

美國內 PWR 蒸氣發生器 交替現況

한때 무언중에 받아들여졌던 「PWR 증기발생기는 발전소 수명문제로 연장될 수 있다」는 가정은 최근에 와서 급속히 흔들리고 있다. 미국의 20개 이상의 전력회사 간부 및 제조업체 전문가들과의 논의 결과 그들도 이제는 더 이상 증기발생기 교체가 특수한 경우에 시행되는 것이라던가 시행될 가능성이 희박하다고는 보지 않고 오히려 이것을 필연적인 선택으로 보고 있었다.

미국에서는 공사비, 공사일정 및 피폭선량이 별로 알려지지 않은 가운데 8기의 PWR에서 총 25대의 증기발생기가 이미 교체되었다. 증기발생기의 노화 및 열화에서 오는 불시정지 및 보수에 따른 비용과 위험부담에 대한 관심이 점점 높아가고 있으며 많은 PWR소유업체들은 이 교체문제를 증기발생기 수명을 연장시키기 위한 플러징, 슬리빙 및 그외의 방법과 꾸준히 비교검토해야 할 선택으로 보고 있었다.

총 73기의 PWR를 운영하고 있는 전력회사의 관계자들과 인터뷰하고 이들 원자로의 총 217대의 증기발생기의 기령과 열화 정도를 검토해본 결과 다음과 같은 결론을 얻었다.

- 전력회사들은 8기의 원자로에 대해 증기발생기 교체를 계획중이며 이 원자로들은 총 19대의 증기발생기를 가지고 있었다.

- 10기 이상의 원자로를 운영하고 있는 전력회사들은 증기발생기 교체가 이미 실시한 튜브 플러징 및 슬리빙의 정도와, 원자로의

40년 수명의 잔여기간과 비교해 그 가능성을 검토해야 할 문제라고 말하고 있었다.

- 6기 이상의 원자로를 운영하고 있는 전력회사들은 증기발생기 교체를 예상하고 있지 않았으나 증기발생기 교체 가능성을 시인하고 있는 발전소의 것과 같은 상태라고 말하고 있었다.

후자의 두 유형의 원자로 16기의 문제점은 계속되어온 열화의 정도 문제다. 만약 더 이상의 열화가 진행되지 않는다면 이들 증기발생기는 발전소 수명기간을 통해 유지될 수도 있을 것이다. 그러나 만약 그 진행속도가 훨씬 낮다 하더라도 열화가 계속된다면 교체가 보수비용, 발전소 정지시간의 증가 또는 발전소용량 감소 등에 대한 매력적인 대안이 될 수도 있을 것이다. 이들 원자로중 4기만이 15년 이하의 가동년수를 갖고 있다. 앞서 말한 16기의 원자로는 총 53대의 증기발생기를 갖고 있다.

산업계 전문가들은 증기발생기 열화에 대해

서는 훨씬 더 많은 것을 알게 되었다고 말하고 많은 발전소에서 열화가 전적으로 멈추어 지지는 않았지만 대체적으로 그 진행속도만은 낮아졌다고 했다. 그러나 그들은 열화의 진행속도가 낮아지긴 했으나 많은 발전소에서 어떠한 행태로든 열화가 계속되고 있고 이러한 열화현상으로 증기발생기의 수명이 얼마나 단축되는지를 어느 정도 정확하게 예측하기란 불가능하다고 말하고 있었다. 더우기 증기발생기는 지금까지 발견되기도 전에 손상을 입힌 예기치 않았던 열화 메카니즘에 의해 곤란을 당해왔다.

새 유니트에 대해서는 과거의 시행착오를 되풀이하지 않도록 노력하고 2차계통 화학처리를 엄격히 관리해왔다. 그러나 대부분의 경우 이것이 성공적이었느냐 하는데 대해서 말하기는 아직 시기상조다. 107대의 증기발생기를 가진 33기의 미국 PWR들은 사용연수가 10년 이하이고 79대의 증기발생기를 가진 24기는 5년 이하이다. 이 유니트들은 대부분 심한 열화현상을 피한다 해도 시간이 경과함에 따라 증기발생기 점검보수에 더 많은 비용이 필요하게 될 것이다.

북미전력신뢰성 심의위원회(NERC)의 발전설비 이용률 관계 책임자인 Niebo씨에 의하면 증기발생기 및 PWR 증기 시스템(블로우 다운 배관, 주증기 격리 밸브 및 덤프 밸브 제외)의 문제로 미국 PWR들은 1983년부터 지금까지 100.4만 MWH의 손실을 보았다. 증기발생기 및 증기 시스템 고장으로 인한 발전소 정지로 65기의 미국 PWR는 1988년에 최대출력의 2.01%(유니트당 평균 153,037MWH)의 손실을 보았다. 1987년에는 64기가 1.81%의 용량손실(유니트당 평균 141,672MWH)을 보았고 1986년에는 57기가 1.06%의 용량손실(유니트당 평균 84,672MWH)을 보았다. 최악의 해였던 1983년에는 NERC의 검토대상이 되었던 45기

의 PWR가 최대출력의 3.43%(유니트당 평균 256,066MWH)의 손실을 보았다.

EPR의 증기발생기 프로젝트국장인 Green씨는 1984년부터 1988년까지 원자력업계에서 사용한 증기발생기 수리보수비를 2억 2,800만 달러로 산정하고 현재의 증기발생기 수리보수비용을 연간 약 4,500만달러로 추정하고 있다. Stoller Power사에서 수집한 자료에 의하면 1968년부터 1986년 사이에 증기발생기 문제때문에 미국 PWR의 평균이용률이 4.63%, 평균가동률이 4.05% 낮아졌다. Stoller Power사의 연구책임자인 Olson씨에 의하면 1985년부터 1986년 사이에 튜브 보수작업 한가지만으로도 평균 0.72%의 이용률 손실을 보았고 교체 및 슬리빙 작업을 합치면 0.32%의 평균 이용률 손실을 보았다.

증기발생기 교체 비용은 교체 대수, 교체 모델과 그외 요인들에 따라 많이 달라진다고 전문가들은 말하고 있다. 일반적으로 증기발생기 교체비용은 처음의 8가지 교체작업비용보다는 낮은데 이 작업비용은 7,700만달러에서 1억1,200만달러가 되며 평균 약 9,300만달러가 된다. NRC의 의뢰로 Science Applications International사에서 조사한바에 의하면 운전허가 만료시까지 24년이 남아있는 PWR의 경우 이의 증기발생기 교체비용은 1억1,030만달러가 되며 여기에 추가되는 대체전력비도 1억 7,400만달러가 된다.

1982년의 한 국회청문회에서 증언에 따르면 대체전력비를 포함한 증기발생기 교체비용은 Yankee발전소의 1억2,600만달러서 부터 Trojan발전소의 3억7,500만달러에 까지 이르고 있다. 만약 41기 PWR의 증기발생기를 교체한다면 총자본비는 38억달러가 되고 총대체전력비는 45억달러가 되므로 전체비용은 83억달러(1980년 달러가 기준)에 이를 것이다.

일부 해결방법에도 문제가 있다

NSSS의 한 부분으로 증기발생기는 단독으로 설치하도록 설계되어왔다. 많은 PWR에서 그 수명에 비해 비교적 일찍이 열화가 시작되었고 미국에서 최초의 PWR가 상업운전을 시작한 이후로 거의 30년 동안 PWR들은 진동으로 인한 마모에서 부식으로 인한 튜브 균열과 파열에 이르기 까지 너무나 많은 증기발생기 문제때문에 괴로움을 당해왔다.

또한 PWR 소유업체들은 차례로 예기치 않았던 열화문제에 당면했는데 획기적인 새로운 증기발생기 보완방법도 갑자기 다른 문제를 일으키곤 했다. 1982년에는 연료재장전 이외의 다른 요인으로 인한 발전소 정지시간은 23%가 증기발생기 튜브의 열화에서 온 것이었다.

순환형 증기발생기를 제작하고 있는 미국의 두 메이커인 WH, CE 양사는 1970년대초에 운전을 시작한 PWR에 대해 2차측 물의 PH치를 조절하기 위해 수산화 나트륨이나 인산 나트륨과 같은 인산염을 투입할 것을 권장했다. 그러나 1972년 전력회사에서는 인산염 침전물이 튜브 벽(WH사 모델의 hot-leg 부분에서 많이 일어났다)과 CE사 모델의 방진(防振) 바를 부식시킨다는 것을 발견했다.

이 문제를 해결하기 위해 대부분의 미국 PWR 소유업체들은 1970년대 중/중반기 사이에 회발성 약품만 사용하는(AVT) 수화학적 처리방식으로 바꿨다. 2차냉각수중의 고형물을 분해하는 대신에 전력회사에서는 PH치 조절을 위해 암모니아를 주입하는 방법을 택했다. 금속 부식의 원인이 되는 산소를 제거하기 위해 하이드라진과 아황산 나트륨을 투입했다.

그러나 AVT 용액은 현재 가장 일반화된 오염물질에 의한 열화 메카니즘 즉, 지지판을 판통하는 부위에서의 튜브의 denting을 일으키

는 원인이 되었다. EPRI에 의하면 denting은 PWR 증기발생기의 가동률과 가동대수에 영향을 미치는 원인중에서 가장 큰 부식의 원인이 되는 것이다.

AVT 방식은 2차측 냉각수를 더 산성으로 만든다. 오래된 PWR 대부분에서 볼 수 있는 인코넬 튜브와 탄소강 지지판 사이의 복잡한 양극 반응은 동, 염화물 및 철 이온들을 발생시켜 magnetite로 알려진 철분을 함유한 슬러지를 형성한다. 이 슬러지는 튜브 외면과 지지판 구멍 사이를 분리시키고 있는 좁은 틈에 축적되어 튜브를 압축해 변형을 일으키게 한다. EPRI에서는 denting의 가장 큰 요인을 복수기에 사용되고 있는 해수나 염분을 함유한 물에 부유하고 있는 입자에서 나오는 산성 염화물 이온이라고 보고 있다. 만약 산소가 존재한다면 아주 자연스럽게 충전된 염화물을 함유하고 있는 물일지라도 산성으로 될 가능성이 있다.

B&W사의 관류형 증기발생기(OTSG)를 소유하고 있는 업체들은 AVT방법을 쓰도록 항상 권고를 받아왔다. 그러나 관류형은 하부 지지판의 흐름 구멍에 슬러지가 축적되어 급수 유량을 제한하는 것이 특히 문제가 되고 있다. 이러한 급수량의 제한때문에 일부 B&W사 증기발생기를 사용하고 있는 발전소에서는 출력을 30%나 낮추지 않으면 안되었다. 잠정적으로는 슬러지를 떨어뜨리는 이른바 "water slap"이라고 하는 압력 펄스 세척방법으로 해결을 보지만 그후에 다시 축적된다. 결국 B&W사 증기발생기 소유업체들은 EPRI와 함께 화학세정 기술을 개발하게 되었고 이 개발된 기술들은 마그네타이트를 제거하기 위해 다른 PWR 노형에서도 사용되고 있다.

증기발생기 부식의 또하나의 유형인 pitting (點蝕)은 복수기 누설이 원인인 경우가 가장

많다. 이 누설로 염화물과 황산염이 증기발생기로 유입되어 산화작용을 일으킨다. 복수 세정제로 사용되고 있는 수지 bead에서 나오는 양이온도 pitting을 일으킬 수 있다.

PWR 소유업체들은 또 증기발생기 튜브의 응력에서 오는 기계적인 열화에 의해서도 피로움을 당해왔다. “fretting”(또는 마모)은 튜브가 지지판에 부딪치며 진동하는데서 온다. 1980년대 초기에는 이 문제가 WH사의 D2 및 D3형 증기발생기에서 발견되었다.

U-튜브의 높은 인장응력, 특히 롤링 轉移 부분에서의 인장응력은 1차 냉각수파이프 응력부식 균열(PWSCC)을 가져올 수 있다. 튜브는 또 인산염 또는 수지 bead와 분말의 이온 때문에 발생하는 입자간 응력부식 균열(IG-SCC)의 손상을 입을 수도 있다. 튜브는 또 진동과 온도변화로 인한 반복되는 응력 사이클 또는 단순한 금속 피로현상에 대해 약할 수도 있다.

그리고 마지막으로 튜브의 건전성을 유지하기 위한 새로운 방법에서도 문제가 일어나고 있는데 금년초 Virginia Power사의 North Anna-1호기에서 발생한 사고가 그 한 예이다. 이 사고에서는 손상을 입었거나 균열이 생긴 튜브를 격리시키기 위해 사용되는 플러그 자체가 튜브를 손상시킨 것으로 밝혀졌다. WH사제 인코넬 튜브 플러그 1개가 일차 냉각수계통 응력부식균열(PWSCC)에 의한 円周 균열 때문에 파손되었던 것이다. 파손된 플러그의 파편이 튜브를 쳐 이를 파손시킨 다음 옆의 튜브 1개도 찢었던 것이다. 이 사고로 플러그 파편이 1개 이상의 튜브를 손상시킬 수 있다는 우려를 자아냈다. 이러한 사고는 지금까지 전혀 예상하지 못했던 것으로 NRC는 즉각 PWR 소유업체들에 대해 응력부식균열의 위험성이 있는 수천개의 플러그를 수리하거나 대체하도록 지시했다.

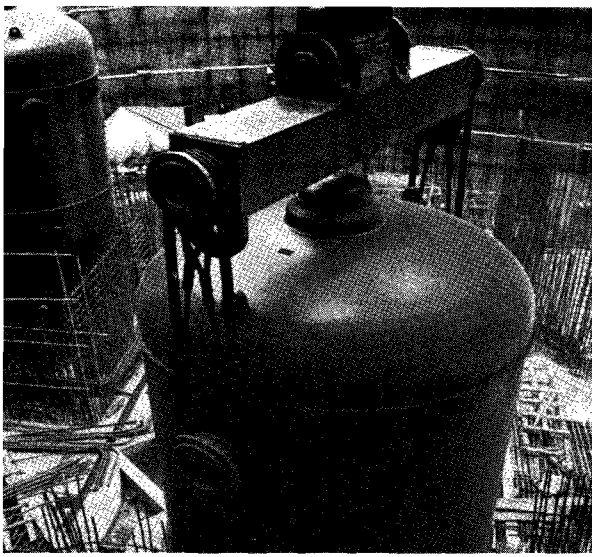
1977년에 28개 PWR 소유업체들은 힘을 합쳐 “증기발생기 소유주 단체”를 형성했다. 이 단체는 제1차 5개년계획기간중 EPRI와 공동으로 튜브의 비파괴검사기술 개발, 증기발생기 재료시험, 수화학 및 산소제어 연구 등에 4,200만달러 이상을 사용했다. 그후 연구활동은 계속돼 1983년부터 1986년까지는 증기발생기 소유주단체 그룹Ⅱ의 지원하에 연구가 이루어졌고 1987년에는 EPRI에서 증기발생기 신뢰성 연구 프로젝트에 착수하여 증기발생기 재료 및 문제점에 대한 연구개발이 계속되었다.

EPRI의 연구결과에서 나온 가장 중요한 권고사항은 다음과 같다:

- 교체용 증기발생기 튜브로는 인코넬-690을 사용할 것, 이 재질은 인코넬-600 보다 부식저항력이 강하다.
- 제로 출력에서 증기발생기를 충분히 적셔서 오염물질을 제거할 것
- 튜브와 튜브시트 사이의 틈을 세척할 것
- 산소제어를 엄격히 하고 2차측의 염화물과 철분 함유량을 낮출 것
- 교체용 증기발생기로는 개선된 防振방법, 개선된 흐름 메카니즘, 슬러지 축적과 crevice-denting 방지를 위한 구조 등의 특성을 지닌 것을 사용할 것

증기발생기 교체 사례

「증기발생기 교체분야에서 Virginia Power사가 개척자로 나선 것은 아니다」라고 동사의 원자력발전지원처장인 Wilson씨는 말했다. 1979년에 노령이 10년도 채 못되는 Surry발전소의 양 유니트에서 증기발생기 문제로 용량을 줄일 수 밖에 없었을 때 NRC는 이의 교체를 지지하는 것 같았고 동위원회가 이러한 교체 프로젝트를 지연시키지 않을 것임을 시사



했다. 「우리가 NRC를 처음 찾아가 사용허가 변경을 신청했을 때 그들은 이 문제를 몇 번 더 검토해보아야 겠다고는 말하지 않고 이를 쾌히 받아들였다」고 Wilson씨는 말했다.

NSSS 공급자인 WH사와의 공동작업으로 51F형의 교체용 증기발생기가 설계되었다. 이 설계에 따라 제작된 3대의 증기발생기는 51형과 비슷했는데 다만 다른 점은 부식과 변형에 대한 저항력을 높이기 위해 인코넬-600 튜브를 1,300°F로 진공속에서 열처리한 것이다.

Surry발전소의 6대의 증기발생기 제거작업은 부품들이 지지물에 달려있었기 때문에 비교적 간단하게 진행되었다. 작업원들은 증기발생기 밑으로 들어가 냉각재 파이프를 절단할 수 있었다. Surry-2호기에서 실시한 최초의 교체작업은 1,200명의 작업원에 의해 이루어졌다. 이중 225명만이 Virginia Power사 종업원이고 나머지 사람들은 28개 계약업체들로부터 온 사람들이다. 교체작업은 약 37주일이 걸렸고 직업적인 전체피폭선량은 1,141man-rem이었는데 이 선량의 대부분도 새 냉각재 파이프를 설치할 때 받은 것이다.

이 프로젝트의 소요경비는 9,400만달러에 이르렀는데 이중의 3,500만달러는 WH사에서 부담했다. 새 증기발생기 교체와 함께 복수전량에 대한 세정제와 소금기가 있는 James강의 냉각수를 정화시키기 위한 여과설비로 추가되었다. Surry-1호기의 증기발생기 교체공

사시에는 이보다 먼저 시행된 2호기 공사의 결험이 충분히 알려져 공사가 끝났을 때 그 효과가 분명히 나타났다. 즉, 전체 직업적 피폭선량은 2호기때 보다 10% 줄어든 1,759man-rem이었고 공사비는 거의 같았다. Virginia Power사는 말썽스러운 일은 사소한 일에서 일어난다는 것을 알게 되었다. 먼저 실시한 2호기 공사에서는 작업원들이 장갑과 장화를 붕하기 위해 사용되는 닥트 테이프를 다 써버려 곤란을 당했고 통신장비가 불충분해 작업원들은 바깥의 작업원들에게 정보를 전달하기 위해 격납용기를 떠나 옷을 벗지 않으면 안되었다. 그러나 두번째 공사에서는 이러한 사소하고 시간을 낭비하는 실수를 다시 저지르지 않도록 주의를 기울였다.

Florida Power & Light사(FP&L)의 Turkey Point-3호기의 3기의 44형 증기발생기는 1982년에 개량된 44형인 44F형으로 교체되었으며 4호기는 그 다음해 교체되었다. 44F형 증기발생기는 열처리된 인코넬-600 튜브를 가지고 있으며 Turkey Point-3호기 교체작업시의 직업적 피폭선량은 1,305man-rem이었는데 비해 31주일이 걸렸던 4호기 교체작업시에는 2,151man-rem이었다.

1970년대 상업운전을 시작한 Wisconsin Electric Power사(WEPCO)의 Point Beach-1호기의 2대의 44형 증기발생기는 crevice부분에서의 입자간 부식균열과 인산염 처리로 인한 튜브벽의 마모때문에 곤란을 당했다. 1981년 WEPCO사는 주정부로부터 교체용 증기발생기 구입허가를 얻어 주계약자인 WH사와 함께 일을 시작해 180일간의 증기발생기 교체 및 연료재장전 작업계획을 세웠었다.

WH사와의 계약은 실질적으로 턴키 계약이어서 품질보증과 전체 공급품에 대한 책임을 메이커에서 지게 돼있었다. 이 공사는 말할 수 없이 쉽게 이루어졌다고 회사측에서는 말

하고 그 이유는 1966년 발전소 건설공사 당시 증기발생기 하부 구조물이 통과할 수 있도록 설비운반 햇치를 충분히 크게 해놓은 것이 큰 도움이 되었다고 했다. 교체용 증기발생기는 예정보다 1개월 앞당겨 도착했고 재사용하게 될 상부 셸을 놓기 위한 특수스텐드가 마련되었으며 식을 때까지 기다리지 않고 girth 용접 부분을 X-레이 촬영할 수 있도록 특수한 필름 holder가 준비돼있었다. 전체 직업적 피폭선량은 575man-rem으로 당초 예상했던 1,930man-rem 보다 훨씬 낮았다. 총공사비용은 7,700만달러로 WH사가 그중 3,500만달러를 부담했다.

1984년에는 Carolina Power & Light사(CP&L)의 Robinson-2호기에서 13년 된 44형 증기발생기 3대를 교체했다. 1970년대 중반에 CP&L사는 Robinson-2호기를 AVT 처리방식으로 전환하지 않고 다른 방법과 조화시킨 인산염 처리방식을 계속하기로 결정을 내렸다. 그 후 이 증기발생기들은 튜브벽의 마모, 슬러지 축적 및 균열을 일으켰다.

Channel head 제염과 비파괴 용접검사의 컨설턴트 겸 계약자인 WH사와 함께 CP&L사는 방사선방호 프로그램을 실시해 교체용 44F형 증기발생기의 설치작업이 시작되기 전에 작업원들에게 모의훈련을 시켰다. 또한 CP&L사에서는 Florida Power & Light사(FP&L)의 Turkey Point발전소에서의 증기발생기 교체공사 현장에 옮겨버 한사람을 파견했었다. 그 다음에는 Indian Point-3호기의 증기발생기 교체를 준비중이던 New York Power Authority사(NYPA)로 부터 Robinson발전소의 작업을 관찰하기 위해 한사람이 파견됐었다. Robinson-2호기의 교체공사 비용은 8,500만달러였고 직업적 피폭선량은 1,207man-rem이었다.

가장 최근에 실시된 Indiana & Michigan Electric사(I&M)의 D.C Cook-2호기와 NYPA

사의 Indian Point-3호기의 교체공사는 낮은 직업적 피폭선량으로 시행되었다. I&M사 원자력발전 담당 부사장 Alexich씨는 Cook-2호기의 4대의 51형 증기발생기에서 1983년에 IGSCC가 발견됐었다고 말했다. 10년 된 이 유닛은 1988년 3월 폐쇄되기 전에 80%로 출력을 제한해 운전했었다.

1988년말에 끝난 Cook-2호기의 교체공사에는 1억1,200만달러가 들었고 피폭선량은 561man-rem이었다. 이 작업은 다른 경우 보다 오래 걸렸는데 그 이유는 ice condenser의 위치때문에 교체용 증기발생기 하부 아셈블리를 넣기 위해 격납용기의 일부를 잘라내야 했기 때문이라고 Alexich씨는 말했다.

NYPA사는 1982년에 Indian Point-3호기의 증기발생기 교체를 검토하기 시작해 1986년 WH사에 44F형을 발주했다. 금년 2월에 교체공사가 시작되었는데 이 공사는 증기발생기 교체라고 하는 발전적인 분야에서 하나의 이정표가 되었다. 그것은 이 공사가 NRC의 허가변경없이 실시된 최초의 공사가 되었기 때문이다. NYPA사는 이 새로운 모델이 기존의 것과 기능면에서 동일하다는 것과 이 공사가 원자로의 당초허가기준에 따른 복구공사를 허용하고 있는 NRC규정 50조 50항에 위배되지 않는다는 것을 NRC에 설득시켰던 것이다.

증기발생기 교체는 당초에는 매우 심각한 것으로 받아들여졌기 때문에 1980년 만해도 NRC는 Surry-1호기 교체공사 때 환경영향보고서를 요구했었다. 그러나 1986년에는 NRC에서도 교체공사를 일반적인 것으로 보게 되어 개입자들의 반대 의견을 청취하기 전에 승인할 수 있는 상례적인 허가변경사항으로 다루게 되었다. 그래서 지금은 증기발생기 교체는 NRC 규정 50조 59항에 의거 상례적인 것으로 취급된다고 보아도 되게 되었다.

금년 6월에 끝난 Indian Point-3호기 교체는

약 1억2,000만달러가 들었으며 전체 피폭선량은 550man-rem 이하로 이 선량은 미국의 8번의 교체공사중에서 가장 낮았다고 NYPA사의 Brons부사장이 말했다. 교체용 증기발생기는 기기운반 헛치를 통해 격납설비내로 반입되었다. 4대의 기존 44형 증기발생기는 각각 둘로 절단해 제거됐고 새 증기발생기를 연결하는데는 길이가 달라진 새 파이프 1개만을 추가하면 되었다.

이런 공사를 계획함에 있어서는 정보교환과 다른 현장을 직접방문 시찰하는 것이 중요하다고 Brons부사장은 말했다. 「우리는 우리회사 사람들을 Point Beach, Robinson과 Cook 원전에 파견했고 이들은 Virginia Power사와 FP&L사의 사람들과 많은 대화를 나누었다」고 그는 말하고 「교체공사를 끝낸 회사 치고 우리와 대화를 나누지 않은 데는 없는 것으로 안다」고 했다.

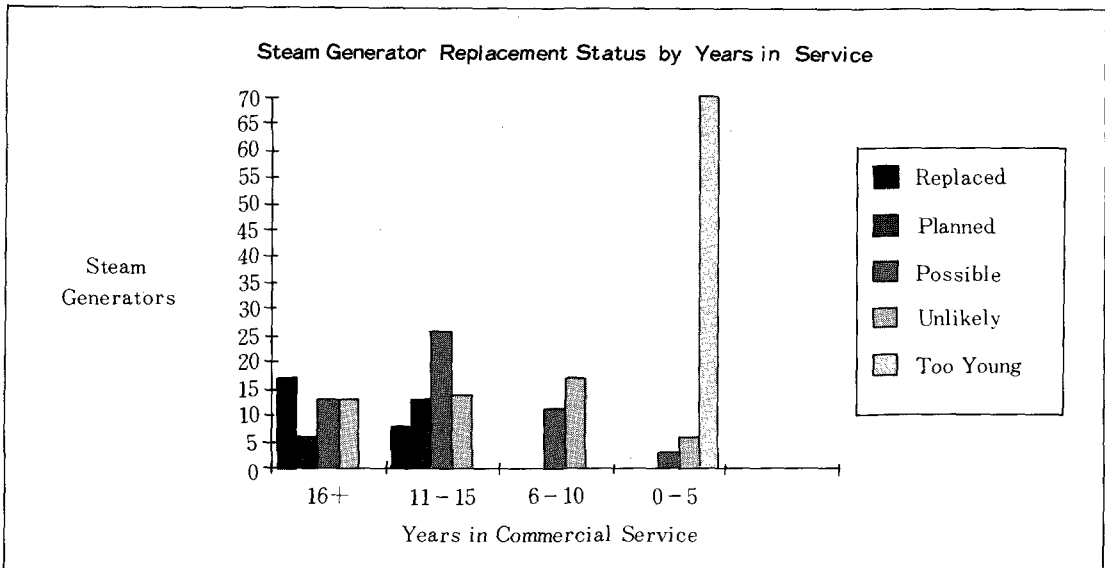
원전 개별조사

별첨 도표는 미국내 PWR의 증기발생기 현황을 나타낸 것이다. PWR은 5가지 유형으로

나누었는데 증기발생기 교체를 끝낸 것, 교체를 계획중이거나 상당히 긍정적으로 검토되고 있는 것, 증기발생기가 상당히 열화되어 교체를 공개적으로 검토하지 않으면 안되는 것, 열화 정도가 심하지 않아 교체 효과가 보장되지 않는 것, 대체적으로 5년이하의 상업운전 실적을 가진 원자로로 열화정도를 파악하기에는 너무 이른 것등이다.

증기발생기 교체를 피하기 위한 전력회사들의 다각적인 노력

증기발생기 교체는 지금까지의 경험으로 미지의 사항이 많이 밝혀졌는데도 아직도 많은 PWR 소유업체들은 이것을 별로 환영하지 않고 있다. 그들은 오래된 발전소에서 증기발생기 열화가 더 이상 진전되는 것을 방지하고 비교적 새 발전소에서는 문제를 최소화하기 위해 플러깅, 슬리빙, 열처리, hot soaking 및 까다로운 수화학 처리 등의 방법을 사용하고 있다. 이러한 방법등은 모두 교체를 회피하는데 그 목적이 있는 것이다.



美國內 PWR 蒸氣發生器 現況

	COMM.	NO. OF LOOPS	SG MODEL	NO.	TUBE MATERIAL	NO. OF PLUGS	NO. OF SLEEVES
				OF TUBES PER SG			
BABCOCK & WILCOX							
Arkansas Nuclear One-1	12/74	2	OTSG	15,531	Inc-600S	334	224
Remarks: First B&W plant to sleeve.							
Crystal River-3	3/77	2	OTSG	15,457	Inc-600S	37	0
Davis-Besse	7/78	2	OTSG	15,531	Inc-600S	49	0
Oconee-1	7/73	2	OTSG	15,531	Inc-600S	618	500
Oconee-2	9/74	2	OTSG	15,531	Inc-600S	93	0
Remarks: Planning to sleeve in 1990.							
Oconee-3	12/74	2	OTSG	15,531	Inc-600S	309	300
Rancho Seco	4/75	2	OTSG	15,457	Inc-600TT	223	507
Remark: Shut down as result of 6/89 referendum.							
Three Mile Island-1	9/74	2	OTSG	15,531	Inc-600S	1,627	0
Remarks: Shut from 2/79 thru 11/85.							
COMBUSTION ENGINEERING							
Arkansas Nuclear One-2	3/80	2		8,411	Inc-600S	51	0
Remarks: SGs are unique.							
Calvert Cliffs-1	5/75	2	67	8,519	Inc-600TT	161	0
Calvert Cliffs-2	4/77	2	67	8,519	Inc-600TT	113	0
Fort Calhoun	6/74	2	N/A	5,005	Inc-600MA	108	0
Maine Yankee	12/72	3	N/A	5,703	Inc-600MA	85	0
Remark: Only 3-loop CE plant in the U.S.							
Millstone-2	12/75	2	67	8,591	Inc-600TT	2,706	4,735
Remarks: SG replacements ordered in 1988 from B&W Canada.							
Palisades	12/71	2	N/A	8,519	Inc-600MA	4,101	33
Remarks: First C-E unit built. Has 24% of tubes plugged.							
Additional plugging will result in downrating							
Palo Verde-1	1/86	2	80	11,012	Inc-600MA	79	0
Palo Verde-2	9/86	2	80	11,012	Inc-600MA	165	0
Palo Verde-3	1/88	2	80	11,012	Inc-600MA	176	0
San Onofre-2	8/83	2	3410	9,350	Inc-600MA	500	0
San Onofre-3	4/84	2	3410	9,350	Inc-600MA	500	0
St. Lucie-1	12/76	2	N/A	8,519	Inc-600MA	1,058	0
St. Lucie-2	8/83	2	N/A	8,519	Inc-600MA	383	0
Waterford-3	9/85	2	N/A	8,485	Inc-600MA	313	0
WESTINGHOUSE							
Beaver Valley-1	10/76	3	51	3,388	Inc-600MA	143	0
Beaver Valley-2	11/87	3	51M	3,376	Inc-600MA	16	0

	COMM.	NO. OF LOOPS	SG MODEL	NO.		NO. OF PLUGS	NO. OF SLEEVES
				OF TUBES PER SG	TUBE MATERIAL		
Braidwood-1	7/88	4	D4	4,578	Inc-600MA	0	0
Braidwood-2	10/88	4	D5	4,530	Inc-600TT	0	0
Byron-1	9/85	4	D4	4,578	Inc-600MA	75	0
Byron-2	8/87	4	D5	4,530	Inc-600TT	11	0
Callaway	12/84	4	F	5,626	Inc-600MA	51	0
Remarks: SNUPPS plant. First 10 rows of U-bends are thermally treated.							
Catawba-1	6/85	4	D3	4,674	Inc-600MA	76	0
Catawba-2	8/86	4	D5	4,530	Inc-600TT	29	0
Connecticut Yankee	1/68	4	27	3,794	Inc-600MA	899	0
Cook-1	8/75	4	51	3,388	Inc-600MA	637	0
Cook-2	7/78	4	51F	3,592	Inc-690TT	0	0
Remarks: Tube bundles and lower head of replacement units installed 3/89							
Upper head and steam separators of original SGs retained.							
Diablo Canyon-1	5/85	4	51	3,388	Inc-600MA	2	0
Diablo Canyon-2	3/86	4	51	3,388	Inc-600MA	33	0
Farley-1	12/77	3	51	3,388	Inc-600MA	306	0
Remarks: Data from NRC; Alabama Power declined to disclose.							
Farley-2	7/81	3	51	3,388	Inc-600MA	484	0
Remarks: Data from NRC; Alabama Power declined to disclose.							
Ginna	7/70	2	44	3,260	Inc-600MA	511	814
Remarks: Tube rupture in 1982.							
Indian Point-2	8/74	4	44	3,262	Inc-600MA	1,032	0
Remarks: Model 44F replacements on site, but replacement not expected before 1992.							
Indian Point-3	8/76	4	44F	3,214	Inc-690TT	0	0
Remarks: Model 44 steam generators replaced in 5/89							
Kewaunee	6/74	2	51	3,388	Inc-600MA	437	3,638
McGuire-1	12/81	4	D2	4,674	Inc-600MA	847	0
McGuire-2	3/84	4	D3	4,674	Inc-600MA	755	0
Millstone-3	4/86	4	F	5,626	Inc-600TT	16	0
North Anna-1	6/78	3	51	3,388	Inc-600MA	1,067	0
Remarks: SG replacement slated for mid-1990s. Order placed with Westinghouse 6/89.							
North Anna-2	12/80	3	51	3,388	Inc-600MA	478	0
Point Beach-1	12/70	2	44F	3,260	Inc-600TT	6	0
Remarks: Model 44 steam generators replaced 3/84.							
Point Beach-2	10/72	2	44	3,260	Inc-600MA	354	3,403
Prairie Island-1	12/73	2	51	3,388	Inc-600MA	140	100
Remarks: First U.S. plant to add secondary-side boric acid.							
Prairie Island-2	12/74	2	51	3,388	Inc-600MA	97	0
Remarks: First U.S. plant to switch from ammonia to morpholine.							

	COMM.	NO. OF	SG	NO.	TUBE	NO. OF	NO. OF
	OPS.	LOOPS	MODEL	OF TUBES	MATERIAL	PLUGS	SLEEVES
				PER SG			
Robinson-2	3/71	3	44F	3,214	Inc-600TT	1	0
Remarks: Model 44 steam generators replaced 10/84. Citing litigation with Westinghouse, CP & L declined to comment, Data from NRC.							
Salem-1	6/77	4	51	3,388	Inc-600MA	424	0
Salem-2	10/81	4	51	3,388	Inc-600MA	387	0
San Onofre-1	1/68	3	27	3,794	Inc-600MA	1,388	6,000
Sequoyah-1	7/81	4	51	3,388	Inc-600MA	63	0
Remarks: Out of service 8/85 through 11/88.							
Sequoyah-2	6/82	4	51	3,388	Inc-600MA	377	0
Remarks: Out of service 8/85 through 5/88.							
Shearon-Harris	5/87	3	D4	4,578	Inc-600MA	20	0
Remarks: Citing litigation with Westinghouse, CP & L declined to comment, Data from NRC.							
South Texas-1	8/88	4	E	4,850	Inc-600MA	54	0
South Texas-2	6/89	4	E	4,850	Inc-600MA	56	0
Summer	6/84	3	D3	4,675	Inc-600MA	842	0
Surry-1	12/72	3	51F	3,342	Inc-600TT	10	0
Remarks: Model 51 SGs replaced 7/81.							
Surry-2	5/73	3	51F	3,342	Inc-600TT	3	0
Remarks: Model 51 SGs replaced 9/80.							
Trojan	5/76	4	51	3,388	Inc-600MA	700	0
Turkey Point-3	12/72	3	44F	3,300	Inc-600TT	43	0
Remarks: Model 44 steam generators replaced 4/82.							
Turkey Point-4	9/73	3	44F	3,300	Inc-600TT	32	0
Remarks: Model 44 steam generators replaced 5/83.							
Vogtle-1	5/87	4	F	5,626	Inc-600TT	7	0
Vogtle-2	5/89	4	F	5,626	Inc-600TT	15	0
Wolf Creek	9/85	4	F	5,626	Inc-600TT	22	0
Remarks: SNUPPS plant.							
Yankee	7/61	4	13	1,620	304 S/S	317	0
Remarks: Oldest operating PWR in the U.S. Slated for life extension project.							
Zion-1	12/73	4	51	3,388	Inc-600MA	760	175
Zion-2	9/74	4	51	3,388	Inc-600MA	344	0

주 : S=Sensitized, MA=Mill-annealed, TT=Thermally treated, S/S=Stainless Steel, N/A=Not applicable
 Mill-annealing WH사에서 인코넬 튜브에 실시하고 있는 처리방법으로 1825° F까지 튜브를 가열한 다음 냉각시키는 것이다. 최근의 일부 WH사 모델에서 볼 수 있는 열처리된 튜브는 진공중에서 약 12시간 동안 1300° F로 가열한 것이다.
 Sentinizing : B & W사에서 시행하고 있는 방법으로 튜브를 약 1300° F까지 가열하는 것이다.