

JAERI - M
83-081

PWRプラントシミュレータによる事故解析・その2
(二次系の事故解析)

1983年6月

内藤 彰*・村上 喜光*・横林 正雄

JAERI-Mレポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。
入手の問合わせは、日本原子力研究所技術情報部情報資料課（〒319-11茨城県那珂郡東海村）あて、お申しこしてください。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-11 茨城県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複写による実費頒布をおこなっております。

JAERI-M reports are issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Information Section, Division of Technical Information, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319-11, Japan.

©Japan Atomic Energy Research Institute, 1983

編集兼発行 日本原子力研究所
印刷 巖高野高速印刷

PWR プラントシミュレータによる事故解析・その2
(二次系の事故解析)

日本原子力研究所東海研究所安全解析部
内藤 彰* 村上 喜光* 横林 正雄

(1983年5月13日受理)

本報告書はPWR プラントシミュレータを用いて事故解析を行った結果についてまとめたものである。

本シミュレータは出力822MWe 3ループのPWR プラントを模擬したもので、冷態停止から燃焼末期の定格出力状態までの広い運転範囲をカバーするよう設計されている。

本シミュレータには機器故障を模擬したマルファンクションが備っている。今回はこのうち二次系に関する17項目および核計装系に関する4項目について実行した。これにはタービン、発電機トリップ、主復水系及び主給水系の故障、弁の故障、圧力および水位センサーの故障等の他、核計装の線源領域、中間領域計測器、オーディオカウンターの故障が含まれている。

これらのマルファンクションを加えたときのプラントの過渡応答は定性的には良好であることがわかった。また、主復水器、給水加熱器などの詳細な応答特性を得ることができた。

* 日本原子力船研究開発事業団

Abnormal Transient Analysis by using PWR Plant Simulator, Part 2
(Secondary System Analysis)

Akira NAITOH*, Yoshimitsu MURAKAMI* and Masao YOKOBAYASHI

Department of Nuclear Safety Evaluation
Tokai Research Establishment, JAERI

(Received May 13, 1983)

This report describes results of abnormal transient analysis by using a PWR plant simulator.

The simulator is based on an existing 822MWe power plant with 3 loops, and designed to cover wide range of plant operation from cold shutdown to full power at EOL.

In the simulator, malfunctions are provided for abnormal conditions of equipment failures, and in this report, 17 malfunctions for secondary system and 4 malfunctions for nuclear instrumentation systems were simulated.

The abnormal conditions are turbine and generator trip, failure of condenser, feedwater system and valve and detector failures of pressure and water level. Furthermore, failure of nuclear instrumentations are involved such as source range channel, intermediate range channel and audio counter.

Transient behaviors caused by added malfunctions were reasonable and detail information of dynamic characteristics for turbine-condenser system were obtained.

Keywords: Simulator, PWR Plant, Abnormal Transient, Malfunction,
Dynamic Characteristic, Secondary System, Nuclear Instrumentation

* Japan Nuclear Ship Research and Development Agency

目 次

1. 緒 言	1
2. PWR プラント二次系の事故解析	5
2.1 蒸気発生器蒸気管破断	5
2.2 タービン制御弁フェイルオープン	12
2.3 タービン制御弁フェイルクローズ	21
2.4 大気放出弁の漏洩	24
2.5 主給水部分喪失	28
2.6 主給水全喪失	33
2.7 復水器循環水部分喪失	36
2.8 復水器循環水全喪失	39
2.9 高圧給水加熱器ドレンポンプトリップ	44
2.10 タービントリップ	48
2.11 発電機トリップ	52
2.12 タービン自動ランバック機能の喪失	55
2.13 主蒸気ヘッダー圧力制御器の圧力高誤検知	59
2.14 主蒸気ヘッダー圧力制御器の圧力低誤検知	64
2.15 蒸気発生器C 水位制御装置の水位高誤検知	67
2.16 蒸気発生器C 水位制御装置の水位低誤検知	72
2.17 EHC 自動制御系の故障	77
3. 核計装系の事故解析	80
3.1 線源領域検出器の計数高誤検知	80
3.2 中間領域検出器の計数高誤検知	82
3.3 オーディオカウンタ信号の異常高及び異常低	86
4. 結 言	88
謝 辞	89
参考文献	89
付録 PWR プラントシミュレータの概要	90

Contents

1. Introduction	1
2. Accident Analysis of Secondary System	5
2.1 Steam Generator Steam Line Leak	5
2.2 Turbine Governor Valve Fails Open	12
2.3 Turbine Governor Valve Fails Close	21
2.4 Leakage of Atmospheric Steam Dump Valve	24
2.5 Partial Loss of Feedwater	28
2.6 Total Loss of Feedwater	33
2.7 Partial Loss of Circulating Water	36
2.8 Total Loss of Circulating Water	39
2.9 Loss of High Pressure Heater Drain Pump	44
2.10 Turbine Trip	48
2.11 Loss of Main Generator	52
2.12 Failure of Auto Turbine Runback	55
2.13 Failure of Steam Header Pressure Control in High Direction	59
2.14 Failure of Steam Header Pressure Control in Low Direction	64
2.15 Steam Generator "C" Level Control Fails in High Direction	67
2.16 Steam Generator "C" Level Control Fails in Low Direction	72
2.17 EHC Control-Loss of Automatic	77
3. Accident Analysis of Nuclear Instrumentation Systems	80
3.1 Source Range Channel Fails in High Direction	80
3.2 Intermediate Range Channel Fails in High Direction	82
3.3 Audio Counter Fails High and Low	86
4. Conclusive Remarks	88
Acknowledgement	89
Reference	89
Appendix	90

List of Tables

Table 1.1	Malfunctions of the Simulator
Table 2.1	Main Events and Annunciators in the case of Steam Generator Steam Line Leak
Table 2.2	Main Events and Annunciators in the case of Turbine Governor Valve Fails Open (at 100% Power)
Table 2.3	Main Events and Annunciators in the case of Turbine Governor Valve Fails Open (at 27% Power)
Table 2.4	Main Events and Annunciators in the case of Turbine Governor Valve Fails Close
Table 2.5	Main Events and Annunciators in the case of Leakage of Atmos- pheric Steam (Escape) Valve
Table 2.6	Main Events and Annunciators in the case of Partial Loss of Feedwater
Table 2.7	Main Events and Annunciators in the case of Total Loss of Feedwater
Table 2.8	Main Events and Annunciators in the case of Partial Loss of Circulating Water Flow
Table 2.9	Main Events and Annunciators in the case of Total Loss of Circulating Water Flow
Table 2.10	Main Events and Annunciators in the case of Loss of High Pressure Heater Drain Pump
Table 2.11	Main Events and Annunciators in the case of Turbine Trip
Table 2.12	Main Events and Annunciators in the case of Loss of Main Generator
Table 2.13	Main Events and Annunciators in the case of Failure of Automatic Turbine Runback
Table 2.14	Main Events and Annunciators in the case of Failure of Steam Header Pressure Control in High Direction
Table 2.15	Main Events and Annunciators in the case of Failure of Steam Header Pressure Control in Low Direction
Table 2.16	Main Events and Annunciators in the case of Steam Generator "C" Level Control Fails in High Direction
Table 2.17	Main Events and Annunciators in the case of Steam Generator "C" Level Control Fails in Low Direction

Table 2.18	Main Events and Annunciators in the case of Main Turbine EHC (Electrical Hydraulic Control) System-Loss of Automatic Control
Table 3.1	Main Events and Annunciators in the case of Source Range Channel N-31 Fails in High Direction
Table 3.2	Main Events and Annunciators in the case of Intermediate Range Channel N-35 Fails in High Direction (at Hot Shutdown)
Table 3.3	Main Events and Annunciators in the case of Intermediate Range Channel N-35 Fails in High Direction (at 17% Power)
Table A.1	VEPCO SURRY-1 Design Data (at 100% Power)

List of Figures

Fig.1.1	Secondary System Flow Diagram
Fig.1.2	Flow Diagram of Feedwater Flow and Steam Flow to Feedwater Heaters
Fig.2.1	Sequence Diagram of Main Events Caused by Steam Generator Steam Line Leak
Fig.2.2	Transient Behaviors Caused by Steam Generator Steam Line Leak
Fig.2.3	Transient Behaviors Caused by Turbine Governor Valve Fails Open
Fig.2.4	Transient Behaviors Caused by Power Increase under Normal Condition (at 27% Power)
Fig.2.5	Transient Behaviors Caused by Turbine Governor Valve Fails Open (27% Power)
Fig.2.6	Transient Behaviors Caused by Turbine Governor Valve Fails Close
Fig.2.7	Transient Behaviors Caused by Leakage of Atmospheric Steam Dump (Escape) Valve
Fig.2.8	Sequence Diagram of Main Events Caused by Partial Loss of Feedwater
Fig.2.9	Transient Behaviors Caused by Partial Loss of Feedwater
Fig.2.10	Sequence Diagram of Main Events Caused by Total Loss of Feedwater
Fig.2.11	Transient Behaviors Caused by Total Loss of Feedwater
Fig.2.12	Transient Behaviors Caused by Partial Loss of Circulating Water Flow
Fig.2.13	Sequence Diagram of Main Events Caused by Total Loss of Circulating Water Flow
Fig.2.14	Transient Behaviors Caused by Total Loss of Circulating Water Flow
Fig.2.15	Transient Behaviors Caused by Loss of High Pressure Heater Drain Pump
Fig.2.16	Transient Behaviors Caused by Turbine Trip

- Fig.2.17 Transient Behaviors Caused by Loss of Main Generator
- Fig.2.18 Transient Behaviors Caused by Failure of Automatic Turbine Runback
- Fig.2.19 Sequence Diagram of Main Events Caused by Failure of Steam Header Pressure Control in High Direction
- Fig.2.20 Transient Behaviors Caused by Failure of Steam Header Pressure Control in High Direction
- Fig.2.21 Transient Behaviors Caused by Failure of Steam Header Pressure Control in Low Direction
- Fig.2.22 Sequence Diagram of Main Events Caused by Steam Generator "C" Level Control Fails in High Direction
- Fig.2.23 Transient Behaviors Caused by Steam Generator "C" Level Control Fails in High Direction
- Fig.2.24 Sequence Diagram of Main Events Caused by Steam Generator "C" Level Control Fails in Low Direction
- Fig.2.25 Transient Behaviors Caused by Steam Generator "C" Level Control Fails in Low Direction
- Fig.2.26 Transient Behaviors Caused by Main Turbine EHC (Electrical Hydranlic Control) System-Loss of Automatic Control
- Fig.3.1 Transients Behaviors Caused by Source Range Channel N-31 Fails in High Direction
- Fig.3.2 Transient Behaviors Caused by Intermediate Range Channel N-35 Fails in High direction (Less than 10^{-10} AMPS)
- Fig.3.3 Transient Behaviors Caused by Intermediate Range Channel N-35 Fails in High Direction (at 17% Power)
- Fig.3.4 Transient Behaviors Caused by Audio Counter Fails in High Direction
- Fig.3.5 Transient Behaviors Caused by Audio Counter Fails in Low Direction
- Fig.A.1 Composition of the Simulator

List of Photograph

- Photo.A.1 Mosaic Mimic Panel and Control Panel of the Simulator

1. 緒 言

本報告書は PWR プラントシミュレータを用いて前回の一次系の事故解析⁽¹⁾に引き続き二次系および核計装系の事故解析についてまとめたものである。

本シミュレータは VEPCO (Virginia Electric Power Company) の Surry-1, 出力 822 MWe, 3 ループ PWR プラントを模擬したもので製作は米国 EAI (Electronic Associates Inc.) による。本シミュレータの概要については付録および文献(2)を参照のこと。

本シミュレータには弁, ポンプ等の故障を模擬した 49 種類のマルファンクションが用意されており, 今回は表 1.1 に示すように二次系と核計装系に関する 21 項目を実行した。

二次系は蒸気発生器とタービン・コンデンサが中心であり, 特に後者は原子炉の過渡応答を中心とした解析では簡便な方法でしか取扱われない系である。従って, 本シミュレータを用いてタービン・コンデンサ系統から外乱が入った場合の応答特性を得ることは, プラント全体の過渡応答を知る上で重要な役割を果たすものと考えられる。

二次系の概要を図 1.1 に示す。蒸気発生器から主蒸気管に入った蒸気流量は MSIV (Main Steam Isolation Valve) を経て主蒸気ヘッダーに至る。ここからタービンとタービンバイパスラインとに分岐しタービン入口ではタービントリップ時に使用される MSV (Main Stop Valve) と出力制御に使用される TGV (Turbine Governor Valve) 4 個とがあり HPT (High Pressure Turbine) に至る。次に RMS (Reheater Moisture Separator) と IV (Intercept Valve) を経て LPT (Low Pressure Turbine) から復水器に入る。

タービンバイパスラインには SDV (Steam Dump Valve) があり低出力では主蒸気ヘッダー圧力により, また高出力では一次冷却材平均温度により制御される。復水はホットウェルを経て給水ヒータから MFP (Main Feedwater Pump) により蒸気発生器に供給される。ホットウェルの水位が低下した場合は CST (Condensate Storage Tank) から冷却水が供給される。また CST の冷却水は補助給水ポンプの水源でもある。蒸気発生器内の冷却水の 1 部はブロダウンラインから抽出し放射線モニタで監視された後ブロダウンタンクに至る。

給水ラインと給水加熱器の抽気ラインのフローチャートを示したのが図 1.2⁽³⁾である。給水加熱器 No. 1 から No. 4 が低圧タービンを経た蒸気で加熱され No. 5, No. 6 は高圧タービンを経た蒸気で加熱される。No. 5 及び No. 6 のドレンはドレンタンクに行きドレンポンプで主給水ラインに合流する。なおシミュレータモデルでは加熱器の番号は図と逆につけられており高圧タービン側が No. 1 となっている。

このような系に対し, 弁, センサーの故障等によるプラントの過渡応答を解析した結果, 定性的には良好と考えられ, 特に, タービン, コンデンサ, 給水加熱器について多くの興味深い過渡特性を得ることができた。

また, 二次系を中心とした解析も, 一次系の場合と同様に実測データとの比較あるいは詳細解析コードとの比較検討が必要であると考えられる。

Table 1.1 Malfunctions of the simulator

1.0 PRIMARY SYSTEM MALFUNCTIONS	
1. Loss of Reactor Coolant Pump B	26. Leakage of Atmospheric Steam Dump Valve
2. Loss of Reactor Coolant Pumps C and B	27. Partial Loss of Feedwater
3. Loss of Reactor Coolant System Flow	28. Total Loss of Feedwater
4. Small Reactor Coolant System Leak	29. Partial Loss of Circulating Water
5. Double Ended Reactor Coolant System Pipe Rupture	30. Total Loss of Circulating Water
6. Fuel Cladding Failure	31. Loss of H.P. Heater Drain Pump
7. "B" Steam Generator Tube Rupture	4.0 TURBINE GENERATOR SYSTEM MALFUNCTIONS
8. Partial Loss of Reactor Coolant System Flow	32. Turbine Trip
9. Pressurizer Spray Control Valve Fails Open	33. Loss of Main Generator
10. Both Pressurizer Spray Control Valves Fail Close	34. Failure of Auto Turbine Runback
11. Backup Pressurizer Heaters Fail On	5.0 NUCLEAR INSTRUMENTATION SYSTEMS MALFUNCTIONS
12. Proportional Pressurizer Heaters Fail Off	35. Source Range Channel Fails High
13. Loss of Charging Flow	36. Intermediate Range Channel Fails High
14. Steam Generator Steam Line Leak	37. Audio Counter Fails High
15. Pressurizer Relief Valve Sticks Open	38. Audio Counter Fails Low
2.0 CONTROL ROD MALFUNCTIONS	6.0 CONTROL SYSTEM MALFUNCTIONS
16. Dropped Control Rod P-6, Control Bank A	39. Pressurizer Pressure Control Fails High
17. Ejected Rod D-12, Control Bank C	40. Pressurizer Pressure Control Fails Low
18. Uncontrolled Continuous Insertion of Control Rods	41. RTD in Cold Leg A Fails High
19. Uncontrolled Continuous Withdrawal of Control Rods	42. Rod Control Failure Demands Withdrawal
20. Control Fail to Move On Demand	43. Volume Control Tank Level Control Fails High
21. Automatic Reactor Trip Fails	44. Volume Control Tank Level Control Fails Low
22. Control Rod Groups Move at Maximum Speed	45. Steam Header Pressure Control Fails High
23. Control Rod Groups Move at Minimum Speed	46. Steam Header Pressure Control Fails Low
3.0 SECONDARY FLOW SYSTEM MALFUNCTIONS	47. Steam Generator B Level Control Fails High
24. Turbine Governor Valve Fails Open	48. Steam Generator C Level Control Fails Low
25. Turbine Governor Valve Fails Close	49. EHC Control-Loss of Automatic

○: Operated

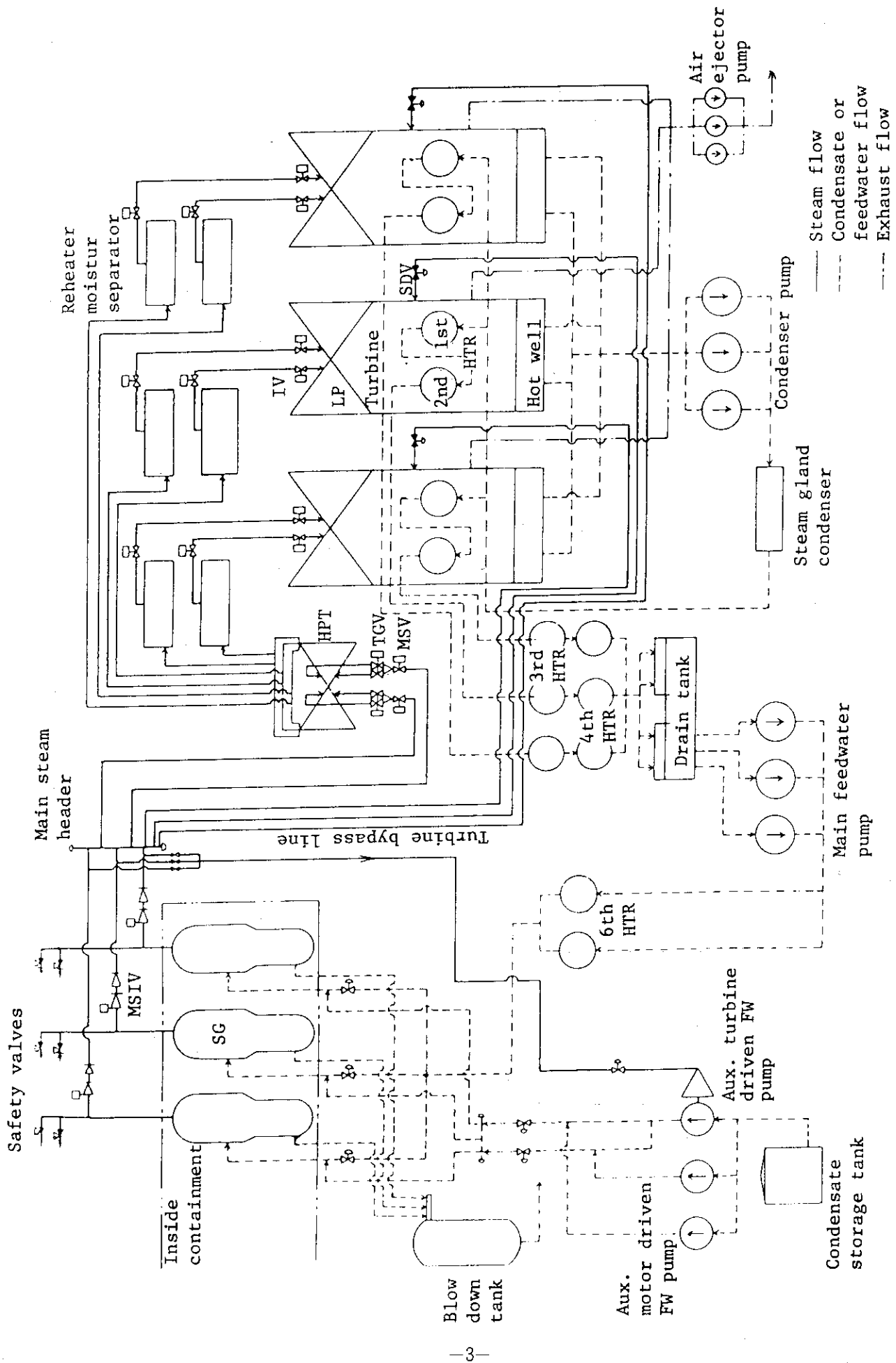


Fig.1.1.1 Secondary system flow diagram

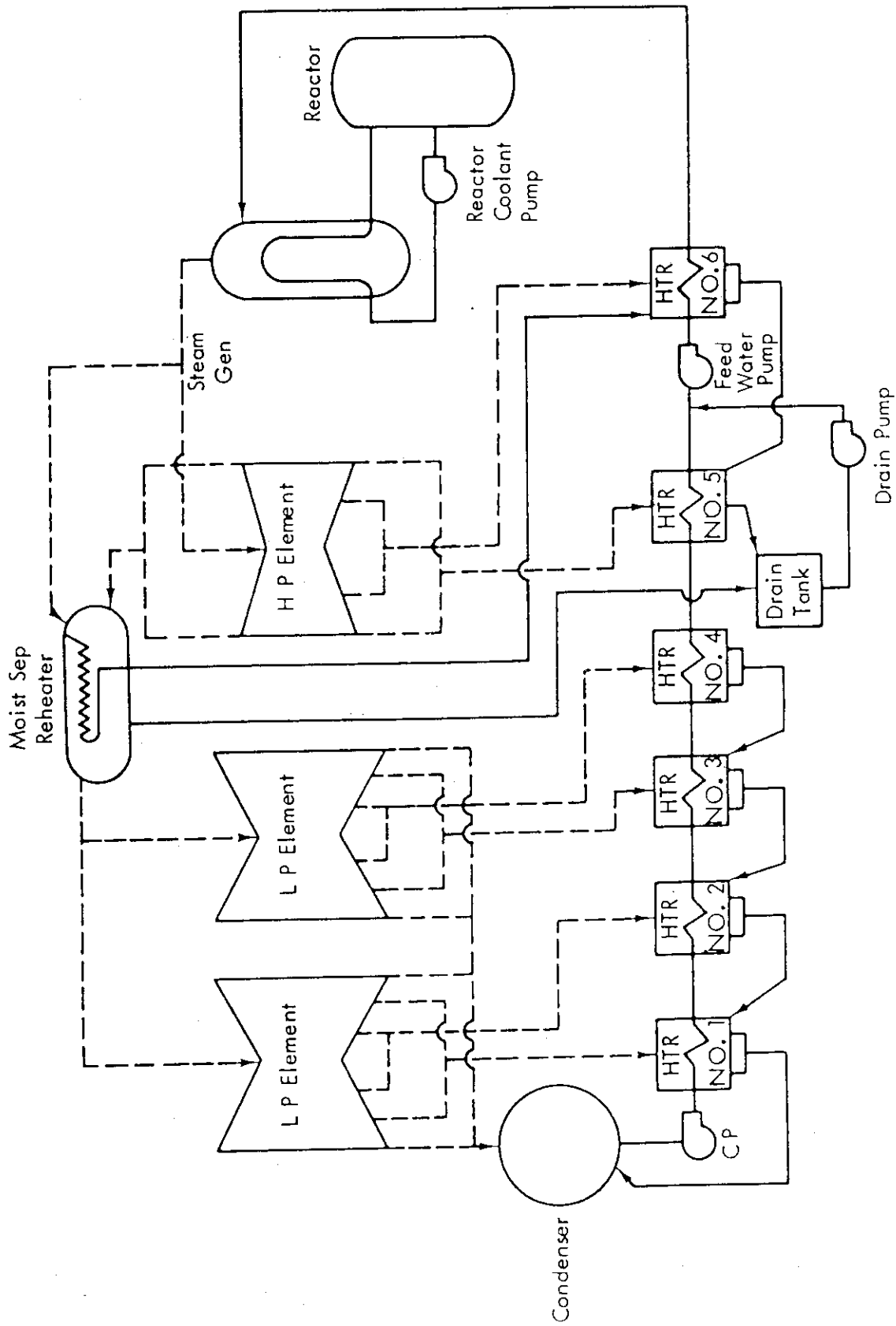


Fig.1.2 Flow diagram of feedwater flow and steam flow to feedwater heater

2. PWR プラント二次系の事故解析

二次系の事故解析として表 1.1 の○印のうち 17 ケースを行った。初期条件は燃焼初期の定格出力で、主要パラメータの値は表 A.1 に示す。但しマルファンクション No. 45, 46, 49 はそれぞれ温態停止, 2%, 50% が初期出力である。なお、以下に示す過渡応答の図中に原子炉出力とあるのは炉心冷却材流量に炉心の出入口エンタルピの差を乗じた値であり、炉心の除熱量を意味している。

2.1 蒸気発生器蒸気管破断

100% 負荷運転中、SG (Steam Generator) -B の主蒸気管系で破断が生じた時を 0 秒として主要事象の生起時刻を表 2.1 に、事象シーケンスを図 2.1 に、そして主要パラメータの変化を図 2.2 に示す。SG-C の各部の応答は SG-A と同様であり、SG-B との比較のために載せた。

(他の節で、3 ループが同一挙動を示すマルファンクションについては SG-B を代表として解析する。)

漏洩蒸気はすべて格納容器内に入ると仮定しているので容器内温度、圧力および水位は上昇する。圧力が 23 PSIA に達した 5.7 秒では主蒸気隔離弁の開動作信号を与えると共に、格納容器内スプレーが開始される。漏洩蒸気流量は最高 1.65×10^7 LBM/HR (47 倍) に達した後、SG-B 圧力の低下に伴って次第に減少する。5.5 秒以降は格納容器内圧力の上昇と、SG-B 圧力低下との兼合いで増減を繰返しながら減衰する。

SG-B 蒸気流量はすべて漏洩蒸気流量となる。SG-C では主蒸気ヘッダー圧力が B 系統の漏洩で急速に低下して、SG 間との圧力差で瞬時に 1.43×10^7 LBM/HR (41 倍) に達する。タービントリップでタービン制御弁が閉じるため 0 LBM/HR となるが、蒸気ダンプ弁の開閉動作により段階的に減少して 5.7 秒の主蒸気隔離弁が閉じて完全に流量停止となる。なお蒸気ダンプ弁の操作信号は一次冷却材平均温度 TAVG の値で決定する。

SG 圧力は SG-B では、蒸気管破断により急速に低下して格納容器内圧力と次第に等しくなる。SG-C は蒸気流量の増大で約 57.5 PSIA (77%) まで低下するが、各蒸気弁の開閉動作で上昇に転じて 8.4 秒に 92.5 PSIA (123%) に達する。その後受熱量の減少に伴って次第に減衰して、10 分で 50 PSIA (約 7%) となる。

SG 水位は狭域水位計の値で示されている。SG-B の水位は急激な蒸気流量の増加に伴い、SG 液相内のボイドが増加して 100% となるが、給水流量の減少と蒸気流量の継続的変化で激しく増減しながら減衰して、4 分過ぎに 0% 以下となる。SG-C の水位は 2 度 100% に達した後、給水流量の減少とボイド消滅により次第に低下する。5.7 秒に主蒸気隔離弁の開動作で蒸気流量が 1000 LBM/HR 以下となれば、SG-C の水位の計算モードが変更されて熱膨張により上昇するが、受熱量の減少と共に次第に低下する。

SG への給水流量は水位の上昇に反して減少するが、3 系統の内 2 系統の水位が 75% を越えて主給水ポンプに停止信号が働いたために、5 秒で停止する。また補助給水ポンプは ESS (Engineered Safeguards System) 信号の作動により起動し、1.8 秒に制御弁が開いて送水を開始している。

原子炉スクラムの原因は、ESS 信号によるもので、安全注入系 (Safety Injection) の作動と同時に発生する。また ESS 発信原因は蒸気ヘッダー圧力と SG 圧力との差が 100 PSI 以上となったことによる。従ってタービントリップは原子炉スクラムが原因となるが、同時に SG 水位制御系からもタービントリップ信号 (SG 水位が 75% 以上) が出ている。

中性子束は 4 秒でスクラムするため瞬時に降下する。原子炉出力は指数関数的に低下するが、SG-B の蒸気管破断の影響を受けて多少振動している。

4 秒に安全注入系の信号が入り、17 秒より RWST (Refueling Water Storage Tank) からボロン注入タンクを経て炉心を冷却する。従って一次冷却材流量は徐々に増加して、8 分で 3.75×10^7 LBM/HR (111%) に達する。

加圧器水位は次第に上昇するが、液相温度が低下して 3 分 40 秒に 600°F 以下となり、加圧器圧力計算モードの変更によって圧力が減少するために、安全注入系の流量が増して更に上昇する。

一次冷却材温度は、ホットレグでは原子炉出力の低下と安全注入系の作動で B、C ループ共にゆるやかな低下となる。コールドレグの B ループは、発生蒸気の増大に伴って伝熱効果が大きいために早く低下するが、C ループは逆にゆるやかな低下となる。TAVG はほぼホットレグに類似した降下傾向を示す。

Table 2.1 Main Events and Annunciators in the case of Steam Generator Steam Line Leak

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	SG-B Steam Line Leak	00:02	High Steam Line Flow
00:04	Safety Injection signal On	00:03	SG Level Error
	Reactor Scram		SG B Alarm
	Turbine Trip	00:04	Reactor Scram
	Steam Dump Valve Position 100%		Turbine Runback
00:05	Feedwater Pumps Stop		Rod Bottom
	Auxiliary SG Feedwater Pump Starts		Turbine Trip
00:07	Letdown Isolation		Tavg/Tref Deviation
	Backup and Proportional Pressurizer Heaters Off		Steam Dump Armed
00:17	Safety Injection Initiation from RWST to Reactor Coolant Line		SG C Alarm
00:18	Auxiliary Feedwater Control Valves Open		Safety Injection
		00:10	Low Steam Line Pressure
00:22	Backup Pressurizer Heater On	00:16	Feedwater Isolation
00:57	Containment Spray Pump Starts	00:22	Auto Stop Oil to Drain
	Main Steam Stop Valves Close	00:28	Charging Flow Low
03:40	Inside Recirculation Pump Starts		Rod Stop
03:43	Pressurizer Spray Valves Fully Close	00:48	Pressurizer Level High
03:46	Proportional Pressurizer Heater 100% On (at 2210PSIA)		Pressurizer Relief Tank Trouble
		00:57	Containment Portial Pressure
			Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
			Tavg Low
			Pressurizer Pressure High
			Consequence Limiting Safeguard Initiation
			Steam Line Isolation
		03:52	Pressurizer Pressure Low

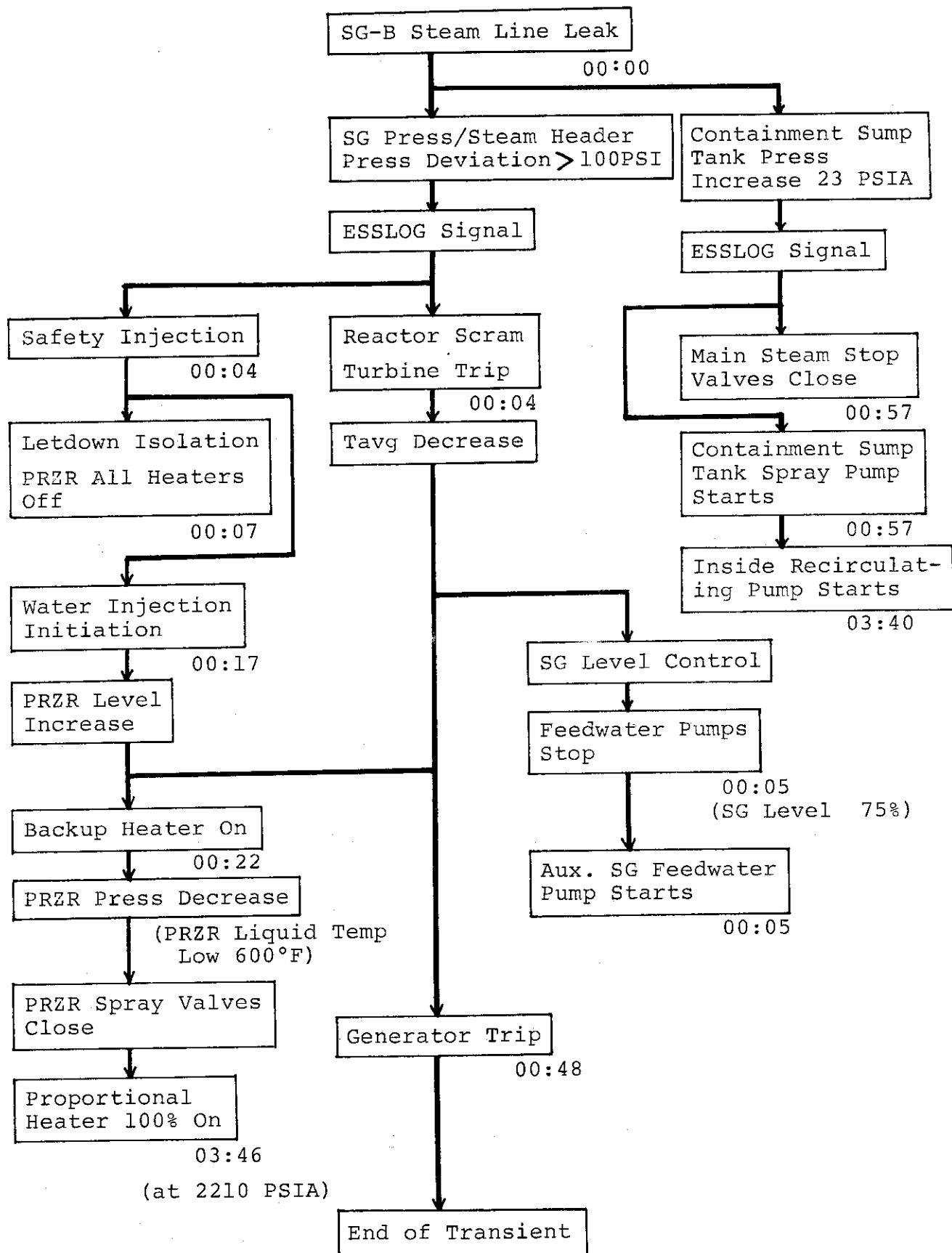


Fig. 2.1 Sequence Diagram of Main Events Caused by Steam Generator Steam Line Leak

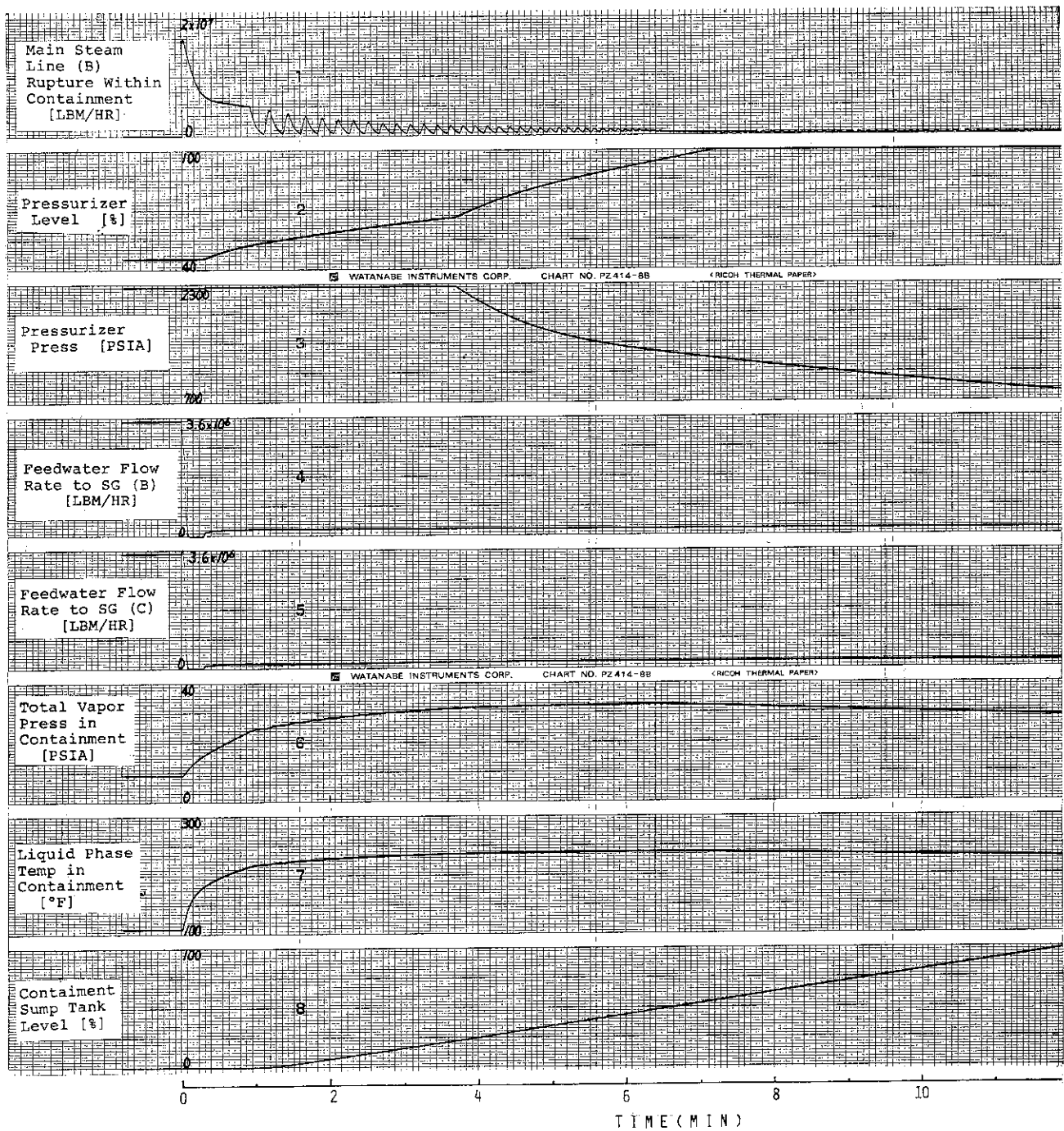


Fig. 2.2 Transient Behaviors Caused by Steam Generator Steam Line Leak

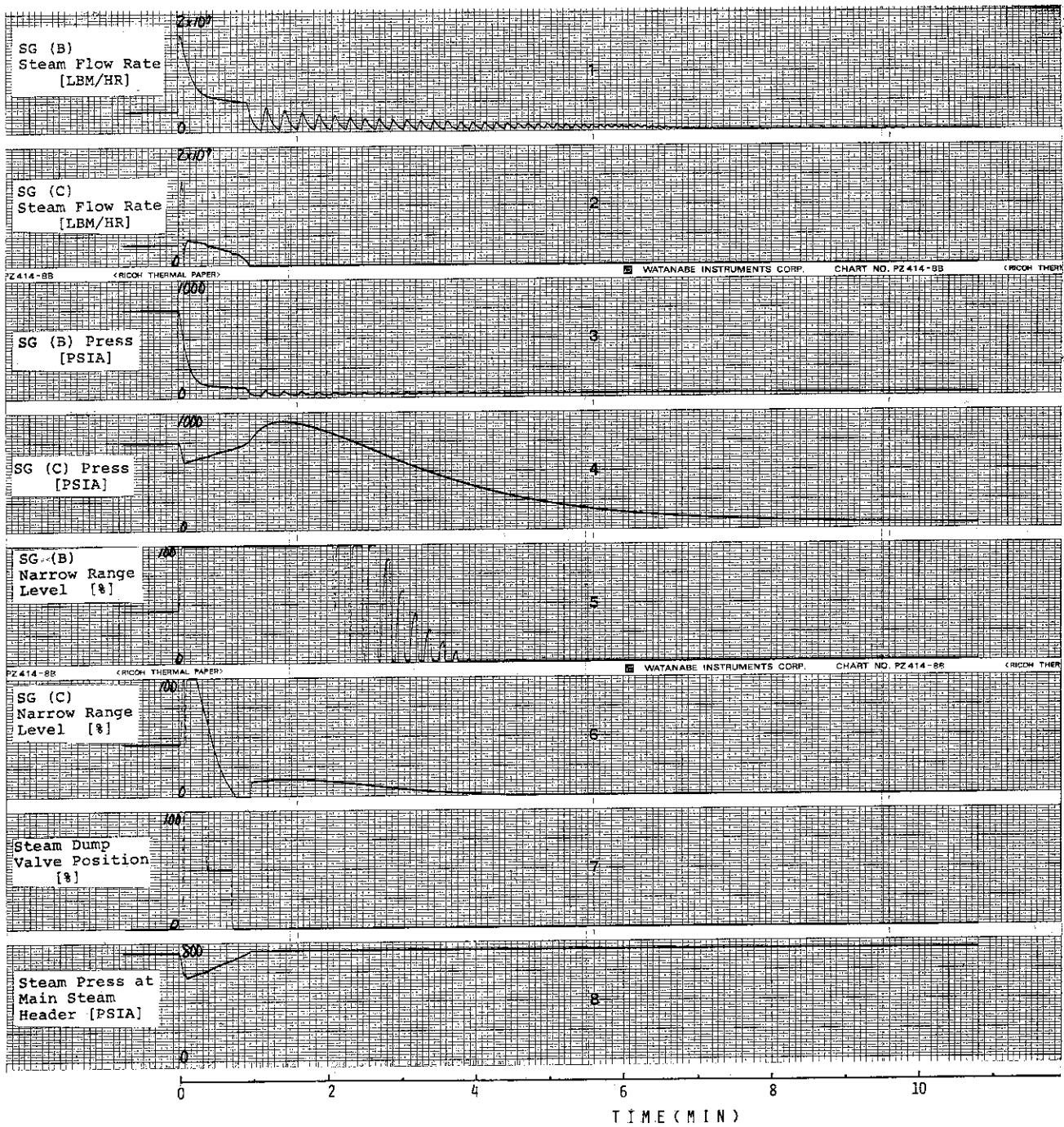


Fig. 2.2 Continued

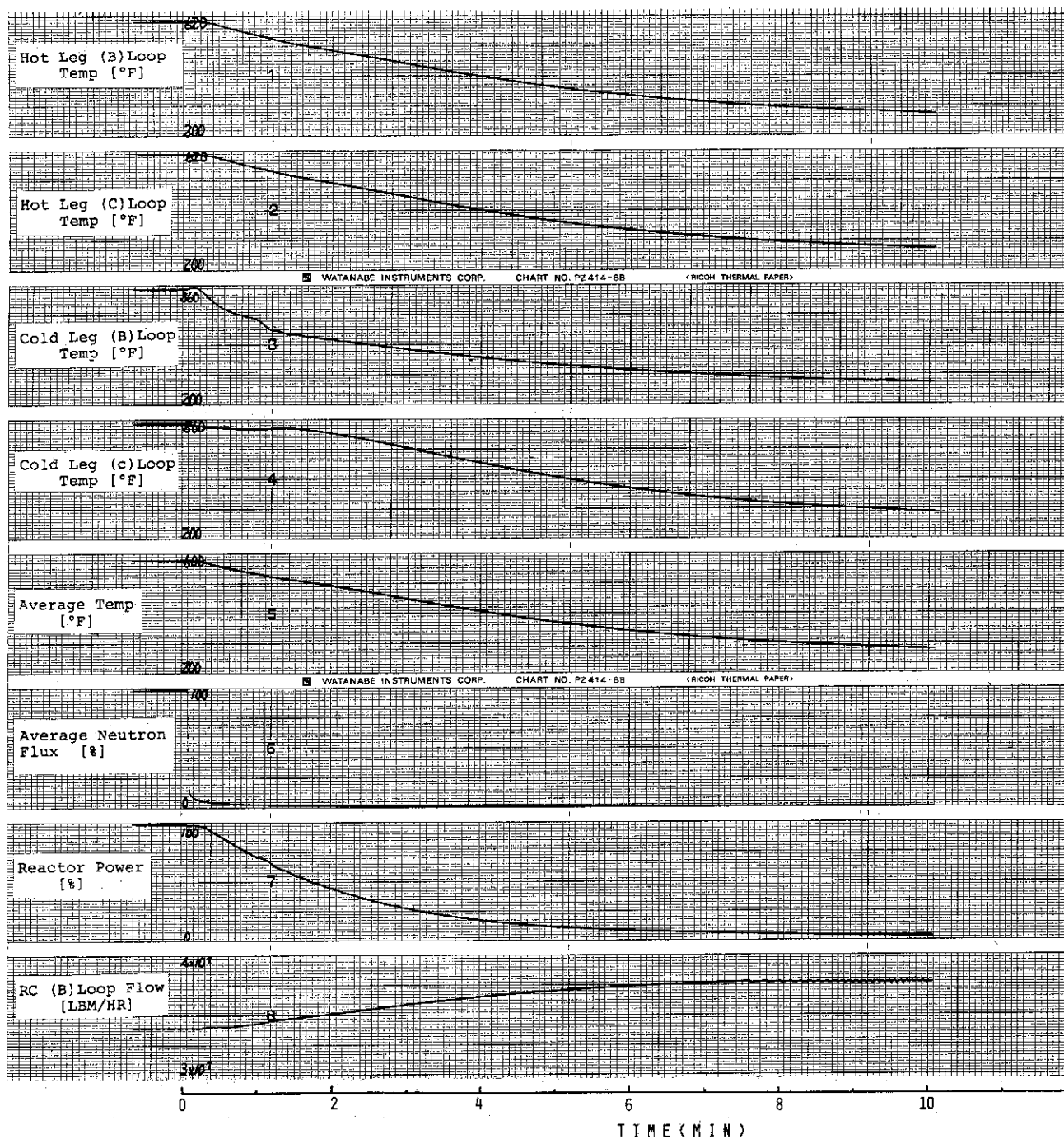


Fig. 2.2 Continued

2.2 タービン制御弁フェイルオープン

ガバナのサーボ機構の故障によりタービン制御弁4個中1個が全開する。100%負荷定常運転時と、低負荷(27%)から負荷上昇率1%/MINで出力上昇運転した場合の2ケースについて解析を行った。

(1) 100%負荷定常運転

サーボ機構故障発生時間を0秒として、主要事象の生起時刻を表2.2に、主要パラメータの変化を図2.3に示す。

No.4タービン制御弁開度が故障のため85%(定格開度)から100%へ瞬時に達する。他のタービン制御弁はタービン負荷がガバナ制御モードでないために、No.1に代表されるように不変である。従ってタービン制御弁平均開度は約3.8%増加する。

蒸気流量はタービン制御弁の急激な開動作で瞬時に増加して、8分で 5.7×10^4 LBM/HR(1.6%)の増加量となる。SG圧力は逆に減少傾向をたどり、8分で17 PSI(2.3%)降下する。SG水位は蒸気流量のステップ状の増加に伴いSG液相内の圧力降下によるボイド増加のため1.2%上昇するが、給水制御により元の水位に回復する。

タービン発電機出力はマルファンクションを加える17秒前から降下しているが、これは100%負荷運転時において見られるゆらぎ現象である。タービン制御弁のフェイルオープンで2秒に14 MWe(1.7%)上昇するが、蒸気圧力の降下に伴いタービンへの流入蒸気量が減少するため次第に低下して82.6 MWeに収束する。

一次冷却材温度は、コールドレグがSGでの発生蒸気量の増大により伝熱量が多くなり徐々に低下するが、温度降下は8分でわずか1.4°Fである。

バンクD制御棒は、タービン発電機出力の上昇に伴い3秒より0.5 STEP(0.4%)引抜かれただけで、中性子束はステップ状に約2%増加する。原子炉出力はわずかに上昇して8分で100.5%に達する。(中性子束及び原子炉出力には微振動が見られるがこれはマルファンクションに無関係で計算手法によるものである。)タービン発電機出力が減衰しても制御棒が挿入されないのは、制御系にヒステリシスを設けているからである。

(2) 低負荷からの出力上昇運転

出力上昇中におけるタービン制御弁フェイルオープンの挙動を見るために、27%の炉出力を初期値にタービン発電機出力上昇率を1%/MINで運転する。運転開始時間を0秒にとり主要事象の生起時刻を表2.3に、また正常運転時の主要パラメータの変化を図2.4に、そして2分後ガバナサーボ機構故障が発生した場合の同一パラメータの挙動を図2.5に示す。

図2.4においては、タービン制御弁開度の負荷上昇指令に伴う直接的な増加に従って蒸気流量及びタービン発電機出力が上昇する。

バンクD制御棒は負荷上昇に追従して段階的に引抜かれ中性子束、原子炉出力、そしてTAVGはその影響を受けながら上昇している。

図2.5では、2分後No.4タービン制御弁開度が20%から100%となる。その結果特にタービン制御弁平均開度、タービン発電機出力に急峻なオーバーシュートが見られる。これは設定出力に対する急激な出力変動を残りのタービン制御弁の全閉動作で自動的に抑制したためであり、タービン制御弁平均開度で5%(定格開度に対し6%)の増加によりタービン発電機出力50 MWe(6%)の上

昇となる。

バンクD制御棒は引抜き速度を早めて原子炉出力を負荷変動に追従させている。

一次冷却材温度は、原子炉出力の増加に伴うホットレグの上昇と蒸気発生量の増大による除熱量の増加に伴いコールドレグが低下して、結局温度変化量は相殺されるためTAVGには際立った影響が出ていない。

以上より100%負荷と低負荷から出力上昇運転中におけるタービン制御弁フェイルオープンの挙動の違いを述べる。

前者のような高負荷時ではタービン制御弁平均開度が多少増加しても、SG圧力の低下を来たして逆にタービン発電機出力が低下する。これは原子炉出力の負荷変動に対する追従性を制御棒の制御機構により、負荷と平衡を保たせるためである。またガバナ制御モードで行えば、十分に負荷変動を他のタービン制御弁の作用で抑制して系に与える影響は少なくなる。

後者はタービン発電機出力を一定の上昇率で運転を行っており、ガバナ制御モードとなるため負荷変動を最小限に抑制でき、負荷変動に対して追従性が良いことがわかる。

Table 2.2 Main Events and Annunciators in the case of Turbine Governor Valve Fails Open (at 100% Power)

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	No.4 Governor Valve Fails Open		None
00:02	Steam Flow and Turbine -Generator Power Commence Rapid Increase		
00:03	Control Rods of Bank D Step Out (in 5 Seconds)		
00:04	SG Swell (Level) Due to Decreased Pressure		
00:07	Turbine-Generator Power Commences Slow Decrease		

Table 2.3 Main Events and Annunciators in the case of Turbine Governor Valve Fails Open (at 27% Power)

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	At 27% Power, Unit Ramp Increase 1%/MIN	02:00	Tavg/Tref Deviation Steam Dump Armed
02:00	No.4 Governor Valve Fails Open and Other Governor Valves Close Steam Flow and Turbine -Generator Power Commence Rapid Increase		
02:02	SG Swell (Level) Due to Decreased Pressure		
08:24	Other Governor Valves Open -ed by Governor Valve Control Signal		

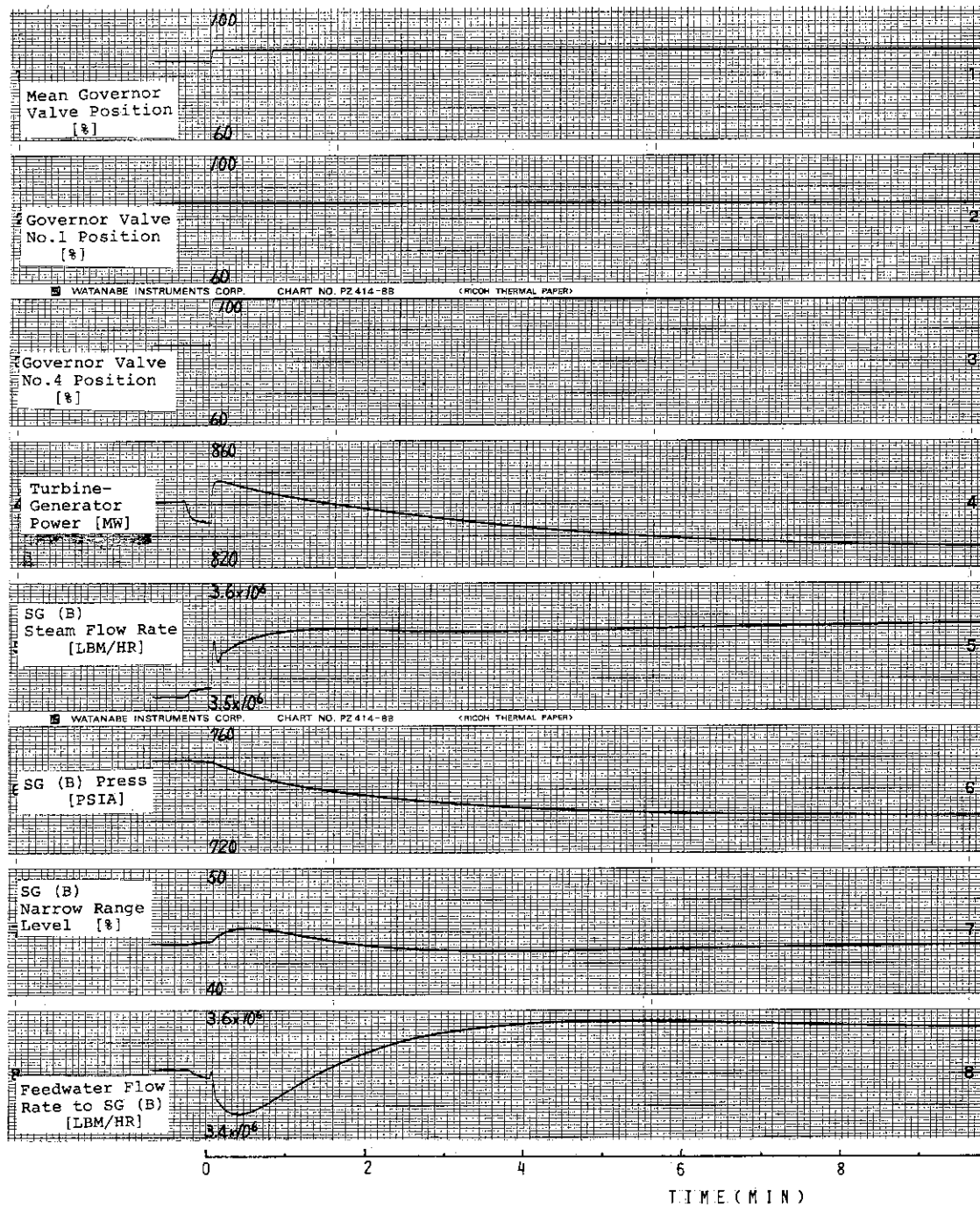


Fig. 2.3 Transient Behaviors Caused by Turbine Governor Valve Fails Open (at 100% Power)

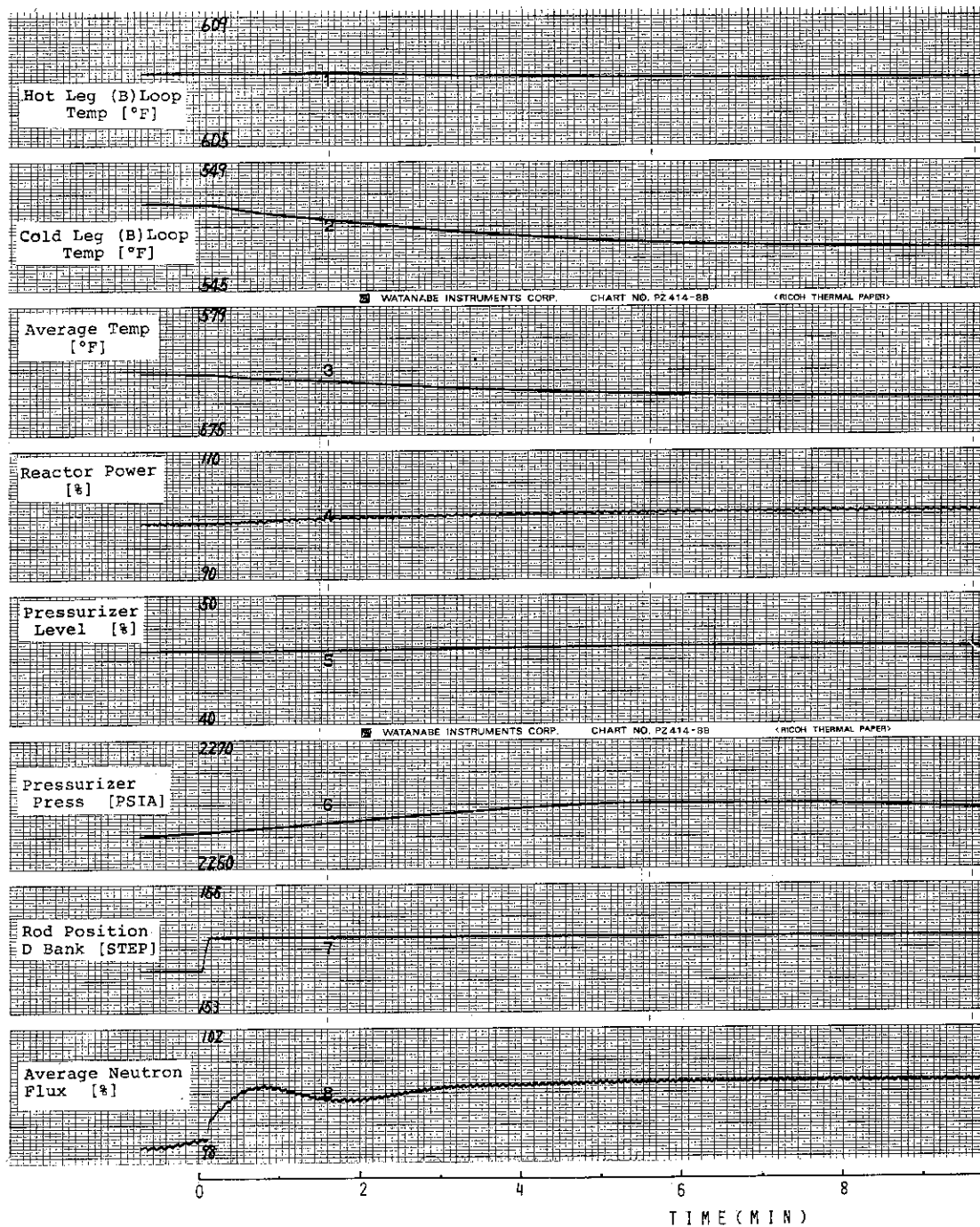


Fig. 2.3 Continued

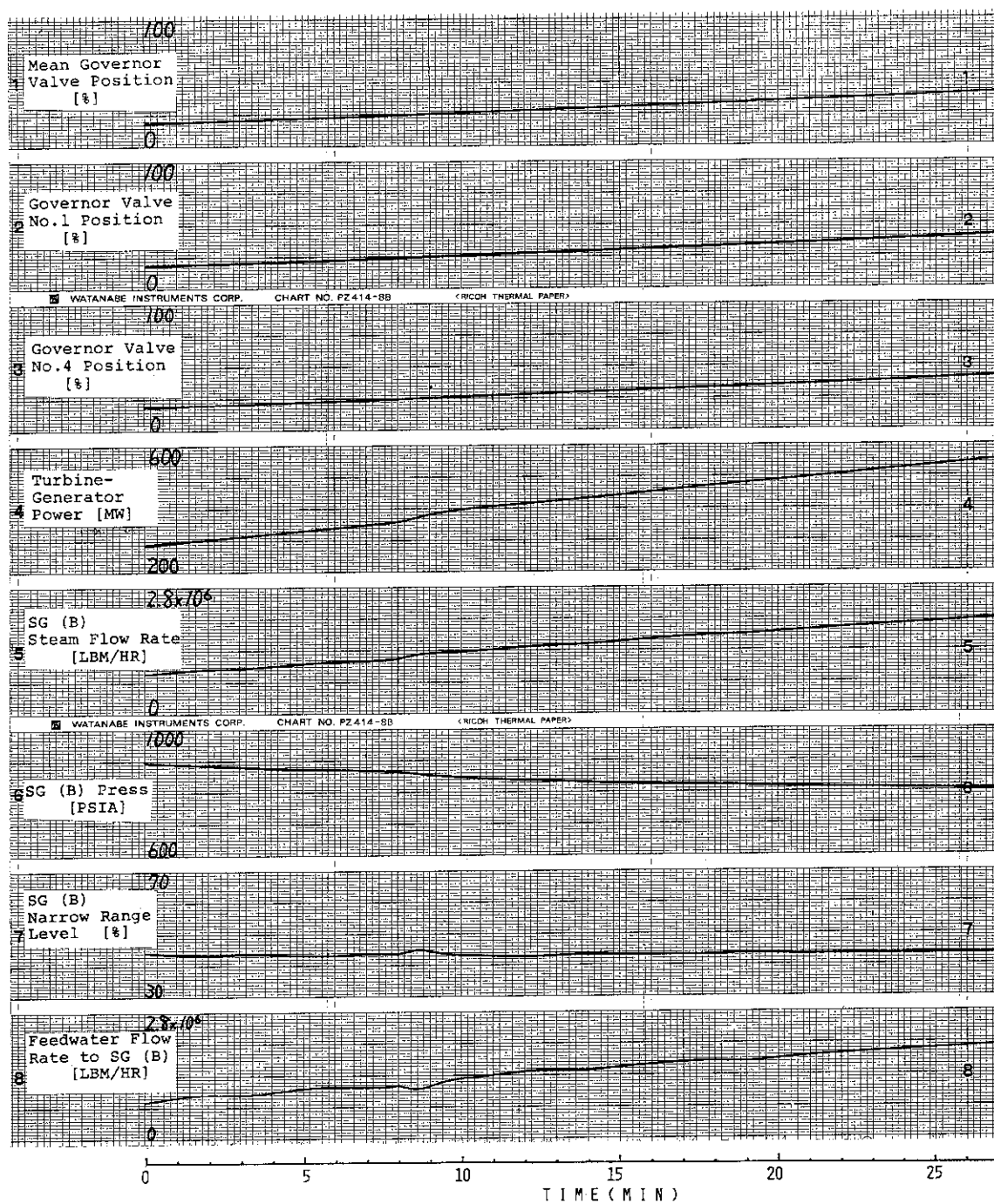


Fig. 2.4 Transient Behaviors Caused by Power Increase under Normal Conditions (at 27% Power)

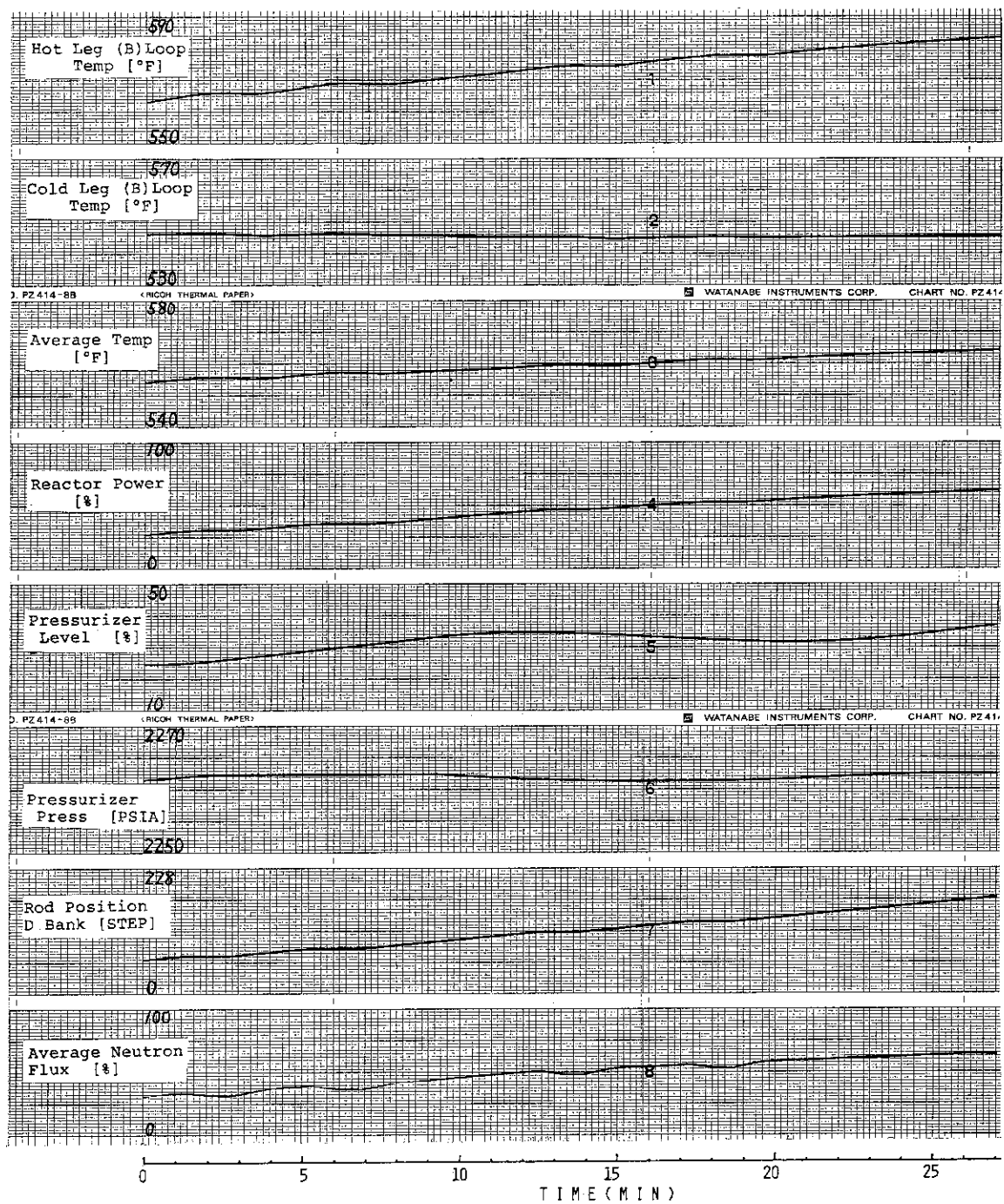


Fig. 2.4 Continued

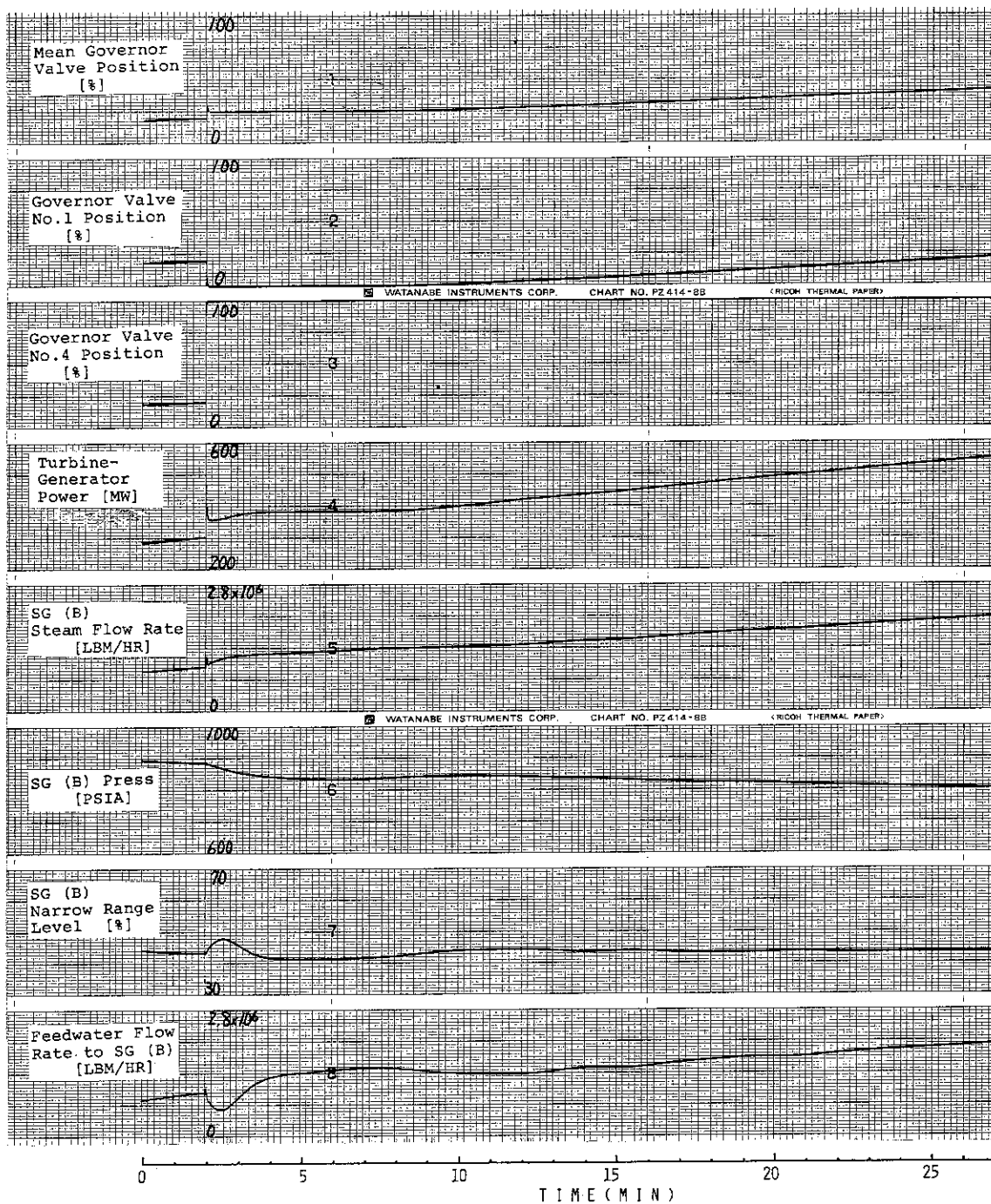


Fig. 2.5 Transient Behaviors Caused by Turbine Governor Valve Fails Open (at 27% power)

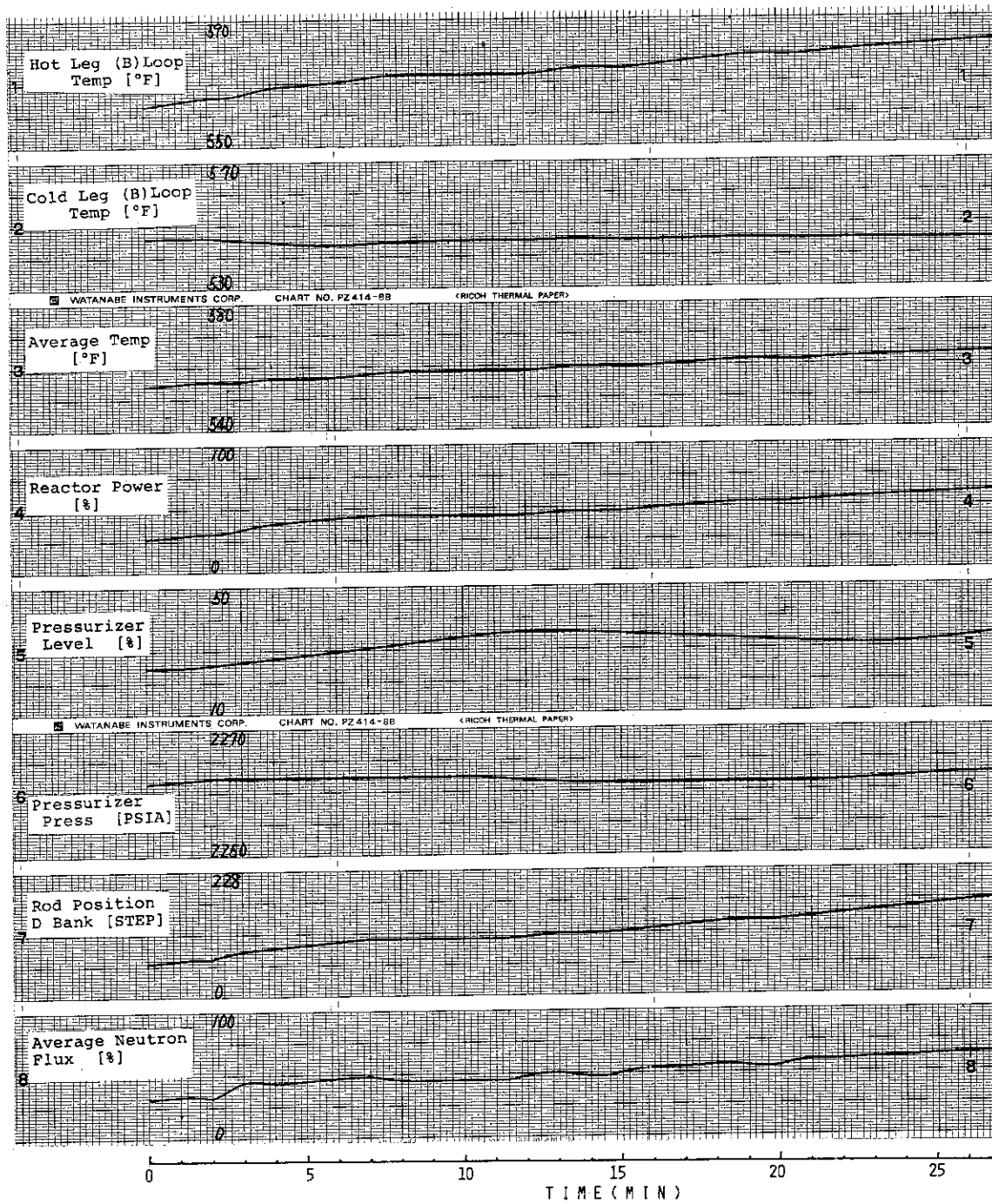


Fig. 2.5 Continued

2.3 タービン制御弁フェイルクローズ

2.2節と逆の現象でガバナサーボ機構の故障によりタービン制御弁1個が全閉する。100%負荷運転中、故障発生時間を0秒として、主要事象の生起時刻を表2.4に、主要パラメータの変化を図2.6に示す。

No.1タービン制御弁が85%から全閉状態となりタービン制御弁平均開度は約21%減少する。従って蒸気消費量が減少してタービン発電機出力は瞬時に82MWe(10%)降下する。蒸気流量の減少に伴い蒸気圧力が上昇を始め4分で最高に達して、その上昇分は60PSI(8%)となる。一度降下したタービン発電機出力は蒸気圧力の上昇に伴って750MWeまで回復するが、原子炉出力の低下によりほぼ730MWe(89%)に収束する。

SG水位は急激な蒸気流量の減少に対し、SGの液相中のボイドが消滅して7%降下するが、給水制御により12分に定格水位に回復する。給水流量は最終的に蒸気流量の減少分と同じ約 5×10^5 LBM/HR(14%)の減少となる。

一次冷却材温度は、原子炉出力低下によりホットレグは同様に低下するが、コールドレグは負荷減少に伴う余剰熱量で逆に若干上昇する。しかしホットレグの低下及び負荷の安定で元の温度状態に回復している。

バンクD制御棒は挿入速度を3段階に分けて負荷変動に対処して、5分以降110STEP(71%)となる。中性子束は制御棒の動きに敏感に反応して、オーバーシュートしながら74%に収束する。原子炉出力は中性子束に比べ時定数が長くゆっくり減衰する。

加圧器水位は充填流量に、ある時間遅れをもって追従している。原子炉出力低下で熱出力の減少に伴い冷却材密度が増すために、次第に水位が低下して15分で4%の減少の後に、充填流量の増加で回復する。圧力は初め負荷減少に伴って上昇するが、熱出力の減少により下降する。充填流量の増大で上昇を始めスプレイ弁の働きで2260PSIAに保持される。

Table 2.4 Main Events and Annunciators in the case of Turbine Governor Valve Fails Close

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	No.1 Governor Valve Fails Close Steam Flow and Turbine-Generator Power Commence Rapid Decrease Control Rods of Bank D Insert (in 5 minutes)	00:00	Tavg/Tref Deviation High Steam Line Flow Steam Dump Armed
00:05	SG Shrink (Level) Due to Increased Pressure		

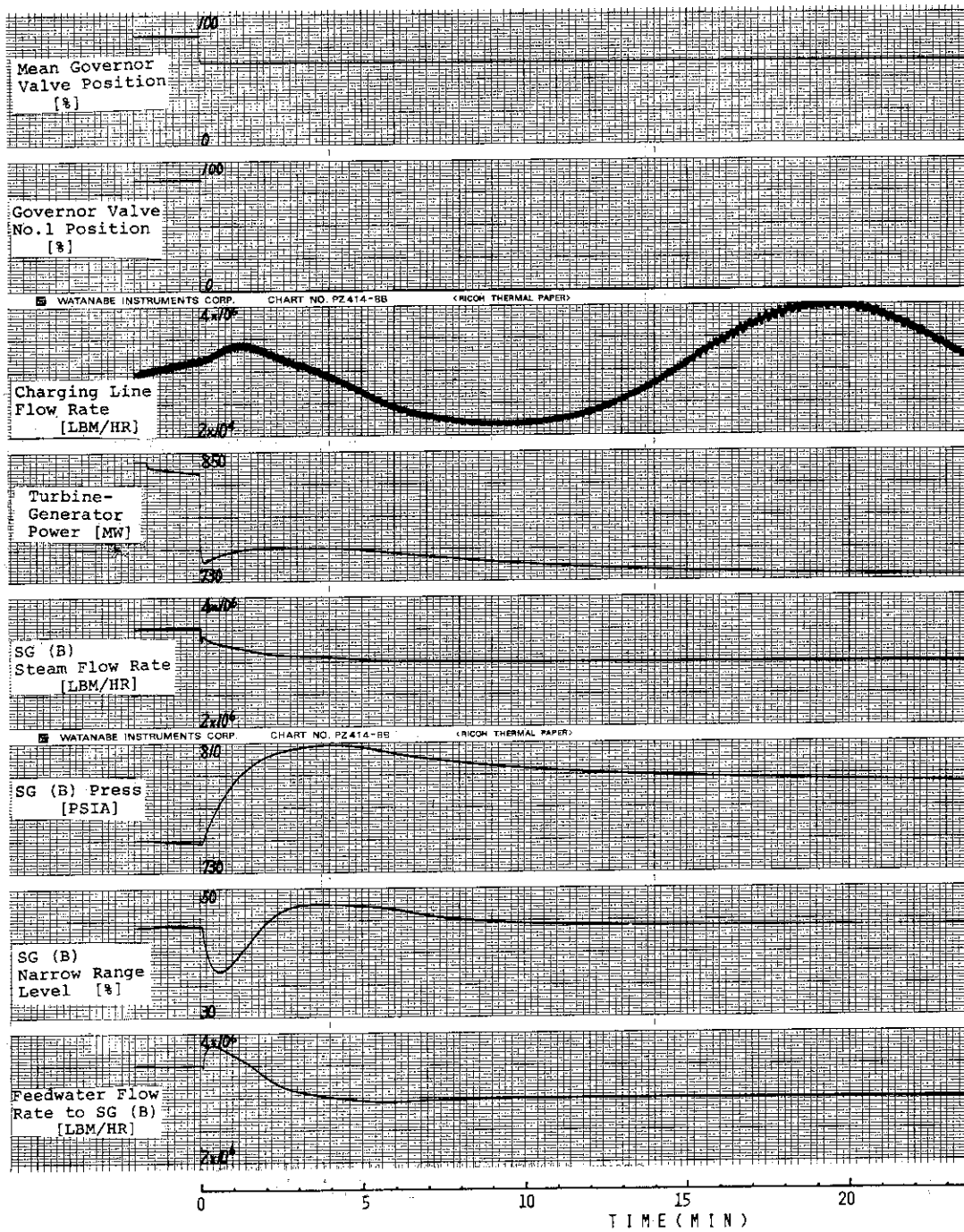


Fig. 2.6 Transient Behaviors Caused by Turbine Governor Valve Fails Close

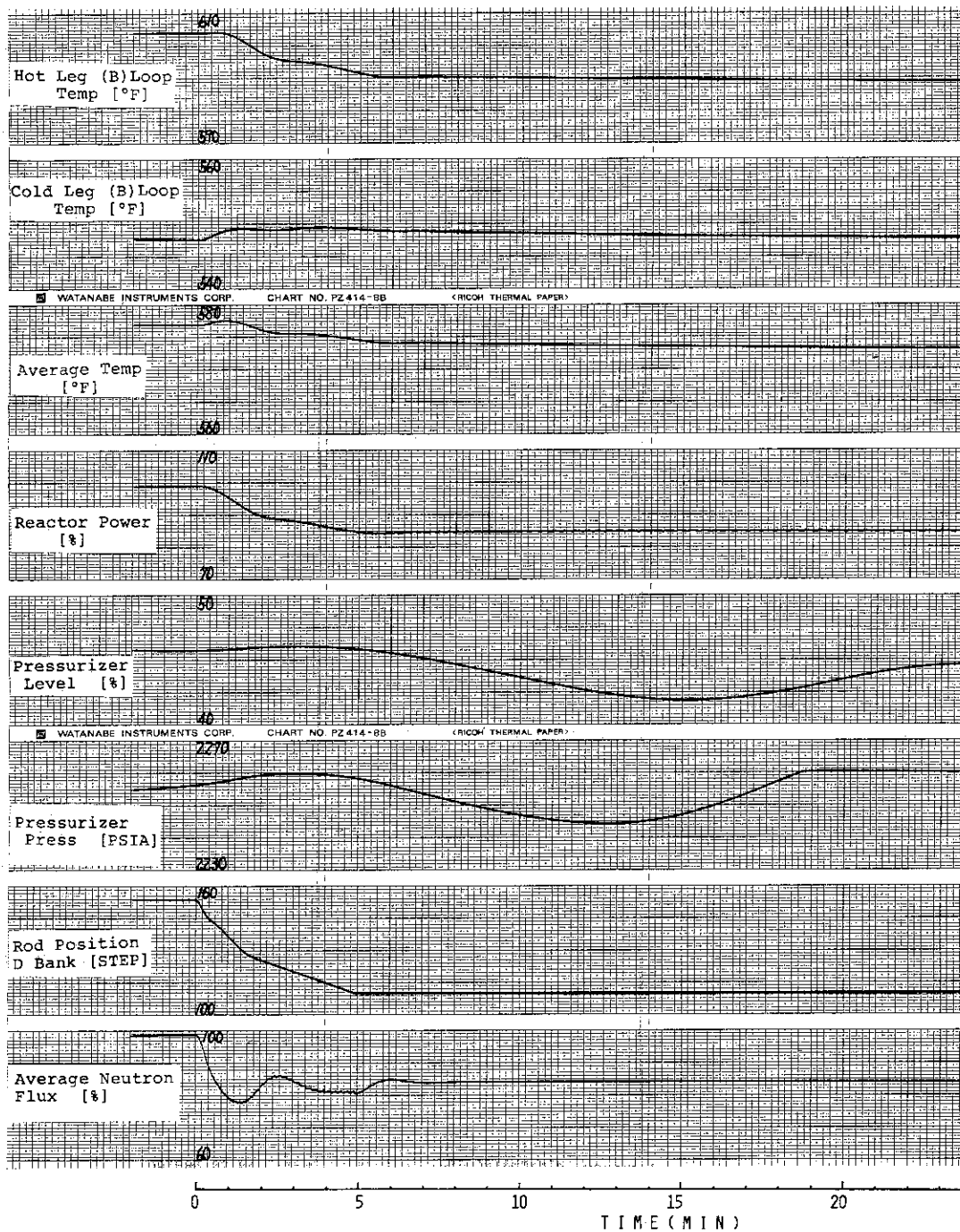


Fig. 2.6 Continued

2.4 大気放出弁の漏洩

100%負荷運転中、大気放出弁座の吹抜けによる弁容量100%の蒸気漏洩が起こる。発生時間を0秒にとり、主要事象の生起時刻を表2.5に、主要パラメータの変化を図2.7に示す。

大気放出弁からの蒸気漏洩により蒸気流量はステップ状に約8%上昇するため、漏洩蒸気流量は約 9×10^5 LBM/HR に相当する。漏洩によって高圧タービン第1段の蒸気流入量は次第に減少するが、2分48秒より4分40秒まではタービンランバック（オーバーパワーによる）が作動して、タービン制御弁の規則的な閉動作により段階的に減少する。従ってタービン発電機出力も同様に低下して、25分で590 MWe（71%）に達する。21分以降の微振動は計算手法上現われるもので現実的でない。

SG圧力は蒸気流量の増加で3分に90 PSI（12%）低下するが、負荷の減少と原子炉出力の低下で670 PSIA（89%）に収束する。SG水位と給水流量は相反する挙動となるが、共にタービン制御弁の影響がよく現われている。

一次冷却材温度は蒸気流量の増加に伴いSGでの除熱効果が大きいため、ホットレグにおいても低下が始まり、コールドレグでは直線的に3分まで降下する。この温度差 ΔT が中性子束分布より決定される設定値を上回ると、前述したオーバーパワー信号が作動してタービンランバックとなる。またTAVGの降下が正の反応度をもたらすので、中性子束は3分で約10%上昇し、原子炉出力も増加する。その後、タービン発電機出力の低下によりバンクD制御棒の挿入が開始され、中性子束、原子炉出力の低下によってTAVGは567 °F（98%）に達する。

原子炉出力は制御棒の挿入によって95%に収束する。

加圧器水位及び圧力は原子炉出力低下と充填流量で決定され、さらに圧力はスプレイ効果により2260 PSIAに保たれている。

復水器ホットウエル水位は、初め給水流量がSG水位の上昇により急激に減少したため若干増加するが、蒸気の大気放出流量が多いため次第に低下する。水位制御は復水貯蔵タンクの入入れ、取出しの2個の弁開度で行われ、3分以降は貯蔵タンクより送水が開始されるが、18分で水位は0%となる。しかし貯蔵タンクからの送水量は一定であり、まだSG水位は保たれている。

Table 2.5 Main Events and Annunciators in the case of Leakage of Atmospheric Steam Dump (Escape) Valve

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	100% Leakage of Atmospheric Escape Valve	00:54	Rod Stop
	Steam Flow Commence Rapid Increase	02:48	Turbine Runback
	Turbine-Generator Power Commences Slow Decrease	03:18	SG Level Error
		04:25	Tavg/Tref Deviation
00:12	Reactor Power Commences Slow Increase		
02:48	Governor Valves Controlled to Close Due to Turbine Runback		
02:50	Control Rods of Bank D Insert (in 5 minutes)		
03:34	Feed Water from Condensate Storage Tank to Condenser		
18:23	Condenser Hotwell Level 0%		

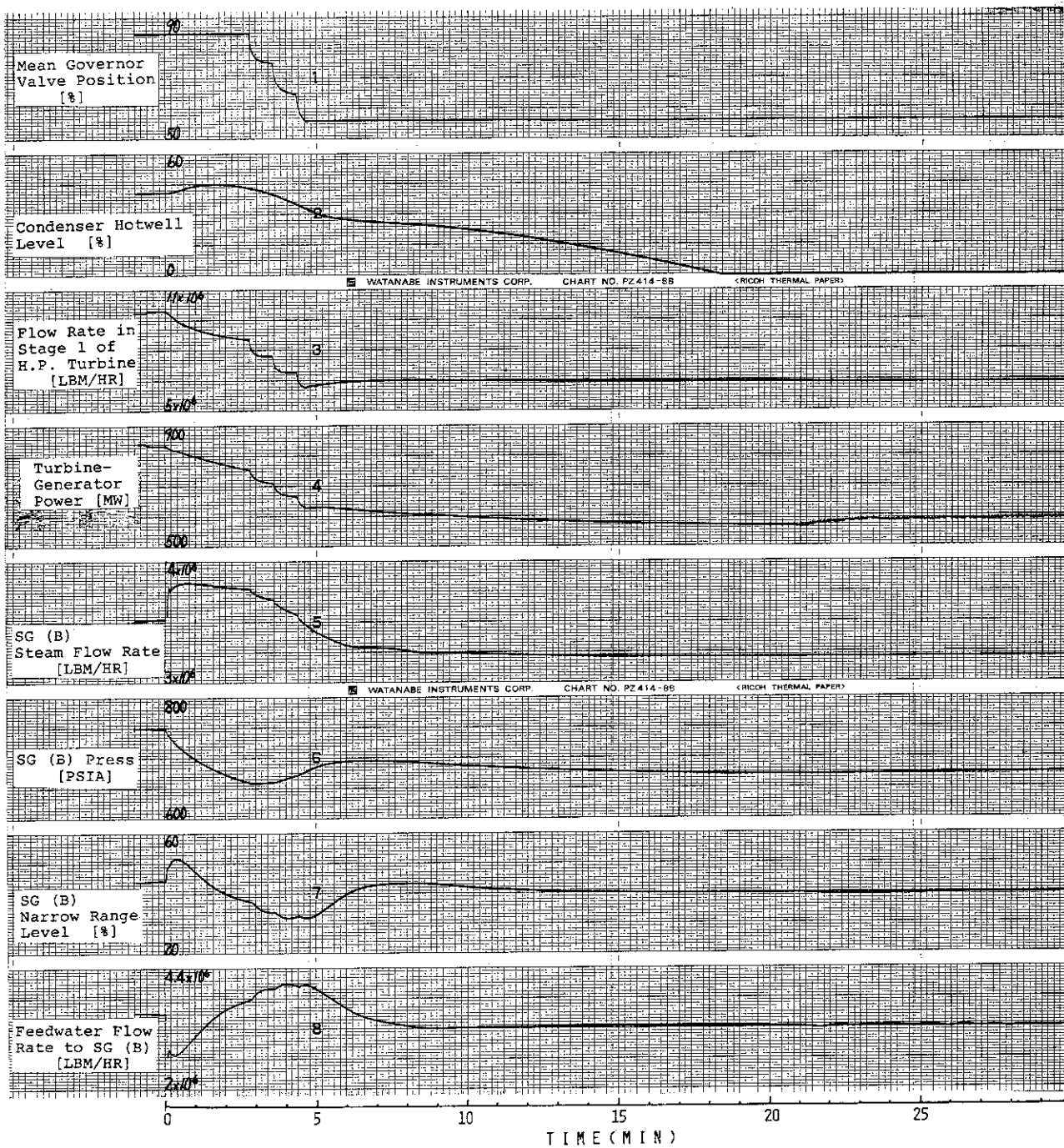


Fig. 2.7 Transient Behaviors Caused by Leakage of Atmospheric Steam Dump (Escape) Valve

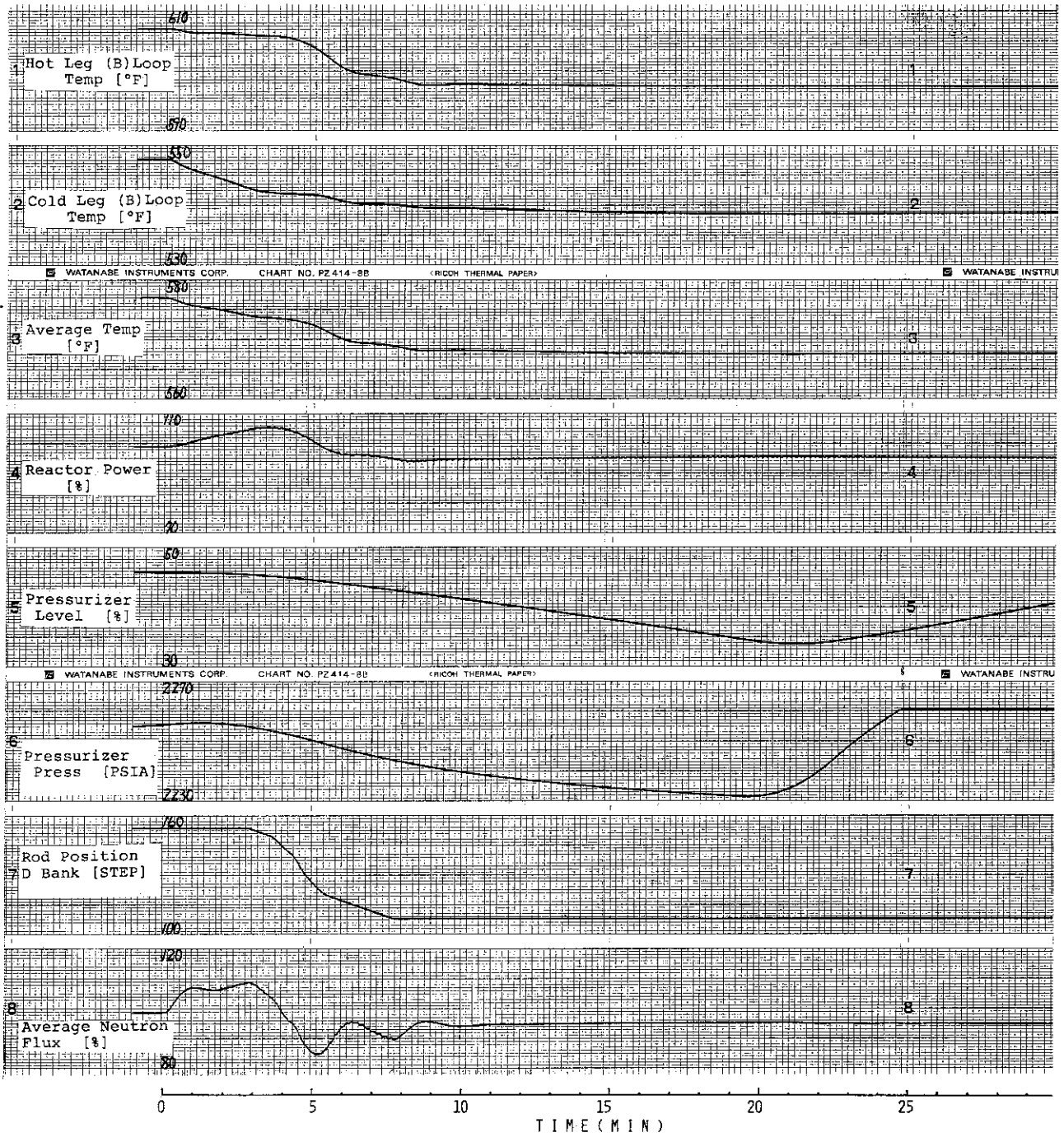


Fig. 2.7 Continued

2.5 主給水部分喪失

100%負荷運転中、第一給水加熱器内の給水管が破損して、 $3.2 \sim 4.2 \times 10^6$ LBM/HR の給水流量が加熱器シェル内へ流出する。発生時間を0秒として、主要事象の生起時刻を表2.6に、事象シーケンスを図2.8にそして主要パラメータの変化を図2.9に示す。

喪失給水流量は9分まで 3.2×10^6 LBM/HR (定格給水流量の約30%) で、その後補助給水ポンプの作動により上昇し、11分で給水制御弁が閉じるために 4.2×10^6 LBM/HR (約40%) となる。給水制御弁は75秒で全開して、TAVG が 554°F 以下となって全閉する。漏洩給水は30秒で第一給水加熱器を満たしドレン弁を通して第二給水加熱器へ流れる。それから高圧ドレンタンクを経てドレンポンプで主給水ポンプ吸入側へ導かれ、約 1.6×10^6 LBM/HR (15%) が再循環する。

給水温度 (第一給水加熱器出口温度) は加熱器の抽気へ給水が混入して加熱効果が減少するため急激な降下のあとは9分までゆるやかに減少する。原子炉スクラムに伴い高圧ドレンポンプの吐出弁が絞られており、再循環流量の減少と共に温度も降下する。また、主給水制御弁の全閉により温度は一定となる。

給水流量は部分喪失発生後、急激に減少するが喪失流量の一部はドレンタンクを経由して再循環するので若干増加する。原子炉スクラムと同時に補助給水系統が働く (2/3系統のSG水位が13%以下で作動) が、TAVG低により主給水は停止されるので、11分以後は補助給水流量のみとなり一定である。

蒸気流量と圧力は、原子炉出力の減少に伴い次第に減少する。スクラムで蒸気流量は更に減少するが、蒸気ダンプ弁の開閉及び11分の主給水制御弁の全閉動作の影響を受けて複雑に変化する。SG圧力は二次系での熱消費量が減少して逆に上昇する。

SG水位は給水流量の減少で次第に低下しており、スクラム後は蒸気流量の減少により液相中のボイドが消滅すると共に、給水流量の低下で0%付近を上下している。

一次冷却材温度は、二次系での熱負荷が軽減されてコールドレグ及びTAVGが若干上昇する。6分以後は原子炉出力低下で初期温度に回復し、スクラムによって急減する。この冷却材の温度上昇により中性子束、及び原子炉出力は負の反応度効果を受けて、20秒からわずかながら減少している。78秒から6分まではバンクD制御棒の負荷減少に伴う挿入効果で若干減少する。SG水位低下で原子炉は9分にスクラムし、原子炉出力は指数関数的に減衰する。一方中性子束は急激に0%付近に達する。

加圧器水位は一次冷却材温度上昇で7分まで増加するが、スクラム後は冷却材温度降下と充填流量の減少で次第に減少する。圧力は水位と共に上昇してスプレイ効果で2260 PSIA に保たれた後に、減少に転ずる。9分過ぎの高水位偏差信号 (規格化された加圧器水位とTAVGの偏差が0.05以上で入る) によりバックアップヒーターが入り、圧力は急上昇するが、スプレイ効果によって2261 PSIA で均衡を保つ。

Table 2.6 Main Events and Annunciators in the case of Partial Loss of Feedwater

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Tube Failure in 1st Point Highest Pressure Heater and Partial Loss of Feed- water Feedwater Temperature Decrease	01:08	SG Level Error
00:35	1st Point H.P. Heater Level 100%	08:54	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom SG C Alarm Turbine Trip Tavg/Tref Deviation High Steam Line Flow Steam Dump Armed SG B Alarm Auto Stop Oil to Drain
01:15	Feedwater Control Valves Fully Open		
01:18	Control Rods of Bank D Insert (in 4.5 minutes)		
08:54	Reactor Scram (SG Level Low) Turbine Trip Auxiliary SG Feedwater Pump Starts Steam Dump Valve Position 100%	09:37	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip PRZR Level High
09:37	Backup Pressurizer Heater On	12:45	Tavg Low
09:48	Steam Dump Valve Position 50%		
10:45	Feedwater Control Valves Fully Close		
11:32	Steam Dump Valve Position 0%		

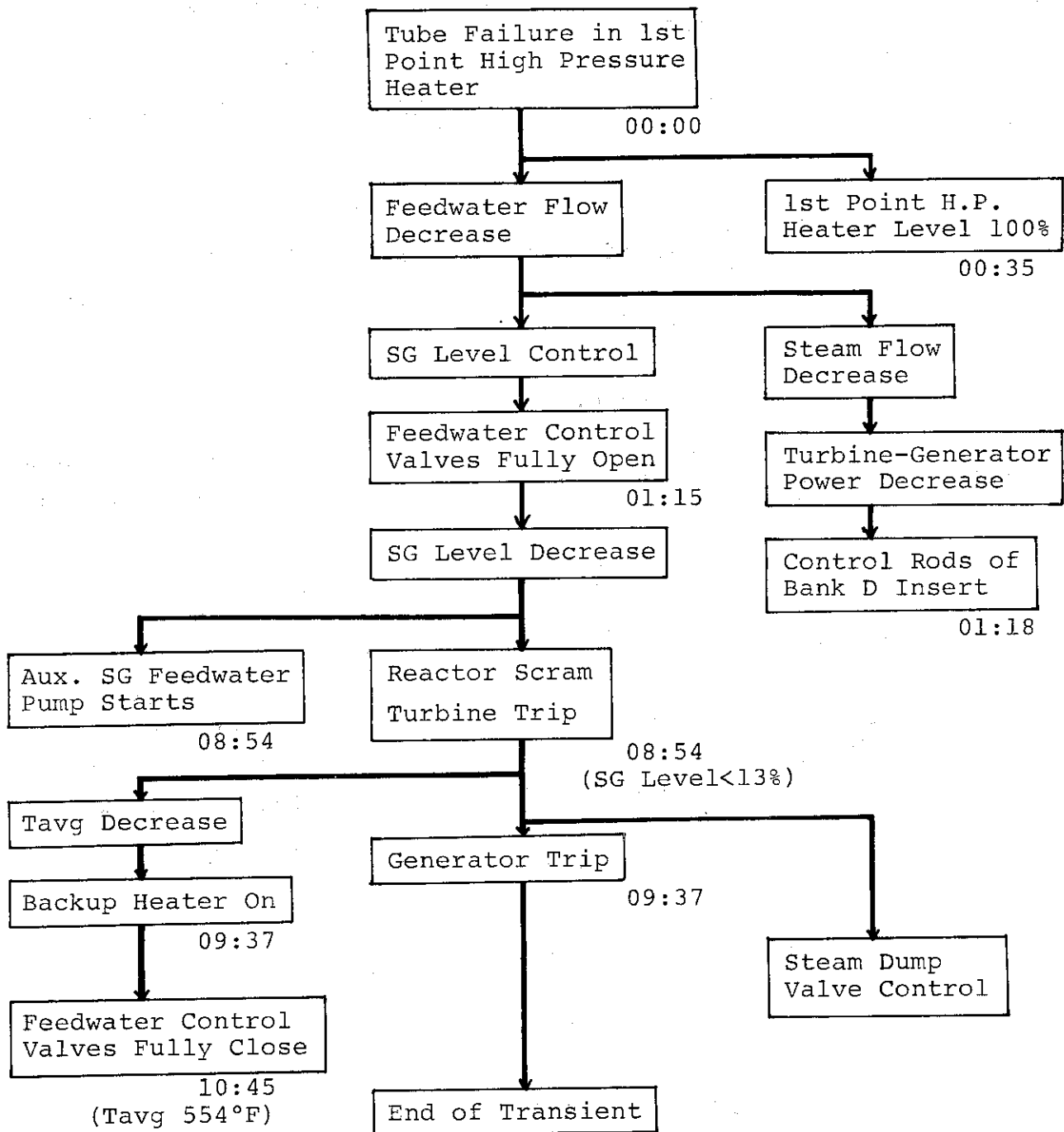


Fig. 2.8 Sequence Diagram of Main Events Caused by Partial Loss of Feedwater

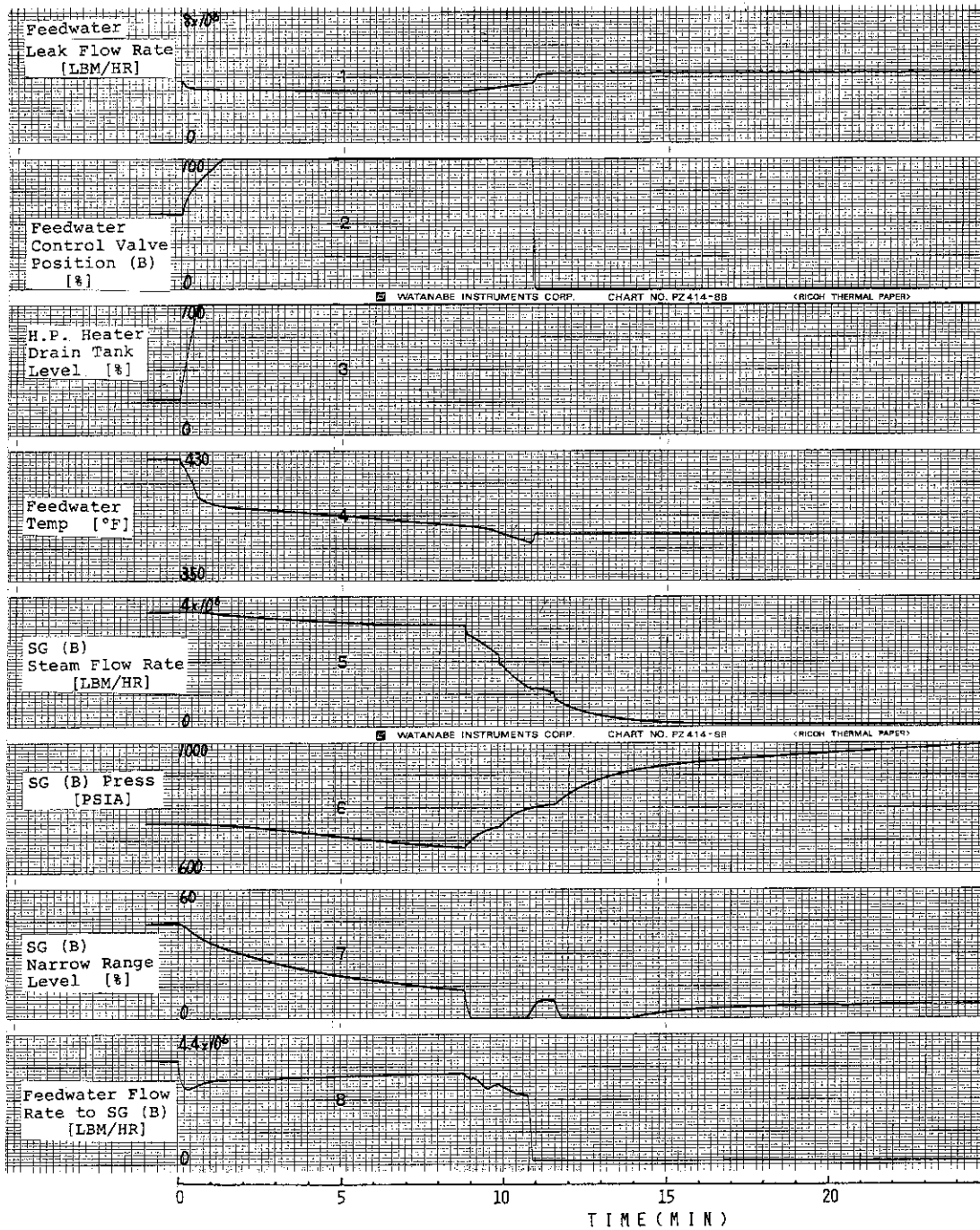


Fig. 2.9 Transient Behaviors Caused by Partial Loss of Feedwater

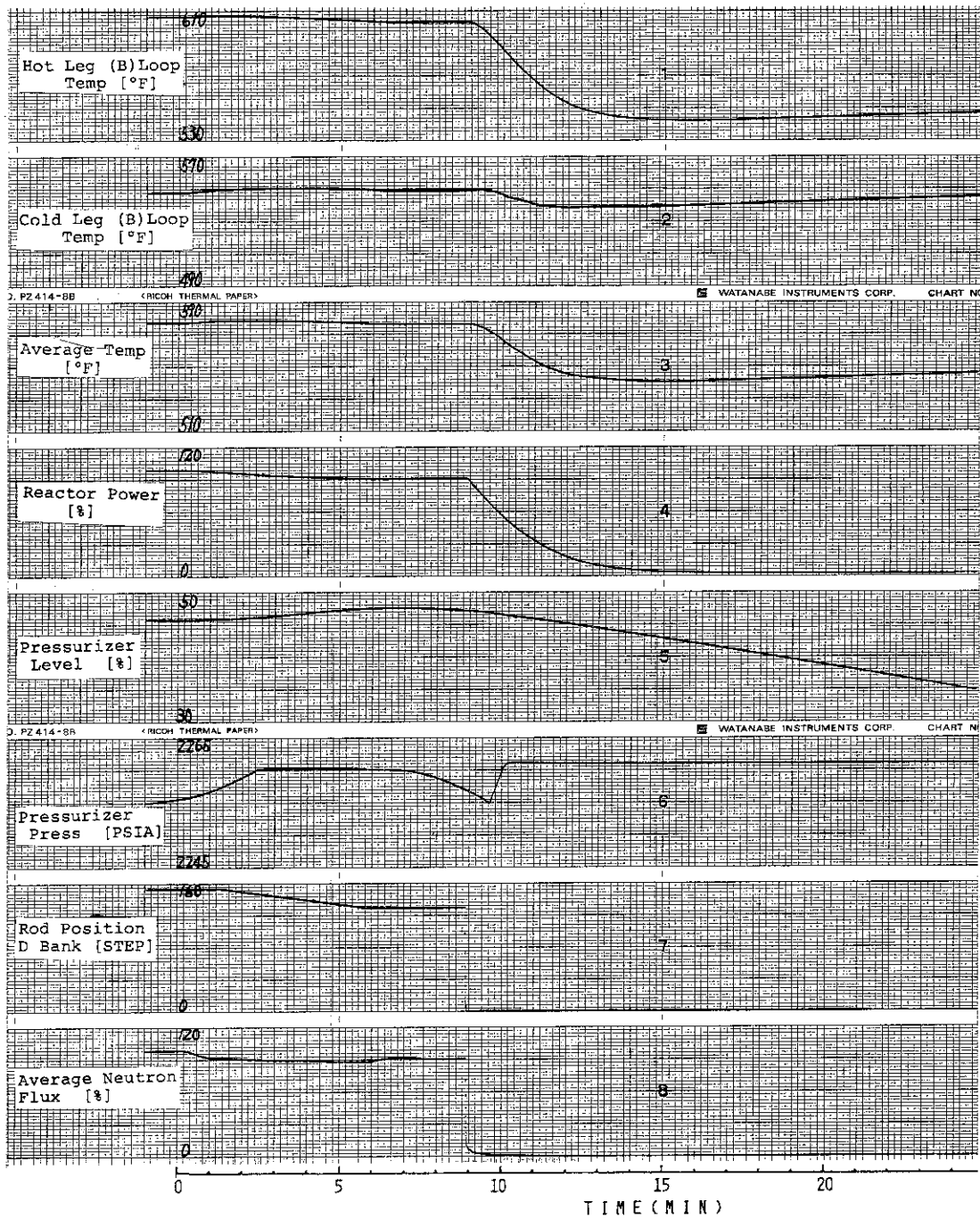


Fig. 2.9 Continued

2.6 主給水全喪失

100%負荷運転中、主給水ポンプの潤滑油圧低下が原因でポンプトリップを起こして、主給水ラインからの流量が完全に喪失する。ポンプトリップ時間を0秒にとり、主要事象の生起時刻を表2.7に、事象シーケンスを図2.10にそして主要パラメータ変化を図2.11に示す。

給水流量は6秒で完全に喪失するが、20秒から補助給水系統が作動する。主給水制御弁は即座に全開動作に移りSG水位の確保に務めようとするが、3分以降はTAVG低下により全閉状態となる。

原子炉及びタービンは給水ポンプトリップで瞬時にトリップする。

一次冷却材平均温度(TAVG)は炉スクラム後次第に低下するが、二次系の熱負荷が減少した6分から徐々に残留熱によって上昇して546°F(95%)に達する。

加圧器水位及び圧力は2.5節と同様に冷却材温度の低下と充填流量の減少に伴い水位は減少し、圧力はバックアップヒーターの熱出力とスプレイ効果で一定値を保つ。

蒸気流量はタービントリップ直後から蒸気ダンプ弁の100%、50%の開動作と全閉動作で減少する。圧力は逆に蒸気ダンプ弁の影響を受けながら上昇する。20分以降に繰返し見られる変化は、蒸気ダンプ弁の半開動作によるもので、一次冷却材温度にも影響が現われている。通常はタービン発電機出力から決定される設定温度TREFと、TAVGとの偏差の大きさに蒸気ダンプ弁開度を自動制御するが、原子炉スクラム後はTAVGが546°F以上で50%開、566°F以上で100%開となり崩壊熱等の残留熱をTAVGを基準に二次系で除去している。

2.5節の部分喪失と比較すれば、部分喪失の場合は定格給水量の約30%を給水加熱管で喪失するが、高圧ドレンタンクに一部回収できるため実際の喪失は約14%となる。その結果9分で原子炉スクラムに至っている。

全喪失の場合は瞬時に原子炉スクラムとなる。スクラム後の各部の挙動は両者とも類似しているが、SG水位だけは歴然と差が出ており、全喪失では50秒以降0%（狭域水位計で）以下となるのに対して、部分喪失は2度0%以下（4分間）となるが、その後は補助給水量で5%水位を維持している。

Table 2.7 Main Events and Annunciators in the case of Total Loss of Feedwater

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Feedwater Pump Trip	00:00	Reactor Scram
	Reactor Scram		Turbine Runback
	Turbine Trip		Rod Bottom
	Steam Dump Valve Position 100%		Turbine Trip
			Tavg/Tref Deviation
00:20	Auxiliary SG Feedwater Pump Starts		High Steam Line Flow
			Steam Dump Armed
00:50	SG Level (Narrow Range) 0%		Auto Stop Oil to Drain
01:54	Backup Pressurizer Heater On	00:14	SG Level Error
02:10	Steam Dump Valve Position 50%	00:26	SG B Alarm
			SG C Alarm
03:18	Feedwater Control Valves Fully Close	00:45	Exciter Field Breaker Trip
04:00	Steam Dump Valve Position 0%		Generator Trip
19:56	Steam Dump Valve Position 50% Sometimes	01:54	PRZR Level High
		04:36	Tavg Low

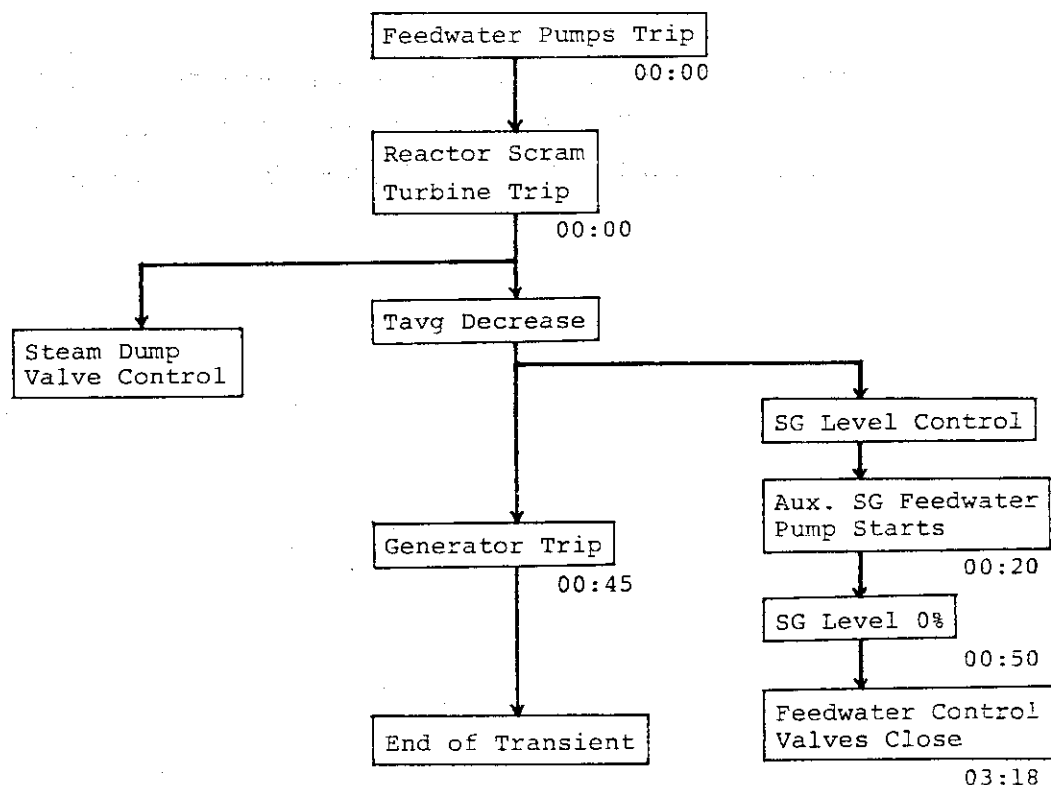


Fig. 2.10 Sequence Diagram of Main Events Caused by Total Loss of Feedwater

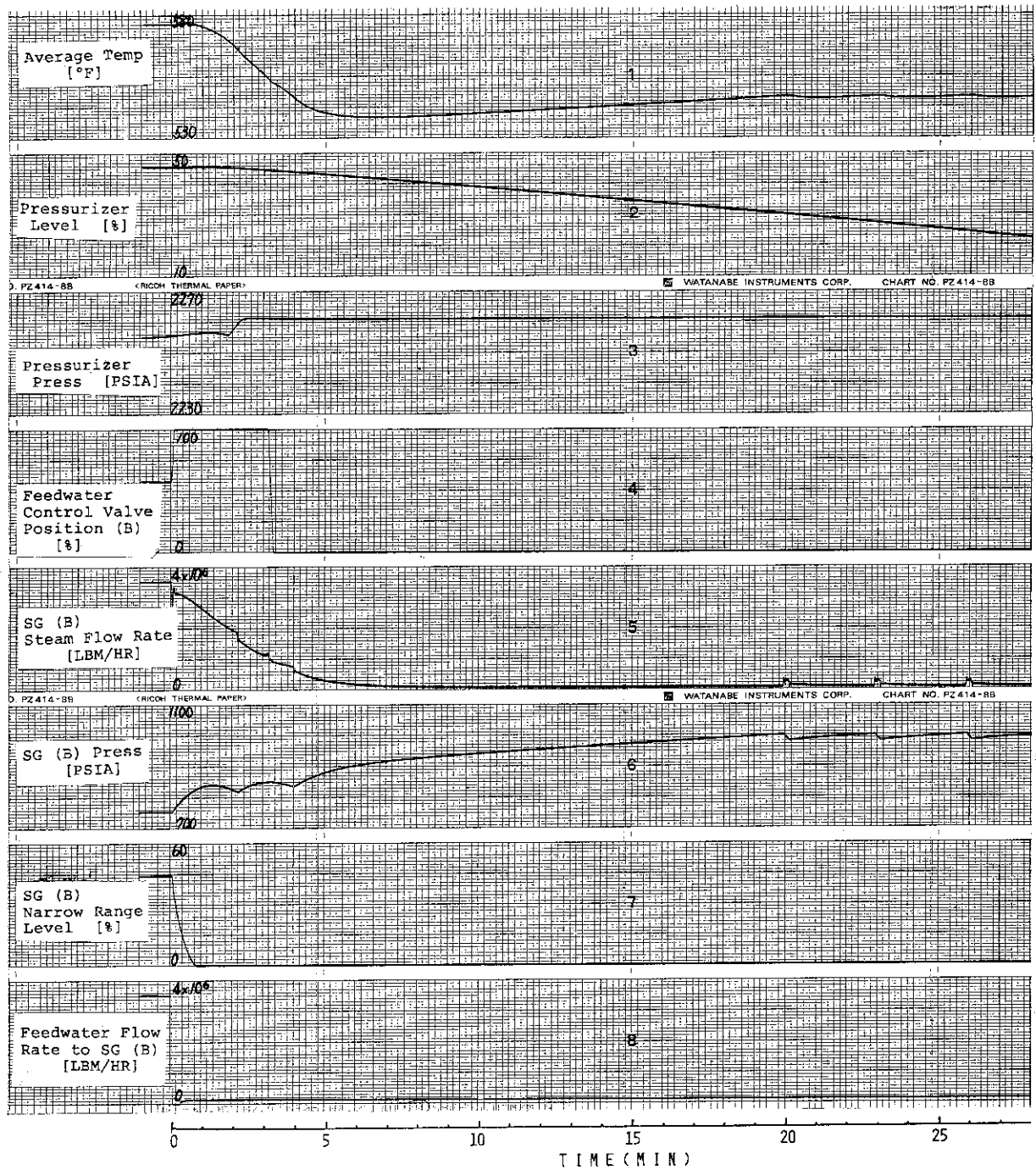


Fig. 2.11 Transient Behaviors Caused by Total Loss of Feedwater

2.7 復水器循環水部分喪失

100%負荷運転中、復水器冷却用の2区画のうち1区画の循環水量が喪失して50% (1×10^8 LBM/HR) の循環水流量で運転を行う。喪失開始時間を0秒にとり、主要事象の生起時刻を表2.8に、主要パラメータの変化を図2.12に示す。

循環水入口温度は、復水器内の真空度低下に対して比較的顕著で、しかも現実的な温度として86°F (30°C) で一定とした。

循環水流量は20秒で半減する。冷却効果の低下で復水器内気相部温度はステップ状に上昇して、25分で151°F (144%) に達する。また圧力は1.5 PSIA (-683 mmHg) から4.3 PSIA (-538 mmHg) に上昇する。

低圧タービン流入蒸気流量は、低圧タービン入口圧力と復水器内圧力差で決まるため真空度の低下により減少する。つまりタービン排気の凝縮効果が下ってタービンに背圧がかかり蒸気流入を抑制する。その結果、タービン発電機出力は16分で770 MWe (93%) まで低下する。

復水器ホットウェル水位は40%を中心に減衰振動している。水位の制御は2個の弁開度で調整されており、1個は設定値を75%水位に保ち実測値との偏差を比例制御して、余剰復水を復水貯蔵タンクへ導く弁を操作する。もう1つは設定値を40%水位に保ち実測値との偏差を比例積分制御して、復水量の不足分を復水貯蔵タンクからの取入れ弁を操作する。今回は後者の弁によって水位制御を受けており、図に弁開度を示した。

SGの蒸気流量、圧力、水位及び給水流量は著しい変化に現われず、原子炉出力、TAVG、加圧器水位及び圧力も変化はない。

結論的に言えば、循環水流量が半減すると復水器気相部温度が46°F (44%)、圧力が2.8 PSI (145 mmHg) 上昇した結果、タービン発電機出力を7%低下させたことになる。SGへの給水流量は不足分を復水貯蔵タンクより補充されるため、凝縮効果が多少落ちても二次系及び一次系に影響が現われなかった。

Table 2.8 Main Events and Annunciators in the case of Partial Loss of Circulating Water Flow

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Circulating Water Flow Reduce by Half		None
00:05	Condenser Vacuum Begine to Decrease (Pressure Increase) Turbine-Generator Power Commences Decrease		

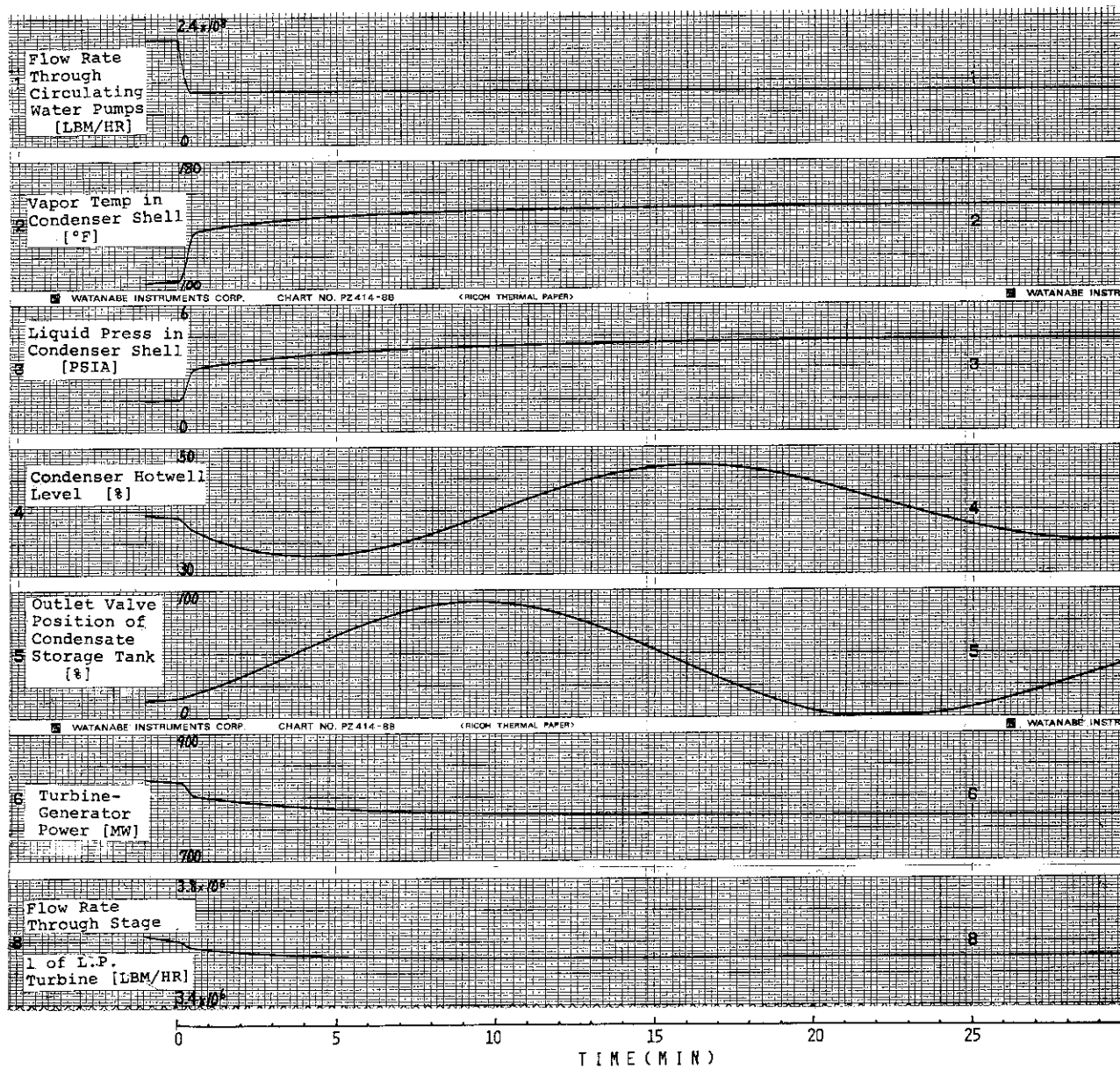


Fig. 2.12 Transient Behaviors Caused by Partial Loss of Circulating Water Flow

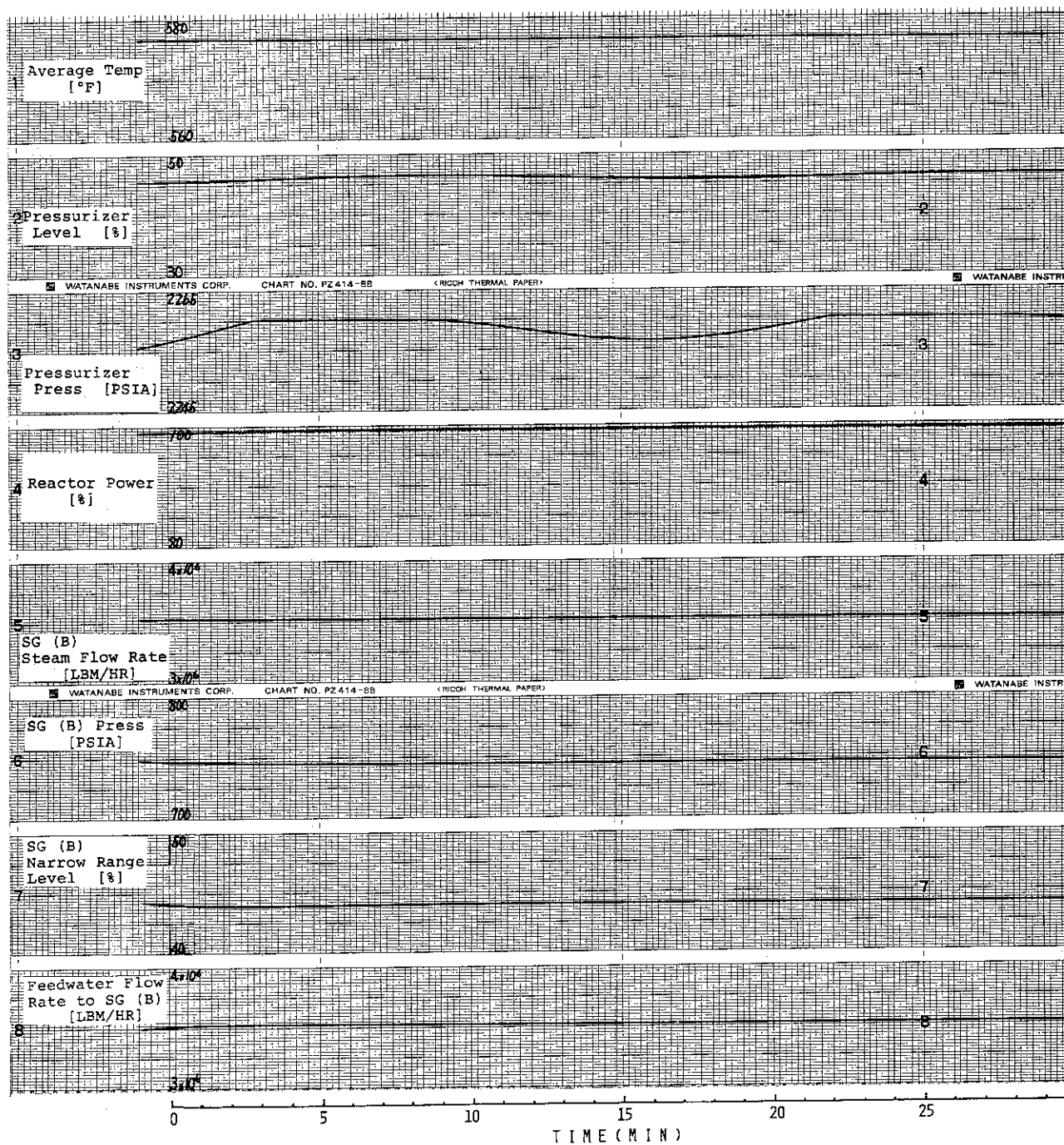


Fig. 2.12 Continued

2.8 復水器循環水全喪失

100%負荷運転中、すべての循環水ポンプが電源喪失により停止するために全循環水流量が喪失する。ポンプトリップ時間を0秒にとり、主要事象の生起時刻を表2.9に、事象シーケンスを図2.13にそして主要パラメータの変化を図2.14に示す。

循環水流量は22秒で完全喪失する。復水器内温度、圧力は冷却効果を失い急上昇し、15秒で5.3 PSIAに達してタービンをトリップさせる。その後も上昇を続け17秒で温度は186 °F (202 %), 圧力は9.3 PSIA (-280 mmHg) に達するが、流入排気の遮断で降下に転ずる。2分頃より温度、圧力ともほぼ横ばい状態になっているのは、ホットウエル水位制御の作用で、復水器に復水貯蔵タンクより 7×10^5 LBM/HR (通常の93倍) の補給水が送られるために、その水量や温度などで安定した圧力が得られるからである。

タービントリップ後の余剰蒸気は、通常蒸気ダンプ弁で復水器に送られていたが、これは復水器内圧力が1.8 PSIA以下の場合であった。従って今回は蒸気ダンプ弁は作動せず、各SG圧力の平均値が1070 PSIA を越えると大気放出弁が図のように約3分間作動して、蒸気圧力の上昇を緩和している。

蒸気流量はタービントリップで、タービン制御弁閉動作により急激に減少した後は、ゆるやかに減少する。SG圧力は蒸気の閉塞状態のため次第に上昇して、2分より大気放出弁の作動でほぼ整定する。SG水位は液相中のボイドが消滅して大きく低下するが、主給水制御弁と35秒からの補助給水によってほぼ回復する。しかし6分以降は主給水制御弁の閉動作で若干減少する。給水流量は三要素制御のため、蒸気流量とSG水位の影響を受けて変化しており、その水源は復水器を通した復水貯蔵タンクの水である。二次系の各パラメータの過渡応答には、すべて大気放出弁の影響が顕著に現われている。

原子炉はタービントリップによってスクラムする。TAVG には二次系の複雑な変化の影響は現われておらず次第に減少している。また、加圧器水位も熱出力低下に伴い減少するが、圧力は3分にバックアップヒーターが投入されて上昇し、スプレイ弁効果で2261 PSIAに保持される。

2.7節の循環水部分喪失と今回の全喪失を比較すれば、循環水量の半分を喪失した場合は、循環水入口温度を86 °F (通常は72 °F) としたにも拘らず、復水器内圧力が4.3 PSIAに上昇してタービン発電機出力を7%低下させたに過ぎなかった。一方、全喪失の場合は、復水器内圧力が5.3 PSIAを15秒で越えてタービントリップ、原子炉スクラムを招いた。そして2分に余剰蒸気を大気放出することでシステムの安全を保持している。

Table 2.9 Main Events and Annunciators in the case of Total Loss of Circulating Water Flow

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Circulating Pumps Trip Due to Bus Failure	00:15	Condenser Vacuum Trouble
	Condenser Vacuum Decrease		Turbine Trip
	Turbine-Generator Power Slowly Decrease		Auto Stop Oil to Drain
00:15	Turbine Trip Due to Condenser Vacuum Low (pressure > 5.3 PSIA)	00:16	Reactor Scram
			Turbine Runback
00:16	Reactor Scram		Rod Bottom
			Tavg/Tref Deviation
00:35	Auxiliary SG Feedwater Pump Starts	00:25	SG Level Error
01:56	Atmospheric Escape Valve Opens (SG Mean Pressure > 1070 PSIA)	00:35	SG B Alarm
			SG C Alarm
02:53	Backup Pressurizer Heater On	00:58	Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
05:48	Feedwater Control Valves Fully Close	02:53	Pressurizer Level High

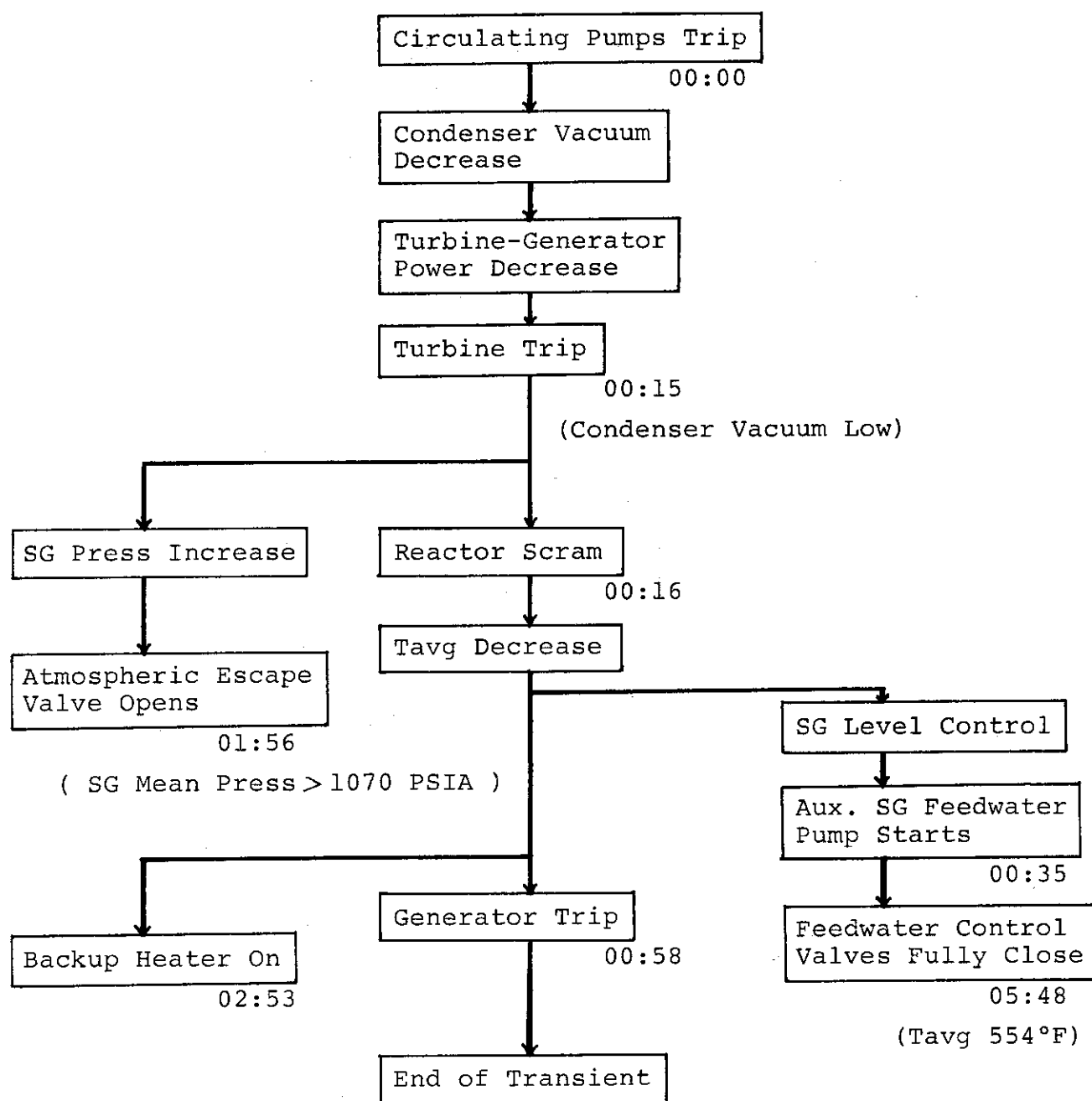


Fig. 2.13 Sequence Diagram of Main Events Caused by Total Loss of Circulating Water Flow

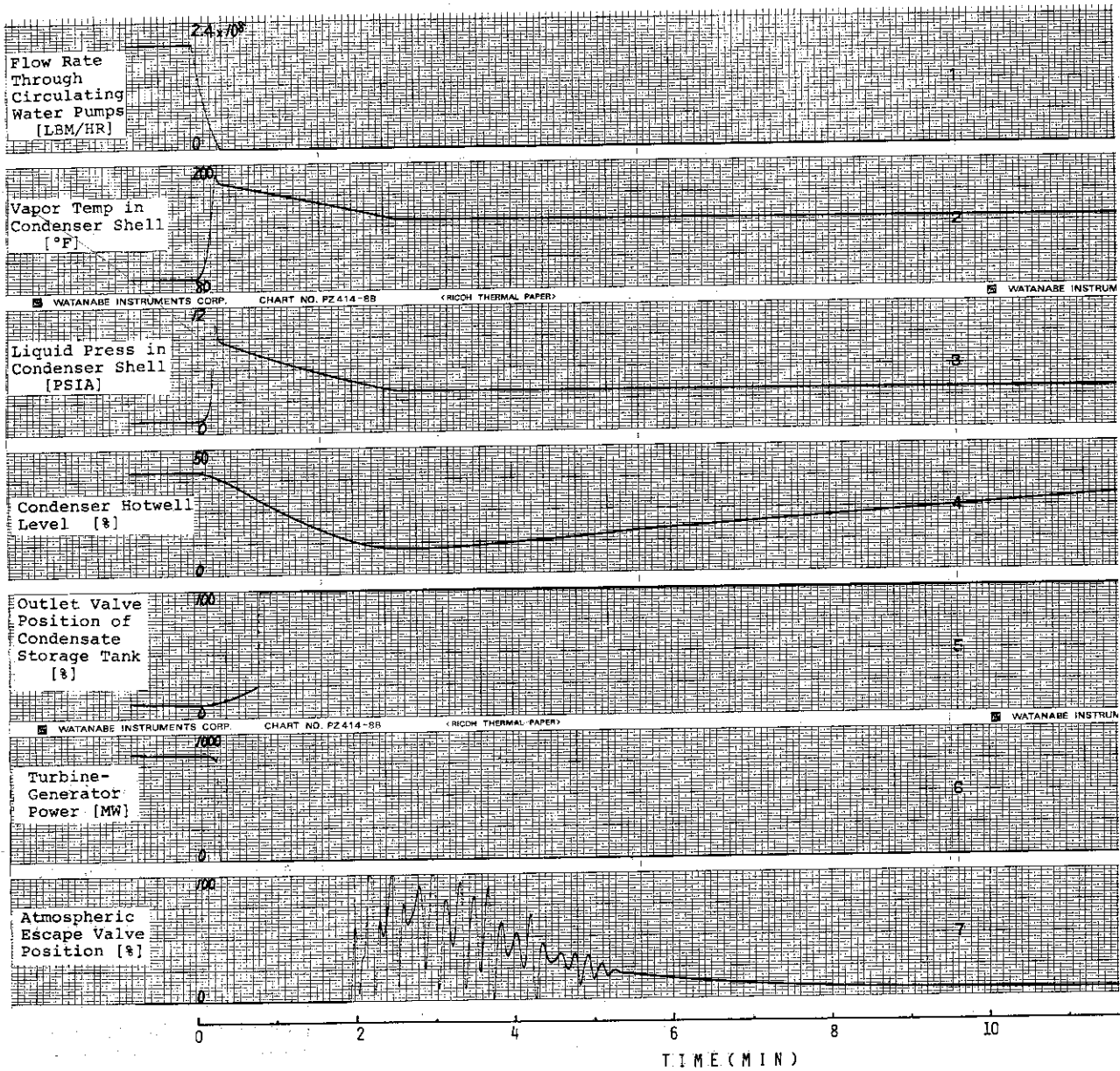


Fig. 2.14 Transient Behaviors Caused by Total Loss of Circulating Water Flow

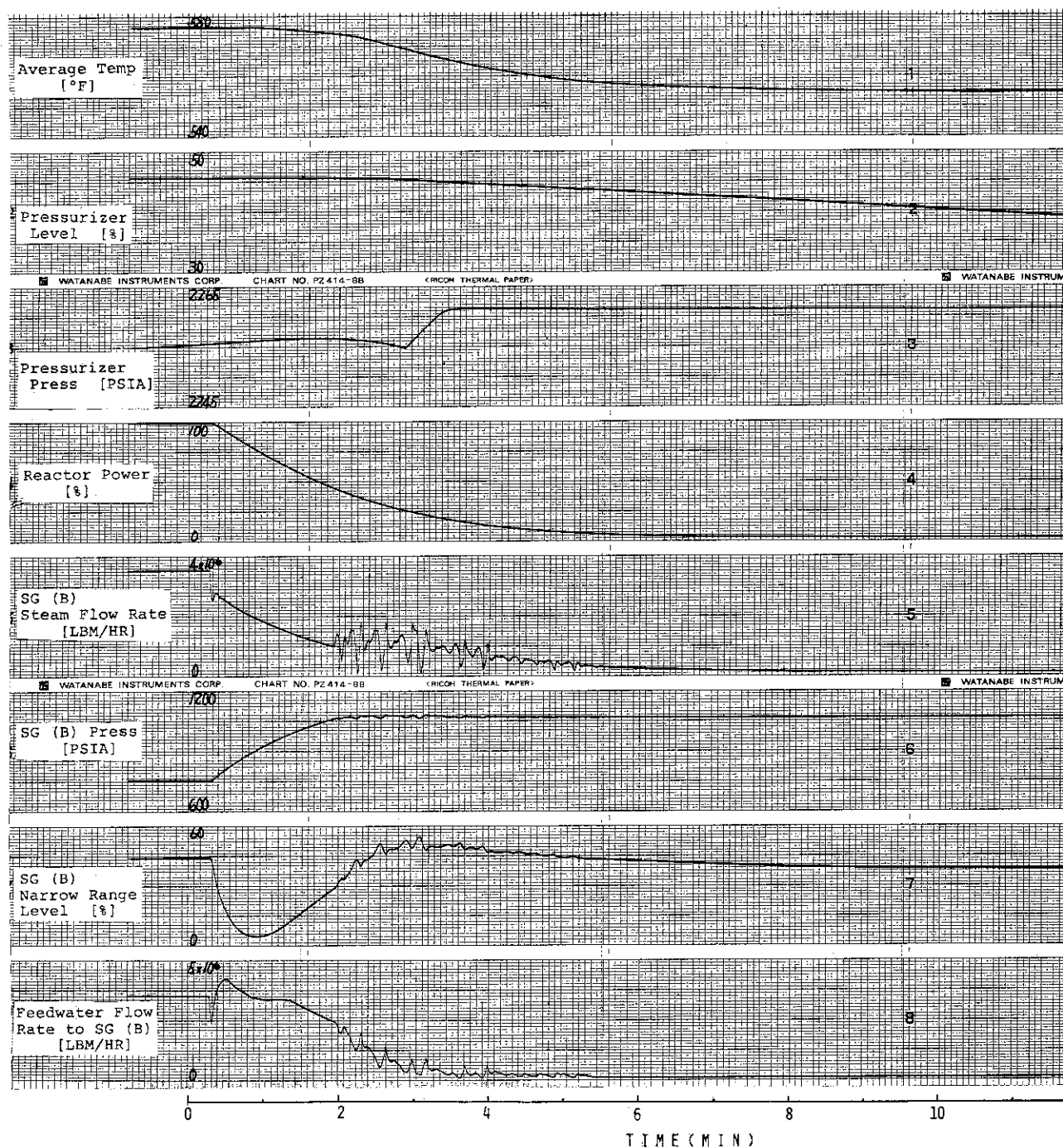


Fig. 2.14 Continued

2.9 高圧給水加熱器ドレンポンプトリップ

100%負荷運転中、高圧加熱器ドレンポンプが過負荷運転のため渦電流継電器が作動してトリップする。トリップ時間を0秒にとり、主要事象の生起時刻を表2.10に、主要パラメータの変化を図2.15に示す。

高圧加熱器ドレンポンプから主給水系統への送水流量は 3×10^6 LBM/HR で、主給水流量の約29%に当たる。ポンプトリップ後、19秒で送水が停止した結果、主給水流量は遅れを伴って36秒で 3.3×10^6 LBM/HR (94%)まで低下した。この時間遅れは給水制御系が給水流量の低下を検知して、給水制御弁開度を拡大するまでに要する時間であり、その後は復水器からの送水流量が増加したことにより給水流量も増加する。

SG水位は15秒から減少を始め、3分で40.5% (92%)まで低下したが、主給水流量の増加によって次第に上昇して12分で回復する。

高圧加熱器ドレンタンク水位は、ドレンポンプで50%に保持されるが、ポンプトリップによって増加した水位が60%を越えると、弁制御で復水器へ送水される。送水流量は約 3.4×10^6 LBM/HR で、通常運転時のドレンポンプ吐出流量より13%多く、またドレンタンク水位も25%増している。これは、復水器への送水開始によって高圧加熱器及びドレンタンク内圧力が減少する結果、加熱器への流入蒸気量が増加しており、各加熱器水位はドレン弁によって一定値に保持されて余剰ドレンが高圧加熱器ドレンタンクへ導かれるためである。

復水器はドレン送水開始の20秒より圧力上昇し、約0.28 PSI (25%)の上昇となる。また水位は初め、給水流量不足のため33秒に若干降下するが、次第に増えて10分で8% (21%)の増加となる。

タービン発電機出力は、復水器内圧力上昇時から低下しており11分で804 MWe (96%)に達する。これは復水器の真空度低下によるタービン排気の凝縮効果が低下して、低圧タービンに背圧がかかって蒸気流入を阻害することと、前述のごとく高圧加熱器等への抽気流量が増加した結果である。

原子炉出力は、SG水位の低下に推移した変化をとる。水位の低下で熱負荷が軽減されて、一次冷却材温度が上昇するために負の反応度効果で若干降下する。逆に水位の上昇で正の反応度効果が働き回復に向う。

Table 2.10 Main Events and Annunciators in the case of Loss of High Pressure Heater Drain Pump

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	H.P. Heater Drain Pump Trip		None
00:02	H.P. Heater Drain Tank Level Increase Feedwater Flow Decrease (in 34 seconds) Feedwater Control Valves Slowly Open to Compensate		
00:20	Loss of Feedwater Through H.P. Heater Drain Pump Water Supply Commence from H.P. Heater Drain Tank to Condenser		
00:23	Condenser Level and Pressure Increase		
00:24	Turbine-Generator Power Commences Slow Decrease		

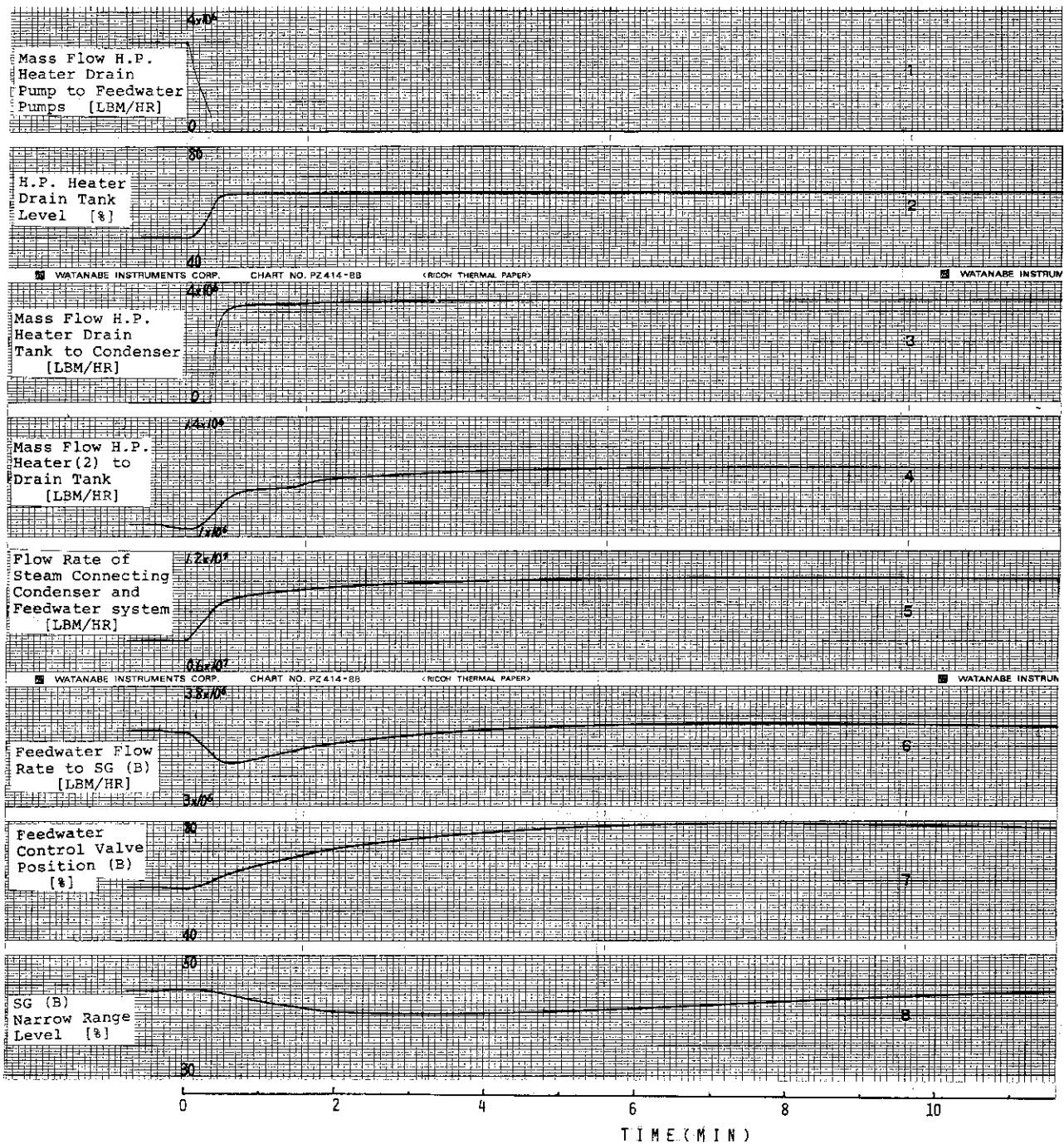


Fig. 2.15 Transient Behaviors Caused by Loss of High Pressure Heater Drain Pump

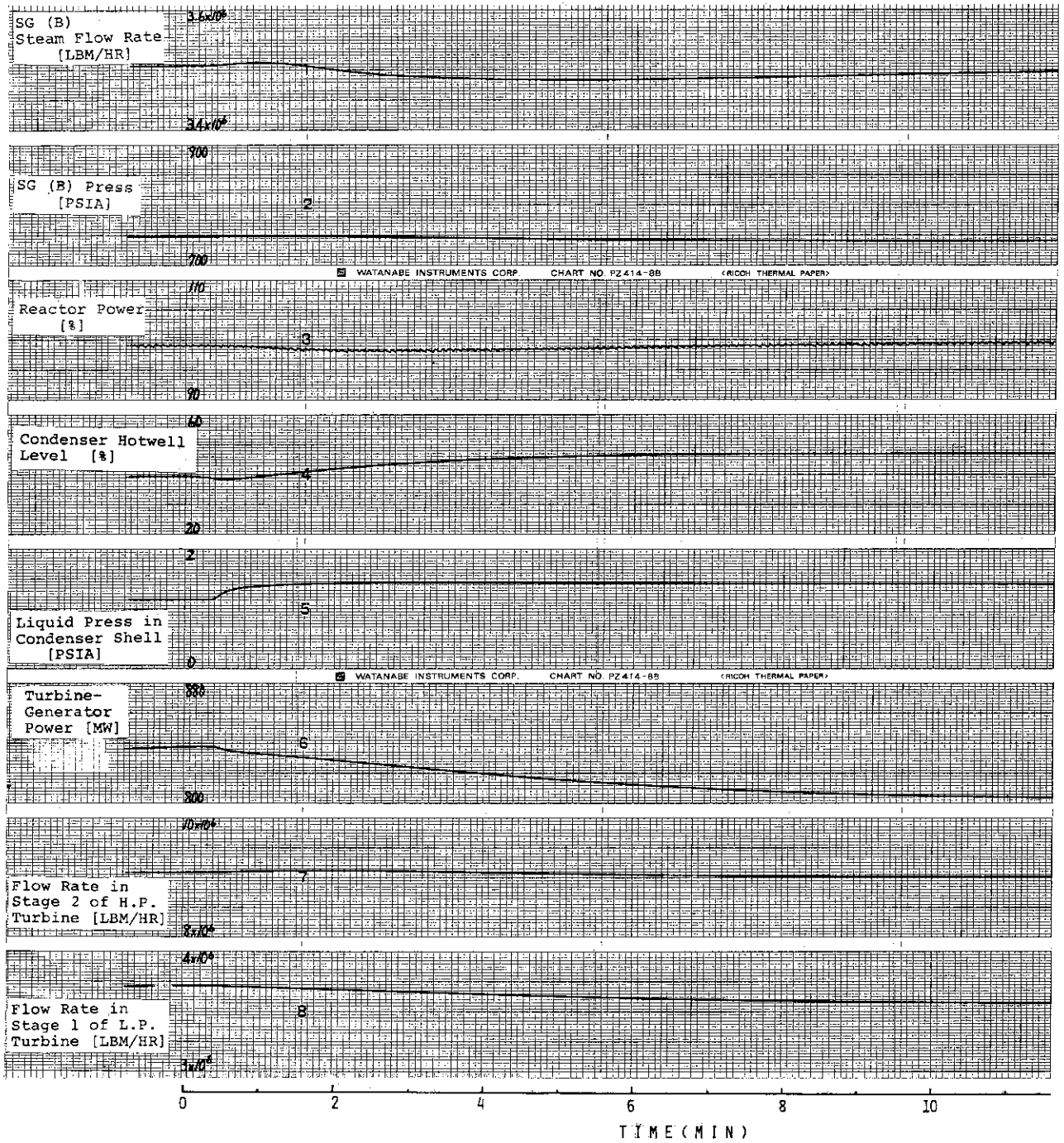


Fig. 2.15 Continued

2.10 タービントリップ

100%負荷運転中に、20ETソレノイドの故障が発生して、タービンがトリップした場合のプラントの挙動を調べた。

20ETソレノイドが故障した時刻を0秒とした主要事象の生起時刻を表2.11に、また主要パラメータの変化を図2.16に示す。

20ETソレノイドが故障した1秒後にタービンはトリップすると、タービン発電機出力は830 MWから瞬時1.0に落ちる。そして、2秒にはタービントリップが原因で原子炉もスクラムし、100%あった中性子束は、スクラム時より急減し0%に近づいて行く。

タービントリップ、原子炉スクラムに伴い二次系では次のような変化をする。タービントリップと同時に、蒸気ダンプ弁が全開となり、蒸気は全量ここを通過する。そして、TAVGの減少に伴い同ダンプ弁は開度を小さくし、74秒に開度50%、約3分には全閉となる。その後はTAVGが547°Fに達する度に、同ダンプ弁は50%開き546.5°Fまで下がると全閉という動作を約2分間隔で繰り返す。SG蒸気流量は、原子炉スクラムにより、SGでの受熱量が減り図のように漸減する。また、蒸気流量に変化の乱れた部分が5ヶ所あるがこれは蒸気ダンプ弁の開度変化に伴うものである。SG圧力はタービントリップ後、二次系の熱除去が、スムーズに行われなくなるため徐々に上昇し、7分頃平衡に達し、約1000PSIAで一定となる。SG水位はタービントリップによるSG圧力上昇の結果、ボイドが減少するため一次低下した後、給水流量の増加により上昇に転じ、蒸気ダンプ弁半開時（74秒）に再度圧力上昇度が大きくなり、水位低下が始まる。その後、SG水位は給水流量増加により上昇するが、144秒には全給水流量が停止するため低下に転じ、約3分には蒸気ダンプ弁が全閉になるためさらに減少する。しかし、約4分からは圧力はほぼ一定、蒸気流量はほぼ0となるため45%程度で安定する。給水流量は、蒸気ダンプ弁とSG水位の影響を受けて図のように変化した後、TAVGが554°Fまで下がった144秒に全給水制御弁が全閉となり、その後は0となる。

一次系には、原子炉がスクラムする2秒以後に種々の変化が現われる。炉出力はスクラム後漸減し0に収束して行き、制御棒はスクラム信号発生と同時に0まで落ちる。冷却材の温度は次のように変化する。まず、ホットレグ温度は、原子炉スクラム後徐々に低下し、11分頃より約548°Fで一定となる。一方コールドレグ温度は、タービントリップによるSGでの伝熱量減少に伴い、若干上昇した後ホットレグ温度の低下の影響を受けて下って行くが、約3分に蒸気ダンプ弁が全閉となると、SGによる除熱効果はほとんどなくなり、再度上昇に転じる。その後、断続的に半開する蒸気ダンプ弁の影響は受けるが、約546°Fで安定する。加圧器水位は、TAVG及び充填流量の減少が原因で徐々に低下して行く。加圧器圧力は、58秒に加圧器水位低の警報が発生し、それと共にバックアップヒータが運転されるため、上昇を始め約90秒で2261PSIAで安定する。次に充填流量は、加圧器水位とTAVGの偏差により決定されており、TAVGの減少度が大きい結果、図のように若干減少した後 2.0×10^4 LBM/HRで安定する。

Table 2.11 Main Events and Annunciators in the case of Turbine Trip

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Failure of 20 ET Solenoid	00:01	Turbine Trip
00:01	Turbine Trip		Steam Dump Armed
	Steam Dump Valve Position 100%		SG Level Error
			Auto Stop Oil to Drain
00:58	Backup Pressurizer Heater On	00:02	Reactor Scram
01:14	Steam Dump Valve Position 50%		Turbine Runback
02:24	Feedwater Control Valves Fully Close		Rod Bottom
			Tavg/Tref Deviation
			High Steam Line Flow
03:22	Steam Dump Valve Position 0%	00:43	Exciter Field Breaker Trip
07:24	Steam Dump Valve Position 50% Sometimes		Generator Trip
		00:58	Pressurizer Level High

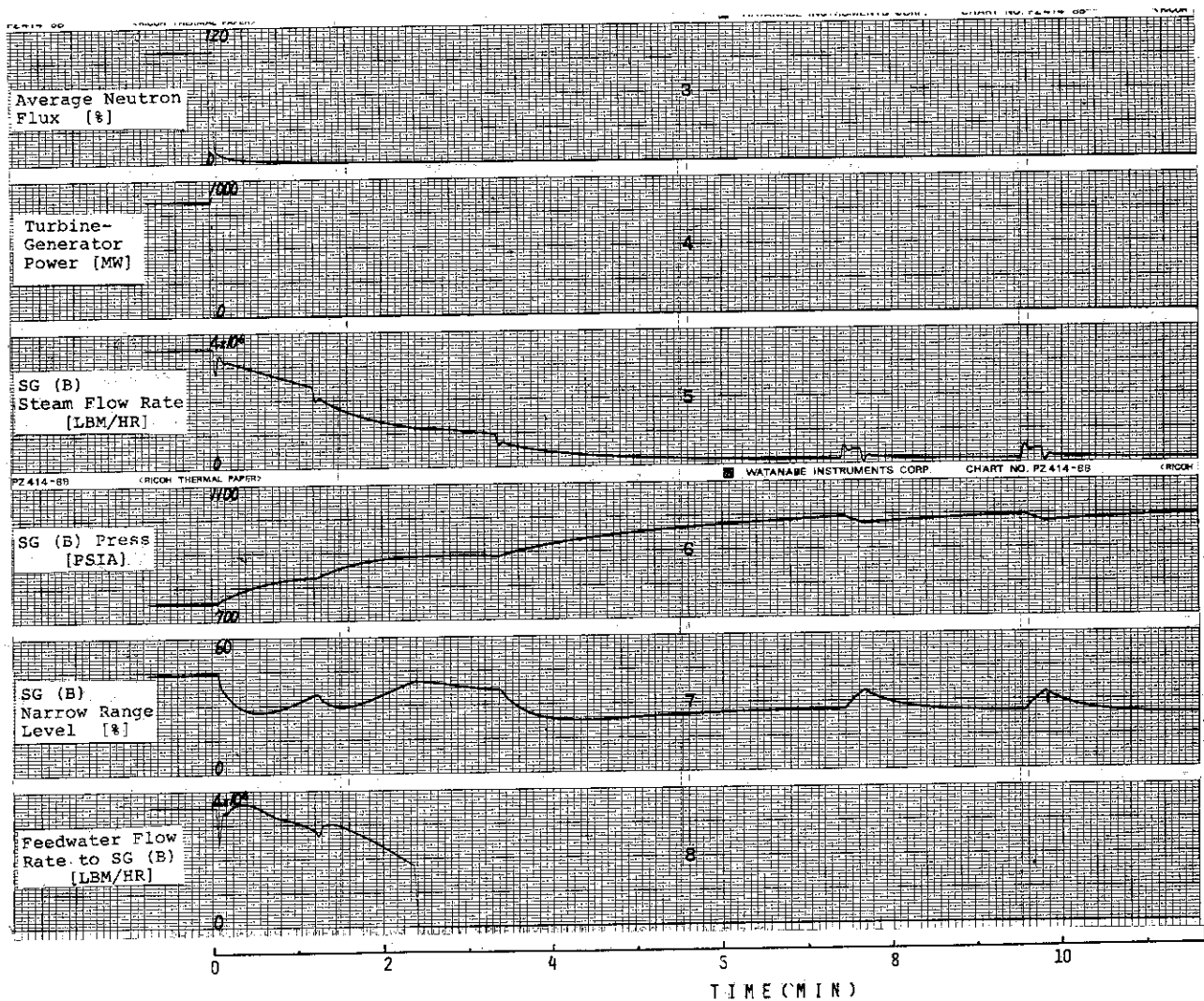


Fig. 2.16 Transient Behaviors Caused by Turbine Loss

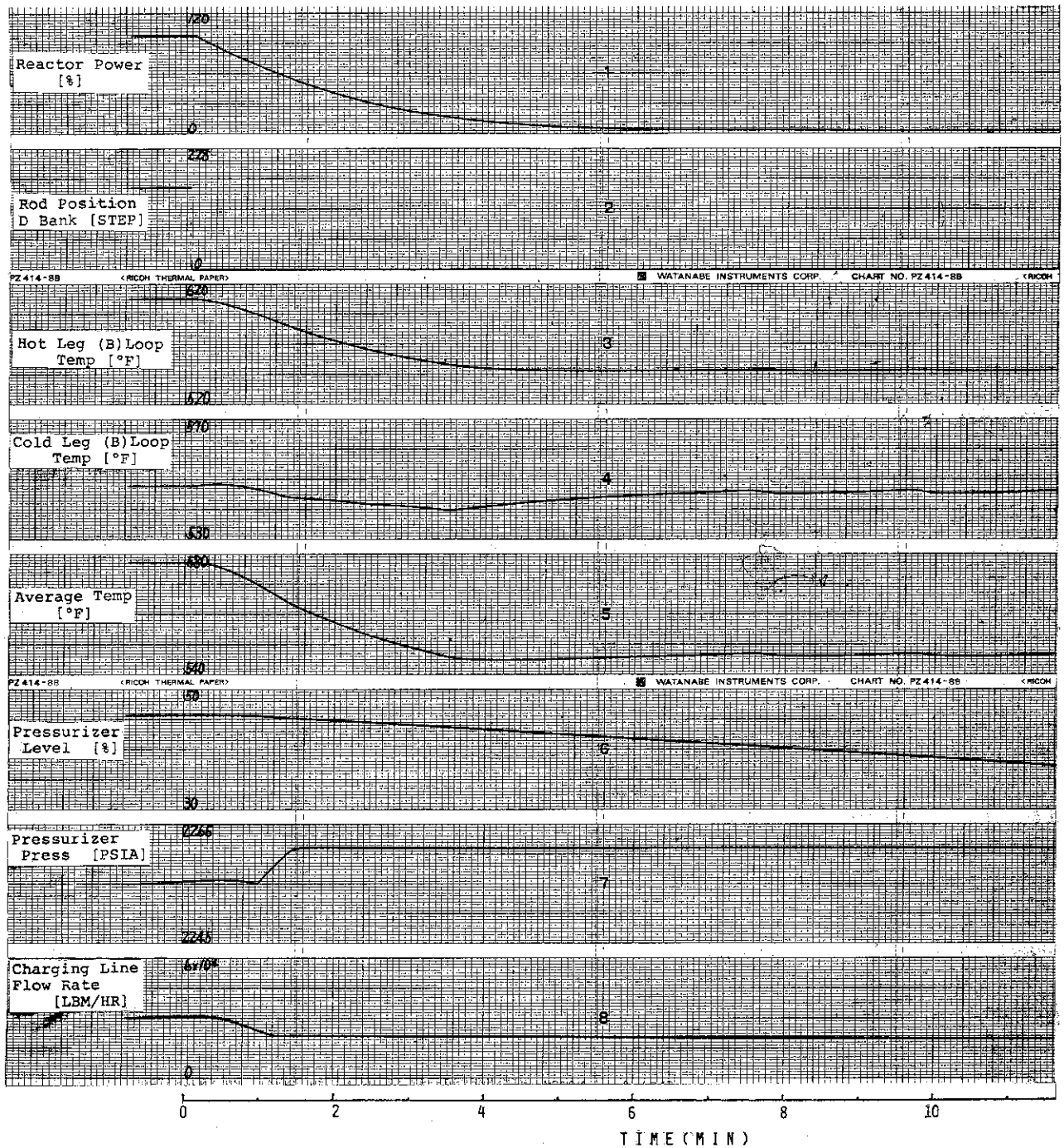


Fig. 2.16 Continued

2.1.1 発電機トリップ

100%負荷運転中、回路故障が原因で励磁機界磁遮断器が開となり、発電機がトリップした場合の挙動を調べた。

発電機のトリップした時刻を0秒とした主要事象の生ず時刻を表2.12、主要パラメータの変化を図2.17に示す。

発電機がトリップすると、タービン発電機出力はステップ状に0まで落ちる。従って、タービンは突然無負荷となるため、その回転数は1500 RPM から急上昇し、3秒にはタービントリップ点である1650 RPMに達し、タービン制御弁は全閉となる。その後、回転数は発電機による制動効果がないため、停止するのに相当の時間（-33 RPM/MIN）を要することになる。

タービントリップ以後におけるプラントの挙動は、2.10節と同様である。

Table 2.12 Main Events and Annunciators in the case of Loss of Main Generator

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Generator Trip Due to Breaker Trip (Exciter Field)	00:00	Exciter Field Breaker Trip
00:03	Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%		Voltage Regulator Trouble Generator Trip
00:04	Reactor Scram	00:03	Turbine Trip
01:00	Backup Pressurizer Heater On		Steam Dump Armed Auto Stop Oil to Drain
01:17	Steam Dump Valve Position 50%		SG Level Error
02:26	Feedwater Control Valves Fully Close	00:04	Reactor Scram Turbine Runback
03:25	Steam Dump Valve Position 0%		Rod Bottom Tavg/Tref Deviation High Steam Line Flow
07:26	Steam Dump Valve Position 50% Sometimes	01:00	Pressurizer Level High

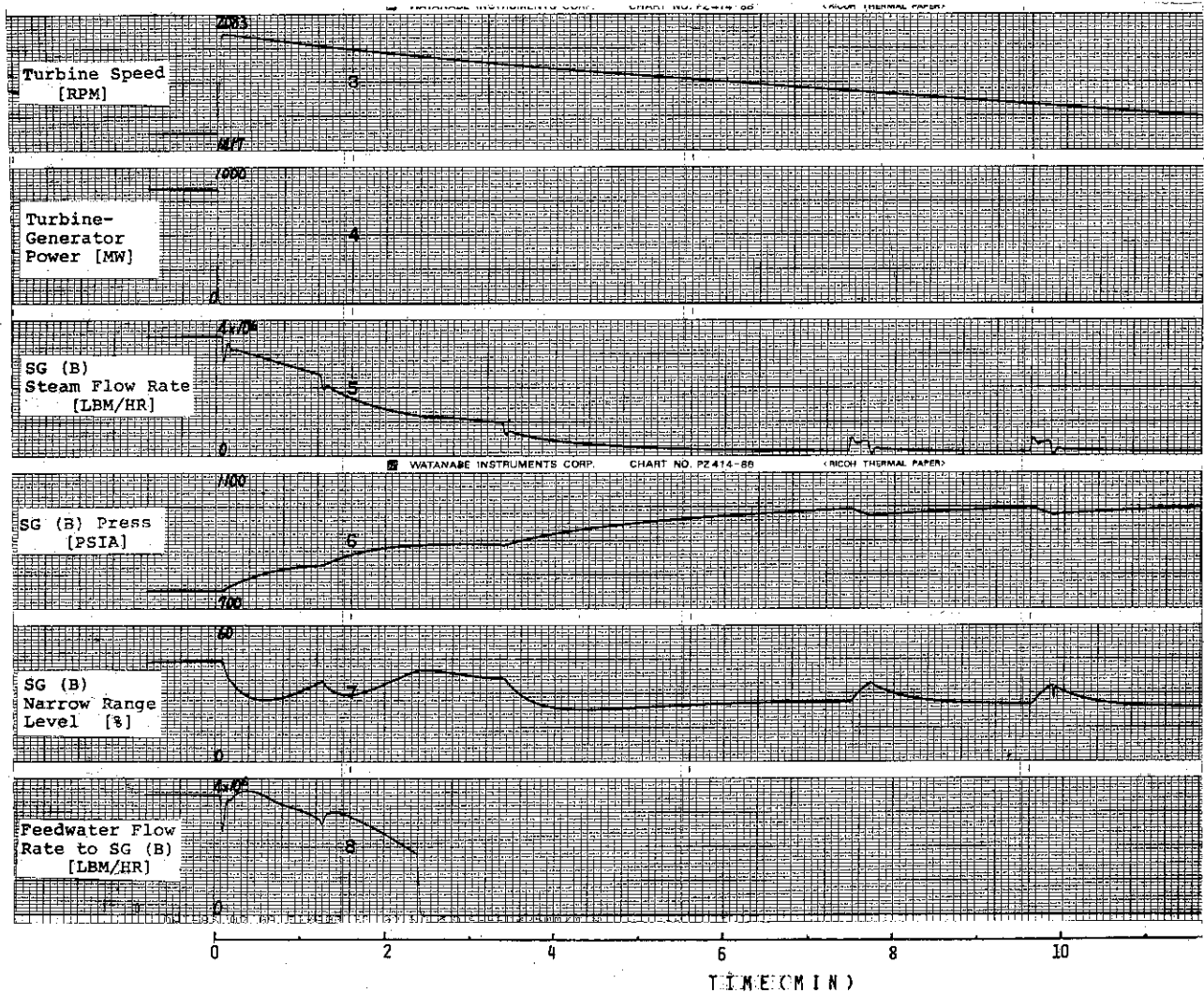


Fig. 2.17 Transient Behaviors Caused by Loss of Main Generator

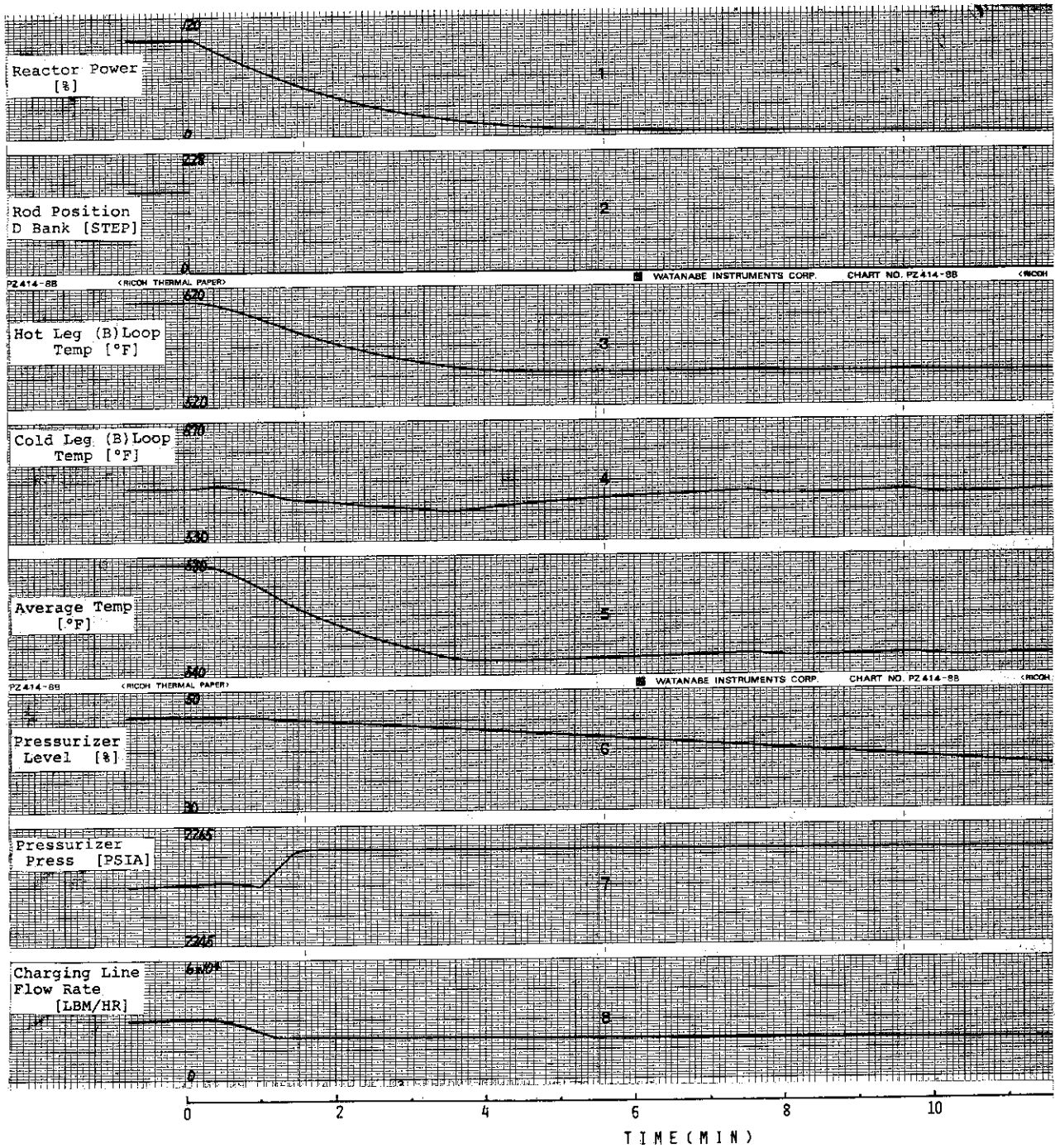


Fig. 2.17 Continued

2.1.2 自動タービンランバック機能の喪失

100%負荷で運転中、ステショナリコイルの故障が原因で、制御棒が1本（バンクA制御棒内）落下した場合、炉出力の低下に対応してタービン制御弁が少し閉まり、一次系と二次系の出力のバランスを保とうとする。このような動作をタービンランバックと言うが、上記のような状況にありながら、電動油圧機構内の電氣的故障が原因で、タービンランバック動作が出来なかった場合のプラントの挙動を調べた。

制御棒P-6が落下した時間を0秒として、その主要事象の生起時刻を表2.13、主要パラメータの変化を図2.18に示した。

制御棒が1本落下すると、直ちにその原子炉出力の減少分を補うため、バンクD制御棒の引抜きが開始される。67秒から108秒の間、同制御棒が一時停止するのは、バンクD制御棒附近を計測している出力計が、その急激な引抜きが原因で、制御棒停止の信号を発する設定点である103%を上回るためである。その後、約3分まで再びバンクD制御棒は引抜かれ、176STEPに達したところで二次系出力に追いつき、停止する。

中性子束は落下した制御棒の影響で急激に減少するが、71.5%を最小値として、バンクD制御棒引抜きのため上昇に転じ、94%で平衡に達する。原子炉出力、燃料棒中心温度、冷却材平均温度(TAVG)はほぼ同様の変化をする。すなわち、中性子束の変化を緩慢にしたものと言える。加圧器水位、圧力、充填流量はほぼ定常の変化をしている。

タービン発電機出力は、タービンランバック動作が入らなかった結果、ほぼ一次系の原子炉出力の変化に沿った動きをしている。

SG蒸気流量とSG圧力は、タービン制御弁の開度が一定であるため、その増減はSGでの伝熱量に依存している。従って、その変化の傾向はタービン発電機出力と同様、原子炉出力の変化に沿う形をとる。SG水位は、蒸気流量の減少と、圧力の減少（ボイド消去効果）により上昇し、80秒に上限（45.5%）に達した後、給水流量の調整と、蒸気流量、圧力の復帰により定常に戻る。

同様の条件でタービンランバックが正常に働いた場合（文献(1)の2.1.3節参照）は、タービン制御弁が絞られ、タービン発電機出力は約75%まで下がる。従って、一次系出力もこれに追従することになり、制御棒位置が調整され、同様に約75%で平衡に達する。バンクD制御棒は、0秒から9秒までの間で7STEP引抜かれた後、11秒から約7分間挿入（57STEP）されて停止している。

今回の場合は、タービンランバック機構が働かないため、Dバンク制御棒の引抜き速度は、最初急なものとなる。そのため原子炉内での部分的な中性子束の分布にバラツキが生じ、一部に106%を超す箇所が現れている。これを、制御棒引抜き一時停止という処置で平均化し、再度引抜いて二次系出力に追い付くという経過をたどっている。

従って、両方を比較してみた場合、原子炉内で多少無理な働きの見える今回の場合よりも、タービンランバック動作が正常に働いた方が、原子炉の安全はより確実に保たれることになる。

Table 2.13 Main Events and Annunciators in the case of Failure of Automatic Turbine Runback

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Dropped Control Rod P-6 of Bank A	00:01	Rod Bottom Turbine Runback
00:01	Control Rods of Bank D Commence Withdrawal (in 66 seconds)	01:07	Rod Stop
01:48	Control Rods of Bank D Commence Withdrawal (in 2 minutes)		

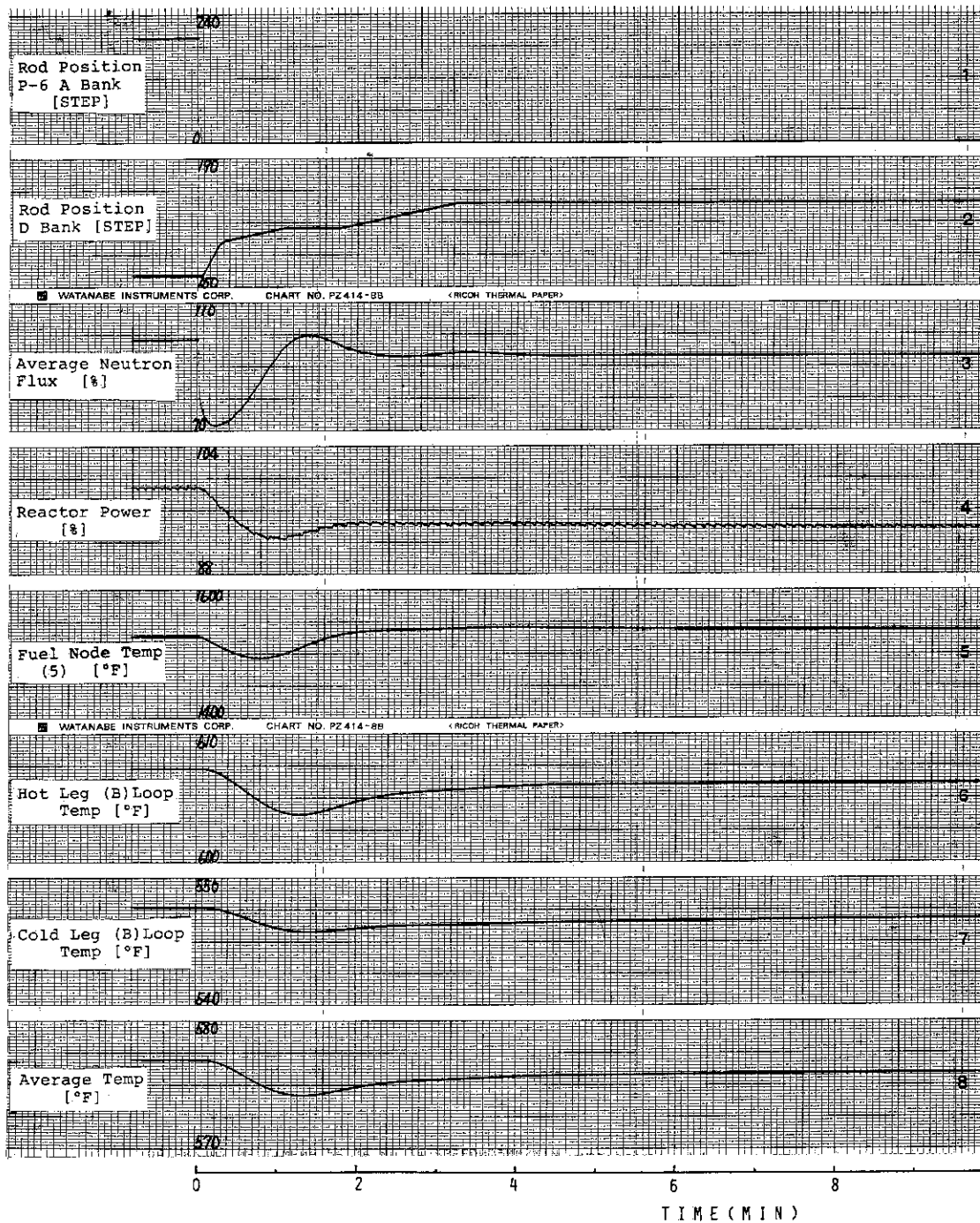


Fig. 2.18 Transient Behaviors Caused by Failure of Automatic Turbine Runback

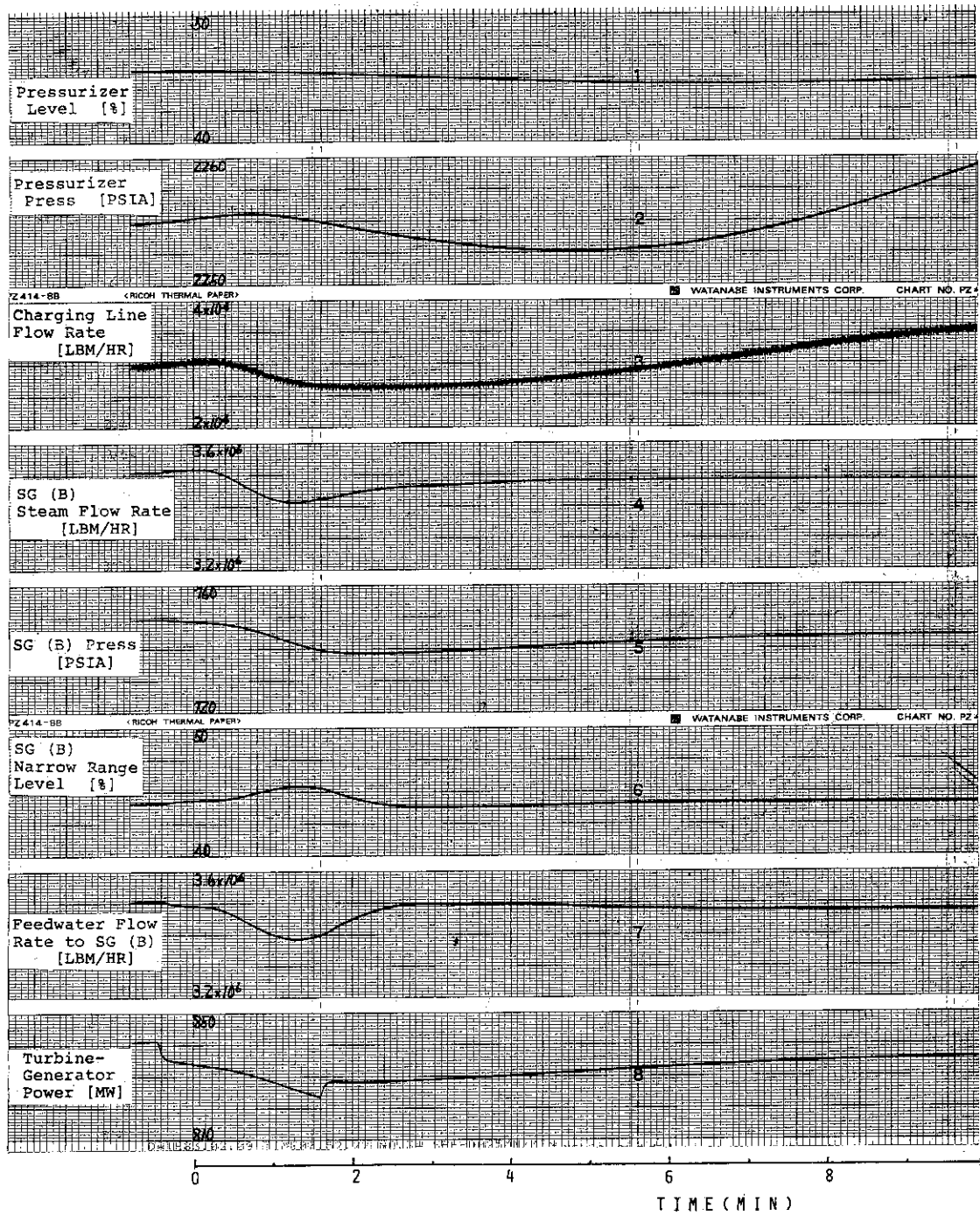


Fig. 2.18 Continued

2.1.3 主蒸気ヘッダー圧力制御器の圧力高誤検知

プラントが温態停止状態にあるとき、圧力検出器の故障が原因で、定常で1020 PSIAであった圧力が突然1400 PSIAに上がったという信号が主蒸気ヘッダー圧力制御器に送られた場合の、プラントの挙動を調べた。

主蒸気ヘッダー圧力制御器が異常動作を始めた時間を0秒として、その主要事象の生起時刻を表2.14に、また、事象シーケンスを図2.19に、主要パラメータの変化を図2.20に示した。

プラントが温態停止状態にあるとき、蒸気ダンプ弁の制御は、蒸気圧力モード（100%負荷状態では、TAVGモード）で行われている。従って、今回のような故障が発生した場合、主蒸気ヘッダー圧力制御器は、その圧力を下げるため蒸気ダンプ弁「開」の信号を発する。その結果蒸気ダンプ弁の開度は、15%から45%まで2秒間で開き、その後開く速度は小さくなるが、2分過ぎには全開する。蒸気ダンプ弁を通過する蒸気流量は、弁開度が100%に達するまでは開度に従って増加し、それ以後はSG圧力が低下しているので、蒸気ダンプ弁通過流量も漸減して行く。

SG蒸気流量も、蒸気ダンプ弁通過蒸気流量と同様の挙動を示すが、3ヶ所パルス状の変化をしている。最初のパルスは、1秒から3秒までの蒸気ダンプ弁急開動作が原因であるが、後の2ヶ所（2分30秒、16分）は、流量を決定している主蒸気ヘッダーのトータルコンダクタンスと、SG及び蒸気ヘッダー圧力に変化がないことから、これは現実的な変化ではなく、低流量域での本シミュレータの特性であると思われる。

SG圧力、温度は、蒸気ダンプ弁の開度が大きくなった結果、SG内の熱除去が進み、次第に減少して行く。SG水位は、最初、圧力の低下によってボイドが発生するため、上昇し約2分には74%に達する。その後、蒸気流量が給水流量を上回っているため、水位は減少し、蒸気流量がかなり減少した20分頃より一定（約14%）となる。

給水流量は手動制御状態であるため、一定値（ 2×10^4 LBM/HR）を保っているが、57秒にTAVGの低下（554 °F）が原因で、手動調整されていた給水流量制御バイパス弁が閉まり、主給水ポンプも停止する。しかし、直ちに補助給水ポンプが自動起動し、70秒には給水を再開し、約 2×10^5 LBM/HRの流量となる。

こうした二次系の変化により、一次系にも種々の変化が現れている。先ず、原子炉は二次系での熱除去が進むため、冷却材のホットレグとコールドレグの温度差が大きくなり、その出力は増加し、3分過ぎに最大値（3.9%）に達する。しかし、制御棒は引抜かれていないため、冷却材温度は低下し、出力も減少する。そして、19分30秒には、SG水位低下（13%）が原因で原子炉はスクラムする。また、TAVGの低下が原因で上昇していた中性子束が、この時ステップ状に落ちているのは、部分反応度調整用制御棒がスクラム信号により落下したためである。

一次系のその他のパラメータの変化として、冷却材流量はTAVGの低下に伴ってその密度が増えるため、逆に増加する。また、加圧器水位はTAVGの低下と共に減少し、約8分にレットダウン流量停止の設定点である14.4%に達し、その後は充填流量によりその値を保持する。そして、加圧器圧力と同様に低下するが、約6分に2224.7 PSIAまで下がるとバックアップヒーターが入るため、その後は上昇に転じる。ところが、約8分にはレットダウン流量停止に伴い、全ヒーターが切れるため、圧力はほぼ一定（約2255 PSIA）となる。

VCT水位は、充填流量が増加しはじめると、減少しはじめ、17%（14分）に達すると、メイ

クアッブ装置が作動して同タンクへの水を補給している。

Table 2.14 Main Events and Annunciators in the case of Failure of Steam Header Pressure Control in High Direction

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Steam Header Pressure Control Fails High	00:09	SG Level Error
00:03	Steam Dump Valve Position 15% to 45%	00:57	Feedwater Isolation SG B Alarm
00:57	SG Feedwater Pump Stops and Auxiliary Feedwater Pump Starts	01:04	SG C Alarm Tavg/Tref Deviation Tavg Low
05:48	Backup Pressurizer Heater On	03:28	Low Steam Line Pressure
08:15	Letdown Isolation Backup and Proportional Pressurizer Heaters Off	06:45	Pressurizer Level Low
13:40	Volume Control Tank Automatic Make-up	19:30	Reactor Scram
19:30	Reactor Scram Due to SG Low Level		

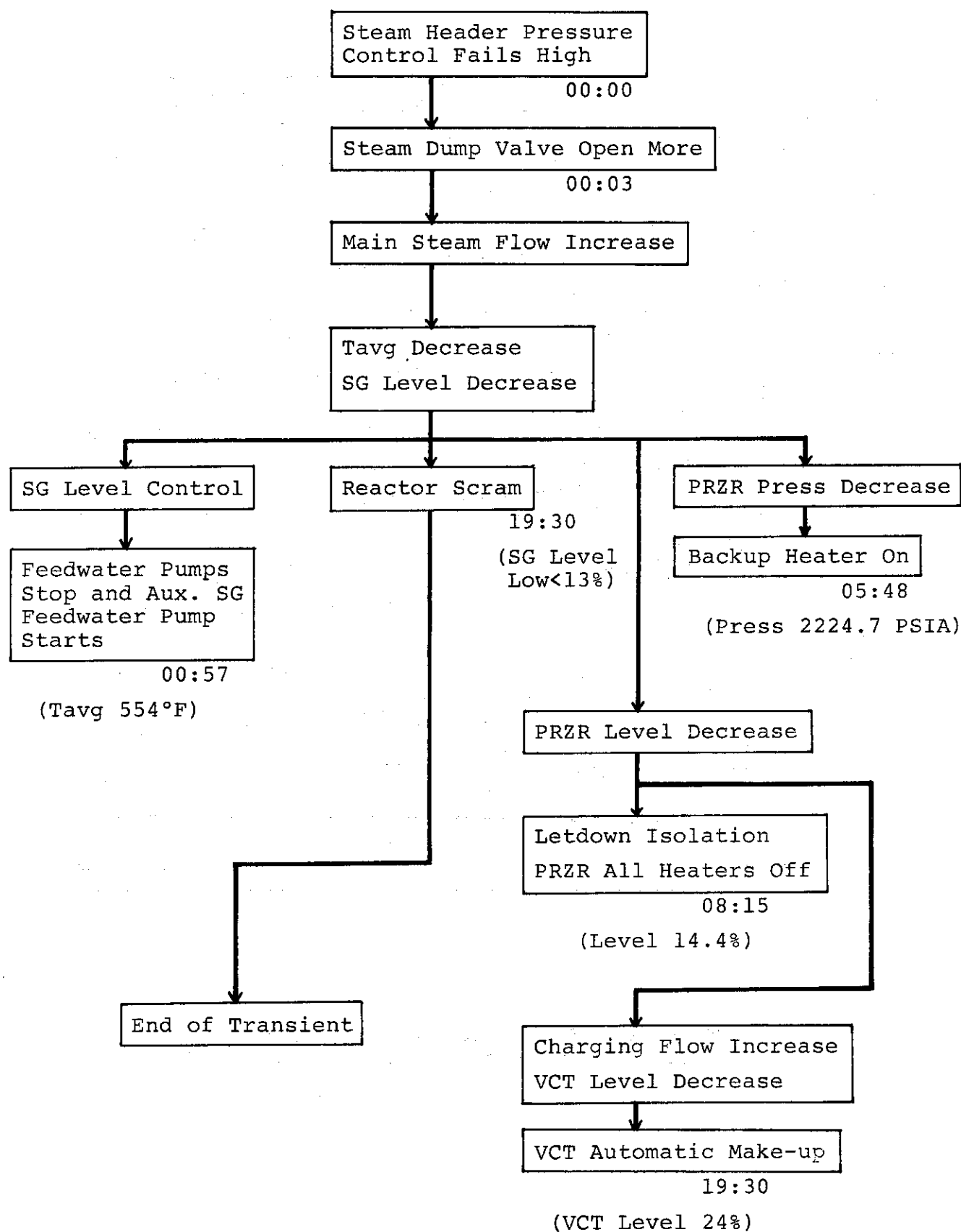


Fig. 2.19 Sequence Diagram of Main Events Caused by Failure of Steam Header Pressure Control in High Direction

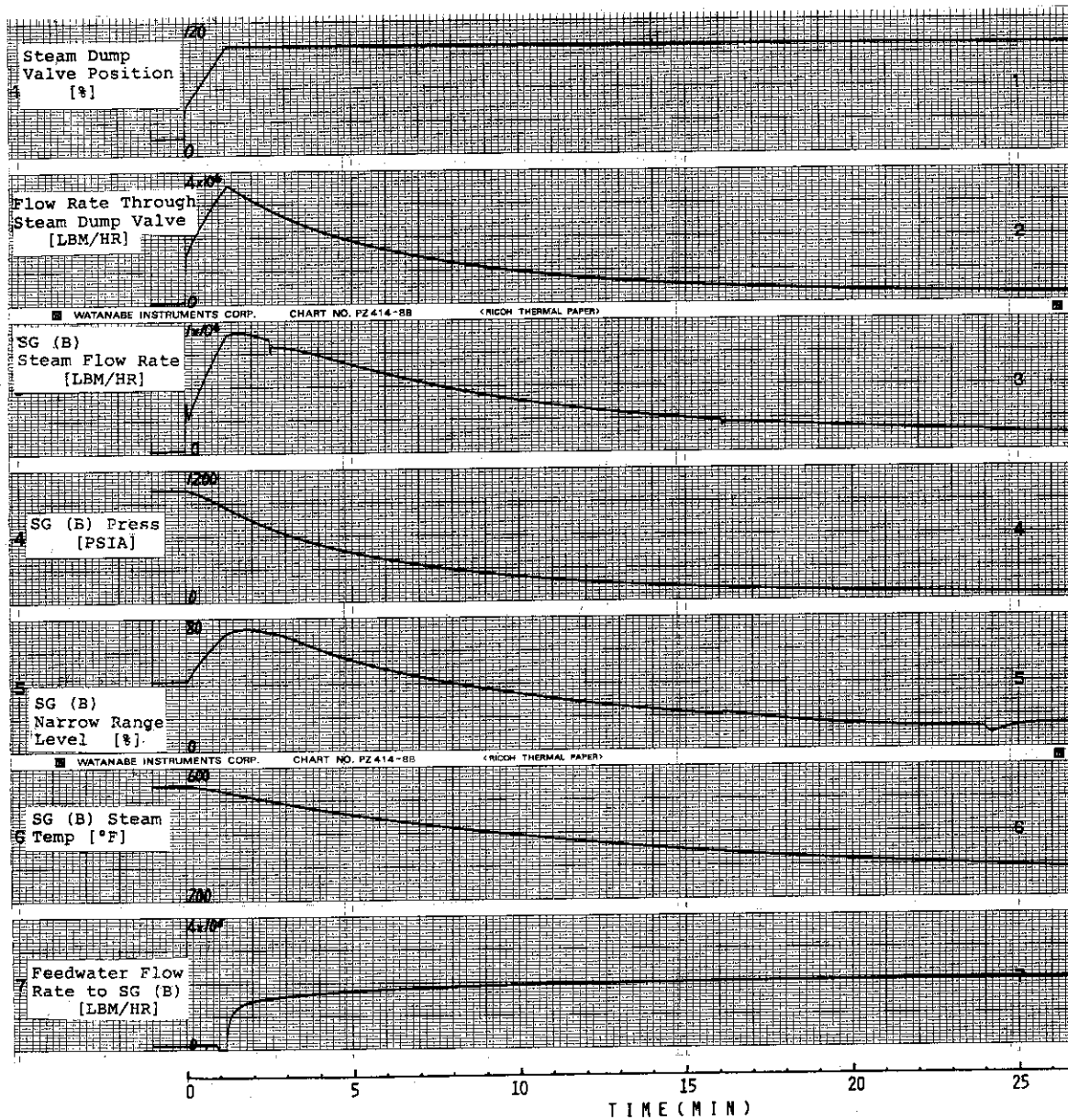


Fig. 2.20 Transient Behaviors Caused by Failure of Steam Header Pressure Control in High Direction

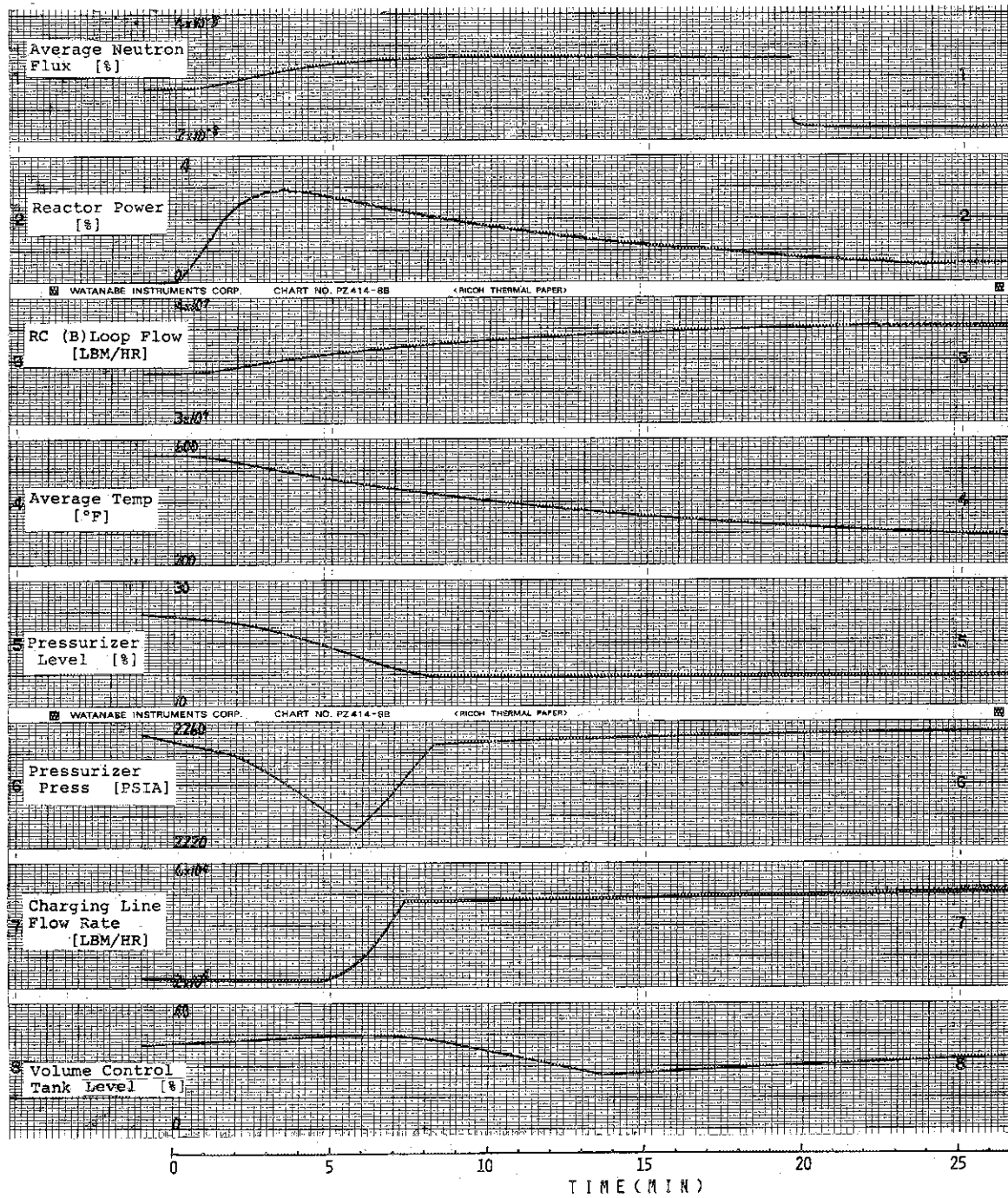


Fig. 2.20 Continued

2.14 主蒸気ヘッダー圧力制御器の圧力低誤検知

プラントが2%負荷状態にあるとき、圧力検出器が前節とは逆に、圧力0の信号を蒸気圧力制御器に送った場合の、プラントの挙動を調べた。尚、負荷状態を前節と同じ温態停止状態にしなかったのは、蒸気圧力制御器低圧力誤検知後の挙動を効率的に得るためであり、また、SI (Safety Injection : 今回の場合では、蒸気ヘッダー圧力低が検出されると直ちに SI 動作が入る。) も同様の目的で動作不能状態にしておいた。

主蒸気ヘッダー圧力制御器が異常動作を始めた時間を0秒として、その主要事象の生起時刻を表2.15に、また、主要パラメータの変化を図2.21に示した。

主蒸気ヘッダーの圧力検出器が検出する圧力が、ステップ状に0まで下がると、主蒸気ヘッダー圧力制御器より、直ちに蒸気ダンプ弁「閉」の信号が発せられ、開度15%に保持されていたのが4秒には全閉となる。このためSG蒸気流量は、同じく4秒にステップ状に40%減少する。その後、流量は漸減を続けるが、12分48秒に大気放出弁が開いて、若干増加する。しかし、この時点でのSGの状態は、圧力、温度が一定、水位微増であるため、蒸気発生量は水位増加分だけ、わずかに減少を続けている。従って、SG蒸気流量も、約13分に大気放出弁が開いた直後、増加した後は再び減少する。

SG圧力、温度は蒸気ダンプ弁が閉まると増加するが、大気放出弁（蒸気圧力1065 PSIA で開）が開いた後は、それぞれ1065 PSIA、552.5°Fで一定となる。

SG水位は圧力の上昇が始まると若干減少するが、徐々に増加に転じ、3分以後は微増を続ける。これは、給水流量が手動制御状態にあるため、蒸気ダンプ弁が閉まり蒸気流量が減少しても、SGには一定量の給水流量が入り込んでいるからである。

蒸気ダンプ弁が全閉となった場合の一次系の主要パラメータの変化は、それが全開となった場合に比べると、目立ったものではない。多少の変化が現われるものとして、原子炉出力、冷却材温度、中性子束がある。冷却材温度は、二次系の熱消費の減少に伴い上昇し、特にコールドレグ温度が上って、ホットレグ温度に接近する形をとる。原子炉出力は、ホットレグとコールドレグの温度差が小さくなることから、これも減少する。また、中性子束はTAVGの上昇による負の反応度効果のため減少する。

その他のパラメータの変化は、微少である。

Table 2.15 Main Events and Annunciators in the case of Failure of Steam Header Pressure Control in Low Direction

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Steam Header Pressure Control Fails Low	09:07	Tavg/Tref Deviation
00:04	Steam Dump Valve Fully Closes		
	SG Pressure Increase		
	Reactor Power Decrease		
12:36	Atmospheric Escape Valve Opens		

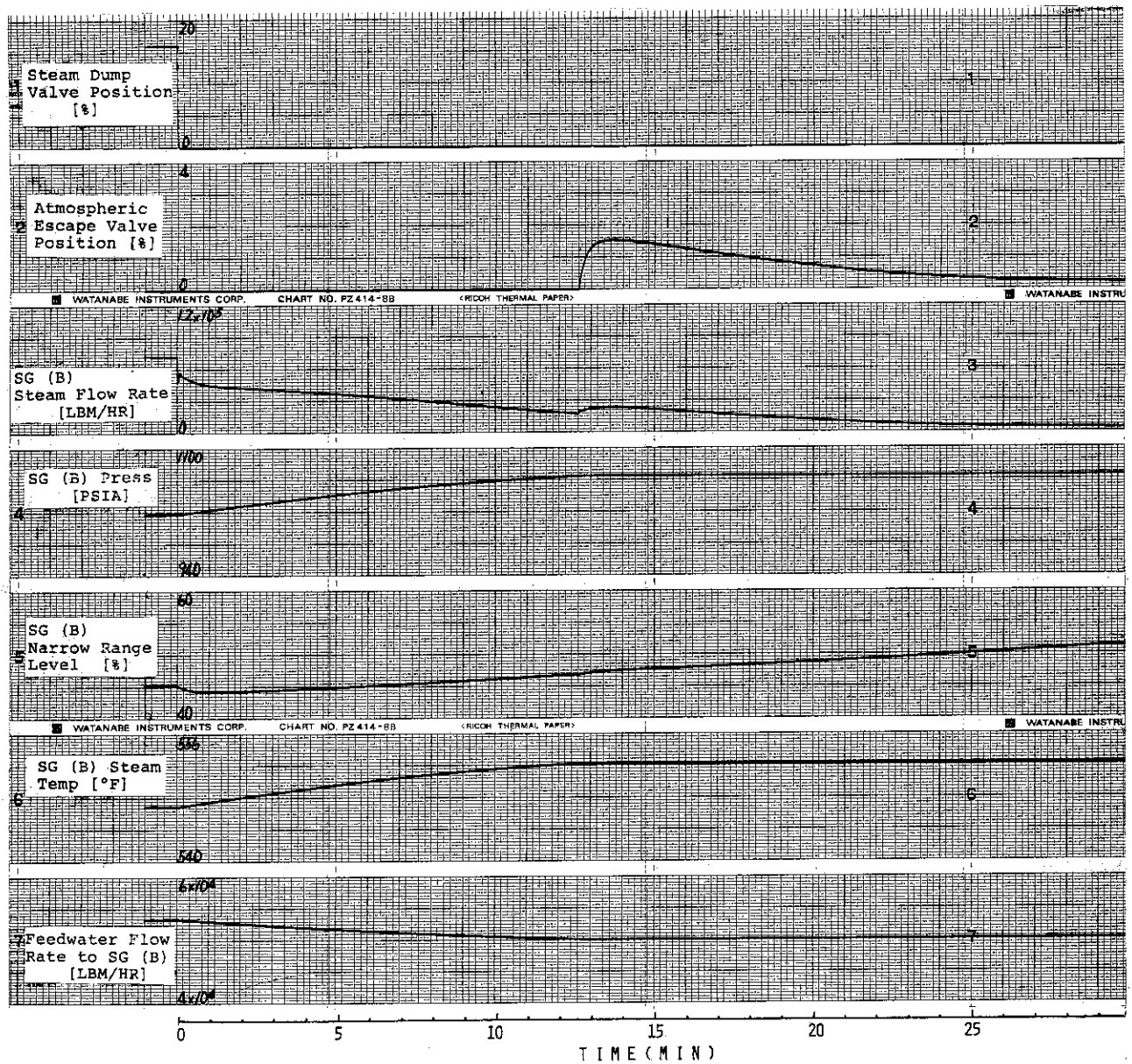


Fig. 2.21 Transient Behaviors Caused by Failure of
Steam Header Pressure Control in Low Direction

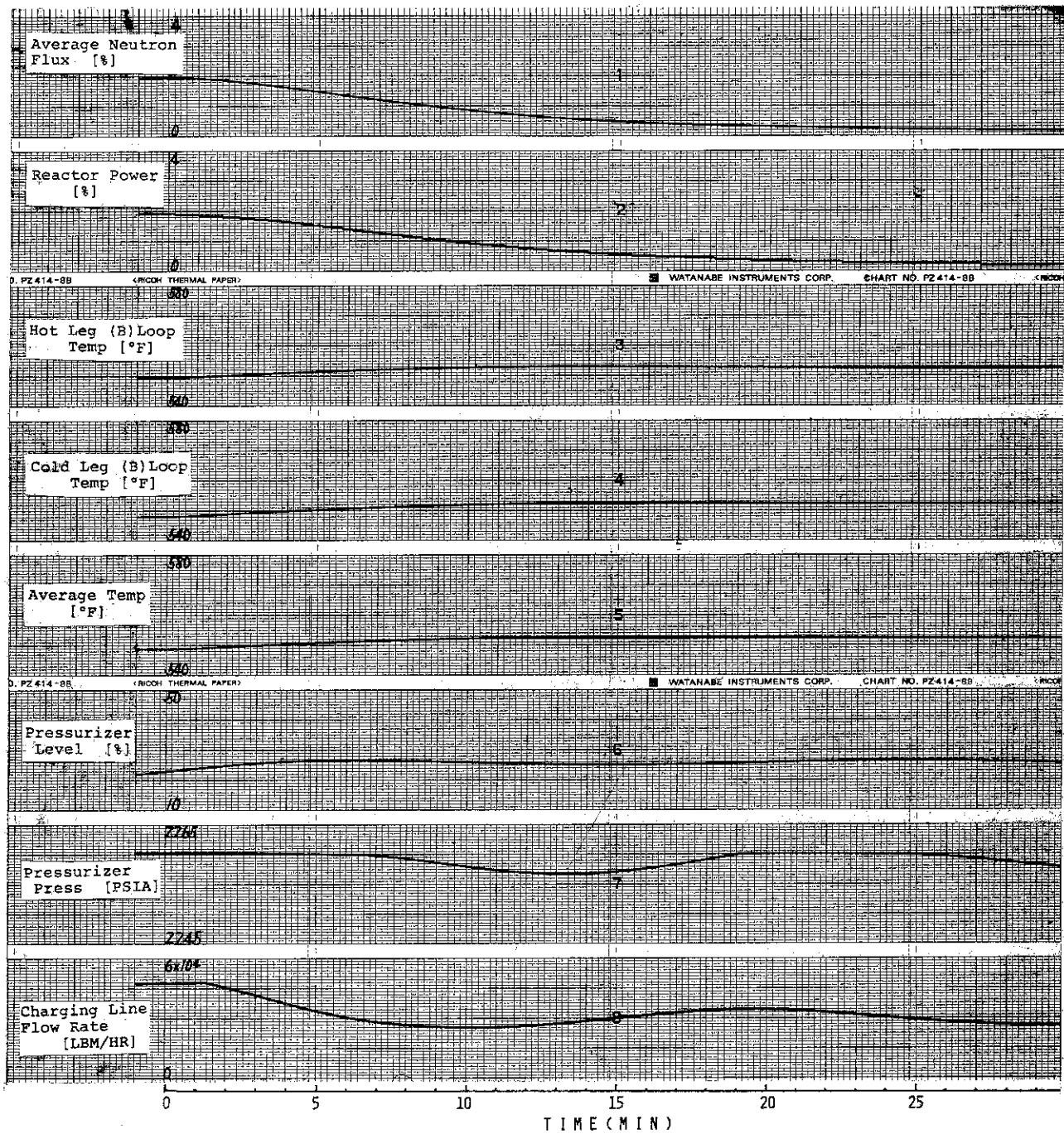


Fig. 2.21 Continued

2.1 5 蒸気発生器水位制御装置の水位高誤検知

100%負荷運転中に、SG-Cの水位がトランスミッターの故障により、100%であるとの誤信号を、水位制御装置が受けた場合のプラントの挙動を調べた。

SG-C水位制御装置が、誤動作を始めた時間を0秒とした主要事象の生起時刻を表2.16に、また、事象シーケンスを図2.22に、主要パラメータの変化を図2.23に示した。

SG-C水位制御装置が、同水位を100%であると誤検知すると、直ちに、Cラインの給水流量制御弁は閉動作に入り、3秒には53%あった開度が23%に急閉している。その後弁はゆっくりと閉まり、3分に全閉となる。給水流量が減少するため、SG-C水位は急速に下がり、1分41秒には13%に達し、原子炉をスクラムさせる。原子炉スクラムと同時に、タービンもトリップし、SG-C水位の低下速度はさらに加速され、108秒には0%になる。その後の水位は、水位計測用ノズル以下の状態が続く。

SG水位制御が正常に作動している他の2つのライン（二次系ではAラインとBライン、一次系ではAループとBループは、同様の变化をするため、図2.19にはそれぞれBで代表させている。）の給水流量は、Cラインへの流量が急減した反動で、若干の増加がみられる。従って、SG-A、SG-Bの水位も同様に増加する。

SG-C蒸気流量は、給水流量の減少が原因で、SG内で発生する蒸気量が増加するため、一時的に増加するが、水位の減少に伴い圧力が減少するため、他のSGよりも低い値となる。タービントリップ後は蒸気流量も減少するが、SG-Cだけが、3分36秒にパルス状の変化をしている。これは、蒸気ダンプ弁の開度が50%になった後、SG-Cより他のSGの蒸気流量の減少度が大きくなり、3分36秒にはSG-Cの蒸気流量の方が大きくなったため、一気に流出解析モデルを用いているためと考えられる。

その他の二次系パラメータのタービントリップ後の挙動は、2.10節と同様である。

SG-Cに流入する給水が止まり水位が低下すると、一次系のCループ冷却材温度は次のような変化をする。ホットレグ温度は、他のループと同じ変化をするが、コールドレグ温度は、SGへの給水流量が減少した結果、二次側冷却材温度が上がり、SGでの熱交換量が減少するため上昇し、原子炉がスクラムする1分41秒には、556.5°Fに達する。そして、その後は、ホットレグ温度が減少するのに伴い、コールドレグ温度も下がる。また、3分36秒にはパルス状の温度低下をしているが、これはSG-C蒸気流量のパルス状増加に影響されたものである。その他の一次系パラメータの変化は、2.10節と同様である。

Table 2.16 Main Events and Annunciators in the case of Steam Generator "C" Level Control Fails in High Direction

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	SG-C Level Control Fails High	00:01	SG Level Error
	SG-C Level Decrease Due to Decrease Feedwater Flow to SG-C	01:41	SG C Alarm
01:41	Turbine Trip		Turbine Trip
	Reactor Scram		Auto Stop Oil to Drain
	Steam Dump Valve Position 100%		Reactor Scram
01:48	SG-C Level (Narrow Range) 0%		Turbine Runback
			Rod Bottom
02:37	Backup Pressurizer Heater On		Tavg/Tref Deviation
02:54	Steam Dump Valve Position 50%	02:25	High Steam Line Flow
03:00	Feedwater Control Valve for SG-C Closes		Steam Dump Armed
04:03	Other Feedwater Control Valves Close	02:37	Exciter Field Breaker Trip
04:50	Steam Dump Valve Position 0%		Generator Trip
10:24	Steam Dump Valve Position 50% Sometimes	03:39	Pressurizer Level High
			Steam Line Isolation

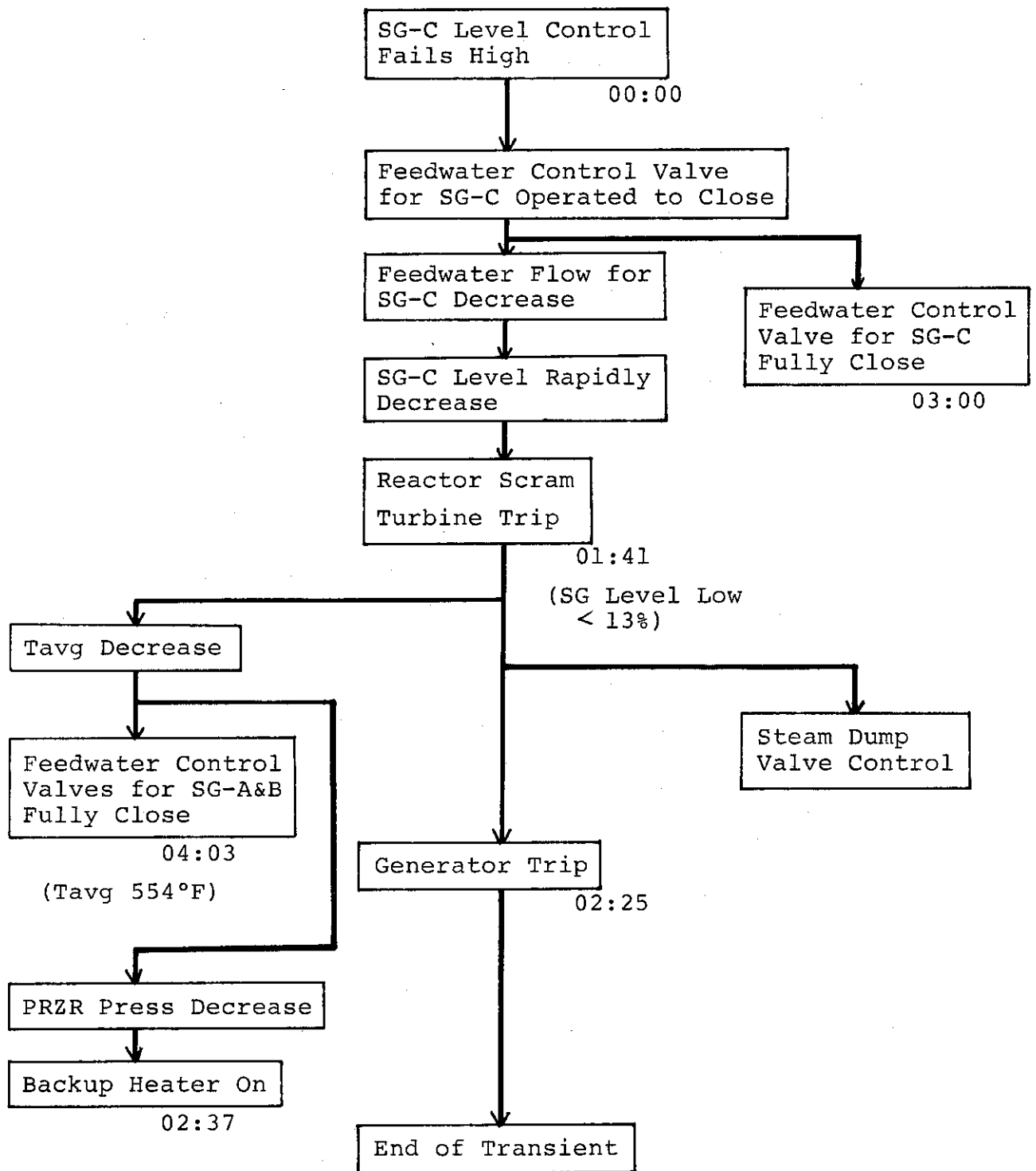


Fig. 2.22 Sequence Diagram of Main Events Cause by Steam Generator "C" Level Control Fails in High Direction

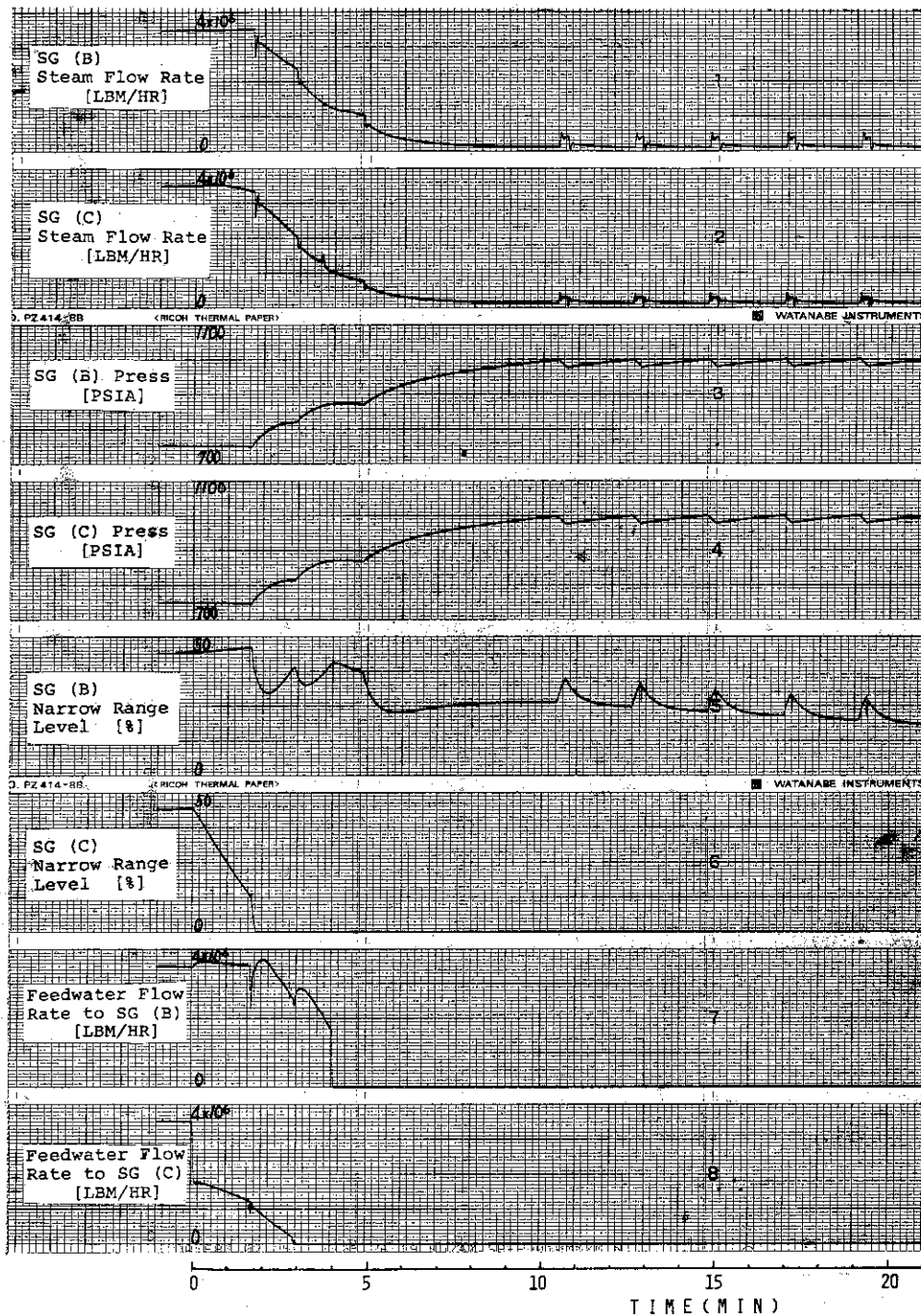


Fig. 2.23 Transient Behaviors Caused by Steam Generator "C" Level Control Fails in High Direction

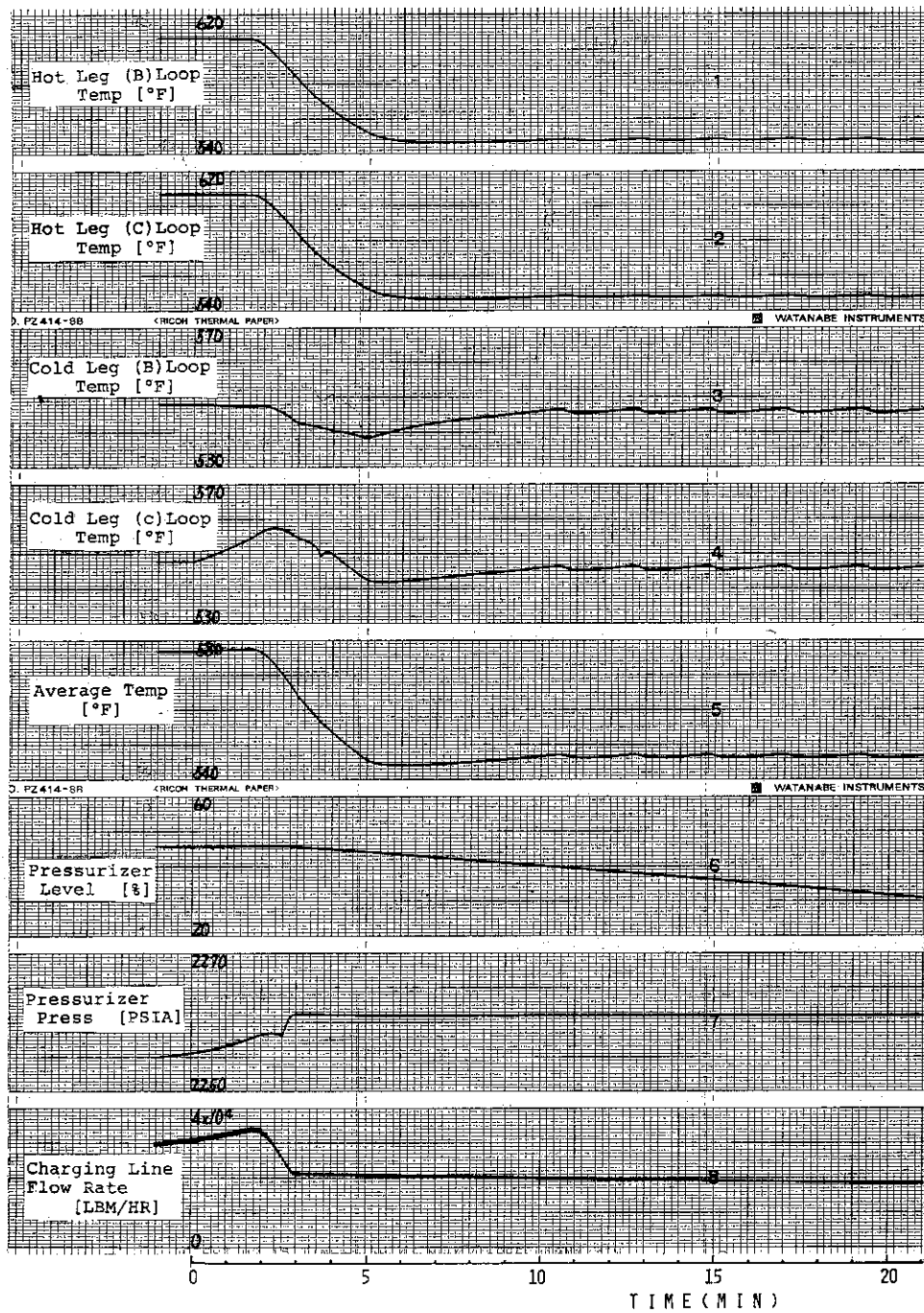


Fig. 2.23 Continued

2.1 6 蒸気発生器水位制御装置の水位低誤検知

100%負荷運転中に、SG-Cの水位がトランスミッターの故障により、前節とは逆に、水位0の誤信号を水位制御装置が受けた場合のプラントの挙動を調べた。

SG-C水位制御装置が、誤動作を始めた時間を0秒とした主要事象の生起時刻を表2.17に、また事象シーケンスを図2.24、主要パラメータの変化を図2.25に示した。

SG-C水位0%の信号により、Cラインの給水流量制御弁は、直ちに全開となり、そのため給水流量は、41%増加する。給水流量が大巾に増えたSG-Cの水位は、急激に上昇し、約3分で100%に達する。そして、その蒸気流量と圧力は、給水流量増加のためSG二次側冷却水温度低下による熱交換量の増加が原因で、40分にはそれぞれ、流量が29%、圧力が50PSI増加している。

正常な状態にある他の2つのラインは、給水流量にCラインの給水流量急増による影響を受けた凹みがある他は、定常に運転されている。

48分になると、原子炉スクラムが原因でタービンはトリップする。タービントリップ後の正常ラインの挙動は、2.10節と同様であるが、Cラインは少し違った動きをする。すなわち、SG-C水位は100%のままであるし、SG-C蒸気流量は、約51分に減少から一時、上昇に転じている。SG-C蒸気流量の変化は、大量に流れていた給水流量が、制御弁の急閉動作により急減して0になったため、蒸発量が増したものである。また、給水流量は、正常ライン同様タービントリップ後、TAVGの低下により流量を喪失するが、その間の挙動は、制御弁開度が100%のままであるため、正常ラインの逆の動きをすることになる。

一次系では、二次系で異常のあったCラインの影響を受けたCループ冷却材に変化が見受けられる。特に、Cループのコールドレグは、SG-Cの水位が上昇して、伝熱量が増加したため、温度が45分間で、15°F下っている。

中性子検出器は4ヶ所に配置しており、それぞれの個所での出力を知ることができる。炉内に低温の冷却材が流入すると、その部分の反応度が大きくなり（軸方向に3等分したモデルを用いている。）、検出器の平均の出力が約48分には高中性子束のスクラム設定点である109%に達し、原子炉はスクラムする。

スクラムした後、Cループのコールドレグ温度は、ホットレグ温度が下がっているにもかかわらず上昇している。これは、コールドレグ温度がスクラム前に、かなり下がっていたのと、SG-C蒸気流量の急激な減少によるものである。

Table 2.17 Main Events and Annunciators in the case of Steam Generator "C" Level Control Fails in Low Direction

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	SG-C Level Control Fails Low	00:01	SG Level Error
	SG-C Level Increase Due to Increase Feedwater Flow to SG-C	01:18	SG C Alarm
		05:36	Rod Stop
48:06	Reactor Scram	06:36	High Steam Line Flow
	Turbine Trip	48:06	Reactor Scram
	Steam Dump Valve Position 100%		Turbine Runback
			Rod Bottom
49:03	Backup Pressurizer Heater On		Turbine Trip
			Tavg/Tref Deviation
49:18	Steam Dump Valve Position 50%		Steam Dump Armed
			Auto Stop Oil to Drain
50:38	Feedwater Control Valves for SG-A,B Close	48:49	Exciter Field Breaker Trip
50:46	Feedwater Control Valve for SG-C Closes		Generator Trip
51:30	Steam Dump Valve Position 0%	49:03	Pressurizer Level High
55:22	Steam Dump Valve Position 50% Sometimes		

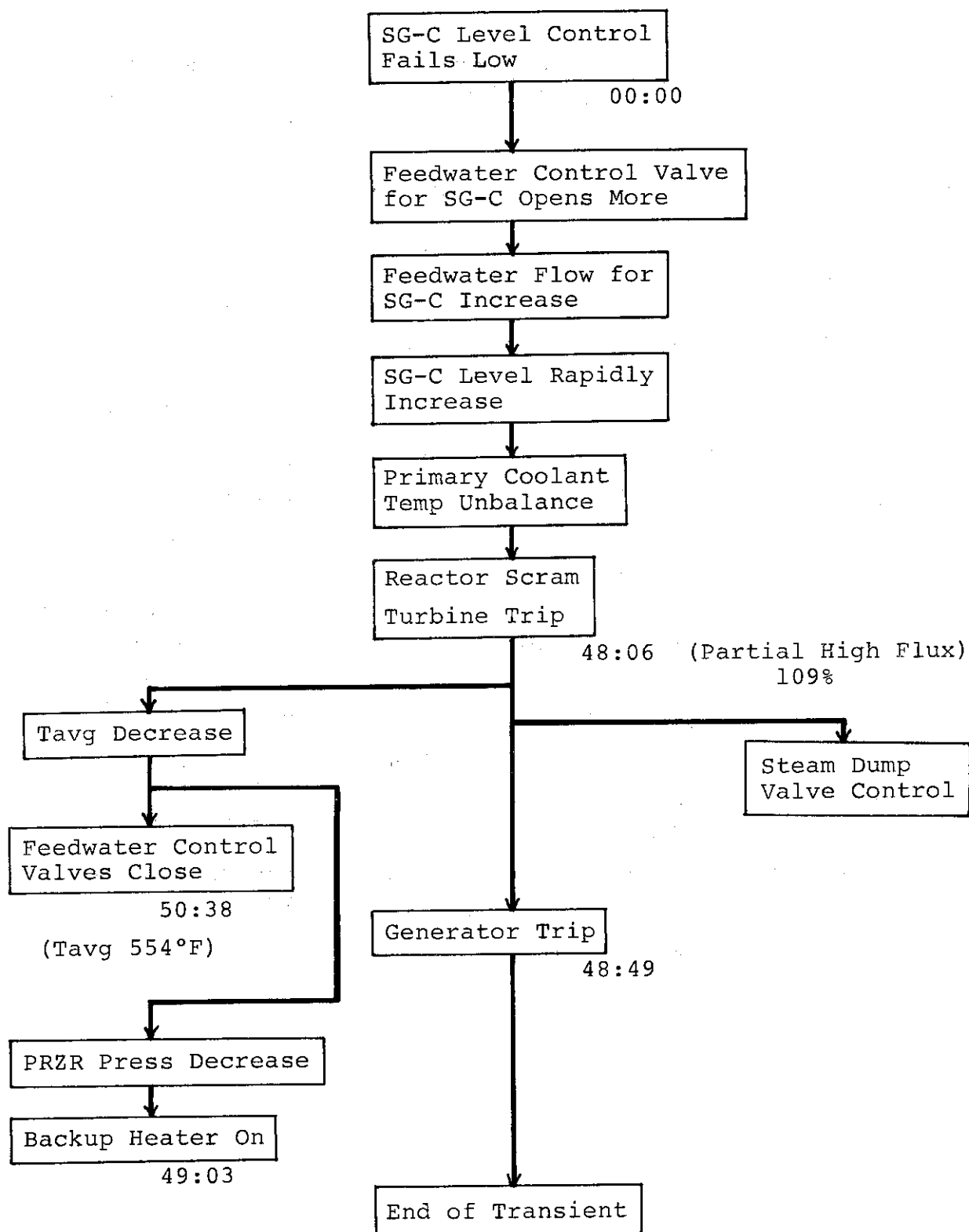


Fig. 2.24 Sequence Diagram of Main Events Cause by Steam Generator "C" Level Control Fails in Low Direction

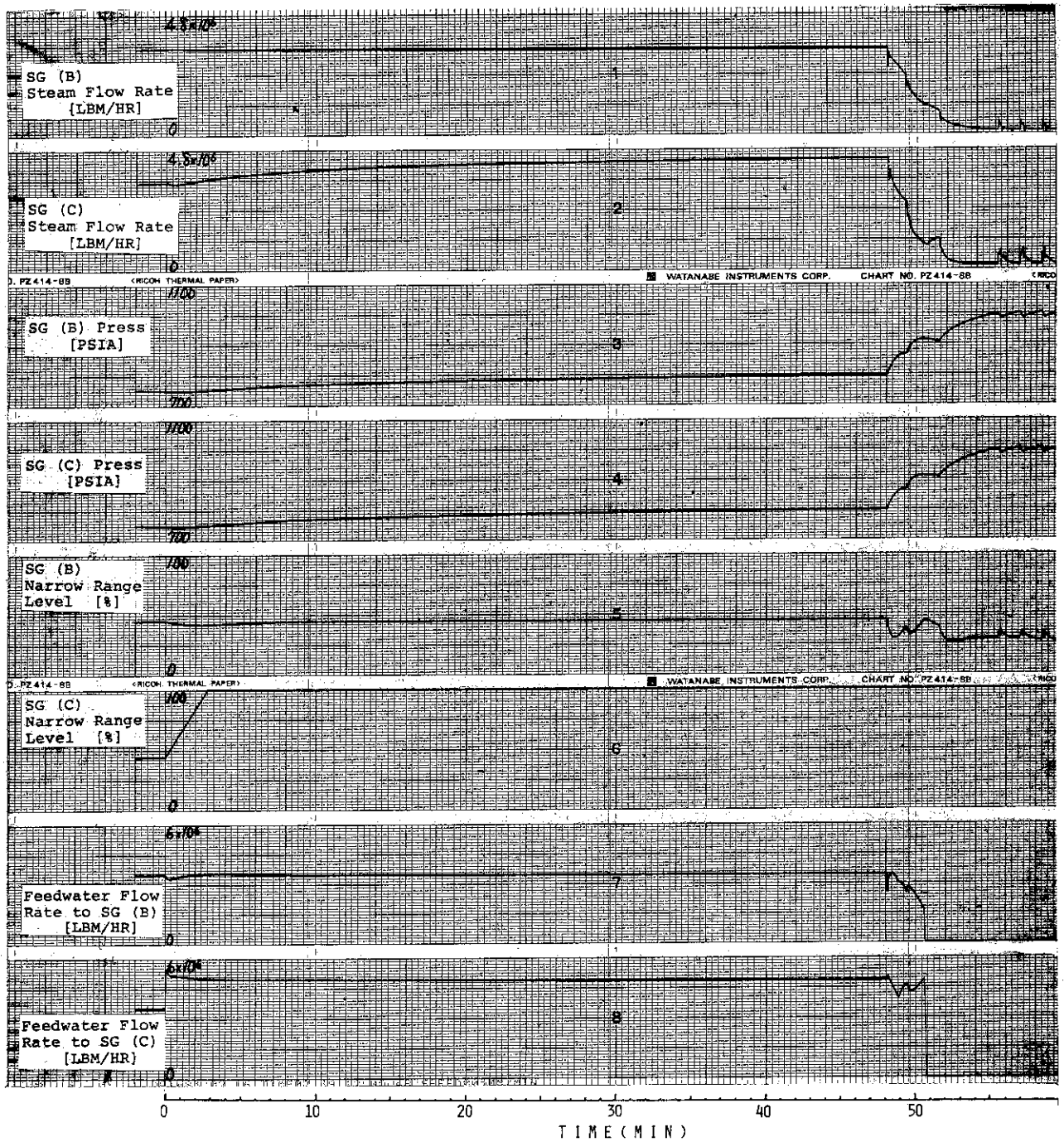


Fig. 2.25 Transient Behaviors Caused by Steam Generator "C" Level Control Fails in Low Direction

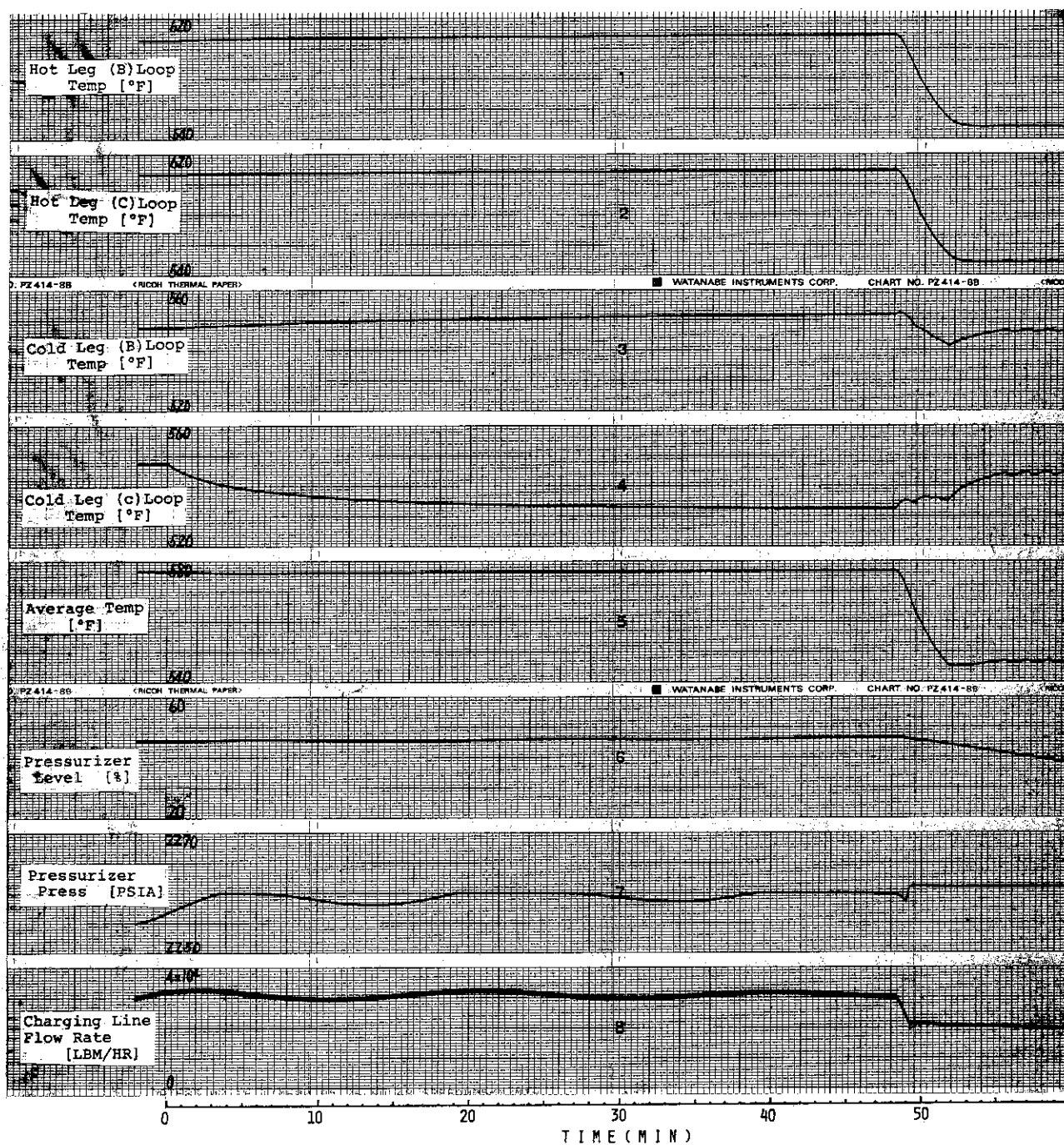


Fig. 2.25 Continued

2.17 EHC 自動制御系の故障

50%負荷より4%/MIN で出力を上昇中、4分経過したところで、EHC (Electric Hydraulic Control)内にあるコントロールキャビネット中の1枚のプリント板が故障したため、出力上昇が出来なくなった場合のプラントの挙動を調べた。

50%より負荷上昇を開始した時間を0秒として、主要事象の生起時刻を表2.18に、主要パラメータの変化を図2.26に示した。

タービン制御弁の開度と、タービン発電機出力は、設定出力上昇率(4%/MIN)に従って除々に増加するが、4分(時間はマニュアルでセットした)に自動負荷増減機能が失われるため、それ以後はそれぞれの値が、41.5%、547MWで一定のままとなる。従って、SG蒸気流量と、給水流量も1分程度の時間遅れを持って同様の動きをし、SG圧力は、それと逆の動きをする。

一次系に移って、制御棒は、二次系出力に一次系の負荷を追従させるため、77秒より引抜きが始まり、約6分には上限に達し停止する。また、中性子束は、制御棒の引抜き効果とTAVGの増減の相関により図のような変化をする。一方、原子炉出力は、制御棒引抜きが終ったのとはほぼ同時に一定値となる。

一次冷却材温度の挙動については、ホットレグ温度は、制御棒引抜き期間中上昇し、停止すると一定となり、コールドレグ温度は、二次系の出力上昇が速いため、減少を続けるが、一次系出力がそれに到達する9分頃に一定となる。

加圧器水位と圧力は、TAVGが全体的にみて減少傾向にあり、そのため充填流量も減少するため、低下している。

このような故障が発生した場合、プラントは、その時点でのタービン発電機出力に追従した状態に落ち着いて、一定出力で運転を続けることになる。

Table 2.18 Main Events and Annunciators in the case of Main Turbine EHC (Electrical Hydraulic Control) System - Loss of Automatic Control

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Operate to Increase Turbine Load Control Rods of Bank D Commence Withdrawal Reactor Power Increase	06:34	Rod Withdraw Limit
04:00	Failure of Card in the EHC System Control Cabinet Governor Valves Position is Constant (Uncontrollable by Automatic) Turbine Load is Constant Due to Be Controlled by Governor Valve Position		
06:34	Control Rods of Bank D Withdrawal Limit		

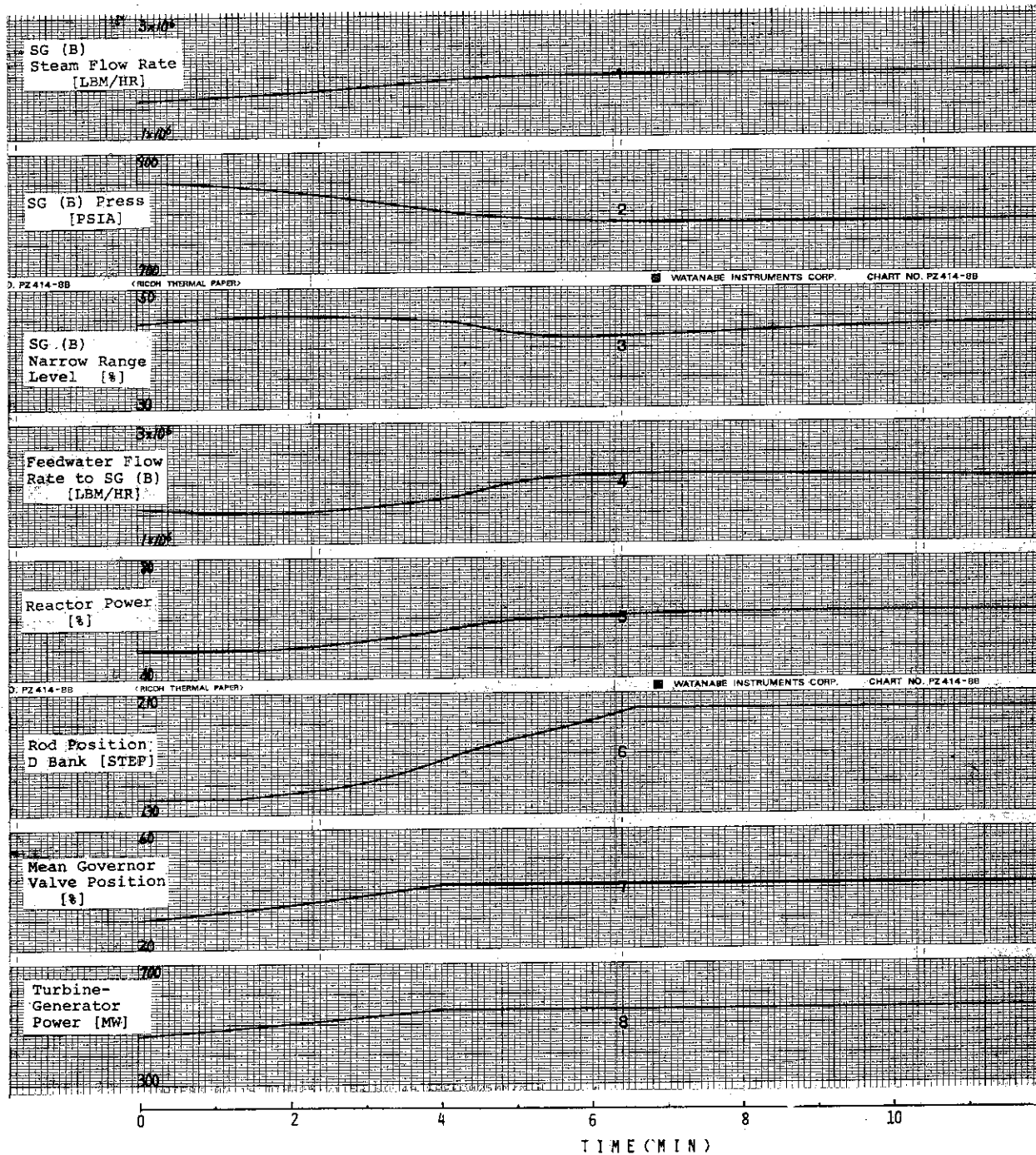


Fig. 2.26 Transient Behaviors Caused by Main Turbine EHC (Electrical Hydraulic Control) System-Loss of Automatic Control

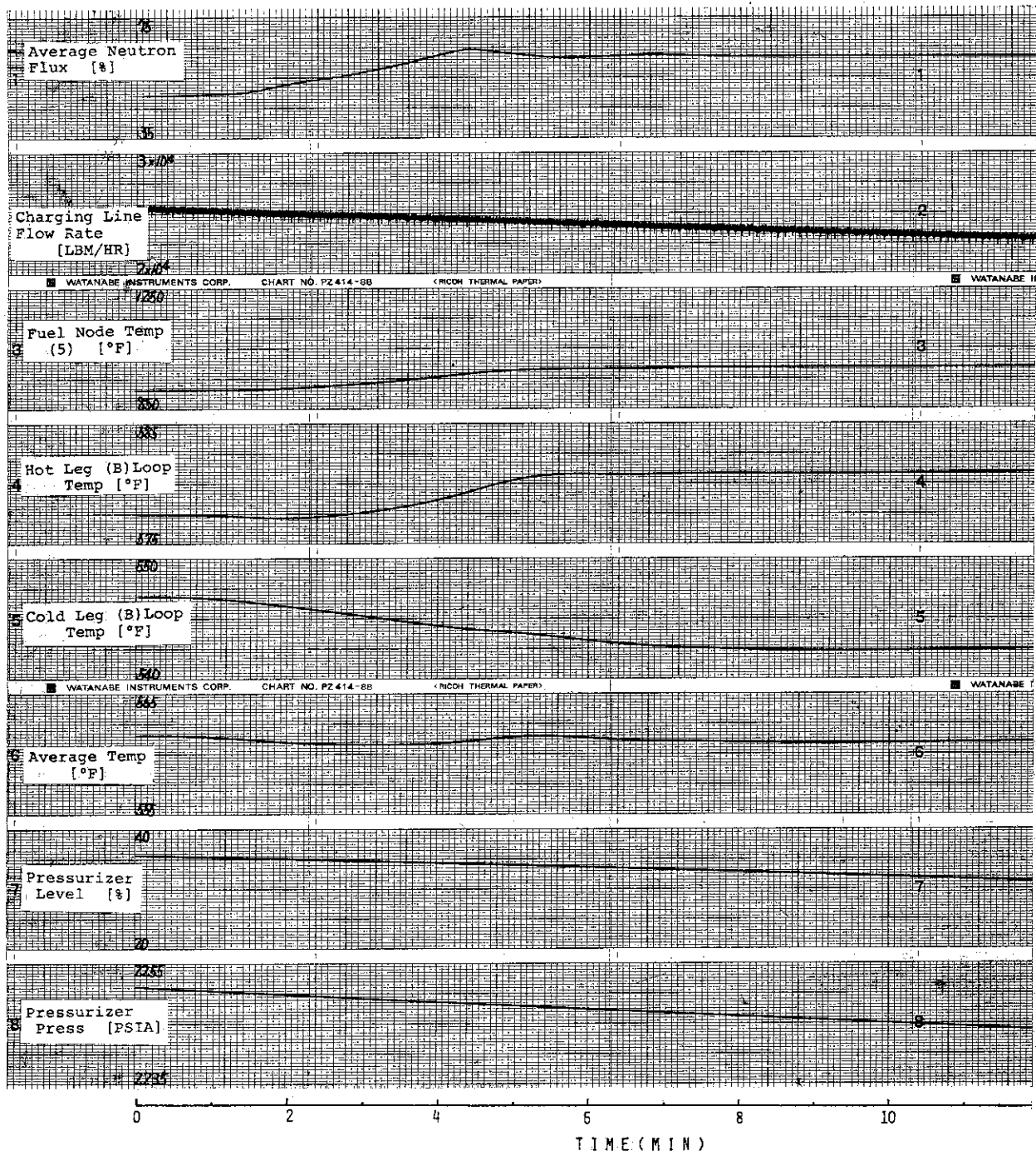


Fig. 2.26 Continued

3. 核計装系の事故解析

3.1 線源領域検出器の計数高誤検知

プラントが、冷態停止状態（但し、原子炉スクラム信号はリセットされている。）と、温態停止状態より制御棒の引抜きが始まった直後の、起動状態にあるとき、それぞれの状態で線源領域検出器が、その内部にある増幅器の故障が原因で、突然、異常に高い計数値を示した場合のプラントの挙動を調べた。

線源領域検出器の異常が発生した時間を0秒とした主要事象の生起時刻を表3.1に、主要パラメータの変化を図3.1に示した。尚、図3.1の上の3例(A)は冷態停止状態での変化、下の4例(B)は温態停止から起動開始後の変化を記録したものである。

プラントが冷態停止状態のとき、線源領域検出器の計数値は0 CPS (Counts/sec)であったものが、0秒より急上昇し、約1秒で 1×10^6 CPS に達する。オーディオカウンターの信号も同検出器の信号を使用したものであるため、検出器と全く同じ変化をしている。出力上昇率は、0.5秒の時差で計る2つの検出器の計数値の差を記録したものである。本シミュレータは線源領域ではノイズを模擬しているので検出器の異常が発生する前、その値は図のような挙動をしている。0秒より同値は急上昇し、約1秒で9 DPM (Decard/Min) に達し、その後減衰して0に収束している。これは、出力上昇率の信号も故障した検出器の信号を使ったものであるため、故障発生より計数値が 1×10^6 CPS に落着くまでの約2秒間の過渡状態にのみ、0.5秒時差で計った計数値に差が生じたことを示している。

尚、冷態停止状態では制御棒は、全て挿入された状態にあるが、線源領域検出器の計数値が0.8秒に 1×10^5 cps に達すると、原子炉スクラム信号が入り警報を発する。

温態停止からの起動状態においても、検出器計数値、オーディオカウンター信号、及び出力上昇率の変化は、冷態停止状態のものとはほとんど変わらない。制御棒は連続的に引抜かれている状態で、原子炉スクラム信号が入るため、0.8秒にその位置は0に落ちている。

Table 3.1 Main Events and Annunciators in the case of Source Range Channel N31 Fails in High Direction

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
(1) Shutdown, No Startup in Progress			
00:00	Source Range Channel Fails High Due to Log Level Amplifier Failure	00:00.8	High Flux at Shutdown Reactor Scram
(2) Reactor Startup in Progress			
00:00	Source Range Channel Fails High	00:00.8	High Flux at Shutdown Reactor Scram
00:00.8	Reactor Scram		Turbine Runback Rod Bottom

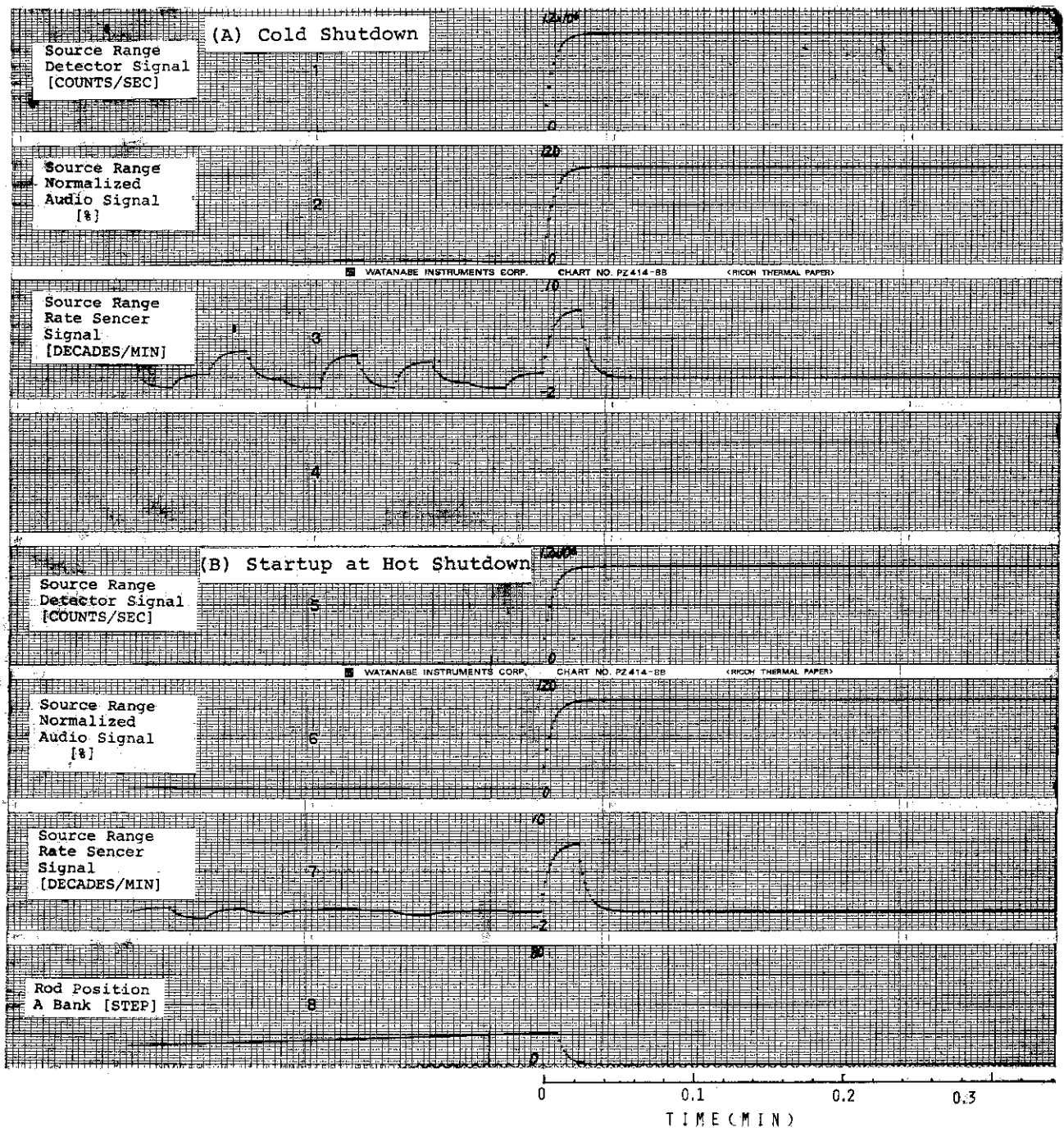


Fig. 3.1 Transient Behaviors Caused by Source Range Channel N31 Fails in High Direction

3.2 中間領域検出器の計数高誤検知

原子炉出力が中間領域にあるとき、中間領域検出器が、その器内にある増幅器の故障により、計数値が最大に達したという信号を出した場合の挙動を、次の二つの状態に関して調べた。

1) 原子炉出力が、中間領域検出器出力にして 5×10^{-11} アンペアの状態。

中間領域検出器の異常発生時間を0秒とした主要事象の生起時刻を表3.2に、主要パラメータの変化を図3.2に示す。

中間領域検出器の検出する計数値が、異常に高くなる (6×10^{-11} アンペアから 0.001 アンペア) と、その検出器の出力により計算されている中間領域出力上昇率も急激に上昇し、3秒にはスクラム設定点である 1.5 DPM に達し、原子炉はスクラムする。

原子炉スクラム後、線源領域検出器の信号は一定値となっている。これは、同信号が制御棒位置により増減する項と、冷却材温度反応度の和で計算されているため、スクラムにより制御棒位置が0になると、冷却材温度反応度だけが残る、TAVGがほぼ一定であることから、この項が一定であることが推測される。

他は、一次系、二次系共に原子炉出力がないため、スクラムによる影響をあまり受けていない。

2) 原子炉出力が17%の状態

中間領域検出器の異常発生時間を0秒とした主要事象の生起時刻を表3.3に、主要パラメータの変化を図3.3に示す。

原子炉出力が17%あるので、異常前の中間領域検出器の信号は 5×10^{-6} アンペアと、1)の場合より大きい。同検出器の計数値が異常に高くなると、同じ理由で原子炉はスクラムする。

スクラム後の各パラメータは、その前の出力が1)の場合よりかなり大きかったため、大きく変化している。

TAVG はスクラムによるホットレグ温度の減少に伴い減少し、3分頃より約 540°F で整定する。加圧器水位はほとんど一定であるが、29秒にはTAVGの低下が原因で、水位高の警報(水位低の警報設定点はTAVGの値により変わる。)が鳴り、それと同時に、バックアップヒータが入って、加圧器圧力は上昇率を増し、60秒には 2260 PSIA に達し、スプレイ流量で調整されて、以後はこの圧力を保っている。

原子炉スクラムすると、タービンもトリップする。この時、蒸気ダンプ弁は、その制御の選択モードがTAVG側にあるため、TAVGの値に見合った50%の開度をとる。従って、SG蒸気流量はトリップ前より33%増えるが、65秒には蒸気ダンプ弁が全閉となるため減少して行く。また、SG圧力は蒸気ダンプ弁の半開時に減少し、全閉後は増加するが、SG水位は圧力と逆の動きをする。

Table 3.2 Main Events and Annunciators in the case of Intermediate Range Channel N-35 Fails in High Direction

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Intermediate Range Channel Fails High Due to Amplifier Failure	00:03	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom
00:03	Reactor Scram		Turbine Trip Auto Stop Oil to Drain

Table 3.3 Main Events and Annunciators in the case of Intermediate Range Channel N-35 Fails in High Direction

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Intermediate Range Channel Fails High Due to Amplifier Failure	00:03	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom
00:03	Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 50% Feedwater Control Valves Fully Close		Turbine Trip Steam Dump Armed Tavg/Tref Deviation Auto Stop Oil to Drain SG Level Error
00:30	Backup Pressurizer Heater On	00:30	Pressurizer Level High
01:05	Steam Dump Valve Position 0%	00:43	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
		01:56	Tavg Low

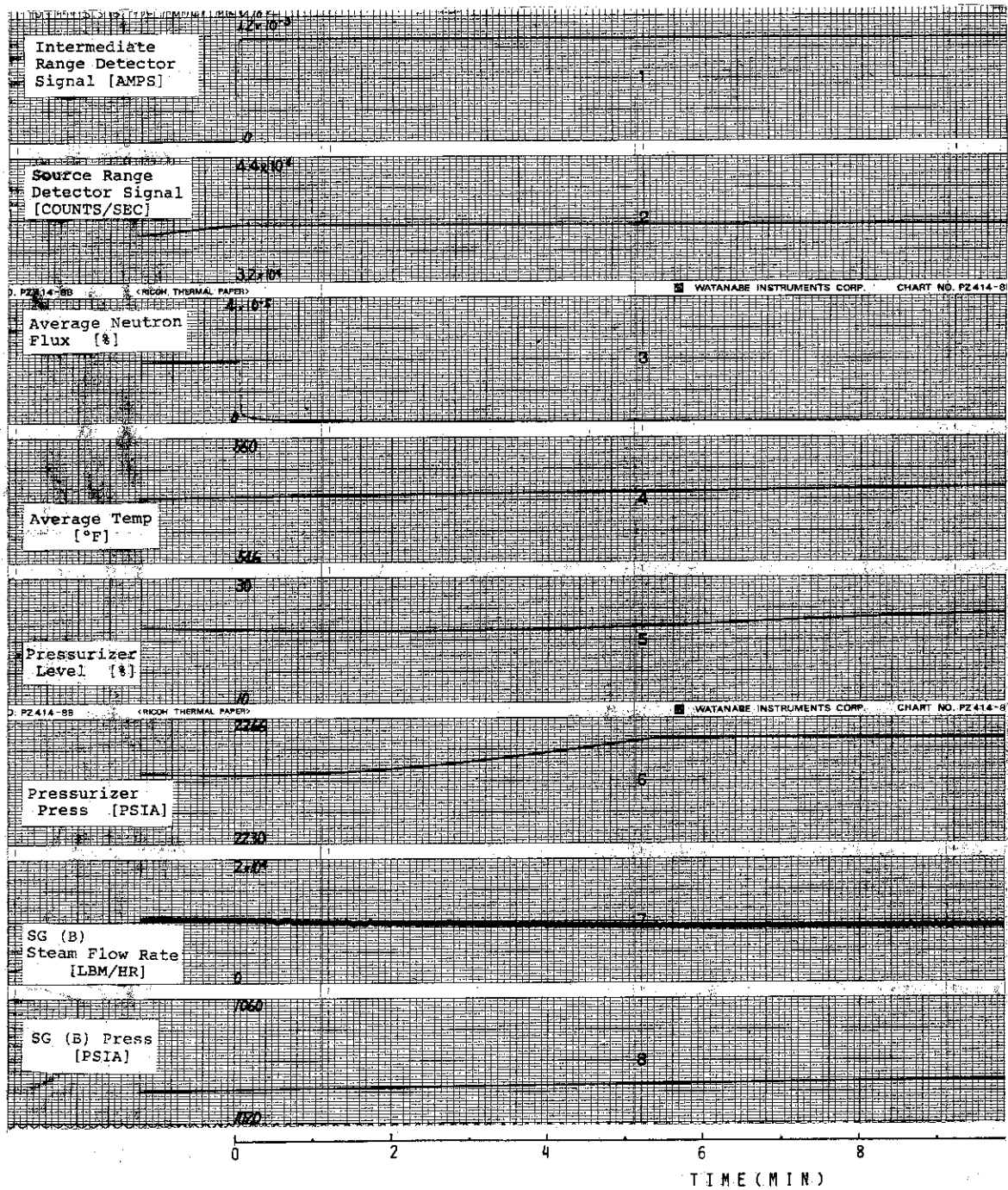


Fig. 3.2 Transient Behaviors Caused by Intermediate Range Channel N35 Fails in High Direction (Less than 1×10^{-10} amps)

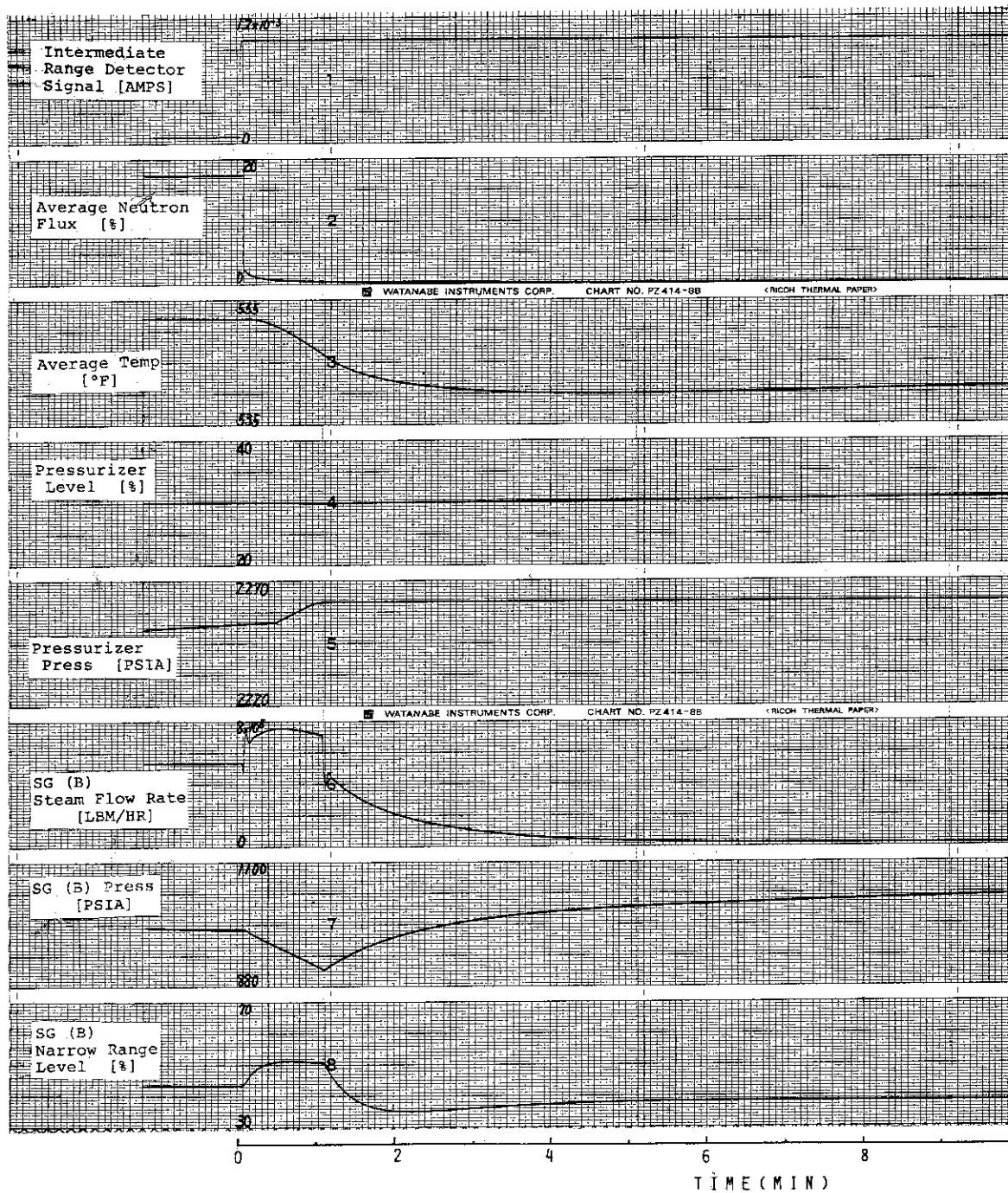


Fig. 3.3 Transient Behaviors Caused by Intermediate Range Channel N35 Fails in High Direction (at 17% Power)

3.3 オーディオカウンタ信号の異常高及び異常低

原子炉が起動され、出力が臨界点（中間領域検出器信号で 1.5×10^{-9} アンペア）に達する前の、中間領域検出器信号 5×10^{-11} アンペア附近に達したところ、オーディオカウンタ内増幅器の故障が原因で、同カウンタが発する間欠音の周期が異常に短くなった場合と、長くなった場合について関係パラメータの変化を調べた。

図 3.4 はオーディオカウンタ信号異常高の場合の変化であり、図 3.5 は、異常低の場合の変化である。

両方の場合共、オーディオカウンタが故障すると、それが発する信号の値が、最大値又は最小値に達し、以後そのままとなる。しかし、線源領域検知器の計数値、出力上昇率、中間領域検知器出力は正常に作動していることから、原子炉は正常な状態で運転されていることが確認される。従って、このような故障が発生した場合には、制御棒の引抜きを停止し、その原因を調査した後、続いて出力上昇に移るべきである。

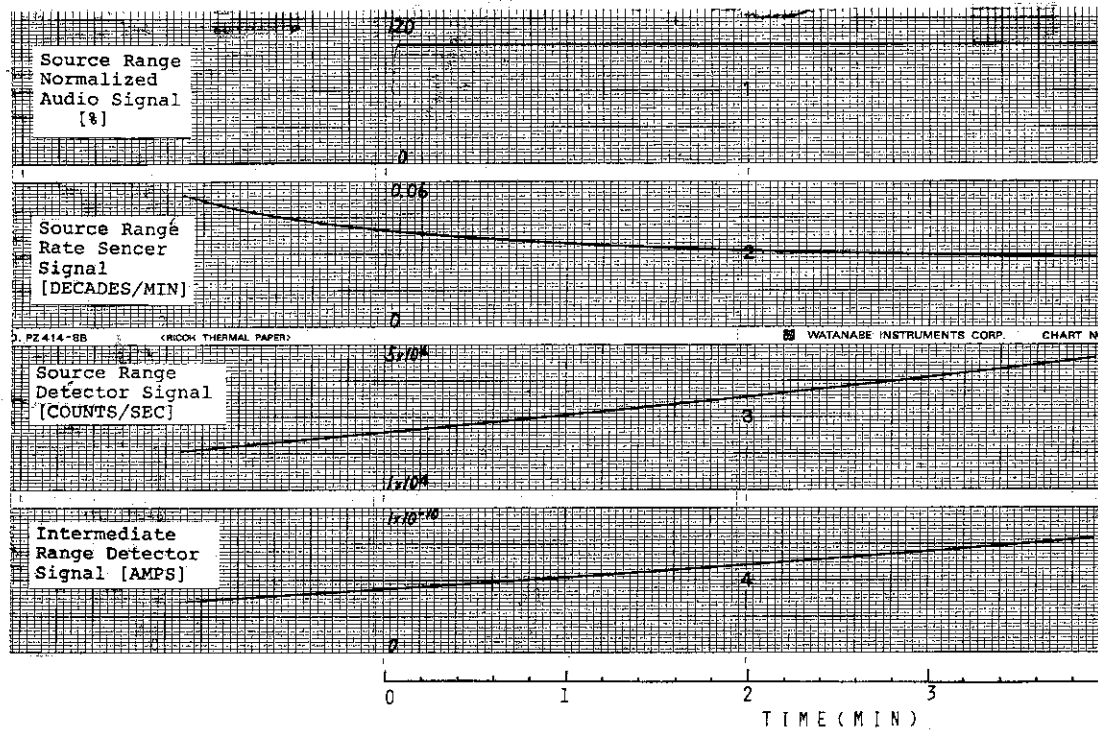


Fig. 3.4 Transient Behaviors Caused by Audio Counter Fails in High Direction

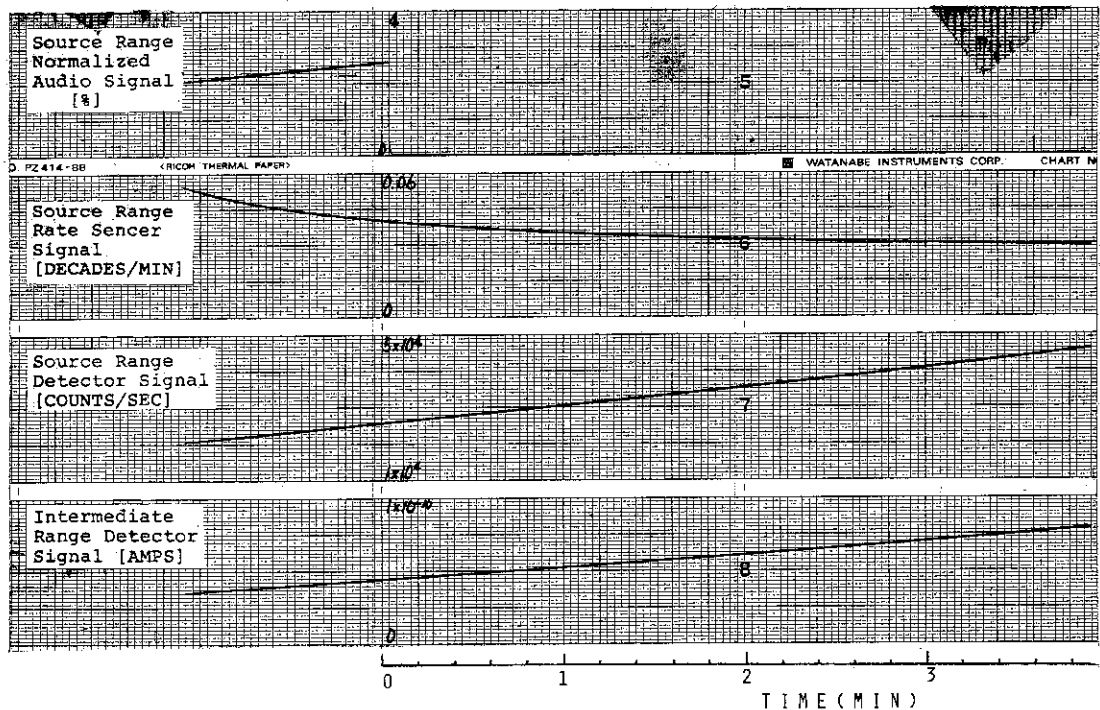


Fig. 3.5 Transient Behaviors Caused by Audio Counter Fails in Low Direction

4. 結 言

二次係 17 のマルファンクションのうち、弁及びセンサーの故障又は漏洩により蒸気流量が制御不能となった場合が 7 ケース、給水系統の故障が 5 ケース、残りがタービン、発電機、復水器に関する 5 ケースである。

SG から流出する蒸気流量が制御不能となるケースのうち、主蒸気管破断では漏洩蒸気流量が極めて多いため SG 内保有水量は僅少となる。しかしシミュレートモデルでは SG 二次側冷却水の自然循環流量は常に確保されていると仮定しているため、ダウンカマ水位が著しく低下した場合も微少量の循環がある。図に示した水位は狭域水位計の値であるが、広域水位計に対してはダウンカマ流量による圧力損失の効果がモデル化されている。このため流量が変化するとみかけ上の水位指示値が変化する。水位計の指示値に対する再循環流量の効果は強制循環型の BWR ではよく知られているが、自然循環型の SG に対してはどのような実測データが得られているか調査する必要がある。

タービン制御弁の故障による蒸気流量の変化は一次系に対しては SG が長い時定数のフィルターの役割を果たすため、ゆるやかな応答となる。圧力制御系の故障による過渡応答は基本的には弁の故障により蒸気流量が変化した場合と同様である。

給水流量の部分喪失では、最終段の加熱器の中で給水流量が流出した場合ドレンタンクを通して 1 部が再び給水ラインに帰環するため全体で 12% の減少となり 9 分後に水位低スクラムとなる。しかしドレンポンプのみがトリップした場合は数% の減少となりスクラムレベルには達しない。前者の場合は給水の加熱機能が失われるため低い温度の給水流量が SG に流入し、ボイド量が減少するため水位の低下により大きくなる。給水流量が全喪失した場合は直ちにスクラムするが、一次系の挙動に対する影響は部分喪失の場合と類似している。

給水制御系の水位センサーの故障では高誤検知の場合は給水流量減少による水位低スクラムとなり、低誤検知の場合は給水流量増加による一次系の除熱量増加から冷却材温度が低下し中性子束高によるスクラムとなる。従ってスクラムに到るまでの時間は前者が約 2 分、後者が約 48 分である。

タービン、復水器、発電機系統の故障では、まずタービンがトリップすると発電機出力は突落するが、発電機がトリップするとタービンは 3 秒後に回転数高でトリップする。両者のトリップ後の挙動は同様である。復水器の冷却用ポンプは 2 台あり 1 台がトリップしても発電機出力が数% 低下するだけであるが 2 台共にトリップすると約 15 秒で復水器の真空度低によりタービントリップとなる。タービンの自動ランバック機能が停止すると原子炉出力に相当する負荷調整が自動的に行われなため全系の熱バランスが平衡に達するまでゆるやかな過渡応答となる。

核計装関係の機器の故障は 4 ケースあるが、このうち線源領域と中間領域のカウンターが高誤検知した場合、引抜動作中の制御棒はいずれも、それぞれカウント高および周期短のスクラムで挿入される。オーディオカウンターは音響によりオペレータに起動の状況を伝達するためにあり、他の機器へのフィードバックはないため故障しても事故進展の可能性はない。

以上述べた過渡現象については一次系の解析結果と同様、定性的には良好と考えられるが、実測データによる定量的評価が必要である。また、タービン制御弁から給水ヒーター出口までの間の系については詳細解析の報告はほとんどなく、今回得られたデータは極めて有用であると考えられる。

謝

辞

PWR プラントシミュレータの操作に関して原子炉制御研究室の藤井義雄氏，臼井甫積氏の協力を頂いた。

なお，本報をもって本シミュレータの基本的項目の事故解析を終了することができたが，本シミュレータの導入に際し，元安全解析部長の桂木学氏（現安全性試験研究センター長），元原子炉データ解析室長下桶敬則氏（現原子力工学試験センター），前原子炉データ解析室長内藤倣孝氏（現核燃料施設安全解析室長），前安全解析部事務長塚越亮一氏（現高崎研庶務課長），原子炉制御研究室長篠原慶邦氏，安全解析部の秋元正幸氏，坂野和雄氏（現研究炉技術課）等の多大の尽力のあったことを特記する。

参 考 文 献

- (1) 村上喜光，内藤 彰，横林正雄：「PWR プラントシミュレータによる事故解析・その1（一次系の解析）」JAERI-M 83-048 1983
- (2) 横林正雄，藤井義雄：「PWR プラントシミュレータの概要と操作方法」部内資料 1983
- (3) L. S. Tong and J. Weisman "Thermal Analysis of Pressurized Water Reactor" ANS 1970

謝

辞

PWR プラントシミュレータの操作に関して原子炉制御研究室の藤井義雄氏，臼井甫積氏の協力を頂いた。

なお，本報をもって本シミュレータの基本的項目の事故解析を終了することができたが，本シミュレータの導入に際し，元安全解析部長の桂木学氏（現安全性試験研究センター長），元原子炉データ解析室長下桶敬則氏（現原子力工学試験センター），前原子炉データ解析室長内藤倣孝氏（現核燃料施設安全解析室長），前安全解析部事務長塚越亮一氏（現高崎研庶務課長），原子炉制御研究室長篠原慶邦氏，安全解析部の秋元正幸氏，坂野和雄氏（現研究炉技術課）等の多大の尽力のあったことを特記する。

参 考 文 献

- (1) 村上喜光，内藤 彰，横林正雄：「PWR プラントシミュレータによる事故解析・その1（一次系の解析）」JAERI-M 83-048 1983
- (2) 横林正雄，藤井義雄：「PWR プラントシミュレータの概要と操作方法」部内資料 1983
- (3) L. S. Tong and J. Weisman "Thermal Analysis of Pressurized Water Reactor" ANS 1970

付 録 PWR プラントシミュレータの概要

本シミュレータは図A.1に示すようにモザイクミミックパネルと制御盤を中心に CPU (SEL 32/72, 32 bit, 128Kw), ディスク (80Mb), インストラクタ用コンソール, システムコンソール, ラインプリンタ (300LPM), ペンレコーダ (8チャンネル) とから構成されている。

モザイクミミックパネルと制御盤は写真A.1に示すように、模擬されている主要機器の状態をランプの点滅により示すことができる。描かれているのは2ループであるが左上のデジタル表示器には3ループの温度、圧力、流量、水位を読み取ることができる。また制御盤はプッシュボタン方式で弁、ポンプ及び制御棒の操作を行う。これらの値はメータにより表示される。

本シミュレータの対象プラント Surry-1 の定格出力時の主要パラメータ値を表A.1に示す。

本シミュレータの模擬範囲は冷態停止状態から燃焼末期の定格出力まで含まれており、数学モデルには主に次項が模擬されている。

- (1) 炉心は半径方向4領域、軸方向3領域の合計12領域に分割され、各領域に中性子動特性方程式を用いることにより空間的効果がとり入れられている。
- (2) ^{135}Xe , ^{135}I の反応度効果がモデル化されている。
- (3) 制御棒は4グループに分かれ手動、自動モード切換の他、個別に手動操作できる。
- (4) 核計装は線源領域、中間領域、出力領域の3領域に対し検出器が模擬されている。
- (5) 一次冷却ループは、3ループからなり各々のループとその付属機器は独立に模擬されている。
- (6) 加圧器のスプレイ (定常スプレイ, 補助スプレイ), ヒーター (定常ヒーター, バックアップヒーター), 逃し弁, 安全弁の動作特性が含まれている。
- (7) 加圧器の液相, 気相の熱水力特性がモデル化されている。
- (8) 蒸気発生器の二次側モデルは、冷却水の自然循環モデル, 給水や圧力の急激な変化による水位の変化のモデルが取り扱われている。
- (9) 化学体積制御系にはレットダウン系, 充填系, 体積制御タンク, ホウ酸系が模擬されている。
- (10) 安全注入系は3ループ独立に高圧注入系, 低圧注入系が模擬されている。
- (11) 主蒸気系は蒸気ダンプ弁, 隔離弁, 逆止弁, 安全弁, 湿分分離器等が含まれている。
- (12) タービン系にはタービンの起動, ターニング, 昇速の他, タービントリップ, オーバースピードの模擬も含まれている。
- (13) 発電機系統には主遮断装置, 電圧調整器の他, 同期, 非同期の状態も模擬されている。
- (14) 主復水系には復水器, 真空ブレーカ, 真空ポンプ等が含まれている。
- (15) 給水系は3ループ独立に主給水, 補助給水が接続され, 給水ヒーター, ドレンタンク, ドレンポンプも模擬されている。
- (16) 格納容器内の圧力, 温度, 湿度, サンプ水位, 格納容器スプレイが模擬されている。
- (17) プラントの主要制御系は次項が模擬されている。

○原子炉制御系

○ホウ素濃度による制御系

- 加圧器圧力制御系
- 加圧器水位制御系
- 給水制御系
- 蒸気ダンプ制御系
- 余熱除去制御系
- 体積制御タンク水位制御系
- タービン制御系
- 復水器ホットウェル水位制御系
- レットダウン圧力制御系

18 プラントの警報と保護系として各種の信号は制御盤に点灯表示されると共に音響も発信される。

なお、本シミュレータの熱水力モデルはすべて FORTRAN-IV で書かれており、モデルの改良、修正は容易である。但し、実時間演算を実行するためには大幅な改良に対しては注意が必要である。

Table A.1 VEPCO SURRY-1 Design Data (at 100 % Power)

1. Primary System

PARAMETER	DESIGN VALUE
(1) Total Core Heat Output	2441 [MWt]
(2) System Operating Pressure Norminal	2250 [PSIA]
(3) Coolant Flow	
1. Total Flow Rate	100.7×10^6 [LB/HR]
2. Effective Flow Rate for Heat Transfer	96.2×10^6 [LB/HR]
(4) Reactor Inlet Temperature	543 [°F]
(5) Reactor Outlet Temperature	605.8 [°F]
(6) Average Temperature	
1. in Core	577 [°F]
2. in Vessel	574 [°F]
(7) Total Volume of Reactor Coolant System	8.935×10^3 [Ft ³]
(8) Heat Transfer	
1. Active Heat Transfer Surface Area	42460 [Ft ²]
2. Average Heat Flux	1.911×10^5 [BTU/HR/Ft]
3. Maximum Heat Flux	5.341×10^5 [BTU/HR/Ft]
4. Average Thermal Output	6.2 [Kw/Ft]
5. Maximum Thermal Output	17.3 [Kw/Ft]
(9) Fuel Assemblies	
1. Design	Canless 15*15
2. Rod Pitch	0.563 [IN]
3. Overall Dimensions	8426*8426 [IN]
4. Fuel Weight (at UO ₂)	1.762×10^5 [LB]
5. Total Weight	2.262×10^5 [LB]
6. Number of Fuel Assemblies	157
(10) Fuel Rods	
1. Number	32028
2. Outside Diameter	0.422 [IN]
3. Diametral Gap	0.0075, 0.0075, 0.0085 [IN]
4. Clad Thickness	0.0243 [IN]
5. Clad Material	Zircaloy-4
6. Fuel Enrichments	1) 1.85 2) 2.55 3) 3.1 [W/O]
7. Maximum Clad Surface Temperature at Norminal Pressure	575 [°F]

Table A.1 Continued

PARAMETER	DESIGN VALUE
8. Fuel Central Temperture at 100% Power	4050 [°F]
at Over Power	4300 [°F]
9. UO ₂ per Assemblies	157
(11) Control Rod Assemblies	
1. Neutron Absorber	5% Cd, 15% In, 80% Ag
2. Number of Rod per Assembly	20
3. Total Rod Worth ($\Delta K/K$)	8.85 (47 Rod In)
(12) Effective Multiplication (Beginnig of Life), Keff, Hot Full Power, Xe and Sm Equilibrium	1.09
(13) Boron Concentration to Shut Reactor Down No Control Rod Assemblies Inserted (Keff=0.99)	
Cold	1250 [PPM]
Hot	1240 [PPM]
(14) Kinetic Characteristics	[$\Delta K/K$ per °F]
1. Moderator Temperature Coefficient	+0.3*10 ⁻⁴ to -3.5*10 ⁻⁴
2. Doppler Coefficient	-1*10 ⁻⁵ to -1.6*10 ⁻⁵
(15) Core Structure	
1. Core Diameter (Equivalent)	119.5 [IN]
2. Core Height (Active Fuel)	144 [IN]
(16) Pressurizer	
1. Liquid Volume	780 [Ft ³]
2. Steam Volume	520 [Ft ³]
(17) Pressurizer Operating Relief Valve	
1. Number of Valves	2
2. Capacity	Maximum 2.1*10 ⁵ [LB/HR] Normal 1.79*10 ⁵ [LB/HR]
3. Openning Set Point	2335 [PSIA]
(18) Pressurizer Safety Valve	
1. Number of Valves	3
2. ASME Rated Flow	293330 [LB/HR]
3. Openning Set Point	2485 [PSIA]
(19) Pressurizer Spray Valve Openning Press.	2260 [PSIA]
(20) Pressurizer Relief Tank	
1. Total Volume	1300 [Ft ³]
2. Stand by Water Volume	900 [Ft ³]

Table A.1 Continued

PARAMETER	DESIGN VALUE
(21) Main Coolant Pump	
1. Number of Pumps	3
2. Rated Speed	1170 [RPM]
3. Flow at 543°F	33.57×10^6 [LB/HR]
4. Design Head	280 [Ft]
5. Moment of Inertia	7×10^4 [LB·Ft ²]
2. Secondary System	
PARAMETER	DESIGN VALUE
(1) Steam Generator	
1. Number of Steam Generator per Unit	3
2. Total Heat Transfer Surface Area	51500 [Ft ²]
3. Heat Transferred at 100% Load	2.778×10^6 [BTU/HR]
4. Steam Condition at 100% Load	
Steam Flow	3.506×10^6 [LB/HR]
Steam Temperature	516.1 [°F]
Steam Pressure	770 [PSIA]
5. Feedwater Temperature	430 [°F]
6. Total Length of SG Narrow Range	12 [Ft]
7. Total Length of SG Wide Range	48.669 [Ft]
8. Overall Height	67.8 [Ft·IN]
9. Number of U Tubes	3388
(2) Secondary Side Water Volume	1688.5 [Ft ³]
(3) Secondary Side Steam Volume	3830 [Ft ³]
(4) Secondary Side Fluid Heat Content	45.53×10^6 [BTU]

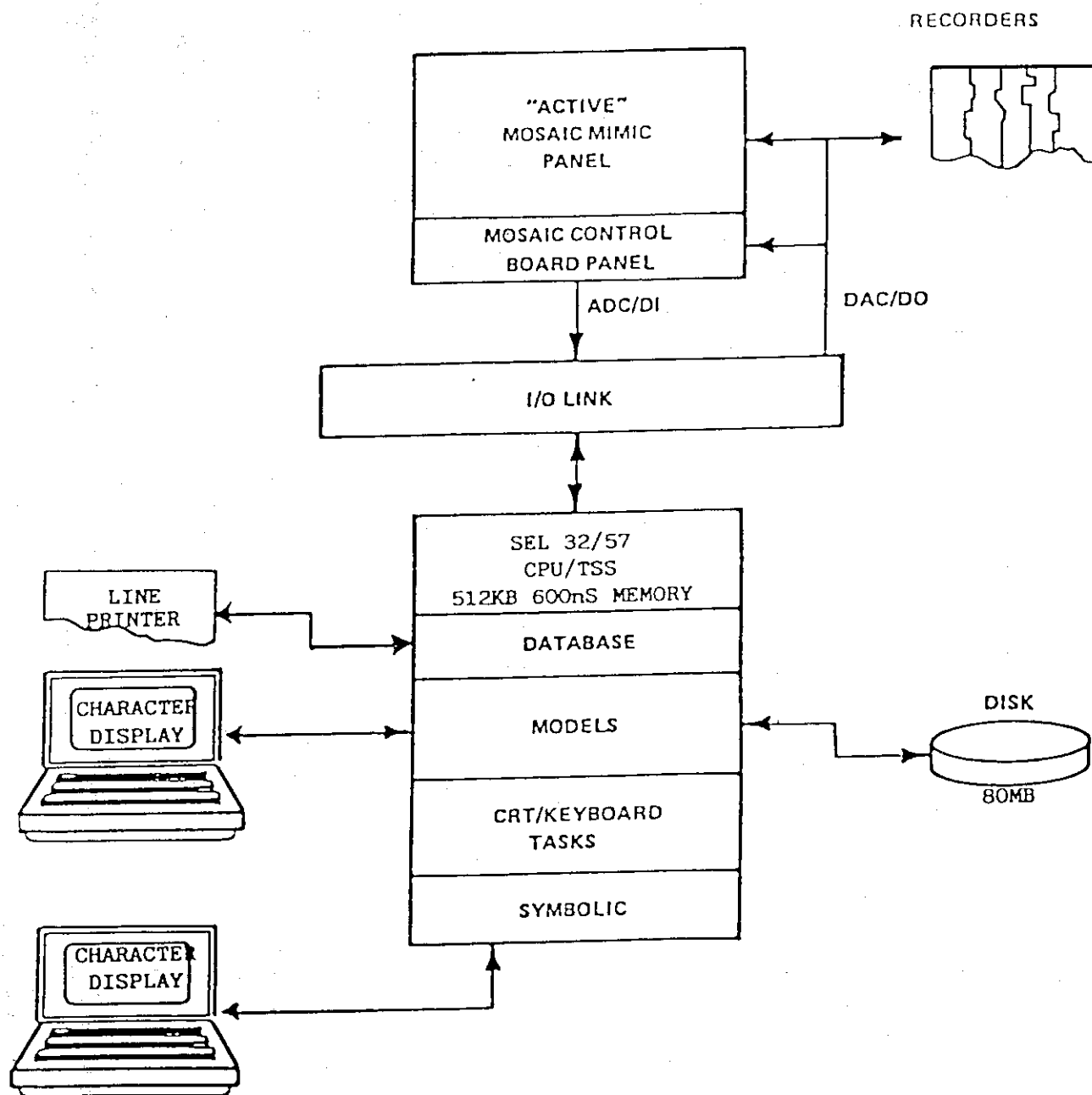


Fig.A.1 Composition of the simulator

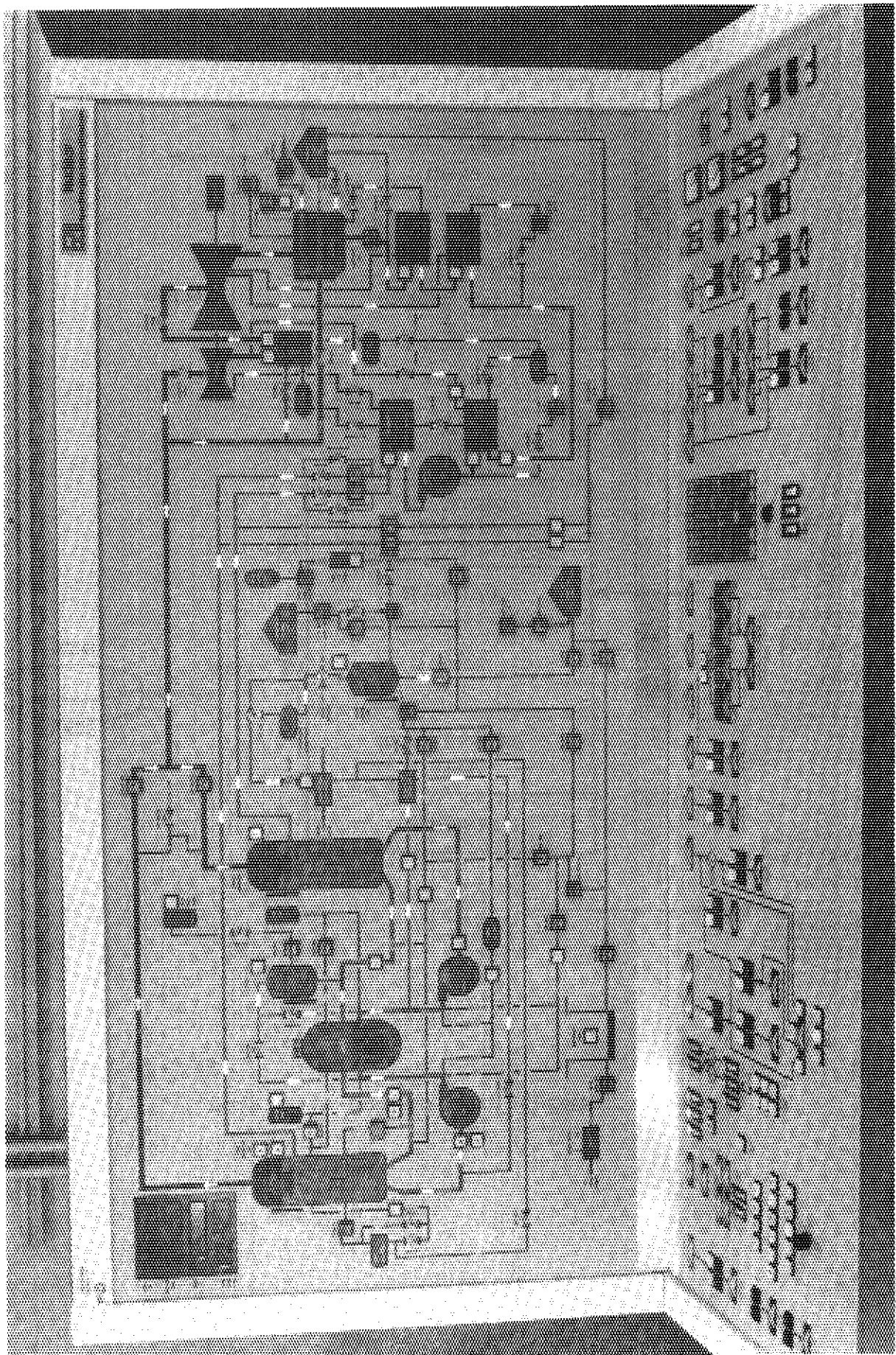


Photo. A.1 Mosaic mimic panel and control panel of the simulator