

도매경쟁전력시장하에서의 AGC 운용체계에 대한 고찰

권순만*, 천종민*, 전동훈**, 신중선***, 이효상***
*한국전기연구원, **전력연구원, ***전력거래소

A Consideration on the AGC Operation under the Wholesale Market

S. M. Kwon*, J. M. Cheon*, D. H. Jeon**, J. S. Shin***, and H. S. Lee***
*KERI, **KEPRI, ***KPX

Abstract - In this paper a technical consideration is made on the AGC operation under the wholesale market in Korea in view of the signal connection between EMS and power plants for AGC. We review the market rules related AGC operation first. Then we investigate the current AGC connection to measure the level of the satisfaction for the every term in the rules.

1. 서 론

6개의 발전회사로 분할된 전력산업구조개편에 이어 국내의 전력시스템에 외국의 여러 나라에서와 같이 도매경쟁전력시장이 도입되고 있다[3]. 전력을 시장에서 사고파는 형식인 이 제도는 1단계로 발전부문의 도매경쟁이 이미 확립되어 CBP형태로 실시되고 있고 2단계에서는 배전과 판매부문의 경쟁을 도입하고 있는 상황이다.

이를 위하여 전기위원회는 지난해 6월 도매경쟁전력시장 개선을 위한 기본원칙을 확정하였으며 정부와 전력거래소, 종합관리용역사 등이 참여하는 '양방향입찰시장 구축 정책협의회'를 구성하여 관련 설비구축에 노력하고 있다.

도매경쟁전력시장에서의 발전요금 산정에 중요한 요소 중의 하나가 보조서비스에 대한 것이다. 이것은 구조개편 및 경쟁시장이 도입됨에 따라 필연적으로 야기되는 전력품질 및 계통의 안정성 문제를 해결하기 위한 수단이기 때문이다. 다시 말해서 보조서비스는 전력계통 신뢰도 및 안정도 확보에 필수적인 요소이므로 전력산업의 경쟁체제를 유지하기 위한 기본적인 전제조건이 되어야 한다. 따라서 국가별 전력수급 상황에 맞는 보조서비스 공급방안에 대한 연구가 필요하다. 현재 보조서비스 확보방안으로는 의무급전 및 실적정산 방식 또는 계약방식이 검토되고 있다[1].

AGC는 계통주파수 및 전력 flow를 제어하기 위한 목적으로 이용되며[4] 현재 분류상으로 주파수제어 보조서비스 중의 하나에 해당하는 중요한 기능이다. 도매경쟁전력시장을 총괄하는 중앙 처리 시스템은 MOS (Market Operating System)라고 불리며 EMS (Energy Management System)와 연계하여 각 종 기능을 수행하게 되는 데 AGC 운전은 MOS로부터의 지령을 받아 EMS가 각 발전소에 지령을 내려 발전기가 이에 따라 응답함으로써 이루어진다. 본 논문에서는 현재 진행되고 있는 도매경쟁전력시장의 운영규칙상의 AGC 관련 내용을 검토하여 실제 AGC 운용에 있어서 신호체계상의 문제점을 검토하고 방안을 제시하는 데 목적을 두고 있다.

2. 본 론

2.1 도매경쟁전력시장 운영 규칙 검토

운영규칙(안)[4]에 따르면 모든 중앙급전 발전기가

완벽한 AGC 시스템을 갖도록 전력거래소는 감독을 하는 데 EMS 내의 AGC 기능은 AGC 제어하에서 운전되는 발전기에게 매 2초마다 자동적으로 펄스 혹은 설정값 방식 중의 한 가지 방법으로 유효출력 신호를 송신할 수 있으므로 발전기는 이러한 급전신호에 대해 자동적으로 응답되며 4초 이내에 응답을 개시하고 5분 이내에 전체응답량을 출력해야 하도록 요구하고 있다. 이와 관련하여 양방향 입찰 도매경쟁 주파수제어규칙에서는 전체 AGC시스템에 대하여 다음과 같은 의무 성능 기준을 만족시켜야 하도록 규정하고 있다.

- 가. 모든 발전기는 AGC 수신설비를 구비하여야 한다.
- 나. 계측 정확도는 다음을 만족해야 한다.
 - 1) 유효전력 계측: 0.5 - 1.5 %
 - 2) 주파수 계측: 0.002 Hz
- 다. 신호변경 주기는 2초.
- 라. EMS에 연속적으로 나타나야 할 정보는 다음과 같다.

- 1) 유효전력 출력
- 2) 최저 운전 한계
- 3) 최대운전 한계
- 4) 출력 증감발출.

마. 시간조정 책임을 가진 전력거래소는 AGC에 시간조정값을 추가할 수 있다.

바. AGC, GFR 혹은 ILS(부하차단)에 의한 2차 주파수 응답은 30초 이내에 응답량이 출력되어야 하고 최소한 30분간 지속되어야 한다.

또한 양방향 입찰 도매경쟁 계통운영보조서비스 합의 서 기술규칙에서의 주요 내용은 다음과 같다.

사. AGC를 통해 주파수제어 책무를 담당하는 발전기는 주파수제어신호에 대해 5분 이내에 전체 응답량을 출력하여야 한다.

아. 해당 발전기는 유효출력을 증가 혹은 감소시키기 위한 AGC 제어신호에 대하여 4초 이내에 응답해야만 한다.

자. 한 개 발전기당 제어범위는 최소한 20MW 이상으로 한다. 발전기 출력상승 혹은 출력저하를 위한 한 개 AGC 신호에 의한 최대 유효출력 변화폭은 20MW이하로 하여야 한다.

차. 해당발전기는 다음과 같은 감시 및 신호전송설비를 갖춰야 한다.

- 1) 유효전력 출력
- 2) 상한치(High Limit)
- 3) 하한치(Low Limit)
- 4) 출력변화율 제한치(Rate Limit)

카. 해당 발전기는 최소한 매 4초마다 유효전력 출력을 변경하기 위한 AGC 제어신호를 받을 수 있는 원격제어 설비를 갖춰야만 한다.

타. KPX는 AGC 계통운영보조서비스 계약을 맺은 개별 발전기에 대해 성능검증 평가를 수행할 것이다. 이러한 평가는 KPX 재량에 의해 수행되며 약정된 AGC

범위에 대한 발전기 응답을 검증한다.

그러면 지금부터 상기한 규칙에 대해서 AGC 운용 신호 체계상에서 고찰해 보기로 한다. 먼저 설정점 전송에 대해 간략히 소개한다.

2.2 출력요구량 설정값 지령 방식

전력거래는 5분단위 기준으로 이루어지므로 기본적으로 5분마다 각 발전소에는 기본 출력 지령값이 결정되게 된다. 실제 발전기 출력은 5분 단위의 기본값에 Governor Free운전에 의한 응답, 그리고 AGC에 의한 지령값 등이 복합적으로 작용하여 순간적인 출력을 결정하게 된다. 과거의 AGC 지령은 수요와 발전량의 차이에 의한 주파수 변화량 측정하여 계통 주파수를 공칭값(60Hz)으로 유지하기 위해 필요한 각 발전소별 증감발 요구량을 펄스 형태로 전달하는 형태로서 다음 그림 1과 같이 운영하였다.

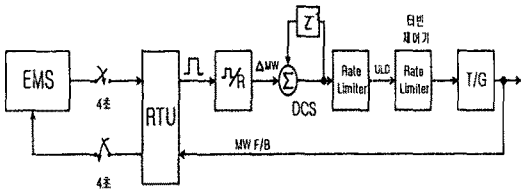


그림 1. 펄스 방식 AGC 전송 체계

이 방법은 기존의 단일 전력회사 또는 단일 전력계통하에서는 효율적인 시스템이었으나 현재의 도매경쟁전력 시장에서는 몇 가지 문제점을 가지고 있다. 즉, 각 단위 발전소에 전달되는 요구발전량에 대해 EMS와 발전소의 제어기기가 서로 상이한 값을 가지는 경우가 발생할 수 있다. 이것은 실제 발전사업자의 요금정산과 직결되기 때문에 아주 중요한 문제로 대두된다. 이를 해결하기 위해 현재 구현되어 있는 방법은 AGC 지령을 절대 발전 요구량인 설정값(setpoint)으로 출력하는 것이다(2). 이 경우 EMS와 발전소 DCS는 같은 목표값을 갖게 되고 단위 발전기는 이 지령값에 대한 추종 동작을 행하면 된다. 이러한 방법은 다음 그림에서 나타난 바와 같이 그 동안 문제가 되었던 AGC 지령에 대한 오차 누적문제 등도 같이 해결된다.

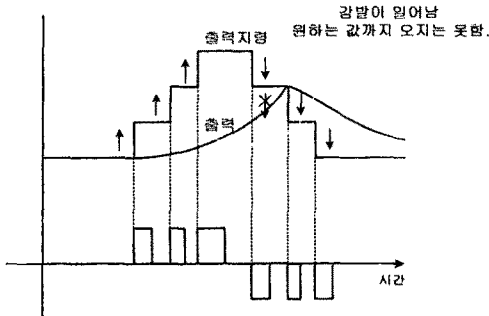


그림 2. AGC 펄스 누적의 예

2.3 발전소의 AGC관련 고려사항

그러면 지금부터 2.1에서 나열된 요구조건들에 대해 신호전송체계의 관점에서 고찰해 보기로 하자.

먼저 가항에 대해서는 이미 각 발전소별로 AGC 펄스 신호 수신설비를 갖추고 있었으며 현재 DCS 형식 발전

기는 설정점을 수신하기 위한 설비로 개조를 대체적으로 완료한 단계이다. 즉 DCS제어시스템을 가지는 발전소를 대상으로 국내 발전소의 경우 거의 준비가 완료가 된 상황이며 일부가 RTU의 구조에 따른 검증작업 등으로 인하여 계속 진행 중이고 열병합 발전소의 경우 열공급 운전 관제로 준비진행을 하제로 미룬 상황이다.

나항은 계측기에 대한 요구 기준을 나타내고 있으므로 이에 적합한 계측기를 구비하면 된다.

다항은 AGC 신호 지령 주기에 관한 사항이라기보다는 발전소로부터 EMS로 연속적으로 전송해 주는 신호의 샘플링 주기에 관한 것이라고 생각된다. 따라서 이 조건은 기존의 AGC체계에서도 그렇게 운용되어 왔었기 때문에 문제가 없다고 판단된다.

라항과 차항은 같은 내용으로서 발전소가 의무적으로 전송해야 할 중요한 파라미터들에 대해 얘기하고 있다. 그 외에도 상,하한 제한값 도달여부, 운전모우드(AGC 또는 Local) 및 기타 현장값이 실시간으로 전송되어야 할 것이다. 그런데 라항에서 특히 문제가 되는 것은 4)의 출력증감발을 제한값의 실시간 전송 문제이다. 이것은 제한값의 설정이 다수의 point에서 가능하여 가장 지배적인 값을 추출하기가 쉽지 않고 또 발전소 형식에 따라 조금씩 다르다는 것 때문이다. 사실 이 값은 AGC 응답특성을 결정하는 중요한 값이며 따라서 발전요금 산정에 중요한 역할을 하므로 고신뢰성이 요구되나 이 부분에 대해서는 현재 발전소에서도 대응방안을 제시하지 않고 있는 문제의 소지가 있다. 효율적이며 신뢰성이 있는 해결방안은 EMS에서 수시로 실제 지령값을 내려 그에 따른 출력응동 특성을 조사하는 방법을 이용하는 것이라고 판단된다. 이것은 2-1의 타항에서 이미 명문화하고 있어 큰 문제는 없다고 판단되나 이러한 방법을 통해 취득된 자료는 실제 시험 당시의 발전소의 운전조건 및 범위 등에 따라 차이가 많을 수 있으므로 먼저 이 방법에 대해 상세철차를 수립한 후 발전소와 공동으로 합리적인 세부검증을 행함이 필요하다고 생각한다.

마항과 바항은 EMS와 발전기측의 설비에 관한 문제이므로 생략한다.

사항과 아, 그리고 카항은 공통적으로 검토 가능하다. 즉, AGC 신호를 4초마다 수신하기 위한 설비는 이미 경쟁전력시장 도입전부터 구비되어 있었기 때문에 별도의 기술검토가 필요하지 않다. 그러나 4초 이내에 응답이 일어나는 것과 5분 이내에 전체응답량을 출력하는 문제는 발전기의 기계적인 능력과 앞에서 설명한 출력증감발을 제한치에 의해 결정된다. 복합이나 수력인 경우에는 그 속응성이 뛰어나 문제가 없다고 사료되나 노후화된 화력발전소의 경우에는 설비의 한계 때문에 두 가지에 대해 만족을 시키지 못할 수도 있다. 그러나 비록 응동은 느리더라도 계통주파수 유지에는 활용가능한 발전소들로 생각되므로 이러한 발전소에 대한 AGC 운용 계획 수립이 별도로 필요하다고 본다.

자항에서 설명한 증감발 한도 제한은 발전기의 DCS에서 유효한 정보로 활용될 수 있는 데 예를 들면 다음 그림 3에서와 같이 DCS 로직을 추가하여 DCS에 수신된 AGC 신호의 유효성 판단에 활용할 수 있다.

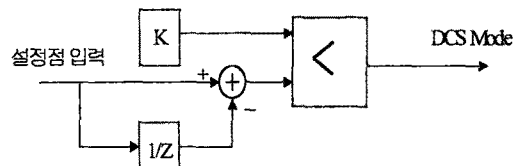


그림 3. 이상입력에 대한 보호 로직의 예(K=20)

2.4 발전소의 AGC 신호 수신에 대한 고려사항

설점점 신호전달의 신뢰성 측면에서 중요한 것은 발전소의 DCS측에서 AGC 신호에 오류가 있을시 어떻게 이상유무를 판별하여 대응해야 하는 가에 대한 것이다. 현재 DCS내부의 Logic Function을 이용하여 신호 Quality를 체크하도록 로직을 구비하고 있으나 이것은 충분하지가 않다. 실제 발전소에서는 AGC 신호의 Validity를 나타내는 별도의 신호를 요구하고 있지만 아직까지 구현되지 않는 상황이다. AGC 신호의 이상은 EMS와 RTU간의 통신의 이상 현상이나 RTU 자체 이상 또는 RTU 내부의 AGC 카드의 이상 등으로 인해 발생할 수 있는데 현재까지 준비된 대책은 DCS 측에서 판단하여 적정범위 밖의 값이 전달될 시에는 이 값을 무시하고 그 전의 값을 유지하도록 되어 있다. 이것에 대해 TELEPERM-ME DCS에서의 경우를 예를 들어 다음 그림4에 나타내었는데 그림의 C1-C4가 이 목적을 위한 로직부이다.

[참고 문헌]

- [1] 도매경쟁전력시장 운영규칙(KEMA Rules), 2001. 12., KPX
- [2] 자동발전제어 운용개선 중간보고서(I),(II), 2000. 10, 2001. 10, 한국전력공사, 전력연구원
- [3] 도매경쟁시장의 개설 및 운영을 위한 정책 및 규제설계 용역, 2001. 8. KPX
- [4] Kundur, Power System Stability and Control, 1994, McGraw-Hill, Inc.
- [5] Automatic Generation Control Market - Market Rules and Procedures, 2000. 7. New England Power Pool

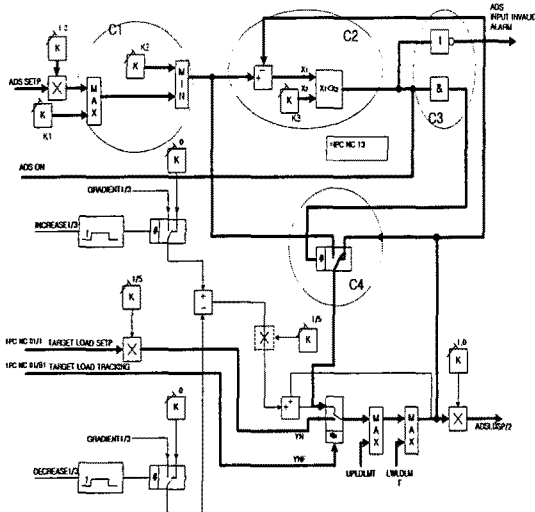


그림 4. DCS 로직 구성 예

따라서 앞으로 RTU와 DCS 사이의 AGC 신호전달방법을 개선하여 신뢰성을 향상시킬 수 있는 대책이 필요하다. 실제로는 디지털 통신을 이용하는 방법이 이상적으로 생각되나 기도입된 DCS상에 제어목적의 신호전달을 위한 통신 인터페이스 구현이 아주 어렵기 때문에 현재 형태의 아날로그 신호전송방식이 채택된 것이며 앞으로 건설될 신규발전소나 기존 발전소의 DCS retrofit시에는 제어목적에 이용할 수 있는 통신 인터페이스를 지원하도록 사양을 요구하여 이용함이 효율적일 것으로 판단된다.

3. 결 론

본 논문에서는 도매경쟁전력시장 도입에 따라 검토되고 있는 보조서비스에 대한 규칙 중 AGC 서비스에 관한 내용을 신호전송체계 수립의 관점에서 살펴보았다. 규칙에 기술된 내용을 통해 볼 때 현재 수립되어 있는 신호전송체계로서 AGC 운용은 충분히 가능하다고 판단되며 다만 가격결정의 중요한 파라미터의 하나로서 발전소에서 임의로 설정 가능한 출력증감발을 제한값을 실시간으로 신뢰성있게 EMS에서 모니터링하는 방법이 아직 확립되지 않고 있으므로 현장 환경 검토 등을 통하여 합리적인 방안을 도출해야 할 것으로 생각된다.