



하수처리시스템 온실가스 저감활동에 대한 CDM 사업 적용에 관한 연구

An Application of CDM Project for Greenhouse Gas Reduction Activities in the Wastewater Treatment Systems

곽인호¹ · 황용우^{2*} · 조현정² · 박광호¹

Kwak, In Ho¹ · Hwang, Young Woo^{2*} · Jo, Hyun Jung² · Park, Kwang Ho¹

1. (주)YESSorg, 2. 인하대학교 환경공학과

(접수 2010년 2월3일 ; 수정 2010년 6월3일 ; 채택 2010년 6월10일)

Abstract

In general, wastewater treatment systems consume high-energy consumption depending on operation characteristics of the facilities. Therefore, greenhouse gas(GHG) reduction activities that are application of digestion gas, induction of renewable energy etc. are conducted to reduce energy consumption and to increase energy independence ratio. In this study, GHG reduction in wastewater treatment system identified, searched application of Clean Development mechanism(CDM) approved methodology. If the methodologies apply to GHG reduction activities such as application of digestion gas, heat pump system using the wastewater as heat source, hydropower using the methodology determined CDM applicability, otherwise through several assumptions calculated expectable GHG reduction emissions and determined CDM applicability. As a result, the order of calculated GHG reduction emission showed that collected and energy generation of digestion gas is 66,775 tCO₂/yr, gas engine cogeneration system is 8,182 tCO₂/yr, heat pump system using the wastewater as a heat source is 72,715 tCO₂/yr, and hydropower is 561 tCO₂/yr. Consequently, the order of calculated Certified Emission Reductions(CERs) benefit showed that heat pump system using the wastewater, as a heat source is 1,381 million won/yr was estimated as the highest, followed by a collected and energy generation of digestion gas is 1,268 million won/yr.

Key words : CDM, CO₂, GHG reduction activities, energy independence ratio, wastewater treatment systems

주제어 : CDM, CO₂, 청정개발체제, 이산화탄소, 온실가스 감축 활동, 에너지 자립율, 하폐수처리시스템

1. 서론

기후변화협약이 체결되면서 지구온난화에 대한 관심이 급증하기 시작한 이래로 2005년 교토의정서가 발효되고, 교토메카니즘이 채택됨에 따라 CDM(Clean Development Mechanism) 사업이 가능해 지면서 시장의 가치가 본격적

으로 드러나기 시작하였다. 특히, 2005년 2월 Unilateral CDM 사업이 추진 가능해지면서 전세계적으로 CDM 사업이 지속적으로 증가하고 있으며, UNFCCC(United Nation Framework Convention on Climate Change)에 등록된 사업은 총 2,024건에 이르며 2010년 1월 28일 기준 예상 CER(Certified Emission Reductions)은 341,027 ktCO₂

* Corresponding author Tel:+82-32-860-7501, Fax:+82-32-872-8756, E-mail: hwangyw@inha.ac.kr(Hwang, Y.W.)

이고, 국내에서는 총 35건이 등록되었으며, 예상 CER은 14,865 ktCO₂ 이다(http://cdm.unfccc.int).

2007년 우리나라 온실가스 총배출량은 620백만 tCO₂로 2006년 대비 2.9% 증가한 가운데 배출량 증가율은 확대되고 있으며(지식경제부, 2009), 제 2차 의무행기기간인 2013년 이후, 우리나라는 감축의무국으로 지정될 가능성이 매우 높을 것으로 전망되고 있다(에너지경제연구원, 2008). 이에 따라 에너지의 97%를 해외수입에 의존하는 국내의 경우 원자력 에너지에 대한 역할정립, 산재생에너지 보급 확대, 에너지 기술개발을 통한 에너지 안보 확충과 기후변화 협상에 대한 적극적 대응으로 저탄소형 에너지 시스템 구축의 필요성이 증대하고 있는 실정이다. 특히, 공공하수처리시설은 하수처리설비의 모든 부문이 에너지 소비와 연관되어 있어 에너지 절감을 위하여 많은 노력을 기울이고 있다(박 등, 2007).

에너지 다소비원인 공공하수처리시설의 기후변화협약에 대비한 역할이 증대되면서 하수처리과정을 이용한 재생에너지 생산, 부지를 활용한 재생에너지 생산, 고효율 에너지 절감 설비 적용 등의 에너지 자립 활동을 통한 온실가스 저감 활동이 이루어지고 있다.

전세계적으로 하폐수처리시스템에서의 CDM은 2009년 10월 현재 59건(약 3.2%)이 등록되어 있으나, 국내 등록 및 추진 건수는 존재하지 않아 하수처리과정에서 온실가스 감축활동에 대한 CDM 사업화는 미비한 실정이다.

본 연구에서는 국내 하폐수처리시스템에서 이루어지는 온실가스 저감활동을 살펴보고, 이를 온실가스 감축사업으로 사업화하는 경우 CDM 사업의 적용가능성에 대하여 항목 별로 검토하였다.

2. 연구수행방법

2.1 하·폐수처리시스템 온실가스 저감활동 규명

하폐수처리시스템에서의 온실가스는 주로 하수 내에 포함된 유기성분의 분해 및 처리과정에서 배출되며, 주요 배출되는 온실가스로는 소화조 및 농축조에서 배출되는 CH₄와 포기조 및 탈질조에서 배출되는 N₂O가 있다. 간접 배출원으로는 슬러지의 소각, 매립, 해양배출이 있으며, 국내 하수처리장의 온실가스 배출량은 2006년 기준으로 IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 배출량 산정 기준을 적용하였을 때 **Table 2.1**과 같이 약 195만 tCO₂가 배출되는 것으로 나타났다. 이 배출량은 간접 배출량을 포함하여 산정되었고 소화조에서 재활용되는 메탄가스 약 120만 tCO₂는 배출총량에서 제외한 값이다(환경부, 2008).

하폐수처리시스템에 대한 온실가스 저감활동은 크게 처리공정상에서의 온실가스 저감, 산재생에너지 생산을 통한 에너지 공급, 하폐수처리시스템 건설 및 운영 시 에너지 절감 설비 적용의 세 가지로 구분할 수 있다.

(1) 처리공정상에서의 온실가스 저감

하폐수처리시스템의 주요 배출 온실가스 중 메탄은 슬러지 처리과정인 혐기성 소화과정에서 주로 배출된다. 온실가스 저감을 위하여 혐기성 소화조를 호기성 처리설비로 바꾸는 과정을 통해 소화설비에서 배출되는 메탄 발생을 억제하는 방법을 생각해 볼 수 있으나, 이는 많은 비용과 함께 메탄가스의 발생을 완전히 배제할 수 없는 단점이 있기 때문에 주로 이용되는 방법은 아니다. 주로 이루어지는 방법으로는 소화조에서 발생하는 소화가스를 포집하여 메탄 배출을 억제하고 포집된 메탄가스를 에너지원으로 활용하여 처리장 내 난방용 또는 인근 지역 공장 등에 산업용 연료공급 및 발전시설에 활용하는 방법, 슬러지를 건조하여 슬러지 소각로 보조 연료로 사용하는 건조슬러지 자원화 방법, 바이오가스의 메탄 함량을 높이는 정제과정을 거쳐 바이오메탄으로 자동차 연료와 도시가스 등으로 활용 등을 들 수 있다.

Table 2.1 국내 하수처리장의 온실가스 배출량 산정결과

유입 BOD 부하(BOD t/yr)		1,247,706.1	
유입질소(TN)부하(TN t/yr)		244,318.5	
N ₂ O 배출량(N ₂ O t/yr)		1,919.6	
메탄 배출량 (CH ₄ t/yr)	유기물(CH ₄ t/yr)		
	슬러지 (CH ₄ t/yr)	소각	3
		매립	895
		해양투기	25,949
합계		64,278	
온실가스배출량(tCO ₂ /yr)		1,944,728	

출처 : 환경부, 2008, 기후변화에 대비한 공공하수도시설 에너지 자립화 타당성 조사 연구

포기조 및 탈질조에서 발생하는 N₂O는 처리 공법별 발생량 추정이 달라지며, 기존에 처리설비가 갖추어지지 않은 경우 처리 공법을 바꾸거나 새로운 설비를 갖추어야 한다. 이런 경우 많은 비용이 소요되며 운영 역시 쉽지 않아 현재 진행되고 있는 수준은 미흡한 실정이다. 따라서 본 연구의 범위에서는 제외하였다.

(2) 신·재생에너지 생산을 통한 에너지 수급

하수는 지하에 매설된 관거를 통해 흐르고 있으므로 외기의 영향을 받는 정도가 적다. 대개 동절기 10℃에서 하절기 25℃ 정도이고 일교차도 2℃ 정도로 수온이 안정되어 있을 뿐만 아니라, 여름은 차갑고 겨울은 따뜻한 특징이 있어, 하수를 열원으로 한 히트펌프는 공기열원 열펌프보다 냉매와의 온도차가 크게 되므로 열교환 효율이 좋다(장 등, 2004). 따라서 하수열을 회수하여 냉난방시스템에 활용함으로써 기존 냉난방시스템에 이용되던 화석연료의 대체효과를 얻을 수 있다.

같은 맥락으로 송풍기에서 발생하는 폐열을 회수하여 에너지를 수급 하는 방법을 생각해 볼 수 있으나 해당 설비의 설치 타당성 유무의 판단이 우선적으로 이루어져야 하며 설치 운영된 실례가 미비하기 때문에 고려 대상은 아니다. 신·재생에너지 생산을 통한 에너지 수급 방법으로 하수처리장에서 방류되는 방류수의 낙차를 활용한 소수력 발전을 들 수 있다. 소수력 발전은 물의 낙차에 의한 위치 에너지로 수차를 회전시켜 발전기를 통해 전력을 생산하는 방식이므로 물의 수량이 많고 물의 낙차가 클수록 많은 전력을 생산할 수 있다. 따라서 소수력 발전 설비 설치에 대한 타당성 유무를 판단하기 위해서는 사용수량, 유효 낙차, 발전용량 등의 검토가 이루어져야 한다.

하폐수처리시스템의 특성상 넓은 부지를 필요로 하기 때문에 침전지 및 하수처리장의 넓은 부지를 활용하여 태양광, 태양열, 풍력, 지열 등의 신·재생에너지 생산 시설을 설치 및 운영함으로써 에너지 수급에 기여할 수 있다. 그러나 이러한 신·재생에너지 생산 시설은 하폐수처리시스템에만 적용 가능한 시스템은 아니기 때문에 하폐수처리시스템의 범위에 부합되지 않는다. 따라서 별도 사업으로 설정하여 CDM 사업을 수행하는 것이 바람직하다.

(3) 에너지 절감 설비 적용

국내 2007년 기준 공공하수처리시설에서 사용되는 전력은 연간 총 전력사용량의 0.5%인 1,812 GWh를 차지하며 하수처리 시설에서 사용되는 에너지 중 전력이 전체 에너지 소비의 98.6%를 차지하는 에너지 소비 시설이다(김 등, 2008). 일반적으로 하폐수처리시설에서 에너지를 소비하는 분야는 기계 및 전기설비를 들 수 있으며, 기계설비는 펌프장 설비, 수처리 설비, 슬러지처리 설비, 고도처리 설비 및 기타 설비로 크게 구분된다.

하폐수처리과정은 크게 수처리 공정과 슬러지처리 공정으로 구분되며, 이 두 공정에서 에너지가 많이 소비되는 부분은 각종 설비를 운전하는데 필수적인 펌프 및 송풍기류, 가온장치, 슬러지탈수장치 및 탈취설비이며, 부수적으로는 하수처리장내 공기조화시스템을 포함한다. 따라서 에너지 절감을 위하여 하폐수처리시설 전력소비량의 약 40% 이상을 차지하는 포기용 송풍기, 방류펌프 등을 포함한 시설 및 설비에 대하여 에너지 절감설비에 대한 기술개발, 송풍기, 방류 펌프 등 에너지 소비 설비를 에너지 절감 설비로의 교체, 그리고 신규 건설 하폐수처리시설에 에너지 절감 설비를 적용한 설계 및 시공 등의 방법을 적용할 수 있다.

Table 2.2 하·폐수처리시스템 온실가스 저감활동별 CDM 적용방법론

구분	번호	방법론명	범주
소규모 방법론	AMS III.H	Methane recovery in wastewater treatment	13
	AMS III.I	Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic systems by aerobic systems	13
대규모 방법론	AM0025	Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes	1,13
	AM0039	Methane emissions reduction from organic waste water and bioorganic solid waste using co-composting	13
	AM0053	Biogenic methane injection to a natural gas distribution grid	1,5
	AM0069	Biogenic methane use as feedstock and fuel for town gas production	1,5
통합 방법론	ACM0014	Mitigation of greenhouse gas emissions from treatment of industrial wastewater	13

출처 : UNFCCC CDM Homepage, <http://cdm.unfccc.int/>

2.2 하·폐수처리시스템 온실가스 저감활동 CDM 적용 방법론 검토

앞 절에서 검토한 하·폐수처리시스템에 적용 가능한 각 온실가스 저감활동에 대하여 저감활동별 CDM 적용 방법론을 검토하였다. 하·폐수처리시스템 온실가스 저감활동별 CDM 적용 방법론은 **Table 2.2**에 나타난 것과 같이 폐기물 처리, 에너지 생산과 관련하여 총 7개(소규모 2개, 대규모 4개, 통합 1개)가 존재하며, 각 방법론을 규모별로 구분하여 적용 가능성을 검토하였다. 7가지 CDM 적용 방법론 이외에 전력 사용자에게 의한 전기 생산(AMS I.A), 사용자를 위한 열에너지(AMS I.D), 재생 자원을 이용한 계통연계 발전(Grid-Connected Electricity)에 대한 통합 베이스라인 방법론(ACM0002) 등은 폐기물 처리 및 에너지 생산과 관련된 공통 적용 방법론이므로 본 연구에서는 제외하였다. 각 방법론은 특정 사업 위주로 작성되어 있고 CDM 사업의 특성상 저개발국가에서 적용된 것이어서, 일정 수준 이상의 설비와 처리체계를 구축하고 있는 국내 현실에 바로 사용하기에는 무리가 따른다. 따라서 기존 방법론의 사용은 대상 사업의 특성과 적용가능성을 고려하여 이루어져야 한다.

2.3 하·폐수처리시스템 온실가스 저감활동 CDM 적용 가능성

2.3.1 하·폐수처리시스템 온실가스 저감활동 CDM 적용 가능성 진단

2.1절의 하·폐수처리시스템의 온실가스 저감활동과 2.2절의 CDM 적용 방법론 검토 결과를 바탕으로 적용가능한 방법론이 존재하는 저감활동과 방법론 부재로 적용이 어려운 저감활동, 그리고 방법론이 존재하나 적용하기에 무리가 있는 저감활동으로 구분하여 CDM 사업 적용 가능성을 진단하였다.

(1) 적용가능한 방법론이 존재하는 저감활동

AM0039 방법론은 호기성 처리를 주로 이용하는 국내 상황에 적용하기에는 무리가 있다. AM0053 방법론과 AM0069 방법론의 경우 우선적으로 발생된 소화가스를 천연가스 수준으로 정제하는 단계 후 해당 가스에 활용에 관한 사항이므로 하·폐수처리시스템 자체적으로 활용할 수 있는 방법론은 아니다.

소화시설을 갖추고 있거나 소화시설을 신설할 계획에 있는 하·폐수처리시스템에서는 소화가스의 메탄 회수 및 포집, 소화가스를 소화조 가온, 건조용 연료 활용, 발전을 통한 전력생산과 같은 온실가스 저감활동에 대해서 ACM0014, AM0025, AMS I.A, C, D 등의 방법론이 적용 가능하다.

또한, 국내 하수처리장의 입지 여건상 대규모의 부지를 확보하고 있으므로 태양열, 풍력, 지열 등의 신·재생에너지 적용을 위한 여건을 갖추고 있고 유입된 하·폐수는 처리를 통하여 외부로 방류되고 있으므로 이를 활용한 소수력발전 역시 ACM0002, AMS I.D 등의 방법론을 적용하여 CDM 사업의 대상이 될 수 있다.

국내 전력 공급체계 및 국제 CDM 사업현황을 고려할 때 소수력을 포함한 신·재생에너지 분야는 CDM으로 추진될 수 있지만, 태양광, 풍력 등의 신·재생에너지의 경우 설치 규모에 따라 배출권 확보 및 경제성 분석이 가능하고 하·폐수처리시스템에만 적용 가능한 시스템은 아니기 때문에 본 연구에서는 소화가스를 통해 이루어질 수 있는 저감활동과 방류수를 활용한 소수력 발전의 CDM 사업 적용가능성을 중심으로 검토하였다.

(2) 방법론 부재로 적용이 어려운 저감활동

국내 하·폐수처리시스템은 생물학적 처리가 대부분이며 이때 사용되는 기기 중 송풍기는 전력소모가 심하며 대량의 열을 방출한다. 송풍기 폐열 회수를 통한 열병합 발전 및 난방 활용은 주요 온실가스 저감활동이 될 수 있으나, 적용가능한 CDM 방법론 검토 결과 방법론의 부재로 인해 CDM 사업화는 고려하기 힘든 상황이다. 신규 방법론을 개발하고 적용하여 CDM 사업화를 고려할 수 있으나, 송풍기 폐열회수에 대한 베이스라인 증명이 불명확하며 신규 방법론 개발에 드는 비용으로 인해 경제성이 없으므로 본 연구에서는 고려하지 않았다.

하수를 열원으로 한 히트펌프는 공기열원 열펌프보다 냉매와의 온도차가 크게 되므로 열교환 효율이 좋아 고효율로 냉난방을 할 수 있어 국내에서는 하수열을 하수처리장의 관리동 냉난방과 인근의 지역냉난방 열로 이용하고 있다. 하수열을 회수하여 냉난방에 이용하는 활동에 대한 CDM 방법론은 현재 별도로 존재하지 않지만 본 연구에서는 AMS I.C 방법론을 기초로 하여 기본 조건들을 가정하여 CDM 사업 적용가능성을 검토하였다.

(3) 방법론이 존재하나 적용하기에 무리가 있는 저감활동

2007년 환경부에서 마련한 국가 하수도 종합계획(2007~2015)에서 에너지자립형 하수도시설 구축을 위한 계획 내용 중 공공하수처리시설에서 기기, 설비의 효율성을 제고하는 경우 에너지 사용을 절감하는 절전형 교반기, 미세기포 산기장치 등 에너지 저감 설비를 도입하도록 유도하고 있다(환경부, 2007). 하지만 에너지 저감 설비 도입의 경우 적용범위와 베이스라인 설정이 불명확하여 AMS II.C 방법론을 적용하기에는 무리가 있다고 판단하여 본 연구 범위에서 제외하였다.

서 제외하였다.

또한, 소화조에서 발생하는 바이오가스를 정제해 수송연료인 CNG(Compressde natural gas) 물량을 대체하는 바이오가스 차량 연료화 사업은 AMS III.S 방법론을 적용하여 CDM 사업화를 추진할 수 있지만, 단순히 연료대체효과만을 따져 타당성을 확인 할 수는 없다. 베이스라인 선정 시 수송량(ton km 또는 인 km)에 따른 CO₂ 배출량을 산출하도록 AMS III.S 방법론에서 명시하고 있기 때문에 실제 수송량에 따른 CO₂ 배출량에 대한 정보 부재로 인해 본 연구 범위에서 제외하였다.

2.3.1 하 · 폐수처리시스템 온실가스 저감활동 CDM 적용 추가성

(1) 소화가스 내 메탄 회수 및 포집, 소화가스 이용
국내의 경우 공공하수도시설 에너지 자립을 확보를 위한 방안으로 혐기성 처리에 대한 이용이 증가 추세에 있는 상황이다. 혐기성 처리의 경우 기술적 추가성을 만족하며, 환경적 개선 효과가 명백하고, 온실가스 감축효과가 분명하기 때문에 추가성 확보가 가능하지만, 메탄 회수 및 포집 그리고 소화가스 이용 CDM 사업 추진과 관련하여 방법론의 재설정이 필요하다. 또한 슬러지를 처리하는데 있어 국내적으로 직매립이 금지되어 있고 런던협약에 의거 국제적으로도 해양 투기가 금지될 예정이므로 법률적 추가성 확보가 불투명한 상황이다. 따라서 정부차원에서 슬러지 해양배출 금지에 따른 추가성 검증 등의 선결과제에 대한 정책적 접근 방안이 필요하다.

(2) 태양광, 풍력, 소수력발전 등의 신 · 재생에너지
태양광, 풍력, 소수력 발전의 경우 이미 CDM 사업이 등록 된 사례가 있고, 하폐수처리시스템에서 이루어지는 온실가스 저감활동은 소규모 사업으로 진행될 것으로 예상되기 때문에 방법론 및 추가성 측면에서 문제점은 없다. 송풍기 폐열 이용과 관련한 사항은 3.3.1절에서 서술한 바와 같이 추가성 입증에 어려우며, 하수열 이용은 기술적 추가성은 히트 펌프를 통해 활용하고 있는 사례가 있기 때문에 만족하지만 온실가스 감축효과 산정을 위한 베이스라인 선택이 어려워 방법론 적용에 대한 문제가 우선 해결되어야 한다.

3. 하 · 폐수처리시스템 온실가스 저감활동별 CDM 사업 적용에 대한 Case Study

3.1 소화가스 포집 및 에너지 생산

3.1.1 소화가스 포집 및 에너지 생산을 통한 온실가스 저감 개요

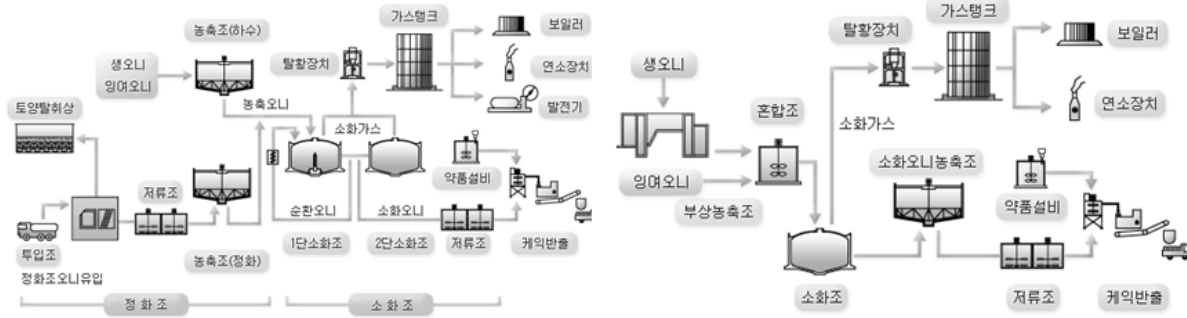
2장에서 분석한 방법론을 이용하여 서울 소재의 S 하수처리장을 대상으로 2008년 소화가스 발생량, 소화가스 재이용 현황, 2009년 소화가스 재이용 계획 자료를 활용하여 소화가스 포집과 사용에 따른 감축량을 산정하였고, 이를 바탕으로 CDM 사업 적용에 대한 case study를 수행하였다.

S 하수처리장은 제1처리장과 제2처리장으로 이루어져 있으며, 2008년 기준 제1처리장 및 제2처리장 하수처리현황 및 소화가스 발생량은 **Table 3.1**과 같으며, 각 처리장별

Table 3.1 S 하수처리장 하수처리현황 및 소화가스 발생량(2008)

구분	항목	1처리장	2처리장
유입수질	유입량(m ³ /day)	800,287	796,944
	BOD(mg/L)	144	114
	COD(mg/L)	64	64
	SS(mg/L)	117	117
	T-N(mg/L)	30	30
	T-P(mg/L)	3	3
방류수질	BOD(mg/L)	10	10
	COD(mg/L)	11	11
	SS(mg/L)	5	5
	T-N(mg/L)	20	19
	T-P(mg/L)	2	2
소화가스 발생량(m ³ /yr)		17,838,088	8,424,779

*1처리장의 경우 소화조 앞에 정화조가 있어 소화가스 발생량이 2처리장에 비해 많음



출처 : 서남물재생센터 홈페이지, <http://www.seonam.seoul.kr>

Fig. 3.1 S 하수처리장 슬러지처리 계통도(제1처리장(좌), 제2처리장(우))

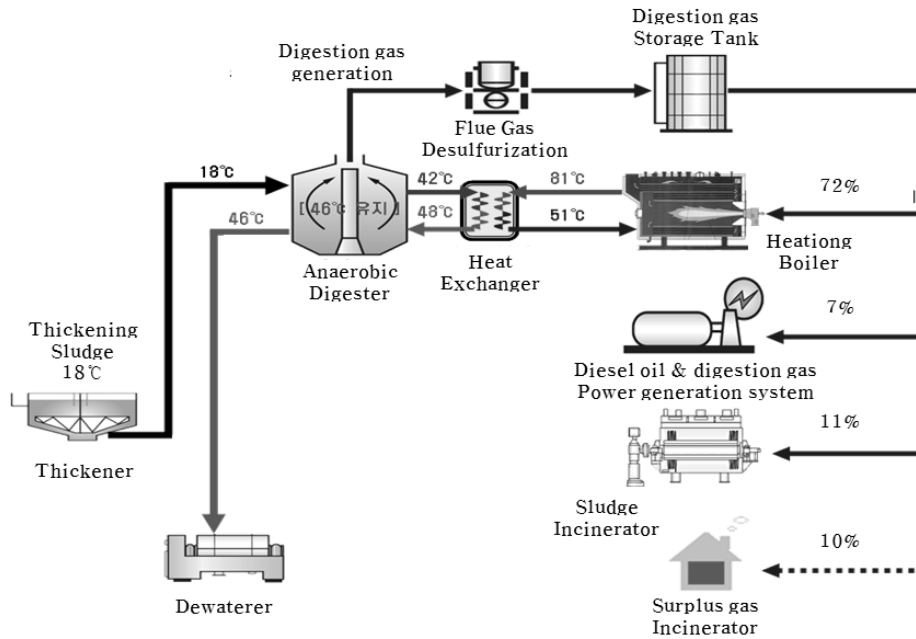


Fig. 3.2 S 하수처리장 소화가스 재이용 현황(2008)

슬러지처리 계통도는 <Fig. 3.1>과 같다. 생산되는 소화가스는 Fig. 3.1에 나타낸 것과 같이 2008년에 가온보일러의 가동에 72%가 활용되었고, 경유와 소화가스를 사용한 혼용 발전기에 7% (2,328MWh 전력 생산), 슬러지 소각시설에 LNG 대체로 11% 사용되었으며, 잉여 소화가스는 소각되었다.

S 하수처리장의 2009년 소화가스 재이용 계획을 살펴보면 생산된 소화가스를 가온보일러에 60% 활용하고, 20%는 소화가스 전용 열회수 발전기를 사용하여 전력 9,216 MWh 생산에 활용할 계획이다. 또한 기존에 소각 처리하던 잉여가스를 사용하여 바이오메탄을 생산하는 차량 연료화 사업을

진행할 계획이다. 따라서 본 연구에서는 2008년도에 이루어진 소화가스 재이용 현황과 2009년 소화가스 재이용 계획을 바탕으로 향후 시설현대화 사업으로 인한 시설 추가에 대하여 소화가스 포집을 통한 온실가스 감축, 소화가스를 이용한 가온보일러 가동, 슬러지 건조시스템, 그리고 건조슬러지 자원화를 사업 범위로 설정하여 연간 예상 감축량을 산정하였다.

또한, 배출된 소화가스를 전부 가스엔진 형태의 열병합 발전에 이용하여 전력생산을 하는 경우에 대하여도 연간 예상 감축량을 산정하였다.

3.1.2 소화가스 포집 및 에너지 생산에 대한 방법론 적용
(1) 적용방법론

UNFCCC에서 승인된 소화가스 포집 및 에너지 생산에 대한 방법론은 저개발 국가의 특정 사업에 근거하고 있어 국내 실정에 맞지 않는 것이 대부분이다. 따라서 본 연구에서는 AM0025 방법론에서 명시한 '유기성폐기물의 혐기성 소화를 통한 바이오가스 수집 및 연소/이용'(UNFCCC, 2008) 항목, ACM0014 방법론 중 시나리오2(UNFCCC, 2009), 그리고 전력배출계수를 산정하기 위한 "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" (UNFCCC, 2008)을 활용하여 제시된 계산법에 의해 예상 온실가스 저감량을 산정하였다.

온실가스 저감량 산정에 이용한 주요 지수는 **Table 3.2**와 같으며, 소화가스 중 메탄 함유량은 2008년 평균 데이터를 활용하였다. 그 밖에 메탄 밀도, GWP는 IPCC에서 제시하고 있는 기본값(IPCC, 2006)을 적용하였다. 보다 정확한 온실가스 감축량을 산정하기 위해서는 해당 하수처리장에 공급되는 전력의 전력배출계수를 파악하는 것이 필요하나 본 연구에서는 예상 감축량을 제시하여 CDM 사업 적용가능성을 보기 위한 것이기 때문에 단위 전력당 온실가스 배출계수는 아래와 같은 세 가지 시나리오를 두어 산출하였다.

1) 시나리오 1 : 국가 전력배출계수를 적용하여 단위 전력당 온실가스 배출계수 산정

CDM 방법론에는 전력망에 연계되어 있는 모든 발전소의 전력 배출계수를 산정하여 전력생산, 절감에 따른 온실가스 감축량을 산정하게 되어 있어, 0.4448 tCO₂/MWh (<http://co2.kemco.or.kr>)로 구축되어 있는 국가배출계수를 CDM 사업에 바로 적용하기에는 무리가 있다. 일반적으로 국내 발전소의 경우 설치연도, 사용연료 및 발전방식에 따라 전력 배출계수가 다르므로 시나리오 1에서는 **Table 3.3**에 나타난 최근연도 전력배출계수(BM: Build Margin) 및 과거 3년간의 운영 전력배출계수(OM: Operating Margin)를 적용하여 산출된 적용배출계수(CM: Combined Margin) 0.5615 tCO₂/MWh(오, 2008)를 적용하였다.

2) 시나리오 2 : 국내 등록된 CDM 사업의 전력배출계수 평균값 이용

국내 등록된 CDM사업 중 전력절감사업의 전력배출계수를 보면 사업특성, 지역, 배출계수 산정 기간 등에 따라 상이한 배출계수가 산정되어 있다. **Table 3.4**에 나타난 것과 같이 국내 등록된 CDM 사업의 전력배출계수는 0.5375 ~ 0.7281 tCO₂/MWh 이다. CM 방법 산정 시 일반적인 경우 가중치로 OM 0.5, BM 0.5를 적용하여 배출계수를 산정하며, 풍력과 태양광 재생에너지의 경우 OM 0.75, BM 0.25를 적용하여 CM을 산정한다. 따라서 시나리오 2에서는 국내 등록된 CDM 사업 중 풍력과 태양광 재생에너지를 제외한 전력배출계수의 평균값인 0.5715 tCO₂/MWh을 적용하였다.

Table 3.2 온실가스 저감량 산정을 위한 주요지수

항목	값
메탄 밀도(tCH ₄ /m ³ CH ₄)	0.0007168
지구온난화잠재지수(GWP)	21
소화가스 중 메탄 함유량(%)	65
메탄가스발열량(kcal/m ³)	8,500
소화가스 발전 효율(%)	30
단위전력당 온실가스 배출계수(CEF)	시나리오 적용

Table 3.3 과거 3년간의 전력 CO₂ 배출계수(시나리오 1)

구분	년도	전력배출계수(tCO ₂ /MWh)
Operating Margin(OM)	2004	0.7541
	2005	0.7559
	2006	0.7136
	2004-2006 Average	0.7412
Build Margin(BM)	2006	0.3817
Combined Margin(CM)		0.5615

자료 출처 : 한국전력공사, KEPCO, 2007

Table 3.4 국내 CDM 등록 사업의 전력배출계수(CEF)

순번	사업명	전력배출계수 (tCO ₂ /MWh)
1	Gangwon Wind Park Project	0.6119
2	Youngduk Wind Project	0.6213
3	Sihwa Tidal Power Plant CDM Project	0.6214
4	1 MW Donghae PV(photovoltaic Power Plant)	0.6262
5	Korea Water Resources Corporation(KOWACO) small-scale hydroelectric power plants project	0.6262
6	Korea Water Resources Corporation(Kwater) small-scale hydroelectric power plants project II	0.6214
7	Yangyang Renewable Energy Project (3MW Wind Power + 1.4MW Small Hydroelectric Power)	0.5556
8	Korea South-East Power Co. (KOSEP) small-scale hydroelectric power plants project (the Samchonpo Thermal Power Plant and Younghung Thermal Power Plant small-scale hydroelectric power plants construction project)	0.5554
9	Sudokwon Landfill Gas Electricity Generation Project	0.5666
10	Daegu Bangcheon-Ri Landfill Gas CDM project	0.5554
11	Hangyeong second phase SS-wind power	0.7281
12	K water Wind Power Plant Project in Bang-a muri	0.6376
13	Small Hydroelectric Steelworks of POSCO Co., Ltd. (Gwangyang Steelworks)	0.5558
14	Korea Land Corporation Pyeongtaek Sosabul-district new and renewable model city (Photovoltaic system + solar heating system)	0.6243
15	Yeong Yang 61.5MW Wind Farm Project	0.6241
16	1 MW Hwaseong PV(photovoltaic) Power Plant	0.6520
17	Daegu & Shinan PV(photovoltaic) Power Plant Project	0.6349
18	Samyangjin PV(photovoltaic) Power Plant	0.6242
19	Korea Midland Power Co., LTD. (KOMIPO) Boryeong small hydroelectric power plant project	0.5498
20	The Korea Hydro & Nuclear Power Co. Renewable Energy Project (3MW Yonggwang Photovoltaic Power + 0.75MW Kori Wind Power, Bundling Project)	0.6308
21	Taegisan Wind Power Project	0.6426
22	New Energy and Hongik Energy & Research small-scale hydroelectric power plants project	0.5375
23	Korea East-West Power Dangjin small hydro power plant project (5MW)	0.5411
24	8.85MW SECHAN POWER PV(photovoltaic) power plant	0.6096
25	Gimcheon PV Power Plant Site 1 CDM Project	0.6152
26	Gimcheon PV Power Plant Site 2 CDM Project	0.6152
27	Taeon Solar Farm PV(photovoltaic) power plant project	0.6098

자료 출처 : UNFCCC CDM Homepage, <http://cdm.unfccc.int/>

Table 3.5 LMR 발전원이 전체 전력망에서 차지하는 비율

구분	2002년	2003년	2004년	2005년	2006년
전체 발전량(MWh)	292,746,000	308,225,887	326,879,672	348,187,780	365,368,969
LMR 발전량(MWh)	124,379,580	136,613,550	135,248,199	149,934,596	153,236,680
비율(%)	42.49%	44.32%	41.38%	43.06%	41.94%

3) 시나리오 3 : Tool to calculate the emission factor for an electricity system을 이용하여 전력배출계수 산정 전력생산시스템의 배출계수는 ‘Tool to calculate the emission factor for an electricity system’ 을 사용하여 산정할 수 있다. 본 연구에서는 국내에서 무연탄발전이 must run으로 운영되고 있기 때문에 OM Plant set에서 제

외 하였고, OM 계산 시 적용 가능한 4가지 옵션 중 Simple OM을 채택하여 산출하였다.

Simple OM은 LMR(Low-cost/Must run Resources)의 발전량이 전체 전력망의 발전량에서 차지하는 비율이 50% 이하가 되는 경우 사용할 수 있으며, 현재 우리나라의 전력망에서는 Table 3.5에 나타낸 것과 같이 최근 5년동안

LMR의 발전량이 50%를 넘지 않으므로 적용 가능하다.

OM 산정 시, 최근 3년간의 전력통계를 이용하여 각 연도의 OM 값들의 평균값을 산정하도록 규정하고 있기 때문에 배출계수 산정 근거 자료로는 한국전력통계(2002~2006)와 발전설비 현황을 이용하였으며, OM, BM 발전소를 산정할 때, CDM 사업으로 등록된 발전소는 배출계수 산정에서 제외하였다. BM 산정 시, 전체 전력망의 발전량 중 20%를 구성하는 발전소의 발전량과 최근 지어진 5개 발전소의 발전량 중에서 높은 값을 선택하였으며, 시나리오 3에서의 전력배출계수는 **Table 3.6**에 나타내었다.

본 연구는 일반 산재생에너지인 소화가스를 대상으로 하기 때문에 CM은 가중치로 OM 0.5, BM 0.5를 적용하여 배출계수를 산정하였고 그 결과 **Table 3.6**과 같이 0.5497 tCO₂/MWh 으로 산정되었다.

3.1.3 소화가스 포집 및 에너지 생산에 대한 온실가스 저감량 산정

(1) 소화가스 포집

S 하수처리장에 대해서 증축분으로 유입되는 하수량을 바

탕으로 소화가스 발생량을 산출하였고, 산출된 소화가스 발생량을 바탕으로 **Table 3.2**에 명시한 CO₂ 저감량 산정을 위한 주요지수를 사용하여 CO₂ 저감량을 **Table 3.7**과 같이 산출하였다. 산출량은 발생하는 소화가스가 100% 포집된다는 가정하에 산출하였으며, 실제 CO₂ 저감량은 더 적을 것으로 예상된다.

(2) 소화가스 사용

1) 가온보일러, 슬러지 건조, 건조슬러지 자원화
가온보일러 및 슬러지 건조로에 열을 공급하는 연료로 기존에 LNG(liquefied natural gas)가 사용되어 왔다. LNG 대신 소화가스의 열에너지 회수량을 전량 열공급원으로 보일러에 이용한다면, LNG 사용에 따른 CO₂ 배출량을 CO₂ 저감량으로 산출할 수 있다. 따라서 LNG 대체량을 활용하여 S 하수처리장에서 발생하는 소화가스를 열에너지 회수를 통한 가온보일러, 슬러지 건조를 위한 열 생산 및 공급에 이용 시 CO₂ 저감량을 산출하였으며 그 결과를 **Table 3.8**에 나타내었다.

CO₂ 저감량 산정에 필요한 주요지수로서 **Table 3.2**에

Table 3.6 전력 CO₂ 배출계수(시나리오 3)

구분	년도	전력배출계수(tCO ₂ /MWh)
Operating Margin(OM)	2004	0.7217
	2005	0.7236
	2006	0.7130
	2004-2006 Average	0.7193
Build Margin(BM)	2006	0.3802
Combined Margin(CM)		0.5497

Table 3.7 소화가스 포집을 통한 연간 예상 감축량

구분	단위	값
유입하수량	m ³ /day	360,000
소화가스 발생량	m ³ /yr	6,209,085
소화가스 에너지	m ³ /yr	4,035,905
CO ₂ 저감량	tCO ₂ /yr	60,752

Table 3.8 소화가스 사용에 따른 연간 예상 감축량

구분	단위	가온보일러	슬러지 건조시스템
소화가스 사용량	m ³ /yr	2,786,047	660,633
소화가스 발열량	Mcal/yr	15,392,911	3,650,000
소화가스 에너지	TOE/yr	1,539	365
LNG 탄소배출계수	tCO ₂ /TOE*	2.3357	2.3357
CO ₂ 저감량	tCO ₂ /yr	3,595	853

*TOE : Ton of oil Equivalent

명시한 값을 사용하였고, LNG의 탄소배출계수는 IPCC 탄소배출계수를 이용해 CO₂로 환산한 후 적용하였으며, 가온 보일러의 효율은 100%로 가정하였다.

소화가스를 사용하여 건조슬러지를 자원화 하는 경우 평균 일일 건조슬러지 생산량을 바탕으로 연간 365일 동안 건조슬러지가 생산된다고 가정하여 연간 건조슬러지 생산량을 산출하였고, 건조슬러지의 발열량을 토대로 슬러지 연료화 에너지를 산출하였다. 건조슬러지를 전부 열 생산에 활용했을 시, 기존에 사용되던 LNG를 대체하는 효과가 있으므로 Table 3.2에서 명시한 CO₂ 저감량 산정을 위한 주요 지수와 LNG의 탄소배출계수를 통해 CO₂ 저감량을 Table 3.9와 같이 산출하였다.

2) 열병합 발전

발생된 소화가스 전량을 열병합 발전에 활용한다고 가정하고, 3.1.2절에서 서술한 세 가지 시나리오별 전력배출계수를 활용하여 CO₂ 저감량을 산출하였으며 그 결과를 Table 3.10에 나타내었다. S 하수처리장의 2008년 일일소화가스 포집량 중 보수적인 산정을 위해 가장 낮은 값을 사용하였고, 소화가스 중 CH₄ 함유량은 Table 3.2에 명시한 65%로 가

정하였다. 또한 일일 발전량은 가스엔진 방식으로 설정하였으며 발전 효율은 30%(대한상하수도학회, 2006)로 설정하였다. 또한 연간 300일 운영 기준으로 연간 발전량을 산정하였으며, 이를 통해 발전기 용량을 산출한 결과 2.1 MW급 발전기가 가동 가능할 것으로 보인다.

(3) 연간 총 온실가스 저감량

소화가스 포집 및 사용으로 인한 온실가스 저감량은 Table 3.7 ~ 3.9에 나타낸 CO₂ 저감량의 합인 66,775 tCO₂/yr 이며, 발생된 소화가스 전량을 열병합 발전에 활용한다고 가정하고, 시나리오 3을 적용하였을 때 CO₂ 저감량은 8,182 tCO₂/yr 로 산출되었다. 소화가스의 포집율, 가온 보일러 효율, 열 생산을 위한 건조슬러지 투입량 등의 여러 가정을 통해 배출 저감량을 산출한 값이기 때문에 실제 배출 저감량은 이보다 더 적을 것으로 예상된다.

3.2 하수열원 히트펌프 이용 온실가스 저감량 산출

하수를 열원으로 한 히트펌프는 공기열원 열펌프보다 냉매와의 온도차가 크게 되므로 열교환 효율이 좋고 하수의 유량은 연간 비교적 일정하여 열펌프의 열원으로서 안정적

Table 3.9 건조슬러지 자원화를 통한 연간 예상 감축량

구분	단위	값
일일 건조슬러지 생산량(day)	ton/day	6.6
연간 건조슬러지 생산량(year)	ton/yr	2,409.0
건조슬러지 발열량	kcal/kg	2,800.0
슬러지 연료화 발열량	Mcal/yr	6,745,200.0
슬러지 연료화 에너지	TOE/yr	674.5
LNG 탄소배출계수	tCO ₂ /TOE	2,3357
CO ₂ 저감량	tCO ₂ /yr	1,575.5

Table 3.10 소화가스 열병합 발전을 통한 연간 예상 감축량

구분	단위	값	비고
소화가스 발생량	m ³ /day	25,744.00	2008년 일일 소화가스 포집량 중 보수적인 산정을 위해 가장 낮은 값 활용
메탄가스 발생량	m ³ /day	16,733.60	소화가스 중 메탄 함유량 : 65%
일일 발전량	kWh/day	49,617.07	발전효율: 30% 1 kWh = 860 kcal
연간 발전량	MWh/yr	14,885.12	운영 기준 : 300 day/yr
발전기 용량	MW	2.10	2,067.38 KW
CO ₂ 저감량	tCO ₂ /yr	8,358.00	Scenario 1 : 0.5615 tCO ₂ /MWh
		8,506.85	Scenario 2 : 0.5715 tCO ₂ /MWh
		8,182.35	Scenario 3 : 0.5497 tCO ₂ /MWh

이다. 국내 하수열에너지 부존량은 약 4,319 Gcal/h이며, 이는 4,789.49 ha의 건물에 공조 가능한 열량이다. 하수열은 주로 하수처리장의 관리동 냉난방과 인근의 지역냉난방 열로 이용되고 있다(박, 2008).

하수 또는 하수처리수를 냉난방, 급탕용 열원으로 사용하기 위해서는 기본적으로 열변환 설비인 히트펌프를 사용해야 한다. 히트펌프란 열을 온도가 낮은 곳에서 온도가 높은 곳으로 이동시킬 수 있는 장치를 의미한다. 히트펌프는 저온의 열원에서 열을 흡수하여 고온의 수열체에 반송하는 기계 장치로서 압축기 구동에 필요한 입력 에너지보다 더 많은 에너지를 열에너지의 형태로 공급할 수 있는 에너지 절약적인 열 공급 장치이다.

S 하수처리장의 일일 유입하수 중 최소 유입 data를 이용하여 열회수 온도차가 5°C 일 때 하수 유입량 전량을 이용해 히트펌프를 통해 냉난방에 이용한다고 가정하여 에너지 회수량을 산정하였다. 히트펌프 효율은 90%로 가정하였으며 연간 가동일은 냉난방이 필요한 약 8개월로 설정하였다. 하수열을 전량 회수했을 시, 기존에 난방에 사용되던 LNG를 대체하는 효과가 있으므로 AMS I.C 방법론(UNFCCC, 2008)을 활용하여 CO₂ 저감량을 Table 3.11과 같이 산출하였다. 산출된 CO₂ 저감량은 72,715 tCO₂/yr 이나 이는 열회수 온도차, 히트펌프 등 여러 가정을 통해 배출 저감량을 산출한 값이기 때문에 실제 배출저감량은 이보다 더 적을 것으로 예상된다.

3.3 소수력 발전

소수력(SHP: Small Hydropower) 발전은 일반 수력발전과 같이 유수가 가지는 위치에너지, 운동에너지, 압력에너지를 수차에 의해 회전의 운동에너지로 변환하여 발전기를 회전시켜 전력을 얻는 것이다. 수량이 안정된 하수처리시설

을 대상으로 했을 경우 24시간 안정된 전력을 얻을 수 있다. 하수 방류수를 이용한 소수력 발전의 경우 기존 화석연료를 사용하여 전력을 생산하는 방식에서 온실가스 배출이 없는 에너지원인 하수처리장 방류수를 활용한 소수력 발전을 통해 전력을 생산하는 기술로서 소규모 CDM 방법론인 AMS I.D 방법론(UNFCCC, 2009)을 적용함으로써 사업추진이 가능하다.

소수력 발전의 경우 물의 수량이 많을수록 낙차가 클수록 발전량이 커지기 때문에 본 연구에서의 소수력 발전에 따른 온실가스 산출은 S 하수처리장의 방류수를 모두 발전에 활용하고 낙차 5 m라 가정하여 산출하였다. 위치에너지에서 전기에너지로 변환되는 소수력 발전 능력의 유도식은 식(3.1)을 사용하였다.

$$P = 9.8 \times Q \times H \times \eta_t \times \eta_g \quad (3.1)$$

여기서, P는 발전 용량(kW), Q는 사용수량(m³/sec), H는 유효낙차(m), η_t 는 수차효율(%), η_g 는 발전기 효율(%)을 의미한다.

CO₂ 저감량은 S 하수처리장 평균 방류수량, 수차 효율 80%, 발전기출력 90%, 연간 가동일수는 90%인 329로 가정하고 식(3.1)을 통해 산출한 발전량과 3.1.2에서 서술한 세 가지 시나리오별 전력배출계수를 활용하여 산출하였고, 그 값은 Table 3.12와 같다. 전력배출계수를 어떤 값을 사용하느냐에 따라 CO₂ 저감량의 값이 달라지고 발전량이 클수록 배출계수에 따른 CO₂ 저감량의 차이가 커지기 때문에 이 역시 실제 CDM 사업으로 등록하기 위해서는 시나리오 3에서 명시한 방법론에 따라 정확한 배출계수를 산정하여야 한다.

Table 3.11 하수열원 히트펌프를 통한 연간 예상 감축량

구분	단위	값
최소 유입량(Q _{min})	m ³ /day	274,000
물의 비열	kcal/kg	1
물의 밀도(STP)	-	0.998
열회수 온도차(ΔT)	°C	5
히트펌프 효율	%	90
연간 가동일	day/yr	253
에너지 회수량	Mcal/yr	311,325,102
LNG 탄소배출계수	tCO ₂ /TOE	2.3357
CO ₂ 저감량	tCO ₂ /yr	72,715

3.4 CDM 사업화 전략 및 인증 기간

본 연구에서 살펴본 바와 같이 하수처리장에서 이루어지는 온실가스 저감활동 중 CDM 사업화가 가능한 것은 소화가스 포집 및 에너지 생산, 하수열을 이용한 냉난방, 소수력 발전을 들 수 있다. 하수처리장에 적용되는 이들 시설은 대부분 소규모 CDM에 해당 되므로 사업장별 개별 CDM을 추진하는 경우 많은 행정비용이 소요될 것으로 예상되며, 경제성 측면에서 장애 요인으로 대두될 수 있다. 또한 소규모 사업이므로 획득 가능한 CER이 상대적으로 적을 수밖에 없다. 따라서 Programme 및 Bundling과 같은 비용적 측면에서 효과적인 CDM 방식으로 추진해야 하며, Programme 방식의 경우 정부에서 주도적으로 이루어지는 경우가 대부분이기 때문에 사업장별로 추진하기에는 Bundling CDM이 더 효과적인 것으로 예상된다.

Case study를 통해 산출된 온실가스 저감량은 1년동안의 배출량을 의미하며, CDM 사업으로 추진하기 위해서는 CDM 인증기간을 설정해야 한다. 소화가스 포집 및 에너지 생산과 소수력 발전의 경우 등록된 CDM 사업이 대부분 10년을 인증기간으로 설정하고 있기 때문에 인증기간을 10년으로 설정하는 것이 바람직하다. 하수열을 이용한 냉난방은 현재 CDM 사업으로 등록된 사례가 없기 때문에 일반적인 열회수를 통한 냉난방 활용 CDM 사업을 분석하였고, 그 결과 대부분 7년을 인증기간으로 설정하고 있어 인증기간을 7년으로 설정하는 것이 바람직 할 것으로 보인다.

3.5 하·폐수처리시스템 온실가스 저감활동별 CDM 사업 경제성 분석

배출권거래제(ET)가 시행됨에 따라 전세계적으로 CDM 과 JI를 수행하고 그에 따른 실적으로 인정받은 배출권의 거래 시장이 형성되어 활발하게 진행되고 있다. 2008년 전세계 탄소시장 거래 규모는 1,263억불로 2007년 630억불에 비해 2배 증가하였으며 거래량은 48억 tCO₂ 로 2007년에 비해 61%가 증가(World Bank, 2009)하였다.

배출권 거래소에서 거래되는 배출권의 가격은 최초 배출권거래소가 열렸을 때 CO₂ ton당 약 5 € 정도였으나, 최근 거래량이 늘어나고 온실가스 저감이라는 전 지구적 문제의식의 확산과 선진국의 감축의무, 그리고 개도국 기업들의 CDM 사업진출로 인하여 점차 증가하는 추세이며, 2009년 11월 현재 평균 11 €/tCO₂ 선에서 거래(<http://www.pointcarbon.com/>) 되고 있다.

CDM 사업을 진행하기 이전에 CDM 사업수행자는 CDM 사업을 통하여 발생하는 비용과 수입에 대해 가장 큰 관심을 갖는다. 이와 관련하여 에너지 관리공단에서 개발한 CDM 사업 투자결정 경제성 분석 모형을 활용할 수 있지만, 해당 분석 모형 input data로 요구하는 시설 건설비 및 운영비의 항목에 대한 정확한 data를 획득하기엔 무리가 있다. 따라서 본 연구에서는 CDM 사업으로 획득한 CERs 의 현 시세를 분석하고 CERs의 판매 수익을 통해 경제적 효과를 산출하였다.

3.1 ~ 3.3 절에서 산정한 CO₂ 저감량(소화가스 이용 열병합 발전과 소수력 발전의 CO₂ 저감량은 시나리오 3을 적용)을 이용해 CERs 평균가격인 11 €/tCO₂를 적용하여 CDM을 통해 얻은 CERs 판매 수익을 추정하였다. 하수열 이용 냉난방 CDM 사업이 연간 1,381 백만원의 수익을 얻을 것으로 추정되며 각 항목별 결과 값을 Table 3.13에 나타내었다.

Table 3.12 소수력 발전을 통한 연간 예상 감축량

구분	단위	값	비고
평균 방류수량(Q _{ave})	m ³ /sec	3.67	
유효 낙차	m	5.00	
발전용량	KW	129.44	식(4.1)
가동일수	day/yr	329	90%
연간발전량	MWh/yr	1,020.52	1 day = 24 hr
CO ₂ reduction	tCO ₂ /yr	573.02	Scenario 1 : 0.5615 tCO ₂ /MWh
		583.23	Scenario 2 : 0.5715 tCO ₂ /MWh
		560.98	Scenario 3 : 0.5497 tCO ₂ /MWh

Table 3.13 CO₂ 저감량에 따른 CERs 판매 수익

구분	단위	소화가스 포집 및 활용	열병합발전	하수열원 히트펌프	소수력 발전
CO ₂ 저감량	tCO ₂ /yr	66,775	8,182	72,715	561
CERs 판매수익	€	734,524	90,006	799,865	6,171
	백만원	1,268	155	1,381	11

※적용 환율 : 1 € = 1726.17 원(2009년 11월 24일 기준 환율)

4. 결론

본 연구에서는 하폐수처리 시스템에서 이루어지는 온실가스 저감 활동에 대해 살펴보고, 저감 활동별 CDM 적용 방법론을 검토하여 제시하였고, CDM 적용 가능성을 진단하였다. 또한 본 연구에서 검토한 온실가스 저감 활동별 case study를 통해 온실가스 저감량을 산출하고 CDM 사업 전략을 제시하였으며, 경제성 분석을 수행하였다. 다음은 본 연구를 통해서 얻어진 결론이다.

- (1) 하폐수처리시스템에 CDM 사업 방법론 검토 결과 적용가능한 방법론은 재생에너지 이용 열 생산, 전력 계통 연계시스템을 통한 재생에너지 발전 등 공통 적용 방법론은 제외하고, 대규모 방법론 중 통합 방법론으로 통합되어 삭제된 방법론을 제외하고, 현재 소규모 2개, 대규모 4개, 통합 1개로 총 7개로 나타났다.
- (2) 소화가스 포집을 통한 CO₂ 저감량 60,752 tCO₂/yr, 가온보일러를 통한 CO₂ 저감량 3,595 tCO₂/yr, 슬러지 건조를 통한 CO₂ 저감량 853 tCO₂/yr, 건조슬러지 자원화를 통한 CO₂ 저감량 1,576 tCO₂/yr로 소화가스 포집 및 에너지 생산에서 CO₂ 저감량 산출 결과 66,775 tCO₂/yr 이다.
- (3) 소화가스 열병합 발전에 따른 CO₂ 저감량은 시나리오별로 각각 8,358 tCO₂/yr, 8,507 tCO₂/yr, 8,182 tCO₂/yr로 산출되었으며, 시나리오 3을 이용하여 전력 배출계수를 산정하는 방법이 바람직하나 예상 저감량을 통한 적용가능성 분석 시 모든 시나리오가 적용 가능하다.
- (4) 하수열 히트펌프를 이용해 냉난방에 활용하는 경우 CO₂ 저감량은 72,715 tCO₂/yr로 산출되었고, 소수력 발전의 경우 CO₂ 저감량은 시나리오별로 각각 573 tCO₂/yr, 583 tCO₂/yr, 561 tCO₂/yr로 산출되었다.
- (5) 경제성 분석 결과 하수열 히트펌프를 이용해 냉난방에 활용하는 경우 연간 1,381 백만원으로 배출권 수익이 예상되었으며, 소화가스 포집 및 에너지 생산이 연간 1,268 백만원으로 그 뒤를 이었다.
- (6) CDM 인증기간은 소화가스 포집 및 에너지 생산, 소수력 발전의 경우 10년, 하수열의 경우 7년으로 설정하는 것이 적절할 것으로 나타났으며, 하폐수처리시스템 CDM 사업은 경제성 및 행정 간소화를 위하여 Programme 및 Bundling 방식으로 추진하는 것이 보다 효율적인 것으로 나타났다.

5. 사 사

본 연구는 한국환경기술진흥원의 폐자원 바이오매스 에너지화사업의 지원을 받아 수행되었으며, 이에 감사의 뜻을 표합니다.

6. 참고문헌

김영준, 정철권, 강용태 (2008) 하수처리시설의 에너지 자립화 방안 연구, *대한설비공학회 2008 동계학술발표대회 논문집*, pp. 15~20.

대한상하수도학회 (2006) *공공하수도시설 에너지 절감대책 수립에 관한 연구 최종보고서*.

박승호, 김병주, 배재호, 이철모, 김용호 (2007) 국내 공공하수도 시설의 에너지 사용 및 자원화실태 조사연구, *상하수도학회지*, **21**(5), pp. 539-549.

박준택 (2008) 하수처리시설에서의 에너지 저감기술, *대한설비공학회 설비저널*, **37**(8), pp. 70-76.

에너지관리공단 Homepage, <http://co2.kemco.or.kr>.

에너지경제연구원 (2008) *기후변화협약 대응 국가온실가스 IPCC 신규 가이드라인 적용을 위한 기획연구*.

오승환 (2008) 하수처리장 온실가스 배출현황 및 CDM 추진 타당성, *2008년도 기후변화 대응 에너지자립형 하수도 기술 세미나*, pp. 131-141.

전력거래소 (2006) *발전설비현황*.

지식경제부 (2009) 지식경제부 보도자료 - 2007년 국가온실가스 인벤토리 확정·발표, 12월 29일자.

한국전력공사 (2004, 2005, 2006) *한국전력통계*.

환경부 (2007) *국가하수도 종합계획(2007~2015)*.

환경부 (2008) *기후변화에 대비한 공공하수도시설 에너지 자립화 타당성 조사 연구 최종보고서*.

환경부 (2007) *2007년 환경백서*.

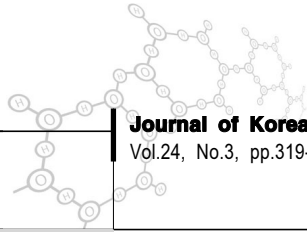
IPCC (2006) *2006 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories*.

Point Carbon Homepage, <http://www.pointcarbon.com>

UNFCCC (2009) Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic systems by aerobic systems(Version 8), *AMS III.I*.

UNFCCC (2008) Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes (Version 11), *AM0025*.

UNFCCC (2007) Avoided wastewater and on-site energy use emissions in the industrial sector(Version 4),



- AM0022.*
- UNFCCC (2008) Biogenic methane injection to a natural gas distribution grid (Version 1.1), *AM0053.*
- UNFCCC (2008) Biogenic methane use as feedstock and fuel for town gas production (Version 1), *AM0069.*
- UNFCCC CDM Homepage, <http://cdm.unfccc.com>.
- UNFCCC (2009) Grid connected renewable electricity generation (Version 15), *AMS I.D*
- UNFCCC (2007) Methane emissions reduction from organic waste water and bioorganic solid waste using co-composting (Version 2), *AM0039.*
- UNFCCC (2009) Methane Recovery in Wastewater Treatment (Version 13), *AMS III.H.*
- UNFCCC (2009) Mitigation of greenhouse gas emissions from treatment of industrial wastewater (Version 3.1), *ACM0014.*
- UNFCCC (2008) Thermal energy production with or without electricity (Version 15), *AMS I.C.*
- UNFCCC (2008) Tool to calculate the emission factor for an electricity system (Version 1.1), *EM 35 Report Annex 12.*
- World Bank (2009) State and Trends of the Carbon Market 2009.