

예고기간별 차이를 반영한 부하조정제도 지원금 차등방안

Variation of Load Management Incentive Considering Prenotification Period

원 중 룰*
(Jong-Ryul Won)

Abstract - There are 3 systems in incentive-based normal load management in Korea; day or hour-ahead, week-ahead, months-ahead. These are originally similar in their operational implementation, but differ in their pre-notification period. Therefore the incentive of these systems should be different according to prenotification period. This is the key problem in implementing these load managements. Customers participating in these load managements feel their economic differences, depending on the risk by prenotification dates. The shorter prenotification period, the more risk take the customers. This paper proposes the method of incentive variation in prenotification difference, by using the theory of financial yield curve, which is used in analysing short and long duration bond interesting rates and is reflecting risk premium in their period.

Key Words : Load management, Incentive, Yield curve, Risk premium

1. 서 론

국내외 에너지소비는 산업화가 급격히 진행된 1970년대부터 현재에 이르기까지 꾸준한 증가추세를 나타내고 있다. 또한 향후 세계의 에너지소비는 지속적인 경제발전에 따라 증가할 것이 예상된다. 특히 최근 들어 중국과 인도 등 신흥시장의 급격한 경제성장으로 에너지의 가격은 과거에 비해 놀라운 속도로 급등을 하였다. 세계적으로 이러한 증가하는 전기에너지 사용에 대한 대책으로 크게 전기에너지 소비를 감소하는 것과 신재생에너지와 같은 새로운 에너지를 개발 공급하는 것의 수요 측과 공급 측 두 가지 측면에서 정책을 시행하고 있다. 그러나 무한히 늘어만 가는 에너지 사용량을 항상 맞추어가는 공급 측에서의 대책은 한계가 있는 것으로 보인다. 최근의 에너지가격의 급등도 한편으로는 이러한 공급 측에서의 해결책만으로는 문제가 있음을 드러내는 것이기도 하다.

따라서 현재 수요 측에서의 에너지 사용량을 줄이고자 하는 방안으로 수요관리사업이 활발하게 다시 세계적으로 재조명되고 있다. 이러한 수요관리의 최종적인 목표는 전력수요를 합리적으로 관리하여 국가차원의 “에너지절약”을 유도하는 동시에, 전력회사 측면에서도 설비투자 절감 및 효율적인 설비이용을 도모하여 “원가절감”과 “전력수급안정”을 도모하는데 있다. 이러한 수요관리에는 ‘부하관리’와 ‘효율향상’이 있다. 부하관리 중에 최대 관심사는 동하게 냉난방부하로 인해 나타나는 첨두수요를 낮추는 것이다. 90년대 초부터 국민의 생활수준 향상으로 하계에는 에어컨과 같은 전기 냉방기기의 사용이 점차 증가하여 7·8월에는 예비용이

하락하고 부하율은 나빠지는 결과를 초래했다. 최근에는 저렴한 전기요금과 편리하고 안전한 전기 난방기기의 개발에 따라 동계기간에도 전력 사용이 점차 증가하여 동계 첨두수요가 하계 첨두수요보다 높아지는 현상이 발생하고 있다.

공급측면에서만 이렇게 단기간 지속되는 첨두수요 문제를 해결하려면 일시적으로만 사용하는 첨두수요용 발전설비인 가스발전기의 건설이 필요할 것이다. 발전설비들 중에서 상대적으로 건설비가 적지만 그래도 엄청난 금액이 소요되는 가스 발전설비를 건설하는 것은 국가 경제적으로 큰 손해를 끼치는 것일 뿐더러, 이에 따라 같이 늘어가는 송전선로, 변전소 등이 입지난의 문제는 더욱 심각해지고 있다.

따라서 첨두수요의 억제를 위한 다양한 부하관리제도의 시행이 필요한 시점이다. 전력수요의 삭감은 국가적으로는 이득이 되나 수용가의 전력수요를 강제로 억제하는 것은 자율적으로 이루어지지 못한다. 그 이유는 소비자는 전력사용 감소로 인해 제품생산 차질과 같은 다양한 기회비용의 상실이 발생하기 때문이다. 따라서 이에 대한 별도의 보상책이나 지원이 없으면 스스로 전력부하를 줄이지 않을 것이다. 이러한 이유로 세계 어느 나라에서나 대부분 부하관리에 참여하는 수용가를 대상으로 지원금을 지급하고 있다. 그런데 국내의 부하조정제도별로 지원금 수준을 어떻게 지정해야 하는가에 대한 체계적인 연구는 사례가 거의 없다[2].

본 논문은 시장에 기반하여 지원금을 정하되 예고기간에 따른 리스크 프리미엄을 반영하는 새로운 방안을 제시하고자 한다. 현재 부하조정제도는 3가지인데 각 제도별로 예고기간이 다르다. 거래소의 수요입찰 수요조정제도는 보통 당일이나 1일전이며, 주간예고는 1일부터 5일전까지 예고하며, 지정기간은 약 60일전(주말제외하면 약 43일전)이다. 그렇다면 이들 제도별로 지원금은 어떻게 결정하는 것이 합당한가 하는 문제가 발생한다. 실제 이들 제도의 차이는 예고기간만 차이가 있을 뿐 다른 방식의 차이는 없다. 이들 제도별로 참여하는 고객은 예고기간에 따른 리스크가 달라진다.

* 정 회 원 : 안양대 이공대학 전기전자공학과 교수

E-mail : jrwon@anyang.ac.kr

접수일자 : 2012년 10월 5일

최종완료 : 2012년 10월 16일

수용가는 예고기간이 짧으면 리스크가 커져 더 많은 보상이 필요하게 되고, 예고기간이 길어지면 리스크가 적어져 보상이 작아도 된다. 그런데 실제로 이렇게 기간에 따른 리스크를 반영하는 방법이 현실적으로 마땅하지가 않아 어디에서도 이를 이론적으로 차등을 두는 방안을 명확히 제시하지 못하고 있다. 따라서 이를 위해 본 연구에서는 금융분야에서 장기채권과 단기채권의 만기일의 기간별 리스크프리미엄을 반영하는 곡선인 ‘수익률곡선(yield curve)’의 개념을 이용하여 이를 도출하고자 한다. 이 곡선은 곡선의 파라미터를 미리 도출한다기 보다는 실제 시장에서의 값을 기초로 계수를 추정하는 개념이다. 이를 이용하여 제도별 지원금 수준의 차이를 달리하는 방안을 제시한다.

2. 국내 부하조정제도

전력 부하관리의 목적은 첨두수요 감소를 통한 예비력 확대를 통한 전력계통의 신뢰도 향상과, 첨두 전력설비의 회피를 통한 발전설비의 비용 절감, 부하수요의 평준화를 통한 발·송·배전의 효율을 향상하는 것이다. 이러한 부하관리는 요금제 기반제도와 지원금 기반제도가 있다. 본 절에서는 국내에서 시행하는 부하관리제도에서 첨두수요억제에 가장 많은 부분을 차지하는 제도인 지원금 기반제도인 부하조정제도에 대해 살펴본다. 이는 전기요금의 변동이나 기기의 설치가 아닌 수용가의 자발적인 계약에 의거하여 필요시 첨두수요전력을 감축하도록 하는 제도이다.

표 1 국내 부하조정제도 요약

Table 1 Summary of Domestic Load management System

시행수단	제도명	부하관리 유형	시행시기	방 법	특 성
부하감축 (기기설치 없음) -상시	지정기간 수요조정 제도	첨두수요 삭감 부하이전	하계/동계 기간 or 예비력부족시	지원금 지급	자발적
	주간예고 수요조정 제도	첨두수요 삭감 부하이전	하계/동계 기간 or 예비력부족시	지원금 지급	자발적
	수요입찰 수요조정 제도	첨두수요 삭감 부하이전	하계/동계 기간 or 예비력부족시	지원금 지급	자발적
부하감축 (기기설치 없음) -비상시	직접부하 제어 지원제도	첨두수요 삭감	비상시(예비력 절대부족시)	지원금 지급	
	긴급자율 절전	첨두수요 삭감	비상시(예비력 절대부족시)	지원금 지급	자발적

대표적으로 상시제도인 지정기간 수요조정제도, 주간예고 수요조정제도, 수요입찰제도가 있으며, 비상시 제도인 직접 부하제도와 긴급자율절전제도가 있다[1]. 위의 표에 간단한 내용이 언급되어 있다. 대상 고객은 주로 일반용과 산업용을 대상으로 하나 국내에서는 90%이상의 고객이 현재 산업용 고객이다.

국내의 부하조정제도는 기본적으로 전년대비 첨두수요를 억제하여 신규 발전설비의 건설을 억제하여 회피비용을 발생시켜 이득을 얻고자 하여 시행되었으나, 최근에는 발전기

공급부족으로 인해 기본 예비력이 미달인 상태에서 추가 예비력을 얻고자 하는 목표로 전환되어 이용되고 있다. 표 2에는 상시 부하조정제도인 지정기간 및 주간예고 수요조정제도의 상세한 내용이 수록되어 있다.

3. 기간별 리스크 프리미엄을 반영한 부하조정제도 지원금 차등방안

현재 부하조정제도는 3가지인데 각 제도별로 예고기간이 다르다. 거래소의 수요입찰 수요조정제도는 보통 당일이나 1일전이며, 주간예고는 1일부터 5일전까지 예고하며, 지정기간은 약 60일전(주말제외하면 약 43일전)이다. 그렇다면 이들 제도별로 지원금은 어떻게 결정하는 것이 합당한가 하는 문제가 발생한다. 실제 이들 제도의 차이는 예고기간만 차이가 있을 뿐 다른 방식의 차이는 없다. 따라서 이들 제도별로 참여하는 고객에게는 예고기간에 따른 리스크가 달라지며, 전력회사에서는 실제 제도를 시행할 경우 실제 연중 첨두수요를 억제할 확률이 달라지게 된다.

본 연구에서는 이러한 제도별 지원금 수준의 차이를 어떻게 두어야 하는가를 도출하기 위해, 수용가 측면에서 기간별 리스크프리미엄을 도출하는 방안을 제시하였다. 전력회사 측면에서는 첨두수요억제 확률을 고려하여야 하나 실제 이에 대한 자세한 자료가 없어 이를 반영하기는 아직 어렵다.

수용가는 예고기간이 짧으면 리스크가 커져 더 많은 보상이 필요하게 되고, 예고기간이 길어지면 리스크가 적어져 보상이 작아도 된다. 그런데 실제로 이렇게 기간에 따른 리스크를 반영하는 방법이 현실적으로 마땅하지가 않아 어디에서도 이를 이론적으로 차등을 두는 방안을 명확히 제시하지 못하고 있다. 따라서 이를 위해 본 연구에서는 금융분야에서 장기채권과 단기채권의 만기일의 기간별 리스크프리미엄을 반영하는 곡선인 ‘수익률곡선(yield curve)’의 개념을 이용하여 이를 도출하였다. 이 곡선은 곡선의 파라미터를 미리 도출한다기 보다는 실제 시장에서의 값을 기초로 계수를 추정하는 개념이다.

따라서 이를 위해 몇 가지 가정을 도입한다.

- 수요관리사업에서 거래소의 수요입찰제도의 당일 지원단가는 시장에서 결정된다.
- 예고기간이 짧을수록 수용가의 리스크가 커지므로 지원단가를 높인다.
- 주간예고 (1~6일전 지원단가) 지원단가는 기간별 리스크 함수를 이용하여 결정한다.

수익률곡선이라고 하는 것은 금융경제 및 재정학 등에서 채권수익률의 기간구조를 나타내기 위해 채권의 이자율과 시간의 관계를 나타낸 곡선이다. 이는 투자기간이 단기인 투자자들이 장기채권에 투자하기 위해서는 자신들이 부담하는 위험에 대한 추가적인 보상, 즉, 리스크프리미엄이 채권 가격에 반영될 경우에 한해서만 투자를 실행하게 된다는 것이다. 따라서 기간에 따른 수익률은 각각의 기간에 대한 리스크 프리미엄이 반영되어 있다는 것을 의미한다. 즉 만기

에 따른 현물금리들을 그래프로 보여준 것을 말한다. 수익률 곡선의 형태는 다양하게 나타날 수 있는데, 이러한 형태를 결정짓는 요인에 관해서 설명하려는 다양한 노력들이 고전학과로부터 케인즈에 이르기까지 다양하게 제기되어왔다.

이 중 유동성선호가설(Liquidity Premium Hypothesis)에 따르면 위험을 회피하는 투자자들은 자신의 투자기간보다 긴 장기 채권에 투자하기를 꺼리게 된다. 왜냐하면 투자기간 종료 시 자신에게 귀속될 미래가치가 불확실하기 때문이다. 예로서 목표투자기간이 1년인 투자자가 5년만기 채권에 투자한다면, 1년 후 4년만기 채권이 되는 이 채권의 미래가격을 현재로서는 알 수 없으므로 투자자로서는 위험을 부담하게 된다. 즉 금리위험을 부담하게 되는 것이다. 한편 이 투자자가 1년만기 무이표채에 투자한다면 투자기간이 끝나는 시점인 1년 후 이 채권은 확정된 액면가를 지급하며 소멸되므로 투자자는 금리위험을 부담하지 않는다. 그러므로 투자기간이 단기인 투자자들이 장기채권에 투자하기 위해서는, 자신들이 부담하는 위험에 대한 추가적인 보상, 즉 위험프리미엄이 채권가격에 반영될 경우에 한해서만 투자를 실행하게 된다. 결과적으로 이 가설에 의하면 장기채권에 대한 현물금리는 시장에서 예상하는 미래 단기금리의 기대값에 일정한 위험 프리미엄이 가산된 값으로 결정된다. 따라서 유동성선호 가설은 투자자들이 만기가 더 긴 채권일수록 장기간 투자하는 대가로서 기대 미래금리 이외에 프리미엄을 더 요구한다는 이론이다. 이는 현실적으로 장기채권이 단기채권에 비하여 투자원금 및 이자지급에 대한 위험이 더 크고 미래금리의 변화에 따른 미래 채권가격의 불확실성이 커짐에 따라 이를 보상할 프리미엄이 요구된다는 것이다.

할인함수 혹은 현물금리 함수를 모델화하는 접근방법은 크게 통계적 방법과 채권가격의 모델을 찾는 이론적 방법 두 가지로 나눌 수 있다. 첫 번째 통계적 방법은 한 시점에서 할인함수 혹은 현물금리 함수가 만기 (τ)의 함수임을 이용하여 만기에 대한 일반화된 함수를 이용하여 근사치(approximation)를 구하는 방법들이다. 통계적 접근법은 단지 금리 기간구조에 대해서 일반화된 함수를 이용하여 수익률곡선을 추정하기 때문에 실제가격의 대부분을 설명해 줄 수 있는 편리성을 가졌다. 이러한 수익률곡선을 추정하기 위해서 Nelson and Siegel, Vasicek, McCulloch 등의 학자들이 수식적 이론들을 연구하였다. 이러한 수식들은 일반적으로 지난 통계자료를 기반으로 곡선의 형태를 내삽하는(interpolation method) 통계적 방법이다. 그 이외에 위험관리에서 널리 이용되는 VaR (Value-at-Risk)의 개념을 적용한, Ruben D. Cohen의 VaR-based Model for the Yield Curve에서 사용한 모델도 연구되었다.

통계적 접근법의 방법으로 가장 많이 사용되는 방법인 Nelson & Siegel(1987) 방법은 비 스플라인(Non-splines)방법으로 할인함수 혹은 수익률곡선을 단순한(parsimonious) 함수형태로 추정하는 방법이다[4,5]. 여기서 추정해야 할 변수는 4개로, 실제 시장의 기간별 금리 데이터가 주어지면 이를 최소자승법을 이용하여 구한다. 추정할 변수는 장기 금리의 수준을 나타내는 파라미터 β_0 와, 기울기를 나타내는 β_1 와, 곡도(Curvature)를 나타내는 β_2 와, 평균 회귀 속도를 나타내는 θ 가 있다. 아래 그림은 전형적인 우상향 수익률곡선의 형태로 기간이 길수록 리스크가 커져 이러한 프리미엄을 반영하여 이자율이 높아지는 구조이다.

표 2 상시 부하조정제도

Table 2 Non-emergency Load management System

구 분	지정기간 수요조정제도	주간예고 수요조정제도
도입년도	2009년	2009년
적용대상	산업용 및 일반용 고객 중 고압이상 자동원격 검침 가능고객, 총 10~20일간 시행 (매년 5월말 확정)	전력수요가 집중되는 기간(한전에서 별도 예고)에 일정수준 이상 전력사용을 줄이는 경우 지원금을 지급하는 제도. 최대 수요전력 300kW 이상의 일반용 및 산업용 고객, 1~5일전에 예고
조정방법	참여기간 중 11시~12시, 13시~17시 사이에 1시간 평균전력을 고객기준부하(CBL)보다 30%이상 또는 3,000kW이상 줄이는 경우 * 고객기준부하(CBL) : 부하조정기간 신청일 직전 정상영업일 해당기간 10일의 최대부하시간대(11~12시, 13~17시)에 계량된 일별 1시간 평균전력의 최대값 중에서 최대 2일 최소 2일을 제외한 6일의 평균값 ※비정상영업일(회사창립일, 노조창립일 등)과 부하관리제도 참여일(주간예고수요조정, 지정기간수요조정, 거래소 수요입찰수요조정, 비상시부하관리일 등)은 제외	○ 부하조정시간 각 30분 평균전력을 고객 기준부하보다 20%(산업용 이외 5%)이상 또는 3,000kW 이상 줄이는 경우 * 고객기준부하(CBL) : 부하조정 신청예고일 직전 정상영업일(토·공휴일 제외)의 10일 해당기간 중에 주간예고수요조정 참여시간 해당 30분 평균전력의 최대값 중에서 최대 2일, 최소 2일 제외한 6일의 평균값 ※비정상영업일(회사창립일, 노조창립일 등)과 부하관리제도 참여일(주간예고수요조정, 지정기간수요조정, 거래소 수요입찰수요조정, 비상시부하관리일 등)은 제외
지원금 산정	지원금: 부하조정전력 kW당 560~680원×(A-B) ▶ A(고객기준부하(CBL)) ▶ B(참여부하) : 부하조정시간 중 1시간 평균전력의 최대값	지원금: 예고기간별 지원단가×부하조정전력(A-B) ▶ A(고객기준부하(CBL)) ▶ B(참여부하) : 부하조정시간 중 해당 시간 30분 평균전력
지원 단가	준Peak : 560원/kW Peak : 620원/kW Critical Peak : 680원/kW (피크의 기간은 기간을 사전에 고지)	(전일 예고) : 450원/kW.30분 (월요일 시행) : 420원/kW.30분 (화요일 시행) : 370원/kW.30분 (수요일 시행) : 330원/kW.30분 (목요일 시행) : 300원/kW.30분 (금요일 시행) : 270원/kW.30분

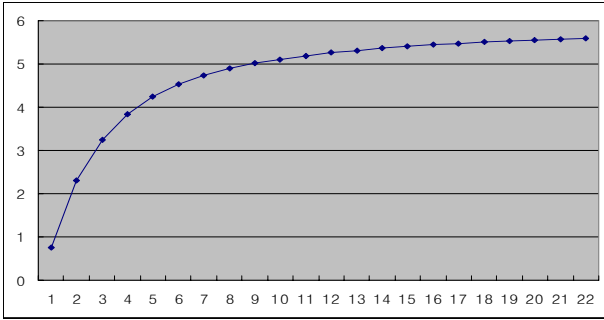


그림 1 전형적인 수익률곡선의 형태
Fig. 1 Typical Yield Curve Style

그런데 이러한 수익률곡선은 우상향인데 반해 우리가 적용할 것은 우하향패턴으로 아래 그림의 형태를 가진다.

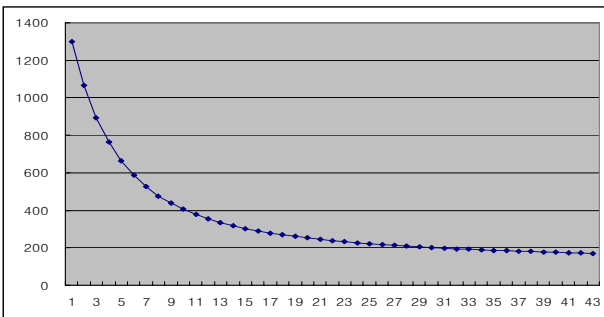


그림 2 지원금단가에 적용할 수익률 곡선의 형태
Fig. 2 Yield Curve applied to Incentive Calculation

다음은 실제 미국의 2007년과 2010년의 수익률곡선을 나타내는 그래프이다.

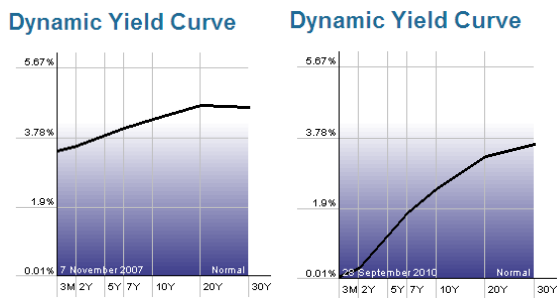


그림 3 실제 수익률 곡선
(미국, 2007,2010년 자료, www.stockcharts.com인용)
Fig. 3 Real Yield Curve

기간별로 리스크가 달라 이자율이 다름을 나타내며 시장 상황 전체의 리스크가 커지면 이 곡선이 평탄해지는 것을 알 수가 있다. 실제로 2007년말은 금융위기 직전으로 리스크가 크며 현재는 경제가 안정되어 리스크가 작다는 것을 곡선의 형태만 보아도 알 수가 있다.

다양한 수익률 곡선 모델중에서 VaR (Value-at-Risk)의 개념을 적용한, Ruben D. Cohen의 VaR-based Model for the Yield Curve에서 사용한 모델[3]의 경우 리스크프리미엄

이 $\frac{\sigma}{\sqrt{T}}$ 으로 간단하나, 실제 적용할 경우 지정기간 단가가 맞지 않아 적용하지 않았다. 따라서 현재 수익률곡선의 도출을 위해 현실에서 세계적으로 가장 많이 인정받고 사용되는 모델인 Nelson and Siegel 방식을 이용하여 도출하였다. 이 모델을 통해 1일전부터 60일전 (주말제외하면 약 43일) 까지 기간에 따른 지원금을 도출하여 정규 표준화하여 최대 값을 현재 당일 지원단가의 평균인 거래소 시장단가와, 최소 값을 현재 지정기간제도의 지원단가 평균으로 설정하여 곡선을 4가지 범위로 도출하였다. 이를 기초로 전체 시장리스크 또는 수용가 적용시간에 따라 달리 적용하도록 곡선의 평탄도를 여러 가지로 도입하여 제시하였다.

Nelson and Siegel(1987) 방법은 장기금리와 단기금리의 값을 알고 있을 때 이를 이용하여 전체 수익률곡선을 추정하는 기법으로 그 공식은 다음과 같다.

$$f(0, s) = \beta_0 + \beta_1 \exp\left(-\frac{s}{\theta}\right) + \beta_2 \left(\frac{s}{\theta}\right) \exp\left(-\frac{s}{\theta}\right)$$

$$R(s) = \frac{1}{s} \int_0^s f(0, \tau) d\tau$$

$$= \beta_0 + (\beta_1 + \beta_2) \frac{1 - \exp\left(-\frac{s}{\theta}\right)}{\frac{s}{\theta}} - \beta_2 \exp\left(-\frac{s}{\theta}\right) \quad (1)$$

$$R(0) = \beta_0 + (\beta_1 + \beta_2) - \beta_2 = \beta_0 + \beta_1$$

$$R(\infty) = \beta_0 \quad (2)$$

여기서 파라미터 β_0 는 장기 금리의 수준을 나타낸다. 즉 결제일이 무한히 커짐에 따라서 순간선도금리 f 가 β_0 의 값으로 접근적으로 수렴한다. 이는 선도그림 곡선이 만기(s)가 증가할수록 점근적(asymptotically)으로 평탄한 형태를 가짐을 의미한다. 즉, 수익률 곡선 $R(s)$ 에서 만기(s)가 무한대로 늘어 날 경우 β_0 값으로 점근적으로 수렴하게 된다. 다음으로 $-\beta_1$ 는 기울기(slope)를 나타낸다. 기울기는 장기선도금리의 수준과 초단기 금리의 차이를 의미하며, 만기(s)를 무한대로 대입하였을 때의 장기 선도금리 $R(\infty)$ 와, 만기를 0으로 설정한 $R(0)$ 의 차이로 구해진다. 즉, $R(\infty) - R(0)$ 의 값으로 $\beta_0 - (\beta_1 + \beta_2) = -\beta_1$ 가 된다. 또한 β_2 는 곡도(Curvature)를 나타내는 것으로 곡선의 양을 결정 하게 된다.

마지막으로 θ 는 평균 회귀 속도에 해당하는 변수이다. θ 의 값이 클수록 수익률 곡선이 장기 선도금리(β_0)에 다가가는 속도가 빨라진다.

이와 같은 각 변수를 찾는 방법을 아래 그림에서 설명하고자 한다. 먼저 현재 시장에서 나타나는 실제 기간별 시장금리값을 찾아 아래 원형점과 같이 표시한다. 다음으로 이 값들과 가장 유사하게 모양을 나타내는 아래 그림과 같은 실선함수를 표현하는 함수모형에서의 4개의 변수를 최소자승법을 이용하여 찾아내는 것이다. 따라서 Nelson & Siegel 함수의 각 변수는 이론적으로 구하는 것이 아니라, 이와 같이 실제 시장에서 나타나는 값에 맞도록 각 변수를 찾아내는 것이다.

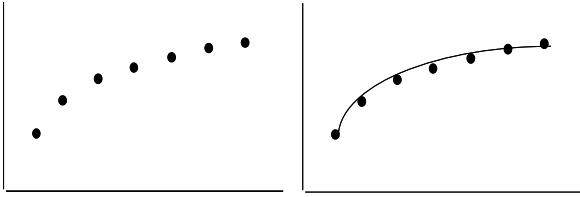


그림 4 수익률곡선 변수 찾기
Fig. 4 Finding Variables of Yield Curve

이와 같은 원리에 따라 주간예고의 기간별 지원금을 구하는 것에 Nelson & Siegel 함수를 이용하기 위해, 동일한 방법으로 함수의 파라미터를 당시 실제 기간별 지원금에 맞도록 구한 결과, 파라미터 β_0 는 6.0이며, β_1 는 -6.095이며, β_2 는 -0.09, θ 는 0.3으로 나타났다. 이 파라미터는 결국 어떤 이론적 모형으로 구했다기 보다는 실제 시장의 값을 그대로 표현한 값이라는 것이다. 이렇게 해서 찾은 경우가 바로 방안 A이다. 이러한 방법으로 예고기간별 지원금을 달리하는 것은 인간이 가장 비용효과적으로 자연스럽게 체감하는 비용을 나타내는 방법이라고 할 수 있다.

나머지 방안 B, C, D는 일별 곡선이 적정하게 차이가 나도록 각 변수를 인위적으로 조정하여 구한 것으로, D로 갈수록 기간별로 차이가 더 나도록 한 것이다. 조정변수는 β_1 과 θ 이다. 곡선의 양쪽 끝은 지원금의 최대값이 되는 수요입찰 수요조정제도 단가와 최저의 값이 되는 지정기간단가로 맞도록 β_0 와 $-\beta_1$ 을 조절하였다. β_2 는 기간에 따른 위험에 반응하는 정도를 나타내는 변수가 되므로, 이 값은 국내 금융권에서 수익률곡선을 도출할 때 적용한 값을 사용하였다. 이를 통해서 국내의 경우에 기간에 따른 위험에 반응하는 특성의 정도를 잘 반영할 수 있게 하였다.

수익률곡선을 이용하여 지원금 단가의 4가지 방안을 그래프로 나타내면 아래 그림과 같은 곡선의 모양이 나타난다.

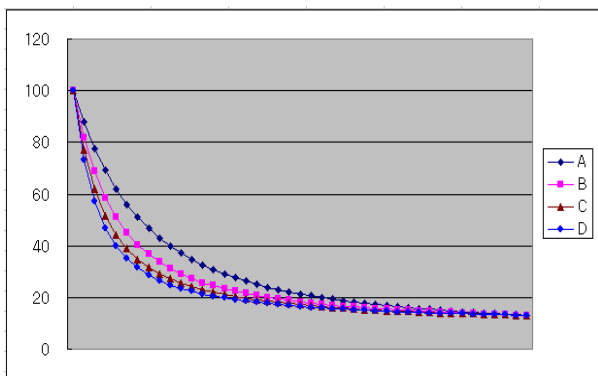


그림 5 지원금 단가에 적용할 수익률곡선 모델
Fig. 5 Yield Curve Model applied to Incentive Calculation

수익률곡선을 이용하여 도출한 기간에 따른 부하관리 지원금을, 부하관리 예고기간에 따라 아래 표처럼 %비율로 정리를 하였다.

표 3 예고기간에 따른 적정 지원단가 비율
Table 3 Proper Incentives Depending on Prenotification Period

예고일	A	B	C	D
당일 (거래소)	100%	100%	100%	100%
월요일 시행	88%	82%	77%	73%
화요일 시행	78%	69%	62%	57%
수요일 시행	69%	59%	52%	47%
목요일 시행	62%	51%	44%	40%
금요일 시행	56%	45%	39%	35%
지정기간	13%	13%	13%	13%

다음 표는 현재 수요입찰 수요조정제도의 지원평균단가인 958(원/kWh)를 기준으로 할 때의 주간예고 지원단가를 제시한 것이다. 이 단가를 보면 현재 주간예고단가가 A방안과 거의 같음을 알 수 있다.

표 4 예고기간에 따른 적정 지원단가 예시
Table 4 Example of Incentives Depending on Prenotification Period

예고일	A	B	C	D
당일 (거래소)	958	958	958	958
월요일 시행	843	786	738	699
화요일 시행	747	661	594	546
수요일 시행	661	565	498	450
목요일 시행	594	489	422	383
금요일 시행	536	431	374	335
지정기간	125	125	125	125

4가지 안은 각각 예비율에 따라 또는 수용가별 적용기간에 따라 적절히 선정하여 사용가능하다.

4. 결 론

현재 국내에서 시행하고 있는 부하조정제도는 3가지로 각 제도별로 예고기간이 다르다. 거래소의 수요입찰 수요조정제도는 보통 당일이나 1일전이며, 주간예고는 1일부터 5일전까지 예고하며, 지정기간은 약 60일전(주말제외하면 약 43일전)이다. 그렇다면 이들 제도별로 지원금은 어떻게 결정하는 것이 합리적인가 하는 문제가 발생한다. 실제 이들 제도의 차이는 예고기간만 차이가 있을 뿐 다른 방식의 차이는 없다. 따라서 이들 제도별로 참여하는 고객에게는 예고기간에 따른 리스크가 달라지게 된다. 본 논문에서는 이러한 제도별 지원금 수준의 차이를 어떻게 두어야 하는 가를 도출하기 위해, 수용가 측면에서 기간별 리스크프리미엄을 도출하는 방안을 제시하였다. 수용가는 예고기간이 짧으면 리스크

가 커져 더 많은 보상이 필요하게 되고, 예고기간이 길어지면 리스크가 적어져 보상이 작아도 된다. 그런데 실제로 이렇게 시간에 따른 리스크를 반영하는 방법이 현실적으로 마땅하지가 않다. 따라서 이를 위해 금융분야에서 장기채권과 단기채권의 만기일의 기간별 리스크프리미엄을 반영하는 곡선인 '수익률곡선(yield curve)'의 개념을 이용하여 이를 도출하였다. 이 곡선은 미리 도출한다기 보다는 실제 시장에서 값을 기초로 계수를 추정하는 개념이다.

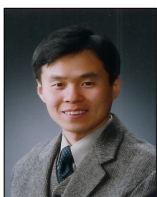
감사의 글

본 논문은 안식년 기간 중 연구되었음

참 고 문 헌

- [1] 한국전력공사 수요관리, <http://www.kepco.co.kr/dsm/>
- [2] 지식경제부, 기초전력연구원, “부하관리기기 지원실태조사 및 합리적 개선방안 수립”, 2008. 3
- [3] Ruben D. Cohen, A VaR-based Model for the Yield Curve, WILMOTT magazine.
- [4] 이준행, “Nilson-Siegel모형을 이용한 이자율기간구조의 추정 및 예측”, 「선물연구」, 제12권 제2호, p.101-126, 2004. 11.
- [5] 한국금융연구원 임형석, “우리나라 수익률곡선 추정과 특징”, 「경제분석」, 제11권 2호, 2005. 6.

저 자 소 개



원 종 료 (元鍾律)

1969년 7월 21일생. 1993년 서울대 전기공학과(학사). 1995년 서울대 전기공학과 석사. 1998년 서울대 전기공학부 박사. 1998~2002년 한전 전력연구원 선임연구원. 2002~현재 안양대학교 전기전자공학과 교수.