

공통정보모델(CIM) 기반의 실시간 전압안정도 해석

CIM-based System for Real-time Voltage Stability Analysis

이 성 우* · 장 문 종* · 서 동 완* · 남 공 원* · 허 성 옥*

(Sung-Woo Lee · Moon-Jong Jang · Dong-Wan Seo · Won Namkoong · Soung-Ouk Heo)

Abstract - There is a wide variety of system and applications in the power system. However, they have compatibility issues because they use different data standard and communication method. With the introduction of the smart grid, power system has been grow and diversified. Therefore power system need to be compatible with each other and the interoperability between applications is increasingly important. Thus, the IEC established IEC61970 and CIM Standard data exchange model for interoperability and system integration. Server-Client system was constructed which using CIM HSDA(Part4), a standard communication model, presented in IEC 619710. Also, self-developed real-time voltage stability analysis application and contingency analysis application was used. CIM HSDA was used for data input and real-time analysis. Tolerance of result which is in the range of allowable derived by Perform real-time voltage stability and contingency analysis of Jeju power system, and then compare it's result with PSS/E result.

Key Words : CIM, GID, HMI, HSDA, PGOMS, sPMU

1. 서 론

최근 산업의 고도화와 생활수준의 향상으로 전력수요가 지속적으로 증대되고 있다. 이렇게 증대되는 전력수요에 맞춰 발전사는 항시 예비 전력을 보유해야 된다. 증가하는 전력수요에 맞게 예비 전력을 유지하기 위해서는 발전소를 건설하여야 되는데, 일반적으로 수요가 많이 발생하는 수도권이나 도심 근처에 발전소를 건설하면, 송전손실에서 최소의 비용이 들어가지만, 지역이 주의, 환경단체 반발, 연료 공급 등의 여러 문제로 인해 인구 밀집지역인 수도권이나 도심근처에 발전소를 건설할 수 없는 상황이다. 그리고 원자력 발전소에 많이 의지하고 있는 우리나라지만, 최근 발생한 일본 대지진 그리고, 우리나라 원자력 발전소 고리 1호기의 문제등으로 원자력 발전소의 건설에 상당히 부정적인 시선이 있는 것이 사실이다. 이러한 이유로 발전소를 수도권과 멀리 떨어져 있는 곳에 건설하게 되면 융통선로의 조류가 증가된 상황이 발생한다. 이 융통선로 조류의 증가는 전력계통의 무효전력 불균형을 초래할 뿐만 아니라, 사고가 발생할 경우 전압붕괴 현상을 발생시켜 광역정전이 발생할 수도 있다. 미국에서는 1996년 캘리포니아 광역정전 사고, 2003년 8월 14일 미국 북동부에서 발생한 광역정전 등으로 인해 전압안정도에 대한 관심이 높아지고 있는 상황이고 상용화된 프로그램도 이미 많이 나와 있는 상황이다.

국내 전력계통의 규모가 커짐에 따라서 계통의 전압 안정성에

대한 관심이 높아지고 있다. 계통의 안정성을 판단하기 위한 관심이 높아지고 있으며 실시간 위상각 측정장치와 같은 계통 감시 장치들이 설치되고 있는 상황이다. 현재 제주지역 154kV 변전소 내 sPMU(Satellite Phasor Measurement Unit)를 설치하여 송전 계통정보를 감시하고 있으며 취득되는 데이터는 무궁화위성을 사용하여 한국전력 전력연구원내 시스템에 저장하고 있다[1-3].

본 논문에서는 전력연구원에 서버가 설치되어 실시간으로 제주지역 송전계통 정보를 CIM-GID(Generic Interface Definition) 통신을 사용하여 정보를 받고 있다. 이정보는 제주 스마트그리드 홍보관내 PGOMS(Power Grid Operator and Management System) 주장치로 전송하는 시스템과 전송된 데이터를 사용하여 실시간으로 제주지역 송전계통의 전압안정도 및 상정사고를 계산하는 시스템의 구축 내용 및 결과에 대해서 기술한다. 본 논문에 사용되는 표준 통신 방식은 IEC-61970 Part 4 CIM-GID HSDA 이다[4, 5].

2. 본 론

2.1 전압안정도 해석법

Off-Line에서 전압안정도를 판별하는 해석법으로 크게 PV해석과 QV해석을 수행한다. PV해석은 부하의 유효전력(P)과 전압(V)관계를 도시하여 임계점(Critical Point)을 확인함으로써 가능한 운전조건을 시각적으로 확인할 수 있다. 안도 판단에 있어 dV/dP 값이 0보다 작으면 안정하고, 0보다 크면 불안하다. 그림 1의 임계점 상위 부분만이 안전한 운전점이 된다.

최근에는 전력계통 전체의 전압 무효전력을 중앙의 급전소 등에서 집중적으로 제어하는 종합L 제어시스템(QVC)이 개발 운영

† Corresponding Author : KEPCO Research Institute, Korea
E-mail : swlee@kepri.re.kr

* KEPCO Research Institute, Korea

Received : March 10, 2014; Accepted : September 16, 2014

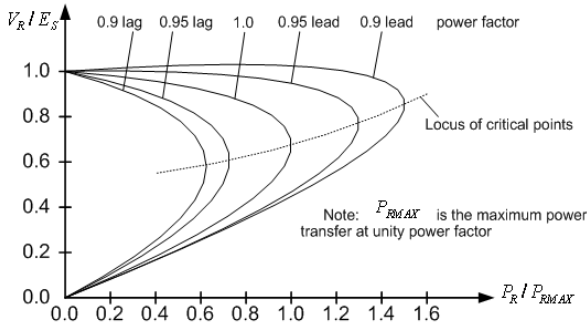


그림 1 PV 곡선
Fig. 1 PV Curve

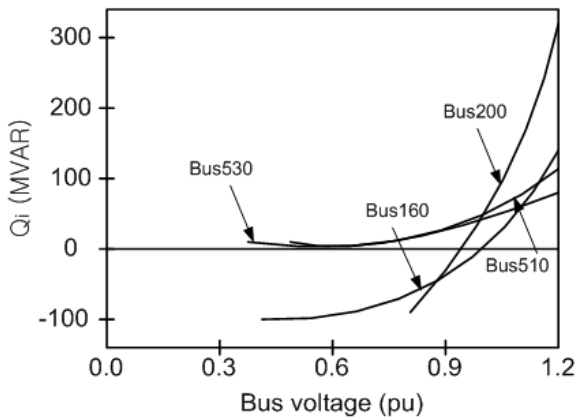


그림 2 QV 곡선
Fig. 2 QV Curve

되고 있다. 따라서, 연계선의 유·무효전력 조류, 주요 지점의 전압, 무효전력 등을 미리 정해진 감시점의 정보 및 제어 대상인 발전기의 무효전력, 조상설비의 투입상황, OLTC의 탭 위치 등의 정보에 의거해서 감시점 전압 및 연계선의 무효전력 조류를 목표 범위내에 유지하면서 송전 손실이 최소가 되도록 종합적으로 자동제어하고 있다. QV해석은 부하의 무효전력(Q)과 전압(V)관계를 도시하여 가능한운전조건을 시각적으로 확인할 수 있다. 안정도 판단에 있어 dQ/dV 값이 0보다 크면 안정하고, 0보다 작으면 불안정하며, 0인 지점은 안정도의 한계점이다.

2.2 전압안정도 계산 기법

전압안정도 계산에는 여러 가지 방법이 있다. 우선 반복 조류 계산 법은 현재 부하량에서 전압 붕괴점까지 조류계산을 반복하여 최대 공급전력을 찾아내는 방법이고, 연속 조류계산 법은 현재의 해로부터 다음해를 예측(Predictor)하는 과정과, 이 값을 통해 정확한 값을 찾는 수정(Corrector)과정으로 구성한다. 마지막으로 최적화 기법이 있다. 이 기법은 현재의 시점에서 붕괴되는 시점을 한 번에 찾는 기법이다. 본 논문에서는 반복 조류계산 법을 이용한 전압안정도 계산을 수행하였다. 반복 조류계산을 수행

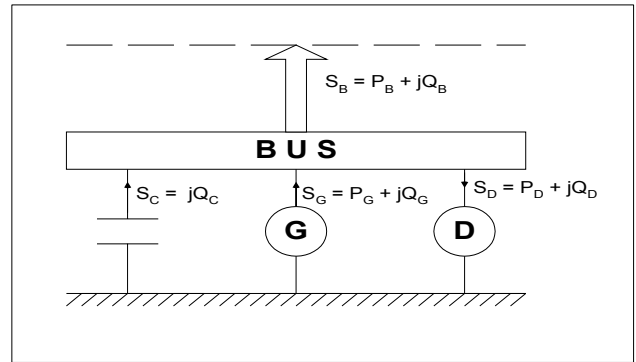


그림 3 모선의 모델링
Fig. 3 Modeling of Bus

하기 위해서는 전력 조류 방정식을 구성해야 되고, 계통에 대한 모델링이 필요하다. 전력계통에서 모선은 발전기, 콘덴서뱅크(무효전력 보상기), 부하가 연결되는 분기점으로서 그림 3과 같이 모델링할 수 있다. 일반적으로 콘덴서 뱅크는 발전기와 거의 같은 기능을 하므로 모선은 콘덴서 뱅크를 포함한 발전기와 부하로 구성되어 있다고 고려할 수 있다.

전압안정도 실행주기에서 최초에 실행하는 해석을 Base Case 해석이라고 하고 기본적으로 조류계산을 수행한다. 보통 (1), (2)와 같은 모선의 전력방정식을 풀게 된다. 본 논문에서는 수렴 응답 특성이 빠르고 정확한 뉴턴-랩슨법을 사용하였다. 뉴턴-랩슨 조류계산법은 (3)과 같은 전력방정식의 편차에 대해 자코비안 역행렬 연산을 반복하여 수행하게 된다.

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta v \end{bmatrix}_k = [J]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}_k \quad (3)$$

2.3 OMG를 사용한 CIM-GID 통신 G/W 구축

sPMU를 통해서 전력연구원에 저장된 제주 계통 데이터는 제주 스마트그리드 홍보관 PGOMS 시스템에서 전압안정도/상정사고의 해석 수행의 입력데이터로 사용되어지기 때문에 실시간으로 한전 OA망을 통하여 제주 스마트그리드 홍보관으로 전송을 수행하여야 한다. 이에 사용되는 통신 방식은 CIM-GID 방식을 사용하였으며 사용되는 미들웨어는 Agworks(AnyGate사의 Corba 기반 Middleware)를 사용하였다.

2.3.1 CIM-GID 개요

CIM-GID는 IEC TC57내 Working Group 13에서 제정된 IEC 61970 Part4에 기술된 CIM 표준 데이터를 그림 4와 같이 사용

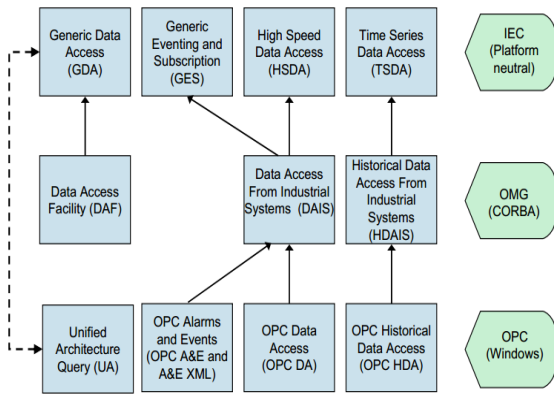


그림 4 GID 서비스 구현 유형
Fig. 4 GID Service Implementation Type

한 표준 통신 방식을 의미한다. 해당 표준은 Corba기반의 OMG(Object Management Group) 및 COMComponent Object Model) 객체 통신 방식의 OPC(OLE(ObjectLinking and Embedding) for Process Control)등과 같은 여러 산업 표준 통신 방식으로 확장되었다. 본 논문에서 사용한 CIM-GID 통신 방식은 OMG 기반의 DAIS-v1.1(Data Acquisition from Industrial Systems Specification)으로 구현된 IEC-61970 Part4를 개발하여 사용하였다. 서버-클라이언트 모듈로 구성되며 CORBA 기반의 객체 통신을 수행한다. 데이터 호출방식은 데이터 변동 및 클라이언트 요청 시 CallBack 함수가 호출되는 방식으로 클라이언트단에 데이터를 반환 한다.

2.3.2 CIM HSDA Interface

현재까지 전력계통 애플리케이션 개발 업체들은 시스템간의 통신방식을 업체 독자적인 통신프로토콜을 사용해왔다. 이럴 경우 시스템간의 연동 및 이기종 시스템과의 호환의 어려움이 발생하며 유지보수 비용의 증가를 가져다주었다. 이에 대한 문제를 해결하기 위해서 전력계통 애플리케이션의 표준 데이터 모델(CIM)과 표준 통신방식인 GID가 재정이 되었다. IEC-61970 CIM-GID에서는 서버와 클라이언트간의 통신을 수행할 경우 사용되는 함수 Interface를 정의하고 있다. 사용되는 함수의 입력값 및 반환값, 함수명을 Interface화하기 때문에 객체 통신방식에서 실제 통신을 할 경우 해당 Interface 규약을 준수하지만 어떤 애플리케이션이나 시스템도 연동이 가능하다.

본 논문에서 사용된 Interface는 CIM-GID 인터페이스중 OMG기반의 HSDA Interface를 사용하였다. Corba, Object-Request-Broker 방식을 사용하며 그림 5와 같이 서버-클라이언트 구조를 가진다. HSDA에서 제시한 표준을 IDL을 이용하여 구성하며 서버와 클라이언트간에 동일 Interface를 사용하여 객체 통신을 수행한다.

CIM GID의 목적은 분산객체를 통한 표준 데이터 통신 인터페이스의 제공이기 때문에, IEC-61970 404표준에서 제시한 통신 인터페이스 규격에 의해서 HSDA 서버-클라이언트를 구성한다.

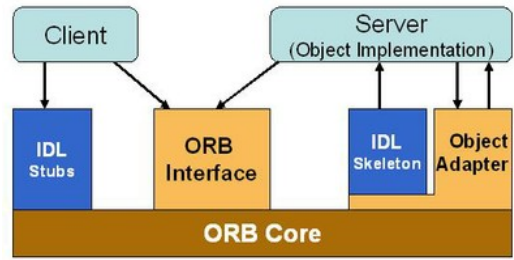


그림 5 Corba ORB(Object-Request-Broker) 통신
Fig. 5 Corba ORB(Object-Request-Broker) Communication

61970 404 표준에서 제시한 구현 Interface표준은 다음 항목들이 있다.

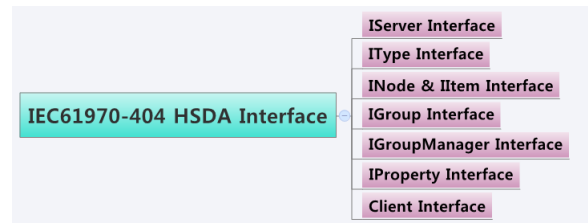


그림 6 CIM HSDA 인터페이스 목록
Fig. 6 CIM HSDA Interface List

IEC61970-404에서 정의된 위 인터페이스들의 세부 Method/Attribute들의 정의는 규격에 이미 정의되어 있는 상태이고 세부 구현을 위기관리시스템 적용시 HSDA 서버에서 구현하게 된다.

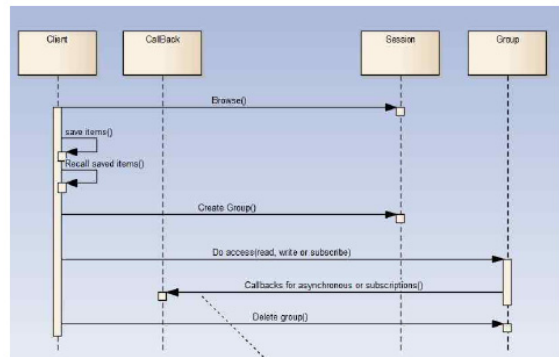


그림 7 CIM HSDA 서버-클라이언트 callback 시퀀스 다이어그램
Fig. 7 CIM HSDA 서버-클라이언트 Callback Sequence Diagram

2.3.3 CIM HSDA 서버-클라이언트 통신 시퀀스

OMG Corba기반의 HSDA 서버-클라이언트는 객체 통신이다. 서버와 클라이언트간에 통신 Session이 연결된 상태에서는 양단의 객체를 언제든지 호출할 수 있다. 클라이언트단에서는 서버단의 객체들을 사용하여 서버가 현재 어떤 데이터들을 관리하고 있

는지 확인 후 서버단으로 부터 어떤 데이터들의 정보를 받을지에 대한 정보를 서버단에 Item Group으로 등록을 한다[6, 7].

서버단에서는 클라이언트단에서 등록한 Item Group들의 값 상태나 현재 상태 값의 변동여부에 따라서 클라이언트단에서 넘겨준 객체의 함수 반환 값으로 전달하게 된다.

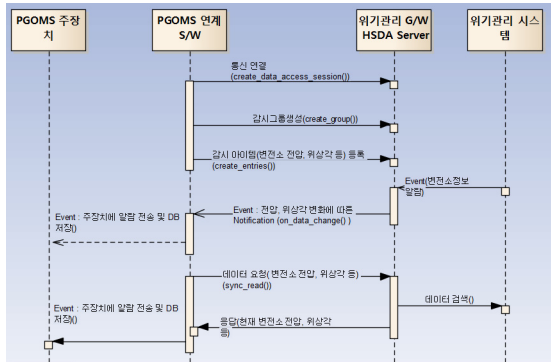


그림 8 CIM HSDA 서버-클라이언트 데이터 전송 시퀀스 다이어그램

Fig. 8 CIM HSDA 서버-클라이언트 Data Transfer Sequence Diagram

본 논문에서는 위 시퀀스에 따라서 1초 주기로 제주지역 송전단의 정보들을 스마트그리드 홍보관 내 해석 시스템으로 실시간 전송을 수행한다.

2.3.4 CIM HSDA Mapping Data

IEC-61970 CIM모델 데이터는 GID 통신을 위해서 데이터 모델의 변환이 표 1과 같다. GID통신은 Tree-Node단위의 데이터 그룹을 생성하여 데이터 전송에 사용한다. 객체를 나타내는 Node와 데이터를 포함하는 Item으로 구분하여 Property와 Type을 사용하여 Node와 Item의 구분 및 속성을 그림 9와 같이 부여한다.

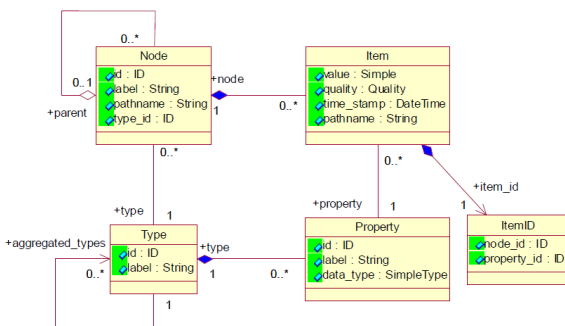


그림 9 CIM HSDA 매핑 데이터의 속성

Fig. 9 CIM HSDA Mapping Data Property

공통정보모델(CIM) 기반의 실시간 전압안정도 해석

표 1 CIM-GID 변환 규칙

Table 1 CIM-GID Conversion Rules

Nr	HSDA	IEC 61970-301
1	Node.id	rdf:ID (CIM IdentifiedObject ID)
2	Node.label	IdentifiedObject.name
3	Node.pathname	IdentifiedObject.pathName
4	Node.type_id	
5	Node.parent	CIM에 정의된 부모 Class
6	Item.value	측정값 AnalogValue/DigitalValue
7	Item.quality	
8	Item.time_stamp	MeasurementValue.timeStamp
9	Item.pathname	IdentifiedObject.Pahtname+IdentifiedObject.name
10	Item.id.node_id	Item의 Node ID
11	Item.id.property_id	Item을 기술하는 Property ID
12	Type.id	타입 정보 ID
13	Type.label	Class Name
14	Property.id	Item에 대한 속성 정보 ID
15	Property.label	속성 정보의 실제 이름 ex) "AnalogValue.value"
16	Property.data_type	속성의 데이터 타입

CIM 모델은 그림 5의 모델로 변경되어 GID 통신에 사용되게 된다. CIM모델과 GID 통신 모델의 변환 규칙은 표 2와 같다.

변환 수행후의 HSDA Node와 Item 구조는 그림 10의 모델과 같이 변경되어 GID 통신에 사용되게 된다.

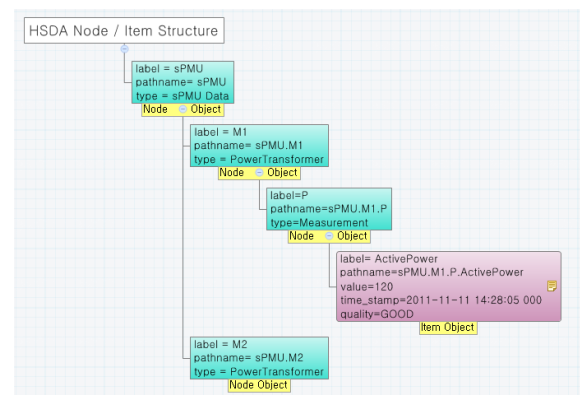


그림 10 변환 후의 HSDA Node and Item

Fig. 10 HSDA Node and Item of After Transfer

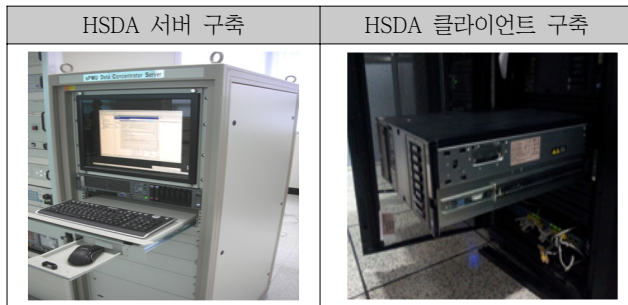
2.3.5 CIM HSDA 서버 클라이언트구축 및 연동 결과

위 시퀀스 및 Mapping Data정보를 기반으로 1초 주기로 제주

지역 송전단의 정보들을 스마트그리드 홍보관내 해석 시스템으로 실시간 전송하는 서버-클라이언트 시스템을 표 2와 같이 구축을 완료하고, 실증시험을 통해 전압안정도와 상정사고 해석 검증을 완료하였다.

표 2 HSDA 서버-클라이언트 구축

Table 2 HSDA Server-Client Construction



제주홍보관내와 전력연구원에 구축된 시스템의 연계 구성도는 그림 11과 같다.

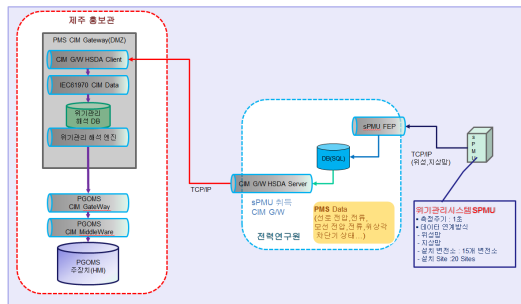


그림 11 CIM HSDA 연계 시스템 구성도

Fig. 11 CIM HSDA related system configuration

그림 11의 구성으로 제주지역 변전소들의 데이터를 취득한 후 CIM HSDA를 통하여 제주 스마트그리드 홍보관 내 PGOMS 서버로 데이터 전송을 수행하였다. 데이터 전송주기는 1초 주기로 하였으며, 1개월 이상의 데이터 전송 테스트를 수행하였다. 전송 포인트들은 표 3과 같다.

표 3 CIM HSDA 전송 포인트

Table 3 CIM HSDA Transfer Point

Node Type	Point 수
전체 Point	1130 Point
AI Point	834 Point(RMS : 417 Point, ANG : 417 Point)
DI Point	256 Point(CB Status)
Event Point	40 Point(모선 전압 Limit)

총 1130 Point의 정보를 1초 주기로 1개월간 전송 하였으며 한전 내부망의 보안문제로 인한 차단 시기를 제외하고는 정상적으로 데이터 전송이 이루어지는 것을 확인하였다.

2.4 CIM GID 기반의 데이터를 사용한 실시간 전압안정도, 상정사고 계산

2.4절에서 구축된 CIM HSDA 서버-클라이언트 시스템의 전송 데이터를 활용하여 제주계통의 실시간 전압안정도 및 상정사고 해석 시스템의 구축 및 해석을 수행하였다. 사용된 해석 엔진은 자체 개발한 조류계산 엔진을 사용하였으며 안정도와 상정사고의 계산은 반복 조류계산법을 사용하였다[8]. 그림 12는 구축된 해석시스템의 구성도를 나타낸다. 해석의 수행결과는 HMI에 전송하여 결과를 표시한다.

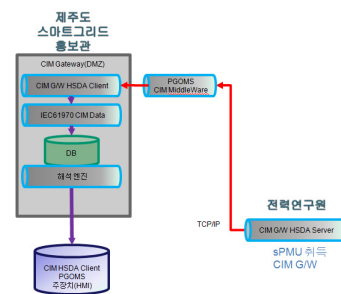


그림 12 계통 해석 시스템 구성도

Fig. 12 Analysis System Configuration

2.4.1 제주지역 전압안정도/상정사고 계산

그림 13과 표 4는 전압안정도 계산 결과를 보여준다. 전압안정도 계산 수행은 발전과 부하량을 약 2%정도 증가시켜서 수행하였고, 약 20% 단위로 나눠서 표현하였다. 부하량과 발전량을 계속 증가시킴에 따라 모선의 전압이 점점 떨어지는 것을 확인할 수 있다. 이것은 계통에서 P값이 증가함에 따라 V값이 점점 떨어지는 전형적인 모습을 보여준다고 할 수 있다. 제주 지역 전

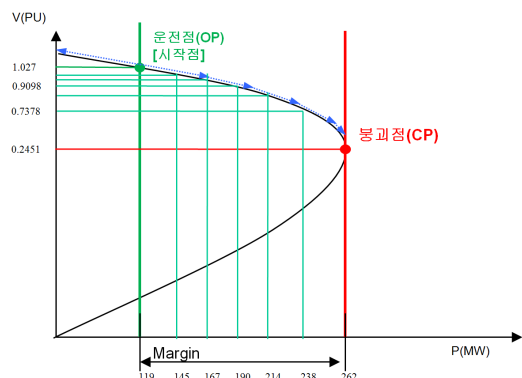


그림 13 전압안정도 계산 결과 그래프

Fig. 13 Graph of voltage stability analysis result in Jeju

압안정도 계산에서는 약 120%의 부하 및 발전량 상승 즉 119MW 정도의 초기 상태에서 262MW정도로 부하와 발전량을 증가 시켰을 때 제주지역의 전압이 붕괴되는 것을 확인 하였다.

표 4 제주지역 전압안정도 계산 결과

Table 4 Result of voltage stability analysis in Jeju

모선 번호	모선명	60%증가		100%증가		120%증가	
		V	V	V	V	V	V
		(PU)	(Deg)	(PU)	(Deg)	(PU)	(Deg)
1	신제주HL	0.9928	1.95	0.9864	2.42	0.9227	5.26
2	신제주AD	0.9928	1.95	0.9864	2.42	0.9227	5.26
3	동제주JJ	0.9992	4.68	0.9981	6.18	0.9195	11.36
4	동제주SJ	0.9992	4.68	0.9981	6.18	0.9195	11.36
5	산지DJ2	0.999	4.58	0.9976	6.04	0.9188	11.16
6	산지DJ1	0.999	4.58	0.9976	6.04	0.9188	11.16
7	성산JC	0.8941	-13.04	0.7681	-22.94	0.2451	-11.09
8	성산HL	0.8941	-13.04	0.7681	-22.94	0.2451	-11.09
9	신서귀HL	0.9756	-1.74	0.9504	-2.82	0.8695	-0.97
10	신서귀AD	0.9756	-1.74	0.9504	-2.82	0.8695	-0.97
11	안덕HL	0.9963	-0.2	0.9921	-0.37	0.9745	-0.04
12	안덕SJ	0.9963	-0.2	0.9921	-0.37	0.9745	-0.04
13	한라	0.9628	-1.9	0.9221	-3.23	0.7857	1.07
14	남제주AD1	1	0	1	0	1	0
15	남제주AD2	1	0	1	0	1	0
16	한림북한HL	0.9986	-0.18	0.9895	-0.42	0.95	0.53
17	한림북한SJ	0.9986	-0.18	0.9895	-0.42	0.95	0.53
18	한림AD	0.9986	-0.19	0.9895	-0.42	0.95	0.53
19	한림HL	0.9986	-0.19	0.9895	-0.42	0.95	0.53
20	제주CS1DJ	1	5.34	1	7.1	0.9197	12.78
21	제주CS1JC	1	5.34	1	7.1	0.9197	12.78
22	제주CS2	1	5.34	1	7.1	0.9197	12.78
23	제주CS3	1	5.34	1	7.1	0.9197	12.78
24	조천JJ	0.989	3.11	0.9834	3.88	0.8968	8.17
25	조천SS	0.8783	-16.46	0.7378	-29.77	0	-81.52

자체 개발된 해석엔진을 사용하였기 때문에 산업계에서 사용되는 PSS/E의 해석결과와의 오차 검증을 수행하였다. 사용된 데이터는 13년 7월 중 Peak 시간의 제주지역 송전망 데이터를 사용하였으며 정상상태의 전압안정도와 상정사고시 전압안정도 해석결과와 전압위반점에 도달하는 지점의 제주지역 각 모선의 전압/위상각의 비교 검증을 수행하였다[9, 10].

전압안정도의 계산 수행은 반복 조류계산을 수행하였으며 발전-부하량을 2% 증가시키면서 조류계산을 수행하였다. 해석 결과 신서귀 변전소에서 전압위반이 발생하였으며 PSS/E의 해석결과도 동일한 모선에서 전압위반이 발생하였다. 전압위반이 발생한 시점의 각 모선의 전압과 위상각을 계산하였으며 출력과는 표 5

표 5 제주지역 전압안정도 검증 결과

Table 5 Result of voltage stability analysis in Jeju

Bus Num	BusName (154KV)	개발 Engine		PSS/E Engine		오차	
		V	Ang	V	Ang	V	Ang
		(PU)	(deg)	(PU)	(deg)	(PU)	(deg)
		A	B	C	D	A-C	B-D
1	SINJEJU	0.9921	-5.03	0.992	-5.03	0.0001	0.0000
2	DONGJEJ	0.9968	-5.06	0.9967	-5.05	0.0001	-0.0100
3	SANGI S/S	0.9961	-5.29	0.996	-5.28	0.0001	-0.0100
4	SUNGSAN	1.0066	-5.27	1.0027	-5.23	0.0039	-0.0400
5	SINSUGI	0.9885	-3.99	0.9884	-3.99	0.0001	0.0000
6	ANDUCK S/S	0.9996	-0.85	0.9996	-0.85	0.0000	0.0000
7	HANLA S/S	0.993	-4.48	0.9929	-4.48	0.0001	0.0000
8	NAMJEJUTP	1	0	1	0	0.0000	0.0000
9	HANLIMCSW YD#	1	-1.03	1	-1.03	0.0000	0.0000
10	HANLIMS	1.0001	-1.04	1	-1.04	0.0001	0.0000
11	JEJUTP#1	1	-4.2	1	-4.2	0.0000	0.0000
12	JEJUTP#2	1	-4.2	1	-4.2	0.0000	0.0000
13	JEJUTP#3	1	-4.2	1	-4.2	0.0000	0.0000
14	JOCHUNS	1.0013	-5.37	0.9996	-5.35	0.0017	-0.0200
15	PYOSUNS	0.9966	-5.08	0.9963	-5.08	0.0003	0.0000
16	SUJEJU	1.0014	-2.41	1.0014	-2.41	0.0000	0.0000
17	GUMAK C/C	0.9987	-1.01	0.9987	-1.01	0.0000	0.0000
19	SANDAL	1.0104	-5.25	1.0066	-5.2	0.0038	-0.0500

와 같다. PSS/E와 개발된 해석엔진의 해석결과와 오차비교 결과 전압은 최대 0.0039PU이고, Angle은 0.05의 오차를 도출하였다.

상정사고시 전압안정도의 수행은 제주-해남 HVDC 선로를 차단하였을 경우 반복조류계산을 통한 전압 위반점을 계산하였다. 제주로 공급되는 발전량대비 부하량이 현저하게 작으며 서제주 HVDC의 추가 공급으로 인하여 제주지역 송전계통의 불안정을 발생하지 않았다. 전압안정도 계산과 동일하게 발전-부하량을 2% 증가시키면서 조류계산을 수행하였다. 해석결과 전압안정도 결과와 동일하게 신서귀 변전소에서 전압위반이 발생하였으며 PSS/E의 해석결과도 동일한 전압위반이 발생하였다. 해석결과는 표 6과 같다.제주-해남 HVDC를 차단한 모선인 JEJUTP#2에서 -50의 위상각 차이가 발생하였으며 HVDC 차단 of 가장 큰 영향을 받았다. 전압위반 모선은 신서귀 모선이며 개발엔진 : 0.9888, PSS/E : 0.9885의 전압 위반점이 발생하였다. PSS/E와 개발된 해석엔진의 해석결과와 오차비교 결과 전압은 최대 0.0066PU, Angle은 0.07의 오차를 도출하였다.

표 6 HVDC 차단 상정사고시 제주지역 전압안정도 검증 결과
Table 6 Result of voltage stability analysis in Jeju

Bus Num	BusName (154KV)	Base kV	개발 Engine		PSS/E Engine		오차	
			V (PU)	Ang (deg)	V (PU)	Ang (deg)		
			A	B	C	D		
1	SINJEJU	154	0.9937	-5.69	0.9931	-5.7	0.0006	0.0100
2	DONGJEJ	154	0.9992	-5.94	0.9985	-5.94	0.0007	0.0000
3	SANGISS	154	0.9985	-6.16	0.9978	-6.17	0.0007	0.0100
4	SUNGSAN	154	1.0115	-6.11	1.005	-6.04	0.0065	-0.0700
5	SINSUGI	154	0.9888	-4.38	0.9885	-4.39	0.0003	0.0100
6	ANDUCKS	154	0.9998	-0.95	0.9997	-0.95	0.0001	0.0000
7	HANLASS	154	0.9936	-5.14	0.9932	-5.15	0.0004	0.0100
8	NAMJEJU TP	154	1	0	1	0	0.0000	0.0000
9	HANLIMC SWYD #	154	1	-1.39	1	-1.39	0.0000	0.0000
10	HANLIMS	154	1.0001	-1.4	1	-1.4	0.0001	0.0000
11	JEJUTP #1	154	1.0196	-4.31	1.0162	-4.27	0.0034	-0.0400
12	JEJUTP #2	154	1.0374	-50	1.0374	-50	0.0000	0.0000
13	JEJUTP #3	154	1	-5.33	1	-5.34	0.0000	0.0100
14	JOCHUNS	154	1.0144	-5.79	1.0053	-5.7	0.0091	-0.0900
15	PYOSUNS	154	0.9989	-5.93	0.9979	-5.93	0.0010	0.0000
16	SUJEJU	154	1.0022	-2.86	1.0018	-2.86	0.0004	0.0000
17	GUMAKCC	154	0.9988	-1.25	0.9987	-1.25	0.0001	0.0000
19	SANDAL	154	1.0154	-6.09	1.0088	-6.02	0.0066	-0.0700

2.4.2 sPMU 연계망 속도 테스트

설치된 sPMU들의 망 속도 테스트를 표 8과 같이 수행하였으며 각 sPMU별로 Ping 테스트를 수행하였고 1시간 지속 속도 테스트결과 지연시간의 평균을 도출하였다. 도출된 결과는 다음과 같으며 지상망의 속도는 정상적이었으나, 실제 확인결과 무궁화 위성의 특성 및 기지국 처리 속도 상 최소 500ms에서 최대 1.5 초의 데이터 지연속도가 발생하는 것을 확인하였다. 현재 위성망을 이용한 데이터 취득 시 1초 정도의 시간 지연 처리가 발생하는 것을 확인하였으며 추후 속도 처리의 개선이 필요할 것으로 생각된다. 그러나 본 논문은 지상망 데이터를 가지고 전압안정도, 상정사고해석을 하였다.

2.4.3 해석결과 HMI 화면.

그림 14과 그림 15는 실제 프로그램의 계산 결과 화면이다. 그림 14에서는 현재 제주계통의 전력수급현황을 전력연구원에 설치된 해석엔진의 알고리즘을 구동하여, 전압안정도, 상정사고 해석, 불평형률, 송전손실률, 과부하등 상태를 보여주고 있고, 그림

표 7 PMU 연계망 속도 테스트

Table 7 Speed test of the PMU interface network

변전소	Site	위성망			지상망
		최소 지연시간	최대 지연시간	평균 지연시간	
동제주 SS	동제주SS#1	589ms	1459ms	904ms	20 ms 이내
	동제주SS#2	592ms	1494ms	898ms	20 ms 이내
산지SS	산지SS	589ms	802ms	651ms	20 ms 이내
성산SS	성산SS	591ms	1047ms	688ms	20 ms 이내
신서귀 SS	신서귀SS	600ms	768ms	656ms	20 ms 이내
신제주 SS	신제주SS#1	691ms	1513ms	998ms	20 ms 이내
	신제주SS#2	602ms	1505ms	945ms	20 ms 이내
안덕SS	안덕SS #1	593ms	738ms	643ms	20 ms 이내
	안덕SS #2	581ms	996ms	685ms	20 ms 이내
조천SS	조천SS	604ms	1515ms	944ms	20 ms 이내
표선SS	표선SS	598ms	1188ms	659ms	20 ms 이내
한라SS	한라SS #1	591ms	1513ms	959ms	20 ms 이내
	한라SS #2	594ms	1522ms	954ms	20 ms 이내
한림SS	한림SS	610ms	844ms	691ms	20 ms 이내
화력발전소	화력발전소	621ms	819ms	678ms	20 ms 이내
제주변환소	제주변환소 #1	598ms	891ms	656ms	20 ms 이내
	제주변환소 #2	582ms	777ms	650ms	20 ms 이내
	제주변환소 #3	586ms	723ms	638ms	20 ms 이내

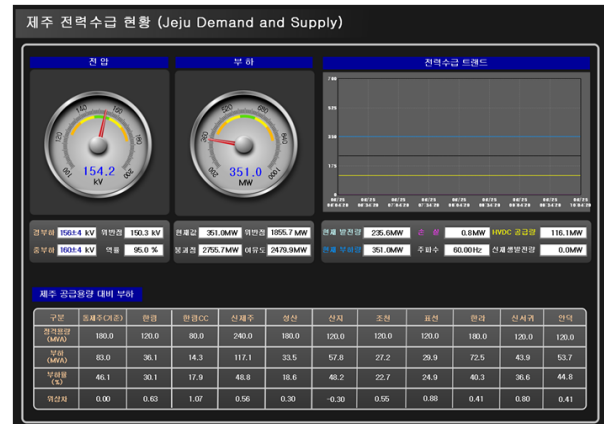


그림 14 실시간 전압안정도 계산 화면

Fig. 14 Real time voltage stability analysis view

15는 제주지역 상정고장(N-1(선로1회선사고), N-2(선로2회선사고) 선로 상정고장)을 가정하고 전압안정도 계산을 수행하였을 경우의 상태를 보여준다. 그림 14의 결과 값에서 위반점은 전력

거래소에서 제시하는 전압을 가지고 정하였으며, 붕괴점은 알고리즘 계산에 의해 제시한 전력값으로 표시하였다. 그림 14 결과값에서 알 수 있듯이 현재 제주지역의 상태가 154KV 정도에 있기 때문에 안정된 상태라고 할 수 있고, 그림 15에서 상정고장을 일으켰을 경우에도 전압안정도에 이상이 없음을 알 수 있다.

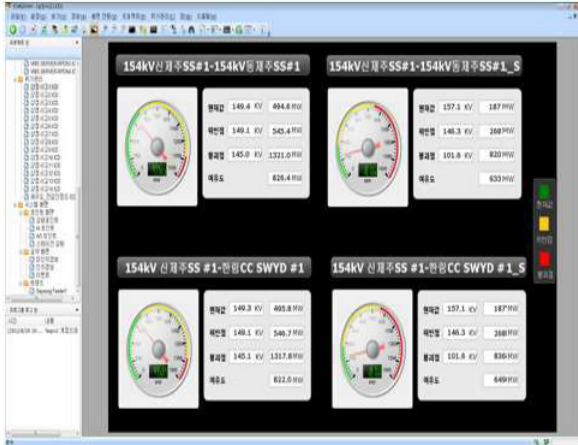


그림 15 상정사고 시 전압안정도 계산 화면
 Fig. 15 Voltage stability analysis view in contingency case

3. 결 론

본 논문에서는 CIM기반의 HSDA통신 방식을 사용하여 타 시스템간의 전력계통 데이터 연동 및 활용할 수 있는 표준 데이터 전송 시스템의 구축과정과 구축된 시스템을 활용하여 제주계통 전압안정도와 상정사고의 결과를 제시하였다. 향후 타 시스템에서 본 논문에서 구축된 시스템과 연계시 IEC-61970 GID표준을 준수한다면 연계된 데이터의 연계가 가능하도록 본 시스템이 구축되었다. IEC-61970은 다양한 시스템간의 표준화된 데이터 연계 및 통합을 목표로 하고 있지만 이를 충족시키기 위해서는 시스템간의 통합을 이루어줄 여러 가지 기술요소가 필요한 실정이며 본 논문에서도 HSDA Sever-클라이언트 시스템의 구축을 위해서 여러 가지 기술요소 및 적용이 이루어졌으며 실제 많은 시간의 구축기간이 필요하였다. 현재 IEC-61970의 데이터 모델 표준 및 통신 표준은 계속 수정 및 보완이 되고 있으며 통신표준은 IEC-62451로 전환중에 있다. 또한 최종적인 표준은 나오지 않은 상황이다. 국내에서는 이에 대한 많은 기술 조사나 이를 활용한 시스템의 구축 실적은 적은 상황이다. 본 논문에서 제시한 IEC-61970기반 시스템들 간의 통합 기반자료는 향후 IEC-61970의 다양한 전력 애플리케이션간의 통합시 상당히 중요한 기반자료가 될 것으로 판단된다.

References

[1] S.W. Lee, K.S. Ahn, D.W. Seo, M.J. Jang, " Jeju area's Voltage Stability Analysis which use the Real Time Voltage Stability Analysis Program", Trans. KIEE. Vol.

61. No. 10, OCT, pp.450-456, 2012.
 [2] G.J. Kim, "Analysis of Voltage Stability in Power System", KIEE Journal 50-7, pp.30-36, 2001.
 [3] Power21, "Development of Real-Time Stability Analysis Algorithm in Power System", KEPRI TR, pp.125-160, 2011.
 [4] Mackiewicz, R. E. "The benefits of standardized Web services based on the IEC 61970 generic interface definition for electric utility control center application integration." Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 PES. IEEE, 2006.
 [5] Haifeng, Huang, Yang Zhihong, and Zhang Shenming. "Study of applying CORBA-based distributed object technology to next generation of power dispatching automation system." Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on. Vol. 1. IEEE, 2002.
 [6] Berezin, A., et al. "Use and experiences with CIM/GID in the Federal Grid Company of UES Russia." Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE, 2008.
 [7] Dong-Uk Heo "Development of CIMToolkit based on IEC 61970/61968 for system integration", KEPRI TR, pp.60-150, 2008.
 [8] Chi, ZHANG Dong-liang LIU. "Research of GDA 서버 Based on IEC 61970." Science & Technology Information 3, 094, 2012.
 [9] M.C. Shin, S.K. Oh, G.J. Kim, I.J. Hwang, H.S. Park, "Design of Analysis Program in Voltage Stability", KIEE Power System Section, Fall Conference 2004.
 [10] PSS/E-32 Program Operation Manual, Power Technologies, Inc. 2001.

저 자 소 개



이 성 우(Sung-Woo Lee)

1960년 3월 1일생. 1999년 건국대 대학원 전기공학과 졸업(박사). 1992년 전력연구원. 1992년~현재 한전 전력연구원 배전연구소 책임연구원. 배전지능화 및 배전IT시스템 분야 연구.



장 문 종(Moon-Jong Jang)

1970년 4월 24일생. 1997년 KAIST 컴퓨터 공학과 졸업(석사). 1997년~현재 한전 전력 연구원 배전연구소 선임 연구원. 관심분야는 배전지능화시스템, 전력정보 통신 기술개발, 스마트파워그리드 기술개발 및 응용분야.



서 동 완(Dong-Wan Seo)

1981년 12월 23일생. 2006년 목포해양대학교 해양전자통신공학과. 2007년 한국전력공사 입사. 2007~2011년 한전, 배전지능화 및 배전IT 시스템 분야 연구.



남 궁 원(Won Namkoong)

1982년 1월 18일생.
2010년 한양대학교 졸업(석사).
현재 한국전력공사 전력연구원 분산전원과 스마트그리드분야 연구.



허 성 옥(Soung-Ouk Heo)

1983년 1월 21일생.
2012년 전북대학교 전기공학과 졸업(석사).
현재 한국전력공사 전력연구원 위촉연구원, 스마트그리드분야 연구