

변동비반영전력시장에서의 전력거래제도 개선방안 및 추진계획

김광인, 김용완, 문경섭, 옥기열, 백선희
한국전력거래소

Electricity Trading Arrangements Improvement Plan under the Cost Based Pool

Kwang In Kim, Yong Wan Kim, Kyeong Seob Moon, Ki Yeol Ok, Sun hi Baek
Korea Power Exchange

Abstract - 현재 운영되고 있는 변동비반영전력시장(CBP)은 2001년 4월 개설되어 구조개편 초기의 혼란을 최소화하고 2004년으로 예정된 도매전력 시장 운영되기 전까지의 과도기 운영을 목적으로 설계되었다. 이는 제한된 경쟁시장으로 전력시장의 효율성 제고와 안정적인 전력공급에 어느 정도 기여하였으며, 내재된 문제가 제기되어도 곧 도입될 차기 도매전력시장에서 개선하려고 하였다. 참여정부의 배전분할 중단결정에 따라 변동비반영전력 시장의 장기운영이 불가피해지게 되었고, 전력거래소는 배전분할 중단 발표 직후인 2004년 7월부터 전력시장 제도개선 논의 시작하였으며, 2005년 말에는 개선방안 연구결과를 발표하였다. 본 논문에서는 연구결과인 개선방안과 이를 시행하기 위한 추진계획을 설명하고 있다.

1. 서 론

1999년 정부에서 발표한 전력산업구조개편 기본계획에 따르면, 현재와 같은 발전경쟁 단계는 2002년까지만 운영되고 2003년부터는 배전·판매사업의 분리과 함께 도매경쟁 단계로 진입하기로 예정되었다. 구조개편 관련 입법의 지연에 따라 약 1년의 일정 지연이 있었으나, 전체적인 계획에는 변화가 없었다. CBP 전력거래제도는 발전경쟁 단계에서만 운영될 예정이었고, 도매경쟁단계에서는 새로운 전력거래제도의 양방향입찰에 의한 도매전력시장(TWBP)이 운영될 예정이었다. 이와 같이 CBP 전력시장은 한시적 운영을 전제로 하였고, TWBP 시장의 설계와 함께 시장개설을 준비해야 하는 관계로 정밀한 시장설계가 이루어지지 않은 한계를 처음부터 내포하고 있었다. 또한, 그 동안 일부 문제점이 제기되어도 TWBP 시장 도입을 전제로 하고 있었기 때문에 본질적인 개선보다도 단기적, 부분적인 개선만 이루어져 왔다.

그러나, 참여정부 수립이후 배전분할에 대한 재논의가 진행되고 2004년 7월에는 배전분할 중단을 발표하게 된다. 이는 배전·판매부문에 대한 경쟁 도입이 유보됨을 의미한다. 그 결과 차기 TWBP 시장의 도입여부 및 그 시기가 불투명해짐과 아울러 현재의 CBP 체제가 상당기간 지속될 수 밖에 없게 되었다. 이에 따라 단기간 운영을 목표로 설계된 CBP 전력거래 제도의 기본 틀을 유지하는 범위 내에서라도 기존 제도의 불합리한 부분을 개선할 필요성이 강하게 대두되었다.

본 논문에서는 현재 추진되고 있는 CBP 전력시장의 제도개선 과정, 내용 및 향후 계획에 대하여 소개하였다. 아울러 현행 전력거래제도에서 전력시장 참여자 및 참여예정자에게 시장신호에 의한 적절한 투자가 이루어질 수 있도록 구체적이고 합리적인 전력시장 제도개선 방안을 제시하였다.

2. 본 론

2.1 현 전력시장의 운영 현황

우리나라의 전력시장은 2001년 4월 한전의 발전부분이 6개의 발전자회사로 분할되면서 시작되었으며, 전력거래소가 운영하고 있다. 현재 한전에서 분리된 발전자회사 외에도 독립발전사업자, 열병합사업자, 자가용발전설비설치자 등 54개 사업자가 전력을 생산하여 경쟁을 통하여 전력시장에 공급하고 있다. 전기사업법에 의해 모든 발전사업자가 전력거래소를 통해 전력을 공급하여야 하나, 전력산업구조개편을 위한 전기사업법 개정 당시 장기 PPA를 보유하고 있던 일부 민자발전사업자와 설비용량 200kW 이하인 신·재생에너지발전사업자 등에 대해서는 예외가 인정되고 있다.

송전, 배전 및 판매는 계속 한전이 독점하고 있으며, 곧 배전 및 판매 분야는 독립사업부제 형태로 운영될 예정이다. 2003년부터는 5만kW 이상의 대규모 전기소비자에 대해 전력시장에서의 직접구매를 허용하고 있으나, 아직 시장에 참여하는 직접구매자는 등장하지 않고 있다. 또한, 2004년에는 구역전기사업자를 허용하는 전기사업법 개정이 이루어졌고, 2005년말부터 사업을 개시하였으나, 전력시장에는 참여하지 않고 한전과의 보완공급계약에 의해 과부족 전력을 거래하고 있다.

전력거래제도로는 입찰이 시행되지 않고 사전에 각 발전기의 비용을 평가하여 발전 및 전력거래에 참여를 결정하는 변동비반영전력시장의 채택하였다. 이를 통하여 변동비가 낮은 발전기부터 발전을 하는 경제성상의 원칙이 유지되고, 특정 발전회사에 의한 시장지배력 행사를 방지할 수 있었다.

전력시장에서의 가격은 거래 시간대별 한계가격과 용량가격으로 구분되어 있다. 시간대별 한계가격은 발전전력량에 대하여 적용되는 가격으로, 시간대별 전력수요의 마지막 1단위의 전력공급을 위한 한계비용이며 발전한 발전기 중 변동비가 가장 높은 발전기의 변동비로 결정된다. 용량가격은 1

일전 시장에서의 입찰에 참여한 발전기들의 공급가능용량에 적용되는 가격으로 장기한계발전기의 고정비(건설투자비연금액, 연간고정운전유지비 등)로 결정된다. 이외에도 가격결정발전계획에 포함되지 않았으나 추가로 발전한 발전기에 대하여는 제약발전(Constrained On)정산금을, 가격결정발전계획에 포함되었으나 급전지에 따라 발전하지 못한 발전기에 대하여는 제약비발전(Constrained Off) 정산금을 각각 지급한다.

현 전력거래제도의 또 하나의 특징은 기저시장(원자력 및 석탄발전)과 일반시장(LNG, 중유, 수력발전 등)으로 전력가격이 구분된 이중적 시장구조를 갖고 있는 것이다. 즉, 일반시장에 대하여는 시간대별 한계가격으로 시장 전체 한계가격인 계통한계가격(SMP)을, 용량가격으로 일반발전기 용량가격(7.17원/kW-h)을 적용하고 있으며, 기저시장에 대하여는 한계가격으로 기저발전기의 한계가격인 기저한계가격(BLMP)을, 용량가격으로 기저발전기 용량가격(20.49원/kW-h)을 적용하고 있다.

지난 5년간 CBP 전력거래제도에 의한 전력시장의 운영함으로써 지속적인 발전설비에 대한 투자와 효율적인 전력공급이 이루어졌고, 그 결과 발전설비의 공급예비율은 적정 수준인 15~17%를 유지해오고 있으며, 시장가격의 안정을 통해 연료비의 인상 등에도 불구하고 전기요금을 안정적 수준에서 유지할 수 있었다. 또한, 전원별·발전소별 원가구조가 투명해짐에 따라 비용절감 등 전력산업의 효율성 제고도 가능해 졌다. 주파수, 계통전압 유지 등 전기품질도 높은 수준을 계속 유지하고 있어, CBP 전력거래제도는 어느 정도 전력시장 효율성 제고와 안정적인 전력공급에 기여한 것으로 평가되고 있다.

2.2 현 전력거래제도의 문제점

이러한 성과에도 불구하고, CBP 전력거래제도는 단기 운영을 전제로 한 관계로 다음과 같은 한계를 가지고 있다.

먼저 용량가격의 지급이 안정적인 전력공급에 크게 기여했으나, 적정 설비용량을 고려하지 않고 입찰한 용량에 대해 무조건 지급함으로써 과도한 설비 투자, 특히 첨두설비에 대한 과도투자를 유인할 요인이 있다. 또한, 계절별 수요변동을 고려하지 않으므로 최대수요를 억제함으로써 투자비를 절감하는 수요관리에도 부정적인 영향을 갖고 있는 것으로 평가되고 있다.

다음으로는 지역별 비용이 반영되지 않으므로써, 수요가 많은 수도권에 발전설비 건설을 유인하는 요인이 부족하고, 제약비용이 많이 발생하는 등의 비효율적인 투자와 전력시장운영이 이루어질 요인을 포함하고 있다.

연료원에 따른 시장구분도 전력시장의 안정에는 기여하였으나, 특정 연료의 변화에 효과적으로 대응하지 못하는 한계를 갖고 있다. 특히, 석탄 연료비 인상에 따른 표준열량단가 적용은 연료 구매에서의 경쟁 요인이 없는 비효율적인 요소를 갖고 있다.

이외에도 현 전력거래구조는 계통운영보조서비스(Ancillary Service)에 대가 지급에서 그 기여도를 제대로 반영하지 못하는 등 계통운영단계에서 시장참여자와 전력거래소 담당자의 행위를 효율적으로 유인하는데 있어서 정확한 신호를 제공하지 못하고 있다.

2.3 전력거래제도 개선방안 수립 추진

효율적이고 안정적으로 전력시장을 운영할 책임을 갖고 있는 전력거래소와 전기위원회는 2004년 7월 배전분할 발표 직후부터 전력거래제도의 개선을 시장참여자와 함께 논의하기 시작하였다. 전력거래제도의 개선은 연구용역에서 제도개선방안의 골격을 제시하고, 전력거래소와 전기위원회, 시장참여자가 참여하는 시장개선 실무T/F에서 구체적인 개선의 추진방안 및 계획을 수립하는 방향으로 진행되었다.

연구용역은 한국개발연구원(KDI)을 주관 연구기관으로 하고 다수의 대학 및 연구소가 용역에 참여하였다. 총 1년간의 연구기간을 통해 중립적이고 전문적인 관점에서 기존 CBP 전력시장에 대한 평가진단과 개선방안 제시가 이루어졌다. 용역과정에서 평가진단 Workshop과 개선방안 Workshop을 개최하여 모든 시장참여자와 전력시장 관련 전문가의 의견을 수렴하였다.

시장개선 실무T/F는 2004년 7월부터 구성되었으며, 시장참여자와중에서는 한전과 6개 발전자회사에도 4개 일반 발전사업자가 참여하였다. T/F에서는 용역범위를 토론했고, 앞서 언급한 2회의 Workshop 이외에 용역기관과의 합동세미나 개최 등을 통하여 용역기관 개선방안에 대한 시장경험을 반영한 의견을 제시하였다. 이 T/F는 개선방안의 수립과 함께 2006년부터는 향후 제도개선을 추진하기 위한 제도개선추진협의회로 변경되었다.

전력거래소는 이외에도 전력거래소 자체적으로도 T/F팀을 구성하여 연구용역 관리와 실무T/F 운영을 지원하였다.

2.4 전력거래제도 개선 방안

2.4.1 용량가격 적용기준 개선

용량가격이 안정적인 설비투자를 유도하면서도 투자에 대한 과도신호 또는 과소신호를 방지하기 위해 적정 설비예비율에 지급기준을 연동하는 방안이 제안되었다. 즉,

연간 기준용량가격 = 기준용량가격 × 적정설비용량/실제설비용량 (식 1)

적정 설비용량은 과년도 최대 수요 및 그 증가율 실적을 기준으로 거래연도의 최대수요를 산정하여 적정 설비예비율을 곱하여 산출한다. 적정 설비예비율은 범위로 지정하여 설비가 과다할 경우에는 최대값에 (식 1)을 적용하고, 설비가 부족할 경우에는 최소값에 적용하는 방안이 검토되고 있다. 과거 전월계획 등에서는 적정 설비예비율을 15~17%로 제시하였으나, 시장참여자에게 미치는 영향을 고려하여 시행 초기연도에는 적정 설비예비율의 범위를 크게 적용하고, 점차 그 폭을 축소하는 것이 바람직하다. 실제 설비용량은 거래연도 개시 이전에 전력거래소에 설비의 시장참여계획을 신고하도록 한다. 거래연도의 최대수요와 설비용량은 거래연도 개시전에 비용평가위원회에서 결정한다.

또한, 최대수요를 억제하는 수요관리 기능을 촉진하기 위해서 최대수요 기간(1, 7, 8, 12월)에 대하여 용량가격을 높이고, 다른 기간에 대하여는 용량가격을 낮춰, 전체 용량정산금의 규모를 유지하는 방안이 제안되었다. 발전사업자가 일반기간에 예방정비를 신청하였으나, 계통운영의 목적에 따라 최대수요 기간으로 이전된 경우에는 양 기간의 용량가격 차이를 지급한다.

2.4.2 지역별 가격신호 도입

지역별 가격신호는 발전과 송전을 포함한 비용을 최소화함으로써 전력산업 전체의 효율을 향상시키기 위해 필요하다. 현재 CBP 거래제도에는 이런 지역별 가격신호가 포함되지 않았으나, TWBP 거래제도 설계에서는 송전손실은 전력시장에서 송전손잡은 지역별 송전요금에서 신호를 제공기로 예정되어 있었다. 송전손실에 따른 비용을 반영하기 위해서는 TWBP 설계에서와 같은 한계송전손실계수(marginal loss factor, MLF)의 적용이 추진 중에 있으며, 송전손잡에 따른 신호는 TWBP에서와 같이 송전요금에서 지역별 차등을 주는 방안과 전력시장에서 지역별 가격제(Locational Pricing)를 시행하는 방안이 함께 검토되고 있다. 입찰시장인 경우, 차등 송전요금을 입찰가격에 반영하면 문제가 없으나, CBP 체계에서는 차등 송전요금 부과에 따른 발전회사의 비용회수 구조를 설계하여야 하는데, 이를 시장원리에 맞도록 설계하는 것이 쉽지 않고, 전력시장에서의 신호가 이론적으로 좀 더 정확한 시장신호를 제공할 수 있기 때문에, 지역별 가격제의 시행을 적극적으로 검토되고 있다.

한계송전손실계수의 적용 방안은 다음과 같다. 우선 각 발전기의 발전가격을 기준모선의 발전가격으로 다음과 같이 환산한다.

기준모선에서의 발전가격 = 각 발전기모선에서의 발전가격/MLF (식 2)

시간대별 한계가격(SMP)은 기준모선에서 가장 높은 발전가격으로 결정되며, 각 모선에서의 정산가격은 다음 (식 3)과 같다.

각 발전기모선에서의 정산가격 = SMP × MLF (식 3)

기준 모선의 변경에도 각 발전기모선에서의 정산가격은 변화가 없으나, 기준모선에 따라 공개되는 시장가격인 SMP가 변화하므로, 가능하면 계통의 중심점에 기준 모선을 정하는 것이 바람직하다.

지역별 가격제를 시행하는 경우, 우선은 상시 송전손잡을 고려하여 지역을 수도권과 비수도권, 제주지역으로 구분하는 것이 바람직하며, 에너지가격과 용량가격 모두를 지역별로 적용한다. 또한 용동전력을 전력을 받는 지역의 용량과 발전량에 포함한다. 송전손잡이 없는 경우, 지역간 가격차이는 발생하지 않는다.

2.4.3 기저시장의 폐지

현재의 기저시장은 시장의 본래 기능인 적정 투자와 에너지의 합리적 사용을 위한 시장신호를 제공하기 위한 목적이 아닌 과거 투자에서 발생된 기저발전기의 초과수익 발생과 한전/발전자회사간 수익배분 문제를 해결하기 위한 방안이므로 이를 계속 유지하는 것은 바람직하지 않다. 이러한 기능은 본래 구조개편에 따른 규제계약(Vesting Contract)에서 담당하는 것이 바람직하며, CBP은 한시적인 시장이었고, 시장출범 당시 규제계약도 설계되지 않은 상태였으므로 이와 비슷한 효과를 가진 기저시장을 도입하였다. TWBP 설계시에도, 별도로 규제계약을 위한 연구용역이 추진되었다. 기저시장이 단기적으로 어느 정도 효과를 거두었다고는 하나, 시장환경 변화에 따른 영향을 제대로 흡수하지 못하는 한계를 가지고 있으므로, 장기적으로는 이를 폐지하고 규제계약으로 대체되는 것이 합리적이다.

그러나, 규제계약의 도입을 위해서는 당사자인 한전/발전회사가 동의할 수 있는 계약내용의 설계가 준비되어야 하는데, 현재까지 이러한 준비가 이루어지지 않고 있으므로, 한시적으로 기저발전기에 대한 가격상한제(Price Cap) 적용이 검토되고 있다. 이 경우, 용량가격은 일반발전기 용량가격으로 단일화되며 가격상한은 전월별로 30원대 초반에서 결정될 것으로 전망된다. 가격상한제는 기본적으로 기저시장과 같은 제도로서 시장 환경변화에 대한 흡수 능력은 같으나, 현재 문제가 되고 있는 기저발전기의 연료구매 경쟁에 대한 유인부족은 해결이 가능할 것으로 기대되고 있다.

2.4.4 운영단계에서의 효율성 향상 유인 방안

현재의 계통운영보조서비스 정산기준 중 주파수제어 서비스는 실제 주파수 제어에 대한 기여도를 정확하게 반영하지 못하는 한계를 갖고 있다. 이

에 주파수 제어서비스를 주파수조정(Governor free)서비스와 자동발전제어(AGC)서비스로 분리하여 각각에 대하여 기여도를 측정하는 방안을 제시하고 있다.

운영단계에서의 효율성 향상을 위해서는 제약비용을 원인별로 정확하게 반영하고, 산출하는 것이 필요하다. 그러나 현재의 전력거래제도는 여러 원인에 의한 제약비용이 복잡하게 얽혀 있어서 시장참여자 및 계통운영자에 대한 정확한 운영단계 신호를 제공하지 못하고 있다. 이에 대한 개선방안으로는 먼저 제약발전정산금을 정상적인 시장가격에 의한 에너지정산금과 제약비용으로 분리하는 방안이 제시되었다. 지금의 1일전 시장가격을 사후에 결정되는 실시간 가격으로 변경하여 수요예측에 따라 발생하는 제약비용을 억제하는 방안도 제시되었는데, 다수의 수요자가 등장하는 경우에는 1일전 가격과 실시간 가격으로 이중 정산하는 방안도 검토될 수 있다. 사후 가격 결정이 도입되면 양수/수력발전을 실적으로 반영함으로써 정확한 비용반영이 가능하다. 열병합 등 자기계약은 가격결정계획에서도 반영하고 정산은 시장가격(SMP)을 일관적으로 적용하는 방안이 제시되어, 정확한 시장가치의 반영과 불필요한 제약비용의 발생을 억제하도록 하였다. 여기에 예비력에 대한 별도의 보상과 함께 제약비발전정산금을 지급하지 않음으로써 발전사업과 관련된 송전망 운영과 계통운영에 따른 제약비용만 제약비용으로 산출되도록 하였다.

여기에 증분비용만으로 시간대별 한계가격을 결정하는 방안이 검토되고 있으며, 비용평가와 적용에 있어서도 효율성을 높일 수 있는 방안이 제시되었다.

2.5 전력거래제도 개선 추진계획

2005년말 개선방안의 발표와 함께 시장개선 실무T/F에서는 이를 구체적으로 시행하는 방안에 대하여 논의를 진행하여 왔다. 제도개선 사항은 각 방안이 미치는 영향이 서로 상관성이 크므로 가능하면 함께 시행하는 것이 바람직하다. 그러나, 규제계약을 위해서는 준비기간이 많이 소요되는 것으로 요청되고 있고, 일부 개선사항은 시장참여자에게 미치는 영향을 고려해 단계적으로 완행방안을 수립을 검토할 필요성도 제기되었으며, 세부적인 준비에 상당한 기간을 요구하는 개선사항도 있는 것으로 판단되고 있다.

이러한 사항을 고려하여 최대한 단기간에 제시된 개선사항을 검토하여 시행하되 일부 개선 사항은 우선적으로 추진기로 하였으며, 현재 전력거래소를 중심으로 개선방안의 세부사항과 시장참여자에게 미치는 영향을 분석하고 있다. 우선적으로 시행이 검토되고 있는 사항은 용량가격의 적용기준 개선과 한계송전손실계수의 반영, 계통운영보조서비스 정산기준의 개선, 기저발전기에 대한 가격상한제 시행 등이다.

3. 결 론

정부의 배분분할 중단에 따라 한시적 운영을 전제로 한 CBP 전력거래제도의 개선이 요구되었고, 1년간의 연구용역을 포함한 전력거래소, 전기위원회, 시장참여자, 용역기관 등의 노력으로 제도개선안이 마련되었다. 적정 설비투자에 대한 정확한 신호를 제공하는 용량가격 적용기준의 개선, 지역에 따른 투자 및 생산 비용의 차이를 반영하는 지역별 신호의 제공, 시장의 기능과 사업자의 기능인 투자에 따른 권리, 위험분산 기능을 분리하는 기저시장의 폐지 또는 개선, 운영단계에서의 효율성 향상을 위한 개선 방안 등이 제시되었다.

제시된 개선방안 등은 시장참여자에게 미치는 영향 및 준비에 소요되는 기간 등을 고려하여 최대한 단기간에 추진하되 용량가격 적용기준 개선 등 일부 개선 사항은 우선적으로 추진하여 2007.1월부터는 시행될 예정이다.

이러한 전력거래제도의 개선을 통하여 시장참여자에게는 투자 및 운영에 필요한 정확한 정보를 제공하고, 장기적으로 안정되고 효율적인 시장운영이 가능할 것으로 기대되고 있다.

[참 고 문 헌]

- [1] 산업자원부, "전력산업구조개편 기본계획", 1999. 1
- [2] 한국전력거래소, "변동비반영시장 평가진단 및 개선 연구", 2005. 11
- [3] 이진호(산업자원부), "전력거래 제도개선 추진현황 및 향후계획", 2006 전력산업 효율성 향상 및 전력시장 합리적 발전을 위한 전문가 워크숍, 2006. 5