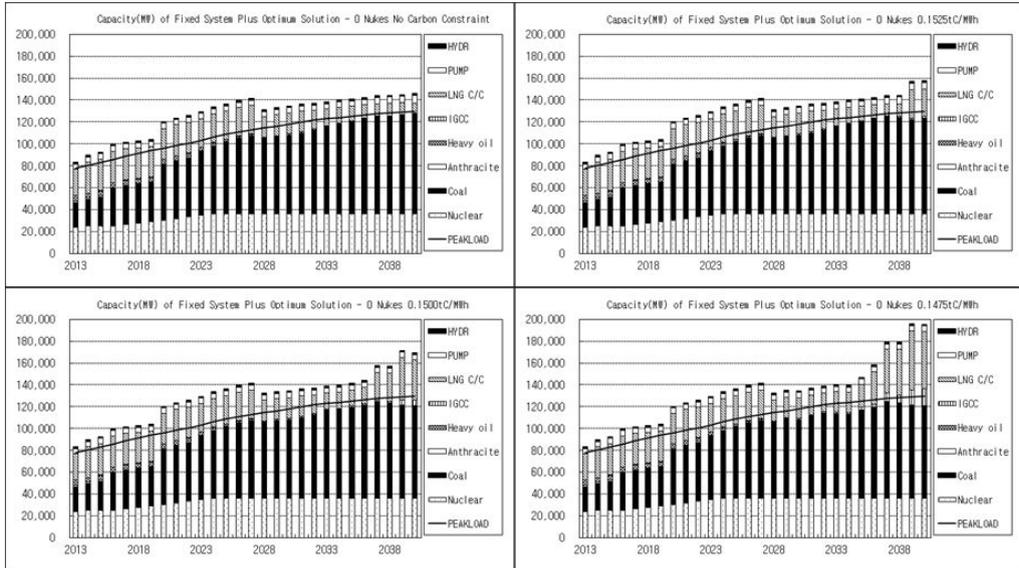


<그림 부1-21> No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 건설계획

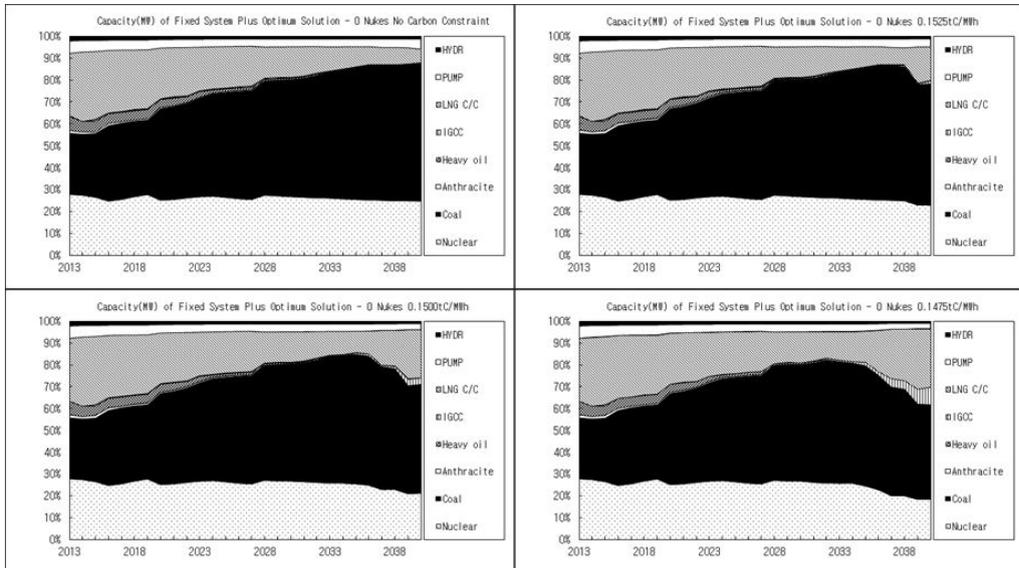
[표 부1-8] No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성

(단위 : MW, %)

연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	24,516 (26.54)	26,820 (29.03)	1,125 (1.22)	4,306 (4.66)	28,864 (31.25)	300 (0.32)	4,700 (5.09)	1,746 (1.89)
2020	No Constraint	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.60)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
	0.1525 tC/MWh	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.60)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
	0.1500 tC/MWh	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.60)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
	0.1475 tC/MWh	30,116 (25.07)	50,320 (41.89)	725 (0.60)	4,251 (3.54)	27,976 (23.29)	300 (0.25)	4,700 (3.91)	1,746 (1.45)
2025	No Constraint	35,916 (26.35)	65,320 (47.92)	725 (0.53)	1,651 (1.21)	25,944 (19.03)	300 (0.22)	4,700 (3.45)	1,746 (1.28)
	0.1525 tC/MWh	35,916 (26.35)	65,320 (47.92)	725 (0.53)	1,651 (1.21)	25,944 (19.03)	300 (0.22)	4,700 (3.45)	1,746 (1.28)
	0.1500 tC/MWh	35,916 (26.35)	65,320 (47.92)	725 (0.53)	1,651 (1.21)	25,944 (19.03)	300 (0.22)	4,700 (3.45)	1,746 (1.28)
	0.1475 tC/MWh	35,916 (26.35)	65,320 (47.92)	725 (0.53)	1,651 (1.21)	25,944 (19.03)	300 (0.22)	4,700 (3.45)	1,746 (1.28)
2030	No Constraint	35,916 (26.72)	71,580 (53.25)	400 (0.30)	862 (0.64)	18,907 (14.07)	300 (0.22)	4,700 (3.50)	1,746 (1.30)
	0.1525 tC/MWh	35,916 (26.72)	71,580 (53.25)	400 (0.30)	862 (0.64)	18,907 (14.07)	300 (0.22)	4,700 (3.50)	1,746 (1.30)
	0.1500 tC/MWh	35,916 (26.72)	71,580 (53.25)	400 (0.30)	862 (0.64)	18,907 (14.07)	300 (0.22)	4,700 (3.50)	1,746 (1.30)
	0.1475 tC/MWh	35,916 (26.72)	71,580 (53.25)	400 (0.30)	862 (0.64)	18,907 (14.07)	300 (0.22)	4,700 (3.50)	1,746 (1.30)
2035	No Constraint	35,916 (25.53)	84,580 (60.12)	-	110 (0.08)	13,043 (9.27)	300 (0.21)	5,000 (3.55)	1,746 (1.24)
	0.1525 tC/MWh	35,916 (25.53)	84,580 (60.12)	-	110 (0.08)	13,043 (9.27)	300 (0.21)	5,000 (3.55)	1,746 (1.24)
	0.1500 tC/MWh	35,916 (25.46)	83,580 (59.24)	-	110 (0.08)	13,843 (9.81)	1,200 (0.85)	4,700 (3.33)	1,746 (1.24)
	0.1475 tC/MWh	35,916 (24.47)	80,580 (54.89)	-	110 (0.07)	21,043 (14.33)	2,700 (1.84)	4,700 (3.2)	1,746 (1.19)
2040	No Constraint	35,916 (24.67)	91,480 (62.83)	-	110 (0.08)	9,240 (6.35)	300 (0.21)	6,800 (4.67)	1,746 (1.20)
	0.1525 tC/MWh	35,916 (22.82)	87,480 (55.58)	-	110 (0.07)	24,440 (15.53)	1,800 (1.14)	5,900 (3.75)	1,746 (1.11)
	0.1500 tC/MWh	35,916 (21.22)	84,480 (49.90)	-	110 (0.06)	37,240 (22)	5,100 (3.01)	4,700 (2.78)	1,746 (1.03)
	0.1475 tC/MWh	35,916 (18.39)	84,480 (43.26)	-	110 (0.06)	52,440 (26.85)	15,900 (8.14)	4,700 (2.41)	1,746 (0.89)



〈그림 부1-22〉 No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성

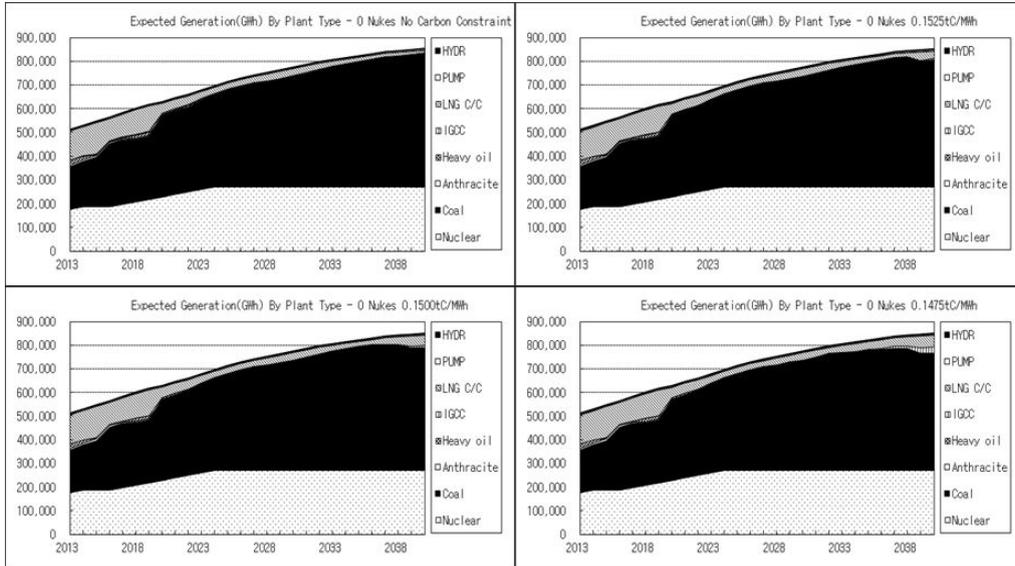


〈그림 부1-23〉 No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 전원구성 비율

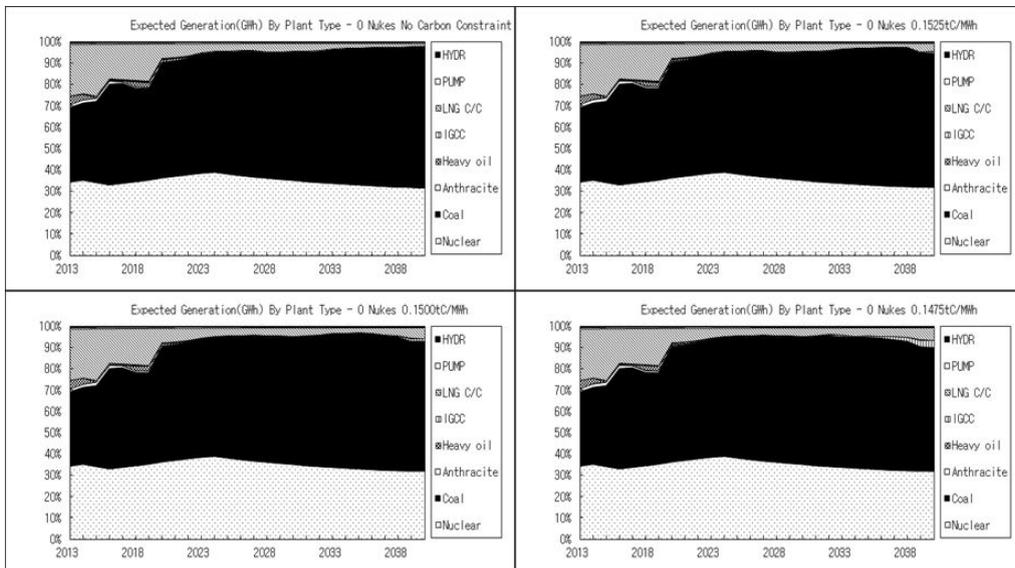
(표 부1-9) No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량

(단위 : GWh, %)

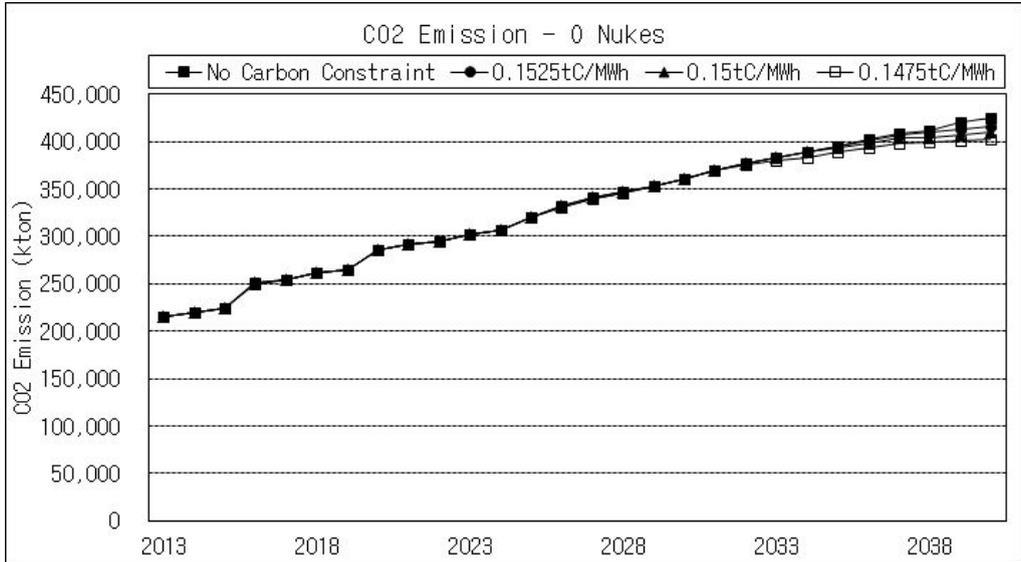
연도	시나리오	원자력	석탄	무연탄	중유	LNG	IGCC	양수	수력
2015	ALL	186,642 (34.02)	208,678 (38.03)	8,440 (1.54)	2,458 (0.45)	132,732 (24.19)	2,319 (0.42)	3,848 (0.70)	3,532 (0.64)
	No Constraint	228,449 (36.26)	339,234 (53.84)	2,923 (0.46)	5,771 (0.92)	44,000 (6.98)	2,302 (0.37)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
2020	0.1525 tC/MMh	228,449 (36.26)	339,234 (53.84)	2,923 (0.46)	5,771 (0.92)	44,000 (6.98)	2,302 (0.37)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1500 tC/MMh	228,449 (36.26)	339,851 (53.94)	2,953 (0.47)	5,773 (0.92)	44,263 (7.03)	1,389 (0.22)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
	0.1475 tC/MMh	228,449 (36.26)	339,851 (53.94)	2,953 (0.47)	5,773 (0.92)	44,263 (7.03)	1,389 (0.22)	3,848 (0.61)	3,532 (0.56)
2025	No Constraint	271,843 (37.99)	404,189 (56.49)	1,810 (0.25)	1,242 (0.17)	26,746 (3.74)	2,306 (0.32)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1525 tC/MMh	271,843 (37.99)	404,189 (56.49)	1,810 (0.25)	1,242 (0.17)	26,746 (3.74)	2,306 (0.32)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1500 tC/MMh	271,830 (37.99)	405,195 (56.63)	1,826 (0.26)	1,250 (0.17)	27,072 (3.78)	964 (0.13)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
	0.1475 tC/MMh	271,830 (37.99)	405,195 (56.63)	1,826 (0.26)	1,250 (0.17)	27,072 (3.78)	964 (0.13)	3,848 (0.54)	3,532 (0.49)
2030	No Constraint	271,869 (35.01)	461,267 (59.40)	1,337 (0.17)	1,288 (0.17)	31,042 (4.00)	2,310 (0.30)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1525 tC/MMh	271,869 (35.01)	461,267 (59.40)	1,337 (0.17)	1,288 (0.17)	31,042 (4.00)	2,310 (0.30)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1500 tC/MMh	271,871 (35.01)	462,267 (59.53)	1,362 (0.18)	1,209 (0.16)	31,273 (4.03)	1,132 (0.15)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
	0.1475 tC/MMh	271,879 (35.01)	462,393 (59.55)	1,341 (0.17)	1,202 (0.15)	31,166 (4.01)	1,132 (0.15)	3,848 (0.50)	3,532 (0.45)
2035	No Constraint	271,485 (32.94)	524,038 (63.58)	-	242 (0.03)	18,589 (2.26)	2,237 (0.27)	4,111 (0.50)	3,532 (0.43)
	0.1525 tC/MMh	271,485 (32.94)	524,038 (63.58)	-	242 (0.03)	18,589 (2.26)	2,237 (0.27)	4,111 (0.50)	3,532 (0.43)
	0.1500 tC/MMh	271,535 (32.98)	521,209 (63.30)	-	246 (0.03)	20,040 (2.43)	2,949 (0.36)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
	0.1475 tC/MMh	271,701 (33.02)	505,994 (61.49)	-	241 (0.03)	30,712 (3.73)	6,886 (0.84)	3,848 (0.47)	3,532 (0.43)
2040	No Constraint	269,373 (31.49)	561,930 (65.70)	-	241 (0.03)	12,503 (1.46)	2,093 (0.24)	5,688 (0.66)	3,532 (0.41)
	0.1525 tC/MMh	270,662 (31.73)	535,856 (62.81)	-	223 (0.03)	32,914 (3.86)	5,027 (0.59)	4,899 (0.57)	3,532 (0.41)
	0.1500 tC/MMh	270,930 (31.81)	518,148 (60.84)	-	5 (0.00)	45,295 (5.32)	9,958 (1.17)	3,848 (0.45)	3,532 (0.41)
	0.1475 tC/MMh	270,577 (31.75)	494,818 (58.06)	-	-	50,661 (5.94)	28,764 (3.38)	3,848 (0.45)	3,532 (0.41)



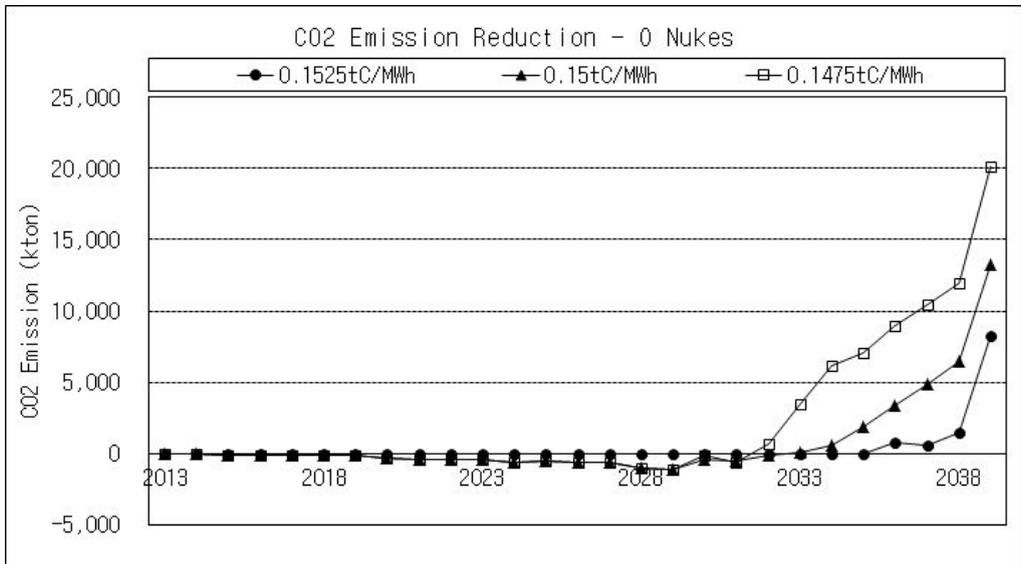
〈그림 부1-24〉 No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량



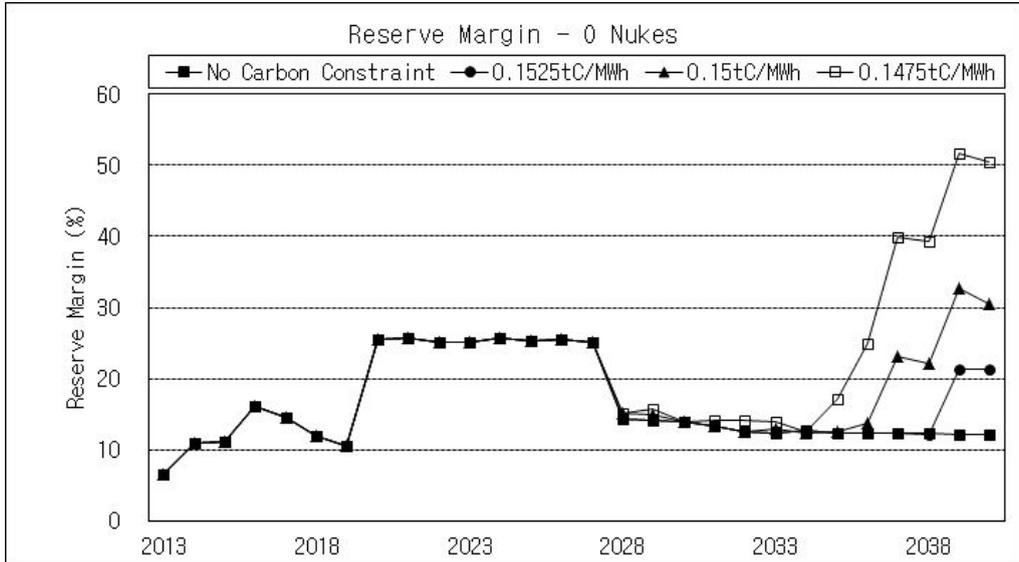
〈그림 부1-25〉 No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 전원별 발전량 비율



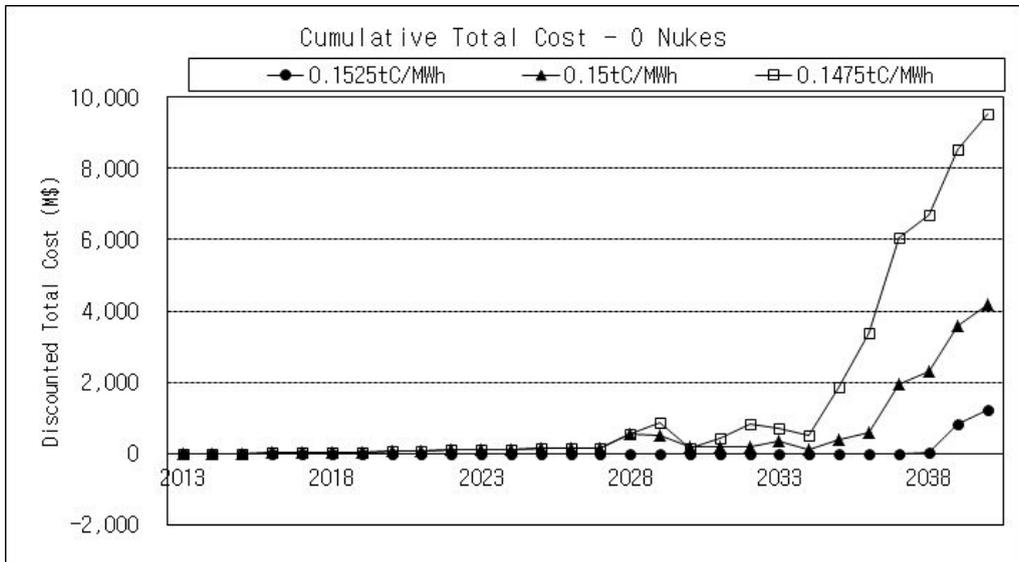
〈그림 부1-26〉 No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 CO₂ 배출전망



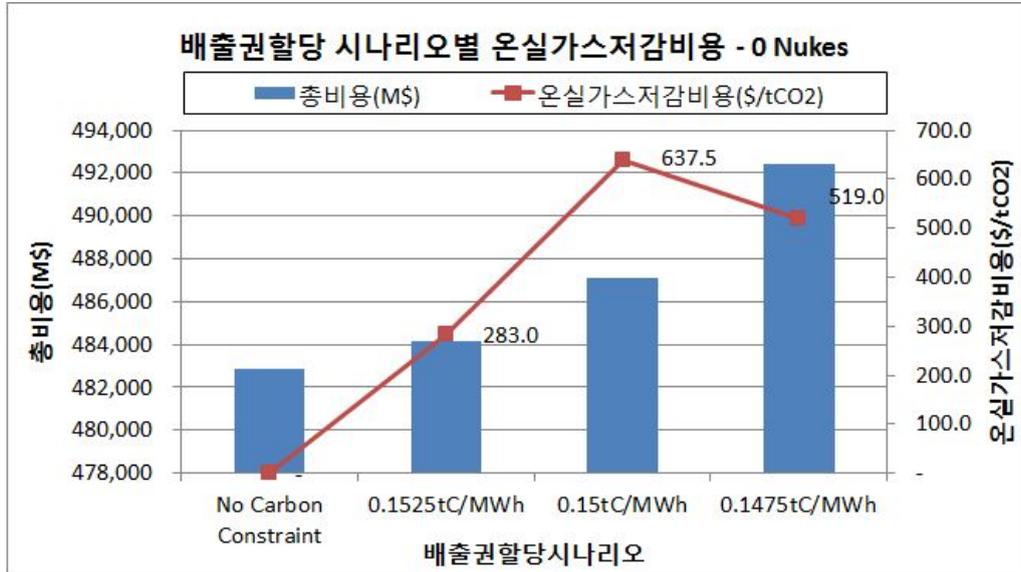
〈그림 부1-27〉 No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 CO₂ 저감



<그림 부1-28> No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 예비율



<그림 부1-29> No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 누적비용

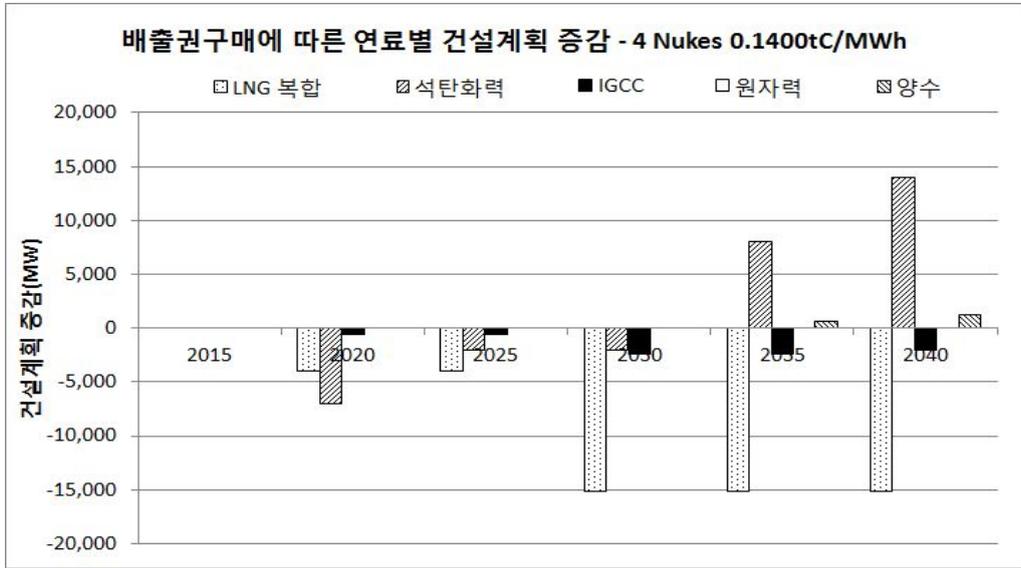


〈그림 부1-30〉 No Nuke 시나리오 배출권 할당 Case별 온실가스 저감비용

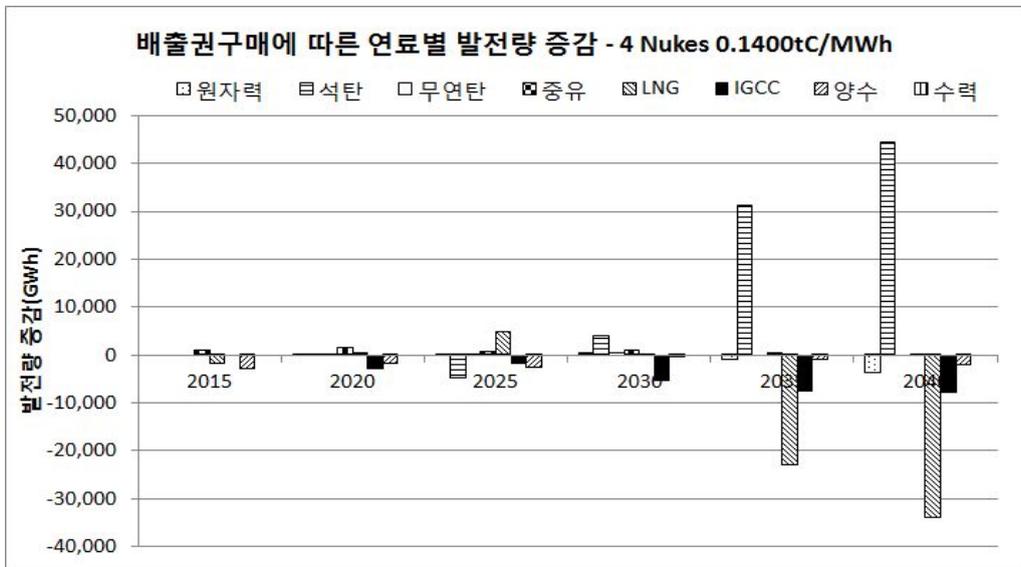


부록 2. 배출권 할당 시 배출권구매옵션 시나리오별 시뮬레이션 결과

가. 4 Nukes Constraint – 0.1400 tC/MWh 할당 Case

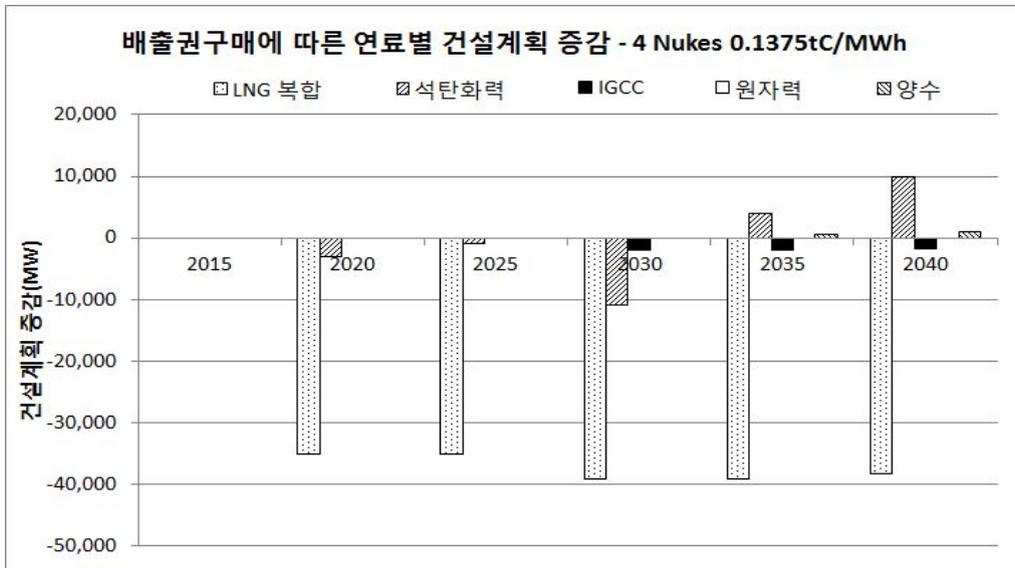


〈그림 부2-1〉 배출권구매에 따른 연료별 건설계획 증감

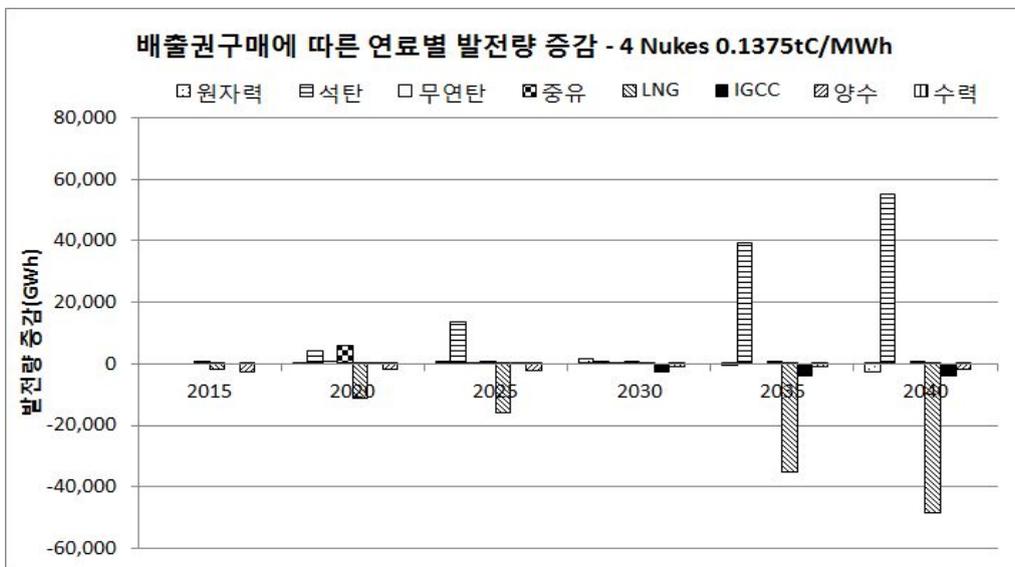


〈그림 부2-2〉 배출권구매에 따른 연료별 발전량 증감

나. 4 Nukes Constraint – 0.1375 tC/MWh 할당 Case

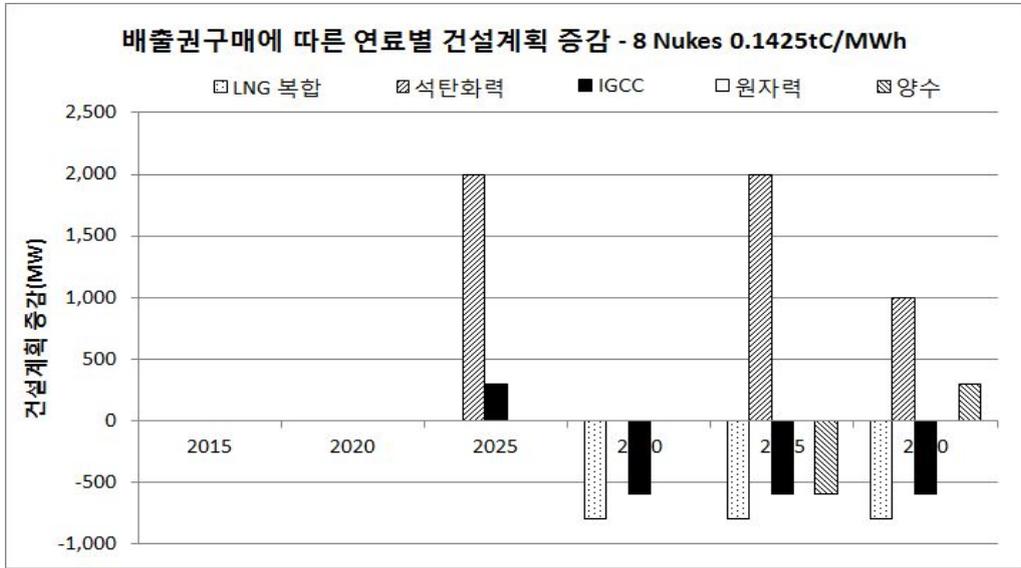


〈그림 부2-3〉 배출권구매에 따른 연료별 건설계획 증감

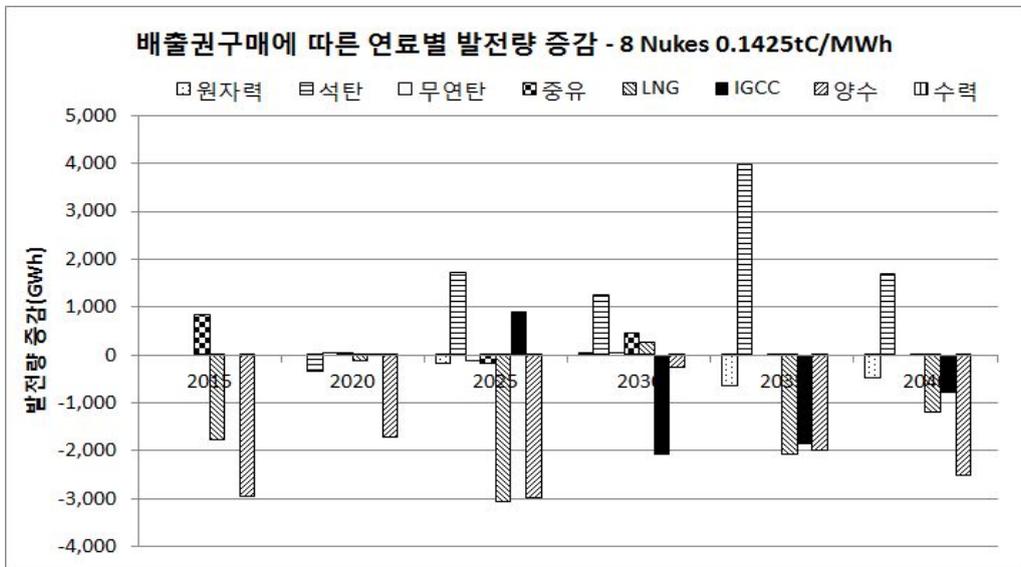


〈그림 부2-4〉 배출권구매에 따른 연료별 발전량 증감

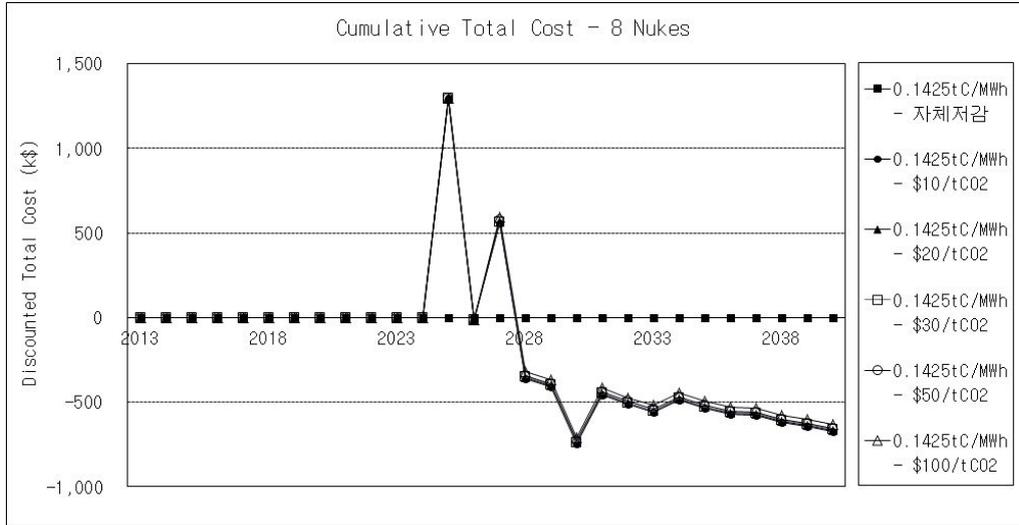
다. 8 Nukes Constraint – 0.1425 tC/MWh 할당 Case



〈그림 부2-5〉 배출권구매에 따른 연료별 건설계획 증감

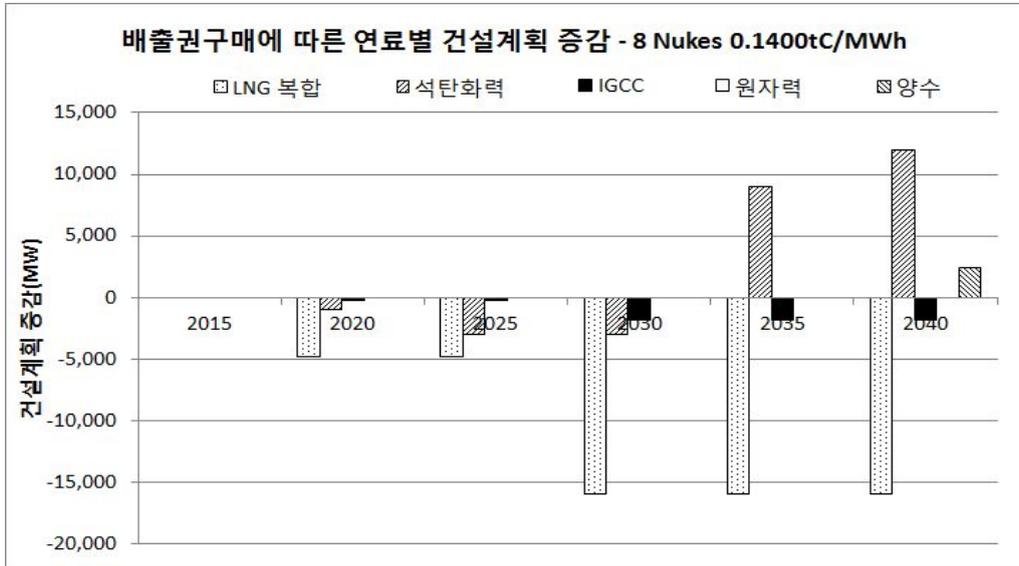


〈그림 부2-6〉 배출권구매에 따른 연료별 발전량 증감

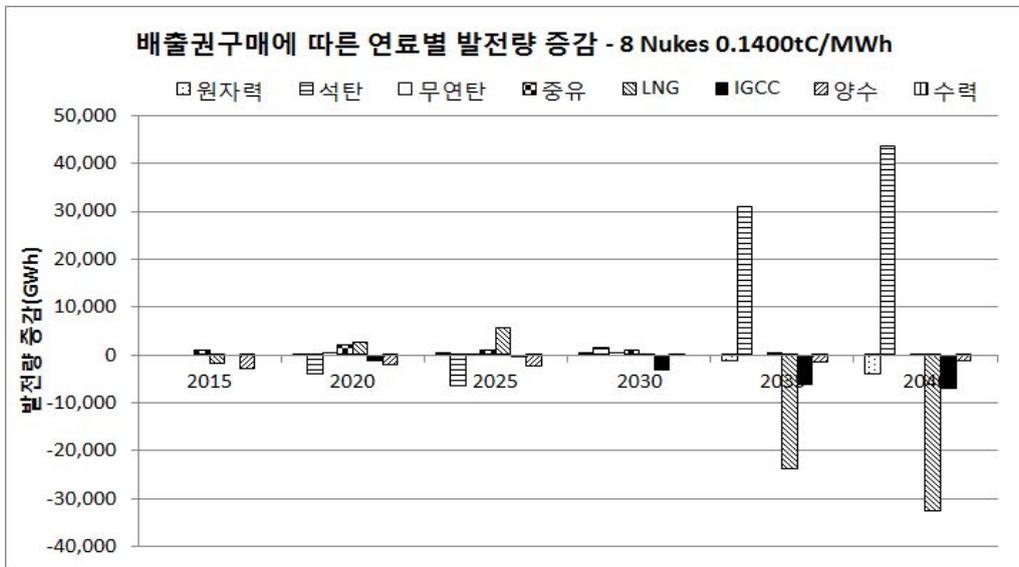


〈그림 부2-7〉 배출권구매에 따른 누적비용 증감

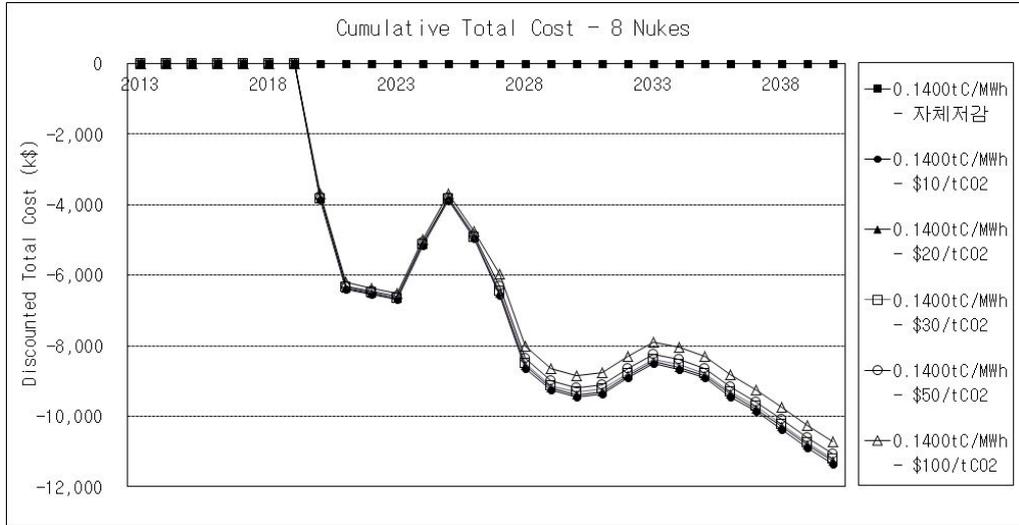
라. 8 Nukes Constraint – 0.1400 tC/MWh 할당 Case



〈그림 부2-8〉 배출권구매에 따른 연료별 건설계획 증감

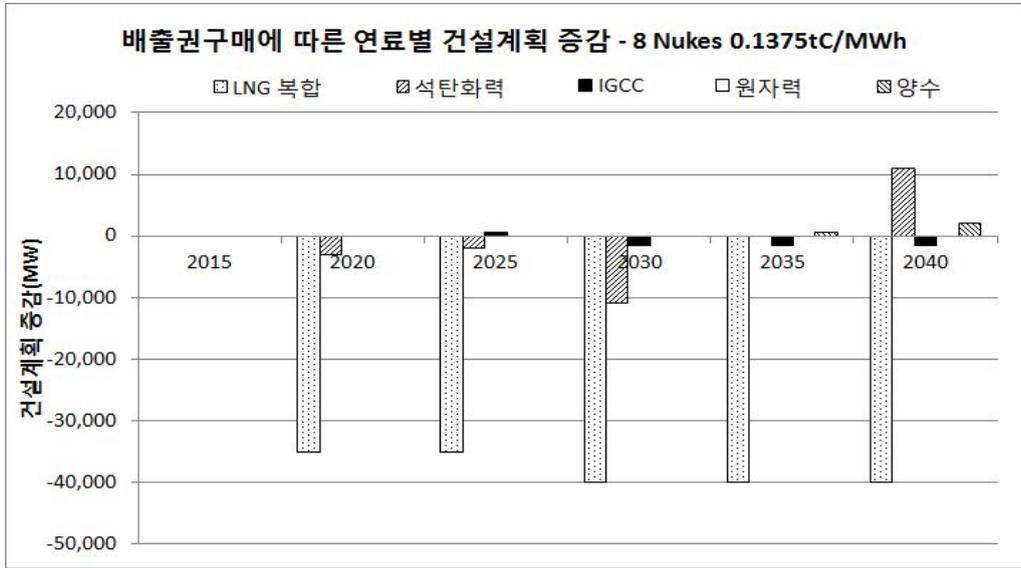


〈그림 부2-9〉 배출권구매에 따른 연료별 발전량 증감

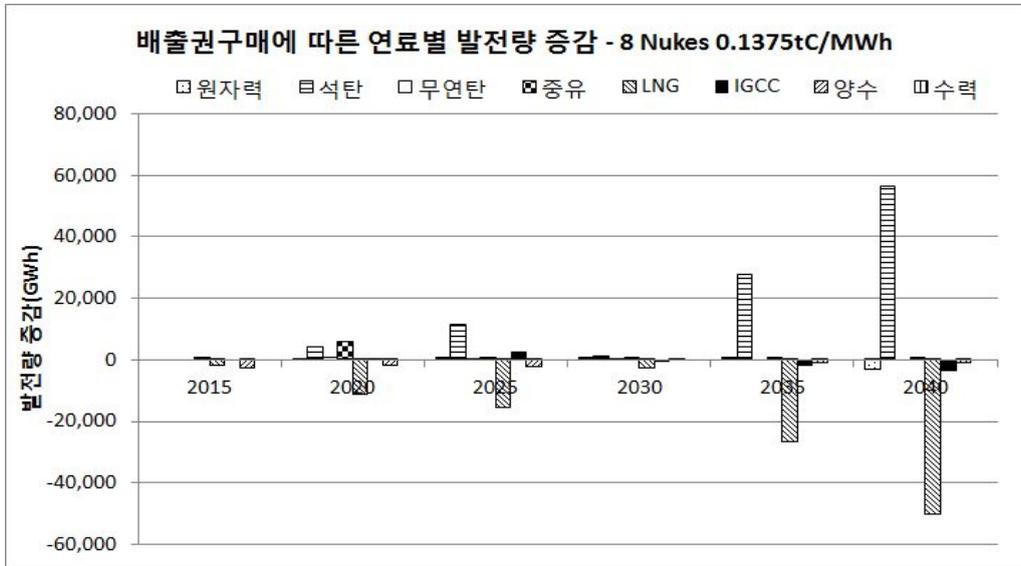


〈그림 부2-10〉 배출권구매에 따른 누적비용 증감

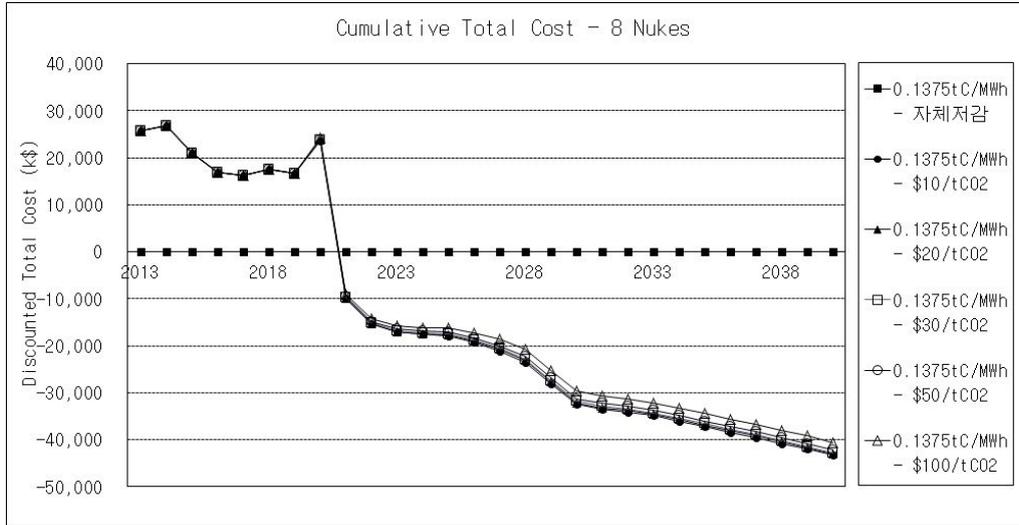
마. 8 Nukes Constraint – 0.1375 tC/MWh 할당 Case



〈그림 부2-11〉 배출권구매에 따른 연료별 건설계획 증감



〈그림 부2-12〉 배출권구매에 따른 연료별 발전량 증감



〈그림 부2-13〉 배출권구매에 따른 누적비용 증감



연구책임 | 전영신 책임연구원

기본연구 2013-002

배출권거래제가 발전소 건설계획에 미치는 영향 분석

*인 쇄 _ 2013년 12월

*발 행 _ 2013년 12월

*발 행 인 _ 박 주 택

*발 행 처 _ 한국기후변화대응연구센터

*주 소 _ (200-041) 강원도 춘천시 중앙로5

*홈페이지 _ www.crik.re.kr

ISBN _ 978-89-97562-25-1 93530

