

M1-0104-00-0178

실시간 전력계통 해석기술
Real Time Digital Simulation
Technology

실시간 대규모 전력계통
해석기술 개발
Development of Real Time Digital
Simulation Technology

한국전력공사 전력연구원

과 학 기 술 부

제 출 문

과학기술부 장관 귀하

본 보고서를 “실시간 전력계통 해석기술”과제 (세부과제 “실시간 대규모 전력계통 해석 기술 개발”) 의 보고서로 제출합니다.

2003. 09.

주관연구기관명 : 한국전력공사 전력연구원

주관연구책임자 : 추진부

연구원 : 김태영, 김태균
: 전동훈, 신정훈
: 김용학, 차승태
: 장경철
: 광노홍, 장병훈
: 전영수, 장병태
: 윤종수, 김수열
: 이재욱
: 장일량, 최효열
위 축 : 이세정, 양영신

여 백

보고서 초록

과제관리번호	M1-0104-00-0178	해당단계 연구기간	2001.07.11. - 2003.07.10.	단계 구분	(1단계) / (총2단계)
연구사업명	중 사업명				
	세부사업명	국가지정연구실사업			
연구과제명	중 과 제 명	실시간 전력계통 해석기술			
	세부(단위)과제명	실시간 대규모 전력계통 해석기술 개발			
연구책임자	추진부	해당단계 참여연구원수	총 : 19 명 내부 : 16 명 외부 : 3 명	해당단계 연구비	정부: 537,550 천원 기업: 600,000 천원 계: 1,137,550 천원
연구기관명 및 소속부서명	전력연구원 전력계통연구실		참여기업명	한국전력공사	
국제공동연구	상대국명 :		상대국연구기관명 :		
위탁연구	연구기관명 :		연구책임자 :		
요약(연구결과를 중심으로 개조식 500자 이내)				보고서 면수	322
<p>1단계 연구개발에서는 실시간 대규모 전력계통 해석 기반기술 확립을 위한 시스템 축약 프로그램 개발과 데이터 변환기술 개발을 목표로함.</p> <p>전력설비 DB구축 분야에서는 1단계 연구를 통해 발전기 특성시험, 모델링 절차를 수립하고, 이 절차에 따라 고리원자력 발전기 등 6기의 발전기에 대한 현장시험 및 모델링을 성공적으로 수행함으로써 발전기 DB를 구축함. 또한 본 연구팀이 개발한 시스템 축약 및 데이터 변환기술은 실시간 전력계통 시뮬레이터의 활용도를 획기적으로 제고할 수 있는 것으로, 정적/동적축약 알고리즘과 최적 서브시스템 분할/할당 알고리즘을 개발함. 정적/동적축약 알고리즘에서는 부하/선로/모선을 축약하는 네트워크 축약과 계통의 상태행렬에서 관계행렬 및 관계오차를 계산함으로써 동특성이 유사한 발전기를 식별하는 동적 축약으로 구성됨. 최적 서브시스템 분할/할당 알고리즘에서는 Mini 시스템 구성, 서브시스템 탐색, IRC 결선 등을 고려하여 각 모선에 서브시스템을 할당하는 기술을 개발함. 전력설비 상세 모델링 기술에서는 발전기 자동전압조정기(AVR) 모델 개발을 위해 EXAC1 등 15종의 제어기 모델을 분석하여, 상세모델을 개발하고 신뢰성을 확보하기 위한 검증단계를 통해 모델 라이브러리 구축함. 개발된 자동전압조정기 모델은 현재 우리나라에서 사용중인 모든 AVR을 포함하고 있는 것으로, 이를 이용하면 보다 실계통 특성에 부합하는 정밀한 해석 결과를 얻을 수 있을 뿐만 아니라, 향후 신규 AVR의 도입시, 해석모델을 자체 개발할 수 있는 기술적 역량을 1단계 연구개발을 통해서 확보함.</p>					
색인어 (각 5개 이상)	한글	전력계통 시뮬레이터, 전력DB, 시스템 축약, 데이터 변환, 전력설비 모델링			
	영어	Power system simulator, Power system database, System reduction, Data conversion, Power system modelling			

여 백

요 약 문

I. 제 목

실시간 대규모 전력계통 해석기술 개발

II. 연구개발의 목적 및 필요성

가. 연구개발 목표

실시간 대규모 전력계통 해석 기술 개발 및 확보

- 실시간 해석용 전력 DB 구축
- 시스템 축약기술 및 이의 자동화 기술 개발
- 데이터 변환기술 및 이의 자동화 기술 개발
- 전력설비의 정밀 모델링 기술 개발

나. 연구개발의 필요성

○기술적 측면

- 국민생활의 향상 및 고도 정보화 시대로 인하여 전기에너지에 대한 의존도 및 품질개선 요구 증대됨.
- 전력산업 구조개편에 따른 국가 전력기간망의 안정적 운영을 위하여 고도의 정밀한 실시간 전력계통 해석기술의 필요성 대두됨.
- 실시간 대규모 전력계통 해석기술 개발을 위해서는 전력계통 시뮬레이터 운용기술, 전력DB, 시스템 축약, 데이터 변환 및 전력설비 상세 모델링 기술 필요함.

○경제·산업적 측면

- 현대, 산업사회의 필수적인 전기는 경제, 산업발전, 국민생활의 향상, 수출 경쟁력 등 국가 발전에 막대한 영향을 미치므로, 전기를 발전/수송/배분하는 전력계통의 안정운영의 필요성 대두됨.
- 과거, 미국, 캐나다 및 일본에서 대규모 정전으로 인하여, 산업체 가동중지 외에도 지하철, 교통신호 정지로 교통마비, 공항 기능상실 등 사회전반에 악영향 막대함.
- 전력계통의 안정운영 즉, 고품질 전력의 안정적 공급은 고도화된 경제, 산업사회의 필수 요소임.
- 실시간 대규모 계통해석 기술을 개발, 확보함으로써 실제통과 동일한 환경하에서 다양한 성능시험 수행하여 신뢰도를 제고할 필요성 대두됨.
- 대규모 계통에 적용 가능한 실시간 계통해석 기술을 확보함으로써 세계 전력회사에 기술을 유상 제공이 가능하므로, 기술자립 및 경제적 부가가치 창출 가능함.

○사회·문화적 측면

- 전력계통은 실제 존재하는 대규모 시스템으로 신규 전력설비의 개발적용에 앞서 전력설비의 문제점 분석 및 분석결과의 신뢰성 확보를 위한 실증시험이 필요함.
- 실시간 대규모 전력계통 해석기술 확보시, 전력기기 실증시험장, 전문가 양성기관, 기기 인증시험 기관으로 역할 수행이 가능하므로 국내 전력산업의 발전을 위한 산·학·연 공동연구의 기반을 확립함.

Ⅲ. 연구개발의 내용 및 범위

가. 단계별 연구개발 목표

- 1단계(1-2차년도) : 실시간 대규모 전력계통 해석 기반기술 확립
- 2단계(3-5차년도) : 실시간 대규모 전력계통 해석의 상용화 기술 확립

나. 년차별 연구개발 목표 및 내용

○1차년도(2001.07.11. - 2002.07.10.)

시스템 축약 S/W 개발

- 발전기, 송전선, 부하 파라미터 추출/검증 기술 확립
- 네트워크/부하 축약기술 및 축약 S/W 개발
- 최적 서브시스템 분할 기술 개발
- 자동전압조정기의 정밀 모델링(8종)

○2차년도(2002.07.11. - 2003.07.10.)

데이터 변환기술 개발

- 발전기 DB 구축
- 이중제어기 발전기 식별 기술 개발
- 최적 서브시스템 할당 기술 개발
- 자동전압조정기의 정밀 모델링(7종)

○3차년도(2003.07.11. - 2004.07.10.)

데이터 변환 S/W 개발

- 송전선, 부하 DB 구축
- 이중 제어기 발전기 통합 기술 개발
- 시뮬레이터용 입력 데이터 자동생성 S/W 제작, 적용시험, 성능보완
- 조속기 상세 모델링(10종)

○4차년도(2004.07.11. - 2005.07.10.)

발전기/제어계의 정밀 모델링

- 송전선, 부하 DB 구축

- 시뮬레이터용 계통축약 자동화 S/W 제작
- 전력계통안정화장치의 정밀 모델링(3종)

○5차년도(2005.07.11. - 2006.07.10.)

상업화를 고려한 실시간 전력계통 해석기술의 최적화

- 송전선, 부하 DB 구축
- 시뮬레이터용 계통축약 자동화 S/W 성능보완
- UPFC 제어기 상세 모델링

IV. 연구개발 기대성과

가. 기술적 측면

- 개발된 실시간 대규모 전력계통 해석기술은 선진국과 비교하여 시스템 축약기술, 데이터 변환기술 및 전력설비 모델링 기술 분야에서 매우 우수한 기술수준 확보
- 이러한 기술의 개발로 병렬처리기술과 실시간 데이터 통신기술 등이 확보되어, 계산량이 막대한 기상예측분야, 항공기 시뮬레이터 개발분야 및 지리정보 시스템 개발분야 등에 파급효과 기대
- 신규 개발설비 제작시 실증시험을 수행함으로써 설비 제작 산업의 생산성 향상
- 학계 관련자의 전력계통 현장에 대한 이해도를 증대시킴으로써, 고도의 전력계통 기술개발 연구시 연구 효율성 제고

나. 경제·산업적 측면

- 실시간 대규모 전력계통 해석기술에 따른 해석기술 축적, 계통 사고방지를 제외한 전력설비의 현장 실증시험 대체, 교육훈련 등에 의해 연간 기대 편익은 약 33억원 추정('93년도 추정)
- 전력산업이 국가 산업발전에 필수요소임을 감안하면, 정밀한 전력계통 해석으로 대규모 정전사태 발생(미국 캘리포니아 정전사고 발생시 피해규모 : 110억 달러)을 미연 방지 가능
- 전력산업 구조개편으로 정밀한 전력계통 해석에 의한 계통의 안정운영 및 투자비 절감에 대한 인식이 확대됨에 따라, 실시간 대규모 전력계통 해석기술에 대한 요구가 더욱 증대

V. 연구개발결과의 활용계획

가. 활용분야

- 개발된 기술은 전력계통 관련자들의 교육훈련, 현장학습 대체, 신규 개발기기의 실증시험 및 최적 전력계통 계획, 운영전략 수립에 활용
- 본 연구과제의 기반기술인 병렬처리기술 및 실시간 데이터 처리기술 등은 기상예측

분야 및 항공기 시뮬레이터를 포함한 각종 시뮬레이터 개발분야에 활용

- 실시간 전력계통 시뮬레이터 및 해석기술의 이용률 제고를 위한 교육훈련기관, 전문가 양성기관, 기기 인증시험 기관, 전력기기 실증시험장의 역할 수행

나. 활용계획

- 전력계통 DB 구축 기술 : 전력계통 DB 구축 및 지속적 관리를 통하여 정밀한 계통 해석 가능
- 시스템 축약 기술 : 원계통과 동일한 동특성을 갖는 축약계통 구성 및 실시간 대규모 전력계통 해석
- 데이터 변환 기술 : 시뮬레이터의 활용도 제고를 위한 입력데이터 자동 생성
- 발전기 및 제어시스템 모델링, 튜닝 기술 : 발전기 및 제어계의 정밀 모델 개발 및 파라미터 튜닝시 활용

S U M M A R Y

I. Title

Development of Real-Time Digital Simulation Technology

II. Purpose of R&D and Necessity

A. R&D Goals

Development of Real-Time Digital Simulation Technology

- Construction & Integration of Comprehensive Power System DB for Real-Time Digital Simulation
- Development of System Reduction S/W and System Reduction Automation
- Development of Data Conversion S/W and Data Conversion Automation
- Development of Detailed Power System Modeling Technology

B. Necessity of R&D

- Technical Perspective

- Required Energy Dependency & Electricity Quality Enhancement due to the increasing quality of life & information
- Required Advanced Real-Time Digital Simulation Technology in order to operate nation's power system in stable manner and due to restructuring of the electric power business
- Required System Reduction, Power System DB, Data Conversion, Operation Technology & Detailed Modeling Technique

- Economical & Industrial Perspective

- Electricity is an essential in modern industrial society. It definitely has a tremendous effect on national development such as its economy, industry, life, & export competitiveness. Required the stable operation of power system which composed of generation/transmission/distribution facilities
- Due to the blackouts occurred in U.S.A, Canada & Japan in the past, all of which have resulted in continued outages that are costing industrial businesses, subway & air transportation system a tremendous losses
- For a modern society, it is deemed necessary to have the continuous & stable supply of high quality electricity
- The real-time digital simulation technology shall be suitable for the preparation of various demonstration for operating condition performance & reliability assessment
- The expected project outcome is a real-time digital simulation technology for a

large scale power systems. The possibility of the use of simulation technique and exporting to accommodate potential value & independence of technology

- Social & Cultural Perspective

- Required diagnosis/analysis/verification of power equipment before its actual placement for achieving reliability
- Possibility of becoming test siting, certification service and educational entity designed to produce a new breed of power engineer. This will provide an industry/university/research center environment

III. Contents & scope of research

A. Project Goal

- Stage 1(1-2 year) : Establishment of Real-Time Digital Simulation Technology
- Stage 2(3-5 year) : Commercialization of Real-Time Digital Simulation

B. Project Work Plan & Scope

○ 1st Year (2001.07.11 - 2002.07.10)

: Development of System Reduction S/W

- Extraction & Verification of Generator, Transmission, Load Parameters
- Reduction of Network & Load and Development of System Reduction S/W
- Development of Optimal Subsystem Partition & Allocation S/W
- Detailed Modeling of AVR (8 Types)

○ 2nd Year (2002.07.11 - 2003.07.10)

: Development of Data Conversion Technology

- Construction & Integration of Comprehensive Generator DB
- Identification of 2nd Grade Generator
- Optimal Subsystem Partition & Allocation Technology
- Detailed Modeling of AVR (7 Types)

○ 3rd Year (2003.07.11 - 2004.07.10)

: Development of Data Conversion S/W

- Construction & Integration of Comprehensive Transmission & Load DB
- Identification & Integration of 2nd Grade Generator Technology
- Development of Automatic Input Data File S/W for Real-Time Simulator
- Detailed Modeling of Governor (10 Types)

○ 4th Year (2004.07.11 - 2005.07.10)

: Detailed Modeling of Generator & Control Systems

- Construction & Integration of Comprehensive Transmission & Load DB

- Development of System Reduction S/W
- Detailed Modeling of Power System Stabilizers (3 Types)

○5th Year (2005.07.11 - 2006.07.10)

- : Optimization of Real-Time Digital Simulation Technology for commercial-use
- Construction & Integration of Comprehensive Transmission & Load DB
- Validation of System Reduction S/W
- Detailed Modeling of UPFC

IV. Expected Outcomes

A. Technical Perspective

- Captures intellectual synergies through system reduction, data conversion, & detailed modeling technology development
- Facilitates efficient resource sharing(very large scale computational methods) to GIS, meteorology, & flight simulation technology
- Stimulates industry's productivity
- Facilitates communication with leading university researchers in the power industry and meet their business objectives effectively

B. Economical & Industrial Perspective

- Expected benefit is about 3.3 billion won. To achieve this high-performance level, simulation technique, innovative applications of emerging concepts in verification, and education will be required
- Prevention of blackouts or complete failures (e.g California blackout costing about \$11 billion dollars)
- Stable operation of power system & great savings on initial investment

V. Practical Use

A. Field of Practical Use

- Used for operating & planning strategies
- Facilitates efficient resource sharing for GIS, meteorology, & flight simulation technology
- Test siting, certification service and educational entity designed to produce a new breed of power engineer

B. Plan

- Construction & Integration of Comprehensive Power System DB
: Permits detailed system simulation
- System Reduction Technique

- : Builds reduced network without compromising its original characteristic & real-time digital simulation for very large systems
- Data Conversion Technique
 - : Development of Automatic Input Data File S/W
- Detailed Modeling & Tuning of Generator & Control Systems
 - : Development of Detailed Modeling of Generator & Control Systems

C O N T E N T S

Chapter 1 Research Outline	1
Section 1 Technology Outline	1
Section 2 Background	1
Section 3 Contents and Scope of Research	3
Chapter 2 Present State of R&D	5
Chapter 3 Results	9
Section 1 Extraction & Verification of Generator, Transmission Load Parameters	9
Section 2 Development of System Reduction S/W and Technology	48
Section 3 Development of Optimal Subsystem Partition Technology	64
Section 4 Detailed Modeling of Automatic Voltage Regulator (8 types)	99
Section 5 Construction of Generator DB	111
Section 6 Identification of Coherent Generators	205
Section 7 Development of Optimal Subsystem Allocation Technology	225
Section 8 Detailed Modeling of Automatic Voltage Regulator (7 types)	243
Chapter 4 Expected Outcomes & Contribution	253
Chapter 5 Future Plan	273
Chapter 6 Abroad Technology Information(PSERC)	277
Section 1 Papers	277
Section 2 Reports	284
Section 3 Seminar Materials	286
Section 4 R&D Projects	287
Section 5 Miscellaneous	292
Chapter 7 Reference	295

목 차

제 1 장 연구개발과제의 개요	1
제 1 절 연구개발의 개요	1
제 2 절 연구개발의 필요성	1
제 3 절 연구개발의 범위	3
제 2 장 국내외 기술개발 현황	5
제 3 장 연구개발 수행 내용 및 결과	9
제 1 절 발전기, 송전선, 부하 파라미터 추출/검증 기술 확립 및 구축	9
제 2 절 네트워크/부하 축약기술 및 축약 S/W 개발	48
제 3 절 최적 서브시스템 분할 기술 개발	64
제 4 절 자동전압조정기의 정밀 모델링(8종)	99
제 5 절 발전기 DB 구축	111
제 6 절 이중제어기 발전기 식별 기술 개발	205
제 7 절 최적 서브시스템 할당 기술 개발	225
제 8 절 자동전압조정기의 정밀 모델링(7종)	243
제 4 장 목표달성도 및 관련분야에의 기여도	253
제 1 절 연구개발 목표 달성도	253
제 2 절 관련분야 기술발전예의 기여도	253
제 5 장 연구개발의 활용계획	273
제 1 절 추가연구의 필요성	273
제 2 절 타연구에의 응용 및 기업화 추진방안	275
제 6 장 연구개발과정에서 수집한 해외과학기술정보	277
제 1 절 연구성과물 관련 연구논문(199)	277
제 2 절 연구성과물 관련 연구보고서(29)	284
제 3 절 연구과제 관련 PSERC Internet Seminars(36)	286
제 4 절 연구과제 관련 진행과제	287
제 5 절 연구과제 관련 기타 자료	292
제 7 장 참고문헌	295

제 1 장 연구개발과제의 개요

제 1 장 연구개발과제의 개요

제 1 절 연구개발의 개요

전력계통 해석기술은 발전 시스템, 송변전 시스템, 배전 시스템으로 구성된 국가 전력 기간 설비 운용의 원천적 핵심기술이다. 본 기술을 통하여 전력품질을 개선, 향상시킴으로써, 산업경쟁력을 제고하고, 국가 전력망의 안정화 및 신뢰성을 확보하게 된다. 전력계통은 역사 이래 인간이 만든 최대 규모의 시스템으로서, 그 동작 메카니즘을 수학적으로 모델링하고, 분석하는 과정에서 기존의 비실시간(非實時間) 계통해석기술의 경우, 실제 설비와는 다르게 간략화 한 모델을 사용함에 따라, 실제 현상과의 차이가 발생하고, 결국 해석결과의 신뢰성을 확보하기가 어려웠다. 그러나, 산업의 정밀성 및 전력 사용형태의 고급화로 고신뢰, 고품질 전력이 국내 기반산업 및 사회적 환경에 미치는 영향이 높아짐에 따라, 해석결과의 신뢰성 확보를 위해 실제의 설비를 그대로 이용하고, 동시에 정밀모델을 실시간으로 해석하는 실시간(實時間) 전력계통 해석기술의 중요성이 증대되고 있다.

본 기술은 전 세계적으로 응용단계에 있는 국가적 핵심 고유 기술로서, 전력산업 구조조정과 같은 새로운 패러다임에 맞추어, 국가 산업발전을 위한 기반 구축 및 국민복지라는 측면에서 반드시 보유해야 할 필수 기술이다. 전력계통을 실시간으로 해석하기 위해서는 전력계통 시뮬레이터가 필요한 데, 본 연구팀에서는 고성능 컴퓨터 칩과 병렬처리기법을 이용한 세계 최대 규모이면서, 동시에 해석시간이 세계 최고속인 디지털 전력계통 시뮬레이터를 약 100억원의 연구개발비를 투자하여 개발하고, 운용기술을 확보하여, 실시간 전력계통 해석기술을 개발할 기술 기반을 확립하였다.

또한, 전력계통 관련 연구자들의 현장학습 대체 및 교육훈련, 차세대 전력기술 연구 및 신규기기 개발 분야에 적용 가능하다. 본 연구팀은 기 구축한 세계 최대 규모의 시뮬레이터를 이용하여 세계 최초로 대규모 전력계통에 적용가능한 실시간 전력계통 해석기술을 개발하기 위하여 전력 DB 구축, 시스템 축약기술, 데이터 변환기술, 전력설비 상세모델링 기술을 단계적, 체계적으로 개발하고자 한다. 아울러 전력계통 해석분야의 최첨단 기술인 실시간 전력계통 해석기술을 확립하여 국내 21세기 전력산업의 안정화에 공헌함은 물론, 독창적인 고유기술 확보로 국제 경쟁력도 보유하게 될 것이다.

제 2 절 연구개발의 필요성

1. 연구개발의 경제·사회·기술적 중요성

가. 기술적 측면

국민생활의 향상 및 고도 정보화시대를 맞이하여 제어의 용이성과 사용의 편리함으로 전기에너지에 대한 의존도가 날로 증가되고 있어 미래의 전기에너지에 대한 품질개선의 요구는 더욱 엄격해질 것으로 예상된다. 현재 우리나라의 전력산업은 계통계획 및 운용, 발전, 송변전, 배전, 그리고 판매에 이르기까지의 전 분야를 수직적으로 운영하던 체제에서 경영의 효율성 제고를 목표로 전력산업 구조개편을 시행하여 이전과는 다른 수평적 운영체제로 변모하고 있다. 이에 따라 국가 전력 기간망의 안정적 운영이라는 문제가 그 어느 때보다도 강조되며, 이는 결국 전력 시스템의 정확한 진단을 위한 고도의 정밀한 전력 시스템 해석기술로 귀착되기 때문에 우리나라 전력계통과 같은 대규모 계통에 적용가

능한 실시간 전력계통 해석기술이 강력하게 요구되고 있다. 특히, 전력산업 구조개편에 따라 순차적으로 발전, 송전, 배전의 분리로 전력시장이 경쟁체제에 돌입하면서, 새로운 제어설비의 도입, 적용에 의한 전력공급의 안정화는 결국 고신뢰도 확보의 요구에 직면할 것으로 예상된다.

기존의 비실시간 계통해석기술을 사용하면 실증시험을 수행할 수 없고, 간략화 모델사용에 따른 해석결과의 신뢰성이 상대적으로 낮게 된다. 이러한 문제점을 해결하고 고신뢰도의 전력을 공급하기 위해서는 대규모 복합 전력계통의 정밀 해석 및 신기술 적용 전 실증시험 수행을 위한 폐루프제어(Closed Loop Control) 해석이 가능한 실시간 전력계통 해석기술을 확보할 필요가 있다. 실시간 대규모 전력계통 해석기술을 개발하기 위해서는 전력계통 시뮬레이터, 시뮬레이터 운용기술, 그리고, 전력 DB, 시스템 축약, 데이터 변환, 전력설비 상세 모델링 기술을 확보해야 하며, 이 중 전력 DB, 시스템 축약, 데이터 변환, 전력설비 상세 모델링 기술은 실계통 규모의 대규모 계통을 실시간으로 해석하기 위한 핵심기술이다.

본 연구팀은 이미 3년간에 걸쳐 100억원의 연구개발비를 투자하여 전력계통 시뮬레이터를 개발하고, 현장교육을 통하여 시뮬레이터 운용 요원을 양성, 시뮬레이터 운용기술을 기 확보하였다. 막대한 개발비를 투자하여 기 개발한 시뮬레이터 및 운용기술의 활용을 극대화하여 최첨단 전력계통 해석기술인 실시간 대규모 전력계통해석 기술을 확보하기 위해서는 정확한 데이터의 취득 및 관리를 위한 DB 구축, 대규모 실계통을 시뮬레이터 상에서 해석할 수 있는 규모로 줄이는 시스템 축약(약 1100모선의 계통을 약 300모선의 계통으로 축약), 현재 일반적으로 계통해석시 사용하고 있는 데이터 형태를 시뮬레이터에서 사용할 수 있는 형태로 변환하는 데이터 변환, 그리고, 발전기/제어계, FACTS 제어기 및 보호계전기의 상세 모델링 기술을 개발할 필요가 있다.

나. 경제·산업적 측면

현대 산업사회의 필수 편이재인 전기는 경제, 산업발전, 국민생활의 향상, 수출 경쟁력 등 국가 발전에 지대한 영향을 미치므로, 전기를 발전/수송/배분하는 전력계통의 안정운영은 무엇보다도 강조되어야 한다. 실제로 과거 미국, 캐나다 및 일본 동경에서 대규모 정전이 발생했을 때, 공장의 가동중지 외에도 지하철 운행 중단, 교통신호 정지로 인한 교통마비, 공항의 일부기능 정지, 조업단축 및 시민생활의 불편등 사회 전반에 끼친 악영향은 이루 헤아릴 수 없을 정도로 막대했다. 특히, 피해규모가 약 110억 달러로 추정되는 미 서부지역의 캘리포니아 대규모 정전사태('00.8)는 전력산업 구조개편 후에 발생했다는 점에서, 현재 전력산업 구조개편을 추진 중에 있는 우리에게 시사하는 바가 각별하다.

결국, 전력계통의 안정운영 즉, 고품질 전력의 안정적 공급은 고도화된 경제, 산업사회의 필수 요소이며, 이를 위해서는 실시간 대규모 계통해석 기술을 개발·확보하여, 실계통과 동일한 환경 하에서 다양한 시험을 수행하고, 동시에 실계통을 보다 정밀하게 묘사하여 해석결과의 신뢰도를 제고할 필요가 있다. 또한, 요즈음 남북한 경제협력 사안 중 관심사인 북한에의 전력공급을 위해 기술적으로 고려되는 남북간 전력연계 문제, 21세기 동북아 전력의 안정적 공급을 위해 논의되고 있는 동북아 전력연계 문제 등 대규모 전력사업 수행시, 실시간 전력계통 해석에 의한 정밀 해석결과를 비실시간 해석결과와 보완하여 사용한다면 과잉 투자에 의한 자원의 낭비 예방 및 문제점의 조기발견에 따른 철저한 대책 수립이 가능하다.

이 외에도 본 연구팀이 보유하고 있는 전력계통 시뮬레이터는 세계 최대규모로서, 이를 이용하여 대규모 계통에 적용 가능한 실시간 계통해석기술을 확보하면 세계 유수의 전력 회사에 이 기술을 유상으로 제공 가능하게 되므로, 기술자립뿐만 아니라, 경제적인 부가가치의 창출이 가능하다.

다. 사회·문화적 측면

전력계통은 자연계에 실제 존재하는 시스템이므로 신규 기기의 개발 적용 전, 문제점 분석 및 해석결과의 신뢰도 제고를 목표로 실증시험을 할 필요가 있다. 현재 우리나라에는 765kV 및 배전 실증시험장이 전북 고창에 약 25만평의 부지에 구축되어 있다. 본 연구팀이 개발한 전력계통 시뮬레이터는 전력계통의 실증시험 장치로서, 송, 배전뿐만 아니라 발전 및 부하까지를 모두 모의 할 수 있으며, 이의 개발은 전력계통 관련 연구자들의 오랜 숙원사업이었다. 이 시뮬레이터는 한전 전력연구원에 현재 구축되어 있으며, 이의 활용성 극대를 위하여 전력계통 해석센터를 발족하는 등의 자체 계획을 수립한 바 있다. 본 과제를 통하여 세계 최초로 실시간 대규모 전력계통해석 기술을 확보하게 되면, 전력기기 실증시험장으로, 전문가 양성기관으로, 그리고, 기기 인증시험 기관으로 그 역할을 수행하여, 본 센터가 국내 전력산업의 발전을 위한 산·학·연 공동연구의 실질적인 장이 될 것으로 기대한다. 또한, 실시간 대규모 전력계통해석 기술은 외국의 전력기술과 비교하여 우위를 점할 수 있는 유일한 기술이므로, 이를 독자 개발 확보함으로써 지금까지의 해외 기술 의존에서 탈피하고, 오히려 국내기술을 외국에 수출하는 우리나라 전력기술 문화의 새로운 변화를 확신한다.

제 3 절 연구개발의 범위

1. 연구개발의 최종목표

실시간 대규모 전력계통 해석 기술 개발, 확보

- 실시간 해석용 전력 DB 구축
- 시스템 축약 기술 및 이의 자동화 기술 개발
- 데이터 변환 기술 및 이의 자동화 기술 개발
- 전력설비의 정밀 모델링 기술 개발

2. 단계별/연차별 연구개발 목표 및 내용

【단계별 연구목표】

구 분	연구개발 목표
1단계(2년후)	실시간 대규모 전력계통해석 기반기술 확립
2단계(5년후)	실시간 대규모 전력계통해석의 상용화 기술 확립

【1단계 연차별 연구개발목표】

구 분	연구개발 목표	연구개발 내용 및 범위	추정연구비 (단위:천원)
1차년도 (2001년)	시스템 축약 S/W 개발	<ul style="list-style-type: none"> ○ 발전기, 송전선, 부하 파라미터 추출/검증 기술 확립 및 구축 ○ 네트워크/부하 축약기술 및 축약 S/W 개발 ○ 최적 서브시스템 분할 기술 개발 ○ 자동전압조정기의 정밀 모델링(8종) 	568,775
2차년도 (2002년)	데이터 변환 기술 개발	<ul style="list-style-type: none"> ○ 발전기 DB 구축 ○ 이종 제어기 발전기 식별 기술 개발 ○ 최적 서브시스템 할당 기술 개발 ○ 자동전압조정기의 정밀 모델링(7종) 	568,775

【2단계 연차별 연구개발목표】

구 분	연구개발 목표	연구개발 내용 및 범위	추정연구비 (단위:천원)
3차년도 (2003년)	데이터변환 S/W 개발	<ul style="list-style-type: none"> ○ 송전선, 부하 DB 구축 ○ 이종 제어기 발전기 통합 기술 개발 ○ 시뮬레이터용 입력데이터 자동생성 S/W 제작, 적용시험, 성능 보완 ○ 조속기 상세 모델링(10종) 	555,000
4차년도 (2004년)	발전기/제어계의 정밀 모델링	<ul style="list-style-type: none"> ○ 송전선, 부하 DB 구축 ○ 시뮬레이터용 계통축약 자동화 S/W 제작 ○ 전력계통안정화장치 정밀 모델링(3종) 	555,000
5차년도 (2005년)	상업화를 고려한 실시간 전력계통 해석기술의 최적화	<ul style="list-style-type: none"> ○ 송전선, 부하 DB 구축 ○ 시뮬레이터용 계통축약 자동화 S/W 성능보완 ○ UPFC 제어기 상세 모델링 	555,000

제 2장 국내외 기술개발 현황

제 2 장 국내외 기술개발 현황

고품질 전력의 안정적 공급이라는 목표 달성을 위해 전력계통 실증시험과 정밀 계통해석의 필요성을 인식하여, 전 세계적으로 실시간 전력계통 해석 연구가 진행되고 있으나, 본 연구에서 추구하는 대규모 실계통에 적용가능한 기술 연구는 전무하며, 주로 소규모 계통에 적용가능한 시뮬레이터의 개발에 초점이 맞추어져 있다. 그러므로, 전력계통 해석용 시뮬레이터의 연구개발 실적을 통하여 실시간 계통해석 기술의 동향 및 수준을 설명하고자 한다.

1. 국외의 기술동향 및 수준

프랑스와 영국 등에서는 전력계통 해석용 시뮬레이터를 '60년대 말경부터 사용하고 있으며, 일본도 '70년대 말경부터 개발 활용하고 있다. 이러한 시뮬레이터는 실물축소형, 하이브리드형, 디지털형으로 분류되며, 이들에 대한 외국의 기술개발 변천 추이는 다음과 같다. '70~'80년대에는 실물축소형 및 하이브리드형의 시뮬레이터가 주로 개발 활용되었다. 이러한 방식의 시뮬레이터는 발전기, 터빈, 송전선로, 변압기, 전동기 등과 같은 전력설비를 축소 제작하거나, 그 일부분을 전자회로 소자 또는 컴퓨터 프로그램에 의해 모의하여 제작되었다. 그러나, 이 경우 시뮬레이터는 실제 모든 전력설비를 축소 제작하여야 하므로 그 제작비용이 고가일 뿐만 아니라, 신규 전력설비가 도입될 경우 해당 설비를 다시 축소 제작하여야 하므로 기본적인 전력계통 해석 업무가 지연될 수 있다. '90년대에는 반도체 기술 및 신호처리 기술등 디지털 기술의 발달로 소규모의 디지털 형 시뮬레이터가 개발되기 시작하였으며, 현재는 디지털 형 시뮬레이터의 정밀도, 신뢰도, 경제성 및 편이성 등의 우수성 때문에 전력계통 시뮬레이터의 연구개발은 디지털 형식 쪽으로 초점이 맞추어져 있다.

표 1.1 전력계통 시뮬레이터의 국외 개발 및 설치 현황

국명	설치기관	형식	모의규모	설치시기
일본	관서전력	하이브리드형	발전기 32기	1989
	중부전력	하이브리드형	발전기 33기	1992
	전력중앙연구소	실물축소형	발전기 6기	1984
	중국전력	디지털형	발전기 15기	1996
중국	EPRI	실물축소형	발전기 12기	1964
		하이브리드형	발전기 36기	1997
		디지털형	발전기 2기	1999
캐나다	IREQ	하이브리드형	발전기 34기	1990
프랑스	EDF	실물축소형	발전기 12기	1972
말레이시아	TNB	디지털형	발전기 10기	2000
독일	Siemens	디지털형	발전기 20기	1999
스웨덴	ABB	디지털형	발전기 5기	1999
영국	Alstom	디지털형	발전기 9기	1998

2. 국내의 기술동향 및 수준

대규모 계통 해석용 시뮬레이터의 개발 사례는 없으며, 일부 연구소 및 대학에서 소규모의 시뮬레이터를 개발 또는 구입하여 활용하고 있다. 한국전기연구원은 발전기와 전력

부하간의 안정도 향상용 제어설비 검증을 목적으로, 소규모 실물축소형 시뮬레이터를 '94년과 '95~'96년 2차에 걸쳐 시행하고, 5kVA급 회전기형 축소모의 발전기 2기를 '96년에 설치하여 실물축소형 시뮬레이터에 대한 기반 지식을 축적하였다.

한전 전력연구원에서는 전력계통 시뮬레이터의 원형이라고 할 수 있는 아날로그형 계통과도현상 해석장치(TNA : Transient Network Analyzer)를 '94년에 이탈리아의 CESI(Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano)사로부터 도입하여 765kV 송전계통의 썬지현상 해석등에 활용하고 있다. 한국전기연구원, LG(주) 산전 연구소 및 창원대학 등에서는 소규모 계통 해석용(발전기 1기 규모) 디지털 시뮬레이터(RTDS:Real Time Digital Simulator)를 캐나다의 RTI(RTDS Technology Inc.)사로부터 구입하여, 실시간 디지털 계통해석에 대한 이해를 높이고 있다.

한전 전력연구원은 국내 전력계통 관련 연구자들의 오랜 숙원사업이었던 대규모 전력계통 해석용 시뮬레이터의 확보를 위하여 '98년부터 디지털 실시간 전력계통 시뮬레이터 개발을 추진한 결과, 2001년 10월에 세계 최대규모의 시뮬레이터(발전기 80기 규모)를 전력연구원에 구축하였다. 본 연구팀이 개발한 전력계통 시뮬레이터는 시스템 상태를 고속 병렬처리 기법을 이용하여 실시간(Time Step : 50 μ S~70 μ S)으로 연산하고, 2kHz의 썬지현상부터 수십분의 경제급전 현상까지 포괄적 및 연속적으로 해석할 수 있다. 본 시뮬레이터의 기본 구성단위는 1랙(Rack)이며, 총 26랙으로 구성된 세계 최대 규모의 시뮬레이터이다. 각각의 랙은 고속 연산용 프로세서(모델명:ADSP-21062, 연산속도:160M FLOPS/32bit) 39개, 사용자 Workstation과 시뮬레이터와의 통신을 담당하는 카드 1개, 랙간 통신을 담당하는 카드 2개, A/D 및 D/A 출력변환 카드 1개로 구성되어 있다.

표 1.2 전력계통 시뮬레이터의 국내 개발 및 설치 현황

설치기관	형식	모의규모	설치시기	비고
한국전기연구소	실물축소형	발전기 2기	1996	
	디지털형	발전기 1기	1997	
LG(주) 산전연구소	디지털형	발전기 1기	1999	
창원대학교	디지털형	발전기 1기	1998	
한전전력연구원	아날로그형	송전선로 해석용	1994	
	디지털형	발전기 80기	2001	본 연구팀이 수행 (연구개발비:100억원)



그림 1.1 본 연구팀이 개발한 디지털 전력계통 해석용 시뮬레이터

3. 현 기술상태의 취약성

지금까지 세계 유수의 전력회사는 자사의 전력계통 현상을 정밀하게 분석하고, 최적의 대책을 수립코자 주로 축소모의형 또는 하이브리드형의 시뮬레이터를 이용하였다. 그러나, 이러한 형식의 시뮬레이터는 해석 대상 계통이 고정될 필요가 있는 반면, 실제 전력계통은 날로 복잡화되고, 양적으로 팽창되고 있어 사용상 불편이 많았다. 이러한 단점을 보완하기 위하여 본 연구팀은 유연성이 우수한 디지털형 시뮬레이터를 개발, 확보하였으나, 이의 활용성을 극대화하기 위해서는 전력 DB 구축, 시스템 축약, 데이터 변환(시뮬레이터용 입력데이터의 자동생성) 및 전력설비 상세 모델링 기술 개발이 절실히 요구되고 있다. 본 연구에서 추진코자 하는 기술들의 현재 국내 기술 수준을 표 1.3에 정리하였다.

표 1.3에서 데이터 변환 기술은, 현재까지 외국에서 대규모 전력계통에 적용가능한 시뮬레이터를 운용한 경험이 없어, 이 분야에 대한 기술개발은 전무한 형편이므로, 기술 수준의 수치적 비교가 무의미 할 정도로 본 연구팀이 유일하게 보유하고 있는 기술 분야이다. 그리고, 시스템 축약 및 전력설비 상세 모델링 분야의 기술수준은 약간 낮으므로 이를 우선적으로 보완하여, 실시간 대규모 전력계통해석 기술을 개발, 확보할 계획이다.

표 1.3 선진국 기술수준에 대한 국내 실시간 대규모 전력계통해석 기술 비교

기술명	국내		국외
	한국전기연구원	한전전력연구원	
전력 DB 구축	40	80	100
시스템 축약 기술	60	60	100
데이터 변환 기술	30	120	100
전력설비 상세 모델링 기술	70	60	100
기술 평균	50	80	100

4. 향후전망

현재 본 연구팀은 대규모 전력계통에 적용가능한 시뮬레이터를 세계 최초로 개발, 보유하고 있으므로 국내외적으로 실시간 대규모 전력계통해석에 관한 기술적 우위를 선점하였다고 생각한다. 특히, 시뮬레이터의 활용성을 극대화하기 위하여 필수적인 데이터 변환 기술을 본 연구팀이 세계 최초로 개발, 확보하면, 외국으로의 기술 수출이 가능하며, 이 기술분야의 선도적인 역할을 할 것으로 기대한다. 또한, 정밀 해석에 필수적인 전력 DB 구축과 함께 시스템 축약과 전력설비 상세 모델링 기술을 확보하면, 고품질 전력의 안정적인 공급으로 우리나라 산업발전 및 국민복지에 기여함은 물론, 외국사에 우리의 선진 해석기술을 수출하여 국가경쟁력을 제고하고, 우리나라 전력산업 분야의 위상을 재정립 할 수 있을 것으로 기대한다.

그러므로, 세계 최첨단의 실시간 대규모 전력계통해석 기술을 개발하기 위한 지속적인 연구가 수행된다면, 이 기술이 완성단계에 접어드는 5년 후에는 정밀계통해석에 대한 기득권의 이점을 살려서 경제적, 사회적으로 매우 큰 영향을 미치는 전력계통의 안정운영을 도모할 뿐만 아니라, 산·학·연 공동에 의한 신기술 연구개발 분야 등에서 중심적인 역할을 수행할 수 있을 것으로 확신한다.

제 3 장 연구개발 수행 내용 및 결과

제 3 장 연구개발수행 내용 및 결과

제 1 절 발전기, 송전선, 부하 파라미터 추출/검증 기술 확립 및 구축

1. 발전기 및 제어계에 대한 모델링 기법

가. 발전기 모델정수 결정 기법

발전기 특성시험은 정상상태 상태변수들의 기준 값들을 설정하고 정상적인 운용에서 각각의 정수들을 확인하는 정상상태 측정시험과 발전기, 여자시스템, 터빈-조속기 시스템의 동특성에 관한 데이터를 확보하는 동특성 시험으로 분류할 수 있다. 발전기 모델이란 고정자/회전자 코일의 리액턴스와 시정수 그리고 포화계수를 의미하며 이러한 값들은 발전기의 부하 수준에 따라 포화정도가 다르므로 약간 차이가 발생한다. PSS/E 프로그램에서는 불포화된 정수값을 입력으로 사용하며, 포화계수를 이용하여 계자전류 크기에 따른 정수들을 프로그램 내부에서 계산하여 사용한다.

안정도 해석에서는 Park 방정식의 d/q 변환을 사용하므로 발전기 정수들을 d/q축으로 분리하여 계산하며, 이를 위하여 측정되는 발전기 전압성분을 d/q축으로 구분하여 측정값을 얻도록 시험조건을 조정해야 한다. 발전기 단자전압에 직축 성분만이 존재하기 위해서는, 직축 고정자 전류만 인가되도록 발전기 운전조건을 조정해야 하며, 직축 고정자 전류만 인가되는 조건은 유효출력이 없고 무효출력만 있는 경우이다. 또한 횡축 정수를 유도하기 위해서는 횡축 고정자 전류만 인가되도록 운전조건을 구성하면 되지만 이러한 운전조건을 측정시험시 구성하기가 어렵다. 따라서 부하각 측정장치(Load angle meter)를 이용하여 발전기 내부각을 측정할 수 있다면, 운전조건에 관계없이 부하차단 직후에 발생하는 발전기 단자전압의 감쇠를 횡축/직축으로 분리하여 얻을 수 있다. 그러나 이와같은 방법으로 측정된 단자전압은 부하차단 직후에 발전기 과속에 의한 속도전압 상승분이 포함되어 있으므로, 단자전압에서 속도편차분을 제거하면 고정자 권선에 의하여 순수하게 감쇠되는 전압성분을 추출하게 된다. 이와같이 발전기 단자전압에서 속도 편차분을 제거한 단자전압을 단자자속이라 한다.

(1) 발전기 포화계수 계산

발전기 모델정수 유도 과정에서 가장 먼저 선행해야 할 것은 무부하포화곡선시험 데이터를 이용하여 계자전류와 계자전압에 대한 기준값을 결정하는 것이다. 이를 위하여 단자전압과 계자전류 데이터를 이용하여 무부하포화곡선을 작성한다. 즉, 무부하포화곡선의 공극선 상에서 정격의 단자전압에 대한 계자전류의 값이 기준값이 되며, 무부하포화곡선 시험의 측정 데이터로부터 포화계수인 S(1.0)과 S(1.2)를 계산한다. 단자전압의 함수로서 포화특성을 나타내는 가장 근접된 형태는 2차 함수로 다음과 같은 형태이다.

$$S = \frac{B(E-A)^2}{E} \quad (1.1)$$

일반적으로 무부하포화곡선시험에서 측정되는 단자전압의 최대치는 약 1.08pu이므로 측정된 데이터로부터 외삽법(Extrapolation)을 이용하여 S(1.2)의 포화계수를 계산한다.

(2) 발전기 모델정수 결정

온라인 정상상태 측정시험인 V-곡선시험은 X_d 와 X_q 의 값을 계산하는데 사용되며, 일반

적으로 X_d 와 X_q 는 회전자 위상각과 계자전류에 미치는 영향으로 결정된다. 부하차단시험으로 취득되는 데이터는 발전기의 차과도/과도 시정수, 차과도/과도 리액턴스를 계산하는데 사용된다. 또한, 부하각 측정장치(Load angle meter)에 의해 측정된 발전기 내부각을 사용하면, 발전기 단자전압은 직/횡축의 단자전압으로 분리할 수 있으므로 직/횡축에 대한 정수를 각각 유도할 수 있다. 여기서는 순수한 직축 고정자 전류에 의해 직축 성분만으로 구성된 단자전압에 대해서 설명하고, 횡축 정수는 직축 리액턴스와 시정수를 유도하는 동일한 방법으로 유도가 가능하다.

순수한 발전기 직축 고정자 전류가 인가되는 조건은 유효전력이 없고 진상의 무효전력만을 출력하는 경우이며, 이때 발전기 단자전류는 단자전압보다 90° 위상이 앞서게 되기 때문에 이러한 고정자 전류에 의해 발생하는 자속은 계자전류가 구성하는 자속방향과 동일한 직축 성분만을 갖게 되며, 이러한 현상을 증자작용이라고 한다. 따라서 전압이 1.0pu 정도로 유지되려면 계자전압을 낮추는 부족여자 상태가 되며, 이러한 운전조건으로 여자전류를 일정하게 유지하면서 부하를 차단하게 되면, 고정자 전류에 의한 자속의 기여도가 없기 때문에 단자전압은 지수함수로 감소하므로 직축과 관련된 정수를 유도할 수 있다.(발전기 전압조정은 여자시스템을 수동운전 모드(MVR)로 전환함으로써 여자시스템의 영향이 포함되지 않도록 한다.) 또한, 발전기 단자전압으로부터 추출된 단자자속(속도편차분을 제거한 단자전압) 응답특성을 사용하여 측정결과와 모의결과를 비교하면서 일치될 때까지 반복적으로 정수를 조정하여 결정한다.

(가) 정상상태 특성 시험

정상상태에서 정격부하를 담당하는 동기발전기의 전압/전류 페이서 관계를 d/q축으로 변환하여 나타내면 그림 1.1과 같다. 그림 1.1에서 E_t 는 단자전압을 나타내고, e''_g 는 내부 유기전압을 나타내며, E_f 는 여자전류 I_{fd} 에 비례하는 전압을 표시하고, δ 는 부하각(Load angle 또는 Power angle)을 의미한다. 그림 1.1에서 발전기 고정자의 권선저항 R을 무시하면,

$$I_{fd} x_{ad} = E_t \cos \delta + I_d x_d \quad (1.2)$$

이고, $x_{ad} = x_d - x_l$ 이므로 이를 수식 (1.2)에 대입하여 정리하면,

$$x_d = \frac{E_t \cos \delta + x_l I_{fd}}{I_{fd} - I_d} \quad (1.3)$$

수식 (1.3)과 같이 직축 동기 리액턴스를 계산한다. 또한, 그림 1.1에서 q축 동기 리액턴스는 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$x_q = \frac{E_t \sin \delta}{I_q} = \frac{E_t \sin \delta}{I_t \cos(\phi + \delta)} = \frac{E_t^2 \tan \delta}{P - Q \tan \delta} \quad (1.4)$$

여기서 P, Q는 정상상태에서 측정된 유효/무효전력을 나타낸다. 즉, 정상상태의 측정시험에서 부하각 측정이 가능하면 d/q축 동기 리액턴스 x_d 와 x_q 의 계산이 가능하다.

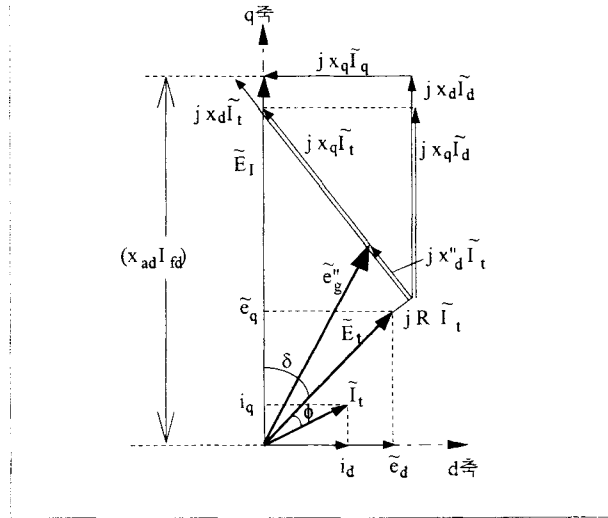


그림 1.1 정상상태에서 발전기 전압/전류 페이서도

(나) 동특성 시험

① 직축 발전기 정수 결정

그림 1.1에 의하면 무부하시($I_t = 0$) 발전기 단자전압은 그림 1.2와 같이 횡축상에 나타나게 되며, 단자전류 I_t 의 변동에 따라 부하각(Load angle) δ 가 결정된다. 즉, 순수한 진상 무효전력 부하를 담당할 경우, 발전기 단자전류는 단자전압보다 90° 위상이 앞(Lead)서게 되고 단자전압은 그림 1.2와 같이 직축 성분만으로 횡축상에 나타난다.

발전기의 유효전력 출력을 영(Zero)으로 하고 무효전력만 생산 또는 흡수하게 하면, 고정자 권선에 의한 자속은 횡축에만 존재하므로 이와같은 순수 무효전력 부하를 차단할 때, 단자전압의 변화를 분석함으로써 직축과 관련된 정수를 결정할 수 있게 된다. 이 때 발전기 전압조정은 수동모드(MVR)로 전환하여 여자시스템의 영향이 포함되지 않도록 주의해야 한다. 그림 1.3은 진상의 무효전력 부하를 차단할 경우, 발전기 단자전압의 변화 추세와 이를 이용하여 발전기 정수를 결정하는 방법을 설명하고 있다. 부족여자 발전상태(진상)에서는 포화현상이 나타나지 않으므로 $x_d, x'_d, x''_d, T'_{d0}, T''_{d0}$ 의 발전기 정수는 불포화된 값을 얻을 수 있다. 그림 1.3으로부터 차과도 리액턴스(Subtransient reactance), 과도 리액턴스(Transient reactance), 동기 리액턴스(Synchronous reactance)는 각각 다음과 같이 계산된다.

$$x''_d = \frac{A}{i_{t0}}, \quad x'_d = \frac{B}{i_{t0}}, \quad x_d = \frac{C}{i_{t0}} \quad (1.5)$$

여기서, i_{t0} 는 부하차단 직전의 단자전류를 나타낸다. 이들 정수들에 대한 포화특성의 영향은 과여자(Overexcited) 조건의 시험을 반복함으로써 측정할 수 있다. 또한 이들 정수들은 그림 1.4의 계자전류편차의 변화분을 이용하여 계산이 가능하다.

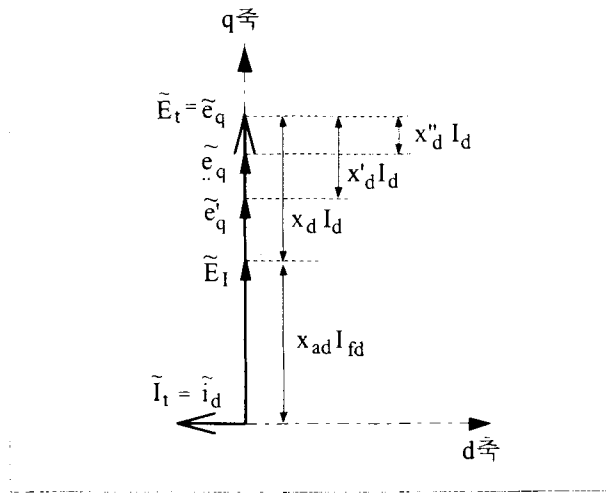


그림 1.2 발전기 직축 정수 측정시험시 전압 페이서도

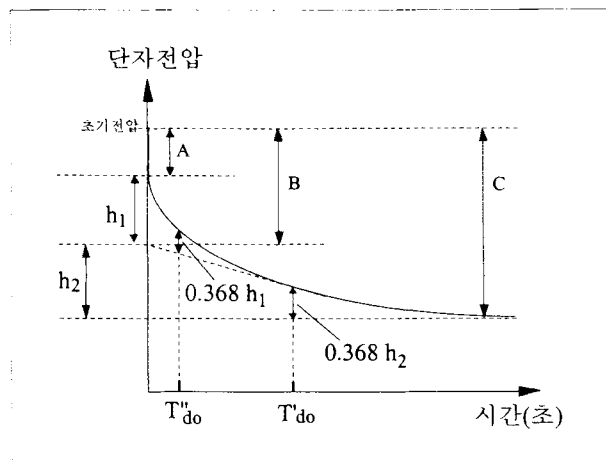


그림 1.3 순수 진상 무효전력 부하차단후 발전기 단자전압 변화

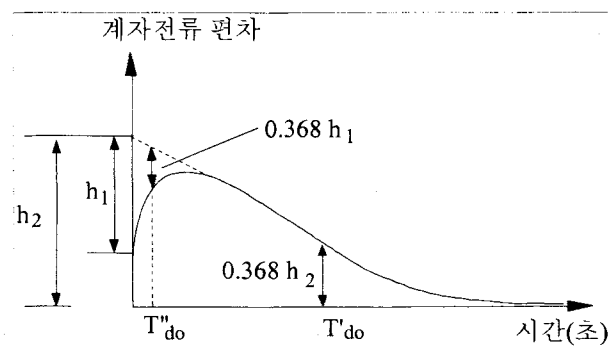


그림 1.4 순수 진상 무효전력 부하차단후 계자전류편차 변화

② 횡축 발전기 정수 결정

횡축 발전기 정수를 결정하는 측정시험 조건은 발전기 단자전류(고정자 전류)가 횡축 성분만을 포함하도록 부하조건을 구성하는 것이다. 부하전류가 횡축 성분만을 갖는 조건은 그림 1.1의 페이서 관계에서 알 수 있는 것처럼, 단자전압의 횡축 성분인 e_q 가 계자전류에 비례하는 전압으로 표현되는 E_1 와 같은 경우로 그림 1.5와 같다. 즉, 계자전류에 의한 자속과 부하전류에 의한 자속이 서로 직교하는 상황이므로 부하를 차단할지라도 계자

전류 I_{fd} 는 변하지 않는 조건이 된다. 이러한 조건에서 부하를 차단하게 되면 단자전압은 그림 1.6과 같이 변화하며, 직축과 동일한 방법으로 시정수를 계산할 수 있다. 그러나 횡축 관련 리액턴스를 계산하는 경우, 직축의 경우와는 달리 단자전압이 직축 및 횡축성분을 모두 포함하고 있기 때문에 횡축성분만을 고려하여 계산해야 한다.

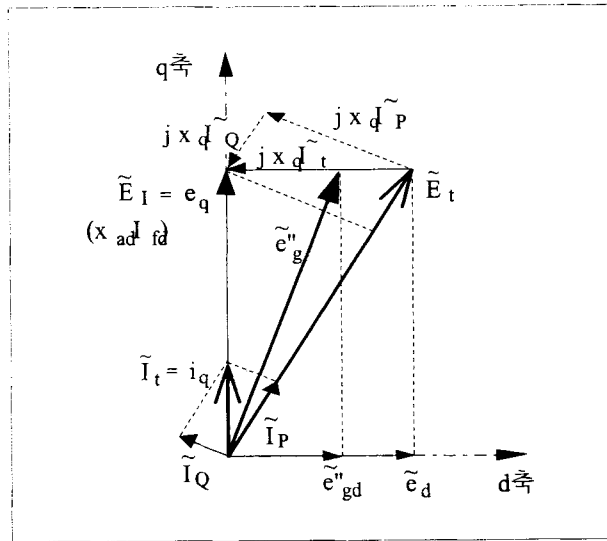


그림 1.5 발전기 횡축 정수 측정시험시 전압 페이서도

그림 1.6은 그림 1.5에서 측정된 단자전압으로부터 횡축 정수를 계산하는 방법을 나타내고 있으며, 이로부터 다음과 같이 횡축 리액턴스를 계산한다.

$$x_q = \frac{\sqrt{A^2 - C^2}}{i_{t0}} \quad (1.6)$$

$$x''_q = \frac{\sqrt{A^2 - C^2} - \sqrt{B^2 - C^2}}{i_{t0}} \quad (1.7)$$

한편, 그림 1.5의 전압 페이서 관계로부터

$$\frac{i_P x_q}{e_t - i_Q x_q} = \frac{i_Q}{i_P} \quad (1.8)$$

위의 수식을 정리하면,

$$x_q = \frac{i_Q e_t}{i_P^2 + i_Q^2} = \frac{Q}{|i_{t0}|^2} \quad (1.9)$$

즉, x_q 는 무효전력 출력과 발전기 단자전류 제곱의 비로써 나타낼 수 있다.

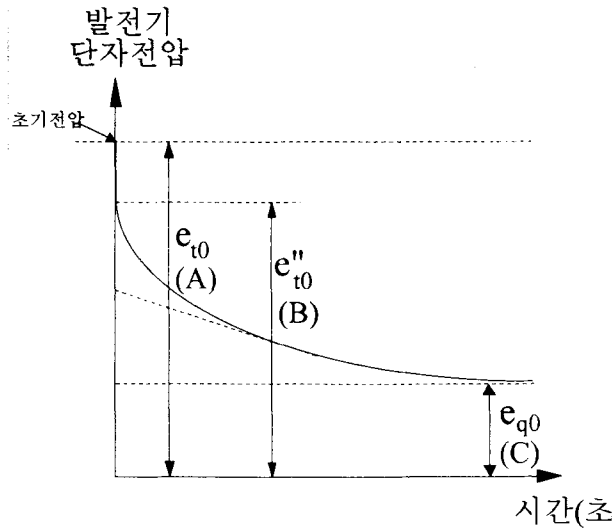


그림 1.6 고정자 전류가 횡축성분인 조건에서 부하차단시 단자전압 변화

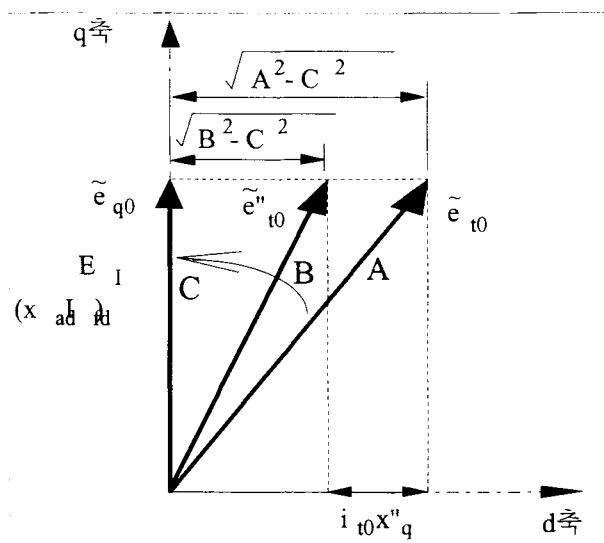


그림 1.7 횡축성분만을 갖는 단자전류 차단시 단자전압 변화

2. 여자시스템 모델정수 결정 기법

본 절에서는 최근의 여자시스템에 대하여 일반적인 미소신호 응답특성을 검토하고, 모델정수의 최적 결정을 위한 접근 방법을 검토한다. 이와같은 절차는 과거부터 현재까지 적용되고 있는 표준 제어시스템의 모델링 방법과 무부하 스텝 응답시험의 모의를 기본으로 한다. 여자시스템과 발전기 모델에 대한 모의결과가 적절하지 않을 경우, 본 절에서 제안된 기법을 적용한다면 설치된 장비의 특성을 고려하여 안정한 특성을 얻도록 결정할 수 있다. 특히, 측정에 의하여 모델정수를 유도하는 경우에는 여기서 제안한 기법을 적용하면 실측값에 근접하도록 초기값을 설정할 수 있다.

가. 여자시스템의 모델정수 결정 기법

여자시스템의 미소신호 모델정수 결정 기법은 개로(Open circuit) 스텝 응답시험을 기반으로 한다. 또한 이와같은 스텝 응답시험은 최근 모든 여자시스템의 초기 기동시에 적용되는 방법이다. 즉, 개방회로 상태의 발전기 단자전압을 정격전압으로 조정하고, AVR

의 전압기준신호(V_{REF})에 미소 스텝 전압을 인가하고 계자전압과 단자전압의 응답특성을 측정한다. 만약 자동전압조정 루프가 적절치 않다면(응답속도가 느리거나 진동), 여자 시스템에서 조정할 수 있는 정수를 다시 결정할 필요가 있다. 이와같은 방법으로 응답특성이 요구하는 성능특성의 범위내에 근접하도록 반복한다. 발전기가 계통에 병입되어 운전하는 경우에 전압은 자속의 변화에 영향을 받지만 부하각을 일반적으로 일정하기 때문에, 전압에 대한 폐회로 응답특성은 무부하의 발전기 개방회로를 구성하는 경우보다 일반적으로 더욱 안정한 것으로 알려져 있다. 본 절에서 기술하는 모델정수 결정 기법은 실제적인 측정결과를 수학적 모델로 대신하여 시간영역에서 발전기 개방회로에 대한 스텝 응답시험을 모의한다. 만약 모델에 대한 스텝 응답특성이 적절하지 않다고 판단되고 측정된 자료가 없다면, 계통 분석에서는 발전소에 설치된 설비에서 정수 조정이 가능한 여자 시스템의 정수를 조정한다.

(1) 여자시스템 모델정수 결정시 고려사항

그림 1.8은 개방회로를 구성하는 발전기의 전압조정루프를 간략하게 도식화한 블록선도를 나타낸다.

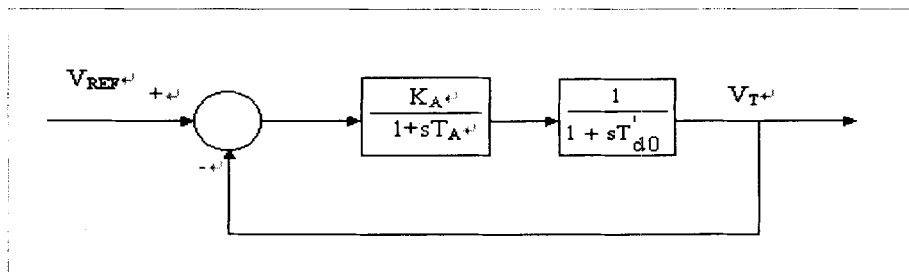


그림 1.8 개방회로를 구성하는 발전기와 간략화된 전압조정루프

여자시스템을 구성하는 전압조정장치(AVR)와 여자는 1개의 시정수(T_A)와 1개의 이득(K_A)으로 표시되고, 발전기는 개방 계자시정수(T'_{d0})로 표현되었다. 최근의 정지형 여자시스템인 경우에 시정수와 계자 시정수는 각각 0.05sec와 5.0sec로 나타낼 수 있다. 일반적으로 2차 시스템의 경우에 2개의 시정수는 2개의 변곡점(Two-decade break point)이 존재하며 교차주파수를 두 번째 변곡점 주파수보다 낮은 교차주파수를 결정하는 것이 일반적이다. 따라서 이를 적용하면 정상상태 이득 K_A 은 아래와 같이 제한된다. 즉, 수식 (1.10)에 의해서 정상상태 이득값은 정지형 여자기에서 50.0pu보다 작은 값으로 한정된다는 것이다.

$$K_A < \frac{T'_{d0}}{2T_A} \quad (1.10)$$

이와같은 결과는 정상상태 이득이 여자기의 전압조정률에 직접적인 관련이 있으므로 여자시스템의 성능에 제한을 주게 된다. 정상상태($s=0$)의 발전기가 개방 또는 병해된 상태에서, 전압편차 신호($V_{REF} - V_T$)는 $\frac{E_{FD}}{K_A}$ 의 변화값과 같다. 즉, 최대부하의 계자전압(E_{FD})이 2.71pu, 무부하시 계자전압이 1.0pu, K_A 는 50.0pu라고 가정한다면, 전압기준신

호(V_{REF})를 일정하게 유지할 때, 단자전압이 $\frac{(2.71-1.0)}{50} \times 100 = 3.4\%$ 만큼 변동할 수 있음을 의미한다. 그러나 실제통에서는 1% 미만의 전압조정률이 요구되고 있기 때문에 이와같은 전압조정률은 적절하지 않다. 그러므로 과도이득감소(Transient Gain Reduction, T.G.R) 기능은 전력계통 분야에서 널리 적용되고 있는 방법으로 시스템이 안정되면서 제동이 좋은 전압조정회로와 여자기의 작은 전압조정률이 가능한 서로 상반되는 2가지 목적을 만족시키기 위하여 사용되고 있다.

(2) 지상-진상형 여자시스템

그림 1.9는 IEEE AC4 여자시스템 모델을 나타내며 비선형성은 무시되었고 발전기가 포함되었다.

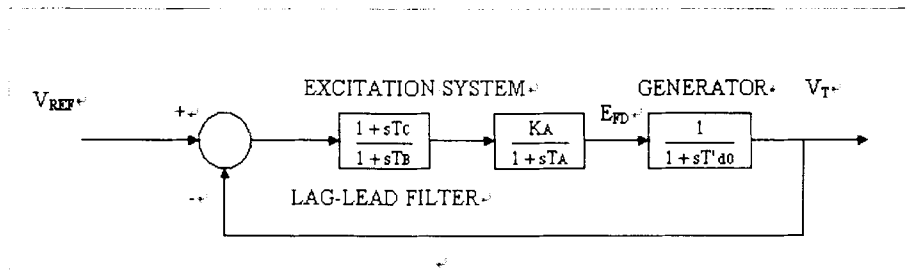


그림 1.9 Lead-lag형 여자시스템 모델

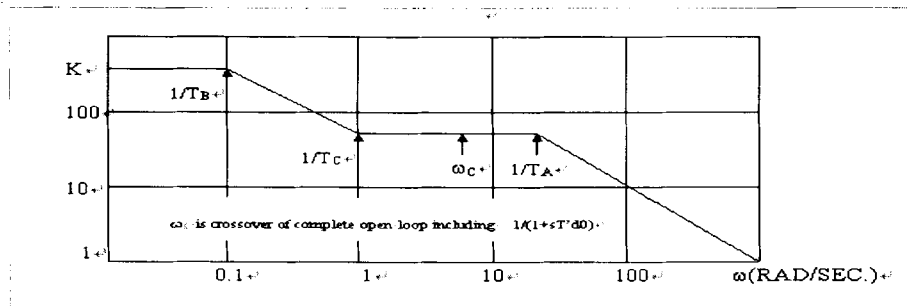


그림 1.10 Lead-lag형 여자시스템의 보드선도

먼저, $1/T_C$ 가 교차주파수(발전기 시정수를 고려한 교차주파수, ω_c)보다 상당히 작으면, 전압조정회로에서 실제이득(과도이득)은 $K_a = K_A * (T_C/T_B)$ 이다. 예를들면, $T_A = 0.05$, $T'_{d0} = 5.0$, 최대 과도이득 $K_a = 5/(2*0.05) = 50$ 으로 가정하였을 때, $1/T_C$ 는 교차주파수보다 10배 작은값으로 선택한다. 즉, $T_C = 10*2*0.05 = 1.0 \text{ sec}$ 그리고 T_B 는 T_C 보다 10배 큰값으로 선택하고 $K_A = 500$ 으로 선택하자.

전압조정률은 $\frac{(2.7-1.0)}{50} * 100 = 0.34\%$ 로 수용할 수 있는 값이 되고, 과도이득은 $K_a = 500 * (\frac{1.0}{10.0}) = 50$ 이 된다. 따라서 안정되고 충분한 제동력을 갖는 전압조정회로의 정수를 결정할 수 있게 된다.

(1) $1/T_C$ 를 교차주파수(ω_c)보다 상당히 작게 설정하는 경우

- ① 지상-진상 필터에 의한 위상보상 지연의 기여도가 교차주파수에서 작아야 한다.
- ② 만약, 여자기의 頂上電壓(Ceiling voltage)이 작고(5.0pu 이하), 매우 큰 비선형 동작특성(여자기의 頂上電壓 도달)이 발생할 수 있다면, 이때 T_C 를 ①에서 제안하는 것처럼 증가시키는 것이 바람직하다. 이와같이 T_C 를 증가시켜서 이득이 비선형 동작에 의해서 감소되었을 때, 큰 위상각 영역에서 주파수가 교차하는 것을 피할 수 있다.

(2) 지상-진상형 여자시스템의 모델정수 결정시 개방회로 스텝 응답시험 모의 결과가 불안정하고, 전압조정회로가 진동하는 경우

- ① 와 T'do를 대표값과 비교한다.(T_A 는 여자기 특성에 좌우되고, 일반적으로 T'do는 5~10 sec 이내의 값을 갖는다.) 이러한 정수값들이 적절하다면 설비의 크기와 특성에 관련된 값이므로 정수값이 쉽게 변화지 않는다고 가정한다면 조정할 필요가 없다.
- ② K_A 는 전압조정을 요구조건 때문에 200pu 이상이다. 최근의 여자시스템에서는 정상 상태 이득을 용이하게 조정할 수 있다. 그러나 동적 응동에서는 중요한 정수가 아니다. 따라서 적절하다고 생각되면 정확한 값으로 고려하여 조정할 필요가 없는 정수값이라고 가정한다.
- ③ T_B 와 T_C 는 조정할 수 있는 정수값이다. 즉, 발전소 설비 운영자가 전압조정회로를 안정화 시키기 위하여 조정할 수 있는 값이다.

③-1) 최대 과도이득을 계산한다.

$$K_a < \frac{T'do}{2T_A}$$

③-2) 필요한 과도이득감소를 계산한다.

$$T.G.R = \frac{K_a}{K_A}$$

③-3) 원하는 교차주파수를 계산한다.

$$\omega_c = \frac{1}{2T_A}$$

③-4) $\frac{1}{T_C}$ 를 ω_c 보다 약 3~6배 정도 작은값으로 비선형 동작을 고려하여 선택한다.

$$T_C = \frac{(3 \sim 6)}{\omega_c}$$

③-5) 위에서 계산한 과도이득 감소를 이용하여 T_B 를 계산한다.

$$T_B = \frac{T_C}{T.G.R}$$

(3) Rate-Feedback형 여자시스템

그림 1.11은 IEEE DC1 여자시스템 모델을 나타내고 있으며, 비선형성은 무시되었고 T_C 와 T_B 는 서로 같은 값으로 서로 상쇄된다고 가정하며 발전기는 포함되었다. 그림 1.12는 정확한 모델정수로 결정된 전압조정장치-여자기의 주파수 응답 결과를 보여주고 있다. 그림 1.12의 보드선도에서 보는 것처럼 내부 피드백 역방향 전달함수는 $1/h$,

$$\frac{(1 + sT_F)}{sK_F} \text{ 이고 내부루프의 정방향 전달함수 } g \text{ 는 } \frac{K_A}{K_E} * \frac{1}{(1 + sT_A)(1 + s(T_E/K_E))}$$

이다.

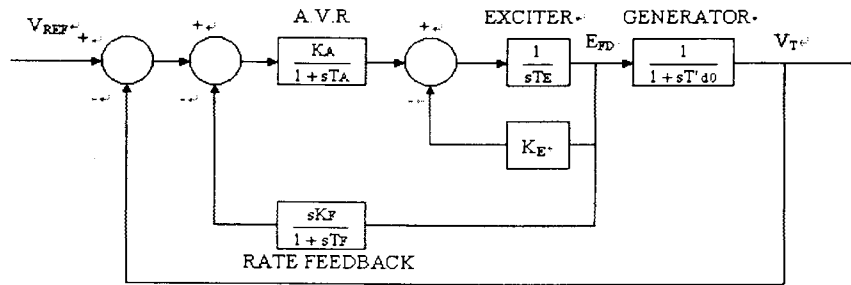


그림 1.11 Rate-Feedback 여자시스템 모델

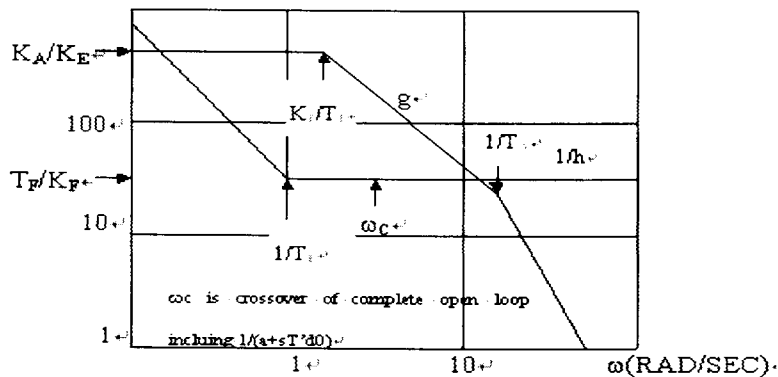


그림 1.12 정확한 모델정수로 결정된 Rate-feedback형 여자시스템의 보드선도

g - h 의 폐루프 응답(Closed Loop Response, C.L.R.)은 아래와 같다.

$$C.L.R = \frac{g}{1 + gh} \tag{1.11}$$

여기서,

만약 $g \ll 1/h$ 이면 $gh \ll 1$, 그러므로 $C.L.R. \cong g$

만약 $g \gg 1/h$ 이면 $gh \gg 1$, 그러므로 $C.L.R. \cong 1/h$

따라서 폐루프 응답은 g 와 $1/h$ 를 근사적으로 작성하여, 임의의 주파수에 대해 2개의 이득 중에서 작은 값을 취하여 폐루프 응답특성으로 나타낼 수 있다. 그림 1.12를 보면, 전체적인 전압조정루프에서 내부 루프는 다음과 같은 등가 시스템의 주파수 응답으로 고려할 수 있다. 주파수가 영($\omega=0$)인 경우에서 첫째, 처음으로 전달함수(g)와 전달함수($1/h$)가 서로 교차하는 주파수까지는 전달함수(g)의 주파수 응답으로 간주할 수 있고, 둘째, 그 다음의 주파수에서 두 번째로 전달함수(g)와 전달함수($1/h$)가 교차하는 주파수까지는 전달함수($1/h$)의 주파수 응답으로 간주할 수 있고, 셋째, 그 이상의 주파수에서는 전달함수(g)의 응답으로 고려할 수 있다.

그림 1.10의 지상-진상 필터와 이와같은 등가 시스템의 주파수 응답을 비교하면,

Rate-feedback은 지상-진상 필터의 목적과 같이 과도이득감소 기능을 하고 있다. 그러므로 여자시스템의 모델정수를 결정하기 위해서는 전압안정루프(Voltage-regulating loop)의 안정도뿐만 아니라 내부 루프의 안정도까지 고려해야 한다. 전압안정루프는 교차주파수(발전기 시정수를 고려한 교차주파수, ω_c)가 $1/T_F$ 와 두 번째로 교차하는 주파수 사이의 중간에 위치하면 안정하다. 이들 주파수의 중간에 교차주파수의 존재는 AVR-여자기의 위상지연이 작다는 것을 의미하며 교차주파수에서 대부분의 지연은 발전기 계자권선(Field Winding)에 의해 발생하는 것으로 알려져 있다. 또한 내부 루프의 교차점에 대한 전달함수(gh) 위상여유가 충분히 클수록 내부루프는 안정하게 된다. 내부 루프의 교차점은 전달함수(gh)의 크기가 1 인 경우에 발생한다. 즉, 전달함수(g)와 전달함수(1/h)가 서로 교차하는 점이 내부 루프 교차점이다. 내부 루프는 두 번째 교차주파수가 $1/T_A$ 이하이면 충분한 제동력을 갖는다.

(1) 개방회로 스텝 응답시험 모의에서 진동하거나 불안정한 경우

① K_A, T_A, T_E, T_{do} 를 대표값과 비교한다. 만약, 이러한 정수값들이 적당하다면 모델 정수를 조정할 수 없는 값으로 가정한다. 일반적으로 조정되는 정수 값으로는 T_F 와 K_F 이다.

①-1) $\frac{K_A}{K_E} \geq 200$ 이며 K_E 는 0.0 또는 1.0이다.

①-2) T_A 와 T_E 는 AVR과 여자기의 특성에 의해 결정되는 시정수이다.

①-3) T_{do} 는 5~10 sec 이내의 값이다.

② 내부 루프의 교차점이 정확하게 $\frac{1}{T_A}$ 에서 발생한다고 가정하면,

$$\log\left(\frac{K_A}{K_E}\right) - \log\left(\frac{T_F}{K_F}\right) = \log\left(\frac{1}{T_A}\right) - \log\left(\frac{K_E}{T_E}\right)$$

$$\frac{K_A K_F}{K_E T_F} = \frac{T_E}{T_A K_E}$$

따라서, 추정된 초기값은

$$K_A = \frac{T_F T_E}{T_A K_F}$$

③ ②와 같은 가정에 의해서, 외부 루프의 교차점에 대한 적절한 크기의 “교차범위”를 다음과 같이 정의한다.

$$\log\left(\frac{1}{T_A}\right) - \log\left(\frac{1}{T_F}\right) = \log(5)$$

$$T_F = 5 T_A$$

④ “교차범위”내에 반드시 외부 루프의 교차점은 존재하게 된다.

④-1) $\frac{1}{T_A}$ 와 $\frac{1}{T_F}$ 사이의 정확한 중간점은 아래와 같이 계산된다.

$$\log\left(\frac{1}{T_F}\right) + \frac{\log\left(\frac{1}{T_A}\right) - \log\left(\frac{1}{T_F}\right)}{2} = \log(\omega_c)$$

$$\therefore \omega_c = \frac{1}{T_F \sqrt{\frac{T_F}{T_A}}} = \frac{1}{T_A \sqrt{5}} = \frac{1}{2.236 * T_A}$$

④-2) 외부 루프의 교차점은 아래와 같은 조건을 만족한다면, 이 주파수에서 교차점이 발생한다.

$$\log\left(\frac{T_F}{K_F}\right) - \log(1) = \log(\omega_c) - \log\left(\frac{1}{T' do}\right)$$

$$\frac{T_F}{K_F} = \omega_c T' do$$

위식을 대입하면,

$$\frac{T_F}{K_F} = \frac{5 T_A}{K_F} \frac{T' do}{T_A \sqrt{5}}$$

$$\therefore K_F = \frac{5\sqrt{5} (T_A)^2}{T' do} = \frac{11.18 * (T_A)^2}{T' do}$$

⑤실제값 K_A 를 ②의 값과 비교한다.

⑤-1) K_A 가 $\frac{(T_F T_E)}{(K_F T_A)}$ 에 근사한 값이면 T_F 와 K_F 를 모델정수로 결정된 값으로 사용한다.

(T_F 와 K_F 는 위의 ③과 ④에서 계산된 값)

만약, $\frac{T_F}{K_F}$ 의 비가 같고 T_F 가 ③에서 계산한 값보다 크다면, T_F 와 K_F 의 어떠한 조합도 가능하다. 즉, T_F 를 결정할 수 없는 경우에는 이러한 조건은 모델정수 결정에 있어서 필요조건이 된다.)

⑤-2) K_A 가 $\frac{(T_F T_E)}{(K_F T_A)}$ 보다 매우 크면 ⑤-1)에서 제안한 값을 적용한다.

만약, 스텝 응답이 여전히 진동한다면, K_A 를 조정할 수 있는 값인지를 확인

하고, 가능하다면 이 값을 $\frac{(T_F T_E)}{(K_F T_A)}$ 에 근사하도록 조정하고 T_F 와 K_F 값을 ⑤-2)에서 제안한 값을 적용한다.

⑤-3) K_A 가 $0.7 * \frac{(T_F T_E)}{(K_F T_A)}$]보다 작으면, g 와 $1/h$ 의 교차점은 $\frac{1}{T_A}$ 보다 더 작은 값에서 발생한다. 두 번째 교차점은 다음과 같은 주파수로 결정할 수 있다.

$$\omega_{2nd} = \sqrt{\frac{2.236 * K_A}{T' do * T_E}}$$

또한, 새로운 T_F 와 K_F 값은 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$T_F = \frac{5}{\omega_{2nd}}, \quad K_F = \frac{11.18}{T' do * \omega_{2nd}^2}$$

T_F 와 K_F 값을 ⑤-3)에서 제안한 값을 적용하여 정수를 결정한다.

(4) 지상-진상형 또는 Rate-feedback형으로의 축약 기법

대부분의 여자시스템은 앞에서 설명한 2가지 형태 중에서 하나이다. 그림 1.13은 IEEE

AC1 모델이다. 지금까지 설명한 바와 같이 비선형요소는 배제되어 있고 T_B 와 T_C 는 서로 같다고 가정하였으며 발전기는 포함되어 있다. 그림 1.13에서 비선형요소는 $V_E F_{EX}$ 성분이며, 이를 미분하면 수식 (1.12)와 같다.

$$d(AB) = A_o dB + B_o dA \quad (1.12)$$

그림 1.14는 $F_{EX}=1$ 인 AC1 모델을 나타내며, 이 값은 최대값이며 F_{EX} 의 한계값을 나타낸다. 개방회로에 발전기의 포화를 무시하고 여자전류 I_{FD} 는 단자전압과 같다고 가정하에서 일반적인 블록을 축약하는 기법을 그림 1.14에 적용하면 축약된 결과는 그림 1.15와 같다. 전압조정 루프의 교차주파수는 $\frac{1}{T'do}$ 보다 매우 크고, 또한 내부루프의 교차주파수는 더욱 크다는 것을 고려한다면, 분모항에 $(1+sT'do)$ 항을 갖는 병렬 전달함수는 무시할 수 있다. 예를들면, 6.0rad/sec에서 일반적인 전압조정 루프의 교차주파수가 존재하면 $(1+sT'do)$ 에 의한 감쇠는 대표적인 발전기 시정수, $T'do = 5 \text{ sec}$,를 고려하는 경우에 약 $\frac{1}{30}$ 로 된다. AC1 여자시스템은 자여자 방식을 적용하지 않으므로 $K_E=1$ 이다. 따라서, Rate-feedback형 여자시스템으로 축약할 수 있으며 앞에서 기술한 바와 같이 동일한 절차에 따라 모델정수를 결정할 수 있다.

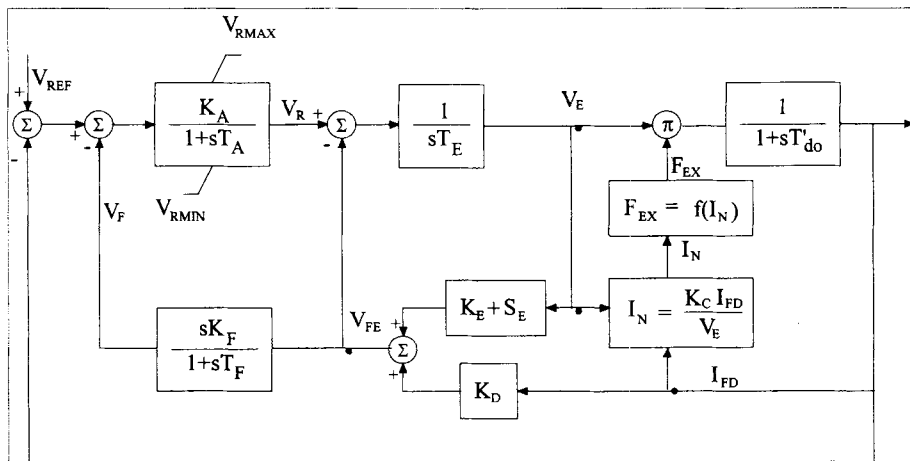


그림 1.13 IEEE AC1 여자시스템 모델

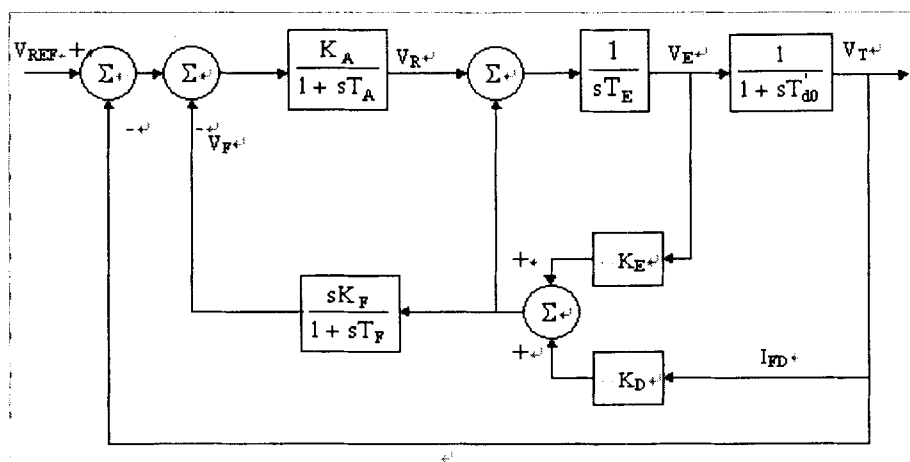


그림 1.14 AC1 모델을 Rate-feedback형으로 1회 축약

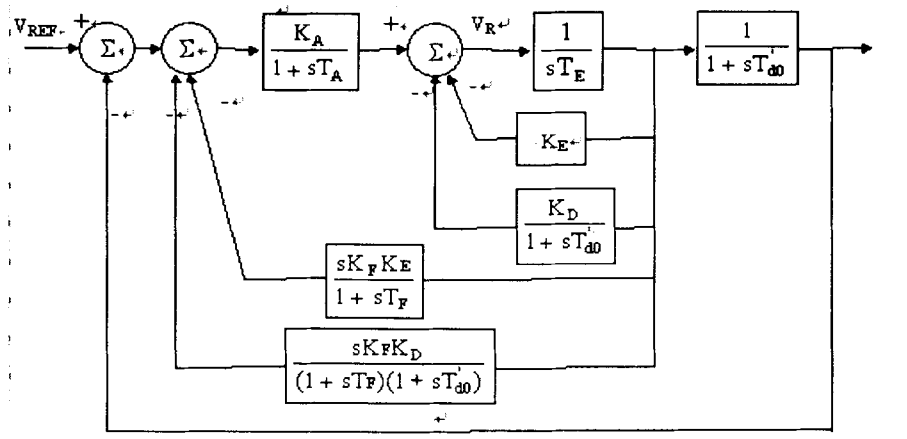


그림 1.15 AC1 모델을 Rate-feedback형으로 2회 축약

(5) 기타 모델정수 결정 기법

과도이득감소(TGR)가 여자시스템에서 필요한 기능인가 특히, 높은 응답 특성과 매우 작은 시정수를 갖는 여자시스템에 대한 논쟁이 전력계통 분야에서 대두되고 있다. 따라서 여자시스템 튜닝시 위상마진을 낮추는 것이 필요할 경우에 두 번째 변곡점(Break point) 주파수보다 약간 높은 교차주파수(이득은 최대 $4 * (\frac{T'_{d0}}{2 * T_A})$)를 설정함으로써 개방 스텝 응답시험시 약간의 진동이 발생하지만 과도이득감소는 생략된 경우를 검토할 필요가 있다. 비교적 높은 과도이득을 사용하면 전력계통안정화 회로의 적용이 요구된다. 또한 전력계통안정화 회로가 없는 경우에 높은 주파수에서 이득감소는 짧은 시정수와 높은 이득을 갖는 여자시스템이 회전자 위상각(Rotor angle) 제동에 악영향을 주는 것을 최소화할 수 있다.

나. 여자시스템 모델정수 결정 예

여자시스템의 모델정수 결정을 위한 무부하 개방회로 AVR 스텝응답 시험은 그림 1.16 과 같은 조건하에서 AVR의 전압기준신호값을 스텝 입력하여 약 5%정도 단자전압이 변동하도록 하여 측정한다.

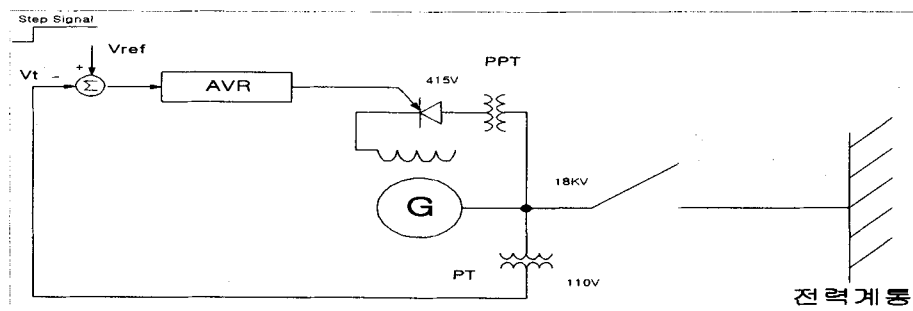


그림 1.16 무부하 개방회로 페루프 AVR 스텝 시험

먼저, 제작사 또는 IEEE 추천 모델에 따라 여자시스템 구조에 적합한 모델을 PSS/E 프로그램의 모델에서 결정한다. 특정한 경우에는 여자시스템의 도면을 검토할 필요가 있으

며, 표준모델이 부적절하면 새로운 모델을 개발하여야 한다. 우선적으로 모델이 결정되면 각각의 정수값을 유도하게 된다.

여자시스템의 구성은 단자전압을 검출하는 트랜스듀서(Transducer), 자동전압조정장치(AVR) 및 여자기(Exciter)로 구성된다. 예를 들면, 그림 1.17은 정지형의 PSS/E 여자시스템 모델을 나타내며, Transducer는 시정수 T_R 로 표현되며 대표적인 값인 0.02sec를 적용한다. 만약, AVR이 PI 제어가 아니면 전자회로 구성은 증폭회로와 제동회로로 구성된다. 증폭회로는 그림 1.17에서 K_A 와 T_A 로 표현되며 시정수 T_A 는 약 0.02sec, 이득 K_A 는 정상상태시 단자전압의 전압변동률을 작게 유지하기 위하여 200~400pu 정도로 크게 설정된다면 다음과 같이 모델정수를 결정할 수 있다.

전압기준신호 V_{ref} 가 일정할 경우, 이득(K_A)은

$$\Delta E_{fd} = (E_{fd \text{ full load}} - E_{fd \text{ no load}}), \text{ ex) } \Delta E_{fd} = 2.7 \text{ pu} - 1.0 \text{ pu}$$

$$\Delta V_t = \text{단자전압 변동률, ex) } \Delta V_t = 0.68\%$$

$$K_A = \frac{\Delta E_{fd}}{\Delta V_t} \times 100, \text{ ex) } K_A = \frac{1.7}{0.68} \times 100 = 250.0 \text{ pu}$$

반면에 제동회로는 과도상태시 AVR의 매우 큰 이득인 K_A 를 감소시키는 역할을 한다. 그림 1.17에서 시정수 T_C 와 T_B 을 갖는 위상보상 Lead-lag로 구성되거나 내부 피드백 회로를 갖는 K_F 와 T_F 로 구성되지만, 일반적으로 AVR은 증폭회로와 제동회로 중에서 1개만을 적용하고 있다. 따라서 이들 정수값 결정은 그림 1.18과 같이 무부하 개방회로 AVR 스텝 응답시험시 측정된 단자전압과 계자전압에 일치하도록 반복적으로 모델정수를 조정하여 결정하며, 이들 모델정수는 여자시스템의 안정도, 성능, 특성을 결정하는 매우 중요한 역할을 하게 된다.

여자시스템은 여자전원 방식에 따라 정지형과 회전형으로 분류할 수 있으며, 정지형 여자시스템은 응답특성이 매우 빠르기 때문에 그림 1.17과 같이 간략하게 싸이리스터(Thyristor) 특성과 단자전압의 관계에 제한기(Limiter) 특성만을 고려하여 모델링 한다. 반면에 회전형 여자시스템은 여자시스템의 모델에 따라 다소 차이가 있지만, 그림 1.19와 같은 DC형 여자시스템과 같이 시정수 T_E 가 존재하며 또한 여자기 포화특성을 포함한다. AC형 여자시스템으로 정류기를 사용하는 회전형 여자시스템은 시정수, 포화특성 및 정류기의 비선형 특성을 고려해야 한다. 이와같은 여자시스템의 모델정수는 제공된 제작처 값 또는 전형적인 값을 사용한다.

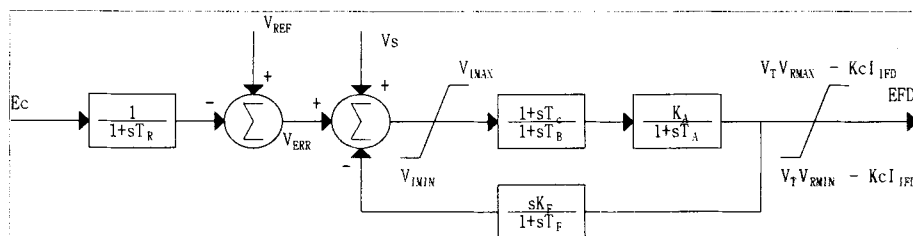


그림 1.17 정지형 여자시스템 모델(EXST1)

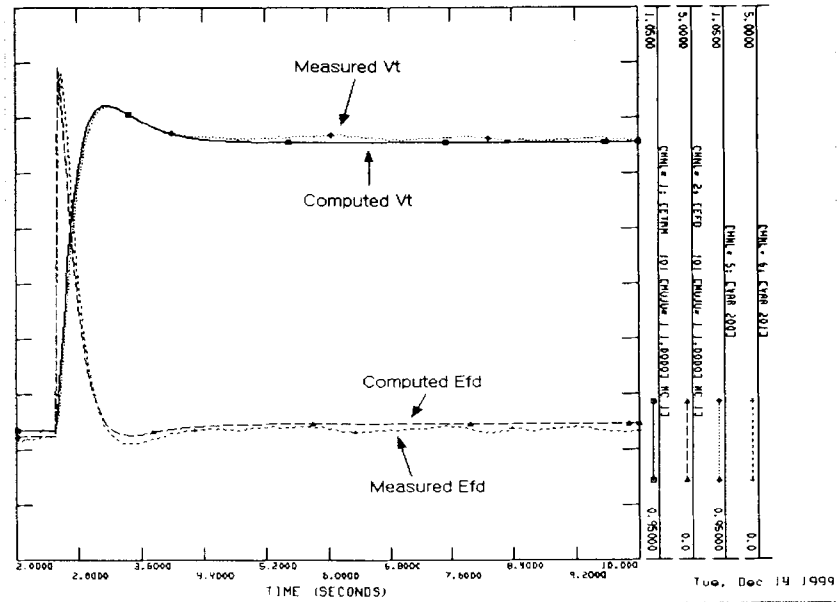


그림 1.18 측정된 계자전압 및 단자전압을 이용한 여자시스템 모델정수 결정

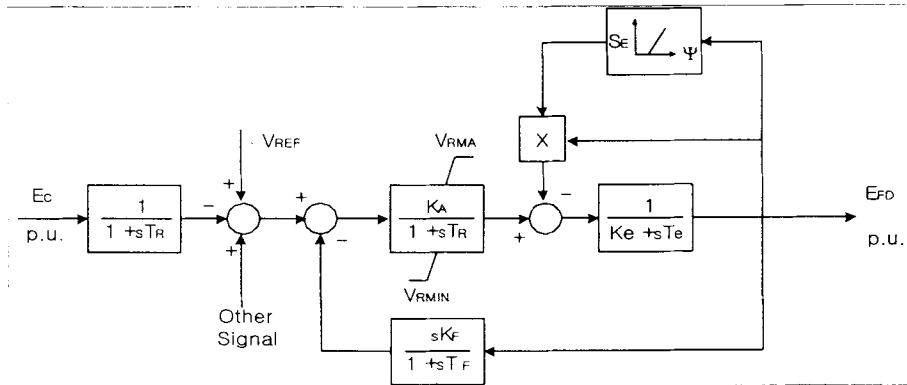


그림 1.19 회전형 DC Type 여자시스템 모델(IEEE1)

그림 1.20과 1.21은 각각 정지형 ST2 여자시스템 모델의 블록선로와 개방회로 스텝 응답시험 모의 결과를 나타내고 있다. AC1 여자시스템과 같이 V_B 신호는 K_E 전달함수와 병렬로 연결되고 $\frac{K_P}{(1+sT_{do})}$ 를 전달함수로 피드백 되는 시스템인 Rate-feedback형으로 축약할 수 있다.

$$T_F = 5 * 0.15 = 0.75$$

$$K_F = \frac{11.18 * T_A^2}{T_{do}} = \frac{11.18 * 0.0225}{5} = 0.0503$$

$$K_A = \frac{T_F T_E}{K_F T_A} = \frac{0.75 * 0.5}{0.0503 * 0.15} = 49.7$$

여기서, 이득 K_A 는 120pu이고 조정할 수 없는 정수라고 가정한다면, 내부루프에서 진동이 발생할 수 있다. 또한 T_F 도 1.0sec로 결정할 수밖에 없다면, K_F 는 다음과 같이 결정될 수 있다.

$$K_{F\text{ NEW}} = \frac{K_{F\text{ OLD}} T_{F\text{ NEW}}}{T_{F\text{ OLD}}} = \frac{0.0503 * 1.0}{0.75} = 0.067$$

그림 1.22는 K_F 를 새로운 모델정수로 조정하여 개방회로 스텝 응답시험의 결과를 보여 주고 있다. 계자전압 E_{FD} 의 궤적에서 약간의 진동은 내부루프의 진동에서 기인한다고 할 수 있다.

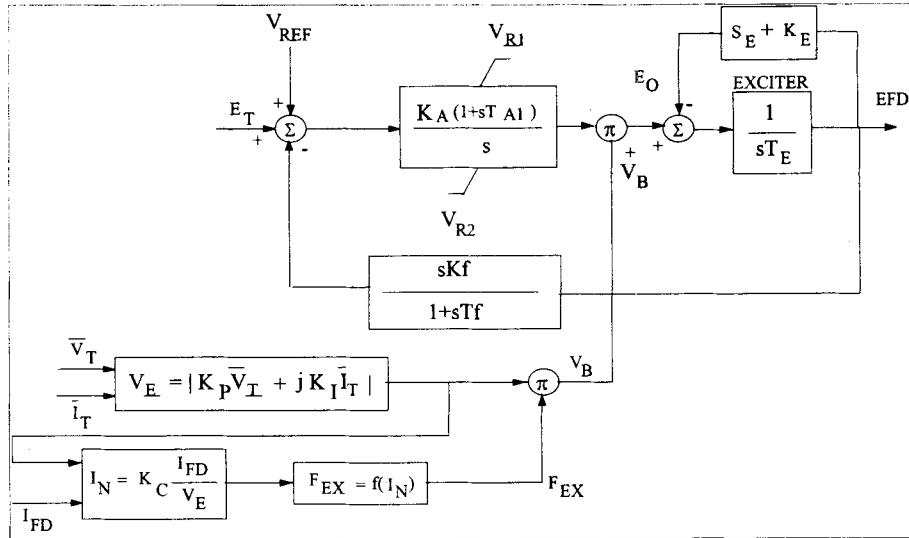


그림 1.20 IEEE ST2 여자시스템 모델

발전기 데이터

$T'_{do} = 5.0, T''_{do} = 0.05, T'_{qo} = 1.0, H = 3.50, D = 0.0$
 $X_d = 1.80, X_q = 0.45, X'_d, X'_q = 0.09, s(1.0) = 0.1, s(1.2) = 0.50,$

여자기 데이터

$T_r = 0.0, K_A = 120.0, T_A = 0.15, V_{max} = 1.20, V_{min} = -1.2, K_E = 1.0$
 $T_E = 0.5, K_F = 0.02, T_F = 1.0, K_P = 1.19, K_I = 2.5, K_C = 0.5, E_{fdmax} = 4.5, K_{IVAR} = 0.0$

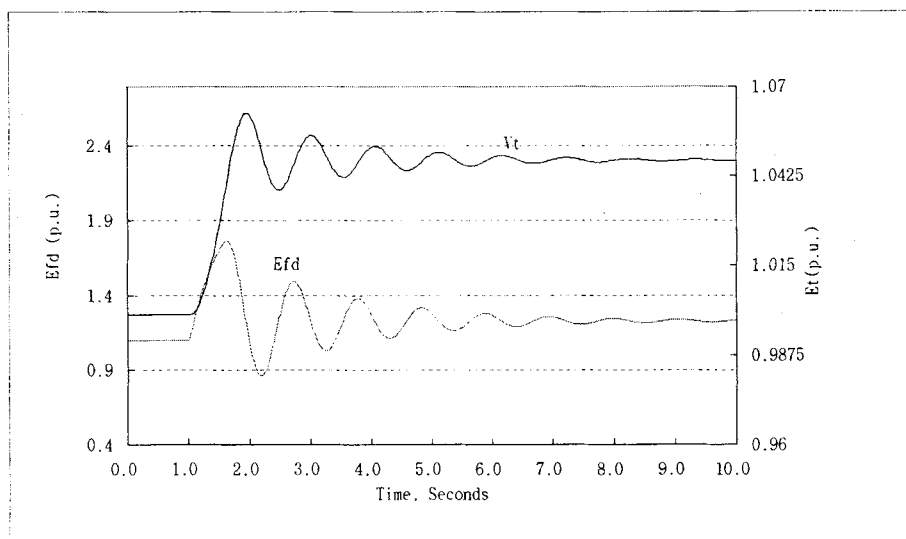


그림 1.21 IEEE ST2 여자시스템 개방회로 스텝 응답시험 결과(조정前)

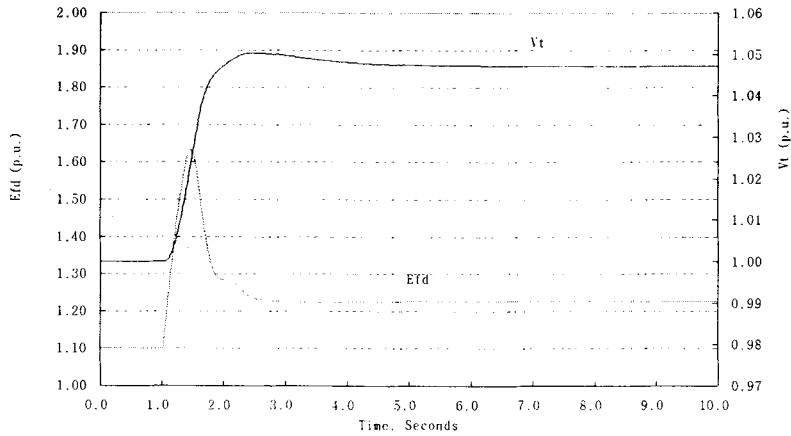


그림 1.22 IEEE ST2 여자시스템 개방회로 스텝 응답시험 결과(조정後)

3. 터빈-조속기 모델정수 결정 기법

가. 수력기 터빈-조속기 모델

수력 터빈 계통의 속도제어 루프를 나타내면 그림 1.23과 같이 나타낼 수 있으며 수력기 터빈의 특성을 검토한다.

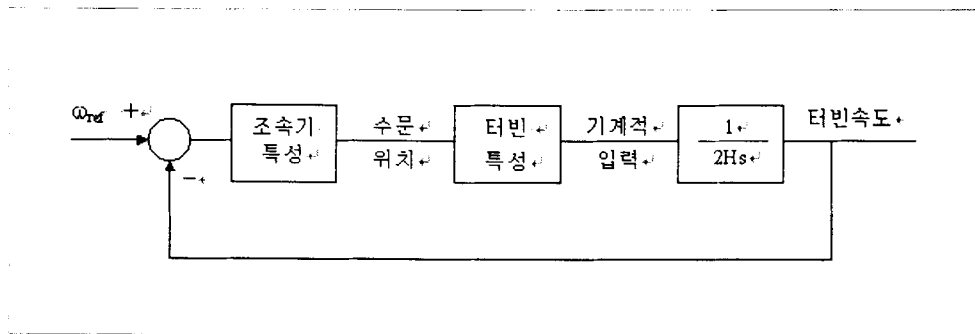


그림 1.23 터빈-조속기 계통의 속도제어 루프

일반적으로 미소신호해석에서 널리 사용되는 방정식은 수식 (1.13)과 같다.

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{1 - sT_w}{1 + s\frac{T_w}{2}} \cdot \frac{\Delta G}{G_0} \quad (1.13)$$

여기서, P_{m0} 와 G_0 는 정상상태에서 기계적 출력과 수문위치를 나타내며, T_w (Water starting time)는 다음과 같은 수식 (1.14)으로 주어진다.

$$T_w = \frac{L \cdot Q_0}{g \cdot H_0 \cdot A} \quad (1.14)$$

여기서,

L = 수압철관(Penstock)의 길이

- Q_0 = 정상상태 물 유량
- g = 중력 가속도
- H_0 = 정상상태 수두(Hydraulic head)
- A = 수압철관 단면적

위의 수식 (1.14)에 의하면 T_w 는 50% 부하에서는 100%의 부하에 비하여 약 50%의 모델정수를 갖는다. 즉, 정상상태에서 수두(H)가 일정하다면, 50% 부하에서 물의 유량(Q)은 100% 부하에 비해 약 50% 정도이기 때문에, 결국 T_w 는 부하수준에 따라 크게 변동하게 된다. 그러므로 이와같은 선형모델은 대규모 전력계통에서 작은 주파수와 수문위치의 편차만을 고려하는 경우에 유효하다고 할 수 있다. 또한 각각의 초기 부하수준에 대해서 T_w 를 재계산할 필요가 있다.

그러나 PSS/E의 HYG0V 모델에서는 다른 근사법을 적용하고 있으며, 이러한 근사법에서는 무부하시 수량(q_{NL})과 터빈이득(A_t)만 주어진다. T_w 의 계산이 가능하고, 일반적으로 약 0.08pu와 1.2를 적용하고 있다. 수식 (1.14)에 의해 계산되는 T_w 는 초기 부하 조건에 관계없이 수두(H)와 유량(Q)에 의해 계산될 수 있다. 기준유량(Base flow)은 수문이 100% 개방되었을 때의 터빈 출력이며, 기준수두(Base head)는 기준유량일 때의 터빈에서의 수두를 나타내고 초기유량(Q)과 초기수두(H)는 기준유량과 기준수두에 대한 pu 값이다. 모델은 초기유량과 수두에 물 시정수를 곱함으로써 자동으로 각각의 유효치에 대한 동특성을 고려하게 된다. 수압관 및 터빈 모델은 무부하시 속도에서 최대 수문 개방까지 전 범위에 대해서 수력기 터빈의 동작이 유효하다. 특히, 매우 큰 속도편차에서도 유효하고 만약, Relief valve 또는 Jet deflector 동작이 없다면 부하차단 과속도 조건을 모의할 수 있다.

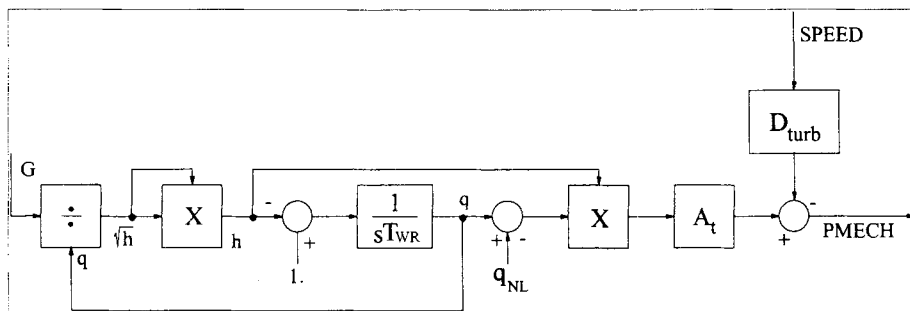


그림 1.24 HYG0V 모델의 터빈 블록

즉, 그림 1.24에서 첫 번째 블록에 대하여 미소변화를 고려하면, 수식 (1.15)과 같이 나타낼 수 있다.

$$(\Delta q + Q_0) = (\Delta G + G_0) \sqrt{\Delta h + H_0} \tag{1.15}$$

수식 (1.15)를 선형화하여 근사식으로 표현하면 수식 (1.16)과 같다.

$$\frac{\Delta q}{Q_0} = \frac{\Delta h}{2H_0} + \frac{\Delta G}{G_0} \tag{1.16}$$

그림 1.24의 두 번째 블록에 대하여 미소변화를 고려하면, 수식 (1.17)과 같이 나타낼 수 있다.

$$\frac{1 - (H_0 + \Delta h)}{sT_{WR}} = Q_0 + \Delta q \quad (1.17)$$

수식 (1.17)으로부터 정상상태인 경우, 수식 (1.18)과 같은 관계가 성립되므로 수식 (1.19)와 같이 표현 가능하다.

$$\frac{1 - H_0}{sT_{WR}} = Q_0 \quad (1.18)$$

$$\frac{\Delta h}{sT_{WR}} = \Delta q \quad (1.19)$$

수식 (1.19)을 수압철관의 일반적인 표준 가속방정식과 비교하면

$$\frac{-\Delta h}{H_0 sT_w} = \frac{\Delta q}{Q_0} \quad (1.20)$$

$$\Delta q = \frac{-\Delta h}{s \left(\frac{T_w H_0}{Q_0} \right)} \quad (1.21)$$

여기서, 분모항의 $\frac{T_w H_0}{Q_0}$ 을 살펴보면,

$$\frac{T_w H_0}{Q_0} = \frac{L}{g A} \quad (1.22)$$

인 관계가 얻어지며, 이들 정수들은 일정값이므로 HYGOV 모델은 모든 부하수준에서 유효하다는 것을 알 수 있다. 한편 수식 (1.18)의 Δh 를 수식 (1.16)에 대입하고 이를 정리하면 수식 (1.23)과 같다.

$$\begin{aligned} \frac{\Delta q}{Q_0} &= -\frac{\Delta q T_{WR} s}{2 H_0} + \frac{\Delta G}{G_0} \\ &= -\frac{\Delta q}{Q_0} \left(\frac{T_{WR} Q_0}{2 H_0} \right) s + \frac{\Delta G}{G_0} \\ &= \frac{1}{1 + \left(\frac{T_{WR} Q_0}{H_0} \right) \frac{s}{2}} \frac{\Delta G}{G_0} \end{aligned} \quad (1.23)$$

마지막으로 그림 1.24의 최종 블록에 대해서도 미소변화를 고려하면 수식 (1.24)와 같이 나타낼 수 있다.

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{\Delta h}{H_0} + \frac{\Delta q}{Q_0} \quad (1.24)$$

위의 수식 (1.19)으로부터

$$\frac{\Delta h}{H_0} = -\frac{\Delta q}{Q_0} \left(\frac{T_{WR} Q_0}{H_0} \right) s \quad (1.25)$$

이를 수식 (1.24)에 대입하면

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \left(1 - \frac{s T_{WR} Q_0}{H_0}\right) \frac{\Delta G}{Q_0} \quad (1.26)$$

또한 수식 (1.23)을 수식 (1.26)에 대입하여 정리하면 수식 (1.27)과 같다.

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{1 - \left(\frac{T_{WR} Q_0}{H_0}\right) s}{1 + \left(\frac{T_{WR} Q_0}{H_0}\right) \frac{s}{2}} \frac{\Delta G}{G_0} \quad (1.27)$$

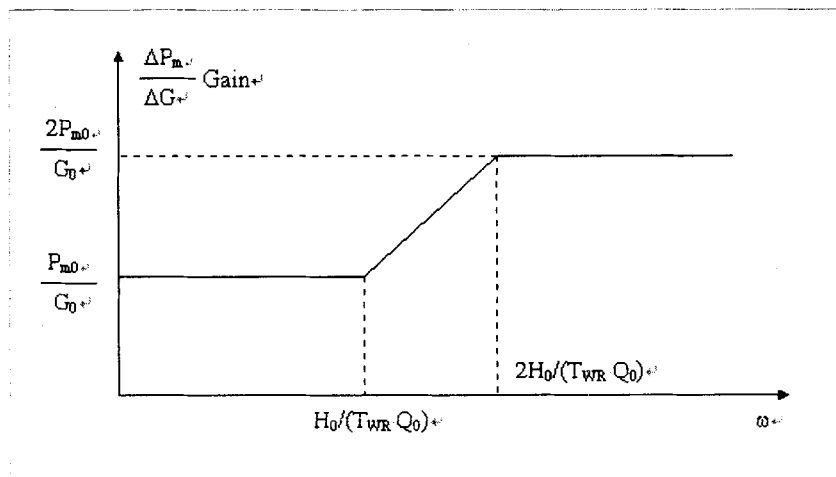
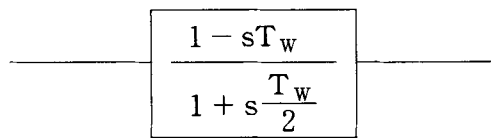
수식 (1.27)의 선형방정식은 모든 Q_0 와 H_0 에 대하여 성립하는 수식이다.

다음은 전체 루프의 특성을 고려해야 하며, 일반적으로 루프는 기본적인 관성으로 인하여 90° 위상지연을 갖고 있기 때문에, 작은 위상지연만이 터빈-조속기 특성에 기여할 수 있다. 제어기의 동특성에 관계없이 수식 (1.27)의 터빈 특성은 다음과 같이 나타낼

수 있다. 그림 1.25에서 알 수 있는 바와 같이 교차 주파수는 $\frac{H_0}{T_{WR} Q_0}$ 보다 앞서 발생한다. 이러한 특징은 수력기 터빈에서의 시정수 제한이 되는데 특히, T_{WR} 이 큰 경우 제한이 되고 있으며 Q_0 가 최대값(약 1.0pu)인 경우에 더욱 심각한 제약요소가 된다. 그러므로 수압철관에서의 손실을 무시하면 모델정수 결정시 최악의 조건은 최대부하에서 발생하며 다음과 수식이 성립된다.

$$\frac{H_0(\text{pu})}{T_{WR} Q_0(\text{pu})} = \frac{1}{T_{WR}} \quad (1.28)$$

이와 같은 관점에서 PSS/E의 HYG0V 모델정수 결정 및 근사적인 선형모델은 수립하며, 터빈 계통의 모델정수 결정은 다음과 같이 수행된다. HYG0V 및 모든 근사모델에 대한 모델정수 결정시 고려사항은 $1/T_{WR}$ 이전에 교차주파수 조건을 구성하는 것이다.



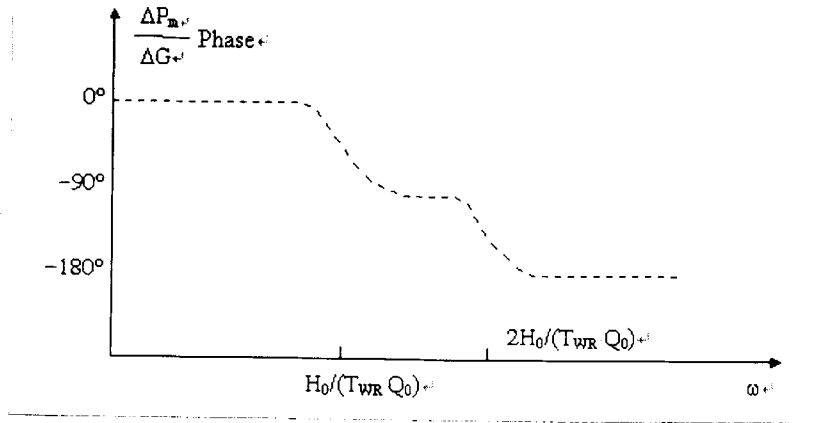


그림 1.25 터어빈 블록에 대한 보드선도

다음으로 조속기 특성을 검토해본다. HYGOV인 경우, 조속기는 다음과 같다.

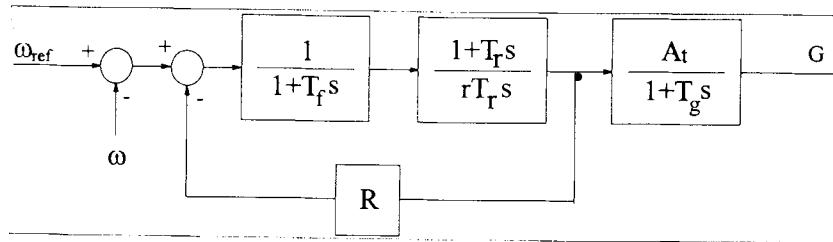


그림 1.26 HYGOV 모델의 조속기 블록

그림 (1.26)에서 내부 루프의 전달함수는 수식 (1.29)와 같이 표현할 수 있다.

$$\frac{G}{1+GH} = \frac{1+sT_r}{(1+sT_f)(r \cdot sT_r)} \cdot \frac{1}{1 + \frac{(1+sT_f) \cdot R}{(1+sT_f)(r \cdot sT_r)}} = \frac{1+sT_r}{s^2 \cdot rT_fT_r + s \cdot T_r(R+r) + R} \quad (1.29)$$

R = Permanent droop

r = Temporary droop

T_r = Governor time constant

T_f = Filter time constant

T_g = Servo time constant

A_t = Turbine gain

여기서, 수식 (1.29)의 분모에 대한 解를 구하면,

$$s_1, s_2 = \frac{-\frac{(R+r)}{rT_f} \pm \sqrt{\left(\frac{R+r}{rT_f}\right)^2 - \frac{4R}{rT_fT_r}}}{2} \quad (1.30)$$

일반적으로 $\left(\frac{R+r}{rT_f}\right)^2 \gg \frac{4R}{rT_fT_r}$ 인 관계가 있으므로

$$s_1, s_2 \cong -\frac{(R+r)}{rT_f}, 0 \quad (1.31)$$

또한, $R \ll r$ 이므로 수식 (1.31)을 정리하면, 수식 (1.32)와 같다.

$$s_1, s_2 \cong -\frac{1}{T_f}, 0 \quad (1.32)$$

따라서 수식 (1.29)의 분모는

$$s^2 \cdot rT_fT_r + s \cdot T_r(R+r) + R = rT_fT_r \cdot s(s + \frac{1}{T_f}) = s \cdot rT_r(1 + sT_f) \quad (1.33)$$

결국, 전체 제어기 루프의 전달함수는 수식 (1.34)과 같이 표현될 수 있다.

$$\frac{A_t}{rT_r} \cdot \frac{1 + sT_r}{s(1 + sT_f)(1 + sT_g)} \quad (1.34)$$

보통 T_f 는 0.05초 정도로 매우 작고, T_g 는 T_w 보다 작으므로 교차주파수 분석시 전체 제어기 블록은 수식 (1.35)와 같이 간략화 될 수 있다.

$$\frac{A_t}{rT_r} \cdot \frac{1 + sT_r}{s} \quad (1.35)$$

결국, 터빈-조속기의 전체 제어루프는 그림 1.27과 같이 나타낼 수 있다.

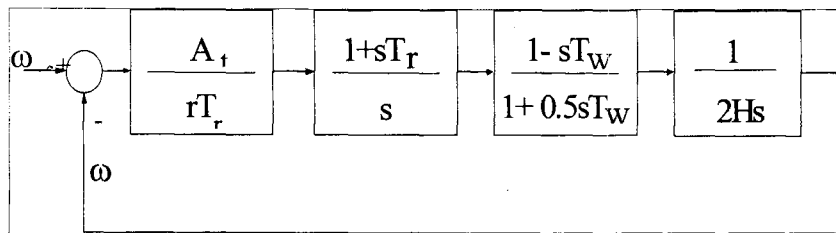


그림 1.27 조속기 제어루프 블록선도

여기서, $\frac{1}{2Hs}$ 특성을 무시하는 경우, 개루프(Open loop) 응답특성은 그림 1.28과 같다.

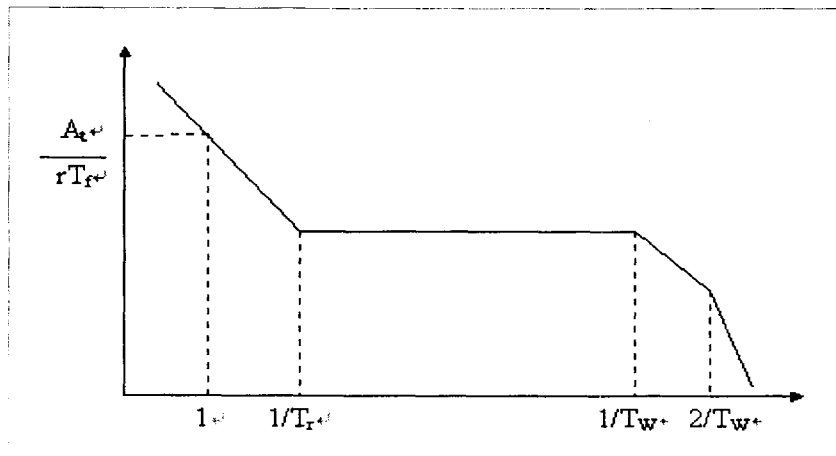


그림 1.28 개루프(Open loop) 응답특성

앞 절의 여자시스템에서 모델정수 결정과 유사하게 안정성을 조건으로 하는 교차주파수를 사용하여 다음과 같은 값을 정의한다.

$$T_r = 4 T_w \quad (1.36)$$

그리고 교차주파수를 수식 (1.37)과 같이 정의하면 이러한 주파수에서 전체 이득은 1.0이 되어야 한다.

$$\omega_c = \frac{2.4}{T_r} \quad (1.37)$$

즉, 이와같은 조건을 이용하여 $A_t = 1.2$ 로 설정하면 다음의 근사식을 얻을 수 있다.

$$r \approx \frac{T_w}{H} \quad (1.38)$$

수식 (1.36)과 수식 (1.38)으로 표현되는 수력 조속기의 모델정수 결정시, 수력 조속기 계통에 진동이 발생하면 다음과 같이 모델정수를 재결정한다.

- (1) T_w , T_f , A_t , T_g 정수는 설비특성과 관련되므로 조정 불가능한 모델정수로 가정한다.
- (2) T_f 와 T_g 가 모두 T_w 보다 크다면 (6)의 과정을 수행한다.
- (3) 정상상태에서 적분기 입력은 영이다. 즉,

$$\omega_{ref} - \omega - R \cdot G = 0 \quad \text{또는} \quad R = \frac{\omega_{ref} - \omega}{G}$$

즉, R은 조속기 속도조정률이며, 5%인 경우 R은 0.05가 된다.

- (4) $T_r = 4 * T_w$ 로 조정이 가능하다.

- (5) $r = \frac{T_w}{H}$ 로 조정이 가능하다.

- (6) 만약, T_f 또는 T_g 가 T_w 보다 크고, 이들 모델정수가 정확한 값이라면 다음과 같이 T_r 과 r을 결정한다.

$$T_r = 4 * \text{MAX}(T_f, T_g), \quad r = \frac{\text{MAX}(T_f, T_g)}{H}$$

일반적으로 다른 수력기의 터빈-조속기 모델에서도 HYGOV 모델과 유사하게 모델정수를 결정하며, 단지 터빈의 선형모델과 조속기의 제어 방식이 다르게 표현된다. 예를 들면, IEEE3 모델의 조속기 블록은 다음과 같다.

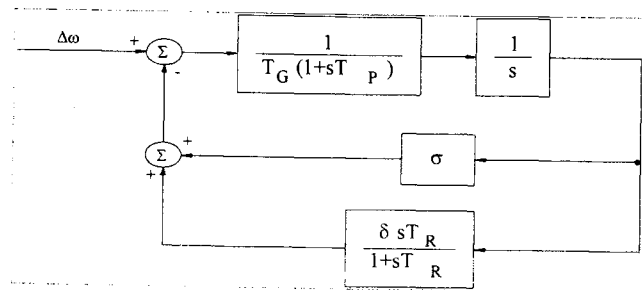


그림 1.29 IEEE3 조속기 시스템 블록선도

여기서,

T_P = Pilot valve and servomotor time constant

T_R = Reset time

T_G = Main servo time constant

δ = Temporary droop

σ = Permanent droop

정상상태 속도조정을(δ)은 HYGOV 모델과 같이 작은 값으로 표현되며 과도특성을 분석하는 경우에는 무시된다. 그러나 정상상태에서는 매우 중요하며 HYGOV의 R과 같이 조속기의 드롭특성을 나타낸다. 그림 1.29에서 내부 루프에 대한 폐루프 응답(CLR)을 구하면,

$$CLR = \frac{G}{1+GH} = \frac{1}{sT_G(1+sT_P) + \frac{\delta sT_R}{1+sT_R}} \quad (1.39)$$

일반적으로, $\frac{1}{T_P}$ 는 $\frac{1}{T_W}$ 보다 크므로, $1+sT_P=1.0$ 이라 가정하면,

$$CLR = \frac{1+sT_R}{s[sT_GT_R + (T_G + \delta T_R)]} \quad (1.40)$$

또한, $\delta T_R \gg T_G$ 이고, $\frac{1}{T_G} \gg \frac{1}{T_W}$ 인 관계가 성립되므로 수식 (1.42)와 같이 CLR이 표현될 수 있다.

$$CLR = \frac{1+sT_R}{s[sT_GT_R + \delta T_R]} = \frac{1+sT_R}{\delta sT_R [1 + \frac{sT_G}{\delta}]} \quad (1.41)$$

$$CLR \approx \frac{1+sT_R}{\delta sT_R} \quad (1.42)$$

여기서, δ 가 HYGOV 모델의 r인 것을 고려하면, 실질적으로 이들 조속기는 등가적으로 동일하다고 할 수 있다

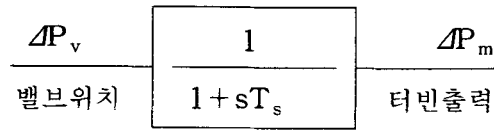
나. 화력기 터어빈-조속기 모델

(1) 화력기 터어빈 모델

① 비재열기 터어빈

스팀 터어빈에서 발생하는 출력은 스팀유량(Steam flow)에 비례하므로 $P_m = K * \text{Flow} * (h_i - h_o)$ 인 관계가 성립된다. 여기서 P_m 은 터어빈-조속기 출력이며 h_i 와 h_o 는 각각 유입 또는 배기 스팀의 엔탈피이며, 엔탈피는 스팀의 압력과 온도 함수로 표현된다. 일반적으로 h_i 와 h_o 는 일정하며 P_m 의 동특성은 스팀유량에 비례한다. 비재열기 터어빈에서는 터어빈의 밸브변화에 대해서 스팀유량의 응답이 거의 순간적으로 이루어지고, 터어빈 공간(Volume)의 충전시간이 작으므로 응답시간은 0.2~0.3초 정도가 된다. 만

약, 스팀의 공급압력이 일정하다고 가정하면 밸브위치 변화에 대한 터빈 출력의 응답은 다음과 같은 전달함수로 나타낼 수 있다.



즉, T_s 는 스팀 Bowl 시정수로서 0.2~0.5초의 범위를 갖는다. 이러한 터빈 모델을 속도조정루프인 조속기와 결합함으로써 IEESGO 모델을 적용할 수 있다.

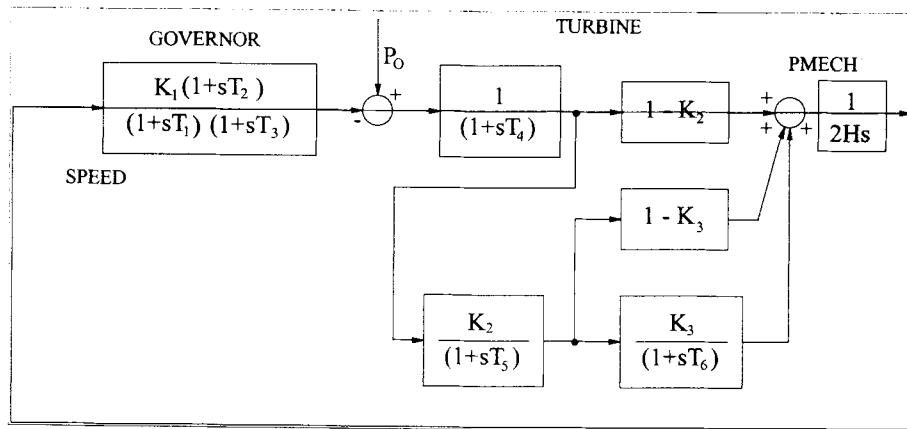


그림 1.30 IEESGO 터빈-조속기 모델

비재열기 방식의 경우 $K_2 = 0$ 이며 전형적인 값들은 다음과 같다.

$$T_2 = 0, T_1 = 0 \sim 0.3, T_3 = 0.1, T_4 = 0.2 \sim 0.5$$

정상상태에서 $P_0 - \omega * K_1 = 0$ 이므로 $K_1 = \frac{P_0}{\omega}$ 가 되며, 따라서 K_1 은 정상상태 속도조정율의 역수가 된다. 만약, 속도조정률이 0.05라면 $K_1 = 20$ 이 된다. 그림 1.31은 개방회로에 대한 보드선도를 보여주고 있다.

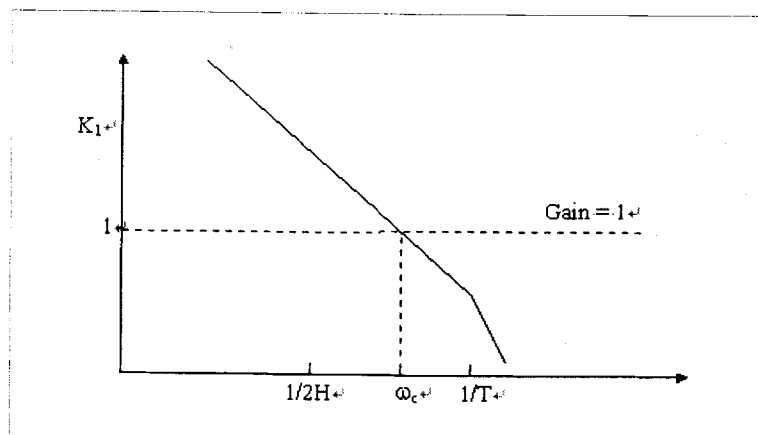


그림 1.31 개방회로에 대한 보드선도

따라서 속도조정 루프는 교차주파수가 $\frac{1}{T}$ 이전에 발생하면, 항상 적절한 제동력을 갖을

수 있다. 여기서, T는 조속기 또는 스팀 Bowl의 시정수 중에서 가장 큰 값으로 다음과 같은 관계가 성립한다.

$$\log K_1 - \log 1 = \log \omega_c - \log \left(\frac{1}{2H} \right) \quad (1.43)$$

$$K_1 = \omega_c * 2H \Rightarrow \omega_c = \frac{K_1}{2H} \quad (1.44)$$

$$\omega_c = \frac{K_1}{2H} < \frac{1}{2T} \quad (1.45)$$

즉, 수식 (1.45)의 조건이 안정적인 모델정수를 결정하기 위한 조건이 되므로 비재열기 터빈에 진동이 발생하면, 관성정수 H가 매우 작은 값인지, 또는 조속기와 스팀 Bowl의 시정수가 매우 큰 값인지 이를 확인한다.

② 재열기 터빈

재열기를 갖는 터빈에서는 고압 터빈의 스팀유량(Steam flow)이 빠르기 때문에 시정수가 작은 값일지라도, 저압 터빈에서 스팀유량은 재열기에서 압력이 상승되어야만 가능하다. 이와같은 압력을 형성하기 위해서는 비교적 長시간이 소요되며, 고압 터빈에서 얻어지는 출력비율을 C(최대부하에서는 약 0.3 정도)라 하고, 재열기의 시정수 T_R 을 약 4~11초라고 가정하면, 총 출력에 대한 전달함수는 아래와 같다.

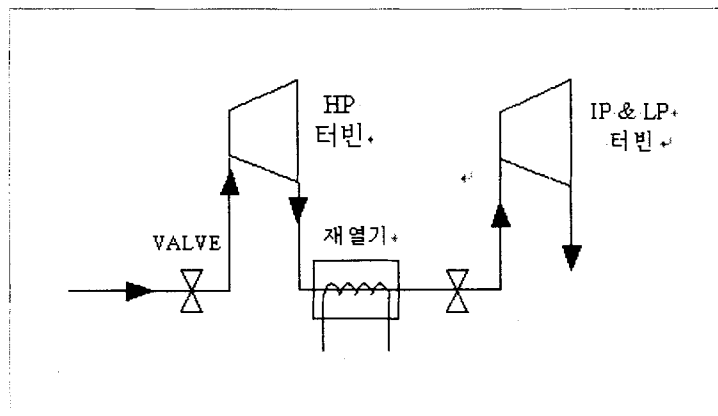


그림 1.32 재열기를 갖는 터빈 모델

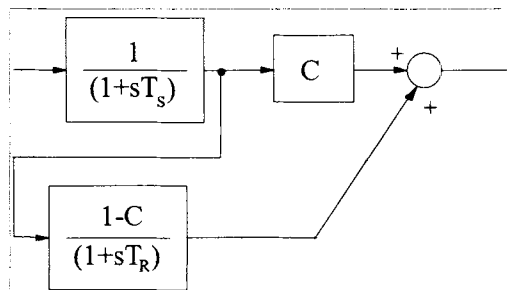


그림 1.33 재열기를 갖는 터빈 모델의 전달함수

그림 1.30에서 재열기를 갖는 IEESGO 모델정수의 대표적인 값들은 아래와 같다.

$$T_4 = 0.1 \sim 0.4 \text{ sec}, K_2 = 0.7, K_3 = 0, T_5 = 4 \sim 11 \text{ sec}$$

이러한 경우의 터빈 전체의 전달함수는 다음과 같다.

$$\frac{1 - K_2}{1 + sT_4} + \frac{K_2}{(1 + sT_4)(1 + sT_5)} = \frac{1 + (1 - K_2)sT_5}{(1 + sT_4)(1 + sT_5)} \quad (1.46)$$

그림 1.34는 전체 속도조정루프에 대한 개방회로의 보드선도를 나타내고 있다.

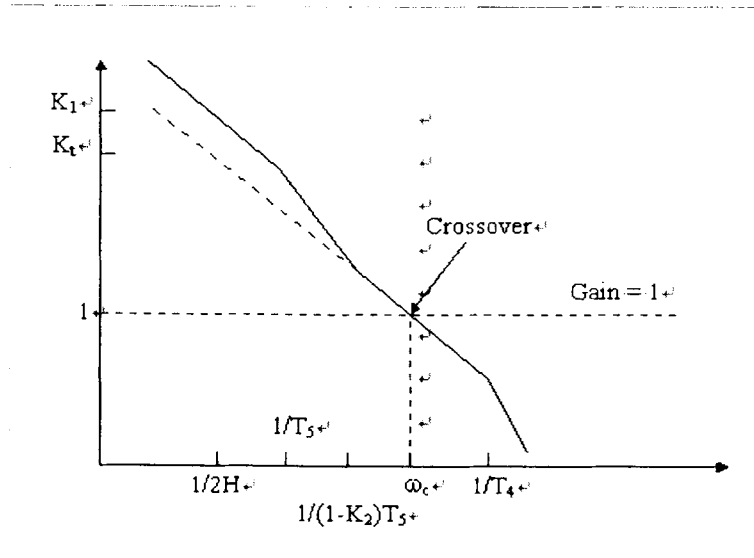


그림 1.34 개방회로에 대한 보드선도

그러므로 재열기 효과는 여차시스템의 Lag-Lead 회로와 유사하며, 여기서 과도이득 K_t 는 $K_t = (1 - K_2) * K_1$ 의 관계가 성립된다. 따라서 안정화 모델정수 결정조건은 다음과 같다.

$$\omega_c = \frac{K_t}{2H} = \frac{K_1(1 - K_2)}{2H} < \frac{1}{2T} \quad (1.47)$$

또한, 수식 (1.48)과 같은 안정화 조건이 요구된다.

$$\frac{1}{(1 - K_2)T_5} \ll \omega_c \quad (1.48)$$

따라서 재열기 터어빈의 진동이 발생하면, $(1 - K_2)$ 가 0.3 정도인지를 확인하고, 또는 재열기 시정수가 너무 작은 값인지, 비재열기 터어빈과 같이 H가 매우 작은 값인지 또는 조속기와 스팀 Bowl의 시정수가 너무 큰 값인지를 확인한다.

(2) 화력기 조속기 모델

① 가스 터어빈-조속기

전기적 속도 측정기(Electronic speed sensor)을 포함하는 가스 터어빈 모델은 GAST2A 모델을 사용하며, Woodward 조속기를 포함하면 가스 터어빈 모델은 GASTWD를 적용한다.

조속기 모델에 대해서는 다음과 같은 기준값을 결정해야 한다.

- (1) 터빈 기준출력은 ISO조건에서 기준부하와 동일하게 한다.
- (2) pu로 계산된 Vce는 Pe(pu)와 같도록 한다.
- (3) 기준부하에서 연료유량(Fuel flow)은 1.0pu로 한다.

정상상태 온라인 측정값을 이용하여 다음과 같은 대수 방정식을 계산한다.

- (1) Vce의 함수로서 전력(pu)를 계산한다.
- (2) 연료유량(pu)의 함수로서 전력(pu)를 계산한다.
- (3) 연료유량(pu)의 함수로서 배기온도(。 F)를 계산한다.

일반적으로 이들 측정값의 관계는 선형이므로 선형회귀법에 의하여 3개의 함수를 $y=mx+b$ 의 형태로 표현할 수 있다. 조속기의 이득을 결정하기 위해서는 온라인 정상 상태에서 측정된 발전기의 기준설정값(Digital set point: DSP)과 출력으로부터 계산하게 된다. 또한 발전기를 병해하고 두가지 운전점에 대해 DSP와 터빈속도를 측정한다. 따라서 DSP와 터빈속도의 관계를 구할 수 있기 때문에, 온라인 정보를 이용하여 기준속도와 전력의 관계를 구할 수 있게 되므로 조속기 드롭 또는 조속기 이득의 역수로 나타난다. 조속기의 시정수는 동특성 시험으로부터 취득한 데이터를 이용하여 결정하며, DSP, Vce, 터빈속도를 pu값으로 나타낸다. 일반적인 조속기 전달함수 블록선도는 그림 1.35와 같다.

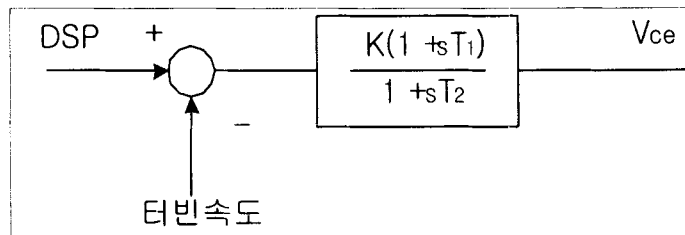


그림 1.35 조속기 전달함수 블록선도

조속기 전달함수는 PSS/E 프로그램에서는 다음과 같은 형태로 표현된다.

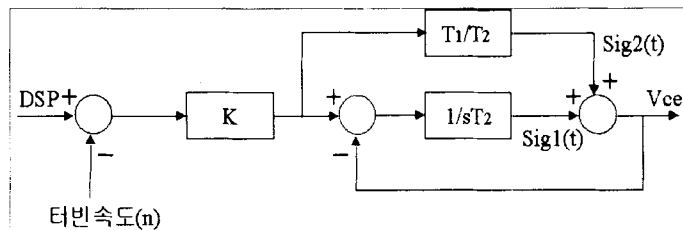


그림 1.36 PSS/E의 조속기 모델 블록선도

그림 1.36으로부터 다음과 같은 관계식을 얻을 수 있다.

$$V_{ce} = \text{Sig1}(t) + \text{Sig2}(t) \tag{1.49}$$

$$\text{Sig}_1(t) = \frac{1}{T_2} \int [K * (\text{DSP} - n) - V_{ce}] dt$$

여기서, $\text{Sig}_2(t) = \frac{T_1}{T_2} * K * (\text{DSP} - n)$

동특성 시험에서 측정된 데이터를 이용함으로써 K, T1, T2 계산할 수 있으며 연료계통과 터빈의 동특성은 W.I. Rowen이 제시한 모델정수를 사용한다. 이와같이 계산한 터빈-조속기 계통의 모의 응답특성과 측정된 값을 비교하여 일치될 때까지 모델정수를 반복적으로 조정한다. 일반적으로 조속기 정수만을 조정하게 되지만 가스 터빈에서는 동특성에 관련된 시정수 T_{CD}를 조정할 수 있다.

② 스팀 터빈-조속기

그림 1.37은 가장 일반적인 화력기의 터빈-조속기 모델(IEEEG1)을 나타내며, IEEEG1 모델은 조속기, Actuator, 터빈으로 구성되어 있다.

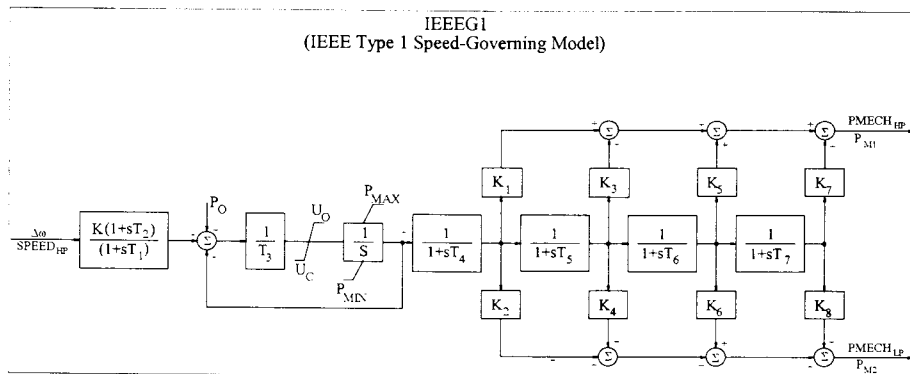


그림 1.37 화력기 터빈-조속기 모델(IEEEG1)

조속기 드롭을 나타내는 정수(K)의 결정은 다음과 같이 간략히 계산할 수 있다. 즉, 부하차단시 부하기준(P₀)이 변동하지 않는다는 조건하에서 부하차단후의 정상상태 최종 모선 주파수와 초기 부하조건인 부하차단전의 모선 주파수 측정값을 이용하여 드롭을 결정할 수 있다. 그러나 이와같은 드롭특성을 결정하기 위해서는 부하차단시 조속기 기능이 드롭운전 모드로 설정되어야 하지만 대부분의 발전기는 저출력에서 조속기가 일정출력 모드로 운전되도록 설정되어 있다. 스팀 터빈 조속기 블록의 해석 방법은 가스 터빈 발전기와 유사하다. 시험에서 측정되는 신호는 조속기 Actuator의 위치신호로서 보통 위치 트랜스듀서로부터 측정되며, 이러한 신호는 온라인 정상상태에서 발전기 출력으로 조정된다. 즉,

$$P_e(\text{pu}) = m \text{Pos}(v) + k \quad (1.50)$$

그림 1.37에서 시정수 T₃는 Actuator의 시정수를 대표하며, 일반적인 범위는 약 0.1~0.5sec의 값을 갖는다. U_o와 U_c는 Actuator의 응답속도 상승율을 제한하는 값이고, P_{MAX}와 P_{MIN}은 출력 제한기(Limiter)로써 모델정수는 측정된 데이터를 이용해서 결정할 수 있다. 터빈 모델은 Chamber 시정수 T₄로부터 시작되며, 이득 K₁ ~ K₇은 각 HP, LP, IP에 해당되는 출력배분을 나타내므로 이득의 합은 1.0이 되도록 설정한다. 시정수 T₅는 재열기 응답특성을 나타내는 정수로써, 스팀유량(Steam flow)가 HP 터빈에서 IP 또는 LP 터빈으로 유입되는 시간이며 보통 5~10 sec의 시정수를 갖는다. 관성계수 H의 결정은 그림 1.38로부터 쉽게 이해할 수 있다. 즉, 부하차단전의 기계적 출력(P_m)과 전기적 출력(P_e)은 정상상태로 운전되기 때문에 서로 동일하며, 이때 터빈의 속도편차는 영(Zero)이

된다. 제어블록에서 시정수 T 는 기계적 출력의 응답시간을 나타내는 값을 나타내기 위한 것으로 상대적으로 큰 값을 갖는다. 만약, 부하차단이 발생하면 전기적 출력은 영이 되는 반면에 기계적 출력은 매우 큰 시정수 T (재열기 시정수)에 의해서 순간적으로 일정한 값을 갖게 된다. 이러한 방법으로 부하차단을 모의해서 측정된 터빈 속도편차와 일치하는 관성계수 H 를 반복하여 결정한다.

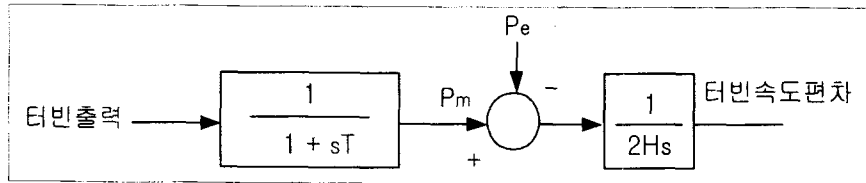


그림 1.38 관성계수 H 를 결정하기 위한 개념도

4. 발전기 제어계 특성시험 절차 표준화

가. 발전기 제어계 특성시험 자료조사 절차서

(1) 발전기 제어계 특성시험 개요

(가) 목적

전력계통의 안정운용과 합리적 계획수립을 위한 안정도 해석용 데이터 결정 및 확보

- 발전기 정수 (임피던스: $X_d, X'_d, X''_d, X_q, X''_q$ / 시정수: $T'_{do}, T''_{do}, T'_{qo}, T''_{qo}$)
- AVR/Excitation 시스템(AVR/Exciter의 시정수, 이득)
- 조속기/제어밸브(조속기/제어밸브의 시정수)

(나) 전력계통 해석에 필요한 데이터

- 조류 데이터(전압, 위상각, 선로조류):
발전력(P), 부하(P, Q), 무효전력보상설비(SC, SR), 선로데이터(R, X, B)
- 안정도 데이터(사고후 일정시간 위상각 추이):
발전기, 제어시스템 데이터(이득, 시정수)

(다) 발전기 제어계 특성시험 필요성

① 대전력 계통시대의 도래

- 전력수요의 급성장과 대용량 전원설비가 원격지에 건설되고 전력수송 설비도 765kV 초고압 대전력 송전
- 대형 원자력 및 화력 발전기가 원격지에 집중화됨으로써 전력계통 사고시 대규모 정전을 유발할 가능성 증대
- 사회적으로 전력공급의 신뢰도와 질적인 향상 요구가 증대
- 1996년 7월 2일 미국 서부계통 정전사고의 피해 규모는 10억달러(약 1.1조원)으로 추정됨

② 발전기의 안정운전

- 전력계통 고장시에 수반되는 발전기의 동요현상은 전력계통 뿐만아니라 저주파 진동으로 인하여 축비틀림 현상 발생 등으로 발전기에 악영향

- 송전선로 재폐로시 공진응력을 받게 되며 발전기의 출력, 전압 등이 지속적으로 동요되므로 운전원의 발전소 안정운전에 불안을 유발
- 계통사고시에는 대용량 원자력/화력 발전기가 동기탈조(계통분리)되거나 동요/불안정 현상이 장시간 지속

③ 발전기 제어계 진단

- 발전기의 제어계(AVR, Governor)의 민감한 전자회로로 구성
- 발전기의 전기적/기계적인 특성이 종전과 상이한 제작기법(소형화, 저비용화) 적용
- 발전기간에도 제어계가 經年變化와 제어소자의 결함으로 인하여 발전기간 전력동요가 발생하므로 제어계에 대한 정확한 진단과 보수가 필요

④ 정확한 계통모의

- 위와 같은 문제점을 해결하기 위해서는 정확한 전력계통의 모의해석이 요구됨
- 정밀한 발전기의 정수와 제어계 특성이 파악되지 않은 발전기가 존재
- 발전기의 전기적인 특성(d,q축 과도/차과도/동기 임피던스, 시정수, 포화특성 등), 기계적인 특성(관성 모멘트, 입력 에너지 동특성 등), 제어계(AVR 및 PSS, Governor)의 응답특성이 정확하게 측정되어야 함
- 외국, 전력회사, 제작업체의 연구소에서 이에 대하여 지속적으로 연구가 진행중임

⑤ 전력산업 구조개편

- 전력산업 구조개편에 따라 계통운용의 고도화가 요구되면서 계통해석 기술과 정밀한 데이터 확보가 더욱 중요하게 인식됨
- 미국, 1996년 2차례 광역정전이 발생한 이후 서부계통은 10MW급 이상의 1500개 발전기에 대한 발전기/제어계 시험을 실시하여 모델 및 정수 검증을 실시함
- 국내, 전력사업 시장운영규칙에 따라 전력거래소의 안정운용 책임과 발전비용 정산을 위하여 시장에 참여하는 발전기들은 의무적으로 발전기 모델, 제어시스템 특성을 제시하도록 함

나. 발전기 제어계 특성시험 내역

(1) 시험내용

발전기 및 제어시스템의 안정도 해석용 모델에 대한 정수를 결정하기 위하여 아래와 같은 시험 항목에 대하여 시험 및 측정이 수행됨.

(가) 정상상태 측정 시험

- ① 무부하 정격속도 상태에서의 발전기 포화곡선
- ② 부하시 역률을 변경하며 측정하는 V-곡선

(나) 동특성 측정 시험

- ① 부하차단 시험(d, q축 발전기 정수 측정)
 - 부하를 정해진 역률로 조정하여 차단기를 개방하여 30초간 측정
 - 전압상승은 8% 이하, 속도상승은 2% 이하 제한(화력)

② 여자시스템 스텝 응답 시험

○ 무부하 정격속도 상태에서 AVR에 스위치 사용, 기준전압을 스텝 변경하여 측정

(다) 계측장비

- ① Dynamic System Monitor(PTI/Hathaway) 데이터 취득 시스템
- ② Power Angle Indicator(발전기 내부 위상각 측정)

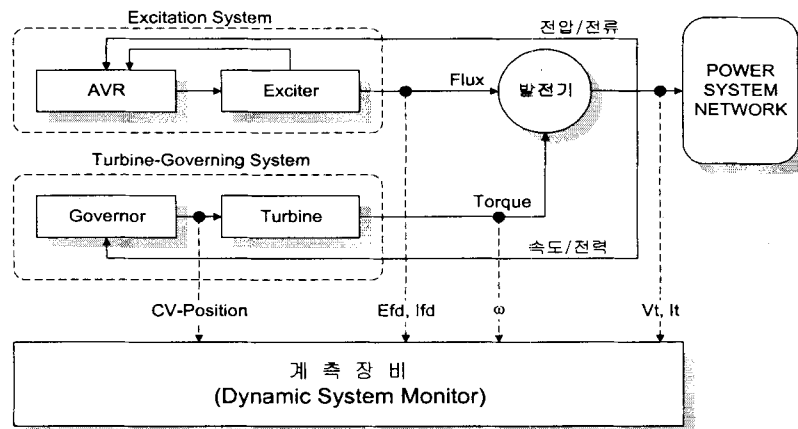
(2) 측정요소

발전기/제어시스템 모델정수의 결정을 위해서는 측정시험시 다음과 같은 입력신호가 필요함.

- ① 발전기 단자전압 (V_{ab}, V_{cb})
- ② 발전기 단자전류 (I_a, I_c)
- ③ 발전기 계자전압 (V_{fd}) - Brushless형은 보조여자기 전압
- ④ 발전기 계자전류 (I_{fd}) - Brushless형은 보조여자기 전류
- ⑤ 터빈속도(RPM) - 축 펄스신호(Magnetic Pickup 신호)
- ⑥ 조속기 출력 제어신호(화력기 Actuator 위치, 수력기 수문위치/밸브위치)
- ⑦ Steam Flow 또는 연료밸브위치신호

※ Power Angle(PMG 출력 또는 축신호)

입력신호에서 제외된 발전기 출력(유/무효전력)과 주파수는 위에서 기술한 입력신호 ①, ②항의 페이서(Phasor)로 측정된 전압과 전류를 이용하여 계산한다. 또한, 상세모델 작성하거나 필요에 따라서 스팀-터빈의 재열기 출력 압력, Gas 터빈의 부하/속도기준신호, 연료요구신호, 배기온도, 온도제어 출력 신호를 측정한다. 특히, 동특성에 대한 측정이 시작되기 이전에 정상상태의 입력신호 초기값을 각각의 부하에서 기록한다. 스팀-터빈은 판넬로부터 스팀의 흐름, 터빈의 입/출력 압력과 온도 등의 추가정보 측정이 유용하다.



측정장비인 DSM에 입력되는 신호의 범위는 아래와 같으며 측정대상 발전기에 따라 달라질 수 있지만 가장 일반적으로 사용되는 입력 범위이다.

- ① 발전기 단자전압 PT 2차 100-120V
- ② 발전기 단자전류 CT 2차 5A
- ③ 계자전압 100-600V
- ④ 계자전류 CT Shunt 1-5V(250mV, 1000mV)

- ⑤ 터빈속도 5-30V
- ⑥ Control Valve Ref. 10V
- ⑦ Main STM Flow 10V

(3) 발전기 제어계 특성시험 예

(가) V-curve 시험

- 발전기 유효출력을 일정출력(MW)으로 운전
- 발전기 단자전압을 조정하여 무효전력 출력을 진상/지상의 일정출력(MVAr)으로 운전(발전기 가능출력곡선/각종 보호/제어시스템 고려)
- 각 유효출력(MW)에서 -10/0/10/20/30/40% MVAr 무효출력을 변경하면서 측정
- 100/75/50/25/0% MW 유효출력을 변경하면서 무효출력에 따라 측정

(나) 부하차단시험

[%는 정격 MVA 기준]			
시험 #1	유효출력(MW)	무효출력(MVar)	AVR/Excitation 제어
1	10%	-20%	AVR
2	20%	-20%	MVR

(다) 무부하포화곡선 시험

- 발전기 단자전압(80/85/90/93/96/100/103/106/110/113/116/120%kV)에서 측정

(라) AVR 스텝 응답시험

- 무부하 정격속도에서 AVR 운전, 전압 0.98pu 상태로 유지
- 단자전압을 0.98pu → 1.03pu → 0.98pu로 스텝 변화
- AVR의 전압편차 검출부의 입력전압을 5% 스텝 가감하여 여자시스템 및 발전기 단자전압을 측정

(마) 측정점

항목	측정점	방법	측정신호 전압범위		측정점 연결단자
			입력범위	입력값	
1	발전기 단자전압	#1 AVR Cubicle 내부 Terminal Block PTSW1의 50C(A), 50D(B), 50E(C) 단자에 계측기 연결	PT 2차 100-120Vac	24kV/120Vac	절연된악어클립
2	발전기 단자전류	#1 AVR Cubicle 내부 Terminal Block CTSW3의 13F(A), CTSW9의 13T(C) 단자에 계측기 연결	CT 2차 5Aac	20kA/5A	CT Hall Sensor
3	계자전압	#1 AVR Cubicle 내부 Master2의 3TB-55(+), 3TB-68(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어클립
4	계자전류	#1 AVR Cubicle 내부 Master2의 3TB-53(+), 3TB-68(-) 단자에 계측기 연결	CT Shunt1-10Vdc (250 / 1000mVdc)	10Vdc	절연된악어클립
5	터빈속도(rpm)	TBN Front Standard TJB-1 AJ1(+),AJ2(-) 단자에 계측기 연결	5-30Vac	10Vac	절연된악어클립
6	Control Valve Ref.	중앙제어실 Vertical Board VB03, REC18, CH18 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc (0~128%)	절연된악어클립
7	Main STM Flow	중앙제어실 Vertical Board VB02, REC57, CH1 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc (0~1900 t/h)	절연된악어클립
8	AVR Control Sig.	#1 AVR Cubicle 내부 Master1의 3TB-55(+), 3TB-68(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc		
9	여자변압기 입력	#1 AVR Cubicle 내부 Master1의 3TB-56(+), 3TB-68(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc		
10	AVR Vref Sig	#1 AVR Cubicle 내부 Master2의 3TB-54(+), 3TB-68(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc		
11	Step Input Sig	#1 AVR Cubicle 내부 Master1의 3TB-54(+), 3TB-68(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc		

(바) 측정점 케이블 포설/결선절차

작업순서	작업내용	주관부서	일자*	기타사항
1. DSM장비설치	1. 측정판넬로 DSM 장비/케이블 이동 2. DSM 장비를 설치할 장소를 결정 3. DSM 장비를 설치 4. DSM 장비 튜닝	대상발전소 전력연구원	09/13(금) 13:00 - 14:00	† 110VAC 전원필요 † 탁자필요 (DSM설치용)
2. 케이블 포설작업	1. 케이블 포설 2. 케이블 제단하고 단자처리 3. 케이블 DSM장비에 연결	대상발전소 전력연구원	09/13(금) 14:00 - 16:00	† 220VAC 전원필요
3. 시험전 장비튜닝 및 결선확인	1. DSM 장비 재튜닝 2. 포설된 케이블 확인 3. 연결장치의 임피던스 확인	전력연구원	09/13(금) 16:00 - 18:00	
4. 측정점 단자연결	1. 각각의 측정점 연결은 발전소 실무 자가 직접 연결 2. 측정점 연결순서에 따라 먼저 PT, CT 케이블을 연결 3. 다른 측정점을 연결	대상발전소	09/13(금) 18:00 - 20:00	† 측정점 단자간에 단락사고 주의.
5. 측정점 연결 후 DSM 장비 튜닝	1. 입력신호 확인 (DSM 모니터) 2. DSM 소프트웨어 튜닝 3. 측정점 신호 확인	전력연구원	09/13(금) 20:00 - 21:00	
6. 측정점 단자철수	1. 특성시험이 끝나면 발전소 실무자 가 측정점 단자를 철수 2. 케이블을 철수 3. 청소후 장비 철수	대상발전소 전력연구원	09/14(토) 00:40 - 01:30	

(사) 발전기 제어계 특성시험 스케줄

시험항목	소요시간	운전시간	조작사항	관련부서
1. 시험준비	09/13(금) 13:00~18:00	정상 운전	계측기 설치, Cable 포설	전기부, 계측제어부 시험팀
	09/13(금) 18:00~21:00	정상 운전	계측기 결선 및 Calibration	시험팀
2. V-Curve	09/13(금) 21:00~24:00	출력 500 MW, Gov Free	정상상태 측정	발전부 - 유/무효출력 조정 시험팀 - 측정/기록
			MVAR를 150, 100, 50, 0, -10 으로 조 정하며 각각의 데이터 취득 PSS 시험(AVR 2% STEP 출력) 0 MVAR로 PSS ON/OFF 상태 취득	
		출력 375 MW, Gov Free	정상상태 측정	발전부 - 유/무효출력 조정 시험팀 - 측정/기록
			MVAR를 150, 100, 50, 0, -10 으로 조 정하며 각각의 데이터 취득 PSS 시험(AVR 2% STEP 출력) 0 MVAR로 PSS ON/OFF 상태 취득	
		출력 250 MW, Load Limit	정상상태 측정	발전부 - 유/무효출력 조정 시험팀 - 측정/기록
			MVAR를 150, 100, 50, 0, -10 으로 조 정하며 각각의 데이터 취득 PSS 시험(AVR 2% STEP 출력) 0 MVAR로 PSS ON/OFF 상태 취득	
		출력 125 MW, Load Limit	정상상태 측정	발전부 - 유/무효출력 조정 시험팀 - 측정/기록
			MVAR를 150, 100, 50, 0, -10 으로 조 정하며 각각의 데이터 취득 PSS 시험(AVR 2% STEP 출력) 0 MVAR로 PSS ON/OFF 상태 취득	
출력 50 MW, Load Limit	정상상태 측정	발전부 - 유/무효출력 조정 시험팀 - 측정/기록		
	MVAR를 150, 100, 50, 0, -10 으로 조 정하며 각각의 데이터 취득 PSS 시험(AVR 2% STEP 출력) 0 MVAR로 PSS ON/OFF 상태 취득			
3. 부하차단 시험(1차)	09/14(토) 00:00~00:00	출력 50 MW 터빈 정격속도 발전기 여자상태 (AVR)	MVAR를 -10으로 조정하고 AVR "AC" Mode에서 GCB만 Open	발전부 - 유/무효출력 조정 시험팀 - 측정/기록
4. AVR Step 응동시험	09/14(토) 00:00~00:15	무부하 터빈 정격속도 발전기 여자상태 (AVR)	*AVR 단자전압의 0.98pu에서 1.03pu로 Step 변화 *AVR 단자전압의 1.03pu에서 0.98pu로 Step 변화	전기부 - Step Signal Input 시험팀 - 측정/기록
5. 무부하 포화곡선 시험	09/14(토) 00:15~00:30	무부하 터빈 정격속도 발전기 여자상태 (MVR)	AVR "DC" Mode에서 단자전압 을 변화시켜 데이터 취득	전기부 - 발전기 단자전압조정 시험팀 - 측정/기록
6. 재병입	09/14(토) 00:30~00:40	출력 50 MW 증발		발전부 - 유효출력 증발
7. 부하차단 시험(2차)	09/14(토) 00:40~00:40	출력 50 MW 터빈 정격속도 발전기 여자상태 (MVR)	MVAR를 -10으로 조정하고 AVR "DC" Mode에서 GCB만 Open *GCB 개방시 터어빈 Trip 방지	발전부 - 유/무효출력 조정 시험팀 - 측정/기록
8. 시험종료	09/14(토) 00:40~01:10	Unit Shut-Down	계측기 취외, Cable 취외	전기부, 계측제어부 - 측정관련 단자취외 시험팀 - 측정관련 케이블취외

다. 발전기 제어계 특성시험 관련 자료조사

(1) Generator

- ① 설계 데이터 유 / 무 , (PSS/E 모델)
- ② 측정점 관련 도면 유 / 무
- ③ 출력가능 곡선 유 / 무
- ④ 무부하포화곡선 유 / 무
- ⑤ 발전기 형식 냉각방식 (고정자: , 회전자:), 주파수 (Hz)
- ⑥ 발전기 정격 용량 (MVA), 역률 (pf)
 단자전압 (VAC), 단자전류 (A)
 Speed/Pole (rpm / pole)
 Teeth/Pulse (EA / Pulse)
 Qmax = 최대 pu , Qmin = 최소 pu
 Vmax = 최대 pu(kV), Vmin = 최소 pu(kV)
- ⑦ PT/CT Ratio PT Ratio (/ VAC), CT Ratio (/ A)
- ⑧ 제작사/공급사 제작사 (), 공급사 ()
- ⑨ 기 타

(2) Excitation System

- ① 설계 데이터 유 / 무 , (PSS/E 모델)
- ② 측정점 관련 도면 유 / 무
- ③ AVR Step Input 단자 유 / 무
 - ※ ③이 없는 경우
 - 보조신호기 적용 가능성(외부 입력신호가 가능한 입력단자를 도면 확인) 방법 직류전압을 직접 인가(별도 제작된 Step 신호 발생장치 이용)
 - 운전모드 전환 가능성 (AVR Mode <----> MVR Mode)
 AVR Mode로 최종 목표전압(6.8kV, 정격 6.6kV)을 설정하고 MVR Mode로 전환하여 초기전압(6.4kV)를 설정한 이후에, AVR Mode로 강제 전환하면 발전기 단자전압이 급상승한다.(6.4kV ---> 6.8kV)
- ④ 무부하포화곡선(해당 Type인 경우) 유 / 무
- ⑤ 여자시스템 형식: DC Type AC Type Static Type
 - DC Excitation System
 - Separately Excited Exciter
 - Shunt Excited Exciter)
 - AC Excitation System
 - Stationary Rectifier System*
 - Rotating Rectifier System**
 - Static Excitation System
 - Potential-source controlled-rectifier system*
 - Compound-source rectifier system**
 - Compound-controlled rectifier excitation system***
- ⑥ 여자시스템 정격: 용량 (KVA),

- ② 변압기 형식 ()
- ③ 변압기 정격: 용 량(/ MVA), 전 압(/ kV), 임피던스(%)
- ④ 변압기 TAP No. Primary Secondary Tertiary
- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- ⑤ 제작사/공급사: 제작사: (), 공급사: ()

5. 부하모델 구축

구축하고자 하는 부하 데이터베이스는 두 가지로 구분된다. 하나는 각 시점별 모선별 부하량(MW) 데이터로서 이는 설비 데이터가 아니라 해석 케이스 데이터의 의미가 더 많다. 즉, 특정시점 부하량(MW)은 상시적으로 변하는 값이므로 계통 DB에서 대상으로 하는 설비 데이터와는 다른 성격이다. 두 번째는 각 모선별 부하모델에 해당하는 부하계수 값으로서 본 부하 DB에 입력되는 내용이다. 부하 DB에 입력되는 모선별 부하 계수는 아래와 같이 동태 및 정태 부하모델을 대상으로 하여 작성하였다. 즉 한전 부하모선별 부하 구성비 자료를 입력하도록 하였으며, DSM 실측결과를 활용하여 관련 부하모델의 계수 값을 추출, 부하 DB를 구축하였다. 부하 DB에서 적용한 부하모델을 나타내면 다음과 같 으며, 각각의 모선별로 부하모델 계수 값을 입력하였다.

가. 정태 부하 모델

- ① 정상상태 데이터 : 부하수준을 주거용, 상업용, 산업용, 종합부하를 특정 요일에 대하여 시간대별로 취득된 데이터를 활용하여 최소의 오차를 갖도록 각 모델링 계수 추출
- ② 정태 부하 모델링 : 취득된 정상상태 데이터를 이용하고 정상상태 데이터에서 얻을 수 없는 전압과 주파수의 영역(약 0.95 pu ~ 1.05 pu)에 대한 데이터는 취득된 동태 데이터를 활용하여 모델링(주파수 변동 범위는 적음)

○ ZIP 부하모델

$$P = P_0 [k_{p0} + k_{p1}(\frac{V}{V_0}) + k_{p2}(\frac{V}{V_0})^2]$$

$$Q = Q_0 [k_{q0} + k_{q1}(\frac{V}{V_0}) + k_{q2}(\frac{V}{V_0})^2]$$

○ 주파수의존성 2차 다항식 부하모델

$$P = P_0 [k_{p0} + k_{p1}(\frac{V}{V_0}) + k_{p2}(\frac{V}{V_0})^2](1 + k_{p3}\Delta f)$$

$$Q = Q_0 [k_{q0} + k_{q1}(\frac{V}{V_0}) + k_{q2}(\frac{V}{V_0})^2](1 + k_{q3}\Delta f)$$

○ 지수함수형 전압-주파수 의존성 부하모델

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_{pv}} (1 + K_{pf} \Delta f)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_{qv}} (1 + K_{qf} \Delta f)$$

나. 동태 부하 모델

- ① 전압 변동에 따른 부하단 데이터 취득(rate trigger mode)을 하여 PSS/E를 이용하여 모델링
- ② 실측결과는 유도 전동기 모델로 simulation하여 모델링 계수 추출
 - 용량 및 부하, 종류가 다른 여러 유도전동기가 혼재된 시스템을 하나의 등가 유도 전동기로 축약하여 출력특성을 모델링
 - 유도전동기 파라미터 : $R_a, L_a, L_m, R_1, R_2, L_1, L_2, H, S$ 등

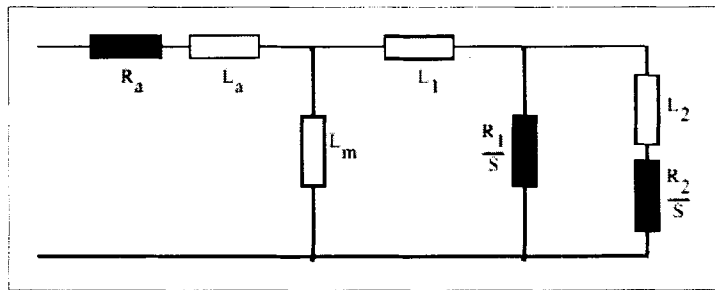


그림 1.39 유도전동기 모델

- ③ 현장 데이터가 완료되는 시점까지 limit trigger 데이터를 모니터링 하여 동태 부하모델 계수를 구하고 이를 모션별로 갱신함.

다. 모션별 부하 계수 작성

- ① 부하 구성비 자료를 작성 완료(2010년 계통에 적용)
- ② 부하 모델링 절차에서 추출된 계수를 각 모션의 부하 구성비를 적용하여 모션별로 부하 계수를 작성
- ③ Simulation
 - 모의방법 : 실측결과를 이용한 최소자승법(가중최소자승법)
 - 모의프로그램 : PSS/E(IPLAN포함), MATLAB
 - 부하 구성비 : 최신의 구성비 활용

제 2 절 네트워크/부하 축약기술 및 축약 S/W 개발

1. RTDS 제약조건 검토

가. 프로세서 제약

실시간 시뮬레이터인 RTDS는 총 26랙으로 구성되어 있으며 각각의 랙은 13개의 3PC 카드가 설치되어 있고 각 3PC 카드는 3개의 프로세서를 포함하고 있다. 따라서, 실시간 시뮬레이터에서 계통해석에 사용할 수 있는 프로세서는 총 1014개이다. 각 프로세서들은 계통내의 계통 설비모델을 할당받아 연산을 수행하며 발전기 모델은 1개의 프로세서를 사용하며 각 제어기 모델에도 1개의 프로세서가 할당이 된다. 네트워크 솔루션 모델은 7개의 모선(21개의 노드) 사이의 연산을 담당하며 여기에는 6개의 프로세서가 할당되며 그 외 선로모델, 변압기 모델에도 각 1개씩의 프로세서를 사용하게 된다. 그러므로 실시간 시뮬레이터를 활용하여 모의하고자 하는 계통은 이러한 프로세서들로 구현 가능한 규모의 계통이어야 한다. 만약 실시간 시뮬레이터 전체 프로세서를 초과하는 규모의 계통을 모의하고자 하는 경우에는 이와같은 H/W 제약조건을 초과하지 않도록 축약 계통을 구성해야 한다.

나. IRC(InterRack Communication) 제약

각 Subsystem에 연결된 송전선로의 경우 해당 선로의 Travelling Time이 전체 계통의 실행 Time Step보다 길어야 한다. 만약 짧은 경우에는 부적절한 정보가 IRC를 통해 전달되어 에러가 발생하게 된다. 계통의 모선이나 선로를 축약하는 과정에서 일반적인 정적 축약 기법인 가우스 소거법이 적용되며 이러한 결과로 R, X 성분만의 등가선로가 발생하게 된다. 이러한 RX 등가선로에서는 Travelling Time이 영이되기 때문에 Subsystem간의 선로로 사용이 될 수 없다. 또한 계통내에 단거리 선로(Time Step보다 작은 Travelling Time을 갖는 선로)도 각 Subsystem간 선로로 사용될 수 없다. 따라서 개발되는 축약 프로그램에서는 이러한 등가선로에 대하여 그 동특성을 보존하면서 L,C 보상을 적용하여 Time Step 보다 작은 Travelling Time을 갖는 단거리 선로의 경우 사용자의 선택에 따라 장거리 선로로 보상하도록 구성하였다.

다. 비물리적인 계통소자 모델 제약

일반적인 실효치 시뮬레이션 프로그램에서는 비물리적인 계통소자 모델(유효전력을 공급하는 부하, 음의 저항성분을 갖는 선로, 음의 리액턴스 성분을 갖는 변압기)의 경우 연산을 수행하지만 순시치 시뮬레이터인 RTDS에서는 이러한 비물리적인 요소들을 모의할 수 없다. 그러므로 축약 프로그램에서 이러한 요소들이 포함되지 않도록 축약 계통을 구성한다.

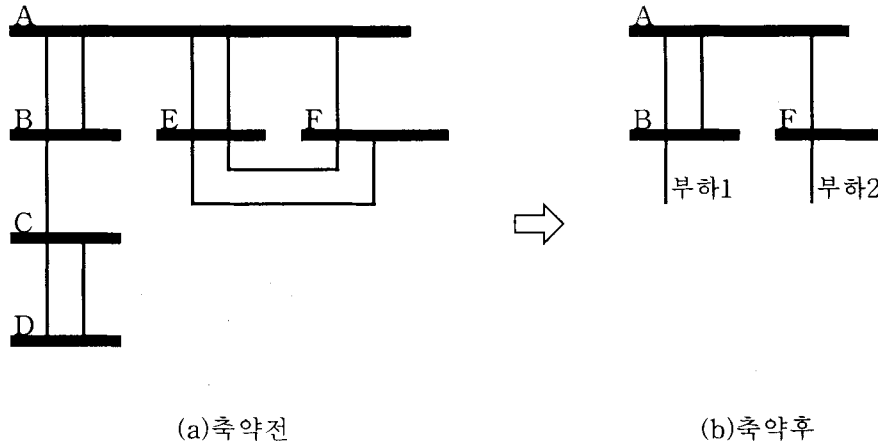
2. 정적축약 알고리즘 개발

가. 기본 계통축약 구성

기본 계통축약이란 원계통에서 계통특성에 영향이 매우 작은 요소들을 제거하여 구성된 계통을 의미한다. 기본 축약 계통을 구성하는 과정은 Radial계통의 모선을 먼저 제거하게 되며 다음에 계통의 동특성에 전혀 영향을 미치지 않는 주요한 345kV 모선을 제외

하고 Loop계통의 모선 및 선로를 등가적인 부하로 대체하여 축약하는 모듈이다.

그림 2.1의 (a)에서와 같이 모선 B,C,D는 모선 A에서 Radial 계통의 모선으로 계통의 동특성에 거의 영향을 미치지 않으므로 등가 부하로 처리할 수가 있다. 또한 E,F의 경우 이들 모선 및 이들의 선로들은 A모선 밖의 나머지 계통에 대하여 아무런 동특성의 영향을 미치지 못하므로 이들을 모두 제거하고 등가부하로 처리할 수 있다. 이와같은 과정을 거치면 그림 2.1의 (b)와 같이 구성되며 원래의 계통특성과 거의 일치하는 특성을 보이는 기본 축약계통을 구성하게 된다.



(a)축약전 (b)축약후

그림 2.1 Radial/Loop계통의 모선 구성예

나. 추가 계통축약 구성

실시간 시뮬레이터를 이용하여 모의하고자 하는 계통의 규모가 커서 추가적인 축약이 필요한 경우 기본 축약계통에서 보다 강도가 높은 모선 및 선로의 제거가 이루어진다. 이러한 경우 계통의 기간이 되는 345kV 모선 및 선로들은 대부분 유지하고 계통의 비교적 영향이 작은 154kV 모선 및 선로를 중심으로 추가적인 축약을 시행하여 축약계통을 구성하도록 연구가 진행중이다.

다. 등가부하 및 Shunt 통합

많은 모선들이 제거되고 축약되는 과정에서 그 모선에 연결되어 있는 부하들은 유지되는 모선에 연결되고 또한 새로운 등가 부하가 생성된다. 이러한 과정에서 축약계통에 존재하는 모선에는 수개의 부하 및 Shunt가 연결되므로 이러한 부하나 Shunt를 통합하여 추후 RTDS로 모의시 유용하게 사용될 수 있도록 한다. 또한 축약과정에서 발생하는 음의 저항성분의 부하나 Shunt 역시 그림 2.2과 같이 인근 모선의 부하나 Shunt에 통합되도록 한다.

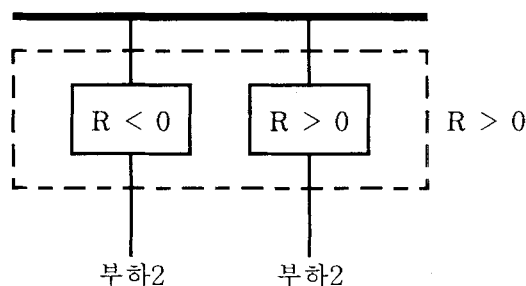


그림 2.2 등가부하 및 Shunt 통합

라. 일부 발전기 부하로 축약

관심지역에서 지역적으로 원거리에 위치한 발전기 또는 수력발전과 같이 출력이 작은 발전기에 대해서는 계통의 전체 동특성에 큰 영향을 미치지 않으므로 이들을 부하로 대체하여 계통을 보다 간략하게 구성할 수 있다. 사용자는 이들 발전기의 출력을 한정하여 발전기를 부하로 축약할 수 있다.

3. 개발된 정적 축약 프로그램

가. 정적 축약을 위한 파라미터 입력 모듈

이 모듈은 PSS/E를 이용하여 정적 축약을 진행할 때 필요한 파라미터들을 입력하는 모듈이다. 우선 관심 지역 모션 번호 입력 부분에는 축약에서 제외되는 모션 번호를 입력하면 된다. 여기에 입력된 모션들은 축약 대상에서 제외됨으로써 축약 후에도 남아 있게 된다. 이후에 모션 및 선로 축약 부분에서 사용자는 최대 축약 및 선택적 축약이라는 두 가지의 옵션을 입력한다. 최대 축약 옵션을 축약이 가능한 모든 모션 및 선로들을 제거하는 것이며 선택적 축약 옵션을 선택하면 사용자가 입력한 TRAVELLING TIME 이하의 154kV의 단거리 선로 및 모션들을 우선적으로 축약의 대상으로 선정하여 제거하게 된다. 선로 및 부하 변경 관련 옵션 입력 부분에서는 선로 변경 옵션이 선택되면 사용자가 지정한 범위내의 TRAVELLING TIME을 갖는 단거리 선로들을 장거리 선로로 바꾸어 줌으로써 나중에 RTDS에서의 액분할을 용이하게 한다. 또한 부하 변경 옵션이 선택되면 등가 부하 및 Shunt 데이터들을 통합하여 정적축약을 수행한다.

파라미터 입력 창

PSS/E를 이용하여 정적 축약을 하기 위한 옵션을 입력합니다

관심 지역 모션 번호 입력

관심 지역으로 설정된 모션들은 축약시 제거되지 않습니다

6450 7150

모션 및 선로 축약

최대로 축약합니다

선택적으로 축약합니다

- 154 kV 선로 중 TRAVELLING TIME이 40 us 이내인 단거리 선로들을 우선적으로 축약 합니다

선로 및 부하 변경 관련 옵션 입력

단거리 선로를 장거리 선로로 변경합니다

- RTDS 액분할을 수월하게 하기위해서 TRAVELLING TIME이 10 us 이상이며 70 us 미하인 단거리 선로들을 71 us의 TRAVELLING TIME을 갖는 장거리 선로로 변경합니다

등가 부하 및 SHUNT 데이터들을 하나로 합칩니다

확인

그림 2.3 정적 축약을 위한 파라미터의 입력

(1) 방사형태 및 루프형태의 모션 및 선로 제거 모듈

이 모듈에서는 계통의 동특성에 전혀 영향을 미치지 않는 주요한 345kV 모션을 제외하

고 방사 형태 및 루프 형태의 모선 및 선로를 등가적인 부하로 대체하여 축약하는 모듈이다. 여기서 루프 형태의 모선이란 주로 계통 운용 차원에서 빈번하게 행해지는 모선 분리에 의해 생겨나는 구성으로써 그림 2.4와 같은 형태로 구성되어 있는 네트워크를 말한다.

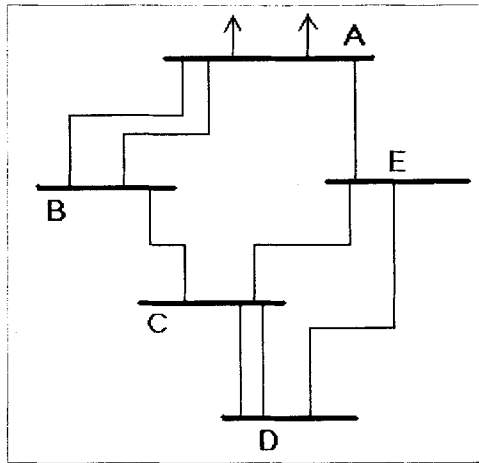


그림 2.4 루프 모선의 예

그림 2.4에서와 같이 모선 B, C, D, E가 부하모선이라면 이 4개의 모선 및 이들의 선로들은 A모선 밖의 나머지 계통에 대하여 아무런 동특성의 영향을 미치지 못하므로 이들을 모두 제거하고 등가 부하로 처리할 수 있다. 그림 2.5에는 방사 형태 및 루프 형태의 모선 및 선로 제거 모듈을 한전의 대규모 계통에 대하여 시행한 결과를 보이고 있다.

그림 2.5에서 알 수 있듯이 계통내에 모두 8개의 루프가 있으며 이를 제거하는 과정에서 29개의 모선이 축약되었다. 마지막 계통 SUMMARY에 보면 690개의 모선을 가진 계통이 방사 형태의 모선을 제거한 후 517개의 모선 규모의 계통을 축약되고 루프 형태의 모선들을 제거함으로써 488개의 모선으로 이루어진 축약 계통이 구성됨을 알 수 있다. 이러한 과정에서 총 202개의 부하모선이 제거되었음을 확인할 수 있다.

SELF LOOP SET 1

< 1520 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(1)
 < 1525 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(2)
 < 1445 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(3)
 < 1630 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(4)

SELF LOOP SET 2

< 2420 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(5)
 < 2430 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(6)
 < 2440 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(7)

SELF LOOP SET 3

< 2520 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(8)
 < 1770 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(9)
 < 1965 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(10)

SELF LOOP SET 4

< 2730 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(11)
 < 2740 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(12)
 < 2840 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(13)
 < 2825 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(14)
 < 2780 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(15)

SELF LOOP SET 5
 < 3620 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(16)
 < 3630 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(17)
 < 3670 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(18)

SELF LOOP SET 6
 < 6215 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(19)
 < 6240 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(20)

SELF LOOP SET 7
 < 8530 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(21)
 < 8540 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(22)
 < 8525 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(23)
 < 8545 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(24)

SELF LOOP SET 8
 < 9720 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(25)
 < 9740 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(26)
 < 9775 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(27)
 < 9760 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(28)
 < 9795 > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(29)

TOTAL NUMBER OF SELF-LOOP FOUND: 8
 TOTAL NUMBER OF SELF-LOOP SET: 29

```

+=====+
TOTAL # OF BUSES IN ORIGINAL SYSTEM: 690
TOTAL # OF BUSES AFTER ELIMINATING RADIAL BUSES: 517
TOTAL # OF BUSES AFTER ELIMINATING SELF-LOOP BUSES: 488
TOTAL # OF BUSES IN BASIC REDUCED SYSTEM: 488
+=====+
TOTAL # OF ELIMINATED LOAD BUSES: 202
+=====+
  
```

그림 2.5 방사 형태 및 루프 형태의 모선 및 선로 제거 모듈 시행 결과

(2) 모선 및 선로 제거 모듈

(가) 최대한 제거하는 옵션

사용자가 이 옵션을 선택하면 계통의 기간이 되는 345 kV 모선 및 선로들은 대부분 유지를 하도록 하고 비교적 영향을 덜 미치는 모든 154kV 모선 및 선로들에 대하여 강도가 높은 축약을 시행한다. 이를 통해 가능한 모든 모선 및 선로를 제거하여 최소 규모의 축약 계통을 얻을 수 있다.

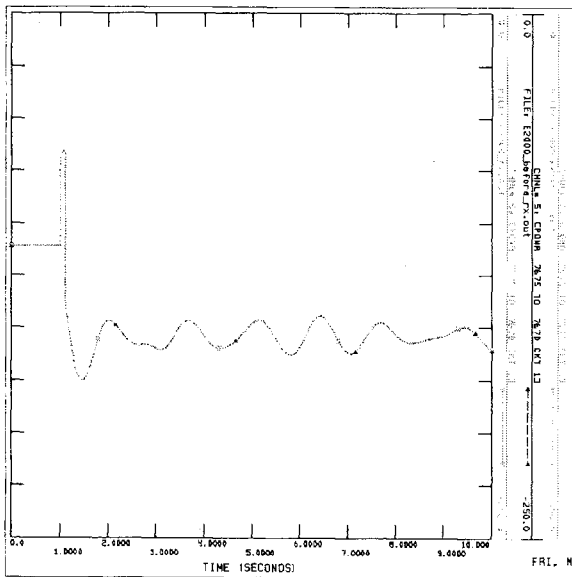
(나) 선택적으로 제거하는 옵션

이 옵션이 선택되면 사용자가 입력한 수치 이하의 전송 시간을 갖는 단거리 선로들을 우선적으로 축약한다. 단거리 선로들을 우선적으로 축약하는 이유는 이후에 RTDS로의 변환시 락분할을 보다 수월하게 하기 위함이며 단거리 선로의 기준이 되는 전송 시간 파라미터값은 축약 계통의 규모를 결정짓는 역할을 한다.

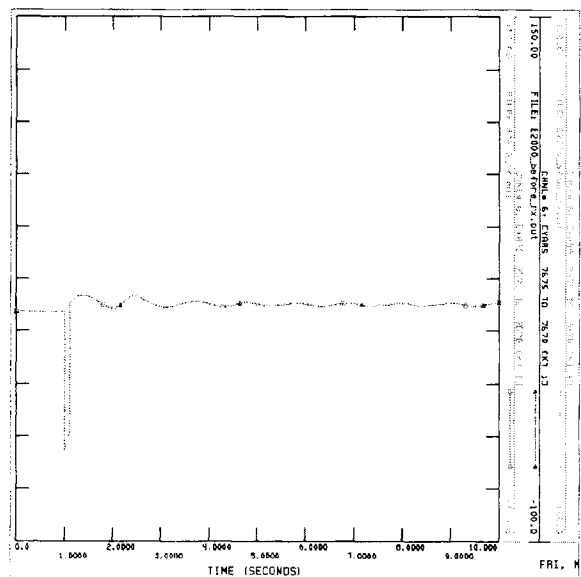
(다) RX 등가선로의 PI 선로로 변경 및 보상모듈

이 모듈에서는 앞서 행해진 축약 모듈들에 의하여 생성된 RX 등가 선로들을 PI 선로로 변경하고 변경된 만큼의 수치를 보상하는 모듈이다. RX 등가 선로들을 PI 선로로 변경하는 이유는 이러한 선로들은 축약 과정에서 생긴 물리적으로 존재하는 선로가 아니어서

이를 RTDS에서의 표현하려면 저항과 인덕터를 사용하게 되는데 이런 경우 RTDS에서 락 분할이 불가능해지기 때문이다. 먼저 RX 등가 선로를 찾아 적절한 B값을 추가하여 PI 선로로 변경한 후 추가된 값에 반대되는 크기의 부하를 연결함으로써 변경된 수치에 대하여 보상을 실시한다. 축약 계통에 대하여 RX 등가 선로를 PI 선로로 변경하기 전과 변경 후의 계통들의 응답 특성을 살펴보았다. 3상 단락사고가 발생하여 0.1초간 지속되다가 사고가 제거되는 시나리오에 따라 원 계통 및 보상 전후 축약 계통들의 선로들에 흐르는 조류를 비교하였다. 대상이 된 선로들은 변경된 선로에 연결되어 있는 선로들로 10개의 선로를 선택하여 각 선로에 흐르는 유효전력과 무효전력의 흐름을 비교하였고 그 응답 특성이 일치함을 확인하였다. 이중 2개 선로에 대한 결과를 그림 2.6-2.7에 나타내었다.

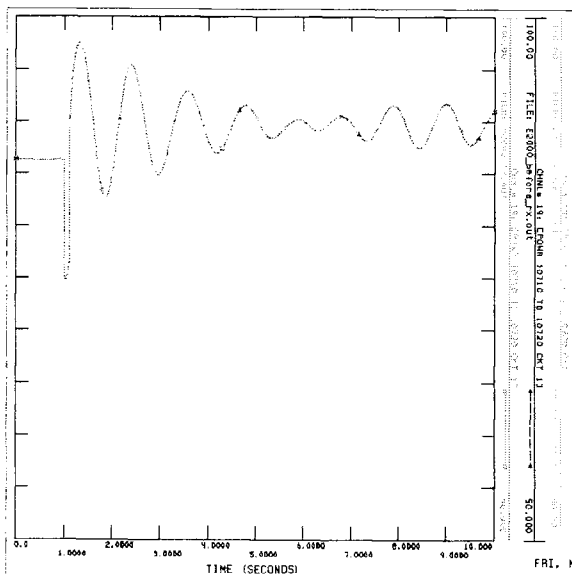


(a) 유효전력

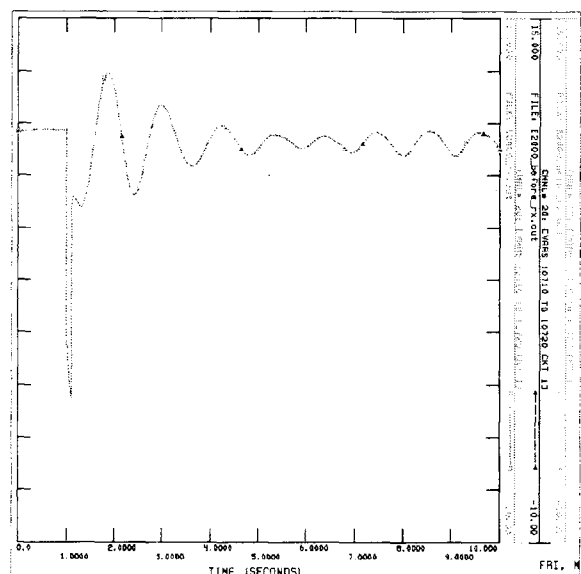


(b) 무효전력

그림 2.6 RX 등가 선로 보상 전후 선로 1에 흐르는 전력 조류 비교



(a) 유효전력

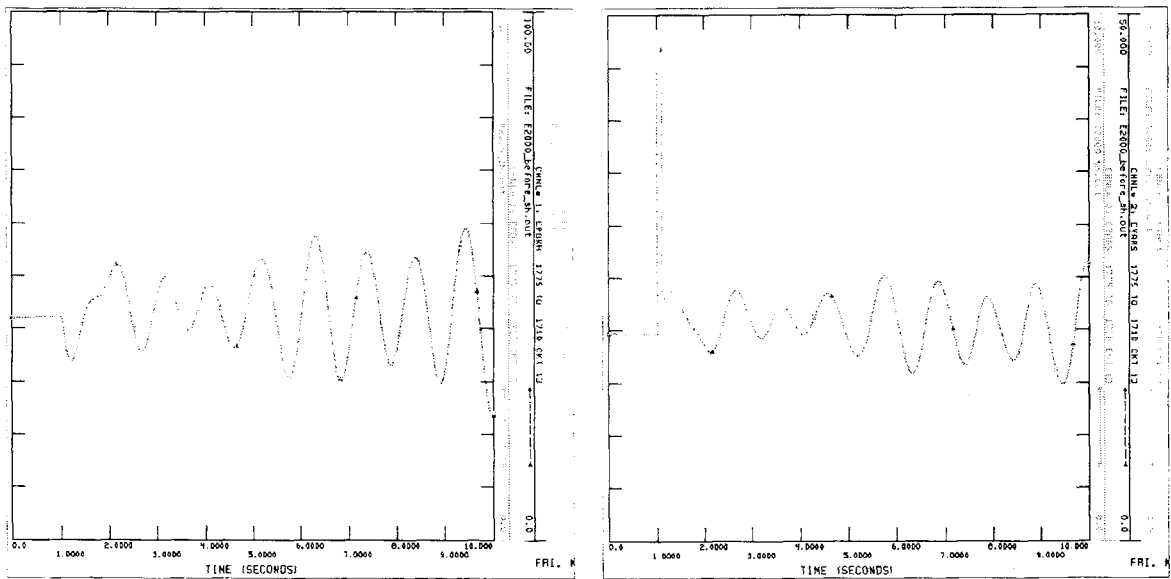


(b) 무효전력

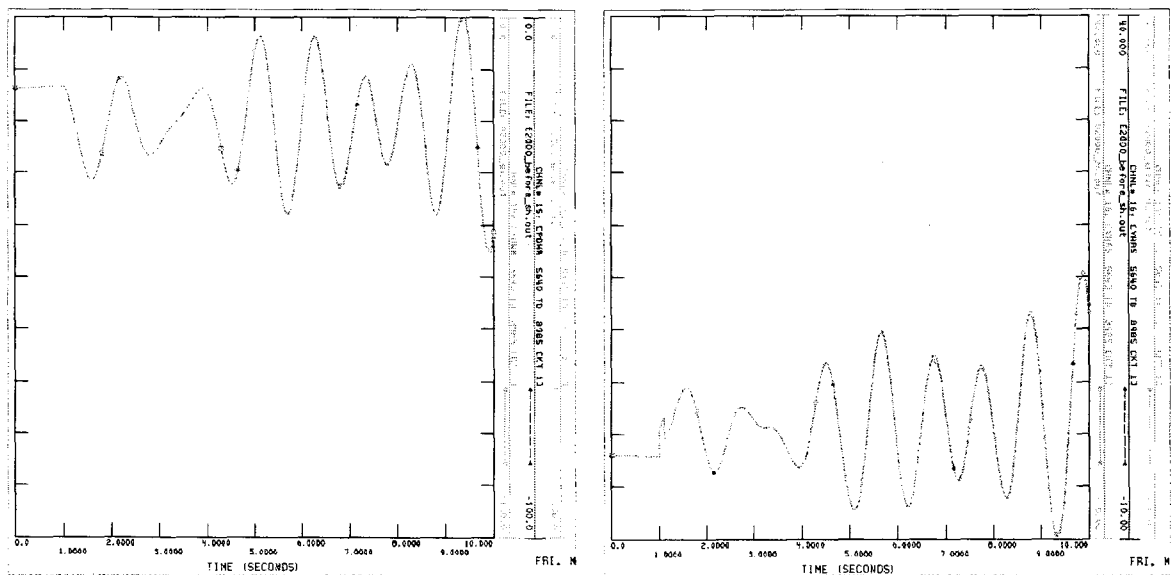
그림 2.7 RX 등가 선로 보상 전후 선로 2에 흐르는 전력 조류 비교

(라) 단거리 선로의 장거리 선로로 변경 및 보상 모듈

이 모듈에서는 단거리 선로를 장거리 선로로 변경하고 변경된 만큼의 수치를 보상하는 모듈이다. 단거리 선로를 장거리 선로로 변경하는 이유는 RTDS에서 액분할을 보다 수월하게 하기 위함이다. 수행 과정은 먼저 사용자가 입력한 최소, 최대 전송시간 사이에 있는 단거리 선로를 찾아 적절한 B값을 추가하여 사용자가 입력한 목표 전송시간을 갖는 장거리 선로로 변경한 후 추가된 값에 반대되는 크기의 부하를 연결함으로써 변경된 수치에 대하여 보상을 실시한다. 축약 계통에 대하여 단거리 선로를 장거리 선로로 변경하기 전과 변경후의 계통들의 응답 특성을 살펴보았다. 3상 단락사고가 0.1초간 지속되다가 사고가 제거되는 시나리오에 따라 원계통 및 변경 전후 축약 계통들의 선로들에 흐르는 조류를 비교하였다. 대상이 된 선로들은 변경된 선로에 연결되어 있는 선로들로 10개의 선로를 선택하여 각 선로에 흐르는 유효전력과 무효전력의 흐름을 비교하였고 응답 특성이 일치함을 확인하였다. 이중 2개 선로에 대한 결과를 그림 2.8-2.9에 나타내었다.

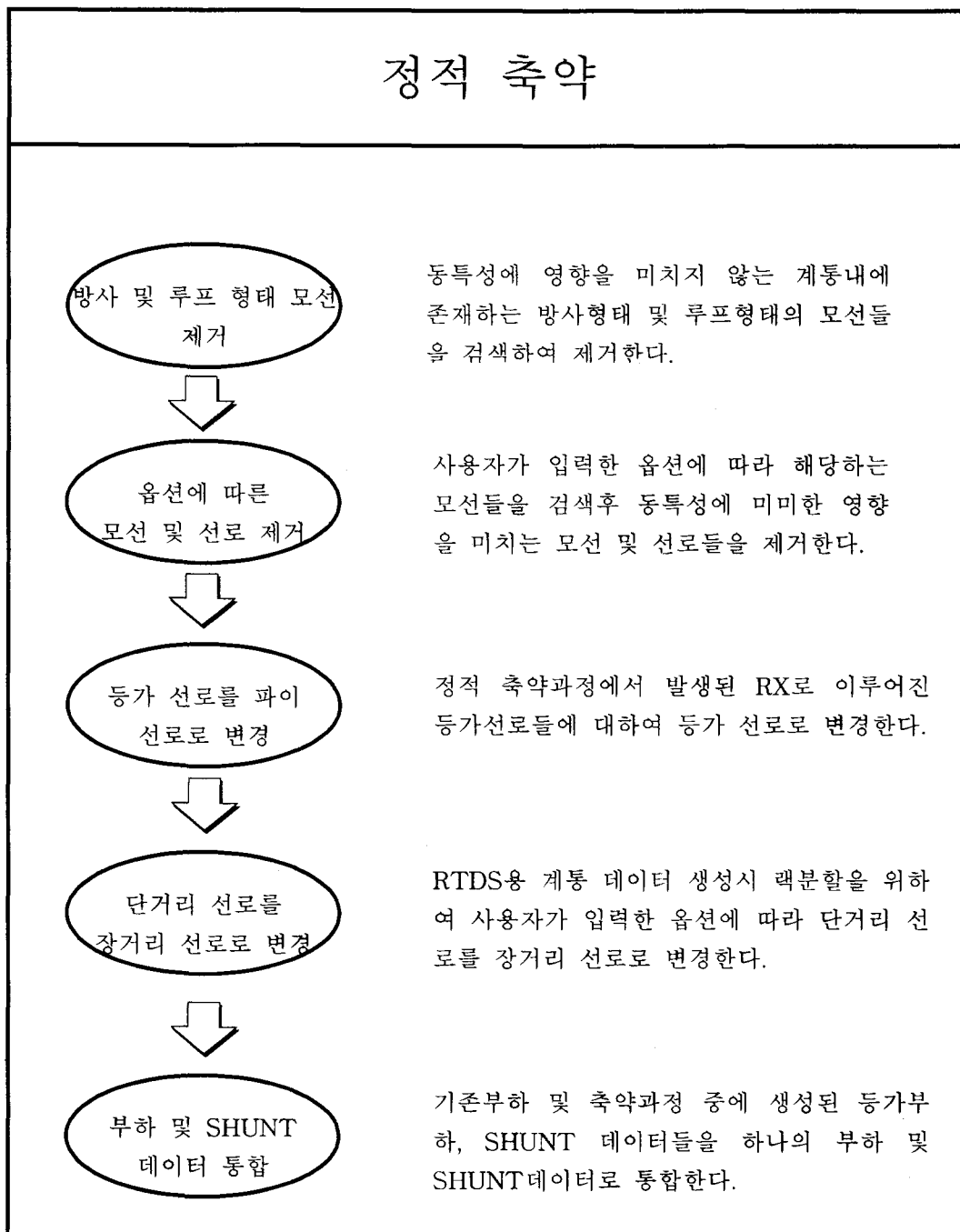


(a) 유효전력 (b) 무효전력
 그림 2.8 단거리 선로 보상 전후 선로 1에 흐르는 전력 조류 비교



(a) 유효전력 (b) 무효전력
 그림 2.9 단거리 선로 보상 전후 선로 2에 흐르는 전력 조류 비교

나. 정적 축약 절차



다. 정적 축약 프로그램 소스 코드

축약 프로그램은 PC 기반의 응용 프로그램으로써 다음과 같은 환경하에서 개발되었다.

개발 운영 체제 : 마이크로 소프트 윈도우즈 98/Me 또는 NT/2000

개발 언어 : 마이크로 소프트 비주얼 C++ 버전6.0 & IPLAN 언어

필요 라이브러리 : IMSL CNL 라이브러리 & PC용 PSS/E

축약 프로그램은 동적 및 정적 축약 프로그램으로 구성되어 있으며, 이중 동적 축약 프로그램은 마이크로 소프트 비주얼 C++ 버전6.0을 이용하여 개발이 되었으며, 복소행렬 연산 및 수치해석 기능을 지원하는 IMSL 라이브러리 사용하였다. 정적 축약 프로그램

은 계통의 정적인 소자들을 축약하는 프로그램으로써 PSS/E에서 제공하는 IPLAN 언어를 이용하여 개발되었다. 기술된 축약 프로그램은 정적 축약 알고리즘과 정적 전력계통 모델에 관한 소스 코드로 PSS/E의 IPLAN 및 비주얼 C++ 버전6.0 으로 작성되었으며, 지면 관계상 간략한 소스코드만을 기술하였다.

```
PROGRAM MakeEquivalentSystem
```

```
/* MakeEquivalentSystem
```

```
* This program makes static equivalent system for RTDS.
```

```
INTEGER IBUS, JBUS, STARTBUS, SECONDBUS, LOOPNUM, LOOPCOUNT
INTEGER SELFLOOPSET(1000),SELFLOOPNUM, SECONDBUSNUM
INTEGER SECONDBUSSET(20), RETAINSET(200), BOUNDSET(100)
INTEGER RETAINSETPREV(200), BOUNDSETPREV(100), RETAINNUM, BOUNDNUM
INTEGER RETAINNUMPREV, BOUNDNUMPREV, IERR, IER, HJK1,HJK2
INTEGER SELECTOR,NB0,NB1,NB2,NB3, NB5, ITERATION, JBUSTYPE, TRJBUS
INTEGER RESIDUE, REST, SHORTBUSSET(1000), SHORTBUSNUM, MAXEQUIV, MEDEQUIV
INTEGER SHORT2LONG, LOADNSHUNT,NSTUDYBUSES, STUDYBUSES(100)
REAL JBUSVLEVEL, STARTBUSVLEVEL, SECONDBUSVLEVEL, R,X,B,TRAVELLINGTIME
REAL NEWB, RATIO, THRESHOLD, P, Q, BUSLEVEL, STARTBUSVPU, NEWCHARG , NEWLOAD
REAL CHARG, GI, BI, MINTIME, MAXTIME, SETTIME, STUDYBUSESLEVEL(100)
REAL MVAP,MVAQ,ILP,ILQ,YLP,YLQ,YSP,YSQ, RESTYSP, RESTP,XX
STRING LOADFILE, SAVEFILE, ICKT, DUMMY, BUSES, ID,IICKT
LOGICAL ISSAME, CONTINUEFLAG, INCLUDED, FLAGSECOND, SIBA
```

```
/* PARSING THE ARGUMENTS */
```

```
ARGUMENT 0, LOADFILE
ARGUMENT 0, SAVEFILE
ARGUMENT 0, MAXEQUIV
ARGUMENT 0, MEDEQUIV
ARGUMENT 0, SHORT2LONG
ARGUMENT 0, LOADNSHUNT
ARGUMENT 0, THRESHOLD
ARGUMENT 0, MINTIME
ARGUMENT 0, MAXTIME
ARGUMENT 0, SETTIME
ARGUMENT 0, NSTUDYBUSES
IF(NSTUDYBUSES>100) THEN
    NSTUDYBUSES=100
ENDIF
LOOP HJK1=1,NSTUDYBUSES
    ARGUMENT 0, STUDYBUSES(HJK1)
ENDLOOP
```

```
/* Start with Load Flow Activity Selector */
```

```
CALL SELCTR(SELECTOR)
IF (SELECTOR == 2) THEN
    PUSH 'LOFL'
ENDIF
```

```
/* Initialization */
```

```
IER=SCREEN('CLEAR',' ')
IER=PROMPTC

LOOP HJK1=1,200
    RETAINSET(HJK1) = 0
    RETAINSETPREV(HJK1) = 0
ENDLOOP

LOOP HJK1=1,100
    BOUNDSET(HJK1) = 0
    BOUNDSETPREV(HJK1) = 0
ENDLOOP

RETAINNUM = 0
```

```

BOUNDNUM = 0
RETAINNUMPREV = 0
BOUNDNUMPREV = 0

LOOP HJK1=1,1000
  SELFLOOPSET(HJK1) = 0
ENDLOOP

SELFLOOPNUM=0

ITERATION = 0

LOOP HJK1=1,100
  STUDYBUSESLEVEL(HJK1)=-1.0
ENDLOOP

```

```
/* Load Load Flow File,Determine Start bus and Max. Number of Buses */
```

```

IER = PROMPTC
CONTINUEFLAG=EXISTF(LOADFILE)
IF( NOT CONTINUEFLAG ) THEN
  PRINT ' ERROR - FILE NOT FOUND: ',LOADFILE
  GOTO ENDD
ENDIF

```

```

PUSH 'READ,ALL'
PUSH LOADFILE
PUSH ""
PUSH ""

```

```

PUSH 'FNSL'
PUSH ""
PUSH 'SAVE'
PUSH 'SAVE0.sav'

```

```
/* CLEAR PSS/E REMAINING PROMPTS AND CHECK FOR VALID WORKING CONDITIONS */
```

```

IER = PROMPTC
CALL TOTBUS (NB0)
IF (NB0 == 0) THEN
  PRINT ' ERROR - MUST HAVE A VALID WORKING CASE IN MEMORY WITH'
  PRINT ' IDENTICAL CONFIGURATION OF SYSTEMS TO BE STUDIED'
  GOTO ENDD
ENDIF
CALL CHKTRE (IER)
IF (IER <> 0) THEN
  PRINT ' ERROR - SYSTEM HAS ISLANDS'
  GOTO ENDD
ENDIF
CALL GENCNV (IER)
IF (IER == 0) THEN
  PRINT ' ERROR - GENERATORS CONVERTED'
  GOTO ENDD
ENDIF

```

```
/* Make 1-Radial Equivalent System */
```

```

PUSH 'SOLV'
PUSH 'FNSL'
PUSH ""
PUSH 'RDEQ'
PUSH '1'
PUSH '0'
PUSH '0'
PUSH '0'
PUSH '0'
PUSH '0'
RESIDUE=NSTUDYBUSES/20
REST=NSTUDYBUSES%20

```

```

BUSES=""
LOOP HJK1=1,RESIDUE
  LOOP HJK2=1,20
    BUSES = BUSES + ( ' ' + TOSTR( STUDYBUSES( 20*(HJK1-1)+HJK2) ) )
  ENDLOOP
  PUSH BUSES
  BUSES=""
ENDLOOP

IF(NOT (REST==0)) THEN
  BUSES=""
  LOOP HJK2=1,REST
    BUSES = BUSES + ( ' ' + TOSTR( STUDYBUSES( 20*RESIDUE+HJK2) ) )
  ENDLOOP
  PUSH BUSES
ENDIF
PUSH '0'
PUSH ""
PUSH 'SOLV'
PUSH 'FNSL'
PUSH ""

/* Find Retain Bus Set and Boundary Bus Set of Study System */
PRINT ""
PRINT ""
PRINT '*****'
PRINT ' * FIND LOOPS CONNECTED BY ITSELF *'
PRINT '*****'
PRINT ""

OPEN 'progress.log' ON 1 FOR 'W'

WRITE 1; '*****'
WRITE 1; ' * FIND LOOPS CONNECTED BY ITSELF *'
WRITE 1; '*****'
WRITE 1; ""

REPORT ""
REPORT ""
REPORT '*****'
REPORT ' * FIND LOOPS CONNECTED BY ITSELF *'
REPORT '*****'
REPORT ""

LOOPNUM=0
CONTINUEFLAG = TRUE

CALL TOTBUS (NB1)
CALL INIBUS(0,IERR)

LOOP LOOPCOUNT=1,NB1+1
  CALL NXTBUS(STARTBUS,DUMMY,IERR)

  IF(IERR==1) THEN
    EXITLOOP 1
  ENDIF

  REPORT ""
  REPORT ""
  REPORT '##### 'LOOPCOUNT','-th BUS: STARTING FROM 'STARTBUS,' BUS #####'

  INCLUDED=FALSE

  LOOP HJK2=1,SELFLOOPNUM
    IF (SELFLOOPSET(HJK2) == STARTBUS) THEN
      REPORT ' (STEP1)- BUS 'STARTBUS,' IS ALEADY INCLUDED IN SELF-LOOP SET
    
```

```

        REPORT ' (STEP1)- SELF-LOOP SEARCH ENDED'
        INCLUDED=TRUE
        EXITLOOP 1
    ENDIF
ENDLOOP

IF(INCLUDED) THEN
    NEXTLOOP 1
ENDIF

INCLUDED =FALSE

CALL BUSDAT(STARTBUS,'BASE',STARTBUSVLEVEL,IERR)
IF(IERR<>0) THEN
    REPORT ' (STEP1)-ERROR CODE ',IERR,'IS RETURNED WHEN ',STARTBUS,' BUS DATA IS REQUESTED'
    REPORT ' (STEP1)- SELF-LOOP SEARCH ENDED'
    NEXTLOOP 1
ENDIF

IF( NOT (STARTBUSVLEVEL==154.0) ) THEN
    REPORT ' (STEP1)- BUS ',STARTBUS,' IS NOT 154.0 KV BUS'
    REPORT ' (STEP1)- SELF-LOOP SEARCH ENDED'
    NEXTLOOP 1
ENDIF

IER=PROMPTC

CALL INIBRN(STARTBUS,2,IERR)
IF(IERR<>0) THEN
    REPORT ' (STEP1)- ERROR CODE ',IERR,' IS RETURNED WHEN INIBRN IS CALLED FOR ',STARTBUS
    REPORT ' (STEP1)- SELF-LOOP SEARCH ENDED'
    NEXTLOOP 1
ENDIF

LOOP HJK2=1,20
    SECONDBUSSET(HJK2)=0
ENDLOOP
SECONDBUSNUM=0

LOOP
LOOP2:
    CALL NXTBRN (STARTBUS,SECONDBUS,ICKT,IERR)

    IF (IERR<>0) THEN
        REPORT ' (STEP2)- NO MORE CONNECTED BRANCHES TO ',STARTBUS
        EXITLOOP 1
    ENDIF

    FLAGSECOND=TRUE
    LOOP HJK2=1,SECONDBUSNUM
        IF(SECONDBUSSET(HJK2)==SECONDBUS) THEN
            FLAGSECOND=FALSE
            EXITLOOP 1
        ENDIF
    ENDLOOP

    IF(NOT FLAGSECOND) THEN
        NEXTLOOP 1
    ENDIF

    SECONDBUSNUM=SECONDBUSNUM+1
    REPORT ' (STEP2)- ',SECONDBUSNUM,'-TH SECOND BUS ',SECONDBUS,' IS FOUND'

    INCLUDED =FALSE

    CALL BUSDAT(SECONDBUS,'BASE',SECONDBUSVLEVEL,IERR)
    IF(IERR<>0) THEN
        REPORT ' (STEP2)- ERROR CODE ',IERR,'IS RETURNED WHEN ',SECONDBUS,' BUS DATA IS REQUESTED'
        REPORT ' (STEP2)- GO TO SEARCH NEXT SECOND BUS LOOP'
    ENDIF

```

```

NEXTLOOP 1
ENDIF

IF( SECONDBUSVLEVEL>154.0 ) THEN
  REPORT ' (STEP2)- BUS 'SECONDBUS,' IS MORE THAN 154.0 KV BUS'
  REPORT ' (STEP2)- GO TO SEARCH NEXT SECOND BUS LOOP'
  NEXTLOOP 1
ENDIF

IF( SECONDBUSVLEVEL<154.0 ) THEN
  REPORT ' (STEP2)- BUS 'SECONDBUS,' IS LESS THAN 154.0 KV BUS'
  REPORT ' (STEP2)- GO TO SEARCH NEXT SECOND BUS LOOP'
  NEXTLOOP 1
ENDIF

LOOP HJK2=1,SELFLOOPNUM
  IF (SELFLOOPSET(HJK2) == SECONDBUS) THEN
    REPORT ' (STEP2)- BUS 'SECONDBUS,' IS ALREADY INCLUDED IN SELF-LOOP SET'
    REPORT ' (STEP2)- GO TO SEARCH NEXT SECOND BUS LOOP'
    INCLUDED=TRUE
    EXITLOOP 1
  ENDIF
ENDLOOP

IF(INCLUDED) THEN
  NEXTLOOP 1
ENDIF

INCLUDED = FALSE

REPORT ' (STEP2)- BUS 'SECONDBUS,' IS 154.0 KV BUS AND NOT INCLUDED IN SELF-LOOP SET'
REPORT ' (STEP2)- START TO IDENTIFY WHETHER THIS SECOND BUS ('SECONDBUS,') LOOP IS SELF-LOOP'

LOOP HJK1=1,200
  RETAINSET(HJK1) = 0
  RETAINSETPREV(HJK1) = 0
ENDLOOP
LOOP HJK1=1,100
  BOUNDSET(HJK1) = 0
  BOUNDSETPREV(HJK1) = 0
ENDLOOP
RETAINNUM = 0
BOUNDNUM = 0
RETAINNUMPREV = 0
BOUNDNUMPREV = 0

ITERATION = 0

BOUNDSET(1) = SECONDBUS
BOUNDNUM = 1

CONTINUEFLAG = TRUE

LOOP
  LOOP HJK1=1,RETAINNUM
    RETAINSETPREV(HJK1) = RETAINSET(HJK1)
  ENDLOOP
  LOOP HJK1=1,BOUNDNUM
    BOUNDSETPREV(HJK1) = BOUNDSET(HJK1)
  ENDLOOP

  RETAINNUMPREV=RETAINNUM
  BOUNDNUMPREV=BOUNDNUM
  BOUNDNUM=0

  ITERATION=ITERATION+1
  REPORT ' (STEP3)----- ITERATION: 'ITERATION,' -----'

  LOOP HJK1=1,BOUNDNUMPREV

```

```

IBUS=BOUNDSETPREV(HJK1)
CALL INIBRN(IBUS,2,IERR)
IF(IERR<>0) THEN
  REPORT '(STEP4)- ERROR CODE 'IERR,' IS RETURNED WHEN INIBRN IS CALLED FOR 'IBUS
  NEXTLOOP 1
ENDIF
REPORT '(STEP4)- BOUNDARYBUS,'IBUS

LOOP
  CALL NXTBRN (IBUS,JBUS,ICKT,IERR)

  IF (IERR<>0) THEN
    REPORT '(STEP5)- NO MORE CONNECTED BRANCHES TO 'JBUS
    EXITLOOP 1
  ENDIF

  ISSAME = FALSE
  IF(JBUS==STARTBUS) THEN
    NEXTLOOP 1
  ENDIF

  REPORT '(STEP5)- BRANCH 'IBUS,'-,'JBUS,['ICKT,'] IS FOUND'

  /* Check if there is same bus in SELF-LOOP Set */
  LOOP HJK2=1,SELFLOOPNUM
    IF (SELFLOOPSET(HJK2) == JBUS) THEN
      REPORT '(STEP5)- 'JBUS,' IS ALEADY INCULDED IN SELF-LOOP SET'
      REPORT '(STEP5)- GO TO SEARCH NEXT SECOND BUS LOOP'
      GOTO LOOP2
    ENDIF
  ENDLOOP

  /* Check if there is same bus in Previous Retained Set */
  LOOP HJK2=1,RETAINNUMPREV
    IF (RETAINSETPREV(HJK2) == JBUS) THEN
      ISSAME = TRUE
      REPORT '(STEP5)- 'JBUS,' IS INCULDED IN PREVIOUS RETAINED SET'
      EXITLOOP 1
    ENDIF
  ENDLOOP

  /* Check if there is same bus in Previous Boundary BUS Set */
  LOOP HJK2=1,BOUNDNUMPREV
    IF (BOUNDSETPREV(HJK2) == JBUS) THEN
      ISSAME = TRUE
      REPORT '(STEP5)- 'JBUS,' IS INCULDED IN PREVIOUS BOUNDARY SET'
      EXITLOOP 1
    ENDIF
  ENDLOOP

  /* Check if there is same bus in Current Boundary BUS Set */
  LOOP HJK2=1,BOUNDNUM
    IF (BOUNDSET(HJK2) == JBUS) THEN
      ISSAME = TRUE
      REPORT '(STEP5)- 'JBUS,' IS INCULDED IN CURRENT BOUNDARY SET'
      EXITLOOP 1
    ENDIF
  ENDLOOP

  /* Check if JBUS is already chosen */
  IF (ISSAME) THEN
    REPORT '(STEP5)- 'JBUS,' IS ALREADY CHOSEN: DISCARDED'
    NEXTLOOP 1
  ENDIF

  /* REQUEST VOLTAGE LEVEL AND BUS TYPE OF JBUS */
  CALL BUSDAT(JBUS,'BASE',JBUSVLEVEL,IERR)
  IF(IERR<>0) THEN
    REPORT '(STEP5)-ERROR CODE 'IERR,'IS RETURNED WHEN 'JBUS,' BUS DATA IS REQUESTED

```

```

NEXTLOOP 1
ENDIF
CALL BUSINT(JBUS,'TYPE',JBUSTYPE,IERR)
IF(IERR<>0) THEN
  REPORT ' (STEP5)-ERROR CODE ',IERR,'IS RETURNED WHEN ',JBUS,' BUS DATA IS REQUESTED
NEXTLOOP 1
ENDIF

/* Add JBUS to Appropriate Boundary Bus Set */
IF( JBUSVLEVEL == 154.0 ) THEN
!IF( JBUSVLEVEL < 155.0 ) THEN
  BOUNDNUM = BOUNDNUM + 1
  BOUNDSET(BOUNDNUM) = JBUS
  REPORT ' (STEP5)-FIND BOUNDARY LOAD BUS: ',JBUS
ELSE
  CONTINUEFLAG = FALSE
  IF((JBUSTYPE==2) OR (JBUSTYPE==3) ) THEN
    REPORT ' (STEP5)- BUS ',JBUS,' IS GENERATOR BUS'
  ELSE
    REPORT ' (STEP5)- BUS ',JBUS,' IS MORE THAN 154 KV BUS'
  ENDIF
ENDIF
ENDIF

WHILE(CONTINUEFLAG)

IF( CONTINUEFLAG ) THEN
  REPORT ' (STEP6)- CONTINUE TO SEARCH THE LOOP'
ELSE
  REPORT ' (STEP6)- STOP TO SEARCH THE LOOP'
  EXITLOOP 1
ENDIF
ENDLOOP

HJK1=HJK1-1

IF(HJK1==BOUNDNUMPREV) THEN

/* Construct Retain Bus Set by Combining Bondary Sets */
LOOP HJK2=1, BOUNDNUMPREV
  RETAINSET(RETAINNUMPREV+HJK2) = BOUNDSETPREV(HJK2)
  REPORT ' (STEP7)- ADD TO RETAINED BUS:',BOUNDSETPREV(HJK2)
ENDLOOP

  RETAINNUM = RETAINNUMPREV + BOUNDNUMPREV

ENDIF

REPORT ' (STEP7)- RETAINNUMPREV,RETAINNUMPREV
REPORT ' (STEP7)- BOUNDNUMPREV,BOUNDNUMPREV
REPORT ' (STEP7)- RETAINNUM,RETAINNUM
REPORT ' (STEP7)- BOUNDNUM,BOUNDNUM

IF( (CONTINUEFLAG) AND (BOUNDNUM==0) AND (BOUNDNUMPREV==0)) THEN

  LOOPNUM=LOOPNUM+1
  REPORT ''
  REPORT ' (STEP7)- FIND SELF LOOP SET',LOOPNUM

  PRINT ''
  PRINT ' -- FIND SELF LOOP SET',LOOPNUM

  WRITE 1; ''
  WRITE 1; ' SELF LOOP SET',LOOPNUM

  LOOP HJK1=1,RETAINNUM
    REPORT ' <',RETAINSET(HJK1),' > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(',SELFLOOPNUM+HJK1,')'
    PRINT ' <',RETAINSET(HJK1),' > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(',SELFLOOPNUM+HJK1,')'
    WRITE 1; ' <',RETAINSET(HJK1),' > IS ADDED TO SELF-LOOPSET(',SELFLOOPNUM+HJK1,')'
    SELFLOOPSET(SELFLOOPNUM+HJK1)=RETAINSET(HJK1)

```

```

        ENDFLOOP
        SELFLOOPNUM=SELFLOOPNUM+RETAINNUM

        REPORT ' (STEP7)- SELFLOOPNUM: ',SELFLOOPNUM

        EXITLOOP 1

    ENDF

    IF( NOT (CONTINUEFLAG) ) THEN

        REPORT ' (STEP7)- NOT SELF LOOP SET WITH SECONDBUS: ',SECONDBUS,' BUS
        REPORT ' (STEP7)- SELFLOOPNUM: ',SELFLOOPNUM

        EXITLOOP 1

    ENDF

    WHILE(CONTINUEFLAG)

        REPORT ' (STEP8)- LOOP SEARCH FOR SECOND BUS ',SECONDBUS,' IS ENDED'

        WHILE(TRUE)

            REPORT ' (STEP9)- LOOP SEARCH FOR ',STARTBUS,' IS ENDED'

        ENDFLOOP

        PRINT "
        PRINT ' -- ALL ',NB1,' BUSES ARE CONSIDERED: SEARCHING IS FINISHED'
        PRINT "
        PRINT '#####'
        PRINT '#    SUMMURY    #'
        PRINT '#####'
        PRINT "
        PRINT ' TOTAL NUMBER OF SELF-LOOP FOUND:',LOOPNUM
        PRINT ' TOTAL NUMBER OF SELF-LOOP SET:',SELFLOOPNUM
        WRITE 1; "
        WRITE 1; ' TOTAL NUMBER OF SELF-LOOP FOUND:',LOOPNUM
        WRITE 1; ' TOTAL NUMBER OF SELF-LOOP SET:',SELFLOOPNUM

        REPORT "
        REPORT ' -- ALL ',NB1,' BUSES ARE CONSIDERED: SEARCHING IS FINISHED'
        REPORT "
        REPORT '#####'
        REPORT '#    SUMMURY    #'
        REPORT '#####'
        REPORT "
        REPORT ' TOTAL NUMBER OF SELF-LOOP FOUND:',LOOPNUM
        REPORT ' TOTAL NUMBER OF BUSES IN SELF-LOOP SET:',SELFLOOPNUM

```


제 3 절 최적 서브시스템 분할 기술 개발

1. 단거리 송전선로 처리 기법 개발

가. PI형 및 분포정수 송전선로 모델의 정상상태 비교

PI형 송전선로 모델은 Phasor 형태의 송전선로 양단의 전압, 전류의 관계를 나타내는 모델이기 때문에 먼저 분포정수 송전선로 모델의 정상 상태 해석을 통하여 정상 상태에서의 분포정수 송전선로 모델의 양단 전압, 전류 관계식을 유도하고 PI형 송전선로 모델과 비교한다. 최종적으로 유도한 분포정수 송전선로 모델의 관계식은 다음과 같다.

$$V_S = V_R \cosh \gamma l + I_R Z_c \sinh \gamma l \quad (3.1)$$

$$I_S = I_R \cosh \gamma l + \frac{V_R}{Z_c} \sinh \gamma l \quad (3.2)$$

또한, 수식 (3.1)과 수식 (3.2)을 이용하여 분포정수 송전선로 모델을 PI형 송전선로 형태로 표현하면 다음과 같다.

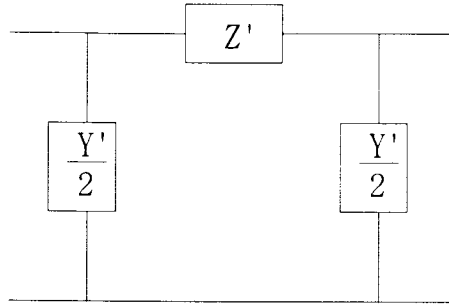


그림 3.1 분포정수 회로의 PI 등가회로

그림 3.1에서 각 임피던스 및 어드미턴스 값은 수식 (3.1)과 수식 (3.2)식에 의해서 다음과 같이 계산된다.

$$Z' = Z_c \sinh \gamma l = \sqrt{\frac{z}{y}} \sinh \gamma l = z l \frac{\sinh \gamma l}{\gamma l}, \quad \frac{Y'}{2} = \frac{y l}{2} \frac{\tanh \gamma l / 2}{\gamma l / 2}$$

다음 그림 3.2는 PI형 송전선로 모델의 등가회로를 나타내며 수전단과 송전단의 전압, 전류 관계를 그림 3.1의 분포정수 송전선로 모델의 정상상태 등가회로와 비교하면 표 3.1과 같다.

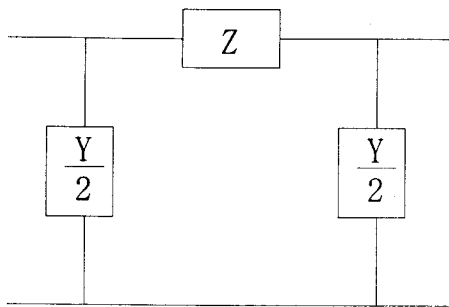


그림 3.2 PI형 송전선로 모델의 등가회로

표 3.1 PI형 선로 모델 상에서의 선로정수 비교

선로정수	PI형 송전선로 모델	분포정수 송전선로 모델
직렬 임피던스	Z	$z l \frac{\sinh \gamma l}{\gamma l}$
병렬 어드미턴스	$\frac{Y}{2}$	$\frac{\gamma l}{2} \frac{\tanh \gamma l / 2}{\gamma l / 2}$

표 3.1에서 PI형 송전선로 모델의 Z 와 $\frac{Y}{2}$ 은 각각 송전선로 전체의 직렬 임피던스와 병렬 어드미턴스를 나타내며 분포정수 송전선로 모델에서는 $z l$ 과 $\frac{\gamma l}{2}$ 가 전체 직렬 임피던스와 병렬 어드미턴스를 나타낸다. 따라서 $Z = z l$ 이며 $\frac{Y}{2} = \frac{\gamma l}{2}$ 이 된다. 따라서, PI형 송전선로 모델과 분포정수 송전선로 모델은 직렬 임피던스와 병렬 어드미턴스에서 각각 $\frac{\sinh \gamma l}{\gamma l}$ 와 $\frac{\tanh \gamma l / 2}{\gamma l / 2}$ 만큼의 팩터만큼 차이가 있다. 그러나 \sinh 함수 및 \tanh 함수의 특성상 γl 이 작을수록 이 차이는 줄어들게 되는데 다음 그림 3.3과 그림 3.4는 γl 에 따른 PI형 송전선로 모델과 분포정수 송전선로 모델의 오차 팩터의 그래프를 나타낸다.

그림 3.3과 그림 3.4에서 알 수 있듯이 γl 이 매우 작은 경우에는 오차 팩터는 1을 갖게 되고 따라서 이 경우에는 PI형 송전선로 모델과 분포정수 송전선로 모델은 동일함을 알 수 있다. 그리고 오차 팩터를 결정하는 γl 은 선로 길이 l 의 함수이기 때문에 선로 길이에 따라서 두 모델의 오차가 결정된다고 할 수 있다. 즉, 선로 길이 l 이 작은 단거리 송전선로의 경우에는 오차 팩터가 1에 가깝게 되며 PI형 송전선로 모델과 분포정수 송전선로 모델은 거의 동일한 결과를 보이고 l 이 큰 장거리 송전선로의 경우에는 상당한 오차가 발생하여 각 송전선로 모델은 서로 다른 결과를 보인다.

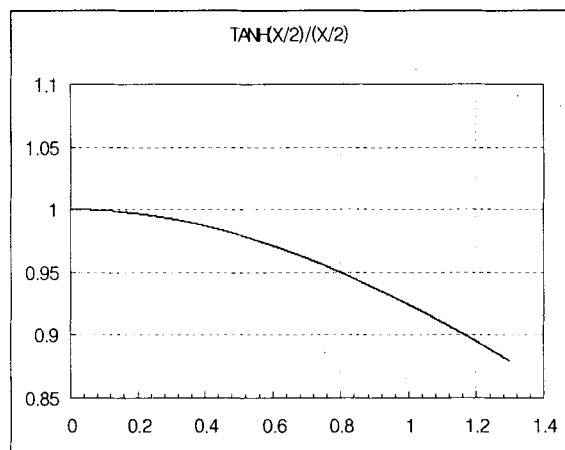
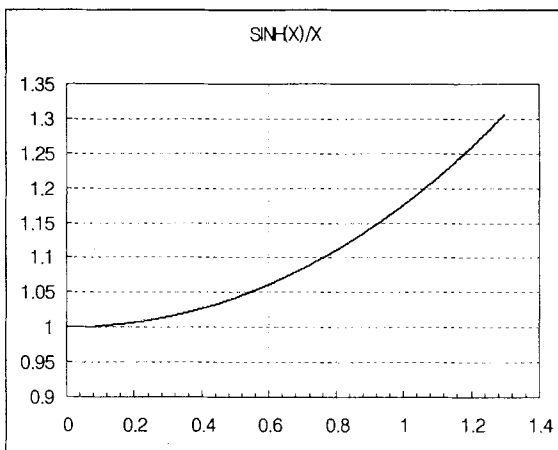


그림 3.3 γl 에 따른 $\frac{\sinh \gamma l}{\gamma l}$ 의 그래프 그림 3.4 γl 에 따른 $\frac{\tanh \gamma l / 2}{\gamma l / 2}$ 의 그래프

나. 단거리 송전선로의 장거리 송전선로 처리 기법

현재 RTDS에서 사용할 수 있는 송전선로 모델 및 각 모델의 사용 제약 조건은 다음 표 3.2와 같다. 모든 송전선로를 분포정수 송전선로 모델로 사용하는 것이 가장 정확한 결과를 얻을 수 있으나 시뮬레이션 이론상 분포정수 송전선로 모델을 사용하기 위해서는

선로의 Travelling Time이 반드시 Δt (타임스텝)보다 커야 한다는 제약이 있다. 따라서 이러한 경우에는 분포정수 송전선로 모델을 사용할 수 없기 때문에 Lumped 송전선로 모델을 사용할 수 밖에 없다. 그러나 RTDS 상에서 시뮬레이션을 하는 경우에는 부득이하게 서브시스템을 분할하기 위하여 다수의 Lumped 송전선로 모델을 분포정수 송전선로 모델로 변경하여야만 하기 때문에 단거리 송전선로를 장거리 송전선로인 분포정수 송전선로 모델로 처리하는 방법이 필요하다.

타임 스텝(일반적으로 50us)이하의 Travelling Time을 가지는 단거리 송전선로 모델을 장거리 송전선로 모델인 분포정수 송전선로 모델로 사용하기 위해서는 강제적으로 송전선로의 Travelling Time을 타임 스텝 이상으로 변경하여야만 한다. 이 이유는 분포정수 송전선로 모델링의 이론적인 제약으로 인해 타임 스텝 이상의 Travelling Time을 가지는 송전선로에만 사용할 수 있기 때문이다. 강제적으로 송전선로의 Travelling Time을 변경하기 위해서는 송전선로의 인덕턴스와 캐패시턴스 또는 선로의 길이를 변경하여야만 하는데 이때 선로의 전체 임피던스 및 어드미턴스는 원래의 값과 달라지기 때문에 정상상태에서의 선로 양단의 전압 및 전류가 원래의 선로와 달라지게 된다. 따라서 이렇게 변경된 임피던스 및 어드미턴스에 대해서는 별도로 선로 양단에 추가적인 임피던스 및 어드미턴스를 삽입함으로써 원래의 선로와 동일한 임피던스 및 어드미턴스를 가지도록 반드시 보상을 해주어야 한다. 그리고 이러한 송전선로 모델 변환의 대상이 되는 송전선로는 기본적으로 타임스텝 이하의 Travelling Time을 갖는 길이가 매우 짧은 단거리 송전선로이며 이러한 송전선로는 앞절의 결과에서 알 수 있듯이 PI형 송전선로 모델과 분포정수 송전선로 모델이 거의 동일하기 때문에 PI형 송전선로 모델을 이용하여 변경된 선로 정수에 대한 보상치를 계산 할 수 있다.

표 3.2 송전선로 모델의 사용 제약 조건

송전선로 형태	RTDS 모델	사용 제약 조건	비고
Distributed 송전선로 (Travelling Wave Type)	1, 2, 3, 4회선 선로 모델	선로의 Travelling Time이 Δt 보다 큰 경우에만 사용	가장 정확한 선로 모델
Lumped 송전선로 (Lumped PI Type)	1, 2회선 선로 모델	모든 경우에 사용 가능	장거리선로에 서는 정확성이 떨어짐
Lumped 송전선로 (Lumped RL Type)	1회선 선로 모델	선로의 어드미턴스를 고려하지 않는 선로에만 사용	직렬 R,L로 선로를 표현

* Travelling Time은 $\sqrt{LC} \times length$ (L: 선로의 인덕턴스, C: 선로의 캐패시턴스)

(1) 선로의 길이를 조정하는 방법

선로의 길이를 조정하는 방법은 선로의 Travelling Time을 증가시키기 위하여 전체적인 선로 길이를 확장함으로써 전체적인 임피던스 및 어드미턴스를 크게 하는 방법으로서 이 경우에는 선로의 인덕턴스 및 어드미턴스 뿐만 아니라 선로의 저항까지 증가하게 된다. 따라서 증가된 선로 저항을 원래의 선로저항과 동일하게 하기 위해서는 병렬로 회선을 증가시켜서 보상을 해야 하는데 이렇게 되면 선로의 임피던스 보상도 해야 할 뿐만 아니라 추가로 선로 모델을 사용해야 한다는 단점이 있다. (참고로 1회선 선로를 길이가 2배인 2회선 선로로 사용하는 경우에는 선로의 병렬 어드미턴스로 인하여 2회선 합성 선로

의 선로정수는 원래의 1회선 선로와 다르게 된다. 따라서 이 경우에도 상이한 어드미턴스를 보상하기 위한 선로 양단의 추가 보상 어드미턴스가 필요하다.) 일반적으로 송전선로 모델(Tlines, PI, R-L)은 RTDS 시뮬레이션시 타임스텝을 증가(T_0 가 증가함). 모델 1개가 추가될 때마다 T_0 는 약 0.025us 증가. 또한 cross-rack 되는 경우에서 송전선로 모델의 증가는 multi-component 개수를 증가시킬 수도 있다. 특히, multi-component는 1개 추가될 때마다 T_0 가 약 0.05us 증가함.)시키므로 단거리 송전선로가 많고 메쉬한 계통에 대하여 이러한 방법의 적용은 어렵다고 볼 수 있다.

(2) 선로의 캐패시턴스를 증가시키는 방법

이 방법은 선로의 Travelling Time을 증가시키기 위하여 단순히 선로의 캐패시턴스만을 증가시키는 방법으로서 증가된 캐패시턴스의 선로는 원래의 선로와 상이한 어드미턴스를 가지게 되지만 증가된 캐패시턴스를 보상하기 위하여 선로의 양단에 병렬로 인덕턴스를 삽입함으로써 전체 캐패시턴스를 동일하게 하는 방법이다. 이 방법은 선로의 길이를 증가시키는 방법에 비해 추가로 선로 모델이 필요하지 않으며 간단하게 선로의 양단에 캐패시터 증가분 만큼의 인덕턴스를 추가함으로써 보상할 수 있다.

다음은 이 방법을 이용하여 선로의 Travelling Time을 2배로 하는 과정을 나타낸다.

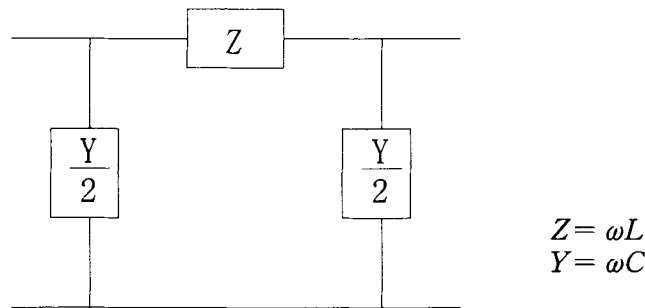


그림 3.5 원래 선로의 PI 회로

그림 3.5의 송전선로의 Travelling Time은 $\sqrt{LC} \times length$ 이며 여기서 Travelling Time을 2배로 하기 위하여 송전선로의 캐패시턴스를 4배로 변경하고 선로 양단에 보상을 위한 병렬 인덕턴스를 추가한 송전선로의 PI 회로는 다음 그림 3.6과 같다.

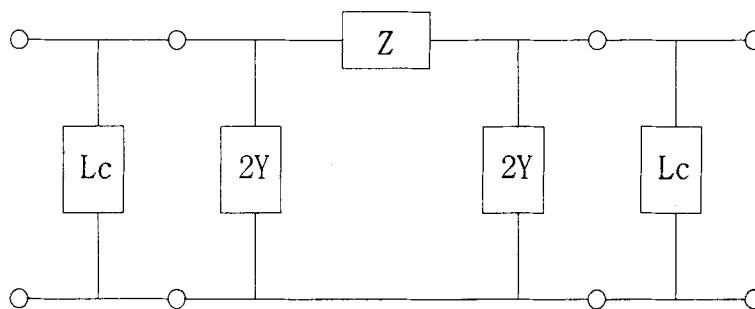


그림 3.6 보상 인덕턴스를 포함한 선로의 PI 회로

그림 3.6에서 보상 인덕턴스의 서셉턴스 보상량 B_c 는 다음 수식 (3.3)과 같으며 이때의 보상 인덕턴스 L_c 는 수식 (3.4)과 같이 계산된다.

$$B_c = 2\omega C - \frac{\omega C}{2} = \frac{3\omega C}{2} \quad (3.3)$$

$$\frac{1}{\omega L_c} = \frac{3\omega C}{2}$$

$$\therefore L_c = \frac{2}{3\omega^2 C} \quad (3.4)$$

다음은 이러한 방법의 검증을 위하여 EMTDC 상에서 시뮬레이션을 수행한 시험 케이스이다. 시험 계통은 35.6μs의 타임스텝을 가지는 PSS/E 경인 계통의 1410모선과 1470모선 사이의 송전선로를 대상으로 하여 선로 양단에 전압원과 부하를 연결한 계통이다. 시험 방법은 다음의 선로 형태에 대해서 각각의 정상상태 및 과도상태 시뮬레이션을 수행하여 결과를 비교하였다.

- 원래의 송전선로 : 35.6μs의 Travelling Time을 가지는 PI형 선로
- 보상 송전선로(PI) : 71.2μs의 Travelling Time을 가지는 PI형 선로 및 보상 인덕터
- 보상 송전선로(분포정수) : 71.2μs의 Travelling Time을 가지는 분포정수 선로 및 보상 인덕터
- 비보상 송전선로(PI) : 71.2μs의 Travelling Time을 가지는 PI형 선로
- 비보상 송전선로(분포정수) : 71.2μs의 Travelling Time을 가지는 분포정수 선로

다음은 시험 계통에서 사용한 선로 데이터이다.

1) 원래 송전선로 데이터 (PSS/E 경인 계통의 1410모선-1470모선 사이의 송전선로)

- 선로길이 : $length = 1.0 [km]$
- R : 0.4435[Ω] X : 3.4317[Ω] B : 52.5384[μMho]
- L : 0.0091[H] C : 0.1394[μF]
- Travelling Time 계산

$$\tau = \sqrt{LC} \times length = \sqrt{(0.0091 \times 0.1394 \times 10^{-6})} \times 1.0 = 35.6 [\mu sec]$$

2) 캐패시턴스를 4배로 변경한 선로 데이터와 보상 인덕터 L_c .

- 선로길이 : $length = 1.0 [km]$
- R : 0.4435[Ω] X : 3.4317[Ω] B : 210.1536[μMho]
- L : 0.0091[H] C : 0.5576[μF]
- Travelling Time 계산

$$\tau = \sqrt{LC} \times length = \sqrt{(0.0091 \times 0.5576 \times 10^{-6})} \times 1.0 = 71.2 [\mu sec]$$

- 보상 인덕터 L_c 계산

$$L_c = \frac{2}{3 \times 377^2 \times 0.1394 \times 10^{-6}} = 33.648 [H]$$

- 정상 상태 비교 : 선로 양단에 전압원 및 부하를 연결하였을 때 정상 상태에서의 선로 조류 확인 (그림 3.7)
- 과도 상태 비교 : 선로 양단에 발전기 및 부하를 연결하고 수전단에서 3상 사고를 인가하였을 때의 선로 조류의 응답을 확인 (그림 3.8)

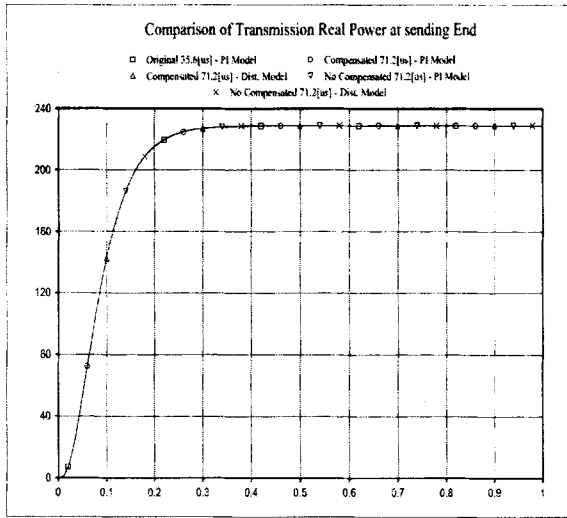


그림 3.7 정상상태 보상전후 유효전력

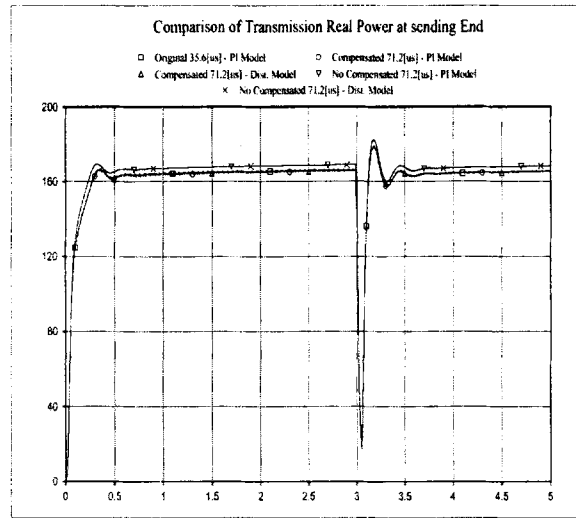


그림 3.8 과도상태 보상전후 유효전력

상기의 결과 파형에서 알 수 있듯이 정상 상태 및 과도 상태에서 선로 보상을 한 경우에는 모두 동일한 결과 파형을 보여주고 있다. 따라서 50μsec이하의 Travelling Time을 가지는 단거리 송전선로의 경우에는 선로의 캐패시터를 증가시킨 후 선로 양단에 보상 인덕터를 사용하여 장거리 송전선로로 사용 할 수 있다는 것을 확인하였다.

2. 최적 서브시스템 자동 분할 기술 개발

가. 송전선로 영상분 데이터 추정

PSS/E 데이터를 이용하여 RTDS 및 EMTDC 시뮬레이션을 수행하기 위해서는 송전선로의 영상분 임피던스 및 어드미턴스의 추정이 필요하다. 이는 RTDS 및 EMTDC의 송전선로는 travelling wave를 이용한 모델이고 이의 모의를 위해서는 정상분은 물론이고 영상분의 선로임피던스 및 어드미턴스가 필요하다. 그러나 PSS/E 데이터(고장계산 데이터는 제외)의 경우에는 정상분의 선로임피던스만을 사용하기 때문에 영상분의 선로임피던스를 추정하여야 한다.

(1) 선로정수의 추정

영상분의 선로 정수 및 정상분의 선로 정수는 송전 선로의 선종, 변들, 선로 도체의 배치 등에 따라서 결정되며 이에 따른 정상분과 영상분의 선로 정수사이에는 독립적으로 계산되는 부분이 존재하기 때문에 정상분으로부터 정확한 영상분을 유도 할 수 없다. 따라서 비교적 실제 송전선로와 유사한 영상분 선로 정수를 추정하기 위해서 각 송전 전압에 따른 일반적인 기준 송전선로를 선정하고 이에 따른 영상분 선로 정수를 계산하였다. 추정 대상의 송전선로로서는 154kV와 345kV의 가공 송전선로를 대상으로 하였다.

(가) 기준 송전선로

- 345kV 선로
 - 전력선 : ACSR 480[mm²], 4 Bundle(SGM=450[mm]) × 3(a, b, c 상)
 - 가공지선 : ACSR 120[mm²] × 1

- 선로배치 : 일반적인 345kV 2회선 철탑 배치를 따르고 선로도체 사이의 거리는 주어진 정상분 임피던스 및 어드미턴스에 따라 결정한다. 단 PSS/E의 선로 데이터가 1회선 데이터이기 때문에 1회선에 대해서만 계산한다.(즉, 회선간의 상호 성분은 무시)

· 154kV 선로

- 전력선 : ACSR 410[mm²], 2 Bundle(SGM=400[mm]) × 3(a, b, c 상)
- 가공지선 : ACSR 120[mm²] × 1
- 선로배치 : 일반적인 154kV 2회선 철탑 배치를 따르고 선로도체 사이의 거리는 주어진 정상분 임피던스 및 어드미턴스에 따라 결정한다. 단 PSS/E의 선로 데이터가 1회선 데이터이기 때문에 1회선(a, b, c 상, 가공지선)에 대해서만 계산한다.(즉, 회선간의 상호 성분은 무시)

(나) 영상 임피던스 및 어드미턴스 추정 방법

선로의 임피던스 및 어드미턴스는 도체의 종류 및 크기가 결정되면 각 도체들 사이의 거리에 의해서 결정된다. 따라서 전압별 기준 도체로부터 도체의 종류와 크기가 결정이 되기 때문에 영상 임피던스 및 어드미턴스는 각 도체들 사이의 거리를 적절하게 추정함으로써 계산 될 수 있다.

- 선로의 길이는 정상분 직렬저항(R₁)과 단위길이 당 기준선로의 저항(R_{ref})의 비율로 추정 한다.

$$l = \frac{R_1}{R_{ref}} \text{ [m]}$$

- 번들 도체의 경우 하나의 도체로 등가화하여 기하평균 반지름(GMR_e) 및 반경(Rad_e)을 계산한다. (여기서 B는 번들 수, GMR 및 Rad 도체 번들 도체 하나의 기하평균 반경과 반경, SGM은 번들 도체 간격이다)

$$GMR_e = (B \times GMR \times A^{B-1})^{1/B}, \quad Rad_e = (B \times Rad \times A^{B-1})^{1/B}, \quad A = \frac{SGM}{2 \sin(\frac{\pi}{B})}$$

- 각 상(a,b,c상) 사이의 도체 사이의 거리는 동일하고 정상분 직렬리액턴스 값(X₁)에 의하여 결정된다. (완전 연가)

$$D_{ab} = D_{bc} = D_{ca} = GMR_e \times e^{\frac{X_1}{f\mu}} \text{ [m]}$$

- 각 상(a,b,c상)과 지선(neutral) 도체 사이의 거리는 동일하고 상도체 사이 거리의 1.5배 정도로 계산한다. (완전 연가)

$$D_{an} = D_{bn} = D_{cn} = 1.5 \times D_{ab}$$

- 각 상(a,b,c상)의 대지로부터의 높이는 동일하고 상도체 사이 거리의 4배 정도로 계산한다. (완전 연가)

$$H_a = H_b = H_c = 4.0 \times D_{ab}$$

- 지선의 대지로부터의 높이는 상도체 사이 거리의 6.5배 정도로 계산한다. (완전 연가)

$$H_n = 6.5 \times D_{ab}$$

(2) 실계통의 송전선로와 추정 결과의 비교

송전선로의 영상분 데이터의 추정 결과를 비교하기 위하여 실제 154, 345kV 송전선로의 영상분 데이터와 본 연구를 통하여 추정된 영상분 데이터의 결과를 다음 표 3.3에 나타내었다. 표 3.3의 비교 대상으로서는 각 송전선로의 영상분 임피던스와 송전선로의 실제 길이를 비교하였으며 비교 결과를 통하여 기준 선로와 동일한 번들 수를 가진 선로의 경우에는 실제 선로 데이터와 유사한 결과를 얻을 수 있었다.

표 3.3 실계통의 송전선로 영상분과 추정 결과 비교

선로명	실계통의 송전선로 데이터				송전선로 데이터 추정결과	
	전압 [kV]	선종 단면적/번들	공장 [Km]	영상분 %임피던스	영상분 %임피던스	공장[Km]
신계천#1	345	ACSR 480/4B	128.355	1.5719+j9.5013	1.8288+j9.9707	128.384
서청#1	345	ACSR 480/4B	108.108	1.3239+j8.0026	1.5398+j8.3957	108.106
평택#1	345	ACSR 480/4B	59.335	0.7204+j4.4990	0.8480+j4.6106	59.343
서대구#2	345	ACSR 480/2B	106.797	2.2163+j9.2023	3.739+j16.1497	213.702
상계#1	154	ACSR 410/2B	13.850	1.3630+j5.9686	1.3045+j6.0887	14.077
보령	154	ACSR 410/2B	32.372	3.1686+j14.3696	2.9367+j14.0515	32.354
임실#2	154	ACSR 410/1B	58.286	6.1332+j26.1991	8.8102+j35.4627	84.801
울진#1	154	ACSR 330/1B	43.541	5.9194+j20.6617	12.5906+j40.7010	104.345

나. 서브시스템 자동 분할 기술 개발

RTDS의 하나의 랙에서 처리할 수 있는 모선 수는 최대 7개까지이다. 그러나, 입력데이터로 사용되는 PSS/E 계통 데이터는 기본적으로 수십에서 수백 개의 모선을 가지는 대규모 계통이기 때문에 이러한 계통을 RTDS에서 사용하기 위해서는 RTDS의 서브시스템(랙)당 최대 모선수인 7개 이하의 소규모 계통(서브시스템)으로 분할하여야 한다. 그러나, 이렇게 계통을 분할 할 때에는 단순히 모선 수만을 고려해서 분할하는 것이 아니라, 다음과 같은 RTDS 상에서의 제약을 고려해서 분할해야 한다.

- 분할된 서브시스템 사이에는 장거리 송전선로만을 통해서 서로 연결이 가능하다. 즉,
- 변압기 또는 단거리형 송전선로(PI형)로 연결된 2개의 모선은 반드시 동일한 서브시스템에 포함이 되어야 한다.
- 장거리 송전선로를 통해서 연결된 서로 다른 서브시스템 사이에는 반드시 하드웨어적인 IRC(Inter-Rack Communication Card) 연결이 있어야 한다.

따라서, RTDS 시뮬레이션을 위한 계통의 서브시스템 분할은 상기의 제약 조건을 만족하는 모선집합을 탐색하는 조합 문제가 된다. 일반적으로 이러한 조합적인 문제는 경우의 수가 적을 경우에는 사용자의 직관에 의해서 쉽게 해결 할 수 있으나 그렇지 못할 경우에는 사용자의 직관에 의해서 해결하기는 불가능하다. 따라서, 입력데이터로 사용되는 PSS/E의 계통 데이터는 수백 개의 모선을 포함하고 있는 대규모 계통이기 때문에 이를 RTDS로 시뮬레이션하기 위해서는 이러한 문제를 해결할 수 있는 최적 계통분할 알고리즘이 필요하다. 이 알고리즘은 입력된 PSS/E 데이터 파일을 통하여 계통의 모선, 송전선로, 변압기의 연결 관계를 탐색하고, 이를 이용하여 계통 내의 모선을 7개 이하의 모선을 가지는 다수의 서브시스템으로 자동으로 분할 할 수 있어야 하며, 분할된 서브시스템을

하드웨어적인 IRC 연결에 적합하도록 적절한 RTDS 랙에 할당하는 기능을 포함하여야 한다. 계통분할 알고리즘은 다음 그림 3.9와 같은 단계로 동작하며 각 단계들의 세부적인 역할은 다음과 같다.

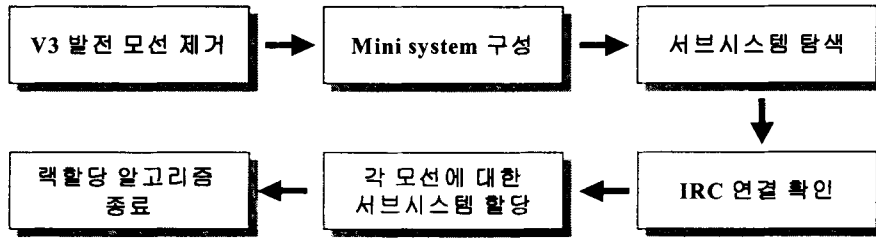


그림 3.9 (자동)계통분할 알고리즘의 구성

- V3 발전 모션 제거 : 데이터변환 프로그램 상의 발전기 모델 사용 옵션이 V3 발전기 모델로 설정되어 있을 때 사용되는 단계로서 이 경우에는 서브시스템 분할 시에 V3 발전기 모델이 사용되는 모든 발전 모션을 제외하고 분할을 하게 된다.
- Mini System 구성 : 단거리 송전선로(PI형 또는 RL형), 변압기를 통하여 연결된 모션들은 반드시 동일 서브시스템에 포함되어야 하기 때문에 이러한 연결을 가진 모션들을 하나의 Mini System으로 구성한다. 이때 하나의 Mini System에 포함되는 최대 모션 수는 서브시스템에 포함되는 최대 모션 수와 동일하다. (Mini System : 단거리 송전선로(PI형 또는 RL형) 및 변압기를 통하여 연결된 모션들의 집합으로서 반드시 동일한 서브시스템으로 할당이 되어야 한다.) 다음 그림 20은 이러한 Mini System의 구성 예를 나타낸다.

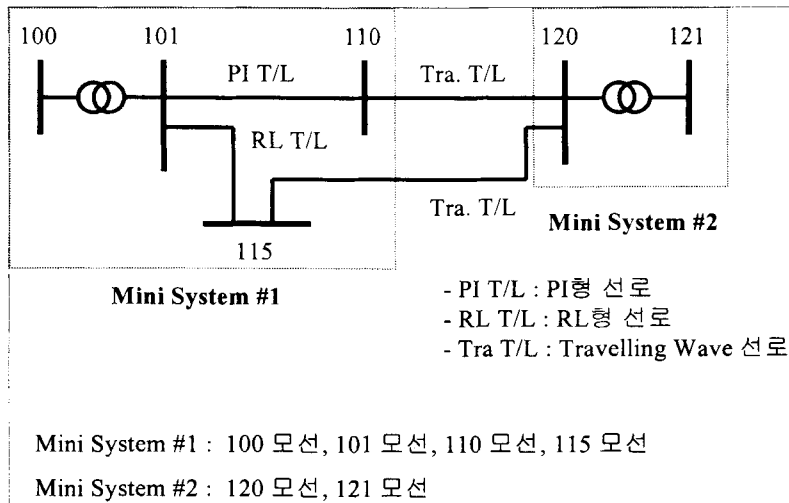


그림 3.10 Mini System의 구성

그림 3.10의 계통에서는 전체 계통의 모션 수는 모두 6개이며 총 2개의 Mini System으로 나뉘어진다. 그림에서 알 수 있듯이 100모션, 101모션, 110모션, 115모션은 서로 변압기 또는 단거리 송전선로로 연결이 되어 있기 때문에 반드시 동일 서브시스템에 할당이 되어야 하는 모션들이다. 따라서 이러한 4개의 모션들이 하나의 Mini System #1으로 구성이 되었고 마찬가지로 120모션과 121모션은 서로 변압기로 연결이 되어 있기 때문에 Mini System #2로 구성이 되었다. 즉, 이와 같은 형태로 전체 계통 내의 모든 모션들은 각각의 Mini System을 구성하게 되며 다음 단계의 서브시스템 탐색에서 서브시스템을

분할하는 최소 단위로 사용되게 된다.

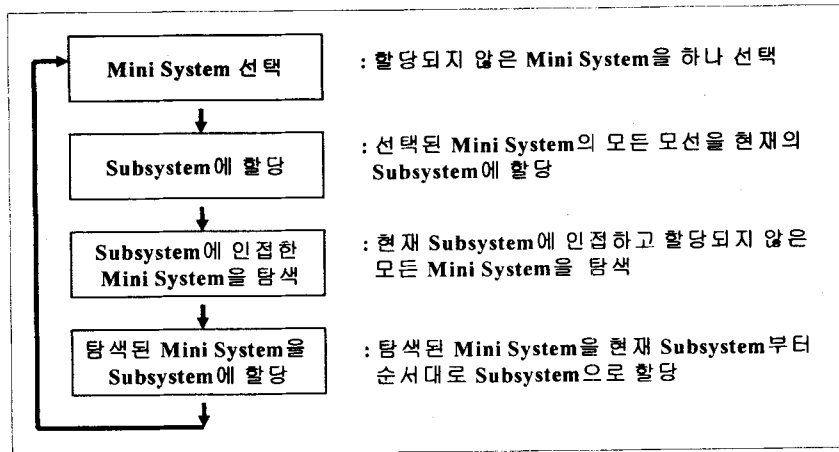


그림 3.11 서브시스템 탐색 절차

- 서브시스템 탐색 : 서브시스템 탐색은 전 단계에서 구성된 Mini System 정보를 이용하여 서로 인접한 Mini System들로 서브시스템을 구성하는 단계로서 세부적인 구성 절차는 다음 그림 3.11과 같다. 그림에서 알 수 있듯이 Mini System은 서브시스템을 구성하는 단위로 사용이 되며 하나의 서브시스템은 서로 인접한 Mini System들로 구성이 된다. 이러한 과정을 예를 들어 설명하면 다음 그림 3.12와 같다.

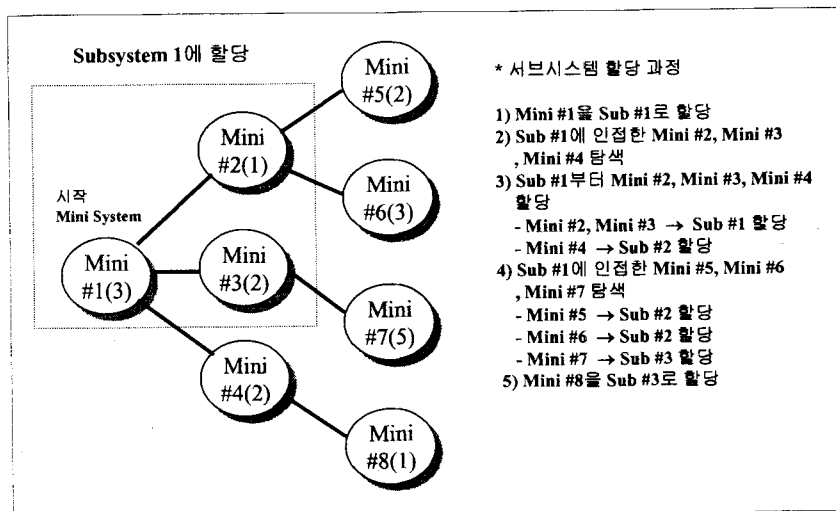


그림 3.12 서브시스템 탐색

그림 3.12에서는 총 8개의 Mini System이 있으며 각각의 Mini System들은 장거리형 송전선로를 통하여 서로 연결이 되어 있다. 서브시스템의 탐색 과정은 먼저 초기 Mini System을 선택하고 선택된 Mini System으로부터 직접 연결된 Mini System들을 탐색해 나가면서 서브시스템 당 최대 모션 수를 넘지 않도록 서브시스템을 할당하게 된다.

- IRC 연결 확인 및 재분할 : 전 단계에서 서브시스템 분할이 끝나게 되면 분할된 서브시스템들에 대하여 IRC 연결을 확인하게 된다. 즉, 서로 다른 서브시스템들을 연결하는 모든 송전선로들을 대상으로 하여 각각의 하드웨어적인 IRC 연결을 확인한 후 경우에 따라서 서브시스템 스왑 또는 서브시스템 재분할을 수행하게 된다. 그림 3.13은 이러한 과

정을 나타낸다.

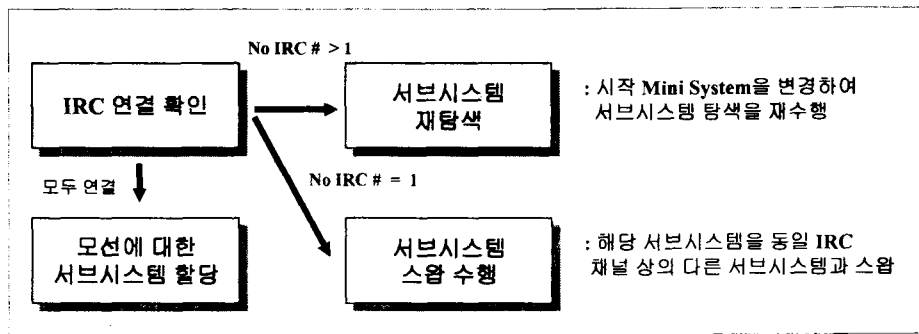


그림 3.13 IRC 연결 확인 및 재분배

그림 3.13에서와 같이 전 단계의 서브시스템 결과에 대한 IRC 연결 확인이 끝나고 나면 이 결과에 따라서 다음 단계가 결정이 된다. 먼저 모든 서브시스템을 연결하는 모든 송전선로에 대한 IRC 연결이 전혀 문제가 없는 경우에는 다음 단계인 모선에 대한 서브시스템 할당 단계로 넘어가게 되나 IRC 연결이 없는 송전선로가 하나라도 존재하는 경우에는 서브시스템 재탐색이나 스왑을 수행하게 된다. 서브시스템 재탐색은 IRC 연결이 없는 송전선로가 2개 이상인 경우에 수행하는 단계로서 전 단계의 서브시스템 탐색을 재수행하는 단계이다. 단, 이때 초기 시작 Mini System을 변경함으로써 이전과 다른 서브시스템 할당 결과를 얻게 된다. 그리고 서브시스템 스왑 수행은 하나의 송전선로에 대해서만 IRC 연결이 없는 경우에 수행되는 단계로서 이때는 문제가 되는 송전선로의 양쪽 모선이 포함된 서브시스템 전체를 앞 또는 뒤의 서브시스템과 순서를 바꿈으로써 IRC 연결을 해결할 수 있는 방법이다.

3. 데이터 변환 프로그램

가. 데이터변환 프로그램의 개발 환경

데이터변환 프로그램은 PC 기반의 응용 프로그램으로서 다음과 같은 개발 환경에서 개발되었다.

- 개발 운영 체제 : 마이크로소프트 윈도우즈 98/Me & 윈도우즈 NT&2000
- 개발 언어 : 마이크로소프트 비주얼 C++ 버전6.0
- 필요 라이브러리 : 오라클 라이브러리 (데이터베이스 인터페이스)
- 네트워크 환경 : TCP/IP (데이터베이스 인터페이스)
- 사용 운영 체제 : 마이크로소프트 윈도우즈 98/Me & 윈도우즈 NT&2000

나. 데이터변환 프로그램의 구축

데이터변환 프로그램의 구축은 기본적으로 다이얼로그 박스(Dialog Box) 형태를 사용하여 전체 프로그램은 각 기능에 따라 DCMainDialog, DCPRDialog, DCERDialog, DCPPDialog, DCPEDialog, DCPCDialog 총 6개의 메인 다이얼로그 박스로 구성되어 있다. 그림 3.14는 6개의 메인 다이얼로그 박스의 상관 관계를 나타낸다.

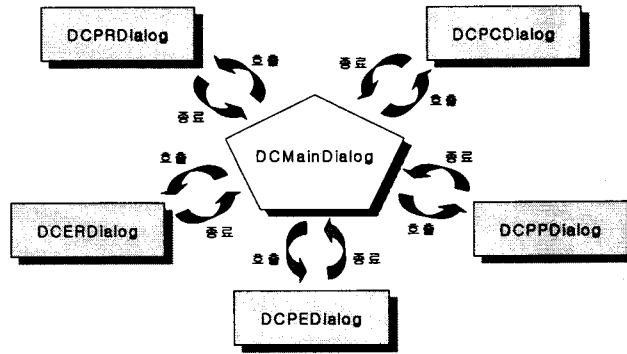


그림 3.14 6개 메인 다이얼로그 박스의 상관 관계

다음은 데이터변환 프로그램에서 사용되는 6개의 메인 다이얼로그 박스에 사용된 클래스와 기능, 소스 파일, 다이얼로그 박스 형태 등을 나타낸다.

- DCMainDialog : 데이터변환 프로그램의 메인 MMI 다이얼로그 클래스
 - 1) 기능 : 데이터변환 프로그램의 메인 MMI로서 사용자에게 의해 선택된 데이터변환 모듈을 기동시킨다.
 - 2) 해당 소스 파일 : DCMainDialog.cpp, DCMainDialog.h
 - 3) 다이얼로그 박스 형태 :

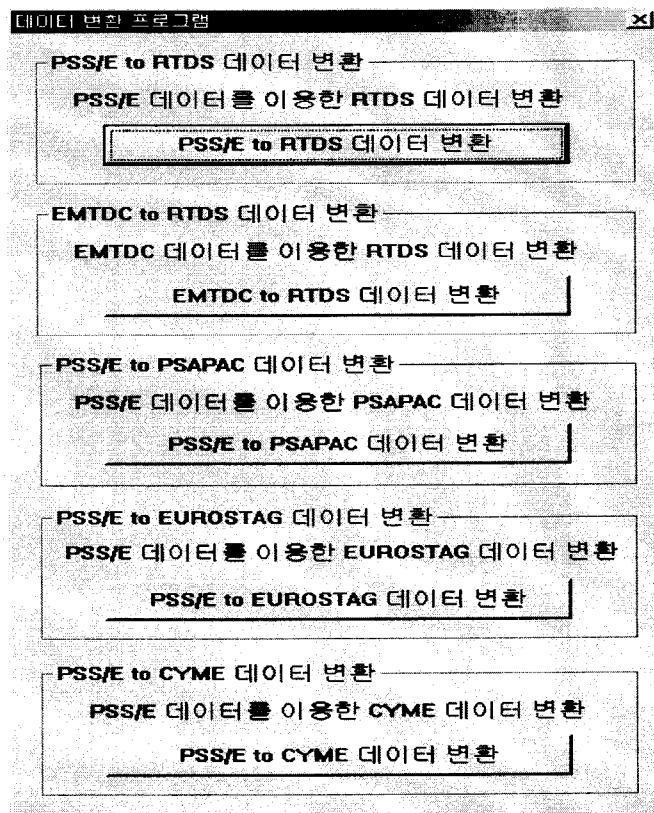


그림 3.15 DCMainDialog의 형태

- DCPRDialog : PSS/E 데이터변환 모듈의 다이얼로그 클래스
 - 1) 기능 : PSS/E 데이터변환 모듈. PSS/E의 입력데이터를 이용하여 RTDS 입력 데이터를 생성시킨다.
 - 2) 해당 소스 파일 : DCPRDialog.cpp, DCPRDialog.h

3) 다이얼로그 박스 형태 :

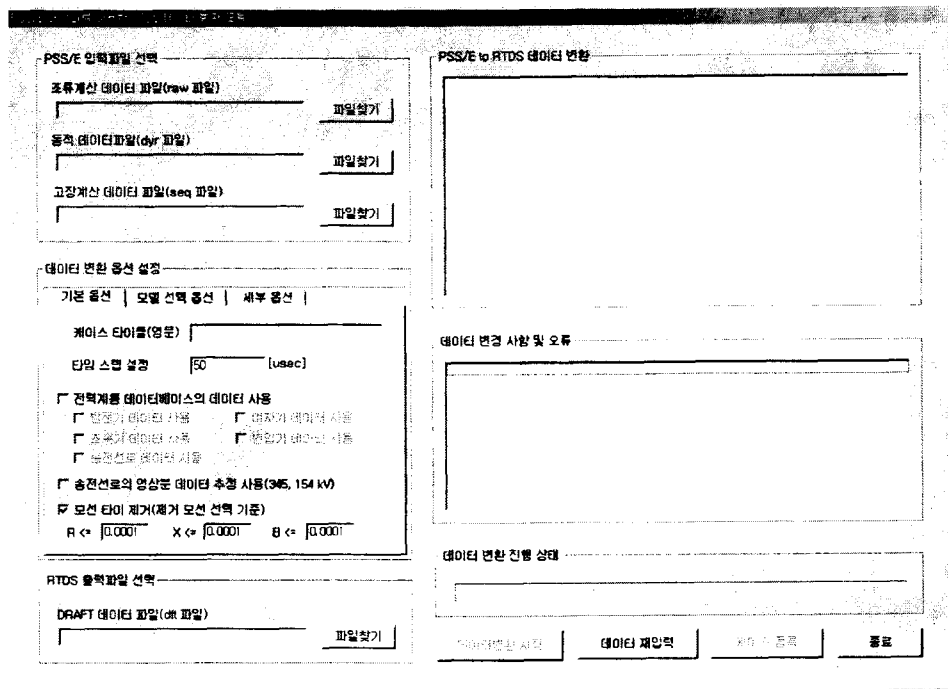


그림 3.16 DCPRDialog의 형태

DCERDialog : EMTDC 데이터변환 모듈의 다이얼로그 클래스

- 1) 기능 : EMTDC 데이터변환 모듈. EMTDC의 입력데이터를 이용하여 RTDS 입력데이터를 생성시킨다.
- 2) 해당 소스 파일 : DCERDialog.cpp, DCERDialog.h
- 3) 다이얼로그 박스 형태 :

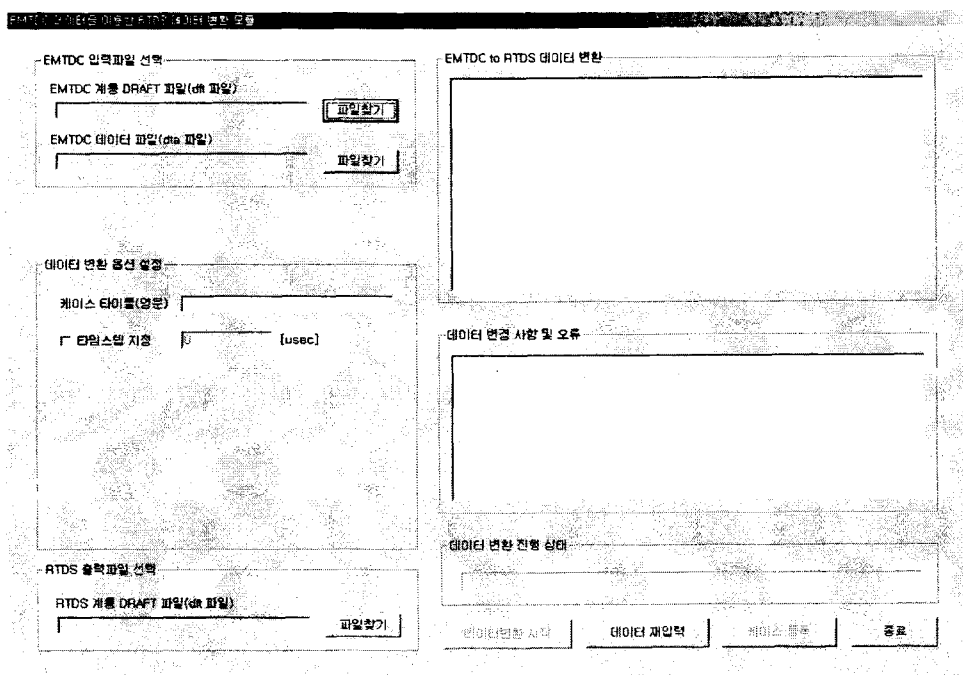


그림 3.17 DCERDialog의 형태

DCPPDialog : PSAPAC 데이터변환 모듈의 다이얼로그 클래스

- 1) 기능 : PSAPAC 데이터변환 모듈. PSS/E의 입력데이터를 이용하여 PSAPAC 입력데이터를 생성시킨다.
- 2) 해당 소스 파일 : DCPDialog.cpp, DCPDialog.h, DCPSETUP.cpp, DCPSETUP.h
- 3) 다이얼로그 박스 형태 :

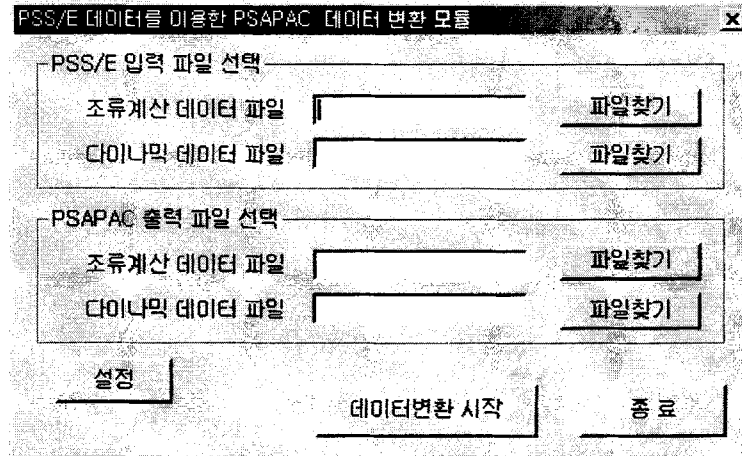


그림 3.18 DCPDialog의 형태

DCPEDialog : EUROSTAG 데이터변환 모듈의 다이얼로그 클래스

- 1) 기능 : EUROSTAG 데이터변환 모듈. PSS/E의 입력데이터를 이용하여 EUROSTAG 입력데이터를 생성시킨다.
- 2) 해당 소스 파일 : DCPDialog.cpp, DCPDialog.h, DCPSETUP.cpp, DCPSETUP.h
- 3) 다이얼로그 박스 형태 :

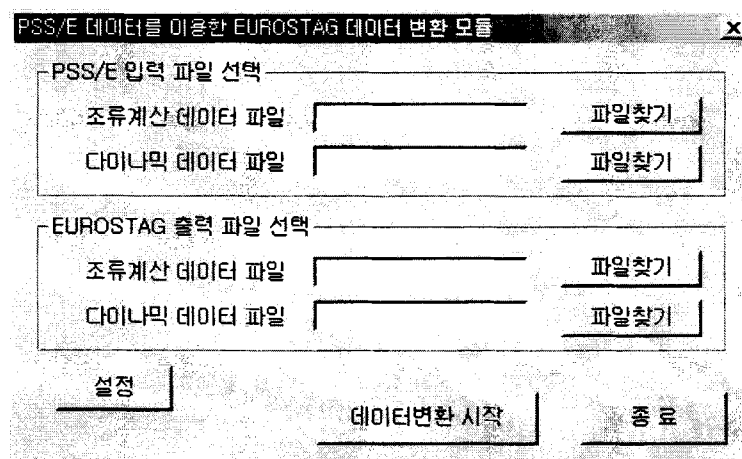


그림 3.19 DCPDialog의 형태

DCPCDialog : CYME 데이터변환 모듈의 다이얼로그 클래스

- 1) 기능 : CYME 데이터변환 모듈. PSS/E의 입력데이터를 이용하여 CYME 입력데이터를 생성시킨다.

- 2) 해당 소스 파일 : DCPCDialog.cpp, DCPCDialog.h, DCPCSETUP.cpp, DCPCSETUP.h
- 3) 다이얼로그 박스 형태 :

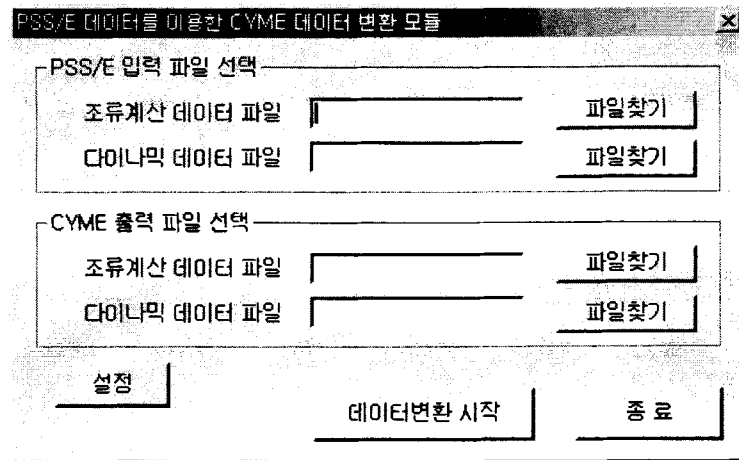


그림 3.20 DCPCDialog의 형태

(2) 각 데이터변환 모듈의 세부 구성

데이터변환 프로그램의 각 변환 모듈별 세부 구성은 다음과 같다.

- PSS/E 데이터변환 모듈

- 1) 메인 다이얼로그 클래스 : CDCPRDialog (DCPRDialog.cpp)
- 2) 메인 PSS/E 데이터변환 함수 및 흐름도 : void CDCPRDialog::OnPrStart()
- 3) PSS/E 데이터변환 모듈의 주요 이벤트 처리 함수

```
afx_msg void OnPrRawbr();
// PSS/E 조류계산 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrDyrbr();
// PSS/E 다이나믹 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrSeqbr();
// PSS/E 고장계산 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
virtual BOOL OnInitDialog();
// PSS/E 데이터변환 모듈 초기화
afx_msg void OnPrDftbr();
// RTDS 데이터 파일 출력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrDbuse();
// 전력계통 데이터베이스 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnDbexc();
// 전력계통 데이터베이스의 여자기 데이터 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnDbgen();
// 전력계통 데이터베이스의 발전기 데이터 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnDbgov();
// 전력계통 데이터베이스의 조속기 데이터 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnDbtl();
// 전력계통 데이터베이스의 송전선로 데이터 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnDbtrf();
// 전력계통 데이터베이스의 변압기 데이터 사용 버튼 이벤트
```

```

afx_msg void OnPrTlzero();
// 송전선로 영상분 데이터 추정 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrExit();
// PSS/E 데이터변환 모듈의 종료 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrClear();
// PSS/E 데이터변환 모듈의 재입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrStart();
// PSS/E 데이터변환 모듈의 데이터변환 시작 버튼 이벤트
afx_msg void OnSelchangeOptionTab(NMHDR* pNMHDR, LRESULT* pResult)
// 데이터변환 옵션 탭 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrPimodel();
// PI형 단거리 선로 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnChangePrCasename();
// 케이스 타이틀 입력 창 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrTimestep();
// 타임스텝 입력 창 이벤트
afx_msg void OnPrTiebus();
// 모선 타이 제거 버튼 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrTieb();
// 모선 타이 제거 관련 B 입력 창 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrTier();
// 모선 타이 제거 관련 R 입력 창 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrTiex();
// 모선 타이 제거 관련 X 입력 창 이벤트
afx_msg void OnPrGenv3();
// V3 발전기 모델 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrGenv2();
// V2 발전기 모델 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrPasload();
// 수동 소자 부하 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrZipload();
// ZIP 부하 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrPpload();
// 정전력 부하 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrMaxbranch();
// 최대 브랜치 수 지정 창 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrMaxbus();
// 최대 모선 수 지정 창 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrMaxgen();
// 최대 발전기 수 지정 창 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrMaxload();
// 최대 부하 수 지정 창 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrMaxsub();
// 최대 서브시스템 수 지정 창 이벤트
afx_msg void OnKillfocusPrBuspersub();
// 서브시스템 별 최대 모선수 지정 창 이벤트
afx_msg void OnPrDualirc();
// 듀얼 IRC 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrCase();
// 케이스 관리 프로그램 호출 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrDns();

```



```

// 더블 네트워크 사용 버튼 이벤트
afx_msg void OnPrMnualloc();
// 수동 서브시스템 할당 사용 버튼 이벤트

```

4) PSS/E 데이터변환 모듈의 주요 변수

```

struct sys_data_t      // 전체 계통 구성 데이터
{
    int nosub;
    int nobus[70];
    int genV3_bus[70];
    int noinj[70];
    double MVA;
    char title[256];
    int rack[70];
    float ReqProc[70];
    bool side[70];
} sys_data;

```

```

struct bus_data_t      // 계통 모선 관련 데이터
{
    int ptr;
    int busno[500];
    int sub[500];
    int type[500];
    int Xloc[500], Yloc[500];
    int Blen[500];
    int nocomp[500];
    int notrf[500],nogen[500],notrl[500];
    int noPI[500];
    int noload[500],noRL[500];
    int node_num[500][3];
    int node_type[500];
    char busnam[500][20];
    double Vkv[500];
    double Vpu[500];
    double Ang[500];
    BOOL Tie[500];
    BOOL buschk[500];
} bus_data;

```

```

struct load_data_t     // 계통 부하 관련 데이터
{
    int ptr;
    int busno[1400];
    int Xloc[1400],Yloc[1400];
    int type[1400];
    int mode;
    int sched;
    double PL[1400];
    double QL[1400];
}

```

```

        double IP[1400];
        double IQ[1400];
        double YP[1400];
        double YQ[1400];
    } load_data;

    struct ssd_data_t          // 계통 Shunt 관련 데이터
    {
        int ptr;
        int busno[500];
        double Binit[500];
    } ssd_data;

    struct gen_data_t        // 계통 발전기 관련 데이터
    {
        int ptr;
        int busno[200];
        int Xloc[200],Yloc[200];
        int version[200];
        double Rz[200];
        double Xz[200];
        double P[200];
        double Q[200];
        double Vpu[200];
        double MVA[200];
    } gen_data;

    struct bra_data_t        // 계통 브랜치(변압기, 송전선로) 관련 데이터
    {
        int ptr;
        int notrf;
        int notrl,noRL,noPI;
        int frbusno[1000];
        int tobusno[1000];
        int Xloc[1000],Yloc[1000];
        int Xloc2[1000],Yloc2[1000];
        int SERE[1000];
        int nocond[1000];
        int trf_ctl[1000];
        int mproc[1000];
        char type[1000][11];
        double R[1000],X[1000],B[1000];
        double Rz[1000],Xz[1000],Bz[1000];
        double Rm[1000],Xm[1000];
        double ratio[1000];
        double angle[1000];
        double GI[1000],BI[1000];
        double GJ[1000],BJ[1000];
        double length[1000];
        double Tp[1000];
        char line_type[1000][10];
    }

```

```

    char  line_name[1000][10];
    char  ckt[1000][3];
    BOOL  tldb_chk[1000];
} bra_data;

struct genrr_data_t    // GENSAL & GENROU 발전기 관련 동적 데이터
{
    int ptr;
    int Xloc[200],Yloc[200];
    int bus[200];
    double fdata[200][20];
    char name[200][20],type[200][20];
} genrr_data;

struct gencls_data_t  // GENCLS 발전기 관련 동적 데이터
{
    int ptr;
    int bus[200];
    int Xloc[200],Yloc[200];
    double H[200],D[200];
} gencls_data;

struct exc_data_t      // 여자기 관련 동적 데이터
{
    int ptr;
    int busno[200];
    double fdata[200][50];
    char type[200][20];
} exc_data;

struct gov_data_t     // 조속기 관련 동적 데이터
{
    int ptr;
    int busno[200];
    double fdata[200][50];
    char type[200][20];
} gov_data;

struct pss_data_t     // PSS 관련 동적 데이터
{
    int ptr;
    int busno[200];
    int idata[200][10];
    double fdata[200][50];
    char type[200][20];
} pss_data;

```

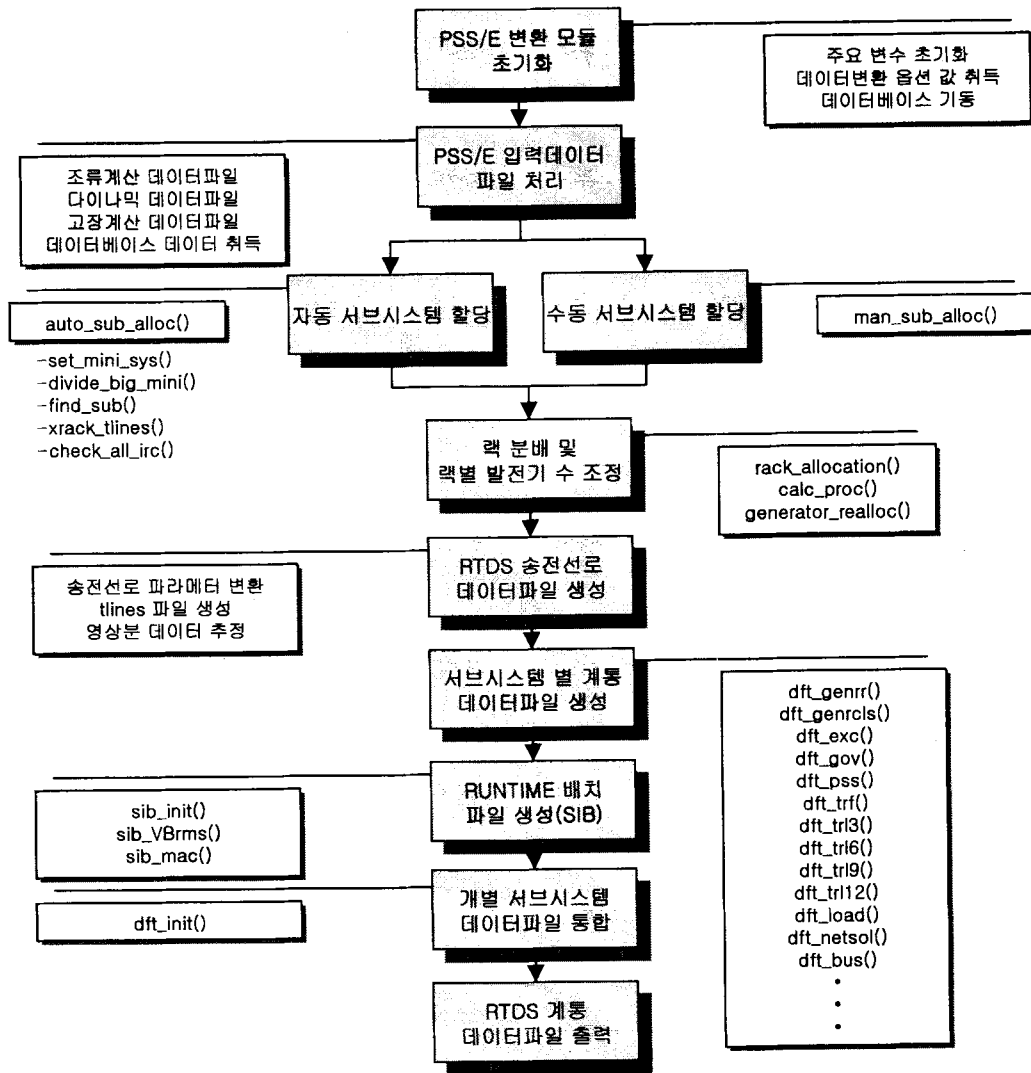


그림 3.21 OnPrStart() 함수의 흐름도

EMTDC 데이터변환 모듈

- 1) 메인 다이얼로그 클래스 : CDCERDialog (DCERDialog.cpp)
- 2) 메인 EMTDC 데이터변환 함수 및 흐름도 : void CDCERDialog::OnErStart()
- 3) EMTDC 데이터변환 모듈의 주요 이벤트 처리 함수

```

afx_msg void OnErCase();
// 케이스 관리 프로그램 호출 버튼 이벤트
afx_msg void OnErClear();
// EMTDC 데이터변환 모듈의 재입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnErExit();
// EMTDC 데이터변환 모듈의 종료 버튼 이벤트
afx_msg void OnErStart();
// EMTDC 데이터변환 모듈의 데이터변환 시작 버튼 이벤트
afx_msg void OnErDftinbr();
// EMTDC 계통 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnErDftoutbr();
// RTDS 계통 데이터 파일 출력 버튼 이벤트
afx_msg void OnErTlinesinbr();
// EMTDC 컴파일 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnErSelTimestep();

```

```

// 타임스텝 입력 창 이벤트
virtual BOOL OnInitDialog();
// EMTDC 데이터변환 모듈 초기화

```

4) EMTDC 데이터변환 모듈의 주요 변수

```

struct wire_t          // EMTDC 와이어 정보 구조체
{
    int ptr[MAXSUB+1];
    int xstart[MAXSUB+1][1000];      // x축 시작 포인트 좌표
    int ystart[MAXSUB+1][1000];      // y축 시작 포인트 좌표
    int xend[MAXSUB+1][1000];        // x축 끝 포인트 좌표
    int yend[MAXSUB+1][1000];        // y축 끝 포인트 좌표
    int Rotate[MAXSUB+1][1000];      // 미러 정보
    BOOL draw[MAXSUB+1][1000];       // 와이어 드로잉 여부 플래그
} wire_data;

```

```

struct jumper_t       // EMTDC 점퍼 정보 구조체
{
    int ptr[MAXSUB+1];
    int xstart[MAXSUB+1][1000];      // x축 시작 포인트 좌표
    int ystart[MAXSUB+1][1000];      // y축 시작 포인트 좌표
    int xend[MAXSUB+1][1000];        // x축 끝 포인트 좌표
    int yend[MAXSUB+1][1000];        // y축 끝 포인트 좌표
    int Rotate[MAXSUB+1][1000];      // 미러 정보
    BOOL draw[MAXSUB+1][1000];       // 와이어 드로잉 여부 플래그
} jumper_data;

```

```

BOOL wire_chk[1000];      // 와이어 탐색 플래그

```

```

BOOL jumper_chk[1000];    // 점퍼 탐색 플래그

```

```

BOOL loop_draw[500];     // nodeloop 드로잉 여부 플래그

```

```

struct node_t          // 노드 포인트 정보 구조체
{
    int ptr[MAXSUB+1];
    int x[MAXSUB+1][1000];
    int y[MAXSUB+1][1000];
    BOOL chk[MAXSUB+1][1000];
    BOOL alloc[MAXSUB+1][1000];
} node_data;

```

```

int totalnode[MAXSUB+1]; // 할당된 총 노드 갯수

```

```

struct ground_t       // ground 정보 구조체
{
    int ptr[MAXSUB+1];
    int x[MAXSUB+1][1000];
    int y[MAXSUB+1][1000];
} ground_data;

```

```

struct mach_t          // EMTDC 발전기 정보 구조체
{
    int ptr[MAXSUB+1];
    char name[MAXSUB+1][10][255];
    int x[MAXSUB+1][10];          // x축 포인트 좌표
    int y[MAXSUB+1][10];          // y축 포인트 좌표
    int Rot[MAXSUB+1][10];        // 미러 정보
    int xEF[MAXSUB+1][10];        // EF 노드 x축 포인트 좌표
    int yEF[MAXSUB+1][10];        // EF 노드 y축 포인트 좌표
    int xTM[MAXSUB+1][10];        // TM 노드 x축 포인트 좌표
    int yTM[MAXSUB+1][10];        // TM 노드 y축 포인트 좌표
    int xTM2[MAXSUB+1][10];       // TM2 노드 x축 포인트 좌표
    int yTM2[MAXSUB+1][10];       // TM2 노드 y축 포인트 좌표
    double Vinit[MAXSUB+1][10];   // 발전기 초기전압
    BOOL excitor[MAXSUB+1][10];   // 여자기의 존재 여부
    BOOL governor[MAXSUB+1][10];  // 조속기의 존재 여부
} mach_data;

struct excitor_t      // EMTDC 여자기 정보 구조체
{
    int ptr[MAXSUB+1];
    char name[MAXSUB+1][10][255]; // 여자기에 연결된 발전기이름
    int x[MAXSUB+1][10];          // x축 포인트 좌표
    int y[MAXSUB+1][10];          // y축 포인트 좌표
    int Rot[MAXSUB+1][10];        // 미러 정보
    int xEF[MAXSUB+1][10];        // EF 노드의 x축 포인트 좌표
    int yEF[MAXSUB+1][10];        // EF 노드의 y축 포인트 좌표
    double Vinit[MAXSUB+1][10];   // 발전기 초기전압
} excitor_data;

struct governor_t     // EMTDC 조속기 정보 구조체
{
    int ptr[MAXSUB+1];
    char name[MAXSUB+1][10][255]; // 조속기에 연결된 발전기이름
    int x[MAXSUB+1][10];          // x축 포인트 좌표
    int y[MAXSUB+1][10];          // y축 포인트 좌표
    int Rot[MAXSUB+1][10];        // 미러 정보
    int xTM[MAXSUB+1][10];        // TM 노드 x축 포인트 좌표
    int yTM[MAXSUB+1][10];        // TM 노드 y축 포인트 좌표
} governor_data;

struct tlines_t       // EMTDC 송전선로 정보 구조체
{
    int ptr;
    char name[100][10];           // 송전선로 이름
    char type[100][10];           // 송전선로 형태
    int ckt[100];                 // 송전선로 회선수
    double TrTime[100];           // 송전선로 Travelling Time
} tlines_data;

```

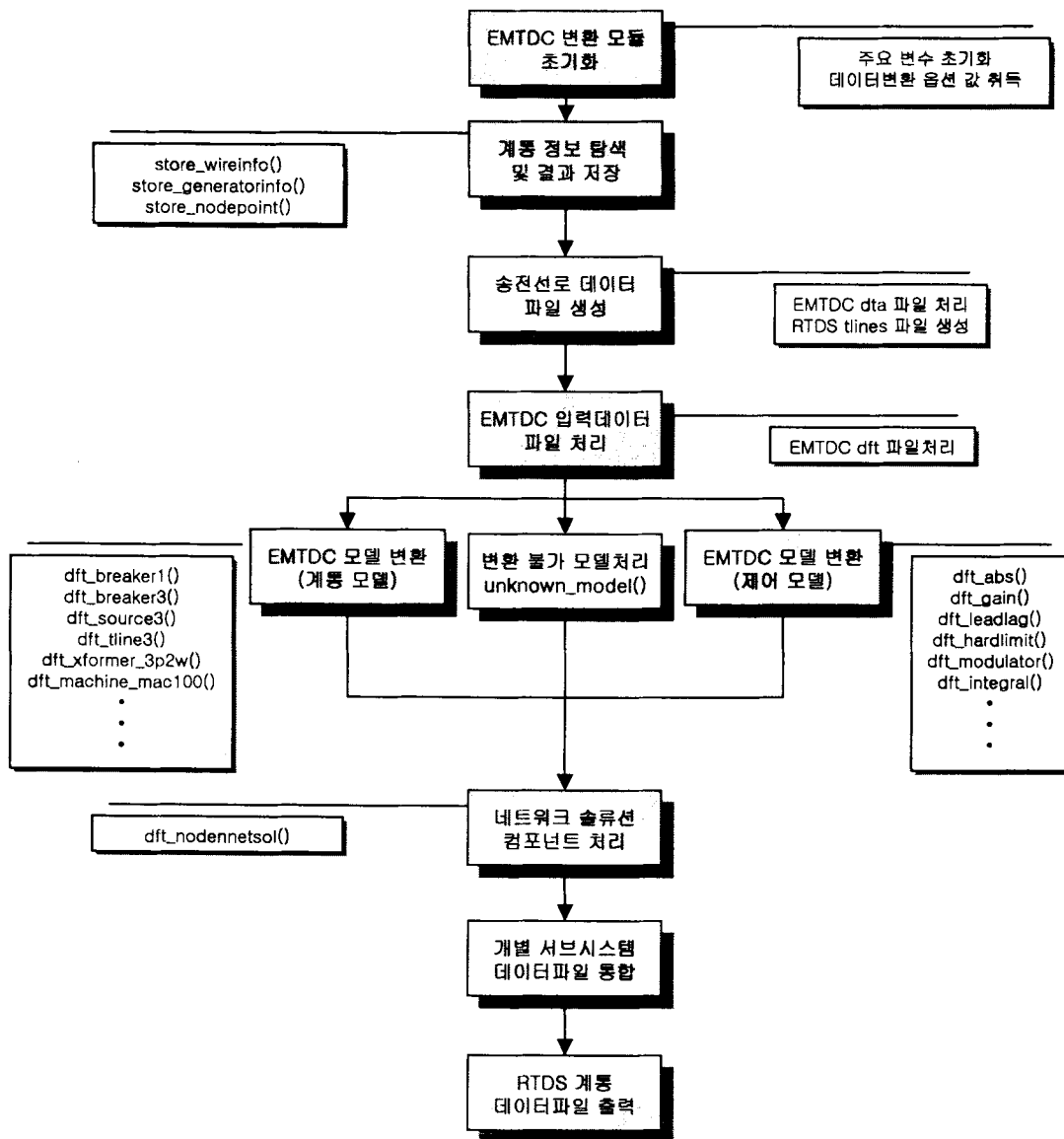


그림 3.22 OnErStart() 함수의 흐름도

PSAPAC 데이터변환 모듈

- 1) 메인 다이얼로그 클래스 : CDCPPDialog (DCPPDialog.cpp),
CDCPPSETUP (DCPPSETUP.cpp)
- 2) PSAPAC 데이터변환 모듈의 주요 이벤트 처리 함수

CDCPPDialog 클래스

```
afx_msg void OnPPrawbr();
// PSS/E 조류계산 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPPdynbr();
// PSS/E 다이내믹 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPPdyrbr();
// PSAPAC 다이내믹 데이터 파일 출력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPPpsfbr();
// PSAPAC 조류계산 데이터 파일 출력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPpStart();
// PSAPAC 데이터변환 모듈의 데이터변환 시작 버튼 이벤트
afx_msg void OnPpSetup();
```

```
// PSAPAC 데이터변환 모듈의 PSAPAC 실행 파일 설정 버튼 이벤트
afx_msg void OnPpEnd();
// PSAPAC 데이터변환 모듈의 종료 버튼 이벤트
```

3) PSAPAC 데이터변환 모듈의 주요 내부 함수

```
bool chkend(char ch);
// 데이터변환 종료 확인 함수
void delay_time(int millisecc);
// 시간 지연 함수
```

EUROSTAG 데이터변환 모듈

- 1) 메인 다이얼로그 클래스 : CDCPEDialog (DCPEDialog.cpp),
CDCPESETUP (DCPESETUP.cpp)
- 2) EUROSTAG 데이터변환 모듈의 주요 이벤트 처리 함수

```
CDCPEDialog 클래스
afx_msg void OnPErawbr();
// PSS/E 조류계산 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPEdynbr();
// PSS/E 다이내믹 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPEdyrbr();
// EUROSTAG 다이내믹 데이터 파일 출력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPEpsfbr();
// EUROSTAG 조류계산 데이터 파일 출력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPeStart();
// EUROSTAG 데이터변환 모듈의 데이터변환 시작 버튼 이벤트
afx_msg void OnPeSetup();
// EUROSTAG 데이터변환 모듈의 EUROSTAG 실행 파일 설정 버튼 이벤트
afx_msg void OnPeEnd();
// EUROSTAG 데이터변환 모듈의 종료 버튼 이벤트
```

CYME 데이터변환 모듈

- 1) 메인 다이얼로그 클래스 : CDCPCDialog (DCPCDialog.cpp),
CDCPCSETUP (DCPCSETUP.cpp)
- 2) CYME 데이터변환 모듈의 주요 이벤트 처리 함수

```
CDCPCDialog 클래스
afx_msg void OnPCrawbr();
// PSS/E 조류계산 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPCdynbr();
// PSS/E 다이내믹 데이터 파일 입력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPCdyrbr();
// CYME 다이내믹 데이터 파일 출력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPCpsfbr();
// CYME 조류계산 데이터 파일 출력 버튼 이벤트
afx_msg void OnPcStart();
// CYME 데이터변환 모듈의 데이터변환 시작 버튼 이벤트
afx_msg void OnPcSetup();
// CYME 데이터변환 모듈의 CYME 실행 파일 설정 버튼 이벤트
afx_msg void OnPcEnd();
```


// CYME 데이터변환 모듈의 종료 버튼 이벤트

3) CYME 데이터변환 모듈의 주요 내부 함수

```
bool chkend(char ch);  
// 데이터변환 종료 확인 함수  
void delay_time(int millisec);  
// 시간 지연 함수
```

다. 프로그램 소스 코드

(1) DCMainDialog.h

```
#if !defined(AFX_DCMAINDIALOG_H_F1FDD62E_F364_11D3_86B0_00000E005BAC__INCLUDED_)  
#define AFX_DCMAINDIALOG_H_F1FDD62E_F364_11D3_86B0_00000E005BAC__INCLUDED_  
  
#if _MSC_VER > 1000  
#pragma once  
#endif // _MSC_VER > 1000  
// DCMainDialog.h : header file  
//  
  
////////////////////////////////////  
// CDCMainDialog dialog  
#include "resource.h"  
#include "INCOM.h"  
class AFX_EXT_CLASS CDCMainDialog : public CDialog  
{  
// Construction  
public:  
    CDCMainDialog(CWnd* pParent = NULL); // standard constructor  
    //CINCOM InterM;  
// Dialog Data  
    //{{AFX_DATA(CDCMainDialog)  
    enum { IDD = IDD_DC_MainDialog };  
        // NOTE: the ClassWizard will add data members here  
    //}}AFX_DATA  
  
// Overrides  
    // ClassWizard generated virtual function overrides  
    //{{AFX_VIRTUAL(CDCMainDialog)  
    protected:  
    virtual void DoDataExchange(CDataExchange* pDX); // DDX/DDV support  
    //}}AFX_VIRTUAL  
  
// Implementation  
protected:  
  
    // Generated message map functions  
    //{{AFX_MSG(CDCMainDialog)  
    afx_msg void OnDcPe();  
    afx_msg void OnDcPr();  
    afx_msg void OnDcRe();  
    virtual BOOL OnInitDialog();  
    afx_msg void OnDcPp();  
    //}}AFX_MSG  
    DECLARE_MESSAGE_MAP()  
};  
  
//{{AFX_INSERT_LOCATION}}  
// Microsoft Visual C++ will insert additional declarations immediately before the previous line  
  
#endif // !defined(AFX_DCMAINDIALOG_H_F1FDD62E_F364_11D3_86B0_00000E005BAC__INCLUDED_)
```

(2) DCPRDialog.h

```
#if !defined(AFX_DCPRDIALOG_H_F1FDD62F_F364_11D3_86B0_0000E005BAC__INCLUDED_)
#define AFX_DCPRDIALOG_H_F1FDD62F_F364_11D3_86B0_0000E005BAC__INCLUDED_
#include "oracl.h"

#define PI 3.1415926535897932 /* Definition of PI */
#define TWOPI 6.2831853071795864 /* Definition of 2.0*PI */
#define RT2 1.4142135623730952 /* Definition of root 2.0 */
#define RT3 1.732050808 /* Definition of root 3.0 */
#define FREQ 60.0 /* Base Frequency for System */
#define COLINC 20 /* Column increment to next bus(Dot) */
#define VERINC 10 /* Vertical increment to next bus(Dot) */
#define MAXCOL 400 /* Maximum Column Location(Dot) */
#define MAXVER 50 /* Maximum Vertical Location(Dot) */
#define MAXPROC_PER_RACK 38 /* Maximum Processor for Each Rack */
#define MAX_XRACK_LINES 18 /* Maximum Cross-Rack Tlines (3 conductor)*/
#define MAX_XRACK_SUB 21 /* Maximum Cross-Rack Tlines originating one Rack */

// Oracle DataBase Access

#define DB_SERVNAME "SIMULA" /* Oracle Database Client Service Name */
#define DB_USERNAME "simulator" /* Oracle Database User Name */
/*
#define DB_USERPSWD "211075" /* Oracle Database User Password */

#if _MSC_VER > 1000
#pragma once
#endif // _MSC_VER > 1000
// DCPRDialog.h : header file
//

////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
// CDCPRDialog dialog
#include "resource.h"
#include "INCOM.h"
class AFX_EXT_CLASS CDCPRDialog : public CDialog
{
// Construction

public:
void MessageView(CString Msg);
//CINCOM InterM;

public:
int xrack_tlines_sub(int lastsub);
int xrack_tlines(int lastsub);
void update_pss_dbdata(ODynaset Dyn, int Pss, int Num);
void update_gov_dbdata(ODynaset Dyn, int Exc, int Num);
void update_exc_dbdata(ODynaset Dyn, int Exc, int Num);
BOOL get_genctldata(CString cntl, int busno, int ID, ODynaset *Dyn, char* strModelName);
void generator_realloc();
void divide_big_mini(int number_mini, int nobus_mini, int maxbus_mini, double timestep);
int trf_check(int genbusno);
void dft_stinj2(int sub, char *name1, int Xm, int Ym);
void calc_proc();
void rack_allocation();
void dft_proc2(int sub, char *name1, char *name2, int Xm, int Ym);
int bra2braptr(int frbusno, int tobusno);
void SetTabWindow();
int draw_loads_atbus2(int sub, int busno, int Xm, int Ym, int ctl_proc, int RL);
void dft_stinj(int sub, char *name1, char *name2, char *name3, int Xm, int Ym);
void dft_t2hide(int sub, int genrr, int Xm, int Ym);
int dft_zipload(int sub, int load, int Xm, int Ym, int RL);
int dft_load(int sub, int load, int Xm, int Ym, int RL);
int no_utrf_check(int genbusno);
int bus_load_check(int busno);

```

```

void compute_sat_curve(int sub,int rrpPtr);
void sib_mac();
void sib_VBrms();
void sib_init();
int find_gov(int busno);
int find_direct_connections(int busno,int *b1,int *b2,int *b3,int *b4,int *b5,int *b6)
int draw_RL_atbus(int sub,int busno,int Xm,int Ym,int RL);
int rt_nint(double val);
int dft_trl12(int sub,int trl,int Xm,int Ym,int RL);
int dft_trl9(int sub,int trl,int Xm,int Ym,int RL);
int dft_RL3(int sub,int bra,int Xm,int Ym,int RL);
int check_all_irc();
char* DeleteUpper(char* string);
CString ConvertToGeneralForm(char* LineData);
bool CheckEnd(char Ch);
void MessageView2(CString Msg);
void dft_proc(int sub,char* name,int Xm,int Ym);
void after_dec(double fp,char* string,int dig);
void estimate_tlzzero(float Sbase,float Volt,double zireal,double zimage,double
yimage,double* TRTIME0,double* TRTIME1,double* CHREST0,double* CHREST1,double* R_0,double*
R_1,double* Tlength);
int merge_chk(int mini1,int mini2);
void find_sub(int sub,int mini,int no);
int no_start_sub(int mini);
int remain_mini();
int connect_mini(int sub,int mini,int mini_no);
void set_mini_sys(int mini,int nobus);
void dft_init(double delt);
void dft_pss(int sub,int pss,int Xm,int Ym,int proc,int RL);
void dft_gov(int sub,int gov,int gen,int Xm,int Ym,int proc,int RL);
void dft_exc(int sub,int exc,int gen,int Xm,int Ym,int proc,int RL);
void dft_genrr(int sub,int rrpPtr,int Xm,int Ym,int RL);
void dft_bus(int sub,int Xm,int Ym,int Len,int Orient,int busno);
void dft_rlc(int sub,int Xm,int Ym,int type,double val,int RL);
int dft_pasload(int sub,int bra,int Xm,int Ym);
int draw_loads_atbus(int sub,int busno,int Xm,int Ym);
int draw_tlines_atbus(int sub,int busno,int Xm,int Ym,int RL);
int dft_trl6(int sub,int trl,int Xm,int Ym,int RL);
int check_irc(int sub1,int sub2,int bra);
void dft_txt(int sub,int Xm,int Ym,char text1[20],char text2[20]);
int dft_trl3(int sub,int trl,int Xm,int Ym,int RL);
void dft_trf(int sub,int left_busno,int trf,int Xm,int Ym,int wdn,int cfg);
int find_pss(int busno);
int find_exc(int busno);
void remzero(double fp,char* string);
void dft_con(int sub,int Xm,int Ym,int RL);
void dft_gencls(int sub,int clsPtr,int Xm,int Ym,int RL);
void dot2pixel(int* Xm,int* Ym);
void dft_netsol(int sub,int a,int b);
void assign_node_no();
void auto_sub_alloc();
int busno2busPtr(int busno);
void read_exc_data(char *first_line,int no_float_parms);
void read_gov_data(char *first_line,int no_float_parms);
void read_pss_data(char *first_line,int no_float_parms);
void man_sub_alloc();
int dft_pitr13(int sub,int trl,int Xm,int Ym,int RL);
int dft_pitr16(int sub,int trl,int Xm,int Ym,int RL);
int draw_PI_lines_atbus(int sub,int busno,int Xm,int Ym,int RL,int *PI3no,int
*PI6no);
CDCPRDialog(CWnd* pParent = NULL); // standard constructor
BOOL CommWatchProc(void); /* 케이스를 등록하는 함수*/

CString m_pr_rawpath;
CString m_pr_dyrpath;
CString m_pr_seqpath;
CString m_pr_dftpath;

```

```

ODynaset Dyn_Gen, Dyn_Trif2, Dyn_Trif3, Dyn_Tl;
CString strSql;
OValue Val;
ODatabase db;
oboolean nm;
// Dialog Data
//{{AFX_DATA(CDCPRDialog)
enum { IDD = IDD_PR_Dialog };
CTabCtrl m_pr_tabCtrl;
CString m_pr_rawfile;
CString m_pr_dyrfile;
CString m_pr_seqfile;
BOOL m_pr_trzero;
BOOL m_pr_dbuse;
CString m_pr_dftfile;
CString m_pr_status;
BOOL m_bTabBottom;
int m_nTabNum;
BOOL m_pr_load;
BOOL m_pr_pitl;
BOOL m_pr_v3gen;
float m_pr_delt;
UINT m_pr_maxbra;
UINT m_pr_maxbus;
UINT m_pr_maxgen;
UINT m_pr_maxload;
UINT m_pr_maxsub;
UINT m_pr_buspersub;
BOOL m_pr_dualirc;
CString m_pr_casename;
BOOL m_pr_tiebus;
double m_pr_tier;
double m_pr_tiex;
double m_pr_tieb;
BOOL m_pr_genv2;
BOOL m_pr_genv3;
BOOL m_pr_zipload;
BOOL m_pr_pqload;
BOOL m_pr_pasload;
BOOL m_pr_dbtrf;
BOOL m_pr_dbtl;
BOOL m_pr_dbgov;
BOOL m_pr_dbgen;
BOOL m_pr_dbexc;
BOOL m_pr_dns;
BOOL m_pr_mnualloc;
//}}AFX_DATA

// Overrides
// ClassWizard generated virtual function overrides
//{{AFX_VIRTUAL(CDCPRDialog)
public:
virtual BOOL PreTranslateMessage(MSG* pMsg);
protected:
virtual void DoDataExchange(CDataExchange* pDX); // DDX/DDV support
//}}AFX_VIRTUAL

// Implementation
protected:

// Generated message map functions
//{{AFX_MSG(CDCPRDialog)
afx_msg void OnPrRawbr();
afx_msg void OnPrDyrbr();
afx_msg void OnPrSeqbr();

```

```

virtual BOOL OnInitDialog();
afx_msg void OnPrDftbr();
afx_msg void OnPrDbuse();
afx_msg void OnDbexc();
afx_msg void OnDbgen();
afx_msg void OnDbgov();
afx_msg void OnDbtl();
afx_msg void OnDbtrf();
afx_msg void OnPrTlzero();
afx_msg void OnPrExit();
afx_msg void OnPrClear();
afx_msg void OnPrStart();
afx_msg void OnSelchangeOptionTab(NMHDR* pNMHDR, LRESULT* pResult);
afx_msg void OnPrLoad();
afx_msg void OnPrPimodel();
afx_msg void OnChangePrCasename();
afx_msg void OnKillfocusPrTimestep();
afx_msg void OnPrTiebus();
afx_msg void OnKillfocusPrTieb();
afx_msg void OnKillfocusPrTier();
afx_msg void OnKillfocusPrTiex();
afx_msg void OnPrGenv3();
afx_msg void OnPrGenv2();
afx_msg void OnPrPasload();
afx_msg void OnPrZipload();
afx_msg void OnPrPqload();
afx_msg void OnKillfocusPrMaxbranch();
afx_msg void OnKillfocusPrMaxbus();
afx_msg void OnKillfocusPrMaxgen();
afx_msg void OnKillfocusPrMaxload();
afx_msg void OnKillfocusPrMaxsub();
afx_msg void OnKillfocusPrBuspersub();
afx_msg void OnPrDualirc();
afx_msg void OnPrCase();
afx_msg void OnPrDns();
afx_msg void OnPrMnualloc();
//))AFX_MSG

```

// Definitions of Function for PSS/E to RTDS Data Conversion Routine

```

DECLARE_MESSAGE_MAP()
};

```

```

//{{AFX_INSERT_LOCATION}}

```

// Microsoft Visual C++ will insert additional declarations immediately before the previous line

```

#endif // !defined(AFX_DCPDRIALOG_H__F1FDD62F_F364_11D3_86B0_00000E005BAC__INCLUDED_)

```

(3) DCERDialog.h

```

#if !defined(AFX_DCERDIALOG_H__25888EC6_2E50_4ECO_8CEF_E68659F85F75__INCLUDED_)
#define AFX_DCERDIALOG_H__25888EC6_2E50_4ECO_8CEF_E68659F85F75__INCLUDED_

```

```

#if _MSC_VER > 1000
#pragma once
#endif // _MSC_VER > 1000
// DCERDialog.h : header file
//

```

```

////////////////////////////////////
// CDCERDialog dialog
#include "resource.h"
#include "INCOM.h"

```

```

class AFX_EXT_CLASS CDCERDialog : public CDialog
{
// Construction
public:
    void dft_exc_scrx2(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int sub);
    void dft_machine_snc375(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_integral(int *c, FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_trans_fcn(int *c, FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_maxmin(int *c, FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_rms3ph(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_sumjct(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_compar(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_signalgen(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_modulator(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_complex(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_cmplx(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_diffpole(int *j, FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_leadlag(int *j, FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_realpole(int *j, FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_div(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_mult(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_hardlimit(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_ratelimit(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_range(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_txferfnc(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_nl_gain(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_surge(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_downramp(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_upramp(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_trig(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_tdelay(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_abs(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_sqrt(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_square(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_gain(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_tfault(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int FLTSIG);
    void dft_fault_sw(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int FLT);
    void dft_var_pot(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_var_switch(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_var_button(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_var(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_source1(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_zminusone(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_nodennetsol(int sub, FILE *out_sub_dft);
    void store_nodepoint();
    void store_generatorinfo();
    void find_wire_connect(int sub, int wire);
    BOOL wire_connect(int sub, int x1, int y1, int x2, int y2);
    void store_wireinfo();
    void dft_exc_scrx(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int sub);
    void dft_time_output(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_scenario_start(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_time_sig(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_compare(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_select(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_tbreak_1(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int BRK SIG);
    void dft_machine_sqc100(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_pi_section(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int PITL);
    void dft_breaker3(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int BRK);
    void dft_breaker1(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int BRK);
    void dft_ammeter(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_source3(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_import(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
    void dft_hpfilter(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int HPFilter);
    void dft_rlc(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int RLC);
    void dft_rrl(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int RRL);
    void dft_consti(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);

```

```

void dft_const(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
void unknown_model(FILE *input_dft);
void removezero(double fp, char *string);
void dft_basic_model(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
void dft_t_line6(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
void dft_t_line3(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
void dft_xformer_3w(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
void dft_xformer_2w(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
void dft_xformer_3p3w(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
void dft_xformer_3p2w(FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft);
void dft_machine_mac100_1(int sub, FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int *com);
void dft_machine_mac100(int sub, FILE *input_dft, FILE *out_sub_dft, int *com);
void MessageView2(CString Msg);
void MessageView(CString Msg);
CDCERDialog(CWnd* pParent = NULL); // standard constructor

CString m_er_dftinpath;
CString m_er_tlinesinpath;
CString m_er_dftoutpath;

// Dialog Data
//{{AFX_DATA(CDCERDialog)
enum { IDD = IDD_ER_Dialog };
CString m_er_dftout;
CString m_er_dftin;
CString m_er_tlinesin;
CString m_er_case_title;
double m_er_Timestep;
BOOL m_er_sel_Timestep;
//}}AFX_DATA

// Overrides
// ClassWizard generated virtual function overrides
//{{AFX_VIRTUAL(CDCERDialog)
protected:
virtual void DoDataExchange(CDataExchange* pDX); // DDX/DDV support
//}}AFX_VIRTUAL

// Implementation
protected:

// Generated message map functions
//{{AFX_MSG(CDCERDialog)
afx_msg void OnErCase();
afx_msg void OnErClear();
afx_msg void OnErExit();
afx_msg void OnErStart();
afx_msg void OnErDftinbr();
afx_msg void OnErDftoutbr();
afx_msg void OnErTlinesinbr();
afx_msg void OnErSelTimestep();
virtual BOOL OnInitDialog();
//}}AFX_MSG
DECLARE_MESSAGE_MAP()
};

//{{AFX_INSERT_LOCATION}}
// Microsoft Visual C++ will insert additional declarations immediately before the previous line

#endif // !defined(AFX_DCPDIALOG_H__25888EC6_2E50_4ECO_8CEF_E68659F85F75__INCLUDED_)

```

(4) DCPDIALOG.h

```

#if !defined(AFX_DCPDIALOG_H__215A9BC1_D7E3_45DF_AB11_A40DFC76EE2C__INCLUDED_)
#define AFX_DCPDIALOG_H__215A9BC1_D7E3_45DF_AB11_A40DFC76EE2C__INCLUDED_
#if _MSC_VER > 1000
#pragma once

```

```

#endif // _MSC_VER > 1000
// DCPDialog.h : header file
//

/////////////////////////////////////////////////////////////////
// DCPDialog dialog
#include "resource.h"
#include "INCOM.h"

class CDCPPDialog : public CDialog
{
// Construction
public:
    bool chkend(char ch);
    CString GeneralForm(char* LineData);
    void delay_time(int millisec);
    CDCPPDialog(CWnd* pParent = NULL); // standard constructor

// Dialog Data
    //{AFX_DATA(CDCPPDialog)
    enum { IDD = IDD_PP_Dialog };
    CString m_pp_rawfile;
    CString m_pp_psffile;
    CString m_pp_dyrfile;
    CString m_pp_dynfile;
    //}AFX_DATA

    CString m_pp_rawpath;
    CString m_pp_dyrfpath;
    CString m_pp_psfpath;
    CString m_pp_dynpath;

// Overrides
    // ClassWizard generated virtual function overrides
    //{AFX_VIRTUAL(CDCPPDialog)
    protected:
    virtual void DoDataExchange(CDataExchange* pDX); // DDX/DDV support
    //}AFX_VIRTUAL

// Implementation
protected:

    // Generated message map functions
    //{AFX_MSG(CDCPPDialog)
    afx_msg void OnPPrawbr();
    afx_msg void OnPPdynbr();
    afx_msg void OnPPdyrbr();
    afx_msg void OnPPpsfbr();
    afx_msg void OnPpStart();
    afx_msg void OnPpSetup();
    afx_msg void OnPpEnd();
    //}AFX_MSG
    DECLARE_MESSAGE_MAP()
};

//{{AFX_INSERT_LOCATION}}
// Microsoft Visual C++ will insert additional declarations immediately before the previous line

#endif // !defined(AFX_DCPPDIALOG_H__215A9BC1_D7E3_45DF_AB11_A40DFC76EE2C__INCLUDED_)

```

(5) DCPDialog.h

```
#if !defined(AFX_DCPPDIALOG_H__215A9BC1_D7E3_45DF_AB11_A40DFC76EE2C__INCLUDED_)
```



```

#define AFX_DCPPDIALOG_H__215A9BC1_D7E3_45DF_AB11_A40DFC76EE2C__INCLUDED_

#if _MSC_VER > 1000
#pragma once
#endif // _MSC_VER > 1000
// DCPPDialog.h : header file
//

////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
// DCPPDialog dialog
#include "resource.h"
#include "INCOM.h"

class CDCPPDialog : public CDialog
{
// Construction
public:
    bool chkend(char ch);
    CString GeneralForm(char* LineData);
    void delay_time(int millisec);
    CDCPPDialog(CWnd* pParent = NULL); // standard constructor

// Dialog Data
//{{AFX_DATA(CDCPPDialog)
enum { IDD = IDD_PP_Dialog };
CString m_pp_rawfile;
CString m_pp_psffile;
CString m_pp_dyrfile;
CString m_pp_dynfile;
//}}AFX_DATA

    CString m_pp_rawpath;
    CString m_pp_dyrpath;
    CString m_pp_psfpath;
    CString m_pp_dynpath;

// Overrides
// ClassWizard generated virtual function overrides
//{{AFX_VIRTUAL(CDCPPDialog)
protected:
    virtual void DoDataExchange(CDataExchange* pDX); // DDX/DDV support
//}}AFX_VIRTUAL

// Implementation
protected:

    // Generated message map functions
//{{AFX_MSG(CDCPPDialog)
afx_msg void OnPPrawbr();
afx_msg void OnPPdynbr();
afx_msg void OnPPdyrbr();
afx_msg void OnPPpsfbr();
afx_msg void OnPpStart();
afx_msg void OnPpSetup();
afx_msg void OnPpEnd();
//}}AFX_MSG
    DECLARE_MESSAGE_MAP()
};

//{{AFX_INSERT_LOCATION}}
// Microsoft Visual C++ will insert additional declarations immediately before the previous line

#endif // !defined(AFX_DCPPDIALOG_H__215A9BC1_D7E3_45DF_AB11_A40DFC76EE2C__INCLUDED_)

```

(6) DCPSETUP.h

```
#if !defined(AFX_DCPPSETUP_H__2667DF12_FE8C_451B_8E9A_6AAA25E95D73__INCLUDED_)
#define AFX_DCPPSETUP_H__2667DF12_FE8C_451B_8E9A_6AAA25E95D73__INCLUDED_

#if _MSC_VER > 1000
#pragma once
#endif // _MSC_VER > 1000
// DCPSETUP.h : header file
//

/////////////////////////////////////////////////////////////////
// CDCPPSETUP dialog

#include "resource.h"

class CDCPPSETUP : public CDialog
{
// Construction
public:
    CDCPPSETUP(CWnd* pParent = NULL); // standard constructor

// Dialog Data
   //{{AFX_DATA(CDCPPSETUP)
    enum { IDD = IDD_PP_SETUP };
    CString m_pp_pealspath;
    CString m_pp_vstabpath;
    //}}AFX_DATA

// Overrides
    // ClassWizard generated virtual function overrides
    //{{AFX_VIRTUAL(CDCPPSETUP)
    protected:
    virtual void DoDataExchange(CDataExchange* pDX); // DDX/DDV support
    //}}AFX_VIRTUAL

// Implementation
protected:

    // Generated message map functions
   //{{AFX_MSG(CDCPPSETUP)
    afx_msg void OnPpPealsbr();
    afx_msg void OnPpVstabbr();
    virtual BOOL OnInitDialog();
    afx_msg void OnPpSetup2();
    //}}AFX_MSG
    DECLARE_MESSAGE_MAP()
};

//{{AFX_INSERT_LOCATION}}
// Microsoft Visual C++ will insert additional declarations immediately before the previous line

#endif // !defined(AFX_DCPPSETUP_H__2667DF12_FE8C_451B_8E9A_6AAA25E95D73__INCLUDED_)
```

(1) DCPEDialog.h

```
#if !defined(AFX_DCPEDIALOG_H__14B92DBF_CC35_481A_B1E4_E1CB02D81962__INCLUDED_)
#define AFX_DCPEDIALOG_H__14B92DBF_CC35_481A_B1E4_E1CB02D81962__INCLUDED_

#if _MSC_VER > 1000
#pragma once
```

```

#endif // _MSC_VER > 1000
// DCPEDialog.h : header file
//

////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
// CDCPEDialog dialog

class CDCPEDialog : public CDialog
{
// Construction
public:
    CDCPEDialog(CWnd* pParent = NULL);    // standard constructor

// Dialog Data
   //{{AFX_DATA(CDCPEDialog)
    enum { IDD = IDD_PE_Dialog };
        // NOTE: the ClassWizard will add data members here
    //}}AFX_DATA

// Overrides
    // ClassWizard generated virtual function overrides
    //{{AFX_VIRTUAL(CDCPEDialog)
protected:
    virtual void DoDataExchange(CDataExchange* pDX);    // DDX/DDV support
    //}}AFX_VIRTUAL

// Implementation
protected:

    // Generated message map functions
   //{{AFX_MSG(CDCPEDialog)
        // NOTE: the ClassWizard will add member functions here
    //}}AFX_MSG
    DECLARE_MESSAGE_MAP()
};

//{{AFX_INSERT_LOCATION}}
// Microsoft Visual C++ will insert additional declarations immediately before the previous line

#endif // !defined(AFX_DCPEDIALOG_H__14B92DBF_CC35_481A_B1E4_E1CB02D81962__INCLUDED_)

```

제 4 절 자동전압 조정기의 정밀 모델링(8종)

1. 자동전압 조정기의 정밀 모델링(8종)

실효치 해석 프로그램인 PSS/E의 여자기 모델(8종)을 기준으로 유닉스 시스템을 기반으로 하는 3상 순시치 프로그램인 RTDS의 발전기 제어계 모델을 개발하였다. PSS/E 프로그램의 발전기 제어계 모델을 기준으로 개발 대상 모델을 선정하고 RTDS 제어기 모델은 단계 1~단계 3과 같은 순서로 개발하고 그 성능을 검증한다. 각 단계별 과정의 전체적인 개요를 살펴보면 다음과 같다.

단계 1 : 해당 제어기 모델 분석

PSS/E 프로그램의 매뉴얼에 제시된 제어 블록을 분석한다. 기본적으로는 제시된 제어 블록을 이용하여 개발이 가능하지만 일부 모델에 대해서는 제어 블록도에 생략된 블록(hidden block)이 존재하므로 PSS/E 내부 코드를 참조하여 해당 제어기 모델을 분석한다.

단계 2 : 해당 제어기 모델 설계 및 새로운 라이브러리 구축

GUI(Graphic User Interface) 환경인 PSCAD 프로그램에서 RTDS의 다른 컴포넌트와 동일하게 사용이 가능하도록 해당 제어기를 설계한다.

단계 3 : 해당 제어기 모델 검증

개발된 RTDS용 발전기 제어계 모델은 PSS/E 제어기 모델과 일련의 시험을 통하여 모델의 적합성을 검증하였다. 기준전압(V_{ref})을 정상상태 후 일정한 스텝(5%)을 인가하여 여자기 계자전압(E_{fd})과 발전기 단자전압(V_t)을 PSS/E의 결과와 비교하여 검증하였다. 여자기 모델 검증 시험의 경우, 아래 그림 4.1과 같은 개방회로를 이용하여 스텝시험을 적용하였다.

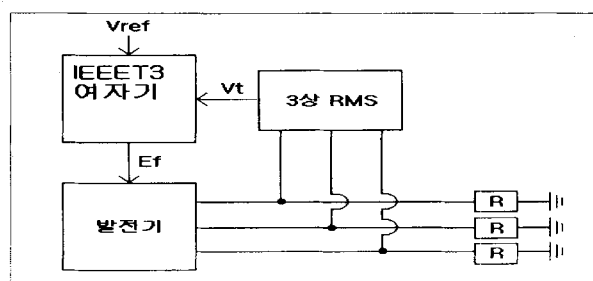


그림 4.1 개방회로 스텝시험 개념도

가. EXAC1, EXAC1A 및 EXAC3 여자기 모델(3종)

(1) PSS/E 제어계 모델 분석

최근에 들어서 여자 시스템은 직류형 여자 시스템을 대신하여 교류원(AC source of excitation power)과 정류기 브리지(rectifier bridge)를 사용하는 교류형 여자 시스템을 많이 사용하고 있는 추세이다. 앞에서 언급한 교류원(AC power source)는 발전기 축(shaft)에 의해서 동작하는 교류자(alternator)를 사용하거나 주발전기의 단자 또는 주발전기의 보조권선의 단자에 연결된 변압기가 된다. 정류기 브리지는 다이오드(diode)를 사용

하거나 실리콘 제어 정류기(SCR : Silicon Controlled Rectifier)을 사용한다. 교류형 여자기(AC exciter)는 직류형 여자기(DC exciter)를 이용하여 어느 정도 구현이 가능하지만, 직류형 여자기가 부하 전류에 영향을 받지 않는 것에 비하여 교류형 여자기는 부하 전류가 증가할수록 동기 리액턴스(synchronous reactance)에 의하여 상당한 단자전압 강하를 발생하게 하여 서로 다른 특성을 보인다.(동기 리액턴스와 관련된 파라미터가 K_D 이다.) 그리고 여자기 전기자 반작용(armature reaction)의 영향도 고려되어 있다. 일반적으로 교류형 여자기(AC exciter)들은 서로 독립적으로 운전되는데, 이것은 여자기의 부하가 단지 정류기 하나뿐이기 때문이다.

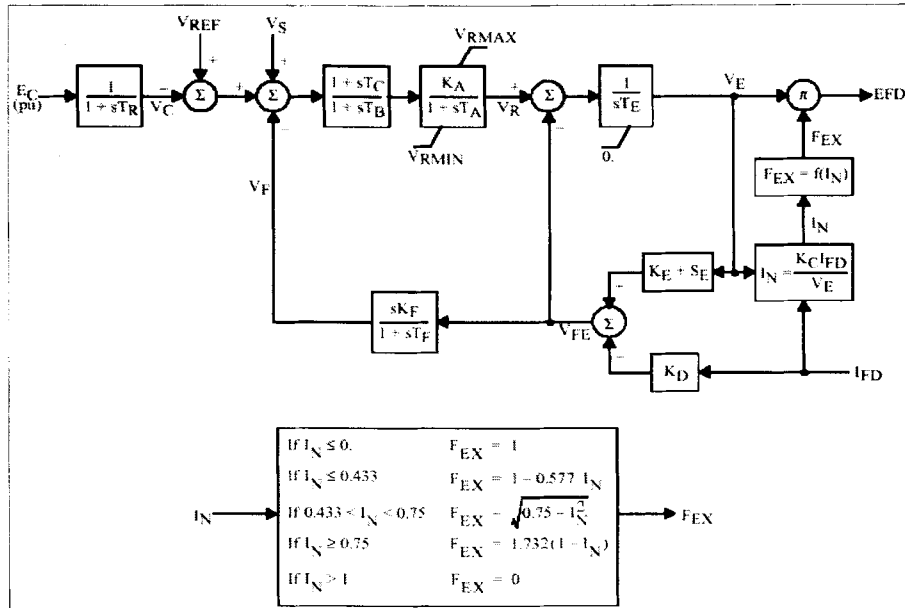


그림 4.2 EXAC1 PSS/E 제어 블록 다이어그램

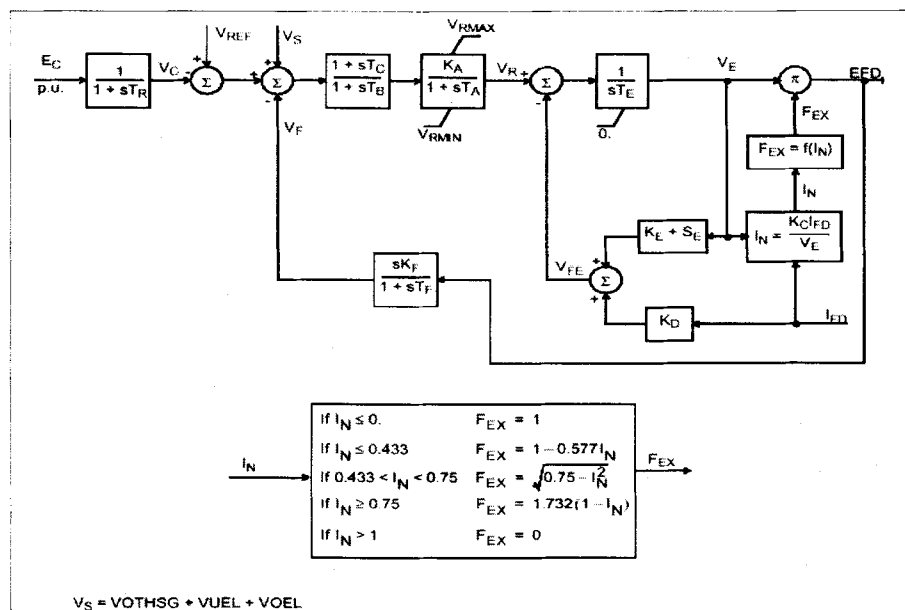


그림 4.3 EXAC1A PSS/E 제어 블록 다이어그램

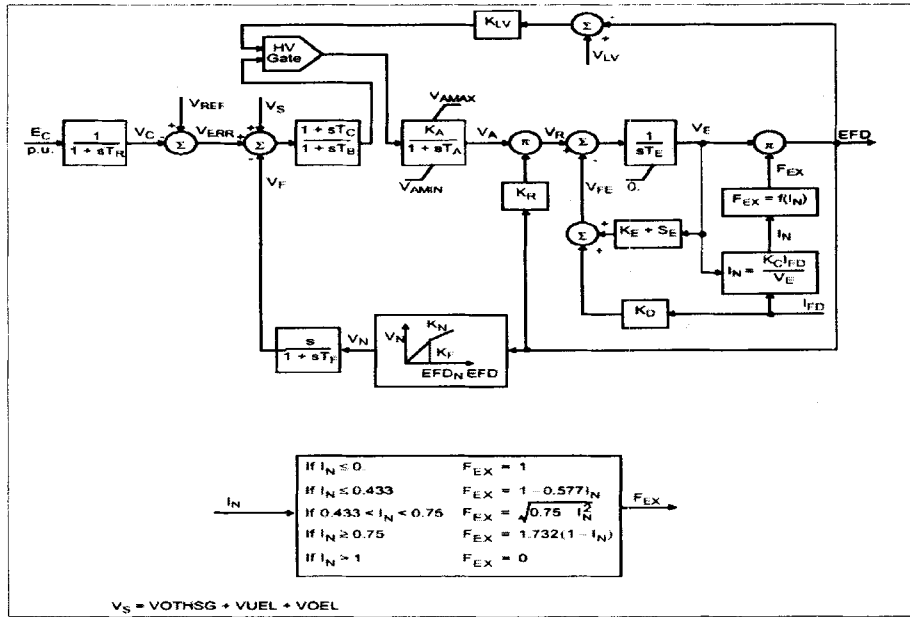


그림 4.4 EXAC3 PSS/E 제어 블록 다이어그램

(2) RTDS 제어계 모델 개발

RTDS용 EXAC1, EXAC1A, EXAC3 여자기 모델은 EMTDC와 마찬가지로 제공하는 기본적인 컨트롤스 컴포넌트 라이브러리로 구성이 가능하며, 앞에서 설명한 COMPOSITE 컴포넌트 생성법에 의하여 다른 컴포넌트와 같이 하나의 아이콘 형태로 구현이 가능하며, 여자기의 시정수(TA)와 이득(KA)등의 모든 파라미터는 PSS/E 입력 파라미터와 동일하도록 구성하였다. RTDS용 모델로 구현된 여자기 모델은 다음과 같다.

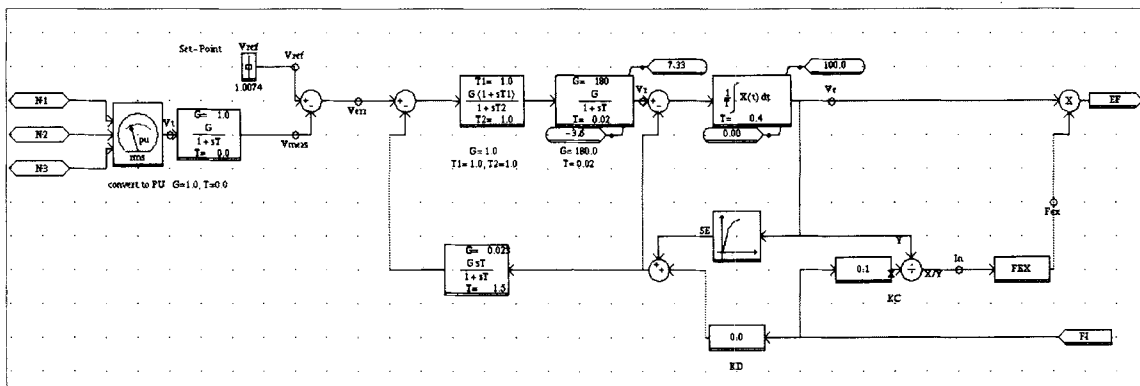


그림 4.5 RTDS용 EXAC1 여자기 모델 (CC급)

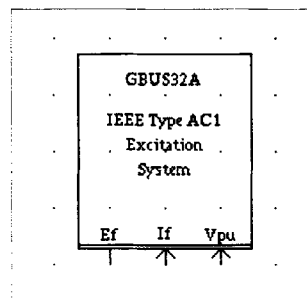


그림 4.6 RTDS용 EXAC1 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
PSS	Include Stabilizer Input?	No	Yes
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.7	kV
Vl	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Tr	Time Constant Tr	0.0	sec
Tb	Time Constant Tb	0.0	sec
Tc	Time Constant Tc	0.0	sec
Ka	Gain Ka	100.0	
Ta	Time Constant Ta	0.02	sec
Vrmax	Upper Limit VRmax	7.33	pu
Vrmin	Lower Limit VRmin	-3.6	pu
Te	Integrator Time Constant Te	0.4	sec
Kf	Feedback Gain Kf	0.0345	
Tf	Feedback Time Constant Tf1	1.5	sec
Kc	Constant Kc	0.1	
Kd	Constant Kd	0.0	
Ke	Constant Ke	1.0	
E1	Value of E at Se1	6.08	
Se1	Value of Se at E1	0.062	
E2	Value of E at Se2	6.03	
Se2	Value of Se at E2	0.132	
Proc	Assigned Controls Processor	2	
Pri	Priority Level	2	

그림 4.7 RTDS용 EXAC1 여자기 모델 파라미터 입력 창
RTDS용 EXAC1 여자기 모델

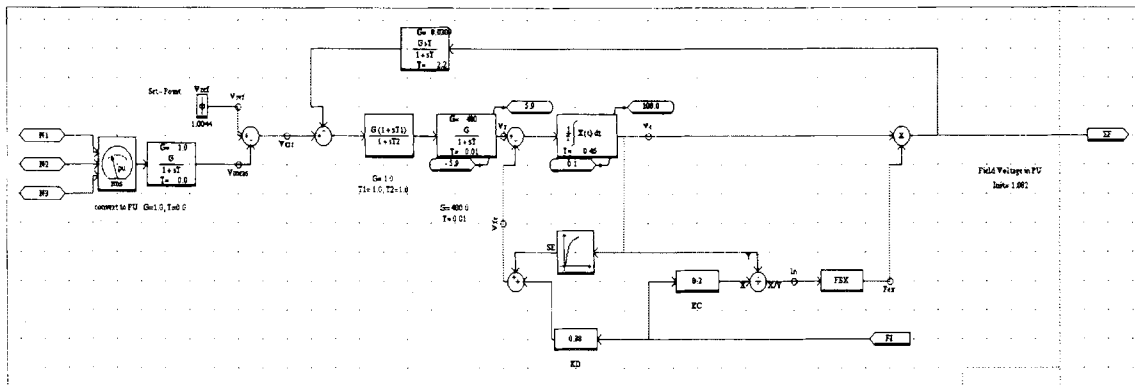


그림 4.8 RTDS용 EXAC1A 여자기 모델 (CC급)

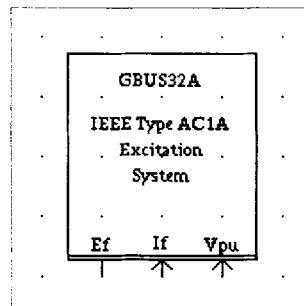


그림 4.9 RTDS용 EXAC1A 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
PSS	Include Stabilizer Input?	No	Yes
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.781706	kV
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vi	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
T _r	Time Constant T _r	0.000000	sec
T _b	Time Constant T _b	0.000000	sec
T _c	Time Constant T _c	0.000000	sec
K _a	Gain K _a	400.000000	
T _a	Time Constant T _a	0.010000	sec
V _{max}	Upper Limit V _{Rmax}	5.900000	pu
V _{min}	Lower Limit V _{Rmin}	-5.900000	pu
T _e	Integrator Time Constant T _e	0.450000	sec
K _f	Feedback Gain K _f	0.060000	
T _f	Feedback Time Constant T _{f1}	2.200000	sec
K _c	Constant K _c	0.200000	
K _d	Constant K _d	0.380000	
K _e	Constant K _e	1.000000	
E1	Value of E at Se1	3.300000	
Se1	Value of Se at E1	0.030000	
E2	Value of E at Se2	4.500000	
Se2	Value of Se at E2	0.810000	
Proc	Assigned Controls Processor	2	
Pri	Priority Level	1	

그림 4.10 RTDS용 EXAC1A 여자기 모델 파라미터 입력 창
RTDS용 EXAC1A 여자기 모델

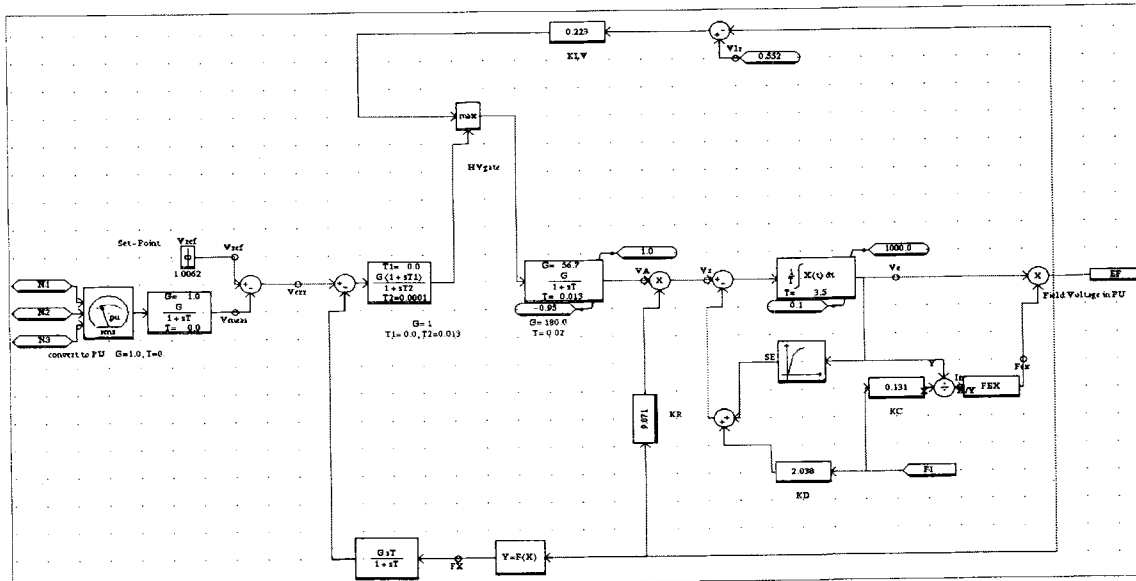


그림 4.11 RTDS용 EXAC3 여자기 모델(CC급)

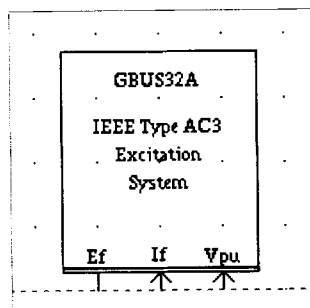


그림 4.12 RTDS용 EXAC3 여자기 모델(아이콘급)

Tr	Time Constant Tr	0.0	sec
Tb	Time Constant Tb	0.0	sec
Tc	Time Constant Tc	0.0	sec
Ka	Gain Ka	56.7	
Ta	Time Constant Ta	0.013	sec
Vamax	Upper Limit VAmix	1.0	pu
Vamin	Lower Limit VAmix	-0.95	pu
Te	Integrator Time Constant Te	3.5	sec
Klv	Constant KlV	0.223	
Kr	Constant Kr	9.071	
Kf	Constant Kf	0.143	
Tf	Feedback Time Constant Tf	1.0	sec
Kn	Constant Kn	0.05	
Efa	Constant EFDa	1.651	
Kc	Constant Kc	0.131	
Kd	Constant Kd	2.038	
Ke	Constant Ke	1.0	
Vlv	Constant Vlv	0.552	
E1	Value of E at Se1	2.49	
Se1	Value of Se at E1	0.046	
E2	Value of E at Se2	3.322	
Se2	Value of Se at E2	0.371	

그림 4.13 RTDS용 EXAC3 여자기 모델 파라미터 입력 창
RTDS용 EXAC3 여자기 모델

나. EXST1 여자기 모델(1종)

(1) PSS/E 제어계 모델 분석

EXST1 여자기 모델의 경우에는 여자 전력(excitation power)을 발전기 단자에 연결된 변압기를 통하여 공급 받으면서 제어 정류기(controlled rectifier)를 통하여 조절된다. 따라서 최대 여자전압은 발전기의 단자전압에 따라서 결정되게 된다. 이 모델은 여자기 시정수가 작고 과도이득이 작은 것이 특징인데 이와 관련된 파라미터가 TB, TC, KF, TF이다. 또한 일반적으로 KF는 0이다. EXST1 여자기 모델의 PSS/E 제어블록을 그림에 나타내었다.

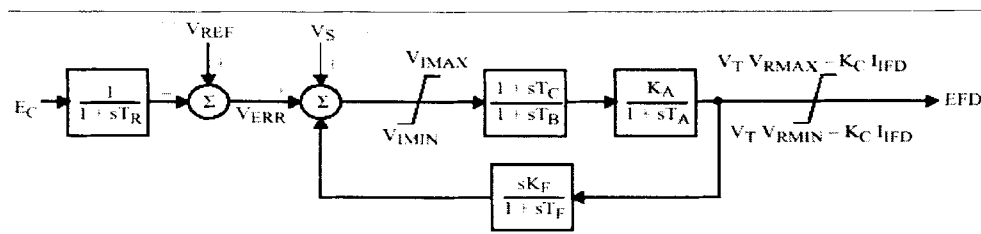


그림 4.14 EXST1 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

(2) RTDS 제어계 모델 개발

RTDS용 EXST1 여자기 모델은 EMTDC와 마찬가지로 제공하는 기본적인 컨트롤스 컴포넌트 라이브러리로 구성이 가능하며, 앞에서 설명한 COMPOSITE 컴포넌트 생성법에 의하여 다른 컴포넌트와 같이 하나의 아이콘 형태로 구현이 가능하며 아래의 그림에 나타내었다. RTDS용 모델로 구현된 여자기 모델은 다음과 같다.

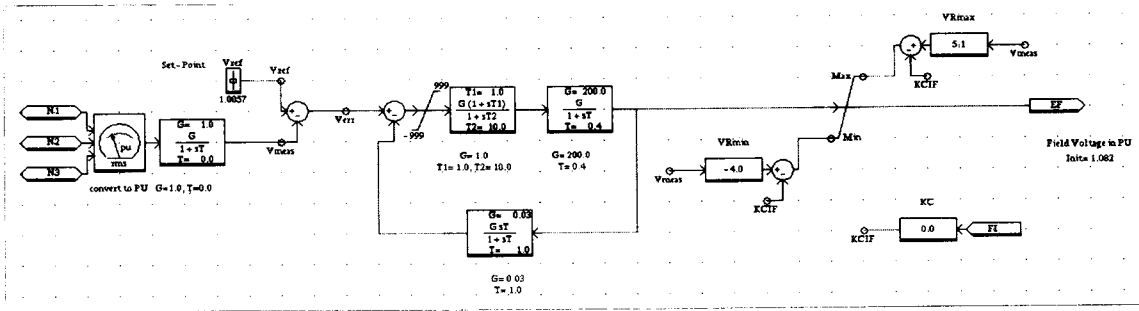


그림 4.15 RTDS용 EXST1 여자기 모델(CC급)

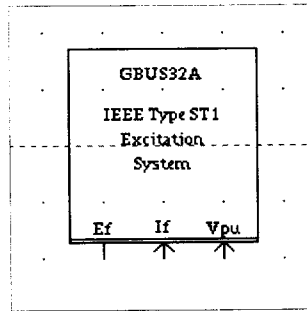


그림 4.16 RTDS용 EXST1 여자기 모델(아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
PSS	Include Stabilizer Input ?	No	Yes
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.701706	kV
Vi	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Tr	Time Constant Tr	0.0	sec
Vimax	Upper Limit VImax	999.0	pu
Vmin	Lower Limit VImin	-999.0	pu
Tc	Time Constant Tc	1.0	sec
Tb	Time Constant Tb	10.0	sec
Ka	Gain Ka	200.0	
Ta	Time Constant Ta	0.4	sec
VRmx	Upper Limit VRmax	5.1	pu
VRmn	Lower Limit VRmin	-4.0	pu
Kc	Constant Kc	0.0	
Kf	Feedback Gain Kf	0.03	
Tf	Feedback Time Constant Tf1	1.0	sec
Proc	Assigned Controls Processor	2	
Pri	Priority Level	2	

그림 4.17 RTDS용 EXST1 여자기 모델 파라미터 입력 창
RTDS용 EXST1 여자기 모델

다. EXST2 및 EXST3 여자기 모델

(1) PSS/E 제어계 모델 분석

EXST2와 EXST3 여자기 모델은 둘 다 정지형 모델로써 유사한 특성을 가지고 있지만, 약간의 차이가 있다. EXST2와 EXST3는 발전기 단자로부터 전압과 전류를 취득하여 이를 이용하여 동작하게 되고 정류기 로딩(load) 효과와 정류기 전류(轉流, commutation) 효과를 고려하고 있다. 그러나 EXST2 여자기 모델의 경우에는 KI가 0인 경우에 변수처리 되어 새로운 KI 값을 구하여 사용하지만, EXST3 여자기 모델의 경우에는 변수가 아닌 상수로 처리한다. EXST2와 EXST3 여자기 모델의 PSS/E 제어블록은 아

래와 같다.

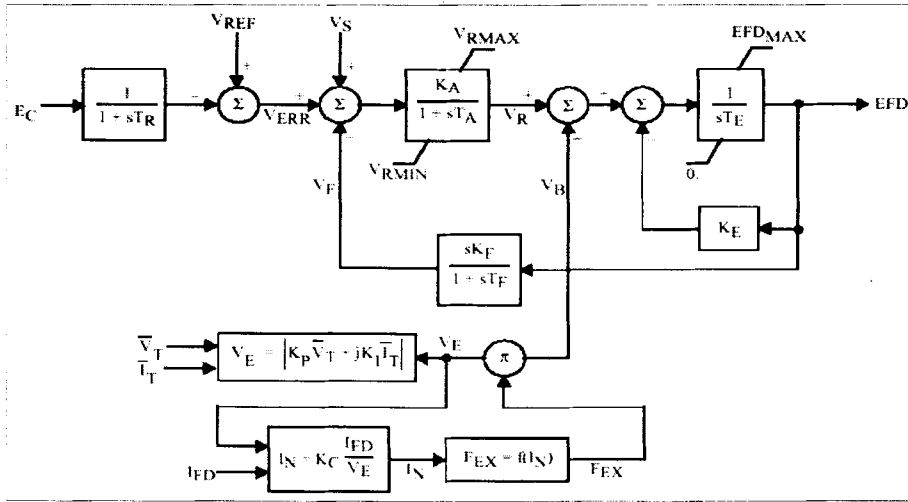


그림 4.18 EXST2 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

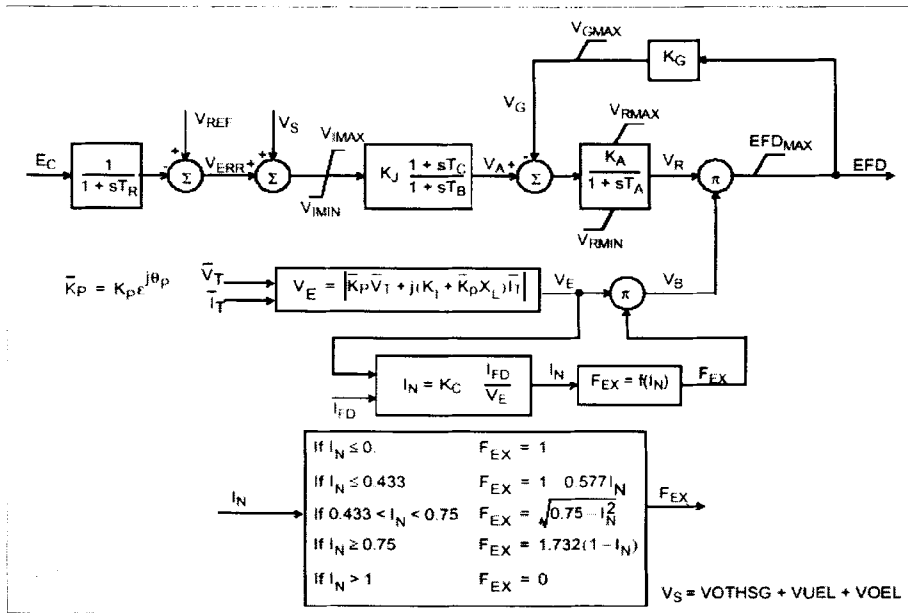


그림 4.19 EXST3 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

(2) RTDS 제어계 모델 개발

RTDS용 EXST2 여자기 모델과 EXST3 모델은 EMTDC와 마찬가지로 제공하는 기본적인 컨트롤스 컴포넌트 라이브러리로 구성이 가능하며, 앞에서 설명한 COMPOSITE 컨포넌트 생성법에 의하여 다른 컴포넌트와 같이 하나의 아이콘 형태로 구현이 가능한데, EXST2 여자기 모델과 EXST3 여자기 모델은 앞에서 설명한 바와 같이 KI 변수 처리에 있어 차이가 있다. EXST2 여자기 모델의 경우 KI 파라미터 값이 0인 경우 변수로 처리되지만, EXST3의 경우에는 상수로 처리된다. 참고적으로 KI 파라미터 값이 0인 경우에 대한 소스코드를 RTDS에 경우에는 EMTDC에서와 같이 볼 수 없다. 아래의 그림에 각각 나타내었다.

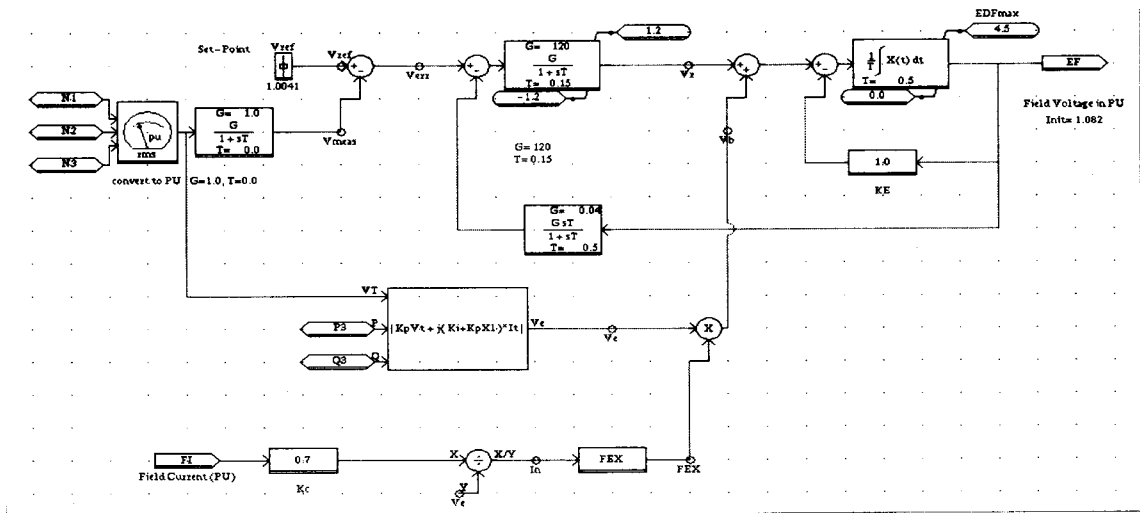


그림 4.20 RTDS용 EXST2 여자기 모델 (CC급)

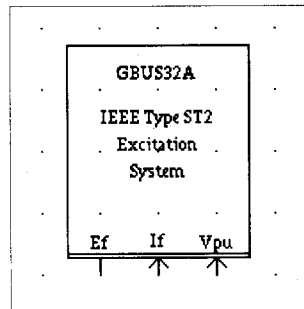


그림 4.21 RTDS용 EXST2 여자기 모델 (아이콘급)

Tr	Time Constant Tr	0.05	sec
Ka	Gain Ka	1.0	
Ta	Time Constant Ta	1.0	sec
Vrmax	Upper Limit VRmax	1.0	pu
Vrmin	Lower Limit VRmin	1.0	pu
Ke	Constant Ke	0.0	
Te	Time Constant Te	1.0	sec
Kf	Feedback Gain Kf	0.0	
Tf	Feedback Time Constant Tf	1.0	sec
Kp	Constant Kp	0.0	
Ki	Constant Ki	0.0	
Kc	Constant Kc	0.0	
Efmx	Upper Limit EFDmax	1.0	pu

그림 4.22 RTDS용 EXST2 여자기 모델 파라미터 입력 창

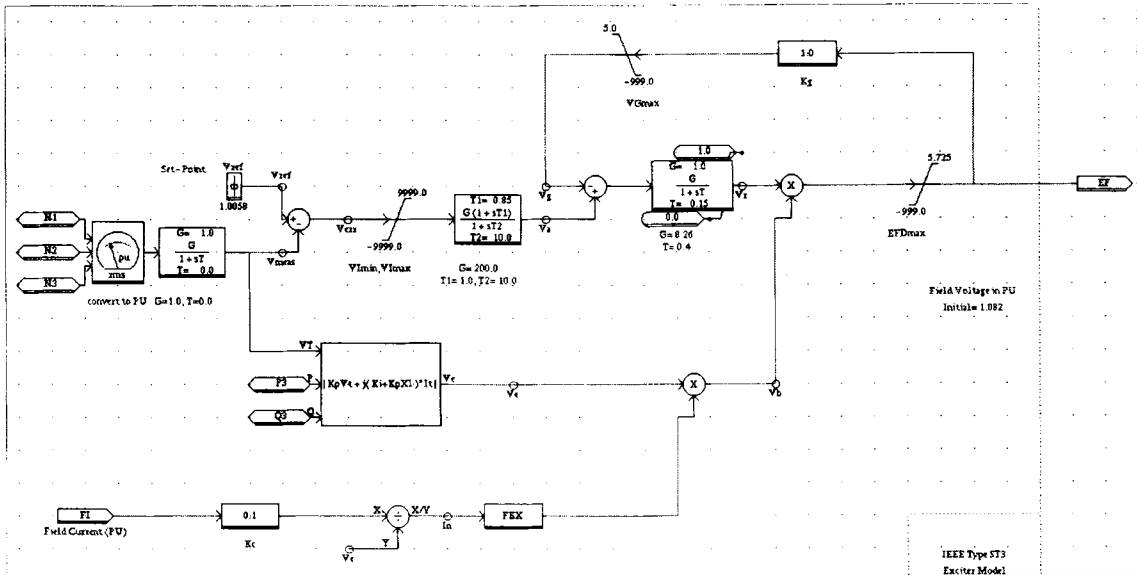


그림 4.23 RTDS용 EXST3 여자기 모델 (CC급)

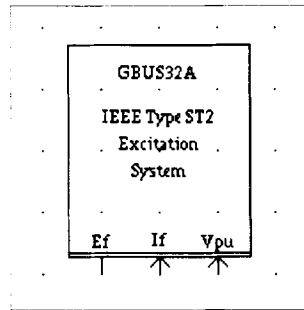


그림 4.24 RTDS용 EXST3 여자기 모델 (아이콘급)

Tr	Time Constant Tr	0.05	sec
Ka	Gain Ka	1.0	
Ta	Time Constant Ta	1.0	sec
Vrmax	Upper Limit VRmax	1.0	pu
Vrmin	Lower Limit VRmin	1.0	pu
Ke	Constant Ke	0.0	
Te	Time Constant Te	1.0	sec
Kf	Feedback Gain Kf	0.0	
Tf	Feedback Time Constant Tf	1.0	sec
Kp	Constant Kp	0.0	
Ki	Constant Ki	0.0	
Kc	Constant Kc	0.0	
Efnx	Upper Limit EFDmax	1.0	pu

그림 4.25 RTDS용 EXST3 여자기 모델

라. IEEE T1 및 IEEE T3 여자기 모델

(1) PSS/E 제어계 모델 분석

IEEE T1 여자기 모델은 분기(shunt) DC 여자기들과 발전기 축(shaft)에 의해서 동작하는

교류자(alternator)와 정류기 브리지를 사용하는 여자기를 나타내는데 사용되며, DC 여자기로 사용되는 경우에는 K_e , $VRMAX$, $VRMIN$ 파라미터 값을 0으로 입력하고 이 파라미터들의 값은 아래의 식에 의해서 결정된다. 교류 여자기 시스템일 경우에는 K_e 는 1이고 $VRMAX$ 와 $VRMIN$ 은 ESTR을 실행시킨 결과에 의해서 결정된다.

$$K_e = VRMAX / (10 \times Efd) - [SE(Efd)]$$

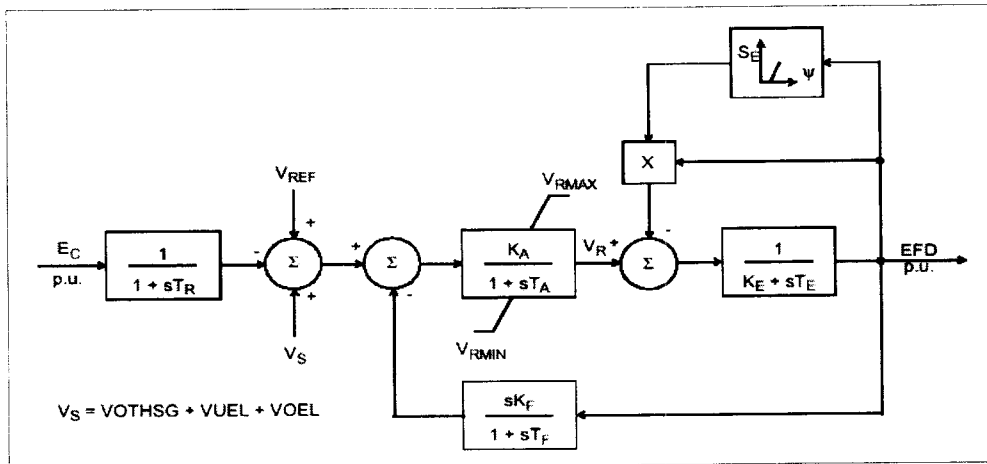


그림 4.26 IEEE1 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

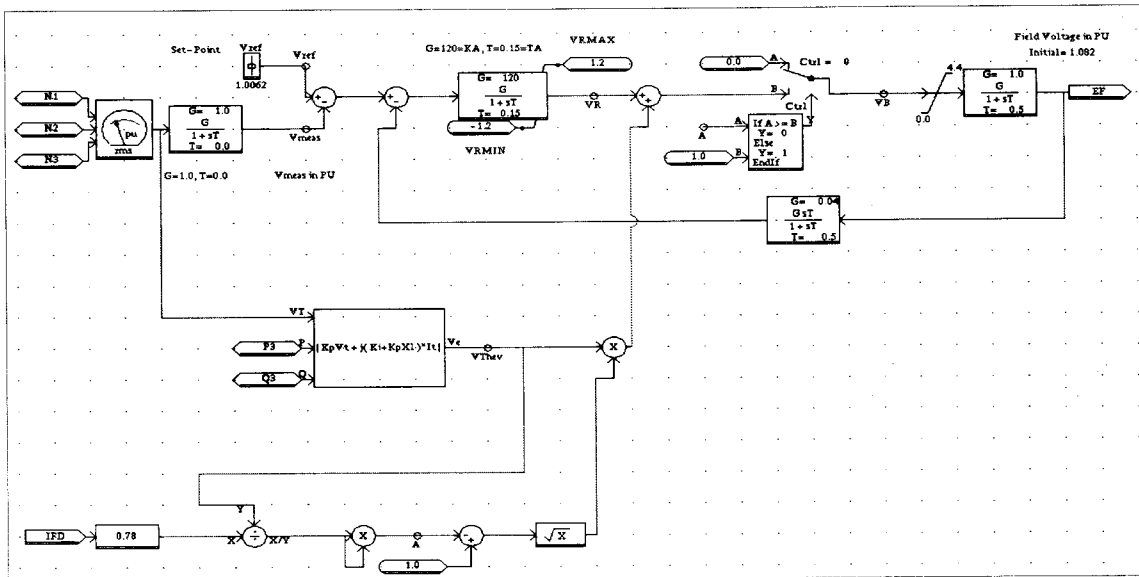


그림 4.27 RTDS용 IEEE3 여자기 모델 (CC급)

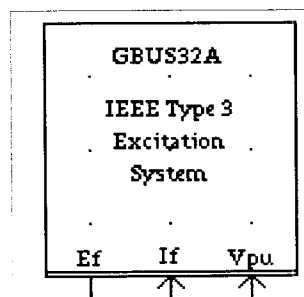


그림 4.28 RTDS용 IEEE3 여자기 모델 (아이콘급)

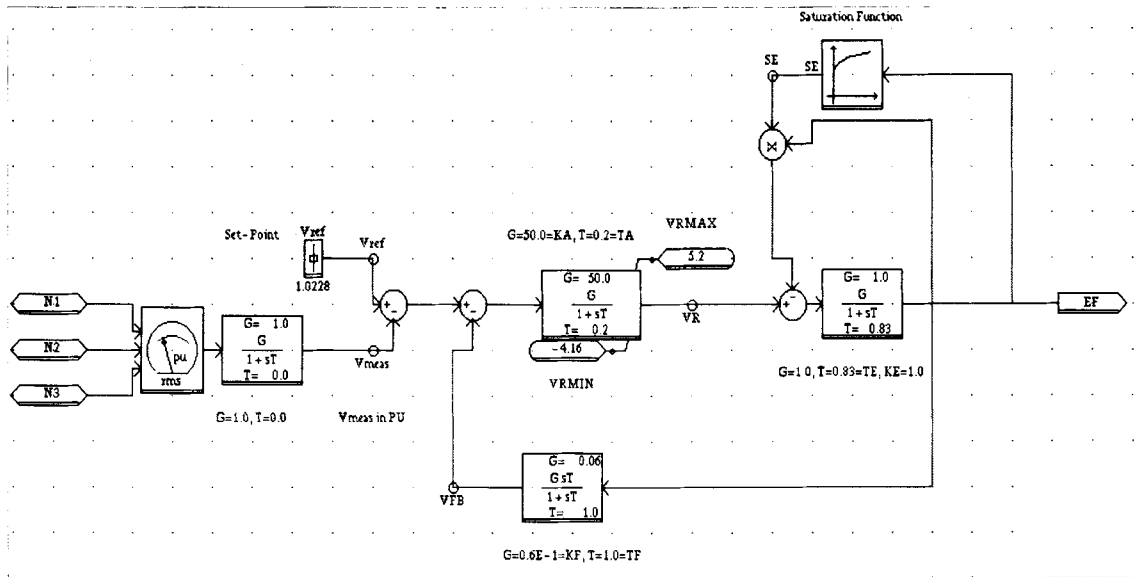


그림 4.29 RTDS용 IEEET1 여자기 모델 (CC급)

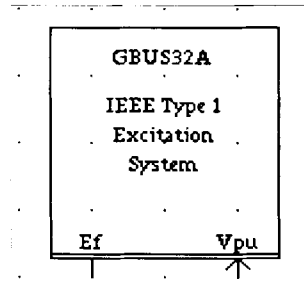


그림 4.30 RTDS용 IEEET1 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable?	No	Yes
PSS	Include Stabilizer Input?	No	Yes
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.7	kV
Vi	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Tr	Time Constant Tr	0.0	sec
Ka	Gain Ka	50.0	
Ta	Time Constant Ta	0.2	sec
Vmx	Upper Limit VRmax	5.2	pu
Vmn	Lower Limit VRmin	-4.16	pu
Ke	Constant Ke	1.0	
Te	Time Constant Te	0.83	sec
Kf	Feedback Gain Kf	0.06	
Tf	Feedback Time Constant Tf	1.0	sec
E1	Value of E at Se1	2.8	
Se1	Value of Se at E1	0.041	
E2	Value of E at Se2	3.8	
Se2	Value of Se at E2	0.368	
Proc	Assigned Controls Processor	2	
Pri	Priority Level	1	

그림 4.31 RTDS용 IEEET1 여자기 모델의 파라미터 입력 창

제 5 절 발전기 DB 구축

1. 고리N/P 3호기 발전기/제어계 모델정수 결정

가. 고리원자력 3호기 설비 제원

고리원자력 3호기는 1222.22MVA의 설비용량으로 GEC의 이중채널형 AVR을 채택하고 있으며, 이중 채널은 각각 일정 부하를 분담하여 운전하고 있다. 대부분의 이중채널형이 보조수단으로 사용되는 것과는 달리, 상시 운전되면서 비상시에 정상적인 채널이 모든 부하를 부담하는 특징이 있다. 고리N/P 3호기 발전기 제어계 특성시험은 2002년 9월 1일 시행되었고 설비제원은 표 5.1과 같다.

표 5.1 고리원자력 3호기 설비제원

	설 명	PSS/E 모델
발전기	정격 설비용량 : 1222.22MVA, 0.90PF 정격 단자전압 : 22,000 Vac 정격 단자전류 : 32,075 Aac PT비 : 22,000/120 Vac CT비 : 40,000/5 Aac SCR : 0.530 속도/극수/Teeth : 1,800 rpm/ 4 pole / 60EA 제작처 : GEC	GENROU (GENROU)
여자시스템	여자방식 : 교류여자방식, Dual Channel ZVA 모 델 명 : 정격계자전압 : 475 Vdc 정격계자전류 : 4,000 Adc(FULL LOAD) Adc (NO LOAD) Ceiling 전압 : Vdc 부여자기(Pilot Exciter) / 여자용 변압기(PPT) 용량 : 3,200 kW 형식 : PMG / 1800 rpm 정격전압 : 22,000 / 263 Vac 정격전류 : / 263 Aac IMPEDANCE : % 제작처 : GEC	IEEX2A (IEEX2A)
터빈-조속기	형식 : Tandem Compound 조속기 : EHC 용량 : 1050.0 MW, HP: 33.0% , IP: 0.0% , LP: 67.0% Droop : 정상시 100%, 기동시 5% 제작처 : GEC	IEEEG1 (IEEEG1)
주변압기	용량 : 1,385.0×3 MVA, Y-△결선, 단상 3대 전압 : 22.0 / 345.0 kV TAP NO. 1차 2차 1 2 3 4 5 %Z : 16.00 %	
PSS	모델명 : 有(미운전), Model number-P/STAB 입 력 : ΔPe 제작처 : PTI	

발전기 特性試驗은 정상상태 발전기 임피던스를 유도하기 위한 V-curve시험, 포화계수를 유도하기 위한 무부하포화곡선시험, 여자계 정수를 결정하기 위한 AVR 스텝업/다운 시험 그리고 발전기 시정수 및 임피던스를 결정하기 위한 1회의 부하차단 시험으로 수행되었다. 측정시험시 측정된 신호는 PT, CT, 계자전압, 계자전류, 축속도신호 그리고 2개

의 조속기 신호들이며, PC를 기본으로 하는 데이터 취득시스템인 DSM장비에 의해서 모든 측정데이터가 동시에 디지털로 取得되었다. 측정된 데이터는 아래와 같이 정수를 유도 하는데 사용된다.

나. 발전기 모델정수 유도 및 결정

발전기 모델정수를 유도하기 위해서 정상상태 V-curve시험, 무부하포화곡선시험 그리고 1회의 부하차단 시험을 이용하였다. 표 5.2는 부하차단전의 초기조건을 보여준다. 발전기 모델정수 유도방법은 deMello의 부하차단 방법을 개념으로 하여 절차에 따라서 유도하였다. 고리원자력 3호기는 1800rpm의 4극 원통형 발전기로서 발전기 모델은 PSS/E의 GENROU 모델이 적당하다. 그리고 아래에서 결정되는 모든 발전기 모델 정수는 GENROU 모델에 맞게 결정된다.

표 5.2 부하차단 초기조건

부하차단 No.	P (MW), Q(MVAR)	초기 단자전압	초기 부하각	AVR Mode
부하차단 #1	57.272MW, 3.7041MAVr	21.678kV	3.325°	DC Mode (MVR)

(1) 무부하 포화계수 결정

발전기 모델 GENROU 모델에서는 2개의 무부하 포화계수 S(1.0)과 S(1.2) 를 요구한다. S(1.0)은 단자전압이 1.0 pu 때의 포화계수이며 S(1.2)는 단자전압이 1.2 pu때의 포화계수이다. 무부하 포화곡선시험에서 측정된 데이터는 표 5.3과 같다. 기기보호 차원에서 아주 낮은 단자전압과 높은 단자전압은 측정되지 못했으므로, 측정된 표 5.3의 데이터를 보간하여 포화곡선을 유도하면 그림 5.1과 같다. 표 5.3으로부터 2개의 포화계수를 유도하면 아래와 같고 발전기 단자전압을 1.0 pu로 하는 공극선에 대한 기본 계자전류는 1269.52 ADC로 결정된다. 기본 계자전류는 V-Curve 데이터를 이용하여 정상상태 동기 임피던스 유도와 검증하는데 매우 중요하다. 한편, 계자전압을 가로축으로 하는 무부하포화곡선의 기본 계자전압은 운전조건에 따라 계자저항이 변동함에 따라 변동한다.

$$s(1.0) = 0.370453, \quad s(1.2) = 0.708464,$$

$$Ifd_base = 1269.52\text{Adc}, \quad \text{AFNL} = 1739.81\text{Adc}$$

표 5.3 무부하포화곡선시험 취득 데이터

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
60.232	18.435	121.601	1274.776
60.227	19.473	132.455	1386.642
60.216	20.628	146.547	1529.392
60.220	20.975	150.798	1568.970
60.217	21.175	153.645	1597.522
60.209	21.683	161.796	1676.054
60.206	22.042	167.037	1733.241
60.200	22.719	179.285	1853.287
60.198	23.000	185.336	1912.794
60.193	23.484	197.456	2030.482

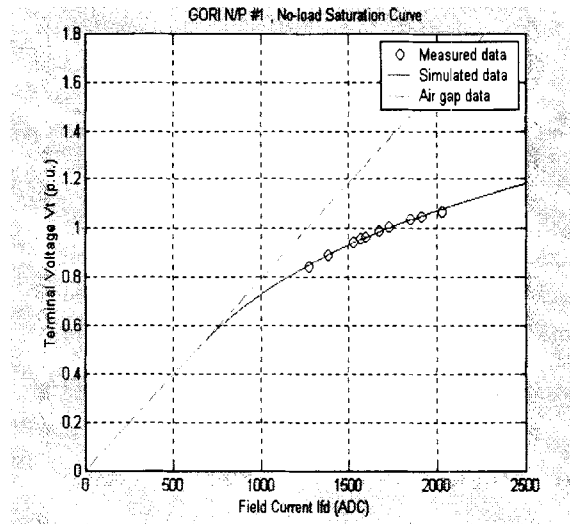


그림 5.1 고리원자력 3호기 무부하포화곡선

(2) 발전기 시정수 및 임피던스 결정

발전기 시정수 및 임피던스(리액턴스) 결정은 AVR이 동작하지 않은 일정여자(Constant field voltage)방식인 DC 모드에서 부하차단된 표 5.2의 부하차단 #1조건을 이용하여 결정한다. 먼저, 부하차단 #1의 부하차단전 초기조건을 이용하여 각각의 횡축 및 직축 전류를 계산하면 아래와 같다.

$$I_t = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{V_t} = 0.0469569 \text{ p.u.}$$

$$\phi = \cos^{-1}\left(\frac{P}{I_t V_t}\right) = 3.70048 \text{ deg, lagging}$$

$$I_d = 0.0469569 \times \sin(3.325^\circ + 3.70048^\circ) = 0.00574334$$

$$I_q = 0.0469569 \times \cos(3.325^\circ + 3.70048^\circ) = 0.0466043$$

(가) 횡축정수유도

발전기 개방 시정수와 임피던스 유도 및 결정은 측정된 단자전압에서 속도성분을 제거한 후의 단자자속(Terminal flux)만 이용하여 정수를 결정한다. 단자자속은 측정된 부하각(load angle)에 의해서 횡축과 직축 자속으로 분리할 수 있다. 이와 같이 분리된 직축 자속으로부터 deMello가 제안된 방법에 따라 먼저, 횡축 차과도(Subtransient) 임피던스(X''_q)와 횡축 동기 임피던스(X_q)를 아래와 같이 결정할 수 있다. 여기서 계산된 횡축 동기 임피던스는 포화된 값이므로 V-curve시험 데이터를 이용하여 정확한 값을 결정하기로 한다. 다음으로 개방 차과도 시정수(T_{qo}'')와 개방 과도시정수(T_{qo}') 그리고 횡축 과도 임피던스($X_{q'}$)를 차과도 성분과 차단전의 정상상태 성분을 제거한 횡축 자속으로부터 결정할 수 있다. 결정방법은 그림 5.2와 같이 측정된 자속과 일치되도록 하는 값으로 최적화 기법을 적용한 방법이다. 그림 5.3과 같이 완전히 일치시키기 위해서는 3개의 횡축 개방시정수가 필요했지만, GENROU모델에서는 2개만 필요하기 때문에 가장 긴 횡축 개방시정수는 무시하였다. 결정된 값은 아래와 같다.

$$X_q(\text{sat}) = 1.196540 \quad X_{q'} = 0.706776 \quad X_{q''} = 0.236868$$

$$T_{qo}' = 1.26639 \quad T_{qo}'' = 0.0581155$$

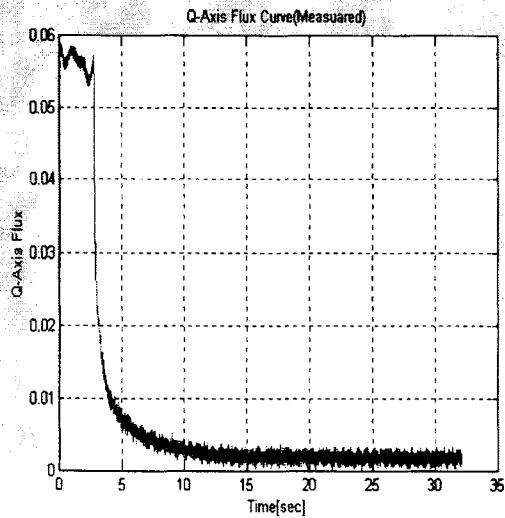


그림 5.2 분리된 횡축분 단자자속

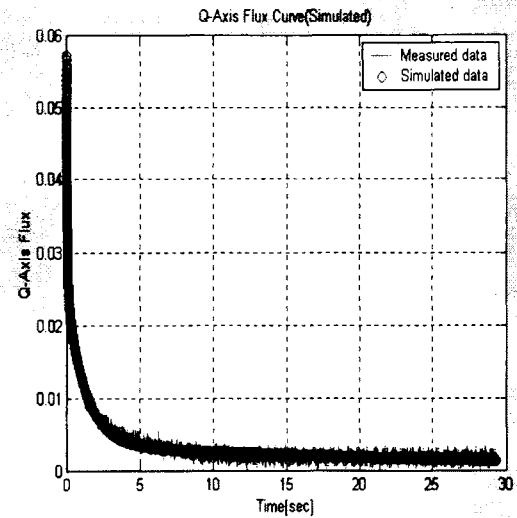


그림 5.3 측정/계산된 횡축분 단자자속

(나) 직축정수유도

그림 5.4는 부하차단 시험시 측정된 단자전압으로부터 주파수 변화분을 고려하여 분리된 직축 단자자속을 보여주고 있다. 직축 성분의 발전기 정수를 결정하기 위해서는 여자시스템의 제어특성이 포함되지 않도록 AVR 운전모드를 수동모드로 전환하여 부하를 차단해야만 한다. 즉, 그림 5.2의 횡축 단자자속과 같이 시정수를 가지고 최종 값으로 수렴해야 하지만 그림 5.4의 직축 단자자속은 횡축 단자자속과 달리 크게 동요하고 있다. 일반적으로 AVR을 수동운전 모드로 설정하고 부하를 차단하는 경우에 발전기 계자전압이 부하차단 전후에 일정하게 유지되므로 그림 5.2의 단자자속과 같이 직축 단자자속이 일정한 시정수를 갖고 최종 값으로 수렴하게 된다. AVR을 수동모드로 설정하고 부하를 차단할 때, 그림 5.4와 같이 직축 단자자속이 크게 변화하는 이유는 부하차단 이후에 발전기 계자전압이 일정하게 유지되지 않고 보호로직 등에 의해서 제어신호를 받아 행동하기 때문이다. 고리원자력 3호기의 1회 부하차단(수동모드) 시험으로부터 측정된 단자자속은 여자시스템의 제어특성이 반영되었기 때문에 측정 데이터에 의해서 직축 정수를 결정하는 것은 어려우므로 제작처에서 제공한 정수로 직축 발전기 정수를 결정한다.

제작처 제공 값: $X_d = 1.9000$ $X_d' = 0.3450$ $X_d'' = 0.2100$
 $T_{do}' = 7.5000$ $T_{do}'' = 0.0250$

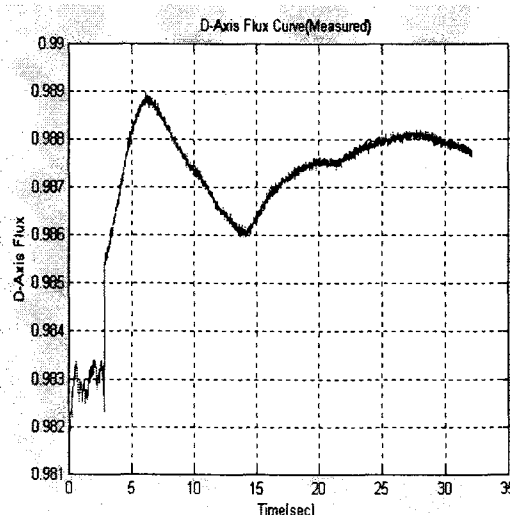


그림 5.4 분리된 직축분 단자자속

(3) 정상상태 동기 임피던스(X_d , X_q) 결정

정상상태 동기 임피던스 결정은 측정된 V-curve 데이터를 이용하여, 측정된 정상상태를 가장 잘 표현하는 값으로 임피던스를 결정하였다. 정상상태 초기조건 출력 $P(MW)$, 무효 출력 $Q(MVAR)$ 그리고 단자전압 V_t 가 주어지면 발전기 모델로부터 계자전류와 부하각을 계산할 수 있다. 이 계산된 값을 측정된 계자전류와 부하각을 비교하여 동기 임피던스 X_d 와 X_q 를 결정하는 것이 가능하다. 동기 임피던스 X_d 와 X_q 는 계자전류와 부하각에 서로 연관관계가 있으므로 두 정수를 최적화 변수로 잡고, 측정된 계자전류와 부하각과 계산된 계자전류와 부하각을 목적함수로 하는 최적화 식으로 정식화할 수 있다. 표 5.4와 같이 측정된 값과 계산된 값을 최소로 하는 두 개의 동기 임피던스 값은 아래와 같다. 단, 누설리액턴스는 제작처 제공값인 0.153pu를 적용한다.

$$X_d = 2.4500 \quad X_q = 1.386540$$

결정된 두 값은 앞에서 계산된 값과 차이를 보여준다. 일반적으로 원통형 동기발전기의 제작처 제공의 횡축, 직축 동기 임피던스는 차이가 없지만 제작처 제공의 값은 보통 설계 값이거나 무하부에서 유도한 값으로 실제 운전중인 상태를 정확히 나타내지 못한다. 비록, 부하차단시 AVR을 수동운전 모드로 설정하였지만 차단후 계자전압이 변동하여 직축 임피던스를 정확히 계산하지 못하고 제작처 제공값을 사용하였다. 결정된 발전기 임피던스를 검증하기 위하여 표 5.4와 같이 측정된 계자전류 및 부하각을 모의한 결과와 비교하면 거의 일치하고 있으므로 결정된 발전기 임피던스가 양호함을 확인할 수 있다.

표 5.4 고리원자력 3호기 V-Curve 시험데이터와 모델정수 검증

$V_t(kV)$	V_t pu	$P(MW)$	$Q(MVAr)$	측정된 $I_{fd}(A_{dc})$	계산된 $I_{fd}(A_{dc})$	%오차	측정된 부하각	계산된 부하각	오차 (deg)
22.243	1.011045	512.577	215.872	2809.301	2758.667	1.802	21.155	21.594	-0.439
22.007	1.000318	513.120	153.777	2598.245	2566.969	1.204	22.851	23.197	-0.346
21.872	0.994182	510.586	106.175	2449.320	2423.514	1.054	24.153	24.343	-0.190
21.649	0.984045	506.578	50.168	2278.507	2248.320	1.325	25.842	25.959	-0.117
21.428	0.974000	507.878	-4.633	2126.419	2090.899	1.670	27.797	28.008	-0.211
21.399	0.972682	504.506	-22.382	2079.901	2038.849	1.974	28.245	28.426	-0.181
22.219	1.009955	400.394	204.408	2625.984	2597.438	1.087	17.127	17.391	-0.264
22.088	1.004000	398.945	154.170	2453.056	2438.748	0.583	18.116	18.295	-0.179
21.902	0.995545	396.328	99.499	2271.671	2261.015	0.469	19.422	19.426	-0.004
21.729	0.987682	394.261	53.093	2127.639	2109.942	0.832	20.685	20.542	0.143
21.500	0.977273	393.395	-1.235	1968.287	1934.748	1.704	22.462	22.162	0.300
21.464	0.975636	395.576	-6.964	1954.494	1918.245	1.855	22.772	22.491	0.281
22.016	1.000727	199.980	202.811	2395.753	2408.279	-0.523	8.958	9.084	-0.126
21.844	0.992909	199.664	153.728	2216.212	2236.894	-0.933	9.597	9.638	-0.041
21.661	0.984591	197.307	101.073	2033.107	2052.814	-0.969	10.314	10.205	0.109
21.481	0.976409	193.456	47.978	1858.557	1867.464	-0.479	11.047	10.773	0.274
21.297	0.968045	191.049	0.173	1706.067	1697.348	0.511	11.894	11.445	0.449
21.289	0.967682	190.112	-10.745	1672.625	1663.071	0.571	12.015	11.545	0.470
22.320	1.014545	62.724	201.731	2381.623	2400.662	-0.799	2.514	2.791	-0.277
22.148	1.006727	60.830	152.887	2192.809	2228.008	-1.605	2.692	2.875	-0.183
21.935	0.997045	62.606	104.592	2016.113	2049.005	-1.631	3.023	3.163	-0.140
21.729	0.987682	57.366	49.197	1821.636	1848.421	-1.470	3.139	3.137	0.002
21.541	0.979136	60.100	3.393	1670.208	1680.844	-0.637	3.572	3.530	0.042
21.526	0.978455	57.348	-10.327	1628.054	1636.411	-0.513	3.563	3.428	0.135

(4) 발전기 직축 개방 과도시정수(T_{do}') 결정

부하차단에 의해 직축 개방 과도시정수를 결정하기 위한 조건은 계자전압이 과도상태시에 일정해야 한다. 이러한 조건은 수학적 모델에 의한 모의에서나 가능할 뿐 실제 응동에서는 어렵다. 부하차단 시험시 계자전압을 일정여자 방식으로 제어모드를 전환하지만 측정된 계자전압을 조사해보면 과도시에 일정하지 않음을 알 수 있다. 따라서 계산된 Tdo'는 계자전압이 변동하는 값에서 유도한 값이므로 다시 재결정할 필요가 있다. 본 해석에서 결정하는 방법은 AVR 스텝응답 시험시 측정된 계자전압을 직접 발전기에 강제 입력하여 계산된 단자전압과 측정된 단자전압을 일치시키는 값으로 결정하는 것이다. 그림 5.5-그림 5.7은 AVR 스텝응답 시험에서 측정된 계자전압을 입력하여 계산된 발전기 단자전압과 측정된 발전기 단자전압을 비교한 결과로써 거의 일치함을 확인할 수 있다. 따라서 결정된 직축 개방 과도시정수는 다음과 같다.

$$\text{직축 개방 과도시정수}(Tdo') = 13.925$$

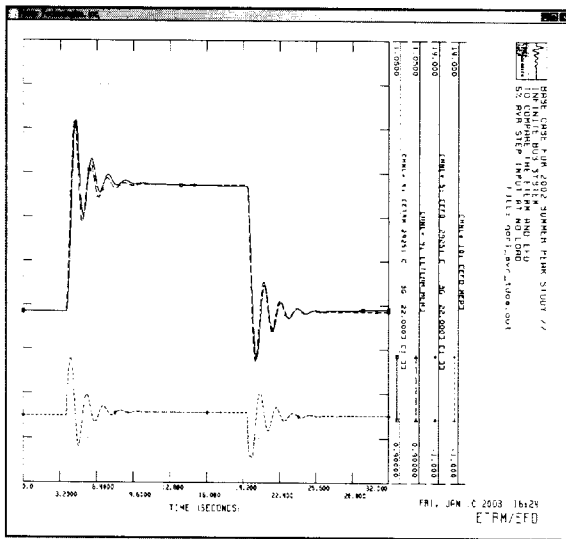


그림 5.5 측정/계산된 단자전압 및 Tdo' 검증 (A Channel 스텝인가)

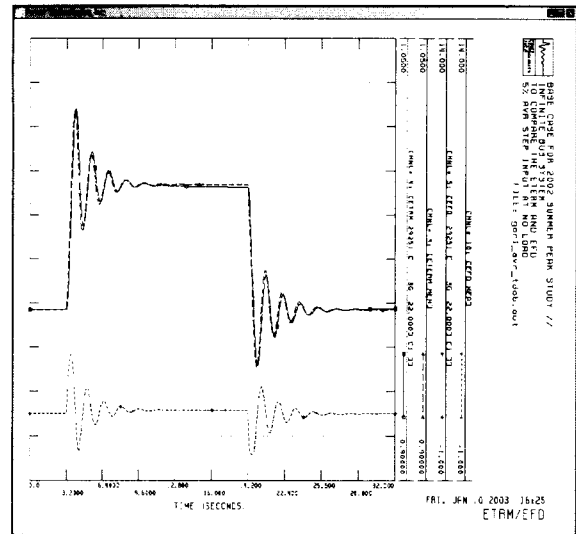


그림 5.6 측정/계산된 단자전압 및 Tdo' 검증 (B Channel 스텝인가)

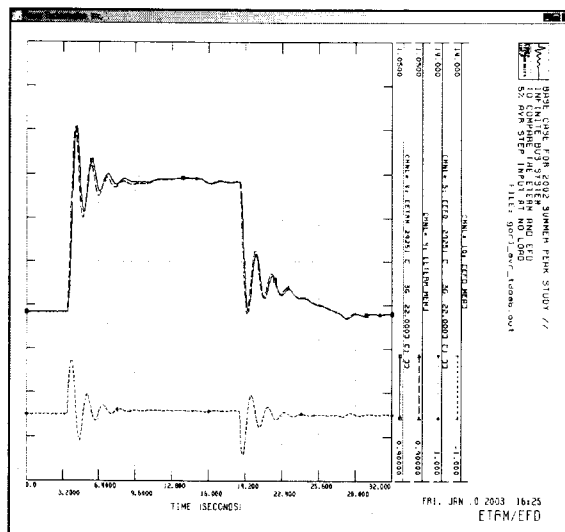


그림 5.7 측정/계산된 단자전압 및 Tdo' 검증 (A,B Channel 스텝인가)

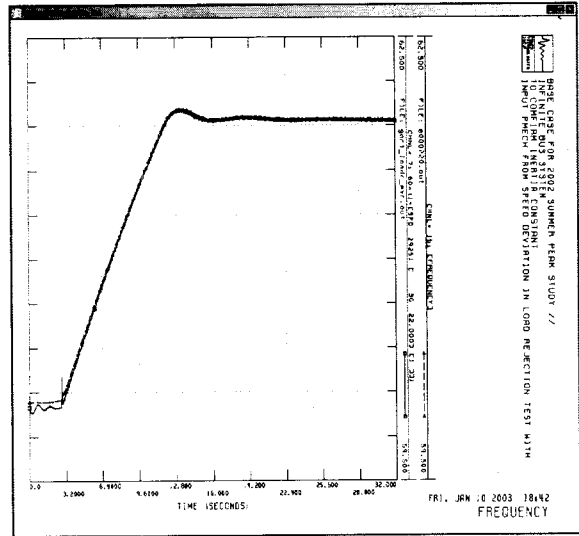
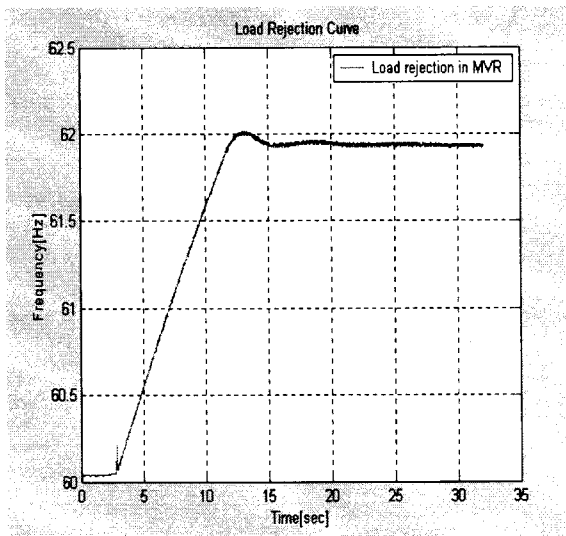
(5) 발전기/터어빈 관성계수 결정

고리원자력 3호기의 발전기 관성계수는 1회의 부하차단 시험시 측정된 주파수 변화분으로부터 유도하였다. 여기서, 결정되는 발전기 관성계수는 발전기 관성뿐만 아니라 터어

빈의 관성까지 고려되는 값이다. 부하차단에서 유도된 관성계수는 아래의 수식과 같으며 최종 결정된 값은 유도된 관성계수로 결정한다. 부하차단 전에는 전기적 출력(Pe)과 기계적 출력(Pm)이 균형이 이루어져 가속력(Pa)는 영(zero)이 된다. 그러나 부하차단 후에는 전기적 출력은 바로 영으로 가고 기계적 출력은 응동 시정수가 큰 관계로 그 값을 유지한다고 볼 수 있다. 따라서 부하차단후에는 가속력과 기계적 출력값이 같다. 결정된 H는 1회의 부하차단에서 유도된 관성계수를 나타낸다. 그림 5.8은 부하차단시 측정된 주파수에서 유도된 가속력을 이용하여 측정된 주파수와 계산된 주파수를 비교한 것이다. 계산된 주파수는 관성정수, H=5.62799로 하여 모델의 기계적 출력 PMECH에 측정된 주파수로부터 유도된 가속력을 부하차단 직후에 강제 삽입하여 비교한 것이다. 이와같이 합성된 기계적 출력을 입력으로 하는 경우에 계산된 주파수와 측정된 주파수는 거의 일치하고 있음을 알 수 있다.

$$H = \frac{\Delta P_a}{2 \frac{d\omega}{dt}}$$

부하차단 #1 (57.272MW) H = 5.62799
결정된 관성계수, H = 5.62799



(a) 부하차단시 측정된 주파수

(b) 부하차단시(MVR) 측정/계산된 주파수

그림 5.8 부하차단시 관성정수 검증

다. 여자계 모델정수 유도 및 결정

고리원자력 3호기의 여자시스템은 GEC의 이중채널형으로 발전기 계자에 직류를 공급하기 위하여 교류여자기(주여자기)와 다이오드 정류기로 구성되는 교류여자방식이다. 주여자기의 여자는 교류발전기(부여자기, PMG)에 의해 여자된다. 이중 채널형 AVR을 갖는 AC Rotating Exciter/Stationary Diode는 그림 5.9와 같다. 고리원자력 3호기 여자시스템 특징은 여자전류를 제어함으로써 발전기 단자전압을 기준전압으로 유지시키며 ZVA 이중 채널형 AVR은 정상운전시 채널 A와 채널 B는 부하를 분담하여 운전하지만 이중 채널중에서 1개가 고장이 발생하여 동작하지 않으면 다른 1개가 모든 부하를 담당하도록 되었다. 그림 5.10은 이중 채널형 AVR 여자시스템으로 주요 기능은 전압제어루프와 전류제어루프 등으로 구성된다. 전압제어루프는 PAA(Phase Advance Amplifier)와 MA(Mixing Amplifier)로 구성되는 부분이다. PAA 전단의 합성점에서 입력신호는 70VA에 의해 결정

되는 기준전압신호, V/Hz의 기준속도신호, PT에서 검출된 신호(Reset 신호)가 6상 전파 정류를 통한 신호 등이 있다. V/Hz 기준속도신호는 PMG로부터 검출된 신호이며 일정 주파수 이상에서는 일정한 값을 유지한다. 기준속도신호는 발전기의 최소 동작전압을 설정하는 반면에, 70VA의 기준전압은 필요한 전압제어 범위를 설정한다. 이들 2가지 기준 신호중의 하나와 Reset 신호가 합성되어 PAA의 입력이 되며 정상운전시 합성값은 거의 영이 된다. PAA는 Lead-lag 필터로 구성되며 전압편차 신호를 증폭량, 응답속도 및 오버 슈트를 이득과 위상보상 시정수를 통하여 최적이 되도록 조정한다.

전류제어루프에서 발전기 단자전압은 전압제어루프를 통하여 여자전류를 제어함으로써 기준전압으로 제어된다. 전류제어 특징은 전압제어보다 여자전류의 증감률과 응답속도를 향상시키는 특징이 있으며, 전류요구신호(Current Demand Amplifier)는 전단의 전압제어 루프 출력에 의해 결정된다. 전류제한신호는 싸이리스터 변환기에 있는 전류변성기 출력을 받으며, 이 신호와 CDA의 편차가 CCA(Current Control Amplifier)의 입력이 된다. CCA와 Rotor Current Limit의 합성신호가 CLA(Current Limit Amplifier)의 입력이 되고, 이 출력신호가 싸이리스터 점화각을 결정함으로써 발전기 단자전압을 제어한다. 수동 운전시, MA(Mixing Amplifier)의 출력신호, 즉 Auto Signal이 차단되므로 CDA 입력은 Base Excitation Signal 만으로 구성된다. 이러한 여자전류는 70MA에 의해 설정된다. 반면에 정상운전시, 즉 Auto mode에서는 Auto Control Signal과 Base Excitation Signal의 합성신호가 CDA 입력이 되지만 정상상태에서는 Auto Control Signal은 거의 영이므로 여자전류는 70MA에 의해 결정된다. Auto Control Signal이 편차신호를 포함하는 과도시에는 편차신호가 영이 되도록 자동회로가 동작되지만 일정시간 지속되는 경우에는 Manual follow-up 회로에 의하여 70MA 위치를 변경시켜 편차신호가 영이 되도록 한다.

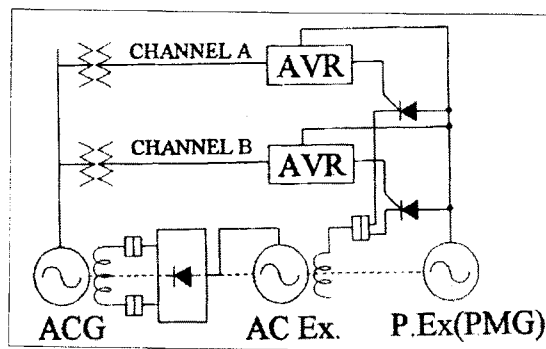


그림 5.9 이중 채널형 AVR을 갖는 여자시스템

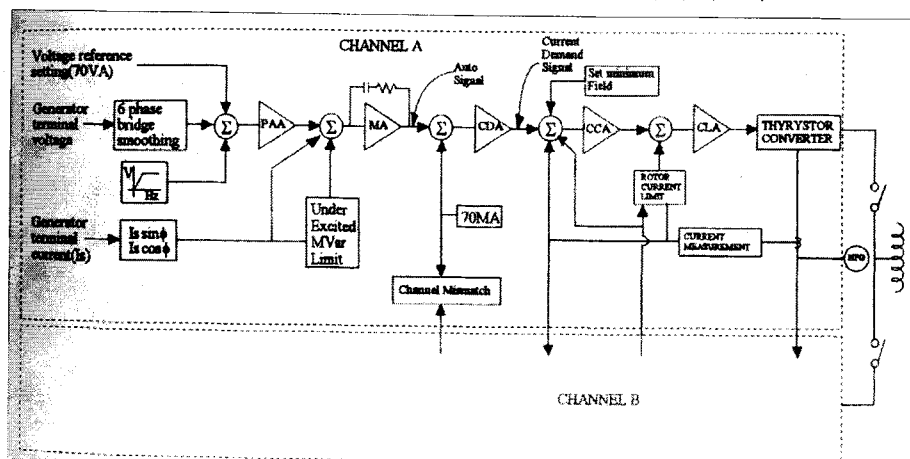


그림 5.10 이중 채널형 AVR 여자시스템 구성도

그림 5.11은 고리원자력 여자시스템으로 AC Exciter(Pilot Exciter)와 Stationary Diode로 구성되는 교류여자방식이며 AVR은 위상보상제어 및 전류제한제어를 적용하고 있다. 이를 간략화한 여자시스템은 그림 5.12와 같다. 이와같이 간략화된 여자시스템은 여자시스템의 안정화용 제한신호로 여자전류를 사용하는 IEEX2A 모델로 결정할 수 있다. 일반적으로 이 모델은 Alternator-uncontrolled rectifier excitation systems을 표현한다. 그림 5.14는 결정된 모델정수를 이용하여 각각의 채널에 대하여 5% 스텝응답시 측정된 발전기 단자전압 및 계자전압과 모의된 발전기 단자전압 및 계자전압을 나타내며 거의 일치함을 알 수 있다. 모델정수 결정은 K_A 를 증가시키면 주파수가 증가하지만 제동력은 감소, K_F 를 증가시키면 주파수는 일정하지만 제동력이 증가, T_F 를 증가시키면 주파수는 일정하고 제동력이 감소, T_B 가 증가하면 정상상태 오차는 감소하지만 시간지연이 발생, T_C 를 증가시키면 제동력이 증가한다는 특성을 적용하여 측정결과에 일치하도록 결정하였다.

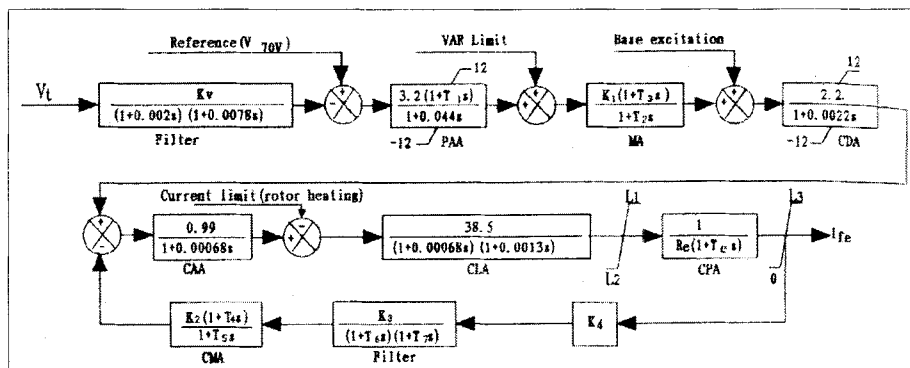


그림 5.11 고리원자력 3호기 ZVA형 여자시스템

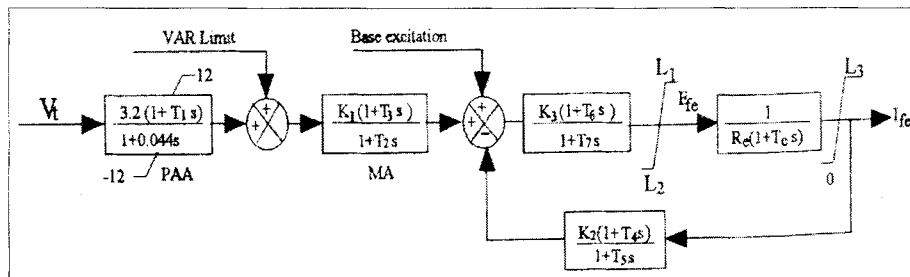


그림 5.12 간략화된 고리원자력 3호기 ZVA형 여자시스템

결정된 IEEX2A 모델 정수

A 채널	TR	KA	TA	TB	TC	VRMAX	VRMIN	KE	TE
	0.010	275.0	0.008	0.425	0.40	16.775	-16.775	1.0	0.9
		KF	TF	E1	S(E1)	E2	S(E2)		
		0.0	1.0	4.50	1.40	6.10	1.75		
B 채널	TR	KA	TA	TB	TC	VRMAX	VRMIN	KE	TE
	0.010	325.0	0.008	0.560	0.40	16.775	-16.775	1.0	0.9
		KF	TF	E1	S(E1)	E2	S(E2)		
		0.0	1.0	4.50	1.40	6.10	1.75		

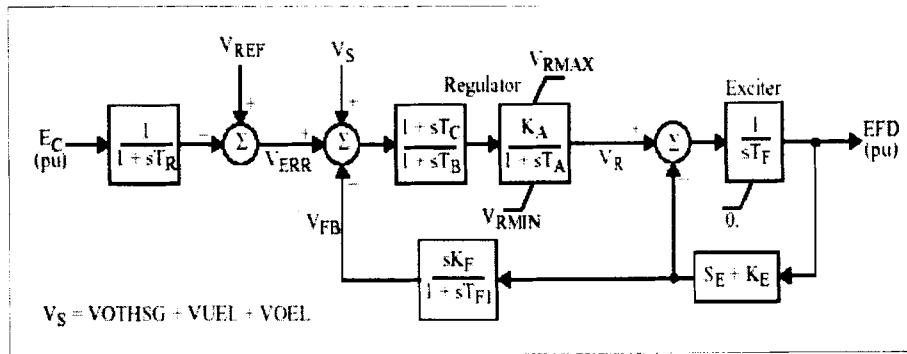
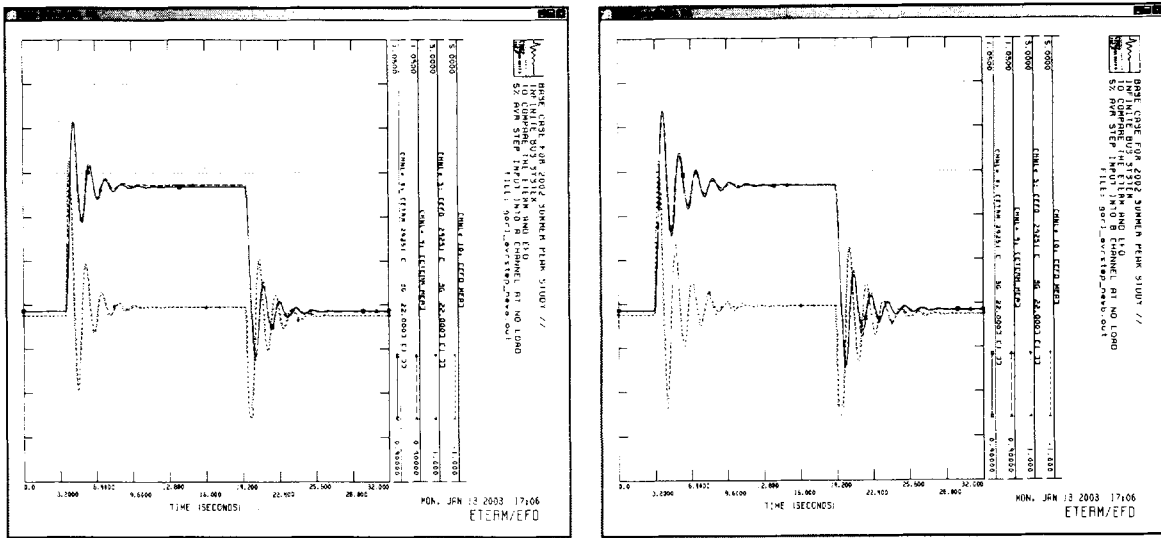


그림 5.13 여자시스템 모델 "IEEX2A"



(a) A 채널

(b) B 채널

그림 5.14 측정/계산된 단자전압과 계자전압(5% 스텝응답시험)

라. 조속기/터빈 정수 유도 및 결정

고리원자력 3호기는 주파수 변화에 대해 출력변동은 거의 없으므로 조속기 동작에 의한 주파수 제어는 무시할 수 있다. 따라서 PSS/E와 같은 과도안정도 프로그램에서는 터빈-조속기 모델을 포함할 필요는 없다. 터빈-조속기 모델을 적용한다면 아래와 같은 모델로 결정할 수 있으며 이 모델에 대한 정수는 일반적인 값으로 결정하였다. 조속기 드롭은 기동시 5%, 정상운전시 100%로 설정되어 운전되며, 일반적으로 조속기 응답이 없다면 K를 더욱 작은 값으로 설정한다. 터빈/조속기 모델로는 HP, IP 그리고 LP 를 표현할 수 있는 그림 5.15의 IEEEG1 모델이 적당하다. 실제 조속기/터빈 제어와 동적 응답은 각각의 부하조건 상황에 따라서 다르며 보일러 제어와도 밀접한 관계를 갖는다. 그리고 IEEEG1과 같은 낮은 주파수대의 안정도용 모델은 발전기가 정격부하에서 운전되고 있으며 보일러의 압력은 일정하다는 가정을 전제로 하고 있다. 이 모델에 대한 제어정수의 유도 및 결정은 제작처 제공의 데이터나 IEEE Working Group Report에서 권고하는 값들을 참조해서 결정하였다.

$$K = 1.0 \text{ (Droop, 100.0\%)}$$

$$T1 = T2 = 0.0$$

$$U_0 = 0.1 \text{ pu/s (Opening)}$$

$$U_c = -5.0 \text{ pu/s (Closing)}$$

$$P_{max} = 1050.0/1222.22 = 0.85909 \text{ (최대부하)}$$

$$P_{min} = 366.67/1222.22 = 0.30 \text{ (30\% 부하 or } P_{min}=0.0)$$

$$T_3 = 0.02 \text{ Sec (Servo motor)}$$

$$T_4 = 0.54 \text{ sec (Chamber)}$$

$$T_5 = 3.0 \text{ sec (Reheater)}$$

$$T_6 = 0.45 \text{ sec (Crossover)}$$

터어빈 출력 정수 K1, K3, K5는 HP, IP, LP의 출력분담률로써 발전기 정격용량이 1222.22MVA인 고리원자력 3호기 출력정수는 IP 출력이 없는 전형적인 값으로 다음과 같이 결정한다. 그림 5.16은 10% 조속기 스텝 모의결과를 나타내며, 모의결과 조속기 드롭이 100%로 설정되어 PMECH가 10% 증가하지 않으며 고리원자력 3호기 속도편차가 증가함을 알 수 있다. 즉, 드롭운전을 배제한 원자력기의 특성을 나타내고 있다.

$$K_1 = 0.33, \quad K_3 = 0.0, \quad K_5 = 0.67$$

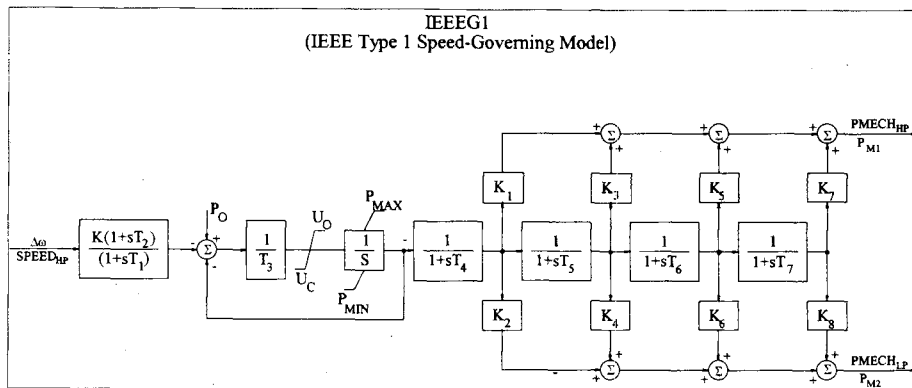


그림 5.15 조속기/터어빈 IEEEG1 모델

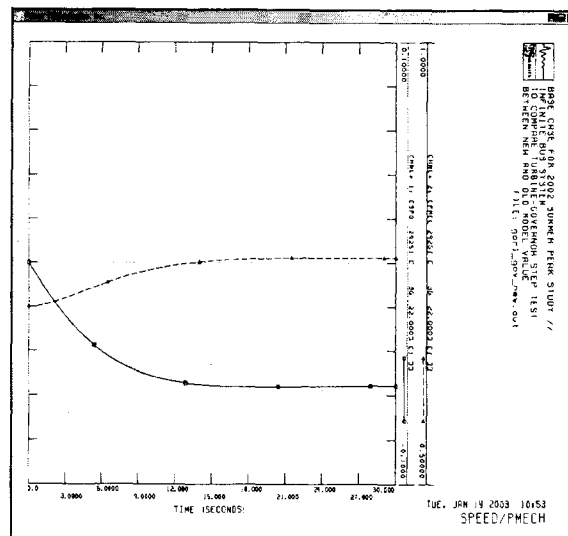


그림 5.16 조속기 스텝 모의 결과(Pmech = 0.7pu --> 0.8pu)

마. 결정된 고리원자력 3호기 모델정수 요약

고리원자력 3호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어계 정수를 결정하였고, 실측데이터와 비교하여 檢證하였다. 표 5.5는 결정된 모델과

모델정수를 보여주며, 기존의 모델에 대해서도 비교하고 있다. 기존의 발전기 데이터는 제작처에서 제안용으로 제출된 값으로 실 발전기 특성을 나타내기 어렵다. 특히 過渡안정도 해석에 중요하게 작용하는 X_q 는 그 차이가 크다. 중부하시 X_q 는 크게 포화 되어 그 값이 제작처 제공의 값과는 크게 다르다. 만약, 제작처 값과 같이 큰 값을 사용할 경우는 안정도 프로그램에서 부하각이 크게 초기화되어 과도안정도는 실제보다 더 나쁜 결과를 출력할 것이다. 결정된 AVR/여자기 모델과 정수는 측정된 결과로부터 유도되었기 때문에 기존의 모델과 달리 실제 응동에 가깝게 모의할 수 있다. 또한, 기존의 조속기/터어빈 모델과 정수는 매우 간략한 모델에 전형적인 값을 갖나 결정된 모델과 정수는 실제자료와 측정된 응동특성을 기초로 결정되었기 때문에 더 정밀한 모델에 정확도가 높은 정수를 갖는다. 특히 고리원자력 3호기의 여자시스템은 이중 채널형 AVR로서, 정상운전시 각 채널마다 부하를 부담하여 동작한다. 고리원자력 3호기는 AVR 각각의 채널에 스텝신호를 인가한 이후에 정상상태 전압으로 수렴하기까지는 다소 시간이 걸리며 전압진동도 4-5회 정도 지속되는 불안정한 상태가 발생하고 있다. 또한 AVR 튜닝작업에 의한 AVR 응동의 불안정성 해결에 한계가 있을 수 있음을 보이며, 튜닝작업시 AVR 자체 하드웨어 일부소자의 經年變化 때문에 각 회로 소자에 대한 정밀 진단이 필요할 것으로 생각된다.

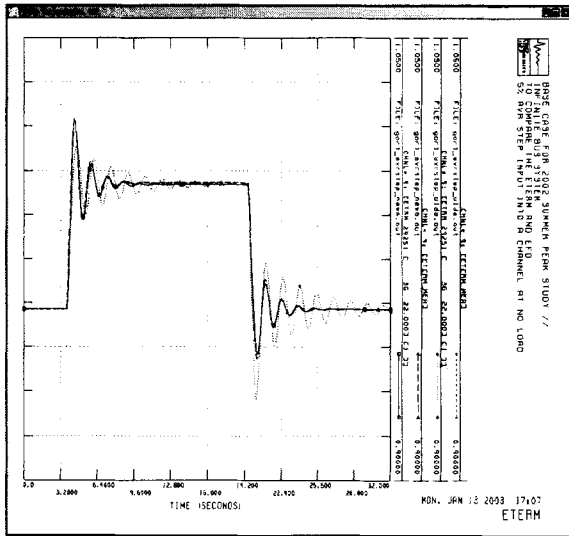
표 5.5 고리원자력 3호기 결정/기존 모델 비교

	결정된 모델과 정수				기존의 모델과 정수			
발전기	GENROU				GENROU			
	Tdo'	13.9250	Xq	1.38654	Tdo'	7.50000	Xq	1.8100
	Tdo''	0.02500	Xd'	0.34500	Tdo''	0.02500	Xd'	0.3450
	Tqo'	1.266392	Xq'	0.706776	Tqo'	0.41000	Xq'	0.3500
	Tqo''	0.0581155	Xd''	0.223434	Tqo''	0.07000	Xd''	0.2100
	H	5.62799	XI	0.153	H	5.430	XI	0.1530
	D	0.0	S(1.0)	0.370453	D	0.0	S(1.0)	0.17530
	Xd	2.4500	S(1.2)	0.708464	Xd	1.9000	S(1.2)	0.65590
여자시스템	IEEX2A(채널A, 채널B)				IEEX2A			
	TR	0.01	KF	0.0	TR	0.010	KF	0.000
	KA	275.0(325.0)	TF	1.000	KA	150.0	TF	1.000
	TA	0.008	E1	4.500	TA	0.0	E1	4.580
	TB	0.425(0.560)	S(E1)	1.400	TB	0.500	S(E1)	1.500
	TC	0.400	E2	6.100	TC	0.400	E2	6.100
	VRMAX	16.775	S(E2)	1.750	VRMAX	16.775	S(E2)	1.750
	VRMIN	-16.775			VRMIN	-16.775		
	KE	1.000			KE	1.000		
	TE	0.900			TE	0.900		
조속기/터어빈	IEEEG1				IEEEG1			
	K	1.000	K2	0.0	K	20.0	K2	0.0
	T1	0.033	T5	3.000	T1	0.033	T5	3.000
	T2	0.0	K3	0.0	T2	0.0	K3	0.0
	T3	0.200	K4	0.0	T3	0.200	K4	0.0
	UO	0.100	T6	0.450	UO	0.100	T6	0.450
	UC	-0.500	K5	0.670	UC	-0.500	K5	0.670
	PMAX	0.85909	K6	0.0	PMAX	0.820	K6	0.0
	PMIN	0.300(0.0)	T7	0.0	PMIN	0.777	T7	0.0
	T4	0.540	K7	0.0	T4	0.540	K7	0.0
K1	0.330	K8	0.0	K1	0.330	K8	0.0	

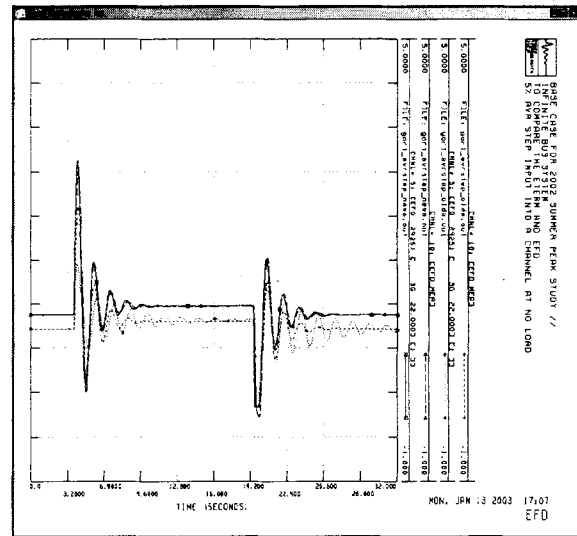
바. 결정된 모델과 기존 모델 비교

고리원자력 3호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어계 정수를 결정하고 기존 모델과 비교한 결과는 다음과 같다. 그림 5.17은 기존모델

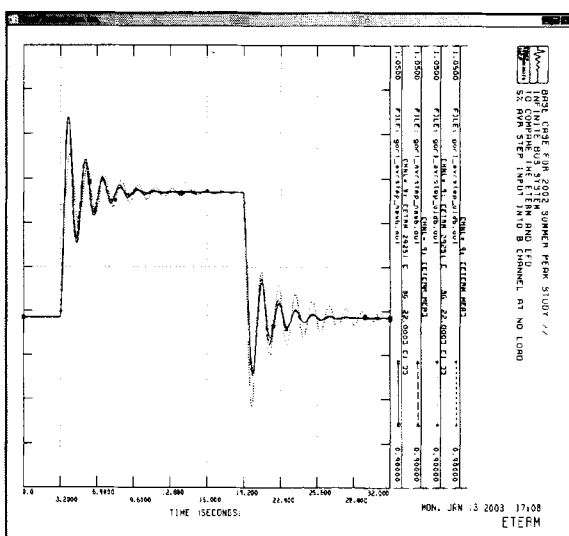
및 신규모델의 AVR에 스텝신호를 인가하고 측정 및 모의된 발전기 단자전압과 계자전압을 나타낸다. 그림 5.18은 기존모델 및 신규모델에 대하여 고리N/P-신양산S/S 345kV T/L 2회선에 3상 단락사고를 6 cycles 동안 인가하고 제거하는 경우에 나타나는 고리원자력 3호기의 동특성을 보여주고 있다. 그림 5.19는 기존모델과 신규모델에 대하여 터빈-조속기 모델에 대한 10% 응답시험에 대한 응답특성을 나타내고 있다. 모의결과, 기존모델에 비해 결정된 모델이 발전기 제어계 특성시험에 의해 취득된 결과에 보다 일치함을 확인할 수 있다.



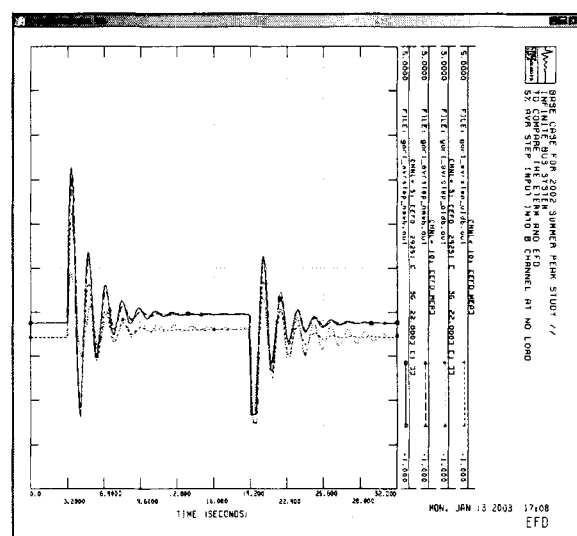
(a) 발전기 단자전압(A채널)



(b) 발전기 계자전압(A채널)

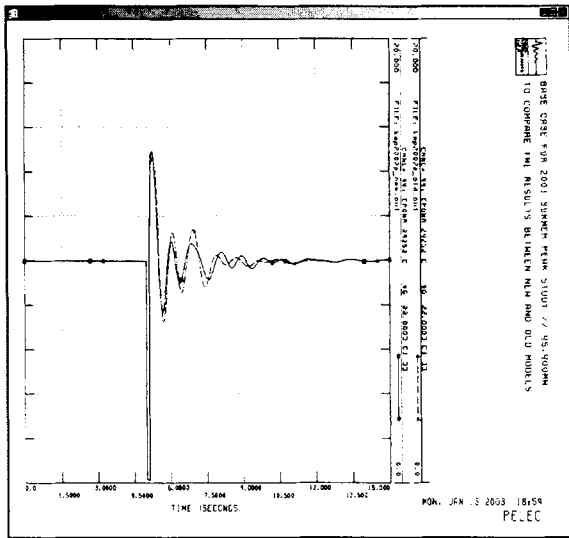


(c) 발전기 단자전압(B채널)

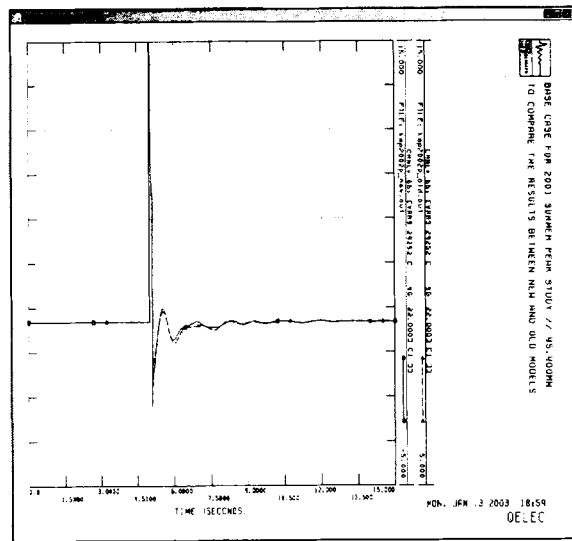


(d) 발전기 계자전압(B채널)

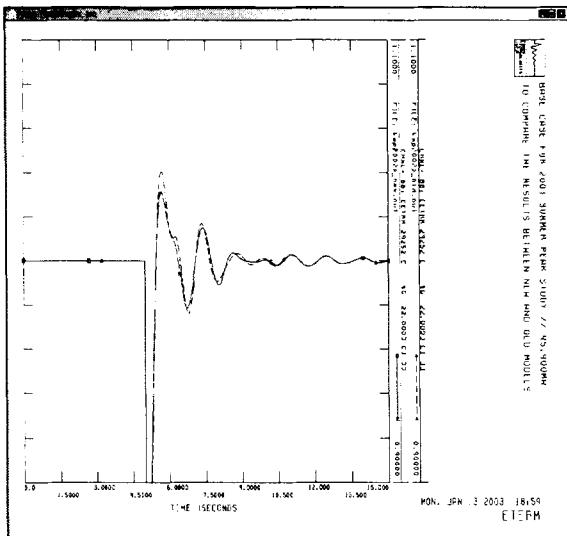
그림 5.17 고리원자력 3호기 AVR Step 응답 모의결과



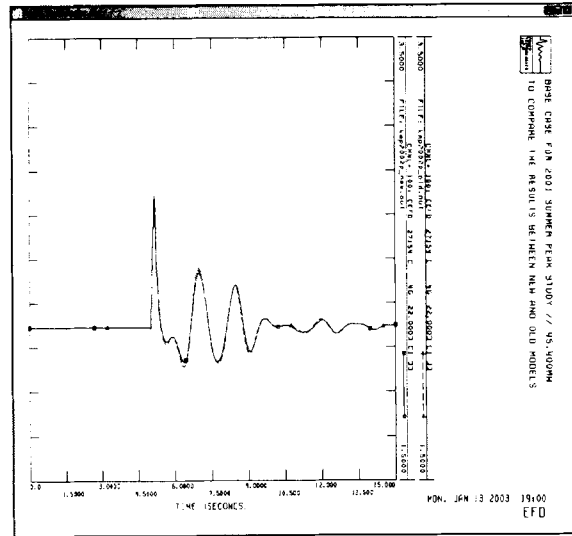
(a) 유효출력



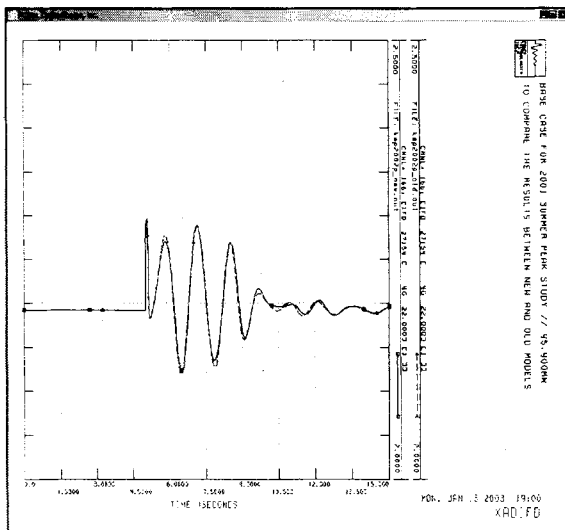
(b) 무효출력



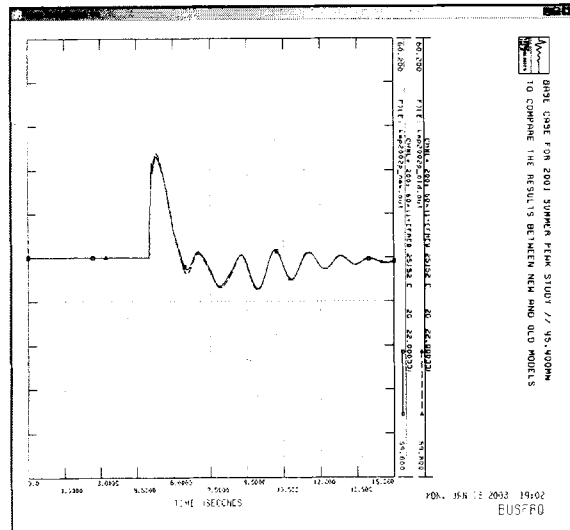
(c) 단자전압



(d) 계자전압



(e) 계자전류



(f) 주파수

그림 5.18 고리원자력 3호기 발전기 응답특성

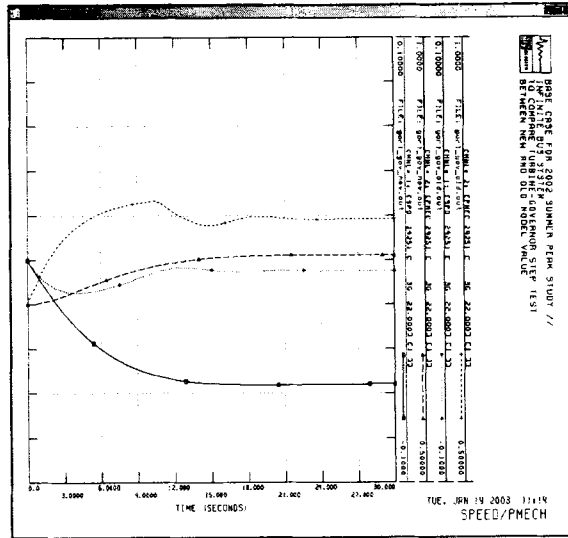


그림 5.19 고리원자력 3호기 터어빈-조속기 응답특성(10%)

사. 고리원자력 3호기 발전기 제어계 특성시험 측정결과

(1) 일시 및 장소

- 2002년 09월 01일(일) 13:30 - 2002년 09월 02일(월) 01:30
- 고리원자력본부 제 2발전소 고리원자력 3호기 여자기실

(2) 측정점 및 계측장비

항목	결선 Point	방법	측정신호 전압범위		측정점 연결단자	DSM 입력채널
			입력범위	입력값		
1	발전기 단자전압	#3 AVR Cubicle 내부 Terminal Block TB1의 F11(A), F31(B), F51(C) 단자에 계측기연결	PT 2차 100-120Vac	22kV/120Vac	절연된악어 클립	채널 0, 1번
2	발전기 단자전류	#3 AVR Cubicle 내부 Terminal Block TB1의 D112(A), D152(C) 단자에 계측기연결	CT 2차 5Aac	40kA/5Aac	CT Hall Sensor	채널 3, 4번
3	계자전압	Main-Exciter 계자전압 Meter 후단 (+),(-)단자에 계측기 연결, Brush에서 직접 인출	100-600Vdc	250Vdc	절연된악어 클립	채널 11번
3-1	Vref(A)	#3 AVR 제어카드 2815A의 TP1(+),TP11(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어 클립	채널 12번
3-2	Vref(B)	#3 AVR 제어카드 2815B의 TP1(+),TP11(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어 클립	채널 13번
4	계자전류	Main-Exciter 계자전압 Meter 후단 (+),(-)단자에 계측기 연결	CT Shunt 1-5Vdc (250 / 1000mVdc)	10Vdc	절연된악어 클립	채널 9번
5	터빈속도 (rpm)	CQ-SE097(N5EQATB11 TB3-2, 3) 단자에 계측기 연결	5-30V	10Vac	절연된악어 클립	채널 7번
6	Main STM Flow	7300 Control Group-4 (321(FY509) 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어 클립	채널 5번
7	AVR Control Sig.	#3 AVR 제어카드 2816의 TP9(+),TP11(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어 클립	
8	Step 신호	#3 AVR 제어카드 A채널 TB1의 803(+), 804(-) B채널 TB1의 806(+), 807(-)단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어 클립	

(3) 측정결과

(가) 무부하포화곡선시험 측정결과

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
60.232	18.435	121.601	1274.776
60.227	19.473	132.455	1386.642
60.216	20.628	146.547	1529.392
60.220	20.975	150.798	1568.970
60.217	21.175	153.645	1597.522
60.209	21.683	161.796	1676.054
60.206	22.042	167.037	1733.241
60.200	22.719	179.285	1853.287
60.198	23.000	185.336	1912.794
60.193	23.484	197.456	2030.482

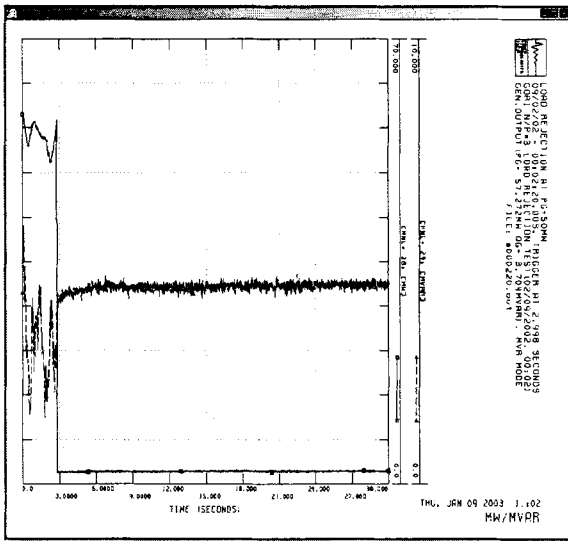
(나) V-Curve시험 측정결과

($\delta_{base} = 75.881^\circ$)

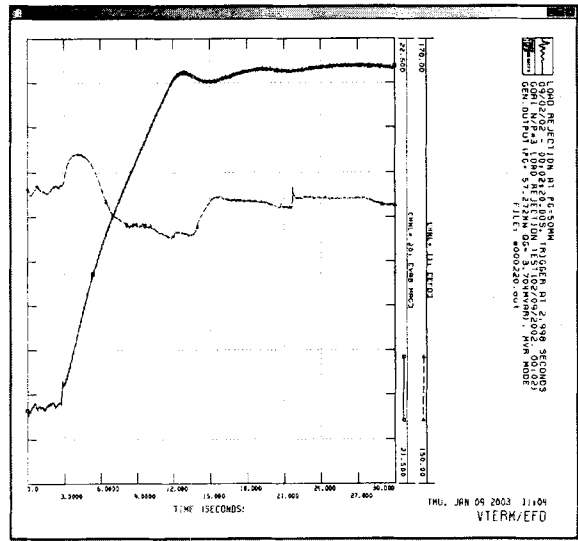
Hz	Vt(kV)	P(MW)	Q(MVAr)	Efd(Vdc)	Angle(δ)	Ifd(Adc)	VrefA	VrefB
60.045	22.243	512.577	215.872	277.612	97.036	2809.301	3.041	2.294
60.042	22.007	513.120	153.777	257.439	98.732	2598.245	2.752	1.985
60.093	21.872	510.586	106.175	241.386	100.034	2449.320	2.548	1.837
60.080	21.649	506.578	50.168	224.889	101.723	2278.507	2.277	1.583
60.036	21.428	507.878	-4.633	206.003	103.678	2126.419	2.044	1.346
60.024	21.399	504.506	-22.382	203.229	104.126	2079.901	1.992	1.307
59.999	22.219	400.394	204.408	261.368	93.008	2625.984	3.062	2.256
60.028	22.088	398.945	154.170	242.724	93.997	2453.056	2.857	2.075
60.020	21.902	396.328	99.499	223.228	95.303	2271.671	2.624	1.862
60.015	21.729	394.261	53.093	209.699	96.566	2127.639	2.429	1.656
60.022	21.500	393.395	-1.235	191.201	98.343	1968.287	2.161	1.434
60.049	21.464	395.576	-6.964	192.385	98.653	1954.494	2.110	1.395
59.991	22.016	199.980	202.811	235.301	84.839	2395.753	2.801	2.023
59.991	21.844	199.664	153.728	218.938	85.478	2216.212	2.544	1.809
60.046	21.661	197.307	101.073	199.441	86.195	2033.107	2.332	1.608
59.992	21.481	193.456	47.978	181.868	86.928	1858.557	2.128	1.394
59.987	21.297	191.049	0.173	166.007	87.775	1706.067	1.904	1.216
60.014	21.289	190.112	-10.745	160.965	87.896	1672.625	1.884	1.199
60.030	22.320	62.724	201.731	233.215	78.395	2381.623	-0.111	2.365
60.053	22.148	60.830	152.887	211.874	78.573	2192.809	0.516	2.138
60.015	21.935	62.606	104.592	198.664	78.904	2016.113	2.687	1.931
59.989	21.729	57.366	49.197	177.445	79.020	1821.636	2.456	1.724
59.994	21.541	60.100	3.393	162.457	79.453	1670.208	2.193	1.473
59.992	21.526	57.348	-10.327	157.381	79.444	1628.054	2.149	1.446

(다) 1차 부하차단시험 측정결과

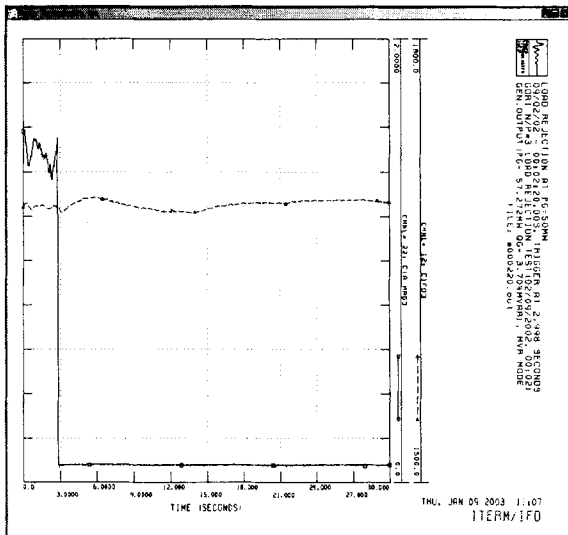
- 57.272MW, 3.704MVar, DC Mode(AVR OFF)



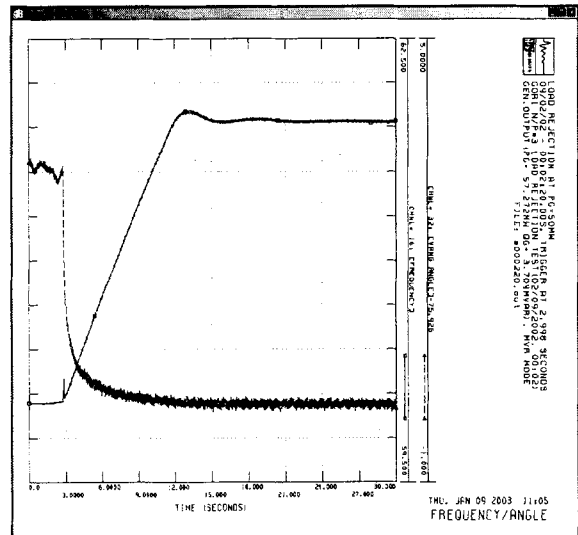
(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



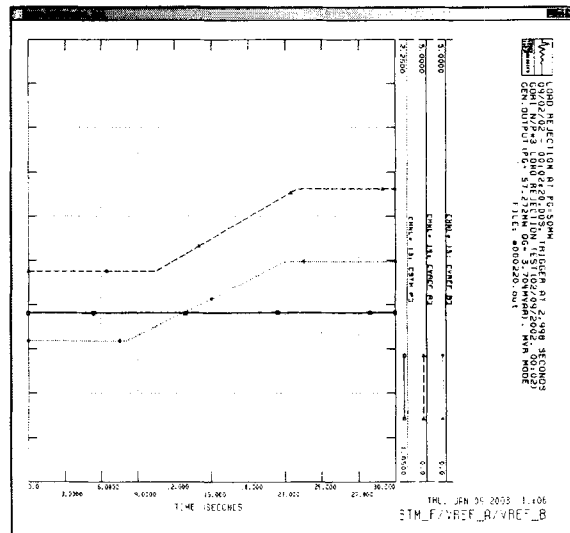
(b) 측정된 단자전압/계사전압



(c) 측정된 단자전류/계사전류

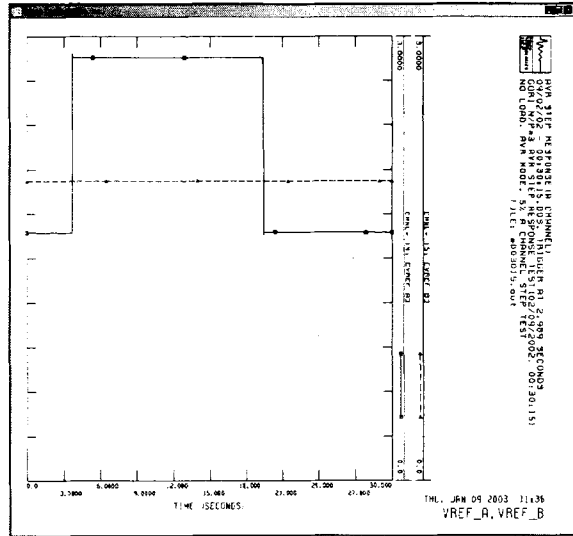
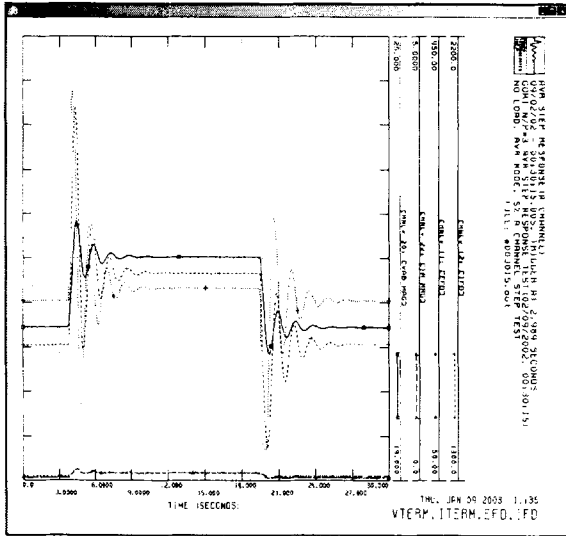


(d) 측정된 주파수 및 부하각

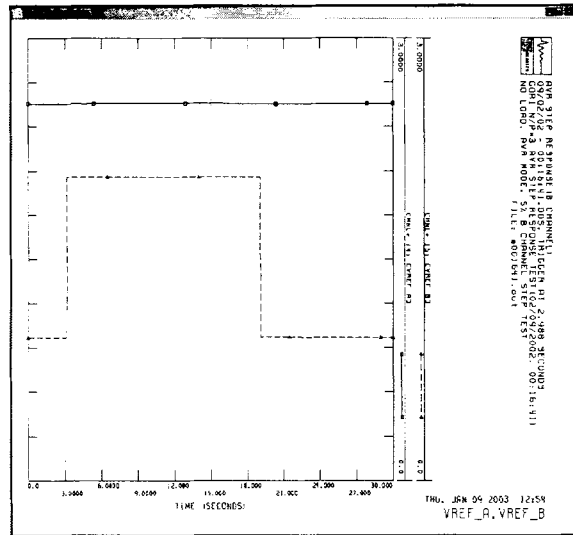
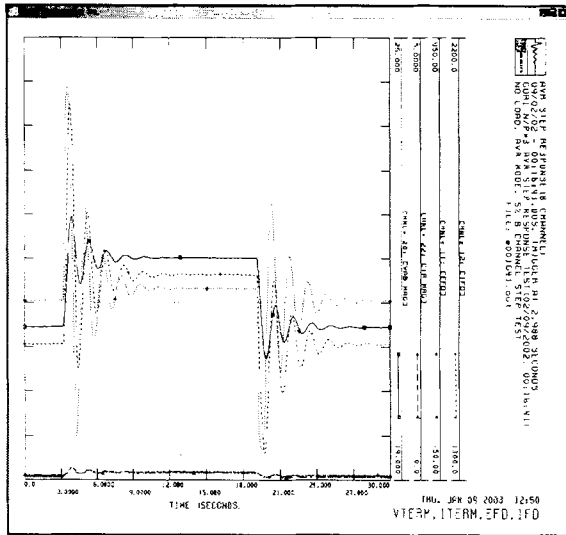


(e) 측정된 Control Valve기준신호 및 Steam Flow
그림 5.20 1차 부하차단시 고리원자력 3호기 동특성

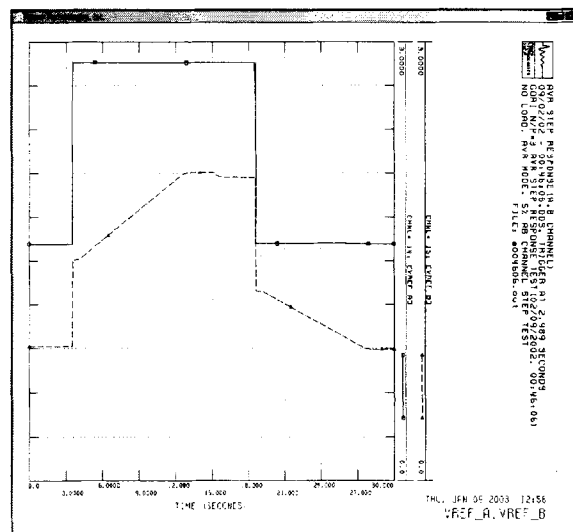
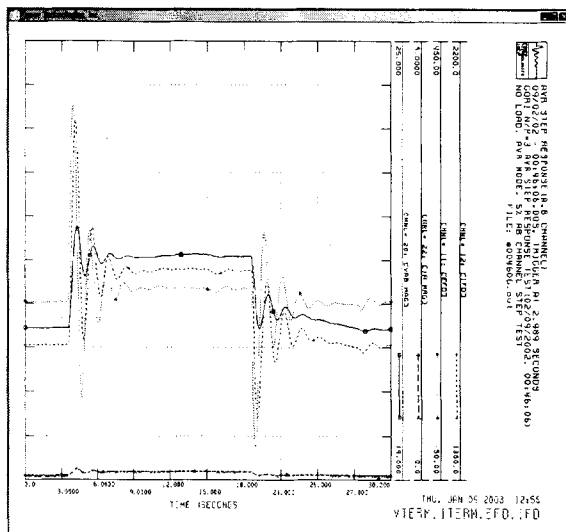
(라) AVR Step Response 시험 측정결과



(a) 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류(A채널) (b) 측정된 AVR 전압기준신호(A채널)



(c) 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류(B채널) (d) 측정된 AVR 전압기준신호(B채널)



(e) 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류(AB채널) (f) 측정된 AVR 전압기준신호(AB채널)

그림 5.21 고리원자력 3호기 AVR Step 응답특성

2. 하동화력 1호기 발전기/제어계 모델정수 결정

가. 하동화력 1호기 설비 제원

하동화력 1호기는 500MW급 한국형 표준형 석탄 발전시스템으로 여자시스템은 GE의 정지형 여자시스템인 EX2000을 적용하고 있다. 하동화력 1호기는 2002년 9월 13일 발전기 제어계 특성시험이 시행되었고 설비제원은 표 5.6과 같다.

표 5.6 하동화력 1호기 설비제원

	설 명	PSS/E 모델
발전기	정격 설비용량 : 612.0 MVA, 0.9 PF 정격 단자전압 : 22,000 Vac 정격 단자전류 : 16,061 Aac PT비 : 24,000/120 Vac CT비 : 20,000/5 Aac SCR : 0.58 속도/극수/Teeth : 3,600 rpm/ 2 pole / 80EA(4800 pulse) 제작처 : GE	GENROU (GENROU)
여자시스템	여자방식 : 직접여자방식, Bus-fed Excitation System 모 델 명 : EX2000[P-PSCR] 정격계자전압 : 480 Vdc 정격계자전류 : 4,353 Adc(FULL LOAD) 1,782 Adc (NO-LOAD) Ceiling 전압 : 776 Vdc 부여자기(Pilot Exciter) / <u>여자유 변압기(PPT)</u> 용량 : 3,650 KVA 형식 : PMG / 3,600 rpm 정격전압 : 22,000 / 575 Vac 정격전류 : 95.8 / 3,665 Aac IMPEDANCE : 6.32 % 제작처 : GE	ESST4B (EXST3)
터빈-조속기	형식 : 직렬 4류형, 재생, 재열, 복수식 조속기 : D-EHC 용량 : 541,650 kW, HP: IP: LP: 증기조건 : 246 kg/cm ² , 538 °C Droop : 5.0 % 부하감탈율 : 10.0 MW/분 제작처 : GE	IEEEG1 (TGOV1)
주변압기	용량 : 545/610.4 MVA, Y-△결선 전압 : 20.9 / 345.0 kV TAP NO. 1차 2차 1 362.250kV 2 363.625kV 3 345.000kV 4 336.375kV 5 327.750kV %Z : 14.79 %	
PSS	모델명 : GEK36515(3S7932LA300), 미운전(미튜닝) 입 력 : Δw 제작처 : GE	

발전기 特性試驗은 정상상태 발전기 임피던스를 유도하기 위한 V-curve시험, 포화계수를 유도하기 위한 무부하포화곡선시험, 여자계 정수를 결정하기 위한 AVR 스텝업/다운 시험 그리고 발전기 시정수 및 임피던스를 결정하기 위한 2회의 부하차단 시험으로 이루어졌다. 측정시험시 측정된 신호는 PT, CT, 계자전압, 계자전류, 축속도신호 그리고 2개의 조속기 신호들이며, PC를 기본으로 하는 데이터 취득시스템인 DSM장비에 의해서 모든 측정 데이터가 동시에 디지털로 取得되었다. 저장된 측정 데이터는 아래 절과 같이 정수를 유도하는데 사용된다.

나. 발전기 모델정수 유도 및 결정

발전기 모델정수를 유도하기 위해서 정상상태 V-curve 시험, 무부하포화곡선시험 그리고 2회의 부하차단 시험을 이용하였다. 표 5.7은 부하차단전의 초기조건을 보여준다. 발전기 모델정수 유도방법은 deMello의 부하차단 방법을 개념으로 하여 절차에 따라서 유도하였다. 하동화력 1호기는 3600rpm의 2극 원통형 발전기로서 발전기 모델은 PSS/E의 GENROU 모델이 적당하다. 그리고 아래에서 결정되는 모든 발전기 모델 정수는 GENROU 모델에 맞게 결정된다.

표 5.7 부하차단 초기조건

부하차단 No.	P(MW), Q(MVAR)	초기 단자전압	초기 부하각	AVR Mode
부하차단 #1	45.156MW, -13.271MVA _r	21.516 kV	6.17	AC Mode (AVR)
부하차단 #2	30.834MW, -5.8334MVA _r	21.585 kV	3.79	DC Mode (MVR)

(1) 무부하 포화계수 결정

발전기 모델 GENROU 모델에서는 2개의 무부하 포화계수 S(1.0)과 S(1.2)를 요구한다. S(1.0)은 단자전압이 1.0 pu 때의 포화계수이며 S(1.2)는 단자전압이 1.2 pu때의 포화계수이다. 무부하 포화곡선시험에서 측정된 데이터는 표 5.7과 같다. 기기보호 차원에서 아주 낮은 단자전압과 높은 단자전압은 측정되지 못했으므로, 측정된 표 5.8의 데이터를 보간하여 포화곡선을 유도하면 그림 5.22와 같다. 표 5.8로부터 2개의 포화계수를 유도하면 아래와 같고 발전기 단자전압을 1.0 pu로 하는 공극선에 대한 기본 계자전류는 1555.58 ADC로 결정된다. 기본 계자전류는 V-Curve 데이터를 이용하여 정상상태 동기임피던스 유도와 검증하는데 매우 중요하다. 반면에 계자전압을 가로축으로 하는 무부하포화곡선의 기본 계자전압은 운전조건에 따라 계자저항이 변동함에 따라 변동한다.

$$s(1.0) = 0.245559 \quad s(1.2) = 0.492813$$

$$\text{Ifd_base} = 1555.58\text{ADC} \quad \text{AFNL} = 1937.57\text{ADC}$$

표 5.8 무부하포화곡선시험 취득 데이터

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
59.990	18.479	126.638	1456.677
59.987	19.643	138.496	1597.921
59.983	20.331	146.351	1686.810
59.982	20.813	152.262	1752.233
59.981	21.298	158.288	1820.220
59.971	22.017	168.292	1929.536
59.963	22.581	176.821	2023.777
59.959	23.048	184.640	2108.857
59.952	23.432	191.944	2188.080
59.956	23.743	198.628	2257.011

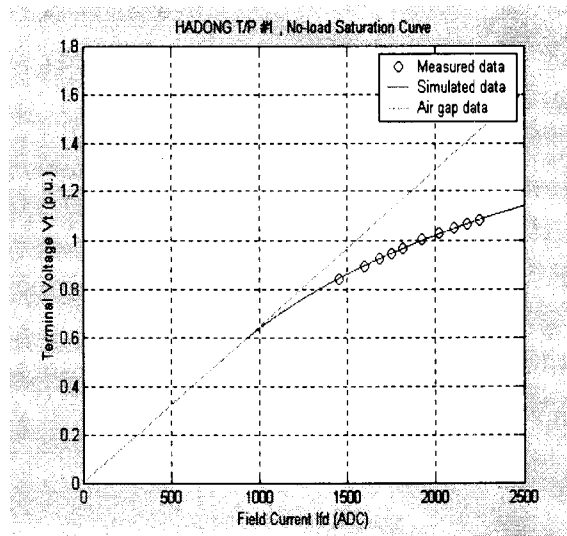


그림 5.22 하동화력 1호기 무부하포화곡선

(2) 발전기 시정수 및 임피던스 결정

발전기 시정수 및 임피던스(리액턴스) 결정은 AVR이 동작하지 않은 일정여자(Constant field voltage)방식인 수동모드(Manual Mode)에서 부하차단된 표 5.6의 부하차단 #2 조건을 이용하여 결정한다. 먼저 부하차단 #2의 부하차단전의 초기조건을 이용하여 각각의 횡축 및 직축 전류를 계산하면 아래와 같다.

$$I_t = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{V_t} = 0.0512761 \text{ p.u.}$$

$$\phi = \cos^{-1}\left(\frac{P}{I_t V_t}\right) = 10.713 \text{ deg, leading}$$

$$I_d = 0.0508937 \times \sin(3.77^\circ - 10.713^\circ) = -0.00618059$$

$$I_q = 0.0508937 \times \cos(3.77^\circ - 10.713^\circ) = 0.0509022$$

(가) 횡축정수유도

발전기 개방 시정수와 임피던스 유도는 측정된 단자전압에서 속도성분을 제거한 단자자속(Terminal flux)만을 이용하여 정수를 결정한다. 단자자속은 측정된 부하각(Load Angle)에 의해서 횡축과 직축 자속으로 분리할 수 있다. 이와같이 분리된 직축 자속으로부터 deMello가 제안된 방법에 따라 먼저, 횡축 차과도 임피던스(X''_q)와 횡축 동기 임피던스(X_q)를 아래와 같이 결정할 수 있다. 여기서 계산된 횡축 동기 임피던스는 포화된 값이므로, V-curve시험 데이터를 이용하여 정확한 값으로 재결정 한다. 다음으로 개방 차과도 시정수(T_{qo}'')와 개방 과도 시정수(T_{qo}') 그리고 횡축 과도 임피던스($X_{q'}$)를 차과도 성분과 차단전의 정상상태 성분을 제거한 횡축 자속으로부터 결정할 수 있다. 결정 방법은 그림 5.23와 같이 측정된 자속과 일치되도록 하는 값으로 최적화 기법을 적용하는 방법으로 그림 5.24과 같이 완전히 일치시키기 위해서는 3개의 횡축 개방 시정수가 필요했지만, GENROU 모델에서는 2개만 필요하기 때문에 가장 긴 횡축 개방 시정수는 무시하였다. 결정된 값은 아래와 같다.

$$X_q(\text{sat}) = 1.26279 \quad X_{q'} = 0.497122 \quad X_{q''} = 0.191242$$

$$T_{qo}' = 1.108550 \quad T_{qo}'' = 0.0613504$$

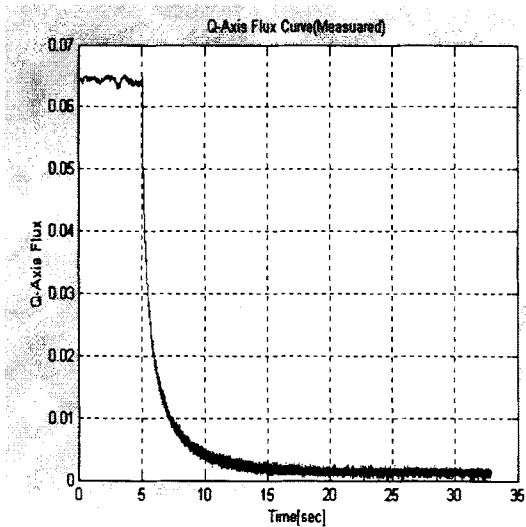


그림 5.23 분리된 횡축분 단자자속

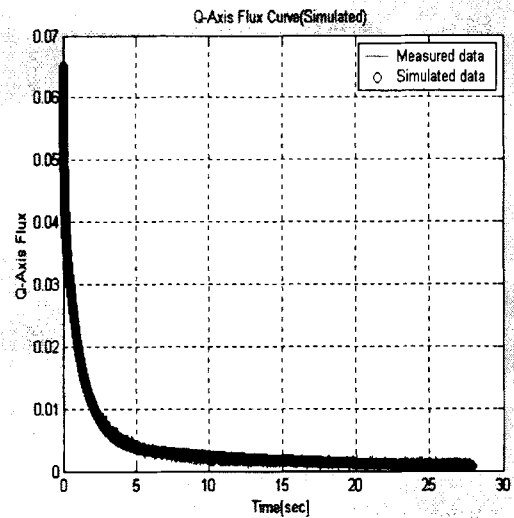


그림 5.24 측정/계산된 횡축분 단자자속

(나) 직축정수유도

직축 성분만이 존재하는 단자자속으로부터 직축 임피던스와 시정수를 횡축 정수를 유도하는 방법과 같이 결정하면 시정수와 임피던스는 아래와 같다. 그림 5.26은 2개의 직축 개방 차과도 시정수(T_{do}'')와 과도 시정수(T_{do}')에 의해서 측정된 직축 단자자속과 일치시킨 것이다. 유도된 직축 개방 과도시정수는 3.14566sec 이지만, 계자전압이 과도상태시에 일정해야 하지만 측정된 데이터는 값이 변화했으므로 다음 절에서 실제 측정된 계자전압을 이용하여 더 정확한 값으로 결정한다. 대략 계산된 X_d 는 약 0.893309로 어느 정도 포화된 값이므로 불포화된 값으로 결정하기 위해서 V-curve 측정 데이터를 이용하여 재결정 한다. 차과도 리액턴스는 직축과 횡축이 다르게 유도되었지만 PSS/E에서는 두 값이 동일한 값으로 취급하므로 여기서는 두 값에 대한 평균값으로 한다. 그리고 누설 리액턴스는 0.150으로 가정한다.

$$X_d(\text{sat}) = 0.893309 \quad X_d' = 0.403969 \quad X_d'' = 0.250827$$

$$T_{do}' = 3.14566 \quad T_{do}'' = 0.0282485$$

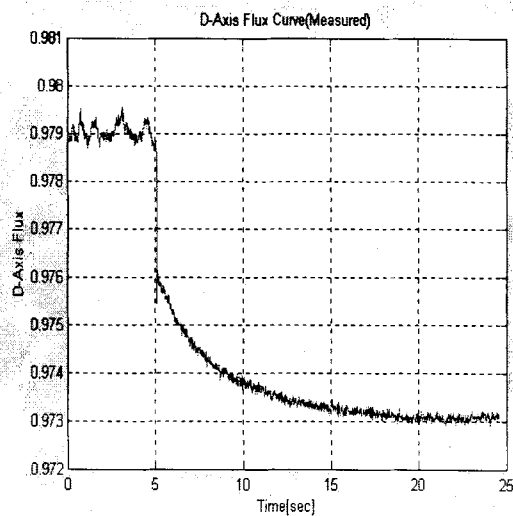


그림 5.25 분리된 직축분 단자자속

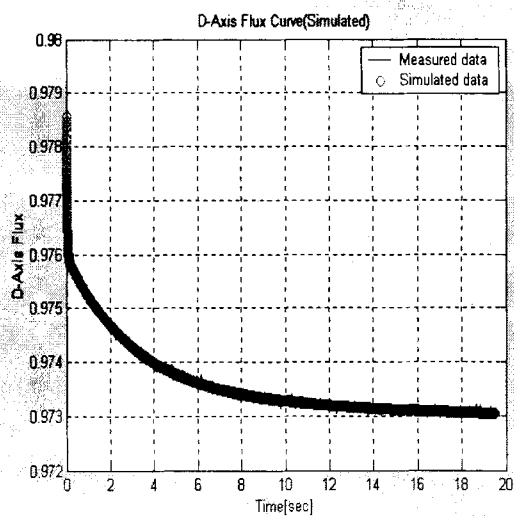


그림 5.26 측정/계산된 직축분 단자자속

(3) 정상상태 동기 임피던스(X_d , X_q) 결정

정상상태 동기 임피던스 결정은 측정된 V-curve 데이터를 이용하여, 측정된 정상상태를 가장 잘 표현하는 값으로 임피던스를 결정하였다. 정상상태의 초기조건 유효출력 P(MW), 무효출력 Q(MVAr) 그리고 단자전압 V_t 가 주어지면 발전기 모델로부터 계자전류와 부하각을 계산할 수 있다. 이와같이 계산된 값을 측정된 계자전류와 부하각을 비교하여 동기 임피던스 X_d 와 X_q 를 재결정하는 것이 가능하다. 동기 임피던스 X_d 와 X_q 는 계자전류와 부하각에 서로 연관 관계가 있으므로 이들 정수를 최적화 변수로 하여, 측정된 계자전류 및 부하각과 계산된 계자전류 및 부하각을 목적함수로 하는 최적화 식으로 정식화할 수 있다. 표 5.9와 같이 측정된 값과 계산된 값을 최소로 하는 동기 임피던스는 다음과 같다. 결정된 2개의 동기 임피던스는 앞에서 계산된 값과 차이를 보여준다. 일반적으로 원통형 동기발전기의 제작처에서 제공하는 횡축 및 직축 동기 임피던스는 값에 차이가 없지만 제작처에서 제공하는 임피던스는 보통 설계값 또는 무부하에서 유도한 값으로 실제 운전 중인 발전기 상태를 정확히 반영할 수 없다.

$$X_d = 2.013309 \quad X_q = 1.20279$$

표 5.9 하동화력 1호기 V-Curve 시험데이터와 모델정수 검증

Vt(kV)	Vt_pu	P(MW)	Q(MVAr)	측정된 Ifd(Adc)	계산된 Ifd(Adc)	%오차	측정된 부하각	계산된 부하각	오차 (deg)
22.421	1.019136	503.578	154.108	3905.447	3901.395	0.104		33.365	
22.055	1.002500	502.157	96.875	3627.235	3624.501	0.075		36.516	
21.729	0.987682	505.276	48.164	3435.517	3423.832	0.340	-	39.881	-
21.396	0.972545	522.731	0.651	3340.389	3313.385	0.808		44.435	
21.302	0.968273	519.367	-13.868	3279.017	3248.051	0.944		45.422	
22.531	1.024136	371.879	156.730	3499.087	3504.722	-0.161	19.5700	25.693	-6.153
22.203	1.009227	367.159	103.970	3195.568	3198.272	-0.085	22.3140	27.895	-5.611
21.845	0.992955	365.732	50.065	2928.789	2904.268	0.837	25.8870	30.862	-5.005
21.503	0.977409	365.736	1.762	2712.683	2660.042	1.941	29.7580	34.181	-4.453
21.404	0.972909	366.780	-13.055	2655.927	2593.152	2.364	31.1160	35.376	-4.290
21.312	0.968727	367.579	-26.444	2606.748	2534.040	2.789	32.3950	36.508	-4.143
22.499	1.022682	253.612	155.403	3184.552	3202.939	-0.577	16.0470	18.270	-2.253
22.177	1.008045	251.166	104.424	2866.948	2884.045	-0.596	18.2500	19.968	-1.748
21.851	0.993227	250.032	52.564	2574.457	2566.707	0.301	21.0760	22.158	-1.112
21.513	0.977864	246.400	2.719	2309.135	2260.258	2.117	24.2290	24.566	-0.367
21.420	0.973636	246.681	-12.418	2237.586	2174.701	2.810	25.4400	25.506	-0.096
21.307	0.968500	244.298	-25.793	2167.036	2087.588	3.666	26.4090	26.230	0.149
22.509	1.023136	123.361	147.953	2915.875	2955.602	-1.362	10.3370	9.221	1.086
22.211	1.009591	120.128	98.711	2588.490	2625.819	-1.442	11.3750	9.926	1.419
21.942	0.997364	116.662	51.108	2288.170	2306.925	-0.820	12.5770	10.702	1.845
21.631	0.983227	114.943	-1.705	1967.616	1955.364	0.623	14.5330	12.001	2.502
21.610	0.982273	115.959	-6.827	1941.321	1924.252	0.879	14.895	12.255	2.610
21.525	0.978409	115.716	-21.068	1854.334	1829.362	1.347	15.6250	12.706	2.889
22.571	1.025955	64.068	156.420	2907.994	2966.491	-2.012	5.0780	4.737	0.311
22.260	1.011818	58.897	107.046	2572.969	2627.375	-2.115	5.3120	4.819	0.463
21.936	0.997091	54.449	53.802	2226.326	2261.813	-1.594	5.7870	5.019	0.738
21.629	0.983136	51.456	2.537	1900.450	1908.697	-0.434	6.5010	5.394	1.077
21.519	0.978136	49.210	-19.465	1762.681	1760.917	0.100	6.7450	5.465	1.250

(4) 발전기 직축 개방 과도시정수(Tdo') 결정

부하차단에 의해 직축 개방 과도시정수를 결정하기 위한 조건은 계자전압이 과도상태 시에 일정해야 한다. 이러한 조건은 수학적 모델에 의한 모의에서나 가능할 뿐 실제 응용에서는 어렵다. 부하차단 시험시 계자전압을 일정여자 방식으로 제어모드를 전환하지만

측정된 계자전압을 조사해보면 과도시에 일정하지 않음을 알 수 있다. 따라서 계산된 직축 개방 과도시정수는 계자전압이 변동하는 값에서 유도한 값이므로 다시 재결정할 필요가 있다. 본 해석에서 결정하는 방법은 AVR 스텝응답 시험시 측정된 계자전압을 직접 발전기에 강제 입력하여 계산된 단자전압을 일치시키는 값으로 결정하는 것이다. 그림 5.27은 AVR 스텝응답 시험에서 측정된 계자전압을 입력하여 계산된 발전기 단자전압과 측정된 발전기 단자전압을 비교한 결과로써 거의 일치함을 확인할 수 있다. 따라서, 결정된 직축 개방 과도시정수는 다음과 같다.

$$\text{직축 개방 과도시정수}(T_{do}') = 7.2375$$

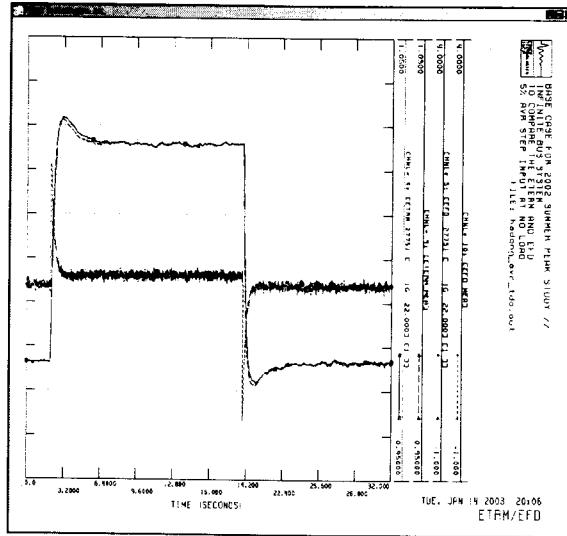


그림 5.27 측정/계산된 단자전압 및 Tdo' 검증

(5) 발전기/터어빈 관성계수(H) 결정

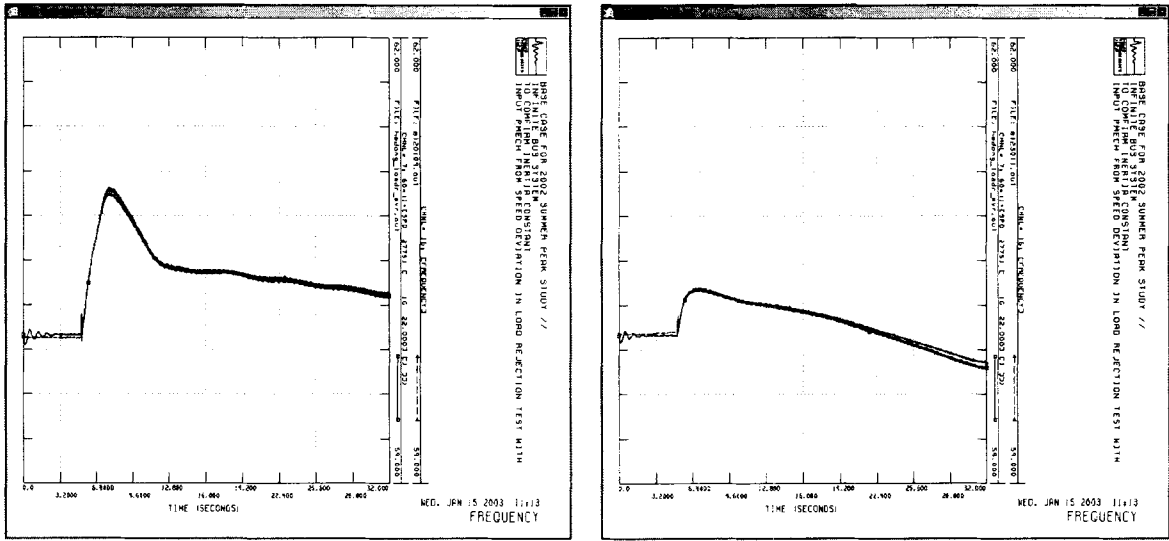
발전기 관성계수는 2회의 부하차단시 측정된 주파수 변화분으로부터 유도한다. 여기서, 결정되는 발전기 관성계수는 발전기 관성뿐만 아니라 터어빈의 관성까지 고려되는 값이다. 부하차단에서 유도된 관성계수는 아래의 수식과 같으며 최종 결정된 값은 2개의 유도된 관성계수의 평균값으로 결정한다. 관성계수를 검증하는 방법으로 부하차단 전에는 전기적 출력(P_e)과 기계적 출력(P_m)이 균형이 이루어져 가속력(P_a)는 영(zero)이 된다. 그러나 부하차단 후에는 전기적 출력(P_e)은 곧바로 영으로 감발되고 기계적 출력(P_m)은 응동 시정수가 큰 관계로 그 값을 유지한다고 볼 수 있으므로 부하차단 후에는 가속력과 기계적 출력이 같다. 결정된 관성계수(H)는 2회의 부하차단에서 유도된 관성계수 값을 평균한 값이며, 그림 5.28은 부하차단시 측정된 주파수와 계산된 주파수를 나타내고 있다. 계산된 주파수는 관성정수를 $H=4.00453$ 으로 설정하고 모델의 기계적 출력에 측정된 주파수로부터 유도된 가속력을 부하차단 직후에 강제 삽입하여 관성계수를 검증한다.

$$H = \frac{\Delta P_a}{2 \frac{d\omega}{dt}}$$

부하차단 #1 (45.16MW) $H = 3.9191$

부하차단 #2 (30.83MW) $H = 4.08995$

결정된 관성계수(H) = 4.00453



(a) 부하차단시(AVR) 측정/계산된 주파수 (b) 부하차단시(MVR) 측정/계산된 주파수
그림 5.28 부하차단시 관성정수 검증

다. 여자계 모델정수 유도 및 결정

하동 T/P #1의 여자시스템은 "EX2000" AVR 여자 제어기와 정지형 여자로 구성되어 있다. AVR의 단자전압 제어는 PI형 제어방식을 사용하고 있다. PSS/E 프로그램에서 적당한 여자시스템 모델은 그림 5.29와 같은 "ESST4B"로 결정할 수 있다. 모델정수의 결정은 정지형 여자를 사용하기 때문에 트랜스듀서 시정수, PI 정수만 튜닝하였다. 그리고 정지형 여자의 이득은 AVR의 PI 이득정수에서 고려되어 있다. 그림 5.30과 같이 무부하 AVR 스텝시험에서 측정된 값이 나오도록 하는 여자시스템 모델 정수와 발전기 계자시정수 값은 아래와 같다. 그림 5.30은 무부하 AVR 스텝시험에서 측정된 발전기 계자전압(Efd)과 단자전압(Vt)을 모의결과와 비교한 것이며 모의된 단자전압과 측정된 단자전압은 매우 잘 일치하고 있다. 이와같이 모델정수 결정은 측정된 단자전압(Vt)과 계자전압(Efd)을 동시에 모의될 수 있는 값으로 결정하였다. 즉, AVR에는 비레이득과 적분이득의 2개 경로가 있으며, 이들 이득 경로의 합에 대하여 적용된 출력한도는 Non-windup 형의 제한기가 사용되고 있다. 상한값인 V_{RMAX} 는 1.0pu로서 이는 적분기의 상한에 해당한다. 보통 싸이리스터 점호각의 하한값은 약 150°로서 AVR 출력신호에 대하여 V_{RMIN} 으로 -0.87에 해당한다. 그러나 적분기 음의 한계치에 대하여 약간의 Wind-up 특성이 존재하기 때문에 만약, 여자전압을 감소시키기 위한 지속적인 Forcing이 있다면 -1.0pu로 설정할 수 있다. 여자시스템 모델의 전력요소, 변수(V_E)는 여자시스템에 적용될 수 있는 등가전원전압이며 Bus-fed방식의 여자가 적용되므로 $V_E = K_P * V_t$ 가 되며, 이로써 여자용 변압기(PPT)를 이용하는 여자전력전원에 대한 발전기 모션전압의 관계를 얻을 수 있다.

결정된 ESST4B 모델 정수

TR	KPR	KIR	VRMAX	VRMIN	TA	KPM	KIM	VMMAX	VMMIN
0.040	5.700	5.700	1.000	-0.870	0.010	1.000	0.000	1.000	-0.870
	KG	KP	KI	VBMAX	KC	XL	THETAP		
	0.100	5.010	0.000	6.260	0.170	0.0000	0.000		

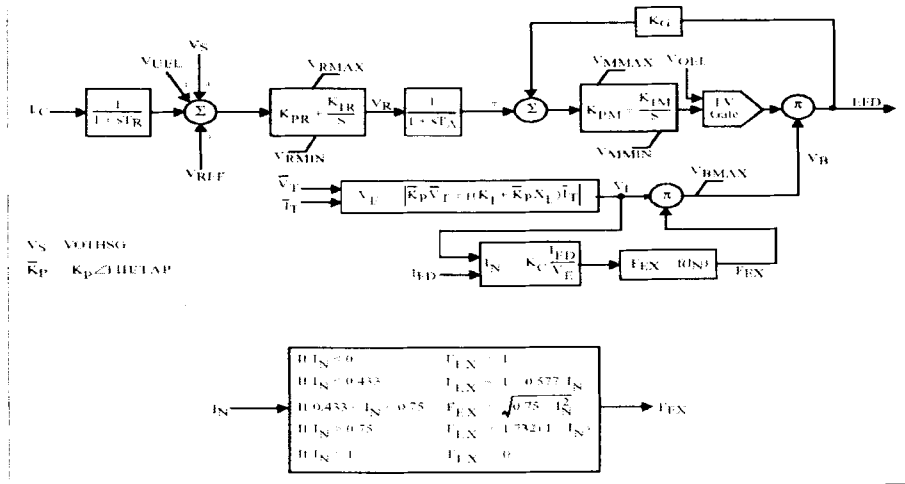


그림 5.29 PI-AVR을 갖는 여자기 모델 "ESST4B"

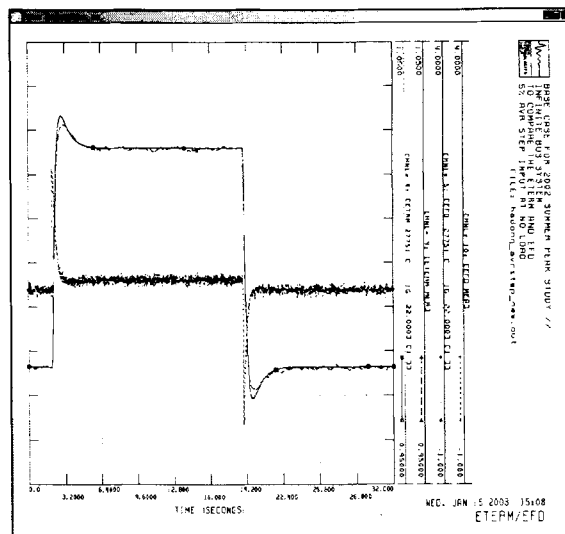


그림 5.30 측정/계산된 단자전압과 계자전압의 비교

라. 조속기/터어빈 정수 유도 및 결정

화력기의 터어빈/조속기 모델로는 HP, IP 그리고 LP를 표현할 수 있는 그림 5.31의 IEEEG1 모델이 적절하다. 실제 조속기/터어빈 제어와 동적 응답은 각각의 부하조건 상황에 따라 다르며, 보일러 제어와도 밀접한 관계를 갖는다. 그리고 IEEEG1과 같은 낮은 주파수대의 안정도용 모델은 발전기가 정격부하에서 운전되고 보일러의 압력은 일정하다는 가정을 전제로 하고 있다. 이 모델에 대한 제어정수의 유도 및 결정은 제작처 제공의 데이터나 IEEE Working Group Report에서 권고하는 값들을 참조해서 결정하였다. 먼저 드롭은 측정된 데이터가 없고 측정시간이 매우 길어야 측정이 가능하기 때문에 거의 불가능하므로 운전자가 설정한 5%로 결정하였다. 기타 시정수와 정수를 석탄화력 발전기 조속기측의 전형적인 값으로 결정한다. 터어빈 출력정수인 K1, K3, K5는 HP, IP, LP의 출력분담률로써 자료조사에 의한 값으로 설정하였다.

$$K = 20.0 \quad (\text{Droop, 5.0\%})$$

$$T1 = T2 = 0.0$$

$$U_0 = 0.1 \text{ pu/s (Opening)}$$

$$U_c = -0.2 \text{ pu/s (Closing)}$$

$$P_{max} = 515.0/612.0 = 0.8415 \text{ (최대부하)}$$

$$P_{min} = 150.0/612.0 = 0.245 \text{ (30\% 부하 or } P_{min}=0.0)$$

$$T_3 = 0.10 \text{ Sec (Servo motor)}$$

$$T_4 = 0.3 \text{ sec (Chamber)}$$

$$T_5 = 7.0 \text{ sec (Reheater)}$$

$$T_6 = 0.4 \text{ sec (Crossover)}$$

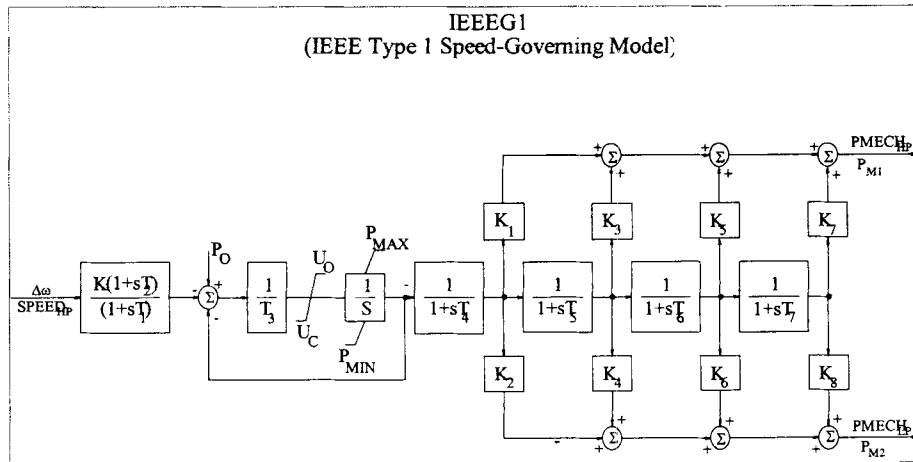


그림 5.31 조속기/터어빈 IEEEG1 모델

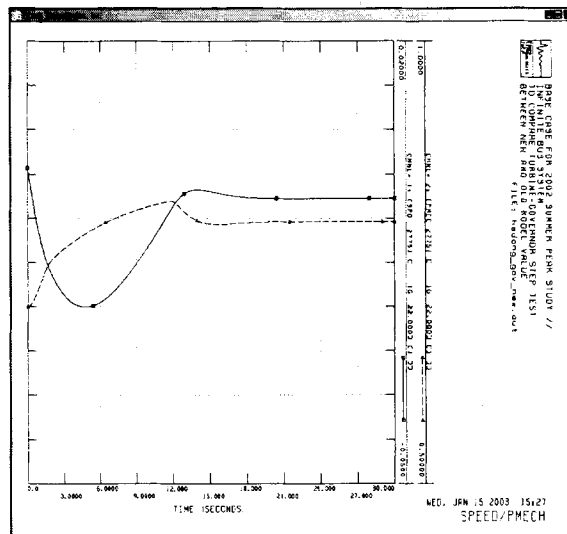


그림 5.32 조속기 스텝 모의 결과(Pmech = 0.7pu --> 0.8pu)

마. 결정된 하동화력 1호기 모델정수 요약

하동화력 1호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어기 정수를 결정하였고, 실측데이터와 비교하여 檢證하였다. 표 5.10은 결정된 모델과 모델정수를 보여주며, 기존의 모델에 대해서도 비교하고 있다. 기존의 발전기 데이터는 제작처에서 제안용으로 제출된 값으로 실제용 발전기 특성을 나타내기 어렵다. 특히 過渡안정도 해석에 중요하게 작용하는 X_q 는 그 차이가 크다. 중부하시 X_q 는 크게 포화되기 때문에 제작처 제공의 값과는 크게 다르다. 만약, 제작처 값과 같이 큰 값을 사용할 경우, 안정도 프로그램에서 부하각이 크게 초기화 되므로 과도안정도는 실제보다 더 나쁜 결과

를 출력할 것이다. 결정된 AVR/여자기 모델과 정수는 측정된 결과로부터 유도되었기 때문에 기존의 모델과 달리 실제 응동에 가깝게 모의할 수 있다. 또한, 기존의 조속기/터어빈 모델과 정수는 매우 간략한 모델에 전형적인 값을 갖지만 결정된 모델과 정수는 실제 자료와 측정된 응동 특성을 기초로 결정되었기 때문에 더 정밀한 모델에 정확도가 높은 정수를 갖는다.

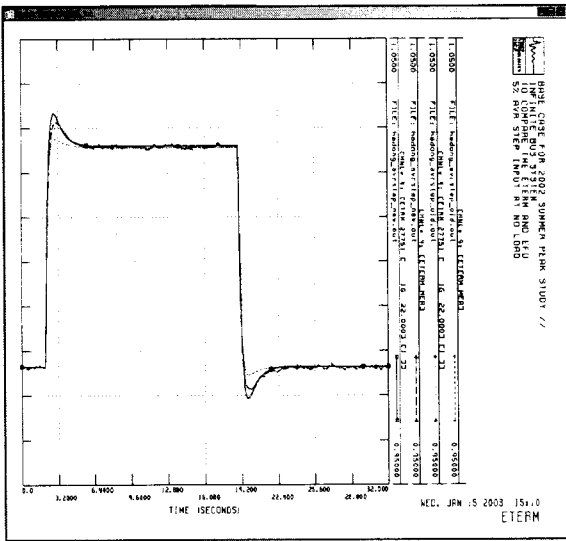
표 5.10 하동화력 1호기 결정된 모델과 기존의 모델 비교

	결정된 모델과 정수				기존의 모델과 정수			
발전기	GENROU				GENROU			
	Tdo'	7.23750	Xq	1.202790	Tdo'	3.8260	Xq	1.6587
	Tdo''	0.0282485	Xd'	0.403969	Tdo''	0.03160	Xd'	0.25860
	Tqo'	1.108550	Xq'	0.497122	Tqo'	0.50840	Xq'	0.45240
	Tqo''	0.0613504	Xd''	0.221035	Tqo''	0.059200	Xd''	0.2029
	H	4.00453	XI	0.150	H	3.410	XI	0.1450
	D	0.0	S(1.0)	0.245559	D	0.0	S(1.0)	0.1200
	Xd	2.028309	S(1.2)	0.492813	Xd	1.7241	S(1.2)	0.4500
여자시스템	ESST4B				EXST3			
	TR	0.04	VMMIN	-0.87	TR	0.00	VRMIN	0.00
	KPR	5.70	KG	0.00	VIMAX	0.20	KG	1.00
	KIR	5.70	KP	5.01	VIMIN	-0.20	KP	4.80
	VRMAX	1.00	KI	0.00	KJ	200.00	KI	0.00
	VRMIN	-0.87	VBMAX	6.26	TC	1.0	EFDMAX	5.80
	TA	0.01	KC	0.17	TB	10.00	KC	0.10
	KPM	1.00	XL	0.00	KA	8.26	XL	0.00
	KIM	0.00	THETAP	0.00	TA	0.40	VGMAX	5.60
	VMMAX	1.00			VRMAX	1.00	THEP	0.0
	조속기/터어빈	IEEG1				TGOV1		
K		20.0	K2	0.0	R	0.05		
T1		0.0	T5	7.0	T1	0.49		
T2		0.0	K3	0.266	VMAX	0.82		
T3		0.10	K4	0.0	VMIN	0.40		
UO		0.10	T6	0.40	T2	2.10		
UC		-0.20	K5	0.417	T3	7.00		
PMAX		0.8415	K6	0.0	DT	0.0		
PMIN		0.245(0.0)	T7	0.0				
T4		0.30	K7	0.0				
K1	0.317	K8	0.0					

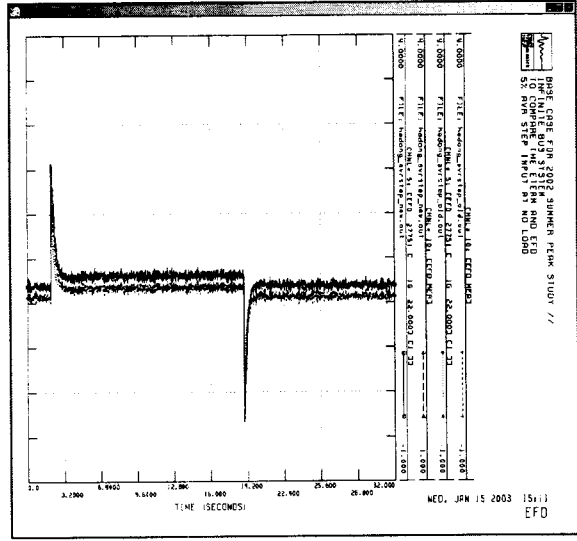
바. 결정된 모델과 기존모델 비교

하동화력 1호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어계 정수를 결정하고 기존모델과 비교한 결과는 다음과 같다. 그림 5.33은 기존모델 및 신규모델의 AVR에 스텝신호를 인가하고 측정 및 모의된 발전기 단자전압과 계자전압을 나타낸다. 그림 5.34는 기존모델 및 신규모델에 대하여 하동T/P-광양S/S 345kV T/L 1회선에 3상 단락사고를 6 cycles 동안 인가하고 제거하는 경우에 나타나는 하동화력 1호기의 동특성 보여주고 있다. 그림 5.35는 기존모델과 신규모델에 대하여 터빈-조속기에 대한 10% 스텝응답 모의결과를 나타내고 있다.

모의결과, 무부하 AVR 스텝응답은 신규모델이 기존모델에 비하여 측정된 단자전압 및 계자전압에 거의 일치하도록 나타나는 반면에, 3상 단락사고 모의시, 신규모델에서 동요가 기존모델에 비해 다소 지속됨을 알 수 있다.

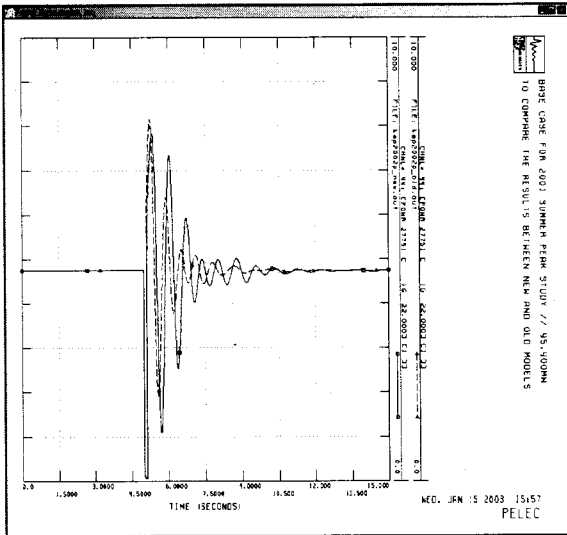


(a) 발전기 단자전압

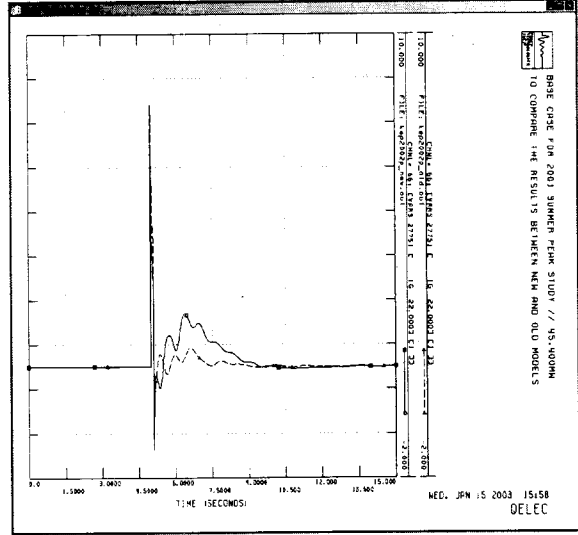


(b) 발전기 계사전압

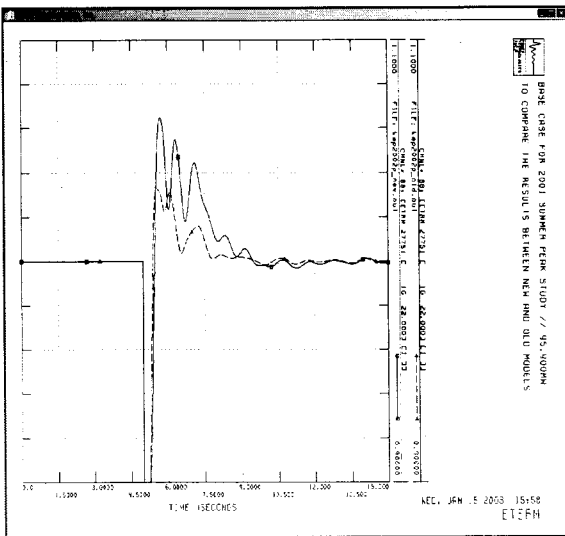
그림 5.33 하동화력 1호기 AVR Step 응답 모의결과



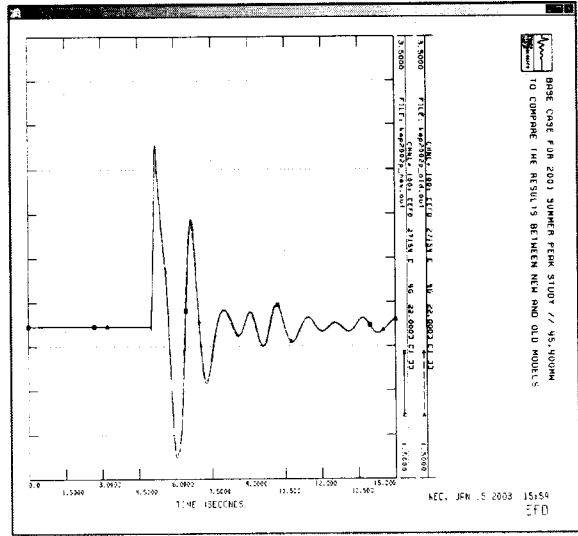
(a) 유효출력



(b) 무효출력



(c) 단자전압



(d) 계사전압

그림 5.34 하동화력 1호기 발전기 응답특성

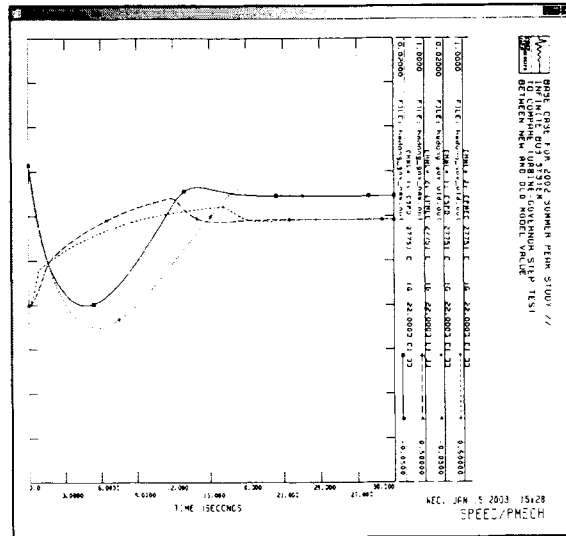


그림 5.35 하동화력 1호기 터어빈-조속기 응답특성(10%)

사. 하동화력 1호기 발전기 제어계 특성시험 측정 결과

(1) 일시 및 장소

- 2002년 09월 13일(금) 21:00 - 2002년 09월 14일(토) 00:40
- 하동화력본부 제 1 발전소 하동화력 1호기 여자기실

(2) 측정점 및 계측장비

항목	결선 Point	방법	측정신호 전압범위		측정점 연결단자	DSM 입력채널
			입력범위	입력값		
1	발전기 단자전압	#1 AVR Cubicle 내부 Terminal Block P1SW1의 50C(A), 50D(B), 50E(C) 단자에 계측기 연결	PT 2차 100-120Vac	24kV/120Vac	절연된아클립	채널 0, 1번
2	발전기 단자전류	#1 AVR Cubicle 내부 Terminal Block C1SW3의 13F(A), C1SW9의 13T(C) 단자에 계측기 연결	CT 2차 5Aac	20kA/5A	CT Hall Sensor	채널 3, 4번
3	계자전압	#1 AVR Cubicle 내부 Master2의 3TB-55(+), 3TB-68(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된아클립	채널 11번
4	계자전류	#1 AVR Cubicle 내부 Master2의 3TB-53(+), 3TB-68(-) 단자에 계측기 연결	CT Shunt1-10Vdc (250 / 1000mVdc)	10Vdc	절연된아클립	채널 9번
5	터빈속도(rpm)	TBN Front Standard TJB-1 AJ1(+), AJ2(-) 단자에 계측기 연결	5-30Vac	10Vac	절연된아클립	채널 7번
6	Control Valve Ref.	중앙제어실 Vertical Board VBOB, REC18, CH18 단자에 계측기 연결	10Vdc	5Vdc (0~128%)	절연된아클립	채널 8번
7	Main SIM Flow	중앙제어실 Vertical Board VB02, REC57, CH1 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc (0~1900 t/h)	절연된아클립	채널 10번
8	Step Input Sig	#1 AVR Cubicle 내부 Master1의 3TB-54(+), 3TB-68(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc			

(3) 측정결과

(가) 무부하포화곡선시험 측정결과

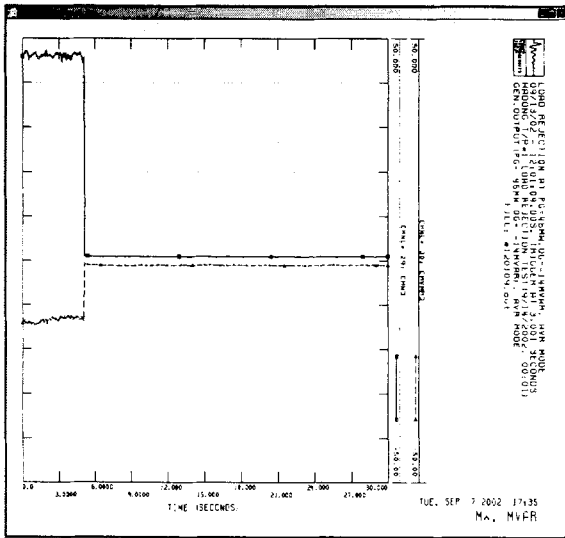
Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
59.990	18.479	126.638	1456.677
59.987	19.643	138.496	1597.921
59.983	20.331	146.351	1686.810
59.982	20.813	152.262	1752.233
59.981	21.298	158.288	1820.220
59.971	22.017	168.292	1929.536
59.963	22.581	176.821	2023.777
59.959	23.048	184.640	2108.857
59.952	23.432	191.944	2188.080
59.956	23.743	198.628	2257.011

(나) V-Curve시험 측정결과

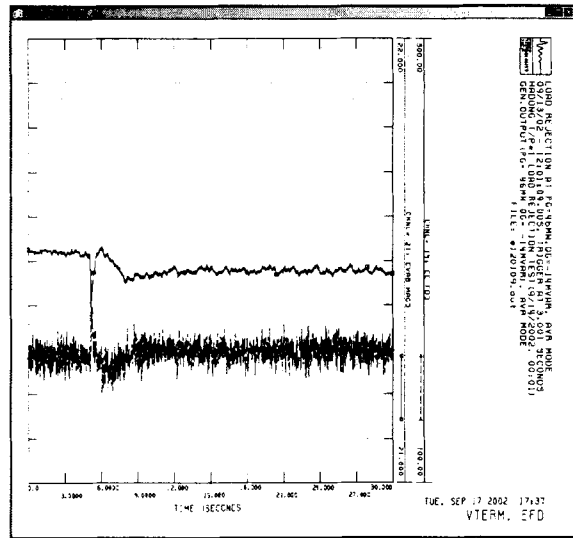
($\delta_{base}=119.84^\circ$)

Hz	Vt(kV)	P(MW)	Q(MVAr)	Efd(Vdc)	Angle(δ)	Ifd(Adc)	CV ref.	STM Flow
59.963	22.421	503.578	154.108	360.383		3905.447	4.243	8.041
59.967	22.055	502.157	96.875	333.047		3627.235	4.243	8.030
59.982	21.729	505.276	48.164	314.233		3435.517	4.263	8.001
59.969	21.396	522.731	0.651	303.127		3340.389	4.304	8.448
59.991	21.302	519.367	-13.868	298.004		3279.017	4.304	8.273
60.024	22.531	371.879	156.730	317.806	139.410	3499.087	4.006	5.695
60.030	22.203	367.159	103.970	289.529	142.154	3195.568	4.006	5.671
60.024	21.845	365.732	50.065	264.464	145.727	2928.789	4.006	5.667
60.008	21.503	365.736	1.762	241.226	149.598	2712.683	3.986	5.673
60.014	21.404	366.780	-13.055	236.962	150.956	2655.927	3.986	5.706
59.991	21.312	367.579	-26.444	232.133	152.235	2606.748	3.986	5.709
60.011	22.551	253.927	160.477	289.188	131.182	3218.184	4.044	3.830
59.983	22.499	253.612	155.403	287.598	135.887	3184.552	4.044	3.824
59.964	22.177	251.166	104.424	256.701	138.090	2866.948	4.044	3.745
59.984	21.851	250.032	52.564	229.136	140.916	2574.457	4.044	3.722
59.956	21.513	246.400	2.719	204.247	144.069	2309.135	4.043	3.763
59.974	21.420	246.681	-12.418	197.817	145.280	2237.586	4.044	3.732
59.942	21.307	244.298	-25.793	191.661	146.249	2167.036	4.043	3.770
59.921	22.509	123.361	147.953	260.630	130.177	2915.875	3.728	1.840
59.928	22.211	120.128	98.711	231.209	131.215	2588.490	3.670	1.937
59.960	21.942	116.662	51.108	203.486	132.417	2288.170	3.610	1.723
59.990	21.631	114.943	-1.705	172.764	134.373	1967.616	3.531	1.471
60.039	21.610	115.959	-6.827	171.005	134.735	1941.321	3.511	2.069
60.029	21.525	115.716	-21.068	161.710	135.465	1854.334	3.511	2.110
60.029	22.571	64.068	156.420	259.899	124.918	2907.994	2.826	1.309
59.993	22.260	58.897	107.046	229.557	125.152	2572.969	2.760	1.273
59.991	21.936	54.449	53.802	197.650	125.627	2226.326	2.662	1.156
59.999	21.629	51.456	2.537	167.499	126.341	1900.450	2.583	1.109
60.034	21.519	49.210	-19.465	154.547	126.585	1762.681	2.524	1.060

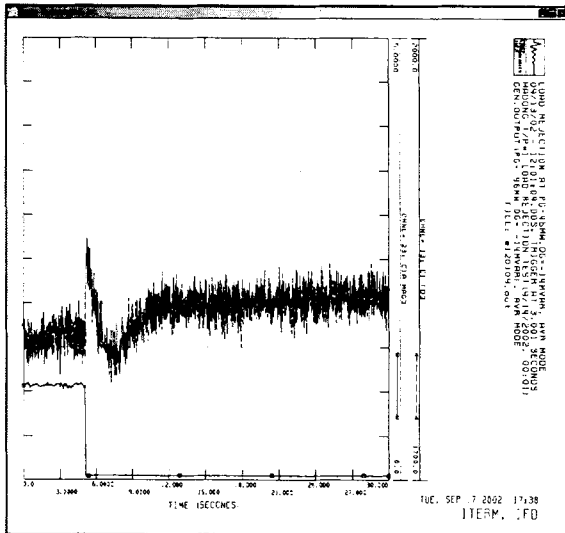
(다) 1차 부하차단시험 측정결과
 - 45.9MW, -14.1MVA_r, AC Mode(AVR ON)



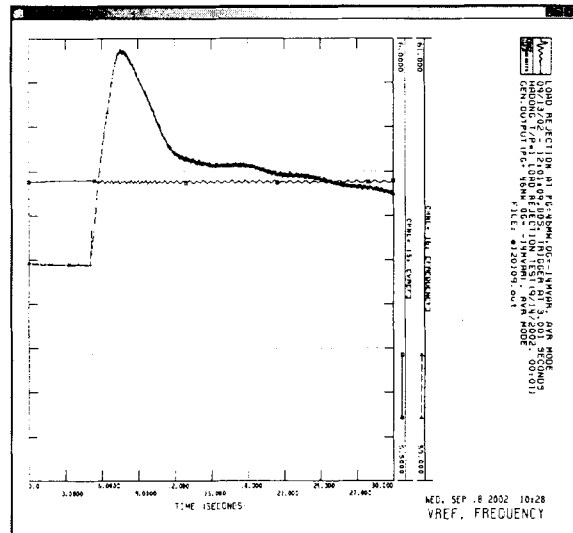
(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



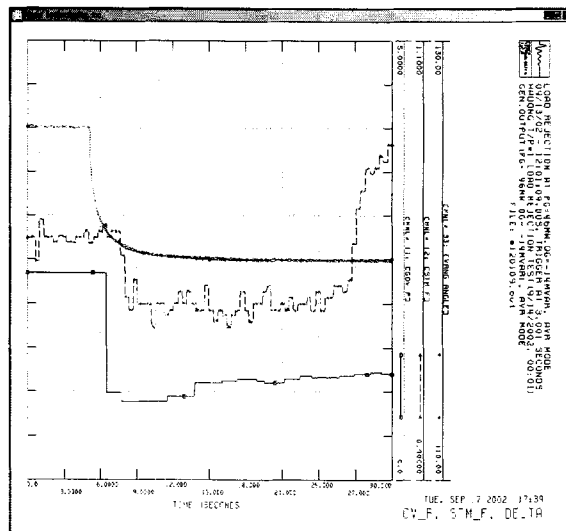
(b) 측정된 단자전압 및 계자전압



(c) 측정된 단자전류 및 계자전류

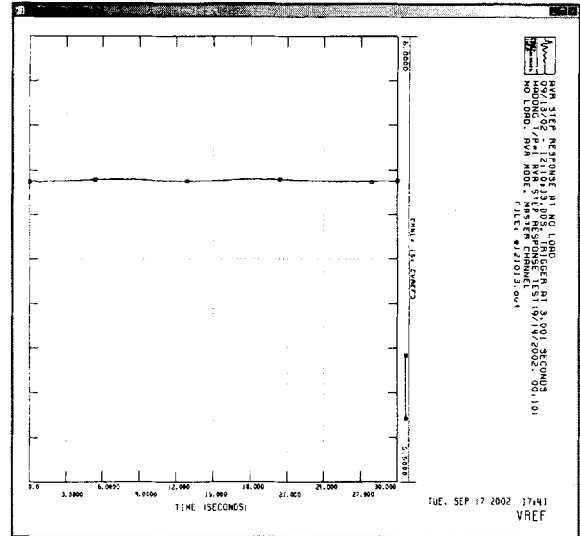
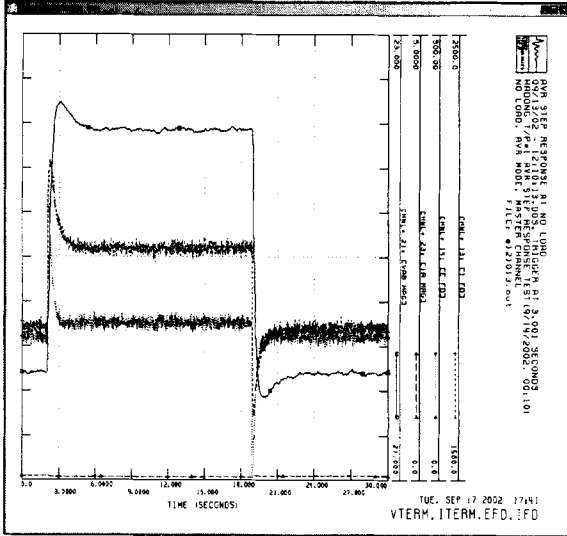


(d) 측정된 AVR 전압기준신호 및 주파수



(e) 측정된 Control Valve 기준신호, STM Flow 및 부하각
 그림 5.36 1차 부하차단시 하동화력 1호기 동특성

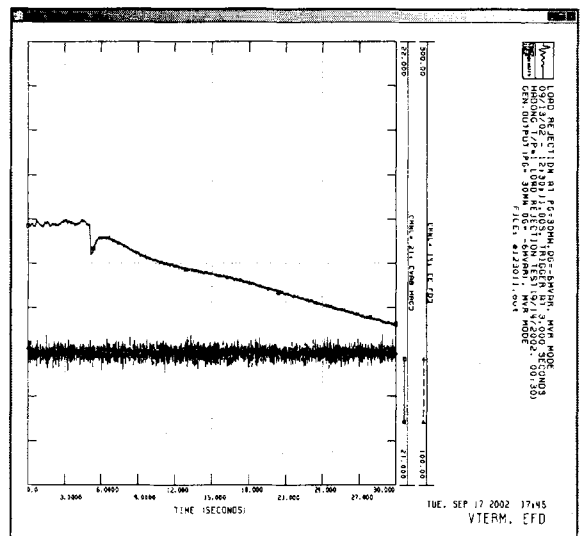
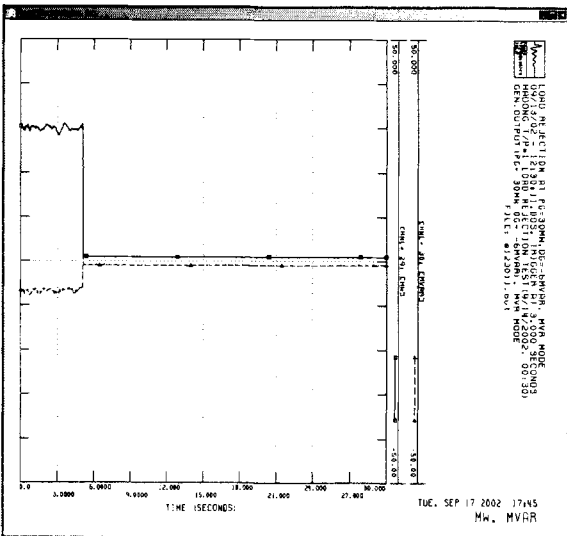
(라) AVR Step Response 시험 측정결과



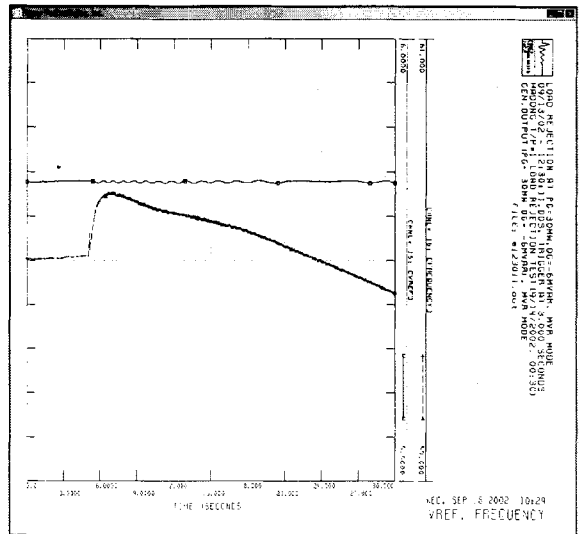
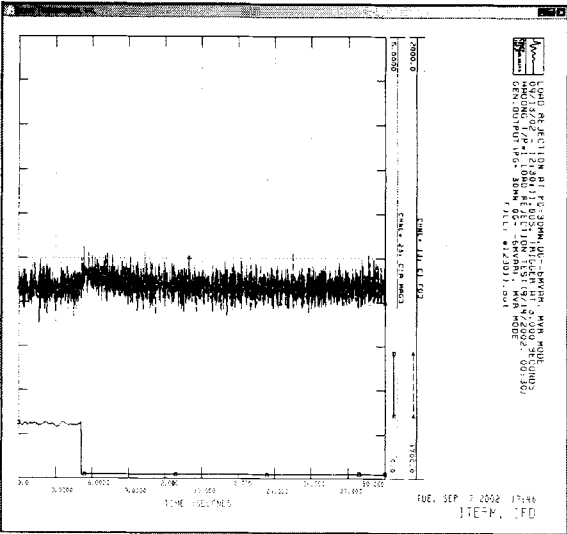
(a) 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류 (b) 측정된 전압기준신호(Master채널)
그림 5.37 하동화력 1호기 AVR Step 응답특성

(마) 2차 부하차단시험 측정결과

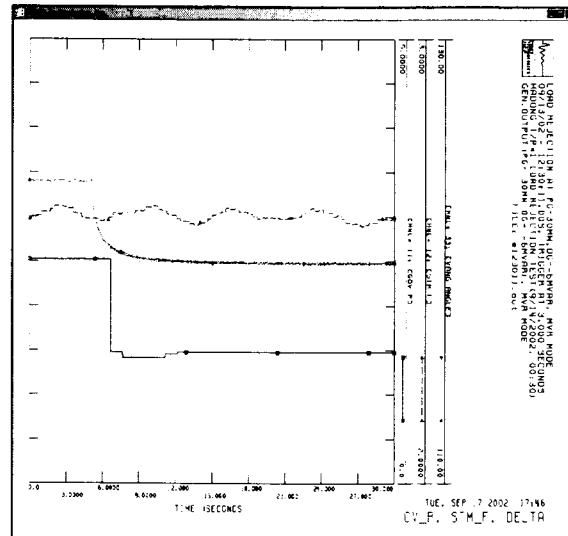
- 30.4MW, -6.8MVAr, DC Mode(AVR OFF)



(a) 측정된 발전기 유효/무효출력 (b) 측정된 단자전압 및 계자전압



(c) 측정된 단자전류 및 계자전류 (d) 측정된 AVR 전압기준신호 및 주파수



(e) 측정된 Control Valve기준신호, STM Flow 및 부하각
 그림 5.38 2차 부하차단시 하동화력 1호기 발전기 동특성

3. 서천화력 1호기 발전기/제어계 모델정수 결정

가. 서천화력 1호기 설비 제원

서천화력 1호기는 246.0MVA의 설비용량으로 GE의 싸이리스터를 사용한 정지형 여자 시스템이다. 서천화력 1호기에 대한 발전기 제어계 특성시험은 2002년 11월 2일 시행되었고 설비제원은 표 5.11과 같다. 기타, 현재 서천화력 1호기 여자시스템을 2003년 상반기에 교체를 계획하고 있으며, 계획된 여자시스템은 전력연구원에서 개발된 디지털 AVR 시스템이 적용될 예정이다.

표 5.11 서천화력 1호기 설비제원

	설 명	PSS/E 모델
발전기	정격 설비용량 : 246.0 MVA, 0.85 PF 정격 단자전압 : 20,000 Vac 정격 단자전류 : 7,101 Aac PT비 : 21,000/120 Vac CT비 : 8,000/5 Aac SCR : 0.55 속도/극수/Teeth : 3,600 rpm/ 2 pole / 80EA(4800 pulse) 제작처 : GE(1978년)	GENROU (GENROU)
여자시스템	여자방식 : 직접여자방식 모델명 : P-PSCR 정격계자전압 : 375 Vdc 정격계자전류 : 1,231 Adc(FULL LOAD) 498 Adc (NO LOAD) Ceiling 전압 : Vdc 부여자기(Pilot Exciter) / 여자용 변압기(PPT) 용량 : KVA 형식 : PMG / 3,600 rpm 정격전압 : 20,000 / 600 Vac 정격전류 : / Aac IMPEDANCE : % 제작처 : GE	EXST3 (EXST3)
터빈-조속기	형식 : 직렬배열형, 재생/재열/복수형 모델명 : (D-EHC형, 2000년 교체) 용량 : 200,000 kW, HP: IP: LP: 증기조건 : kg/cm ² , °C Droop : 5.0 % 부하감발율 : 1.0 MW/분 제작처 : GE	IEEEG1 (IEEEG1)
주변압기	용량 : 219/245.0 MVA, Y-Δ결선 전압 : 20.0 / 154.0 kV TAP NO. 1차 2차 1 161.700kV 2 157.850kV 3 154.000kV 4 150.150kV 5 146.300kV %Z : 11.25 %	
PSS	모델명 : 有, 미운전(미튜닝) 임 력 : Δw 제작처 :	

발전기 特性試驗은 정상상태 발전기 임피던스를 유도하기 위한 V-curve시험, 포화계수를 유도하기 위한 무부하포화곡선시험, 여자계 정수를 결정하기 위한 AVR 스텝업/다운 시험 그리고 발전기 시정수 및 임피던스를 결정하기 위한 2회의 부하차단 시험으로 이루어졌다. 측정시험시 측정된 신호는 PT, CT, 계자전압, 계자전류, 축속도신호 그리고 2개의 조속기 신호들이며, PC를 기본으로 하는 데이터 취득시스템인 DSM장비에 의해서 모든 측정 데이터가 동시에 디지털로 取得되었다. 저장된 측정된 데이터는 아래 결과 같이

정수를 유도하는데 사용된다. 단, 계자전류는 계측장비의 적정한 측정범위를 벗어나 수기에 의한 측정값을 사용한다.

나. 발전기 모델 정수유도 및 결정

발전기 모델정수를 유도하기 위해서 정상상태 V-curve 시험, 무부하 포화곡선시험 그리고 2회의 부하차단 시험을 이용하였다. 표 5.12는 부하차단전의 초기조건을 보여준다. 발전기 모델 정수 유도방법은 deMello의 부하차단 방법을 개념으로 하여 절차에 따라서 유도하였다. 서턴화력 1호기는 3600rpm의 2극 원통형 발전기로서 발전기 모델은 PSS/E의 GENROU 모델이 적당하다. 그리고 아래에서 결정되는 모든 발전기 모델 정수는 GENROU 모델에 맞게 결정된다.

표 5.12 부하차단 초기조건

부하차단 No.	P (MW), Q(MVAR)	초기 단자전압	초기 부하각	AVR Mode
부하차단 #1	23.479MW, -7.6291Mvar	19.186kV	10.53	AC Mode (AVR)
부하차단 #2	20.525MW, -7.2486Mvar	19.133kV	8.07	DC Mode (MVR)

(1) 무부하 포화계수 결정

발전기 모델 GENROU 모델에서는 2개의 무부하 포화계수 S(1.0)과 S(1.2)를 요구한다. S(1.0)은 단자전압이 1.0 pu 때의 포화계수이며 S(1.2)는 단자전압이 1.2 pu때의 포화계수이다. 무부하 포화시험에서 측정된 데이터는 표 5.13과 같다. 기기보호 차원에서 아주 낮은 단자전압과 높은 단자전압은 측정되지 못했으므로, 측정된 표 5.13의 데이터를 보간하여 포화곡선을 유도하면 그림 5.39와 같다. 표 5.13으로부터 2개의 포화계수를 유도하면 아래와 같고 발전기 단자전압을 1.0 pu로 하는 공극선에 대한 기본 계자전류는 506.808 ADC로 결정된다. 기본 계자전류는 V-Curve 데이터를 이용하여 정상상태 동기 임피던스 유도와 검증하는데 매우 중요하다. 한편, 계자전압을 가로축으로 하는 무부하포화곡선의 기본 계자전압은 운전조건에 따라 계자저항이 변동함에 따라 변동한다.

$$s(1.0) = 0.0934913 \quad s(1.2) = 0.226660$$

$$I_{fd_base} = 463.477A_{dc}, \quad AFNL = 506.808A_{dc}$$

$$\text{제작처 제공값} : s(1.0)=0.05957, \quad s(1.2)=0.232143, \quad AFNL = 498A_{dc}$$

표 5.13 무부하포화곡선시험 취득 데이터

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(A _{dc})
59.969	17.875	103.352	433.00
59.988	18.242	106.413	444.00
59.990	18.768	111.480	463.00
59.988	18.916	112.517	468.00
59.987	19.346	116.488	482.00
59.991	20.028	122.965	507.00
59.982	20.668	129.488	534.00
59.982	20.966	132.794	544.00

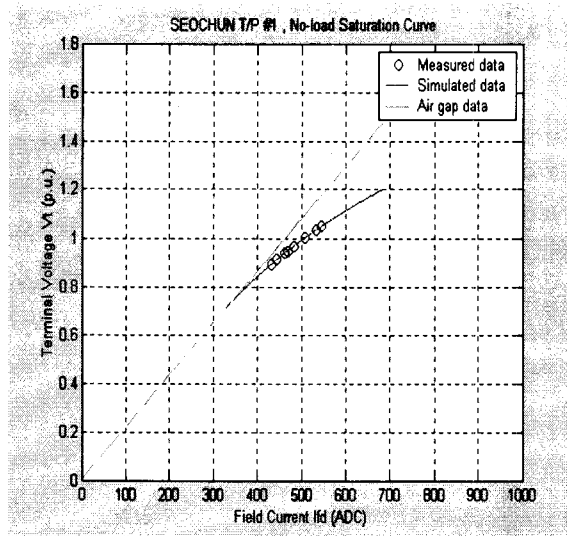


그림 5.39 서천화력 1호기 무부하포화곡선

(2) 발전기 시정수 및 임피던스 결정

발전기 시정수 및 임피던스(리액턴스) 결정은 AVR이 동작하지 않은 일정여자(Constant field voltage)방식인 DC 모드에서 부하차단된 표 5.12의 부하차단 # 2조건을 이용하여 결정한다. 먼저 부하차단 #2의 부하차단전의 초기조건을 이용하여 각각의 횡축, 직축 전류를 계산하면 아래와 같다.

$$I_t = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{V_t} = 0.0884852 \text{ p.u.}$$

$$\phi = \cos^{-1}\left(\frac{P}{I_t V_t}\right) = 19.4512 \text{ deg, leading}$$

$$I_d = 0.0884852 \times \sin(8.07^\circ - 19.4512^\circ) = -0.0174612$$

$$I_q = 0.0884852 \times \cos(8.07^\circ - 19.4512^\circ) = 0.0867452$$

(가) 횡축정수유도

발전기 개방 시정수와 임피던스 유도 및 결정은 측정된 단자전압에서 속도성분을 제거한 후의 단자자속(Terminal flux)만 이용하여 정수를 결정한다. 단자자속은 측정된 부하각(Load angle)에 의해서 횡축과 직축 자속으로 분리할 수 있다. 이와 같이 분리된 직축 자속으로부터 deMello가 제안된 방법에 따라 먼저, 횡축 차과도(Subtransient) 임피던스(X''_q)와 횡축 동기 임피던스(X_q)를 아래와 같이 결정할 수 있다. 여기서 계산된 횡축 동기 임피던스는 포화된 값이므로 V-curve시험 데이터를 이용하여 정확한 값을 결정하기로 한다. 다음으로 개방 차과도 시정수(Tqo'')와 개방 과도시정수(Tqo') 그리고 횡축 과도 임피던스(Xq')를 차과도 성분과 차단전의 정상상태 성분을 제거한 횡축 자속으로부터 결정할 수 있다. 결정방법은 그림 5.40과 같이 측정된 자속과 일치되도록 하는 값으로 최적화 기법을 적용한 방법이다. 그림 5.41과 같이 완전히 일치시키기 위해서는 3개의 횡축 개방시정수가 필요했지만, GENROU모델에서는 2개만 필요하기 때문에 가장 긴 횡축 개방시정수는 무시하였다. 결정된 값은 아래와 같다.

$$Xq(\text{sat}) = 1.53855 \quad Xq' = 0.703680 \quad Xq'' = 0.195672$$

$$Tqo' = 0.771081 \quad Tqo'' = 0.0698968$$

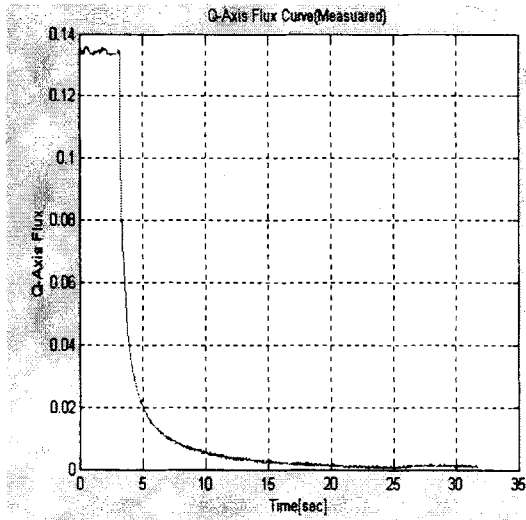


그림 5.40 분리된 횡축분 단자자속

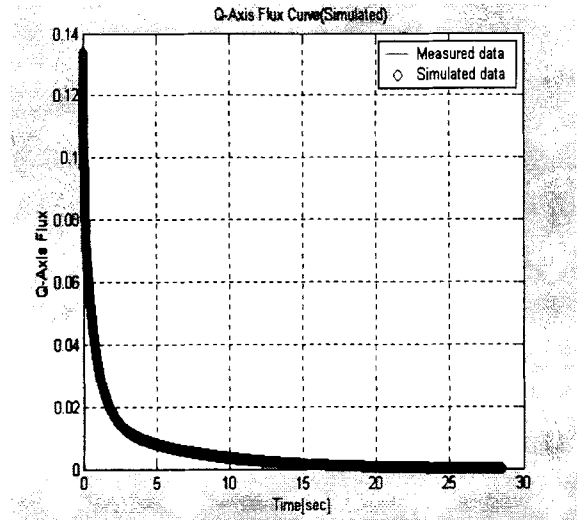


그림 5.41 측정/계산된 횡축분 단자자속

(나) 직축정수유도

직축분 성분만 있는 단자자속으로부터 직축 임피던스와 시정수를 횡축에서 계산하는 방법과 같이 계산하면, 그 시정수와 임피던스는 아래와 같다. 그림 5.43은 아래 두개의 개방 차과도 시정수(T_{do}'')와 과도 시정수(T_{do}')에 의해서 측정된 직축 단자자속과 일치시킨 것이다. 유도된 직축 개방 과도 시정수값은 3.79078sec 이지만, 계자전압이 과도상태 시에도 일정해야 하나 측정된 데이터는 값이 변화했으므로 다음절에서 실제 측정된 계자전압을 이용하여 더 정확한 값으로 결정한다. 대략 계산된 X_d 는 약 1.50063로 어느정도 포화가 된 상태이므로 불포화된 값으로 결정해야 하므로 V-곡선 데이터를 이용하여 결정한다. 차과도 리액턴스는 직축과 횡축이 다르게 유도되었으므로 PSS/E에서는 그 두 값이 같아야 함으로 여기서는 두 값에 대한 평균값으로 한다. 그리고 누설 리액턴스는 0.159로 제작처 제공값을 적용한다.

$$X_d(\text{sat}) = 1.50063 \quad X_d' = 0.385612 \quad X_d'' = 0.236013$$

$$T_{do}' = 3.79078 \quad T_{do}'' = 0.0284082$$

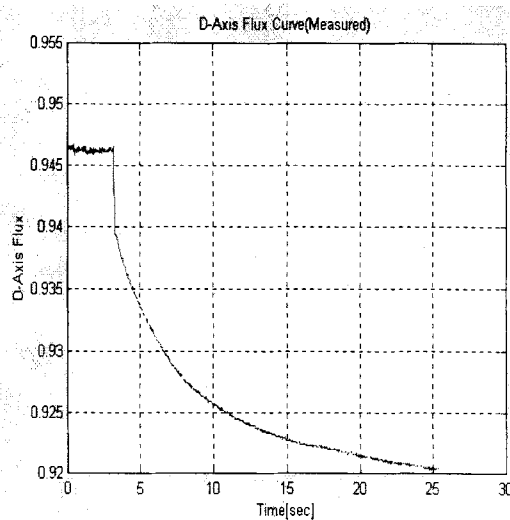


그림 5.42 분리된 직축분 단자자속

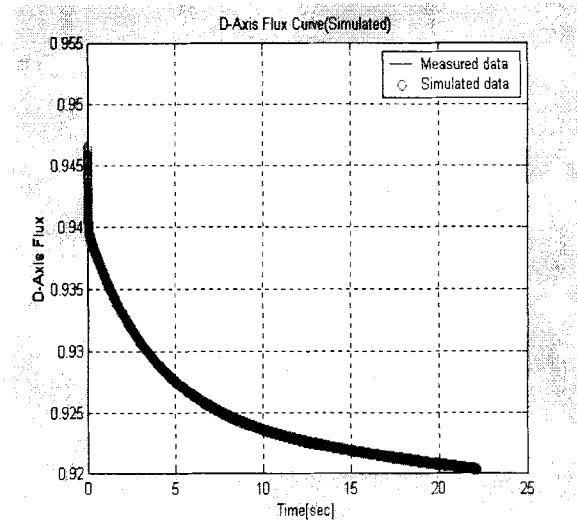


그림 5.43 측정/계산된 직축분 단자자속

(3) 발전기/터빈 관성계수 결정

서천화력 1호기의 발전기 관성계수는 2회의 부하차단시 측정된 주파수 변화분으로부터 유도하였다. 여기서, 결정되는 발전기 관성계수는 발전기 관성뿐만 아니라 터빈의 관성까지 고려되는 값이다. 부하차단에서 유도된 관성계수는 아래의 수식과 같으며 최종 결정된 값은 유도된 2개의 관성계수의 평균값으로 결정한다. 부하차단 전에는 전기적 출력(Pe)과 기계적 출력(Pm)이 균형이 이루어져 가속력(Pa)는 영(zero)이 된다. 그러나 부하차단 후에는 전기적 출력은 바로 영으로 가고 기계적 출력은 응동 시정수가 큰 관계로 그 값을 유지한다고 볼 수 있다. 따라서 부하차단후에는 가속력과 기계적 출력값이 같다. 결정된 H는 2회의 부하차단에서 유도된 관성계수 값을 평균한 값이다.

$$H = \frac{\Delta P_a}{2 \frac{d\omega}{dt}}$$

부하차단 #1 (23.479MW) H = 2.93414
 부하차단 #2 (20.525MW) H = 3.08148
 결정된 관성계수, H = 3.00781

(4) 정상상태 동기 임피던스(Xd, Xq) 결정

정상상태 동기 임피던스 결정은 측정된 V-curve 데이터를 이용하여, 측정된 정상상태를 가장 잘 표현하는 값으로 임피던스를 결정하였다. 정상상태 초기조건 출력 P(MW), 무효 출력 Q(MVAR) 그리고 단자전압 Vt가 주어지면 발전기 모델로부터 계자전류와 부하각을 계산할 수 있다. 이 계산된 값을 측정된 계자전류와 부하각을 비교하여 동기임피던스 Xd와 Xq를 결정하는 것이 가능하다. 동기 임피던스 Xd와 Xq는 계자전류와 부하각에 서로 연관관계가 있으므로 두 정수를 최적화 변수로 잡고, 측정된 계자전류와 부하각과 계산된 계자전류와 부하각을 목적함수로 하는 최적화 식으로 정식화할 수 있다.

표 5.14 서천화력 1호기 V-Curve 시험데이터와 모델정수 검증

Vt(kV)	Vt_pu	P(MW)	Q(MVAr)	측정된 Ifd(Adc)	계산된 Ifd(Adc)	%오차	측정된 부하각	계산된 부하각	오차 (deg)
20.930	1.046500	194.742	126.087	1185.105	1184.647	0.039	29.726	30.615	-0.889
20.613	1.030650	198.015	101.958	1116.933	1116.516	0.037	32.892	33.774	-0.882
19.938	0.996900	201.207	50.702	983.671	977.010	0.677	40.593	41.566	-0.973
19.357	0.967850	200.051	4.994	876.619	862.994	1.554	48.833	50.170	-1.337
21.012	1.050600	150.452	130.358	1115.468	1125.786	-0.925	23.469	24.171	-0.702
20.647	1.032350	149.948	100.927	1011.824	1025.675	-1.369	26.339	26.920	-0.581
20.066	1.003300	151.700	51.752	861.525	869.019	-0.870	32.922	33.379	-0.457
19.365	0.968250	148.972	0.548	714.274	712.364	0.267	42.022	42.619	-0.597
19.312	0.965600	148.164	-3.331	702.867	699.850	0.429	42.776	43.381	-0.605
20.946	1.047300	99.931	127.870	1049.810	1053.020	-0.306	16.168	16.815	-0.647
20.639	1.031950	100.982	101.495	953.049	957.543	-0.472	18.407	18.872	-0.645
20.008	1.000400	99.395	49.158	763.787	766.127	-0.306	23.601	23.745	-0.144
19.348	0.967400	100.416	0.007	604.437	596.495	1.314	32.163	31.999	0.164
19.251	0.962550	100.886	-6.797	584.791	575.175	1.644	33.834	33.627	0.207
20.827	1.041350	52.399	118.402	976.148	977.936	-0.183	8.661	9.369	-0.708
20.634	1.031700	51.449	100.463	903.834	908.878	-0.558	9.333	9.926	-0.593
19.974	0.998700	50.336	50.800	707.440	712.828	-0.762	12.286	12.514	-0.228
19.315	0.965750	48.973	0.777	513.323	513.533	-0.041	17.421	16.948	0.473
19.221	0.961050	48.755	-5.856	487.171	486.651	0.107	18.381	17.792	0.589

표 5.14와 같이 측정된 값과 계산된 값을 최소로 하는 두 개의 동기 임피던스 값은 아

래와 같다. 단, 계자전류는 매우 낮은 전압범위에서 측정장비를 통하여 측정되므로 측정 시 발생하는 측정 오차를 고려하여 手記에 의해 측정된 값을 사용한다. 결정된 두 값은 앞에서 계산된 값과 차이를 보여준다. 일반적으로 원통형 동기발전기의 제작처 제공의 횡축, 직축 동기 임피던스는 차이가 없지만 제작처 제공의 값은 보통 설계값이거나 무하부에서 유도한 값으로 실제 운전중인 상태를 정확히 나타내지 못한다.

$$X_d = 1.78530 \quad X_q = 1.51150$$

다. 여자계 모델정수 유도 및 결정

정지형 여자시스템은 여자용 전원으로 발전기 단자전압 및 전류 페이서의 합성분으로 표현되는 발전기 내부값을 사용한다. 이와같이 여자기 출력단에서 제어용 정류기를 사용하는 전원복합형 정류기 여자시스템은 EXST3 모델로 표현할 수 있다. EXST3 모델의 안정화회로는 시정수 T_B 와 T_C 를 갖는 Lead-lag에 의해 제공되며, 내부 계자전압 조정기(Field voltage regulator)는 시정수 T_A 와 이득 K_A , K_G 로 구성되고, 또한 정류기 부담 및 정류효과는 다음과 같이 고려된다. 일반적으로 K_C 는 설계 데이터로 발전기 운전조건과는 무관하다. K_P 와 K_I 는 여자용 변압기의 포화정도에 따라 일부 여자시스템에서는 변동하지만 일반적으로 발전설비 및 초기 운전조건에 대해 일정한 값으로 취급된다. $E_{FD_{MAX}}$ 제한기는 소자의 포화정도에 따라 결정된다.

서천 T/P #1의 여자시스템의 제작처 공급 모델은 EXST3이다. 제작처 공급 모델 정수를 초기값으로 하여 결정된 여자시스템 모델 정수는 아래와 같다. 또한 발전기 직축 계자 시정수(T_{do}')의 결정은 AVR 스텝 응답시험으로 운전모드를 전환하는 방법으로 측정된 데이터로부터 결정하였다. 즉, MVR Mode(수동모드)에서 AVR Mode(자동모드)로의 모드 전환시 측정된 계자전압과 발전기 단자전압이 PSS/E로 모의된 값에 일치하도록 그림 5.44과 같이 발전기 직축 계자 시정수를 결정하였다. 수동모드에서 자동모드로 전환하는 방법은 첫째, 무부하인 정상상태에서 단자전압을 자동모드에서 수동모드로 전환한다. 일반적으로 수동모드는 자동모드를 추종하도록 설계되므로 전환시 자동모드 값을 유지하게 된다. 즉, 전환된 이후 자동모드의 기준전압신호(V_{ref})는 수동모드에 의해서 단자전압이 변동할지라도 전환되기 이전의 값을 유지한다. 둘째, 수동모드에서 단자전압을 낮추어 원하는 값으로 조정한다. 이때 자동모드는 수동모드에 추종되지 않고 AVR 출력 신호를 발생시키지만 여자기와는 개회로를 구성한다. 그러나 AVR의 입력 단자전압은 수동모드에서 변화된 단자전압 값으로 입력되기 때문에 AVR은 입력된 단자전압과 기준전압신호가 서로 다른 값을 갖게 되며 AVR회로에서는 상대적으로 큰 오차신호를 발생한다. 개회로를 구성하는 자동모드는 AVR의 큰 이득에 의해서 오차신호를 증폭하므로 AVR의 출력 신호는 최대값을 갖으며 이것은 AVR의 최대 제한값이다. 셋째, 수동모드에서 자동모드로 강제 전환한다. 전환시 발전기 계자전압은 수동모드 값에서 자동모드 최대 제한값으로 순간적으로 바뀌며, 발전기 단자전압은 급상승하게 된다.

PSS/E 프로그램에서 적당한 여자시스템 모델은 그림 5.46과 같은 "EXST3"로 결정할 수 있다. 모델정수의 결정은 정지형 여자를 사용하므로 트랜스듀서, 시정수, 이득을 결정하였다. 그림 5.45는 측정된 발전기 단자전압을 입력하여 계산된 계자전압을 나타낸다. 모델 정수 결정은 측정된 단자전압(V_t)과 계자전압(E_{fd})을 동시에 모의될 수 있는 값으로 결정하였다.

$$\text{결정된 } T_{do}' = 10.55943 \text{ sec}$$

결정된 EXST3 모델 정수

TR	VIMAX	VIMIN	KJ	TC	TB	KA	TA	VRMAX	VRMIN
0.020	0.200	-0.200	200.0	1.000	3.050	8.500	0.400	0.725	0.000
KG	KP	KI	EFDMAX	KC	XL	VGMAX	THETAP		
1.000	4.800	0.000	4.1000	0.100	0.000	4.1000	0.000		

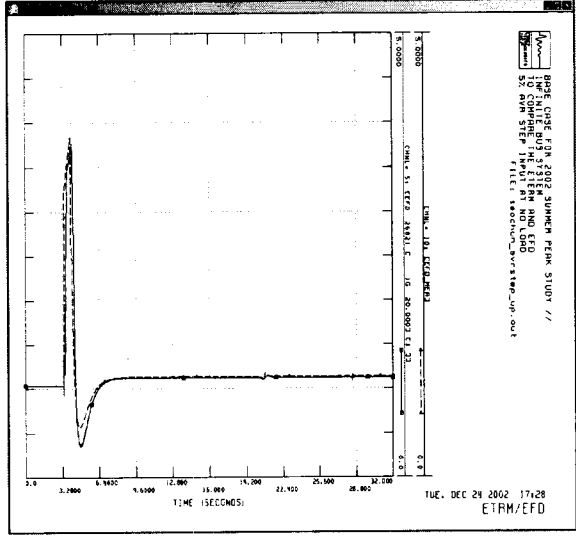
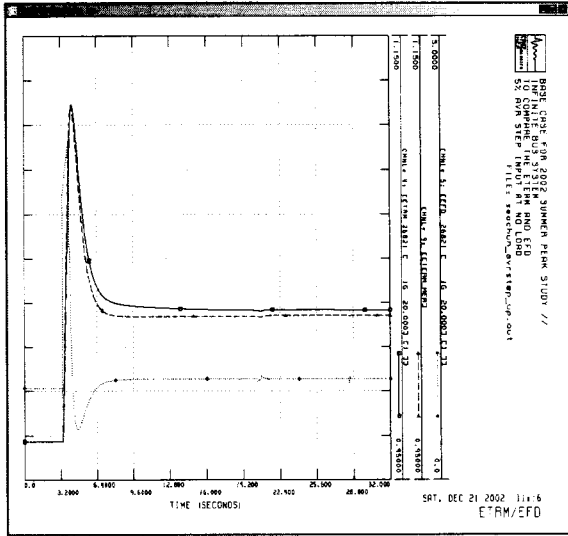


그림 5.44 모드전환시 측정/계산된 단자전압 그림 5.45 모드전환시 측정/계산된 계자전압

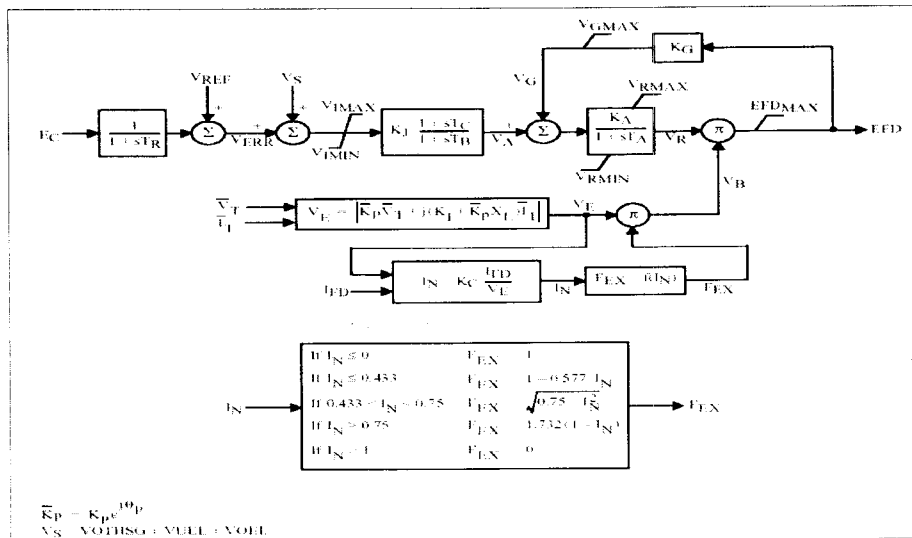


그림 5.46 여자시스템 모델 "EXST3"

라. 조속기/터어빈 정수 유도 및 결정

화력기의 터어빈/조속기 모델로는 HP, IP 그리고 LP 를 표현할 수 있는 그림 5.47의 IEEEG1 모델이 적당하다. 실제 조속기/터어빈 제어와 동적 행동은 각각의 부하조건 상황에 따라서 다르며 보일러 제어와도 밀접한 관계를 갖는다. 그리고 IEEEG1과 같은 낮은 주파수대의 안정도용 모델은 발전기가 정격부하에서 운전되고 있으며 보일러의 압력은 일정하다는 가정을 전제로 하고 있다. 이 모델에 대한 제어정수의 유도 및 결정은 제작처 제공의 데이터나 IEEE Working Group Report에서 권고하는 값들을 참조해서 결정하였다. 먼저 드롭은 측정된 데이터가 없고 측정시간이 매우 길어야 측정이 가능하기 때문에

거의 불가능함으로 운전자가 설정한 값 5%로 결정하였다. 기타 시정수와 정수를 석탄화력 발전기 조속기쪽의 전형적인 값으로 결정하였다. 터빈 출력정수 K1, K3, K5는 정격 부하용 Heat diagram을 이용하면 유도할 수 있지만, 자료조사에서 미확보 되었기 때문에 일반적으로 적용되는 화력발전소의 출력정수를 적용한다.

$$K = 20.0 \text{ (Droop, 5.0\%)}$$

$$T1 = T2 = 0.0$$

$$U_o = 0.1 \text{ pu/s (Opening)}$$

$$U_c = -0.2 \text{ pu/s (Closing)}$$

$$P_{max} = 221.4/246.0 = 0.9000 \text{ (최대부하)}$$

$$P_{min} = 73.8/246.0 = 0.3000 \text{ (30\% 부하)}$$

$$T3 = 0.10 \text{ Sec (Servo motor)}$$

$$T4 = 0.3 \text{ sec (Chamber)}$$

$$T5 = 7.0 \text{ sec (Reheater)}$$

$$T6 = 0.4 \text{ sec (Crossover)}$$

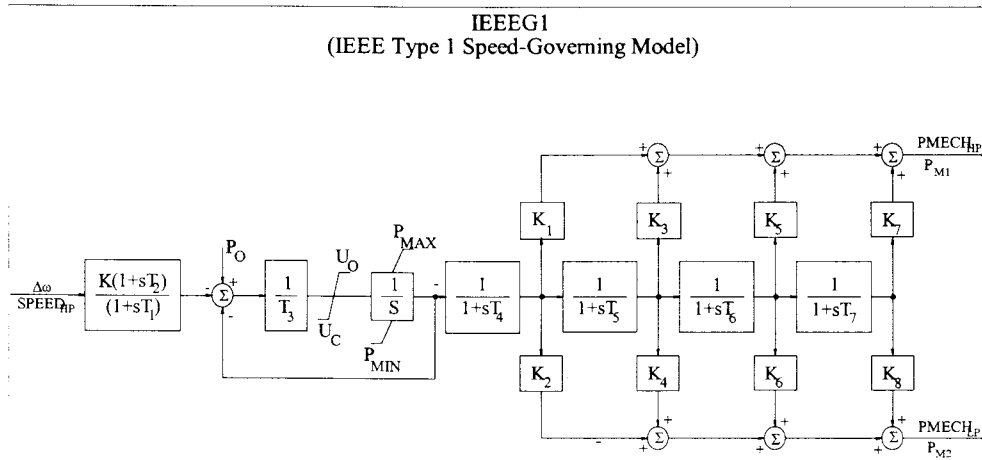


그림 5.47 조속기/터빈 IEEEG1 모델

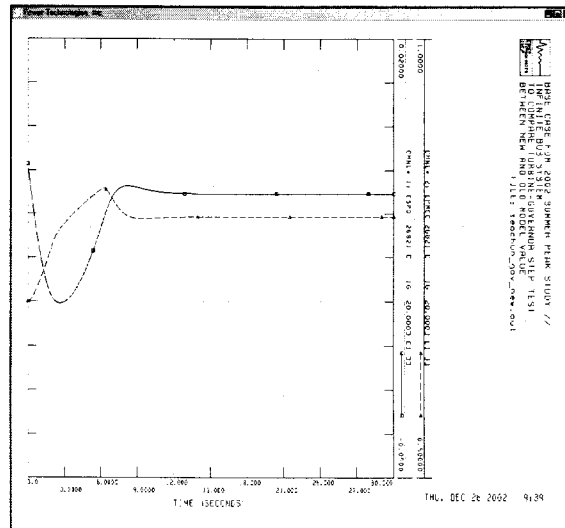


그림 5.48 조속기 스텝 모의 결과(Pmech = 0.7pu --> 0.8pu)

마. 결정된 서천화력 1호기 모델정수 요약

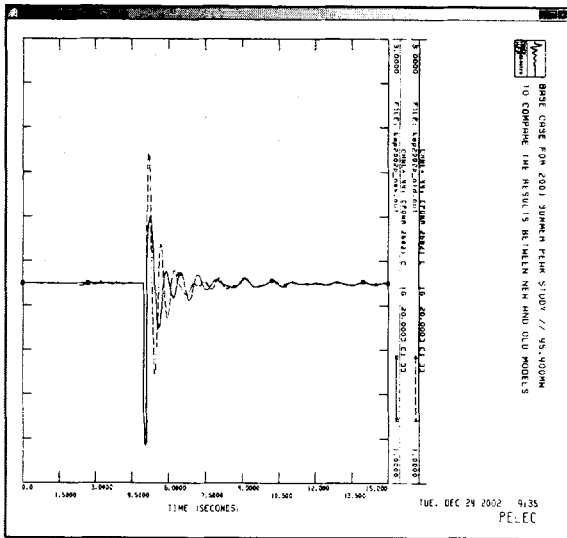
서천화력 1호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어기 정수를 결정하였고, 실측데이터와 비교하여 檢證하였다. 표 5.15는 결정된 모델과 모델정수를 보여주며, 기존의 모델에 대해서도 비교하고 있다. 기존의 발전기 데이터는 제작처에서 제안용으로 제출된 값으로 실제 발전기 특성을 나타내기 어렵다. 특히 過渡안정도 해석에 중요하게 작용하는 Xq 는 그 차이가 크다. 중부하시 Xq 는 크게 포화 되어 그 값이 제작처 제공의 값과는 크게 다르다. 만약, 제작처 값과 같이 큰 값을 사용할 경우는 안정도 프로그램에서 부하각이 크게 초기화 되어 과도안정도는 실제보다 더 나쁜 결과를 출력할 것이다. 결정된 AVR/여자기 모델과 정수는 측정된 결과로부터 유도되었기 때문에 기존의 모델과 달리 실제 응동에 가깝게 모의할 수 있다. 또한, 기존의 조속기/터어빈 모델과 정수는 매우 간략한 모델에 전형적인 값을 갖나 결정된 모델과 정수는 실제자료와 측정된 응동특성을 기초로 결정되었기 때문에 더 정밀한 모델에 정확도가 높은 정수를 갖는다.

표 5.15 서천화력 1호기 결정된 모델과 기존의 모델 비교

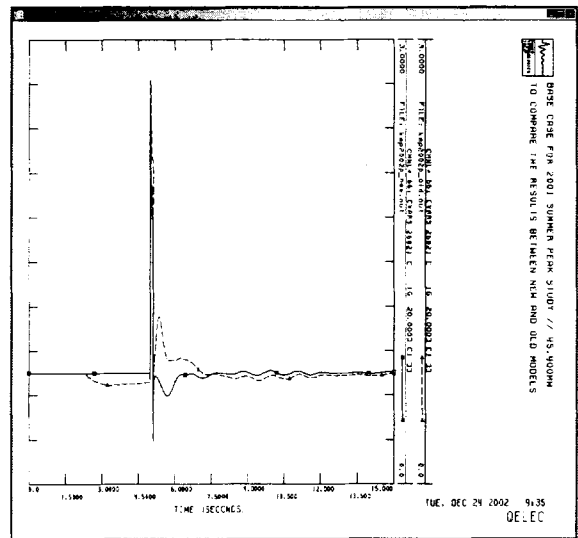
발전기	결정된 모델과 정수				기존의 모델과 정수			
	GENROU				GENROU			
	Tdo'	10.55943	Xq	1.51150	Tdo'	4.8000	Xq	1.5580
	Tdo''	0.0284082	Xd'	0.385612	Tdo''	0.04370	Xd'	0.27100
	Tqo'	0.771081	Xq'	0.703680	Tqo'	0.50000	Xq'	0.45600
	Tqo''	0.0698968	Xd''	0.215842	Tqo''	0.141000	Xd''	0.19400
	H	3.00781	XI	0.159	H	3.670	XI	0.1600
	D	0.0	S(1.0)	0.0934913	D	0.0	S(1.0)	0.0880
	Xd	1.78530	S(1.2)	0.226660	Xd	1.6190	S(1.2)	0.2140
여자시스템	EXST3				EXST3			
	TR	0.02	VRMIN	0.000	TR	0.05	VRMIN	0.000
	VIMAX	0.20	KG	1.00	VIMAX	0.20	KG	1.000
	VIMIN	-0.20	KP	4.80	VIMIN	-0.20	KP	4.520
	KJ	200.0	KI	0.00	KJ	200.0	KI	4.510
	TC	1.00	EFDMAX	4.100	TC	1.000	EFDMAX	5.450
	TB	3.05	KC	0.10	TB	10.0	KC	1.430
	KA	8.50	XL	0.00	KA	8.590	XL	0.091
	TA	0.40	VGMAX	4.100	TA	0.40	VGMAX	5.350
	VRMAX	0.725	THETAP	0.00	VRMAX	1.000	THETAP	20.00
조속기/터어빈	IEEEG1				IEEEG1			
	K	20.0	K2	0.0	K	31.250	K2	0.0
	T1	0.0	T5	7.0	T1	0.02	T5	10.0
	T2	0.0	K3	0.266	T2	0.0	K3	0.4
	T3	0.10	K4	0.0	T3	0.01	K4	0.0
	UO	0.10	T6	0.40	UO	0.1	T6	0.130
	UC	-0.20	K5	0.417	UC	-0.5	K5	0.3
	PMAX	0.9000	K6	0.0	PMAX	1.000	K6	0.0
	PMIN	0.3000	T7	0.0	PMIN	0.30	T7	0.0
	T4	0.30	K7	0.0	T4	0.40	K7	0.0
	K1	0.317	K8	0.0	K1	0.30	K8	0.0

바. 결정된 모델과 기존 모델 비교

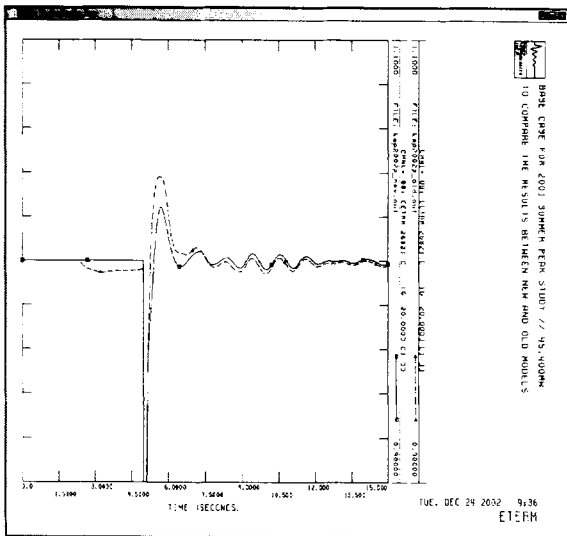
서천화력 1호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어기 정수를 결정하고 기존 모델과 비교한 결과는 다음과 같다. 그림 5.49는 기존모델 및 신규모델에 대하여 발전기 모선에 3상 단락을 6 cycles 동안 인가하고 선로를 제거함으로써 고장을 제거하는 경우의 동특성을 보여주고 있다. 또한 그림 5.50은 신규모델과 기존 모델에 대한 조속기 응답특성을 나타내고 있다. 모의결과 신규모델이 기존모델에 비해 측정된 값과 잘 일치하고 있음을 알 수 있다.



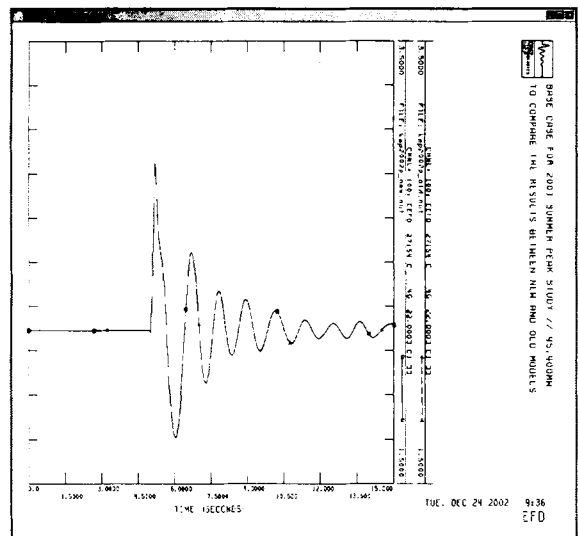
(a) 유효출력



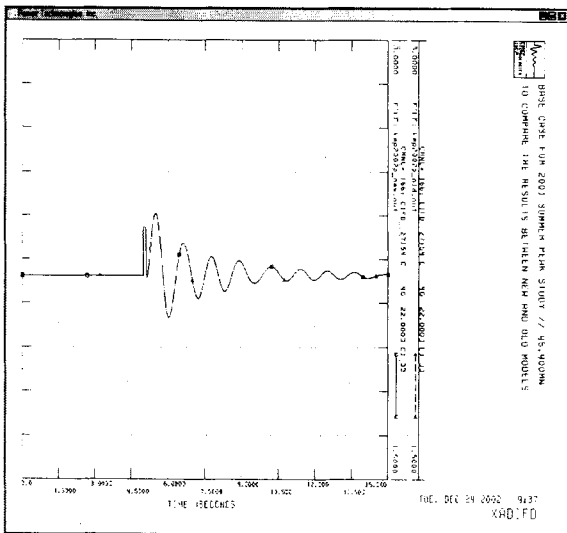
(b) 무효출력



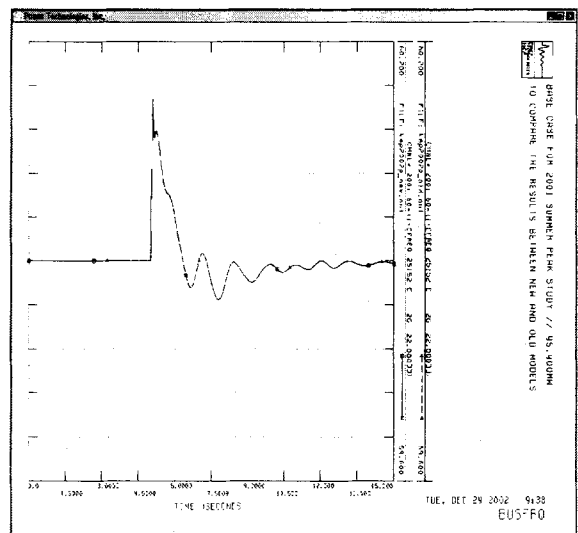
(c) 단자전압



(d) 계자전압



(e) 계자전류



(f) 주파수

그림 5.49 서전화력 1호기 발전기 응답특성

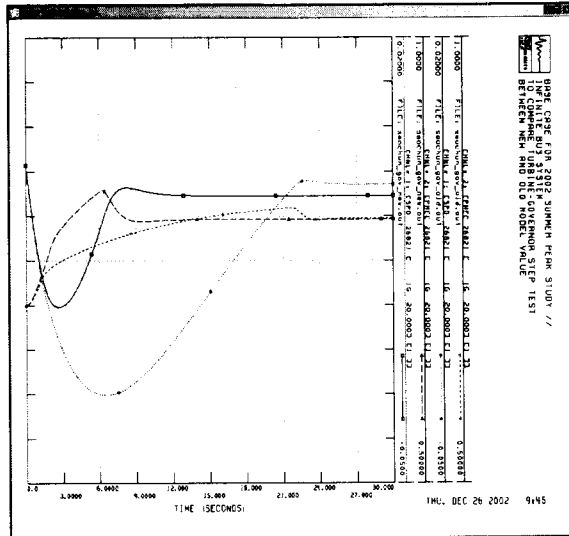


그림 5.50 서천화력 1호기 터어빈-조속기 응답특성(10%)

사. 서천화력 1호기 발전기 제어계 특성시험 측정 결과

(1) 일시 및 장소

- 2002년 11월 02일(토) 22:00 - 2002년 11월 03일(일) 00:40
- 서천화력발전처 서천화력 1호기 여자기실

(2) 측정점 및 계측장비

항목	결선 Point	방법	측정신호 전압범위		측정점 연결단자	DSM 입력채널
			입력범위	입력값		
1	발전기 단자전압	외부단자에 계측기 연결	PT 2차 100-120Vac	20kV/100Vac	절연된악어클립	채널 0, 1번
2	발전기 단자전류	외부단자에 계측기 연결	CT 2차 5Aac	8kA/5A	CT Hall Sensor	채널 3, 4번
3	계사전압	#1 AVR DCPT1 4(+), 5(-) 단자에 계측기 연결	1000Vdc	375Vdc	절연된악어클립	채널 11번
4	계사전류	#1 AVR DCCT1 4(+), 5(-) 단자에 계측기 연결	CT Shunt1-10Vdc (250 / 1000mVdc)	10Vdc	절연된악어클립	채널 9번
5	터빈속도(rpm)	#1 릴레이실 단자에 계측기 연결	5-30Vac	10Vac	절연된악어클립	채널 7번
6	밸브개도신호	중앙제어실 단자에 계측기 연결	10Vdc	5Vdc	절연된악어클립	채널 8번
7	Main STM Flow	중앙제어실 단자에 계측기 연결	10Vdc	5Vdc	절연된악어클립	채널 10번
8	발전기 단자전압	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
9	발전기 계사전압	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
10	발전기 계사전류	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
11	AVR Control Sig.	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
12	여자변압기 입력	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
13	AVR Vref Sig	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
14	Step Input Sig	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			

(3) 측정결과

(가) 무부하포화곡선시험 측정결과

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
59.969	17.875	103.352	433.00
59.988	18.242	106.413	444.00
59.990	18.768	111.480	463.00
59.988	18.916	112.517	468.00
59.987	19.346	116.488	482.00
59.991	20.028	122.965	507.00
59.982	20.668	129.488	534.00
59.982	20.966	132.794	544.00

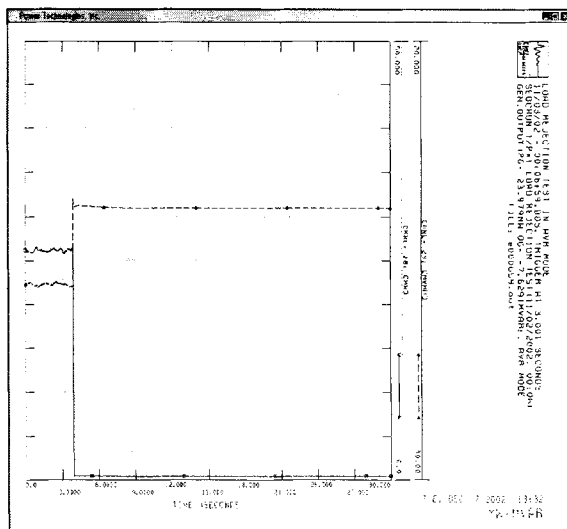
(나) V-Curve시험 측정결과

($\delta_{base}=113.12^\circ$)

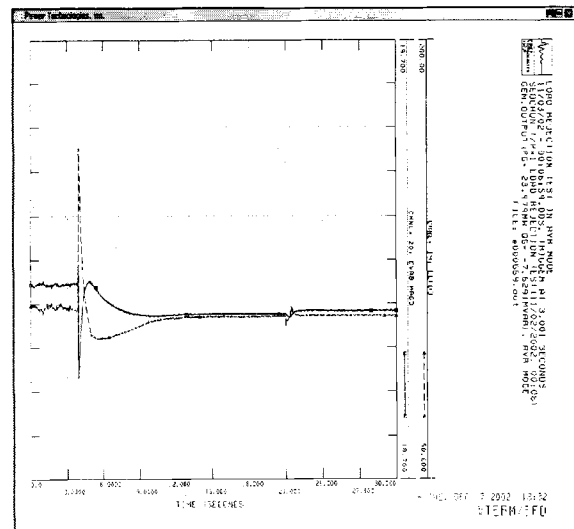
Hz	Vt(kV)	P(MW)	Q(MVAr)	Efd(Vdc)	Angle(δ)	Ifd(Adc)	CV ref.	STM Flow
59.991	20.930	194.742	126.087	324.112	142.846	1185.105	4.259	4.124
59.973	20.613	198.015	101.958	307.389	146.012	1116.933	4.296	4.163
59.968	19.938	201.207	50.702	270.182	153.713	983.671	4.300	4.191
59.946	19.357	200.051	4.994	236.600	161.953	876.619	4.324	4.198
59.973	21.012	150.452	130.358	301.283	136.589	1115.468	3.546	3.312
60.028	20.647	149.948	100.927	273.700	139.459	1011.824	3.582	3.320
60.002	20.066	151.700	51.752	230.086	146.042	861.525	3.522	3.294
59.985	19.365	148.972	0.548	189.481	155.142	714.274	3.568	3.315
59.981	19.312	148.164	-3.331	186.045	155.896	702.867	3.549	3.309
60.019	20.946	99.931	127.870	276.222	129.288	1049.810	2.580	2.447
59.996	20.639	100.982	101.495	250.925	131.527	953.049	2.590	2.467
59.973	20.008	99.395	49.158	198.603	136.721	763.787	2.595	2.473
60.011	19.348	100.416	0.007	153.927	145.283	604.437	2.643	2.520
60.011	19.251	100.886	-6.797	147.883	146.954	584.791	2.635	2.520
59.977	20.827	52.399	118.402	251.644	121.781	976.148	2.085	1.739
59.989	20.634	51.449	100.463	232.820	122.453	903.834	2.081	1.732
59.999	19.974	50.336	50.800	180.308	125.406	707.440	2.081	1.733
60.006	19.315	48.973	0.777	128.907	130.541	513.323	2.082	1.732
59.989	19.221	48.755	-5.856	120.372	131.501	487.171	2.079	1.732

(다) 1차 부하차단시험 측정결과

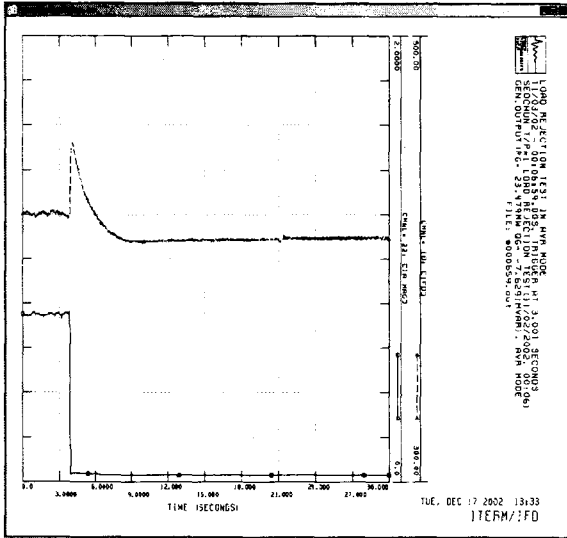
- 23.479MW, -7.6291MVAr, AC Mode(AVR ON)



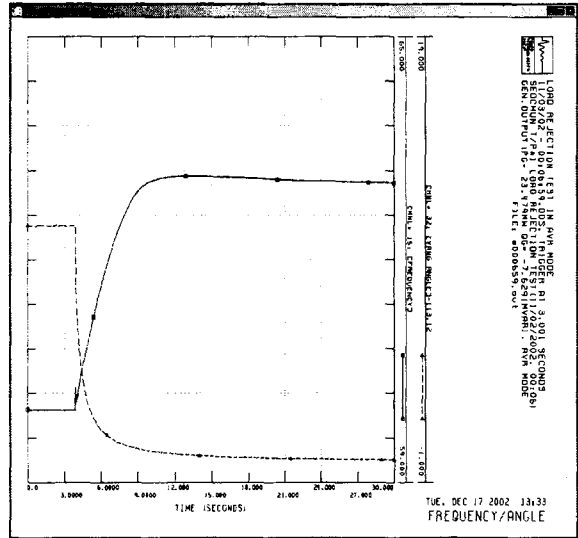
(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



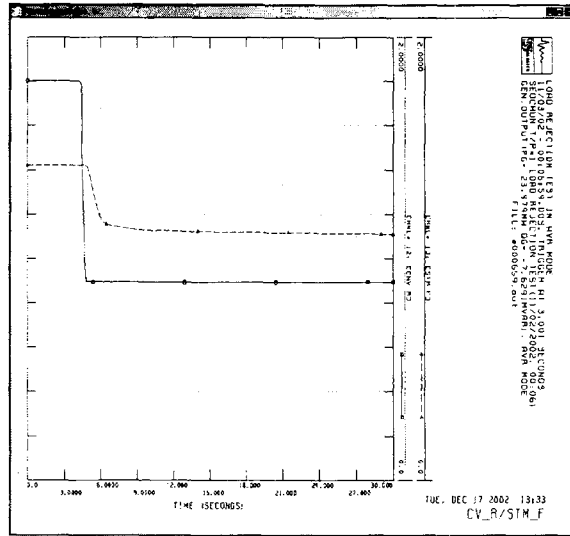
(b) 측정된 단자전압 및 계자전압



(c) 측정된 단자전류 및 계자전류

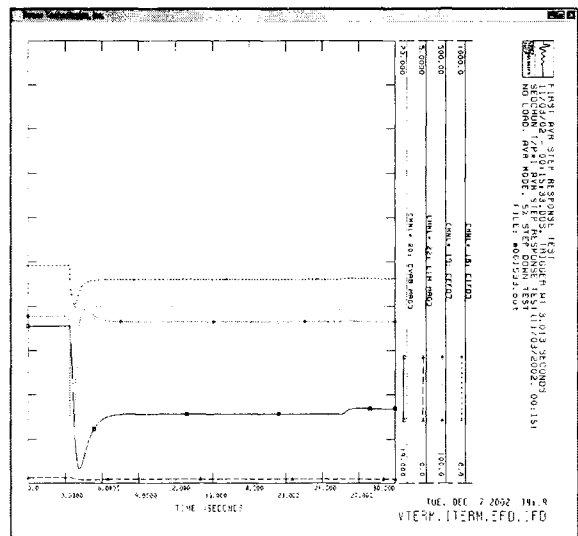
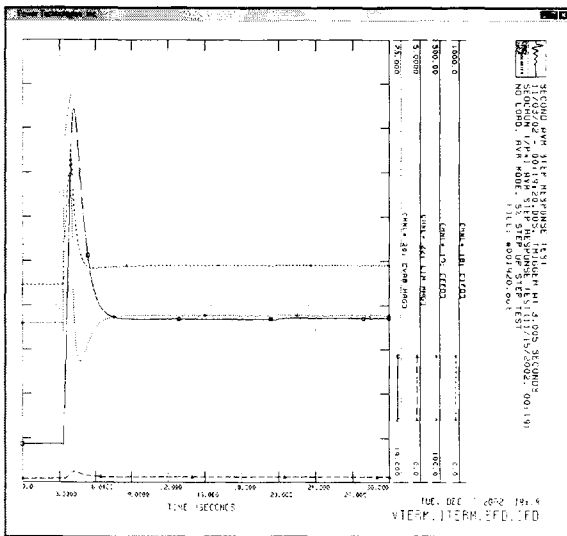


(d) 측정된 주파수 및 부하각



(e) 측정된 Control Valve 기준신호 및 Steam Flow
그림 5.51 1차 부하차단시 서천화력 1호기 동특성

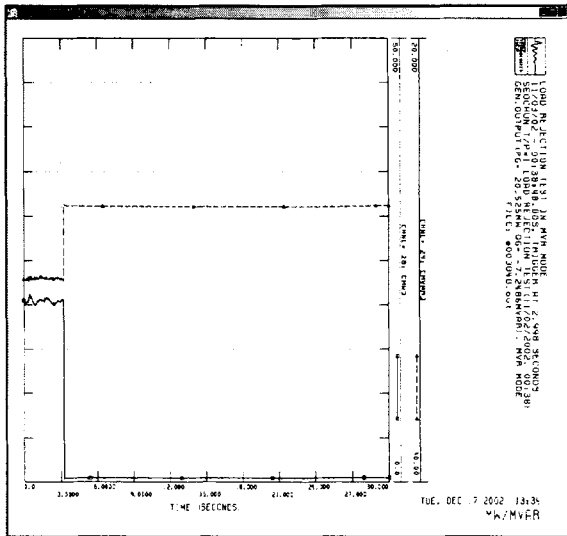
(라) AVR Step Response 시험 측정결과



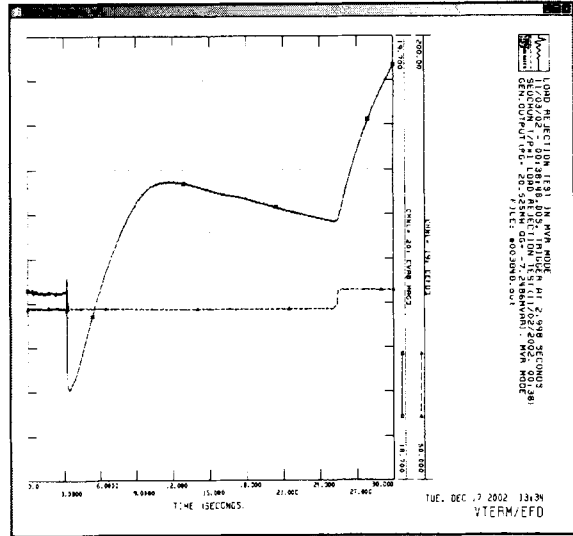
(a) 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류 (b) 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류
그림 5.52 모드전환시(MVR-->AVR 모드전체) 서천화력 1호기 AVR Step 응답특성

(마) 2차 부하차단시험 측정결과

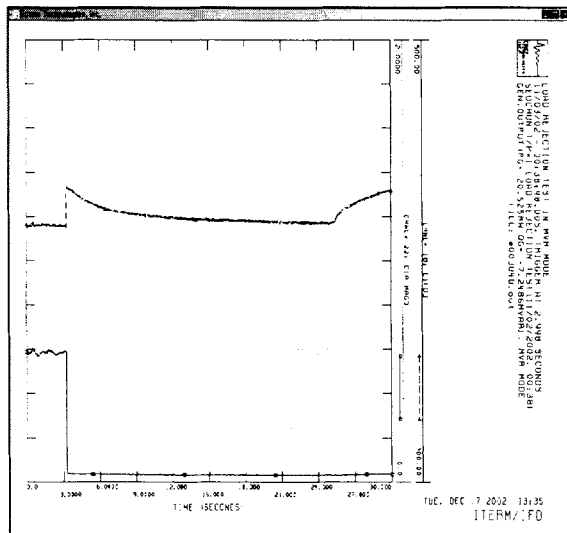
- 20.525MW, -7.2486MVA_r, DC Mode(AVR OFF)



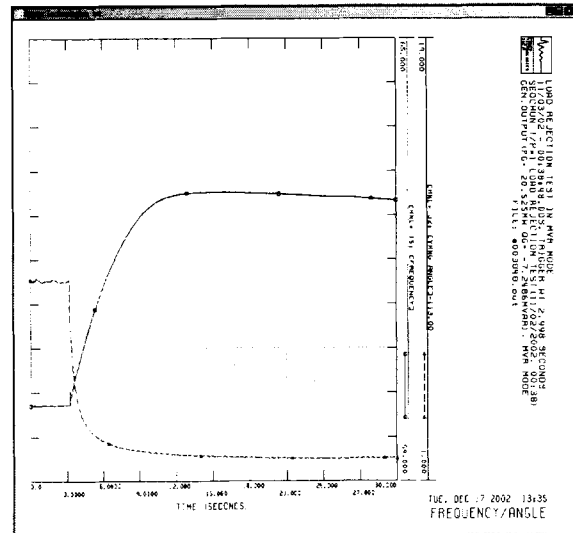
(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



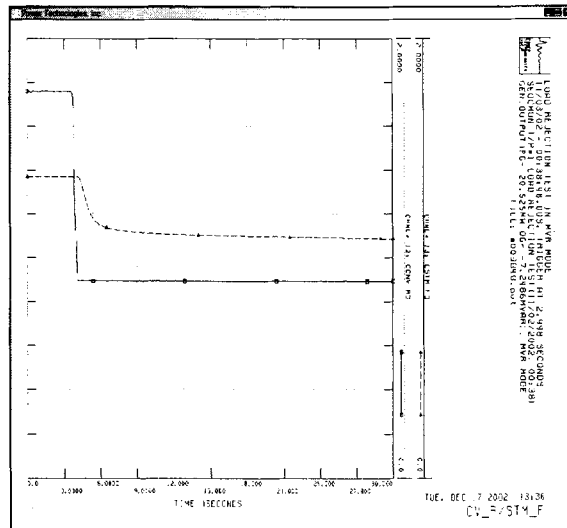
(b) 측정된 단자전압 및 계자전압



(c) 측정된 단자전류 및 계자전류



(d) 측정된 주파수 및 부하각



(e) 측정된 Control Valve기준신호 및 Steam Flow
그림 5.53 2차 부하차단시 서천화력 1호기 동특성

4. 울산화력 5호기 발전기/제어계 모델정수 결정

가. 울산화력 5호기 설비 제원

울산화력 5호기는 473.159MVA의 설비용량으로 전력연구원(2001년 하반기 교체)의 디지털 여자시스템을 적용하고 있으며 싸이리스터 직접여자방식의 정지형 시스템이다. 울산화력 5호기의 발전기 제어계 특성시험은 2002년 11월 10일 시행되었고 설비제원은 표 5.16과 같다.

표 5.16 울산화력 5호기 설비제원

	설 명	PSS/E 모델
발전기	정격 설비용량 : 473.159MVA, 0.85PF 정격 단자전압 : 19,000 Vac 정격 단자전류 : 14,378 Aac PT비 : 19,000/100 Vac CT비 : 15,000/5 Aac SCR : 0.61 속도/극수/Teeth : 3,600 rpm/ 2 pole / 60EA(3600 pulse) 제작처 : BBC	GENROU (GENROU)
여자시스템	여자방식 : 직접여자방식, Bus-fed Excitation System 모델명 : KDR-2000 정격계자전압 : 482 Vdc 정격계자전류 : 4,454 Aac(FULL LOAD) Aac(NO LOAD) Ceiling 전압 : Vdc 부여자기(Pilot Exciter) / 여자용 변압기(PPT) 용량 : 4,300 KVA 형식 : PMG / 3,600 rpm 정격전압 : 19,000 / 620 Vac 정격전류 : / Aac IMPEDANCE : 7.00 % 제작처 : 전력연구원	ESST4B (EXST1)
터빈-조속기	형식 : 반동/재생/재열/복수형 모델명 : (EHC형) 용량 : 400,000 kW, HP: 35.0% IP: 30.0% LP: 35.0% 증기조건 : 178.6 kg/cm ² , 538 °C Droop : 5.5 % 부하감발율 : 4.0 MW/분 제작처 : BBC	IEEEG1 (IEEEG1)
주변압기	용량 : 475.0 MVA, Y-△결선 전압 : 19.0 / 345.0 kV TAP NO. 1차 2차 1 362,250kV 2 353,625kV 3 345,000kV 4 336,375kV 5 327,750kV %Z : 14.50 %	
PSS	모델명 : 無 입 력 : 제작처 :	

발전기 特性試驗은 정상상태 발전기 임피던스를 유도하기 위한 V-curve시험, 포화계수를 유도하기 위한 무부하 포화곡선시험, 여자계 정수를 결정하기 위한 AVR 스텝업/다운 시험 그리고 발전기 시정수 및 임피던스를 결정하기 위한 2회의 부하차단 시험으로 이루어 졌다. 측정시험시 측정된 신호는 PT, CT, 계자전압, 계자전류, 축속도신호 그리고 2개의 조속기 신호들이며, PC를 기본으로 하는 데이터 취득시스템인 DSM장비에 의해서 모든 측정 데이터가 동시에 디지털로 取得되었다. 저장된 측정된 데이터는 아래와 같이 정

수를 유도하는데 사용된다.

나. 발전기 모델정수 유도 및 결정

발전기 모델정수를 유도하기 위해서 정상상태 V-curve 시험, 무부하 포화곡선시험 그리고 2회의 부하차단 시험을 이용하였다. 표 5.17는 부하차단전의 초기조건을 보여준다. 발전기 모델정수 유도방법은 deMello의 부하차단 방법을 개념으로 하여 절차에 따라서 유도하였다. 울산화력 5호기는 3600rpm의 2극 원통형 발전기로서 발전기 모델은 PSS/E의 GENROU 모델이 적당하다. 그리고 아래에서 결정되는 모든 발전기 모델 정수는 GENROU 모델에 맞게 결정된다.

표 5.17 부하차단 초기조건

부하차단 No.	P (MW), Q(MVAR)	초기 단자전압	초기 부하각	AVR Mode
부하차단 #1	42.238MW, -12.593Mvar	18.580kV	7.765	DC Mode (MVR)
부하차단 #2	42.002MW, -12.933Mvar	18.552kV	7.727	AC Mode (AVR)

(1) 무부하 포화계수 결정

발전기 모델 GENROU 모델에서는 2개의 무부하 포화계수 S(1.0)과 S(1.2)를 요구한다. S(1.0)은 단자전압이 1.0 pu때의 포화계수이며 S(1.2)는 단자전압이 1.2 pu때의 포화계수이다. 무부하 포화시험에서 측정된 데이터는 표 5.18과 같다. 기기보호 차원에서 아주 낮은 단자전압과 높은 단자전압은 측정되지 못했으므로, 측정된 표 5.18의 데이터를 보간하여 포화곡선을 유도하면 그림 5.54와 같다. 표 5.18로부터 2개의 포화계수를 유도하면 아래와 같고 발전기 단자전압을 1.0 pu로 하는 공극선에 대한 기본 계자전류는 1273.87 Adc로 결정된다. 기본 계자전류는 V-Curve 데이터를 이용하여 정상상태 동기임피던스 유도와 검증하는데 매우 중요하다. 한편, 계자전압을 가로축으로 하는 무부하포화곡선의 기본 계자전압은 운전조건에 따라 계자저항이 변동함에 따라 변동한다.

$$s(1.0) = 0.201051, \quad s(1.2) = 0.414163$$

$$Ifd_base = 1273.87Adc, \quad AFNL = 1529.98Adc$$

$$\text{제작처 제공값} : s(1.0)=0.295031, \quad s(1.2)=0.577404$$

표 5.18 무부하포화곡선시험 취득 데이터

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
60.004	16.969	114.778	1280.4625
60.005	17.156	116.904	1310.1375
60.003	17.655	122.790	1345.4583
60.003	18.044	127.601	1392.0625
60.002	18.401	132.021	1441.2345
60.001	18.963	139.737	1516.9063
60.002	19.494	147.886	1593.7031
60.005	19.886	154.566	1659.2917
60.004	20.260	161.776	1731.8750

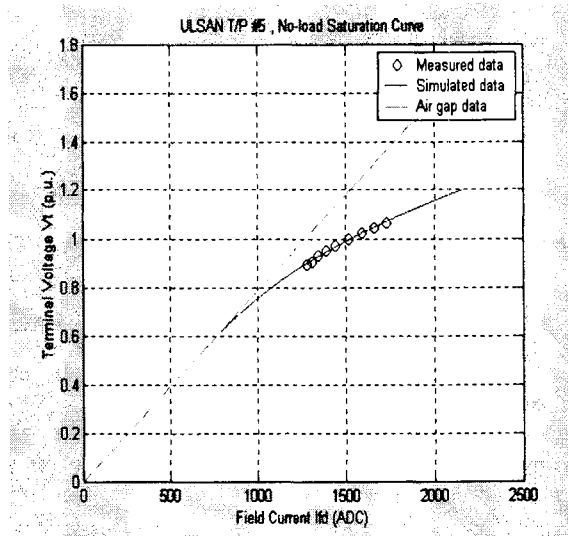


그림 5.54 울산화력 5호기 무부하포화곡선

(2) 발전기 시정수 및 임피던스 결정

발전기 시정수 및 임피던스(리액턴스) 결정은 AVR이 동작하지 않은 일정여자(constant field voltage)방식인 DC 모드에서 부하차단된 표 5.17의 부하차단 # 1조건을 이용하여 결정한다. 먼저 부하차단 #1의 부하차단전의 초기조건을 이용하여 각각의 횡축, 직축 전류를 계산하면 아래와 같다.

$$I_t = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{V_t} = 0.0931511 \text{ p.u.}$$

$$\phi = \cos^{-1}\left(\frac{P}{I_t V_t}\right) = 16.6016 \text{ deg, leading}$$

$$I_d = 0.0931511 \times \sin(7.765^\circ - 16.6016^\circ) = -0.0143096$$

$$I_q = 0.0931511 \times \cos(7.765^\circ - 16.6016^\circ) = 0.0920455$$

(가) 횡축정수유도

발전기 개방 시정수와 임피던스 유도 및 결정은 측정된 단자전압에서 속도성분을 제거한 후의 단자자속(Terminal flux)만 이용하여 정수를 결정한다. 단자자속은 측정된 부하각(Load angle)에 의해서 횡축과 직축 자속으로 분리할 수 있다. 이와 같이 분리된 직축 자속으로부터 deMello가 제안된 방법에 따라 먼저, 횡축 차과도(Subtransient) 임피던스(X''_q)와 횡축 동기 임피던스(X_q)를 아래와 같이 결정할 수 있다. 여기서 계산된 횡축 동기 임피던스는 포화된 값이므로 V-curve시험 데이터를 이용하여 정확한 값을 결정하기로 한다. 다음으로 개방 차과도 시정수(T_{qo}'')와 개방 과도시정수(T_{qo}') 그리고 횡축 과도 임피던스($X_{q'}$)를 차과도 성분과 차단전 정상상태 성분을 제거한 횡축 자속으로부터 결정할 수 있다. 결정방법은 그림 5.55와 같이 측정된 자속과 일치되도록 하는 값으로 최적화 기법을 적용한 방법이다. 그림 5.56과 같이 완전히 일치시키기 위해서는 3개의 횡축 개방 시정수가 필요했지만, GENROU 모델에서는 2개만 필요하기 때문에 가장 긴 횡축 개방 시정수는 무시하였다. 결정된 값은 아래와 같다.

$$X_q(\text{sat}) = 1.43169 \quad X_{q'} = 0.350444 \quad X_{q''} = 0.180336$$

$$T_{qo}' = 0.343152 \quad T_{qo}'' = 0.0325738$$

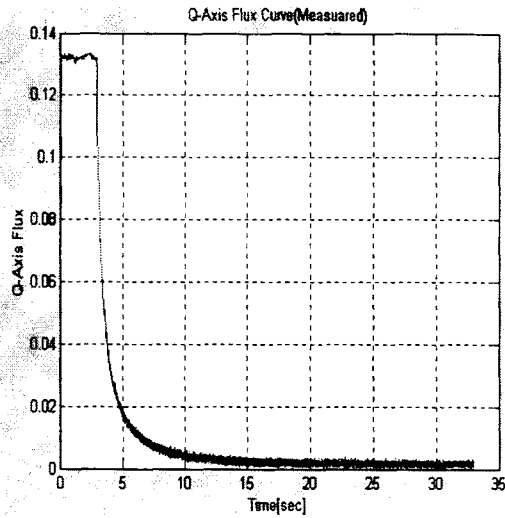


그림 5.55 분리된 횡축분 단자자속

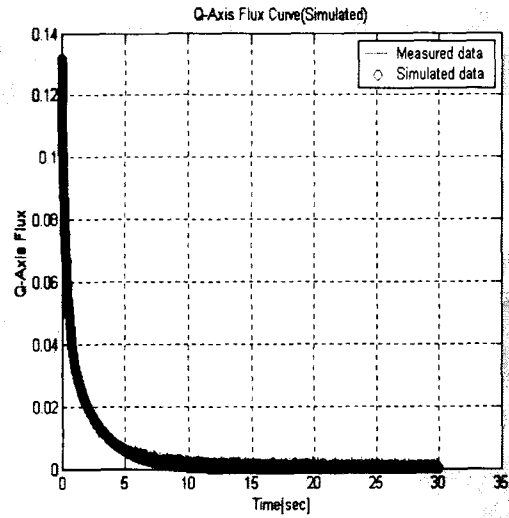


그림 5.56 측정/계산된 횡축분 단자자속

(나) 직축정수유도

그림 5.57는 부하차단 시험시 측정된 단자전압으로부터 분리된 직축 단자자속을 보여주고 있다. 부하차단 이후에 직축 단자자속이 크게 변동함을 알 수 있다. 직축 발전기 임피던스와 시정수를 계산하기 위해서는 그림 5.55의 횡축 단자자속과 같이 시정수를 가지고 최종 값으로 수렴해야 하지만 그림 5.57의 직축 단자자속은 횡축 단자자속과 달리 크게 동요하고 있다. 일반적으로 AVR을 수동운전 모드로 설정하고 부하를 차단하는 경우에 발전기 계자전압이 부하차단 전후에 일정하게 유지되므로 그림 5.55의 단자자속과 같이 직축 단자자속이 일정한 시정수를 갖고 최종 값으로 수렴하게 된다. 그림 5.57과 같이 직축 단자자속이 크게 변화하는 이유는 부하차단 이후에 발전기 계자전압이 일정하게 유지되지 않고 보호로직 등에 의해서 제어신호를 받아 변동하기 때문이다. 따라서, 그림 5.57과 같이 직축 단자자속이 변동하는 경우에 대해서는 직축 정수는 제한적으로 결정된다. 특히, 여자기의 응답속도가 빠른 정지형이면 초기 과도시의 직축 정수를 제외하고는 결정하기가 어렵다. 즉, 직축 단자자속이 변동하면 직축 과도/동기 임피던스(X_d' , X_d)와 과도시정수(T_{do}')는 결정하기 어렵기 때문에 제작처 제공값으로 결정하는 반면에 초기과도시정수(T_{do}'')와 초기과도 임피던스(X_d'')는 발전기 계자전압이 변화하여 변동할지라도 영향이 작으므로 결정될 수 있다.

제작처 제공 값: $X_d(\text{sat}) = 1.8000$ $X_d' = 0.29000$ $T_{do}' = 5.23000$
 결정된 값: $X_d'' = 0.1788648$ $T_{do}'' = 0.0396825$

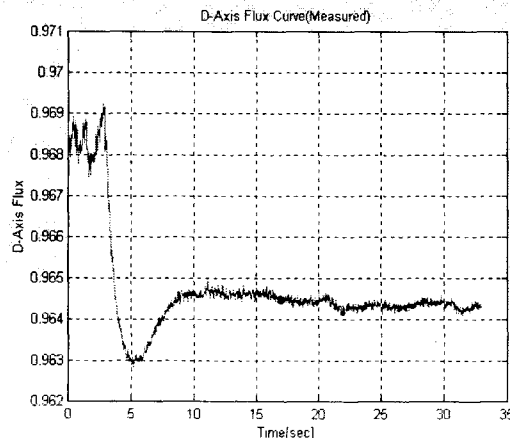


그림 5.57 분리된 직축분 단자자속

(3) 정상상태 동기 임피던스(X_d , X_q) 결정

정상상태 동기 임피던스 결정은 측정된 V-curve 데이터를 이용하여, 측정된 정상상태를 가장 잘 표현하는 값으로 임피던스를 결정하였다. 정상상태 초기조건 출력 P(MW), 무효 출력 Q(MVAR) 그리고 단자전압 V_t 가 주어지면 발전기 모델로부터 계자전류와 부하각을 계산할 수 있다. 이 계산된 값을 측정된 계자전류와 부하각을 비교하여 동기임피던스 X_d 와 X_q 를 결정하는 것이 가능하다. 동기 임피던스 X_d 와 X_q 는 계자전류와 부하각에 서로 연관관계가 있으므로 두 정수를 최적화 변수로 잡고, 측정된 계자전류와 부하각과 계산된 계자전류와 부하각을 목적함수로 하는 최적화 식으로 정식화할 수 있다. 표 5.19와 같이 측정된 값과 계산된 값을 최소로 하는 두 개의 동기 임피던스 값은 아래와 같다. 단, 누설 리액턴스는 제작처 제공값인 0.172pu를 적용한다.

$$X_d = 1.9850 \quad X_q = 1.43169$$

표 5.19 울산화력 5호기 V-Curve 시험데이터와 모델정수 검증

Vt(kV)	Vt_pu	P(MW)	Q(MVAR)	측정된 Ifd(Adc)	계산된 Ifd(Adc)	%오차	측정된 부하각	계산된 부하각	오차 (deg)
19.888	1.046737	384.741	202.296	3887.742	3484.034	10.384	30.287	31.190	-0.903
19.527	1.027737	383.352	150.448	3456.311	3221.617	6.790	33.766	34.384	-0.618
19.174	1.009158	382.411	98.699	3105.656	2974.486	4.224	37.807	38.174	-0.367
18.837	0.991421	381.437	53.048	2856.287	2771.941	2.953	41.927	42.188	-0.261
18.426	0.969789	380.007	-1.246	2614.671	2557.931	2.170	47.605	47.889	-0.284
18.366	0.966632	380.135	-12.859	2570.668	2518.441	2.032	48.905	49.178	-0.273
18.278	0.962000	379.741	-22.756	2532.691	2485.320	1.870	50.108	50.426	-0.318
19.873	1.045947	324.502	199.628	3649.279	3292.954	9.764	26.368	27.207	-0.839
19.559	1.029421	324.305	150.087	3220.280	3029.263	5.932	29.606	30.034	-0.428
19.201	1.010579	322.908	98.725	2845.293	2760.476	2.981	33.360	33.533	-0.173
18.859	0.992579	322.391	49.416	2556.336	2519.715	1.433	37.738	37.677	0.061
18.477	0.972474	321.069	-0.034	2311.866	2296.788	0.652	42.837	42.811	0.026
18.375	0.967105	320.989	-16.813	2237.837	2229.273	0.383	44.734	44.728	0.006
18.338	0.965158	320.895	-21.502	2219.129	2210.164	0.404	45.346	45.316	0.030
19.965	1.050789	242.266	203.819	3420.292	3119.708	8.788	20.103	20.729	-0.626
19.609	1.032053	241.374	146.982	2911.861	2787.228	4.280	23.063	23.332	-0.269
19.286	1.015053	240.695	102.136	2557.588	2526.084	1.232	26.004	25.950	0.054
18.916	0.995579	240.107	49.639	2208.887	2231.820	-1.038	30.091	29.763	0.328
18.567	0.977211	239.015	0.553	1925.049	1970.677	-2.370	34.846	34.269	0.577
18.497	0.973526	238.529	-7.419	1879.614	1927.365	-2.540	35.753	35.127	0.626
18.401	0.968474	238.997	-20.533	1815.950	1864.946	-2.698	37.348	36.696	0.652
20.001	1.052684	167.135	203.243	3239.831	2980.856	7.993	14.067	14.611	-0.544
19.684	1.036000	166.854	150.372	2745.218	2654.745	3.296	16.153	16.402	-0.249
19.355	1.018684	165.666	103.411	2348.760	2360.481	-0.499	18.448	18.363	0.085
18.997	0.999842	164.736	50.204	1953.308	2031.823	-4.020	21.737	21.231	0.506
18.598	0.978842	163.803	-0.935	1613.284	1717.177	-6.440	26.015	25.064	0.951
18.559	0.976789	163.514	-5.906	1583.132	1686.604	-6.536	26.497	25.479	1.018
18.420	0.969474	163.473	-25.121	1467.349	1574.503	-7.303	28.502	27.333	1.169
20.079	1.056789	46.520	202.675	3075.989	2864.934	6.861	3.553	4.129	-0.576
19.724	1.038105	45.060	151.076	2562.362	2524.810	1.466	4.102	4.525	-0.423
19.377	1.019842	44.634	101.767	2120.851	2193.604	-3.430	4.856	5.120	-0.264
19.015	1.000789	43.578	50.700	1702.054	1847.111	-8.522	5.880	5.850	0.030
18.655	0.981842	42.980	1.868	1323.855	1509.536	-14.026	7.302	6.891	0.411
18.581	0.977947	42.810	-9.210	1239.341	1434.378	-15.737	7.698	7.170	0.528
18.477	0.972474	42.324	-22.529	1138.458	1340.111	-17.713	8.221	7.505	0.716

결정된 두 값은 앞에서 계산된 값과 차이를 보여준다. 일반적으로 원통형 동기발전기의 제작처 제공의 횡축, 직축 동기 임피던스는 차이가 없지만 제작처 제공의 값은 보통 설계

값이거나 무하부에서 유도한 값으로 실제 운전중인 상태를 정확히 나타내지 못한다. 특히, 표 5.19에서 측정된 계자전류와 계산된 계자전류의 오차는 매우 크다. 이러한 이유는 여자기 계자전류를 측정하기 위해서는 수 mV로 출력되는 Shunt 전압을 측정해야 하지만 계측기의 해상도가 매우 낮은 전압에 대해서는 측정오차를 유발한다고 생각된다. 또한 부하차단시 비록 AVR을 수동운전 모드로 설정하였지만 차단후 계자전압이 변동하여 직축 임피던스를 정확히 계산하지 못하고 제작처 제공값을 사용하여 발생하는 것으로 생각되므로, 여자기 계자전류의 비교는 결정된 발전기 임피던스 검증에 유용하다고 할 수 없다. 그러나 측정된 부하각과 모의된 부하각은 여자기 계자전류에 비해 정확도가 매우 높으므로 결정된 발전기 임피던스가 양호함을 확인할 수 있다.

(4) 발전기/터어빈 관성계수 결정

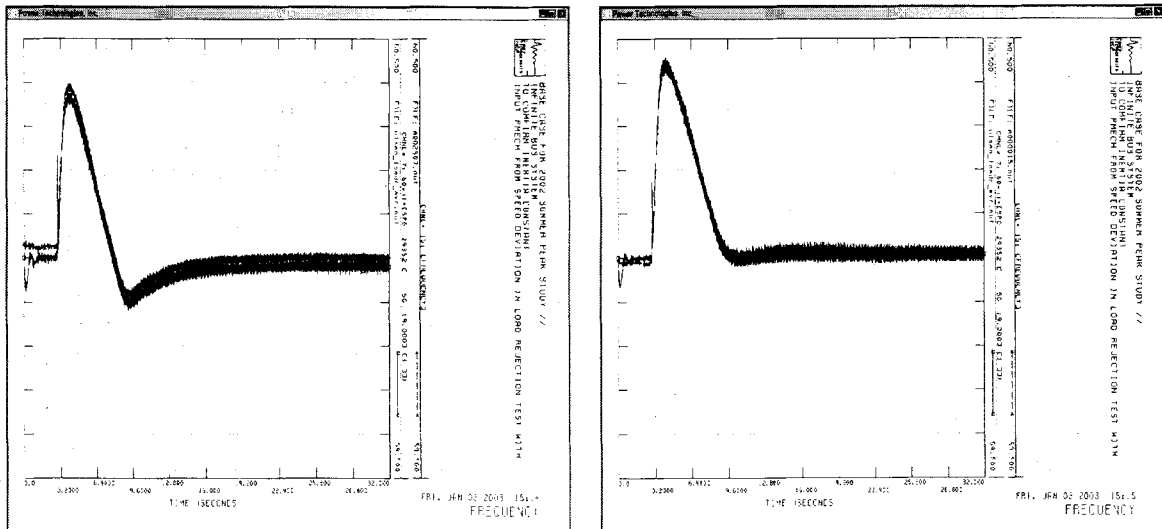
울산화력 5호기의 발전기 관성계수는 2회의 부하차단시 측정된 주파수 변화분으로부터 유도하였다. 여기서, 결정되는 발전기 관성계수는 발전기 관성뿐만 아니라 터어빈의 관성까지 고려되는 값이다. 부하차단에서 유도된 관성계수는 아래의 수식과 같으며 최종 결정된 값은 유도된 2개의 관성계수의 평균값으로 결정한다. 부하차단 전에는 전기적 출력(Pe)과 기계적 출력(Pm)이 균형이 이루어져 가속력(Pa)는 영(zero)이 된다. 그러나 부하차단 후에는 전기적 출력은 바로 영으로 가고 기계적 출력은 응동 시정수가 큰 관계로 그 값을 유지한다고 볼 수 있다. 따라서 부하차단후에는 가속력과 기계적 출력값이 같다. 결정된 H는 2회의 부하차단에서 유도된 관성계수 값을 평균한 값이다. 그림 5.58는 부하차단시 측정된 주파수에서 유도된 가속력을 이용하여 측정된 주파수와 계산된 주파수를 비교한 것이다. 계산된 주파수는 관성정수, H=4.78244로 하여 모델의 기계적 출력 PMECH에 측정된 주파수로부터 유도된 가속력을 부하차단 직후에 강제 삽입하여 비교한 것이다. 이와같이 합성된 기계적 출력을 입력으로 하는 경우에 계산된 주파수와 측정된 주파수는 거의 일치하고 있음을 알 수 있다.

$$H = \frac{\Delta P_a}{2 \frac{d\omega}{dt}}$$

부하차단 #1 (42.24MW) H = 5.00323

부하차단 #2 (42.00MW) H = 4.56164

결정된 관성계수, H = 4.78244



(a) 부하차단시(AVR) 측정/계산된 주파수 (b) 부하차단시(MVR) 측정/계산된 주파수
그림 1.58 부하차단시 관성정수 검증

다. 여자계 모델정수 유도 및 결정

울산 T/P #5의 여자시스템은 전력연구원에서 개발된 "KDR-2000"으로 AVR 여자 제어기와 정지형 여자기로 구성되어 있다. AVR의 단자전압 제어는 PI형 제어방식을 사용하고 있다. PSS/E 프로그램에서 적당한 여자시스템 모델은 그림 5.59과 같은 "ESST4B"로 결정할 수 있다. 모델정수의 결정은 정지형 여자기를 사용하기 때문에 트랜스듀서 시정수, PI 정수만 튜닝하였다. 그리고 정지형 여자기의 이득은 AVR의 PI 이득정수에서 고려되어 있다. 그림 5.60과 같이 5%에 대하여 무부하 AVR 스텝시험에서 측정된 값이 나오도록 하는 여자시스템의 모델 정수와 발전기 계자 시정수 값은 아래와 같다. 측정된 단자전압과 모의된 단자전압은 그림 5.60에서 보여주는 바와 같이 거의 일치하고 있지만 약간의 차이를 보여준다. 이러한 오차는 계자전압으로부터 기인하였으며, 이는 기타 여자시스템에서 모델링이 안된 부분과 소자의 비선형성에서 비롯된다고 생각된다.

이와같은 모델에 대한 정수 결정은 측정된 단자전압(V_t)과 계자전압(E_{fd})을 동시에 모의될 수 있는 값으로 결정하였다. 즉, AVR에는 비레이득과 적분이득의 2개 경로가 있으며, 이들 이득 경로의 합에 대하여 적용된 출력한도는 Non-windup 형의 제한기가 사용되고 있다. 일반적으로 상한값인 V_{RMAX} 는 1.0pu로서 이는 적분기 상한치에 해당하며, 싸이리스터 점호각 하한치는 약 150° 로서 AVR 출력신호에 대하여 V_{RMIN} 으로 -0.87에 해당한다. 그러나 적분기 음의 한계치에 대하여 약간의 Wind-up 특성이 존재하기 때문에 만약, 여자전압을 감소시키기 위한 지속적인 Forcing이 있다면 -1.0pu로 설정할 수 있다. 울산화력 5호기의 경우, 5% AVR Step 응답시험 결과로부터 적분기 상/하한치가 다소 낮게 설정되어 운전되는 것으로 검토되었으며 결정된 값은 각각 0.495pu와 0.0pu이다. 여자시스템 모델의 전력요소, 변수(V_E)는 여자시스템에 적용될 수 있는 등가전원전압이며 Bus-fed방식의 여자기가 적용되므로 $V_E = K_P * V_t$ 가 되며, 이로써 여자용 변압기(PPT)를 이용하는 여자전력전원에 대한 발전기 모선전압의 관계를 얻을 수 있다.

결정된 Tdo' = 6.2375 sec

결정된 ESST4B 모델 정수

TR	KPR	KIR	VRMAX	VRMIN	TA	KPM	KIM	VMMAX	VMMIN
0.020	10.00	2.000	0.495	-0.00	0.010	1.000	0.000	0.495	-0.000
		KG	KP	KI	VBMAX	KC	XL	THETAP	
		0.000	5.010	0.000	6.260	0.170	0.0000	0.000	

제작처 제공 ESST4B 모델 정수

TR	KPR	KIR	VRMAX	VRMIN	TA	KPM	KIM	VMMAX	MMIN
0.000	3.99	3.990	1.000	-0.870	0.010	1.000	0.000	1.000	-0.870
		KG	KP	KI	VBMAX	KC	XL	THETAP	
		0.000	5.010	0.000	6.260	0.170	0.0000	0.000	

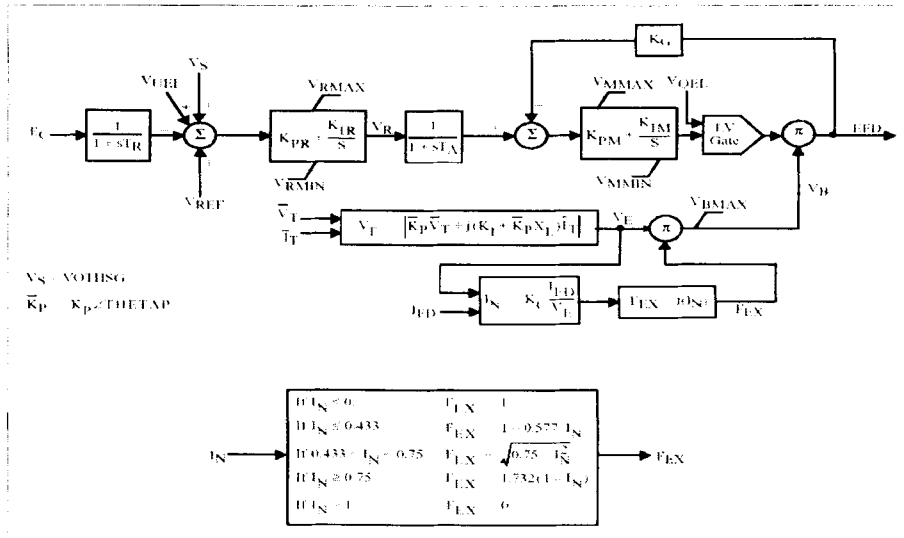


그림 5.59 PI-AVR을 갖는 여자기 모델 "ESST4B"

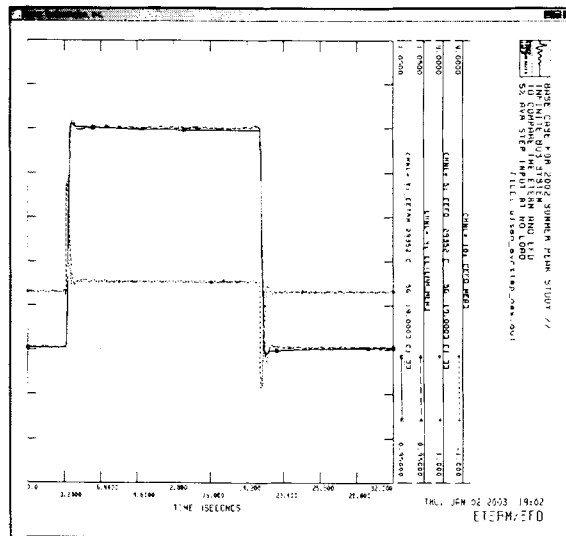


그림 5.60 측정/계산된 단자전압과 계자전압의 비교(5% 스텝응답시험)

라. 조속기/터어빈 정수 유도 및 결정

화력기의 터어빈/조속기 모델로는 HP, IP 그리고 LP 를 표현할 수 있는 그림 5.61의 IEEEG1 모델이 적당하다. 실제 조속기/터어빈 제어와 동적 행동은 각각의 부하조건 상황에 따라서 다르며 보일러 제어와도 밀접한 관계를 갖는다. 그리고 IEEEG1과 같은 낮은 주파수대의 안정도용 모델은 발전기가 정격부하에서 운전되고 있으며 보일러의 압력은 일정하다는 가정을 전제로 하고 있다. 이 모델에 대한 제어정수의 유도 및 결정은 제작처 제공의 데이터나 IEEE Working Group Report에서 권고하는 값들을 참조해서 결정하였다. 먼저 드롭은 측정된 데이터가 없고 측정시간이 매우 길어야 측정이 가능하기 때문에 거의 불가능하므로 운전자가 설정한 값 5.5%로 결정하였다. 기타 시정수와 정수를 석탄 화력 발전기 조속기의 전형적인 값으로 아래와 같이 결정하였다.

$$K = 18.182 \quad (\text{Droop, } 5.5\%)$$

$$T1 = T2 = 0.0$$

$$Uo = 0.1 \text{ pu/s (Opening)}$$

$$Uc = -0.2 \text{ pu/s (Closing)}$$

$$P_{max} = 400.0/493.159 = 0.84538 \text{ (최대부하)}$$

$$P_{min} = 136.0/493.159 = 0.30 \text{ (30\% 부하 or } P_{min}=0.0)$$

$$T_3 = 0.10 \text{ Sec (Servo motor)}$$

$$T_4 = 0.3 \text{ sec (Chamber)}$$

$$T_5 = 7.0 \text{ sec (Reheater)}$$

$$T_6 = 0.4 \text{ sec (Crossover)}$$

터어빈 출력 정수 K1, K3, K5는 HP, IP, LP의 출력분담률로써 493.159MVA 울산화력 5호기의 출력정수는 자료조사에 의해 다음과 같이 결정한다.

$$K_1 = 35.0, \quad K_3 = 30.0, \quad K_5 = 35.0$$

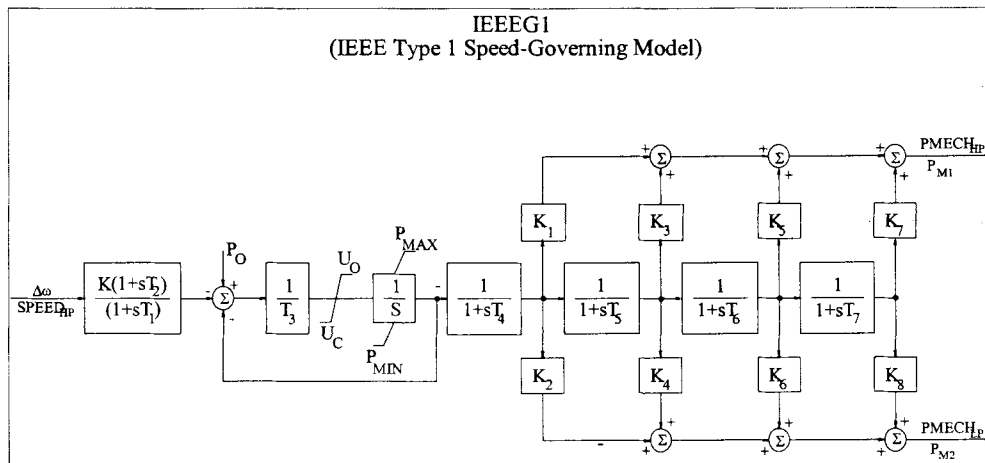


그림 5.61 조속기/터어빈 IEEEG1 모델

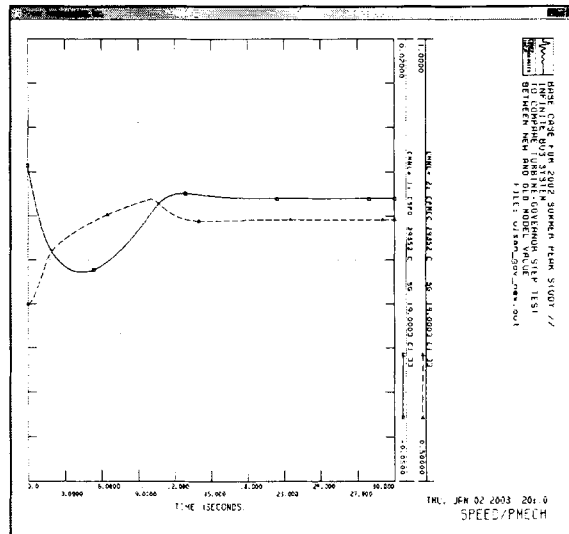


그림 5.62 조속기 스텝 모의 결과(Pmech = 0.7pu --> 0.8pu)

마. 결정된 울산화력 5호기 모델정수 요약

울산화력 5호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어계 정수를 결정하였고, 실측데이터와 비교하여 檢證하였다. 표 5.20은 결정된 모델과 모델정수를 보여주며, 기존의 모델에 대해서도 비교하고 있다. 기존의 발전기 데이터는 제

작처에서 제안용으로 제출된 값으로 실 발전기 특성을 나타내기 어렵다. 특히 過渡안정도 해석에 중요하게 작용하는 Xq 는 그 차이가 크다. 중부하시 Xq 는 크게 포화 되어 그 값이 제작처 제공의 값과는 크게 다르다. 만약, 제작처 값과 같이 큰 값을 사용할 경우는 안정도 프로그램에서 부하각이 크게 초기화 되어 과도안정도는 실제보다 더 나쁜 결과를 출력할 것이다. 결정된 AVR/여자기 모델과 정수는 측정된 결과로부터 유도되었기 때문에 기존의 모델과 달리 실제 응동에 가깝게 모의할 수 있다. 또한, 기존의 조속기/터어빈 모델과 정수는 매우 간략한 모델에 전형적인 값을 갖나 결정된 모델과 정수는 실제 자료와 측정된 응동특성을 기초로 결정되었기 때문에 더 정밀한 모델에 정확도가 높은 정수를 갖는다.

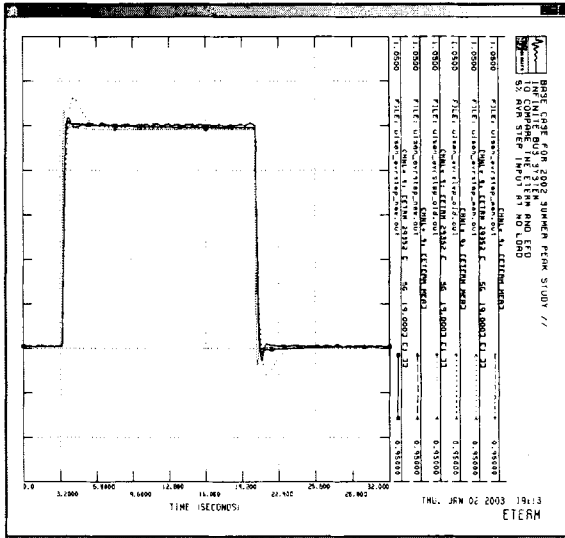
표 5.20 울산화력 5호기 결정된 모델과 기존의 모델 비교

	결정된 모델과 정수				기존의 모델과 정수			
발전기	GENROU				GENROU			
	Tdo'	6.23750	Xq	1.43169	Tdo'	4.23600	Xq	0.5310
	Tdo''	0.0396825	Xd'	0.290000	Tdo''	0.05000	Xd'	0.2250
	Tqo'	0.343152	Xq'	0.350440	Tqo'	0.32800	Xq'	0.2500
	Tqo''	0.0325738	Xd''	0.1796004	Tqo''	0.07000	Xd''	0.1900
	H	4.78244	XI	0.172	H	4.000	XI	0.1720
	D	0.0	S(1.0)	0.201051	D	0.0	S(1.0)	0.2180
	Xd	1.9850	S(1.2)	0.414163	Xd	1.2800	S(1.2)	0.6200
여자기시스템	ESST4B				EXST1			
	TR	0.02	VMMIN	0.0(-0.87)	TR	0.00	KC	0.00
	KPR	10.0(2.70)	KG	0.00	VIMAX	9999.0	KF	0.008
	KIR	2.00(1.0)	KP	5.01	VIMIN	-9999.0	TF	1.00
	VRMAX	0.495(1.0)	KI	0.00	TC	0.00		
	VRMIN	0.0(-0.87)	VBMAX	6.26	TB	0.020		
	TA	0.01	KC	0.17	KA	250.0		
	KPM	1.00	XL	0.00	TA	0.00		
	KIM	0.00	THETAP	0.00	VRMAX	5.50		
	VMMAX	0.495(1.0)			VRMIN	-5.50		
조속기/터어빈	IEEEG1				IEEEG1			
	K	18.182	K2	0.0	K	20.0	K2	0.0
	T1	0.0	T5	7.0	T1	0.1	T5	7.0
	T2	0.0	K3	0.30	T2	0.0	K3	0.66
	T3	0.10	K4	0.0	T3	0.25	K4	0.0
	UO	0.10	T6	0.40	UO	0.1	T6	0.0
	UC	-0.20	K5	0.35	UC	-0.5	K5	0.0
	PMAX	0.84538	K6	0.0	PMAX	0.85	K6	0.0
	PMIN	0.30(0.0)	T7	0.0	PMIN	0.20	T7	0.0
	T4	0.30	K7	0.0	T4	0.3	K7	0.0
	K1	0.350	K8	0.0	K1	0.34	K8	0.0

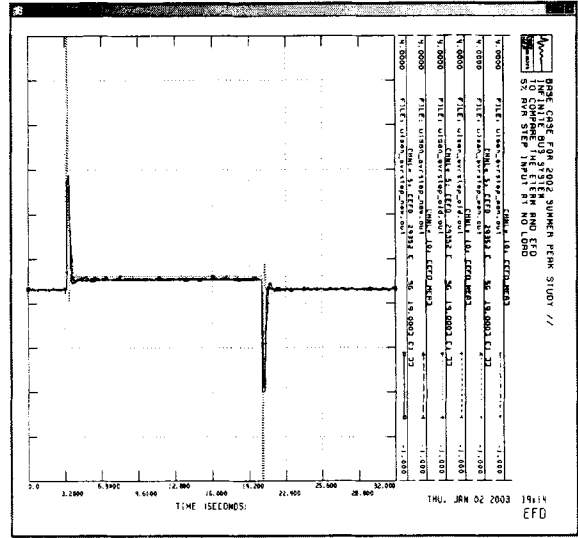
바. 결정된 모델과 기존 모델 비교

울산화력 5호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어계 정수를 결정하고 기존 모델과 비교한 결과는 다음과 같다. 그림 5.63은 기존모델, 제작처 공급모델 및 신규모델의 AVR에 스텝신호를 인가하고 측정 또는 모의된 발전기 단자전압 및 계자전압을 나타낸다. 그림 5.64는 기존모델 및 신규모델에 대하여 울산T/P-북부산S/S 345kV T/L 1회선에 3상 단락사고를 6 cycles 동안 인가하고 제거하는 경우에 나타나는 울산화력 5호기의 동특성을 보여주고 있다. 그림 5.65는 기존모델과 신규모델에 대하여 터빈-조속기 모델에 대한 10% 응답시험에 대한 응동특성을 나타내고 있다. 모의 결과, 기존모델에 비해 결정된 모델이 발전기 제어계 특성시험에 의해 취득된 결과에 보

다 일치함을 확인할 수 있다.

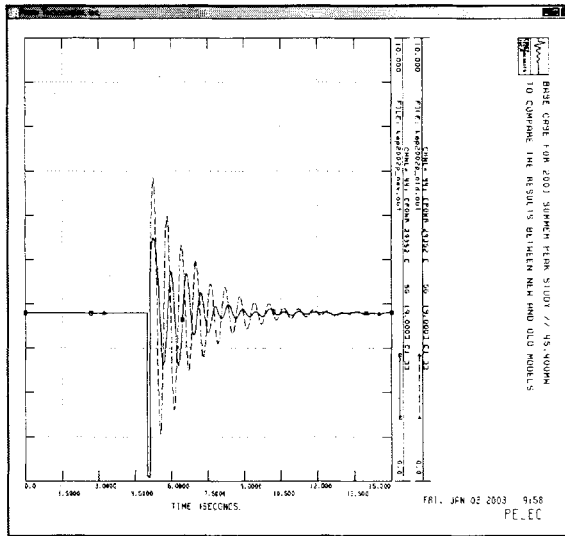


(a) 발전기 단자전압

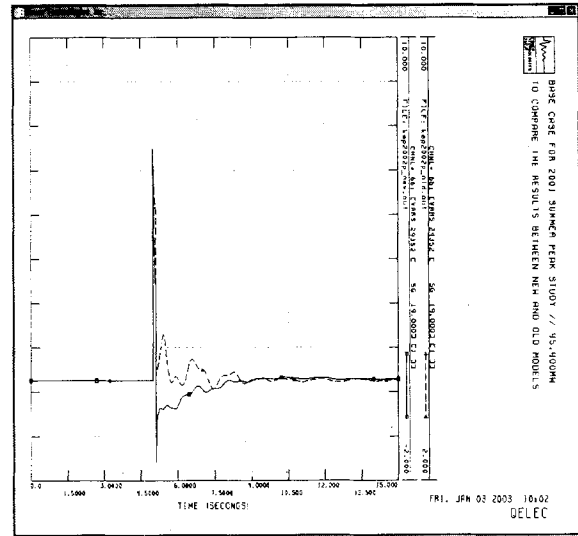


(b) 발전기 계자전압

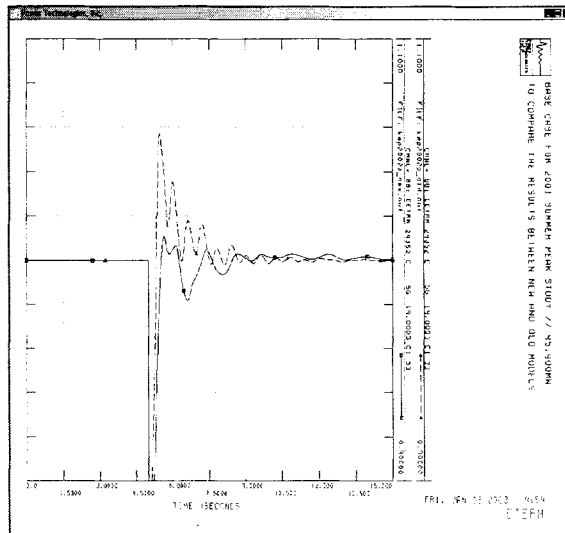
그림 5.63 AVR Step 응답모의 결과



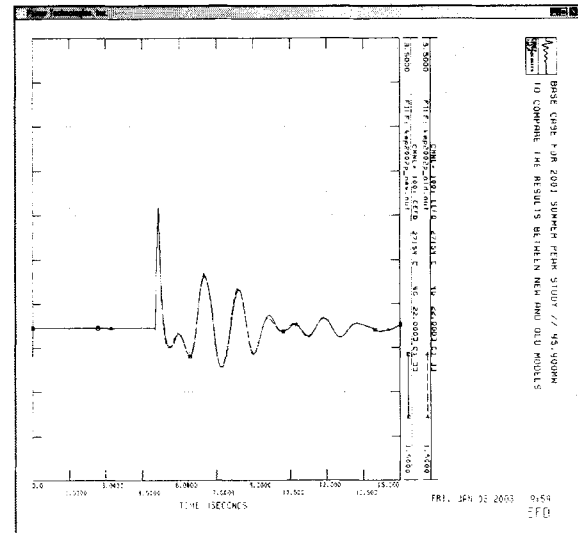
(a) 유효출력



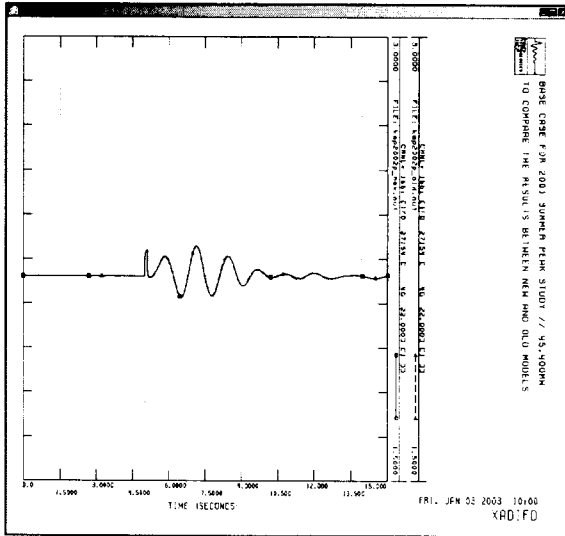
(b) 무효출력



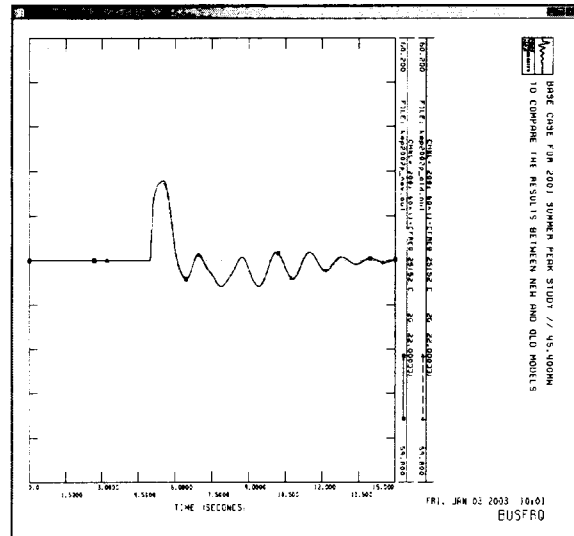
(c) 단자전압



(d) 계자전압



(e) 계자전류



(f) 주파수

그림 5.64 울산화력 5호기 발전기 응답특성

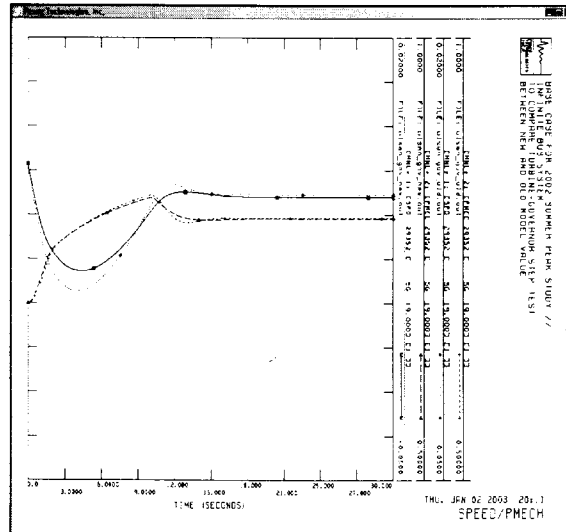


그림 5.65 울산화력 5호기 터어빈-조속기 응답특성(10%)

사. 울산화력 5호기 발전기 제어계 특성시험 측정 결과

(1) 일시 및 장소

- 2002년 11월 10일(일) 21:40 - 2002년 11월 11일(월) 00:40
- 울산화력발전처 울산화력 5호기 여자기실

(2) 측정점 및 계측장비

항목	결선 Point	방법	측정신호 전압범위		측정점 연결단자	DSM 입력채널
			입력범위	입력값		
1	발전기 단자전압	#5 AVR Cubicle 내부 Terminal Block TB3-1(A), 5(B), 9(C) 단자에 계측기 연결	PT 2차 100-120Vac	19kV/100Vac	절연된악어클립	채널 0, 1번
2	발전기 단자전류	#5 AVR Cubicle 내부 Terminal Block TB4-7(A), 9(C) 단자에 계측기 연결	CT 2차 5Aac	15kA/5A	CT Hall Sensor	채널 3, 4번
3	계자전압	#5 AVR Aux. Pannel 계자전압 단자에 계측기 연결	1000Vdc	482Vdc	절연된악어클립	채널 11번
4	계자전류	#5 AVR Aux. Pannel 계자전압 단자에 계측기 연결	CT Shunt1-10Vdc (250 / 1000mVdc)	50mVdc	절연된악어클립	채널 9번
5	터빈속도(rpm)	전자기실 HE02 Pannel 01.5603랙 7(+), 8(-) 단자에 계측기 연결	5-30Vac	30Vac	절연된악어클립	채널 7번
6	Control Valve Ref.	전자기실 HE03 Pannel 02.30207랙 23(+), 25(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어클립	채널 8번
7	Main STM Flow	전자기실 HE31 Pannel DA18랙 39(+), 41(-) 단자에 계측기 연결	10Vdc	5Vdc	절연된악어클립	채널 10번
8	발전기 단자전압	#5 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
9	발전기 계자전압	#5 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
10	발전기 계자전류	#5 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
11	AVR Control Sig.	#5 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
12	여자변압기 입력	#5 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
13	AVR Vref Sig	#5 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			
14	Step Input Sig	#5 AVR Cubicle 내부 단자에 계측기 연결	10Vdc			

(3) 측정결과

(가) 무부하포화곡선시험 측정결과

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
60.004	16.969	114.778	1280.4625
60.005	17.156	116.904	1310.1375
60.003	17.655	122.790	1345.4583
60.003	18.044	127.601	1392.0625
60.002	18.401	132.021	1441.2345
60.001	18.963	139.737	1516.9063
60.002	19.494	147.886	1593.7031
60.005	19.886	154.566	1659.2917
60.004	20.260	161.776	1731.8750

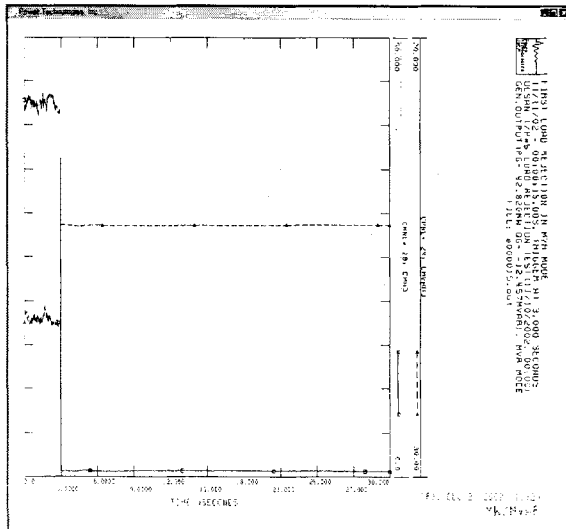
(나) V-Curve시험 측정결과

($\delta_{base}=82.81^\circ$)

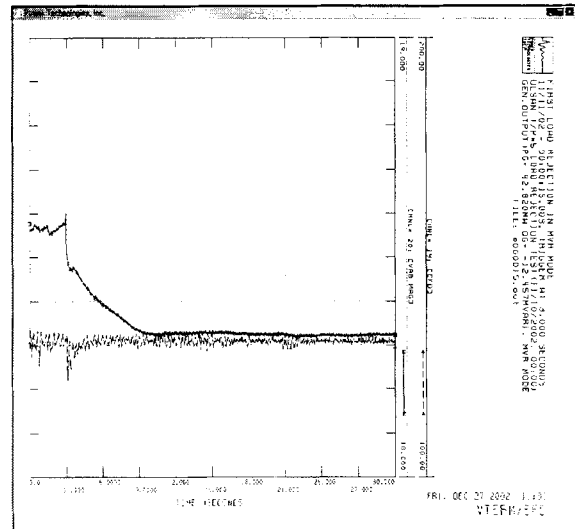
Hz	Vt(kV)	P(MW)	Q(MVAr)	Efd(Vdc)	Angle(δ)	Ifd(Adc)	CV ref.	STM Flow
60.041	19.888	384.741	202.296	3887.742	113.097	3912.742	8.830	4.063
60.051	19.527	383.352	150.448	3456.311	116.576	3481.311	8.854	4.051
60.055	19.174	382.411	98.699	3105.656	120.617	3130.656	8.849	4.055
60.046	18.837	381.437	53.048	2856.287	124.737	2881.287	8.847	4.047
60.048	18.426	380.007	-1.246	2614.671	130.415	2639.671	8.846	4.063
60.095	18.366	380.135	-12.859	2570.668	131.715	2595.668	8.818	4.058
60.077	18.278	379.741	-22.756	2532.691	132.918	2557.691	8.848	4.040
59.873	19.873	324.502	199.628	3649.279	109.178	3648.438	8.586	3.418
59.993	19.559	324.305	150.087	3220.280	112.416	3356.694	8.572	3.418
60.023	19.201	322.908	98.725	2845.293	116.170	2981.702	8.591	3.418
60.052	18.859	322.391	49.416	2556.336	120.548	2692.745	8.574	3.419
59.983	18.477	321.069	-0.034	2311.866	125.647	2448.275	8.569	3.415
60.001	18.375	320.989	-16.813	2237.837	127.544	2374.146	8.579	3.418
60.023	18.338	320.895	-21.502	2219.129	128.156	2355.438	8.583	3.419
60.018	19.965	242.266	203.819	3420.292	102.913	3460.938	8.800	2.578
59.996	19.609	241.374	146.982	2911.861	105.873	2985.787	8.820	2.588
60.014	19.286	240.695	102.136	2557.588	108.814	2631.514	8.760	2.579
60.015	18.916	240.107	49.639	2208.887	112.901	2282.813	8.584	2.578
60.001	18.567	239.015	0.553	1925.049	117.656	1998.975	8.586	2.591
60.006	18.497	238.529	-7.419	1879.614	118.563	1953.540	8.562	2.578
60.011	18.401	238.997	-20.533	1815.950	120.158	1889.836	8.595	2.581
59.983	20.001	167.135	203.243	3239.831	96.877	3274.000	5.769	1.792
59.982	19.684	166.854	150.372	2745.218	98.963	2779.387	5.919	1.759
59.964	19.355	165.666	103.411	2348.760	101.258	2488.000	5.934	1.748
60.027	18.997	164.736	50.204	1953.308	104.547	2091.543	5.941	1.774
60.011	18.598	163.803	-0.935	1613.284	108.825	1751.519	6.044	1.745
59.995	18.559	163.514	-5.906	1583.132	109.307	1721.367	6.025	1.753
59.997	18.420	163.473	-25.121	1467.349	111.312	1605.584	6.067	1.758
60.017	20.079	46.520	202.675	3075.989	86.363	3125.989	2.050	1.628
59.985	19.724	45.060	151.076	2562.362	86.912	2612.362	2.040	1.686
59.985	19.377	44.634	101.767	2120.851	87.666	2170.851	1.965	1.683
59.991	19.015	43.578	50.700	1702.054	88.690	1752.054	1.878	1.667
59.966	18.655	42.980	1.868	1323.855	90.112	1373.855	1.728	1.674
59.995	18.581	42.810	-9.210	1239.341	90.508	1289.341	1.679	1.689
59.992	18.477	42.324	-22.529	1138.458	91.031	1188.458	1.662	1.697

(다) 1차 부하차단시험 측정결과

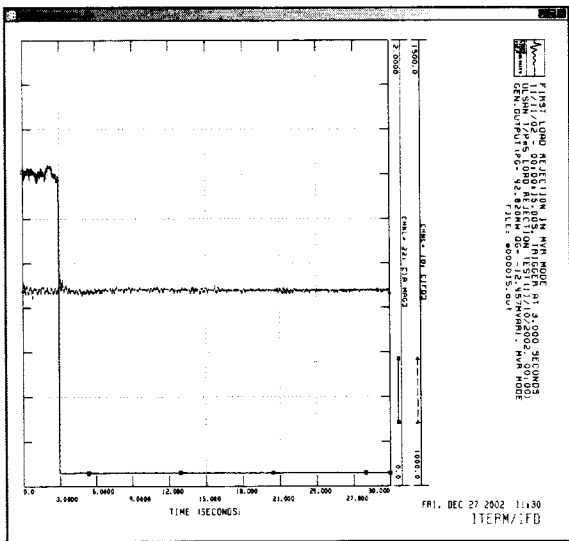
- 42.82MW, -12.46MVAr, DC Mode(AVR OFF)



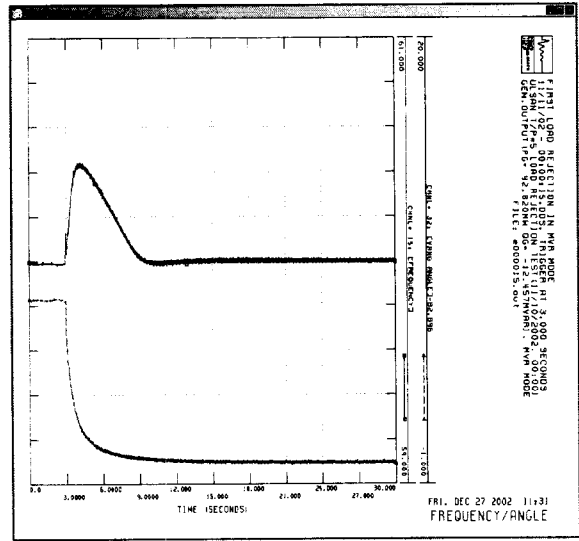
(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



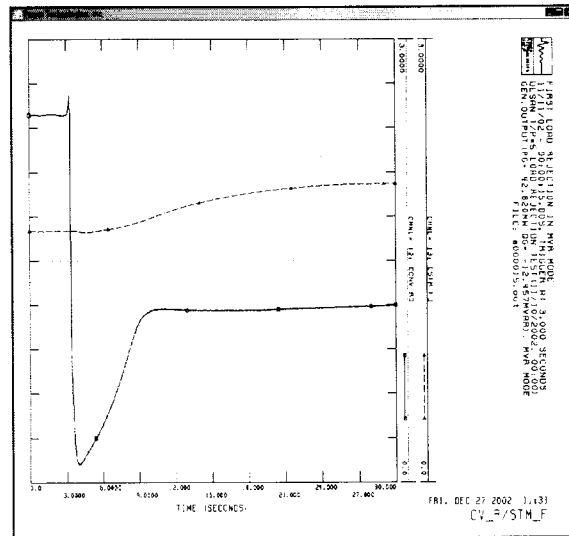
(b) 측정된 단자전압 및 계자전압



(c) 측정된 단자전류 및 계자전류



(d) 측정된 주파수 및 부하각



(e) 측정된 Control Valve기준신호 및 Steam Flow
그림 5.66 1차 부하차단시 울산화력 5호기 동특성

(라) AVR Step Response시험 측정결과

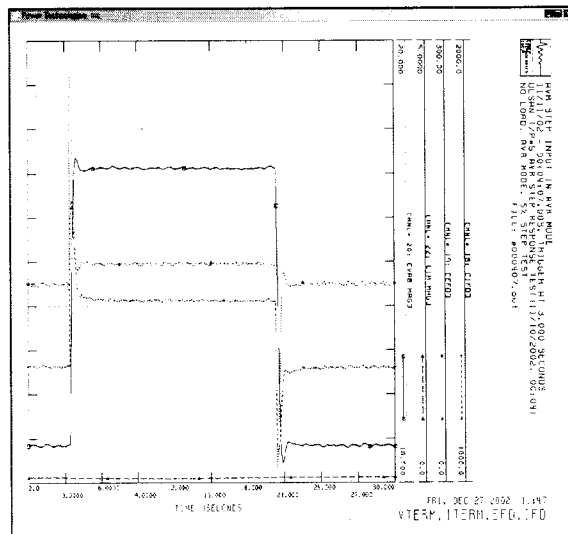
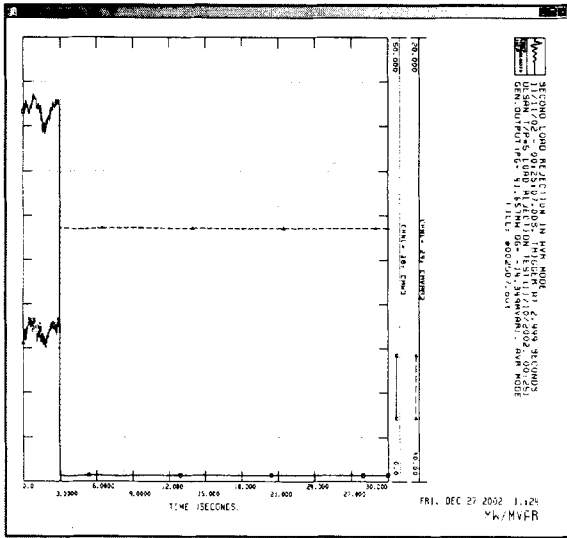


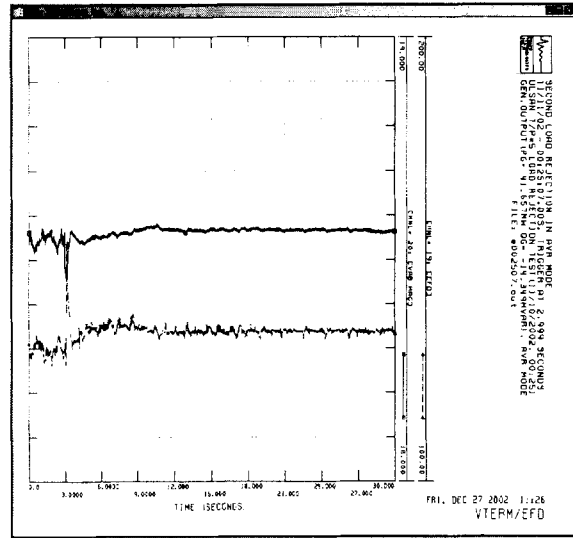
그림 5.67 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류

(마) 2차 부하차단시험 측정결과

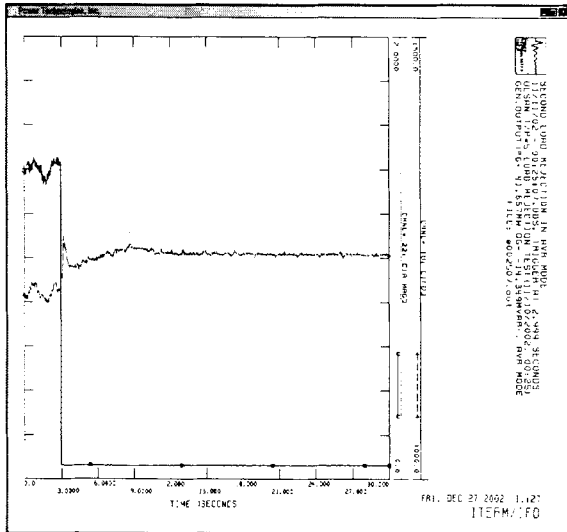
- 41.66MW, -14.35MVar, DC Mode(AVR ON)



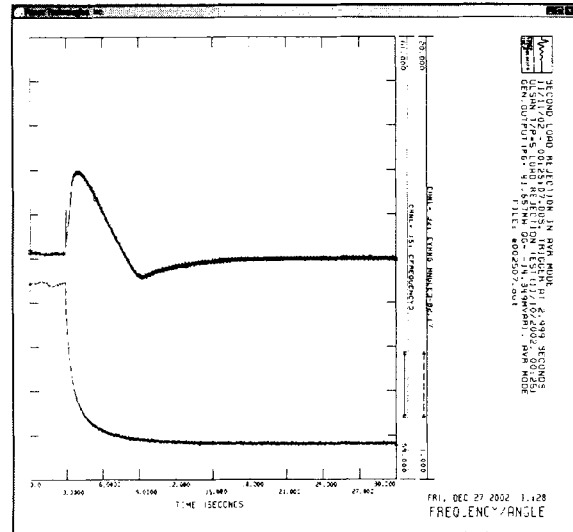
(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



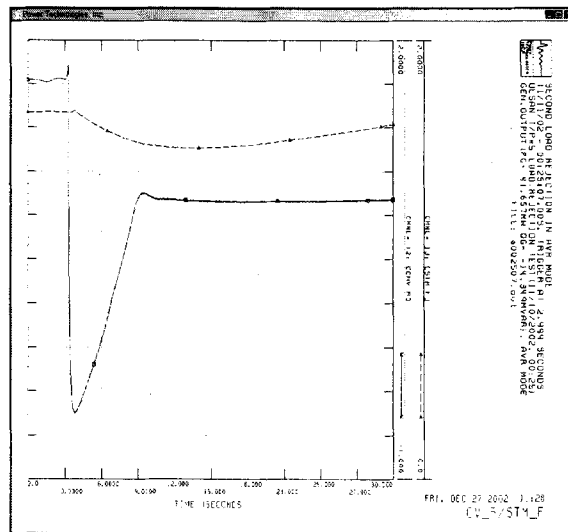
(b) 측정된 단자전압 및 계사전압



(c) 측정된 단자전류 및 계사전류



(d) 측정된 주파수 및 부하각



(e) 측정된 Control Valve기준신호 및 Steam Flow
그림 5.68 2차 부하차단시험 울산화력 5호기 동특성

5. 동해화력 1호기 발전기/제어계 모델정수 결정

가. 동해화력 1호기 설비 제원

동해화력 1호기는 245.0MVA의 설비용량으로 여자시스템은 GE의 정지형 여자시스템인 EX2000 을 적용하고 있다. 동해화력 1호기에 대한 발전기 제어계 특성시험은 2002년 11월 14일 시행되었고 설비제원은 표 5.21과 같다.

표 5.21 동해화력 1호기 설비제원

	설 명	PSS/E 모델
발전기	정격 설비용량 : 245.0 MVA, 0.9 PF 정격 단자전압 : 20,000 Vac 정격 단자전류 : 7,073 Aac PT비 : 24,000/120 Vac CT비 : 12,000/5 Aac SCR : 0.60 속도/극수/Teeth : 3,600 rpm/ 2 pole / 60EA(3600 pulse) 제작처 : GE(두산중공업,1998년)	GENROU (GENROU)
여자시스템	여자방식 : 직접여자방식, Bus-fed Excitation System 모 델 명 : EX2000[P-PSCR] 정격계자전압 : 500 Vdc 정격계자전류 : 1,260 Adc(FULL LOAD) 556 Adc (NO LOAD) Ceiling 전압 : Vdc 부여자기(Pilot Exciter) / <u>여자용 변압기(PPT)</u> 용량 : 1,500 KVA 형식 : PMG / 3,600 rpm 정격전압 : 20,000 / 600 Vac 정격전류 : 43.3 / 1,443 Aac IMPEDANCE : 6.04 % 제작처 : GE	ESST4B (EXST1)
터빈-조속기	형식 : 직렬배열형, 단류고/중압,복류저압터빈 재생/재열/복수형 모델명 : MARK-V(D-EHC형) 용량 : 216,705 kW, HP: IP: LP: 증기조건 : 169 kg/cm ² , 538 °C Droop : 5.0 % 부하감탈율 : 1.0 MW/분 제작처 : GE	IEEEG1 (IEEEG1)
주변압기	용량 : 219/245.0 MVA, Y-△결선 전압 : 20.0 / 154.0 kV TAP NO. 1차 2차 1 161.700kV 2 157.850kV 3 154.000kV 4 150.150kV 5 146.300kV %Z : 11.25 %	
PSS	모델명 : AVR 내장형, 미운전(미튜닝), PSS2A 입 력 : ΔPe, Δw 제작처 : GE	

발전기 特性試驗은 정상상태 발전기 임피던스를 유도하기 위한 V-curve시험, 포화계수를 유도하기 위한 무부하 포화곡선시험, 여자계 정수를 결정하기 위한 AVR 스텝업/다운 시험 그리고 발전기 시정수 및 임피던스를 결정하기 위한 2회의 부하차단 시험으로 이루어진다. 측정시험시 측정된 신호는 PT, CT, 계자전압, 계자전류, 축속도 신호 그리고 2개의 조속기 신호들이며, PC를 기본으로 하는 데이터 취득시스템인 DSM장비에 의해서 모든 측정 데이터가 동시에 디지털로 取得되었다. 저장된 측정데이터는 아래와 같이 정수를 유도하는데 사용된다.

나. 발전기 모델정수 유도 및 결정

발전기 모델정수를 유도하기 위해서 정상상태 V-curve 시험, 무부하 포화곡선시험 그리고 2회의 부하차단 시험을 이용하였다. 표 5.22는 부하차단 초기조건을 보여준다. 발전기 모델정수 유도방법은 deMello의 부하차단 방법을 개념으로 하여 절차에 따라서 유도하였다. 동해화력 1호기는 3600rpm의 2극 원통형 발전기로서 발전기 모델은 PSS/E의 GENROU 모델이 적당하다. 그리고 아래에서 결정되는 모든 발전기 모델정수는 GENROU 모델에 맞게 결정된다.

표 5.22 부하차단 초기조건

부하차단 No.	P (MW), Q(MVAR)	초기 단자전압	초기 부하각	AVR Mode
부하차단 #1	37.852MW, -9.859Mvar	19.165kV	13.969	AC Mode (AVR)
부하차단 #2	19.681MW, -10.737Mvar	19.207kV	7.09	DC Mode (MVR)

(1) 무부하 포화계수 결정

발전기 모델 GENROU 모델에서는 2개의 무부하 포화계수 S(1.0)과 S(1.2)를 요구한다. S(1.0)은 단자전압이 1.0 pu때의 포화계수이며 S(1.2)는 단자전압이 1.2 pu때의 포화계수이다. 무부하 포화시험에서 측정된 데이터는 표 5.23과 같다. 기기보호 차원에서 아주 낮은 단자전압과 높은 단자전압은 측정되지 못했으므로, 측정된 표 5.23의 데이터를 보간하여 포화곡선을 유도하면 그림 5.69과 같다. 표 5.23으로부터 2개의 포화계수를 유도하면 아래와 같고 발전기 단자전압을 1.0 pu로 하는 공극선에 대한 기본 계자전류는 508.762 Adc로 결정된다. 기본 계자전류는 V-Curve 데이터를 이용하여 정상상태 동기 임피던스 유도와 검증하는데 매우 중요하다. 한편, 계자전압을 가로축으로 하는 무부하포화곡선의 기본 계자전압은 운전조건에 따라 계자저항이 변동함에 따라 변동한다.

$$s(1.0) = 0.106484, \quad s(1.2) = 0.247899$$

$$Ifd_base = 508.762Adc, \quad AFNL = 562.937Adc$$

$$\text{제작처 제공값} : s(1.0)=0.0769, \quad s(1.2)=0.21875, \quad AFNL = 556Adc$$

표 5.23 무부하포화곡선시험 취득 데이터

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
60.138	16.973	113.043	449.0
60.141	17.967	122.791	484.0
60.126	18.524	128.486	504.0
60.107	18.967	133.259	520.0
60.134	19.357	137.477	535.0
60.132	19.975	144.642	560.0
60.114	20.552	152.006	586.0
60.121	20.954	157.591	605.0
60.104	21.415	164.767	629.0

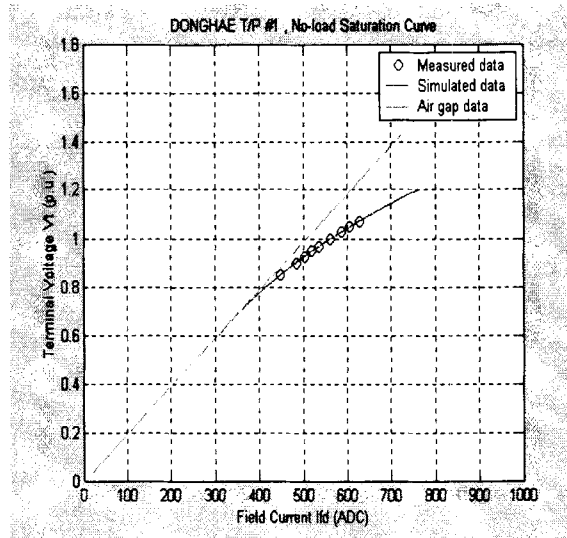


그림 5.69 동해화력 1호기 무부하포화곡선

(2) 발전기 시정수 및 임피던스 결정

발전기 시정수 및 임피던스(리액턴스) 결정은 AVR이 동작하지 않은 일정여자(Constant field voltage)방식인 DC 모드에서 부하차단된 표 5.22의 부하차단 #2 조건을 이용하여 결정한다. 먼저 부하차단 #2의 부하차단전 초기조건을 이용하여 각각의 횡축 및 직축 전류를 계산하면 아래와 같다.

$$I_t = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{V_t} = 0.0915073 \text{ p.u.}$$

$$\phi = \cos^{-1}\left(\frac{P}{I_t V_t}\right) = 28.6147 \text{ deg, leading}$$

$$I_d = 0.0915073 \times \sin(7.09^\circ - 28.6147^\circ) = -0.0335743$$

$$I_q = 0.0915073 \times \cos(7.09^\circ - 28.6147^\circ) = 0.0851255$$

(가) 횡축정수유도

발전기 개방 시정수와 임피던스 결정은 측정된 단자전압에서 속도성분을 제거한 후의 단자자속(Terminal flux)만 이용하여 정수를 결정한다. 단자자속은 측정된 부하각(Load angle)에 의해서 횡축과 직축 자속으로 분리할 수 있다. 이와 같이 분리된 직축 자속으로부터 deMello가 제안된 방법에 따라 먼저, 횡축 차과도(Subtransient) 임피던스(X''_q)와 횡축 동기 임피던스(X_q)를 아래와 같이 결정할 수 있다. 여기서 계산된 횡축 동기 임피던스는 포화된 값이므로 V-curve시험 데이터를 이용하여 정확한 값을 재결정한다. 다음으로 횡축 개방 차과도 시정수(T_{qo}'')와 개방 과도 시정수(T_{qo}') 그리고 과도 임피던스($X_{q'}$)를 차과도 성분과 차단전 정상상태 성분을 제거한 횡축 자속으로부터 결정할 수 있다. 결정 방법은 그림 5.70과 같이 측정된 자속과 일치되도록 하는 값으로 최적화 기법을 적용한 방법이다. 그림 5.71과 같이 완전히 일치시키기 위해서는 3개의 횡축 개방 시정수가 필요했지만, GENROU 모델에서는 2개만 필요하기 때문에 가장 긴 횡축 개방 시정수는 무시하였다. 결정된 값은 아래와 같다.

$$X_q(\text{sat}) = 1.38774 \quad X_{q'} = 0.536652 \quad X_{q''} = 0.208153$$

$$T_{qo}' = 0.689451 \quad T_{qo}'' = 0.0280122$$

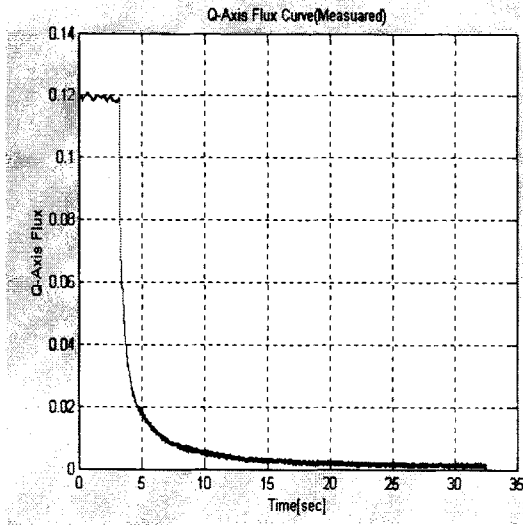


그림 5.70 분리된 횡축분 단자자속

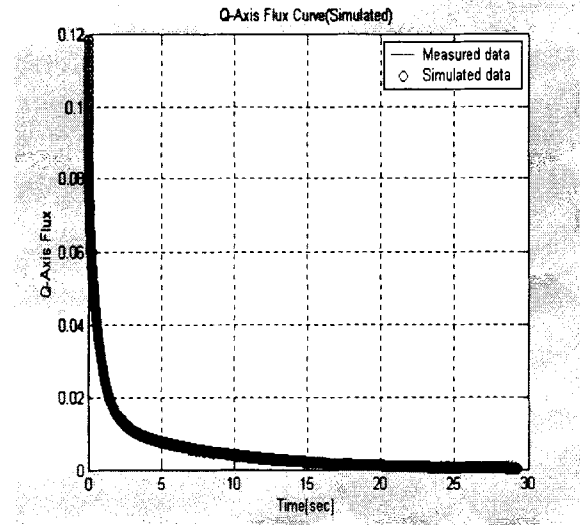


그림 5.71 측정/계산된 횡축분 단자자속

(나) 직축정수유도

직축 성분만 존재하는 단자자속으로부터 직축 임피던스와 시정수를 횡축에서 계산하는 방법과 같이 계산하면, 직축의 시정수와 임피던스는 각각 아래와 같다. 그림 5.73은 2개의 개방 차과도 시정수(T_{do}'')와 과도 시정수(T_{do}')에 의해서 측정된 직축 단자자속과 일치시킨 것이다. 유도된 직축 개방 과도 시정수는 4.75362sec 이지만, 계자전압이 과도상태시에 일정해야 하지만 측정된 데이터는 값이 변화했으므로 AVR 스텝응답 시험시 측정된 계자전압을 이용하여 더 정확한 값으로 결정한다. 대략 계산된 X_d 는 약 1.21879로 어느 정도 포화가 된 상태이므로 불포화된 값으로 결정해야 하므로 V-곡선 데이터를 이용하여 결정한다. 차과도 리액턴스는 직축과 횡축이 다르게 유도되었으므로 PSS/E에서는 두 값이 같아야 하므로 여기서는 두 값에 대한 평균값으로 한다. 그리고 누설 리액턴스는 제작처에서 제공하는 0.160을 적용한다.

$$X_d(\text{sat}) = 1.21879 \quad X_d' = 0.182613 \quad X_d'' = 0.123060 \quad 0.165606$$

$$T_{do}' = 4.75362 \quad T_{do}'' = 0.0210972$$

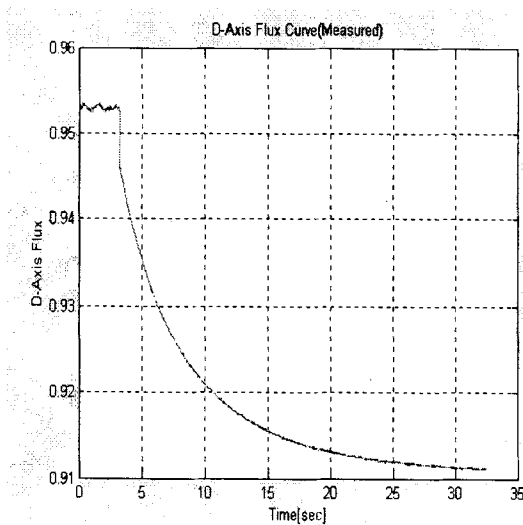


그림 5.72 분리된 직축분 단자자속

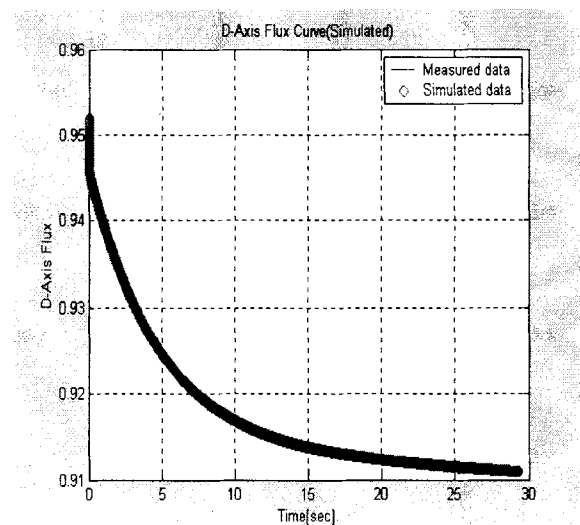


그림 5.73 측정/계산된 직축분 단자자속

(3) 정상상태 동기 임피던스(X_d , X_q) 결정

정상상태 동기 임피던스 결정은 측정된 V-curve 데이터를 이용하여, 측정된 정상상태를 가장 잘 표현하는 값으로 임피던스를 결정하였다. 정상상태의 초기조건 유효출력 P(MW), 무효출력 Q(MVAR) 그리고 단자전압 V_t 가 주어지면 발전기 모델로부터 계자전류와 부하각을 계산할 수 있다. 이와같이 계산된 값을 측정된 계자전류와 부하각을 비교하여 동기 임피던스 X_d 와 X_q 를 재결정하는 것이 가능하다. 동기 임피던스 X_d 와 X_q 는 계자전류와 부하각에 서로 연관관계가 있으므로 두 정수를 최적화 변수로 하여, 측정된 계자전류 및 부하각과 계산된 계자전류 및 부하각을 목적함수로 하는 최적화 식으로 정식화할 수 있다. 표 5.24와 같이 측정된 값과 계산된 값을 최소로 하는 동기 임피던스 값은 아래와 같다. 결정된 2개의 동기 임피던스는 앞에서 계산된 값과 차이를 보여준다. 일반적으로 원통형 동기 발전기의 제작처에서 제공하는 횡축 및 직축 동기 임피던스는 값에 차이가 없지만, 제작처에서 제공하는 임피던스는 보통 설계값 또는 무부하에서 유도한 값으로 실제 운전중인 발전기 상태를 정확히 반영할 수 없다.

$$X_d = 1.74878 \quad X_q = 0.97274$$

표 5.24 동해화력 1호기 V-Curve 시험데이터와 모델정수 검증

V_t (kV)	V_t _pu	P(MW)	Q(MVAR)	측정된 Ifd(Adc)	계산된 Ifd(Adc)	%오차	측정된 부하각	계산된 부하각	오차 (deg)
20.673	1.033650	203.324	115.016	1247.206	1250.537	-0.267	19.666	26.665	-6.999
20.419	1.020950	200.527	93.191	1172.625	1172.696	-0.006	21.781	28.201	-6.420
19.802	0.990100	202.861	46.725	1044.196	1033.296	1.044	28.545	33.482	-4.937
19.203	0.960150	200.843	5.075	935.608	912.210	2.501	35.863	39.210	-3.347
20.871	1.043550	153.444	123.025	1180.416	1191.012	-0.898	12.154	20.097	-7.943
20.491	1.024550	154.602	89.641	1064.139	1071.962	-0.735	15.585	22.555	-6.970
19.953	0.997650	154.732	46.625	924.643	920.350	0.464	21.071	26.467	-5.396
19.383	0.969150	145.965	1.458	767.826	748.898	2.465	27.290	30.558	-3.268
19.198	0.959900	149.554	-13.098	741.925	712.776	3.929	30.961	33.384	-2.423
20.632	1.031600	101.769	114.774	1070.010	1087.733	-1.656	11.198	14.177	-2.979
20.373	1.018650	102.401	91.365	980.390	996.665	-1.660	13.109	15.463	-2.354
19.614	0.980700	107.484	29.472	766.615	763.143	0.453	21.177	20.808	0.369
19.209	0.960450	108.401	-0.765	664.605	650.707	2.091	26.547	24.317	2.230
19.109	0.955450	107.793	-7.521	642.559	624.251	2.849	27.798	25.100	2.698
19.771	0.988550	37.852	39.066	700.494	718.372	-2.552	9.568	7.257	2.311
19.246	0.962300	38.365	-3.793	525.991	532.674	-1.271	13.267	9.172	4.095
19.173	0.958650	37.488	-9.886	500.458	505.201	-0.948	13.654	9.287	4.367

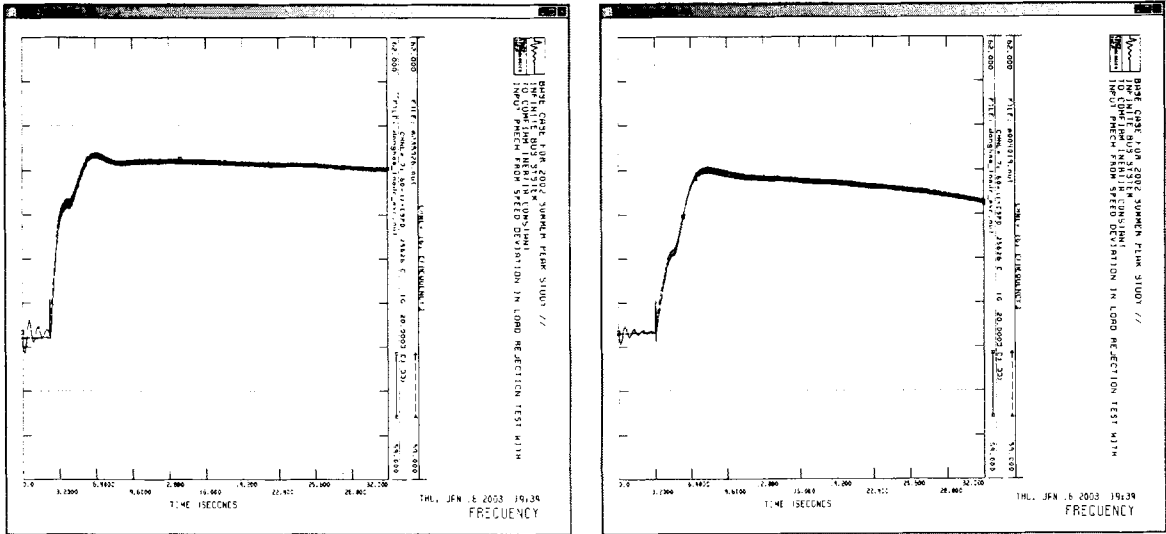
(4) 발전기/터어빈 관성계수(H) 결정

발전기 관성계수(H)는 2회의 부하차단시 측정된 주파수 변화로부터 유도한다. 여기서, 결정되는 발전기 관성계수는 발전기 관성뿐만 아니라 터어빈의 관성까지 고려되는 값이다. 부하차단에서 유도된 관성계수는 아래의 수식과 같으며 최종 결정된 값은 2개의 유도된 관성계수의 평균값으로 결정한다. 관성계수를 검증하는 방법으로 부하차단 전에는 전기적 추력(P_e)가 기계적 출력(P_m)이 균형이 이루어져 가속력(P_a)는 영이 된다. 그러나 부하차단 이후에는 전기적 출력은 곧바로 영으로 감발되고 기계적 출력은 응동 시정수가 큰 관계로 그 값을 유지한다고 볼 수 있으므로 부하차단 후에는 가속력과 기계적 출력이 같다. 결정된 관성계수(H)는 2회의 부하차단에서 유도된 관성계수를 평균한 값이며 그림 5.74는 부하차단시 측정된 주파수와 계산된 주파수를 나타내고 있다. 계산된 주파수는 관성정수(H)를 4.05101으로 설정하고 모델의 기계적 출력에 측정된 주파수로부터 유도된 가

속력을 부하차단 직후에 강제 삽입하여 관성계수를 검증한다.

$$H = \frac{\Delta P_a}{2 \frac{d\omega}{dt}}$$

부하차단 #1 (37.85MW) H = 3.89681
 부하차단 #2 (19.68MW) H = 4.20522
 결정된 관성계수, H = 4.05101



(a) 부하차단시(AVR) 측정/계산된 주파수 (b) 부하차단시(MVR) 측정/계산된 주파수
 그림 5.74 부하차단시 관성정수(H) 검증

다. 여자계 모델정수 유도 및 결정

동해 T/P #1의 여자시스템은 "EX2000" AVR 여자 제어기와 정지형 여자기로 구성되어 있다. AVR의 단자전압 제어는 PI형 제어방식을 사용하고 있다. PSS/E 프로그램에서 적당한 여자시스템 모델은 그림 5.75과 같은 "ESST4B"로 결정할 수 있다. 모델정수의 결정은 정지형 여자기를 사용하기 때문에 트랜스듀서 시정수, PI 정수만 튜닝 하였다. 그리고 정지형 여자기의 이득은 AVR의 PI 이득정수에서 고려되어 있다. 그림 5.76과 그림 5.77와 같이 5%, 2%에 대한 무부하 AVR 스텝시험에서 측정된 값이 나오도록 하는 여자시스템 모델 정수와 발전기 계자 시정수 값은 아래와 같다. 그림 5.76과 그림 5.77은 무부하 AVR 스텝시험에서 측정된 발전기 계자전압(Efd)과 단자전압(Vt)을 모의해서 나온 값과 비교한 것이다. 모의된 단자전압과 측정된 단자전압은 매우 잘 일치하고 있다. 모델 정수 결정은 측정된 단자전압(Vt)과 계자전압(Efd)을 동시에 모의될 수 있는 값으로 결정하였다. 즉, AVR에는 비례이득과 적분이득의 2개 경로가 있으며, 이들 이득 경로의 합에 대하여 적용된 출력한도는 Non-windup 형의 제한기가 사용되고 있다. 상한값인 V_{RMAX} 는 1.0pu로서 이는 적분기의 상한에 해당한다. 보통 싸이리스터 점호각의 하한값은 약 150°로서 AVR 출력신호에 대하여 V_{RMIN} 으로 -0.87에 해당한다. 그러나 적분기 음의 한계치에 대하여 약간의 Wind-up 특성이 존재하기 때문에 만약, 여자전압을 감소시키기 위한 지속적인 Forcing이 있다면 -1.0pu로 설정할 수 있다. 여자시스템 모델의 전력요소, 변수 (V_E)는 여자시스템에 적용될 수 있는 등가전원전압이며 Bus-fed방식의 여자기가 적용되므로 $V_E = K_P * V_t$ 가 되며, 이로써 여작용 변압기(PPT)를 이용하는 여자전력전원에 대한

발전기 모션전압의 관계를 얻을 수 있다.

결정된 $T_{do}' = 8.75943 \text{ sec}$

결정된 ESST4B 모델 정수

TR	KPR	KIR	VRMAX	VRMIN	TA	KPM	KIM	VMMAX	VMMIN
0.040	5.00	5.000	1.000	-0.870	0.010	1.000	0.000	1.000	-0.870
KG	KP	KI	VBMAX	KC	XL	THETAP			
0.100	5.650	0.000	6.260	0.170	0.0000	0.000			

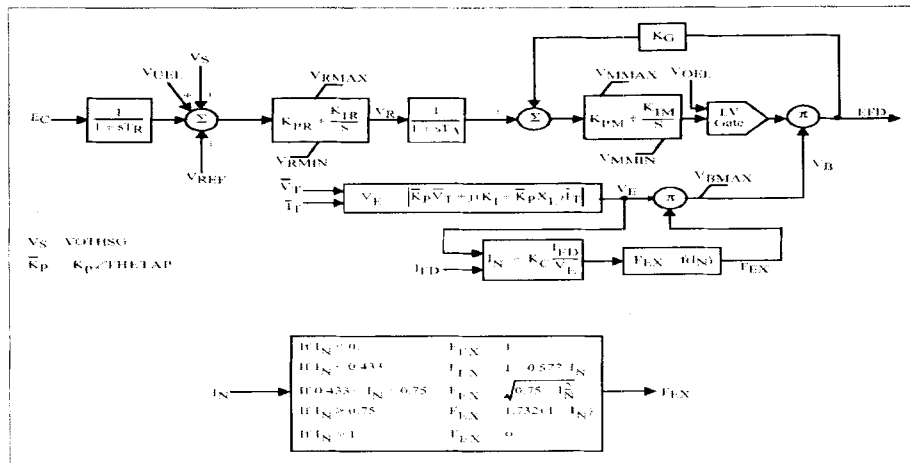


그림 5.75 PI-AVR을 갖는 여자기 모델 "ESST4B"

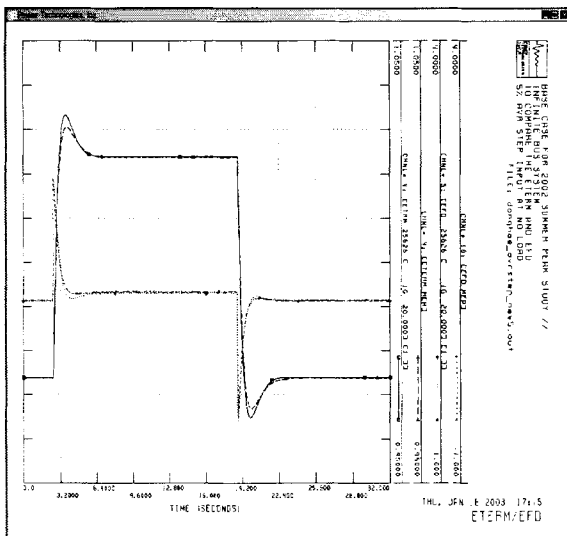


그림 5.76 측정/계산된 단자전압과 계자전압 (5% 스텝응답)

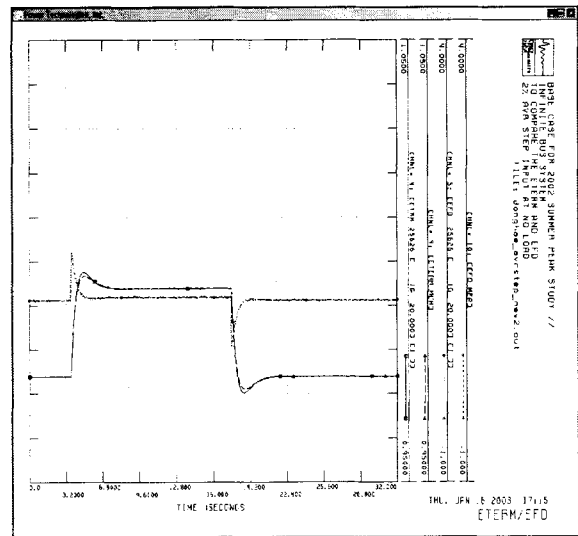


그림 5.77 측정/계산된 단자전압과 계자전압 (2% 스텝응답)

라. 조속기/터어빈 정수 유도 및 결정

화력기의 터어빈/조속기 모델로는 HP, IP 그리고 LP 를 표현할 수 있는 그림 5.78의 IEEEG1 모델이 적당하다. 실제 조속기/터어빈 제어와 동적 행동은 각각의 부하조건 상황에 따라서 다르며 보일러 제어와도 밀접한 관계를 갖는다. 그리고 IEEEG1과 같은 낮은 주파수대의 안정도용 모델은 발전기가 정격부하에서 운전되고 있으며 보일러의 압력은 일정하다는 가정을 전제로 하고 있다. 이 모델에 대한 제어정수의 유도 및 결정은 제작처 제공의 데이터나 IEEE Working Group Report에서 권고하는 값들을 참조해서 결정하였

다. 먼저 드롭은 측정된 데이터가 없고 측정시간이 매우 길어야 측정이 가능하기 때문에 거의 불가능함으로 운전자가 설정한 값 5%로 결정하였다. 기타 시정수와 정수를 석탄화력 발전기 조속기의 전형적인 값으로 결정한다.

$$\begin{aligned}
 K &= 20.0 \text{ (Droop, 5.0\%)} \\
 T1 &= T2 = 0.0 \\
 Uo &= 0.1 \text{ pu/s (Opening)} \\
 Uc &= -0.2 \text{ pu/s (Closing)} \\
 Pmax &= 216.7/245.0 = 0.8845 \text{ (최대부하)} \\
 Pmin &= 60.0/245.0 = 0.2449 \text{ (30\% 부하 or Pmin=0.0)} \\
 T3 &= 0.10 \text{ Sec (Servo motor)} \\
 T4 &= 0.3 \text{ sec (Chamber)} \\
 T5 &= 7.0 \text{ sec (Reheater)} \\
 T6 &= 0.4 \text{ sec (Crossover)}
 \end{aligned}$$

터어빈 출력 정수 K1, K3, K5는 HP, IP, LP의 출력분담률로써 동해화력 1호기의 200MW 정격부하용 Heat diagram을 이용하면 아래와 같이 유도할 수 있다. 즉, Heat diagram으로부터 HP, IP, LP의 출력분담을 먼저 각각의 터어빈에 대하여 Mass balance 가 형성되는지를 검토하고 출력을 아래와 같이 산출할 수 있다.

HP 터어빈에 대한 출력분을 계산하면,

Mass Balance,

$$\Sigma_{HP}(\text{MASS}) = 614,244 - 387 - 1,513 - 4,543 - 48,145 - 52,801 - 14,067 - 490,965 - 1,823 = 0$$

$$\text{Energy Flow, } 614,244 * 811.3 * 1.163 * 10^{-6} = 579.5650$$

$$-387 * 811.3 * 1.163 * 10^{-6} = -0.3652$$

$$-1,513 * 726.0 * 1.163 * 10^{-6} = -1.2775$$

$$-4,543 * 726.0 * 1.163 * 10^{-6} = -3.8358$$

$$-48,145 * 726.0 * 1.163 * 10^{-6} = -40.6507$$

$$-52,801 * 758.8 * 1.163 * 10^{-6} = -46.5961$$

$$-14,067 * 791.8 * 1.163 * 10^{-6} = -12.9538$$

$$-490,065 * 726.0 * 1.163 * 10^{-6} = -413.7805$$

$$-1,823 * 811.3 * 1.163 * 10^{-6} = -1.7201$$

$$\text{Sum Energy Flow : } 58.3853 \text{ MW}$$

IP 터어빈에 대한 출력분을 계산하면,

Mass Balance,

$$\Sigma_{IP}(\text{MASS}) = 492,788 + 14,067 - 444,447 - 923 - 17,661 - 17,106 - 26,718 = 0$$

$$\text{Energy Flow, } 492,788 * 845.0 * 1.163 * 10^{-6} = 484.2800$$

$$14,067 * 791.8 * 1.163 * 10^{-6} = 12.9538$$

$$-444,447 * 733.7 * 1.163 * 10^{-6} = -379.2436$$

$$-923 * 733.7 * 1.163 * 10^{-6} = -0.7876$$

$$-17,661 * 796.5 * 1.163 * 10^{-6} = -16.3599$$

$$-17,106 * 765.2 * 1.163 * 10^{-6} = -15.2231$$

$$-26,718 \times 733.7 \times 1.163 \times 10^{-6} = -22.7983$$

Sum Energy Flow : 62.8213MW

LP 터빈에 대한 출력분을 계산하면,

Mass Balance,

$$\Sigma LP(MASS) = 444,447 - 16,301 - 26,500 - 15,475 - 386,171 = 0$$

$$\text{Energy Flow, } 444,447 \times 733.7 \times 1.163 \times 10^{-6} = 379.2436$$

$$-16,301 \times 600.2 \times 1.163 \times 10^{-6} = -11.3786$$

$$-26,500 \times 679.0 \times 1.163 \times 10^{-6} = -20.9264$$

$$-15,475 \times 629.7 \times 1.163 \times 10^{-6} = -11.3330$$

$$-381,171 \times 563.4 \times 1.163 \times 10^{-6} = -249.7563$$

Sum Energy Flow : 85.8493MW

위의 값들을 더해서 총출력을 계산하면 아래와 같은 값이 된다.

$$\text{Total} = 58.3853 + 62.8213 + 85.8493 = 207.0559 \text{MW}$$

그리고 발전기에서 발생하는 출력과 손실을 Heat diagram으로부터 고려하면 아래와 같고, 이 값은 터빈에서 출력하는 값과 거의 같다.

Fixed Loss : 789.0 kW

Electrical Loss : 2,269 kW

Generator Output : 200.0 MW

$$\Sigma \text{Total(MW)} = 207.0559 - 0.789 - 2.269 - 200.0 = 3.9979 \text{MW}$$

각 터빈에 대하여 출력분을 비율로 나타내면 K1, K3 그리고 K5를 결정할 수 있다. 결정된 K값들은 출력이 200MW에서 산출되었다.

$$K1 = 58.3853 / 207.0599 = 0.28197$$

$$K3 = 62.8213 / 207.0599 = 0.30340$$

$$K5 = 85.8493 / 207.0599 = 0.41461$$

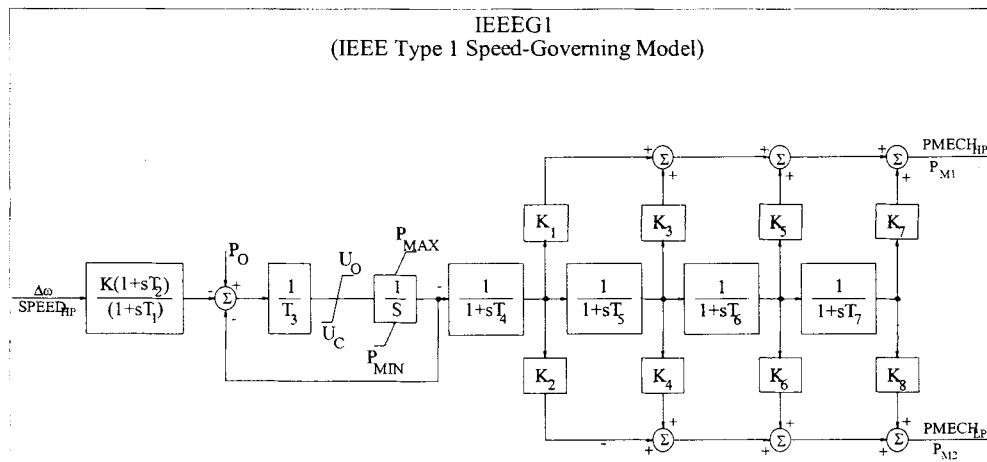


그림 5.78 조속기/터빈 IEEEG1 모델

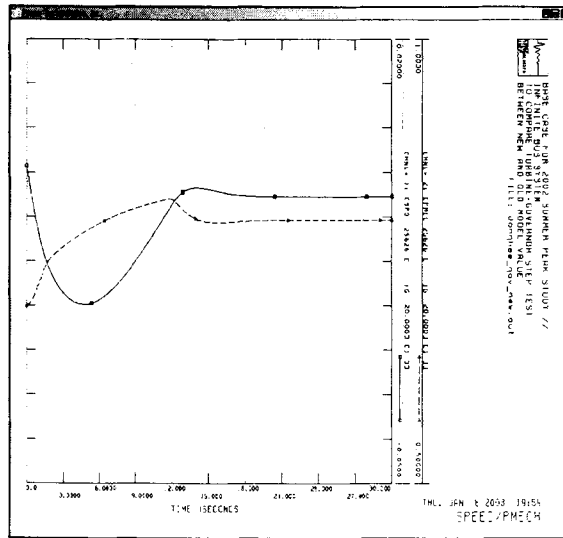


그림 5.79 조속기 스텝 모의 결과($P_{mech} = 0.7pu \rightarrow 0.8pu$)

마. 결정된 동해화력 1호기 모델정수 요약

동해화력 1호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어계 정수를 결정하였고, 실측데이터와 비교하여 檢證하였다. 표 5.25는 결정된 모델과 모델정수를 보여주며, 기존의 모델에 대해서도 비교하고 있다. 기존의 발전기 데이터는 제작처에서 제안용으로 제출된 값으로 실 발전기 특성을 나타내기 어렵다. 특히 過渡안정도 해석에 중요하게 작용하는 Xq 는 그 차이가 크다. 중부하시 Xq 는 크게 포화 되어 그 값이 제작처 제공의 값과는 크게 다르다.

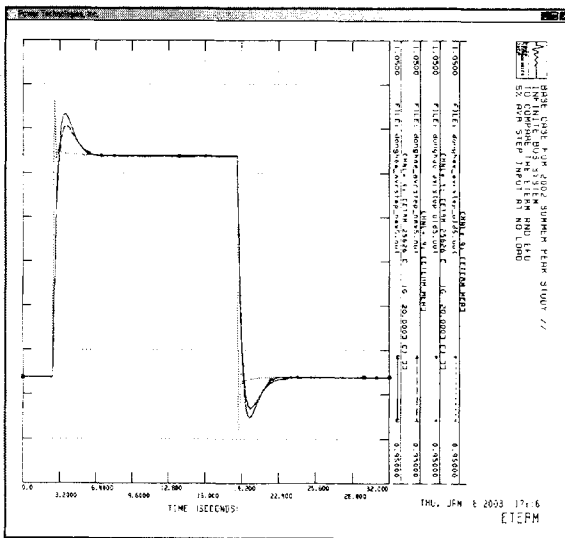
표 5.25 동해화력 1호기 결정된 모델과 기존의 모델 비교

	결정된 모델과 정수				기존의 모델과 정수			
발전기	GENROU				GENROU			
	Tdo'	8.75943	Xq	0.972740	Tdo'	4.8000	Xq	1.5580
	Tdo''	0.0210972	Xd'	0.182613	Tdo''	0.04370	Xd'	0.27100
	Tqo'	0.689451	Xq'	0.536652	Tqo'	0.50000	Xq'	0.45600
	Tqo''	0.0280122	Xd''	0.165606	Tqo''	0.141000	Xd''	0.19400
	H	4.05101	Xl	0.160	H	3.670	Xl	0.1600
	D	0.0	S(1.0)	0.106484	D	0.0	S(1.0)	0.0880
	Xd	1.74878	S(1.2)	0.247899	Xd	1.6190	S(1.2)	0.2140
여자시스템	ESST4B				EXST1			
	TR	0.04	VMMIN	-0.87	TR	0.00	KC	0.175
	KPR	5.00	KG	0.00	VIMAX	1.00	KF	0.00
	KIR	5.00	KP	5.65	VIMIN	-1.00	TF	1.00
	VRMAX	1.00	KI	0.00	TC	1.00		
	VRMIN	-0.87	VBMAX	6.26	TB	20.00		
	TA	0.01	KC	0.17	KA	2000.0		
	KPM	1.00	XL	0.00	TA	0.02		
	KIM	0.00	THETAP	0.00	VRMAX	5.70		
	VMMAX	1.00			VRMIN	-4.90		
조속기/터어빈	IEEEG1				IEEEG1			
	K	20.0	K2	0.0	K	20.0	K2	0.0
	T1	0.0	T5	7.0	T1	0.1	T5	10.0
	T2	0.0	K3	0.303	T2	0.0	K3	0.4
	T3	0.10	K4	0.0	T3	0.25	K4	0.0
	UO	0.10	T6	0.40	UO	0.1	T6	0.4
	UC	-0.20	K5	0.415	UC	-0.5	K5	0.3
	PMAX	0.8845	K6	0.0	PMAX	0.817	K6	0.0
	PMIN	0.2449(0.0)	T7	0.0	PMIN	0.46	T7	0.0
	T4	0.30	K7	0.0	T4	0.3	K7	0.0
K1	0.282	K8	0.0	K1	0.3	K8	0.0	

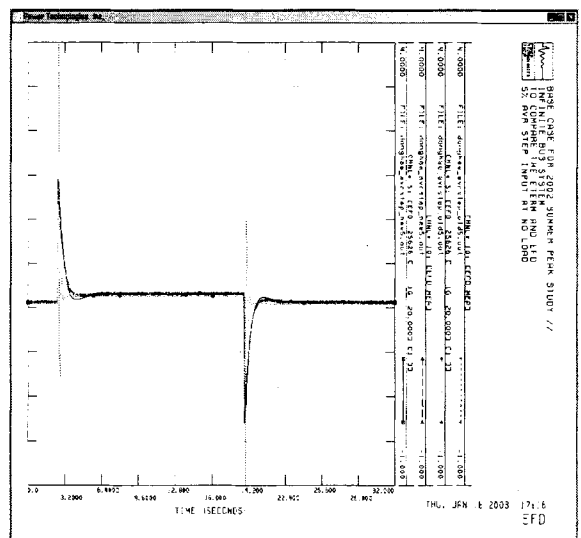
바. 결정된 모델과 기존 모델 비교

동해화력 1호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어계 정수를 결정하고 기존모델과 비교한 결과는 다음과 같다. 그림 5.80은 기존모델 및 신규모델의 AVR에 스텝신호를 인가하고 측정 및 모의된 발전기 단자전압과 계자전압을 나타낸다. 그림 5.81은 기존모델 및 신규모델에 대하여 동해T/P-동해S/S 154kV T/L 1회선에 3상 단락사고를 6 cycles 동안 인가하고 제거하는 경우에 나타나는 동해화력 1호기의 동특성 보여주고 있다. 그림 5.82는 기존모델과 신규모델에 대하여 터빈-조속기에 대한 10% 스텝응답 모의결과를 나타내고 있다.

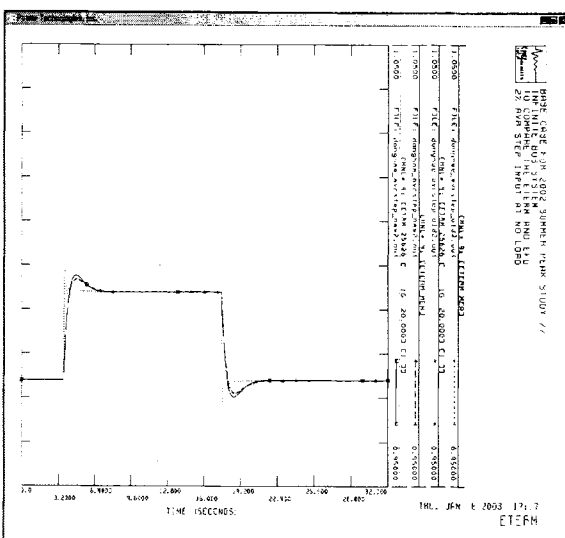
모의결과, 무부하 AVR 스텝응답은 신규모델이 기존모델에 비하여 측정된 단자전압 및 계자전압에 거의 일치하도록 나타나는 반면에, 3상 단락사고 모의시, 신규모델에서 동요가 기존모델에 비해 다소 지속됨을 알 수 있다.



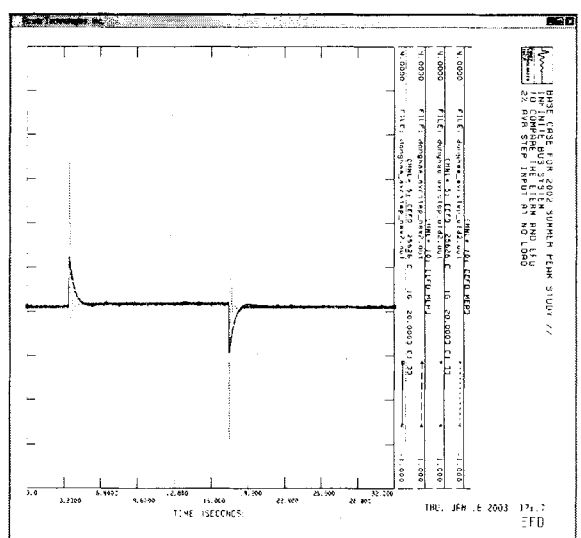
(a) 발전기 단자전압(5% 스텝신호 인가)



(b) 발전기 계자전압(5% 스텝신호 인가)

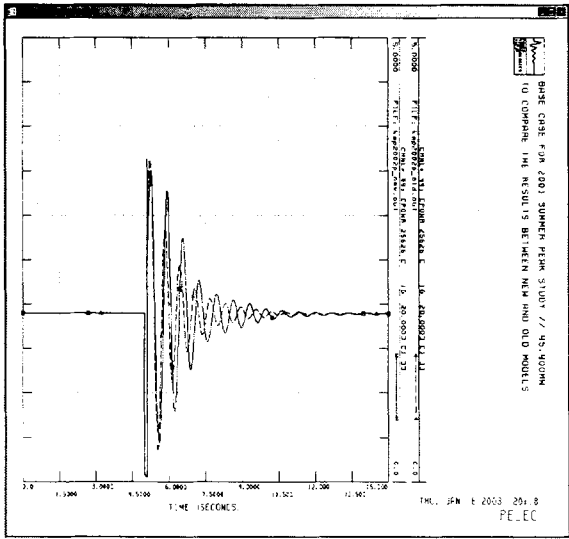


(c) 발전기 단자전압(2% 스텝신호 인가)

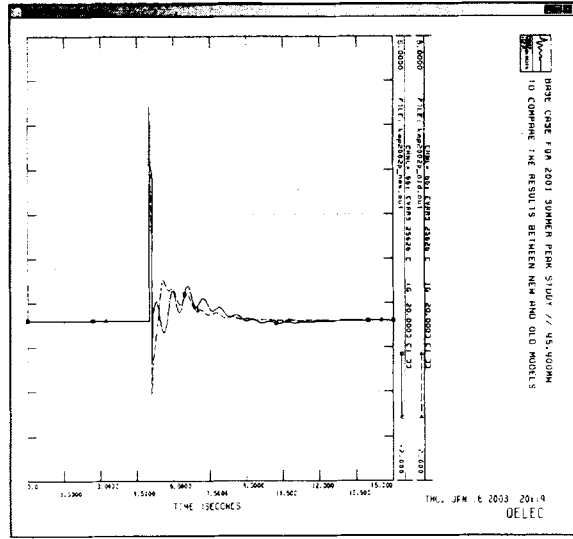


(d) 발전기 계자전압(2% 스텝신호 인가)

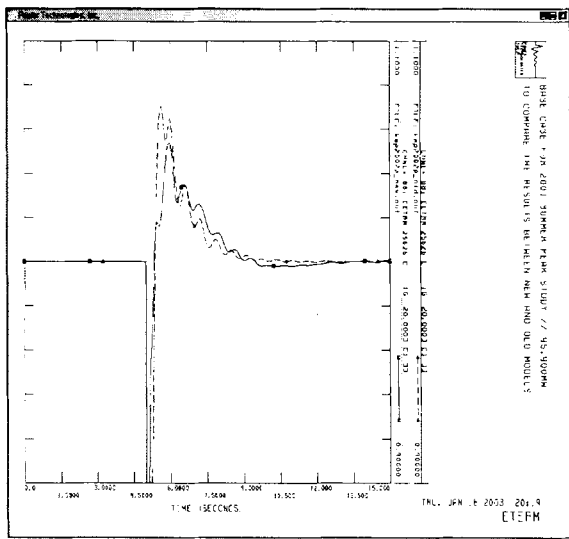
그림 5.80 동해화력 1호기 AVR Step 응답 모의결과



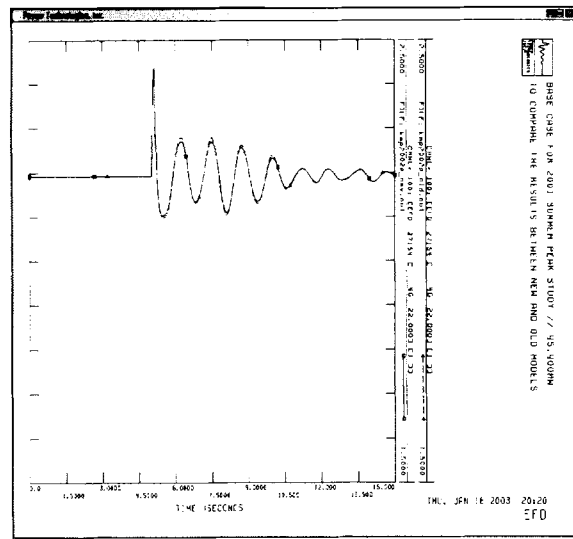
(a) 유효출력



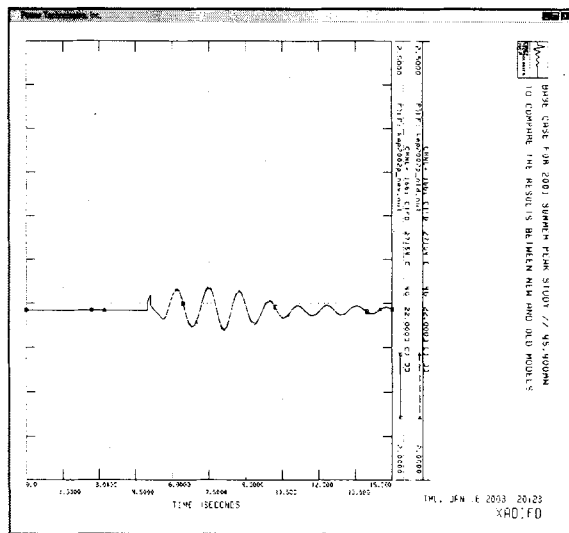
(b) 무효출력



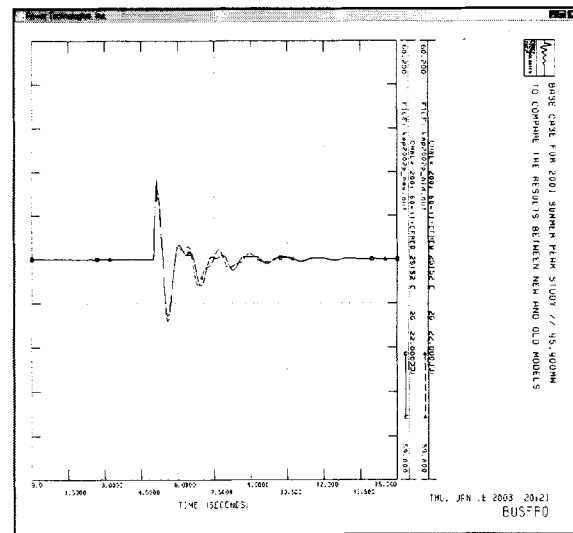
(c) 단자전압



(d) 계자전압



(e) 계자전류



(f) 주파수

그림 5.81 동해화력 1호기 발전기 응답특성

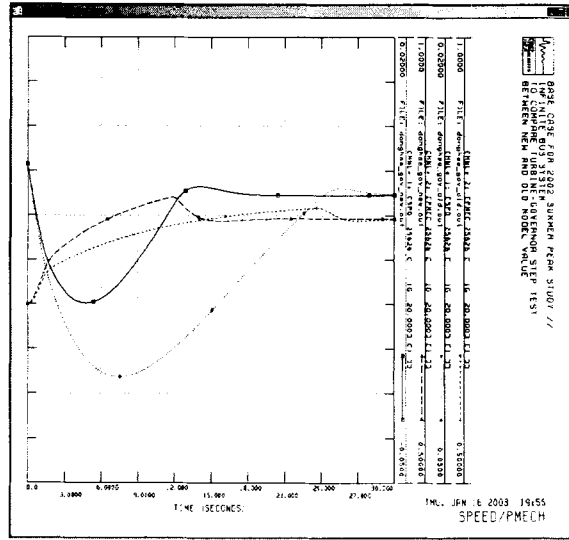


그림 5.82 동해화력 1호기 터어빈-조속기 응답특성(10%)

사. 동해화력 1호기 발전기 제어계 특성시험 측정 결과

(1) 일시 및 장소

- 2002년 11월 14일(목) 22:20 - 2002년 11월 15일(금) 00:50
- 동해화력발전처 동해화력 1호기 여자기실

(2) 측정점 및 계측장비

항 목	결선 Point	방 법	측정신호 전압범위		측 정 점 연결단자	DSM 입력채널
			입력범위	입력값		
1	발전기 단자전압	외부단자에 계측기 연결	PT 2차 100-120Vac	24kV/120Vac	절연된악어 클립	채널 0, 1번
2	발전기 단자전류	외부단자에 계측기 연결	CT 2차 5Aac	15kA/5A	CT Hall Sensor	채널 3, 4번
3	계자전압	#1 AVR DCPT1 4(+), 5(-) 단자에 계측기 연결	1000Vdc	500Vdc	절연된악어 클립	채널 11번
4	계자전류	#1 AVR DCCT1 4(+), 5(-) 단자에 계측기 연결	CT Shunt1-10Vdc (250 / 1000mVdc)	1500A/100mV	절연된악어 클립	채널 9번
5	터빈속도(rpm)	#1 릴레이실 단자에 계측기 연결	5-30Vac	10Vac	절연된악어 클립	채널 7번
6	Control Valve Ref.	중앙제어실 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어 클립	채널 8번
7	Main STM Flow	중앙제어실 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어 클립	채널 10번
8	발전기 단자전압	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측 기 연결	10Vdc			
9	발전기 계자전압	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측 기 연결	10Vdc			
10	발전기 계자전류	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측 기 연결	10Vdc			
11	AVR Control Sig.	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측 기 연결	10Vdc			
12	여자변압기 입력	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측 기 연결	10Vdc			
13	AVR Vref Sig	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측 기 연결	10Vdc			
14	Step Input Sig	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계측 기 연결	10Vdc			

(3) 측정결과

(가) 무부하포화곡선시험 측정결과

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
60.138	16.973	113.043	449.0
60.141	17.967	122.791	484.0
60.126	18.524	128.486	504.0
60.107	18.967	133.259	520.0
60.134	19.357	137.477	535.0
60.132	19.975	144.642	560.0
60.114	20.552	152.006	586.0
60.121	20.954	157.591	605.0
60.104	21.415	164.767	629.0

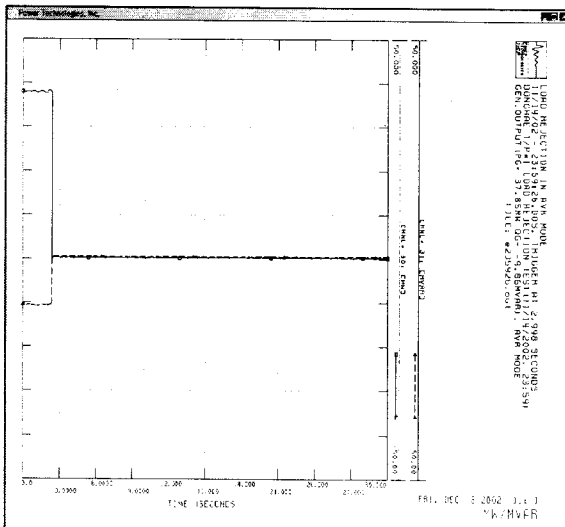
(나) V-Curve시험 측정결과

($\delta_{base}=81.124^\circ$)

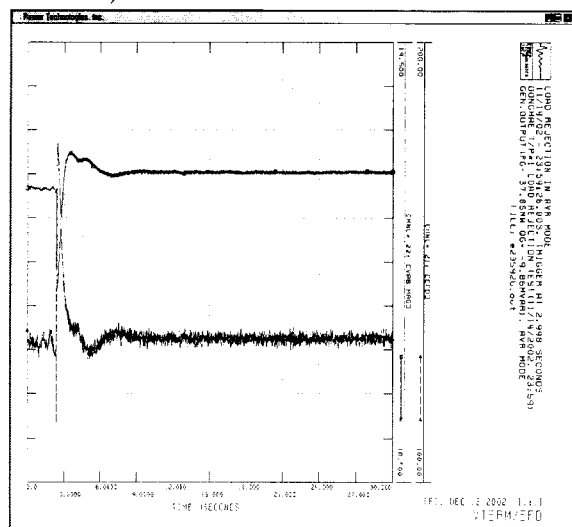
Hz	Vt(kV)	P(MW)	Q(MVAr)	Efd(Vdc)	Angle(δ)	Ifd(Adc)	CV ref.	STM Flow
60.050	20.673	203.324	115.016	362.332	100.790	1247.206	3.362	4.663
60.055	20.419	200.527	93.191	343.970	102.905	1172.625	3.341	4.612
60.004	19.802	202.861	46.725	304.277	109.669	1044.196	3.387	4.665
60.029	19.203	200.843	5.075	266.228	116.987	935.608	3.358	4.656
60.074	20.871	153.444	123.025	338.097	93.278	1180.416	2.764	3.604
60.072	20.491	154.602	89.641	305.649	96.709	1064.139	2.801	3.649
60.030	19.953	154.732	46.625	264.360	102.195	924.643	2.840	3.690
60.079	19.383	145.965	1.458	212.853	108.414	767.826	2.687	3.542
60.014	19.198	149.554	-13.098	205.452	112.085	741.925	2.755	3.586
59.998	20.632	101.769	114.774	300.613	92.322	1070.010	2.081	2.797
59.986	20.373	102.401	91.365	276.479	94.233	980.390	2.103	2.821
59.999	19.614	107.484	29.472	211.405	102.301	766.615	2.839	2.954
60.041	19.209	108.401	-0.765	181.102	107.671	664.605	2.284	3.058
60.028	19.109	107.793	-7.521	175.422	108.922	642.559	2.276	3.058
59.995	19.771	37.852	39.066	188.236	90.692	700.494	1.645	1.670
59.963	19.246	38.365	-3.793	138.573	94.391	525.991	1.644	1.701
59.971	19.173	37.488	-9.886	132.464	94.778	500.458	1.644	1.686

(다) 1차 부하차단시험 측정결과

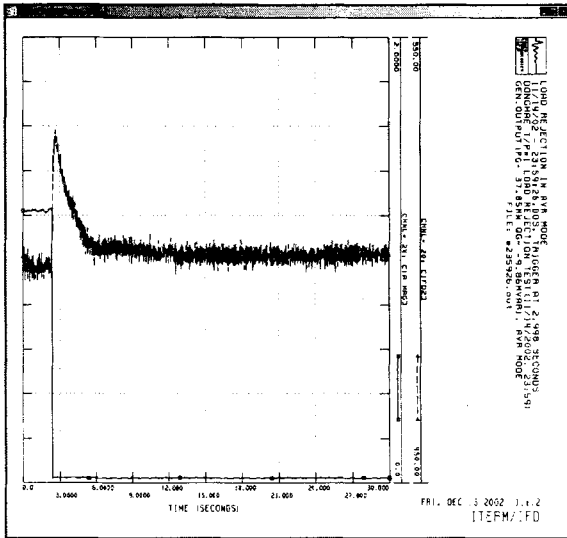
- 37.85MW, -19.86MVar, AC Mode(AVR ON)



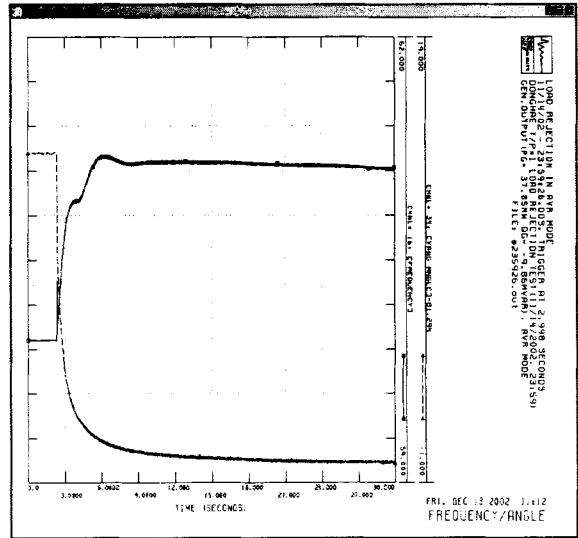
(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



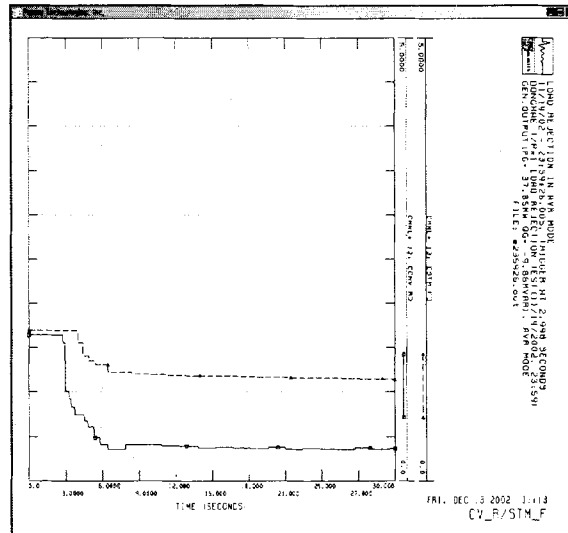
(b) 측정된 단자전압 및 계자전압



(c) 측정된 단자전류 및 계자전류

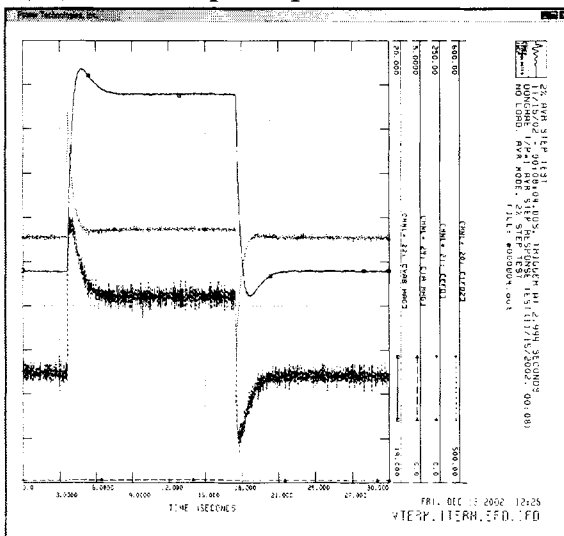


(d) 측정된 주파수 및 부하각

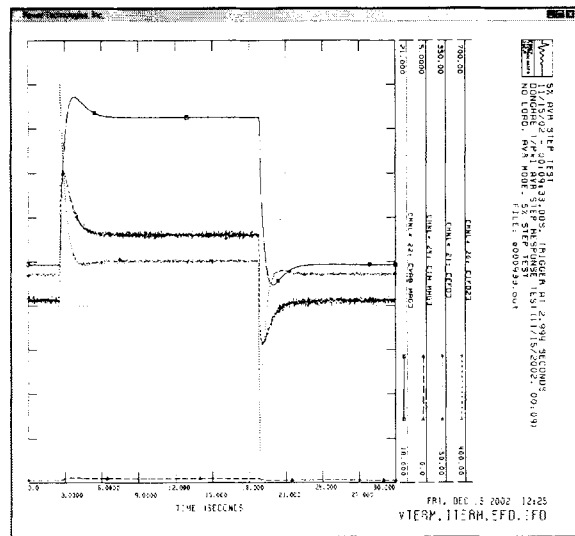


(e) 측정된 Control Valve기준신호 및 Steam Flow
그림 5.83 1차 부하차단시 동해화력 1호기 동특성

(라) AVR Step Response시험 측정결과



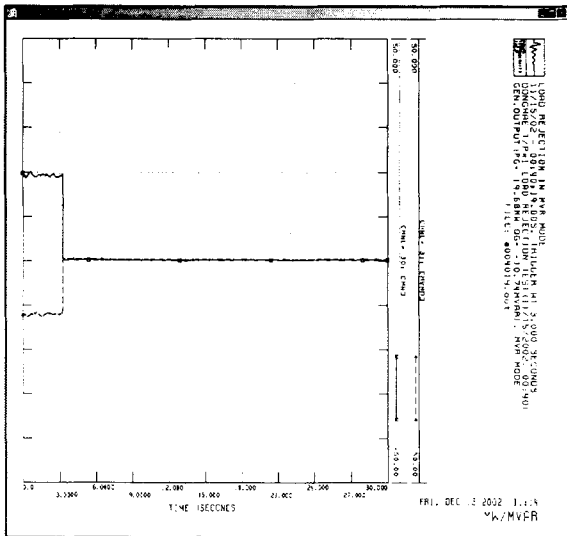
(a) 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류(2%)



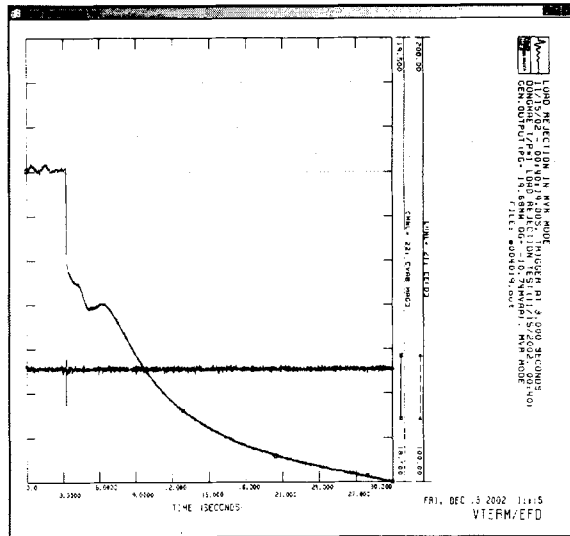
(b) 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류(5%)

그림 5.84 동해화력 1호기 AVR Step 응답 특성

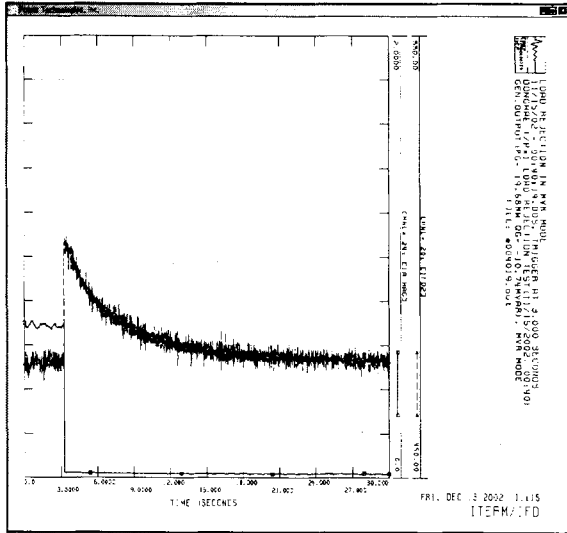
(마) 2차 부하차단시험 측정결과
 - 19.68MW, -10.74MVar, DC Mode(AVR OFF)



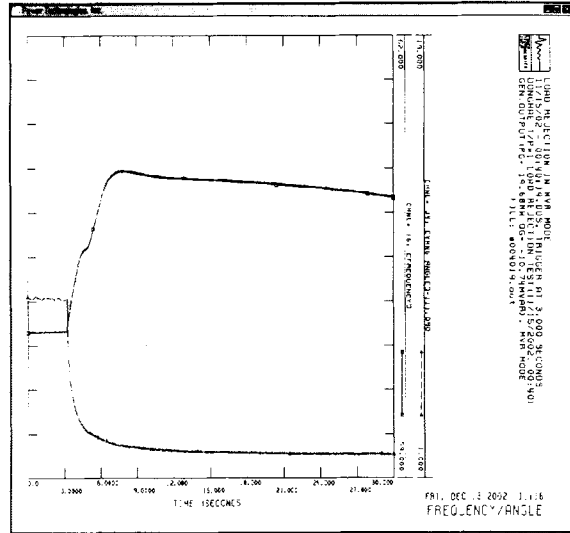
(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



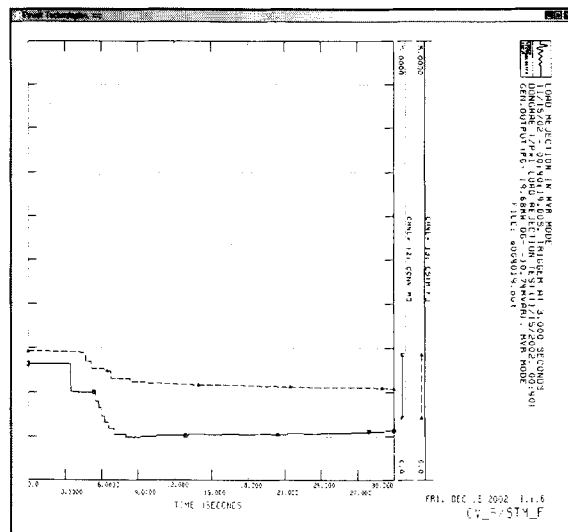
(b) 측정된 단자전압 및 계사전압



(c) 측정된 단자전류 및 계사전류



(d) 측정된 주파수 및 부하각



(e) 측정된 Control Valve기준신호 및 Steam Flow
 그림 5.85 2차 부하차단시 동해화력 1호기 동특성

6. 산청양수 1호기 발전기/제어계 모델정수 결정

가. 산청양수 1호기 설비 제원

산청양수 1호기는 438.0MVA의 설비용량으로 GEC Alsthom(1998년)의 디지털 여자시스템을 적용하고 있으며, 싸이리스터 직접여자방식의 정지형 시스템이다. 산청양수 1호기에 대한 발전기 제어계 특성시험은 2002년 11월 28일 시행되었고 설비제원은 표 5.26과 같다. 특히, 여자시스템의 AVR측에는 보조입력신호로 사용될 수 있는 전력계통안정화장치가 내장되어 상시 운전되며 입력은 발전기 출력(ΔP_e)이다.

표 5.26 산청양수 1호기 설비제원

	설 명	PSS/E 모델
발전기	정격 설비용량 : 438.0MVA, 0.90PF 정격 단자전압 : 18,000 Vac 정격 단자전류 : 14,049 Aac PT비 : 18,000/110 Vac CT비 : 16,000/5 Aac SCR : 1.125 속도/극수/Teeth : 360 rpm/ 20 pole / 10EA 제작처 : GEC Alsthom	GENSAL (GENSAL)
여자시스템	여자방식 : 직접여자방식, Bus-fed Excitation System 모 델 명 : IEEE Type ST3 Excitation System 정격계자전압 : 367 Vdc 정격계자전류 : 1,958 Adc(FULL LOAD) 1,097 Adc(NO LOAD) Ceiling 전압 : 551.0 Vdc 부여자기(Pilot Exciter) / 여자용 변압기(PPT) 용량 : 1,500 KVA 형식 : PMG / 360 rpm 정격전압 : 18,000 / 470 Vac 정격전류 : / Aac IMPEDANCE : % 제작처 : GE	EXPIC1 (EXPIC1)
터빈-조속기	형식 : 압축가역식, 프란시스수차 모델명 : DIGIPID(D-EHC) 용량 : 수차 360,800(펌프 363,600) kW 최대수량 : 수차 104.0(펌프 93.6) m3/sec Droop : 3.0 % 부하감발율 : N/A 제작처 : ALSTHOM NEYRPIC	HYGOV (HYGOV)
주변압기	용량 : 438.0 MVA, Y- Δ 결선(중성점 직접접지방식) 전압 : 18.0 / 345.0 kV TAP NO. 1차 2차 1 379.500kV 7 345.000kV 17 210.500kV %Z : 15.40 %	
PSS	모델명 : 有(AVR 내장형) 입 력 : ΔP_e 제작처 : GEC Alsthom	IEEEST

발전기 特性試驗은 정상상태 발전기 임피던스를 유도하기 위한 V-curve시험, 포화계수를 유도하기 위한 무부하 포화곡선시험, 여자계 정수를 결정하기 위한 AVR 스텝업/다운 시험 그리고 발전기 시정수 및 임피던스를 결정하기 위한 2회의 부하차단 시험으로 이루어졌다. 측정시험시 측정된 신호는 PT, CT, 계자전압, 계자전류 신호들이며, PC를 기본으로 하는 데이터 취득시스템인 DSM장비에 의해서 모든 측정 데이터가 동시에 디지털로 取得되었다. 측정시험시 부하각(Load angle) 측정이 되지 않으면 횡축 동기 임피던스(X_q)는 제작처에서 제공하는 값을 사용함으로써 나머지 임피던스 계산할 수 있지만 산청양수

1호기의 경우에는 기동/정지 시퀀스에 의하여 정확한 부하차단 시험이 수행되지 못하였다.

나. 발전기 모델정수 유도 및 결정

발전기 모델정수를 유도하기 위해서 정상상태 V-curve 시험, 무부하 포화곡선시험 그리고 2회의 부하차단 시험을 이용하였다. 그러나 산청양수 1호기의 경우, GCB 개방시 발전설비 정지 시퀀스에 의하여 점차적으로 발전기 출력이 감발되고 여자시스템 운전모드는 AVR 모드로 자동복구 되면서 계통에서 병해되고 또한 발전설비가 완전히 정지되는 특성을 갖고 있다. 따라서 발전기 모델정수 유도방법은 deMello의 부하차단 방법을 이용하여 유도하지 못하고 제작처 데이터를 적용하였다. 산청양수 1호기는 360rpm의 20극 돌극형 발전기로서 발전기 모델은 PSS/E의 GENSAL 모델이 적당하다. 그리고 결정되는 모든 발전기 모델 정수는 GENSAL 모델에 맞게 결정된다.

(1) 무부하 포화계수 결정

발전기 모델 GENSAL 모델에서는 2개의 무부하 포화계수 S(1.0)과 S(1.2)를 요구한다. S(1.0)은 단자전압이 1.0 pu 때의 포화계수이며 S(1.2)는 단자전압이 1.2 pu때의 포화계수이다. 무부하 포화시험에서 측정된 데이터는 표 5.27와 같다. 기기보호 차원에서 아주 낮은 단자전압과 높은 단자전압은 측정되지 못했으므로, 측정된 표 5.27의 데이터를 보간하여 포화곡선을 유도하면 그림 5.86과 같다. 표 5.27로부터 2개의 포화계수를 유도하면 아래와 같고 발전기 단자전압을 1.0 pu로 하는 공극선에 대한 기본 계자전류는 935.0357 ADC로 결정된다. 기본 계자전류는 V-Curve 데이터를 이용하여 정상상태 동기 임피던스 유도와 검증하는데 매우 중요하다. 한편, 계자전압을 가로축으로 하는 무부하포화곡선의 기본 계자전압은 운전조건에 따라 계자저항이 변동함에 따라 변동한다.

$$s(1.0) = 0.177882, \quad s(1.2) = 0.376205$$

$$Ifd_base = 935.035A_{dc}, \quad AFNL = 1101.36A_{dc}$$

표 5.27 무부하포화곡선시험 취득 데이터

Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(A _{dc})
59.724	15.455	127.217	867.229
59.900	16.325	138.031	939.767
59.803	16.870	145.916	991.230
59.785	17.362	152.632	1037.299
59.866	17.709	157.335	1069.593
59.770	18.067	163.063	1108.842
59.764	18.564	171.426	1162.298
59.758	18.909	177.333	1201.211
59.827	19.206	182.096	1233.494
59.904	19.821	193.428	1305.999

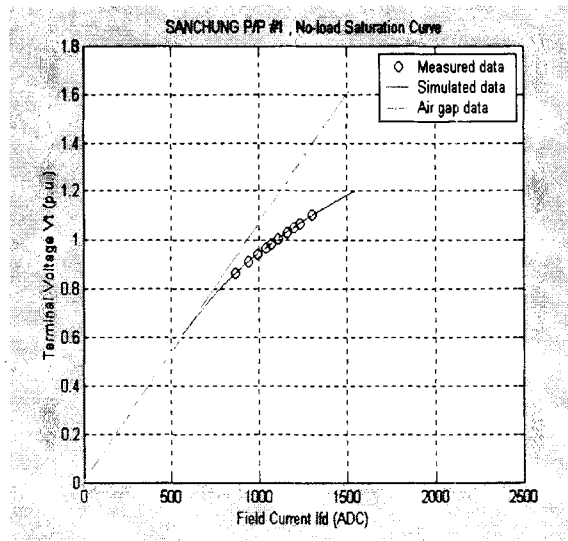


그림 5.86 산청양수 1호기 무부하포화곡선

(2) 발전기 시정수 및 임피던스 결정

일반적으로 발전기 시정수 및 임피던스(리액턴스) 결정은 AVR이 동작하지 않은 일정여자(Constant field voltage)방식인 DC 모드에서 부하차단 조건하에서 결정된다. 그러나 산청양수 1호기의 경우에는 정확한 부하차단시험이 수행되지 못하여 제작처에서 제공하는 데이터로 모델정수를 아래와 같이 결정하였다.

$$\begin{aligned}
 X_d &= 1.06 & X_d' &= 0.32 & X_d'' &= 0.21 \\
 X_q &= 0.65 & X_q'' &= 0.22 \\
 T_{d0}' &= 4.3 & T_{d0}'' &= 0.08 & T_{q0}'' &= 0.174 & H &= 8.1
 \end{aligned}$$

(3) 정상상태 동기 임피던스 (X_d , X_q) 결정

정상상태 동기 임피던스 결정은 측정된 V-curve 데이터를 이용하여, 측정된 정상상태를 가장 잘 표현하는 값으로 임피던스를 결정하였다. 정상상태 초기조건 출력 P (MW), 무효출력 Q (MVAR) 그리고 단자전압 V_t 가 주어지면 발전기 모델로부터 계자전류와 부하각을 계산할 수 있다. 이 계산된 값을 측정된 계자전류와 부하각을 비교하여 동기 임피던스 X_d 와 X_q 를 결정하는 것이 가능하다. 동기 임피던스 X_d 와 X_q 는 계자전류와 부하각에 서로 연관 관계가 있으므로 두 정수를 최적화 변수로 잡고, 측정된 계자전류와 부하각과 계산된 계자전류와 부하각을 목적함수로 하는 최적화 식으로 정식화할 수 있다. 부하곡선시험 데이터에서 검증할 수 있는 정수는 발전기 리액턴스이며, 특히 직축 동기 임피던스와 밀접한 관계가 있다. 그리고 횡축 동기 임피던스는 부하각이 측정되지 못했기 때문에 검증이 불가능하다. 표 5.28와 같이 측정된 값과 계산된 값을 최소로 하는 두 개의 동기 임피던스 값은 아래와 같다. 단, 누설 리액턴스는 제작처 제공값인 0.150pu를 적용한다.

$$X_d = 1.120 \quad X_q = 0.650$$

표 5.28 산청양수 1호기 V-Curve 시험데이터와 모델정수 검증

Vt(kV)	Vt_pu	P(MW)	Q(MVAr)	측정된 Ifd(Adc)	계산된 Ifd(Adc)	%오차
19.418	1.078778	355.075	194.465	2017.078	2075.778	-2.910
19.070	1.059444	354.191	147.600	1851.390	1900.926	-2.676
18.669	1.037167	352.259	94.288	1674.000	1706.439	-1.938
18.313	1.017389	350.830	46.064	1526.442	1538.133	-0.766
17.868	0.992667	349.530	-4.014	1382.193	1367.021	1.098
17.630	0.979444	349.052	-32.877	1304.600	1275.388	2.239
17.537	0.974278	348.384	-45.805	1272.731	1236.116	2.877
19.463	1.081278	302.573	190.623	1953.845	2015.000	-3.130
19.175	1.065278	301.493	148.717	1807.419	1856.044	-2.690
18.811	1.045056	300.549	103.195	1657.291	1683.063	-1.555
18.393	1.021833	298.529	45.633	1472.137	1474.550	-0.164
18.009	1.000500	297.077	0.529	1333.781	1312.789	1.574
17.727	0.984833	298.688	-32.206	1237.059	1204.325	2.646
17.537	0.974278	301.873	-54.065	1177.107	1138.873	3.248
19.488	1.082667	250.497	192.249	1911.232	1977.599	-3.472
19.145	1.063611	250.410	146.792	1739.434	1799.942	-3.479
18.803	1.044611	247.160	98.081	1569.952	1613.870	-2.797
18.408	1.022667	246.645	48.236	1404.334	1425.928	-1.538
17.980	0.998889	245.243	-4.961	1237.319	1230.506	0.551
17.745	0.985833	246.907	-33.585	1154.464	1131.392	1.998
17.539	0.974389	247.562	-55.147	1091.466	1056.590	3.195
19.480	1.082222	203.870	190.276	1866.595	1937.393	-3.793
19.207	1.067056	203.444	150.457	1723.792	1782.177	-3.387
18.822	1.045667	202.336	97.764	1540.224	1576.469	-2.353
18.436	1.024222	200.842	47.570	1371.304	1383.852	-0.915
18.037	1.002056	200.654	0.184	1214.229	1203.390	0.893
17.789	0.988278	198.517	-28.246	1119.999	1095.861	2.155
17.599	0.977722	200.804	-51.993	1043.163	1013.578	2.836

다. 여자계 모델정수 유도 및 결정

산청양수 1호기의 AVR 제어는 PI로 구성되어 있으며 그림 5.87와 같이 EXPIC1 모델로 결정할 수 있다. 여자기의 SCR 브리지 회로는 PI 조정기에 의해서 제어되며 단자전압을 이용하는 싸이리스터 자여자 방식으로 되어 있다. 발전시는 자동전압조정장치(AVR)가 동작되어 발전기 단자전압을 일정하게 운전되도록 설정되어 있으며 양수시에는 자동역률조정장치(APFR)가 동작하여 역률 1.0이 되게 한다. 일반적으로 정지형 여자는 AC형 여자기보다 응답 속도가 빠르고 최대 여자전압이 높은 장점을 가지고 있기 때문에 과도안정도 향상에 크게 기여한다. 그러나 단점으로는 단락사고시 모선전압이 낮아져 전압을 회복하는데 응답이 나쁜 특성이 있다.

모델정수 결정은 제작처에서 공급한 모델정수를 초기값으로 하여 결정된 여자시스템 모델 정수 및 발전기 직축 계자 시정수(Tdo')는 5% AVR 스텝 응답시험시 측정된 계자전압과 발전기 단자전압이 PSS/E로 모의된 값에 일치하도록 그림 5.88과 같이 여자시스템 모델정수 및 발전기 직축 계자 시정수를 결정하였다. 결정된 여자시스템 "EXPIC1" 모델정수는 Tr, Ka, Ta1정수와 계자전압 상한 값이다.

결정된 Tdo' = 13.750 sec

결정된 EXPIC1 모델 정수

TR	KA	TA1	VR1	VR2	TA2	TA3	TA4
0.020	25.0	1.050	9999.0	-9999.0	0.000	0.000	0.000
VRMAX	VRMIN	KF	TF1	TF2	EFDMAX	EFDMIN	

	6.570	-5.000	0.000	1.000	0.000	6.570	-5.000
KE	TE	E1	SE(E1)	E2	SE(E2)	KP	KI
0.000	0.000	1.000	0.00	2.000	0.000	1.000	0.000

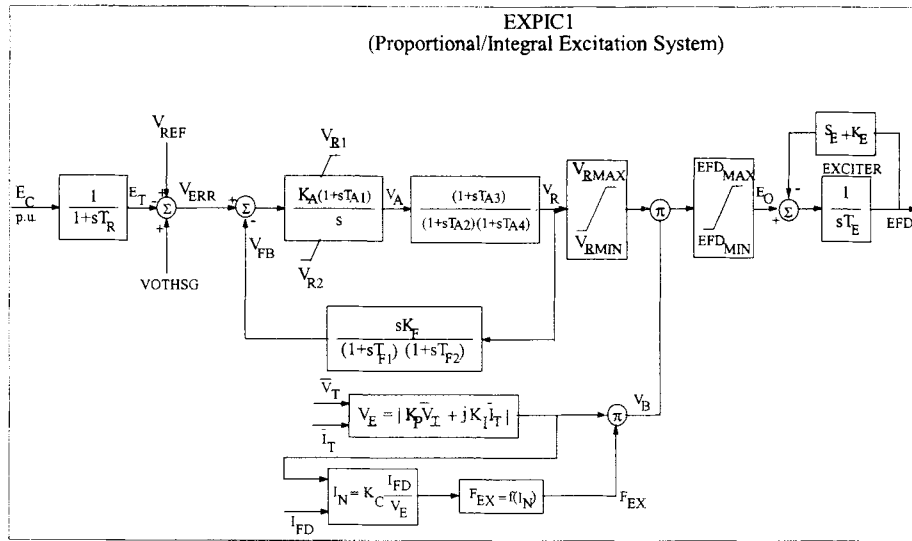


그림 5.87 PI-AVR을 갖는 여자시스템 모델 "EXPIC1"

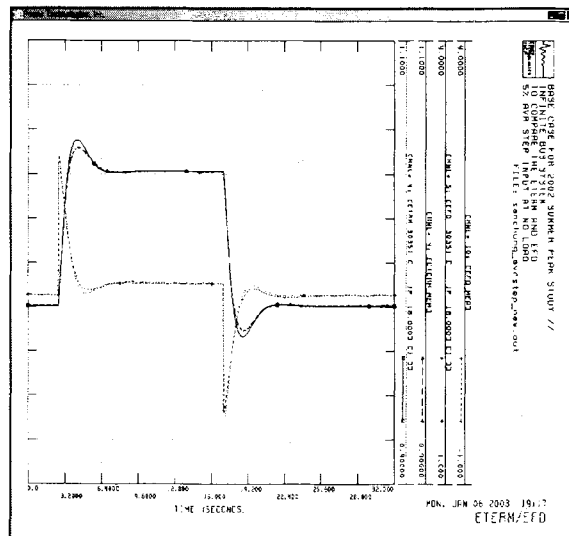


그림 5.88 무부하 AVR Step 응답시 측정/모의된 계자전압 및 단자전압

라. 전력계통안정화장치(PSS) 모델정수 유도 및 결정

산청양수 1호기 여자시스템은 사이리스터를 이용한 정지형으로 AVR에 PSS가 내장되어 있다. PSS의 입력신호는 전력동요를 입력으로 하여 출력신호를 발생시킨다. PSS 모델정수를 결정하기 위해서는 운전중에 AVR에 스텝신호를 인가함으로써 PSS의 응답특성을 측정하여 모델정수를 결정하지만 AVR 스텝 응답시험이 미 실시 되었기 때문에 제작처에서 제공하는 PSS 제어블럭을 근간으로 다음과 같이 "IEEEST" 모델로 다음과 같이 결정하였다. 그림 5.89는 IEEEST 모델로써 축진동 모드를 제거하기 위한 출력신호 앞단에 축진동 필터, 2단의 위상보상회로, 이득 및 Washout 회로로 구성되어 있다.

그림 5.90은 자료조사에 의해 결정된 전력계통안정화장치(PSS)를 적용하여 온라인 AVR 스텝응답 모의결과를 나타내고 있다. PSS는 발전기 출력의 편차를 입력으로 하며 필터

및 위상보상회로는 무시되고 Washout과 이득 회로만으로 이루어져 있다. 특히 PSS의 출력신호는 이득이 0.25pu로 낮게 설정되었기 스텝응답 신호에 대하여 PSS의 출력이 매우 작게 발생함을 알 수 있다.

결정된 IEEEEST 모델 정수

입력		A1	A2	A3	A4	A5	A6			
ΔPe		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
T1	T2	T3	T4	T5	T6	Ks	LSMAX	LSMIN	Vcu	Vcl
3.31	0.03	0.0	0.0	0.94	0.94	0.25	0.05	-0.05	0.0	0.0

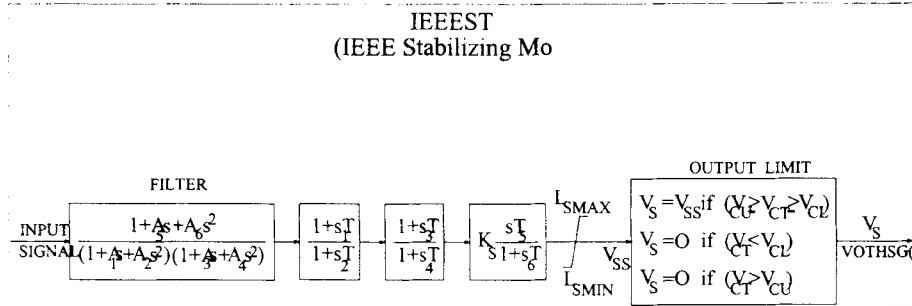


그림 5.89 PSS IEEEEST 모델

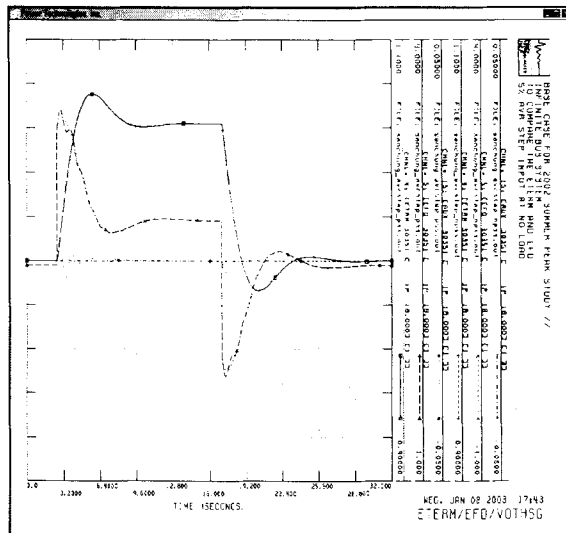


그림 5.90 PSS IEEEEST 모델

마. 조속기/터어빈 정수 유도 및 결정

산청양수 1호기의 터어빈/조속기 모델로는 HYG0V이며 그림 5.91과 같다. 조속기 모델정수 결정은 다음과 같은 정수의 특성을 이용한다. 즉, Velocity limit인 $\pm VLEM$ 의 값을 증가시키면 주파수는 증가하고, 진폭은 감소하는 반면에, 이를 감소시키면 주파수는 감소하고 진폭은 증가한다. 또한 조속기 시정수 Tr 을 증가시키면 제동력이 증가하며 시간지연이 발생한다. 터어빈 정수는 보통 계산되는 값이므로 부하차단 시험시 측정된 주파수 파형을 모의하기 위해서는 조속기 정수를 결정해야 하지만 매우 어렵다. 특히, 조속기 정수를 정확히 결정할지라도 PSS/E를 이용하여 조속기/터어빈에 대한 응답시험을 모의하면 불안정할 수 있다. 부하차단시 수력기 터어빈은 과속을 차단하기 위해 Relief valve(or jet deflector)가 동작하므로 안정도 해석시 사용되는 선형 수력기 모델로 이러한 발전기

주파수를 재현하기는 어렵다. 더욱이, 산청양수 1호기 발전기 제어계 특성시험에서는 조속기 제어신호 및 터빈속도 측정이 불가능 하였다.

일반적으로 물 시정수 T_w 는 자료조사를 통하여 다음과 같이 계산될 수 있다.

$$T_w = \frac{L*Q}{g_v*A*H} = 1.584$$

Q = 정격사용 수량(Water flow at rated load), $104.0 m^3/s$

L = 수압철관(Penstock length) 길이, $720 m$

g_v = 중력가속도, $9.8 m/s^2$

A = 수압철관 단면적(Piping area), $11.94 m^2$

H = 정격수두(Rated hydraulic head), $404 m$

터어빈 제동계수 D_{turb} 는 펠톤수차 1.5~2.0, 카프란수차 0.0, 프란시스수차 0.5 이므로 산청양수 수차는 프란시스형 이므로 0.5로 결정하였다. 조속기측의 정수 R (Permanent droop)은 5%로 결정하였으며 필터 시정수와 개도 서보모터 시정수는 대표적인 값으로 설정하였다. Velocity limit(VELM)은 밸브개도(Full opening에서 Full closing) 시간에 반 비례하며 최대 개도한계치(GMAX)는 조속기측의 설정치에 따라 결정되고 1.0pu를 초과 할 수 없으며 최소 개도한계치는 영으로 설정된다. 무부하 수량(q_{NL})은 발전기가 오프라인시 정격속도를 유지할 수 있는 수량으로 정격에 대한 pu값으로 표현된다. 터어빈 이득 및 무부하시 유량은 V-곡선 시험으로부터 서보모터 위치 제어신호를 측정하여 출력에 대해서 곡선을 작성하고 이를 이용하여 터어빈 이득(A_t)와 무부하시 유량(q_{NL})을 계산하지만, 산청양수의 경우에는 조속기측 제어신호 측정이 불가능하여 자료조사에 의한 값으로 결정한다. 무부하시 개도위치 신호는 일반적인 값보다 다소 크므로 저출력에 대해서는 개도위치 신호가 출력을 정확히 반영하는 것을 어려울 것으로 생각된다.

그림 5.92는 결정된 터어빈-조속기 모델에 대하여 조속기 스텝 응답을 모의한 결과이며 터어빈의 기계적 출력 0.7pu에서 0.1pu 스텝을 조속기 입력 기준값으로 입력하였을 때 나타나는 응답특성이다.

$$A_t = \frac{1}{g_{fl} - g_{nl}} = 2.0$$

g_{fl} = Gate opening at rated load, 0.92 pu

g_{nl} = Gate opening at no load, 0.42 pu

결정된 HYGOV 모델 정수

R	r	Tr	Tf	Tg	VELM	GMAX	GMIN
0.05	0.280	5.0	0.05	0.5	0.2	1.0	0.0
		Tw	At	Dturb	qNL		
		1.584	2.0	0.5	0.42		

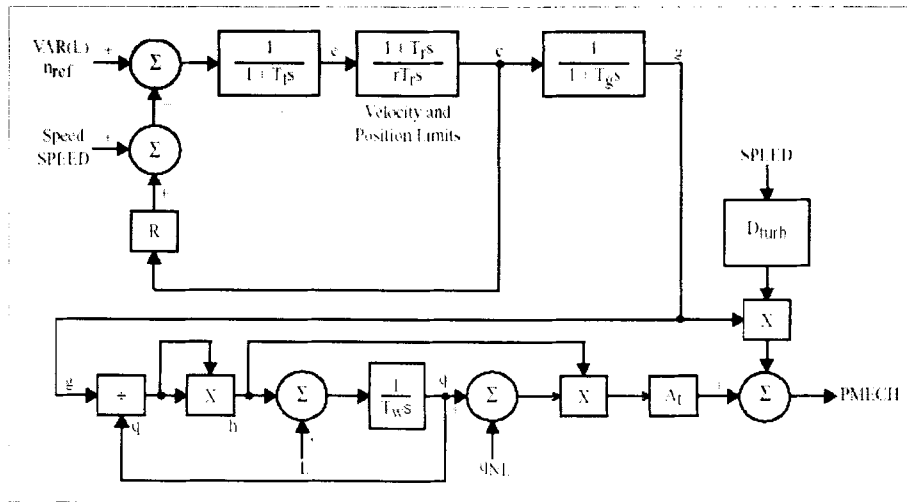


그림 5.91 조속기/터어빈 HYGEOV 모델

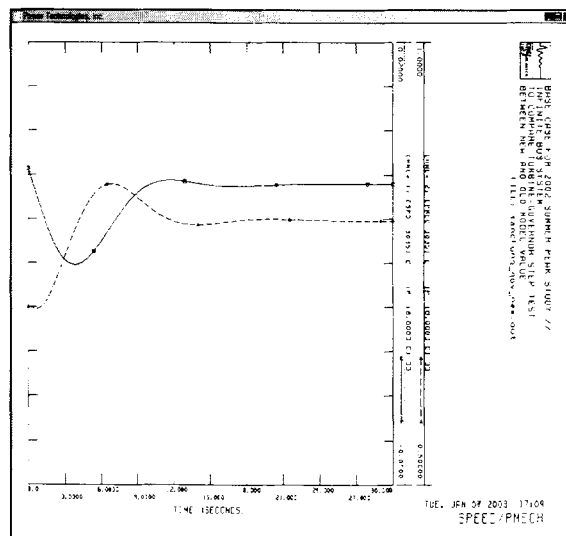


그림 5.92 조속기 스텝 모의 결과(Pmech = 0.7pu --> 0.8pu)

바. 결정된 산청양수 1호기 모델정수 요약

산청양수 1호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어계 정수를 결정하였고, 실측데이터와 비교하여 檢證하였다. 표 5.29는 결정된 모델과 모델정수를 보여주며, 기존의 모델에 대해서도 비교하고 있다. 일반적으로 기존의 발전기 데이터는 제작처에서 제안용으로 제출된 값으로 실질적인 발전기 특성을 나타내기 어렵다. 특히 過渡안정도 해석에 중요하게 작용하는 Xq 는 그 차이가 크다. 중부하시 Xq 는 크게 포화 되어 그 값이 제작처 제공의 값과는 크게 다르다. 만약, 제작처 값과 같이 큰 값을 사용할 경우는 안정도 프로그램에서 부하각이 크게 초기화되어 과도안정도는 실제로 더 나쁜 결과를 출력할 것이다. 결정된 AVR/여자기 모델과 정수는 측정된 결과로부터 유도되었기 때문에 기존의 모델과 달리 실제 응동에 가깝게 모의할 수 있다. 또한, 기존의 조속기/터어빈 모델과 정수는 매우 간략한 모델에 전형적인 값을 갖나 결정된 모델과 정수는 실제자료와 측정된 응동특성을 기초로 결정되었기 때문에 더 정밀한 모델에 정확도가 높은 정수를 갖는다.

산청양수 1호기는 부하차단 시험으로부터 발전기측 임피던스 및 시정수에 대한 정수결정이 불가능하였기 때문에 제작처에서 공급한 자료를 사용하였다. 반면에, 여자시스템 및

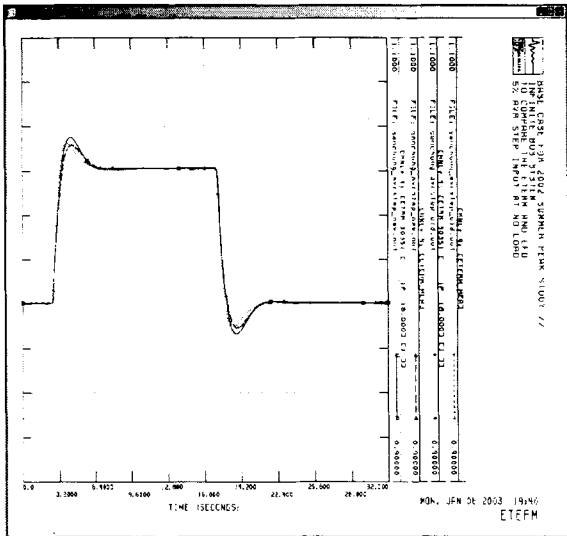
터빈-조속기 모델 및 정수 결정은 자료조사, 현장시험으로부터 취득된 자료를 이용하여 결정하였다.

표 5.29 산청양수 1호기 결정된 모델과 기존의 모델 비교

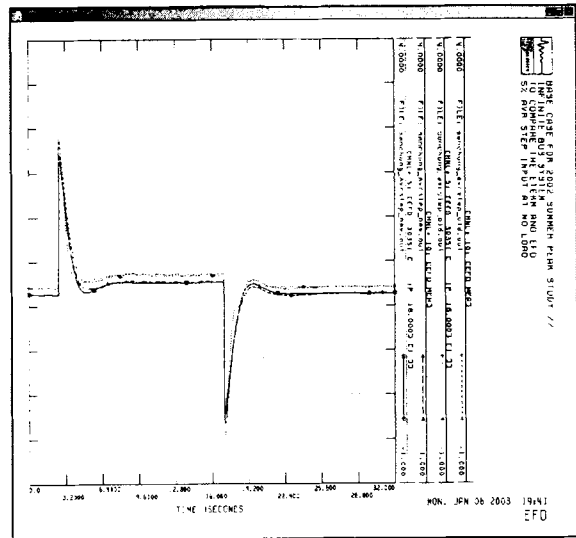
	결정된 모델과 정수				기존의 모델과 정수			
발전기	GENSAL				GENSAL			
	Tdo'	13.7500	Xq	0.6500	Tdo'	11.5400	Xq	0.6100
	Tdo''	0.0800	Xd'	0.3200	Tdo''	0.1460	Xd'	0.5910
	Tqo'	-	Xq'	-	Tqo'	-	Xq'	-
	Tqo''	0.1740	Xd''	0.2150	Tqo''	0.1000	Xd''	0.2100
	H	8.1000	Xl	0.175	H	4.2000	Xl	0.0100
	D	0.0	S(1.0)	0.177882	D	0.0	S(1.0)	0.2500
	Xd	1.1200	S(1.2)	0.376205	Xd	0.8700	S(1.2)	0.4000
	여자시스템	EXPICI				EXPICI		
TR		0.0200	TF2	0.0	TR	0.0100	TF2	1.0
KA		25.0000	EFDMAX	6.5700	KA	21.6000	EFDMAX	6.5700
TA1		1.0500	EFDMIN	-5.0000	TA1	1.3000	EFDMIN	-5.0000
VR1		6.5700	KE	0.0	VR1	6.5700	KE	0.0
VR2		-5.0000	TE	0.0	VR2	-5.0000	TE	0.0
TA2		0.0	E1	1.0000	TA2	0.0	E1	1.0000
TA3		0.0	SE(E1)	0.0	TA3	0.0	SE(E1)	0.0
TA4		0.0	E2	2.0000	TA4	0.0	E2	2.0000
VRMAX		6.5700	SE(E2)	0.0	VRMAX	6.5700	SE(E2)	0.0
VRMIN		-5.0000	KP	1.0000	VRMIN	-5.0000	KP	1.0000
KF		0.0	KI	0.0	KF	0.0	KI	0.0
TF1		1.0000	KC	0.1000	TF1	1.0000	KC	0.0
조속기/터어빈		HYGOV				HYGOV		
	R	0.0500	Dturb	0.5000	R	0.0250	Dturb	0.5000
	r	0.2800	qNL	0.4200	r	0.8000	qNL	0.1300
	Tr	5.0000			Tr	2.0000		
	Tf	0.0500			Tf	0.0500		
	Tg	0.5000			Tg	0.5000		
	VELM	0.2000			VELM	0.0310		
	GMAX	1.0000			GMAX	1.0000		
	GMIN	0.0			GMIN	0.0000		
	Tw	1.5840			Tw	1.6300		
	At	2.0000			At	1.2000		

사. 결정된 모델과 기존 모델 비교

산청양수 1호기 특성시험에서 측정된 데이터를 분석하여 PSS/E의 안정도용 발전기/제어계 정수를 결정하고 기존 모델과 비교한 결과는 다음과 같다. 그림 5.93은 기존모델, 제작처 공급모델 및 신규모델의 AVR에 스텝신호를 인가하고 측정 또는 모의된 발전기 단자전압 및 계자전압을 나타낸다. 그림 5.94는 기존모델 및 신규모델, PSS 투입운전에 대하여 산청P/P-의령S/S 345kV T/L 2회선에 3상 단락사고를 6 cycles 동안 인가하고 제거하는 경우에 나타나는 산청양수 1호기의 동특성을 보여주고 있다. 그림 5.95는 기존모델과 신규모델에 대하여 터빈-조속기 모델에 대한 10% 응답시험에 대한 응답특성을 나타내고 있다. 모의결과, 기존모델에 비해 결정된 모델이 발전기 제어계 특성시험에 의해 취득된 결과에 보다 일치함을 확인할 수 있다.

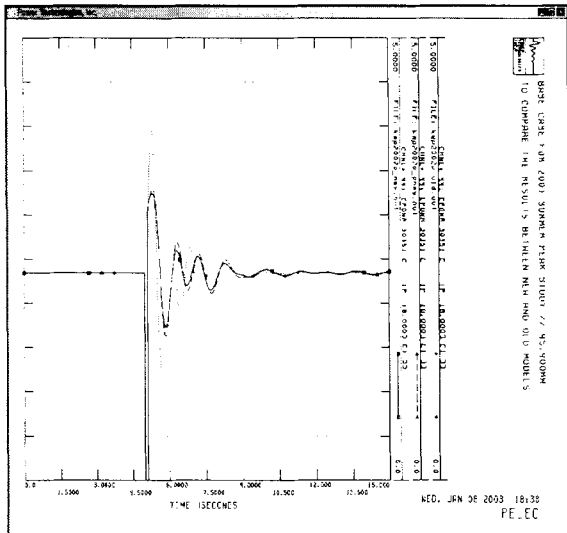


(a) 발전기 단자전압

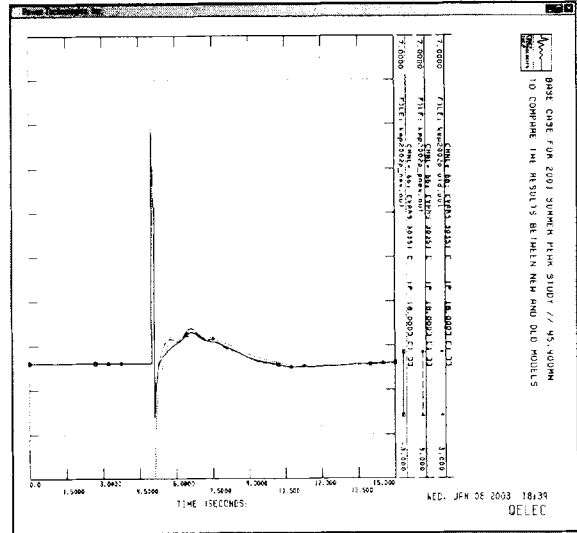


(b) 발전기 계자전압

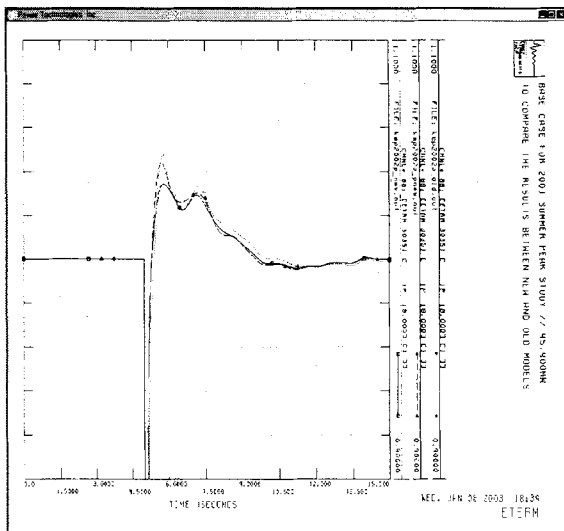
그림 5.93 AVR Step 응답모의 결과



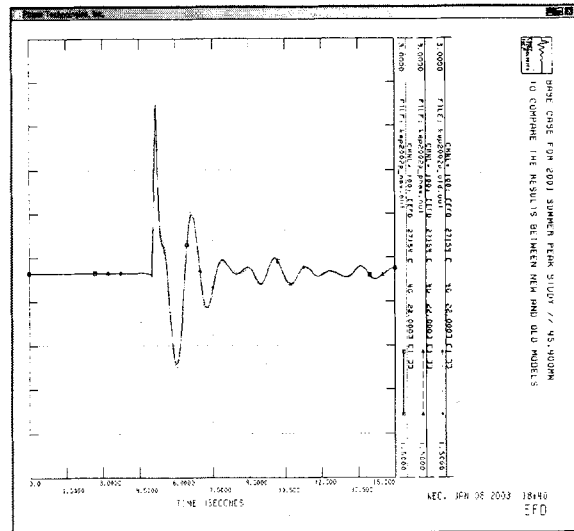
(a) 유효출력



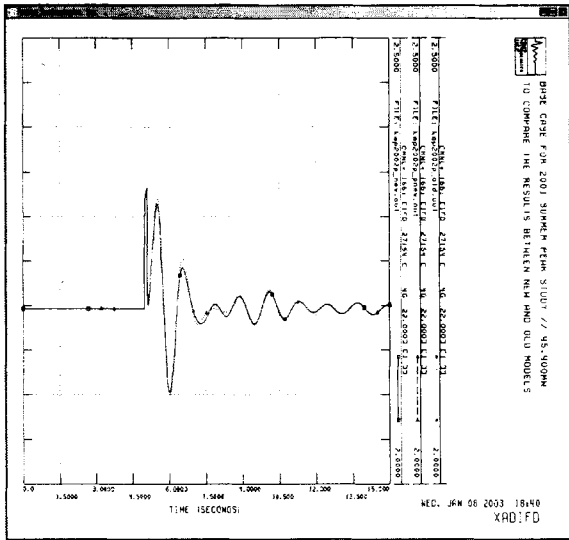
(b) 무효출력



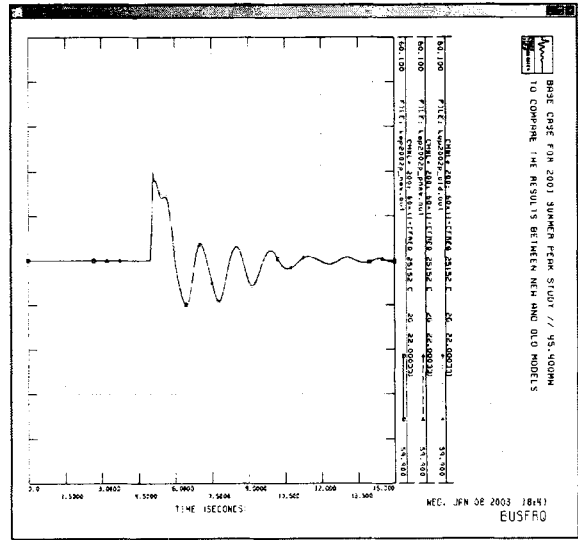
(c) 단자전압



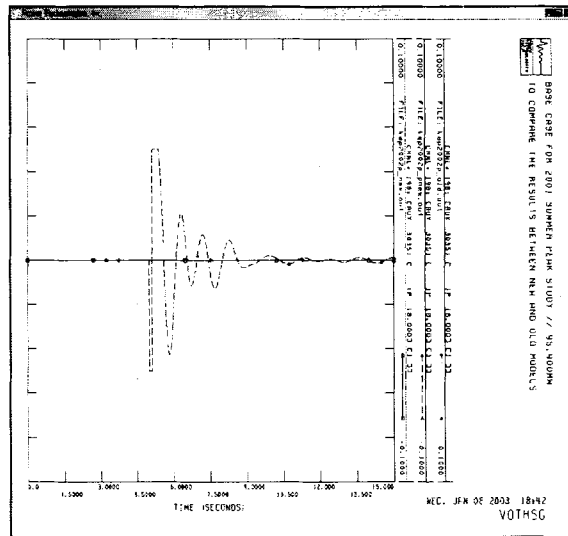
(d) 계자전압



(e) 계자전류



(f) 주파수



(g) PSS 출력신호

그림 5.94 산청양수 1호기 발전기 응답특성

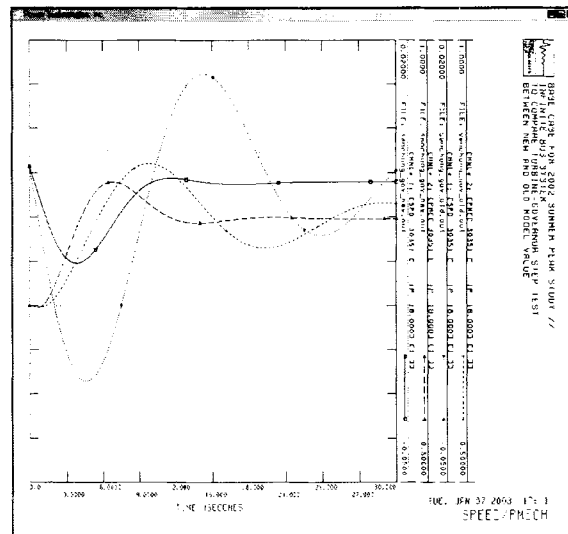


그림 5.95 산청양수 1호기 터어빈-조속기 응답특성(10%)

아. 산청양수 1호기 발전기 제어계 특성시험 측정 결과

(1) 일시 및 장소

- 2002년 11월 28일(목) 18:00 - 20:40
- 산청양수발전처 산청양수 1호기 여자기실

(2) 측정점 및 계측장비

항목	결선 Point	방법	측정신호 전압범위		측정점 연결단자	DSM 입력채널
			입력범위	입력값		
1	발전기 단자전압	외부단자에 계측기 연결	PT 2차 100-120Vac	18kV/110Vac	절연된악어 클립	채널 0, 1번
2	발전기 단자전류	외부단자에 계측기 연결	CT 2차 5Aac	16kA/5A	CT Hall Sensor	채널 3, 4번
3	계자전압	#1 AVR DCPT1 4(+), 5(-) 단자 에 계측기 연결	1000Vdc	367Vdc	절연된악어 클립	채널 11번
4	계자전류	#1 AVR DCCT1 4(+), 5(-) 단자 에 계측기 연결	CT Shunt1 -10Vdc (250 / 1000mVdc)	2500A/100mV	절연된악어 클립	채널 9번
5	터빈속도(rpm)	#1 릴레이실 단자에 계측기 연결	5-30Vac	10Vac	절연된악어 클립	채널 7번
6	Actuator Signal	중앙제어실 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어 클립	채널 8번
7	Main STM Flow	중앙제어실 단자에 계측기 연결	10Vdc	10Vdc	절연된악어 클립	채널 10번
8	발전기 단자전압	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계 측기 연결	10Vdc			
9	발전기 계자전압	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계 측기 연결	10Vdc			
10	발전기 계자전류	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계 측기 연결	10Vdc			
11	AVR Control Sig	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계 측기 연결	10Vdc			
12	여자변압기 입력	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계 측기 연결	10Vdc			
13	AVR Vref Sig	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계 측기 연결	10Vdc			
14	Step Input Sig	#1 AVR Cubicle 내부 단자에 계 측기 연결	10Vdc			

(3) 측정결과

(가) 무부하포화곡선시험 측정결과

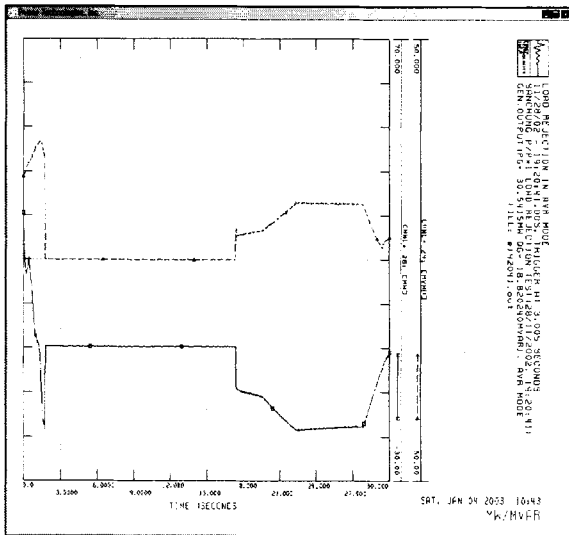
Freq(Hz)	Vt(kV)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)
59.724	15.455	127.217	867.229
59.900	16.325	138.031	939.767
59.803	16.870	145.916	991.230
59.785	17.362	152.632	1037.299
59.866	17.709	157.335	1069.593
59.770	18.067	163.063	1108.842
59.764	18.564	171.426	1162.298
59.758	18.909	177.333	1201.211
59.827	19.206	182.096	1233.494
59.904	19.821	193.428	1305.999

(나) V-Curve시험 측정결과

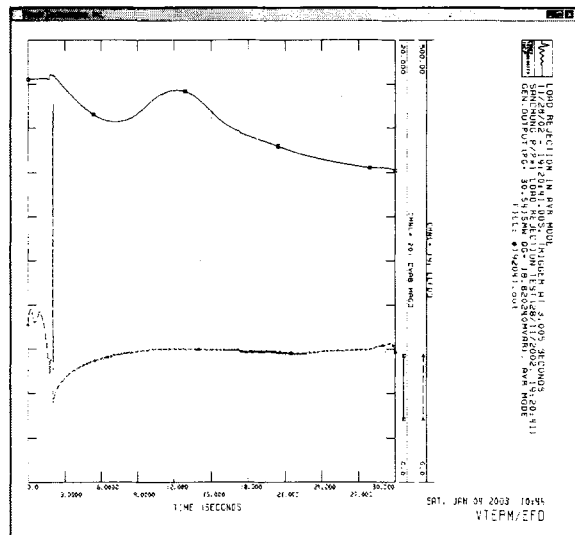
Freq(Hz)	Vt(kV)	P(MW)	Q(MVAr)	Efd(Vdc)	Ifd(Adc)	PF
60.018	19.418	355.075	194.465	312.944	2017.078	0.877
59.985	19.070	354.191	147.600	288.034	1851.390	0.923
59.991	18.669	352.259	94.288	260.847	1674.000	0.966
59.996	18.313	350.830	46.064	237.373	1526.442	0.991
60.010	17.868	349.530	-4.014	214.445	1382.193	1.000
60.045	17.630	349.052	-32.877	201.629	1304.600	0.996
60.021	17.537	348.384	-45.805	195.331	1272.731	0.991
60.005	19.463	302.573	190.623	303.903	1953.845	0.846
60.051	19.175	301.493	148.717	278.408	1807.419	0.897
59.968	18.811	300.549	103.195	254.151	1657.291	0.946
60.071	18.393	298.529	45.633	225.138	1472.137	0.989
60.027	18.009	297.077	0.529	204.084	1333.781	1.000
60.034	17.727	298.688	-32.206	188.578	1237.059	0.994
59.995	17.537	301.873	-54.065	179.856	1177.107	0.984
59.962	19.488	250.497	192.249	298.627	1911.232	0.793
59.993	19.145	250.410	146.792	271.948	1739.434	0.863
59.972	18.803	247.160	98.081	245.486	1569.952	0.929
59.976	18.408	246.645	48.236	219.559	1404.334	0.981
59.989	17.980	245.243	-4.961	192.373	1237.319	1.000
60.007	17.745	246.907	-33.585	178.518	1154.464	0.991
60.023	17.539	247.562	-55.147	167.033	1091.466	0.976
59.991	19.480	203.870	190.276	289.171	1866.595	0.731
60.026	19.207	203.444	150.457	264.650	1723.792	0.804
60.037	18.822	202.336	97.764	235.347	1540.224	0.900
60.047	18.436	200.842	47.570	209.396	1371.304	0.973
60.038	18.037	200.654	0.184	185.525	1214.229	1.000
59.980	17.789	198.517	-28.246	170.928	1119.999	0.990
60.041	17.599	200.804	-51.993	158.139	1043.163	0.968

(다) 1차 부하차단시험 측정결과

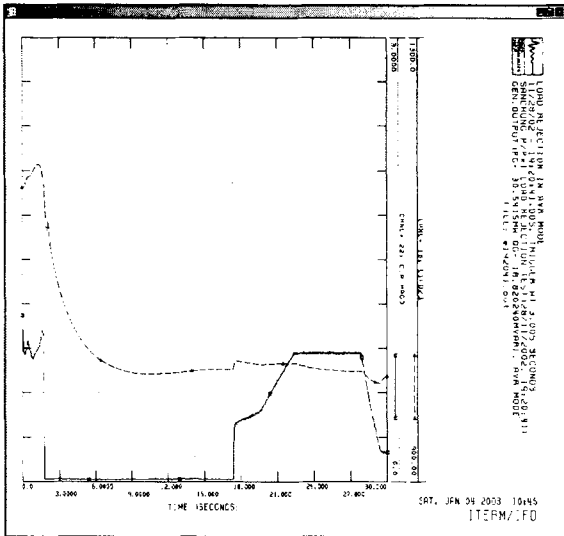
-18.362MW, 22.697MVAr, AC Mode(AVR ON)



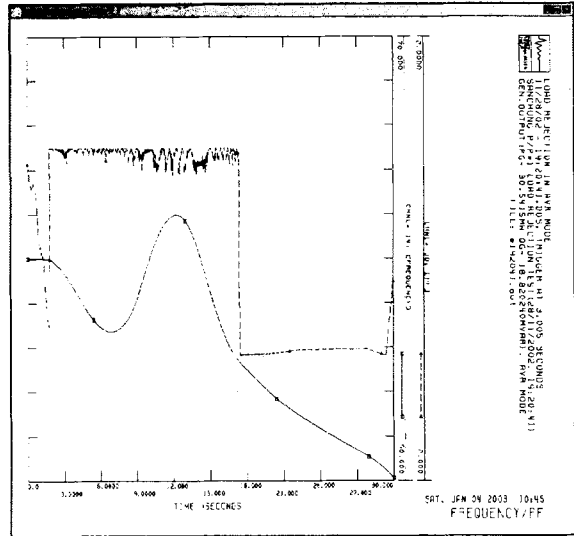
(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



(b) 측정된 단자전압 및 계자전압



(c) 측정된 단자전류 및 계자전류



(d) 측정된 주파수 및 역률

그림 5.96 1차 부하차단시 산청양수 1호기 동특성

(라) AVR Step Response 시험 측정결과

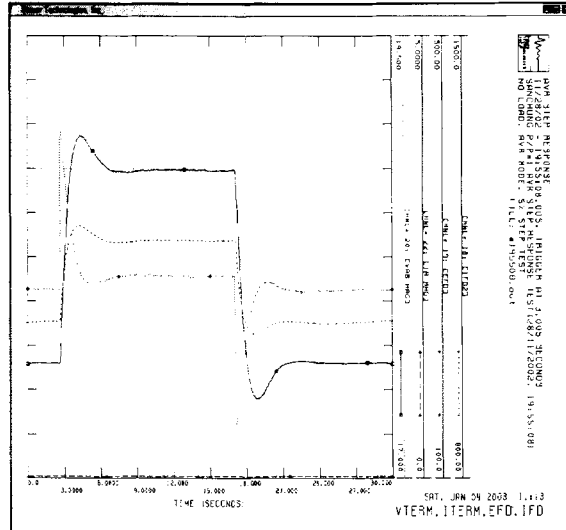
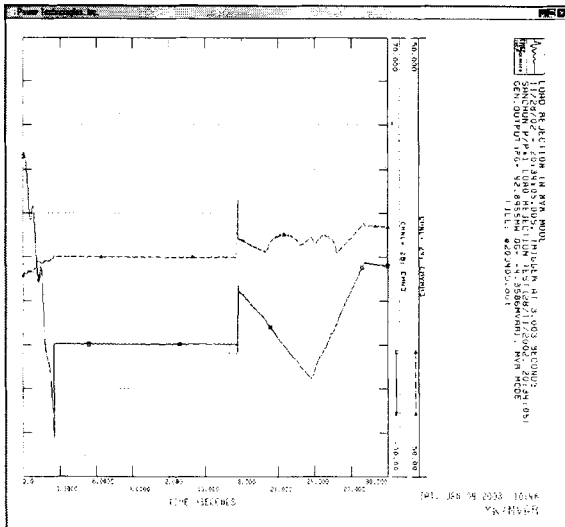


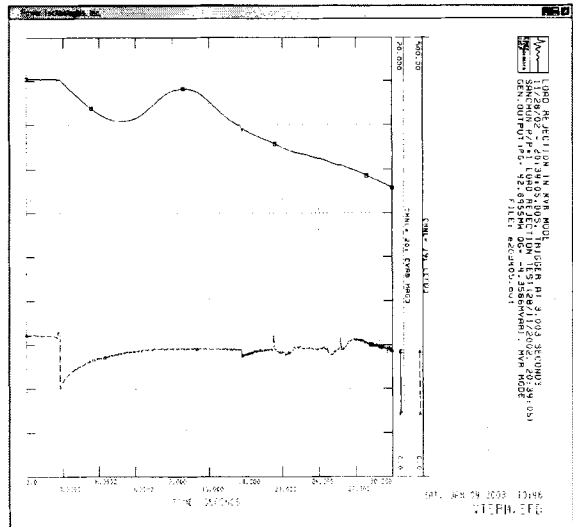
그림 5.97 측정된 단자전압/전류 및 계자전압/전류

(마) 2차 부하차단시험 측정결과

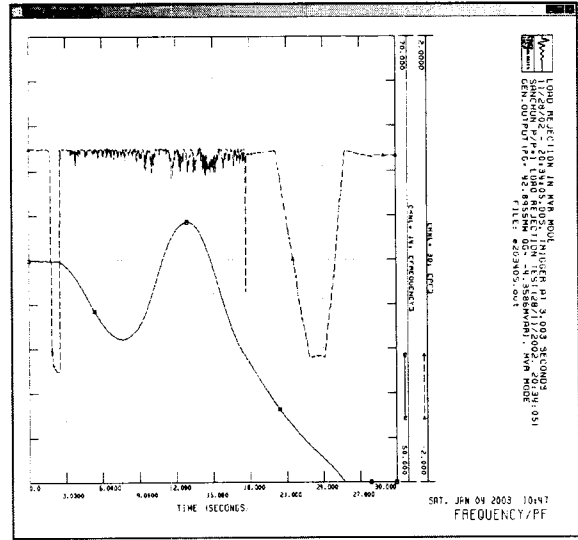
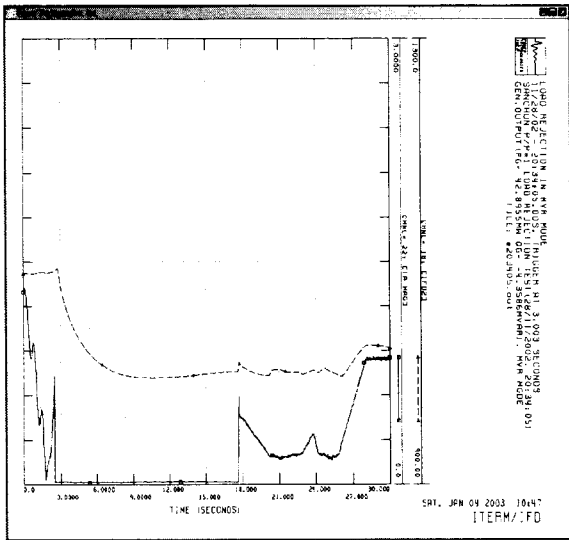
-21.051MW, -0.3402MVar, DC Mode(AVR OFF)



(a) 측정된 발전기 유효/무효출력



(b) 측정된 단자전압 및 계자전압



(c) 측정된 단자전류 및 계자전류 (d) 측정된 주파수 및 역률
 그림 5.98 2차 부하차단시 산청양수 1호기 동특성

제 6 절 이중제어기 발전기 식별 기술 개발

1. 동적축약 알고리즘 개발

전력수요 증가에 따라 우리나라 전력계통은 점차 대규모화, 복잡화 특성을 나타내고 있으며, 이와 같은 대규모 비선형 계통에 대한 상세한 해석은 많은 연산시간과 노력을 필요로 한다. 특히, 전력계통에서 발생하는 다양한 현상에 대한 실시간 모의 측면에서는 기존의 아나로그에서 디지털 시뮬레이터 개발로 인하여 해석대상 계통의 규모가 확장되고 있지만, 여전히 시뮬레이터의 H/W 제약에 의해 계통규모가 제한되고 있다. 따라서 전력계통의 주요한 동적/정적인 특성이 반영되는 등가의 축약계통 구성이 필수적이다. 이와 같이 등가의 축약계통을 구성할 수 있다면, 효율적이고 신뢰도가 높은 전력계통 해석이 가능하며 또한 실제계에 대한 실시간 연산이 가능하다.

일반적인 축약기법으로는 모드해석을 통해 수학적으로 접근하는 Modal Approach Method, 외부계통의 정보를 취득하기 어려운 경우에 미지의 계통을 추정하여 등가계통을 구성하는 Estimation Approach Method, 발전기간 Coherency를 계산하여 유사한 응답 특성을 나타내는 발전기군을 등가화 하는 Coherency Approach Method 등이 원계통을 축약하는 기법들이 제안되고 있다.

가. 동적 축약 알고리즘 분석

(1) Modal Approach Method

원계통을 대상계통과 외부계통으로 분리하여, 외부계통에 대하여 모드해석을 수행하고 외부계통에 존재하는 모드 중에서 외부계통 특성에 가장 큰 영향을 주는 모드와 상대적으로 작은 모드를 분류하여, 상대적으로 계통특성에 영향이 작은 모드를 제거하는 방법이다. 그러므로 큰 오차를 발생하지 않고 원계통의 특성을 반영하며 계산시간을 감소시키는 장점이 있다. 또한 임의의 대상계통에 대해 축약계통을 구성하면 대상계통에서 발생하는 계통사고에 대하여 적용이 가능하다. 즉, 고장점 위치에 독립적으로 적용이 가능하다. 그러나 모드제거의 기준이 해석목적에 따라 좌우되고, 수학적 연산을 위한 축약모델이 구성되므로 축약계통이 발전기 또는 제어기의 계통모델로 구성되지 않는다는 단점이 있다.

따라서 대규모 전력계통의 상세 모델링보다는 관심대상 계통을 선정하여 모델링 하는 것이 보다 효과적이다. 이와 같은 방법에서는 전계통을 대상계통(Study system, S), 외부계통(External system, E), 기타계통(Retained system, R)으로 구분되며, 대상계통은 상세 모델, 외부계통은 비교적 간략한 모델, 기타계통은 매우 간략한 모델을 각각 적용하여 축약계통을 구성한다.

즉, 외부계통에 대한 비선형 방정식은 다음과 같이 수식 (6.1)로 표현할 수 있다.

$$\dot{x} = F(x, v_t) \quad (6.1)$$

수식 (6.1)을 선형화 하면,

$$\dot{y} = Ay + B\Delta v_t \quad (y = Tz) \quad (6.2)$$

$$\Delta i_t = C\dot{y} + D\Delta v_t$$

여기서 계통행렬 A를 매개변수를 이용하여 대각화 하면 수식 (6.3)과 같이 표현할 수 있다.

$$\begin{aligned} \dot{x} &= \Lambda z + B' \Delta v_t \\ \Delta i_t &= C' z + D' \Delta v_t \end{aligned} \tag{6.3}$$

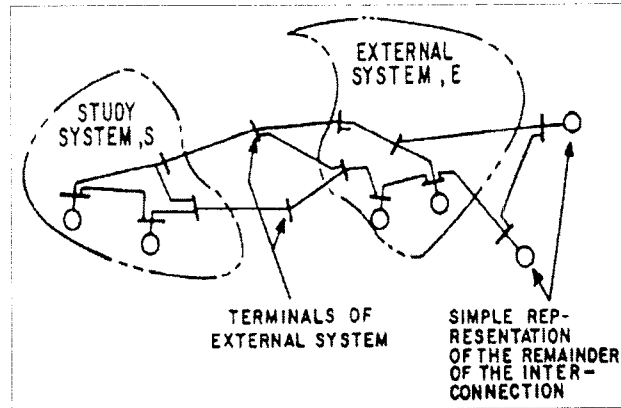


그림 6.1 계통구성

수식 (6.3)에서 Λ 의 대각요소 중에서 큰 음수값을 갖는 모드를 제거한다. 즉, 이들은 시간이 경과함에 따른 다른 요소에 비해 빠른 감소를 나타낸다. 행렬 T 의 열(Column)에서 상태벡터 y 에 작은 영향을 미치는 요소인 작은값을 제거하고, C' 의 열(Column)에서 출력벡터 Δi_t 에 작은 영향을 미치는 요소인 작은값을 제거한다. 또한 $\Lambda^{-1}B'$ 의 열(Column)에서 작은 값을 제거한다. 즉, 정상상태($\dot{z}=0$)에서 계통의 상태방정식은 $\dot{z} = \Lambda z + B' \Delta v_t = 0$ 과 같다. 따라서 $z = \Lambda^{-1}B' \Delta v_t$ 이므로 $\Lambda^{-1}B'$ 중에서 작은값을 갖는 행에 해당하는 모들은 입력벡터 Δv_t 에 의해 여자되지 않음을 알 수 있다.

(2) Estimation Approach Method

원거리에 위치한 지역의 전력계통을 일정한 전압과 주파수를 갖는 무한대 모선(Infinite bus) 보다는 전압과 주파수가 변동되는 1개의 대용량 발전기로 등가화 하여 계통의 동적 특성을 반영하며, 또한 외부계통에 대한 정보가 불필요하다는 장점을 갖고 있다. 즉, 외부계통에 대한 정보가 없을지라도 각 단자에서의 측정값으로 추정하여 축약모델을 구성할 수 있다. 그러나 외부계통의 동적특성을 표현하기 위하여 외부계통과 대상계통의 경계를 효과적으로 설정하기가 어렵지만, 경계가 설정되면 외부계통의 동적특성 추정될 수 있다. 이와 같은 방법은 축약모델을 결정하는 것이 매우 중요하므로 각각의 정수변화에 따른 비용함수 및 정수의 유일성을 유지하도록 결정되어야 한다.

그림 6.2는 대규모 계통에 연결된 지역계통을 나타내며, 여기서 지역계통은 외부계통을 동기발전기 i , 부하 G , B 와 선로 R , X 로 구성된 등가계통을 나타내며 모선전압과 주파수가 가변될 수 있다. 이와 같은 외부계통은 관성정수 M_i , 제동계수 D_i , 동기 리액턴스 x_i , 과도 리액턴스 x'_i , 계자시정수 T_i 를 갖는다고 가정한다. 이들 정수들은 모선의 단자에서 외부계통의 동적특성을 반영하기에 충분하며 외부계통의 내부전압 또는 속도제어 특성을 고려되지 않는다. 그림 6.3은 외부계통인 등가모델에 대한 정수를 결정하기 위한 지역계통 모델을 나타내고 있다. 외부계통의 단자전압을 가변하기 때문에 C_1, C_2, C_3 라는 3개의 등가선로가 구성되며, 각속도 Δw_i , 위상각 $\Delta \delta_i$, 발전기 내부전압 $\Delta E'_{qi}$, 계자전

압 ΔE_{FDi} 와 같은 변수가 미소변화로 나타나고 있다.

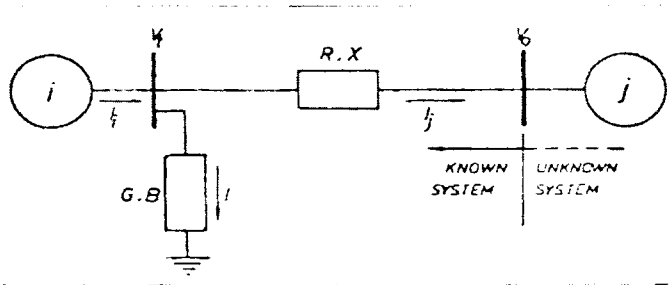


그림 6.2 등가계통

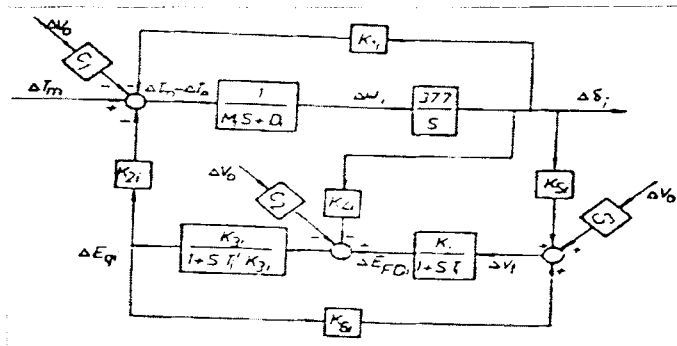


그림 6.3 지역계통 모델

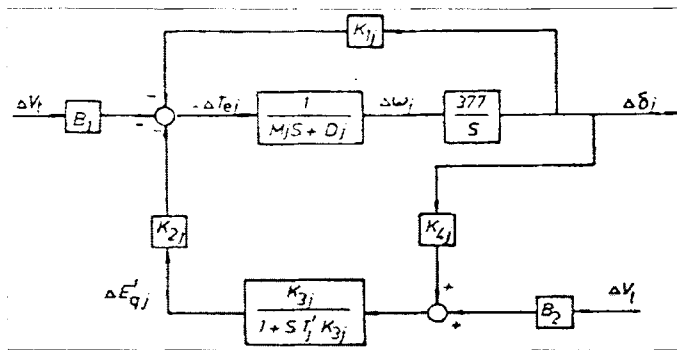


그림 6.4 통합계통 모델

그림 6.4는 지역계통과 대규모 계통을 통합하여 표현한 것으로, 정수결정을 위해서 상태방정식 구성을 목적으로 한다. 모델정수 결정은 통합계통 모델로부터 상태방정식을 구성하면 다음과 같은 수식으로 표현할 수 있다.

$$\dot{x}(a) = A(a)x(a) + v \tag{6.4}$$

여기서 상태변수 벡터 x 는 다음과 같이 주어진다.

$$[x]^T = [\Delta\delta_i, \Delta\omega_i, \Delta E_{FDi}, \Delta E'_{qi}; \Delta\delta_j, \Delta\omega_j, \Delta E'_{qj}] \tag{6.5}$$

또한 결정해야 하는 계통정수 벡터는 다음과 같다.

$$[a]^T = [M_j, D_j, x_j, x'_j, T'_j] \tag{6.6}$$

그러므로 입력으로 주어지는 계통외란 $v = T_{mi}(t)$ 에 대해, 출력 y 는 다음과 같다.

$$y(a) = H(a)x(a) \quad (6.7)$$

따라서 출력변수로 발전기 단전전압 선택하고 정수결정을 위한 오차값을 정의하면 수식 (6.8)과 같다.

$$e = y_m - y_c(a) \quad (6.8)$$

여기서, y_m 은 측정값, y_c 는 계산값이다. 이와 같은 오차로부터 비용함수 J 를 정의하면 다음과 같다.

$$J = \frac{1}{2} \int_{t_0}^{t_1} e^T R e dt \quad (6.9)$$

그러므로 Δa 에 대한 비용함수를 최소화 하는 즉, $\frac{\partial J}{\partial a} = 0$ 이 되는 Δa 를 계산함으로써 모델정수를 결정할 수 있다.

(3) Coherency Approach Method

가장 많이 연구되고 있는 축약기법으로 크게 3가지 단계로 분류할 수 있다. 첫째, 계통 내에는 외란에 대해서 동일한 응답을 나타내는 발전기가 존재하므로, 이들 Coherent한 발전기 그룹을 결정하는 식별 단계이다. 이와 같은 식별 단계에서는 다양한 알고리즘이 제안되고 있다. 둘째, 식별된 발전기 그룹을 1개 또는 다수의 등가발전기로 통합하는 통합 단계이다. 먼저 동일한 발전기 그룹으로 분류된 발전기 중에서 설비용량이 가장 크거나 발전기 그룹의 동적특성을 가장 잘 반영한다고 판단되는 발전기를 기준 발전기로 결정하고, 각 발전기 그룹에 속한 발전기 및 제어시스템의 모델정수를 적절한 방법을 통하여 등가 발전기로 통합하는 단계이다. 셋째, 정적축약 단계로 모션 또는 선로, 부하 등을 원계통의 조류나 전압을 고려하여 적절한 규모로 축약하는 단계이다.

(가) Coherency 그룹 식별

Coherency 그룹에 대한 식별 방법으로는 첫째, Weak coupling method는 선형화된 계통 모델을 사용하여 Coherency한 발전기 그룹을 결정한다. 각 발전기에 대해서는 Coupling factor를 계산하여 상대적인 값으로 발전기를 재배열한다. 발전기 Coherency 특성을 약한(Weak) 연결과 강한(Strong) 연결로 구분하여 계통을 해석함으로써 그룹을 결정한다. 여자시스템 또는 터빈-조속기 시스템은 과도상태에서 제동력에 영향을 주지만 고유주파수(Natural frequency)나 모드형태(Mode shape)에는 영향이 없다. 그러므로 Coherency에 대한 정보는 발전기를 고전모델(Classical model)로 적용하여 얻을 수 있다. 제동계수를 무시하고 기계적인 입력이 일정하다고 가정하면, i 번째 발전기 동요방정식은 다음과 같이 선형화될 수 있다.

$$\begin{aligned} \Delta \delta_i &= \Delta w_i \\ \Delta \dot{w}_i &= \frac{-e_{qi} \Delta i_{qi}}{2H_i} \end{aligned} \quad (6.10)$$

수식 (6.10)에 계통방정식을 대입하면 다음과 같은 상태방정식을 얻을 수 있다.

$$\begin{bmatrix} \dot{X}_1 \\ \dot{X}_2 \\ \vdots \\ \dot{X}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & \cdots & A_{1n} \\ A_{21} & A_{22} & \cdots & A_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{n1} & A_{n2} & \cdots & A_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \end{bmatrix} \quad (6.11)$$

여기서,

$$A_{ii} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -P_{ii} e_{qi} / (2H_i) & 0 \end{bmatrix}$$

$$A_{ij} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ -P_{ij} e_{qi} / (2H_i) & 0 \end{bmatrix}$$

$$P_{ij} = f(\delta_{ij0}, y_{ij}, e_{qi})$$

발전기가 n 개 존재하는 계통에서 n_1 개와 n_2 개로 구성된 2개의 계통으로 분리될 때, 전체 계통행렬은 $2n$ 의 차수를 갖게 되며, 각각의 부분계통은 $2n_1$ 과 $2n_2$ 의 차수를 갖게 된다. 이때, Coupling factor(S)는 대각요소에 비해 비대각 요소들이 상대적으로 얼마나 작은가를 나타낸다.

$$S = S_{NUM} / S_{DEN} \quad (6.12)$$

$$S_{NUM} = \sum_{j=n_1+1}^n \sum_{i=1}^{n_1} \|A_{ij}\| + \sum_{j=1}^{n_1} \sum_{i=n_1+1}^n \|A_{ij}\|$$

$$S_{DEN} = S_{TOT} - S_{NUM}$$

$$S_{TOT} = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^n \|A_{ij}\|$$

발전기간 약한 연결 식별을 위해서는 부분계통이 m 개로 구성된다고 가정하면, $L(m+1)$ 발전기 추가로 인한 연결 강도는 S 값의 변화를 계산함으로써 알 수 있다. 즉,

$$\Delta S(m) = S(m+1) - S(m) \quad (6.13)$$

만약, $L(m+1)$ 발전기가 n_2 부분계통에 더욱 강한 연결을 가지고 있다면, $\Delta S(m)$ 은 양의 값, 반대로 n_1 부분계통에 더욱 강한 연결을 가지고 있다면, $\Delta S(m)$ 은 음의 값을 갖게 된다. 그러므로 임의의 한 지점에서 S 값의 변화가 양의 값으로 바뀐다면 그때부터 하나의 약하게 연결된 그룹의 시작점이라 할 수 있다. S 의 기울기 변화는 $\Delta^2 S(m)$ 로 나타내며 다음과 같이 계산된다.

$$\Delta^2 S(m) \equiv \Delta S(m) - \Delta S(m-1) \quad (6.14)$$

여기서 $\Delta^2 S(m)$ 가 양이면 $L(m+1)$ 의 발전기는 $L(m)$ 의 발전기와 약한 연결을 의미하며, $\Delta^2 S(m)$ 이 음이면 $L(m+1)$ 의 발전기는 $L(m)$ 의 발전기와 강한 연결을 나타낸다. 약한 동적 계통구성은 $\Delta S(m)$ 이 양의 값일 때, $\Delta^2 S(m)$ 의 크기를 계산함으로써 알 수 있다. 즉, 기울기 차가 클수록 연결은 더욱 약하다고 할 수 있다. $\Delta S(m)$ 이 음의 값일 때, n_1 부

분계통과 강한 연결을 나타내므로 $\Delta^2 S(m)$ 이 양의 값이라 할지라도 계통분할이 어렵다.

이와 같은 Weak coupling method는 Coherency에 의한 식별 방법으로써, 각 발전기간 연결에 대한 Coupling factor를 정의하고, 이를 계산함으로써 비교적 강하게 연결된 발전기를 그룹으로 선정하는 방법이다. 이 방법은 연산이 매우 빠르고 고장점에 독립적으로 사용될 수 있으며, 약한 연결과 강한 연결을 구별함으로써 동일한 그룹으로 구성된 발전기간 관계도 파악이 가능하다는 장점을 갖고 있다.

둘째, Linear time simulation method는 과도안정도 해석을 위한 등가의 동적 축약계통 구성을 목적으로 한다. 기존 방법에서는 각 발전기 동요곡선을 이용하여 발전기 그룹을 결정하였지만, 이 방법은 연산량이 매우 많으며 또한 기본계통에 대하여 축약 이전 계통을 계산하고 사고지역을 일정지역 이내로 한정해야 한다는 단점을 갖고 있다. 발전기 동요방정식은 다음과 같다.

$$M_i \frac{d\Delta w_i}{dt} = \Delta P M_i - \Delta P G_i - D_i \Delta w_i \quad (6.15)$$

$$\frac{d\Delta \delta_i}{dt} = 2\pi f_0 \Delta w_i$$

만약, X/R비가 크면 유효/무효전력간 Coupling 효과를 무시할 수 있으므로, 부하 모션전압 변동에 의한 유효전력 변화를 무시하거나 발전기 기전력이 일정하다고 가정하면 전압과 발전기 또는 부하모션의 관계는 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta P_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_G}{\partial \delta} & \frac{\partial P_G}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial \delta} & \frac{\partial P_L}{\partial \theta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (6.16)$$

발전기 회전각의 변화를 계산하기 위하여 수식 (6.15)에 Trapezoidal Integration Rule을 적용하면 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$M_i \Delta w_i(t) = M_i \Delta w_i(t - \Delta t) - \frac{\Delta t}{2} D_i (\Delta w_i(t) + \Delta w_i(t - \Delta t)) - \frac{\Delta t}{2} (\Delta P G_i(t) + \Delta P G_i(t - \Delta t)) + \Delta t \Delta P M_i(t)$$

$$\Delta \delta_i(t) = \Delta \delta_i(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} 2\pi f_0 (\Delta w_i(t) + \Delta w_i(t - \Delta t)) \quad (6.17)$$

수식 (6.17)로부터 각 발전기 동요방정식을 이용하여 유사한 응답특성을 나타내는 발전기를 그룹으로 분류하고 기준발전기를 정의함으로써, 발전기 위상각을 서로 비교하여 그룹으로 분류한다. 이와 같은 Linear time simulation method는 축약계통이 원계통의 특성을 정확히 반영한다는 장점이 있지만 계통외란에 좌우된다는 단점이 있다.

셋째, Two-time scale method는 계통사고 발생시 사고점과 비교적 근접한 지역에서는 발전기간에 빠른 동요를 나타내는 반면에, 비교적 원거리 지역에 위치한 발전기들은 상대적으로 느린 동요를 나타내는 특성을 이용하여 계통을 분리한다. 여기서 상대적으로 느린 Coherency 개념은 계통에 외란이 발생하는 경우, 이에 대한 계통 응답 중에서 느린 모드 r 개를 선택하고, 이때 i 번째 발전기와 j 번째 발전기의 위상차는 수식 (6.18)과 같이 표현될 수 있다. 만약, 수식 (6.18)이 r 개의 느린 모드를 포함하지 않으면, 이들 두 발전기간에는 느린 Coherency 관계가 성립한다고 정의할 수 있다. 즉, 기존의 Coherency 개념에는 이러한 위상차가 주어진 허용오차 범위 이내로 한정되었지만, 이 방법에서 오차는 단

지 위상차에 존재하는 느린 모드를 조사함으로써 이루어진다.

$$x_i(t) - x_j(t) = z_{ij}(t) \quad (6.18)$$

계통을 상태변수 형태를 나타내면 수식 (6.19)와 같다.

$$\frac{d\xi}{dt} = f(\xi, \eta, t), \quad \xi(t_0) = \xi^0 \quad (6.19)$$

$$\varepsilon \frac{d\eta}{dt} = f(\xi, \eta, t), \quad \eta(t_0) = \eta^0$$

여기서, ξ 는 계통에 존재하는 느린 모드를 나타내고 η 는 빠른 모드를 나타낸다. 또한 ε 는 양의 크기를 갖는 작은 상수로써 느린 모드와 빠른 모드 사이의 차가 클수록 작아지며 영으로 근사화 시킬 수 있다. 즉,

$$\frac{d\xi_s(t)}{dt} = f(\xi_s, \eta_s, t), \quad \xi_s(t_0) = \xi^0 \quad (6.20)$$

$$0 = g(\xi_s, \eta_s, t)$$

Coherent한 발전기들에 대한 그룹화 알고리즘은 다음과 같이 이루어진다. 우선, 계통의 상태행렬 A의 느린 모드로 구성된 기준행렬 V를 구성한다. 구성된 행렬 V에 대하여 가우스 소거법을 수행하고 $V_1^T L_d^T = V_2^T$ 에 따라 행렬 L_d 를 계산하고 L_g 를 구한다. 이와 같이 계산된 행렬 L_g 의 요소는 영 또는 1로 구성되며, 행과 열벡터는 각각 발전기 및 그룹을 나타낸다. 즉, 행렬요소가 1이면 행벡터로 표현되는 발전기는 그 행렬요소의 열벡터에 속하는 그룹으로 분류된다는 의미이다. 그러나 실제로 계통에 존재하는 모드는 느린 모드와 빠른 모드로 명확하게 분류되지 않는다. 따라서 행렬 L_d 를 계산하면, 각 행렬요소들은 각각의 값을 갖게 되며, 이를 근사화 하여 행렬 L_g 를 계산한다. 일반적으로 근사화 하는 경우에는 대부분의 L_d 요소들이 0.2보다 작으면 영으로, 0.8보다 크면 1로 근사화 된다. 그림 6.5는 행렬 L_d 의 일부분으로 발전기 8, 18, 35는 그룹화가 쉽게 되지만 발전기 10은 그룹화가 어렵다는 것을 알 수 있다.

		AREA NUMBER								
MACHINE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
8	0.9668E-01	-0.5290E-02	0.2028E-01	-0.8998E-04	0.8573	-0.1590E-01	-0.4047E-03	-0.7950E-02	0.5536E-01	
10	0.4245	-0.1104E-01	0.126	0.6367E-02	0.1781	-0.2875E-01	-0.1565E-02	0.3069E-01	0.2755	
18	0.9364E-01	0.8390E-02	0.5535E-01	0.7186E-02	0.2277E-01	0.2437E-01	0.4187E-02	0.3566E-02	0.7805	
35	0.4777E-03	0.2031E-01	0.5284E-01	-0.1166E-02	0.3441E-03	0.8734	0.7698E-02	-0.1235E-02	0.4728E-01	

그림 6.5 행렬 L_d 구성 요소

상대적으로 느린 모드와 빠른 모드가 계통의 응답특성에 미치는 영향을 살펴보기 위하여 다음과 같이 3종류의 근사화 계통을 구성하고 결과를 검토하였다.

① A1 계통

A1 계통은 원계통에서 빠른 모드들을 제외하고 느린 모드에 의한 동적 특성만을 검토

하도록 구성되었다. 그림 6.6은 사고가 발생한 지역에 있는 발전기들의 위상각 변화를 나타낸 것으로 원계통에 비해서 A1 계통은 느린 모드만을 갖고 있기 때문에 상당한 오차가 발생하지만 전반적인 응동특성은 양호하게 추정하고 있다. 그림 6.7은 사고가 발생하지 않은 지역에서의 발전기 위상각 변화를 나타낸 것으로 원계통의 특성을 잘 반영하고 있음을 알 수 있다. 이러한 이유는 사고가 발생한 지역에서는 빠른 모드에 의한 동적 특성이 매우 민감하여 오차가 큰 반면에, 그 외 지역에서는 사고의 영향이 작기 때문에 원계통과 유사한 동적 특성을 나타낸다.

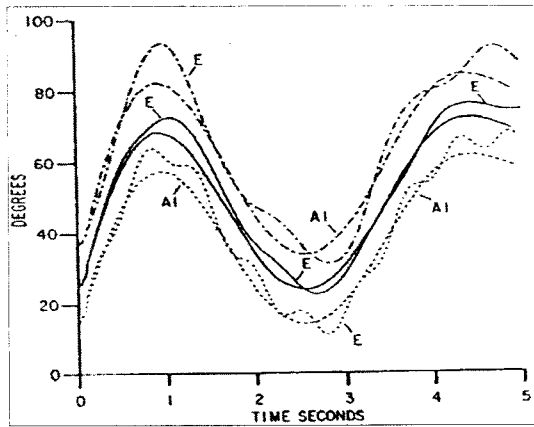


그림 6.6 대상계통 발전기 위상각 변화

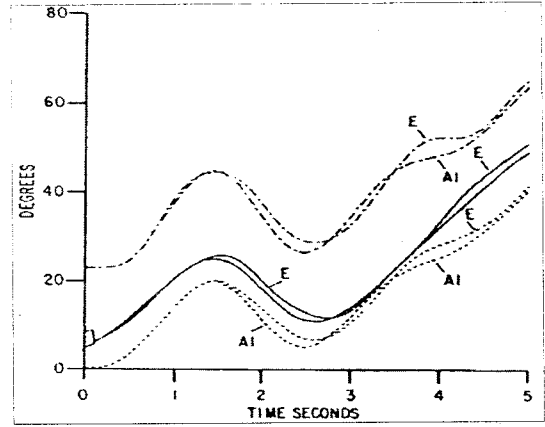


그림 6.7 외부계통 발전기 위상각 변화

② A2 계통

상대적으로 빠른 모드의 지역적인 특성을 반영하기 위하여 A1 계통에 사고발생 지역의 빠른 모드를 추가하여 구성하였다. 그림 6.8은 사고지역의 발전기 위상각을 나타낸 것으로 A2 계통은 사고지역의 빠른 모드들에 의한 동적 특성이 반영되었기 때문에 원계통에 거의 일치하고 있다. A2 계통에서는 사고지역인 대상계통 및 외부계통에서 계통의 동특성은 원계통과 거의 유사한 특성을 나타내고 있음을 알 수 있다.

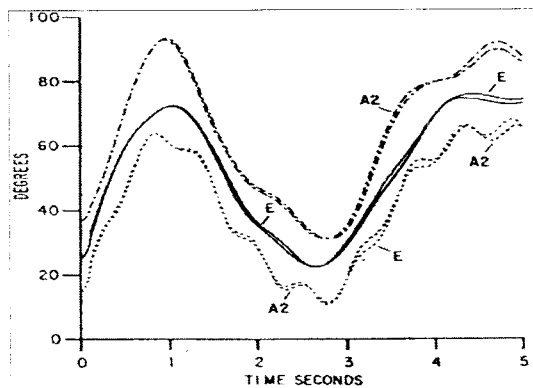


그림 6.8 대상계통 발전기 위상각 변화

③ A3 계통

만약, 계통에서 느린 모드와 빠른 모드를 정확히 구분할 수 있다면, 외부계통에서는 한 지역에 위치한 발전기들 간에는 위상각 차가 일정하게 발생해야 한다. 따라서 A3 계통은 느린 모드를 상수로 취급하여 계통을 구성하였다. 그림 6.9는 사고가 발생한 지역의 발전기 위상각을 나타낸 것으로 느린 모드를 상수로 취급하였기 때문에 원계통과 다소 오차

가 발생하고 있지만, 전반적으로 잘 일치하고 있다. 그림 6.10은 사고가 발생하지 않은 외부계통의 발전기 위상각을 나타낸 것으로 약간의 오차는 발생하고 있다. 특히 A3 계통은 Coherent한 그룹의 발전기를 하나의 등가 발전기로 표현함으로써 원계통에 대한 동적축약 모델을 구성하는 방법과 동일하다. 이는 동적축약 모델이 원계통의 특성을 정확히 반영하고 있음을 나타낸다.

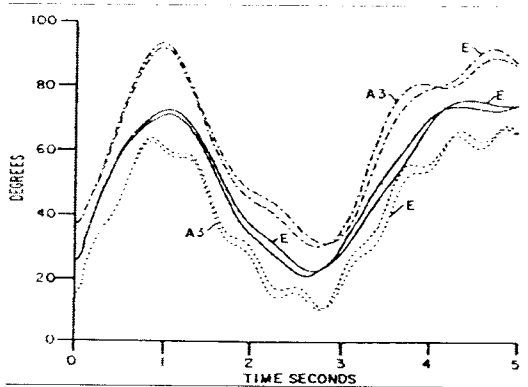


그림 6.9 대상계통 발전기 위상각 변화

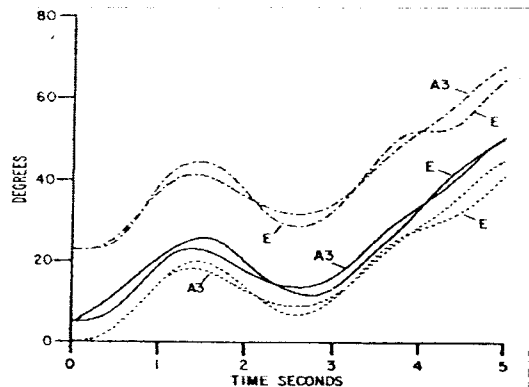


그림 6.10 외부계통 발전기 위상각 변화

(나) Coherency 그룹 통합

Coherency 그룹 통합은 하나의 발전기 그룹으로 식별된 발전기의 정수를 이용하여 효과적인 등가 발전기를 구축하는 것이다. Coherency 그룹은 동일한 각속도와 일정한 모션전압 특성을 나타내는 발전기 그룹을 의미한다. 또한 1개의 발전기 그룹이 Coherent 특성을 나타내는 사고에 대해서, 동적 등가 발전기는 발전기 그룹을 대표하기 위하여 동일한 속도, 전압, 기계적 입력, 전기적 출력을 나타내는 가상의 발전기를 의미한다.

1개의 발전기 그룹을 통합하기 위해서는 다음과 같이 가정할 수 있다. 즉, Coherent한 발전기 그룹은 동일 모선에 연결되고 동일한 단자전압과 각속도를 갖는다. 등가 발전기를 구성하기 위하여 전달함수는 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$\frac{\omega}{(\sum P_m - P_e)} : \text{Rotor dynamics}$$

$$\sum \frac{P_m}{\Delta\omega} : \text{Governor \& Turbine}$$

$$\frac{\sum \bar{i}_T}{V_T} : \text{Excitation system \& Synchronous system}$$

$$\frac{V_{so}}{u} : \text{Power system stabilizer}$$

① 발전기 회전자 동특성

발전기 동요방정식은 수식 (6.21)과 같이 나타낼 수 있다.

$$2H_j \frac{dw_j}{dt} = P_{mj} - P_{ej} - D_j w_j \tag{6.21}$$

각각의 Coherent 그룹에 속한 발전기는 동일한 속도편차를 갖고 있으므로 등가 발전기에 대한 동요방정식은 다음과 같이 확장될 수 있다.

$$\left(\sum_{j=1}^n 2H_j\right) \frac{dw_j}{dt} = \sum_{j=1}^n P_{mj} - \sum_{j=1}^n P_{ej} - \left(\sum_{j=1}^n D_j\right) w_j \quad (6.22)$$

② 조속기 전달함수 통합

조속기 벨브의 제한값을 무시하고 각속도 변화가 작다고 가정하면, 발전기 전달함수는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$G_j(s) = \frac{P_{mj}}{\Delta w(s)} \quad (6.23)$$

각각의 Coherent 그룹에 속한 발전기는 동일한 속도편차를 갖고 있으므로 Coherent 그룹에 대한 기계적 입력은

$$P_M(s) = \sum_{j=1}^n P_{Mj}(s) = \left(\sum_{j=1}^n G_j(s)\right) \Delta w(s) \quad (6.24)$$

수식 (6.23)에서 $G_j(s)$ 는 조속기 및 터어빈의 전달함수 분해될 수 있다. 즉,

$$G_G(s) = \frac{PGV(s)}{\Delta w(s)} \quad (6.25)$$

$$G_T(s) = \frac{PM(s)}{PGV(s)}$$

즉, 각각의 발전기 및 터어빈에 대해서 위의 수식과 같은 전달함수가 특정 주파수에 대해서 계산되고 모두 통합된 전달함수를 구성할 수 있게 된다.

③ 축약된 조속기 모델

수력기 및 화력기가 적용된 경우에는 각각의 시스템별로 등가 발전기를 구성하고 동일 모선에 각각의 등가 발전기를 구성하였다. 수력기 시스템에서 등가의 조속기 및 터어빈 전달함수는 수식 (6.26)과 수식 (6.27)과 같이 나타낼 수 있다.

$$G_G^*(s) = K \frac{(1+sT_2)}{(1+sT_1)(1+sT_3)^2} \quad (6.26)$$

$$G_T^*(s) = \frac{(1-sT_w)}{\left(1 - \frac{sT_w}{2}\right)} \quad (6.27)$$

화력기 시스템에서 등가의 조속기 및 터어빈의 전달함수는 수식 (6.28)과 같이 표현할 수 있으며, 수식 (6.28)은 재열기가 없는 터어빈의 전달함수와 매우 유사하다.

$$G_G G_T^*(s) = \frac{(1+sT_2)}{(1+sT_1)(1+sT_3)} \frac{1}{(1+sT_4)} \quad (6.28)$$

④ 축약된 발전기와 여자시스템 모델

발전기와 여자시스템에 대한 등가화는 다음과 같은 단계로 진행된다.

첫째, 여자시스템을 제외한 발전기의 전달함수를 모두 합하여 등가발전기의 전달함수를 구한다. 둘째, 각각의 여자시스템은 특성이 서로 다른 발전기에 대해 동작하므로 가중치를 고려하여 등가의 여자시스템을 구한다. 셋째, 등가의 전력계통안정화장치(PSS)를 구축

한다. 여기서 발전기 등가화는 직축/횡축에 각각 계자권선과 제동권선이 존재하는 모델, 여자기는 7종의 여자기 모델 및 PSS는 3종의 PSS 모델이 고려되었다.

등가발전기를 구축하기 위해서 Coherency 그룹을 구성하는 발전기의 회전자 위상각 및 단자전압이 일정하다는 가정을 필요로 하며, Coherency 그룹의 전기적 출력은 수식 (6.29)와 같이 나타낼 수 있다.

$$P_e = \sum_{j=1} (V_{qj} i_{qj} + V_{dj} i_{dj}) \quad (6.29)$$

수식 (6.29)은 단자전압이 일정하다면,

$$P_e = V_Q \sum_{j=1} i_{qj} + V_D \sum_{j=1} i_{dj} \quad (6.29)$$

$$\begin{bmatrix} \sum i_D(s) \\ \sum i_Q(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{DD}(s) Y_{DQ}(s) \\ Y_{QD}(s) Y_{QQ}(s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_D \\ V_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{DF} \\ Y_{QF} \end{bmatrix} e_{FD}$$

그러므로 등가 발전기를 수식 (6.29)을 이용하여 정리하면 수식 (6.30)과 같으며, 등가발전기와 Coherency 그룹의 전기적 출력에서 발생하는 오차는 등가발전기의 위상각과 매개변수를 조정하여 감소시킬 수 있게 된다.

$$P_e^* = V_Q^* i_Q^* + V_D^* i_D^* \quad (6.30)$$

$$\begin{bmatrix} i_D^*(s) \\ i_Q^*(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 Y_{DQ}^*(s) \\ Y_{QD}^*(s) 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_D \\ V_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{DF}^* \\ 0 \end{bmatrix} e_{FD}$$

여자시스템 모델의 통합에서는 여자기의 전달함수를 $G_{Ej}(s)$ 라고 할 때, 여자기 출력전압과 단자전압과의 관계는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$e_{fDj}(s) = G_{Ej}(s) + \Delta V_T(s) \quad (6.31)$$

계자전압과 발전기 단자전류의 관계는

$$\sum \Delta i_{Dj}(s) = \sum \frac{\Delta i_{Dj}(s)}{e_{fDj}(s)} \frac{e_{fDj}(s)}{\Delta V_T(s)} \Delta V_T(s) = \sum (Y_{dfj}(s) \cos \phi_j G_{Ej}(s) \Delta V_T(s))$$

그러므로 전달함수는 수식 (6.32)과 같이 표현할 수 있으며, 이에 해당하는 등가 여자기 모델의 전달함수는 수식 (6.33)과 같다.

$$\frac{\Delta i_{Dj}(s)}{\Delta V_T(s)} = \sum (Y_{dfj}(s) \cos \phi_j G_{Ej}(s)) \quad (6.32)$$

$$\frac{\Delta i_{Dj}^*(s)}{\Delta V_T(s)} Y_{DF}(s) \frac{e_{fD}(s)}{\Delta V_T(s)} \quad (6.33)$$

$$\therefore G_E^*(s) = \frac{e_{fD}}{\Delta V_T} = \sum_{j=1} \left[\frac{Y_{dfj}(s)}{Y_{DF}(s)} \cos \phi_j \right] G_{Ej}(s)$$

수식 (6.33)에서 괄호 안은 개별 여자기의 전달함수가 전체 등가모델에 대해 갖는 가중치로 해석할 수 있으며, 수식 (6.30)으로부터 Y_{DF} 가 구성되었기 때문에 다양한 주파수 영역에서 계산이 가능하다. 등가화에 적용된 사례는 IEEE Type 1 여자기 모델로 위의 수식

(6.33)을 근사화 하기 위하여 Gradient search method를 적용하고 $G_E^*(s)$ 의 매개변수를 결정하였다. 등가의 조정기 한계치를 계산하기 위하여 스텝입력을 각각의 여자기에 입력하면 출력은 다음과 같이 표현될 수 있다.

$$e_{FD}(s) = \frac{1}{s} \sum_{j=1} \left[\frac{V_{RMAX}}{(K_E + S_{Ej})} \frac{(1 + sT_{Ej})}{(K_E + S_{Ej})} \right] W_j(s) \quad (6.34)$$

수식 (6.34)를 Initial value theorem과 Final value theorem을 적용하면

$$\lim_{t \rightarrow +0} \frac{de_{FD}}{dt} = \sum \frac{V_{RMAX}}{T_{Ej}} W_j(s = \infty) \quad (6.35)$$

위의 수식 (6.35)는 $\frac{V_{RMAX}^*}{T_E^*}$ 와 동일해야 하며, T_E^* 는 주어진 값이므로 V_{RMAX}^* 를 결정할 수 있다. 즉,

$$\lim_{t \rightarrow \infty} e_{FD}(t) = \sum \frac{V_{RMAX}}{(K_E + S_{EMAX})} W_j(0) \quad (6.36)$$

수식 (6.36)은 등가모델의 경우, $\sum \frac{V_{RMAX}^*}{(K_E + S_{EMAX})^*} = E_{FDMAX}^*$ 에 해당하므로 $(K_E + S_{EMAX})^*$ 와 E_{FDMAX}^* 를 계산할 수 있다.

한편, 전력계통안정화장치(PSS)는 여자기에 공급되는 기준전압을 조정한다. 주파수 편차나 회전자 위상각, 발전기 가속력 등을 입력으로 하며, 동일한 입력을 받는 PSS 만이 등가화가 가능한 것으로 확인되었다. Coherent 그룹의 스텝입력에 대한 여자기 전압과의 관계는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\frac{\Delta e_{FD}(s)^*}{u(s)} = \sum W_j(s) G_{Ej}(s) G_{Sj}(s) \quad (6.37)$$

수식 (6.37)과 같은 관계가 등가모델에 대해서는 수식 (6.38)과 같이 표현된다.

$$\frac{\Delta e_{FD}(s)^*}{u(s)} = G_E^*(s) G_S^*(s) \quad (6.38)$$

그러므로 최소자승법을 이용하여 $G_S^*(s)$ 의 매개변수를 결정할 수 있다. 그리고 PSS의 등가 한계값은 다음과 같이 결정할 수 있다.

$$V_{SLIM}^* G_E^*(0) = \sum V_{SLIM,j} G_{Ej}(0) W_j(0) \quad (6.39)$$

6. 개발된 동적 축약 알고리즘

계통을 실시간으로 해석하는 시뮬레이터의 경우, 대상계통의 규모에 의해서 제한을 받게 되므로 원계통의 특성을 적절히 반영할 수 있는 축약 계통의 개발이 필수적이다. 따라서 Coherency를 이용하여 계통을 그룹으로 나누고, 이를 통합하여 등가의 축약계통을 구

성하는 방법을 적용하였다. 계통에 존재하는 고유치를 계산해야 하는 기존의 축약방법과는 달리 계통의 상태행렬로부터 곧바로 발전기 그룹을 구성한다. 개발된 축약방법에서는 발전기의 위상각을 상태변수를 선정하여 계통의 상태행렬을 구성한다. 그리고 이들 상태행렬을 수학적인 조작을 통하여 각 위상각들 사이의 관계를 더욱 명확하게 하는 행렬로 구성한다. 각 발전기들이 다른 발전기들에 미치는 영향을 수치적인 값으로 표현하는 지표 를 제시함으로써 이러한 지표를 비교하여 동일하거나 유사한 특성을 나타내는 발전기 그룹을 찾고 이를 그룹화 하는 방법이다. 이와 같은 그룹화 과정에서 추가적으로 그룹의 특성을 대표할 수 있는 기준발전기 선정 및 등가모델 정수를 결정하는 방법을 개발하였다.

가. 계통의 모델링 및 상태행렬 구성

발전기 위상각 및 각속도는 계통의 모드를 결정하는 가장 영향력 있는 상태변수로 알려져 있으며, 발전기 고전모델은 계통특성을 반영하는 발전기 그룹을 구성하는데 가장 효과적인 모델로 사용되고 있다. 계통내의 모든 발전기들이 고전모델로 표현된다면, 계통은 다음과 같이 비선형 모델로 나타낼 수 있다.

$$M\dot{\delta} = f(\delta, V) \quad (6.40)$$

$$I = g(\delta, V) \quad (6.41)$$

$$I = YV \quad (6.42)$$

여기서, M 은 발전기 관성행렬, δ 는 발전기 위상각 벡터, V 는 모션전압 벡터, f 는 발전기 동특성을 나타내는 함수, g 는 발전기 모선의 전력조류를 표현하는 함수, Y 는 어드미턴스 행렬이다. 수식 (6.40)-(6.42)를 선형화 하면 다음과 같다.

$$\dot{X} = J_A X + J_B \Delta V \quad (6.43)$$

$$\Delta I = J_C X + J_D \Delta V \quad (6.44)$$

$$\Delta I = Y \Delta V \quad (6.45)$$

여기서, 상태변수 X 는 발전기 위상각 변화를 나타내는 벡터이며, 어드미턴스 행렬의 변화는 무시한다. 수식 (6.43)-(6.45)를 정리하면 수식 (6.46)과 같은 전계통의 상태행렬 방정식을 얻을 수 있다.

$$\dot{X} = A X \quad (6.46)$$

여기서, 행렬 A 는 확대상태행렬을 나타내며 다음과 같다.

$$A = J_A - J_B (J_D - Y)^{-1} J_C \quad (6.47)$$

나. 관계행렬 및 관계오차 구성

위에서 유도된 상태방정식은 각 발전기간 위상차 간의 관계를 나타내고 있음을 알 수 있다. m 개의 발전기로 구성된 계통에서 i 번째 발전기와 j 번째 발전기에 대한 방정식은 수식 (6.48)과 같이 표현될 수 있다.

$$\frac{d^2 X_i}{dt^2} = A_{i1} X_1 + A_{i2} X_2 + \dots + A_{ij} X_j + \dots + A_{im} X_m \quad (6.48)$$

$$\frac{d^2 X_i}{dt^2} = A_{j1} X_1 + A_{j2} X_2 + \dots + A_{ji} X_i + \dots + A_{jm} X_m$$

여기서, A_{ij} 는 j 번째 발전기 위상각의 변화가 i 번째 발전기 위상각의 변화에 미치는 영향을 나타내며 A_{ji} 는 i 번째 발전기 위상각의 변화가 j 번째 발전기 위상각의 변화에 미치는 영향을 나타내고 있다. 그러므로 i 번째 발전기와 j 번째 발전기간에 영향을 미치는 관계정도를 수식 (6.49)와 같이 정의할 수 있다.

$$r_{ij} = A_{ij} A_{ji} \quad (6.49)$$

수식 (6.49)에서 계산된 관계정도 r_{ij} 는 i 번째 발전기와 j 번째 발전기가 서로 어느 정도 영향을 미치는지를 나타낸다. 만약 $r_{ij} > r_{ik}$ 라면 i 번째 발전기는 k 번째 발전기 보다 j 번째 발전기와 더욱 밀접한 관계를 가지고 있다고 할 수 있다. 모든 발전기들에 대하여 i 번째 발전기의 관계정도를 계산하면 다음과 같은 관계벡터를 얻을 수 있다.

$$r_i = [r_{i1} \ r_{i2} \ \dots \ r_{im}] \quad (6.50)$$

이와 같이 계산된 관계벡터 r_i 는 발전기간 관계정도가 절대값으로 표현되며, 이를 정규화하여 상대적인 관계정도를 나타내는 관계행렬인 수식 (6.51)을 계산할 수 있다.

$$R = [R_1 \ R_2 \ \dots \ R_m] = \left[\begin{array}{cccc} \frac{r_1}{r_{1s}} & \frac{r_2}{r_{2s}} & \dots & \frac{r_i}{r_{is}} \dots \frac{r_m}{r_{ms}} \end{array} \right] \quad (6.51)$$

여기서, R_i 는 각 발전기에 대한 i 번째 발전기의 정규화된 관계벡터를 나타내고, $r_{is} = \sum_{k=1}^m |r_{ik}|$ 는 r_i 의 각각의 요소들의 합이다. 만약 주어진 계통에 대해서 $1 \leq i < j \leq m$ 라고 할 때, R_i 와 R_j 는 다음과 같이 주어진다.

$$\begin{aligned} R_i &= [R_{i1} \ \dots \ R_{ii} \ \dots \ R_{ij} \ \dots \ R_{im}] \\ R_j &= [R_{j1} \ \dots \ R_{ji} \ \dots \ R_{jj} \ \dots \ R_{jm}] \end{aligned} \quad (6.52)$$

수식 (6.52)는 다음의 3가지 경우로 분류할 수 있다. 첫째, $k \neq i, j$ 인 k 에 대하여 R_{ik} 와 R_{jk} 는 각각 i 번째 발전기와 j 번째 발전기에 대한 k 번째 발전기의 관계정도를 의미하는 것으로, 이들 두 값의 차가 작을수록 i 번째 발전기와 j 번째 발전기는 서로 밀접한 관계를 가지고 있다고 할 수 있다. 둘째, R_{ij} 와 R_{ji} 로 R_{ij} 는 i 번째 발전기에 대한 j 번째 발전기의 관계정도 이며, R_{ji} 는 이와 반대의 관계정도를 나타낸다. 근본적으로 이들 값은 동일하지만 정규화 과정에서 서로 다른 값으로 나타나며, 이들 두 값의 차가 작을수록 이들 발전기는 서로 밀접한 관계가 있다고 할 수 있다. 셋째, R_{ii} 와 R_{jj} 로 이들 두 값은 자기 자신에 대한 관계정도 이다. 따라서 다른 값에 비해 상당히 큰 값을 갖게 되며, 이들 두 값의 차가 작을수록 이들 발전기는 서로 밀접한 관계가 있다고 할 수 있다.

이와 같이 2개의 발전기간 관계정도의 차이를 수치적으로 나타낸 것이 관계오차 이며 수식 (6.53)과 같이 정의된다. 수식 (6.53)으로부터 계산된 관계오차는 각 발전기간의 관계를 적절히 나타내며 유사한 특성을 갖는 발전기 그룹을 식별하는데 유용하게 사용될 수

있다.

$$E_{ij} = \sqrt{\sum_{k=1, k \neq i, j}^m (R_{ik} - R_{jk})^2 + (R_{ij} - R_{ji})^2 + (R_{ii} - R_{jj})^2} \quad (6.53)$$

다. 발전기 그룹 식별

발전기 그룹의 식별과정은 다음과 같은 단계를 통하여 수행된다.

단계 1. 수식 (6.53)을 이용하여 각각의 관계오차를 계산한다.

단계 2. 가장 작은 관계오차를 선택한다.

단계 3. 선택된 값이 최대 허용 관계오차 보다 크다면 과정을 종료한다.

단계 4. 선택된 관계오차에 해당하는 2개의 발전기를 동일 발전기 그룹으로 분류한다.

단계 5. 2개의 발전기의 참여수를 1씩 증가시킨다.

단계 6. 발전기 그룹의 총 개수가 지정된 개수에 도달하면 과정을 종료한다.

단계 7. 다음으로 작은 관계오차를 선택하고 단계 2를 수행한다.

식별과정은 최대 허용 관계오차와 축약계통의 규모에 의한 2개의 종료 조건이 있다. 또한 식별과정 중에서 각 발전기 그룹에 속한 발전기들에 대하여 참여수를 계산하게 되며, 이들 참여수는 각각의 발전기 그룹을 구성할 때, 어느 정도 발전기가 참여하는지 나타내는 지표로 추후, 발전기 그룹을 통합하는 경우에 유용하게 사용될 것이다.

3. 개발된 동적 축약 프로그램

가. 원계통의 입력 모듈

원계통 입력 모듈은 PSS/E의 계통데이터 파일인 조류계산 데이터 파일, 다이내믹 데이터 파일을 입력하는 모듈이다. 그림 6.11과 같이 처음 축약 프로그램이 기동이 되었을 때 “파일선택” 버튼을 선택하면 그림 6.12와 같이 두개의 파일을 입력하도록 되어 있다.

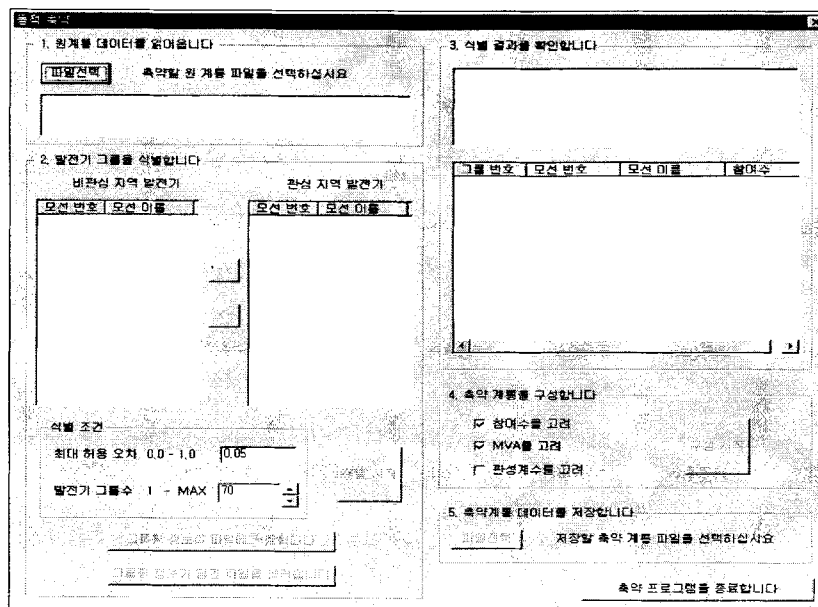


그림 6.11 축약 프로그램의 초기 기동 모습

원계통 데이터를 입력하기 위하여 그림 6.12에서 각각의 파일에 해당하는 “찾아보기” 버튼을 선택한다.

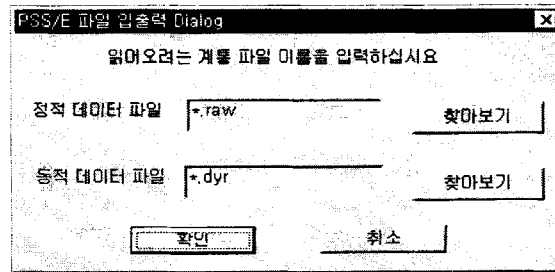


그림 6.12. 원계통 데이터 입력 창

각각의 버튼에 따라 그림 6.13과 6.14와 같은 파일 입력 창이 열리게 되는데 여기서 원하는 PSS/E 형식의 원계통 조류 계산 데이터와 다이내믹 데이터를 선택한다.

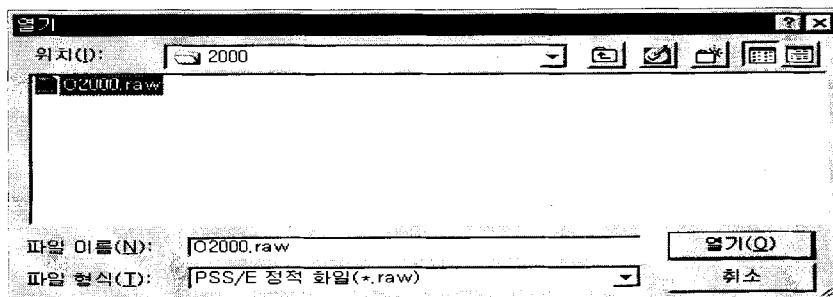


그림 6.13 원계통의 조류 계산 데이터 입력

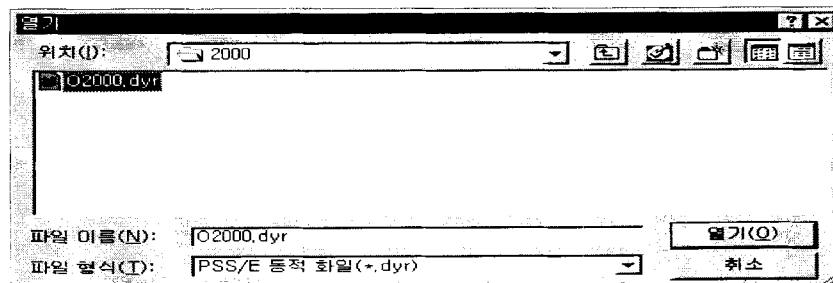


그림 6.14 원계통의 다이내믹 데이터 입력

적절한 원계통 데이터가 입력되면 그림 6.15와 같이 계통에 포함되어 있는 모선, 선로, 부하의 숫자 및 발전기와 제어기 숫자와 같은 대략적인 정보가 표시되고, 계통에 속한 모든 발전기들이 디스플레이 된다.

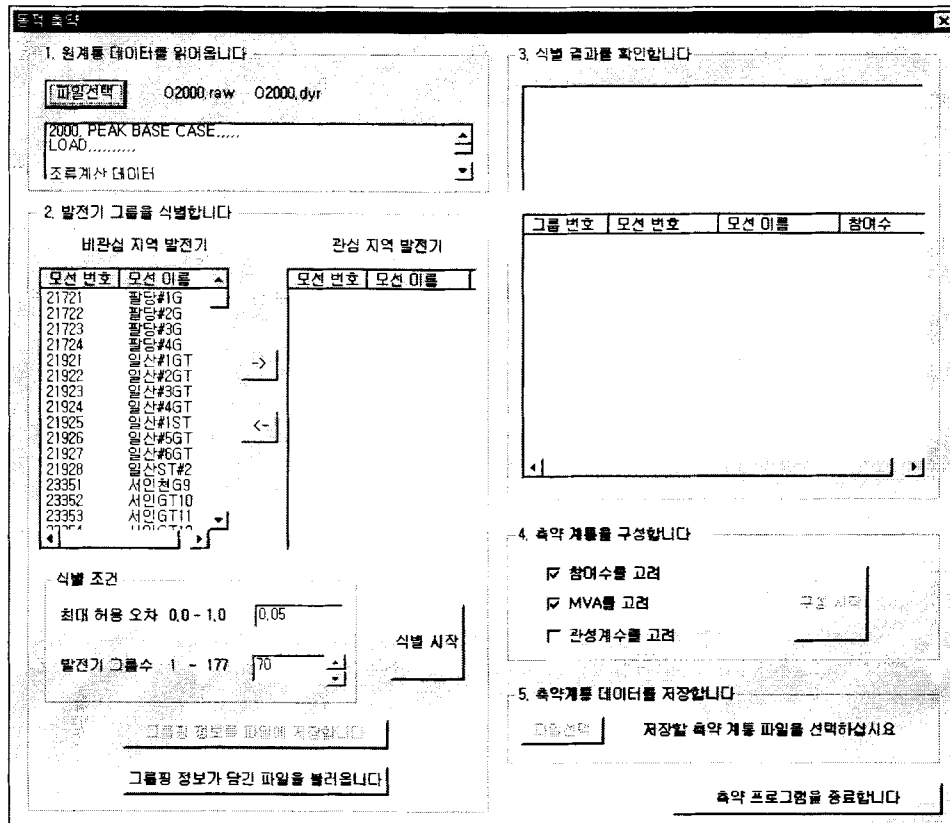


그림 6.15 원계통 데이터의 입력 후 모습

나. 발전기 그룹 식별 모듈

발전기 그룹 식별 모듈은 사용자가 지정한 식별 조건에 따라 각 발전기의 COHERENCY를 고려하여 발전기 그룹을 결정하는 모듈이다. 원계통 데이터를 읽은 후에 프로그램은 계통내의 모든 유효한 발전기들을 '비관심 지역 발전기' 부분에 디스플레이하는데 이는 사용자가 특별한 지정을 하지 않으면 모든 발전기들을 축약의 대상으로 보고 축약후에 제거될 수 있다. 만약 사용자가 관심이 있는 혹은 모의하고자하는 발전기에 대해서는 축약 이후에도 남아 있어야 하기 때문에 이를 위해서는 그림 6.16과 그림 6.17과 같이 원하는 발전기들을 '관심 지역 발전기' 부분으로 이동시키면 된다. 발전기들을 이동시키기 위해서는 우선 그림 6.16과 같이 '비관심 지역 발전기' 부분에서 마우스 드래그를 이용하거나 키보드의 Ctrl 키, Shift 키를 이용하여 이동시키고자 하는 복수의 발전기들을 선택한다. 이후에 오른쪽 방향의 화살표 모양의 아이콘 버튼을 클릭하면 그림 6.17과 같이 선택되어진 발전기들이 '관심 지역 발전기' 부분으로 이동하게 된다. 반대로 '관심 지역 발전기' 부분의 속한 발전기를 다시 '비관심 지역 발전기' 부분으로 이동하고자 할 때 동일한 방법으로 발전기들을 선택한 후 왼쪽 방향의 화살표 모양의 아이콘 버튼을 클릭하면 된다. 이 과정에서 비관심 지역 에 속한 발전기들은 축약의 대상이 되는 발전기들으로써 축약 후 존재하지 않을 수 있으며 관심 지역 에 속한 발전기들은 축약의 대상에서 제외 되는 발전기 들으로써 축약 후 그대로 존재하므로 주로 모의하고자 하는 주요 발전기들을 선택하여야 합니다. 원하는 발전기를 더블 클릭하거나 중간의 화살표 모양의 버튼을 클릭함으로써 해당되는 발전기를 다른 지역으로 이동 시킬 수 있습니다.

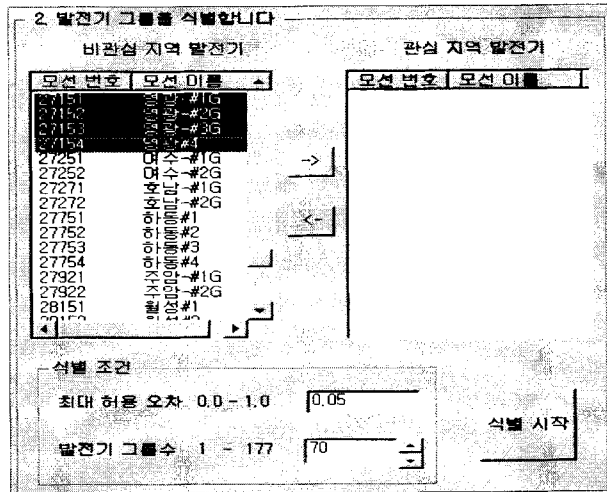


그림 6.16 관심 발전기들의 선택

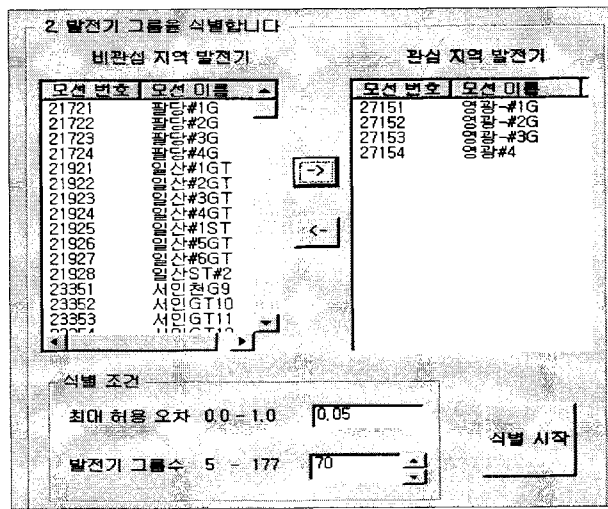


그림 6.17 관심 발전기들이 지정

관심 지역 발전기들의 지정이 끝나면 다음에 최대 허용 오차 및 발전기 그룹수와 같은 식별 조건을 입력한 후 “식별 시작” 버튼을 선택하면 발전기의 그룹 식별 작업이 진행됩니다. 최대 허용 오차 예는 0에서 1사이의 값을 입력합니다. 이 값이 작을수록 축약 계통은 원계통과의 오차가 줄어듭니다. 발전기 그룹수는 축약후 축약 계통내의 발전기 수와 일치합니다. 이 값이 작을수록 계통의 크기를 줄일 수 있지만 상대적으로 오차가 커집니다. 식별 조건들을 모두 입력한 후 “식별 시작” 버튼을 클릭하면 주어진 식별 조건에 따라 발전기의 COHERENCY를 고려하여 발전기들의 그룹을 결정합니다. 이때 최대 허용 오차 또는 발전기 그룹수 중에서 먼저 만족되는 조건에 의해 식별과정을 종료하게 됩니다. 발전기 그룹을 식별하는 과정은 수분에서 수십분간 진행될 수 있습니다. 계통의 크기가 커질수록 많은 계산 시간을 요하게 됩니다.

발전기 그룹의 식별이 종료되면 “그룹핑 정보를 파일에 저장합니다” 버튼이 활성화가 되며 다음의 작업을 위해 식별된 발전기 그룹의 정보를 그림 6.19과 같이 원하는 파일에 저장할 수 있으며 “그룹핑 정보가 담긴 파일을 불러옵니다” 버튼을 선택하면 그림 6.20와 같이 이전에 저장된 그룹 정보를 재생할 수 있습니다.

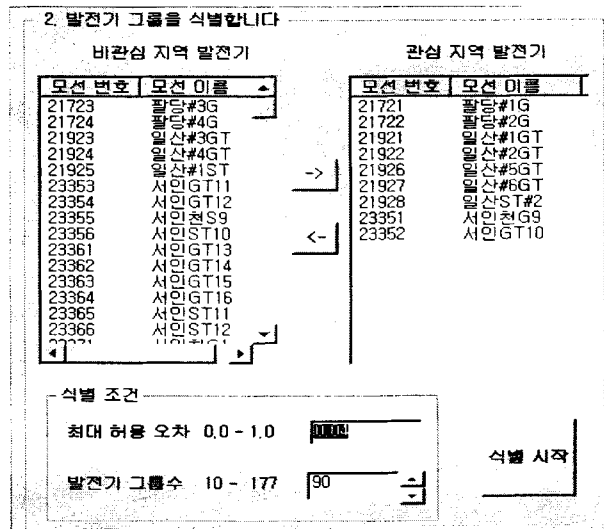


그림 6.18 발전기 그룹의 식별 조건의 입력

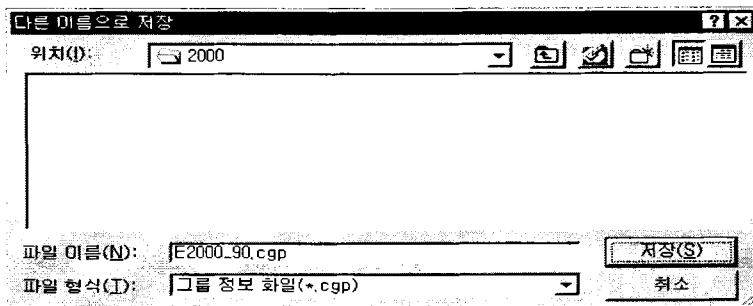


그림 6.19 그룹 정보의 저장

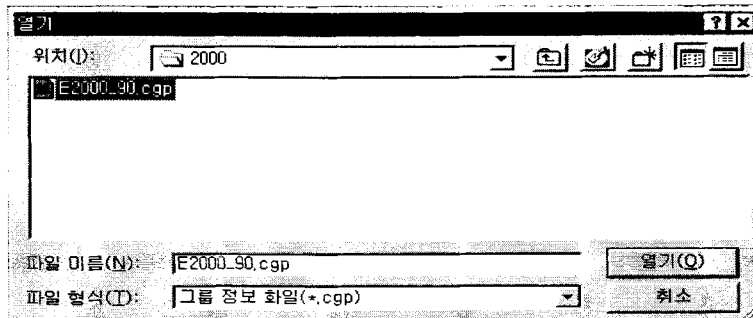


그림 6.20 그룹 정보의 로딩

다. 그룹 정보를 확인하는 모듈

그룹 정보를 확인하는 모듈은 식별된 발전기 그룹 정보를 디스플레이 하여 사용자로부터 하여금 이를 확인함으로써 구성되어질 축약 계통에 대한 정보를 알려주는 모듈로써 그림 6.21과 같이 발전기 그룹의 식별이 종료되면 오차 및 발전기 개수 등 구성되는 축약 계통의 간략한 정보를 디스플레이 합니다. 또한 식별된 그룹내에 속한 발전기 모선 및 각각의 참여수를 디스플레이 합니다.

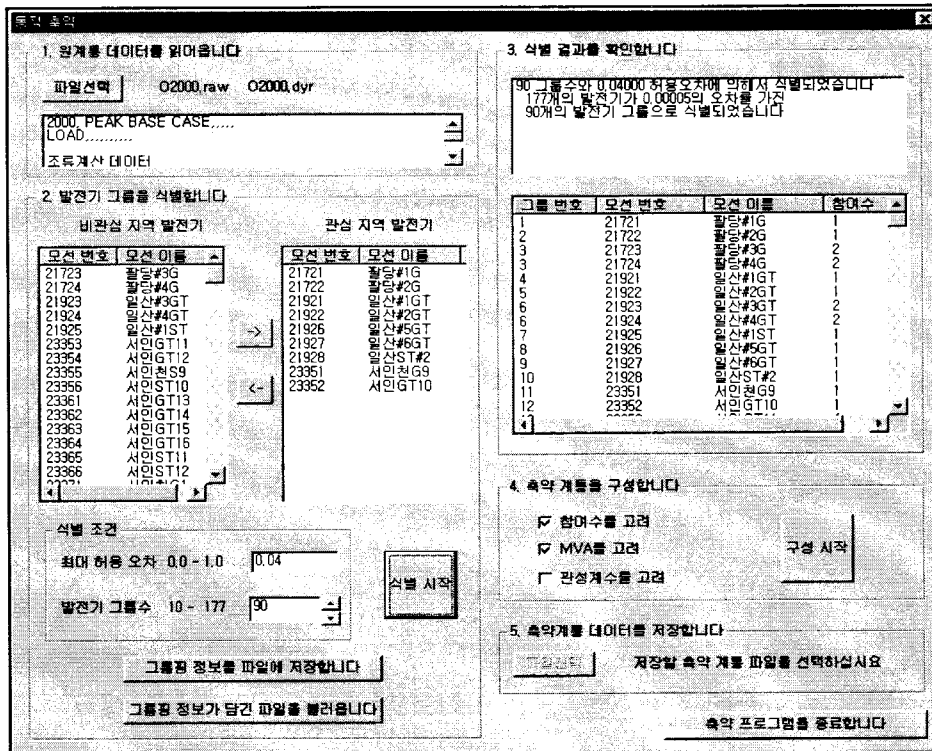


그림 6.21 식별된 그룹의 확인

제 7 절 최적 서브시스템 할당 기술 개발

1. 최적 서브시스템 할당 기술 개발

가. 실시간 계통행렬 연산 알고리즘

분할된 서브시스템의 실시간 연산을 위한 프로세서 할당기술 개발은 우선 실시간 전력 계통 시뮬레이터가 가지고 있는 계통행렬 연산 알고리즘의 분석이 선행되어야 하므로 본 절에서는 실시간 전력계통 연산 알고리즘에 대해 설명하기로 한다. RTDS의 기본적인 해석 알고리즘은 Dommel에 의해 제안된 알고리즘을 사용한다. 여기서 모든 계통요소들을 저항과 히스토리 항을 가진 전류원의 형태로 모델링되며, 노드해석을 위한 네트워크 방정식을 구성하고 이의 수치연산을 위하여 Trapezoidal Rule을 이용한다. 이 수치해석 기법은 EMTP의 해석기법과 동일하며, RTDS는 그림 7.1에 나타나 있는 병렬처리 기법과 고속의 DSP 카드를 이용하여 매 타임스텝마다 이를 실시간으로 계산하고 있다.

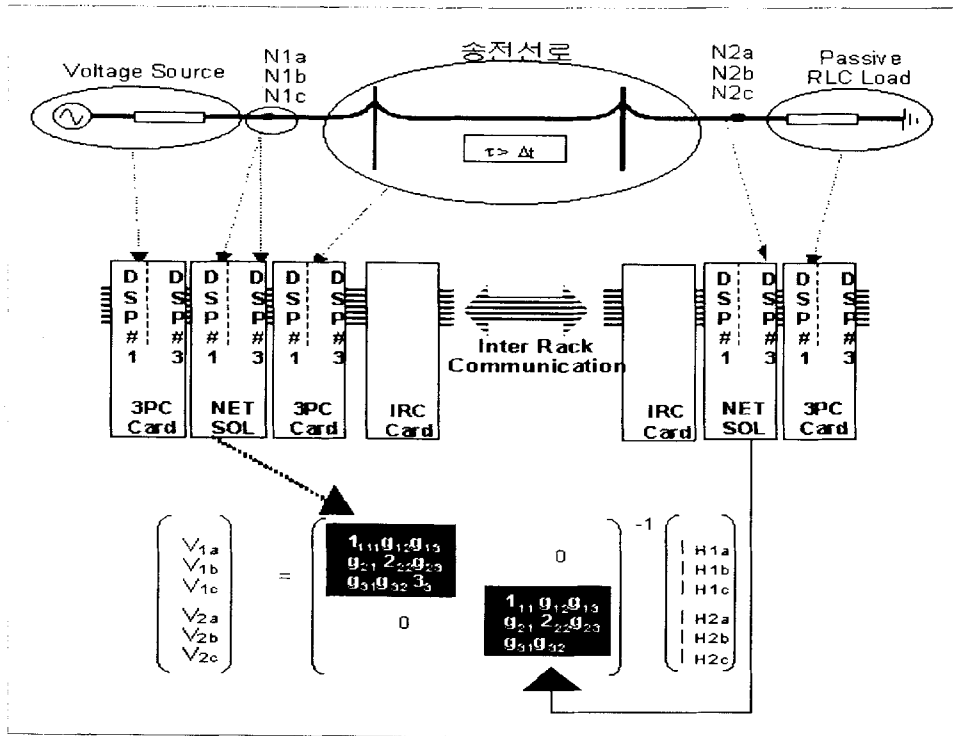


그림 7.1 RTDS의 실시간 네트워크 연산 개념도

노드해석을 위한 아래의 네트워크 방정식에서 컨덕턴스 행렬은 대칭구조(즉, $G_{ij} = G_{ji}$)를 이루고 있으며, 아주 Sparse하다(즉, i 노드와 j 노드사이에 연결이 없으면 $G_{ij} = 0$). 네트워크 구성(topology)의 변화(차단기의 스위칭등)가 없으면 G 의 역행렬은 변하지 않으며 우측 행렬의 히스토리 전류 항이 변한다 할지라도 매 타임스텝마다 G 의 역행렬을 재계산할 필요가 없다.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_{H1} \\ I_{H2} \\ \vdots \\ I_{HN} \end{bmatrix}$$

이런 특성을 이용하여 TPC(Tandom Processor Card)로 구성되어 있던 예전의 RTDS에서는 노드 전압 $[v]$ 의 벡터를 구하기 위해서 역행렬 콘던턴스 $[G]^{-1}$ 를 미리 연산·저장하는 방법을 사용하였다. 여기서 $[G]$ 는 돔멜(Dommel) 콘던턴스 행렬이고 $[I]$ 는 노드로 입력되는 이전 타임스텝의 전류(history current) 벡터이다. 계산된 콘던턴스 행렬의 역행렬에 히스토리 전류벡터를 곱함으로써 노드의 전압을 계산한다. 이러한 방법을 적용하는 경우, 계통내에 스위칭이 발생하는 경우마다, 즉 계통망 구성 형태가 변화하는 경우를 상정하여 콘던턴스 행렬의 역행렬을 사전에 연산, 저장할 필요가 있으며, 차단기의 수가 N 개인 경우, 저장해야 할 경우의 수는 $2N$ 개가 된다. 결국, 모의 가능한 스위칭의 수는 컴퓨터의 메모리 한계에 좌우되며, 기존의 RTDS의 경우 3상 차단기 3-4개가 한계로 되어 있다. 이러한 제약을 해소하고자 개발된 실시간 연산 알고리즘은 콘던턴스 행렬 중에 스위치의 조작에 따라 변동하는 부분과 변동하지 않는 부분을 분류하고, 변동하는 부분에 대해서만 LU 분할을 이용하여 실시간에 역행렬을 구해 내는 방법을 사용하고 있다. 기존의 경우에는 1개의 프로세서가 기기 모델 계산과 행렬연산을 순차적으로 수행해야 하기 때문에 실시간 내에 모든 연산을 수행하는 것이 불가능 하지만 새로 개발된 실시간 연산 알고리즘은 행렬연산을 위한 프로세서를 독립적으로 적용함으로써 기존의 한계점을 극복하였다. 아래는 실시간 연산 알고리즘 구현을 위한 Cholesky 이론에 대해 요약 정리하였다. 최적 서브시스템 할당기술 개발을 위해 기본적으로 이해해야 할 중요한 이론이다.

○ 실시간 계통행렬 연산 알고리즘 적용을 위한 이론적 배경(Cholesky Theory)

실시간 디지털 시뮬레이터에서 이전에 사용되는 방법은 $[G][v]=[I]$ 에서 노드 전압 $[v]$ 의 벡터를 구하기 위해서 역행렬 콘던턴스 $[G]^{-1}$ 를 미리 연산·저장하는 방법을 사용하였다. 여기서 $[G]$ 는 돔멜(Dommel) 콘던턴스 행렬이고 $[I]$ 는 노드로 입력되는 이전 타임스텝의 전류(history current) 벡터이다.

위와 같은 실시간 디지털 시뮬레이터에서 이전에 사용되는 방법을 사용하는 데는 다음과 같은 제약 조건이 있다. N 개의 스위치를 모의하기 위해서는 2^N 의 $[G]$ 행렬을 미리 연산하고 저장하여야만 하는데 N 이 28과 같은 큰 값을 가지는 경우에는 200 [GigaBytes]에 해당하는 연산과 저장장소를 요구하게 되어 실제로 적용할 수 없다는 문제가 발생하게 된다. 다음은 위와 같은 문제를 해결하기 위해서 실시간 연산의 매 타임스텝마다 LU 분해법을 사용하여 $[G]$ 행렬을 연산하도록 하는 방법에 대한 설명이다. Cholesky 방법은 실시간 디지털 시뮬레이터에서 이전에 사용되는 방법과는 반대로 행렬의 커넥터(connector) 노드 부분의 연산을 위해서 행렬 분해 연산을 사용하고 행렬의 임베디드(embedded) 노드 부분의 연산을 위해서 역행렬 연산을 사용하게 된다.

수학적 알고리즘

$[G][v]=[I]$ 은 아래의 다이어그램과 같이 그림 7.2로 나타낼 수 있다. 그림 7.2의 행렬 D 부분이 커넥터(connector) 노드에 속하는 부분이다. 행렬의 A 와 K 의 부분은 커넥터(connector) 노드 행렬 D 를 통하여 연결된 임베디드(embedded) 서브 시스템(sub-system)에 속하는 부분이다. 그리고 A 와 K 와 같은 임베디드(embedded) 서브 시스템의 수는 더 많을 수도 있다.

$$AV_1 + BV_3 = I_1 \tag{7.1}$$

$$KV_2 + LV_3 = I_2 \quad (7.2)$$

$$DV_3 = I_3 - CV_1 - MV_2 \quad (7.3)$$

위의 수식 (7.1)과 수식 (7.2)를 다시 나타내면 다음과 같다.

$$V_1 = A^{-1}(I_1 - BV_3) \quad (7.4)$$

$$V_2 = K^{-1}(I_2 - LV_3) \quad (7.5)$$

수식 (7.4)과 수식 (7.5)을 수식 (7.3)에 대입하면 다음과 같다.

$$(D - CA^{-1}B - MK^{-1}L)V_3 = I_3 - CA^{-1}I_1 - MK^{-1}I_2 \quad (7.6)$$

위의 수식 (7.6)에서 괄호 안은 행렬 [Y]로 행렬 분해 되는 행렬이며, 행렬 [Y]의 차수 (dimension)는 그림 7.2의 G행렬의 D부분에 의해서 결정된다. 행렬 [Y]는 "CA⁻¹B"와 같은 각각의 임베디드(embeded) 서브 시스템에 속하는 컴포넌트들로 구성된다. 수식 (7.6)를 이용하여 V₃를 구한 후에 수식 (7.4)과 수식 (7.5)을 이용하여 임베디드(embeded) 서브 네트워크의 V₁과 V₂를 구하게 된다.

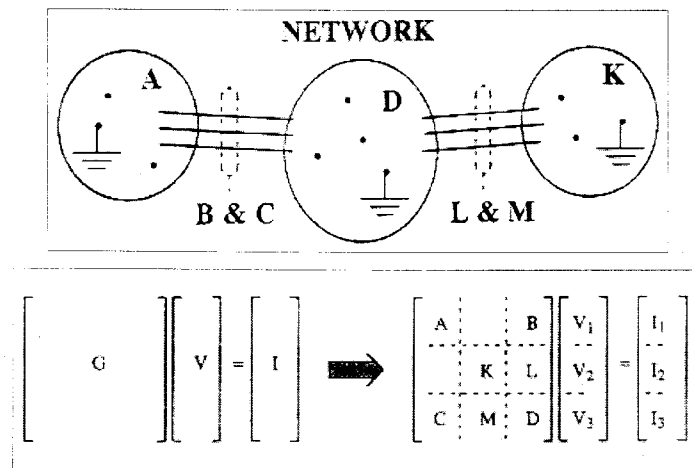


그림 7.2 네트워크와 행렬식 다이어그램

하드웨어 플랫폼(platform)

행렬을 분해하기 위해서 사용되는 프로세서들의 행렬은 다음의 그림 7.3에서 보는 바와 같다. 프로세서 행렬은 3개의 아날로그 장치 ADSP21062 프로세서를 가지는 2개의 동일한 카드로 구성된다. 여기서 각각의 카드를 "3PC" 카드라고 부른다. 그리고 이 2개의 카드가 통신 채널 수평 연결 포트(horizontal Link Port Communication Channel)로 연결되면 "DUAL 3PC Card Set"이라고 부른다. 이 연결 포트를 위한 하드웨어는 아날로그 장치 프로세서로 제작되고 인접한 연결 프로세서와 통신을 할 수 있도록 하여준다.

Cholesky 방법은 행렬 [Y]의 다음의 관계를 이용하여 Lower Triangular factor [L]과 Upper triangular factor [U]로 분해하는 방법이다.

$$[Y] = [L][U] \quad (7.7)$$

여기서 $[L]^{-1}=[U]$ 이다.

위에서 살펴본 바와 같이 행렬 $[L]$ 을 알게 되면 $[U]$ 를 쉽게 구할 수가 있다. 따라서 행렬 $[Y]$ 의 Lower Triangle만을 그림 7.4에서 보는 바와 같이 프로세서에 매핑(mapping)하여 주면된다.

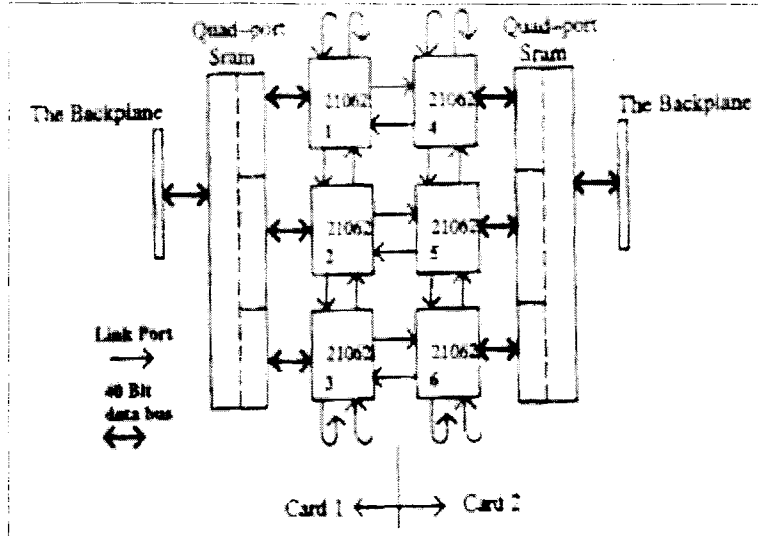


그림 7.3 DUAL 3PC Card Set

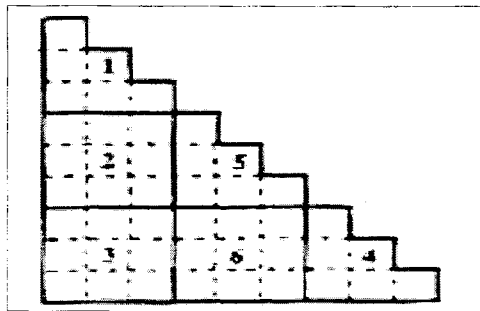


그림 7.4 $[Y]$ 행렬의 Lower Triangle 프로세서 매핑(mapping)

그림 7.5는 Cholesky 분해 알고리즘을 사용하는데 있어서 연산과정과 데이터의 이동을 나타내고 있다. 배열 내에서의 데이터의 수평·수직 이동은 항상 아래쪽으로 또는 대각부분을 향하는 쪽으로 이루어진다. 아래의 그림을 보면 첫 번째로 계산되는 데이터는 행렬의 대각부분에 위치하고 있는 D11이다. 아래의 그림 7.5에서 보는 바와 같이 연산된 D11은 프로세서간의 연결 포트를 통해서 다음 열로 전달되어진다. 즉 D11은 a_{21} 로 전달되어 a_{21} 를 구하는 데 사용되고 다시 D22로 전달되게 된다. 이와 동일한 과정으로 모든 열에 대하여 연산이 이루어지면 행렬 분해가 끝나게 되는 것이다.

수치적 연산은 프로세서간을 연결 포트에 연결하여 요구되는 데이터가 전달되도록 하고 이 데이터를 이용하여 각각의 프로세서가 연산을 수행하게 된다. ADSP21062 프로세서의 연결 포트는 각각의 연결 포트 접속장소마다 4개의 전송 버퍼와 수신 버퍼를 가지게 된다. 만일 연결(link) 버퍼가 완전히 채워지면 연결(link)의 반대쪽의 읽기 프로세서가 연결(link)로부터 데이터를 다시 받을 수 있을 때까지 쓰기 프로세서는 정지하게 된다. 반대로 연결(link) 버퍼가 비어있는 경우에는 쓰기 프로세서가 연결(link)에 데이터를 쓸 때

까지 읽기 프로세서는 정지하게 된다. 아래쪽 방향과 대각요소쪽을 향한 우측 방향으로 데이터를 전달하는 단방향 데이터 이동은 행렬 분해가 이루어지는 동안에 연결 포트의 통신에 있어서 데이터의 교착을 방지해준다.

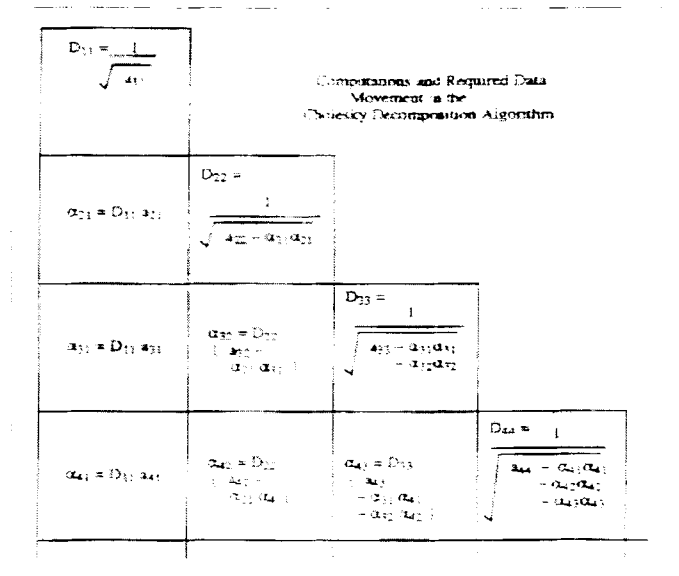


그림 7.5 Cholesky 분해 알고리즘에서 연산과정과 데이터 이동

병렬(parallel) 연산의 목적은 단일 프로세서를 사용하는 것보다 빠르게 연산을 하는 것이다. 다음의 그림 7.6은 6개의 아날로그 장치 ADSP21062 40[Hz] 프로세서를 사용하여 9개의 노드를 가지는 행렬에 대하여 행렬 분해를 실행하여 연산하는 동안에 사용된 시간을 클락(clock) 주기로 표시한 것으로 하나의 프로세서에 대하여 적어도 2.5배의 속도 향상을 볼 수 있다.

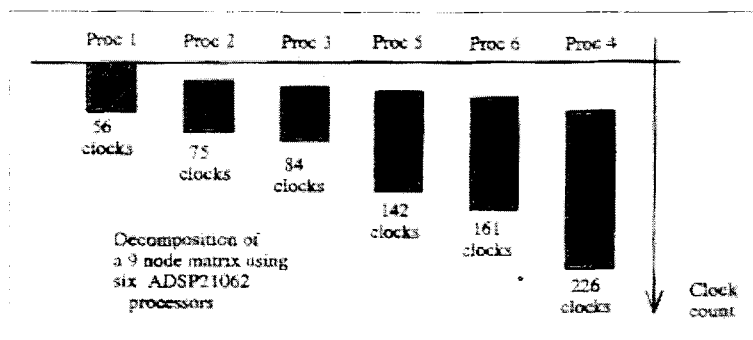


그림 7.6 6개의 ADSP21062 프로세서를 사용하여 9개 노드행렬을 행렬 분해한 결과

여기서 행렬분해를 하기 이전에 프로세서는 각각 독립적으로 행렬 [Y]에서 할당된 부분을 구성하도록 동작하므로 이와 같은 행렬 구성에 소요된 시간에 대하여는 모든 프로세서 수로 나누어 주어야한다. 위에서 설명한 "DUAL 3PC Card Set"을 사용함으로써 21개의 네트워크 노드와 28개의 네트워크 차단기와 사고를 모의할 수 있도록 성능이 향상 되었다. 그리고 4개의 임베디드(embedded) 서버 네트워크를 연결할 수 있어서 7개의 차단기와 사고를 가지는 HVDC 밸브 그룹과 같은 임베디드(embedded) 모델을 사용할 수 있게 되었다.

나. 전력계통 요소별 프로세서 할당 수 분석

최적서브시스템 할당 기술은 최적으로 분할된 서브시스템내의 계통 요소들을 각 랙이 보유하고 있는 연산 프로세서들에 최적으로 할당하게 함으로써, 실시간으로 연산 할 수 있는 계통규모를 최대한 늘이고, 각 프로세서들의 활용성을 제고하기 위한 필요기술이다. 이를 위하여 선행되어야 할 것은 전력계통 기본요소들의 프로세서 할당 수를 분석하여 이용하여야 한다. 표 7.1은 실시간 연산시 사용되는 전력계통 요소별 사용 프로세서 수이다. 기본적으로 모델당 1개의 프로세서를 필요로 하지만 계산량이 비교적 적은 경우 Multi Component 또는 Stacking Component를 사용함으로써 하나의 프로세서에 2개의 계통 요소에 대한 연산을 담당케 할 수 있다. 그림 7.7은 실시간 시뮬레이터를 이용하여 대규모 전력계통을 해석시에 각 프로세서들에 할당된 Map 파일이다. 그림에서 보면 각 요소별로 프로세서가 지정되어 실시간 연산됨을 알 수 있다.

표 7.1 전력계통 요소별 프로세서 할당 수

구 분	필요 프로세서 수	Multi/Stacking Component 사용여부	비 고	랙당 프로세서 수
발전기 (MAC-V3)	1	불가	발전기측의 step-up Tr. 포함	총 13개의 3PC Card - 카드당 3개의 연산 프로세서 → 39개
여자기	1	불가		
조속기	1	불가		
변압기	1	가능		
선로(Tline)	0.5	가능		
실시간 네트워크 솔루션	12	불가	Double Network Solution 사용시	기본적으로 12 개사용
PSS	1	불가		랙당 27개의 프로세서 사용가능
동적부하	1	가능		
D/A, A/D	1	가능		

```

File View Edit Find
CASE: BP_MODE=SHARC Line Protection Testing
Backplane operation set to IEEE mode
Delt: 60.000000 us
^T "CT1"  -> 3PC(SHARC) Card #3 Processor A
  3 Phase SHARC CT
CVT "cvt" -> 3PC(SHARC) Card #3 Processor B
  3 Phase SHARC CVT model
SHARC Component: T1(trf3p2W1) -> 3PC Card #3 Processor C
Stacked SHARC Components -> 3PC Card #4 Processor A
  Name      Type
  t1        T-Lines      (tline3v1)
  DAC1      I/O          (DAC16)
  Signals "V1" "V2" "V3" -> DAC16
Stacked SHARC Components -> 3PC Card #4 Processor B
  Name      Type
  t2        T-Lines      (tline3v1)
  DAC2      I/O          (DAC16)
  Signals "I1" "I2" "I3" -> DAC16
SHARC Component: t2(tline3v1) -> 3PC Card #4 Processor C
UDC SHARC Component: M1(MACM) -> 3PC Card #5 Processor B
  UDC model: M1(/export/home/PSCAD2.1/Group/udc/MACM)
UDC SHARC Component: S1(srcac) -> 3PC Card #5 Processor C
  UDC model: S1(/export/home/PSCAD2.1/Group/udc/srcac)
SHARC CONTROLS COMPONENTS -> 3PC Card #5 Processor A
  Digital Input (Mask= 003F)
  WORD -> BIT (6 bits)
  Pulse Generator
  Pulse Generator
  Pulse Generator
  Integer Summation + + +
SHARC-based Network Solution "Whole" uses ->
  3PC Card #1 Processor A
  3PC Card #1 Processor B
  3PC Card #1 Processor C
  3PC Card #2 Processor A
  3PC Card #2 Processor B
  3PC Card #2 Processor C

TIME - STEP INFORMATION
SUBSYSTEM 1

Longest Computation Interval Start -> T2: 3PC 5A (37.0500 us)
  
```

그림 7.7 전력계통 요소의 프로세서 할당(MAP 파일)

다. 최적 서브시스템 할당 기술 개발

최적 서브시스템 할당 기술은 앞 절에서 설명한 서브시스템 분할을 위한 Mini 시스템 탐색 시, 상기의 계통요소별 프로세서 할당 수와 아래 사항을 고려하여 서브시스템의 프로세서를 할당하게 된다. 본 알고리즘은 반드시 최적 서브시스템 분할 알고리즘과 병행하여 구성해야만 한다.

- Mini 시스템 탐색시 서브시스템 내의 계통요소별 프로세서 수를 사전에 계산하여 최소가 되는 Mini 시스템을 선택하여 서브시스템을 구성한다.
- 이때 프로세서의 수는 Multi Component의 사용과 외부 신호 인터페이스를 최대한 고려하여 산정하도록 한다.
- 최종적으로 서브시스템 분할을 위한 IRC 연결 확인이 성공적으로 끝나게 되면 서브시스템 분할의 마지막 단계로서 RTDS의 각 랙에 서브시스템을 할당하고 모든 계통 요소에 최적의 랙 할당이 이루어진다.

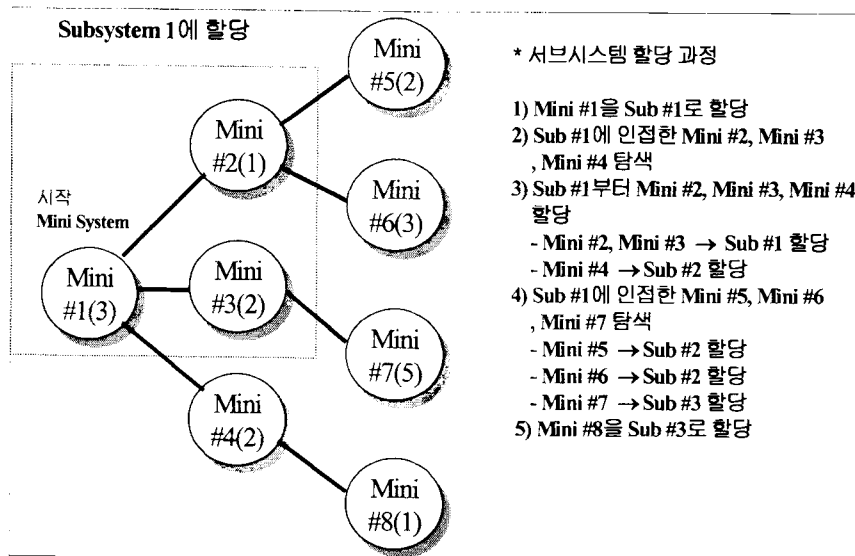


그림 7.7 서브시스템 할당 과정

2. 입력 데이터 자동 생성 프로그램 개발을 위한 변환 테이블 구성

가. PSS/E 입력데이터를 이용한 RTDS 입력데이터 변환

(1) 발전기(GENSAL) 모델 - RTDS MAC-V2 모델

SECTION "CONFIGURATION"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Name	'NAME' - ID (Generator)	NOM	1.0
Cnfg	Generator	Vmagn	VM (Bus Load Flow result)
Cfgr	Salient	Vangl	VA (Bus Load Flow result)
trfa ¹⁾	No	P0	PG (Generator Load Flow result)
H	H ('GENSAL')	Q0	QG (Generator Load Flow result)
HTZ	60	spdm ²⁾	Set
D	D ('GENSAL')	iszro	No
Vbase	BASKV / $\sqrt{3}$ (Bus)	izro	No
ibase	MBASE / (3*Vbase) (Generator)	ExAVR	No
EFsc	1.0	ExGT	No
IFsc	1.0		
SECTION "GENERATOR FORMAT"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Xa	X_d ('GENSAL')	Xq ⁴⁾	
Xd	X_d ('GENSAL')	Xq''	X''_d ('GENSAL')
Xd'	X'_d ('GENSAL')	Ra	ZR (Generator)
Xd''	X''_d ('GENSAL')	Tdo'	T'_{d0} ('GENSAL')
Gfld ³⁾		Tdo''	T''_{d0} ('GENSAL')
Bfld ³⁾		Tqo ⁴⁾	
Xq	X_q ('GENSAL')	Tqo''	T''_{q0} ('GENSAL')
SECTION "NEUTRAL IMPEDANCES"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Rneut	1.0E5	Xneut	0.0
SECTION "SATURATION CURVE"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
C1 ⁵⁾	0.0	C6 ⁵⁾	$E_6S(E_6)+E_6$
V1 ⁵⁾	0.0	V6 ⁵⁾	E_6
C2 ⁵⁾	A	C7 ⁵⁾	$E_7S(E_7)+E_7$
V2 ⁵⁾	A	V7 ⁵⁾	E_7
C3 ⁵⁾	$E_3S(E_3)+E_3$	C8 ⁵⁾	$E_8S(E_8)+E_8$
V3 ⁵⁾	E_3	V8 ⁵⁾	E_8
C4 ⁵⁾	$E_4S(E_4)+E_4$	C9 ⁵⁾	$E_9S(E_9)+E_9$
V4 ⁵⁾	E_4	V9 ⁵⁾	E_9
C5 ⁵⁾	$E_5S(E_5)+E_5$	C10 ⁵⁾	$E_{10}S(E_{10})+E_{10}$
V5 ⁵⁾	E_5	V10 ⁵⁾	E_{10}
SECTION "MONITORING"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Pmon	Yes	Ts	0.01 (Don't care)
Qmon	Yes	Psig	Po-Name
IVmon	No	Qsig	Qo-Name
Ismon	No	Vnsig	Vn-Name (Don't care)
Ifmon	Yes	Insig	In-Name (Don't care)
Nmon	No		
SECTION "EXTERNAL SIGNAL INTERFACE" ExAVR=Yes ExGT=Yes			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
AVRop		GTop	
AVRab		GTab	
AVRsc		GTsc	

* 음영 처리된 부분은 데이터 입력 불가.

- 1) trfa : 특별한 경우에 발전기 d축상의 damper winding과 field winding 사이의 mutual flux linkage를 고려하기 위하여 사용하나 일반적으로는 이러한 flux linkage를 고려하지 않기 때문에 "No"로 설정한다. (PSS/E의 데이터의 경우 이를 고려하고 있지 않다)
- 2) spdmd : 발전기의 초기 속도 모드를 조정하는 것으로서 대규모의 계통의 모의 시 신속하게 정상상태로 만들기 위해서 사용한다. "Set" 모드는 발전기 속도가 설정된 주파수로 고정되어 운전되는 모드이며 "Free" 모드는 Tm과 Te의 값에 따라 속도가 변하는 모드이다. 따라서 이를 "Set"으로 설정하여 시뮬레이션을 시작하고 정상 상태에 도달하였을 때 Run-Time상에서 "free"로 재설정한다.
- 3) Gfld, Bfld : trfa가 "Yes"로 설정되었을 때 Transfer Admittance의 real 및 imaginary 값을 각각 입력한다. (PSS/E의 데이터의 경우 이를 고려하고 있지 않다.)
- 4) Xq', Tqo'' : Round Rotor 형태의 발전기에서 입력한다.
- 5) C1, V1 - C10, V10 : 발전기의 포화특성을 나타내는 부분이다. (PSS/E의 "GENSAL'과 'GENROU'의 경우 quadratic 포화 특성을 이용하므로 다음과 같이 각 변수값을 설정한다.)

* quadratic saturation

$$S(E) = \frac{B(E-A)^2}{E}$$

Given S(1.0) & S(1.2), Calculate A, B.

$$\text{let } K = \sqrt{\frac{1.2 \times S(1.2)}{S(1.0)}},$$

$$A = \frac{K-1.2}{K-1}, \quad B = \frac{S(1.0)}{(1-A)^2}$$

(C1, V1) = (0, 0) ; origin

(C2, V2) = (A, A) ; unsaturated area boundary

(C3, V3) ~ (C10, V10) ; saturated areas
= (ES(E)+E, E)

(2) 발전기(GENROU) 모델 - RTDS MAC-V2 모델

SECTION "CONFIGURATION"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Name	'NAME' - ID (Generator)	NOM	1.0
Cnfg	Generator	Vmagn	VM (Bus Load Flow result)
Cfgr	Round	Vangl	VA (Bus Load Flow result)
trfa ¹⁾	No	P0	PG (Generator Load Flow result)
H	H ('GENROU')	Q0	QG (Generator Load Flow result)
HTZ	60	spdmd ²⁾	Set
D	D ('GENROU')	iszro	No
Vbase	BASKV / $\sqrt{3}$ (Bus)	izro	No
ibase	MBASE / (3*Vbase) (Generator)	ExAVR	No
EFsc	1.0	ExGT	No
IFsc	1.0		
SECTION "GENERATOR FORMAT"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Xa	X_1 ('GENROU')	Xq'	X'_q ('GENROU')
Xd	X_d ('GENROU')	Xq''	X''_d ('GENROU')
Xd'	X'_d ('GENROU')	Ra	ZR (Generator)
Xd''	X''_d ('GENROU')	Tdo'	T'_{d0} ('GENROU')
Gfld ³⁾		Tdo''	T''_{d0} ('GENROU')
Bfld ³⁾		Tqo'	T'_{q0} ('GENROU')
Xq	X_q ('GENROU')	Tqo''	T''_{q0} ('GENROU')
SECTION "NEUTRAL IMPEDANCES"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Rneut	1.0E5	Xneut	0.0
SECTION "SATURATION CURVE"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
C1 ⁵⁾	0.0	C6 ⁵⁾	$E_6S(E_6)+E_6$
V1 ⁵⁾	0.0	V6 ⁵⁾	E_6
C2 ⁵⁾	A	C7 ⁵⁾	$E_7S(E_7)+E_7$
V2 ⁵⁾	A	V7 ⁵⁾	E_7
C3 ⁵⁾	$E_3S(E_3)+E_3$	C8 ⁵⁾	$E_8S(E_8)+E_8$
V3 ⁵⁾	E_3	V8 ⁵⁾	E_8
C4 ⁵⁾	$E_4S(E_4)+E_4$	C9 ⁵⁾	$E_9S(E_9)+E_9$
V4 ⁵⁾	E_4	V9 ⁵⁾	E_9
C5 ⁵⁾	$E_5S(E_5)+E_5$	C10 ⁵⁾	$E_{10}S(E_{10})+E_{10}$
V5 ⁵⁾	E_5	V10 ⁵⁾	E_{10}
SECTION "MONITORING"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Pmon	Yes	Ts	0.01 (Don't care)
Qmon	Yes	Psig	Po-Name
IVmon	No	Qsig	Qo-Name
Ismon	No	Vnsig	Vn-Name (Don't care)
Ifmon	Yes	Insig	In-Name (Don't care)
Nmon	No		
SECTION "EXTERNAL SIGNAL INTERFACE" ExAVR=Yes ExGT=Yes			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
AVRop		GTop	
AVRab		GTab	
AVRsc		GTsc	

(3) 발전기(GENSAL) 모델 - RTDS MAC-V3 모델

SECTION "GENERAL MODEL CONFIGURATION"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Name	'NAME' - ID (Generator)	tecc	No
Cnfg	Generator	vtcc	Yes
Cfgr	One	trfmr	Yes or No ¹⁾
trfa ¹⁾	No	Idmh1	Yes or No ²⁾
mmva	MBASE	Idmh2	No
Vbsll	BASKV	ReqP	Automatic
HTZ	60	ShrC	1
Satur	Factors	ShrP	A
MM	No	ieceo	No
spdin	Rated	defpi	BP_MODE
SECTION "MECHANICAL DATA AND CONFIGURATION"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
H	H ('GENSAL')	inh	No
D	D ('GENSAL')	ind	No
MSW	RunTime	upexw	1.15
spdm	Lock	loexw	0.85
SECTION "MACHINE INITIAL LOAD FLOW DATA"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Vmagn	VM (Bus Load Flow result)	rmpe	No
Vangl	VA (Bus Load Flow result)	rmptc	0.05
P0	PG (Generator Load Flow result)	iszro	No
Q0	QG (Generator Load Flow result)	izro	No
SECTION "MACHINE ELECT DATA: GENERATOR FORMAT"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Xa	X_l ('GENSAL')	Xq'	
Xd	X_d ('GENSAL')	Xq''	X''_d ('GENSAL')
Xd'	X'_d ('GENSAL')	Ra	ZR (Generator)
Xd''	X''_d ('GENSAL')	Tdo'	T'_{d0} ('GENSAL')
Gfld		Tdo''	T''_{d0} ('GENSAL')
Bfld		Tqo'	
Xq	X_q ('GENSAL')	Tqo''	T''_{q0} ('GENSAL')
SECTION "MACHINE ZERO SEQUENCE IMPEDANCES"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Mrzro	0.002	Rneut	1.0E5
Mxzro	0.13	Xneut	0.0
SECTION "MACHINE SATURATION CURVE BY FACTORS"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
SE10	S(1.0) ('GENSAL')	SE12	S(1.2) ('GENSAL')

* 음영 처리된 부분은 데이터 입력 불가.

- 1) trfmr : 발전기에 연결된 스텝업 변압기의 유무에 따라서 설정하는 값으로서 스텝업 변압기가 있는 경우에는 "Yes"로 설정한다.
- 2) Idmh1 : 발전 모선에 연결된 부하의 유무에 따라서 설정하는 값으로서 부하가 있는 경우에는 "Yes"로 설정한다.

(3) 발전기(GENROU) 모델 - RTDS MAC-V3 모델

SECTION "GENERAL MODEL CONFIGURATION"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Name	'NAME' - ID (Generator)	tecc	No
Cnfg	Generator	vtcc	Yes
Cfgr	One	trfmr	Yes or No ¹⁾
trfa ¹⁾	No	Idmh1	Yes or No ²⁾
mmva	MBASE	Idmh2	No
Vbsll	BASKV	ReqP	Automatic
HTZ	60	ShrC	1
Satur	Factors	ShrP	A
MM	No	ieceo	No
spdin	Rated	defpi	BP_MODE
SECTION "MECHANICAL DATA AND CONFIGURATION"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
H	H ('GENROU')	inh	No
D	D ('GENROU')	ind	No
MSW	RunTime	upexw	1.15
spdmnd	Lock	loexw	0.85
SECTION "MACHINE INITIAL LOAD FLOW DATA"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Vmagn	VM (Bus Load Flow result)	rmpc	No
Vangl	VA (Bus Load Flow result)	rmptc	0.05
P0	PG (Generator Load Flow result)	iszro	No
Q0	QG (Generator Load Flow result)	izro	No
SECTION "MACHINE ELECT DATA: GENERATOR FORMAT"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Xa	X_1 ('GENROU')	Xq'	X'_q ('GENROU')
Xd	X_d ('GENROU')	Xq''	X''_d ('GENROU')
Xd'	X'_d ('GENROU')	Ra	ZR (Generator)
Xd''	X''_d ('GENROU')	Tdo'	T'_{d0} ('GENROU')
Gfld		Tdo''	T''_{d0} ('GENROU')
Bfld		Tqo'	T'_{q0} ('GENROU')
Xq	X_q ('GENSAL')	Tqo''	T''_{q0} ('GENROU')
SECTION "MACHINE ZERO SEQUENCE IMPEDANCES"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Mrzro	0.002	Rneut	1.0E5
Mxzro	0.13	Xneut	0.0
SECTION "MACHINE SATURATION CURVE BY FACTORS"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
SE10	S(1.0) ('GENSAL')	SE12	S(1.2) ('GENSAL')

* 음영 처리된 부분은 데이터 입력 불가.

- 1) trfmr : 발전기에 연결된 스텝업 변압기의 유무에 따라서 설정하는 값으로서 스텝업 변압기가 있는 경우에는 "Yes"로 설정한다.
- 2) Idmh1 : 발전 모선에 연결된 부하의 유무에 따라서 설정하는 값으로서 부하가 있는 경우에는 "Yes"로 설정한다.

(5) RTDS 장거리 송전선로 모델(Bergeron Model)의 데이터변환 테이블

PSS/E의 데이터에는 정상분 데이터만 사용하기 때문에(고장계산 데이터 제외) BERGERON 모델에 필요한 영상분 데이터는 PSS/E의 정상분 데이터로부터 다음과 같은 방법을 통하여 추정되었다.

- 각 선로의 전압(345kV, 154kV)에 따른 기준 선로를 선정하여 PSS/E의 정상분 임피던스 및 어드미턴스가 일치하게 등가화하여 이에 대한 영상분 데이터를 추정한다.

LINE 1			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Name	<i>I-J-CKT (Branch)</i>	P	3
LINE 2			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
P	3	LL ²⁾	LENGTH
N	0	TCG ³⁾	0.05
LF	60	TCM1 ³⁾	0.05
HF ¹⁾	60		
LINE 3			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
TT1 ⁴⁾	$Length \times \sqrt{L_0 C_0}$	TI1 ⁶⁾	5.773503e-01
Z1 ⁵⁾	$\sqrt{L_0 / C_0}$	TI2 ⁶⁾	8.164967e-01
RLF1	R_0	TI3 ⁶⁾	0.000000e+00
RHF1	R_0		
LINE 4			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
TT2	$Length \times \sqrt{L_1 C_1}$	TI21 ⁶⁾	5.773503e-01
Z2	$\sqrt{L_1 / C_1}$	TI22 ⁶⁾	-4.082483e-01
RLF2	R_1	TI23 ⁶⁾	7.071068e-01
RHF2	R_1		
LINE 5			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
TT3	$Length \times \sqrt{L_2 C_2}$	TI31 ⁶⁾	5.773503e-01
Z3	$\sqrt{L_2 / C_2}$	TI32 ⁶⁾	-4.082483e-01
RLF3	R_2	TI33 ⁶⁾	-7.071068e-01
RHF3	R_2		

* 1) HF : 과도 상태에서의 특정 고주파수에 대한 해석을 위하여 입력한다. 단 입력된 주파수에 대한 영상, 정상분의 선로 저항값(RHF1, RHF2)이 각각 주어져야 한다. (PSS/E data로는 지정된 고주파수에 대한 저항값을 알 수 없기 때문에 정상 주파수인 60[Hz]로 설정한다.)

2) LL : 전체 송전선로의 길이를 입력한다. 단, 단위는 [m]이다. (선로 정상임피던스로부터 추정)

3) TCG, TCM1 : Ground 모드 및 Metallic 모드의 shaping time constant를 나타내며 단위는 [msec]이다.(디폴트 값으로 설정한다.)

4) TT1 : Ground 모드의 travelling time. $TT1 = Length \times \sqrt{L_0 C_0}$

5) Z1 : Ground 모드의 characteristic impedance. $Z1 = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}$

6) TI11 - TI 33 : current transformation matrix.

$$\begin{bmatrix} TI1 & TI2 & TI3 \\ TI1 & TI2 & TI3 \\ TI1 & TI2 & TI3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5.773503e-01 & 8.164967e-01 & 0.000000e+00 \\ 5.773503e-01 & -4.082483e-01 & 7.071068e-01 \\ 5.773503e-01 & -4.082483e-01 & -7.071068e-01 \end{bmatrix}$$

(6) 단거리 송전선로에 대한 데이터변환 테이블

SECTION "CONFIGURATION"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Name	<i>I-J-CKT (Branch)</i>	Split	End #1
SECTION "PARAMETERS"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
f	60	Rz	영상분 추정값 사용 ¹⁾
Rp	<i>R*(BASKV*BASKV/SBASE)</i>	Xz	영상분 추정값 사용 ¹⁾
Xp	<i>X*(BASKV*BASKV/SBASE)</i>	Xcz	영상분 추정값 사용 ¹⁾
Xcp	<i>(1/B)*(BASKV*BASKV/SBASE)</i>		

1) PSS/E에서는 송전선로의 정상분 데이터만을 사용하기 때문에 송전선로의 영상분 데이터 추정 결과를 이용하여 입력한다. 단, PSS/E의 고장계산 데이터 파일은 송전선로의 영상분 데이터를 포함하고 있기 때문에 고장계산 데이터 파일이 있는 경우에는 이 값을 사용한다.

(7) 변압기 모델에 대한 데이터변환 테이블

SECTION "CONFIGURATION"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Name	<i>'NAME' I-J (Branch)</i>	Lead ²⁾	Lag
Tmva	<i>SBASE (Case)</i>	Xl	<i>X (Branch)</i>
f	60	Ideal	Yes
YD1 ¹⁾	Y (or Delta)	NLL	0
YD2 ¹⁾	Y (or Delta)	Tap ³⁾	
Txk ³⁾			
SECTION "WINDING #1"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
V1	<i>BASKV (Bus 'J')</i>	Im1 ⁴⁾	0.01
SECTION "WINDING #2"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
V2	<i>BASKV * RATIO (Bus 'I', Branch)</i>	Im2 ⁴⁾	0.01
SECTION "SATURATION"			
RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
Enab ⁵⁾	No	Xknee ⁵⁾	1.25
Sat ⁵⁾	#1	Lw ⁵⁾	30
Xair ⁵⁾	0.2	ZBlk ⁵⁾	Yes
Tdc ⁵⁾	1.0		

* 음영 처리된 부분은 데이터 입력 불가.

1) YD1 : RTDS 변압기 1차권선의 결선을 나타내며 PSS/E의 J (Branch Data) 모선에 해당된다.

YD2 : RTDS 변압기 2차권선의 결선을 나타내며 PSS/E의 I (Branch Data) 모선에 해당된다.

PSS/E의 ANGLE (Branch Data)의 값이 0이면 동일한 결선(Y결선)으로 설정하고 +30이면 YD1이 YD2보다 30도 뒤지게 되므로 YD1은 Delta결선, YD2는 Y결선으로 설정하고 -30이면 YD1은 Y결선, YD2는 Delta결선으로 설정한다. (단, 2)항의 Lead는 Lag로 설정한 경우이다.)

- 2) Lead : Delta결선이 Y결선보다 위상이 30도 빠르게 설정할 때는 Lead로 선택하고 30도 뒤지게 설정할 때는 Lag로 선택한다.(YD1, YD2의 설정을 고려하여 선택한다.)
- 3) Txk, Tap : EMTDC에서 사용한다. RTDS의 TPC모델에서는 입력하지 않는다.
- 4) Im1, Im2 : 각 권선의 magnetizing current의 크기를 나타내지만 이상변압기(ideal transformer)로 모의하기 때문에 이 값은 시뮬레이션에 영향을 주지 않는다.(PSS/E의 데이터에는 변압기 포화 정보 등의 데이터가 포함되어 있지 않기 때문에 이를 이용해서는 이상변압기에 대한 모의만을 수행 할 수 있다.)
- 5) Enab, Sat, Xair, Tdc, Xknee, Lw, ZBlk : 변압기 포화특성에 관련된 설정값들로서 4)항과 같이 이상변압기를 모의하기 때문에 Enab만 No로 설정하면 나머지 값들은 시뮬레이션에 영향을 주지 않는다.

(8) ZIP 부하 모델에 대한 데이터변환 테이블

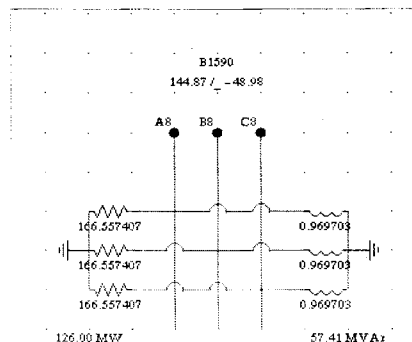
SECTION			
RTDS Variable Name ¹⁾	Input value (PSS/E Data)	RTDS Variable	Input value (PSS/E Data)
	DL1	PP	$(PL*100)/(PL+IP+YP)$
Vb	BASKV	ZQ	$(YQ*100)/(QL+IQ-YQ)$
Tf	0.01	IQ	$(IQ*100)/(QL+IQ-YQ)$
Ts	10	PQ	$(QL*100)/(QL+IQ-YQ)$
ZP	$(YP*100)/(PL+IP+YP)$	Proc	1
IP	$(IP*100)/(PL+IP+YP)$	Pri	1

(9) RTDS 수동소자 부하의 데이터변환 테이블

RTDS에서 수동소자를 이용하여 부하를 사용하기 위해서는 PSS/E의 일정 P, Q부하에 대하여 다음 그림과 같이 R, L을 이용하여 일정 P, Q를 소모하는 3상 부하를 구성한다. 즉, PSS/E의 조류계산 결과를 토대로 부하에 걸리는 전압(부하모선 전압)에 대하여 일정 P, Q를 소모하는 R과 L의 병렬 값을 계산한다.

$$R = 3 \times \frac{V^2}{P_{3\phi}} \quad , \quad L = 3 \times \frac{V^2}{2\pi f P_{3\phi}}$$

($P_{3\phi}, Q_{3\phi}$ 은 각각 PSS/E의 Load Data의 PL, QL 이다. 그리고 V 는 부하 모선의 전압으로서 PSS/E의 조류계산 결과이다.)

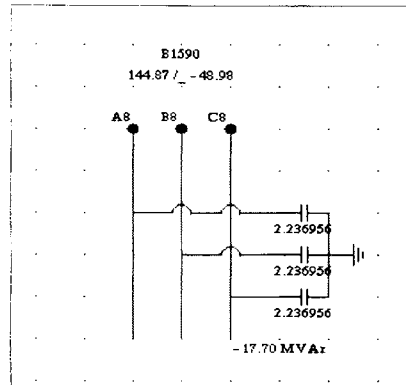


(10) Shunt 캐패시터의 데이터변환 테이블

* RTDS에서의 shunt capacitor는 부하와 마찬가지로 독립적인 모델이 없기 때문에 수동소자인 C를 이용하여 일정한 무효전력을 공급하도록 나타내야 한다. 다음 그림과 같이 C를 이용하여 일정 무효전력 Q를 공급할 수 있도록 적절한 C값을 결정한다.

$$C = \frac{Q_{3\phi}}{2\pi f V^2}$$

(단, $Q_{3\phi}$ 은 PSS/E의 Shunt Data의 BINIT 이다. 그리고 V 는 부하 모선의 전압으로서 PSS/E의 조류계산 결과이다.)



(11) 고장 계산 데이터 파일의 변환

(가) PSS/E 고장 계산 데이터 파일의 데이터

GROUP 1	Change Code Data	
형식	IC	
IC	모선번호 (1-99997)	
	0	초기입력데이터로서 이전의 Working Case에 있는 데이터 무시
	1	기존의 Working Case 데이터에 추가하는 경우
GROUP 2	Positive Sequence Generator Impedance	
형식	I, ID, ZRPOS, ZXPOS	
I	모선번호 (1-99997)	
ID	I 모선에 연결된 발전기의 구별 코드 번호	
ZRPOS	발전기의 정상분 실수부 임피던스값 [pu] (발전기의 MBASE 기준)	
ZXPOS	발전기의 정상분 허수부 임피던스값 [pu] (발전기의 MBASE 기준)	
GROUP 3	Negative Sequence Generator Impedance	
형식	I, ID, ZRNEG, ZXNEG	
I	모선번호 (1-99997)	
ID	I 모선에 연결된 발전기의 구별 코드 번호	
ZRNEG	발전기의 역상분 실수부 임피던스값 [pu] (발전기의 MBASE 기준)	
ZXNEG	발전기의 역상분 허수부 임피던스값 [pu] (발전기의 MBASE 기준)	

GROUP 4	Zero Sequence Generator Impedance
형식	I, ID, RZERO, XZERO
I	모선번호 (1-99997)
ID	I 모선에 연결된 발전기의 구별 코드 번호
RZERO	발전기의 영상분 실수부 임피던스값 [pu] (발전기의 MBASE 기준)
XZERO	발전기의 영상분 허수부 임피던스값 [pu] (발전기의 MBASE 기준)
GROUP 5	Negative Sequence Shunt Loads
형식	I, GNEG, BNEG
I	모선번호 (1-99997)
GNEG	I 모선에 연결된 Shunt 부하의 역상분 실수부 임피던스값 [pu]
BNEG	I 모선에 연결된 Shunt 부하의 역상분 허수부 임피던스값 [pu]
GROUP 6	Zero Sequence Shunt Loads
형식	I, GZERO, BZERO
I	모선번호 (1-99997)
GZERO	I 모선에 연결된 Shunt 부하의 영상분 실수부 임피던스값 [pu]
BZERO	I 모선에 연결된 Shunt 부하의 영상분 허수부 임피던스값 [pu]
GROUP 7	Zero Sequence Branch Loads
형식	I, J, ICKT, RLINZ, XLINZ, BCHZ, GI, BI, GJ, BJ
I	From 모선번호 (1-99997)
J	To 모선 번호 (1-99997)
ICKT	모선 I와 J에 연결된 선로의 구별자
RLINZ	선로의 영상분 실수부 임피던스값 [pu]
XLINZ	선로의 영상분 허수부 임피던스값 [pu]
BCHZ	선로의 영상분 허수부 어드미턴스값 [pu]
GI	I 모선쪽의 선로 끝에 연결된 Shunt의 영상분 실수부 어드미턴스값 [pu]
BI	I 모선쪽의 선로 끝에 연결된 Shunt의 영상분 허수부 어드미턴스값 [pu]
GJ	J 모선쪽의 선로 끝에 연결된 Shunt의 영상분 실수부 어드미턴스값 [pu]
BJ	J 모선쪽의 선로 끝에 연결된 Shunt의 영상분 허수부 어드미턴스값 [pu]
GROUP 8	Zero Sequence Mutual Impedance Data
형식	I, J, ICKT1, K, L, ICKT2, RM, XM, BIJ1, BIJ2, BKL1, BKL2
I	첫 번째 선로의 From 모선번호 (1-99997)
J	첫 번째 선로의 To 모선 번호 (1-99997)
ICKT1	모선 I와 J에 연결된 선로의 구별자
K	두 번째 선로의 From 모선번호 (1-99997)
L	두 번째 선로의 To 모선 번호 (1-99997)
ICKT2	모선 K와 L에 연결된 선로의 구별자
RM	I, J모선의 선로와 K, L모선의 선로간의 영상분 상호어드미턴스 실수부 [pu]
XM	I, J모선의 선로와 K, L모선의 선로간의 영상분 상호어드미턴스 허수부 [pu]
BIJ1	상호결합된 I, J모선의 시작위치
BIJ2	상호결합된 I, J모선의 끝위치
BKL1	상호결합된 K, L모선의 시작위치
BKL2	상호결합된 K, L모선의 끝위치

GROUP 9	Transformer Grounding Code Data
형식	I, J, ICKT, GI, GJ
I	변압기 선로의 From 모선번호 (1-99997)
J	변압기 선로의 To 모선번호 (1-99997)
ICKT	모선 I와 J에 연결된 변압기의 구별자
GI	I 모선측의 접지 코드 (1=접지, 2=비접지)
GJ	J 모선측의 접지 코드 (1=접지, 2=비접지)

GROUP 10	Zero Sequence Switched Shunt Data
형식	I, BZ1, BZ2, , BZ8
I	Switched Shunt 뱅크가 연결된 모선번호 (1-99997)
BZ1	Switched Shunt 뱅크 1개를 투입하였을 경우에 영상분 어드미턴스
BZ2	Switched Shunt 뱅크 1개를 투입하였을 경우에 영상분 어드미턴스
BZ8	Switched Shunt 뱅크 1개를 투입하였을 경우에 영상분 어드미턴스

(나) 고장계산 데이터 파일의 데이터변환

(× : 변환불가 ○ : 변환가능 △ : 기타)

PSS/E 데이터	RTDS 데이터변환	비 고
Change Code	×	- PSS/E 상에서의 고장계산 데이터 파일 입력 옵션 - 비계통 데이터로서 미사용
Positive Sequence Generator Impedance	×	- PSS/E의 동적시뮬레이션 데이터와 중복 - 동적시뮬레이션 데이터를 이용하여 변환함.
Negative Sequence Generator Impedance	×	- RTDS는 영상분 발전기 임피던스 사용안함
Zero Sequence Generator Impedance	○	- RTDS의 V3 발전기 모델에서만 사용함. - RTDS의 V2 발전기 모델에서는 사용하지 않음.
Negative Sequence Shunt Loads	×	- RTDS의 부하(ZIP, RLC, 정전력)에서는 역상분 데이터를 사용하지 않음.
Zero Sequence Shunt Loads	×	- RTDS의 부하(ZIP, RLC, 정전력)에서는 영상분 데이터를 사용하지 않음.
Zero Sequence Branch Loads	○	- RTDS 송전선로 모델에서 선로의 영상분 R, X, B를 사용함. - RTDS 변압기 모델에서는 사용하지 않음.
Zero Sequence Mutual Impedance	△	- 동일 모선사이의 2회선 선로에 대해서만 사용함. - 이종 모선사이의 선로에 대해서는 사용하지 않음. ¹⁾ - 동일 모선사이의 3회선 이상 선로에 대해서는 사용하지 않음. ²⁾
Transformer Grounding Code	△	- RTDS 변압기 모델에서 비접지시에는 추가 노드가 필요하기 때문에 현재는 고려하지 않고 있음. ³⁾
Zero Sequence Switched Shunt	×	- RTDS에서 사용안함.

* 1) 이종 모선사이의 선로에 대한 상호 임피던스

제 8 절 자동전압조정기의 정밀 모델링(7종)

1. 자동전압 조정기의 정밀 모델링

2차년도에는 전년도와 동일하게 실효치 해석 프로그램인 PSS/E의 여자기 모델(7종)을 기준으로 유닉스 시스템을 기반으로 하는 3상 순시치 프로그램인 RTDS의 발전기 제어계 모델을 개발하였다. 신규 제어기 모델 개발단계 및 검증방법도 전년도와 동일하여 PSS/E 프로그램의 발전기 제어계 모델을 기준으로 개발 대상 모델을 선정하고 RTDS 제어기 모델은 단계 1 ~ 단계 3과 같은 순서로 개발하고 그 성능을 검증한다.

가. EXPIC1 여자기 모델(1종)

(1) PSS/E 제어계 모델 분석

EXPIC1 여자기 모델은 비례 적분형(proportional plus integral) 전압 정류기를 가지는 여자시스템에 사용된다. EXPIC1 여자기 모델 및 IEEE3T3 여자기 모델의 경우도 앞에서 살펴보았던 EXST2 여자기 모델과 EXST3 여자기 모델에서 KI 파라미터 값이 0인 경우에 KI 파라미터를 처리하였던 것과 같이 IEEE3T3 여자기 모델 경우에는 EXST2 여자기 모델과 마찬가지로, KI 파라미터가 0 값인 경우 변수로 재 계산되어 파라미터 값을 갖도록 된다. 그러나 IEEE3T3 여자기 모델에서 사용하는 KI를 계산하는 방법과 EXST2 여자기 모델에서 KI를 계산하는 방법이 약간 다르다. EXPIC1 모델의 경우 EXST3 여자기 모델처럼 KI 파라미터 값이 0인 경우에 상수로 처리되지만 EXST3 여자기 모델과는 약간 다르게 KP 파라미터 값이 0인 경우에 V_B 를 1로 처리한다. EXPIC1 여자기 모델의 기본적인 PSS/E 제어블록을 그림 8.1에 나타내었다.

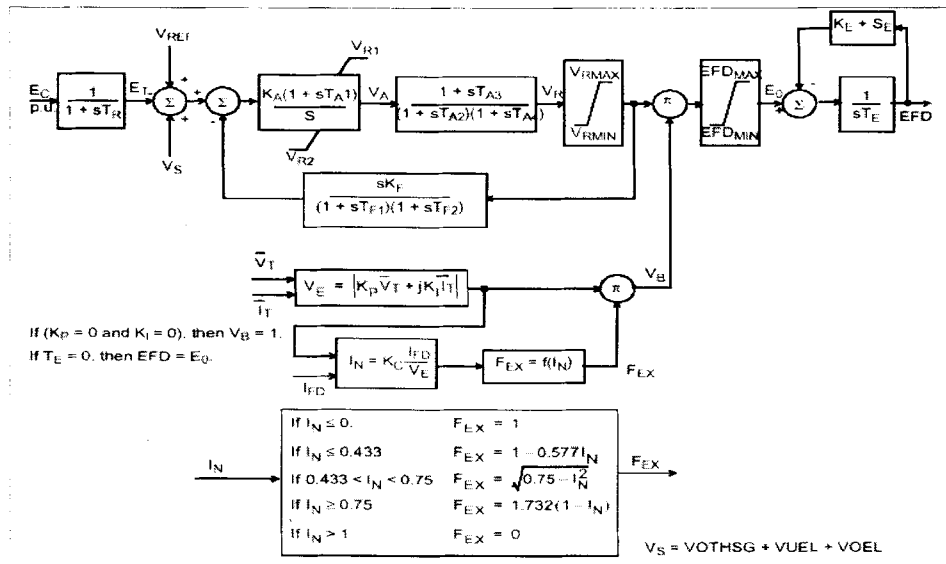
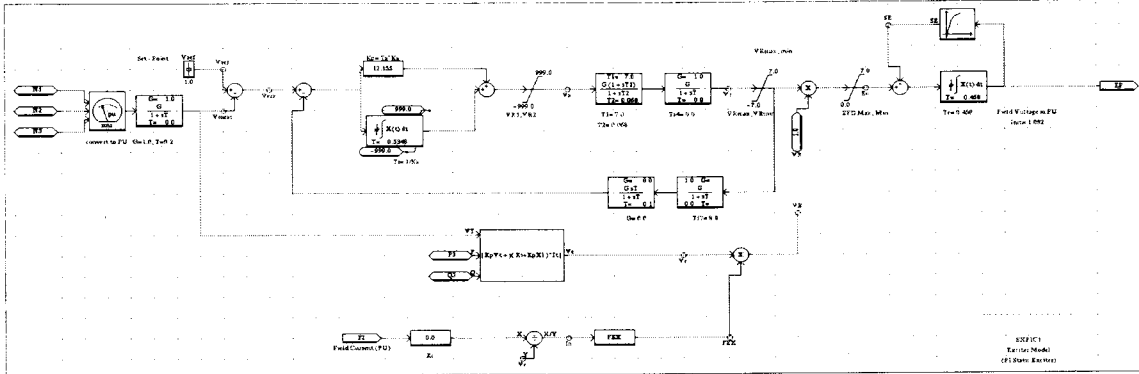


그림 8.1 EXPIC1 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

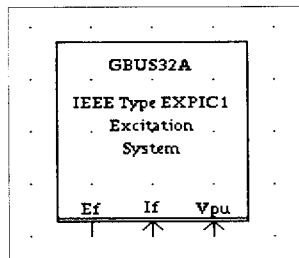
(2) RTDS 제어계 모델 개발

RTDS용 EXPIC1 여자기 모델과 IEEE3T3 모델은 EMTDC와 마찬가지로 제공하는 기본적인 컨트롤스 컴포넌트 라이브러리로 구성이 가능하며, 앞에서 설명한 COMPOSITE 컴포넌트 생성법에 의하여 다른 컴포넌트와 같이 하나의 아이콘 형태로 구현이 가능한데, EXPIC1 여자기 모델과 IEEE3T3 여자기 모델은 앞에서 설명한 바와 같이 KI 변수 처리에 있어 차이가 있다. 그림 8.2(a)를 보면 EXPIC1 여자기 모델(CC급)의 경우에 KP와 KI 파

라미터 값이 0인 경우에 VB를 1로 처리하는데 KP와 KI가 거의 항상 0인 관계로 VB를 1로 입력되고 있다. 그러나 그림 8.2(b)에서 보이는 EXPIC1 여자기 모델(아이콘급)의 경우에는 KP와 KI 파라미터 값이 0인 경우에 VB를 1로 처리하도록 코딩되어있다. 참고적으로 KI 파라미터 값이 0인 경우에 대한 소스코드와 KP와 KI가 둘 다 0인 경우에 VB를 1로 처리하는 것에 대한 소스코드는 RTDS에 경우에는 EMTDC에서와 같이 볼 수 없다.



(a) RTDS용 EXPIC1 여자기 모델 (CC급)



(b) RTDS용 EXPIC1 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
PSS	Include Stabilizer Input?	No	Yes
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.7	kV
Ib	Rated RMS Phase Current	1.0	kA
Vi	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Psig	Generator Real Power Signal Name	P	
Qsig	Generator Reactive Power Signal Name	Q	
Proc	Assigned Controls Processor	2	
Pri	Priority Level	1	

Tr	Time Constant Tr	0.0	sec
Ka	Gain Ka	1.87	
Ta1	Time Constant Ta1	6.5	sec
Vr1	Upper Limit VR1	999.0	pu
Vr2	Lower Limit VR2	-999.0	pu
Ta2	Time Constant Ta2	0.068	sec
Ta3	Time Constant Ta3	7.0	sec
Ta4	Time Constant Ta4	0.0	sec
Vrmax	Upper Limit VRmax	7.0	pu
Vrmin	Lower Limit VRmin	-7.0	pu
Kf	Feedback Gain Kf	0.0	
Tf1	Feedback Time Constant Tf1	0.1	sec
Tf2	Feedback Time Constant Tf2	0.0	sec
EFmx	Upper Limit EDFmax	7.0	pu
EFmn	Lower Limit EDFmin	0.0	pu
Ke	Constant Ke	1.0	
Te	Time Constant Te	0.458	sec
E1	Value of E at Se1	3.0	
Se1	Value of Se at E1	0.01	
E2	Value of E at Se2	4.5	
Se2	Value of Se at E2	0.8	
Kp	Constant Kp	0.0	
Ki	Constant Ki	0.0	
Kc	Constant Kc	0.0	

(c) RTDS용 EXPIC1 여자기 모델 파라미터 입력 창
그림 8.2 RTDS용 EXPIC1 여자기 모델

나. IEEEEX1, IEEEEX2, IEEX2A 및 IEEEET2 여자기 모델(4종)

(1) PSS/E 제어계 모델 분석

IEEEEX1 여자기 모델과 IEEEET1 여자기 모델은 분기(shunt) DC 여자기들과 발전기 축(shaft)에 의해서 동작하는 교류자(alternator)와 정류기 브리지를 사용하는 여자기를 나타내는데 사용되며, DC 여자기로 사용되는 경우에는 K_e , VR_{MAX} , VR_{MIN} 파라미터 값을 0으로 입력하고 이 파라미터들의 값은 아래의 식에 의해서 결정된다. 교류 여자기 시스템 일 경우에는 K_e 는 1이고 VR_{MAX} 와 VR_{MIN} 은 ESTR을 실행시킨 결과에 의해 결정된다.

$$K_e = VR_{MAX} / (10 \times E_{fd}) - [SE(E_{fd})]$$

IEEEEX2 여자기 모델, IEEX2A 여자기 모델과 IEEEET2 여자기 모델은 교류자를 사용하는 비제어 정류자(uncontrolled rectifier)를 사용하는 여자 시스템을 나타내며, IEEEEX2 여자기 모델과 IEEEET2 여자기 모델은 제어부 출력을 이용하는 반면, IEEX2A는 여자기의 계자전류를 이용한다. 여기서 K_e 는 일반적으로 1이고 VR_{MAX} 와 VR_{MIN} 은 ESTR을 실행시킨 결과에 의해서 결정된다.

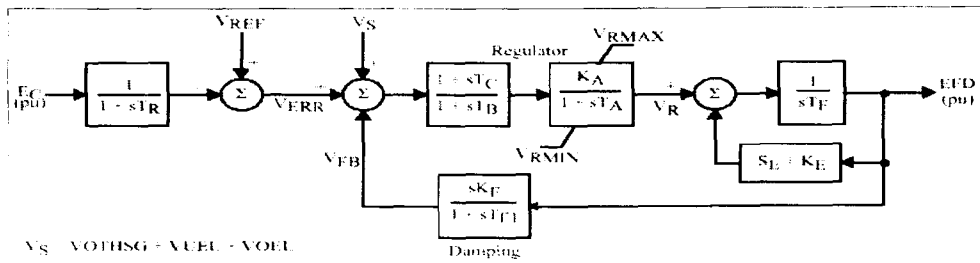


그림 8.3 IEEEEX1 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

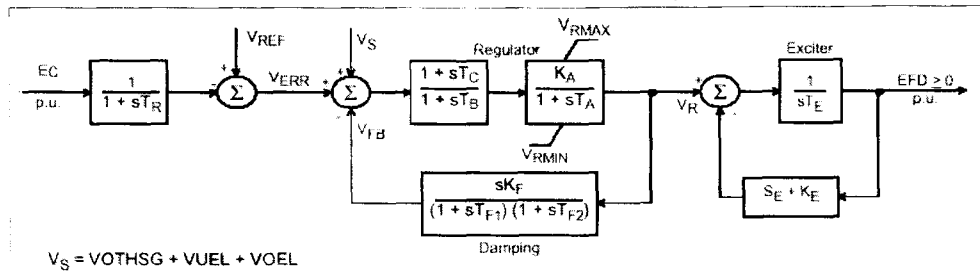


그림 8.4 IEEEEX2 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

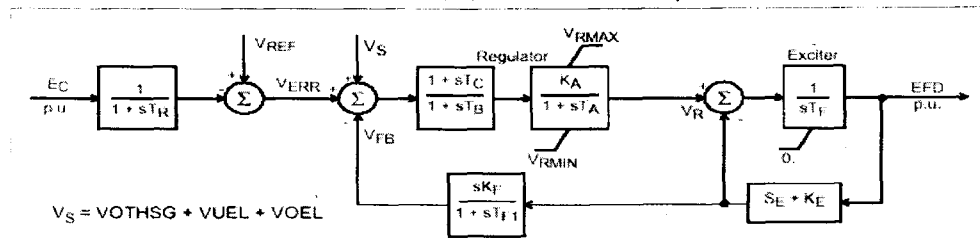


그림 8.5 IEEX2A 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

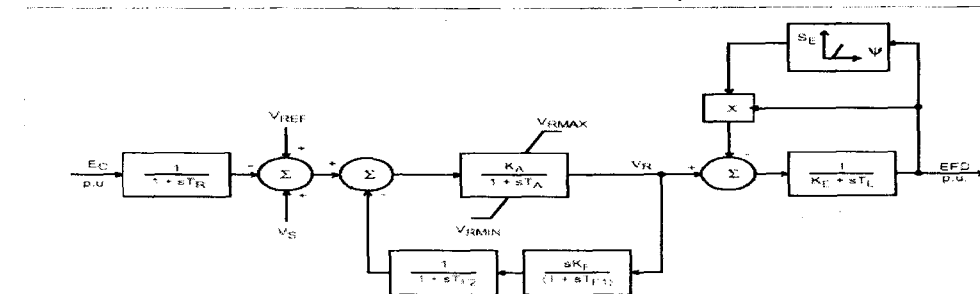
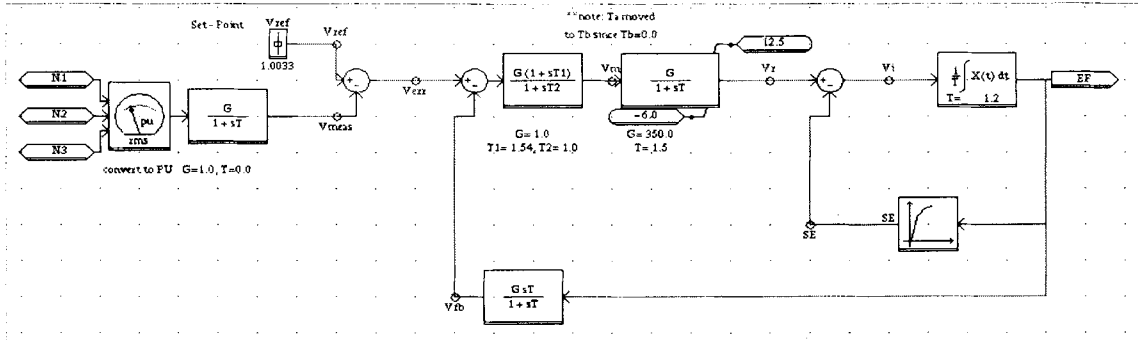


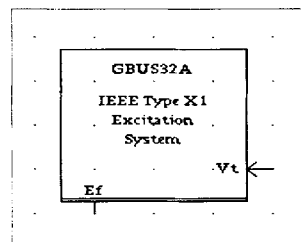
그림 8.6 IEEEET2 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

(2) RTDS 제어계 모델 개발

RTDS용 IEEEEX1, IEEEEX2, IEEX2A, IEEEET2 여자기 모델들은 EMTDC와 마찬가지로 제공하는 기본적인 컨트롤스 컴포넌트 라이브러리로 구성이 가능하며, 앞에서 설명한 COMPOSITE 컨포넌트 생성법에 의하여 다른 컴포넌트와 같이 하나의 아이콘 형태로 구현이 가능한데, 위의 여자기 모델에 대한 여자기 포화특성을 처리하는 것에 대한 소스코드는 RTDS에 경우에는 EMTDC에서와 같이 볼 수 없다.



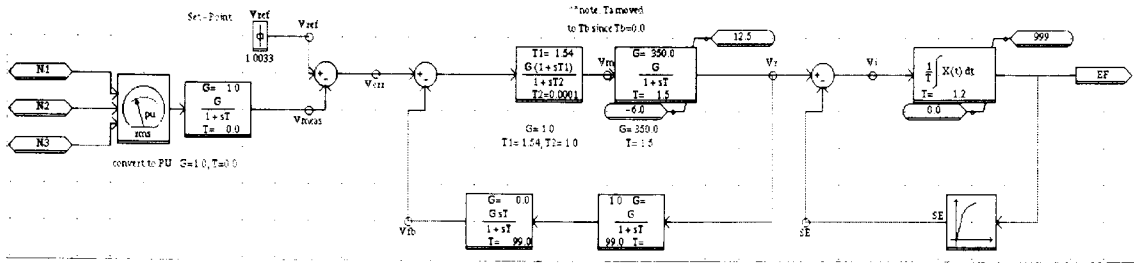
(a) RTDS용 IEEEEX1 여자기 모델 (CC급)



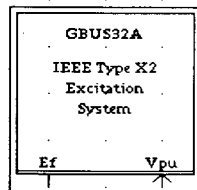
(b) RTDS용 IEEEEX1 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	Gen1	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
PSS	Include Stabilizer Input?	No	Yes
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.7	kV
Vi	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Tr	Time Constant Tr	0.05	sec
Ka	Gain Ka	1.0	
Ta	Time Constant Ta	1.0	sec
Tb	Time Constant Tb	1.0	sec
Tc	Time Constant Tc	1.0	sec
Vmx	Upper Limit VRmax	1.0	pu
Vmn	Lower Limit VRmin	1.0	pu
Ke	Constant Ke	1.0	
Te	Integrator Time Constant Te	1.0	sec
Kf	Feedback Gain Kf	1.0	
Tf1	Feedback Time Constant Tf1	1.0	sec
E1	Value of E at Se1	3.0	
Se1	Value of Se at E1	0.05	
E2	Value of E at Se2	4.0	
Se2	Value of Se at E2	0.4	
Proc	Assigned Controls Processor	1	
Pri	Priority Level	1	

(c) RTDS용 IEEEEX1 여자기 모델의 파라미터 입력 창
그림 8.7 EMTDC와 RTDS용 IEEEEX1 여자기 모델



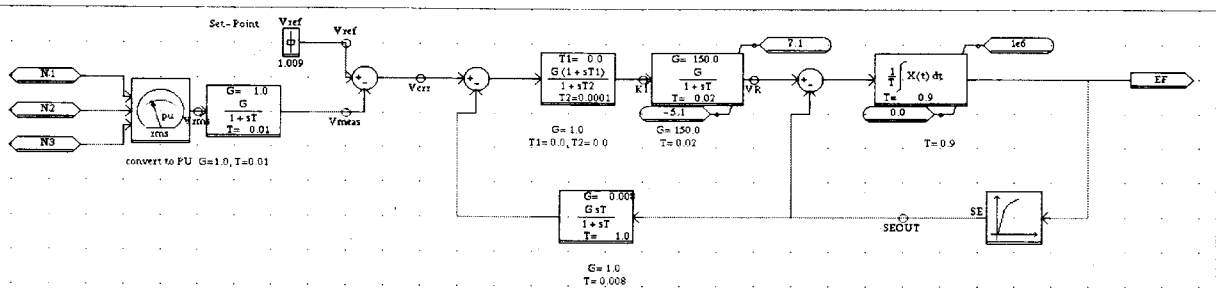
(a) RTDS용 IEEE X2 여자기 모델 (CC급)



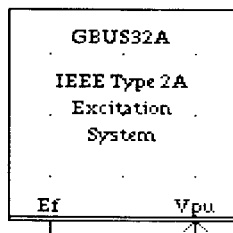
(b) RTDS용 IEEE X2 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
PSS	Include Stabilizer Input?	No	Yes
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.701706	kV
Vl	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Tr	Time Constant Tr	0.0	sec
Ka	Gain Ka	350.0	
Ta	Time Constant Ta	1.5	sec
Tb	Time Constant Tb	0.0	sec
Tc	Time Constant Tc	1.54	sec
Vmx	Upper Limit VRmax	12.5	pu
Vmn	Lower Limit VRmin	-6.0	pu
Ke	Constant Ke	1.0	
Te	Integrator Time Constant Te	1.2	sec
Kf	Feedback Gain Kf	0.0	
TF1	Feedback Time Constant TF1	99.0	sec
TF2	Feedback Time Constant TF2	99.0	sec
E1	Value of E at Se1	2.46	
Se1	Value of Se at E1	0.094	
E2	Value of E at Se2	3.285	
Se2	Value of Se at E2	0.365	
Proc	Assigned Controls Processor	2	
Pri	Priority Level	2	

(c) RTDS용 IEEE X2 여자기 모델의 파라미터 입력 창
그림 8.8 RTDS용 IEEE X2 여자기 모델



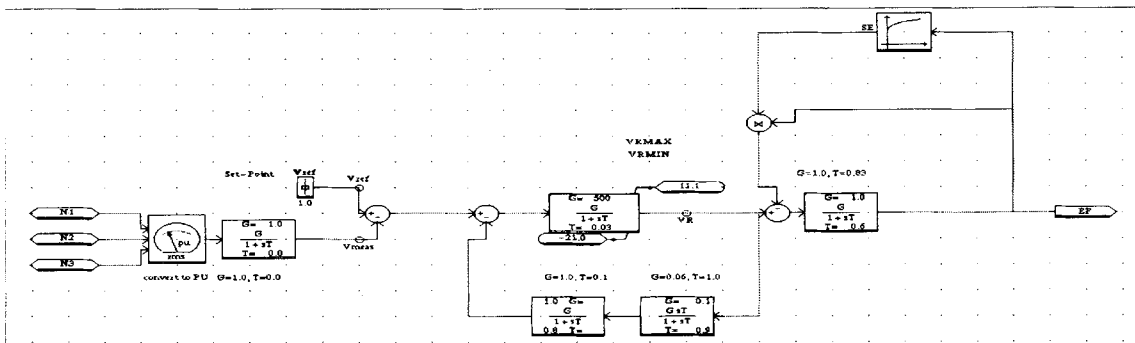
(a) RTDS용 IEEE X2A 여자기 모델 (CC급)



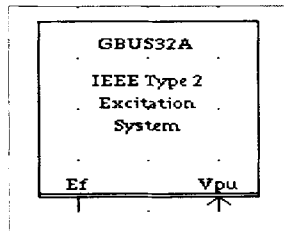
(b) RTDS용 IEEE X2A 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
PSS	Include Stabilizer Input?	No	Yes
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.701706	kV
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vi	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Tr	Time Constant Tr	0.01	sec
Ka	Gain Ka	150.0	
Ta	Time Constant Ta	0.02	sec
Tb	Time Constant Tb	1	sec
Tc	Time Constant Tc	1	sec
Vmx	Upper Limit VRmax	7.1	pu
Vmn	Lower Limit VRmin	-5.1	pu
Ke	Constant Ke	1.0	
Te	Integrator Time Constant Te	0.9	sec
Kf	Feedback Gain Kf	0.008	
TF1	Feedback Time Constant TF1	1.0	sec
E1	Value of E at Se1	4.58	
Se1	Value of Se at E1	1.3	
E2	Value of E at Se2	6.1	
Se2	Value of Se at E2	1.75	
Proc	Assigned Controls Processor	2	
Pri	Priority Level	2	

(c) RTDS용 IEEX2A 여자기 모델의 파라미터 입력 창
그림 8.9 RTDS용 IEEX2A 여자기 모델



(a) RTDS용 IEEE2 여자기 모델 (CC급)



(b) RTDS용 IEEE2 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
PSS	Include Stabilizer Input?	No	Yes
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.7	kV
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vi	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Tr	Time Constant Tr	0.0	sec
Ka	Gain Ka	500	
Ta	Time Constant Ta	0.03	sec
Vmx	Upper Limit VRmax	11.1	pu
Vmn	Lower Limit VRmin	-21.0	pu
Ke	Constant Ke	1.0	
Te	Time Constant Te	0.6	sec
Kf	Feedback Gain Kf	0.09	
TF1	Feedback Time Constant TF1	0.9	sec
TF2	Feedback Time Constant TF2	0.8	sec
E1	Value of E at Se1	2.881	
Se1	Value of Se at E1	1.77	
E2	Value of E at Se2	3.84	
Se2	Value of Se at E2	1.89	
Proc	Assigned Controls Processor	2	
Pri	Priority Level	1	

(c) RTDS용 IEEE2 여자기 모델의 파라미터 입력 창
그림 8.10 RTDS용 IEEE2 여자기 모델

다. IEEE4 및 IEEE5 여자기 모델(2종)

(1) PSS/E 제어계 모델 분석

IEEE4 여자기 모델과 IEEE5 여자기 모델은 구형 여자 시스템을 나타내고자 하는 경우에 사용되는 모델로써 IEEE4 여자기 모델은 2개의 제어기를 가지는데 하나는 느린 제어동작을 하고 다른 하나는 빠른 제어동작을 한다. 이 때 느린 제어동작을 하는 제어기에서는 KR 파라미터에 의해서 결정되는 불감대(dead band)를 가지고 빠른 제어동작을 하는 제어기에서는 KV 파라미터에 의해서 결정되는 또 다른 불감대를 가지게 되는데, KV는 KR보다 파라미터 값이 커야한다. IEEE5 여자기 모델은 IEEE4 여자기 모델과 유사하지만 느린 제어동작을 하는 제어기측에 불감대가 없고 리셋비율(reset rate)을 표준화(normalization)하는 과정에서 IEEE4 여자기 모델과 차이를 보이고 있다.

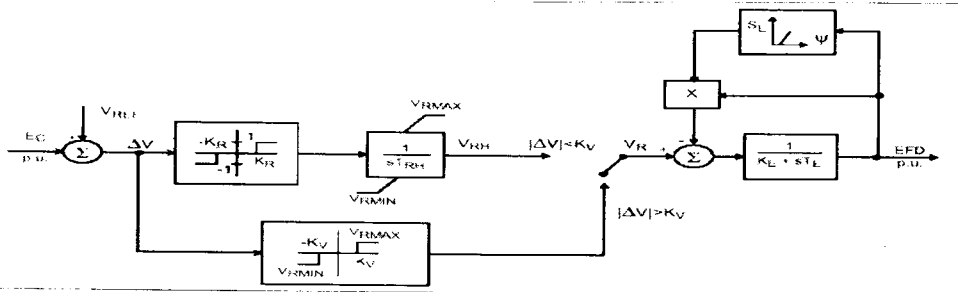


그림 8.11 IEEE4 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

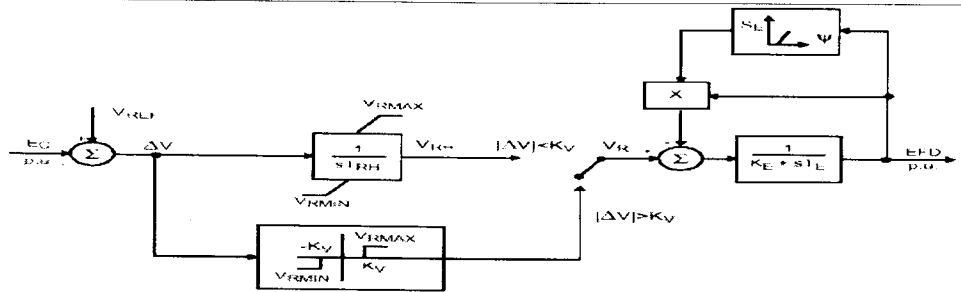
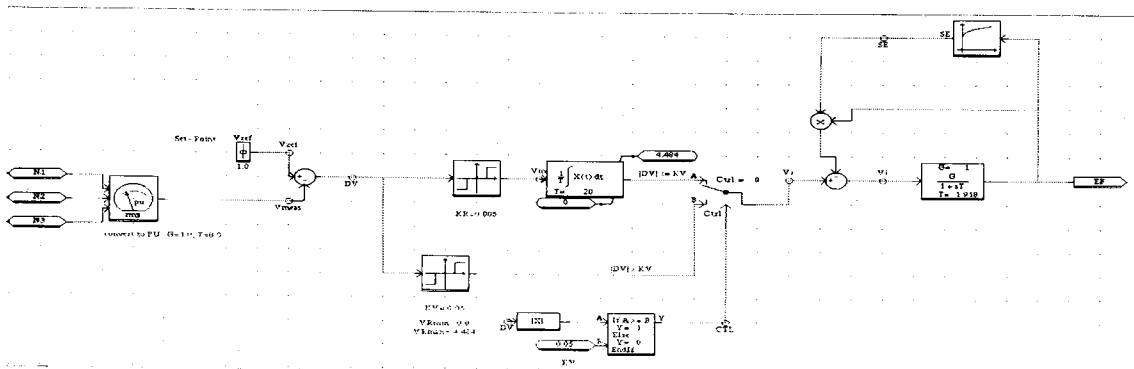


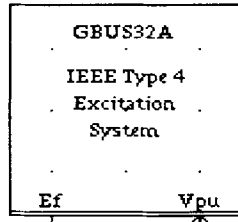
그림 8.12 IEEE5 여자기 모델의 PSS/E 제어블록

(2) RTDS 제어계 모델 개발

RTDS용 IEEE4와 IEEE5 여자기 모델은 EMTDC와 마찬가지로 제공하는 기본적인 컨트롤스 컴포넌트 라이브러리로 구성이 가능하며, 앞에서 설명한 COMPOSITE 컨트롤스 컴포넌트 생성법에 의하여 다른 컨트롤스 컴포넌트와 같이 하나의 아이콘 형태로 구현이 가능하며, 이 모델들은 여자기의 포화특성과 제어기의 불감대 특성이 구현되어 있으며 앞에서 설명한 바와 같이 여자기 포화특성과 불감대를 처리하는 것에 대한 소스코드는 RTDS에 경우에는 EMTDC에서와 같이 볼 수 없다.



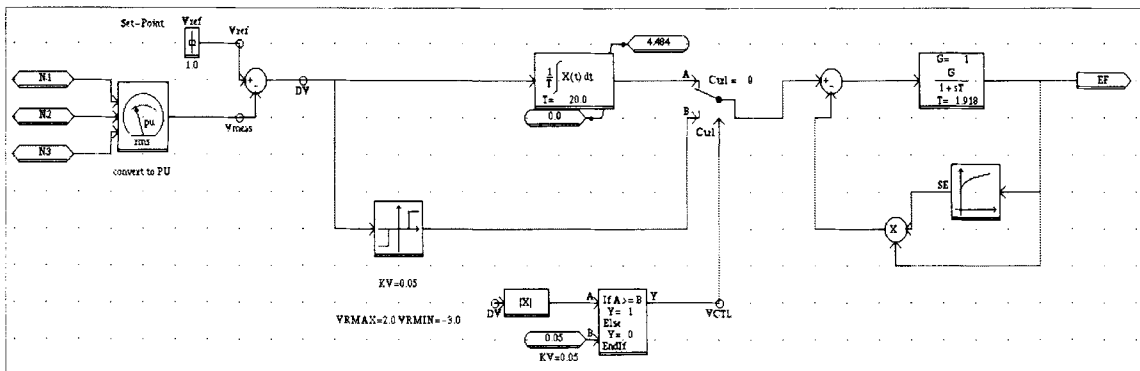
(a) RTDS용 IEEE4 여자기 모델 (CC급)



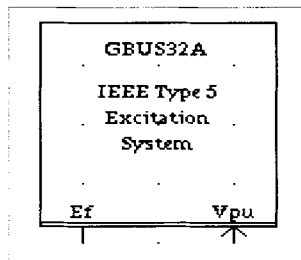
(b) RTDS용 IEEE4 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
Vba	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.7	kV
Vi	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Kr	Deadband limit Kr	0.005	pu
Trh	Integrator Time Constant Trh	20.0	sec
Kv	Deadband limit Kv	0.05	pu
VRmx	Limit VRmax	4.484	pu
VRmn	Limit VRmin	0.0	pu
Te	Time Constant Te	1.918	sec
Ke	Constant Ke	1.0	pu
E1	Value of E at Se1	2.46	
Se1	Value of Se at E1	0.094	
E2	Value of E at Se2	3.285	
Se2	Value of Se at E2	0.365	
Proc	Assigned Controls Processor	2	
Pri	Priority Level	1	

(c) RTDS용 IEEE4 여자기 모델의 파라미터 입력 창
그림 8.13 RTDS용 IEEE4 여자기 모델



(a) RTDS용 IEEET5 여자기 모델 (CC급)



(b) RTDS용 IEEET5 여자기 모델 (아이콘급)

Gen	Generator Name	GBUS32A	
Mon	Monitor Internal Variable	No	Yes
Vbs	Bus Voltage Input source	3 Phase	Vpu
Vb	Rated RMS Phase Voltage	12.7	kV
Vi	Initial Terminal Voltage	1.0	pu
Trh	Integrator Time Constant Trh	20.0	sec
Kv	Deadband limit Kv	0.05	pu
VRmax	Limit VRmax	4.484	pu
VRmin	Limit VRmin	0.0	pu
Te	Time Constant Te	1.918	sec
Ke	Constant Ke	1.0	pu
E1	Value of E at Se1	2.4637	
Se1	Value of Se at E1	0.094	
E2	Value of E at Se2	3.285	
Se2	Value of Se at E2	0.365	
Proc	Assigned Controls Processor	1	
Pri	Priority Level	1	

(c) RTDS용 IEEE5 여자기 모델의 파라미터 입력 창
 그림 8.14 RTDS용 IEEE5 여자기 모델

제 4 장 목표달성도 및 관련분야에의 기여도

제 4 장 목표달성도 및 관련분야에의 기여도

제 1 절 연구개발 목표 달성도

연도	세부연구목표	평가의 착안점	달성내역
1 차 년 도	발전기, 송전선, 부하 파라미터 추출/검증 기술 확립 및 구축	결과보고서	<ul style="list-style-type: none"> 발전기 제어계 특성시험 절차 및 모델링 기술확립 정태/동태 부하모델링 기술 확립 우수한 연구결과(산업재산권 4건, 논문 9편, 결과보고서)
	네트워크/부하 축약기술 및 축약 S/W 개발	논문, 산업재산권, S/W 개발품	<ul style="list-style-type: none"> 시스템 축약시 RTDS H/W 제약조건 검토 선로, 모선, 부하 축약 알고리즘 개발 정적축약 S/W 개발 우수한 연구결과(산업재산권 1건, 논문 13편, S/W 1건)
	최적 서브시스템 분할 기술 개발	S/W 개발품	<ul style="list-style-type: none"> 단거리 송전선로 처리기법 개발 송전선로 영상분 데이터 추정기법 개발 Mini 시스템 구성 및 탐색을 통한 자동 분할 알고리즘 개발 우수한 연구결과(논문 2편, S/W 1건)
	자동전압조정기의 정밀 모델링(8종)	모델 도면	<ul style="list-style-type: none"> 자동전압조정기의 RTDS용 모델 개발(8종) 개발된 제어기의 특성검증 및 RTDS 라이브러리에 개발 모델 등록 우수한 연구결과(산업재산권 9건, 논문 11편, 모델도면 8건)
2 차 년 도	발전기 DB 구축	결과보고서	<ul style="list-style-type: none"> 발전기 제어계 특성시험 시행 (고리원자력/하동화력/동해화력/서천화력/울산화력/산청양수) 현장시험 결과를 활용한 모델 및 모델정수 결정, 발전기 DB 구축 우수한 연구결과(산업재산권 1건, 논문 11편, 결과보고서)
	이종 제어기 발전기 식별 기술 개발	S/W 개발품	<ul style="list-style-type: none"> 기존 동적 축약 알고리즘 분석 관계행렬 및 관계오차 계산 발전기 Coherency 특성을 이용한 발전기 식별 기술 개발 우수한 연구결과(산업재산권 5건, 논문 17편, S/W 1건)
	최적 서브시스템 할당 기술 개발	논문(SCI 1편)	<ul style="list-style-type: none"> 계통 컴포넌트별 할당 프로세서 조사/적용 Mini/서브시스템을 이용한 서브시스템 할당 기술 개발 입력데이터 변환 테이블 작성 우수한 연구결과(산업재산권 1건, 논문 1편)
	자동전압조정기의 정밀 모델링(7종)	논문, 모델 도면	<ul style="list-style-type: none"> 자동전압조정기의 RTDS용 모델 개발(7종) RTDS 라이브러리에 개발 모델 등록 우수한 연구결과(산업재산권 3건, 논문 12편, 모델도면 7건)
종합			<ul style="list-style-type: none"> 계획대비 실적을 초과하는 우수한 연구 결과 발전기 특성시험 및 모델링 기술 확보 2단계 연구 종료시 상품화가 가능하도록 기반기술 구축 및 본 분야의 연구개발 선도

제 2 절 관련분야 기술발전에의 기여도

1. 대표적 성공사례

가. 시스템 축약 S/W 개발

1단계에서 개발된 정적 시스템 축약 S/W는 대규모 한전계통을 시뮬레이터로 해석하는

데에 필수적인 것으로, 향후, 2단계 연구를 통해 이중제어기를 갖는 발전기의 통합기술이 개발되면 상품화가 가능할 것으로 기대된다. 개발된 S/W는 한전계통의 765kV 초고압 송전설비 가압 및 운용 검토 등에 사용되었으며, 축약된 계통과 원계통이 매우 유사한 동특성을 나타내는 바, 축약 성능이 우수한 것으로 판단된다. 또한, 본 S/W는 축약 규모, 축약 지역 및 축약 정도를 사용자가 지정할 수 있도록 하여 사용자 편리성을 제고하였다.

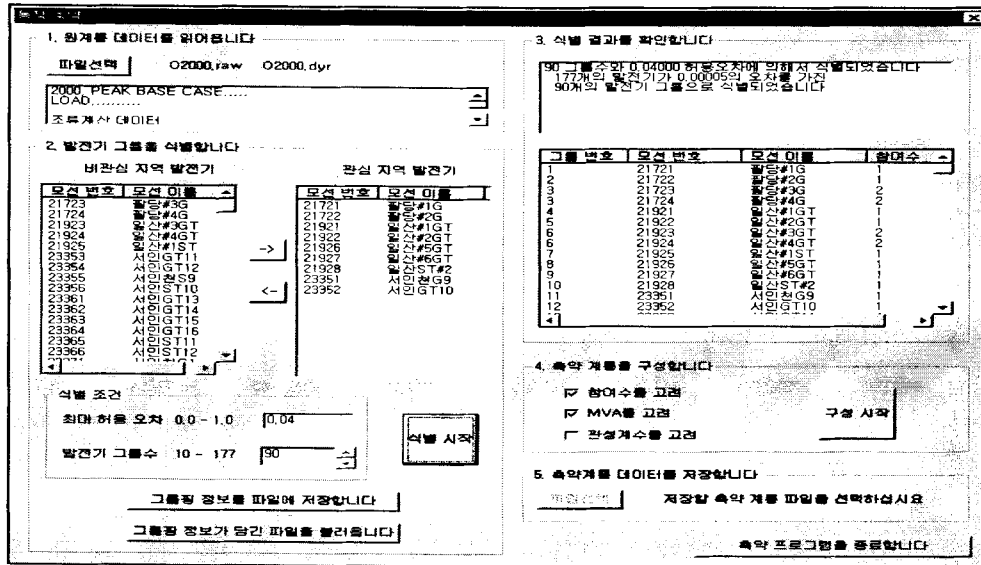


그림 2.1 개발된 시스템 축약 S/W

나. 세계 최초 데이터 변환 S/W 개발

널리 사용되는 아스키 코드 형식의 입력데이터를 그래픽 기준의 계통도면으로 변환하는 기술을 세계 최초로 개발함으로써, 실시간 시뮬레이터의 활용도를 획기적으로 향상시킬 수 있었다. 2단계 연구 종료 후, 본 데이터 변환 S/W와 시스템 축약 S/W를 더불어 상품화(S/W) 한다면, 실시간 시뮬레이터를 이용하는 약 30여개국에 수출 가능할 것으로 예상하며, 이들 통해, 외화획득은 물론, 동일 기술 분야에서 우위를 선점함으로써 한국의 전력기술 위상을 제고할 수 있을 것으로 예상된다.

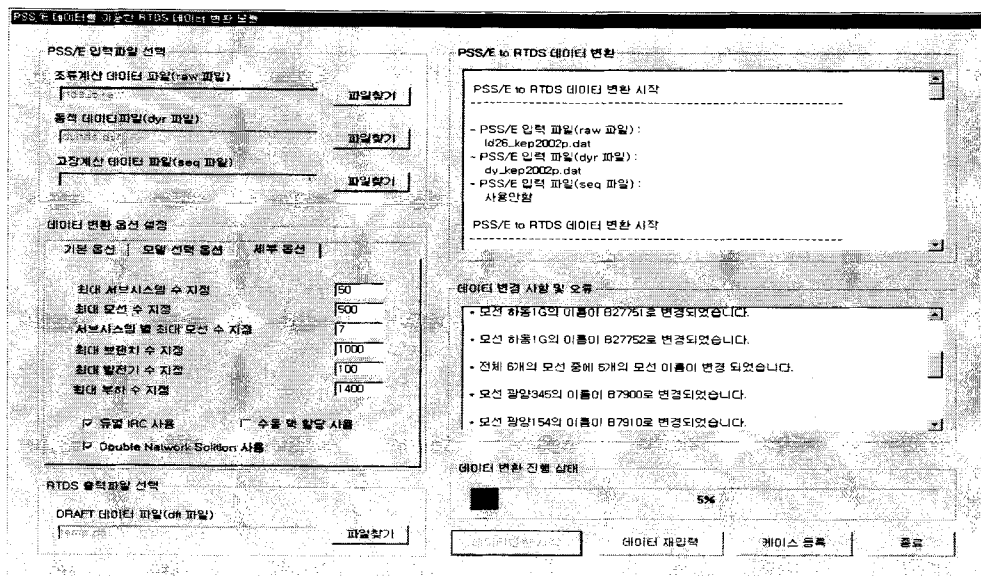


그림 2.2 개발된 데이터 변환 S/W

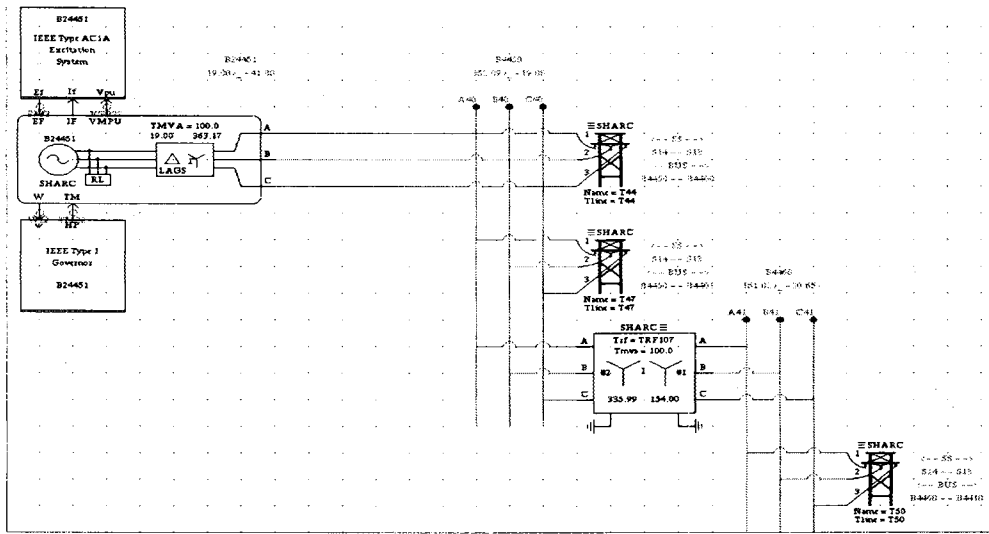
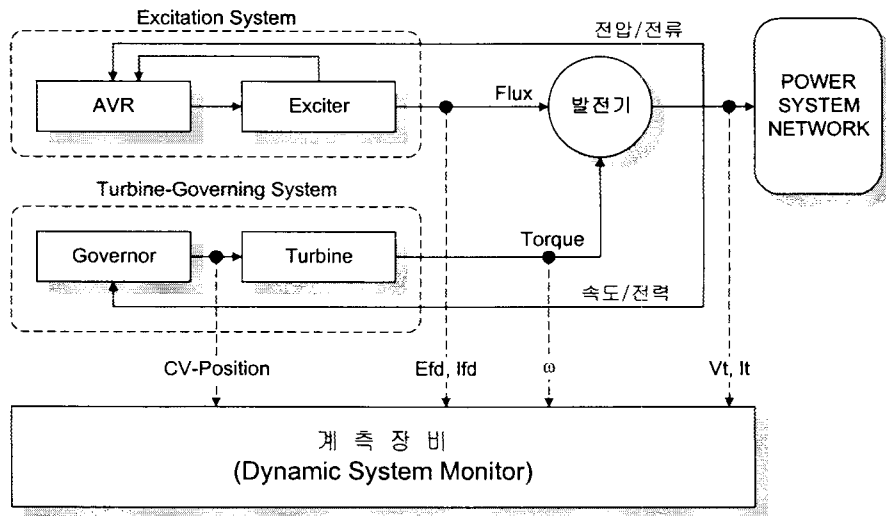


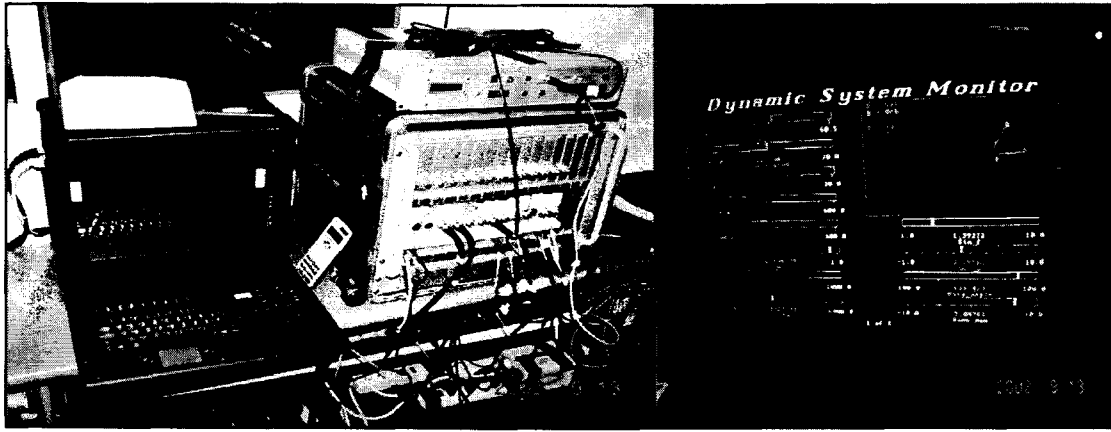
그림 2.3 생성된 그래픽 기준 계통도면

다. 발전기 및 제어시스템 모델링, 파라미터 튜닝 기술 확보

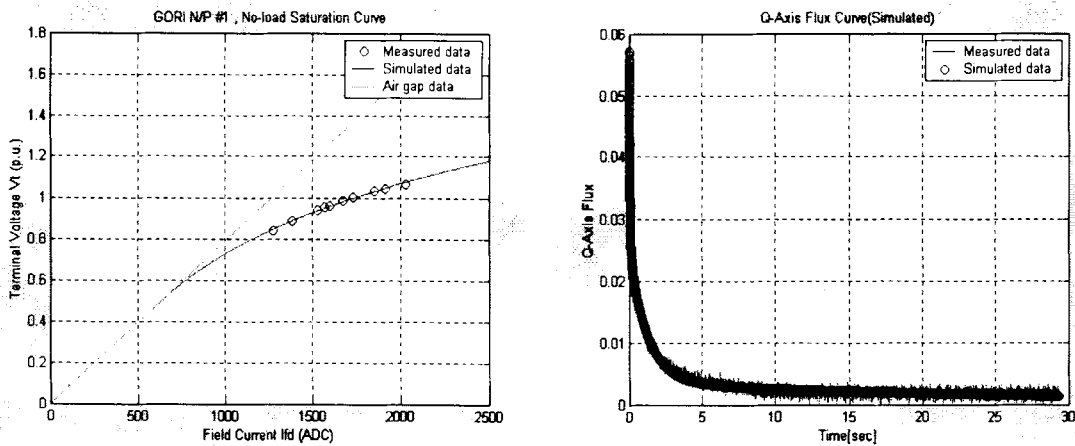
대규모 전원설비의 원격지 집중과 대전력 송전계통의 운용이 예상되는 계통의 안정운용을 위해서는 발전기 및 제어시스템의 적정 제어능력 검증과 한계치에 대한 정확한 데이터 확보가 필수적이다. 현재, 발전기 및 제어시스템에 대한 모델링과 최적 튜닝기술은 GE를 중심으로 미국과 유럽의 전력설비 제작회사에서 보유하고 있으며, 본 연구팀도 국가 지정 연구실 사업을 통해 AVR/PSS 튜닝, 발전기 제어계 특성시험 및 모델정수 결정에 관한 기술을 확보하였다. 본 기술의 확보로 발전기 1기당 \$50,000 이상의 외국기술료 대체 효과를 기대할 수 있다.



(a) 측정요소 및 측정점



(b) 발전기 제어계 현장시험



(c) 측정결과 및 계산된 결과(무부하포화곡선, 부하차단시 단자자속)

그림 2.4 발전기 제어계 특성시험

2. 기타 계획하지 않은 연구성과

가. 실시간 시뮬레이터를 이용한 전력설비 연계시험 기술

최근까지 전력계통 과도현상 해석은 EMTP, EMTDC, PSS/E 등과 같은 비실시간 시뮬레이션 프로그램을 이용하는 것이 보편화 되었으나, 비실시간 시뮬레이션 프로그램은 1초 동안의 현상을 모의하는데 수분내지 수시간을 필요로 하므로, 광범위하고 철저한 계통해석은 실질적으로 불가능하며, 특히 다양한 실제통 제어기 및 보호설비의 계통연계 실증시험은 더욱더 불가능하다. 따라서 본 연구팀은 전력계통안정화장치(Power System Stabilizer, PSS)의 실시간 검증을 위해서 전력계통에서 발생하는 현상을 실시간으로 모의할 수 있는 시뮬레이터를 이용하여 전력설비 연계시험 기술을 확보한다.

브라질 REIVAX사의 상용 PSS(Model: PWX-600)와 디지털 PSS 성능 분석을 위하여, 다양한 상정사고에 대한 실시간 검증을 목적으로 실시간 시뮬레이터(RTDS)를 이용한 무주양수 발전기(2호기)를 1기 무한모선 계통으로 구성하고, 실시간으로 PSS의 성능분석 및 제어기의 특성을 분석한다.

(1) 무주양수 발전소(2호기) 모델링

무주양수 발전소와 한전계통과의 간략한 계통도를 그림 2.5에 나타내었다. 그림 2.5에서 볼 수 있듯이 PSS는 무주양수 1,2호기에 투입을 고려하고 있다. 그림 2.5의 한전계통을

포함한 무주양수(2호기) 계통을 기본으로 실시간 시뮬레이터(RTDS)를 이용한 무주양수 발전기(2호기)를 1기 무한모선 계통으로 구성하고, 실시간으로 PSS의 성능분석 및 제어기의 특성을 분석한다. PSCAD/RTDS를 이용하여 1기 무한모선 모의 계통을 그림 2.6에 나타내었다. RTDS에서 모의된 계통은 기준용량이 343(MVA)이고 출력은 300(MW), 발전단 쪽의 단자전압은 18(kV)이다. 성능시험을 위한 상정사고는 무한모선 쪽에서 3상 단락사고를 적용할 수 있도록 구성하였고 여자기의 기준전압(V_{ref})은 PSCAD/RTDS의 RunTime module에서 적용 할 수 있도록 구성하였다. 또한 발전기 출력조정은 RTDS의 RunTime Module에서 Mechanical Torque(T_m) 값을 조정하여 유효출력을 조정할 수 있다.

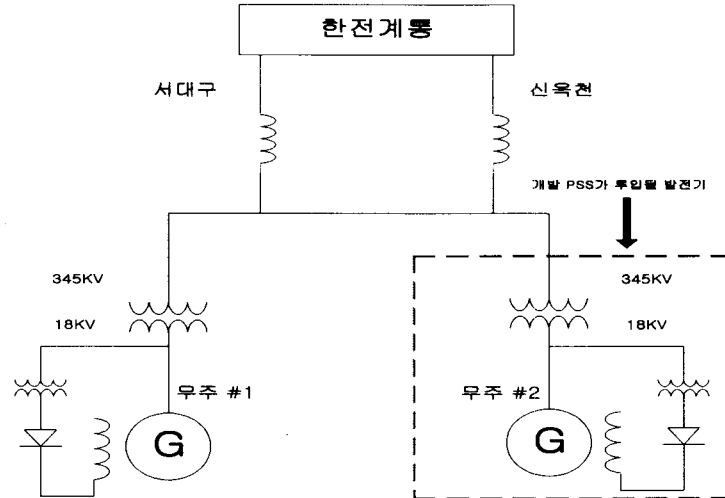


그림 2.5 한전계통을 포함한 무주양수 발전소 계통도

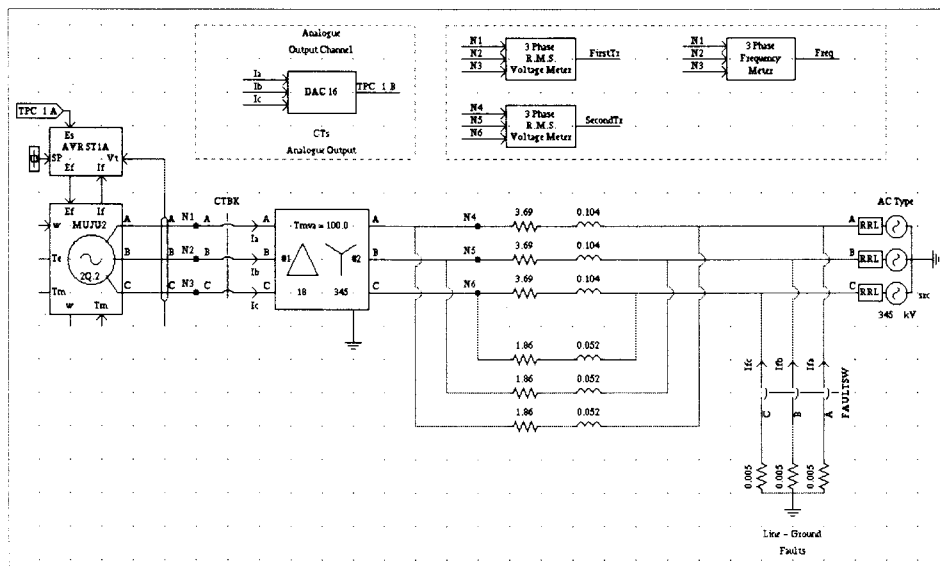


그림 2.6 성능시험을 위한 1기 무한모선 모의계통 구현

그림 2.6에서 무주양수 2호기를 모의한 발전기는 실제 발전기 특성시험을 통한 발전기와 여자기 파라미터를 입력하여 실제 운전계통과 동일한 조건으로 구성하였다. 변압기를 통한 한전계통(무한모선)과의 연결은 2회선 선로로 구성하였고 사용한 발전기 모델은 수력기 모델(2Q.2 machine)로 결정된 무주양수 2호기 발전기 모델 정수를 표 2.1에 나타내었다. 여자기 모델은 ST1A 모델(Static Excitation System)로 여자기 제어도와 모델 정수

를 그림 2.7과 표 2.2에 각각 나타내었다. RTDS에서 사용된 조속기 모델은 IEEE Gov&Turbine Model 이다.

표 2.1 무주양수 2호기 발전기 모델 정수

정수	정수 값	정수	정수 값
T_{do}'	13.500 sec	X_d	1.1636
T_{do}''	0.040 sec	X_q	0.7936
T_{qo}''	0.500 sec	X_d'	0.2500
H	6.120	X''	0.184
D	0.000	X_l	0.120

RTDS에서 구성된 모델은 두 가지 역할을 한다. 기본적으로 PSS의 아날로그 신호를 입력(TPC 1A) 받아 다양한 상정사고를 통하여 PSS의 성능을 시험한다. 또한 PSS의 PT, CT 측정을 위한 증폭기의 입력 전압(≈ 1 Volt)을 생성한다. 그림 2.6에서 3상 노드 전압(N1~N3)은 전압 증폭기의 입력전압을 형성하고 3상 전류(Ia~Ic)는 전류 증폭을 위한 입력전압으로 사용된다.

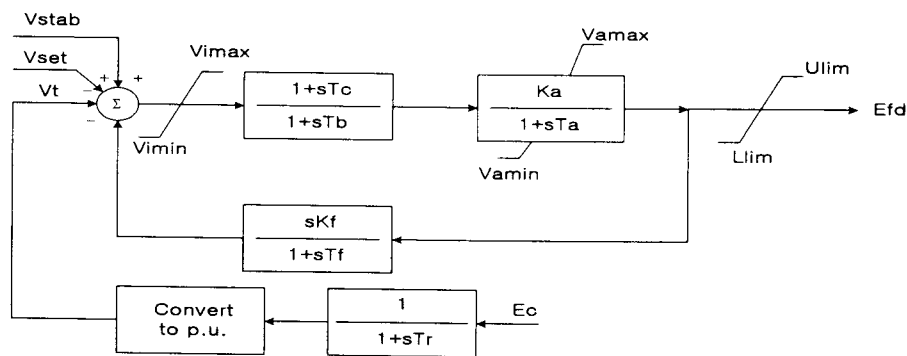


그림 2.7 여자시스템 ST1A 모델

표 2.2 무주양수 2호기 여자기 모델(ST1A) 정수

정수	정수 값	정수	정수 값
T_R	0.010 sec	T_A	0.000
V_{IMAX}	9999.000	V_{RMAX}	4.600
V_{IMIN}	-9999.000	V_{RMIN}	-4.600
T_C	0.000	K_C	0.000
T_B	0.000	K_F	0.0006
K_A	240.0	T_F	1.000

(2) 증폭기를 이용한 결선

PSS의 동작에 해당하는 PT(110 V), CT(4.23 A) 측정을 위한 전압, 전류 증폭을 위해 증폭기를 활용한다. 증폭기를 포함하여 실시간 디지털 시뮬레이터를 포함하는 개략적인 결선 구성을 그림 2.8에 나타내었다. 그림 2.8에서 볼 수 있듯이 무주양수 2호기를 모의한 RTDS에서 각각 3상의 전압 및 전류 출력을 증폭기에 입력전압으로 공급하고 증폭기에서 PSS로 3상 전압 및 전류 증폭 결과를 공급한다. 상정사고시 PSS의 출력 결과는 다시 무주양수 2호기를 모의한 RTDS에 $\pm 5V$ 전압형태의 PSS 출력신호를 내보낸다. RTDS에서는

아날로그 터미널 블록을 통해 입력받은 전압을 RUNTIME module의 Scaling factor를 이용하여 ± 0.1 p.u의 값으로 변환되어 PSS가 댐핑토크(Damping Torque)를 제공하게 된다.

본 연구팀이 보유하고 있는 Keihin Densokki(KDK)사의 증폭기 세트는 다음과 같이 구성되어 있다. 증폭기에 전원을 공급하는 ADT-32 모델은 배전반으로부터 3상 200V 입력을 받는다. ADT-32의 각 채널(CH 1&CH 2)은 각 상(A, B, C)의 전압 증폭기 및 전류 증폭기(TPR-33BN)에 연결되어 있다. 증폭기 기능을 담당하는 TPR-33BN은 각각 3개의 단자에서 3상 전압출력단자를 Reivax PSS PT측에 연결하고 다른 3상의 전류출력단자를 CT측에 연결한다. 전압과 전류 증폭 모두 전압의 형태로 입력을 받는다. 입력받을 수 있는 전압의 범위는 0~1V이다. 증폭기의 입력전압은 전압 증폭의 경우 RTDS의 DAC12 그리고 전류증폭의 경우 DAC16(High Precision 16bit Digital-Analogue Converter)의 출력전압을 입력으로 받는다. 그림 2.8를 기본으로 세부적인 결선 모양을 그림 2.9에 나타내었다.

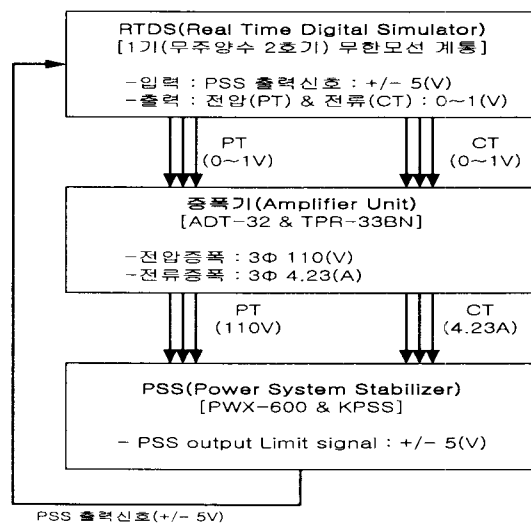


그림 2.8 실시간 시뮬레이터를 포함하는 개략적인 결선 구성도

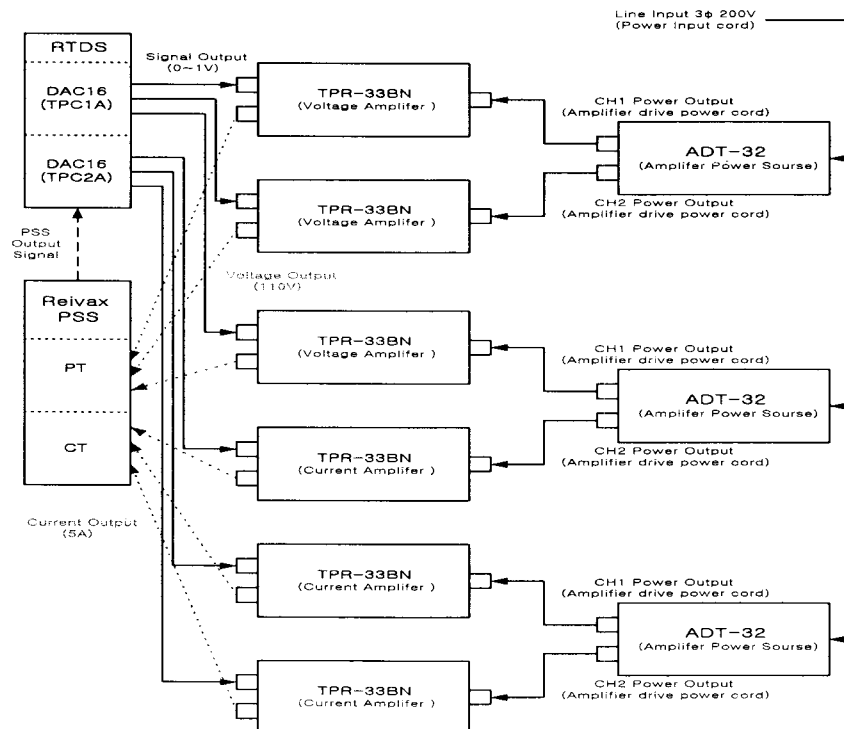


그림 2.9 PSS 성능 시험을 위한 세부적인 결선도

(3) PSS 성능시험 절차

RTDS를 이용하여 실시간으로 PSS의 성능 시험을 위해 그림 2.9와 같이 결선 후 그림 2.10과 같은 순서로 진행한다. 또한 각 단계별 세부사항을 기술하였다.

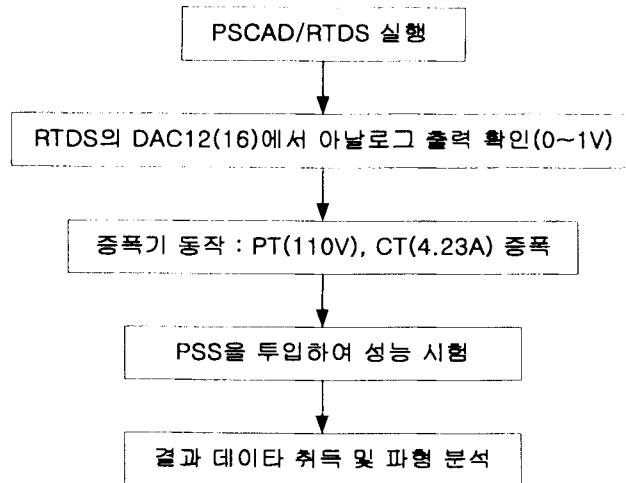


그림 2.10 PSS(PWX-600 & PSS) 성능 시험 절차

(가) STEP 1 - PSCAD/RTDS 실행

PSCAD/RTDS에서 무주양수 2호기를 모의한 1기 무한 모션 계통을 구성하고 실행한다. 무주 양수 2호기 모의시 발전기 및 여자기 정수는 발전기 특성시험 결과 데이터를 기초로 하여 구성한다. RTDS 프로그램 실행중 RunTime Module에서 전압과 전류의 출력전압이 0~1(V)가 출력되도록 Scaling factor를 조정한다.

(나) STEP 2 - RTDS의 DAC12(DAC16)에서 아날로그 출력 확인(0~1V)

Scaling된 값을 이용하여 아날로그 출력값을 확인한다. RTDS의 외부기기와의 인터페이스는 후면에 위치한 아날로그 터미널 블록을 통하여 이루어진다. 모의된 1기 무한 모션 계통에서 3상 전압과 3상 전류를 아날로그 신호로 변환하여 DAC12 카드에서 0~1V의 3상 전압을 그리고 DAC16 카드에서 0~1V의 3상 전류로 변환된다. 전류의 경우에도 RTDS에서는 전압의 값으로 표현하여 나타낸다.

(다) STEP 3 - 증폭기를 동작하여 PT(110V), CT(4.23A) 증폭

본 연구팀이 보유하고 있는 증폭기는 모두 전압의 형태로 입력을 받아 각각 3상의 전압과 전류를 증폭한다. 즉 STEP 2에서 출력된 0~1V의 전압과 전류를 입력받아 정확한 증폭비를 고려하여 PT(110V), CT(5A)가 측정되도록 증폭을 한다.

(라) STEP 4 - PSS를 투입하여 성능시험

PSS 성능 시험을 위한 상정사고는 3상 단락사고로 사고 시간을 0.1초(6 cycle)를 적용하였고 상정사고 시퀀스를 그림 2.11에 나타내었다. 상정사고 시퀀스는 모의된 계통이 정상 상태에 도달한 후 상정사고 적용을 의미하는 사고모의용 스위치(FAULTSW)가 투입되고 사고 지속시간(0.1초) 이후 다시 사고모의용 스위치가 개방되어 사고를 제거하는 방법으로 적용한다.

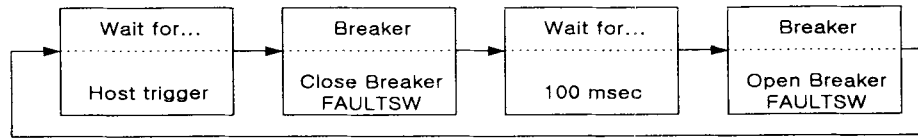


그림 2.11 3상 지락사고 시퀀스

(마) STEP 5 - 결과 데이터 취득 및 파형 분석

PSS 성능 시험을 위한 모의 결과는 발전기 속도, 발전기 출력, 발전기 단자전압 그리고 PSS의 출력을 관찰하여 결과 데이터를 취득하고 PSS의 성능을 분석한다.

(4) PWX-600 PSS 모의 시험

PWX-600 PSS 모델은 마이크로 프로세서로 구성된 전자회로 제품이고 수치적인 제어가 가능한 특성을 가지고 있다. PWX-600은 x86 CPU를 기본으로 한다. 이 CPU는 주파수 생성, 제어 알고리즘을 수행 할 수 있고 활성화(Active)/비활성(Deactive) 논리 적용, 파라미터 적용 등이 가능하다. 또한 발전기의 유효전력, 단자전압 그리고 사용자-기기 인터페이스(man-machine interface: MMI)가 가능하다. PWX-600의 모든 입력신호들은 PWX-600의 후면의 Backplane에 내장된 connector를 사용한다. 모든 입출력과 전원은 Backplane을 통해 보드로 연결된다. 또 Backplane에는 발전기 단자 전압과 단자 전류 측정용 PT와 CT가 내장되었다. PWX-600의 제어정수 튜닝은 무주양수 발전소 2호기에 맞도록 AVR/PSS 튜닝 프로그램을 이용하여 제어정수를 설정하였다. PSS 제어정수 결정 중에서 가장 중요한 것은 위상보상이다. 위상보상은 전력계통, 발전기 그리고 여자시스템(PGE)을 통해서 가장 큰 위상지연이 발생할 수 있는 운전점에서 20°~40° 정도의 부족보상으로 설정하면 효과적인 보상이 된다. 즉 PSS와 연결된 여자시스템, 발전기 그리고 전력계통 루프가 발전기의 속도 위상과 동일한 전기적 토오크를 제공하도록 하는 것이다. 반면 PSS의 이득 결정 방법은 댐핑 토오크를 가능한 크게 제공하면서 다른 모드들에 악영향을 주지 않도록 하는데 있다. 그림 2.12는 설계된 PSS 제어정수에 의해서 계통이 정격 운전시에 PGE 함수의 위상지연을 보상한 것으로 1~10 rad 정도의 관심영역 주파수대에서 위상보상은 약 10°~20° 정도로 부족보상 되었음을 보여준다. PWX-600의 이득 결정은 시스템의 안정성을 고려해서 적절한 값을 정하고 여자기 모드의 불안정이 발생하는 점에서 이득마진이 10 db 정도로 행해지는 것이 보통이다.

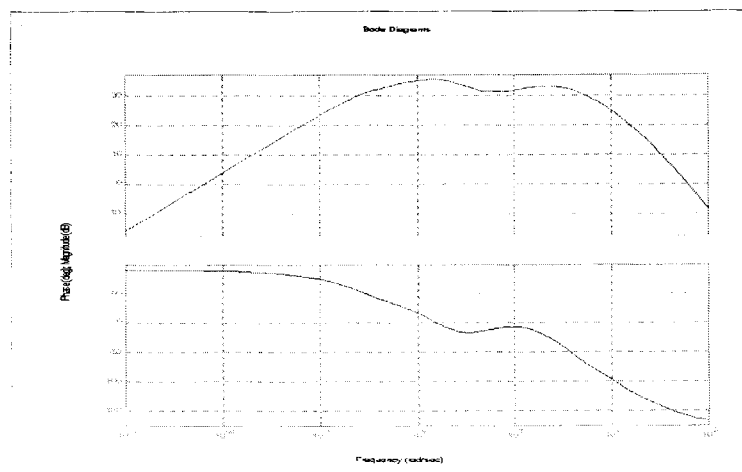


그림 2.12 PGE*PSS 전달함수의 주파수 특성

그림 2.12의 PGE 함수의 위상보상을 위한 PWX-600 제어정수는 표 2.3과 같다. 표 2.3에서 볼 수 있듯이 K는 PWX-600의 이득(gain)을 나타내고 T1, T2는 Reset 시정수, T3~T6은 위상보상 시정수, T는 Ramp tracking 시정수 그리고 L1, Ls는 상한/하한 제약이다. PWX-600 튜닝 파라미터 입력은 앞으로 다양한 PSS 알고리즘과 파라미터 입력에 적용할 수 있다. 그림 2.13에 기본적인 PWX-600 모델의 제어도를 나타내었다.

표 2.3 PWX-600 튜닝 파라미터

정수	정수 값	정수	정수 값
K	15	H	12.24
T1	3.0	T5	0.18
T2	3.0	T6	0.03
T2(protec)	0.5	T7	0.01
T3	0.18	T8	0.01
T4	0.03	T	0.1

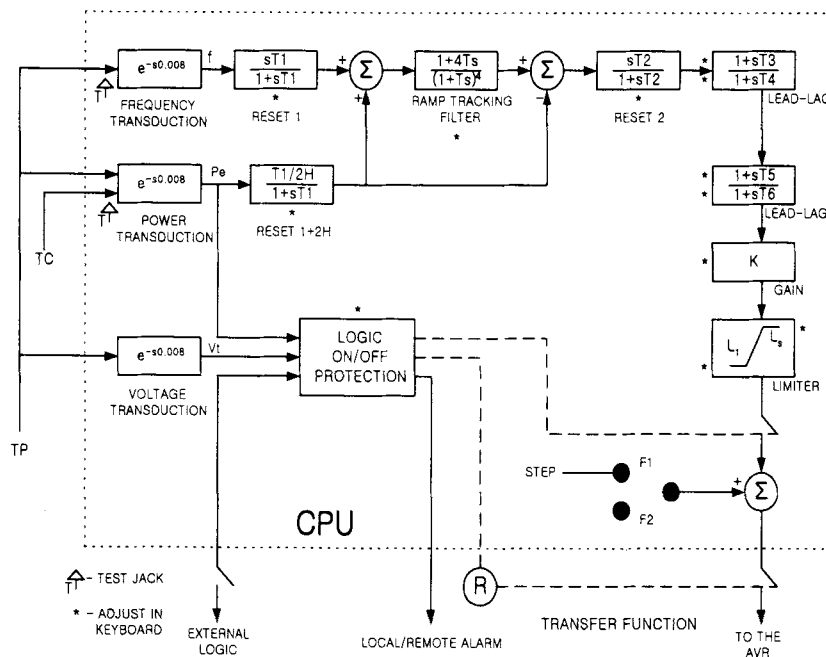
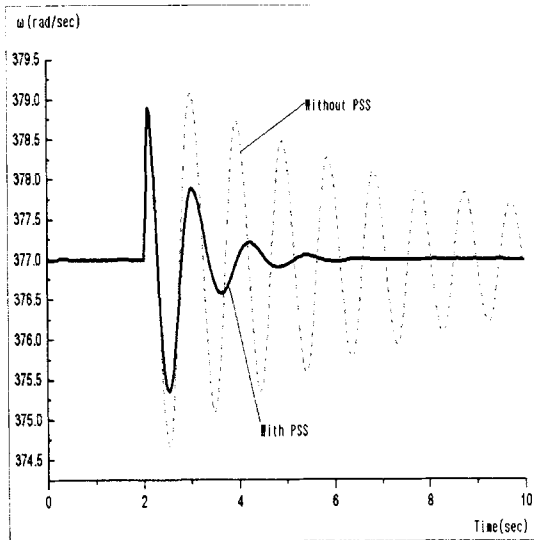
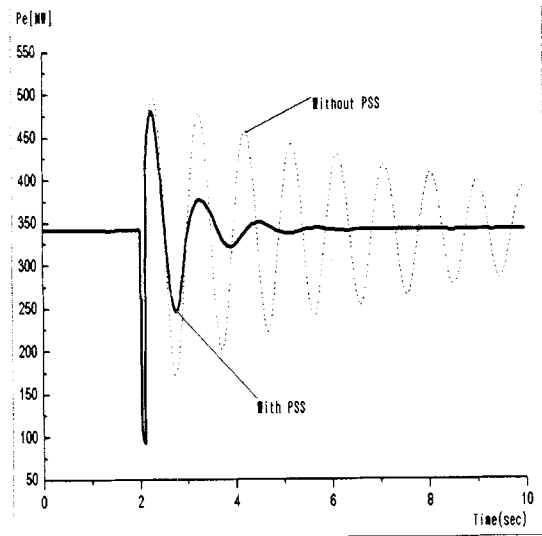


그림 2.13 PWX-600의 전달함수와 블록도

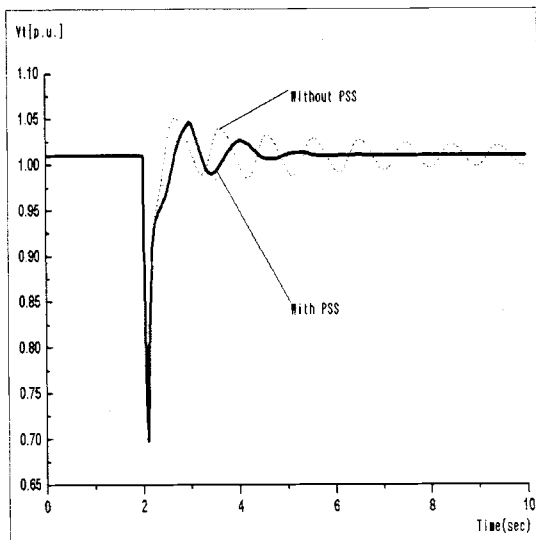
모의된 3상 단락사고를 적용한 성능시험 결과를 그림 2.14에 각각 나타내었다. 그림 10(a)는 PSS 투입후 주파수(ω) 변화 결과를 나타내었고 그림 2.14(b)는 전력동요(P_e)의 결과를 나타내었다. 각각의 그림에서 볼 수 있듯이 PSS 투입전후 파형을 비교하면 뚜렷한 댐핑(Damping) 효과를 확인할 수 있다. 성능시험에 사용된 PSS는 DC $\pm 5V$ 전압신호를 출력하고 있다. 출력된 DC 전압은 바로 디지털 여자시스템의 AVR 보조 신호로 입력되어 단자전압을 변화하게 된다. $\pm 5 V$ DC PSS 전압신호는 디지털 여자시스템 내부에서 다시 ± 0.1 p.u. 값으로 변환되도록 scaling 하게 된다. 상정사고시 PSS 투입 후 단자 전압의 변화와 PSS 출력신호 파형을 그림 2.14(c)와 그림 2.14(d)에 각각 나타내었다.



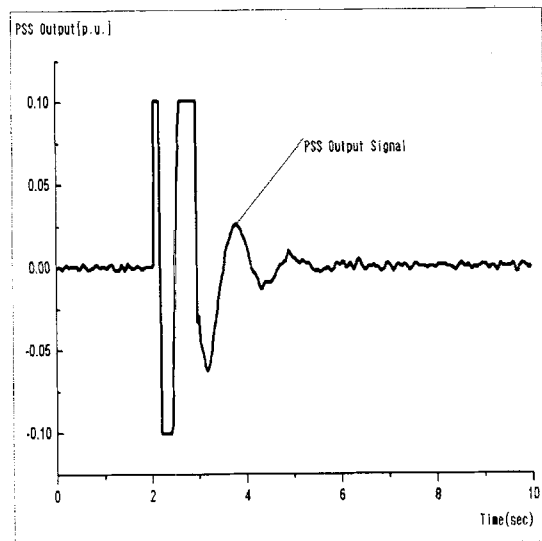
(a) PSS 투입 후 주파수(ω) 변화



(b) PSS 투입 후 전력동요(P_e)



(c) 단자전압(V_t)의 변화



(d) PSS 출력 신호

그림 2.14 3상 단락사고시 PWX-600 PSS의 응답 특성 결과

(5) 디지털 PSS(KPSS) 모의 시험

PWX-600 PSS 성능 시험결과를 기준으로 개발 PSS 성능시험은 다음의 4가지 시험을 적용한다. 우선 기준전압의 5%를 Step Up/Down하는 AVR Step Test를 수행하고 다음으로 3상 단락사고와 같은 상정사고를 모의하여 그 성능을 분석한다. 그리고 발전기의 출력 변화를 통한 성능시험을 하였다. 또한 무주-양수 2호기가 양수(Pumping Mode) 운전 시 PSS의 동작 파형을 분석하였다. 성능시험의 기본적인 구성을 그림 2.15에 나타내었다. RTDS와 증폭기로 구성된 시험기에 피시험기에 해당하는 개발 PSS에 적용된다. 여러 가지 성능 시험결과는 PSS에서 직접 오실로스코프를 통하여 측정할 수 있고 결과 파형의 측정은 PSCAD/RTDS의 MultiPlot Module에서 측정하고 결과 비교분석을 수행한다.

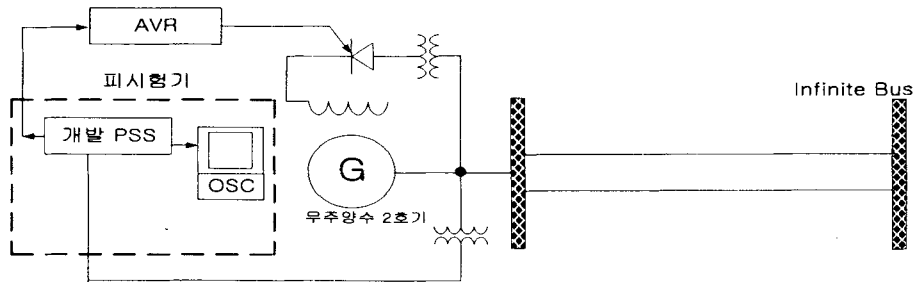


그림 2.15 피시형기(PSS)를 포함한 성능 시험 구성도

(가) AVR Step Test

AVR Step Test는 RTDS내에 모의되어 있는 여자기의 기준전압(Vref) 5% step up/down 작업을 수행한다. Vref을 변경하는 방법은 그림 2.16와 같은 RTDS의 RunTime module에서 모의된 파라미터 Group에서 Vset slider의 변경을 이용하여 적용한다.

현재 Vref 전압은 1.0159 pu로 설정되어 있다. 계통이 정상상태로 유지된 상태에서 단자전압은 5% step up 시험을 먼저 수행하였다. 즉 Vref 전압이 1.0159에서 1.0659로 상승하였다. 단자전압 5% Step up시 PSS 성능 시험 결과를 그림 2.17에 나타내었다. 그림 2.18는 Vref 전압을 1.0659 pu에서 1.0159 pu로 5% step down 시험시 PSS 성능시험 결과를 보여주고 있다.

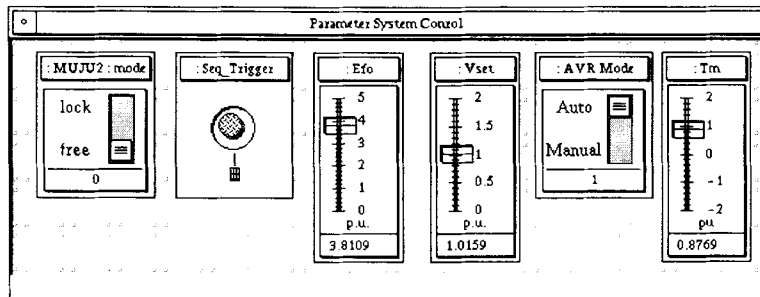
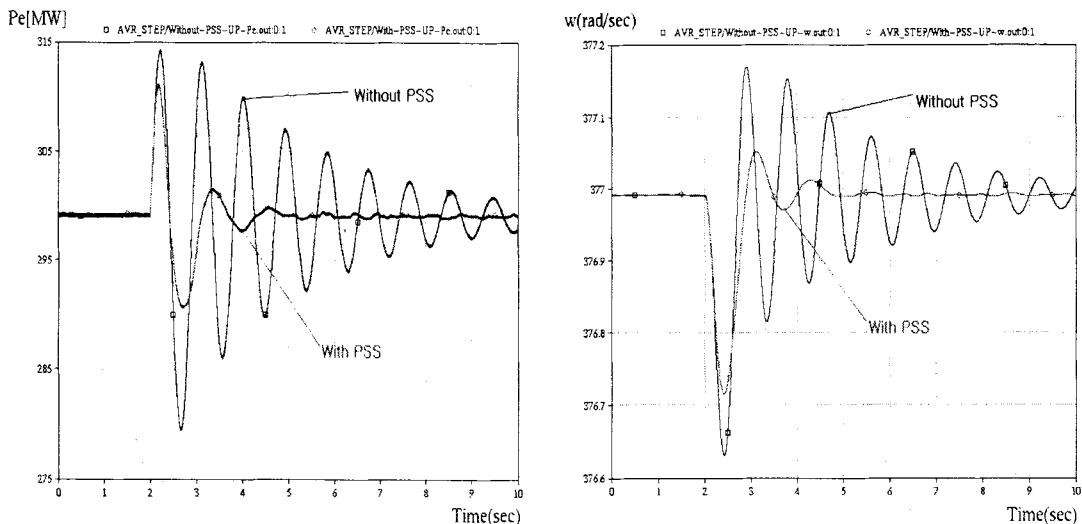
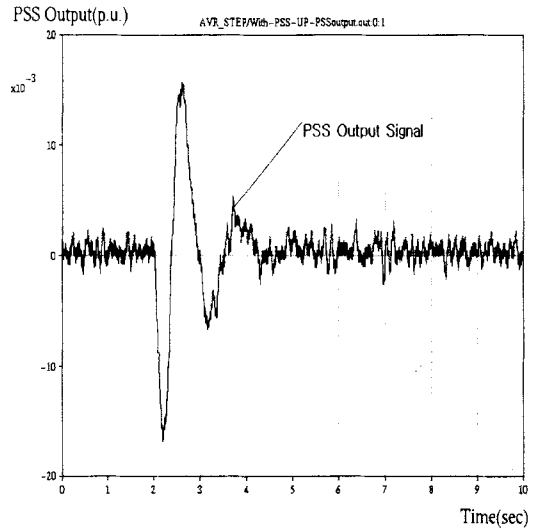
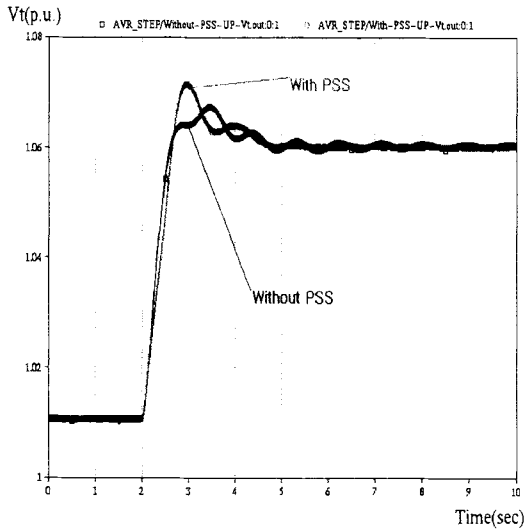


그림 2.16 RunTime module의 제어 파라미터 Group



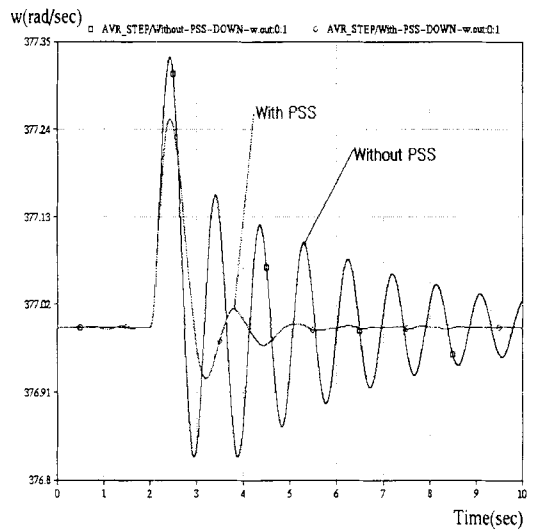
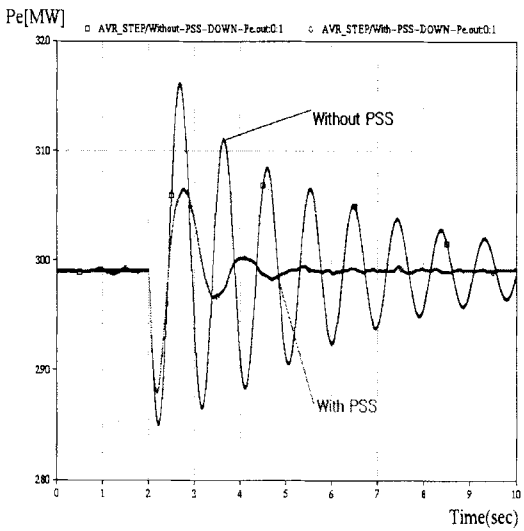
(a) 유효전력(Pe)의 변화

(b) 주파수(ω) 변화



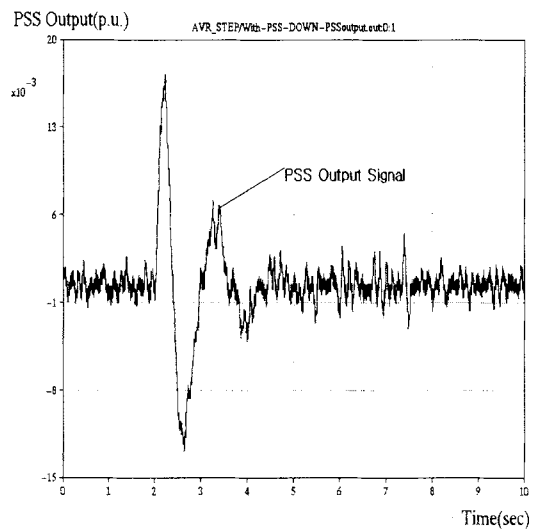
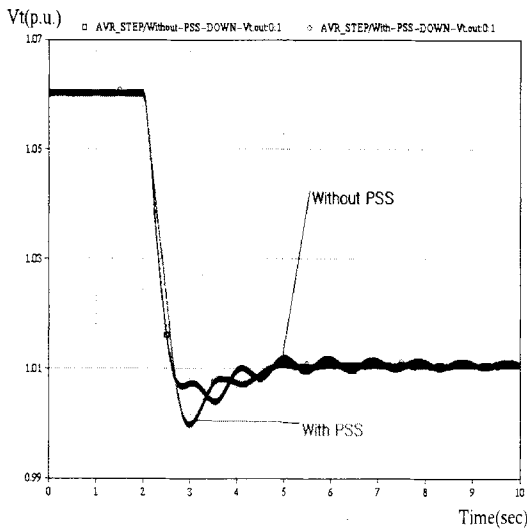
(c) 단자전압(V_t)의 변화
그림 2.17 단자전압 5% Step up시 PSS 성능 시험 결과

(d) PSS 출력파형



(a) 유효전력(P_e)의 변화

(b) 주파수(ω) 변화

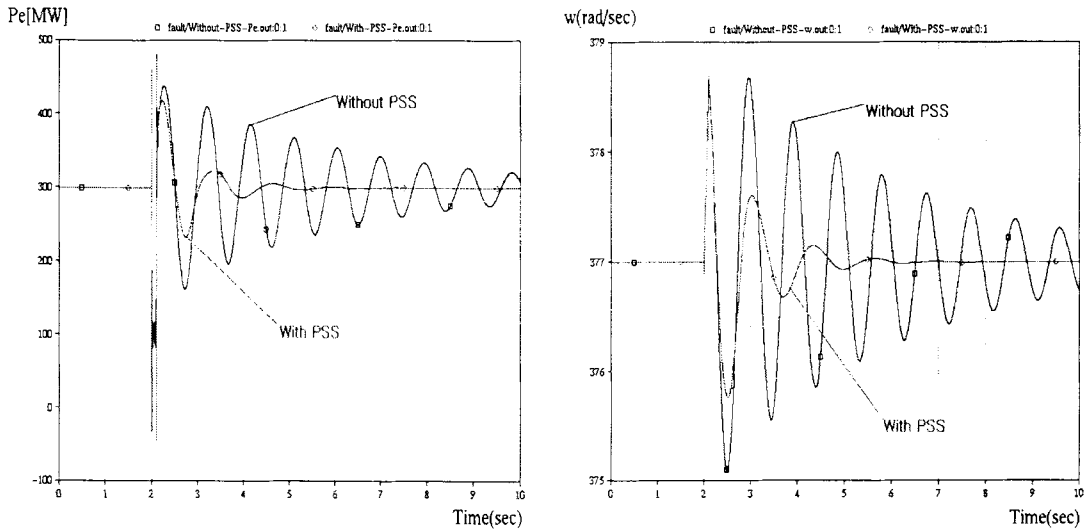


(c) 단자전압(V_t)의 변화
그림 2.18 단자전압 5% Step down시 PSS 성능 시험 결과

(d) PSS 출력파형

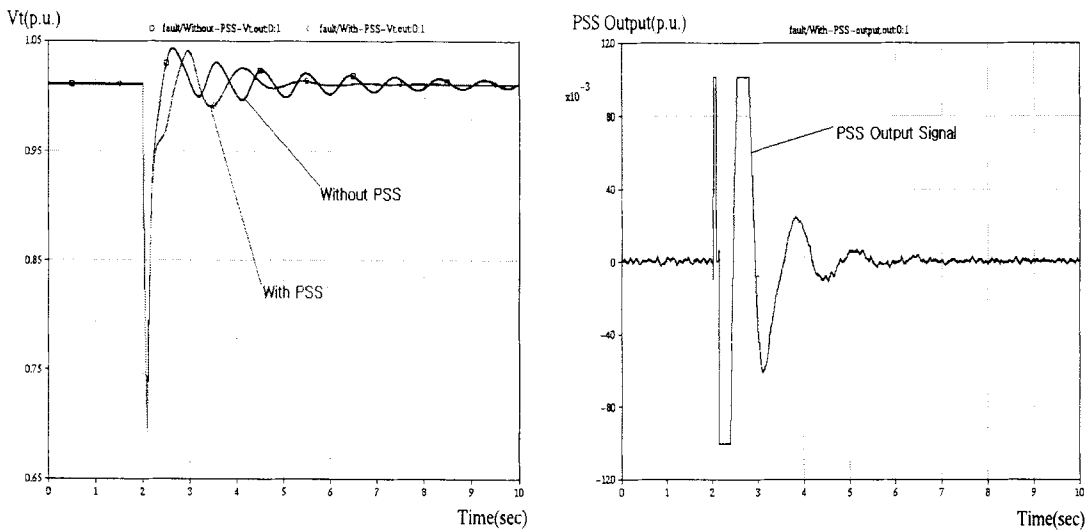
(나) 3상 단락사고 모의

본 성능시험에서는 3상 단락사고와 같은 상정사고를 모의하여 그 성능을 분석한다. 사고 적용은 AVR Step 시험과 마찬가지로 RTDS의 RunTime module에서 사고모의 스위치 (Seq_trigger)를 ON 하는 방법으로 적용하고 사고 지속시간은 0.1sec(6cycle)이다. 3상 단락사고 적용 시 결과를 그림 2.19에 나타내었다.



(a) 유효전력(Pe)의 변화

(b) 주파수(ω) 변화



(c) 단자전압(Vt)의 변화

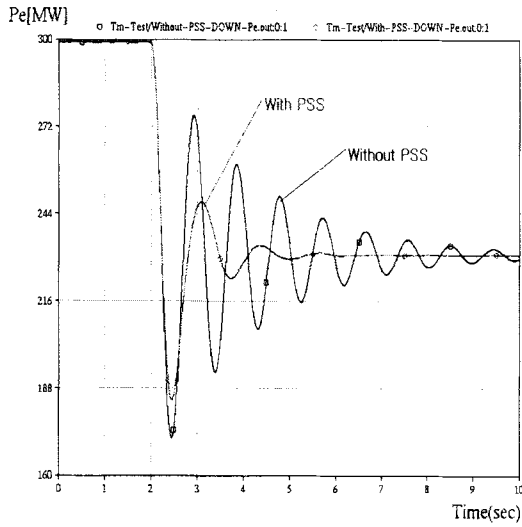
(d) PSS 출력파형

그림 2.19 3상 단락사고 적용 시 PSS 성능 시험 결과

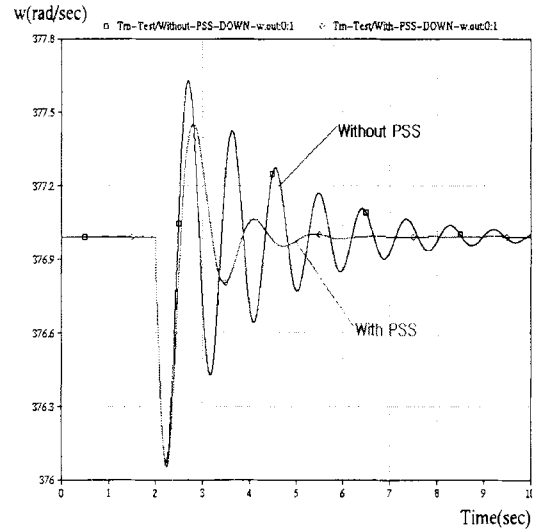
(다) 유효전력(Active Power:Pe) 변화 시험

무주양수 2호기의 정상운전 시 출력은 300MW로 발전을 하고 있다. PSS의 성능을 분석하기 위해 정상출력인 300MW에서 230MW 정도로 출력을 줄이는 시험과 그 반대로 다시 230MW에서 300MW 출력을 올리는 시험을 통하여 PSS 성능을 분석한다. 먼저 출력을 300MW에서 230MW 출력을 낮추는 시험을 적용하였다. 출력(Pe)을 변경하는 방법은 RTDS의 RunTime module에서 Tm slider값을 변경하는 방법으로 적용한다. 그 결과를 그림 2.10에 나타내었다. 그림 2.21은 출력을 230MW에서 300MW로 증발하는 경우의

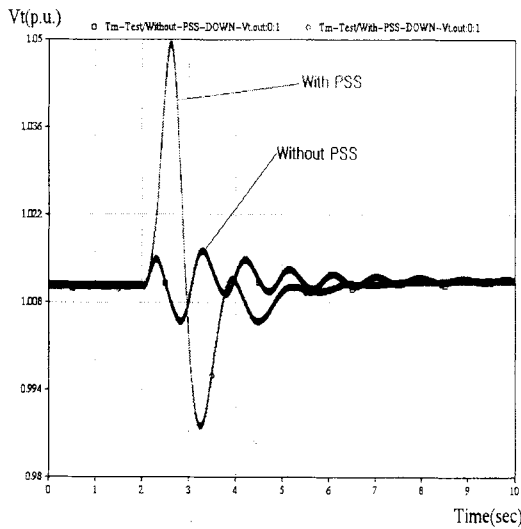
PSS 성능시험 결과를 나타낸다.



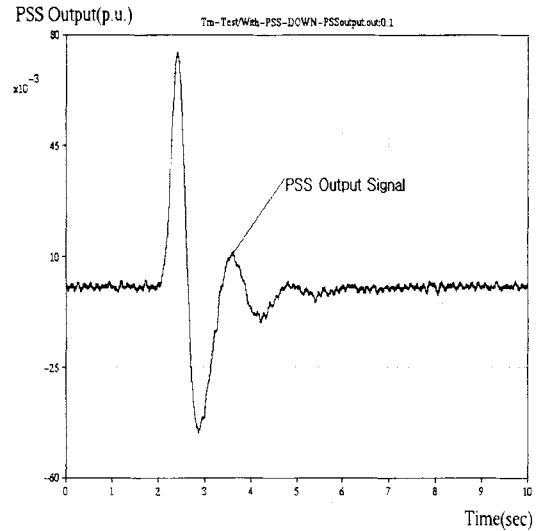
(a) 유효전력(Pe)의 변화



(b) 주파수(ω) 변화

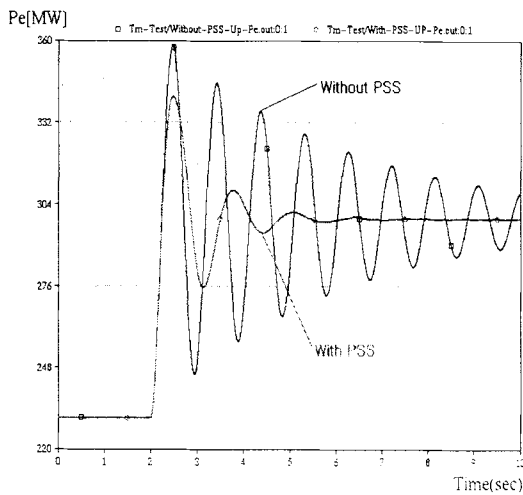


(c) 단자전압(Vt)의 변화

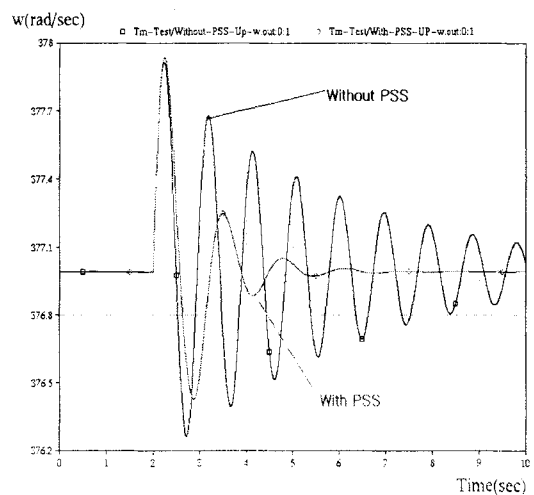


(d) PSS 출력파형

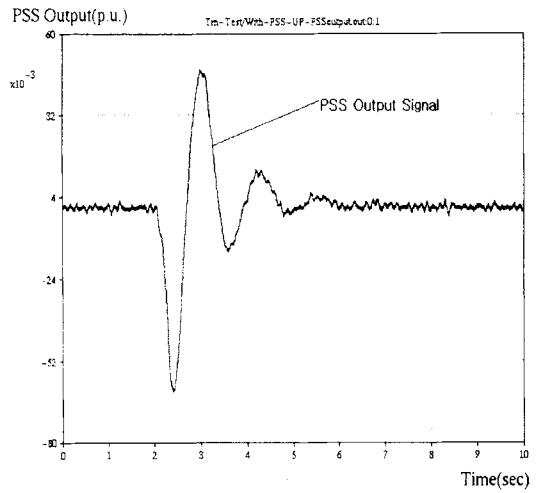
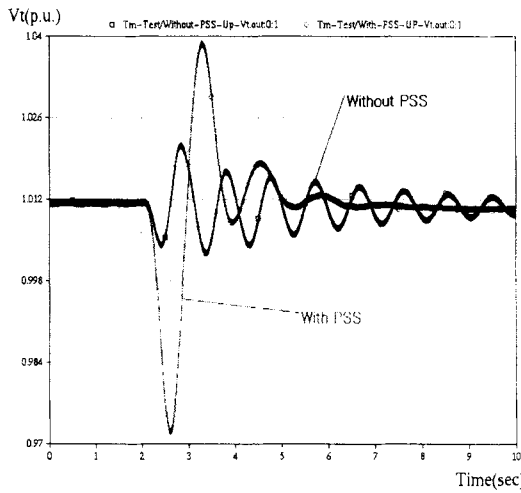
그림 2.20 유효전력 변화(300→230 MW) 시 PSS 성능시험 결과



(a) 유효전력(Pe)의 변화



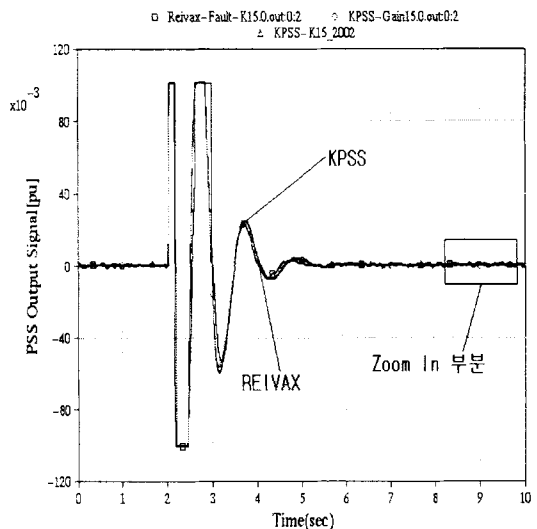
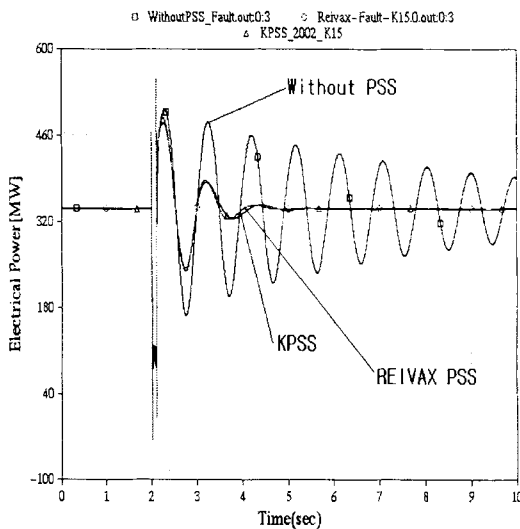
(b) 주파수(ω) 변화



(c) 단자전압(Vt)의 변화
 그림 2.21 유효전력 변화(300→230MW)시 PSS 성능시험 결과

(6) REIVAX PSS와의 결과 비교

KPSS의 성능을 비교하기 위해 동일한 시험계통에 대하여 동일한 사고를 모의하고 PWX-600(REIVAX) PSS와 KPSS의 응답특성을 비교하였다. 모의된 3상 단락사고를 적용하여 유효전력, 단자전압, 그리고 PSS 출력 파형의 결과를 비교하였다. 그림 2.22에서 볼 수 있듯이 동일한 응답특성을 확인할 수 있다.



(a) 유효전력(Pe)의 변화
 그림 2.22 3상 단락사고시 REIVAX 및 KPSS 결과 파형 비교

나. 무주 P/P #1, #2 투입 KPSS 성능 시험

본 절에서 수행된 KPSS의 성능시험은 무주 양수 2호기(2002. 1. 28~31) 및 1호기(2002. 2. 7~8) 설치 시험에 앞서 최종 KPSS의 성능을 분석하기 위해 3상 단락사고 모의 및 스텝시험(3%) 그리고 장시간 운전 시험을 적용하여 KPSS의 성능을 시험하였다. 성능시험은 이득(Gain : 0→3→4→5)에 변화에 따라 3상 단락사고와 스텝시험(3%)을 이용하여 PSS 응답특성을 분석하였다. 무주 양수발전소 1호기의 여자시스템의 모델 정수는 표 4와 같다. 여자시스템의 응답속도는 1호기가 과도이득이 약 200 pu정도로 2호기의 60pu 정도보다

3배정도 더 크며 응답속도가 빠르다. 또한 무주 양수 1호기에 맞게 튜닝된 PSS 제어 블록과 제어 정수를 그림 2.23과 표 2.5에 나타내었다

표 2.5 무주양수 1호기 여자기 모델 EXST1 정수

정 수	정 수 값	정 수	정 수 값
T_R	0.010 sec	T_A	0.000
V_{IMAX}	9999.000	V_{RMAX}	4.600
V_{IMIN}	-9999.000	V_{RMIN}	-4.600
T_C	0.000	K_C	0.000
T_B	0.000	K_F	0.0006
K_A	240.0	T_F	1.000

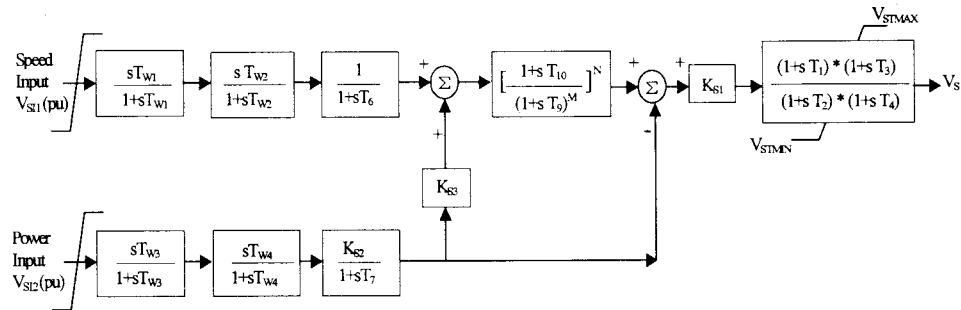


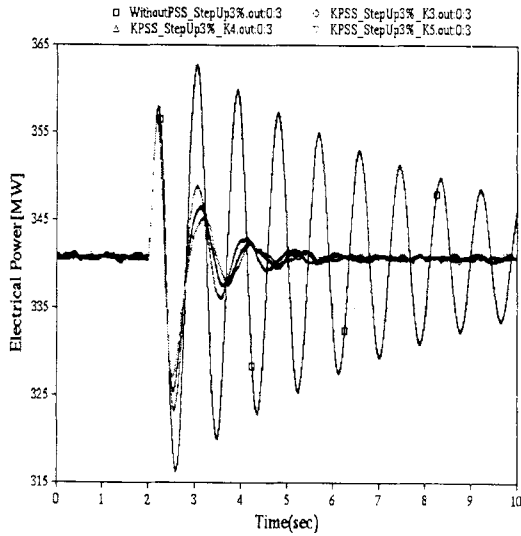
그림 2.23 다중 입력을 갖는 PSS2A 모델

표 2.6 무주 P/P 1호기 튜닝된 PSS 제어정수

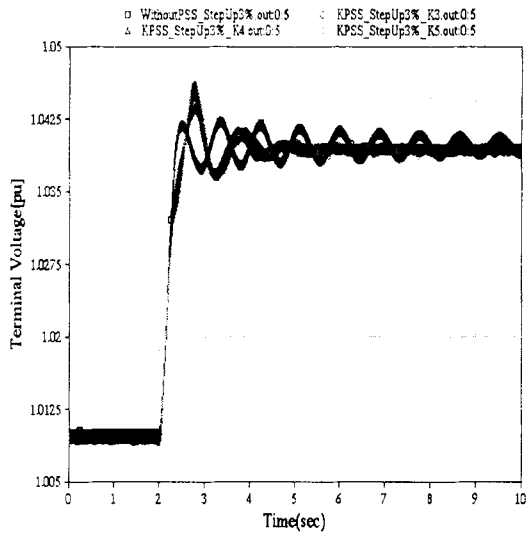
정 수	정 수 값	정 수	정 수 값
T_{W1}, T_{W2}, T_{W3}	2.00	n	1
T_{W4}	0.0 (bypass)	M	4
T_7	2.0	K_{S1}	15.0
K_{S2}	0.163 ($T_w/2H$)	T_2, T_4	0.02
K_{S3}	1.000	T_L, T_3	0.12
T_{10}	0.440	L_{MAX}	0.10
T_9	0.110	L_{MIN}	-0.10

(1) AVR Step시험 : 이득(0→3→4→5) 변화에 따른 3% Step Up 시험

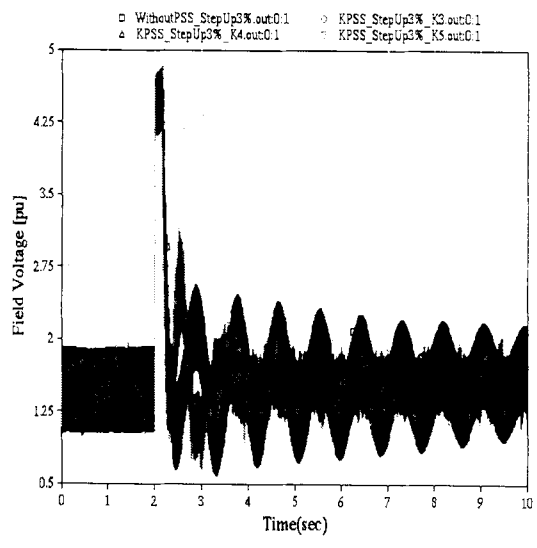
본 시험은 이득을 변경하면서 이득에 따른 3% Step Up 시험시 KPSS의 응답특성을 분석하였다. 그림 2.24에서 볼 수 있듯이 뚜렷한 응답특성과 이득별 댐핑 정도를 확인할 수 있다. 그림 2.24(d)의 PSS 출력 파형을 살펴보면 최대 이득인 5 pu에 계자전압(그림 2.24(c)참조)을 비교해 보면 안정적인 PSS 출력을 확인할 수 있다. 다음에 제시되는 시험은 3상 단락사고 모의로 스텝시험과 동일하게 KPSS의 응답특성을 확인할 수 있다. 응답 특성 결과를 그림 2.25에 나타내었다.



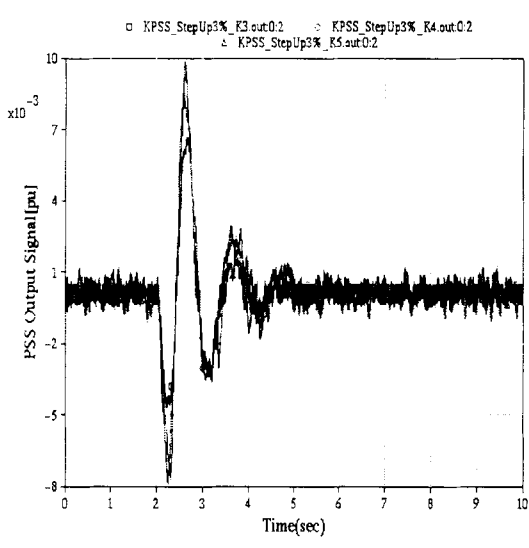
(a) 유효전력(Pe)의 변화



(b) 단자전압(Vt)의 변화



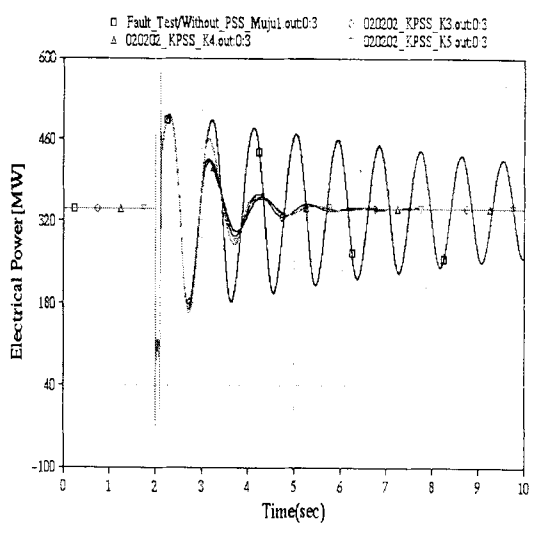
(c) 계자전압(Efd)의 변화



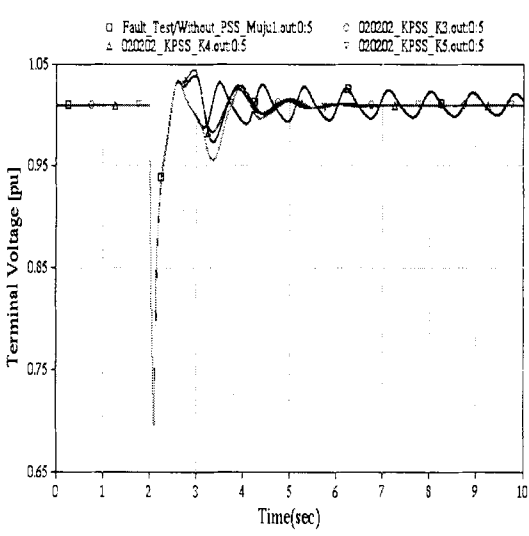
(d) PSS 출력과형

그림 2.24 단자전압 3% Step up시 KPSS 성능 시험 결과

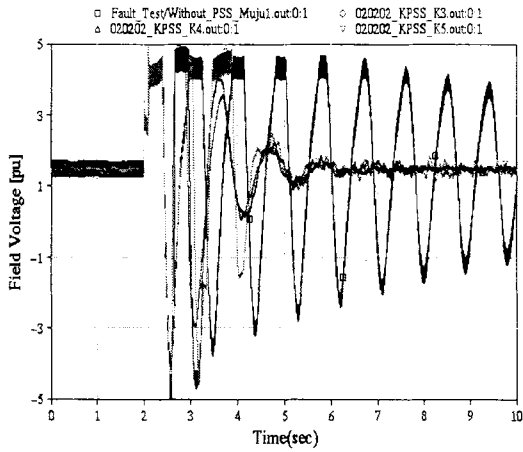
(2) 3상 단락사고 모의 : 이득(0→3→4→5) 변화에 따른 3상 단락사고(사고시간: 0.1sec) 시험



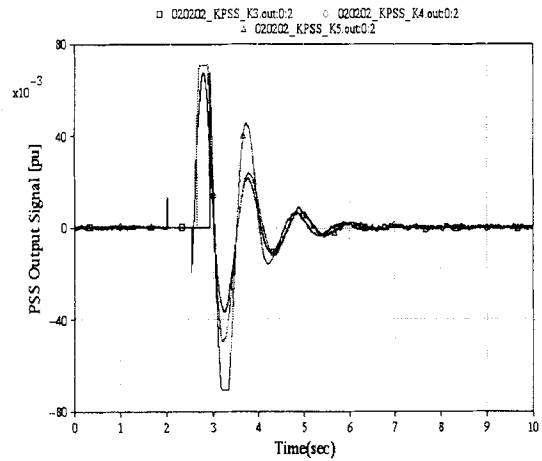
(a) 유효전력(Pe)의 변화



(b) 단자전압(Vt)의 변화



(c) 계사전압(Vt)의 변화

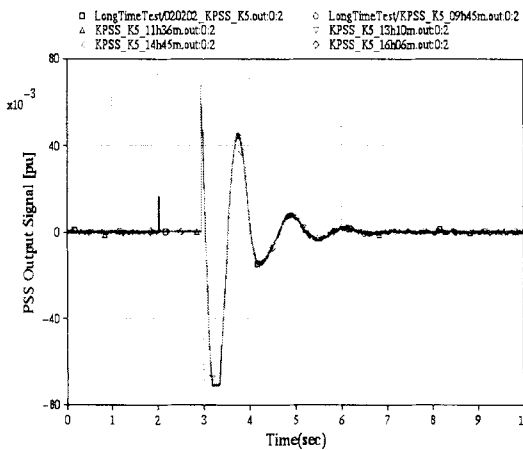


(d) PSS 출력파형

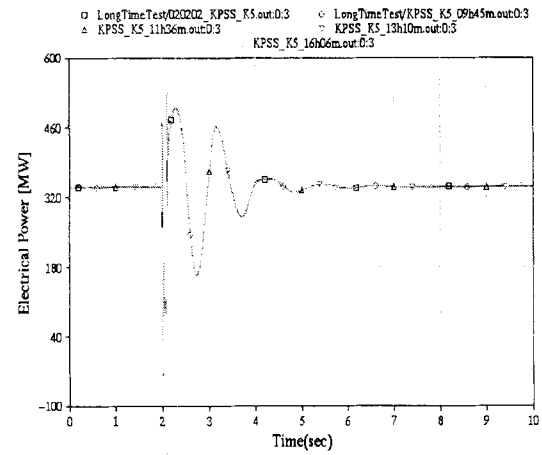
그림 2.25 3상 단락사고시 KPSS 성능 시험 결과

(3) 장시간 운전에 따른 KPSS 성능 분석

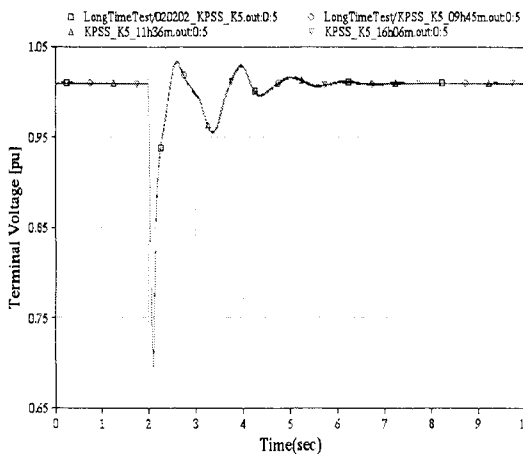
개발된 PSS의 하드웨어적인 안정성 검증을 위해 장시간 운전을 모의하여 KPSS의 성능을 검증하였다. 장시간 운전 시험은 1일을 기준으로 오전(09h45m)에 전압 및 전류 신호를 인가한 후 시험을 마치는 오후(16h06m) 시간의 일정으로 진행되었고 1시간 주기로 3상 단락사고를 모의하여 PSS의 출력파형 및 응답 특성의 변화 유무를 검증하였다. 그림 2.26에서 볼 수 있듯이 장시간 운전에도 PSS의 일정한 응답특성을 유지하였다.



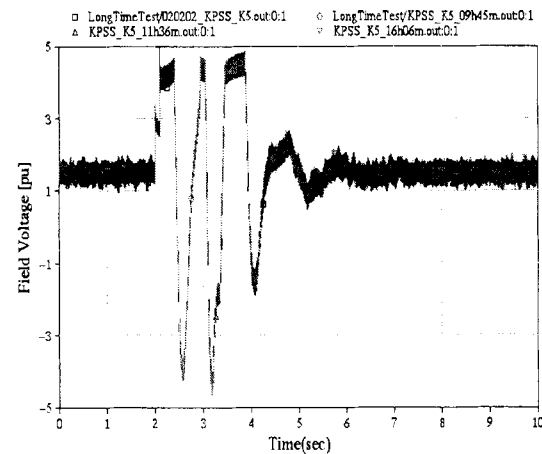
(a) PSS 출력파형



(b) 유효전력(Pe)의 변화



(c) 단자전압(Vt)의 변화



(d) 계사전압(Efd)의 변화

그림 2.26 장시간 운전에 따른 KPSS 응답 특성 결과

제 5 장 연구개발의 활용계획

제 5 장 연구개발의 활용계획

제 1 절 추가연구의 필요성

1. 기술적 측면

현재 우리나라의 전력산업은 계통계획 및 운용, 발전, 송변전, 배전, 그리고 판매에 이르기까지의 전 분야를 수직적으로 운영하던 체제에서 경영의 효율성 제고를 목표로 전력산업 구조개편을 시행하여 이전과는 다른 수평적 운영체제로 변모하고 있다. 이에 따라 국가 전력 기간망의 안정적 운영이라는 문제가 그 어느 때보다도 강조되며, 이는 결국 전력 시스템의 정확한 진단을 위한 고도의 정밀한 전력 시스템 해석기술로 귀착되기 때문에, 우리나라 전력계통과 같은 대규모 계통에 적용 가능한 실시간 전력계통 해석기술이 강력하게 요구되고 있다. 특히, 한전의 전력계통은 점차 대규모화 하여 계통 구성의 복잡성과 특성변화의 다양화가 심화될 것이므로 전력계통의 안정운전과 공급신뢰도 확보를 위하여 새로운 송전기술과 제어설비의 도입이 불가피할 것으로 예상된다.

기존의 비실시간 계통해석기술을 사용하면 실증시험을 수행할 수 없고, 간략화 모델사용으로 해석결과의 신뢰성이 상대적으로 낮게 된다. 이러한 문제점을 해결하고 고신뢰도의 전력을 공급하기 위해서는 대규모 복합 전력계통의 정밀 해석 및 신기술 적용 전 실증시험 수행을 위한 폐루프제어(Closed Loop Control) 해석이 가능한 실시간 전력계통 해석기술을 확보할 필요가 있다.

2. 경제·산업적 측면

전기에너지는 경제, 산업발전, 국민생활의 향상, 수출 경쟁력 등 국가발전에 지대한 영향을 미치므로, 전기에너지를 발전/수송/배분하는 전력계통의 안정운영은 무엇보다도 강조되어야 한다. 실제로 과거 미국, 캐나다 및 일본 동경에서 대규모 정전이 발생했을 때, 공장의 가동중지 외에도 지하철 운행 중단, 교통신호 정지로 인한 교통마비, 공항의 일부 기능 정지, 조업단축 및 시민생활의 불편 등 사회 전반에 끼친 악영향은 매우 크다. 특히, 피해규모가 약 110억 달러로 추정되는 미 서부지역의 캘리포니아 대규모 정전사태('00.8)는 전력산업 구조개편 후에 발생했다는 점에서, 현재 전력산업 구조개편을 추진 중에 있는 우리에게 시사하는 바가 각별하다. 결국, 전력계통의 안정운영 즉, 고품질 전력의 안정적인 공급은 고도화된 경제, 산업사회의 필수 요소이며, 이를 위해서는 실시간 대규모 계통 해석 기술을 개발·확보하여, 실제계통과 동일한 환경하에서 다양한 시험을 수행하고, 동시에 실제계통을 보다 정밀하게 묘사하여 해석결과의 신뢰도를 제고할 필요가 있다.

3. 연구개발 방법

실시간 대규모 전력계통해석 기술은 1) 실시간 해석용 전력 DB 구축, 2) 시스템 축약 기술, 3) 데이터 변환 기술, 4) 전력설비 상세 모델링 기술로 구성되며, 여기에 전력계통 시뮬레이터가 확보되어, 이들이 모두 유기적으로 연결됨으로써, 활용도를 제고할 수 있다. 본 연구팀은 이미 “실시간 대규모 전력계통 해석기술 개발”에 대한 1단계(2년간) 연구를 성공적으로 수행하였으며, 현재까지의 연구개발 결과로부터 다음과 같은 연구개발 방향을 설정하였다.

가. 실시간 해석용 전력 DB 구축

계통 데이터의 정밀성은 해석결과의 신뢰성과 불가분의 관계에 있다. 전력계통해석을 주 업무로 하고 있는 본 연구팀은 정밀한 계통데이터를 취득하고 이의 DB 구축 연구를 수행하였다. 1단계에서는 실시간 해석용 발전기, 송전선로, 부하 모델정수 추출 및 검증기술을 확립하고, 이에 대한 표준화 절차 수립 완료하였으며, 현재까지 미 검증된 발전기 DB를 구축 완료(6기)하였음.

상기의 경험과 성과를 바탕으로 2단계에서는

- ① 신규 부하의 DB 구축,
- ② 신규/변경 선로와 기존 선로 중에서 중요 선로에 대하여 특수철탑, 분기선로, 이중선로, 가공/지중선로 조건 등을 고려하여 EMTP(ElectroMagnetic Transients Program)의 TLINE 모델을 작성하고, 이로부터 송전선로 관련 DB 구축

등에 관한 연구를 진행 할 계획이다.

나. 시스템 축약 기술 개발

전력계통은 역사 이래 인간이 만든 최대규모의 시스템으로서, 이를 시뮬레이터 상에서 해석하기 위해서는 어마어마한 규모의 시뮬레이터가 필요하다. 또한, 현재의 전력계통을 축약과정 없이 그대로 해석할 수 있는 규모의 시뮬레이터를 확보하고 있더라도, 전력계통은 꾸준히 확장, 복잡하게 변화, 성장하므로 이에 따라 시뮬레이터를 추가로 확보하는 것 보다는 적절한 계통축약기술을 개발하는 것이 보다 더 경제적인 것이다. 시스템 축약의 성공 여부는 축약 후의 시스템이 원 시스템과 동일한 특성을 유지하고 있는가에 있다. 현재 본 연구팀이 개발하여 확보하고 있는 전력계통 시뮬레이터의 경우, 그 규모 면에서 세계 최대임에도 불구하고, 해석가능 시스템 규모는 약 300모선 이내로 제한되어 있다. 2010년 한전계통은 약 1100모선 규모가 될 것으로 예상되며, 이를 시뮬레이터의 물리적인 제약인 약 300모선 이내의 계통으로 축약하는 경우에는 네트워크 축약시 시뮬레이터에서는 해석할 수 없는 음의 저항 등가선로가 발생하는 것과, 이중의 제어기를 갖고 있는 발전기들의 식별 및 통합이 문제가 된다. 또한, 개발된 축약기술은 S/W로 개발되어, 축약과정을 자동화함으로써, 결국, 인적 오류 발생 가능성 제거 및 시뮬레이터의 활용도를 제고할 필요가 있다. 1단계에서는 계통축약시, 전력계통을 주관심 해석지역, 준관심 해석지역 및 비관심 해석지역으로 구분하여, 원계통의 특성을 보유하는 네트워크 축약 기술 개발 및 이의 자동 수행을 위한 S/W를 개발 완료하였으며, 또한 기존의 이중제어기 식별 이론을 분석하고, 이에 한전계통의 발전기 특성을 고려한 발전기 식별기술의 개발을 완료하였음.

상기의 경험과 성과를 바탕으로 2단계에서는,

- ① 이중 제어기의 발전기 통합시, 각 제어기의 이득상수, 시정수, 제한기 등의 특성을 분석함으로써, 최적의 등가 제어기를 구성하는 통합 기술의 개발,
- ② 계통 축약의 모든 과정을 한번에 자동으로 수행하는 시스템 자동 축약 S/W 개발

등에 관한 연구를 진행할 계획이다.

다. 데이터 변환 기술 개발

비실시간 계통해석의 경우, 입력 데이터의 형식은 아스키 코드로 되어 있으며, 시뮬레

이터를 이용한 실시간 계통해석의 경우 입력 데이터로서 그래픽 기준의 계통 도면을 사용한다. 지금까지 세계 각국에서 개발 활용하고 있는 시뮬레이터는 소규모 계통 해석용으로, 이의 입력데이터인 그래픽 기준의 계통 도면을 작성하는 것이 그리 큰 문제로 되지 않았지만, 대규모 계통 해석을 위하여 입력데이터로 그래픽 기준의 계통 도면을 작성하는 것은 대단히 많은 시간 및 정밀함을 요구함과 동시에 파라미터 입력과정에서 인적 실수의 가능성이 매우 높다는 문제가 있다. 이러한 문제를 해결하기 위하여 본 연구팀은 그동안 아스키 코드형식의 데이터를 그래픽 기준의 계통 도면으로 변환하는 기술을 개발하여, 본 기술을 완성하기 위한 기반 기술을 확립하였다. 1단계에서는 병렬처리 연산을 위한 서브시스템 분할시, 계통분할을 위하여 선로의 길이를 조정해야 하는 선로의 수가 최소가 되도록 하는 최적 서브시스템 분할 기술을 선로의 연결 관계 및 선로의 전파속도 정보를 이용하여 개발 완료하였으며, 또한 각 서브시스템을 각각의 랙에 할당하기 전에, 각 서브시스템에서 필요로 하는 연산량을 미리 계산하여, 시뮬레이터 상에서 연산시, 각 랙의 연산에 참여하는 프로세서 수가 균형을 이루도록 하는 최적 서브시스템 할당 기술을 개발하였음.

상기의 경험과 성과를 바탕으로 2단계에서는, 기 개발한 알고리즘을 이용하여 시뮬레이터 입력데이터를 자동으로 생성할 수 있는 S/W를 개발할 계획이다.

라. 전력설비의 상세 모델링 개발

자연계의 현상을 수학적으로 해석하기 위하여 필요한 모델링은 그 필요에 따라, 또는 능력에 따라 간략하게 혹은 정밀하게 모델링 할 수 있다. 일반적으로 실시간 전력계통해석의 경우, 해석 모델은 비실시간 계통해석의 경우에 비하여 정밀 모델을 사용할 수 있고, 이로써 정밀한 계통해석 결과를 얻을 수 있다. 본 연구팀은 1단계 연구를 통하여 정밀자동전압조정기(AVR:Automatic Voltage Regulator) 15종을 개발 완료하였다.

상기의 경험과 성과를 바탕으로 2단계에서는,

- ① 터빈과 조속기(Turbine and Governor) 모델
- ② 전력계통안정화장치(PSS:Power System Stabilizer) 모델
- ③ 유연송전시스템 제어기(UPFC:Unified Power Flow Controller) 모델

의 정밀모델을 각 제어기의 회로를 참조하여 작성한 후, 이 모델을 이용한 시뮬레이션 결과와 실제 발전기 측정시험 결과를 비교하여 보완, 완성할 계획이다.

제 2 절 타연구에의 응용 및 기업화 추진방안

실시간 전력계통 시뮬레이터 운용기술 특히, 전력 DB, 시스템 축약, 데이터 변환, 전력설비 상세 모델링 기술을 확보함으로써, 본 분야의 기술적 우위를 선점할 수 있을 것으로 기대된다. 이러한 기술의 개발로, 병렬처리 기술과 실시간 데이터 통신기술 등이 확보되어, 계산량이 막대한 기상예측 분야와 항공기 시뮬레이터 개발 분야 및 지리정보 시스템 개발 분야 등에 파급효과가 클 것으로 기대된다. 그리고, 본 기술을 이용하여 신규 개발 기기 제작 과정 중에 실증시험을 실시함으로써, 기기 제작 산업의 생산성을 향상시킬 수 있으며, 학계 관계자들이 전력계통 현장에 대한 이해를 높임으로써, 고도의 전력계통 기술 연구 개발시, 연구 효율성을 제고할 수 있다.

특히, 남북한 경제협력 사안 중 관심사인 북한에의 전력공급을 위해 기술적으로 고려되는 남북간 전력연계 문제, 21세기 동북아 전력의 안정적 공급을 위해 논의되고 있는 동북아 전력연계 문제 등 대규모 전력사업 수행시, 실시간 전력계통 해석에 의한 정밀 해석결과를 비실시간 해석결과와 보완하여 사용한다면 과잉 투자에 의한 자원의 낭비 예방 및 문제점의 조기발견에 따른 철저한 대책 수립이 가능하다. 또한 세계 최초로 실시간 대규모 전력계통 해석기술을 확보하게 되면, 전력기기 실증시험장으로, 전문가 양성기관으로, 그리고 기기 인증시험 기관으로 그 역할을 수행하여, 국내 전력산업의 발전을 위한 산·학·연 공동연구의 실질적인 장이 될 것으로 기대한다.

또한, 세계 각국에서 시행 중인 전력산업 구조개편으로 정밀한 전력계통해석에 의한 전력계통의 안정운영 및 투자비 절감에 대한 필요성 인식이 확대됨에 따라, 실시간 대규모 전력계통해석 기술에 대한 요구가 더욱 더 증대할 것으로 예상되므로, 본 연구과제에서 개발 예정인 시스템 축약 S/W, 데이터 변환 S/W 및 전력설비의 정밀 모델등은 충분히 수출 경쟁력이 있다고 생각한다.

제 6 장 연구개발과정에서 수집한 해외과학기술정보

제 6 장 연구개발과정에서 수집한 해외과학기술정보

국외(미국)의 주요 연구기관 중 하나인 PSERC(Power System Engineering Research Center)에 산업체 회원으로 가입함으로써 확보된 전력계통 해석, 전력시장 및 송변전 기술 등에 관한 신기술과 향후, 시뮬레이터를 이용한 공동연구 추진을 위해 수집된 해외과학기술정보의 목차를 본 장에서는 기술한다. PSERC의 연구방향은 인프라구축과 차세대 전력계통에 있으며, 전력시장, 송배전기술, 전력계통의 3가지 분야로 분류된다. 각 분야별 위원회의 책임자는 다음과 같다.

- Miladen Kezunovic (Texas A&M) : 송·배전 기술 분야
- Shmuel Oren (Berkeley) : 전력시장 분야
- Vijay Vittal (Lowa State Univ.) : 전력계통 분야

제 1 절 연구성과물 관련 연구논문 (199)

1. 1997 Publications (22)

- 97-01 The dynamics of power system markets
- 97-02 Simulation of the Multi-Node Open Access Same-Time Information System
- 97-03 A Simulation Tool for Analysis of Alternative Paradigms for the New Electricity Business
- 97-04 Technical Challenges of Computing Available Transfer Capability (ATC) in Electric Power Systems
- 97-05 Unbundling Power Quality Services: Technical Issues
- 97-06 MinISO: A Minimal Independent System Operator
- 97-07 Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters
- 97-08 Contingency Ranking for Voltage Collapse via Sensitivities from a single Nose Curve
- 97-09 Initial Concepts for Applying Sensitivity to Transfer Capability
- 97-10 Power Web User's Manual
- 97-11 An Internet-based Platform for Testing Generation Scheduling Auctions
- 97-12 Thermal Unit Commitment Including Optimal AC Power Flow Constraints
- 97-13 An Importance Sampling Application: 179 Bus WSCC System under Voltage Based Hidden Failures and Relay Mis-operations
- 97-14 A Transmission-constrained Unit Commitment method
- 97-15 The Efficiency of Multi-Unit Electricity Auctions
- 97-16 A Simulation Based Approach to Pricing Reactive Power
- 97-17 Inclusion of Price Dependent Load Models in the Optimal Power Flow
- 97-18 Underlying Technical Issues in Electricity Deregulation
- 97-19 Solving Unit commitment by a Unit Decommitment Method
- 97-20 The Impact of Generation Mix on Placement of Static Var Compensators
- 97-21 StatCom Controls for Operation with Unbalanced Voltages

97-22 Re-Dispatching Generation to Increase Power System Security margin and Support Low Voltage Bus

2. 1998 Publications (32)

- 98-01 MATPOWER: MATLABM Power System Simulation Package
- 98-02 Real Time Control of Oscillations of Electric Power Systems
- 98-03 Markets for Electric Power: Experimental Results for Alternative Auction Institutions
- 98-04 Voltage Collapse margin Sensitivity methods applied to the Power System of Southwest England
- 98-05 Alternatives for calculating Transmission Reliability Margin (TRM) in Available Transfer Capability (ATC)
- 98-06 The Design of Optimal Demand management Programs
- 98-07 Market Power: A Dynamic Definition
- 98-08 Alternative Auction Institutions for Purchasing Electric Power: An Experimental Examination
- 98-09 A Transient Stability Constrained Optimal Power Flow
- 98-10 Is Modal Resonance a Precursor to Power System Oscillations?
- 98-11 Margin and Sensitivity Methods for Security Analysis of Electric Power Systems
- 98-12 The Efficiency of Multi-Unit Electricity Auctions
- 98-13 Exotic electricity Options and the Valuation of Electricity Generation and Transmission Assets
- 98-14 Multi-Unit Auctions with Complementarities Issues of Efficiency in Electricity Auctions
- 98-15 Capturing Non-Convexities in a Multi-Unit Electricity Auction
- 98-16 Priority Network Access Pricing for Electric Power
- 98-17 Combining Financial Double Call Options with Real Options for Early Curtailment of Electricity Service
- 98-18 Price-Based Adaptive Spinning Reserve Requirements in Power System Scheduling
- 98-19 Energy Auctions and Market Power: An Experimental Examination
- 98-20 Short-Term Generation Asset Valuation
- 98-21 Analytic and Experimentally-Derived Estimates of Market Power in Deregulated Electricity Systems: Policy Implications for the Management and Institutional Evolution of the industry
- 98-22 Market Power and Price Volatility in Restructured Markets for Electricity
- 98-23 Control of Distributed Resources
- 98-24 Identifying Swing Mode Bifurcations and Associated Limits on Available transfer Capability
- 98-25 Analysis and Visualization of market Power in Electric Power Systems

- 98-26 Visualization of Flows and Transfer Capability in Electric networks
- 98-27 Managing Transmission Risk: The Theory of spatial Hedging and Arbitrage
- 98-28 Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Applications: Mean-reversion with Jumps and Spikes
- 98-30 Designing Cost Effective Demand Management Contracts Using Game Theory
- 98-31 Estimating The Volatility of Spot Prices in Restructured Electricity Markets and The Implications for Option Values
- 98-33 The Dynamics of Customers Switching Suppliers in Deregulated Power Markets
- 98-34 The Stability of Power System Markets

3. 1999 Publications (17)

- 99-01 A virtual Environment for Interactive Visualization of Power System Economic and Security Information
- 99-02 The Impact of Generation Mix on Placement of Static Var Compensators
- 99-03 Optimal Power Flow Formulation in Market of Retail Wheeling
- 99-04 Coordination of Excitation and Governing Control Based on Fuzzy Logic
- 99-05 Designing Cost Effective Demand Management Contracts Using Game Theory
- 99-06 Using Utility Information to Calibrate Customer Demand Management Behavior Models
- 99-07 Detecting and Improving the Vulnerable Links in the Power Network: Part I
- 99-08 Suggested Analytic Approach to Transmission Reliability Margin
- 99-09 Fast Determination of Simultaneous Available Transfer Capability (ATC)
- 99-10 Application of Optimal Multiplier Method in Weighted least-squares state stimulation Part I : Theory
- 99-11 Application of Optimal Multiplier Method in Weighted Least-squares state Estimation Part II: Simulation
- 99-12 Visualization of Power System Data
- 99-13 Initial Evidence for Self-Organized Criticality in Electric Power System Blackouts
- 99-14 Assessment of Transmission Constraint Costs: Northeast U. S. Case Study
- 99-15 Sensitivity of Transfer Capability Margins with a Fast Formula
- 99-16 Measuring Reactive market Power
- 99-17 Solving Power Flow Problems with a Matlab Implementation of the Power System Applications Data Dictionary

4. 2000 Publications (39)

- 00-01 Avoiding and suppressing Oscillations
- 00-02 Stability Analysis of Interconnected Power System Coupled with Market

Dynamics

- 00-03 Is Strong Modal Resonance a Precursor to Power System Oscillations?
- 00-04 Report Of The U. S. Department Of Energy's Power Outage Study Team
- 00-05 New Methods For The Visualization Of Electric Power System Information
- 00-06 Enhancing Reliability of Power Protection Systems Economically in the Post
-Restructuring Era
- 00-07 Simulation Of Bilateral Contracts in an AGG System After Restructuring
- 00-09 Security Assessment: Decision support tools for power system operators
- 00-10 Are Price Spikes Predictable, Reproducible and Avoidable?
- 00-11 Evidence for Self-Organized Criticality in Electric Power System Blackouts
- 00-12 An Initial Model for Complex Dynamics in Electric Power System Blackouts
- 00-13 Modeling Blackout Dynamics in Power Transmission Networks with Simple
Structure
- 00-14 Design of Ancillary Service Market
- 00-15 Analysis of Electric Power System Disturbance Data
- 00-16 Optimization and Visualization of the North American Eastern Interconnect
Power Market
- 00-17 Efficient Available Transfer Capability Analysis Using Linear Methods
- 00-18 Human Factors Analysis of Power System Visualizations
- 00-19 A Virtual Environment for Protective Relaying Evaluation and Testing
- 00-20 Power System state Estimation: Modeling Error Effects and Impact on
System Operation
- 00-21 Instrumentation and Measurement of Overhead Conductor Sag using the
Differential Global Positioning Satellite System
- 00-22 Utility Application of Fiber Optic Cables
- 00-23 Unbundled Reactive Support Service: Key Characteristics and Dominant Cost
Component
- 00-24 Electricity and Ancillary Services Markets in New York State: Market Power
in Theory and Practice
- 00-25 The Effects of Loading on Reactive Market Power
- 00-26 Experimental Tests of Competitive Markets For Electric Power
- 00-27 Simulation Environment for Development and Testing of Plug Compatible
Power System Applications
- 00-28 Min-max Transfer Capability: A New Concept
- 00-29 Network Control as a Distributed, Dynamic Game
- 00-30 Extended Factors for Linear Contingency Analysis
- 00-31 Stability of Limit Cycles in Hybrid Systems
- 00-32 Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems
- 00-33 Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets
- 00-34 Visualization of Oscillation Mode Shapes and Participation Factors
- 00-35 Synchronous Machine Parameter Estimation Using Orthogonal Series

Expansion

- 00-36 Development of Enhanced Electric Arc Furnace Models for Transient Analysis
- 00-37 Application of the Global Positioning System to the Measurement of Overhead Power Transmission Conductor Sag
- 00-38 Neural network Based Modeling of a Large Steam Turbine-Generator Rotor Body Parameters from On-Line Disturbance Data
- 00-39 Instrument and Measurement of Overhead Conductor Sag Using the Differential Global Positioning Satellite System
- 00-40 Increasing Student Interest and Comprehension in Power Engineering Education at the Graduate and Undergraduate Levels

5. 2001 Publications (36)

- 01-01 Computer Simulation of Cascading Disturbances in Electric Power Systems
- 01-04 Is Strong Modal Resonance a Precursor to Power System Oscillations?
- 01-05 Automated Operating Procedures for Transfer Limits
- 01-06 Adaptive Power Flow Method for Distribution System with dispersed Generation
- 01-07 Communication Methods for Third Party Load Frequency Control
- 01-08 Dynamic Voltage Stability reserve Studies For Deregulated Environment
- 01-09 Measurement Based Voltage Stability Monitoring of Power System
- 01-10 TCSC as a Transient Voltage Stability Controller
- 01-11 Transaction Based Power Flow Analysis For Transmission Utilization Allocation
- 01-12 Rational Buyer Meets Rational Seller: Reserves Market Equilibria under Alternative Auction Designs
- 01-13 Exotic Options for Interruptible Electricity Supply Contracts
- 01-14 Prospects for Dynamic Transmission Circuit Ratings
- 01-15 Storing ARB(1)
- 01-15-2 Real Time Digital Processing of GPS Measurements for Transmission Engineering
- 01-16 Electric Transmission Line Flashover Prediction System
- 01-17 An Engineering Approach to Monitoring Market Power in Restructured Markets for Electricity
- 01-18 Testing the Performance of Uniform Price and Discriminative Auctions
- 01-19 Strong Resonance Effects in Normal Form Analysis and Sub-synchronous Resonance
- 01-20 Market Based Risk Mitigation: Risk Management vs. Risk Avoidance
- 01-21 Simulation of Top Oil Temperature for Transformers
- 01-23 Examining Criticality of Blackouts in Power System Models with Cascading Events

- 01-24 Dynamics, Criticality and Self-Organization in a Model for Blackouts in Power Transmission Systems
- 01-25 Power Systems Engineering Research Center
- 01-26 Using Weather Derivatives to Improve the Efficiency of Forward Markets for Electricity
- 01-27 Human Factors Aspects of Power System Voltage Visualizations
- 01-28 Analysis and Design of Power Acceptability curves for Industrial Loads
- 01-29 A Spectral Bisection Partitioning Method for Electric Power network Applications
- 01-30 Mobile Agent Software Applied in Maintenance Scheduling
- 01-31 An OPF based Algorithm to Evaluate load Curtailment Incorporating Voltage Stability Margin Criterion
- 01-32 Measurement Design and State estimation for Distributed multi-utility operation
- 01-33 On Completion Times of Networks of Concurrent and Sequential Task
- 01-34 Electric Power Transfer Capability: Concepts, Applications, Sensitivity, Uncertainty
- 01-35 Effects of Non-transposed Lines and Unbalanced Loads on State Estimation
- 01-36 Electricity Supply Organization: Which End Is Up?
- 01-38 Improving circuit Breaker Maintenance Management Tasks by Applying Mobile Agent Software Technology
- 01-39 Integrating Distributed Generation Technology into Demand Management Schemes

6. 2002 Publications (42)

- 02-01 Quantifying Transmission Reliability Margin
- 02-02 Two-Settlement Systems for Electricity Markets: Zonal Aggregation Under network Uncertainty And Market Power
- 02-03 Human Factors Aspects of Power System Voltage Contour Visualizations
- 02-04 Symbolic Dynamic Models for Highly Varying Power System
- 02-05 An Advanced Visualization Platform for Real-Time Power System Operations
- 02-06 (DIS) Proving Market Power
- 02-07 An Individual Welfare Maximization Algorithm for Electricity Markets
- 02-08 A Concurrent Non-Recursive Textured Algorithm for Distributed Multi-Utility State Estimation
- 02-09 A Knowledge Based Data Exchange Design for Distributed Mega-RTO Operations
- 02-10 A New Bifurcation Analysis for Power System Dynamic Voltage Stability Studies
- 02-11 Contribution Allocation for Voltage Stability In Deregulated Power Systems
- 02-12 Detection of Dynamic Voltage Collapse

- 02-13 Measurement Design of Data Exchange for Distributed Multi-Utility Operation
- 02-14 Voltage Stability Constrained Load Curtailment Procedure to Evaluate Power System Reliability Measures
- 02-15 Incorporating TCSC into the Voltage Stability Constrained OPF Formulation
- 02-16 Super games in Electricity Markets: Beyond The Nash Equilibrium Concept
- 02-19 Computation of Critical Values of Parameters in Power System Using Trajectory Sensitivities
- 02-20 Agent-Oriented Approach to Work Order Management for Circuit Breaker Maintenance
- 02-21 Advanced Substation Data Collecting and Processing for State Estimation Enhancement
- 02-22 A Novel Method for Transmission Network Fault Location Using Genetic Algorithms and Sparse Field Recordings
- 02-27 Equilibrium Analysis of Forward Markets for Electricity and Reserves
- 02-29 An Initial Complex Systems Analysis of the Risks of Blackouts in Power Transmission Systems
- 02-30 Incorporating Operational Characteristics and Startup Costs in Option-Based Valuation of Power Generation Capacity
- 02-32 Blackout Mitigation Assessment in Power Transmission System
- 02-33 A Probabilistic Loading-Dependent Model of Cascading Failure and Possible Implications for Blackouts
- 02-34 Markets for Reliability and Financial Options in Electricity: Theory to Support the Practice
- 02-37 Designs for Ramp-Constrained Day-Ahead Auctions
- 02-39 Displaying Aggregate Data, Interrelated Quantities, and Data Trends in Electric Power System
- 02-40 Estimating the Actual Cost of Transmission System Congestion
- 02-49 Risk-based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Electric Power Transmission System Equipment
- 02-50 Visualization for Shipboard Power Systems
- 02-51 Animation and Visualization of Spot Prices via Quadratized Power Flow Analysis
- 02-52 Data Integration and Information Exchange for Enhanced Control and Protection of Power Systems
- 02-53 Bluenet II-A Detailed Realization of the Algorithm and Performance Analysis
- 02-54 Identifying Transformer Incipient Events for Maintaining Distribution System Reliability
- 02-55 Locational Pricing and Scheduling for an Integrated Energy-Reserve Market
- 02-56 A MultiPhase Power Flow Model for μ Grid Analysis

- 02-57 Is System Control Entirely by Price Feasible?
- 02-58 Feasibility Evaluation of Distributed Energy Generation and Storage for Cost and Reliability Using the 'Worth-Factor' Criterion
- 02-59 Single Phase Harmonic Limits
- 02-61 Risk-based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Electric Power Transmission System Equipment

7. 2003 Publications (8)

- 03-1 Feeding Our Profession
- 03-02 Fuel Parameter and Quality Constraints for Fuel Cell Distributed Generators
- 03-03 Fuel Parameter and Quality Constraints for Micro-turbine Distributed Generators
- 03-04 National Energy Super-grid Workshop Report
- 03-07 Motion as an Effective Flow Visualization Technique for Power Systems Monitoring and Control
- 03-08 Three Dimensional Visualizations For Power System Contingency Analysis Voltage Data

8. Special Publications (5)

- SP-1 Association of European Transmission Operators
- SP-2 RTE The French Transmission System Operator
- SP-3 Dynamic Interactions in the Western United States Electricity Spot Markets
- SP-4 Transmission Enhancement Technology Report
- SP-5 The Western Stated Power Crisis: Imperatives and Opportunities

제 2 절 연구성과물 관련 연구보고서 (29)

1. Reports 2000년도 (1)

- 00-01 Reactive Power Support Services in Electricity Markets
(Costing and Pricing of Ancillary Services Project Final Report)

2. Reports 2001년도 (7)

- 01-01 Computer Simulation of Cascading Disturbances in Electric Power Systems
(Impact of Protection System on Transmission System Reliability Final Project Report)
- 01-02 CPFLOW for Power Tracer and Voltage monitoring
(voltage Collapse Monitor Final Project Report)
- 01-05 Automated Operating Procedures for Transfer Limits (Final Report)
- 01-16 Electric Transmission Line Flashover Prediction System
- 01-21 Simulation of Top Oil Temperature for Transformers (Masters Thesis and

Final Project Report)

01-28 Analysis and Design of Power Acceptability Curves for Industrial Loads

01-34 Electric Power Transfer Capability: Concepts, Applications, Sensitivity, Uncertainty

3. Reports 2002년도 (19)

02-17 Assessing Deterioration of ADSS Fiber Optic Cables Due to Corona Discharge

02-18 Identification and Tracking of Parameters for a Large Synchronous Generator

02-23 Congestion Management in Restructured Power Systems Using an Optimal Power Flow Framework

02-24 Development of a Graphic User Interface for an Overhead Conductor Sag Instrument

02-25 Condition Monitoring of In-Service Non-ceramic Insulators and Underground Cables

02-26 Investigation of Fuel Cell System Performance and Operation: A Fuel Cell as a Practical Distributed Generator

02-28 Coordination of Transmission Line Transfer Capabilities

02-31 Differential GPS measurement of Overhead Conductor Sag: Software Implementation

02-35 Personnel Grounding and Safety: Issues and Solutions Related to Servicing Optical Fiber Telecommunication Circuits in Optical Ground Wire(OPGW)

02-36 Visualization of Power Systems

02-41 Integrated Security Analysis

02-42 Market Mechanisms for Competitive Electricity

02-43 Robust Control of Large Scale Power Systems

02-44 Accurate Fault Location in Transmission Networks Using Modeling, Simulation and Limited Field Recorded Data

02-45 Power System State Estimation and Optimal Measurement Placement for Distributed Multi-Utility Operation

02-46 Wireless Communications in Substations-Part I of the Final Project Report (Power System Monitoring Using Wireless Substation and System-Wide Communications)

02-47 Mobile Agent Applications for Power Apparatus Monitoring and Maintenance-Part II of the Final Project Report(Power System Monitoring Using Wireless Substation and System-Wide Communications)

02-48 Enhanced State Estimation by Advanced Substation Monitoring

02-49 Voltage Security Margin Assessment

4. Reports 2003년도 (2)

03-05 Optimal Bidding Strategy in Electricity Markets Under Uncertain Energy and

제 3 절 연구과제 관련 PSERC Internet Seminars (36)

1. 1998년도 (2)

- 98-01 TLR, Reliability and Efficiency
- 98-02 Network Structure in Swing Mode Bifurcations

2. 2000년도 (4)

- 99-01 Utility application of Fiber Optic Cables
- 99-02 Efficient Available Transfer Capability Analysis Using Linear Methods
- 99-03 Are Price Spikes Predictable, Reproducible and Avoidable?
- 99-04 Security Assessment: Decision Support tools for power system operators

3. 2001년도 (8)

- 01-01 A Bi-Stable Branch Outage Model for Cascading Failure Analysis
- 01-02 Harmonics in Low Voltage Three-Phase Four-Wire Electric Distribution Systems and Filtering Solutions
- 01-03 Black and Blue: The California Electricity Restructuring SAGA
- 01-04 Incorporating Physical Constraints and Transaction Costs into Option-Based Valuation of Real Assets
- 01-05 The Future of Distribution Systems in the Deregulated Environment: Opportunities and Challenges
- 01-06 Understanding Direct Lighting Stroke Shielding of Substations
- 01-07 System Implications of Distributed Generation: Economics and Robustness
- 01-08 Use of Planning Studies to Estimate Security Margins in Real-Time

4. 2002년도 (8)

- 02-01 On-Line Transient Stability and voltage Collapse Prediction Using Multi-Agent Technique
- 02-02 Reactive Power Considerations in Linear Load Flow with Applications to Available Transfer Capability
- 02-03 A Zero-Reflection Controller for Electro-mechanical Disturbances in Power Networks
- 02-04 Growth Chemistry and its Relationship to Amorphous Si Devices for Photovoltaic Energy Conversion
- 02-05 Power Quality Assessment via Physically Based modeling
- 02-06 Advanced Monitoring System for Health Assessment of Overhead Transmission Lines

- 02-07 Controlled Islanding Followed by Load shedding Based on Rate of Frequency Decline
- 02-08 Distribution Harmonic Issues: Telephone Noise

5. 2003년도 (6)

- 03-01 Automatic Slow Voltage Controller for Large Power Systems
- 03-02 Mean-Variance Portfolio Selection with Random Parameters
- 03-03 Locational Pricing and Scheduling for an Integrated Energy-Reserve Market
- 03-04 Monitoring Electric Power Markets: The role of the Electric grid
- 03-04 Valuation of Congestion Revenue Rights based on Power Market Simulation Models
- 03-05 Condition Assessment of Polymer Insulators

Special Lecture

- S03-01 Applications of Power Electronics to Power Transmission & Distribution Systems
- S03-02 Day-2 Series Compensation & Other FACTS Controllers
- S03-03 Day-3 Power Quality & Custom Power
- S03-04 Day-4 Custom Power Compensating Devices

6. Audio Seminar (4)

- 03-01 Use of Planning Studies to Estimate Security Margins in Real-Time 2001
- 03-02 System Implications of Distributed Generation Economics and Robustness
- 03-03 Power Quality Assessment via Physically Based Modeling
- 03-04 On-Line Transient Stability and Voltage Collapse Prediction Using Multi-Agent Techniques

제 4 절 연구과제 관련 진행과제 (105)

1. Research Stem 1 (Markets 4)

- 01 Optimal Power Flow
- 02 PowerWeb's Optimal Power Flow
- 03 Planned Research Contributions in Support of the PowerWeb OPF
- 04 Market Mechanisms for Competitive Electricity (Progress Report)

2. Research Stem 2 (T&D 62)

가. Accurate Fault Location in Transmission (14)

○Power Point Slides (1)

- 01 Fault Location in Transmission Networks Using Modeling, simulation and Limited field Recorded Data (PowerPoint material)

- Project Summary (3)
 - 01 Accurate Fault Location in Transmission and Distribution Network using Modeling, Simulation and Limited Field Recorded Data (Mar.7, 2001)
 - 02 Accurate Fault Location in Transmission and Distribution Network using Modeling, Simulation and Limited Field Recorded Data (May, 2000)
 - 03 Accurate Fault Location in Transmission and Distribution Network using Modeling, Simulation and Limited Field Recorded Data (Mar.12, 2002)
- Working Documents (10)
 - 01 Data Requirement
 - 02 Design of User interface For the Fault Location Software Version 1.0
 - 03 accurate fault Location in Transmission and Distribution Networks Using Modeling, Simulation and Limited Field Recorded Data
 - 04 Fault Location software Test Results
 - 05 Overview of the Software Improvements Version 1.0
 - 06 Utilization of Wavelet Transform and Traveling Waves
 - 07 Software Changes and Updates Version 2.0
 - 08 Technical Report Submitted to the industry Advisors
 - 09 Test Report Addendum Version 1.0
 - 10 Test Report Version 2.1

↳. **Enhanced State Estimation via Advanced Substation monitoring (13)**

(1)Project Executive Summary with Status Report (Nov. 2000)

- PowerPoint Slide (2)
 - 01 Enhanced State Estimation by Advanced Substation Monitoring A
 - 02 Enhanced State Estimation by Advanced Substation Monitoring B
- Project Summary (4)
 - 01 Enhanced State Estimation by Advanced substation Monitoring(Mar. 2001)
 - 02 Enhanced State Estimation by Advanced Substation Monitoring(May 2000)
 - 03 Project Executive Summary with Status Report (Nov. 2000)
 - 04 Project Executive Summary with Status Report (Mar. 2002)
- Working Documents: Enhanced State Estimation by Advanced Substation Monitoring (6)
 - 01 Progress Report, March 2001 Version 1.0
 - 02 Task
 - 03 sub-Task: Topology Error Identification via Two-Stage State Estimation
 - 04 Progress Report
 - 05 Progress Report: Substation Model Implementation
 - 06 Technical Report: Substation State Estimation Model

↳. **Power System monitoring Using Wireless Substation and System-wide Communications (17)**

○PowerPoint Slide (3)

- 01 Power System Monitoring Using Wireless Substation and System-wide Communications
- 02 Mobile Agent Part-Power System Monitoring Using Wireless Substation and System-wide Communications
- 03 Wireless Data Communication in Substations

○Project summary (5)

- 01 Project Team-Power System Monitoring Using Wireless Substation and System-wide Communications
- 02 Power System Monitoring Using Wireless Substation and System-wide Communications 1
- 03 Project Executive Summary with Status Report
- 04 Mobile Agent Part Summary-Power System Monitoring Using Wireless Substation and System-wide Communications
- 05 Wireless Data Communication in Substations-Summary

○Working Documents: Enhanced State Estimation by Advanced Substation Monitoring (9)

- 01 Progress Report-Applying Mobile Agent Concept in Power System Device Monitoring and Maintenance
- 02 Electromagnetic Interference in Substations
- 03 Implementation of A Circuit Breaker Maintenance Scenario Using Agent Software
- 04 Applying Mobile Agent in Power System Device Monitoring and Maintenance
- 05 Agent-Oriented Approach to Circuit Breaker maintenance-Technical Report
- 06 Wireless Data Communication in Substations-Technical Report
- 07 Wireless Communication In Substations-II
- 08 Wireless Communication In Substations- I
- 09 Wireless Communications Subsystem Testing

라. Power System State Estimation and Optimal Measurement Placement for Distributed Multi-Utility Operation (12)

○PowerPoint Slide (2)

- 01 Distributed State Estimation And A Knowledge Based Data Exchange Design for Mega-RTO Operator
- 02 Power System State Estimation and Optimal Measurement Placement for Distributed Multi-Utility Operation

○Project summary (3)

- 01 Power System State Estimation and Optimal Measurement 1
- 02 Power System State Estimation and Optimal Measurement 2
- 03 Project Executive Summary with Status Report (Nov.2000)

- Working Documents (7)
 - 01 Executive Summary
 - 02 Optimal Meter Placement and Updating
 - 03 Distributed State Estimation
 - 04 Optimal Meter Placement and updating
 - 05 Optimal meter Placement for Loss of Measurements and Branch Outages
 - 06 Optimal Meter Placement for Loss of Measurement and Branch Outages
 - 07 Power System State/Parameter Estimation and Measurement Design for Distributed Multi-utility Operation

㉑. Steady State Voltage Security margin Assessment (6)

- PowerPoint Slide (2)
 - 01 Voltage Security Margin Assessment
 - 02 Steady State Voltage Security margin Assessment
- Project summary (3)
 - 01 Voltage Security Margin Assessment Project 1
 - 02 Voltage Security Margin Assessment Project 2
 - 03 Voltage Security Margin Assessment Project 3
- Working Documents (1)
 - 01 Voltage Security Margin Assessment Project

3. Research Stem 3 (Systems) (39)

㉒. ATC technology transfer funded by NSF (10)

- 01 LIMITATIONS AND INTERACTIONS OF BULK POWER TRANSFERS IN LARGE SCALE ELECTRIC POWER SYSTEMS, Nov. 98
- 02 Suggested Analytic Approach to Transmission Reliability Margin
- 03 Sensitivity of Transfer Capability Margins with a Fast Formula
- 04 Temperature Uncertainty Impact on Transfer Limit Margins: A Probabilistic Approach
- 05 Sensitivity of Transfer Capability margins with a Fast Formula
- 06 Uncertain Figure
- 07 NSF PROPOSAL, Jun. 98
- 08 LIMITATIONS AND INTERACTIONS OF BULK POWER TRANSFERS, Sep. 98
- 09 Transfer Capability: Sensitivity and Uncertainty, May 2000
- 10 Error Analysis in Electric Power System Available Transfer Capability Computation

㉓. Completed Projects (24)

- Avoiding and Suppressing Oscillations (19)
 - 01 Avoiding and Suppressing Oscillations-FINAL REPORT FOR PSERC

PROJECT

- 02 Is Modal Resonance a Precursor to Power System Oscillations? -Discussion
- 03 C. PROJECT DESCRIPTION
- 04 Closure of 'Is modal resonance a precursor to power system oscillations ?'
- 05 PLAN FOR PSERC PROJECT "Avoiding and Suppressing Oscillations June 1997"
- 06 PLAN AND INITIAL WORK PSERC PROJECT "Avoiding and Suppressing Oscillations"
- 07 Progress Summary November 1998
- 08 Progress 01: AVOIDING & SUPPRESSING OSCILLATIONS
- 09 Progress 02: Network Structure in Swing Mode Bifurcations
- 10 Progress 03: Poster for Cornell event Mar. 1999
- 11 Progress 04: Project worksheet May,1998
- 12 Progress 05: Summary Nov.1998
- 13 Progress 06: Project worksheet May, 1999
- 14 Progress 07: Project Worksheet Oct. 1999
- 15 Progress 08: Slides for Dec. 1996 Meeting
- 16 Progress 09: Slides material
- 17 Progress 10: Slides for June 1998 at IREQ
- 18 Progress 11: Slides for June 1999 meeting in Madison
- 19 Progress 12: Slides for June 1997 meeting in Lthaca
- Impact of Protection System on Transmission System Reliability (5)
 - 01 Enhancing Reliability of Power Protection Systems Economically in the Post-Restructuring Era (PPS)
 - 02 Impact of Protection systems on Transmission System Reliability (PPS)
 - 03 Project Executive Summary with Status Report (Project Summary)
 - 04 Enhancing Reliability of Power Protection Systems Economically I the Post-Restructuring Era (Working Document)
 - 05 Analysis of Electric Power System Disturbance Data (Working Document)

다. Integrated Security Analysis (1)

- 01 Project Executive Summary with Status Report, Nov, 2000

라. New System Control Methodologies (3)

- 01 Strong Resonance Effects in Normal Form Analysis and Sub-synchronous Resonance
- 02 Reduced Observers and Passivity-Based LQR Design in Electric Generation control
- 03 Sensitivity of Transient stability Clearing Time

마. Risk-based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Transmission

System Equipment (1)

- 01 Risk-based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Electric Power Transmission System Equipment

제 5 절 연구과제 관련 기타 자료

1. 연구과제 관련 CERTS Projects (22)

가. CERTS Materials (6)

(1)CEC Proposal 16 July 1999 (2)

- 01 Proposal for a Three-Year Program of Public-Interest Research and Technology Development on Electric System Reliability by the Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions
- 02 Proposal Attachments

(2)DOE Contract 1999 (1)

- 01 PSERC DOE Budget 1999

(3)Proposed Projects CERTS 1998 (3)

- 01 Control and Communication Infrastructure for Efficient Operation
- 02 Real Time Grid Management
- 03 Integrating Demand Management into Power Grid Operations

나. CERTS Projects (8)

(1)ADMINISTRATION (2)

- 01 CERTS Work Plan 2001
- 02 CERTS Work Plan 2001(updated)

(2)PAPERS (2)

- 01 Critical Points and Transitions in an Electric Power Transmission Model for Cascading Failure Blackouts
- 02 Initial Evidence for Self-Organized Criticality in Electric Power System Blackouts

(3)TALKS (4)

- 01 A Model of Power Transmission Disturbances in Simple Systems
- 02 Cascading Failure and Self-Organized Criticality in Electric Power System Blackouts
- 03 Initial evidence for Self-Organized Criticality in Blackouts
- 04 An Initial Model for Complex Dynamics in Electric Power System Blackouts

다. CERTS Publications (8)

(1) DOE White Papers (8)

- Distributed Resources (ETS)
 - 01 Consortium for Electric Reliability Technology Solutions Grid of the Future
 - 02 The Second Draft DR White Paper
 - 03 The third Draft DR White Paper
- Scenario analysis (LBNL)
 - 01 Outline, July 7th. 1999
 - 02 Scenario Analysis, July 30, 1999
 - 03 Accommodating Uncertainty in Planning Operations
- Treatment of Uncertainty (SNL)
 - 01 White Paper on Integration of Distributed Energy Resources-The CERTS Micro-Grid concept
 - 02 Report of The U. S. Department of Energy's Power Outage Study Team

2. Presentations by PSERC Researchers (18)

- 01 Contemporary Topics in Electric Power Quality
- 02 Locational Aspects of Distributed Generation
- 03 Electric Service Reliability
- 04 Interdependencies In Networks
- 05 On the Inherent Inefficiencies of TLR for Trading Electricity
- 06 A Tutorial on the Flow gates versus Nodal Pricing Debate
- 07 Micro-Grid Operation and Control
- 08 Micro-grids and the Macro-grid
- 09 Testing Market Structures Before Problems Occur
- 10 Capacity Payments and supply Adequacy in a Competitive Electricity Market
- 11 Reliability Concepts and Market Power
- 12 A Comparison of the Results of Three Auction Experiments
- 13 Monitoring Electric Power Markets: The role of the electric grid
- 14 The FERC Standard Market Design Proposal
- 15 Real Time Control of Power Grids
- 16 Data Visualization for Effective Grid Monitoring & Control in a Complex Operating Environment
- 17 Comprehensive Power System Reliability Assessment
- 18 Designing and Testing Markets for Electricity and its Ancillary Services: What we do and how it's done.

3. PSERC Audio Files (4)

- 01 Apr. 02, 2002 Karady Online Transient Stability
- 02 Meliopoulos Audio Power Quality Assessment

- 03 Sep. 11, 2001 Use Of Planning Studies Tomsovic
- 04 Strachan & Zerriffi System Implication

4. 기타자료(14)

가. 2001 Summer Retreat (6)

- 01 Are There Grand Challenges Among The Information Issues for Power Systems ?
- 02 Connectivity to Schools, Libraries, and Even Homes
- 03 Consortium for Electric Reliability Technology Solutions
- 04 New IT Issues in Power System Control
- 05 Substation Automation IT
- 06 Summer 2001 Retreat Agenda

나. Bylaws Agreements Policies and Procedures (2)

- 01 PSERC-Industry/University Cooperative Research Center Membership Agreement
- 02 Bylaws For PSERC A national Science Foundation Industry/University Cooperative Research Center for Power System Research

다. Research Projects Descriptions Status (2)

- 01 Research Projects of the Power Systems Engineering Research Center
- 02 Research Projects of the Power System Engineering Research Center (As Updated on May 2002)

라. Student Profiles and Resumes (4)

- 01 Profiles for Graduate Students and Post-Doctorate Researchers
- 02 Resumes for Graduate Students and Post-doctorate Researchers
- 03 Graduating Senior Profiles
- 04 Graduating Senior Resumes, Nov. 2002

제 7 장 참고문헌

제 7 장 참고문헌

- [1] “전력계통 해석용 시뮬레이터 개발” 연구과제 계획서, 1998, 전력연구원 보고서
- [2] “계통보호 데이터베이스 구축에 관한 연구”, 1992, 한국전력공사 기술연구원
- [3] 이석호, “데이터베이스 시스템”, 정익사
- [4] 김광호, “배전 자동화 시스템을 위한 데이터베이스 설계”, 1997년도 하계 학술대회 논문집, 50권 C호
- [5] 정윤 외 2인, “데이터베이스 시스템”, 법문사
- [6] H.F. KORTH 외 1인, “데이터베이스 시스템 총론”, 형설 출판사
- [7] 김종근 외 2인, “Oracle Bible Ver.8.x”, 영진 출판사
- [8] ABB, Seo-Daegu SVC Training Manual, 1999.
- [9] A. Phadeke, "Digital Simulation of Electrical Transients Phenomena", IEEE Tutorial Course, Course Text 81, EHO173-5-PWR
- [10] CIGRE Working Group 38-01; Task Force No. 2 on Static Var Compensators, Static Var Compensators, 1986
- [11] Dynamic Reduction: User's Manual, EPRI, May, 1994
- [12] Diana Lorentz, "Oracle8 SQL Reference Release 8.0", Oracle
- [13] GEC Alstom, "Revision Manual", GEC Transmission and Distribution Projects Ltd, Stafford, U.K., 1999.
- [14] G.Wild, H.Messner, A.Moosburger, M.H.Xie, A.M.Gole and D.P.Brandt, "An Integrated Simulation and Control Implementation Environment", International Conference on Power System Transients (IPST'97), Seattle, USA, June 22-26, 1997, Proceedings pp. 150-155.
- [15] H.W. Dommel, "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multi-phase Networks", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. 88, no. 2, pp. 734-741, April 1969.
- [16] H.W. Dommel, Electromagnetic Transients Program Reference Manual (EMTP Theory Book), Bonneville Power Administration, Portland, 1986.
- [17] IEEE Special Stability Controls Working Group, "Static Var Compensator Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, pp229-240, 1994. 2
- [18] J.D.Ainsworth, "Developments in the Phase-Locked Oscillator Control System for HVDC and Other Large Convertors", GEC Transmission and Distribution Projects Ltd, Stafford, U.K., 1970
- [19] J.H. Chow, P. Accari, W.W. Price, "Inertial and Slow Coherency Aggregation Algorithms for Power System Dynamic Model Reduction", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No.2, 1995, pp.680-685
- [20] J. Choi, J.J. Dongarra, L. Ostrouchov, A.P. Petitet, D.W. Walker, R.C. Whaley, "The Design and Implementation of the Scalapack LU, QR and Cholesky Factorization Routines", paper No.ORNL/TM-12470, Oak Ridge National Laboratory for the U.S. Department of Energy, Sept. 1994

- [21] Manitoba HVDC Research Centre, "EMTDC Users Manual", Aug 1992
- [22] Manitoba HVDC Research Center, "EMTDC Manual", Manitoba, Ca.,1989
- [23] Power Technologies, Inc, "PSS/E Program Operation Manual Vol.1", Dec 1997
- [24] Power Technologies, Inc, "PSS/E Program Operation Manual Vol.2", Dec 1997
- [25] R.W. Wachel, A.M. Gole, R.S. Whitehouse, "Application of Electro magnetic Transient Simulation for the Solution of HVDC Control Problems", IEEE WESCANEX '95 Proceedings pp. 283-288.
- [26] Tsutomu Oyama, "Heterogeneous Parallel Processing for Power System Analysis", ICDS 1995, April 5-7, 1995
- [27] William H. Press et al, "Numerical Recipes in C, The Art of Scientific computing", 2nd Ed., Cambridge University Press, 1992
- [28] Wook-Hwa Lee, Joong-Rin Shin, "Development of an Interactive Computer Graphic Software for the Education & Training of Power System Transient Stability", Proceeding of ICEE, Vol.2, pp.1127-1131, Aug., 12-15, 1996, Beijing, China.

특정연구개발사업 연구결과 활용계획서

사업명	중사업명			
	세부사업명	국가지정연구실사업		
과제명	실시간 대규모 전력계통 해석 기술 개발			
연구기관	한국전력공사 전력연구원	연구책임자	추진부	
총연구기간	2001년. 07월. 11일. ~ 2006년. 07월. 10일. (60개월)			
총 연구비 (단위 : 천원)	정부출연금	민간부담금	합계	
	1,302,550	1,500,000	2,802,550	
기술분야	전력계통/기기/전자기술(143)			
참여기업	한국전력공사			
공동연구기관				
위탁연구기관				
연구결과활용 (해당항목에(√) 표시)	1. 기업화 ()	2. 기술이전 ()	3. 후속연구추진 ()	4. 타사업에 활용 ()
	5. 선행 및 기초연구 ()	6. 기타목적활용 (교육, 연구) (√)	7. 활용중단(미활용) ()	

특정연구개발사업 처리규정 제 31조(연구개발결과의 보고) 제 2항에 의거 연구결과 활용계획서를 제출합니다.

- 첨부 : 1. 연구결과 활용계획서 1부.
2. 기술요약서 1부

2003 년 09 월 일

연구책임자 : 추진부
연구기관장 : 류홍우

과학기술부장관 귀하



[첨부1]

연구결과 활용계획서

1. 연구목표 및 내용

가. 연구목표

실시간 대규모 전력계통 해석기술 개발 및 확보

- 실시간 해석용 전력DB 구축
- 시스템 축약 기술 및 이의 자동화 기술 개발
- 데이터 변환 기술 및 이의 자동화 기술 개발
- 전력설비의 정밀 모델링 기술 개발

나. 연구내용

【1단계 연차별 연구개발목표】

구 분	연구개발 목표	연구개발 내용 및 범위
1차년도 (2001년)	시스템 축약 S/W 개발	<ul style="list-style-type: none"> ○ 발전기, 송전선, 부하 파라미터 추출/검증 기술 확립 및 구축 ○ 네트워크/부하 축약기술 및 축약 S/W 개발 ○ 최적 서브시스템 분할 기술 개발 ○ 자동전압조정기의 정밀 모델링(8종)
2차년도 (2002년)	데이터 변환 기술 개발	<ul style="list-style-type: none"> ○ 발전기 DB 구축 ○ 이종 제어기 발전기 식별 기술 개발 ○ 최적 서브시스템 할당 기술 개발 ○ 자동전압조정기의 정밀 모델링(7종)

【2단계 연차별 연구개발목표】

구 분	연구개발 목표	연구개발 내용 및 범위
3차년도 (2003년)	데이터변환 S/W. 개발	<ul style="list-style-type: none"> ○ 송전선, 부하 DB 구축 ○ 이종 제어기 발전기 통합 기술 개발 ○ 시뮬레이터용 입력데이터 자동생성 S/W 제작, 적용시험, 성능 보완 ○ 조속기 상세 모델링(10종)
4차년도 (2004년)	발전기/제어계의 정밀 모델링	<ul style="list-style-type: none"> ○ 송전선, 부하 DB 구축 ○ 시뮬레이터용 계통축약 자동화 S/W 제작 ○ 전력계통안정화장치 정밀 모델링(3종)
5차년도 (2005년)	상업화를 고려한 실시간 전력계통 해석기술의 최적화	<ul style="list-style-type: none"> ○ 송전선, 부하 DB 구축 ○ 시뮬레이터용 계통축약 자동화 S/W 성능보완 ○ UPFC 제어기 상세 모델링

2. 연구수행결과 현황(연구종료시점까지)

가. 특허(실용신안) 등 자료목록(8건)

발명명칭	특허공고번호 출원(등록)번호	공고일자 출원(등록)일자	발명자 (출원인)	출원국	비고
전력계통 온라인 과도안정도 평가방법 및 그 시스템	10-2001-0067259	2001. 10	한국전력공사	대한민국	
대지털 전력계통 안정화장치의 입력데이터 저장 및 실시간 감시 시스템	10-2001-0067258	2001. 10	한국전력공사	대한민국	
교류여자기 계자시정수 보정 제어기	10-2001-0067257	2001. 10	한국전력공사	대한민국	
실시간 전력계통 시뮬레이터를 이용한 계통현상 시각화장치 및 방법	10-2002-0002664	2002. 01	한국전력공사	대한민국	
알고리즘 다운로드 기능을 갖는 전 디지털 방식의 정지형 무효전력 보상기의 제어장치	10-2002-0002663	2002. 01	한국전력공사	대한민국	
위치정보 시스템 수신기를 갖춘 전력계통 감시시스템	10-2002-0067006	2002. 10	한국전력공사	대한민국	
계통해석 방법 및 그 분석시스템	10-2002-0067005	2002. 10	한국전력공사	대한민국	
정적 보상기의 전압제어기	10-2002-0067007	2002. 10	한국전력공사	대한민국	

나. 프로그램 등록목록(16건)

프로그램 명칭	등록번호	등록일자	개발자	비고
80MVA UPFC 시뮬레이터 프로그램	01-12-6043	2001. 09	한국전력공사	
부하모델 자료관리 시스템	01-12-6051	2001. 09	한국전력공사	
HVDC 시뮬레이터 프로그램	01-12-9207	2001. 09	한국전력공사	
UPFC 병렬 인버터 제어 알고리즘 검증 프로그램	01-12-3137	2001. 11	한국전력공사	
STATCOM Simulink 분석 시스템	01-12-3140	2001. 11	한국전력공사	
RTDS용 제주-해남 HVDC 제어 프로그램	01-12-7484	2001. 11	한국전력공사	
비실시간 해석용 제주-해남 HVDC 제어 프로그램	01-12-7488	2001. 11	한국전력공사	
PSS 튜닝 프로그램	01-12-7496	2001. 11	한국전력공사	
PSS H/W 구동 프로그램	01-12-7487	2001. 11	한국전력공사	
제주 교류 시뮬레이터 프로그램	01-12-6983	2002. 10	한국전력공사	
HVDC 계통해석 시뮬레이터 프로그램	01-12-6284	2002. 10	한국전력공사	

프로그램 명칭	등록번호	등록일자	개발자	비고
시송전계통 분석 프로그램	01-12-6291	2002. 10	한국전력공사	
전압안정도 해석 프로그램	01-12-6286	2002. 10	한국전력공사	
최적 조류계산 프로그램	01-12-6287	2002. 10	한국전력공사	
실시간 해석용 전력계통 축약 프로그램	01-12-6980	2002. 1	한국전력공사	
실시간 해석용 데이터 변환 프로그램	01-12-6981	2002. 11	한국전력공사	

다. 노하우 내역

○시스템 축약 기술

1단계에서 개발된 정적 시스템 축약기술은 시뮬레이터를 이용한 대규모 한전계통 해석시 필수적이며, 향후 2단계 연구를 통해 동적 시스템 축약기술을 포함한 시스템 축약 프로그램을 개발할 예정이다. 개발된 정적 시스템 축약 기술은 대규모 한전계통에 적용하여 신뢰성을 검증한 바, 원계통과 매우 유사한 특성을 나타냄.

○데이터 변환 기술

널리 사용되는 아스키 코드 형식의 입력데이터를 그래픽 기준의 계통도면으로 변환하는 기술을 1단계에서 개발함으로써, 실시간 시뮬레이터의 활용도를 향상시킴. 향후 2단계 연구를 통해 개발된 알고리즘을 이용하여 시뮬레이터의 입력데이터를 자동으로 생성할 수 있는 S/W를 개발할 예정이다.

○발전기 및 제어시스템 모델링, 파라미터 튜닝 기술

대규모 전원설비의 원격지 집중과 대전력 송전계통의 운용이 예상되는 계통의 안정 운용을 위해서는 발전기 및 제어시스템의 적정 제어능력 검증과 한계치에 대한 정확한 데이터 확보가 필수적임. 현재, 이와같은 기술은 국외 전력설비 제작회사에서 보유하고 있으며, 1단계 연구를 통하여 AVR/PSS 튜닝, 발전기 제어계 특성시험 및 모델링 기술을 확보함.

○실시간 시뮬레이터를 이용한 전력설비 연계시험 기술

비실시간 프로그램과 달리 실시간 시뮬레이터의 경우, 계통에 설치, 운영되는 각종 제어기 및 보호설비의 성능 검증이 가능하다는 장점이 있음. 본 연구팀은 1단계 연구를 통하여 시뮬레이터를 이용하여 전력설비를 시험하는 기술을 확보한 바, 이 기술을 전력계통안정화장치(PSS)의 성능시험에 적용함으로써 PSS의 신뢰성을 확보함. 현재, PSS는 실제계통 발전기에 설치, 운영중임.

라. 발생품 및 시작품 내역

해당사항없음.

마. 논문게재 및 발표 실적

○ 논문게재 실적(필요시 별지사용)

학술지 명칭	제목	게재연월일	호	발행기관	국명	SCI게재여부
International Journal of Electrical Power & Energy System	Development of KEPCO Equivalent Systems for the KEPCO Enhanced Power System Simulator	2001. 07		IEE	영국	○
Transmission & Distribution World	KEPCO Development Automatic Power Restoration System	2003. 02		T&D	영국	×
International Journal of Electrical Power & Energy System	Development of KEPCO Equivalent Systems for the KEPCO Enhanced Power System Simulator	2003. 03		IEE	영국	○
대한전기학회논문지	최적화 조류계산법을 이용한 전압안정도 해석	2001. 07		대한전기학회	대한민국	×
대한전기학회논문지	실시간 전력계통 디지털 시뮬레이터 개발 및 응용	2001. 07		대한전기학회	대한민국	×
대한전기학회논문지	AVR 스텝시험에 의한 울진 N/P 1호기 PSS 모델링 연구	2001. 08		대한전기학회	대한민국	×
한국정보과학회 논문지	3차원 그래픽 애니메이션을 이용한 전력계통 교육시스템에 관한 연구	2001. 12		대한전기학회	대한민국	×
대한전기학회논문지	Transient Stability Analysis using Large scale Real Time Digital Simulator	2001. 12		대한전기학회	대한민국	×
대한전기학회논문지	개별 부하모델링을 위한 부하의 합리적인 특성실험	2002. 02		대한전기학회	대한민국	×
대한전기학회논문지	전력계통안정화장치(PSS)의 개발 및 실계통 튜닝 절차(상)	2002. 06		대한전기학회	대한민국	×
대한전기학회논문지	과도안정도 측면에서의 발전 재배분을 이용한 예방제어	2002. 06		대한전기학회	대한민국	×
대한전기학회논문지	전력계통안정화장치(PSS)의 개발 및 실계통 튜닝 절차(하)	2002. 07		대한전기학회	대한민국	×
대한전기학회논문지	다중 입력 PSS의 실제적인 튜닝방법과 대형 전력시스템에의 적용	2002. 07		대한전기학회	대한민국	×
대한전기학회논문지	실시간 대규모 전력계통 해석용 시뮬레이터를 이용한 국산 디지털 PSS의 성능시험	2002. 12		대한전기학회	대한민국	×
계: 14건수						

○ 학술회의 발표 실적(필요시 별지사용)

학술지 명칭	제목	게재연월일	호	발행기관	국명
International Conference Electrical Engineering	A Study Intuitive Representation of Power System Phenomena Using 3-Dimensional Computer Graphic Animation	2001. 07		ICEE	중국
International Conference Electrical Engineering	Development of Equivalent Power system for Real Time Digital Simulation	2001. 07		ICEE	중국
International Conference Electrical Engineering	Dynamic simulations of Large Scale Power Systems Using RTDS	2001. 07		ICEE	중국
International Conference Electrical Engineering	Practical Tuning Methods and Testing of Dual-Input PSS with a 343MVA Generator Unint in KEPCO System	2001. 07		ICEE	중국
International Conference Electrical Engineering	HVDC Control & Protection Testing Using the RTDS Simulator	2001. 07		ICEE	중국
2001IEEE Porto Power Tech. Conference	Comparison of Transient Stability Analysis and Large-Scale Real Time Simulation	2001. 09		IEEE	포르투갈
IERE ZURICH Workshop	The Status of Wind-Power Generation and the Experience with its Connection Operation in Korea	2002. 06		IERE	스위스
International Conference Electrical Engineering	Model Development of jeju-Hannam HVDC Control Systems for the Real Time Digital Simulator	2002. 07		ICEE	대한민국
International Conference Electrical Engineering	Transmission System Expansion Planning using Fuzzy Set Theory	2002. 07		ICEE	대한민국
International Conference Electrical Engineering	Construction of Largest Equivalent Systems for Power System Simulator	2002. 07		ICEE	대한민국
International Conference Electrical Engineering	The On-line Economic Operation of the Kwangyang Steel Works	2002. 07		ICEE	대한민국
International Conference Electrical Engineering	Development of a PSS tuning Program for Selection Optimal Parameters	2002. 07		ICEE	대한민국
International Conference Electrical Engineering	The First Introduction of UPFC to the KEPCO Power Network	2002. 07		ICEE	대한민국
International Conference Electrical Engineering	FACTS Operation Analysis in Korea Power System using EMTDC	2002. 07		ICEE	대한민국

학술지 명칭	제목	게재연월일	호	발행기관	국명
International Conference Electrical Engineering	Fast Contingency Screening for on-line Transient Stability Monitoring and Assessment of the KEPCO System	2002. 07		ICEE	대한민국
International Conference Electrical Engineering	Heuristic Restoration of Distribution Networks	2002. 07		ICEE	대한민국
IEEE/PES T&D 2002	Development of FACTS Operation Technology to KEPCO Power Network-Installation & Operation	2002. 10		IEE	일본
IEEE/PES T&D 2002	Development of FACTS Operation Technology to KEPCO Power Network-Development of Education Program for 80MVA UPFC	2002. 10		IEE	일본
IEEE/PES T&D 2002	Development of FACTS Operation Technology to KEPCO Power Network-Detailed EMTDC Model of 80MVA UPFC	2002. 10		IEE	일본
IEEE/PES T&D 2002	Development of Automatic Power Restoration System of KEPCO	2002. 10		IEE	일본
대한전기학회 하계학술대회	최적화 기법을 이용한 전압제어 조류계산	2001. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	설정점 제어방식의 AGC 지령 및 발전소 DCS 로직 변경 방안	2001. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	EMTDC를 이용한 80MVA UPFC 계통적용 효과 분석	2001. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	EMTDC를 이용한 서대구 SVC 제어 시스템 개발	2001. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	PSCAD/EMTDC 제주-해남(High Voltage Direct Current) 시스템 해석모델을 이용한 교직연계 계통분석	2001. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	과도안정도 측면에서의 발전 재배분을 이용한 예방제어	2001. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	대규모 전력계통의 실시간 해석 및 응용	2001. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	TMLC용 345, 154kV 송전선로 모델 작성 및 계산	2001. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	실시간 디지털 시뮬레이터를 이용한 거리계전 알고리즘 구현 및 검증	2001. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	EMTDC용 1차 에너지계 모델(TGOV5) 개발	2001. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	EMTDC를 이용한 UPFC의 스위칭 레벨 시뮬레이션 모형 개발	2001. 11		대한전기학회	대한민국

학술지 명칭	제목	게재연월일	호	발행기관	국명
대한전기학회 추계학술대회	PSCAD/EMTDC 80MVA UPFC 계통적용 효과 분석	2001. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	발전비용을 고려한 가용 송전 능력(ATC) 증대 알고리즘 개발	2001. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 춘계학술대회	풍력발전 기술개발 현황 및 계통연계 운전분석	2002. 05		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 춘계학술대회	제주-해남 HVDC 조상설비 최적화 운용방안	2002. 05		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 춘계학술대회	OPF를 통한 발전력 배분에 의한 최대 용통전력 결정절차에 관한 연구	2002. 05		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 춘계학술대회	용통전력 결정을 위한 전압안정도 측면에서의 상정사고 선정	2002. 05		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 춘계학술대회	송전선로 자동복구시스템 동작 신뢰도 향상에 관한 연구	2002. 05		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 춘계학술대회	과도안정도 분석에 의한 한전계통의 취약 개소 선정	2002. 05		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 춘계학술대회	부하차단 시나리오에 의한 용통전력 변화에 대한 연구	2002. 05		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	SVC 적용에 의한 전압안정도 측면에서의 용통전력 향상방안에 관한 연구	2002. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	SPS의 보호동작과 우리나라 계통 보호설비 현황	2002. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	주파수 변화율을 이용한 동적 부하차단계획 방안	2002. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	EMTDC로 구현한 제주-해남 HVDC 시스템의 사고모의 및 AC Protection	2002. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	보령T/P 6호기 PSS 모델링과 검증	2002. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	765kV 초기가압 운전계통에서의 안정도 검토	2002. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	전력계통 안정도를 고려한 계통보호 대책 연구	2002. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	시각동기장치를 이용한 전력계통 온라인 안정성 감시,분석시스템 개발	2002. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 하계학술대회	실시간 디지털 시뮬레이터를 위한 서대구 SVC 모델 개발	2002. 07		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	동적 부하차단 모델을 이용한 KEPCO 계통의 주파수 해석	2002. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	광역 정전 복구를 위한 시송전 계통 분석 시스템 개발	2002. 11		대한전기학회	대한민국

학술지 명칭	제목	게재연월일	호	발행기관	국명
대한전기학회 추계학술대회	과도 불안정 현상에 대비한 SPS 알고리즘의 구현	2002. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	ANSI/IEEE 기술규격 분석 및 RTDS에 의한 고전전류 계산	2002. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	송전계통망의 장기 확충 계획수립을 위한 METRIS를 이용한 신뢰도 평가에 관한 기초 연구	2002. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	IPLAN을 이용한 UPFC 적용 전력시스템의 전압안정도 측면에서의 유효전력 향상효과 분석	2002. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	PSS/E를 이용한 P-V, Q-V 곡선 제작용 IPLAN 개발	2002. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	대규모 계통의 디지털 시뮬레이션을 위한 계통 분할 기법에 관한 연구	2002. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	한전계통에서의 순동 무효전력원 필요성 검토	2002. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	765kV 초기가압 운전계통에서의 안정도 검토	2002. 11		대한전기학회	대한민국
대한전기학회 추계학술대회	지역간 유효전력 향상방안 도출 절차 개발 연구	2002. 11		대한전기학회	대한민국
NRL-ERC 워크샵	실시간 대규모 전력계통 해석용 시뮬레이터(KEPS)를 이용한 국산 디지털 PSS의 성능시험	2003. 02		전력연구원/명지대학교	대한민국
NRL-ERC 워크샵	765kV 초기가압 운전계통에서의 안정도 검토	2003. 02		전력연구원/명지대학교	대한민국
NRL-ERC 워크샵	Determination of synchronous machine and excitation systems parameters from field tests	2003. 02		전력연구원/명지대학교	대한민국
계: 63건수					

3. 연구성과

해당사항없음(기술이전 또는 기업화 완료 실적 없음)

4. 기술이전 및 연구결과 활용계획

가. 당해연도 활용계획

○ 전력계통 DB 구축 기술

1단계 연구에서는 실시간 해석용 발전기, 송전선로 부하모델 정수 추출 및 검증기

술을 확립하고, 이에 대한 표준화 절차를 수립 완료함으로써, 현재까지 미 검증된 발전기에 대하여 현장시험과 모델링을 통하여 실시간 해석용 발전기 DB를 구축하였음. 상기의 경험과 성과를 바탕으로 본 연구팀은 2단계 연구에서 2010년 한전계통에 대한 부하/송전선로의 DB 구축에 활용할 예정임.

○시스템 축약 기술

2010년 한전계통과 같은 대규모 계통을 적정규모로 축약하기 위해서는 네트워크 축약, 발전기 식별 및 통합이 필수적임. 1단계 연구에서는 계통축약시, 전력계통을 주관심/준관심/비관심 해석지역으로 구분하여, 원계통의 특성을 보유하는 네트워크 축약기술 및 S/W를 개발하고, 기존의 동적축약 알고리즘을 분석함. 상기의 경험과 성과를 바탕으로 본 연구팀은 2단계 연구에서 가능한 동/이종 제어기의 발전기를 식별/통합 기술과 2010년 한전계통에 적용이 가능한 시스템 축약 S/W 개발에 활용할 예정임.

○데이터 변환 기술

실시간 전력계통 시뮬레이터를 활용한 대규모 계통을 해석하기 위하여 입력데이터로 그래픽 기준의 계통 도면을 작성하는 것은 매우 많은 시간과 정밀함을 요구함과 동시에 인적오류를 수반할 가능성이 높음. 본 연구팀은 1단계 연구에서는 선로의 연결상태 및 전파속도를 이용한 서브시스템의 분할기술과 서브시스템에서 필요한 연산량을 고려한 최적 서브시스템 할당기술을 개발함. 상기의 경험과 성과를 바탕으로 2단계 연구에서는 시뮬레이터의 입력데이터를 자동으로 생성할 수 있는 S/W 개발에 활용할 예정임.

○전력설비 정밀 모델링 기술

실시간 전력계통 해석의 경우, 해석모델은 비실시간 계통해석의 경우에 비하여 정밀 모델을 사용할 수 있고, 아울러 정밀한 계통해석 결과를 도출 가능함. 본 연구팀은 1단계 연구에서는 2010년 한전계통을 대상으로 15종의 전압자동조정기(AVR)를 개발함. 상기의 경험과 성과를 바탕으로 2단계 연구에서는 10종의 터빈-조속기, 3종의 전력계통안정화장치 및 1종의 FACTS 제어기 모델을 개발할 예정임.

나. 활용방법

- 전력계통 DB 구축 기술 : 전력계통 DB 구축 및 지속적 관리를 통하여 실시간 시뮬레이터를 활용한 정밀 계통해석시 DB로부터 데이터 입력
- 시스템 축약 기술 : 한전 대규모 계통과 같은 원계통과 동일한 동특성을 반영하고, 또한 시뮬레이터 규모에 적절한 축약계통 구성
- 데이터 변환 기술 : 실시간 시뮬레이터 활용도 제고를 위한 그래픽 기준 입력데이터 자동 생성
- 발전기 제어계 모델링 및 튜닝 기술 : 발전기 및 제어시스템의 정밀 모델 개발 및 각종 파라미터 상세 튜닝

다. 차년도이후 활용계획

본 연구에서 개발된 기술은 전력계통 관련자들의 교육훈련 및 현장학습 대체, 신규 개발기기의 실증시험, 최적의 전력계통 계획/운영전략 수립분야 등에 2단계 연구 종료시 활용될 예정이다. 특히, 병렬처리 기술 및 실시간 데이터처리 기술 등과 같은 기반기술을 확립함으로써 실시간 해석기술 개발분야뿐만 아니라 기상예측분야 및 항공기 시뮬레이터를 포함한 각종 시뮬레이터 개발분야 등에서 활용이 가능함. 또한 본 연구팀은 실시간 전력DB 구축, 시스템 축약기술, 데이터 변환기술 및 전력설비 정밀 모델링 기술과 같은 개발된 실시간 대규모 전력계통 해석기술의 이용률을 제고코자 한국전력공사 전력연구원에 전력계통해석센터를 구축함으로써, 교육 훈련기관, 전문가 양성기관 및 전력기기 인증/실증 시험기관으로 역할을 수행하여 산학연 공동연구에 활용 예정이다. 아울러 본 연구를 통하여 개설된 홈페이지를 통하여 계통해석의 일반이론, 발전기/송전선/부하정수 추출/검증 절차의 표준화, 시스템 축약이론 및 계통해석 결과를 공개함으로써 실시간 대규모 전력계통 해석기술의 저변화를 통하여 공공기능 수행에 지속적으로 활용 예정이다. 이를 위하여 주기적으로 관련 학계, 연구소 및 산업체와 공동으로 워크샵을 개최하고, 개발된 기술의 신뢰성을 검증 또는 수정 보완사항을 향후, 연구수행에 반영할 예정이다. 특히 해외기관과의 연구원 교류를 활발히 추진하여 국제협력 및 선진국의 기술을 습득하고, 국내외 전문가들을 통한 선진기술 개발동향을 지속적으로 파악하고 개선방안 도출에 활용할 예정이다.

5. 기대효과

기술적 측면에서 개발된 실시간 대규모 전력계통 해석기술은 선진국과 비교하여 월등히 앞선 기술이 될 것이고, 이의 기반기술인 시스템 축약기술, 데이터 변환기술 및 전력설비 모델링 기술 수준을 동반 향상시킴. 경제·산업적 측면에서는 실시간 대규모 전력계통 해석기술 개발에 따른 해석 기술의 축적, 전력계통 사고방지에 따른 안정운영 효과 등을 고려하지 않더라도, 연간 기대편익은 약 33억원 정도로 추정됨. 이러한 기대편익은 정밀한 계통현상 해석, 현장 실증시험 대체 및 전력계통 엔지니어 훈련 등으로 얻을 수 있음. 전력계통 현상 해석은 컴퓨터 소프트웨어 검증, 전력계통 해석의 정밀성 또는 편리성, 신기술 개발, 시스템 분석 또는 실시간 모의 등의 분야로 검토 가능함. 반면에 현장 실증시험 대체는 모의설비 제작 생략, 시간/인력/비용 절감, 정전위험 부담 제거, 소프트웨어 실증시험 등의 분야로 검토 가능하며, 전력계통 엔지니어 훈련은 전용 훈련설비, 현장훈련 등을 고려하여 검토 가능함. 그러나 여기서 검토된 예상매출액은 시뮬레이터와 관련된 기대편익을 비용화 하였을뿐 계수적으로 표현하기 어려운 부분의 기대편익 제외되었으며, 이는 다음과 같음.

- 1)국내 제작업체의 기술력 강화에 따른 기술의 파급효과 및 국제경쟁력 상승
- 2)엔지니어의 전력계통 전반에 대한 이해와 관심도
- 3)산·학·연 관련 종사자의 전력기술의 상승 가속화 등

전력계통 시뮬레이터에 의한 연간 예상매출액(단위 : 백만원)¹⁾

항 목	연간 예상매출액
1)전력계통의 현상 해석	2,550
2)현장 실증시험 대체	426
3)전력계통 엔지니어의 훈련	318
합 계	3,294

6. 문제점 및 건의사항
해당사항없음.

1) “전력계통 시뮬레이터 설치를 위한 기본계획 수립 연구”, 전력연구원, 1993년

[첨부2]

기술 요약서

■ 기술의 명칭

실시간 대규모 전력계통 해석기술

■ 기술을 도출한 과제현황

과제관리번호	M1-0104-00-0178			
과제명	실시간 대규모 전력계통 해석기술 개발			
사업명	특정연구개발사업			
세부사업명	국가지정연구실사업			
연구기관	한국전력공사 전력연구원	기관유형	대기업	
참여기관(기업)	한국전력공사			
총연구기간	2001. 07. 11. - 2006. 07. 10. (60개월)			
총연구비	정부(1,302,550)천원 민간(1,500,000)천원 합계(2,802,550)천원			
연구책임자 1	성명	추진부	주민번호	
	근무기관 부서	전력계통연구실 전력계통해석센터	E-mail	jbc@kepri.re.kr
	직위/직급	수석연구원/1직급	전화번호	042-865-5830
연구책임자 2	성명		주민번호	
	근무기관 부서		E-mail	
	직위/직급		전화번호	
실무연락책임자	성명	김태균	소속/부서	전력계통연구실/전력계통해석센터
	직위/직급	선임연구원/4직급	E-mail	tkkim@kepri.re.kr
	전화번호	042-865-5831	FAX	042-865-5844
	주소	(305-380) 대전광역시 유성구 문지동 103-16		

■ 기술의 주요내용

[기술의 개요]

전력계통 해석기술은 발전/송변전/배전 시스템으로 구성된 국가 전력기간 설비 운용의 원천적 핵심기술이다. 본 기술을 통하여 전력품질을 개선, 향상시킴으로써, 산업경쟁력을 제고하고, 국가 전력망의 안정화 및 신뢰성을 확보코자 함. 전력계통은 역사 이래 인간이 만든 최대 규모의 시스템으로 동작 메카니즘을 수학적으로 모델링하고, 분석하는 과정에서 기존의 비실시간 계통해석기술의 경우, 실제 설비와는 다르게 간략화 모델을 사용함에 따라, 실제 현상과의 차이가 발생하고, 결국 해석결과의 신뢰성을 확보하기가 어려움. 그러나 산업의 정밀성 및 전력 사용형태의 고급화로 고신뢰, 고품질 전력이 국내 기반산업 및 사회적 환경에 미치는 영향이 높아짐에 따라, 해석결과의 신뢰성 확보를 위해 실제의 설비를 그대로 이용하고, 동시에 정밀모델을 실시간으로 해석하는 실시간 전력계통 해석기술의 중요성이 증대됨. 본 기술은 전 세계적으로 응용단계에 있는 국가적 핵심 고유기술로서, 전력산업 구조조정과 같은 새로운 패러다임에 맞추어, 국가 산업발전을 위한 기반 구축 및 국민 복지라는 측면에서 반드시 보유해야 할 필수 기술임. 실시간 전력계통 해석기술을 이용하면, 국내개발 및 도입되는 전력관련 기기의 품질보증, 정보통신 분야에서의 전력감시제어 S/W 개발 검증, 남북 전력연계 기술개발을 위한 기반 구축이 가능함. 또한, 전력계통 관련 종사자들의 현장학습 대체 및 교육훈련, 차세대 전력기술 연구 및 신규 기기 개발 분야에 적용이 가능함. 본 연구팀은 기 구축한 세계 최대규모의 시뮬레이터를 이용하여 세계 최초로 대규모 전력계통에 적용 가능한 실시간 전력계통 해석기술을 개발하기 위하여 전력DB 구축, 시스템 축약기술, 데이터 변환기술 및 전력설비 정밀 모델링 기술을 단계적, 체계적으로 개발하고자 함. 또한 전력계통 해석분야의 최첨단 기술인 실시간 전력계통 해석기술을 확립하여 국내 21세기 전력산업의 안정화에 공헌함은 물론, 독창적인 고유기술 확보로 국제 경쟁력을 보유코자 함.

<기술적 특징>

- (1)발전기 제어계 특성시험, 모델링 및 파라미터 튜닝기술 국내 확보로 외화절감 및 전력산업 기술분야 경쟁력 제고.
- (2)데이터 변환 S/W 개발 세계 최초 연구시도로 시뮬레이터의 활용도 제고 및 상품화.
- (3)발전기 자동전압조정기(15종) 정밀해석 모델 자체 개발능력 확보로 실계통 특성에 부합하는 정밀 해석결과 도출 및 향후 신규 모델 도입시 모델개발 역량 확보.

[용도 · 이용분야]

- (1)정밀해석 DB 이용으로 계통해석 결과의 신뢰성 제고로 전력계통 안정운영 도모.
- (2)전력계통 해석관련 교육시행으로 전문인력 양성.
- (3)신기술 또는 알고리즘 개발시 전력계통 제어설비의 성능평가 및 검증으로 산학연 협력 거점화.

■ 기술의 분류

[기술코드] 143 (3 Digit)

[기술분야] (1개만 선택(✓로 표시)하여 주십시오)

- 정보산업 기계설비 소재 정밀화학·공정 생명과학
 원자력 자원 에너지 항공·우주 해양
 교통 보건·의료 환경 기초·원천 기타

[기술의 활용유형] (1개만 선택(✓로 표시)하여 주십시오)

- 신제품개발 신공정개발 기존제품개선 기존공정개선
 기 타 (실시간 대규모 전력계통 해석기술 개발)

[기술의 용도] (복수 선택(✓로 표시)가능합니다)

- 기계설비 부품소자 원료재료 소프트웨어
 가공처리기술 자동화기술 불량률 감소 등 현장애로기술
 제품설계기술 공정설계기술 기 타 (전력계통 정밀해석, 응용기술 등)

■ 산업재산권 보유현황(기술과 관련한)

권리유형	발명명칭	국가명	출원단계	일자	등록번호
특 허	전력계통 온라인 과도안정도 평가방법 및 그 시스템	대한민국	출 원	2001. 10	10-2001-0067259
특 허	대지털 전력계통 안정화장치의 입력데이터 저장 및 실시간 감시시스템	대한민국	출 원	2001. 10	10-2001-0067258
특 허	교류여자기 계자시정수 보정 제어기	대한민국	출 원	2001. 10	10-2001-0067257
특 허	실시간 전력계통 시뮬레이터를 이용한 계통현상 시각화장치 및 방법	대한민국	출 원	2002. 01	10-2002-0002664
특 허	알고리즘 다운로드 기능을 갖는 전 디지털 방식의 정지형 무효전력 보상기의 제어장치	대한민국	출 원	2002. 01	10-2002-0002663
특 허	위치정보 시스템 수신기를 갖춘 전력계통 감시시스템	대한민국	출 원	2002. 10	10-2002-0067006
특 허	계통해석 방법 및 그 분석시스템	대한민국	출 원	2002. 10	10-2002-0067005
특 허	정적 보상기의 전압제어기	대한민국	출 원	2002. 10	10-2002-0067007
프로그램	80MVA UPFC 시뮬레이터 프로그램	대한민국	등 록	2001. 09	01-12-6043
프로그램	부하모델 자료관리 시스템	대한민국	등 록	2001. 09	01-12-6051

[기술의 수명주기] (1개씩 선택(√로 표시)하여 주십시오)

	① 기술개념 정립기 : 기술의 잠재적 가능성만 있는 단계
	② 기술실험기 : 기술개발에 성공했으나 아직 실용성, 경제성 등이 확실치 않은 단계
	③ 기술적용 시작기: 최초의 기술개발국에서만 활용되고 있는 단계
√	④ 기술적용 성장기: 기술개발국 및 일부 선진국에서 활용되고 있는단계
	⑤ 기술적용 성숙기: 선진국사이에서 활발한 기술이전이 일어나며, 기술의 표준화가 되어가는 단계
	⑥ 기술적용 쇠퇴기: 선진국에서 개도국으로 기술이전이 활발하게 일어나고, 선진국에서는 기술의 가치가 저하되나, 개도국에서는 아직 시장의 가치가 높은 기술

[기술발전 과정상의 기술수준] (1개씩 선택(√로 표시)하여 주십시오)

	① 외국기술의 모방단계 : 이미 외국에서 개발된 기술의 복제, reverse Eng.
√	② 외국기술의 소화·흡수단계 : 국내시장구조나 특성에 적합하게 적응시킴
	③ 외국기술의 개선·개량단계 : 성능이나 기능을 개선시킴
	④ 신기술의 혁신·발명단계 : 국내 최초로 개발

■ 본 기술과 관련하여 추가로 확보되었거나 개발중인 기술(해당사항없음)

[기술개요]

기술명	
개발단계	<input type="checkbox"/> 연구개발 계획 <input type="checkbox"/> 연구개발 중 <input type="checkbox"/> 연구개발 완료
기술개요	

[기술을 도출한 과제현황]

과제관리번호			
과제명			
사업명			
세부사업명			
연구기관		기관유형	
참여기관(기업)			
총연구기간			
총연구비	합계 : ()백만원 - 정부 : ()백만원 민간 : ()백만원		
연구책임자	소속		성명
	전화번호		E-mail
연구개발 주요내용			