

## 발전설비의 탈황·탈질기술

홍 성 호 · 한국전력기술(주) 환경에너지그룹장

E-mail : pmas@kopec.co.kr

이 글에서는 발전설비에서 배출되는 SO와 NO<sub>x</sub>를 제거하기 위한 탈황·탈질기술 현황에 대하여 소개한다.

산업구조가 고도화됨에 따라 에너지 소모가 급증하면서 지구 온난화, 산성비, 오존층의 파괴 등의 환경문제가 심각한 상태에 이르고 있다. 개발도상국은 개발 정책에 우선하여 환경보호가 배제되어 왔다. 선진 외국은 환경오염 및 기후변화에 발 빠르게 대처하고 있으며 우리나라 역시 대책을 마련하여 대비하고 있다.

국내에서는 선진국의 환경오염 방지 대책에 대응하여, 대기 환경보전법을 제정하는 등 여러 노력에도 불구하고 생활수준 향상에 따른 석탄과 석유와 같은 에너지 사용량이 급격히 증가하여 수많은 대기오염물질이 생성되고 심

각하게 배출되고 있다.

현재 대기오염물질 중 가장 많은 비율을 차지하고 있는 것이 CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, dioxine, VOC, 분진 등이다. 이 중 NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, 분진 등은 현재 가장 중요한 제거대상 물질로 생각되고 있고, 이들은 주로 자동차와 같은 이동원과 발전설비의 고정원에서 양적으로 가장 많이 생성된다.

산업자원부는 2006년 12월에 2006년부터 2020년까지 15년간의 전력수요 전망과 이에 따른 발전소 건설계획 등을 담은 '제3차 전력수급기본계획'을 발표하였다. 이 계획에 따르면, 국내 총 전력수요량은 연평균 2.5% 증가

하여 오는 2020년엔 올해의 약 1.4배가 될 것('06년: 3,531→'20년: 4,786억 kWh)으로 전망된다. 이러한 최대 전력수요의 증가에 맞춰 발전설비도 2007년부터 총 29조 원을 투자하여 3,442만 kW를 추가로 확충할 계획이다. 발전원별로 살펴보면, 원자력발전 8기(960만 kW), 석탄(유연탄)발전 14기(948만 kW), LNG발전 17기(1,025만 kW), 수력·신재생·기타설비 482만 kW를 추가적으로 확충해 나아갈 계획이다.

이에 따라, 2020년 발전원별 설비 비중은 원자력과 LNG의 경우 각각 29%(2,732만 kW)와

28%(2,615만 kW)로 소폭 상승하는 반면, 석탄은 28%(2,641만 kW)를 유지할 것으로 보인다.

현재 유황이 함유된 석탄, 석유 등을 사용하는 발전설비에는 탈황설비가 설치되어 왔고, 이들 발전설비를 포함하여 청정연료인 LNG를 사용하는 발전설비에는 NOx를 제거하고자 탈질설비가 설치되어 운전 중이거나 건설 중이다.

### 탈황 기술

SOx는 주로 연료 중의 유황성분이 연소 중에 산화되어 발생하는 대기오염물질로서 산성비의 주범이 되고 있다. 탈황기술은 연료의 연소과정 또는 화학공정에서 생성된 황산화물 또는 황화합물이 대기 중으로 배출되는 것을 방지하기 위한 것으로 연료 탈황, 건식 및 습식탈황 등이 있다. 이들 중 발전설비에는 습식 Flue

Gas De-SOx (FGD)가 일반화되고 있다.

습식 배연탈황공정은 물, 알칼리용액 등으로 배가스를 세정하여 흡수하는 방법으로서 1차 생성물이 용액 또는 슬러리 형태로 되고, 기체(SO<sub>2</sub> 가스)와 액체(반응제)의 반응이기 때문에 반응속도가 빨라 SO<sub>2</sub> 제거율이 높고 장치도 비교적 compact하여 필요한 부지가 적은 이점이 있으나 SO<sub>2</sub>가 제거된 후 공정에서 배출되는 가스의 온도가 낮아 연돌에서 상승력을 가지기 위해서는 재가열이 필요하고 일부 공정에서는 폐수나 고체폐기물 등의 이차오염물이 생성된다는 단점이 있다.

그림 1은 가장 기본적인 습식 석회석 배연탈황공정의 구성도를 나타낸 것으로 본 공정의 기본원리는 연소시스템에서 발생된 배가스를 집진기에서 분진을 제거시킨 후, 배가스가 흡수탑 내에

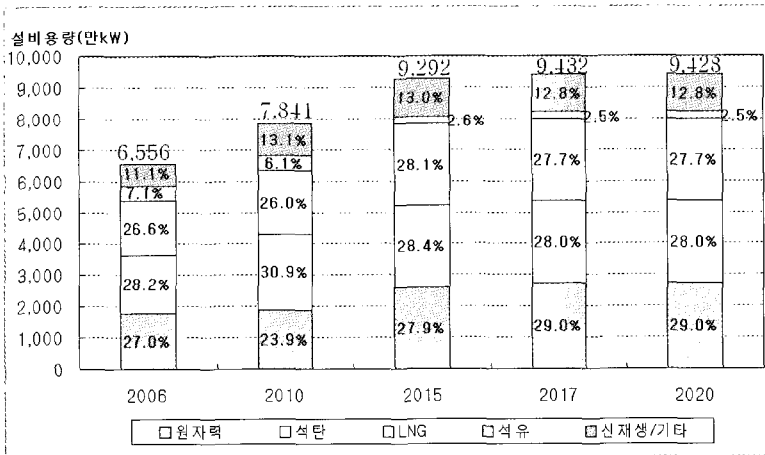


그림 1 발전원별 전원구성 전망

표 1 발전설비 건설 계획(추진 중인 사업 포함)

(단위 : 만 kW, 기)

구분	원자력	석탄	LNG	석유	신재생/기타	계
설비현황('06년 말)	1,772 (20기)	1,847 (40기)	1,744 (45기)	468	725	6,556
추진 중 사업('07~'20)	680 (6기)	573 (10기)	50 (1기)	23	-	1,327
신규 사업('07~'20)	280 (2기)	374 (4기)	975 (16기)	4	482	2,115
폐지계획('07~'20)	-	153 (4기)	154 (6기)	262	-	570
설비용량('20년 기준)	2,732 (28기)	2,641 (50기)	2,615 (56기)	233	1,207	9,428

서 석회석 슬러리와 접촉하고 여기서  $SO_2$ 와 석회석이 반응하여  $CaSO_3$ ,  $CaSO_4$ 와 같은 고형침전물을 포함하는 슬러지가 생기며, 이 생성된 슬러지는 탈수공정, 화학적 안정화공정을 거쳐 매립 등의 방법에 의해 처리된다. 일본이 중심이 되어 본 공정에 강제산화공정을 도입하여 석고(Gypsum,  $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ )를 생성시키는 습식 석회석-석고 공정으로 발전시켜 왔는데 최종 생성물인 석고는 석고보드나 시멘트 원료로 사용할 수 있으므로 매립을 위한 추가 부지가 필요없게 되어 국토가 협소한 국가나 지역을 중심으로 적극적으로 보급되고 있다. 시장성이 없는 경우는 고체폐기물로 매립하게 된다. 종래의 강제산화과정이 없는 공정에서는

슬러리 용액 내에 안정화제를 첨가하여 슬러지를 고정시키고 leaching을 방지한다.

한편 일본 및 국내에서는 Spray형보다 효율이 높은 Bubble형 FGD가 개발되어 운전되고 있는데 이들의 구조는 그림 3과 같다.

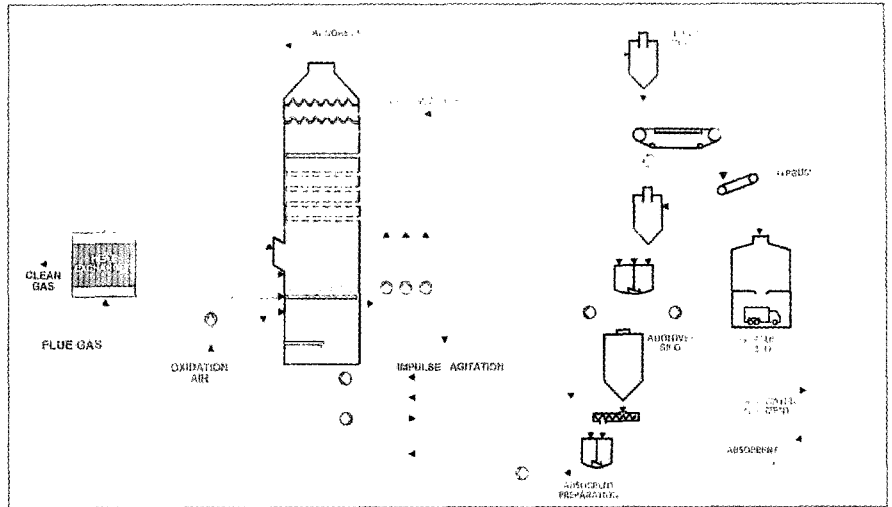


그림 2 Spray형 습식 석회석 배연탈황공정

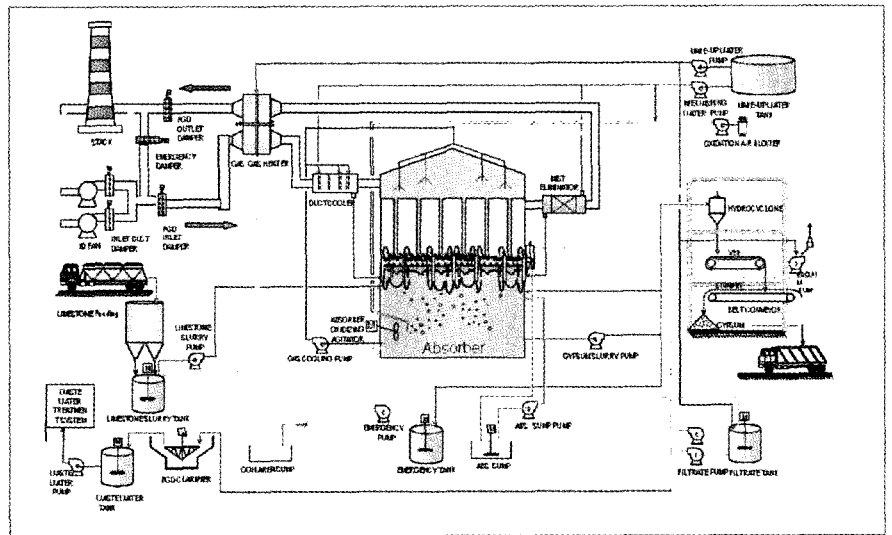


그림 3 Bubble형 습식 석회석 배연탈황공정

현재 미국, 일본, 독일 등에서 이용되고 있는 대부분의 습식공정은 90% 이상의 탈황률을 보이고 있으며 실증시험 중인 몇몇 재생공정을 제외하고는 대부분 상업화가 이루어진 상태이므로 건식공정에 비해 기술적 완성도가 매우 높은 편이다.

한편 발전설비의  $SO_2$ 에 대한 환경규제가 2010년부터 표 2와 같이 강화된다. 현재 95%  $SO_2$  제거율을 99% 이상으로 향상시켜야 된다. 이에 대한 많은 연구가 해외에서는 상당히 이루어져 효율을 99% 이상 상승시키고도  $SO_2$  처리비용은 낮추고 있다. 그

표 4 황산화물(SO<sub>2</sub>로서) 규제 동향

배출시설	2009.12.31. 까지	2010.01.01. 이후
(2) 발전시설	ppm	ppm
(가) 1996년 6월 30일 이전 설치시설		
1) 액체연료 사용시설		
가) 설비용량 400MW 이상	150(4) 이하	100(4) 이하
나) 설비용량 400MW 미만 100MW 이상	180(4) 이하	150(4) 이하
다) 설비용량 100MW 미만	270(4) 이하	180(4) 이하
2) 고체연료 사용시설(액체연료 혼합시설을 포함한다)		
가) 국내에서 생산되는 무연탄을 사용하는 시설		
① 설비용량 100MW 이상	150(6) 이하	100(6) 이하
② 설비용량 100MW 미만	270(6) 이하	150(6) 이하
나) 유연탄 사용시설		
① 설비용량 500MW 이상	100(6) 이하	100(6) 이하
② 설비용량 500MW 미만	270(6) 이하	150(6) 이하
(나) 1996년 7월 1일 이후 설치시설		
1) 액체연료 사용시설	70(4) 이하	70(4) 이하
2) 고체연료 사용시설	80(6) 이하	80(6) 이하
(다) 국내에서 생산되는 석유코크스 사용시설	270(6) 이하	240(6) 이하
(라) 그 밖의 고체연료 사용시설	180(6) 이하	150(6) 이하

러나 국내에서는 연구가 부족한 편이다.

FGD의 주요부품은 국산화가 이루어졌으나 국산화율이 가장 떨어지고 빈번히 손상되는 것이 GGH 열교환기이다. 이들은 그림 4~6과 같은 잦은 손상으로 탈황설비의 안정적 운영을 저해할 뿐 아니라 유지보수비를 상당히 증가시키고 있다. 따라서 이들의 국산화 및 내구성 확보기술이 시급히 확보되어야 한다.

### 탈질 기술

연소가스 중의 질소산화물 제거기술은 연소조건을 조절하여 NO<sub>x</sub>의 생성을 저감하는 저 NO<sub>x</sub> 버너기술과 연소가스에 포함된 질소산화물을 환원반응에 의하여 제거하는 선택적촉매환원법(SCR: Selective Catalytic Reduction)과 선택적비촉매환원법(SNCR: Selective Non-Catalytic Reduction)이 있다.

SCR은 초기 설치비가 저 NO<sub>x</sub> 연소 기술



그림 4 손상된 테프론 코팅 GGH Tube



그림 5 손상된 에나멜 코팅 GGH Tube

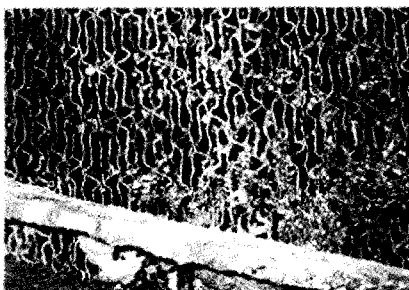
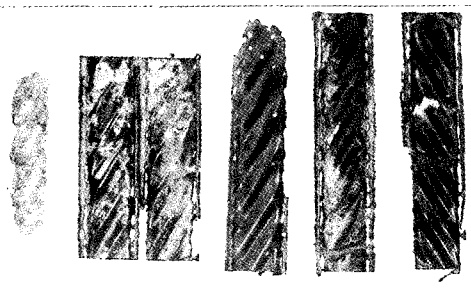


그림 6 손상된 회전형 에나멜 코팅 열소자



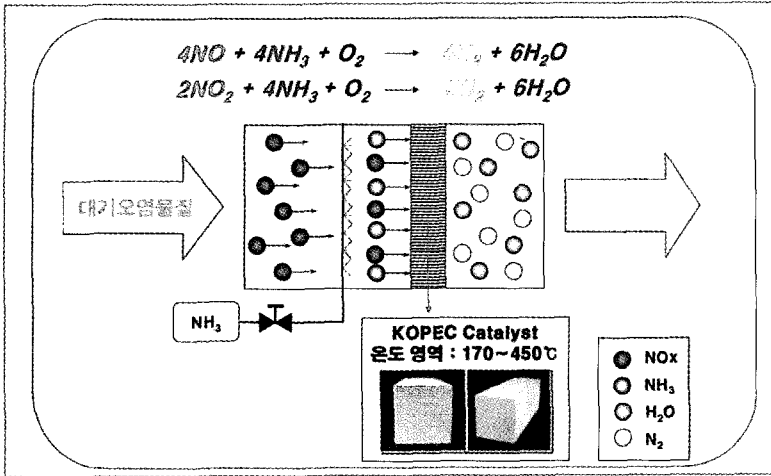


그림 7 SCR 촉매에서의 NOx 반응 원리

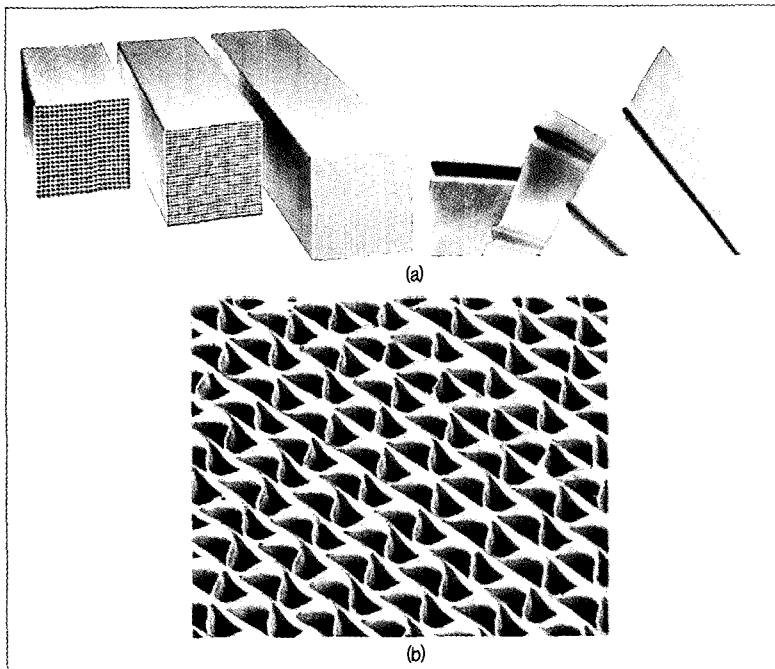


그림 8 (a) 허니컴 탈질촉매와 Plate 탈질촉매 (b) Corrugated 탈질촉매

에 비하여 높은 반면에 NOx 저감 효율이 80~90%로 높은 장점이 있다. SNCR은 초기 설치비 및 NOx 저감효율이 저 NOx 연소기술과 SCR의 중간 정도이다.

현재 발전소, 소각로 등의 고정

원에서 발생하는 배가스 중에 포함된 NOx를 제거하는 기술로는 촉매를 이용한 SCR 기술이 기술적, 경제적인 면에서 가장 우수하다고 알려져 있다.

SCR은 그림 7과 같이 촉매상

에서 암모니아(무수 암모니아, 암모니아수, Urea), CO, 탄화수소 등의 환원제를 사용하여 NOx를 N<sub>2</sub>로 전환시키는 기술이다.

SCR 기술에서 가장 중요한 것은 여기에 사용되는 촉매의 성능인데, SCR 공정 투자비의 30~40%가 촉매 가격인 것으로 알려져 있다. 현재 국내에서는 SCR 촉매 개발에 대한 연구가 지속되고 있으나 아직까지는 주로 외국에서 수입한 촉매를 사용하고 있다. 현재 주로 사용되는 촉매의 종류는 그림 8(a)와 같은데 그림 8(b)와 같은 신형의 촉매가 사용되기 시작했다.

탈질(SCR) 설비는 크게 SCR 반응기, 환원제 하역 및 저장계통, 환원제 주입계통으로 구분된다. 그림 9는 암모니아를 환원제로 하는 SCR의 구성도이다. SCR 반응단은 환원제를 공급받아 촉매단 전단에 균일하게 분사하고 배기gas와 잘 혼합되도록 한 후 촉매층을 통과하게 하여 실제 SCR 반응이 진행되는 부분이다.

SCR 반응단은 SCR 반응기, 환원제 주입 grid, 계측제어 설비 등이 설치된다. SCR 반응기는 그림 10과 같이 반응기 형태에 따른 유동장 해석에서 촉매단 면에서 속도, NH<sub>3</sub>농도, 유동의 입사각이 매우 중요하다.

환원제 주입 grid는 그림 11과 같은데 노즐수 최소화 및 저비용, 균일 혼합 노즐개발 등이 중요하다.

## 맺음말

현재 국내 발전설비에 탈황설비가 대부분이 설치되어 운전 중이나 추가적인 환경규제에 따라 탈황효율의 격상 기술 개발이 요구된다. 그리고 탈황설비에서 손상이 가장 빈번한 GGH 등에 대한 국산화 및 내구성 향상 기술 개발이 필요하다.

국내 발전설비의 석탄 및 중유화력에는 SCR이 운전 중이거나 설치 중이다. 복합화력 및 소형열병합은 기술적 어려움으로 아직 설치되지 않았으나 곧 설치가 불가피하므로 이들 설비에 적합한 탈질 시스템 기술 개발이 필요하다.

탈질설비의 촉매는 주기적 교체가 필요하여 적기에 저렴하게 공급하기 위해서는 고효율의 촉매 개발과 생산시설 확보가 필요하다.

현재 중국을 비롯하여 북미 등에서 대규모의 환경시장이 형성됨에 따라 탈황 및 탈질에 대한 우수한 국산기술개발은 해외시장 진출에 크게 이바지할 것으로 예상된다.

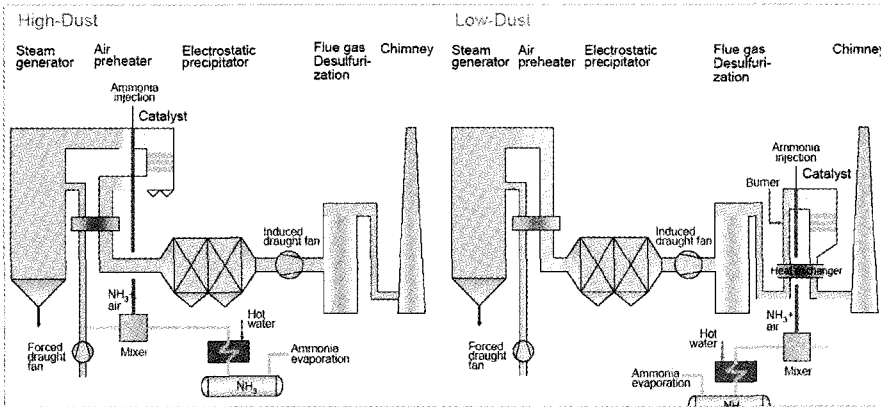


그림 9 발전설비에서 SCR 탈질설비의 구성도

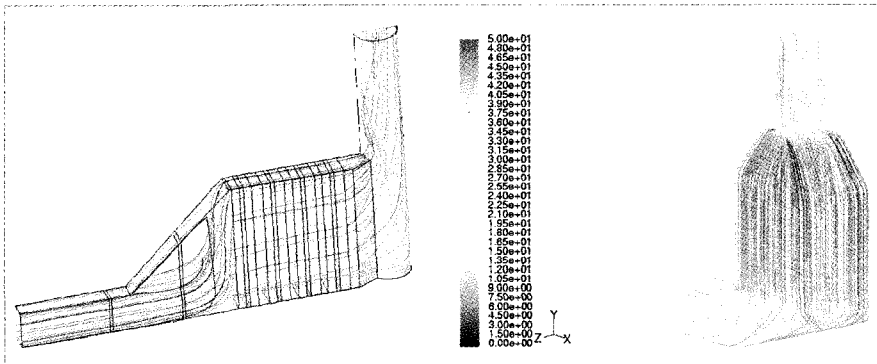


그림 10 반응기 형태에 따른 유동장 해석

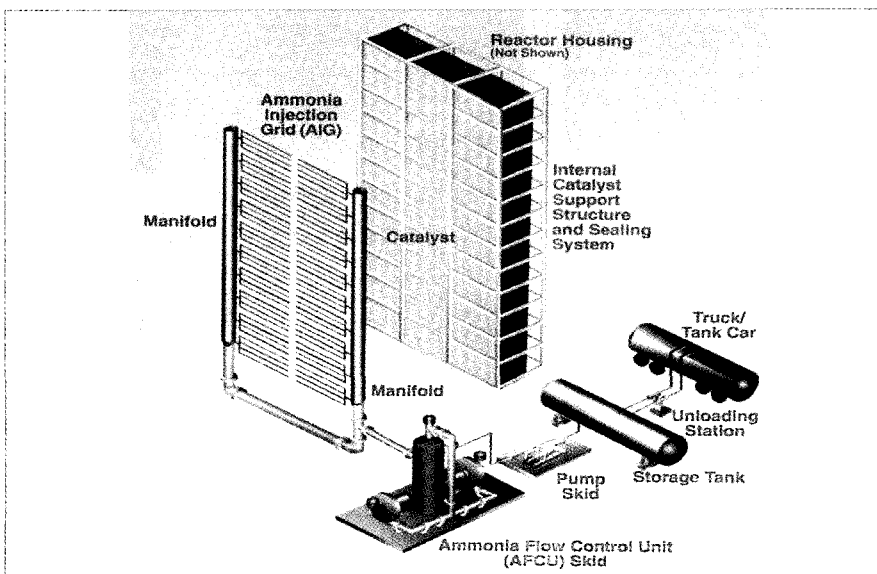


그림 11 암모니아 주입그리드