

第 7 章

プロジェクトの予備設計および事業費積算

第7章 プロジェクトの予備設計および事業費積算

7.1 設計基準

7.1.1 国家基準・規定

ラオスでは、電気設備に関する国家技術基準・規定・規則などは、未だ制定されていない。現在 JICA の「電力技術基準制定プロジェクト(STEP)」チームが、MIH の DOE を支援して電力設備の包括的な技術基準の制定を進めている。当調査団は、系統計画や設備設計に係わる種々の電気基準や設計条件を、STEP チームからの情報および EDL の系統・設備計画における慣例を基本にして決定した。

調査団の検討に適用した以下に述べる基準や条件は、全て EDL と調査団との間で協議し、合意したものである。

7.1.2 気象条件

農業・林業省の気象庁や他の出典から収集したラオス全土の気象データを表 7.1-1 から 7.1-6 に示す。また、それらのデータを観測した測候所地点を図 7.1-1 に示す。

全国送電系統の予備設計に適用した気象条件は、以下に示す通りである。

(1) 周囲温度

表 7.1-1、7.1-2 および 7.1-3 は、それぞれラオスの 18 個所の測候所で記録した最高気温、最低気温、平均気温の観測データである。観測された最高、最低温度はそれぞれ、42.9 と 0 であり、平均気温は 25 である。電気設備設計のための気温は以下のように決定した。

最高気温	45
最低気温	0
年平均気温	25

(2) 空気密度

空気密度決定のため、気温と気圧をそれぞれ 25 と 1,013.23 hPa として計算すると、ラオスの空気密度は 0.12 となる。ただし、絶縁設計のための空気密度は標高により変動させた。

(3) 風速

各測候所で記録された風速を表 7.1-4 に示す。

表の数値は地上高 10 m で観測された突風である。過去 36 年間の記録の中で、最大突風は 40 m/s で

あった。50年、150年、500年の再現期間風速は、IEC 60826に記載されている計算式によって算出した。地域別に算出した風速値は、同表に示すように、それぞれ50年再現で12.6～45.5 m/s、150年再現で14.6～52.6 m/s、および500年再現で16.7～61.3 m/sである。50年再現、150年再現、500年再現の風に対する、30年間(設備の寿命)の破壊確率はそれぞれ0.455、0.182、0.058である。破壊確率0.455を適用することは過大である。ラオスのほとんどの地域での150年再現の突風は50 m/s以下である。したがって、本調査では設計風速を50 m/sの突風とした。突風率はCIGRE AC 22 WG06-2000に従い、IEC60826の地表粗度クラスB(障害物の少ない平坦地)を適用すれば、1.43となる。10分間平均風速に換算すると35 m/sとなり、この風速を本マスタープランにおける電気設備設計に適用した。

(4) 風圧

上記設計風速(35 m/s)から算出した基準風圧は、以下の値になる。この風圧を115 kV送電線と変電所の設計に適用した。

電線:	720 N/m ²
がいし:	1,010 N/m ²
鉄塔:	2,100 N/m ² (裏面材風圧を含む)

(5) 最過酷条件とEDS(Every Day Stress: 常時荷重)条件

最過酷条件とEDS条件を以下のように決定した。

条件	気温	風速
最過酷	10	35 m/s
EDS	25	無風

(6) 年間降雨量

年間最大降雨量は表 7.1-5 から4,000 mmとした。

(7) 年間雷雨日数(IKL)

各測候所における年間雷雨日数を表 7.1-6 に示す。本プロジェクトの設備設計に考慮するIKLは140とした。

(8) 地震条件

英国パークシャーの国際地震センターによれば、ラオスは地震の少ない国として分類されている。送電線鉄塔にとっては通常、風荷重の方が地震荷重より大きい。従って、マスター・プラン段階では、設備の構造設計に地震荷重を考慮しない。

(9) その他の条件

- 最高湿度: 100 %
- 汚損レベル: 軽微

7.1.3 送電線の設計条件

送電線の予備設計に適用した設計条件は下記の通りである。

(1) 電線

計画送電線に適用する電線は、IEC61089 に適合する鋼芯アルミ撚線 (ACSR) とした。この ACSR は、ラオスの既設および計画されている全ての高圧送電線に適用されている。ラオスでは塩害や化学物質による汚損は少ないため ACSR が適当である。電線サイズは、第 6.8 節に述べたサイズを適用した。

(2) 架空地線

IEC60888 に適合した亜鉛メッキ鋼撚線 (GSW) を全送電線の架空地線に適用する。光ファイバー地線 (OPGW) は現段階では考慮しないが、将来の基幹送電線に適用することもあり得る。

(3) がいし

電圧 230 kV までの送電線には、標準磁器がいしを適用した。がいしは IEC60120、IEC60305、IEC60372、IEC60383 および IEC60437 に適合するものとした。

(4) 鉄塔

鉄塔は自立式広脚格子型鉄塔とし、基礎はコンクリート基礎とした。鋼材は ISO630 または JIS G3101 に適合したもので、溶融亜鉛メッキを施したものとした。

(5) 安全率

送電線の最小安全率は以下の通りとした。

(a) 電線/地線

- 最過酷時条件下の支持点において UTS (引張破断強度) に対し 2.5
- EDS (常時荷重) 時の支持点において UTS に対し 5.0

(b) がいし連

支持点の最過酷時張力が RUS (規定破壊強度) に対し 2.5

(c) 鉄塔

常時条件 (= 最過酷条件) において部材の降伏点強度に対し 1.5

断線時条件 (= 常時条件 + 地線または電線 1 条の断線荷重) において部材の許容強度に対し 1.0

(d) 基礎

- 常時条件において 2.0
- 断線時条件において 1.33

7.1.4 変電機器の設計条件

最適送変電系統計画で新設および改修する変電機器の設計には、基本的に IEC 規格を適用する。ただし、現在 STEP により作成中であるラオスの「電力技術基準」と矛盾のない設計とした。

(1) 絶縁設計

変電機器の絶縁設計に関しては IEC-60071¹および IEC-60694²を適用する。その主な内容は下表の通りである。また、下表の絶縁間隔最小値は、現在検討中の電力技術基準より抜粋した。

表7.1-7 絶縁設計

公称電圧	230 kV	115 kV	34.5 kV	22 kV
定格周波数	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
定格電圧 (r.m.s. value) (機器の最高使用電圧)	245 kV	123 kV	40.5 kV	24 kV
短時間商用周波耐電圧 (r.m.s. value)	395 kV	230 kV	80 kV	50 kV
雷インパルス耐電圧 (peak value)	950 kV	550 kV	190 kV	125 kV
対地絶縁間隔最小値(*)	1,900 mm	1,100 mm	350 mm	270 mm
相間絶縁間隔最小値(*)	2,450 mm	1,400 mm	450 mm	350 mm

(*): IEC TC99 および Draft Electrical Power Technical Standard of Lao PDR, prepared by STEP

(2) 変電機器の設計に適用する国際規格

変電機器の設計は、以下の IEC 規格(最新版)、およびそれらに関連する IEC の文献(最新版)に準拠した。

表7.1-7 機器設計への適用規格

変電機器	適用規格
変圧器	IEC-60076: Power transformers
遮断器	IEC-60056: High voltage alternating-current circuit breakers
断路器	IEC-60129: Alternating current disconnectors and earthing switches
計器用変流器	IEC-60185: Current transformers
計器用変圧器	IEC-60186: Voltage transformers
避雷器	IEC-60099: Surge arresters

¹ IEC-60071: Insulation co-ordination

² IEC-60694: Common Specification for high-voltage switchgear and control gear standards

7.2 115 kV 送電線の予備設計

最適送電システムの検討および計画送電線の適切な建設コストを算出するため、下記フローに基づき115 kV 送電線の予備設計を行った。

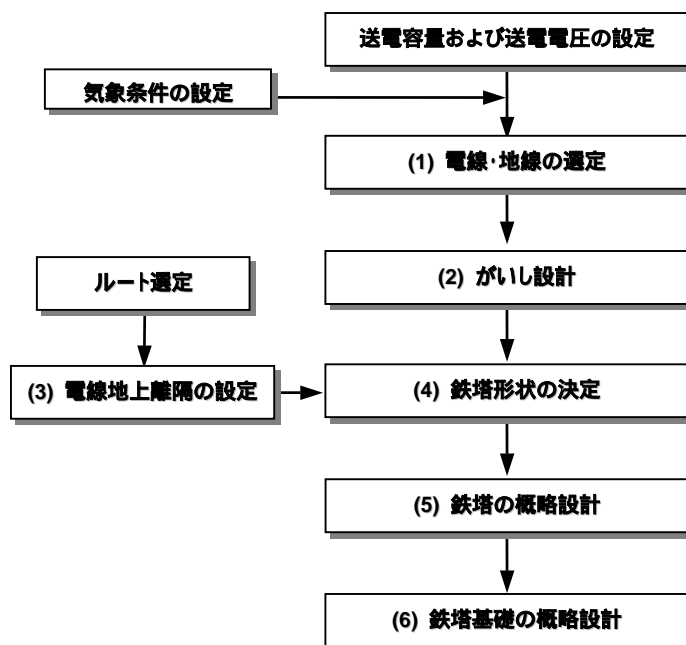


図7.2-1 115 kV送電線の予備設計フロー

ラオスの気象条件および送電線のルート選定は、それぞれ第 7.1.2 節および第 6.6 節にて検討した。

設備設計は 7.1.3 節の送電線設計基準に基づいて実施し、これに基づいて 115 kV 送電線の概略数量を算出した。

なお、本節での検討結果は、第 II 部の「最優先プロジェクトに対する設備設計」でも適用した。

7.2.1 電線および地線の選定

ラオス国内の送電システムについて詳細な系統解析を行い、その送電容量と送電電圧が第 6 章にて決定された。また、電線・地線の張力は、気象条件によって設定した。

(1) 電線・地線線種

2020 年までの系統解析結果（第 6.8.2(2)）より、ラオス国内の 115 kV 送電システムには、ACSR240 mm² または ACSR410 mm² を適用するのが適切であることが判明した。これら電線・地線の技術的特性を表 7.2-1 に示す。

表7.2-1 電線・地線の技術的特性

線種	電線		地線
	ACSR 240 mm ² (ASTM: Hawk)	ACSR 410 mm ² (ASTM: Drake)	GSW 50 mm ² (ASTM: GSW 3/8)
より線構成	Al: 26/3.439 mm St: 7/2.675 mm	Al: 26/4.442 mm St: 7/3.454 mm	St: 7/3.05 mm
総アルミ断面積	280.8 mm ²	468.6 mm ²	51.05 mm ²
外径	21.78 mm	28.13 mm	9.144 mm
重量	976.5 kg/km	1,628 kg/km	406 kg/km
許容引張張力	86.7 kN	140.1 kN	48.1 kN
弾性係数	82,000 N/mm ²	82,000 N/mm ²	189,300 N/mm ²
線膨張係数	19.0*10 ⁻⁶ /	19.0*10 ⁻⁶ /	11.5*10 ⁻⁶ /
直流抵抗 (20)	0.1196 /km	0.07167 /km	-

(2) 電線許容電流

電線の許容電流を、下記の気象条件で、「CIGRE WG 22.12; The Thermal Behaviour of Overhead Conductors (1992)」に準拠して算出した。

- 電線熱吸収量: 1,100 W/ m²
- 風速: 0.6 m/s
- 電線温度: 80
- 周囲温度: 45
- 電線許容電流: ACSR240 mm² (Hawk) 484 A
 ACSR410 mm² (Drake) 680 A

(3) 電線・地線の安全率

電線および架空地線の最大使用張力を算出するために、下記の最小安全率を設定した。

表7.2-2 電線・地線の安全率

荷重条件	風速	風圧	電線温度	安全率
最過酷時	35 m/sec	720 N/ m ²	10	2.5 (40% UTS)
常時 (EDS)	0 m/sec	0 N/ m ²	25	5.0 (20% UTS)

(4) 電線の最過酷時張力および常時張力

表7.2-3 最過酷時張力および常時張力

電線サイズ (コード名)	ACSR240 mm ² (ASTM:Hawk)	ACSR410 mm ² (ASTM:Drake)
許容引張張力	86.7 kN	140.0 kN
最悪時張力	34.7 kN 以下	56.0 kN 以下
常時張力	17.3 kN 以下	28.0 kN 以下

(5) 地線弛度および張力

電線への直撃雷や径間逆閃絡を避けるため、径間中央における両線の離隔間隔を増加すべく、地線弛度は標準径間長で常時張力条件時の電線弛度の 80% 以下になるように設定した。従って地線張力は、

径間中央にて電線と地線間が上記の間隔を確保するように設定される。

(6) 標準径間長

鉄塔間の標準径間長は 350 m とした。

7.2.2 がいし設計

適用するがいしの種類、がいし個数、がいしの機械的強度について以下の検討を行った。

(1) 適用がいし

(a) がいし種類

送電線には IEC 60305 に準拠する「ボールソケット型標準磁器製懸垂がいし」を選定した。

(b) がいし形状

表7.2-4 がいし形状

種類	高さ	直径	R.U.S.
250 mm がいし	146 mm	255 mm	120 kN (for ACSR 240 mm ²) 160 kN (for ACSR 410 mm ²)

(*RUS: 定格破壊強度)

(2) 連当りのがいし個数

(a) がいし汚損レベル

ラオス国での大気汚染レベルは低いいため、IEC60071-2 (Table)で分類されている「Light Pollution(軽度汚損)」を適用した。115 kV 送電線にて必要な表面漏れ距離 / 相間電圧は、16 mm/kV とした。

(b) 雷インパルス耐電圧

IEC60071-2 (Table)より、115 kV 電力機器の雷インパルス耐電圧は 550 kV、その最小離隔は 1,100 mm とした。

(c) 連当りのがいし個数: 10 個

漏れ距離による算定をした場合、115 kV 送電線のがいし装置の連当りのがいし個数は 7 個となるが、雷インパルス耐電圧による算定をした場合、8 個となる。従って、がいし装置の連当りのがいし個数は、雷インパルス耐電圧にて決定する 8 個に保守面を考慮して 2 個を追加し 10 個とした。ラオスにおける既設および計画の 115 kV 送電線用の標準がいし連も 10 個/連を採用している。

(3) がいしの機械的強度

(a) がいしの安全率:

がいしの機械的強度は、以下の安全率を満足するように設定した。

表7.2-5 がいしの安全率

荷重条件	最小安全率
最過酷時張力	2.5 (40%RUS)
常時張力	5.0 (20%RUS)

(b) がいし装置当りのがいし連数:

がいし装置当りのがいし連数は、表 7.2-5 の安全率を満足するように、送電線の横過地に
応じて1連または2連を適用した。

7.2.3 電線の地上高

115 kV 送電線の最小電線地上高は以下の通りとした。なお、この離隔は、無風時で電線温度が 80 ℃
まで上昇した過酷条件で確保されることとした。

表7.2-6 最小電線地上高

電線横過箇所	高さ
山、林、荒地等、人が稀にしか立ち入らないか、 または将来に亘っても立ち入らない箇所	7.0 m

7.2.4 鉄塔形状

電線クリアランス図を作成し、懸垂鉄塔と耐張鉄塔の基本形状を決定した。

(1) 絶縁設計

115 kV 送電線における標準絶縁間隔および異常時絶縁間隔は、以下の通りとした。これらの絶縁間隔
は、電線～鉄塔間、電線～電線間、電線～地線間のクリアランス検討に適用した。

表7.2-7 絶縁距離

特性	項目	数値	理由
電圧	公称電圧	115 kV	IEC60038 に準拠
	最高電圧	123 kV	IEC60038 に準拠
雷インパルス	250 mm がいし連長	1,460 mm	146 mm × 10 個
	アークホーン間隔	1,240 mm	がいし連長 × 0.85 (85%)
	標準絶縁間隔	1,400 mm	アークホーン間隔 × 1.115 (111.5%)
商用周波	異常時絶縁間隔	200 mm	IEC71-1, 71-2 に準拠
	異常時相間間隔	400 mm	IEC71-1, 71-2 に準拠

(2) クリアランス設計

(a) 鉄塔～電線間のクリアランス

腕金長さと同士の腕金同士の垂直間隔については、表 7.2-9 の数値を用い、図 7.2-2 のクリアランス
図を作成して決定した。なおこのクリアランス図を適用すれば、ラオス電力技術基準で定めら
れている 115 kV 送電線の電線と支持物との離隔距離(風速 20 m/s 時、700 mm)を満足する。

表7.2-8 電線横振れ角および適用絶縁間隔

風速	10 m/sec	35 m/sec
電線横振れ角	10 deg	60 deg
適用絶縁間隔	標準絶縁間隔	異常時絶縁間隔

表7.2-9 クリアランス図の数値

鉄塔型	項目	数値
懸垂鉄塔	がいし装置連長	146 mm*10 個+500 mm(がいし装置金具長) 2,000 mm
耐張鉄塔	ジャンパー深さ	1,240 mm (アークホーン間隔)×1.2 + 100 mm (ジャンパ線の変形量) 1600 mm
懸垂および耐張鉄塔	標準クリアランス (電線横振れ角 10°)	1,400 mm (標準絶縁間隔) + 150 mm (ステップボルト長) = 1,550 mm
	異常時クリアランス (電線横振れ角 60°)	200 mm (異常時絶縁間隔) + 150 mm (ステップボルト長) = 350 mm

(b) 電線～電線間および電線～地線間のクリアランス

電線～電線間および電線～地線間の最小クリアランスは、風による電線横振れ時に、以下の値を満足するように設定した。

- 電線～電線間: 450 mm (異常時相間距離 400 mm + 電線外径 約 50 mm)
- 電線～地線間: 250 mm (異常時絶縁距離 200 mm + 電線および地線外径 約 50 mm)

(3) 地線の絶縁設計

地線の条数および雷遮蔽角は下記のように設定した。

- 条数: 1 条
- 最大遮蔽角: 30 度

(4) 鉄塔形状

上記設計条件にて、以下の 8 型の鉄塔形状を検討した。

検討の結果、ASCR240 mm²と ACSR410 mm²を適用した場合の鉄塔は、それぞれの電線弛度がほぼ同じ値となったため、同一形状となった。

表7.2-10 鉄塔形状の検討結果

	115 kV*1cct		115 kV*2cct		電線弛度 (80° , 無風時, 径間長 350 m)
	懸垂 (0-3°)*	耐張 (0-15°)*	懸垂 (0-3°)*	耐張 (0-15°)*	
ACSR240 mm ² (Hawk)	☒ 7.2-3	☒ 7.2-4	☒ 7.2-5	☒ 7.2-6	11.2 m
ACSR410 mm ² (Drake)					11.6 m

*: 各鉄塔型に適用される線路水平角度

7.2.5 鉄塔の概略設計

鉄塔の設計条件を基に、各鉄塔型の概略設計を実施し、鉄塔重量と鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重を算出した。

(1) 鉄塔設計条件

表 7.2-10 にある 8 型の標準鉄塔形状について、以下の鉄塔設計条件にて鉄塔の概略設計を実施した。

- (a) 設計風圧
 - 電線 720 N/m²
 - がいし装置 1,010 N/m²
 - 鉄塔 2,100 N/m² (鉄塔裏面材を含む)
- (b) 標準径間長
 - 350 m
- (c) 荷重条件および安全率

表7.2-11 荷重条件および安全率

荷重条件	荷重	最小安全率
常時荷重	最過酷時荷重 (35 m/sec)	部材の降伏点強度に対して 1.5
異常時荷重 (電線断線時)	最過酷時荷重 + 地線 1 条 もしくは電線 1 相断線時荷重	部材の降伏点強度に対して 1.0

(2) 鉄塔設計結果

設計結果の概要を以下に示す。

表7.2-12 鉄塔重量および鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重

		115 kV*1cct		115 kV*2cct	
		懸垂 (0-3')	耐張 (0-15')	懸垂 (0-3')	耐張 (0-15')
ACSR240 mm ² (Hawk)	鉄塔重量	3.8 t	4.5 t	5.0 t	5.5 t
	基礎圧縮荷重	150 kN	250 kN	250 kN	440 kN
ACSR410 mm ² (Drake)	鉄塔重量	5.0 t	6.0 t	6.5 t	7.6 t
	基礎圧縮荷重	200 kN	330 kN	330 kN	570 kN

7.2.6 鉄塔基礎の予備設計

鉄塔から基礎への伝達荷重(垂直および水平荷重)に基づき、鉄塔基礎の概略コンクリート量を算出した。

なお、ラオスでは「大陸性の砂岩および粘土」のような硬質地盤が広範囲に亘って占めているため、鉄塔基礎周辺の地盤状況を非軟弱地盤と仮定した。

表7.2-13 直接基礎のコンクリート量

		115 kV*1cct		115 kV*2cct	
		懸垂 (0-3')	耐張 (0-15')	懸垂 (0-3')	懸垂 (0-15')
ACSR240 mm ² (Hawk)	コンクリート量	3.6 m ³	14 m ³	14 m ³	35 m ³
	基礎圧縮荷重	150 kN	250 kN	250 kN	440 kN
ACSR410 mm ² (Drake)	コンクリート量	3.6 m ³	14 m ³	14 m ³	35 m ³
	基礎圧縮荷重	200 kN	330 kN	330 kN	570 kN

7.2.7 概略工事数量の算出

115 kV 送電線の予備設計結果に基づき、その概略の工事数量を算出した。

(1) 鉄塔型および鉄塔基数の想定

115 kV 送電線が平野部または山間部を 10 km 通過すると仮定し、その鉄塔型と鉄塔基数を設定した。

表7.2-14 10 km当りの鉄塔型および鉄塔基数

通過箇所	懸垂鉄塔	耐張鉄塔	合計	仮定条件
平野部	26 基	3 基	29 基	- 巨長: 10km - 懸垂鉄塔: 90%、耐張鉄塔: 10% - 平均径間長: 350m
山間部	23 基	6 基	29 基	- 巨長: 10km - 懸垂鉄塔: 80%、耐張鉄塔: 20% - 平均径間長: 350m

(2) 送電線資材の数量

10 km 当りの 115 kV 送電線の平均数量を表 7.2-14 に基づき算出した。

表7.2-15 10 km当りの115 kV送電線の概略数量

		115 kV*1cct		115 kV*2cct	
		平野部	山間部	平野部	山間部
ACSR240 mm ² (Hawk)	鉄塔	115 t	115 t	150 t	155 t
	電線	30 km	30 km	60 km	60 km
	地線	10 km	10 km	10km	10 km
	懸垂がいし装置	78 セット	69 セット	156 セット	138 セット
	耐張がいし装置	18 セット	36 セット	36 セット	72 セット
鉄塔基礎(コンクリート量)		140 m ³	170 m ³	470 m ³	540 m ³
ACSR410 mm ² (Drake)	鉄塔	150 t	155 t	195 t	200 t
	電線	30 km	30km	60 km	60 km
	地線	10 km	10 km	10km	10 km
	懸垂がいし装置	78 セット	69 セット	156 セット	138 セット
	耐張がいし装置	18 セット	36 セット	36 セット	72 セット
	鉄塔基礎(コンクリート量)		140 m ³	170 m ³	470 m ³

(3) 単位距離当たりの工事数量

上記 10 km に対する想定数量から単位 km 当たり工事量を求め、各計画送電線のルート巨長に乗じてそれぞれの送電線の工事数量を求めた。

7.3 変電所の予備設計

変電所の計画および設計は、(i) 系統計画基準、(ii) 電力需要予測、(iii) 系統解析結果および(iv) 調査団の策定した最適系統計画に従って実施した。また、JICA によるラオスの電力技術基準とも十分に整合性の取れたものとした。

本予備設計は最適送電系統で策定された 230 kV および 115 kV 変電所の新設および既設変電所の改修計画のために実施した。SWL(Shield Wire Line)システムおよび SWER(Shield Wire Earth Return)システムは EDL との協議の結果、調査団の計画する最適送電系統には考慮しないこととした。

7.3.1 設計コンセプト

(1) 供給信頼度

Vientiane 特別市内にある変電所の新設および増強に対しては 2011 年から N-1 基準を適用した。変電所には、原則として変圧器 2 台以上を設置する計画としたが、2020 年の負荷が 10 MW 以下と予測されている変電所では 1 台とした。

(2) 変電所タイプ

変電所タイプは基本的に従来型の機器を適用した屋外型とした。屋外型とは、変圧器および開閉器などの主要機器がすべて屋外に設置されているものを指す。

開閉機器を屋外に設置・増設するスペースが無い変電所では、キュービクル型の開閉器を変電所建屋内に計画した。

(3) 変電所結線方式

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した。

- (a) 日常の運転・保守が安全、確実に言い得るものであること
- (b) 性能を最高度に発揮し得る条件で、結線はできるだけ簡素化すること
- (c) 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
- (d) 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
- (e) 将来の増改修工事が容易であること
- (f) 技術的に適正であり且つ経済的に妥当なものであること

(4) 接地システム

新設変電所の構内には接地網を埋設した接地システムを構築する。既設変電所の増設の場合には、

増設個所の接地システムを既設のものと接続する。

変電所に設置される全ての機器は効果的に接地すべきであり、その際の接地抵抗は 10 Ω 以下とする。

(5) 各種災害への配慮

(a) 粉じん / 塩じん害対策

粉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。ただし、ラオスでは塩じん汚損は少ないと考えられるので、その対策は考慮しない。

(b) 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。

(c) 水害対策

不可避的に洪水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。

(d) 火災対策

変電所の火災対策については、人身・設備を火災・爆発から防護するとともに、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。

(e) 地震対策

送電設備と同様に、地震対策は特に考慮しない。

(6) 環境対策

(1) 騒音対策

変電所の新・増設に当たっては、変電所からの騒音が妥当なレベル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・増設に当たっては、変電所の振動が一般的な認知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・増設に当たっては、周辺地域の自然環境の保護・調和並びに日照、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。

7.3.2 母線構成

115 kV 変電所の母線構成は、供給信頼度、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、選定すべきである。標準的な 115 kV 変電所の母線には、複母線(Main and Transfer)方式(図

7.3-1 参照)を適用した。一方、小規模で、接続される送電線・変圧器の数が少なく、系統の切換えが頻繁におこなわれないような変電所では、単母線方式を適用する(図 7.3-2 参照)。

230 kV 変電所(南部地域の Pakson 変電所)の母線にも複母線方式を適用する。

22 kV 母線には全て単母線方式を適用する。複数の変圧器の接続する 22 kV 母線同士は、通常は負荷開閉器などのブスタイを閉じて並列運転をすることを基本とした。

母線の絶縁間隔の標準値は下表の通りである。

表7.3-1 母線の絶縁間隔標準値

機器の最高使用電圧	対地絶縁間隔標準値	相间絶縁間隔標準値
24 kV (outside)	400 mm	700 mm
24 kV (inside)	300 mm	450 mm
123 kV	1,400 mm	2,300 mm
245 kV	2,300 mm	3,600 mm

(出典: Article 88 of the JICA's draft Electric Power Technical Standard of Lao PDR)

7.3.3 主変圧器

(1) 変圧器タイプ

主変圧器は負荷時タップ切換装置付き、油絶縁 3 相変圧器とした。変圧器の冷却方式は油入風冷式(ONAF)を採用した。本計画で採用する変圧器の巻線は、基本的に Y-Y- とした。1 次側の Y 結線の中性点は直接接地、および 2 次側は抵抗接地とした。

Y-Y- 巻線を採用する利点としては、地絡事故電流の検出・保護の容易さにある。現在の EDL の系統において、発電所では全て Y- 巻線の昇圧変圧器が、変電所ではほとんど -Y 巻線の変圧器が設置されている。

現在の 115 kV の接地システムでは、発電所側(PS)変圧器の高圧側の Y 結線の中性点のみが直接接地されているため、115 kV 線路の地絡事故電流は発電所側のみ検出・保護がなされている(図 7.3-3 参照)。現在のような小規模の系統であるうちは、このような方式でも支障はないと思われる。しかし、将来全国規模の系統に発展したときには、図 7.3-3 (b)に示すように Y-Y- 巻線の変圧器を変電所(SS)に設置して、変電所側でも地絡事故電流の検出・保護ができるようなシステムにすることが望ましい。

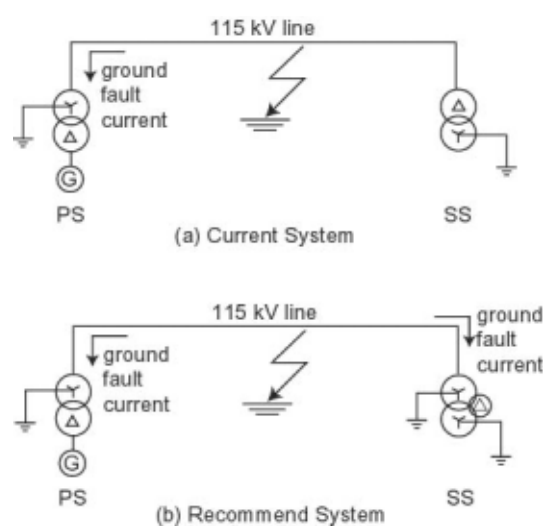


図 7.3-3 地絡電流の保護

(2) 主変圧器の台数および単位容量

変圧器台数と単位容量は需要予測、経済性、供給信頼度、電圧降下、変電所の用地確保、機器の転用計画などを総合的に考慮して選定した。

変圧器単位容量は、1台の変圧器が故障した場合(N-1)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。第6.7.3節にて述べた系統計画基準に従って、Vientiane 特別市の既存および新設される変電所は重要な変電所と位置付けN-1基準を適用した。それ以外の変電所にはN-1基準は適用しない。なお、地方に計画されている小規模変電所では、総建設費を抑えるため、変圧器故障が重大な影響を及ぼさない限り、その台数を1台とした。

新設変電所の標準的な単線結線図を図7.3-1および7.3-2に示す。

(a) 新設変電所

新設変電所では変圧器の台数および単位容量を2020年までの需要予測を基に決定した。単位容量は10、20および30MVAの中から選定した。また、変圧器台数および容量は、変電所の計画される位置に従って、下表に示すような組み合わせとした。

表7.3-2 新設115kV変電所の変圧器

変電所位置	変圧器台数および容量
需要密度が高い地域	30MVA x 2台、最大4台まで
都市部	20MVA x 2台、最大4台まで
遠隔地域	10MVA x 1台、最大2台まで

(b) 既存変電所

既存の115kV変電所には、5、8、10、12.5、16、20、22および30MVAと多種にわたる容量の変圧器が設置されている。変圧器の並列運転をする場合には、その巻線とインピーダンスを考慮する必要があるため、需要予測、設置可能な敷地、建設費(移設費)、耐用年数などを総合的に考慮して、利用可能な変圧器の効果的な取替え計画を策定した。

変圧器の取替え計画は第7.4.2節にて述べる。

(3) 22kV配電線の引出し回線数

22kV配電線の引出し回線数は変圧器1台につき、3フィーダーを仮定した。

7.3.4 開閉機器およびその他の機器

(1) 遮断器

遮断器はSF6ガスタイプのものとし、115kVおよび230kV送電線の送電側および受電側の両端に設置する。また、主変圧器の1次側および2次側の両端にも設置する。22kVフィーダーは遮断器を介して22kV母線に接続する。

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。また、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の解析結果に基づいて、標準的な定格遮断電流値より選定した。電圧別に選定する連続定格電流および定格遮断電流を下表に示す。

表7.3-3 遮断器の定格容量

機器の最高使用電圧	標準連続定格電流	標準定格遮断電流
245 kV	1,600 A, 2,000 A	40 kA, 50 kA
123 kV	1,250 A, 1,600 A	25.0 kA, 31.5 kA
24 kV	800 A, 1,250 A	25.0 kA, 31.5 kA

(2) 機器の構成

送電ベイ、変圧器ベイ、ブスタイなどの標準的な構成は下表の通りである。(図 7.3-1 および図 7.3-2 参照)

表7.3-4 機器の構成

ベイ	機器構成
230 kV and 115 kV line bays	1 CB, 2 DS, 1 DS+ES, 3 CT, 2 LT, 3 VT and 3 LA
230 kV and 115 kV TR bays	1 CB, 2 DS, 1 DS+ES, 3 CT and 3 LA
230 kV and 115 kV bus coupler	1 CB and 2 DS
22 kV line feeders (outdoor)	1CB, 1 DS, 1 DS+ES, 3 CT and 3 LA
22 kV TR feeders (outdoor)	1CB, 1 DS, 3 CT and 3 LA

注) CB: Circuit Breaker(遮断器), DS: Disconnecter(断路器), ES: Earthing Switch(接地開閉器), CT: Current Transformer(変流器), LT: Line Trap(ライン・トラップ), VT: Voltage Transformer(変成器) and LA: Lightning Arrester(避雷器)

(3) 調相設備

原則として、115/22 kV 変電所に電圧調整を目的として 22 kV 電力用コンデンサの設置を計画する。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系統解析の結果にしたがって選定した。電力用コンデンサは 22 kV 母線に接続するとした。

電力用コンデンサの各バンクは数回路の小ユニットで構成する。各ユニットには負荷開閉器を設置し、系統電圧に応じて自動的にユニットの投入・開放を行うものとした。また、各バンクには、遮断器を設置した。各ユニットの容量は下表の通りとした。

表7.3-5 電力用コンデンサの標準容量

	機器の 最高使用電圧	単位容量 (MVAR)
電力用コンデンサ	24 kV	5, 10

(4) 保護リレーシステム

変電所を構成する各セクションには下記の保護システムの設置を計画した。

- (a) 115 kV および 230 kV 送電線保護
 - 距離保護 (Distance protection)
 - 方向地絡保護 (Directional earth fault protection)
 - 過電流および地絡保護 (Over-current and earth fault protection)
 - 自動再閉路 (Automatic re-closing)
- (b) 115 kV および 230 kV 変圧器保護
 - 差動保護 (Differential protection)
 - 地絡保護 (Earth fault protection)
 - 過電流保護 (Over-current protection)
 - 温度上昇保護、巻線および絶縁油 (High temperature protection, winding and oil)
 - ブッフホルツ継電器 (Buchholz relay)
 - 低インピーダンス保護 (Low impedance protection)
- (c) 115 kV および 230 kV 母線保護
 - 差動保護 (Differential protection)
 - 不足電圧保護 (Under voltage protection)
- (d) 22 kV 配電線保護
 - 過電流保護 (Over-current protection)
 - 地絡保護 (Earth fault protection)
- (e) 22 kV 母線保護
 - 差動保護 (Differential protection)
 - 不足電圧保護 (Under voltage protection)
- (f) 22 kV 調相設備保護
 - 過電流保護 (Over-current protection)
 - 不均衡保護 (Unbalance protection)

(5) 通信システム

PLC、電話および無線システムなどの通信設備を新設変電所に計画した。PLC システムは、SCADA、通信および保護などの装置操作に使用するため、既設システムとの連系を考慮して設計した。

7.4 送変電設備増強計画と工事量

本節では、第6章にて策定された最適送電系統に基づく送変電設備の増強を、各サブプロジェクト毎に計画した。さらに、第7.2節および第7.3節の予備設計に基づいて、各サブプロジェクトを実施するために必要な工事数量を算定し、次節の建設費の積算の基礎とした。

7.4.1 送電線のサブプロジェクト

最適系統の構成に従って、年次ごとの各サブプロジェクトの回線数・電線サイズ・通過地の地形および距離を下表に示すように計画した。

表7.4-1 2005年までのサブプロジェクト

年度	起点	終点	回線数	電線サイズ ACSR (mm ²)	通過地形	巨長(年度計) (km)
2003	Xieng Nguen SwS	Xayabury	1	240	山岳	76.0
	Thalat	Ban Don	1	240	山岳	45.8
	Ban Don	Non Hai	1	240	平坦	54.0
	Nam Leuk	Phonsavan	1	240	山岳	164.0
	Pakbo	Kengkok	1	240	平坦	52.0
	Thakhek	Nam Theun 2	2	240	平坦	68.0
2004	Nam Mang 3	Lakxaosi	2	410	平坦	28.0
	Lakxaosi	Thanaleng	2	410	平坦	23.0
2005	Thalat	Vangvieng	2	240	山岳	64.0
	Luang Prabang	Oudomxai	2	240	山岳	164.0
	Xeset 2	Pakson	2	240	平坦	39.0
	Xeset 1	Xeset 2	2	240	平坦	2.0
	Pakxan	Thakhek	2	240	平坦	185.0
	Thakhek	Pakbo	2	240	平坦	93.0
	Nam Theun 2	Xaibouathong	1	240	平坦	50.0
	Kengkok	Xepon	1	240	平坦	124.0
	Lakpet	Ban Boun	2	410	平坦	61.0
	Ban Boun	Thakho	2	240	山岳	66.0
	距離合計					

表7.4-2 2006年から2010年までのサブプロジェクト

年度	起点	終点	回線数	電線サイズ ACSR (mm ²)	通過地形	巨長(年度計) (km)
2006	Nam Beng	Oudomxai	2	240	平坦	122.0
	Nam Ngum 5	Phoukhoun	2	410	山岳	26.0
	Vangvieng	Phoukhoun	2	240	山岳	72.2
	Phoukhoun	Luang Prabang	2	240	山岳	75.0
2008	Oudomxai	Namo SwS	1	240	山岳	43.0
	Namo	Luang Nam Tha	1	240	山岳	43.0
	Namo	Boun Neua	1	240	山岳	96.0
	Xayabury	Paklay	1	240	平坦	124.0
	Pakbo	Kengkok	1	240	平坦	52.0
	Kengkok	Lakpet	2	240	平坦	180.0
	Xeset 3	-connection	2	240	平坦	0.5
2010	Hongsa Lignite	Hongsa	2	240	平坦	1.0
	Nam Beng	Hongsa	1	240	山岳	37.0
	Hongsa	Xayabury	1	240	山岳	64.0
	Lakpet	Xeset 1	2	240	平坦	76.0
	Xeset 1	Saravan	2	240	平坦	32.0
	Saravan	Sekong	2	240	平坦	58.0
	Sekong	Houay Lamphan Gnai	2	240	平坦	18.0
	Naxaithong	Tha Ngon	1	240	平坦	12.0
	Nam Leuk	Nam Mang 3	2	410	山岳	56.0
	Nam Leuk	Pakxan	1	240	山岳	85.2
距離合計						1,272.9 km

表7.4-3 2011年から2015年までのサブプロジェクト

年度	起点	終点	回線数	電線サイズ ACSR (mm ²)	通過地形	巨長(年度計) (km)
2012	Nam Beng	Huayxai	1	240	山岳	103.0 (680.0)
	Phoukhoun	Nam Ngum 4B	2	240	山岳	59.0
	Nam Ngum 4B	Phonsavan	2	240	山岳	35.0
	Phonsavan	Xam Nua	1	240	山岳	152.0
	Xepon P/S	Xepon S/S	2	240	平坦	94.0
	Xepon S/S	Xaibouathong	1	240	平坦	114.0
	Ban Boun	Attapeu	2	240	平坦	123.0
2014	Nam Pot	connection	2	240	山岳	6.0 (6.0)
距離合計						686.0 km

表7.4-4 2016年から2020年までのサブプロジェクト

年度	起点	終点	回線数	電線サイズ ACSR (mm ²)	通過地形	巨長(年度計) (km)
2016	Nam Bak 2B	Nam Leuk	2	410	山岳	42.0 (140.4)
	Nam Kong 3	Attapeu	2	240	平坦	30.0
	Thalat	Phonetong	2	410	平坦	68.4
2018	Nam Ngum 4A	Nam Ngum 4B	2	240	山岳	14.0 (14.0)
2020	Nam Xan 2	Pakxan	2	240	平坦	49.0 (94.0)
	Xexou	Attapeu	2	240	平坦	45.0
距離合計						248.4 km

7.4.2 変電設備のサブプロジェクト

変電所の新設・増強計画には下記のものが含まれる。

- (1) 変電所・開閉所の新設(UXOの調査・撤去を含む)
- (2) 変圧器の新規設置・取替・移設
- (3) 送電線ベイの増設
- (4) 母線・開閉機器の増強
- (5) 調相設備の設置

図7.4-1～7.4-4に各変電所の増強計画を示す。その概要は以下の通りである。

(1) 変電所・開閉所の新設計画

最適送電系統に従って、下記の変電所および開閉所の新設を計画した。ただし、これらの中にはADBあるいはWBにて計画されているものも含まれる。新設変電所の変圧器の台数・容量は次に述べる「(2) 変圧器の増設・取替・移設計画」にて決定したものである。また、将来送電線ベイや変圧器の増設が必要な変電所・開閉所は、それに対応できるような敷地を確保しておく必要がある。

さらに、図6.2-2に示すUXO Mapを参照して、その影響が考えられる個所においてはUXOの調査・撤去計画も含めた。

北部地域

1. Oudomxai SS: (2005年) 115 kV, 4 TL bays, 1 x 20 MVA TR (ADB 計画)
2. Luang Namtha SS: (2008年) 115 kV, 1 TL bay, 1 x 20 MVA TR, UXO 調査・撤去 (ADB 計画)
3. Boun Neua SS: (2008年) 115 kV, 1 TL bay, 1 x 10 MVA TR (ADB 計画)
4. Namu SwS: (2008年) 115 kV, 3 TL bays (ADB 計画)
5. Huayxai SS: (2012年) 115 kV, 1 TL bay, 1 x 20 MVA TR
6. Xam Nua SS: (2012年) 115 kV, 1 TL bay, 1 x 20 MVA TR, UXO 調査・撤去

中央1地域

1. Lakxaosi SS: (2004年) 115 kV, 4 TL bays, 2 x 30 MVA TR
2. Phoukhoun SwS: (2006年) 115 kV, 6 TL bays, UXO 調査・撤去 (ADB 計画)
3. Paklay SS: (2008年) 115 kV, 1 TL bay, 1 x 10 MVA TR (ADB 計画)
4. Hongsa SS: (2010年) 115 kV, 4 TL bays, 1 x 20 MVA TR
5. Naxaithong SS: (2010年) 115 kV, 6 TL bays, 2 x 30 MVA TR (開閉所からの格上げ)

中央2地域

1. Thakhek SS: (2003年) 115 kV, 4 TL bays, 2 x 30 MVA TR (Nam Theun 2 IPP 計画)
2. Xepon SS: (2005年) 115 kV, 1 TL bay, 1 x 20 MVA TR, UXO 調査・撤去
3. Xaibouathong SS: (2005年) 115 kV, 1 TL bay, 1 x 30 MVA TR, UXO 調査・撤去

南部地域

1. Thakho SS: (2005年) 115 kV, 4 TL bays, 1 x 20 MVA TR, UXO 調査・撤去
2. Ban Boun SS: (2005年) 115 kV, 4 TL bays, 1 x 20 MVA TR, UXO 調査・撤去
3. Lakpet SwS: (2005年) 115 kV, 4 TL bays (2010年に変電所へ格上げする)
4. Saravan SS: (2010年) 115 kV, 4 TL bays, 1 x 20 MVA TR, UXO 調査・撤去
5. Sekong SS: (2010年) 115 kV, 4 TL bays, 1 x 5 MVA TR, UXO 調査・撤去
6. Attapeu SS: (2012年) 115 kV, 2 TL bays, 1 x 10 MVA TR, UXO 調査・撤去
7. Pakson SS: (2012年) 230/115 kV, 4 TL bays, 1 x 150 MVA TR, UXO 調査・撤去

(2) 変圧器の増設・取替・移設計画

115 kV 変圧器の増強・取替・移設計画は、下記の基準に従って計画した。

- (a) Vientiane 特別市内の変電所には‘N-1’基準を2011年から適用した。その際、‘N-1’基準を適用する変電所では、変圧器の短時間過負荷を 110 %まで許容する。その他の地域の变電所では過負荷を許容せず、過負荷が予想される年までに変圧器の増設あるいは取替を計画した。
- (b) 負荷の力率を Vientiane 特別市内の変電所では $\text{pf}=0.95$ 、その他の変電所では $\text{pf}=0.85$ と仮定して、2020年までの各年の電力需要予測に基づいてピーク MVA を算定し、それによって必要な変圧器容量を計画した。
- (c) 新規に設置する変圧器の容量は 10、20 および 30 MVA の中から選定した。
- (d) 既設変圧器の有効利用を図るため変圧器の移設を計画した。その際には複数の変圧器の

平行運転、機器の耐用年数、移設のタイミングなどを考慮して計画を作成した。機器の耐用年数は40年と仮定の上、それを超えるものは使用停止し、取り替え計画を作成した。

策定した115 kV変圧器の増強・取替・移設計画の詳細を表7.4-5に示す。その概要は下記の通りである。

北部地域

1. Oudomxai SS: (2015年) 1 x 20 MVA 変圧器の増設

中央1地域

1. Phonsavan SS: (2020年) 1 x 10 MVA 変圧器の増設
2. Luang Prabang SS: (2007年) 1 x 20 MVA 変圧器の取替 (既設変圧器は Vangvieng SS へ)
(2013年) 1 x 20 MVA 変圧器の増設
3. Vangvieng SS: (2008年) 1 x 12.5 MVA 変圧器の増設 (Luang Prabang SS より)
4. Pakxan SS: (2003年) 1 x 20 MVA 変圧器の取替 (既設変圧器は Sekong SS へ)
5. Phonesoung SS: (2003年) 1 x 30 MVA 変圧器の取替 (既設変圧器は Paklay SS へ)
6. Paklay SS: (2008年) 1 x 10 MVA 変圧器の新設 (新設時、Phonesoung SS より)
(2018年) 1 x 10 MVA 変圧器の増設 (Kengkok SS より)
7. Phonetong SS: (2011年) 1 x 30 MVA 変圧器の増設
(2017年) 1 x 30 MVA 変圧器の取替 (既設 1977年製 TR は使用停止)
8. Lakxaosi SS: (2010年) 1 x 30 MVA 変圧器の増設
(2012年) 1 x 30 MVA 変圧器の増設
9. Tha Ngon SS: (2008年) 1 x 30 MVA 変圧器の取替 (既設 1968年製 TR は使用停止)
(2011年) 1 x 30 MVA 変圧器の増設
10. Tanaleng SS: (2008年) 1 x 30 MVA 変圧器の取替 (既設 1968年製 TR は使用停止)
(2011年) 1 x 30 MVA 変圧器の増設
(2017年) 1 x 20 MVA 変圧器の取替 (既設 1977年製 TR は使用停止)

中央2地域

1. Thakhek SS: (2014年) 1 x 30 MVA 変圧器の増設
(2019年) 1 x 30 MVA 変圧器の増設
2. Pakbo SS: (2012年) 1 x 30 MVA 変圧器の取替 (既設変圧器は Kengkok SS へ)
(2015年) 1 x 30 MVA 変圧器の取替 (既設変圧器は Kengkok SS へ)
(2016年) 1 x 30 MVA 変圧器の増設
3. Kengkok SS: (2012年) 1 x 20 MVA 変圧器の取替 (Pakbo SS より、既設は Attapeu へ)
(2015年) 1 x 20 MVA 変圧器の取替 (Pakbo SS より、既設は Paklay へ)
4. Xepon SS: (2011年) 1 x 30 MVA 変圧器の増設

南部地域

1. Lakpet SS: (2010年) 1 x 20 MVA 変圧器の新設 (変電所への格上げ)
(2017年) 1 x 20 MVA 変圧器の増設
2. Sekong SS: (2007年) 1 x 5 MVA 変圧器の新設 (新設時 Pakxan SS より)
3. Attapeu SS: (2012年) 1 x 10 MVA 変圧器の新設 (新設時 Kengkok SS より)

(3) 送電線ベイの増設計画

最適系統計画に従って、既設変電所に新たに送電線を引込む場合、その変電所に送電線ベイ (TL bay) の増設が必要となる。その内容は下記の通りである。

北部地域

1. Oudomxai SS: (2008年) Namo SwS への1 TL bay (ADB 計画)
2. Nam Beng PS: (2010年) Hongsa SS への1 TL bay
(2012年) Huayxai SS への1 TL bay

中央1地域

1. Phonsavan SS: (2012年) Xam Nua SS への1 TL bay、Phoukhoun SwS への2 TL bays
2. Xayabury SS: (2008年) Paklay SS への1 TL bay
(2010年) Hongsa SS への1 TL bay
3. Xieng Nguen SwS: (2006年) 新設 Luang Prabang - Vangvieng 送電線へ接続する2 TL bays
4. Thalats SwS: (2005年) Vangvieng SS への2 TL bays
(2016年) Phonetong SS への1 TL bay
5. Nam Leuk PS: (2010年) Pakxan SS への1 TL bay、Nam Mang 3 PS への2 TL bays
(2016年) Nam Bak 2B PS への2 TL bays
6. Luang Prabang SS: (2005年) Oudomxai SS への2 TL bays (ADB 計画)
(2006年) Phoukhoun SwS への2 TL bays
7. Vangvieng SS: (2005年) Thalats SwS への2 TL bays
(2006年) Phoukhoun SwS への2 TL bays
8. Phonesoung SS: (2016年) 新設 Thalats - Phonetong 送電線へ接続する2 TL bays
9. Pakxan SS: (2005年) Thakhek SS への2 TL bays
(2010年) Nam Leuk PS への1 TL bay
(2020年) Nam Xan 2 PS への2 TL bays
10. Nam Mang 3 PS: (2010年) Nam Leuk PS への2 TL bays
11. Phonetong SS: (2016年) Thalats SwS への1 TL bay
12. Tha Ngon SS: (2010年) Naxaithong SS への1 TL bay
13. Tanaleng SS: (2004年) Lakxaosi SS への2 TL bays

中央2地域

1. Thakhek SS: (2005年) Pakxan SS への2 TL bays、Pakbo SS への2 TL bays
2. Pakbo SS: (2005年) Thakhek SS への2 TL bays
(2008年) Kengkok SS への1 TL bay
3. Kengkok SS: (2005年) Xepon SS への1 TL bay
(2008年) Pakbo SS への1 TL bay、Lakpet SwS への2 TL bays
4. Xepon SS: (2012年) Xepon PS への2 TL bays、Xaibouathong SS への1 TL bay
5. Xaibouathong SS: (2012年) Xepon SS への1 TL bay
6. Nam Theun 2 PS: (2005年) Xaibouathong SS への1 TL bay

南部地域

1. Lakpet SwS: (2008年) Kengkok SS への 2 TL bays
2. Ban Boun SS: (2012年) Attapeu SS への 2 TL bays
3. Attapeu SS: (2016年) Nam Kong 3 PS への 2 TL bays
(2020年) Xexou PS への 2 TL bays
4. Xeset 1 PS: (2005年) Xeset 2 PS への 2 TL bays
(2010年) Saravan SS への 2 TL bays, Lakpet SwS への 2 TL bays

(4) 母線・開閉機器の増強計画

現在、単母線方式や母線を設置していない既設変電所において、最適送電系統計画により、'N-1'基準を採用する変電所、あるいは上記に示した変圧器や送電ベイの増設が必要な変電所では、複母線方式の適用を計画した。それに伴い、遮断器の増設などの開閉設備の増強や敷地の拡張も計画したが、これら母線・開閉機器の増強は上記の送電線ベイや変圧器の増強計画を実施する際に併せて実施することとした。

母線および開閉設備の増強が必要な変電所は下記の通りである。

1. Phonsavan SS: (2012年) 敷地の拡張
2. Xieng Nguen SS: (2006年) 複母線方式の採用、送電線ベイの設置
3. Thalatt SwS: (2005年) 敷地・母線の拡張、遮断器の新規設置
4. Nam Leuk SS: (2010年) 敷地・母線の拡張
5. Luang Prabang SS: (2006年) 敷地・母線の拡張、遮断器の新規設置
6. Vangvieng SS: (2005年) 敷地・母線の拡張
7. Phonesoung SS: (2016年) 敷地の拡張、複母線方式の採用
8. Pakxan SS: (2005年) 敷地・母線の拡張
9. Tha Ngon SS: (2010年) 敷地の拡張、複母線方式の採用
10. Tanaleng SS: (2004年) 敷地の拡張、複母線方式の採用
11. Pakbo SS: (2005年) 敷地の拡張、複母線方式の採用
12. Kengkok SS: (2005年) 複母線方式の採用
13. Xeset SS: (2005年) 敷地の拡張、複母線方式の採用

(5) 調相設備の設置計画

第6章での系統解析の結果に基づき、下記の変電所に電圧調整用の 22 kV 電力用コンデンサを新規に設置することとした。ただし、コンデンサの設置は変電所の新設時あるいは上記の増強計画の実施に併せて設置する。

北部地域

1. Boun Neua SS: 1 x 5 MVar (2008年)
2. Luang Namtha SS: 2 x 5 MVar (2010年)
3. Huayxai SS: 1 x 5 MVar (2012年)
4. Xam Neua SS: 1 x 5 MVar (2012年)

中央1地域

1. Paklay SS: 1 x 5 MVar (2008 年)
2. Xayabury SS: 1 x 5 MVar (2008 年)
3. Phonesoung SS: 2 x 5 MVar (2003 年)
4. Tha Ngon SS: 2 x 5 MVar (2008 年), 2 x 5 MVar (2011 年)
5. Naxaithong SS: 3 x 10 MVar (2010 年)
6. Lakxaosi SS: 3 x 10 MVar (2004 年), 1 x 10 MVar (2010 年), 1 x 10 MVar (2012 年)
7. Thanaleng SS: 1 x 10 MVar (2008 年), 1 x 10 MVar (2011 年), 1 x 10 MVar (2017 年)
8. Phonetong SS: 2 x 10 MVar (2011 年), 3 x 5 MVar (2017 年)

中央2地域

1. Thakhek SS: 1 x 10 MVar (2003 年), 1 x 10 MVar (2014 年), 1 x 10 MVar (2019 年)
2. Pakbo SS: 1 x 10 MVar (2005 年), 1 x 10 MVar (2012 年), 1 x 10 MVar (2015 年), 2 x 10 MVar (2016 年)
3. Kengkok SS: 1 x 10 MVar (2008 年), 1 x 10 MVar (2012 年), 1 x 10 MVar (2015 年)
4. Xepon SS: (2005 年): 1 x 5 MVar
5. Xaibouathong SS: (2005 年): 2 x 5 MVar

南部地域

1. Bang Yo SS: (2010 年): 3 x 10 MVar
2. Lakpet SS: (2017 年): 2 x 5 MVar

7.5 事業費積算

第 7.4 節で特定した各サブプロジェクトに対する事業費の積算を行った。積算は 2000 年時点の国際競争入札価格をベースとした。

7.5.1 送電線プロジェクトの事業費

115 kV 送電線の積算単価を表 7.2-15 に基づき算出した。

(1) 積算単価

送電線プロジェクトの事業費積算に使用した km 当りの建設コストを表 7.5-1 に示す。

表7.5-1 115 kV送電線のkm当りの概略建設コスト (US\$)

	115 kV*1cct		115 kV*2cct	
	平野部	山間部	平野部	山間部
ACSR240mm ² (Hawk)	56,926	70,444	97,993	128,935
ACSR410mm ² (Drake)	71,916	87,446	122,415	154,667

積算単価の算出に当たっては、主に、現在ラオスで進行中である「北部地域送配電プロジェクト(略称 PTD, ADB)」および「南部地域地方電化プロジェクト(略称 SPRE, IDA)」の契約単価、およびその他調査団の所持する最新の ICB(国際競争入札)価格を適用して作成した。また積算では建設コストを資材費と工事費に分け、送電線が平野部または山間部を通過した際の km 当りの建設コストを算出した。なお、山間部では工事が難しくなるため、積算結果として平野部での工事費単価の 1.5-1.6 倍となった。

積算単価の詳細を表 7.5-2(1)~(4)に示す。

(2) UXO 撤去費の算出

ラオス国内には大量の UXO が残留しているため、建設作業を行う場合には、その調査・撤去作業が必要となる。特に送電線ではその撤去数量も大きくなることから、表 7.5-1 の通常の工事費に加え、UXO 調査・撤去費の加算が必要となる。送電線各プロジェクトの UXO 調査・撤去費は、以下の考えに基づき算出した。

(a) UXO 調査・撤去単価

現在ラオスで進行中である PTD プロジェクトの最終報告書、およびヴィエンチャン市内にある調査・撤去会社による情報に基づき 2 種類の単価を設定した。

- UXO 集中地域(重残留): US\$ 12,500/km
(115 kV 送電線の用地幅を 25 m とし、US\$ 5,000/ha の単価より算出)
- UXO 散在地域(軽残留): US\$ 1,250/km
(115 kV 送電線の用地幅を 25 m とし、US\$ 500/ha の単価より算出)

(b) 各送電線プロジェクトの UXO 撤去作業内容

UXO 撤去作業は以下の送電線を除き、すべての送電線プロジェクトに対し実施することとした。また各送電線における撤去作業の内容(UXO 集中地域での作業または UXO 散在地域での作業)については、図 6.2-2 に示す UXO マップより決定した。(括弧内数字は完成予定年)

- i) ヴィエンチャン特別市内またはその他居住地域を通過する送電線(UXO 残留なし)
 - Nam Mang 3 PS ~ Lakxaosi SS (2004)
 - Lakxaosi SS ~ Thanaleng SS (2004)
 - Naxaithong SS ~ Tha Ngon SS (2010)
 - Thalat SwS ~ Phonetong SS (2016)
- ii) 経過地に UXO が存在しないと想定されている送電線
 - Xayabury SS ~ Paklay SS (2008)
 - Hongsa Lignite PS ~ Hongsa SS (2010)
- iii) 建設時に UXO 撤去作業の必要がなかった既設送電線と並行する送電線
 - Pakbo SS ~ Kengkok SS (2008)
 - Nam Leak PS ~ Nam Mang 3 PS (2010)
 - Nam Leak PS ~ Pakxan SS (2010)

(3) 送電線プロジェクト事業費の算出

下記の積算条件にて各送電線サブ・プロジェクト事業費を積算した。

- (a) 各送電線の建設コストは、表 7.5-1 の km 当りの建設単価に各送電線の巨長を乗じ、UXO 撤去費を加えて算出した。
- (b) 建設コストは表 7.5-3 に基づき、外貨(US\$)分・現地貨³(US\$換算)分に振分けて積算した。

表7.5-3 積算項目の外貨・現地貨の振分け率

	積算項目	外貨	現地貨
資材費	鉄塔、電線、地線、がいし装置、付属品	100%	0%
工事費	UXO 調査・撤去費	67%	33%
	測量・設計、用地幅の伐採、工事用道路の建設	30%	70%
	国内輸送	50%	50%
	基礎工事	50%	50%
	鉄塔組立作業、架線作業	40%	60%
	雑工事等(上記主工事に対する%)	15%	15%

- (c) 用地補償費、工事保険、仮設設備、その他の費用として、主工事総額の 10%をコストに追加した。

2020 年までに計画されている送電線プロジェクト事業費の積算結果(現在工事中の PTD および SPRE プロジェクトの工事費を含む)を表 7.5-4 に示す。また、各サブプロジェクトの詳細な積算結果を表 7.5-5 に示す。

表7.5-4 送電線プロジェクトの事業費積算

建設年	サブプロジェクト	事業費		
		外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
~ 2005 年	送電線の新設	93,146,200	34,586,900	127,733,100
	UXO の調査・撤去	6,248,100	3,124,000	9,372,100
	合計	99,394,300	37,710,900	137,105,200
2006 ~ 2010 年	送電線の新設	92,262,800	35,414,500	127,677,300
	UXO の調査・撤去	4,244,200	2,122,100	6,366,300
	合計	96,507,000	37,536,600	134,043,600
2011 ~ 2015 年	送電線の新設	46,392,700	18,077,100	64,469,800
	UXO の調査・撤去	5,768,600	2,884,300	8,652,900
	合計	52,161,300	20,961,400	73,122,700
2016 ~ 2020 年	送電線の新設	24,279,800	9,286,700	33,566,500
	UXO の調査・撤去	899,300	449,600	1,348,900
	合計	25,179,100	9,736,300	34,915,400
	総計	273,241,700	105,945,200	379,186,900

³ 本報告書で使用する(外貨)と(現地貨)は、それぞれ国外からの調達品のためのコスト、現地にて使用するコスト(資機材の調達、労務者雇用、内陸輸送、保険、重機借り上げ、UXO の調査・撤去、土地・建物・植物などの補償、など)を意味し、必ずしもラオス政府の出資を意味するものではない。

7.5.2 変電設備プロジェクトの事業費

第7.3.2節「変電機器の予備設計」で述べた機器構成を、第7.4.2節で特定した変電所別の各サブプロジェクトに適用して、その事業費を積算した。

(1) 積算単価

変電設備プロジェクトの事業費積算に使用した単価を表7.5-6に示す。

この単価表は、主に、現在ラオスで進行中であるPTDおよびSPREプロジェクトの契約単価を参考に作成した。その他、調査団の所持する最新のICB価格を適用して作成した。

(2) 積算条件

積算条件は下記の通りである。

- (a) 変電機器は全て国外からの輸入品とし、その機材費はCIF価格としてUS\$で積算する。
- (b) 据付・工事費は単価表に示すように外貨(US\$)分・現地貨(US\$換算)分に振分けて積算する。
- (c) 母線・開閉設備の増強および調相設備の設置費用は、送電線ベいの増設や変圧器の増設時などのサブプロジェクトの費用に含める。
- (d) UXOの調査・撤去費用は、それが必要な変電所に対して積算する。
- (e) 用地補償費、工事保険、仮設設備、その他の費用として、新設変電所については主工事総額の7%を、改修・増設変電所工事費には5%をそれぞれ追加する。

(3) 積算結果

上記条件に従って積算した変電設備プロジェクトの事業費(現在工事中のPTDおよびSPREプロジェクトの工事費を含む)を下表に示す。

表7.5-7 変電設備プロジェクトの積算事業費

建設年	事業費		
	外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
～2005年	43,473,700	6,693,800	50,167,500
2006～2010年	26,808,800	4,217,700	31,026,500
2011～2015年	12,985,800	2,157,000	15,142,800
2016～2020年	4,026,200	482,100	4,508,300
総計	87,294,500	13,550,600	100,845,100

7.5.3 最適送電システムの総事業費

上記より、2020年までの最適送電システムを構築するための送電線・変電所の総事業費は下表の通りUS\$480百万(外貨・現地貨合計)である。

表7.5-8 送変電設備マスタープランの総事業費

建設年	サブプロジェクト	事業費		
		外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
～2005年	送電線	99,394,300	37,710,900	137,105,200
	変電設備	43,473,700	6,693,800	50,167,500
	合計	142,868,000	44,404,700	187,272,700
2006～2010年	送電線	96,507,000	37,536,600	134,043,600
	変電設備	26,808,800	4,217,700	31,026,500
	合計	123,315,800	41,754,300	165,070,100
2011～2015年	送電線	52,161,300	20,961,400	73,122,700
	変電設備	12,985,800	2,157,000	15,142,800
	合計	65,147,100	23,118,400	88,265,500
2016～2020年	送電線	25,179,100	9,736,300	34,915,400
	変電設備	4,026,200	482,100	4,508,300
	合計	29,205,300	10,218,400	39,423,700
	総計	360,536,200	119,495,800	480,032,000

7.6 実施スケジュールおよび支出予定

7.6.1 実施スケジュール

(1) 送電線建設の実施スケジュール

過去の同様のプロジェクトを参考にして、亘長 10 km 以上の各サブプロジェクトの建設期間は、各プロジェクトの規模において多少の差異はあるものの、3 年間にまたがる 24 ヶ月とし、2 度の乾季における有効稼働のため、1 年目の 4 月から 3 年目の 3 月に完成するものとした。一方、亘長 10 km 未満のプロジェクトについては、2 年間にまたがる 18 ヶ月程度と推定される。しかし、送電線の距離・地勢にかかわらず一律 24 ヶ月とし、標準的な実施スケジュールを下図の通りとした。

年次	1年目									2年目												3年目		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
月次 カレンダー月	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
契約締結																								
UXO 調査・撤去	■	■	■	■	■	■																		
測量・設計		■	■	■	■	■																		
用地幅の伐採				■	■	■	■	■	■	■														
工事用道路建設				■	■	■	■	■	■	■														
機材製作・輸送				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
基礎工事										■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
鉄塔組立工事																					■	■	■	■
架線工事																								■
完工前試験																								■
完工																								■

図7.6-1 標準的な送電線建設の実施スケジュール

(2) 変電設備建設の実施スケジュール

各サブプロジェクトの建設期間は、送電線建設の場合と同様に3年間にわたる24ヶ月とし、1年目の4月に開始し、3年目の3月に完成するものとした。その標準的な実施スケジュールは概略下図の通りとし、全てのサブプロジェクトに適用した。

年次	1年目									2年目												3年目																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24														
月次	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3											
カレンダー月	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3														
契約締結																																						
機器設計・製作	■																																					
機器輸送							■																															
土木工事									■																													
据付工事・試験													■																									
完工前試験																																						
完工																																						

図7.6-2 標準的な変電設備建設の実施スケジュール

7.6.2 投資額の支出計画

前述の送変電設備建設の実施スケジュールに従って、各サブプロジェクトの事業費の支出計画を作成した。送電線および変電設備の事業費は全て、表7.6-1に示す支払い方法にて支出するものとした。

表7.6-1 事業費の支出計画

	機器製作・輸送	土木・据付工事
契約時(前渡金)	10%	10%
船積証書提出時	80%	-
作業出来高の承認時	-	80%
完工証明発行時	10%*	10%*

(*) 設備の1年間の保証期間に対する保留金は銀行保証書によって代行するものとして、完工時に支払うと仮定した。

(1) 送電線建設費の支出計画

表7.6-1に従って、送電線建設の各工事項目の支出計画を下表のように設定した。

表7.6-2 送電線工事における各工事項目の支出計画

年次	工事項目	支出の割合
1年目	前渡金(総建設費)	10%
	UXOの調査・撤去	80%
	測量・設計	80%
2年目	用地幅の伐採	80%
	工事用道路の建設	80%
	内陸輸送	80%
	資材(鉄塔、電線、碍子など)	80%
	鉄塔基礎工事	80%
	鉄塔組立工事	80%
3年目	架線工事	80%
	その他工事、雑費等	80%
	完工(総建設費)	10%

上表の支出割合に従って算出し、サブプロジェクト毎の2020年までの年次毎の建設費の支出計画と建設スケジュールを表7.6-3(1)～7.6-3(2)に示した。

(2) 変電設備建設費の支出計画

変電設備建設の事業費は、全サブプロジェクトについて、表7.6-1に従って1年目から3年目までそれぞれ総事業費の10%、80%、および10%を支出するものとした。表7.6-4に各サブプロジェクトの建設スケジュールとその支出予定を示した。

(3) 最適送変電設備への投資計画

上記より、最適送変電設備の2020年までの年次毎の支出予定(現在工事中の北部地域送配電プロジェクト(ADB&NDF)および南部地域地方電化プロジェクト(IDA)の工事費を含む)は下表の通りである。

表7.6-5 送変電設備建設の年度毎の投資計画(単位: 1,000US\$)

年	送電線			変電設備			合計		
	外貨	現地貨	合計	外貨	現地貨	合計	外貨	現地貨	合計
2001	2,865.3	1,464.8	4,330.1	1,410.3	229.9	1,640.2	4,275.6	1,694.7	5,970.3
2002	15,730.1	4,305.9	20,036.0	11,698.9	1,890.0	13,588.9	27,429.0	6,195.9	33,624.9
2003	19,316.7	9,263.6	28,580.3	6,899.5	971.4	7,870.9	26,216.2	10,235.0	36,451.2
2004	54,474.0	17,107.8	71,581.9	18,090.8	2,779.2	20,870.0	72,564.8	19,887.0	92,451.8
2005	31,258.1	14,263.9	45,522.0	5,374.2	823.3	6,197.5	36,632.3	15,087.2	51,719.5
2006	8,941.5	5,540.2	14,481.6	1,438.8	288.2	1,727.0	10,380.3	5,828.4	16,208.7
2007	23,796.9	6,371.8	30,168.7	6,207.2	1,399.6	7,606.8	30,004.1	7,771.4	37,775.5
2008	10,448.1	6,322.3	16,770.4	2,294.2	372.5	2,666.7	12,742.3	6,694.8	19,437.1
2009	23,634.5	6,810.0	30,444.5	12,438.6	1,610.8	14,049.4	36,073.1	8,420.8	44,493.9
2010	15,518.1	8,987.3	24,505.4	4,430.1	546.5	4,976.6	19,948.2	9,533.8	29,482.0
2011	33,332.5	9,783.0	43,115.6	7,004.9	1,321.7	8,326.6	40,337.4	11,104.7	51,442.1
2012	8,216.7	5,755.0	13,971.6	1,329.3	215.7	1,545.0	9,546.0	5,970.7	15,516.7
2013	425.2	155.1	580.3	670.4	72.9	743.3	1,095.6	228.0	1,323.6
2014	2,043.2	1,075.6	3,118.7	1,196.0	211.7	1,407.7	3,239.2	1,287.3	4,526.5
2015	11,283.8	3,353.1	14,637.0	2,785.3	334.9	3,120.2	14,069.1	3,688.0	17,757.1
2016	2,809.0	1,933.9	4,742.9	1,492.2	192.0	1,684.2	4,301.2	2,125.9	6,427.1
2017	992.2	361.9	1,354.0	414.4	81.8	496.2	1,406.6	443.7	1,850.3
2018	1,451.7	771.9	2,223.5	692.3	67.9	760.2	2,144.0	839.8	2,983.8
2019	5,478.5	1,504.0	6,982.5	1,275.9	125.4	1,401.3	6,754.4	1,629.4	8,383.8
2020	1,225.7	814.1	2,039.9	151.4	15.0	166.4	1,377.1	829.1	2,206.2
合計	273,241.7	105,945.2	379,186.9	87,294.6	13,550.5	100,845.1	360,536.5	119,495.6	480,032.0

注)UXOの調査・撤去費用を含む。詳細は表7.6-3(1)を参照。

7.7 最適系統に対する事業評価

7.7.1 前提および仮定条件

まず最適な送電系統とは、資源の最適配分という経済効率性を反映したものであると考え、最適系統の効率性は、本最適系統計画の経済的内部収益率(Economic Internal Rate of Return : EIRR)と、資本の機会費用(Opportunity Cost of Capital : OCC)との比較により明らかとなる。EIRR の算定値が OCC より大きければ、本最適送電計画の経済的妥当性が証明される。ラオスの OCC に関するデータは入手は不可能であったが、同程度の経済開発水準の途上国における OCC を考慮して、本評価では 11%と仮定した。

最適系統計画は、第 7.4 節にて検討した送電線および変電所のサブプロジェクト・リストで構成される。また、その事業計画は、表 7.4-1 から 7.4-4 に示すとおり、i)2005 年まで、ii)2006 年から 2010 年まで、iii)2011 年から 2015 年まで、および iv)2016 年から 2020 年までの 4 フェーズより構成される。2008 年までにほとんどの基幹送電線が完成すること、および 2010 年以降の電源開発計画に不確定要素が想定されることから、本最適系統計画の経済評価については、付随する変電所を含む第 1 および 2 フェーズをその対象とし、本計画の EIRR を算定するため、費用および便益フローを作成する。

なお、経済評価に係る前提および仮定条件は以下のとおりである。

- (1) 評価対象期間は、2001 年より 2030 年まで建設期間を含み 30 年間とする。
- (2) 費用、便益の双方とも 2001 年時点の価格にて固定した実質価格にて表示する。ただし、UXO の調査・撤去費用は地域社会全般への貢献が期待されることから、評価に際しては本事業のコストに含めないこととした。
- (3) 送変電システムに係る事業費用(中低圧配電網費用を含む)と比較するため、便益は、一般需要家による電力量 kWh 当りの支払い意志額(Willingness To Pay : WTP)より、同じく電力量 kWh 当りの発電部分価値相当を控除することで算定する。一般需要家による電力量 kWh 当りの WTP は、ADB 調査による算定値および調査団が現地調査時に入手した情報を引用した。
- (4) 本最適系統計画に係る年間の維持・管理費用は、送電線部分についてはその資本費用の 1%、変電所については 1.5%、配電網の部分については 1%とする。
- (5) 税金、補助金等の国内移転費用等は、経済評価においては考慮しない。
- (6) プロジェクトの実施に伴い増加する販売電力量は、中低圧配電網の検討(付録 6.2)の表 4.1 の値を用いた。

7.7.2 便益

先述の ADB による調査では、電力の経済的価値を支払い意志額法に基づいて包括的に分析しており、電力消費量が増加するに従って低減する「限界価値」として算定している。ADB の調査では、この限界価値を求めるため、電力に対する需要曲線を新規および既存需要家それぞれに求め、これら需要曲線より、新規需要家については US\$ 0.204/kWh、既存需要家については US\$ 0.193/kWh の WTP が算定された。次に、これらの加重平均を求め、全需要家の WTP は US\$ 0.202/kWh との結果を得ている。

同じく ADB 調査は、2000 年より 2010 年にかけての国内消費向け電力開発投資は全体で 716 百万 US\$と算定している。このうち発電部分は、約 60%に及び 430 百万 US\$と算定されている。

送变电設備(計算のため配電施設も総費用に含めた)の整備に係る本事業の評価では、この発電部分が占める比率を、先述の WTP 値より控除することで、費用に対応する経済便益値を求めることとし、US\$ 0.081/kWh (US\$ 0.202/kWh の 40%) が電力量経済価値と算定された。

なお、需要家カテゴリー毎の WTP は、それぞれ一般(家庭)、商業、農業(灌漑)、工業需要家それぞれに算定されているが、本評価においては、それぞれに計算上の大差が無く、将来に亘り一般需要家による需要量が圧倒的な地位を占めることより、一般需要家による WTP を引用している。需要家への供給電力量と事業便益の流れは表 7.7-1 に示す。

7.7.3 経済費用

表 7.6-5 に示す本事業に係る資本支出費用は、市場価格による財務価格であり、これを経済価格に変換する。但し、外貨建てにより積算された事業費用部分は、十分に競争的な国際市場における「国境価格」で表示されており、これらはその財やサービスの供給に用いられる資源の実価値(経済価格)を表している。事業費用のうち現地貨部分は、通常政府の規制や、補助政策などによりその市場価格が歪められており、資源の実価値を表していない。従って、それを経済価格に変換する必要がある。経済価格への変換に当たっては、現地貨部分の財やサービスに対する標準変換係数(Standard Conversion Factor : SCF)を用い、本評価ではこれを 0.9 と仮定した。従って、本事業の経済価格による費用算定にあたっては以下の式を適用し、費用の流れは便益と同様に表 7.7-1 に示す。

$$\text{本事業の経済費用} = \text{外貨部分(FC)} \times 1.0 + \text{内貨部分(LC)} \times 0.9$$

なお、UXO 費用を除いた 2010 年までのプロジェクト費用の支出計画は、表 7.6-5 および表 7.6-3(2) から下記となる。このコスト支出計画から表 7.7-1 を作成した。

表7.7-2 UXO費用を除いた送変電設備建設の支出計画(2010年まで、単位: US\$ 1,000)

年	送電線設備			変電設備			合計		
	外貨	現地貨	合計	外貨	現地貨	合計	外貨	現地貨	合計
2001	2,237	1,149	3,386	1,410	230	1,640	3,647	1,379	5,026
2002	15,293	4,189	19,482	11,699	1,890	13,589	26,992	6,079	33,071
2003	14,589	5,989	20,578	6,900	971	7,871	21,489	6,960	28,449
2004	53,004	16,373	69,377	18,091	2,779	20,870	71,095	19,152	90,247
2005	30,752	14,011	44,763	5,374	823	6,197	36,126	14,834	50,960
2006	8,029	5,084	13,113	1,439	288	1,727	9,468	5,372	14,840
2007	23,797	6,372	30,169	6,207	1,400	7,607	30,004	7,772	37,776
2008	8,764	5,480	14,244	2,294	373	2,667	11,058	5,853	16,911
2009	23,634	6,810	30,444	12,439	1,611	14,050	36,073	8,421	44,494
2010	10,198	6,327	16,525	4,430	547	4,977	14,628	6,874	21,502
合計	190,297	71,784	262,081	70,283	10,912	81,195	260,580	82,696	343,276

7.7.4 評価結果

上記により算定された便益、および費用の流れより求められるEIRRは23.9%であった。この数値は、先述のOCC(11%)より高い数値である。よって、本事業の経済的妥当性は確保されると評価する。下表に感度分析の結果と併せて示す。

表7.7-3 経済評価およびその感度分析の結果

変化項目	EIRR %	NPV ₂₀₀₁ 百万 US\$
ベースケース	23.9	231.1
資本投資コスト +15 %	20.3	192.3
便益 -10 %	20.9	179.3
維持管理コスト +50 %	23.2	217.3

7.7.5 財務分析

本事業の実施機関となるEDLは、発送配電設備全てを所有し、発電から末端需要家への配電に至るまで一貫した責任を有する電力公社である。つまり、発電端での送電側への引渡し価格、または配電網への卸売り価格は不確定である。

本事業は全国的な送変電システムに対する整備を対象としたものであり、補助金が含まれている電力料金および散在する需要地全てを包含した系統では、コストに対応する精度の高い電力量販売収入の認識は困難である。対応する収入を算定するために、2005年まで制定されている新電力料金の40%を送配電設備に係わる卸売り価格と推定してFIRRの算出を試みたが、結果はネガティブであった。

7.8 分散電源による地方電化への提言

(1) オフグリッド電化計画

1995年人口統計調査によれば全国の村落は11,707村、世帯数は753,948世帯であった。1999年の電化世帯数は256,234世帯と推定される。調査団は、2020年の世帯数を1,295,799世帯と想定した。国全体で90%の電化率を達成するために、さらに800,000世帯の電化が必要である。電化の多くの部分はEDL電力システムの拡張で実施されるが、系統から遠く隔離された地域では、地形上、経済性、また技術的な理由により、グリッドの拡張による電化は困難である。

MIHの電力局は電力セクターの政策方針の中で、各県からの情報に基づき、オフグリッド電化計画を作成している。

MIHはオフグリッドの地域を以下の2つに分類している。

- (a) 道路アクセスがある地方農村部
- (b) 道路アクセスのない地方農村部

道路アクセスのある地方農村部ではいかなる代替電源も適用可能であるが、道路アクセスのない地方での電化手段は、太陽光発電、ディーゼル発電機や小水力発電に限られてくる。

今日まで、オフグリッド電化に対しては、JICA、WB、STEA、NEF、NGOなどが援助を実施してきた。

第4.1.1節で述べたように、JICAはVientiane県とBolikhambxai県にソーラーホームシステム(SHS)を254世帯に、またバッテリー充電所(BCS)を8サイトに据え付けた。一方WBは、GEF無償援助でVientiane県とLuang Prabang県の287世帯の電化を目的として、SHSとピコ水力発電プラントを据え付けている。

PSSS報告書によれば、世帯の大多数がSHSやピコ水力による電力供給に対して、支払い能力を有している。

ラオスでは、オフグリッド電化計画はまだ開始初期の段階にある。MIHや関連機関はオフグリッド電化計画のガイドラインを準備中であり、各県のオフグリッド電源を強化すると共に、オフグリッド電源設備の知識研修を含む建設能力を育成中である。他方、MIHはオフグリッド電化計画実施のための国際機関からの援助を期待している。

(2) 系統拡張による地方電化

調査団は2020年の電化率90%を目標として全国にまたがる115kVレベルの電力システムの最適送変系統の開発計画を作成した。この計画では、その周辺地域も含めて比較的大きな電力需要が期待される主要な消費地域を中心に、2000年から2020年にかけて多くの変電所を建設することを提言した。

調査団は、22kV配電線を変電所から近隣の郡センターまで延長することを考慮に入れ、予想される

変電所の供給エリアに基づいて各変電所毎の需要予測を実施した。22 kV 幹線は基本的に道路に沿って郡センターまで延伸する。一般には、幹線にはサイズの大きい電線が使われ、変電所からの距離は、需要負荷の量にもよるが、技術的・経済的に 50 km から 70 km 程度に制限される。EDL の 115 kV 電力系統と予想される 22 kV 配電系統を図 7.8 1 に示す。この図から分かるように、2020 年の時点ではほとんどの郡センターが EDL の電力系統に接続される。

郡センター以外の村落は、変電所や 22 kV 幹線から枝分かれした 22 kV 分岐配電線によって EDL グリッドに接続される。22 kV 分岐線の長さは、22 kV 幹線との組み合わせにより、電圧分布等の解析を行なった上で決定される。変電所の需要予測のため、22 kV の幹線と分岐線の長さは、変電所からその先端まで最長 100 km と仮定した。この様に、変電所の供給エリア内に位置する村落は EDL グリッドに接続される。

(3) EDL グリッドにより電化されない地域

調査団が作成した系統拡張計画と 22 kV グリッドの延長計画の結果、2020 年に EDL グリッドでカバーされない地域が 18 県の内 9 県に存在する。これら地域の電化のためには、県また郡の自治体による代替電源での電力供給が必要である。表 7.8 1 は、これら 9 県の電力供給の実態と、予想される代替電源を示したものである。このように EDL によって完全にはカバーされない地域は、主に北部地区に遍在している。これらの県における電化計画の概要について、グリッドに接続されない地域の代替電源への提言を含めて、以下に述べる。

(a) Phongsaly 県

115 kV 変電所が 2008 年に Boun Neua に建設される。22 kV 幹線がこの変電所から Phongsaly、Ngot Ou、Boontai の 3 つの郡センターを結ぶ。Khua は、Oudomxai 変電所から 22 kV 幹線により系統に結ばれる。

Samphan と May の郡センターは、EDL グリッドにはつながらない。

Phongsaly、Samphanh、Ngot ou の一部と May の全地域が EDL グリッドからは電化されずに残ることとなり、代替電源が必要となる。

この県には、小水力発電の開発候補地点が多くあるため、小水力とディーゼルを組み合わせた電力供給システムが有望である。

(b) Luang Namtha 県

Luang Namtha 変電所が 2008 年に完成すると、この県のすべての郡センターは 22 kV グリッドで結ばれる。しかし、Long 郡の一部は EDL グリッドで電化されずに残る。

(c) Bokeo 県

2012 年に 115 kV Houayxai 変電所が完成すると、Meung を除くすべての郡センターが EDL グリッドにつながる。Houayxai、Meung、Phaoudom の一部地域が EDL につながらずに残るため、小水力発電またはディーゼルによる電化が必要となる。

(d) Luang Prabang 県

Luang Prabang 変電所から Oudomxai 変電所までの 115 kV 送電線が 2005 年に完成すると、北部の一部地域を除いて、ほとんどすべての郡が EDL グリッドにより電化される。Viangkham の郡センターのみが EDL グリッドに接続されない。

Viangkham や Paxeng には、小水力の開発候補地点があり、代替電源として開発することが望ましい。

(e) Houaphanh 県

現在 5 つの郡が、ベトナムからの輸入電力による EDL のミニグリッドから供給されている。このグリッドは、Xan Nua 変電所が 2012 年に完成することにより、EDL 電力系統に接続される。Vienthong 郡と Xam Tai 郡のかかなりの部分が 22 kV グリッドの範囲外にあり、電化されない。

Xam Tai 郡では小水力の開発が期待できる。

(f) Xiengkhuang 県

Phonsavan 変電所が 2003 年に完成予定であり、Morkmay と Nonghed を除くすべての郡センターが EDL グリッドにつながる。

Morkmay と Nonghed は、2006 年に完成予定の Nam Mo IPP 水力発電所から 22 kV 配電線により電化される。

Kham、Nonghed、Morkmay、Phookood の 4 つの郡の一部地域が EDL に電化されずに残るため、何らかの代替電源が必要である。

(g) Bolikhamxai 県

4 つの郡センターは、Pakxan 変電所から 22 kV グリッドで結ばれている。

Khamkeuth と Viengthong の郡センターは、Thuen Hinboun IPP 水力発電所からの 22 kV 配電線の延長により供給される。しかし、これらの郡は広大なため、一部地域が EDL グリッドからも IPP 発電所からも供給されずに残る。

(h) Khammouan 県

Thakhek 変電所と Xaibouathong 変電所が 2005 年に完成予定であり、Nam Thuen 2 IPP 水力発電所が 2008 年に完成する。Boualapha 郡の一部が電化されずに残る。

(i) Saysomboun 特別区

Phum を除くすべての郡センターが、2003 年完成予定の Nam Leuk - Phonsavan 115 kV 送電線のシールドワイヤシステムにより電化される。一方、Phum は Vangvieng 変電所からの 22 kV 配電線の延長により電化される予定である。

郡センター以外のほとんどの村落は、道路より離れた山岳地に位置しているため、電力需要は小さくまた分散している。従って、県や郡の自治体による他の電源によるミニグリッドで

も、その需要密度の低い分散した電力需要に対しては、実行可能ではない。ソーラーホームシステム(SHS)やバッテリー充電システム(BCS)といった太陽光発電システムが、この地域の電化には適用可能であろう。

上述の地方電化への代替電源の提言は、MIH/EDL 作成の再生可能エネルギー利用地方電化計画と他のコンサルタントによる再生可能エネルギーに関する調査報告書をベースに、調査団が実施可能と考えた結果を示したものである。

EDL グリッドに接続されない地域のディーゼル・小水力・太陽光発電などの代替電源による電化計画を策定するためには、さらなる詳細な調査が必要である。PSSS 報告書では、地方電化を進める上での「地方電化基準」を以下のように提言している⁴。

- (a) 電源と需要家の特性に基づいて、それぞれの代替電源のランキング付け
- (b) ライフサイクルコストの比較検討
- (c) 電気の可能利用時間
- (d) 道路アクセスの有無
- (e) 収入拡大への期待
- (f) 貧困撲滅
- (g) 女性への貢献
- (h) 健康および教育サービスの改善
- (i) 環境破壊の削減

⁴ PSSS 報告書、第 5.8 節参照

表7.1-1 最高气温 ()

Unit :

No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Year Location	Phongsaly	Luang Nam Tha	Viengsay	Oudomsay	Xieng Khuang	Bokeo	Sayaboury	Luang Prabang	Phon Hong	Vientiane	Paksan	Thakhek	Seno	Savannakhet	Pakse	Saravanne	Sekong	Attapeu
1979			33.9				40.0	39.4	40.0	38.5				41.0	38.6			
1980			34.5				37.9	40.5		40.2				40.2	38.3			
1981			34.3				39.4	38.9		37.8					38.0	39.5		
1982			32.8		32.5		38.0	39.9		38.0				39.1	37.7			
1983					34.3		40.0	40.5	40.6	41.5			42.9	41.0	40.0	41.3		
1984					33.2		38.7	40.4	38.6	38.9			40.8	39.5	38.2	40.0		
1985					33.2		38.0	39.8	40.1	39.0			40.0	39.0	37.8			
1986					33.6		39.4	38.5	39.8	39.0			41.0	39.0	38.5			
1987					33.1		38.9	39.6	39.2	37.5			41.0	41.0	38.0			
1988					34.4		38.8	41.0		39.0		39.0	40.3	39.0	39.5			
1989					34.5		38.7	40.6		38.8		38.0		38.0	38.0			38.5
1990	32.7				34.0		39.0	39.5		40.0		38.6	39.3	40.6	40.0	39.0		40.0
1991	32.5			37.5	33.5		40.5	41.4		39.6		40.1		40.0	39.0	39.5		40.8
1992	33.0			37.5	33.0		39.7	41.0		39.6		42.5	40.0	41.0	38.9	40.0		40.1
1993	32.0			35.5	33.1		38.0	38.6		38.5		40.0	39.0	42.9	38.0	39.4		39.0
1994	32.0	35.9	34.8	36.0	33.8		38.0	39.1	38.0	38.5		39.5	37.0	40.0	39.1	38.8		39.3
1995	32.4	37.3	36.3	38.0	34.6		38.0	40.4	39.9	39.6		39.7	37.9	39.0	39.3	39.3	40.0	40.6
1996	33.4	36.0	34.5	36.0	34.0	38.5	37.9	39.0	38.5	37.7		41.0	40.2	39.0	39.3	39.5	39.5	39.4
1997	33.2	36.0	34.2	37.0	33.0	38.2	37.1	38.1	37.9	38.5	36.6	36.5	37.1	37.5	34.4	37.0	38.5	37.8
1998	33.7	35.7	35.7	36.6	35.0	38.5	39.5	39.0	40.0	39.8	39.4	40.5		40.3	41.3	41.2	41.2	39.8
Max	33.7	37.3	36.3	38.0	35.0	38.5	40.5	41.4	40.6	41.5	39.4	42.5	42.9	42.9	41.3	41.3	41.2	40.8

表7.1-2 最低气温 ()

Unit :

No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Year Location	Phongsaly	Luang Nam Tha	Viengsay	Oudomsay	Xieng Khuang	Bokeo	Sayaboury	Luang Prabang	Phon Hong	Vientiane	Paksan	Thakhek	Seno	Savannakhet	Pakse	Saravanne	Sekong	Attapeu
1979			4.0				10.0		10.1	12.7				11.2	14.9			
1980			2.8				7.5	9.5		13.7				11.4	14.0			
1981			3.1				9.0	9.6		10.9					12.8	8.8		
1982			4.5		0.7		6.0	5.4		9.1				7.0	11.2			
1983					0.6		6.7		6.5	10.8			6.5	5.1	11.4	6.9		
1984					0.1		9.5	8.2	9.1	10.9			7.0	7.8	13.0	8.0		
1985					1.0		7.0	5.4	6.8	9.8			11.0	10.9				
1986					1.3		7.0	6.4	6.3	9.0			10.2	6.3	11.8			
1987					0.2		8.8		9.0	10.0			6.6	5.2	13.3			
1988					3.5		10.4	9.3		12.0		15.4	10.4	8.7	14.0			
1989					2.3		7.0	9.7		12.0		9.5		10.0	14.5			14.9
1990	5.0				2.2		10.0	8.4		12.0		10.2	9.4	11.4	14.4	12.3		14.1
1991	4.8			4.0	2.5		9.9	9.2		13.5		12.0		12.0	15.8	13.0		13.4
1992	5.0			5.0	2.8		8.4	8.1		11.5		8.7	8.1	7.0	12.1	10.0		12.4
1993	5.0			0.0	3.1		4.0	6.2		8.5		5.2	5.7	8.0	12.0	8.4		13.1
1994	6.5	8.1	2.3	4.3	3.1		10.5		12.9	14.0		9.5	14.2	11.0	13.0	10.3		11.5
1995	6.0	6.5	1.8	3.0	1.5		8.0		7.5	11.5		6.3	11.1	8.0	12.1	9.2	8.0	12.0
1996	0.4	6.4	1.0	2.0	0.0	8.5	7.5		7.0	10.5		6.1	12.8	10.5	12.5	10.0	7.8	12.0
1997	7.5	5.7	5.2	4.0	5.9	9.5	8.8		11.6	13.5	10.6	9.5	14.0	10.5	17.7	10.8	9.0	13.4
1998	8.5	7.5	6.2	5.0	4.6	10.4	8.3	10.5	10.5	14.0	13.0	11.3		10.5	17.7	14.0	13.0	16.5
Min	0.4	5.7	1.0	0.0	0.0	8.5	4.0	5.4	6.3	8.5	10.6	5.2	5.7	5.1	11.2	6.9	7.8	11.5

表7.1-3 平均气温 ()

Unit :

No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Year Location	Phongsaly	Luang Nam Tha	Viengsay	Oudomsay	Xieng Khuang	Bokeo	Sayaboury	Luang Prabang	Phon Hong	Vientiane	Paksan	Thakhek	Seno	Savannakhet	Pakse	Saravanne	Sekong	Attapeu
1969							25.8	26.4		26.6								
1970							25.6	26.2		26.4								
1971							24.7	25.1	25.2	25.8								
1972							25.2	26.0	25.8	25.8								
1973							25.2	25.2	25.7	26.7								
1974							24.8	25.6	25.4	26.2								
1975							25.4	25.0	25.4	26.5								
1976							25.0	25.4	25.3	26.2								
1977							25.1	25.6	26.0	26.7								
1978							25.2	25.2	25.8	26.7								
1979			20.4				25.8	25.8	25.8	27.0			26.0	27.1	27.5			
1980			20.4				24.8	24.9	26.0	26.4				26.3	27.0			
1981			21.1				24.2	24.4	25.8	26.1					26.6	26.7		
1982			20.6		20.1		25.1	24.5		26.2				25.8	26.6			
1983					20.4		25.2	25.4	26.0	26.5			26.7	26.8	27.8	26.8		
1984					20.5		25.7	24.4	26.0	26.5			25.1	25.3	26.3	26.6		
1985					20.6		25.8	24.5	26.2	26.1			25.4	25.6	26.8			
1986					20.3		25.4	23.7	26.2	26.0			25.6	25.4	26.5			
1987					20.7		25.8	25.8	26.8	27.3			26.8	25.9	27.7			
1988					20.7		25.8	24.5	26.5	26.4			24.9	25.3	26.9			
1989					21.1		25.4	24.4	26.0	26.1		26.0	25.7	25.2	26.7			27.4
1990	20.0						25.5	24.7	26.4	26.4		25.9	24.6	26.4	27.2	26.5		27.6
1991	18.9			23.1			25.7	24.4	26.5	26.7		26.6	25.3	26.3	27.7	27.2		27.3
1992	18.7			22.5			25.6	24.5	26.4	26.2		26.2	23.1	25.2	28.4	27.2		27.2
1993	19.6			22.4			25.0	24.7	26.1	26.7		26.2	23.8	25.9	27.3	26.9		26.6
1994	20.2	23.9	21.9	22.8			25.4	25.7	26.3	26.9		26.1	25.1	26.8	27.9	27.5		27.9
1995	19.9	24.0	21.0	23.1	20.7		25.5	25.7	26.2	27.1		26.4	25.7	26.9	27.8	27.2	27.4	28.0
1996	19.7	23.6	20.7	22.7	20.3	25.1	25.2	25.5	26.2	26.7		26.3	25.7	26.6	27.1	26.4	26.7	27.1
1997	20.1	22.7	21.4	23.3	20.7	25.4	25.5		26.7	27.1	26.5	26.0	25.3	26.5	27.4	26.7	26.7	27.8
1998	20.7	24.3	21.6	23.3	21.4	25.8	26.1	26.4	27.3	27.9	27.5	27.1		27.8	28.7	28.2	27.6	28.6
Mean	19.8	23.7	21.0	22.9	20.6	25.4	25.4	25.2	26.1	26.5	27.0	26.3	25.3	26.2	27.3	27.0	27.1	27.6
Average	25.0																	

表7.1-4 最大風速

Unit : m/s

No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Year Location	Phongsaly	Luang Nam Tha	Houaphanh	Oudomsay	Xieng Khuang	Bokeo	Sayaboury	Luang Prabang	Phon Hong	Vientiane	Paksan	Thakhek	Seno	Savannakhet	Pakse	Saravanne	Sekong	Attapeu
1965															15			
1966															15			
1967															13			
1968															11			
1969							15	12		18					8			
1970							12	12		20					9			
1971							15	6	8	11					16			
1972							17	8	30	26					18			
1973							20	11	5	17					15			
1974							15	12	6	30					40			
1975							9	20	10	30					15			
1976							19	29	11	28								
1977			20				18	18	6	27					20			
1978			24				10	20	30	22					25			
1979							10	19	12	20			16	27	24			
1980							10	15	5	30			16	14	29			
1981							18	29	10	33			15	18	25	8		
1982					28		10	23	4	19			18	10	16	8		
1983					18		24	30	7	27			15	10	30	8		
1984					30		14	22	10	25			16	12	12	8		
1985					25		20	30	10	35			12	12	20			
1986					25		20	25	6	30			15	16	18			
1987					25		28	25	6	32			31	18	25			
1988					27		28	25	10	20		19	27	18	10			
1989					24		20	30	17	20		16	17	12	12			8
1990				12			12	30	25	30		16	23	16	18	14		10
1991				11			22	20	24	28		13	19	20	12	35		9
1992				13			14	22	4	25		12	33	29	10	18		8
1993				8			20	32	5	17		16	29	24	18	30		8
1994		10		8			25	15	5	28		14	28	31	14	20		8
1995		6	14	6	20		15	20	4	35		16	25	38	12	15	15	8
1996		8	18	8	14	11	7	18	4	25		16	27	20	13	16	12	10
1997		15	15	8	17	25	28	30	4	18	7	12	27	10	10	15	12	15
1998	12	17	13	8	18	17	12	28	6	15	6	9		20	16	10	15	25
1999	10	12	10	8	15	17	10	16	5	9	8	10	27	10	17	7	16	12
2000	10	12	8	7	17	19	13	13	8	8	5	12	18	15	19	10	12	10
Max	12	17	24	13	30	25	28	32	30	35	8	19	33	38	40	35	16	25
Mean	10.7	11.4	15.3	8.8	21.6	17.8	16.6	20.8	9.9	23.7	6.5	13.9	21.6	18.2	17.1	14.8	13.7	10.9
	1.15	3.82	5.26	2.18	5.21	5.02	5.9	7.36	7.6	7.25	1.29	2.87	6.38	7.61	6.85	8.33	1.86	4.91
50	16.9	26.4	35.1	16.5	39.2	39.6	34.3	42.9	32.9	45.5	12.6	23.7	41.8	42.1	37.6	42.4	21.3	27.9
150	18.9	31.2	41.5	19.0	44.9	46.6	40.1	50.2	40.5	52.6	14.6	26.9	48.4	49.9	44.3	51.5	23.7	33.4
500	21.0	36.5	48.6	21.7	51.1	54.2	46.5	58.1	48.7	60.5	16.7	30.4	55.6	58.4	51.6	61.3	26.4	39.4

Note: = standard deviation of annual maximum wind velocity
 50 : wind velocity for 50 years return period.
 150 : wind velocity for 150 years return period.
 500 : wind velocity for 500 years return period.

表7.1-5 年間降雨量

Unit : mm

No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Year Location	Phongsaly	Luang Nam Tha	Viengsay	Oudomsay	Xieng Khuang	Bokeo	Sayaboury	Luang Prabang	Phon Hong	Vientiane	Paksan	Thakhek	Seno	Savannakhet	Pakse	Saravanne	Sekong	Attapeu
1960															2,187			
1961															2,701			
1962															2,477			
1963															1,766			
1964															2,209			
1965															1,937			
1966															1,994			
1967															1,837			
1968															2,102			
1969							1,432	1,256		1,426					1,919			
1970							1,368	1,391		2,087					1,724			
1971							1,414	1,260	2,545	1,426	4,035				2,241			
1972							979	1,060	1,654	1,521	2,826				2,267			
1973							1,206	1,446	1,601	1,532	2,905				1,500			
1974							1,165	1,167	1,209	1,329	3,109				2,249			
1975							1,311	1,257	2,630	2,006					2,086			
1976							1,369	1,511	2,277	1,615					1,752			
1977			1,815				1,822	1,603	1,738	1,144					2,065			
1978			1,601				1,437	1,661	2,888	1,987	3,167				2,655			
1979							969	1,270	1,855	1,301	2,582		1,265	1,236	2,938			
1980							1,845	1,559	2,508	2,291	2,757			1,635	1,525			
1981							1,167	1,832	2,799	1,922				1,381	2,171	2,168		
1982					1,603		1,191	1,222	1,884	1,642				1,491	1,823	1,614		
1983					1,057		1,233	1,384	2,162	1,369			1,149	1,321	2,119	1,430		
1984					1,582		1,506	1,086	2,790	1,636			1,761	1,710	2,631	2,420		
1985			1,318		1,471		1,256	1,092	2,434	1,254			1,252	1,435	2,132			
1986					1,490		1,604	1,831	1,933	1,747			1,502	1,383	2,440			
1987			1,535		1,155		1,224	1,036	2,175	1,434	2,530		1,248	1,454	2,613			
1988					1,361		1,174	1,156	2,214	1,608	2,638		1,484	1,134	1,676			
1989					1,434		1,314	1,415	2,251	1,651	3,342	2,027		1,498	1,895			1,988
1990	2,099		1,496				1,258	1,634	2,365	1,552	3,463	3,055	1,917	1,714	1,704	1,825		2,239
1991	1,676		1,248	1,562			1,056	1,063	1,490	1,514	1,921	2,445		1,386	1,765	2,156		3,128
1992	1,355		1,247	1,220			1,186	1,275	1,618	2,017		1,999			1,552	1,431		1,839
1993				1,096			1,194	1,189	2,633	1,468	2,585	2,249	1,235	1,125	1,357	1,560		2,010
1994		1,657	1,970	1,788			1,455	1,408	2,546	1,912		2,315	1,370	1,603	2,657	1,994		2,917
1995		1,435	1,347	1,307	1,432		1,500	1,617	3,488	2,020	3,961	2,461	894	1,341	1,680	1,799	1,447	1,827
1996	1,632	1,356	2,384	1,406	1,659	1,982	1,293	1,605	2,133	1,758	3,269	2,224	1,313	1,940		2,768	1,600	3,265
1997	1,667	1,406		1,225	1,834	2,374	1,102	1,180	2,371	1,600	3,188	2,526	1,047	1,335		1,933	1,579	2,180
1998	1,617	1,834	1,474	1,384	1,186	1,878	974	1,164	1,903	1,477	2,214	1,556		1,070	1,733	1,444	1,342	1,408
Max	2,099	1,834	2,384	1,788	1,834	2,374	1,845	1,832	3,488	2,291	4,035	3,055	1,917	1,940	2,938	2,768	1,600	3,265
Mean	1,674	1,537	1,585	1,373	1,439	2,078	1,300	1,354	2,218	1,641	2,970	2,286	1,341	1,431	2,056	1,888	1,492	2,280

表7.1-6 年間雷発生日数

No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Year Location	Phongsaly	Luang Nam Tha	Viengsay	Oudomsay	Xieng Khuang	Bokeo	Sayaboury	Luang Prabang	Phon Hong	Vientiane	Paksan	Thakhek	Seno	Savannakhet	Pakse	Saravanne	Sekong	Attapeu
1979							29	28										
1980								30	13	108								
1981							62	63	10	111					91			
1982							30		5	73					62			
1983					110		39	69	14	89					89			
1984					137		59	75	11	87					94			
1985					119		48	70	16	75					106			
1986					123		79	71	23	78					103			
1987			37		138		72	61	25	87			108		102			
1988					111		77	57	37	79					49			
1989					114		65	71	31	75		39			112			
1990			81				79	90	85	102		26			132	46		40
1991				52			97	59	57	84		33			103	48		40
1992			81	49			69	43	42	90		20			100	84		21
1993				40			82	49	37	84		23			75			21
1994		46		61			79	64	40	141		24	44		81			41
1995		58	61	51	92		71	29	43	92		17	64		70			45
1996		32	52	47	79	65		59	24	74		39	102		91	22	98	25
1997		59	60	62	97	76		50	21	66	38	29	92					16
1998		73	66	52	95	64		25	23	73	20	20			49			16
Mean		54	63	52	110	68	65	56	29	88	29	27	82		89	50	98	29
Max		73	81	62	138	76	97	90	85	141	38	39	108		132	84	98	45

表7.5-2(1) 標準単価 (送電線プロジェクト) (Conductor; ACSR 240 mm² (Hawk), Passing Area; Plain)

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 90% of Suspension Towers (26units), 10% of Tension Towers (3units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: hard Soil (Sandstone and Clay)
- (6) Passing Areas: Plain

Category	No.	Items	115kV, 1cct, (10km)			115kV, 2cct, (10km)			Remarks			
			Unit	Qty	Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)	Unit	Qty		Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)	
CIF	1	Tower	ton	115	1,600	184,000	ton	150	1,600	240,000		
	2	Conductor	km	30	2,600	78,000	km	60	2,600	156,000		
	3	OH G.W.	km	10	600	6,000	km	10	600	6,000		
	4	Suspension Insulator String	set	78	250	19,500	set	156	250	39,000		
	5	Tension Insulator String	set	18	300	5,400	set	36	300	10,800		
	6	Accessories	lot	1	10%	29,290	lot	1	10%	45,180		
		Subtotal				322,190				496,980		
Cost of Local Transportation and Erection	1	Survey & Manufacturing Designing	km	10	2,000	20,000	km	10	2,000	20,000		
	2	Access Road Construction	km	20	1,000	20,000	km	20	1,000	20,000		
	3	Clearing of ROW	km	10	1,000	10,000	km	10	1,000	10,000		
	4	Foundation Work (Volume of Concrete)	m ³	140	500	70,000	m ³	470	500	235,000		
	5	Tower Erection Work	ton	115	150	17,250	ton	150	150	22,500		
	6	Stringing Work	km	10	2,000	20,000	km	10	3,000	30,000		
	7	Inland Transportation				38,663				CIF*12%	59,638	
	8	Accommodation Management	mth	6	2,000	12,000	mth	7	2,000	14,000		
	9	Materials Management	mth	6	1,000	6,000	mth	7	1,000	7,000		
	10	Miscellaneous	lot	1	(1 to 9)*5%	10,696	lot	1	(1 to 9)*5%	20,907		
	11	General Expenses	lot	1	(1 to 10)*10%	22,461	lot	1	(1 to 10)*10%	43,904		
		Subtotal				247,069				482,949		
		Total				569,259				979,929		

表7.5-2(2) 標準単価 (送電線プロジェクト) (Conductor: ACSR 240 mm² (Hawk), Passing Area; Mountain)

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 80% of Suspension Towers (23units), 20% of Tension Towers (6units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: hard Soil (Sandstone and Clay)
- (6) Passing Areas: Mountain

Category	No.	Items	115kV, 1cct, (10km)			115kV, 2cct, (10km)			Remarks			
			Unit	Q'ty	Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)	Unit	Q'ty		Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)	
CIF	1	Tower	ton	115	1,600	184,000	ton	155	1,600	248,000		
	2	Conductor	km	30	2,600	78,000	km	60	2,600	156,000		
	3	OH G.W.	km	10	600	6,000	km	10	600	6,000		
	4	Suspension Insulator String	set	69	350	24,150	set	138	350	48,300		
	5	Tension Insulator String	set	36	400	14,400	set	72	400	28,800		
	6	Accessories	lot	1	10%	30,655	lot	1	10%	48,710		
		Subtotal								337,205	535,810	
Cost of Local Transportation and Erection	1	Survey & Manufacturing Designing	km	10	2,000	20,000	km	10	2,000	20,000		
	2	Access Road Construction	km	20	1,500	30,000	km	20	1,500	30,000		
	3	Clearing of ROW	km	10	1,300	13,000	km	10	1,300	13,000		
	4	Foundation Work (Volume of Concrete)	m ³	170	750	127,500	m ³	540	750	405,000		
	5	Tower Erection Work	ton	115	225	25,875	ton	155	225	34,875		
	6	Stringing Work	km	10	3,000	30,000	km	10	4,500	45,000		
	7	Inland Transportation				50,581				80,372		
	8	Accommodation Management	mth	7	2,000	14,000	mth	8	2,000	16,000		
	9	Materials Management	mth	7	1,000	7,000	mth	8	1,000	8,000		
	10	Miscellaneous	lot	1	(1 to 9)*5%	15,898	lot	1	(1 to 9)*5%	32,612		
	11	General Expenses	lot	1	(1 to 10)*10%	33,385	lot	1	(1 to 10)*10%	68,486		
		Subtotal								367,239	753,345	
		Total								704,444	1,289,155	

表7.5-2(3) 標準単価 (送電線プロジェクト) (Conductor; ACSR 410 mm² (Drake), Passing Area; Plain)

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 90% of Suspension Towers (26units), 10% of Tension Towers (3units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: hard Soil (Sandstone and Clay)
- (6) Passing Areas: Plain

Category	No.	Items	115kV, 1cct, (10km)			115kV, 2cct, (10km)			Remarks		
			Unit	Qty	Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)	Unit	Qty		Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)
CIF	1	Tower	ton	150	1,600	240,000	ton	195	1,600	312,000	
	2	Conductor	km	30	4,500	135,000	km	60	4,500	270,000	
	3	OH G.W.	km	10	600	6,000	km	10	600	6,000	
	4	Suspension Insulator String	set	78	250	19,500	set	156	250	39,000	
	5	Tension Insulator String	set	18	300	5,400	set	36	300	10,800	
	6	Accessories	lot	1	10%	40,590	lot	1	10%	63,780	
		Subtotal				446,490				701,580	
Cost of Local Transportation and Erection	1	Survey & Manufacturing Designing	km	10	2,000	20,000	km	10	2,000	20,000	
	2	Access Road Construction	km	20	1,000	20,000	km	20	1,000	20,000	
	3	Clearing of ROW	km	10	1,000	10,000	km	10	1,000	10,000	
	4	Foundation Work (Volume of Concrete)	m ³	140	500	70,000	m ³	470	500	235,000	
	5	Tower Erection Work	ton	150	150	22,500	ton	195	150	29,250	
	6	Stringing Work	km	10	2,200	22,000	km	10	3,300	33,000	
	7	Inland Transportation				53,579			CIF*12%	84,190	
	8	Accommodation Management	mth	6	2,000	12,000	mth	7	2,000	14,000	
	9	Materials Management	mth	6	1,000	6,000	mth	7	1,000	7,000	
	10	Miscellaneous	lot	1	(1 to 9)*5%	11,804	lot	1	(1 to 9)*5%	22,622	
	11	General Expenses	lot	1	(1 to 10)*10%	24,788	lot	1	(1 to 10)*10%	47,506	
		Subtotal				272,671				522,568	
		Total				719,161				1,224,148	

表7.5-2(4) 標準単価 (送電線プロジェクト) (Conductor: ACSR 410 mm² (Drake), Passing Area: Mountain)

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 80% of Suspension Towers (23units), 20% of Tension Towers (6units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: hard Soil (Sandstone and Clay)
- (6) Passing Areas: Mountain

Category	No.	Items	115kV, 1cct, (10km)			115kV, 2cct, (10km)			Remarks	
			Conductor : ACSR 410 mm ² (Drake)		Conductor : ACSR 410mm ² (Drake)					
			Unit	Q'ty	Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)	Unit	Q'ty	Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)
CIF	1	Tower	ton	155	1,600	248,000	ton	200	1,600	320,000
	2	Conductor	km	30	4,500	135,000	km	60	4,500	270,000
	3	OH G.W.	km	10	600	6,000	km	10	600	6,000
	4	Suspension Insulator String	set	69	350	24,150	set	138	350	48,300
	5	Tension Insulator String	set	36	400	14,400	set	72	400	28,800
	6	Accessories	lot	1	10%	42,755	lot	1	10%	67,310
		Subtotal				470,305				740,410
Cost of Local Transportation and Erection	1	Survey & Manufacturing Designing	km	10	2,000	20,000	km	10	2,000	20,000
	2	Access Road Construction	km	20	1,500	30,000	km	20	1,500	30,000
	3	Clearing of ROW	km	10	1,300	13,000	km	10	1,300	13,000
	4	Foundation Work (Volume of Concrete)	m ³	170	750	127,500	m ³	540	750	405,000
	5	Tower Erection Work	ton	155	225	34,875	ton	200	225	45,000
	6	Stringing Work	km	10	3,300	33,000	km	10	5,000	50,000
	7	Inland Transportation				70,546			CIF* 15%	111,062
	8	Accommodation Management	mth	7	2,000	14,000	mth	8	2,000	16,000
	9	Materials Management	mth	7	1,000	7,000	mth	8	1,000	8,000
	10	Miscellaneous	lot	1	(1 to 9)*5%	17,496	lot	1	(1 to 9)*5%	34,903
	11	General Expenses	lot	1	(1 to 10)*10%	36,742	lot	1	(1 to 10)*10%	73,296
		Subtotal				404,158				806,261
		Total				874,463				1,546,671

表7.5-6 標準単価 (変電設備プロジェクト)

1. Equipment

Transformers (with Erection)		FC (US\$)				
	10 MVA		200,000.00			
	20 MVA		250,000.00			
	30 MVA		300,000.00			
	10 MVA (SWL)		320,000.00			
	20 MVA (SWL)		420,000.00			
	30 MVA (SWL)		520,000.00			
	Station Service TR, 50 kVA		3,500.00			
115 kV Switchgears		FC (US\$)		Others		
Single Bus system				FC (US\$)		
	Three phase busbar	1	6,000.00	54,500.00	Earthing system	20,000
	Inductive VT	3	4,500.00	6,000.00	Lightning system	15,000
	Supporting structure	1	20,000.00	13,500.00	Station lighting system	10,000
	Accessories, insulators	1	15,000.00	20,000.00	110 V, 48 V DC system	20,000
	Line feeder			122,100.00	MV, LV, and control cables	35,000
	Circuit Breaker	1	45,000.00	45,000.00	Control Panel (TL bay)	6,000
	Isolator	2	8,000.00	16,000.00	Control Panel (TR)	4,000
	Isolator with ES	1	10,000.00	10,000.00	Control Panel (Bus)	3,000
	Current Transformer	3	6,000.00	18,000.00	Substation Control System	35,000
	Voltage Transformer	3	4,500.00	13,500.00	Line feeder Protection	40,000
	Lightning Arrester	3	2,200.00	6,600.00	TR feeder Protection	18,000
	Line Trap	2	6,500.00	13,000.00	Bus coupler protection	8,000
	TR feeder			75,600.00	Telephone system	5,800
	Circuit Breaker	1	35,000.00	35,000.00	PLC system	35,000
	Isolator	2	8,000.00	16,000.00	VHF system	20,000
	Current Transformer	3	6,000.00	18,000.00	Static Capacitor	3,500
	Lightning Arrester	3	2,200.00	6,600.00	Spare parts & Tools	40,000
	Double Bus system			183,000.00	Documentation	5,000
	Three phase busbar	1	8,000.00	8,000.00		
	Circuit Breaker	1	40,000.00	40,000.00		
	Current Transformer	3	6,000.00	18,000.00		
	Inductive VT	6	4,500.00	27,000.00		
	Isolator with ES	2	10,000.00	20,000.00		
	Supporting structure	1	40,000.00	40,000.00		
	Accessories, insulators	1	30,000.00	30,000.00		
	Line feeder			127,100.00		
	Circuit Breaker	1	50,000.00	50,000.00		
	Isolator	2	8,000.00	16,000.00		
	Isolator with ES	1	10,000.00	10,000.00		
	Current Transformer	3	6,000.00	18,000.00		
	Voltage Transformer	3	4,500.00	13,500.00		
	Lightning Arrester	3	2,200.00	6,600.00		
	Line Trap	2	6,500.00	13,000.00		
	TR feeder			88,600.00		
	Circuit Breaker	1	40,000.00	40,000.00		
	Isolator	3	8,000.00	24,000.00		
	Current Transformer	3	6,000.00	18,000.00		
	Lightning Arrester	3	2,200.00	6,600.00		
22 kV Outdoor Switchgears						
	Line bay			18,000		
	TR bay			12,000		
	Busbar			9,600		
	Aux TR bay			3,600		

2. Civil and Erection (for Standard Substation)

		FC (US\$)	LC (US\$)
	Leveing, cleaning, grading		7,500
	Earthworks, excavation, filling, compressing	2,000	6,000
	Roads, platforms, drainage		20,000
	Foundations gantries, steel structures	30,000	30,000
	Transformer foundation incl. oil collecting	10,000	10,000
	Cable ducts		7,000
	Control building	15,000	40,000
	Fencing and gravelling		16,000
	Water supply	5,500	4,500
	Air conditioning and ventilation	12,000	12,000
	Fire protection	6,000	4,000
	Housing compound	8,000	75,000
	TR installation (including transportation)	10,000	15,000
	Installation Works w/o TR		35,000
	Testing & commissioning	15,000	15,000
	UXO clearance	3,000	2,500
	Training	20,000	5,000

Table 7.7-1 経済内部収益率の計算

(Base Case)

FY	Unit : Thousand US\$											Benefit	Net			
	TL		SS		MV & LV Lines		Consult.		Total Capital		O & M			Incr. Energy (MWh)	Benefit	Net
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC+LC					
FY2001	2,237.0	1,034.1	1,410.0	207.0	4,272.8	961.4	725.7	8,645.5	2,202.5	54.7	64,868.0	5,241	-5,661	82.0	-5,689	
FY2002	15,293.0	3,770.1	11,699.0	1,701.0	4,272.8	961.4	2,688.8	33,953.6	6,432.5	369.6	132,001.0	10,666	-30,090	554.4	-30,275	
FY2003	14,589.0	5,390.1	6,900.0	873.9	6,985.9	1,571.9	2,602.7	31,077.6	7,835.9	919.2	273,529.0	22,101	-17,732	554.4	-17,367	
FY2004	53,004.0	14,735.7	18,091.0	2,501.1	6,985.9	1,571.9	6,928.6	85,009.5	18,808.7	1,757.2	366,149.0	29,585	-75,991	2,635.9	-76,869	
FY2005	30,752.0	12,609.9	5,374.0	740.7	6,985.9	1,571.9	4,178.5	47,290.4	14,922.5	2,795.9	508,695.0	41,103	-23,906	4,193.8	-25,304	
FY2006	8,029.0	4,575.6	1,439.0	259.2	6,791.8	1,528.2	1,633.1	17,892.9	6,363.0	3,307.3	628,899.0	50,815	23,252	4,961.0	21,598	
FY2007	23,797.0	5,734.8	6,207.0	1,260.0	6,791.8	1,528.2	3,238.6	40,034.4	8,523.0	3,724.3	756,143.0	61,096	8,815	5,586.4	6,953	
FY2008	8,764.0	4,932.0	2,294.0	335.7	8,097.6	1,822.0	1,892.3	21,047.9	7,089.7	4,205.0	948,546.0	76,643	44,300	6,307.4	42,198	
FY2009	23,634.0	6,129.0	12,439.0	1,449.9	8,097.6	1,822.0	3,823.1	47,993.7	9,400.9	4,714.7	1,068,395.0	86,326	24,217	7,072.0	21,860	
FY2010	10,198.0	5,694.3	4,430.0	492.3	8,097.6	1,822.0	2,213.7	24,939.3	8,008.6	5,337.0	1,261,995.0	101,969	63,684	8,005.5	61,016	
FY2011										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2012										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2013										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2014										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2015										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2016										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2017										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2018										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2019										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2020										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2021										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2022										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2023										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2024										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2025										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2026										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2027										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2028										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2029										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	
FY2030										5,668.9	1,261,995.0	101,969	96,300	86,103	93,466	

Economic Internal Rate of Return for the Project
Net Present Value (at 11%)

23.9%
231.144

20.3%
192.306

20.9%
179.253

23.2%
217.324

Applied currency and unit: US\$ thousand

Base year : Year 2001

Incremental Energy Sold: Table 4.1 in Appendixes 6.2

Cost side

Foreign Currency Portion (MV&LV)

Local Currency Portion (MV&LV)

SCF for Local Currency Portion

WTP by General Demand Category Year 2001

WTP Portion of Generation Facility (60.0%) Year 2001

Benefit corresponding to this Project

TL Cost from Table 7.6-3(2) in Part-I

SS Cost from Table 7.6-4 in Part-I

MV & LV Cost from Table 3.5 in Appendix 6.2

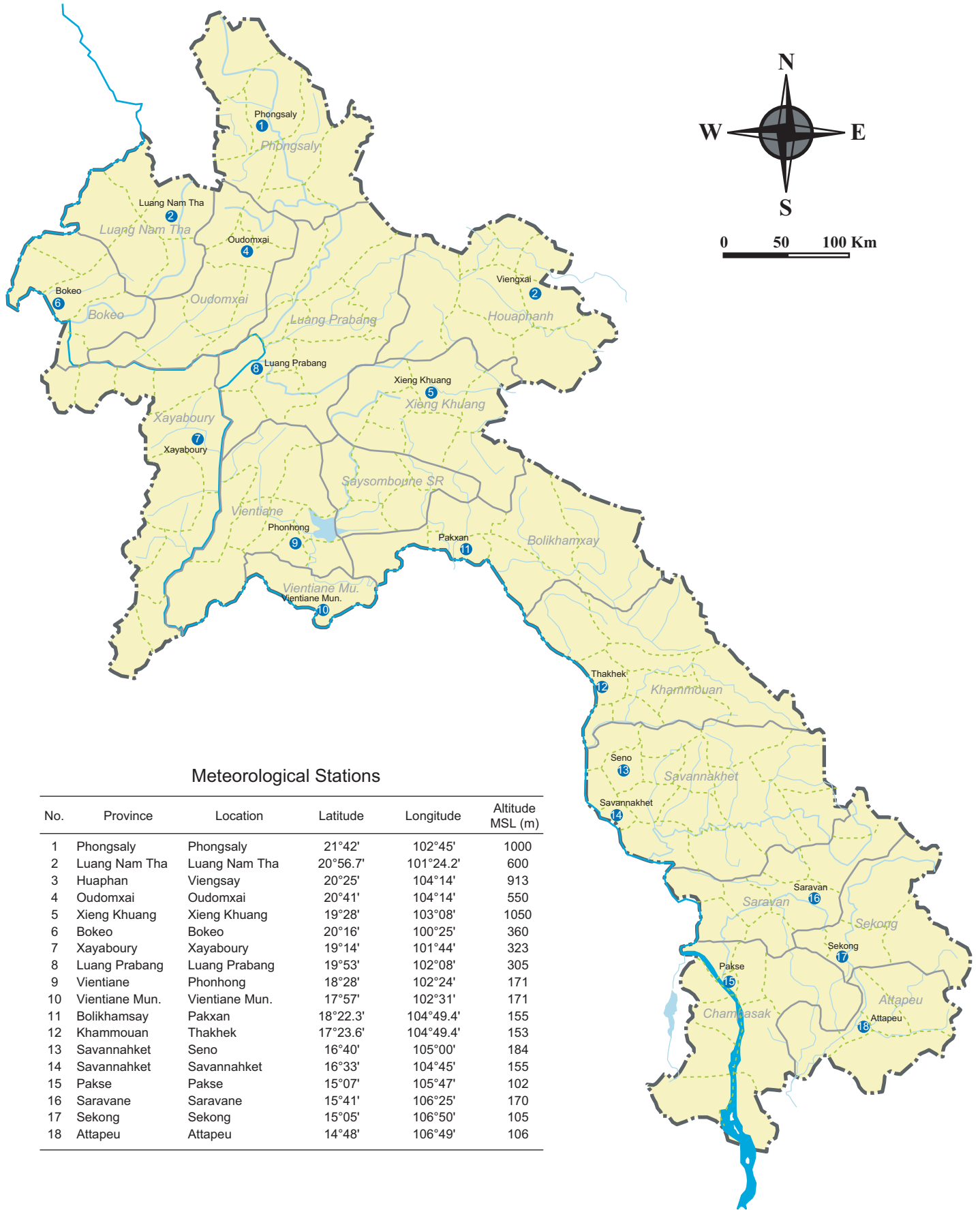
Cost of Consulting Service = 7 % of Total Cost

0.073 US\$/kWh

Environmental Energy (MWh) from Table 6.2 in Appendix 6.2

表7.8-1 EDLグリッドで電化されない地域への代替電源

code	Province	code	District	Existing Power Supply Source (As of 1999)	Electrification Ratio in 2020 (District Level)	Power Supply Source in 2020		Alternative Power Supply by Province/ District Authority
						EDL's Grid	Province or District Authority	
02	Phongsaly		Sub-total					
		0201	Phongsaly	Diesel, 2 x 150 kW(1993)	100%	50%	50%	Hydro
		0202	May	Diesel, 1 x 50 kW(1999)		-	40%	Diesel + Hydro
		0203	Khua	Diesel, 1 x 120 kW(1997)	80%	80%	-	
		0204	Samphanh		60%	18%	42%	Diesel + Hydro
		0205	Boon neua	Hydro (Nam Boun-1(2x55kW, 1996), Nam Khoun(1x5kW, 1996), Nam Kha(1x5kW, 1996))	100%	100%		
		0206	Ngot ou		50%	15%	35%	Hydro
		0207	Boontai		100%	100%		
03	Luang Namtha		Sub-total					
		0301	Namtha	Hydro, Nam Leu(1x 46.2kW,1994), Diesel(1x400kW(1998), 1x155kW(1997))	100%	100%	-	
		0302	Sing	Diesel(1x120kW, 1997)	90%	90%	-	
		0303	Long	Hydro, HuayKhibouan(1x50kW, 1998), Diesel(1x50kW, 1999)	60%	30%	30%	Diesel + Hydro
		0304	Vienphoukha	Diesel(1x30kW, 1999)	100%	100%	-	
		0305	Nalae	Hydro,Nam Nong(1x30kW, 1999), Diesel (1x15kW)	80%	80%	-	
05	Bokeo	0501	Huoxai	Improt from Thailand	100%	80%	20%	Diesel
		0502	Tonpheung	Diesel, 1x120kW(1997)	100%	100%	-	
		0503	Meung	Diesel, 1x45kW(1993)	100%	50%	50%	Diesel
		0504	Pha oudom	Diesel, 1x54kW(1993)	80%	40%	40%	Diesel
		0505	Paktha	Diesel, 1x15kW(1993)	60%	100%	-	
		0506	Special region					
06	Luang Prabang		Sub-total					
		0601	Luangprabang	EDL's Grid	100%	100%	-	
		0602	Xieng ngeun	EDL's Grid	100%	100%	-	
		0603	Nan	Diesel, 1x155kW(1997)	80%	80%	-	
		0604	Park ou		80%	80%	-	
		0605	Nam bak	Diesel, 1x155kW(1997), Hydro:Nam Mong1x 70kW, 2000)	70%	70%	-	
		0606	Ngoi	Diesel, 1x120kW(1997)	50%	25%	25%	Diesel + Hydro
		0607	Pak xeng		60%	30%	30%	Hydro
		0608	Phonxay		60%	30%	30%	Hydro
		0609	Chomphet		80%	80%	-	
		0610	Viengkham	Diesel, 1x120kW(1997)	50%	-	50%	Diesel + Hydro
		0611	Phoukhoue	EDL's Grid	90%	90%	-	
07	Huaphanh		Sub-total					
		0701	Xamneua	Improt from China + Hydro (Nam Soy, 1x12kW(1994), Houay Men, 1x24kW(1994), Nam Hang	100%	100%	-	
		0702	Xieng khor	improt from China + Hydro:Nam Long, 1x20kW(1989)	100%	100%	-	
		0703	Viengthong	Hydro:Nam Et, 1x80kW(1988)	100%	30%	70%	Hydro
		0704	Viengxay	Import from China + Hydro(Nam Poun-1 & 2, 3x 48kW(1994))	100%	100%	-	
		0705	Huameuang	Hydro: Nam Peun, 1x36kW(1986)	80%	56%	24%	
		0706	Xamtay	Hydro:Nam San, 2x55kW(1995)	60%	12%	48%	Hydro
		0707	Sopbao	Import from China+ Hydro:Nam Soblong, 1x24kW(1989)	100%	100%	-	
		0708	Add	Import from China	100%	100%	-	
09	Xiengkhuang		Sub-total					
		0901	Pek	Diesel(2 x 300kW, 1995)	100%	100%	-	
		0902	Kham	Hydro:Bansobma(1x 55kW & 1x75kW,	80%	56%	24%	Diesel + Hydro
		0903	Nonghed		70%	35%	35%	Diesel + Hydro
		0904	Khoune	Hydro: Ban Tan-1 & 2(1x5 & 1x 8kW, 1994), Ban Pong(1x5kW, 1995)	80%	80%	-	
		0905	Morkmav	Hydro:Nam Chath(1x100kW, 1995)	50%	25%	25%	Hydro
		0906	Phookood	Diesel(1x35kW, 1995)	70%	35%	35%	Diesel
		0907	Phaxay	Hydro: Ban Nong(1x40kW, 1995), Nam Ka-1 & 2(12kW+81kW, 1987 & 1995), Nam Pouy(1x24kW, 1986)	100%	100%	-	
11	Borikhamxay		Sub-total					
		1101	Pakxanh	EDL's Grid	100%			
		1102	Thaphabath	EDL's Grid	100%			
		1103	Pakkading	EDL's Grid	100%			
		1104	Bolikhanh		100%			
		1105	Khamkheuth	Hydro: Nam Phao(2x800kW, 1995)	80%	56%(T.Hinboun)	24%	Hydro
		1106	Viengthong		70%	35%(T.Hinboun)	35%	Diesel + Hydro
12	Khammuane		Sub-total					
		1201	Thakhek	Import form Thailand	100%	100%	-	
		1202	Mahaxay	Import form Thailand	100%	100%	-	
		1203	Nongbok	Import form Thailand	100%	100%	-	
		1204	Hinboon	Theun Hinboun	100%	100%	-	
		1205	Ngommalath	Import form Thailand	80%	80%	-	
		1206	Bualapha		60%	48%	12%	Diesel + Hydro
		1207	Nakai	Import form Thailand	60%	60%	-	
		1208	Xebangfay	Import form Thailand	100%	100%	-	
		1209	Xaybuathong		60%	60%	-	
18	Xaysomboon		Sub-total					
		1801	Sayxomboun	Diesel 1x155kW(1997)	80%	40%	40%	Hydro + Solar
		1802	Thathom	Diesel 1x35kW, 1996	60%	30%	30%	Hydro + Solar
		1803	Longsane	Nam Leuk Hydro	90%	90%	-	
		1804	Hom		90%	45%	45%	Hydro + Solar
		1805	Phun	Hydro:Nam Phai(1x200kW, 1999)	70%	70%	-	



Meteorological Stations

No.	Province	Location	Latitude	Longitude	Altitude MSL (m)
1	Phongsaly	Phongsaly	21°42'	102°45'	1000
2	Luang Nam Tha	Luang Nam Tha	20°56.7'	101°24.2'	600
3	Huaphan	Viengsay	20°25'	104°14'	913
4	Oudomxai	Oudomxai	20°41'	104°14'	550
5	Xieng Khuang	Xieng Khuang	19°28'	103°08'	1050
6	Bokeo	Bokeo	20°16'	100°25'	360
7	Xayaboury	Xayaboury	19°14'	101°44'	323
8	Luang Prabang	Luang Prabang	19°53'	102°08'	305
9	Vientiane	Phonhong	18°28'	102°24'	171
10	Vientiane Mun.	Vientiane Mun.	17°57'	102°31'	171
11	Bolikhamxay	Pakxan	18°22.3'	104°49.4'	155
12	Khammouan	Thakhek	17°23.6'	104°49.4'	153
13	Savannahket	Seno	16°40'	105°00'	184
14	Savannahket	Savannahket	16°33'	104°45'	155
15	Pakse	Pakse	15°07'	105°47'	102
16	Saravane	Saravane	15°41'	106°25'	170
17	Sekong	Sekong	15°05'	106°50'	105
18	Attapeu	Attapeu	14°48'	106°49'	106

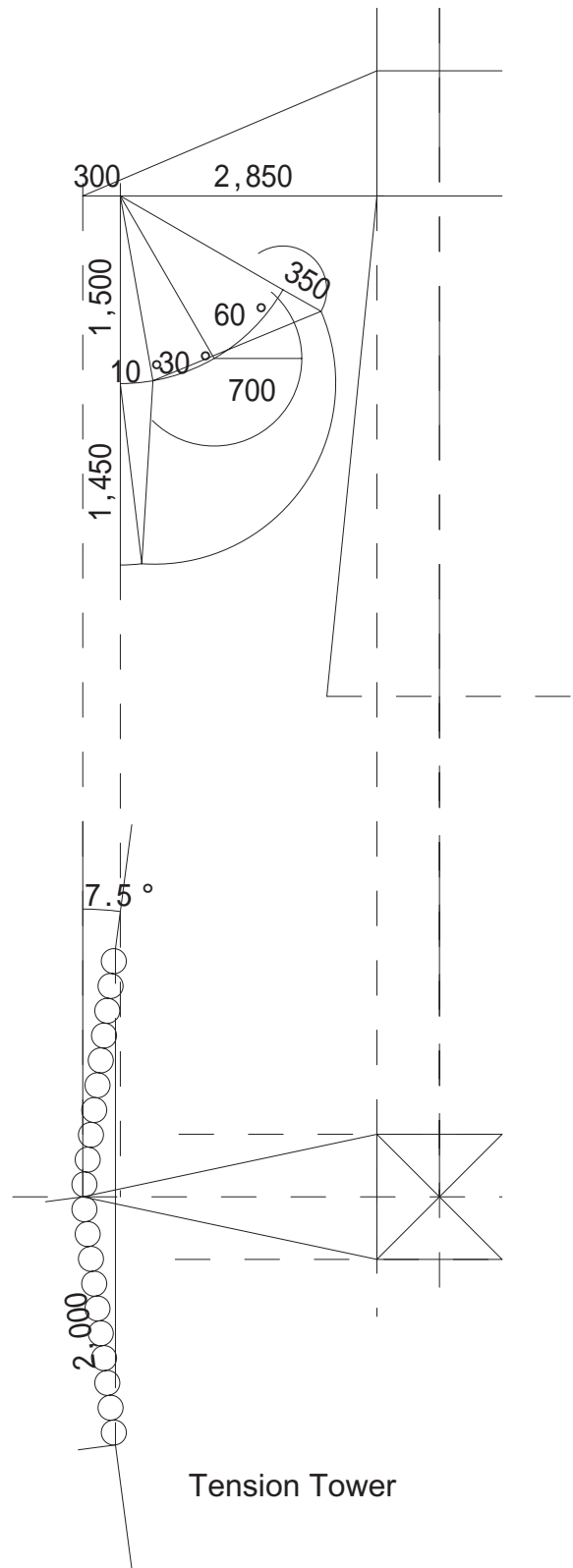
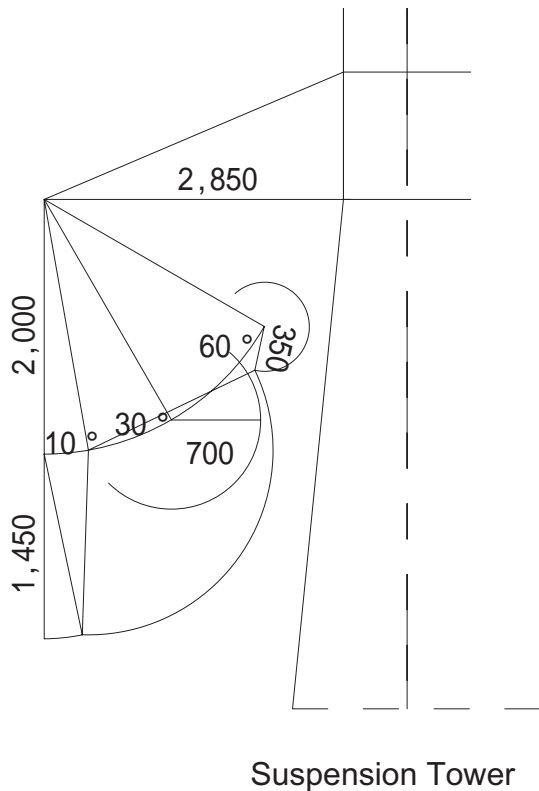


Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.1-1
Title

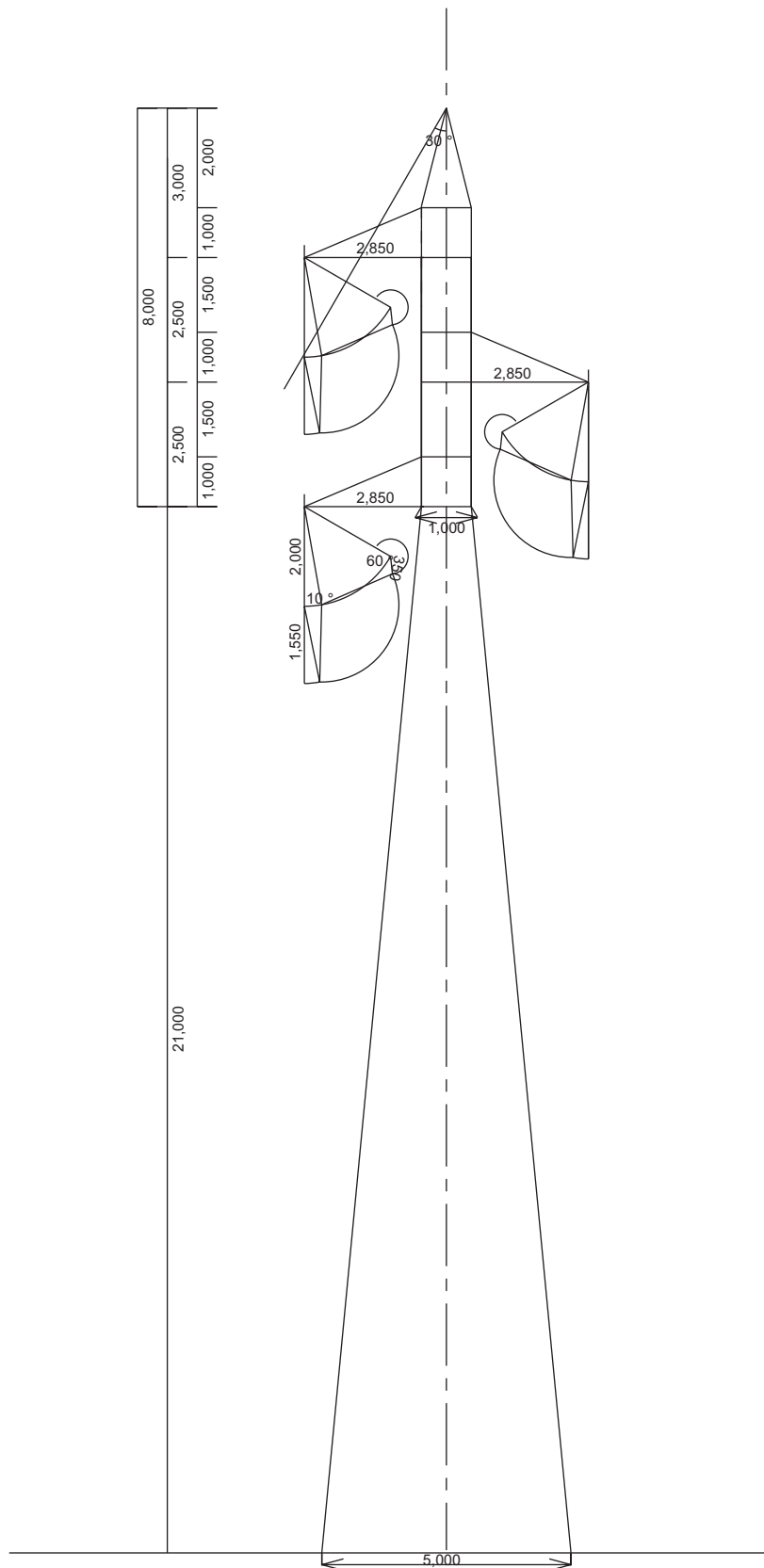
気象観測所



Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.2-2
Title
115 kV送電線路における
クリアランス・ダイアグラム



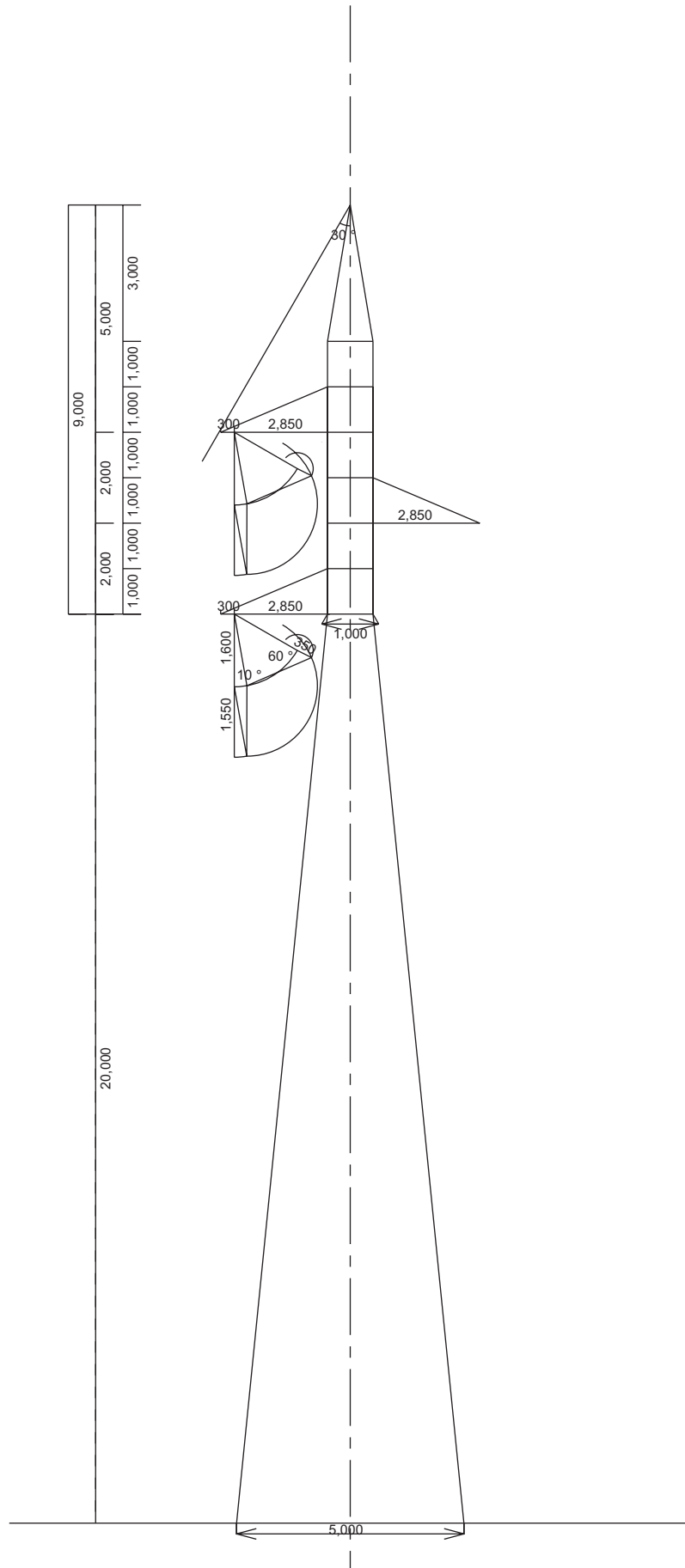
Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.2-3

Title

115 kV, 1 cct: ACSR 240 sq.mm, 410 sq.mm 懸垂鉄塔
(水平角度 : 0 - 3 deg.)

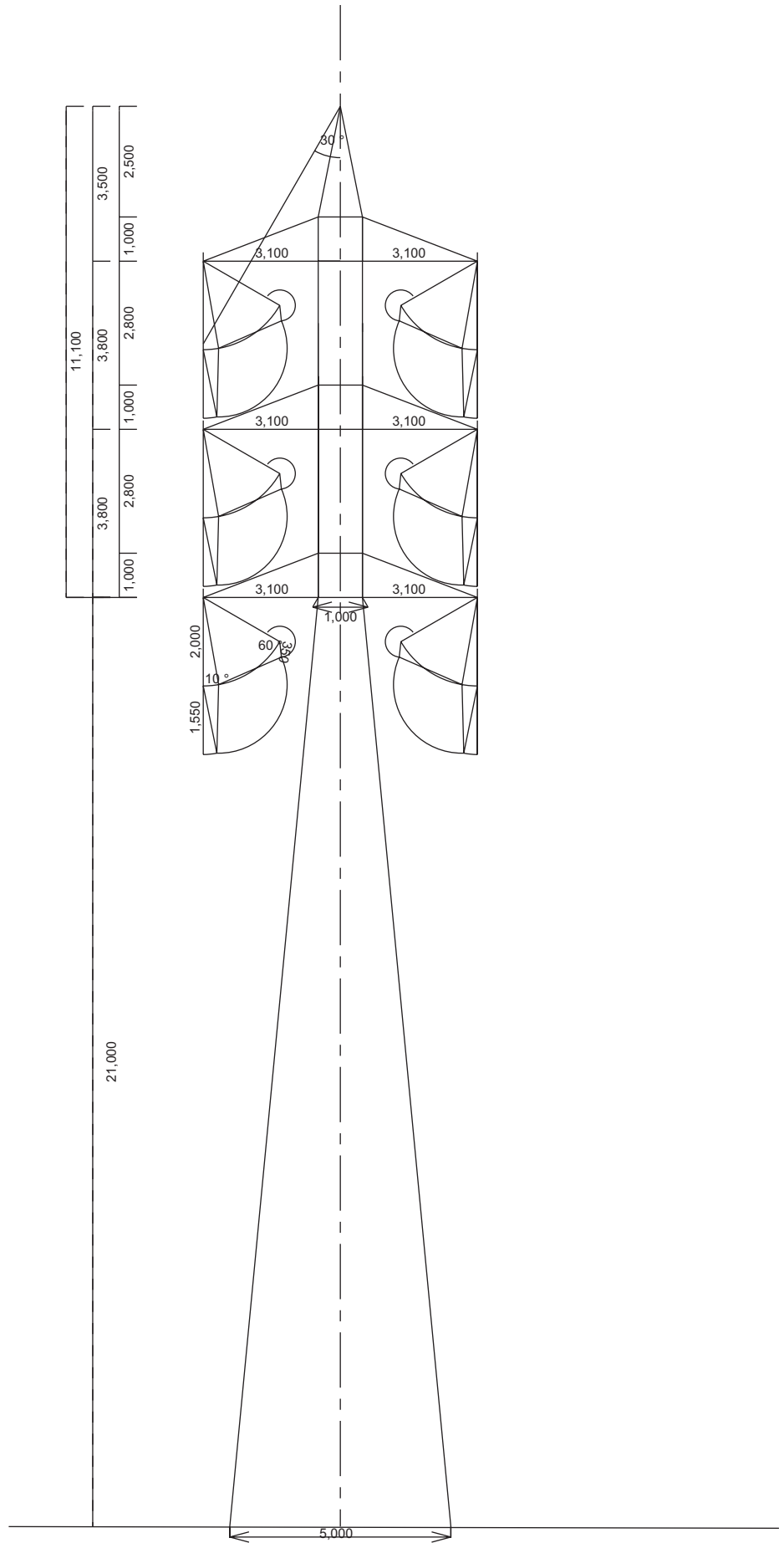


Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.2-4
Title

115 kV, 1 cct: ACSR 240 sq.mm, 410 sq.mm 耐張鉄塔
(水平角度 : 0 - 15 deg.)

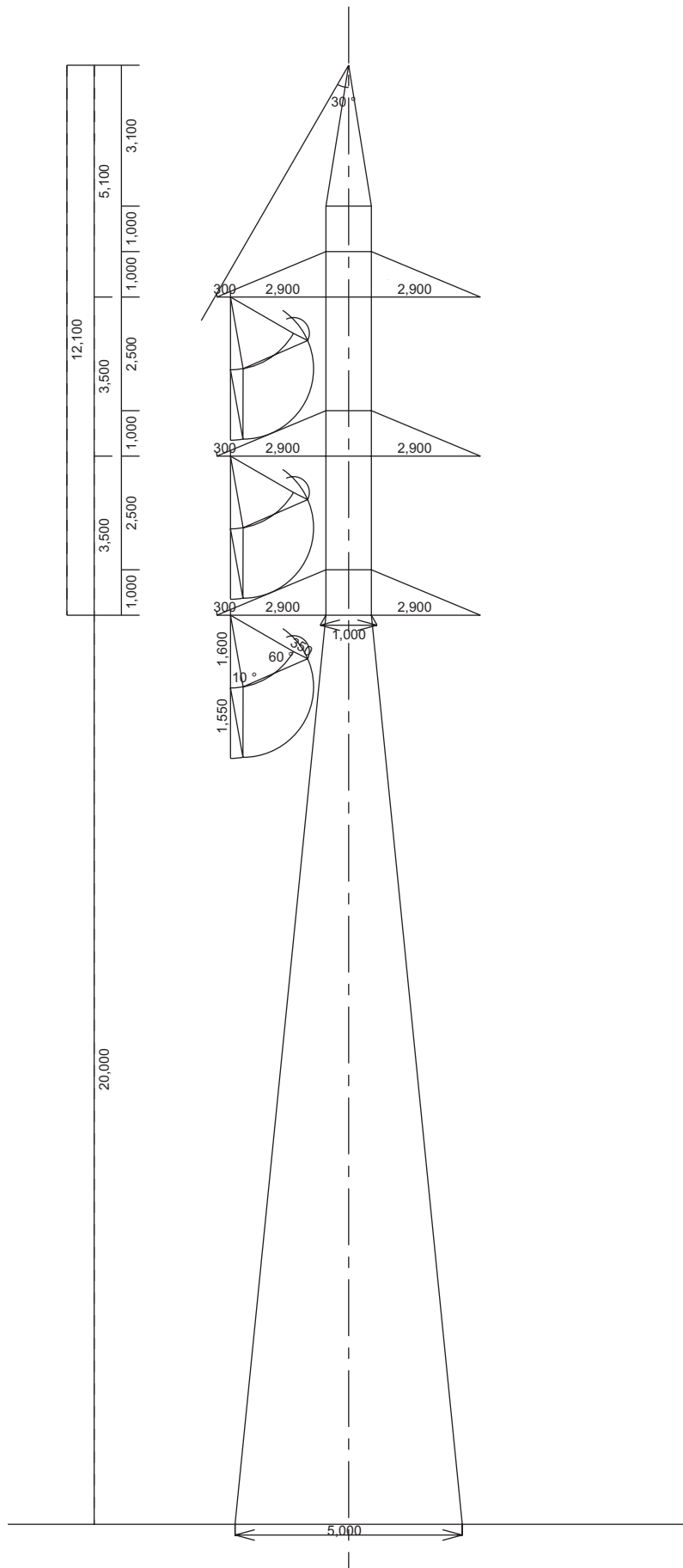


Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.2-5
Title

115 kV, 2 cct: ACSR 240 sq.mm, 410 sq.mm 懸垂鉄塔
(水平角度 : 0 - 3 deg.)

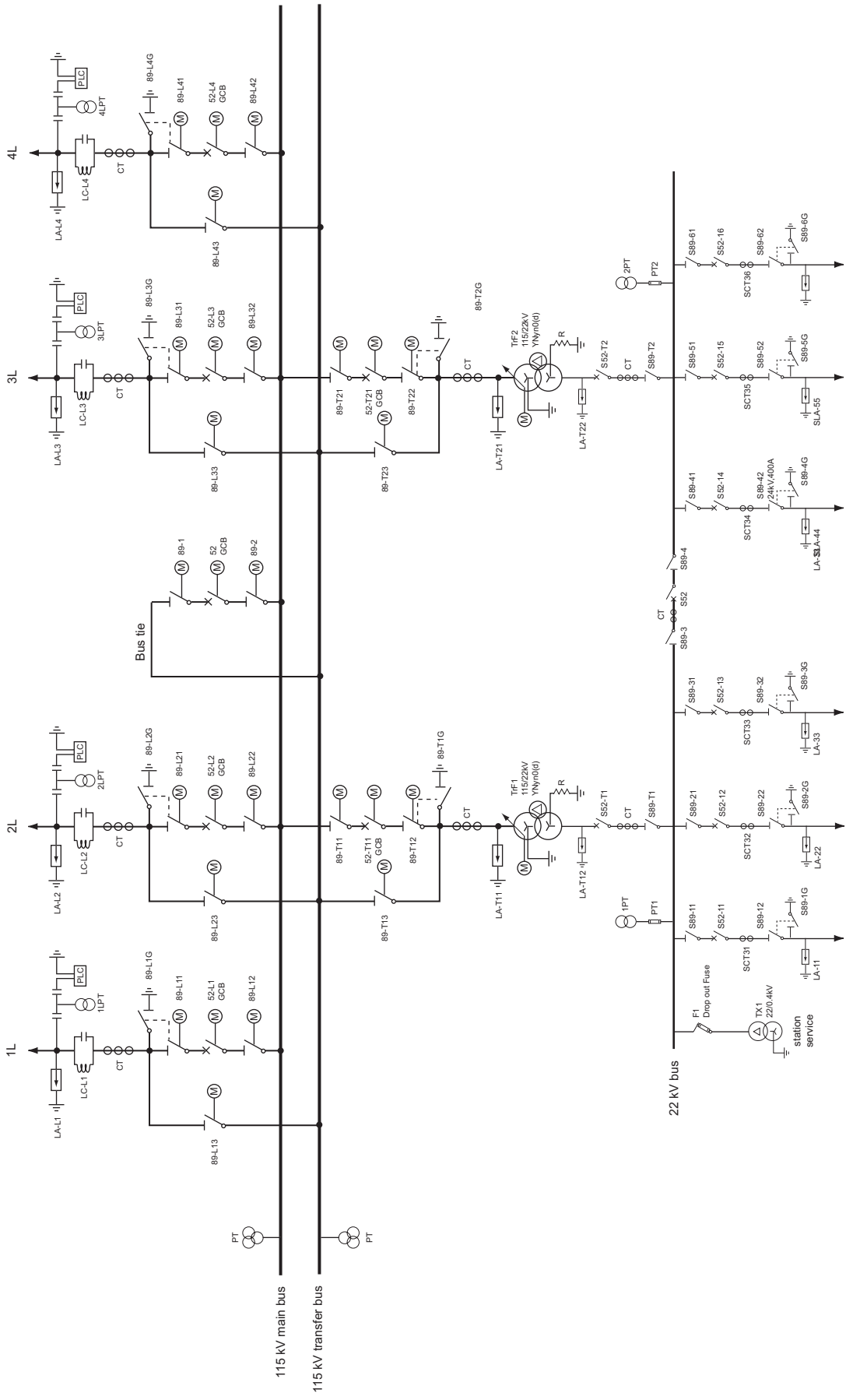


Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.2-6
Title

115 kV, 2 cct: ACSR 240 sq.mm, 410 sq.mm 耐張鉄塔
(水平角度 : 0 - 15 deg.)

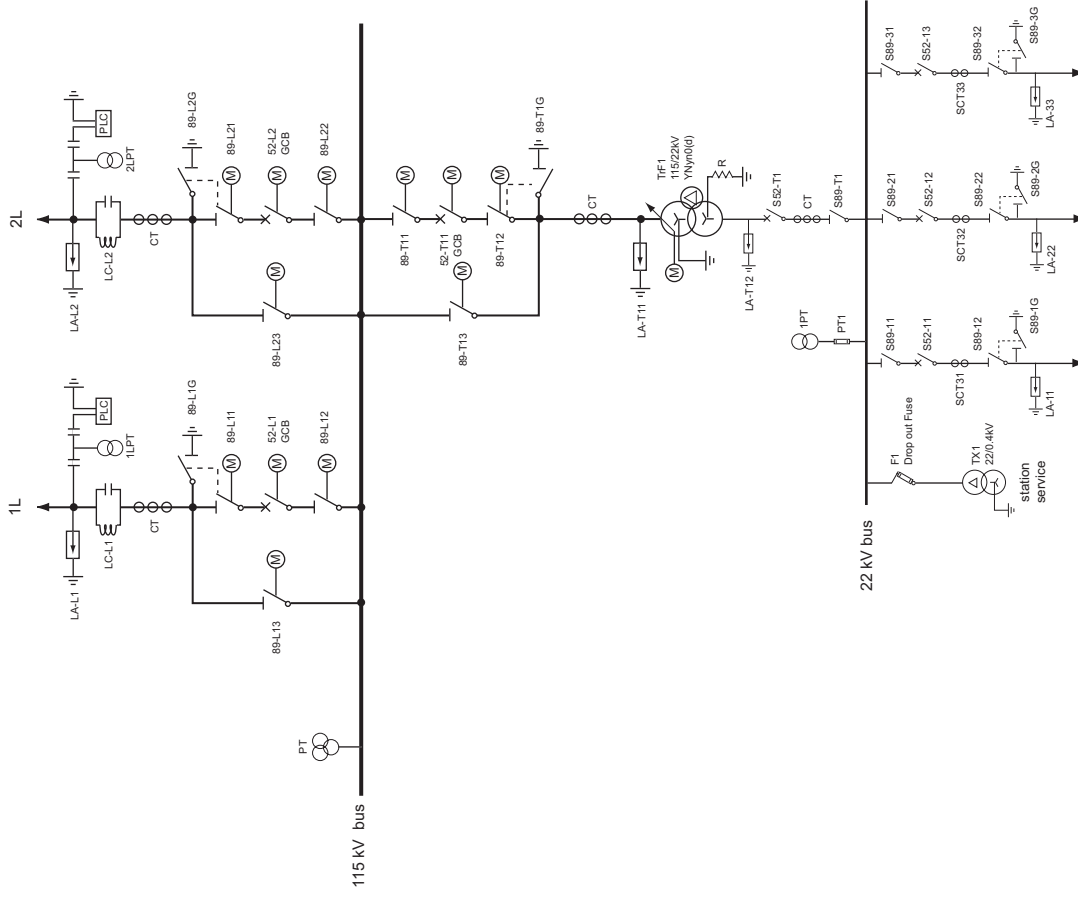


Electricite du Laos

Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.3-1
Title
新設変電所の単線結線図
(重母線方式を適用)

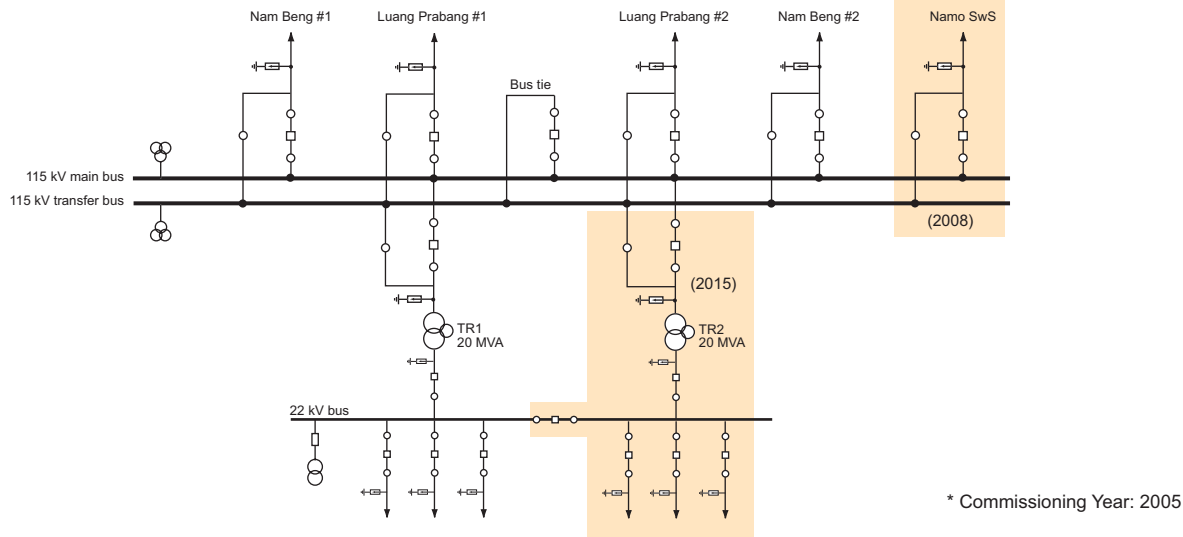


Electricite du Laos

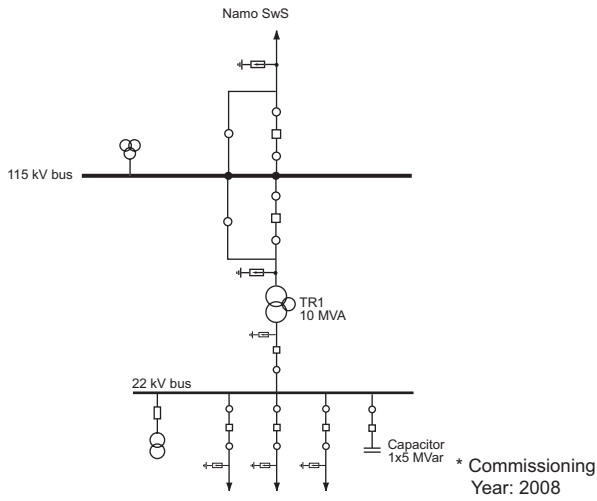
Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koet Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

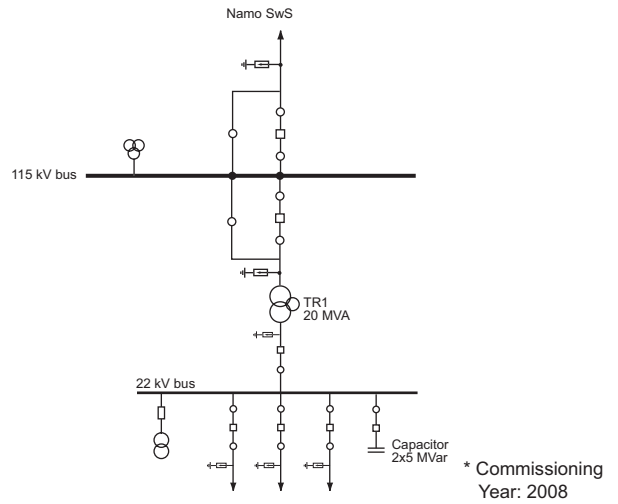
Figure No. 7.3-2
Title
新設変電所の単線結線図
(単重母線方式を適用)



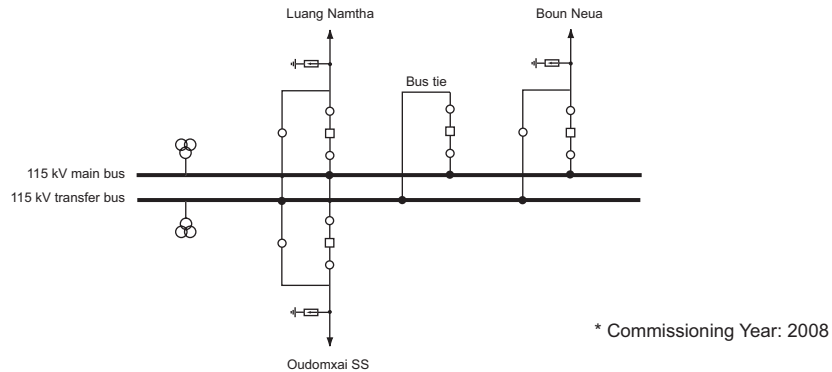
(1) Oudomxai SS



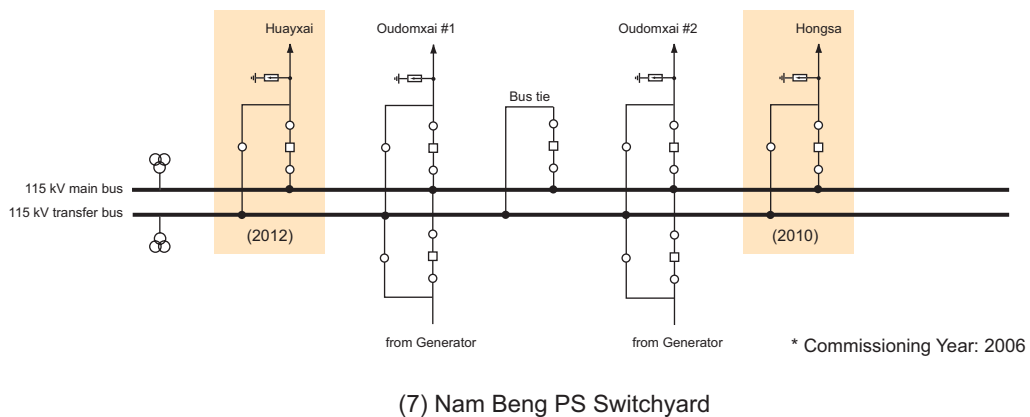
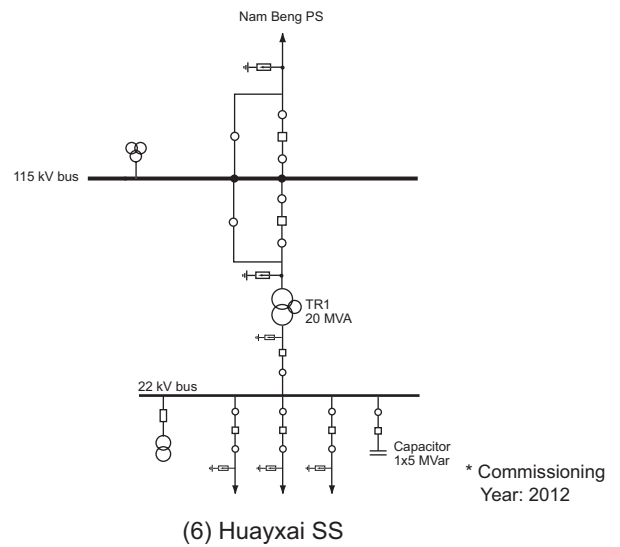
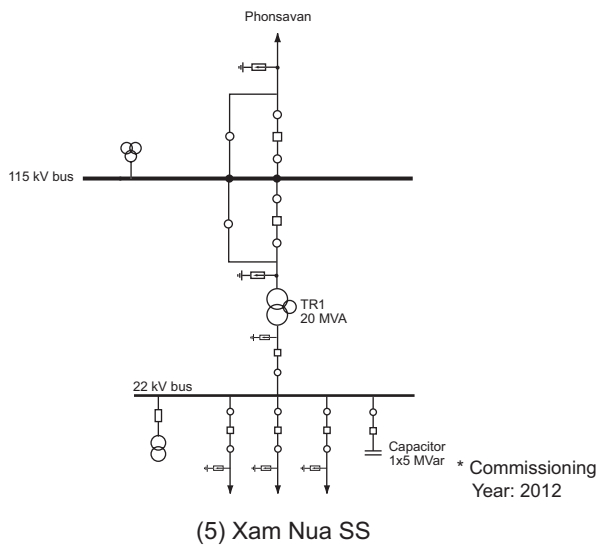
(2) Boun Neua SS

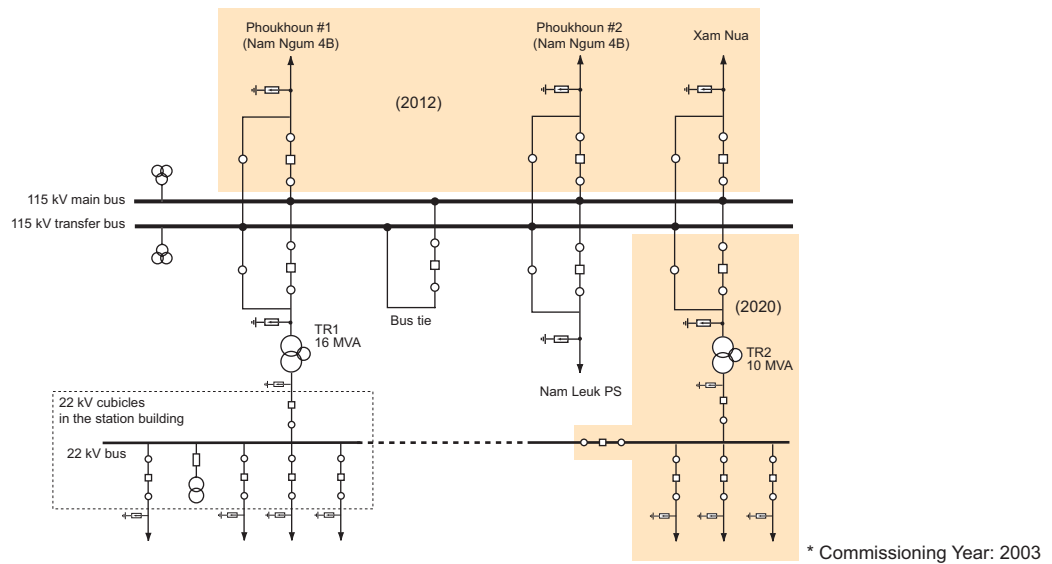


(3) Luang Namtha SS

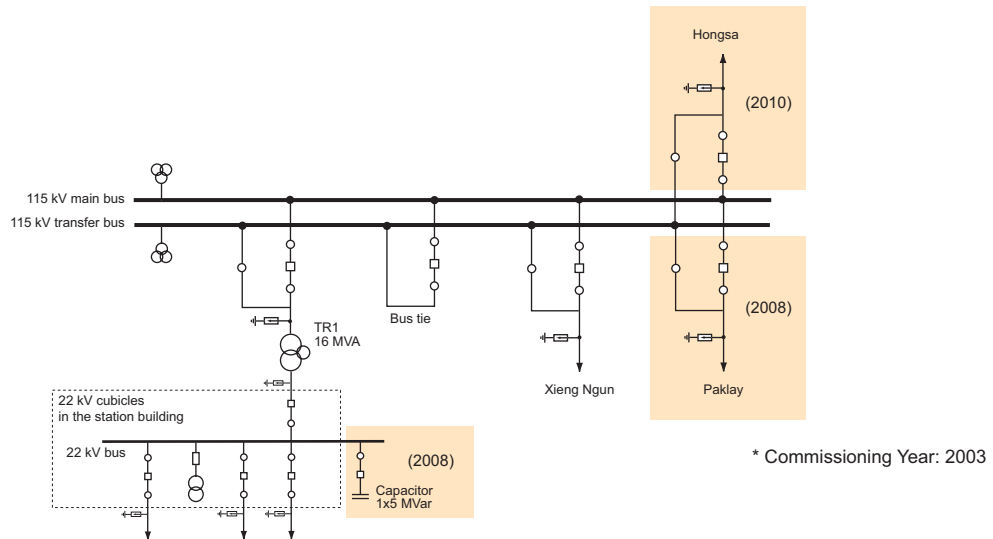


(4) Namo SwS

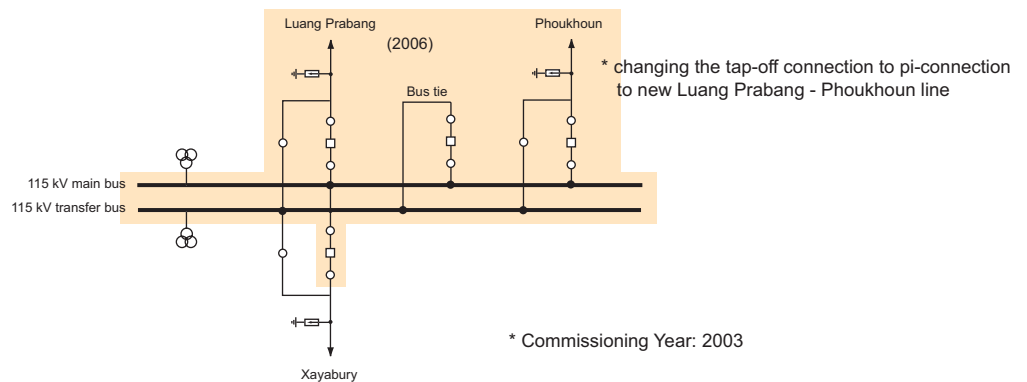





(1) Phonsavan SS

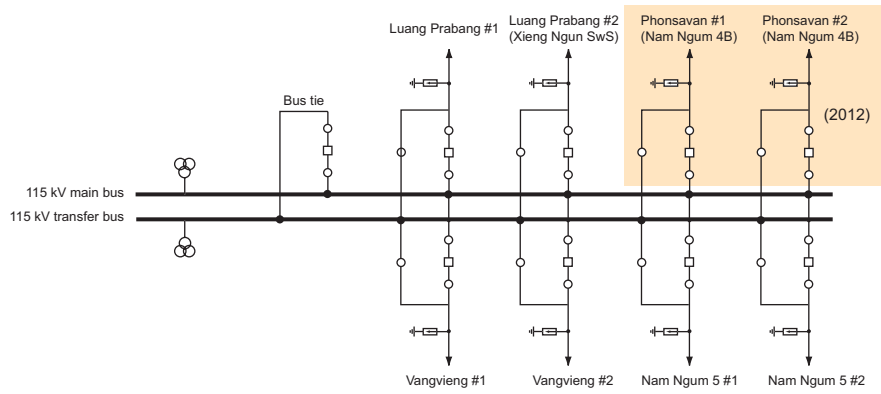


(2) Xayabuly SS



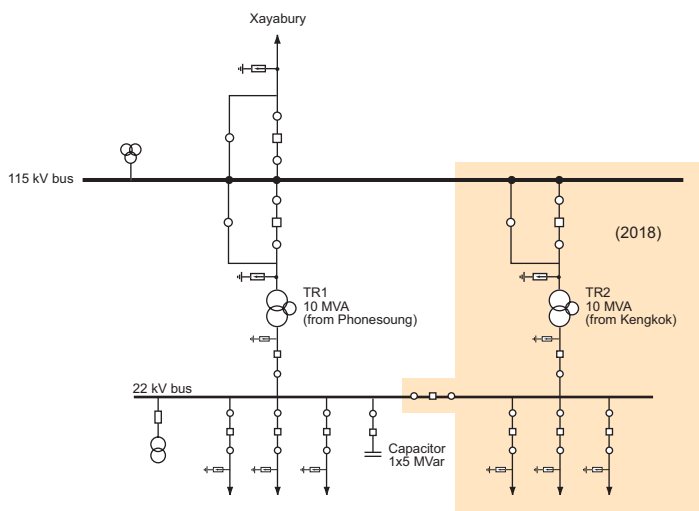
(3) Xieng Ngun SWS

 <p>Electricite du Laos</p>	<p>Japan International Cooperation Agency (JICA)</p>	<p>The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System</p>	<p>Figure No. 7.4-2 (1) to (3) Title 変電所 / 開閉所の単線結線図 (中央地域)</p>
	<p>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Company</p>		



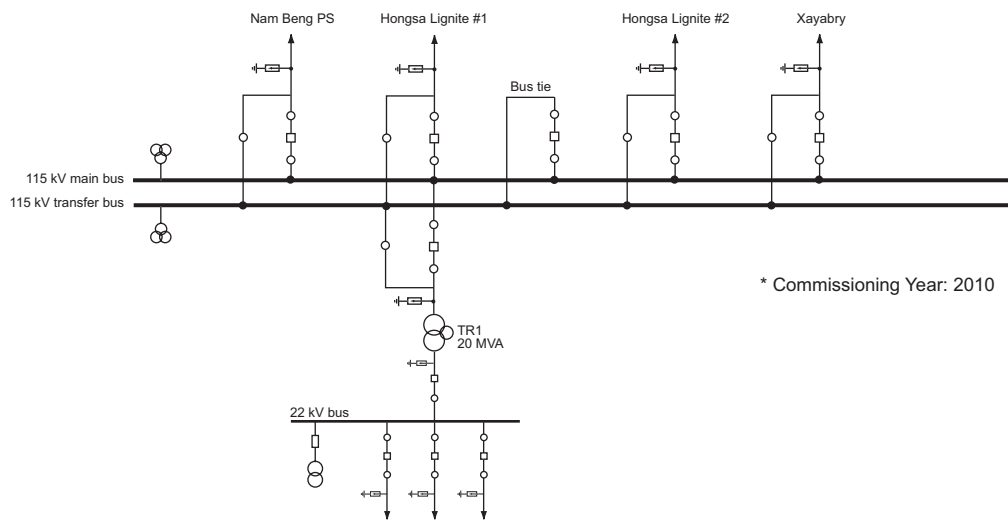
(4) Phoukhoun SWS

* Commissioning Year: 2006




(5) Paklay SS

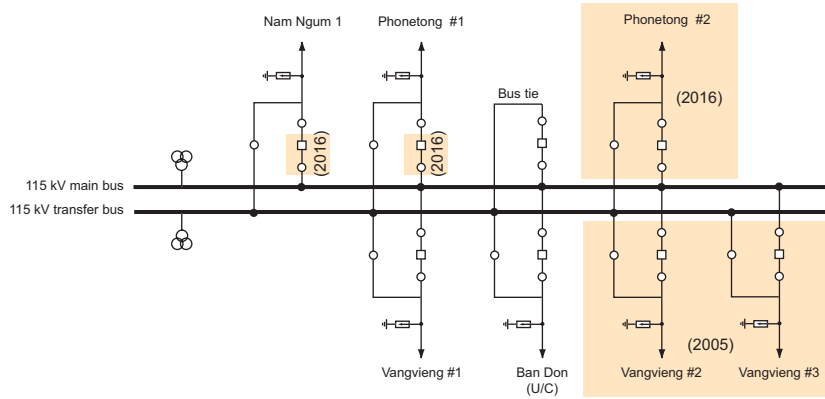
* Commissioning Year: 2008



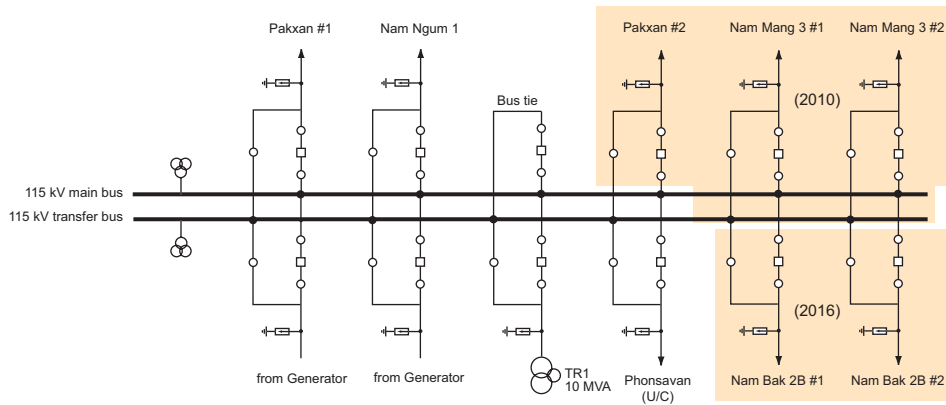
(6) Hongsa SS

* Commissioning Year: 2010

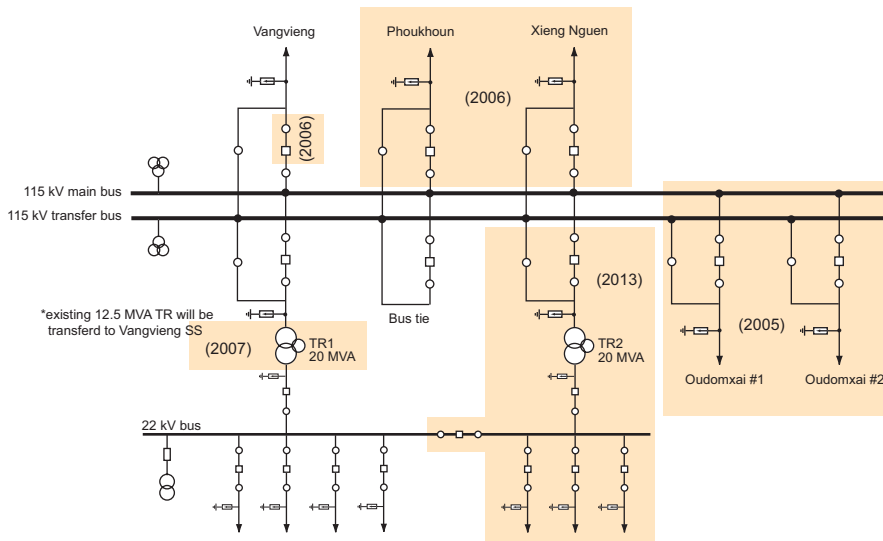
 <p>Electricite du Laos</p>	<p>Japan International Cooperation Agency (JICA)</p>	<p>The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System</p>	<p>Figure No. 7.4-2 (4) to (6) Title 変電所 / 開閉所の単線結線図 (中央地域)</p>
	<p>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Company</p>		




(7) Thatat SwS

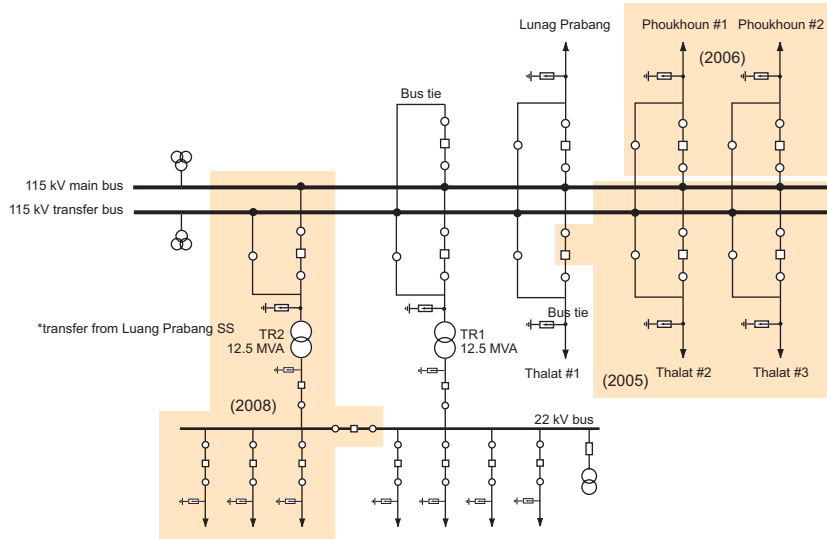


(8) Nam Leuk PS Switchyard

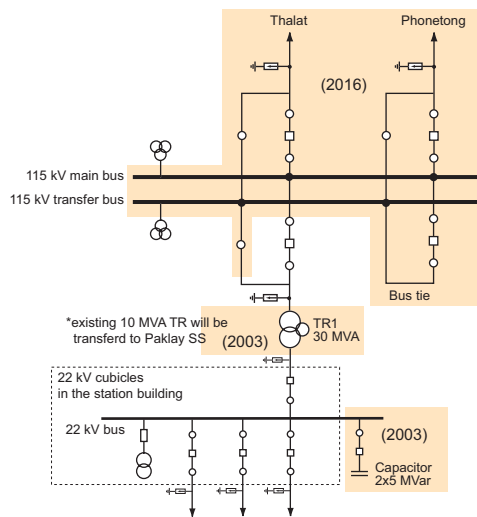


(9) Luang Prabang SS

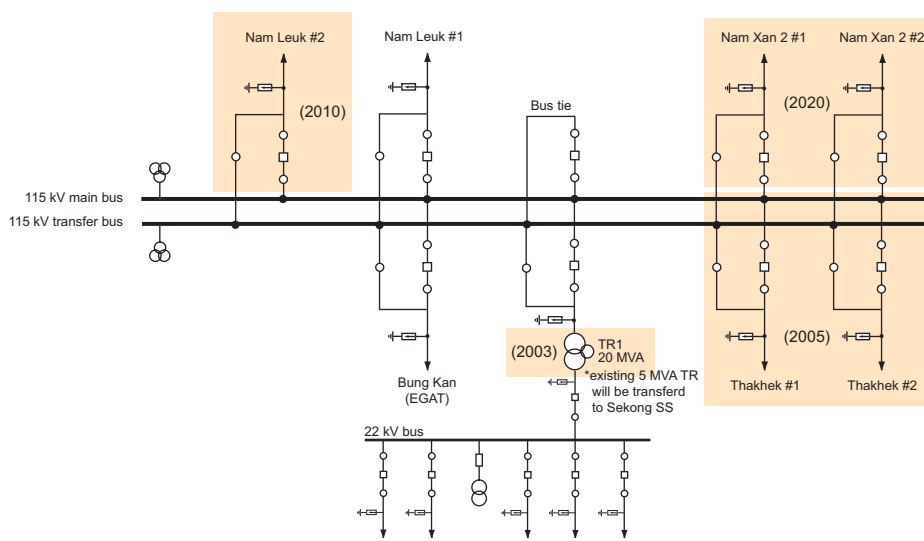
 <p>Electricite du Laos</p>	<p>Japan International Cooperation Agency (JICA)</p>	<p>The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System</p>	<p>Figure No. 7.4-2 (7) to (9) Title 変電所 / 開閉所の単線結線図 (中央地域)</p>
	<p>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Company</p>		



(10) Vangvieng SS



(11) Phonesoung SS



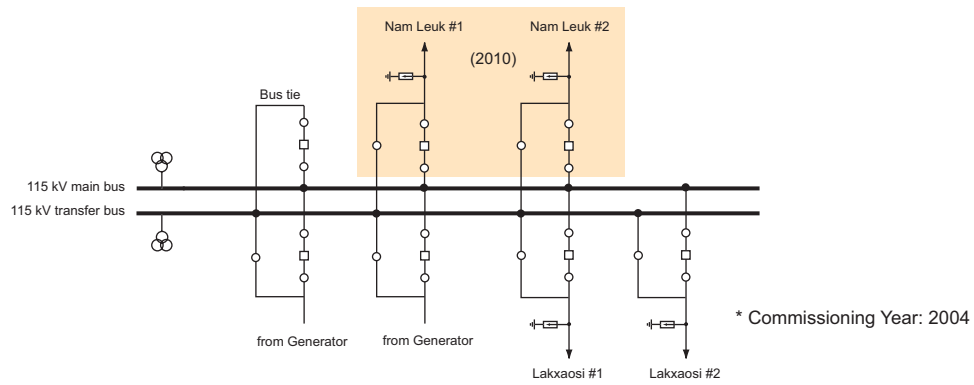
(12) Pakxan SS



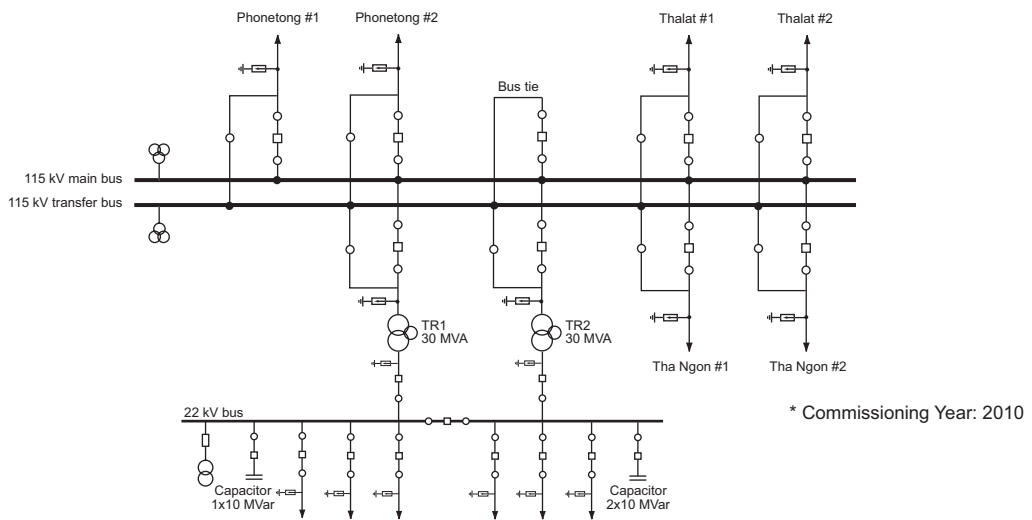
Japan International Cooperation Agency (JICA)
 Joint Venture
 Nippon Koei Co., Ltd.
 &
 Tokyo Electric Power Company

The Study
 on Master Plan
 of Transmission Line
 and
 Substation System

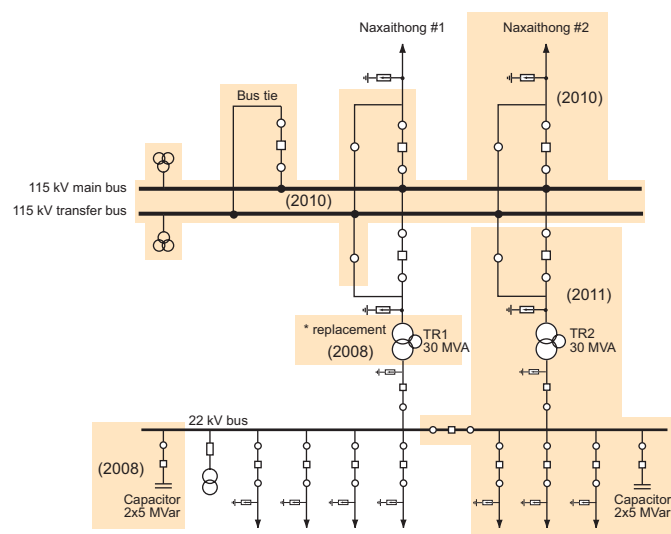
Figure No. 7.4-2 (10) to (12)
 Title
 変電所 / 開閉所の単線結線図
 (中央地域)



(13) Nam Mang 3 PS Switchyard



(14) Naxithong SS (upgrading from SWS)



(15) Tha Ngon SS



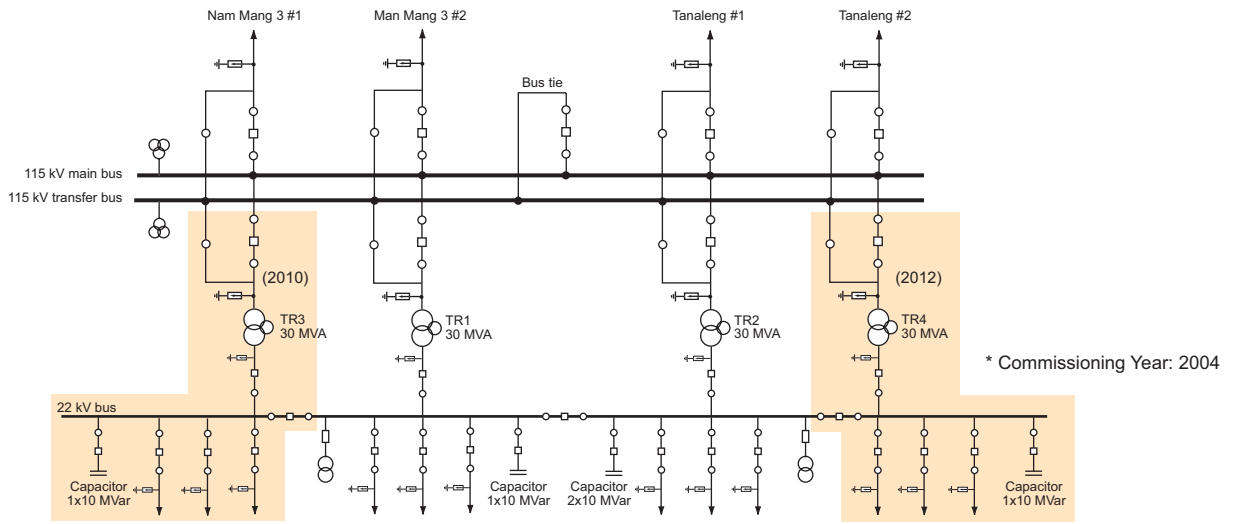
Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

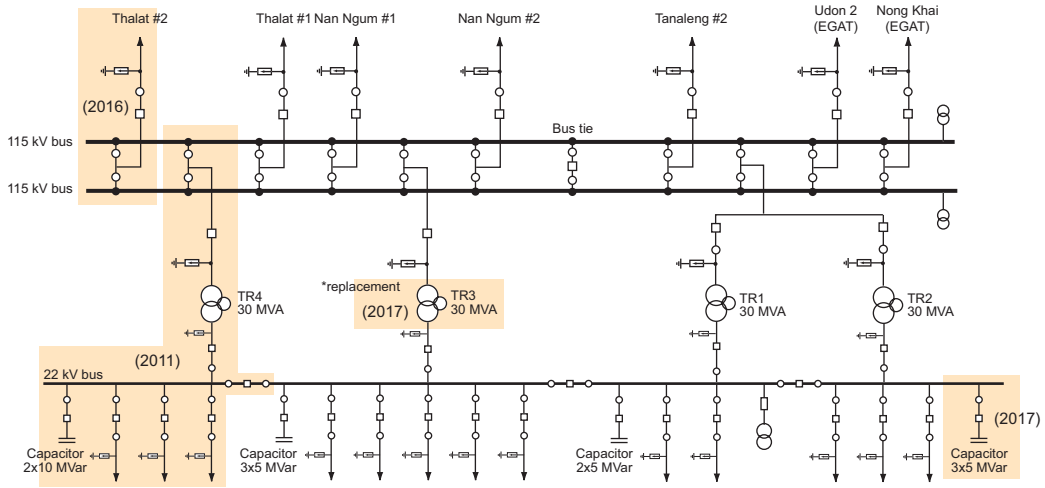
Figure No. 7.4-2 (13) to (15)

Title

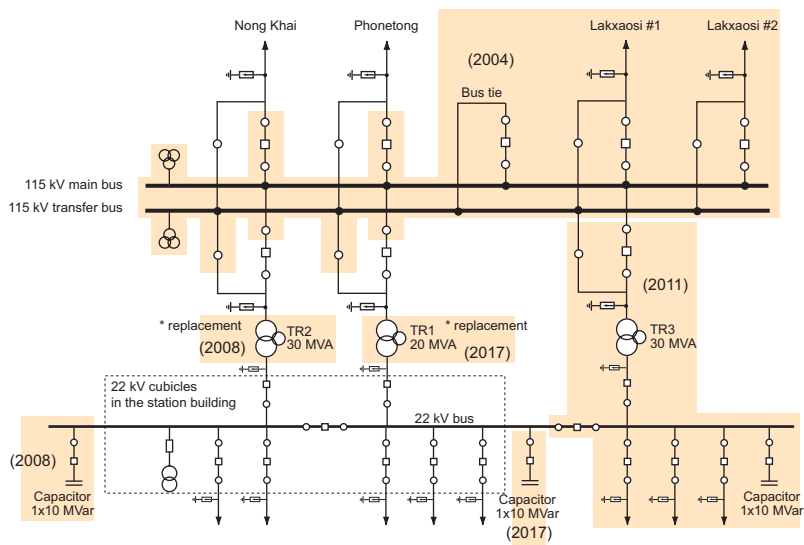
変電所 / 開閉所の単線結線図
(中央地域)



(16) Lakxaosi SS



(17) Phonetong SS



(18) Tanaleng SS



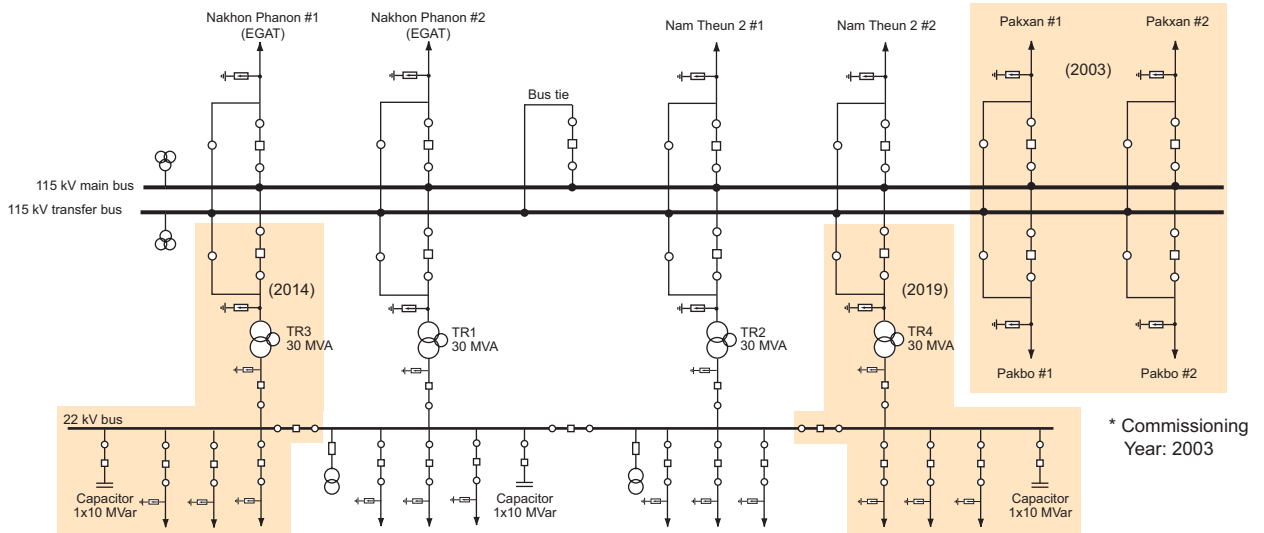
Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

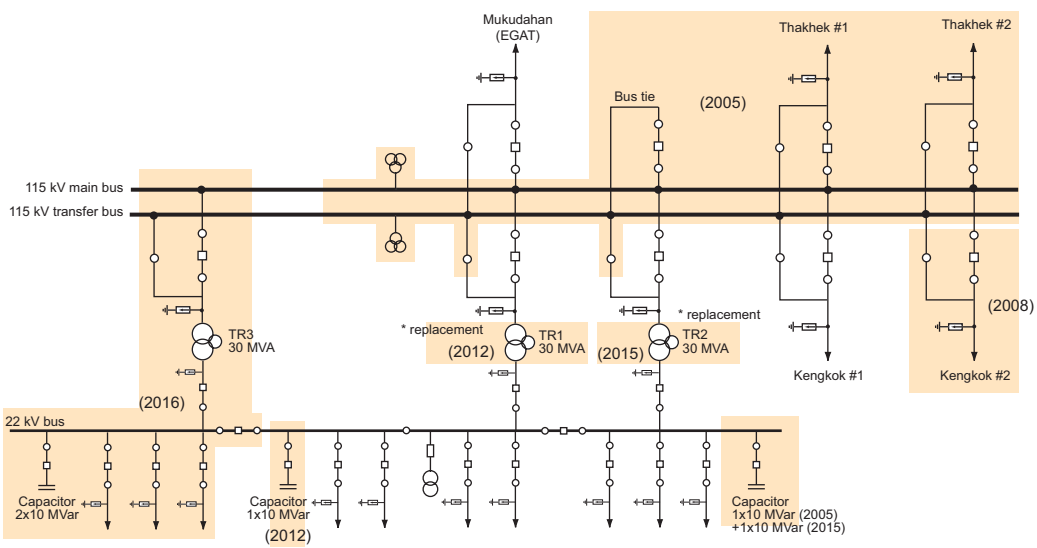
Figure No. 7.4-2 (16) to (18)

Title

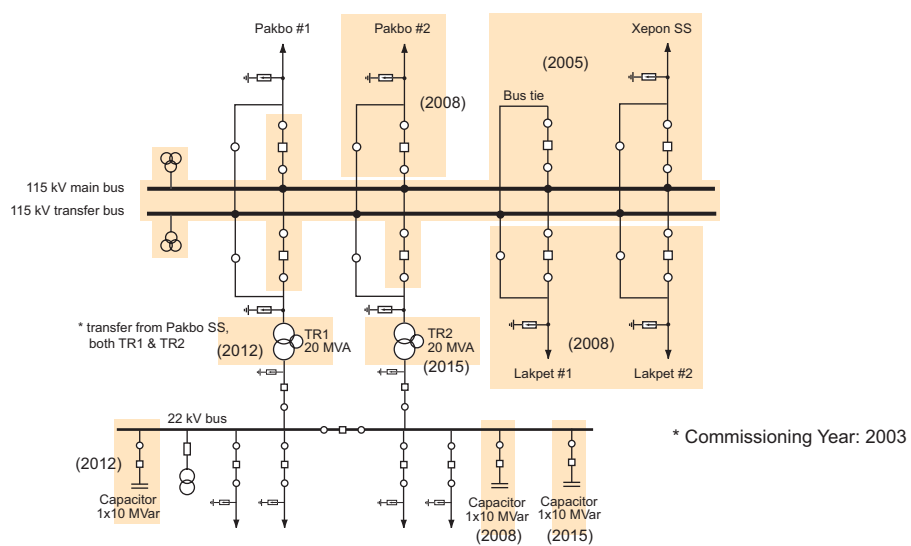
変電所 / 開閉所の単線結線図
(中央地域)



(1) Thakhek SS



(2) Pakbo SS



(3) Kengkok SS



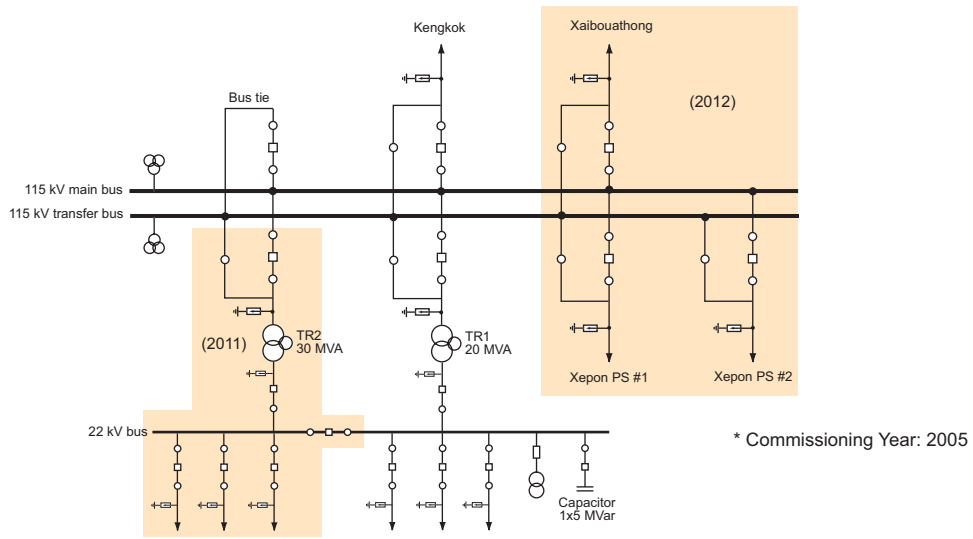
Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

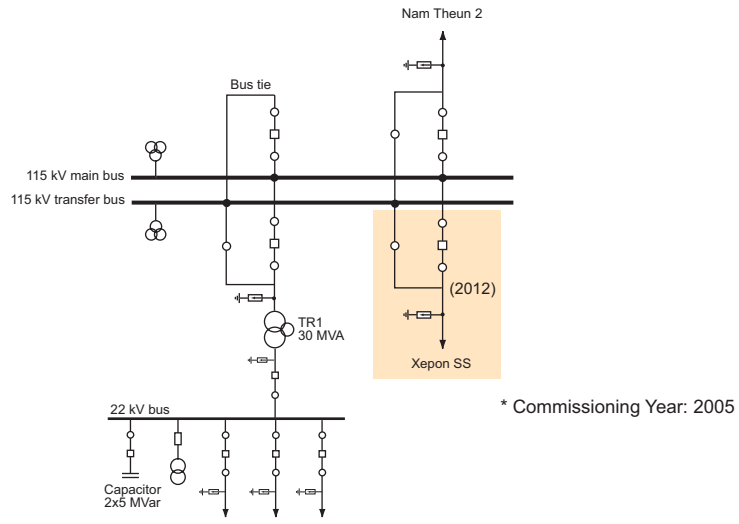
Figure No. 7.4-3 (1) to (3)

Title

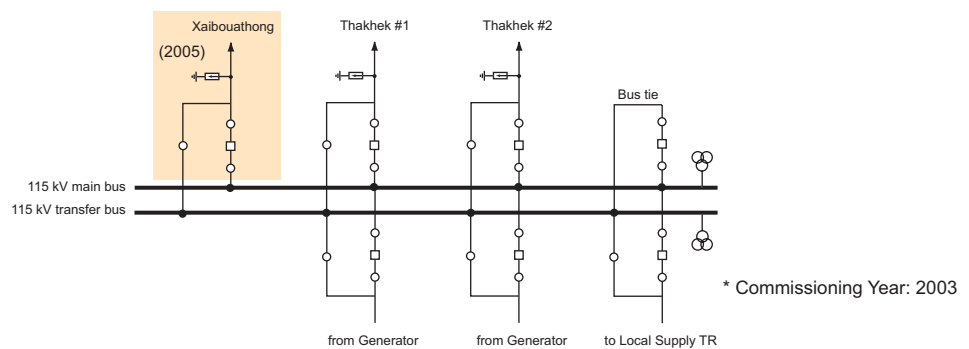
変電所 / 開閉所の単線結線図
(中央地域)



(4) Xepon SS



(5) Xaibouathong SS



(6) Nam Theun 2 PS Switchyard



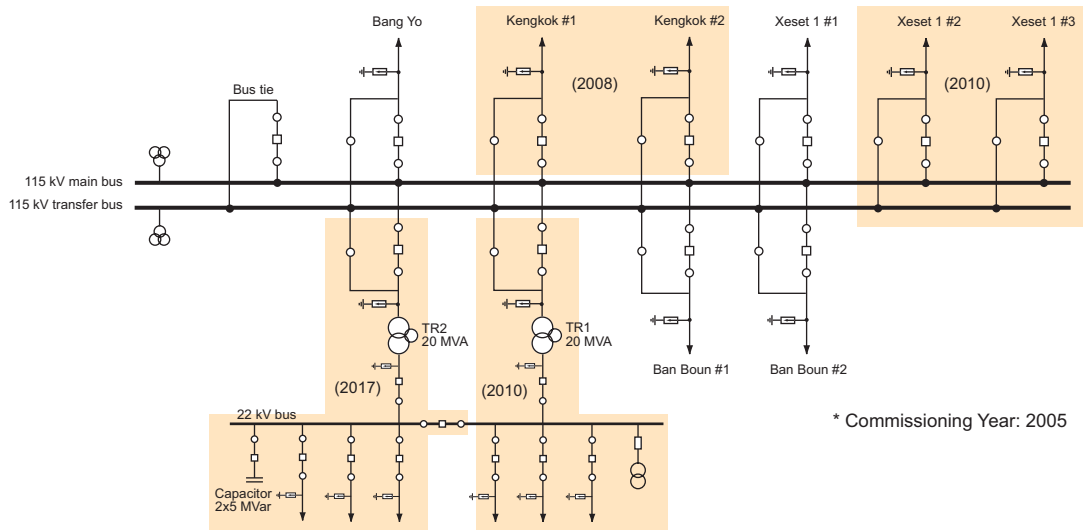
Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.4-3 (4) to (6)

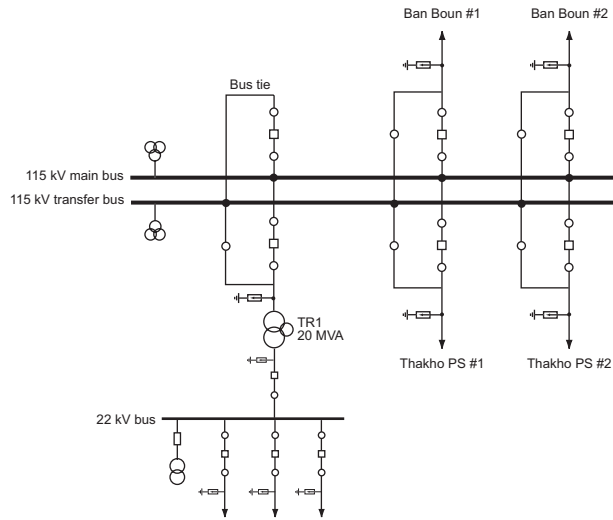
Title

変電所 / 開閉所の単線結線図
(中央地域)



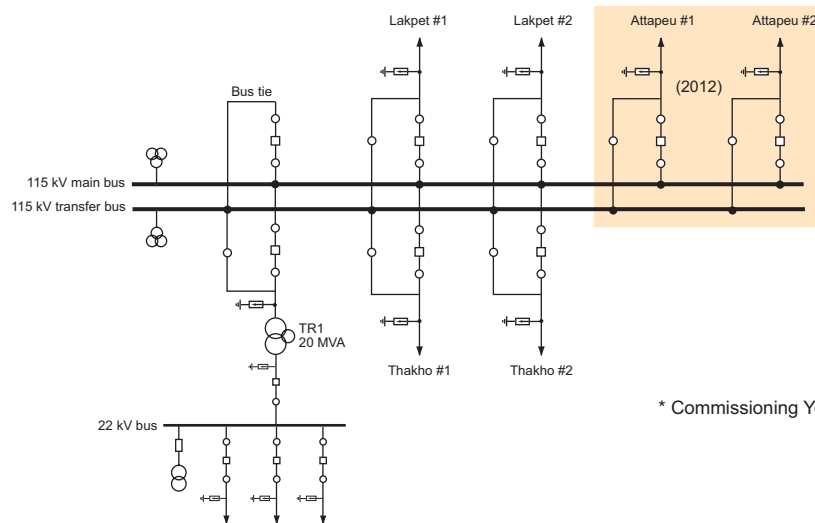
* Commissioning Year: 2005

(1) Lakpet SS (upgrading from SwS)




* Commissioning Year: 2005

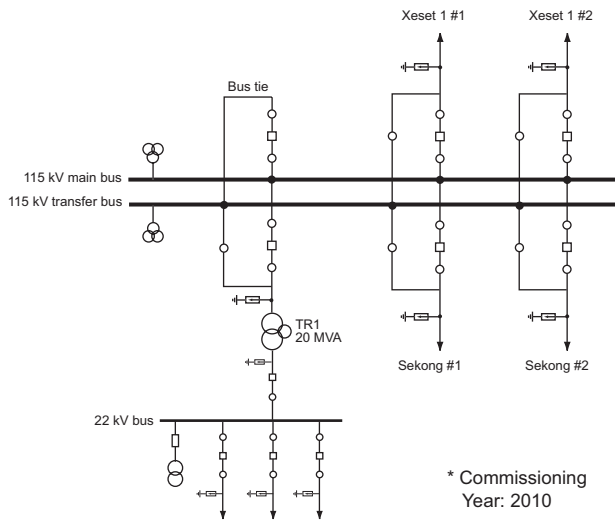
(2) Thakho SS



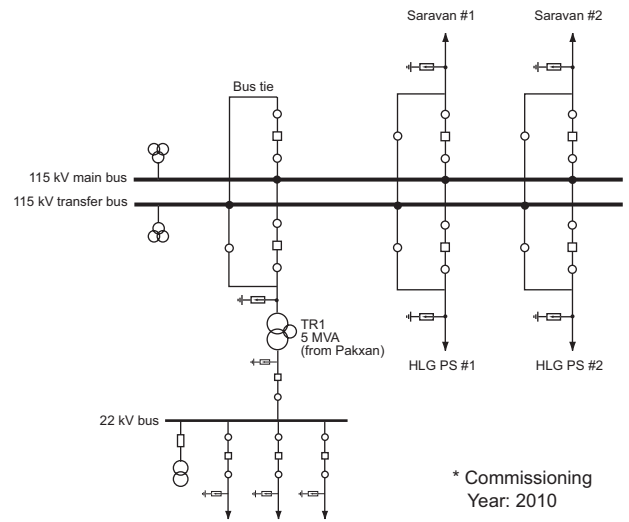
* Commissioning Year: 2005

(3) Ban Boun SS

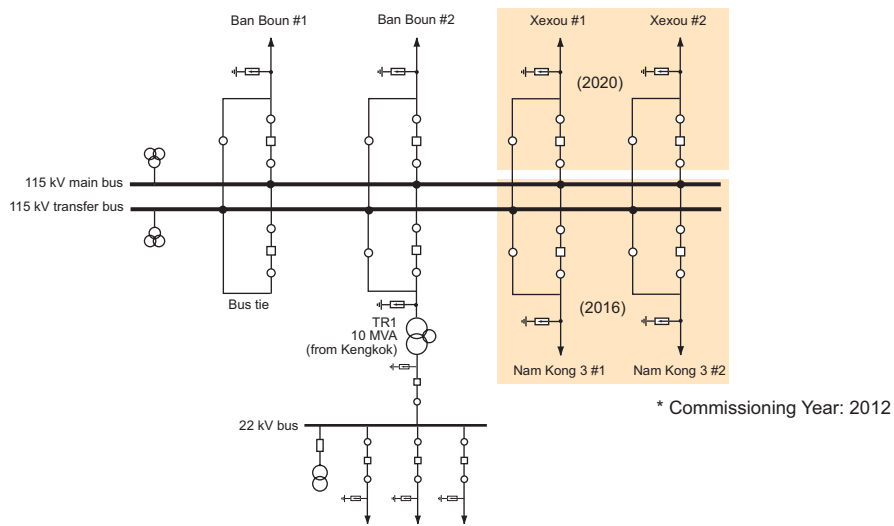
 <p>Electricite du Laos</p>	<p>Japan International Cooperation Agency (JICA)</p>	<p>The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System</p>	<p>Figure No. 7.4-4 (1) to (3) Title 変電所 / 開閉所の単線結線図 (南部地域)</p>
	<p>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Company</p>		



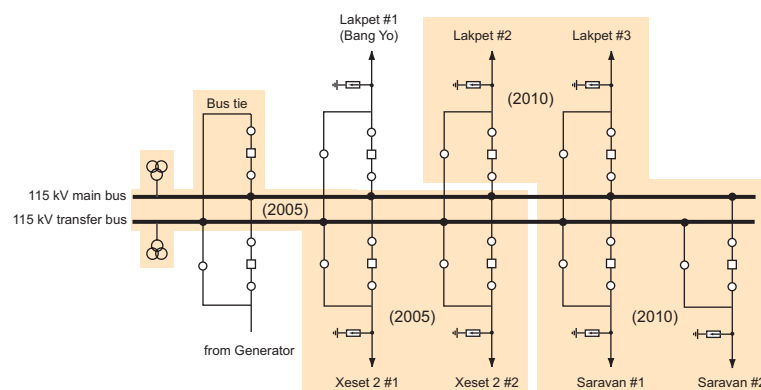
(4) Saravan SS



(5) Sekong SS



(6) Attapeu SS



(7) Xeset 1 PS Switchyard



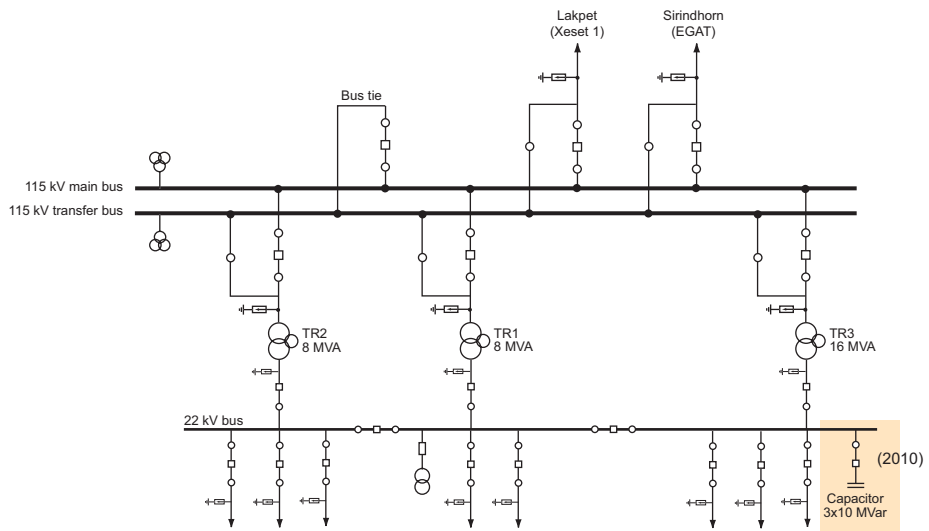
Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

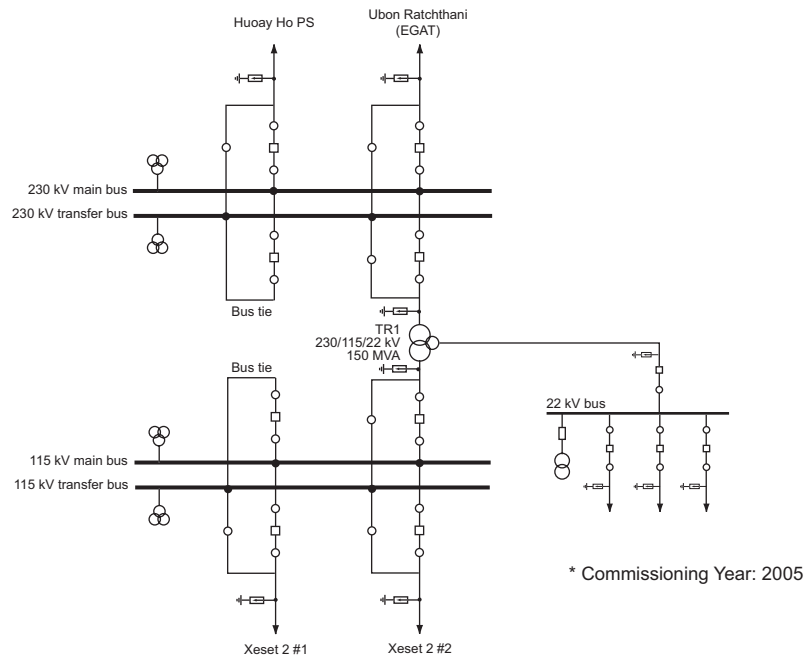
Figure No. 7.4-4 (4) to (7)

Title

変電所 / 開閉所の単線結線図
(南部地域)




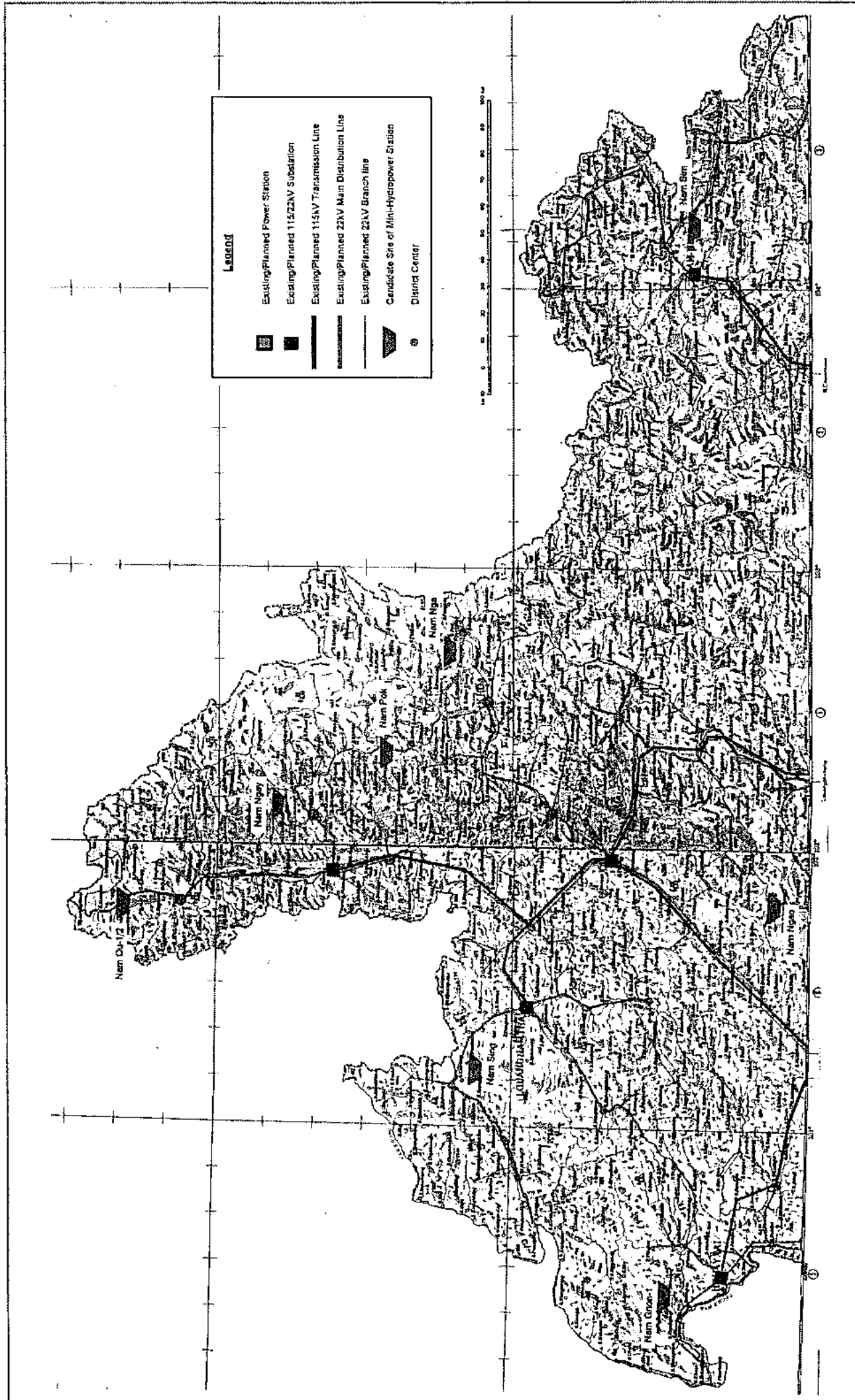
(8) Bang Yo SS



* Commissioning Year: 2005

(9) Pakson 230 kV SS

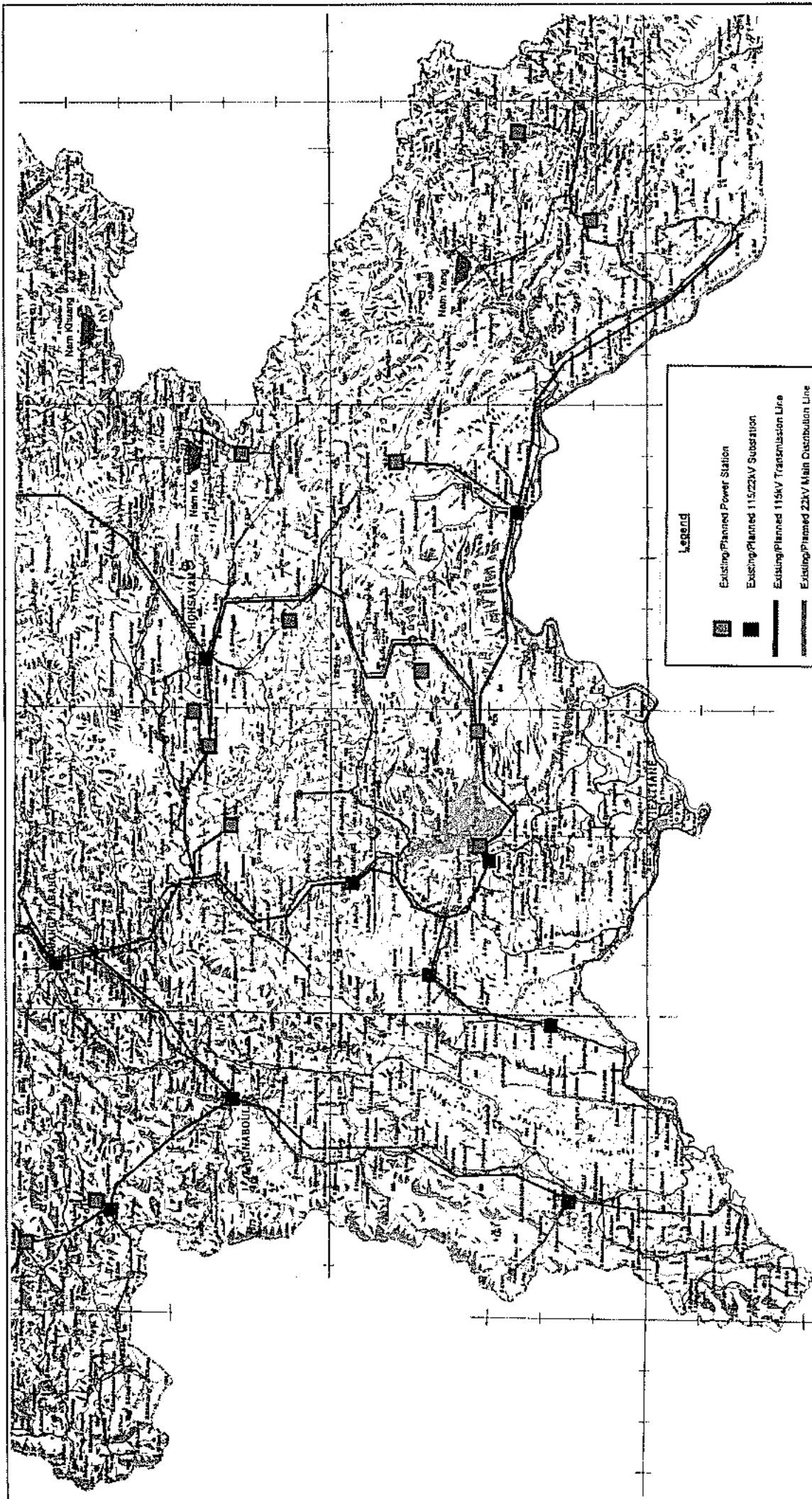
 <p>Electricite du Laos</p>	<p>Japan International Cooperation Agency (JICA)</p>	<p>The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System</p>	<p>Figure No. 7.4-4 (8) and (9) Title 変電所 / 開閉所の単線結線図 (南部地域)</p>
	<p>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Company</p>		



Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.8-1 (1)
Title
EDLの115 kVおよび22 kVグリッドの拡張計画



Legend

- Existing/Planned Power Station
- Existing/Planned 115/22kV Substation
- Existing/Planned 115kV Transmission Line
- Existing/Planned 22kV Main Distribution Line
- Existing/Planned 22kV Branch line
- Candidate Site of Mini-Hydro-power Station
- District Center

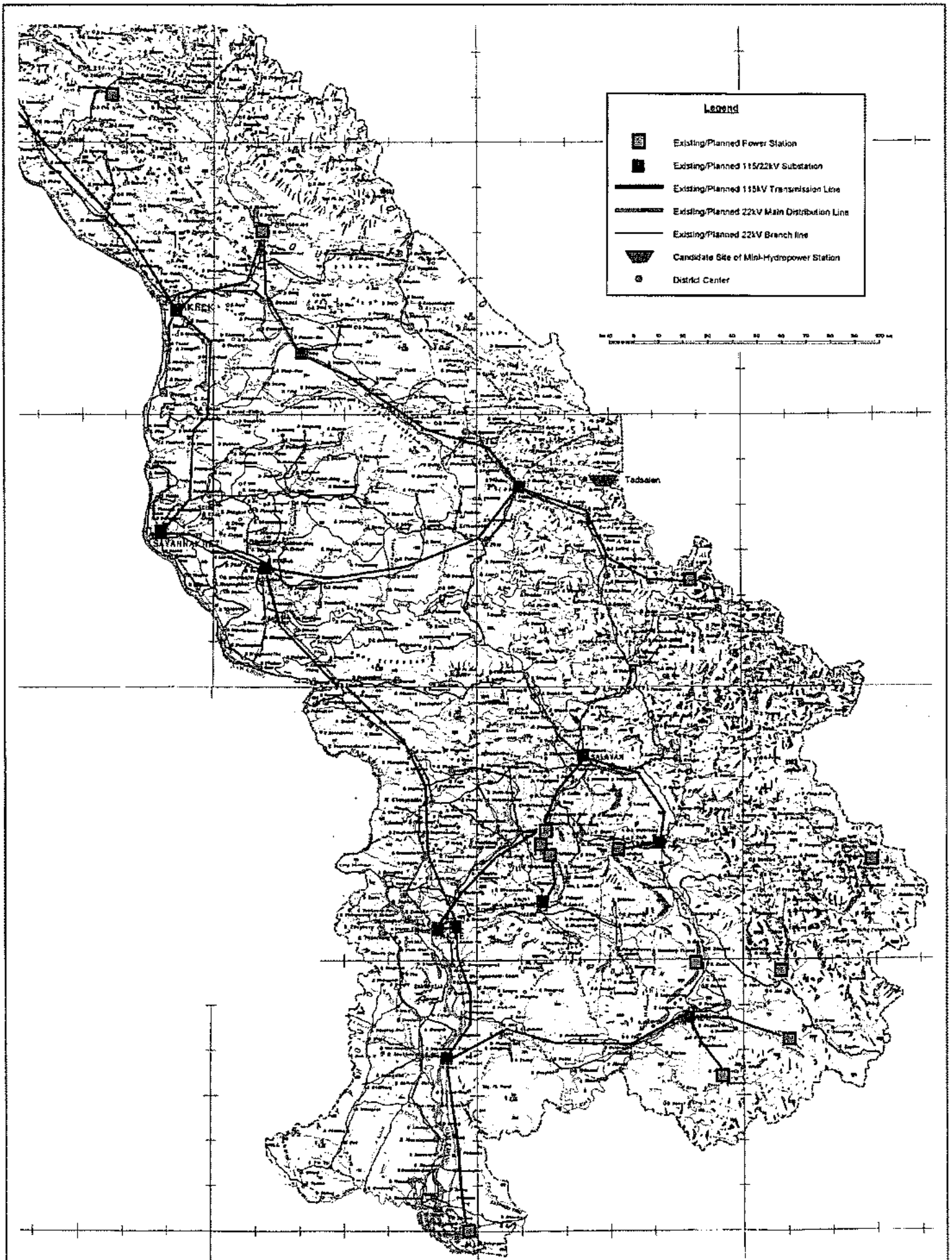


Japan International Cooperation Agency
 (JICA)
 Joint Venture
 Nippon Koei Co., Ltd.
 &
 Tokyo Electric Power Company

The Study
 on Master Plan
 of Transmission Line
 and
 Substation System

Figure No. 7.8-1 (2)
 Title

EDLの115 kVおよび22 kVグリッドの拡張計画



Japan International Cooperation Agency
(JICA)

Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 7.8-1 (3)
Title
EDLの115 kVおよび22 kVグリッドの拡張計画