기본연구보고서 20-07

www.keei.re.kr

배출권비용의 전력시장 반영방안 연구

| 김남일 |

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

에너지경제연구원

기본연구보고서 20-07

배출권비용의 전력시장 반영방안 연구

김남일

에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

저 자

김남일

연 구 진

연구책임자 김남일 (에너지경제연구원 선임연구위원)

외부연구진

위탁책임자 안영환 (숙명여자대학교 교수)

위탁참여자 송재도 (전남대학교 교수)

〈요 약〉

1. 연구의 필요성 및 목적

□ 연구의 필요성

○ **배출권거래비용을 전력시장에 반영하는 것은 매우 중요한 현안**

- 미세먼지와 온실가스 문제로 인해 최근 국내에서도 깨끗한 전력을 공급하는 것이 전력 정책의 중요한 한 축이 되었음.
- 2030년 온실가스 감축 목표와 올해 발표된 2050년 감축목표를 달성하기 위해서는 장기적으로 화력발전, 특히 석탄발전을 축소하고 재생에너지의 비중을 높이는 것은 거스를 수 없는 추세임.
- 저탄소 발전원으로의 전환을 위해 가장 중요한 정책 수단 중의 하나는 탄소가격화(carbon pricing)이고, 배출권가격을 전력시장에 반영하는 것은 매우 중요한 이슈로 부각되어 있음.

○ **최근 전력시장운영규칙의 개정으로 배출권 비용 반영방식에 대한 세부적인 규정마련의 필요성**

- 2019년 12월, 배출권비용 관련된 전력시장운영규칙이 개정되었으며, 그에 따라 세부적인 운영내용을 규정하는 「비용평가세부운영규정」도 2021년말까지는 보완되어야 하는 상황에 있음.
- 또한 최근 공표된 바 있는 제9차 전력수급기본계획에서도 배출권비용 반영을 포함한 소위 '환경급전'의 강화가 현안이 되고 있음.

- 이와 더불어 「제3차 배출권거래제 기본계획」(2019.12월)이 공표되고, 「제3차 계획기간(2021~2025) 국가배출권할당계획」(2020.9월)에서는 본 연구에서 제시한 방향으로 발전원 배출계수와 관련된 벤치마크(BM) 설정 방식이 결정되면서 이러한 최근의 정책이 전력시장에 미치는 영향이 어느 정도인지에 대한 관심이 늘어나고 있음.

□ 연구의 목적

○ **효과적인 탄소가격 신호 전달과 시장의 혼란 최소화를 고려한 바람직한 BM 적용 방안 검토**

- 배출권 비용의 전력 시장 반영 방식을 전체 발전원에 동일한 배출계수를 적용하는 통합 BM, 발전원별로 다른 배출계수를 적용하는 개별 BM을 중심으로 살펴봄.
- 실제 우리나라 전력시장을 반영한 모형을 통하여 시장 전체 및 개별 발전사에 미치는 영향을 입체적으로 분석함.

○ **전력시장에서 발전사업자의 배출권 순비용 산정 시 효율적으로 작동하는 메커니즘 제안**

- 비용정보를 가진 발전사업자가 무상할당된 배출권을 정산받음으로써 우발이득을 취득하게 되면 불필요한 전기요금 인상이 야기될 수 있는 바, 이에 대한 정확한 평가가 중요함.
- 발전사업자의 비용 정보를 효과적으로 수집 또는 추정하여 배출권 관련 비용 산정이 형평성 있게 이루어질 수 있는 메커니즘 수립 방안을 모색함.

○ **화석연료 발전설비, 특히 석탄발전에 대한 정부의 장기적 정책 방향 제시**

- 2050년 탄소중립 발표 등 정부의 탈탄소화 정책 방향이 확립되고 있는 상황에서 본 연구의 배출권 비용 분석을 바탕으로 석탄발전의 원활한 퇴출을 위한 정책 대안을 고려함.

2. 연구내용 및 주요 분석 결과

□ 연구구성

○ **본 보고서 각 장과 절의 주요구성 정리**

- 제2장에서는 기존 문헌에 나타난 배출권가격의 전력시장 반영에 관한 논의를 정리한 후, 정리된 방식에 대한 이론적 평가와 비교표를 제시함.
- 제3장에서는 국내 배출권거래제와 전력시장 구조 및 현황을 정리하며, 특히 배출권 비용의 반영을 이해할 수 있도록 전력시장의 변동비 및 고정비가 어떻게 처리되고 있는지를 살펴 봄.
- 제3장의 3절에서는 현행 배출권비용 정산방식을 소개한 이후, 최근 개정된 전력시장운영규칙 조항을 검토해 보며, 작년까지 전력거래소가 준비해 온 방안을 소개하고, 이에 대한 이해를 돕기 위해 사례를 들어 예증하고 평가함.
- 제4장은 본 연구의 핵심으로서 앞의 제2장에서 논의된 각 BM 방식을 포함하여 논란이 되고 있는 여러 이슈를 전력시장 모형(M-Core)을 통해 우리의 실제 자료를 사용하여 분석함.

- 석탄 총량제약 문제, 전력부문에서 온실가스 목표치 달성 여부, 최근 유가인하가 미치는 영향, 그리고 배출권비용 반영방식의 변화에 따른 전략적 행동 가능성 등의 이슈에 대한 분석을 진행하고, 소결론을 도출함.
- 마지막 제5장은 보고서 전체의 결론과 정책제언을 제시함.

□ 주요 분석 결과

<제2장에서 논의된 각 방식별 이론적 분석을 종합한 결과표>

〈표 요약-1〉 방식들에 대한 종합 평가

	효율적 경쟁시장 (Benchmark)	유상할당 100%	발전기별 BM/SMP 순비용 반영	통합 BM/SMP 순비용 반영	가상 급전시스템
공급측효과 (급전순위)	O	O	△	O	O
수요자측면 효과 (SMP 증가폭)	O	O	△	△	△-α
투자/퇴출효과 (발전원 유형 내 상대적 효율적 보상)	O	O	X	O	X
발전사업자들의 초과이윤 억제	X	X	△	X	O

○ 제2장의 주요 결과로서, 공급측 효과, 수요자측면 효과, 투자/퇴출효과, 발전사업자들의 초과이윤 억제 등 몇 가지 원칙하에 여러 가지 방식에 대해 정성적으로 평가한 결과 통합BM을 적용하

고 발전기별 순비용을 반영하는 방안이 상대적으로 효율적 전력 시장에 가까운 것으로 평가됨.

<제4장에서 논의된 전력시장 모형을 활용한 분석 결과>

○ 첫째, 전원별/BM방식별 효과를 비교해 보면, 기본(BAU)에서 유상할당 10% 수준으로 변화될 때 개별BM과 통합BM의 차이가 뚜렷이 나타남을 보았음.

- 그 이유는 모든 발전원에 동일하게 적용되는 통합BM의 특성상 석탄 발전기에 비하여 온실가스 배출량이 낮은 LNG 발전기들이 발전연료 또는 발전기별로 배출계수를 설정하는 개별BM에서보다 유리해지기 때문임. 그러나 유상할당 비율이 10~40%로 증가하면 그 상대적 유리함이 희석되는 것을 확인함.

○ 둘째, 회사별/BM방식별 효과를 보면, 2021년 시점에 석탄비중이 높은 남동발전이 가장 큰 부담을 떠안게 된다는 점을 확인할 수 있음.

- 여타 발전자회사들도 유상할당 비중 증가에 따라 비용부담이 증가하지만, 유상비율 10~40% 사이에서 석탄발전기의 상대적 효율성, 각 발전회사 내 가스발전의 비중, 소속 가스발전기의 급전순위상 위치에 따라 비용 부담의 순위가 달라짐.
- 반면 민간LNG 그룹에 속한 발전기를 보면 특히 통합BM 방식하에서는 유상비율 40%까지도 배출권 판매수익(+)이 발생되는 것으로 나타났음.

○ 셋째, 산업부와 환경부 사이의 쟁점이 되었던 석탄 총량제약을 통한 온실가스 제어 문제를 정리해 보았음.

- 연간 온실가스 목표에 맞춰 연간 석탄발전량을 결정하고, 동계와 하계를 각각 춘계와 추계에 연계하여 조정하는 방식으로 운영을 하게 되면, 온실가스 배출량 연간목표치를 확실하게 달성할 수 있는 방법으로 보임.
- 따라서 제3차 할당계획의 전반부('21~'23년) 사이의 전력시장 운영은 수정된 개별BM 하에서 전환부문 연간 목표치(2030 온실가스 수정로드맵)의 달성을 위해 석탄 총량제약 방식을 병행하는 방안도 검토할 필요가 있음.

○ 넷째, 9차 전력수급기본계획은 8차 계획 대비, 온실가스 배출량을 상당부분 낮출 수 있는 방안을 포함하고 있는 것으로 판단됨.

- 9차 계획 검토안에서 발표된 2034년까지 석탄→가스대체 설비계획과 9차 목표수요안이 모두 충족된다는 가정 하에, 온실가스 배출량은 8차 계획대비 약24백만 톤 정도 추가 감축이 가능한 것으로 분석되었음.
- 현재 34백만 톤의 추가감축을 목표로 하고 있는 사정을 감안하면 상당한 효과를 거둘 수 있는 것으로 보임.

○ 다섯째, 2020년 4~5월 사이에 큰 폭의 유가하락과 이에 연동된 LNG 가격이 시차를 두고 크게 하락한 바가 있어, 석탄과 LNG 급전순위에 어떤 영향을 미치게 될지에 대한 분석을 수행함.

- LNG 연료가격이 최저로 반영된 2020년 9월 시점의 연료가격을 기준으로 할 때, 모형 분석한 결과, 양 발전원의 급전순위를 크게 뒤집는 수준에 이르지는 못하였으며 약2% 정도의 발전비중이 상대적으로 변하는 수준에 그치는 것으로 나타났음.

- 이에 따라 약6백만 톤의 온실가스 배출량 추가 감소효과가 있는 것으로 분석됨.

○ 여섯째, 배출권거래비용을 열량단가에 적용할 때 SMP를 결정하는 한계발전기들의 전략적 행동 가능성이 한편에서 제기되고 있기 때문에 그 가능성에 대한 모형분석을 시도하였음.

- 몇 기의 LNG 복합발전기를 통제하여 개별BM/통합BM 하의 유상비율에 따라 변동비 순위가 크게 바뀔 수 있는 상황을 모사해 보았음.
- 유상할당으로 인한 변동비 추가분과 잉여배출권 판매수익으로 인한 변동비 감소분 등이 복합적으로 작용하면서, 개별발전기 차원의 미시적 수준에서 배출권 과잉/과소 처리를 둘러싼 복잡한 의사결정의 문제가 발생될 수 있음을 확인하였음.

3. 결론 및 정책제언

□ 결론

○ **우리의 배출권시장과 전력시장 상황 하에서 현실적 방안 모색**

- 전력 도소매 시장의 구조가 외부비용을 포함한 발전원가를 충분히 반영할 수 있는 구조이고, 배출권이 100% 유상할당 된다면 배출권 가격과 발전원별 배출량에 기초해 발전원별 탄소비용을 발전원가에 바로 반영하면 됨.
- 현실에서 전력 도소매 시장은 다른 정책적 목표로 인해 규제가

존재하고, 아직까지는 연료비용도 탄력적으로 가격에 반영되고 있지는 않음.

- 배출권도 발전부문에 대해서는 2018~20년에 3%, 2021~25년에 10% 유상할당을 시행할 예정이며, 90%이상의 배출권이 무상할당되고 있기 때문에 전원별 탄소배출권 기회비용과 실제 비용 사이에는 큰 괴리가 존재함.
- 이러한 여러 제약 하에서 현실적 방안을 찾으려 노력함.

□ 정책제언

○ 첫째, 사전에 정해진 일정에 따라 개별BM의 격차를 줄여가면서 점진적으로 통합BM을 실시하는 것이 바람직함.

- 유상할당 비중이 상당히 높은 수준에 가기 전에는 통합BM이 탄소비용을 적절히 반영하는 과도기적 대안이라는 점은 확실하지만, 단기간에 도입하면 석탄발전소를 많이 보유한 회사의 입장에서는 100% 유상할당을 하는 것과 비슷한 체감적 효과를 느끼게 됨.
- 확실한 탄소가격 신호를 전달하는 측면에서는 효과적이지만 석탄발전소가 단기간에 좌초되는 위험이 발생할 수 있으므로, 부드러운 전환을 위해서는 통합BM의 점진적인 도입이 바람직함.
- 통합BM으로의 점진적인 이행과정에서 정부의 온실가스 감축목표(2030 수정로드맵상의 연도별 목표)를 확실히 달성하기 위해서는 석탄총량제도를 보완적으로 실시하는 것이 효과적임.
- 최근 발표된 정부정책(3차 배출권할당계획)이 본 연구의 제언과

일치하는 방향으로 결정된 것은 본 연구에서 언급한 바와 같이 정책 목표의 지향성과 현실 상황의 어려움이 적절히 고려된 결과라고 생각됨.

- 점진적 이행을 제안하는 이유는 제4장의 소결론에서 정리한 여러 가지 이슈들에 대한 점검과 파생되는 문제점들을 보완해 가는 시간적 여유도 필요한 것으로 보이기 때문임.

○ 둘째, 전력거래소에서 배출권비용 반영을 위해서 비용평가세부운영규정 상의 순비용산정 관련 세부조항을 신설할 때, 실행이 용이하면서도 인센티브 메카니즘에 부합하는 방식을 채택하도록 제안함.

- 전력거래소(안)은 할당대상 회사별 배출권 구매-판매자료를 모두 제출받아 이를 근거로 순구매비용을 산출하고자 하는 것임.
- 그러나 배출권 판매수익에 대한 영업비밀 자료를 수집하기 어려운 현실에서 진실보고를 유도하기 어렵다는 점을 감안하면, 개별 할당업체의 실제 구입·판매비용에 상관없이 탄소시장에서의 월별 배출권가격을 기준으로 삼아 유상할당 비율에 따른 배출권 순구입비용을 산정하는 방식이 더 좋을 것임.
- 이 방식은 객관적으로 공표된 배출권가격을 활용하기 때문에 개별기업의 정보를 어렵게 수집하는 관리비용을 줄일 수 있으며, 오히려 각 기업의 거래능력에 따른 인센티브를 줄 수 있는 방법으로 볼 수 있기 때문임.

○ 셋째, 통합BM을 실시하게 되면 영향을 크게 받는 석탄발전소에 대한 퇴출 인센티브 또는 보상방안을 마련해야 함.

- 통합BM을 통한 배출권가격의 적정 반영과 함께 탈석탄 보상을 위한 체계를 만들어야 원활한 전환을 유도할 수 있음.
- 예를 들어, 2038년까지 탈석탄을 선언한 독일에서는 탈석탄법(안)에 따라 2020년부터 15년간 총 43억 5,000만 유로의 보상금을 활용해 석탄발전소 퇴출이나 LNG로의 연료전환을 지원할 계획이며, 단순 보상이 아니라 경매를 통한 최저보상금 입찰 또는 설비 가동 중단에 따른 최대 이산화탄소배출량 제시 등과 같은 인센티브 시스템을 통해 지원을 할 계획임.
- 국내에서도 이러한 종류의 보상체계를 마련할 필요가 있고, 재원으로는 배출권 경매 수입과 전력산업기반기금을 고려할 수 있을 것임.

제목 차례

제1장 서론 ····· 1

1. 연구의 배경 및 필요성 ····· 1

2. 연구의 목적 및 구성 ····· 2

제2장 배출권가격의 전력시장 반영논의 ····· 5

1. 전력시장에서의 배출권 가격 반영 ····· 5

1.1. 경쟁적 전력시장에서의 배출권 가격 반영 ····· 5

1.2. 경쟁적 시장의 배출권 가격 반영 관련 문제점 ····· 10

1.2.1. 우발이득의 문제 ····· 10

1.2.2. Pass-through 비율 ····· 11

2. 배출권비용의 전력시장 반영방식 분류 ····· 15

2.1. 순비용 정산 여부 ····· 15

2.2. 배출권 무상할당 여부 ····· 17

2.3. BM계수 ····· 18

2.4. 기타 고려사항 : 가상 급전순위 ····· 19

2.5. BM방식/순비용정산 여부에 따른 방식 분류 ····· 21

3. 각 방식에 대한 이론적 평가 ····· 22

3.1. 분석을 위한 변수의 정의 ····· 22

3.2. 방식별 이론적 평가 ····· 23

3.2.1. 100% 유상 배출권 할당 ····· 23
3.2.2. 발전기별 BM/SMP에 순비용 반영 ····· 25
3.2.3. 통합BM/SMP에 순비용 반영 ····· 25
3.2.4. 가상급전시스템 ····· 26
3.3. 방식에 대한 종합 비교 ····· 27

제3장 한국의 전력시장과 배출권거래제 적용 ····· 33
1. 제3차 배출권거래제 기본계획 및 할당계획 현황 ····· 33
1.1. 법적 근거 및 기본 성격 ····· 33
1.2. 제3차 배출권거래제 기본계획의 주요 방향 및 내용 ····· 35
1.3. 제3차 계획기간 할당계획 주요 내용 ····· 38
2. 국내 전력시장 구조 및 비용반영 현황 ····· 43
2.1. 국내 전력시장 구조 ····· 43
2.2. 변동비 반영 ····· 45
2.3. 고정비 보전 ····· 47
3. 전력시장 배출권거래 비용 반영 현황 ····· 49
3.1. 현행 배출권비용 정산방식 ····· 49
3.2. 전력시장운영규칙 개정과 정산방식 변경 ····· 54
3.3. 거래소(안)에 대한 사례분석과 평가 ····· 58

제4장 전력시장 모형 실증분석 ····· 67
1. 전력시장 모형을 통한 실증분석 ····· 68

1.1. 모형개요: 자료 및 전제조건 ····· 68
1.2. BM방식별 모형분석 결과 평가 ····· 70
1.2.1. 전원별/BM방식별 효과 (유상할당 비중별) ····· 70
1.2.2. 회사별/개별BM의 효과 (유상할당 비중별) ····· 74
1.2.3. 회사별/통합BM의 효과 (유상할당 비중별) ····· 80
1.3. 관련 이슈 ····· 87
1.3.1. 석탄 총량제약을 통한 온실가스 배출량 제어 ····· 87
1.3.2. 전력부문 온실가스 목표치 달성 여부 ····· 91
1.3.3. 유가인하의 영향 ····· 93
1.3.4 전략적 행동 ····· 96
2. 소결론 : 실증모형 결과 정리 ····· 101

제5장 결론 ····· 103

참고문헌 ····· 107

표 차례

<표 2-1> 가격입찰시장의 전력시장 목적 수행 효과성 ····· 9
<표 2-2> 이론전개를 위한 변수정의 ····· 23
<표 2-3> 방식들에 대한 종합 평가 ····· 31

<표 3-1> 제3차 할당계획의 주요 변경 사항 ····· 40
<표 3-2> 제3차 할당계획의 전환부문 BM계수 적용 내용 ····· 41
<표 3-3> 제3차 계획기간 연도별·부문별 배출권 총수량 ····· 42
<표 3-4> 급전을 위한 변동비(열량단가) 적용 사례('19.9월) ····· 46
<표 3-5> 2020/2021년 적용 기준용량가격 ····· 48
<표 3-6> 발전사업자 배출권 구매비용 및 정산금 비교 ····· 53
<표 3-7> 배출권거래비용 관련 조항 비교표 (전력시장운영규칙 개정 전후) ····· 55
<표 3-8> 이행년도 2017년 배출권거래비용 산정결과 (I) ····· 60
<표 3-9> 이행년도 2017년 배출권거래비용 산정결과 (II) ····· 60
<표 3-10> A발전회사 배출권비용 반영 전후 비교 ····· 65

<표 4-1> 전력시장 실증모형 주요변수 및 전제조건 ····· 68
<표 4-2> 발전부문 배출계수 적용(안) ····· 70
<표 4-3> 개별BM 유상할당 비중별 효과 (전원별) ····· 71
<표 4-4> 통합BM 유상할당 비중별 효과 (전원별) ····· 72
<표 4-5> 개별BM 유상할당 비중별 CO_2 비교 (회사별) ····· 74
<표 4-6> 개별BM 유상할당 비중별 송전량 비교 (회사별) ····· 77
<표 4-7> 개별BM 유상할당 비중별 배출권비용 비교 (회사별) ····· 79

<표 4-8> 통합BM 유상할당 비중별 CO_2 비교 (회사별) ····· 81
<표 4-9> 통합BM 유상할당 비중별 송전량 비교 (회사별) ····· 82
<표 4-10> 통합BM 유상할당 비중별 배출권비용 비교 (회사별) ····· 84
<표 4-11> 월별 기저발전기(석탄, 원전) 예방정비 계획(2021년 모의결과) ····· 89
<표 4-12> 발전기별 변동비 순위 (2021.1월 모의결과) ····· 90
<표 4-13> 주요 발전원별 연도별 변화추이 (9차 검토안) ····· 92
<표 4-14> 9차 설비계획 반영 모형 결과 (2030년) ····· 92
<표 4-15> 전세계 권역별 가스가격 비교 ····· 94
<표 4-16> 유가인하의 영향 : 발전비중 및 온실가스 배출량 (2030년) ····· 95
<표 4-17> 배출권거래비용 적용시 한계발전기 영향 ····· 96
<표 4-18> 전략적 행동의 사례분석 ····· 98

그림 차례

[그림 2-1] 배출권 가격의 반영에 따른 급전순위의 변화 ····· 7
[그림 2-2] 독일 전력가격, 연료, 배출권가격의 상관성 ····· 13
[그림 2-3] 전력시장 가격과 소매요금의 시간대별 패턴 비교(2018년 8월) ····· 20

[그림 3-1] 전력시장 거래절차 ····· 43
[그림 3-2] 전력시장가격 결정절차 ····· 44
[그림 3-3] 전력시장 한계가격 결정방법 ····· 44
[그림 3-4] 용량가격 산정을 위한 주요 인자 ····· 47
[그림 3-5] 발전사 자부담 및 정산 예시 ····· 50
[그림 3-6] 할당대상 발전사업자 월별 배출권 구매현황 (2018년) ····· 54
[그림 3-7] 발전기별 열량단가 반영요소 ····· 56
[그림 3-8] 발전기별 배출권열량단가 산정식 ····· 58

[그림 4-1] 개별BM 유상할당 비중별 CO_2 비교 (회사별) ····· 75
[그림 4-2] 개별BM 유상할당 비중별 송전량 비교(회사별) ····· 77
[그림 4-3] 회사별 LNG 비중 (개별BM) ····· 78
[그림 4-4] 개별BM 유상할당 비중별 배출권비용 비교 (회사별) ····· 79
[그림 4-5] 통합BM 유상할당 비중별 CO_2 비교 (회사별) ····· 81
[그림 4-6] 통합BM 유상할당 비중별 송전량 비교 (회사별) ····· 83
[그림 4-7] 회사별 LNG 비중 (통합BM) ····· 83
[그림 4-8] 통합BM 유상할당 비중별 배출권비용 비교 (회사별) ····· 84
[그림 4-9] 발전량 수준의 월별 패턴 및 구성 (2021년 모의) ····· 87
[그림 4-10] 전세계 가스가격 추이 ····· 94

제1장 서 론

1. 연구의 배경 및 필요성

배출권거래 비용을 전력시장에 어떻게 반영할 것인가의 문제는 2015년 배출권거래제가 시행된 이래 시장운영자나 전문가들 사이에서 지속적으로 고민되어 온 주제이다. 배출권거래제 시행 1기(2015~2017년)에는 전환부문의 배출권이 100% 무상할당 되었으므로 큰 문제가 되지 않았다. 그러나 2기(2018~2020년)부터 전환부문에 3% 유상할당[1] 이 적용되면서 발생된 비용을 사후에 정산하는 방식으로 운영해 오고 있다.

한편에서 배출권 비용을 발전의 원가에 추가하여, 도매시장가격(SMP)에 반영하는 것이 가격신호를 부여하는 역할에 도움이 된다는 주장도 꾸준히 제기되어 왔다. 또한 배출권 비용을 얼마만큼 전력시장에 반영해야 하는가는 석탄 등 연료세제개편 문제와도 맞물려 복잡한 방정식을 풀어야 하는 어려운 숙제로 남아 있기도 하다.

지난 2019년 12월, 배출권비용 관련된 전력시장운영규칙이 개정되었다.[2] 그에 따라 세부적인 운영내용을 규정하는「비용평가세부운영규정」도 2021년말까지는 보완되어야 하는 상황에 있다. 2020년 말 발표된 제9차 전력수급기본계획 논의 과정에서도 배출권비용 반영을 포함한 소위 '환경급전'의 강화가 현안이 된 바 있다.

1) 실제로 전력시장의 세부 정산설계에서는 약15% 유상할당에 해당되는 것으로 알려지고 있다.
2) 관련 조항의 변경내용은 본 보고서 <표 3-7>을 참조할 수 있다.

한편, 「제3차 배출권거래제 기본계획」(2019.12월)이 공표되고, 「제3차 계획기간(2021~2025) 국가배출권할당계획」(2020.9월)에서는 본 연구에서 제시한 방향으로 발전원 배출계수와 관련된 벤치마크(BM) 설정 방식이 결정되면서 이러한 최근의 정책이 전력시장에 미치는 영향이 어느 정도인지에 대한 관심이 늘어나고 있음.

한편, 「제3차 배출권거래제 기본계획」(2019.12월)이 공표되고, 정부 부처간의 여러 논란 끝에 「제3차 계획기간(2021~2025) 국가배출권할당계획」(2020.9월)도 발표되었다. 이 할당계획 속에는 발전원 배출계수 관련된 새로운 벤치마크(BM) 수준도 포함되어 있어 이로 인하여 대표적 화석연료 발전원인 석탄, LNG 설비, 이들을 보유한 발전사, 그리고 전력시장 전반에 미치는 영향이 어느 정도인지에 대한 관심이 높다. 또한 배출권 비용 정산과 관련된 세부 시장 규칙의 마련과 점차 어려움이 가중될 것이 분명해 보이는 석탄발전의 처리 등에도 시선이 집중되고 있는 상황이다.

2. 연구의 목적 및 구성

본 연구는 작년(2019년) 중반에 국내 CBP 전력시장에 온실가스 배출권비용을 합리적으로 반영할 수 있는 방안을 제시하는 것을 목적으로 기획·제안되었다. 그런 와중에, 2019년말에 배출권비용 관련된 전력시장운영규칙이 개정되었고, 또한 2020년 9월까지 배출권비용을 전력시장에 반영하는 문제를 놓고 부처간에 뜨거운 논쟁을 불러일으킨 바 있다. 부처간의 논란은 일단락되었으나 3차 계획 기간 전체('21~'25년)에 대해 완전히 정리가 된 것은 아니며, 3차 할당계획 기간 전

반부인 ’21~’23년 사이의 실행정도를 감안하여 후반부 ’24~’25년 할당계획이 조건부로 설정되어 있는 상태로 볼 수 있다.[3)]

따라서 본 연구는 최근의 여러 상황 변화를 반영하여, 우선 전력시장운영규칙 개정에 따라 거래소가 준비했었던 방안을 소개·평가한다. 그리고, 부처간의 논쟁과정에서 크게 이슈가 되었던 BM방식별 차이에 따른 효과 및 총량제약 방안 등을 분석하고자 한다. 또한 배출권거래 비용반영 문제를 둘러싼 주요 이슈를 논의하는 것 등을 주요목표로 삼는다.

우리나라에도 배출권시장과 전력시장 각각에 대해 깊이 이해하고 있는 전문가들이 많이 있다고 본다. 그러나 양자 사이의 간극을 메우고 상호 연계하여 제도화 하고 시장설계를 실행해 내기가 쉽지 않은 현실이라고 생각된다. 그 이유 중 하나는 배출권제도를 실시하고 배출권시장을 운영하고 있는 나라는 많으나, 전력시장의 성숙단계가 우리와는 차이가 있어 직접 참고하기가 어렵다는 점 때문일 것이다. 우리나라 전력시장은 자유화를 이룬 선진국 시장과 달리 여러 규제에 얽매여 있고 시장구조 또한 독점의 틀을 벗어나지 못한 특수성이 있기 때문이다. 그리고 배출권 시장 또한 운영된 역사가 길지 않아서 아직 성숙되지 못한 시장(thin and pure market)의 단계에 머물러 있는 상태이다. 따라서 본 연구가 우리나라의 특수한 현실에서 배출권시장과 전력시장 양자를 연계하는 연구로서 하나의 출발점이 되기를 기대한다.

본 보고서의 구성은 다음과 같다. 제2장에서는 기존 문헌에 나타난 배출권가격의 전력시장 반영에 관한 논의를 정리한 후, 분류된 방식에 대한 이론적 평가와 비교표를 제시한다. 제3장에서는 국내 배출권거래

3) 구체적인 내용은 본 보고서 <표 2-2>를 참조할 수 있다.

제와 전력시장 구조 및 현황을 정리한다. 특히 배출권 비용의 반영을 이해할 수 있도록 전력시장의 변동비 및 고정비가 어떻게 처리되고 있는지를 살펴 본다. 제3장의 3절에서는 현행 배출권비용 정산방식을 소개한 이후, 작년말 개정된 전력시장운영규칙 조항을 정리한다. 규칙 개정에 맞춰 전력거래소가 준비해 온 세부 시행방안을 소개하고, 이에 대한 이해를 돕기 위해 사례를 들어 예증해 보고 평가한다.

제4장은 본 연구의 핵심으로서 앞의 제2장에서 논의된 각 방식을 포함하여, 논란이 되고 있는 여러 이슈에 대해 전력시장 모형(M-Core)을 통해 우리의 실제 자료를 사용하여 실험적으로 분석한다. 특히 제2장에서 논의된 각 BM방식에서 전원별/회사별 효과를 분석한다. 여기서 유상할당 비중별로 배출권비용을 산정하기 위해서, 전력거래소(안)과 달리 객관적인 배출권가격을 적용하는 방식을 기준으로 삼는다. 다음으로 배출권비용과 관련된 주요 이슈 몇 가지를 추가로 모형 분석한다. 즉, 부처간의 논란대상이었던 석탄 총량제약 문제, 전력부문에서 온실가스 목표치 달성 여부, 최근 유가인하가 미치는 영향, 그리고 배출권비용 반영방식의 변화에 따른 전략적 행동 가능성 등을 심도 있게 다룬다. 제4장 2절에서 이러한 모형분석 결과에 대한 소결론을 도출한다. 마지막 제5장은 보고서 전체의 결론과 정책제언을 제시한다.

제2장 배출권가격의 전력시장 반영논의

1. 전력시장에서의 배출권 가격 반영

1.1. 경쟁적 전력시장에서의 배출권 가격 반영

현재 전세계 전력시장의 상황을 보면, 이미 자유화를 이룬 경쟁적 전력시장과 아직 여러 형태의 규제(진입규제, 요금규제 등)가 남아 있는 전력시장으로 구분할 수 있다. 본 절에서는 우선 자유화된 경쟁적 전력시장에서의 배출권 가격 반영 방식을 논의할 것이다.

원론적으로 말해서, 경쟁시장은 배분적 효율성이 달성되는 시장이다. 그런데, 탄소배출이라는 외부성이 존재할 때 외부성을 반영한 배분적 효율성을 달성하기 위해서 배출권거래제(ETS)에서 결정되는 배출권 가격이 탄소배출의 외부성(기회비용)을 정확히 반영해야 한다. 그런데 실제 배출권 가격은 탄소배출의 한계감축비용을 반영하게 되므로 외부성과 한계감축비용에는 괴리가 있을 수 있다. 물론 총 배출권 수준이 적절히 결정될 경우 외부성과 한계감축비용이 일치할 수 있다. 본 절의 경쟁시장에 대한 논의에서는 ETS에서 결정되는 배출권 가격이 탄소배출의 외부성을 반영함을 가정하고 이후 논리를 전개할 것이다.

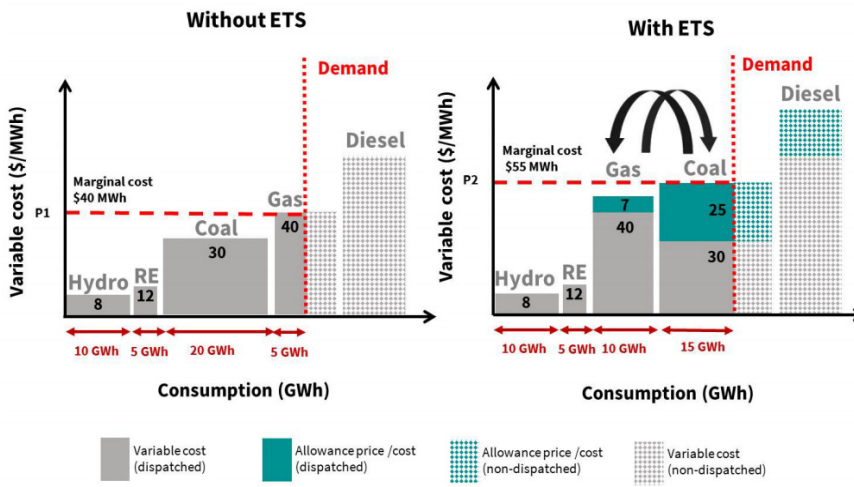
일반적으로 완전경쟁시장은 제품, 서비스의 한계비용을 반영하는 가격을 산출하며, 배분적 효율성을 만족시킨다. ETS에서 탄소 배출의 한계감축비용을 반영한 배출권 가격이 결정되고, 전력시장이 완전경쟁적이어서 도매 및 소매가격에 이 배출권 가격이 반영될 경우 가장 효율적이라는 추론이 가능하다.

전력시장의 경우 송/배전 그리드 부문의 존재 등 때문에 산업전반의 완전경쟁이 달성되기 어려운 사정이 있다. 그러나 송배전으로부터 분리된 발전·판매 부문의 경쟁이 이루어지고 독립적인 규제자가 시장지배력의 남용을 억제할 경우 경쟁적인 시장과 유사한 운영을 할 수 있다는 역사적 경험과 이를 뒷받침하는 이론적 논리가 있다. 예를 들어 Acworth et al. (2018) 및 Acworth et al. (2020)에서는 Matthes (2017)와 OECD/IEA (2016)을 인용하면서 다음의 조건들을 만족할 때 배출권비용을 반영한 배분적 효율성이 충족된다고 주장하였다.

- 소비자들이 자유롭게 전력 공급자들을 선택 가능
- 발전, 송/배전, 판매가 분할되고 경쟁이 보장됨
- 경제적 급전순위(Merit Order)에 따라 발전량이 결정
- 독립적인 규제자에 의한 시장 모니터링

위 조건에서는 급전순위의 문제가 언급되고 있는데 다양한 발전원들 중 배출권 가격을 포함한 한계비용이 가장 낮은 발전원들이 우선적으로 급전순위에 포함되는 것이 보장되는 것을 경제적 급전순위라고 표현하고 있다. 배출권 가격을 반영할 때 경제적 급전순위의 변화가 아래 [그림 2-1]에 표현되어 있다. 예를 들어 배출권 가격이 포함되지 않았을 때에는 석탄발전이 가스발전보다 한계비용이 낮아 우선적으로 발전에 사용되지만 배출권 가격이 반영될 경우 탄소배출량이 상대적으로 많은 석탄발전이 가스발전 대비 후순위에 놓일 수 있다. 이런 경제적 급전순위의 달성은 시장구조와 무관하게 효율적인 배출권 가격의 반영을 위해 필수적인 것이다.

[그림 2-1] 배출권 가격의 반영에 따른 급전순위의 변화



자료: Acworth et al. (2018, p. 10)

만약 효율적인 전력시장 구조가 만족될 경우 전력 가격에 배출권 가격이 적절히 반영되며, 탄소배출 저감 효과가 나타나게 된다. 그 효과를 소매가격 상승으로 인해 나타나는 효과와 발전원가 상승에 의해 나타나는 효과로 구분하면 아래와 같이 정리된다(Acworth et al. 2018; Acworth et al. 2020).

- 수요자 측면 : 소매 전력가격 상승으로 유발되는 효과
  - 수요측 효과(Demand Side or Consumption Lever) : 소매 전력가격 상승에 의한 전력소비 감소
  - 혁신측 효과(Innovation Lever) : 소매 전력가격 상승을 반영하여 저탄소 제품, 저탄소 생산 공정(process), 기술의 발전이 가속화됨

- 발전 측면 : 발전원가 상승으로 유발되는 효과
  - 공급측 효과(Supply or Clean Dispatch Lever) : 상대적으로 탄소 배출량이 낮은 저탄소 발전원들의 경쟁력 및 발전량 증가
  - 투자측 효과(Investment Lever) : 저탄소 발전원들에 대한 투자 촉진
  - 퇴출측 효과(Accelerated Decommission Lever) : 탄소 배출량이 많은 발전원의 퇴출 촉진

Acworth et al. (2018) 및 Acworth et al. (2020)에서 언급된 조건들이 만족될 때 이상에서 설명된 효과들이 최적 수준에서 달성될 수 있는지에 대해서는 추가적인 논의가 필요하다. 그렇지만 이 효과들의 유형은 다양한 대안들의 효과성을 평가하기 위한 기본틀(Framework)로 이용될 수 있다.

Acworth et al. (2018) 및 Acworth et al. (2020)가 제시한 조건은 경쟁적인 도매시장(전력시장)을 상정하고 있어서 우리의 전력도매시장 현실과 큰 괴리가 있다. 제3장 2절에서 묘사하겠지만, 현재 한국의 도매시장은 가격입찰이 이루어지고 있지 않은 변동비반영시장(Cost Based Pool: CBP)으로 운영되고 있다. 지난 20년간 지속되어온 이 비효율적인 도매시장구조의 제도개선 논의가 최근 활발하게 이루어지고 있으므로 그 경과를 지켜보아야 한다.

자유화를 이룬 선진국의 전력가격 입찰시장은 크게 1) 용량보상을 포함하지 않는 단일 에너지시장, 2) 에너지시장에 가격상한을 적용하고 별도 용량에 대한 보상시스템을 도입하고 판매사업자들에 대해 용량확보 의무를 부과하는 용량보상 상황으로 구분 가능하다. 단일 에너지시장의 경우 가격이 지나치게 변동하는 단점이 있기 때문에 가격상

한을 부과하는 경우가 많은데 이 경우 발전사업자들이 원가를 충분히 회수하지 못하는 Missing Money 문제가 발생하며, 이 문제의 해소를 위해 많은 국가들에서 용량보상 상황으로 도매시장을 운영하고 있다.

송재도(2020)에서는 전력시장의 목적을 1) 소매시장에의 적정 원가 시그널 제공, 2) 전력구매비용 억제, 3) 적정 진입/퇴출, 4) X-비효율성의 개선의 네 가지로 정의하고 앞서 언급된 두 가지 유형의 가격입찰시장이 이들 목적을 효과적으로 수행할 수 있는지를 검토하였으며, 그 결과를 아래 <표 2-1>로 정리하였다.

〈표 2-1〉 가격입찰시장의 전력시장 목적 수행 효과성

구 분	단일에너지시장	용량보상 상황
소매시장에의 원가 시그널	- 과소 용량 상황에서 장기한계비용 대비 높은 가격 및 과도한 용량 상황에서의 좌초비용 문제 - 높은 가격변동성과 발전사업자들의 전략적 행위에의 민감성	- 최대부하 이하 수요 상황에서 장기한계비용 이상의 높은 가격 - 발전사업자들에 대한 과도한 보상 가능성 - (가격변동성의 완화)
전력구매 비용 억제	기저발전원들의 초과이윤	
진입/퇴출 유인	- 과도한 진입/퇴출 유인 - 자본비용의 상승 - 발전사업자들의 전략적 행위	- 발전사업자들에 대한 과도한 보상 가능성 - (불확실성의 감소)
	정책적 의사결정과 시장의 경제적 유인의 괴리	
X-비효율성의 개선	초과이윤에 따른 비효율성 개선압력 감소	

주: 괄호 안에 표기된 내용은 용량보상 상황이 가지는 단일에너지시장 대비 장점.
자료: 송재도(2020)의 <표 4>.

대체로 단일에너지시장에서 전력시장의 목적을 수행하는데 상당한 한계가 나타나는 것으로 보인다. 반면 용량보상상황의 경우 단일에너지시장 대비 가격변동성의 완화, 불확실성의 감소 같은 상대적인 장점이 있지만 대체로 발전사업자들에 초과이윤을 발생시킬 개연성이 커지며, 상당한 규제기관의 개입을 전제하는 방식으로 자율적인 시장기능의 장점을 발휘하는데 한계가 있는 것으로 생각된다.

우리의 경우 제3장 2.3절에서 보듯이 고정비를 용량가격(CP)의 형태로 발전원에 상관없이 일률적으로 사후정산 방식으로 지급하고 있어, 제대로 된 비용반영이 되지 않고 있는 현실이라는 점을 상기할 필요가 있다.

1.2. 경쟁적 시장의 배출권 가격 반영 관련 문제점

앞 절의 논의는 경쟁적 도매시장(가격입찰시장)의 일반적인 문제점을 생각해 본 것이다. 이번 절에서는 배출권 가격의 반영과 직접 연계된 문제들을 다루어 본다.

1.2.1. 우발이득의 문제

우선 경쟁적 가격입찰시장에만 맡길 경우, 우발이득 문제의 해소 방법이 없다는 점이 문제가 된다. 우발이득(Windfall Gain)이란 전력 도매가격이 탄소배출권 가격을 반영하여 상승했을 때 무상으로 배출권을 할당받은 경우 추가적 비용 없이 도매가격 상승에 의한 매출의 증가가 발생할 수 있음을 의미한다. 즉 배출권이 무상 할당될 경우 이윤이 증가한다는 것이다. 한국의 경우 2021년 이후에도 상당 기간 일정 수준

이상의 배출권 무상할당이 유지될 것이 예견되는 상황이므로 이 문제가 중요하게 다루어질 필요가 있다.

Acworth et al. (2018)의 경우 우발이득이 배출권 비용의 발생에 의한 기투자된 자산들의 평가절하(devaluation) 문제를 완화시키는 장점도 있으며, 따라서 배출권거래 도입 초기에 우발이득이 긍정적 효과가 있다고 언급한 바 있다. 그러나 이런 우발이득은 장기적으로 투자/퇴출 유인의 왜곡 문제를 발생시킨다. 또 무상 배출권이 너무 많아 거래의 필요를 못 느끼는 사업자들이 많아지면 배출권 시장에서 공급이 부족해져 유동성부족으로 인한 엷은 시장(Thin Market)의 문제가 발생함도 지적한 바 있다. 그 외에도 전력 소매가격의 안정화 등을 고려하기 위해 우발이득을 가급적 억제해야 한다는 것이 일반적인 견해로 보인다.

나중에 제3장 3.1절에서 보게 될 우리나라 현행 배출권 비용의 사후정산 제도는 우발이득의 문제를 원천적으로 봉쇄하는 전형적인 수단의 하나로 생각할 수 있다. 사후정산 제도를 폐지하고, 향후 배출권 열량단가를 변동비 및 SMP에 포함하게 되는 경우, 우발이득의 문제가 생겨날 수 밖에 없으므로 이에 대한 허용여부도 정책적 이슈가 될 것이다.

1.2.2. Pass-through 비율

다음으로 중요하게 다루어져야 하는 것은 경쟁시장에서 배출권 가격이 전력시장의 가격에 제대로 반영될 수 있는지의 문제이다. 통상 Pass-through의 문제로 언급되는데 Pass-through란 배출권 가격이 전력 및 탄소집약적 제품의 가격에 반영되는 메커니즘(Acworth et al. 2018)을 말한다. 또 Pass-through 비율은 배출권 가격이 도매 및 소매 가격에 반영되는 비율을 말하는데, 이 비율이 1보다 낮다면 탄소배출의 외

부성 또는 기회비용이 전력가격에 충분히 반영되지 않음을 의미한다.

Acworth et al. (2018) 및 Acworth et al. (2020)를 비롯해 경쟁시장을 효율적이라고 생각하는 관점은 사실상 경쟁시장이 Pass-through 비율 1을 달성할 수 있어서 탄소배출권 가격을 포함한 전력생산의 한계비용을 전력가격이 적절히 반영할 수 있다는 믿음에 기초한 것이다. 그리고 앞서 본장의 1.1절에서 논의된 탄소배출권 가격의 전력시장 반영 효과(수요자 측면 및 발전 측면)들이 적정 수준에서 발생하는지 여부는 Pass-through 비율이 1이 되는지의 문제와 주로 관련된다. 따라서 실제 Pass-through 비율이 1에 가깝게 나타나는지는 경쟁시장의 효율성을 판단함에 있어 매우 중요하다.[4)]

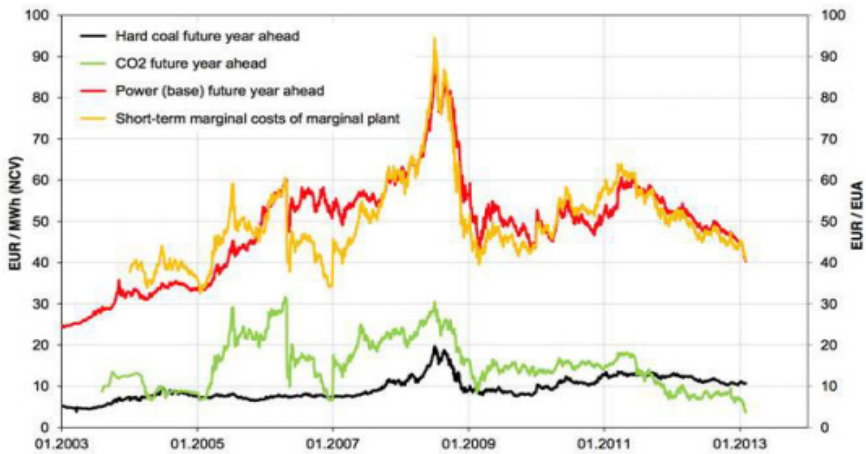
그러나 기존 Pass-through 비율 관련 연구들을 살펴보면 상당한 괴리가 있음을 확인할 수 있다. 아래에서는 대체로 경쟁시장이 도입된 것으로 보이는 EU 국가들의 사례를 연구한 결과들을 제시한다. 추가로 미국의 사례도 언급되는데 미국의 경우 주별 경쟁도입 상황이 달라 경쟁시장의 사례라고 확정적으로 말하기는 어려움을 밝힌다.

일반적으로 생각할 때 탄소배출권 가격의 반영과 같이 원가의 변화 상황이 발생하면 가격은 이를 반영해야만 한다. Matthes and Ziesing (2008) 및 Matthes (2013)는 독일의 사례를 분석하여 연료가격(Hard Coal Future Year Ahead)과 배출권 가격(CO_2 Future Year Ahead), 기저발전기의 전력가격(Power (base) Future Year Ahead) 및 한계발전기의 단기 한계비용(Short-term Marginal Costs of Marginal Plant) 간의

4) 설사 전력시장과 탄소시장이 모두 완전경쟁적이라 해도 전력가격과 탄소배출권 가격의 상관성이 1이 되지는 않을 것이며, Pass-through 비율이 1이 아닐 수 있다. 그 이유는 탄소가격의 상승은 전력시장의 공급곡선을 상향 이동시키게 되는데, 이 때 새로운 전력시장의 가격은 공급곡선과 수요곡선의 탄력성에 따라 다르게 결정될 것이기 때문이다.

높은 상관성을 보여준 바 있다(Acworth et al. (2018)에서 재인용). 이 연구는 경쟁시장의 효율성을 지지하는 연구로 볼 수 있는데 다만 Pass-through 비율을 직접 제시하지 않고 있다.

[그림 2-2] 독일 전력가격, 연료, 배출권가격의 상관성



자료: Matthes (2013)의 결과를 재인용한 Acworth et al. (2018)의 Figure A.1.

Pass-through 비율을 제시한 실증연구들에서는 그 비율이 1과 상당히 차이를 보인다. 각국의 Pass-through 비율에 대한 연구결과들을 정리하면 아래와 같다.

- 독일(Hintermann 2014) : 도매의 경우 적어도(lower bound) 84~89%이며, central estimate는 98~106% (Bauer and Zink (2005)의 경우 0.52로 추정)
- 스페인(Acworth et al. (2018)에서 Fabra and Reguant (2013)를 재인용) : 도매의 경우 80%

- 핀란드 Nord Pool(Acworth et al. (2018)에서 Honkatukia et al. (2006)를 재인용) : Spot Price(도매가격)의 경우 75-95%
- 미국(Nelson et al. (2012)에서 재인용) : 소매의 경우 75%

Nelson et al. (2012)에서는 다양한 연구모형들을 검토한 결과 배출권 가격이 최종 소매전력 가격에 미치는 영향이 다양하게 나타나고 있음을 정리하였으나, 그 차이를 발생시키는 원인을 명확히 규명하지는 못하고 있다. 대체로 발전설비들의 배출계수, 수요탄력성, 대체재의 고정/변동비 수준 등이 영향을 미치는 것으로 판단하고 있다. 또 Sijm et al. (2012)의 경우 이론적 분석을 통해 경쟁사업자들의 수 및 규제방식 등 시장구조 차이에 따라 Pass-through 비율이 크게 차이가 날 수 있음을 주장한 바 있다. 이상의 논의를 정리하면 경쟁시장이라고 해서 1의 Pass-through 비율을 보장하는 것은 아니라는 점이다.

한편, 규제되고 있는 전력시장에서는 정부 또는 규제기관이 도매시장에서의 Pass-through 비율을 통제할 수도 있음을 의미한다. 소매시장에서도 규제기관을 통해 소매가격의 Pass-through 비율이 통제될 수 있다. 정부가 온실가스 배출량 감소를 위해 전력가격에 배출권가격이 제대로 이전되어야 한다는 분명한 목표를 가진다면, Pass-through 비율을 점진적으로 1로 지향하여 변화시키는 규제정책을 사용할 수 있다.

한국에서는 전력도매시장과 소매시장의 연계가 제대로 되지 않아 도매-소매요금간의 자연스런 Pass-through를 기대하기는 어려운 상황에 직면해 있다. 또한 정부의 소매요금 규제로 인해 왜곡된 부분이 거꾸로 도매시장의 정산과정에서 정산조정계수라는 형태로 조율되는 현실이다. 최근 도매시장제도 개선 논의 과정에서 연료비 연동제를 제대로

실시하는 문제가 강하게 제기되고 있기도 하다. 연료비에 더하여 배출권비용이 원가로서 연동된다면 Pass-through 문제를 해결할 수 있는 하나의 방법이 될 수 있다. 본 연구에서는 전력도매가격에 배출권비용을 반영하는 방식을 주로 논의하고 있지만, 향후 도매가격에 추가된 배출권 비용을 소매시장에 제대로 Pass-through 하는 문제도 고민해야 할 주제가 될 것이다. 이와 관련하여 최근 배출권 비용 등 환경요금을 별도항목으로 최종 소비자요금 체계에서 부과해야 한다는 목소리도 높아지고 있는 상황이다.[5)]

2. 배출권비용의 전력시장 반영방식 분류

본 보고서는 기본적으로 도매시장에서의 배출권 가격 반영방식을 다루고 있기 때문에 소매가격 부분과 관련된 논의는 우선 배제하기로 한다. 이번 절에서는 규제 하에서 배출권 가격을 전력(도매)시장에 반영하기 위한 여러 방식을 살펴볼 것이다. 여기서 중요하게 고려되어야 할 요인으로 1) 순비용 반영 여부, 2) 배출권 무상할당 수준, 3) Benchmark(BM) 등을 차례로 논의해 본다.

2.1. 순비용 정산 여부

도매가격 산정에서 주된 이슈가 되는 것은 전력생산의 한계비용과 관련된 SMP의 산출방식이다. 이 때 SMP의 산출 과정에서 배출권 가격을 단순히 기존 한계비용에 추가하는 방식이 고려될 수 있으며, 이 방식은 '기회비용 정산 방식'이라 칭할 수 있다.

5) 이데일리 기사 참조(2020.10.17.)

기회비용 정산 방식에서는 SMP가 배출권 가격을 그대로 반영하여 상승하게 되므로 도매가격이 탄소배출의 기회비용을 적정 수준에서 반영한다는 점에서 효율적이다. 즉 전력 한 단위 생산에서 발생되는 탄소배출량에 해당하는 배출권 기회비용(전력 단위 생산당 배출량 × 배출권 가격)이 한계비용에 산입되는 것이다. 이 경우 개념적으로 "SMP+용량가격"이 장기 한계비용을 반영하게 되므로 이론적으로 이상적인 도매가격, 즉 효율적 경쟁시장과 동일한 도매가격이 달성되는 것이다.[6)]

그러나 한국에서는 배출권의 상당 비율이 무상할당으로 배분되고 있다. 따라서 기회비용 정산 방식을 적용하면 SMP는 "전력 단위 생산당 배출량 × 배출권 가격"만큼 증가하지만 실제 발전사업자들의 원가는 그만큼 증가하지 않고 초과이윤(우발이득)을 발생시키게 된다. 즉 "전력 단위 생산당 배출량 × 배출권 가격 × 배출권 무상할당 비중" 만큼의 초과이윤이 발생한다.

앞서 발전사업자들에 대한 초과이윤이 억제되는 것이 바람직함을 언급한 바 있다. 더욱이 현재까지는 전력산업의 요금정책이 소비자들의 부담 억제 추구에 초점이 맞춰져 있어 발전사업자들의 초과이윤을 용인하기 어려운 상황으로 평가된다.

따라서 본 연구에서는 기회비용 정산 방식을 배제하고 '순비용 정산 방식'만을 고려토록 한다. 순비용 정산 방식에서는 SMP 산출시 "전력 단위 생산당 배출량 × 배출권 가격"이 아닌 "전력 단위 생산당 배출량 × 배출권 가격 × 유상할당 배출량 비율"을 반영하는 방식을 의미한다. 즉, 실제 발전사업자들에게 발생한 비용만을 반영하는 방식을 의미한다.

6) 일반적으로 한계비용은 변동비만을 고려하지만 장기 한계비용 개념에서는 용량을 한 단위 증가시키기 위한 증분비용을 추가로 반영한다.

2.2. 배출권 무상할당 여부

배출권 무상할당 수준과 관련하여 배출권을 100% 유상할당 하는 방식과 기타 유형을 구분할 필요가 있다. 만약 배출권이 100% 유상할당 될 경우 순비용 정산 방식에서도 발전사업자들의 한계비용에는 배출권 기회비용이 자연스럽게 반영된다. 즉 전력 한 단위 생산에서 발생되는 배출권 순비용이 배출권 기회비용 "배출량 × 배출권 가격"과 같아지며 이 비용이 한계비용에 산입되는 것이다. 따라서 "SMP+용량가격"이 장기 한계비용을 반영하게 되므로 이론적으로 이상적인 도매가격을 달성하게 된다.

100% 유상할당 방식은 앞서 언급한 기회비용 정산 방식과 유사해 보이지만 기회비용 정산 방식이 무상 배출권 할당 방식과 결합될 경우 중요한 차이가 발생한다. 후자에서는 무상할당만큼의 배출권 기회비용이 발전사업자들의 우발이득으로 귀속된다. 그러나 100% 유상할당 방식에서는 그 우발이득에 해당하는 금액이 규제기관의 추가적 수입으로 귀속되는 차이가 있다.

반면 일정 비율의 무상할당이 발생할 경우 순비용 정산 방식이 적용되면 앞서 언급한 바와 같이 SMP에 "전력 단위 생산당 배출량 × 배출권 가격 × 유상할당 배출량 비율"에 해당하는 비용만이 추가로 반영되며, 탄소배출의 기회비용이 SMP에 충분히 반영되지 않는다. 따라서 "SMP+용량가격"이 장기 한계비용으로부터 괴리되는 문제가 발생한다. 그러나 무상할당과 순비용 정산 방식의 결합도 과도기적 상황에서 유의미한 대안으로 고려될 수 있다고 판단하여 대안으로 고려할 것이다.

2.3. BM계수

BM(Benchmark) 계수는 발전원 유형별 발전량 대비 탄소배출량(BM : tCO_2/MWh)을 의미한다. 대체로 개별 발전기의 BM계수가 아니라 발전원 유형별 평균 또는 대표 발전기의 BM 계수를 의미하므로 표준 계수의 특성을 갖는다.

이 개념이 중요하게 부각되는 이유는 현재 무상 배출권 할당 방식이 과거배출량을 사용하는 Grandfathering 방식이기 때문에 배출권 할당 전 배출량 저감 노력을 할 경우 무상 배출권 할당량 결정에서 불이익을 받는 문제가 발생하기 때문이다. 만약 무상 배출권 할당량을 발전원 유형별 표준 BM계수 개념에 근거해 결정할 경우 개별 발전기들의 효율수준에 따른 보상이 발생하기 때문에 효율화 유인이 작동하며, 이론적으로 바람직한 측면이 있다. 따라서 무상 배출권 할당 방식이 Grandfathering 방식에서 BM 방식으로 변화하는 추세에 있다고 한다(임지산 등 2019, p.18).

그러나 BM 방식에서도 여전히 논점이 있다. BM 계수는 발전원 유형별로 산출되며 무상 배출권이 BM 계수에 비례하여 할당될 경우 동일 발전량 대비 탄소배출이 많은 발전원 유형에 더 많은 무상 배출권이 제공되어 탄소배출량이 더 높은 발전원 유형을 더 많이 보조한다는 이슈가 여전히 발생하는 것이다.

구체적으로 살피면 배출권 순비용은 “전력 단위 생산당 배출량 × 배출권 가격 × 유상할당 배출량 비율”으로 나타난다. 이 때 배출권 가격과 유상할당 배출량 비율은 발전원 유형별로 동일한 것으로 가정해도 무리가 없다. 한편 전력 단위 생산당 배출량은 BM계수와 정비례한다. 따라서 BM방식과 순비용 정산 방식이 적용되면 배출권 가격에 의한

SMP 값의 증가는 기회비용 정산 방식 대비 모든 발전원 유형에서 동일 비율로 감소하게 된다. 반면 절대값 관점에서 보면 BM 계수가 높은 발전원들에 대해 더 크게 감소가 발생한다.

이 이슈는 급전순위의 결정과 관련해 중요한 의미를 갖는다. 급전순위 관점에서는 기회비용 반영방식이 이상적이며, 급전순위는 각 발전기들의 한계비용 절대값에 의해 결정된다. 그런데 BM 계수를 적용한 무상할당 상황에서 순비용 정산이 이용될 때 발전원별 한계비용 절대값 차이가 기회비용 반영방식 대비 달라지게 되며, 급전순위의 왜곡 가능성이 발생하는 것이다.

이런 왜곡을 막기 위한 하나의 대안으로 모든 발전기에 대해 동일한 BM 계수를 적용하여 모든 발전기들의 배출권 무상할당량을 단지 발전량에 비례하도록 만드는 방식이 고려될 수 있다.

정리하자면 전통적인 BM 방식으로 무상 배출권을 할당하는 “발전원 또는 발전기별 BM 방식” 또는 “개별BM방식”과 모든 발전기들에 대해 동일 BM을 적용하는 “통합BM 방식”의 두 가지를 고려할 수 있다.

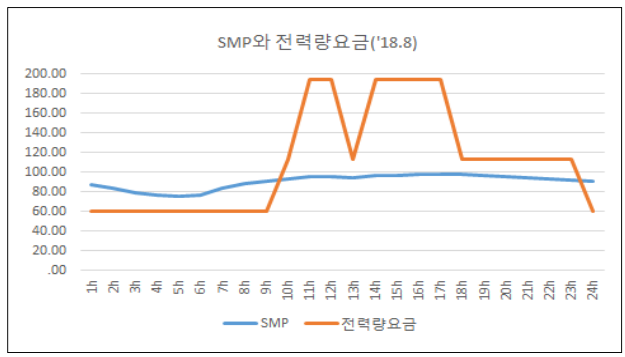
2.4. 기타 고려사항 : 가상 급전순위

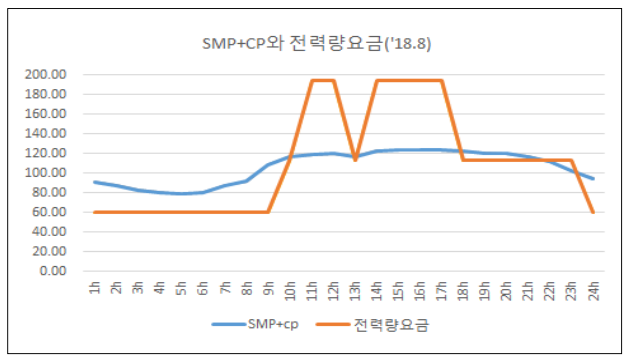
이상의 논의와 별개로 추가로 생각할 수 있는 대안으로 SMP 결정 방식과 별개로 배출권 관련 비용의 정산이 이루어지는 현재 배출권 비용 정산방식을 동일하게 유지하고 급전순위 결정에만 기회비용 정산 방식을 이용하는 방법도 고려 가능하다.

“SMP+용량가격”은 개념적으로는 장기 한계비용에 일치하며, 이 가격이 도매시장이 소매시장에게 전달하는 원가 시그널로 작용한다. 그러나 현재 전력 소매가격 결정은 경쟁적인 시장에 의한 것이 아니며

총괄원가에 기초한 투자보수율 규제의 성격을 띤다. 또한 종별 요금의 차이가 존재하여 “SMP+용량가격”과 소매요금과의 상당한 괴리가 발생할 수 밖에 없다. [그림 2-3]은 2018년 8월 일반용(을)과 산업용(을) 고압 B/선택 I의 시간대별 요금을 “SMP+용량가격”과 비교하여 제시하고 있는데 실재 “SMP+용량가격”과 간 차이가 상당히 발생하고 있음을 알 수 있다.7)

[그림 2-3] 전력시장 가격과 소매요금의 시간대별 패턴 비교(2018년 8월)





*CP: Capacity Price(용량가격)
자료: 한전 내부자료

7) 한국의 현실에서 ‘용량가격’이 경쟁적인 시장에서 결정된 것이 아니라는 점에 대해서는 본 연구 제3장 2.2.3절을 참조하길 바란다.

이런 상황을 고려할 때 “SMP+용량가격”의 원가 시그널 효과에 현실적인 의미를 크게 부여하기 어렵다. 또한 SMP와 별개로 정산되는 배출권 순비용은 전체 원가에 포함되어 소매가격에 반영된다. 따라서 적어도 단기의 과도기적 대안에서 중시해야 하는 요인은 원가 시그널 효과 측면보다는 급전순위의 변화라고 생각된다.

그렇다면 SMP 결정방식과 배출권 비용의 정산 방식은 현 상태를 유지하고 급전순위의 결정에서만 개별 발전기의 한계비용에 앞서 정의한 배출권의 기회비용을 반영하는 방식이 변화를 최소화 하면서 배출권 가격을 전력시장에 반영하는 대안으로 고려될 수 있다. 이를 이후부터는 “가상 급전순위” 방식으로 칭한다.

2.5. BM방식/순비용정산 여부에 따른 방식 분류

앞서의 논의를 정리하면 본 보고서는 우선 “순비용 정산 방식”만을 고려할 것이며, 무상 배출권 할당 수준과 관련하여 “100% 유상할당”과 부분적으로 무상 배출권을 할당하는 방식을 비교·검토할 것이다. 또 BM 계수와 관련하여 “발전원 또는 발전기별 BM 방식”과 “통합 BM 방식”을 고려한다. 이 외 앞에서 언급한 가상 급전순위 방식을 포함하여 아래의 네 가지 방식을 본장의 분석에서 검토할 것이다.

- 100% 유상 배출권 할당 : 아래 단일 BM/순비용 정산에서 BM 값을 0으로 적용한 경우와 동일
- 개별BM(발전기별 또는 발전원별 BM) : 무상 배출권 할당 시 개별 발전기의 단위 발전량 당 탄소 배출량의 차이를 반영하고 배출권 구매 순비용을 SMP에 반영

- 통합BM : 무상 배출권 할당 시 발전기별 단위 발전량 당 탄소 배출량의 차이를 반영하지 않으며, 배출권 구매 순비용을 SMP에 반영
- 가상 급전순위 : 배출권 순비용을 SMP 산정과정과 별개로 정산(현재 방식)하되 급전순위 결정에서는 배출권 기회비용(순비용이 아닌) 반영

3. 각 방식에 대한 이론적 평가

3.1. 분석을 위한 변수의 정의

본 절에서는 앞의 2.5절에서 분류된 배출권 비용의 반영 방식들을 이론적인 차원에서 검토한다. 이러한 논의는 제4장의 전력시장 모형을 통한 실증분석에 기준점을 제시해 줄 것이다. 이론적 분석에서 너무 세부적인 특성들을 고려하는 것은 분석을 복잡하게 만들며, 각 대안들의 중요한 특성들을 부각시키는데 오히려 부적합한 면이 있다. 따라서 본 절의 모든 분석에서는 현행 전력시장에서 배출권비용 정산과 달리 기준가격, 기준배출량의 산정 방식 등은 논하지 않고 실제 발생한 모든 순비용을 반영하는 것을 가정하여 진행한다. 각 방식들의 차이를 명확히 보여주기 위해 간단한 수리적 표현을 전개할 것이며, 이를 위한 변수들을 아래 <표 2-2>와 같이 정의한다.

〈표 2-2〉 이론전개를 위한 변수정의

- Y = 총 배출량 대비 무상할당 비율 ($0<Y<1$)
- 하첨자 $_i$ = 전원별 유형(무연탄, 무연탄, 중유, LNG)
- 하첨자 $_j$ = 발전기
- EC_{ij} = 발전기별 배출계수(tCO_2/TOE)
  ☞ 10Gcal당 탄소배출량(입열량 기준)
- Q_{ij} = 발전기별 Gcal당 발전량 (kWh/Gcal)
- P_E = 배출권가격 (원/tCO_2)
- P_i = 연료유형별 열량단가 (원/Gcal)
- BM_{ij} = $100*EC_{ij}/Q_{ij}$ = BM(배출계수: tCO_2/MWh)
  ☞ $BM_i = Average_i(BM_{ij})$
- EP_{ij} = $EC_{ij}*P_E/10$ = 배출권열량단가(원/Gcal)

3.2. 방식별 이론적 평가

3.2.1. 100% 유상 배출권 할당

100% 유상 배출권 할당은 모든 배출권을 유상으로 할당하여 배출권의 기회비용과 순비용을 일치시키는 것을 특징으로 하며(Y=0), SMP에 배출권 순비용을 반영하는 방식을 의미한다. 이 방식은 아래에서 분석할 통합BM 방식에서 BM 값을 0으로 설정하는 경우와 동일한 것으로도 해석할 수 있다. 그러나 이 방식을 별도로 설명하는 이유는 유상배출권 할당 상황에서 “배출권 비용을 반영한 SMP+용량가격”이 배출권의 기회비용을 반영한 장기한계비용 개념과 일치하며, 적절한 소매가격 규제와 결합할 때 벤치마크로 정의한 효율적인 경쟁시장의 결과와 이론적으로 동일한 결과를 발생시킴을 보이기 위한 것이다.

이 방식에서 총변동비용(연료비+배출권변동비용)은 다음과 같은 식으로 표현된다.

$$P_i/Q_{ij}+BM_{ij}*P_E/1000 \qquad \text{(식 1)}$$

여기서, P_i/Q_{ij}는 연료비(원/kWh)로서 모든 대안에서 동일한 것으로 주어진다. 그리고 배출권변동비용(원/kWh) $BM_{ij}*P_E/1000$는 다음의 과정을 거쳐 도출된다. 즉,

$$EP_{ij}/Q_{ij} = EC_{ij}*P_E/10/Q_{ij} = BM_{ij}*P_E/1000 \qquad \text{(식 2)}$$

한편, 한계가격(SMP)은 SMP = $MAX_{ij}\{P_i/Q_{ij}+BM_{ij}*P_E/1000\}$에 의해 정해지며, 이는 급전순위에 포함되는 발전기들 중 최고값에서 SMP가 결정됨을 의미한다.

위 결과는 탄소변동비용이 발전기별 BM과 배출권가격(P_E : 기회비용)을 모두 반영함을 의미한다. 따라서 소매가격이 Pass-through 비율 1을 달성할 수 있도록 적절히 규제되는 상황이라면, 효율적인 경쟁시장과 동일한 결과가 나타난다.[8)]

8) 한편 현재의 규제상황(배출권 순비용 별도 정산)과 비교할 때 발전원가에 대한 시그널로 해석되는 "SMP+용량가격"이 상승하게 된다. 또 개별 발전기들에 대한 배출권 비용 보상이 현재(개별 발전기의 실제 순비용 정산)와 달리 한계 발전기의 배출권 변동비용에 비례하여 보상되어 일정 수준 실제 순비용과 괴리가 나타나게 된다.

3.2.2. 발전기별 BM/SMP에 순비용 반영

이 방식은 배출권의 할당은 현재와 동일하게 일정 수준의 무상할당을 허용하되, 배출권 순비용을 SMP와 별개로 정산하는 현 방식을 SMP에 반영하는 방식으로 변화시키는 것이다. 이 방식에서 개별 발전기들의 총변동비용(연료비+배출권변동비)은 다음과 같이 표현된다.

$$P_i/Q_{ij}+(1-Y)BM_{ij}/1000*P_E \qquad \text{(식 3)}$$

여기서, P_i/Q_{ij}은 연료비(원/kWh)에 해당하며, 배출권변동비(원/kWh)는 $(1-Y)BM_{ij}/1000*P_E$로 표시된다. Y는 앞서 정의한대로 무상할당 비율을 나타낸다. 이때, 한계가격의 결정은 SMP = $MAX_{ij}\{P_i/Q_{ij}+(1-Y)BM_{ij}/1000*P_E\}$에 의해 이루어진다.

100% 유상할당 상황과 비교하면 배출권변동비가 모든 발전기에서 동일 비율$(1-Y)$로 감소한다. 따라서 SMP에도 감소분이 반영된다. 전반적으로 볼 때 벤치마크 상황과 대비해 Y값이 커질수록 비효율 증가한다.

3.2.3. 통합BM/SMP에 순비용 반영

통합BM은 모든 발전기들에 대해 동일 발전량에 비례하는 무상 배출권을 할당하는 방식이다. 이는 발전기별 BM에서 탄소배출량이 상대적으로 많은 발전기들에 대해 더 많은 무상 배출권이 할당되어 탄소배출량 차이에 따른 비용 차이를 완화시키는 것과 대조된다. 통합 BM 값을 X라고 표기할 때 개별 발전기들의 총변동비용은 아래의 식으로 표현된다.

$$P_i/Q_{ij}+(BM_{ij}-X)/1000*P_E \qquad (식\ 4)$$

첫번째 항은 연료비(원/kWh)이며, 두번째 항은 배출권변동비(원/kWh)를 표시한다. 한편, 한계가격은 SMP = $MAX_{ij}\{P_i/Q_{ij}+(BM_{ij}-X)/1000*P_E\}$로 표시할 수 있으며, 앞서와 마찬가지로 급전순위에 포함되는 발전기들 중 최고값을 나타낸다.

100% 유상할당의 경우와 비교하면, 배출권변동비가 모든 발전기에서 동일 금액($X/1000*P_E$)만큼 감소한다. 이런 동일 절대값의 감소는 발전기별 BM 방식에서의 동일 비율의 감소와 대조된다.

3.2.4. 가상급전시스템

앞서 정의하였듯이 가상급전시스템은 배출권 순비용을 SMP 산정과정과 별개로 정산하되, 급전순위 결정에서는 배출권 기회비용(순비용이 아닌)을 반영하는 방식이다. 전력도매가격(SMP)에 영향 없이 급전순위 결정의 변경을 추구하는 것으로 볼 수 있다. 이하에서는 발전기별 BM 방식으로 배출권 무상할당이 이루어지는 상황을 가정하여 아래 논의를 진행한다. 이 방식에서는 SMP 결정 과정에서 사용되는 변동비용과 SMP 자체에 변화는 없다. 다만 여기서는 배출권 순비용은 별도로 정산되고 총괄원가에 포함되어 소매원가에 반영된다고 가정한다.

연료비(원/kWh)는 P_i/Q_{ij} 수준이며, 급전순위 결정에 사용되는 배출권변동비용(원/kWh)은 100% 유상할당의 경우와 마찬가지로 $BM_{ij}*P_E/1000$이다.

따라서 급전순위 결정을 위한 총변동비는 100% 유상할당의 경우와 마찬가지로 (식 1) $P_i/Q_{ij}+BM_{ij}*P_E/1000$ 이 적용된다. 반면, SMP 결

정은 두 번째 항인 배출권변동비용이 배제된 SMP = $MAX_{ij}\{P_i/Q_{ij}\}$에 따라 정해진다. 여기서 한 가지 주목할 점은 실제 배출권변동비용은 발전기별 BM 방식과 동일하게 $(1-Y)BM_{ij}/1000*P_E$이라는 점이다.

결과적으로 소매가격에 반영되는 총괄원가 관점에서는 "발전기별 BM 방식/순비용 정산"과 동일하나, 급전순위 결정 관점에서는 100% 유상할당 상황과 동일한 효과가 나타난다.

3.3. 방식에 대한 종합 비교

앞서 논의된 4가지 방식들을 평가해 본다. 평가에서는 Acworth et al. (2018) 및 Acworth et al. (2020)에서 언급된 배출권 가격의 전력시장에 반영 효과를 부분적으로 수정한 다음의 네 가지 항목을 평가기준 사용한다.

① 수요자 측면 : 소매 전력가격 상승으로 유발되는 효과의 적정성을 다루며, 주로 소매가격 인상 수준 문제와 관련된다. 그러나 현재 주된 논의가 도매시장 배출권 가격 반영 방식에 초점이 맞춰져 있기 때문에 도매가격이 배출권 가격을 적정 수준 반영하는지의 관점에서 평가해야 한다.

② 공급측 효과 : 본래 저탄소 발전원들의 경쟁력 및 발전량 증가를 의미하는데 그 효과는 도매가격 상승 수준과 급전순위 결정의 효과성에 의해 결정된다. 그런데 도매가격 상승의 문제는 수요자 측면에서 다루어지므로 이 항목의 평가에서는 급전순위 결정의 효율성만을 고려한다.

③ 투자/퇴출효과 : 저탄소 발전원들에 대한 투자 촉진과 탄소 배출량이 많은 발전원의 퇴출 촉진을 의미하는데 이 또한 도매가격의 문제

와도 연관된다. 그러나 역시 도매가격 상승 문제는 수요자 측면에서 다루어진다. 따라서 또 다른 영향요인인 발전원 유형 내 상대적 효율성 보상의 문제만을 고려한다.

④ 발전사업자들에 대한 초과이윤 억제 : 한계발전기와 비한계발전기의 원가 차이(SMP와 비한계발전기의 변동비용 차이)에 의해 발생하는 우발이득의 감소 가능성을 다룬다. 다만 본 연구의 네 가지 대안들은 100% 유상할당 및 순비용 정산방식만을 다루고 있어 배출권의 무상할당에 따른 우발이득의 가능성은 발생치 않으므로 이 측면은 고려치 않는다.

우선 ①수요자측면(소매가에 배출권비용 반영)의 경우 100% 유상할당에서 개별 발전기들의 한계비용에 배출권 가격이 반영되므로 결과적으로 SMP 또한 탄소배출 가격을 전액 반영한다. 발전기별BM의 경우, 탄소배출 관련 기회비용이 무상할당비율(Y)만큼 반영되지 않으며, SMP가 100% 유상할당 및 효율적 경쟁시장 상황 대비 하락한다. 통합BM의 경우, SMP는 100% 유상할당 대비 $X/1000*P_E$만큼 동리 값으로 감소한다. 가상급전시스템 하에서, SMP는 현재 상황(별도 정산)과 동일하지만 판매사업자에게는 총괄원가에 배출권 순비용이 포함되어 비용이 전가된다.

다음으로 ②공급측효과(급전순위)의 경우 100% 유상할당에서 개별 발전기들의 한계비용에 배출권 가격(기회비용)이 반영되므로 급전순위가 이론적 최적을 달성할 수 있을 것이다. 발전기별BM의 경우, 발전기별 탄소변동비용 차이가 100% 유상할당 상황 대비 일정 비율로 감소(1- Y)하게 되어 급전순위에 일정 수준 왜곡이 발생된다. 변동비용이 같은 절대값으로 감소하는 통합BM의 경우 100% 유상할당과 비교해

급전순위에 변화가 없지만 발전기별BM의 경우 동일 비율로 감소하기 때문에 급전순위에 변화가 발생되는 것이다. 마지막으로 가상급전시스템 급전순위는 100% 유상할당과 동일한 결과를 가져온다.

세 번째, ③투자/퇴출효과(동일 발전원내 비효율적 발전기의 퇴출)관점에서 평가해보자. 100% 유상할당의 경우, 배출권 할당 과정에서 발전원별 동일 BM(0)이 적용되어 효율화 유인을 제공하며, 비효율적 발전기 퇴출 유인이 발생된다. 발전기별BM의 경우, 무상할당에 BM계수 차이를 반영해 주기 때문에 탄소배출량이 높은 발전기들을 보상하는 구조로 Y 값이 증가할수록 투자/퇴출효과가 감소된다. 통합BM의 경우, 무상할당에 BM계수 차이를 반영해 주지 않기 때문에 탄소배출량이 높은 발전기들의 순비용이 증가하여 퇴출유인이 증가하고, 탄소배출량이 적은 발전기들에 투자유인 증가되며, 그 효과는 100% 유상할당과 동일하다. 가상급전시스템 하에서, 투자/퇴출에 효과는 발전기별 BM 방식과 동일하며 효과적이지 않다.

네 번째, ④발전사업자들에 대한 초과이윤의 관점은 평가에 어려움이 있다. 현재 기저발전기에 해당하는 원자력과 석탄발전의 경우 SMP에 별도의 조정계수를 적용하여 변동비를 정산하고 있기 때문에 이 방식이 향후에도 유지되는지 여부에 따라 그 영향이 달라질 수 있다. 다만 한계발전원 유형(현재의 가스발전) 내에서 SMP를 결정하는 발전기와 기타 발전기들의 원가 차이가 증가하는지 여부는 별도로 고려될 수 있다. 대체로 동일 발전 유형 내에서 SMP를 결정하는 발전가 효율성이 떨어지고 배출량도 많다고 가정한다면 100% 유상할당의 경우, SMP를 결정하는 발전기와 기타 발전기들의 원가 차이를 증가시켜 초과이윤을 증가시킬 수 있다. 이는 통합BM의 경우에도 동일할

것이다. 반면 발전기별BM의 경우, Y값이 증가할수록 발전기별 순비용 차이가 감소함으로 인해 초과이윤을 증가시키는 효과가 100% 유상할당 상황 대비 Y값이 증가할수록 감소될 것이다. 가상급전시스템 하에서는 SMP가 배출권 변동비용을 반영하지 않음으로 인해 SMP를 결정하는 발전기와 기타 계발전기의 원가차이를 증가시키지 않음으며, 결과적으로 배출권 가격 반영으로 인한 초과이윤의 증가 가능성은 없다고 볼 수 있다.

이상의 방식들에 대한 이론적 분석을 종합한 결과가 <표 2-3>에 정리되어 있다. <표 2-3>에서는 효율적 경쟁시장의 결과가 Benchmark로 포함되어 있다. 앞서 제2장의 1절에서 이론적으로 가장 효율적인 배출권 가격 반영 방식이 효율적 경쟁시장이라는 주장을 소개한 바 있다. 이는 일반적인 경제학적 직관과 부합하며, 이 상황을 방식들의 평가를 위한 벤치마크로 보는 것에 무리가 없어 보인다. 다만 이 때 언급된 효율적 경쟁시장은 현실의 경쟁시장을 의미하는 것이 아니며, 도매 및 소매가격의 배분적 효율성을 극대화 하는 장기한계비용을 반영하는 수준으로 도출시키는 이론적 시장을 의미한다. 그리고 그 핵심 결과는 기존 도매 및 소매 전력가격이 전력생산의 장기한계비용을 반영한다고 가정할 때 소매 및 전력가격이 배출권 가격만큼 상승하는 것이다. 유상할당 100%는 효율적 경쟁시장과 이론적으로 동일한 결과가 나타나며, 향후 지향해야 할 방향으로 생각된다. EU 등에서는 100% 유상할당이 이미 실행되고 있다는 점을 주목할 필요가 있다.

〈표 2-3〉 방식들에 대한 종합 평가

	효율적 경쟁시장 (Benchmark)	유상할당 100%	발전기별 BM/SMP 순비용 반영	통합 BM/SMP 순비용 반영	가상 급전시스템
공급측효과 (급전순위)	O	O	△	O	O
수요자측면 효과 (SMP 증가폭)	O	O	△	△	△-α
투자/퇴출효과 (발전원 유형 내 상대적 효율적 보상)	O	O	X	O	X
발전사업자들의 초과이윤 억제	X	X	△	X	O

지금까지 제2장에서는 배출권가격의 전력시장 반영방식에 대한 이론적 논의를 진행하였다. 공급측 효과, 수요자측면 효과, 투자/퇴출효과, 발전사업자들의 초과이윤 억제 등 몇 가지 원칙하에 여러 가지 방식에 대해 정성적으로 평가한 결과 통합BM을 적용하고 발전기별 순비용을 반영하는 방안이 상대적으로 효율적 전력시장에 가까운 것으로 평가된다고 볼 수 있다.

여기서 살펴 본 4가지 방식에 대한 이론적 논의를 염두에 두면서, 본 연구의 제4장에서는 실제자료에 기초하여 우리 전력시장 모형을 통한 실험적 분석을 수행하게 될 것이다. 즉, 개별BM(발전기별 BM)과 통합BM으로 구분하고 각각의 BM방식에서 전원별/회사별 효과를 구분하여 살펴 본다. 또한 유상할당 100% 상황을 포함하여 반영비율별로 나누어 효과의 변화를 고찰한다.

제3장 한국의 전력시장과 배출권거래제 적용

본 장에서는 우리 전력시장에서 배출권거래제가 어떻게 적용되고 있는지를 살펴본다. 우선, 제3차 배출권거래제 기본계획을 소개한 이후 최근 확정된 3차 할당계획의 주요내용을 정리한다. 여기서 전환부문에 대한 할당계수 및 할당방식을 주목할 필요가 있다. 다음으로 우리의 전력도매시장 구조를 간략히 소개한 후, 변동비반영시장(CBP) 하에서 변동비와 고정비가 어떻게 정산되는지를 개관한다. 특히 온실가스 배출비용이 변동비와 고정비에 반영되고 있는지 여부를 살펴 본다.

본 장의 3절에서는 현행 배출권비용 정산방식을 정리한 다음, 최근 개정된 전력시장운영규칙의 내용을 기준으로 전력거래소가 준비해 왔던 세부운영 방안에 대해 소개하고자 한다. 그리고 이 전력거래소(안)에서 제시된 공식을 이해하기 쉽도록 한 가지 사례를 만들어 설명한다. 마지막에 전력거래소(안)에 대한 평가를 해 본다.

1. 제3차 배출권거래제 기본계획 및 할당계획 현황

1.1. 법적 근거 및 기본 성격

「온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률」(이하 “배출권거래제법”) 제4조에 의해 정부는 10년을 계획기간으로 5년마다 배출권거래제의 중장기 정책목표와 기본방향을 설정하는 배출권거래제 기본계획(이하 “기본계획”)을 설정하여야 한다. 배출권거래제법 시행령 제2조 제1항은 매 계획기간 시작 1년 전으로 기본계획을 수립 시점을 규정하고

있다. 이러한 규정에 따라서 제1차 기본계획은 2014년 1월에, 제2차 기본계획은 2017년 1월에, 제3차 기본계획은 2020년에 수립되었다. 배출권거래제 제1차 계획기간과 제2차 계획기간이 각각 2015-17년, 2018-20년의 3년 단위였기 때문에 배출권거래제법에서는 5년 주기를 설정했지만, 시행령 규정에 따라 3차 기본계획까지는 3년마다 기본계획이 수립되었음을 알 수 있다.

배출권거래제법 제5조와 동법 시행령 제3조는 매 계획기간 시작 6개월 전까지 국가온실가스감축목표를 효과적으로 달성하기 위하여 국가 배출권 할당계획(이하 "할당계획")을 수립하도록 규정하고 있다. 이 법령에 따라 제1차 계획기간에 대한 할당계획은 2014년 9월에 작성되었고, 제2차 계획기간의 할당계획은 2017년 12월과 2018년 7월 두 단계에 걸쳐서 수립되었다. 제2차 계획기간에 대한 할당계획이 두 단계에 걸쳐서 수립된 이유는「2030 국가 온실가스 감축 로드맵 수정안」이 2018년 7월에 확정되었기 때문이다. 현 정부 초기에 에너지전환정책을 반영하고 국내 감축을 최대화하기 위해「2030 국가 온실가스 감축 기본 로드맵」을 수정하였는데, 수정 최종안이 2018년 7월에 확정되었다. 할당계획은 온실가스 감축 국가목표 달성에 적합하도록 배출허용총량을 설정하여야 하는데, 배출허용총량의 기본이 되는 국가 온실가스 배출량 경로를 수정하였기 때문에 제2차 계획기간에 대한 할당계획은 2017년 12월에 2018년 배출권을 우선 할당하고, 2018년 7월 로드맵 수정안 확정 후 2018~20년 전체 배출권을 확정하여 할당한 것이다.

기본계획은 배출권거래제 관련 국내외 현황 및 전망, 계획기간별 운영의 기본방향, 산업 지원 대책, 국제 탄소시장과의 연계방안 및 국제협력에 관한 사항 등의 배출권거래제 관련 중장기 방향을 규정하며,

할당계획에 대한 가이드라인을 제공하는 역할을 한다(기획재정부·환경부, 2019). 기본계획은 배출권거래제법 시행령 제2조 제1항에 따라 기획재정부와 환경부가 공동으로 수립하게 되어 있다. 할당계획은 온실가스 배출허용총량 설정, 계획기간 및 이행연도별 배출권의 총수량에 관한 사항, 부문 및 업종 기준 및 할당기준, 할당량에 관한 사항, 이월·차입·상쇄 등 배출권거래제의 세부기준 등을 규정한다(기획재정부·환경부, 2019). 할당계획은 배출권 할당에 대한 구체적인 실행계획이라고 할 수 있다.

1.2. 제3차 배출권거래제 기본계획의 주요 방향 및 내용

제3차 기본계획의 목표는 “2030년 국가 온실가스 감축목표 달성에 기여”이며 이는 제2차 기본계획의 목표인 “효과적인 국가 온실가스 감축목표 달성”과 같은 지향성을 가지고 있지만, 계획기간 10년에 국가결정기여(NDC: Nationally Determined Contribution) 목표연도인 2030년이 포함된다는 점을 고려하여 2030년에 방점을 찍었다고 할 수 있다. 제3차 계획의 제도 운영 기본원칙은 제2차 기본계획처럼 배출권거래제법 제3조에 명시된 배출권거래제 운영의 기본원칙을 명시하고 있지만, 그 세부적인 내용에 있어서는 변화된 환경을 반영하여 제2차 기본계획과 다소 차이가 있다. 배출권거래제법 제3조에 명시된 다섯 가지 기본 원칙은 ① 기후변화 관련 국제협약 준수 및 국제협상 고려, ② 경제부문의 국제경쟁력에 미치는 영향 고려, ③ 국가 감축목표의 효과적 달성을 위한 시장 기능 활용, ④ 시장 원칙에 따른 공정하고 투명한 배출권 거래, ⑤ 국제 탄소시장과의 연계를 고려하여 국제기준에 부합하는 배출권거래제 운영 등이다.

첫 번째 원칙인 “기후변화 관련 국제조약 준수 및 국제협상 고려”에서는 파리협정체계하에서 NDC로 제시한 2030년 국가 온실가스 감축목표 달성을 최우선 목표로 설정하고 있다. 또한, 파리협정의 후속 협상 진행을 반영하여 파리협정의 보고체계, 국외 감축실적 활용 방법, NDC 갱신과 관련된 감축 의욕 상향 등에 관한 국제협상 결과를 반영하여 제도를 운영하도록 하고 있다(기획재정부·환경부, 2019).

두 번째 원칙인 “경제부문의 국제경쟁력에 미치는 영향 고려”에서는 온실가스 배출책임과 국제경쟁력이 종합적으로 고려되도록 무상할당 제도를 개선·운영하겠다고 방향을 설정하였다. 또한, 국내 기업의 감축활동을 지원하여 온실가스 감축과 동시에 국제경쟁력 유지를 지원할 계획이다. 또한 국내 감축기술을 국외감축에도 활용하여 감축기술 수출을 측면 지원할 계획이다(기획재정부·환경부, 2019). 제2차 기본계획에 비해 무상할당 제도를 개선하고, 감축기술을 고리로 국제경쟁력을 강화하겠다는 점이 돋보인다.

세 번째 원칙인 “국가 감축목표의 효율적 달성을 위해 시장 기능 활용”은 제2차 계획에 비해 변화가 큰 영역이다. 제2차 기본계획에서는 인프라 구축 및 유상할당 원칙 유지, 이월·차입·상쇄 등의 유연성 기제 활용 보장 등 시장의 기본 기능에 초점을 맞추었는데, 제3차 기본계획에서는 시장 여건을 개선하고 시장 기능을 강화하는 점이 두드러진다. 시장 여건 개선을 위해 제3자 등의 시장참여자를 확대하고, 시장 기능 강화를 위해서는 장내 파생상품을 도입하여 미래 가격 발견 기능을 강화하려고 한다.

네 번째 원칙인 “시장 원칙에 따른 공정하고 투명한 배출권 거래”는 정부의 시장 개입 수단 명확화 및 최소화, 시장 참여자간 정보 비대칭

해소를 방향으로 설정하였다. 제2차 계획에서는 시장 왜곡 최소화와 공평성 확보와 같은 다소 원론적인 방향을 설정하였다.

다섯 번째 원칙인 “국제 탄소시장과의 연계를 고려하여 국제기준에 부합”은 유상할당 비율 확대와 BM 할당을 확대한다는 방향을 설정하였다. 이 방향은 국제적 연계보다는 유상할당 및 BM 할당을 확대해 나간다는 국제적 기준에 대한 고려를 강화하였지만, 국제 탄소시장과의 연계를 크게 고려하지는 않았다. 제2차 기본계획에서는 해외 상쇄 활성화를 강화하여 배출권거래제 국제 연계를 꽤한다는 점을 강조하였는데, 해외 상쇄와 관련해서는 다소 후퇴하는 방향이라고 할 수 있다. 그 이유는 파리협정 후속협상에서 국제탄소시장에 대한 규정이 아직 합의되지 않았고, 이에 대한 협상에 최소 2~3년은 더 소요될 수 있는 대외 여건이 반영된 것으로 보인다.

제3차 계획기간(2021~25년)의 구체적 운영 방안과 관련해서는 ① 배출권 할당체계 정비, ② 시장기능 활성화, ③ 감축기술 정보의 공유, ④ 배출권 유연성 기제 등의 크게 네 가지 방안으로 정리하였다. “배출권 할당체계 정비”와 관련해서는 2012년부터 그동안 제외되었던 국내 CDM 사업 시행 시설을 배출권 할당대상에 포함시키고, 할당 및 할당 취소와 관련된 배출권 산정단위를 ‘시설’에서 ‘사업장’으로 변경한 사항이 주목할만 하다(기획재정부·환경부, 2019). 유상할당 비중을 높이고 BM 적용대상도 60% 이상까지 확대한다는 원칙을 정하였다. “시장기능 활성화”에서는 할당 대상업체 이외에 금융기관·증권사 및 개인들의 제3자 참여를 허용하는 것과 장내 선물거래제도를 도입하는 것이 중요한 내용이다. “감축기술 정보의 공유”에서는 검증기관의 책임과 능력을 제고한다는 내용과 주요 업종별로 검증된 감축기술에 대한 보고

서를 발간·배포한다는 내용이 포함되어 있다. “배출권 유연성 기제 내실화”는 파리협정체제하에서 인정되는 해외 감축실적은 상쇄배출권으로 전환·사용한다고 인정하고 있지만, 국내 외부사업에 대해서는 신중한 입장을 취하고 있다. 외부사업이 국가 감축목표 달성 및 배출권거래제도에 미치는 영향을 종합적으로 분석(2020~21년)하여 제4차 계획기간부터의 운영방향을 결정할 예정이다(기획재정부·환경부, 2019).

제4차 계획기간에 대한 운영방안은 ① 할당체계 합리화, ② 자율적 배출권 거래시장 창출의 두 가지 방안을 포함하고 있다. “할당체계 합리화”와 관련해서는 BM 할당을 75%까지 확대하지만, 유상할당에 대해서는 여러 가지 고려 요소를 종합하여 유상할당 비율을 설정한다는 다소 신중한 입장을 취하고 있다. “자율적 배출권 거래시장 창출”은 정부의 시장 개입을 최소화하고 시장기능 및 자율성을 최대화한다는 원칙적인 내용을 담고 있다.

1.3. 제3차 계획기간 할당계획 주요 내용

배출권거래제법 제5조에 의하면, 할당계획은 해당 계획기간 및 이행연도별 배출권 총수량, 할당대상 부문 및 업종, 부문별·업종별 할당기준 및 할당량, 이행연도별 배출권의 할당기준 및 할당량, 할당 대상업체에 대한 할당기준 및 할당방식, 유상할당 방법, 조기감축실적 인정기준, 배출권 예비분의 수량 및 배분기준, 이월·차입 및 상쇄의 기준 및 운영 등에 관한 사항을 포함하도록 되어 있다. 이러한 항목별로 제3차 계획기간의 할당계획을 전반적으로 살펴보고, 전환부문에 대한 할당은 별도로 고찰한다.

계획기간 5년 동안의 배출권 총수량은 3,082만 톤으로 설정되었다. 이중 예비분을 제외한 배출허용총량은 5년 동안 3,048만 톤으로 연평균 6억 970만 톤이다. 이러한 배출허용총량은 '2030 온실가스 감축 수정 로드맵'의 감축후 배출량 경로에 연동하여 결정되었다. 대상 업종은 기존 62개 업종에서 69개 업종으로 7개 업종이 증가되었는데, 11개 업종(토사광업, 섬유제품, 광물제품, 광학기기, 전동장치제조, 건설, 철도, 육상여객, 도로화물, 해상운송, 폐기물 해체·원료재생)이 추가되고, 4개 업종(가정용기기 제조업, 보험업, 사회·산업정책 행정, 시멘트 업종(2개에서 1개로 병합))이 감소하였기 때문이다. 이에 따라 온실가스 배출량 기준으로 배출권거래제가 차지하는 비중이 제2차 계획기간의 70.2%에서 제3차 계획기간 73.5%로 증가하였다.

유상할당 비중은 3%에서 10%로 상향되었다. 배출권거래제법 시행령 제19조에 따라 무역집약도와 비용발생도를 고려하여 69개 업종 중 41개 업종에 대해서는 10% 유상할당을 결정하였다. 나머지 28개 업종에 대해서는 100% 무상으로 할당한다. 지자체, 학교, 병원, 대중교통 운영자도 무상할당 대상에 포함된다. 다음의 <표 3-1>은 제3차 할당계획이 제2차 할당계획에 비해 변경되는 주요 사항에 대해 정리하였다.

〈표 3-1〉 제3차 할당계획의 주요 변경 사항

구분	2차(2018~2020)	3기(2021~2025)	비고
국가 감축후 배출량 (백만 톤)	691	663	△4.0%
ETS 커버리지 (직접배출량 기준)	70.1%	73.5%	• 교통·건설업종 추가 • 공정·시설 추가
배출허용총량 (연평균, 백만 톤)	592	609	+3.2% (ETS 커버리지 확대에 기인)
할당량 산정 단위	시설	사업장	• 할당, 추가할당, 할당취소가 사업장 단위로 전환
배출효율기준(BM) 할당방식 적용 대상	7개 업종 (총배출량의 50%)	12개 업종 (총배출량의 60%)	
유상할당 비율	3%	10%	
무상할당 업종 기준	① 비용발생도 ≥ 30% ② 무역집약도 ≥ 30% ③ 비용발생도 ≥ 5% & 무역집약도 ≥ 10%	비용발생도×무역집약도 ≥ 0.2%	
무상할당 인정 특례 업체	-	학교, 병원, 지자체, 대중교통운영자	• 공공성 기관·단체
배출권 거래 허용대상	할당대상업체	할당대상업체 + 금융기관·개인	• 거래참여자 확대
장내파생상품	-	선물거래 도입	• 미래가격발견, 예측가능성 확대
예비분 종류	기타, 시장안정화, 시장조성	기타, 시장안정화, 시장조성 및 유동성 관리	• 시장의 적정 유동성 관리 용도 추가

자료: 환경부, 2020

전환부문에 대한 할당방식은 애초 환경부에서 발전연료에 관계없이 모든 발전시설에 동일한 BM계수를 적용하는 통합BM을 제안하였으나, 산업부와의 협의를 거쳐 통합 BM 적용을 다소 유보하고 연료별 BM계수를 당분간 유지하는 것으로 결정되었다. 산업부가 제안한 내용은 석탄총량제를 통한 온실가스 감축 이행을 2012~23년에 대해 한시적으로 시행한 후, 결과를 평가하여 필요 시 2024년부터 통합BM을 적용하는 것이다. 석탄총량제에 문제가 없을 경우에는 제3차 계획기간에는 석탄과 LNG의 BM계수의 차이를 같이 줄이는 수준에서 연료별 BM을 유지할 수도 있다. 다음의 <표 3-2>는 제3차 계획기간에 전환부문에 적용되는 BM계수 적용 내용을 정리한 것이다.

〈표 3-2〉 제3차 할당계획의 전환부문 BM계수 적용 내용

(단위: CO_2 톤/MWh)

주 연료	2021~23년도	2024~25년도	
		석탄총량제 평가 충족시	그렇지 않을 경우
석탄	0.787414821	0.708673339	0.682188923
석탄 외(LNG, 유류 등)	0.399743656	0.454511353	

자료: 환경부, 2020

제3차 계획기간의 연도별·부문별 배출권 총수량은 다음의 <표 3-3>과 같다. 앞에서 언급한 것처럼 배출권 총수량은 30억 8,226만 톤이고, 시장안정화조치와 시장조성 및 유동성 관리를 위한 예비분 3,400만 톤을 제외하면 배출권할당량은 30억 4,826만 톤이다. 신규 및 추가할당 등을 제외한 기타 할당량 1억 4,616만 톤을 제외하면 사전할당량 총량은 5년 동안 29억 207만 톤 정도이다. '2030 국가 온실가스 감축 수정

로드맵'의 경로에 따라 2021년부터 2023년까지는 사전할당량이 연간 5억 8,931만 톤이고 2024~5년은 5억 6,707만 톤이다. 전력부문을 나타내는 전환일반 부문의 사전할당량은 2012~3년에는 연간 2억 1,508만 톤이고, 2023~4년에는 1억 9,723만 톤이다.

〈표 3-3〉 제3차 계획기간 연도별 · 부문별 배출권 총수량

(단위: 천KAU)

구분			이행연도별 할당량					합계
			2021년	2022년	2023년	2024년	2025년	
배출권 총수량								3,082,258
예비분	시장안정화 조치							14,000
	시장 조성 및 유동성관리							20,000
	기타	전환						72,696
		전환 외						73,465
사전할당량			589,316	589,316	589,316	567,073	567,073	2,902,096
전환 일반			215,075	215,075	215,075	197,926	197,926	1,041,079
전환 기타			5,043	5,043	5,043	4,718	4,718	24,566
산업단지			14,865	14,865	14,865	14,335	14,335	73,266
산업 부문			328,488	328,488	328,488	325,411	325,411	1,636,287
건물 부문			4,784	4,784	4,784	4,651	4,651	23,657
수송 부문			8,323	8,323	8,323	8,014	8,014	41,000
폐기물 부문			11,970	11,970	11,970	11,273	11,273	58,458
공공, 기타 부문			765	765	765	742	742	3,781

자료: 환경부, 2020

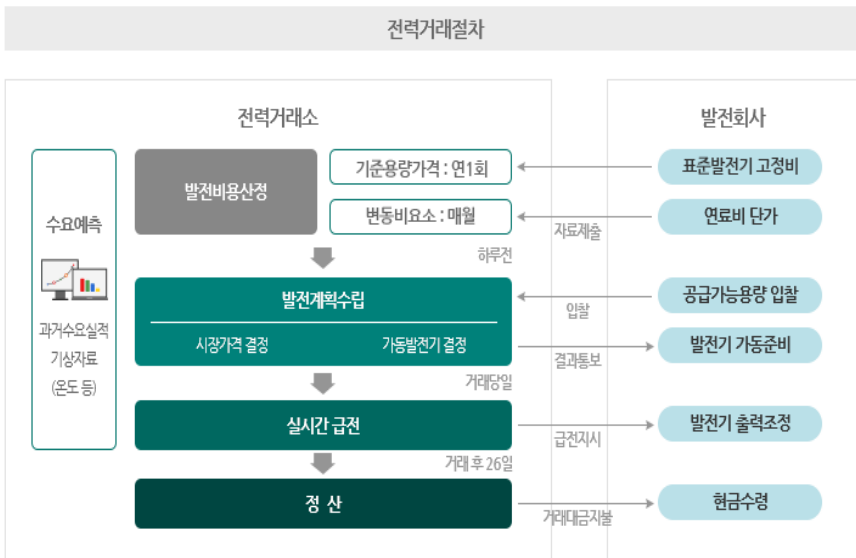
2. 국내 전력시장 구조 및 비용반영 현황

2.1. 국내 전력시장 구조

현재 우리나라 전력시장은 변동비반영시장(CBP)으로 운영되고 있다.[9] 전력거래가 이루어지는 절차는 아래 그림에 잘 표현되어 있다.

전력거래소는 거래일의 수요를 예측하여 하루 전에 발전회사로부터 공급가능한 용량을 입찰 받아, 이를 바탕으로 시간대별 수요에 맞게 발전계획을 수립하여 시장가격을 결정하게 된다. 이를 하루전시장 (Day-ahead Market)이라 부른다. 이 과정은 아래 그림과 같이 표현된다.

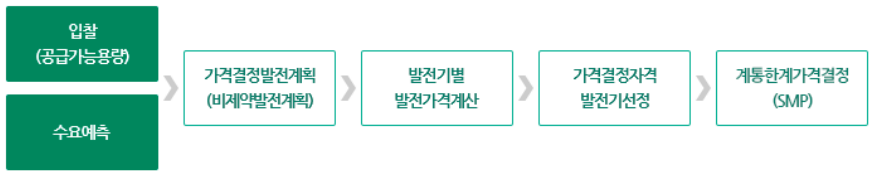
[그림 3-1] 전력시장 거래절차



자료: 전력거래소 홈페이지

9) 전력거래소 홈페이지. http://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=72 (2020년 9월 30일 접속)

[그림 3-2] 전력시장가격 결정절차

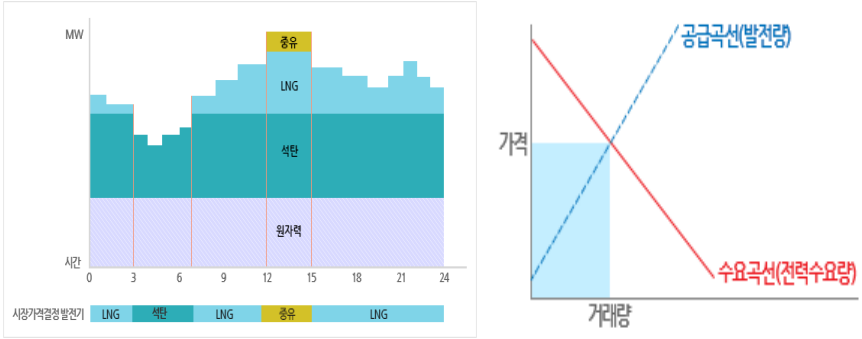


자료: 전력거래소 홈페이지

우리나라 전력시장의 가격은 1시간 단위로 전력거래 당일 하루 전에 결정되며, 하루 전에 예측된 전력수요곡선과 공급입찰에 참여하는 발전기들로 형성되는 공급곡선이 교차하는 점에서 시장가격이 매 시간 단위로 결정된다.

시장가격 결정을 위한 '발전계획 프로그램'은 공급입찰에 참여한 발전기의 비용최소화 원칙에 따라 발전기 가동여부와 발전출력을 결정하게 되는데, 이 중 가장 높은 발전비용의 발전기를 한계가격 결정발전기(marginal plant)로 처리하고 이 한계가격(SMP: System Marginal Pric)을 그 시간대의 시장가격으로 결정한다.

[그림 3-3] 전력시장 한계가격 결정방법



자료: 전력거래소 홈페이지

[그림 3-3]의 왼쪽 그림은 하루 24시간의 전형적인 부하패턴을 표시한 것이며, 매 시간대 마다 가격을 결정하는 발전원을 표시하고 있다. 연중 약90% 정도 시간대에서 LNG가 가격을 결정하는 한계발전기 역할을 하고 있다. 오른쪽 그림은 특정 한 시간대의 수요곡선과 공급곡선을 표시하고 있다.

2.2. 변동비 반영

우리 전력시장은 변동비를 기준으로 급전순위(Merit Order)를 정하도록 되어있는 변동비반영시장(CBP)임을 언급한 바 있다. 그런 만큼 변동비 수준이 발전 우선순위를 정하는데 있어 결정적이 요인이 된다. 현재 전력거래소는 매월 말일까지 다음 월 적용할 열량단가를 산정하는데, 비용평가위원회가 「비용평가세부운영규정」(제2장 발전기 연료의 열량단가 평가기준)에 의거 각 발전회사가 제출한 자료를 바탕으로 매월 적용되는 중앙급전발전기별 열량단가를 의결하게 된다. 발전기의 열량단가는 연료비 및 환경비용의 단위열량에 대한 가격을 말하는데 원/Gcal로 표시된다.

2019년 7월부터는 연료열량단가(연료도입 비용기준)에 더하여 환경열량단가(약품처리비 등 환경개선 활동비용 기준)가 추가로 산정되어 양자를 합산하여 총열량단가를 정하게 되었다. 연료별로 연료단가의 계산시 기준이 되는 시점은 석탄과 중유의 경우 (M-2)월, LNG의 경우 (M-1)월 기준이 적용되고 있다.

이처럼 매월 발전기별 열량단가가 주어지면, 각 발전기별 효율계수(2차함수식)에 따라 각 발전기별 변동비(원/kWh) 값이 산출되고 이 순서에 의거 급전(Dispatch)이 이루어지게 된다.

아래 <표 3-4>는 매월 산정되는 연료원별/발전기별 열량단가의 한 샘플표를 압축해서 보여주고 있다(2019.9월 사례).

〈표 3-4〉 급전을 위한 변동비(열량단가) 적용 사례(`19.9월)

연료원		발 전 기	연료열량단가 (원/Gcal)	환경열량단가 (원/Gcal)	적용열량단가 (원/Gcal)
원자력 (23기)		K#2	2,617	0	**2,617**
		-	-	-	-
석 탄 (58기)		S#1,2	24,072	133	**24,205**
		-	-	-	-
중 유 (14기)		U#4~6	66,096	445	**66,541**
		-	-	-	-
바이오중유 (4기)		J#2,3	63,434	6	**63,440**
		-	-	-	-
등유(1기)		H복합	79,971	0	**79,971**
경유(5기)		D복합 #1,2	117,974	309	**118,283**
		-	-	-	-
LNG (87)	KOGAS 발전(52)	P복합#1,2	48,542	26	**48,568**
		-	-	-	-
	KOGAS 집단(19)	B에너지	47,976	0	**47,976**
		-	-	-	-
	KOGAS+ 직도입(2)	S가스	53,680	48	**53,728**
		-	-	-	-
	직도입 (8)	K복합#1,2	24,364	0	**24,364**
		-	-	-	-
	도시 가스(6)	M열병합	51,715	37	**51,752**
		-	-	-	-

자료: 전력거래소 내부자료를 활용하여 저자 작성

앞서 본 <표 3-4>에서처럼 SMP를 결정하는 변동비 항목 속에 연료열량단가와 환경열량단가만이 반영되어 있으며, 온실가스와 관련된 배출권비용은 포함되어 있지 않다. 대신에 전력시장에서 발생된 배출권비용은 별도의 정산 방식을 취하고 있는데, 본 장의 3.1절에서 현행 배출권비용 정산방식에 대해 서술한다.

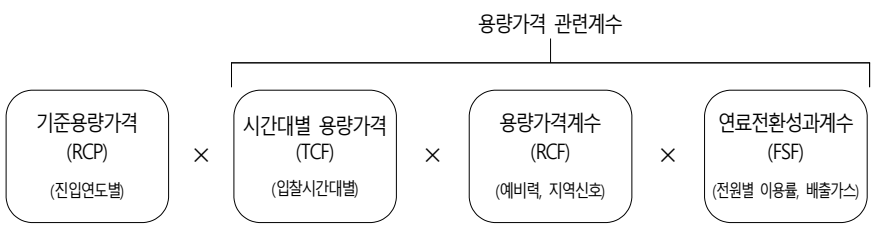
2.3. 고정비 보전

우리 전력시장에서 고정비를 보전하는 방식은 변동비를 정산하는 방식과 맞물려 여러 차례 변화를 겪어왔다. 현재 적용되고 있는 고정비 보전은 용량가격(CP)으로 지급되고 있다.

용량가격(CP)은 「비용평가세부운영규정(제5장)」에 자세히 설명되어 있는데, 여기서는 그 개요만 소개한 이후 본 연구와 관련된 평가를 덧붙이고자 한다.

[그림 3-4]에서 보는 대로, 용량가격 산정을 위한 기본요소는 기준용량가격(RCP), 시간대별 용량가격(TCF), 용량가격계수(RCF), 연료전환성과계수(FSF) 등으로 구성되어 있다.[10)]

[그림 3-4] 용량가격 산정을 위한 주요 인자



자료: 비용평가세부운영규정을 참조하여 저자 작성

각 요소에 대한 세부내용은 생략하고, 핵심적인 부분만 기술하면 다음과 같다. 발전기의 기준용량가격(RCP)은 신인천가스복합발전기의 가스터빈발전기를 기준으로 발전기의 진입연도별로 다르게 적용한다. 기준용량가격은 진입연도별 단위전력당 건설투자비와 당해연도 단위전력당 운전유지비의 합으로 구성된다.

10) 세부사항은 「비용평가세부운영규정」 (제5장, 제7장, 제24장) 및 「전력시장운영규칙」을 참조하기 바란다.

〈표 3-5〉 2020/2021년 적용 기준용량가격

(단위: 원/kW-h)

연도	'04 이전	'05	'06	'07	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19 이후
RCP	9.62	9.62	9.62	9.62	9.68	9.79	9.82	10.15	10.28	10.25	10.25	10.21	10.10	10.22	10.49	10.65

자료: 전력거래소 내부자료

시간대별용량계수(TCF)는 시간대별로 기준용량가격을 차등 적용하기 위해 설정한 계수를 말하며, 전력거래소는 매 회계연도가 시작하기 전까지 다음 해에 적용될 시간대별 용량가격계수를 결정하고 있다(비용평가세부운영규정 제7장 참조).

용량가격계수(RCF)는 공급용량계수(ICF)와 지역계수(LF)를 곱하여 산출하는데, 당해 연도 7월부터 다음연도 6월까지의 기간을 대상으로 적용되는 수치를 당해연도 7월까지 산정하는 것을 원칙으로 한다. 공급용량계수(ICF)는 최대수요와 공급용량을 고려하여 산정한 계수를 말하는데, 최대부하의 1.15배(적정설비예비력)로 산출된 적정공급용량을 공급용량으로 나누어 산정하며, 최근 3개년 공급용량계수의 평균치를 적용하고 있다. 지역계수(LF)는 지역신호 강화를 위해, 발전기별 용량손실계수와 가중치를 이용하여 발전기별로 차등하여 적용하는 계수이며, 제도의 연착륙을 위해 연도별 완화계수가 적용된다.

연료전환성과계수(FSF)는 전력수급의 안정을 위한 적정 설비용량의 유지와 온실가스감축을 통한 기후변화의 효과적 대응을 목적으로 개별 발전기의 발전기여도(80%)와 환경기여도(20%)를 고려하여 산정한다(비용평가세부운영규정 제24장 참조).

이상의 복잡한 과정을 거쳐 용량가격(CP)이 산정되어 각 발전기에

적용이 된다. 결과적으로 석탄과 LNG 발전기 등 발전원별로 차이가 없이 애초에 설정된 <표 3-5>의 기준용량가격과 비슷한 수준에서 지급되게 된다. 2001년 전력도매시장이 개설된 이래, 변동비와 CP 정산방식은 여러 차례 변화를 겪어온 바 있다. 현행과 같이 지급되고 있는 CP 수준만을 놓고 보면 LNG발전기에 비해 고정투자비가 상대적으로 큰 석탄발전기에 대한 보상이 제대로 이루어지지 않고 있다는 점을 이해할 수 있다. 또한 온실가스와 관련된 연료전환성과계수(FSF)가 고려되어 있으나, 최종적인 CP의 산정에 미치는 영향이 그리 크지 않은 상황이라 볼 수 있다.

3. 전력시장 배출권거래 비용 반영 현황

3.1. 현행 배출권비용 정산방식

배출권 거래제의 시행에 따른 온실가스 배출감축 의무는 발전부문에 대한 새로운 비용이 추가되는 것으로 볼 수 있다. 발전부문 온실가스 배출권 거래비용은 전력생산량이 많을수록 증가하는 변동비적 성격을 가진다고 볼 수 있다. 하지만 현행 제도 하에서는 변동비에 포함시켜 궁극적으로 도매시장가격(SMP)의 결정에 반영시키는 대신, 별도의 정산방식을 채택하고 있다. 이하에서는 현행 정산방식을 소개하고자 한다.[11)]

배출권 거래비용에 대한 의무부담을 가진 발전사업자가 배출권을 구매해 의무이행시 정산비용을 지급하는데, 정산비용의 산정식은 다음과 같다.

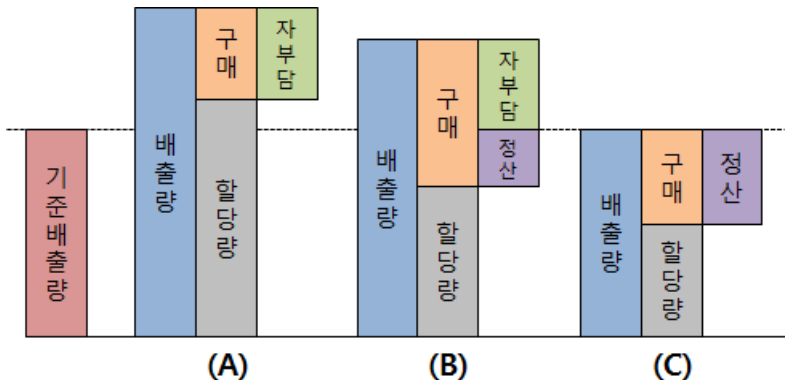
11) 현행 정산방식은 비용평가세부운영규정(제23장)에 자세히 설명되어 있는데, 여기서는 전력거래소에서 정리한 내부자료를 참조하여 재정리하였다.

MIN(MIN[(❶기준배출량– ❷최종할당량), ❸순구매량] × ❹기준가격, 구매비용)

이 식이 함축하고 있는 것은 배출권 정산비용이 실제 구매비용(순구매량×사업자의 평균구매단가)을 초과할 수 없게 설계되어 있다는 점이다. 배출권 정산비용을 최소화하여 지급하려는 의도가 내포된 공식으로 볼 수 있다.

아래 [그림 3-5]는 기준배출량 대비 실제배출량 및 할당량의 크기에 따라 발전사 자부담과 정산이 어떻게 결정되는지를 보여준다.

[그림 3–5] 발전사 자부담 및 정산 예시



우선, A(실제배출량, 무상할당량 > 기준배출량)의 경우에는 정산량 및 정산액이 없는 경우이다. B(실제배출량 > 기준배출량 > 무상할당량)의 경우에는 정산량에 대해서만 정산한다는 것이다(정산량<구매량). C(실제배출량 = 기준배출량 > 무상할당량)는 배출량과 무상할당량의 차이가 전량 정산(정산량=구매량)되는 경우이다.

앞의 정산비용 산정식의 각 변수를 순서대로 더 자세히 설명하면 다음과 같다.

❶ 기준배출량

①기준년도 배출계수와 ②동일전원 배출계수의 평균값과 ③이행년도 배출계수 중 작은 값과 전력거래량을 곱한 값을 구해 배출권 할당 대상 발전사업자별로 합계된다.

Min [평균(	① 기준년도 배출계수	+	② 동일전원 배출계수	)	③ 이행년도 배출계수	] ×	전력거래량

* 배출계수 = 정산대상 배출량 ÷ 전력거래량 (tCO_2eq/MWh)
* 기준년도 배출계수 : 배출권 할당 기준연도(3년)의 평균 배출계수
* 동일전원 배출계수 : 동일한 발전기의 평균 배출계수

❷ 최종할당량

전체 배출권 할당량 중 정산대상배출량 비율만큼 발전에 사용된 것으로 가정해 최종할당량을 산정한다.

배출권 할당량(차입/이월 반영) × 정산배출량비율

배출권 할당량에는 이월 및 차입을 반영하여 할당배출권 수량을 산정한다. 정산대상배출량 비율은 (정산대상배출량÷해당사업자의 총배출량)로 계산되는데, 실제 초기 설계시 약 85%가 되도록 설정되었다고 알려진다.

❸ 순구매량

순구매량이란 이행년도의 전력시장 참여를 위해 실제로 사용된 배출권을 의미한다. 외부사업인증실적(KOC)은 구매 후 상쇄배출권(KCU)으로 전환한 부분만 구매량으로 인정하며, 구매한 배출권을 이월하면 해당배출권을 제출한 시점에 구매량으로 인정한다.

[구매량 – 판매량 + 경매량 – 이월량 + 누적 구매(+)/판매(-)량] × 정산배출량비율

❹ 기준가격

기준가격에는 할당배출권(KAU) 기준가격과 상쇄배출권 기준가격을 각각 별도로 산정한다. 다음의 공식이 적용되는데, 두 가지 모두에 정산비용을 최소화시키기 위한 의도가 내포되어 있음을 알 수 있다(각 항목의 Min 적용함).

할당배출권 기준가격 = Min(①현물시장 평균가격, ②현물시장 발전부문 구매평균가격, ③장외시장 발전부문 구매평균가격, ④경매평균가격)

상쇄배출권 기준가격 = Min(①현물시장 평균가격, ②현물시장 발전부문 구매평균가격, ③장외시장 발전부문 구매평균가격)

* 할당배출권 : 25,362원, 상쇄배출권 : 22,206원 (2018년 기준)

발전부문에서 이행년도 2018년 배출권거래비용 정산금 산정결과를 살펴보면, 산정대상은 할당대상 발전사업자 중 상세 자료제출 회원사 31개사이며, 지급대상은 배출권을 구매한 13개사 중 기준배출량 대비 배출권 부족 7개사 1,301억 원의 지급이 필요한 것으로 집계되었다. 2017년에 비해 배출권거래비용이 하락한 이유는 이월량, 누적구매량 증가 등으로 인해 할당대상 발전사업자의 순구매량이 감소한 때문인 것으로 분석된다.

〈표 3-6〉 발전사업자 배출권 구매비용 및 정산금 비교

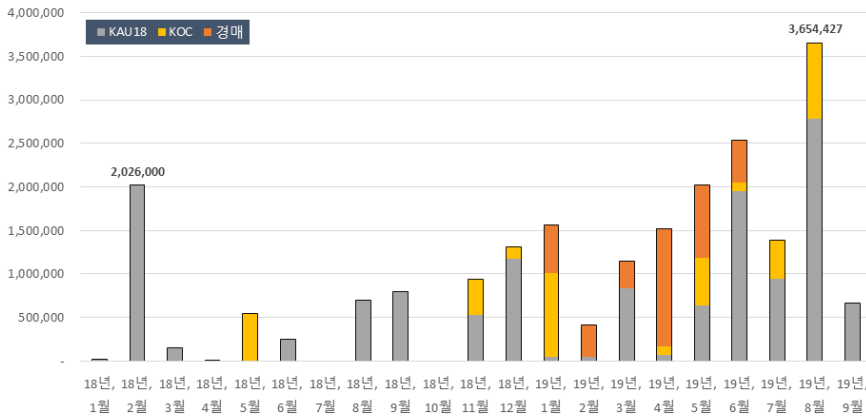
구 분	2017년	2018년	비고
순구매량	18,418,049톤	5,951,607톤	68% 감소
배출권 구매비용	395,123백만원	157,888백만원	60% 감소
배출권 총 정산금	338,849백만원	130,104백만원	62% 감소

이행년도	이월량 비율	순구매량 비율	누적 구매량 현황
2017	3.62%	7.53%	387,805
2018	4.38%	2.41%	3,364,551

자료: 전력거래소 내부자료

한편, 2018년 기준 할당대상 발전사업자 월별 배출권 구매현황을 보면, 제출이 이루어져야 하는 5~8월에 집중적으로 이루어지고 있음을 알 수 있다.

[그림 3-6] 할당대상 발전사업자 월별 배출권 구매현황 (2018년)



자료: 전력거래소 내부자료

3.2. 전력시장운영규칙 개정과 정산방식 변경

다음으로 전력시장운영규칙 개정에 대응하여, 전력거래소에서 배출권비용 반영을 위해 준비했던 새로운 방안을 소개하고자 한다. 우선 2019.12월 개정된 전력시장운영규칙의 내용을 살펴 보면 다음과 같다.

〈표 3-7〉 배출권거래비용 관련 조항 비교표 (전력시장운영규칙 개정 전후)

현 행	개 정(안)	비고
제2.1.1.4조(배출권거래비용의 자료제출) ① <삭제> ② 배출권 할당 대상 발전사업자는 배출권 거래비용 정산을 위하여 필요한 연도의 다음 각 호의 자료를 제출하여야 한다. 그 외 필요한 사항은 비용평가세부운영규정에서 정한다. 1. 배출권거래법 제11조의 배출권 등록부 사본 2. 온실가스 배출량 3. 기타 배출권 거래비용 정산에 필요한 정보	**제2.1.1.4조(배출권 비용에 대한 자료제출)** ① (좌동) ② 배출권 할당 대상 발전사업자는 배출권 비용이 포함된 열량단가 산정을 위하여 필요한 다음 각 호의 자료를 제출하여야 한다. 그 외 필요한 사항은 비용평가세부운영규정에서 정한다. 1. 배출권거래법 제11조의 배출권 등록부 사본 2. 온실가스 배출량 3. 발전기별 배출권 비용 산정에 필요한 자료 4. 기타 전력시장 영향분석을 위한 자료	•배출권비용 별도정산 폐지에 따른 관련조문 개정
제2.4.5조(배출권거래비용 기준가격의 결정) ① 전력거래소는 이행연도 종료 후 차기년도 9월 말일까지 이행연도의 배출권거래비용 기준가격을 결정한다. ② 배출권거래비용 기준가격은 배출권거래법 제12조에 따라 할당된 배출권(이하 "할당배출권"이라 한다) 기준가격, 배출권거래법 제29조의 상쇄배출권 기준가격으로 구분하여 결정한다.	**제2.4.5조(배출권거래비용 기준가격의 결정)** ① (삭제) ② (삭제)	•기준가격 폐지

자료: 전력거래소「전력시장운영규칙」개정내용 (2019.12)

<표 3-7>상의 개정 핵심은 현행 배출권 사후정산 방식을 폐지하고, 배출권순구매 비용을 사전에 변동비에 반영한다는 것이다. 따라서, 전력거래소는 2019년말에 "환경급전을 위한 전력시장 배출권구매비용 반영(안)"을 준비하였다.[12] 물론 현재 이 안은 산업부-환경부 사이의 여러 논란을 거치면서 어떤 방식으로 시행될 지는 아직 두고 보아야 하는 상태에 있다. 하지만, 배출권 열량단가를 도출하는 과정은 여전히 유효할 것으로 보이므로 그 개요를 소개해 보면 다음과 같다.

우선, 배출권비용 반영원칙으로서 ①발전사업자가 실제 지출한 구매비용을 ②열량 단가로 환산하여 반영하되, ③회사별 비용을 발전기별로 구분하여 반영한다는 것이다.

이 세 가지 반영원칙을 좀 더 세부적으로 보면, ①번에서 '실제 지출한 구매비용'의 의미는 발전사업자가 배출권 구입을 위해 배출권시장 내외에서 지출한 회계적 비용을 반영한다는 것이다. ②번은 비용반영 방식으로서, 배출권거래 순비용(=비용-수익)을 사용연료의 입열량으로 나눈 배출권 열량단가를 신설하여 발전기별 변동비에 추가적으로 반영하는 것이다.

[그림 3-7] 발전기별 열량단가 반영요소

현 행		변경(안)		
연료열량단가	환경열량단가	연료열량단가	환경열량단가	**배출권열량단가**

자료: 전력거래소 2차 설명회 자료

12) 이 방안은 삼일회계법인(2019)을 기초로 전력거래소가 2차례 설명회에서 발표한 안이다. 전력거래소(2019.11월) 참조.

③의 의미는 회사별 비용을 발전기별로 배분하여 반영하되, 배출거래량의 월별 변동성 등을 고려 이동평균법을 적용한다는 것이다. 현재 월별 배출권거래량은 발전량과 상관관계가 미흡하고, 거래가 마감되는 특정시기에 집중되는 특징을 보이고 있다([그림 3-6] 참조).

배출권 열량단가의 세부적 산정절차를 살펴보면 다음의 흐름과 같다. 배출권 열량단가는 현행 열량단가와 동일한 방법론으로 산정하되, 실제 매월 적용되는 배출권열량단가는 최근 1년간의 열량단가 실적을 이동평균한다.

❶		❷		❸		❹
월별 회사별 구매비용 산정	⇨	회사별 비용을 발전기별 배분	⇨	월별 발전기별 입열량 산정	⇨	최근 1년간의 "비용/입열량"으로 배출권열량단가 산정

❶번째 과정은 월별 회사별 구매비용 산정이다. 발전사업자가 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 장내외에서 구매한 모든 순구매비용(회계처리기준)을 산정한다. '순구매비용 = 배출권 구매비용 - 배출권 판매수익'으로서, 순구매비용은 배출권의 이행연도와 무관하게 산정하게 된다.

❷번째 과정은 회사별 비용을 발전기별로 배분하는 것이다. 회사별 구매비용을 발전기별 탄소배출기여도에 따라 발전기별로 배분하되, 회사내 연료원을 공유하는 발전기는 합산하여 평가한다. 여기서 탄소배출기여도는 산정기간 중의 "전원별 탄소배출계수 × 발전량(Amgo)"으로 산정한 발전기별 탄소배출량의 비중으로 산출하되, 이 때 적용되는

전원별 탄소배출계수는 최근 환경부가 고시한 “국가 배출권 할당계획”에 명시된 전원별 BM계수 등을 참조한다.

❸번째 과정은 월별 회사별 입열량 산정이다. 앞의 [그림 3-7]에서 보듯이 현재 전력거래소는 연료열량단가 및 환경열량단가를 산정할 때 적용하는 발열량(입열량) 기준을 이미 갖고 있으므로 이를 동일하게 반영하게 되면 현행 관련규정과 정합성을 유지하게 될 것이다.

❹번째 최종적으로 배출권열량단가의 산정과정이다. 최근 1년간의 배출권 순구매비용을 입열량으로 나눈 배출권 열량단가를 산정하게 된다(12개월 이동평균방식). 12개월 이동평균방식을 적용하게 되면, 최근 월별 배출권 거래실적을 지속적으로 반영하여 전력시장과 연계성을 강화하되, 배출권시장 및 발전량의 과도한 변동성을 완화할 수 있을 것이다.

[그림 3-8] 발전기별 배출권열량단가 산정식

$$\text{배출권 열량단가(n월 적용)}\ (\text{원/Gcal}) = \frac{\sum_{n-13\text{월}}^{n-2\text{월}} \text{배출권 순구매비용}}{\sum_{n-13\text{월}}^{n-2\text{월}} \text{사용연료 입열량}}$$

3.3. 거래소(안)에 대한 사례분석과 평가

앞의 3.2절에서 발전기별 배출권 비용을 각 열량단가에 추가산입 하는 방식에 대해서 전력거래소가 마련한 방안을 소개하였다. 본 절에서는 보다 분명하게 그 내용을 이해할 수 있도록 구체적인 실제 수치자료를 활용하여 각 절차별로 적용하는 사례분석(모형 시뮬레이션)을 해

보고자 한다.

사례분석(시뮬레이션)은 앞 절에서 서술한 거래소(안)의 절차대로 다음과 같은 흐름을 따라 진행된다.

❶		❷		❸		❹
월별 회사별 구매비용 산정	⇨	회사별 비용을 발전기별 배분	⇨	월별 발전기별 입열량 산정	⇨	최근 1년간의 "비용/입열량"으로 배출권열량단가 산정

❶번 절차 : 월별 회사별 구매비용 산정

배출권을 할당받은 회사별 구매비용 액수는 회사의 영업기밀에 해당하는 것으로 공개된 자료가 아니다. 여기서는 이행연도 2017년 배출권 거래비용 산정결과 자료를 활용하여 일부 회사에 대한 분석을 수행하였다. 이행연도 2017년에 배출권 할당대상 발전사업자는 총40개사로서, 이중 배출권을 구매한 17개 중에서 기준배출량 대비 배출권이 부족한 12개사가 지급대상이 된다.

〈표 3-8〉 이행년도 2017년 배출권거래비용 산정결과 (I)

회원사	기 준 배출량(A)	무 상 할당량(B)	배출권 부족량 (C=A-B)	배 출 권 순구매량(D)
A	56,588,231	44,492,612	12,095,619	13,222,035
B	39,300,922	36,794,946	2,505,976	3,369,459
C	2,465,339	1,170,030	1,295,309	1,171,825
D	160,769	119,490	41,279	26,196
E	835,155	722,544	112,610	99,286
F	26,682	22,510	4,172	4,170
G	33,941	32,254	1,687	1,644
H	23,205	20,698	2,506	2,508
I	1,304,838	1,242,258	62,580	220,585
J	1,556,233	1,284,407	271,827	272,203
K	25,778	25,599	179	178
L	74,204	47,531	26,673	26,666
총 계	**102,395,297**	**85,974,879**	**16,420,417**	**18,416,755**

자료: 전력거래소 내부자료

〈표 3-9〉 이행년도 2017년 배출권거래비용 산정결과 (II)

회원사	정산량 (E= MIN(C,D))	정산기준 비용 (F=E*기준가격)	실제구매 비용 (G)	정산금 총계 (H=MIN(F,G))
A	12,095,619	252,957,720,752	285,149,242,410	252,957,720,752
B	2,505,976	50,948,998,056	69,028,078,263	50,948,998,056
C	1,171,825	24,860,918,271	25,871,479,587	24,860,918,271
D	26,196	535,935,043	574,053,539	535,935,043
E	99,286	2,018,583,666	2,159,980,574	2,018,583,666
F	4,170	84,780,270	92,394,163	84,780,270
G	1,644	33,424,164	36,178,119	33,424,164
H	2,506	50,949,486	53,928,666	50,949,486
I	62,580	1,272,313,980	4,849,630,447	1,272,313,980
J	271,827	5,526,514,737	6,686,781,500	5,526,514,737
K	178	3,618,918	3,837,454	3,618,918
L	26,666	555,695,861	589,471,150	555,695,861
총 계	**16,268,473**	**338,849,453,204**	**395,095,055,872**	**338,849,453,204**

자료: 전력거래소 내부자료

❷번 절차 : 회사별 비용을 발전기별 배분

회사별 구매비용을 발전기별 탄소배출기여도에 따라 발전기별로 배분하되, 회사내 연료원을 공유하는 발전기는 합산 평가한다. 여기서 탄소배출기여도는 산정기간 "전원별 탄소배출계수×발전량(Amgo)"으로 산정한 발전기별 탄소배출량의 비중으로 산정하되, 이 때 적용되는 전원별 탄소배출계수는 최근 환경부가 고시한 "국가 배출권 할당계획"에 명시된 전원별 BM계수 등을 참조하는 것으로 되어 있다.

그래서 여기서는 2차 국가 배출권 할당계획(2018~2020)[13]에 나와 있는 전원별 탄소배출계수(BM계수)를 인용하여 사용한다.

- 석탄발전 : 0.8869696 (tCO_2/MWh)
- LNG복합발전 : 0.388902374 (tCO_2/MWh)
- 중유발전 : 0.658801 (tCO_2/MWh)

그리고 위에 언급된 발전량(Amgo)는 발전량에서 소내소비를 제외한 것을 의미하므로 송전량 자료를 사용한다.

이상의 ❶번과 ❷번 절차를 통해 회사별 비용과 발전기별 비용배분 값을 실제 도출해 보면 다음과 같다. 여기 분석에서는 전체 구매비용의 약70% 정도를 차지하는 A발전회사만을 대상으로 삼아 수치사례를 보여준다.

우선, A회사의 2017년 총구매비용은 앞의 <표 3-9>에서 보는대로 약2,851억 원으로 파악되었다. A발전회사는 그 아래에 BD복합(1,2호기), YS화력(1,2호기), YD화력(1,2호기), SC화력(1~6호기), YH화력

13) 환경부(2018) 참조

(1~6호기) 등의 발전소로 구성되어 있다. 이 중 BD복합 발전소는 복합발전기로 구성되어 있으며, 나머지 YS, YD, SC, YH 화력은 모두 석탄발전소에 해당한다.

이제 ❷번 절차에 따라 각 발전소별로 "전원별 BM×발전량(Amgo)"을 구하여, A발전회사 전체에서 차지하는 비중을 구하면 다음과 같다.[14)]

◆ BD(0.017), YS(0.068), YD(0.019), SC(0.323), YH(0.574)

이 수치가 의미하는 바는 예를 들어 SC(0.323)의 경우, A회사 전체 배출량을 100%로 볼 때, SC 발전소가 32.3%의 배출비중을 가진다는 의미이다. 이 비율을 배출권 순구매액(백만원 단위)으로 환산하여 비용을 배분하면 다음과 같이 된다.

◆ BD(4,848), YS(19,390), YD(5,418), SC(92,103), YH(163,676)

❸번 절차 : 월별 발전기별 입열량 산정

입열량(발열량)은 산정기간 동안 연료열량단가 및 환경열량단가 산정시 적용되는 것과 동일하게 반영하였다. 본 장의 2.2절에서 살펴 본 대로, 연료열량단가와 환경열량단가를 합산하여 전체 열량단가를 적용하고 있으므로, 현행 관련규정과 일관성을 유지할 수 있으며, 그대로 적용해도 무리가 없다고 보인다.

전력시장 모형을 활용하여 2017년에 대해서 각 발전소/발전기별 입열량(1,000Gcal)을 도출하면 다음과 같다.

14) A발전회사의 발전소별/발전기별 2017년 발전량, 송전량은 전력시장 시뮬레이션 모형(M-Core 모형)을 활용하여 도출한 값으로 사용하였다.

◆ BD(5,320), YS(10,825), YD(3,214), SC(46,148), YH(77,807)

❹번 절차 : 최근 1년간의 "비용/입열량"으로 배출권열량단가 산정

마지막으로 배출권 열량단가의 산정이다. 최근 1년간의 배출권 순구매비용을 입열량으로 나눈 배출권 열량단가를 산정한다(12개월 이동평균방식[15)]). 앞서 본대로 발전기별 배출권열량단가 산정식은 다음과 같다.

발전기별 배출권열량단가 산정식

$$\text{배출권열량단가 (n월 적용)}\ (\text{원/Gcal}) = \frac{\sum_{n-13\text{월}}^{n-2\text{월}} \text{배출권 순구매비용}}{\sum_{n-13\text{월}}^{n-2\text{월}} \text{사용연료 입열량}}$$

여기서 배출권 열량단가가 산정되는 n월을 2018년 2월로 설정해 보자. 이 경우 우변의 분자와 분모에 적용되는 산정기간은 2017년 1월~12월까지 기간이 된다. 분자에 해당하는 값은 ❷번 절차에서 구하였고, 분모에 해당하는 값은 ❸번 절차에서 구한 바가 있다.

결과적으로 분자와 분모의 값을 나누면, 아래의 결과값을 얻는데 이것이 각 발전소별 배출권열량단가(원/Gcal)이다. 물론 이 단계에서 발전기별 배출권열량단가까지 구할 수 있으나, 시행 초기 단계에는 발전소별 적용을 목표로 하는 것으로 보인다.

15) 12개월 이동평균방식을 사용하는 이유는 최근의 월별 배출권 거래실적을 지속적으로 반영하여 전력시장과 연계성을 강화하되, 배출권시장 및 발전량의 과도한 변동성을 완화할 수 있도록 이동평균하여 반영하고자 하는 것이다.

◆ BD(911.19), YS(1,791.29), YD(1,685.96), SC(1,995.82), YH(2,103.60)

이 결과를 바탕으로 2018년 2월에는 앞서 <표 3-4>에서 본 연료열량단가와 환경열량단가에 추가하여 배출권열량단가를 각 발전소(발전기)별로 반영할 수 있다. 아래 <표 3-10>은 2018년 2월에 대해 기본값(BAU) 대비 배출권열량단가 추가의 경우를 모의해 본 결과를 보여주고 있다.

예시적인 사례로서 A회사만을 대상으로 한 것이어서, 2018년 2월 SMP에 미세한 상승만을 미치는 것으로 나타났다(77.992→78.298원/kWh). 아래 <표 3-10>의 내용을 보면, BD복합의 경우 약 2원 정도 변동비가 높아졌음에도 발전량과 이용률이 그대로 인 것으로 나타나고 있는데, 이는 열제약 발전기이기 때문인 것으로 해석된다. 석탄 발전기 중에서 SC화력을 보면, 변동비 수준은 약 5원 정도 인상되며, 발전량과 이용율 모두 약8~9% 정도 하락한 것으로 나타났다.

이상에서 전력거래소가 제시한 방안을 수치사례를 통해 적용해 보았다. 마지막으로 전력거래소(안)에 대한 평가를 해 보기로 한다.

이 방안은 배출권 열량단가를 산정하는 구체적 방법론을 제시했다는 점에서 의미가 있다. 3.2절에서 언급한대로 배출권비용 반영원칙으로서 ①발전사업자가 실제 지출한 구매비용을 ②열량 단가로 환산하여 반영하되, ③회사별 비용을 발전기별로 구분하여 반영하는 절차를 따르는 것이다.

〈표 3-10〉 A발전회사 배출권비용 반영 전후 비교

2018. 2월 기준

	실적분류	BAU	배출권비용 반영시
A 발전회사 전체	발전량(GWh)	5,728.7	5,481.7
	이용률(%)	84.2%	80.6%
BD복합	발전량(GWh)	426.5	426.5
	이용률(%)	68.8%	68.8%
	변동비(순위, 원/kWh)	167위, 105.5원	167위, 107.4원
YS화력	발전량(GWh)	372.0	363.2
	이용률(%)	81.6%	79.7%
	변동비(순위, 원/kWh)	78위, 59.0원	80위, 63.7원
YD화력	발전량(GWh)	102.4	99.3
	이용률(%)	76.2%	73.9%
	변동비(순위, 원/kWh)	76위, 53.9원	76위, 58.6원
SC화력	발전량(GWh)	1,838.4	1,663.6
	이용률(%)	84.4%	76.4%
	변동비(순위, 원/kWh)	71위, 50.9원	75위, 55.4원
YH화력	발전량(GWh)	2,989.2	2,929.1
	이용률(%)	87.6%	85.8%
	변동비(순위, 원/kWh)	34위, 45.5원	62위, 50.3원

자료: 모형 시뮬레이션 결과

여기서 가장 논란이 되는 부분은 ①발전사업자가 실제 지출한 구매비용을 반영하는 부분이다. 전력거래소안이 상정하고 있는 것은 회사별 배출권 구매-판매자료를 매월별로 제출받아 이를 근거로 비용을 산출하려는 것이다. 현행 방식 하에서는 구매비용은 발전사가 정산 지급받는 것이기 때문에 자료제출에 적극적으로 임하고 있다. 그러나 새로이 배출권 판매수익에 대한 자료제출도 요청되는 경우, 과연 진실보고(Truth-telling)를 유도할 수 있느냐 하는 문제가 있다.[16)]

두 번째로 주목해야 할 점은 ③회사별 비용을 발전기별로 구분하여 반영할 때 적용되는 BM방식의 문제가 있다. 전력거래소(안)에서 상정하고 있는 방식은 소위 개별BM(발전원별 BM)이다. 그에 따라 배출권의 90% 정도가 무상할당 되고 있는 상황 하에서 발전원별 BM을 적용하게 되면 전력시장의 급전순위에 미치는 영향은 별로 크지 않을 것으로 예상된다.[17] 이것은 본 절(3.3절) 전력거래소(안)의 사례분석 결과에서도 확인되는 점이다.

여기서 한 가지 강조해야 할 점은 본 연구의 제4장 실증분석과 본장에서 논의된 전력거래소(안)(제3장 3.2~3.3절)에서 결정적으로 차이가 나는 부분이다. 전력거래소(안)이 구상하고 있는 바는 회사별 배출권 구매-판매자료를 모두 제출받아 이를 근거로 실제 순구매(판매)비용을 적용하고자 하는 것이다. 그러나 영업비밀인 배출권 판매수익에 대한 자료제출을 꺼리는 현실에서 정보의 비대칭성 문제를 극복하고 진실보고를 유도해내야 하는 어려운 과제에 봉착할 수 있다는 점이다.

따라서 본 연구의 제4장 실증분석에서는 다른 접근방식을 채택한다. 즉, 각 개별 할당대상업체의 실제 구입·판매비용에 상관없이 시장에서의 배출권가격을 기준으로 삼아 유상할당 비율에 따른 배출권 순구입비용 혹은 순판매수익을 산정하여 적용하였다. 그 이유는 각 기업의 배출권 구매·판매전략 따른 일정한 수익 혹은 손실에 대한 진실보고의 문제해결을 넘어 오히려 그 기업의 능력에 따른 인센티브를 줄 수 있는 방법으로 보았기 때문이다.

16) 배출권 판매수익 자료에 대한 노출을 기업비밀로서 극도로 꺼려하는 상황에 있다는 분위기가 있음을 관련 실무진과의 대화에서 확인하였다.
17) 물론 어떤 BM방식을 채택하더라도 유상할당이 100%되지 않는 한 동일한 문제점을 가지게 된다는 점은 유의할 필요가 있다.

제4장 전력시장 모형 실증분석

본 장에서는 제2장에서 살펴 본 4가지 방식에 대한 이론적 논의를 염두에 두면서, 실제자료에 기초하여 우리 전력시장 모형을 통한 실험적 분석을 수행하고자 한다. 우선, 개별BM(발전기별 BM)과 통합BM으로 구분하고 각각의 BM방식에서 전원별/회사별 효과를 구분하여 살펴 본다. 거기에 유상할당 0~100% 상황을 0, 10, 20, 40, 100% 등의 세부구간별로 나누어 효과의 추이를 비교해 보고자 하였다.

또한 제3장에서 전력거래소(안)의 문제점으로 지적했던 정보의 비대칭성 문제를 회피하기 위해 배출권 구매-판매에 대한 실제비용 제출자료를 활용하는 방식 대신, 객관적인 배출권가격을 기준으로 삼아 유상할당 비중별로 배출권비용을 산정하는 계산법을 활용하였다.

본 보고서에서 분석대상이 되는 연도는 2021년이며, 일부 2030년에 대해 온실가스 배출량 목표 달성여부에 대한 모형분석을 하였다. 3차 배출권 기본계획기간이 2021~2025년 간의 5개년 이므로 2021년을 대표로 삼아 분석을 한 의미가 있다. 3차 계획기간에 대한 할당의 기준이 되는 실적치는 2018~2020년 3개년 수치를 평균하게 되지만, 2020년은 아직 진행 중이며, 코로나-19로 인해 왜곡될 소지가 있어 2019년 자료를 3개년의 대표 실적치로 간주하고 수집·분석하였다.

1. 전력시장 모형을 통한 실증분석

1.1. 모형개요: 자료 및 전제조건

본 절에서는 본 보고서 전체의 전력시장 실증분석 결과를 도출한 모형에 대해서 설명하기로 한다. 전력시장 실증분석을 위해서 널리 사용되고 있는 M-Core 모형을 활용하는데 이에 대한 자세한 설명은 생략한다.[18] 여기서는 모형분석을 위한 자료와 전제조건들을 정리한다.

아직 9차 전력수급기본계획의 바탕이 된 자료DB가 공개되지 않고 있다. 따라서 기존 모형 속에 입력되어 있는 8차 계획 DB를 기반으로 하여, 9차 계획 검토안에서 발표된 여러 가지 전제치들을 수정하여 입력하였다. 여기서 사용된 주요변수 및 전제조건을 정리하면 다음 <표 4-1>과 같다.

〈표 4-1〉 전력시장 실증모형 주요변수 및 전제조건

- 9차 계획 전원별 확정설비('30년) : 원전 20.4GW, 석탄 32.6GW, LNG 54GW, 신재생 57.9GW
  - ☞ 석탄30기 폐지, 노후 석탄설비 24기(12.7GW) LNG로 전환
- 9차 계획 목표수요 달성전제
  - ☞ 2021년 총발전량 567TWh, 2021년 송전단 수요 545TWh
  - ☞ 2030년 총발전량 >>>>TWh, 2030년 송전단 수요 .... TWh
- 2019년 실적치 수집[19]
  - ☞ 발전량, 전력거래량, 소내소비율(3.83%), 송배전손실(3.54%)

18) M-Core 모형의 주요변수 및 운용에 관해서는 관련 설명서를 참조하기 바란다. (장인의 공간 홈페이지 참조)
http://www.masterspace.co.kr/renewal/customer/main.asp?cate=master

☞ 월별 발전기 열량단가('20년 이후 '19.9월 열량단가 기준)
☞ 할당 대상업체별(발전·에너지, 집단에너지) CO_2배출량 및 할당량

- 온실가스 배출량 목표
  ☞ 2.31억 톤 ('21년, 2030 수정로드맵 목표 기준)
  ☞ 1.93억 톤 ('30년, 2030 수정로드맵 목표 기준)

- BM계수 적용기준
  ☞ 개별BM : 제2차 할당계획 배출계수 그대로 적용
  (석탄:0.886977, LNG:0.3889024)
  ☞ 통합BM : 0.6837 적용

- 배출권가격 적용기준
  ☞ 2019년 배출권 평균가격 : 29,126원/tCO_2

9차 계획 검토안에 나타난 2030년 확정설비(안) 중에서 노후 석탄설비 24기(12.7GW)를 LNG로 전환하는 내용을 새로운 입력자료로 변경하였다. 또한 9차 계획의 목표수요 추정치를 기준으로 2021년과 2030년 총발전량과 송전단 수요량을 역추정하여 입력자료로 삼았다.

한편, BM계수 적용을 위한 기준점으로서, 개별BM에 대해서 2차 할당계획에 공표된 수치를 사용하였다. 그런데, 최근 <표 4-2>과 같이 3차 할당계획안이 발표되어 우리 모형에 사용된 수치와 차이가 난다. 2021년 기준으로 볼 때 석탄과 LNG의 격차가 축소된 형태이지만 그 차이가 아주 크지는 않아, 우리 모형의 결과가 주는 메시지와 크게 벗

19) 발전량, 전력거래량, 소내소비율, 송배전손실 등은 한국전력통계(2020)와 전력시장통계(2019)를, 월별 발전기 열량단가는 전력거래소 내부자료를, CO_2 통계는 온실가스정보센터(NGMS) 자료를 활용하였음을 밝혀 둔다.

어나지는 않는다고 본다. 그리고 다행스럽게도 통합BM의 경우. 우리 모형에 적용한 값인 0.6837과 거의 유사한 수준의 안이 발표되어 의미 있는 결과 비교가 될 것으로 보인다.

〈표 4-2〉 발전부문 배출계수 적용(안)

(단위: tCO_2-eq/MWh)

구 분	현행 (제2차)	변경(제3차 계획(안))				
		1안*			2안	
		1단계(21~23)	2단계(24~25)		1단계(21~23)	2단계(24~25)
석탄	0.8869770	0.7874148	0.7086734	**0.6821889**	0.7866930	**0.6821889**
LNG	0.3889024	0.3997437	0.4545114		0.5262711	

*온실가스 감축이 미흡할 경우, 2단계부터 적용부문 전체의 평균 배출효율로 전환
자료: 전자신문, 2020.9.21.일자

1.2. BM방식별 모형분석 결과 평가

본 절 이하에서는 여러 가지 시뮬레이션 결과를 표로 제시하고, 그 의미를 정리해 보고자 한다. 우선 개별BM/통합BM 하에서 CO_2 배출량, 송전량, 석탄과 LNG 이용률, 발전량 측면에서 유상할당 비율이 증가함에 따라 어떤 변화를 보이는지를 살펴 보고자 한다.

1.2.1. 전원별/BM방식별 효과 (유상할당 비중별)

우선, 여기서 제시되고 있는 여러 표에 대한 해석에서 유의할 점을 한 가지 언급해 두고자 한다. 그 유의점은 CO_2, 송전량, 발전량 등의 기본값(BAU)이 <표 4-1>의 모형 전제조건에서 언급했던 2021년 온실가스 목표량, 목표수요를 모두 충족하는 값에 해당하는 수치라는 점이

다. 따라서, 각 표 내용을 해석할 때의 포인트는 기본값(BAU)를 기준으로 유상할당 비율이 증가할 때 석탄과 LNG 사이에 상대적으로 얼마만큼 온실가스 및 송전량 비중 등이 변화되는가 하는 점이다.

<표 4-3>은 개별BM의 경우, 전원별로 유상할당 비율 증가에 따른 변화를 보여주고 있다. CO_2 발생량, 송전량, 배전량, 전원별 이용률 변화는 거의 동일한 패턴을 보이고 있다. 유상할당 20% 정도까지는 석탄과 LNG 사이의 변화가 거의 없었으며, 유상할당 40% 정도가 되면서 상대적인 변화가 조금씩 나타나기 시작한다고 볼 수 있다. 유상할당 100%가 되면 석탄과 LNG 발전간에 뚜렷한 변화의 모습을 보이는 것이 드러난다. 본 연구에서 명시적으로 제시하지는 않았으나, 대체로 유상할당 50% 정도에서 석탄과 LNG 급전의 변화가 상당히 일어나기 시작하는 것이 관찰되었다.

〈표 4-3〉 개별BM 유상할당 비중별 효과 (전원별)

2021년

개별BM	CO_2(억 톤)				
	기본	유상10	유상20	유상40	유상100
석탄	1.94	1.94	1.93	1.91	1.79
유류	0	0	0	0	0
LNG	0.36	0.36	0.37	0.37	0.42
합계	2.31	2.30	2.30	2.29	2.21
개별BM	**송전량(TWh)**				
	기본	**유상10**	**유상20**	**유상40**	**유상100**
석탄	224.7	224.1	223.5	221.9	207.4
유류	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
LNG	104.2	104.8	105.4	106.9	121.4
합계	545.4	545.4	545.4	545.4	545.4

개별BM	이용률(%)				
	기본	유상10	유상20	유상40	유상100
석탄	75.7	75.6	75.3	74.8	70.4
유류	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
LNG	28.8	28.9	29.1	29.5	33.5
합계	48.6	48.6	48.6	48.6	48.5
개별BM	**발전량(TWh)**				
	기본	**유상10**	**유상20**	**유상40**	**유상100**
석탄	237.0	236.4	235.6	233.9	218.5
유류	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
LNG	106.9	107.5	108.1	109.6	124.4
합계	567.3	567.3	567.2	567.0	566.4

자료: 모형분석 결과

〈표 4-4〉 통합BM 유상할당 비중별 효과 (전원별)

2021년

통합BM	CO_2(억 톤)				
	기본	유상10	유상20	유상40	유상100
석탄	1.94	1.89	1.89	1.88	1.77
유류	0	0	0	0	0
LNG	0.36	0.38	0.38	0.39	0.43
합계	2.31	2.27	2.27	2.27	2.20
통합BM	**송전량(TWh)**				
	기본	**유상10**	**유상20**	**유상40**	**유상100**
석탄	224.7	219.1	218.8	217.8	205.4
유류	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
LNG	104.2	109.7	110.0	111.1	123.4
합계	545.4	545.4	545.4	545.4	545.4

통합BM	이용률(%)				
	기본	유상10	유상20	유상40	유상100
석탄	75.7	74.1	74.1	73.8	69.7
유류	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
LNG	28.8	30.3	30.4	30.7	34.0
합계	48.6	48.6	48.6	48.5	48.5
통합BM	**발전량(TWh)**				
	기본	**유상10**	**유상20**	**유상40**	**유상100**
석탄	237.0	230.8	230.5	229.4	216.4
유류	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
LNG	106.9	112.6	112.9	113.9	126.4
합계	567.3	566.9	566.9	566.8	566.3

자료: 모형분석 결과

<표 4-4>는 통합BM의 경우, 전원별로 유상할당 비율 증가에 따른 변화를 보여주고 있다. CO_2 발생량, 송전량, 배전량, 전원별 이용률 변화는 거의 동일한 패턴을 보이고 있다.

통합BM과 개별BM과의 차이는 기본(BAU)에서 유상10% 수준으로 변화될 때 뚜렷이 나타난다. 이는 통합BM의 특성상, 기본에서 유상으로 바뀌는 순간에 LNG 발전기들이 상대적으로 크게 유리한 상황이 되기 때문이다.

하지만, 유상할당 10%, 20%, 40% 사이에는 그 유리한 정도가 크게 달라지지 않았으나, 유상할당 100%가 되면 석탄과 LNG 발전원 간에 큰 차이를 보이게 된다.

1.2.2. 회사별/개별BM의 효과 (유상할당 비중별)

온실가스 배출권은 발전회사별로 부여되는 것이 기본이다. 본 소절과 다음 소절에서는 유상할당 비율이 변화됨에 따라, 각 발전회사별/발전기별 유·불리가 어떻게 달라지는지를 살펴보고자 한다. 우리 모형에서 기본분석 단위인 개별발전기를 모두 표시하기에는 너무 복합하여 소속된 발전회사별로 재그룹핑한 결과만을 제시한다.[20] 5개 발전자회사와 민간LNG회사 그룹[21]으로 분류하여 온실가스(CO_2) 배출량, 송전량, 배출권 비용 측면에서 비교해 보고자 한다. 우선 개별BM 하에서의 효과를 정리하면 아래 <표 4-5>와 같다.

〈표 4-5〉 개별BM 유상할당 비중별 CO_2 비교 (회사별)

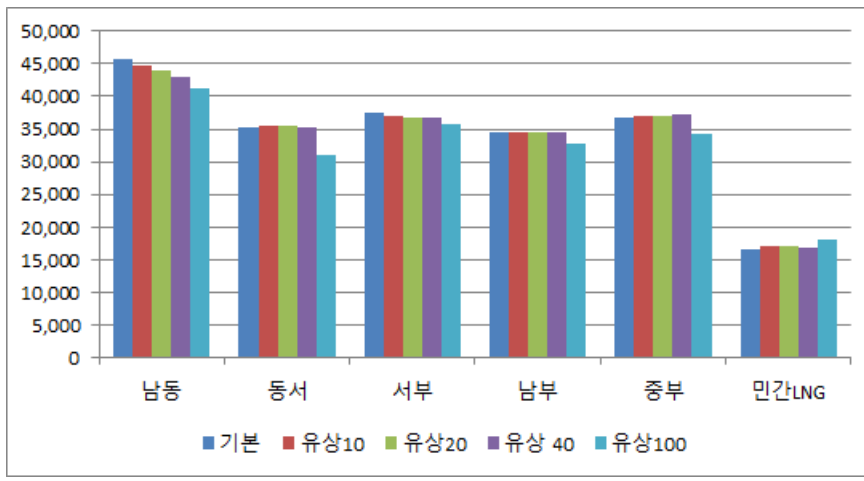
개별BM	CO_2 (천 톤)				
2021년	기본	유상10	유상20	유상 40	유상100
남동	45,781	44,713	44,099	43,065	41,159
동서	35,286	35,451	35,398	35,164	31,147
서부	37,527	37,007	36,882	36,727	35,808
남부	34,481	34,539	34,506	34,477	32,668
중부	36,676	36,915	37,075	37,243	34,322
민간LNG	16,579	17,221	17,110	16,844	18,100

자료: 모형분석 결과

20) 개별발전기별 결과가 중요한 경우, 예를 들어 제4장 1.3.4절의 전략적 행동에서는 일부 개별발전기에 대한 내용을 다루고 있다.

21) 민간LNG 그룹에는 에스케이이앤에스, GS EPS, 포스코에너지 소속 LNG 발전기 등 총33개 민간LNG 발전기가 포함된다. 몇몇 열병합발전기는 분석의 편의상 제외되었음을 밝혀둔다.

[그림 4-1] 개별BM 유상할당 비중별 CO_2 비교 (회사별)



자료: 모형분석 결과

각 발전회사간의 차이는 [그림 4-1]에서 시각적으로 더 잘 볼 수 있다. 온실가스 배출비용이 반영되지 않는 기본(BAU) 상태에 비해, 유상의 비율이 증가함에 따라 가장 크게 CO_2 배출량이 감소되는 회사는 남동발전이다. 반면 중부발전의 경우, 유상 40%까지 CO_2 배출량이 오히려 증가되는 모습을 보여준다. 이러한 결과는 2021년 시점에서, 발전 5개사 중에서 남동발전이 석탄 비중이 가장 높고, 중부발전이 가스 비중이 가장 높다는 점에서 우리의 예상에서 벗어나지 않는 결과이다([그림 4-3]참조).

한편 유상 40%를 훨씬 넘어, 유상 100%에 이르게 되면 5개 발전자회사 모두 CO_2 배출량이 줄어드는 반면 민간LNG 그룹의 CO_2 배출량이 늘어나게 된다. 유상 100%에서는 5개 발전자회사들의 석탄 발전기에 배출권 비용부담분이 크게 더해지기 때문에 민간LNG 발전으

로 전환되는 효과를 반영하는 것이다. 본 모형에서 가정된 배출권가격(29.126만원) 수준 하에서 유상 40% 정도까지는 석탄과 LNG 사이의 급전 변화가 크지 않으나, 유상 100%에서는 크게 급전의 변화가 이루어진 결과이다.

석탄과 LNG 사이의 급전 전환의 임계점(critical point)은 연료가격 및 배출권가격 수준에 대한 가정에 의해 크게 좌우되므로 일률적으로 예단하기는 어렵다.[22] 본 보고서의 유가인하의 영향에 대한 소절(제4장 1.3.3)에서 2020년 4~5월 사이의 유가 및 LNG 연료가격 인하로 인한 여러 효과를 분석한 부분을 참조하기 바란다.

다음으로 송전량 수준을 각 회사별로 비교해 보자. 송전량 혹은 발전량은 CO_2에 직접 영향을 주는 것이므로 CO_2에 대하여 분석한 <표 4-5> 및 [그림 4-1]과 유사한 패턴을 보이는 것은 당연하다.

아래 [그림 4-2]는 [그림 4-1]과 매우 비슷한 모습을 띠고 있다. 다만, 석탄과 LNG 등의 포트폴리오를 가지고 있는 5개 발전회사와 달리 LNG 발전기만으로 구성된 민간LNG 그룹의 송전량 수준이 높게 나타나는 점이 차이가 난다. 석탄의 CO_2배출계수가 LNG의 CO_2배출계수의 2배 이상이라는 점을 상기하면 이해할 수 있는 그림이다.

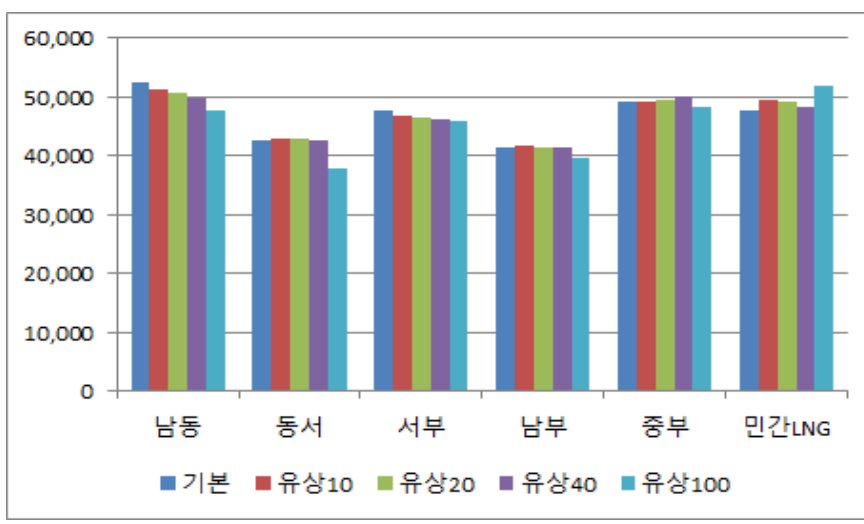
22) 실제로 어느 정도 수준의 유상할당 비중에서 급격한 변화점(critical point)이 생기는지를 확인하기 위해 여러 가지 시나리오 분석을 해 보았는데, 배출권가격 수준이 큰 변수로 작용한다. 우리 모형의 기본가정 하에서 유상 50% 이상이 되면서, 석탄→LNG 전환이 좀 급하게 일어남을 확인할 수 있었다.

〈표 4-6〉 개별BM 유상할당 비중별 송전량 비교 (회사별)

개별BM	송전량(GWh)				
2021년	기본	유상10	유상20	유상40	유상100
남동	52,562	51,415	50,760	49,657	47,555
동서	42,702	42,874	42,792	42,570	37,921
서부	47,684	46,935	46,595	46,256	45,933
남부	41,370	41,591	41,470	41,427	39,522
중부	49,303	49,099	49,545	50,129	48,280
민간LNG	47,616	49,519	49,198	48,402	51,866

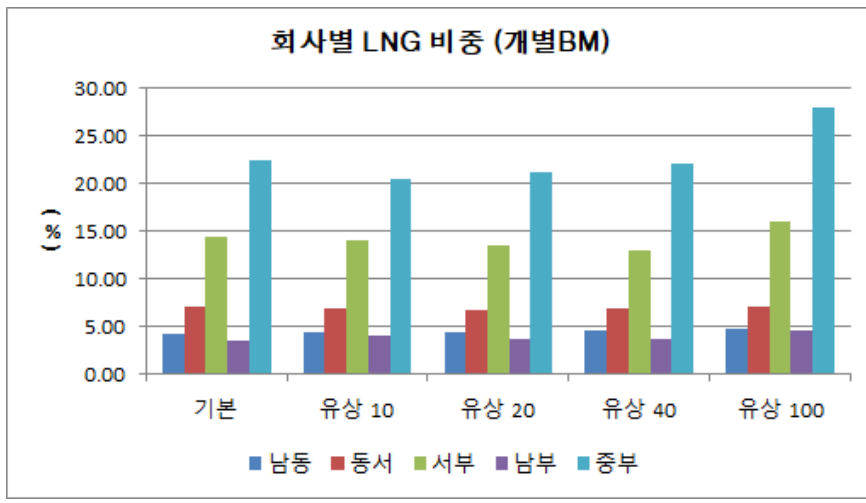
자료: 모형분석 결과

[그림 4-2] 개별BM 유상할당 비중별 송전량 비교(회사별)



자료: 모형분석 결과

[그림 4-3] 회사별 LNG 비중 (개별BM)



자료: 모형분석 결과

마지막으로 개별BM 하에서 회사별 배출권비용 수준을 비교해 본 것이 <표 4-7>과 [그림 4-4]이다. 여기서 주의해야 할 점 한 가지는 유상 0% 하에서도 배출권비용(혹은 수익)이 발생된다는 것이다. 그 이유는 유상 0% 즉 무상 100%인 경우에도 무상할당 배출량을 초과한 실제배출량 부분에 대해서는 배출권비용이 발생되기 때문이다.

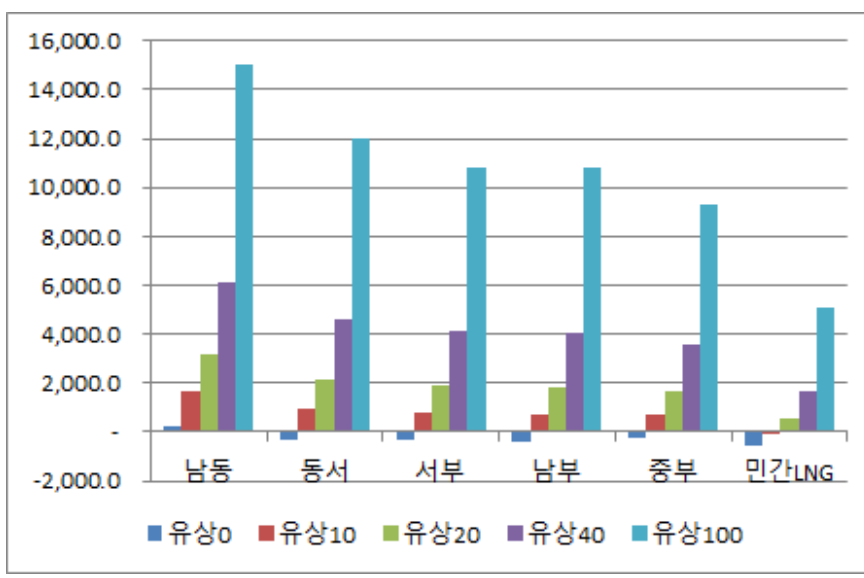
<표 4-7>에서 남동발전의 경우, 실제배출량이 100% 무상할당량을 초과하여 212.1억 원의 배출권비용이 발생됨을 의미한다. 나머지 4개 발전회사 및 민간LNG 그룹은 실제배출량이 100% 무상할당량 보다 적어서 배출권 판매수익(+)을 얻게 됨을 보여준다. 4개 발전회사는 유상 10%가 되면 배출권 판매수익은 (-)가 되어 배출권비용이 발생되지만, 민간LNG 그룹은 유상 10%에서도 여전히 배출권 판매수익이 (+)임을 나타내고 있다.

〈표 4-7〉 개별BM 유상할당 비중별 배출권비용 비교 (회사별)

개별BM	배출권비용(억 원)				
2021년	유상0	유상10	유상20	유상40	유상100
남동	212.1	1,695.7	3,179.3	6146.5	15,048.2
동서	-305.4	922.0	2,149.4	4604.1	11,968.4
서부	-347.2	769.8	1,886.9	4121.0	10,823.3
남부	-416.3	710.4	1,837.1	4090.6	10,850.9
중부	-252.0	705.9	1,663.9	3579.8	9,327.6
민간LNG	-596.2	-26.7	542.9	1682.0	5,099.3

자료: 모형분석 결과

[그림 4-4] 개별BM 유상할당 비중별 배출권비용 비교 (회사별)



자료: 모형분석 결과

1.2.3. 회사별/통합BM의 효과 (유상할당 비중별)

본 절에서는 통합BM 방식으로 할당할 경우, 회사별로 분류하여 온실가스(CO_2) 배출량, 송전량, 배출권 비용 측면에서 어떤 결과가 나타나는지 비교한 표와 그림을 제시해 보고자 한다.

여기서 주목할 점은 앞의 소절에서 살펴 본 개별BM의 경우와 어떤 차이를 보이는지가 핵심이 될 것이다. 그 차이점을 정확하게 이해하기 위해서는 각 발전회사에 소속된 모든 발전기들의 변화를 세부적으로 미세하게 추적하지 않으면 안 된다. 왜냐하면, 각 발전회사 마다 석탄 및 가스발전기의 설비 포트폴리오가 다르며, 또한 각 발전기별 효율계수의 차이는 주어진 연료비와 배출권 추가비용 하에서 급전 여부 및 순위를 결정하는 변수가 되기 때문이다.

유상할당 비율 각각에 대한 모형 시뮬레이션 결과를 통해서, 개별 발전기별로 CO_2배출량, 발전량, 송전량, 발전단가(원/kWh) 등을 모두 알 수 있지만, 방대한 결과자료를 체계적이고 의미 있게 정리하는 작업은 쉬운 일이 아니다. 본 연구에서는 발전기별 기초결과에 대한 상세한 보고는 생략하고, 발전회사별로 큰 그림 하에서의 직관적 해석을 제시하는데 의미를 두고자 한다.[23)]

따라서 여기서는 개별BM과 통합BM 결과의 차이에 주목하며, 기본(BAU) 상태에서 유상 10%로 바뀌는 경우에 초점을 맞추기로 한다. 그 이유는 최근 발표된 3기 할당계획에 따르면 2021년 기준으로 유상 10% 부과가 적용되기 때문이기도 하다.

앞서 개별BM 하에서 기본(BAU)에서 유상 10%로의 변화에서는 5

23) 발전기 수준에서의 보다 상세한 결과 정리는 그 목적에 맞은 후속연구에서 수행될 수 있을 것으로 보인다.

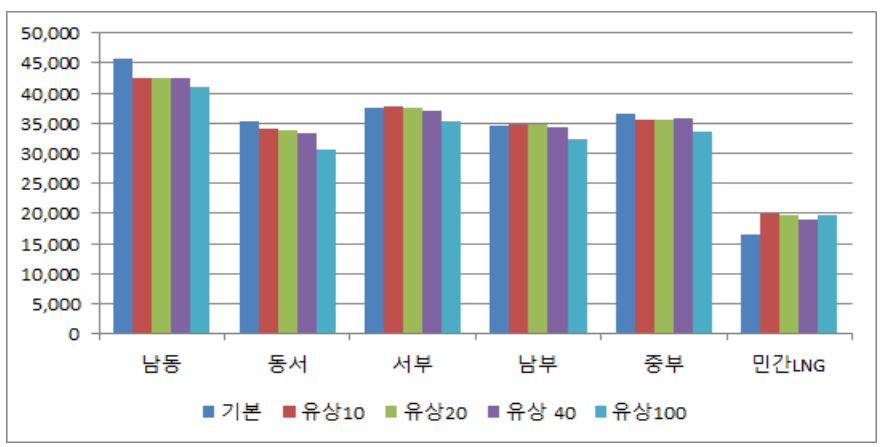
개 발전자회사 중에서 남동, 서부 2개 회사의 CO_2 발생량이 줄어든 반면, 남동, 서부, 중부 3개 회사의 송전량이 줄어든 것을 보았다. 그런데, 아래 <표 4-8>과 <표 4-9>에서 보듯이 통합BM 하에서는 남동, 동서, 중부 등 3개 회사의 CO_2 발생량이 줄어들고, 이와 함께 똑같이 3개 회사의 송전량 또한 줄어드는 것으로 나타난다.

〈표 4-8〉 통합BM 유상할당 비중별 CO_2 비교 (회사별)

통합BM	CO_2 (천 톤)				
2021년	기본	유상10	유상20	유상 40	유상100
남동	45,781	42,532	42,523	42,471	40,973
동서	35,286	34,133	33,966	33,368	30,558
서부	37,527	37,728	37,552	37,188	35,235
남부	34,481	34,949	34,759	34,454	32,312
중부	36,676	35,476	35,593	35,800	33,667
민간LNG	16,579	19,883	19,626	19,050	19,636

자료: 모형분석 결과

[그림 4-5] 통합BM 유상할당 비중별 CO_2 비교 (회사별)



자료: 모형분석 결과

개별BM과 통합BM의 결과 차이의 원인을 밝히는 것은 매우 복잡한 작업이 될 것이다. 유상할당으로 인해 배출권 열량단가가 각 발전기별로 다르게 영향을 주게 되는데, 각 발전회사에 소속된 석탄발전기의 한계비용(원/kWh)은 매우 미세한 차이로 그 순위가 바뀌게 되기 때문이다. 또한 각 발전회사에 소속된 LNG 발전기 중에서 한계발전기 부근에 해당하는 발전기의 비중이 높을수록 변화가 커지게 된다.

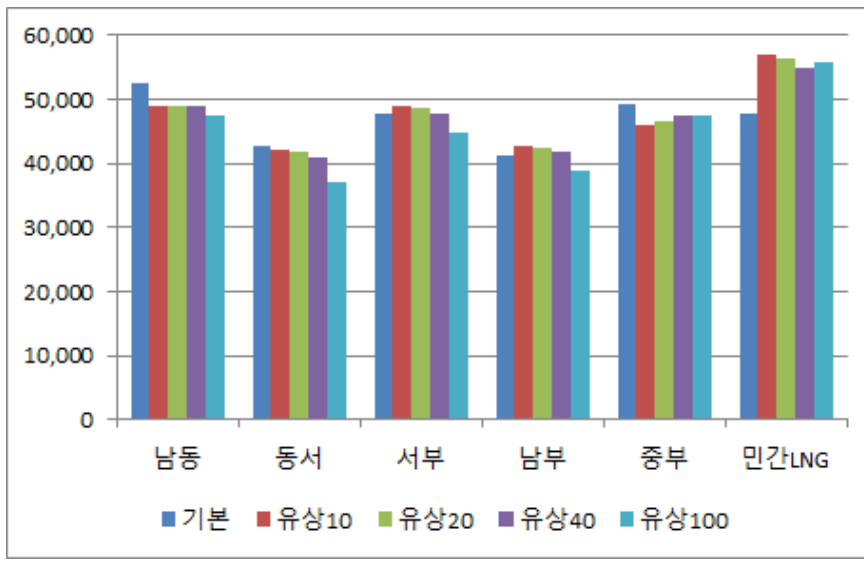
다음으로 송전량 수준을 각 회사별로 비교해 보자. 통합BM의 경우에도 개별BM과 마찬가지로 송전량의 회사별 패턴은 CO_2 배출량 패턴과 유사한 것으로 나타났다. 5개 발전자회사 중에서 서부와 남부의 경우, 유상 10%, 유상 20%, 유상 40%까지는 BAU 대비 송전량이 오히려 증가되는 모습을 보인다.

〈표 4-9〉 통합BM 유상할당 비중별 송전량 비교 (회사별)

통합BM	송전량(GWh)				
2021년	기본	유상10	유상20	유상40	유상100
남동	52,562	49,088	49,077	49,023	47,343
동서	42,702	42,055	41,854	40,797	37,094
서부	47,684	48,944	48,562	47,698	44,750
남부	41,370	42,803	42,358	41,768	38,973
중부	49,303	46,085	46,523	47,608	47,424
민간LNG	47,616	57,115	56,446	54,825	55,767

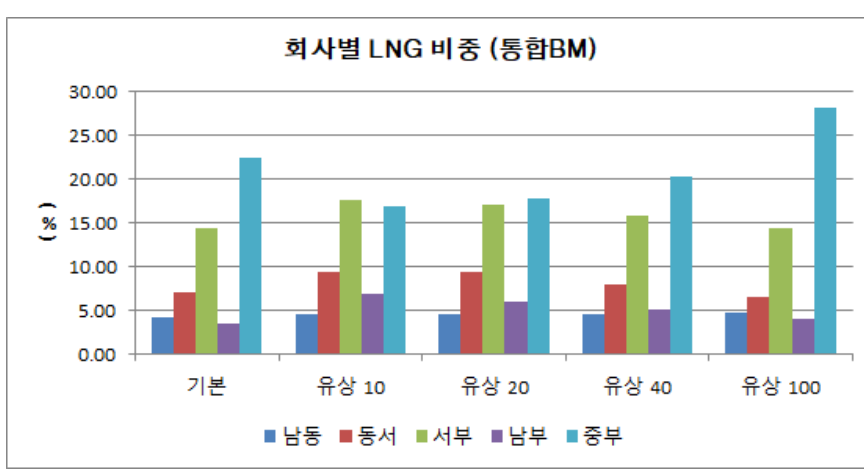
자료: 모형분석 결과

[그림 4-6] 통합BM 유상할당 비중별 송전량 비교 (회사별)



자료: 모형분석 결과

[그림 4-7] 회사별 LNG 비중 (통합BM)



자료: 모형분석 결과

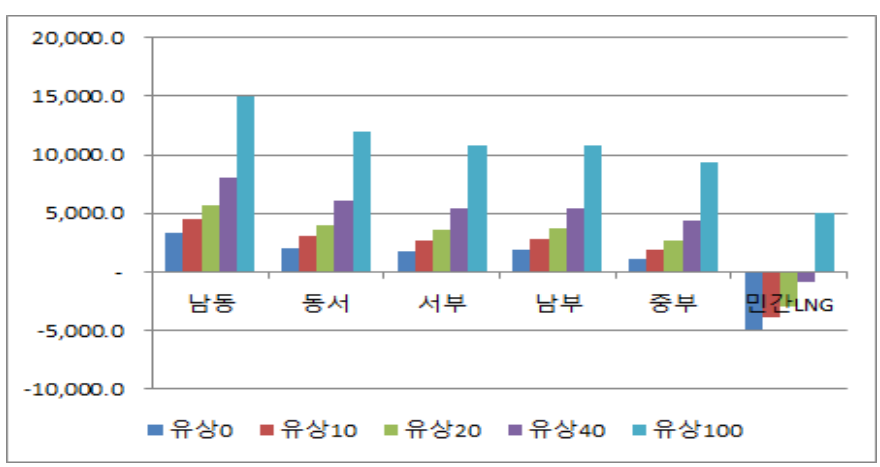
마지막으로 각 회사별로 배출권비용을 비교해 보자. 개별 및 통합BM간에 분명한 차이를 보이게 됨을 주목할 수 있다. 즉, 개별BM의 경우에는 남동을 제외한 모든 회사가 유상 0%의 수준에서 배출권 수익(+)을 얻었으나, 통합BM의 경우 민간LNG 그룹을 제외하면 모두 배출권 비용이 발생한다는 점이다. 특히 민간LNG 그룹의 배출권 수익(+)은 유상 40% 수준까지도 지속된다는 점을 주목할 필요가 있다.

〈표 4-10〉 통합BM 유상할당 비중별 배출권비용 비교 (회사별)

통합BM	배출권비용(억 원)				
2021년	유상0	유상10	유상20	유상40	유상100
남동	3,386.4	4,552.6	5,718.8	8,051.1	15,048.2
동서	2,062.7	3,053.3	4,043.9	6,025.0	11,968.4
서부	1,747.9	2,655.5	3,563.0	5,378.1	10,823.3
남부	1,909.7	2,803.8	3,698.0	5,486.2	10,850.9
중부	1,045.4	1,873.7	2,701.9	4,358.3	9,327.6
민간LNG	-4,897.5	-3,897.8	-2,898.1	-898.8	5,099.3

자료: 모형분석 결과

[그림 4-8] 통합BM 유상할당 비중별 배출권비용 비교 (회사별)



자료: 모형분석 결과

이제 제4장 1.2절에서 논의한 내용을 전체적으로 요약·정리해 보고자 한다. 첫째, 전원별/BM방식별 효과를 비교해 보면, 개별BM 하에서는 유상할당 40%까지 석탄과 LNG 사이의 변화가 거의 나타나지 않은 것으로 나타났다. 이를 해석하면 우리 모형분석의 기본전제가 된 배출권가격(29,126원/tCO_2) 수준 하에서는 유상 40%가 된다고 해도 급전순위에 큰 변화가 없다는 것을 의미한다. 반면, 통합BM의 경우 기본(BAU)에서 유상할당 10% 수준으로 변화될 때 석탄과 LNG 사이의 변화가 상대적으로 크게 드러나, 개별BM과 통합BM의 차이가 좀 뚜렷이 나타났다. 그 이유는 통합BM의 특성상 기본에서 유상으로 바뀌는 순간에 LNG 발전기들이 상대적으로 크게 유리해지기 때문이다. 그러나 유상할당 비율이 10~40%로 증가하면서 그 상대적 유리함이 희석되어 가는 것을 확인할 수 있었다.

둘째, 회사별/BM방식별 효과를 보면, 2021년 시점에 석탄비중이 높은 남동발전이 BM방식에 상관없이 가장 큰 부담을 떠안게 된다는 점을 확인할 수 있다. 모든 발전회사들은 유상할당 비중이 증가됨에 따라 BM방식에 상관없이 비용부담이 증가하게 된다. 하지만, 유상비율 10~40% 사이에서, 각 발전회사들의 송전량(발전량) 크기는 어떤 BM방식이 채택되느냐에 따라 사뭇 다른 모습을 보여준다. 즉, 석탄발전기의 상대적 효율성, 각 발전회사 내 가스발전의 비중, 소속 가스발전기의 급전상의 상대적 위치에 따라 각 BM방식의 영향이 다르게 나타난 것으로 보인다. 한편 민간LNG 그룹에 속한 발전기를 보면 개별BM 방식 하에서는 유상비율 10%까지 배출권 판매수익(+)을 보였으나, 통합BM 방식 하에서는 유상비율 40%까지도 판매수익(+)이 발생되는 것으로 나타났다.

다음 1.3절에서는 배출권비용의 전력시장 반영과 관련된 매우 중요한 이슈 몇 가지를 다루어 본다. 우선, 부처간 논란 과정에서 산업부가 강하게 주장했던 석탄 총량제약을 통한 온실가스 제어 문제를 정리해 본다. 총량제약의 예시적인 실행절차를 생각해 보고, 총량제약의 시행 시 가동이 제한되는 석탄발전기 숫자에 대해 가늠해 보고자 한다.

다음으로 아직 확정·공표되지 않고 있는 9차 전력수급기본계획의 내용이 반영된다고 가정할 때의 효과를 살펴 본다. 9차계획은 8차 대비, 온실가스 배출량을 상당부분 낮출 수 있는 방안을 포함하고 있는 것으로 판단된다.

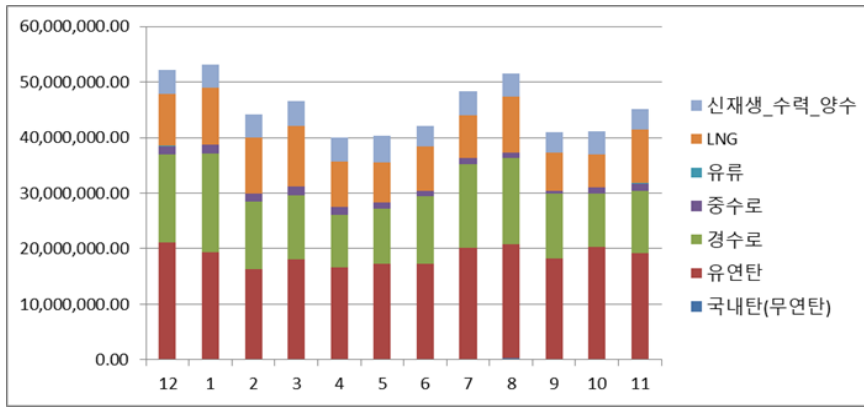
또한, 최근 큰 관심을 끌고 있는 유가하락이 배출권비용 및 전력시장에 미치는 영향에 대한 분석을 해 본다. 2020년 4~5월 사이에 큰 폭의 유가하락과 이에 연동된 LNG 가격이 시차를 두고 크게 하락한 바가 있었다. LNG 연료가격이 최저로 반영된 2020년 9월 시점의 연료가격을 기준으로 할 때, 과연 석탄과 LNG 급전순위에 어떤 영향을 미치게 될지에 대해 살펴 본다.

마지막으로 배출권거래비용을 열량단가에 적용할 때 SMP를 결정하는 한계발전기들의 전략적 행동 가능성이 제기되고 있기 때문에 이에 대한 모형분석을 시도하였다. 새로운 배출권거래비용 반영방식에 대해 민간 LNG 발전기들이 어떻게 반응하게 될 지에 대한 분석은 추후 세부규정 마련에 참고자료가 될 것으로 보인다.

1.3. 관련 이슈

1.3.1. 석탄 총량제약을 통한 온실가스 배출량 제어

[그림 4-9] 발전량 수준의 월별 패턴 및 구성 (2021년 모의)



자료: 모형분석 결과

[그림 4-9]에서 보듯이 전력수요와 이에 따른 발전량 수준은 계절별/월별로 변동성을 갖는 패턴을 보이게 된다. 전력거래소는 계절별/월별 수요패턴을 감안하면서, 전력수급 안정을 원활히 확보할 수 있도록 모든 발전기들의 예방정비 일정을 발전회사와 사전에 조율하게 된다. 특히 미세먼지 계절관리제 기간(12월~3월), 동계수급 대책기간(12월~2월), 하계수급 대책기간(7월~9월) 등이 정책적 고려대상이 되는 특별한 시점이 된다.

최근 석탄 총량제약 방안이 논란의 대상이 되면서, 이를 통해서 어떻게 온실가스 배출량 제어를 실행할 수 있는지에 대한 절차상의 질문이 제기된 바가 있다. 이에 대해서 전력거래소가 제시하고 있는 총량제약의 실행방식의 사례를 소개하고자 한다.[24)]

총량제약 실행순서 (예시)
• **(연간 석탄발전량 결정)** 연간 온실가스 목표에 맞춰 사전 결정 • **(동·하계 우선배분)** 전력수급 안정을 위해 가동이 필수적인 석탄발전량을 동하계 수급대책기간에 우선 배분 • **(춘추계 잔여량 배분)** 연간 발전총량에서 동·하계 발전량을 제외한 잔여 석탄발전량을 춘추계에 배분하여 연간 온실가스 목표 달성 • **(동·춘계, 하·추계 총량 조정)** 동·하계 수요변동을 춘추계에 흡수 • **(비상시 대응)** LNG 수급위기 등 전력수급 비상상황으로 온실가스 감축목표 초과/미달할 경우, 한전(또는 전력거래소)이 전환부문 과부족분에 대해 타부분과 배출권을 거래하는 형태로 목표 달성

이상에서는 전력거래소의 총량제약 실행방안을 예시적으로 살펴 보았다. 본 절에서는 실제로 석탄발전기가 대부분 가동되어야 하는 동계와 하계, 그리고 석탄발전기의 예방정비가 많이 시행되며 전력수요가 낮은 춘추계에 걸쳐서, 경제급전의 원칙 속에서 어떻게 석탄발전기의 운전배분이 이루어질 수 있는지를 시장모형을 통해 시뮬레이션 해 보고자 한다. M-Core 모형에서는 매년 예방정비 계획을 체계적으로 발생시키는 프로세스가 탑재되어 있다. 8차 기본계획 DB에 포함되어 있는 2021년 예방정비 계획에는 석탄발전기의 정비기간이 31일로 설정되어 있다.[25)]

다음 <표 4-11>은 2021년 석탄과 원자력 등 기저발전기의 예방정비 월별 계획을 보여주고 있다. 동계기간(12월~2월) 석탄발전기 정기 예방정비 대수는 4~6기이며, 봄철(3월~5월)의 경우 9~13기, 11월에 7기

24) 전력거래소 내부자료
25) 모형상에서 LNG 발전기는 27일/년, 원자력은 70일/년으로 설정되어 있다.

등의 패턴을 보이고 있다. 원전의 경우 예방정비가 3월~6월, 10월에 집중되어 있는 모습을 보여준다.

〈표 4-11〉 월별 기저발전기(석탄, 원전) 예방정비 계획(2021년 모의결과)

2021년 모의결과 (예방정비 기저발전기 = 석탄 + 원자력)

월별	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
예방정비 발전기	당진#5 태안#7 태안#3 태안#9	태안#3 당진#5 삼척그린파워#2 태안#7	북평#2 고리#4 보령#1 보령#2 신고리#3 보령#3 한울#3 영흥#5 보령#4 신월성#1 보령#5 삼천포#5 보령#6	보령#6 여수#2 보령#8 당진#2 동해#2 하동#4 한빛#4 태안#2 신고리#4 보령#1 신한울#2 보령#2 보령#3 영흥#1 보령#4 한울#5 보령#5	한빛#1 보령#6 고리#2 고리#3 한빛#5 보령#1 보령#2 신고리#2 신한울#2 보령#3 보령#4 하동#1 삼천포#3 영흥#6 보령#5	월성#4 북평#1 동해#1 보령#1 하동#3 당진#3 보령#2 하동#5 고리#3 한울#1 보령#3 보령#4 신고리#2 보령#5 태안#6 보령#6	당진#1 영흥#2 하동#7	하동#2 월성#2 태안#4 당진#8 하동#8	월성#3 삼천포#4 태안#8 한울#2 신월성#2	삼천포#6 하동#6 한빛#6 월성#3 한울#2 신한울#1 영흥#3 한울#4 신고리#1 한울#6 신월성#2 여수#1 한빛#2 한빛#3	태안#5 당진#4 태안#1 영흥#4 당진#6 당진#7 보령#7	태안#1 당진#6 당진#7 보령#7 태안#5 당진#4
석탄	4	4	9	13	9	12	3	4	2	4	7	6
원전			4	4	6	4		1	3	10		
종계	4	4	13	17	15	16	3	5	5	14	7	6

자료: M-Core 모형 DB에서 발췌

위의 <표 4-11>이 보여주듯이 전력수요가 높은 동·하계에도 2~4기는 정기적인 예방정비로 인해 정지할 것으로 보인다. 이를 감안하면, 석탄 발전기는 매월 약9~10기 정도는 일정하게 가동 중지 상태에 있을 것으로 예상되며, 이에 더하여 춘추계에는 15대가 추가 정지될 수도 있을 것으로 보인다. 이 점은 아래 <표 4-12>를 통해서 확인해 볼 수 있다.

<표 4-12>에서 보면, 2021년 1월 기준으로 급전순위 29~83위까지의 55개 발전기가 석탄발전기에 해당한다. 변동비 수준 약50원대/kWh에 대부분의 석탄발전기가 위치하고 있다. 좀 더 구체적으로 보면, 50~55

원 사이의 석탄발전기가 20여기, 56~59원 사이에서 경합하는 발전기 숫자가 20기에 이른다. 변동비가 60원 수준이 넘어가는 석탄발전기는 일부 특별한 계통운영 목적으로 가동되는 것 이외에는 경쟁력이 거의 없다고 볼 수 있다. 따라서 전력수요가 낮은 춘추계에는 총60기의 석탄발전기 중 약25기는 예방정비 혹은 경제성의 이유로 정지 상태에 있을 것으로 예상해 볼 수 있다.

〈표 4-12〉 발전기별 변동비 순위 (2021.1월 모의결과)

2021.1월 (19.9월 연료비 기준)

순위	발전기	변동비 원/kWh	순위	발전기	변동비 원/kWh
1	NU#2	5.4348	71	J#4	58.3758
2	NU#4	5.494	72	D#1	58.4251
27	K복합2CC	40.6672	73	J#3	58.7142
28	K복합1CC	41.2147	74	J#5	58.9873
29	J#1	49.3964	75	D#3	59.557
30	A#6	51.4164	76	J#2	61.134
56	S#4	56.5162	77	J#1	61.2708
57	S#2	56.6865	78	DH#2	65.2482
58	S#5	57.3428	79	DH#1	65.4152
59	N#5	57.4577	80	DN#2	71.2525
60	D#10	57.5341	81	A#2	72.5383
61	N#6	57.614	82	DN#1	72.6419
62	N#3	57.6321	83	A#1	73.7009
63	JJ#1	57.6631	84	W열병합CC	74.1256
64	JJ#2	57.6631	85	Y복합1CC	75.1631
65	N#4	57.7051	86	P복합1CC	75.2073
66	N#2	57.7062	87	YP1CC	75.6221
67	N#1	57.7559	88	A복합2CC	76.0475
68	D#4	58.1329	89	PE복합7CC	76.1155
69	J#6	58.1372	90	S복합1CC	76.3774
70	D#2	58.2768	91	S복합2CC	76.3774

자료: 모형분석 결과

이처럼 석탄발전기는 어느 정도 예측가능한 변동비 패턴이 주어지기 때문에, 연중 빈발하는 시기는 있지만 특정일 및 특정지역을 예상할 수 없는 미세먼지로 인한 석탄발전제약의 불확실성이 존재한다 하더라도, 석탄발전 총량제약을 통한 온실가스 배출량 제약은 실행가능한 옵션의 하나로 생각된다.

1.3.2. 전력부문 온실가스 목표치 달성 여부

배출권 거래비용 반영 등 여러 가지 논란의 핵심은 무엇보다 과연 전력부문에서 온실가스 목표치를 달성할 수 있는가 하는 문제이다. 본 절에서는 9차 계획 검토안에서 발표된 2034년까지 석탄→가스대체 설비계획을 모두 반영할 경우[26], 8차 설비계획 대비해서 어느 정도 온실가스 배출량이 감축될 수 있는지를 살펴보고자 한다.

이 결과는 최종적으로 2030년 혹은 그 이후 온실가스 목표치를 달성하기 위해 어떤 추가정책이 요청되는지를 가늠해 볼 수 있는 기준점이 될 수 있을 것으로 생각된다.

26) 석탄발전기는 30년 수명 이후 모두 폐지되는 것으로 반영하였지만, 2034년 수명이 만료되는 영흥 1,2호기는 석탄→가스대체가 되지 않는 것으로 보았다. 각 석탄발전기의 폐지년도('23년~'33년)에 신규LNG 대체를 가정하였으며, 신규 LNG는 모두 1GW 설비를 가정하였음을 밝혀 둔다.

〈표 4-13〉 주요 발전원별 연도별 변화추이 (9차 검토안)

<주요 발전원별 연도별 변화 추이>

❶ **석탄** : 현재 60기 중 30기(15.3GW) 폐지, 신규 7기(7.3GW) 건설
* 8차 계획에서 반영된 10기외 9차 계획에서 신규로 20기 추가 폐지

※ 석탄설비	'19년(실적)	⇨	'20년	⇨	'30년	⇨	'34년
	36.8GW		34.7GW		32.6GW		29.0GW

❷ **LNG** : 폐지되는 석탄 30기중 24기(12.7GW) LNG 전환 등
* '29년 신규 LNG 3GW 반영

※ LNG설비	'19년(실적)	⇨	'20년	⇨	'30년	⇨	'34년
	39.7GW		41.3GW		57.0GW		60.6GW

❸ **원전** : 건설 중 4기(5.6GW)는 포함, 노후 11기(9.5GW)는 공급 제외

※ 원전설비	'19년(실적)	⇨	'20년	⇨	'30년	⇨	'34년
	23.3GW		24.7GW		20.4GW		19.4GW

❹ **신재생** : 재생에너지 3020('17.12) 및 3차 에기본('19.6) 보급 목표 달성

※ 신재생	'19년(실적)	⇨	'20년	⇨	'30년	⇨	'34년
	15.8GW		19.3GW		57.9GW		78.1GW

* 다만, 신재생의 간헐성 등을 감안, 최대전력시의 공급기여도는 11.2GW만 반영

자료: 9차 전력수급기본계획 검토안에서 발췌

아래 <표 4-14>는 2030년의 모형결과를 보여주고 있다. 앞서 언급한대로 9차 설비계획 예상치 및 9차 목표수요를 반영하였으며, 연료비는 2019.9월 시점의 연료별 열량단가를 기준으로 삼았다.

〈표 4-14〉 9차 설비계획 반영 모형 결과 (2030년)

연도 (2030)	무연탄	유연탄	경수로	중수로	유류	LNG	신재생_수력_양수	합계
CO_2 (천 톤)	-	165,040	-	-	305	40,990	-	206,335
송전량 (GWh)	-	194,436	142,255	-	409	118,887	117,879	573,867

연도 (2030)	무연탄	유연탄	경수로	중수로	유류	LNG	신재생_수력_양수	합계
발전량 (GWh)	-	204,868	148,778	-	482	122,052	118,173	594,353
배출계수	-	0.8488		-	0.7469	0.3448	-	-
발전믹스	-	0.345	0.250	-	0.001	0.205	0.199	1.000
이용율(%)	-	77.65	83.25	-	4.28	25.77	21.07	39.94
SMP (원/kWh)								73.35

자료: 모형분석 결과

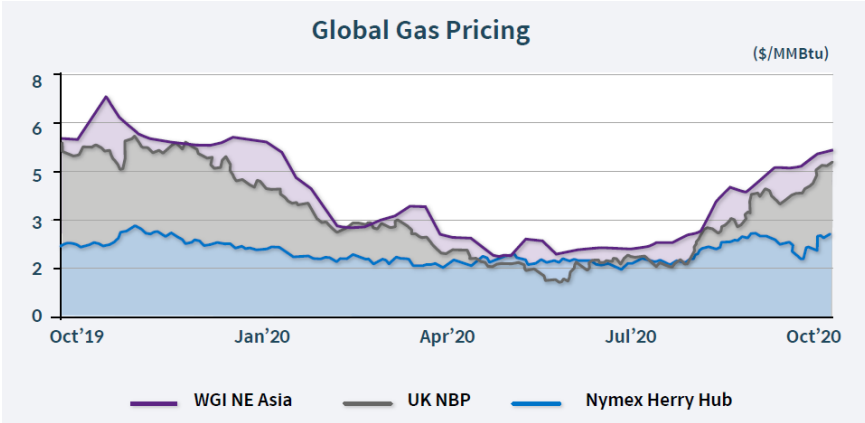
위의 <표 4-14>에서 보듯이, 9차 설비계획 및 목표수요 하에서 CO_2 배출량은 2.06억 톤으로서 8차 계획 및 목표수요 하에서 2030년 CO_2 배출량이 약2.30억 톤이었음을 감안하면 상당한 감축효과를 보일 것으로 예상된다. 물론 여러 가정을 전제로 한 모형결과인 이 숫자(2.06억 톤)를 2030년 목표배출량 1.93억 톤과 직접 대비하기는 어렵지만, 약 1.3천만 톤 차이나는 수준이다.[27)]

1.3.3. 유가인하의 영향

2020년 4~5월 무렵에 유가가 큰 폭으로 하락하고, 유가에 연동된 LNG 가격도 매우 큰 폭으로 하락한 바가 있다. 한 때, 가스 스팟(spot) 가격은 $2/mmbtu 이하로 하락한 적도 있었다.

27) 모형상의 기준 출발점을 조정한 이후에 정확한 비교가 가능할 것이다.

[그림 4-10] 전세계 가스가격 추이



자료: WGI (World Gas Intelligence, Oct 7, 2020)

〈표 4-15〉 전세계 권역별 가스가격 비교

Indicative Natural Gas Prices

($/MMBtu)	May 4	Week Ago	Year Ago
NE Asia LNG	1.95	1.85	5.65
SW Europe LNG	1.65	1.75	4.40
UK NBP Spot	1.71	1.58	4.32
ICE NBP Prompt	1.72	1.63	4.45
US HH Spot	1.78	1.65	2.54
Nymex HH Prompt	1.99	1.82	2.52

자료: WGI (World Gas Intelligence, May 6, 2020)

2020년 4~5월의 유가하락은 약4~5개월 지난 2020년 8~10월의 LNG 연료비 단가에 실제로 반영되었다. 본 절에서는 최저로 하락한 LNG 연료가격으로 전력시장의 급전순위가 어느 정도까지 바뀌는 효

과가 있는지, 그리고 온실가스 배출량에 어떤 영향을 미칠 것인지 모형을 통해 분석해 보고자 한다.

〈표 4-16〉 유가인하의 영향 : 발전비중 및 온실가스 배출량 (2030년)

연료가격 기준시점		석탄	원자력	중유	LNG	신재생	합계
19.9월	발전량 (TWh)	205	149	0.5	122	118	594
	송전량 (TWh)	194	142	0.4	119	118	574
	CO_2 (억 톤)	1.65	-	0.0	0.41	-	2.06
	발전비중 (%)	34.5	25.3	0.0	20.5	19.9	100
	배출계수 (tCO_2/MWh)	0.8488	-	0.7469	0.3448	-	
20.9월	발전량 (TWh)	193	149	0.5	133	118	593
	송전량 (TWh)	183	142	0.4	129	118	573
	CO_2 (억 톤)	1.55	-	0.0	0.45	-	2.00
	발전비중 (%)	32.5	25.1	0.0	22.3	19.9	100
	배출계수 (tCO_2/MWh)	0.8475	-	0.7477	0.3449	-	

자료: 모형분석 결과

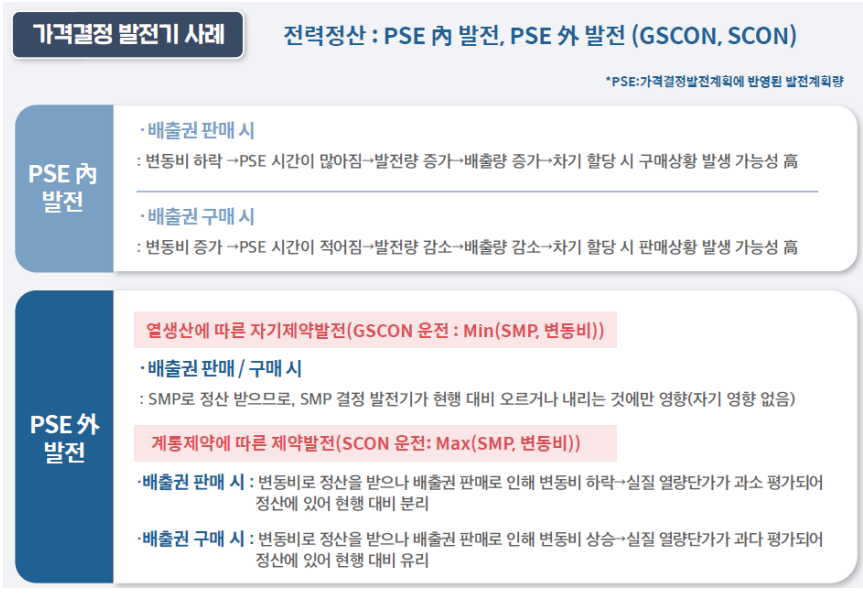
위의 <표 4-16>은 2019.9월 연료가격을 기준으로 할 때와 LNG 연료가격이 최저수준을 보인 2020.9월 연료가격을 기준으로 하였을 때, 양자를 비교한 결과들을 보여준다. 온실가스 배출량(CO_2)은 19.9월 기준 2.06억 톤에서 20.9월 기준 2.00억 톤으로 약6백만 톤의 배출량이 줄어든 결과로 나타났다. 그 배경에는 LNG 연료가격 하락으로 LNG 발전량과 발전비중

이 상대적으로 늘어나고, 석탄의 비중 상대적으로 줄어든 때문이다. 나머지 전원인 원자력, 중유, 신재생은 거의 동일한 결과를 보인다.

1.3.4 전략적 행동

배출권거래비용을 열량단가에 적용할 때 SMP를 결정하는 한계발전기나 가격결정발전기들의 전략적 행동 가능성이 한편에서 제기되고 있다. 한계발전기는 대개 LNG복합발전이나 LNG열병합발전들에 해당된다.[28)]

〈표 4-17〉 배출권거래비용 적용시 한계발전기 영향



자료: 리온컨설팅 내부자료

28) 2019년 기준 LNG 복합발전기의 한계가격 결정횟수는 7,818회이며, 전체 8,760시간 중 89.2%를 차지한다(2019 전력시장통계).

<표 4-17>은 민간 LNG 혹은 열병합발전기를 보유한 업체들이 우려하는 상황을 정리한 것이다. 위의 <표 4-17>이 의미하는 바는 배출권 비용 반영방식의 변화로 인해 SMP를 결정하는 한계발전기의 배출권 판매 또는 구매전략은 새로운 상황에 직면하게 된다는 것이다. 특히 배출권 판매 또는 구매에 따른 변동비의 변화에 따라 가동률의 변화가 생기고, 이것은 다시 배출권의 부족/잉여 현상으로 연결되어 반대로 배출권을 구매 또는 판매해야 하는 상황이 발생하는 순환과정이 생겨날 수 있다.

또한 효율이 높아 배출량이 적은 발전기가 더 많이 운전하고, 효율이 낮은 발전기는 적게 운전하여야 하지만 반대의 경우가 생길 수 있다. 즉, 발전량이 증가하면 배출량이 증가하여 추후 변동비가 높아지고, 발전량이 감소한 발전기는 배출량이 감소하여 추후 변동비가 낮아지면, 효율성이 우선순위가 되지 않고 배출권 거래비용 영향으로 비효율 발전기가 일정부분 운전해야 하는 형태 등이 발생하는 경우가 있다는 점이다.

본 절에서는 우리 전력시장 모형을 통해 SMP 결정발전기들의 배출권 이월/차입을 통한 전략적 행동 가능성이 존재함을 확인하기 위해 두 가지 상황에 주목하고자 한다. 첫째, 중부발전회사 소속 S복합 1,2호기(2019년 8월 실제 시장진입)가 2019년에 전혀 가동하지 않은 것으로 통제하였다. 둘째, 연료비가 동일하며, 열효율이 비슷하여 변동비 수준이 유사하게 나오는 서부발전회사에 소속 I복합 8호기(무가동)와 4호기(가동)를 비교하였다.

〈표 4-18〉 전략적 행동의 사례분석

2021.1월 기준

	S복합1CC		S복합2CC		I 복합8CC		I 복합4CC		SMP 수준
	순위	변동비	순위	변동비	순위	변동비	순위	변동비	(원/kWh)
기본 C3	90	76.4	91	76.4	150	86.1	148	85.8	76.3
개별 BM 10	90	76.4	91	76.4	142	86.1	150	86.8	77.0
개별 BM 20	88	76.4	89	76.4	139	86.1	151	87.9	78.9
개별 BM 40	85	76.4	86	76.4	124	86.1	151	90.2	81.1
개별 BM 100	49	76.4	50	76.4	102	86.1	151	96.9	88.4
통합 BM 10	115	76.4	116	76.4	153	86.1	135	79.2	73.9
통합 BM 20	106	76.4	107	76.4	151	86.1	140	81.1	75.4
통합 BM 40	95	76.4	96	76.4	149	86.1	143	85.1	78.4
통합 BM 100	50	76.4	51	76.4	104	86.1	151	86.1	88.1

자료: 모형분석 결과

앞의 <표 4-18>에서 보면, S복합 1,2호기는 2019년에 가동하지 않은 것으로 통제되었으므로 2021.1월 변동비는 76.4원/kWh로 일정하게 유지된다. 다시 말하면, 배출권 열량단가의 부가로 인한 추가적인 변동비 인상은 없다는 뜻이다. 이것은 2019년 무가동 되었던 I복합 8호기의 변동비도 86.1원/kWh로 동일하게 유지되고 있음에서도 확인할 수 있다. 이와는 달리 I복합 4호기에서는 개별BM(유상 10~100%)과 통합BM(유상 10~100%) 모두 변동비가 기본(BAU) 상태와 달리 변화되고 있음을 관찰할 수 있다.

유상비율이 10에서 100으로 단계적으로 증가함에 따라 어떤 변화를 가져오게 되는지를 S복합 1호기를 예를 들어 설명해 보면 다음과 같다. 개별BM의 경우, 유상비율이 10, 20, 40, 100으로 증가함에 따라 S복합 1호기의 급전순위는 90위→88위→85위→49위로 상승하여 급전

받기에 더 유리한 위치에 서게 된다. 즉, S복합 1호기의 변동비는 동일한 수준(76.4원/kWh)이지만, 다른 LNG복합발전기의 변동비가 배출권 열량단가의 추가로 인해 상승하면서 S복합 1호기의 위치가 상대적으로 유리해진다는 의미이다.

한편 통합BM의 경우, 유상비율이 10, 20, 40 수준일 때 S복합 1호기의 급전순위가 115위, 106위, 95위 등으로 기본(BAU) 상태에서의 90위보다 열위에 서게 되는 이유는 무엇인가? 그 이유는 통합BM의 특성 때문이다. 통합BM이라면 LNG복합발전기에 0.6837의 BM값이 적용되므로, 대략 0.35부근의 배출계수 값을 갖는 대부분의 여타 LNG복합발전기들은 잉여할당을 받아 배출권 판매수익을 얻게 되는 상황이 된다. 따라서 유상비율 40 수준이 될 때까지도 여전히 여타 LNG복합발전기들의 변동비가 상대적으로 더 유리해진다는 것을 보여준다. 물론, 유상비율 100 수준에서는 배출권 열량단가가 크게 반영된 여타 LNG복합발전기 변동비는 다시 불리해지고, 배출권 열량단가의 변동이 없는 S복합 1호기의 순위가 50위로 유리한 상황이 됨을 보여준다.

방금 설명한 이 내용은 개별발전기에 대해서 10% 정도의 유상할당 부여효과가 개별BM과 통합BM 간에 차이가 날 수 있음을 잘 보여주고 있다. 특히 S복합 1,2호기의 경우, 평균 SMP 수준과 유사한 발전기에 해당되므로 앞서 언급한 전략적 행동 이슈를 점검해 보기에 좋은 사례로 볼 수 있다.

다음으로 동일 연료비를 가지며, 유사한 변동비 수준을 보이는 I복합 8호기와 4호기를 비교해 보자. 2019년 무가동된 I복합 8호기의 경우, 개별BM 하에서 유상비율이 10, 20, 40, 100으로 증가될 때 급전순위는 142위→139위→124위→102위로 유리해지는 반면, 2019년 가동

된 I복합 4호기의 경우, 개별BM 하에서 유상비율 증가에 따라 변동비도 추가적으로 증가되어 급전순위가 유리해지지 않는다. 그 순위는 여타 LNG복합발전기와의 상대적 비교에 의해 정해질 것이다.

한편 통합BM의 경우, I복합 8호기와 4호기 사이에 개별BM과는 약간 다른 모습을 보인다. I복합 4호기의 경우 통합BM 하에서 유상비율 10, 20, 40 정도까지는 변동비 측면에서 오히려 하락하는 것으로 나타난다. 이를 이해하기 위해서는 배출권 열량단가에 미치는 두 가지 영향을 비교해 보아야 한다. ① 유상할당으로 인한 변동비 추가분, ②통합BM으로 인한 잉여배출권 판매수익의 발생 및 이로 인한 배출권 열량단가의 변동비 감소분. 다시 말하면, I복합 4호기의 경우 통합BM 하에서 유상비율 40 정도까지는 ②의 변동비 감소분이 ①의 변동비 추가분 보다 크다는 것을 의미한다.

2019년 무가동된 I복합 8호기의 경우 통합BM 하에서 유상비율 10, 20 정도까지는 급전순위에서 상대적으로 불리한 위치에 처하게 되는 상황도 이상의 논리를 통해서 이해할 수 있을 것이다.

이상에서는 개별발전기 수준에서 벌어질 수 있는 상황에 대한 미시적 분석을 2가지 사례를 통해서 수행해 보았다. 아주 작은 변동비 차이로 급전/비급전 상황이 발생될 수 있는 현실의 전력시장에서 매우 복잡한 문제가 생겨날 수 있으며, 실제로 배출권 과잉/과소 처리를 둘러싼 의사결정 과정에 대한 우려도 이미 존재하고 있다는 점을 지적해 두고 싶다.[29)]

29) 실제 민간발전 업계 관계자와 면담과정에서 이런 우려를 여러 차례 청취하였음을 밝혀 둔다.

2. 소결론 : 실증모형 결과 정리

여기서는 제4장에서 논의한 내용을 전체적으로 간략히 요약하고, 실증모형 분석으로부터 얻을 수 있는 몇 가지 결론을 정리하고자 한다. 첫째, 전원별/BM방식별 효과를 비교해 보면, 기본(BAU)에서 유상할당 10% 수준으로 변화될 때 개별BM과 통합BM의 차이가 뚜렷이 나타남을 보았다. 그 이유는 통합BM의 특성상 LNG 발전기들이 상대적으로 유리해지기 때문이다. 그러나 유상할당 비율이 10~40%로 증가하면서 그 상대적 유리함이 희석되어 가는 것을 확인할 수 있었다.

둘째, 회사별/BM방식별 효과를 보면, 2021년 시점에 석탄비중이 높은 남동회사가 가장 큰 부담을 떠안게 된다는 점을 확인할 수 있다. 여타 발전자회사들도 유상할당 비중이 증가됨에 따라 비용부담이 증가하지만, 유상비율 10~40% 사이에서, 석탄발전기의 상대적 효율성, 각 발전회사 내 가스발전의 비중, 소속 가스발전기의 급전상의 상대적 위치에 따라 혼전의 양상을 보여주고 있다. 반면 민간LNG 그룹에 속한 발전기를 보면 특히 통합BM 방식 하에서는 유상비율 40%까지도 배출권 판매수익(+)이 발생되는 것으로 나타났다.

셋째, 산업부와 환경부 사이의 쟁점이 되었던 석탄 총량제약을 통한 온실가스 제어 문제를 정리해 보자. 연간 온실가스 목표에 맞춰 연간 석탄발전량을 결정하고, 동계와 하계를 각각 춘계와 추계에 연계하여 조정하는 방식으로 운영을 하게 되면, 온실가스 배출량 연간목표치를 확실하게 달성할 수 있는 방법이 된다. 따라서 제3차 할당계획의 전반부('21~'23년) 사이의 전력시장 운영은 수정된 개별BM 하에서 전환부문 연간 목표치(2030 온실가스 수정로드맵)의 달성을 위한 총량제약도

병행될 가능성이 있다고 본다.

넷째, 9차 전력수급기본계획은 8차 계획 대비, 온실가스 배출량을 상당부분 낮출 수 있는 방안을 포함하고 있는 것으로 판단된다. 9차 계획 검토안에서 발표된 2034년까지 석탄→가스대체 설비계획과 9차 목표수요안이 모두 충족된다는 가정 하에, 온실가스 배출량은 8차 계획대비 약24백만 톤 정도 추가 감축이 가능한 것으로 분석되었다. 현재 34백만 톤의 추가감축을 목표로 하고 있는 사정을 감안하면 상당한 효과를 거둘 수 있는 것으로 보인다.

다섯째, 2020년 4~5월 사이에 큰 폭의 유가하락과 이에 연동된 LNG 가격이 시차를 두고 크게 하락한 바가 있었다. LNG 연료가격이 최저로 반영된 2020년 9월 시점의 연료가격을 기준으로 할 때, 과연 석탄과 LNG 급전순위에 어떤 영향을 미치게 될지에 대한 관심이 집중되기도 하였다. 본 연구에서 모형 분석한 결과, 양 발전원의 급전순위를 크게 뒤집는 수준에 이르지는 못하였으며 약2% 정도의 발전비중이 상대적으로 변하는 수준에 그치는 것으로 나타났다. 이에 따라 약6백만 톤의 온실가스 배출량 추가 감소효과가 있는 것으로 분석되었다.

여섯째, 배출권거래비용을 열량단가에 적용할 때 SMP를 결정하는 한계발전기들의 전략적 행동 가능성이 한편에서 제기되고 있기 때문에 그 가능성에 대한 모형분석을 시도하였다. 몇 기의 LNG 복합발전기를 통제하여 개별BM/통합BM 하의 유상비율에 따라 변동비 순위가 크게 바뀔 수 있는 상황을 모사해 보았다. 유상할당으로 인한 변동비 추가분과 잉여배출권 판매수익으로 인한 변동비 감소분 등이 복합적으로 작용하면서, 개별발전기 차원의 미시적 수준에서 배출권 과잉/과소 처리를 둘러싼 복잡한 의사결정의 문제가 발생될 수 있음을 확인하였다.

제5장 결 론

10~20년 전까지만 하더라도 국내 전력부문의 가장 중요한 목표는 값싼 전력을 안정적으로 공급하는 것이었다. 하지만, 미세먼지와 온실가스 문제로 인해 최근 국내에서도 깨끗한 전력을 공급하는 것이 전력정책의 중요한 한 축이 되었다. 2030년 온실가스 감축 목표와 올해 발표된 2050년 감축목표를 달성하기 위해서는 장기적으로 화력발전, 특히 석탄발전을 축소하고 재생에너지의 비중을 높이는 것은 거스를 수 없는 추세이다. 저탄소 발전원으로의 전환을 위해 가장 중요한 정책수단 중의 하나는 탄소가격화(carbon pricing)이고, 온실가스 배출권거래제를 시행하고 있는 국내 여건에서 배출권가격을 전력시장에 반영하는 것은 매우 중요한 이슈이다.

전력 도소매 시장의 구조가 외부비용을 포함한 발전원가를 충분히 반영할 수 있는 구조이고, 배출권이 100% 유상할당 된다면 문제는 상대적으로 복잡하지 않다. 배출권 가격과 발전원별 배출량에 기초해 발전원별 탄소비용을 발전원가에 바로 반영하면 된다. 하지만, 현실에서 전력 도소매 시장은 다른 정책적 목표로 인해 규제가 존재하고, 아직까지는 연료비용도 탄력적으로 가격에 반영되고 있지 못하다. 배출권도 발전부문에 대해서는 2018~20년에 3%, 2021~25년에 10% 유상할당을 시행하고 있다. 90%이상의 배출권이 무상할당되고 있기 때문에 전원별 탄소배출권 기회비용과 실제 비용 사이에는 큰 괴리가 존재한다. 이러한 현실적 제약으로 인해 배출권비용을 전력시장에 반영하는 문제는 간단치 않으면서도 흥미로운 주제이다.

본 연구의 제2장에서는 선행연구를 바탕으로 전력시장에 배출권 가격을 반영할 때의 유의점을 규명하고, 여러 반영방식들을 분류하여 보았다. 배출권가격을 전력시장에 반영할 때는 발전원간 탄소 기회비용을 반영하여 급전순위에 영향을 주어야 하고, 이를 통해 발전원간 상대적인 탄소효율성에 대한 보상을 함으로써 저탄소 전원에 대해서는 투자 유인을 고탄소 전원에 대해서는 퇴출 신호를 전달해야 한다. 또한, 발전사들의 우발적 이익은 방지하면서도 발생원가는 보전해 주어야 한다. 이러한 원칙하에 여러 가지 방식에 대해 정성적으로 평가한 결과 통합BM을 적용하고 발전기별 순비용을 보상하는 방안이 상대적으로 우수한 것으로 평가되었다.

제3장에서 현재 전력거래소의 배출권 비용반영(안)에 대해 살펴보았다. 전력거래소(안)이 구상하고 있는 바는 회사별 배출권 구매-판매자료를 모두 제출받아 이를 근거로 비용을 산출하고자 하는 것이다. 그러나 배출권 판매수익에 대한 영업비밀 자료제출을 꺼리는 현실에서 진실보고를 유도하기 어렵다는 점을 주목하였다. 따라서 제4장 모형을 통한 실증분석에서는 각 개별 할당대상업체의 실제 구입·판매비용에 상관없이 시장에서의 배출권가격을 기준으로 삼아 유상할당 비율에 따른 배출권 순구입비용 혹은 순판매수익을 산정하여 적용하였다.

제4장에서는 전력시스템 모형인 M-Core를 활용하여 발전원별 개별BM과 통합BM의 효과를 정량적으로 분석하였다. 제2장에서 개념적으로 분석하였던 결과와 유사한 결론이 도출되었다. 유상할당 비중이 크지 않을 때에는 통합BM이 온실가스 배출량 및 급전순위에 미치는 영향이 더 크다는 것을 알 수 있었다. 하지만, 통합BM을 실시하면 회사간 상대적인 수익차이는 개별BM에 비해 더 크게 발생한다. 석탄발전

비중이 높은 회사는 수입이 상대적으로 크게 줄고, 민간 LNG 발전사들은 유상할당 비율 40%에서도 배출권 판매 수입이 발생하는 것으로 나타났다. 전체 시스템 측면에서 통합BM의 장점이 있지만, 개별 회사의 수준에서는 단기적으로 큰 재무적 충격이 있을 수 있다는 것이다.

이러한 분석을 바탕으로 한 정책제언은 크게 세 가지로 정리할 수 있다. 첫째는 사전에 정해진 일정에 따라 개별BM의 격차를 줄여가면서 점진적으로 통합BM을 실시하자는 것이다. 유상할당 비중이 상당히 높은 수준에 가기 전에는 통합BM이 탄소비용을 적절히 반영하는 과도기적 대안이라는 점은 확실하다. 하지만, 단기간에 도입하면 석탄발전소를 많이 보유한 회사의 입장에서는 100% 유상할당을 하는 것과 비슷한 체감적 효과를 느끼게 된다. 확실한 탄소가격 신호를 전달하는 측면에서는 효과적이지만 석탄발전소가 단기간에 좌초되는 위험이 발생할 수 있다. 이러한 위험을 완화하면서 부드럽게 전환을 하기 위해서는 통합BM의 점진적인 도입이 바람직하다. 아울러 통합BM으로의 점진적인 이행과정에서 정부의 온실가스 감축목표(2030 수정로드맵상의 연도별 목표)를 확실히 달성하기 위해서는 석탄총량제도를 보완적으로 실시하는 것이 효과적일 것이다.

금년 발표된 3차 배출권할당계획이 본 연구의 제언과 일치하는 방향으로 결정된 것은 이러한 정책 목표의 지향성과 현실 상황의 어려움이 적절히 고려된 결과라고 생각된다. 현실에서 100% 유상할당을 바로 시행하지 못하는 이유 중의 하나도 급격한 탄소비용 부담으로 인해 좌초자산이 급격히 발생하고 경제에 부담을 줄 수 있기 때문이다. 또한 제4장의 소결론에서 정리한 여러 가지 이슈들에 대한 점검과 파생되는 문제점들을 보완해 가는 시간적 여유도 필요한 것으로 보인다.

둘째는 전력거래소에서 배출권비용 반영을 위해서 비용평가세부운영규정 상의 순비용산정 관련 세부조항을 신설할 때, 실행이 용이하면서도 인센티브 메카니즘에 부합하는 방식을 채택하도록 제안하고자 한다. 전력거래소(안)에 나타난 바로는 할당대상 회사별 배출권 구매-판매자료를 모두 제출받아 이를 근거로 순구매비용을 산출하고자 하는 것이다. 그러나 제3장에서 언급했듯이 배출권 판매수익에 대한 영업비밀 자료를 수집하기 어려운 현실에서 진실보고를 유도하기 어렵다는 점을 감안하면, 개별 할당업체의 실제 구입·판매비용에 상관없이 탄소시장에서의 월별 배출권가격을 기준으로 삼아 유상할당 비율에 따른 배출권 순구입비용을 산정하는 방식을 제안한다. 이 방식은 객관적으로 공표된 배출권가격을 활용하기 때문에 개별기업의 정보를 어렵게 수집하는 관리비용을 줄일 수 있으며, 오히려 각 기업의 거래능력에 따른 인센티브를 줄 수 있는 방법으로 볼 수 있기 때문이다.

셋째는 통합BM을 실시하게 되면 영향을 크게 받는 석탄발전소에 대한 퇴출 인센티브 또는 보상방안을 마련해야 한다는 것이다. 통합BM을 통한 배출권가격의 적정 반영과 함께 탈석탄 보상을 위한 체계를 만들어야 원활한 전환을 유도할 수 있다. 2038년까지 탈석탄을 선언한 독일에서는 탈석탄법(안)에 따라 2020년부터 15년간 총 43억 5,000만 유로의 보상금을 활용해 석탄발전소 퇴출이나 LNG로의 연료전환을 지원할 계획이다. 단순 보상이 아니라 경매를 통한 최저보상금 입찰 또는 설비 가동 중단에 따른 최대 이산화탄소배출량 제시 등과 같은 인센티브 시스템을 통해 지원을 할 계획이다. 국내에서도 이러한 종류의 보상체계를 마련할 필요가 있고, 재원으로는 배출권 경매 수입과 전력산업기반기금을 고려할 수 있을 것이다.

참고문헌

<국내 문헌>

기획재정부·환경부, 제3차 배출권거래제 기본계획, 2019.12.30.

김명수 외, 배출권거래제도 실시가 CBP 시장에 미치는 영향분석 및 대응방안 수립, 산업통상자원부. 2015

김진이.「2017년 해외 전력산업 동향 : 미국 전력시장 종합」. 전력거래소. 2017

리온컨설팅, 배출권거래제 현황과 집단에너지 부문의 대응방안-배출권거래제 3차 계획기간 집단에너지업종 특성 반영, 2019년 11월 21일

리온컨설팅 내부자료, 전력시장의 배출권 정산규칙 변화-배출권 비용의 전력시장가에 반영관련, 2020년 7월 2일

삼일회계법인, 전력시장가격 결정시 배출권비용 반영을 통한 환경급전 방안 연구, 전력거래소, 2019.9

서부발전 발전운영처 온실가스감축부, 온실가스 배출권 거래비용 열량단가, 서부발전 토론자료, 2020.5

손인성, 온실가스 배출권거래제 제1차 계획기간의 성과분석, 에너지경제연구원 기본보고서 19-9

송재도, 가격입찰방식의 전력시장 특성 및 문제점 분석, 에너지경제연구, 19(2), 게재 예정, 2020

신상철 외, 국내 에너지시장 구조를 고려한 온실가스 배출권거래제 설계방안- 발전부문 참여방안을 중심으로, 녹색성장연구, 2010.

심성희, 배출권거래제의 최적운영을 위한 사회여건 연구, 에너지경제연구원 기본보고서 2012-11

심성희·이지웅, 우리나라 배출권거래제의 시장 왜곡 요인과 정책적 함의, 에너지경제연구 제14권 제2호, 2015, pp 177-211

심성희, 배출권거래시장 연계의 최신 논의 동향과 시사점, 에너지경제연구원 수시보고서 2018-2

에코시안, 2019 온실가스 배출권거래제 전문가 양성교육 국내 교육 안내 및 발표자료, 2019년 9월 16일

이반 스크레이즈, 고든 메케튼, 에너지의 미래 : 지속가능한 에너지를 위한 과제, 이경훈 역, 교보문고. 2009

이상림, 이지웅, 김양수, 7차 전력수급 기본계획 하에서 배출권거래제가 전력시장에 미치는 영향, 에너지경제연구원. 2015

이수일,「전력산업의 자원 적정성 달성을 위한 제도 연구」. 한국개발연구원 연구보고서 2013-3.

임지산 외, 전력시장가격 결정 시 배출권비용 반영을 통한 환경급전 방안 연구, 삼일회계법인, 한국전력거래소. 2019

전력거래소 내부자료, 2020년 각월별 전력시장운영실적 요약

전력거래소 시장개발팀, 환경급전을 위한 전력시장 배출권구매비용 반영(안) 보고, 2019.11.12.

전력거래소, 2019년도 전력시장 통계, 2020.5

총괄분과위원회, 제9차 전력수급기본계획 워킹그룹 주요 논의결과 브리핑, 2020.5.8.

한국전력공사, 제89호(2019년) 한국전력통계, 2020.5

_____, “전력부문 배출권거래제 이행비용의 합리적 보전방안 연구”, 2014.12

한국집단에너지협회·한국열병합발전협회, 집단에너지부문 온실가스 할당관련 해외사례 및 시설특성 연구, 2016.2

환경부, 발전부문 배출권 할당방안 마련을 위한 연구, 2014.1

_____, 제2차 계획기간(2018~2020) 국가 배출권 할당계획, 2018.5월

_____, 제3차 국가 배출권 할당계획(안) 공청회 자료, 2020.9.21

KECM, 발전사 배출권구입 비용정산 이슈사항, 이준우

<외국 문헌>

Acworth, W., Montes de Oca, M., Gagnon-Lebrun, F., Gass. P., Matthes, F., Piantieri, C., Touchette, Y. (2018), Emissions Trading and Electricity Sector Regulation. Berlin: ICAP.

Acworth, William, Mariza Montes de Oca, Anatole Boute, Carlotta Piantieri and Felix Christian Matthes (2020), Emissions trading in regulated electricity markets, Climate Policy, 20(1), pp60-70.

_____ (2000), “Is Cost-Cutting Evidence of X-inefficiency?” American Economic Review 90(2): pp224-227.

_____ (2007), “Do investors forecast fat firms? Evidence from the gold-mining industry.” RAND Journal of Economics 38(3): pp626-647.

Bauer, C., Zink, J., (2005), Korrelation zwischen Strompreisen und CO_2-Zertifikate preisen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55 (8), pp574–577.

Borenstein, S. and Farrel, J. (1996), "Do Investors Forcast Fat Firms? Evidence from the Gold Mining Industry." National Bureau of Economic Research (Cambridge, MA) Working Paper No. 7075.

Burtraw, Dallas, (2008), "Regulating CO_2 in electricity markets: sources or consumers?", Climate Policy 8(6): pp588-606.

Fabra and Reguant (2013), "Pass-Through of Emissions Costs in Electricity Markets." NBER Working Paper No. 19613.

Fischer, Carolyn (2003), "Combining rate-based and cap-and-trade emissions policies", Climate Policy 3(2): pp89-103

Hintermann, B. (2014), "Pass-through of CO_2 Emission Costs to Hourly Electricity Prices in German." CESIFO Working Paper No. 4964. Energy and Climate Economics. (September 2014). Retrieved from: https://ideas.repec.org/p/ces/ceswps/_4964.html.

Hogan, W. W. (1993), "A Competitive Elasticity Market Model." Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.

Honkatukia, J., Mälkönen, V. and Perrels, A. (2006), "Impacts of the European Emission Trade System on Finnish wholesale electricity prices." Discussion Paper number 405. Government Institute for Economic Research Finland (VATT).

International Energy Agency (2015), CO_2 Emission from Fuel Combustion Highlight.

Joskow, P. L. and Tirole, J. (2007), "Reliability and Competitive Electricity Markets." Rand Journal of Economics 38(1): pp60-84.

Kim, Yong-Gun and Jong-Soo Lim (2014), An emissions trading scheme design for power industries facing price regulation, Energy Policy, 75, pp84-90.

Krishna, V. (2010), “Auction Theory (2nd Ed.).” Academic Press.

Lanz, Bruno and Sebastian Rausch (2016), Emissions Trading in the Presence of Price-Regulated Polluting Firms: How Costly Are Free Allowances?, The Energy Journal, 37(1), pp195-232.

Matthes, F. C. (2017), Emissions trading in regulated power sectors: What are the challenges? Workshop of the International Carbon Action Partnership (ICAP) and the International Institute for Sustainable Development (IISD) on Emissions trading in a regulated power sector. Tokyo, 15 June 2017.

McCullough, R., Shierman, E., Weisdorf, M. and Howard, B. M. (2019), “Why Have PJM Capacity Markets Decoupled from Actual Capacity Bids?” The Electricity Journal 32(106640): pp1-11.

Nelson, Tim., Kelley, Simon, Orton, Fiona., (2012), A literature review of economic studies on carbon pricing and Australian wholesale electricity markets. Energy Policy, 49, pp217-224.

Organisation of Economic Development and International Energy Agency (OECD/IEA). (2016), Repowering markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. Retrieved from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf

Sijm, Jos., Chen, Yihsu, Hobbs, Benjamin F., (2012), The impact of power market structure on CO_2 cost pass-through to electricity

prices under quantity competition—a theoretical approach. Energy Econ. 34 (4), pp1143-1152.

World Energy Council (2019), World Energy Trilemma Index 2019.

World Gas Intelligence, May 6, 2020

World Gas Intelligence, Oct 7, 2020

<웹사이트>

이데일리 (2020.10.17.) https://www.edaily.co.kr/news/read?newsId=02355046625932920&mediaCodeNo=257&OutLnkChk=Y

전자신문 (2020.9.21.) https://www.etnews.com/20200921000161

환경부 보도자료. 제3차 계획기간(2021~2025) 국가 배출권 할당계획 마련. http://me.go.kr/home/web/board/read.do?boardMasterId=1&boardId=1401250&menuId=286 (최종접속일: 2020.9.29.).

김 남 일
現 에너지경제연구원 선임연구위원

<주요저서 및 논문>

『8차 전력수급기본계획 상의 환경급전에 관한 연구』, 에너지경제연구원 수시연구, 2018

『원전산업에서의 선발자 이득모형과 실증분석』, 에너지경제연구, 2013

『한국 전력시장에서의 전략적 행동분석 : 쿠르노 모형의 적용』, 경제학연구, 2003

기본연구보고서 2020-07

배출권비용의 전력시장 반영방안 연구

2020년 12월 30일 인쇄
2020년 12월 31일 발행

저 자 김 남 일
발행인 조 용 성
발행처 에너지경제연구원
4 4 5 4 3 울산광역시 종가로 405-11
전화: (052)714-2114(代) 팩시밀리: (052)-714-2028
등 록 제 369-2016-000001호(2016년 1월 22일)
인 쇄 디자인매일

ⓒ에너지경제연구원 2020
ISBN 978-89-5504-783-7 93320

* 파본은 교환해 드립니다. 값 7,000원

본 연구에 포함된 정책 대안 등 주요 내용은 에너지경제연구원의 공식적인 의견이 아닌 연구진의 개인 견해임을 밝혀 둡니다.

에너지경제연구원

(44543) 울산광역시 중구 종가로 405-11(성안동, 에너지경제연구원)
전화 : 052)714-2114 팩스 : 052)714-2028 www.keei.re.kr

값 7,000원
93320
9 788955 047837
ISBN 978-89-5504-783-7