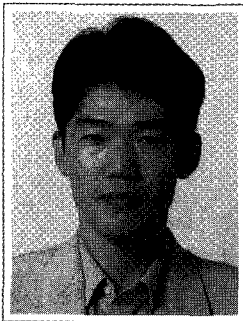




프랑스 원자력 발전의 경제성 분석

신 형 기

한국원자력안전기술원 방사선안전센터
방사선방호실 선임연구원



지난 1999년 5월에 프랑스 현 수상 Lionel Jospin은 재경부 산하에 있는 기획담당관 Jean-Michel Charpin 이하 원자력청과 국립 과학 연구 기관 장에게 21세기를 준비하는 의미에서 후행 핵주기를 포함하는 미래의 원자력 발전 분야의 경제적인 분석을 요구하는 서한을 보낸 바 있다.

이 서한에는 원자력 이외의 천연 가스와 같은 에너지원과 비교하여 환경 보존 등의 외부 요인을 고려함으로써 좀 더 포괄적인 분석을 요구하였는데, 2000년도에 국가 전체의

전기 발전량 중 원자력이 차지하는 비중이 76.4%로 세계 1위의 원자력에의 의존도를 보이는 프랑스는 이미 환경 보호주의자들의 반대에 따라 고속증식로를 포기한 바 있고 세계적으로 온실 효과를 일으키는 주범인 CO₂ 가스 배출량을 억제하는 대안으로서의 원자력을 미래에도 계속 유지하느냐하는 시점에서 이와 같은 연구를 수행하게 된 것이다.

이 연구는 두 가지 분야에 초점이 맞추어졌다. 첫째, 현재 운전중인 발전소에 관련된 것으로 만약 발전소 수명을 연장시킬 경우 이에 따른 경제적 조건 및 결과에 대한 분석, 둘째, 원자력발전소로부터 나온 폐기물의 재처리를 지속하느냐하는 점이다.

프랑스는 1977년부터 2개 원전으로 상업적 목적의 원자력 발전을 시작한 이래 오늘날에는 34개의 900MWe 원전과 20개의 1300MWe급 원전, 그리고 4개의 1450MWe급 N4 등 총원전 58개의 경수로를 보유하고 있다.

프랑스의 전체적인 원자력 산업에의 투자는 핵 폐기물 처리를 제외하고 현재는 조금 감소한 상황이고, 정부는 앞으로 현재 가동중인 발전소의 수명 연장, 발전소 운영에 있어서 효율 증대 혹은 핵주기 문제, 사용후 핵연료 처리 문제, 핵연료 저장, 그리고 원전 시설의 해체 등 여러 분야에서 다각적으로 원자력 발전의 경제성 증진을 모색하고 있다. 이 글에서 우리는 Jean-Michel Charpin의 연구 보고서를 통해 프랑스의 원자력 현황과 이에 대한 향후 전략을 간략히 고찰해 보고자 한다.

가동중 발전소 관리

1. 발전소 수명 연장

발전소 수명을 연장하는 문제는 미래의 발전소 유형의 선택에 있어 영향을 주게 되며 이 보고서에서는 41년과 45년으로 가정하였는데 이는 발전소 최소 수명을 30년으로 잡고 최대 수명으로 45, 50년으로 가

정했을 때 이 두 값을 평균한 수치이다. 발전소에 대한 총투자에서 대부분을 차지하는 것은 발전소 운전에 소요되는 비용(43%)으로서, 건설 초기시 투자(25%), 선행 핵주기에 소요되는 비용(20%), 후행 핵주기에 소요되는 비용(12%)보다 많은 비율을 차지하는 것으로 나타났고, 이에 따라 발전소 수명을 41년에서 45년으로 늘리게 되면 kWh당 전기 생산 비용이 6% 정도 절감된다고 연구 결과는 보여주고 있다.

발전소의 수명은 원자로의 큐브와 원자로를 싸고 있는 격납 건물의 수명과 밀접한 연관성이 있는데, 이를 위해서 새로운 핵연료를 제작하여 연소율을 높일 뿐만 아니라 또한 원자로 내벽에 이르는 중성자속을 감소시키고 원자로 내벽의 열처리 등을 통하여 내구성을 강화함으로써 현재보다 10%의 수명을 연장함으로써 평균 45년의 발전소 수명을 달성할 계획을 가지고 있다.

그런데 만약 현 발전소에 대한 개선 요구가 약간 늦추어질 수 있다면, 보다 효율적인 핵연료나 화석 연료, 혹은 신에너지원의 출현 가능성을 기대할 수 있고 동시에 전기 수요를 효율적으로 조절하는 기술을 개발하는 여지를 남길 수 있게 된다.

2. 플루토늄 재처리

후행 핵주기 문제에 대해서 두 가지 방법이 있는데 하나는 사용후 핵

연료에서 회수한 플루토늄을 원자로 내에 다시 사용하기 위해 이를 재처리하거나 아니면 중간 저장 단계를 거쳐 사용후 핵연료를 직접 처분하는 방식으로 나뉘어진다.

이와 관련하여 프랑스 정부는 우라늄 핵연료를 재처리한 후 플루토늄을 추출하여 MOX의 형태로 원자로 내에 재사용하는 방법을 채택하고 있다. 재처리는 우선 우라늄과 플루토늄을 분리하는데 목적이 있으며 핵연료에 1% 정도 존재하는 플루토늄의 99.8%를 빼내게 된다. 플루토늄은 10만년 후 전체 핵연료 방사능의 90%를 차지하게 되므로 대부분의 플루토늄을 경제성과 관계없이 분리해내어 MOX 연료로 사용하고 있다. 다음에 유리화 등에 의한 처리 방법을 통해 수 천년 동안 저장될 폐기물의 양을 줄이는 데 추가적인 목적이 있다.

실제로 원자로 내에 30%를 MOX로 70%를 우라늄 핵연료를 사용하게 되면 플루토늄의 양은 거의 없어지게 되나 만일 100% 우라늄 핵연료를 사용할 경우 연간 약 200kg의 플루토늄이 생성된다.

재처리 과정을 통해서도 고체나 액체·기체 형태의 이차적인 폐기물이 발생한다. 이들의 양은 규제 기관의 제한을 받고 있고 재처리시 긴 반감기를 가진 고체의 양은 현재 핵연료 1톤당 약 1m³를 차지하고 있다. 만일 재처리를 하지 않고 저장할 경

우 약 2m³의 폐기물이 발생하게 된다. 현재 핵연료 제작회사 COGEMA는 핵연료 1톤당 고체 폐기물 연료를 0.3~0.5m³로 줄이도록 노력을 하고 있다.

이 보고서에서 후행 핵주기에 대해서 다음과 같은 3가지 전략을 제안하였다.

첫째, UOX 핵연료를 65%에서 75% 사이에서 재처리를 하고 MOX를 현재 900MWe급 20개 원자로에 장전한다.

둘째, UOX 핵연료의 재처리 비율을 더욱 증가하여 900MWe급 28개 원자로에 장전한다.

셋째, 점진적으로 재처리를 감소시켜 2010년에 영구 중단하고 개방형 주기로 전환한다. 단, 2010년까지 MOX 연료를 없애기 위해 MOX 연료 사용을 약 2,3년 더 지속한다.

위에서 말한 폐기물에 관한 전략은 경우에 따라서 저장소나 영구 처분 시설을 필요로 하는 다양한 종류의 폐기물, 특히 중간 저장되는 사용후 핵연료 내에 잔재된 분리되지 않은 플루토늄이나 아메리슘과 같은 초우라늄 원소의 양에 직접적으로 관계된다.

다시 말하면, 만일 재처리를 중단할 때 현재 보유하고 있는 50년의 저장 능력 시설과 초우라늄 원소를 포함하는 사용후 UOX 연료의 영구 처분 능력에 문제가 발생할 수 있다.

그러나 만일 재처리를 계속할 경



우 결과적으로 중간 저장소에 쌓이는 사용후 핵연료가 감소되고 초우라늄 원소의 양과 부피가 작아지게 된다. 하지만 영구 처분 이전에 MOX 연료를 150년 정도 중간 저장할 수 있는 시설이 동시에 필요하다.

위에 언급한 후행 주기에 대한 세 가지 전략과 41년, 45년의 발전소의 수명을 가정하여 전체 여섯 가지 시나리오에 대한 양적인 분석을 하였는데 이에 대해 얻어진 결과는 다음과 같다.

첫째, 발전소 수명이 41년일 때, 2010년에 재처리를 중단할 때보다 28개 원자로에서 MOX를 장전하여 연소시킬 때 플루토늄이나 아메리슘과 같은 초우라늄 원소의 양이 12% 감소하였다.

둘째, 발전소 수명이 45년일 때는 마찬가지로 경우, 15% 감소하였다.

셋째, 재처리를 전혀 없는 경우와 비교하여 초우라늄 원소의 양은 41년 발전소 수명에 대해서 17%, 45년 수명에 대해 23% 감소하였다.

위에 말한 폐기물 전략에 관한 경제성 분석에 영향을 미치는 여러 요인들, 즉 발전소 운전 효율성, 후행 핵주기에 관련된 비용, 그리고 발전소 해체에 따른 비용 등을 고려하여 분석한 바에 따르면, 연간 축적되는 비용은 위에 가정된 시나리오와 관계없이 큰 차이가 없는 것으로 나타났다. kWh당 비용을 보면 발전소 수명에 따라 약 1%의 차이가 있는

것으로 나타났다. 하지만 재처리에 들어가는 대부분의 비용 투자가 이미 이루어졌고 재처리 중단은 2010년에 가서야 비로소 이행되기 때문에, 재처리를 계속하는 경우 재처리 중단했을 때와 비교하여 플루토늄과 아메리슘과 같은 초우라늄 원소를 영구 처분하는 시설에 드는 비용을 절감할 수 있음을 알 수 있다.

다시 말하면, 프랑스가 재처리 전략을 지속할 경우 만약 MOX를 쓰는 28개 발전소에 이를 적용하고 또한 폐기물 저장 시설을 최적화한다면 2010년에 재처리를 중단할 때보다 천연 우라늄에 드는 비용을 5% 절감하고 플루토늄과 아메리슘 등의 저장량을 발전소 수명에 따라서 12%에서 15%까지 줄일 수 있는 것으로 나타났다. 다만 추가적으로 1%의 초과 비용이 드는 부담과 MOX에 쓰이는 플루토늄과 같은 원소의 영구 처분 전 중간 저장 기간이 지금부터 약 150년 가량 더 연장되어야 한다는 조건이 붙는다.

2050년까지 원자력 산업의 기술 전망

1. 원자력 산업의 현 추세

그렇다면 원자력 발전에 있어서의 세계적인 추세를 보자. 대부분의 OECD 국가들(한국·일본·체코공화국을 제외하면)은 새로운 발전소 건설을 중단한 상태다.

미국과 같은 나라는 경제적인 이유로 가동중 발전소의 수명을 연장하려 하고 있고, 독일과 스웨덴 같은 나라는 가동중 발전소를 폐쇄할 계획을 이미 세웠다. 독일 정부는 프랑스형 발전소의 수명을 제외하고 발전소 평균 수명을 32년으로 하는 협약을 체결한 바 있다.

사용후 핵연료의 문제에 있어서 몇 나라들은 플루토늄과 우라늄의 재처리 전략을 취하고 있으나 그 밖의 다른 나라들은 현재 경제적인 이유로 재처리를 포기하거나 포기할 생각을 가지고 있다.

이런 원자력 산업에의 세계적 추세에 프랑스는 2020년과 2050년 사이의 전기 수요가 연간 0.6%에서 1.2% 정도 증가하리라 예측하고 있다. 현재 이와 같은 전기 수요 증가 예측에 따른 공급을 충족시켜 주기 위해 원자력 관련 여러 기술들을 개발하고 있으며, 특히 원자로와 핵연료 그리고 사용후 핵연료의 처리 방법 분야에서 수행하고 있다.

2. 전기 수요에 따른 기술 개발

미래의 전기 수요에 따른 기술 개발은 비원자력 분야가 전체 발전량을 차지하는 비율과 원자력 발전에 쓰이는 원자로와 핵연료의 특성에 따라 달라진다고 할 수 있다.

원자로 분야에 있어서 현재 개발 중인 기술은 다음과 같다.

첫째, 1530MWe 급 원자로 EPR

(European Pressurized Reactor)로서 기존의 가압경수로를 발전시켜 UOX와 최대 50% 정도의 MOX를 연료로 사용하여 원자로 연소율을 증가시키고 발전소 수명을 60년까지 늘린다.

둘째, 상업적 실현성이 증명되었지만 아직 실용화 단계에는 미치지 못한 것으로서 사용후 MOX 연료의 재처리로부터 얻어진 플루토늄을 재사용하거나 재처리 중단 시점에 최대 20%의 고농축 우라늄을 사용할 수 있는 개념의 제 1세대 고성능 원자로(HPR1; High Performance Reactor 1).

셋째, 2040년경에나 상업적으로 운영되리라 예측되는, 플루토늄을 포함하는 악티나이를 연소시켜 영구 처분되는 폐기물의 양을 줄일 수 있는 제 2세대 고성능 원자로(HPR2; High Performance Reactor 2).

핵연료에 있어서는 사용후 핵연료에 잔재하는 플루토늄을 보다 효과적으로 연소시키는 개념의 APA (Advanced Plutonium Assembly)형 핵연료를 개발중이며, 만일 이에 대한 개발이 성공적으로 완료될 경우 2020년부터 원자로 내에 상업적으로 이용되어 2020년과 2050년 사이 저장될 플루토늄 양을 대폭 줄일 전망이다. 이외에도 MOX와 토륨을 함께 사용하는 핵연료의 사용 방안도 검토 중이다.

비원자력 분야에서의 발전은 대체

로 천연 가스의 사용에 의존할 것으로 예측되며, 수력은 현재의 수준을 유지하고, 풍력 발전은 총전기 생산의 일부분만을 차지할 것으로 생각된다.

원자력 발전의 미래 전기 수요와 기술 개발에 따라 현재 가동 중 원자력 발전소의 수명을 45년으로 가정하고 일곱 가지 시나리오를 작성하여 보았다(H는 높은 전기 수요, B는 낮은 전기 수요를 뜻함)

가. H1 시나리오

더 이상 새로운 원자력발전소 건설이 없고 2050년에 전기 수요의 73%를 가스가 생산하고 핵연료의 재처리는 계속 유지함.

나. H2 시나리오

EPR과 같은 새로운 형의 발전소가 건설되고 2030년부터 시작된 해체 발전소를 대체함. 프랑스 전기 수요가 2000년의 61.7GWe에서 2050년에는 47GWe로 떨어지고 2020년에 APA형 핵연료를 경수로에 사용하기 시작함.

다. H3 시나리오

원자력 발전이 대부분의 전기 생산을 담당하고 EPR과 같은 새로운 형태의 발전소가 2025년부터 대체를 시작하여 2050년에 총 85GWe의 전기를 생산함.

라. B2 시나리오

EPR이나 HPR1과 같은 발전소가 2035년부터 시장에 들어가기 시작하여 2050년에 약 33GWe의 전기

를 생산함. 가스 등을 이용한 복합 주기의 발전 방안도 고려되어 이에 따라 2050년에 17GWe의 전기가 추가적으로 생산됨.

마. B3 시나리오

EPR 형태의 원자력발전소가 2030년 혹은 2035년부터 기존의 발전소를 대체하며 서서히 자리를 잡아가기 시작하여 2050년에 47GWe의 전기를 생산. 천연 가스를 이용한 복합 주기의 발전은 그 비용이 낮게 유지됨.

바. B4 시나리오

더 이상의 새로운 발전소는 건설되지 않고 2010년 재처리도 중단함. 가스를 이용한 발전이 기존의 원자력을 대체하며 이와 함께 다른 새로운 대체 에너지원을 개발함.

사. 다른 형태의 B4 시나리오

위의 시나리오에다 각 원자력발전소의 수명을 30년으로 엄격히 제한하는 조건을 붙임.

핵폐기물의 양과 온실 효과를 일으키는 CO₂ 방출량 사이의 관계

위에 언급된 각 7개 시나리오의 경제성 분석을 위한 주요 세 가지 변수로서 환경과 경제에 관련된 변수, 즉 2000년에서 2050년까지 기간 동안의 CO₂ 방출량, 고준위 핵폐기물의 양과 소요되는 비용에 미치는 결과는 다음과 같다.

첫째, 동일한 전기 수요에 대해서



CO₂ 방출량은 원자력 에너지와 밀접하게 관련되어 있다. 즉 원자력을 에너지원으로 많이 사용할수록 CO₂ 방출량은 적어진다.

둘째, 전체 초우라늄 원소의 양은 새로운 핵연료를 사용하거나 고성능 원자로를 이용할 때 감소되었고, 재처리를 계속함에 따라 H2 시나리오의 APA 형의 핵연료를 사용할 때 총 축적된 초우라늄 원소의 양은 473 톤에서 221톤으로 약 53% 감소하였다. 그리고 H3 시나리오에서 1세대 고성능 원자로를 사용할 때 총 초우라늄 원소의 양은 411톤에서 115톤으로 약 72% 감소함을 알 수 있었다.

셋째, B4 시나리오의 경우, 발전소 수명을 30년으로 제한할 때 초우라늄 원소의 양이 40% 감소하였지만, CO₂ 방출량은 65% 증가함을 보였다.

각 시나리오에 대한 경제성 분석

여기서 말하는 경제적 측면의 분석은 앞서 언급된 시나리오와 연관되어 연구 개발과 천연 가스 채취와 수송 통신망과 운영, 연료 등에 들어가는 주요 투자에 따른 개별 생산과 전기 사용 기술, 그리고 천연 가스 가격 등과 같은 여러 요인을 고려하여 드는 연간 지출액에 대한 계산에 근거를 두고 있다. 결과적으로, 위에 언급한 7개 시나리오에 대해

discount rate를 적용한 비용과 적용하지 않았을 때 비용으로 나누어 비교를 하였다.

1. 2000~2050년 사이의 discount rate를 고려하지 않은 비용에 대한 결과 분석

우선 전기 수요가 낮을 때 높은 전기 수요에 비해서 천연 가스 가격과 관계없이 상당한 비용 절감이 되는 것을 알 수 있었다.

만약 시나리오에 따라 discount rate를 고려하지 않고 그 기간 동안 소요된 총비용을 보면, 연간 평균적으로 절감되는 비용이 대략 140억 프랑이 되었다.

화석 에너지 연료 가격 상승을 고려한다면 원자력 발전 시설을 개선하는 대부분의 시나리오에서 비용이 적게 들음을 보여주었으나, 만약 화석 에너지 연료 가격이 안정적인 때는 수명을 다할 무렵 원자력발전소를 개선하지 않는 시나리오의 경우에 비용이 더 적게 들었다.

전기 수요가 낮을 경우, 30년의 발전소 수명을 가정하여 해체할 무렵 원자력 발전을 포기할 경우, 평균 수명이 45년의 경우보다 더 비싼 비용이 소요되는 것을 알 수 있었다.

2. 2000년~2050년 사이의 지출 비용

화석 연료 가격에 대한 서로 상반된 가정하에 총지출 비용의 시간에

따른 추이를 보면, 2020년과 2040년 사이에 상당한 증가가 있었는데 이는 1980년과 2000년 사이에 지어진 원자력발전소 시설에 대한 개선 요구가 반영되었기 때문이라고 볼 수 있다.

2000년과 2050년까지 전 기간에 걸쳐 발전소 수명을 30년으로 가정한 B4 시나리오를 제외하고는 높은 전기 수요를 가정한 세 가지 시나리오의 경우 낮은 전기 수요 가정보다 항상 높은 지출 비용을 나타냈다.

3. 2000~2050년 사이의 discount rate를 고려한 비용 분석

2000년과 2030년 사이에 6%, 2030년 이후 3%의 discount rate를 사용하여 분석한 결과에 따르면, discount rate가 감소함에 따라 원자로 시설의 해체 작업과 2050년 이후에 그 효과를 발휘하여 그 양이 절감되는 폐기물 저장 관련 비용이 줄어들어에도 불구하고, 높은 전기 수요와 낮은 전기 수요 사이에 약간의 차이를 보였다.

kWh당 평균 비용은 원자력 기술, 가스를 이용한 복합 주기 발전 등의 여러 기술을 고려하여 각 시나리오에 대해 계산이 수행되었다. 안정된 물가를 가정할 때 kWh당 평균 비용은 2000년과 2050년 사이의 원자력 발전소에 의해 전기를 생산한 경우 천연 가스를 이용한 복합 주기 발전에 비해서 낮거나 같은 수치를 나

타내는 경향을 보였다.

하지만 2020년에서 2050년 사이에 만약 원자력발전소나 천연 가스를 이용한 복합 주기 발전에 대해 재투자가 이루어진다면 이 경향은 몇 개 시나리오에서 반대로 된다. 만일 물가 변동이 있을 경우 원자력 발전에 드는 평균 비용은 천연 가스 복합 발전에 대해 모든 시나리오에서 경쟁력이 있는 것으로 나타났다.

4. 외부적 요인

이미 1980년부터 전기 생산에 있어 여러 외부적인 요인을 어떻게 반영할 것인가에 대해 논란이 있어 왔다. 위에서 언급한 각 시나리오에 대해 우선적으로 CO₂ 가스 방출량과 고준위 장반감기 폐기물에 대해 초점을 맞추었고 이 두 가지 요인만을 고려하기로 하였다.

이 두 가지 요인은 서로간에 밀접한 관계를 띄고 있지는 않은데 그 이유는 CO₂ 가스 방출은 그 성격상 국제적인 문제가 되어 모든 나라가 CO₂ 방출량의 감소에 노력하고 있지만 핵 폐기물은 국가에 한정된 문제이기 때문이다.

하지만 여러 가능한 시나리오를 만들어 원자력과 미래의 천연 가스 사용에 있어 경제성 분석이 용이하고, 이 두 가지 요인을 고려함으로써 프랑스 정부가 2000년에서 2050년 사이의 CO₂ 방출량과 핵 폐기물의 양을 조절하는 데 노력하고 있다는

것을 보여주고 있다는데 또 다른 의미를 둘 수 있다. CO₂ 방출량의 경우, 이 연구는 기존의 연구 결과를 이용하여 평균적으로 소모되는 비용을 탄소 무게 1톤당 400에서 1000 프랑으로 산정하였고 고준위 방사능 폐기물의 경우 탄소와 같은 국제적인 기준이 없는 관계로 그 결과는 대략적인 수밖에 없는 형편이다.

이 연구에서는 2010년 이후 재처리를 지속하는 데 드는 비용만 고려할 것이냐, 아니면 처음부터 모든 재처리에 드는 비용을 고려할 것이냐에 따라서 초우라늄 원소의 톤당 비용을 5억에서 12억 프랑 사이로 잡았다.

이런 조건을 가지고 분석한 바에 따르면 전기 수요가 낮거나 원자력 발전의 비중이 높은 시나리오의 경우에 더 나은 경제적 결과를 보였다.

이런 외적인 요인에 추가적으로 드는 비용은 10%에서 42%를 나타냄으로써 시나리오와 외부 요인에 따라서 차이를 나타낼 수 있다.

또한 잠재적으로 2050년까지 축적되는 핵 폐기물량을 줄일 수 있는 새로운 원자력 기술(예를 들면, APA 핵연료나 초우라늄 원소를 연소시키는 고성능 원자로 등)의 출현에 대한 잠정을 부각시켰다고 할 수 있다.

맺음말

이 연구는 프랑스와 유럽에서의

전기 생산에 관한 시장이 개방하게 되는 시점까지 이용한 가능한 자원에 한해 연구를 국한시켰다. 따라서 만약 유럽에서 시장이 개방하게 된다면 유럽 국가의 전체적 관점에서 볼 때, 발전용 생산 시설을 최적화할 가능성이 있기 때문에 본 연구는 제한적일 수밖에 없고, 또한 기본적으로 소요되는 전기를 생산하는데 있어 원자력의 사용이 제한될 수 있다는 점 때문에 원자력의 생산에 대한 효율성을 추구할 수도 있게 된다.

또한 이 결과는 2000년에서 2050년 사이로 제한시켰지만 발전소 해체·저장 및 폐기물 영구 처분 등에 드는 불가피한 비용 및 2050년에 가동할 발전소에 관련된 잠재적 기술 개발에 중점을 맞추었고, 여러 가능한 시나리오를 가정하여 2050년에 이용될 발전 시설의 경제적인 가치를 평가하기 위해 CO₂ 방출량과 고준위 폐기물 등의 몇 가지 요인을 부각시켰다.

미래의 전기 수요에 따라 위에서 언급된 원자력 발전의 비중이 높은 H3와 B3 시나리오의 경우에서, 천연 가스를 이용한 복합 주기의 발전에 의해 동일한 양의 전기를 생산할 경우 필요한 비용을 추가적으로 예측한 결과에 따르면, 천연 가스 가격에 따라 1.6%에서 3%의 비용 절감이 가능하다는 것을 알게 해주었다.

