

# 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 優先プロジェクトの選定基準

最優先プロジェクトを選定するにあたって、まずあらかじめいくつかの優先プロジェクトを選定し、優先プロジェクトの中から最優先に検討を実施する最優先プロジェクトを選定した。優先プロジェクトの選定に当たっては、カウンターパートと協議を行い以下の選定基準を設けた。

1. EDL が 2008 年に作成した PDP 2007-16 に記載された 2016 年までの送変電計画の全プロジェクトリストから抽出する
2. 建設中もしくは EDL 以外の資金ソースが確定する動きのあるプロジェクトは含めない
3. 単独の IPP からの電力だけを送電するプロジェクトは当該発電事業者が中心となって進める可能性が高く、最優先に検討する必要がないため、含めない。
4. 大規模鉱山など特定の電力需要家を中心に電力を供給するプロジェクトは含めない

この選定基準に基づきラオス国内の電力供給に広く便益をもたらすプロジェクトが本調査での優先プロジェクトとして選定された。

### 8.2 優先プロジェクトの選定

EDL が 2008 年に作成した 2016 年までの全プロジェクトは表 8.2-1～8.2.3 に示すとおりである。選定基準の 1. 「EDL が 2008 年に作成した 2016 年までの送変電計画の全プロジェクトリストから抽出する」により、優先プロジェクトはこのリストの中から選定される。

表 8.2-1 EDL\_PDP 送電プロジェクトリスト(2008-2011)

	Projects	Length (km)	Voltage (kV)	No. of cct.	Comm. years	Source of fund
1	Luanprabang2 - Pakmong	86.9	115	2*	2008	ADB,NDF, EDL
2	Pakmong - Oudomxay	51.8	115	2*	2008	ADB,NDF, EDL
3	Oudomxay - Na Moh	41	115	2*	2008	ADB,NDF, EDL
4	Na Moh - Luangnamtha	42.7	115	1	2008	ADB,NDF, EDL
5	Hin Heup - Vangvieng	40.8	115	2*	2008	ADB,NDF, EDL
6	Nam Ngum1 -Thalat	5.1	115	1	2008	ADB,NDF, EDL
7	Pakxan - Thakhek	198	115	2	2009	JBIC
8	Thakhek -Pakbo	87	115	2	2009	JBIC
9	Xeset1 - Xeset2 - Pakxong	45.5	115	2	2009	NORINCO, EDL
10	Nam Theun2 - Mahaxay	18	115	2	2009	Nam Theun2
11	Mahaxay - Cement factory	20	115	2*	2009	Sepon (mime)
12	Luangnamtha - Border (China)	33	115	2*	2009	?
13	Mahaxay - Sepon (mine)	117	115	2	2009	Sepon (mime)
14	Ban Hat - Border (Cambodia)	26	115	1	2010	World Bank
15	Xeset1 - Saravan	26	115	2	2010	?
16	Khok Saat - New1	10	115	2	2010	?
17	Nam Lik1.2 - Hin Heup	13	115	1	2010	Nam Lik1/2
18	Nam Lik1/2 - Ban Don	33	115	1	2010	Nam Lik1/2
19	Hin Heup - Naxaythong	83.2	230	2	2010	China?
20	Upgrade T/L (Phonsoung-Phontong Line No.1) to be D/C line, section of Phontong-Naxaythong by using the existing ROW	12	115	2	2010	China?
21	Nam Ngum5 - Phonsavan	66.9	115	2	2011	China
22	Nam Ngum5 - Vangvieng	74.8	115	2	2011	China
23	Luangprabang1 - Luangprabang2	22	115	2	2011	China
24	Luangprabang2 - Hin Heup	210	230	2	2011	China
25	Hongsa - Luangprabang2	100	115	2	2011	Ban Pu
26	Luangprabang1 - Pakmong (Install an add.cct.)	86.9	115	1	2011	?
27	Pakmong - Oudomxay (Install an add.cct.)	51.8	115	1	2011	?
28	Oudomxay - Namoh (Install an add.cct.)	41	115	1	2011	?
29	Nam Mang3 - Khoksaat (Install an add.cct.)	35	115	1	2011	?
30	Hin Heup - Vang Vieng (Install an add.cct.)	40.8	115	1	2011	?
31	Khoksaat - Thanaleng (Construct an add.cct.)	17	115	1	2011	?
32	Thanaleng - Border (Upgrade)	2.0	115	2	2011	?
33	Phonsavan - Muongkham	56.2	115	2*	2011	China
34	Muongkham - Xam Neua	146	115	1	2011	China
35	Phontong - Thanaleng (Upgrade)	18	115	1	2011	?
36	Non Hai - Paklay	105	115	2	2011	ADB
37	Paklay-Khanthao	68	115	2	2011	ADB

\* 2 回線装柱鉄塔の設計であるが 1 回線を架線する。

表 8.2-2 EDL\_PDP 送電プロジェクトリスト(2012-2016)

	Projects	Length (km)	Voltage (kV)	No. of cct.	Comm. years	Source of fund
38	Luangnamtha - Bokeo	170	115	2	2012	?
39	Nam Tha1 - Bokeo	82	115	2	2012	ADB
40	Nam Tha1 - Connection point	40	116	1	2012	ADB
41	Bokeo - Border	8	115	2	2012	ADB?
42	Hongsa-Nam Tha1	93	115	1	2012	China
43	Nam Gnuang8 - Khonsong	60	115	2	2012	THPC?
44	Nam Lik1 - Hin Heup	10	115	2	2012	?
45	Ban Jiangxay - Xeset1 (New Construction)	76	115	2	2012	India
46	Ban Jiangxay - Pakxong	40	115	2	2012	India
47	Ban Jiangxay - Bang Yo (New Construction.)	8	115	2	2012	India
48	Bang Yo - Border (New Construction)	41	115	2	2012	?
49	Xekatom - Pakxong	35	115	2	2012	?
50	Sepon3 (U) - Sepon (mine)	136.4	115	2	2013	?
51	Sepon3 (U) - Sepon (D)	6	115	1	2013	?
52	Sepon3 (D) - Saravan	135.6	115	1	2013	?
53	Nam Bak2 - Conn. Point	1	115	2	2013	Nam Bak2
54	Kengkok - Sepon	140	115	1	2014	?
55	Namoh - Boun Neua	96	115	2	2014	ADB?
56	Nam Ou (local) - Namoh	45	115	2	2014	Nam Ou
57	Xayabuly - Paklay	134	115	1	2014	ADB?
58	Non Hai - Ban Don (New construction)	54	115	1	2014	?
59	Nam Ngiep (R) - Pakxan	40	115	1	2014	?
60	Kengkok - Saravan	185	115	2	2014	?
61	Sekong - Houaylamphan	18	115	2	2014	?
62	Saravan - Sekong	58	115	2	2014	?
63	Xekaman3 - Sekong	100	115	1	2014	?
64	Luangprabang2 - Nam Khan2	35	115	3	2014	?
65	Nam Leuk - Nam Mang3	56	115	2	2014	?
66	Xekaman1 - Saphaothong	51	115	1	2014	?
67	Xepian/Xenamnoy - Saphaothong	6	115	1	2014	?
68	Xe Neua - Sepon (mine)	50	115	1	2014	Xe Neua
69	Nam Sane3 - Thavieng	28	115	2	2014	Nam Sane3
70	Naxaythong - Khoksaat	18	230	2	2014	?
71	Nam Khan2 - Nam Khan3	50	115	1	2015	?
72	Nam Mang1 - Thabok	10	115	1	2015	?
73	Sekong 4- Sekong	23	115	1	2015	?
74	Nam Phak- Ban Na	56	115	1	2015	?
75	Donsahong- Ban Had	25	115	1	2015	?
76	Xeset3&4 - Pakxong	23	115	1	2016	?
77	Nam Long - Luangnamtha	40	115	1	2016	?

\* 2 回線装柱鉄塔の設計であるが 1 回線を架線する。

表 8.2-3 EDL\_PDP 変電プロジェクトリスト(2008-2016)

	Name of substation	Location (province)	Voltage level	Comm. years	Sources of fund	Ownerships
1	Oudomxay	Oudomxay	115 /22kV	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
2	Luangnamtha	Luangnamtha	115 /22kV	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
3	Xam Neua	Huaphan	115 /22kV	2011	CERIECO, China?	EDL
4	Houayxay	Bokeo	115 /22kV	2012	ADB, NDF, EDL?	EDL
5	Namoh SWS	Luangnamtha	115/115kV	2014	ADB, NDF, EDL?	EDL
6	Boun Neua	Phongsaly	115 /22kV	2014	?	EDL
7	Thongkhoun	Vientiane	115/115kV	2007	Phubia mining	Phubia mining
8	Hin Heup SWS	Vientiane	115/115 kV	2008	ADB, NDF, EDL	EDL
9	Hin Heup SS	Vientiane	230/115kV	2010	China?	EDL
10	Pak Mong	Luangprabang	115/22kV	2008	ADB, NDF, EDL?	EDL
11	New1	Vientiane Capital	115/22kV	2010	?	EDL
12	Naxaythong	Vientiane Capital	230/115kV	2010	China?	EDL
13	New2	Vientiane Capital	115/22 kV	2011	EDL?	EDL
14	Hongsa	Xayabury	115/22 kV	2011	Ban Pu	Ban Pu
15	Muong Kham	Xiengkhuang	115/22 kV	2011	China?	EDL
16	Luangprabang2	Luangprabang	115/22 kV	2011	China?	EDL
17	Luangprabang2	Luangprabang	230/115 kV	2011	China?	EDL
18	Khonsong	Bolikhamxay	115/22kV	2012	THPC	THPC
19	Paklay	Xayabury	115/22 kV	2013	ADB, NDF, EDL?	EDL
20	Xanakham	Vientiane	115/22 kV	2014	Mining?	
21	Khok Saat	Vientiane Capital	230/115kV	2014	EDL?	EDL
22	New3	Vientiane Capital	115/22 kV	2015	EDL?	EDL
23	Mahaxay	Khammouan	115/22 kV	2009	NTEC	EDL
24	Sepon	Savannakhet	115 /22kV	2014	China?	EDL
25	Pakxong	Champasak	115/22 kV	2009	NORINCO, EDL	EDL
26	Saravan	Saravan	115 /22kV	2010	World Bank, EDL?	EDL
27	Sekong	Sekong	115 /22kV	2014	Vietnam?	EDL

### 8.3 優先プロジェクトショートリスト

選定基準の2.「建設中もしくはEDL以外の資金ソースが確定する動きのあるプロジェクトを含めない」、選定基準の3.「単独のIPPからの電力だけを送電するプロジェクトを含めない」および選定基準の4.「大規模鉱山など特定の電力需要家への電力だけを供給するプロジェクトは含めない」に従い、全プロジェクトのリストから、リスト中にすでに資金ソースが確定する動きが明記されているプロジェクトおよび以下のプロジェクトを除いた。

(i) 送電プロジェクト番号 12 : Luangnamtha - Border (China)

本プロジェクトはラオス国内への電力供給を主な目的とする送電線であると考えられるが、中国との連系線であり、中国資本が入る可能性が高い。選定基準2に該当するプロジェクトとして優先プロジェクトには含まれない。なお、本プロジェクトはLuangnamthaに隣接する変電所から中国への連系線に変更される可能性が高い。

(ii) 送電プロジェクト番号 15 : Xeset1 – Saravan

本プロジェクトは世銀資金にて既に建設を開始しており、選定基準3に該当し、優先プロジェクトには含まれない。

- (iii) 送電プロジェクト番号 38 : Luangnamtha – Bokeo 新設  
ADB のマスタープランにて調査されたプロジェクトであり、選定基準 3 に該当し優先プロジェクトには含まれない。
  - (iv) 送電プロジェクト番号 50,51,および 52 : Sepon3 – Sepon(Mine)、Sepon3 (U) - Sepon (D)、Sepon3 (D) – Saravan  
本プロジェクトは Sepon 発電所から EDL の送電網への電源送電線である。Sepon 発電所は IPP であり中国資本が入る可能性が高い。このため、選定基準 3 に該当し、優先プロジェクトには含まれない。
  - (v) 送電プロジェクト番号 62 : Saravan – Sekong  
本プロジェクトはインドの資金がつく可能性が高く、選定基準 2 に該当し、優先プロジェクトには含まれない。
  - (vi) 変電プロジェクト番号 6 : Boun Neua 変電所  
変電所の負荷 82MW のうち中国資本の鉱山需要が 60MW を占めるため、選定基準 4 に該当し、優先プロジェクトには含まれない。
  - (vii) 送電プロジェクト番号 44、49、59、61、63、64、66、67、71、72、73、74、75、76、および 77  
これらのプロジェクトはいずれも単独の IPP 発電所から EDL の送電網への電源送電線であるため、選定基準 3 に該当し、優先プロジェクトには含まれない。
- 以上の検討から全プロジェクトの中から抽出された優先プロジェクトを以下に示す。

表 8.3-1 優先プロジェクト

番号	プロジェクトリスト番号	プロジェクト名
1	変電 11	New1 変電所の新設
2	変電 12, 22	New 2 変電所、New3 変電所の新設
3	送電 26, 27	Luangprabang1 – Pakmong – Oudomxay の送電線の回線増加
4	送電 29, 65	Nam Mang3-Khoksaad 送電線の回線増加 Nam Leuk - Nam Mang3 送電線の新設
5	送電 31, 32, 35, 70	Khoksaad-Thanaleng 送電線の回線増加 Thanaleng-Thai 国境送電線の容量増加 Phontong-Thanaleng 送電線の容量増加 230 kV Naxaythong – Khoksaad 送電線の新設
6	送電 5	Hin Heup - Vang Vieng 送電線の回線増加
7	送電 54	Kengkok – Sepon 送電線の新設
8	送電 58	Non Hai - Ban Don 送電線の新設
9	送電 60	Kengkok – Saravan 送電線の新設
10	送電 48	Bang Yo – Border 送電線の容量・回線増加

#### 8.4 最優先プロジェクトの選定基準

緊急性、有効性、建設コスト、環境社会配慮の観点から以下に示す事項について優先プロジ

エクトの評価を行い、最優先プロジェクトを選定した。

### (1) 緊急性

必要となる年度およびその年に必要になる理由から評価を行なった。

### (2) 有効性

以下の観点から評価を行った。

- 国内の余剰電力を輸出するための送変電プロジェクトの優先度を下げ、国内の電力需要へ供給するための送変電プロジェクトを優先した。
- 至近年に実際されないとラオス国内に供給支障を招く可能性の高いプロジェクトを優先した。
- 送電される電力潮流を 2016 年断面の系統解析により算出し送電電力が大きいプロジェクトを優先した。
- プロジェクトの単位コストあたりの送電電力を比較し、単位コストあたりの送電電力の大きなプロジェクトを優先した。

### (3) 環境社会配慮面

10 件の最優先候補事業について、環境スクリーニングを行った。スクリーニング項目については、最優先事業選定の段階において、事業計画時の初期段階であるルート選定時の配慮がもっとも重要であることから、3.8.4 節の環境スクリーニング調査項目において検討した「事業計画および建設段階における影響項目」のなかで、1)住民移転および用地取得、2)地域経済3)既存のインフラや社会サービス6)歴史的文化的資産の喪失、7)少数民族の土地利用、8)生態系および保護地域 9)送電ルート上の森林伐採、10)鉄塔、送電線による景観への影響、11)土壌浸食および 18)不発弾による事故をその項目として選んだ。このうち、現時点で2次資料(後述)および第2次現地調査時に実施した南部と北部における現地踏査により得た情報等によりある程度負の影響予見可能な 1)住民移転および用地取得、7)少数民族の土地利用、8)生態系および保護地域、18)不発弾による事故の 4 項目を最終的にスクリーニング項目とした。ただし、9) 送電ルート上の森林伐採については、保護地域と指定されている場所以外の森林の分布についての情報が不足しているため、保護地域内の森林伐採についてのみ、保護地域の項目で検討する事とした。それ以外の項目については、参照できる2次資料の不足等により現時点での評価は難しいため、スクリーニング項目から外した。それぞれの項目についての評価基準および参照資料は以下の通りである。

1) 住民移転および用地取得については、各プロジェクトの送電線ルート予定域の人口密度を人口密度分布図(図 7.5-19)により検討した。用地取得については、土地利用についての2次資料不足のため、検討していない。評価基準は、当該国の住民移転について 100 人以上の

少数民族の住民または200人以上の住民移転の事業については住民移転計画の提出を義務付けていることから<sup>1)</sup>、送電線ルート予定域の人口密度が101人以上の事業を「A: 甚大な影響が予見される」、100人以下3人以上を「B: 何らかの影響が予見される」、0から2人以下を「C: 現時点では影響を特定できない(詳細調査が必要)」、0人を「空欄: 影響は予見されない」とした。

7) 少数民族の土地利用については、各プロジェクトの送電線ルート予定域の少数民族の分布を少数民族分布図(図 7.5-21)により検討した。1)と同様土地利用については、2次資料不足のため、検討していない。評価基準は、送電線ルート予定域の全行程において少数民族の分布の割合が99%以上の事業を「A: 甚大な影響が予見される」、行程の一部地域の少数民族の分布割合が99%以上もしくは全行程において少数民族の割合が80%から99%の事業を「B: 何らかの影響が予見される」、一部地域の少数民族の割合が80%から99%の事業を「C: 現時点では特定できない(調査が必要)」、全行程において少数民族の分布が見られない事業を「空欄: 影響は予見されない」とした。

8) 保護地域については、各プロジェクトの送電線ルート予定域と保護地域の位置関係を、森林分布図(図 7.5-1 ラオス保護林およびNBCA分布図、図 7.5-2～図 7.5-18 各県別図保護林およびNBCA分布図)により検討した。生態系については、送電線ルート予定域とNBCAの位置関係により検討した。評価基準は、送電線ルート予定域が保護林もしくはNBCAを通る事業を「A: 甚大な影響が予見される」、隣接している事業を「B: 何らかの影響が予見される」、付近にある事業を「C: 現時点では特定できない(調査が必要)」、付近に全く保護林もしくはNBCAがない事業を「空欄: 影響は予見されない」とした。

18) 不発弾による事故については、各プロジェクトの送電線ルート予定域の不発弾残留状況を、UXO分布図(図 7.5-20)により検討した。評価基準は、送電線ルート予定域全行程に不発弾が残留している事業を「A: 甚大な影響が予見される」、行程の10%以上に残留している事業を「B: 何らかの影響が予見される」、行程の10%未満に残留している事業を「C: 現時点では特定できない(調査が必要)」、まったく残留が見られない事業を「空欄: 影響は予見されない」とした。なお、これらの地図は、重複をさけるため、7.5節の長期電力系統計画における環境社会配慮においてまとめて表示してある。

## 8.5 最優先プロジェクトの選定

表 8.3-1 に示された10の優先プロジェクトについて、最優先プロジェクトの選定基準に従い評価を実施した。環境社会配慮面からは各候補プロジェクトにはそれぞれ負の影響が予見されるが、その影響は、回避または緩和策を講じる事により低減出来得る程度である。すべての基準についての評価の内容を表 8.5-1 にまとめた。各優先プロジェクトの評価の概要は以下のとおりである。

1 Environmental Management Standards for Electricity Project



- **優先プロジェクト 1: New 1 変電所の新設**

近年、ビエンチャン市の Phonetong 変電所は、通常時においても過負荷に近い状態で運転を行っている。至近年には供給力に限界がくると予想されており、負荷軽減および市内の大幅な電力需要増加対応のために、至近年に New1 変電所の新設が必要となる。本プロジェクトが実施されないと、ビエンチャン市内に大幅な電力供給支障が予想されることから、緊急性は非常に高い。環境社会配慮面からは、ビエンチャン市内においての住民の移転をできるだけ少なくする施策を講じる必要がある。

- **優先プロジェクト 2: New2、New3 変電所の新設**

New 1 と同様の理由で2012年～2015年にかけて、ビエンチャン市内に New2 および New3 の変電所の新設が順次必要となる。必要理由は New 1 変電所と同様であるが、後年度に必要となるため、New1 よりも緊急性の度合いは低い。環境社会配慮面からは、ビエンチャン市内においては住民の移転をできるだけ少なくする施策を講じる必要がある。

- **優先プロジェクト 3: Luangprabang1 – Pakmong – Oudomxay の送電線の回線増加**

2008年に ADB 資金がついたプロジェクトへの回線増のプロジェクトであり、インパクトが小さい。環境社会配慮面からは、少数民族が多く居住している地域のため、特に送電線ルート沿線の民族の分布の把握に努め、状況に応じて施策を講じる必要がある。

- **優先プロジェクト 4: Nam Leuk - Nam Mang 3 送電線の新設、Nam Mang 3-Khoksaad 送電線の回線増加**

2011年以降、Nam Lik 1、Nam Ngum 5、Nam Lik 1/2 などの発電所が運転を開始すると、ビエンチャンを含む C1 系統で雨季に発電力に余裕が生じ、タイへの輸出が再び可能となる。これらのプロジェクトはこの余剰電力をタイに送電するために必要となるプロジェクトである。(9.10 優先プロジェクトの補足解析の項で記載) このため、乾季に国内供給をまかなうという点では緊急性、有効性からみた重要度は下がる。環境社会配慮面からは、Nam Leuk-Nam Mang 3 間には、NBCA (生物多様性保全区域) が隣接していることから、生態系等への影響に特に配慮を要する。また、この地域の山間部には少数民族の占める割合が高いため、特に送電線ルート沿線の民族の分布の把握に努め、状況に応じて施策を講じる必要がある。

- **優先プロジェクト 5: Khoksaad-Thanaleng、Phontong-Thanaleng 送電線の容量増加、および Thanaleng-Thai 国境送電線の容量増加、230 kV Naxaythong – Khoksaad 送電線の新設**

優先プロジェクト 4 の場合と同じ。環境社会配慮面からは、Khoksaad-Thanaleng 間の Thanaleng 付近および Naxaythong-Khoksaad 間の Naxaythong 付近は市街地に近いため、住民の移転をできるだけ少なくする施策を講じる必要がある。また、Phontong-Thanaleng 間は市街地を横断するため、本来なら多数の住民の移転が予見されるが、この区間は、既設の鉄塔の取り替えであるため、基本的に住民移転は発生しない。

- **優先プロジェクト 6: Hin Heup - Vang Vieng 送電線の回線増加**

優先プロジェクト 4 の場合と同じ。環境社会配慮面からは、既設線路の脇に新設するのか、既設鉄塔を取り替えるのか現時点では決まっていないため、事業の計画如何により影響

は大きく変わる。新設する場合は(Option 1)、Vang Vieng 付近の保護林および同地域の少数民族の分布についての配慮が必要となる。また、既設鉄塔を取り替える場合については(Option 2)、このスクリーニング項目においては特に負の影響は予見されない。

- **優先プロジェクト 7: Kengkok – Sepon 送電線の新設**

セポン発電所の発電力をケンコク変電所に送電するプロジェクトであり、セポン発電所からマハサイ、Thakhek 変電所を経由してケンコク方面へのルートを補完する役割を持つ。同じ南部から中央部 2 地域への送電線の Kengkok – Saravan 送電線と比較すると送電電力が小さく、優先度が低い。環境社会配慮面からは、Sepon 周辺は UXO に汚染されている可能性が高いため、UXO の有無の調査およびその除去についての施策が必要である。また、同地域周辺は少数民族の占める割合が高いとされているため、特に送電線ルート沿線の民族の分布の把握に努め、状況に応じて施策を講じる必要がある。

- **優先プロジェクト 8: Non Hai - Ban Don 送電線の新設 or 回線増加**

既設線路の電線増架のみのプロジェクトでありインパクトが小さい。環境社会配慮面からは、送電線ルート予定域の一部に少数民族の分布割合が高い地域があるため、その沿線の民族分布の把握に努め、状況に応じて施策を講じる必要がある。

- **優先プロジェクト 9: Kengkok – Saravan 送電線の新設**

南部エリアの Houaylamphan 発電所(68MW; 2014)の新設に伴い、2014 年の運転開始までに必要不可欠な送変電設備。その後、南部エリアで複数の発電所が運転を開始し、南部エリアの余剰電力を乾季に電力が不足する中央部 2 地域に供給する役割を担い、通年潮流も計画送電線の中で最も大きく(最大 100MW)、タイからの輸入電力量を大幅に削減可能。環境社会配慮面からは、サラワン県ベトナムよりの地域は UXO に汚染されている可能性が高いため、UXO の有無の調査およびその除去についての施策が必要である。また、サラワン県は少数民族の占める割合が高いことから、特に、送電線ルート沿線の民族の分布の把握に努め、状況に応じて施策を講じる必要がある。

- **優先プロジェクト 10: Bang Yo – Border 送電線の容量・回線増加**

南部エリアの余剰電力をタイに送電するために必要となるプロジェクトである。このため、乾季に国内供給をまかなうという点では緊急性、有効性からみた重要度は下がる。環境社会配慮面からは、チャンパサック県パクセー市街地付近においては住民の移転をできるだけ少なくする施策を講じる必要がある。環境社会配慮面からは各候補プロジェクトにはそれぞれ負の影響が予見されるが、その影響は、回避または緩和策を講じる事により低減出来得る程度である。

以上から、重要度の比較的大きな優先プロジェクトとして以下の 2 つのプロジェクトが絞りこまれた。

- **New 1 変電所の新設**
- **Kengkok – Saravan 送電線の新設**

New 1 変電所を新設することにより、首都ビエンチャン市内にある官庁、商業、および工場

などの重要な需要家の電力の供給が 20 MW 程度停止されることを回避できる。また配電線のロスを抑減させることができる。このように New 1 変電所も重要度、緊急性ともに高いものの、カウンターパートとの協議の結果、広範囲に電力を融通し、タイからの輸入電力量を大幅に削減可能な優先プロジェクト 9 の Kengkok – Saravan 送電線の新設プロジェクトが本調査における最優先プロジェクトとして選定された。

第 11 章で述べる変電所の新設により本プロジェクトは地方電化の促進にも貢献する。また、本プロジェクトは、第 7 章および本第 8 章のレビュー結果からもその優位性がはっきりとしている。

図 8.5-1 に Kengkok – Saravan 送電線のルート図を示す。図中の青線が送電線ルート図である。後述するように、送電線ルートの起点は Kengkok から Pakbo に変更した方が有利である。このため、以下、最優先プロジェクトを「Pakbo-Saravan 送電線新設」とする。

表 8.5-1(a) 優先プロジェクトの比較(1)

	プロジェクト	緊急性			有効性	
		必要理由	必要時期		2016年 通過潮流	建設コスト
1	New 1 変電所	首都ビエンチャンの電力需要増加により既存の Phonetong 変電所が過負荷状態となる。これを解消するため変電所を新設する。	2010	Phonetong 変電所の変圧器容量では首都ビエンチャン内への電力供給力が確保できなくなる時期。	20 MW	10 million USD
2	New 2, New 3 変電所	同上	New2 : 2011 New3: 2015	New1 変電所の運転開始後、既存の変電所の変圧器容量では首都ビエンチャン内への電力供給力が確保できなくなる時期	New 2: 37 MW New 3:	New2: 8 million USD New3: 25 million USD
3	Luangprabang 1 - Pakmong - Oudomxay(add.cct.)	ADB 資金によって建設中の Luangprabang -Pakmong-Oudomxay 間送電線の一回線事故時の信頼度を向上させる。	2011		0-13 MW	3.94 million US\$
4	Nam Mang 3 - Khoksaad (Install an add.cct.) Nam Leuk - Nam Mang 3	ビエンチャン県以北の発電所の運転開始に伴い C1 系統の雨季の余剰電力が生じる。この電力を有効に活用するため、タイへ輸出する際に必要となる送電線プロジェクト	2011-2014	Nam Lik 1、Nam Ngum 5、Nam Lik 1/2 などの発電所の運転開始時期	29-48 MW	18 million USD
5	Khoksaad-Thanaleng (Construct an add.cct.) Thanaleng-Border (Upgrade) Phontong-Thanaleng (Upgrade) Naxaythong - Khoksaad	同上	2011-2014	同上	8-70 MW	14.5 million USD
6	Hin Heup - Vang Vieng (Install an add.cct.)	同上	2011	同上	2-17 MW	2.07 million USD
7	Kengkok- Sepon	Savannakhet 地域の需要増加により、既存の Pakbo 変電所から Kengkok 変電所への送電線が重負荷となる。これを解消するため、Sepon 発電所から Kengkok 変電所への送電線を新設する。	2014	Savannakhet 地域の需要増加により、Pakbo-Kengkok 間が重負荷となる時期	32-43 MW	13 million USD
8	Non Hai - Ban Don (New construction)	Non Hai 方面の需要の増加に伴い、Ban Don - Non Hai 間の送電線が重負荷となる。これを解消するため、Ban Don - Non Hai 間の回線を増加する。	2014	Non Hai 方面の需要増加により、Ban Don - Non Hai 間の送電線が重負荷となる時期	24-41 MW	6.17 million USD
9	Kengkok - Saravan	中央部 2 地域の電力需要が増加し乾季には C2 エリアの電力が不足する。これを解消するため、南部エリアの余剰電力を送電する。	2014	南部地域の Houaylanphan 発電所(68MW, 2014)の新設時期	86-88 MW	33 million USD
10	Bang Yo - Border (New Construction)	南部地域の発電所の運転開始に伴い南部系統の雨季の余剰電力が生じる。この電力を有効に活用するためタイへ輸出する。	2012	南部エリアの Xekatom 発電所(60MW, 2012)の新設時期	39-79 MW	6.7 million USD

表 8.5-1(b) 優先プロジェクトの比較(2)

	プロジェクト	有効性		環境社会配慮面	評価
		効果	インパクト		
1	New 1 変電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>首都ビエンチャン内の電力供給力の確保</li> <li>電力供給の信頼度の向上</li> <li>工業団地計画への対応</li> <li>首都ビエンチャン内配電ロス低減</li> </ul>	本プロジェクトが実施されないと、首都ビエンチャン内への電力供給に大幅な支障が生じるため、インパクトは大きい	首都ビエンチャン内においては住民の移転をできるだけ少なくする配慮が必要。	有力候補である。
2	New 2, New 3 変電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>同上</li> </ul>	同上	同上	New 1 変電所の後に必要となる。
3	Luangprabang1 – Pakmong – Oudomxay(add.cct.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電信頼度の向上</li> <li>送電損失の低減</li> </ul>	建設中の送電線の回線増加でありインパクトは小さい	少数民族の割合が高い地域のため、その分布には配慮が必要	優先度は低い
4	Nam Mang 3 - Khoksaad (Install an add.cct.) Nam Leuk - Nam Mang 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>タイへの売電収入の増加</li> <li>緊急時のビエンチャン供給力の確保</li> </ul>	本プロジェクトが実施されれば、タイへの輸出量が減るがインパクトは小さい	Nam Leuk-Nam Mang 3 間には、NBCA (生物多様性保全区域) が隣接しており配慮が必要。また、少数民族の割合が高い地域のため、その分布には配慮が必要	雨季のタイへの輸出量の大きさに起因するもので、ラオス国内への便益が低く、乾季に国内供給をまかなうという点では重要度は下がる。
5	Khoksaad-Thanaleng (Construct an add.cct.) Thanaleng-Border (Upgrade) Phontong-Thanaleng (Upgrade) Naxaythong – Khoksaad	<ul style="list-style-type: none"> <li>同上</li> </ul>	同上	Naxaythong-Khoksaad 間は市街地に近いため、住民の移転をできるだけ少なくする配慮が必要。	同上
6	Hin Heup - Vang Vieng (Install an add.cct.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>タイへの売電収入の増加</li> <li>緊急時のビエンチャン供給力の確保</li> <li>230 kV Luangprabang - Hin Heup 送電線新設まで北部からの供給力確保</li> </ul>	同上	鉄塔を新設する場合、Vang Vieng 付近の保護地域および少数民族の分布には配慮が必要	同上
7	Kengkok- Sepon	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電信頼度の向上</li> <li>Sepon 発電所から Mahaxay, Thakhek 変電所を経由して Kengkok 方面への送電ルートの補助</li> <li>送電損失の低減</li> </ul>	本プロジェクトが実施されない場合、Pakbo-Kengkok 間の回線増加などで当面代替でき、インパクトは小さい	Sepon 周辺は UXO に汚染されている可能性が高いため、その除去について配慮が必要。また、同地域は少数民族の割合が高いため、その分布には配慮が必要	有力候補であるが、同じ南部から C2 へ Kengkok – Saravan 間送電線と比較すると送電電力が小さく、優先度が低い。
8	Non Hai - Ban Don (New construction)	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電信頼度の向上、</li> <li>送電損失の低減</li> </ul>	既設線路の電線増架のみインパクト小	少数民族の割合の高い地域ではその分布に配慮が必要	将来的な電力潮流が小さく、投資効率が低い。
9	Kengkok – Saravan	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央部 2 地域への電力供給力の確保</li> <li>タイからの輸入電力量を大幅に削減可能。</li> </ul>	本プロジェクトが実施されないと、タイからの輸入電力が大幅に増加し、また、中央部 2 地域への電力供給に大幅な支障が生じるため、インパクトは大きい	Saravan 県ベトナムよりの地域は UXO に汚染されている可能性が高いため、その除去について配慮が必要。また同県は少数民族の割合が高いためその分布には配慮が必要	通年設備稼働率が高く、通過潮流が大きい。電源新設に比べて投資効率が低い。
10	Bang Yo – Border (New Construction)	<ul style="list-style-type: none"> <li>タイへの売電収入の増加</li> <li>緊急時の南部への供給力の確保</li> </ul>	本プロジェクトが実施されれば、タイへの輸出量が減るがインパクトは小さい	パクセー市街地付近では住民移転を少なくする配慮が必要	雨季のタイへの輸出量の大きさに起因するもので、ラオス国内への便益が低く、乾季に国内供給をまかなうという点では重要度は下がる。

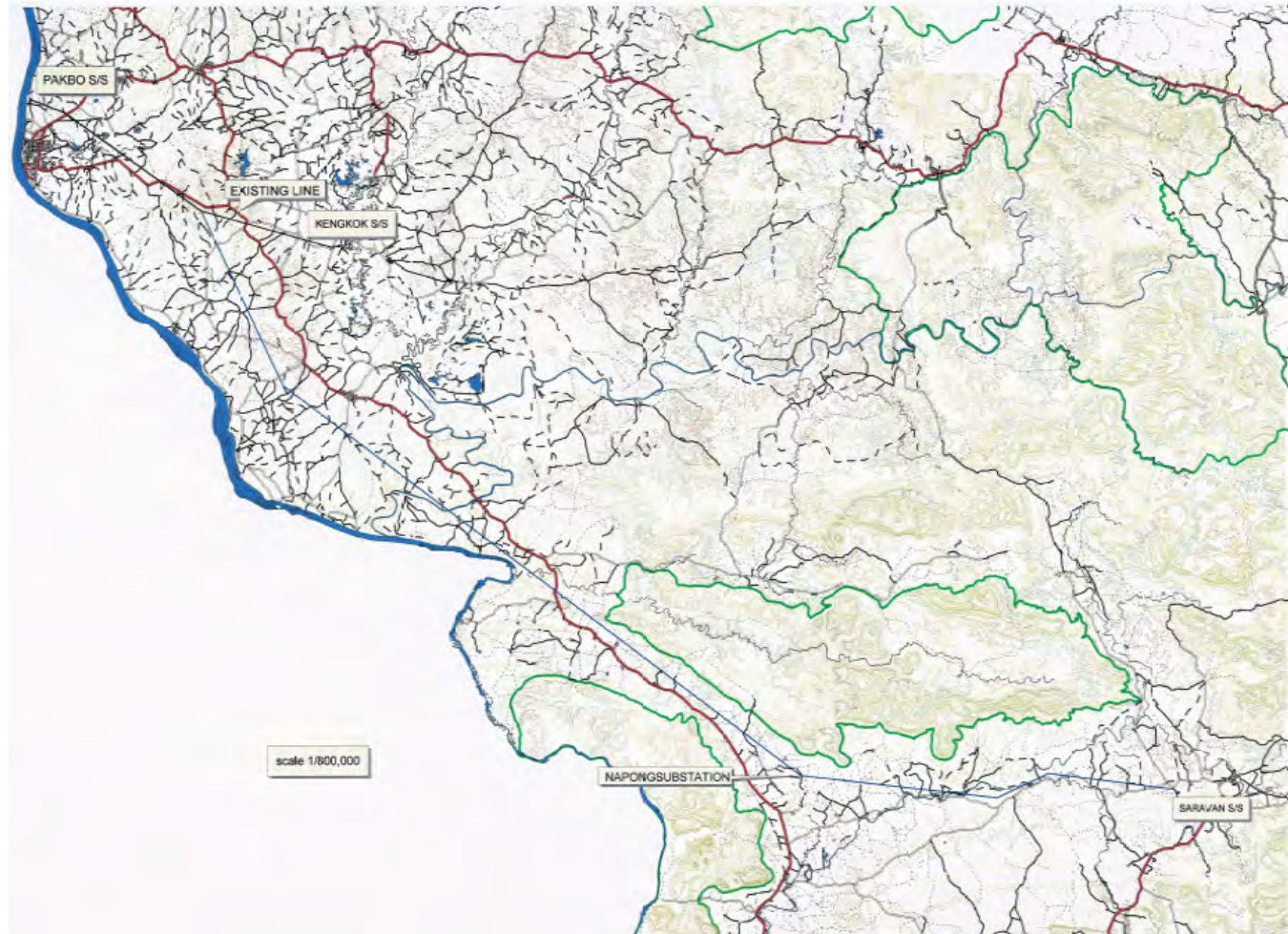


図 8.5-1 最優先プロジェクト位置図

## 8.6 最優先プロジェクトの効果

優先プロジェクトの便益は、調査団により推定した需要想定（ベースケース）とラオス鉞山エネルギー省電力局および EDL より提供を受けた開発計画に基づいて、需給シミュレーションにより検討を行った。便益は、最優先プロジェクトが実施された場合とされない場合との比較で行った。便益としては、タイとの輸出入量の増減分と連系による供給信頼度向上による供給予備力の削減をシミュレーションにより定量的に計算した。タイとの輸出増減によるラオスの便益は、最優先プロジェクトにより、中央部 2 系統へのラオス南部系統からの供給が可能となることに起因するタイからの電力輸入の削減量と連系による雨期の南部系統の水力発電余剰のタイへ輸出増加を便益とした。

### (1) 検討条件

最優先プロジェクトによる中央部 2 系統と南部連系との連系容量は、最優先プロジェクトによる 115 kV 2 回線および Xepon 水力発電所から Xepon 鉞山、Saravan 変電所への電源送電線 1 回線の合計 3 回線による系統計画基準（N-1）を考慮した 180 MW とした。最優先プロジェクトが実施されない場合の中央部 2 系統とラオス南部系統との連系はないものとした。<sup>2</sup>

### (2) 検討結果

図 8.6-1 に本プロジェクトが実施された場合のラオス北部、中央部 1、中央部 2、および南部の年間の融通電力を示す。Pakbo-Saravan 送電線により南部地域から電力の不足する C2 地域へ年間 434 GWh（2015 年での値）の送電が達成される。これにより各地域とも年間を通じてタイからの輸入が削減される。

本プロジェクトが実施されないと、南部地域の余剰電力は連系線を通じてタイに一旦送電され、再び連系線を通じてタイから C2 地域へ輸入されることとなり、タイからの輸入量が大幅に増加する。電力輸入単価は輸出単価よりも高いため、ラオスにとって損失が生じる。

最優先プロジェクトが実施された場合とされなかった場合での電力輸入量の変化を 2016 年から 2020 年の間で需給シミュレーションにより求めた。輸入量の変化を表 8.6-1 に示す。優先プロジェクトを実施した場合の 2014 年から 2020 年のタイとの電力融通増減によるラオスの便益は、需給バランスにより増減があるがどの年も生じており、平均で 230GWh を超える。2015 年におけるタイとの融通増減の状況を図 8.6-2 に示す。ラオス中央 2 系統への供給をラオス南部系統から行えることにより、ラオス北部および中央部 1 系統のタイ系統からの電力輸入も減少する。

<sup>2</sup> Xepon 水力発電所と Saravan 変電所間の送電線は電源送電線であり、系統間連系容量は見込まれていない。また、1回線送電線のため系統計画基準の N-1 基準に照らすと容量は見込めない。

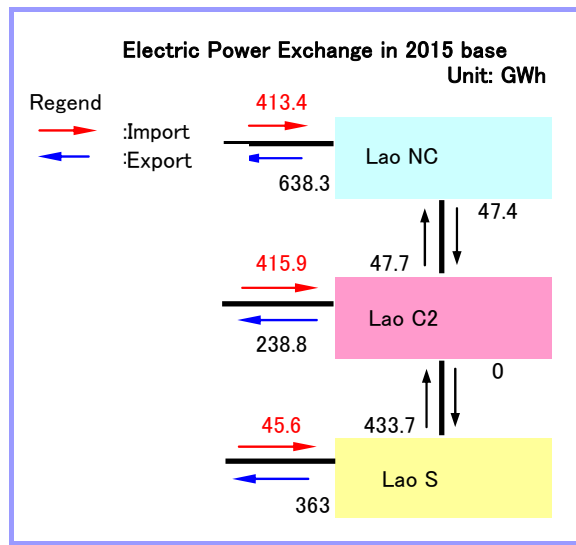


図 8.6-1 優先プロジェクトが実施された場合の年間の融通電力(2015年)

表 8.6-1 優先プロジェクトが実施された場合の年間融通電力の変化 (GWh)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	平均
タイへの輸出増	-100.2	91.7	82	20.9	238.2	227.8	306.4	123.8
タイからの輸入減	-244.3	-169.8	-84.9	-189	-28.1	-15	-29.4	-108.6
輸出入便益	144.1	261.5	166.9	209.9	266.3	242.8	335.8	232.5

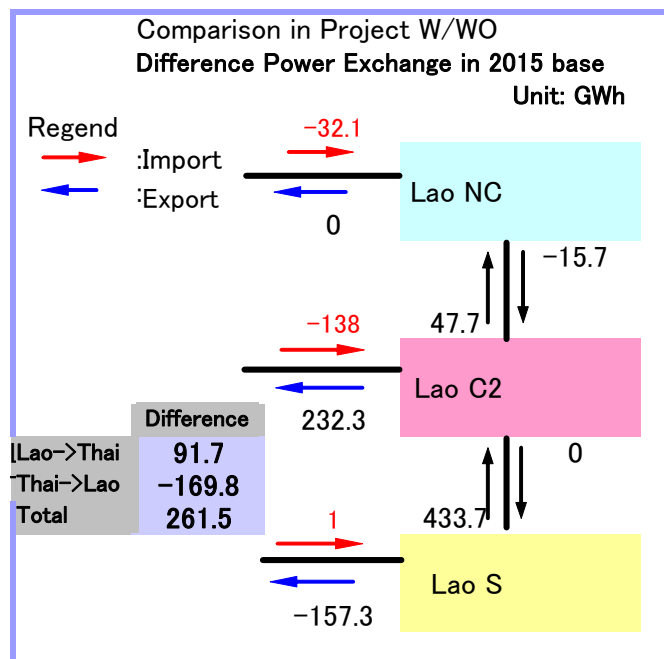


図 8.6-2 優先プロジェクトが実施された場合の年間融通電力の変化(2015年)



最優先プロジェクトによる中央部2系統と南部系統の連系による供給信頼度向上効果による供給予備力削減効果の検討結果を図 8.6-3 に示す。2015 年において、連系容量 100MW で供給予備力削減量は約 0.1MW で飽和する。供給予備力削減効果として水力発電 0.1MW の開発削減効果がある。

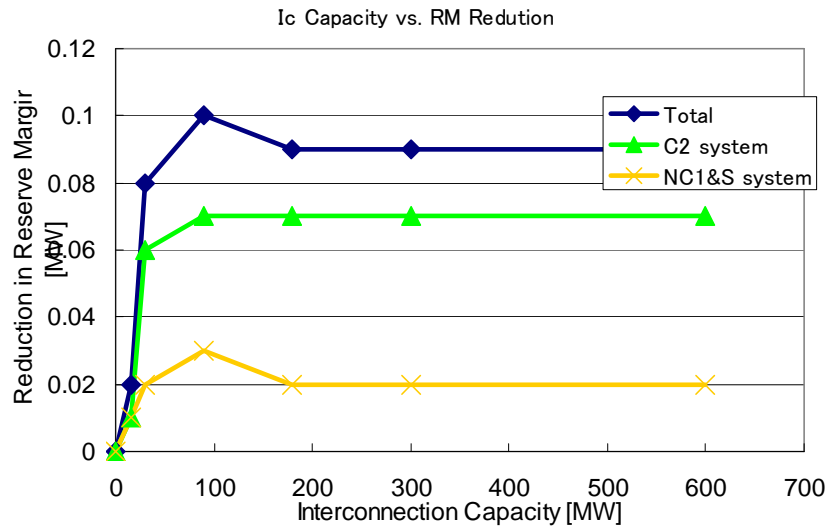


図 8.6-3 優先プロジェクトが実施された場合の連系容量と供給予備力削減(2015 年)

### 8.7 最優先プロジェクトに対する事業評価

本節では選ばれた最優先プロジェクトの経済性評価を行う。評価に当たっては同プロジェクトを実施した場合としない場合についてコスト便益分析（BC 分析）を行い比較することとした。評価の対象は以下の 2 つのケースとする：

- A) ベース・ケース：中央部 2 地区と南部地区を 115 kV 送電線で連系するケース。既存系統計画マスタープランもこのケースで作成されている。
- B) 輸入依存ケース：ベースケースの国内連系送電線を新設しないケース。この場合、電力が足りなくなるので、中央部 2 地区は南部地区の余剰電力をタイの EGAT 電力網経由で受け取ることになる。

各ケースの電力フローを図 8.7-1 に示す。

A、B のケースの違いは、南部から中央部 2 地区へ供給されるべき電力を含めたタイとの電力融通量の違いである。特に大きなものを図中赤字で示した。

経済性評価に際しては、評価期間を 33 年間（建設期間の 3 年間を含む）と設定した。費用は最優先プロジェクトを実施した場合と実施しなかった場合の差を比べることから、その差分である最優先プロジェクトの建設費（保守費含む）とし、建設期間は 3 年間、保守管理費

は送電設備は建設費の1%、変電設備は建設費の1.5%と仮定した。便益は、国内需要からの電気料収入については2ケース間で違いがないため、国外との電力輸出入収支を指標とした。なお、計算を簡単にするため、輸出入単価は代表としてピーク時単価を用い、ケース A とケース B の違いとなる輸出入の融通量の変化は前節で算出されたタイへの輸出増分と輸入減分それぞれの平均値(表 8.6-1 「優先プロジェクトが実施された場合の年間融通電力の変化」)を用いることとした。評価に用いた主な数値を表 8.7-1 に示す。

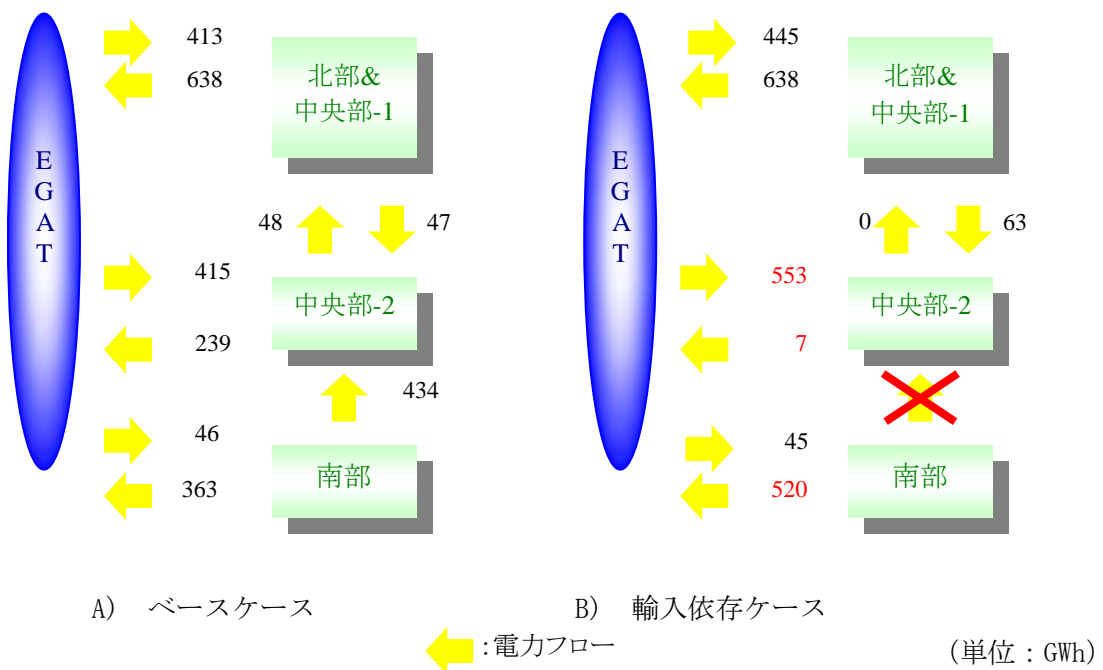


図 8.7-1 主な電力潮流図(2015 年)

(出典: EDL 聞き取りなどに基づいて調査団にて作成)

表 8.7-1 評価に用いた数値

項目	項目
EGAT への輸出単価/ピーク時	1.60 THB/kWh
EGAT からの輸入単価/ピーク時	1.79 THB/kWh
為替レート (2009.8.27 現在)	2.75 円/THB
送変電設備償却期間	30 年
インフレ率	10%

※: THB: タイ/バーツ

計算結果の便益並びにコストのフローを表 8.7-2 に示す。これより A)のベース・ケースの方が B)の輸入依存ケースよりもプロジェクト全体の経済効果は 43 億円プラスであり、南部地区と中部-2 地区を結ぶ 115 kV 送電線プロジェクトは経済面でも優れているという結論が明らかになった。

表 8.7-2 経済性分析結果

単位：億円

Fiscal Year	Cost		Gross Benefit				Total Benefit	NET
	建設費&維持管理費	Energy (GWh/year)		Tariff (円/kWh)				
		exp	save-imp	Export	Import			
FY2011	11	0	0	0	0	0	-11	
FY2012	11	0	0	0	0	0	-11	
FY2013	11	0	0	0	0	0	-11	
FY2014	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2015	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2016	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2017	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2018	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2019	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2020	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2021	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2022	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2023	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2024	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2025	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2026	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2027	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2028	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2029	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2030	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2031	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2032	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2033	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2034	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2035	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2036	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2037	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2038	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2039	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2040	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2041	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2042	0.35	124	110	4	5	11	11	
FY2043	0.35	124	110	4	5	11	11	
TOTAL	43.57	3,720	3,300			326	282	

NPV2009@10% 42.8

## 8.8 最優先プロジェクトを考慮した場合の電力潮流・電圧解析

本節では、この最優先プロジェクトを考慮した場合の系統解析を実施した。当該送電線については、起点として Kengkok または Pakbo、終点として Saravan または Ban Jianxai とする候補が考えられる。また、Saravan 変電所から西に 55 km のルート上に、Napong 開閉所を設置する構想がある。このため、本節では、これらの条件を考慮した系統解析を行い、各案の比較・検討を実施した。

### 8.8.1 最優先プロジェクトの電線サイズ

系統計画基準と経済性の両面を満足する最優先プロジェクトの電線サイズを選定するため、電線サイズ毎に潮流と年経費（建設費、運転保守費、送電損失費の和）の関係を検討した。送電損失によりタイへの電力輸出による収入が減少することから、送電損失費としては、タイへの電力輸出用単価（時間平均値）を使用した。検討条件を表 8.8-1 に示す。

表 8.8-1 検討条件

電線サイズ	115 kV ACSR	115 kV TACSR	115 kV ACSR	115 kV ACSR	115 kV ACSR
	240 mm <sup>2</sup>	240 mm <sup>2</sup>	410 mm <sup>2</sup>	240 mm <sup>2</sup>	410 mm <sup>2</sup>
	単導体	単導体	単導体	複導体	複導体
建設費(2回線) [USD/km]	146,400	159,600	178,500	249,700	296,900
割引率:i	7%				
送電線の耐用年数:n	30年				
資本回収係数*1	0.090				
送電線の運転・保守費	建設費の1%				
送電線の抵抗値(100 MVA ベース)[%/km]	0.091	0.091	0.055	0.046	0.028
潮流の力率:P <sub>f</sub>	95%				
年負荷率:L <sub>f</sub>	85%				
損失係数*2	0.432				
送電損失費:電力輸出単価*3	0.0284 USD/kWh				

\*1: 資本回収係数 =  $1 / [ \{ 1 - 1 / (1 + i)^n \} / i ]$

\*2: 損失係数 =  $(0.3 \times L_f) + (0.7 \times L_f^2)$

\*3: 電力輸出用単価(時間平均値) =  $(3.5 \text{ h} \times 0.0301 \text{ USD/kWh} + 20.5 \text{ h} \times 0.0281 \text{ USD/kWh}) / 24 \text{ h}$

年経費が最小となる電線サイズと潮流の関係は、表 8.8-2 および図 8.8-1 の通りである。

表 8.8-2 年経費が最小となる電線サイズと潮流の関係

年経費が最小となる電線サイズ	潮流		
	ACSR 240 mm <sup>2</sup> 単導体	ACSR 410 mm <sup>2</sup> 単導体	ACSR 410 mm <sup>2</sup> 複導体
2回線鉄塔	~61 MW	61~135 MW	135 MW~

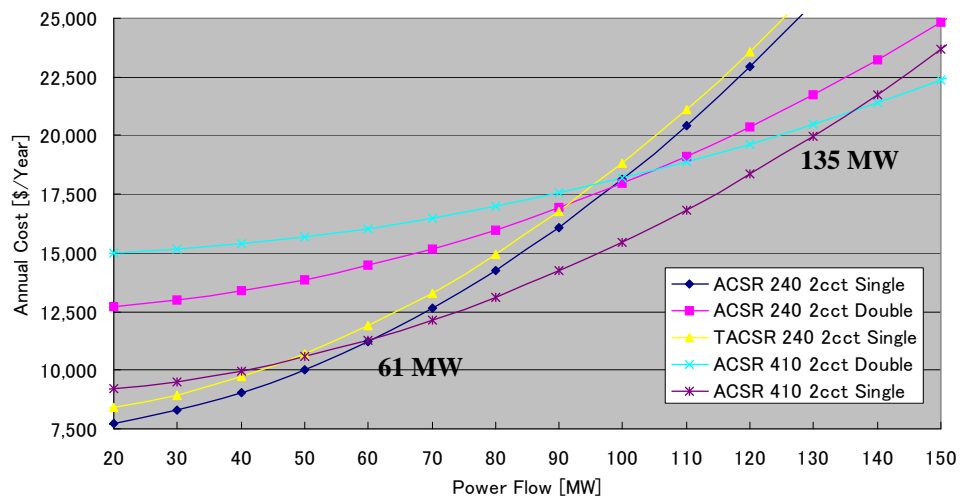


図 8.8-1 潮流と年経費の関係

7.4.4 節の潮流計算結果から、2016年断面における最優先プロジェクトの送電線区間の潮流は、1回線当たり約42 MWである。従って、図 8.8-1 から、最経済的な電線線種は ACSR 240 mm<sup>2</sup>単導体ということになる。2016年以降の断面では、1回線あたりの潮流が ACSR 410 mm<sup>2</sup>

単導体との境界の 61 MW を越え、ACSR 410 mm<sup>2</sup> 単導体の使用が最経済的となることが想定されるが、系統解析上は、細線で、系統上より条件の厳しい ACSR 240 mm<sup>2</sup> 単導体を採用した場合で検討を行った。

### 8.8.2 電力潮流・電圧解析

電力潮流・電圧解析実施ケースは表 8.8-3 の通りである。なお、Pakbo～Kengkok 間が 1 回線、Kengkok～Napong～Saravan 間 2 回線という接続パターンでは、Pakbo～Kengkok 間 1 回線事故時に、Ban Jianxai～Bang Yo 間の 3 回線が過負荷となり、また、Bang Yo、タイ側の Sirindhom、および Ubon 変電所母線電圧が 0.95 p.u を下回り、電圧基準を満足しないため、検討ケースから除外した。

表 8.8-3 電力潮流・電圧解析実施ケース

乾季/雨季	ケース	接続パターンおよび回線数									
		Pakbo	-	Kengkok	2	Kengkok	-	Napong	-	Ban Jianxai	2
乾季	PF-D2	Pakbo	-	Kengkok	2	Kengkok	-	Napong	-	Ban Jianxai	2
	PF-D3	Pakbo	-	Kengkok	1	Pakbo	-	Napong	-	Saravan	2
	PF-D4	Pakbo	-	Kengkok	1	Pakbo	-	Napong	-	Ban Jianxai	2
雨季	PF-W2-80	Pakbo	-	Kengkok	2	Kengkok	-	Napong	-	Ban Jianxai	2
	PF-W3-80	Pakbo	-	Kengkok	1	Pakbo	-	Napong	-	Saravan	2
	PF-W4-80	Pakbo	-	Kengkok	1	Pakbo	-	Napong	-	Ban Jianxai	2

#### (1) 乾季(PF-D2～PF-D4)

設備健全時の潮流・電圧解析結果は付録 8.8-1 の通りであり、過負荷や電圧異常は生じない。また、2016 年における単一設備事故時の潮流・電圧解析結果は、各ケースとも 7.4.4 (1) 乾季の場合と電圧上昇、電圧低下箇所に違いはなく、既設の電力用コンデンサのスイッチング、或いは新規の電力用コンデンサ導入により解消できる。(表 8.8-4(a)～(c))

表 8.8-4(a) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果(PF-D2)

事故箇所				解析結果		
起点		終点		番線	問題点	問題発生箇所
発電所名	KV	発電所名	KV			
Xieng Nguen	115	Luangprabang 1	115	1	電圧上昇	Xieng Nguen 115kV
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Thongkhoun 115kV
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Phubia 115kV
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	電圧上昇	Boun Neua 115kV

表 8.8-4(b) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果(PF-D3)

事故箇所				解析結果		
起点		終点		番線	問題点	問題発生箇所
発電所名	KV	発電所名	KV			
Xieng Nguen	115	Luangprabang 1	115	1	電圧上昇	Xieng Nguen 115kV
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Thongkhoun 115kV
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Phubia 115kV
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	電圧上昇	Boun Neua 115kV

表 8.8-4(c) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果(PF-D4)

事故箇所					解析結果	
起点		終点		番線	問題点	問題発生箇所
発変電所名	KV	発変電所名	KV			
Xieng Nguen	115	Luangprabang 1	115	1	電圧上昇	Xieng Nguen 115kV
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Thongkhoun 115kV
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Phubia 115kV
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	電圧上昇	Boun Neua 115kV

(2) 雨季(PF-W2-80~PF-W4-80)

設備健全時の潮流・電圧解析結果は付録 8.8-1 の通りであり、過負荷や電圧異常は生じない。また、2016 年における単一設備事故時の電圧解析結果は、各ケースとも 7.4.4(2)雨季の場合と電圧上昇、電圧低下箇所に違いはなく、既設の電力用コンデンサのスイッチング、或いは新規の電力用コンデンサ導入により解消できる。さらに、Kengkok 変電所~Napong 開閉所~Ban Jianxai 変電所と接続するケース (PF-W2-80) では、7.4.4.(2)雨季のケースと同じく Ban Jianxai~Bang Yo 間の 1 回線事故時に、残りの 2 回線が過負荷する。過負荷の解消に関しては前節で記載したとおりである。(表 8.8-5(a)~(c))

表 8.8-5(a) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果(PF-W2-80)

事故箇所					解析結果		
起点		終点		番線	問題点	問題発生箇所	
発変電所名	KV	発変電所名	KV				
Ban Jianxai	115	Bang Yo	115	1	過負荷	From Ban Jianxai 115kV To Bang Yo 115kV	cct 2
Ban Jianxai	115	Bang Yo	115	1	過負荷	From Ban Jianxai 115kV To Bang Yo 115kV	cct 3
Ban Jianxai	115	Bang Yo	115	2	過負荷	From Ban Jianxai 115kV To Bang Yo 115kV	cct 1
Ban Jianxai	115	Bang Yo	115	2	過負荷	From Ban Jianxai 115kV To Bang Yo 115kV	cct 3
Ban Jianxai	115	Bang Yo	115	3	過負荷	From Ban Jianxai 115kV To Bang Yo 115kV	cct 1
Ban Jianxai	115	Bang Yo	115	3	過負荷	From Ban Jianxai 115kV To Bang Yo 115kV	cct 2
Saravan	115	Sekong	115	1	過負荷	From Saravan 115kV To Sekong 115kV	cct 2
Saravan	115	Sekong	115	2	過負荷	From Saravan 115kV To Sekong 115kV	cct 1
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	過負荷	From Xieng Nguen 115kV To Luangprabang 1 115kV	cct 1
Xieng Nguen	115	Luangprabang 1	115	1	電圧上昇	Xieng Nguen 115kV	
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Thongkhoun 115kV	
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Phubia 115kV	
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	電圧上昇	Boun Neua 115kV	

表 8.8-5(b) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果(PF-W3-80)

事故箇所					解析結果		
起点		終点		番線	問題点	問題発生箇所	
発変電所名	KV	発変電所名	KV				
Saravan	115	Sekong	115	1	過負荷	From Saravan 115kV To Sekong 115kV	cct 2
Saravan	115	Sekong	115	2	過負荷	From Saravan 115kV To Sekong 115kV	cct 1
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	過負荷	From Xieng Nguen 115kV To Luangprabang 1 115kV	cct 1
Xieng Nguen	115	Luangprabang 1	115	1	電圧上昇	Xieng Nguen 115kV	
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Thongkhoun 115kV	
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Phubia 115kV	
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	電圧上昇	Boun Neua 115kV	

表 8.8-5 (c) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果(PF-W4-80)

事故箇所					解析結果			
起点		終点		番線	問題点	問題発生箇所		
発電所名	KV	発電所名	KV					
Saravan	115	Sekong	115	1	過負荷	From Saravan 115kV To Sekong 115kV	cct 2	
Saravan	115	Sekong	115	2	過負荷	From Saravan 115kV To Sekong 115kV	cct 1	
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	過負荷	From Xieng Nguen 115kV To Luangprabang 1 115kV	cct 1	
Xieng Nguen	115	Luangprabang 1	115	1	電圧上昇	Xieng Nguen 115kV		
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Thongkhoun 115kV		
Thongkhoun	115	Nam Bak 2	115	1	電圧低下	Phubia 115kV		
Boun Neua	115	Boun Neua	22	1	電圧上昇	Boun Neua 115kV		

### 8.8.3 送電ロス

表 8.8-6 に、2016 年断面における乾季、雨季（南部発電機出力 80%）のラオス国内供給系統全体（電力輸出用系統を除く）の送電ロス計算結果を示す。ここで、年間エネルギー損失は、以下のように求められる。

$$\text{年間エネルギー損失} = \text{kW ロス} \times \text{損失係数} \times 8760 \text{ (時間)}$$

ここで、損失係数は負荷曲線の形状によって異なるが、ここでは年負荷率を  $f$  として近似的に次の Buller-Woodrow 氏の実験式を使用する。

$$\text{損失係数} = 0.3 \times f + 0.7 \times f^2$$

$$\text{従って、年間エネルギー損失} = \text{kW ロス} \times (0.3 \times f + 0.7 \times f^2) \times 8760$$

表中の年間エネルギー損失計算に当たっては、ラオス系統全体の年負荷率 0.7 と仮定した。また、最右欄の年間エネルギー損失は、高圧の長期限界費用を 0.0407 USD/kWh（EDL から入手）と仮定して計算した値である。

表 8.8-6 ラオス国内供給系統全体の送電ロス

乾季/雨季	ケース	kW ロス [MW]	年間エネルギー損失 [MWh]	年間エネルギー損失 [million USD]
乾季	PF-D1	54.1	262,075.55	10.7
	PF-D2	55.5	268,857.54	10.9
	PF-D3	54.0	261,591.12	10.6
	PF-D4	55.2	267,404.26	10.9
雨季	PF-W1-80	113.0	547,403.64	22.3
	PF-W2-80	115.6	559,998.77	22.8
	PF-W3-80	112.5	544,981.50	22.2
	PF-W4-80	115.0	557,092.20	22.7

以上から、2016 年断面では、Pakbo～Kengkok 間 1 回線（既設）、Pakbo～Napong～Saravan 間 2 回線という系統構成で、最も送電ロスが小さいことが分かった。

### 8.8.4 短絡電流解析

2016年におけるラオスの電力システムの最大3相短絡電流の計算を行った。ラオス南部と中央-2エリアの連系線となる最優先プロジェクト候補（系統構成4パターン）を採用した場合の最大3相短絡電流値と発生箇所は表8.8-7の通りであり、許容最大事故電流値以下となっている。

表 8.8-7 最大3相短絡電流値と発生箇所

系統構成	230 kV 母線		115 kV 母線		22 kV 母線	
Pakbo-Kengkok:2cct Kengkok-Napong:2cct Napong-Saravan:2cct	20.5 kA	Ban Sok	11.7 kA	Naxaithong	23.1 kA	Phonetong
Pakbo-Kengkok:2cct Kengkok-Napong:2cct Napong-Ban Jianxai:2cct	20.5 kA	Ban Sok	11.7 kA	Naxaithong	23.1 kA	Phonetong
Pakbo-Kengkok:1cct Pakbo -Napong:2cct Napong-Saravan:2cct	18.7 kA	Ban Sok	11.8 kA	Naxaithong	23.6 kA	Phonetong
Pakbo-Kengkok:1cct Pakbo -Napong:2cct Napong-Ban Jianxai:2cct	20.5 kA	Ban Sok	11.7 kA	Naxaithong	23.1 kA	Phonetong
許容最大事故電流	40～50 kA		25～31.5 kA		25～31.5 kA	

### 8.8.5 概略安定度評価

2016年におけるラオス国内電力システムの安定度解析を行った。安定度解析ツールとしては、7.4.2 解析ツールの節で紹介した PSS/E バージョン 31 を使用した。

#### (1) 検討ケース

系統を構成する機器の事故時においても、系統上の全ての発電機が同期運転を維持し、安定して運転される時、その系統は安定であると言える。系統安定度は、系統を構成する機器の最過酷単一設備事故時に、発電機回転子間の位相角の動揺が収束する傾向にある場合、安定であると判定とする基準により計算を行った。検討ケースを表 8.8-8 に示す。

発電機モデルについては、EDL から提供されたデータを使用した。ただし、一部の計画発電機でモデルが不明のものについては、表 8.8-9 に示す突極機モデルを適用した。計画発電機には、励磁系モデルとして単純モデルを適用した。単純モデルは、特殊な励磁システムのタイプではなく、広範囲の適切に整定された励磁システムの一般的な特徴を示すもので、表 8.8-10 の通りである。表 8.8-11 に示す発電機については、Power System Stabilizer (PSS) を適用した。また、ガバナはラオス系統の発電機については全てオフとした。PSS のモデルは、表 8.8-12 の通り。

Xekong 4, Xekong 5, Houaylamphan については、PSS 有り・無し両方の場合について解析を実施した。



表 8.8-8 安定度解析の検討ケース

乾季/ 雨季	ケース	Pakbo-Kengkok 間 回線数	Kengkok または Pakbo~Saravan または Ban Jianxai 間回線数				事故区間 (1cct)				
乾季	ST-D1-1	2	KKO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO
	ST-D1-2						NPO	-	KKO		
	ST-D2-1						BJI	2	BJI	-	NPO
	ST-D2-2							NPO	-	KKO	
	ST-D3-1	1	PBO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO
	ST-D3-2						NPO	-	PBO		
	ST-D4-1						BJI	2	BJI	-	NPO
ST-D4-2	NPO						-	PBO			
雨季	ST-W1-1	2	KKO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO
	ST-W1-2						NPO	-	KKO		
	ST-W2-1						BJI	2	BJI	-	NPO
	ST-W2-2							NPO	-	KKO	
	ST-W3-1	1	PBO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO
	ST-W3-2						NPO	-	PBO		
	ST-W4-1						BJI	2	BJI	-	NPO
	ST-W4-2						NPO	-	PBO		
	ST-W1-1P	2	KKO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO
	ST-W1-2P						NPO	-	KKO		
	ST-W2-1P						BJI	2	BJI	-	NPO
	ST-W2-2P							NPO	-	KKO	
	ST-W3-1P	1	PBO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO
	ST-W3-2P						NPO	-	PBO		
	ST-W4-1P						BJI	2	BJI	-	NPO
ST-W4-2P	NPO						-	PBO			
事故シーケンス		0ms	1 回線 3 相短絡事故								
		140ms	事故除去 (1 回線開放)								
		10s	計算終了								

\*雨季のケースについて、ケース番号の最後に P が付いているものは、PSS 有りのケースを示す。\*  
PBO : Pakbo, KKO : Kengkok, SRV : Saravan, BJI : Ban Jianxai, NPO : Napong

表 8.8-9 計画発電機に適用した発電機モデル

$T'_{d0}$	$T''_{d0}$	$T'''_{d0}$	H	D	$X_d$	$X_q$	$X'_d$	$X''_d$	$X_l$	S(1.0)	S(1.2)
6.27	0.041	0.047	4.01	0	0.93	0.61	0.31	0.2	0.13	0.1	0.37

表 8.8-10 励磁系モデル:SEXS

$T_A/T_B$	$T_B$	K	$T_E$	$E_{MIN}$	$E_{MAX}$
0.1	10	200	0.05	0	5

表 8.8-11 PSS を適用した発電機

大規模 IPP ユニット	Nam Ngum 2, Nam Ngum 3, Nam Theun 1, Nam Ngiep 1, Hongsa Lignite, Theun Hinboun, Nam Theun 2, Houay Ho, Xekaman 3, Xekaman 1, Xekong 4*, Xekong 5*
国内供給用ユニット	Nam Tha 1, Nam Khan 2, Houaylamphan*

表 8.8-12 PSS モデル:IEEST

A1	A2	A3	A4	A5	A6	T1	T2	T3
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.18	0.06
T4	T5	T6	Ks	Lsmax	Lsmin	Vcu	Vcl	
0.18	5.00	5.00	-0.75	0.10	-0.10	0.00	0.00	

(2) 解析結果

北部および中央-1 エリアの主な発電機と、南部エリアの Xeset 1 発電所の発電機との間の発電機回転子相差角振動の様子を付録 8.8-2 に示す。

以上の結果を表 8.8-13 に示す。

表 8.8-13 安定度解析結果

乾季/ 雨季	ケース	Pakbo-Kengkok 間 回線数	Kengkok または Pakbo~Saravan ま または Ban Jianxai 間回線数						事故区間(1cct)			判定
乾季	ST-D1-1	2	KKO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO	安定
	ST-D1-2						NPO	-	KKO	安定		
	ST-D2-1						BJI	2	BJI	-	NPO	安定
	ST-D2-2						NPO	-	KKO	安定		
	ST-D3-1	1	PBO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO	安定
	ST-D3-2						NPO	-	PBO	安定		
	ST-D4-1						BJI	2	BJI	-	NPO	安定
	ST-D4-2						NPO	-	PBO	安定		
雨季	ST-W1-1	2	KKO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO	安定
	ST-W1-2						NPO	-	KKO	安定		
	ST-W2-1						BJI	2	BJI	-	NPO	安定
	ST-W2-2						NPO	-	KKO	安定		
	ST-W3-1	1	PBO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO	安定
	ST-W3-2						NPO	-	PBO	安定		
	ST-W4-1						BJI	2	BJI	-	NPO	安定
	ST-W4-2						NPO	-	PBO	安定		
	ST-W1-1P	2	KKO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO	安定
	ST-W1-2P						NPO	-	KKO	安定		
	ST-W2-1P						BJI	2	BJI	-	NPO	安定
	ST-W2-2P						NPO	-	KKO	安定		
	ST-W3-1P	1	PBO	-	NPO	-	SRV	2	SRV	-	NPO	安定
	ST-W3-2P						NPO	-	PBO	安定		
	ST-W4-1P						BJI	2	BJI	-	NPO	安定
	ST-W4-2P						NPO	-	PBO	安定		

\*雨季のケースについて、ケース番号の最後に P が付いているものは、PSS 有りのケースを示す。なお、前述のとおり安定度の評価を厳し目に行うため、ラオス系統の発電機のガバナは全てオフとしたため、各ケースにおいて発電機回転子相差角の減衰は遅いが、一部のガバナをモデル化することにより、減衰が速くなることを確認済みである。

乾季においては、いずれの接続方法についても、相差角の動揺波形は発散せず、収束する傾向にあり、本電力系統は、過酷な事故時においても安定して運用できることが確認された。

次に、雨季においては、Napong-Ban Jianxai 間を接続するケースにおいて、相差角の動揺波形は発散はしないものの、Napong-Saravan 間を接続するケースに比べて振幅が大きいことが確認された。

以上の結果から、Pakbo-Napong-Saravan 間 2 回線の系統構成が、最も安定して運用できるといえる。

## 8.9 最優先プロジェクトの建設区間

当該最優先プロジェクトの送電線については、前述の通り、起点として Kengkok または Pakbo、終点として Saravan または Ban Jianxai とする 4 つの接続パターンが考えられるため、これらの建設コストの比較を行った。比較結果を表 8.9-1 に示す。なお、建設コストには、送電線・変電所工事費、および UXO 調査・処理費を含む。

表 8.9-1 接続パターン毎の建設費比較結果

ケース	接続パターン	建設コスト (1,000 USD)
PF-D1 PF-W1-80	Pakbo – Kengkok 2 回線 (既設 + 1 回線) Kengkok – Napong – Saravan 2 回線	33,281
PF-D2 PF-W2-80	Pakbo – Kengkok 2 回線 (既設 + 1 回線) Kengkok – Napong – Ban Jianxai 2 回線	34,973
PF-D3 PF-W3-80	Pakbo – Kengkok 1 回線 (既設のみ) Pakbo – Napong – Saravan 2 回線	32,926
PF-D4 PF-W4-80	Pakbo – Kengkok 1 回線 (既設のみ) Pakbo – Napong – Ban Jianxai 2 回線	34,619

最優先プロジェクトの区間を Pakbo-Saravan とした場合のコストが最も小さい。前述のとおり、送電損失は Pakbo-Saravan とした場合が最も小さく、また、事故時の発電機の動揺も Pakbo-Saravan とした場合が最も小さい。

以上より、最優先プロジェクトの建設区間は Pakbo-Saravan とする。

なお、Pakbo-Saravan 間に Napong 変電所を設置する構想があり、必要性については第 11 章 11.1 に記載した<sup>3</sup>。

## 8.10 優先プロジェクトの補足解析

最優先プロジェクトの選定のために絞り込んだ優先プロジェクトの中で、Nam Leuk - Nam Mang 3 – Khoksaad – Thanaleng - Nong Khai 間の 115 kV 送電線を 2 回線化する必要性の検討を行った。

### (1) 検討方法

2016 年雨季（南部発電機出力 80%）における Nam Leuk - Nam Mang 3 – Khoksaad - Thanaleng - Nong Khai 間の潮流状態は、タイ側に 97 MW の電力を輸出する状態となっている。このため、中央部 1 エリアおよび北部エリアの発電機出力を抑制し、当該区間電力輸出入量がほぼ 0MW 付近となる状態を模擬し、純粹に国内供給分の電力潮流が、当該区間にどの程度流れるかを計算した。なお、本検討では、8.8.5 の概略安定度解析において、最も安定度が良好

<sup>3</sup> 第 11 章に記載されている Taothan 変電所は本章で呼称していた Nongsano、Napong と同一の電気所である。

であった、Pakbo-Kengkok 間 1 回線（既設）、Pakbo-Napong-Saravan 間 2 回線の系統構成の場合についてのみ計算した。

## (2) 結果

中央-1 エリアの全発電機および北部エリアの一部の発電機出力を 70%に抑制した場合、図 8.10-1 に示すように、当該区間の電力輸出入量はほぼ 0 MW となった。

次に、Nam Leuk - Nam Mang 3 – Khoksaad – Thanaleng - Nong Khai 間を 1 回線とし、各区間で 1 回線事故を起こした場合に、残りの系統で過負荷や変電所母線電圧低下などの問題が生じないか検討した。

図 8.10-2～図 8.10-5 に示すように、Nam Leuk - Nam Mang 3 間、Nam Mang 3 - Khoksaad 間、Khoksaad - Thanaleng 間、Thanaleng - Nong Khai 間で 1 回線事故を起こした場合においても、残りの系統で送電線の過負荷や変電所母線電圧低下は生じなかった。

従って、Nam Leuk - Nam Mang 3 – Khoksaad – Thanaleng - Nong Khai 間の雨季のタイへの輸出を考慮しなければ必要回線数は 1 回線で十分であり、当該区間を 2 回線化する計画の優先度は低いと考えられる。

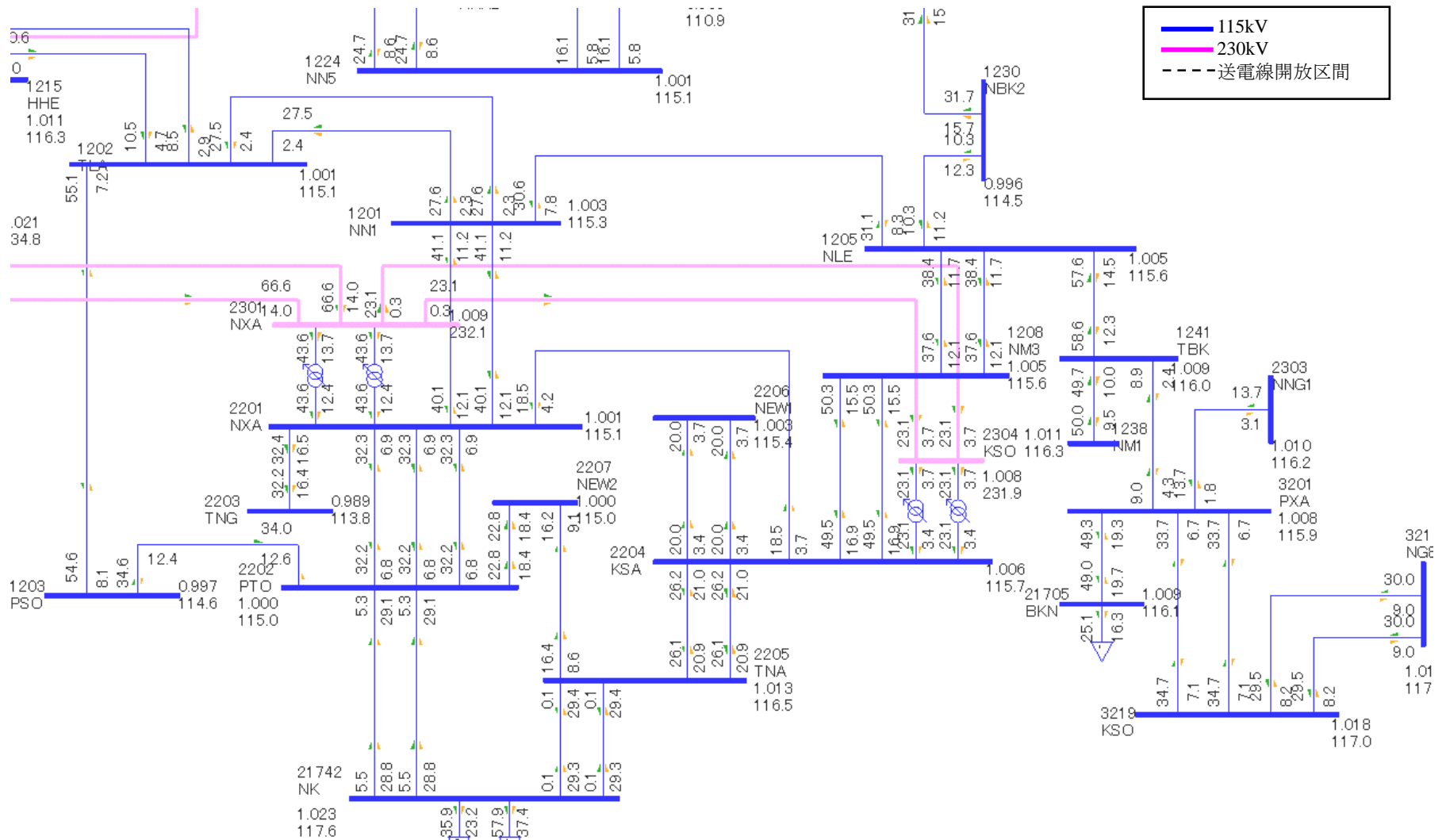


図 8.10-1 2016 年雨季(南部発電機出力 80%)、タイとの間の輸出入がほぼ 0 MW となる潮流状態



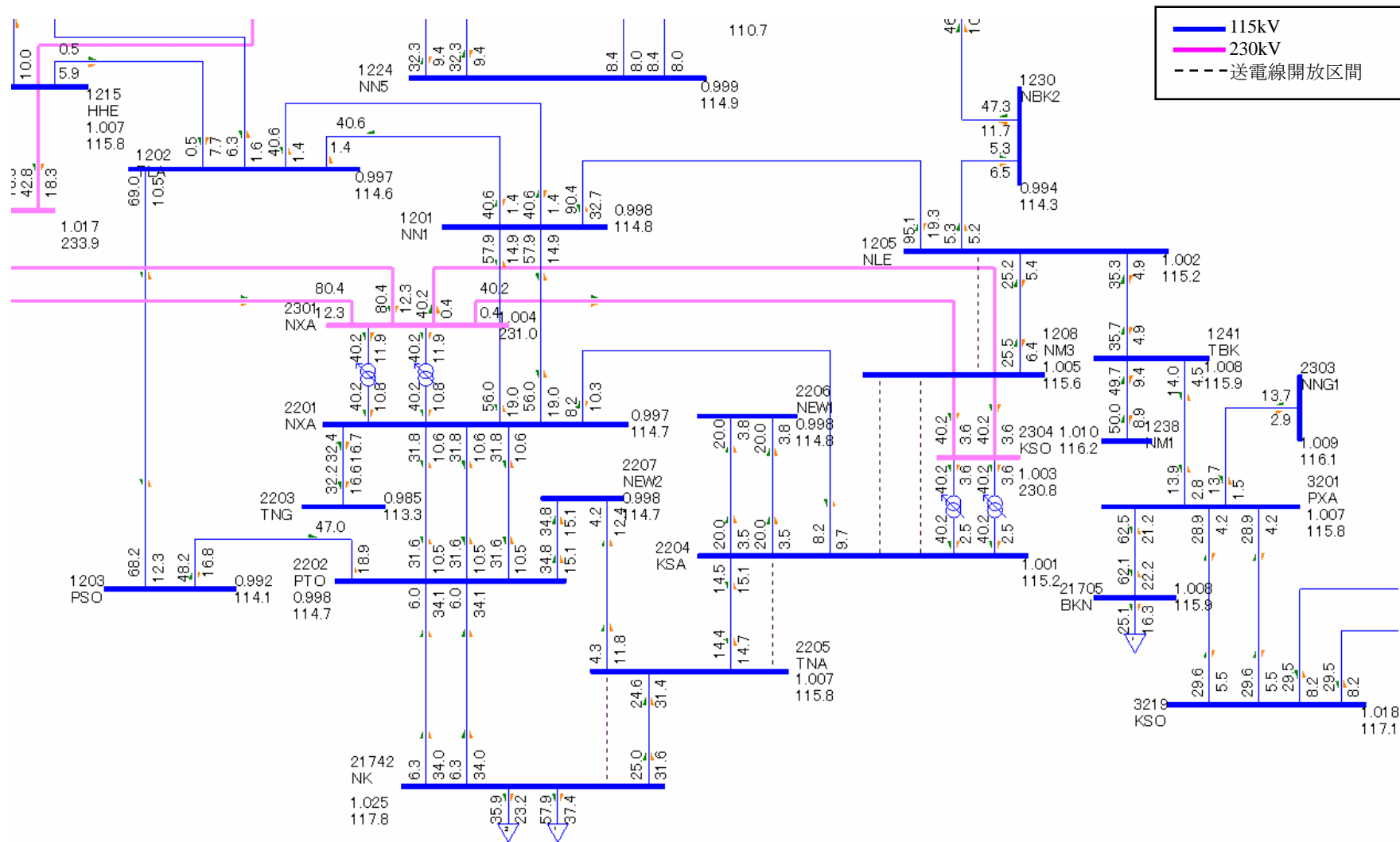


図 8.10-3 Nam Leuk-Nam Mang 3-Khoksaad-Thanaleng-Nong Khai 間:1 回線 Nam Mang 3-Khoksaad 間で 1 回線事故時の潮流図

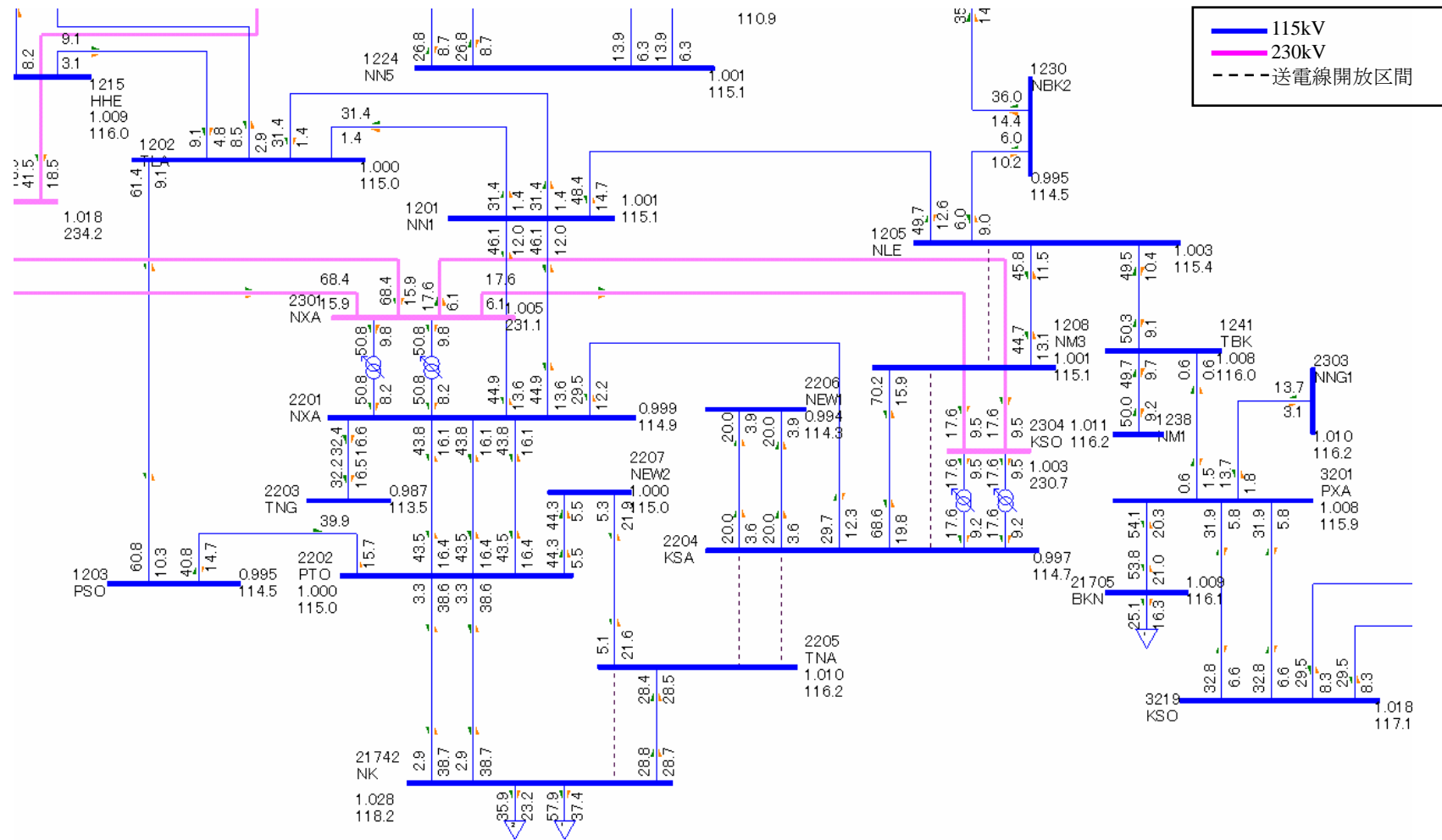


図 8.10-4 Nam Leuk-Nam Mang 3-Khoksaad-Thanaleng-Nong Khai 間:1 回線 Khoksaad-Thanaleng 間で 1 回線事故時の潮流図



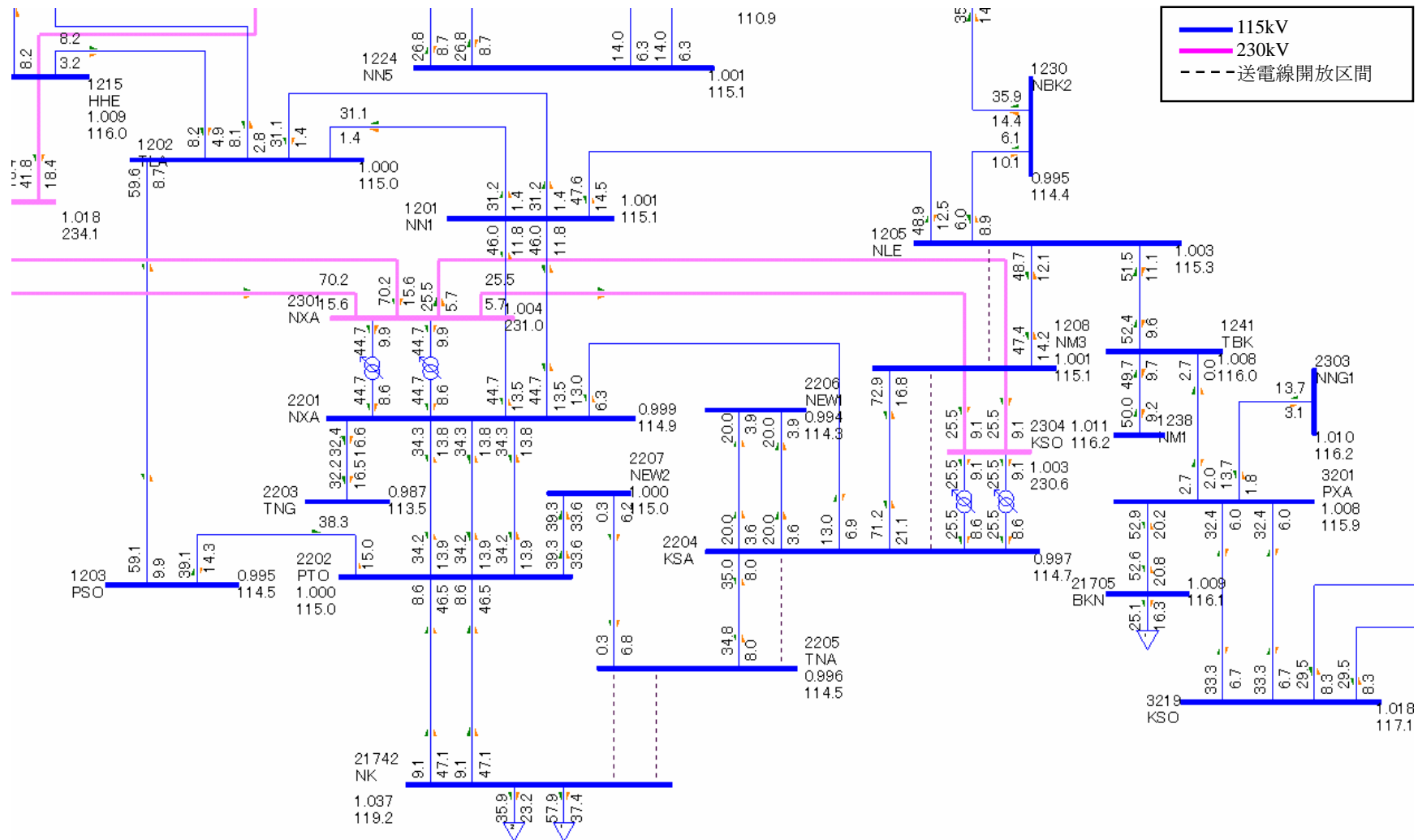


図 8.10-5 Nam Leuk-Nam Mang 3-Khoksaad-Thanaleng-Nong Khai 間:1 回線 Thanaleng-Nong Khai 間で 1 回線事故時の潮流図

# 第9章 2030年までの 系統計画

## 第9章 2030年までの系統計画

### 9.1 2030年までの系統計画の検討方法

第7章においてEDLが策定した2016年までのPDPをレビューした。本章では2030年までの電源開発計画および6.7節で想定した電力需要予測をもとに2030年までの系統計画を策定した。策定した年度は2020年および2030年である。

各県の電力の過不足は近隣の県から送電される電力によってバランスされなければならない。各地域間を結ぶ送電線の必要な容量を見積もるために、需要想定および電源計画に基づき、ピーク需要時の電力需要と電力供給のバランスを県毎に見積もった。各地域間を結ぶ送電線の必要な容量から予備的な系統計画を立案し、基本的な技術基準が満足されているかどうかについて計画の妥当性を、電力潮流・電圧計算、事故電流計算、および安定度計算を含む系統解析により確認した。

一般に系統計画を策定するためには需要の場所を特定しなければならないが、動向が判明していない特殊需要は全国規模での合計量を推定できるものの出現する場所までは特定できない。このため、2030年の系統計画は、全国大での地域間の電力融通を担う規模の計画を策定し、2020年の系統計画は、115 kV系統まで含めて詳細に策定した。

なお、本章において確認した系統計画に基づく具体的なサブプロジェクトを10章に記載した。

### 9.2 2030年までの電源開発計画(IPP含む)

詳細需給シミュレーションで使用する電力開発計画は、基本需給シミュレーションと同じものを使用する。しかし、2017年以降は開発計画が定まっていないため、需給シミュレーション結果に基づき、ラオス鉱山エネルギー省電力局、EDLのカウンターパートからのインタビューに基づき、詳細需給シミュレーション用の将来計画を設定した。

#### 9.2.1 国内向け電源開発計画

カウンターパートであるDOEおよびEDLと本検討に使用する開発計画として合意した2030年までに開発を予定している国内供給用電源を表9.2-1～9.2.3に示す。水力発電の開発が主である。

2030年においてもラオス全体の需給バランスを見る場合においては、系統連系送電設備容量上の制約がある。このため、ラオス全体の需給バランスをシミュレーションする場合には、北部中央部1系統、中央部2系統、南部系統、毎に系統融通を考慮して需給バランスを見る必要がある。

表 9.2-1 国内供給用電源開発計画(既設)

	Power Plant	Inst. Cap (MW)	Generating Type	Comm. Year	Remark	Region
1	Nam Dong	1.0	Run of river	1961	Existing	NC1
2	Xeladam	5.0	Run of river	1961	Existing	S
3	Nam Ngum 1	155.0	Reservoir	1971	Existing	NC1
4	Xeset 1	45.0	Run of river	1991	Existing	S
5	Nam Ko	1.5	Run of river	1996	Existing	NC1
6	Theun HinBoun (Local)	8.0	Run of river	1998	Existing	C2
7	Houay Ho (Local)	2.1	Reservoir	1999	Existing	S
8	Nam Leuk	60.0	Reservoir	2000	Existing	NC1
9	Nam Mang 3	40.0	Reservoir	2005	Existing	NC1
10	Nam Ngay	1.2	Run of river	2006	Existing	NC1

表 9.2-2 国内供給用電源開発計画(2009-2016)

	Power Plant	Inst. Cap (MW)	Generating Type	Comm. Year	Remark	Region
11	Xeset 2	76.0	Run of river	2009	UC	S
12	Nam Theun 2	75.0	Reservoir	2009	UC	C2
13	Nam Nhon	2.4	Run of river	2010	UC	NC1
14	Nam Ham	3.5	Run of river	2010	PC	NC1
15	Nam Lik 1/2	100.0	Reservoir	2010	UC	NC1
16	Nam Ngum 5	120.0	Reservoir	2011	UC	NC1
17	Nam Lik 1	60.0	Reservoir	2011	MOU	NC1
18	Xelabam ext.	7.7	Run of river	2012	Planned	S
19	Nam Tha 1	168.0	Reservoir	2012	PDA	NC1
20	Nam Sim	8.0	Run of river	2012	PDA	NC1
21	Xekatom	61.0	Reservoir	2012	PDA	S
22	Nam Nguang 8	60.0	Reservoir	2012	UC	C2
23	NamNgum 1 ext.	40.0	Reservoir	2013	Planned	NC1
24	Tadslen	3.2	Run of river	2013	PPA	C2
25	Xekaman 1	32.0	Reservoir	2014	MOU	S
26	Houaychampi	2.0	Run of river	2014	Planned	S
27	Hongsa Lignite (Local)	100.0	Thermal	2015	Planned	NC1
28	Nam Boun	8.0	Run of river	2015	Planned	NC1
29	Nam Phak	45.0	Run of river	2015	Planned	NC1
30	Nam Mang 1	50.0	Reservoir	2015	Planned	NC1
31	Xeset 3	22.0	Run of river	2015	Planned	S
32	Xeset 4	8.0	Run of river	2015	Planned	S
33	Nam Bak 2	80.0	Reservoir	2016	Planned	NC1
34	Xepian/Xenamnoy	2.0	Reservoir	2016	MOU	S
35	Houaylamphan	86.7	Reservoir	2016	FS	S
36	Nam San 3	48.0	Reservoir	2016	MOU	NC1
37	Xe kong 4	70.0	Reservoir	2016	Planned	S
38	Mekong Luangpravang	140.0	Run of river	2016	Planned	NC1
39	Nam Long	5.0	Run of river	2016	MOU	NC1
40	Donsahong	60.0	Run of river	2016	Planned	S
41	Nam Ma1	60.0	Run of river	2016	Planned	NC1
42	Nam Ma2	24.0	Run of river	2016	Planned	NC1
43	Nam Ma3	36.0	Run of river	2016	Planned	NC1

表 9.2-3 国内供給用電源開発計画(2017-2030)

	Power Plant	Inst. Cap (MW)	Generating Type	Comm. Year	Remark	Region
44	Xeneua	30.0	Reservoir	2017	MOU	C2
45	Nam Ngiep Regulating	20.0	Reservoir	2017	PPA	NC1
46	Xepon 2	30.0	Reservoir	2017	Planned	C2
47	Xepon 3	70.0	Reservoir	2017	Planned	C2
48	Nam Theun 1 (Local)	13.0	Reservoir	2017	Planned	NC1
49	Nam Ou 6 (Local)	90.0	Reservoir	2017	Planned	NC1
50	Nam Ngiep 2	180.0	Reservoir	2017	MOU	NC1
51	Xekong 3 (Upper)	152.0	Reservoir	2017	MOU	S
52	Xekong 3 (Lower)	96.0	Reservoir	2017	MOU	S
53	Nam Khan 2	145.0	Reservoir	2018	MOU	NC1
54	Nam Khan 3	66.0	Reservoir	2018	Planned	NC1
55	Sedon 2	20.0	Reservoir	2018	Planned	S
56	Sedon 3	6.0	Reservoir	2018	Planned	S
57	Nam Ngum 4	50.0	Run of river	2019	Planned	NC1
58	Xelanong 2	45.0	Reservoir	2020	MOU	S
59	Nam Nga	60.0	Reservoir	2020	MOU	NC1
60	Nam Beng	45.0	Run of river	2020	MOU	NC1
61	Nam Mo1	60.0	Reservoir	2020	Planned	NC1
62	Nam kong 3	30.0	Run of river	2020	Planned	S
63	Nam Phay	50	Reservoir	2021	Planned	NC1
64	Nam Peun 1,2	70	Reservoir	2022	Planned	NC1
65	XebanHieng 1	60.0	Reservoir	2025	Planned	C2
66	XeXou	59.0	Reservoir	2025	Planned	S
67	Nam Souang 1	31.0	Run of river	2026	MOU	NC1
68	Nam Feung 1	28.0	Run of river	2026	Planned	NC1
69	Nam Feung 2	25.0	Run of river	2027	Planned	NC1
70	Nam Feung 3	20.0	Run of river	2028	Planned	NC1
71	Xebangnouan 2	18.0	Reservoir	2030	MOU	S
72	Viengphokha Lignite	60.0	Thermal	2030	Planned	NC1
73	Nam phouan	90.0	Reservoir	2030	Planned	NC1

UC: Under construction, PC: Perpetrating construction, NC1: North & Central1, C2: Central2, S: South

### 9.2.2 輸出向け電源開発計画

DOE 提供の情報に基づく、2030年までに開発を予定している輸出用電源を表 9.2-4に示す。FS の MOU（計画）、PDA(開発合意)、CA(建設合意)および PPA（電力購入契約）の段階の IPP プロジェクトを取りまとめた。北部、ビエンチャン周辺、南部に集中している。メコン川本流開発の7プロジェクトも FS 段階にある。

表 9.2-4 ラオス輸出用電源開発計画

No.	Project	Capacity (MW)	COD	Location	Status	Planned Market
1	Nam Theun 2	1,080	2009	Khammouan	UC	EGAT/EDL
2	Xeset 2	76	2009	Saravan	UC	EDL/EGAT
3	Xekaman 3	250	2010	Xe Kong	UC	EVN/EDL
4	Theun Hinboun Ext.	60	2012	Bolikhamsay	UC	EGAT/EDL
5	Nam Ngum 2	615	2013	Vientiane	UC	EGAT
6	Nam Koung 1	75	2012	Attapu	PDA	TBD
7	Nam Ou	1,100	2013-2015	Phongsali	PDA	EGAT/EDL/CSG
8	Hongsa Lignite	1,800	2013	Xaignabouli	PDA	EGAT/EDL
9	Xekaman 1	320	2013	Attapu	PDA	EVN/EDL
10	Xekong 4	300	2013	Xe Kong	PDA	TBD
11	Nam Mo	150	2014	Xieng Khouang	PDA	EVN/EDL
12	Nam Ngum 3	440	2014	Vientiane	PDA	EGAT
13	Nam Ngiep 1	278	2015	Bolikhamsay	PDA	EGAT/EDL
14	Don Sahong	240	2015	Chanpasak	PDA	EGAT/EDL
15	Xepian-Xenemnoy	390	2015	Attapu	PDA	EGAT/EDL
16	Nam Theun 1	523	2016	Bolikhamsay	PDA	EGAT/EDL
17	Xayaburi (Mekong)	1,260	TBD	Xaignabouli	PDA	EGAT/EDL
18	Ban Khoun (Mekong)	2,330	TBD	Chanpasak	FS	EGAT/EDL
19	Dak Emeule	130	TBD	Xe Kong	FS	EVN/EDL
20	Lat Sua (Mekong)	686	TBD	Chanpasak	FS	TBD
21	Louangprabang (Mekong)	1,410	TBD	Luangprabang	FS	TBD
22	Nam Bak 1	132	TBD	Vientiane	FS	EGAT
23	Nam Khan 2	130	TBD	Luangprabang	FS	TBD
24	Nam Khan 3	95	TBD	Luangprabang	FS	TBD
25	Nam Ngiep 2	155	TBD	Vientiane	FS	EGAT/EDL
26	Nam Ngum 4A&B	120	TBD	Vientiane	FS	EVN/EDL
27	Nam Phoun	60	TBD	Xaignabouli	FS	TBD
28	Nam Seuang 2	220	TBD	Luangprabang	FS	TBD
29	Nam Theun 4	110	TBD	Bolikhamsay	FS	TBD
30	Pak Lay (Mekong)	1,320	TBD	Xaignabouli	FS	EGAT/EDL
31	Sanakham (Mekong)	500	TBD	Xaignabouli	FS	TBD
32	Xekong 3 Upper/Lower	150	TBD	Xe Kong	FS	EVN
33	Xe Kong 5	330	TBD	Xe Kong	FS	TBD
34	Xekaman 4	220	TBD	Xe Kong	FS	EVN
35	Selanong 1	80	TBD	Savannakhet	FS	TBD
36	Xebanghieng 1	65	TBD	Savannakhet	FS	TBD
37	Xebanghieng 2	250	TBD	Khammouan	FS	TBD
38	Xe Pon 3	100	TBD	Saravan	FS	TBD
	UC	2,081				
	PDA	6,876				
	FS	8,593				
	<b>TOTAL</b>	<b>17,854</b>				

UC: Under Construction, PDA: Project Development Agreement, FS: Feasibility Study, TBD: To be decided,  
(Mekong): Mekong main stream project. (出典: Documents of DOE MEM, Dec. 2008)

### 9.3 詳細需給シミュレーション

#### 9.3.1 詳細需給シミュレーションの検討条件

##### (1) 電力需要想定

詳細需給シミュレーションで使用する電力需要想定は Base Case を表 9.3-1 に、High Case を表 9.3-2 に示す。なお、本節で用いる電力需要想定は発電所端での値を使用する。なお、タイ系統は需給バランスが取れていることを前提として検討しているため、タイ系統の需要は基本ケースを使用した。タイの需要は EGAT による想定値を使用した。

表 9.3-1 詳細需給シミュレーションの需要想定 (Base Case)

		ラオス北部 +中央部 1	ラオス 中央部 2	ラオス南部	タイ北東部	タイ中央 部+南部
2016年	最大電力(MW)	1,012	353	228	3,587	30,744
	電力量(GWh)	4,316	1,504	972	17,547	201,792
	負荷率(%)	49	49	49	56	75
2020年	最大電力(MW)	1,146	412	255	4,061	38,369
	電力量(GWh)	4,957	1,780	1,097	21,932	252,212
	負荷率(%)	49	49	49	62	75
2030年	最大電力(MW)	2,064	746	436	5,248	59,676
	電力量(GWh)	9,690	3,500	2,026	34,198	393,274
	負荷率(%)	54	54	53	74	75

(出典：EDL、EGAT データに基づき調査団作成)

表 9.3-2 詳細需給シミュレーションの需要想定 (High Case)

		ラオス北部+中央部 1	ラオス中央部 2	ラオス南部
2016年	最大電力(MW)	1,067	376	242
	電力量(GWh)	4,552	1,606	1,030
	負荷率(%)	49	49	49
2020年	最大電力(MW)	1,276	464	283
	電力量(GWh)	5,533	2,010	1,226
	負荷率(%)	50	50	49
2030年	最大電力(MW)	3,757	1,377	784
	電力量(GWh)	17,485	6,408	3,627
	負荷率(%)	53	53	53

(出典：EDL データに基づき調査団作成)

##### (2) 電力開発計画

詳細シミュレーションに使用する電源開発計画は、前述のとおり。(9.2.1 参照)

##### (3) 連系線

連系系統の検討は、本件需要想定および DOE、EDL と合意した開発計画に基づき 2030 年断

面での連系系統を検討した。隣国との連系線容量は各国の開発計画に基づき、既設または計画中の国際連系送電線を考慮し、かつ雨期に最大限輸出可能としたものである。系統間連系線の送電容量を表 9.3-3に示す。また、連系線の構成を図 9.3-1に図示する。

表 9.3-3 連系送電容量(2030年)

系統名	連系送電容量(MW)
ラオス北部+中央部 1 - ラオス中央部 2	90
ラオス中央部 2 - ラオス南部	300
ラオス北部+中央部 1 - タイ北東部	600
ラオス中央部 2 - タイ北東部	120
ラオス南部 - タイ北東部	270
タイ北東部 - タイ中央部+南部	1,300

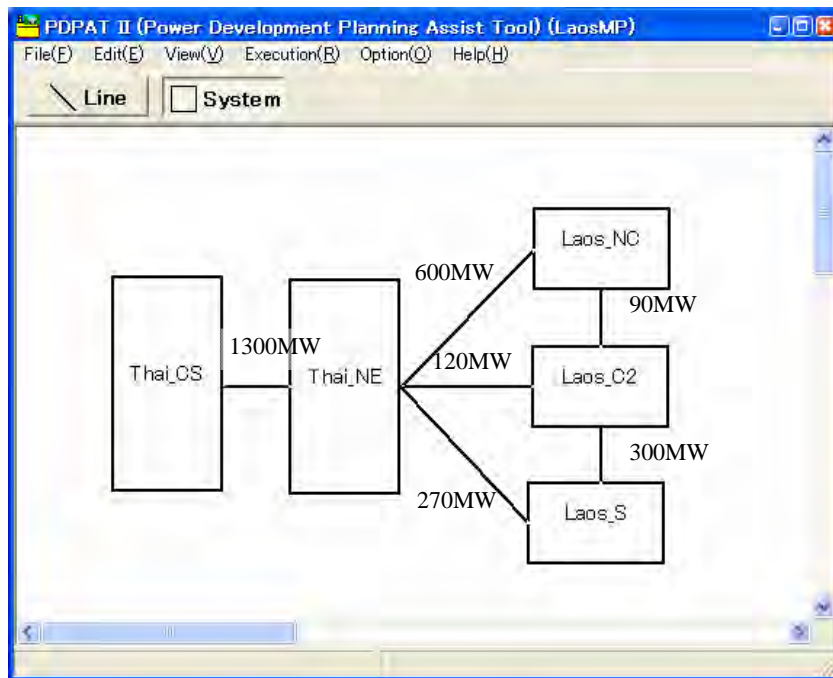


図 9.3-1 連系系統構成(2030年)

**(4) 連系送電線のロス**

連系送電線の送電ロス既存の系統解析結果ならびにEDLの既設115kV運用経験に基づき、以下のとおり仮定した。

- 115 kV: 4.2% = (8% x 1/2 + 4% x 1/2) x 0.7  
 Rainy season peak: 8%  
 Dry season peak: 4%



Loss factor: 70%

- 230 kV and 500 kV: 2 - 3%

### 9.3.2 詳細需給シミュレーションの検討ケースの設定

詳細需給シミュレーションでは、既存の電源開発計画に基づき 2020 年、2030 年の断面での需給状況のシミュレーションを行い、2030 年の想定需要を満たすために必要な追加開発分について検討シナリオを設定。

長期的には、ラオス国内需要はラオス国内電源で供給することを基本とし、ラオス国内の水力開発潜在量および 1 次エネルギー潜在開発量を考慮して、最経済的な開発計画を選定するための検討シナリオを設定。

#### (1) 供給信頼度の状況

需給シミュレーション結果に基づく、2030 年の需要想定（Base Case）での供給信頼度と供給予備力との関係は図 9.3-2 のとおり。ラオスの供給信頼度基準（LOLE 24 時間）を満たすためには、56 MW の供給予備力が必要である。需給シミュレーションの結果に基づく、全体で 300 MW の供給予備力が確保できる。しかし、ラオス中央部 2 系統では連系システムによる電力融通を考慮しても 200 MW 程度の供給力不足が生じる。このため、追加的な供給力対策が必要である。

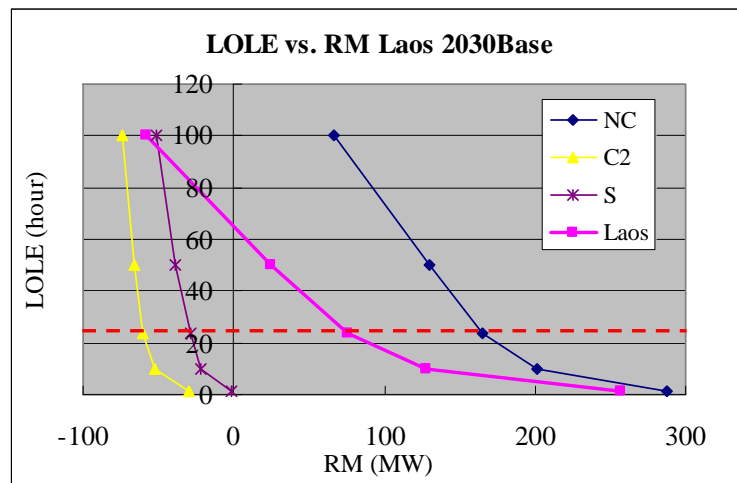


図 9.3-2 ラオス系統の供給信頼度の状況 (2030 Base Case)

#### (2) 需給バランスの状況

##### (a) 基本需要想定の場合 (Base Case)

GDP 成長率 7% を基準とした需要想定（Base Case）と既存の電源開発計画と潜在開発可能量

を考慮した電源開発計画での需給シミュレーションを実施した。その結果、2020年では供給力不足は生じない。しかし、中央部2系統においては2028年から供給力不足が生じる。なお、11月には電力融通が減るのはタイ北東部系統の火力発電所が定期検査に入るため、融通余力が無くなるため生じる。2030年での需給シミュレーション結果は図9.3-3から図9.3-5のとおり。

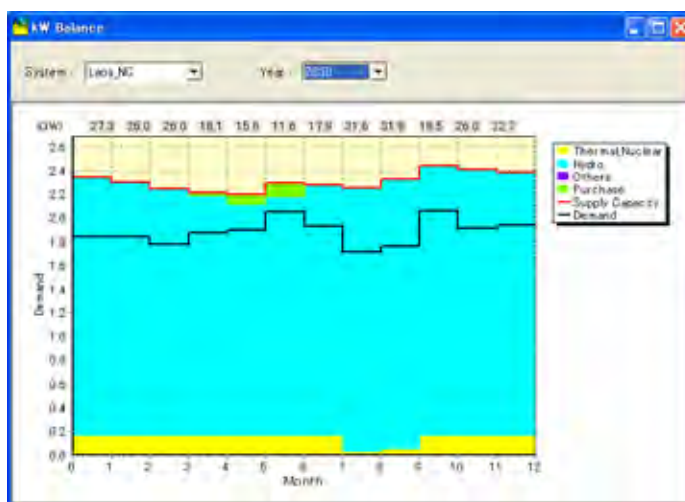


図 9.3-3 ラオス北部中央部1系統の月別需給バランス(2030 Base Case)

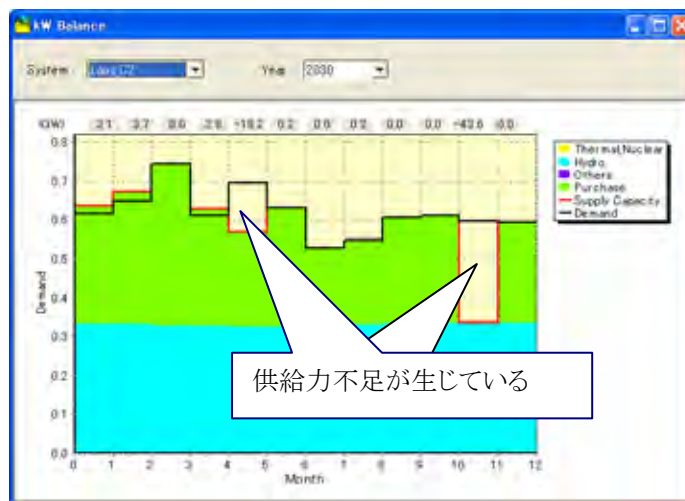


図 9.3-4 ラオス中央部2系統の月別需給バランス(2030 Base Case)

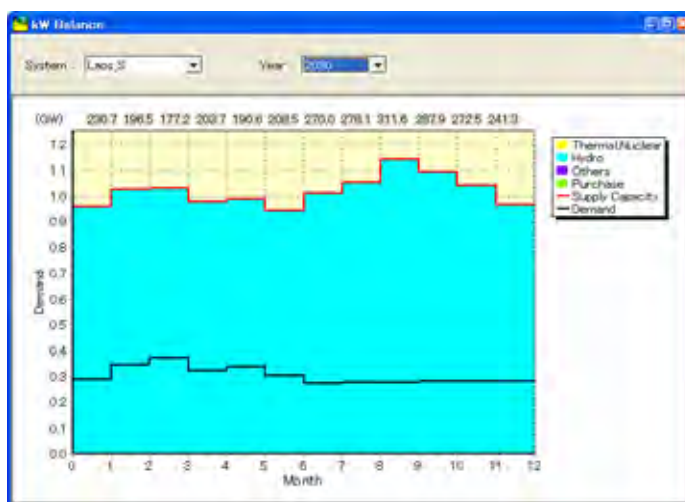


図 9.3-5 ラオス南部系統の月別需給バランス(2030 Base Case)

**(b) 高需要想定の場合(High Case)**

GDP 成長率 9% とした需要想定 (High Case) にもとづく既存の電源開発計画と潜在開発可能性を考慮した電源開発計画での需給シミュレーションを実施した。その結果、2020 年には供給力不足は生じない。しかし、2024 年には中央部 2 系統で乾季に供給力不足が生じ始める。また、北部・中央部 1 系統でも 2028 年には乾季に供給力不足が見込まれる。2030 年での需給シミュレーション結果は図 9.3-6 から図 9.3-8 のとおり。

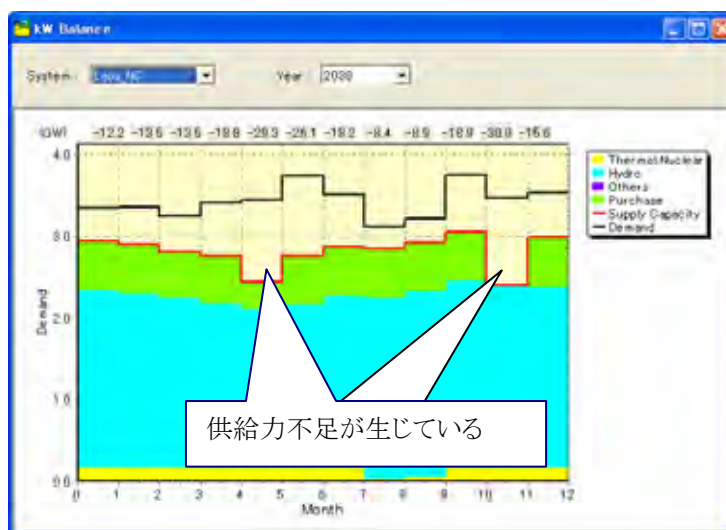


図 9.3-6 ラオス北部中央部1系統の月別需給バランス(2030 High Case)

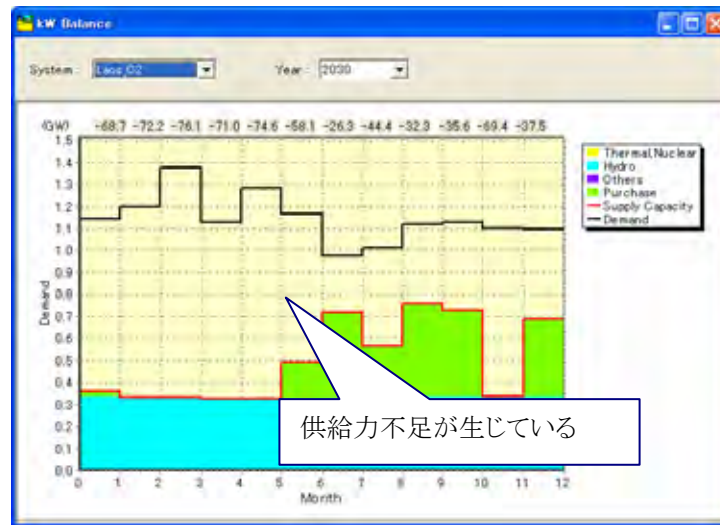


図 9.3-7 ラオス中央部 2 系統の月別需給バランス(2030 High Case)

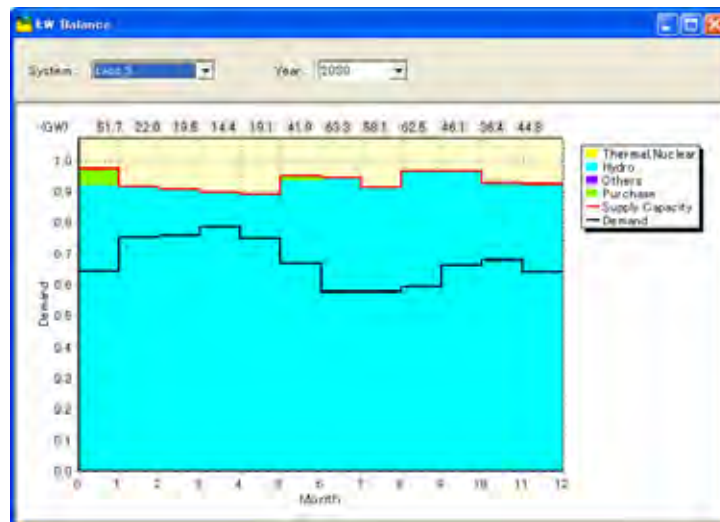


図 9.3-8 ラオス南部系統の月別需給バランス(2030 High Case)

**(c) 2030 年における需給バランス**

需給シミュレーションの結果によると、ラオス中央部 2 系統での供給力不足分解消には、需要想定の Base Case において 2030 年の乾季 5 月に 125 MW の追加開発が必要となる。高需要時には、北部・中央部 1 系統および中央部 2 系統で通年での供給力不足が生じる。北部・中央部 1 系統で 1000 MW、中央部 2 系統で 900 MW の追加開発が必要であり、合計 1,900 MW の追加電源が必要となる。各系統とも乾季の供給力不足に対応した電源の開発が必要である。水力発電は乾季には雨期の 3 分の 1 程度の出力に減少することから、乾季の供給力の 3 倍の設備を開発する必要がある。

**(3) 一次エネルギー潜在開発量の状況****(a) 水力開発可能性**

前述の輸出用水力電力開発可能量によると 13,669 MW の追加開発が可能であり、北部系統が多い。中央部2系統および南部系統に接続できる水力発電開発可能量は表9.3-4のとおり。

表 9.3-4 ラオス南部水力開発可能量

Project	Estimated Capacity (MW)	COD
Sekong 4	300	TBD
Sekong 5	330	TBD
Xe Pian/XeNamnoy	390	2015
Nam Kong 1	75	2012
Xekaman 4	220	TBD
Xe Pone 3	100	TBD
Latsua (Mekong)	686	TBD
Donsahong	240	2015
Total	2,341	

DOE によると、これらプロジェクトは輸出先が決定したものが多く、現在、販売先が決定していないものは 320 MW 分だけである。これに加えて Houay Ho 水力(216 MW)は 2024 年に PPA 契約が終了し BOT スキームによりラオス側に引き渡される。したがって、2030 年にラオス中央部 2 系統に活用できる水力開発可能量は合計 536 MW である。

**(b) 石炭開発可能性**

ラオス鉱山エネルギー省電力局の資料によると、ラオス国内の石炭潜在開発量は表 9.3-5 のとおり。

表 9.3-5 ラオス石炭賦存量

No.	Anthracite	Location	C1 (Tons)	C2 (Tons)	P (Tons)	Total(Tons)
1	B. Vang ky,	Vientiane	—	—	400,000	400,000
2	B. Bo Cham	Vientiane	2,010,000	2,144,000	4,000,000	8,154,000
3	B. Nam Thom	Vientiane	—	—	400,000	400,000
4	B. Vangmieng	Xienkhang	830,000	1,310,000	—	2,140,000
5	B. Chakheun	Saravan	—	92,000	27,890,000	27,982,000
6	Phongsaly	Phongsaly	—	—	24,500,000	24,500,000
	Total:		2,840,000	3,546,000	57,190,500	63,576,500
	Lignite	Location	C1 (Tons)	C2 (Tons)	P (Tons)	Total (Tons)
1	Kanpanieng	Xiengkhang	—	2,526,413	—	2,526,413
2	B. Mouangpan	Xiengkhuang	35,837,536	13,910,771	—	49,748,307
3	Hongsa	Xayaboury	505,825,339	5,200,000	—	511,025,339
4	Viengpoukha	Luangnamtha	12,727,356	—	—	12,727,356
5	B. Nam Ngeu	Oudomxay	—	510,000	—	510,000
6	B. Ai	Oudomxay	—	—	115,450	115,450
	Total:		554,390,231	22,147,184	115,450	576,652,865

(出典：DOE)

石炭は主に北部に賦存している。ラオス中央部 2 系統地域としては、Saravan に未確定ではあるが無煙炭の潜在開発量がある。概算の発電可能量は潜在量を除いても 6,000 kcal/kg とし

て、450 MW の石炭火力発電所（熱効率 30%）を 70%利用率で 20 年間運転できる。無煙炭は良質な石炭であり、ラオス政府としては発電用ではなく輸出用として外貨獲得に使用したい意向である。

● 石炭火力発電所の燃料使用量

<年間発電量>（設備利用率 70%）

$$450 \text{ (MW)} \times 8,760 \text{ (hour)} \times 0.7 = 2,759.4 \text{ (GWh/year)}$$

<年間燃料使用量>（発電効率 30%、石炭熱量 6000kcal/kg）

$$2,759.4 \times 10^9 \text{ (kWh)} \times 860 \text{ (kcal/kWh)} \div 0.3 = 7,910.28 \times 10^9 \text{ (kcal/year)}$$

$$7,910.28 \times 10^9 \text{ (kcal)} \div 6000 \text{ (kcal/kg)} \doteq 1,318,380 \text{ (t/year)}$$

<20 年間>

$$1,318,380 \text{ (t/year)} \times 20 \text{ (year)} = 26,367,600 \text{ (t)}$$

（B. Chakheun 鉱山の埋蔵量 27,982,000t）

#### (4) 詳細需給シミュレーション検討ケースの提案

需給バランスを見ると、南部系統を除いて乾季には供給力が低下し、タイ系統からの電力輸入に頼っていることが分かる。また、ラオス中央部 2 系統の供給力が不足しており、南部では供給力に余力がある。この状況から、ラオス中央部 2 系統とラオス南部系統との連系強化が検討ケースとして挙げられる。乾季の供給力確保策としては、隣国からの電力輸入、火力発電所の開発が挙げられる。また、ラオス中央部 2 の供給力不足対策として、Saravan 地区の石炭開発、南部系統との連系強化および既存 IPP からの電力購入、具体的には 2030 年頃に PPA 期間が終了する予定の Nam Theun2、Nam Theun Hinboun, Houay Ho のラオス系統への接続が挙げられる。

今年タイ系統からの供給が停止したことに起因するビエンチャン系統の停電が生じたことから分かるように、ピーク供給力を恒常的に隣国に頼ることは供給信頼度の低下につながる。長期的には、ラオス国内の電力はラオス国内系統で賄うことを基本として計画と策定すべきである。

これらを勘案して、検討案として以下を提案した。

(a) Saravan 石炭火力発電所（乾季供給力、ラオス中央部 2 系統供給力対策）

(b) ラオス中央部 2 系統－南部系統連系増強

(c) Houay Ho 水力（140MW）のラオス系統への接続

DOE ならびに EDL カウンターパートと協議を行い、これら検討案に基づいて詳細需給シミュレーション・シナリオを設定した。

一方、ラオス政府はラオス南部に多く賦存するボーキサイトを開発することを方針として挙

げている。大規模鉱山開発への電力供給対応策としては、南部系統の輸出用 IPP の流用、火力発電所の開発および隣国からの電力輸入検討が対応策として挙げられる。しかし、現状でボーキサイト鉱山開発計画が明確でないため、必要電力量および必要時期も明らかになっていない。

#### (d) 南部ボーキサイト鉱山供給用電源検討(IPP、隣国連系を含む)

現状での 2030 年までの南部鉱山への供給可能量と課題を明らかにする。

### 9.3.3 詳細需給シミュレーションの検討結果

今回想定した電力需要と DOE および EDL が計画している電源開発計画に基づく需給バランスの状況、ラオス国内に賦存する燃料の状況、ならびに、インタビューに基づく隣国からの電力輸入の可能性を勘案して詳細シミュレーションのシナリオを設定した。これらシナリオの必要設備増強を需給シミュレーションにより検討した。

#### (1) 石炭火力発電所新設シナリオ

2027 年から 2030 年の間に、基本需要ケースで中央部 2 系統に 450 MW の増設が必要。高需要ケースでは北部中央部 1 系統に 1,000 MW、中央部 2 系統に 900 MW の追加火力発電所が必要となる。火力を増設する場合、ユニットサイズを適切に選ぶ必要がある。ユニットサイズを大きく取ると、経済性には優れるが運用面で事故時の周波数変動が大きくなること、定期検査時に需給が逼迫することを考慮する必要がある。与えられた電力需要想定および電源開発計画に基づく需給バランスのみを考慮した場合には、ユニットサイズを 150 MW とした場合にユニットサイズが最大となった。最経済的なユニットサイズを設定するためには、オフピーク時の 1 ユニット脱落の系統周波数への影響の調査、1 台定期検査時の 1 ユニット事故時のバックアップ電源と系統の潮流状況を詳細に検討し、決定する必要がある。

表 9.3-6 2030 年までに開発が必要な火力電源

Project	Capacity(MW)	Fuel Type	COD	Location
Thermal power 1	150	Coal	2027	Saravan
Thermal power 2	150	Coal	2028	Saravan
Thermal power 3	150	Coal	2029	Saravan
Total	450			

#### (2) ラオス中央部 2 系統-南部系統連系増強

基本需要ケースでは、中央部 2 系統と南部系統間の連系容量を計画値である 300 MW から増容量しても供給信頼度に改善は見られない。(図 9.3-9参照) これは、需給が逼迫する乾季には南部の供給余力が縮小するため、30 MW を超えて連系容量を増やしても需給は緩和しない。

高需要ケースでは南部系統における供給力余剰がなくなるため、連系容量を増強しても効果が期待できない。

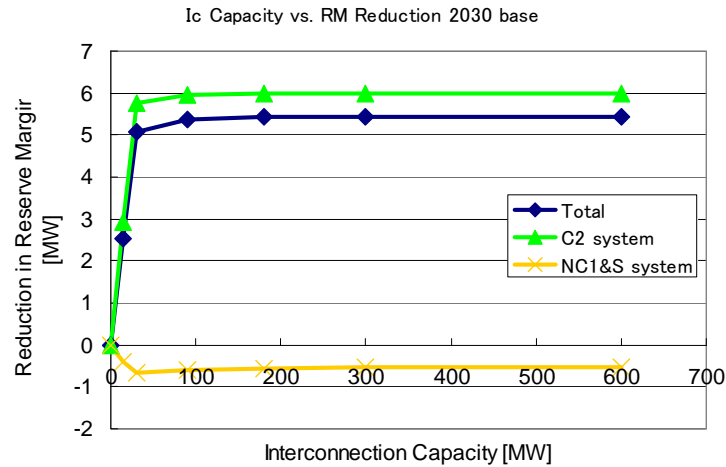


図 9.3-9 ラオス中央 2 系統とラオス南部系統の連系容量と供給予備力削減量(2030 年)

### (3) Houay Ho 水力のラオス系統接続

現在 Houay Ho 水力(140 MW)が 230 kV 送電線により EGAT 系統に接続している。本シナリオでは、追加水力開発量 536 MW 分に加えて、HouayHo 水力を南部系統に接続するとき 230 kV 送電線を連系線として活用できる。しかし、2030 年におけるタイの需要想定および開発計画が定かではないため定量的な把握は現時点では困難である。また、ラオスの電力開発政策として、将来的には自国内で需給バランスを取ることを基本政策としている。これらから、高需要時の対応オプションとして検討しておくことが適当である。

### (4) 南部ポーキサイト鉱山需要(SLACO)供給

これまでのシナリオ検討から、基本需要ケースでの国内の需要に対応した上に追加で大型需要家に供給するためには、追加の火力発電所開発または電力輸入しか方法はない。火力発電所新設の場合には、電力による燃料需要だけでなくラオス国産業振興政策に合致した長期エネルギー需給バランスの見地から効率的な設備形成が必要である。すなわち、燃料輸入には外貨が必要であり、その外貨を生み出す産業に必要なエネルギーとの燃料インフラ整備をラオス国経済の収支を考慮して決める必要がある。

## 9.4 電源開発計画上の提言

### (1) エネルギー・マスタープランの策定

電力需要の増加に伴い、2030 年近辺では 500 MW 規模の大型の電力開発が必要となる。水力開発で賄う場合には乾季の出力低下の影響から、乾季の必要供給力の 3~5 倍の設備を開発する必要がある。しかし、雨期には出力余剰が生じるため、溢水を生じ経済性が成り立たなくなる恐れがある。このため、乾季の供給力として火力発電を導入することが経済的であると考えられる。しかし、ラオス国は燃料輸入のインフラが未整備であり、電力開発でイン



フラ整備を行い、その費用を電気料金でラオス国民が負担することが国民経済的に見て最適かどうか、国土開発家計画および産業振興政策との整合を図った上で決定する必要があるため、ラオス政府はエネルギー・マスタープランを策定する必要がある。

## (2) 乾期の電力供給力の開発

中央部系統は国土開発政策に基づく道路、橋などの交通インフラが整備される。このため、電力需要も増加する。しかし、経済的な水力地点は輸出用として開発されており、PPA の条件から 2035 年以降の国内向け活用となる。また、乾季の水力出力減に対応するための経済的な電源を開発する必要がある。ラオス国内に賦存する一次エネルギーの有効活用およびエネルギー・マスタープランの観点から、最経済的な燃料種別による火力発電所の FS を行う必要がある。また、現状、ラオス国においては、火力発電所の 대기および水質に関する環境保全基準が未整備であり、この点からも支援が必要と考えられる。

## (3) 輸出水力発電の国内適用のための系統整備および運用方法の確立

現状、輸出用の発電所はタイおよびベトナムの系統に直接に接続されており、ラオス系統と接続しているのは、Nam Nugum 1 のほかは小水力である。このため、PPA 期間が終了しラオス国に発電設備が移譲された場合、ラオス系統に接続するための系統を整備する必要がある。また、これらを最経済的に安定に運用するための体制整備および能力向上が欠かせないと考えられる。

## 9.5 予備的な系統計画

ラオス国は水力発電が中心であり、かつ発電所の立地点は地域間でばらつきがある。また乾季には水力発電所の出力が低下するが電力需要は減らない。このため、乾季に電力が不足する地域へ十分に送電を行えるように送電線の規模を検討する。また、雨季の豊富な水力発電力を輸出に十分に活用できるように送電線の規模を検討する。このため、予備的な系統計画として雨季・乾季の需給バランスを地域別に検討し、各地域間で必要となる送電能力を推定した。

### 9.5.1 県別需給バランス

2020 年の電源開発計画、115/22 kV 変電所の位置と需要および特殊需要を県別に展開し、雨季・乾季の電力の需給バランスを県毎に確認した。結果を図 9.5-1 に示す。各県を示す丸の中の数値は余剰電力の場合を正、不足電力の場合を赤字の負で示し、単位は MW である。

北東部の Houaphanh, Luangprabang, Xiengkhuang および Bolikhamxay からビエンチャン方面へ 940 MW、タイへ 90 MW 程度を送電し、ビエンチャンからタイへ 740 MW を送電できる発電余力が生じる。このため、Luangprabang および Xiengkhuang からビエンチャン 方面へ新たに送電線が必要になると考えられる。

北西部の Bokeo および Xayabouly からタイへ 130 MW 程度を送電できる発電余力が生じる。

これは既に計画されている Bokeo および Xayabouly からタイへの連系線を使用し送電可能である。

南部の Saravan、Sekong、Champasak、および Attapeu から、中央部の Khammouan および Savannakhet へ 170 MW を送電し、タイへ 460 MW 程度を輸出できる発電余力が生じる。南部から中央部への送電は、第8章で検討した最優先プロジェクトにて送電可能な量である。しかし、タイへの輸出には連系線の増強が必要である。

乾季では雨季に対応できる上述の系統で送電可能である。

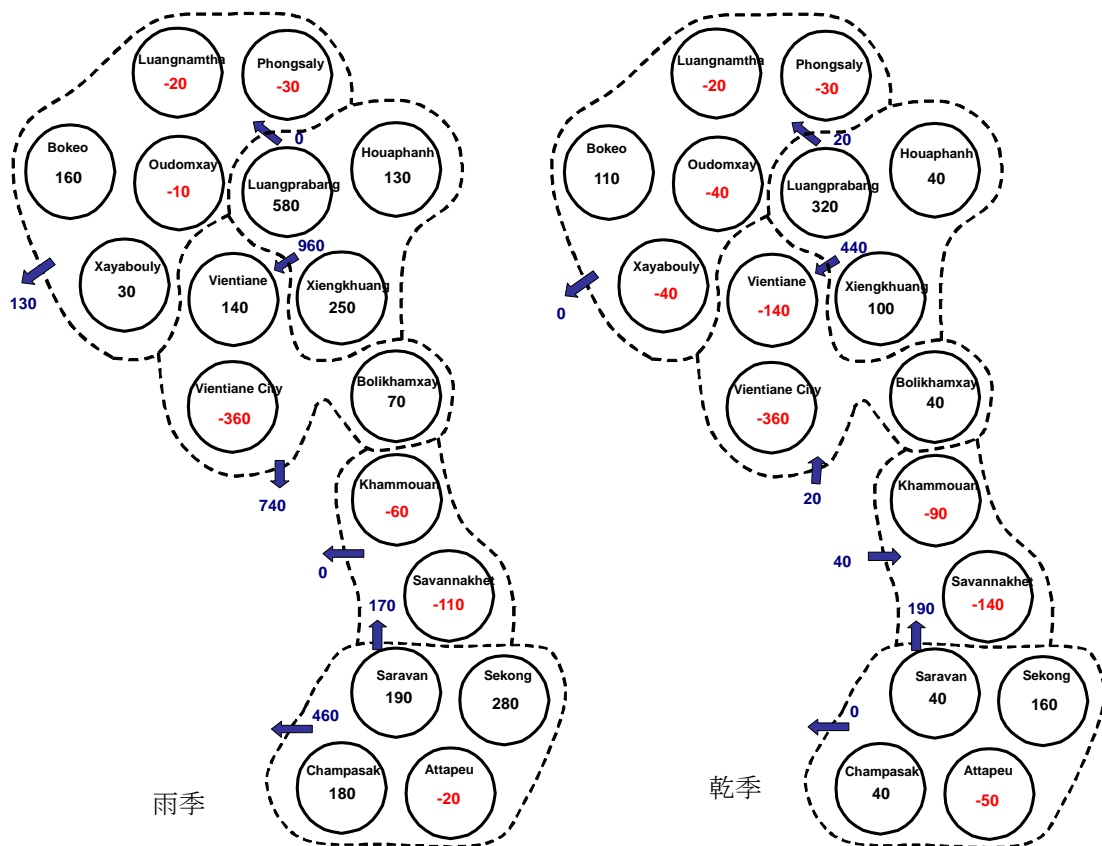


図 9.5-1 2020 年のピーク需要時の県別の需給バランス

### 9.5.2 2020 年までの予備的な系統計画

2020 年までにさらに必要となる送電線は、以下が候補となる。

- Luangprabang もしくは Xiengkhuang からビエンチャンへ 900-1000 MW 程度の送電容量を確保できる送電線
  - このために既に計画されている Luangprabang からビエンチャンへの 230 kV 2 回線

に加え、Xiengkuang 方面からビエンチャンへの 230 kV 2 回線が必要となる。

- ビエンチャンからタイへの連系線の増強
  - 北部の余剰電力をタイへ輸出するために、ビエンチャンからタイへの連系線の回線数の増加が必要となる<sup>1</sup>。
- 南部からタイへの連系線の増強
  - 南部の余剰電力をタイへ輸出するために、南部からタイへの連系線の回線数の増加が必要となる<sup>2</sup>。
- 新設される特殊需要および 115/22 kV 変電所への送電線
- 新設される発電所からメイン系統への送電線

### 9.5.3 2030年までの予備的な系統計画

2030年までにさらに必要となる送電線は、以下が候補となる。

- Saravan 火力から Savanhakhet、Kammoun 方面へ 200-400 MW 程度の送電容量を確保できる送電線
  - このため、Saravan 方面から中央部 2 系統へ 230 kV 2 回線が必要となる。

## 9.6 2020年の系統解析

本節では、2016年のEDLによるPDPをベースとし、その後需要増加、電源開発の進展、タイとの間の電力輸出入量の増加に対応すべき系統について、7.4.3節の基本的な技術基準および検討条件と同一条件の下、9.5節の予備的な系統計画の結果を踏まえ、2020年までに開発予定の国内供給用発電所と各需要地を接続する将来送電系統を検討し、これについて系統解析を実施した。

### 9.6.1 電力潮流・電圧解析

ここでは、2020年時点の乾季・雨季における設備健全時および単一設備事故時の潮流・電圧解析を実施した。

#### (1) 解析実施上の仮定条件

解析実施上の仮定条件は次の通りである。

---

1 Phonetong-Thanaleng 間は 115 kV 1 回線を加え 3 回線とするが、既設のルートは 2 回線鉄塔で建設されているため、FS 実施時に工事方法について詳細に検討を行う必要がある。

2 Ban Jiangxai-Sirindon 間は 115 kV 4 回線とするが、回線数が増加するため施工面での困難が予想される場合には、回線数が少なくすむ 230 kV の採用の検討も FS 実施時に行う必要がある。

- 各変電所における負荷は、乾季・雨季共にピーク負荷を仮定した。
- 新設発電所については、2009年6月11日にJICA調査団とEDLの間で合意されたMOMのAnnex D: Estimated Generation in Dry Season and Dry year にリストアップされた発電所データを用いた。
- 各発電所（既設・新設）の乾季出力について、既知のものについては同Annex Dに記載の値を採用した。また、データ不明については、貯水池タイプのもは、設備容量の70%、流れ込みタイプのもは、設備容量の30%と仮定した。
- 雨季については、安定度計算が発散しない最大限の発電機出力として、全発電機の出力合計値が設備容量合計値の93.9%に当たる出力とした。
- 各変電所の母線電圧を系統計画基準で規定する範囲内に維持するため、並列コンデンサを必要量導入した。
- Hongsa 変電所の500/115 kV変圧器はEGATからの電力輸入専用（最大100 MW）のため、雨季にラオス国内で発生する余剰電力が輸出される方向に潮流が流れないように、Hongsa 変電所115 kV側母線に位相調整器を導入し、位相角調整によって潮流を制御した。（乾季：位相角 $19.29^\circ$ 、雨季： $-39.55^\circ$ ）

## (2) 解析結果(乾季)

### (a) 設備健全時

設備健全時の潮流は図9.6-1(a)、(b)（詳細潮流図は付録9.6-1を参照）の通りであり、過負荷や電圧異常は生じない。

### (b) 単一設備事故時

単一設備事故時にも、過負荷や電圧異常は生じない。ただし、EGAT系統の一部に過負荷が生じる他、AN、SS、YT、RE2（各115 kV）、YT、UD3、RE2（各230 kV）母線で電圧上昇（1.05 p.uより大きい）が生じる。

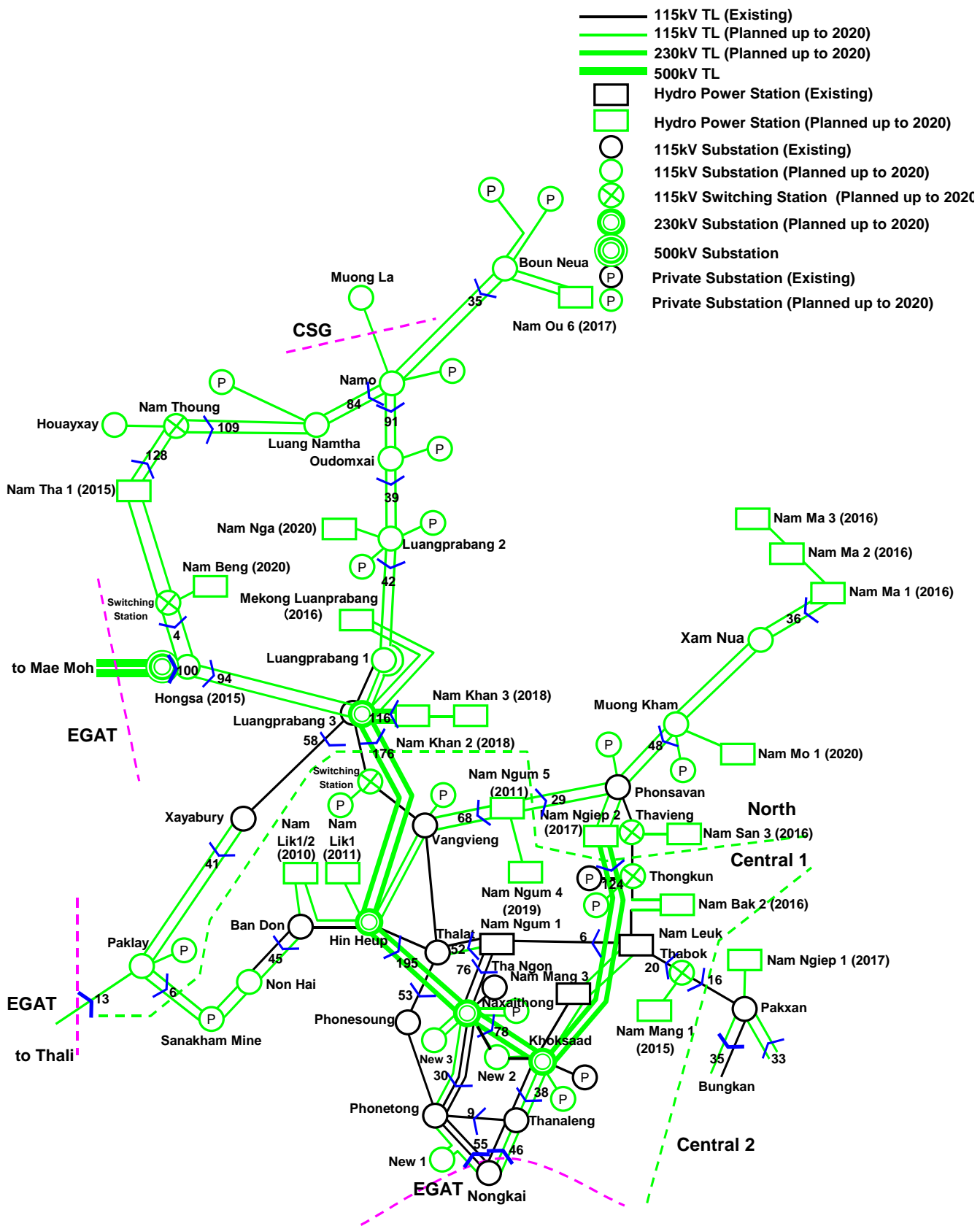


図 9.6-1(a) 潮流図 2020年乾季:北部および中央部1地域

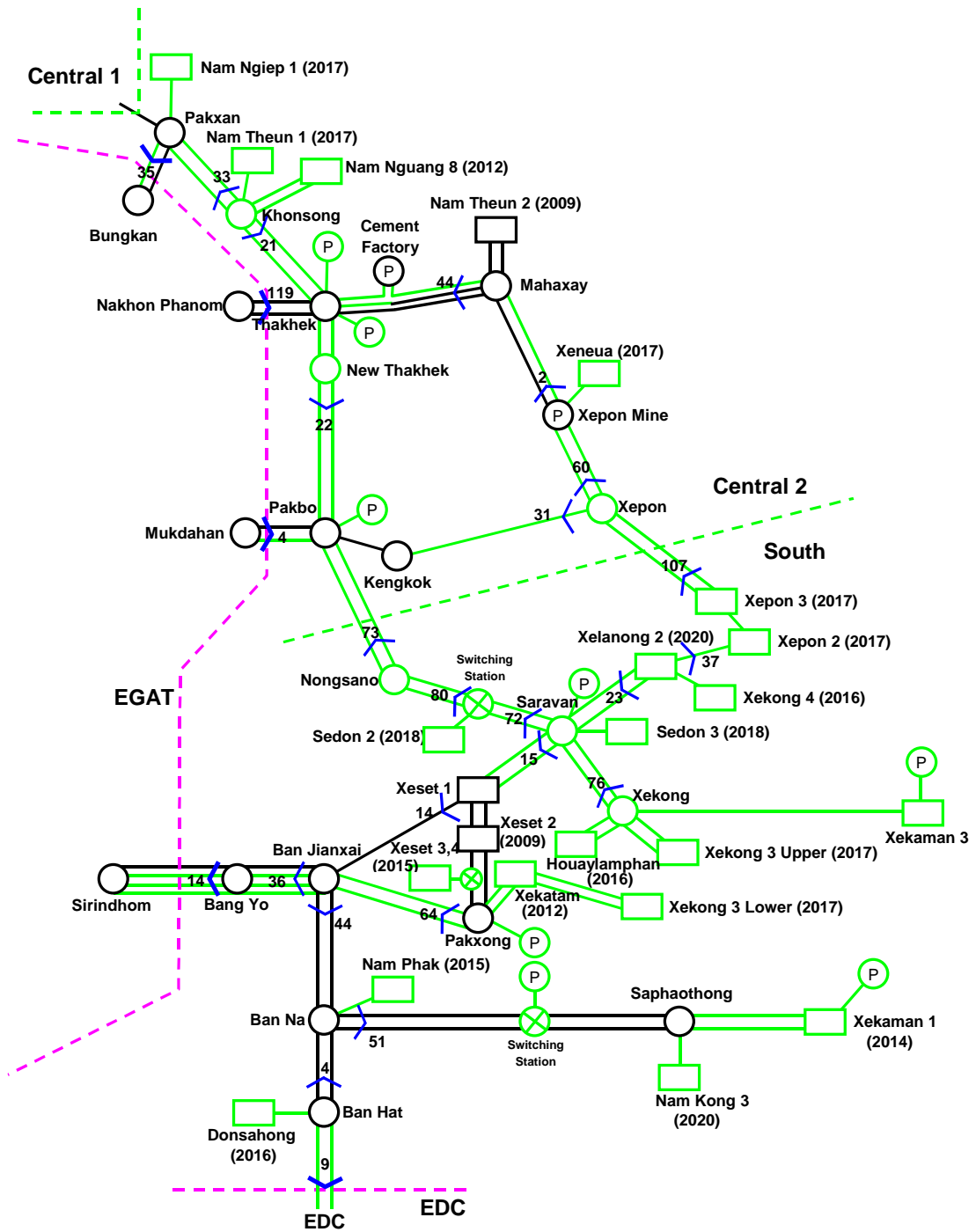


図 9.6-1(b) 潮流図 2020 年乾季: 中央部 2 および南部地域

(3) 解析結果（雨季）

(a) 設備健全時

設備健全時の潮流は図 9.6-2(a)、(b)（詳細潮流図は付録 9.6-1 を参照）の通りであり、過負荷や電圧異常は生じない。

(b) 単一設備事故時

単一設備事故時の潮流・電圧解析結果は表 9.6-1 の通りである。Hongsa 変電所～新開閉所間、Phonetong 変電所～New 1 変電所間、Khoksaad 変電所～Thanaleng 変電所間の 115 kV 送電線 1 回線事故時の残回線の過負荷は、雨季の発電機出力が設備容量合計値の平均 93.9%と高稼働率となっていることによる大量の余剰電力が EGAT 系統へ輸出されることによるものである。このため、過負荷解消のためには、当該区間における回線数増加、或いは送電容量の大きい電線への張替えといった対策が必要となる。また、雨季における発電機の運用方法については更なる検討が必要と考えられる。

表 9.6-1 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果(2020 年、雨季)

事故箇所				解析結果			
起点		終点		番線	問題点	問題発生箇所	
発電所名	KV	発電所名	KV				
Hongsa	115	Switching Station	115	1	過負荷	From Hongsa	115kV To Switching Station 115kV ckt 2
Hongsa	115	Switching Station	115	2	過負荷	From Hongsa	115kV To Switching Station 115kV ckt 1
Phonetong	115	New 1	115	1	過負荷	From Phonetong	115kV To New 1 115kV ckt 2
Phonetong	115	New 1	115	2	過負荷	From Phonetong	115kV To New 1 115kV ckt 1
Khoksaad	115	Thanaleng	115	1	過負荷	From Khoksaad	115kV To Thanaleng 115kV ckt 2
Khoksaad	115	Thanaleng	115	1	過負荷	From Khoksaad	115kV To Thanaleng 115kV ckt 3
Khoksaad	115	Thanaleng	115	2	過負荷	From Khoksaad	115kV To Thanaleng 115kV ckt 1
Khoksaad	115	Thanaleng	115	2	過負荷	From Khoksaad	115kV To Thanaleng 115kV ckt 3
Khoksaad	115	Thanaleng	115	3	過負荷	From Khoksaad	115kV To Thanaleng 115kV ckt 1
Khoksaad	115	Thanaleng	115	3	過負荷	From Khoksaad	115kV To Thanaleng 115kV ckt 2

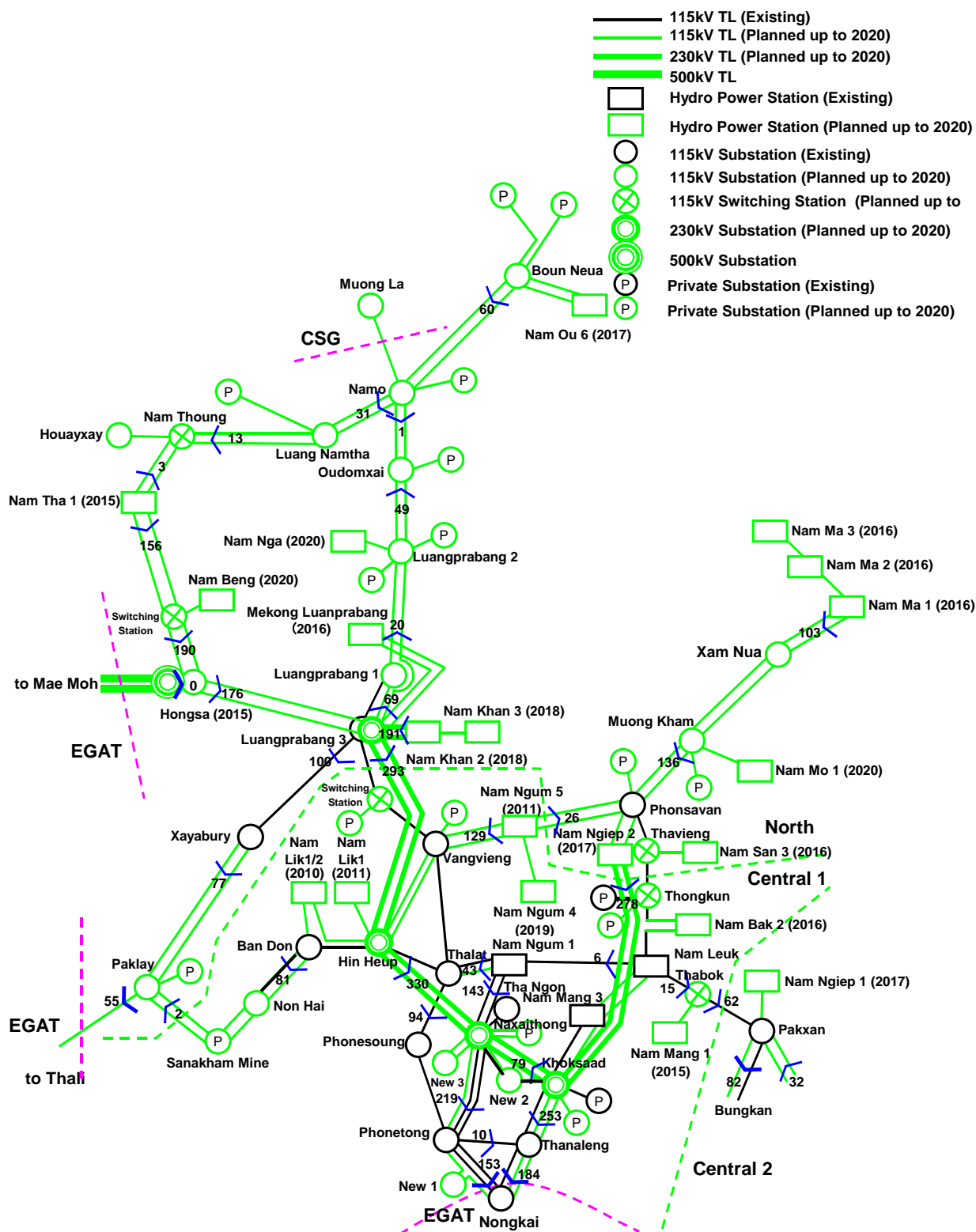


図 9.6-2(a) 潮流図 2020 年雨季: 北部および中央部 1 地域





#### (4) Hongsa Lignite の位相調整器の運用

上記の検討では、前述の通り各変電所における負荷がピーク負荷の1断面について電力潮流解析を行っており、Hongsa 変電所における位相調整器の位相角もその潮流条件下で条件を満足する値に設定している。しかしながら、実際の系統運用においては、負荷および発電機出力が時々刻々変化するため、位相角の調整もそれに応じて連続的に行われる必要がある。そのため、位相調整器の位相角制御範囲およびその制御方法については更なる検討が必要と考えられる。

#### 9.6.2 送電ロス

表 9.6-2 に、2020 年断面における乾季、雨季のラオス国内供給系統全体（電力輸出用系統を除く）の送電ロス計算結果を示す。なお、年間エネルギー損失の算出に当たっては、8.8.3 節の送電ロスと同一の仮定条件（ラオス系統全体の年負荷率：0.7、高圧の長期限界費用：0.0407 USD/kWh）および計算方法を用いた。

表 9.6-2 ラオス国内供給系統全体の送電ロス

乾季/雨季	kWロス [MW]	年間エネルギー損失 [MWh]	年間エネルギー損失 [million USD]
乾季	70	339,100	13.8
雨季	201	975,154	39.7

#### 9.6.3 短絡電流解析

2020 年におけるラオス国内電力系統の最大 3 相短絡電流の計算を行った。最大 3 相短絡電流値とその発生箇所は、表 9.6-3 の通りであり、許容最大事故電流以下となっている。

表 9.6-3 最大 3 相短絡電流値と発生箇所

年	230kV 母線	115kV 母線	22kV 母線
2020	22.1kA Ban Sok SS	15.3kA Naxaithong SS	23.7kA Phonetong SS
許容事故電流最大値	40-50kA	25-31.5kA	25-31.5kA

#### 9.6.4 概略安定度評価

2020 年におけるラオス国内電力系統の安定度解析を行った。

##### (1) 検討ケース

安定度解析の検討ケースを表 9.6-4 に示す。想定した事故区間としては、北部・中央部 1 地域における典型的な重潮流区間および中央部 2・南部地域間の連系線を考慮した。

表 9.6-4 安定度解析の検討ケース

乾季/雨季	ケース	事故区間 (1cct)		
乾季	ST-D1	Saravan	-	Nongsano
	ST-D2	Xepon 3	-	Xepon
	ST-D3	Phonsavan	-	Nam Ngiep 2
	ST-D4	Hongsa	-	Nam Tha 1
雨季	ST-W1	Saravan	-	Nongsano
	ST-W2	Xepon 3	-	Xepon
	ST-W3	Phonsavan	-	Nam Ngiep 2
	ST-W4	Hongsa	-	Nam Tha 1
事故シーケンス	0ms	1回線3相短絡事故		
	140ms	事故除去(1回線開放)		
	10s	計算終了		

## (2) 解析条件

以下の条件の下で安定度解析を実施した。

- 発電機モデルについては、8.8.5 節の概略安定度評価と同様、EDL から提供されたデータの使用を基本とし、モデルが不明のものについては、表 8.8-9 に示した突極機モデル（2020年までに計画の国内供給用発電所は全て水力発電所のため）を適用した。
- 計画発電機の励磁系モデルとしては、8.8.5 節の概略安定度評価と同様、表 8.8-10 に示した単純モデル（SEXs）を適用した。
- 設備容量が 60MW 以上の規模の表 9.6-5 に示す発電機については系統安定化装置（PSS）および调速機（ガバナ）の適用を仮定した。使用した PSS のモデルは表 8.8-12 に示した IEEEEST モデルである。また、ガバナのモデルは表 9.6-6 に示す HYGov モデルを使用した。ただし、設備容量 60MW 以上の既設発電所で PSS およびガバナを使用していないことが、あらかじめ分かっている箇所については実態通りとした。
- Hongsa 変電所における位相調整器（Phase Shifter）の位相角は事故の前後で不変とする。

表 9.6-5 PSS およびガバナを適用した発電機

Power Plant	Inst. Cap (MW)	PSS	GOV	Comm. Year
Nam Ngum 1	155.0		Y	1971
Nam Leuk	60.0		Y	2000
Nam Mang 3	40.0		Y	2005
Nam Theun 2	75.0	Y	Y	2009
Xeset 2	76.0	Y	Y	2009
Nam Lik 1/2	100.0	Y	Y	2010
Nam Lik 1	60.0	Y		2011
Nam Ngum 5	120.0	Y	Y	2011
Nam Nguang 8 (Theun Hinbun Ext)	60.0	Y	Y	2012
Nam Tha 1	168.0	Y		2012
Xekatom	61.0	Y	Y	2012
Hongsa Lignite TPP (Local)	100.0	Y		2015
Nam Bak 2	80.0	Y	Y	2016
Nam Ma1	60.0	Y	Y	2016
Mekong Luangprabang	140.0	Y		2016
Houaylamphan	86.7	Y		2016
Donsahong	60.0		Y	2016
Xekong 4	70.0	Y		2016
Nam Ou 6 (Local)	90.0	Y		2017
Nam Ngiep 2	180.0	Y	Y	2017
Xekong 3 (Upper)	152.0	Y	Y	2017
Xekong 3 (Lower)	96.0	Y	Y	2017
Xepon 3 (Upstream)	70.0	Y		2017
Nam Khan 2	145.0	Y	Y	2018
Nam Khan 3	66.0	Y		2018
Nam Nga	60.0	Y		2020
Nam Mo1	60.0	Y	Y	2020

\*Y: 適用, 黄色ハイライト: 既設発電所

表 9.6-6 ガバナモデル:HYGOV

R	r	Tr	Tf	Tg	VELM
0.05	0.075	8	0.05	0.5	0.2
0.04	0.35	6.5	0.05	0.2	0.083
GMAX	GMIN	TW	At	Dturb	qNL
1	0	1.3	1.1	0	0.08
1	0	2.21	1.11	0.5	0.1

### (3) 解析結果

表 9.6-4 の各検討ケースについての安定度解析結果を表 9.6-7 に示す。また、各ケース (ST-D1 ~D4、ST-W1~W4) の動揺波形を付録 9.6-2 に示す。

2020 年断面では、乾季・雨季共に、北部・中央部 1 地域間の主要な重潮流区間および中央部 2 地域と南部地域間の連系線の 1 回線事故という過酷な状態においても安定して運用できることが確認された。

表 9.6-7 安定度解析結果

乾季/雨季	ケース	事故区間 (1cct)			判定
乾季	ST-D1	Saravan	-	Nongsano	安定
	ST-D2	Xepon 3	-	Xepon	安定
	ST-D3	Phonsavan	-	Nam Ngiep 2	安定
	ST-D4	Hongsa	-	Nam Tha 1	安定
雨季	ST-W1	Saravan	-	Nongsano	安定
	ST-W2	Xepon 3	-	Xepon	安定
	ST-W3	Phonsavan	-	Nam Ngiep 2	安定
	ST-W4	Hongsa	-	Nam Tha 1	安定

### 9.7 2030年の基幹送電網の系統解析

2030年断面においては、鉱工業、商業等の大規模需要の規模および立地点に関するデータがなく、特殊需要家の変電所からEDL系統へ接続される115kV系統を構成することが困難であることから、需要想定計算により求められた北部、中央部1、中央部2、南部の4地域別の特殊需要合計値を各地域の中心の変電所に1つの負荷として配置し、地域間を連系する230kV基幹送電系統を構成した場合の概略系統安定度を確認した。2030年断面の送電系統図を図9.7-1(a)および9.7-1(b)に示す。

なお、115kV送電系統については、発電所新設に伴う電源送電線を除き、上記の理由により構成が困難であることから、2020年断面のものを参考として灰色で記載している。

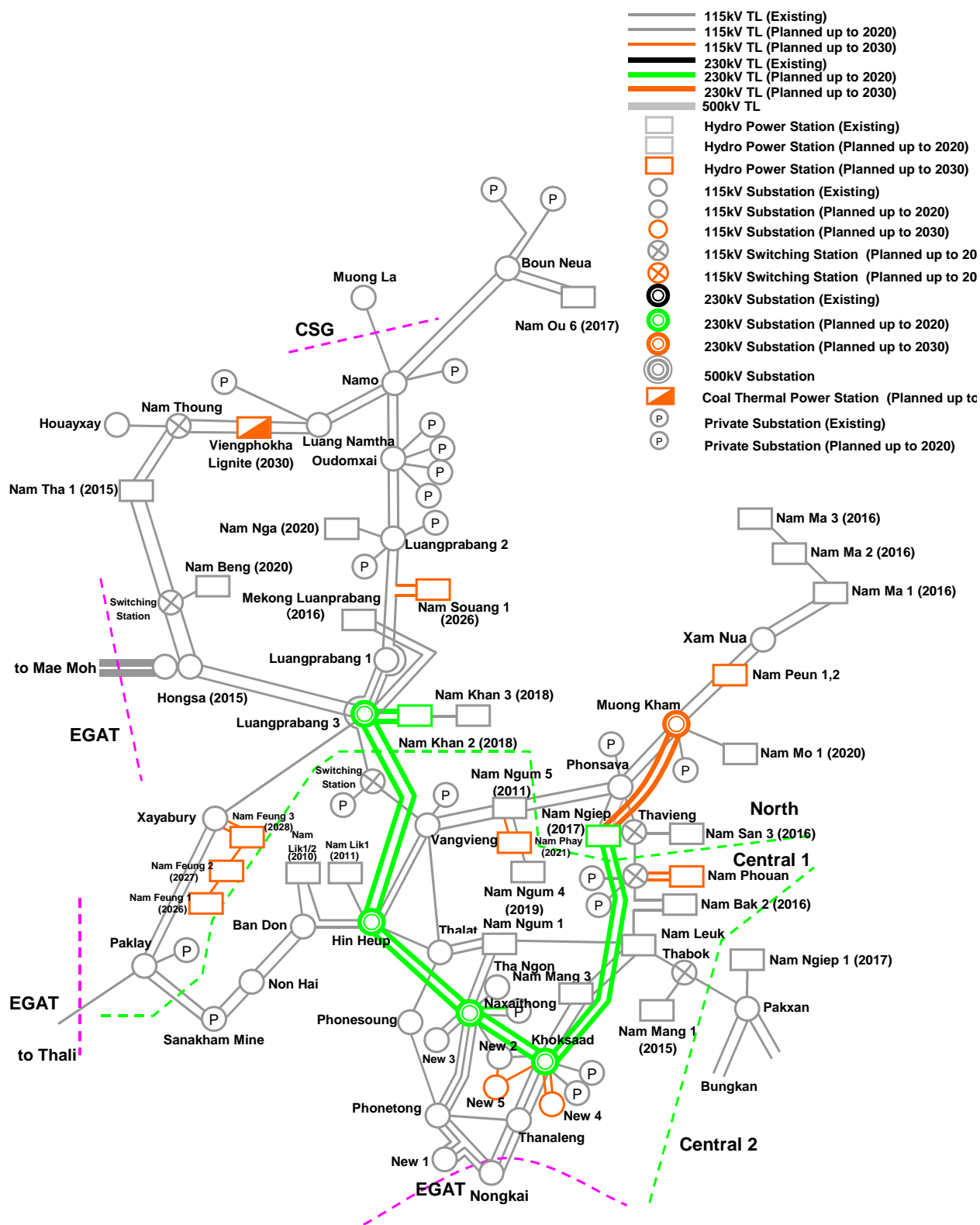


図 9.7-1 (a) 2030 年における送電系統(北部および中央部 1 地域)

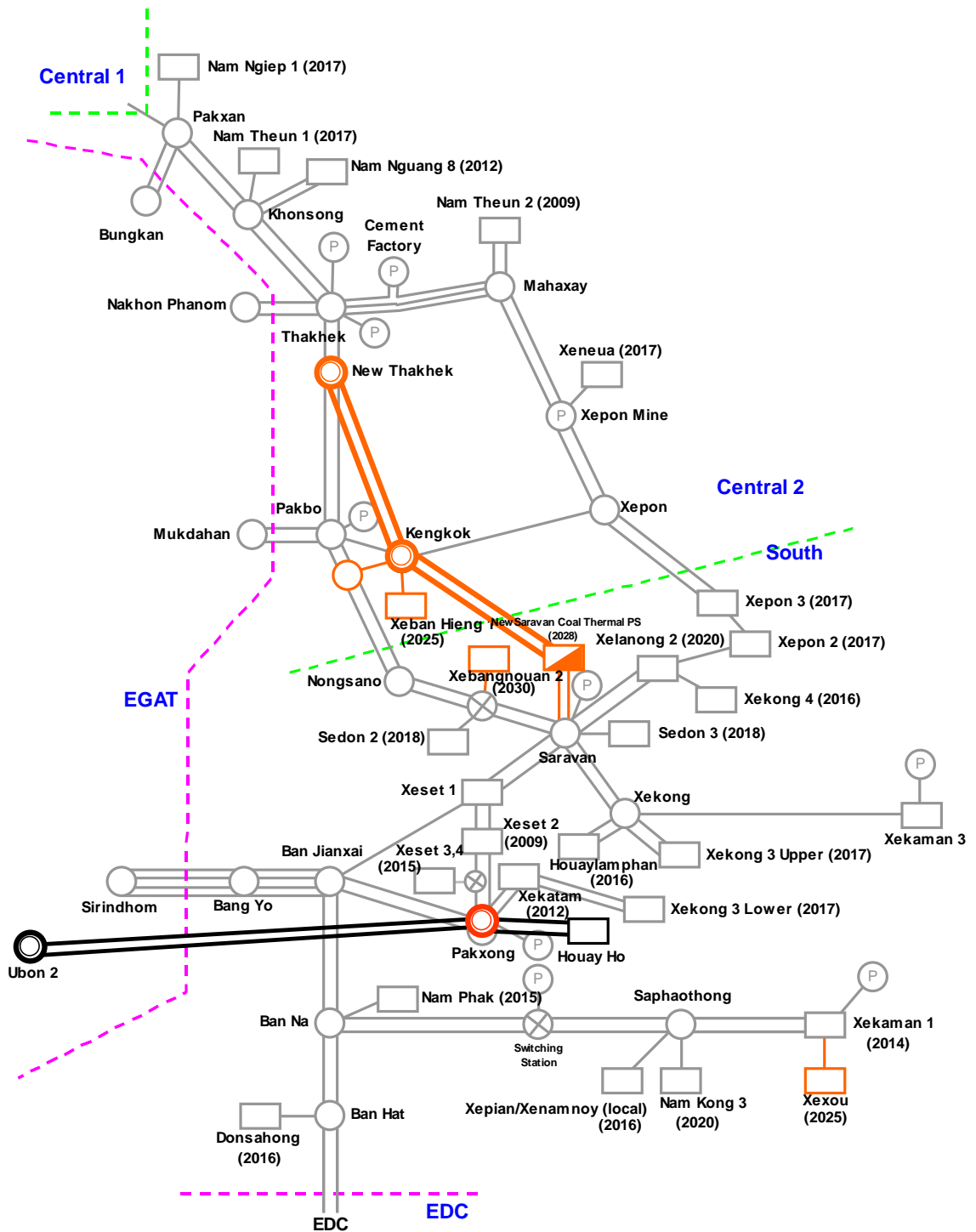


図 9.7-1 (b) 2030 年における送電系統(中央部 2 および南部地域)

(1) 検討ケース

安定度解析の検討ケースを表 9.7-1 に示す。想定した事故区間としては、230 kV 送電線の北部・中央部 1 地域における典型的な重潮流区間および中央部 2・南部地域間の連系線を考慮した。

表 9.7-1 安定度解析の検討ケース

乾季/雨季	ケース	事故区間 (1cct)		
乾季	ST-D1-30	New Saravan Coal Thermal P/S	-	Kengkok
	ST-D2-30	Nam Ngiep 2	-	Khoksaad
	ST-D3-30	Luangprabang 3	-	Hin Heup
雨期	ST-W1-30	New Saravan Coal Thermal P/S	-	Kengkok
	ST-W2-30	Nam Ngiep 2	-	Khoksaad
	ST-W3-30	Luangprabang 3	-	Hin Heup
事故シーケンス	0ms	1回線3相短絡事故		
	100ms	事故除去(1回線開放)		
	10s	計算終了		

(2) 解析条件

以下の条件の下で安定度解析を実施した。

- 発電機モデルについては、8.8.5 節の概略安定度評価と同様、EDL から提供されたデータの使用を基本とし、モデルが不明のものについては、表 8.8-9 に示した突極機モデル（水力発電所）および表 9.7-2 に示す円筒機モデル（火力発電所）を適用した。また各定数は EGAT 系統における同程度の設備容量の発電機の値を適用した。
- 計画発電機の励磁系モデルとしては、8.8.5 節の概略安定度評価、9.6.4 節の概略安定度評価と同様、表 8.8-10 に示した単純モデル（SEXS）を適用した。
- 設備容量が 60MW 以上の規模の表 9.7-3 に示す発電機については、系統安定化装置（PSS）および调速機（ガバナ）の適用を仮定した。PSS のモデルおよびガバナのモデルは 9.6.4 概略安定度解析と同様のものを使用した。
- Hongsa 変電所における位相調整器（Phase Shifter）の位相角は事故の前後で不変とする。

表 9.7-2 円筒機モデル:GENROU

Name	T'do	T"do	T'qo	T"qo	H	D	Xd	Xq
Viengphokha Lignite	6	0.05	1.5	0.05	3.08	0	2.186	2.077
New Saravan Coal Thermal PS	5.5	0.04	1.5	0.08	8.4	0	1.68	1.61
Name	X'd	X'q	X"d=X"q	Xl	S(1.0)	S(1.2)		
Viengphokha Lignite	0.318	0.413	0.246	0.186	0.03	0.4		
New Saravan Coal Thermal PS	0.26	0.32	0.18	0.1	0.12	0.61		



表 9.7-3 PSS を適用した発電機

Power Plant	Inst. Cap (MW)	PSS	GOV	Comm. Year
Nam Peun 1,2	70.0	Y		2022
XebanHieng 1	60.0	Y		2025
Nam phouan	90.0	Y		2030
Viengphokha Lignite	60.0	Y		2030

\*Y: 適用

**(3) 解析結果**

表 9.7-1 の各検討ケースについての安定度解析結果を表 9.7-4 に示す。また、各ケースの動揺波形を付録 9.6-2 に示す。

表 9.7-4 安定度解析結果

乾季/雨季	ケース	事故区間 (1cct)			判定
乾季	ST-D1-30	New Saravan Coal Thermal P/S	-	Kengkok	安定
	ST-D2-30	Nam Ngiep 2	-	Khoksaad	安定
	ST-D3-30	Luangprabang 3	-	Hin Heup	安定
雨季	ST-W1-30	New Saravan Coal Thermal P/S	-	Kengkok	安定
	ST-W2-30	Nam Ngiep 2	-	Khoksaad	安定
	ST-W3-30	Luangprabang 3	-	Hin Heup	安定

2030年断面では、乾季・雨季共に、北部・中央部1地域、中央部2・南部地域の230kV基幹送電線の1回線事故という過酷な状態においても安定して運用できることが確認された。

**(4) 提言**

2030年乾季断面においては、ラオス国内の発電力が不足し、北部・中央部1地域のEGATとの連系送電線を介して大量の電力が輸入される。これに伴い、Hongsa変電所の500/115kV変圧器を介して輸入される電力は、位相調整器により位相角を制御しても契約量である100MWを大幅に超え、また中央部1地域とEGATとの連系送電線が過負荷する。EGAT系統からの電力輸入に依存する限り、同種の問題が発生することが予想されるため、この解消のための更なる検討が必要と考えられる。

# 第10章 電力系統プロジェクトの評価

## 第10章 電力系統プロジェクトの評価

### 10.1 送電設備のサブプロジェクト

本節では、第9章にて策定された最適送電系統に基づく2010-2030年の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、5.2節および5.3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。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表10.1-1~表10.1-3に示すように計画した。また各サブプロジェクトの経過地におけるUXO残留状況（汚損度、距離）についても図10.1-1 ラオス国UXO分布マップに基づき記載した。（重汚損地区：1965-1970年に村等の居住地域に爆撃した地点、軽汚損地区：1965-1970年に田畑等の居住地域周辺の農耕地に爆撃した地点）

表10.1-1 2010年から2011年までの送電サブプロジェクト

年度	起点	終点	電圧 (kV)	回線数	電線サイズ ACSR (mm <sup>2</sup> )	通過地形	UXO 残留状況	亘長〔年度計〕 (km)
2010	Luang Namtha	Cu Mining	115	1	240	山岳	無	(276.7)
	Luangprabang 2	Cement Factory	115	1	240	山岳	軽	
	Luangprabang 2	United	115	1	240	山岳	軽	
	Vangvieng	Iron/Coal Mine	115	1	240	山岳	無	
	Nam Lik 1/2	Hin Heup	115	1	240	平坦	無	
	Nam Lik 1/2	Ban Don	115	1	240	平坦	無	
	Thakhek	Cement Factory	115	1	240	平坦	無	
					増架工事			
	Thakhek	Lao Cement Industry	115	1	240	平坦	無	
	Thakek	Many Companies	115	1	240	平坦	無	
	Pakbo	Savan Park	115	1	240	平坦	無	
	Pakbo	Mukudahan	115	1	240	平坦	-	
					増架工事			
	Pakxong	Ban Jianxai	115	2	240	山岳	無	
2011	Xam Neua	Muong Kham	115	2	240	山岳	重	(1061.7)
	Muong Kham	Fe Mining	115	1	240	山岳	重	
	Phonsavan	Muong Kham	115	2	410	山岳	重	
	Vangvieng	Nam Ngum 5	115	2	410	山岳	無	
	Phonsavan	Nam Ngum 5	115	2	240	山岳	重	
	Vangvieng	Hin Heup	115	1	240	山岳	無	
	New Switching Station (VV)	VV Mining	115	1	240	山岳	無	
	Nam Lik 1	Hin Heup	115	1	240	平坦	無	
	Nam Leuk	Nam Mang 3	115	2	240	山岳	無	
	Nam Mang 3	Khoksaad	115	1	240	平坦	-	
					増架工事			
	Khoksaad	Thanaleng	115	1	240	平坦	無	
	Khoksaad	KF	115	1	240	平坦	無	
	Thanaleng	Nongkai	115	1	240	平坦	無	
	Phonetong	Nongkai	115	1	240	平坦	無	
	Pakxan	Pakbo	115	2	240	平坦	無	
	Mahaxay	Xepon Mine	115	1	240	山岳	重	
	Saravan	Cement Factory	115	1	240	平坦	重	
Xeset 1	Saravan	115	2	240	平坦	軽		
Ban Hat	Cambodia Border	115	2	240	平坦	無		

表10.1-2 2012年から2016年までの送電サブプロジェクト

2012	Boun Neua	Namo	115	2	240	山岳	無	96.0	(1086.4)
	Boun Neua	Cu Mining	115	1	240	山岳	無	65.0	
	Luang Namtha	Nam Thoung	115	2	240	山岳	無	91.0	
	Nam Thoung	Houayxai	115	1	240	山岳	無	40.0	
	Nam Thoung	Nam Tha 1	115	2	240	山岳	無	42.0	
	Namo	Cu Mining	115	1	240	山岳	無	15.0	
	Namo	Cement Factory	115	1	240	山岳	無	5.0	
	Oudomxai	THLC Mining	115	1	240	山岳	無	20.0	
	Phonsavan	Fe Mining	115	1	240	山岳	重	20.0	
	Luangprabang 3	Hin Heup	230	2	610×2	山岳	軽:100 km	210.0	
	Thongkun	IPF	115	1	240	山岳	無	20.0	
	Hin Heup	Naxaythong	230	2	610×2	平坦	無	83.2	
	Naxaythong	Khoksaad	230	2	610×2	平坦	無	83.2	
	Naxaythong	Steam Making Plant	115	2	240	平坦	無	10.0	
	Ban Don	Non Hai	115	1	240	平坦	無	54.0	
	Non Hai	Sanakham Mine	115	2	240	平坦	無	72.8	
	Paklay	Sanakham Mine	115	2	240	平坦	無	31.2	
	Nam Nguang 8	Khonsong	115	2	240	平坦	軽	58.0	
	Pakxong	Xekatom	115	2	410	山岳	軽	35.0	
	Pakxong	Sinoma	115	1	240	山岳	軽	20.0	
New Switching Station	Sinoma	115	1	240	平坦	軽	15.0		
2013	Oudomxai	Namo	115	1	240	山岳	-	41.0	(402.5)
	Luangprabang 2	Oudomxai	115	1	240	山岳	-	51.8	
	Luangprabang 1	Luangprabang 2	115	1	240	山岳	-	86.9	
	Luangprabang 1	Luangprabang 3	115	2	240	山岳	無	15.0	
	Thalat	Nam Ngum 1	115	1	240	平坦	無	4.8	
	Saravan	Xekong	115	2	410	平坦	軽	58.0	
	Xepon	Xepon Mine	115	2	240	山岳	重	45.0	
	Kengkok	Xepon	115	1	240	平坦	重:50km 軽:50km	100.0	
	2014	Boun Neua	Cu Mining	115	1	240	山岳	無	
Xayabury		Paklay	115	2	240	平坦	無	134.0	
Paklay		Cu Mining	115	1	240	山岳	無	25.0	
Paklay		Thali	115	1	240	平坦	無	86.2	
Saphaothong		Xekaman 1	115	2	240	平坦	軽	51.0	
Pakbo		Saravan	115	2	T240	平坦	軽:60 km	220.0	
Houaylamphan		Xekong	115	2	240	平坦	軽	18.0	
2015	Luang Namtha	Namo	115	1	240	山岳	-	42.7	(326.7)
	Nam Tha 1	Hongsa	115	2	410	山岳	無	93.0	
	Hongsa	Luangprabang 3	115	2	410	山岳	無	100.0	
	Nam Mang 1	Tabok	115	1	240	平坦	無	13.0	
	New Switching Station	Xeset 3_4	115	1	240	山岳	軽	2.0	
	Nam Phak	Ban Na	115	1	240	平坦	無	56.0	
	Xekaman 1	AMC	115	1	240	山岳	軽	20.0	
	2016	Mekong Luangprabang	Luangprabang 3	115	2	410	山岳	軽	
Nam Ma 1		Nam Ma 2	115	1	240	山岳	軽	20.0	
Nam Ma 2		Nam Ma 3	115	1	240	山岳	軽	20.0	
Nam Ma 1		Xam Neua	115	2	240	山岳	重	40.0	
New Switching Station (Thavieng)		Nam San 3	115	1	240	山岳	軽	28.0	
π-Junction		Nam Bak 2	115	2	240	山岳	無	5.0	
Xekong 4		Saravan	115	1	240	山岳	重	150.0	
Xekong		Xekaman 3	115	1	240	山岳	軽	100.0	
Xekaman 3		Lao Aluminium	115	1	240	山岳	軽	15.0	
Ban Jianxai		Bang Yo	115	2	T240	平坦	無	8.0	
Bang Yo		Sirindhom	115	2	T240	平坦	無	61.0	
Donsahong		Ban Hat	115	1	240	平坦	無	25.0	
						距離合計		4,265.2 km	

表10.1-3 2017年から2030年までの送電サブプロジェクト

年度	起点	終点	電圧 (kV)	回線数	電線サイズ ACSR (mm <sup>2</sup> )	通過地形	UXO 残留状況	巨長(年度計) (km)		
2017	Nam Ou 6	Boun Neua	115	2	240	山岳	無	40.0	(506.0)	
	Phonsavan	Nam Ngiep 2	115	2	410	山岳	重	30.0		
	Nam Ngiep 2	Khoksaad	230	2	610	山岳	無	130.0		
	Naxaythong	Phonetong	115	1	240	平坦	無	12.0		
	Nam Ngiep 1	Pakxan	115	1	240	平坦	無	40.0		
	Pakxan	Bungkan	115	1	240	平坦	-	11.0		
	増架工事									
	Nam Theun 1	Khonsong	115	1	240	平坦	無	35.0		
	Xeneua	Xepon Mine	115	1	240	山岳	重	60.0		
	Xepon	Xepon 3	115	2	410	平坦	重	102.0		
	Xepon 2	Xepon 3	115	1	240	山岳	重	6.0		
	Xekong 3 Upper	Xekong	115	2	410	山岳	無	10.0		
	Xekong 3 Lower	Xekatom	115	2	240	山岳	無	30.0		
2018	Nam Khan 2	Nam Khan 3	115	1	240	山岳	軽	45.0	(131.0)	
	Luangprabang 3	Nam Khan 2	230	2	610	山岳	無	36.0		
	New Switching Station	Sedon 2	115	1	240	平坦	軽	35.0		
	Saravan	Sedon 3	115	1	240	平坦	重	15.0		
2019	Nam Ngum 4	Nam Ngum 5	115	1	240	山岳	無	25.0	(25.0)	
2020	Nam Beng	Switching Station	115	1	240	山岳	無	15.0	(265.0)	
	Nam Nga	Luangprabang 2	115	1	240	山岳	無	15.0		
	Nam Mo 1	Muong Kham	115	1	240	山岳	重	45.0		
	Naxaythong	New 3	115	2	240	平坦	無	15.0		
	Xepon 2	Xelanong 2	115	1	240	山岳	重	75.0		
	Xelanong 2	Saravan	115	1	240	山岳	重	75.0		
	Saphaothong	Nam Kong 3	115	1	240	平坦	軽	25.0		
								972.0 km		
2021	Nam Phay	Nam Ngum 5	115	1	240	山岳	無	15.0	(15.0)	
2022	Moung Kham	Nam Ngiep 2	230	2	610	山岳	重	75.0	(85.0)	
2023	Khoksaad	New 4	115	1	240	平坦	無	5.0		
2024	Khoksaad	New 5	115	1	240	平坦	無	5.0		
2025	Xebang Hieng 1	Kengkok	115	1	240	平坦	無	80.0	(105.0)	
	Xesou	Xekaman 1	115	1	240	平坦	軽	25.0		
2026	Nam Feung 1	Xayabury	115	1	240	山岳	無	65.0	(65.0)	
2028	New Thakhek	Kengkok	230	2	610×2	平坦	無	100.0	(320.0)	
	New Savanakhet	Kengkok	115	1	240	平坦	無	50.0		
	Kengkok	NSCT	230	2	610×2	平坦	軽	150.0		
	NSCT	Saravang	230	2	610×2	平坦	軽	20.0		
2030	Xebangnouan 2	Switching Station	115	1	240	平坦	軽	30.0	(50.0)	
	Nam Phouan	Thongkun	115	2	240	山岳	無	20.0		
						距離合計		640.0 km		

## 10.2 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

2030年までの系統計画に従って、変電所および開閉所の新設を計画した。ただし、この計画の中にはADBあるいはWBの計画も含まれる。新設変電所の変圧器の台数・容量は次に述べる「3) 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。

## 2) 変電所電圧階級のアップグレード

2030年までの系統計画に従って、既設115 kV変電所の230 kV変電所へのアップグレードを計画した。

## 3) 変圧器の新規設置・取替・移設

115 kV変圧器の増設・取替・移設計画は、下記の基準に従って計画した。

- a) ビエンチャン市内の変電所には‘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。その他の地域の変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(pf)をビエンチャン市内の変電所では $pf=0.95$ 、その他の変電所では $pf=0.85$ と仮定して、2030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、それに従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) 第5.4.3節に述べたとおり、変電所1箇所あたりの変圧器最大設置台数は4台までとし、22 kV配電線の引出し回線数は変圧器1台につき3フィーダーを標準とした。
- e) 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年と仮定し、それを超えるものは使用を停止し取替計画を作成した。

策定した115 kV変圧器の増設・取替・移設計画の詳細を章末の表10.2-1(a)~(d)に示す。

230 kV変圧器については、系統解析結果からLuangprabang-2変電所のみ200 MVA変圧器2台としたが、その他の230 kV変電所では200 MVA変圧器1台構成とした。

## 4) 送電線ベイの増設

系統計画や発電所の建設計画に従って、既設変電所に新たに送電線を引込む送電線ベイの増設を計画した。

## 5) 調相設備の設置

系統解析の結果を参考に、必要な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。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。供給地域毎の2010年から2030年までの建設中案件を含む変電設備の増強計画を下表に示す。

表10.2-2 北部地域の変電設備サブプロジェクト

id	変電所・開閉所	電圧	年	種別	内容
<b>Phongsaly Province</b>					
1	Boun Neua SS	115 kV	2012	新設	1x10 MVA TR, 4xTL bays (including 2xprivate)
		115 kV	2017	TL ベイ増設	2 TL bays for Nam Ou 6
<b>Luang Namtha Province</b>					
1	Luang Namtha SS	115 kV	2010	TL ベイ増設	1 TL bay for Cu mining (P)
		115 kV	2012	TL ベイ増設	2 TL bays for Houayxai SS & Nam Tha 1 HPS
		115 kV	2022	TR 増設	additional 1x20 MVA TR
		115 kV	2030	TR 増設	additional 1x20 MVA TR
<b>Oudomxai Province</b>					
1	Oudomxai SS	115 kV	2012	TL ベイ増設	1 TL bay for THL-C mining (P)
		115 kV	2013	TL ベイ増設	2 TL bays for Na Mo SS & Lunang Prabang-2 (Pakson) SS
2	Namo SS	115 kV	2012	新設	1x10 MVA TR, 8xTL bays (including 2xprivate)
3	New SwS for Nam Beng HPS	115 kV	2020	新設	5xTL bays
<b>Bokeo Province</b>					
1	Huayxai SS	115 kV	2012	新設	1x30 MVA TR, 1xTL bays
		115 kV	2024	TR 増設	additional 1x30 MVA TR
2	Nam Thoung SwS	115 kV	2015	新設	5 TL bays for Nam Tha 1(2), Luang Namtha (2) & Huaixai (1)
<b>Houaphanh Province</b>					
1	Xam Neua SS	115 kV	2011	新設	1x10 MVA TR, 2xTL bays
		115 kV	2016	TL ベイ増設	2 TL bays for Nam Ma-1 HPS
<b>Luang Prabang Province</b>					
1	Luang Prabang-1 SS	115 kV	2013	TL ベイ増設	2 TL bays for LP-2 SS & LP-3 SS
2	Luang Prabang-2 (Pakson) SS	115 kV	2010	TL ベイ増設	2 TL bays for Cement Factory (P) & United (P)
		115 kV	2013	TL ベイ増設	2 TL bays for LP-1 SS & Oudomxai SS
		115 kV	2020	TL ベイ増設	1 TL bay for Nam Nga HPS
3	Luang Prabang-3 SS	230 kV	2013	新設	2x200 MVA 230kV TR, 20 MVA 115kV TR, 2x230 kV & 2x115 kV TL bays
		115 kV	2015	TL ベイ増設	2x115 kV TL bays for Hongsa SS
		115 kV	2016	TL ベイ増設	2x115 kV TL bays for Mekong Lunag Praban HPS
		230 kV	2018	TL ベイ増設	2x230 kV TL bays for Nam Khan-2 HPS
		115 kV	2022	TR 増設	additional 1x20 MVA 115/22 kV TR
<b>Xayaboury Province</b>					
1	Hongsa SS	115 kV	2013	新設	1x20 MVA TR, 4xTL bays
		115 kV	2022	TR 増設	additional 1x20 MVA TR
2	Xayaboury SS	115 kV	2014	TL ベイ増設	2 TL bays for Paklay SS
		115 kV	2019	TR 増設	additional 1x16 MVA TR from Phonesavan SS
		115 kV	2026	TL ベイ増設	1 TL bay for Nam Feung-3 HPS
		115 kV	2027	TR 増設	additional 1x16 MVA TR from Vangvieng SS
3	Paklay SS	115 kV	2014	新設	1x20 MVA TR, 5xTL bays (including 2xprivate)
		115 kV	2028	TR 増設	additional 1x20 MVA TR
<b>Xiengkouang Province</b>					
1	Phonesavan SS	115 kV	2011	TL ベイ増設	5 TL bays for NN-5 (2), MK (2) & Cu mine (P)
		115 kV	2017	TL ベイ増設	2 TL bays for Nam Ngiep 2
		115 kV	2019	TR 増設	replacement of 1x16 MVA TR to 1x30 MVA
		115 kV	2025	TR 増設	additional 1x30 MVA TR
2	Moung Kham	115 kV	2011	新設	1x10 MVA TR, 5xTL bays (including 1xprivate)
		115 kV	2020	TL ベイ増設	1 TL bay for Nam Mo-1 HPP
		230 kV	2022	Upgrade	1x200 MVA 230/115 kV TR, 2x230 kV TL bays
		115 kV	2028	TR 増設	additional 1x10 MVA TR
3	New SwS for Nam Sam-3 HPS	115 kV	2016	新設	3 TL bays

表10.2-3 中央部1地域の変電設備サブプロジェクト

id	変電所・開閉所	電圧	年	種別	内容
<b>Vientiane Province</b>					
1	Phonsoung SS	115 kV	2011	TR 更新	replacement of 1x22 MVA TR to 1x30 MVA
		115 kV	2020	TR 増設	additional 1x30 MVA TR
		115 kV	2030	TR 増設	additional 1x30 MVA TR
2	Vangvieng SS	115 kV	2010	TL ベイ増設	1 TL bays for Iron/Coal Mine (P)
		115 kV	2011	TL ベイ増設	3 TL bays for Nam Ngum-5 (2) & Hin Huep
		115 kV	2015	replace TR	replacement of 2x16 MVA TR to 2x30 MVA
3	New Vangvieng SS	115 kV	2024	新設	2x30 MVA TR, 4xTL bays
4	Thalat SS	115 kV	2022	TR 増設	additional 1x30 MVA TR
5	Ban Don SS	115 kV	2010	(建設中)	1 TL bay for Nam Lik 1-2 HPS
		115 kV	2012	TL ベイ増設	1 TL bay for Non Hai SS
6	Hin Heup SS	115 kV	2010	(建設中)	1 TL bay for Nam Lik 1-2 HPS
		115 kV	2011	TL ベイ増設	2 TL bays for Nam Lik-1 & Vangvieng
		230 kV	2012	Upgrade	1x200 MVA 230/115 kV TR, 1x 10 MVA 115/22 kV TR, 4x230 kV TL bays, 2x115 kV TL bay
7	Non Hai SS	115 kV	2012	TL ベイ増設	3 TL bays for Ban Don (1) & Sanakham Mine (2 cct, P)
		115 kV	2026	TR 増設	additional 1x16 MVA TR from Vangvieng SS
8	Thongkun SwS	115 kV	2012	TL ベイ増設	1 TL bays for Iron Pressing Factory (P)
		115 kV	2030	TL ベイ増設	2 TL bays for Nam Phouan HPS
9	Nam Leuk HPS	115 kV	2011	TL ベイ増設	2 TL bays for Nam Mang-3 HPS
10	Nam Mang-3 HPS	115 kV	2011	TL ベイ増設	3 TL bays for Nam Leuk (2) & Khaksaad SS (1)
11	New SwS for Vangvien Mining Co.,	115 kV	2011	新設	3 TL bays for VVN, LP-3 & Vangvien Mine (P)
<b>Vientiane Capital</b>					
1	Phonetong SS	115 kV	2017	TR 更新	replacement of old 1x30 MVA TR to new one
		115 kV	2017	TL ベイ増設	1 TL bay for Naxaythong SS
2	Tanaleng SS	115 kV	2011	TL ベイ増設	2 TL bays for Khaksaad SS & Nongkai
		115 kV	2016	TR 増設	additional 1x30 MVA TR
3	Naxaythong SS	230 kV	2012	Upgrade	1x200 MVA 230/115 kV TR, 4x230kV & 2x115kV TL bays (for Steel Melting Factory (P))
		115 kV	2017	TL ベイ増設	1 TL bay for Phonetong SS
		115 kV	2020	TL ベイ増設	2 TL bays for Nongteng (New-3)
4	Khaksaad SS	115 kV	2011	TL ベイ増設	3 TL bays for Nam Mang-3, Tanaleng & Iron Kaly Factory (P)
		230 kV	2012	Upgrade	1x200 MVA 230/115 kV TR, 2x230 kV TL bays
		230 kV	2017	TL ベイ増設	2x230 kV TL bays for Nam Ngiep 2 HPP
		115 kV	2023	TL ベイ増設	2 TL bays for New-4 SS
		115 kV	2024	TL ベイ増設	1 TL bay for New-5 SS
5	Tha Ngou SS	115 kV	2011	TR 更新	replacement of 1x22 MVA TR to 1x30 MVA
		115 kV	2020	TR 増設	additional 1x30 MVA TR
6	Gnangsoum (New -1) SS	115 kV	2011	新設	2x30 MVA TR, 4xTL bays
		115 kV	2026	TR 増設	additional 1x30 MVA TR
7	Nonkor (New-2) SS	115 kV	2013	新設	2x30 MVA TR, 3xTL bays
8	Nongteng (New-3) SS	115 kV	2020	新設	2x30 MVA TR, 2xTL bays
9	New 4 SS	115 kV	2023	新設	2x30 MVA TR, 2xTL bays
10	New 5 SS	115 kV	2024	新設	2x30 MVA TR, 2xTL bays



表10.2-4 中央部2・南部地域の変電設備サブプロジェクト

変電所・開閉所(中央部-2)	電圧	年	種別	内容	
<b>Bolikhamxai Province</b>					
1 Pakxan SS	115 kV	2011	(建設中)	2 TL bays for Thakhek SS	
	115 kV	2017	TL ベイ増設	2 TL bays for Nam Ngiep-1 HPS & Bungkan	
	115 kV	2021	TR 更新	replacement of 2x16 MVA TR to 2x30 MVA	
	115 kV	2028	TR 増設	additional 1x30 MVA TR	
2 Khonsoung SS	115 kV	2012	新設	1x20 MVA TR, 6xTL bays (Nam Nguang-8(2), Pakxan(2), Thakhek(2))	
3 Thabok SwS	115 kV	2015	新設	3 TL bays for Nam Mang-1 HPS, Nam Leuk HPS & Pakxan SS	
<b>Khammouan Province</b>					
1 Thakhek SS	115 kV	2010	TL ベイ増設	2 TL bays for Lao Cement Industry (P) & many companies (P)	
	115 kV	2011	(建設中)	4 TL bays for Pakxan SS & Pakbo SS	
	115 kV	2027	TR 増設	additional 1x30 MVA TR	
2 Mahaxai SS	115 kV	2011	TL ベイ増設	1 TL bay for Xepon Mine (P)	
3 New Thakhek SS	115 kV	2019	新設	2x30 MVA TR, 4xTL bays	
	115 kV	2027	TR 増設	additional 1x30 MVA TR	
	230 kV	2028	Upgrade	1x200 MVA 230/115 kV TR, 2x230 kV TL bays	
<b>Savannakhet Province</b>					
1 Pakbo SS	115 kV	2010	TL ベイ増設	1 TL bay for Mukudahan SS	
	115 kV	2011	(建設中)	2 TL bays for Thakhek SS	
	115 kV	2013	TR 更新	replacement of 2x20 MVA TR to 2x30 MVA	
	115 kV	2014	TL ベイ増設	2 TL bays for Taothan SS	
	115 kV	2019	TR 増設	additional 1x30 MVA TR	
2 New Savannakhet SS	115 kV	2021	新設	2x30 MVA TR, 4xTL bays	
	115 kV	2028	TL ベイ増設	1 TL bay for Kengkok SS	
3 Kengkok SS	115 kV	2013	TR 更新	replacement of 2x10 MVA TR to 2x20 MVA	
	115 kV	2014	TL ベイ増設	1 TL bay for Xepon SS	
	115 kV	2025	TR 増設	additional 1x20 MVA TR	
	115 kV	2025	TL ベイ増設	1 TL bay for Xeban Hieng HPS	
	230 kV	2028	Upgrade	1x200 MVA 230/115 kV TR, 4x230 kV TL bays, 1x115 kV TL bays	
4 Xepon SS	115 kV	2014	新設	1x20 MVA TR, 3xTL bays	
	115 kV	2017	TL ベイ増設	2 TL bays for Xepon-3 HPS	
	115 kV	2025	TR 増設	additional 1x20 MVA TR	
id	変電所・開閉所(南部)	電圧	年	種別	内容
<b>Saravan Province</b>					
1 Saravan SS	115 kV	2011	(建設中)	2x20 MVA TR, 2xTL bays	
	115 kV	2011	TL ベイ増設	1 TL bay for Cement Factory (P)	
	115 kV	2013	TL ベイ増設	2 TL bays for Xekong SS	
	115 kV	2014	TL ベイ増設	2 TL bays for Thaotan SS	
	115 kV	2016	TL ベイ増設	2 TL bays for Xekong-4 HPS	
	115 kV	2028	TL ベイ増設	2 TL bays for New Saravan Coal Thermal PS	
	115 kV	2029	TR 増設	additional 1x20 MVA TR	
2 Xeset-1 HPS	115 kV	2011	(建設中)	2 TL bays for Saravan SS	
3 Taothan SS	115 kV	2014	新設	1x20 MVA TR, 4xTL bays	
4 New SwS for Xedong-2 HPS	115 kV	2018	新設	3xTL bays	
	115 kV	2030	TL ベイ増設	1 TL bay Xebangnouan-2 HPS	
<b>Xekong Province</b>					
1 Xekong SS	115 kV	2013	新設	2x20 MVA TR, 3xTL bays (including Lao Aluminium Industry (P))	
	115 kV	2016	TL ベイ増設	3 TL bays for Houaylamphan (2) & Xekaman 3 (1)	
	115 kV	2017	TL ベイ増設	2 TL bays for Xekong-3 (upper) HPS	
<b>Attapeu Province</b>					
1 Saphaonthong (Attapeu)	115 kV	2014	TL ベイ増設	2 TL bays for Xekaman-1 HPS	
	115 kV	2020	TL ベイ増設	1 TL bay for Nam Kong-3 HPS	
2 New SwS for SIMOA (P)	115 kV	2012	新設	5 TL bays	
<b>Champasak Province</b>					
1 Bang Yo SS	115 kV	2016	TL ベイ増設	4 TL bays for Jianxai SS & Siridhorn SS	
	115 kV	2022	TR 更新	replacement of 2x25 MVA TR to 2x30 MVA	
2 Jianxai SS	115 kV	2010	(建設中)	2 TL bays for Pakxong SS	
	115 kV	2010	TR 増設	add 1x30 MVA TR	
	115 kV	2016	TL ベイ増設	2 TL bays for Bang Yo SS	
	115 kV	2022	TR 増設	additional 1x30 MVA TR	
3 Pakxong SS	115 kV	2010	(建設中)	2 TL bays for Jianxai SS	
	115 kV	2012	TL ベイ増設	2 TL bays for Xekatom HPS & SIMOA (P)	
	115 kV	2020	TR 増設	additional 1x10 MVA TR	
	230 kV	2023	接続	Connect to 230 kV Huay Ho Line (switchger is existing)	
4 Ban Na SS	115 kV	2015	TL ベイ増設	1 TL bay for Nam Phak HPS	
5 Ban Hat SS	115 kV	2011	TL ベイ増設	2 TL bays for Stung Treng	
6 New SwS for Xeset 3-4	115 kV	2016	TL ベイ増設	1 TL bay for Donsahong HPS	
	115 kV	2015	新設	3 TL bays	

### 10.3 事業費積算

前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2009年時点の国際競争入札価格をベースとした。

#### 10.3.1 送電線プロジェクトの事業費

送電設備の積算単価を表10.3-1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10.3-1に示す。

表10.3-1 115, 230 kV送電線のkm当りの概略建設コスト

Voltage	Number of Circuit	Conductor	Area (単位: USD)	
			Plain	Mountain
115	1	ACSR240mm <sup>2</sup> (Hawk) *1	80,788	95,479
115	1	ACSR410mm <sup>2</sup> (Drake)*1	99,984	117,336
115	2	ACSR240mm <sup>2</sup> (Hawk) *1	122,327	148,241
115	2	TACSR240mm <sup>2</sup> (T-Hawk) *1	135,030	-
115	2	ACSR410mm <sup>2</sup> (Drake)*2	146,080	172,112
230	2	ACSR610mm <sup>2</sup> (Bittern)*1	200,356	230,544
230	2	ACSR610mm <sup>2</sup> (Bittern)*2	305,295	356,398
115	1	ACSR240 mm <sup>2</sup> (Hawk) *1	26,421	29,891
Conductor additional construction				

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「メコン電力ネットワーク開発事業 (JICA)」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約1.2倍となった。積算単価の詳細を章末の表10.3-2(1)~(8)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10.3-1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

ビエンチャン市内の調査・撤去会社による情報に基づき2種類の単価を設定した。

[115 kV 送電線]

- UXO 集中地域 (重残留) : 17,000 USD/km

(115 kV 送電線の用地幅を25 mとし、6,800 USD/haの単価より算出)

- UXO 散在地域 (軽残留) : 12,000 USD/km

- (115 kV 送電線の用地幅を 25 m とし、4,800 USD/ha の単価より算出)  
 [230 kV 送電線]  
 - UXO 集中地域 (重残留) : 27,200 USD/km  
 (230 kV 送電線の用地幅を 40 m とし、6,800 USD/ha の単価より算出)  
 - UXO 散在地域 (軽残留) : 19,200 USD/km  
 (230 kV 送電線の用地幅を 40 m とし、4,800 USD/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 撤去作業の必要可否、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) は章末の図 10.1-1 に示す UXO マップより決定した。

**(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 10.3-1 の km 当りの建設単価に各送電線の亘長を乗じ、UXO 撤去費を加えて算出した。
- (b) 建設コストは表 10.3-3 に基づき、外貨 (USD) 分・現地貨1 (USD 換算) 分に振り分けて積算した。
- (c) 物価上昇分および用地補償費、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。

2030 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 (表 10.1-1 現在工事中サブプロジェクトの工事費は除く) を表 10.3-4 に示す。また、各サブプロジェクトの詳細な積算結果を章末の表 10.3-5 に示す。

**表10.3-3 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%
	UXO 調査・撤去費	30%	70%
	測量・設計	40%	60%
	工事用道路の建設	30%	70%
工事費	用地幅の伐採、基礎工事	20%	80%
	国内輸送	0%	100%
	鉄塔組立作業、架線作業	30%	70%
	雑工事等(上記主工事に対する%)		

1 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。

表10.3-4 送電線プロジェクトの事業費積算

(1,000USD)

建設年	サブプロジェクト	事業費		
		外貨	現地貨	合計
2010～2015年	送電線の 신설	343,731.0	161,537.0	505,268.0
	UXOの調査・撤去	8,137.0	16,528.0	24,665.0
	合計	<b>351,868.0</b>	<b>178,065.0</b>	<b>529,933.0</b>
2016～2020年	送電線の 신설	81,515.0	44,237.0	125,752.0
	UXOの調査・撤去	2,506.0	5,086.0	7,592.0
	合計	<b>84,021.0</b>	<b>49,323.0</b>	<b>133,344.0</b>
2021～2025年	送電線の 신설	20,207.0	9,676.0	29,883.0
	UXOの調査・撤去	166.0	338.0	504.0
	合計	<b>20,373.0</b>	<b>10,014.0</b>	<b>30,387.0</b>
2026～2030年	送電線の 신설	68,404.0	24,680.0	93,084.0
	UXOの調査・撤去	1,196.0	2,429.0	3,625.0
	合計	<b>69,600.0</b>	<b>27,109.0</b>	<b>96,709.0</b>
	<b>総計</b>	<b>525,862.0</b>	<b>264,511.0</b>	<b>790,373.0</b>

### 10.3.2 変電設備プロジェクトの事業費

5.3 変電所の予備設計で述べた機器構成を、10.2 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章末の表 10.3-6 に示す。この単価表は、主に、現在ラオスで進行中である「メコン電力ネットワーク開発事業 (JICA)」、「北部送電線開発プロジェクト (ADB)」、「GMS 電力融通プロジェクト (IDA)」などの送変電プロジェクトの契約単価を参考に作成した。その他、230 kV 機器などの単価は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 USD で積算する。
- b) 据付・工事費は単価表に示すように外貨分・現地貨 (USD 換算) 分に振り分け積算する。
- c) 母線・開閉設備の増強および調相設備の設置費用は、送電線ベイ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) 物価上昇分およびその他の費用として用地補償費、工事保険、仮設設備などを考慮して、機材費および据付・工事費総額の 7% を予備費として追加する。

#### (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総事業費 (建設中の案件の事業費は含ま

ず)の概要を下表に示す。各サブプロジェクトの事業費は章末の表10.4-3に示した。

表10.3-7 変電設備プロジェクトの積算事業費

(1,000USD)

建設年	事業費		
	外貨	現地貨	合計
2010～2015年	144,674.7	31,668.2	176,342.9
2016～2020年	43,997.7	8,407.5	52,405.2
2021～2025年	38,962.9	6,871.9	45,834.8
2026～2030年	23,704.4	4,131.6	27,836.0
<b>総計</b>	<b>251,339.7</b>	<b>51,079.2</b>	<b>302,418.9</b>

### 10.3.3 送変電設備の総事業費

上記より、2010年から2030年までの送電システムを構築するための送電・変電設備の総事業費は下表の通り1,092.8百万USD(外貨・現地貨合計)である(建設中の案件の事業費は含まず)。

表10.3-8 電力系統プロジェクトの総事業費

(1,000USD)

建設年	サブプロジェクト	事業費		
		外貨	現地貨	合計
2010～2015年	送電線	351,868.0	178,065.0	529,933.0
	変電設備	144,674.7	31,668.2	176,342.9
	合計	<b>496,542.7</b>	<b>209,733.2</b>	<b>706,275.9</b>
2016～2020年	送電線	84,021.0	49,323.0	133,344.0
	変電設備	43,997.7	8,407.5	52,405.2
	合計	<b>128,018.7</b>	<b>57,730.5</b>	<b>185,749.2</b>
2021～2026年	送電線	20,373.0	10,014.0	30,387.0
	変電設備	38,962.9	6,871.9	45,834.8
	合計	<b>59,335.9</b>	<b>16,885.9</b>	<b>76,221.8</b>
2026～2030年	送電線	69,600.0	27,109.0	96,709.0
	変電設備	23,704.4	4,131.6	27,836.0
	合計	<b>93,304.4</b>	<b>31,240.6</b>	<b>124,545.0</b>
	<b>総計</b>	<b>777,201.7</b>	<b>315,590.2</b>	<b>1,092,791.9</b>

## 10.4 実施スケジュールおよび支出予定

### 10.4.1 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10km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。なお、電線の増架工事については、規模も小さいため、準備を含めて1年間で完成するものとした。

**(2) 変電設備建設の実施スケジュール**

変電所新設の建設期間は、送電線建設の場合と同様に3年間にまたがる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である。同図中の変圧器の設計・製作期間について、導入するのは中小規模の115 kV および 230 kV クラスの変圧器であるので、その期間は12 ヶ月間とした。一方、送電線ベイの増設や変圧器更新サブプロジェクト等は、2年間にまたがる12-16 ヶ月とした。

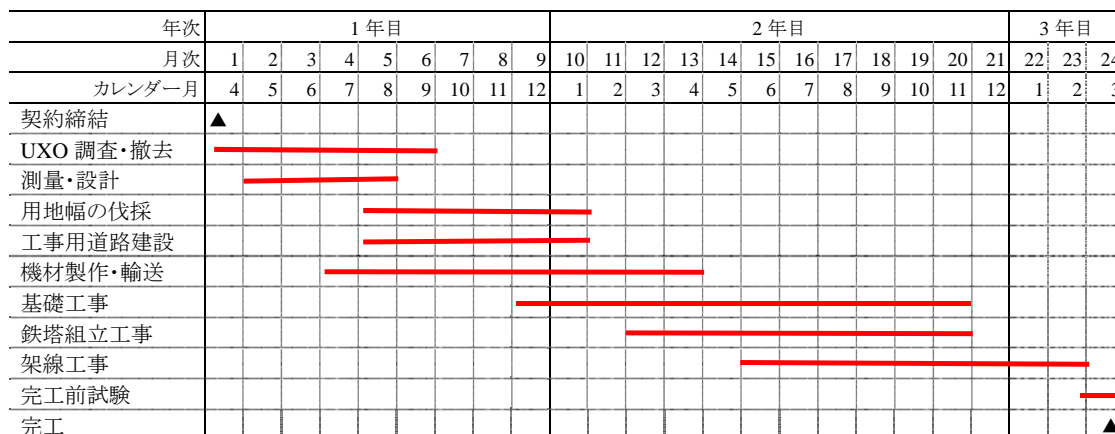


図10.4-1 標準的な送電線建設の実施スケジュール

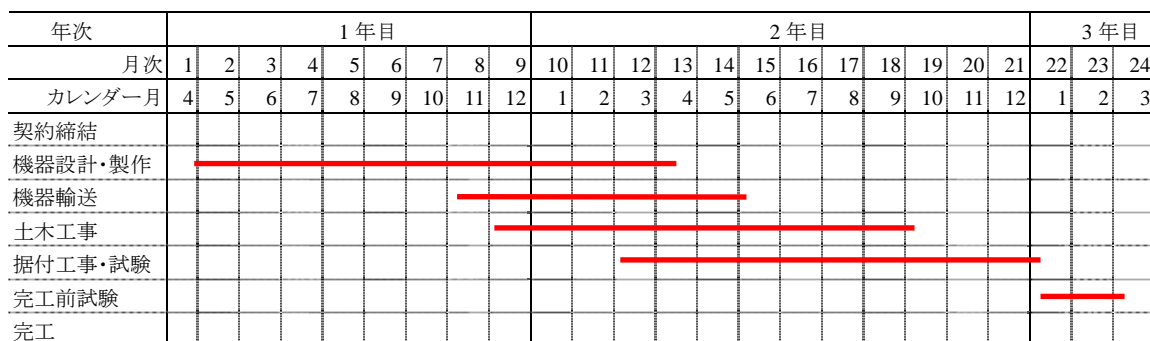


図10.4-2 標準的な変電所建設の実施スケジュール

**10.4.2 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 10.4-1 に示す支払い方法にて支出するものとした。

表10.4-1 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 10.4-1 に従って、送電線建設の各工事項目の支出計画を表 10.4-2 のように設定した。前渡金、完工金は1年目、3年目に総建設費の10%ずつ(計20%)、各工事・作業については、その実施年次に80%が支払われるものと仮定した。表 10.4-2 の支出割合に従って算出し、サブプロジェクト毎の2030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 10.3-5 に示した。

### (2) 変電設備建設費の支出計画

変電所新設の事業費は、表 10.4-1 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。また、その他のサブプロジェクトの事業費は1年間で完了する案件は1年で、2年に亘る案件はそれぞれ総事業費の50%ずつを支出するものとした。表 10.4-3 に各変電設備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す。

### (3) 2030年までの送変電設備への投資計画

表 10.4-1 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。前渡金、完工金は1年目、3年目に総建設費の10%ずつ(計20%)、各工事・作業については、その実施年次に80%が支払われるものと仮定した。

表10.4-2 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2030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 10.3-5 に示した。

表10.4-4 送変電設備建設の年度毎の投資計画(単位:1,000USD)

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
2010	73,735.0	38,915.0	112,650.0	21,478.3	4,474.3	25,952.6	95,213.3	43,389.3	138,602.6
2011	120,497.0	50,806.0	171,303.0	52,036.5	11,371.5	63,408.0	172,533.5	62,177.5	234,711
2012	40,912.0	28,821.0	69,733.0	32,692.4	6,438.6	39,131.0	73,604.4	35,259.6	108,864
2013	44,589.0	18,064.0	62,653.0	19,548.5	4,790.4	24,338.9	64,137.5	22,854.4	86,991.9
2014	33,004.0	20,602.0	53,606.0	11,166.6	2,975.9	14,142.5	44,170.6	23,577.9	67,748.5
2015	39,131.0	20,857.0	59,988.0	7,752.3	1,617.6	9,369.9	46,883.3	22,474.6	69,357.9
2016	44,943.0	22,090.0	67,033.0	7,396.4	1,202.6	8,599.0	52,339.4	23,292.6	75,632
2017	15,902.0	11,061.0	26,963.0	6,434.7	1,333.9	7,768.6	22,336.7	12,394.9	34,731.6
2018	5,608.0	5,508.0	11,116.0	7,948.6	1,539.1	9,487.7	13,556.6	7,047.1	20,603.7
2019	12,595.0	5,518.0	18,113.0	12,114.3	2,506.6	14,620.9	24,709.3	8,024.6	32,733.9
2020	4,973.0	5,146.0	10,119.0	10,103.6	1,825.4	11,929.0	15,076.6	6,971.4	22,048
2021	8,825.0	3,497.0	12,322.0	10,181.9	1,782.1	11,964.0	19,006.9	5,279.1	24,286
2022	1,924.0	1,946.0	3,870.0	10,696.9	1,881.5	12,578.4	12,620.9	3,827.5	16,448.4
2023	978.0	610.0	1,588.0	11,777.3	2,334.0	14,111.3	12,755.3	2,944.0	15,699.3
2024	4,847.0	1,845.0	6,692.0	3,653.8	538.8	4,192.6	8,500.8	2,383.8	10,884.6
2025	3,799.0	2,116.0	5,915.0	2,653.0	335.5	2,988.5	6,452.0	2,451.5	8,903.5
2026	8,597.0	5,302.0	13,899.0	3,442.0	560.4	4,002.4	12,039.0	5,862.4	17,901.4
2027	48,233.0	12,852.0	61,085.0	13,120.4	2,545.3	15,665.7	61,353.4	15,397.3	76,750.7
2028	9,608.0	7,306.0	16,914.0	3,760.1	577.8	4,337.9	13,368.0	7,883.8	21,251.8
2029	2,655.0	1,071.0	3,726.0	1,937.0	251.5	2,188.5	4,592.0	1,322.5	5,914.5
2030	507.0	578.0	1,085.0	1,444.9	196.6	1,641.5	1,951.9	774.6	2,726.5
<b>合計</b>	<b>525,862.0</b>	<b>264,511.0</b>	<b>790,373.0</b>	<b>251,339.5</b>	<b>51,079.4</b>	<b>302,418.9</b>	<b>777,201.4</b>	<b>315,590.4</b>	<b>1,092,791.8</b>

注) UXO の調査・撤去費用を含む。詳細は表 11.4-3(1)を参照。

## 10.5 長期電力系統計画における環境社会配慮

前述の 2030 年までの送電および変電所予定サブプロジェクトについて、7.5.3 送電線事業に係る環境社会配慮項目の内容を踏まえ、特に事業計画段階において配慮が必要な住民移転、保護区(保全区も含む)、および少数民族の 3 項目において環境スクリーニングを行った。以下は、個々の事業についてスクリーニングした結果、特に配慮が必要とされる事業について、北部、中部 1、中部 2、および南部の地域別にまとめたものである。<sup>2</sup>スクリーニングは、8.4(3)環境社会配慮面と同じ手法で行ない、参照資料および評価基準もこれに倣った。なお、同章において重要な環境社会配慮項目とした UXO については 10.1 節の送電設備のサブプロジェクトを参照されたい。

**北部** (Luang Namtha 県、Phongsaly 県、Bokeo 県、Oudomxay 県、Houaphanh 県、Xayaboury 県、Luang Prabang 県、Xieng Khuang 県、)

<sup>2</sup> スクリーニングの対象となったサブプロジェクトには、第 8 章で検討した優先プロジェクトおよびすでに IEE が実施された Nam Lik1/2-Hin Heup、Nam Lik1/2-Ban Don、Thakhek-Lao Cement Industry、Pakxong-Ban Jinxai、Vangvien-Nam Ngum 5、Phonsavan-Nam Ngum 5、Paxan-Pakbo、Mahaxay-Xepon Mine、Xeset-Saravan、Ban Hat-Cambodia Border、Ban Don-Non Hai、Paklay-Sanakham Mine、Pakbo-Saravan、Hongsa-Luangprabang 3 は含まれていない。



Luang Namtha-Cu Mining (2010)、Luang Prabang2-Cement Factory (2010)、Luang Prabang2-United (2010)、Xam Neua-Muong Kham (2011)、Nam Thoung-Hougyxai (2012)、Huayxai SS (2012)、Namo-Cu Minig (2012)、Namo-Cement Factory (2012)、Luang Namtha-Nam Thoung (2012)、Xayabury-Paklay (2014)、Paklay-Thali(2014)、Paklay SS (2014)、Luang Namtha-Namo(2015)、および Namo SS (2012)の送電線ルート上および変電所予定地には、NBCA もしくは保護林が隣接しているため、これらの地域を迂回する等の措置が必要である。また、北部のすべての送電線ルート域および変電所予定地は少数民族が多く居住しているため、その分布および土地利用には特別な配慮が必要である。

#### **中部 1**、(ビエンチャン県、ビエンチャン市)

Nam Ngiep2-Khoksaad (2017)の送電線ルート上には、NBCA もしくは保護林が隣接しているため、これらの地域を迂回する等の措置が必要である。Naxaythong-Phonetong (2017)のルート上 Phonetong 近くは市街地に近いため、住民移転等を回避するルートを選定する必要がある。

#### **中部 2** (Bolikhamsay 県、Khammouan 県、Savannakhet 県)

Xepon Mine-Xepon(2013)、Xepon 変電所(2014)、Xepon-Xepon 3(2017) のルート上は少数民族が多く居住しているため、その分布および土地利用には特別な配慮が必要である。

#### **南部** (Saravan 県、Sekong 県、Champasak 県、Attapeu 県)

Xekaman 3-Xekong (2016)、Xekaman3-L.A.I(2016)のルート上には NBCA もしくは保護林が隣接しているため、これらの地域を迂回する等の措置が必要である。Xepon 3-Xepon 2(2017)、Xepon 2-Xelanong 2(2020)、Xelanong 2-Saravan(2020)、Sarvan-Xekong(2013)、XekongSS(2011)、Xekong-Xekong 3U(2017)、Xekaman1-Xexou(2025)、Xekaman1-A.M.C.(2015) のルート上には少数民族が多く居住しているため、その分布および土地利用には特別な配慮が必要である。

自然保護区についてはここでは NBCA および国レベルの保護林についてのみスクリーニング対象としているため、県、郡レベルの自然保護区についてはさらなる調査が必要である。住民移転については、参照資料は現時点(2009年)で入手可能な情報に基づく。よって、今後、国道沿いに予定されている多くのルートは将来の人口増加に伴い、現在より住民移転を回避するためのルート選定の必要性が高くなると考えられる。

### **10.6 最適システムに対する事業評価**

本節ではまず第 10.1 並びに 10.2 節にて検討した送電設備および変電設備のサブプロジェクト・リストで構成される本電力系統プロジェクト（以下、系統計画）に対して、ラオス国を主体とする経済評価を行う。すなわち国家経済の視点から、EDL の電力系統を 2010 年から 2030 年の期間で建設・拡充するプロジェクトが、国の開発目標を達成する上で、投資効率が良いかどうかを判断する。

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る。この効率性を判断する指標には、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))との比較を用いる。ラオス国のOCCに関するデータはアジア開発銀行(ADB)のガイドライン並びに類似ラオス電力プロジェクト3から引用し、本評価では12%と仮定した。EIRRの算定値がOCCより大きければ、本最適系統計画の経済的妥当性が証明される。言い換えれば、「新たに2010-2030年に電力系統を建設するプロジェクト」へ投資する方が、「他の開発プロジェクト」へ投資するよりも、国として得られるリターンが大きいことが明らかになれば、本プロジェクトがラオス国経済の発展に向けて、投資効率の良いプロジェクトとみなすことができる。

### 10.6.1 前提および仮定条件

本系統計画の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。

- 評価対象期間は、2010年度より2040年度まで建設期間を含み30年間とする(本調査では、年度を4月から3月で計上し、支出は3月に発生すると仮定した。これにより第1回目の支出は2011年3月に発生することから対象開始年度も2010年とした)。
- 費用、便益の双方とも2009年時点の価格にて固定した実質価格にて表示する。
- 便益は、本系統計画実施に伴い供給可能になる需要の増加分に、一般需要家による電力量kWh当りの支払い意思額(Willingness To Pay(WTP))を掛け合わせて得られるものとする。算定に用いられるWTPは先のADB調査による算定値を引用し、この内の送変電設備相当部分とした。
- 費用は、本最適系統計画に掛かる事業費用とする。すなわち建設費とそれに係る年間の維持・管理費である。後者費用は、送電設備部分についてはその資本費用の1%、変電設備については1.5%とする。
- 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。
- プロジェクトの実施に伴い増加する販売電力量は、本調査団にて作成した需要想定値を用いた。

以上の議論を要約すると、本プロジェクト評価は以下の要領にて行われた。

- プロジェクト内容：EDLの電力系統を全国規模で拡充する。
- コスト：送変電設備の建設費用並びにそれらの維持・管理費用。

- 便益：需要増分に対して支払い意思額の内、送変電分相当を掛けて得られるもの。

以降に具体的な便益、費用の算出過程を述べる。

## 10.6.2 経済便益

前節で述べたように経済便益は単位辺り経済価値である WTP に、エネルギー消費量に相当する需要の増加分を掛け合わせて得られる。以下にこの2つの要素の算方法について述べる。

### (1) 単位当たり経済価値

単位経済価値には支払い意思額(WTP)を用いることとした。先述の ADB による調査では、支払い意思額法に基づいて新規需要家についてはカテゴリごとに表 10.6-1 のように算出している<sup>4</sup>。

計算を簡単にするため、分析に用いる WTP は表 10.6-1 の3つのカテゴリの平均 WTP を用いることとする。平均 WTP は、図 10.6-1 に示すように、調査団にて算出したラオス国の2010年から2030年における将来総需要増分における各カテゴリの比率を参考に加重平均を行うことで算出し、2,434 Kip/kWh (0.29 USD/kWh) との結果を得た（為替レート：8,515 Kip/USD, 8/27/2009 Yahoo）。

表 10.6-1 ラオス国の支払い意思額(WTP)

需要家カテゴリ	支払い意思額(WTP)
民生家庭	3,012Kip/kWh (0.35 USD/kWh)
民生家庭以外（商業、灌漑、工業需要家など）	2,669 Kip/kWh(0.31 USD/kWh)
民生家庭以外（大口需要家）	2,003 Kip/kWh(0.23 USD/kWh)

（出典：ADB, Preparing the Greater Mekong Subregion Northern Power Transmission Project, Oct. 2008）

4 基本的な算出方法は、電灯や動力などのエネルギー需要をまかなう電力以外の手段によるエネルギー供給コスト(代替供給コスト)を WTP とみなすこととしている。例えば民生家庭需要家カテゴリの場合、電灯需要は灯油代を、ラジオや TV 需要はバッテリー費用を、民生家庭以外の場合は、ディーゼルエンジンによる供給コスト(平均容量 5 kW,大口で 5 MW 相当)を WTP とみなしている。

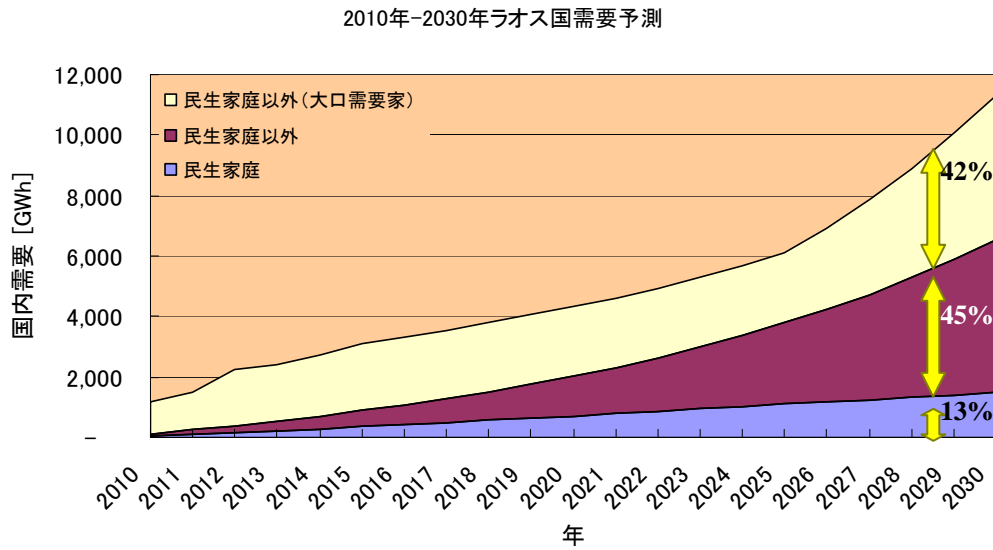


図 10.6-1 2010 年から 2030 年のラオス国需要家カテゴリー別電力需要予測(需要増分のみ)

次に本電力系統プロジェクトは送変電設備のみが対象なので、便益分析についても前記の WTP の送変電相当分を単位辺り経済価値として用いるのが適切と判断した。この算出に当たっては、最新の EDL 投資計画のレビューを行った世界銀行タリフ・アップデートスタディ<sup>5</sup>を参考にした。同調査によると、2010 年より 2016 年にかけての国内消費向け電力開発投資に係る長期限界費用は電力設備ごとに表 10.6-2 のように算出される。これによると送変電部分は、103 Kip/kWh (0.01 USD/kWh)で全体の約 14%と算定されている。

表 10.6-2 長期電力計画(PDP2007-2016)に基づく EDL の長期限界費用

カテゴリー	[Kip/kWh]	Share [%]
発電	448	60.5
送変電	103	13.9
配電	189	25.5

(出典：IDA, Tariff Study Update, June 2009)

よって、平均 WTP はこの送変電部分が占める比率を先述の WTP 値(0.29 USD/kWh)に掛けることで、求めることとし、0.04 USD/kWh の結果を得た。以降、これをこの調査での単位辺り経済価値とする。

5 Tariff Study Update Project Final Report, International Development Association, June 2009

(2) エネルギー消費量

本調査は、系統拡充により新たに電化されたことによって生まれる需要増加分をエネルギー消費量とした(図 10.6-2 参照)<sup>6</sup>。また、評価期間が 2040 年なのに対し、費用である系統計画の建設に伴う支出期間は 2030 年までであるため、本系統計画のみによる効果を分析する目的で、便益側である需要の増分も 2030 年以降は増減せず一定と設定した。図 10.6-3 に需要予測とその増加分を示す。

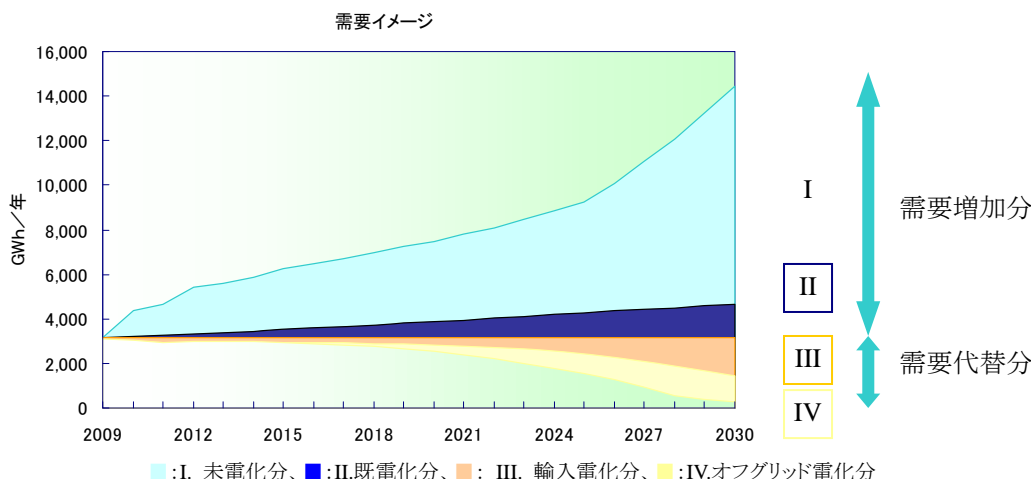


図 10.6-2: 2010 年から 2030 年のラオス国需要予測と便益要素

6 ■ 便益要素の検討 ■

本電力系統計画では厳密には今回想定したグリッド電化による一般需要家や新規大口需要家以外に、以下の表の II から IV に示す便益要素も含まれる。

裨益者の種類	エネルギー消費量	経済価値
I. 系統拡充により新たに電化された一般需要家や新規大口需要家	需要増加分	WTP
II. 既存グリッド電化村でかつライフスタイル向上により単位世帯当たり電力使用量が増加している村	需要増加分	既存電力小売料金
III. 隣国からの輸入電力により供給されている電化村	需要代替分 (総供給量一定)	節約外貨(節約輸入量)
IV. オフグリッドにより供給されている電化村	需要代替分 (総供給量一定)	節約代替生産コスト(ディーゼルエンジンなど)

したがって厳密には、本電力系統プロジェクトの便益計算に当たっては上記表の II から IV までの需要についても分析に含める必要があるのだが、以下の理由で示すように便益分析の結果への寄与度が小さいとみなせるため、計算を簡単にするため、詳細な分析には含めていない:

II.: 6.7 節の需要想定では、既電化世帯については年 3% の割合で一人当たり電力使用量が増加する仮定で予測を実施しているが、2010 年から 2030 年までの総需要増分は全需要増分の 3% に過ぎない。

III.: 最適系統計画では、基本的に国内需要想定増分に対応する送変電設備の供給計画を見積もっているため、輸出削減効果は殆ど見込んでいない。

IV.: ラオス国電力統計 2007 によると、2007 年度の国内の年間電力消費量は国全体で 1,311 GWh、EDL グリッド供給による消費量は 1,298 GWh である。したがって差し引き 13GWh がオフグリッド電化相当とみなせるが、これが仮にグリッド電化されたとしてもわずか 1% 未満に過ぎない。

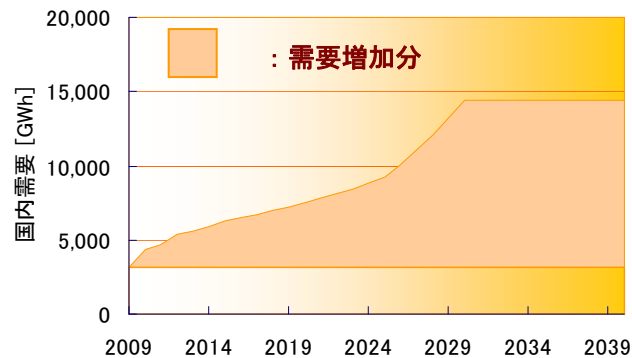


図10.6-3 2010年から2040年のラオス国需要予測(全体)

### (3) 最終便益

以上の検討から、本電力系統プロジェクトは、(1)の経済価値（WTP）に(2)のエネルギー消費量（需要増加分）を掛け合わせたものを最終便益とした。需要家への供給電力量と事業便益の流れを章末の図 10.6c-1 に示す。

### 10.6.3 経済費用

表 10.4-4「送変電設備建設の年度毎の投資計画」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。一方、事業費用のうち現地貨（もしくは内貨）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ため、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)）を用いる。本評価では前出の ADB 調査<sup>7</sup>にならってこれを 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図 10.6c-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、表 10.4-4「送変電設備建設の年度毎の投資計画」では現在建設中の案件の事業費は含まれていなかったため、本分析にて該当費用を加えることとした。EDL より提供された各建設中案件の総事業費を他の計画中の案件と同様の仮定（施工期間 3 カ年。外貨／内貨割合

7 Preparing the Greater Mekong Subregion Northern Power Transmission Project, Asian Development Bank TA No. 4816-LAO, Oct. 2008

を8対2とする)の下に年度ごとの支出費用を算出し、それを表10.4-4「送変電設備建設の年度毎の投資計画」の各年度に加えることとした。対象となる案件とその支出計画を表10.6-3に示す。

表10.6-3 建設中案件の事業支出計画

[単位: 1,000 USD]

年度	送電設備		変電設備	
	FC	LC	FC	LC
2010	19,468	9,081	7,636	1,527
2011	9,240	5,683	1,802	360
Total	28,708	14,764	9,438	1,887
(建設中送変電案件リスト)				
◆ Nam Lik 1/2- Hin Heup/ Ban Don				
◆ Nam Ngum 5 – Vangvieng/ Phonsavan				
◆ Pakxan – Pakbo				
◆ Xeset 1 – Saravan				
◆ Pakxong – Ban Jianxai				

(出典：EDL 聞き取りにより調査団作成)

#### 10.6.4 分析ならびに評価結果

以上から、算定された便益、および費用の流れより求められるEIRRは20.4%であった(表10.6c-1参照)。この数値は、判断指標であるラオス国の資本機会費用(OCC)の12%より高い数値であるので、本事業の経済的妥当性は確保されると評価する。

#### 10.6.5 感度分析

上述の経済的に妥当である、という結果は現時点で考えられる最も適切と思われる条件下(以下、ベースケース)で計算した結果だった。しかしながら昨今の原油高に端を発する資材代の高騰など、将来には予想のつかない事象が起こりえる。経済性評価の結果もその影響を受けて大きく変わる可能性もある。本節ではそうした将来の不確実性に対する今回の分析結果の堅牢さを確認するため、4つの将来シナリオを想定し、それぞれの条件下で同様の分析を行った。さらに究極のケースとして経済的妥当性が無くなる境界条件(以下、境界閾値)も併せて算出することで本系統計画の経済的妥当性が有効な範囲を視覚化し、不確実性の幅を定量化した。以下に各シナリオについて述べる。

##### 1) 設備投資額高騰シナリオ

建設コストが為替や資材代の変動などにより15%上昇するケースを設定した。至近年のEDL送電線プロジェクトでも類似の事象があったため、本結果への影響を検証することとした。

##### 2) 便益減少シナリオ

将来の電力料金の低減や料金未収などさまざまな理由により、便益が10%減少する事象を想定し、検証することとした。

### 3) WTP 半減シナリオ

ベースケースでは WTP の値を最新のラオスにおける送電線事業調査から引用したが、ケースによってはこれより低い値をとる可能性もあるため、極端なケースとしてその値が半減した場合の影響を検証することとした。

表 10.6-4 分析に用いた支払い意思額(WTP)

	平均支払い意思額		平均支払い意思額の内、 送変電相当分 [USCent/kWh]
	[Kip/kWh]	[USCent/kWh]	
ベースケース	2,434	29.0	4
WTP 半減シナリオ	1,217	14.5	2

なお、こうした状況が実現する条件は、ベースケースで参考にした ADB の調査レポートによれば、民生家庭需要家カテゴリーの場合で、構成要素の大半を占める燃料費（灯油代）が半額以下になること（3,000 Kip/l 以下もしくは 35 USCent/l 以下）、民生家庭以外の場合も、構成要素の大半を占めるディーゼルエンジンの燃料費が三分の一以下になること（2,000 Kip/l 以下もしくは 23USCent/l 以下）が挙げられる。

### 4) 需要減少シナリオ

国内電力需要（販売電力量）が景気後退などの理由によりベースケースよりも年当たり 30%減少するケースを分析した。ベースケースでは向こう 30 年間の全需要家カテゴリーの平均電力需要伸び率が約 6%で設定されていることから、これは同伸び率が 4%になることに相当する。

### 5) 維持管理費用高騰シナリオ

労働賃金の高騰などにより、毎年の維持管理費用がベースケースよりも 50%高いケースを検証することとした。これは労働賃金を含む維持管理費用が毎年 5%の割合（物価上昇率の影響を除く）で上昇する場合に相当する（2010 年から 2040 年の維持管理費用総額を現在価値換算して計算。）。

結果のキャッシュフローを表 10.6c-2 に、概要をまとめたものを表 10.6-5 に示す。

表 10.6-5 経済評価およびその感度分析の結果

将来シナリオ	EIRR [%]	NPV2009 [Million USD]	弾性値	境界閾値
ベースケース	20.4	523.9	-	-
1. 資本投資額高騰シナリオ (+15%)	17.9	417.7	-0.82	+80%
2. 便益減少シナリオ(-10%)	18.5	400.7	0.94	-45%
3. WTP 半減シナリオ(-50%)	10.4	-92.0	0.99	-45%
4. 需要減少シナリオ(-30%)	14.6	154.4	0.95	-45%
5. 維持管理費高騰シナリオ (+50%)	19.9	494.9	-0.05	n.a. (+300%で 17.5%)

※NPV : Net Present Value (Discount rate 12%にて算出)。

※境界閾値 : EIRR が OCC の 12%を下回るような変数の値



極端なケースである WTP 半減シナリオを除いてすべてのシナリオにおいて、EIRR は判断指標となる OCC(12%)を上回ったことから、本電力系統プロジェクトの経済的妥当性は強固なものであることが確認できた。参考までにシナリオの変数が及ぼす影響の度合いについて分析したところ、支払い意思額や需要など便益側の変化が評価結果に及ぼす影響が最も大きい（弾性値が大きい）ことが明らかになった。

次に各シナリオについて、経済的妥当性が無くなる境界条件を算出した。つまり各シナリオの変数（もしくは因子）がいくらになったら（境界閾値）、最適系統計画の EIRR がベンチマークである OCC の 12%を下回るか、の条件を算出した。

まず評価結果への影響が最も大きかった支払い意思額の場合、変数である WTP の値がベースケース値の約半分以下（元値の 55%以下）になると EIRR が 12%を下回ることが明らかになった。したがって、もしそのような状況が見込まれるようであれば本系統計画の経済的妥当性はなくなる。ただ前述したように、半分の WTP を実現するには燃料費が 23-35USCent/l を下回ることが条件であるため、現実性が高いとは言い難い。図 10.6-4 に WTP の削減幅と最適系統計画の EIRR の相関図を示す。

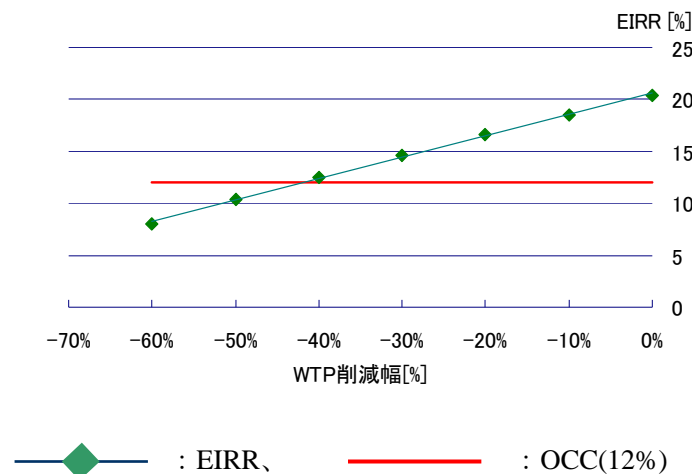


図 10.6-4 支払い意思額(WTP)の削減幅と最適系統計画の EIRR

次に影響の大きい電力需要の場合では、ベースケースよりも 45%以上需要増分が減少する状況が続く見通しが確実な場合、つまり全セクター平均の需要伸び率が向こう 20 年間で 3%以下になる状況が続く見通しであれば、経済的妥当性が無くなると判断できる。

一方、比較的影響が低いと結論づけられた資本投資額については、ベースケースに比べて値が 8 割以上高騰する状況が続くという極端なケースにならない限り、EIRR が 12%を下回ることではなく、投資額の削減や繰越などの見直しは不要と判断できる。

維持管理費用についても、ベースケースの 3 倍以上の値に高騰しても、EIRR は OCC の 12%を上回る 17.5%と算出され、この因子が原因で経済的妥当性が無くなる可能性は殆どないと判断できる。

最後に最適系統計画の経済的妥当性が確保される各影響因子の範囲をまとめたものを図 10.6-5 に示す。

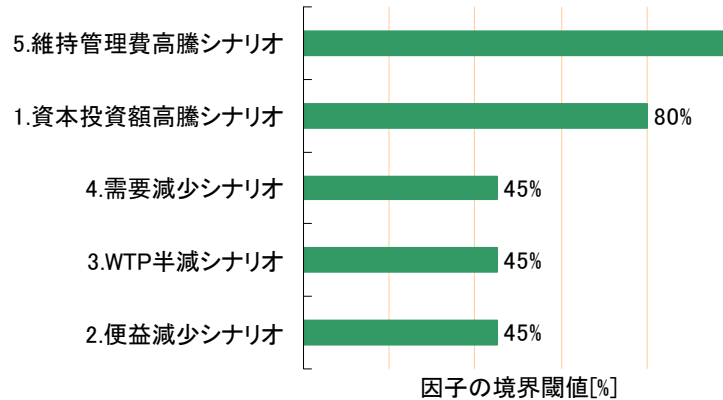


図 10.6-5 経済的妥当性が確保される因子の範囲

### 10.6.6 財務分析

以上までの議論はラオス国の視点から分析を行った（経済分析）のに対し、本節では、本事業の実施主体である EDL の立場から分析を行った（財務分析）。なお、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。また、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。以上からあくまで目安として本分析を行ったことを断っておく。

分析に際し、費用は経済分析同様に建設費用とその維持管理費用とした。ただし、内貨分は経済価値に変換する前の値をそのまま用いている。便益は事業収入となる現行の電気料金制度（平均小売料金）に、先の需要増加分を掛け合わせて得られるものとした。なお、現行の電気料金制度は毎年 5% ずつ値上げするシステムになっている。表 10.6-6 にそのシステムに基づいて試算した平均平均料金を示す。

分析の結果、指標となる財務的内部収益率（Financial Internal Rate of Return(FIRR)）は 8.3% と算出された。ラオス国の類似電力事業<sup>8</sup>の資金調達コスト（借入金利息など）がおよそ 2-8%

8 "TA No. 4816-LAO: Preparing the Greater Mekong Subregion Northern Power Transmission Project", Oct. 2008, Asian Development Bank;  
 "Feasibility Study on Xeset-1 to Saravan 115 kV Transmission Line System and associated Substation at Saravan", Final Report, EDL;

程度であることを考えると、本事業は収益性についても大きな問題はないと判断される。

表10.6-6 現行料金制度により試算された将来平均小売料金

FY	US cent /kWh
2007	5.44
2008	5.71
2009	6.00
2010	6.30
2011	6.61
2012	6.94
2013	7.29
2014	7.65

(出典：EDL Annual Report 2007 並びに EDL 聞き取りにより調査団作成)

参考までに先述の世界銀行のタリフスタディで提案された新電力料金を摘要した場合についても試算した。表 10.6-7 に同提案による電力料金を示す。なお、新電力料金は、値が高いとして、元の半分程度の値で落ち着く修正提案が後日なされており、併せて同表に掲載した。

表 10.6-7 提案されている新料金制度(平均小売料金)

FY	新料金制度		修正案	
	Kip/kWh	US cent/ kWh	Kip/kWh	US cent/ kWh
2010	698	8.20	600	7.05
2011	813	9.55	680	7.99
2012	904	10.62	705	8.28
2013	971	11.40	705	8.28
2014	1,064	12.50	712	8.36
2015	1,176	13.81	725	8.51
2016	1,274	14.96	749	8.80
2017	1,274	14.96	749	8.80

(出典：IDA, Tariff Study Update, June 2009、EDL 聞き取り調査などにより調査団作成)

分析に際しては、新料金は 2017 年度以降に小売料金が 100%コストを回収できる額に達する、と上述の世銀の調査報告にあることから、以降一定と設定した。条件を同じにする目的で、先の現行電力料金制度による試算料金でも、同額(1,274 Kip/kWh)に達した以降、料金は一定と設定した。図 10.6-6 に各料金の推移図を示す。

“Power Import and Export Study: Feasibility Study of Ban Hat-Stung Treng 115 kV-Line and Substation”, , Ministry of Industry and Handicraft and Electricite du Laos;

“Study on Ownership and Benefit-Sharing for the Proposed 500kV Interconnection Between China, Laos and Thailand: Specific recommendations to the China – Laos – Thailand 500kV transmission line”, Department of Electricity, The Ministry of Energy and Mines, Lao PDR.

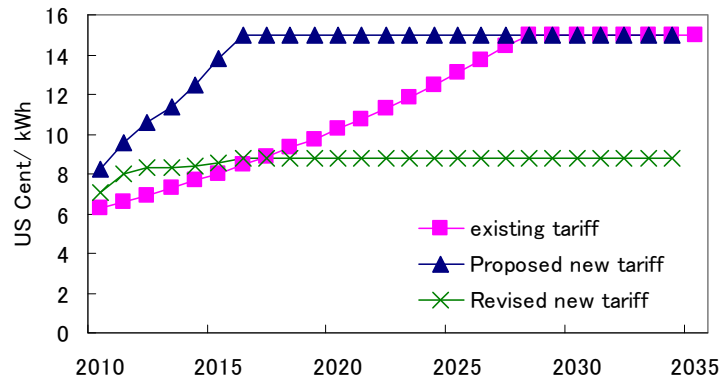


図10.6-6 便益計算に用いた電気料金の設定

本感度分析の結果は、新料金制度ではFIRRで10.0%を、修正料金制度では5.1%を得ている。

最後に結果をまとめたものを表 10.6-8 示す。キャッシュフローについては、ベースケース（現行料金）を表 10.6c-3 に、世銀タリフスタディで提案されている新料金制度を適用した場合を表 10.6c-4 に示す。

表10.6-8 財務評価およびその感度分析の結果

将来シナリオ	FIRR [%]	NPV2009 [Million USD]
ベースケース	8.3	1,168
新電力料金適用ケース	10.0	1,420
修正新電力料金適用ケース	5.1	365

※NPV: Net Present Value (Discount rate 2.7%にて算出)。

表10.6c-1 最適電力系統プロジェクトの経済内部収益率の計算

(Base Case)											Unit: Thousand US\$		Net
FY	Economic Costs								Total Cost	Gross Benefits			
	TL		SS		Total Capital		O&M:TL	O&M:SS		Incr. Energy (GWh)	Total Benefit		
FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC+LC	FC+LC	FC+LC	FC+LC				
FY2010	93,203	43,196	29,114	5,401	122,317	48,598	0	0	170,915	0	0	-170,915	
FY2011	129,737	50,840	53,838	10,559	183,575	61,399	1,364	518	246,856	1,484	59,384	-187,472	
FY2012	40,912	25,939	32,692	5,795	73,604	31,734	3,170	1,484	109,991	2,263	90,575	-19,417	
FY2013	44,589	16,258	19,549	4,311	64,138	20,569	3,838	2,061	90,606	2,416	96,676	6,071	
FY2014	33,004	18,542	11,167	2,678	44,171	21,220	4,447	2,419	72,256	2,707	108,335	36,078	
FY2015	39,131	18,771	7,752	1,456	46,883	20,227	4,962	2,627	74,699	3,096	123,905	49,206	
FY2016	44,943	19,881	7,396	1,082	52,339	20,963	5,541	2,765	81,609	3,336	133,504	51,895	
FY2017	15,902	9,955	6,435	1,200	22,337	11,155	6,189	2,892	42,573	3,546	141,894	99,320	
FY2018	5,608	4,957	7,949	1,385	13,557	6,342	6,448	3,006	29,353	3,815	152,660	123,306	
FY2019	12,595	4,966	12,114	2,256	24,709	7,222	6,554	3,146	41,632	4,061	162,501	120,869	
FY2020	4,973	4,631	10,104	1,643	15,077	6,274	6,729	3,362	31,442	4,327	173,171	141,729	
FY2021	8,825	3,147	10,182	1,604	19,007	4,751	6,825	3,538	34,122	4,616	184,732	150,610	
FY2022	1,924	1,751	10,697	1,693	12,621	3,445	6,945	3,715	26,726	4,934	197,435	170,709	
FY2023	978	549	11,777	2,101	12,755	2,650	6,982	3,901	26,288	5,283	211,409	185,122	
FY2024	4,847	1,661	3,654	485	8,501	2,145	6,997	4,109	21,752	5,668	226,796	205,044	
FY2025	3,799	1,904	2,653	302	6,452	2,206	7,062	4,171	19,892	6,091	243,758	223,866	
FY2026	8,597	4,772	3,442	504	12,039	5,276	7,119	4,215	28,650	6,934	277,473	248,823	
FY2027	48,233	11,567	13,120	2,291	61,353	13,858	7,253	4,275	86,738	7,882	315,421	228,682	
FY2028	9,608	6,575	3,760	520	13,368	7,095	7,851	4,506	32,820	8,917	356,846	324,025	
FY2029	2,655	964	1,937	226	4,592	1,190	8,013	4,570	18,365	10,047	402,058	383,694	
FY2030	507	520	1,445	177	1,952	697	8,049	4,602	15,300	11,280	451,397	436,097	
FY2031	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY2032	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY2033	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY2034	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY2035	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY2036	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY2037	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY2038	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY2039	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY2040	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
Total	554,570	251,348	260,778	47,670	815,348	299,018	202,930	112,148	1,429,444	215,508	8,623,901	7,194,457	

OER 250 Kip/THB (Aug.27, 2009 by Yahoo)  
 OER 8,515 Kip/USD (Aug.27, 2009 by Yahoo)  
 Applied currency and unit: US\$ thousand  
 Base year: Year 2009

Economic Internal Rate of Return for the Project: **20.4%**  
 Net Present Value (at 12%): **523,915**

Cost side  
 SCF for Local Currency Portion: **0.9**  
 O&M cost: 1% for transmission, 1.5% for substation of capital cost.

Benefit side  
 WTP on average 0.29 USD/kWh 2,434 Kip/ kWh  
 TL&SS portion of WTP (14%) Year 2009 14% (Source: WB Tariff update study, Aug.20,2009)  
 Benefit corresponding to this project 0.04 USD/kWh



表10.6c-3 最適電力系統プロジェクトの財務内部収益率の計算

FY	Economic Costs										Gross Benefits		Total Revenue	Net
	TL			SS		Total Capital		O&M:TL	O&M:SS	Total Cost	Incre. Energy (GWh)	Equivalent (\$/MWh)		
	FC	LC		FC	LC	FC	LC	FC+LC	FC+LC					
FY2010	93,203	47,996		29,114	6,001	122,317	53,997	0	0	176,315	0	9	0	-176,315
FY2011	129,737	56,489		53,838	11,732	183,575	68,221	1,412	527	253,735	1,484	9	13,738	-239,997
FY2012	40,912	28,821		32,692	6,439	73,604	35,260	3,274	1,510	113,649	2,263	10	22,001	-91,648
FY2013	44,589	18,064		19,549	4,790	64,138	22,854	3,972	2,097	93,061	2,416	10	24,657	-68,404
FY2014	33,004	20,602		11,167	2,976	44,171	23,578	4,598	2,462	74,809	2,707	11	29,012	-45,797
FY2015	39,131	20,857		7,752	1,618	46,883	22,475	5,134	2,674	77,167	3,096	11	34,841	-42,326
FY2016	44,943	22,090		7,396	1,203	52,339	23,293	5,734	2,815	84,181	3,336	12	39,417	-44,764
FY2017	15,902	11,061		6,435	1,334	22,337	12,395	6,404	2,944	44,080	3,546	12	43,989	-91
FY2018	5,608	5,508		7,949	1,539	13,557	7,047	6,674	3,061	30,338	3,815	13	49,693	19,355
FY2019	12,595	5,518		12,114	2,507	24,709	8,025	6,785	3,203	42,722	4,061	14	55,541	12,819
FY2020	4,973	5,146		10,104	1,825	15,077	6,971	6,966	3,422	32,436	4,327	14	62,147	29,711
FY2021	8,825	3,497		10,182	1,782	19,007	5,279	7,067	3,601	34,955	4,616	15	69,611	34,656
FY2022	1,924	1,946		10,697	1,881	12,621	3,827	7,191	3,781	27,420	4,934	16	78,118	50,698
FY2023	978	610		11,777	2,334	12,755	2,944	7,229	3,969	26,898	5,283	17	87,829	60,931
FY2024	4,847	1,845		3,654	539	8,501	2,384	7,245	4,181	22,311	5,668	17	98,933	76,622
FY2025	3,799	2,116		2,653	335	6,452	2,451	7,312	4,244	20,460	6,091	18	111,648	91,189
FY2026	8,597	5,302		3,442	560	12,039	5,862	7,371	4,289	29,561	6,934	19	133,445	103,884
FY2027	48,233	12,852		13,120	2,545	61,353	15,397	7,510	4,349	88,610	7,882	20	159,280	70,671
FY2028	9,608	7,306		3,760	578	13,368	7,884	8,121	4,584	33,957	8,917	21	189,209	155,252
FY2029	2,655	1,071		1,937	251	4,592	1,322	8,290	4,649	18,854	10,047	21	213,182	194,328
FY2030	507	578		1,445	197	1,952	775	8,328	4,682	15,736	11,280	21	239,343	223,607
FY2031	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
FY2032	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
FY2033	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
FY2034	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
FY2035	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
FY2036	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
FY2037	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
FY2038	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
FY2039	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
FY2040	0	0		0	0	0	0	8,338	4,706	13,045	11,280	21	239,343	226,298
<b>Total</b>	<b>554,570</b>	<b>279,275</b>		<b>260,778</b>	<b>52,967</b>	<b>815,348</b>	<b>332,242</b>	<b>210,004</b>	<b>114,104</b>	<b>1,471,698</b>	<b>215,508</b>	<b>0</b>	<b>4,149,062</b>	<b>2,677,364</b>

Financial Internal Rate of Return for the Project **8.3%**  
 Net Present Value (at 2.7%) **1,167,959**

OER 250 Kip/THB (Aug.27, 2009 by Yahoo)  
 OER 8,515 Kip/USD (Aug.27, 2009 by Yahoo)  
 Applied currency and unit: US\$ thousand  
 Base year: Year 2009

Cost side  
 SCF for Local Currency Portion **0.9**  
 O&M cost: 1% for transmission, 1.5% for substation of capital cost.

Benefit side  
 Existing average tariff 5.44 USC/KWH FY2007 : increase by 5% annually.  
 TL&SS portion of tariff 14% (Source: WB Tariff update study, Aug.20,2009)  
 US\$ equivalent tariff of TL&SS portion **7.6** US\$/MWh FY2007

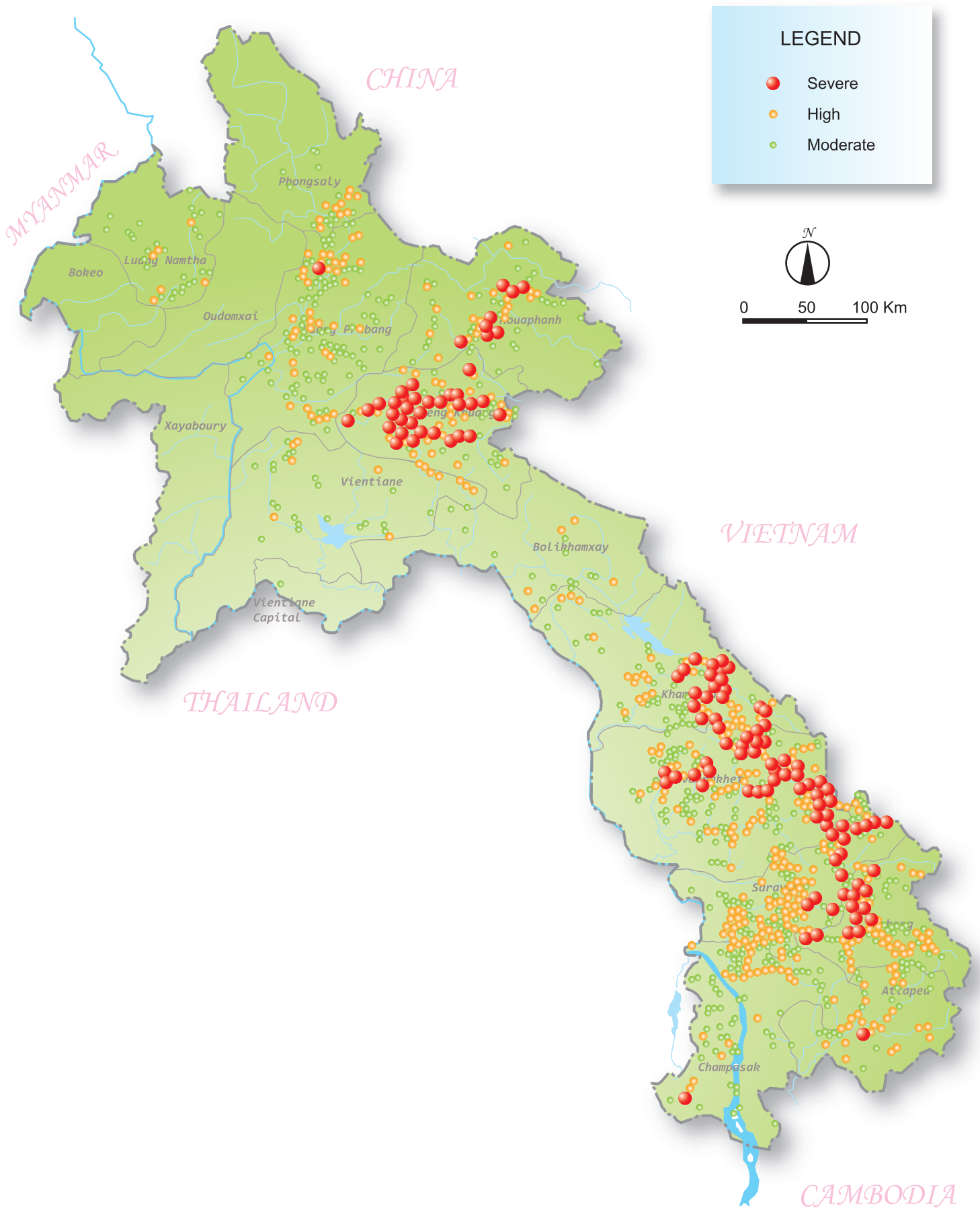
表10.6c-4: 最適電力系統プロジェクトの財務内部収益率の計算の感度分析結果(左:新料金制度適用、右:修正新料金制度適用)

New Tariff System				Revised New Tariff System					
FY	Gross Benefits		Total Revenue	Net	FY	Gross Benefits		Total Revenue	Net
	New Tariff (Kip/kWh)	\$equivalent (\$/MWh)				New Tariff (Kip/kWh)	\$equivalent (\$/MWh)		
FY2010	98	11	0	-176,315	FY2010	84	10	0	-176,315
FY2011	114	13	19,836	-233,899	FY2011	95	11	16,591	-237,144
FY2012	127	15	33,642	-80,007	FY2012	99	12	26,236	-87,412
FY2013	136	16	38,569	-54,491	FY2013	99	12	28,003	-65,057
FY2014	149	17	47,360	-27,449	FY2014	100	12	31,692	-43,117
FY2015	165	19	59,869	-17,298	FY2015	102	12	36,909	-40,258
FY2016	178	21	69,882	-14,299	FY2016	105	12	41,085	-43,097
FY2017	178	21	74,274	30,194	FY2017	105	12	43,666	-414
FY2018	178	21	79,909	49,571	FY2018	105	12	46,980	16,641
FY2019	178	21	85,060	42,339	FY2019	105	12	50,008	7,286
FY2020	178	21	90,646	58,209	FY2020	105	12	53,292	20,855
FY2021	178	21	96,697	61,742	FY2021	105	12	56,849	21,895
FY2022	178	21	103,347	75,927	FY2022	105	12	60,759	33,339
FY2023	178	21	110,661	83,763	FY2023	105	12	65,059	38,161
FY2024	178	21	118,716	96,405	FY2024	105	12	69,794	47,484
FY2025	178	21	127,594	107,134	FY2025	105	12	75,014	54,555
FY2026	178	21	145,242	115,681	FY2026	105	12	85,390	55,828
FY2027	178	21	165,106	76,496	FY2027	105	12	97,068	8,458
FY2028	178	21	186,789	152,833	FY2028	105	12	109,816	75,859
FY2029	178	21	210,456	191,602	FY2029	105	12	123,730	104,876
FY2030	178	21	236,282	220,547	FY2030	105	12	138,913	123,178
FY2031	178	21	236,282	223,238	FY2031	105	12	138,913	125,869
FY2032	178	21	236,282	223,238	FY2032	105	12	138,913	125,869
FY2033	178	21	236,282	223,238	FY2033	105	12	138,913	125,869
FY2034	178	21	236,282	223,238	FY2034	105	12	138,913	125,869
FY2035	178	21	236,282	223,238	FY2035	105	12	138,913	125,869
FY2036	178	21	236,282	223,238	FY2036	105	12	138,913	125,869
FY2037	178	21	236,282	223,238	FY2037	105	12	138,913	125,869
FY2038	178	21	236,282	223,238	FY2038	105	12	138,913	125,869
FY2039	178	21	236,282	223,238	FY2039	105	12	138,913	125,869
FY2040	178	21	236,282	223,238	FY2040	105	12	138,913	125,869
Total	5,247		4,462,759	2,991,061	Total	0	0	2,645,985	1,174,287

Financial Internal Rate of Return for the Project	10.0%	5.1%
Net Present Value (at 2.7%)	1,419,852	365,142





UXO Map

図10.1-1 ラオス国UXO分布マップ



表10.2-1 (a) 変圧器の増設・取替・移設計画(北部地域)

**Northern Area**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Hongsa SS</b>																							
Forecast Peak (MW)						5.5	6.0	6.6	7.2	7.9	8.6	9.5	10.3	11.2	12.2	13.3	14.5	15.9	17.3	18.9	20.7	22.6	24.8
Peak MVA (pf=0.85)						6.4	7.0	7.7	8.5	9.3	10.2	11.1	12.1	13.2	14.3	15.6	17.1	18.7	20.4	22.2	24.3	26.6	29.2
total capacity (MVA)						20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
balance (MVA)						13.6	13.0	12.3	11.5	10.7	9.8	8.9	7.9	6.8	5.7	4.4	2.9	1.3	19.6	17.8	15.7	13.4	10.8
over load factor (%)						32%	35%	39%	42%	46%	51%	56%	61%	66%	72%	78%	85%	93%	51%	56%	61%	67%	73%
numbers (nos)						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
units no.1 2013						(new TR)	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
																		(new TR)	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
<b>Paklay SS</b>																							
Forecast Peak (MW)							5.2	5.7	6.3	6.9	7.5	8.3	9.0	9.8	10.6	11.6	12.7	13.9	15.1	16.5	18.0	19.8	21.7
Peak MVA (pf=0.85)							6.2	6.7	7.4	8.1	8.9	9.7	10.6	11.5	12.5	13.7	14.9	16.3	17.8	19.4	21.2	23.3	25.5
total capacity (MVA)							20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	40.0	40.0	40.0
balance (MVA)							13.8	13.3	12.6	11.9	11.1	10.3	9.4	8.5	7.5	6.3	5.1	3.7	2.2	0.6	18.8	16.7	14.5
over load factor (%)							31%	34%	37%	40%	44%	49%	53%	58%	63%	68%	75%	82%	89%	97%	53%	58%	64%
numbers (nos)							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
units no.1 2014							(new TR)	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
no.2 2028																			(new TR)	20.0	20.0	20.0	20.0
<b>Phonsavan SS</b>																							
Forecast Peak (MW)							4.4	4.8	5.4	6.0	6.6	7.4	8.2	9.1	10.2	11.3	12.6	14.0	15.5	17.1	18.9	21.0	23.3
Peak MVA (pf=0.85)							5.2	5.7	6.3	7.0	7.8	8.7	9.7	10.8	12.0	13.3	14.8	16.5	18.2	20.1	22.3	24.7	27.4
total capacity (MVA)							16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	60.0	60.0	60.0
balance (MVA)							10.8	10.3	9.7	9.0	8.2	7.3	6.3	5.2	4.0	2.7	1.2	13.5	11.8	9.9	7.7	5.3	2.6
over load factor (%)							32%	35%	39%	44%	49%	54%	60%	67%	75%	83%	93%	55%	61%	67%	74%	82%	91%
numbers (nos)							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
units no.1 2003							16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	30.0	30.0
no.1 2019														(new TR)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.2 2025																			(new TR)	30.0	30.0	30.0	30.0
<b>Muong Kham SS</b>																							
Forecast Peak (MW)							1.5	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	2.9	3.2	3.6	3.9	4.3	4.8	5.3	5.9	6.6	7.3	8.0
Peak MVA (pf=0.85)							1.8	2.0	2.2	2.5	2.7	3.0	3.4	3.8	4.2	4.6	5.1	5.7	6.3	6.9	7.7	8.5	9.5
total capacity (MVA)							10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	20.0	20.0
balance (MVA)							8.2	8.0	7.8	7.5	7.3	7.0	6.6	6.2	5.8	5.4	4.9	4.3	3.7	3.1	2.3	1.5	0.5
over load factor (%)							18%	20%	22%	25%	27%	30%	34%	38%	42%	46%	51%	57%	63%	69%	77%	85%	95%
numbers (nos)							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
units no.1 2011							(new TR)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
no.2 2028																				(new TR)	10.0	10.0	10.0





表10.2-1 (c) 変圧器の増設・取替・移設計画(中央-2地域)

Central 2 Area

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Pakxan SS</b>																							
Forecast Peak (MW)	9.7	10.6	11.5	12.5	13.6	14.9	16.2	17.6	19.2	20.9	22.8	24.8	26.9	29.0	31.4	34.1	37.0	40.2	43.6	47.3	51.4	56.0	61.1
Peak MVA (pf=0.85)	11.4	12.4	13.5	14.7	16.0	17.5	19.0	20.7	22.6	24.6	26.8	29.2	31.6	34.2	37.0	40.1	43.5	47.3	51.3	55.7	60.5	65.9	71.8
total capacity (MVA)	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	90.0	90.0	90.0
balance (MVA)	20.6	19.6	18.5	17.3	16.0	14.5	13.0	11.3	9.4	7.4	5.2	2.8	0.4	25.8	23.0	19.9	16.5	12.7	8.7	4.3	29.5	24.1	18.2
over load factor (%)	36%	39%	42%	46%	50%	55%	60%	65%	71%	77%	84%	91%	99%	57%	62%	67%	73%	79%	85%	93%	67%	73%	80%
numbers (nos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
units no.1 2003	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0 to ??? SS								
no.1 2021														(new TR)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.2 2003	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0 to ??? SS									
no.2 2021														(new TR)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.3 2028																				(new TR)	30.0	30.0	30.0
<b>Khonsoung SS</b>																							
Forecast Peak (MW)					2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.3	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	6.9	7.5	8.2	8.9	9.7
Peak MVA (pf=0.85)					2.5	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.3	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	6.9	7.5	8.1	8.8	9.6	10.4	11.4
total capacity (MVA)					20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
balance (MVA)					17.5	17.2	17.0	16.7	16.4	16.1	15.7	15.4	15.0	14.6	14.1	13.6	13.1	12.5	11.9	11.2	10.4	9.6	8.6
over load factor (%)					13%	14%	15%	16%	18%	20%	21%	23%	25%	27%	29%	32%	35%	37%	41%	44%	48%	52%	57%
numbers (nos)					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
units no.1 2003					(new TR)	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
<b>Thakhek SS</b>																							
Forecast Peak (MW)	23.9	25.9	28.1	30.5	33.1	36.0	39.1	42.4	46.0	50.0	54.2	59.4	64.2	69.2	74.2	79.2	84.2	89.2	94.2	99.2	104.2	109.2	114.2
Peak MVA (pf=0.85)	28.1	30.5	33.1	35.9	39.0	42.3	45.9	49.9	54.1	58.8	63.8	68.3	73.3	78.2	83.0	87.8	92.6	97.4	102.2	107.0	111.8	116.6	121.4
total capacity (MVA)	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	90.0	90.0	90.0	90.0
balance (MVA)	31.9	29.5	26.9	24.1	21.0	17.7	14.1	10.1	5.9	1.2	-3.8	25.4	22.7	19.8	16.6	13.1	9.3	5.1	0.7	25.9	20.5	14.6	8.1
over load factor (%)	47%	51%	55%	60%	65%	71%	77%	83%	90%	98%	106%	58%	62%	67%	72%	78%	84%	91%	99%	71%	77%	84%	91%
numbers (nos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
units no.1 2003	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.2 2003	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.3 2027																				(new TR)	30.0	30.0	30.0
<b>Mahaxai SS</b>																							
Forecast Peak (MW)		4.1	4.5	4.8	5.3	5.7	6.2	6.7	7.3	7.9	8.6	9.3	10.1	10.9	11.7	12.6	13.7	14.8	16.0	17.3	18.8	20.3	22.1
Peak MVA (pf=0.85)		4.8	5.3	5.7	6.2	6.7	7.3	7.9	8.6	9.3	10.1	11.0	11.8	12.8	13.8	14.9	16.1	17.4	18.8	20.4	22.1	23.9	26.0
total capacity (MVA)		40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
balance (MVA)		35.2	34.7	34.3	33.8	33.3	32.7	32.1	31.4	30.7	29.9	29.0	28.2	27.2	26.2	25.1	23.9	22.6	21.2	19.6	17.9	16.1	14.0
over load factor (%)		12%	13%	14%	15%	17%	18%	20%	21%	23%	25%	27%	30%	32%	34%	37%	40%	44%	47%	51%	55%	60%	65%
numbers (nos)		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
units no.1 2009		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
no.2 2009		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
<b>New SS for Thakhek</b>																							
Forecast Peak (MW)												29.4	31.7	34.2	36.9	39.8	43.1	46.7	50.4	54.5	59.1	64.1	69.6
Peak MVA (pf=0.85)												34.6	37.3	40.2	43.4	46.9	50.7	54.9	59.3	64.1	69.5	75.4	81.9
total capacity (MVA)												60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	90.0	90.0	90.0	90.0
balance (MVA)												25.4	22.7	19.8	16.6	13.1	9.3	5.1	0.7	25.9	20.5	14.6	8.1
over load factor (%)												58%	62%	67%	72%	78%	84%	91%	99%	71%	77%	84%	91%
numbers (nos)												2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
units no.1 2019												(new TR)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.2 2019												(new TR)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.3 2027																				(new TR)	30.0	30.0	30.0
<b>Pakbo SS</b>																							
Forecast Peak (MW)	26.5	28.2	30.0	31.8	33.9	36.0	38.3	40.7	43.3	46.0	48.9	52.0	54.9	59.0	62.6	66.4	70.4	74.6	79.0	83.6	88.4	93.3	98.3
Peak MVA (pf=0.85)	31.2	33.2	35.2	37.5	39.8	42.3	45.0	47.9	50.9	54.1	57.5	61.2	64.6	68.3	72.2	76.2	80.4	84.8	89.4	94.2	99.2	104.2	109.2
total capacity (MVA)	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	90.0	90.0	90.0	90.0
balance (MVA)	8.8	6.8	4.8	2.5	0.2	17.7	15.0	12.1	9.1	5.9	2.5	28.8	25.4	55.9	54.0	51.9	49.6	47.2	44.7	42.0	39.1	35.9	32.4
over load factor (%)	78%	83%	88%	94%	100%	71%	75%	80%	85%	90%	96%	68%	72%	38%	40%	42%	45%	48%	50%	53%	57%	60%	64%
numbers (nos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
units no.1 2003	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	(to Kengkok)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.1 2013						(new TR)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.2 2003	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	(to Kengkok)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.2 2013						(new TR)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
no.3 2019												(new TR)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0



**表10.3-2(1) Assumed Estimation for TL Construction Cost Vol.1**  
**“Voltage; 115kV, Conductor; Hawk, Single, Soil Condition; Normal, Passing Area; Plain ”**  
**for**  
**Laos ( Lao People’s Democratic Republic )**

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 90% of Suspension Towers (27units), 10% of Tension Towers (3units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: Normal

Category	No.	Items	115kV, 1oct, (10km) Conductor : Hawk, Single						115kV, 2cct, (10km) Conductor : Hawk, Single						Remarks
			Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	
					(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)			(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	
COST, INSURANCE AND FREIGHT	1	Tower	ton	123	2,100	258,300	258,300	0	ton	150	2,100	315,000	315,000	0	
	2	Conductor	km	30	4,900	147,000	147,000	0	km	60	4,900	294,000	294,000	0	
	3	OPGW 60mm2	km	0	6,100	0	0	0	km	0	6,100	0	0	0	
	4	OH G.W.	km	10	1,550	15,500	15,500	0	km	10	1,550	15,500	15,500	0	
	5	Suspension Insulator String	set	81	400	32,400	32,400	0	set	162	400	64,800	64,800	0	
	6	Tension Insulator String	set	18	600	10,800	10,800	0	set	36	600	21,600	21,600	0	
	7	Accessories	lot	1	6%	27,840	27,840	0	lot	1	6%	42,654	42,654	0	
			Subtotal				491,840	491,840	0				753,554	753,554	0
COST OF LABOUR, INLAND TRANSPORTATION AND EXPENSES	1	Survey & S. Investigation	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	
	2	Access Construction	km	20	1,000	20,000	6,000	14,000	km	20	1,000	20,000	6,000	14,000	
	3	Land Clearing	km	10	1,000	10,000	2,000	8,000	km	10	1,000	10,000	2,000	8,000	
	4	Foundation (Volume of Concrete)	m <sup>3</sup>	140	750	105,000	21,000	84,000	m <sup>3</sup>	227	750	170,250	34,050	136,200	
	5	Tower Erection	ton	123	240	29,520	8,856	20,664	ton	150	240	36,000	10,800	25,200	
	6	Stringing	km	10	3,000	30,000	9,000	21,000	km	20	3,000	60,000	18,000	42,000	
	7	Inland Transportation			CIF*12%	59,021	0	59,021			CIF*12%	90,426	0	90,426	
	8	Miscellaneous	lot	1	5%	13,677	2,743	10,934	lot	1	5%	20,334	3,943	16,391	
	9	General Expenses	lot	1	10%	28,722	5,760	22,962	lot	1	10%	42,701	8,279	34,422	
			Subtotal				315,940	63,359	252,581				469,711	91,072	378,640
		Total				807,780	555,199	252,581				1,223,265	844,626	378,640	

Estimated Condition ; Aluminum base LME 1550US\$/ton, Exchange Rate ; 100Yen/US\$, 3.0Yen/THB



**表10.3-2(2) Assumed Estimation for TL Construction Cost Vol.2**  
**“Voltage; 115kV, Conductor; Hawk, Single, Soil Condition; Normal, Passing Area; Plain&Mountain ”**  
**for**  
**Laos ( Lao People’s Democratic Republic )**

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers: 10%; Plain Area, 30%; Mountain Area
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: Normal

Category	No.	Items	115kV, 1cct Addition, (10km) Conductor : Hawk, Single, Plain Area						115kV, 1cct Addition, (10km) Conductor : Hawk, Single, Mountain Area						Remarks
			Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	
					(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)			(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	
COST, INSURANCE AND FREIGHT	1	Tower	ton	0	2,100	0	0	0	ton	0	2,100	0	0	0	
	2	Conductor	km	30	4,900	147,000	147,000	0	km	30	4,900	147,000	147,000	0	
	3	OPGW 60mm2	km	0	6,100	0	0	0	km	0	6,100	0	0	0	
	4	OH G.W.	km	0	1,550	0	0	0	km	0	1,550	0	0	0	
	5	Suspension Insulator String	set	81	400	32,400	32,400	0	set	63	400	25,200	25,200	0	
	6	Tension Insulator String	set	18	600	10,800	10,800	0	set	54	600	32,400	32,400	0	
	7	Accessories	lot	1	6%	11,412	11,412	0	lot	1	6%	12,276	12,276	0	
			Subtotal				201,612	201,612	0				216,876	216,876	0
COST OF LABOUR, INLAND TRANSPORTATION AND EXPENSES	1	Survey & S. Investigation	km	0	2,000	0	0	0	km	0	2,000	0	0	0	
	2	Access Construction	km	0	1,000	0	0	0	km	0	1,000	0	0	0	
	3	Land Clearing	km	0	1,000	0	0	0	km	0	1,000	0	0	0	
	4	Foundation (Volume of Concrete)	m <sup>3</sup>	0	750	0	0	0	m <sup>3</sup>	0	750	0	0	0	
	5	Tower Erection	ton	0	240	0	0	0	ton	0	240	0	0	0	
	6	Stringing	km	10	3,000	30,000	9,000	21,000	km	10	4,500	45,000	13,500	31,500	
	7	Inland Transportation			CIF*12%	24,193	0	24,193			CIF*12%	26,025	0	26,025	
	8	Miscellaneous	lot	1	5%	2,710	450	2,260	lot	1	5%	3,551	675	2,876	
	9	General Expenses	lot	1	10%	5,690	945	4,745	lot	1	10%	7,458	1,418	6,040	
			Subtotal				62,593	10,395	52,198				82,034	15,593	66,442
		Total				264,205	212,007	52,198				298,910	232,469	66,442	

Estimated Condition ; Aluminum base LME 1550US\$/ton, Exchange Rate ; 100Yen/US\$, 3.0Yen/THB

**表10.3-2(3) Assumed Estimation for TL Construction Cost Vol.3**  
**“Voltage; 115kV, Conductor; Hawk, Single, Soil Condition; Normal, Passing Area; Plain ”**  
**for**  
**Laos ( Lao People’s Democratic Republic )**

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 90% of Suspension Towers (27units), 10% of Tension Towers (3units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: Normal

Category	No.	Items	V, 1cct,	115kV, 2cct, (10km) Conductor : T-Hawk, Single					Remarks		
				Unit	Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount		FC	LC
							(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
COST, INSURANCE AND FREIGHT	1	Tower	ton	ton	172	2,100	361,200	361,200	0		
	2	Conductor	km	km	60	5,800	348,000	348,000	0		
	3	OPGW 60mm2	km	km	0	6,100	0	0	0		
	4	OH G.W.	km	km	10	1,550	15,500	15,500	0		
	5	Suspension Insulator String	set	set	162	400	64,800	64,800	0		
	6	Tension Insulator String	set	set	36	600	21,600	21,600	0		
	7	Accessories	lot	lot	1	6%	48,666	48,666	0		
			Subtotal					859,766	859,766	0	
COST OF LABOUR, INLAND TRANSPORTATION AND EXPENSES	1	Survey & S. Investigation	km	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000		
	2	Access Construction	km	km	20	1,000	20,000	6,000	14,000		
	3	Land Clearing	km	km	10	1,000	10,000	2,000	8,000		
	4	Foundation (Volume of Concrete)	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	227	750	170,250	34,050	136,200		
	5	Tower Erection	ton	ton	172	240	41,280	12,384	28,896		
	6	Stringing	km	km	20	3,000	60,000	18,000	42,000		
	7	Inland Transportation				CIF*12%	103,172	0	103,172		
	10	Miscellaneous	lot	lot	1	5%	21,235	4,022	17,213		
	11	General Expenses	lot	lot	1	10%	44,594	8,446	36,148		
			Subtotal					490,531	92,901	397,629	
			Total					1,350,297	952,667	397,629	

Estimated Condition ; Aluminum base LME 1550US\$/ton, Exchange Rate ; 100Yen/US\$, 3.0Yen/THB

**表10.3-2(4) Assumed Estimation for TL Construction Cost Vol.4**  
**“Voltage; 115kV, Conductor; Drake, Single, Soil Condition; Normal, Passing Area; Plain ”**  
**for**  
**Laos ( Lao People’s Democratic Republic )**

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 90% of Suspension Towers (27units), 10% of Tension Towers (3units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: Normal

Category	No.	Items	115kV, 1cct, (10km) Conductor : Drake, Single					115kV, 2cct, (10km) Conductor : Drake, Single					Remarks		
			Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount		FC	LC
					(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)			(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
COST, INSURANCE AND FREIGHT	1	Tower	ton	153	2,100	321,300	321,300	0	ton	201	2,100	422,100	422,100	0	
	2	Conductor	km	30	6,200	186,000	186,000	0	km	60	6,200	372,000	372,000	0	
	3	OPGW 60mm2	km	0	6,100	0	0	0	km	0	6,100	0	0	0	
	4	OH G.W.	km	10	1,550	15,500	15,500	0	km	10	1,550	15,500	15,500	0	
	5	Suspension Insulator String	set	81	400	32,400	32,400	0	set	162	400	64,800	64,800	0	
	6	Tension Insulator String	set	18	600	10,800	10,800	0	set	36	600	21,600	21,600	0	
	7	Accessories	lot	1	6%	33,960	33,960	0	lot	1	6%	53,760	53,760	0	
			Subtotal				599,960	599,960	0				949,760	949,760	0
COST OF LABOUR, INLAND TRANSPORTATION AND EXPENSES	1	Survey & S. Investigation	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	
	2	Access Construction	km	20	1,000	20,000	6,000	14,000	km	20	1,000	20,000	6,000	14,000	
	3	Land Clearing	km	10	1,000	10,000	2,000	8,000	km	10	1,000	10,000	2,000	8,000	
	4	Foundation (Volume of Concrete)	m <sup>3</sup>	210	750	157,500	31,500	126,000	m <sup>3</sup>	227	750	170,250	34,050	136,200	
	5	Tower Erection	ton	153	240	36,720	11,016	25,704	ton	201	240	48,240	14,472	33,768	
	6	Stringing	km	10	3,000	30,000	9,000	21,000	km	20	3,000	60,000	18,000	42,000	
	7	Inland Transportation			CIF*12%	71,995	0	71,995			CIF*12%	113,971	0	113,971	
	8	Miscellaneous	lot	1	5%	17,311	3,376	13,935	lot	1	5%	22,123	4,126	17,997	
	9	General Expenses	lot	1	10%	36,353	7,089	29,263	lot	1	10%	46,458	8,665	37,794	
			Subtotal				399,879	77,981	321,898				511,043	95,313	415,730
		Total				999,839	677,941	321,898				1,460,803	1,045,073	415,730	

Estimated Condition ; Aluminum base LME 1550US\$/ton, Exchange Rate ; 100Yen/US\$, 3.0Yen/THB

**表10.3-2(5) Assumed Estimation for TL Construction Cost Vol.5**  
**“Voltage; 115kV, Conductor; Drake, Single, Soil Condition; Normal, Passing Area; Plain ”**  
**for**  
**Laos ( Lao People’s Democratic Republic )**

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 90% of Suspension Towers (27units), 10% of Tension Towers (3units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: Normal

Category	No.	Items	230kV, 2cct, (10km) Conductor : Bittern, Single					230kV, 2cct, (10km) Conductor : Bittern, Double					Remarks		
			Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount		FC	LC
					(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)			(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
COST. INSURANCE AND FREIGHT	1	Tower	ton	251	2,100	527,100	527,100	0	ton	361	2,100	758,100	758,100	0	
	2	Conductor	km	60	8,400	504,000	504,000	0	km	120	8,400	1,008,000	1,008,000	0	
	3	OPGW 60mm2	km	10	6,100	61,000	61,000	0	km	10	6,100	61,000	61,000	0	
	4	OH G.W.	km	10	1,550	15,500	15,500	0	km	10	1,550	15,500	15,500	0	
	5	Suspension Insulator String	set	162	600	97,200	97,200	0	set	162	800	129,600	129,600	0	
	6	Tension Insulator String	set	36	800	28,800	28,800	0	set	36	1,000	36,000	36,000	0	
	7	Accessories	lot	1	6%	70,356	70,356	0	lot	1	6%	116,832	116,832	0	
		Subtotal				1,303,956	1,303,956	0				2,125,032	2,125,032	0	
COST OF LABOUR, INLAND TRANSPORTATION AND EXPENSES	1	Survey & S. Investigation	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	
	2	Access Construction	km	20	1,000	20,000	6,000	14,000	km	20	1,000	20,000	6,000	14,000	
	3	Land Clearing	km	10	1,000	10,000	2,000	8,000	km	10	1,000	10,000	2,000	8,000	
	4	Foundation (Volume of Concrete)	m <sup>3</sup>	372	750	279,000	55,800	223,200	m <sup>3</sup>	429	750	321,750	64,350	257,400	
	5	Tower Erection	ton	251	240	60,240	18,072	42,168	ton	361	240	86,640	25,992	60,648	
	6	Stringing	km	20	3,000	60,000	18,000	42,000	km	30	3,000	90,000	27,000	63,000	
	7	Inland Transportation			CIF*12%	156,475	0	156,475			CIF*12%	255,004	0	255,004	
	8	Miscellaneous	lot	1	5%	30,286	5,394	24,892	lot	1	5%	40,170	6,667	33,503	
	9	General Expenses	lot	1	10%	63,600	11,327	52,273	lot	1	10%	84,356	14,001	70,355	
		Subtotal				699,601	124,592	575,008				927,920	154,010	773,910	
		Total				2,003,557	1,428,548	575,008				3,052,952	2,279,042	773,910	

Estimated Condition ; Aluminum base LME 1550US\$/ton, Exchange Rate ; 100Yen/US\$, 3.0Yen/THB

**表10.3-2(6) Assumed Estimation for TL Construction Cost Vol.6**  
**“Voltage: 115kV, Conductor; Hawk, Single, Soil Condition; Normal, Passing Area; Mountain ”**  
**for**  
**Laos ( Lao People’s Democratic Republic )**

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 70% of Suspension Towers (21units), 30% of Tension Towers (9units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: Normal

Category	No.	Items	115kV, 1cct, (10km) Conductor : Hawk, Single					115kV, 2cct, (10km) Conductor : Hawk, Single					Remarks		
			Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount		FC	LC
					(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)			(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
COST, INSURANCE AND FREIGHT	1	Tower	ton	128	2,100	268,800	268,800	0	ton	156	2,100	327,600	327,600	0	
	2	Conductor	km	30	4,900	147,000	147,000	0	km	60	4,900	294,000	294,000	0	
	3	OPGW 60mm2	km	0	6,100	0	0	0	km	0	6,100	0	0	0	
	4	OH G.W.	km	10	1,550	15,500	15,500	0	km	10	1,550	15,500	15,500	0	
	5	Suspension Insulator String	set	63	400	25,200	25,200	0	set	126	400	50,400	50,400	0	
	6	Tension Insulator String	set	54	600	32,400	32,400	0	set	108	600	64,800	64,800	0	
	7	Accessories	lot	1	6%	29,334	29,334	0	lot	1	6%	45,138	45,138	0	
			Subtotal				518,234	518,234	0				797,438	797,438	0
COST OF LABOUR, INLAND TRANSPORTATION AND EXPENSES	1	Survey & S. Investigation	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	
	2	Access Construction	km	20	1,500	30,000	9,000	21,000	km	20	1,500	30,000	9,000	21,000	
	3	Land Clearing	km	10	1,300	13,000	2,600	10,400	km	10	1,300	13,000	2,600	10,400	
	4	Foundation (Volume of Concrete)	m <sup>3</sup>	147	1,100	161,700	32,340	129,360	m <sup>3</sup>	262	1,100	288,200	57,640	230,560	
	5	Tower Erection	ton	128	360	46,080	13,824	32,256	ton	156	360	56,160	16,848	39,312	
	6	Stringing	km	10	4,500	45,000	13,500	31,500	km	20	4,500	90,000	27,000	63,000	
	7	Inland Transportation			CIF*12%	62,188	0	62,188			CIF*12%	95,693	0	95,693	
	8	Miscellaneous	lot	1	5%	18,898	3,963	14,935	lot	1	5%	29,653	6,054	23,598	
	9	General Expenses	lot	1	10%	39,687	8,323	31,364	lot	1	10%	62,271	12,714	49,556	
			Subtotal				436,553	91,550	345,003				684,976	139,857	545,119
		Total				954,787	609,784	345,003				1,482,414	937,295	545,119	

Estimated Condition ; Aluminum base LME 1550US\$/ton, Exchange Rate ; 100Yen/US\$, 3.0Yen/THB

**表10.3-2(7) Assumed Estimation for TL Construction Cost Vol.7**  
**“Voltage; 115kV, Conductor; Drake, Single, Soil Condition; Normal, Passing Area; Mountain ”**  
**for**  
**Laos ( Lao People’s Democratic Republic )**

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 70% of Suspension Towers (21units), 30% of Tension Towers (9units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: Normal

Category	No.	Items	115kV, 1cct, (10km) Conductor : Drake, Single					115kV, 2cct, (10km) Conductor : Drake, Single					Remarks		
			Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount		FC	LC
					(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)			(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
COST, INSURANCE AND FREIGHT	1	Tower	ton	159	2,100	333,900	333,900	0	ton	205	2,100	430,500	430,500	0	
	2	Conductor	km	30	6,200	186,000	186,000	0	km	60	6,200	372,000	372,000	0	
	3	OPGW 60mm2	km	0	6,100	0	0	0	km	0	6,100	0	0	0	
	4	OH G.W.	km	10	1,550	15,500	15,500	0	km	10	1,550	15,500	15,500	0	
	5	Suspension Insulator String	set	63	400	25,200	25,200	0	set	126	400	50,400	50,400	0	
	6	Tension Insulator String	set	54	600	32,400	32,400	0	set	108	600	64,800	64,800	0	
	7	Accessories	lot	1	6%	35,580	35,580	0	lot	1	6%	55,992	55,992	0	
			Subtotal				628,580	628,580	0				989,192	989,192	0
COST OF LABOUR, INLAND TRANSPORTATION AND EXPENSES	1	Survey & S. Investigation	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	
	2	Access Construction	km	20	1,500	30,000	9,000	21,000	km	20	1,500	30,000	9,000	21,000	
	3	Land Clearing	km	10	1,300	13,000	2,600	10,400	km	10	1,300	13,000	2,600	10,400	
	4	Foundation (Volume of Concrete)	m <sup>3</sup>	210	1,100	231,000	46,200	184,800	m <sup>3</sup>	262	1,100	288,200	57,640	230,560	
	5	Tower Erection	ton	159	360	57,240	17,172	40,068	ton	205	360	73,800	22,140	51,660	
	6	Stringing	km	10	4,500	45,000	13,500	31,500	km	20	4,500	90,000	27,000	63,000	
	7	Inland Transportation			CIF*12%	75,430	0	75,430			CIF*12%	118,703	0	118,703	
	8	Miscellaneous	lot	1	5%	23,583	4,824	18,760	lot	1	5%	31,685	6,319	25,366	
	9	General Expenses	lot	1	10%	49,525	10,130	39,396	lot	1	10%	66,539	13,270	53,269	
			Subtotal				544,778	111,425	433,353				731,927	145,969	585,958
		Total				1,173,358	740,005	433,353				1,721,119	1,135,161	585,958	

Estimated Condition ; Aluminum base LME 1550US\$/ton, Exchange Rate ; 100Yen/US\$, 3.0Yen/THB

**表10.3-2(8) Assumed Estimation for TL Construction Cost Vol.8**  
**“Voltage; 115kV, Conductor; Drake, Single, Soil Condition; Normal, Passing Area; Plain ”**  
**for**  
**Laos ( Lao People's Democratic Republic )**

Assumption:

- (1) Length: 10km
- (2) Ratio of Tension Towers for All Towers: 70% of Suspension Towers (21units), 30% of Tension Towers (9units)
- (3) Average Span: 350m
- (4) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
- (5) Soil Conditions: Normal

Category	No.	Items	230kV, 2cct, (10km) Conductor : Bittern, Single						230kV, 2cct, (10km) Conductor : Bittern, Double						Remarks
			Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	Unit	Q'ty	Unit Rate	Amount	FC	LC	
					(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)			(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	
COST, INSURANCE AND FREIGHT	1	Tower	ton	259	2,100	543,900	543,900	0	ton	369	2,100	774,900	774,900	0	
	2	Conductor	km	60	8,400	504,000	504,000	0	km	120	8,400	1,008,000	1,008,000	0	
	3	OPGW 60mm2	km	10	6,100	61,000	61,000	0	km	10	6,100	61,000	61,000	0	
	4	OH G.W.	km	10	1,550	15,500	15,500	0	km	10	1,550	15,500	15,500	0	
	5	Suspension Insulator String	set	126	600	75,600	75,600	0	set	126	800	100,800	100,800	0	
	6	Tension Insulator String	set	108	800	86,400	86,400	0	set	108	1,000	108,000	108,000	0	
	7	Accessories	lot	1	6%	73,524	73,524	0	lot	1	6%	120,432	120,432	0	
			Subtotal				1,359,924	1,359,924	0				2,188,632	2,188,632	0
COST OF LABOUR, INLAND TRANSPORTATION AND EXPENSES	1	Survey & S. Investigation	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	km	10	2,000	20,000	8,000	12,000	
	2	Access Construction	km	20	1,500	30,000	9,000	21,000	km	20	1,500	30,000	9,000	21,000	
	3	Land Clearing	km	10	1,300	13,000	2,600	10,400	km	10	1,300	13,000	2,600	10,400	
	4	Foundation (Volume of Concrete)	m <sup>3</sup>	372	1,100	409,200	81,840	327,360	m <sup>3</sup>	543	1,100	597,300	119,460	477,840	
	5	Tower Erection	ton	259	360	93,240	27,972	65,268	ton	369	360	132,840	39,852	92,988	
	6	Stringing	km	20	4,500	90,000	27,000	63,000	km	30	4,500	135,000	40,500	94,500	
	7	Inland Transportation				CIF*12%	163,191	0	163,191			CIF*12%	262,636	0	262,636
	8	Miscellaneous	lot	1	5%	40,932	7,821	33,111	lot	1	5%	59,539	10,971	48,568	
	9	General Expenses	lot	1	10%	85,956	16,423	69,533	lot	1	10%	125,031	23,038	101,993	
			Subtotal				945,519	180,656	764,863				1,375,346	253,421	1,121,925
		Total				2,305,443	1,540,580	764,863				3,563,978	2,442,053	1,121,925	

Estimated Condition ; Aluminum base LME 1550US\$/ton, Exchange Rate ; 100Yen/US\$, 3.0Yen/THB

表10.3-5 2010-2030年の送電線開発計画

(unit: 1,000USD)

origination	terminal	voltage (kV)	year	No. of cct	conductor type	length (km)	area	UXO pollution	total	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
<b>Northern</b>																																
Boun Neua	Namo	115	2012	2	ACSR240	96.0	Mountain	N/A	14,231	FC	8,998.0	990	6,748	1,260																		
			2012			LC	5,233.2	628	3,035	1,570																						
Boun Neua	Cu Mining	115	2012	1	ACSR240	65.0	Mountain	N/A	6,206	FC	3,963.6	436	2,973	555																		
			2012			LC	2,242.5	269	1,301	673																						
Boun Neua	Cu Mining	115	2014	1	ACSR240	65.0	Mountain	N/A	6,206	FC	3,963.6			436	2,973	555																
			2014			LC	2,242.5			269	1,301	673																				
Luang Namtha	Cu Mining	115	2010	1	ACSR240	60.0	Mountain	N/A	5,729	FC	3,658.7	3,659																				
			2010			LC	2,070.0	2,070																								
Namo	Cu Mining	115	2012	1	ACSR240	15.0	Mountain	N/A	1,432	FC	914.7	101	686	128																		
			2012			LC	517.5	62	300	155																						
Nam Ou 6	Boun Neua	115	2017	2	ACSR240	40.0	Mountain	N/A	5,930	FC	3,749.2					412	2,812	525														
			2017			LC	2,180.5			262	1,265	654																				
Luang Namtha	Nam Thoung	115	2012	2	ACSR240	91.0	Mountain	N/A	13,490	FC	8,529.3	938	6,397	1,194																		
			2012			LC	4,960.6	595	2,877	1,488																						
Luang Namtha	Namo	115	2015	1*	ACSR240	42.7	Mountain	N/A	1,276	FC	992.6					993																
			2015			LC	283.7			284																						
Nam Thoung	Houayxai	115	2012	1	ACSR240	40.0	Mountain	N/A	3,819	FC	2,439.1	268	1,829	341																		
			2012			LC	1,380.0	166	800	414																						
Nam Thoung	Nam Tha 1	115	2012	2	ACSR240	42.0	Mountain	N/A	6,226	FC	3,936.6	433	2,952	551																		
			2012			LC	2,289.5	275	1,328	687																						
Nam Tha 1	Hongsa	115	2015	2	ACSR410	93.0	Mountain	N/A	16,006	FC	10,557.0			1,161	7,918	1,478																
			2015			LC	5,449.4			654	3,161	1,635																				
Nam Beng	Switching Station	115	2020	1	ACSR240	15.0	Mountain	N/A	1,432	FC	914.7							101	686	128												
			2020			LC	517.5			62	300	155																				
Oudomxai	Namo	115	2013	1*	ACSR240	41.0	Mountain	N/A	1,226	FC	953.1																					
			2013			LC	272.4			272																						
Luangprabang 2	Oudomxai	115	2013	1*	ACSR240	51.8	Mountain	N/A	1,548	FC	1,204.2																					
			2013			LC	344.2			344																						
Oudomxai	THLC Mining	115	2012	1	ACSR240	20.0	Mountain	N/A	1,910	FC	1,219.6	134	915	171																		
			2012			LC	690.0	83	400	207																						
Luangprabang 2	Cement Factory	115	2010	1	ACSR240	25.0	Mountain	Light	2,387	FC	1,524.5	1,524																				
			2010			LC	862.5	863																								
			2010			FC	300	99																								
			2010			LC	201.0	201																								
Luangprabang 2	United	115	2010	1	ACSR240	15.0	Mountain	Light	1,432	FC	914.7	915																				
			2010			LC	517.5	518																								
			2010			FC	180	59																								
			2010			LC	120.6	121																								
Nam Nga	Luangprabang 2	115	2020	1	ACSR240	15.0	Mountain	N/A	1,432	FC	914.7							101	686	128												
			2020			LC	517.5			62	300	155																				
Luangprabang 1	Luangprabang 2	115	2013	1*	ACSR240	86.9	Mountain	Light	2,598	FC	2,020.2	222	1,515	283																		
			2013			LC	577.4	69	335	173																						
			2013			FC	1,043	344.1	310	34																						
			2013			LC	698.7	629	70																							
Luangprabang 1	Luangprabang 3	115	2013	2	ACSR240	15.0	Mountain	N/A	2,224	FC	1,405.9	155	1,054	197																		
			2013			LC	817.7	98	474	245																						
Hongsa	Luangprabang 3	115	2015	2	ACSR410	100.0	Mountain	N/A	17,211	FC	11,351.6			1,249	8,514	1,589																
			2015			LC	5,859.6			703	3,399	1,758																				
Mekong Luangprabang	Luangprabang 3	115	2016	2	ACSR410	40.0	Mountain	Light	6,884	FC	4,540.6				499	3,405	636															
			2016			LC	2,343.8			281	1,359	703																				
			2016			FC	480	158.4	143	16																						
			2016			LC	321.6	289	32																							
Nam Ma 1	Nam Ma 2	115	2016	1	ACSR240	20.0	Mountain	Light	1,910	FC	1,219.6	134	915	171																		
			2016			LC	690.0	83	400	207																						
			2016			FC	240	79.2	71	8																						
			2016			LC	160.8	145	16																							
Nam Ma 2	Nam Ma 3	115	2016	1	ACSR240	20.0	Mountain	Light	1,910	FC	1,219.6	134	915	171																		
			2016			LC	690.0	83	400	207																						
			2016			FC	240	79.2	71	8																						
			2016			LC	160.8	145	16		</																					











表10.3-5 2010-2030年の送電線開発計画

(unit: 1,000USD)

origination	terminal	voltage (kV)	year	No. of cct	conductor type	length (km)	area	UXO pollution	total	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030								
NSCT	Saravan	230	2025	2	ACSR610*2	20.0	Plain	Light	LC	631.5													76	366	189													
			2025						FC	99.0																			89	10								
			2025						LC	201.0																				181	20							
			2028						FC	4,558.1																							501	3,419	638			
			2028						LC	1,547.8																							186	898	464			
Xebangnouan 2	Switching Station	115	2028	1	ACSR240	30.0	Plain	Light	FC	126.7																												
			2028						LC	257.3																												
			2030						FC	1,665.6																												
			2030						LC	757.7																												
			2030						FC	118.8																												
			2030						LC	241.2																												
<b>TL Construction</b>									<b>Southern Total</b>																													
									121,499	FC	81,737	9,275	6,589	6,031	5,709	6,808	19,187	6,918	2,686	1,548	7,901	1,474	0	0	153	1,041	194	501	3,419	821	1,249	233						
										LC	39,762	3,520	3,446	2,649	2,499	3,545	8,204	5,315	1,462	1,077	3,368	1,741	0	0	76	366	189	186	898	555	439	227						
<b>UXO Removal</b>									<b>Southern Total</b>																													
									11,400	FC	3,761	299	213	274	101	1,193	39	331	3	869	0	94	0	0	89	0	10	114	0	120	0	12						
										LC	7,639	610	431	555	206	2,426	80	670	7	1,764	0	190	0	0	181	0	20	232	0	243	0	24						
<b>TL Construction</b>									<b>Grand Total</b>																													
									753,987	FC	513,857	70,586	119,114	40,327	44,381	31,200	38,123	44,387	15,791	4,494	12,595	4,248	8,825	1,857	889	4,847	3,789	7,628	48,233	9,393	2,655	495						
										LC	240,130	32,518	48,002	27,633	17,640	16,936	18,808	20,961	10,836	3,247	5,518	3,675	3,497	1,809	429	1,845	2,096	3,333	12,852	6,870	1,071	554						
<b>UXO Removal</b>									<b>Grand Total</b>																													
									36,386	FC	12,005	3,149	1,383	585	208	1,804	1,008	556	111	1,114	0	725	0	67	89	0	10	969	0	215	0	12						
										LC	24,381	6,397	2,804	1,188	424	3,666	2,049	1,129	225	2,261	0	1,471	0	137	181	0	20	1,969	0	436	0	24						

表10.3-6 変電コスト積算単価  
Equipment (CIF Prices)

	FC (US\$)	LC (US\$)	Installation		FC (US\$)	LC (US\$)
<b>Main Power Transformers</b>				<b>Civil and Erection</b>		
230/115 kV, 100 MVA	1,200,000.00	90,000.00		<b>230 kV Substation</b>		
230/115 kV, 200 MVA	1,800,000.00	115,000.00		<b>1 Preliminary Works</b>		
115/22 kV, 10 MVA	450,000.00	20,000.00		1 Site survey	4,000.00	2,000.00
115/22 kV, 20 MVA	550,000.00	25,000.00		2 Sub-soil investigation	6,500.00	6,000.00
115/22 kV, 30 MVA	650,000.00	30,000.00		3 Civil engineering works	120,000.00	0.00
Station Service TR, 100 kVA	20,000.00	3,000.00		4 Temporary works, site office		150,000.00
<b>230 kV Switchgears</b>				<b>2 Site Cleaning &amp; Formation Works</b>		
<b>one-and-half CB system</b>				1 Cutting and removing trees & shrubs		20,000.00
Circuit breakers	72,300.00	6,400.00		2 Demolishing existing structures		25,000.00
Disconnectors w/o ES	11,500.00	800.00		3 Cutting, filling and compacting earth		45,000.00
Disconnectors with ES	14,000.00	1,000.00		4 Earth retaining structure		23,100.00
Current transformers	32,000.00	2,400.00		<b>3 Civil Works</b>		
Capacitor voltage transformers	35,000.00	2,100.00		1 Cable trenches & ducts		78,000.00
Surge arresters	11,800.00	900.00		2 Foundations		250,000.00
Post insulators	8,000.00	200.00		3 Water supply and drainage		40,000.00
Tubular busbar with structures	108,000.00	5,000.00		4 Service roads		35,000.00
Gantries, 12 towers & 9 beams	167,000.00	15,000.00		5 Chainlink fences		48,000.00
Accessories, connectors, insulators	135,000.00	4,000.00		6 Graveling		37,200.00
<b>115 kV Switchgears</b>				<b>4 Building Works</b>		
<b>Main and Transfer Bus system</b>				1 Control building & guard house		400,000.00
Three phase busbar	10,000.00	3,000.00		<b>115 kV Substation</b>		
Circuit breakers 3po	43,000.00	4,800.00		<b>1 Preliminary Works</b>		
Circuit breakers 1po	50,000.00	4,800.00		1 Site survey	3,000.00	1,000.00
Disconnectors w/o ES	8,000.00	800.00		2 Sub-soil investigation	5,000.00	2,000.00
Disconnectors with ES	10,000.00	900.00		3 Civil engineering works	80,000.00	0.00
Current transformers	24,000.00	1,800.00		4 Temporary works, site office		100,000.00
Voltage transformers	28,500.00	1,500.00		<b>2 Site Cleaning &amp; Formation Works</b>		
Gantries	12,000.00	3,000.00		1 Cutting and removing trees & shrubs		15,000.00
Accessories, insulators	10,000.00	1,000.00		2 Demolishing existing structures		12,000.00
Post insulators	900.00	100.00		3 Cutting, filling and compacting earth		30,000.00
<b>22 kV Outdoor Switchgears</b>				4 Earth retaining structure		15,000.00
Gantry and busbars	30,000.00	30,000.00		<b>3 Civil Works</b>		
Line bay	35,000.00	35,000.00		1 Cable trenches & ducts		40,000.00
TR bay	35,000.00	35,000.00		2 Foundations		150,000.00
Busbar section	25,000.00	25,000.00		3 Water supply and drainage		30,000.00
Aux TR bay	10,000.00	10,000.00		4 Service roads		25,000.00
Static Capacitor 2.5 Mvar	37,000.00	37,000.00		5 Chainlink fences		30,000.00
Static Capacitor 5 Mvar	45,000.00	45,000.00		6 Graveling		25,000.00
<b>Control &amp; Protection</b>				<b>4 Building Works</b>		
230 kV TR Control & Protection	120,000.00	120,000.00		1 Control building & guard house		354,000.00
230 kV TL Control & Protection	115,000.00	115,000.00				
230 kV Bus Control & Protection	85,000.00	85,000.00				
115 kV TR Control & Protection	105,000.00	105,000.00				
115 kV TL Control & Protection	95,000.00	95,000.00				
115 kV Bus Control & Protection	79,000.00	79,000.00				
Control & Protection Panel (22 kV)	47,000.00	47,000.00				
DCS for 230 kV SS	500,000.00	500,000.00				
DCS for 115 kV SS	365,000.00	365,000.00				
<b>Communications System</b>						
SDH, MPX & ODB	100,000.00	100,000.00				
Digital PABX	20,000.00	20,000.00				
Telephone system	15,000.00	15,000.00				
VHF system	20,000.00	20,000.00				
Optical fiber cable (36 cores)	3,200.00	3,200.00				
OPGW joint boxes	3,400.00	3,400.00				
<b>Others</b>						
Earthing system	150,000.00	150,000.00				
Lightning protection	20,000.00	20,000.00				
Station lighting system	50,000.00	50,000.00				
110 V DC system with battery	100,000.00	100,000.00				
48 V DC system with battery	40,000.00	40,000.00				
MV, LV, and control cables	150,000.00	150,000.00				
Spare parts & Tools	200,000.00	200,000.00				
Documentation	10,000.00	10,000.00				



表10.4-3 2010-2030年の変電所開発計画

(unit: 1,000USD)

id	stations	voltage	year	status	scope	total	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
3	Paklay SS	LC				88.4									44.2	44.2													
		115 kV	2026	add TL bay	1 TL bay for Nam Feung-3 HPS	449.0	FC	382.4															191.2	191.2					
		LC				66.6																	33.3	33.3					
		115 kV	2027	add TR	additional 1x16 MVA TR from Vangvieng SS	479.0	FC	390.6																195.3	195.3				
		LC				88.4																	44.2	44.2					
		115 kV	2014	New Construction	1x20 MVA TR, 5xTL bays (including 2xprivate)	5,857.0	FC	4,727.1			472.7	3,781.7	472.7																
		LC				1,129.9				113.0	903.9	113.0																	
		115 kV	2028	add TR	additional 1x20 MVA TR	1,094.0	FC	984.3																		492.2	492.2		
		LC				109.7																			54.8	54.8			
		<b>Xiengkouang Province</b>																											
1	Phonesavan SS	115 kV	2011	add TL bay	5 TL bays for NN-5 (2), MK (2) & Cu mine (P)	2,245.0	FC	1,912.0	956.0	956.0																			
		LC				333.0		166.5	166.5																				
		115 kV	2017	add TL bay	2 TL bays for Nam Ngiep 2	872.0	FC	753.9					377.0	377.0															
		LC				118.1							59.0	59.0															
		115 kV	2019	add TR	replacement of 1x16 MVA TR to 1x30 MVA	1,206.0	FC	1,091.0							545.5	545.5													
		LC				115.0									57.5	57.5													
		115 kV	2025	add TR	additional 1x30 MVA TR	1,206.0	FC	1,091.0														545.5	545.5						
		LC				115.0																57.5	57.5						
2	Moung Kham	115 kV	2011	New Construction	1x10 MVA TR, 5xTL bays (including 1xprivate)	5,740.0	FC	4,615.3	2,307.7	2,307.7																			
		LC				1,124.7		562.3	562.3																				
		115 kV	2020	add TL bay	1 TL bay for Nam Mo-1 HPP	449.0	FC	382.4									191.2	191.2											
		LC				66.6											33.3	33.3											
		230/115 kV	2022	Upgrade	1x200 MVA 230/115 kV TR, 2x230 kV TL bays	6,788.0	FC	5,496.6										549.7	4,397.3	549.7									
		LC				1,291.4											129.1	1,033.1	129.1										
		115 kV	2028	add TR	additional 1x10 MVA TR	981.0	FC	876.7																438.4	438.4				
		LC				104.3																		52.1	52.1				
3	New SwS for Nam Sam-3 HPS	115 kV	2016	New Construction	3 TL bays	3,210.0	FC	2,428.7				242.9	1,943.0	242.9															
		LC				781.3						78.1	625.0	78.1															
<b>Northern Total</b>						<b>94,953.0</b>	<b>FC</b>	<b>78,502.3</b>	<b>7,589.1</b>	<b>17,773.7</b>	<b>15,797.3</b>	<b>7,134.9</b>	<b>3,922.7</b>	<b>3,380.5</b>	<b>1,750.7</b>	<b>1,279.8</b>	<b>1,573.4</b>	<b>3,576.4</b>	<b>1,238.7</b>	<b>5,820.0</b>	<b>1,972.3</b>	<b>545.5</b>	<b>1,091.0</b>	<b>736.7</b>	<b>386.5</b>	<b>1,125.8</b>	<b>930.5</b>	<b>438.4</b>	<b>438.4</b>
						<b>LC</b>	<b>16,450.7</b>	<b>1,751.9</b>	<b>4,062.2</b>	<b>2,955.1</b>	<b>1,518.5</b>	<b>1,067.2</b>	<b>896.9</b>	<b>314.3</b>	<b>200.2</b>	<b>278.5</b>	<b>926.3</b>	<b>290.5</b>	<b>1,194.9</b>	<b>291.0</b>	<b>57.5</b>	<b>115.0</b>	<b>90.8</b>	<b>77.5</b>	<b>151.2</b>	<b>107.0</b>	<b>52.1</b>	<b>52.1</b>	

<b>Central-1</b>																												
<b>Vientiane Province</b>																												
1	Phonsoung SS	115 kV	2011	replace TR	replacement of 1x22 MVA TR to 1x30 MVA	981.0	FC	876.7	438.4	438.4																		
		LC				104.3		52.1	52.1																			
		115 kV	2020	add TR	additional 1x30 MVA TR	981.0	FC	876.7							438.4	438.4												
		LC				104.3									52.1	52.1												
		115 kV	2030	add TR	additional 1x30 MVA TR	981.0	FC	876.7																	438.4	438.4		
		LC				104.3																		52.1	52.1			
2	Vangvieng SS	115 kV	2010	add TL bay	1 TL bay for Iron/Coal Mine (P)	449.0	FC	382.4																				
		LC				66.6		66.6																				
		115 kV	2011	add TL bay	3 TL bays for Nam Ngum-5 (2) & Hin Huep	1,347.0	FC	1,147.2	573.6	573.6																		
		LC				199.8		99.9	99.9																			
		115 kV	2015	replace TR	replacement of 2x16 MVA TR to 2x30 MVA	1,962.0	FC	1,753.4				876.7	876.7															
		LC				208.6						104.3	104.3															
3	New Vangvieng SS	115 kV	2024	New Construction	2x30 MVA TR, 4xTL bays	7,526.0	FC	6,272.6														627.3	5,018.0	627.3				
		LC				1,253.4																						
4	Thalat SS	115 kV	2022	add TR	additional 1x30 MVA TR	981.0	FC	876.7														438.4	438.4					
		LC				104.3																52.1	52.1					
5	Ban Don SS	115 kV	2010	add TL bay (U/C)	1 TL bay for Nam Lik 1-2 HPS		FC																					
		LC																										
		115 kV	2012	add TL bay	1 TL bay for Non Hai SS	449.0	FC	382.4																191.2	191.2			
		LC				66.6																	33.3	33.3				
6	Hin Heup SS	115 kV	2010	add TL bay (U/C)	1 TL bay for Nam Lik 1-2 HPS		FC																					
		LC																										
		115 kV	2011	add TL bay	2 TL bays for Nam Lik-1 & Vangvieng	872.0	FC	753.9	377.0	377.0																		
		LC				118.1									59.0	59.0												
		230/115 kV	2012	Upgrade	1x200 MVA 230/115 kV TR, 1x 10 MVA 115/22 kV TR, 4x23	9,142.0	FC	7,632.9	763.3	6,106.4	763.3																	
		LC				1,509.1		150.9	1,207.2	150.9																		
7	Non Hai SS	115 kV	2012	add TL bay	3 TL bays for Ban Don (1) & Sanakham Mine (2 cct, P)	1,347.0	FC	1,147.2																				
		LC				199.8																						
		115 kV	2026	add TR	additional 1x16 MVA TR from Vangvieng SS	479.0	FC	390.6																	195.3	195.3		







表10.4-3 2010-2030年の変電所開発計画

(unit: 1,000USD)

id	stations	voltage	year	status	scope	total		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
	115 kV	2013	add TL bay	2 TL bays for Xekong SS	872.0 FC	753.9			377.0	377.0																				
					LC	118.1			59.0	59.0																				
	115 kV	2014	add TL bay	2 TL bays for Thaotan SS	872.0 FC	753.9				377.0	377.0																			
					LC	118.1				59.0	59.0																			
	115 kV	2016	add TL bay	2 TL bays for Xekong-4 HPS	872.0 FC	753.9							377.0	377.0																
					LC	118.1										59.0	59.0													
	115 kV	2028	add TL bay	2 TL bays for New Saravan Coal Thermal PS	872.0 FC	753.9																			377.0	377.0				
					LC	118.1																					59.0	59.0		
	115 kV	2029	add TR	additional 1x20 MVA TR	1,094.0 FC	984.3																					492.2	492.2		
					LC	109.7																						54.8	54.8	
2	Xeset-1 HPS	115 kV	2011	add TL bay (U/C)	2 TL bays for Saravan SS	contract signed	FC																							
3	Taothan SS	115 kV	2014	New Construction	1x20 MVA TR, 4xTL bays	6,343.0 FC	4,497.1			449.7	3,597.7	449.7																		
						LC	1,845.9			184.6	1,476.7	184.6																		
4	New SwS for Xedong-2 HPS	115 kV	2018	New Construction	3 TL bays	3,210.0 FC	2,428.7							242.9	1,943.0	242.9														
						LC	781.3											78.1	625.0	78.1										
115 kV	2030	add TL bay	1 TL bay Xebangnouan-2 HPS	449.0 FC	382.4																					191.2	191.2			
				LC	66.6																						33.3	33.3		
<b>Xekong Province</b>																														
1	Xekong SS	115 kV	2013	New Construction	2x20 MVA TR, 3xTL bays (including Lao Aluminium Industry	7,046.0 FC	5,748.6			574.9	4,598.8	574.9																		
						LC	1,297.4			129.7	1,038.0	129.7																		
115 kV	2016	add TL bay	3 TL bays for Houaylamphan (2) & Xekaman 3 (1)	1,347.0 FC	1,147.2								573.6	573.6																
				LC	199.8										99.9	99.9														
115 kV	2017	add TL bay	2 TL bays for Xekong-3 (upper) HPS	872.0 FC	753.9									377.0	377.0															
				LC	118.1												59.0	59.0												
<b>Attapeu Province</b>																														
1	Saphaonthong (Attapeu)	115 kV	2014	add TL bay	2 TL bays for Xekaman-1 HPS	872.0 FC	753.9								377.0	377.0														
						LC	118.1												59.0	59.0										
115 kV	2020	add TL bay	1 TL bay for Nam Kong-3 HPS	449.0 FC	382.4													191.2	191.2											
				LC	66.6															33.3	33.3									
2	New SwS for SIMOA (P)	115 kV	2012	New Construction	5 TL bays	4,014.0 FC	3,066.5	306.7	2,453.2	306.7																				
						LC	947.5	94.7	758.0	94.7																				
<b>Champasak Province</b>																														
1	Bang Yo SS	115 kV	2016	add TL bay	4 TL bays for Jianxai SS & Siridhorn SS	1,744.0 FC	1,507.9							753.9	753.9															
						LC	236.1											118.1	118.1											
115 kV	2022	replace TR	replacement of 2x25 MVA TR to 2x30 MVA	2,412.0 FC	2,182.0														1,091.0	1,091.0										
				LC	230.0																115.0	115.0								
2	Jianxai SS	115 kV	2010	add TL bay (U/C)	2 TL bays for Paksong SS	contract signed	FC																							
						LC																								
115 kV	2010	add TR	add 1x30 MVA TR	603.0 FC	545.5	545.5																								
				LC	57.5	57.5																								
115 kV	2016	add TL bay	2 TL bays for Bang Yo SS	872.0 FC	753.9								377.0	377.0																
				LC	118.1											59.0	59.0													
115 kV	2022	add TR	additional 1x30 MVA TR	1,206.0 FC	1,091.0														545.5	545.5										
				LC	115.0																57.5	57.5								
3	Paksong SS	115 kV	2010	add TL bay (U/C)	2 TL bays for Jianxai SS	contract signed	FC																							
						LC																								
115 kV	2012	add TL bay	2 TL bays for Xekatom HPS & SIMOA (P)	872.0 FC	753.9				377.0	377.0																				
				LC	118.1						59.0	59.0																		
115 kV	2020	add TR	additional 1x10 MVA TR	981.0 FC	876.7														438.4	438.4										
				LC	104.3																52.1	52.1								
230 kV	2023	connection	Connect to 230 kV Huay Ho Line (switchger is existing)	1,216.0 FC	1,051.8																									
				LC	164.2																									
4	Ban Na SS	115 kV	2015	add TL bay	1 TL bay for Nam Phak HPS	449.0 FC	382.4							191.2	191.2															
						LC	66.6											33.3	33.3											
5	Ban Hat SS	115 kV	2011	add TL bay	2 TL bays for Stung Treng	872.0 FC	753.9	377.0	377.0																					
						LC	118.1	59.0	59.0																					
115 kV	2016	add TL bay	1 TL bay for Donsahong HPS	449.0 FC	382.4									191.2	191.2															
				LC	66.6												33.3	33.3												
6	New SwS for Xeset 3-4	115 kV	2015	New Construction	3 TL bays	3,210.0 FC	2,428.7							242.9	1,943.0	242.9														
						LC	781.3											78.1	625.0	78.1										
<b>Southern Total</b>						<b>44,519.0</b>	FC	36,253.3	1,420.3	3,973.2	6,109.1	5,546.3	3,337.8	2,706.7	2,892.5	2,319.9	242.9	629.6	629.6	1,636.5	2,162.4	525.9	0.0	0.0	0.0	377.0	869.1	683.3	191.2	

表10.4-3 2010-2030年の変電所開発計画

					(unit: 1,000USD)																						
id	stations	voltage	year	status	scope	total	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
					LC	8,265.7	244.6	1,039.1	1,435.4	1,861.7	961.0	480.8	506.5	684.1	78.1	85.4	85.4	172.5	254.6	82.1	0.0	0.0	0.0	59.0	113.9	88.2	33.3