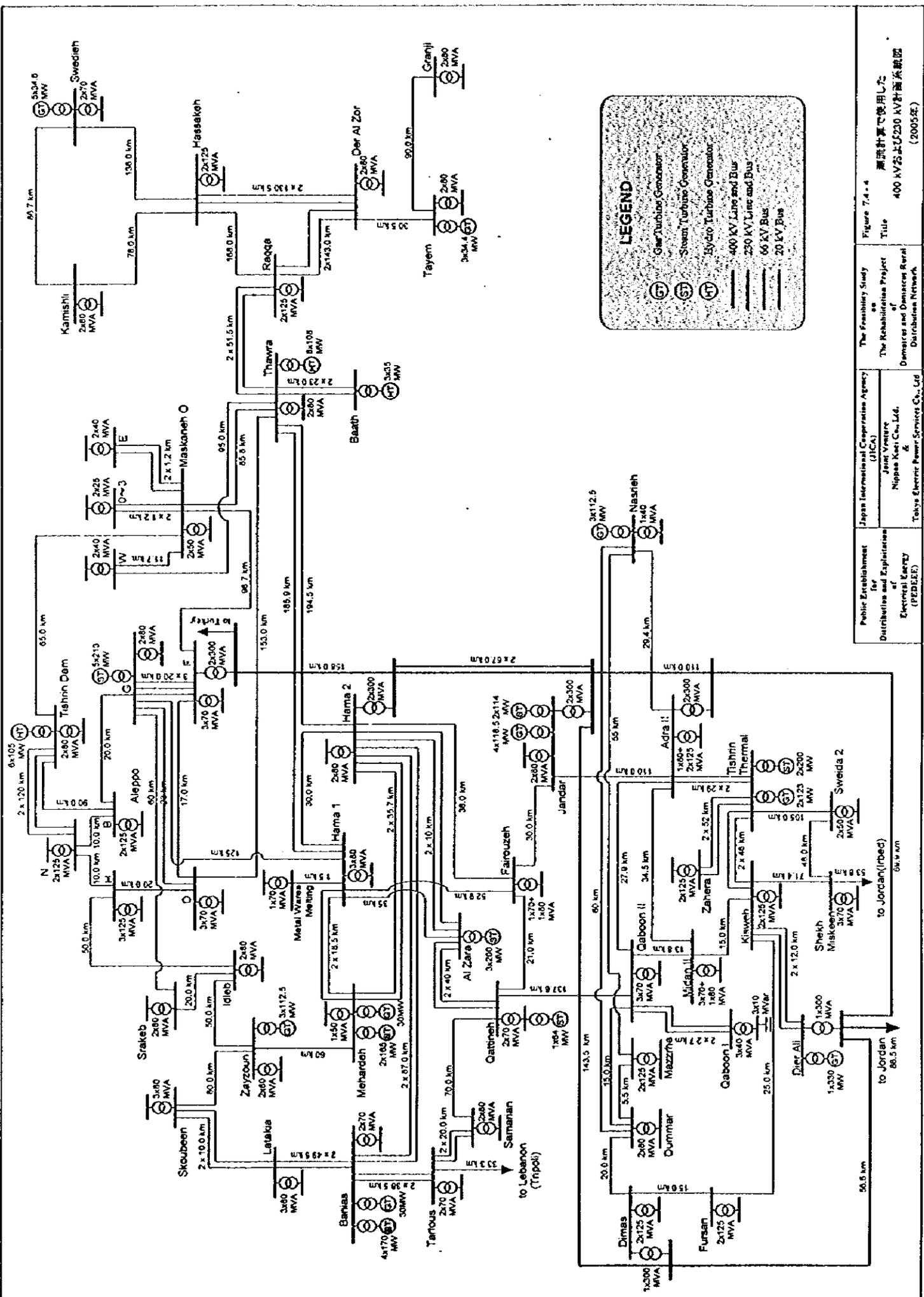


図 7.4-3 2000 年時点の調査対象地域における潮流計算結果



LEGEND

- (G) Gas Turbine Generator
- (S) Steam Turbine Generator
- (H) Hydro Turbine Generator
- 400 KV Line and Bus
- 250 KV Line and Bus
- 66 KV Bus
- 20 KV Bus

Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEEE)

Japan International Cooperation Agency (JICA)

The Rehabilitation Project of Damnaseh and Damnaseh Rural Distribution Network

The Feasibility Study as

Figure 7.4.4

Title

潮流計算で使用了した 400 kVおよび250 kV計画系統図 (2005年)

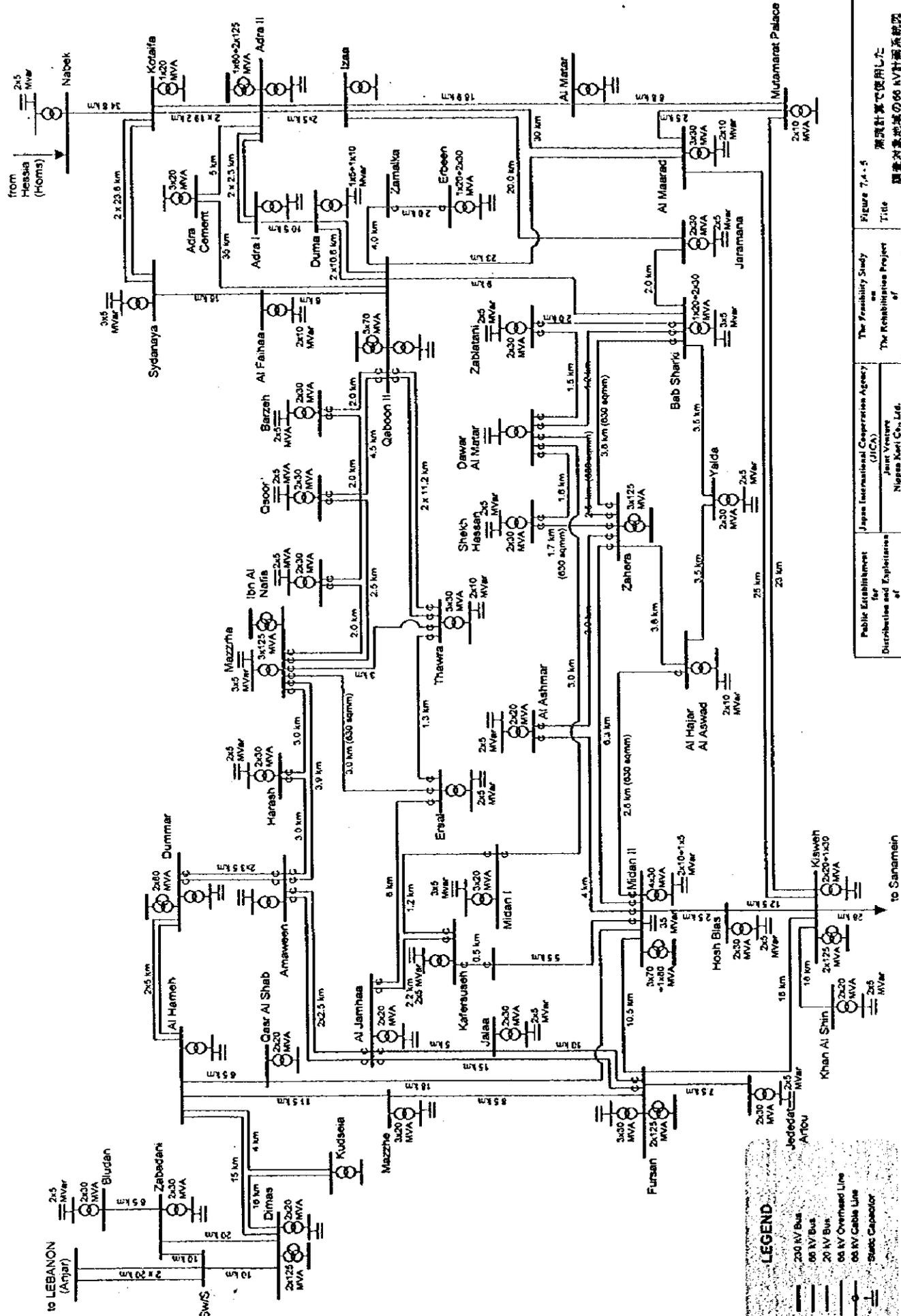
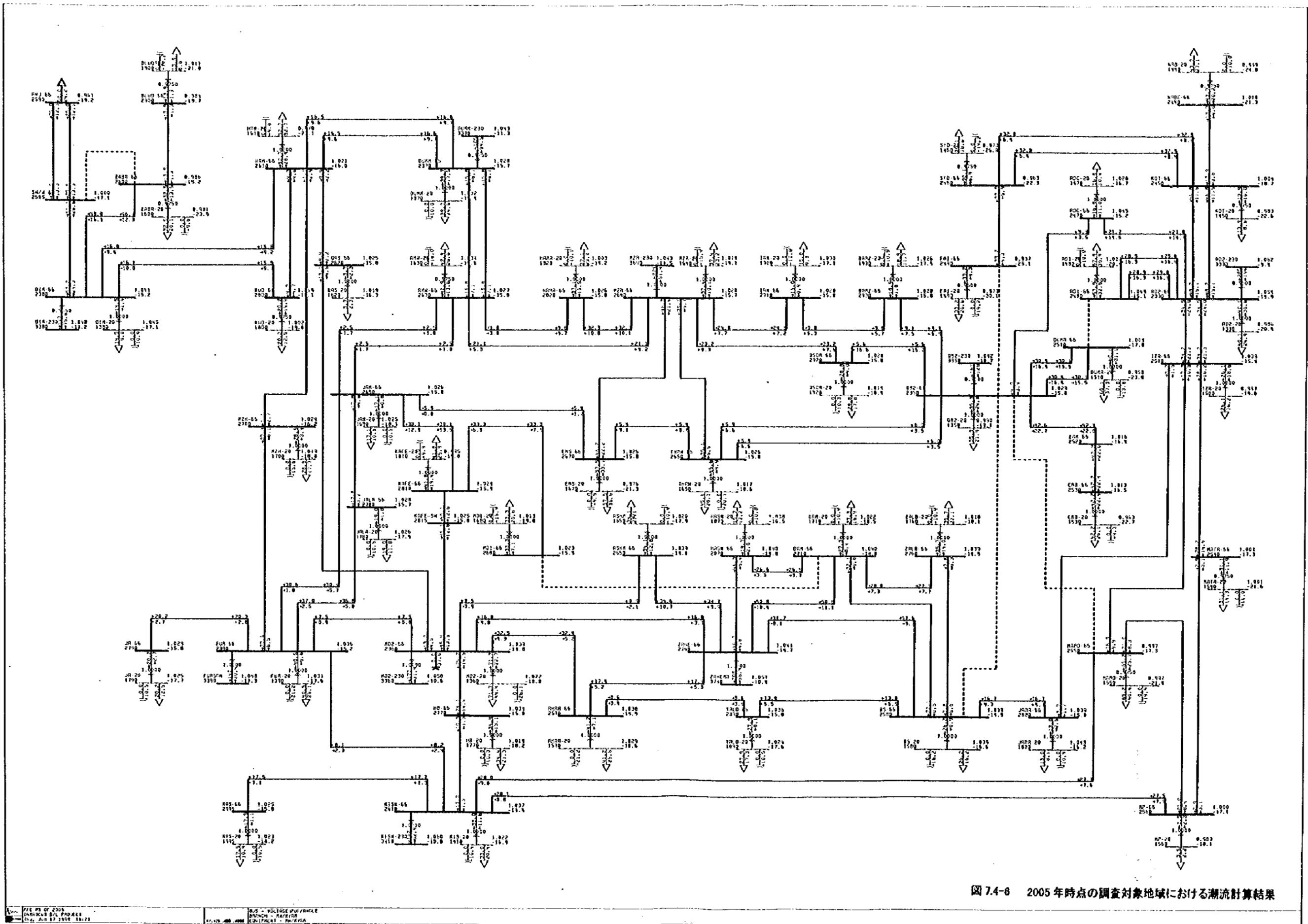
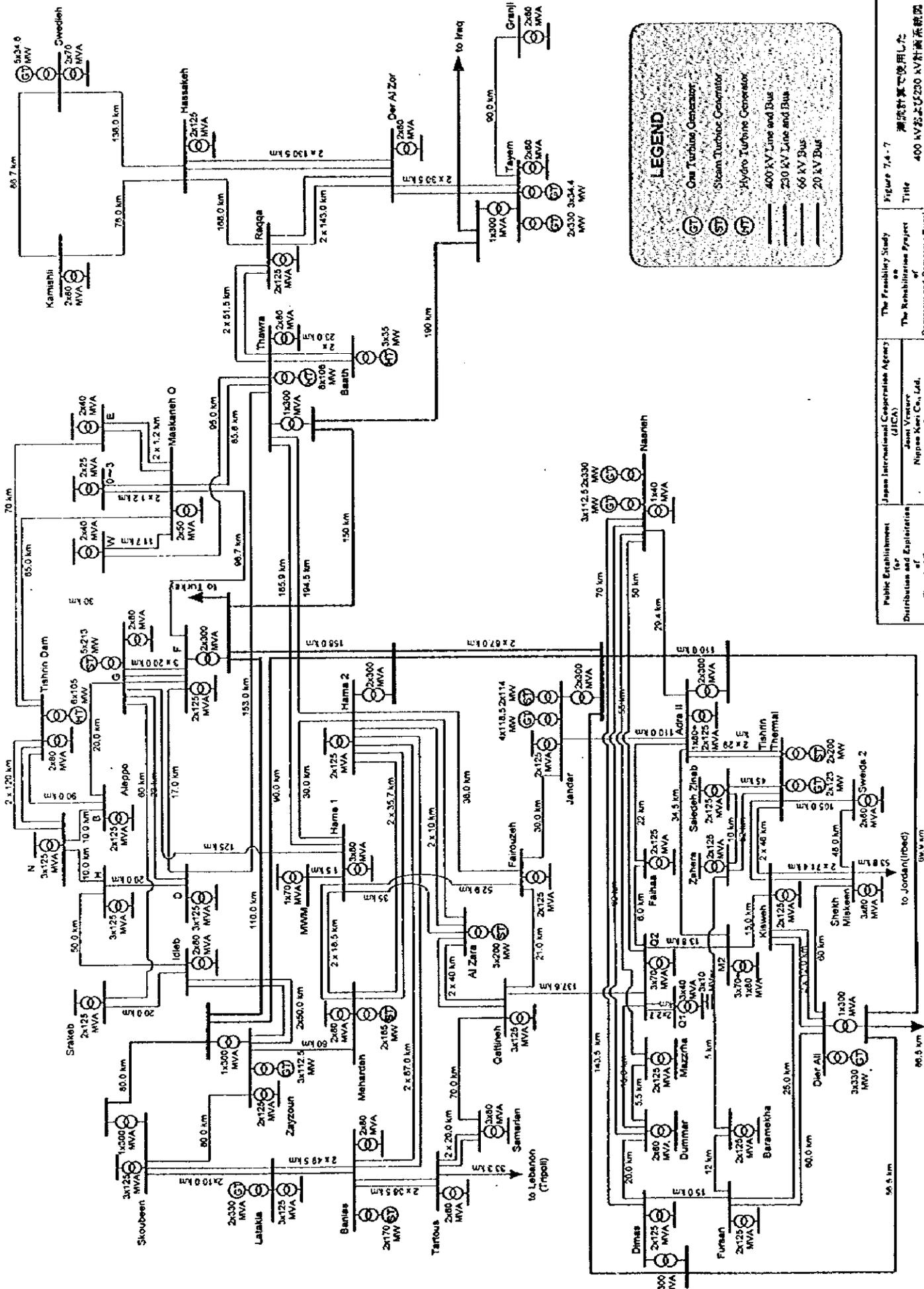


Figure 7-4-5
 Title
 The Rehabilitation Project
 of
 Damascus and Damascus Rural
 Distribution Network
 Public Establishment
 for
 Distribution and Exploitation
 of
 Electrical Energy
 (PEDEE)
 Japan International Cooperation Agency
 (JICA)
 Joint Venture
 Nippon Koei Co., Ltd.
 &
 Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.
 (2005年)





LEGEND

- (GT) Gas Turbine Generator
- (ST) Steam Turbine Generator
- (HT) Hydro Turbine Generator
- 400 kV Line and Bus
- 230 kV Line and Bus
- 66 kV Bus
- 20 kV Bus

Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PEDEEE)

Japan International Cooperative Agency (JICA)

The Rehabilitation Project of Damous and Damsana Rural Distribution Network

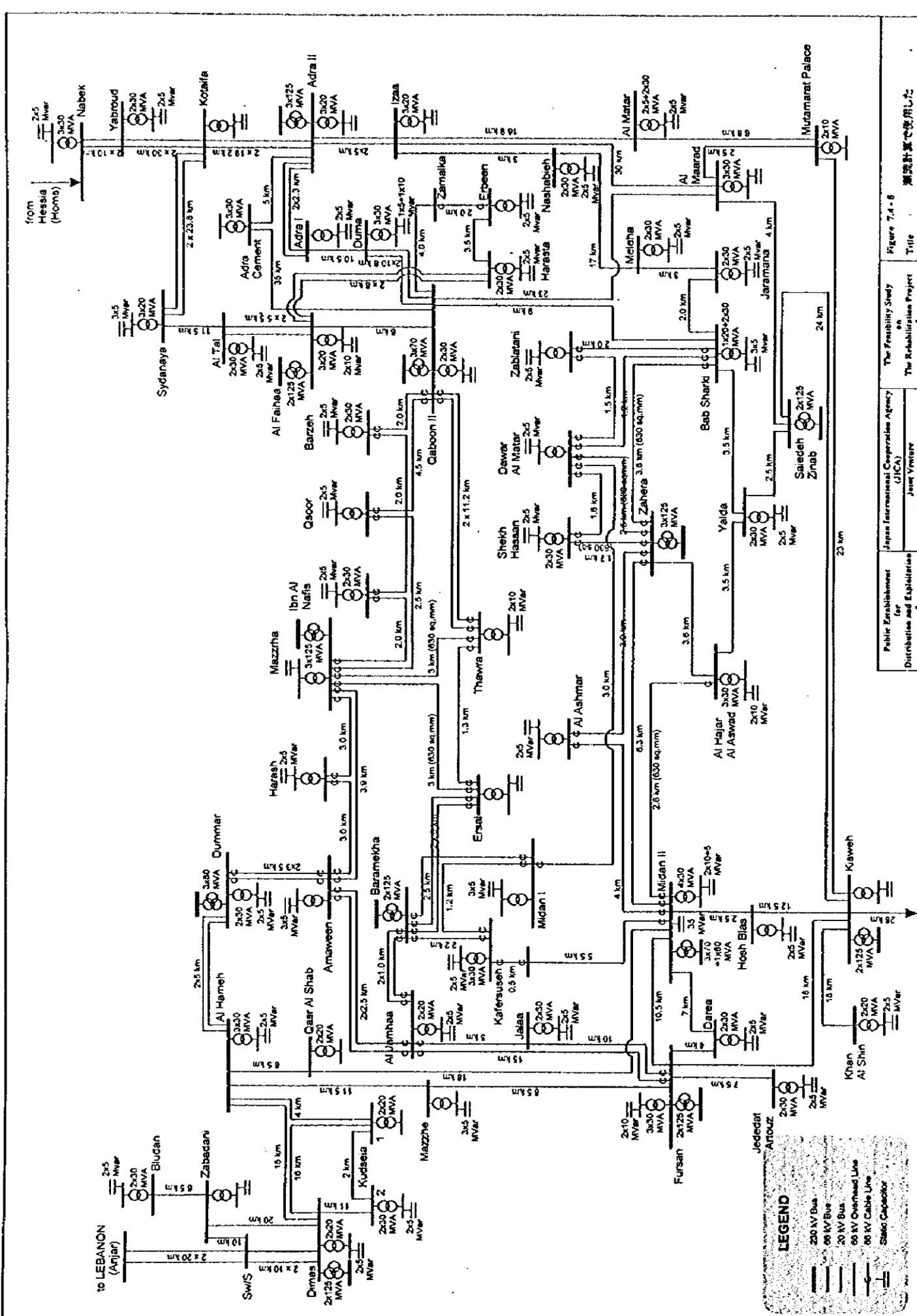
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Taisei Electric Power Service Co., Ltd.

The Feasibility Study of

Figure 7.4-7

Title

400 kVおよび230 kV計画系統図 (2010年)



LEGEND

- 20 kV Bus
- 30 kV Bus
- 66 kV Overhead Line
- 66 kV Cable Line
- Station Capacitor

Public Establishment for Distribution and Exploitation of Electrical Energy (PDEEE)	Japan International Cooperation Agency (JICA) Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tosva Electric Power Services Co., Ltd	The Feasibility Study on The Rehabilitation Project of Qammar and Dimaas Rural Distribution Network	Figure 7.4 - 6 Title Qammar and Dimaas Rural Distribution Network (2010年)
--	---	--	---



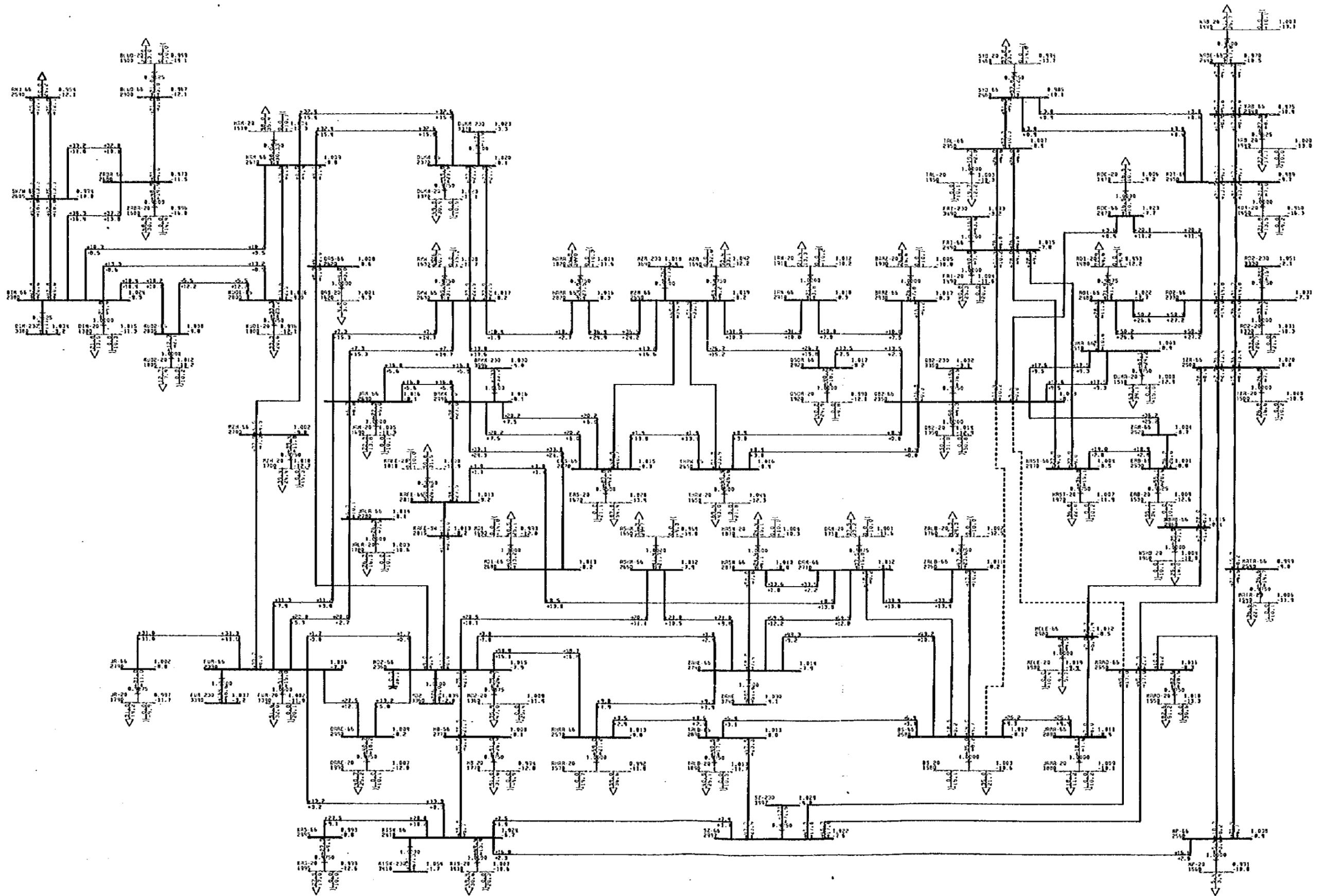


図 7.4-9 2010 年時点の調査対象地域における潮流計算結果

付 録

- 付録 7-1 66/20 kV 配電用変電所設備基準
- 付録 7-2 66 kV 送電線の設備基準
- 付録 7-3 20 kV および低圧配電設備基準
- 付録 7-4 配電設備計画基準
- 付録 7-5 20 kV 系統の潮流計算結果の例
- 付録 7-6 0.4 kV モデル系統の潮流計算結果の例
- 付録 7-7(1) 変圧器容量の選定例
- 付録 7-7(2) 各ケースの系統図
- 付録 7-8 変圧器容量と低圧線の損失の関係
- 付録 7-9 簡易データベースシステムの概要

付録 7-1 66/20 kV 配電用変電所設備基準

1. 適用範囲

本基準は 66/20 kV 配電用変電所の新設、増設などの設備計画、設計および据付に適用する。

2. 電圧および変圧器の形式

66/20 kV 配電用変電所の 1 次および 2 次電圧は第 A7.1-1 表の通りとする。

第 A7.1-1 表 変電所の標準電圧

1 次電圧 (kV)	66
2 次電圧 (kV)	20

また、変圧器は負荷時タップ切替器付き 3 相変圧器とする。

3. 変電所用地の選定

変電所用地の選定に当たっては、長期的にみても変電所地点として適切となるよう、次の事項を考慮して総合的に検討しなければならない。

- (1) 既存および計画中の 20 kV 配電系統・供給区域に対する位置
- (2) 66 kV 送電線の引込みおよび 20 kV 配電線の引出しの難易
- (3) 地域環境を考慮した変電所形式の選定と、それに見合った敷地面積あるいは容積の確保
- (4) 水害、山崩れ、火災、塵害、地盤沈下などの各種災害の影響
- (5) 公共用地および PEDEEE 社有地の有効利用
- (6) 運転・保守の利便性
- (7) 機器の搬出入の難易
- (8) 重量物基礎の難易
- (9) 土地価格と造成工事費、および土地取得時期
- (10) 地元との協調

4. 変圧器単位容量とバンク数

変圧器単位容量とバンク数は経済性、冗長性、供給信頼度、電圧降下、需要の伸び、変電所の用地確保、送配電線の引出し入れの難易、20 kV 配電線ルート選定のための道路状況、機器の流用計画などを総合的に考慮して選定する。変圧器単位容量とバンク数は標準的に表 A7.1-2 の通りとする。

変圧器単位容量は、1 バンクの変圧器が故障した場合でも、残りの台数でピーク負荷に対応できるように選定することが望ましい。日本の配電用変電所においては、変圧器バンク数を 3 台とし、変圧器単位容量は 2 台の変圧器でピーク負荷に対応できるように選定されていることが多い。

なお、小規模配電用変電所の新設時の変圧器バンク数は、バンク事故時に配電線による負荷切替により所定の供給信頼度が得られる場合は 1 バンクとすることができる。1 バンクの場合、変圧器故障が重大な影響を及ぼさない限り、建設費を安く抑えることができる。

第 A7.1-2 配電用変電所の標準規模

適用地域	変電所規模
高需要密度地域	30 MVA x 2 台または 3 台
市街地	20 MVA x 2 台または 3 台
郊外地域	10 MVA x 1 台または 2 台

5. 遮断器の定格

遮断器の連続定格電流は接続する送電線路、変圧器などの短時間負荷容量に見合ったものを選定する。

表 A7.1-3 遮断器の標準連続定格電流

電圧 (kV)	標準連続定格電流 (A)
66	800、1,250、1,600、2,000、2,500
20	400、630、800、1,250

遮断器の定格遮断電流は、種々の系統構成における故障電流をコンピュータにて計算し、その計算結果に基づいて、標準的な定格遮断電流値より選定する。故障電流計算においては将来の系統構成も考慮する。

電圧別に選定する定格遮断電流を表 A7.1-4 に示す。

表 A7.1-4 遮断器の標準定格遮断電流

電圧 (kV)	標準定格遮断電流 (A)
66	20、25、31.5
20	25

6. 調相設備

- (1) 原則として、66/20 kV 配電用変電所に 66 kV 受電端電圧調整を目的とした 20 kV 電力用コンデンサを設置する。230/66 kV 変電所の 66 kV 送電端電圧が所定のレベルにあり、66 kV 送電線の電圧降下が大きい場合は、配電用変電所に電力用コンデンサの設置が必要である。電力用コンデンサの所要バンク容量および単位容量、またその設置場所は電力系統潮流解析の結果にしたがって選定する。
- (2) 電力用コンデンサの定格電圧は 20 kV とし、20 kV 母線に接続するものとする。
- (3) 電力用コンデンサの各バンクは数回路のコンデンサ群で構成する。各コンデンサ群には負荷開閉器を設置し、系統電圧に応じて自動的にコンデンサ群の投入・開放を行うものとする。
また、各コンデンサバンクには、遮断器を設置する。
- (4) 電力用コンデンサの標準容量は表 A7.1-5 による。

表 A7.1-5 電力用コンデンサの標準バンク容量

種類	電圧 (kV)	容量 (MVA)
静止形電力用コンデンサ	20	5、10

コンデンサ群の投入・開放による母線電圧の瞬時変化量は 2% を超えてはならない。

7. 変電所引出し回線数

変圧器の単位容量に対応する 20 kV 引出し配電線数は、原則として表 A7.1-6 を最大とする。

表 A7.1-6 変圧器 1 台当たりの最大引出し配電線数

変圧器単位容量 (MVA)	最大引出し配電線数
30	10
20	8
10	6

8. 変電所結線方式の基本的考え方

変電所の結線は、電力系統としての機能を最高度に発揮するよう、特に次の事項を考慮して総合的に検討する。

- (1) 日常の運転・保守が安全、確実に行い得るものであること
- (2) 結線はできるだけ簡素化し、しかもその性能を最高度に発揮し得ること
- (3) 万一事故が発生しても、その影響する範囲を最小限にとどめるとともに、負荷切替などの操作を速やかに行い得ること
- (4) 変電所設備の停止が系統全般に著しい影響を及ぼさないこと
- (5) 将来の増改修工事が容易であること
- (6) 経済的に有利であること

9. 66 kV 送電線の引込み

66 kV 送電線は各回線ごとに引込み用遮断器を介して 66 kV 母線に接続することを原則とする。

ただし、66 kV 送電線がユニット系統の場合には、66 kV 側遮断器を省略して直接変圧器に接続することができる。

10. 母線

(1) 母線方式

供給信頼度上、関連する送配電系統との協調、運転・保守面などの諸条件を考慮し、表 A7.1-7 並びに表 A7.1-8 の母線方式を適用する。

表 A7.1-7 66 kV 母線方式

母線方式	適用
二重母線方式 (1 ブスタイ)	主要な配電用変電所および大規模変電所は、原則としてこの方式とする。
単母線方式	送電線の回線数が少なく、かつ系統切替操作を行う可能性の少ない変電所はこの方式とする。
66 kV 側母線省略	接続する 66 kV 送電線が 1 回線で、かつ地中線の場合は、ユニット系統とし、66 kV 側母線を省略して、直接変圧器に接続する。

表 A7.1-8 20 kV 母線方式

母線方式	適用
単母線方式	20 kV 母線は単母線を原則とし、変圧器をバンクごとに区分し得るように、ブスタイ遮断器あるいは負荷開閉器を設ける。

変圧器単位容量が 30 MVA 以上の重要な配電用変電所においては、供給信頼度確保の面から、20 kV

母線を2系列にするとともに、各区分ごとに隣接バンクとの連系を設ける。変圧器20kV側の常時併用は行わない。隣接バンク連系用の開閉設備は常時開放するものとし、他の変圧器が故障などで停止する場合のみ、投入するものとする。

(2) 母線の標準容量

母線の標準容量(連続値)は表A7.1-9のとおりとする。

表A7.1-9 母線の標準連続容量

電圧 (kV)	標準母線容量 (A)
66	1,600
20	1,600

(注) 上記の標準母線容量は、常時の運用条件ならびに次の設備事故・停止時の条件を考慮した最大電流予想値より選定した。

- i) 単母線の場合; 送電線1回線あるいは変圧器1バンク事故・停止
- ii) 2重母線の場合; 片側1母線停止中の送電線1回線あるいは変圧器1バンク事故・停止

11. 変圧器の開閉設備

変圧器および母線事故あるいは保守上の都合により、変圧器を停止することができるよう、変圧器の1次側および2次側に遮断器(または負荷開閉器)を設けるものとする。

12. 20kV配電線の引出し

20kV配電線は20kV母線より各回線ごとに引出し用遮断器を介して引出すものとする。

13. 変電所形式

変電所形式は、地域および周囲環境などによって、次の各形式を単独または組み合わせ、総合効率が得られるよう選定する。

(1) 屋外式

変電所形式は、屋外式を標準とする。

(2) 屋内式

次の各項に該当する場合は、屋内式とする。

- (a) 土地取得価格が高く、屋内式とする方が経済的に有利である場合
- (b) 騒音、防火、環境などの観点により屋内式とする必要がある場合
- (c) 塩じん害を受けやすい地域、または海外から至近距離にあり、屋外式では困難な場合
- (d) 法律や政令などにより屋外式変電所の建設が困難な場合

(3) 地下式

次の各項に該当する場合は地下式とする。

- (a) 市街地の家屋密集地帯や繁華街など用地取得が困難で、ビルや公園の地下などに変電所を設置する場合

¹ 屋外式：主要変圧器、開閉設備など主要回路機器をすべて屋外に設置するものをいう

² 屋内式：主要変圧器、開閉設備などの主要設備を屋内に設置するものをいう

³ 地下式：変電所の主要設備を地下に設置するものをいう

(b) 土地価格が著しく高く、変電所を地下におさめ地上の有効利用を図ることが経済的な場合

14. 各種災害への配慮

(1) 塩じん害対策

塩じん害地域に設置する変電所は、その地域において予想される汚損の程度により、適切な対策を実施する。

(2) 雷害対策

変電所の雷害対策については、系統条件、地域特性などを総合勘案して適切な対策を実施する。

(3) 水害対策

洪水や高潮の恐れのある地域に設置する変電所は、その被害を軽微にとどめ、速やかに変電所の運転が復旧できるよう適切な対策を実施する。

(4) 火災対策

変電所の火災対策については、人身・設備を火災・爆発から保護するとともに、万一内部から火災が発生した場合は、その局限化を図るよう適切な対策を実施する。

(5) 地震対策

変電所の機器および建物は過去に経験した最大級の地震に耐えるように設計する。

15. 変圧器の防火対策

主要変圧器については、事故波及を防止するため、機器の延焼防止、噴出油の構外流出の防止等について対策を実施する。屋外形変圧器用の消火設備は水噴霧式とし、屋内式変圧器は化学式消火設備を設置するものとする。

16. 環境対策

(1) 騒音対策

変電所の新增設に当たっては、変電所騒音が当該地域の規制基準値以下となるように対策を実施する。

(2) 振動対策

変電所の新增設に当たっては、変電所振動が当該地域の規制基準値以下となるように対策を実施する。

(3) 環境調和

変電所の新增設に当たっては、緑化・調整池の設置など周辺地域の自然環境の保護並びに日照、美化、電波障害など生活環境の保全に十分留意し、地域社会との協調を図るものとする。

付録 7-2 66 kV 送電線の設備基準

1. 適用範囲

この基準は 66 kV 送電線の新設・増設などの設備計画の立案作成に適用する。

2. タイプと電圧

次に示す 2 タイプの 66 kV 送電線を、必要に応じて採用する。

- 裸電線を用いた架空送電線
- 地中ケーブル

送電線の標準的なタイプは基本的にはコストの安い架空送電線である。地中ケーブルは、以下のケースの場合に採用する。

- (1) 法律や規則の制約により架空送電線の建設が適用できず、更に用地事情、ルートに沿った土地収用、公共からの異議などの面から難しい場合。
- (2) 地域環境との調和と経済的な面から地中ケーブルがより有利である判断される場合。

3. 経過地の選定

送電線の計画の際には、PEDEEE の土地や公共の土地の有効的利用、新技術の採用などの面から送電線ルート幅やルートの本数につき十分に検討する。更に、計画はインフラ整備の効率的な構成を樹立するため、中央および地方政府の予定している地域や道路の開発計画と協調をとるものとする。

送電線の経過地は、次の諸条件を総合勘案して選定するものとする。

- (1) 将来の送変電系統計画との整合性
- (2) PEDEEE および公共用地の有効的利用
- (3) 地域社会との協調
- (4) 自然景色、自然公園との美観上の考慮
- (5) 洪水、塩じん害、火事、地滑りなどの各種災害
- (6) 住民への影響、家の移設等
- (7) 送電線の施工および保守上の容易性と安全性
- (8) 工事費と運転保守費の節約
- (9) 送電ロスの低減
- (10) 既設ケーブルカルバートや共同溝の有効的利用(地中送電線の場合)
- (11) ケーブル敷設方法による送電容量への影響(地中送電線の場合)

4. 架空送電線

4.1 支持物と回線数

- (1) 66 kV 架空送電線の支持物は、原則として自立型の鉄塔とする。同一支持物に架線する送電線の回線数は 1 回線又は 2 回線とする。
- (2) 長く延びる直線の広い道路に沿って建設する場合は、美観の点から、種々の特殊支持物の使用も検討する。
- (3) 2 回線送電線が、経済的な面から当所 1 回線のみでの運用の場合、鉄塔は当面の間 1 回線の電線を片側に安全に架線できるように設計する。

- (4) 将来の需要の増加、用地事情、地域環境、送電線回線の追加などを考慮した場合、2回線以上の回線数を持った鉄塔の採用も有利なケースがある。信頼度、建設工事、運転保守などを考慮し、技術的にまた経済的に有利と判断される場合は、4回線鉄塔の採用も考慮する。

4.2 支持物の構造

建設工事や運転保守、美観、地域環境との調和などを考慮して、鉄塔以外の支持物も採用できるものとする。

支持物の高さは、その地域に応じた適切な電線地上高が確保できるよう選定する。

将来、保安上または増容量のため、いったん建設された送電線に改造が必要とされる場合がある。このようなケースが予想される場合、大サイズの電線の地上高、特殊電線への変更、電圧レベルの格上げなどに対処できるよう特別な考慮が必要である。

4.3 電線の選定

- (1) 66kV 架空送電線の電線は、原則として鋼心アルミニウム撚線(ACSR)を採用する。ただし、通過地域の塩じん汚損、気象条件、送電容量の増加など考慮の上、これ以外の特殊電線を使用することができる。アルミニウム合金撚り線(AAAC)は、現在ヨーロッパで主に大容量送電線に使われている。
- (2) 電線太さは、原則として表 A7.2-1 によるものとする。

表 A7.2-1 電線太さの標準

電圧 (kV)	線種	電線太さ (mm ²)
66	ACSR	240/40

より大きな送電容量が将来必要となる場合は、大きなサイズの電線の使用も検討する。決定に際しては、用地事情、建設コスト、運転保守コスト、送電損失(kW と kWh)などを、長期的に経済的に総合勘案の上決定する。400 mm²と 600 mm²の2種類の電線太さ、または 500~600 mm²の間から1種類の太さを選定するのが適当と思われる¹。

電線の連続、短時間および瞬時の許容電流容量が、それぞれの電線を通過する連続および短時間の負荷電流、並びに瞬時の最大事故電流に対して安全なものとする。

4.4 相配列およびねん架

- (1) 相配列

2回線鉄塔については、両回線の電線の相配列は同相または逆相配列とする。同相配列とは、それぞれの回線の相配列(R, S, T)が垂直面で左右とも同じである配列を言う。逆相配列とは、それぞれの左右の回線で相配列が逆になっている配列を言う。

- (2) ねん架

原則として比較的短い 66 kV 送電線にはねん架は必要ない。

4.5 架空地線の配置と太さ

避雷用の架空地線は、原則として1本とし、線種は亜鉛メッキ鋼撚り線(50mm²)とする。、電線に対する遮蔽角は 30 度以内とする。

¹ ESSP は、400~500 mm²の間から1種類の太さを提唱している。

4.6 その他

架空送電線の計画・設計にあたり、以下の点につき十分な考慮を払う。

- (1) 電波障害
- (2) 通信線に対する電磁、静電誘導障害
- (3) 人体に対する静電誘導
- (4) 公衆災害の防止
- (5) 自然環境との調和
- (6) 航空障害

5. 地中送電線

5.1 ケーブルの種類

- (1) 送電線に使用するケーブルは、原則として表 A7.2-2 の通りとする。

表 A7.2-2 ケーブル種類の標準

電圧 (kV)	種類	芯数
66	ビニールシース架橋ポリエチレンケーブル (CV)	単心または トリプレックス

- (2) ケーブルの太さは、表 A7.2-3 によるものとする。

表 A7.2-3 ケーブルの太さの標準

電圧 (kV)	種類	太さ (mm ²)	芯数
66	CV	Cu 300, 400, 500, 625	単心または トリプレックス

ケーブルの太さの選定にあたり、次項について考慮するものとする。

- (a) 長期的な観点に立ち、送電電力の今後の増加見通し、建設工事費、維持経費、送電損失 (kW および kWh)、そして布設方法および条数による送電電力の低減、経過地条件などを総合勘案して選定する。
- (b) ケーブルを通過する最大負荷電流、瞬時短絡電流などに対して安全なものとする。
- (c) 各種ケーブルの許容最高温度は表 A7.2-4 による。

表 A7.2-4 ケーブルの許容最高温度

種類	電圧 (kV)	許容最高温度 (°C)		
		連続	短時間	故障瞬時
CV	66	90	105	230

- (注): 短時間許容最高温度とは、累積 3,000 時間 (全使用期間中) その温度に維持して支障のない温度。但し、1 年間に 120 時間を超えてはならない。
故障瞬時許容最高温度とは短絡、地絡時に流れる故障電流が 2 秒以内であれば到達しても支障のない温度。

5.2 布設方式

ケーブルの布設は、以下の方法による。

(1) 直接埋設方式

地中送電線のケーブルの布設は、原則として直接埋設方式による。ケーブルは直接地中に埋設され、砂、コンクリートカバーで上部を保護する。

(2) 管路引き入れ方式

主要道路または重量車両がルート上を通過すると考えられる場所に布設する場合、ケーブルを保護管路、鋼管、PVCパイプなどの保護管路に納め、布設工事と保守のために必要数のマンホールを備える。

(3) ケーブルダクト方式

同一ルートにケーブルを他回線布設する場合、ケーブルダクトに布設する。

付録 7-3 20 kV および低圧配電設備基準

1. 適用範囲

20 kV および低圧配電設備の新設、既設設備の増強・拡充に係わる計画および設計に適用する。

2. 適用する配電システム

適用する配電システムは、以下を標準とする。

- (1) 特に支障の無い限り、架空配電システムを標準とする。
- (2) 地中配電システムは、都市部の需要密度の高い地区に適用する。具体的適用地区は、各配電公社において PEDEEE と協議し決定することとする。
- (3) 架空ケーブル配電システムは、以下の地区に適用する。
 - (a) 地中配電システム適用地区外
 - (b) 架空(電線)配電システムでは、建物・樹木などの離隔確保が困難な地区

3. 配電設備

3.1 支持物

(1) 支持物の適用区分

支持物の適用区分は、以下を標準とする。

表 A7.3-1 支持物の適用区分

支持物	適用区分
コンクリート柱	一般的に適用する
鉄塔	大きな柱強度の必要な箇所に適用する(角度柱・末端柱など)
木柱	建柱用重機搬入の困難な箇所に適用する(山間部など)

(2) 支持物施設位置の選定

支持物施設位置は、以下を考慮して選定する。

- (a) 容易に立ち入り可能な場所であること
- (b) 地盤が固く安定した場所であること
- (c) 長期に渡り支障無く占用可能な場所であること

一般的に都市部においては、歩車道の区別のある道路は歩道内の車道寄り、区別の無い道路は路肩、地方においては、道路から 20 m 以内の民地が適当である。

(3) 径間

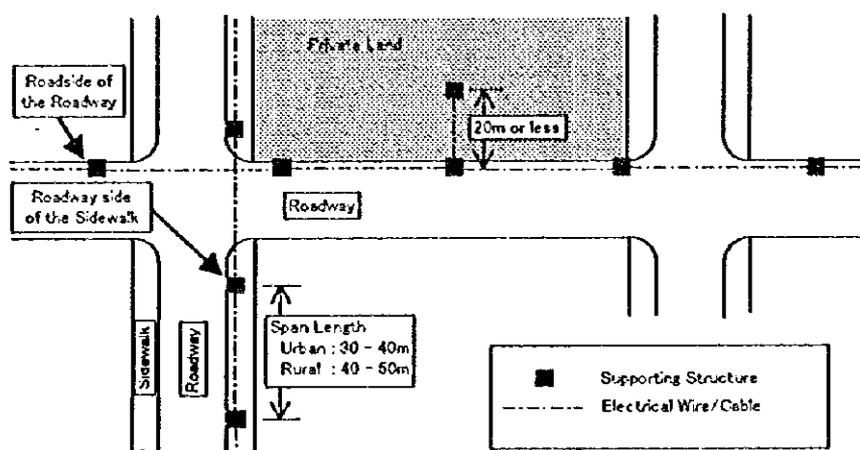
支持物径間は、以下を考慮して決定する。

- (a) 支持物強度
- (b) 土地の状況
- (c) 需要密度

同一地域に施設する電線路では、径間を揃えることが望ましい。支持物径間は下表を標準とする。

表 A7.3-2 標準径間

地域	標準径間
市街地	30 ~ 40 m
郊外	40 ~ 50 m



支持物施設設計画例

(4) 支持物の高さ

支持物の高さは、以下を考慮して決定する。

- (a) 最大弛度においても所要の地上高が確保できること
- (b) 装柱後において、配電線と建物・樹木・他の電線などとの間に所要の離隔が確保できること(最大弛度時についても検証すること)
- (c) 起伏のある場所においても、なるべく配電線路に高低差を作らないようすること

支持物高さは、以下を標準とする。

表 A7.3-3 標準支持物地上高

地域	標準支持物地上高	
	20 kV (+低圧) 線路	低圧線路
市街地	10~12 m	8.5~10.5 m
郊外	8.5~12 m	7.5~9 m

電柱根入れは、以下を標準とする。

表 A7.3-4 標準電柱根入れ

電柱長さ	地盤		
	岩盤	普通土	軟弱土
7 m	1.0 m	1.3 m	1.6 m
8 m	1.0 m	1.4 m	1.6 m
9 m	1.0 m	1.5 m	1.6 m
10 m	1.2 m	1.6 m	1.8 m
11 m	1.2 m	1.7 m	1.8 m
12 m	1.5 m	1.8 m	2.1 m
14 m	1.7 m	2.0 m	3 m

3.2 電線およびケーブル

(1) 使用する電線およびケーブルの標準線種

20kV及び低圧配電線路に使用する電線およびケーブルの標準線種は以下のとおり。

表 A7.3-5 電線およびケーブルの標準線種

システム	線種	備考
20 kV 架空電線	AS 120mm ²	
	AS 70mm ²	
	AS 35mm ²	
架空ケーブル	Al 185mm ²	多重架線および他物との離隔距離不足箇所に使用する
	Al 120mm ²	
	Al 70mm ²	
地中ケーブル	Cu 185mm ²	
	Al 185mm ²	
	Al 120mm ²	
	Al 70mm ²	
低圧 架空電線	AS 120mm ²	
	AS 70mm ²	
	AS 35mm ²	
架空ケーブル	Al 120mm ²	他物との離隔距離不足箇所に使用する
	Al 70mm ²	
地中ケーブル	Cu 185mm ²	
	Cu 120mm ²	
	Cu 70mm ²	
	Cu 35mm ²	

(2) 電線およびケーブルの選定

電線およびケーブルの選定に当たっては、既存の負荷および将来想定される負荷、短絡電流、電線およびケーブルの許容電流、電圧降下、損失、機械的強度等を考慮することとし、一般的には次表を標準とする。

表 A7.3-6 幹線および分岐用標準電線およびケーブル

(1) 20 kV 配電線

配電線	架空電線	架空ケーブル	地中ケーブル
幹線	AS 120mm ²	Al 185mm ²	Al 185mm ²
分岐	AS 35mm ² or larger	Al 70mm ² or larger	Al 70mm ² or larger

(2) 低圧配電線

配電線	架空電線	架空ケーブル	地中ケーブル
幹線	AS 120mm ²	Al 120mm ²	Cu 120mm ²
分岐	AS 35mm ² or larger	Al 70mm ² or larger	Cu 35mm ² or larger

幹線の電線サイズは、切替などの線路運用を考慮し、末端まで同一とする。

架空線路の地中部分(変電所から第1立上り柱までの地中部分など)に使用する地中ケーブルの選定は、敷設状態に

おけるケーブルの許容電流を考慮して行うこととし、一般には、次表を標準とする。

表 A7.3-7 架空電線積線に使用するケーブル

		架空電線		地中ケーブル	
20 kV	AS	120mm ²	Al	185mm ²	
	AS	70mm ²	Al	185mm ²	
	AS	35mm ²	Al	70mm ²	
低圧	Al	120mm ²	Cu	185mm ²	
	Al	70mm ²	Cu	120mm ²	
	Al	35mm ²	Cu	70mm ²	

(3) 架線強度

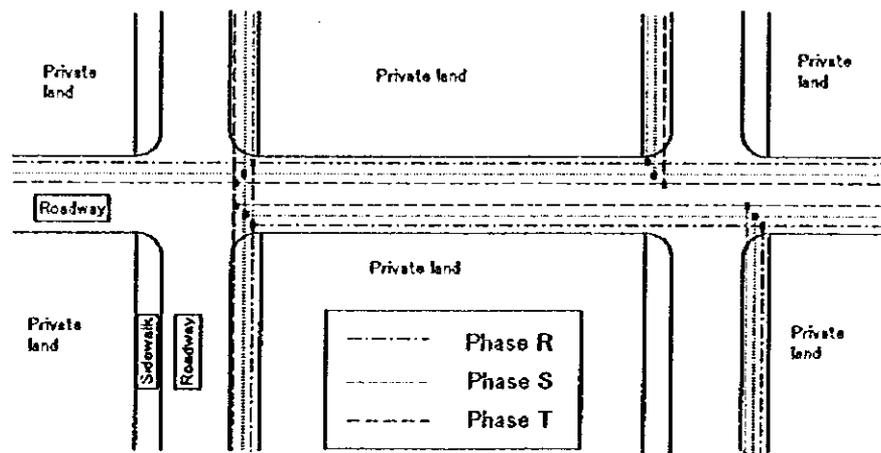
架線強度は、電線の許容張力・支持物強度などを考慮し決定することとし、通常は径間の1~2%を標準とする。

(4) 相の配列

切替操作や建設工事の円滑実施のため、以下を標準として相配列を統一する。

表 A7.3-8 標準相配列

電線配列	R相	S相	T相
水平配列	家側	中	道路側
垂直配列	上側	中	下側



水平架線の相配列

(5) 地中ケーブル敷設

地中配電線のケーブル・ルートは、以下を考慮して決定する。

- (a) ケーブル敷設工事実施に際し支障が無いこと
- (b) 将来の保守作業に際し支障がないこと
- (c) 同一路路においては、同一オフセットとすること

ケーブル・ルートは、歩道のある道路の場合には歩道内、歩道の無い道路の場合には路肩とする。

20 kV地中ケーブルの土被りは1,200 mmとし、耐衝撃プラスチック管もしくは他の防護物内に納めて敷設する。さらに、管の約 300 mm 上には埋設表示シートを敷設する。

開削により地中ケーブルを敷設する場合には、将来のケーブル新設・既設ケーブルの取替えなどの必要に応じて予備の管を敷設する。

電柱の立ち上がり部分のケーブルは、地上 2.5m まで鉄管により防護する。

(6) 低圧電線およびケーブルの保護

低圧本線の保護は、変圧器柱(室)の低圧分岐箱(架)に施設するヒューズによって行う。各低圧電線に取付けるヒューズ容量は次表のとおり。

表 A7.3-9 低圧線のヒューズ

フィーダー	電線・ケーブル	ヒューズ (A)	備考
架空電線	Al 120mm ²	400A	
	Al 70 mm ²	250A	
	Al 35mm ²	160A	
架空ケーブル	Al 120mm ²	250A	
	Al 70mm ²	160A	
地中ケーブル	Cu 185mm ²	400A	ケーブル敷設状態を考慮しヒューズ容量を決定する
	Cu 120mm ²	315A	
	Cu 70mm ²	250A	
	Cu 35mm ²	160A	

3.3 変圧器

(1) 使用する変圧器

20/0.4 kV 配電用変圧器は、3 相変圧器を使用することとし、以下を標準容量とする。

50kVA, 100kVA, 200kVA, 400kVA, 630kVA, 1,000kVA, 1,600kVA, 2,500kVA

(2) 変圧器容量の選定

変圧器容量の選定にあたっては、まず以下を考慮して当該変圧器の供給範囲を決定する。

- (a) 供給範囲は同一饋線内とし、他饋線にまたがらない
- (b) 供給範囲は互いに交差しない
- (c) 供給範囲内の全ての地点において所定の電圧降下値内である

変圧器容量は、需要の増加を見込んで決定することとするが、一般的には現在の需要を満たす直近上位の容量を適用する。公共用途の変圧器の推奨容量は、次表のとおりである。

表 A7.3-10 公共用途変圧器の推奨容量

地域	推奨容量
市街地	100kVA*, 200kVA*, 400kVA**, 630kVA
郊外	50kVA*, 100kVA*, 200kVA*, 400kVA**

*: 柱上設置とする

** : 設置方式(柱上・地上) 個別検討

(3) 稼働率

過負荷運転は許容しない。

(4) 変圧器位置の選定

変圧器は極力需要の中心に設置する。変圧器位置の決定にあたっては、以下の点を十分考慮する。

- (a) 立ち入り・変圧器取り替えが容易にできる場所であること
- (b) 他の建物・樹木などとの離隔が十分確保されていること
- (c) 柱上設置の場合は、装柱が複雑でないこと
- (d) 地上設置の場合は、出入り・通行などの支障とならない位置であること

(5) 保護装置

変圧器の1次側には、断路器およびカット・アウト・ヒューズを取付ける。また、2次側には過電流遮断機を取付ける。各変圧器に取付けるカット・アウト・ヒューズおよび過電流遮断機の定格電流は次表のとおりとする。

表 A7.3-11 カットアウト・ヒューズおよび過電流遮断機の定格電流

変圧器容量	カットアウト・ヒューズ	過電流遮断機
50 kVA	6 A	80A
100 kVA	10 A	160 A
200 kVA	16 A	300 A
400 kVA	25 A	630 A
630 kVA	40 A	1,000 A
1,000 kVA	45 A	1,600 A
1,600 kVA	50 A	2,500 A
2,500 kVA	80 A	3,800 A

架空配電線路の変圧器を雷害から保護するために避雷器を取付ける。取付箇所は、変圧器1次側の20kV引下げ線とする。

3.4 開閉器

(1) 開閉器の設置

以下の3用途の開閉器を設置する。

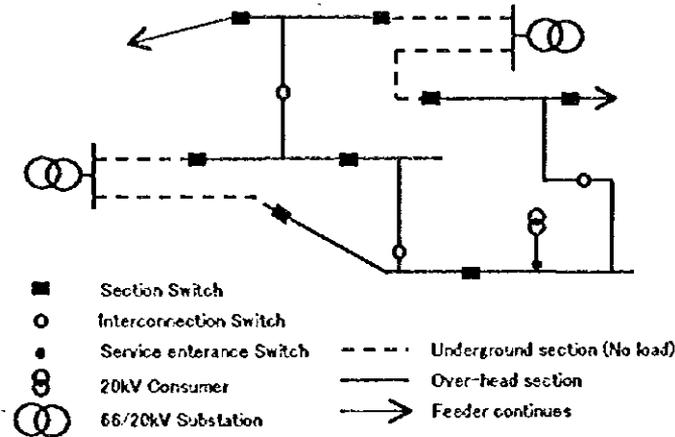
- (1) 区間開閉器
饋線を負荷的に分割するために区間開閉器を設置し、通常閉じて運用する。通常、饋線は3分割され、変電所からの第1区間は負荷を持たず、残りの2区間で饋線の負荷を概ね半分ずつ分担する。さらに、これらの2区間は、他饋線との連系を考慮することとする。
- (2) 連系開閉器
連系開閉器は、他饋線との連系点に設置し、通常開いて運用する。
- (3) 引込開閉器
需要家への引込線に引込開閉器を設置する。

(2) 開閉器の取付

区間開閉器および連系開閉器には、負荷開閉機能を有する開閉器を適用する。また、取付位置については、開閉器の操作ならびに取替が容易に行える位置を選定する。

自動開閉器の導入にあたっては、以下を考慮すること。

- (a) 停電の規模
- (b) 復旧の困難性
- (c) 事故発生状況



20 kV 饋線の開閉器設置例

3.5 引込線

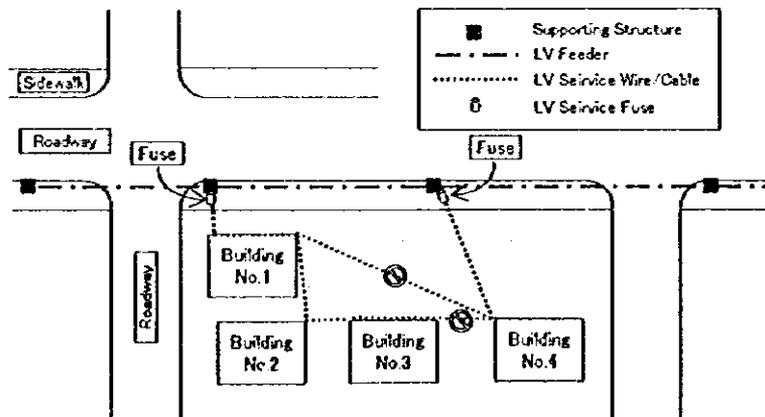
(1) 引込線の適用

一建物への引込線は、1箇所(1相)とする。また、引込み線については、極力短くなるようにルートを選定する。1組の引込線から供給する建物は3軒以内とする。単相の需要家に供給する場合には、各相がバランスするよう考慮する。引込線サイズの選定にあたっては、以下の条件のもとで最小サイズを選定する。

- (a) ピーク電流に対して十分な電線容量があること
- (b) 電圧降下が規定の範囲内であること

(2) 引込線の保護

引込線の低圧本線側にヒューズを設置し、引込線を保護することとする。



低圧引込線施設例

付録 7-4 配電設備計画基準

配電設備の計画を行うにあたり、その基準を制定することは重要である。その基準は配電網および設備の機能的・経済的な計画の基礎として適用されるものであり、既設設備の構成、社会環境、サービスの要請および技術革新等を勘案した設備計画上の必要性を提示するものである。

この報告書において、JICA 調査団は現地調査結果に基づき計画基準の案案を提示する。この基準が PEDEEE の配電系統の計画に適用されることを期待する。

1. 目的

この配電設備計画基準は PEDEEE の配電設備の計画業務に適用される。

2. 計画業務の担当組織

以下に示す組織が計画業務をおこなう。計画策定前に、計画内容は十分協議されるべきである。

表 A7.4-1 計画業務の担当組織

設 備	計画業務の担当組織
66 kV 送電線の新設計画、 66/20 kV 変電所および変圧器の新設計画	PEDEEE 本部 (計画・統計部)
20 kV 配電線新設計画 20/0.4 kV 変圧器の新設および低圧配電線の新設	PEDEEE の下部組織である各配電会社 (調査検討・建設部)

3. 電圧階級

全配電線系統における電圧階級は以下のとおり。

66 kV、20 kV、400-230V (380-220V) \pm 1

\pm 1: 400-230 V は 20/0.4 kV 変圧器の 2 次側、また 380-220 V は需要家受電端側

4. 電圧調整

通常運転時における配電線の電圧降下の許容値は表 A7.4-2 のとおり。また、需要家受電端における電圧は表 A7.4-3 に示す値以内とする。

表 A7.4-2 電圧降下の許容値

電圧階級	電圧降下限度 (%)
20 kV	6 %
低圧	8 %

単一事故時においては、さらに大きな電圧降下を許容する。

表 A7.4-3 需要家供給点における電圧

電圧階級	供給電圧
20 kV	20 kV \pm 6 %
低圧	220V、380V \pm 5 %

66/20 kV 変電所の 1 次および 2 次側電圧は、常に表 A7.4-4 に示す目標値に近づくように維持する。目標値は、重負荷時には高めに、軽負荷時には低めに設定する。

表 A7.4-4 66/20kV 変電所の 1 次および 2 次側電圧の運用目標値

1 次側電圧値	66 kV
2 次側電圧値	20 kV

5. 系統信頼度

系統信頼度は、通常の運転条件で想定される事故の規模、継続時間および頻度を勘案して考慮する。供給支障の大きさはこれらの要素を取り入れ、統計的に分析することができる。配電網は、表 A7.4-5 に示す系統信頼度を満足するように計画する。単一事故(1 回線あるいは変圧器 1 台の喪失など)による供給支障が生じた後、運用による他設備の使用あるいは回線の変更により供給を回復しうるべきである。系統計画に用いる負荷は年間のピーク需要とする。

表 A7.4-5 系統信頼度

系統の種類	満たすべき信頼度レベル
66 kV 系統	送電線 1 回線の事故時において、系統切替により供給を回復できる。
66/20 kV 変電所	変圧器の 1 台事故時において、20 kV 配電線の切替操作後に、残り変圧器の負荷が、定格容量の 110%を超過しない。
20 kV 系統	配電線 1 回線の事故時において、系統切替により、事故区間を除いた箇所の供給を回復できる。
20/0.4kV 変圧器	変圧器の負荷は定格容量を超過しない。新規の需要家は、定格容量の 80%を超過する変圧器に接続してはならない。

6. 事故電流

配電系統における事故電流は表 A7.4-6 に示す値以内に維持する。

表 A7.4-6 配電系統における最大事故電流

電圧階級	最大事故電流
66 kV	25, 31.5 kA
20 kV	25 kA

7. 電気方式

配電系統における電気方式は表 7.4-7 のとおりとする。地絡事故検出のため、20 kV 系統は接地変圧器(zigzag connection)により、変電所で接地する。

表 7.4-7 電気方式

66 kV 系統	3 相 3 線式、中性線接地
20 kV 系統	3 相 3 線式、中性線非接地
低圧系統	3 相 4 線式、中性線接地

8. 系統構成の考え方

配電系統の構成は表 A7.4-8 に示す考え方をもとに計画する。

表 A7.4-8 系統構成の基本的考え方

系統の種類	系統構成の考え方
66 kV 系統	66/20 kV 変電所は少なくとも2つの66 kV 引き込み線に接続される。
66/20 kV 変電所	変圧器は、通常運転時において2次側で他の変圧器に接続することなく、独立に運用する。変圧器事故時に、他の変圧器を併用して運転するため、母線は連係できるようにする。
20 kV 系統	20 kV 配電線は、配電線事故時にフィーダー間で適当な切替ができるような区分閉器をもつ多分割多連係方式を標準とする。
低圧系統	低圧系統は放射状系統を標準とする。

9. 20kV配電線の容量

20 kV 配電線の容量は地域の需要密度、供給信頼度および支持物の強度を勘案して選定する。20 kV 配電線の幹線部分の標準容量は次の表とおとする。

表 A7.4-9 20 kV フィーダーの幹線の標準容量

	架空系統	地中系統
標準容量	380 A	320 A

架空系統については、Al 185mm² 地中ケーブルが変電所引出部から架空立ち上がり部までの間に使用されているため、架空部分の容量は380 A であるが系統の容量は380 A に抑えられる。

10. 電圧調整装置の設置

各種電圧調整装置は表 A7.4-10 に示す設置の考え方に基づき、配電系統に設置する。

表 A7.4-10 電圧調整装置の適用規則

電圧調整装置の種類	設置の考え方
負荷時タップ切替装置	20 kV 母線の電圧を標準値に維持するため負荷時タップ切替装置を66/20 kV 変電所に設置する。 負荷増加時に20 kV 母線電圧を適正值に維持するため、電流値に基づいたタップ切替の調整を実施する。Δ
電力用コンデンサ	66 kV 母線電圧を標準値に維持するため、20 kV 電力用コンデンサを66/20 kV 変電所の2次側母線に設置する。20 kV フィーダーの電圧降下が制御限度を超過する場合、400 V 電力用コンデンサを20/0.4 kV 変圧器の2次側に設置する。大規模需要家への電力用コンデンサの設置が推進されるべきである。
電圧調整装置 Δ	配電線の電圧降下を補償するために、この装置を柱上に設置し長距離配電線の間接点の電圧を上げる。
分路リアクトル Δ	ケーブル系統の大きな充電容量により変電所母線電圧が上昇する場合、66/20 kV 変電所の2次側に分路リアクトルを設置し母線電圧を調整する。

Δ: シリアでは現在実施されていない。

11. 66/20 kV 変電所変圧器の容量と台数

付録 7.1 「66/20 kV 変電所設備基準」の項目 4 “変圧器単位容量とバンク数”に準ずる。

12. 66/20 kV 変電所の母線構成

66/20 kV 変電所の母線構成については、表 A7.4-11 に示す考え方にに基づき計画する。

表 A7.4-11 66/20 kV 変電所の標準母線構成

66 kV 母線	通常の供給変電所においては、単母線方式とする。 重要な変電所については 2 重母線 1 ブスタイ方式とする。
20 kV 母線	単母線方式とし、遮断機もしくは区分開閉器でそれぞれのセクションに区分する。 特別な場合には、2 重母線方式とする。

1 次側の引き込み線および変圧器 2 次側については遮断機を介して母線に接続する。

13. 66 kV および 20 kV 側の遮断機の容量

遮断機は表 A7.4-12 に示す定格遮断容量を持つように計画する。

表 A7.4-12 定格遮断容量

電圧階級	定格遮断容量
66 kV	25, 31.5 kA
20 kV	25 kA

14. 20 kV 配電線に設置する開閉器の定格電流

開閉器の定格電流は基準の中から配電線および変圧器に見合うよう選定する。

15. 20/0.4 kV 変圧器容量

20/0.4 kV 変圧器の容量については、供給地域の需要密度、ピーク電流、負荷の伸び等を考慮し選定する。20/0.4 kV 変圧器の標準容量は次の表のとおりとする。

表 A7.4-13 20/0.4 kV 変圧器の標準容量

20/0.4 kV 変圧器の標準容量 (kVA)
25, 50, 100, 200, 400, 600, 1,000, 1,600, 2,500

付録 7-6 0.4 kVモデル系統の潮流計算結果の例

	1km			
219.39 V \angle 0deg	183.0 A	R相	0.0 A	183.65 V \angle 6.6deg
219.39 V \angle -120.0deg	150.0 A	S相	0.0 A	193.27 V \angle -122.7deg
219.39 V \angle 120.0deg	117.0 A	T相	0.0 A	219.68 V \angle 122.3deg
0.0 V \angle 0.0deg	57.2 A \angle 131.8deg	中性線	0.0 A	16.89 V \angle -48.2deg
Vb-Vc 380.00 V				Vb-Vc 348.57 V
Vc-Va 380.00 V				Vc-Va 342.02 V
Va-Vb 380.00 V				Va-Vb 340.65 V (電圧低下率 10.36%)

付録 7-7(1) 変圧器容量の選定例

(1) 現状

変圧器容量	200 kVA	
0.4kV フィーダー数	2	
電流 (at Feb 7,1998)	Feeder 1	122A, 67A, 86A(60.3kVA) total 275A
	Feeder 2	40A, 67A, 57A(36.0kVA) total 164A
幹線の線種	70*4	
1998 年におけるピーク電流 (推定)	Feeder 1	244A, 134A, 172A(127.0kVA) total 550A
	Feeder 2	80A, 134A, 114A(72.0kVA) total 328A

(2) 条件設定

(a) ピーク電流

Feeder 1	366A, 201A, 258A (187.3kVA)
Feeder 2	120A, 201A, 171A (108.0kVA)

(b) ケース設定

ケース 1	400 kVA 変圧器に取替 (既設 200kVA 変圧器は無関係な他地点に流用)
ケース 2	200 kVA 変圧器を新設

両ケースにおいて低圧フィーダーは同じであり、基幹線は 70 mm²*4 から 120 mm²*4 に張替えるとした。

計算上、シリアで使用されているアルミ線の電氣的定数についての情報がないことから、そのインピーダンスとアドミタンスを考慮せず抵抗値のみを考慮した。インピーダンスとアドミタンスは低圧フィーダーの損失に大きく影響しないので、この方法によっても、十分信頼できる計算が可能である。仮にインピーダンスとアドミタンスを考慮しても、ケース 1 とケース 2 における損失の差異はより大きくなるはずである。また、アルミ線の抵抗値の代わりに、アルミ線と同等の抵抗値を持つ AS 線の抵抗値を用いた。

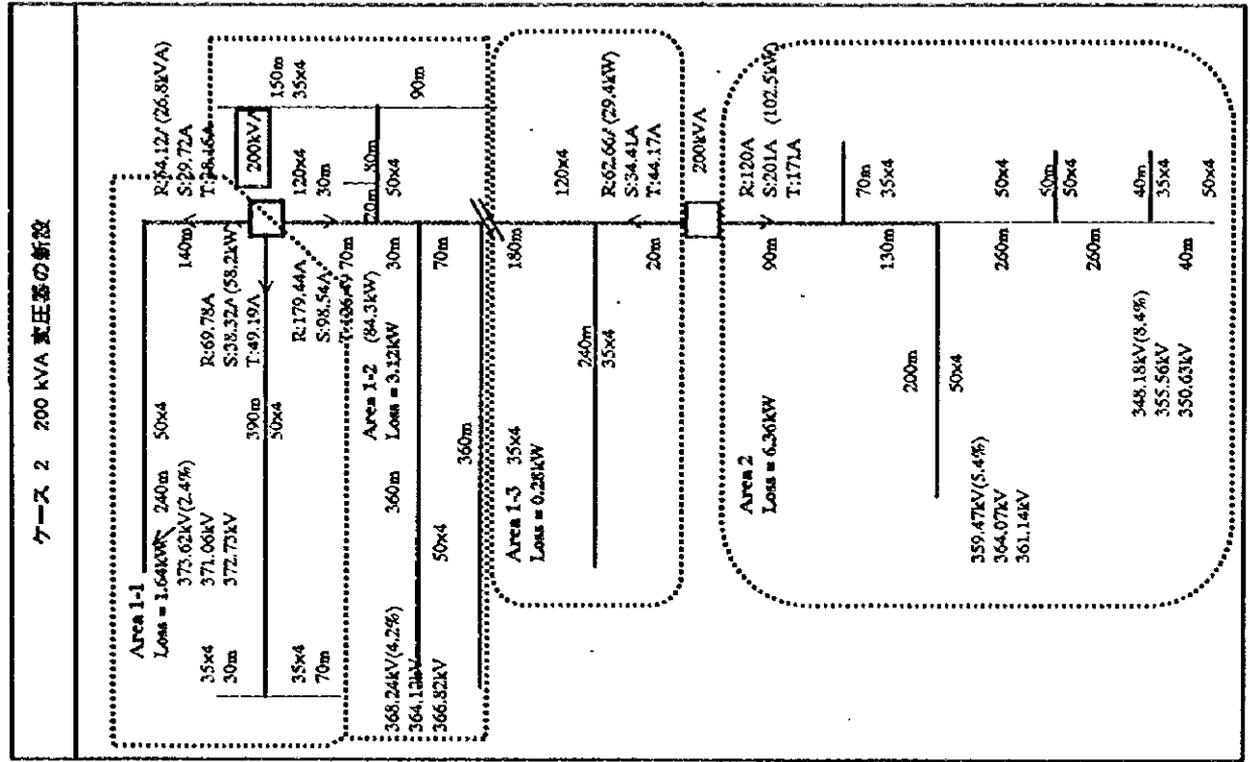
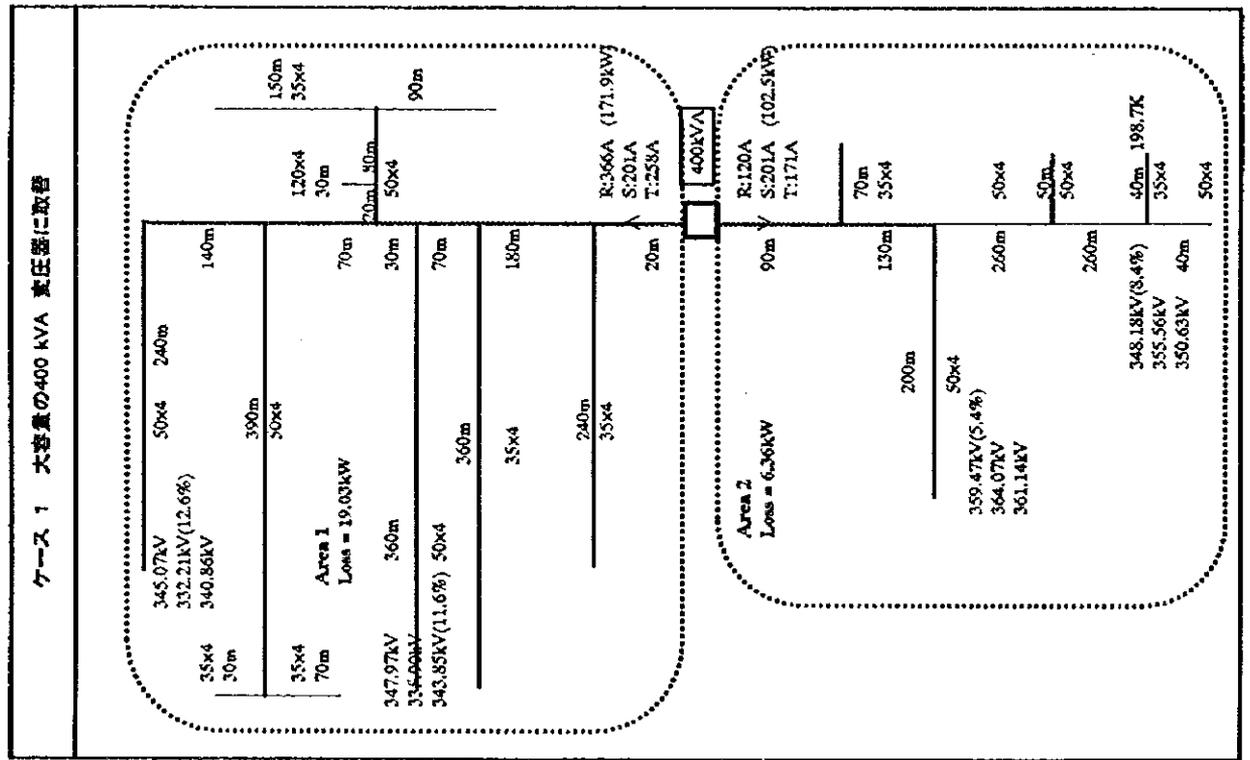
変圧器での損失は、2つのケース間での差異は小さく、その差異はケース 2 に有利となる方向であるから無視した。計算に用いた系統図を付録 7-7(2) に示す。計算結果は次表のようになる

(3) 計算結果

ケース	ケース 1 大容量の変圧器への取替	ケース 2 同容量の変圧器を設置
ピーク負荷	274.4 kW	274.4 kW
ピーク時の 0.4 kV フィーダーの損失	25.39 kW	11.4 kW
年間損失電力量	25.39*8760*0.42=93,415 kWh/year 6,035 US\$/year	11.4*8760*0.42=41,943 kWh/y 2,710 US\$/year
変圧器工事費	18,495-9,675 US\$ 882 US\$/year (既設変圧器は他へ流用すると仮定)	9,675 US\$ 968 SP/year
20 kV フィーダーの工事費	-	6,087 US\$ (370 m) 609 SP/year
合計	6,917 US\$	4,287 US\$

kWh cost=0.0646US\$, 20 kV フィーダー工事費 = 16,450 US\$/km, 年経費率 10%とした。

付録 7-7 (2) 各ケースの系統図



付録 7-8 変圧器容量と低圧線の損失の関係

- A² : エリア面積 (m²)
 - D : 需要密度 (kW/m²)
 - C : 変圧器それぞれの容量 (kVA)
 - P : それぞれの低圧線の負荷 (kW)
 - cos φ : 力率
- $$P = \sqrt{3}VI \cos \phi$$

考察しているエリアの変圧器数はエリアの需要を C cos φ で割ったもので計算される。

$$N = DA^2 / (C \cos \phi)$$

変圧器 1 台あたりの線路数は

$$F = (C \cos \phi) / P$$

したがって、低圧線の合計数は

$$NF = DA^2 / P$$

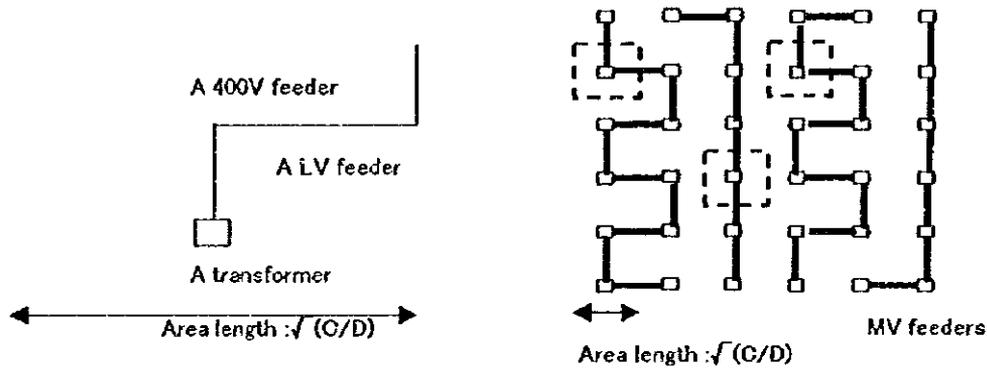
変圧器 1 台あたりのエリア面積は

$$= A^2 / N$$

$$= C \cos \phi / D \text{ (m}^2\text{)}$$

それぞれの低圧線は枝線を除いて変圧器 1 台あたりのエリア面積に従い、次の長さを持つ。

$$L = \sqrt{(C \cos \phi / D)}$$



ゆえに、変圧器 1 台あたりの線路長は

$$FL = F \sqrt{(C \cos \phi / D)}$$

線路の全長は

$$NF \sqrt{(C \cos \phi / D)}$$

負荷は一樣に分布していると仮定すると最終的に、低圧線の損失に関して次のような結論を得る。

損失の合計

$$= 3(1/3) \Omega NF \sqrt{(C \cos \phi / D)} I^2$$

$$= \Omega (DA^2 / P) \sqrt{(C \cos \phi / D)} I^2$$

$$\boxed{\text{損失率} = \Omega (I/V) \sqrt{(C/D)} \sqrt{(3 \cos \phi)}}$$

付録 7-9 簡易データベースシステムの概要

1. 初期設定

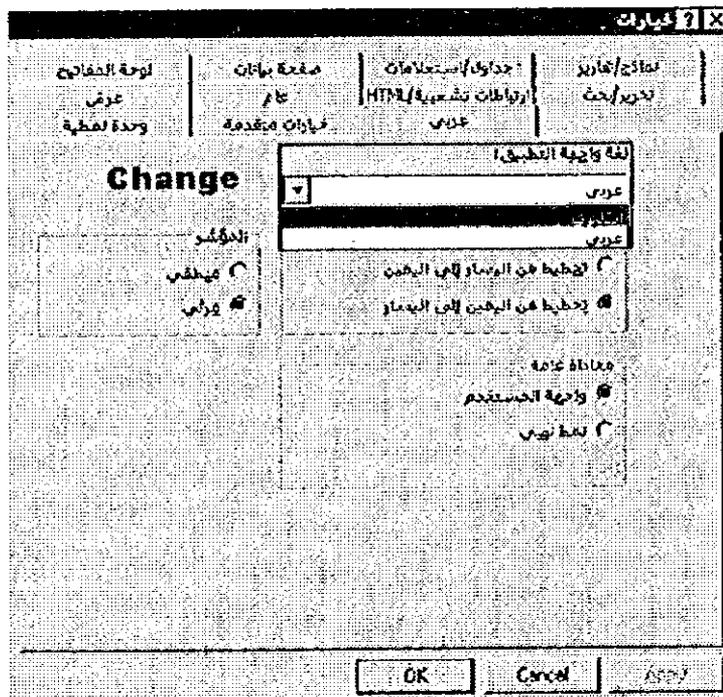
ソフトを正しく動作させるために以下の設定を確認すること。

(1) マイクロソフトアクセスの設定

本ソフトの作成は英語版のマイクロソフト「アクセス 97」を使用しているため、アラビック版で正しく動作させるためには画面表示の変更が必要である。(文字の表示方向を右から左へ変更)

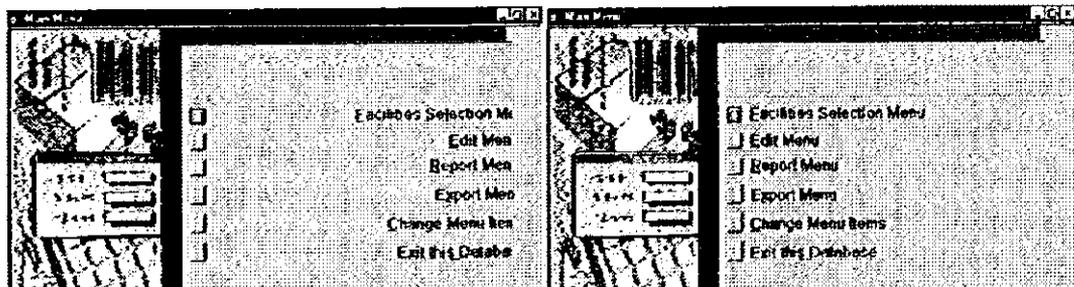
変更方法:

ツール - オプション - アラビックタブ -> アラビック -> 英語に変更。



- 設定変更前(アラビック)

- 設定変更後(英語)



(2) ブラウザの設定

ヘルプファイルを開くために必要となるブラウザは、インターネットエクスプローラー4.01以上とする。他のブラウザやバージョンでは正しく動作しないことがある。

インターネットエクスプローラーで以下の設定を確認すること。

表示 - インターネットオプション - 詳細設定 -> 画像の表示にチェック。

表示 - インターネットオプション - セキュリティ -> JAVA スクリプトを有効にチェック。

(インターネットエクスプローラーのバージョンにより設定方法は多少異なる)

2. 動作環境

以下のOSとアプリケーションが動作するパーソナルコンピュータが必要。

マイクロソフト Windows95、Windows98、WindowsNT4.0

マイクロソフトアクセス97

3. 操作画面の説明

(1) メインメニュー

データベースシステムのメインメニューは表 A7.9-1 に示すとおり構成されている。

表 A7.9-1 メインメニューの項目

メニュー項目	内容
設備選択メニュー	設備情報を入力する
編集メニュー	設備項目の編集
レポートメニュー	印刷形式でデータを表示
エクスポートメニュー	エクセルへデータをエクスポート
メニューの編集	メニュー項目の設定
データベース終了	アクセス終了

まずデータベースシステムのファイルを立ち上げると自動的に図 A7.9-1 のようにメインメニューが表示される。

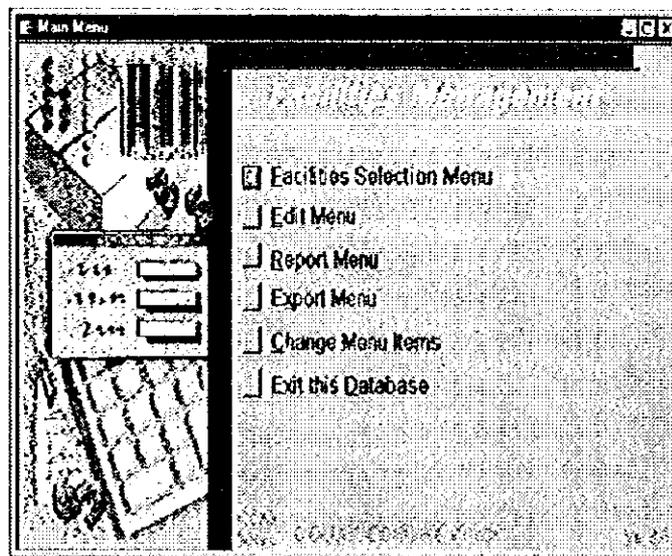


図 A7.9-1 システムの起動画面(メインメニュー)

メニュー操作は、メニュー項目をマウスでクリックするか、あるいはアンダーラインの引いてあるアルファベットをキーボードから入力すると次のメニュー画面に移動する。

データを入力する場合は、設備選択メニューから入力したい設備を選び、各設備毎の管理項目についてデータを入力する。定型的なデータ項目については、ドロップダウンリストから選択する方式となっているので、あらかじめデータの設定が必要となる。その場合には、編集メニューによりドロップダウンリストを設定する。ここで注意することは、新規のデータは必ず一番下の行に追加する必要がある。リストの途中にデータを入力すると、データが置き換わってしまうためである。従って、データの入力を始める前に最初に編集メニューからデータ項目を設定する作業が必要となる。

レポートメニューは、印刷するためのメニューであり、分類に従ったレコード間の集計処理が設定できる。定型的な打ち出しなどは、ここで設定しておけばいつでもデータを出力することができる。

エクスポートメニューは、エクセルにデータを変換するメニューである。データを自由に加工したり編集する場合にはエクセルを使用した方が便利であるため、簡単にエクセルへのデータを変換するメニューを設定した。

メニュー項目の変更は、新規にメニューを追加したり変更したい場合に使用する。1画面には8個までメニュー項目を設定することができる。今後メニューを拡張する場合に使用すること。

(2) 設備選択メニュー

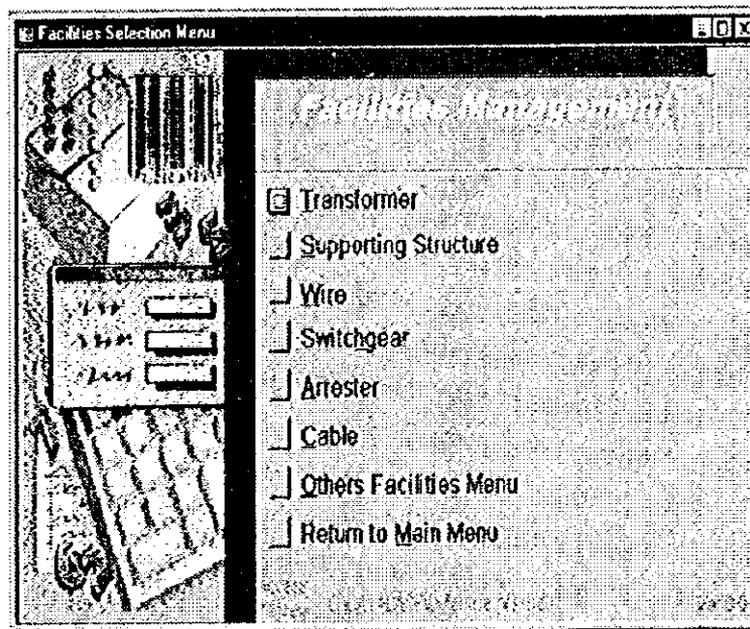


図 A7.9-2 設備選択メニュー(メイン画面)

設備選択メニューは、データ入力する設備を選ぶメニューであり、メニュー画面は 2 画面で構成されている。ここに表示されていない設備は他の設備メニューをクリックすると画面が移動する。各設備をクリックすると、それぞれの設備入力フォームが表示される。

表 A7.9-2 変圧器メニュー

項目	内容
変圧器メインメニュー	基本情報
維持管理メニュー	維持管理記録、設備履歴
負荷管理メニュー	負荷管理データ

変圧器メニューは、3 画面から構成されており、メインメニューの変圧器を基準として維持管理・負荷管理データとリンクしている。これにより変圧器の設備情報を一元管理することができる。

図 A7.9-3 変圧器メインメニュー(入力フォーム)

変圧器のメインメニューを図 A7.9-3 に示す。この入力フォームは、上部が変圧器室のデータ、下部が変圧器単体のデータで構成されている。この中で入力必須項目は、配電会社名、イマージェンシーオフィス名、設備番号となっている。今までの管理では、名前による管理がされていたが、今後は設備番号による管理としていく必要がある。

入力フォームで下三角矢印のついている箇所はドロップダウンリストが設定されている項目である(図 A7.9-4 参照)。画面の下に配置されているボタンをクリックすると、それぞれ新規レコード、維持管理、負荷管理の画面へと移動する。

Transformer Station

Company [RURAL] Em Code [AF]

Name [RURAL]

Installer Type [Ground Mounted Type(5m*6m)]

図 A7.9.4 ドロップダウンリスト

Transformer Maintenance Menu

Maintenance Data

Tr ID [1] Company [RURAL] Em Code [CI]

Facility No [1] Name [Afeef]

Maintenance Data

Maintenance Date	Content of Maintenance	Maintenance Result	MT-E(MOhm)	LT-E(MOhm)	MT-LT(W)
1994/12/01	Periodic Inspection	Good			
1994/05/01	Periodic Inspection	Good			

Record: 11 of 3

Record: 11 of 3

図 A7.9.5 維持管理画面(入力フォーム)

変圧器のメインメニューから維持管理ボタンを押すと、図 A7.9.5 が表示される。維持管理情報を入力するフォームであり、点検、絶縁抵抗値などの設備履歴を記録することができる。維持管理フォームはメインの変圧器情報とリレーションシップが取られており、フィルターを掛けて表示している。これは誤入力防止のため敢えてフィルターによりロックを掛け表示させている。例を挙げると、イマージェンシーオフィスコード CI の 1 番という変圧器のメイン画面から、維持管理ボタンをクリックして維持管理情報の入力や表示が可能である。他の変圧器の維持管理情報を入力する場合には、メイン画面に戻り 2 番を表示させて同じく維持管理ボタンをクリックして 2 番の維持管理情報を表示させる必要がある。

次に変圧器のメイン画面から負荷管理ボタンをクリックすると、図 A7.9.6 が表示される。この負荷管理情報では、各相毎の負荷電流を管理することができる。この負荷データを有効活用するため、必ず測定日と測定時間を入力するように必須項目として設定してある。右側の電流合計と稼働率については、自動計算となっておりアルタイムに計算される。

変圧器については、今までのシリアで管理されていたものを基準としてデータベースを構築したが、変圧器以外の配電設備については、データ整備されていない状況である。そこで変圧器と同じくイマージェンシーオフィスを基準としてブロック番号というものを設定した。このブロック番号は先程の変圧器と同じ分類であるが、データベース化に適するよう 4 桁の数字として設定したものである。ブロック番号を設定した地域にある全ての支持物に対して、番号を振り出す必要がある。

Load of Transformer					Close		
Feeders Data		Company	CITY	Em Code	AF	Facility No	1
MI(A)	Measurement Date	1994/10/01		Name	Ajeef	Tr No	1
LT(V)	Measurement Time	14:00					
Feeder	Cross section	R(A)	S(A)	T(A)			
F1	Cu120	100	90	80			
F2	Cu120	120	110	130			
F3							
F4							
F5							
F6							
F7							
F8							
F9							
F10							
F11							
F12							
New Record							
Record: 1/1		1 of 1		Record: 1/1		1 of 1	

Total Current (A)

Total R: 220

Total S: 200

Total T: 210

Operation Ratio (%)

Op Ratio R(%): 24.1

Op Ratio S(%): 21.9

Op Ratio T(%): 23.0

Max Op Ratio(%): 24.1

図 A7.9-6 負荷管理画面(入力フォーム)

Facilities Management Supporting Structure					
Company	CITY	Block No:	0101	Facility No	1
Name		Ajeef			
Type	Iron Tower	Form	10000		
Length(m)	15	Strength(N)	10000		
Production Year/Month	1997/10	Production Maker	Syna		
Installation Year/Month	1998/01				
Remarks					
New Record					
Record: 1/1		1 of 1			

図 A7.9-7 支持物管理画面(入力フォーム)

支持物の種類(TYPE)については、鉄塔、コンクリート柱、木柱の区別を確定すると、アンダーライン項目(型式、長さ、強度)が自動的に入力されるようになっている。

図 A7.9-8 は電線の設備管理画面であるが、前述のように支持物の番号を基準として他の設備を管理していく。但し、電線の場合には多少異なり、自己柱と相手柱から電線を特定する。図の例では、ブロック番号 0101 の支持物 1 と 2 の間に張られている電線は AL120AS-3 条で 35m 施設されていることがわかる。このように他の設

備(開閉器、避雷器、特殊機器)でも同様に支持物を基準として管理されるように設定されている。

図 A7.9-8 電線管理画面(入力フォーム)

図 A7.9-9 ケーブル管理画面(入力フォーム)

図 A7.9-9 は地中設備であるケーブルの管理画面である。今までの架空設備との違いは各機器を基準として管理することである。電線の場合と同様に区間を特定するように管理する。

図の例ではブロック番号 0101 の 1 番の変電所とブロック番号 0101 の 2 番の鉄塔の間に布設されているケーブル標識 01 の 1 番のケーブルであることがわかる。この画面からは維持管理ボタンをクリックすることにより、別画面でケーブルの点検・履歴を管理することができる。

Cable Maintenance Menu

Cable Maintenance Data

No.1 Facility		No.2 Facility		Cable ID
Company	CITY	Company	CITY	1
Block No	0101	Block No	0101	
Facility No	1	Facility No	2	
Facility Name	Substation	Facility Name	Iron Tower	
Cable Sign	1	Cable No	1	

Maintenance Date	Content of Maintenance	Maintenance Result	Next Inspection Scht
1998/05/10	Periodic Inspection	Good	2001

Record: 1(1) / 2(1) of 2

Record: 1(1) / 1(1) of 1 (Total)

図 A7.9-10 ケーブルの維持管理画面(入力フォーム)

図 A7.9-10 のケーブル維持管理では、点検結果や次回点検日などの項目を管理することができる。

設備管理の入力画面を中心に説明したが、他のメニューについてはデータベースファイルに添付されているヘルプファイルを参照されたい。

第 8 章

配電網改良計画

第 8 章 配電網改良計画

8.1 66 kV 設備

8.1.1 新変電所の建設

ダマスカス市および郊外の両配電会社からの要求により、PEDEEE によって 2010 年までに調査対象地域に建設が予定されている全ての 66/20 kV 変電所について、4.2.3 節で作成した各既設変電所と新設変電所のピーク電力予測値を参考として、その変電所の必要性につき詳細に検討した。その検討の結果、PEDEEE が計画している変電所はすべて将来の 66 kV 系統の構成に必要であり、これらの開発計画は適切であることが判明した。

上記の PEDEEE が既に計画中の変電所の他に、調査団はダマスカス市内の Ersal に新変電所を建設することを提案する。すなわち、4.2 節で述べた需要予測結果によると、ダマスカス市の中心部に位置する Ersal 変電所のピーク電力は非常に高い伸び率で将来も増加するが、周辺には Ersal 変電所の負荷を引き受けられる新設変電所の計画がない。この地区の 2003 年のピーク電力は 60 MW、2010 年には 100 MW に達すると見られる。Ersal 変電所はダマスカス市の繁華街の中心に位置しており、その開閉機器装置と 2 台の変圧器 (2 x 20 MVA) は、既存の建屋内に納められており、現在の場所には機器の増設のスペースはない。この変電所の変圧器容量を既設 20 MVA から 30 MVA に増容量する計画はあるが、2003 年のピーク電力には対応しきれない。Ersal 変電所の供給エリア内に新規変電所の用地を取得することは困難であるため、調査団は Ersal 変電所に隣接したダマスカス市配電会社の本社ビルの再開発によって、新変電所をこの用地内に建設することを提言する。新変電所の場所は新ビルの地下とし、将来の増設も考慮し 4 台の変圧器と GIS タイプの開閉機器の据付けスペースを有する必要がある。新変電所 (第 1 段階として 3 x 40 MVA) の建設は 2002 年までに完成する必要がある。

地下スペースや狭い場所への据付け用として、ガス絶縁開閉装置 (GIS) や 20 kV 用コンパクト開閉器盤の適用を提言する。更に、主変圧器は、3 つの主要コンポーネント、すなわち本体 (機器ルーム)、冷却装置、冷却塔 (屋上) に分けて設置する。詳細については、現地の状況に合わせて検討を必要とする。

都市の中心部では、公園や大きな新ビルディングの地下の利用も、GIS 変電所の採用とともに検討に値する。東京では、公園の地下利用の例があり、都市の中心部ではほとんどの変電所がプライベート・ビルディングの地下に設置されている。電力会社は地下スペースの利用の為、適当な賃貸料を支払っている。東京での最大の地下変電所として 500 kV 変電所が現在建設中であり、275/154/66 kV 変電所は多数存在している。

2010 年までに建設必要な変電所は、以下の表に示す通りである。

表8.1-1 計画中および建設が必要な新変電所

時期	2002年まで	2003-2005	2006-2010
230/66 kV 変電所	Mazzrha Zahera	-	Baramekha Al Faihaa Saiedeh Zanab
66/20 kV 変電所	以下の13変電所 Kafersuseh Harash Khan Al Shih Barzeh Zablatani Ibn Al Nafis Jalaa Hesh Blas Sheik Hassan Qscor Jaramana Al Feigha New Ersal	以下の3変電所 Yalda Jededat Artouz Bludan	以下の8変電所 Al Tal Yabroud Harasta Nashabieh Meleha Kudscia 1 Kudscia 2 Darca

新設変電所を系統に接続する 66 kV 送電線および変電所の建設に応じて整備されるべき 66 kV 送電網も、計画に含む必要がある。

8.1.2 変圧器容量の増強

ダマスカス市および郊外地区の各変電所の変圧器容量増強は、新変電所を含む変電所毎のピーク電力(それぞれ独立したピーク)をもとに、N-1 基準をベースとして表 8.1-2 に示すスケジュールにより進める。その概要を表 8.1-3 に示す。

表8.1-3 変圧器購入計画の概要 (単位:台)

時期	2002年まで	2003-2005	2006-2010
変圧器 50 MVA	-	6	2
変圧器 40 MVA	5	-	9
変圧器 30 MVA	15	3	10
変圧器 20 MVA	1	-	-

提案した容量増強計画は、ダマスカス郊外地区の Al Matar 変電所において空港への専用電源供給用変圧器(2 x 5 MVA)を、また Adra 1にて給水設備専用電源供給用変圧器(1 x 20 MVA)を、現状のまま維持する事を考慮の上策定した。しかし、これらの地区は、将来増加する電力需要に対応するため、新規変電所を建設することも今後検討していく必要がある。

全ての新規変圧器は単器容量 30 MVA、40 MVA または 50 MVA とし、郊外地区に必要な小容量の変圧器には、既設変電所から取外した 20 MVA または 10 MVA の変圧器を利用する。

変圧器追加の場合は、その変圧器用の開閉機器の据付けも設計とコストの面で検討する必要がある。

8.1.3 20 kV開閉器盤および遮断器の取替え

20 kV 遮断器および開閉機器キュービクルの取替えスケジュールの詳細は表 8.1-4 に示す通りであり、その概要を表 8.1-5 に示す。

表8.1-5 20 kV開閉機器キュービクルの取替えの概要

時 期	2002年まで	2003-2005	2006-2010
20 kV 遮断器の交換	合計 155 台	合計 117 台	-
20 kV 開閉機器キュービクルの取替え (20 kV 遮断器を含む)	以下の 2 変電所 Ashmar Thawra	以下の 5 変電所 Mazzrha Bab Sharki Nebek Al Hameh Al Matar	以下の 10 変電所 Al Hajar Al Aswad Al Jamha Dummer Sydanaya Zabadani Fursan Izaa Kisweh Al Maarad Al Faihaa

8.1.4 66 kV送電システムの増強

2000年、2005年および2010年の潮流解析の結果から、66 kV 系統には新規送電線を追加し、また電線をより大きなサイズに変更するなど増強の必要がある。各年毎の増強計画を以下に示す。

(1) 2000年までの系統拡張計画

第 7.4.2 節にて述べた単一故障基準(N-1 基準)では、2000年には 66 kV 送電線の過負荷が現れる。しかし、この過負荷は、MazzrhaとZaheraの2ヶ所の230/66 kV 変電所の完成で解決する。この2ヶ所の変電所建設の契約は現在 PEEGT により審査中であり、2002年の完成が期待されている。従って、2000年までは関連個所の系統の増強をせずに、多少信頼度が落ちるものの、それら230/66 kV 変電所の完成を待つこととする。

(2) 2002年までの系統拡張計画

N-1 基準による信頼度を確保するため、以下の補強および新設が必要である。

- (a) Zahera 変電所の建設に伴い、Shekh Hassan, Dawal Al Matar および Bab Sharki 変電所との連系のため Cu630 mm²の地中ケーブル送電線を、Al Ashmar 変電所との連系のため Cu300 mm²の地中ケーブル送電線を追加する。また、Al Hajar Al Aswad 変電所との連系のため架空送電線を追加する。
- (b) 予定されている新規変電所の建設に伴う 66 kV 送電線の新設。

(3) 2005年までの系統拡張計画

N-1基準による信頼度を確保するため、以下の補強および新設が必要である。

- (a) Midan 2 - Al Hajar Al Aswad 間の地中ケーブル送電線を、より大きな送電容量のケーブルに変える。Cu 630 mm²の地中ケーブル線を提言する。
- (b) Mazzrha 230 kV 変電所の完成に伴い、Mazzrha - Ersal 間の地中ケーブル線を追加する。ケーブルサイズは Cu 630 mm²とする。
- (c) Adra 2 - Kotaifa - Sydanaya 区間に送電容量の増強のため、2回線目を追加する。
- (d) Adra 2 - Adra 1 区間と Qaboon 2 - Duma 区間に2回線目を追加する。
- (e) Kisweh - Al Maarad 区間に送電容量の増強のため2回線目を追加する。
- (f) 予定されている新規変電所の建設に伴う66 kV送電線の新設。

(4) 2010年までの系統拡張計画

需要家への電力の安定的供給を確保するため、以下の66 kV系統に対する増強を行う。

- (a) Mazzrha - Thawra 間の地中ケーブル線(Cu 300 mm²)を Cu 630 mm²に変更する。
- (b) Kotaifa - Nabek 区間に送電容量の増強のため2回線目を追加する。
- (c) Dimas - Switching Station 区間に送電容量の増強のため2回線目を追加する。
- (d) Saiedeh Zinab 変電所の建設に伴い、66 kV系統との連系のため Al Maarad - Saiedeh Zinab - Yalda 区間の架空送電線をより大きな導体(400 mm² or 550 mm²)に変更し、送電容量の増加を図る。
- (e) Baramekha 変電所の建設に伴い、66 kV系統との連系のため Midan 1 - Baramekha - Ersal 区間に地中ケーブル送電線(Cu630 mm²)を追加する。
- (f) 予定されている新規変電所の建設に伴う66 kV送電線の新設。

8.1.5 キャパシタの設置

調査対象地域の66 kV系統の潮流解析の結果から、変電所の母線電圧を許容範囲におさえるため、下表に示すようにキャパシタの設置が必要である。キャパシタは66/20 kV変電所の20 kV母線に設置する。

表8.1-6 キャパシタの設置

(単位: MVar)

	2002年まで	2005	2010
必要キャパシタの容量	385	585	755
既存キャパシタの容量	35	-	-
PEDEEEにより現在設置中	175	-	-
新変電所の建設に含まれるもの	110	30	70
追加として必要なキャパシタの容量	65	170	100

注: PEDEEEは今後新変電所の建設の際には、各変電所毎に10 MVarのキャパシタを含むこととしている。

8.1.6 66 kV遮断器の取替え

調査対象地域の全変電所の 66 kV 母線の短絡故障電流を、7.4.1 節に述べたように計算した。変電所の設備基準で提言しているように、今後購入する全ての 66 kV 遮断器は 31.5 kA の定格遮断容量を持つものとする。既設の遮断器については、それぞれの変電所における短絡電流の計算結果と定格遮断電流とを比較し、短絡電流のほうが大きい場合は大きい遮断能力を持つ遮断器と交換する。取外した 66 kV 遮断器は、短絡電流の小さい郊外の変電所に再利用する。取替えスケジュールの概要を表 8.1-7 に示す。

表8.1-7 66 kV遮断器の取替えの概要

時 期	2002 年まで	2003 - 2005	2006 - 2010
66 kV 遮断器の交換	合計 24 台 以下の 3 変電所 Mazzrha Amaween Midan 1	合計 30 台 以下の 4 変電所 Mazze Qaboon 2 Al Hajer Al Aswad Fursan	合計 11 台 以下の 2 変電所 Adra 2 Al Hameh

ここまで述べた 2002 年、2005 年および 2010 年までに実施されるべき改良計画のサブプロジェクトをそれぞれ付録 8-1 (1)、付録 8-1 (2) および付録 8-1 (3) に示す。また、ダマスカス市内および郊外の改良計画位置図をそれぞれ図 8.1-1 および図 8.1-2 に、各年度における計画系統図をそれぞれ図 8.1-3、図 8.1-4 および図 8.1-5 に示す。

8.1.7 230/66 kV変圧器の容量

7.4 節で述べたように潮流解析の結果により、230/66 kV 変電所の 230/66 kV 変圧器のピーク時の負荷は下表のように変化する。

表8.1-8 230/66 kV変圧器のピーク時の負荷

230/66 kV 変電所	既存/計画中 設備容量 (Nos. x MVA)	既存/計画中 合計容量 (MVA)	2000年 (MVA)	2005年 (MVA)	2010年 (MVA)
Adra 2	2x125+1x80	330	263	345	331
Qaboon 2	3 x 70	210	221	206	172
Dummar	2 x 80	160	167	120	208
Dimas	2 x 125	250	135	165	218
Fursan	2 x 125	250	107	144	171
Midan 2	3x70+1x80	290	250	180	216
Kisweh	2 x 125	250	156	170	193
Mazzrha	3 x 125	375		230	315
Zahera	3 x 125	375		215	206
Baramekha	2 x 125	250			148
Al Faihaa	2 x 125	250			166
Sajedeh Zanab	2 x 125	250			150

Adra 2、Qaboon 2 および Dummar の 3 変電所を除く全ての変電所の負荷は、2010 年までの間設備容量の範囲内にある。この 3 変電所に対する調査団の見解は以下の通りである。

- (a) Adra 2 : 2000年のピーク負荷は263 MVAであり、2010年には331 MVAまで増加するため、80 MVAの変圧器を125 MVAに交換する。合計設備容量は3x125 MVA (375 MVA)となる。
- (b) Qaboon 2 : ピーク負荷は2000年には221 MVAに増加するが、2005年には206 MVAに、更に2010年には172 MVAに減少する。2000年の過負荷は、MazzrhaとZahera 2ヶ所の230/66 kV変電所の完成で解消する。従って、変圧器容量の増加は必要ない。
- (c) Dummar : 2000年のピーク負荷は、定格の160 MVAをわずかに上回る167 MVAである。2005年に120 MVAに減少した後、ピーク負荷は2010年に208 MVAまで増加する。2010年までに3台目の80 MVA変圧器の追加が必要である(合計240 MVA)。2000年の過負荷は負荷を他の変電所にシフトすることで解決でき、最終的にはMazzrha変電所の完成により解消する。

変圧器の容量増加を以上の方法で実施することを提言する。この対策は PEEGT の責任によって実施される。

8.2 20 kV 設備

8.2.1 20 kV 幹線の新設および増強

(1) 20 kV 幹線の新設

急増する電力需要に対応するために、20 kV 幹線の新設は計画的に推進する必要がある。第 7.6 節で述べたように、供給信頼度向上の面から、事故時等での他フィーダーへの連系を可能にするため、幹線の線種を架空線は 120AS、地中線は 185AL の標準サイズを統一して採用し、そのピーク時における稼働率は定格電流の 50%以内、すなわち 160 A 以内とすべきである。

調査対象地域の 20 kV 幹線の新設計画を作成するにあたって、調査対象地域内にある全ての 20 kV フィーダーを詳細に検討することは物理的に不可能である。そこで、2010 年までの 20 kV 幹線新設の工事を以下に述べる方法で見積もった。

ダマスカス市配電会社

ダマスカス市内地域では、ほとんどの 20 kV フィーダーは地中ケーブルであり、開ループ系統を構成しているため、全ての 20 kV フィーダーは幹線とみなすことができる。20 kV 幹線新設計画の策定のために、第 5 章の表 5.3-5 で示した既設フィーダーのピーク電流値のデータと電力需要予測をもとに、幹線新設を考慮しない場合の調査対象期間の各フィーダーのピーク電流値を予測した。その結果は表 8.2-1 に示すように、全フィーダー299本の内2010年のピーク電流がケーブルの標準定格電流の50%すなわち160 Aを

超えるフィーダーは 101 本、その内 2 本は 320 A を超える。従って、この 160 A を超えるフィーダーについては、各年度毎にその負荷を分担するためその近隣に新規フィーダーの新設が必要となり、その本数は約 110 本と推定される。

表 8.2-1 20 kV フィーダーの予測送出しピーク電流分布 (ダマスカス市)

送出しピーク電流値	(単位:フィーダー数)			
	1997	2000	2005	2010
320 A 以上	0	0	1	2
260 A - 320 A	0	0	0	16
160 A - 260 A	2	9	39	83
131 A - 160 A	16	22	40	30
101 A - 130 A	22	59	43	52
1 A - 101 A	259	209	176	116

ダマスカス郊外配電会社

改良計画を詳細に検討するために、表 8.2-2 に示されている 34 本の 20 kV フィーダーを選定した。2005 年および 2010 年の予想電力需要を安定的に配電するために、選定されたそれぞれの 20 kV フィーダーについての詳細な改良計画を検討した。図 8.2-2 (1)~(4)は、選定された 34 本の 20 kV フィーダーの具体的な改良計画である。この図に示すように、需要の増加に対応して切り替えのつかなくなったフィーダー群を救済するために新規フィーダーを新設する事とし、34 本のサンプルフィーダーについては 2010 年までに 22 本の新設フィーダーが必要になる事が判明した。ダマスカス郊外の他のフィーダーについても、これらのサンプルフィーダーと同様な割合で新設フィーダーが必要になると仮定し、「需要比」に応じて 20 kV 系統全体の new フィーダーの本数を推定した。その結果、2010 年までに約 100 本の新設フィーダーが見込まれる。なお、図 8.2-1 にもあるように、需要の伸びと共に幹線を他のフィーダーと接続する必要もあり、この接続線の本数も同様な方法でダマスカス郊外地区全体の 20 kV 系統に展開し、必要本数を求めた。

新設に必要な機器・材料の合計数量を算出するために、改良計画によって建設する平均的な 20 kV 幹線を表 8.2-3 のように仮定した。

表 8.2-3 平均的な新設 20 kV 幹線と接続線の構成

地域	幹線の new	接続線の new
ダマスカス市内	C185AL 2 km	
ダマスカス郊外	120AS 3 km, C185AL 0.5 km, OC185AL 0.1 km	120AS 2 km

また、変圧器引込み用のフィーダー new については、第 8.3 節に示す変圧器 new 設置量をベースに、変圧器 1 台当たりの引込線の長さを以下のように仮定して算定した。

表 8.2-4 平均的な変圧器引込線の長さ

地域	引込線の new
ダマスカス市	地中ケーブル C185AL、1 台あたり 10 m
ダマスカス郊外地域	架空配電線、1 台あたり 0.2 km

以上の検討結果から、調査対象地域における 20 kV 系統での幹線および接続線の new と変圧器設置

に伴う引込線の必要数量は表 8.2-5 に示す通り判明した。各年度毎の必要数量は、個別の検討が不可能なため、2010 年までの必要数量を年度毎に平均して割り振った。

表 8.2-5 20 kV 幹線の新設計画および工事量 (単位:km)

件名		2000-2002	2003-2005	2006-2010	合計
ダマスカス市	20 kV 地中配電線新設 185AL	60	60	100	220
	20 kV 地中配電線新設 185AL (変圧器設置対応引込み線)	4	4	8	16
ダマスカス郊外	20 kV 架空配電線新設 120AS	77	77	208	362
	20 kV 地中配電線新設 185AL	13	13	32	57
	20 kV 架空ケーブル配電線新設 185AL	3	3	6	12
	20 kV 架空配電線引込み線新設 (変圧器設置対応)	140	140	200	480
合計		297	297	554	1,147

(2) 20 kV 幹線の増強

第 7.6 節で述べた通り、20 kV 幹線の増強工事は系統信頼度の向上のために各年の需要増に対応して必要となる。

ダマスカス市における 20 kV 地中フィーダーについては、ケーブルサイズが 185 mm² 以下のフィーダーが増強工事の対象となる。全フィーダーの詳細な線種、区間ごとのフィーダー長などのデータが収集不可能であったが、部分的に入手した全体の約 5% にあたる合計 111 km のケーブルのデータを分析したところ、市内地域全体の 20 kV 地中配電線のうち約 70% 程度が 185 mm² 以下のケーブルを使用している。フィーダーの増強および新設を考慮しない場合の 2010 年におけるフィーダーのピーク電流は表 8.2-1 に示す通りであり、2010 年に 120 mm² (185mm² 以下のサイズ) の定格電流の 50% である 130 A を超えるフィーダー数は 299 本中 131 本と全体の約 45% であった。従って、2010 年までに補強されるべきフィーダーは、ケーブルサイズが 185 mm² 以下のフィーダー数の 45% 程度であると推定され、その直長は合計約 600 km である。その残りのフィーダーは 2010 年までに増強の必要はない。ダマスカス市内地域の 20 kV 配電線の増強工事は、この 2010 年までの必要量を各年度にほぼ平均して進めていくものとした。

ダマスカス郊外については、前述の (1)20 kV 幹線の新設の項で述べた通り、34 本のサンプルフィーダーについての 20 kV 幹線改良計画を図 8.2-1 (1)~(4) に示すように作成し、その中の増強計画の必要数量に基づき郊外地域全体の必要数量を算定した。

各配電会社の 20k V 幹線の増強計画の工事量は下表に示す通りである。

表 8.2-6 20 kV 幹線の増強計画および工事量 (単位:km)

件名		2000-2002	2003-2005	2006-2010	合計
ダマスカス市	20 kV 地中配電線増強	164	164	272	600
	20 kV 架空配電線増強 120AS	229	229	278	736
	20 kV 地中配電線増強 185AL	35	35	10	80
ダマスカス郊外	20 kV 架空ケーブル配電線増強 185AL	15	15	7	37
合計		443	443	567	1453

8.2.2 老朽化した油含浸ケーブルの取替

老朽化している 20 kV 油含浸ケーブルは、XLPE ケーブルに早急に取替える必要がある。そのため、ダマスカス市内および郊外両配電会社ともすべての 20 kV 油含浸ケーブルを 2002 年までに取替え完了するよう計画した。各配電会社の必要工事量は、表 8.2-7 に示す通りである。

表 8.2-7 老朽化した油含浸ケーブルの取替工事量 (単位:km)

件名		2000-2002	2003-2005	2006-2010	合計
ダマスカス市	20 kV 地中配電線オイルレス化185AL	173.7	0	0	173.7
ダマスカス郊外	20 kV 地中配電線オイルレス化185AL	33.6	0	0	33.6

8.2.3 区分開閉器の設置

第7章 7.6.1 節で述べたようにシステムの信頼度を向上させるため、20 kV 系統に多分割多連系 1 回線の系統構成を適用する。そのため、20 kV 幹線には事故点捜査機能付きの区分開閉器と線路末端の負荷開閉器を設置する。

表 8.2-8 は、ピーク電流値別の既設フィーダー数と既設フィーダーに必要な区分開閉器および線路末端の負荷開閉器の数を示したものである。

表8.2-8 既設フィーダー数と設置すべき区分開閉器数 (単位:台)

引出点でのピーク電流値	ダマスカス市	ダマスカス郊外	合計数	事故点捜査型開閉器	線路末端負荷開閉器
161 A 以上	1	12	13	39	6
101 A - 160 A	39	48	87	261	44
51 A - 100 A	124	54	178	356	89
1 A - 50 A	134	93	227	-	-
不明	0	3	3	-	-
合計	298	210	508	656	139

上表は、既設 20 kV 幹線にのみ設置する開閉器の数を示している。区分開閉器および線路末端負荷開閉器の必要数量は需要の伸びとともに増加すると考えられる。2000 年から 2010 年までに必要な区分開閉器および線路末端負荷開閉器の数量は、上記の既設システムに必要な数量を参考にして推定し、さらにそれを需要増に比例して増加させて算出した。事故点捜査機能付き区分開閉器および負荷開閉器の設置数量は下表の通りである。

表8.2-9 20 kV 幹線の区分開閉器設置計画および工事量 (単位:台)

件名		2000-2002	2003-2005	2006-2010	合計
ダマスカス市	自動真空開閉器	283	283	204	770
	末端負荷開閉器	63	63	45	171
ダマスカス郊外	自動真空開閉器	262	262	248	772
	末端負荷開閉器	52	52	49	153

自動真空開閉器は、その補助装置としての 20 kV 事故点捜査装置および電源用 20 kV/100 V 変圧器と共に、1 本の 20 kV フィーダーの幹線を区分する位置に取付ける。取付け位置は、第7章 7.6.2(h)で述べ

たように、おおむね50A程度の負荷ごとに幹線を区分するように取付ける。具体的な設置形態については、付録7-3「3.4 開閉器」の項を、また事故区間の捜査方法の詳細については第9.3節を参照願う。更に、各変電所の20kVフィーダーの引出し点には、事故区間表示器を取付ける。事故発生時に、開いた真空開閉器の順番を示すもので、各フィーダーごとに1台設置する。フィーダーの末端には負荷開閉器を取付け、他フィーダーとの速やかな連系を可能にする。

8.3 低圧配電設備

8.3.1 20/0.4kV変圧器の設置

第7.7.2節で述べたように、各年の需要増に対応して20/0.4kV変圧器の設置が必要となる。設置する変圧器単器容量は既設よりも容量を大きくすることはせず、同容量の変圧器を適用する。第13.3節で述べるとおり、ケース・スタディの為に選定したサンプルシステムの現状の需要密度を考慮した場合、既設の変圧器単器容量は適当なものと判断され、また需要密度が現状の倍程度になった場合でも同容量の変圧器を新規に導入するほうが経済的であることから、既設変圧器と同容量の変圧器の適用は妥当と考えられる。

以上のような条件を踏まえて、ダマスカス市および郊外の2010年までに必要な20/0.4kV変圧器の設置数を以下のように算出した。

ダマスカス市内については、サンプルとして全体の約12%にあたる20/0.4kV変圧器のデータを収集し、変圧器の設置数と各変圧器容量毎の1998年におけるピーク時の変圧器稼働率を算定した。ダマスカス郊外については、全体の約8割にあたる38ヶ所のイメージンシー・オフィス内にある変圧器データを入力し、同様に変圧器設置数と各変圧器毎の1998年におけるピーク稼働率を算定した。ダマスカス市および郊外のサンプル地域における変圧器の数と容量別稼働率をそれぞれ表8.3-1と表8.3-2に示す。

調査対象期間における各変圧器のピーク負荷は、それぞれの地域全体のピーク負荷と同じ伸び率で増加すると仮定し、2002年、2005年および2010年におけるピーク時の稼働率を算定した。この結果から、稼働率100%を超過した変圧器については同容量の変圧器の増設により対応することとし、サンプル地域における変圧器の必要数を算出した。ダマスカス市および郊外のサンプル地域における変圧器の必要設置数を、それぞれ表8.3-3と表8.3-4に示す。

表8.3-1 サンプル地域の変圧器台数とピーク時の稼働率(ダマスカス市、1998年) (単位:台)

ピーク時 稼働率	20/0.4kV変圧器容量 (kVA)								合計	占有率
	200	250	315	350	400	630	1000	1600		
0-19%					4	2	1		7	3%
20-39%	4				3	13	2		22	11%
40-59%		1		1	6	21	4	2	35	17%
60-79%	2				12	31	2		47	23%
80-100%	2		1		16	48	2	1	70	34%
100%以上					4	18	1		23	11%
合計	8	1	1	1	45	133	12	3	204	100%

(注: 100%以上 過負荷)

表8.3-2 サンプル地域の変圧器台数とピーク時の稼働率(ダマスカス郊外、1998年) (単位:台)

ピーク時稼働率	20/0.4 kV変圧器											合計	占有率
	50 kVA	100 kVA	160 kVA	200 kVA	250 kVA	315 kVA	400 kVA	500 kVA	630 kVA	1000 kVA	1600 kVA		
0-19%	1	7		15			16		14			53	4%
20-39%	1	14		47	1		19		21		6	109	8%
40-59%	1	25	1	53			46	3	50	4	2	185	14%
60-79%	1	25		83	1	1	124		93	8	8	344	26%
80-100%	6	13		68		4	109	2	131	12	6	351	26%
100%以上	0	3	0	64	2	6	127	1	86	5	0	294	22%
合計	10	87	1	330	4	11	441	6	395	29	22	1,336	100%

(注: 過負荷)

表8.3-3 20/0.4 kV変圧器の設置必要量

(ダマスカス市内のサンプル地域)

変圧器 単器容量	1998年 (既設)	2002年 まで	2005年 まで	2010年 まで
200 kVA	8	2	1	1
250 kVA	1	-	-	-
315 kVA	1	-	-	-
350 kVA	1	-	-	-
400 kVA	45	15	10	16
630 kVA	133	57	26	39
1,000 kVA	12	2	2	4
1,600 kVA	3	1	0	0

8.3-4 20/0.4 kV変圧器の設置必要量

(ダマスカス郊外の38箇所のイメージンシー・オフィス)

変圧器 単器容量	1998年 (既設)	2002年 まで	2005年 まで	2010年 まで
50 kVA	10	6	2	6
100 kVA	87	27	19	38
160 kVA	1	-	-	-
200 kVA	330	167	74	195
250 kVA	4	-	-	-
315 kVA	11	-	-	-
400 kVA	441	298	135	276
500 kVA	6	-	-	-
630 kVA	395	247	94	254
1,000 kVA	29	21	4	21
1,600 kVA	22	10	4	8

ダマスカス市および郊外地域ともに、サンプル地域における変圧器設置数量の結果を、それぞれの系統全体の需要に応じて残りの地域に当てはめ、系統全体としての必要数量をそれぞれ表 8.3-5 および表 8.3-6 のように算出した。

表8.3-5 20/0.4 kV変圧器の設置必要量(市内)

変圧器 単器容量	1998年 (既設)	2002年 まで	2005年 まで	2010年 まで
200 kVA	71	18	9	9
250 kVA	9	-	-	-
315 kVA	9	-	-	-
350 kVA	9	-	-	-
400 kVA	401	134	89	142
630 kVA	1,184	507	231	347
1,000 kVA	107	18	18	36
1,600 kVA	27	9	0	0

表8.3-6 20/0.4 kV変圧器の設置必要量(郊外)

変圧器 単器容量	1998年 (既設)	2002年 まで	2005年 まで	2010年 まで
50 kVA	13	8	2	8
100 kVA	109	36	26	49
160 kVA	1	-	-	-
200 kVA	413	223	98	243
250 kVA	5	-	-	-
315 kVA	14	-	-	-
400 kVA	551	398	180	379
500 kVA	8	-	-	-
630 kVA	494	330	125	347
1,000 kVA	36	28	6	28
1,600 kVA	28	13	6	11

8.3.2 低圧線増強および新設

(1) 低圧線増強および新設計画の策定方法

調査対象地域の低圧配電系統は、ダマスカス市および郊外配電会社いずれの管内においても、既にかかなりの程度まで構築されている。しかし、第 5 章で述べた通り、現在は様々なサイズの電線・ケーブルが使われており、それら各々を定量的に把握することは不可能であった。

また、今後の需要増加に応じて配電線の新設・太線化による補強、変圧器の新設が必要となるが、2010 年程度までの需要に対応することを想定した場合、必ずしも全ての低圧系統で太線化が必要になるとは考えられない。そこで、平均的な架空系統・地中系統を持つモデル・エリアをそれぞれ選定し、その結果により全体の計画必要量を見積もることとした。とりわけ架空系統は変圧器の新設などにより頻繁に系統構成が変わるため、今まで末端であったために小さな電流に対応した細い電線を適用していた区間が、変圧器の直近区間に変わり大きな電流に対応した太線化が必要になる場合や、物理的に既設の系統に沿って低圧線を新設できない場合(既に道の両側に系統がある場合)などがあり、単純に需要増加に対応した設備量を見込むことは難しい。そこで、実際に必要となる架空低圧線の増強および新設の数量については、第 13 章で述べるケース・スタディの結果を参考にして見積もることとした。

(2) 架空線増強および新設

全低圧負荷のうち架空系統負荷の比率をダマスカス市 70%、ダマスカス郊外 95%、各年の需要増加分のうち新規地点(新設住宅地など)での増分の割合を市内 1%、郊外 10%と見積もり、ケース・スタディの結果(表 13.1-1 各年までに必要な対策数量および表 13.1-2 各年毎の設備指標)を参考に求めた。それぞれの管内で 2000 年まで、2001 年から 2005 年まで、及び 2006 年から 2010 年までに必要な工事量を表 8.3-7 に示す。これらのうち、モデル・エリアでの詳細調査結果から既存の架空低圧配電線のうちで、不法接続や安全対策などのため被覆化が必要と認められた箇所が約 3%あったことから、1998 年現在の設備量に対して 3%を被覆化することとして計画した。実際の被覆化は、太線化を実施する際に被覆電線を使うこととして、2010 年までに完了するように各年均等に計画した。

表8.3-7 ダマスカス市および郊外の架空低圧線改良計画

		2000年	2005年	2010年	合計
市内	既存エリア内太線化工事 (km)	143	42	55	219
	既存エリア内本線新設工事 (km)	0	69	44	113
	新規地点の本線新設 (km)	1	1	1	3
	既存エリア内太線化工事(要被覆化) (km)	1.9	9.5	9.5	21
郊外	既存エリア内太線化工事 (km)	158	58	96	288
	既存エリア内本線新設工事 (km)	0	95	75	170
	新規地点の本線新設 (km)	10	27	30	67
	既存エリア内太線化工事(要被覆化) (km)	2	11	11	24

以上の結果を基に、2001 年から 2005 年および 2006 年から 2010 年までの必要工事量を各年度に均等に実施すると仮定して、2002 年、2005 年および 2010 年を目標とする計画に割振ると各々の工事量は、表

8.3-8に示す通りとなる。

表8.3-8 低圧架空配電線工事量

配電会社	件名		2000-2002	2003-2005	2006-2010	合計
市内	0.4 kV配電線増強工事120AL	km	154.1	19.5	45.5	219.0
	0.4 kV配電線新設120AL	km	29.0	42.0	45.0	116.0
	0.4 kV配電線増強工事被覆120AL	km	5.7	5.7	9.5	21.0
郊外	0.4 kV配電線増強工事120AL	km	174.7	28.3	85.1	288.0
	0.4 kV配電線新設120AL	km	58.8	73.2	105.0	237.0
	0.4 kV配電線増強工事被覆120AL	km	6.5	6.5	10.9	24.0

(3) 地中線増強および新設

全低圧負荷のうち地中系統負荷の比率は、市内 30%、郊外 5%と見積もった。地中系統は、詳細調査を行ったモデル・エリア内においても電線種別などが不明であったこと、低圧地中本線は大部分が放射状末端集中負荷であることから、毎年の需要の増分に見合う分のフィーダーが新設されるとして工事量を見積もった。具体的には、需要増を平均フィーダー負荷で除して必要本数を算出し、これに平均フィーダー長を乗じて工事量を算出した。ここで、平均フィーダー電流は、モデル・エリアにおけるフィーダー・ピーク電流(1998年ピーク換算値)の平均値 140 A、平均フィーダー長(1998年現在 100 m)を使い、第 13 章のケース・スタディの結果より、フィーダー電流は毎年一定、フィーダー長は需要の 1/2 乗に逆比例するものとして算出した。その結果、各々の管内で必要となる増強および新設の計画工事量は、表 8.3-9 の通りとなる。

表8.3-9 低圧地中配電線の新設計画

		2000年	2005年	2010年	合計
ダマスカス市	(km)	30	32	35	97
ダマスカス郊外	(km)	4	12	15	31

以上の結果を基に、2001年から2005年および2006年から2010年までの必要工事量を各年度に均等に実施すると仮定して、各期間を目標とする計画に割振ると各々の工事量は、表 8.3-10 に示す通りとなる。

表8.3-10 低圧地中配電線工事量

配電会社	件名		2000-2002	2003-2005	2006-2010	合計
市内	0.4 kV配電線増強工事120C	(km)	43	19	35	97
郊外	0.4 kV配電線増強工事120C	(km)	9	7	15	31

8.3.3 低圧引込線、計器および計器箱の新設

(1) 引込線新設

低圧引込線の新設量については、第 4 章の需要想定に従い需要家数が増加するものとして数量を計上することとした。数量の算定においては、ダマスカス市および郊外の架空線比率をそれぞれ 70%、95%とし、引込線の長さは架空・地中系統いずれも 1 需要家あたり 5 m として見積もった。以上の方法で算出した計画工事量を、2002 年、2005 年および 2010 年を目標とする計画に割振ると各々の工事量は、表 8.3-11

に示す通りとなる。

表8.3-11 低圧引込線新設工事量

配電会社	件名		2000-2002	2003-2005	2006-2010	合計
市内	0.4 kV配電線引込架空線新設	(km)	112.7	152.8	300.3	565.8
	0.4 kV配電線引込地中線新設	(km)	48.3	65.5	128.7	242.5
郊外	0.4 kV配電線引込架空線新設	(km)	251.3	325.6	670.6	1,247.5
	0.4 kV配電線引込地中線新設	(km)	13.2	17.1	35.3	65.7

(2) 計器および計器箱取付

電力量計の新設量については、第4章の需要想定に従い需要家数が増加するものとして数量を計上した。ここでは、故障などによる取替えは通常の維持管理費に計上されることとして見込んでいない。また新規計器箱を既存の計器へ取付けるためには、計器の位置替えや建物改修などが必要となり、計画的な取付は困難が予想されるため、計画では新設需要家に対応する数量のみを見込んだ。またその際、計器箱には平均5台の計器が収納されるものとして数量を算出した。以上の方法で算出した計画工事量を、2002年、2005年および2010年を目標とする計画に割振ると各々の工事量は、表8.3-12に示す通りとなる。

表8.3-12 計器及び計器箱新設工事量

配電会社	件名		2000-2002	2003-2005	2006-2010	合計
市内	計器新設	千台	32.2	43.7	85.8	162
	計器箱取付	千台	6.4	8.7	17.2	32
郊外	計器新設	千台	52.9	68.6	141.2	263
	計器箱取付	千台	10.6	13.7	28.2	53

8.3.4 その他の改良計画

(1) 既設変圧器室改修

第5章で述べたように、現地調査において改修を必要とする変圧器室があることが判明した。そこで、ダマスカス市および郊外において、それぞれモデル・エリアで詳細調査を実施し、その結果を全体計画に反映させる。各要改修項目別詳細調査結果および計画箇所数を表8.3-13に示す。

表8.3-13 変圧器室改修計画数

改修項目	改修対象数(モデル・エリア内) (箇所)			改修対象数(全体) (箇所)		
	市内	郊外	合計	市内	郊外	合計
ケーブル埋設	6	22	28	378	793	1,171
ケーブル防護	14	27	41	881	974	1,854
施錠取付	6	3	9	378	108	486
変圧器室補修	9	26	35	566	937	1,504
低圧分岐箱改修	7	21	28	440	757	1,198
ヒューズ適正化	15	32	47	944	1,154	2,098
設備清掃	22	29	51	1,384	1,046	2,430
不活用設備撤去	20	25	45	1,258	901	2,160

これらは、保安上の理由で早急な改修が必要であるので、工事はすべて2000年までに実施することとして計画した。

これまでに述べた2002年、2005年および2010年までに実施されるべき20kVおよび低圧配電設備のサブ・プロジェクトリストを、それぞれ付録8-2(1)、付録8-2(2)および付録8-2(3)に示す。