No. 2

国際協力事業団

セイロン電力庁
スリ・ランカ民主社会主義共和国

スリ・ランカ国

全国送電網整備計画調査

最終報告書

付　　録

平成9年1月

JICA LIBRARY
J 1133884 [5]

日本工営株式会社

鉱調資
J R
97-002-2/2

国際協力事業団

セイロン電力庁
スリ・ランカ民主社会主義共和国

スリ・ランカ国

全国送電網整備計画調査

最 終 報 告 書

付　　録

平成9年1月

日本工営株式会社

1133884(5)

スリ・ランカ民主社会主義共和国
全国送電網整備計画調査

最終報告書

付　録

目　次

第 A1 章　緒論
A1.1　調査業務従事者 ..... A1 - 1

第 A3 章　電力セクター
A3.1　通信設備 ..... A3 - 1

第 A5 章　送電計画に於ける信頼度基準
A5.1　序 ..... A5 - 1
A5.2　送電信頼度基準 ..... A5 - 1
A5.2.1　序 ..... A5 - 1
A5.2.2　信頼度の特質 ..... A5 - 2
A5.2.3　故障の分類 ..... A5 - 2
A5.2.4　信頼度目標 ..... A5 - 3
A5.2.5　主要な形式の信頼度基準 ..... A5 - 3
A5.2.6　信頼度評価の不確実性 ..... A5 - 3
A5.2.7　指数の特性 ..... A5 - 4
A5.2.8　断定的指数 ..... A5 - 5
A5.2.9　確率的指数 ..... A5 - 7
A5.2.10　負荷点指数 ..... A5 - 9
A5.2.11　系統指数 ..... A5 - 9
A5.2.12　要約 ..... A5 - 10
A5.3　現在の電力企業の実情調査 ..... A5 - 10
A5.3.1　序 ..... A5 - 10
A5.3.2　モット・ユーバンク・プリース（MEP）による電力企業の手法調査 ..... A5 - 10
A5.3.3　CIGRE の基準（1984）の批評 ..... A5 - 17
A5.3.4　他の情報の再検討 ..... A5 - 17
A5.3.5　データの分析 ..... A5 - 18

A5.3.6　回路網性能の調査 ..... A5 - 19
A5.4　信頼度指数の計算 ..... A5 - 20
A5.4.1　序 ..... A5 - 20
A5.4.2　断定的基準 ..... A5 - 20
A5.4.3　確率的基準 ..... A5 - 21
A5.4.4　効果の解析 ..... A5 - 25
A5.4.5　電力系統信頼度評価のためのコンピュータ・モデル ..... A5 - 25
A5.4.6　モデルの比較 ..... A5 - 28
A5.4.7　概要 ..... A5 - 29
A5.5　信頼度基準の設定 ..... A5 - 29
A5.5.1　序 ..... A5 - 29
A5.5.2　信頼度の価格決定 ..... A5 - 30
A5.5.3　系統信頼度の向上費用 ..... A5 - 32
A5.5.4　データの入手可能性及び定数の選択 ..... A5 - 33
補遺：日本の電力供給信頼度基準 ..... A5 - 35

第A6章　系統解析と信頼度評価
A6.1　系統解析
A6.1.1　ノード名略号および1995年システムデータ（本編第6章） ..... A6 - 1
A6.1.2　2000年システムデータ（本編第6.3.2節） ..... A6 - 17
A6.1.3　2005年システムデータ（本編第6.4.2節） ..... A6 - 54
A6.1.4　2010年システムデータ（本編第6.5.2節） ..... A6 - 67
A6.1.5　2015年システムデータ（本編第6.6.2節） ..... A6 - 78
A6.2　信頼度評価 ..... A6 - 84
A6.2.1　1995年ランキング（本編第6.2節） ..... A6 - 85
A6.2.2　2000年ランキング（本編第6.3.3節） ..... A6 - 87
A6.2.3　2005年ランキング（本編第6.4.3節） ..... A6 - 89
A6.2.4　2010年ランキング（本編第6.5.3節） ..... A6 - 91
A6.2.5　2015年ランキング（本編第6.6.3節） ..... A6 - 93
A6.3　電力供給マトリクス ..... A6 - 95

第A7章　予備設計
A7.1　計画された送電線ルート図
A7.2　計画された変電所及び開閉所

第 A9 章　経済・財務評価

A9.1　1995 年価格に基づく変電設備工事費
A9.1.1　220/132kV 変電所 ..... A9 - 1
A9.1.2　132kV 変電所及び 132kV 回路 ..... A9 - 4
A9.1.3　33kV 施設 ..... A9 - 7
A9.1.4　一般経費 ..... A9 - 8

第 A11 章　データベース

A11.1　架空送電線に関するデータベース ..... A11 - 1
A11.2　変電所に関するデータベース ..... A11 - 132
A11.3　通信設備に関するデータベース ..... A11 - 210

第 A13 章　送電系統設備建設に伴う環境問題

A13.1　電磁誘導電圧 ..... A13 - 1

表リスト

表 A3.1 - 1　既設 PLC/UHF システム（1995 年 12 月現在）..... A3 - 1
表 A3.1 - 2　局電話番号リスト..... A3 - 4
表 A3.1 - 3　既設 RTU リスト..... A3 - 5
表 A3.1 - 4　PLTS（パーティラインシステム）リスト..... A3 - 6
表 A3.1 - 5　テレックスシステムリスト ..... A3 - 8
表 A3.1 - 6　PLC/SCADA バッテリー(d.c.48V)と
　　バッテリーチャージャー..... A3 - 9

表 A5.3.1　MEP 調査に含まれた電力企業..... A5 - 37
表 A5.3.2　各電力会社が現在採用している送電信頼度基準..... A5 - 39
表 A5.3.3　送電系統計画のための信頼度基準..... A5 - 40

表 A6.1.1-1　ノード名略号 ..... A6 - 1
表 A6.1.1-2　既設送電線の運転温度..... A6 - 8
表 A6.1.1-3　電線の最大許容電流 ..... A6 - 9
表 A6.1.1-4　1995 年 11 月現在の既設送電線データ ..... A6 - 10
表 A6.1.1-5　1995 年 11 月現在の既設変圧器データ ..... A6 - 12
表 A6.1.1-6　1995 年 11 月現在の既設発電機データ ..... A6 - 15
表 A6.1.1-7　1995 年 11 月現在の既設無効電力供給設備データ ..... A6 - 16
表 A6.1.2-1　2000 年末までの計画送電線データ..... A6 - 17
表 A6.1.2-2　2000 年末までの計画変圧器データ..... A6 - 20
表 A6.1.2-3　2000 年末までの計画発電機データ..... A6 - 23
表 A6.1.2-4　2000 年末までの計画無効電力供給設備データ ..... A6 - 24
表 A6.1.2-5　2000 年系統での発電機出力計画..... A6 - 25
表 A6.1.2-6　2000 年系統の過渡安定度データ ..... A6 - 26
表 A6.1.3-1　2005 年末までの計画送電線データ..... A6 - 54
表 A6.1.3-2　2005 年末までの計画変圧器データ..... A6 - 56
表 A6.1.3-3　2005 年末までの計画発電機データ..... A6 - 58
表 A6.1.3-4　2005 年末までの計画無効電力供給設備データ ..... A6 - 59
表 A6.1.3-5　2005 年系統での発電機出力計画..... A6 - 60
表 A6.1.3-6　2005 年系統の過渡安定度データ ..... A6 - 61
表 A6.1.4-1　2010 年末までの計画送電線データ..... A6 - 67
表 A6.1.4-2　2010 年末までの計画変圧器データ..... A6 - 69
表 A6.1.4-3　2010 年末までの計画発電機データ..... A6 - 71
表 A6.1.4-4　2010 年末までの計画無効電力供給設備データ ..... A6 - 72

表 A6.1.4-5　2010 年系統での発電機出力計画 ..... A6 - 73
表 A6.1.4-6　2010 年系統の過渡安定度データ ..... A6 - 74
表 A6.1.5-1　2015 年末までの計画送電線データ ..... A6 - 78
表 A6.1.5-2　2015 年末までの計画変圧器データ ..... A6 - 79
表 A6.1.5-3　2015 年末までの計画発電機データ ..... A6 - 81
表 A6.1.5-4　2015 年末までの計画無効電力供給設備データ ..... A6 - 82
表 A6.1.5-5　2015 年系統での発電機出力計画 ..... A6 - 83
表 A6.2 - 1　ランキング評価の算出式 ..... A6 - 84
表 A6.2.1-1　1995 年系統の過負荷ランキング ..... A6 - 85
表 A6.2.1-2　1995 年系統の電圧崩壊ランキング ..... A6 - 86
表 A6.2.2-1　2000 年系統の過負荷ランキング ..... A6 - 87
表 A6.2.2-2　2000 年系統の電圧崩壊ランキング ..... A6 - 88
表 A6.2.3-1　2005 年系統の過負荷ランキング ..... A6 - 89
表 A6.2.3-2　2005 年系統の電圧崩壊ランキング ..... A6 - 90
表 A6.2.4-1　2010 年系統の過負荷ランキング ..... A6 - 91
表 A6.2.4-2　2010 年系統の電圧崩壊ランキング ..... A6 - 92
表 A6.2.5-1　2015 年系統の過負荷ランキング ..... A6 - 93
表 A6.2.5-2　2015 年系統の電圧崩壊ランキング ..... A6 - 94
表 A6.3 - 1　2000 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 95
表 A6.3 - 2　2001 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 96
表 A6.3 - 3　2002 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 97
表 A6.3 - 4　2003 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 98
表 A6.3 - 5　2004 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 99
表 A6.3 - 6　2005 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 100
表 A6.3 - 7　2006 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 101
表 A6.3 - 8　2007 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 102
表 A6.3 - 9　2008 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 103
表 A6.3 - 10　2009 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 104
表 A6.3 - 11　2010 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 105

表 A6.3 - 12　2015 年時点における整備計画後の
電力供給マトリクス ..... A6 - 106

表 11.3 - 1　既設 PLC システムデータ ..... A11 - 211
表 11.3 - 2　既設 PLC システム直流電源データ ..... A11 - 216

図面リスト

図 A3.1 - 1(1/2) PLC結合システム図（1995年12月現在）
図 A3.1 - 1(2/2) PLC結合システム図
(Kotonnawa-Oruwala-Thulhiriya - Avissawella - Polpitiya - Laxapana)

図 A7.1　計画された送電線ルート図
図 A7.1 - 1　送電線ルート図　パニピティヤ － デヒワラ
図 A7.1 - 2　送電線ルート図　新チロー － クリヤピティヤ
図 A7.1 - 3　送電線ルート図　プッタラム発電所 － ペヤンゴダ
図 A7.1 - 4　送電線ルート図　パニピティヤ － 新ゴール
図 A7.1 - 5　送電線ルート図　ペヤンゴダ － 新パドゥッカ
図 A7.1 - 6　送電線ルート図　新ゴール － マータラ
図 A7.1 - 7　送電線ルート図　プッタラム発電所 － プッタラム変電所
図 A7.1 - 8　送電線ルート図　トリンコマレ － ペヤンゴダ
図 A7.1 - 9　送電線ルート図　ムスラガウェラ － コツゴダ
図 A7.1 - 10　送電線ルート図　パニピティヤ － 新パドゥッカ
図 A7.1 - 11　送電線ルート図　ラトナプラ － バランゴダ
図 A7.1 - 12　送電線ルート図　バブニア － マナー
図 A7.1 - 13　送電線ルート図　トリンコマレ － キリノチチ
図 A7.2 - 1　単線結線図　小規模変電所
図 A7.2 - 2　位置図及び単線結線図　アンバランゴダ変電所
図 A7.2 - 3　位置図及び単線結線図　アンゴダ変電所
図 A7.2 - 4　位置図及び単線結線図　アングルウェラ変電所
図 A7.2 - 5　位置図及び単線結線図　アニヤカンダ変電所
図 A7.2 - 6　位置図及び単線結線図　アスルギリヤ変電所
図 A7.2 - 7　位置図及び単線結線図　B 変電所
図 A7.2 - 8　位置図及び単線結線図　バランゴダ変電所
図 A7.2 - 9　位置図及び単線結線図　デヒワラ変電所
図 A7.2 - 10　位置図及び単線結線図　エヘリヤゴダ変電所
図 A7.2 - 11　位置図及び単線結線図　ゴナワラ変電所
図 A7.2 - 12　位置図及び単線結線図　ハンバントタ変電所
図 A7.2 - 13　位置図及び単線結線図　ホラナ変電所
図 A7.2 - 14　位置図及び単線結線図　インブルゴダ変電所
図 A7.2 - 15　位置図及び単線結線図　カタナ変電所
図 A7.2 - 16　位置図及び単線結線図　ケゴール変電所
図 A7.2 - 17　位置図及び単線結線図　ケラニヤ変電所

図 A7.2 - 18　位置図及び単線結線図　ケスベワ変電所
図 A7.2 - 19　位置図及び単線結線図　コロナワ変電所
図 A7.2 - 20　位置図及び単線結線図　コツゴダ変電所
図 A7.2 - 21　位置図及び単線結線図　クリヤピティヤ変電所
図 A7.2 - 22　位置図及び単線結線図　マタレ変電所
図 A7.2 - 23　位置図及び単線結線図　マツガマ変電所
図 A7.2 - 24　位置図及び単線結線図　新チロウ変電所
図 A7.2 - 25　位置図及び単線結線図　新ゴール変電所
図 A7.2 - 26　位置図及び単線結線図　新ハバラナ開閉所
図 A7.2 - 27　位置図及び単線結線図　新バドゥッカ開閉所
図 A7.2 - 28　位置図及び単線結線図　新ポルピティヤ開閉所
図 A7.2 - 29　位置図及び単線結線図　パレケレ変電所
図 A7.2 - 30　位置図及び単線結線図　パナラ変電所
図 A7.2 - 31　位置図及び単線結線図　パニピティヤ変電所
図 A7.2 - 32　位置図及び単線結線図　ポロナルワ変電所
図 A7.2 - 33　位置図及び単線結線図　ラトナプラ変電所
図 A7.2 - 34　位置図及び単線結線図　サブガスカンダ変電所
図 A7.2 - 35　位置図及び単線結線図　スリジャヤプラ変電所
図 A7.2 - 36　位置図及び単線結線図　スルヒリヤ変電所
図 A7.2 - 37　位置図及び単線結線図　タウンホール変電所
図 A7.2 - 38　位置図及び単線結線図　バブニア変電所
図 A7.2 - 39　位置図及び単線結線図　ベヤンゴダ変電所
図 A7.2 - 40　位置図及び単線結線図　ワリヤポラ開閉所

図 A13.1 - 1　送電線と通信線の相関関係図
図 A13.1 - 2　相互インピーダンス図表

第 A1 章

緒　論

第A1章　緒　論

A.1.1　調査業務従事者　(1.4節参照)

(1)　CEB (セイロン電力庁)のカウンターパーツ

1.	Mr. K.A. Ranaweera	総裁
2.	Mr. D.G.D.C. Wijeratne	計画担当総裁代理（計画部）
3.	Ms. Yamuna Samarasinghe	副総裁（送電計画担当）
4.	Mr. Ranil Lokubalsooria	前副総裁（送電計画担当）
5.	Mr. M.A.W. Ranasinghe	技師長（送電計画担当）
6.	Mr. J.Nanthakumar	技師長（発電計画担当）
7.	Mr. G.R. Fernando	技師長（送電設計担当）
8.	Mr. Susantha Perera	技師長（需要予測・料金部門）
9.	Mr. A.C.S Wijayatilake	電気技師（送電計画部門）
10.	Mr. A.V.S.N. Vithana	電気技師（送電計画部門）
11.	Ms. C.D. Satharasinghe	電気技師（送電計画部門）
12.	Mr. M.J.W. Wickramarathe	電気技師（送電設計部門）
13.	Ms. S.H. Diddeniya	電気技師（送電設計部門）
14.	Mr. Vitanage Indunil Jayatissa	電気技師（発電計画部門）
15.	Ms. Amali Senevirathne	電気技師（需要予測・料金部門）
16.	Mr. P.N.S.K. Boteju	技師長（配電計画担当）
17.	Ms. B.D.N. Mendis	技師長（系統管理担当）
18.	Mr. P.S. Ranasinghe	技師長（通信部門担当）
19.	Ms. D.Tilakasena	技師長（保護方式開発担当）

(2)　JICA　調査団

1.	塚原　澄雄	調査団総括
2.	宮川　喜章	調査団副総括兼系統計画担当
3.	J. Woodhouse	供給信頼度計画担当　(*1)
4.	M.K. Deif	供給信頼度計画第１次現地調査担当
5.	福地　智恭	系統解析担当
6.	M.J. Fuller	送電設備担当
7.	門脇　康夫	変電設備担当 (*1)

8.	大石　久生	変電設備第１次現地調査担当
9.	東　靖	通信設備担当
10.	盛　信博	経済・財務担当
11.	福永　淳一	業務調整

(*1) M.K.Deif及び大石久生は第１回現地調査に、J.Woodhouseと門脇康夫は、それぞれ第2回及び第3回現地調査に参加した。

第 A3 章

電力セクター

A3.1 通信設備

表 A 3.1 - 1 既設PLC/UHF システム（1995 年12 月時点）

1. Power Line Carrier (PLC) terminal

Ref.	Section	Voltage (kV)	No. of cct.	Distance (km)	PLC type (ch)	Carrier freqency (kHz)
2L1.	Biyagama - Kotugoda	220	2	19.6	ETI22 (2ch)	456-472
					ETI21 (1ch)	268-276
2L2.	Biyagama - Kotmale	220	2	70.5	ETI22 (2ch)	96-112
					ETI21 (1ch)	120-128
2L3.	Kotmale - Victoria	220	2	30.1	ETI22 (2ch)	128-144
					ETI21 (1ch)	112-120
2L4.	Victoria - Randenigala	220	1	16.4	ETI22 (2ch)	160-176
					ETI21 (1ch)	144-152
2L5.	Randenigala - Rantembe	220	1	3.1	ETI22 (2ch)	352-368
					KTI (1ch)	N/A
1U1.	Kelanitissa - Fort (F)	132	1	4.9	No communication facility	
1U2.	Fort - Kollupitiya (E)	132	1	2.7	No communication facility	
1U3.	Kollupitiya - Kolonnawa	132	1	5.4	No communication facility	
1L1.	Biyagama - Pannipitiya *1	132	2	15.5	ETI22 (2ch)	308-324
1L2.	Biyagama - Kelanitissa *1	132	2	12.5	ETI22 (2ch)	240-256
1L3.	Biyagama - Sapugaskanda DPS	132	2	2.1	KTI (1ch x 2)	N/A
1L4.	Kolonnawa - Kelanitissa	132	2	2.2	ETI22 (2ch)	208-224
1L5.	Kolonnawa - Pannipitiya	132	2	12.9	ETI22 (2ch)	224-240
1L6.	Kolonnawa -Sapugaskanda(T)	132	2	6.6	ETI22 (2ch)	276-292
1L7.	Sapugaskanda (T) - Kotugoda	132	2	16.7	ETI22 (2ch)	292-308
	(Kolonnawa - Kotugoda)					
1L8.	Sapugaskanda (T) - SS	132	2	4.6	N/A	
1L9.	Kotugoda - Bolawatta(T)	132	2	21.0	ETB (1ch)	208-220
					ETB (1ch)	200-208
	(Kotugoda - Puttalam)				ETI22 (2ch)	308-324
1L10.	Bolawatta(T) - Chillaw (T)	132	2	22.6	*2 ETL41 (1ch)	256-264
	(Bolawatta - Puttalam)					
1L11.	Chillaw (T) - Puttalam	132	2	61.4	No plan.	
	(Chillaw - Kotugoda)				? (2ch)	472-488
1L12.	Chillaw (T) - SS	132	2	6.8	N/A	
1L13.	Kolonnawa - Oruwala (T)	132	2	14.0	ETI22 (2ch)	352-368
1L14.	Oruwala (T) - SS	132	2	3.4	N/A	
1L15.	Oruwala (T) - Thulhiriya (T)	132	2	36.0	No communication facility	
1L16.	Thulhiriya (T) - SS	132	2	23.9	N/A	
1L17.	Thulhiriya (T) - Polpitiya	132	2	28.0	ETI22 (2ch)	424-440
1L18.	Kolonnawa - Avissawella (T)	132	2	31.9	*2 ETI22 (2ch)	128-144
1L19.	Avissawella (T) - SS	132	2	0.5	N/A	

1L20.	Avissawella (T) - Polpitiya	132	2	34.4	*2 ETI 21 (1ch)	120-128
	(Kolonnawa - Polpitiya)				ETI22 (2ch)	328-344
					ETI21 (1ch)	404-416
					*2 ETB (1ch)	156-164
					ETB (1ch)	144-152
	(Kolonnawa - Polpitiya - Laxpana)					ETI102 (2ch)
	176-192					
1L21.	Pannipitiya - Ratmalana	132	2	6.9	ETI22 (2ch)	72-88
1L22.	Pannipitiya - Panadura (T)	132	2	12.3	*3 ETI22 (2ch)	292-308
	(Pannipitiya - Matugama)	132			ETI22 (2ch)	256-272
1L23.	Panadura (T) - Matugama	132	2	29.1	*3 ETL41 (1ch)	200-208
1L24.	Panadura (T) - SS	132	2	4.7	N/A	
1L25.	Polpitiya - Laxapana	132	2	8.3	ETB (1ch)	164-172
1L26.	Laxapana - Wimalasurendra	132	2	5.1	ETI22 (2ch)	240-256
1L27.	Laxapana - New Laxapana	132	2	0.6	ETB (1ch)	192-200
1L28.	New Laxapana - Polpitiya	132	2	8.0	ETI21 (1ch)	200-208
1L29.	New Laxapana - Canyon	132	1	10.0	ETI22 (2ch)	308-324
1L30.	Polpitiya - Kotmale	132	1	29.5	ETI22 (2ch)	72-88
1L31.	Kotmale - Kiribathkumbra	132	1	22.5	ETI22 (2ch)	288-304
1L32.	Kiribathkumbra - Anuradhapura	132	1	143.9	ETI101 (1ch)	304-312
					ETI101 (1ch)	320-328
1L33.	Polpitiya - Ukuwela	132	1	59.3	ETI22 (2ch)	244-260
1L34.	Ukuwela - Habarana	132	1	82.3	No communication facility	
	Ukuwela - Habarana - Anuradhapura	132	1	131.2	ETI102 (2ch)	216-232
1L35.	Habarana - Anuradhapura	132	1	48.9	ETB (1ch)	268-288
					ETB (1ch)	208-240
1L36.	Ukuwela - Bowatenna	132	1	30.0	ETB (1ch)	440-448
					ETB (1ch)	448-456
1L37.	Kiribathkumbra - Kurunegala	132	2	34.6	ETI22 (2ch)	176-192
1L38.	Habarana - Valaichchenai	132	1	99.7	No communication facility	
1L39.	Anuradhapura - Trincomalee	132	2	103.3	ETBB (2ch)	336-352
1L40.	New Laxapana - Balangoda	132	2	43.9	ETI22 (2ch)	292-308
1L41.	Balangoda - Samanalawewa	132	2	19.0	ETI22 (2ch)	340-356
1L42.	Samanalawewa - Embilipitiya	132	2	38.0	ETI22 (2ch)	404-420
1L43.	Balangoda - Deniyaya (T)	132	2	44.2	ETI22 (2ch)	308-324
1L44.	Deniyaya (T) - Galle	132	2	57.3	No communication facility	
	(Balangoda - Galle)				ETI102 (2ch)	324-340
1L45.	Rantembe - Badulla	132	1	37.0	ETI22 (2ch)	176-192
1L46.	Badulla - Inginiyagala	132	1	79.9	ETI22 (2ch)	192-208
1L47.	Anuradhapura - Kilinochchi(T)	132	2	128.8	ETI102 (2ch)	192-208
1L48.	Kilinochchi (T) - Chunnakam	132	2	67.2	ETB (1ch)	244-256
					ETB (1ch)	228-240

Note:

*1: 220 kV design currently operated at 132 kV.

*2: These PLC are procured and removed by OECF loan project (TSADP).

In addition to the above, following PLC links on 132 kV lines are planned by TSADP and TGDP.

-TSADP-

(1)	Laxapana - Badulla	132	2	ETL82 (2ch)	224-240
(2)	Nuwra Eliya (T) - Badulla			ETL41 (1ch)	276-284
(3)	Nuwra Eliya (T) - Laxapana	132	2	ETI22 (2ch)	260-276

This PLC link is tmasferred from Norton Bridge - Nuwara Eliya on 66 kV.

-TGDP-

(1)	Ukuwela - Kribathkumbura	132	1	ETL41 (1ch)	352-360
(2)	Embilipitiya - Matara	132	2	ETL42 (2ch)	420-436
(3)	Puttalam - Anuradhapura	132	2	ETL42 (2ch)	160-176

There are the existing PLC terminals of following 33 and 66 kV lines. CEB will transfer them in the future.

(1) Kolonnawa (π)- Padukka (T)	66 kV	ETB (1ch)	168-176
(2)		ETB (1ch)	196-200
(3) Padukka (T) - Avissawella (T)	66kV	ETI21 (1ch)	456-464
(4) Avissawella (T) - Laxpana	66kV	ETI22 (2ch)	208-224
(5) Laxpana - Norton Bridge (T)	66kV	ETI22 (2ch)	144-160
(6)Nuwara Eliya (T) - Badulla (π)	66kV	ETI22 (2ch)	160-176
(7) Balangoda - Uda Walawe	33kV	ETB (1ch)	200-208
(8)		ETB (1ch)	172-180

2. UHF radio for Remote Subscirber /Data channel

Ref.	Station	Frequecncy (MHz?)	Chamnel
R1.	Pannipitiya - RAT. Area Office (A.O)	430/440	1
R2.	Sapugaskanda - DGM. A.O.	408/418	1
R3.	Kolonnawa - HD office	430/440	8
R4.	Bolawatte - NEGOMBO A.O.	440/430	1
R5.	Habarana - Minneriya A.O.	440/430	1
R6.	Kiribatkumbura - * Primrose hill	408/418	1
	* Primrose hill - Kandy office	430/440	1
	Kandy office - MC office	440.275/450.275	1
R7.	Kurunegala - A.O.	440/430	1
R8.	Kotmale - Nilambe PS	450.025/460.025	2
R9.	Galle - DGM A.O.	440/430	1
R10.	Nuwara Eliya - A.O.	440/430	1
R11.	Inginiyagala - A.O.	440/430	1
R12.	Anuradhapura - A.O.	440/430	1

Note *: Back to Back Carrier set at Primrose is a repeater equipment.

3. Cable Carrier Terminal for 4W connection

Ref.	Station	Type	Channel
C1	Kolonnawa - Stanley RS	KTI	1
C2	Randenigala - Rantembe	KTI	1

表 A 3.1 - 2 局電話番号リスト

No.	Name	Voltage (kV)	Station No. PAX & ECS-400
1.	Kotugoda	220/132	16
2.	Biyagama	220/132	72
3.	Kotmale P/S	220/132	73
4.	Victoira P/S	220/12.5	74 & 75
5.	Randenigala P/S	220/12.5	76 & 77
6.	Rantembe P/S	220/138	78 & 79
7.	Sapugaskanda DPS	142/11	71
8.	Bolawatta	132/33	10
9.	Puttalam	132/33	13
10.	Chilaw	132/33	?
11.	Kolonnawa	132/33	11 & 12
12.	Sapugaskanda	132/33	17
13.	Pannipitiya	132/33	14
14.	Ratamalana	132/33	19
15.	Matugama	132/33	15
16.	Fort	132/33	Future
17.	Kollupitiya	132/33	Future
18.	Kelanitissa P/S	132/33	18
19.	Padukka	66/33	41
20.	Avissawella	132/33	42
21.	Oruwala/Steel	132/33	Future
22.	Polipitiya	132/33	25
23.	Thulhiriya	132/33	26
24.	Ukuwela	132/33	21
25.	Bowatenna P/S	132/12.5	24
26.	Anuradhapura	132/33	69 & 64
27.	Kiribathkumbra	132/33	61
28.	Kurunegala	132/33	23
29.	Trincomalee	132/33	67
30.	Kikinochchi	132/33	65
31.	Chunnakam	132/33	66
32.	Habarana	132/33	63
33.	Old & New Laxpana P/S	132/33	27 & 28
34.	Wimalasurenda P/S	132/11	29
35.	Canyon P/S	132/12.5	38
36.	Balangoda	132/33	51
37.	Deniyaya	132/33	53
38.	Galle	132/33	52
39.	Samanalawewa P/S	138/10.5	55
40.	Embilipitiya	132/33	56
41.	Uda Walawe	66/33	54
42.	Norton Bridge	66/33	31
43.	Nuwala Eliya	132/33	32
44.	Inginiyagala P/S	132/33	34
45.	Badulla	132/33	33
46.	Panadura	132/33	18
47.	Matra	132/33	57

Note 1.Extension number is 2 digits such as 10.

表 A 3.1 -3 既設RTU リスト

No.	Name	Voltage (kV)	SCADA signal/VFT
1.	Kotugoda	220/132	S-4
2.	Biyagama	220/132	S-5
3.	Kotmale P/S	220/132	S-5
4.	Victoira P/S	220/12.5	S-4
5.	Randenigala P/S	220/12.5	S-4
6.	Rantembe P/S	220/132	S-4
7.	Sapugaskanda DPS	132/11	S-5
8.	Kolonnawa	132/33	S-2
9.	Pannipitiya	132/33	S-2
10.	Kelanitissa P/S	132/33	S-3
11.	Polipitiya	132/33	S-3
12.	Ukuwela	132/33	S-2
13.	Anuradhapura	132/33	S-2
14.	Habarana	132/33	S-2
15.	Kiribathkumbra	132/33	S-3
16.	Kurunegala	132/33	S-3
17.	Laxpana P/S	132/33	S-0
18.	Balangoda	132/33	S-0
19.	Samanalawewa P/S	13210.5	S-0
20.	Test station	N/A	N/A

Note

1. SCADA signal: 200 Bauds, CCITT, 360 Hz, R.38B and 480 Hz, R38A.

   S-0: 2520 Hz

   S-1: 2520 Hz

   S-2: 2520 Hz

   S-3: 2520 Hz

   S-4: 3060 Hz (R38B)

   S-5: 2700 Hz (R38B)

2. Route of PLC is shown in Fig.3.4-6-2.

表 A 3.1 - 4 PLTS （パーティラインシステム）リスト

Direction 1

No.	PLT No	Name of station
1.	101	Old Laxapana
2.	102	Avissawella
3.	103	Canyon
4.	104	Balangoda
5.	105	Uda Walawe
6.	106	Deniyaya
7.	107	Galle
8.	108	
9.	109	Samanalawea
10.	110	Embilipitiya
11.	111	New Laxapana

Direction 2

No.	PLT No	Name of station
1.	201	
2.	202	
3.	203	Wimalasurendra
4.	204	Norton Bridge
5.	205	Nuwara Eliya
6.	206	Badulla (old)
7.	207	Inginiyagala
8.	208	
9.	209	Badulla (new)
10.	210	

Direction 3

No.	PLT No	Name of station
1.	301	Polpitiya
2.	302	Thulhiriya
3.	303	Ukuwela
4.	304	Bowatenna
5.	305	
6.	306	
7.	307	
8.	308	
9.	309	
10.	310	

Direction 4

No.	PLT No	Name of station
1.	401	Anuradhapura
2.	402	Kiribathkumbra
3.	403	Habarana
4.	404	
5.	405	Trincomalee

6.	406	Kilinochi
7.	407	Chunnakan
8.	408	
9.	409	Kurunegala
10.	410	

Direction 5

No.	PLT No	Name of station
1.	501	Kelanitissa
2.	502	Biyagama
3.	503	Kotmale
4.	504	Victoria
5.	505	Randenigala
6.	506	Ratembe
7.	507	Sapugaskanda DPS
8.	508	Kotamale
9.	509	Nilambe
10.	510	Kelanitissa (GT)

Direction 6

No.	PLT No	Name of station
1.	601	
2.	602	Kotugoda
3.	603	Bolawatta
4.	604	Puttalam
5.	605	
6.	606	
7.	607	
8.	608	
9.	609	
10.	610	

Direction 7

No.	PLT No	Name of station
1.	701	Kolonnawa
2.	702	Oruwela
3.	703	Padukka
4.	704	Matugama
5.	705	Pannipitiya
6.	706	Ratmalana
7.	707	Sapugaskanda
8.	708	
9.	709	
10.	710	

Note Route of PLC is shown in Fig 3.4.6-2.

表 A 3.1 ・5 テレックスシステムリスト

Direction 1

No.	Signal No	Name of station
1.	T-5	Sapugaskanda
2.	T-7	Kelanitissa
3.	T-9	Kelanitissa

Direction 2

No.	Signal No	Name of station
1.	T-1	Kotmale
2.	T-2	Rantembe
3.	T-8	Victoria

Direction 3

No.	Signal No	Name of station
1.	T-5	Canyon
2.	T-10	Laxapana Old

Direction 4

No.	Signal No	Name of station
1.	T-2	Polipitiya
2.	T-4	Ukuwela
3.	T-10	Bowatenna
4.	T-12	MC office

Direction 5

No.	Signal No	Name of station
1.	T-2	Laxapana
2.	T-10	Wimalasurendra
3.	T-11	Samanalawea

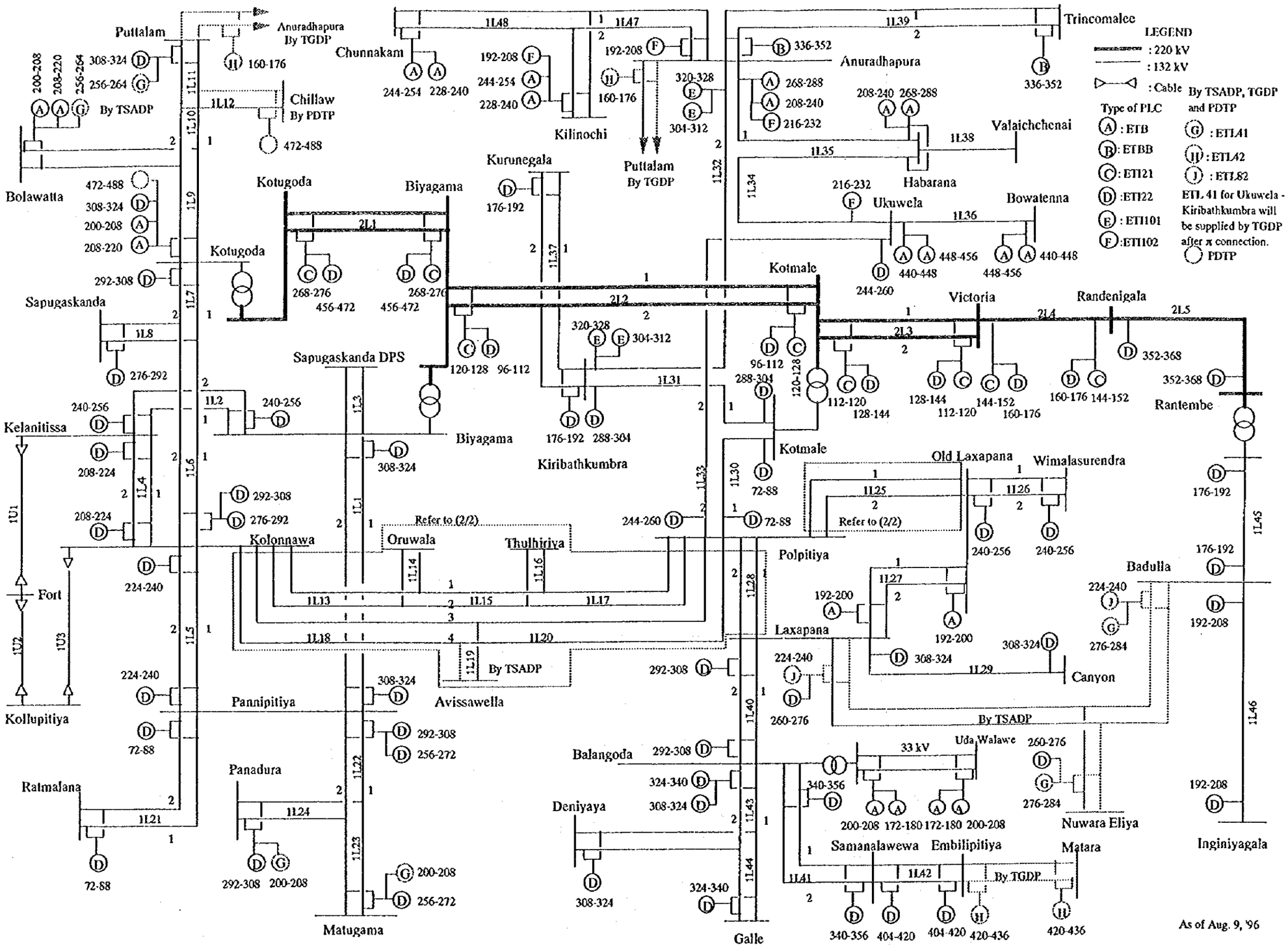
Note

Telex signal: 50 Bauds, 120 Hz, R.35

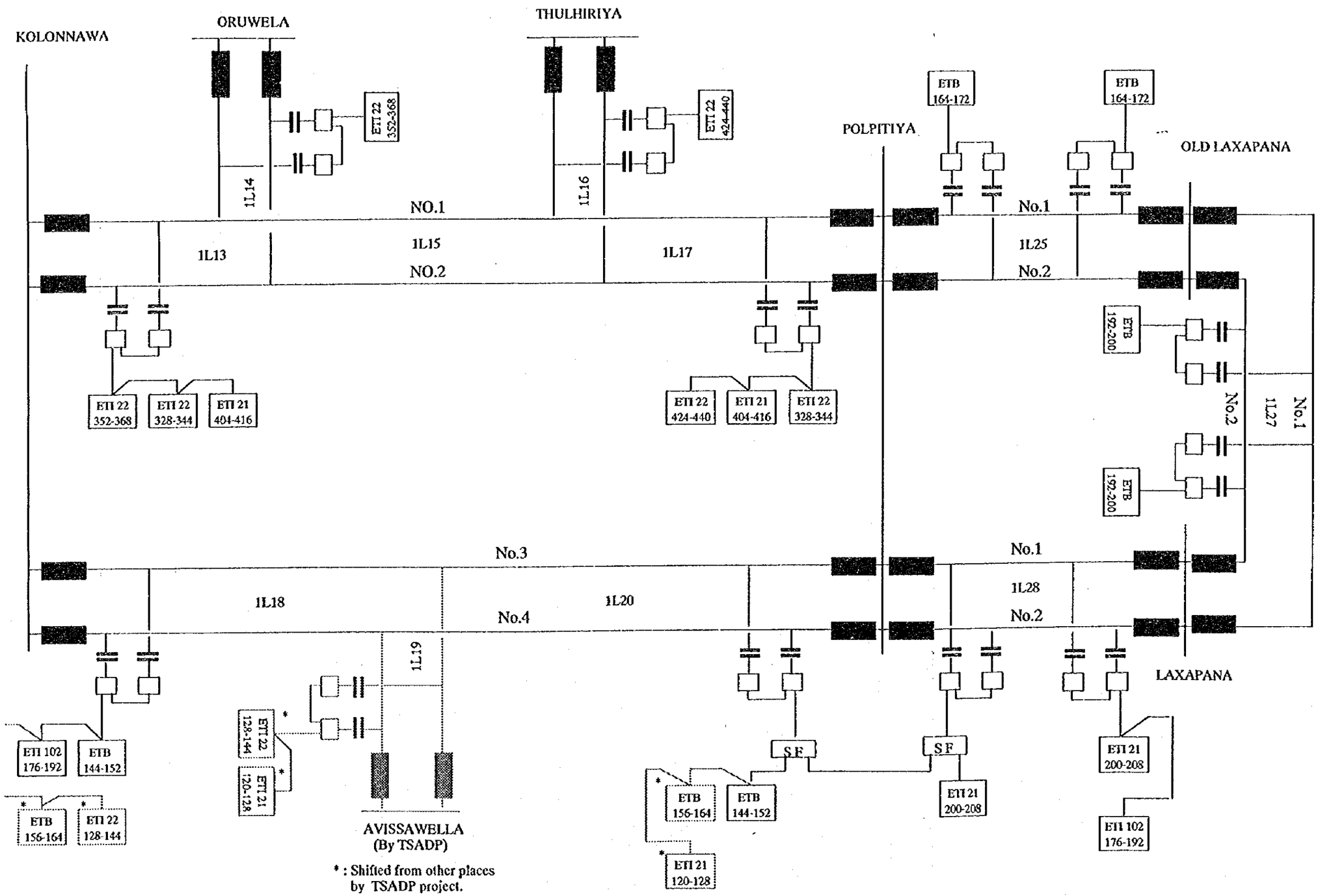
T-0: 2080 Hz	T-6: 3060 Hz	T-12: 3430 Hz
T-1: 2220 Hz	T-7: 3180 Hz	
T-2: 2340 Hz	T-8: 3300 Hz	
T-3: 2460 Hz	T-9: 3420 Hz	
T-4: 2580 Hz	T-10: 2700 Hz	
T-5: 2820 Hz	T-11: 2940 Hz	

表 A 3.1 - 6 PLC/SCADA バッテリー (d.c.48V) とバッテリーチャージャー

No.	Name	Battery charger Type Capacity	Battery Type Capacity.
1.	Kotugoda	Systronic 60A	Lead-Acid 200Ah
2.	Biyagama	Systronic 60A	Ni-Cd 200Ah
3.	Kotmale P/S	PS DC ?	Lead-Acid 700Ah
4.	Victoira P/S	Systronic 40+80A	Ni-Cd 105+200Ah
5.	Randenigala P/S	PS DC ?	Lead-Acid ?Ah
6.	Rantembe	PS DC ?	Lead-Acid ?Ah
7.	Sapugaskanda DPS	Systronic 60A	Ni-Cd 170Ah
8.	Bolawatta	Gutor 40A	Lead-Acid 120Ah
9.	Puttalam	Gutor 40A	Lead-Acid 120Ah
10.	Chilaw	Nife	
11.	Kolonnawa	EAO 40A	Lead-Acid 120Ah
12.	Sapugaskanda	Gutor 40A	Lead-Acid 120Ah
13.	Pannipitiya	Systronic 40A	Lead-Acid 200Ah
14.	Ratamalana	Electrona 15A	Lead-Acid 90Ah
15.	Matugama	Oerlikon 40A	Lead-Acid 120Ah
16.	Fort	Future	
17.	Kollupitiya	Future	
18.	Kelanitissa P/S	Gutor 40A	Lead-Acid 210Ah
19.	Padukka	Gutur	
20.	Avissawella	Gutur	
21.	Oruwala/Steel	EAO	
22.	Polipitiya	Statron 105A	Lead-Acid 400Ah x 2
23.	Thulhiriya	OLTEN 40A	Lead-Acid 120Ah
24.	Ukuwela	Gutor 40A	Lead-Acid 400Ah
25.	Bowatenna P/S	Oerlikon 40A	Lead-Acid 200Ah
26.	Anuradhapura	Statron 85A	Lead-Acid 300Ah
27.	Kiribathkumbra	Systronic 60A	Ni-Cd 170Ah
28.	Kurunegala	Systronic 60A	Ni-Cd 170Ah
29.	Trincomalee	Oerlikon 40A	Lead-Acid 90Ah
30.	Kikinochchi	Gutor 40A	Lead-Acid 120Ah
31.	Chunnakam	Gutor 40A	Lead-Acid 120Ah
32.	Habarana	Systronic 60A	Ni-Cd 200Ah
33.	New Laxpana P/S	Statron 105A	Lead-Acid 400Ah x 2
34.	Wimalasurenda P/S	Gutor 40A	Lead-Acid 120Ah
35.	Canyon P/S	Oerlikon 40A	lead-Acid 200Ah
36.	Balangoda	Systronic 40A	Ni-Fe 200Ah
37.	Deniyaya	Gutor 40A	Lead-Acid 120Ah
38.	Galle	Gutor 40A	Lead-Acid 120Ah
39.	Samanalawewa P/S	Yuasa ?A	Lead-Acid 1400Ah
40.	Embilipitiya	Gutor 40A	Lead-Acid 170Ah
41.	Uda Walawe	EAO	
42.	Norton Bridge	Gutur	
43.	Nuwala Eliya	Gutur	
44.	Inginiyagara P/S	Gutur	
45.	Badulla	Gutor 60A	Ni-Cd ?Ah
46.	Panadura	Nife	
47.	Matara	Future	



CEYLON ELECTRICITY BOARD	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY NIPPON KOEI CO., LTD. Consulting Engineer, TOKYO JAPAN	MASTER PLAN STUDY FOR DEVELOPMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM OF THE CEYLON ELECTRICITY BOARD IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBRIC OF SRI LANKA	TITLE 図 A 3.1 - 1 (1/2) PLC結合システム図 (1995年12月時点)



CEYLON ELECTRICITY BOARD	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY NIPPON KOEI CO., LTD. Consulting Engineer, TOKYO JAPAN	MASTER PLAN STUDY FOR DEVELOPMENT OF THE TRANSMISSION SYSTEM OF THE CEYLON ELECTRICITY BOARD IN THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBRIC OF SRI LANKA	TITLE 図 A 3.1 -1 (2/2) PLC結合システム図 (Kolonnawa - Oruwela - Thulhiriya- Avissawella - Polpitiya- Laxapana)

第 A5 章

送電計画に於ける信頼度基準

第A 5章　送電計画に於ける信頼度基準

A 5.1　序

この章の目的は、供給信頼度計画の概念と理論への概観と導入部を示し、現状の使用状況を調査し、既存の記録中で固有な制限による制約の範囲内で信頼度計画の適用範囲を決定することにある。

この章は5節から成り立っていて、その概要を下記する。

A 5.2節	現在使用中又は考慮中の各種の送電系統信頼度基準／定義の説明並びに評価
A 5.3節	世界の電力事業で現在使用されている基準の調査報告、及び現存の世界中の送電網の性能と性能判定方法の調査
A 5.4節	異なった形式の基準を計算する解析プログラムの現状の検討
A 5.5節	送電計画基準決定方法の検討

報告事項は現在使用されている方法及びそのスリランカへの適用性についてのコンサルタントの独自の評価に基づいている。さらに、コンサルタントは下記の2つの資料を参考にした。

1. 送電系統信頼度方法、EPRI調査計画1530、報告書第1巻、1982年7月。
2. 電力系統信頼度分析、適用ガイド；CIGRE SC38（送電系統分析及び技術）作業グループ03 - 1987年発行。

コンサルタントは更に、1991年9月にモントリオールで行われた電力系統信頼度に関するCIGREのシンポジウムに提示された追加資料を報告に盛込むことができた。特にCIGREの分科会38-03-10によって作成された下記の報告書を参照した。

“総合的電力系統信頼度解析 - ニュー・バーンズウィック電力会社系統への適用”。

A 5.2　送電信頼度基準

A 5.2.1　序

この章は世界中の電力企業体で使用中又は考慮中の送電信頼度基準について検討することを目的としている。送電信頼度基準は系統計画の指標となり、経営者及び消費者に系統の能力を認

知させる事を含めて種々の役割を果たしている。

調査された基準は理論的見地から最近開発されたものを含んでいる。それらの基準は近い将来電力企業で採用される可能性がある。

この基準は、系統全体としての性能（連係系統基準）又は送電網の特定地点の供給信頼度（負荷点基準）と関係がある。

A 5.2.2　信頼度の特質

信頼度の概念は連係された電力系統が全ての地点に必要量の電力を、許容可能な基準で給電する能力を具体的に示す指標を提供することにある。連係電力系統信頼度は２つの基本的且つ機能的な特性（妥当性及び安定性）で表現することができる。

- 妥当性は本質的に静態的信頼度を考慮したものである。それは、回路網構成要素の予定されている及び予定外の脱落を考慮に入れた要素の定格内で、需要を満たす能力と考えられている。妥当性の評価は正常の運転状態下で行う。過渡的状態を妥当性評価に考慮する場合、検討事項は動揺後又は直接、自動装置、運転員による調整後の負荷に対応する系統の能力に対するものと考えられる。系統故障は系統の正常運転を続けるために、供給遮断が必要になった時に発生する。系統の妥当性は一般的に電力潮流モデルで定量化される。

- 安定性は本質的に限界的な動揺状態への考慮である。事故及び予定外の系統内の電力供給要素の脱落が、他の機器の脱落や事故波及を伴うこと無しに発生した場合の動揺に対応する系統の能力と定義される。安定性の評価は、更に不安定性、過負荷波及及び電圧崩壊に分類できる。機器の応動限度を認識する動揺モデルは一般的に適当な信頼度基準で計算する必要がある。

この調査は系統の妥当性を中心に検討した。何故なら、調査の主眼点は電力網が持つべき信頼度又は冗長性にあり、むしろ系統保護動作や発電機の事故後の応動ではないからである。

A 5.2.3　故障の分類

電力供給支障の発生原因は下記のように分類できる。

- 技術的品質不良：　これは許容することの出来ないレベルの電圧と周波数及び供給電圧、過大な高調波と多相回路の不平衡などを含んでいる。

- 電力系統の非常事態：　非常事態は電源不足により供給力と需要の平衡が崩れたことにより発生する。この様な事態に対する系統側の対応としては、負荷制限、低電圧運転、負荷管理制御などがある。事態が重大な場合は負荷の強制遮断が許容されている。

- 電力系統停電：　このような停電は連係された電力系統の故障により発生し、性質、発生

頻度や影響の範囲が異なる。一方、停電に至る事故の多くは配電系統で発生し、各事故時に影響を与える需要家の数も通常限られている。一方、連係送電系統に発生する事故は数は少ないが、多数の需要家に迷惑をかけ、広く社会的・経済的影響を与える。

A 5.2.4　信頼度目標

上記した概念を使用して、電力企業は連係電力系統の計画・運用に当たって下記の目標を採用することが期待される。

- 系統の妥当性を保つこと、即ち許容される品質及び確かさで電力及びエネルギーの所要量を供給すること。
- 発生し易い故障ケースからの回復を負荷制限又は停電無しで行ない、系統及びその構成要素に過大な負担をかけないような方法で系統の安定性を保つこと。
- 更に苛酷で、発生率の低い故障ケースに対して、系統崩壊を防ぎ、系統主要部分が制御不能で分離することが無いようにすること。
- 故障の範囲を制限して、広範な停電の危険性を最小限にすること。
- 故障遮断後の迅速な復旧を促進すること。

A 5.2.5　主要な形式の信頼度基準

信頼度基準は、必要とされる信頼度を達成するために発電及び送電系統が満足させなければならない条件と解釈することができる。これら基準は、性能試験と指数基準の２つに分類される。

性能に基づく基準は一連の条件の形式をとり、系統が耐えなければならない単一又は複数の発電又は送電設備の故障を想定する。故障には事前障害と障害それ自体を含む。これらの基準は、考えられる全想定故障により供給支障が発生しないと云うことは必要は無いが、断定的な故障への対応の評価の形式となる。

指数基準は数値的変数であり、目標とする水準の信頼度、又は一般には供給電力量の予想不足分又は停電等による信頼性を保てない条件の上限を決定するものである。この様な基準の使用は、確率的信頼度評価の基盤を形成するものである。

確率的な基準は故障発生の偶発性を認めることを目的とし、系統構成要素の故障統計を基礎にして系統信頼度の指標となっている。

A 5.2.6　信頼度評価の不確実性

電力系統信頼度予測の不確実性は信頼性調査の各段階において発生するかも恐れがある。その多くは調査の各段階で発生する不正確さや誤りなどである。

固有の不確かさのために、信頼度指数はかなりのばらつきを有する確率分布を示す。計画決定に信頼度基準を使用するに当たっては、計算された指数の変動を考慮に入れる必要がある。これらの変動は計算することが出来る。予測された系統の応動は指数の確率分布の範囲内に入っている。理想的には、信頼度基準はこれらの分布に基づくべきである。しかし、現実的には計画者が指数の予測値を使用して決定する。

系統応動予測に於ける不確かさは信頼度指数によって左右される。特に予測される電力量供給不足指数について不確実性が特に高い。なぜならば、この定義に基づく供給不足電力量の価格の取り扱いにおける不確かさは高いからである。

A 5.2.7　　指数の特性

妥当な方法で系統特性を評価する基準を設定する必要性は確率的又は断定的な評価のどちらについても変わらない。適正な基準で何が許容され、妥当と云えるか又は否かの境界を決めることができる。歴史的には、系統特性指数と許容レベルの両方共断定的手段を使って計算して、使用した断定的数値である。不確実性は認められている。従って、断定的な方法を適用する時には、一定の安全率を考慮に入れる。

この考え方によって特性に変動性があることが判るが、変動の類似性は認識しない。そして、特性の変動が小さいと安全性が過大になり、又極端な場合変動が非常に大きいと安全性は適切でなくなる。

従って、系統信頼度の評価に対する確率理論適用によって確率的又は統計的変動を考慮に入れることができるようにする。

絶対的及び相対的手段は実用的な評価を必要とすることが多い。絶対的指数は係数に対して表されると期待される数値であり、これらはデータがあれば過去の性能について記録を検討することが出来る。しかし、将来の性能について信用のおける方法で予測することは非常に難しく、時には不可能に近い。

その理由は、将来の性能には、特に数値データ及び予測される系統の要求に関連してかなり不確かさがあるからである。又、使用されるモデルは発電所又は系統の挙動の正確な表現ではなく近似値である。

一方、相対的信頼度基準は理解し易く、信頼し易い。これらの場合、系統挙動は設計又は運転方法の変更の前後に評価する。変更の恩恵は指数の相対的改善を評価することにより判断できる。

従って、指数は特定の指標ではなくて相対的に比較する。この傾向は、データの不確実性及び系統の要求事項が全ての指数が理解し難くなっていしまうことを意味する。 そして相対的差異で合理的に判断をする。

実際上、数多くの設計又は運転の手法が比較され、各代案に関する便益の順位付けが可能である。

実用に適した指数を決定することができる。しかし、1つ指数で全ての場合を網羅する公式や技術は存在するわけではない。使用された問題解決方法及び求められた指数は前提となる仮定によって変わる。解析の妥当性は系統を模擬するモデルの妥当性にも関連してくる。

注目すべき最も重要な観点は、系統の工学的意味合いの完全理解が必要であること、及び確率理論はこの重要な工学的な機能によって左右されると云うことである。

従って、確率理論は作業者及び計画者が彼らの系統に関する知識を起こり得る将来の挙動の予測に変換させるのに役立つ方式である。このことが理解された後に計算モデルを走らせることができ、最も適当な評価手法を選択することができる。従って、包含する段階は：

- 構成要素と系統が動作する方法を理解すること。
- 系統がうまく作動しないケースについて確認すること。
- 故障の結末を立証する。
- これらの特性を表すように計算モデルを設定する。
- その後で評価方法を選択する。

確率的指数を計算するためには、事象の発生確率及び頻度を見当付ける必要がある。十分なデータが入手可能なら、事象の確率と頻度は、派生的事象や事象の相互関係を含んで計算することができる。

しかし、共通に作成された前提条件は、事象は独立的なものであると云うことで算定を簡素化している。この前提条件によって指数の数値は顕著に変ると云うことに注目しなければならない。独立性を仮定すると、信頼度指数はとかく楽観的な数値になり易い。

この節の残りの部分では、電力系統の信頼度レベルを評価するために使用する断定的及び確率的指数の大多数の紹介と定義に専念している。 分析の手法及び評価方法はこの報告書の他の節で検討している。

A 5.2.8　断定的指数

断定的指数は、指定された比較的頻繁に起こる事故現象を考慮に入れて需要を満たす範囲を評価する基礎を設定するものである。これらは“N-1”（単一設備故障）、又は“N-2”（2重設備故障）基準と表現されていて、回路網で単一又は2重の設備事故時の様相によって決定する。全ての故障に対して停電が発生しないようにする必要があるというわけではなく、単一又は複数の設備故障ケースに対する指数を決めることができる。

通常考えられる設備故障とは、発電機、変圧器、線路、ケーブル、等の回路網構成要素の脱落を意味する。或る電力企業体では、一ケ所の母線の脱落、連続事故等のより苛酷な場合も考慮

している。

電力企業は時折回路網を階層化している。主要な大電力線路には“N-2”というような高い信頼度基準を適用し、それに比較して重要性の低い線路には“N-1”を適用するが、一回線供給を採用する場合もある。

これらの基準は送電線路にも変電所機器にも平等に適用される。

数種の使用されている指数について、下記に論じる。これらの指数は全ての故障について評価するわけではないと仮定して明らかにすることができる。 この方式がどの程度採用されているかと云うことは、一部には発生する特定の故障の可能性や一部では全ての起こりうる故障について検討することが出来る可能性により左右される。

典型的な断定的指数は下記を含む。

- 最大供給不足電力： この指数は検討した故障ケースにより系統の電力供給不足の最大MW値を決定することを含んでいる。これは各故障ケースでの各母線のMW不足を合計したものを意味し、合計した不足分を比較し最大値を決定する。どの故障が最も系統に影響を及ぼすかを確認することもできる。何故ならそれらは大きな電力不足が発生し易いからである。

  制限される負荷の実際の大きさは採用される解決方法に左右される。例えば、もし発電電力の送出の減少、特に故障後のもの、が負荷の脱落に至るという事象を決定すると云うことを明確に述べるべきである。

- 最大供給電力量不足： この指数は上記と同様な考え方によっている。但し、電力の最大値ではなく電力量を主眼にしている。計算上の要求は上記の指標と同様である。但し、MW値が判っている場合、電力量不足が算定できるように故障の継続時間が必要になる。これを定量化することは非常に難しい。何故なら、各負荷点において時間毎の負荷モデルが必要になるからである。より簡単に入手できるのは平均的又は歴史的は継続時間で使用可能になる。

- 最少電力供給能力： 系統の電力供給能力（LSC）とは系統が線路を過負荷させることなく供給することができる最大系統負荷として定義される。LSCは各母線点で負荷を増加させ同時に発電力を増加させることを、ある送電線が過負荷になるまで続けることにより計算することができる。その限界点を系統のLSCと定義する。

  母線負荷増加の方法が結果に影響を与えることは明白である。何故なら負荷分布は電力潮流や送電電力が限界に達する点に影響を与えるからである。

  LSCを各故障ケースについて計算すると、その結果は各故障の相対的苛酷度や電力網の信頼度を示す一つの指標になる。各故障ケースについて電力網のLSCを計算する必要が

ある。そして、それらの中から最少のものを設定する。

- 最少同時電力融通能力： 同時電力融通能力（SIC）は、系統内の地点間で電力を送出したり、受け入れたりできる最大電力と定義することができる。この場合は、負荷を固定して移動可能な電力を最大化する。問題になっている全ての故障のケースについてこれを繰り返せば、SICは系統信頼度の１つの指標として使用することができる。

- 最大線路潮流： この指数は特定回路の電力潮流への故障ケースの影響の指標である。この指数は新線路に必要なサイズへの指標を与えるものである。 線路の潮流を種々の故障ケースについて検討して、最大値を確認する必要がある。計画の目的には、特定の線路について一定潮流を超える故障ケースがどのくらいあるかを知ることは有用である。

A 5.2.9 確率的指数

断定的指数の重要な弱点は故障の頻度又は継続時間と云う要素が無いことである。負荷点に適用される指数は特に最大不足電力についての信頼度レベルが低めに出易い。しかしそれが他の故障と比較して極端に低い頻度でしか発生しないのであれば、供給信頼度はずっと低めに出易い。

確率的基準はこれらの困難を克服したもので、下記の３つの基本的特性を有している。

1. 故障の頻度
2. 故障の継続時間
3. 故障の苛酷さ

全ての指数がこれらの３つの特性の全てを持つ必要は無い。最も一般的な妥当性指数は２つの型に分類できる。その第一は、関連した継続時間、頻度特性を特定せずに系統要素の挙動を定義する１つの係数である。これらの指数は、リスクの状態が１つの継続時間の長い故障か又は多数の小さい故障であるかを明確にしないで、対象期間中の平均的な系統の挙動の指数を示すものである。

第２の型のリスク指数は、通常年間の系統の電力不足分を表す量の値と関係した年間の頻度、又は単一の不足の値及びその頻度の２係数で表現する。同じ時間の基準を仮定して、頻度と単一故障の継続時間の積は選択された時間の基準で表した予測値の合計を示す。

妥当性指数は比較的長時間に及ぶ故障を考慮に入れている。何故なら、これらは修理を必要とし瞬時故障でなく一般に永久故障と定義されているものにより構成されている。

指数は故障の苛酷さを測る方法によっても差異がつけられる。特に下記がある。

- 系統問題指数： これらは過負荷、電圧領域超過、系統分離等の発生確率を示す。
- 系統状態指数： これらは系統が電力企業体自身の慣習に従った、予め定義された不安定状態にある確率を示す。
- 負荷制限指数： これらは故障の苛酷さが供給支障、又は負荷制限で示される指数である。

典型的な問題指数は下記を含む。

- 過負荷（頻度、故障時間、確率、過負荷量）指数
- 高・低電圧（頻度、故障時間、確率、超過量）指数
- 系統分離（頻度、発電不足の平均的パーセント）指数

この報告書では、問題指数は負荷制限指数に限定した。何故なら長期的ではあるがこれが需要家が最も興味を持つ指数だからである。CEB はむしろ供給支障の問題に系統妥当性に関してより興味を有しているかもしれない。

多数の負荷制限指数が定義されるかもしれない。それらは頻度、継続時間、負荷制限量の 3 つの尺度を使用する。これらは系統全体及び個別の負荷点について適用される。それらは下記を含む。

- 電力不足発生確率（LOLP）： 送電系統の LOLP は送電系統の故障でピーク負荷対応できない確率

LOLP の計算は概念的に下記に拡張される。

- 電力不足期待値（LOLE）： LOLE は負荷又は負荷への給電が十分でなかった年間の日数と定義される。発電計画と同様に、年間 8,760 時間全部について計算でき、利用可能な総容量では送電故障のために毎日のピーク負荷に対応できない確率を加える。

  この期間計算は全系統量について完全に計算するには相当量の計算が必要になる。結論として、LOLE 計算は 365 日のピーク負荷、又は負荷分配の代表的組合せに限られる。しかし、各地点負荷は系統負荷の一定部分である仮定を簡略化し、計算を簡略化するために前記した負荷供給能力の概念を使用することも可能である。

  これらの指数の採用に当たっては系統運転の現実を考慮に入れる必要がある。例えば、送電系統の限界的負荷状態は系統負荷時以外で発生するかも知れない。そのような場合はその負荷点の組合せを限界値とする。

- 電力不足発生頻度（FLOL）： 送電故障に起因する FLOL は個別の故障が、各母線の負荷が故障時に系統の負荷送電能力を超えるケースの発生回数に対する考慮と同時に考慮する。

- 供給不足電力量の期待値（FENS）： FENS は送電系統故障により電力量が供給不能になる予想値である。 或る一定の負荷レベルで供給不足電力量は各故障時の不足分と発生確率の積を全故障について合計したものである。

  この量は、或る一定期間（例えば 1 年間）の不足電力量を全ての希望負荷について合計することができる。指数は故障毎の供給不足電力量の期待値として定義することもできる。しかし、これは供給不足の頻度の情報が入っていなので有用性は薄い。

- 負荷制限期待値（FLC）： これはFENSに従属した指数で、故障継続時間は考慮していない。

- 負荷制限回数の期待値： これは負荷制限が発生した回数を表現したものである。

- 負荷制限の継続時間の期待値： これは供給が需要を満足できなかった期間の平均値である。それは負荷制限が発生した年間時間として表すこともできる。この場合はLOLPと同様になる。

A 5.2.10　負荷点指数

上記したように、A 5.2.9節で示した指数は負荷点、又は負荷点の数値を総合化して系統値として使用することができる。

もしこれらの指数が単一負荷のレベルで計算され1年の基準で表現されるならば、それらは年間の値を示す、と云うことを評価することは重要である。系統のピーク負荷で計算した年間指数は実際の年間指数より通常かなり高い。従って、系統構成の異なった代案を比較する場合だけに使用すべきである。

変動する負荷レベルの影響は、より現実的な年間指数を作り出すために含むことができる。しかし、そのためにはかなりの計算時間が必要である。計算の費用増はどの程度負荷変動をモデル化するかによる。

A 5.2.11　系統指数

負荷点指数を総合化するのに加えて、系統全体についての1組の指数が下記のように提案されている。

- 大電力支障係数（BPII）： BPIIは供給されている系統又は地域負荷（MW）のうち、平均何MWが系統又は地域負荷から遮断されたかで定義される。これは遮断された全負荷と年間最大電力の比である。その計算は、系統信頼度を適正に定義できるように十分な負荷レベルを必要とする。

- 大電力電力量制限指数（BPECI）： BPECIはBPIIの延長で、これは年間供給不能電力量EENSをピーク負荷に関連づけている。それは下記として知られている。

- 苛酷さ指数： 苛酷さは各故障のケースに関連している。それはMW-分で表現される故障による供給不足電力量をMW表示のピーク系統負荷で割ったものとして定義されている。苛酷さは"系統一分"で表現され数値はBPECIの値の6倍である。1系統一分はピーク負荷時に全系統負荷が1分間遮断されたのと等価である。 それは実際の系統故障時間を表すわけではない。何故なら遮断はピーク負荷時に発生するとは限らないからである。BPECIの変種には下記がある。

- 電力量不信頼度指数： これは供給しなかった電力量と需要総電力量の比である。

- 大電力供給平均電力制限指数： これは系統全体として一故障の平均制限MWで示す。

A5.2.12 要約

信頼度指数は断定的と確率的に分類され、後者は最も進化したものである。確率的指数は、計画者、経営者、需要家も同様に理解できる方法で不信頼度を定量化出来る利点がある。それらは故障現象の偶発性を反映していて、断定的指数よりもはるかに明解である。

両方の型の指数を系統全体の信頼度の決定又は負荷点についても適用することができる。指数の領域は使用可能なように定義した。 特定の電力企業への最適指数の選定は個別の事情と組織内で指数を採用する目的に左右される。

A 5.3 現在の電力企業の実情調査

A 5.3.1 序

この章の目的は世界の電力企業で採用され、電力供給の信頼性が得られるように送電系統計画に適用されている現状の手法を検討・確認することにある。コンサルタントは下記の方法で検討を行った。

1. 世界中62電力企業の調査
2. 過去の調査の文献の検討
3. 電力企業により採用された手法に関するコンサルタント自身の知識

A 5.3.2 モット・ユーバンク・プリース（MEP）による電力企業の手法調査

A 5.3.2.1 調査の方法

この節で、MEPが1991年末に行った現行の電力企業の手法についての調査の結果に関して検討している。MEPの調査は選ばれた62社へ送った質問状を基礎にしている。使用された計画基準を可能な限り広くするために、MEPは電力企業の選択は任意に行い、同一規模、レベル、相互接続を有している系統に限るということはなかった。

質問状は下記の重要な質問項目に対して解答を得るのが目的であった。

1. 電気企業は合意された送電信頼度計画基準を持っているか。
2. もし持っているなら、それらは断定的なものか、確率的なものか、又は両方か。
3. 使用されている特殊な基準は何か。
4. それらは、異なった供給点に対して異なった基準を使用するなど、して回路網の異なった

地点を差別化しているか。

5. 系統全体及び負荷点指数の両方が使用されているか。

質問状はA 5.3.1表に示した62の電力企業に送付され、下記の18企業から回答が得られた。

A 5.3.2.2　回答の詳細な検討

世界中の電力企業に送付した質問状に対する主要な回答を下記する。

<u>ブリティッシュ・コロンビア（BC）水力、カナダ</u>

BC水力は全体系統計画に確率的手法により注意を払っている。それは従来使用してきた断定的方法にとって替わることを意味するわけではなく、断定的基準で作成された計画の評価に使用し、その場合によって、より少なめ又はより控えめに変更する。

BC水力内の系統計画の目的は制限値及びその余裕を採用する可能性から運用の余裕値を決めることにある。制限値には温度上昇限度、過渡安定度及び電圧安定性がある。

断定的計画は下記によっている。

- 強制遮断可能な最大発電力
- 強制遮断可能な最大負荷

確率的指数は現在開発中である。MEPのBC水力との討論で適当な計算方式の開発は現在高い優先順位にあることがはっきりした。単一設備故障基準が通常使用されている。しかし、小規模変電所の場合は移動器をバックアップとした変圧器1台のものも可能である。

<u>ミナトバ水力</u>

系統計画は、発電及び主要送電系統における"負荷伝送容量"を決定する方法における強制遮断率値を使用した断定的信頼度指数に基づいている。

ミナトバ水力では単一設備故障基準を使用している。2重設備故障は一般基準としては使用せず、特殊な情況で考慮している。信頼度指数は主要送電及び高圧直流系統でのみ使用している。

<u>西オーストラリアの州委員会（SECWA）</u>

オーストラリアの電力企業は州単位で組織されていて、ヴィクトリアとニュー・サウス・ウェルス及び南オーストラリアを除いて電力融通は僅かである。

SECWAは送電計画に断定的及び確率的基準の両方を使用している。線路及び変圧器の断定的信頼度指数には単一設備故障基準を使用している。一般的には単一設備故障を想定し、

系統負荷がピーク需要の80%以内の場合は2重設備故障条件を使用する。

使用される確率的指数は故障の平均的な継続時間と頻度によっている。それらは断定的基準を補うために使用する。SECWA は信頼度の検討を行うためのコンピューター・ソフトウェアが十分に開発されていないの送電計画への信頼度指数の使用は限られているとのコメントがあった。

<u>クイーンズランド電力委員会（QEC）</u>

QECは系統開発の初期に計画形成及び提案の比較に使用する信頼度基準と回路網設計規則を設定した。しかし、最終解析では各計画はその功罪を考慮に入れ、これらの基準は全ての場合に適用するわけではない。下記の基準と回路網設計規則が注目される。

- 単一の系統設備が脱落した状態で十分な量の送電を供給障害無しに継続すること。
- 3相地絡事故とそれに続く0.1秒の遮断時間内に1回路は並行した要素の切り離しに対して系統安定性を保つこと。
- 全機器が平均的な外気条件で運転中に機器の正常（連続又は銘板）定格を超えないこと。
- 単一設備故障の直後に、残った機器に対する負荷は予想される負荷サイクル及び外気条件に対する周期的定格を超えないこと。
- 系統電圧は安定していて、単一設備故障後変圧器タップ切換器及び開閉器付きのSC及びSRの動作後に電圧が正規電圧の100から108%の間にあること。
- 2重設備故障により、主系統遮断による過負荷にならないこと。発電の再計画又は2重設備故障状態下での送電容量の決定に当たって負荷を移転させたりする余裕が必要である。又、負荷の強制遮断や原則に反する運用も必要になるかも知れない。

下記は特定の計画の範囲と時期を考慮に入れる要素のいくつかである。それらは上記の基準から外れるかもしれない。

- 負荷の形式（例えば連続）及び停電の影響
- 代替供給の有無及びその容量、即ち高価な発電設備及び補助送電の支援能力
- 影響を受ける負荷群の大きさ
- 危険な故障の確率及び予想継続時間及び故障回避措置の費用
- 機器の短時間過負荷容量
- 信頼度及び動揺中の電圧変動決定時の実負荷及び無効分負荷変動（電圧及び周波数も含む）

南東クインズランド電力庁（SEQEB）

SEQEBで採用されている一般的考え方はN-1基準である。それは単一設備故障時に100パーセントの電力供給ができると云うことである。この基準の適用に当たりSEQEBは下記のことを考慮する。

- 機器の熱容量（即ち繰り返し、緊急時又は2時間定格で適用可能なもの）
- 変圧器タップ、キャパシター、AVRを含む系統電圧制御（電圧変動範囲は低圧供給が6%、22 kV供給が5%で、高圧は合意された変動による）
- 自動負荷伝送容量
- 手動負荷伝送容量

N-1基準の採用はSEQEBにとって経済的に引き合わないという理由で考慮されない場合がある。

- 限られた負荷量の地方変電所
- 砂採取のような臨時電力
- 料金収入では十分でない高い資本支出を必要とする需要

ブラジリア電力庁、ブラジル

送電計画に使用している基準は断定的及び確率的指数によっている。N-1 基準が単一設備故障用の断定的信頼度指数の決定に使用されている。

使用されている確率的指数は供給支障電力量及び故障の頻度と継続時間である。これらは回路網の大電力供給地点の計画に使用される。

サラワク電力会社（SESCO）

SESCOは断定的及び確率的指数の両方を使用している。これらはLOLPとEENSを含んでいる。これらは回路網の大電力供給地点の計画に使用され、発電・送電を含む総合基準の形式で適用されている。

オスロー電力会社

ノルウェーの電力会社では断定的基準だけを使用している。詳細な情報は得られていない。これらは回路の大電力供給地点に使用している。

カリビアン電力会社

西インディのこの電力会社は最高電圧が69 kVで、全系統中に20マイルしか無いので送電系統に信頼度指数、その他の基準は使用していない。

キプロス電力庁（EAC）

EACは現在の開発20年計画作成に当たって系統拡張に断定的基準を適用した。

1. N-1基準

   N-1原則は電力庁の132 kV及び66 kVの電力庁の送電網全体に適用されている。同じ計画基準は132／11 kVの変電所の設計にも適用され、全送電用変電所の変圧器容量の確保に役立っている。

2. N-2基準

   主要地点間の送電にはN-2基準を適用し、これら地点間で2回路が喪失しても代替回路を使用して所要電力の送電を確保するようにしている。

他の守らなければならない条件は下記を含む：

- 繰り返しの過負荷は平常時、故障時共にどの機器にも許容してはならない。
- 系統負荷が利用可能な発電機のメガバール容量を超えることがはっきりした場合は無効電力の補償が必要である。
- 電力系統は1つの架空線又はケーブル回路の解離時に電力調整が必要無いように計画する。
- 系統電圧は正常時及び故障時に下記の制限内になるように制御する。

  132 kV±10%
  66 kV±6%
  11 kV +6%から-8%

台湾電力会社（TPC）

TPCは送電計画に断定的信頼度指数を使用している。これは、主要幹線1線路が保守停止中に他の幹線が強制遮断することを基準にしている。この基準は345 kV及び161 kVの線路に適用され、より低い電圧には単一線路故障を想定している。

確率的信頼度指数は使用していない。

米　国

アメリカの全ての現在運用中の連係電力系統は北アメリカ電力信頼度協議会（NERC）のメンバーである。NERCのメンバーとして、各電力系統は一定の運転・計画基準及び全連係電力系統の健全性を維持するための指数を守らなければならない。一方、一般的に送電計画は“断定的”に考えられ、電源計画は“確率的”に考えられている。しかし、それぞれに両方の形式の基準がある。

一般的に、使用中の断定的指数は故障率に基づいていて、例えば、時間／年、時間／需要家／年である。確率的指数はLOLP、LOLE等を含む。これらは送電及び発電の総合信頼度指数として計算される。全体として、電圧レベルや、変電所によって異なった基準を適用することは無い。それらは同一の基本的基準を使用するが異なった性能を持っている。

アメリカ電力（AEP）

AEP系統に8つの電力会社が参加している。配電を除く全ての設備の計画はAEPサービス会社で取り扱っている。

AEPは超高圧（345 kV以上）の計画を故障ケースによる検討と確率的解析の組合せで行っている。他の電圧については断定的方法を原則としている。送電計画には単一設備故障と2重設備故障の両方を使用する。AEPは確率的解析用に自分の危険度分析手法を開発した。信頼度指数は消費者端及び回路網の大電力供給点の両方に使用する。

ベルギー

ベルギーは発電・送電総合計画の開発を指向している。断定的方法は、確率的技法の補足的使用にとどまっている。大型原子力機の導入により原子力機の燃料再挿入時期の確率的表示に使用されている。

ウェベルランドヴェルク・ウンテルランケン

この西独の電力企業は断定的信頼度指数にN-1基準を使用している。単一設備故障を考慮している。電圧階級の違いにより異なった基準を使用している。

- 110 kV　：　N-1基準（一線脱落時供給支障は無い）
- 20 kV　：　並行回線だけにN-1基準を使用

信頼度指数は回路網の大電力供給地点だけに使用する。確率的信頼度指数は使用されていない。

RWEエネルギー

本部がエッセンにある西独のRWEエネルギーは送・配電網に下記の基準を適用している。

・送電網

一般的にN-1原則を使用している（能動的予備）

1. 380／220 kV連係系統

   a. 単一（回路）故障：　発電計画変更によるN-1安全性の回復
   b. 母線故障：　地域的支障は許容

c. 2回線送電線故障： 大規模な障害への進展は回避

2. 110 kV

a. 都市部ケーブル網： N-2原則
b. 母線故障： 地域の110kV電力網の全停電は回避（出費が正当化されるなら）
c. 2回線送電線故障： 地域外も含めて長時間の全停電は回避
d. 変圧器故障： 開閉可能な予備（110 kV及び配電用高圧の間の変圧器）

・配電網

1. 配電用高圧

a. 原則として、故障発生後開閉可能な予備、通常1時間以内の供給回復

2. 低圧／供給点

a. N-1安全性無し
b. 障害発生時 ： 修理又は仮処理で数時間以内に供給回復

チロル水力電気

このオーストリアの電力企業は送電信頼度にN-1断定的基準を使用している。送電信頼度計画に確率的指数は使用していない。異なった電圧階級及び変電所に異なった基準を使うべきかどうかを決定するためには判断が必要である。これは供給地域の需要性に従って個別に決定する。

電力企業は現在“回路網情報システム”計画を実施している。これは計画目的の信頼度指数の総合化を考えている。これは現在討議中である。

ヴァッテンホール送電会社

このスエーデンの会社は信頼度計画を決定するためにNORDEL設計基準を使用している。NORDEL国家（デンマーク、フィンランド、ノルウェー、スエーデン）は彼等の連係回路網を単一の系統として共通の信頼度基準を採用することを決定した。基本として断定的基準を使用している。苛酷な故障の結果について解析する。経済的に必要性が出た時に対策をとる。解析は400 kV及び220 kVの線路だけについて行う。回路網の大電力供給点について検討する。

ランドヴィルクン

アイスランドの国立会社のランドヴィルクンは送電計画に断定的信頼度指数だけを使用する。使用されている基準はN-1である。異なった電圧階級と変電所に異なった基準は無い。信頼度指数は需要家端の回路網と電力網の大電力供給地点の両方の送電計画に使用する。

（注）

日本の電力会社は送電系統計画に断定的基準を適用している。発電計画には LOLP, LOLE など確率的手法を使用している。確率的方法の送電系統への適用について検討されたことはあったが、その必要性について一致が得られなかった。

基幹系統については、実際的に N-1 条件で供給障害や発電制限があってはならない。N-2 条件下でも深刻な供給障害や系統分離があってはならない。

地方系統については、N-1 故障発生の際、供給支障をある程度許容するが、速やかに復旧できるようにしなけらばならない。

手法の詳細はこの節に添付されている。

A 5.3.2.3　調査結果の概要

MEP の調査に対する回答の結果は、種々の電力企業がどの程度断定的基準に反発して確率的基準を採用したかに特に注目して、A 5.3.2 表にまとめた。

A 5.3.3　CIGRE の基準（1984）の批評

質問状に対する解答以外に、CIGRE, WG37.01 の検討結果も 16 ヶ国の送電・連係回路網計画の信頼度基準に含まれている。これは 1984 年に行われ、時間は経っているが何らかの関連はある。A 5.3.3 表に再録されたこれらの結果の検討によると、1980 年代中期では N-1 の断定的基準が全ての国で広く使用されていることがわかる。

A 5.3.4　他の情報の再検討

ユーバンク・プリース（現在はモット・ユーバンク・プリース）は、主要な国際的コンサルタントとして系統計画や建設に関連した業務を多くの国で行ってきている。従って MEP はそのような国で行っている計画過程を評価できる立場にいる。この調査に MEP が考慮した国は下記である。

- 英国
- ケニア
- 西マレーシア
- タイ国
- マルタ
- オーストラリア、ヴィクトリア州及びニューサウスウェルス
- リビア
- エジプト
- パキスタン
- インドネシア

- バングラデッシュ

これらの国の大半は N-1 断定的基準を採用している。その変形は例えば、ケニア、インドネシア、パキスタンにある。N-1 は経済的理由で厳格には適用していない。英国では発電所接続に N-2 が適用されている。

数カ国では、発電所の接続が含まれているかどうかによって（その場合高い信頼度が要求される）開閉機器の配置が左右される。

A 5.3.5　　データの分析

現在までに入手したデータによると、送電計画に使用されているのは殆どが断定的のものである。これに反して、発電計画には断定的ではなく確率的な指数を使う動きがある。但し、送電系統計画の場合は事情が複雑である。送電系統の場合、構成が変化し、その性能は天候とか他の要因によって影響を受ける。そして送電性能の解析は手間がかかる。

送電系統の挙動は、故障の様相、故障の継続時間、故障前後の系統の状態に依って変化する。例えば、危機的な送電線の故障では発電機脱調により系統の不安定になり、系統崩壊につながる。過負荷の状態は、波及的事故拡大につながる。送電系統過負荷及び母線電圧変動の解析は予想される各故障について行う必要があるので電力潮流解析を用いて行うべきである。これは送電系統故障の種々な組合せを含み、送電系統が大きければ故障の組合せが増え、計算時間も膨大になる。

いくつかの国では、発電及び送電故障確率の両方を考慮に入れた信頼度解析から総合指数を計算している。この計算は単純ではない。何故ならば、電力系統は数多くの様相の故障が発生するからである。総合解析はカナダ、イタリー及びフランスで試みられている。カナダのモデルでは供給不足電力量を信頼度基準に組み込み、それを計画に使用する。使用されている信頼度指数は供給不足電力量と、負荷を充足できない継続時間と頻度である。フランスとイタリアのモデルは、無作為抽出法を使用して発電及び送電網の数多くの故障のケースについて検討している。イタリーでは 0.001%の電力量が供給不足になると云う総合指数を使用している。

全体的に、信頼度計画に使用する統一された手法は存在しない。しかし、最も広く使用されているのは N-1 及び N-2 であり、それは故障によって失われる回路網要素の数により左右される。最も広く使用されている N-1 基準は単一設備故障に対する解析に基づいている。N-2 基準を使用するケースは多くない。これは 2 重設備故障に基づいている。その使用は一般的に主要需要地点に限られており、N-1 より使用されるケースは少ない。何故ならば同時に 2 つの故障が発生する確率は高くないからである。

或る国では、N-2 故障が N-1 基準に従って作成した基準ケースの上に構築されている。送電系統にとって最も苛酷な 2 重設備故障（例えば 2 つの主要送電線の連続故障）について検討している国もある。更に、苛酷な条件が考慮される。例えば、

- 一群の母線（接続された送電線を含む）の脱落
- 多重故障又は連続遮断、これは重大障害につながる

一般的に、電力企業は無効電力の予備の設置、回路網の切換え等、連続遮断による系統崩壊を防ぐ運転方法に頼っている。

全般的には、従って、確率的指数は評価に対して優れた基盤を提供すると云う点で優れているが、しかし主要な欠点は実際に計算するための適当な計算方法が無いと云うことは一致した見解である。実際、或る電力企業はこの目的のために適当なコンピュータープログラムを開発しようとしている。これらの結論は、或る電力企業は発電及び送電の総合指数を開発し、使用しようと云う考えがあると云うことを考慮する必要がある。これらは、需要家への電力供給は発電及び電力系統両方の信頼度に最終的には頼っていて、各系統の故障の時期は随意発生的なものであると云う概念的な利点がる。

A 5.3.6　回路網性能の調査

調査進行中に、スタディ委員会39の作業グループ05によって作成された、大電力供給作業性能測定に関する新しいCIGREの論文を入手した。

データは年間の故障数の形式で表示され、結果は電力企業の規模、連係系統中に占める位置、系統限界の性質（温度上昇又は信頼度限界）によって分類されている。故障は苛酷さによっても分類されている。

第1段階：　1から9系統一分
第2段階：　10から99系統一分
第3段階：　100から999系統一分

電力企業が故障の系統開発段階の違いによって影響を受ける頻度は平均的に下記である。

第1段階：　2.5年
第2段階：　8.8年
第3段階：　83.3年

系統の特性に基づく一般的結論は下記である。

- 温度上昇によって制限を受ける系統は連係系統の中心に位置していて安定度によって制限を受ける系統よりも動揺が少ない。従って動揺を少なくすることは一般的に系統規模と関連は無い。
- 調査は、これ以上の作業は負荷点の性能について行われるだろうと云う提言はあるが、系統全体又は大電力性能について報告されている。

A 5.4　信頼度指数の計算

A 5.4.1　　序

前節の電力企業の現行の送電信頼度計画の手法は確率的基準に焦点を当てている。しかし、その広範な採用は計算上の拘束によって妨げられている。どの基準も問題なく適用されるためには、計画者は系統の挙動を予測し、同時に結果を監視することができなければならない。

報告書のこの節ではこれらの計算を行う方法論を概観し、現存のモデルを検討している。

A 5.4.2　　断定的基準

断定的基準は、電圧、周波数の許容範囲、構成要素、負荷の許容される制限量及び系統同期の維持に関連して決められた制限内に入るような系統の応答を記述した枠組みに適用する。 性格的には断定的であるが、しかしながら故障とその影響の相対的類似性に根本的に考慮を払っている。

実際は、全ての故障脱落のケースの相互の関連性を探すには労力がかかり非常に時間がかかる。従って、断定的基準は送電系統の健全性を検討するのに予め決められた限定された故障について検討して得たものである。 計算者の能力によって、これらのケースで系統の限界的な故障を見つけることができる。

現状の仮設によると、系統の機能はこれらの限界的故障に対して保証することができる。実用上のいくつかの相違はるが、故障分離する要素の数によって、広く使用されている断定的基準はN-1 及びN-2 条件の2 つの階級に分けれらる。

最も広く使用されている N-1 基準は単一設備故障を想定している。この基準を送電計画に採用している国の中には発電機の故障を検討項目に入れている国がいくつかある。

N-2 基準は2 重設備故障を想定している。2 重設備故障は発生率が低いのでN-1 ほど広くは使用されていない。この考え方は同一地域内で、ピーク負荷時のような限界的運転状態（その時間はそれ程長くない）下で、2 重故障の発生を考慮したもので、故障による影響は大きい。

指数の計算では、一般に系統の負荷状態、発電所の負荷状況を考慮に入れて、まず最初に 1 つ又は数個の故障の基本ケースを選択する。 限界的条件がその中に含まれるかどうかには計算者の経験が重要な要素になる。各基本ケースについて検討を行う。

各ケースについて電力潮流を計算して故障に対してどの程度堪えられるかを決定する。検討の重要項目は線路潮流と母線電圧である。正確な基準に従って、検討する故障状態で供給条件を満足できるか、又満足できない場合それは全系統か、負荷点だけかを調べる。

断定的基準の利点を下記する。

- 概念がはっきりしている。
- 限られた数のケースを検討すれば良い。
- 比較的単純な解析方法が使える。例えば、電力潮流計算で系統特性を正確且つ詳細に表すことができる。

断定的方法の限界は、重要な検討項目を計画者／計算者の判断と経験に頼らざるを得ないことにある。従って、常に重要なケースを見落とす危険性がある。系統上の重要点は構成変更等でよく変わり、判断が難しいこともある。更にこの基準は故障の発生率を考慮に入れることは困難で、その影響の重要性の順位付けが困難である。

発電計画者は偶発する現象を確率的方法で取り扱う方法を採用していて、計算手順は開発し実施するのが容易である。 直接的な解析技法が使用できて発電方式の計画は断定的手法から確率的なものへ向かっている。

一方送電系統の場合、確率的手法の実施にはかなり複雑である。第 1 に空間的離隔の問題があり、電気回路の特性を満足させなければならない。第 2 に、研究者や解析者の努力に拘わらず大規模送電系統について確率的指数を適用するには複雑なモデルが必要で、大型の計算機とプログラムが必要である。

A 5.4.3 確率的基準

A 5.4.3.1 一般的考察

確率的方法が過去に広く使用されなかった主要な理由は下記を含んでいる。

- データの不足
- 計算手段の不足
- 現実的な信頼度技法の不足
- 確率的技法使用への異議
- 確率的基準及び危機指数の意味に対する誤解

送電系統要素の信頼度についての適切なデータの有無は依然難しい問題である。多くの電力企業は現在信頼度のデータベースを所有しているが、これらのデータは地理的、外気条件の、施設上の、そして運転上の状況の違う他の電力企業にはそのままでは適用することができない。或る型の機器の記録は比較的短期間だけ有用である。

一方計算機類は大いに高度化されていて、現在では多くの技術者が確率的の作業方法を理解している。

送電信頼度評価について 2 つの明確な概念がある。モンテカルロ法と故障事例の状態列挙又は選択解析法である。

モンテカルロ・シミュレーション法は全系統及びその構成要素の実際の過程及び偶発的挙動をシミュレートすることにより、信頼度指数を見積るものである。一方、状態列挙手法は系統を簡素化した数学モデルで表し、信頼度指数を数学的解析で評価する。

各手法には長所と短所がある。モンテカルロ・シミュレーションは膨大な計算時間を必要とするので、代替の解析方法がある場合は一般的に使用されない。しかし、理論的にモンテカルロ法は他の方法では近似させているいかなる系統手順又は効果も含むことが出来る。

同じ危機指数を評価するのに 2 つの方法を使用できる。しかし、求められた数値を比較することによりその限界を良く理解することができる。 サルバダリとビリントンは 2 つの手法による電力系統の合成信頼度の比較を示し、数値の相違及び回路網の適当性に対する相違の影響を引き合いに出して理由を討議した。

サルバダリ及びビリントン："合成信頼度評価に対する 2 つの基本的に違う手法の比較"、IEEE PAS、104 巻、12 号、1985 年 12 月。

A5.4.3.2　　モンテカルロ法

この方法では故障の種類や負荷状態を無作為に選択して、結果として系統への影響をシミュレートしている。基本的には年代順に 1 年の各時間毎又は調査期間の時間毎に任意に選択する手法を適用できる。系統状態及び負荷の無作為な選択は確率的分布に従って行う。この過程は統計的な負荷と要素故障のモデル化を必要とする。

無作為に選択した状態のシミュレーションは電力潮流、送電のアルゴリズム、及び事前に選択された運転方針を適用して行う。これらの結果は適当な信頼度指数の計算に利用する。

この手法の鍵となるのは系統全体に対する悪い影響の全ての可能性を把握するために故障の数は十分多くなければならない。個別の故障の解析は現実の事象と出来る限り近似していなければならない。

モンテカルロ法にはいくつかの利点と欠点がある。故障ケースの無作為抽出及び系統状態の解析はその大多数は問題の無い不必要な作業をすることになる。しかしながら、有意義な結果を得るためには、問題がある十分な数量のケースを取り上げシミュレートする必要がある。

このように、モンテカルロ法で結果に十分な確信を得るためにはかなりの計算機時間を必要とする。

一方、この方法では系統モデルが非現実に陥ることなく、複雑な系統の解析を行える。更に、この方法により計画技術者は最終結果を総合的に判断でき、結果の原因の詳細な表現をすることができる。

A 5.4.3.3　現象列挙法

故障ケースの現象列挙又は選択解析では、系統故障の大多数は系統信頼度に悪い影響を及ぼさないと云うことは明白である。従って、この方法は系統的な条件選択及び故障の評価、故障の基準による各故障の分類及び信頼度指数から成り立っている。

選択的分析又は故障ケース列挙技法は、解析を必要とする故障の数を最小限とするように構成されている。これは可能な限り試験を行うことによって可能になる。問題の指数に影響を及ぼし、苛酷で頻度の高い故障だけを取り上げる。試験は例えば各故障ケースに対する電力潮流計算の最初の繰り返しの結果を検討して、ケースが明らかに系統性能の基準から外れる可能性が無い場合は、そのケースを取り上げないアルゴリズムを使用する。

いくつかの点で、この手法は断定的指数計算に記述した手法と似ている。数多くの基本ケースを選択して一連の故障について検討して、その結果を電力潮流及び電圧の変動の観点から、それらの故障ケースに堪える系統の能力を決定する。このように系統に支障を及ぼす故障ケースを確認してその影響を検証するために解析を行う。しかし、主要な相違点は故障の頻度と継続時間の情報を含んでいることである。

この手法の構成要素は下記である。

- 故障ケースの選択
- 回路網の解
- 修正行為
- 信頼度指数の集積

A 5.4.3.4　故障ケースの選択

第 1 段階は検討すべき故障のタイプを決定することである。故障のタイプの選択は採用される解析手法によって異なる。

故障ケースの選択は起こり易い故障ケースの決定と検討すべき最も苛酷な故障を事前に選択する過程を含んでいる。

大半の送電系統は、N-1 基準（単一設備故障対応）で設計されているので、故障ケースの選択は個別故障の 2 重発生であるか、2 つの故障の連鎖発生であるかに拘わらず故障選択は 2 重故障と関連している。

連鎖的多重故障は、地方の多数の設備の故障を含み、殆ど全てのケースで検討を必要とする。一方、個別の多重故障又は計画遮断と重なり合った強制遮断は、遮断された設備が同じ系統問題に悪い影響を及ぼすものならば苛酷になる。

電力系統の構成により、後記の形式の各多重設備故障に対して悪影響を及ぼすことがない他

の故障が多数あると云うことがある。従って、連鎖的多重故障は殆ど検討すべきであるが、検討すべき個別の多重設備故障についてはその選別が必要である。

A 5.4.3.5　　回路網解

電力系統の方程式の解法の選択は、信頼評価手順によって左右される。何故ならば指数の精度及び解釈は電力網の解次第であるからである。

厳格に云えば、回路網の方程式は回路網内の異った点の発電、負荷及び電圧の値による一連の同時的な、複雑な、非直線的な方程式である。これらの母線の数値は時間と共に変化するので、回路網の計算結果も時間と共に変化する。

詳細な電力系統モデルは信頼度計算には余り使われない。詳細モデル化の主な阻害要因は必要とされる莫大なコンピューター時間、意味のあるデータの不足及び結果を解釈するための人間の判断が必要なこと及び計画又は運用目的の正しい決定が必要なことなどである。

従って、信頼度指数の計算に当たっては、回路網の解析の速度が解の精度よりも問題になる。もし、検討すべき系統問題が線路の過負荷と回路網分離に限られるならば、直流潮流技法で十分と考えられる。一方、母線電圧を計算する必要があるならば、概略線型解又は速い分解潮流解法が適用可能である。

A 5.4.3.6　　修正行為

修正行為は系統によっては自動的に行われるか、オペレーターの判断で行われるかする。実際上、自動的修正行動は、特に問題になっている特殊な状況下に限られ、信頼度指数計算に考慮する必要がある殆どの修正行動はオペレーターの判断によるものを含む。

数多くの電力企業は信頼度計算にオペレーターの修正行為による便益が含まれる可能性があることに良い感情はいだいていない。それは、一部には採用される計画及び系統設計の考え方により、一部には修正行為の性格を決めるために使用する数多くの任意の想定に起因している。

実質的な想定の１つは、時間で表現されている時間係数を無視することである。系統問題が発生するとその時に適切な修正行動が見付け出されて修正行為を行う。 そして利用可能な最善な修正行動が適用される。この場合、計算された信頼度指数は動揺後の状態を表現するものである。しかし、それは修正行動期間のより苛酷な系統状態の可能性を示すものではない。 そのような指数は楽観的なものであるということは明白である。一方、当初の系統問題に基づいた指数は悲観的である。

修正行動が行われた場合、数学的最適化手法がこれらの行動の効果を決定するために適用することができる。例えば、線型計画法は発電予定の立て直しや負荷制限の最小化に使用することができる。

A5.4.3.7　　信頼度指数の集積

故障の確率及び頻度は計算することができ、系統指数又は母線指数として集積することもできる。指定された故障基準に従った故障として表に記入された全ての試験された故障ケースを考慮に入れて形成された係数は、信頼度指数の下限になる。これらの下限の指数は、さらに一般的により苛酷で発生率の低い故障ケースを検討することにより大きな数値になる。

従って、信頼度指数は検討する故障ケースの数によって左右される。これは或程度不十分なので、指数の上限も同様に計算することは意義のあることである。このようにして全ての故障ケースについて検討した場合、指数の範囲を見当付けることができる。

そのような上限値は故障ケースの事前選別で系統に悪影響を及ぼさないと想定されて検討されなかったものを除いて、全ての故障ケースを考慮に入れて求めたものである。

確率と頻度の指数の集積は考慮された故障がお互いに独立していて、"2重算定"は避けるような方法で集積を行うのが主目的であると云うことへ理解を示している。

A 5.4.4　　効果の解析

電力企業は、特に私企業の場合、彼等の需要家の信頼度への要求に答えるために信頼度向上への投資により利益を上げるという目標を犠牲にしなければならないと云うジレンマがある。従って、供給の信頼度は値段を付けて市場に売る商品と同様に考えられるようにする。

効果の分析の手法は対応する独特の信頼度レベルが設定されていない場合、計画の代案の比較に基づくことになる。各代案は資本費、年間運転費及び故障のリスクの費用からなる総コストが最少にして最適なものにする。 そのようにして作成された案が回路網にとって最適な信頼度レベルと云うことになる。

負荷遮断及び制限の経済的影響を評価する試みは異なった需要に割り当てられた費用は大きく変動し、極端に主観的な考え方によって左右されることに注目すべきである。その上、系統故障の影響は経済的指標では評価できないものが多数あると云うことを考慮しなければならない。これらの事項は本章のA5.5節で更に検討する。

A 5.4.5　　電力系統信頼度評価のためのコンピュータ・モデル

この節では文章上表現されている一般用のディジタル・コンピューター・モデルのいくつかの検討について記述する。

1. イタリアのENEL、フランスのEDFの両方共モンテカルロ・シミュレーションのモデルを開発済みである。ENELのものはSICRETと呼ばれ、EDFのものはMEXICO及びANASECとして知られている。ブラジルのLEPELはこの節で前に確認された一般的原則に従っていると信じられている。

SICRETは発電・送電の信頼度の複合モデルで、モンテカルロ・シミュレーションを代表的な長時間又は選択された時間に亘って行う。各々の時間について、可能性のある系統構成が各系統要素及び想定負荷からの確率的分布に基づいて任意に決定される。直流法による潮流計算を行い、同様の手順を異なった故障ケースについて繰返す。負荷の強制遮断と発電の予定の組み替えを見込んでいる。

EDFのMEXICOプログラムは考え方が非常に似ている。但し、使用は年間の結果の平均的な負荷持続曲線による。

2. サスカチエワン大学は列挙法分野の重要な仕事の中核地である。ビリントン教授の指揮下のチームは数多くの文献を出していて、下記のような効果の範囲を考慮に入れたより複雑なアルゴリズムを継続的に展開させている。

- 地点に原因のある故障
- 一般的な様相の故障
- 天候効果
- 負荷予測の不確かさ

彼等のモデルはCOMRELと呼ばれる発電・送電を含む総合信頼度プログラムであり、現在引き続いて開発中で、同時に実際のシステムに適用されている。ビリントン氏の作業は発電・送電の総合信頼度評価を含んでいて、数多くの異った指数を計算するモデルを構築した。

特に、ビリントン氏及びウエイナン氏は発電・送電総合信頼度評価のためにサスカチエワン大学で開発されたコンピューター・プログラムMECOREに使用されているモデル作成の考え方のいくつかを記述している。

MECOREモデルの新しい性能は送電線の通過地の異った気象条件下のいくつかの地理条件の地域の状況を含んで、地域的な気候の違いの効果を含んでいる。

母線の負荷の不確かさと相関はシミュレートすることができ、実際の負荷削減の考え方を現実的な母線指数を得るために組み込んでいる。

これは彼等の論文"モンテカルロ法による総合系統信頼度評価"にまとめられ、1991年7月にロンドンで開催されたPMAS第3回会議で提示された。

COMRELは1回の計算で、4発電機、3送電線の脱落迄取り扱える。組合せの選択は下記である。

送電線	発電機
1	1
2	1
1	2

3. 米国のEPRIはこの分野でかなりの量の作業を後援した。多分、最も実りのある作業はEPRIの契約1530-1でニューヨーク、シエネスダデイのパワー・テクノロジー社（PTI）

によって行われた。彼等の最終報告書は1982年7月に出され、使用可能な故障ケース列挙に基づくプログラムであるSYRELの説明を含んでいる。

この時PTI社は、回路の過負荷、直流法による電力潮流、分離系統の交流電力潮流、発電の再送出、過負荷を逃れるための相転換器の調整及び過負波及のシミュレーションのための線型計画アルゴリズムに基づく故障ケースの自動順位付けのための現存の技法のいくつかをの使用を認めた。彼等はいくつかの下記のモデル作成技法を開発した。

- 電圧降下問題のための自動故障ケース順位づけ
- 電圧問題が位置と電圧崩壊を含む苛酷さに分類することができるように分離系統について交流潮流を計算することを避ける方法
- 多重故障の効率的列挙方法
- どの程度の故障ケースが必要かを決定する信頼度指数の上下限を計算する改良された方法
- 負荷の変動及びその他の系統状態を考慮に入れた週間又は年間に亘って有効な信頼度指数計算の手順

PTIの作業はさらに進展していて商業用のモデルが入手可能になっている。 TPLAN及びMARELである。TPLANは発電･送電総合の単目的の信頼度プログラムで、かなりの程度の詳細な事柄を組み込んでいる。一方、MARELは発電信頼度解析のための多目的のモデルである。TPLANはCOMRELプログラムと同様の領域で3つの線路又は機器の故障を取り扱う。

4. ホルン及びシェーンバーガー；“TRAP”—送電計画の信頼度解析の革新的手法；IEEE、PAS 101巻、1号、1982年1月

ホルン及びシェーンバーガーは系統故障を決定する基礎としての回路網の負荷供給能力を使用する送電信頼度計算のプログラムを示している。送電信頼度解析プログラム（TRAP）は計画者に系統の容量及び送電事故が負荷の喪失に至る確率についての情報を与える。計算された指数は新送電線増設の影響の定量的方法を提供する。

5. ノフエリ、パリ及びサルバダリ；“送電及び発電計画に於ける電力系統安定度に対するモンテカルロ法”：1975年度信頼度及び保守性シンポジウム

ノフエリ、パリ及びサルバダリは計画された故障のリスト中の予想される性能について調査･評価するシミュレーション・アルゴリズムを選択した。非常に大きな系統について計算するために、シミュレーションは保守時の脱落、計画された故障への進展及び負荷の予測からの隔離に限られた。強制遮断のリスクはコンピューター・プログラムに組み込まれた解析的手段に決定された。

作業について報告する際に、プログラム使用の経験はこの方法について確固たる結論を導くのに不十分であった。しかし、プログラムについての予備調査は保守時の脱落に遭遇し

た状況の工程作成の適切な表現を提示するのに十分な計算の効率及び融通性が十分にあることを示した。

6. メホポーラス、パキリティジス、コウアツク及びベツク；大容量系統信頼度評価—RECSプログラムの経験；IEEE電力系統の会報、RWRS-1巻、3号、1986年8月

メホポーラス等は、RECSプログラムを使用して大電力系統信頼度評価の考え方、目的及び経験を記述した。RECSは故障ケースのシミュレーションで信頼度評価を行う。それは複合電力系統の信頼度を評価するモジュール化されて拡張性のあるプログラムである。論文は考え方、モデル、計算技法、及びプログラムの必要データを記述している。南会社系統の信頼度調査のためにプログラムを使用して得た経験を強調している。

副プログラムのRECS-FEA（故障影響解析）はデータを処理し、故障ケースを列挙し解析する。副プログラム RECS-SP（サービス・プログラム）は系統信頼度及びブランチと母線の概要を計算する。

7. ポルトガル電力（EDP）はZANZIBARと云うモデルを所有している。それはモンテカルロ法を使用した発電・送電複合モデルである。水力及び火力の発電所を含んでいて、3種類の水力条件を入れることができる。 発電予定作成及びその変更は発電費用及び回路網損失を最少にするように行う。他のモンテカルロ法と同様に、全般的に交流潮流計算を行うのと比較して計算時間を節約するために直流潮流計算を採用している。

A 5.4.6 モデルの比較

モントリオールで開かれた電力系統信頼度に関する1991年のCIGREのシンポジウムの1部において、8企業体が使用している発電・送電総合信頼度をニュー・バーンスウィック電力会社の系統の解析に使用した実例の報告があった。

企業体名及び使用したモデルは下記の通りである。

グループ	国 名	モデル	方法
ENEL	イタリア	SICRET	MC
EDP	ポルトガル	ZANZIBAR	MC
Sask の Un	カナダ	COMREC	SE
		MECORE	MC
NGC	イギリス	ESCORT	MC
UMIST	イギリス	COMPASS	MC
		RELACS	SE
EDF	フランス	MEXICO	MC
PTI	アメリカ	MAREL/TPLAN	SE
NB電力	カナダ	NB HLI	SE/MC

注：MC—モンテカルロ、SE—状況列挙

モデルはまず発電故障のみについて使用され、続いて発電及び送電の故障について検討した。全てのモデルは系統信頼度の基本的方式で、供給不足電力量予測について合理的で一貫した結果がえられる。全てのモデルは、基本系統の最も苛酷な故障として同じ設備を示し、補強による信頼度改善法も同じ結果を出した。

発電信頼度計算は複合信頼度計算に比べより一貫性がある。この違いはモデル化の技法の相違、特に調査期間の選定に起因する。

調査は異ったモデル及びモデル化技法の功罪について特別な結論は導かなかった。これらは特に相差角調整変圧器の操作能力、契約販売、負荷制限への一貫した方法、電圧の考慮、安全性考慮及び発電力送出の意味、及び一般的モード故障に関係している。標準的出力指数の欠除も又問題として認識されている。

A 5.4.7　概要

我々の調査は、送電計画者に利用可能な計算手段の範囲を広げるためにかなりの量の調査を行なったことを示している。これらは断定的指数だけでなく、確率的指数の計算の必要性を呼びかけている。この作業は電力企業での適用に限られており、今迄になされた作業は更に発展され特殊な団体の要求に適合するようにしなければならない。

ソフトウエア開発の必要性に加えて、確率的技術を成功裡に適用するためには要素の故障率の適切なデータが絶対必要である。

A 5.5　信頼度基準の設定

A 5.5.1　序

多くの国の発電・送電に関する信頼度基準は過去の工学的経験及びおおまかな経験則に基づいてきた。しかし、より高度なコンピューター・プログラムの開発により、発電及び送電（用途は少ない）についての信頼度についてより高度な基準の作成が可能になった。

適当な計画基準の選定に当たっては、下記のような多くの要素を考慮しなければならない。

- 何が基準の対象であるか
- 基準は計画目的で計算が可能か
- 計算に適したデータは入手可能か
- 信頼度の度合に影響を与える制約（例えば財政、経済等）

選択にあたっては、指数の形式及びその値の 2 つの面を考慮しなければならない。指数の形式は対象と特殊性への考慮に影響される。数値は経済的及び財政的事情に影響される。

信頼度の向上に必要な出費の増加を計画者によって正当化させる必要がある。そのためには下記のような種々の手法が可能である。

- 現存の手法に従う。
- 追加投資が最大の既存からの改善を生む信頼度レベルを決定する。
- 供給不足電力量に対する消費者の評価を考慮に入れ最適化された信頼度レベルを決定する。
- 国際的手法に基づいて値を選定する。

これらの第 1 の方法は大多数の消費者が多分満足するもので安全なものである。しかし、投資超過になる可能性が高い。

第 3 の手法は発電の計画者によって採用されている手法によっている。しかし、供給不足な電力量の価値を見積もる必要がある。それは理論的に分類別消費者の混ざり方により負荷点毎に変わる。

第 2 の手法は 2 つの方法の妥協案である。それは供給不足電力量の価格を決めない利点がある。しかし、この案の可否は減少する収益点の設定を可能にする形式を持つコスト／信頼度機能に依頼している。

第 4 の手法は適切である必要はない。何故なら送電系統は電力企業毎に異なり、特に確率的指数については実例が殆ど無いからである。次節において、信頼度の価値問題についてさらに詳しく考察する。

A 5.5.2 信頼度の価格決定

A 5.5.2.1 序

多くの国の発電及び送電に対する信頼度基準は大体において工学的経験及びおおまかな経験則に基づいている。しかし、より高度なコンピューター・プログラムの開発により、発電及び送電（用途は少ない）についての信頼度についてより高度な基準の作成が可能になった。

他の方面の計画と同様に、送電信頼度についても定量的に評価することが必須になっている。信頼度計画案の比較の基準は、理想的には固定的な信頼度レベルを想定したものではなく、むしろ考えられる案の経済的比較によっている。各案は総費用（資金投下、運用、危機費）を最小化するように最適化されるであろう。各案の信頼度レベルを理想的なものとして、多数の案をその総費用を基準にして比較することができる。

しかし、故障の消費者へ及ぼす経済コストを評価するにあたって解決しなければならない問題がある。何故ならば、失われた経済的出力と利便性は各分野又は消費者によって大きく変わり易いからである。さらに私営の電力企業では投資に対する適当な利潤を上げることにより、消費者の信頼度への要請との相対性の選択という問題がある。

信頼度はますます差別化され、価格が決められそして市場化される産物に見える。この様に供給信頼度の質は電力分配の追加投資が消費者にたいする故障コスト増及び消費者への潜在コストと特定の基準での供給不足の経済性と等しくなる水準に設定することができる。

どのような送電系統でも下記は可能である。

- 故障に対して供給を確保するのに絶対必要な系統の構成要素のコストを確認すること。
- 消費者への事故費コストの節約及び供給を安定化することによる経済性を計算すること。
- 供給信頼度の最適な品質を広く決定すること。

A 5.5.2.2　送電設計及び計画の費用の確認

送電系統設計及び計画に対する第一の手法は直観的なものであり、計画に従事する技術者の経験によるところが大きい。対照的に、いくつかの電力企業で現在使用されているさらに進んだ数学的手法は最適化モデルに依っている。この行為の目的は対象の機能、通常系統の費用の現在価値を最小化することにあり、負荷及び信頼度の目標値を満たさせるというような技術的及び運用上の要求と矛盾しないという制約に束縛される。

送電計画は典型的に動的な回路網型の問題の解決を必要としていて、その本来の目的は、種々の電源又は発電所と負荷地点を結ぶ送電線延長について型式、時期及び位置の最小費用の案を選定することにある。それに加えて、負荷、信頼度レベル、技術的及びその他の制約による要求を満足させなければならない。

送電系統計画の通常の手法においては、予測された負荷が特定の将来時点に現存する配電系統に負荷され、回路網は負荷に適切に対応するように組織的に補強される必要がある。消費者の需要に受容可能な電圧制限内で対応するには新変電所及び必要な線路の位置及び既存の送電線、変電所の容量増を決定する必要がある。

送変電系統の型式を決めてから、送電費用を決定して算定しなければならない。これに下記の2方法が使用される。

- 私営の電力企業では財政的観点が重視される。それは米国で通常使用されている方法である。費用算出の項目は原則的に会計の手法に準拠している。それらは物理的な資産、サービス、償却、利息及び政策上の要求によって影響を受ける恐れのある税金を含んでいる。それらの数値は企業の私的な財政費用である。これらは資産及びサービスの購入費用、融資コスト、借金－自己資産率に基づく資金調達の費用を含んでいる。
- 第2の方法は基本的に経済面で、国家経済全体に対してより適している。電力系統に投入される資材及びサービスは乏しい経済的資源と考えられ、しかるべく値付けされる。

系統計画の過程は需要予測の不確かさ、費用見積の誤り、建設の遅れ等によって複雑

化する。その場合、手法は代案選択の範囲を提供する異なったシナリオを形成する。

A 5.5.2.3　故障費用の見積り

"故障費用" という言葉は、電力供給が完全には確実ではない時、即ち供給支障が予想される時に社会が被る全ての経済費用を包含するものである。信頼度の価値を設定するのは現実には難しい。直接的な評価は不可能で、通常使用されている手法は影響と供給障害に基づく財政的損失を評価するものである。これらの支障の費用は信頼度の価値と等価ではないが、むしろ、それを代替えするものである。

支障の費用は広く直接費と間接費に分類することができる。直接費は供給支障の直接的結末として発生するもので工業生産の喪失、使用不能になった原材料、個人的な余暇時間の喪失、及び傷害又は生命の損失を含む可能性がある。間接費は供給支障中の盗難及びその他の犯罪の増加、支障に影響されなかった競争者との争いによるビジネスの損失、又は支障が頻発するとビジネスの再配置が必要になる費用を含む。

従って、支障費用見積りの主要問題はそのような故障による損失の定量化にある。第 1 段階として、支障の消費者への影響の性格及び種々の経済的及び社会的意味合い、即ち短期間か長期間か、地域的か広範囲か、直接的か間接的か、経済的か社会的かについて理解する必要がある。

近年、支障の費用を定量化するために各種の方法が試みられている。

A 5.5.2.4　財政的見積り価格

個別の私営組織にとって、社会的及び工業的費用の算定をする為に経済的解析を使用することは完全に適切なものをとはいえない。私営の電力企業又は配電会社の主要な機能は消費者への定常的且つ安定した十分な量の電力供給を行いながら利益を最大化することにある。従って、個別の電気会社の立場では、支障の費用は電力を供給しないことによる収入減になる。費用－便益解析の方法は経済的解析の場合と同様になる。主要な相違点は故障費用の見積りにある。これらは失われた経済的出力の値ではなく、むしろ発生した支障の結末として電力企業が失った収入である。供給費用は乏しい資源を反映して調整したものというよりはそれらの実際の財政的数値である。これは経済的解析に使用されるものと同様である。

信頼度を向上させる為の費用と、故障が無かった場合に供給される電力量の収入で算定した便益の両方を適切な割引率で割り引くことによって、信頼度向上の費用が支障が無い又は減少することによる収入増と等しくなるレベルを決定することが可能である。

A 5.5.3　系統信頼度の向上費用

供給信頼度の価値を見積もる為の代替的手法は、実際上系統内の地点毎に変わるものであるが、信頼度と投資の費用カーブを考慮することである。出費は回路網をさらに補強すると増加す

るので、信頼度に対する測定可能な改善について利点は減少するものである。

信頼度の向上とその為の投下費用増加の関係をカーブに描くことができる。このカーブの正確な形は各系統によって変わる。このカーブには計画目的で採用する実用的レベルと考えることができる信頼度の確認可能なレベルを示す変曲点を見出せる可能性がある。この変曲点では追加投資が信頼度のレベルに対する影響が最小限になる。

もし費用函数が記述されたように機能すれば、信頼度の価値の見積りをする必要がないのでこの手法が基準を設定すると考える利点がある。費用カーブから求められた価値が電力企業にとって受け入れ可能かどうかは、指定されたレベルを遂行する財政的費用により大きく左右される。この考慮は、いずれにせよ供給できないエネルギーを価値を決める方法に適用できる。

A 5.5.4　データの入手可能性及び定数の選択

確率的指数のより広い適用に当っては適切な故障データの入手可能性が一番の制約になることは注目に値する。故障報告方式は電力企業毎に異なっていて、故障報告方式の設定の当初の動機によって歴史的に縛られている。計画の目的の為に、データを収集し、分析しなければならない。

理想的にいえば、データは故障過程と復旧過程の両方について入手されるべきである。その分類は下記である。

- 故障の発生の率又は頻度：これは明らかに故障が発生する頻度で、報告されるべき故障の形態や実際のデータ収集の範囲についての了解を必要とする。
- 故障状態の平均継続時間：これは特定の故障が平均どのくらい継続するかの情報を提供する。頻度データと同じ制約に左右される。
- 指令不全の頻度：これは例えば遮断器運用で発生する故障の範囲についてのデータの収集を含んでいる。これの範囲を限定することは難しく、故障の数と制御命令の数に矛盾が無いようにするには問題が発生する。（例えば指令が2度出され、機器が2度目に応答した場合）

電力企業間で手法が違っている分野は分類の方法である。分類は運転機能及び表示状態について設定している。一般的に3つの種類が考えられる。

- 変動する長さの成分（線路及びケーブル）
- 静的成分（開閉装置を除く全ての他の項目）
- 開閉する成分

構成要素の範囲を決めるにあたって電力企業間に相違がある。ある報告方式では、構成要素の特定のデータは実際数多くの副次的要素を含んでいる。例えば、ある変圧器について報告する使用者は変圧器そのものだけでなく、付随する保護と開閉装置を含んでいるかもしれない。デー

タが構成単位（1群の構成要素）又は構成要素について集められたかどうかに左右される。これらの手法ははっきりしていて容易に和解し難いものである。例えば、英国とカナダでは構成要素毎の分類が使用されていて、一方米国の電力企業のいくつかでは構成単位毎の分類の方が好まれていると報告されている。

故障のデータは下記を含む故障の様相に関して広い範囲の問題を包含している。

- 短絡故障（永久的、一時的又は過渡的）
- 回路開放故障
- 開閉故障
- 共通の様相の効果を含む多重故障
- 外気の効果（即ち天候）
- 計画された支障
- 人口と露出データ

復旧は消費者への電力供給の回復又は故障した要素を動作状態へ復旧されることである。これらは消費者に関する最終結末は同じであっても全く異なった過程を含むかもしれない。従って復旧は数多くの異なった型の事柄として分類される。

- 修理
- 交換
- 手動開閉
- 自動再閉路

明らかに、新計画指数の採用は現在入手可能なデータの範囲を反映して決めなければならない。運転の過去の合理的な統計的基盤に従ってデータを有意義に解釈する必要がある。時期を時系列に従って分類することができ、その間にもし必要と考えられれば広範囲なデータが収集される。しかし、将来の計画基準の最終選択はデータの有効範囲を離れて行うことはできない。

CEB は数年分の系統故障に関するよく整理された記録を多量に所有している。しかし、都合の悪い事に、これらは手で記録したものである。データベースが最近作成され、それによって系統故障をコンピューターに蓄積することができる。我々はデータベースの構成を検討していくつかの修正を勧告した。これらは主報告書の5.6の節で討論する。

補遺：日本の電力供給信頼度基準

1. 基本的考え方

現実の送電設備、供給支障の社会的影響、送電設備の状態とその復旧等を考慮に入れて、供給信頼度についての下記の基準を守るよう最大限の努力をしなければならない。

(1) 通常考えられる故障に対して、電源から配電設備にいたる全電力設備の信頼度は供給支障の影響、大きさ、継続時間及び頻度を考慮に入れて強調がとれるように計画しなければならない。

(2) たとえ発生頻度は低くても、送電系統は非常に苛酷な故障で全系統が崩壊するのを避けるように設計しなければならない。

(3) 地震、台風、洪水等の自然災害による設備故障に対して、電力供給は技術的・経済的観点からできるだけ早急に復旧させるよう計画すべきである。

2. 計画の為の想定最大電力

故障解析に考慮される最大需要は3つの最大ピーク負荷の平均値（H_3）である。

3. 設備計画

電力供給信頼度を達成する為の個別設備の設計基準は下記の通りである。

(1) 発電

目標とされる信頼度基準は最大電源の想定故障、負荷変動、水の有無等の条件下でも達成できるようにしなければならない。

(2) 基幹送電網

(a) 単一設備故障（発電機又は変圧器1台、送電線1回路、ブス故障は含んでいない）

1. 供給支障があってはならない。：但し、小規模なもので短期間（1分以内）に自動復旧するものは除く。

2. 主要発電機に発電制限があってはならない。：但し、単位送電方式の場合を除く。

(b) 二重設備故障（2設備の同時故障、1ブスの故障を含む）に対しても、重大な供給支障があってはならず、電源及び系統の分離があってはならない。

たとえ系統が2つの部分に分離しても、各系統は最小の供給支障で運転が可能でなければならない。

(3) 地方送電網

(a) 単一設備故障が発生した場合、一部の供給障害は許容されている。但し、供給は回路網切り替えに必要な短時間で復旧しなければならない。

1. 変電所：変圧器1台が分離した場合、最大3日負荷の平均値（H_3）は2次側送電網又は配電網の接続切り替えを考慮に入れて、残存変圧器の短時容量を超えてはならない。

注： 変圧器の短時間過負荷耐量は下記である。

130%：自冷式又は送油強制風冷式

120%：送油水冷式

2. 送電線：2回線の1回線が脱落した時、残り回線の電力潮流はH_3負荷状態で残回線の短時間容量を超えてはならない。但し、潮流の一部他の線路への分流は考慮しても良い。

注： 送電線の短時間電流容量は連続定格の90℃に対して100℃の温度上昇限度に基づいて計算する。

(b) 非常に重要な需要家に対しては、単一設備故障による供給障害を避けるよう可能な限りの方策をとるようにしなければならない。

(c) いくつかの設備が保守又は修理で運転していない場合でも、上記(a)、(b)の信頼度基準は軽負荷時には保てるようにしなければならない。

(4) 配電網

(a) 高圧配電系統に対しては、単一設備故障の故障区間を除く健全区間への電力供給は配電網の接続変更に必要な短時間で復旧できるように設計しなければならない。

低圧需要家に対しては、供給支障は可能な限り早く復旧できるよう考慮を払わなければならない。

(b) 非常に重要な需要家に対しては、できる限り供給支障を避けるように可能な限りの対策をとらなければならない。

(c) いくつかの設備が保守又は修理で運転していない場合でも、上記(a)、(b)の信頼度基準は軽負荷時には保てるようにしなければならない。

表 A5. 3.1　MEP 調査に含まれた電力企業

BRAZIL	Centrais Electricas Brasileiras
SWEDEN	Sydkraft Swedpower Statens Vattenfallsverk
AUSTRIA	Oberoesterreichische Kraftwerke
AUSTRALIA	State Commission of Western Australia SMEC (Snowy Mountains Electricity Corporation) Queensland Electricity Commission South East Queensland Electricity Board Capricornia
USA	New York State Electricity and Gas Consolidated Edison Company Baltimore Gas and Electricity Company Appalachian Electric Power Company Edison Electrical Institute Hawaiian Electricity Company Alaska Power
TAIWAN	Taiwan Power Company
CANADA	Manitoba Hydro British Columbia Hydro Canadian Electrical Association Ontario Hydro Hydro Quebec
JAPAN	Japan Electric Power Information Centre Chubu Electric Power Company Tohoku Electric Power Company Kansai Electric Power Company
NORWAY	Oslo Lysverker Energieforsyningens Informasjonstjeneste
PORTUGAL	Electricidade de Portugal
HONG KONG	Hong Kong Electricity Company China Light and Power Company
GERMANY	Bayernwerk Berliner Kraft und Licht Vereinigung Deutscher Elektrizitatswerke VEW Isar-Amparwerke Elektrizitatswerke Wesertal Lech-Elektrizitatswerke Uberlandwerk Unterfranken Rheinisch-Westfalisches Elektrizitatswerke
AUSTRIA	Tiroler Wasserkraftwerke Steierische Wasserkraft u. Elektrizitat Oberoesterreichische Kraftwerke

CHILE	Empresa Nacional de Electricidad
PAPUA NEW GUINEA	Papua New Guinea Electricity Commission
SWITZERLAND	Centralschweizerische Kraftwerke
ICELAND	Landsvirkjen Hanovirkjun Rafmagnoveitur
IRELAND	Electricity Supply Board
CYPRUS	Electricity Authority of Cyprus
ANTIGUA	Antigua Public Utilities Authority
BARBADOS	Caribbean Utilities Company
URUGUAY	Comision de Integracion Electrica Regional
SOUTH AFRICA	South Africa Electricity Supply Commission
MALAYSIA	Sarawak Electricity Supply Corporation
NETHERLANDS	Electricitiets Prod Maatschappij Oost Nederland Samenwerkende Electricitiets-Produktiebedrijven
FINLAND	Mussalon Hoyryvoima OY Imatran Voima Oy
FIJI	Fiji Electricity Authority

表 A5. 3.2 各電力企業が現在採用している送電信頼度基準

UTILITY	TYPE OF CRITERIA USED	
	Deterministic	Probabilistic
B.C. Hydro	Yes	Yes (limited)
Manitoba Hydro	Yes	Yes (limited)
SECWA	Yes	Yes
QEC	Yes	No
SEQEB	Yes	No
Centrias Electricas Brasilieras	Yes	Yes
Sarawak Electricity Supply Corporation	Yes	Yes
Oslo Lysverker	Yes	No
Caribbean Utilities Company	Yes	No
Electricity Authority of Cyprus	Yes	No
Taiwan Power Company	Yes	No
NERC	Yes	Yes (some)
American Electric Power	Yes	Yes (some)
Ueberlandwerk Unterfranken	Yes	No
RWE Energie	Yes	No
Tiroler Wasserkraftwerke	Yes	No
Vatenfall Transmission	Yes	Yes (limited)
Landsvirjun	Yes	No

表 A5. 3.3　送電系統計画のための信頼度基準 (1/3)

Source: CIGRE SC. 37 - Oslo Meeting

	AUSTRALIA	BELGIUM	BRAZIL	CZECHOSLOVAKIA	FED. REP. OF GERMANY
Case examined and remarks	The criterion depends on the role played by the component	Maximum load and reduced load (85% of max.) at 300 kV	Maximum load and off-peak load No switching (load shedding, generation, network)	Division of network into sub-systems examined at different load levels and in different base conditions	All possible and realistic basic conditions Special cases: Long- duration maintenance and faults
N-1 criterion	1 N under the following conditions: - injection lines: coal units at max. gen. hydro at av. gen. - loads supplied: normal loads	1 N or 1 G	1 N	1 nN(including 1 C) or 1 G Note: power cut during repair can be accepted	1 N or 1 G
N-2 criterion	1 N + 1 N^m, under the following conditions: - injection lines: ave. gen. -interconnection: all loads - loads supplied: normal loads	(1 N or 1 G) + 1 N^m		2(N, C or G) Note: power cut during repair cannot be accepted	No
Loss of busbars Multiple incidents	No (rare and reduced loads; resolved by remote control and reactive reserves)	at 380 kV		In local studies	X
Examination: - of transient flows - of voltage limits - of network splitting and collapse	X	X X	X X	X X	X X

Captions: The loss of components is indicate by n E, where　n = number of components lost : 1 or 2
E = type of component:　G = generator, N = network (L or T).　L = Line or Cable'
T = transformer, C = reactive compensation

The index "m" denotes a component on scheduled outage

表 A5. 3.3　送電系統計画のための信頼度基準 (2/3)

Source: CIGRE SC. 37 - Oslo Meeting

	FINLAND	HUNGARY	IRELAND	JAPAN	NETHERLANDS
Case examined and remarks	Several load ant network configuration conditions	Maximum of peak loads	Winter peak and Autumn peak		- Max. & 90% load -Criterion according to function: a) Service continuity b)economic despatching c) use of reserve
N-1 criterion	1 N under the following conditions: - injection lines: coal units at max. gen. hydro at av. gen. - loads supplied: normal loads	1 N or 1 G	1 N or 1G	1 N or 1 G	1 N or 1 G, under the following conditions: Max. Loads: a) 1 (N or G)^m b) no maintenance 90% loads: a) 2 (N or G)^m b) 1 N^m Combined with (N-1) criterion
N-2 criterion	1 N + 1 N^m, under the following conditions: - injection lines: ave. gen. -interconnection: all loads - loads supplied: normal loads	2 N at nuclear plant		2 L for the main interconnection lines)	
Loss of busbars Multiple incidents	No (rare and reduced loads; resolved by remote control and reactive reserves)	No			
Examination: - of transient flows - of voltage limits - of network splitting and collapse	X	X X	X X	X X	X X

Captions: The loss of components is indicate by n E, where　n = number of components lost : 1 or 2
E = type of component:　G = generator, N = network (L or T).　L = Line or Cable'
T = transformer, C = reactive compensation

The index "m" denotes a component on scheduled outage

表 A5. 3.3　送電系統計画のための信頼度基準 (3/3)

Source: CIGRE SC. 37 - Oslo Meeting

	NORWAY	ROMANIA	SOUTH AFRICA	SWEDEN	UNITED KINGDOM
Case examined and remarks	- Various generation and load situations - Criterion according to role in the network - Local criterion can be less strict	- division of network into sub-systems	- Several hypotheses on loads, generation and hydrology - Special criteria for lines linking power stations to the network	No load shedding	Examination of the network by zones according to load level
N-1 criterion	1 N or 1 G	1 N	1 N	1 N or 1 G	For area with load < 60 MW 1 N (fault or maintenance)
N-2 criterion		Loss of 2 circuits of a nuclear power plant	1 L + (1 L or 1 T)	X	For area with load > 60 MW 1 N + 1 N^m
Loss of busbars	X	X			
Multiple incidents				No	
Examination: - of transient flows - of voltage limits - of network splitting and collapse	X X X	X	X X	X X	X

Captions: The loss of components is indicate by n E, where n = number of components lost : 1 or 2
E = type of component: G = generator, N = network (L or T). L = Line or Cable'
T = transformer, C = reactive compensation

The index "m" denotes a component on scheduled outage