

沖縄電力株式会社納め自動給電システム

Central Dispatching and Distribution System for Okinawa Electric Power Co.,Inc.

沖縄電力株式会社では、給電業務から配電業務までを1箇所集中制御する自動給電システムが完成した。国内では例のない中央集中形のシステムを実現させるため、制御用計算機HIDIC 80-Eを3台用いて、中央給電指令所業務、中央制御所業務、オフライン業務のそれぞれを分担処理するロードシェア3台系マルチシステムを採用した。

本システムは、経済運用を行なうため最適潮流計算など、国内でも最新の技術を折り込んだ給電機能、供給支障事故を最小に抑えるため全島の供給状況、支障状況、事故状況などをリアルタイムに表示する配電線監視機能、発電機の燃料費特性係数をオンラインデータで算出する計算機能などの特長をもっている。

また、各発電所との情報伝送については、各種方式の既設遠方監視制御装置を有効活用するため、これら遠方監視制御装置からの信号を変換する情報変換装置、及び情報伝送装置を設けて計算機と接続している。

上間寛正* Kansei Uema
対馬幸悦** Kôetsu Tsushima
新田 勉*** Tsutomu Nitta
鈴木保男** Yasuo Suzuki
菅家辰紀*** Tatsunori Kanke

1 緒 言

沖縄電力株式会社では、下記の内容を目的に昭和53年から系統運用の自動化を推進してきた。

- (1) 発電機の経済運用をはじめとする系統の効率運用を図る。
- (2) 拡大、複雑化してくる電力系統の事故時対応を迅速、適切に行なう。
- (3) 単独、小規模系統からくる周波数の振れを最小にとどめ、良質の電力供給を図る。
- (4) 人員の省力化を図り、将来要員の増加を抑制する。

以上四つの目的達成のため、自動化を契機に運用形態をこれまでの給電指令所と4制御所の5箇所分担運用から1箇所で行なう集中形構成に変え、第I期工事(昭和58年5月運開)では中央給電指令所業務を自動化し、第II期工事(昭和59年6月運開)で中央制御所業務の自動化を行ない全工事を完了した。

今回導入したHIDIC 80-Eを中心とした自動給電システムは以上の要求を満たし、給電業務から配電用変電所の監視制御まで幅広い機能を合わせもつ例のないシステムとなっている。

以下、今回開発した自動給電システムの内容について述べる。

2 システムの概要

2.1 電力系統の概要

沖縄電力株式会社の送電系統を図1に示す。沖縄は南北に長い島であり、当然のことながら単独系統で、電力需要は牧港、石川、金武、城間の4箇所の火力発電所に依存している。基幹変電所、配電用変電所及び開閉所の数は約70箇所、これらの監視・制御は給電業務を行なう中央給電指令所と、那覇、牧港、栄野比、名護の4制御所で分担して行なわれていたが、今回統合され1箇所からの集中形構成となった。図2に系統運用構成の推移を示す。自動化前は中央給電指令所の下に制御所、支店、火力発電所があり、制御所の下に主幹系統の変電所と配電用変電所がある階層形の運用形態であったが、自動化後は集中化した中央制御所からの直接指令となった(現在の運用では、中央給電指令所と中央制御所を合わせて

中央給電指令所と呼んでいる)。

沖縄の電力需要は年ごとに増加してきており、昭和61年度には石炭火力が2基(312MW)新設される予定で、系統容量も1,000MWの大台を越える見通しになっており、運用の自動化の必要性が増大していた。

また、台風、雷雨時にはトリップ事故が1時間当たり100件近くにも及び、迅速な復旧処理の実現が急務になっていた。

2.2 システムの構成

システムの構成を図3に示す。変電所、開閉所の機器状態、

注: ——— 132kV送電線
----- 66kV送電線



図1 沖縄電力株式会社の送電系統 電力需要の70-80%は那覇を中心とした南部に集中しており、これを支える火力発電の系統容量は912MWである。

* 沖縄電力株式会社工務部 ** 株式会社日立コントロールシステムズ *** 日立製作所大みか工場

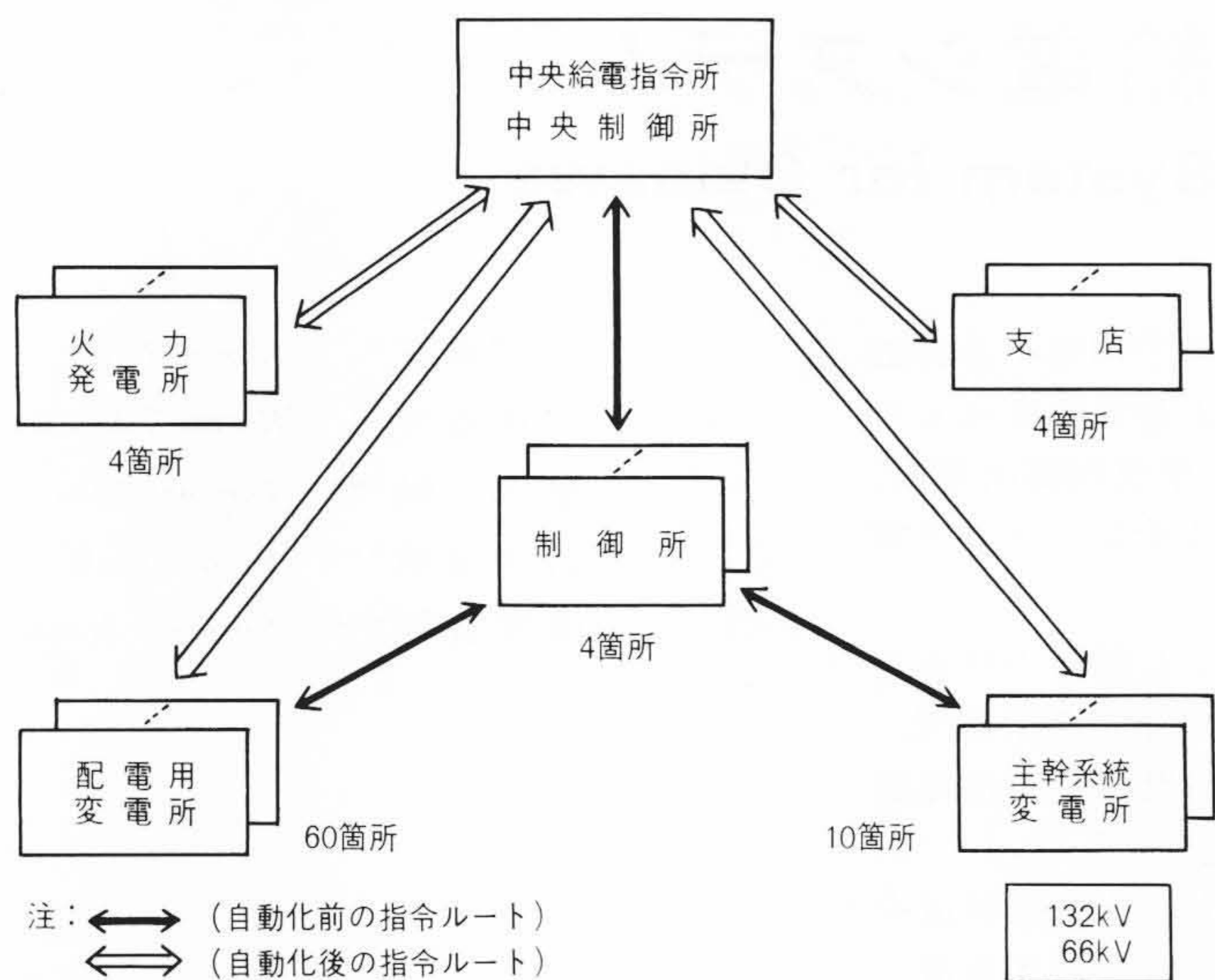


図2 システム運用構成 沖縄電力株式会社のシステム運用は自動化を契機に、1箇所集中形の構成となった。

電圧・潮流などの数値情報は既設TC(遠方監視制御装置)で各制御所に送られ、制御所は今回納入した情報変換装置を介して中央給電指令所に送られ、ここで計算機、系統盤、制御卓に出力される。制御所は台風など有事の際のバックアップとして使用するため、監視は常時可とし、制御も中央給電指令所との切換で可能とした。

中央給電指令所からの機器制御は、給電コンソール上のCRT(Cathode Ray Tube)を使って行なわれ、バックアップとして制御卓からもできるようにした。

発電所とのデータ交換は直接情報伝送装置で行なわれ、計算機からの発電指令値は子局TCを経由してALR(自動負荷調整装置)に送られ発電機出力が制御される。

また、支店と中央給電指令所はHDLC(ハイレベルデータリンク制御手順)方式の伝送路で接続され、支店からの監視、制御も可能になっている。図4に中央給電指令所指令室を示す。

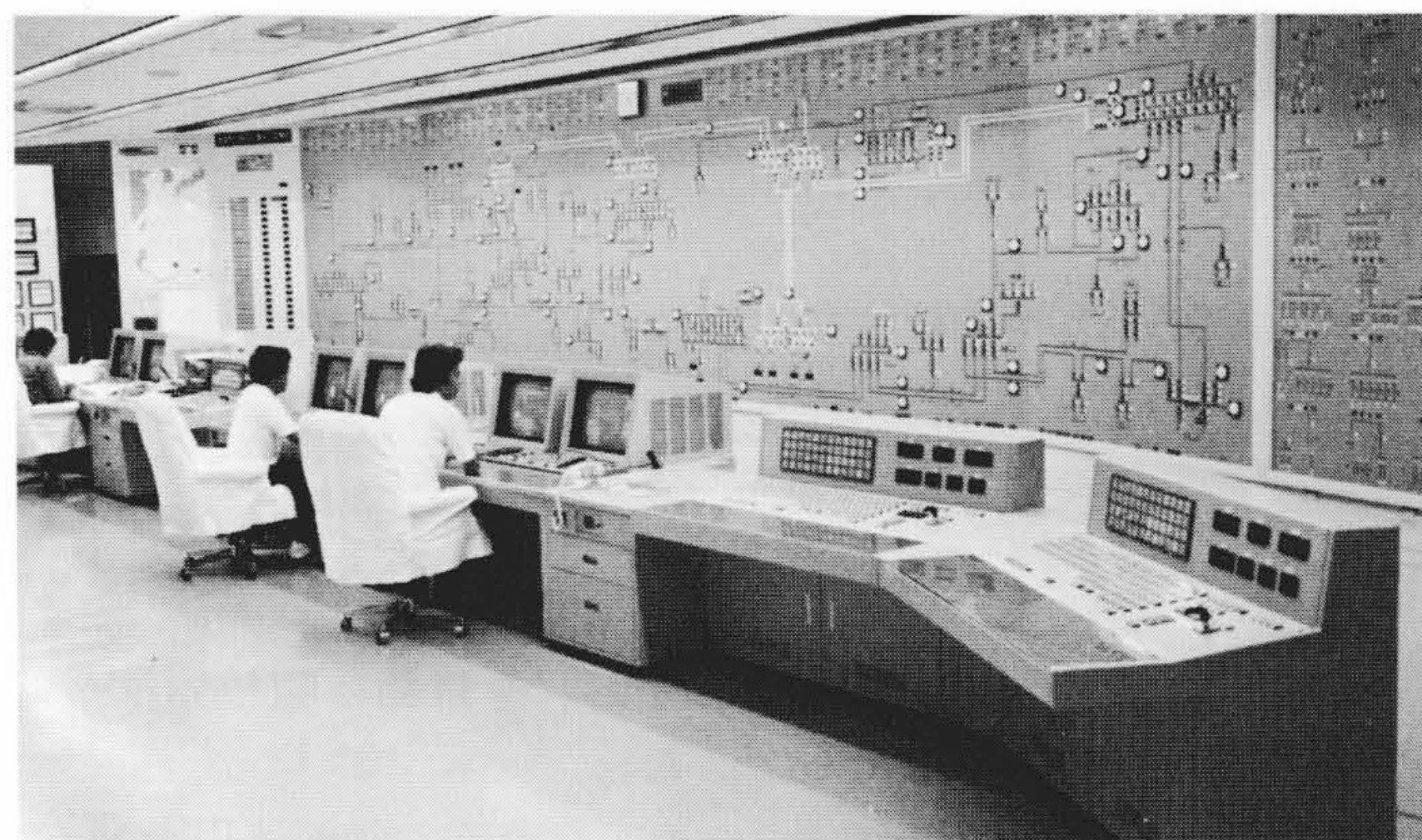


図4 中央給電指令所指令室 給電業務から配電業務まで、本島の全系統の監視・制御をこの指令室で行なっている。

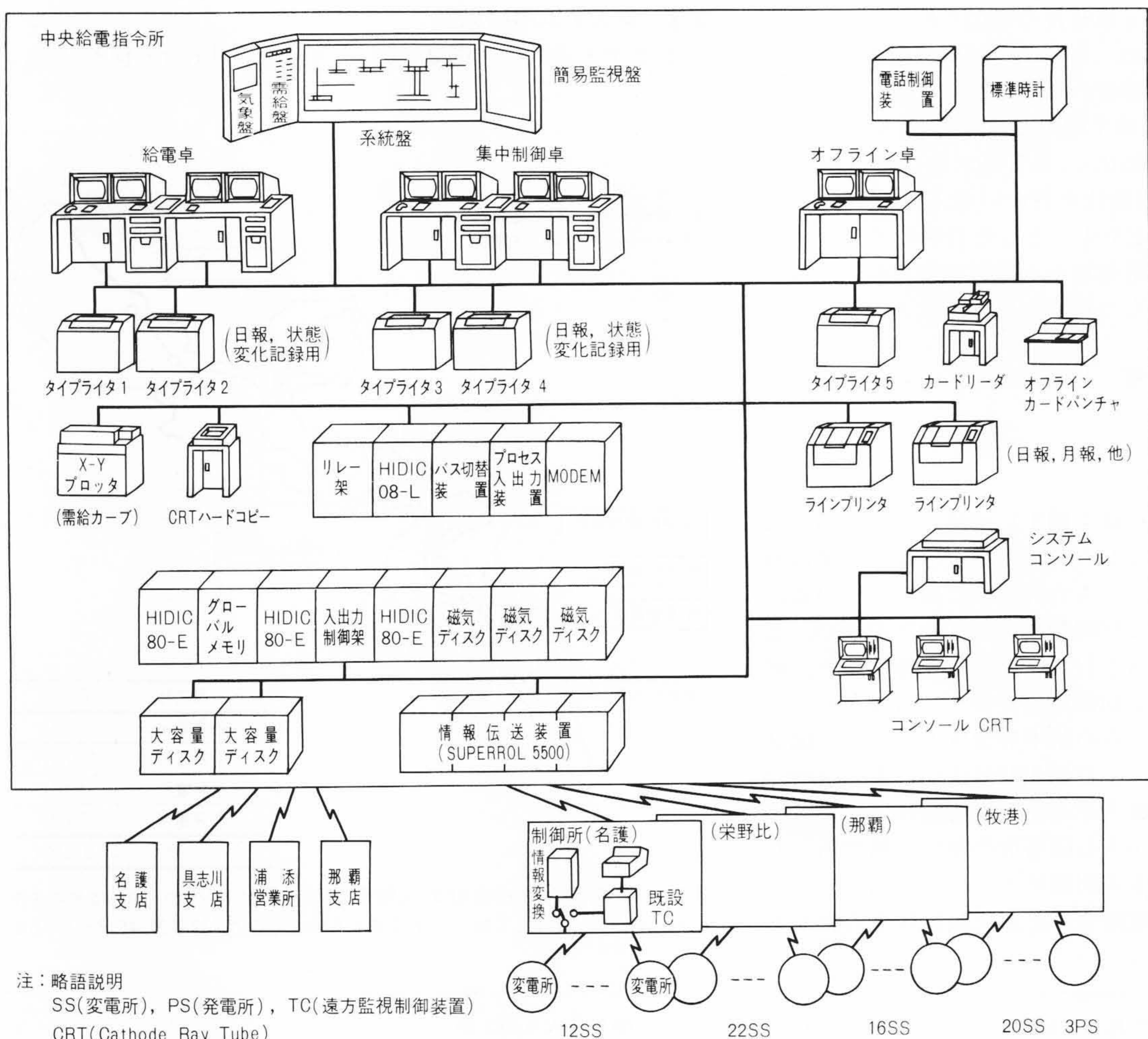


図3 システム構成図 発電所、主幹変電所から配電用変電所までの監視・制御が、中央給電指令所で行なわれている。

表1 自動化システムの機能 給電業務から配電業務までを行なうため、多彩な機能となっている。

No.	業 務	処 理 概 要	業 務 区 分		
			中給	中制	オフライン
1	系 統 監 視	- 遮断器、故障リレーなどの状態変化 - 供給支障の監視とデータ保存 - 電圧、潮流などの上下限 - 伝送路異常	○	○	—
2	系 統 操 作	- 停止操作、系統変更の手順作成と操作実行 - CRTマンマシンによる遮断器などの入切操作	○	○	—
3	負 荷 遮 断 復 旧 操 作	系統事故時の配電線遮断操作と復旧操作	—	○	—
4	運 用 計 画	- 月単位の発電計画 - 旬ごとの需給バランス計算 - 翌日～3日先の負荷予想計算 - 翌日～3日先の経済負荷配分計算(ELD) - オンライン電圧・無効電力計算(VQC)	○	—	—
5	有 効 電 力 制 御	1～10分周期の経済負荷配分制御(EDC) 10～30秒周期の周波数制御(AFC) - バックアップとしての簡易AFC装置	○	—	—
6	記 録 ・ 統 計	- 潮流、電圧、電流の保存と帳票出力 - 状態変化、事故、上下限異常などの一覧表作成	○	○	—
7	オフライン計算	- 配電用変電所までを計算対象とした潮流計算、電圧計算、短絡計算、地絡計算 - 発電機トリップ時の想定事故計算 - 燃料費係数計算と運用結果の統計	—	—	○
8	メッセージ伝送	- 支店からの監視・制御 - 役員室及び他部署からの情報検索	—	○	—
9	データメンテナンス	- 電力系統を定型化したカードフォーマットで入力展開する設備データメンテナンス - CRTマンマシンによるCRT系統図の作成	○	○	—

注：略語説明 中給(中央給電指令所)、中制(中央制御所)

3 システムの機能と特長

給電業務と集中制御業務のすべてを1箇所で実現させるため、表1に示すように多彩なものになった。この中で、今回の自動化のニーズを実現させるための特長的な機能について述べる。

3.1 最適潮流計算を折り込んだ給電業務

系統の効率運用、発電機の経済運転は系統運用の第1条件である。本システムでは最適潮流計算を需給予想、経済負荷配分制御、電圧・無効電力計算に適用し、送電ロスを考慮して総燃料費の低減を図った。

従来の経済負荷配分では数ケースの負荷パターンで送電損失を示す係数(B係数¹⁾)を求め、これをもとに負荷配分を行っていたが、オンライン系統はモデル系統とは多少異なってくるため、配分結果も誤差を含んだものになり、オンライン系統で損失を考慮した配分方式の開発が要求された。開発上の問題点は、1～5分の短周期で処理するEDC(経済負荷配分制御)にオンライン適用するため、計算時間を30秒以内にするのである。

基本的な考え方として、火力発電所の総燃料費を最小にする各発電機の出力配分を求めるものとし、下記の式を立てる。

$$\min f(x, p) = \min \{ \sum_{i \in G} F_i(P_i) + F_r(P_r(x)) \} \cdots (1)$$

$$i \in G$$

$$i \neq SG$$

ここで $f(x, p)$ ：対象系統の総燃料コスト

$F_i(P_i)$ ：有効電力 P_i に対するコスト関数

$F_r(P_r)$ ：スラック発電機出力 P_r に対するコスト関数

x ：状態変数(ノード電圧の実部、虚部)

p ：コントロール変数(発電機の有効電力)

G ：発電機群

SG ：スラック発電機

$$\text{制約条件式 } g(x, p) = 0 \cdots \cdots (2)$$

ここで $g(x, p)$ ：潮流方程式

x ： $2n$ 次元(ノード数 n)

p ： m 次元(発電機台数 m , $2n > m$)

(2)式の制約条件式のもとに(1)式の総燃料コストを最小とする各発電機出力 P_i を求めるために、Lagrangeの未定乗数法²⁾を用いる。Lagrange乗数を λ とすると、Lagrange関数は次式となる。

$$L(x, p, \lambda) = \sum_{i \in G} F_i(P_i) + F_r(P_r(x)) + [\lambda]^T [g(x, p)] \cdots (3)$$

$$i \in G$$

$$i \neq SG$$

ここで、 $[\]$ は行列を、 T は転置行列を意味する。

Lagrangeの未定乗数法により、(1)式が最小値をとるための必要条件は、下記3式を満足することである。

$$\left[\frac{\partial L}{\partial x} \right] = \frac{\partial F_r}{\partial P_r} \cdot \left[\frac{\partial P_r}{\partial x} \right] + \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^T \cdot [\lambda] = 0 \cdots \cdots (4)$$

$$\left[\frac{\partial L}{\partial p} \right] = \left[\frac{\partial F}{\partial p} \right] + \left[\frac{\partial g}{\partial p} \right]^T \cdot [\lambda] = 0 \cdots \cdots (5)$$

$$\left[\frac{\partial L}{\partial \lambda} \right] = [g(x, p)] = 0 \cdots \cdots (6)$$

本方法の特徴は、潮流計算の基本的考え方に基づき送電損失をすべてスラック発電機で吸収し、最適配分を決定することである。

以上の計算フローを図5に示す。実際の採用に当たっては計算時間を短縮するために、フローDブロックの収束計算を速めるように工夫し、それを電圧、無効電力計算に適用した。更に、経済負荷配分制御のように短時間で計算終了する必要のあるものについては、収束計算を行わず準最適値を求める方法をとっている。

今回開発した最適潮流計算は、15～20秒程度で計算ができ、オンライン計算に適用可能である。

3.2 事故時供給支障の計算

沖縄電力株式会社は前述したように自動化以前は系統監

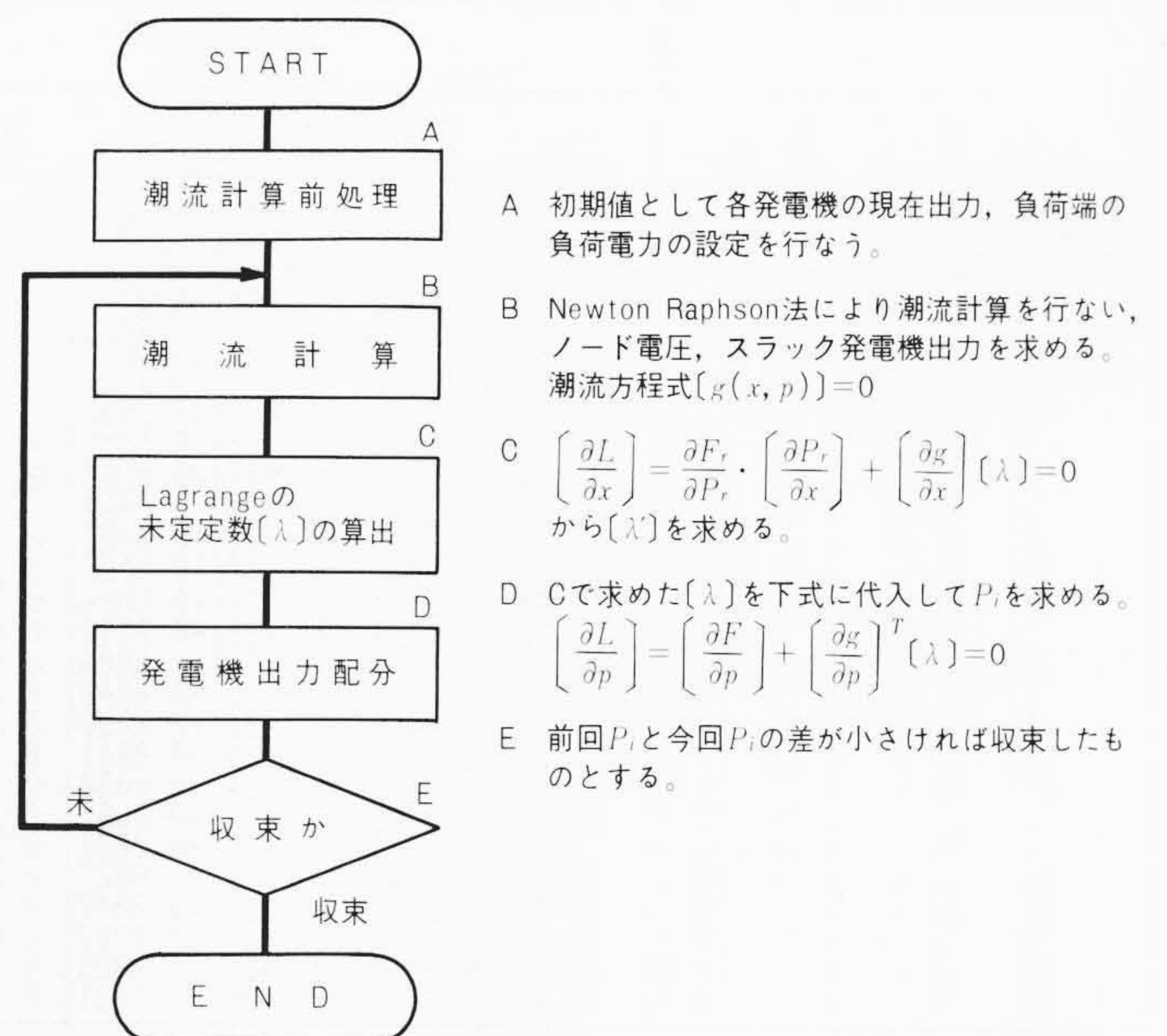


図5 最適潮流計算フロー オンライン制御には収束計算を行わず、準最適値を算出する方式を使用している。

視・制御を中央給電指令所と4箇所の制御所で分担していたため、増大複雑化してゆく系統の事故対応は困難なものであった。今回、集中化して上記を改善するに当たり、これまで以上の広い範囲の情報を効率よく判断できるデータをオペレータに提供する必要があった。

本システムでは事故発生時に事故内容の警報、表示のほか、常に現在の供給電力及び支障電力の表示を行ない、運用のガイダンスデータとしているほか、事故月報に反映されるようにした。

支障電力の計算は約600の配電線ごとに行なう必要があり、次のような問題を解決する必要があった。

(1) 支障の定義

供給支障の発生は、配電線の全停と、ある区間以降が停電となる部分停電があるため、二つに分けて定義した。まず、全停条件としては、配電線の遮断器が「切」れていることで考えたが、母線停電でも配電線遮断器は「入」のままの設備があるため、遮断器が「入」でも母線電圧が基準値の60%以下になれば停電とみなすことにした。部分停電については、故障区間値³⁾で判断するものとした。故障区間計測値はオンライン入力されるが、この計測値は事故発生時にだけ有効なため、CRTから設定するものとした。したがって、配電線の事故が復旧してゆく過程は漏れなく計算機に入力・表示され、系統状態が極めて詳細な部分まで監視・把握できるものになった。

(2) 支障電力量の計算

上記で定義した支障が継続中は1分周期で支障電力を計算積算し、支障解消時点で最終支障電力量とし登録する。下記の計算により全停時だけでなく、部分停電時に対しても支障電力量の計算を行なうことができた。

全停時支障電力=全停時のフィーダ負荷

部分停電時支障電力=フィーダ負荷現在値× $\frac{\text{停電中区間の契約口数}}{\text{送電中区間の契約口数}}$

ここで、フィーダ負荷はバンク負荷を供給中のフィーダ電流で比例配分したものであり、契約口数は区間ごとの値を

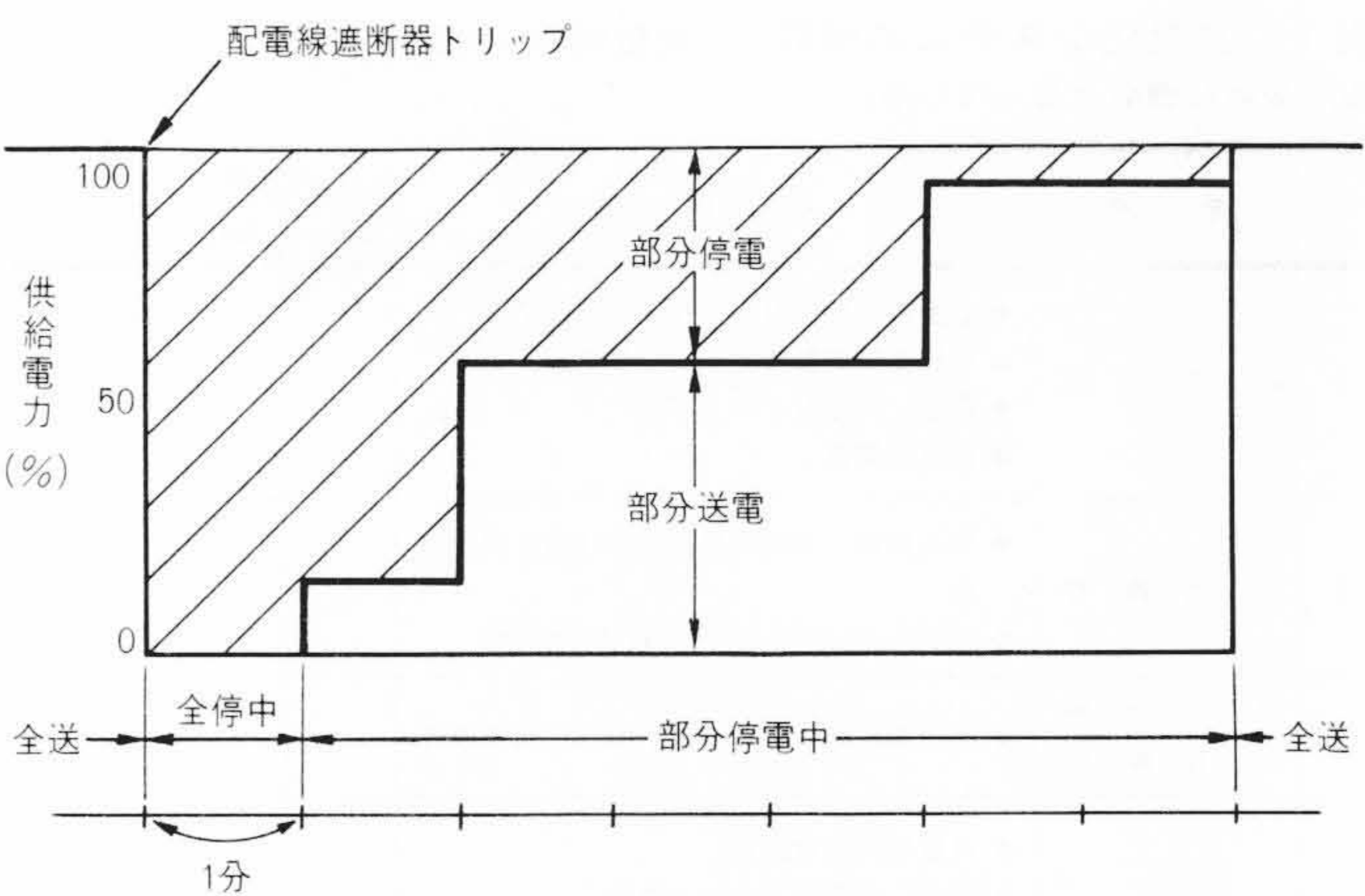


図6 供給支障電力量計算例 配電線がトリップし、全停から部分停電、全送と変化してゆく状態を1分ごとに監視して支障電力を積算し、最終的に上記事故では斜線部が支障電力量として出力される。

CRTから設定入力しておくものとした。

配電線の事故による供給支障電力量の計算例を図6に示す。

以上で支障電力を算出するのと同様に、現在の供給電力も算出し配電線ごと、電気所合計、支店制御所合計と全体から詳細までを画面表示しているの、一目で系統状態が把握でき、事故時の迅速な対応はもちろん、平常時の停電操作などの支障状況についてもきめ細かい監視ができるようになった。

3.3 運用計画計算の評価とパラメータ計算

3.1節では経済運転のために最適潮流計算を用いて、オンライン系統の情報をもとにコストミニマムの発電計画を実現したことを述べたが、本節では更に経済性の向上を図るために開発した手法について説明する。

最適潮流計算のパラメータとなっている発電機のコスト関数の係数は、発電機の定期点検、復水器の清掃、燃料費の変動時に変わるだけでなく、時々刻々と変化している。従来、この係数は前述の定期点検ほかのタイミングで発電所などが

運用結果ノ評價

(電機部 8G)

84年 8月21日

84 08 22
WED 08 45

時間	実 績			油 量 (KL)	評 価			設 定			
	電 力 量 (MWH)				電 量 端 (L/KWH)			送 電 端 (L/KWH)			
	発電端	所内	送電端		実績	計算	比較	実績	計算	比較	
00:00~00:05	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:05~00:10	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:10~00:15	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:15~00:20	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:20~00:25	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:25~00:30	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:30~00:35	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:35~00:40	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:40~00:45	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:45~00:50	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:50~00:55	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
00:55~01:00	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:00~01:05	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:05~01:10	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:10~01:15	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:15~01:20	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:20~01:25	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:25~01:30	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:30~01:35	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:35~01:40	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:40~01:45	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:45~01:50	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:50~01:55	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
01:55~02:00	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:00~02:05	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:05~02:10	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:10~02:15	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:15~02:20	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:20~02:25	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:25~02:30	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:30~02:35	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:35~02:40	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:40~02:45	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:45~02:50	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:50~02:55	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
02:55~03:00	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:00~03:05	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:05~03:10	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:10~03:15	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:15~03:20	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:20~03:25	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:25~03:30	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:30~03:35	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:35~03:40	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:40~03:45	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:45~03:50	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:50~03:55	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
03:55~04:00	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:00~04:05	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:05~04:10	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:10~04:15	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:15~04:20	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:20~04:25	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:25~04:30	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:30~04:35	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:35~04:40	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:40~04:45	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:45~04:50	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:50~04:55	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
04:55~05:00	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:00~05:05	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:05~05:10	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:10~05:15	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:15~05:20	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:20~05:25	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:25~05:30	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:30~05:35	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:35~05:40	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:40~05:45	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:45~05:50	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:50~05:55	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
05:55~06:00	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:00~06:05	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:05~06:10	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:10~06:15	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:15~06:20	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:20~06:25	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:25~06:30	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:30~06:35	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:35~06:40	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:40~06:45	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:45~06:50	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:50~06:55	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
06:55~07:00	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
07:00~07:05	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
07:05~07:10	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
07:10~07:15	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
07:15~07:20	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
07:20~07:25	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
07:25~07:30	1586.9	100.6	1486.3	388.51	0.2448	0.2453	-0.0005	0.2614	0.2619	-0.0005	
07:30~07:35</											

再計算したものを計算機に設定する方法をとっていた。本システムでは、経済配分のかなめとなるこの係数をオンラインの実出力から計算できるものとした。ただし、入力値の誤差、発電機の運転状態などにより計算のつど結果が微妙に変わるため、計算タイミング及び計算結果の採用は運用者の判断によるものとし、判断材料として発電機効率の実績と計算値を出力するものとした。図7に具体的な評価手段と画面内容を示す。これにより日々の係数の狂いがモニタでき、係数の変更計算を適時に行なえばかなりの燃料費の低減が期待できる。

4 計算機システムの構成

4.1 システムの構成

系統運用の中核となり、高信頼度と幅広い機能を要求された本システムのハードウェア構成は次のような特長をもっている。

- (1) システムの全停防止とCPUの負荷分散を図るため、計算機はHIDIC 80-Eの3台系とし、最悪2台ダウン時でも1台で全業務対応可能としている。また、メンテナンス、シミュレーション用として1台使用してもオンライン業務は支障なく処理できる。
- (2) 3台系の共有機器であるGM(グローバルメモリ)、共有リンケージバスなどについては電源や機器を二重化した。外部情報の入出力装置は三重化し、3台の計算機それぞれに接続した。
- (3) 給電コンソールについては、中央給電指令所業務用は需給卓と系統卓の2台、中央制御所業務用は南部卓と北部卓の2台があり、需給卓と系統卓、南部卓と北部卓はそれぞれ相互バックアップ可能とし、操作性、互換性を確保しマンマシンの向上を図った。また、オフライン用の給電コンソールはどの卓のバックアップもできるようにした。
- (4) 簡易AFC装置としてHIDIC 08-Lを置き、万一HIDIC 80-Eシステムがダウンしても、主要業務となる有効電力制御はバックアップできる構成とした。

4.2 情報伝送装置の接続・切替方式

計算機がマルチ構成をとる場合、通常、遠方監視制御装置と計算機は図8のように接続し、どの計算機とも全情報の入出力を可能にしている(本システムでは、中央給電指令所用の情報伝送装置2セットと、中央制御所用の情報伝送装置4セットの計6セット及び計算機3台が図11と同様の接続方式をとっている)。

上記の接続構成でリンケージ装置が異常となった場合、通

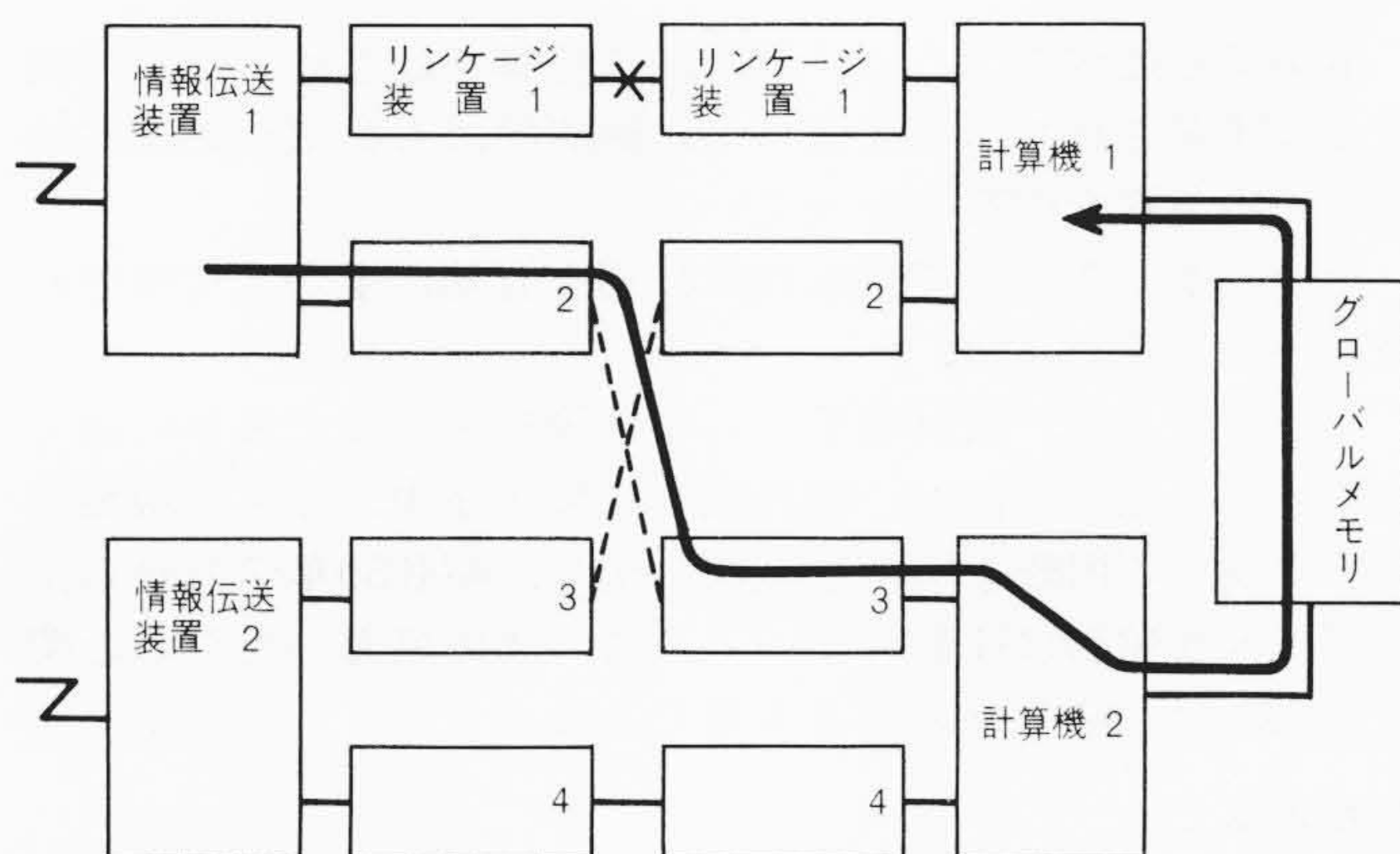
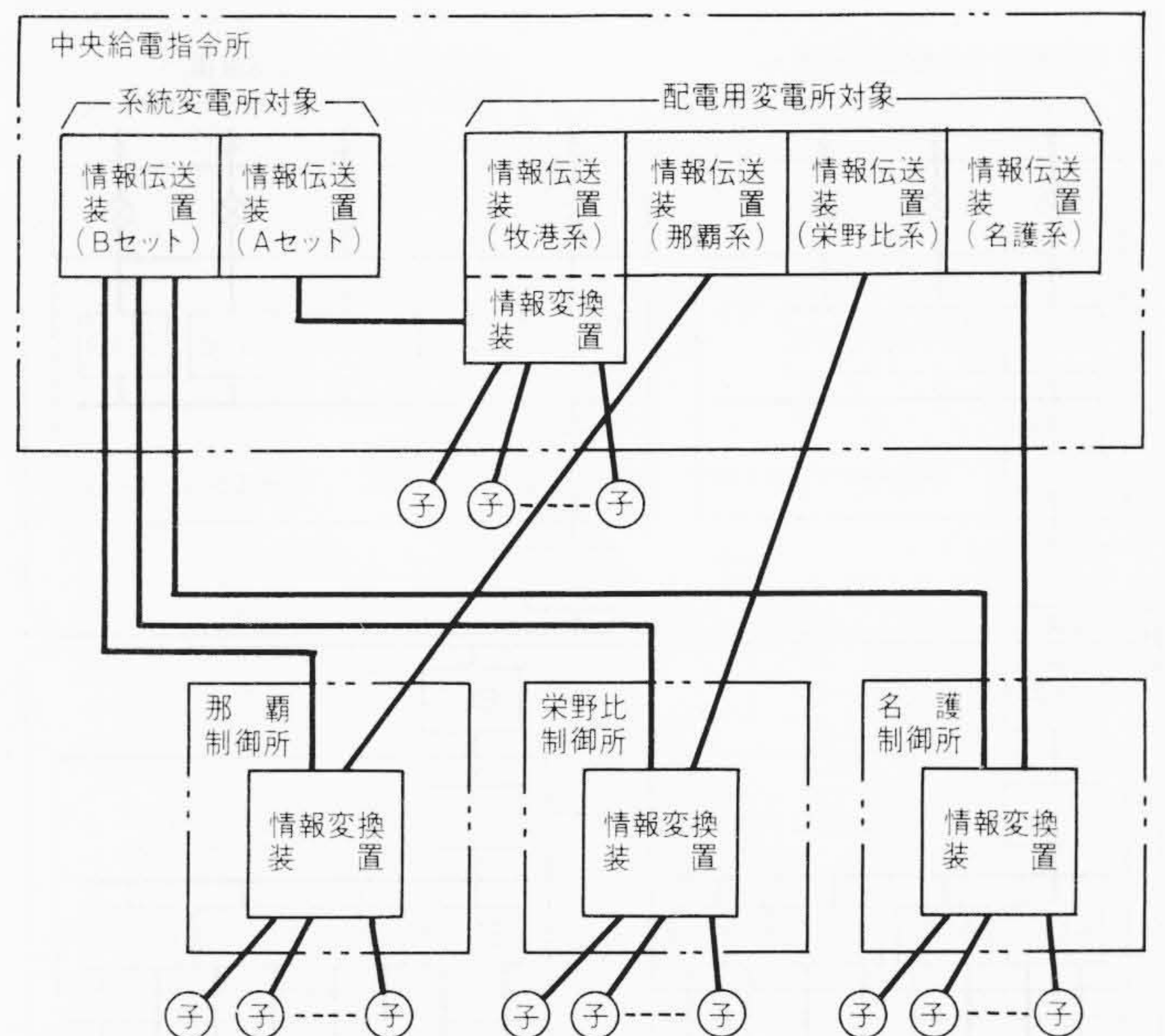


図8 情報伝送装置との接続 細い実線が正常時の情報交換ルートで、点線はバックアップルートを示す。×印のルートがダウンしたときは太線のルートで情報交換を行ない、CPUの負荷分散を保っている。



注：略語説明 (子) = TC子局

図9 遠方監視制御システム構成 4箇所の制御所に情報変換装置を配置して、既設TCのデータを取り込み、集約して中央給電指令所に伝送する。

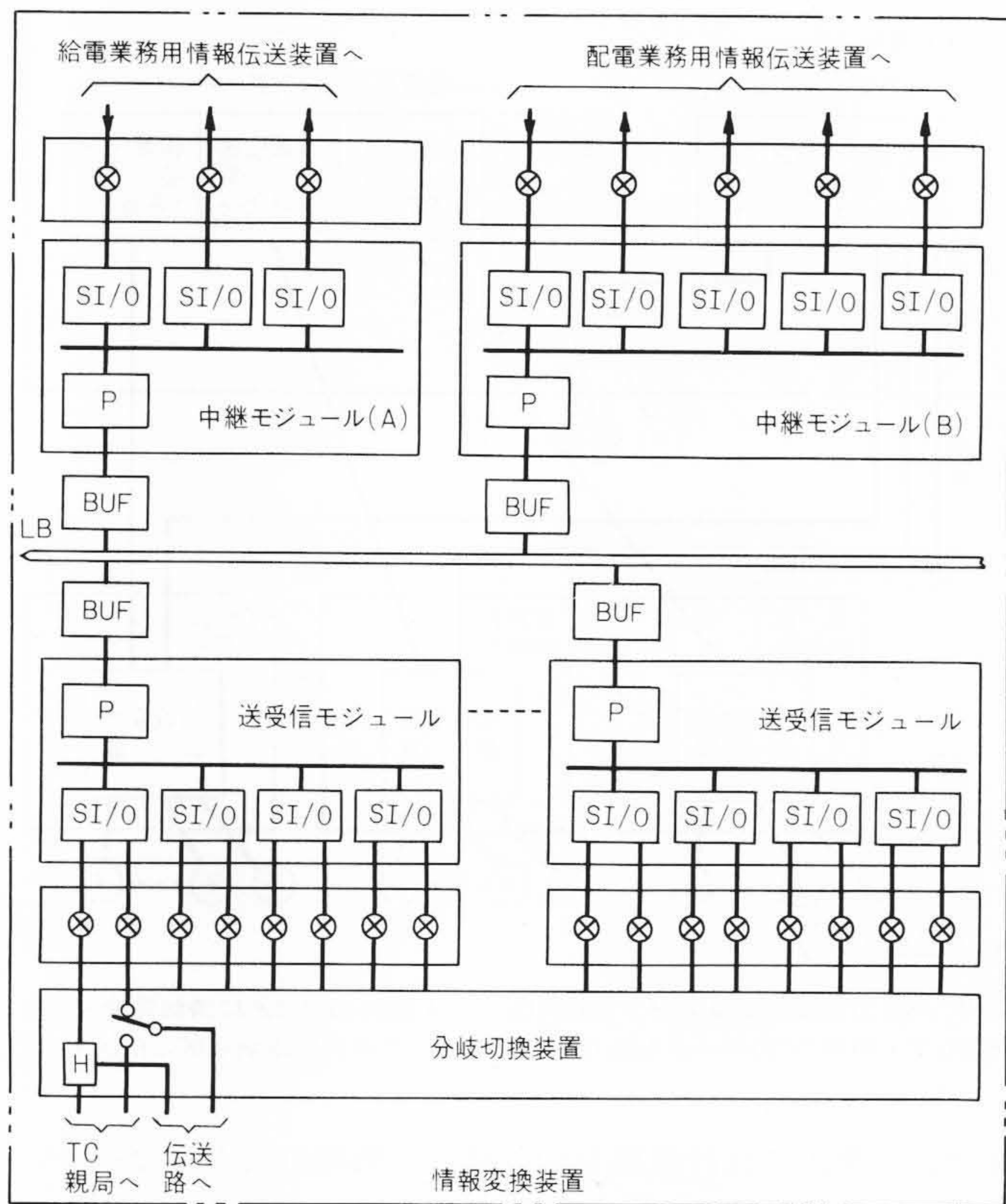
常のシステムでは計算機を切り替えて処理継続を行なっているが、本システムのように業務分担しているシステムでは、中央給電指令所業務と中央制御所業務が重なるため計算機の処理負荷が増加することになる。また、計算機が1台停止扱いとなるため全体の信頼度が低下する。このような問題を解決するため、リンケージ装置1の接続ルートがダウンしたときは、情報伝送装置1の情報を計算機2で入力し、この情報をGM経由で計算機1に渡す方式をとった(データ送信の場合は、この逆のルートになる)。この方式では、例えば計算機1、2の通常負荷率が30~40%で、このうちデータ送受信処理が5~10%とすると、計算機1は負荷率20~35%で、計算機2は35~50%で処理できることになる。接続ルートが多くなるほど本方式は有効である。

5 遠方監視制御システムの構成

5.1 システムの構成

既設TC子局と計算機を結合するために、図9に示すように中央給電指令所に情報伝送装置を、4箇所の制御所に情報変換装置を設け、この装置間をサイクリック伝送方式で接続している。情報伝送装置は系統変電所の取込みを対象としたセットと配電用変電所の取込みを対象としたセットに大別でき、これらは更に危険分散を図るために、1セットの最大取込変電所数が30以下となるように分割している。これら装置は、いずれも機能単位ごとに分割した構成とし、この機能単位ごとにマイクロプロセッサを内蔵し、ハードウェアの小形化、処理の高度化及び保守点検の容易さを図っている。

情報変換装置は図10に示すような構成であり、既設制御所に設置されているTCと接続し、制御所単位に集約する形で中央給電指令所に伝送することにより、制御所と中央給電指令所間の伝送路削減を実現している。情報変換装置と既設TCとの接続は、分岐切換装置を介して伝送路での分岐又は切換を行なうことにより、既設TCに影響を与えることなく情報を取り込むことを可能としている。また、保守・点検時及び装置故障時の波及範囲を限定するために、既設TC子局とのデータの授受を行なう送受信モジュールを4子局単位に分割してある。



注：略語説明など
 LB(共通バス), BUF(モジュールインタフェース部)
 P(データ処理部), SI/O(シリアル信号入・出力変換部)
 ⊗(信号伝送), ⊞(ハイブリッドトランス)

図10 情報変換装置構成 既設TCのデータを取り込む送受信モジュールと、中央給電指令所へこのデータを集約して伝送する中継モジュールから構成される。各機能モジュールのうち、いずれかが故障しても残りのモジュールにより、フォールバック運転が可能である。

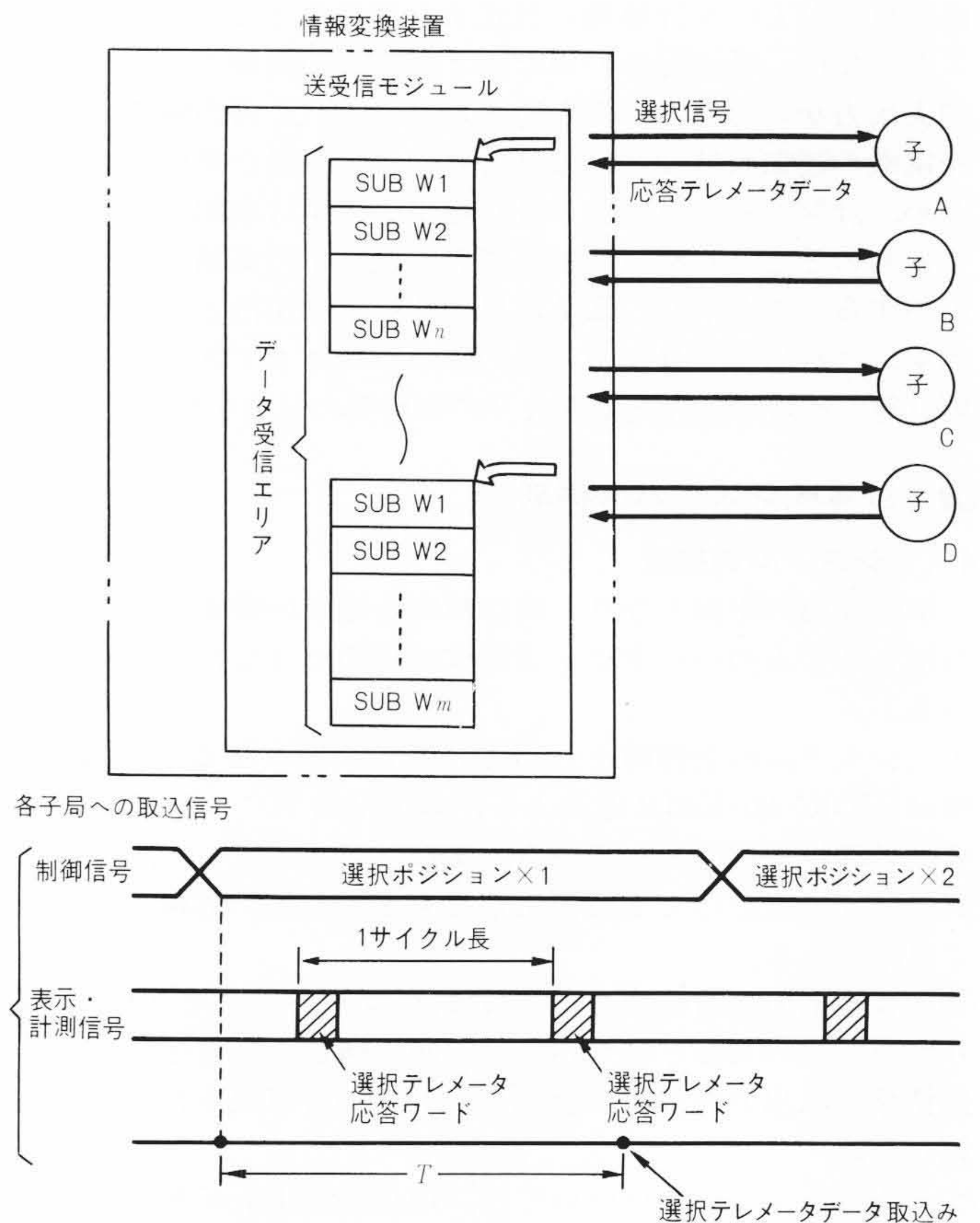
また、情報伝送装置にTC子局からのデータを伝送する中継モジュールを給電業務用情報伝送装置向けと、配電業務用情報伝送装置向けに分割してある。そして、給電業務用情報と配電業務用情報の一部を重複して二つの情報伝送装置に伝送することにより、給電業務用と配電業務用情報伝送装置故障時又は中継モジュール故障時の相互バックアップ機能をもたせている。

5.2 既設TCの信号変換方式

既設TCの親局と子局間の伝送フォーマットは、TCのメーカー及び導入年度により種々あるが、データ処理を容易にするためにマイクロプロセッサ内蔵のSI/O(Serial Input/Output)で符号変換するとともに、中継モジュールでデータ編集を行なうこととした。また、SI/Oは1枚のPI(Plug-In Card)で構成し、これを一つのTCに対応させることにより、TCの機種変更時の改造作業の低減を図るとともに、送受信部の処理仕様の共通化を実現している。一方、SI/Oの開発に際しては、現地での既設TCのデータを収集するとともに、工場内で模擬子局を製作し確認試験を実施したが、実際の現地での対向試験では、同一形式のTC装置でもフラグの使い方、群コードの扱いなどに差異があり、この差異をSI/Oの符号変換機能の拡張で解消させた。

5.3 選択テレメータの取込方式

既設TCの計測データには常時サイクリックに子局から計測データを送る常時テレメータと、親局から選択信号を子局に送ったときだけ子局から該当の計測データを送る選択テレ



注：略語説明 T = 選択後のテレメータ応答データ確立までの待ち時間

図11 選択テレメータデータ取込方式 4子局各々独立に選択信号をTC子局に出力し、一定時間(T 秒)後、選択テレメータワードに該当データが返送されているとして、送受信モジュール内のテレメータデータ受信エリアに格納する。

メータの2種がある。この選択テレメータデータを、計算機から順次選択して収集する方式を採用すると、計算機側の負荷が増大するとともに、情報更新に多大の時間を必要とする。そこで今回図11に示すように情報変換装置の送受信部に自動選択機能をもたせ、各子局単位に順次自動的に選択項目を更新して、選択テレメータデータを取り込み、このデータをサブコミテーションで情報伝送装置側へ伝送する方式とし、計算機側で選択テレメータか常時テレメータかを全く意識することなく処理することを可能とした。

6 結 言

本論でも述べたように、最適潮流計算をはじめとして今回新たに開発された項目は数多く、機能的にも給電から配電処理までの多彩な内容になっている。

今後、本システムで得られた技術を有効に生かしてゆければ幸いである。

本システムは、設計着手から現地調整完了まで長年の歳月を費やして完成したが、設計段階、製作途中、そして現地調整まで幾多の困難を解決し完成に至り、昭和59年7月から試運用に入り順調に運転している。この間御協力いただいた関係各位に対し深く感謝する次第である。

参考文献

- 1) 関根泰次：電力系統工学, pp.112~115, 電気書院(昭51-6)
- 2) 志水清孝：システム制御と数理計画法, pp.16~20, コロナ社(昭46-11)
- 3) 中山敬造：保護継電システム, pp.60~70, 電気書院(昭49-2)