

第 8 章

最優先プロジェクトの選定

第8章 最優先プロジェクトの選定

8.1 最優先プロジェクトの候補系統

第6章にて策定したラオス国内における最適送電系統計画の内、2005年までに完成すべき115kV系統は下記区間であり、この中から最優先プロジェクトを選定した。

- (1) Xieng Nguen SwS ~ Xayabuly SS
- (2) Thalat SwS ~ Ban Dong SS ~ Non Hai SS
- (3) Nam Leuk PS ~ Phonsavan SS
- (4) Pakbo SS ~ Kengkok SS
- (5) Thakhek SS ~ Nam Theun 2 PS
- (6) Nam Mang 3 PS ~ Lakxaosi SS ~ Thanaleng SS
- (7) Thalat SwS ~ Vangvieng SS
- (8) Luang Prabang SS ~ Oudomxai SS
- (9) Pakxan SS ~ Thakhek SS ~ Pakbo SS
- (10) Nam Theun 2 PS ~ Xaibouathong SS
- (11) Kengkok SS ~ Xepon SS
- (12) Lakpet SwS ~ Ban Boun SS ~ Thakho SS
- (13) Xeset 2 PS ~ Pakson SS
- (14) Xeset 2 PS ~ Xeset 1 PS

上記の候補系統の内、

- (a) (1)、(2)および(3)のサブプロジェクトは、現在 ADB の融資により建設中であり、2005 年以前に完成する。
- (b) (4)は IDA 融資により現在建設中であり、2005 年以前に完成する。
- (c) (5)は IPP による Nam Theun 2 水力発電プロジェクトにより建設される計画となっている。譲許合意書は、2001 年 9 月に EDL、EDF (フランス)、Italian-Thai (タイ)、および EGCO (タイ) の間で締結されている。免許許可は 2001 年 12 月 9 日から 3 ヶ月以内に、また EGAT と開発グループ間の電力購入契約書の詳細交渉は 2002 年 1 月に仮調印を済ませている。
- (d) (6)は Nam Mang 3 水力発電プロジェクトにより実施されることになっている。開発契約は EDL と China International Water and Electric Corporation との間で 2001 年 11 月 24 日に調印され、既に着工しており、2004 年に完成予定である。プロジェクトの出資比率は、China Import and Export Bank が 80 %、EDL が 20 % である。
- (e) 調査団の ADB Vientiane 事務所および MIH との面談調査の結果、上記(7)と(8)は、次期

ADB 融資での実施が具体化している。

- (f) (13)と(14)系統は、Xeset 2 水力発電計画にて建設される予定である。この計画開発の MOU は 2001 年 8 月 24 日に EDL と China North Industries Corporation の間で調印済みであり、2002 年 8 月頃までに契約調印されることになっている。

したがって、最優先プロジェクトの選定の対象となる区間は、下記の 4 サブプロジェクトとなる。

- (A) Pakxan 変電所 ~ Thakhek 変電所 ~ Pakbo 変電所間の送電線と関連変電所
- (B) Nam Theun 2 発電所 ~ Xaibouathong 変電所間の送電線と関連変電所
- (C) Kengkok 変電所 ~ Xepon 変電所間の送電線と関連変電所
- (D) Lakpet 開閉所 ~ Ban Boun 変電所 ~ Thakho 変電所間の送電線と関連変電所

8.2 最優先プロジェクトの選定基準

EDL と調査団との討議の結果、下記選定基準に基づいて最優先プロジェクトの選定を行うことに合意が得られた。

- (a) 技術的障害
- (b) 政府開発計画の観点からの緊急性
- (c) 建設・保守用道路の有無を含む建設期間
- (d) 周辺社会への影響
- (e) 環境への影響(動植物保護地区・国立公園内の送電線の通過距離)
- (f) 需要地への適正供給能力
- (g) 需要地の配電網の充実度
- (h) UXO 残留の状況(公表されている UXO 地図上での送電線の通過距離)
- (i) 建設費
- (j) 投資効率
- (k) 輸入電力の削減
- (l) 受益者数

最優先プロジェクトの選定に際して、下記事項を慎重に検討した。

項目(a): 候補サブプロジェクトは全て 115 kV 系統である。115 kV はラオスの標準電圧であり、115 kV 系統の建設・運用・保守には充分の実績があるため、技術的に問題は無い。

項目(c): 候補サブプロジェクトの建設期間は、第 7.6 節にて検討したように一律に 24 ヶ月とした。この点での差異は、各サブプロジェクト間に発生しない。

項目(d): 新たな電化または既設系統の増強は社会環境の改善に一樣に貢献することになり、サブプロジェクトにより著しい差異は生じない。

項目(f): 第 6 章にて実施した系統解析結果によれば、最適系統の全サブプロジェクトは、電気

的に十分な安定性・信頼性を有していることが確認されている。サブプロジェクト間に供給上の差異は認められない。

項目(g): 増加する電力需要に見合う配電設備の新設および増強は各サブプロジェクトに共通に必要となるため、本項目の各サブプロジェクト間の差異は無いと想定される。

すなわち、上記(a)、(c)、(d)、(f)および(g)の5項目は、すべての候補サブプロジェクト間に共通しており、特別な差異は認められないため、比較項目から除外した。

その他の評価項目の内下記項目は一体化して評価することとした。

- 項目(h)「UXOの残留状況」は項目(e)「環境への影響」と同時評価
- 項目(i)「建設費」は、項目(j)「投資効率」と共通評価

従って、最終的には下記項目について各サブプロジェクトの評価を実施した。

- (a) 政府開発計画の観点からの緊急性
- (b) 環境への影響とUXOの調査・撤去費用
- (c) 輸入電力の削減
- (d) 受益者数
- (e) 投資効率 (e-1) : 投資額あたり電力販売量
(e-2) : 投資額あたり受益者数

8.3 サブプロジェクトの評価方法

4区間の候補サブプロジェクトに対して、前述の5項目に関する評価を行った。総合的な観点からサブプロジェクトの順位付けをするため、本マスタープラン策定を通じて検討した各種調査の結果から、各サブプロジェクトの評価項目に点数を付した。

項目(a)の「政府開発計画の観点からの緊急性」を除く全ての評価項目については、調査結果から具体的な数量が算出されている。評価項目毎の点数は、各項目について最高評価点を持つサブプロジェクトを100点とし、このサブプロジェクトに対する他サブプロジェクトの算出数量の割合を求め、その数値をそのサブプロジェクトの得点とした。各評価項目毎に、この方法で算出した得点をサブプロジェクト別に合計し、最高点得点のサブプロジェクトを最優先プロジェクトとした。

さらに、最優先プロジェクト選定方法の代案として、調査団とEDLはAHP法(Analytic Hierarchy Process; 階層分析法)を使って各サブプロジェクトの評価を行った。このAHP法は、ある選択に対する適切な意思決定を行うために開発された評価方法の一つである。評価項目は前者と同じであるが、各評価項目間にウェイトを持たせており、このウェイトを考慮した得点評価を行うものである。マスタープランを共同で策定したEDLのカウンターパートと調査団の全員がこのマトリクス評価を行い、その総合結果から最優先プロジェクトの選定を別の面からも検討した。

8.4 最優先プロジェクトの選定結果

8.4.1 評価項目に対する具体的な調査結果

(1) 政府開発計画の観点からの緊急性

候補地域には種々の地域開発計画が策定されているが、実施の優先度は明確でない。候補に挙げられているサブプロジェクトは全て、全国送電システムを構築するため緊急開発が必要であるとの理由から選定されたものである。この観点から、全てのサブプロジェクトは、この評価項目では同じレベルにある。一方、中央 1、中央 2、および南部電力地域の送電システムを連系する目的は、中央 1 地域の余剰電力を他の地域へ融通することにあり、既設 Pakxan 変電所を起点とする Pakxan - Thakhek - Pakbo 間のサブプロジェクトは、全国送電システムを構築する起点となるプロジェクトである。したがって、この Pakxan - Thakhek - Pakbo 間のサブプロジェクトが優先度を有すると想定し、その他のサブプロジェクトの優先度はその 80 %とした。したがって、この Pakxan - Thakhek - Pakbo 間のサブプロジェクトに優先権(100 点)を与え、その他の候補サブプロジェクトには 80 点を想定した。この評価は、第 2 回ワークショップにても説明し、参加者の同意を得た。

(2) 環境への影響と UXO の調査・撤去費用

全てのサブプロジェクトに対して、第 6.2.5 節にて述べた環境項目について検討を行った。候補サブプロジェクトは、第 6.6.3 節にて検討した通り、国立公園や動植物保護地域を避けて選定してある。したがって、環境関連の評価は、すべての候補サブプロジェクトにおいて同レベルにあると判断した。一方、調査団は送電ルート沿いの UXO の状況を現在入手できる UXO 地図を基に調査し、UXO の調査費と推定撤去費を積算し表 7.5-5 と表 7.5-6 に示した。各サブプロジェクトの UXO 調査・撤去費用は下記の通りである。

表 8.4-1 UXO の調査・撤去費

候補サブプロジェクト	推定必要費用	最小費用 100% に対する割合	評価点
Pakxan - Thakhek - Pakbo	US\$ 1,373,000	50 %	50
Nam Theun 2 - Xaibouathong	US\$ 688,000	100 %	100
Kengkok - Xepon	US\$ 1,705,000	40 %	40
Lakpet - Ban Boun - Thakho	US\$ 931,000	74 %	74

(3) 輸入電力の削減

第 5 章および第 6 章の検討から、各サブプロジェクトの完成により削減可能な輸入電力は、下記のように算出できる。

- (a) 各サブプロジェクトの 2005～2020 年までの各変電所における電力量需要(表 5.5-1:変電所毎の電力量予測)、各発電所(新設発電所も含む)における発電電力量(表 4.2-1: EDL 作成の国内向け発電開発計画)を抽出する。

- (b) 各サブプロジェクトを実施した場合と、実施しない場合の輸入電力量を、以下の仮定に基づき算出した。(表 8.4-2 参照)

【Pakxan SS ~ Thakhek SS ~ Pakbo SS】

2005～2009年は本サブプロジェクトにて中央1地域の電力を送電し、中央2地域のThakhek SSおよびPakbo SSにおけるタイからの輸入電力量を削減する。

2010年以降には、Kengkok SS（中央2地域）～Lakpet SS（南部地域）間も本サブプロジェクトに連系される。表 5.5-1（変電所毎の電力量予測）と表 6.9-1（電力輸出入の状況）からThakhek SS、Pakbo SSを通してタイから中央2地域へ輸入される電力量は、毎年この地域の総需要電力量の0.5%まで低減可能であると想定した。

【Nam Theun 2 PS ~ Xaibouathong SS】

Thakhek SS～Nam Theun 2 PS～Xaibouathong SS間の系統を対象とした。

【Kengkok SS ~ Xepon SS】

Pakbo SS～Kengkok SS～Xepon SS～Xepon PS間の系統を対象とした。

本サブプロジェクトが実施されない場合、Xepon SSにはKengkok SSから複数の22 kV配電線で電力供給を行うことになる。2012年以降はXepon PSの発電電力をXepon SSに送電する。

【Lakpet SS ~ Ban Boun SS ~ Thakho SS】

2005～2009年は本サブプロジェクトにてラオス南部地域へ電力を送電し、Bang Yo SSの輸入電力量を削減する。

2005年に本サブプロジェクトが完成することにより、2010年以降はKengkok SS～Lakpet SS間も連系され、Bang Yo SSの輸入電力量は毎年ラオス南部地域の総電力需要の0.5%に抑制可能であると想定した。

以上の検討から、各サブプロジェクトを実施しない場合の輸入電力量と、実施した場合の輸入量の差分により、輸入電力の削減量を算出すると下記の通りである。

表8.4-3 輸入電力量の節減

候補サブプロジェクト	実施しない場合の 輸入量 (MWh)	実施した場合の 輸入量 (MWh)	2005～2020年の 節減量 (MWh)	最大節減量 に対する割合	評価点
Pakxan - Thakhek - Pakbo	6,499,017	706,903	5,792,114	100 %	100
Nam Theun 2 - Xaibouathong	0	0	0	0 %	0
Kengkok - Xepon	5,416,255	3,725,891	1,690,364	29 %	29
Lakpet - Ban Boun - Thakho	908,115	278,217	629,898	11 %	11

(4) 受益者数

第 5 章で検討した需要想定にて算出された各候補サブプロジェクトによる受益者数は、表 8.4-4 の通りである。この数値は次のように算出した。

- (a) 図 7.8-1 に示した地図から、新設または増強変電所からの 22 kV フィーダーがカバーする郡を特定する。
- (b) 各サブプロジェクトの完成後に、各フィーダにより 2000～2020 年の間に電化される各郡の世帯数を表 5.4-5 「郡別の想定電化率」から得る。
- (c) 表 5.3-2 から各郡の世帯当たり平均構成員数を得る。
- (d) 世帯数に平均構成員数を乗じて、それぞれ電化される郡の受益者数を算出する。
- (e) 変電所からの新フィーダが通過する郡の電化受益者数を集計する。
- (f) 候補サブプロジェクトの変電所からのフィーダ当たりの受益者数を総計する。

表8.4-4 受益者数

候補サブプロジェクト	2000～2020年 (人)	最大受益者数 に対する割合	評価点
Pakxan – Thakhek – Pakbo	912,537	100 %	100
Nam Theun 2 – Xaibouathong	65,073	7 %	7
Kengkok – Xepon	337,947	37 %	37
Lakpet – Ban Boun – Thakho	846,746	93 %	93

(5) 投資効率

投資効率の検討は、「投資額当たりの電力販売量」と「受益者数」の 2 項目について実施した。投資額には、開発予定の送電線、変電所、中低圧配電網の建設費を含めた。

各候補サブプロジェクトの投資額は、送電線設備については表 7.5-5、変電所設備については表 7.6-4、中低圧配電網については付録 6.2 から下表のように集計できる。

表8.4-5 2020年までの投資額

(単位:US\$)

建設設備	サブプロジェクト			
	Pakxan – Thakhek - Pakbo	Nam Theun 2 - Xaibouathong	Kengkok - Xepon	Lakpet - Ban Boun - Thakho
送電設備	31,339,000	3,819,000	9,470,000	16,258,000
変電設備	7,452,000	2,385,000	5,441,000	9,682,000
中低圧配電設備	21,334,000	6,253,000	13,099,000	10,869,000
コンサルタント費	4,200,000	870,000	1,960,000	2,580,000
投資総額	64,325,000	13,327,000	29,970,000	39,389,000

付録 6.2 の表 4.1 に、想定した変電所別の販売電力量の増加分を示す。下表は、これから求めた各サブプロジェクトの投資額当たりの販売電力量である。

表8.4-6 2020年までの投資額あたりの増加販売電力量

項目	サブプロジェクト			
	Pakxan - Thakhek - Pakbo	Nam Theun 2 - Xaibouathong	Kengkok - Xepon	Lakpet - Ban Boun - Thakho
販売電力量 (MWh)	5,107,141	1,112,761	3,046,108	1,740,040
投資額 (1,000 US\$)	64,325	13,327	29,970	39,389
販売電力量/投資額(MWh/US\$ 1,000)	79.40	83.50	101.64	44.18
最大販売量に対する割合	78 %	82 %	100 %	43 %
評価点	78	82	100	43

また、表 8.4-7 は各候補サブプロジェクトの投資額あたりの受益者数である。

表8.4-7 2020年までの投資額 (US\$ 1,000) あたりの受益者数

項目	サブプロジェクト			
	Pakxan - Thakhek - Pakbo	Nam Theun 2 - Xaibouathong	Kengkok - Xepon	Lakpet - Ban Boun - Thakho
受益者数 (人)	912,537	65,073	337,947	846,746
投資額 (1,000 US\$)	64,325	13,327	29,970	39,389
受益者数/投資額 (人/US\$ 1,000)	14.19	4.88	11.28	21.50
最大値に対する割合	66 %	23 %	52 %	100 %
評価点	66	23	52	100

8.4.2 評価の結果および最優先プロジェクトの選定

各サブプロジェクトの総合評価は下記の通りである。

表8.4-8 候補サブプロジェクトの評価点数

評価項目	Pakxan - Thakhek - Pakbo		Nam Theun 2 - Xaibouathong		Kengkok - Xepon		Lakpet - Ban Boun - Thakho	
	数量	得点	数量	得点	数量	得点	数量	得点
(a) 緊急度	-	100	-	80	-	80	-	80
(b) 環境/UXO (US\$)	1,373,000	50	688,000	100	1,705,000	40	931,000	74
(c) 輸入電力削減量 (MWh)	5,792,114	100	0	0	1,690,364	29	629,898	11
(d) 受益者数 (person)	912,537	100	65,073	7	337,947	37	846,746	93
(e1) 販売電力量/投資額	79.40	78	83.50	82	101.64	100	44.18	43
(e2) 受益者数/投資額	14.19	66	4.88	23	11.28	52	21.50	100
得点合計	-	494	-	292	-	338	-	401

この結果、Pakxan - Thakhek - Pakbo サブプロジェクトが最優先プロジェクトとして選定された。

また最優先プロジェクトの選定は、第 8.3 節に述べた AHP 法にても実施した。この手法は、上表 8.4-8 の(a)~(e)の評価項目に重み付けをし、各候補サブプロジェクトに点数付けすることで、高得点のものを最優先プロジェクトとして決定するものである。この AHP 法による調査団とカウンターパート全員 (13 名) の各候補サブプロジェクトの評価結果を表 8.4-9 に示す。この評価においても Pakxan - Thakhek - Pakbo 区間が最優先プロジェクトとして選定された。AHP 法による評価過程を表 8.4-10 に示す。

表8.4-9 AHP法による優先順位の評価結果

	Pakxan ~ Thakhek ~ Pakbo	Nam Theun 2 ~ Xaibouathong	Kengkok ~ Xepon	Lakpet ~ Ban Boun ~ Thakho
順位	1: 8 人 2: 4 人 3: 1 人 4: 0 人	1: 0 人 2: 1 人 3: 0 人 4: 12 人	1: 0 人 2: 2 人 3: 10 人 4: 1 人	1: 5 人 2: 7 人 3: 1 人 4: 0 人

結果として、両手法による評価とも、最優先プロジェクトに Pakxan SS ~ Thakhek SS ~ Pakbo SS 間のサブプロジェクトを選定した。

8.5 最優先プロジェクトの効果

現在 Khammouan、Savannakhet の両県には発電所が稼動しておらず、2008 年に運転開始が予定されている Nam Theun 2 発電所の開発を待っている状況である。この両県は、現在タイの EGAT からの輸入電力に依存している。この地域は他の地域に比べて国家的規模の貿易・産業セクターで極めて重要な位置を占めており、国家経済の向上に貢献すると予測されるこれら地域の開発計画実現のためには、相当量の電力が必要である。

Pakxan ~ Thakhek ~ Pakbo 間の送電系統は、中央 1 地域から中央 2 地域への国内電力の融通を可能にし、国内余剰電力の有効活用とタイからの電力輸入を節減することにより、国家に多大な貢献をする。この輸入電力の節減は、2020 年までに約 6,290 GWh に達する。この節減分に 2005 年以降の輸出入電力料金の差額 US cent 1.0 /kWh を乗じ、かつ新規送変電設備の維持・管理費を除くと、外貨節減分は約 US\$ 32 百万となる。また、このプロジェクトによる受益者は 98 万人に及び、この地域の社会環境の向上に多大に貢献することになる。

また、このサブプロジェクト無くして、北部と南部の国内電力融通は実現しない。国内連系送電系統の実現の第一歩として、このサブプロジェクトは必要不可欠である。

表8.4-2 候補サブプロジェクトの輸入電力削減量の算出条件

Pakxan SS - Thakhek SS - Pakbo SS Sub-project

	2005 - 2009	2010 - 2020
プロジェクトを実施しない場合	<p>輸入電力</p>	<p>輸入電力</p>
プロジェクトを実施した場合	<p>輸入電力</p>	<p>輸入電力</p>

Nam Theun 2 PS - Xaibouathong SS Sub-project

	2005 - 2020
プロジェクトを実施しない場合	<p>輸入電力</p>
プロジェクトを実施した場合	<p>輸入電力</p>

Kengkok SS - Xepon SS Sub-project

	2005 - 2011	2012 - 2020
プロジェクトを実施しない場合	<p>輸入電力</p>	<p>輸入電力</p>
プロジェクトを実施した場合	<p>輸入電力</p>	<p>輸入電力</p>

Pakxan SS - Thakhek SS - Pakbo SS Sub-project

	2005 - 2009	2010 - 2020
プロジェクトを実施しない場合	<p>輸入電力</p>	<p>輸入電力</p>
プロジェクトを実施した場合	<p>輸入電力</p>	<p>輸入電力</p>

表 8.4-10 AHP 法による評価過程

AHP法による各評価項目の重み付け結果

評価者	緊急性	環境・UXO	輸入電力削減量	受益者数	販売電力量 / 投資額	販売電力量 / 受益者数
A	0.42 (1)	0.05 (5)	0.20 (2)	0.09 (4)	0.20 (2)	0.03 (6)
B	0.47 (1)	0.03 (6)	0.26 (2)	0.06 (4)	0.13 (3)	0.06 (4)
C	0.32 (1)	0.03 (6)	0.06 (5)	0.13 (3)	0.13 (3)	0.32 (2)
D	0.26 (2)	0.03 (5)	0.47 (1)	0.07 (4)	0.14 (3)	0.03 (5)
E	0.20 (2)	0.43 (1)	0.08 (4)	0.14 (3)	0.08 (4)	0.07 (6)
F	0.26 (2)	0.03 (6)	0.47 (1)	0.06 (4)	0.13 (3)	0.06 (4)
G	0.42 (1)	0.03 (6)	0.08 (5)	0.09 (4)	0.19 (2)	0.19 (2)
H	0.26 (2)	0.06 (6)	0.36 (1)	0.15 (3)	0.11 (4)	0.07 (5)
I	0.27 (2)	0.03 (6)	0.04 (5)	0.40 (1)	0.08 (4)	0.18 (3)
J	0.26 (2)	0.06 (4)	0.47 (1)	0.13 (3)	0.06 (4)	0.03 (6)
K	0.28 (2)	0.17 (3)	0.05 (5)	0.40 (1)	0.03 (6)	0.07 (4)
L	0.34 (1)	0.16 (3)	0.34 (1)	0.08 (4)	0.04 (5)	0.02 (6)
M	0.38 (1)	0.09 (4)	0.23 (2)	0.20 (3)	0.04 (6)	0.05 (5)

AHP法による各候補サブ・プロジェクトの重み付け結果

サブ・プロジェクト	Pakxan ~ Thakhek ~ Pakbo	Nam Theun 2 ~ Xaibouathong	Kengkok ~ Xepon	Lakpet ~ Ban Boun ~ Thakho
緊急性	0.28 (2)	0.06 (4)	0.14 (3)	0.52 (1)
環境・UXO	0.12 (3)	0.56 (1)	0.06 (4)	0.26 (2)
輸入電力削減量	0.60 (1)	0.04 (4)	0.26 (2)	0.10 (3)
受益者数	0.48 (1)	0.05 (4)	0.14 (3)	0.33 (2)
販売電力量 / 投資額	0.26 (2)	0.12 (3)	0.56 (1)	0.06 (4)
受益者数 / 投資額	0.26 (2)	0.06 (4)	0.12 (3)	0.56 (1)

AHP法による評価結果

評価者	Pakxan ~ Thakhek ~ Pakbo	Nam Theun 2 ~ Xaibouathong	Kengkok ~ Xepon	Lakpet ~ Ban Boun ~ Thakho
A	0.351 (1)	0.090 (4)	0.247 (3)	0.312 (2)
B	0.364 (1)	0.076 (4)	0.222 (3)	0.338 (2)
C	0.313 (2)	0.078 (4)	0.194 (3)	0.415 (1)
D	0.434 (1)	0.075 (4)	0.251 (2)	0.240 (3)
E	0.260 (3)	0.280 (2)	0.144 (4)	0.316 (1)
F	0.432 (1)	0.073 (4)	0.248 (2)	0.248 (2)
G	0.309 (2)	0.084 (4)	0.224 (3)	0.383 (1)
H	0.412 (1)	0.087 (4)	0.222 (3)	0.278 (2)
I	0.364 (2)	0.073 (4)	0.172 (3)	0.390 (1)
J	0.443 (1)	0.083 (4)	0.216 (3)	0.258 (2)
K	0.347 (2)	0.139 (4)	0.141 (3)	0.372 (1)
L	0.377 (1)	0.138 (4)	0.186 (3)	0.300 (2)
M	0.377 (1)	0.102 (4)	0.175 (3)	0.346 (2)
順位	1: 8 人 2: 4 人 3: 1 人 4: 0 人	1: 0 人 2: 1 人 3: 0 人 4: 12 人	1: 0 人 2: 2 人 3: 10 人 4: 1 人	1: 5 人 2: 7 人 3: 1 人 4: 0 人

第9章

結論と提言

第9章 結論と提言

9.1 結論

9.1.1 最適送変電システム

本マスタープラン調査の主目的は、2020年までのラオス国内の電力需要に対する最適電力システムの開発計画の策定、その計画の中から最優先プロジェクトを選定し、そのプロジェクトの設備設計を実施することであった。この最適系統の開発計画は、現在のラオス全体の世帯電化率34%を、2020年までに90%に引き上げるというラオス政府の政策の基に策定された。

調査団は、MIH/EDL策定の国内向けの発電所と輸出主体のIPP発電所の開発計画に基づいて、本調査を実施した。現時点で、この電源開発計画は政府により正式承認されていない。仮に変更が生じた場合には、EDL自身がマスタープランを見直し修正する必要がある。

調査団が策定した国内電力供給用の最適送変電システムは、第6章の図6.8-1に示した。このシステムは、国内供給用の新設発電所の完成時期に合わせて計画した。策定した最適系統計画の概要は、年次毎に下記の通りである。

2005年までの計画

送電線区間 (巨長)	電圧 / 電線サイズ / 回線数 / (現況)
1. Xieng Nguen ~ Xayabury (100 km) by 2003	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct (建設中)
2. Thalath ~ Ban Don ~ Non Hai (100 km) by 2003	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct (建設中)
3. Nam Leuk ~ Phonsavan (164 km) by 2003	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct (建設中)
4. Pakbo ~ Kengkok (52 km) by 2003	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct (建設中)
5. Thakhek ~ Nam Theun 2 (68 km) by 2003	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
6. Nam Mang 3 ~ Lakxaosi ~ Thanaleng (51 km) by 2004	115 kV/ACSR 410mm ² /2 cct (着工)
7. Thalath ~ Vangvieng (64 km) by 2005	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
8. Luang Prabang ~ Oudomxai (164 km) by 2005	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
9. Pakxan ~ Thakhek (185 km) by 2005	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
10. Thakhek ~ Pakbo (93 km) by 2005	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
11. Nam Theun 2 ~ Xaibouathong (50 km) by 2005	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
12. Kengkok ~ Xepon (124 km) by 2005	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
13. Lakpet ~ Ban Boun ~ Thakho (129 km) by 2005	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
14. Xeset 2 ~ Pakson (39 km) by 2005	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct

上記の (1), (2), (3), (7), (8) の区間は、建設中および次期 ADB 支援により実現することが計画されている。区間 (4) は、IDA の資金で建設中である。区間 (5) は、Nam Theun 2 IPP が建設し発電所完成後に

は EDL に引き渡すことになっている。区間 (6) は、Nam Mang 3 発電所に対する中国の支援で建設中である。区間 (14) は Xeset 2 水力発電プロジェクトで実施されることになっている。

2006 年～2010 年の計画

<u>送電線区間 (亘長)</u>	<u>電圧 / 電線サイズ / 回線数</u>
1. Nam Ngum 5 ~ Phoukhoun (26 km) by 2006	115 kV/ACSR 410mm ² /2 cct
2. Phoukhoun ~ Vangvieng (72 km) by 2006	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
3. Phoukhoun ~ Luang Prabang (75 km) by 2006	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
4. Nam Beng ~ Oudomxai (122 km) by 2006	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
5. Nam Mo ~ Oudomxai (43 km) by 2008	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
6. Nam Mo ~ Luang Namtha (43 km) by 2008	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
7. Nam Mo ~ Boun Neua (96 km) by 2008	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
8. Xayabury ~ Paklay (124 km) by 2008	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
9. Pakbo ~ Kengkok 2 nd (52 km) by 2008	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
10. Kengkok ~ Lakpet (178 km) by 2008	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
11. Xeset 3 ~ Xeset 2 (0.5 km) by 2008	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
12. Houay Lamphan Gnai ~ Sekong (18 km) by 2010	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
13. Sekong ~ Saravan (58 km) by 2010	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
14. Saravan ~ Xeset 1 (32 km) by 2010	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
15. Xeset 1 ~ Lakpet (75 km) by 2010	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
16. Xayabury ~ Hongsa (64 km) by 2010	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
17. Hongsa ~ Nam Beng (37 km)	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
18. Hongsa Lignite ~ Hongsa SS (1 km)	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
19. Tha Ngon ~ Naxaithong 2 nd (12 km) by 2010	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
20. Nam Leuk ~ Pakxan 2 nd (85 km) by 2010	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
21. Nam Leuk ~ Nam Mang 3 (56 km) by 2010	115 kV/ACSR 410mm ² /2 cct

2011 年～2015 年の計画

<u>送電線区間 (亘長)</u>	<u>電圧 / 電線サイズ / 回線数</u>
1. Nam Ngum 4B ~ Phoukhoun (59 km) by 2012	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
2. Nam Ngum 4B ~ Phonsavan (35 km) by 2012	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
3. Phonsavan ~ Xam Nua (152 km) by 2012	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
4. Nam Beng ~ Huayxai (103 km) by 2012	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
5. Bang Boun ~ Attapeu (123 km) by 2012	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
6. Xepon PS~ Xepon SS (94 km) by 2012	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
7. Xaibouathong ~ Xepon SS (114 km) by 2012	115 kV/ACSR 240mm ² /1 cct
8. pi connection Nam Pot (6 km) by 2014	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct

2016年～2020年の計画

<u>送電線区間 (巨長)</u>	<u>電圧 / 電線サイズ / 回線数</u>
1. Thalat ~ Phonetong (replacement) (68 km) by 2016	115 kV/ACSR 410mm ² /2 cct
2. Nam Bak 2B~ Nam Leuk (72 km) by 2016	115 kV/ACSR 410mm ² /2 cct
3. Nam Kong 3 ~ Attapeu (30 km) by 2016	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
4. Nam Ngum 4B ~ Nam Ngum 4A (14 km) by 2018	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
5. Nam Xan 2~ Pakxan (49 km) by 2020	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct
6. Xexou ~ Attapeu (45 km) by 2020	115 kV/ACSR 240mm ² /2 cct

9.1.2 最優先プロジェクト

第8章に述べたように、国家・地域開発計画、中央1地域の余剰電力を給電するための中央1と中央2地域の連系、国内送電系統開発の先鞭、輸入電力の削減、プロジェクトの受益者数、投資効果などの観点から、上記の最適系統計画の中から最優先プロジェクトとして115 kV Pakxan ~ Pakbo 区間を選定した。

このプロジェクトの概要は、下記の通りである。

送電区間	: Pakxan 変電所 – Thakhek 変電所 – Pakbo 変電所
電圧	: 115 kV
送電線の距離	: 280 km
回線数	: 2 回線
電線種類・サイズ	: ACSR 240 mm ²
架空地線	: 亜鉛メッキ鋼撚線
Pakxan 変電所	: Bolikhamxai 県
	: 2 送電ベイの追加
Thakhek 変電所	: Khammouan 県
	: 4 送電ベイの追加
Pakbo 変電所	: Savannakhet 県
	: 2 送電ベイの追加

9.2 提言

ラオスにおいては、電力セクター・環境などに関する基本的な諸法律・政令が発布され、現在、国際機関の支援により細部の法令・条例を制定する検討を続けている。一方、ASEAN や GMS 諸国間の国際連系線の開発計画も継続審議中である。また、JICA の STEP 調査団は、ラオスの電力設備に対する技術基準を作成中である。WB は、EDL の会計制度の改善、国内の新電力料金制度の策定を行っている。この様に、技術・財政の国際支援は必要であるが、ラオスの電力セクターは確実に改善が進んでいる。

調査団は、マスタープラン調査を通じて、ラオスの電力セクターの現状を良く理解している。この経験を踏まえて、電力セクターの更なる改善と保全のために、MIH/EDL に下記事項への取り組みを提言する。

- (a) 社会環境の変化・電源開発計画の変更に伴う最適送変電マスタープランのレビュー
- (b) 送電系統の運転・保守体制の新組織
- (c) Off-grid 地域の電化
- (d) EDL の国内連系電力系統の最適運用
- (e) 中央給電指令所の設立
- (f) 貯水池運用法の検討
- (g) IPP 発電所からの配分電力の有効活用

9.2.1 最適送変電マスタープランの修正

国内送変電設備のマスタープラン策定の基礎とした電源開発計画は、ラオス国内外の事情により変更になる可能性がある。それに伴って、EDL の系統計画室は、下記事項の見直しを行い、マスタープランを適宜更新すべきである。

- (1) 電力・電力量の需要予測は、電力系統計画の策定に際して最も重要な作業である。国の社会・経済状況の推移、最新の国家・地域開発計画を反映させながら、最低年 1 回は予測値を見直し更新する必要がある。
- (2) 最新の電源開発計画、更新した需要予測値、新たな地域開発計画、その他の状況の変化に伴って、送電系統計画を見直し、必要に応じて最適系統を更新する必要がある。
- (3) 最適系統計画の中で設定した新変電所、既設変電所の拡張に必要な用地、および新送電線の用地の事前確保、特に主要都市付近の用地確保が重要である。策定した計画、または今後更新した計画に従って、用地の手配を事前に進める必要がある。

9.2.2 運転・保守(O & M)体制の新組織

(1) 新体制

現状では、EDL 本部内の流通部の監督下で、各県の EDL 支所がその地域の送変電・配電設備の運転・保守業務を実施している。ラオスの送電系統の規模は現在のところ大きくないため、現体制でも大きな

業務支障を来していない。

系統の拡大と全国系統の完成に伴い、送電線・変電所の運転・保守専任の新たな部署を本部の中に設立する必要がある。この部署は、国内供給用の各県の送電線・変電所の運転・保守を担当する全ての部門を統括し、設備の現状把握のためにあらゆる情報を収集し、かつ運転・保守部門の作業を監理する義務を有する。また、運転・保守に必要な資機材・工具の調達・保管にも責任を有する。EDL の修理工場への機器の補修依頼も、各県の支所からではなくこの部署を通じて行い、修理工場の効率化を図る。この部署はまた、コンピュータによる運転・保守の監理を行なう。それにより、運転・保守要員の管理、または機器・資材・工具の日・月間点検、緊急点検および補修作業を効率的に行うことが可能となる。

(2) 運転・保守マニュアル

EDLの送電線および変電所の運転・保守業務は、それぞれの建設に関わったコンサルタントと機器納入業者の作成した運転・保守マニュアルに従って実施されている。それらのマニュアルは、設備の規則的な定期点検・保守を求めている。

2000年に Vangvieng - Luang Prabang 間の 115 kV 送電線に発生した事故により、EDL は3日間の送電停止を余儀なくされた。最終的には、山岳地の電線に倒木が接触して事故を引き起こしたことが、ヘリコプター巡視により判明した。マニュアルに規定してある通りの定期巡視を実施し、支障木の伐採をしていれば、このような事故は発生しなかった。

調査団の現地視察でも、草が鉄塔腕金まで絡みついている状況を観察している。これは、閃絡による地絡事故の原因となる。これらの事実は、管理者と保守要員による、厳格な運転・保守マニュアル遵守の必要性を指摘している。運転・保守グループの再教育が緊急に必要である。

ほとんどの変電所では、運転記録を運転記録表に手書きで記載している。記録の保管・解析の便宜のためにコンピュータへのデータ入力を提言する。IPP 発電所で実施されているコンピュータへの記録が、その参考となる。

(3) 訓練センター

Vientiane にある EDL の訓練センターの設備・内容・機能は、フランスの支援により改善されつつある。センターは、EDL の運転・保守要員のみならず、県庁に所属する運転・保守要員の能力向上の訓練にも活用されるべきである。また、現在実働中の EDL の運転・保守要員にも、このセンターで再教育を行い、各種機器の機能または変電所の機能に対する知識の向上を図るべきである。

さらにこのセンターは、新たに電化される地域の住民に対する電気機器の安全な使用方法や、送変電設備の危険性を啓蒙するためのトレーナーの育成も行うことが望ましい。

9.2.3 Off-grid地域の電化

策定した最適送電系統計画によれば、2020年までには全国ほとんどの地域を電力系統がカバーすることになるが、系統に接続されない地域も多少残存する。これら系統に接続されない地域への電力供給に対して、系統からの供給されるようになるまでの期間は、太陽光電源、小水力発電のような地域特性を生かした再生可能エネルギーによる供給を提言する。特に太陽発電システムには、JICA「再生可能エネルギー利用地方電化計画調査(2001年2月)」結果が活用可能である。

JICA、他の国際機関およびMIHはそれぞれ、再生可能エネルギーや代替電源によるこれらOff-grid地域の電化の可能性を模索している。特に、本報告書の第7.8節に記載した地域の電化について継続的に調査することを提言する。

9.2.4 EDLの連系国内電力系統の最適運用

発電所が単独で運転されている現在の電力系統では、系統運用に関しては特に深刻な問題は生じない。国内電力系統の全国連系後の運用では、技術的・経済的な種々の運用案が考えられる。

本報告書の第6.9節に、特別な系統状況、およびその場合の系統の経済性、信頼度、安定度、その他に配慮した最適運用の例を提言した。

EDLは、刻々変化する系統の状態に迅速に対応するために、系統運用法を設定する「系統運用要員」を教育する必要がある。

9.2.5 中央給電指令所の設立

多数の発電所・変電所・送電線から成る全国規模の連系系統の運用には、安定性・信頼性・経済性の優れた系統運用を司る「中央給電指令所」が必要不可欠となる。この指令所には、系統を効率的に運用するためのSCADA(系統調整・データ収集)システムを備える。

既設5発電所の出力260MWに加えて、合計529MWの容量を有するEDLの新規10ヶ所の発電所が運転を開始し、ほとんどの送電系統が完成する予定の2015年までには、この指令所がEDL本部内に設立されるべきである。指令所運用の通信手段、またはSCADAシステムの通信手段としては、PLC(電力線搬送)通信システムが初期の段階で使用される。送変電設備の運転・保守には、PLCシステムの他にVHF無線も使用する。

大量の情報伝達容量を有する光ファイバー・ケーブルの適用も将来検討されるべきであるが、その際には、その電送容量を考慮して、電力系統のみならず公共通信系統との共用も検討すべきである。共用に際しては、EDLの約款やその他関連省庁とのシェアの問題があると思われるため、慎重に決定すべきである。これらの実施計画の検討に直ちに着手すべきである。

9.2.6 貯水池運用法の検討

ラオスには多数の既設および計画中の流込み式水力発電所がある。乾季には、これらの発電所からの定格出力は期待できない。一方、ダム式発電所の開発も多数計画されている。ダム式発電所がこれら流込み発電所の乾季における出力減をカバーすることになる。国内を連系する送電系統が完成した場合、全国系統に含まれる発電所それぞれについて最適運用規定を設定する必要がある。この規定は下記事項を総合的に考慮して検討・策定する。

- (a) 各貯水池に流入する水量、各発電所の発電スケジュール
- (b) 貯水池からの越水の防止
- (c) 石炭火力との組み合わせの上、ベース負荷・ピーク負荷の配分による各発電所の発電計画
- (d) 輸出電力量
- (e) IPP 発電所からの配分電力量の地域給電への有効活用
- (f) その他の要因

電力系統中の各発電所の最も経済的で効率的な運用のために、ダム式発電所の貯水池運用規定を検討し、設定する必要がある。

9.2.7 IPP発電所からの配分電力の有効活用

IPPとの合意書にIPP発電所の出力の一部を国内系統に供給するという条件を含めることは、ラオス政府の電力セクターに対する基本方針の一つである。現状の例では、発電所出力の約5%を国内系統に供給する契約になっている。

今後は、その時点での系統の需要予測、電力潮流や発電所付近の電力需要を総合的に勘案して、必要なパーセンテージを決めるべきである。また、IPP発電所の運転および国内系統への電力供給の安定性と信頼性を高めるために、輸出用発電設備とは別の国内供給専用の発電設備(合意した容量)をそれぞれの発電所に設置することが望ましい。

一方、Nam Ngum 2 と Nam Ngum 3 発電所の例のように、同時期に隣接して開発される複数の発電所の場合、各 IPP 発電所からの国内供給用の発電設備は、可能な限り、1つの発電所に一括して設置することが望ましい。この方式は IPP、EDL 両者に有益である。即ち、IPP は国内向け設備に対する余分な付属設備を省略ことが可能となる。また、一括した容量の電力を1箇所から送電可能となり、EDL は送電設備の節減が可能である。

第 2 部

最優先プロジェクトに対する設備設計

第1章

設備設計の概要

第 1 章 設備設計の概要

第 I 部 第 7 章にて実施した設計は、最適送電システムに対する予備設計であった。本第 II 部にて実施する設備設計は、選定した最優先プロジェクトに限定したものである。業務指示書に記載されている「詳細設計等次のステージに有効な設計」を前提とするものであり、「基本設計」的な検討を実施した。

1.1 対象設備の選定

調査団はラオス電力セクターに対する詳細な調査・検討に基づき、ラオス全国規模の 2020 年までの最適送電システムの開発計画を策定した。更に種々の比較検討の結果、策定した最適送電システムの中でも Pakxan - Thakhek - Pakbo 間の送変電設備の建設が最優先プロジェクトであるとの結論に達し、ラオス側の合意も得た。このプロジェクト(以降「本送変電プロジェクト」と略称する)の目的は、中央 1 地域と中央 2 地域を連系することにある。

ラオスの中央 1 地域は、その電力需要に対してこの地域内で運転されている Nam Ngum 1 および Nam Leuk 水力発電所から十分な電力を得ている。この地域の電力需要を満たした上での余剰電力は隣国タイへ輸出されている。MIH/EDL の計画によれば、IPP 計画を含む国内発電所の開発はそのほとんどが中央 1 地域に計画されている。一方、現在ラオスの中央 2 地域には、輸出を主目的とした Theun Hinboun 水力発電所(IPP)が運転されているが、国内需要向けの発電所は運転されていない。また、地域間電力融通の送電システムも開発されていない状況である。今後 10 年以内に中央 2 地域に開発が予定されている電源は IPP の Nam Theun 2 水力発電所のみである。従って、中央 2 地域の電力需要は Thakhek と Savannakhet (Pakbo 変電所)を通して行なわれているタイからの輸入電力に依存せざるを得ない状況である。最優先プロジェクトとして選定した本送変電プロジェクトが完成すれば、輸入電力の削減に貢献するとともに国内最適送電システム開発の端緒となる。

最優先プロジェクトとして選定された計画の内容は、Pakxan - Thakhek - Pakbo 間に中央 1 と中央 2 地域の連系送電線と関連変電所を建設することであり、その工事概要は下記の通りである。

- (a) 既設 Pakxan 変電所と新たに IDA 資金にて 2004 年までに建設されることになっている Thakhek 変電所間に、電線 ACSR 240 mm²、2 回線を有する 115 kV 送電線の建設
- (b) Thakhek 変電所と Savannakhet 県にある既設 Pakbo 変電所間に、電線 ACSR 240 mm²、2 回線を有する 115 kV 送電線の建設
- (c) 既設 115/22 kV Pakxan 変電所の拡張
- (d) 新設予定の Thakhek 115/22 kV 変電所の拡張
- (e) 既設 115/22 kV Pakbo 変電所の拡張

1.2 設計方針一般

1.2.1 設計基準

対象設備の設計は、原則的には JICA STEP 調査団の制定する技術基準によるが、IEC 規格と実務慣習も参照して実施した。本節では、第 I 部 第 7 章にて EDL や STEP 調査団と協議の上決定した対象設備の設計に適用する具体的な設計基準・条件を改めて記述する。

1.2.2 変電所位置

本送変電プロジェクトの変電所位置は、地図上の調査および現地調査により、以下の様に調査団と EDL により選定され合意に達している。

中央 1 系統の Nam Ngum 1 と Nam Leuk 水力発電所の電力を中央 2 地域へ融通する連系系統を構築するために、これら発電所と接続している Bolikhamxai 県の既設 Pakxan 変電所を両地域の接続地点として選定した。この変電所は近郊の需要増に対応すべく IDA 資金により 2004 年中に変圧器および関連機器の増設が完成予定である。また、現在は 115 kV、1 回線の送電線によりタイの Bungkhan 変電所へ電力輸出も行っている。この Pakxan 変電所から Thakhek 変電所への新設 115 kV 送電線のために、本送変電プロジェクトにより 2 回線分の送電線ベ이를増設する。

現在 Thakhek 市には電圧 115 kV の設備はなく、新設 115/22 kV 変電所が IDA 資金により Thakhek 市郊外に 2004 年までに完成する予定である。十分な面積の変電所用地は既に確保されており、変電所設備の運転・保守業務の容易性を考慮し Pakxan 変電所からの 115 kV 送電線に接続することとし、この変電所に本送変電プロジェクトで送電ベいを増設する。

現在 Savannakhet 県には 115/22 kV の Pakbo 変電所がタイからの電力輸入のために運転されている。市内および近郊への電力供給のために、この変電所から 22 kV 配電線が稼働している。Thakhek 変電所からの 115 kV 送電線をこの変電所に連系する。送電線ベいを増設するために変電所の用地の拡張が必要であるが、隣接地は EDL の所有地であることから拡張のための用地問題はない。

1.2.3 送電線のルート選定

各セクション(Pakxan - Thakhek および Thakhek - Pakbo 間)の送電線のルート概要は、第 I 部 第 6.6 節に記述した。2002 年 6 月に、対象セクションに対して調査団と EDL の合同現地調査を実施した。現地調査時には現地 EDL 支所の担当者から地域の特徴、都市開発計画、EDL の現地側の系統拡張案などの説明を受けるとともに、適切なルート選定に対する助言を得た。これらの調査結果およびラオス国の環境法、国立指定公園地域、動植物保護地域、用地取得の難易などを検討した上でルートを選定した。

各変電所への送電線引き込み方法も、将来の拡張・増設に慎重に配慮して本報告書の中で提言した。

詳細は第 2 部 第 2.1 節に記述した。

1.2.4 気象条件

調査団は各地から収集した気象データを解析し、これを基にプロジェクト対象設備の設計条件を第 I 部 第 7.1 節に記載した。以下は気象条件に関連した設備の設計条件である。

(a) 周囲温度

最高気温 45 °C

最低気温 0 °C

年平均気温 25 °C

(b) 空気密度

対象設備の電気絶縁設計に適用する空気密度を 0.12 と仮定した。但し、この密度はその地の標高により変化する。

(c) 風速

各地の風速データを詳細に解析した結果、過去 36 年間の最大突風は、Pakse において 40 m/s が記録されている。IEC 60826 および CIGRE AC 22 WG06-2000 により、この突風は 10 分間平均風速としては 35 m/s に換算される。この風速から対象設備に適用する規準設計風圧を下記のように決定した。

電線・架空地線: 720 N/m²

がいし連: 1,010 N/ m²

鉄塔: 2,100 N/ m² (裏面材風圧を含む)

(d) 年間降雨量

ラオスは典型的な熱帯モンスーン性気候であり、雨季(5 月~9 月)と乾季(10 月~4 月)の 2 シーズンに分かれている。ラオスの年間最大降雨量は 4,000 mm を記録しているが、プロジェクト地域では Pakxan で 4,000 mm、Thakhek で 3,050 mm、Savannakhet で 1,920 mm である。これらの降雨量は建設工程に多大な影響を与えるため、慎重に配慮する。

(e) 年間雷雨日数 (IKL)

プロジェクト地域の年間最大および平均雷雨日数はそれぞれ 40 日と 28 日である。但し、国全体で記録されている最大年間雷雨日数は 141 日である。安全のために、対象地域の設備絶縁設計には IKL として 140 を適用した。

(f) 地震条件

ラオスは地震の少ない国として分類されている。また、設備の構造設計を実施する場合、風圧荷重が地震荷重を上回るのが一般的である。従って、対象設備の構造設計には地震荷重を考慮しないこととした。

1.2.5 環境

ラオス政府は環境法を発効し、さらに MIH は電力セクターの設備に関する環境条例を発布している。送電線ルートを選定および設備設計に際しては、これら法律・条例の他に国際的な環境保護に対してに実施されている慣例を十分に考慮した。EDL と関連機関は、プロジェクト実施の開始前、特に送電線ルート確定後には、環境評価を実施しなければならない。プロジェクトの環境評価に対する政府の承認取得後に、EDL はプロジェクト用地の収用や補償交渉を実施しなければならない。

プロジェクト地域には UXO 残留の可能性は低いとの見方が多いが、UXO に対しては慎重な調査が必要であり、現地作業前には送電線ルートと関連場所の調査を実施しなければならない。

1.2.6 系統運用の安定度

本送変電プロジェクトは、将来のラオス国内基幹電力システムの一部を構成するものである。従って、このプロジェクト設備の設計には N-1 規準を適用して設備の継続的に安定した運用を図った。一方、プロジェクト設備は目標年度である 2020 年に向けて経済性を考慮した設計とした。

変電所設備は既設変電所の用地内に建設される。新設備とその機能は既設設備と完全に協調のとれたものとし、かつ将来の変電所拡張に対しても適切なものであるよう配慮した。従って、変電設備の配置は、既設変電設備、送電線の引込・引出、ならびに既設配電線の接続などと調整のとれた設計とした。

新設送電線のルートは、EDL の助言を得て、国内系統の安全性および保守作業の容易性を考慮しつつ、安定運用と事故時の早期復旧を可能とすることを条件に選定した。

さらに、調査団は新設設備の運転・保守業務の基本的事項も提言した。

1.2.7 設計の結果

調査団は、第 5 次現地調査(2002 年 5 月～7 月)と第 3 次国内作業(2002 年 8 月)の期間に、上記設計方針に基づいて選定したプロジェクトの設備設計を実施した。第 5 次現地調査期間にはカウンターパートと共に対象地域を再度踏査し、より詳細な情報収集を実施した上、対象地域の EDL 支所ともプロジェクトの実施設計の協議をおこなった。支所からの情報・助言は調査団の設備設計に極めて有益なものであり、これらの情報・助言を参考にして設計を実施した。設計の結果は第 II 部の以降の章に記述した。

1.3 基本計画

1.3.1 プロジェクト実施の根拠と設備の基本計画

国内供給用の最適送電系統の開発計画を策定する検討を通じて、Pakxan - Thakhek - Pakbo 送電系統が最優先プロジェクトとして選定された。この検討結果に対しては、MIH/EDL とともに全面的な合意に達して

いる。ラオス国内の電源開発・電化計画や地方電化計画の進行状況から考えて、国内電力融通と輸入電力削減を目的とした本送変電プロジェクトの早期開発が必要である。

最優先プロジェクトの早期実現の一助とするために、調査団は本調査 TOR に含まれている本送変電プロジェクト設備に対する基本設計を実施した。設備設計は、資機材供給、現地据付工事、受入試験とも国際競争入札(ICB)ベースでプロジェクトを実施するという前提で実施した。

1.3.2 実施に至る過程

2005 年までの本送変電プロジェクト完成を実現するために、MIH/EDL が以下に述べる事前業務を即急に実施することを提言する。

(1) 環境評価(EA)および STEA¹の環境証明書を入手するための諸業務

MIH が 2001 年 11 月 20 日付けで発布した「ラオス国電力計画に対する環境評価実施の条例」に準拠した環境評価(EA)の作業を即急に実施すべきである。この環境評価書類に必要な資料の大部分は本報告書に記載されており、活用可能である。この評価の検討結果、更なる環境調査が要求された場合、この条例によれば、プロジェクト開発の最終判断までに最低 192 日は必要となる。MIH/EDL はプロジェクト着工前にプロジェクト環境許可を得なければならない。

(2) プロジェクトの資金準備

本送変電プロジェクト実施に必要な外貨および現地貨資金の調達を MIH/EDL が手当てしなければならない。本報告書には、資金調達に必要な資料(プロジェクトの必要性、プロジェクト予算、プロジェクト評価、実施工程など)を全て記載してある。即急に資金手当ての準備を開始することを提言する。

(3) プロジェクトの追加調査

プロジェクトの建設に先立って下記の調査が必要となる。これらの調査は、MIH/EDL 独自で実施するか、または、本送変電プロジェクトを支援する国際機関により実施される。

- (a) プロジェクト設備の詳細設計
- (b) 要求のあった場合の追加環境調査
- (c) 安全を確認するためのプロジェクト地域の UXO 調査
- (d) 最終工事数量の算出、送電線ルートの地形測量；MIH/EDL、プロジェクト・コンサルタント、または他の組織により実施する。
- (e) 送電線用地の取得・補償業務；実施機関である EDL が主体となっていく。
- (f) 入札書類の作成
- (g) MIH/EDL による調達委員会、実施委員会、運営委員会などの任命

¹ STEA: Science, Technology, and Environmental Agency (科学・技術・環境庁)

(4) 実施スケジュールおよびプロジェクト予算

追加調査業務、入札期間、応札書審査、契約および承認、資機材の設計・製作、輸送、現地工事等を検討して、プロジェクト実施工程を作成した。特に現地工事に多大な影響を与える雨季の進捗を検討しなければならなかった。設計に基づくプロジェクト予算は ICB ベースで算出した。算出に当たっては、近年の世界市場の価格、現在ラオスにおいて実施中の PTD/SPRE プロジェクトの契約単価、ラオスにて計画されている同類のプロジェクトの予算単価などを参照した。

調査団が検討した工程およびプロジェクト予算は、本報告書の第 2 部 第 6 章に詳述する。

第2章

送電線設備

第2章 送電線設備

2.1 送電線ルート

2.1.1 ルート概要

2002年6月上旬に、Pakxan 変電所 - Thakhek 変電所 - Pakbo 変電所間の現地踏査および EDL 支所との協議を行なった。その結果、国道13号線沿いには人家が散在しているのみであるため、建設の容易性および保守作業の利便性を考慮して、送電線ルートを国道13号線沿いに選定した。選定したルート概要を図2.1-1に示す。集落がある地域においては送電線ルートをその後背に選定した。全般的に選定したルートは平坦地またはなだらかな起伏の丘陵地を通過する。その経過地は、灌木、水田、耕作地または林で覆われている。

Pakxan 変電所-Thakhek 変電所間の送電線は、主に国道13号線の北側(ルート前半)と東側(ルート後半)に選定した。ルートの地盤が全般的に南側と西側より高く、樹木の伐採も少ない上に、嵩上げて施設されている国道によって南側・西側の低地における洪水の影響が緩和されていることも選定の要因である。

Thakhek 変電所-Pakbo 変電所間においては、メコン河沿いに道路があり、この河沿のルートの巨長は国道13号線沿ルートより若干短い。この地域には既設22kV Thakhek 変電所および Pakbo 変電所からの配電線が既に整備されている。一方、国道13号線沿は将来の地域開発の可能性が高い。また、電力の安全保障の面から、基幹送電線を国境近くに配置することに危惧があると EDL より示唆された。以上の理由から国道13号線沿のルートを選定した。

(1) Pakxan 変電所 - Thakhek 変電所(図2.1-2、写真 01～ 13)

Pakxan 変電所は Nam Xan 川から1.5 km 西方の国道13号線の北側に位置し、この変電所からは115 kV 送電線がメコン河を横断してタイとの国際連系線を形成している。選定した送電線ルートの概要は下記の通りである。

- (a) Pakxan 変電所から近傍の住宅地を回避し、疎林や灌木で覆われている緩やかな地形を北東へ約4.5 km 進む。東へ方向を変えて灌木や水田の中を4 km 進んだ後、Nam Xan 川を渡る。写真 No.01 は Nam Xan 川横断箇所から線路方向の様子である。
- (b) ルートは南東へ約6 km 進み国道13号線に接近する。以降、国道13号線に沿ってその北側を水田や灌木の地帯を約30 km 進む。この区間の最後の約1 km は、写真 No.02 に見るように、家並みの後方の山裾を通り Nam Kading 川に至る。
- (c) ルートは川幅400 m の Nam Kading 川と国道13号線を橋の近傍でL字形または斜めに横過する。写真 No.03 は橋の袂の鉄塔予定位置、写真 No. 04 は Nam Kading 川の右岸の様子、写真 No.05 は国道13号線の上の川横断鉄塔予定位置である。川横断の径間長はL字形ル

ートでは 500 m、斜め横断では 750 m である。これらは詳細設計時に鉄塔設計条件と協調して決定すべきである。この区間の予想ルート図を図 2.1-3 に示す。

- (d) 川横断の後、ルートは写真 No.06 に示す山裾を約 10 km 進み、東へ転じて国道 13 号線沿いに 28 km 進む(写真 No.07 ~ No.09)。ルートは、洪水に対する優位性から、国道 13 号線の東側を通過する。
- (e) ルートは Pha Som 村の岩山を避けるために一度国道 13 号線を横断し、約 4.5 km 後、再度国道の東側へ移る。写真 No.10 はルートが再度東側へ戻る国道横断地点の水田である。ルートは僅かに起伏のある土地を灌木や低い樹林、水田を通過し約 52 km 進む。
- (f) Pakan 川横断後、本ルートは IPP 230 kV Theun Hinboun - Thakhek 線と交差する。両送電線の電線相互間の離隔と 230 kV 送電線の下を通過する 115 kV 送電線の地上高を確保するために、115 kV の電線配列を垂直配列から水平配列に変更して両送電線の交差を行う。交差点は両送電線の必要離隔距離を得易い 230 kV 線の道路横断用の高鉄塔付近とした。写真 No.11 は 230 kV 線の横断箇所である。
- (g) ルートは国道 13 号線沿いに 25 km 進み、Nam Don 川を渡る。そこからは国道 13 号線と Nam Don 川との間の狭い地帯を進む。写真 No.12 は Nam Don 川と国道 13 号線の間位置する学校裏の写真である。ルートはその後国道 13 号線沿いにある伐採禁止であるチーク林の裏を通り、10 km 進む。
- (h) ルートは国道 12 号線と 13 号線の交差点から約 1.5 km 東で国道 12 号線を横断し、Thakhek の人口密集地を迂回して 3 km 進む。写真 No.13 は国道 12 号線の横断地点である。ルートの最後の 4.5 km は、計画されている 115 kV Nam Theun 2 - Thakhek 線と並行して Thakhek 変電所予定地へ達する。

(2) Thakhek 変電所 - Pakbo 変電所 (図 2.1-4、写真 14 ~ 24)

Thakhek 変電所は町の中心から南へ約 3.5 km のところに計画されている。

- (a) Thakhek 変電所 - Pakbo 変電所間の送電線は、Thakhek 変電所を出て水田の中を東方に約 5.5 km 進む。南東に方向を変え、国道 13 号線に沿ってその西側を主に水田や灌木の地域を約 17 km 進む。写真 No.14 は Thakhek 交差点から 9.5 km の地点で、国道 13 号線から分岐して Gnangkok 村へ向かう道路から撮ったものである。
- (b) その後ルートは、水田や灌木、林を通過し、国道 13 号線の西側に沿って約 22 km 進んだ後 Xe Bangfai 川を横断する。写真 No.15 ~ No.17 はこの区間の様子であり、写真 No.18 は Xe Bangfai 川である。
- (c) ルートは主に灌木の中を約 29 km 南へ進み Nam Thahao 川に至る。写真 No.19 はこの地域の Laofai 村近くの水田である。
- (d) Nam Thahao 川から約 11 km の B.Nakay Noy にて南西に向きを変え、国道 13 号線から離れる(写真 No.20)。ルートは主要県道に沿い、3 度県道を横断し、22 km で Savannakhet の町から 7

km 北のメコン河の岸にある Pakbo 変電所へ至る。この間の経過地は灌木か水田であり、写真 No.21 ~ No.24 に見られるように非常に平坦である。

2.1.2 用地と環境

(1) 地質

地質鉱山局が作成した「地質鉱石地図」により、ルート沿いの地質分布状況を図 2.1-5 に示す。この図から下記の地質状態が判明する。

- (a) Pakxan 地域の約 10 km は玄武岩性溶岩、火山灰、黄土が混入した主に第三紀新第三紀の河川を起源とした未固結の礫、砂、シルト、粘土である。
- (b) 次の国道 13 号線沿いの 20 km は中生代白亜紀の岩塩や石膏の蒸発残留岩を上層に保有する潟湖泥岩混じりの赤色大陸性砂岩と粘土である。
- (c) その後の 10 km の地質は再び第三紀新第三紀の未固結の礫、砂、シルト、粘土である。
- (d) Nam Kading 川横断の前後の約 25 km は中生代白亜紀の岩塩や石膏の蒸発残留岩を上層に保有する潟湖泥岩混じりの赤色大陸性砂岩と粘土である。
- (e) 国道 13 号線の北側ルートと南側ルートの約 40 km は第三紀新第三紀の未固結の礫、砂、シルト、粘土である。
- (f) 国道 13 号線の北側に戻る約 25 km は古生代二畳紀、ジュラ紀の砂岩、シルト岩、頁岩であり、続く約 15 km は中生代白亜紀の岩塩や石膏の蒸発残留岩を上層に保有する潟湖泥岩混じりの赤色大陸性砂岩と粘土である。
- (g) Hin Boun 川横断後の約 20 km は、再び古生代二畳紀、ジュラ紀の砂岩、シルト岩、頁岩に戻り、続く約 5 km は第三紀新第三紀の未固結の礫、砂、シルト、粘土である。Thakhek 変電所までの約 30 km は中生代三畳紀、ジュラ紀の大陸性赤粘土質砂質土となる。
- (h) Thakhek 変電所-Pakbo 変電所間は 20 ~ 24km 地点のみ第三紀新第三紀の未固結の礫、砂、シルト、粘土となるが、その他全域は中生代白亜紀の岩塩や石膏の蒸発残留岩を上層に保有する潟湖泥岩混じりの赤色大陸砂岩と粘土である。

(2) 地形と地目

地形はルート全体的に平地であり、平坦で開けているか緩やかな起伏を形成している。Pakxan 変電所 - Thakhek 変電所線間の地目は概略、灌木が 68 %、水田・耕作地 17%、林 14%、草原 1% であり、Thakhek 変電所 - Pakbo 変電所間は灌木 66%、水田・耕作地 25%、林 9% である。

(3) 環境影響

Pakxan、Thakhek、および Pakbo 変電所付近の市街地も含めて、人家を回避してルートを選定した。市街地以外のルート付近には村落が散在しているに過ぎないが、それら村落の将来の発展を考慮して、ルートを既存村落の相当の後背に選定した。従って、現状では家屋移転の必要はほとんどない。

ルートを国道 13 号線に沿って選定したので、工事用アクセス道路の新設はあまり必要ない。また、野生動物への環境影響は非常に限定されたものである。Nam Kading 川横断付近の数 km の岳稜地を除き森林はルート上に存在しないので、送電線用地内の伐採は主に灌木である。

国定環境保護区、国立公園、史跡、文化遺産、景勝地もルート付近に存在しない。EDL 支所の情報によれば、既設インフラ設備および計画中のインフラ設備も選定したルート付近にはない。国道 13 号線から平均して数百 m から 1 km 離隔してルートを選定してある上に、国道沿いの灌木が視覚を遮り、通行者からは送電線設備が死角となる。この様に総合的にルート上の環境影響は小さく、特別な影響緩和対策は必要ないと考えられる。しかし、プロジェクト実施に先だって、MIH の制定した「ラオス国電気事業環境評価実施規定」(2001 年 11 月 20 日)に要求されている環境評価に関する調査、および手続きを即急に実施すべきである。

2.2 送電線の設計

本送変電プロジェクトの送電線設計は、第 部 第 7 章、STEP 調査団制定の「ラオス電力技術基準」、および前節にて選定した送電線ルートに基づき、下記フローに従って実施した。設計の結果は、本送電線の適切なコストの算出と実施スケジュールの作成に反映させた。

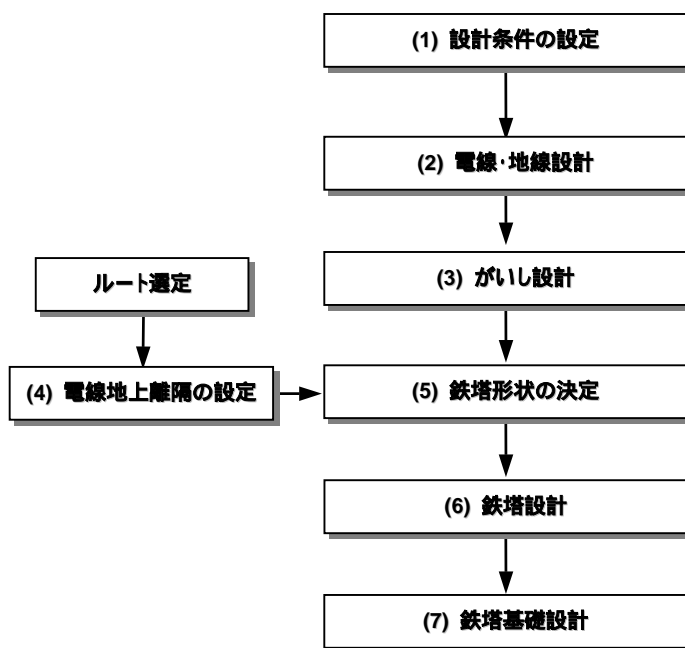


図2.2-1 本送電線プロジェクトの設計フロー

2.2.1 設計条件の設定

本送変電プロジェクトに適用する設計条件を、第 II 部 第 1.2.4 節で設定した気象条件に加えて、以下のように設定した。また、JICA STEP 調査団による「ラオス電力技術基準」にも準拠した。

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

条件	気温	風速
最過酷	10	35 m/s
EDS	25	無風

(ラオス国内測候所の観測結果)

(2) 汚損レベル

Light Pollution (軽度汚損)

(IEC60071-2 Table に準拠)

(3) 安全率

本送変電プロジェクトの最小安全率は「ラオス電力技術基準」に準拠し、以下の通りとした。

(a) 電線/地線

最過酷時条件：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：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：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：部材の許容強度に対し 1.0

(d) 基礎

常時条件 = 最過酷条件：基礎体の降伏点強度に対し 2.0

断線時条件 = 常時条件+地線または電線 1 条の断線荷重：基礎体の許容強度に対し 1.3

2.2.2 電線および地線設計

以下の電線・地線の設計条件に基づき、本送変電プロジェクトの電線・地線線種およびその張力を決定した。

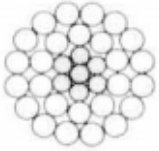
表2.2-1 電線・地線の設計条件

荷重条件	風速	風圧	電線温度	安全率
最過酷時	35 m/sec	790 N/m ²	10	2.5 (40%UTS)
常時 (EDS)	0 m/sec	0 N/m ²	25	5.0 (20%UTS)

(1) 電線・地線線種

本送電線プロジェクトの電線には ACSR 240 mm² (ASTM: Hawk)、地線には GSW 50 mm² (ASTM: GSW 3/8)を全区間に亘り適用する。

表2.2-2 電線・地線の技術的特性

線種	電線	地線
	ACSR 240 mm ² (ASTM: Hawk)	GSW 50 mm ² (ASTM: GSW 3/8)
形状		
より線構成	Al: 26/3.439mm St: 7/2.675mm	St: 7/3.05mm
総アルミ断面積	280.8 mm ²	51.05 mm ²
外径	21.78 mm	9.144 mm
重量	976.5 kg/km	406 kg/km
許容引張張力	86.7 kN	48.1 kN
弾性係数	82,000 N/mm ²	189,300 N/mm ²
線膨張係数	19.0*10 ⁻⁶ /	11.5*10 ⁻⁶ /
直流抵抗(20)	0.1196 /km	-
電線許容電流	484 A	-

(2) 電線・地線の最過酷時張力および常時張力

本送変電プロジェクトでは、送電線の最大径間長は 500 m (Nam Kading 横過箇所) であるが、当該箇所の高低差を考慮して適用最大径間長を 600 m とした。従って、このケースにおける電線・地線張力が最大となる。最過酷時張力および常時張力は表 2.2-3 の値になり、安全率を満足する。

表2.2-3 最過酷時張力および常時張力(径間長:600 m)

線種	許容引張張力	張力		安全率
		ACSR 240 mm ²	86.7 kN	
		常時張力	16.4 kN	5.32 > 5.0
GSW 50 mm ²	48.1 kN	最過酷時張力	16.4 kN	2.93 > 2.5
		常時張力	8.6 kN	5.59 > 5.0

また、地線張力は径間中央の逆閃絡防止を配慮し、本送変電プロジェクトの標準径間長(350 m)において地線弛度が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。

2.2.3 がいし設計

第 I 部 第 7.2 節「115 kV 送電線の予備設計」結果に基づき、本送変電プロジェクトの適用がいし、がいし個数、がいし装置を決定した。

(1) 適用がいし

(a) がいし種類

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 (図 2.2-2 参照)

がいし形状は下表の通りである。

表2.2-4 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

(*RUS: 規定破壊強度)

(2) 連当りのがいし個数

(a) がいし汚損レベル

IEC60071-2 (Table)で分類されている「Light Pollution (軽度汚損)」を適用した。また当該送電線に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、当該送電線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 115 kV 送電線も 10 個 / 連を適用している。

(3) がいし装置

本送変電プロジェクトの懸垂および耐張がいし装置には、表 2.2-5 の通り全区間に亘り 120 kN の 1 連がいし装置を適用する。また、がいし金具類もがいし強度に整合する強度とした。

表2.2-5 がいし連数

電 線	最過酷時張力 (径間長: 600m)	懸垂および耐張がいし装置	がいし安全率
ACSR 240 mm ²	32.3 kN	120 kN × 1 連	3.72 > 2.5

ただし、国道および大型河川横過箇所などの重要横過箇所、すなわち表 2.2-6 に示す 10 箇所の両端鉄塔のがいし連数については、保安上の観点から、懸垂・耐張がいし装置ともに 120 kN の 2 連がいし装置を適用した。

表2.2-6 重要横断箇所

区 間		重要横過箇所	始点からの距離
Pakxan - Thakhek	1	Nam Sane 川	5 km
	2	Nam Kading 川 国道 13 号線	44 km
	3	国道 13 号線	67 km
	4	国道 13 号線	95 km
	5	国道 13 号線	100 km
	6	Nam Hinboun 川	142 km
	7	国道 13 号線	187 km
	8	国道新 13 号線	191 km
	9	国道 13 号線	192 km
Thakhek - Pakbo	10	Xe Bang Fai 川	239 km

(4) がいいし装置形状

がいいし装置寸法、およびがいいし装置形状をそれぞれ表 2.2-7、図 2.2-3 ~ 2.2-4 に示す。

表2.2-7 がいいし装置寸法

	項目	数値
懸垂がいいし装置	250 mm がいいし個数	1 連 10 個、2 連 20 個
	250 mm がいいし連長	1,460 mm
	アークホーン間隔	1,240 mm
	1 連がいいし装置長	1,960 mm
	2 連がいいし装置長	2,110 mm
耐張がいいし装置	250 mm がいいし個数	1 連 10 個、2 連 20 個
	250 mm がいいし連長	1,460 mm
	アークホーン間隔	1,240 mm
	1 連がいいし装置長	2,150 mm
	2 連がいいし装置長	2,500 mm

2.2.4 電線の地上高

本送変電プロジェクトの最小電線地上高は以下の通りとした。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2.2-8 最小電線地上高

電線横過箇所区分	本送電線プロジェクトでの適用箇所	高さ	設定根拠
人が稀にしか立ち入らない、または将来に亘って立ち入らない箇所	灌木、林、草原、小型河川	7.0 m	5.0 m (ラオス電力技術基準) + 2.0 m (余裕) = 7.0 m
人が容易に立ち入るまたは将来立ち入りそうな箇所	水田・耕作地、一般道路、大型河川	8.0 m	6.0 m (ラオス電力技術基準) + 2.0 m (余裕) = 8.0 m
配電線が構築されている箇所、または将来構築されそうな箇所	国道横断箇所	9.5 m	2.36 m (ラオス電力技術基準)* + 5.0 m (配電線高) + 2.0 m (余裕) = 9.5 m

(*: 22 kV 配電線との離隔距離)

2.2.5 鉄塔形状

第I部 第7.2節「115 kV 送電線の予備設計」結果に基づき電線クリアランス図を作成し、本送変電プロジェクトの基本鉄塔形状を決定した。

(1) 絶縁設計

本送変電プロジェクト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。これらの絶縁間隔を適用して、電線～鉄塔間、電線～電線間、電線～地線間のクリアランス検討を行った。

表2.2-9 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

腕金長さと同土の垂直間隔については、表 2.2-9 の数値を用い、第 I 部 図 7.2-2 のクリアランス図を適用した。

表2.2-10 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2.2-11 クリアランス図の数値

鉄塔型	項目	数値	数値
懸垂鉄塔	がいし装置連長	2,000 mm	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	1,600 mm	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°)	1,550 mm	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°)	350 mm	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

上記の設計条件にて以下の 7 型の鉄塔形状を決定した。

表 2.2-12 鉄塔形状の検討結果

鉄塔種類 適用線路水平角	懸垂鉄塔		耐張鉄塔				
	0 ~ 3°		0 ~ 15°	0 ~ 30°	0 ~ 90°		0 ~ 90° (引留)
鉄塔型	A1	A2	B1	C1	D1	D2	DE
鉄塔高 [m]	32.9	37.9	32.8	33.3	34.0	39.0	34.0
腕金長 [m]	6.2	6.2	6.2	6.8	7.6	7.6	7.6
根開き [m]	6.0	7.2	7.0	7.0	7.0	8.4	7.0
継脚長さ [m]	21.5	26.5	20.0	20.0	20.0	25.0	20.0
電線地上高 [m]	8.3	13.3	8.8	8.8	8.8	13.8	8.8
適用箇所*							
図面番号	図 2.2-5	図 2.2-6	図 2.2-7	図 2.2-8	図 2.2-9	図 2.2-10	図 2.2-9

適用箇所 : 国道横断箇所以外 (灌木、林、平原、水田・耕作地、一般道路、河川)

適用箇所 : 国道横断箇所

本送変電プロジェクトは市街地をほとんど通過せず、用地的な問題がないことから、第 I 部 第 7.2 節で設定した鉄塔根開きを広げ (懸垂鉄塔 + 1 m、耐張鉄塔 + 2 m)、鉄塔基礎荷重を低減した経済的な鉄塔形状とした。

2.2.6 鉄塔設計

鉄塔設計条件を基に各鉄塔型にて平面解析を実施した。各鉄塔の部材サイズを暫定的に決定し、鉄塔重量と鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重を算出した。なお、鉄塔・ボルト鋼材には高張力鋼材を使用し、すべて亜鉛メッキを施すものとした。

(1) 鉄塔設計条件

表 2.2-12 に分類した 7 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設計を実施した。

(a) 設計風圧

電線 790 N/m²

がいし装置 1,100 N/m²

鉄塔 2,290 N/m² (鉄塔裏面材を含む)

(b) 標準径間長および適用最大径間長

表2.2-13 標準径間長および適用最大径間長

鉄塔種類	鉄塔型	標準径間長	適用最大径間長
懸垂鉄塔	A1	350 m	500 m
	A2	350 m	500 m
耐張鉄塔	B1	350 m	500 m
	C1	350 m	500 m
	D1	350 m	600 m
	D2	350 m	600 m
	DE	350 m	400 m

(c) 荷重条件および安全率

表2.2-14 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

設計結果を以下に示す。

表2.2-15 鉄塔設計結果

鉄塔種類	懸垂鉄塔		耐張鉄塔				
	適用線路水平角		0 ~ 15°	0 ~ 30°	0 ~ 90°		0 ~ 90° (引留)
鉄塔型	A1	A2	B1	C1	D1	D2	DE
重量 [ton]	5.0	6.2	6.2	7.0	9.2	11.0	9.4
基礎圧縮荷重 [kN]: 常時	182	192	252	344	543	552	596
基礎引揚荷重 [kN]: 常時	148	152	211	299	486	486	532

2.2.7 鉄塔基礎設計

本送変電プロジェクトの送電線は、地質鉱石地図(地質鉱山局)によると、「砂岩、シルト岩」、「大陸性の赤い粘土質の砂岩、粘土」、および「未固結の砂、シルト、粘土」の非軟弱地盤を通過する(図 2.2-11 (1))。また、国道 13 号線 Nam Kading - Savannakhet 間の河川横過箇所のボーリングデータ(図 2.2-11 (2))も硬質な地盤を示していることから、本送変電プロジェクトには全鉄塔で通常の直接基礎が適用可能と判断した。

表 2.2-15 の鉄塔から基礎への伝達荷重(垂直および水平荷重)から、各鉄塔型に対する基礎設計を実施し、各基礎の形状、コンクリート量、鉄筋量、掘削量、埋戻量を算出した。

(1) 基礎設計条件

表 2.2-15 にある 7 型の鉄塔の直接基礎について、以下の設計条件にて基礎設計を実施した。

(a) 地質条件

- 地質 - : 砂岩、シルト岩
- 地質 - : 大陸性の赤い粘土質の砂岩、粘土
- 地質 - : 未固結の砂、シルト、粘土

(b) 荷重条件および安全率

表2.2-16 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)	基礎体の降伏点強度に対して 2.0
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	基礎体の降伏点強度に対して 1.33

(2) 基礎設計結果

設計結果を表 2.2-17 に、暫定的な基礎形状を図 2.2-12 にそれぞれ示す。

表2.2-17 基礎設計結果

地質	鉄塔型	圧縮荷重 [kN]	引揚荷重 [kN]	適用基礎型	許容圧縮・ 引揚荷重 [kN]	コンクリート量 / 基 [m ³]	鉄筋量 / 基 [ton]	掘削量 / 基 [m ³]	埋戻量 / 基 [m ³]
	A1	182	148	Pad-1	~ 200	2.4	0.2	13.6	11.2
	A2	192	152						
	B1	252	211	Pad-2	200 ~ 400	8.0	0.8	48.4	40.4
	C1	344	299						
	D1	543	486	Pad-3	400 ~ 600	20.4	2.0	112.8	92.4
	D2	552	486						
DE	596	532							
	A1	182	148	Pad-4	~ 200	3.6	0.4	25.2	21.6
	A2	192	152						
	B1	252	211	Pad-5	200 ~ 400	14.0	1.4	79.2	65.2
	C1	344	299						
	D1	543	486	Pad-6	400 ~ 600	35.2	3.5	167.6	132.4
	D2	552	486						
DE	596	532							
	A1	182	148	Pad-7	~ 200	6.0	0.6	56.8	50.8
	A2	192	152						
	B1	252	211	Pad-8	200 ~ 400	25.2	2.5	162.8	137.6
	C1	344	299						
	D1	543	486	Pad-9	400 ~ 600	62.4	6.2	310.8	248.4
	D2	552	486						
DE	596	532							

2.2.8 230kV Theun Hinboun送電線との交差

(1) 交差方法および交差箇所

本送変電線プロジェクトの送電線と230kV Theun Hinboun 送電線との交差方法は、230 kV 送電線および地面の両方からの離隔を確保するために、交差箇所前後の鉄塔を引留鉄塔とし、電線配列を垂直配列から水平配列に変えて230 kV 送電線下を通過させる。交差箇所は、230 kV 送電線の電線地上高が高い箇所が有利なため、230 kV 送電線が国道13号線を横断するための鉄塔付近とする。その鉄塔を挟んだ左右に2セットのガントリー(GA)を設置し、230 kV 送電線の下を通過させる(図2.2-13 参照)。

(2) ガントリーの構造

線下交差用ガントリーは、115 kV 変電所引込用のものと同規模とし、図2.2-14の通り90°V吊装置およびその両端に1連耐張がいし装置を取付けた構造とする。ガントリー形状およびTheun Hinboun 送電線との暫定的な位置関係図をそれぞれ図2.2-14 および図2.2-15に示す。

2.2.9 資材数量の算出

本送変電プロジェクトの設計結果に基づき、その資材数量を算出した。

(1) 鉄塔基数および総鉄塔重量

本送変電プロジェクトの鉄塔基数の算定に当たっては、選定したルートから角度箇所を抽出し、その水平角度に応じた耐張鉄塔(B1, C1, D1, DE)を選定の上、各耐張鉄塔の基数を算出した。耐張鉄塔の位置決定後、耐張鉄塔 - 耐張鉄塔間の距離を標準径間長の350 mで割り、懸垂鉄塔基数(A1)を算出した。更に国道通過箇所などで電線地上高を高く確保する必要がある場合は、塔高が高い鉄塔型(A2, D2)を適用し最終的な鉄塔型別毎の基数を決定した。

表2.2-18 鉄塔基数および鉄塔重量

鉄塔型	鉄塔重量 [ton]	Pakxan - Thakhek		Thakhek - Pakbo		合計	
		鉄塔基数 [基]	総鉄塔重量 [ton]	鉄塔基数 [基]	総鉄塔重量 [ton]	鉄塔基数 [基]	総鉄塔重量 [ton]
A1	5.0	490	2,450.0	275	1,375.0	765	3,825.0
A2	6.2	10	62.0	0	0.0	10	62.0
B1	6.2	21	130.2	8	49.6	29	179.8
C1	7.0	16	112.0	8	56.0	24	168.0
D1	9.2	15	138.0	7	64.4	22	202.4
D2	11.0	2	22.0	0	0.0	2	22.0
DE	9.4	4	37.6	2	18.8	6	56.4
Ga	1.5	4	6.0	0	0.0	4	6.0
合計		562	2,957.8	300	1,563.8	862	4,521.6

(2) 電線・地線数量

本送変電プロジェクトの電線・地線数量は「電線・地線条数 × ルート長 × 1.05 (弛度による増加分および施工上の余長)」にて算出した。

表2.2-19 電線・地線数量

線種	条数 [本]	Pakxan - Thakhek		Thakhek- Pakbo		合計 総亘長 [km]
		ルート長 [km]	総亘長 [km]	ルート長 [km]	総亘長 [km]	
ACSR 240 mm ²	6	194.6	1,226.0	105.2	662.8	1,888.8
GSW 50 mm ²	1	194.6	204.3	105.2	110.5	314.8

(3) がいしおよびがいし装置数量

本送変電プロジェクトのがいしおよびがいし装置の数量は懸垂・耐張鉄塔の基数から算出した。重要横断箇所(表 2.2-6)のみ 2 連がいし装置を適用することを考慮した。

表2.2-20 がいしおよびがいし装置数量

鉄塔種類	装置	数量 [個]	Pakxan - Thakhek		Thakhek- Pakbo		合計 総数量 [個]
			鉄塔 [基]	総数量 [個]	鉄塔 [基]	総数量 [個]	
懸垂鉄塔	がいし	60	486	29,160	273	16,380	45,540
	1 連がいし装置	6		2,916		1,638	4,554
	がいし	120	14	1,680	2	240	1,920
	2 連がいし装置	6		84		12	96
耐張鉄塔	がいし	120	54	6,480	25	3,000	9,480
	1 連がいし装置	12		648		300	948
	がいし	240	4	960	0	0	960
	2 連がいし装置	12		48		0	48
鉄 構	がいし	60	4	240	0	0	240
	1 連がいし装置	6		24		0	24
	がいし	60	4	240	0	0	240
	V吊がいし装置	3		12		0	12
合 計	がいし			38,760		19,620	58,380
	がいし装置			3,732		1,950	5,682

(4) 電線・地線付属品数量

本送電線プロジェクトの電線・地線付属品数量は、以下の考え方より算出した。

(a) 電線・地線ダンパー

各径間の電線・地線 1 条当りに 2 個取付ける。

(b) 電線・地線圧縮スリーブ

- 電線圧縮スリーブ数 = 電線総亘長[km] / 1.5 km (ドラム当りの電線巻き長)
- 地線圧縮スリーブ数 = 地線総亘長[km] / 3.0 km (ドラム当りの電線巻き長)

(c) 地線金具

懸垂鉄塔には懸垂地線金具、耐張鉄塔および鉄構には耐張地線金具を取付ける。

表2.2-21 電線・地線付属品数量

付属品	Pakxan - Thakhek	Thakhek - Pakbo	合計
電線ダンパー	6,720 個	3,600 個	10,320個
地線ダンパー	1,120 個	600 個	1,720個
電線スリーブ	817 個	442 個	1,259個
地線スリーブ	68 個	37 個	105個
懸垂地線金具	500 個	275 個	775個
耐張地線金具	62 個	25 個	87個

(5) 鉄塔基礎数量

本送変電プロジェクトの鉄塔基礎数量は、鉄塔立地点の3種類の地質に応じた鉄塔基礎型を選定の上算出した。また Theun Hinboun 送電線との交差用ガントリーの基礎も Pad-10 として追加した。

表2.2-22 鉄塔基礎数量

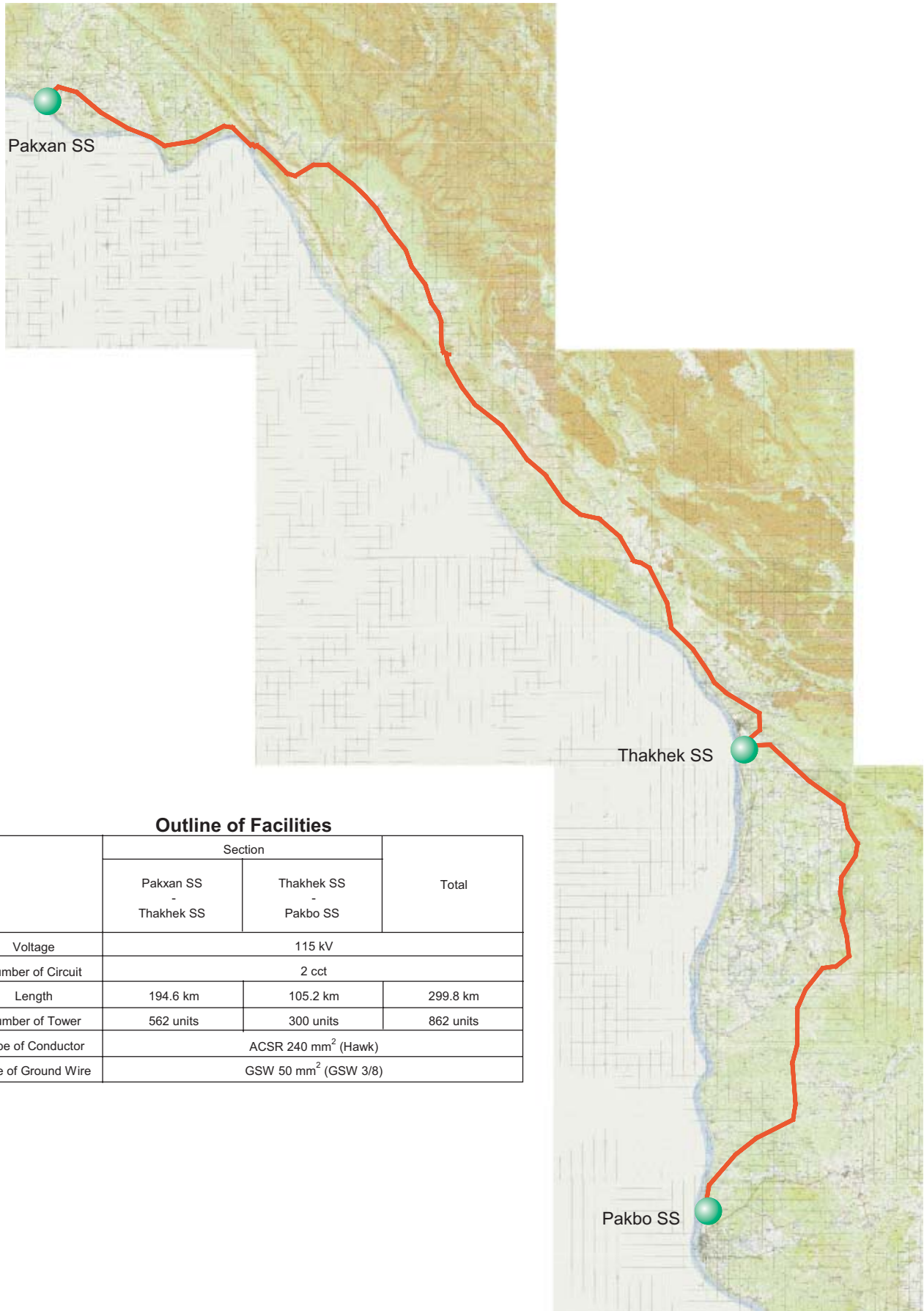
地質*	鉄塔基礎型	コンクリート量 / 基	Pakxan - Thakhek	Thakhek - Pakbo	合計
I	Pad-1	2.4 [m ³]	115 基	0 基	115 基
	Pad-2	8.0 [m ³]	8 基	0 基	8 基
	Pad-3	20.4 [m ³]	6 基	0 基	6 基
II	Pad-4	3.6 [m ³]	234 基	261 基	495 基
	Pad-5	14.0 [m ³]	17 基	16 基	33 基
	Pad-6	35.2 [m ³]	12 基	8 基	20 基
III	Pad-7	6.0 [m ³]	151 基	14 基	165 基
	Pad-8	25.3 [m ³]	12 基	0 基	12 基
	Pad-9	62.4 [m ³]	3 基	1 基	4 基
Ga 用	Pad-10	0.5 [m ³]	4 基	0 基	4 基
合計			562基	300基	862基

(*地質-I: 砂岩、シルト岩、地質-II: 大陸性の赤い粘土質の砂岩、粘土、地質-III: 未固結の砂、シルト、粘土)

(6) スペアパーツおよび工具・計測器類

送電線の設計仕様は全線に亘り共通である。完成後の送電線の保守は、現状ではEDLの各地域担当の支所が所管することになるが、スペアパーツと工具・計測器類は各支所間の共用も考慮して調達することが必要である。調達品目・数量については詳細設計段階で決定することになる。保守資材としては、代表的な鉄塔型の鉄塔スペア、損傷部材取替え用のメッキ鋼材・ボルト、電線・架空地線のスペアと付属品、がいし、およびその金具類などが主な品目になる。工具・計測器類としては、がいし交換器、現場加工用工具、絶縁接地棒、絶縁抵抗測定器、接地抵抗測定器、保守要員装備品、巡視・点検用車両などが主な品目になると考えられる。

スペアパーツと工具・計測器類の調達費は、送電線の資機材費合計の5%とし、事業費に加える。



Outline of Facilities

	Section		Total
	Pakxan SS - Thakhek SS	Thakhek SS - Pakbo SS	
Voltage	115 kV		
Number of Circuit	2 cct		
Length	194.6 km	105.2 km	299.8 km
Number of Tower	562 units	300 units	862 units
Type of Conductor	ACSR 240 mm ² (Hawk)		
Type of Ground Wire	GSW 50 mm ² (GSW 3/8)		

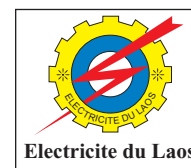
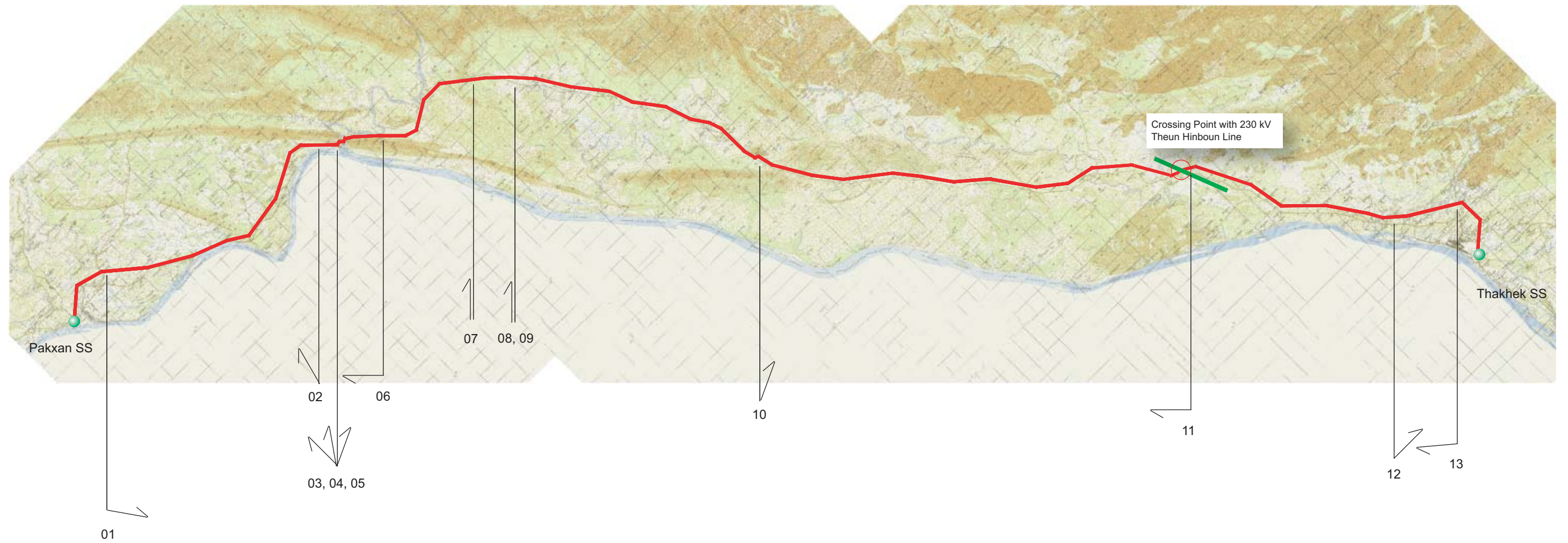


Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 2.1-1

Title
Pakxan SS - Pakbo SS 間における
選定された送電線ルート



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. 2.1-2

Title
 Pakxan SS - Thakhek SS 間における
 選定された送電線ルート

計画ルート沿いの写真集: Pakxan SS - Thakhek SS セクション (1/2)



写真-01: B. Thasikhai



写真-02: B. Paknamkading



写真-03: Nam Kading (1)



写真-04: Nam Kading (2)



写真-05: Nam Kading (3)



写真-06: B. Hatxaykham



写真-07: B. Namdua



写真-08: B. Nakhua (1)

計画ルート沿いの写真集: Pakxan SS - Thakhek SS セクション (2/2)



写真-09: B. Nakhua (2)



写真-10: B. Naliang



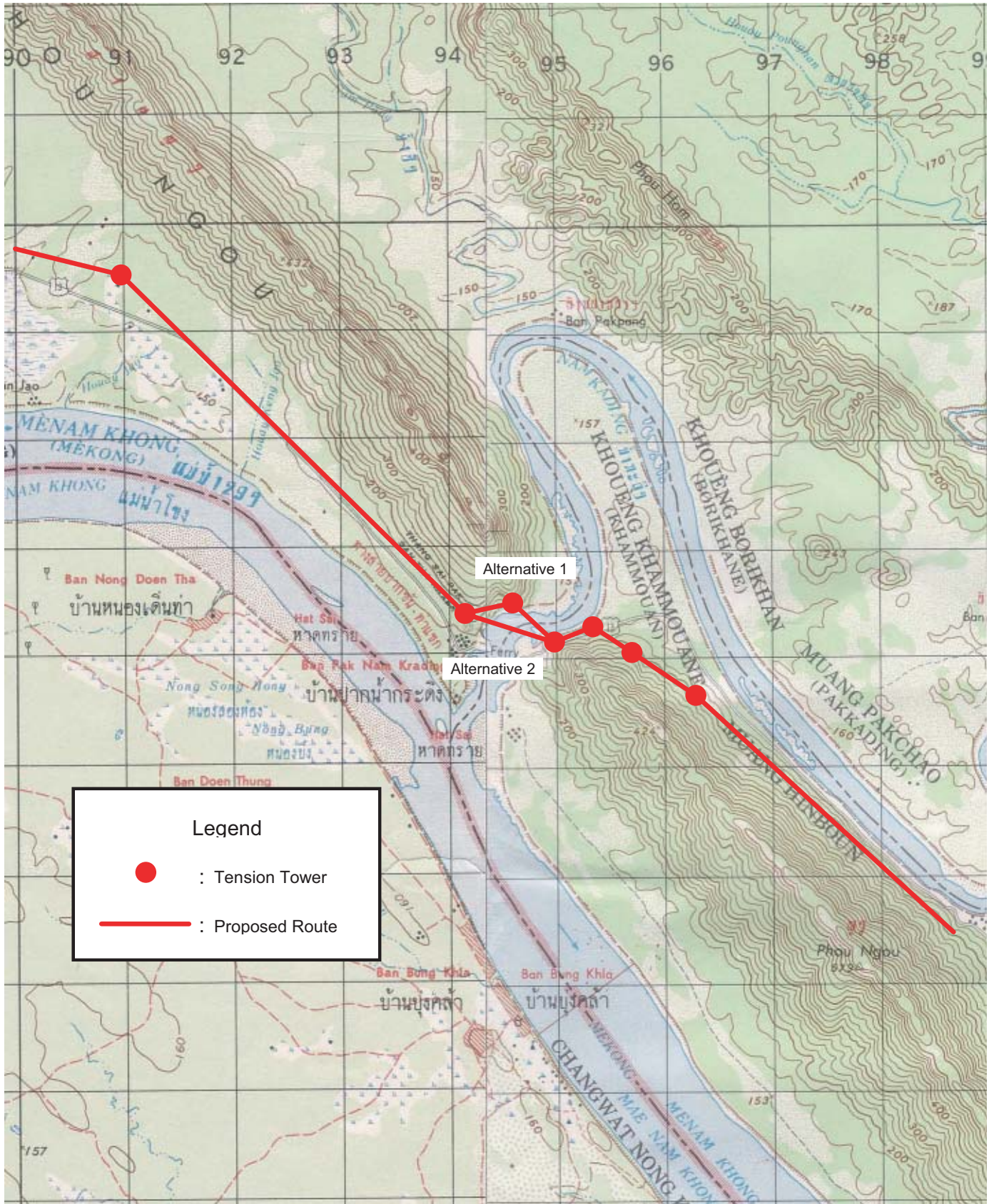
写真-11: Theun Hinboun Crossing Section



写真-12: Behind the School



写真-13: Route 2 Crossing Section



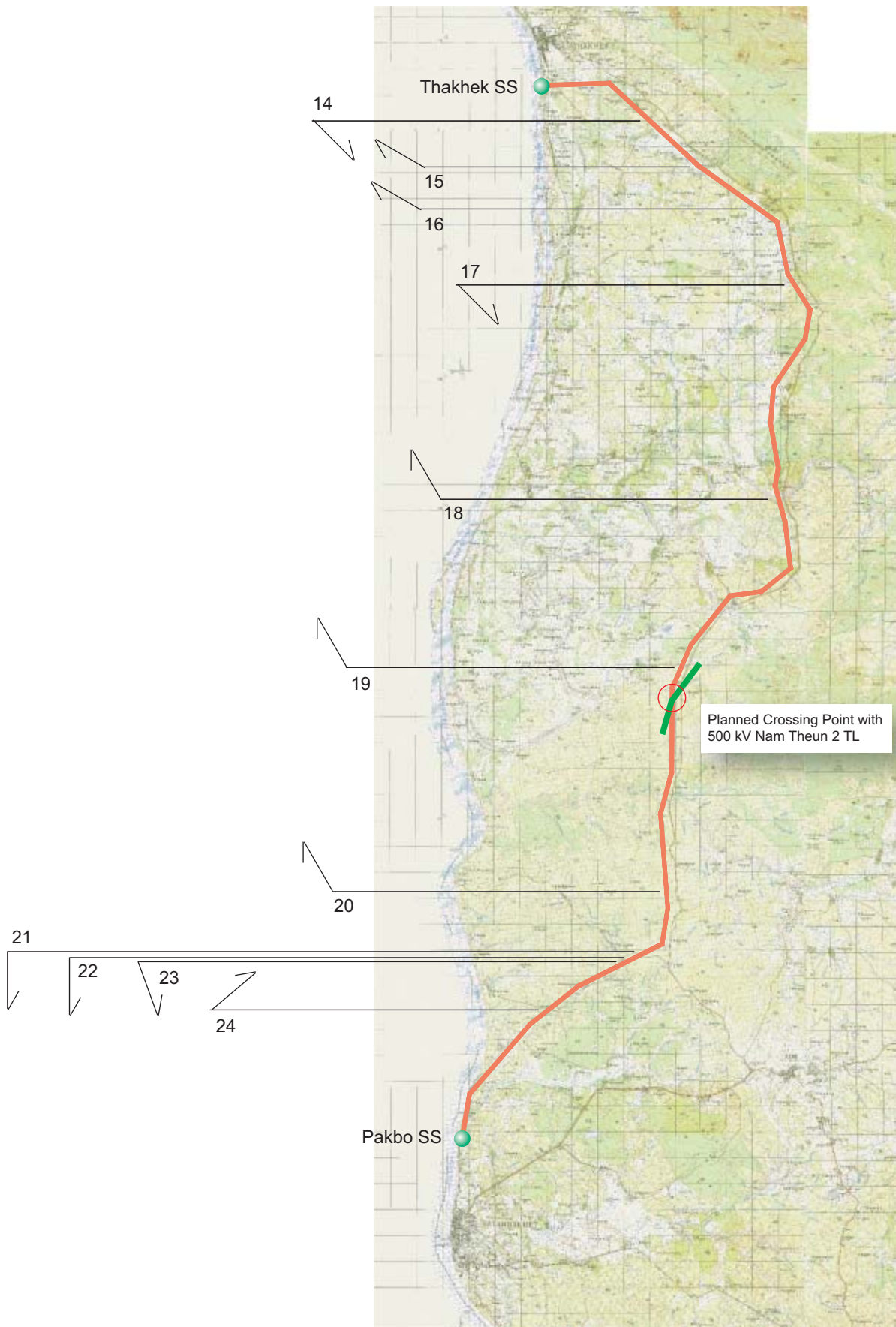
Legend	
●	: Tension Tower
—	: Proposed Route



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. 2.1-3
Title
Nam Kading 川横断箇所における予想ルート図
(Scale 1:50,000)



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. 2.1-4
Title
Thakhek SS - Pakbo SS 間における
選定された送電線ルート

計画ルート沿いの写真集: Thakhek SS - Pakbo SSセクション (1/2)



写真-14: Road to B. Gnangkok



写真-15: B. Gnangbung



写真-16: B. Kangbe



写真-17: B. Phonsavang



写真-18: Xe Bangfai



写真-19: B. Laofay



写真-20: B. Dongmakngeo



写真-21: B. Nongsaphan (1)

計画ルート沿いの写真集: Thakhek SS - Pakbo SSセクション (2/2)



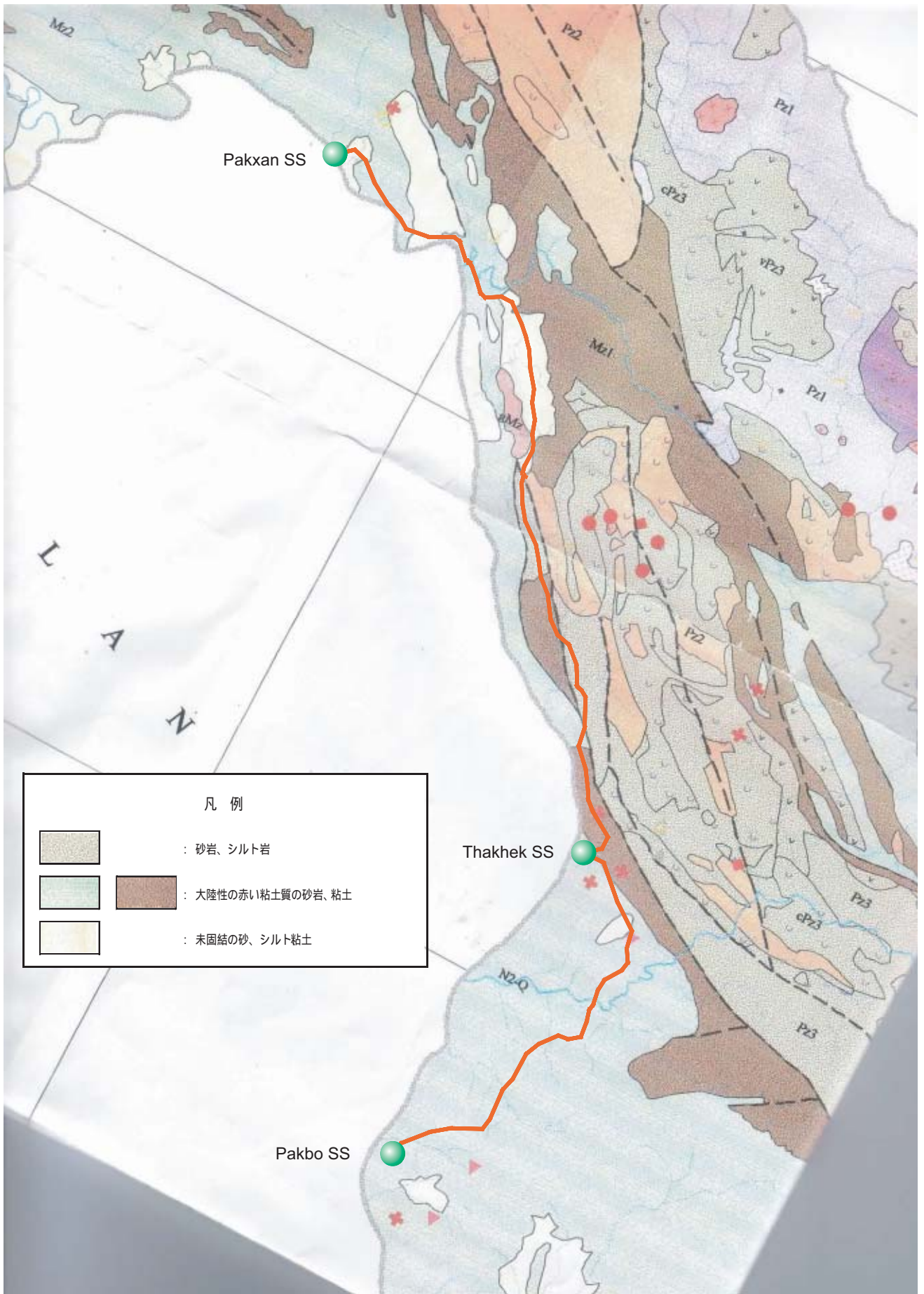
写真-22: B. Nongsaphan (2)



写真-23: B. Phakkhagna-Nua



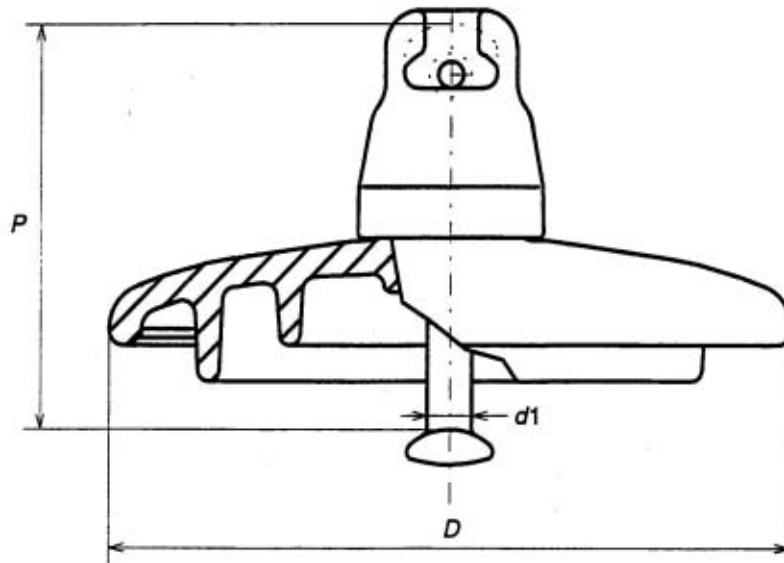
写真-24: B. Phakkhagna-Tai



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. 2.1-5
Title
地質図



Designation	Electromechanical or mechanical failing load kN	Maximum nominal diameter of the insulating part D mm	Nominal spacing P mm	Minimum nominal creepage distance mm	Standard coupling according to IEC 120 d1
U 120 B	120	255	146	295	16

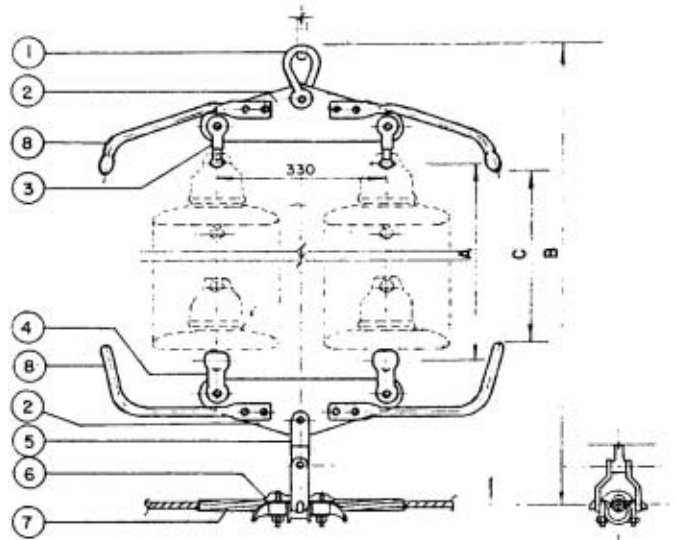
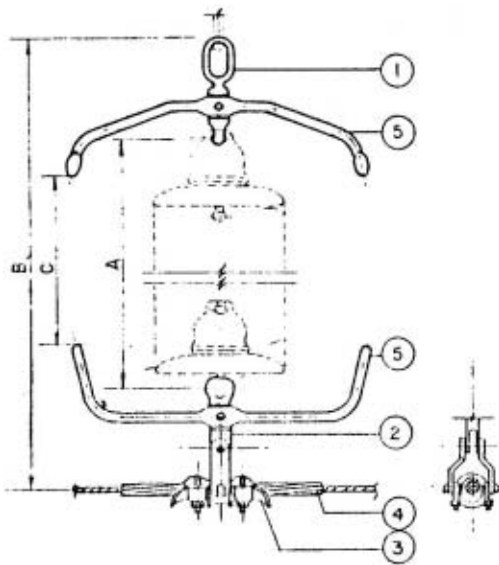


Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 2.2-2
Title

ボールソケット型
標準磁器製懸垂がいし



Legend	Qty per set	Description
1	1	Horn holder oval ball-eye
2	1	Horn holder socket-eye
3	1	Suspension clamp
4	1 set	Preformed armor rod
5	1 set	Arcing horn

Legend	Qty per set	Description
1	1	Twisted shackle or shackle
2	2	Yoke plate
3	2	Ball clevis
4	2	Socket clevis
5	1	Straight clevis eye
6	1	Suspension clamp
7	1 set	Preformed armor rod
8	1 set	Arcing horn

Line Voltage kV	Insulator per set	Approx. dimension (mm)		
		A	B	C
115	10	1,460	1,960	1,240

Line Voltage kV	Insulator per set	Approx. dimension (mm)		
		A	B	C
115	2×10	1,460	2,110	1,240

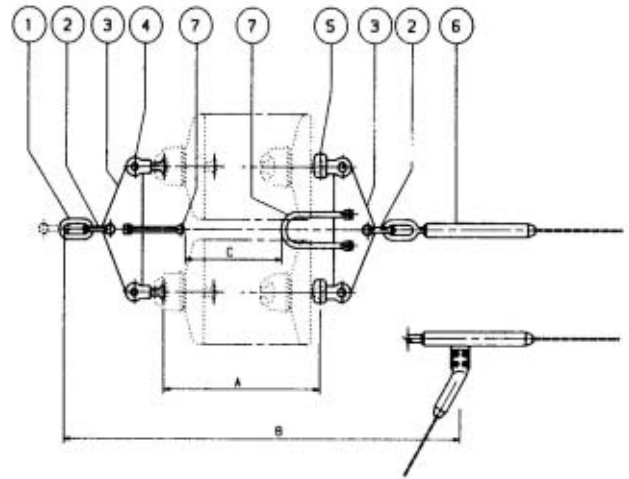
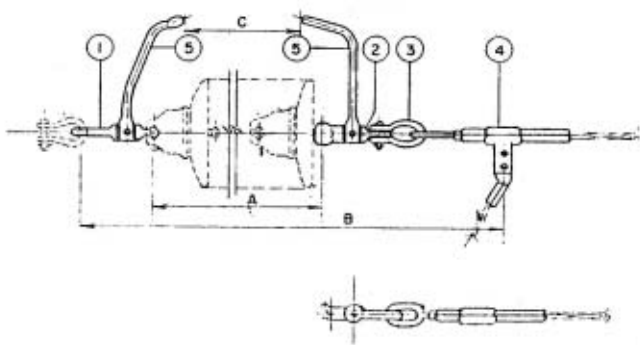


Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 2.2-3
Title

懸垂がいし装置



	Qty per set	Description
1	1	Horn holder oval ball-eye
2	1	Horn holder socket-eye
3	1	Shackle
4	1	Compression deadend clamp
5	1 set	Arcing horn

Legend	Qty per set	Description
1	1	Oval link
2	2	Shackle
3	2	Yoke plate
4	2	Ball clevis
5	2	Socket clevis
6	1	Compression deadend clamp
7	1 set	Arcing horn

Line Voltage kV	Insulator per set	Approx. dimension (mm)		
		A	B	C
115	10	1,460	2,150	1,240

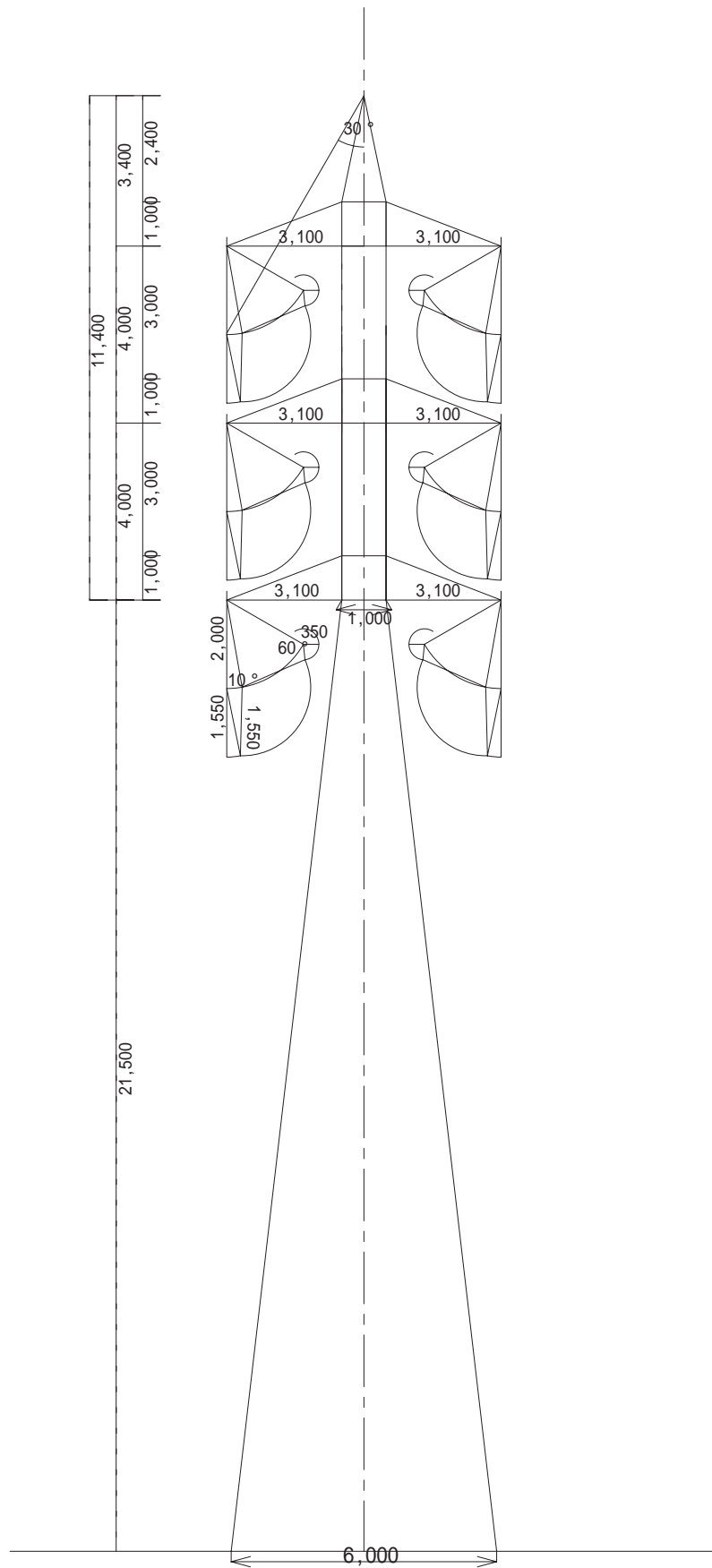
Line Voltage kV	Insulator per set	Approx. dimension (mm)		
		A	B	C
115	10	1,460	2,500	1,240



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

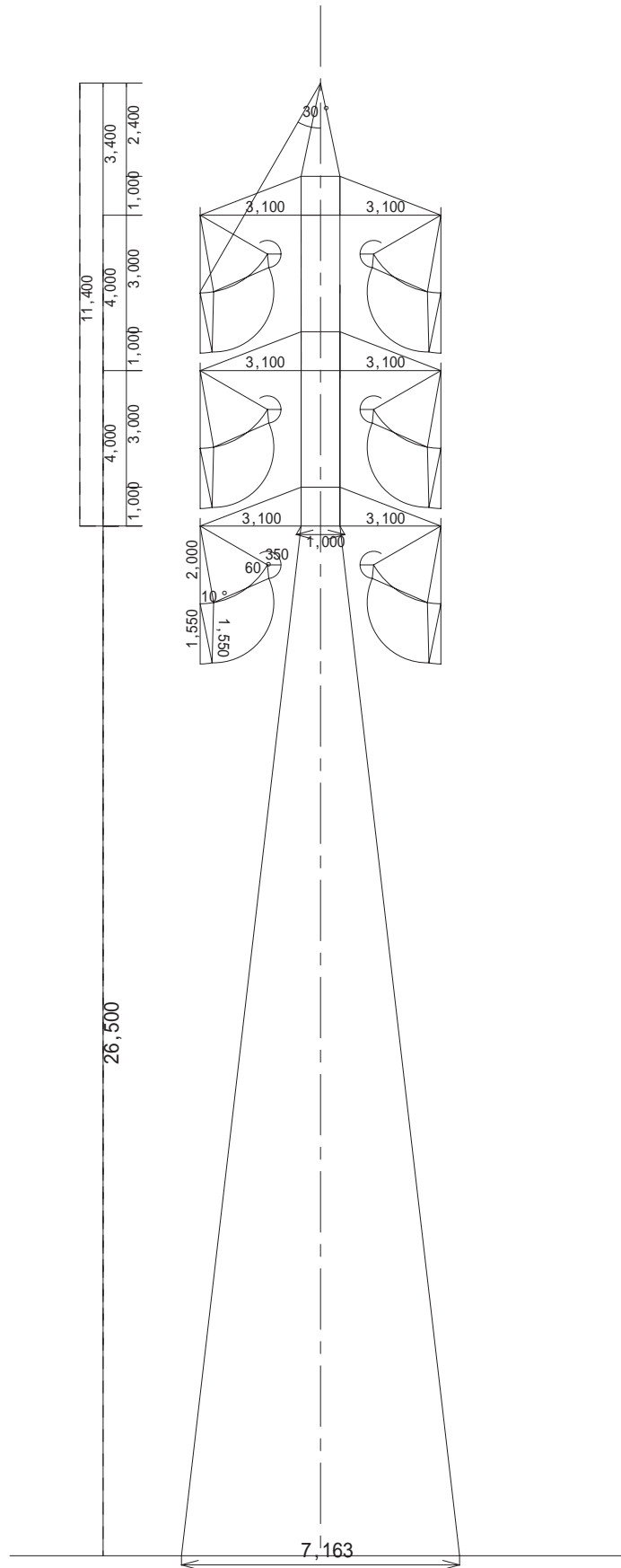
Figure No. 2.2-4
 Title
 耐張がいし装置



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

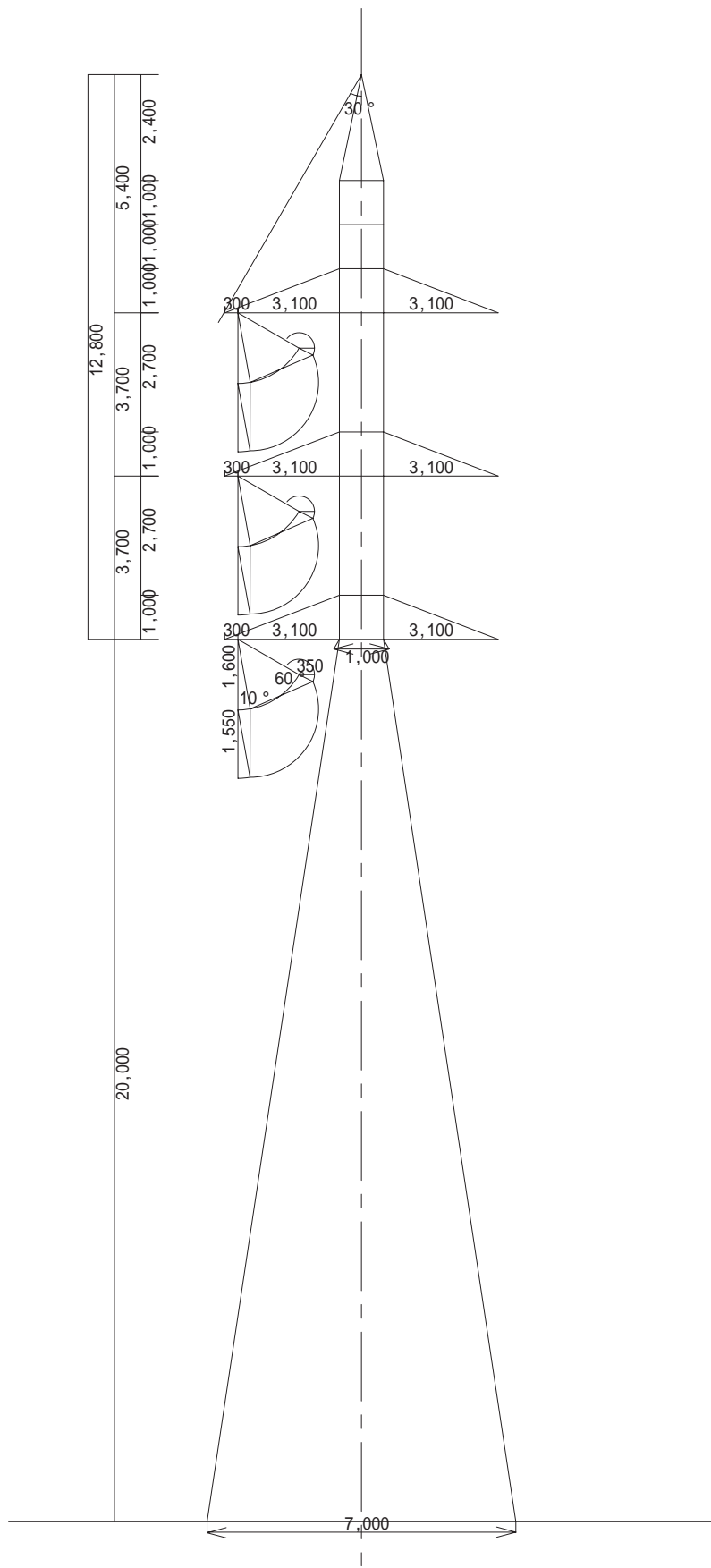
Figure No. 2.2-5
Title
懸垂鉄塔 : A1 型
(水平角度 : 0 - 3 deg.)



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

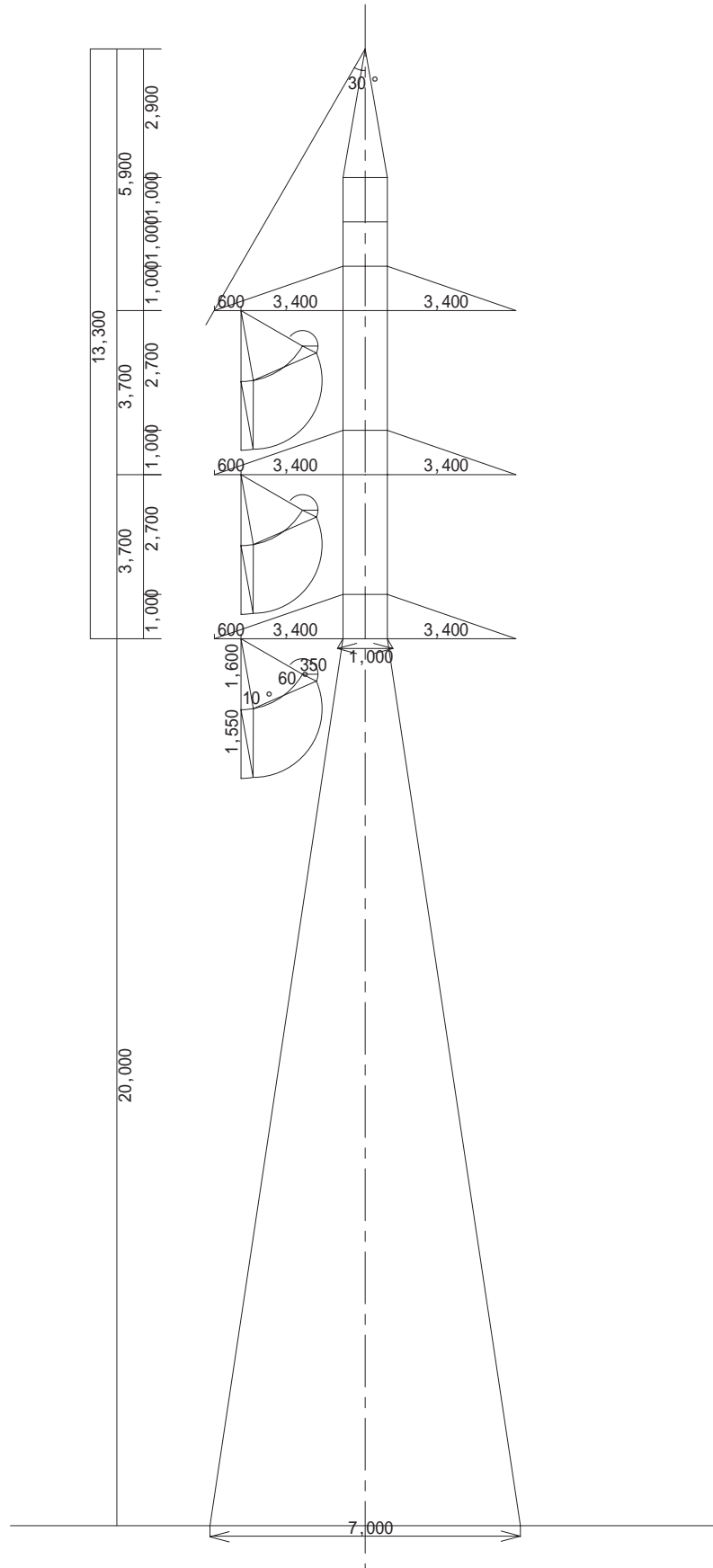
Figure No. 2.2-6
Title
懸垂鉄塔 : A2 型
(水平角度: 0 - 3 deg.)



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. 2.2-7
Title
耐張鉄塔 : B1 型
(水平角度 : 0 - 15 deg.)

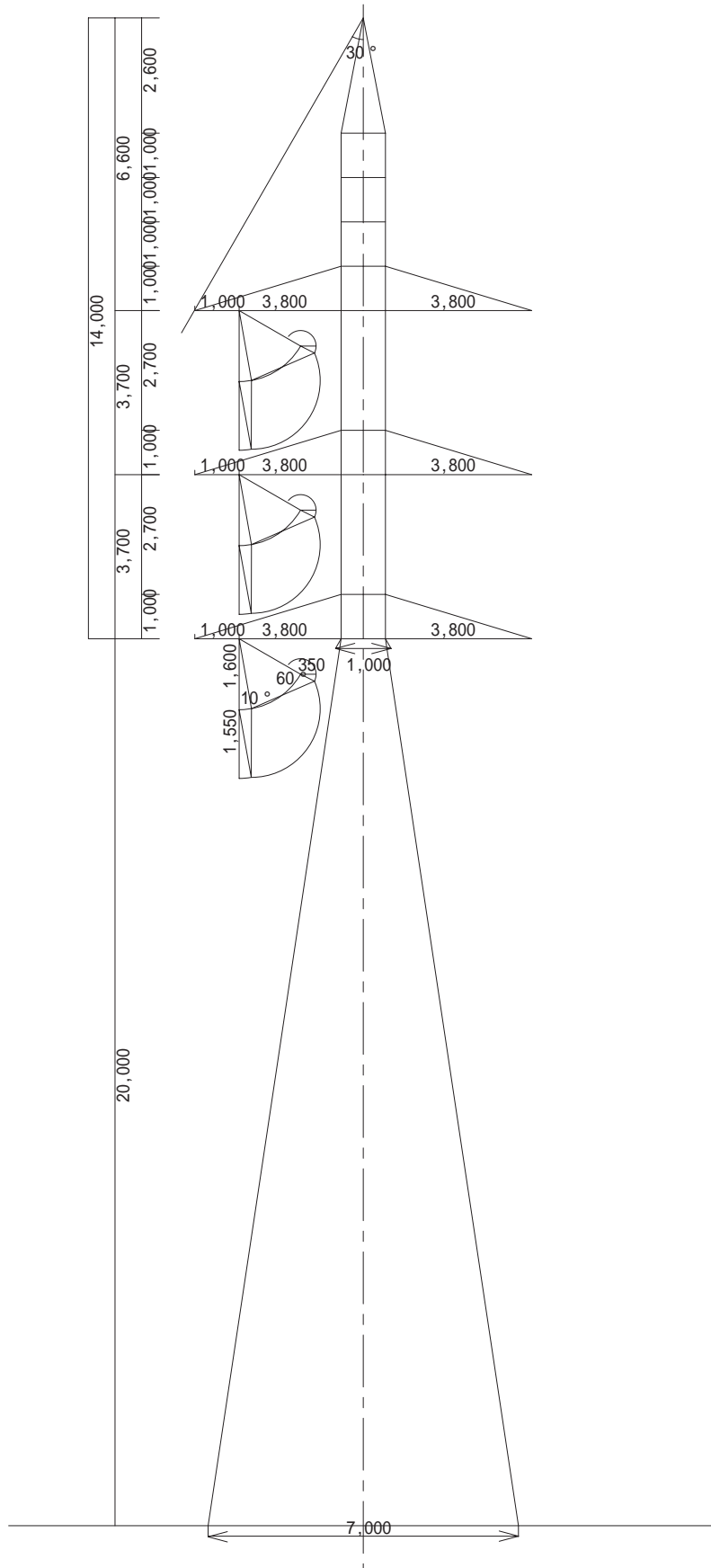


Electricite du Laos

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

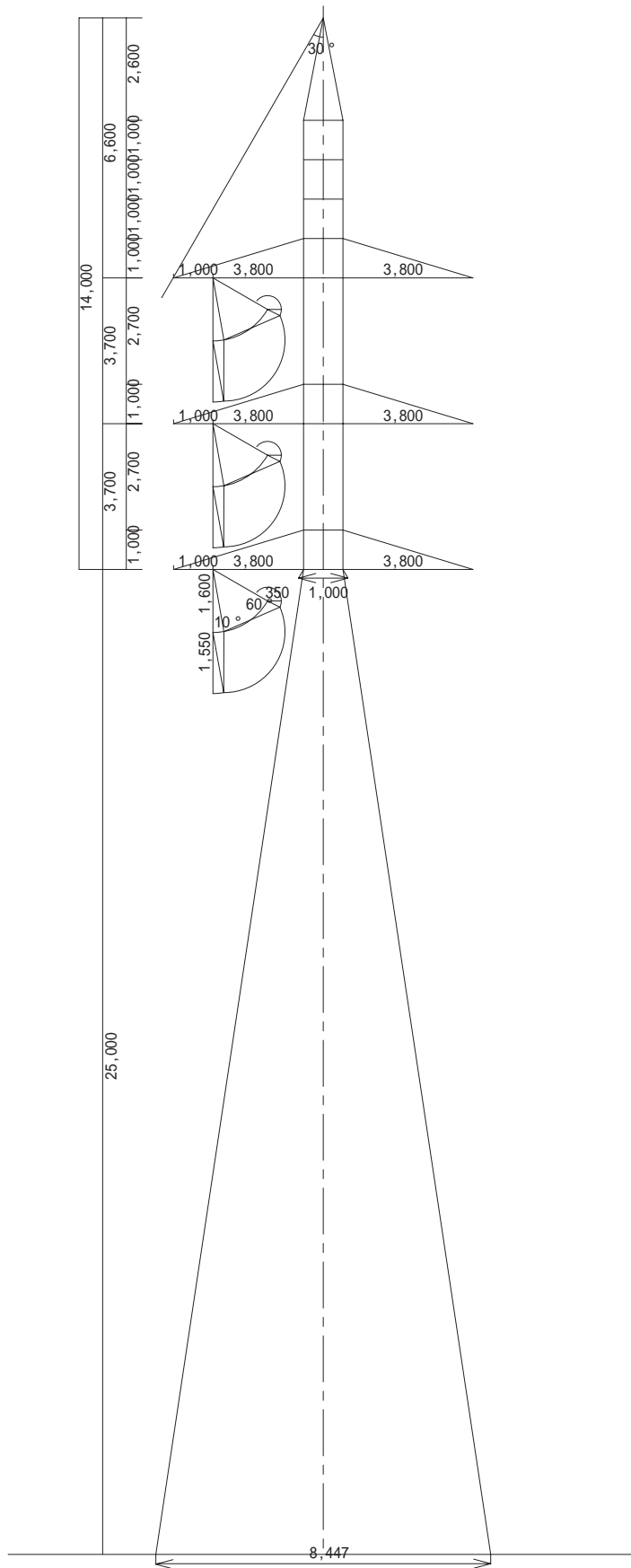
Figure No. 2.2-8
Title
耐張鉄塔 : C1 型
(水平角度 : 0 - 30 deg.)



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

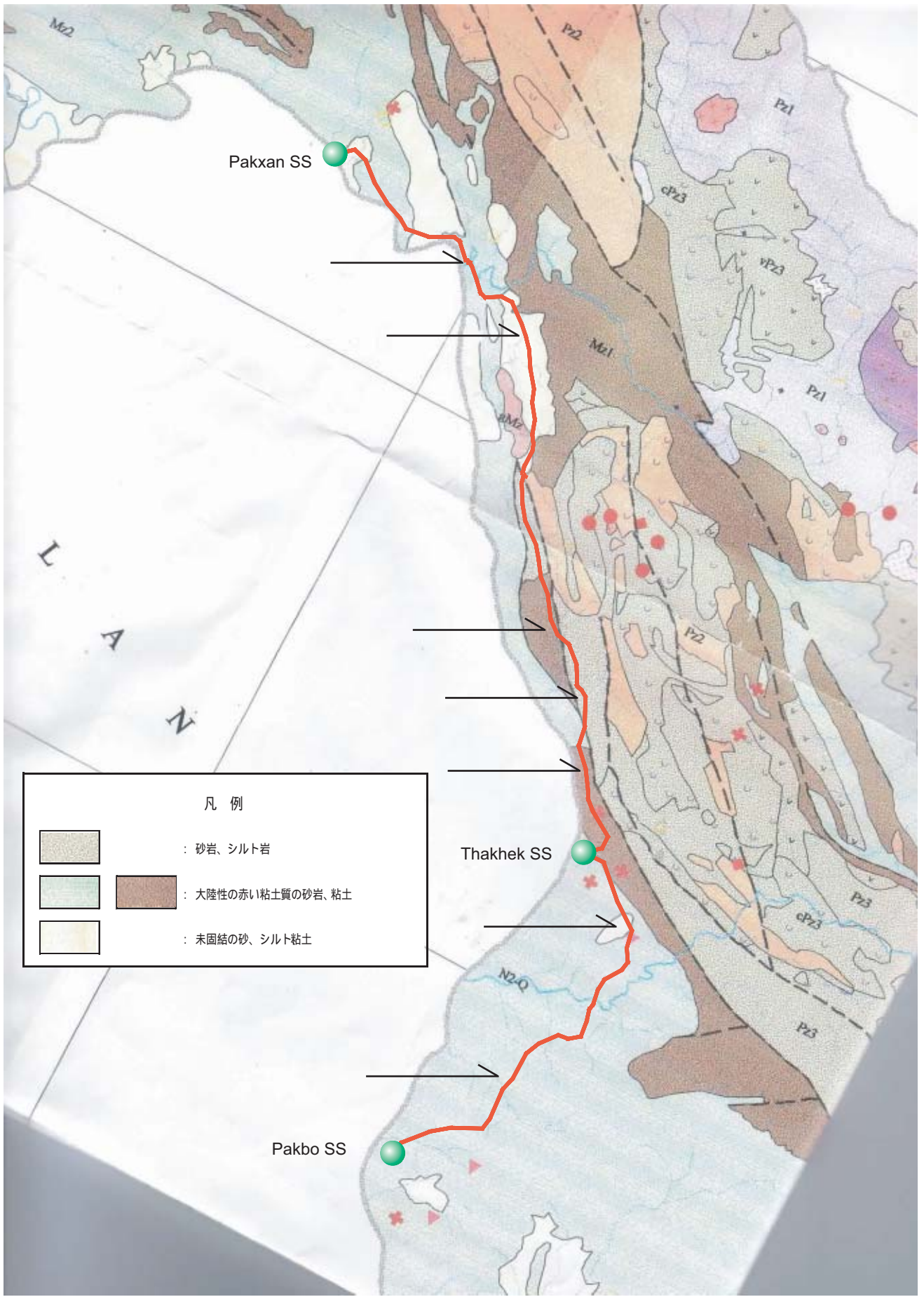
Figure No. 2.2-9
Title
耐張鉄塔 : D1, DE 型
(水平角度 : 0 - 90 deg.)







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. 2.2-10
Title
耐張鉄塔 : D2 型
(水平角度 : 0 - 90 deg.)



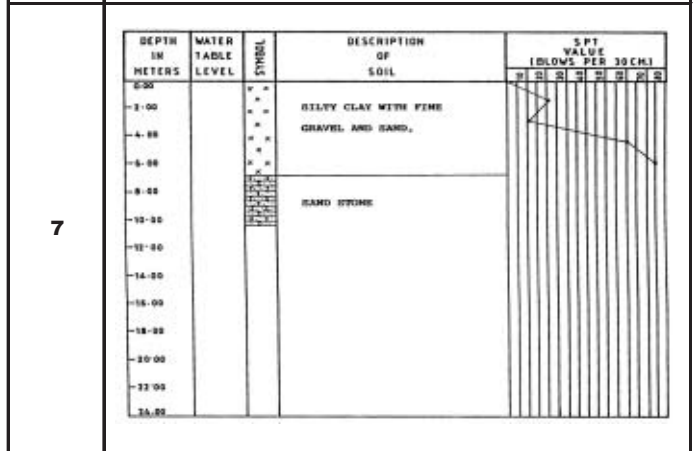
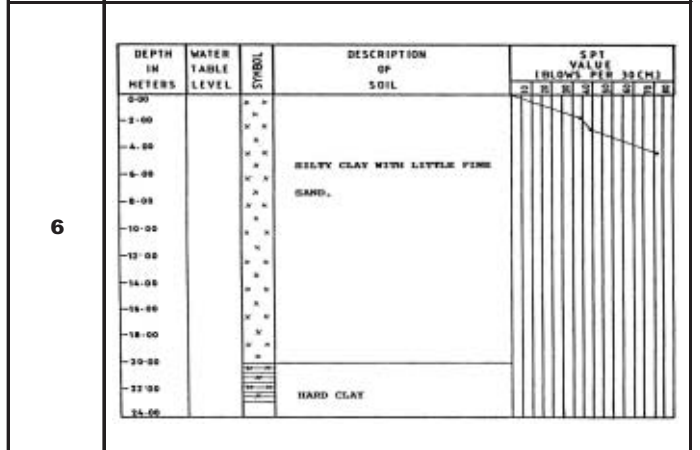
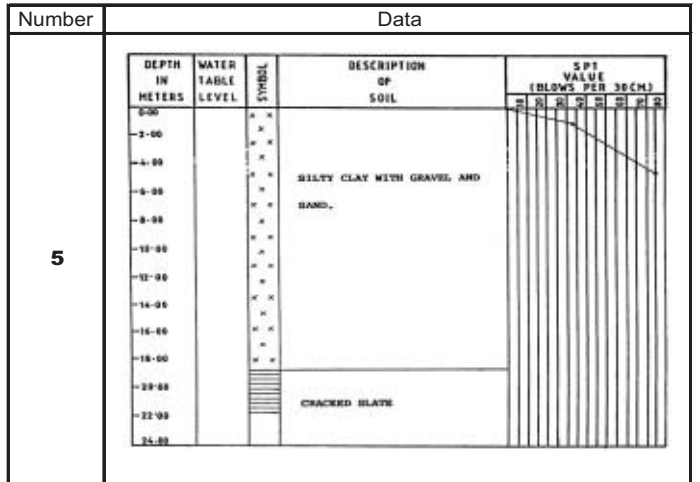
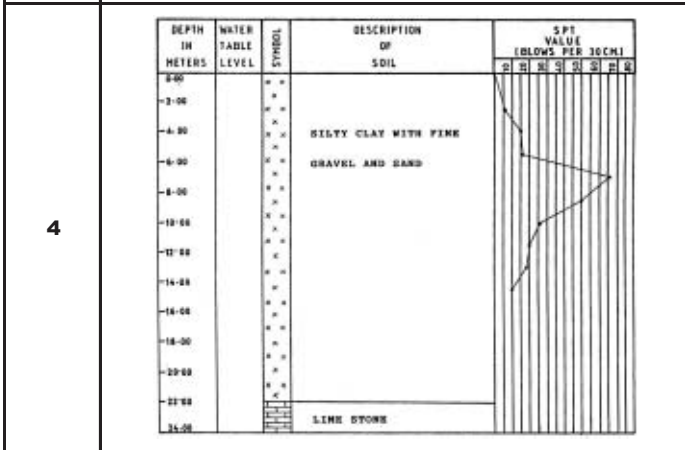
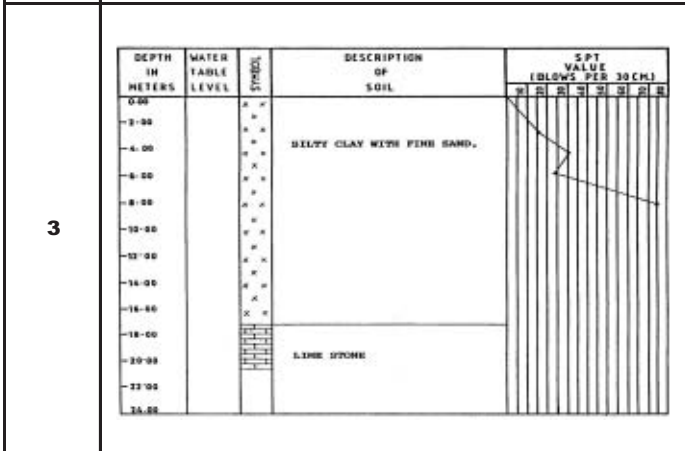
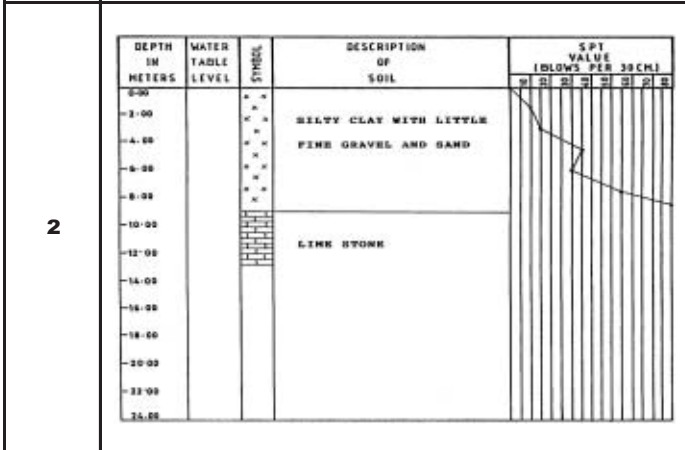
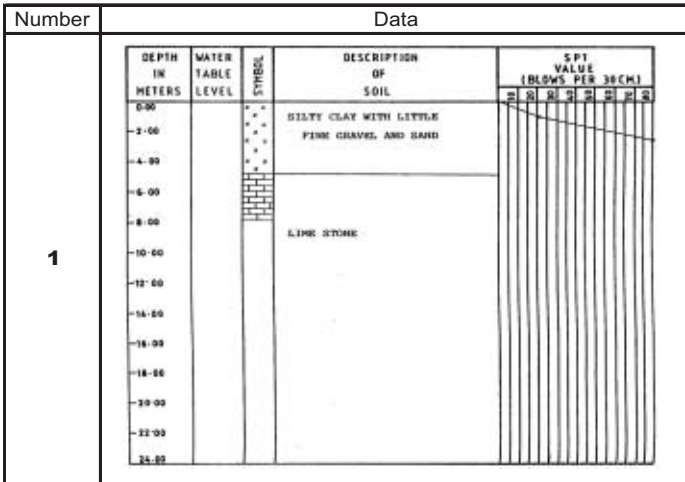
凡 例	
	: 砂岩、シルト岩
	 : 大陸性の赤い粘土質の砂岩、粘土
	: 未固結の砂、シルト粘土



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

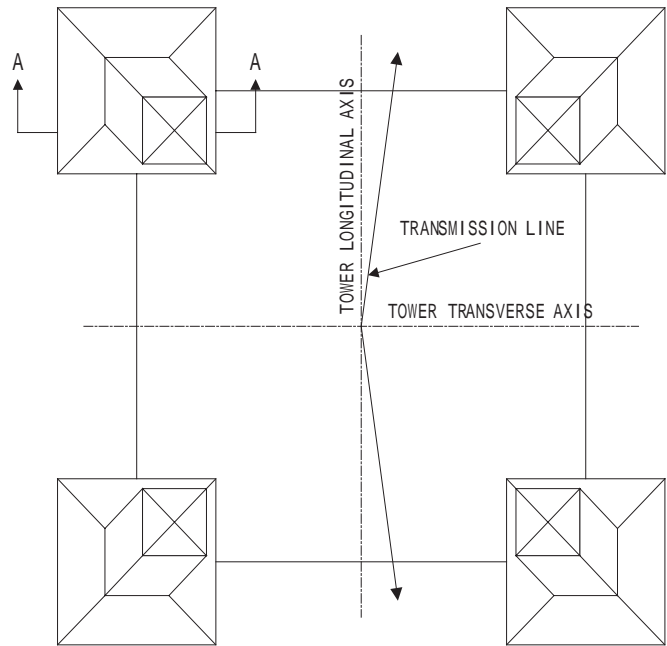
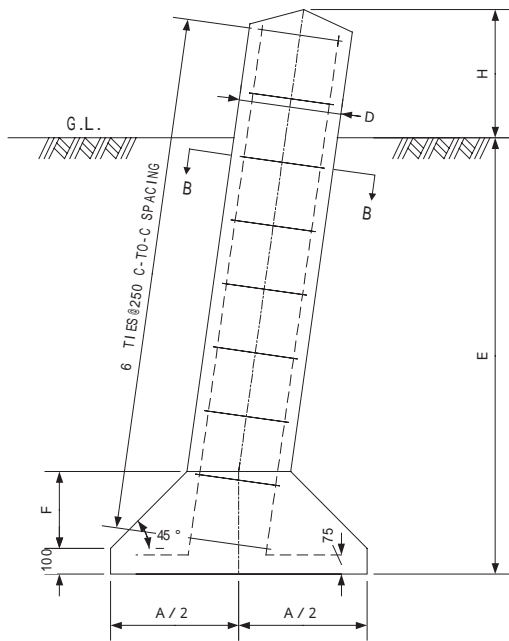
Figure No. 2.2-11(1)
Title
地質図



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. 2.2-11(2)
 Title ボーリングデータ



	TOWER TYPE	COMPRESSION LOAD [kN] from TOWER	UPLIFT LOAD [kN] from TOWER	APPLIED FOUNDATION TYPE	LOAD(kN) COMPRESSION and UPLIFT	E [mm]	A [m]	F [mm]	D [mm]	H [mm]
Soil -	A1	182	148	Pad -1	~ 200	2500	800	200	400	500
	A2	192	152							
	B1	252	211	Pad -2	200 ~ 400	2600	1800	700	500	500
	C1	344	299							
	D1	543	486	Pad -3	400 ~ 600	2800	2800	1200	500	500
	D2	552	486							
DE	596	532								
Soil -	A1	182	148	Pad -4	~ 200	2600	1200	400	400	500
	A2	192	152							
	B1	252	211	Pad -5	200 ~ 400	2600	2400	1000	500	500
	C1	344	299							
	D1	543	486	Pad -6	400 ~ 600	2800	3500	1500	500	500
	D2	552	486							
DE	596	532								
Soil -	A1	182	148	Pad -7	~ 200	3500	1600	600	400	500
	A2	192	152							
	B1	252	211	Pad -8	200 ~ 400	3500	3000	1300	500	500
	C1	344	299							
	D1	543	486	Pad -9	400 ~ 600	3500	4300	1900	500	500
	D2	552	486							
DE	596	532								

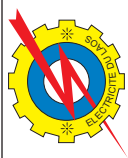
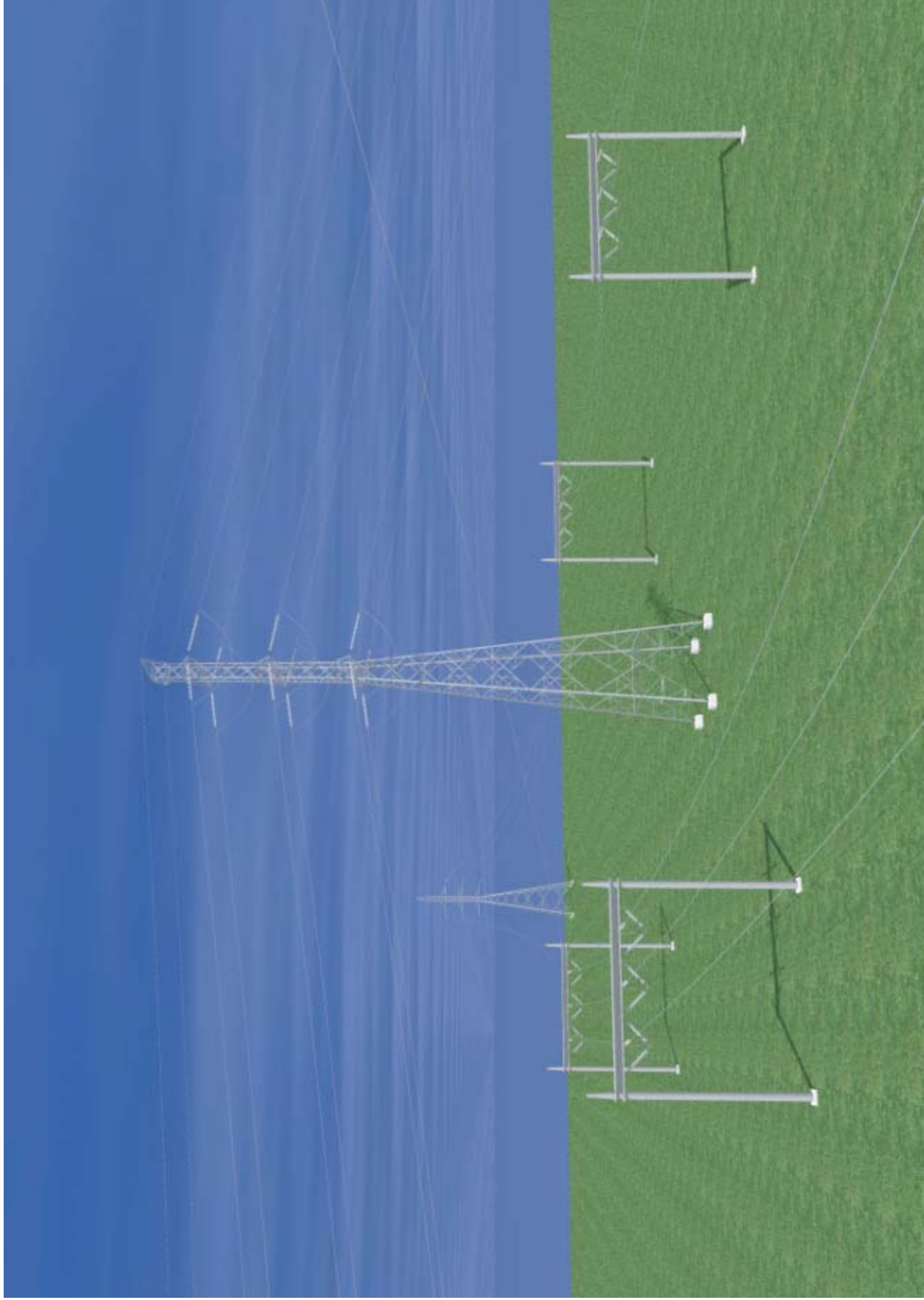


Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 2.2-12
Title

基礎形状



Electricite du Laos

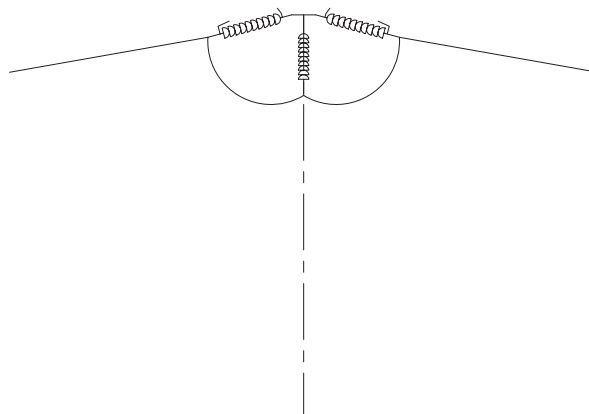
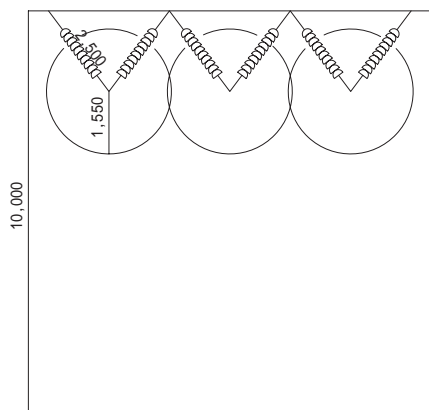
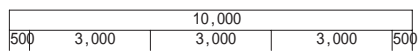
Japan International Cooperation Agency
(JICA)

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

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 2.2-13
Title

230 kV送電線との交差箇所のイメージ



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. 2.2-14

Title
ガントリー: G型

