第2章　ラオス国およびSe Kong川流域の一般概況

第２章　ラオス国およびSe Kong川流域の一般概況

List of Tables

List of Figures

第2章　ラオス国およびSe Kong川流域の一般概況

2.1　ラオス国の一般概況

2.1.1　地　勢

ラオス国は国土面積 236,800㎢を有し、タイ、中国、ミャンマー、ベトナム、カンボジアに接する東南アジアで唯一の内陸国である。同国は17の県と1つの特別県からなるが、経済圏からはLuangpurabangを中心とする北部（8県と特別区）、首都Vientianeを中心とする中部（5県）およびSaravane以南の南部（4県）に区分される（Fig.2.1-1)。

ラオスの西端部には中国から流下しているMekong河が 1,500kmに亘ってタイとの国境を形成しており、国土の85%がMekong河流域に含まれる。国内にはMekong河の主な支流としてNam Ou (448km), Nam Ngum (354km), Xe Banghieng (338km), Nam Tha (325km), Se Kong (Se Kong川、320km) 等がある。東端部はAnnam山脈がベトナムとの国境を形成している。

地形的には国土の80%が標高 200m～2,800mの山岳地帯であり、その大半は森林で覆われている。低地はMekong河沿いとその支流の下流部であり、耕地は国土面積の8%にすぎない。

2.1.2　人　口

1993年現在のラオス国の総人口は447万人である。人口分布は北部が165万人、中部194万人、南部が88万人であり、全国平均の人口密度は19人/㎢である。各県別の人口および人口密度を Table 2.1-1 に示す。

2.1.3　産業、経済

ラオス国には水資源、森林資源、鉱物資源が豊富に賦存しているが、産業基盤が整備されていないためそれらは殆ど開発されていない。

ラオス国の産業は農業が60%を占めており、その主な生産品は米、トウモロコシ、タバコ、コーヒー等である。また工業は16%を占めその主な品目は製材、合板、家具、衣類、タバコ、等である。残り24%はサービス業である。主要な輸出品目はタイへの電力輸出と木材、コーヒー等であり、電力輸出が大きな部分を占めている。1993年の主な輸出品目は Table 2.1-2 に示す通りである。1993年にけるラオス国の国民総生

産（GDP）は人口１人当たり約 US$230である。

なお、1994年４月にはタイのNonkhaiとVientiane郊外のMekong河に橋梁が完成し、今後タイとの経済活動の拡大が期待されている。

Table 2.1-1 Population and Population Density

	Name of Provinces	Area (km^2)	Population (Th. persons)	Density (Persons/km^2)
	Whole country	236,800	4,474	19
1	Vientiane Mun.	3,920	503	128
2	Phongsaly	16,270	152	9
3	Luangnamtha	9,325	128	14
4	Oudomxay	15,370	193	13
5	Bokeo	6,196	106	17
6	Luangprabang	16,875	365	22
7	Huanphanh	16,500	238	14
8	Xayabury	11,795	200	17
9	Xiengkhuang	17,315	196	11
10	Vientiane	19,990	330	17
11	Borikhamxay	16,470	155	9
12	Khammuane	16,315	265	16
13	Savannakhet	21,774	692	32
14	Saravane	10,691	243	23
15	Sekong	7,665	60	8
16	Champasack	15,415	490	31
17	Attapu	10,320	84	8
	Special region	4,594	74	16

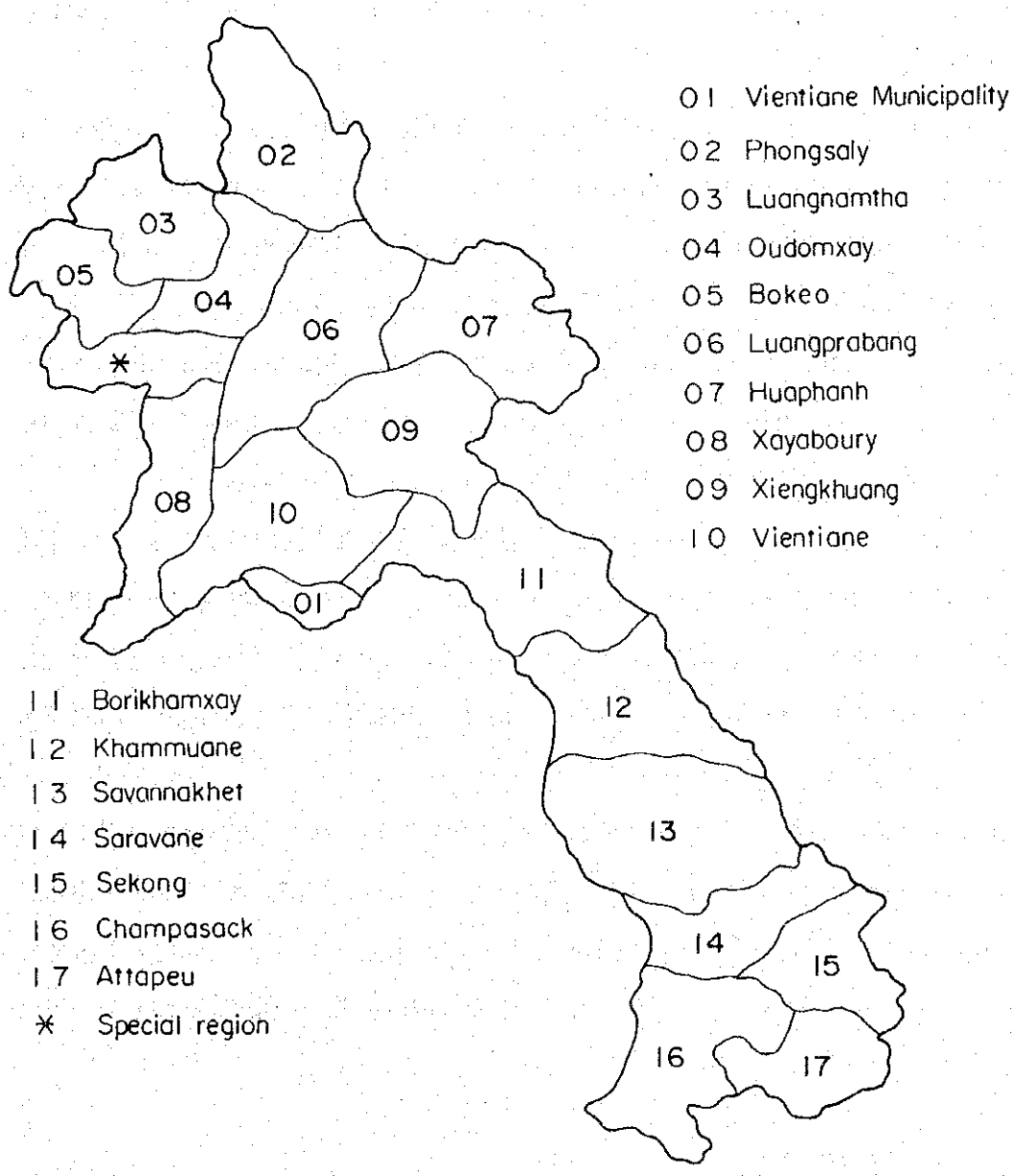
Source: Basic Statistics in Lao P.D.R., 1993

Table 2.1-2 Principal Exported Goods

Items	Unit	1993
Electric Power	Mill. kWh	596
Timber	Th. m^3	20.1
Lumber	Th. m^3	261.2
Plywood	Th. Sheet	972
Coffee	Tons	5,489.1
Gypsun	Th. tons	100
Tin	Tons	60

Source: Basic Statistics in the Lao P.D.R., 1993

Fig. 2.1 - 1 Provinces of Lao P.D.R.



Area	:	236,800 km²
Population	:	4,474 Th.p.
Density	:	19 P/km²

Source : Basic Statistics in Lao P.D.R. (1993)

2.2 Se Kong川流域および周辺地域の一般概況

2.2.1 地 勢

ラオス南部はChampasack, Saravane, Sekong, Attapuの４つの県からなり社会、経済の中心地はPakse市である。Pakse市は国道10号によりタイに通じていて生活物資等の流通が盛んである。

Se Kong川はSekong, AttapuおよびChampasack県内に流域を持ち、その水源をラオス、ベトナムの国境を形成する標高 1,300m～2,000m級のAnnam山脈に発し、流域西部に位置するBolaven高原および南部に位置する標高 1,200m級のラオス、カンボジア国境の山岳に囲まれた東西約 150km、南北約 150kmの流域を有する大きな河川である。Se Kong川はXe Kaman川、Xe Namnoy川、Xe Pian川、Nam Kong川等の支流を集めてカンボジア国を流下し、Mekong河に合流している。Se Kong川の流域面積はMekong河との合流地点で 29,600km²、Attapu地点で 10,500km²である。

Se Kong川流域は、東部および南部の上流地域は急峻な山岳地帯であるが中、下流部は標高 100m～130mの平原を形成している。流域内はAttapu町、Sekong町以外に大きな集落は無く大半が森林地帯である。山間部には小さな集落が点在し、農耕地は少なく２次森林、焼畑が多くみられる。Se Kong川中流右岸にはBolaven高原が広がっている。

Bolaven高原は標高 1,000m～1,500m、東西 90km、南北 60kmの長円形を形成している高原で気象条件が良いため集落が多くコーヒー、野菜の栽培が盛んである。Bolaven高原の東部を流下するXe Namnoy川、南部を流下するXe Pian川の上流部は地形が険しく各所に急流、滝がみられる。またBolaven高原の東端部はSe Kong川に沿って絶壁が連続している。

2.2.2 気 候

ラオス南部地方はアジア季節風帯にあり、モンスーンの影響を受ける熱帯降雨地帯である。この季節風により乾期（11月から４月）と雨期（５月から10月）が明確に区分される。Se Kong川中流右岸に位置するBolaven高原は特に降雨量が多く、年平均降雨量が 3,560mmに達する。また、この地方は標高が約 1,000mを超える高原のため気温が低く年平均は約19℃である。Se Kong川流域東部及び南部はBolaven高原に比して降雨量は少ない。Attapuにおける年平均降雨量は 2,000mm、年平均気温は27℃である。

2.2.3 人 口

南部4県の総人口は約 87.7万人であるが、その大半はPakseを含むChampasack県（49万人）が占めている。Se Kong川流域の人口密度は極めて小さく、Sekong町及びAttapu町を除くと大きな集落はほとんど無い。南部地方の主な産業は農業である。各県の人口および面積は Table 2.2-1 に示す通りである。

2.2.4 産業、経済

ラオス南部の産業、経済活動はPakse市を除くと人口が極めて少ないため低調である。特にSekong, Attapu県では大半が農業および林業を営んでおり、工業活動は殆ど無い。山間部の農民は焼畑農業であり、生産性は悪い。

南部4県の工業、経済のデータを Table 2.2-2 に、農耕地の区分を Table 2.2-3 に示す。

Table 2.2-1 Data of Southern Laos

Provinces	Population (persons)	Area (km^2)
Champasack	490,000	15,415
Saravane	243,000	10,691
Sekong	60,000	7,665
Attapu	84,000	10,320

Source: Basic Statistics in the Lao P.D.R., 1993

Table 2.2-2 Industry and Economy for the Southern Provinces (1993 Data)

No.		Unit	Champasak Province	Sekong Province	Attapu Province	Salavan Province
I.	Idustry:					
	Saw mill	No	19	3	2	3
	Rice mill	No	836	22	28	496
	Handicraft	No	3	1	2	5
	Repair shop	No	13	3	3	1
	Furniture shop	No	26	3	8	0
	Cloth making	No	1	245	168	0
	Electricity	No	2	1	1	1
	Market	No	11	4	5	8
	Industry production:					
	Timber	m^3	33,620	4,138	6,534	20,080
	Sawwood	m^3	383	2,634	2,229	9,630
	Clothing	Sheet				
	Electricity	kwh	92,364,235	4,536	5,400,000	1,633,000
II.	Ecomony:					
	1. Agriculture production					
	Rice	Ton	203,853	9,820	6,628	132,245
	Upland rice	Ton	7,933	6,600	4,048	17,747
	Lowland rice	Ton	194,426	3,150	2,563	112,743
	Irrigated rice	Ton	1,494	70	17	1,755
	Upland crop	Ton				
	Maize	Ton	288	1,360	576	
	Potatoes	Ton	814	19,240	736	
	Vegetable	Ton	728			
	Soybeans	Ton	267	4.7	0.2	
	Mungbeans	Ton	335	30.8	6	213
	Peanut	Ton	197	7.7	18	
	Tabacco	Ton	294	32	56	
	Cotton	Ton	18	30.8	12	150
	Suger can	Ton	637	1,500	300	
	Coffee	Ton	13,770	715	45	800
	Tea	Ton	86		0.2	
	2. Livestock					
	Buffaloes	head	123,342	23,010	43,000	74,100
	Cattle	head	126,923	13,923	6,000	91,330
	Pig	head	112,680	36,540	35,390	155,600
	Goat and sheep	head	223	3,045	639	3,740
	Poultry	head	1,613,620	143,440	2,060	532,500
	Horse	head	512			

Source: Report on Environmental Impact and Compensation in the Se Kong Basin., JICA, 1994

Table 2.2-3 Agricultural Data for the Southern Provinces

Feature	Unit	Champasak Province	Sekong Province	Attapu Province	Salavan Province
Ricefield					
Upland rice	ha	7,887	5,144	3,374	34,584
Lowland rice	ha	4,449	1,279	950	7,750
Irrigated rice	ha	437	20	9	450
Upland crop area					
Maize	ha	109	1,134	443	
Potatoes	ha	147	2,643	368	
Vegetable	ha	293	7	0	
Soybeans	ha	309	44	1	
Mungbeans	ha	450	10	10	266
Peanut	ha	328	8	45	
Tabacco	ha	604	44	80	
Cotton	ha	30	50	17	1,200
Sugar can	ha	121	1,234	50	
Coffee	ha	17,239		30	
Tea	ha	358		1	
Land use area					
Forest area	ha	402,046		1,080,000	800,000
Current forest	ha			716,922	
Potential forest	ha			184,578	
Other wood area	ha			163,980	55,000
Permanent agr. area	ha			14,520	42,000
Other non forest area	ha			105	250,000

Source: Report on Environmental Impact and Compensation in the Se Kong Basin., JICA, 1994

第３章　電気事業の現状

第３章　電気事業の現状

List of Tables

List of Figures

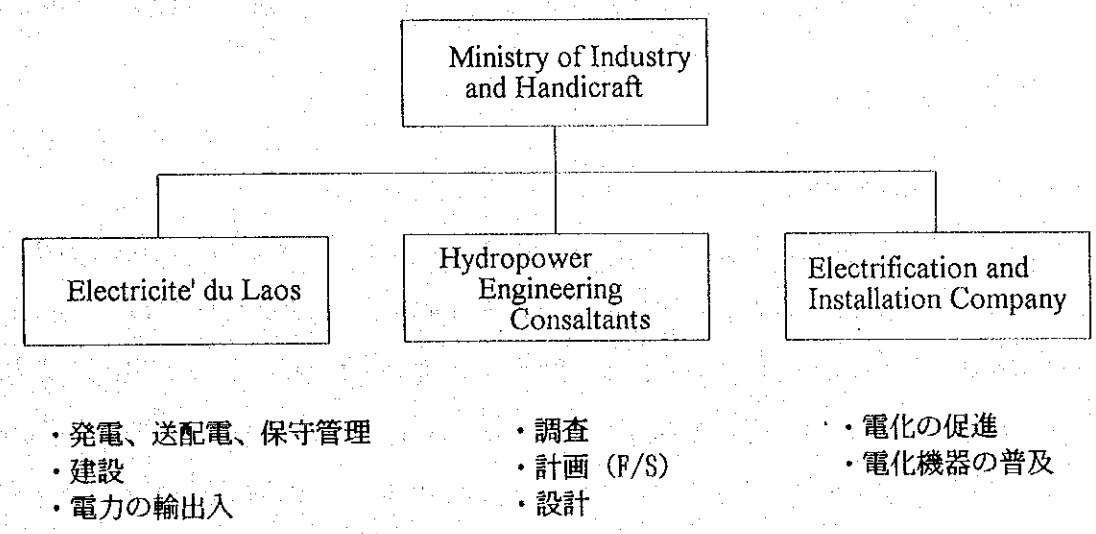
第3章　電気事業の現状

3.1　電気事業の形態

3.1.1　企業の形態

ラオス国における電気事業はほとんどが国営、公営であり、フランスの統治下に設立されたラオス国電力公社（EDL：Electricite' du Laos ）によって主に行われている。それ以外には地方自治体によって、小水力、ディーゼル発電などが単独系統で運用されているだけである。Fig 3.1-1 にラオス国における電気事業組織について示す。

Fig. 3.1-1 Electric Power Industry Organization in Laos



現在、EDLは監督官庁である工業・手工芸業省（MIH：Ministry of Industry and Handicraft）の管轄下におかれ、発送配電からタイ国への電力輸出まで一貫した経営が行われている。しかし、実際にはラオス国の電力系統はいまだ未完成であり、国内を連系する基幹系統は整備されるに至っていない。主要な電力系統としては、Nam Ngum発電所とVientiane地区、Xe Set発電所と南部の一部、およびタイ国から電力を受電しているThakhek地区とSavannakeht地区があり、それぞれ独立した系統として運用されている。従ってEDLは、これらの主要な4地区を中心にそれぞれの地方自治体監督下で、その系統の条件に応じた電力経営を行っているのが現状である。EDL Vientianeは、これらの組織に対して、大規模投資、売電および技術協力などの協力を行っている。将来、電力系統の拡充に合わせて、EDLの組織改革も行われていくこ

とになると考えられ、すでにUNDPのファイナンスで1990年より組織改革プロジェクトが進められている。

このEDLの他に、MIHの監督下の電力関連企業として、水力開発の調査・設計を行う機関として水力発電コンサルタント公社（HEC：Hydropower Engineering Consultants）が、電化を促進するための設備投資や電化機器の普及をはかるための機関として電化公社（EIC：Electrification and Installation Company）がある。

また、最近具体化しているNam Theun Hinboun 水力発電計画のようなBuild Operate Transfer（BOT）またはJoint Venture（JV）方式によるプロジェクトについては、MIHでなくその上部機関の国家計画委員会(PCC: Planning and Cooperation Committee)の海外投資監理委員会（FIMC: Foreign Investiment Management Committee）が管轄しており、それぞれのプロジェクト毎に独立した組織が構成されている。

3.1.2 電力需給

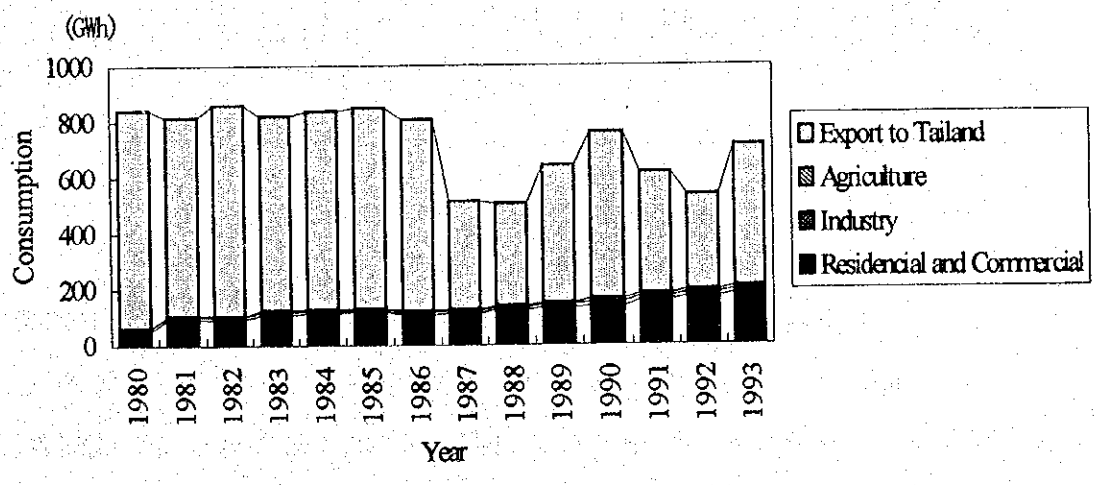
ラオス国の電力は小規模な内燃機関発電を除けばすべて水力で占められており、そのほとんどは、Vientiane系統のNam Ngum水力発電所、および南部系統のXe Set発電所で発電されている。電力の主な消費地は、首都Vientianeとその周辺地域で電力消費の約80％（中部15％、南部５％）を占めている。Table 3.1-1 に1980年から1993年の電力需給バランスを示す。また、Fig.3.1-2 に示すように電力消費を需要家別でみれば、電力需要の中心は輸出を別とすれば住宅および商業用であり、その他の農業および工業用は少なくそれぞれ約５％と６％にしか過ぎない。

Table 3.1-1 Electricity Balance Record in Vientiane Area, 1980-1993

Year	Generated	Sending	Imported	Exported	Total supply	Consumption
1980	886.19	853.68	1.99	766.40	89.27	64.58
1981	845.88	799.36	8.39	708.70	99.05	74.97
1982	910.45	876.71	10.66	749.76	137.61	107.20
1983	863.38	834.00	13.37	694.41	152.96	123.26
1984	890.97	864.44	16.63	709.71	171.36	127.68
1985	906.62	867.91	17.56	716.28	169.19	130.28
1986	867.30	834.06	17.20	683.56	167.70	122.50
1987	566.60	549.59	17.99	387.25	180.33	125.53
1988	522.64	539.10	19.80	363.60	195.30	139.08
1989	698.02	677.74	23.09	490.54	210.29	149.20
1990	820.56	796.65	25.94	595.19	227.40	163.58
1991	684.22	664.38	34.90	436.00	263.28	180.52
1992	604.36	585.06	40.44	340.39	285.11	194.00
1993	798.50	770.45	53.69	504.37	319.22	207.27

出所：EDL

Fig.3.1-2 Electricity Consumption Record by Type 1980-1993

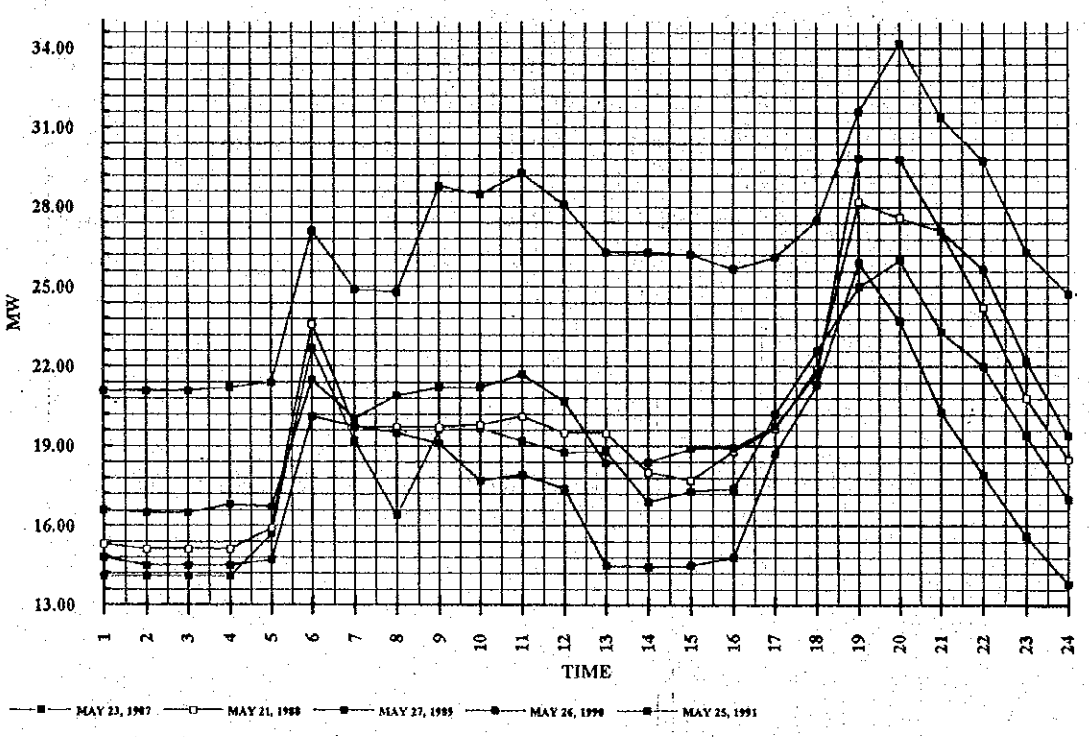


出所：EDL

このように、家庭、商業用電力が需要の中心であることから、年間を通じてみれば乾期で最も気温が高くなる５月が、１日では１８時から２２時の間がピーク時間となっている。Fig.3.1-3 に1987年から1991年の重負荷期のVientiane 系統における日負荷パターンを示す。

Fig.3.1-3 Daily Load Curve in Vientiane System 1987-1991

(The third Wednesday in May)



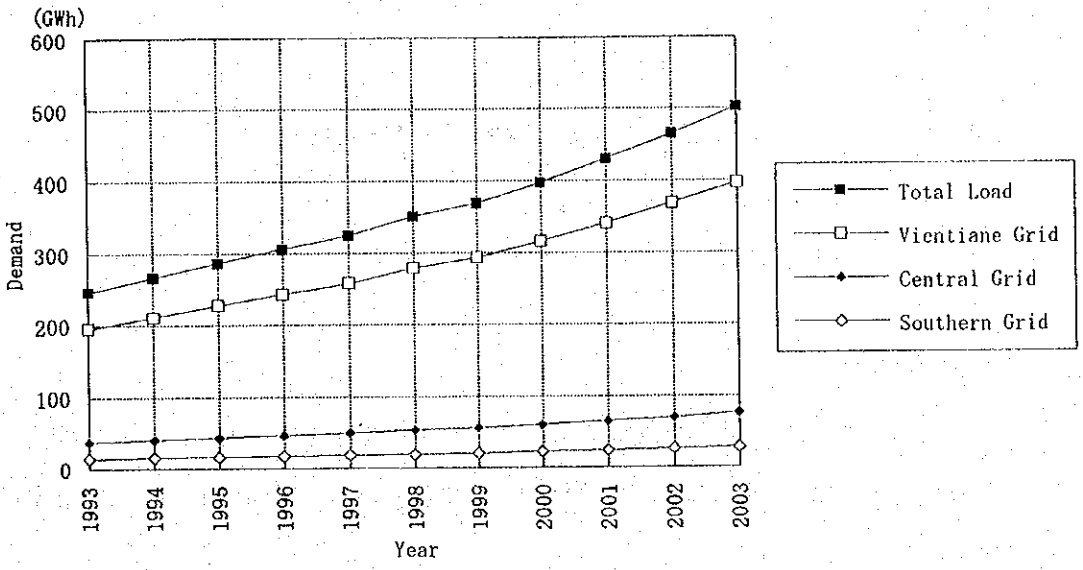
出所：EDL

また、ラオス国における電力の１人あたりの消費は極めて低く、1990年で88kWhである。これは隣国タイ国に比べて約１/12の水準に留まっている。しかしながら、需要家一件当たりで見てみれば、隣国のタイ国とそんなに大差はない。これは両国の電力普及・電化率の差を示しており、タイ国の人口当たり電化率約70％に対し、ラオス国は約６％前後にしかすぎない。

従って、ラオス国における電力需要の伸びは、経済、産業の成長だけでなく、電化計画および設備拡充計画とリンクしていると考えられる。電化地区から約100km程度の範囲の無電化地区まではバッテリーがテレビ、ラジオおよび照明の電源として用いられている。これらのコストは電気料金に比べて高価であり、利便性も合わせて電化

が望まれている。現状の家庭、商用需要が中心という電力需給の構造においては、量的には大きくはないがこれらの潜在的な需要は存在しており、配電線を拡充すれば需要はそれだけ増加すると考えられる。Fig.3.1-4 に1994年から2003年までのEDLの電力需要想定を示す。

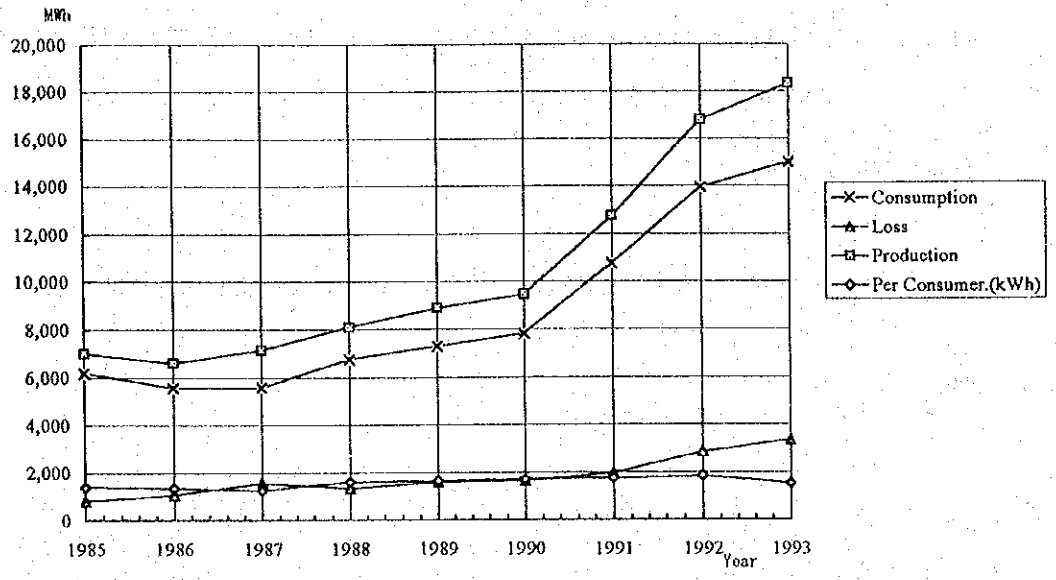
Fig.3.1-4 Electricity Demand Forecast by System 1993-2003



出所：EDL

本マスタープランの検討地点は、Champasack県、Selavane県、Attapu県、Sekong県およびPakse市に電力を供給する南部系統に位置している。ただし、現在はAttapu県とSekong県はディーゼル発電による単独系統である。1992年までの電力需要の実績をFig.3.1-5 に示す。この南部系統だけの電力需給も基本的には他の地域と同様の傾向を示しており、Xe Set水力発電所、Selabam 水力発電所の発電する電力は、ほとんどがタイ国に輸出されている。1993年実績では、タイ国に輸出した電力 91,955MWh、乾期に逆に輸入した電力 2,117MWh、国内で消費されたのは 14,997MWhで需要家1件あたり 1,617kWhに相当する。将来的に見ても前述のEDLの長期需要想定では、2000年で22,000MWh、2003年でも28,000MWh程度である。

Fig. 3.1-5 Electricity Demand Record in Southern Area 1985-1993



出所：EDL

3.1.3 電気料金

国内におけるEDLの電気料金は、政策的に発電原価を下回る低いレベルに抑えられており、平均で約20Kip/kWh程度の補助が含まれている。電気料金と平均的な単価の試算例を Table 3.1-2 に示す。

Table 3.1-2 Electricity Tariffs in LAOS (Effective 1 June 1992)

Consumer	Charge (Kip/kWh)	Minimum charge (Kip/month)	Average (kip/kWh)
Residential			
From 0 to 100kWh	8	150	7.0
From 101 to 200kWh	15		
From 201kWh	25		
Embassies	60	1,500	N.A.
Commercial	47	700	5.0
Government offices	30	700	5.0
Agriculture	7	1,000	5.0
Industry	30	1,000	5.0

出所：EDLおよびElectric Utilities data book, ADB

3.1.4 電力輸出入

電力はラオス国における最も重要な輸出品目で主要な外貨獲得源となっており、1993年の実績では、Num Ngum発電所を中心とするVientiane系統で、発電電力770.0GWhの約65%の 504.4GWh が隣国のタイ国に輸出され、逆に乾期に消費電力の約26%の53.69GWhが輸入されている。また、Xe Set発電所を中心とする南部系統においては、92.8GWhがタイ国に輸出され、逆に乾期に 2.1GWhが輸入されている。このほかに、中部のThakhek地区、Savannakhet地区でタイ国から電力を全量輸入している。実際の電力の取引きは、EDLとEGATの間でTODと呼ばれる契約条件のもとで運用が行われており、Table 3.1-3 に取引き料金を示す。この電力輸出入契約は、3年ごとに見直されて締結される。

具体的には、Vientiane系統ではラオス側のPhone Tong変電所とタイ側のUdone Thai変電所に設置した取引き用電力量計で計測され、1ヵ月ごとに取引きが集計される。また、南部系統では、Bangyo変電所（ラオス側）とSirindhorn発電所（タイ側）で取引きされる。これらのそれぞれ2箇所の変電所の間のロスは両者に等分される。

たがいの電力融通パターンは月ごとにダム水位、流入量および需要から輸出入の計画が設定され、前日に実際の運用者（EGATの給電指令員）から電話でEDLの運転員に日運用パターンが通告される。運用中に変更の必要が生じた時には電話で最小30分単位で発電量の変更が可能である。

Table 3.1-3 Electricity Tariffs for Trading (Effective November 1994)

Num Ngum (Vientiane system)	Charge (US$/kWh)	Xe Set (Southern system)	Charge (US$/kWh)
Export		**Export**	
Peak (18:30-21:30)	0.0580	Peak (18:00-21:00)	0.0580
Partial Peak (8:00-18:30)	0.0332	Partial Peak (7:30-18:00)	0.0332
Off peak (21:30-8:00)	0.0265	Off peak (21:00-7:30)	0.0265
Thakhek and Savanaknet		-	-
Import			
Peak (18:30-21:30)	0.0630		
Partial Peak (8:00-18:30)	0.0382	-	-
Off peak (21:30-8:00)	0.0315		

出所： EDL

3.2 電力設備

3.2.1 発電設備

ラオス国における発電設備は、1990年現在で設備容量 210MWであり、このうち約94%が水力発電設備であり、残りの6%がディーゼルなどの小規模な内燃火力発電設備である。主要な発電所としては、Vientiane系統のNam Ngum水力発電所（150MW）と、南部系統のSelabam水力発電所（2MW）と1991年に運転開始したXe Set水力発電所（45MW）がある。Table 3.2-1 に既設発電設備の概要と Table 3.2-2 に運転実績を示す。

(1) Nam Ngum水力発電所

Nam Ngum水力発電所はVientiane市の北約90kmに位置する貯水池式発電所で、1971年に最初のPhase 1の2台が運転を開始し、その後Phase 2、Phase 3と増強され、1985年に現在の5台の水車、発電機が運転を開始した。以下に発電所の諸元を示す。

Phase 1		Phase 2 and 3	
Reservoir		Reservoir	
Active storage volume	1,600 (M m^3)	Active storage volume	4,700 (M m^3)
Installed capacity	30 (MW)	Installed capacity	120 (MW)
Effective head	45.5 (m)	Effective head	45.5 (m)
Number of unit	2	Number of unit	3
Turbine type	Francis	Turbine type	Francis
speed	176 (rpm)	speed	136.4 (rpm)
Generator capacity	17.5 (MVA)	Generator capacity	50 (MVA)
voltage	11.0 (kV)	voltage	11.0 (kV)
Frequency	50 (Hz)	frequency	50 (Hz)
Main transformer		Main transformer	
type	3-phase	type	1-phase
number	2	number	10
voltage	11/110 (kV)	voltage	11/110 (kV)
capacity	17.5 (MVA)	capacity	16.6 (MVA)

ここで発電された電力は、115kV送電線3回線に昇圧され、Vientiane系統に供給されるか、Phon Tong変電所からタイ国との国際連系線を通じて輸出される。運転はEGATからの通告で行われており、調速機はリミット運転モードであり系統の周

波数調整には用いられておらず、Vientiane系統の周波数は国際連系線を通じてEGAT系統に従属している。EGATとの通信手段および送電線保護としてPower Line Carrier Systemが用いられており、発電所運転に関する連絡もこの電話回線を用いて行われる。

ラオス国で最も重要な発電設備であるため、保守には万全の配慮がなされており、毎時間の運転記録および、毎年1回約2週間の水車を抜水して行う定期点検が行われている。加えて、主機のオーバーホールが各ユニットごとに8年から10年の間隔で実施されている。

(2) Xe Set水力発電所

Xe Set水力発電所は、南部系統において最も重要な発電所で、Pakse市の北東のSalavan市との中間のBolaven高原の北面に位置する流込み式水力発電所である。1991年に運転を開始したばかりのラオス国における最新の発電所であり、以下にその諸元を示す。

Unit 1 and 2		Unit 3, 4, and 5	
Installed capacity	6 (MW)	Installed capacity	39 (MW)
Effective head	157 (m)	Effective head	157 (m)
Number of unit	2	Number of unit	3
Turbine type	Horizontal Francis	Turbine type	Vertical Francis
Generator capacity	3.5 (MVA)	Generator capacity	15 (MVA)
voltage	6.6 (kV)	voltage	6.6 (kV)
Frequency	50 (Hz)	frequency	50 (Hz)
Main transformer		Main transformer	
type	3-phase	type	3-phase
number	2	number	3
voltage	6.6/110 (kV)	voltage	6.6/110 (kV)
capacity	3.5 (MVA)	capacity	15 (MVA)

発電所は、流込み式で貯水池にほとんど調整容量がないため、流況に応じた運用を行うべく主機に大小の水車・発電機が採用されている。それでも乾期には流量が不足し3MW以下の運転となり、南部系統の国内需要も下回ることもある。ここで発電された電力は、115kV送電線1回線と22kV配電線に昇圧され、南部系統に供給されるか、Bangyo変電所からタイ国との国際連系線を通じて輸出される。運転はEGAT

からの通告で行われており、調速機はリミット運転モードで系統の周波数調整には用いられておらず、Vientiane系統と同様に周波数は国際連系線を通じてEGAT系統に従属している。ここでもEGATとの通信手段および送電線保護としてPower Line Carrier Systemが用いられていおり、発電所運転に関する連絡もこの電話回線を用いて行われる。ほとんどの電力がタイ国のSirindhorn発電所を経由して送電されるため、タイ国の負荷中心まで約 300kmの長距離を送電しており、送電線の電圧対策のためにXe Set発電所には2バンクの空芯リアクトルが設置されて入る。

(3) Selabam 水力発電所

Selabam水力発電所は、Xe Setと同様に南部系統の発電所で、Se Dong河のPakse市の北に位置する流込み式の発電所である。3台の出力 680kWのカプラン水車・発電機が設置されており、発生した電力は22kV配電網に接続され、Pakse市方面に送電されている。

この発電所が運転を開始したのが1969年とかなりの年月を経ており、主機を含めて老朽化が進んでいる。現地調査時も1台の水車が作業中であり、ケーシング下部のディスチャージリングが半周に渡って破損（流失）していた。発電所が設計当時の性能を回復するためには、水車・発電機、主要変圧器などの主要機器の取り替え等の大がかりな補修が必要と考えられる。

このほかに、発電所に隣接して出力3MWのカプラン水車・発電機1台の増設工事が行われていたが、1994年に運転を開始している。

(4) Se Kong川流域地区の既設発電設備

本マスタープラン検討の対象となる地域は、基本的には南部系統に含まれることになると考えられる。しかし、現状では115kV送電線は前述のXe Set発電所が末端であり、配電網もSelavane市もしくは、Paksong市までしか建設されていない。対象地域内のAttapu県、Sekong県については、地方自治体によって、一部の中心地区のみに単独系統の22kVの配電網と出力200kW程度のディーゼル発電機が設備され、18時から22時までの1日4時間程度運転されているだけである。

3.2.2 送変電設備

現在、EDLが管理している送変電設備の位置を Fig.3.2-1 に示す。これらの送変電設備としては、ルートこう長 218kmの送電線（115kV）、ルート亘長 1,682kmの配電線（22kV）および5箇所の変電所がある。この他にタイ国との間に4箇所（うち2ヶ所は22kV配電線）の国際連系線も所有している。しかし、前述のとおりEDLの供給地域は、Vientiane市およびその周辺地域に電力を供給するVientiane系統、Pakse市、Saravane市に供給する南部系統、およびそれぞれタイ国の発電網から受電しているThakhek市、Savannakeht市と別れており、主要都市に限られている。いまだ全国を連系する送電網を構成するには至っていない。

将来は、本マスタープラン検討地域の電力が、南部系統を通じてタイ国へ輸出されることになると考えられる。現在はPakse市の西側のBangyo変電所に隣接して、Mekong河を横断する115kV連系送電線が運転されているが、このMekong河横断箇所は、径間 999m、鉄塔高さ 84.7mという大がかりな設備となっている。本マスタープラン検討地域の電力を輸出するためには、同等以上の設備が必要になると考えられる。

Fig. 3.2-1 Location Map of Main Power Station, Sub-Stations and Transmission Lines (Existing)

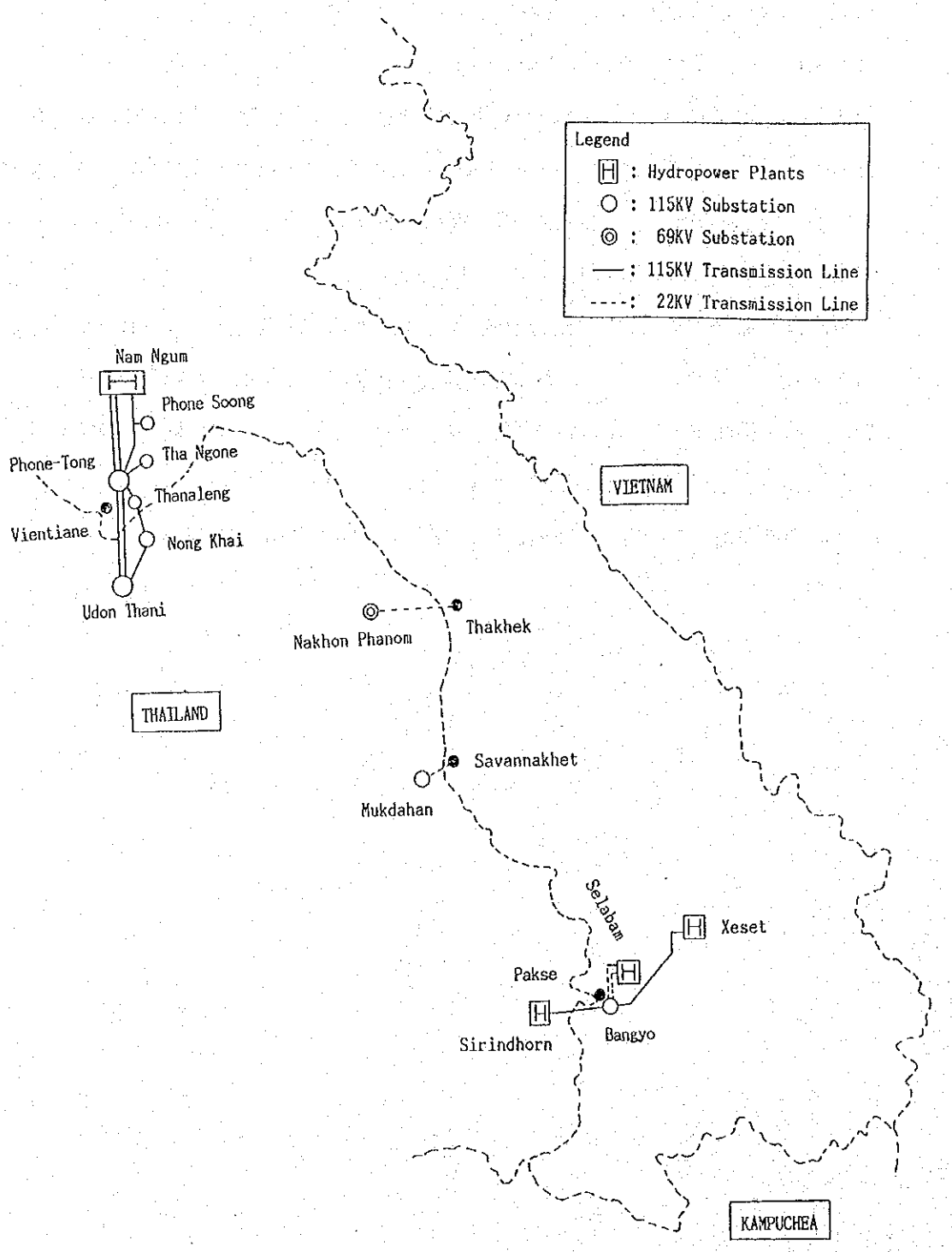


Table 3.2-1 Summary of Generating Facilities in Laos

Name of Power Station		Installed Capacity (MW)	Operation Commencement (Year)	Remarks
Nam Ngum	1	15	1971	Hydro
	2	15	1971	
	3	40	1978	
	4	40	1978	
	5	40	1984	
Sokpaluang	1	2	1971	Diesel
	2	2	1971	
	3	2	1971	
	4	2	1971	
Nam Ndong	1	0.336	1970	Hydro
	2	0.336	1970	
	3	0.336	1970	
Luang Prabang	1	0.1	1971-83	Diesel
	2	0.1	1971-83	
	3	0.235	1979	
	4	0.25	1960	
Selabam	1	0.68	1969	Hydro
	2	0.68	1969	
	3	0.68	1969	
Pakse		0.24	1970	Diesel
Champassak		0.1	1982	Diesel
Paksong		0.04	1981	Hydro
Xe Set	1	3	1991	Hydro
	2	3	1991	
	3	13	1991	
	4	13	1991	
	5	13	1991	
Savannakhet	1	0.2	1985	Diesel
	2	0.2	1985	
Other		3.0		Small Hydro Diesel
Total		210.5		

Note: These figures are the figures as of 1992

Table 3.2-2 Energy Production in 1992

Main	Nam Ngum		Xe Set		Selabam		Nam Ndong	
	Plan	Actual Production	Plan	Actual Production	Plan	Actual Production	Plan	Actual Production
1	56,196	38,659	3,740	4,109	250	131	389	360
2	52,576	52,692	2,096	2,328	250	0	273	290
3	45,803	44,534	2,188	1,944	250	0	263	222
4	44,321	53,222	2,727	1,738	250	174	164	264
5	45,773	54,394	6,545	3,385	250	174	144	219
6	53,252	59,033	11,817	10,214	250	174	144	300
7	77,133	68,210	23,607	25,613	250	863	190	300
8	107,659	68,922	33,551	30,552	250	926	400	433
9	107,121	46,002	32,619	27,602	250	975	402	444
10	80,625	47,809	26,209	17,046	250	847	402	402
11	54,543	35,987	12,790	8,270	250	1,096	516	371
12	59,996	35,017	9,111	4,707	250	250	523	346
Total	785,000	604,481 (77%)	167,000	137,057 (82%)	3,000	5,775 (193%)	4,251	3,951 (93%)

第４章　電源開発計画および電力輸出計画

第４章　電源開発計画および電力輸出計画

List of Tables

List of Figures

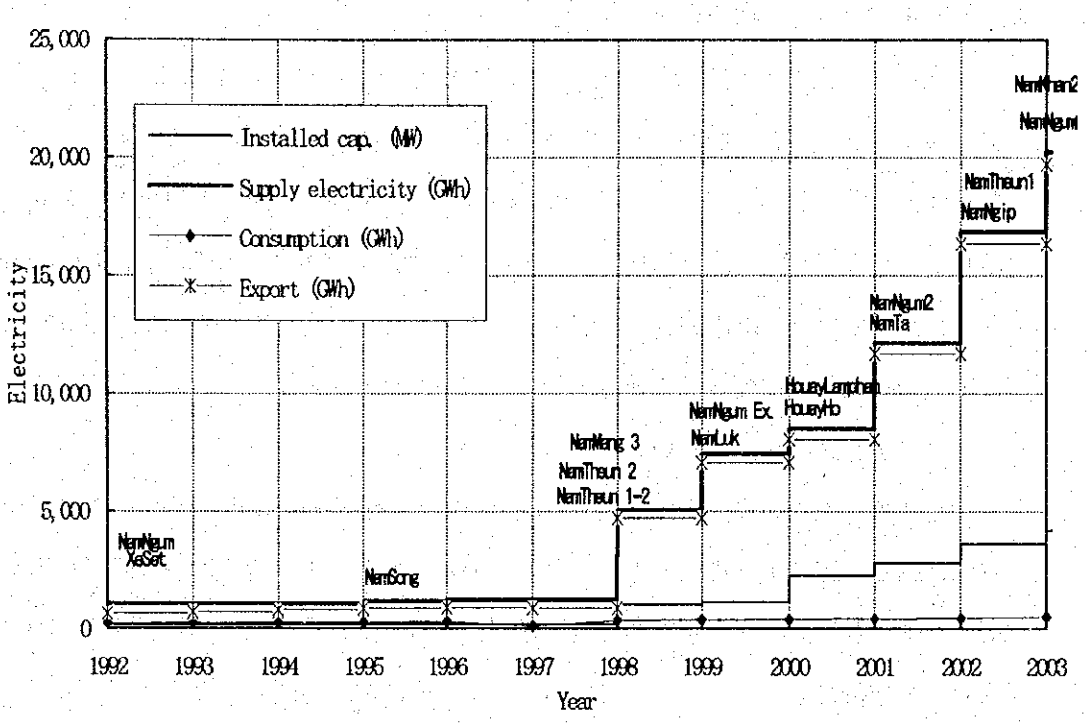
第４章　電源開発計画および電力輸出計画

4.1　ラオス国の電源開発計画

現在のＥＤＬの需要想定では、ラオス国の電力需要は、Fig 3.1.4 に示したように、1993年で195GWh、2000年で398GWh、2003年で502GWhと推定されている。この国内需要だけにスポットを当てるならば、現状の設備とタイ国との輸出入の組み合わせで、供給していくことも不可能ではない。しかし、本格的な貯水池式発電所は、Nam Ngum水力発電所だけであり、国内需要を年間を通じて満たして行くため、および豊富な水力エネルギーを開発し、重要な外貨獲得源として電力輸出量を確保していくためには、新規水力電源のを建設はかかせない。

加えて主な電力の購入者であるタイ国は、電力需要の伸びは８～９％であり、かつ将来的にも６％程度で増加すると予想されている。最近、タイ国では環境問題、用地などのコスト増などから、新規電源建設、送電線建設は困難を極めており、ラオス国の電力資源への期待は大きくなってきている。すでに両国の政府間で、ラオス国から2000年までに1,500MWの電力融通を計画することに合意されており、今後、プライベートセクターも含めて、水力資源の調査、開発の速度が加速していく可能性もある。Fig 4.1-1 に現状のＥＤＬの電源開発計画をしめす。

Fig 4.1-1 Power Development Plan in Laos 1993-2010



出所：ＥＤＬ1991年電源計画より

この計画どおり、建設が進められれば、2000年で総設備容量は、2,255MW(年間発生電力8,451GWh)、2003年で4,190MW（年間発生電力20,211GWh）、2010年で6,279MW（年間発生電力30,797GWh）となる。本マスタープランの地点についてもSe Kong4、Xe Namnoyなど、すでに一部がこの開発計画に含まれているが、ほとんどが2003年以降の開発地点として計上されている。

しかし、ラオス国における電源開発は基本的には国内需要とは直接リンクせず、ほとんどの電力は輸出されることになり、開発時期は電力の市場価格と建設資金手配に影響されると考えられる。現在、前述のタイ国とラオス政府の輸出入の合意が、きっかけとなって多くのプロジェクトに対し、外国資本との合弁によるＢＯＴスタイルの開発計画が検討されいる。Table 4.1-1 にこの民間主導のＢＯＴスタイルで開発が何等かの形で検討されている電源開発計画を示す。これらの開発計画においては、資金手配にめどがつき、開発コンソーシアムが設立されたものから順に進められていくことになろう。

従って、ラオスにおいては、前述のＥＤＬにおける電源開発計画も国内の需要とリンクしないため、開発計画のリストの一つであると考えられる。Fig.4.1-1 および Table 4.1-1 に計上されていない開発計画も含めて、今後これらの開発計画は、開

発資金の手配とタイの電力需要の成長、ベトナムとの連系線の完成、マレーシア直流連系設備の運転開始というようなインドシナ半島における電力市場の動向に左右されることになるであろう。

これらのラオスにおける民間主導型の開発計画の最初のものとしてNam Theun Hinboun 水力発電計画が、ラオス政府（シェア60%、アジア開発銀行よりの融資）と欧州開発ググループのＮＯＲＤＩＣ　ＨＹＤＲＯグループ（シェア20%）およびタイ開発グループであるＭＤＸ（シェア20%）で計画が具体化され、電力の需給契約先であるタイ国電力庁（ＥＧＡＴ）とも料金契約で合意し、すでに準備工事が始められている。

Table 4.1-1　BOT Project List of Hydropower Development in Laos

Project Name	Installed Capacity (MW)	Project Name	Installed Capacity (MW)
Nam Theun Hinboun (1/2)	210	Nam Ngum 3	400
Nam Then 2	600 (210)	Nam Ngiep	420
Houay Ho	130	Nam Theun 1	400
Hongsa Lignite (Coal Thermal)	150 (600)	Xe Namnoy	192
Nam Mang 3	30	Xe Kaman No. 1	255
Nam Ngum 2	320		

出所：ＭＩＨ他

また、送電線設備については、３章で述べたように、現在ラオスには国土を縦断する電力系統はない。今後、電力系統についても、国内系統の連系だけでなく、これらの輸出発電計画の開発に合わせて、いかに効率よく市場に供給するかを考慮して拡充していかなくてはならない。民間主導形の開発計画においては、先行投資となる過剰設備の建設をきらうため、それぞれ単独で最少の送変電設備を建設する可能性があり、電力系統の安定、送電線のルート、および周辺景観に影響を与えることも考えられる。地域、地域である程度開発計画を整理して送変電設備の拡充計画、建設資金の配分を割り当てる必要がある。すでにラオス政府は、この電力輸出計画を踏まえた送変電設備の拡充計画の検討を欧州コンサルタントと始めており、その概略系統図を第12章に示す。また、既設送電線と2000年における送電線との比較を Table 4.1-2 に示す。

Table 4.1-2 Transmission Line Expansion Plan until Year of 2000

	Provinces	Number of		Existing Transmission Line						Plan to 2000							
										High Voltage			MV	LV	Trams-	Number of	
				HV	MV	LV	Transformer	Number	Villages	500kV	230kV	115kV	22-35kV	0.4kV	former	Houses	Villages
		Village	Household	km	km	km	set			km	km	km	km	km		installed	
		11,883	675,750	218	1,936	2,119	1,495	106,746	943	0	576	293	4,123	4,747	1,780	87,416	1,335
1	Vientione	476	80,400	105	700	1,081	848	55,728	303				282	517	157	5,173	73
2	Vientione Province	608	45,900		151	217	121	7,788	79				623	1,035	313	10,347	146
3	Phongsaly	667	25,200		8	16	8	250	5				30	50	10	2,000	10
4	Luangnamtha	521	18,500		12	10	7	500	5				20	30	10	2,000	10
5	Oudomxay	806	28,900		4	9	5	300	3				40	30	10	2,000	10
6	Luangprabang	401	16,700		5	14	8	800	6				40	30	10	2,000	10
7	Bo Kes	1,237	54,500		26	39	44	4,205	44			112	50	100	50	5,000	50
8	Huaphanh	890	31,500										179	31	59	6,358	50
9	Xayaboury	368	33,100		10	10	6	312	5			96	75	100	50	3,000	20
10	Xiengkhuang	536	27,600		10	25	8	1,200	5			85	20	100	50	3,000	20
11	Borikhamxay	549	25,900		5	20	6	1,500	8				175	178	54	2,629	54
12	Khammuane	880	44,500		271	150	109	7,172	148		176		706	696	292	10,354	212
13	Savannakhet	1,607	95,100		430	255	197	15,163	170				524	638	264	9,950	244
14	Saravane	720	38,400	113	120	75	37	2,337	33				319	254	67	5,793	62
15	Sekong	339	8,800								400		187	118	51	2,400	51
16	Champasack	869	75,500		181	185	87	9,276	125				823	770	308	13,912	288
17	Attapu	173	14,000		4	12	4	215	4				20	30	10	1,000	10
18	Special area	236	11,250										10	40	15	500	15

4.2 プロジェクト地域の電源開発計画

本マスタープランは前述のとおり、Champasack県、Selavane県、Attapu県、Sekong県およびPakse市に電力を供給する南部系統に位置している。将来、電力はこの南部系統につなぎこまれることになる。南部地域では1993年需要で17GWh程度、2000年で22GWh、2003年でも28GWhにすぎず、現状の電力設備でも乾期にタイより電力を輸入する必要は生じるが、年間発生電力量で評価するならば十分な設備であるといえる。

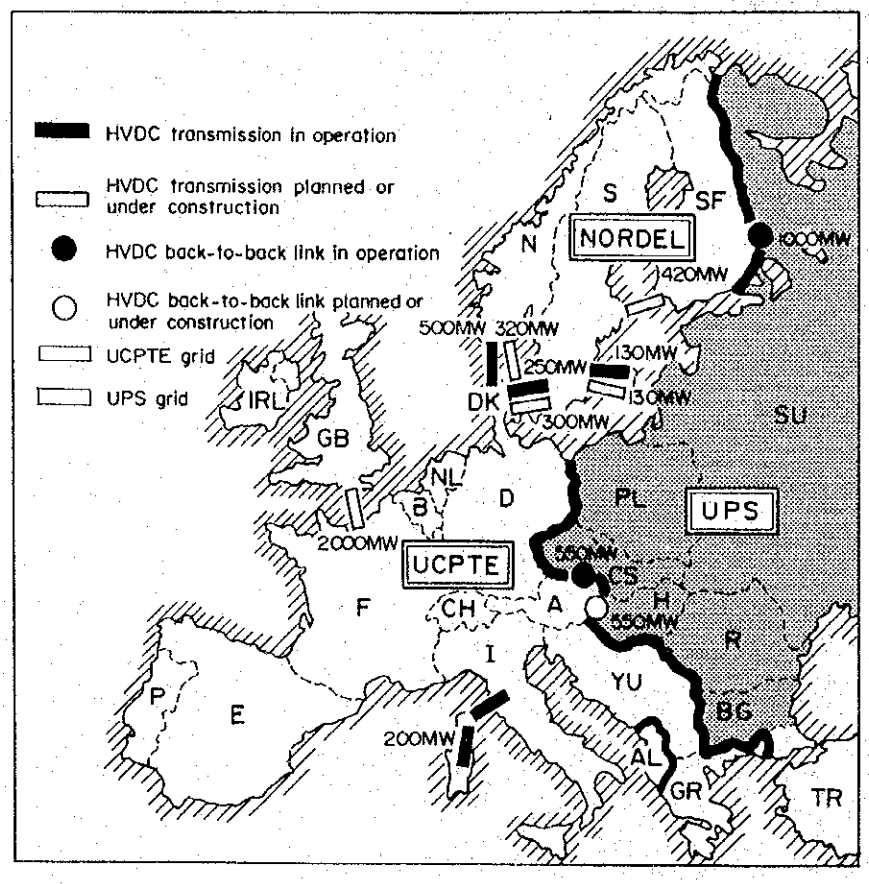
現在のＥＤＬの電源開発計画では、特に国内需要向けの発電設備は計画されていない。将来は、本マスタープランのような輸出用の発電設備の開発により、道路の拡充に合わせて、配電網の増強が進められ、また、輸出用の発電所にこれらの配電網用の地域供給用の変電設備が設置されることになると考えられる。具体的には、Se Kong No.4 発電所からSekong町が、Xe Kaman No.1 発電所からAttapu町が完全電化されることになり、この地方の電化計画の基礎となる。また、Xe Namnoyについては、発電所からPaksong町の配電網に連系することで、既設設備の信頼性および容量の向上に寄与させられる。これらの地域供給設備については、後述のプレフィージビリティーステージで建設コストに含めて評価した。

4.3　電力輸出計画

4.3.1　国際電力融通の事例

電力の輸出入計画で最も重要な点は、現在と将来のマーケットが、誰であるか、どこにあるかを見定めることが重要である。発電所、変電所および送電線というような電力設備の建設には、大きな資本投資が必要であるし、マーケットの状態が変化して、必要なくなったり、取引先を変えようとしても、容易に変更できるものではない。従って将来に渡って、市場となる地域の需要の供給の予測を慎重に見極めることが、輸出入計画キィーとなる。すでに欧州、北米地域では国境を越え、他国間で電力の輸出入取引が計画され、実際に行われており、互いに補完しあうことでその電力取引の市場を形成している。そのなかで代表的なものとして欧州における例を以下に紹介する。

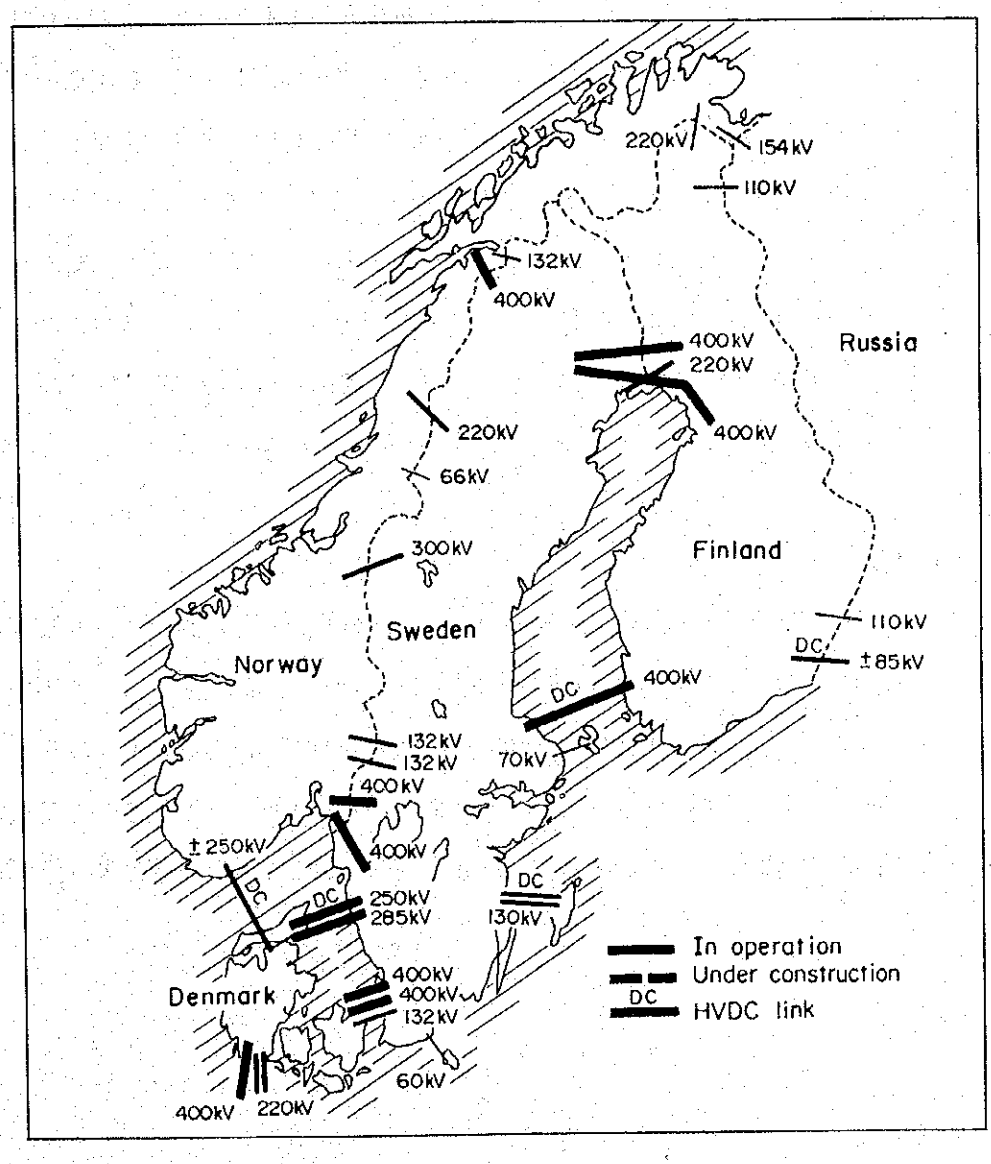
Fig. 4.3-1　Interconnection System in Europe



(1) NORDEL

NORDELは、北欧諸国で形成されている国際協調機関であり、アイスランドを除く、ノルウェー、スウェーデン、フィンランドおよびデンマークで構成されている。アイスランドを除くメンバー国は、隣接国と互いに連系されており、その国際連系線の総数は、22回線にも至っている。Fig 4.3-2 にその国際連系線の概略を示す。

Fig.4.3-2 NORDEL Inter Connection System

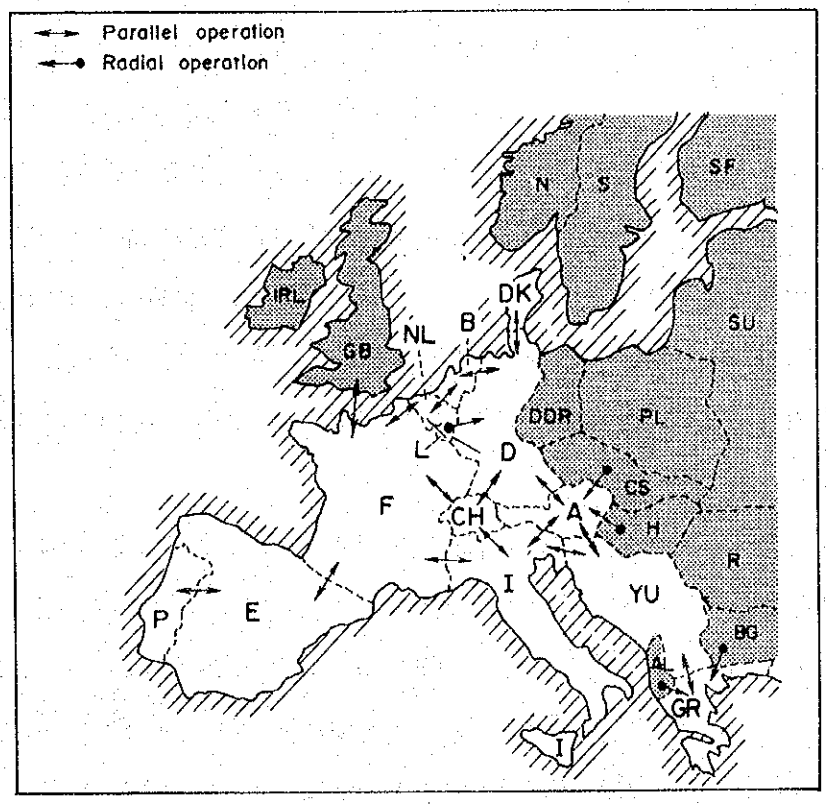


ＮＯＲＤＥＬのメンバー国のうちノルウェーが水力発電に、デンマークが石炭火力発電に全面的に依存している。また、フィンランドおよびスェーデンの発電設備は、水力、石炭火力、石油火力および原子力で構成されている。設備容量で見てみれば、デンマークとフィンランドは、設備容量が最大需要を上回っており、ピーク負荷に対してマージンを有している。年間発生電力量で評価するならば、ノルウェーとスウエーデンは年間発電電力量が需要を上回っており、電力を輸出することが可能である。これらの電源構成の条件の異なる国々が、お互いに補完しあい、エネルギー資源の効率的運用を行うために、国際電力協力機関としてＮＯＲＤＥＬが結成され、電力の輸出入取引が行われている。水力依存性の高いノルウェーは、発電電力は年間、季節間の降水量に左右され、貯水池の調整能力にも限界があるため、豊水期に近隣諸国に輸出を行い、渇水期に原子力、火力などによる電力を輸入している。水力比率の低いフィンランドは、原子力、火力のベース電源に、経済的なノルウェーからの水力によるピーク電力を輸入し、負荷調整を行う。また、渇水期にはベース電力の輸出も行う。ピーク電源となる水力を持っていないデンマークは、ピークロード時間に自身の発電単価の高い火力を炊き増しし、替わりに経済的なノルウェーの電力を輸入している。

(2) ＵＣＰＴＥ

ＵＣＰＴＥは４０年以上の歴史を持つ、西ヨーロッパにおける、国際電力協力機関であり、380kV、220kV連系線を中心に、現在１２カ国のメンバー国で構成されている。ＵＣＰＴＥは、地理的に西欧地域の中心にあるスイスのラウフェンブルグ給電司令所（ラウフェンブルグ電力会社）がＵＣＰＴＥ各国間で取交された融通計画に基づく潮流の監視、周波数制御、および融通斡旋業務を行っている。

Fig 4.3-3 UCPTE Interconnection System



基本的にはフランスの原子力によるベース電力の輸出、スイス、イタリア、オーストリアの水力による季節融通、ピーク電力の融通がＵＣＰＴＥメンバー国である１２カ国間で行われている。長期契約による融通だけでなく、瞬時の負荷変動にあわせて緊急融通も行われており、メンバー国における電源開発計画立案において、新設発電所の計画と同様の扱いがされている。また、ＵＣＰＴＥは、メンバー国以外にも前述のＮＯＲＤＥＬのメンバー国、英国、旧東欧、ロシアとも連系線だけでなくＢＴＢ変換所、直流送電設備などの連系設備を所有しており、電力の輸出入が幅広く行われている。

この他にも、東欧諸国およびロシア連邦諸国における旧コメコン系統（ＵＰＳ）の国際電力協力機関、北米地域の豊富なカナダの水力による電力を米国に輸出する連系や、トルコから東欧諸国へ電力輸出を行う電力連系がある。

アジア地区でも、ラオスとタイ、マレーシアとタイ、マレーシアとシンガポール、および香港と中国本土の間で国境を越えて電力の取引が行われているが、いずれも１対１の関係であり、地域全体で補完しあい一次エネルギーの有効利用を協力するところまでは熟成していない。

4.3.2　インドシナ半島における国際電力融通計画

インドシナ地域における国際電力融通を検討する上で、ラオスおよびミャンマーの豊富な水力資源、タイ国の電力需要予想が、重要なファクターとなる。加えて、現在は連系されていないが、ベトナムの人的資源、化石燃料資源およびカンボジアの復興も考慮に入れなくてはならない。現状ではタイ国は、発電、消費ともインドシナ半島では1992年ベースで、最大電力 8,8730MW、年間消費電力 56,006GWhと最大であり、当面の電力需要の中心である。EGATの需要予測では、2000年で最大電力 17,765MW、年間消費電力 112,593GWh、2005年で最大電力 24,150MW、年間消費電力 157,311GWhと推定されており、今後とも需要は年平均6から10%で増加して行くと考えられている。

これに対して、必要な電力設備の拡充計画が予定されているものの、環境問題等から建設計画がキャンセルされたり遅れたりして、思うにまかせないのが実情である。すでにラオスとタイ国の政府間で2000年までに1,500MWをラオスで開発し、供給することについて合意がなされている。2000年以後についても、顕著な需要の増加が続くならば、さらに電力輸入契約を増加させる必要が生じ、最大の顧客になると考えられる。

カンボジアについては、全国を連系するような、電力系統は構築されておらず、内戦の戦後復興を目指している段階である。このような事情から、来世紀はともかく、当面の需要者または供給者になるとは考えづらい。地雷等の処理、政情、治安の安定が進むならば、海外からの投資、援助も増加し、電力需要の増加、援助としての電力輸出入などの可能性はある。

ベトナムについては、地理的にAnnan山脈で分離されているため、連系線建設には困難な面もある。しかし、人口が約 6,800万人と多く、この人的資源と石油、天然ガスなどの一次エネルギーを利用して、産業が大きく発展する可能性もある。すでに米国の禁輸措置も解除になり、急激に海外からの投資が増加し、電力需要も増加する方向にある。このため、インドシナ半島においてタイに続く第二の市場になる可能性を秘めている。ベトナムエネルギー省の予測では、2000年でHighシナリオを採用するなら最大電力 5,390MW、年間消費電力 27,200kWh、2005年で最大電力 6,950MW、年間消費電力 34,570GWh、Lowシナリオでも、2000年で最大電力 4,595MW、年間消費電力 23,180GWh、2005年で最大電力 5,680MW、年間消費電力 28,410GWhと予想されており、

市場として十分期待できる。

その上、ベトナムは南北系統を連系する500kV送電線1回線をすでに建設しており、これに対して、中央部のダナン付近にラオス南部から、建設が検討されている国際道路沿いに、500kV連系線を建設することも可能である。これによって、ラオス南部の電力の輸出だけでなく、南北に長いベトナムの南北連系線の系統安定度を大きく改善することになり、その価値は大きい。また、逆に渇水期には、ベトナムの火力発電設備の電力を輸出することも可能になる。

この他にもタイ国とマレーシアの間に、直流連系設備を建設する計画があり、これが実現するならば、タイを通過して、マレーシアからシンガポールまで、電力を供給することも可能である。さらにマレーシアからインドネシアの間に海峡を渡る直流送電線を建設すれば、　豊水期にはラオス、ベトナムの水力の電力を有効利用し、渇水期にはインドネシアの原子力、天然ガス火力、ベトナムの石炭火力、天然ガス火力をインドシナ地区全体で利用できる。

これらの連系送電網の一つの案として Fig 4.3.4 を示す。このインドシナ半島を網羅する連系線が現実化して行くためには、これを効率良く、資金手配も含めて建設、運用するための前述のUCPTEやNORDELに相当するような国際電力協力機関を設ける必要がある。ラオスはこの中で、電力供給国、託送国として重要な地位を占めることになり、UCPTEにおけるスイスのように国際融通をコーディネートする役割を果たすことも可能である。そして、これらの託送料金、電力輸出による収入によって、自国のインフラストラクチャーの拡充、工業の誘致も可能になるであろう。また、連系網が完備してくれば、現状の市場がタイだけという状態と異なり、供給契約交渉においても非常に有利となる。

現在のインドシナ半島の状況では、政治でも経済上でも連系網の建設は困難である。特に建設には、莫大な資金が必要となるが、需要との必要性を考慮して、発電設備の建設計画と併せて、ステージ分けして建設していけば、不可能とは言えない。したがって、まず電源開発、連系線建設に関する順序、資金手配、利害を調整する電力国際協力機関を設置し議論を始めることも、十分意味あることと考えられる。

4.3.3　ラオスにおける電力輸出計画

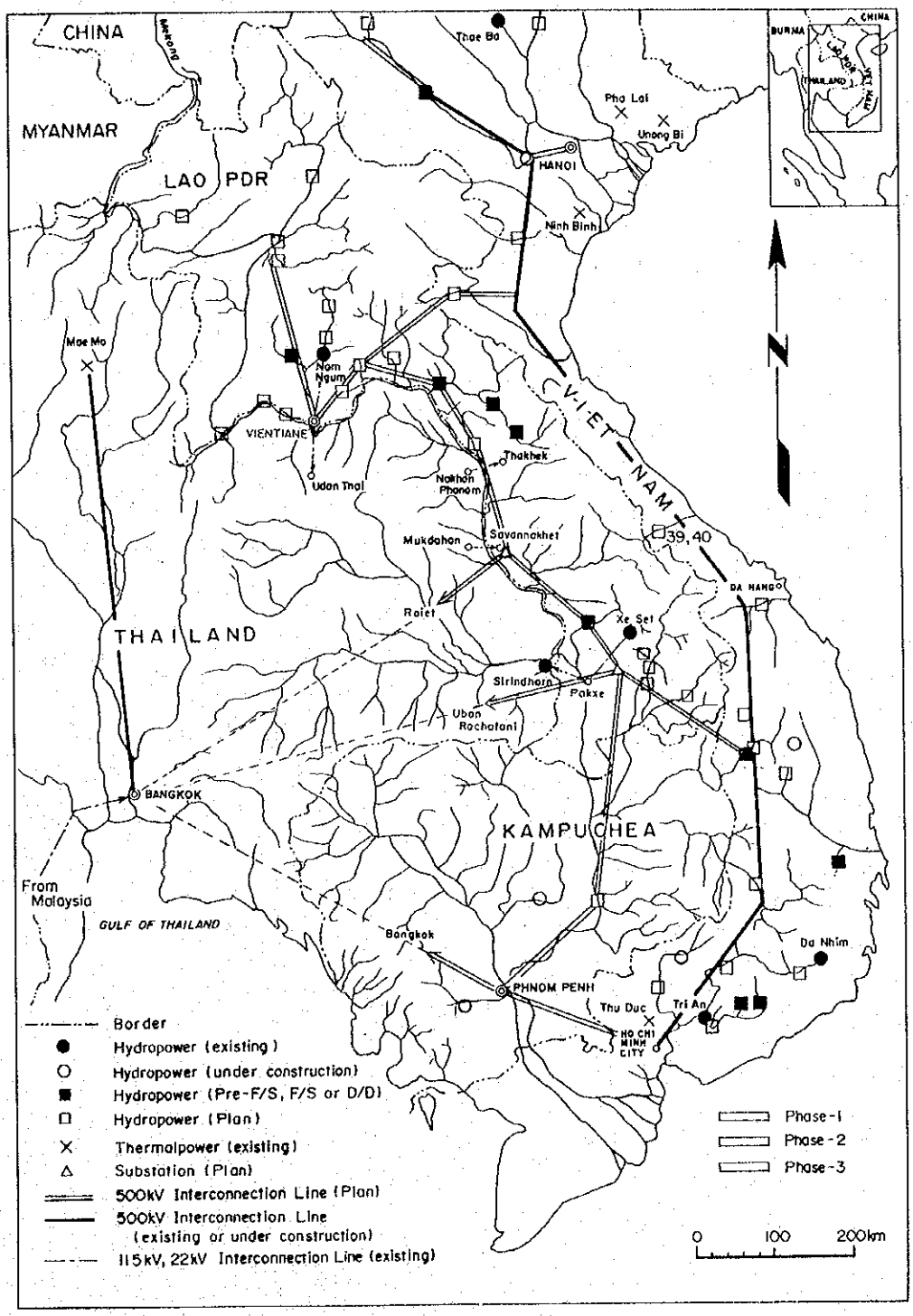
現行のタイ国との電力輸出入契約では、前述の Table 3.1-3 に示すとおり、最も高価なピーク時間でも0.058US$である。また新規にＥＧＡＴと需給契約に合意したNam Theun Hinboun 水力発電計画(210MW)でも、平均で0.043US$/kWh（1994年ベース）で需給契約に合意がなされており、既設のNam Ngum発電所の需給契約に比較してそんなにかわりはない。

これは、現状のインドシナ半島における電力輸出入市場が、タイを中心とする顧客のみということに起因しており、タイのＥＧＡＴの卸売価格が約0.06US$程度であることから、特に経済的な要因が影響しなければ、今後もこの程度の価格レベルで推移すると考えられる。従って、送電線も含めて売電単価が安くこのレベルをクリアできるものから順次開発されることになる。

どの程度の電力までタイ国に受け入れられるかは、同国の需要想定、電源開発計画およびエネルギーセキュリティーに対するポリシーにより決定されると考えられる。現状では2000年で1500MWという指標が、両政府間で示されている。この2000年で1500MWという値にスポットあてれば、2000年でタイの電力供給設備の約15%程度であり、ＥＧＡＴが目的としているピーク＋15%予備という供給体制の予備分に相当する。今後もこれの予備率と同等の輸出入市場は期待される。

この市場を大きく広げる可能性は、やはり第二の顧客としてのベトナムであり、ベトナムとの連系が大きなインパクトを持つと考えられる。従って、4.3.2章で述べたように将来は500kVの国際連系線でインドネシア半島全体を連系し、ラオス国の水力資源を有効利用していくことが理想である。契約交渉も含めて考えれば、タイ国以外に顧客を持つことは必要であり、ベトナムの他にもカンボジアなどが考えられ、本マスタープランは、ラオス国の最南部に位置しており、他の電源に比べて、将来の需要地と想定されるベトナム南部、カンボジアに最も近く、資源としての意義は大きい。

Fig. 4.3-4 Basic Concept of the Interconnection System in Indochina area



第2部　Se Kong 川流域の包蔵水力調査

第5章 既存資料

第５章　既存資料

List of Tables

List of Figures

第５章　既存資料

5.1　既往調査

Se Kong川流域水力開発の既往調査としては、メコン委員会による予備的な包蔵水力調査が行われている。一連の調査のうち、最新のものは1984年に報告され Table 5.1-1 に示すような14地点が提案されている。また、JICAが実施した Xe Katam小水力発電開発計画調査の中でも、一つの支流であるXe Namnoy川の開発計画が検討されている。しかしながら、一部の気象、流量観測を除いて地形測量、地質調査、環境影響調査等の現地調査は実施されていない。これらの計画地点は Table 5.1-2 に示す。また、既往調査による開発計画地点の位置は Fig.5.1-1 に示す。

既往調査によって提案された開発計画のレビューは７章で述べる。

Table 5.1-1 Study conducted by Mekong Committee

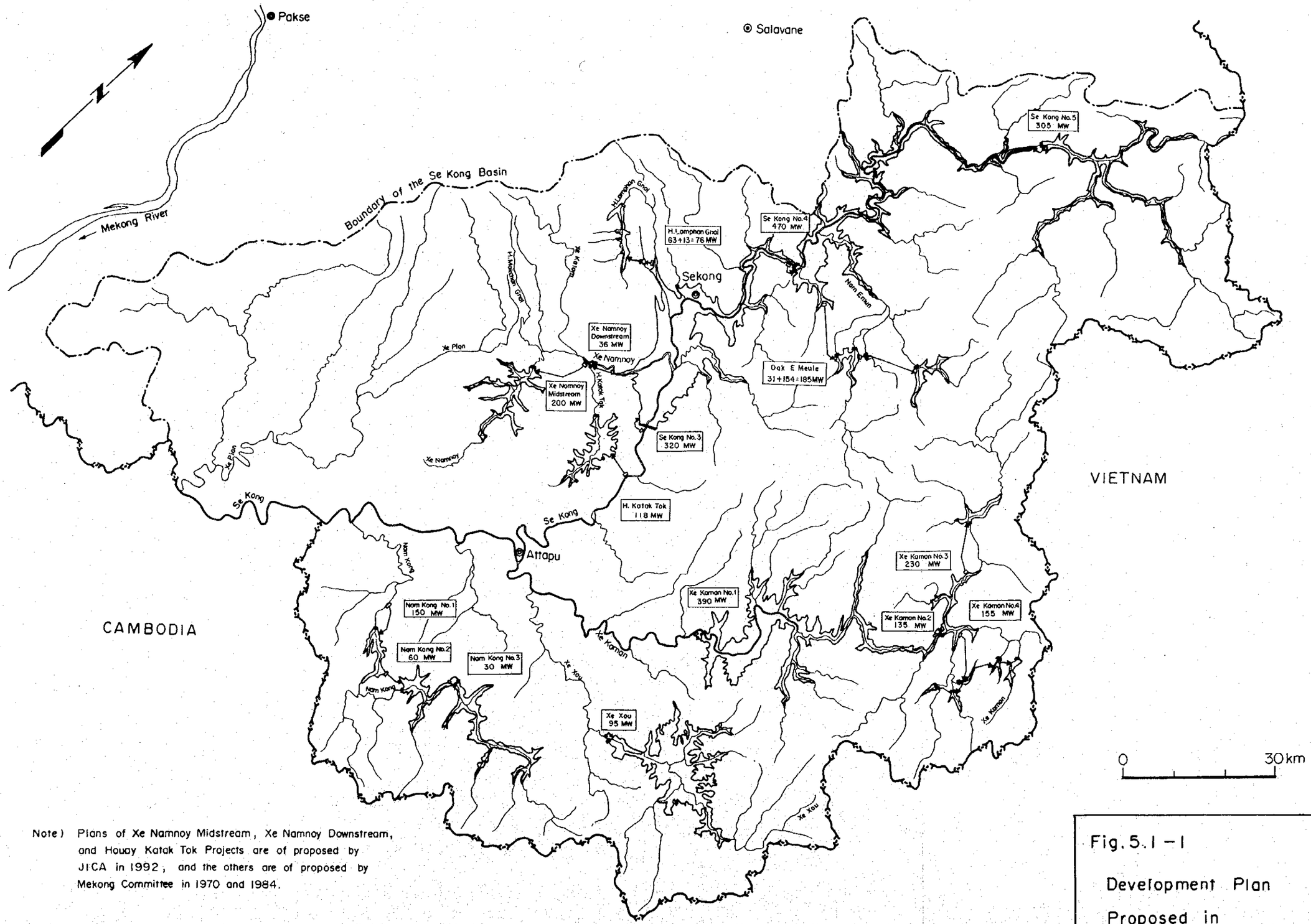
Site	Installed Capacity (MW)	Annual Energy Production (GWh)	Construction Cost (10^6 US$)
Se Kong No. 5	305	1,533	381.9
Se Kong No. 4	470	2,327	600.2
Se Kong No. 3	320	1,581	371.1
Dak E Meule	185	932	303.4
H. Lam Phan Niai	76	382	84.4
Xe Namnoy	530	2,653	622.4
Xe Kaman No. 4	155	769	172.5
Xe Kaman No. 3	230	1,143	230.1
Xe Kaman No. 2	135	668	208.2
Xe Kaman No. 1	390	1,940	439.1
Xe Xou	95	474	147.5
Nam Kong No. 3	30	146	41.4
Nam Kong No. 2	60	302	74.6
Nam Kong No. 1	150	763	149.2
Total	3,130	15,613	

Source: Lower Mekong Water Resources Inventory, 1984, Mekong Committee

Table 5.1-2 Study conducted by JICA

Site	Installed Capacity (MW)	Annual Energy Production (GWh)	Construction Cost (10^6 US$)
Xe Namnoy	200	529.1	158.4
Houay Katak-Tok	118	331.4	104.0
Xe Namnoy	36	181.9	61.2
Total	354	1,042.4	

Source: Feasibility Study on Xe Katam Small-Scale Hydroelectric Power Development Project, March, 1992, JICA



Note) Plans of Xe Namnoy Midstream, Xe Namnoy Downstream, and Houay Katak Tok Projects are of proposed by JICA in 1992, and the others are of proposed by Mekong Committee in 1970 and 1984.

Fig. 5.1 – 1

Development Plan Proposed in Previous Studies

5.2 気象および水文

5.2.1 流域の気象データ

ラオス南部の気象観測所は、Mekong河沿いとBolaven高原に集中しており、比較的長期間の観測記録を持っている。これらの観測所の多くは、VientianeのDHMに所属し、集められたデータは定期的にメコン委員会へ送られている。

一方、Se Kong川流域内は、極めて限られた数の観測所しかなく、その上、そのほとんどは、1990年前後に新設されたものである。特に、流域面積の7割以上を占めるBolaven高原東側の流域の観測所の数は少なく、わずか3地点である。

この3地点のうち、雨量，気温，湿度，風速，風向等の気象データを記録しているのは、Attapu町にあるDHM所轄の観測所のみで、Sekong町およびDakchung村にある他の2地点は、雨量観測のみである。これらの観測所の位置を Fig.5.2-1 に、また入手した気象データのリストを Table 5.2-1 に示す。

1993年7月23日から8月23日の12日間にわたって行われた第1回現地踏査の所見を基に以下、流域内の観測所について述べる。

(1) Attapu気象観測所

Attapu町は、Se Kong川とXe Kaman川の合流地点にあるAttapu県の県庁所在地で、観測所はこの町の中にある。建屋や設備から察すると、かなり古い時代より使われているようであるが、入手できたデータは、1988年以降のものからであった。

(2) Sekong町雨量観測所

Se Kong No.4プロジェクトの下流約35kmに位置するSekong町には、逆三角すいの形をしたフラスコ・タイプの雨量計があり、住民により毎日読み取られ、定期的にAttapuのDHMへ送られている。記録は1989年から利用可能である。

(3) Dakchung村雨量観測所

Se Kong川流域内で唯一、Annam山脈の山岳地帯にあるDakchung村の雨量観測所

は、UNDPの灌漑プロジェクトのため1987年に設置されたものである。現在利用できるデータは、UNDPのレポート（文献 6.3-1）に掲載されている1987年4月から1698年4月までの日雨量である。現地調査中であり、その後の記録を探したが、記録が継続されているかどうかも不明であった。

(4) Xe Namnoy流域の5つの雨量観測所

Bolaven高原に流域をもつSe Kong川支流のXe Namnoy川は、1990年JICAの水力計画調査対象地域となり、その際、5個の自己雨量計が設置された。そのうちの2ヶ所で、時刻の遅れが見つかったが、維持状態は、良好である。時刻の遅れは、ロール紙の巻き方に誤りがあったためと、考えられる。これらの雨量計は、住民より選ばれた観測者により維持されており、記録は、これらの人によって定期的にPakseのMIHに送られている。記録は、1991年2月から利用可能である。

これらの他に、JICA調査団は流域内の気象観測網をより密にするため、自己雨量計と大型蒸発計を3個ずつ設置した。観測地点を流域内に出来るだけ均等に配置することが望ましいが、観測者の確保とデータおよび補給品の輸送可能な地点という観点から候補地を選ぶと、設置位置は限定された。この条件を満たす継続的な観測の可能な地点という条件でMIHと協議した結果、以下の4町村に設置することになった。

	自己雨量計	大型蒸発計
Sekong町	○	○
B. Pak Kyon村	○	−
Attapu町	○	○
B.Latsasin 村	−	○

○：設置

5.2.2 流域の流量データ

Se Kong川流域の流量観測所の数は気象観測所と同様に極めて少なく、それゆえ、包蔵水力調査ステージで利用できるデータは、メコン委員会より入手したSe Kong川合流点付近にあるB. Khmuon地点の月平均流量（1961～1969）とAttapuの1988年7月から、1993年6月までの定時観測水位記録および流量測定記録だけであった。

その他、Fig.5.2-1 に見られる通り、Se Kong川本流に1ヶ所と支流に3ヶ所、水位測定を行っている地点があるが、以下の理由により、包蔵水力調査ステージには使

えなかった。

(1) Sekong町の水位観測所

Se Kong川本流右岸に量水標が設置され、住民によって毎日水位が測定されている。1989年1月からのデータがVientianeのDHMで入手可能である。流量測定が行われていなかったので、水位から流量の換算は不可能であり、包蔵水力調査ステージでは使えなかった。次のステージであるプレ・フィージビリティ調査ステージでこの水位記録が活かせるよう、MIHによる流量測定の実施を計画し、1993年10月に測定設備を据付けた。

(2) B. Latsasin村の水位観測所

1991年JICAは、Xe Katam小水力発電開発計画調査のため、Xe Namnoy中流案ダムサイト直上流のXe Namnoy川左岸に、量水標とともに自己水位計を設置した。施設はMIHに所属し、同様に設置された自己雨量計とともに住民より選ばれた観測者により、維持されている。1991年2月からの水位記録が利用可能であるが、Xe Katam計画が流れ込み式で計画されたこともあり、流量測定をしているものの、人が河川に入れるくらいの低水位の流量測定記録しかない。これだけで通年の流量を推定するのは大きな誤差が入る可能性が考えられるので、包蔵水力調査ステージでは使用しなかった。

次段階のプレ・フィージビリティ調査ステージで活用すべく、豊水期に流量測定可能なように、川を横断してスチールワイヤーを固定し、流速計が左岸側でコントロールできる装置を計画し、1993年10月より観測を始めた。

(3) B. Nonghin村の水位観測所

B. Latsasin村の水位計と同様、JICAによってXe Namnoy川の支流Xe Katam川にも水位計が設置された。1991年1月から水位測定を行っているが、やはり流量測定が低水のものしかない。

(4) B. Fangdeng村の水位観測所

現地で得た情報をもとにXe Kaman川右岸に位置するB. Fangdeng村で踏査中見つ

けた水位観測地点である。Xe Kaman No.1 は優良地点の一つであることから、この地点の記録は非常に重要となる。ところが、量水標は、補修を必要としないほどしっかりしているにもかかわらず、どこの所轄か、誰が測定しているのか現地で確認することができなかった。いずれの所轄にしてもこの地点の計測は継続すべきであることから、Sekong町, B. Latsasin村と同様、MIHによる流量測定用の装置の設置および観測を計画し、1993年10月より測定を開始した。

Table 5.2-1 List of Collected Data (1/3) as of Sep.12,1994

A : complete
B : not complete

1) Water Level Record

Station Name	Data	Year 80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	Remarks	File Name
Attapu	Daily									B	A	A	A	A	B	B	Se Kong	
Se Kong town	Daily										B	A	A	B	A	B	Se Kong	
B.Latsasin	Daily												B	A	A	B	Xe Namnoy	
B.Nonghin	Daily												B	B	B	B	Xe Katam	
Nikhom 34	Daily													A	A		Xe Katam	
B.Fangden	Daily												B	B	B	B	Xe Kaman	
B.Hatsaykhao	Daily														B	B	Xe Kaman	
B.Nanay	Daily								A	A	A	A					Xe Done	
Sowvama Khili	Daily							B	A	A	A	A		A	A		Xe Done	
Saravanne	Daily								B	B	A	A					Xe Done	
Khong Sedone	Daily										A	A					Xe Done	

2) Discharge Measurement

Station Name	Data	Year 80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	Remarks	File Name
Attapu										B	B	A	A	A	B		Se Kong	
B.Latsasin													B	B	B	B	Xe Namnoy	
B.Nonghin													B	A	B		Xe Katam	
Sekong T.															B	B	Se Kong	
B.Hatsaykhao															B	B	Xe Kaman	
Souvanna Khili														A	A		Xe Done	
Khong Sedone														B	B		Xe Done	

3) Discharge Record

Station Name	Data	Year 80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	Remarks	File Name
Attapu	Daily										A	A						
Xe Set P/S	Monthly										A	A	A	A	B			
	Daily						A	A			B	B		A				
Pleikrong dam	Monthly	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A				Viet Nam,'51-79	
Yali dam	Monthly	A	A	A	A	A	A	A	A	A							Viet Nam,'51-'79	
Kontum	Monthly	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A						Viet Nam,'51-74	
Khmuon	Monthly																'61-70	
	Daily																'61-70	
Slempang	Monthly																'65-68	
	Daily																'65-68	
Khong Sedone	Daily										A	A						
Saravanne	Daily										A	A						
Souvanna Khili	Daily							B	A	A	A	A					'61-'69	

4) Temperature Record

Station Name	Data	Year 80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	Remarks	File Name
Pakse	Monthly	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	A	A	A	B	'51-74	
	Daily												A	A	A			
Savannakhet	Monthly	A	A	A		A	A	A	A	A	A	A	A	A	B		'51-74,79	
Nikhom 34	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	A			
Paksong	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	A			
KM 42	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	A			
Attapu	Monthly								A	A	A	A	A	A	B			
	Daily										B	A	A		B	B		
B. Latsasin	Daily													B	B	B		
B. Nonghin	Daily													B	A	B		
Vientiane	Monthly		A	A			A	A	A									

Table 5.2-1 List of Collected Data (2/3) as of Sep.12,1994

A : complete
B : not complete

5) Humidity Record

Station Name	Data	Year 80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	Remarks	File Name
Pakse	Monthly	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	'49-68	
	Daily												A	A	A			
Savannakhet	Monthly	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B		'51-74	
Nikhom 34	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	A			
Paksong	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	A			
KM 42	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	A			
Attapu	Monthly										A	A	A	A	B			
	Daily										B	A	A		B	B		
B. Latsasin	Daily													B	B	B		
B. Nonghin	Daily													B	A	B		
Vientiane	Monthly		A	A			A	A	A									

6) Evaporation Record

Station Name	Data	Year 80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	Remarks	File Name
Pakse	Monthly	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	'58-73,77-79	
	Daily		A			A	A	A	A	A	A		A	A	B		'61-64,67-74,76-79	
Savannakhet	Monthly	A	A	A		A	A	A	A	A	A	A	A	A	B		'58-69,71-74	
	Daily		A				A	A		A	A							
'Nikhom 34	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	B			
KM 42	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	B			
Vientiane	Monthly		A	A			A	A	A									
Attapu	Daily										B	A	A		B	B		
Se Kong	Daily														B	B		
B.Latsasin	Daily														B	B		

7) Wind Record

Station Name	Data	Year 80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	Remarks	File Name
Pakse	Monthly	A	A	A		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B		
	Daily												A	A	B		'61-64,67-74,76-79	
Savannakhet	Monthly	A	A	A		A	A	A	A	A	A	A	A	A	B			
Nikhom 34	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	B			
Paksong	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	B			
KM 42	Monthly												A	A	A	B		
	Daily												A	A	B			
Attapu	Daily										B	A	A					
Vientiane	Monthly		A	A			A	A	A									

8) Dew Point Record

Station Name	Data	Year 80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	Remarks	File Name
Pakse	Monthly	A	A	A		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B		
Savannakhet	Monthly	A	A	A		A	A	A	A	A	A	A	A	A				
Vientiane	Monthly		A	A			A	A	A									
Nikhom 34	Monthly												A	A	A	B		
KM 42	Monthly												A	A	A	B		
Paksong	Monthly												A	A	A	B		

Table 5.2-1 List of Collected Data (3/3) as of Sep.12,1994

9) Rainfall Record

A : complete
B : not complete

Station Name	Data	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	Remarks	File Name
		Year																															
Vientiane	Monthly		A	A														A	A	A	A	A	A	A								St.No. 215	
Attapu	Monthly																								A	A	B	A	A			St.No. 266	
	Daily																								A	A	A	A	A	B	B		
Se Kong town	Monthly																								B	A	B						
	Daily																								B	A	A	A	A	B	B		
B. Houaykong	Daily																											B	A	A			
B. Latsasin	Daily																											A	B	A	B		
B. Namkong	Daily																											A	B	A	B		
B.Pakkayong	Daily																													B	B		
B. Xekatam	Daily																											A	A	B			
B. Tongvay	Daily																											A	A	A			
Pakse	Monthly	A	A	A	A	A	A		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	St.No. 225, '60-64	
	Daily	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	'50-64	
Savannakhet	Monthly	A	A	A	A	A	A	A							A		A	A	A	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B		St.No. 223, '51-64	
	Daily	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A		A	A	A	A	A	A	A	A							
Nikhom 34	Monthly																											A	A	A	B		
	Daily																									A	A	A	A	A	B		
Paksong	Monthly		A	B	A											B		A	A	B	A	A	A	A	A			A	A	A	B	St.No. 226	
	Daily	A	A	B	A	A	A	B							A	A	B	A	A	B	A	A	A	A	A	A		A	A	A	B	'64	
KM 42	Monthly															A	A	A										A	A	A	B		
	Daily															A	A	A		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B		
Selabam	Monthly								A	A	B	A	A	A	B	B	A	B	A	A	A	A	A	A	A							St.No. 242	
	Daily								A	A	A	A	A		A		A	B	A	A	B	A	A	A	A	A		A	A	A	B		
Champasack	Monthly															B	A	B	A	A	A	A	A	A	B							St.No. 259	
	Daily															A	A		A	A	A	A	A	A	A	A		A	A	A	B		
Pathoumphone	Monthly	A	A	A	A	A	A	A								A	A	A	A	A	A	A	A	A	B					B		St.No. 255	
(Phiafay)	Daily	A	A	A	A	A	A	A								A	A		A	A	A		B					A	A	B	B	'64	
Soukhouma	Monthly															B	A	A	A	A	A	A	A	A	A							St.No. 256	
	Daily															B	B		A	A	B	B	B	A	A	A				A	B		
Nonghin	Monthly																A	A	A	A	A	A	A	A	A		A	A				St.No. 260	
	Daily																A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	A	A	A	B		
Salavan	Monthly		A	B																				A	A	A	B					St.No. 227	
(Saravane)	Daily	A	B	B		B	B																	A	A	A						'64	
Khong Sedone	Monthly			B																B					A							St.No. 224	
	Daily	A	A	B	A	A	A		A							A				A					A			A	A	A	B	'63-64	
Batiang	Daily																											A	A	A	B		
Dakchung	Daily																							B	A	B							
Bolaven	Monthly																				B	A			A							St.No. 258	
	Daily															A					B	A			A	A							
Pleiku	Monthly	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A			A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A						St.No. 815, '27,30-39	
	Daily																		A	A	A	A	A	A									
Kontum	Monthly	A	A	A	A			A	A	A	A			A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A						St.No. 809, '23,25,27	
	Daily																		A	A	A	A	A	A									

Hydrological and Meteorological Stations

No.	Station	No.	Station	No.	Station
1	Vientiane	11	Paksong	21	B. Fangdeng
2	Savannakhet	12	Nonghin	22	Sekong Town
3	Pakse	13	Nikhom 34	23	B. Dakchung
4	Champasak	14	B. Xekatam	24	B. Thateng
5	Pathoumphone	15	B. Tongvay	25	Xeset P/S
6	Soukhouma	16	B. Houaykong	26	Saravane
7	Sedon	17	B. Nonghin	27	Khmuon
8	Selabam	18	B. Latsasin	28	Kontum
9	Batiang	19	B. Namkong	29	Pleiku
10	KM 42	20	Attapu	30	B. Pak Kayong

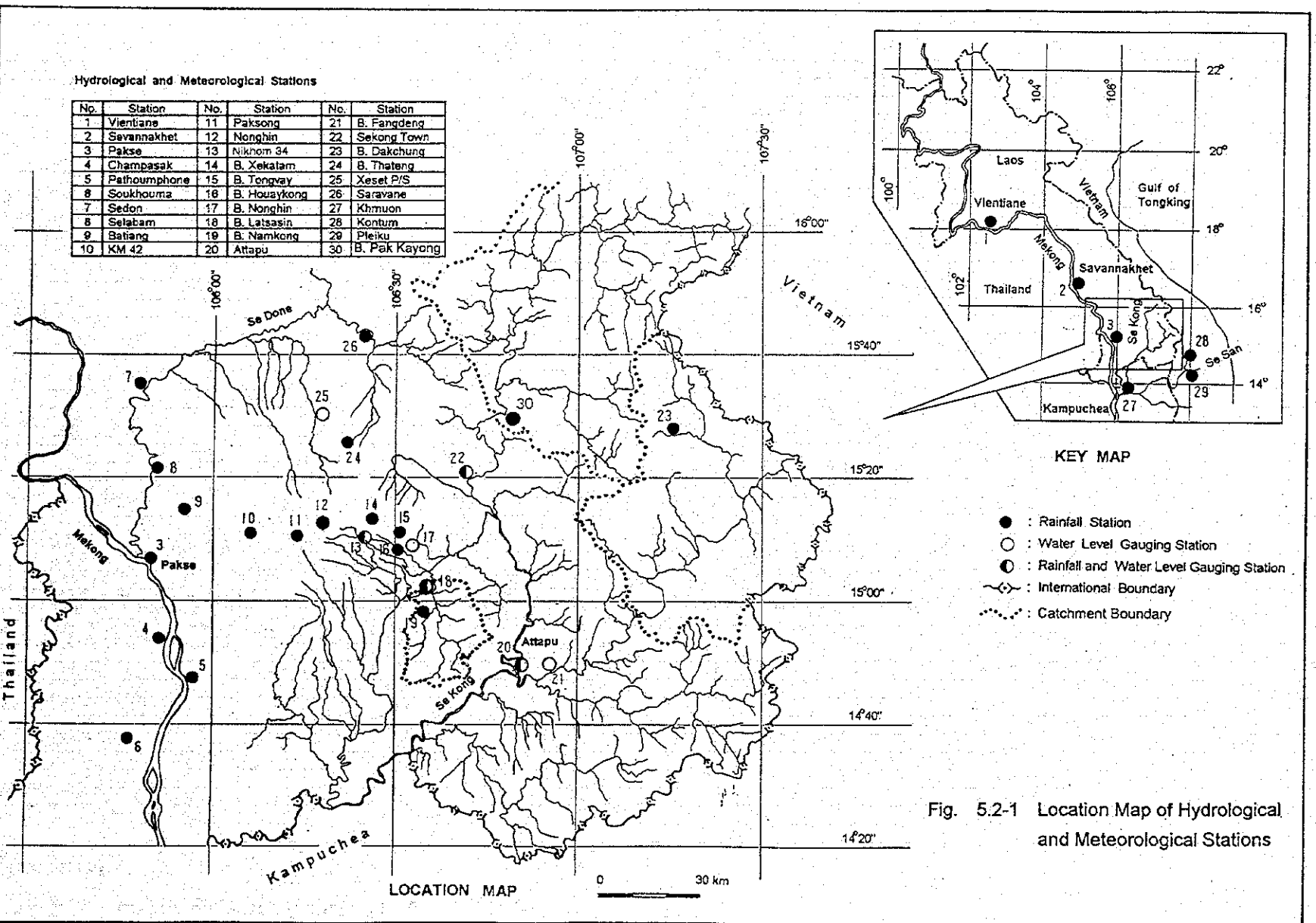


Fig. 5.2-1 Location Map of Hydrological and Meteorological Stations