日となっているが、連系されたＳＮＩでは、北部が10日、南部が4.9日となっている。

6.2.2　1998年12月における供給信頼度

INECELの電力需要想定によれば、1998年12月の予想最大電力は、全国大で1,991MWとなっており、北部が753MW、南部が1,238MWである。

ＬＯＬＰを計算すると、北部単独系統では20日、南部単独系統では０日となっており、連系されたＳＮＩで計算すると、北部で0.05日、南部で０日となっている

6.2.3　2003年12月における供給信頼度

INECELの電力需要想定によれば、2003年12月の予想最大電力は、全国大で2,595MWとなっており、北部が986MW、南部が1,609MWである。

ＬＯＬＰを計算すると、北部単独系統では15.2日、南部単独系統では0.086日となっており、連系されたＳＮＩで計算すると、北部で0.33日、南部で0.058日となっている。

6.3　供給信頼度の評価と代替案の検討

6.3.1　1998年12月における供給信頼度

北部と南部のアンバランスを是正するために、南部に開発を計画している、New T. Vapor（1995年運開予定）125MWとNew T. Vapor（1997年運開予定）140MWを、北部に移す案をAlternative Planとして検討した。

計算結果は、北部単独系統で、ＬＯＬＰ 14日、南部単独系統で0.02日となり、連系されたＳＮＩでは、北部が0.05日、南部0.006日となった。

6.3.2　2003年12月における供給信頼度

INECELの計画によると2003年までには、北部にも新規電源を組み入れるため、上記の代替を行うと、逆に北部に開発予定のNew T. Gas（2001年運開予定）80MWを南部へ移す必要があり、この案をAlternative Planとして検討した。

計算結果は、北部単独系統で、ＬＯＬＰ 1.26日、南部単独系統で1.86日となり、連系されたＳＮＩでは、北部が0.11日、南部が0.24日となった。

6.4　定格電圧維持の必要性

INECELは、230kV、138kV系では±５％、地方電力会社への受渡し点（69kV）で、±３％を目標に、電圧の維持に努めている。

6.5　定格周波数維持の必要性

定格周波数の維持については、電力を利用する需要家側および電力を供給する電気事業者の両者からみて必要である。

周波数の許容変動幅は±0.1Hz程度を目標にすべきであるが、JICA調査団が現地調査時に入手した２日分の周波数チャートによれば Fig.6-3 に示すように±0.1Hzを逸脱した記録は1993年２月18日(木)において3.83時間：翌週の２月22日(月)において1.75時間であった。

6.6　供給信頼度解析からみた推奨案

1998年12月における電力潮流を見ると、Daule Peripa水力発電所130MW（1996/12運開予定）とMantaのNew T. Vapor 140MW（1997/12運開予定）の電力は、大半が北向きの流れとなっている。従って、この両発電所は、南部地域に位置してはいるが、需給的には北地域の電源とみなすことができる。また、南部には2004年に125MWのNew T. Vaporが新設予定であることから、2003年における南部の信頼度が、北部より若干低くなるが、北部のNew T. Gas（2001年運開予定）80MWは、INECELの計画通りとする。この案をRecommendable Planとした。

計算結果は、1998年が、北部単独系統でＬＯＬＰ 16.4日、南部単独系統で0.01日となり、連系されたＳＮＩでは、北部が0.05日、南部が0.003日である。また、2003年が、北部単独系統で、ＬＯＬＰ 0.37日、南部単独系統で3.23日となり、連系されたＳＮＩでは、北部が0.04日、南部が0.27日である。従って、供給信頼度解析からみるならば、INECELの電力開発計画は妥当であり、南北の格差を減らすという観点から、Daule Peripa水力とMantaの火力を北地域の電源とみなすことを推奨する。

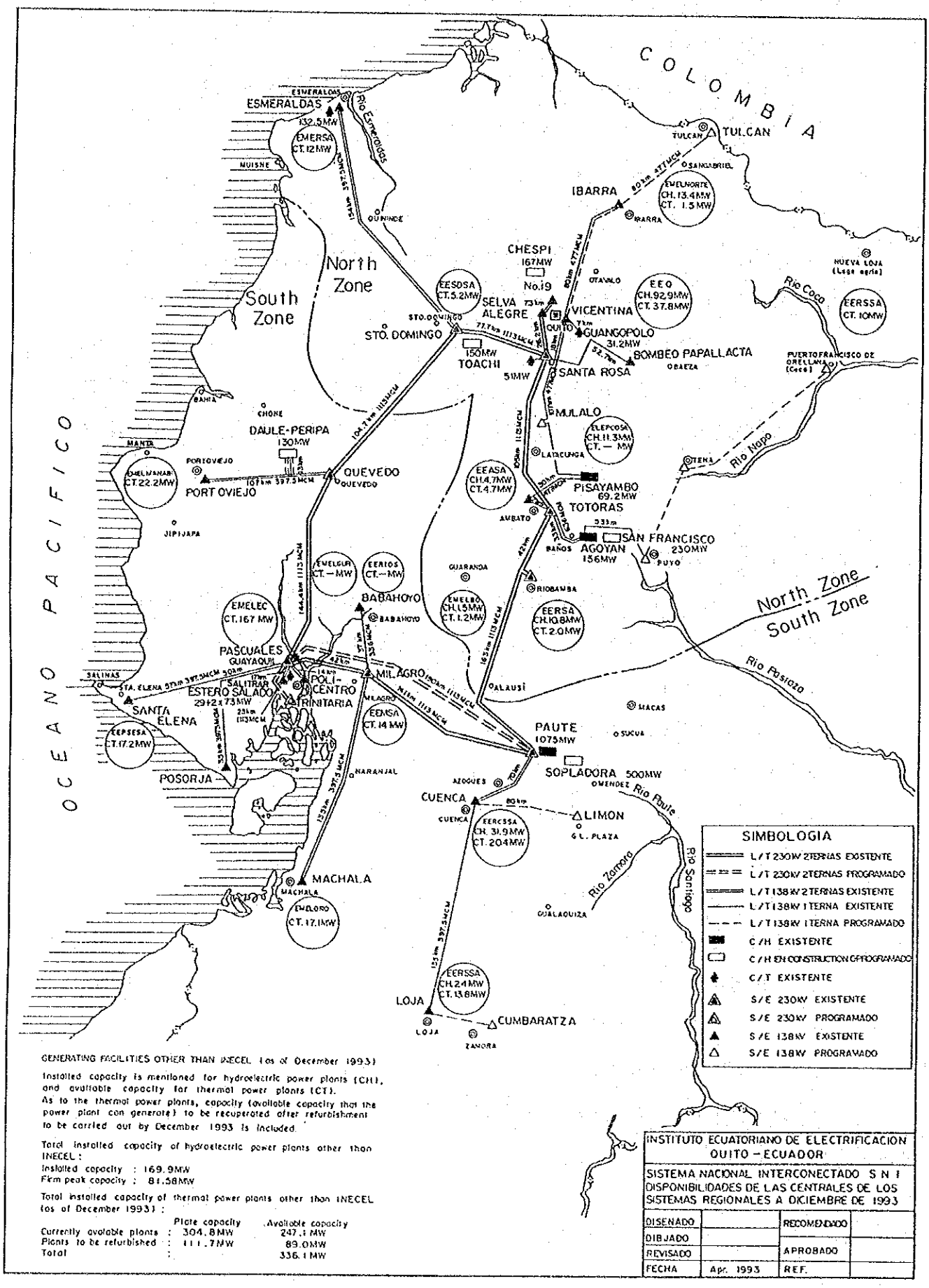
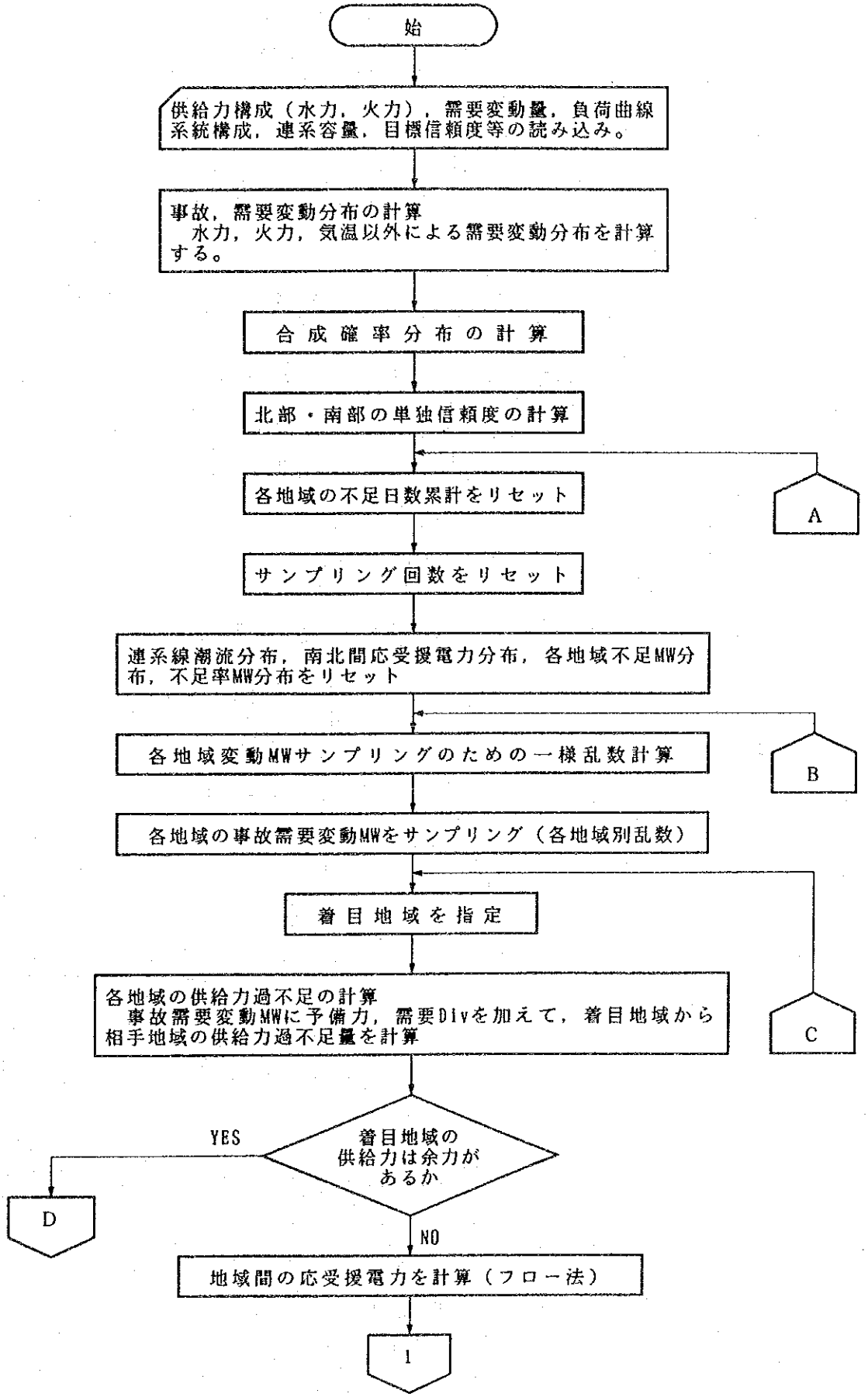
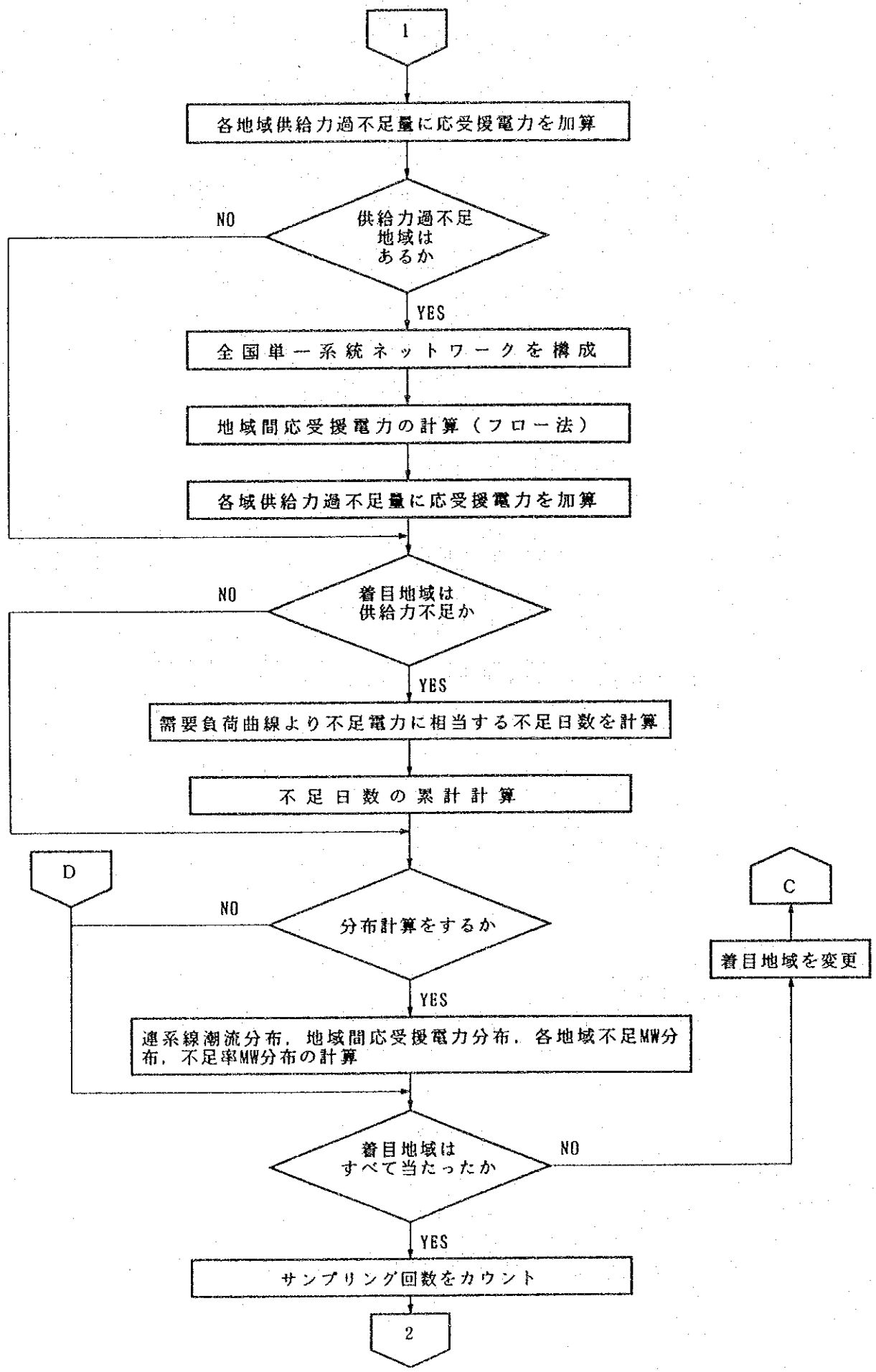
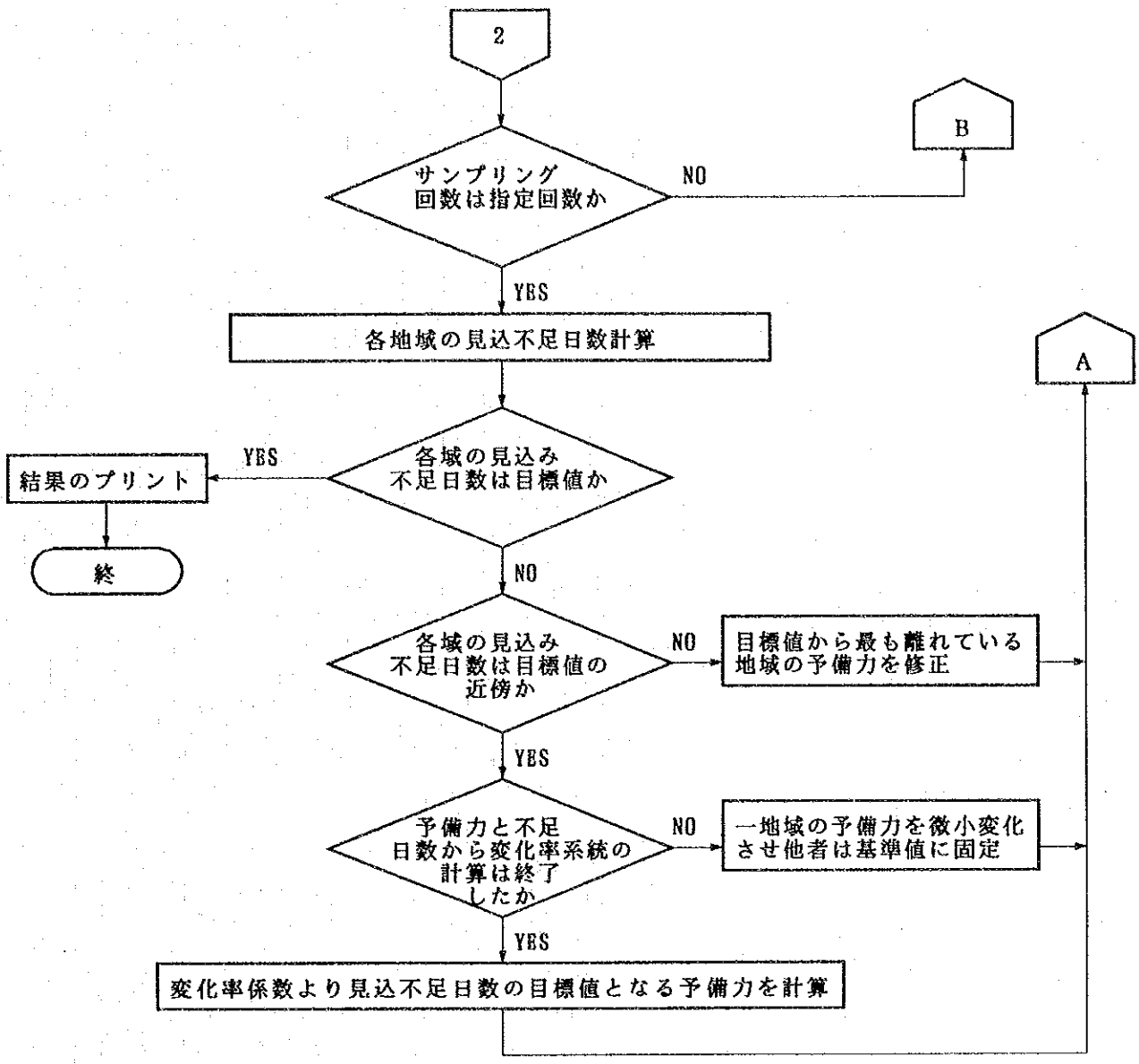


Fig. 6-1 Border of South & North Zone -SNI-

Fig.6-2　連系系統信頼度解析プログラムのフロー図




1
各地域供給力過不足量に応受援電力を加算
供給力過不足
地域は
あるか
NO
YES
全国単一系統ネットワークを構成
地域間応受援電力の計算（フロー法）
各域供給力過不足量に応受援電力を加算
着目地域は
供給力不足か
NO
YES
需要負荷曲線より不足電力に相当する不足日数を計算
不足日数の累計計算
D
分布計算をするか
NO
YES
C
着目地域を変更
連系線潮流分布，地域間応受援電力分布，各地域不足MW分布，不足率MW分布の計算
着目地域は
すべて当たったか
NO
YES
サンプリング回数をカウント
2


2
サンプリング
回数は指定回数か
NO
B
YES
各地域の見込不足日数計算
A
各域の見込み
不足日数は目標値か
YES
結果のプリント
終
NO
各域の見込み
不足日数は目標値の
近傍か
NO
目標値から最も離れている
地域の予備力を修正
YES
予備力と不足
日数から変化率系統の
計算は終了
したか
NO
一地域の予備力を微小変化
させ他者は基準値に固定
YES
変化率係数より見込不足日数の目標値となる予備力を計算

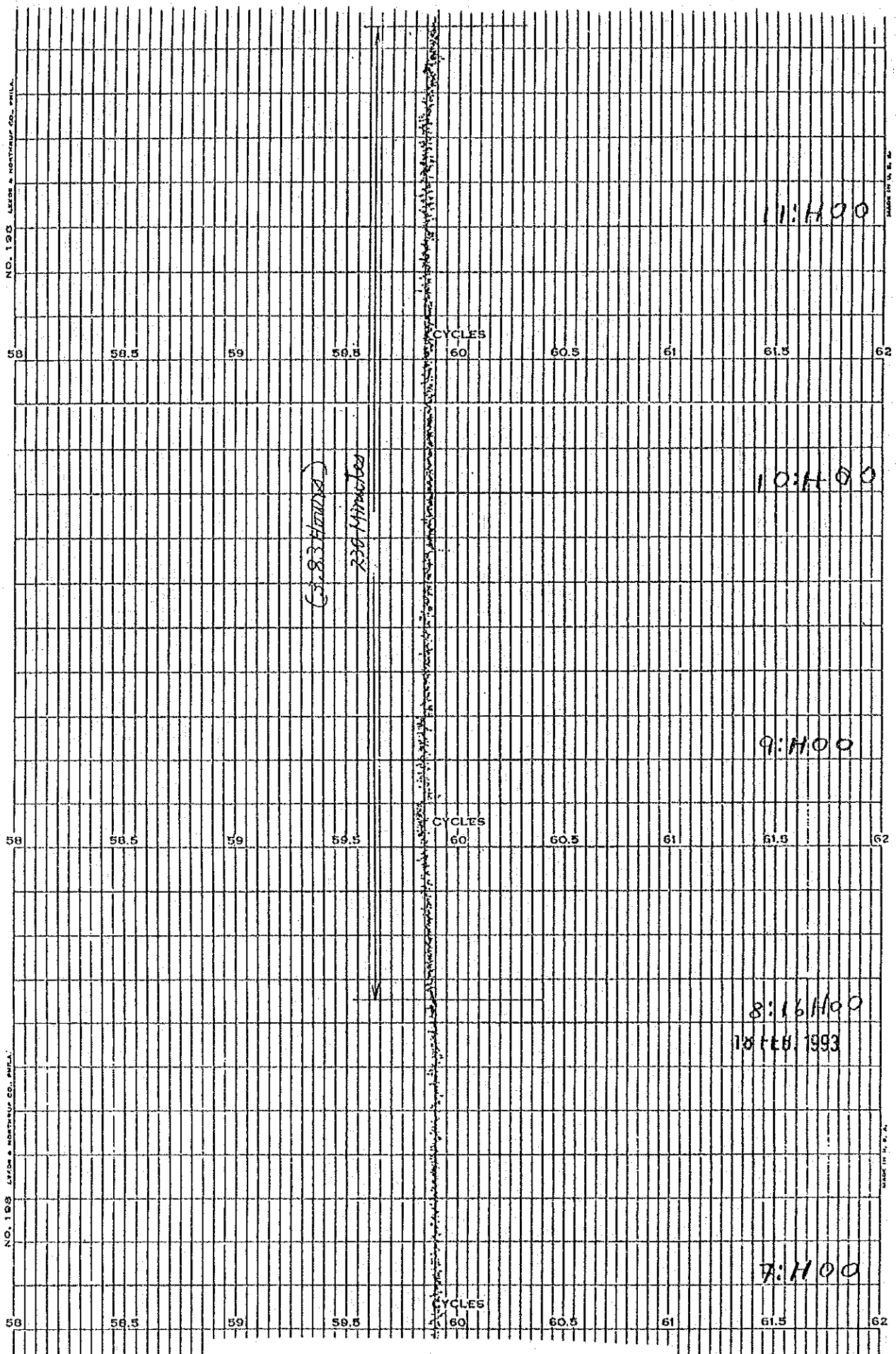


Fig. 6-3 Record of Frequency (1/2)

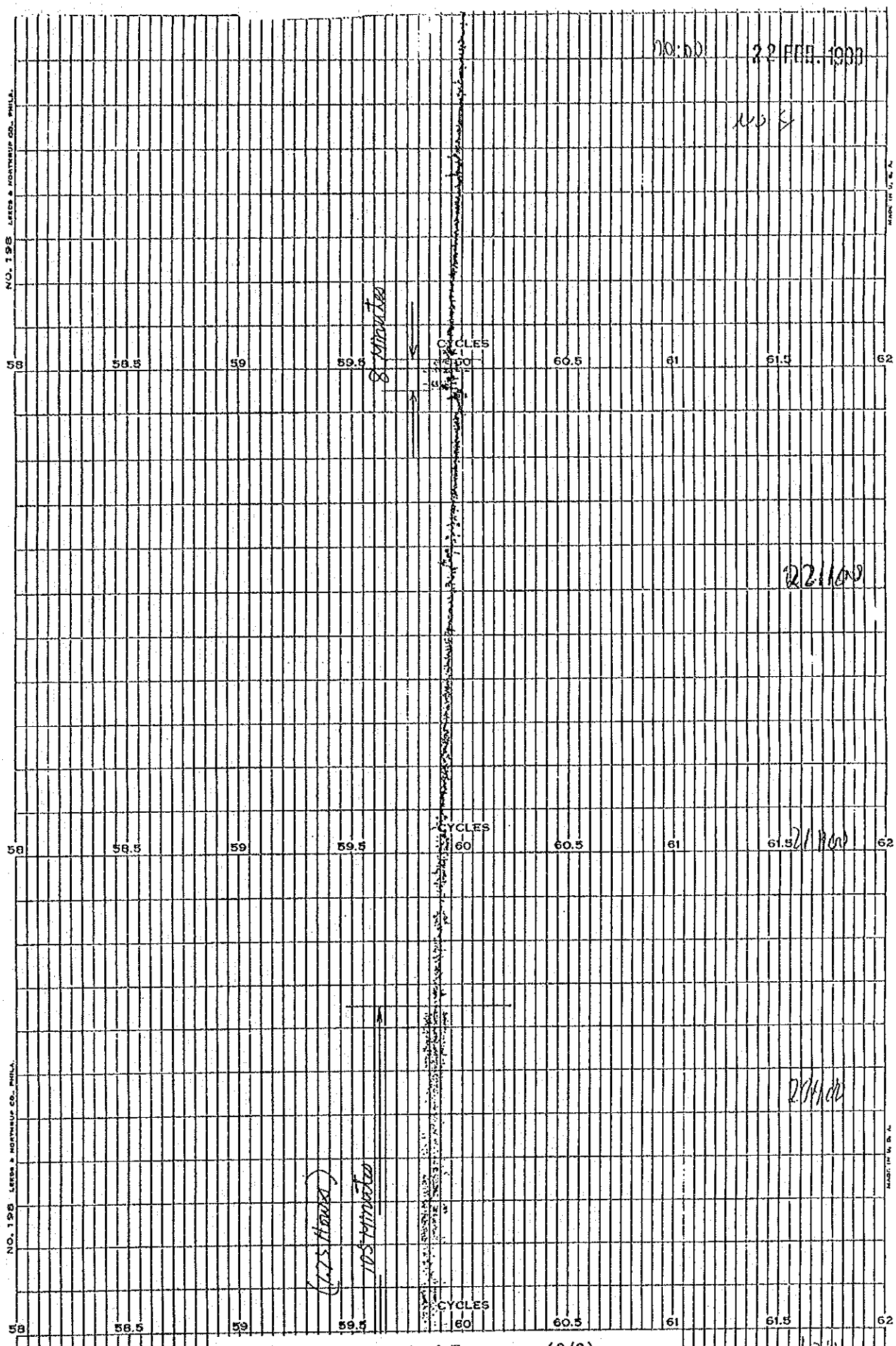


Fig. 6-3 Record of Frequency (2/2)

第７章　給電指令業務と保護継電設備

目　次

頁

7.1　給電指令業務と電力系統運用 …… 7－1

7.1.1　ＳＮＩの現状 …… 7－1

7.1.2　給電指令業務の現状 …… 7－1

7.2　新給電指令設備と給電業務 …… 7－4

7.2.1　新給電指令設備 …… 7－4

7.2.2　給電設備における将来計画 …… 7－5

7.2.3　通信設備の現状と将来計画 …… 7－5

7.2.4　需要予想と発電計画 …… 7－5

7.2.5　事故時の復旧操作 …… 7－6

7.3　保護継電設備 …… 7－7

7.3.1　保護継電設備の現状 …… 7－7

7.3.2　保護継電方式 …… 7－8

第７章　給電指令業務と保護継電設備

7.1　給電指令業務と電力系統運用

7.1.1　ＳＮＩの現状

(1)　周波数制御

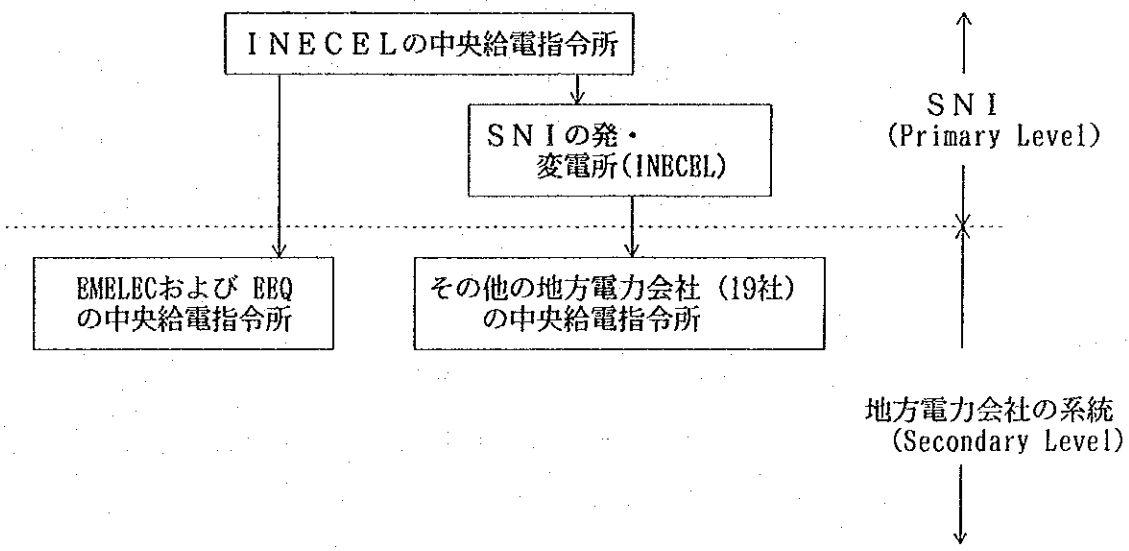
現状のエクアドルでは、短周期で供給力のバランスを大きく崩す大容量変動負荷が少ないので、水力発電所のガバナーフリー運転により、周波数の変動要因を吸収し、比較的安定した状況にある。

(2)　電圧・無効電力制御

ＳＮＩにおける電圧・無効電力制御の現状は、水力発電所の発電機による制御、主要変電所の調相用コンデンサ、分路リアクトル並びに主要変圧器の負荷時タップ切換器、Santa Rosaのガスタービン発電機による調相機運転制御等と適正電圧の維持にかなりの努力がうかがえるが、供給電源の偏在化に加え、調相設備容量の不足、給電所での全国連系系統の電圧監視の困難さなどから、必ずしも適正電圧に維持されていないケースもあり、今後の改善が望まれる。

7.1.2　給電指令業務の現状

ＳＮＩの現状の給電指令業務の組織図は、次の如くなっている。



すなわち、大電力需要地である Guayaquilと Quitoに対しては、INECELの中央給電指令所から直接給電指令業務を行い、その他の地方電力会社への給電指令業務は、連系するINECELの発・変電所の給電指令ユニット(Operative Unit)をとおして地方電力会社の給電指令所にその内容が伝達されている。

(1) 給電設備の現状

エクアドルにおける1993年３月時点での給電指令組織は、ＳＮＩを組織的、統一的に運用するために、Santa Rosa変電所構内に中央給電指令所が設置されているが、給電設備面から見るとその設備は、電力線搬送を利用した電話回線のみの給電所で、テレメーター、しゃ断器等の状態表示（On又はOff）情報は全く伝送されていない。

一方、給電記録等の運用情報は、各電気所より電話で約25分程かけて聴取し、給電所に設置しているパーソナルコンピューターに運転員が手動入力して管理、保管している。

また、給電指令業務に重要な役割を担う電話については、給電専用の直通電話ではないため、事故発生電気所からの第一報を受けてから一般の電話を制限して対応しているのが現状であり、電話回線の混雑時、不通時には、事故発生の連絡が遅れ復旧操作等の給電指令業務に支障を及ぼす恐れがある。

(2) 給電所の監視業務

給電指令組織を有効に機能させるためには、電力系統の実体に合った適切な給電システムがあって初めて有効、迅速に機能させることができるが、本給電所においては、前述の通りシステム的な設備がないため、本来給電所で行うべき監視業務、有効電力の調整業務等一部の業務を電気所側に委任しており、異常気象時、事故時等における対応の遅れが懸念される。

(3) 需要変動と予想

エクアドルにおける現状の需要変動は、年間を通して外気温の変動が小さいこと、工場等の大口変動負荷が少ないことから、季節的変動、日間の周期的変動は小さく、需要予想に対する実績供給力のズレが少いため、短期的には、ほぼ正確な需要想定がなされている。

(4) 事故時の復旧操作

ＳＮＩの事故が電力系統全体に及ぼす影響を考慮し、INECELは次の３つの事故を最も重大な事故と位置づけている。

(a) Paute 水力発電所のユニット事故

(b) 230kV主幹送電線の事故

(c) ２大電力消費地である Guayaquilおよび Quito市への電力を供給する EMELECおよびEEQ電力系統との連系点における事故

Paute水力発電所はフェーズＣの完成により、設備出力は 1,075MWとなったが、同時に230kV電力系統はPaute電源の偏在により、Paute水力発電所近傍での送電線事故やユニット事故により、全系統が壊滅するという弱点を持っている。

そのために周波数継電器による７ステップの負荷しゃ断が考慮されている。

電力系統事故時の復旧の基本的な考方および順序は、つぎの如くなっている。

(a) 単独系統となって、電圧が残っている系統は電圧調整を行うこと。

(b) 電力系統が全停となった系統は、ＳＮＩの連系点のしゃ断器を開放するとともに、自系統内の発電設備を起動させ電力系統の復旧を計る。

(c) EMELEC電力系統を中心とする南部電力系統は、EMELECの発電設備とINECELの73MW×２台のスチーム火力発電所を中心に電力系統を復旧させる。

(d) EEQを中心とした北部電力系統は、EEQの発電設備とINECELのPisayambo水力発電所（34.6MW×２）およびAgoyán水力発電所（75MW×２）を中心に230kV系統を除く電力系統を復旧する。

(e) 230kV電力系統の復旧は、Paute水力発電所から南部電力系統に１回線充電を行い、南部電力系統との連系を終了後Santa Rosa変電所までの充電を実施して北部電力系統の復旧を行う。

なお、南北両電力系統の並列は、Santa Rosa変電所で行う。

(f) 南部および北部電力系統が230kV連系送電線をとおして連系されたことが確認された後、残りの地方電力系統を順次復旧するものとする。

(g) 最後に230kV送電線の２回線目をPaute発電所側から充電し、正常な電力系統に復旧する。

7.2　新給電指令設備と給電業務

7.2.1　新給電指令設備

(1)　新給電システムの機能

新給電所の計算機システムとして、以下の機能が望まれる。

(a)　監視業務

1）需給監視

2）電圧監視

3）信頼度監視

(b)　計画業務

(c)　記録、統計業務

(d)　運用者の教育、訓練

(2)　情報伝送システム

エクアドルの新給電システムの情報伝送システムは、発・変電所等の子側にデータロガー的な端末装置を設置し、この装置と中央給電指令所の計算機とをモデム（変復調器）で結合する方式であり、この方式は定周期伝送と随時割り込み伝送の併用が可能であるが、定周期伝送の時間間隔を短くする（伝送回数を増やす）と装置に負担がかかりすぎ、他の処理に支障を及ぼすため、必然的に伝送回数が制約され、連続的に変化する周波数などのテレメータの伝送用としては適用困難である。従って、系統周波数、連系線潮流、系統電圧などの運用値を記録計または、指示計器に常時指示させるとともに、計算機システムによるきめ細かな運用監視を行うためには、常時伝送が可能なCDT（ｻｲｸﾘｯｸ ﾃﾞｨｼﾞﾀﾙ ﾄﾗﾝｽﾐｯﾀｰ）等の情報伝送システムの採用が必要である。

(3)　給電専用電話

給電指令業務は、時々刻々と変動する電力系統を組織的、統一的に運用するための統率業務であり、どの様な状況下にあっても指令、連絡ができることが原則である。特に、電話回線の使用が輻輳する異常気象時、系統事故時等緊急時には、給電指令も頻繁に行われるのが通例であり、電話の不通による指令業務の停滞、遅れは供給信頼度の低下につながる恐れもあり、直接指令する発・変電所並びに地方給電

指令所間の直通給電専用電話の設置は不可欠である。

7.2.2　給電設備における将来計画

94年に運用を開始する予定の新給電指令所自動給電システム（Fig.7-1 参照）を検討すると、中給側のシステムは最新の計算機を導入した先進国なみのシステムであるが、通信回線数及び通信方式からくる制約から、給電情報の高速度・大量伝送ができないため、給電運用者からみると若干の不自由さが推察される。今後の電力系統の巨大化・複雑化に伴い、給電運用情報の高速度・大量伝送化は避けられないと思われるため、なるべく早い時期に、通信回線の確保・通信方式の改善による新情報伝送方式の採用が望まれる。

7.2.3　通信設備の現状と将来計画

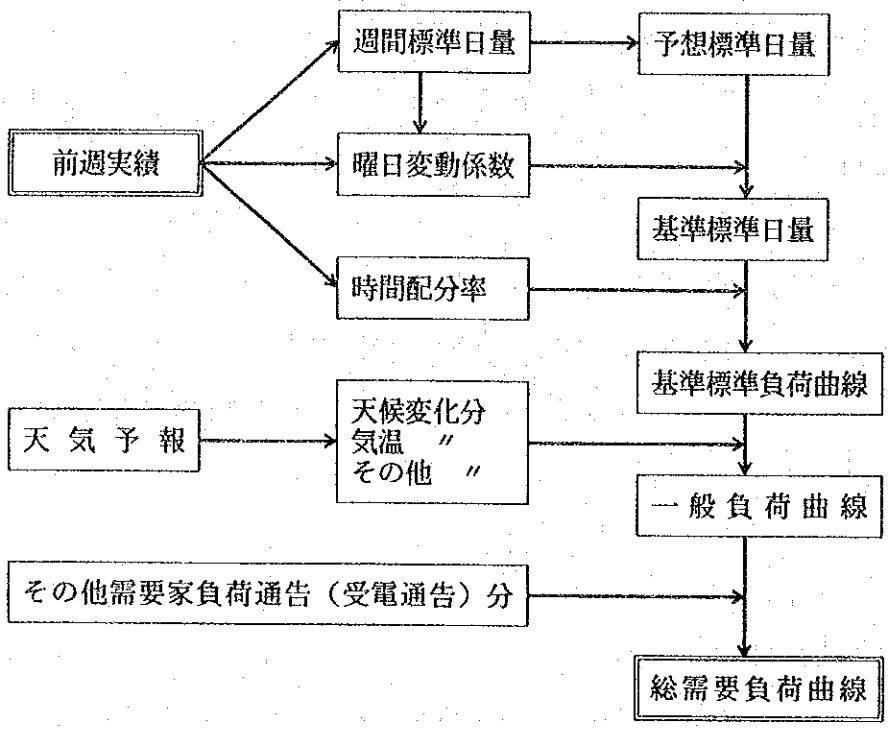
現状におけるエクアドルの電力保安通信設備は、電力線搬送方式（ＰＬＣ）による回線のみで、マイクロ波通信などによる無線通信設備がないため、給電専用電話回線の確保、高速度常時伝送が可能な情報伝送回線の確保並びにINECEL本部等、企画・保守管理部門との社内電話回線の確保が出来ない状況にある。

電力事業用通信設備は巨大化、複雑化する電力系統を安定かつ経済的に運用するためには不可欠であり、将来的には、中央給電指令所に集中する情報も飛躍的に増加するとともに、系統信頼度確保のために保護継電方式をマイクロキャリア方式にするなどの必要性が生じるものと思われ、マイクロ波無線網等の第二の通信方式の採用が絶対条件となることが予想される。

7.2.4　需要予想と発電計画

一般的な翌日需要の予想方法は、次図の通りであるが、翌日予想を作成するうえで気象状況による変動要因が重要となり、天気予報に最新の注意を払う必要がある。

（翌日予想方法例）



7.2.5 事故時の復旧操作

新給電システムが導入され、各種給電情報がオンラインで処理出来るようになっても、基本的な事故復旧方針は、現状の方針と変わらないが、新システムの自動監視機能を十分に活用し、監視警報が発生した場合には、送電線潮流や電圧を調整して系統事故の未然防止を計るとともに、主要電源送電線の事故による供給支障お拡大防止を図るため、Esmeraldes火力発電所、Estero Salado火力発電所などの大規模電源による適正な瞬動予備力を確保することが必要である。

7.3 保護継電設備

7.3.1 保護継電設備の現状

(1) 230kV送電系統

230kV送電系統の保護継電設備は、発電所または変電所間を結ぶ送電線の両端に設けられており系統構成より平行2回線が6区間（24端子）、π構成区間が1区間（6端子）の計7区間で設備総数30端子である。

保護継電方式は、電力線搬送を使用した方向比較継電方式を採用し、系統再閉路装置を有している。

(2) 138kV送電系統

138kV送電系統の保護継電設備は、発電所または変電所間を結ぶ送電線の両端に設けられており系統構成より平行2回線が8区間（32端子）、1回線区間が11区間（22端子）の計19区間であるが以下の4区間（6端子）には保護継電設備が設けられていない、若しくは不明となっており設備総数は48端子である。

保護継電設備は、主に距離継電方式が採用され一部には方向比較継電方式や過電流継電方式も使用されている。

(3) ＳＮＩの事故統計

ＳＮＩの事故統計は、INECELより提供された1991年、1992年の2ヵ年を使用した。

(a) 系統事故件数の推移

ＳＮＩの事故統計（1991年及び1992年）における事故件数は、1991年から1992年では 119件から 175件（前年比47%）と増加し、負荷遮断を伴った事故件数は、1991年から1992年では77件から87件（前年比12%）に増加している。

(b) 系統事故に占める送電線事故件数

系統事故のうち送電線事故は、230kV送電線が1991年15件から1992年35件（前年比 133%）と増加し、138kV送電線では1991年47件から1992年59件（前年比25%）と増加している。

送電線事故が系統事故全体に占める割合は、1991年は 119件中62件で全体の52%、1992年は 175件中94件で全体の53.71%となっており、送電線事故の全体に占める割合が大きい。

(c) 保護継電設備に関連する事故件数

送電線事故のうち保護継電設備に起因する事故は、1991年、1992年とも 230kV 送電線では0件、138kV送電線で1件と8件発生している。

(d) 系統事故系統から考察

① 系統事故現象の把握

保護継電設備を評価するためには、系統事故の現象を系統自動記録装置（OSC）等を利用して系統事故現象を把握に努めることが大切である。

② 保護継電設備事故の再発防止対策

ＳＮＩの系統事故のうち保護継電設備に起因する事故が同一区間で多発している。（区間、内容は本編に記載）

事故原因の詳細は不明であるが、保護継電設備の不具合による事故が多発していることから保護継電器の事故原因を調査し、類似事故の再発防止対策を施す必要がある。

③ 保護継電設備の保守管理

保護継電設備の運用状況を把握することや、定期的に保護継電器の動作特性試験、シーケンス試験などを行い保護継電設備の機能確認、機能維持に務め、保護継電設備の不具合による事故を未然に防ぐことが重要である。

7.3.2 保護継電方式

ＳＮＩの保護継電設備の回路構成、保護継電方式、保護継電器の運用に係わる保護継電器の整定値の検討を以下に行った。

(1) 保護装置の回路構成

(a) 230kV送電系統では、主保護・後備保護とも計器用変成器を含め独立した回路を構成している。

(b) 138kV送電系統は、230kV送電系統と同様の回路構成となっているが一部では主保護のみの回路構成となっている。

(2) 保護継電方式

(a) 230kV送電線系統では、主保護に方向比較継電方式、後備保護に距離継電方式が採用されている。

主保護の信号伝送方式は、電力線搬送方式が採用されている。

また、高速度再閉路方式（無電圧時間 0.3秒以下）が使用され、三相再閉路を行っている。

(b) 138kV送電系統は、主に距離継電方式が採用され一部には方向比較継電方式や過電流継電器方式が採用されている。

(3) 保護継電器の整定

保護継電器の整定については、INECELから提供された保護継電器の整定表から主保護、後備保護継電器の整定関係および時間協調図を作成し、

(a) 負荷インピーダンスで動作しないこと

(b) 隣接区間との時間協調が取れていること‥‥の確認を行った。

検討の結果は、保護継電設備の整定で特に問題はなかった。

(4) 保護継電方式の考察

ＳＮＩでは、電力系統の形態、送電線の電圧階級および適用系統により保護継電方式を選定している。即ち、230kV送電線系統では、方向比較継電方式、138kV送電線系統では、距離継電方式や過電流継電方式である。

方向比較継電方式では、多重事故時に事故相選別が出来ないため多相再閉路の適用が困難であることや、微地絡の検出が困難となる。

また、過電流継電方式は、方向性がないため両端電源の場合は時間協調が取れないなどの問題がある。

最近 275kV、500kV 系統において各相位相比較継電方式や電流差動方式等採用されているが、これらの方式を採用するには、現行の電力線搬送方式では伝送できる情報量が足りないので、伝送速度が早く、また、容量が大きいマイクロ波通信設備等の新設が必要となって来る。

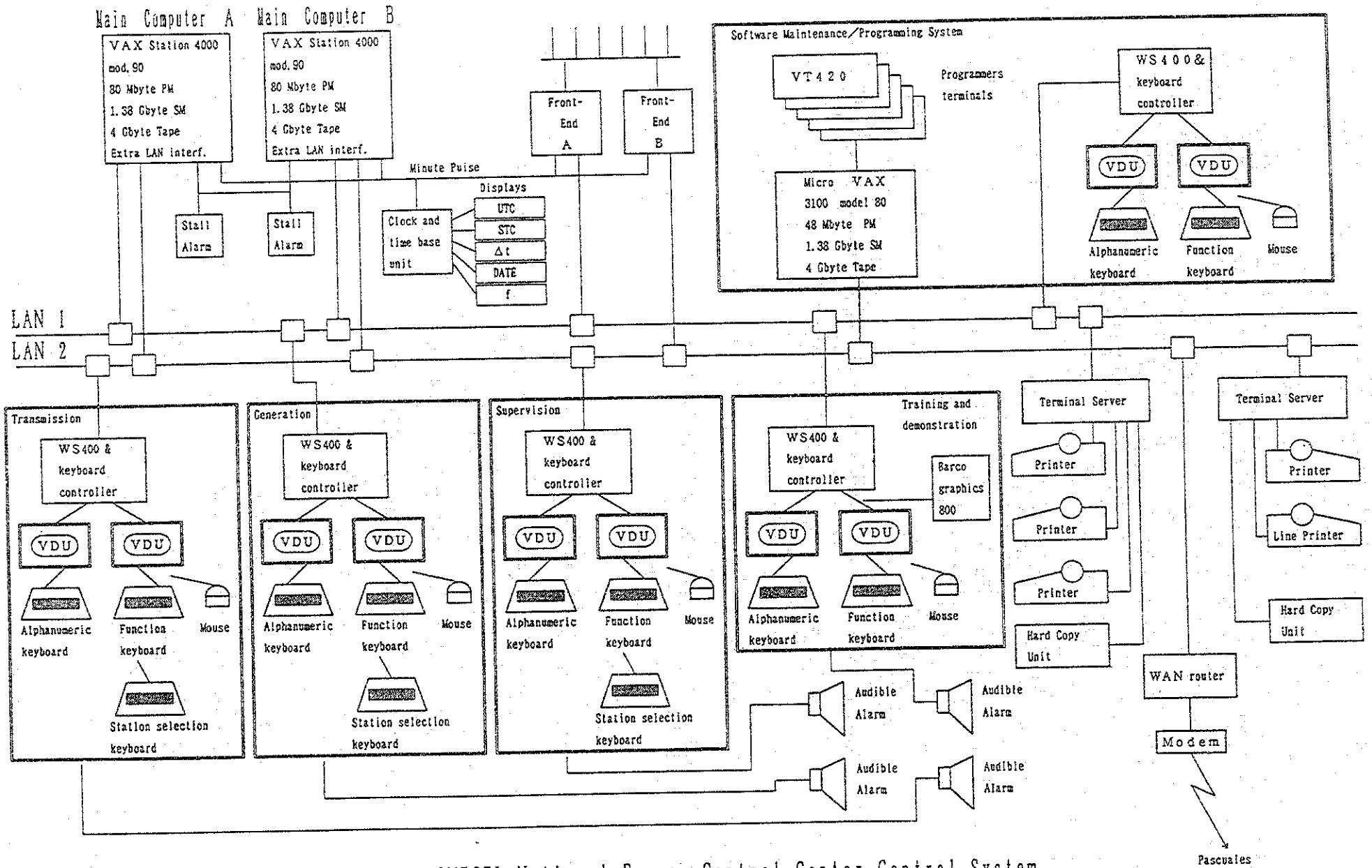


Fig 7-1 INECEL National Energy Control Center Central System

第 8 章　電力設備拡充計画

目　次

頁

8.1　発電設備拡充計画 …… 8－1

8.1.1　設備計画の選択 …… 8－1

8.1.2　発電設備拡充計画 …… 8－1

8.2　送変電設備拡充計画 …… 8－3

8.3　建設工程及び工事費 …… 8－4

第８章　　電力設備拡充計画

本章では、INECELの電源開発計画や送変電計画をもとに、JICA調査団が行った電力系統解析や供給信頼度解析等の結果により作成された2003年までの発電設備および送変電設備の拡充計画について記述する。

8.1　発電設備拡充計画

8.1.1　設備計画の選択

設備計画の選択にはINECELにおいてマスタープランの検討のためのコンピューターモデルが使用された。

設備計画の選択は、現設備計画の解析、設備拡充案の解析、経済解析の３段階にわけて行われ、需要計画、現有発電設備、水力発電計画の電力生産（保証電力、電力量）、投資費用および投資スケジュール、運転・保守費などの資料が使用された。

8.1.2　発電設備拡充計画

(1)　現有発電設備

ＳＮＩは230kV環状幹線に連系されたINECEL及び各地方電力会社の設備で構成されているが、1993年１月現在における発電設備は、INECEL分が、1,691.8MW（水力 1,301.0MW、火力 391.6MW)で、全国合計が 2,278.2MW（水力 1,470.1MW 、火力 808.1MW)である。（3.3.1発電設備参照）

(2)　建設中の発電設備

(a)　私企業発電会社所有ガスタービン発電所

1992年の異常渇水の経験から、電力不足に対処するため、Electro Quil 75MW（25MW×１、50MW×１）やElectro Quito（33MW×１）などのGT発電所が夫々1993年中に運開の予定で建設されている。

(b)　火力発電設備のリハビリテーション

最新の、各地方系統の火力発電設備の運転可能調査によると、1993年１月現在の設備出力は304,789kWで、発電可能最大は248,900kWであり、リハビリテーション必要ユニット調査では、設備出力で111,724kW。発電可能出力で89,000kWであった。

この火力発電設備リハビリテーション作業は、1993年中に完了する見通しで、年末にはＳＮＩの発電可能出力が増加する。

(c) INECELのガスタービン発電所

INECELは1996年までの有効な建設計画の見直しを行い出力30.9MWおよび80MWのガスタービン発電所を、緊急用として1993年12月までに新設することにした。技術－経済スタディによって、このガスタービンは、Guayaquil市のEstero Salado発電所およびＳＮＩのPascuales変電所に設置する事となった。

この、ガスタービン発電所がＳＮＩに編入されることによって、1994年１月および、２月の渇水期に充分の電力を供給する事ができ、ＳＮＩに大きな信頼性と保証を与える。

現在、機器落札が決定し、1994年12月には運転開始の予定である。

(3) 発電設備開発計画

1993年～2004年期間の電力需要に対して供給するための、最低コストの発電設備計画として、下記の順次開発計画がJICA案として推奨される。JICA案は需給バランス(kWh)を考慮してINECELのマスタープランを若干変更している。

プロジェクト名	設備出力	運転開始時期
T. Gas (Estero Salado)	30.9	1993
Rehabilitation - Diesel	62.5	
Rehabilitation - Bunker	49.2	
T. Gas (Electro Quil) 1)	75.0	
T. Gas (Electro Quito) 1)	33.0	
T. Gas (Pascuales)	80.0	
Rehabilitation (Estero Salado)	146.0	
T. Gas (Machala)	80.0	1994
T. Vapor (Trinitaria)	125.0	1995
Daule Peripa 2)	130.0	1996
T. Vapor (Manta)	140.0	
T. Vapor	125.0	1997
San Francisco 2)	230.0	1999
T. Gas (Santa Rosa)	80.0	2000
Mazar 2)	180.0	2001
Toachi 2)	150.0	2003
T. Vapor (Santa Elena)	125.0	2004

注： 1) 私企業の電力会社設備、 2) 水力発電所

8.2 送変電設備拡充計画

(1) 至近10ヵ年の送変電設備拡充計画は、短期（1993年～1995年）、中期（1996年～1998年）、長期（1999年～2002年）に分かれており、その内容は下記の通りである。

プロジェクト名	運転開始年
A. Short Term Plan	
1. SNI Phase C	1994
2. SNI Phase D1	1994
3. SNI Phase D2	1995
4. Cuenca - Limon T/L	1993
5. Portoviejo S/S Expansion	1994
6. SNI S/S Expansion	1995
7. Agoyan S/S 138kV 1 Bay Expansion	1994
8. Puyo - Tena - Coca T/L	1995
9. Pascuales G/T, T/L	1994
10. Machala G/T, T/L	1995
11. Trinitaria V/T, T/L	1996
B. Medium Term Plan	
1. Milagro - Machala 230kV T/L	1996
2. Daule P. - Chone 138kV T/L	1997
3. Cuenca S/S Transformer 40 MVA	1997
4. Guayaquil S/S Transformer 50 MVA	1996
5. Cuenca - Loja T/L 2nd circuit	1998
6. Manta V/T, T/L	1997
C. Long Term Plan	
1. S. Francisco - Totoras T/L	1999
2. Sta. Rosa - Pomasqui T/L	2000
3. Guayaquil S/S Transformer 125 MVA	2000
4. Mulalo S/S Transformer 66 MVA	2000
5. Coca. Tena S/S Expansion	2001
6. G/T 2000 T/L	2001
7. Mazar H/P 138kV 5 Bay	2001
8. Mazar - Cuenca T/L	2001
9. Toachi H/P 230kV 4 Bay	2002
10. Pascuales - Sta. Elena 138kV T/L	2001

(2) 変電設備改良計画

ＳＮＩの北部において常時運転電圧の保持が困難な変電所がある。以下に示すように、これら変電所の変圧器には負荷時電圧調整器（On-load Tap Changer）を他の変電所については母線又は変圧器の３次側に調相用コンデンサを設置する必要がある。

変圧器タップと調相用コンデンサ

変電所名		1998年	2003年
変圧器タップ	Selva Alegre	105 %	110 %
	Chillo Gallo	105 %	110 %
	Kennedy	105 %	110 %
	No. 18	105 %	110 %
	No. 19	105 %	110 %
	Pomasqui	110 %	110 %
	Chillo Gallo	—	110 %
	Tena	—	105 %
	Ambato	—	105 %
調相用コンデンサー	Vicentina	12 MVar	12 MVar
	Salitral	36 MVar	36 MVar
	Pascuales	36 MVar	36 MVar
	Santa Rosa	36 MVar	36 MVar
	Ibarra	—	18 MVar

Note：調相用コンデンサは単相コンデンサによって構成し、これを星形に接続して直列リアクトルを中性点側に挿入する方式とした。

8.3 建設工程及び工事費

(1) 発電設備

1992年から2002年までの期間の電力需要の伸びに対する発電供給計画JICA案は、8.1項の発電設備拡充計画に記載されているが、建設工事の資金調達の現状および工事の進捗状況により考えて、発電所の運転開始時期については若干修正する必要がある。Table 8-1 に修正された建設工程を、Table 8-2 に建設工事費と投資スケジュールを示す。

修正された工程表によると、1994年から1998年の間に電力需要の伸びに対して供給電力量の不足する期間が長期に生じ、旱魃期にはPaute発電所などによる電力量の確保が困難となるため、停電が頻繁に起こることが予想され、このため電力供給信頼度が充分確保されず、ひいては国の社会・経済的発展が著しく阻害されることになる。

この状況により、発電拡充計画が予定の工程通り遂行されるよう工事資金の早期調達、建設工程の確保に全力を投入することが必要である。

(2) 送変電設備

ＳＮＩの送変電設備拡充計画は8.2に示す通りで、これら一連の拡充計画の工程をTable 8-3 に掲げ、また、そのための投資スケジュールを Table 8-4 に示す。

この拡充計画は1994年から2003年の10年間において、総額 US$ 110,682,000の資金が必要である。

Table 8 - 1 Construction Schedule of Powr Generation Facilities

Project	Year												
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
T. Gas (Pascuales)		Operation ▼											
T. Gas (Machala)	Construction ▼		Operation ▼										
T. Vapor (Trinitaria)	Construction ▼			Operation ▼									
T. Vapor (Manta)		Construction ▼			Operation ▼								
Hydro (Daule Peripa)	Completion of Design ▼	Finance ▼	Construction ▼			Operation ▼							
T. Vapor (-)		Construction ▼				Operaton ▼							
Hydro (S. Francisco)		Finance ▼	Const-ruction ▼				Operation ▼						
T. Gas (Santa Rosa)					Finance ▼	Construction ▼		Operation ▼					
Hydro (Mazar)		Completion of Design ▼	Finance ▼	Construction ▼									
Hydro (Toachi)				Completion of Design ▼	Finance ▼	Construction ▼				Operation ▼			
T. Vapor (St. Elena)						Finance ▼	Construction ▼					Operation ▼	

Table 8 - 2 Investment Schedule of Power Facilities Plan

Unit: USDollars

Project	Opera-tion Year	Installed Capacity (MW)	Total Cost	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
T.Gas (Pascuales)	94/12	80	30,826	30,826										
T.Gas (Machala)	95/12	80	30,826	27,743	3,083									
T. Vapor (Trinitaria)	96/12	125	141,987	63,895	63,895	14,199								
T. Vapor (Manta)	97/12	270	178,878		30,398	50,066	80,464	17,880						
Hydro (Daule Peripa)	98/12	130	-	-	-	-	-							
T. Vapor (-)	98/12	80	141,989		24,138	39,757	63,895	14,199						
Hydro (S.Francisco)	99/12	230	195,867		7,320	45,589	56,039	58,015	28,904					
T.Gas (Santa Rosa)	2000/12	80	30,826						27,743	3,083				
Hydro (Mazar)	01/12	180	308,999				16,890	53,439	110,214	90,819	37,637			
Hydro (Toachi)	03/12	150	229,840						39,093	45,968	57,400	68,952	18,387	
T. Vapor (St. Elena)	04/12	125	141,989								24,138	39,757	63,895	14,199
Total			1,431,959	122,464	128,834	149,611	217,288	143,533	205,934	139,870	119,235	108,709	82,282	14,199

Table 8-3 Construction Schedule of SNI Transmission Line and Substation

Project	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Note
A. Short Term Plan :											
1. SNI Phase C											
2. SNI Phase D1											
3. SNI Phase D2											
4. Cuenca - Limon T/L											Completed in 1993
5. Portoviejo S/S Expansion											Completed in 1993
6. SNI S/Ss Expansion											
7. Agoyan S/S 138kV 1 Bay Expansion											
8. Puyo - Tena - Coca T/L											
9. Pascuales G/T, T/L											Completed in 1993
10. Machala G/T, T/L											
11. Trinitaria V/T, T/L											
B. Medium Term Plan :											
1. Milagro - Machala 230kV T/L											
2. Daule P - Chone 138kV T/L											
3. Cuenca S/S Transformer 60 MVA											
4. Pascuales S/S Transformer 90MVA											
5. Cuenca - Loja 2nd Circuit T/L											
6. Manta V/T, T/L											
C. Long Term Plan :											
1. S. Francisco - Totoras T/L											
2. Sta. Rosa - Pomasqui T/L											
3. Pascuales S/S Transformer 225 MVA											
4. Mulalo S/S Transformer 40 MVA											
5. Coca, Tena S/S Expansion											
6. G/T 2001 T/L											
7. Mazar H/P 138kV 5 Bay											
8. Mazar - Cuenca T/L											
9. Toachi H/P 230kV 4 Bay											
10. Pascuales - Sta. Elena 138kV T/L											

Table 8 - 4 Investment Schedule of SNI Transmission Line and Substation (1/2)

Unit : 10^3US$
Exchage rate: 1US$=1,283 Sucres(Jan/1992)

Project	Budget	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Note
	Total											
A. Short Term Plan												
1. SNI Phase C	1,048	1,048										
2. SNI Phase D1	926	443	483									
3. SNI Phase D2	11,169	8,724	2,445									
4. Cuenca - Limon T/L	0											Completed in 1993
5. Portoviejo S/S Expansion	0											Completed in 1993
6. SNI S/Ss Expansion	6,400	6,400										
7. Agoyán S/S 138kV 1 Bay Expansion	758	591	167									
8. Puyo - Tena - Coca T/L	13,075	9,134	3,941									
9. Pascuales G/T. T/L	0											Completed in 1993
10. Machala G/T. T/L	1,343	1,343										
11. Trinitaria V/T. T/L	2,089	1,257	832									
B. Medium Term Plan:												
1. Milagro-Machala 230kV T/L	14,553	948	7,350	3,334	2,921							
2. Daule P. - Chone 138kV T/L	5,287		289	3,532	1,466							
3. Cuenca S/S Transformer 60 MVA	1,651		98	1,125	428							
4. Pascuales S/S Transformer 90 MVA	1,971	119	1,338	514								
5. Cuenca - Loja 2nd circuit T/L	3,383			209	2,302	872						
6. Manta V/T. T/L	4,819			285	3,278	1,256						

Table 8 - 4 Investment Schedule of SNI Transmission Line and Substation (2/2)

Unit : 10^3US$
Exchage rate: 1US$=1,283 Sucres(Jan/1992)

Project	Budget	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Note
	Total											
C. Long Term Plan:												
1. S. Francisco - Totoras T/L	8,189				493	5,574	2,122					
2. Sta. Rosa - Pomasqui T/L	11,608				711	5,558	3,028	2,311				
3. Pascuales S/S Transformer 225 MVA	3,368				236	1,815	672	645				
4. Mulalo S/S Transformer 40 MVA	1,523					96	1,035	392				
5. Coca, Tena S/S Expansion	2,885						107	1,766	1,012			
6. G/T 2001 T/L	1,319						789	530				
7. Mazar H/P 138kV 5 Bay	2,408							147	1,635	626		
8. Mazar - Cuenca T/L	2,778						162	1,891	725			
9. Toachi H/P 230kV 4 Bay	1,772										1,772	
10. Pascuales - Sta. Elena 138kV T/L	6,360						382	4,327	1,651			
Total	110,682	30,007	16,943	8,999	11,835	15,171	8,297	12,009	5,023	626	1,772	

JICA