

온실가스 배출권 거래제도: 국제 동향과 시사점

김 용 건
한국환경정책·평가연구원

제1절 온실가스 배출권 거래제도 추진동향

교토의정서는 부속서 I 국가에 대해 2008-2012년간 온실가스 배출량을 1990년 대비 연평균 5.2% 삭감하도록 의무화하고 국가별로 온실가스 할당량을 배분하고 및 이의 거래를 허용하는 국가간 할당량 거래(Emissions Trading: ET)¹⁾를 규정하고 있다. 또한 비부속서 I국가(개도국)에서 온실가스 감축사업을 통해 감축효과(Certified Emission Reduction: CER)를 인정받을 경우 이를 부속서 I국가의 감축의무 이행에 이용할 수 있는 청정개발체제(Clean Development Mechanism: CDM)²⁾를 허용하고 있다. 산림분야 CDM에 대해서는 산림흡수량의 비영속성(non-permanency)을 고려하여 차기 이행기간으로의 이월(banking)이 불가능한 한시적 크레딧(유효기간에

-
- 1) 교토의정서에서는 배출감축의무 대상국을 부속서 B에 명시하고 있는데, 이는 기후변화협약(UNFCCC) 부속서 I 국가목록과 거의 동일하다. 부속서 I 국가에는 1992년 당시 OECD 회원국과 러시아 등 동구권(소위 시장경제전환국) 국가가 포함된다. 그리고 교토의정서는 규제대상 온실가스로서 이산화탄소(CO₂), 메탄(CH₄), 아산화질소(N₂O), HFC, PFC, SF₆ 등 6종을 규정하고 있다.
 - 2) CDM 사업으로서 인정받기 위해서는 사업유치국의 지속가능발전에 기여해야 한다는 조건도 만족되어야 한다. 한편 CER 발행시 발행량의 2%가 Adaptation Fund에 충당되며 CDM 관련 행정비용이 추가로 징수된다.

따라 tCER과 ICER로 구분)을 인정하고 있다. 그리고 부속서 I국가간에는 할당량의 거래와 별도로 사업단위의 크레딧 거래인 공동이행(Joint Implementation, JI) 제도를 도입하였다. 이와 같은 국가간 할당량 거래(ET), CDM 및 JI를 3대 교토메카니즘, 혹은 유연성 메카니즘(flexibility mechanism)이라고 부르기도 하는데, 넓은 의미에서 국제 배출권 거래제도의 다양한 형태로 볼 수 있다.

〈표 1〉 교토메카니즘 배출권

거래단위	메카니즘	1차 이행기간 중 활용 한도	이월(banking) 한도
AAU (Assigned Amount Unit)	부속서 B국가에 대한 교토의정서하의 할당량	한도 없음.	한도 없음.
ERU (Emissions Reduction Unit)	공동이행 (JI)	한도 없음.	구매국 할당량의 2.5%
CER (Certified Emission Reduction)	청정개발체제 (CDM)	흡수원 사업에 따른 CER의 경우 구매국 할당량의 1%	구매국 할당량의 2.5%
RMU (Removal Unit)	부속서 B국가의 흡수원 감축량에 대해 발행된 배출권	산림경영에 대한 RMU의 경우 국가별로 한도 설정	이월 불가능

이러한 3대 교토메카니즘에 따라 서로 다른 개념의 배출권이 발행·거래되는데, 할당량 거래의 경우는 교토의정서 부속서 B의 배출한도에 따라 발행되는 할당량(AAU)이 발행·거래되며, CDM에 있어서는 CDM 감독기구인 집행이사회(Executive Board: CDM EB)에서 발행하는 CER이 거래될 수 있으며, JI의 경우는 JI 감독기구(Supervisory Committee: JISC)에서 승인하는 ERU가 거래되게 된다. 이상의 3가지와 별도로 교토의정서에 따라 인정되는 산림을 통한 온실가스 흡수량에 대하여 RMU라는 배출권이 추가로 발행·거래된다. 이상 4종의 배출권은 의무이행실적으로서의 이용 혹은 차기 이행기간으로서 이월(banking) 가능성이 서로 다르게 규정되어 있는데, 예를 들어 AAU의 경우 의무이행실적으로서의 이용과 이월에 아무런

제약이 없는 반면, ERU의 경우는 의무이행에 이용하는 것이 자유로운 반면 이월은 엄격하게 제한된다. CER의 경우는 두 가지 모두 제한적으로 가능하며, RMU의 경우는 이월이 아예 허용되지 않는다. 이처럼 다양한 배출권 관련 규정으로 인해 국제 배출권 시장은 매우 복잡한 양상을 보이게 된다.

교토메카니즘에 따른 배출권의 이용은 교토의정서상의 감축의무 이행에 대한 것이므로 2008~2012년 기간 중 사용될 수 있으며, 일부 배출권은 2012년 이후로 이월될 수 있다. 따라서 배출권의 발행과 이용이 2008년부터 시작되는데, CDM의 경우는 예외적으로 2000년부터 소급적용되고 있다. 즉, 2000년 이후에 시작된 온실가스 감축사업의 경우 CDM EB의 승인을 얻으면 2000년 이후의 감축실적에 대해 CER을 발급받을 수 있다. 따라서 CER 시장은 이미 여러해 전부터 형성되어 왔다. AAU와 ERU에 대한 시장은 2008년부터 본격적으로 형성되고 있는데, 선도(forward) 거래는 오래 전부터 진행되어 왔다.

교토의정서에 따른 국제 배출권 거래제도와 별도로 EU에서는 교토의정서 이행을 목표로 역내 1만2천여개 배출업체에 대한 배출권 거래 (EU ETS)를 시행하고 있다. 철강, 전력, 화학 등 다배출업체가 대상이며 규제대상 업체의 CO₂ 배출은 전체의 45%에 달한다. EU ETS의 1단계(Phase I)는 2005-2007년간 운영되었으며, 2008-2012년간 2단계(Phase II) 시행이 올해 시작되었다. 배출권 거래제도에 따른 배출권 제출의무를 위반하는 경우에는 벌금과 명단공개 등의 벌칙이 적용되는데, 벌금의 경우 1단계에서는 CO₂ 톤당 40유로가 적용되었으며, 2단계에서는 100유로의 벌금이 적용된다. 배출권의 초기할당은 과거 배출실적, 배출원단위(벤치마킹) 등을 고려하여 무상으로 할당되며, 일부분에 한하여 경매를 통한 유상분배가 허용(경매를 통한 할당비율은 1단계의 경우 5%, 2단계에서는 10%까지 허용됨)된다.³⁾ 구체적으로는 국가별로 서로 다른 방식이 적용되고 있다. 한편

3) EU ETS의 국가별 할당계획(NAP)에 따르면 경매를 통한 할당량 비중은 1단계의 경우 덴마크 5%, 형

CER 및 ERU(2단계부터)의 사용이 허용되는데 국가별로 사용한도(2단계의 경우 할당량의 13% 수준)가 정해져 있다.

3년간의 1단계 시행이 종료된 상황에서 EU ETS는 다양한 상반된 평가를 받고 있다. 미국과 달리 배출권 거래제 경험이 거의 전무할 뿐만 아니라 다수의 주권국가간 이해관계가 첨예하게 대립할 수 있는 EU에서 이처럼 대규모의 배출권 거래제 시행을 완료할 수 있었다는 점은 여러 가지 문제점에도 불구하고 기대이상의 성공이었다는 평가를 내릴 수 있을 것이다. 물론 다양한 문제점이 지적 될 수 있다. 준비기간의 부족으로 EU ETS는 시행 6개월이 지나서야 할당계획이 마무리 되었으며, 시행 1년반이 지나서야 배출권 기록시스템(registry)이 완성되었다. 뿐만아니라 과거 배출량 자료가 부족하여 배출량 할당계획이 의도되지 않은 과다할당과 가격폭락 사태를 야기하였다. 조급한 할당계획의 작성으로 동일 업종의 기업이 서로 다른 국가에 위치하였다는 점 만으로 할당량에서 큰 차별을 당하게 되었고, 일부 업종(특히 전력산업)에 대해서는 과도한 횡재이윤과 전력가격상승, 그리고 소비자에 대한 비용전가와 전기에너지 의존도가 높은 일부 업종(알루미늄 등)의 국제경쟁력 약화를 초래하였다는 산업계의 반발을 불러일으켰다. 하지만 이처럼 다양한 문제점에도 불구하고 세계 최초로 온실가스 가격 시그널이 작동하는 시장을 만들었다는 점에서 3년간의 시범적 기간이었다는 점을 고려할 때 기대이상의 성과를 올렸다는 평가도 있다. 또한 2단계 시행에서는 1단계 보다 크게 개선된 제도가 운영되고 있고 3단계 이후에는 보다 이상적인 제도로 이행하려는 노력이 계속되고 있다. 올해 초 발표된 유럽연합의 수정안에서는 국가할당계획을 보다 중앙집중화하고 EU 전체 차원에서의 총량목표를 수립하며, 2013년부터 전력부문에 대한 무상할당을 없애고, 타 부문에 대해서도 국제경쟁력 문제가 심각한 일부 업종을 제외하고는 2008-2012년 평균대비 80% 수준에서 시작하여 2020년까지 무상할당을 완전 폐지한다는 계획이다. 경매 수입은 해당국 정부에게

가리 2.5%, 리투아니아 1.5%, 아일랜드 0.75% 등으로 전체 EU 할당량의 0.13%이었으며, 2단계에의 경우 헝가리 2.3%, 리투아니아 2.9%, 아일랜드 0.5%, 오스트리아 1.2%, 벨기에 0.3%, 독일 8.8%, 네델란드 4.0%, 영국 7.0% 등 전체 EU 할당량의 3.0%로 상승하였다.

귀속되는데, 이의 활용방식에 대한 지침이 마련중에 있다. 이러한 계획이 성공적으로 구체화될 경우 EU ETS는 전세계 각국의 배출권 거래제도 설계를 이끄는 표준모델로서의 역할을 할 것으로 평가된다.

〈표 2〉 EU ETS의 국가별 할당량

국가	1단계 할당량 (Mt)	2005년 배출량 (Mt)	Second Period Cap (Mt)	% Below First Period Cap	% change from 2005 emissions
독일	499.0	474.0	442.1	-11.4%	-6.7%
영국	245.3	242.4	206.7	-15.7%	-14.7%
폴란드	239.1	203.1	202.2	-15.4%	-0.4%
이탈리아	223.1	225.5	195.8	-12.2%	-13.2%
스페인	174.4	182.9	145.6	-16.5%	-20.4%
프랑스	156.5	131.3	127.7	-18.4%	-2.7%
체코공화국	97.6	82.5	86.8	-11.1%	+5.2%
네델란드	95.3	80.35	81.8	-14.2%	+1.8%
그리스	74.4	71.3	69.1	-7.1%	-3.1%
벨기에	62.1	55.6	53.5	-13.9%	-3.7%
핀란드	45.5	33.1	37.2	-18.2%	+12.4%
포르투갈	38.9	36.4	34.0	-12.5%	-6.5%
덴마크	33.5	26.5	24.5	-26.9%	-7.6%
오스트리아	33.0	33.4	30.4	-8.0%	-9.1%
헝가리	31.3	26.0	25.5	-18.6%	-2.0%
슬로바키아	30.5	25.2	30.8	+1.1%	+22.3%
스웨덴	22.9	19.3	20.8	-9.2%	+7.8%
아일랜드	22.3	22.4	22.3	=	-0.5%
에스토니아	19.0	12.6	12.4	-34.7%	-1.7%
리투아니아	12.3	6.6	8.8	-28.9%	+32.6%
슬로베니아	8.8	8.7	8.3	-5.7%	-4.6%
시프러스	5.7	5.1	5.5	-3.9%	+7.5%
라트비아	4.6	2.9	3.4	-25.4%	+18.3%
룩셈부르크	3.36	2.65	2.68	-21.1%	+3.2%
몰타	2.94	1.98	2.1	-28.6%	+6.1%
루마니아	74.8	70.8	75.9	+1.5%	+7.2%
불가리아	42.3	40.6	42.3	=	+4.2%
EU15	1729.6	1637.0	1494.2	-13.6%	-8.7%
EU25	2181.4	2011.7	1879.9	-13.8%	-6.6%
EU27	2298.5	2123.1	1998.1	-13.1%	-5.9%

자료원: European Commission, IP/07/1869, 2007 (Ellerman and Joskow (2008)에서 재인용)

〈표 2〉에 나타난 바와 같이 EU ETS의 1단계 배출권 할당총량은 2005년 배출량 수준보다도 높게 나타나고 있다. 이러한 결과는 산업계의 배출

삭감 노력보다는 예측 오류에 따른 과다할당(over allocation)에 기인한다는 분석이 지배적인데, 배출실적에 대한 자료 부실과 이에 따른 예측오류(과다 예측)도 이러한 결과를 초래한 중요 원인중 하나로 지적된다. 결과적으로 과다할당의 문제는 1단계 배출권의 폭락이라는 결과를 초래하였다. 반면, 2단계에서의 배출권 할당량은 2005년 배출량보다 약 6% 낮은 수준이며 1단계 배출권 할당량에 비해서는 약 13% 낮은 수준으로 평가된다. 따라서 과다할당 가능성이 해소되었으며 2단계부터는 차기 이행기간으로의 배출권 이월(banking)이 허용됨에 따라 배출권 시장가격을 비교적 안정화 단계에 접어든 것으로 평가된다.

〈표 3〉 세계 온실가스 배출권 시장 현황

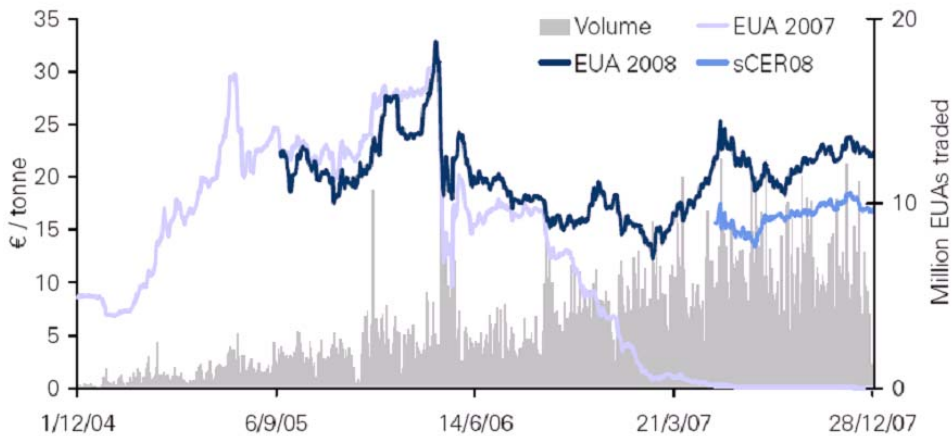
구 분	2006년		2007년	
	거래량 (백만CO2)	거래규모 (백만US\$)	거래량 (백만CO2)	거래규모 (백만US\$)
할당시장	1,134	24,699	2,109	50,393
EU-ETS 전체	1,104	24,436	2,061	50,097
ECX	453	10,022	981	23,840
타 거래소 및 장외시장	651	14,414	1,080	26,257
기타(호주, 미국, UK)	30	263	48	296
프로젝트 시장	611	6,536	874	13,641
CDM(CER)	562	6,249	791	12,877
JI(ERU*)	16	141	41	499
기 타	33	146	42	265
총 계	1,745	31,235	2,983	64,034

자료원: World bank, ECX

전세계 온실가스 배출권 거래시장은 2007년 기준 거래량 29.8억톤(CO2 기준), 거래액 US\$640억으로 추정되는데, 2006년보다 거래량 71%, 거래액은 두배 이상 증가한 것으로 평가된다. EU ETS 시장은 거래량 20억톤, 거래액 US\$500억으로 전체 시장의 69% 및 78%를 점유하며 온실가스 관련 최대시장으로 자리잡고 있다. EU ETS 1단계 (2005-2007년) 배출권의 가격은

국제 에너지 가격상승, 이상 기온 등의 영향으로 최고 30유로 이상까지 급등한 바 있으나 2007년말 0.03 유로로 급락하는 등 극심한 등락을 경험한 바 있다. 1단계 기간에 대한 배출권 할당이 과도한 수준으로 이루어진 점과 함께 2단계로의 배출권 이월이 금지된다는 점이 가격 하락의 주요 원인으로 평가된다. 반면 2단계(2008-2012) 배출권은 2007년말 현재 20~24유로로 안정적인 추세를 보이고 있다. 최근 EU ETS 2단계 기간에 대한 연 할당량 규모가 21억톤(신청 대비 10.4% 삭감)으로 확정되었는데, 할당량 과다에 따른 가격급락 가능성이 해소된 것이 가격안정에 크게 기여한 것으로 보인다.

[그림 1] EU ETS의 배출권 가격 추이

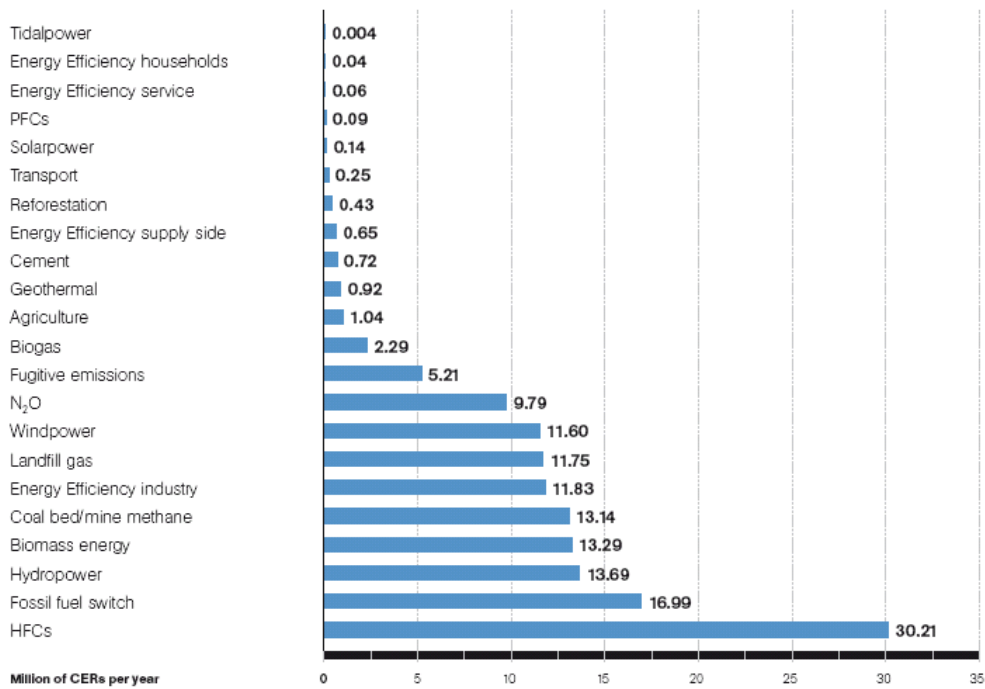


Source: Point Carbon's Carbon Market Trader

교토메카니즘 시장은 아직까지 CER 거래가 대부분을 차지하고 있는데, 2007년 기준 CER 시장규모는 거래량 7.91억톤, 거래금액 US\$129억으로 전체 온실가스 배출권 시장의 27% 및 20%를 점유하고 있다. CER 가격은 CDM EB에 등록되기 전 단계에서 9~11유로, 등록후 12유로, 발행이 완료된 CER의 경우에는 14-17유로 수준에서 형성되고 있다. CER 생산에 있어

서 중국의 비중이 62%(’06년 70%)로 절대적이며, 인도네시아(10%), 브라질(8%), 인도(5%), 멕시코(4%) 등이 뒤를 잇고 있다. 중국은 비공식적이지만 가격하한제(8-9유로/톤)를 운영하고 있는데, 이를 통해 CER 가격이 급락하는 것을 방지하고 있다. CDM은 신재생에너지 및 에너지 효율향상, 흡수원 증진, 연료전환 등 다양한 온실가스 감축기술의 보급을 촉진하는 효과를 보여주고 있다. 초기에 급성장하던 HFC 및 N₂O 소각사업은 2006년 54%에서 2007년 22%로 비중이 급락하였으며 앞으로도 감소세를 나타낼 전망이다.

[그림 2] CDM 사업 유형 및 분야별 CER 발생규모 (2006년)



CDM은 CER 수익이 없을 경우 경제성이 없는 온실가스 감축사업이

CDM을 통한 경제성 제고(CER 수익 창출)를 통해 이행될 수 있도록 하기 위해 (가상적인 Business-As-Usual(BAU) 시나리오 대비) 추가적인 온실효과 감축효과에 대해 CER을 부여하는 제도이다. 이를 위해 적용되는 ‘추가적인’ 온실가스 감축효과가 있어야 한다는 기준(추가성, *additionality*)은 비사실적(*counterfactual*) BAU 시나리오에 대한 추정(가정)을 필요로 하는데, 이는 현실적으로 정확성을 담보할 수 없으며, 이에 따라 다양한 전략적 행태와 왜곡효과를 유발할 수 있다. 가장 큰 문제점으로 지적되는 것은 사실상 CDM의 적용과 무관하게 진행되는 사업이 부수적으로 발생시키는 (자연발생) 온실가스 감축효과(소위 ‘*anyway ton*’)가 CER을 양산한다는 점이다. Oeko Institute(2007)에 따르면 전체 CDM 사업의 40%(CER의 20%)가 사실상 추가성이 없는 사업일 것으로 평가하고 있다. 또한 초기 CDM 시장의 대부분을 차지한 바 있는 HFC-23 소각사업의 경우 오존층 파괴물질인 CFC의 대체물질인 HCFC-22 생산과정에서 나오는 부산물을 소각함에 따른 CER 부수입이 사업의 본래 목적인 HCFC-22의 생산비용을 초과함으로써 단지 CER 창출을 위해 HCFC-22 생산을 확대하는 왜곡현상을 초래한 바 있다.⁴⁾ 중국은 HFC-23 소각사업의 CDM 사업화를 통해 해당기업이 막대한 횡재이윤을 얻은 것으로 추정되는데, HFC-23 소각사업을 통한 CER에 대한 정부 과세수입만 2012년까지 15억유로에 달할 것으로 평가된다. 반면, 또 다른 문제점으로는 CDM 사업 승인절차가 지나치게 관료적이고 엄격하다는 지적이 제기되고 있다. 뿐만아니라 CDM CER의 급증이 지구 온실가스 감축을 저해하지 않도록 실질적인 CER 유입규모를 축소하기 위해 CER에 대한 할인(*discounting*)이 필요하다는 주장, 그리고 또 다른 한편에서는 이러한 CER 할인을 CDM 기준완화와 대상확대와 병행함으로써 전 세계적인 CDM 사업 활성화의 수단으로 활용하자는 주장도 대두되고 있

4) HFC-23의 100년 기준 온난화잠재력(*Global Warming Potential: GWP*)은 CO₂의 12,000배로 1톤의 HFC-23 감축은 12,000톤CO₂에 상당하는 CER을 창출한다. 이에 따라 HFC-23 소각사업의 CO₂톤당 저감비용은 US\$1에도 못미치는 것으로 평가된다. GWP가 CO₂의 296배에 달하는 N₂O(아디프산 및 질산 제조과정에서 발생)의 소각사업도 HFC-23 소각사업과 유사한 이유로 초기 CDM 사업의 상당 부분을 점한 바 있다. 교토의정서상 6대 온실가스 중 GWP가 가장 높은 것은 SF₆로서 CO₂의 22,200배에 달한다. 메탄의 경우 GWP는 23이다.

다. CDM 체제의 개선(혹은 개혁) 문제는 향후 기후변화 협상에서 2012년 이후의 국제 온실가스 감축목표 할당과 함께 핵심적인 쟁점으로 부각되고 있다.

온실가스 배출권 시장의 성장은 탄소거래소, 탄소금융 및 컨설팅 사업 등 다양한 신종 사업을 발전시키고 있다. 런던 소재 European Climate Exchange (ECX)는 EU ETS 거래의 87% 점유하면서 탄소시장의 허브로 성장하고 있으며, 세계최대의 선물·옵션 거래소 NYMEX도 탄소배출권 거래를 시작하였다. Point Carbon은 유료 정보제공서비스로 연간 1,800만유로의 수입을 얻고 있으며, 선물, 옵션 등 탄소배출권에 대한 파생상품 거래 및 위험관리 서비스 시장이 확대되고 있다. (EU ETS에서의 옵션거래는 2007년 58백만 EUA, 2008년 1월에만 45백만 EUA로 증가하고 있으며 (ECX), CER에 대한 옵션 거래도 급증 추세임.) 또한 1999년 세계은행의 Prototype Carbon Fund (PCF, 1억8천만불 규모)가 발족한 이래 탄소기금 규모가 급속히 성장하고 있는데, 2000년에 3개에 불과했던 탄소기금(자본금 351백만유로)이, 2007년 54개 기금(자본금 6,250백만유로)으로 증가하였다. 투자자 구성은 부속서 I 국가 정부(24%), 민간 기업(29%), 정부·기업 공동(47%) 등으로 나타나고 있다.

한편 EU 외의 국가에서도 배출권 거래제도 도입이 확대되고 있는데, 노르웨이의 경우 2005년부터 EU ETS와 유사한 국내 배출권 거래 시행하고 있다. 51개 사업장(7백만톤 규모)을 대상으로 시작하였으며 2008년부터는 104개 사업장(23백만톤)으로 확대 시행된다. 또한 아이슬란드, 리히텐슈타인 등과 함께 EU ETS와의 연계를 추진 중이다. 호주 뉴사우스웨일즈(NSW)에서는 2005년부터 전력부문의 소매판매업자 및 대규모 전력소비자를 대상으로 강제적인 온실가스 배출집약도 규제 및 배출권 거래가 시행되고 있는데, 2006년에 20백만톤의 크레딧이 평균 11.25US\$/톤에 거래되었다. 대상업체는 집약도 규제 달성을 위해 저배출 발전, 발전효율 향상, 전력소비감소(수요관리) 및 탄소흡수 사업 등의 사업에 대한 인증·발행되는 온실가스 저감인증서(Greenhouse Gas Abatement Certificate) 또는 신재생에

너지 인증서(Renewable Energy Certificate)를 구매·이용할 수 있으며, 위반 시 A\$11.5의 벌금이 부과된다. 뉴질랜드도 2009년부터 세계최초로 6개 온실가스와 전 배출원을 모두 포함하는 총량규제 및 거래제를 시행한다. 2008년 산림부문을 시작으로 2010년 전력 및 산업부문, 2013년 농업부문(총배출의 50% 점유)으로 적용을 확대할 계획이며, 산림부문에는 무상할당하는 반면, 전력부문은 100% 경매 할당, 산업부문은 90% 무상할당하는 방안을 추진 중이다.

영국은 2002년부터 독자적인 배출권 거래(UK ETS)를 시행한 바 있는데, 인센티브 경매(incentive auction)를 통한 직접 참가와 기후변화부담금협정(Climate Change Levy Agreement: CCLA)을 통한 간접 참가가 허용되는 복합적 구조를 적용하였다. 2002-2006년간 Baseline 대비 감축계획에 대한 인센티브 경매를 통해 32개 사업체가 총 20.78백만톤의 감축량에 대하여 215백만파운드의 재원이 배분(낙찰가격 53.37파운드/톤)되었다. CCLA는 43개 에너지다소비 업종의 1만여개 사업장이 CCL의 80% 면제를 전제로 정부와 합의한 감축목표(주로 에너지 원단위)를 이행하는 것으로 초과(미)달성시 배출권 거래로 대체 이행 가능(Gateway 메카니즘 경유)하도록 하는 방식이 적용되었다.

교토의정서를 비준하지 않고 있는 미국에서도 다양한 방식의 배출권 거래제도가 시행되거나 계획 중에 있다. CCX(Chicago Climate Exchange)에서는 자발적 참여기업이 매년 1% 추가감축을 목표로 총량관리 및 배출권 거래를 시행하고 있다. 2006년의 경우 10.3백만톤이 평균 US\$3.8/톤의 가격으로 거래된 바 있다. 미국의 동부 10개주에서는 전력분야에 대한 이산화탄소 총량규제 및 배출권 거래제(Regional Greenhouse Gas Initiative: RGGI)를 2009년부터 시행할 예정이다. 2009-2014년을 대상으로 총량한도를 188백만톤/년으로 결정(2000-2002년 평균 배출량을 약 8백만톤 상회)하였으며 대다수 주가 경매를 통해 할당할 예정이다. 2008년 9월 25일 에너지, 금융, 환경 부문의 59개 업체가 참여한 가운데 첫 번째 경매가 시행되었으며 1,256만5천여톤이 평균 가격 \$3.07에 낙찰되었다. 경매수입은 주별로 배분

되어 에너지효율향상 및 신재생에너지 기술에 대한 투자와 소비자 보상 프로그램에 활용될 계획이다. 캘리포니아를 비롯한 서부 6개주와 캐나다 2개주는 2020년까지 2005년 대비 온실가스 배출 15%를 감축한다는 Western Climate Initiative (WCI)를 발표(2007년 2월)하고 현재 이를 달성하기 위한 배출권 거래제 설계중이다.

특히 2007년 10월 제출된 Lieberman-Warner Climate Security Act (CSA)는 미국의 연방 배출권거래 논의를 본격화시켰는데, 배출총량한도를 2012년 52억톤에서 시작하여 매년 약 1억톤씩 감소시켜 2050년에 15.6백만톤(2005년 대비 70% 삭감)까지 줄이며, 화석연료 생산·수입시설을 중심으로 총배출원의 80%를 규제대상으로 포함하자는 제안이다. 이 제안에 따르면 2012년 26.5%를 시작으로 2031년까지 69.5%를 경매로 유상 할당하며, 배출한도의 15%까지 해외에서 배출권 구입을 허용하고 또 다른 15%에 대해서는 국내 사업을 통한 offset을 허용한다. 또한 온실가스 다배출국을 평가하여 미국에 상응하는 감축노력을 하지 않는다고 평가될 경우 그러한 국가로부터 온실가스 다배출성 제품을 수입하는 업체에게 국내업체의 감축부담에 상당하는 수준의 크레딧 제출을 요구한다는 조항을 포함하고 있다. 상원위원회 심의를 통과한 최초의 연방 온실가스 배출권 거래법안으로서 2008년 6월 상원 표결에서 12표차(48-36)로 부결되었음에도 불구하고 계속적인 수정·보완을 통해 상하원 논의과정에서 기준안으로서의 역할을 지속할 전망이다.

일본은 환경성 주관으로 2006년부터 자발적 배출권 거래제도(Japanese Voluntary Emission Trading Scheme: JETS)를 시행하였으나 산업계의 참여가 저조하고 제도 자체도 여러 가지 문제점을 나타냄에 따라 크게 활성화되지 못한 바 있다.⁵⁾ 하지만 도야코 G8 정상회의를 계기로 일본 경제단체

5) 2007년 10월 일본 경단련은 다음과 같은 이유로 국내 배출권 거래제의 도입을 반대한 바 있다. 첫째, 배출권 할당과정에서의 관료 개입이 민간부문의 활력을 저해; 둘째, 성장산업은 배출권을 구입하고 하향산업은 부당이익 향유; 셋째, 배출권 구입이 투자 및 기술혁신 저해; 넷째, EU ETS에서 볼 수 있듯이 투기적 거래, 법률 소송 등으로 가격불안정성이 지나침; 다섯째, 배출권 거래제 도입이 일본의 금융경쟁력 향상에 기여한다고 판단해서는 안된다.

연합(경단련)의 입장 변화와 함께 범정부적인 배출권 거래제도 도입 논의가 활발하게 진행되어 왔다. 2008년 10월에는 일본 수상이 배출권 거래제도 시범사업 실시를 지지함으로써 이의 도입이 본격화되고 있다. 현재 2008년 12월 중순까지 참여의향 기업의 신청을 받을 예정인데, 자발적 참여가 허용되며 원단위 방식의 목표 선택이 가능하다. 교토의정서에 따른 CER과 함께 국내 읍셋 프로젝트를 통한 크레딧의 사용도 허용될 예정이다.

우리나라는 “울산화학 HFC-23 열분해 사업”의 UN등록('05.3.24)을 시작으로 CDM사업에 참여하기 시작하였으며, 2008년 7월 현재 총 19건의 국내 CDM 사업이 UN에 등록었으며 온실가스 감축예상량은 14.6백만CO₂톤/년에 상당한다. 이는 2008년 8월 현재 전세계 UN에 등록된 1,143개 CDM 사업의 감축 예상량 220.5백만톤CO₂eq/년 대비 6.6%에 해당하며, 중국, 인도, 브라질에 이어 세계 4위 수준이다. 또한 10여건의 해외 CDM 사업이 추진중인데, 몽골 소수력 발전, 중국에서의 풍력 발전, 탄광 및 하수처리장 메탄 회수 발전, 베트남 매립가스 발전, 동남아 조립 사업 등에 에너지관리공단, 한전, 포스코 등이 참여하고 있다. CDM과 별도로 산업자원부에서 온실가스감축실적 등록소(에너지관리공단)를 개설하여 KCER 발행하고 있는데, 2007년말 현재 103개 사업이 등록되었으며 205만톤/년의 감축실적이 예상되고 있다. KCER에 대한 정부구매예산은 2007년 약 50억원이며, 톤당 구매가격은 5천원 수준이다.

제2절 온실가스 배출권 시장 전망

국제 온실가스 배출권 시장은 단기적으로(2012년경까지) 교토메카니즘 및 EU ETS를 중심으로 형성될 전망이다. 최근 추세를 고려할 때 전체 거래시장 규모는 연간 US\$1천억 규모에 이를 것으로 예상된다. EU ETS는 노르웨이, 아이슬란드, 리히텐슈타인, 스위스, 터키 등으로 지역을 확대할

것으로 예상되며, 항공부문 등으로의 대상부문 확대도 제안되고 있다. 경매를 통한 할당 비중이 증가할 전망이며, 장기적으로는 경매비중이 100%에 이를 전망이다. EU의 경우 2008년 1월 발표한 유럽위원회의 ETS 평가 보고서에서 2013년부터는 전체 배출권의 60%가 경매로 할당되어야 하며 전력산업의 경우 100%가 경매로 할당되어야 한다고 밝히고 있다. 또한 2020년까지는 모든 부문에서 100%가 경매로 할당되어야 한다고 평가하고 있다.

교토의정서 의무이행을 위한 부속서 B국가의 교토메카니즘 수요는 연평균 400-850백만톤 규모로 추정되는데, 교토의정서 이행을 위해 가장 많은 배출삭감이 필요한 것으로 평가되는 캐나다의 정책방향이 교토메카니즘 수요에 큰 영향을 줄 것으로 분석된다. 현재 캐나다 정부는 2010년부터 배출권 거래제 도입을 계획중인데, CER 사용한도를 총량의 10%로 제한하고 톤당 15 CAD의 가격상한(price cap)을 설정하는 안이 검토되고 있다.

2007년까지 약 917백만톤의 CER/ERU 구입계약이 이루어진 것으로 추정되는데, 부속서 B 국가 총 수요의 절반 가량이 해소된 것으로 평가되는데, EU ETS의 항공부문 추가규제, 미국(RGGI 등)의 CER 구매규모 등에 따라 수요 확대 가능성이 있다. 현재 예상되는 CER/ERU 공급규모는 부속서 B 국가(캐나다 제외)의 수요를 만족시킬 것으로 보이지만 2012년 이후에 대한 협상의 불확실성으로 CDM/JI 사업의 침체 가능성도 문제를 야기할 수도 있다. 프로그램 CDM 활성화 여부, 신규 HCFC-22 공장에서의 HFC-23 소각사업, CO2 포집·저장기술(CCS), 산림훼손 방지사업 등의 CDM 허용 여부, 카자흐스탄의 부속서 B 가입 승인여부 등이 잠재적 공급 확대 요인으로 남아 있다. 또한 아직까지 명확한 결정이 내려지지 않고 있는 비부속서 I국가의 CER 이월 가능 여부가 배출권 수급 및 가격에 큰 영향을 줄 수 있다. 한편, 러시아, 우크라이나 등 동유럽 국가가 대량의 잉여 배출권을 보유하고 있으나 이의 판매가능성은 높지 않은 것으로 분석되며, 이들 국가로부터 약 2.5~5.5십억톤의 AAU가 2012년 이후로 이월될 것으로 추정된다. 이는 다른 부속서 B국가가 Hot Air(자연발생 잉여배출권)의 구

매를 기피하는 있다는 점과 함께 지나친 공급확대로 배출권 가격이 급락하는 현상을 회피하기 위한 전략적 행동이 예상되기 때문이다. 최근 AAU 판매수입의 기후변화 재투자를 전제로 AAU를 거래하는 GIS (Green Investment Scheme) 도입이 논의 중인데, 결과에 따라 러시아 등으로부터의 배출권 공급이 확대될 수 있다.

〈표 4〉 CDM 시장 규모 전망

연도	시장	거래액(십억US\$)	거래량(백만톤)	거래가격(US\$/톤)
2006	CDM	5	475	11 (6-27)
	JI	<1	16	9
	EU ETS	24	1,101	22 (5-40)
2010	CDM/JI	5-25	400-600*	24 (14-34)
2030	CDM (Low)	5-25	400-600	24 (14-34)
	CDM (High)	90-125	4,000-6,000	24 (14-34)

자료원: UNFCCC (* 캐나다 제외)

2012년 이후의 국제 배출권 시장은 해당 기간에 대한 선진국의 감축의무 협상결과와 개도국의 참여방식에 따라 다양한 가능성이 예견되고 있다. 여러 연구에서 경제성장 및 배출전망, 배출감축비용, 분석방법, 감축목표 및 할당 시나리오 등에 가정에 따라 다양한 분석결과가 제시되고 있다. 미국 스탠포드 대학교가 주관하는 에너지모형포럼(Energy Modelling Forum: EMF 21)에서 검토되었던 16개의 모형(대부분이 CGE 모형임) 분석결과에 따르면 2030년 기준으로 부속서 I 국가가 1990년 대비 30% 감축의무를 이행한다고 가정할 때 비부속서 I국가로부터의 크레딧 순 구매량(중간값)은 6,345백만톤/년이며, 거래가격은 16.65 US\$/톤으로 추정되었다. 2020년에 대해서는 부속서 I국가 1990년 대비 20% 감축의무를 이행한다는 시나리오 하에서 크레딧 구매량(중간값) 3,150백만톤/년, 거래가격 6.5 US\$/톤 수준으로 평가되었다.

〈표 5〉 주요 에너지·환경·경제 모형의 2030년 CDM 시장규모 전망

분석 모형	시장규모 (백만톤/년)	시장가격 (US\$/톤)	연간 순거래액 (십억 US\$)	부속서 I국가 할당량 (1990년 대비 %)
AIM	4,648	28.09	131	20
AMIGA	5,233	60.00	314	43
EDGE	4,700	3.54	17	7
EPPA	12,126	19.49	236	-81
FUND	16,920	109.61	1,855	105
GEMINI	7,856	11.03	87	31
GRAPE	3,262	5.89	19	5
GTEM	13,176	43.93	579	76
IMAGE	6,402	19.00	122	31
IPAC	6,287	13.64	86	38
MERGE	1,645	3.69	6	-17
MiniCAM	6,455	14.30	92	31
PACE	986	0.53	1	31
POLES	5,806	26.24	152	32
SGM	10,369	21.50	223	49
WIAGEM	10,450	5.38	56	55
중간값	6,345	16.65	107	31

자료원: EMF 21

현재 발리 로드맵(2007)에 따라 2009년말까지 2012년 이후의 국제 온실가스 감축의무에 대한 협상 완료될 예정이다. IPCC 4차보고서에 따르면 기후변화에 따른 심각한 영향을 예방하기 위해서는 온실가스의 대기중 농도 450ppm 달성이 필요하며, 이를 위해서는 부속서 I국가 배출량을 2020년까지 1990년 대비 25-40%(2050년까지 80-95%) 감소시켜야 한다고 평가한 바 있다. 이러한 IPCC의 평가는 발리 로드맵에 따른 감축의무 협상에 반영될 가능성이 높다. EU가 2020년까지 1990년 대비 20-30% 삭감한다는 목표를 발표하는 등 국제 온실가스 감축목표의 대강이 점차 윤곽을 드러내고 있지만 정확한 형태는 발리로드맵 협상 결과에 따라 확정될 전망이다.

우리나라는 아직 온실가스 감축목표를 발표하지 않고 있다. 일부 연구결과에서 선진국(부속서 I국가) 수준의 감축의무 부담 필요성을 주장하고 있는데, 제2차 교토의정서 이행기간(2013~2017년으로 예상) 중 (구속적 혹은 인센티브 방식의) 온실가스 집약도 감축의무 부담 가능성을 배제할 수

없다. 또한 제3차 이행기간부터는 교토의정서 부속서 B와 같은 총량적 감축의무 부담 가능성도 있다. 부문 혹은 업종 단위 정책(Sectoral approach), 인센티브 방식 목표(no-lose target 혹은 incentive target), 이중 집약도 방식(Dual-intensity target)⁶⁾ 등 다양한 형태의 감축의무도 논의중에 있는데, 이와 같은 감축의무의 형태도 국제 배출권 시장의 전개에 영향을 미칠 것으로 보인다. 감축의무 부담국의 국제경쟁력 약화나 배출이전(leakage) 등이 심각해지면 감축의무 제외국에 대한 상계관세 부과 등 무역제재 가능성도 높아지고 있어 미래의 온실가스 배출권 시장은 매우 복잡한 양상을 띠 것으로 예상된다.

2000년 기준 전세계 온실가스 배출량은 388.7억CO₂톤인데, 2030년까지 2000년 수준으로 배출량을 낮춘다는 가정하에 국제 배출권 시장가격이 \$30/CO₂톤이라고 가정하면 전세계 온실가스 배출권의 가치는 \$11,661억에 상당한다. 이는 2000년 전세계 GDP(\$35.4조)의 3.3%에 해당하는 수준이다. 우리나라의 온실가스 배출량은 2000년 527.5백만CO₂톤으로 배출권 가격 \$30 적용시 \$158.3억의 가치로 평가될 수 있다.

Sandor(2004)에 따르면 원유에 대한 옵션 프리미엄을 기초로 가격변동에 대한 위험해지비용을 평가한 결과 가격변동성 17% (서부텍사스중질유의 1998-2004년간 5년기준 선도가격변동성) 가정하에서 현물가격의 약 10% 수준으로 평가되었다. 이를 단순히 전세계 배출권 가치에 적용할 경우 연간 약 \$1,166억에 해당하는 위험관리비용이 유발될 수 있다고 해석할 수 있으며, 위험관리가 필요한 배출권 비중이 전체의 10% 수준에 불과하다고 가정하더라도 연간 약 \$117억의 위험관리비용을 유발할 수 있다. 이는 국제 온실가스 배출권 거래제의 도입이 유발하는 금융파생상품시장의 규모를 예측하는 데 참고가 될 수 있을 것이다.

6) 이중집약도 목표방식에 대해서는 Kim & Baumert (WRI, 2001)과 한국환경정책·평가연구원(2001)에서 구체적 제안을 볼 수 있다. 또한 이중집약도 목표방식을 포함한 다양한 의무부담방식에 대해서는 Metz et. al. (IPCC, 2007)에 종합적인 설명이 있다.

〈표 6〉 배출권 및 에너지 시장의 가격변동성(%)

구분	가격변동성(2005-2007)
EUAs Dec 06 futures	27-161 (57)
EUAs Dec 08 futures	28-91 (62)
SO2 spot price (1995-2006)	8-44
Natural gas (Zeebrugge)	55-138
Crude Oil (Brent)	24-32
Coal (ARA)	8-22
Baseload Electricity (Powernext)	35-96
Peak Electricity (Powernext)	42-105

자료원: Mission Climat, Caisse des Depots.

UNFCCC에 따르면 온실가스 감축을 위해 2030년 기준 379.5십억US\$/년 (GDP의 0.48%, 총투자액의 1.7%)의 추가 투자(배출삭감효과 31.7십억톤)가 필요하며, 이중 46%가 비부속서 I국가에서 발생할 것으로 예측된다.⁷⁾ 발전 부문에서는 송배전 및 화석연료 공급 분야(160.34십억불) 및 화석연료 발전 분야(54.44십억불)에서 214.78십억불의 투자감소가 예상되며, CCS (Carbon Capture and Storage) 63.19 및 원자력·신재생 분야 85.31십억불의 추가투자가 필요하다. 산업부문에서는 에너지 효율향상 19.5 등 35.6십억불의 신규투자가 필요하며 건물/폐기물 분야는 51.74, 수송분야 87.9십억불의 신규투자가 필요할 것으로 분석된다. 농업·산림 제외 투자순증가액 기준으로 미국(22.8%) 및 중국(20.3%)의 투자비중이 높으며, 아시아 개도국(한국 제외) 비중이 33.4%를 차지한다. 우리나라는 송배전 및 화석연료 발전분야 투자가 2.81십억불 감소가 예상되며, CCS 0.63, 원자력·신재생 1.47, 산업부문 0.39, 건물·폐기물 0.94, 수송 1.5 등 총 4.93십억불의 신규투자가 필요할 것으로 평가되었다.

7) 분석에 이용된 감축시나리오에 사용된 전망은 2030년 배출전망 61.52십억톤이며, 감축 시나리오는 29.11십억톤으로 배출을 감소시킨다고 가정함. 또한 세계 GDP는 35,440십억불(2000년, 인구 60억명, 총투자액은 7,750십억불)에서 79,558십억불(2030년, 인구 80억명, 총투자액은 22,270십억불)로 증가하는 것으로 가정됨. 투자액 379.5십억불 중에는 농업 35십억불 및 산림 20.7십억불이 포함되었으며, 전력부문의 투자감소액 214.78 십억불을 차감하기 전의 총 투자액임.

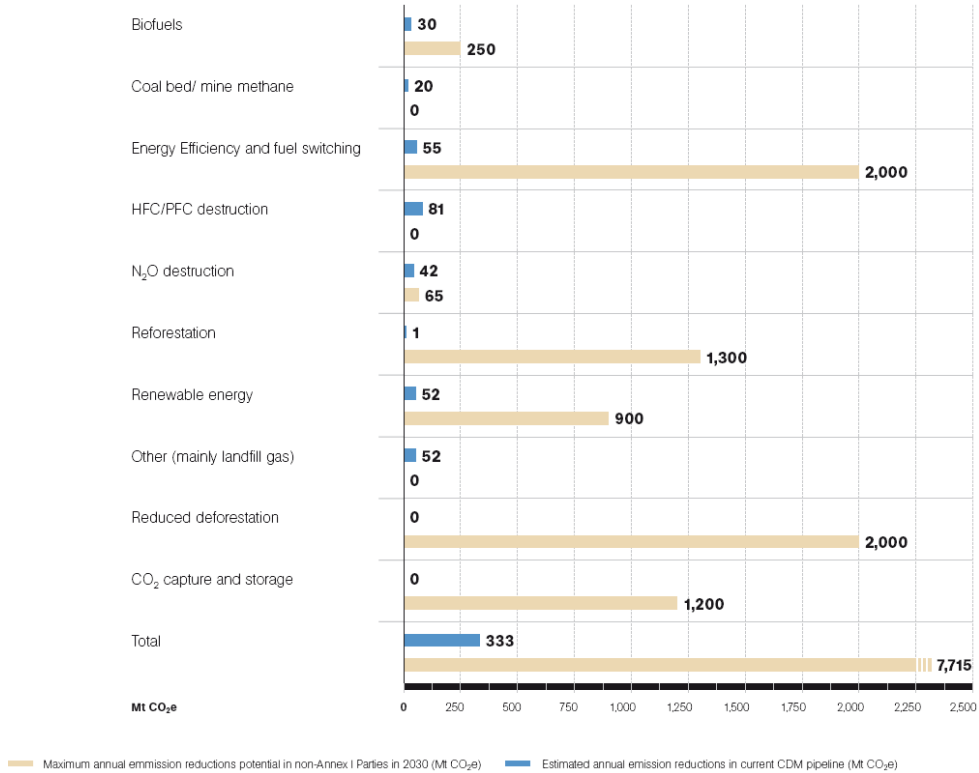
〈표 7〉 온실가스 감축을 위한 추가 투자소요액(2030년) 전망

지역	전력				산업			건물/ 폐기물	수송	합계	합계 (비중)
	송배전 및 화석연료 공급	화석 연료 발전	CCS	원자력/ 신재생	에너지 효율향 상	CCS	Non- CO2				
세계	-160.34	-54.44	63.19	85.31	19.50	14.13	2.04	51.74	87.90	323.8	100.0%
OECD	-65.23	-18.42	34.68	30.30	11.50	2.05	0.49	24.45	47.10	150.6	46.5%
미국	-20.35	-1.69	26.14	10.96	2.95	0.56	0.13	9.74	23.40	73.9	22.8%
일본	-2.29	-0.89	0.40	3.25	0.05	0.55	0.00	2.00	2.50	8.8	2.7%
한국	-1.50	-1.31	0.63	1.47	0.20	0.18	0.01	0.94	1.50	4.9	1.5%
OECD 유럽	-23.33	-12.57	5.70	10.62	2.40	0.63	0.10	9.29	14.00	42.7	13.2%
전환기 경제(EIT)	-14.97	-4.30	1.68	8.50	1.92	0.80	0.37	4.07	5.30	22.6	7.0%
러시아	-7.79	-1.73	1.19	4.40	0.81	0.26	0.16	2.34	3.60	12.8	3.9%
기타 EIT	-7.18	-2.57	0.49	4.10	1.10	0.54	0.21	1.74	1.70	9.9	3.1%
개도국	-80.14	-31.73	26.83	46.52	6.08	11.27	1.18	23.21	35.50	150.6	46.5%
중국	-21.38	-10.97	17.10	19.12	2.19	8.62	0.42	6.96	11.40	65.8	20.3%
인도	-7.36	-7.14	3.19	10.61	0.80	0.98	0.15	4.18	2.20	22.1	6.8%
남미	-14.86	-3.03	0.57	2.15	0.65	0.28	0.13	1.84	6.60	12.2	3.8%
아프리카	-11.38	-3.12	0.73	7.05	1.13	0.27	0.22	4.54	3.90	17.8	5.5%
중동	-11.21	-1.31	3.45	1.39	0.72	0.02	0.14	2.08	4.30	12.1	3.7%

자료원: UNFCCC (단위: 십억US\$/년), 합계에는 송배전 및 화석연료 공급·발전이 제외됨.

UNFCCC의 온실가스 감축시나리오 하에서 기술별 시장규모(비부속서 I 국가)는 에너지효율향상, 산림훼손 방지, 재조림, 신재생에너지 및 탄소 포집·저장기술이 대부분을 점할 것으로 예상되고 있다. HFC/PFC 소각, 광산 및 매립지 매탄회수 기술 등은 현재 높은 시장점유율을 보이고 있으나 중장기적으로 잠재시장이 소멸할 것으로 전망되었다.

[그림 3] 기술별 CDM 시장 규모 전망(UNFCCC)



제3절 국내 배출권 거래제 도입에 대한 시사점

온실가스에 대한 총량규제 및 배출권 거래제도는 온실가스 관리정책 설계에 있어서 필수적인 요소로 평가된다. 하지만 우리나라의 배출규제 목표나 일정이 명확하지 않은 상황에서 종합적인 온실가스 규제 정책을 체계화하고 그 틀 내에서 배출권 거래제도를 설계하는 것은 매우 어려운 문제이다. 특히 배출권 거래제도는 사업장에 대한 총량규제를 수반하게 되므로 높은 수준의 산업계 부담 혹은 정부의 재정적 득실을 초래할 수 있어 깊이 있는 사전분석과 의견수렴이 필요하다. 반면 미래 규제방향과 일정에 대한 불확실성이 해소되지 않을 경우 산업계의 투자 의사결정을 왜곡시키고 경

제적 효율성을 훼손할 수 있어 정책방향에 대한 결정을 늦출 수만은 없는 상황이다.

지구온난화와 기후변화에 따른 위험을 줄이기 위해서는 국제적인 온실가스 규제의 강화는 불가피하며, 우리나라에서도 국내에서 발생하는 온실가스 배출을 억제하기 위해 총량적 관리와 합리적인 정책수단 설계가 필요하다. 온실가스 관리를 위한 정책수단으로는 탄소세, 보조금, 배출권 거래제도 등 다양한 대안이 검토될 수 있는데, 아래에서는 배출권 거래제도의 도입방향과 관련하여 관련 시장 및 연구 동향 분석결과를 토대로 얻을 수 있는 시사점을 정리하도록 한다.

국가별 온실가스 관리정책의 강도와 형태는 국제적인 감축의무 부담여부와 형태에 따라 큰 영향을 받게 된다. 이는 지구온난화문제가 전형적인 공공재 문제로서 국제적인 감축의무가 없는 상황에서 이를 개별 국가가 자발적 노력을 할 유인이 충분치 않기 때문이기도 하다. 따라서 우리나라의 온실가스 관리정책 설계는 우리나라가 국제적인 감축의무를 부담하게 되는 시기와 그 이전으로 구분하여 살펴볼 필요가 있다. 아래에서는 일단 강제적인 온실가스 배출권 거래제도가 도입된다는 가정하에 주요 정책방향에 대한 시사점을 분석하고, 그 다음에 이러한 강제적 배출권 거래제도의 도입시점과 그 이전 단계에서의 시범적 실시방향에 대한 고려사항을 검토해 보도록 한다.

1. 배출권 거래제 적용대상

규제대상은 온실가스를 직접적으로 배출하는 최종배출자로 하는 것이 우선 검토될 수 있으나, 경우에 따라서는 배출을 유발하는 행위를 하는 경제주체가 대상이 될 수도 있다.⁸⁾ 예를 들어 자동차에 따른 배출의 경우 자

8) 배출권 거래제도는 배출권이라는 권리의 할당과 배출행위에 대한 배출권 확보(혹은 제출)의 의무 부과라는 두가지 측면의 규칙을 필요로 한다. 원칙적으로 배출자는 배출량에 상당하는 배출권을 확보·제출해야 하며, 이를 위해 배출권을 구매하거나 초기에 할당받은 배출권을 이용할 수 있고 배출량 삭감을 통해 잉여배출권을 판매할 수도 있다. 이처럼 배출량에 상당하는 배출권 확보의 의무

동차 소유자를 대상으로 규제를 하기 보다는 자동차 제작사 혹은 연료 제작·판매업체를 대상으로 함으로써 규제의 효율성을 높일 수 있다. 즉, 다수의 자동차 소유자에게 매년 배출량을 산정해서 그에 상응하는 배출권을 확보하여 제출토록 규제한다는 것이 비현실적인 수준의 과도한 부담을 초래할 경우 소수의 자동차 혹은 연료 제작·판매업체를 대상으로 자동차 혹은 연료의 판매가 유발하는 배출량에 대하여 상응하는 배출권의 확보를 강제할 수 있다.

규제대상에 미치는 부담을 고려할 때 규제대상은 일정 규모 이상의 배출자로 제한하는 것이 합리적일 것이다. 이산화탄소의 경우를 예로 들 때, 에너지전환(발전부문), 산업, 수송, 가정·상업 등 부문별 특성을 고려하면, 발전부문과 산업부문의 경우 일정규모 이상의 배출자를 대상으로 규제할 경우 전체 배출량의 상당부분을 효과적으로 관리할 수 있다.⁹⁾ 하지만 수송이나 가정·상업 부문의 경우는 다수의 소규모 배출자가 상당부분을 점유하고 있으므로 최종배출자를 대상으로 하는 규제에는 상당한 행정적·재정적 부담이 있다. 이 경우 탄소세와 같은 타 정책수단이나 대규모 간접배출자(배출 유발자)에 대한 배출권 거래제 적용을 고려할 수 있다.

수송, 가정·상업 부문의 배출은 연료의 이용과 직접적인 관계를 갖고 연료의 이용은 연료의 제작·판매자를 통해 관리할 수 있으므로, 정유업체나 천연가스 수입·판매자 등을 최종 소비자를 대신해서 규제할 수 있다. 이 때 발전업자가 최종 배출원으로서 규제되는 경우에는 연료의 제작·판매자가 발전업자에 판매하는 연료에 대해서는 규제를 면제함으로써 중복규제를 피하여야 한다. 또한 최종 배출원으로서의 발전업자를 규제대상으로 할 경우 발전업자가 생산한 전기에너지를 사용하는 일반 소비자 및 산업체에 대해서는 사용 전력에 대해 배출권 거래제를 적용할 경우 중복규제에 따른 비효율성이 발생할 수 있다.

를 갖는 배출자를 규제대상이라 부르도록 한다. 배출권 확보의무를 갖는 규제대상은 배출권 할당의 대상이 되는 경제주체와 다를 수 있다.

9) 2005년 기준 우리나라 총 온실가스 배출량 중 전환 및 산업부분이 점유하는 비중은 약 55.4%이며, 산업공정 배출량을 포함할 경우 약 66.4%를 차지한다.

배출권 거래제의 시행은 규제대상자의 선정과 함께 할당 대상자도 정하여야 한다. 통상적으로 이 두가지 대상은 일치하게 설계되는 경우가 대부분이나 경우에 따라 배출권을 할당하는 대상과 이를 확보해야 하는 대상을 서로 다르게 할 수도 있다. 특히 배출권의 할당이 공공재적 성격의 환경에 대한 권리를 배분하는 과정이라고 볼 때 국민 개개인에 공평하게 배분하는 것이 합리적이라는 접근 하에서 배출권의 초기할당은 일반 국민에게 균등하게 무상으로 배분하고 배출권의 확보 책임은 배출자에게 부여하려는 시도가 있다. 이러한 접근은 형평성 측면에서 합리적일 수 있지만 행정적 부담이 지나치게 높아질 수 있다. 이러한 방식에 대해서는 호주 정부에서 연구 차원의 분석을 한 바 있으며 2006년말 영국정부가 제안한 바 있는 ‘이산화탄소 신용카드’도 이러한 접근방식의 하나로 보인다.

2. 배출권 초기할당

배출권의 할당방식은 크게 세 가지로 나눌 수 있다. 첫째는 Grandfathering(기준연도 불변 실적기준 분배)이라는 방식으로 과거 기준연도(기간)의 배출량/투입열량/산출물(kWh 등) 등의 평균 또는 최고치(혹은 최고치 2~3년의 평균)를 기준으로 할당하는 방법이다. 과거 배출량을 배출권리로 인정해 주는 방법으로 비규제자의 반대를 최소화한다는 실행상의 용이성(정치적 수용성)이 있지만 시행 이전 단계에서 배출삭감노력에 대한 역인센티브 초래 가능성이 높다. 즉, 배출을 많이 한 배출자일수록 이익을 얻게 되며, 이러한 정책이 예견될 경우 배출자는 전략적으로 배출을 늘리는 왜곡된 행태를 보일 수 있다. 또한 배출자에게 무상으로 배출권을 부여함으로써 배출자의 자산을 증가시키고, 산출물의 가격인상을 통해 소비자에게로의 부담전가가 가능할 경우 오히려 배출자가 횡재이윤(windfall profit)을 향유하는 결과를 초래하기도 한다.¹⁰⁾ 투입열량이나 산출물을 기

10) 미국의 CFC 쿼터제도에서 이같은 문제가 제기되어 CFC 배출업체의 부당이익환수를 위한 탄소세의 추가 도입된 바 있으며, EU의 온실가스 배출권거래에서도 전력부문이 배출권 무상 취득 및 전력가격 상승을 통해 높은 추가 이익을 향유하고 있다는 지적이 제기되고 있다.

준으로 배출계수(업종별 차별화 가능)를 적용하여 할당할 경우에는 과거 삭감노력에 대해 일부 보상이 가능하지만 업종 및 업체간 일률적인 기준 마련이 어렵기 때문에 구체적인 기준의 설정이 대단히 복잡해진다.

두 번째 방법은 Updating(기준연도 조정 실적기준 분배)으로 할당 대상 연도 대비 전년도(기간) 또는 당해연도의 투입열량/산출물에 비례하여 할당하는 것을 의미한다. 당해연도 투입열량/산출물 등에 비례하여 할당할 경우, 열량 또는 산출물 단위당 배출량에 대한 규제로서 원단위 혹은 배출 집약도(emission intensity) 규제와 유사(예: 미국의 CAFE)하다. 이는 배출 원단위의 개선에 대한 지속적이고 추가적인 유인을 제공한다는 장점이 있으나, 서로 다른 배출자의 특성(투입 및 산출물의 다양성 등)을 고려할 수 있는 원단위 기준의 설정 자체가 복잡하다는 문제 이외에도 산출보조금효과를 통한 인센티브 왜곡 가능성이 단점으로 지적될 수 있다. 산출보조금효과란 배출권을 산출물 규모에 비례하여 무상할당할 경우 산출물 자체를 늘림으로써 배출권을 확보하려는 유인을 제공하기 때문에 원단위의 부분적인 하락에도 불구하고 산출물 시장에서의 과당경쟁과 총량적인 배출행위 증가를 유발하게 되는 것을 말한다. 이는 소비자 후생을 증가시킬 수 있지만 생산자 비용과 배출행위를 상승시키는 문제점을 초래할 수 있다.

마지막으로 Auction(경매)에 의한 방법은 배출량을 경매하거나, 기준 배출량(Baseline) 대비 삭감량을 경매하는 것을 의미한다. 배출량 경매는 배출업소가 정부로부터 경매를 통해 배출량을 구입하는 방식이며, 삭감량 경매는 정부가 배출업소로부터 경매를 통해 삭감량을 구매하는 방식이다. 삭감량 경매 방식(인센티브 경매: incentive auction)에서 기준 배출량을 무상으로 할당하고 정부가 경매를 통해 삭감량을 구매하는 방식으로 영국에서 시행된바 있다.¹¹⁾ 이 방식은 배출업소의 삭감노력에 대해 보조금을 지급하는 효과를 갖으며 정부의 재원확보가 전제조건이 된다. 기준 배출량을 무상으로 할당한다는 점에서 실적기준 무상분배방식의 장단점을 갖게 되며,

11) 경매는 삭감행위가 발생하기 전의 계획단계에서 이루어지며, 낙찰된 금액(삭감량×경매낙찰가격)은 삭감계획의 이행결과를 검증한 후에 지불된다.

추가적으로 정부의 삭감량 지원이 경매형식으로 이루어진다. 이에 비해 배출량 경매 방식은 배출업소에 대해 탄소세 혹은 배출부과금과 유사한 재정적 부담을 주며 이를 통해 정부는 재정수입을 확보할 수 있다.

향후 배출권 거래제도의 시행과 관련해서 무엇보다도 오염자 부담원칙에 따른 배출권 할당원칙 확립이 필요하다. 이는 배출량 경매를 통해 가장 잘 구현될 수 있다. 실적기준 무상분배나 기준연도 조정 실적기준분배, 삭감량 경매 모두 과거 배출실적을 보상함으로써 오염자 부담원칙과 상반되는 원리를 내포하고 있다. 이처럼 오염자에 대한 면죄부적 성격을 갖고 있는 할당방식들은 배출감소를 위한 노력에 대해 오히려 불이익을 주며 반대의 경우 이익을 주는 문제점을 갖는다. 소위 조기행동(early action)으로 불리는 노력에 대한 보상을 위해 벤치마킹, 원단위 기준 등의 보완적 할당방식을 병행할 수 있으나 이들 방식 또한 여러 가지 다른 문제점을 야기할 수 있다. 배출량 경매는 오염자 부담원칙에 가장 충실한 방법으로서 배출삭감노력에 대해 충분한 보상을 한다는 장점이 있다. 또한 기업의 진입 및 퇴출의 경우에도 배출삭감에 대한 유인을 왜곡하지 않는다. 과거 배출실적을 인정하는 타 할당방식의 경우 배출실적이 없는 신규 사업자에 대한 배출권 할당기준을 어떻게 설계하는가에 따라 신규 사업자간 차별이 발생하는데, 이를 효율적으로 해소하기 위한 기준을 만들기는 용이하지 않다. 또한 사업자가 폐업하는 경우에도 기 할당받은 배출권을 판매할 수 있도록 할 것인가의 여부에 따라 사업자의 삭감행태 및 진입·퇴출에 큰 영향을 미친다.

2000년 기준 우리나라의 온실가스 배출량은 2000년 527.5백만CO₂톤인데 향후 2000년 배출량 수준으로의 안정화를 위해 국가 전부문에 대한 총량규제 및 배출권 거래제를 도입한다고 가정할 경우 배출권 가격 \$30 적용시 \$158.3억 상당의 배출권이 발행되며, 이를 무상 배분할 경우 약 19조원(환율 1200원/\$ 기준)에 달하는 자산이 할당되게 된다. 이러한 무상할당이 특히 배출다소비형 업종에 집중 할당되는데, 특히 전체 온실가스 배출의 약 29%(2005년 기준)를 차지하고 있는 전력(전환)산업의 경우 약 5조5천억

원에 달하는 자산을 할당받게 된다. 전력산업은 타 산업에 비해 온실가스 집약도가 매우 높는데¹²⁾ 온실가스 배출권의 무상할당은 이러한 다배출산업에 대해 배출량에 비례하는 보조금 지급효과를 나타낼 수 있다.

김용건·장기복(2008)에 따르면 산업부문에 대한 배출권 무상분배의 효과는 온실가스 감축목표 이행에 따른 실질 GDP 손실을 다소 완화시키는 긍정적인 효과와 함께, 전력산업의 실질 생산액을 크게 증가시키는 효과를 나타내고 있다.¹³⁾ 이는 전세계적으로 나타나는 현상일 뿐아니라 우리나라의 경우에도 유사한 결과를 보여준다. 원자력, 신재생에너지 등 저탄소 전원으로의 장·단기 전환옵션(감축잠재력)을 많이 보유하고 있는 전력산업의 경우 탄소배출규제시 타 에너지 원에 비해 경제성이 높아진다는 점과 함께 배출권 무상할당이 이루어질 경우 보조금 효과가 추가되어 전력산업의 경쟁력이 더욱 커질 수 있다는 점을 보여주는 것이다.

〈표 8〉 탄소세 및 배출권 거래제 시행에 따른 업종별 실질생산액 변화 (전세계, 2030년)

	배출량		실질 생산액	
	탄소세	배출권 무상할당	탄소세	배출권 무상할당
석탄	-39.9%	-37.4%	-47.2%	-47.8%
원유	-13.6%	-12.4%	-10.7%	-12.0%
전기	-48.6%	-44.3%	-8.2%	18.9%
가스생산유통	-51.6%	-34.6%	-29.7%	-29.3%
천연가스	-26.0%	-14.4%	-16.4%	-10.5%
정유	-10.9%	-11.3%	-10.7%	-12.3%

자료원: 김용건·장기복(2008)

12) 한국은행(2008)에 따르면 전력·가스·수도업의 온실가스 배출집약도(배출량/산출액)는 2004년 기준 4.217 (tCO₂/백만원)으로 전산업 평균 0.303의 12배에 달하는 데, 이는 다른 업종 중 가장 집약도가 높은 비금속 광물제품의 2.02과 비교해도 2배가 넘는 수준이다.

13) 김용건·장기복(2008)의 연구에서는 OECD에서 개발한 연산가능일관균형(CGE) 모형 ENV-Linkages를 이용하여 2009년부터 BAU 배출량 대비 매년 2%씩 기하급수적으로 배출량을 감소시켜 2030년에는 BAU 대비 35.9% 삭감한다는 시나리오에 대하여 국제 배출권 거래제하에서의 파급효과를 분석하고 있다. 이러한 시나리오 하에서 2030년 기준 전세계 실질 GDP는 배출권 무상할당이 없는 경우(탄소세를 시행하는 경우) 0.4% 하락하는 반면 배출권 무상할당이 이루어지는 경우 0.38% 감소하는 것으로 나타났으며, 국제 배출권 시장가격은 2030년 기준 각각 24.6\$/CO₂톤 및 28.0\$/CO₂톤으로 분석되었다.

분배를 통해 상당부분 해소될 수 있다. 예를 들어 초기에는 소폭의 배출량 경매를 실적기준 분배와 병행하여 시작하고 점차 배출량 경매의 비율을 높일 수 있다. 또한 초기에는 배출량의 할당을 비교적 여유있게 하고 이를 점차 줄여나감으로써 배출권 가격(경매시 낙찰가격)을 점진적으로 높여갈 수 있다면 배출업소의 입장에서 초기 재정부담이 작아지고 중장기적인 기술개발 및 투자를 통해 효율적으로 대응할 수 있을 것이다. 마지막으로 배출권 경매수입은 배출업소가 부담하는 타 조세(국민연금 사업자 부담금 또는 법인세 등)나 국가경제 차원의 기타 조세(소득세나 법인세 등)의 왜곡효과를 경감하는데 활용함으로써 배출업소에 대한 부담을 경감하고 국가 차원의 조세체계를 효율화하는데 기여할 수 있다. 이처럼 환경정책에 따른 국가수입을 타 조세의 효율화에 연계하는 정책은 녹색조세개혁(Green tax reform)의 한 형태로도 이해될 수 있다.

3. 배출권 가격의 불안정성 감소 방안

배출권 시장은 일반적인 상품의 시장과 같이 배출권에 대한 수요와 공급에 따라 가격이 형성된다. 하지만 일반적인 상품의 수요와 공급이 소비자의 소비행태와 생산자의 생산능력에 따라 형성되는 반면 배출권은 그 수요가 배출업소의 배출량에 따르고 공급은 규제자의 초기 배출권 할당총량에 따라 결정된다. 따라서 배출권 시장에서의 공급은 그 총량이 변화되지 못하며 극단적으로 경직된 공급함수를 갖는다. 이러한 특징은 시장가격 자체를 (공급함수가 유연한 경우에 비하여) 보다 불안정하게 만드는 결과를 낳는다. 과거에 배출권 시장을 운영한 경험을 볼 때 이러한 점을 확인할 수 있다. 가장 최근의 예로 유럽연합의 배출권거래제도(EU Emissions Trading System: EU ETS) 1단계(2005-2007년)에서의 배출권 시장가격은 높을 때 이산화탄소 톤당 30유로를 넘어서기도 했지만 낮을 때는 거의 '0'에 가까운 가격이 형성되었다.

배출권 시장의 가격은 이론적인 최저값이 '0'이 될 수 있으며, 이론적

최고값은 배출권을 확보하지 못하였을 경우 받게 되는 벌금이 될 것이다.¹⁴⁾ 배출권 시장의 경직된 공급함수를 고려할 때 배출권 가격은 배출총량이 배출권 할당총량에 미달할 것인가 혹은 이를 초과할 것인가에 따라 0에서 벌금수준 사이에서 변동하게 된다. 배출총량이 배출권 할당총량과 정확히 일치하기는 확률적으로 희박하므로 배출권 가격은 0과 벌금수준 사이에서 심한 등락을 거듭할 가능성이 있다. 현실적으로 배출권의 공급에 유연성을 줄 수 있는 조치가 없다면 이러한 가격불안정은 매우 심각한 문제를 야기하게 된다.

배출권 시장가격의 불안정성을 완화시키기 위해서는 여러 가지 방법이 활용될 수 있다. 그중의 하나는 배출권의 이월(Banking)이다. 배출권을 주어진 이행기간 이후에도 사용하게 함으로써 배출총량이 배출권 할당총량보다 작은 상황이 발생하더라도 해당 이행기간의 초과공급이 가격을 0으로 하락하게 만드는 상황을 피할 수 있다. 또한 배출권의 차입(Borrowing)을 허용할 경우에는 반대의 경우(즉, 배출총량이 배출권 할당총량을 초과함으로써 배출권 가격이 상한선(벌금수준)까지 치솟는 경우)에 가격불안정을 해소할 수 있다. 배출권의 이월과 차입은 이처럼 가격 불안정성을 완화하면서 동시에 이행기간간에 배출삭감노력을 효율적으로 배분할 수 있게 하는 장점도 갖는다. 하지만 이월과 차입의 무제한적 허용(특히 차입의 경우)은 배출삭감 유인을 약화시키고 배출삭감효과를 감소시킬 수 있기 때문에 적절한 규제가 필요하다. 무엇보다도 미래의 차기 또는 차차기 이행기간의 배출권 공급에 대한 정부의 명확한 계획이 확정되지 않는 경우에 이월 및 차입의 경제적 가치가 매우 불확실하게 되고, 시장의 불안정성을 완화하는데 의미있는 역할을 하지 못할 수 있다.

배출권 시장의 가격 불안정성을 보다 직접적으로 완화시키는 방안으로는 배출권 가격의 상한 및 하한에 대한 직접적 규제를 들 수 있다. 예를 들

14) EU ETS의 경우 배출권량에 상응하는 배출권을 확보하지 못했을 경우에 받게 되는 벌금은 1단계 기간의 경우 이산화탄소 톤당 40유로이며, 2단계(2008-2012년)에서는 100유로이다. 따라서 이론적으로 1단계 기간의 배출권 시장가격은 이론적으로 40유로를 넘을 수 없으며, 2단계에서는 100유로를 넘을 수 없다.

어 배출권의 최고가격(price cap)과 최저가격(price floor)을 설정하고, 배출업소는 필요한 경우 규제자로부터 최고가격으로 배출권을 구입(규제자는 배출권을 추가로 발행하여 판매)할 수 있으며, 또한 필요할 경우 규제자에게 최저가격을 배출권을 판매(규제자는 이를 구매하여 폐기하거나 추후에 시장에 재판매함)할 수 있도록 할 수 있다. 이와 같은 배출권 가격규제는 시장가격을 최고가격과 최저가격 사이로 유지함으로써 배출권 시장의 안정성을 높일 수 있다. 또한 배출권 거래제의 총량적 배출허용한도가 배출업소의 삭감능력(비용)에 대한 부적절한 예측을 토대로 결정될 경우 시장가격의 지나친 상승이나 하락을 초래하는 위험에 대해서도 이를 교정하는 보완적 수단이 될 수 있다. 규제자가 배출업소의 배출삭감능력을 정확히 알기는 어렵다는 현실을 고려할 때 이러한 정책실패의 위험 완화는 매우 중요하다.

온실가스 배출관리와 같이 해결하고자 하는 문제의 성격이 장기적인 경우 가격의 안정성은 특히 중요하다. 국제기후협상은 물론 대다수 국제연구기관에서도 ‘안정적’이고 ‘장기적’인 국제적 탄소가격 형성을 가장 중요한 정책방향의 하나로 제시하고 있다. 기후변화와 같이 장기적인 문제를 해결함에 있어서 중장기적인 기술개발 및 투자는 그 역할이 매우 크며, 이를 효율적으로 유도하기 위해서 안정적인 가격 시그널의 제공이 필수적이다. 만일 배출권 시장 가격이 등락을 거듭한다면 중장기적인 기술개발 및 투자의 유인을 제공하는데 큰 장애가 될 뿐만 아니라, 배출업소의 수익성 관리에도 불필요한 위험을 추가함으로써 경제시스템의 효율성을 크게 훼손할 수 있다.¹⁵⁾

15) 배출업소는 배출권 구입비용이나 삭감비용 등의 직접적 배출관리비용 뿐만 아니라 배출권 시장의 불안정성에 대비하기 위해 선물이나 옵션과 같은 파생상품의 구입이나 컨설팅 비용 등의 위험 프리미엄(risk premium)을 추가로 지불해야 한다. 이처럼 배출업소가 지불해야 하는 위험프리미엄은 배출권 시장의 불안정성이 클 수록 더욱 커지게 된다.

4. 기타 고려사항

현재의 교토의정서상에서 우리나라는 감축의무를 부담하는 부속서 I 국가군에 속해 있지 않다. 우리나라가 국제 온실가스 총량규제의 적용을 받는 시기(총량적 감축의무 부담)는 빨라야 5년후(2013년)이며, 그 이후가 될 가능성도 있다.¹⁶⁾ 따라서 어떤 방식의 배출권 거래제도를 적용할 것인가는 앞으로 많은 연구와 논의가 진행되어야 할 것이다. 하지만 비록 짧은 시간이 남아 있을지라도 배출권의 초기할당 등 주요 사안에 대해서는 가급적 조기에 정책방향을 제시함으로써 경제주체의 합리적 대응(사전준비 등)을 유도하고 정책의 효율성을 높일 수 있다. 이러한 점에서 미래의 배출권 거래제도 도입방향에 대해서는 광범위한 의견수렴과 심도있는 연구분석을 통해 빠른 시일내에 기본방향을 제시할 필요가 있다.

앞에서는 강제적 총량규제를 이행한다는 가정하에서 주요 정책방향을 살펴보았다. 현재 우리나라가 국제적인 온실가스 감축의무나 감축 인센티브¹⁷⁾를 갖고 있지 않은 상황임을 고려할 때 이러한 강제적 배출권 거래제도를 조기에 시행할 가능성은 높지 않다. 따라서 강제적인 온실가스 배출권 거래제는 제2차 혹은 제3차 이행기간에 가능할 것을 예상되는 우리나라의 국제 온실가스 감축의무 부담단계에서 실현가능성이 높다.

최근의 국제 기후협상 동향을 보면 선발개도국의 경우 교토의정서 체제(고정총량 배출한도)와 달리 다양한 인센티브 방식의 국가목표가 논의되고 있다. 예를 들면 선발개도국의 경우 국가 전체 혹은 부문단위에서 온실가스 관리목표를 설정하고 이를 초과달성할 경우 그에 상응하는 초과삭감분

16) 교토의정서의 1차 의무이행기간은 2008-2012년이며, 2차 이행기간은 2013년부터 시작하는데 종료년도는 아직 확정되지 않았다. 2차 이후의 이행기간도 1차 이행기간과 동일하게 5년으로 결정될 경우 2018-2022년이 3차 이행기간이 된다.

17) 현재 교토의정서는 우리나라와 같이 감축의무를 부담하지 않고 있는 국가에 대해서도 주어진 절차에 따라 온실가스 감축실적을 인정받을 경우 이를 타국에 판매할 수 있는 청정개발체제(Clean Development Mechanism: CDM)를 허용하고 있다. 이에 따라 우리나라도 온실가스 감축에 대한 인센티브를 갖고 있는데, 이는 프로젝트나 프로그램 단위의 감축사업에 대해서만 한정되는 것이어서 국가나 부문 혹은 정책 단위의 감축노력에 대해서는 국제적인 인센티브가 없는 상황이다. 따라서 배출권 거래제도와 같은 정책수단에 대해서는 아직 인센티브가 제공되지 않는 상황이다.

을 국제 탄소시장에서 판매할 수 있도록 한다는 것이다. 이러한 인센티브 목표(incentive target 또는 no-lose target)방식에서는 목표를 달성하지 못할 경우 벌칙이 적용되지 않음으로써 개도국의 자발적 참여를 촉진한다는 취지를 갖는다. 인센티브 목표와 같은 정책수단이 적용될 경우 비록 강제적인 배출감소의무가 없다 하더라도 해당 국가는 강제적 배출권 거래제와 같은 총량적 관리방식의 도입을 통해 국가 혹은 부문 단위의 감축정책을 도입할 유인을 갖는다. 우리나라의 경우 현재 경제발전단계나 국가정책의 성숙도를 고려할 때 인센티브 목표와 같은 방식이 적용될 경우 강제적인 배출권 거래제의 적용을 통한 적극적인 배출관리가 효과적인 대안으로 검토될 수 있을 것으로 평가된다.

강제적 배출권 거래제 도입 이전에도 시범적 형태의 배출권 거래제 도입은 인프라 구축과 경험축적 등의 목적으로 시행될 수 있다. 우리나라의 경우 배출권 거래제라는 정책수단이 아직 시행된 경험이 없어 본격적인 강제적 거래제 시행 이전에 경험축적과 적용을 위한 시범적 실시의 가치가 클 것으로 보인다. 올해부터 시행되고 있는 수도권 대기오염물질 총량 규제 및 배출권 거래제도는 이러한 점에서 중요한 의미를 갖는다. 온실가스의 배출이 대기오염물질의 배출과 유사한 발생경로를 갖기 때문에 대기오염물질 배출권 거래의 시행은 온실가스에 대한 정책의 확대에 유용한 행정적 기반을 제공한다. 대기오염물질 배출권 거래제도와 온실가스 배출권 거래제도를 별도 추진한다는 것은 규제대상 기업이나 정부에 대해 지나친 중복 부담을 요구하게 된다. 대기오염물질 총량규제 및 배출권 거래제도의 인프라를 활용할 경우 온실가스 배출권 거래제도의 도입은 최소한의 추가적 부담(행정적, 경제적)으로 상당한 성과를 기대할 수 있다. 따라서 강제적인 온실가스 배출권 거래제 도입 이전에 수도권 대기오염물질 배출권 거래제의 시행을 확대하는 형태로 시범적인 온실가스 배출권 거래제를 실시하는 것이 과도기적으로 유용한 대안으로 평가된다.

강제적 배출권 거래제도 이전 단계에서의 시범적 실시에 있어서는 자발적 참여에 기초한 인센티브 경매가 대안으로 검토될 수 있다. 물론 미국

CCX의 사례에서와 같이 별도의 인센티브 지원 없이 자율목표 혹은 정부-기업간 합의를 통한 목표를 설정하고 이를 이행하는 수단으로서 배출권 거래제도를 적용할 수도 있다. 하지만 구체적 인센티브가 결여된 자발적 목표설정은 감축노력을 유도하기가 어렵게 되고 이는 배출권 거래제도를 통한 감축효율성 제고효과를 검증하기 어렵게 함으로써 시범사업으로서의 효용성도 떨어뜨린다. 따라서 UK ETS에서 적용되었던 인센티브 경매 방식과 같이 구체적인 재정적 인센티브에 기초한 감축목표 유도가 보다 효과적일 것으로 평가된다.

한편 사업장 온실가스 배출량 보고 및 인증제도의 정착은 배출권 거래제도의 시행 이전에 추진되어야 할 필수적인 정책 인프라이다. 배출량 보고·인증제도는 그 자체만으로도 산업계의 자발적인 온실가스 감축노력을 유도하는 효과를 거둘 수 있다. 또한 EU ETS의 시행경험에서도 볼 수 있듯이 배출량 자료 축적의 부족이 정부의 할당량 결정을 왜곡시키고 이는 배출권 시장의 붕괴를 초래할 수도 있다. 따라서 배출권 거래제도 시행 이전에 다년간의 걸친 배출량 보고·인증 제도 시행과 자료 축적이 필요할 것으로 판단된다.

참고문헌

- 국무총리실 기후변화대책기획단, 기후변화대응 종합기본계획, 2008
- 김용건·장기복, 국제 온실가스 배출권 거래제도의 파급효과 분석, 한국환경정책·평가연구원, 2008 (발간예정)
- 한국은행, 최근 우리나라의 산업별 온실가스 배출구조 분석 및 시사점, 보도자료 (2008년 7월 11일), 2008.
- 한국환경정책·평가연구원, 온실가스 배출저감 목표설정 및 배출권 거래제도 활용방안, 환경부, 2001.
- Edmonds, Jae, Michael J. Scott, et al., International emissions trading & Global climate change, Pew Center on Global Climate Change, 1999.
- Ellerman, A. Denny and Paul L. Joskow, The European Union's Emissions Trading System in Perspective, Pew Center on Global Climate Change, 2008
- Kim, Yong Gun and Kevin Baumert, Reducing Uncertainty through Dual Intensity Targets, Building on the Kyoto Protocol: Options for Protecting The Climate, WRI, 2002
- Kim, Yong Gun and Erik F. Haites, Greenhouse Gas Emissions Trading Schemes, Recent Development and Policy Recommendations for Korea, Korea Environment Institute, 2005.
- Metz, Bert et. al., Climate Change 2007: Mitigation, IPCC, 2007
- Oeko Institute, Is the CDM fulfilling its environmental and sustainable development objectives? An evaluation of the CDM and options for improvement, WWF, 2007.
- Point Carbon, Carbon 2008 - Post-2012 is Now, 2008
- Sandor, Richard, Pricing crude oil price volatility: can markets help?, Environmental Finance, September 2004
- UNFCCC, Investment and Financial Flows to Combat Climate Change, 2007
- World Bank, State and Trends of the Carbon Market, 2008

부 록

〈UNFCCC 등록 국내 CDM 사업 현황〉

번호	사업명	정부승인 (DOE)	CDM 등록	감축량 (천CO2/년)	배출권 발생 시기	Annex1 (배출권구매자)
1	울산화학 HFC 열분해	'04.7 (JQA)	'05.3	1,400	'03.1	일본, 영국
2	로디아 N2O 감축 사업	'05.9 (DNV)	'05.11	9,150	'06.9	프랑스, 일본
3	강원풍력발전 (98MW)	'05.12 (KEMCO)	'06.3	131	'06.12	일본
4	영덕풍력발전 (39.6MW)	'06.1 (KFQ)	'06.6	60	'06.1	일본
5	시화조력발전 (254MW)	'06.1 (DNV)	'06.6	311	'09.7	미정 (수자원공사)
6	동해태양광 발전(1MW)	'06.5 (BSI)	'06.8	0.7	'06.11	미정 (동서발전)
7	소수력발전 I (4.74MW)	'06.7 (DNV)	'06.10	20	'06.1	미정 (수자원공사)
8	소수력발전 II (3.125MW)	'06.8 (DNV)	'07.2	9	'08.1	미정 (수자원공사)
9	지역난방공사 연료전환	'06.7 (DNV)	'07.3	35	'08.1	미정 (난방공사)
10	수도권매립가스 자원화	'06.11 (DNV)	'07.4	1,210	'07.5	미정 (매립공사)
11	휴켄스 질산공장 N2O 제거사업	'06.11 (TUV)	'07.1	1,273	'06.12	미정 (카본CDM코리아)
12	양양풍력, 소수력발전 (3MW+1.4MW)	'06.11 (KEMCO)	'07.2	9	'07.1	미정 (중부발전)
13	남동전력 소규모발전	'06.11 (KEMCO)	'07.3	21	'07.11	미정 (남동발전)
14	대구매립가스 자원화	'07.01 (LRQA)	'07.8	500	'07.5	미정 (대구시)
15	방아머리 풍력발전	'07.02 (DNV)	'07.11	3	'07.1	미정 (수자원공사)
16	질산공장 N2O 제거사업	'07.02 (TUV)	'07.5	285	'07.07	일본
17	한경 풍력발전	'07.02 (KEMCO)	'07.10	29	'07.11	미정 (남부발전)
18	동부한농화학 N2O 저감	미정 (SGS)	-	282	'07.08	동부한농 (영국, 독일)

자료원: 환경부

온실가스 배출권 거래제도: 국제 동향과 시사점

2008년 11월 13일

김 용 권

한국환경정책·평가연구원

목 차

I. 온실가스 배출권 거래제도 추진동향

II. 온실가스 배출권 시장 전망

III. 국내 온실가스 배출권 거래제 도입상의 시사점

I. 온실가스 배출권 거래제도 추진동향

□ 교토메카니즘

- 교토의정서는 부속서 I 국가에 대해 2008-2012년간 온실가스 배출량을 1990년 대비 평균 5.2% 삭감하도록 의무화하고, 이행 효율성 제고를 위해 3개 시장 메카니즘 도입
- 국가별 배출한도에 대한 배출권 할당 및 거래(Emissions Trading)
- 비부속서 I 국가(개도국)에서 온실가스 감축사업을 통해 감축효과를 인정받을 경우 부속서 I 국가가 이를 의무이행에 이용(CDM)
- 부속서 I 국가간의 사업단위 크레딧 거래 (JI)

거래단위	메카니즘	1차 이행기간 중 활용 한도	이월(banking) 한도
AAU (Assigned Amount Unit)	Emissions Trading	한도 없음	한도 없음
ERU (Emissions Reduction Unit)	Joint Implementation (JI)	한도 없음	구매국 할당량의 2.5%
CER / tCER / ICER (Certified Emission Reduction)	Clean Development Mechanism (CDM)	t/ CRE의 경우 구매국 할당량의 1%	구매국 할당량의 2.5%
RMU (Removal Unit)	부속서 B국가의 흡수량에 대한 배출권	산림경영의 경우 국가별 한도 설정(마라케시 합의)	이월 불가능

I. 온실가스 배출권 거래제도 추진동향

□ 유럽연합 배출권거래(EU ETS)

- 교토의정서 이행을 목표로 역내 1만2천여개 배출업체를 대상으로 강제적 배출권 거래 시행
- 철강, 전력, 화학 등 다배출업체가 주요 대상이며, 총 이산화탄소 배출의 45% 규제
- 2005-2007년간 1단계 시행 종료, 2008-2012년간 2단계 시행중
- 무상할당 + 일부 경매: 경매한도 5% (1단계)→ 10% (2단계)
- 일정 한도내에서 CER 및 ERU 사용 가능, 2단계부터 이월 허용

□ 기타

- 2002-2006년간 대상으로 Incentive auction (£2억) 및 Climate Change Levy Agreement를 통한 배출권 거래 시행(UK ETS)
- 노르웨이도 2005년부터 배출권 거래 시행 - EU ETS에 통합 예정
- 호주 뉴사우스웨일즈('05~), 일본('06~) 뉴질랜드('08~)도 거래제 도입

I. 온실가스 배출권 거래제도 추진동향

□ 미국

- Chicago Climate Exchange (CCX): 자발적 참여 기업간의 온실가스 감축의 무 이행수단으로 배출권 거래제 도입
- 2009년부터 동부 10개주에서 전력분야에 대한 이산화탄소 총량규제 및 배출권 거래 시행(Regional Greenhouse Gas Initiative)
 - 1,256만5천여톤에 대한 1차 경매 시행(9월 25일)
- 캘리포니아 등 서부 6개주와 캐나다 2개주가 2020년까지 2005년 대비 온실가스 15% 감축 선언(Western Climate Initiative)
 - 배출권 거래제 시행방안 설계중
- Lieberman-Warner Climate Security Act가 위원회 심의 통과 후 부결
 - 2012년부터 배출총량규제 및 배출권 거래: 배출원의 80% 규제
 - 배출총량 2050년까지 70% 삭감
 - 경매할당비율 26.5%(2012년)에서 점진적 확대
 - 15% 한도내에서 해외 배출권(인무이행국가 발행) 구입 허용
 - 감축노력이 약한 다배출국가로부터의 수입업체에 배출권 제출 요구 가능

I. 온실가스 배출권 거래제도 추진동향

□ EU ETS 및 CDM을 중심으로 시장 규모 급증

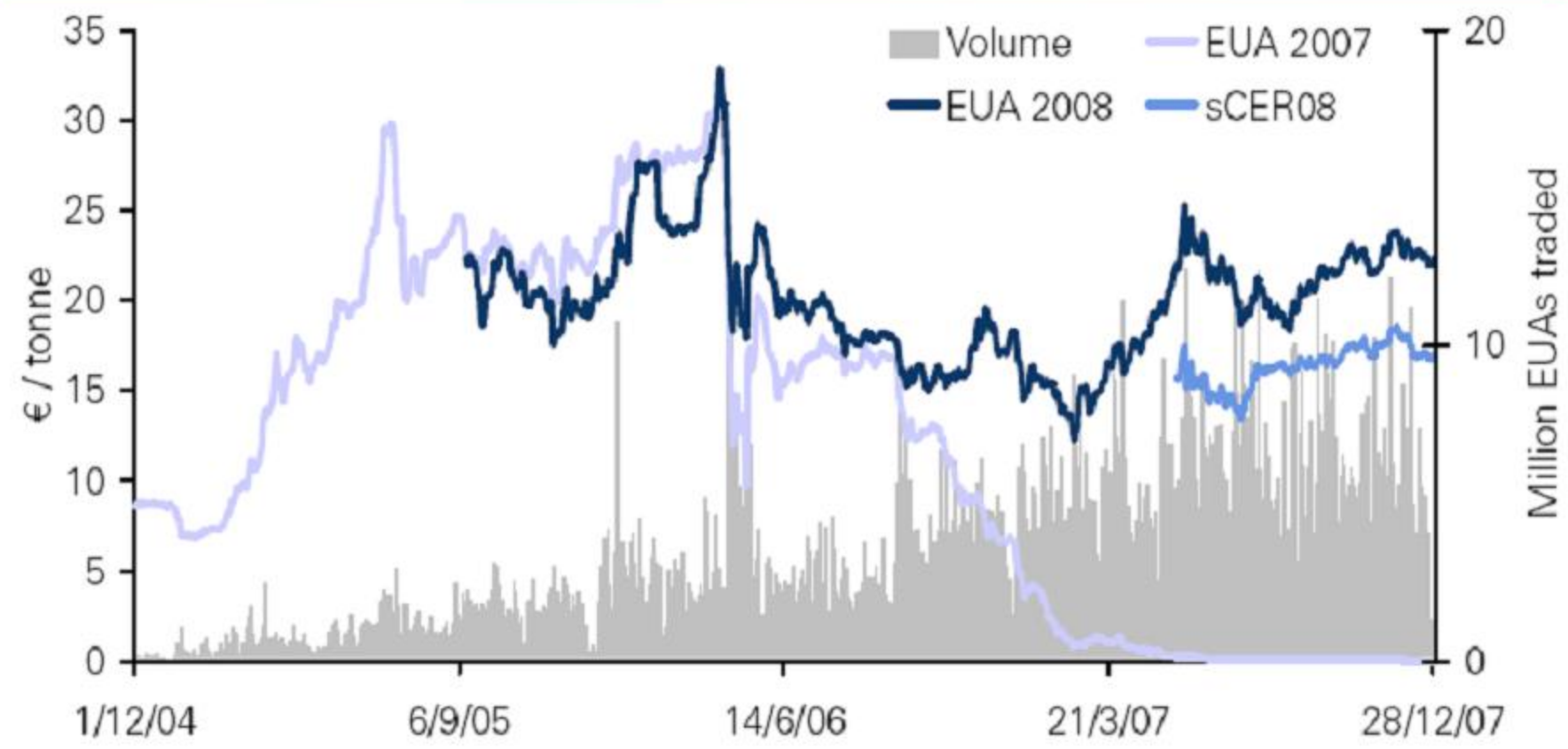
- 2007년 거래량 29.8억톤, 거래액 640억불
 - 전년대비 거래량 71%, 거래액 2배 증가
- EU ETS가 거래량의 69%, 거래액의 78% 점유
 - 1단계의 거래가격은 최고 톤당 30유로까지 급등했다가 0.03유로로 급락하였으나 2단계 시장은 안정적 가격 형성
- CDM은 거래량의 27%, 거래액의 20% 점유
 - 중국(최저가격제 시행)의 비중이 절대적이며, 14-17유로/톤 가격 형성
 - 국내 CDM 사업 19건 UNFCCC 등록: 예상 CER 220백만톤 규모로 세계 4위 수준

□ 탄소펀드, 탄소거래소, 탄소금융 및 컨설팅 사업 활성화

- 54개 탄소기금(자본금 62.5억유로) 운영
- European Climate Exchange (ECX, 런던) 등 거래소 경합
- 선물, 옵션 등 파생상품 및 금융/컨설팅 산업 확대
 - Point Carbon은 유료정보서비스 수익만 연간 1,800만유로 추정

I. 온실가스 배출권 거래제도 추진동향

□ EU ETS 배출권 및 CER 가격 추이



Source: Point Carbon's Carbon Market Trader

II. 온실가스 배출권 시장 전망

□ CDM/JI 및 EU ETS를 중심으로 시장 확대 지속

- EU ETS는 노르웨이, 스위스, 터키 등으로 지역을 확대하고 항공부문 등으로 확대 전망
 - 2013년부터(3단계) 하향식 할당방식 적용, 경매 할당 비중 확대(특히 전력산업), 국제경쟁력 약화 방지대책 등 추진중
- 교토의정서 인무이행을 위한 부속서 I 국가인 교토메카니즘 수요는 매년 400-850백만톤 규모로 추정
 - 2007년까지 총 수요의 45% 가량 해소
 - 항공부문 추가규제, 미국(RGGI 등)의 CER 수요 등이 잠재적 수요확대 요인
 - 캐나다의 CER 사용한도 및 가격상한 정책에 따른 수급여건 변화 가능
- 현재 예상되는 CER/ERU 공급이 부속서 I 국가인 수요를 상회
 - 러시아, 우크라이나 등 동유럽 국가 잉여배출권의 대량 이월 예상
 - AAU 판매수입의 기후관련 재투자(GIS)를 통한 공급 확대 가능성
 - 향후 협상에 따라 CDM 공급확대 가능: Program CDM, 신규 공장 HFC 소각, CCS, 비부속서 I 국가인 CER 이월 등

II. 온실가스 배출권 시장 전망

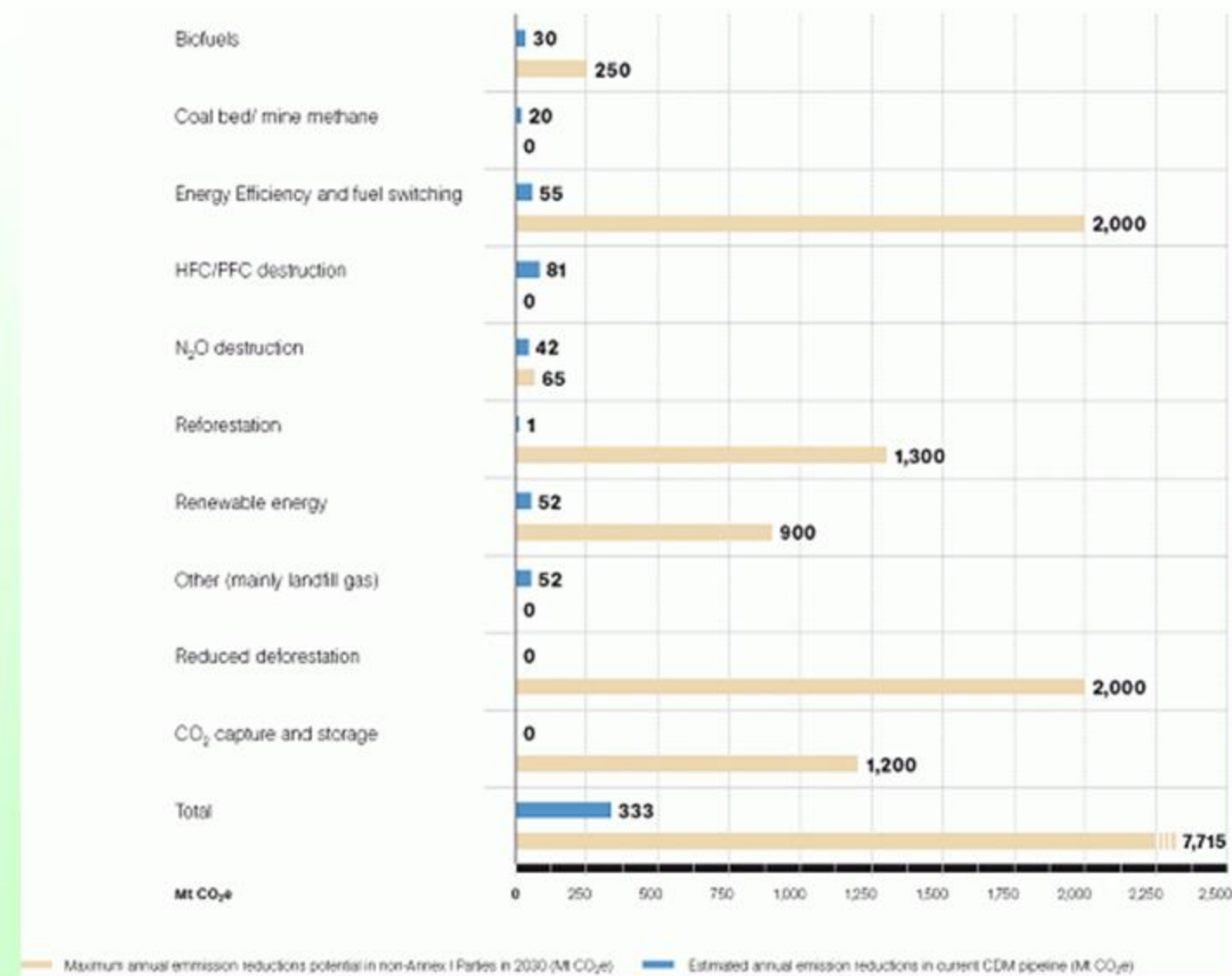
□ 2012년 이후의 CDM 시장은 발리로드맵 협상 결과의 의존

- 감축의무 참여국 범위, 감축의무 강도 및 국가간 분배, 개도국의 시장참여 방식 및 범위 등에 대한 협상이 2009년까지 완료 예정
 - 부속서 1 국가(의무부담국) 의무강도, 대상국 확대 혹은 제3그룹 도입
 - 한국, 멕시코 등 선발 개도국의 감축의무 부담 강도
- CDM 시장규모는 선진국 의무강화 수준에 비례
 - 주요 분석모형의 시뮬레이션 결과 2030년 기준 60억톤/년의 CER 수요 (가격 16-17달러/톤) 예상
 - UNFCCC(2007)는 4~60억톤, 14-34달러/톤 전망 (2030년 기준)
- CDM 규칙의 개혁/개선 및 수급균형 확보가 협상의 쟁점
 - CDM의 환경적 건전성(Additionality) - 약
 - CER 할인(Discounting)
 - 대상사업 영역 조정: CCS, REDD, HFC 소각, Policy/Sector CDM, No-lose target 등

II. 온실가스 배출권 시장 전망

- 장기적으로 전세계 온실가스 배출권 자산가치는 최대 1조달러 상당
 - 2000년 전세계 배출량 수준이 전량 배출권화하고 시장가격이 \$30/톤 수준으로 형성된다는 가정하에 전세계 배출권의 화폐가치는 약 1조1천7백억불(2000년 GDP의 3.3%)에 달함.
 - 현물가격의 약 10% 수준으로 추정되는 원유시장에서의 무위험 옵션(Call+Put) 시장가격 적용시 1천억불 이상의 위험관리 금융비용 유발 가능
- UNFCCC는 온실가스 감축을 위한 신규투자 규모가 2030년 기준 3천8백억불/년에 이를 것으로 전망
 - 수송 879억불, 원자력/신재생 853억불, CCS 632억불, 건물/폐기물 517억불 등
 - 미국(23%), 중국(20%)의 비중이 높고 한국은 1.5% 점유 예상
 - 송배전 및 화석연료 공급/발전 부문에서는 2천2백억불의 투자전환 필요
 - 배출권 거래 부과금, 국제항공/운수 배출량 경매, 항공여행부담금, 토빈세(0.01%) 등의 재정확보/지원방안 제시

II. 온실가스 배출권 시장 전망 (CDM 시장규모)



III. 국내 배출권 거래제 도입에 대한 시사점

□ 적용대상 및 정책 조합(Policy Mix)

- 거래비용, 행정비용, 위험관리비용 등을 고려할 때 소규모 배출원은 강제적 시행 대상에서 제외
 - 온실가스 비중 55.4%를 점유하는 전환 및 산업부문(산업공정 배출량 포함시 66.4% 점유)의 중대규모 친중배출원에 대한 적용 가능
 - 합석연료 수입/생산업체(상류부문)에 대한 적용 가능
 - ❖ 하류부문의 탄소집약도 개선노력에 대한 Baseline-and-Credit 병행 필요
- 전력/열 부문: 생산 혹은 소비에 대한 중복규제 예방
 - 전력요금관리, 발전차액지원 등 다양한 정부규제 현실과 타부문과의 기술특성 차이, 유출(leakage) 가능성, RPS 규제 일정 등 고려
- 부문별 특성을 고려한 거래제 적용 여부 및 방식의 선택
 - 수송부문: 'CAFE + 배출권 거래' / 탄소세 / 자동차 배출허용기준
 - 공공/상업: 중대형 건물 및 자자체에 대한 배출권 거래 / 탄소세
 - 소비자: 자발적 탄소포인트 제도(CO2 신용카드) / 탄소세

III. 국내 배출권 거래제 도입에 대한 시사점

□ 조기할당방식 유형

- Grandfathering: 정치적 수용성 높으나 오염자 형재이윤, 진입/퇴출 효율성 왜곡 우려
- Updating: 원단위 목표안 유사, 산출물 시장왜곡 가능성
- Auction: 산업계의 경제적 부담 높음. 경매수입의 활용방식 설계가 중요
- Incentive auction: 자발적 참여유인 제공, 역선택 우려

□ 효율성 왜곡을 최소화하기 위해서 경매할당원칙이 바람직함.

- 정치적 수용성 및 산업부문의 적용/학습을 위해 과도기적인 무상배분 또는 감축목표 강도 조절 필요
- 자발적/시범적 단계에서의 인센티브 경매
- 경매를 통한 재원은 규제대상의 재정부담을 완화하고 효율적 경제활동을 저해하는 조세구조의 개편에 활용

III. 국내 배출권 거래제 도입에 대한 시사점

□ 배출권 거래제도의 경제적 파급효과 (예시)

- ❖ 전세계적 CO2 규제(BAU 대비 동일 비율 삭감)의 경제적 파급효과를 OECD의 CGE 모형 ENV-Linkages 모형으로 분석 (KEI, 2008)
 - ✓ '09년부터 누진적 삭감으로 2030년 기준 36% 삭감 가정
- 국제 CO2 규제는 생산/소비 감소 및 유가 하락 초래
 - 우리나라는 교역조건 개선으로 GDP 감소효과가 상대적으로 낮음.
- 국제 배출권 거래제의 도입은 모든 지역에서의 감축비용(실질 GDP 손실 + 국제 배출권 거래수지)을 완화
 - 국제 배출권 거래로 청정에너지로의 전환 촉진
 - 한국 등 일부 지역의 경우 실질 GDP 증가에도 불구하고 국제 배출권 수지 및 교역조건 악화, 물가상승 등으로 실질 소비 감소
- 국내 배출권 무상분배는 에너지수출국의 경제성장을 촉진하는 반면 선진국 및 한국 등의 경제성장을 둔화시키는 경향을 보임
 - CO2 배출집약도가 높은 전력부문의 생산비용 감소 및 생산량 확대
 - 우리나라의 경우 실질 GDP, 소비, 물가, 교역조건 모두 악화

III. 국내 배출권 거래제 도입에 대한 시사점

- 장기적으로 안정적인 가격시그널 제공을 위해 가격 불안정성을 완화하기 위한 이월(banking), 가격상한(price cap) 등 보완수단 적용
 - 배출권 시장의 공급 경직성으로 가격 불안정성 우려
 - EU ETS의 가격변동성은 27~161으로 천연가스 55~138, 원유 24~32, 석탄 8~22, 전력 35~105 등 보다 낮지 않음.
 - 제한적 차입(borrowing), 가격하한(price floor) 등 병행 검토
- 온실가스 배출량 보고 및 인증제도의 조기 의무화 필요
- 수도권 대기 배출권 거래의 인프라 활용
- 부문/정책(sector/policy) 단위 CDM을 통한 과도기적 성장동력 확보 가능성에 대한 전략적 고려
 - 우리나라의 기존 CDM 수혜국 지위에 대한 국제적 비난 가시화
 - 국가 및 부문 단위의 온실가스 집약도 목표 채택을 전제로 부문/정책 CDM 및 CER 할인을 통해 국제사회 기여도 제고와 저탄소 기술 기반구축의 기회 창출 가능성 검토