

タイ王国

PEA 送電網拡充事業 (6-I)

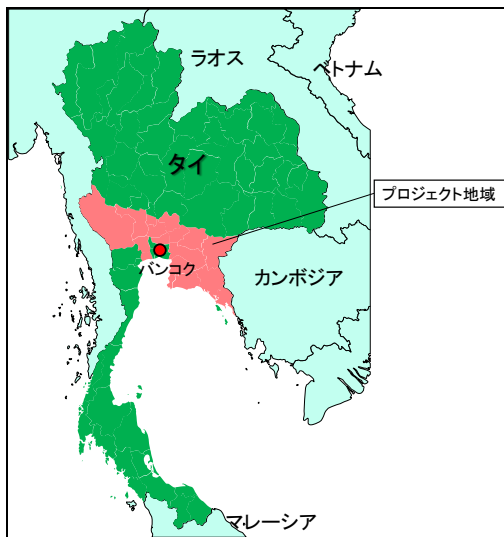
外部評価者：株式会社日本経済研究所 西川 圭輔

0. 要旨

本事業は、タイの中部地域における電力需要の増加に対処するとともに電力の安定供給を図るため、変電所の建設及び送電線の拡充を行った事業であった。本事業は、審査時及び事後評価時のタイの開発政策、開発ニーズに合致していたほか、審査時の日本の援助政策にも整合しており、妥当性は高い。事業効果については、変電所の設備稼働率や電圧低下率などには懸念はなく、停電状況も改善しており利用者の満足度も概ね高いことから、効果は十分に発現していると考えられる。また、安定的に増加する電力需要に対応し、経済活動の活発化や企業の立地を促進したというインパクトもうかがわれたことから、有効性・インパクトも高い。事業実施面では、事業費は計画内に収まったものの、事業期間が計画を大幅に上回ったことから、効率性は中程度である。運営・維持管理については、体制、技術、財務状況ともに問題はなく、施設の運営・維持管理状況も良好であったことから、発現した効果の持続性は高いと判断された。

以上より、本プロジェクトの評価は非常に高いといえる。

1. 案件の概要



事業対象地域の位置図



本事業にて建設された変電所
(ナコンパトム県)

1.1 事業の背景

1990年代前半の社会経済の発展に伴い、タイのエネルギー需要は1992～1996年の5年間の間に年平均9.2%の割合で増加し、1996年にはタイ全域における最大電力需要

は 13,905MW に達していた。そのうち地方配電公社（Provincial Electricity Authority、以下 PEA という）がカバーする地域の最大電力需要は 8,268MW であった。当時の経済状況の下、需要の伸び率は鈍化すると考えられていたものの、電力の安定供給や送電網の信頼性の向上の重要性は依然として高かった。また、それまでの急速な経済成長の反面、地域間格差の拡大も依然として深刻であり、タイ政府は国家開発計画における重点政策のひとつに地方開発を掲げていた。この状況に応え、産業の地方分散による地方経済の振興を側面から支援するためにも、バンコク首都圏外の地域における電力の安定供給及び電力の質の向上を図ることは重要であった。

1.2 事業概要

バンコク首都圏周辺 16 県において配電用変電所の建設及び送電線の拡充を行うことにより、中規模・大規模産業の発展に伴う急速な電力需要の増加に対処するとともに電力の安定供給を図り、もって地方経済の発展に寄与する。

円借款承諾額／実行額	15,518 百万円 / 8,172 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1997 年 9 月 / 1997 年 9 月
借款契約条件	金利 2.70%、返済 25 年（うち据置 7 年）、 一般アンタイド
借入人／実施機関	地方配電公社／地方配電公社
貸付完了	2006 年 1 月
コンサルタント契約	—
関連調査 （フィージビリティ・ スタディ：F/S）等	「第 8 次配電計画（1997～2001 年）」（1997 年 2 月に実施機関作成）
関連事業	【円借款】 PEA 送電網拡充事業 ・ 第 1-1 期（1991 年 L/A 調印） ・ 第 4 期（1993 年 L/A 調印） ・ 第 5 期（1995 年 L/A 調印） ・ 第 7-2 期（2002 年 L/A 調印）

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

西川 圭輔（株式会社日本経済研究所）

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2013年8月～2015年1月

現地調査：2014年9月3日～9月18日、2014年11月23日～29日

2.3 評価の制約

後述の通り、本事業は大幅な遅延が生じたことから、事後評価時点でも計画されていた変電所の最後の1箇所が依然として建設中であった。そのため、第1次現地調査を行った2014年9月時点を完了時点として事業期間を算出した。

3. 評価結果（レーティング：A¹）

3.1 妥当性（レーティング：③²）

3.1.1 開発政策との整合性

本事業審査時、タイでは第8次国家経済社会開発計画（1997～2001年）に基づく開発が進められており、同計画では「国民の潜在能力を助長・開発する人間中心の開発」および「安定的・持続的な経済成長の推進」が中心課題として掲げられていた。この第8次国家経済社会開発計画の下、PEAは自身の事業計画において5つの計画および11の事業を策定しており、本事業は5つの計画の1つである「送電網拡充計画」の一部を構成するものであった。また、当時国家エネルギー政策事務局が策定したエネルギー政策では、戦略の一つとして電力需要増加への対応のほか、供給信頼度やサービスレベルの向上が掲げられていた。

事後評価時のタイの国家レベルの開発政策である第11次国家経済社会開発計画（2012～2016年）では、「農業分野、食糧・エネルギー安全保障」や「質の高い持続的な成長のための経済への転換」が開発戦略として掲げられている。審査時と同様に、PEAはこの国家経済社会開発計画に沿って電力系統開発計画（PSDP）を策定しており、PEAの第11次PSDP（2012～2016年）では、電力系統の品質、信頼性、安全性の向上や、需要に対応した質の高い電化の推進など9つの目的を掲げている。具体的には5つの分野を重点分野として掲げ、送配電網のさらなる安定化やスマートグリッドの整備など、14事業を実施する計画を挙げている。

また、エネルギー省が作成した電力開発計画（PDP）2012-2030では、電力系統の安全性の維持および適切かつ信頼性の高い電力供給を行うことを重点目標としている。発電については、2011年末に32,395MWであった発電能力を2030年には70,686MWまで増強することを計画しており、その中で再生可能エネルギーの割合を高めるという目標も掲げている。

以上の通り、審査時および事後評価時の両時点において、国家経済社会開発計画

¹ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

² ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

ではエネルギーを常に確保する必要性が挙げられており、電力供給は政策上も常に重要な位置づけを有している。また、PEA の事業計画（PSDP）は同計画に沿って一貫して策定されており、送配電網の拡充を図る政策が一貫して掲げられている。また PDP においても、増加する電力供給を安定的に実現していく重要性が掲げられている。

以上より、本事業は計画時及び事後評価時のタイの開発計画や電力セクターの計画との高い整合性があったといえる。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業の審査当時の 1990 年代、1992～1996 年の 5 年間で年平均 9.2%の伸びを記録するなど、タイ全体の電力需要は急激に増加しており、1990 年代後半以降も年率 9%を若干下回る程度の水準で引き続き需要が伸びることが予測されていた。電力需要の増加は首都圏のみならず、PEA 供給地域³においても急速に伸びており、1996 年のピーク需要は約 8,268MW に達していた。これらの伸びをふまえ、電力のピーク需要は 1998 年には 10,424MW、2002 年には 15,268MW に増加することが予測されていた。

また、これらの需要の増加という側面のみならず、当時の政策では産業の地方分散による地方経済の振興も重要な開発課題とされており、これを側面から支援するためにも、電力の安定供給、電力の質の向上を図ることは重要であった。

実際の PEA 供給地域のピーク需要は、2006 年以降表 1 の通り推移してきている。

表 1 PEA 供給地域の最大電力需要（ピーク需要）の推移

	最大電力需要(MW)	対前年比伸び率(%)
2006 年	13,074	4.11
2007 年	13,758	5.23
2008 年	14,309	4.01
2009 年	14,745	3.05
2010 年	16,226	10.04
2011 年	16,223	-0.02
2012 年	16,952	4.50
2013 年	17,832	5.19
2014 年	18,821	5.54

出所：実施機関提供データ

注：2006～2012 年は実績値、2013～2014 年は予測値

最大電力需要はタイ中部で大規模洪水被害の発生した 2011 年を除いて堅調に増加しており、2006～2012 年の期間では年平均 4.42%の伸びを示した。このうち、電

³ PEA は、首都圏配電公社が管轄するバンコク首都圏以外の地域における電力供給を担っている。

力消費量の 85%は産業用となっており、産業を中心に電力に対する需要が常に高いことがうかがわれる。

一方で、電力の安定供給や質の向上については、1 利用者あたりの停電時間および停電回数を把握したところ、表 2 に示す通りの推移であった。

表 2 1 人当たりの年間停電時間・停電回数

	停電時間(分)			停電回数		
	全国	中部	首都圏	全国	中部	首都圏
1997 年	1,558	702	—	19.6	13.0	—
2000 年	1,188	623	—	18.1	10.9	—
2005 年	630	377	—	12.0	10.2	—
2009 年	386	214	47	9.6	7.3	1.9
2010 年	350	203	47	8.9	6.8	1.7
2011 年	319	179	59	8.4	6.3	1.8
2012 年	281	179	49	7.8	6.2	1.8
2013 年	249	165	47	7.2	5.7	1.7

出所：実施機関提供データ

注：表中の「全国」は PEA の電力供給地域を指す。また、「中部」は本事業対象 16 県と一致する。

表 2 から、事業対象地域（中部 16 県）における停電時間・停電回数は、1997 年の審査当時から大幅に改善していることがうかがわれる。しかし、中部地域では 2013 年にも依然として計 165 分、5.7 回の停電が発生しており、首都圏との格差もそれぞれ 3~4 倍に達している。

上記の通り、1990 年代よりは鈍化しているものの、近年も電力需要は伸び続けており、電力供給能力を確保また増強する必要性は依然として高い。また電力の安定供給についても、近年は以前と比べて大幅に改善してきているものの首都圏に比べて停電はより多く長時間にわたり発生していることから、審査時のみならず事後評価時においても電力供給の増強及び安定化に対するニーズは高く、本事業はその開発ニーズをふまえて実施され現在に至っているといえる。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

本事業の審査資料には、日本の援助政策との整合性に関する直接的な記載がなかったことから、1992 年に策定された ODA 大綱を審査時の援助政策とし、本事業との整合性を確認することとした。

1992 年策定の旧 ODA 大綱では、重点項目としてインフラストラクチャー整備が掲げられ、経済社会開発の重要な基礎条件であるインフラストラクチャーの整備への支援が重視されていた。また、地域格差の是正に配慮することも ODA の効果的

実施のための方策として挙げられていた。したがって、地方部のインフラ整備を行った本事業は、当時の日本の援助政策に合致していたと判断される。

以上より、本事業は審査時および事後評価の両時点において、質の高い持続的な成長のための経済への転換を目指し、増大する電力需要に対応し安定的に電力を供給するという国家計画・セクター計画に合致しているといえる。また、電力需要は年毎の変動はありつつも長期的には大きな伸びを示しているほか、本事業対象地域である中部地域の停電時間・停電回数も、改善はしているものの依然として首都圏よりも多く発生していることから、さらに良質な電力の安定的な供給に向けた電力インフラに対する整備ニーズも存在しており、審査時・事後評価時の両時点において本事業の必要性が認められる。日本との政策の整合性についても、本事業は地方部の経済社会インフラの整備を行った事業であり、当時の ODA 大綱に掲げられた重点事項とも合致している。

したがって、本事業の妥当性は高いといえる。

3.2 有効性⁴（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

本事業では、審査時に事業効果を測定するための指標およびその基準値や目標値が設定されていなかったことから、他の関連事業にて設定されていた指標や送電事業における基本的・補助的な運用効果指標である設備稼働率(変電所)、電圧低下率、停電回数、停電時間、送電端電力量を可能な限り対象地域の県別に把握することとした。

PEA では、変電所の設備稼働率は 75%以下、電圧低下率を通常 5%以下とすることを基準としているため、これを本事業における指標の目標値とした。事後評価時までに整備された 43 変電所の設備稼働率は 25%～97%（2013 年）であり、43 変電所中 8 つの変電所で 75%の基準値を上回っていた（2013 年）。しかし、35 の変電所では基準以下であったことや、図 1 に示す通り平均値も最も高くても平均 55.1%（2012 年）であり、基準は概ね達成されているといえる。なお、PEA によると、ある変電所の設備稼働率が 75%を恒常的に超える場合は、可能な限り他変電所を利用したり新規変電所を建設したりすることが検討されるとのことであった。

⁴ 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

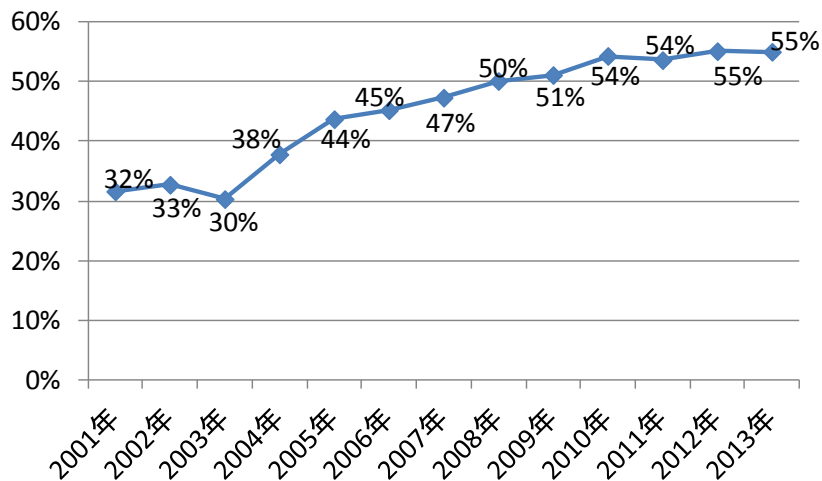


図1 本事業で整備した変電所の平均設備稼働率

出所：実施機関提供資料より作成

電圧降下率については、PEA では 115kV 送電線および 33kV/22kV の配電線の電圧降下率は通常の運用においては 5%までしか認められておらず、それを超えるような場合には、キャパシタ（コンデンサ）等を増設して対応している。実際に本事業対象地域の電圧降下率は、データの整備されている 2009 年以降で 5%を超過した県はなく、各県の 2013 年の割合は表 3 に示す通りであった。

表 3 本事業の主要運用・効果指標（2013 年）

2013 年	電圧降下率 (%)	停電時間 (分/年)	停電回数 (回/年)	送電端電力量 (GWh)
アユタヤ県	2.65	212.3	6.7	5,194
アントン県	3.51	115.6	4.3	1,004
サラブリ県	4.35	192.8	6.1	7,332
パトゥンタニ県	3.91	114.02	4.3	7,846
ナコンナヨク県	4.35	182.7	8.3	539
プラチンブリ県	4.76	192.1	6.2	2,109
サケーオ県	4.35	221.1	6.8	630
チャチュンサオ県	3.89	149.0	4.6	4,118
チョンブリ県	3.14	99.5	4.7	10,880
ラヨン県	3.44	166.0	5.7	9,350
チャンタブリ県	3.71	349.7	9.8	1,486
トラート県	4.39	514.5	15.3	609
ナコンパトム県	0.97	81.2	3.9	4,664
サムットサコン県	1.21	77.0	3.3	6,731
スパンブリ県	1.39	160.0	6.8	1,419
カンチャナブリ県	1.08	220.7	5.9	1,309

出所：実施機関提供資料

表3には、電圧降下率の他に、停電時間、停電回数、送電端電力量といった基本的な運用指標も併せて記載している。停電時間や停電回数は、データの存在する2005年と比べて半分程度に減少しているほか、2013年の送電端電力量も対2005年比で44%増加しており、本事業の実施により、電力の十分かつ安定的な供給が下支えされているといえる。

なお、本事業は増加する電力需要に対応する送電網を整備した事業であるが、事後評価時点では、本事業実施による変電所設備容量の増強規模は3,550MW（未完成の1変電所分を除く）であった。最後の1変電所も完成するとさらに100MW供給能力が増加する。中部地域の変電所の設備容量は13,330MWであるため、事業全体が完成した際には、変電所設備容量の観点からは本事業は全体の27%の割合を占めることとなり、需要増加に対応する供給能力や安定供給の実現に貢献するものであったといえる。

3.2.2 定性的効果

本事業の定性的効果としては、電力の供給能力の向上および安定供給の実現により、顧客満足度が向上することが想定されていた。この想定を検証するため、事後評価調査では、本事業の対象地域であるチョンブリ県、ラヨン県、ナコンパトム県、アユタヤ県の計4県にて、大口需要家及び各県の商工会議所計16件（製造業および商業）に対して聞き取り調査を実施した。

その結果、全てのインタビュー先から、事後評価時点でも停電は時折発生するが、以前に比べて格段に減少しており、停電時間も短くなったとの意見が聞かれた。また、本事業実施以前から、電圧変動は元々大きな問題ではない他、電力供給が著しく滞ったこともなかったが、近年は以前と比べても電力供給がさらに安定したとの回答がインタビュー先から聞かれており、電力供給には全体的に満足していることが確認された。製造業の一部の企業からは、瞬間停電でも操業に影響してしまうとの意見や、独自のバックアップ発電機の設置が必須であることからさらなる改善を求める意見もあったが、近隣諸国よりも電力供給は安定しているとの声が全てのインタビュー先から聞かれ、満足度が高いことがうかがわれた。また、インタビュー先のうち、工業団地に立地する日系企業2社からは、安定的な電力と水の供給が確保されていることが、投資の決定に当たって大きな要因となったとの意見も聞かれた。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

本事業がもたらすインパクトとしては、電力供給能力・電力の供給信頼度向上による、地方産業・経済振興、およびそれに伴う雇用機会の創出や生活水準の向上が

本事業審査時に想定されていた。

これらのマクロ的な変化は電力供給の改善のみによってもたらされるわけではないため、直接的な因果関係を検証するのは困難であるが、当時の想定内容を確認するために対象県の県別経済データ(年平均成長率)と電力需要の増加率を入手した。

1997～2012年の年平均の農業・非農業別の各県実質経済成長率(県内総生産:Gross Provincial Product)は表4の通りであった。

表4 対象地域各県の実質経済成長率(GPP)

	実質 GPP 年平均成長率(1997～2012年)			非農業の GPP に占める割合 (2012年)
	実質 GPP	うち農業	うち非農業	
アユタヤ県	4.15%	2.41%	4.19%	98.2%
アントン県	1.72%	1.66%	1.84%	88.9%
サラブリ県	3.95%	5.22%	3.88%	95.8%
パトゥンタニ県	0.87%	1.72%	0.87%	98.9%
ナコンナヨク県	3.86%	4.54%	3.49%	73.5%
プラチンブリ県	9.07%	2.28%	9.33%	97.7%
サケーオ県	3.40%	2.21%	3.86%	78.2%
チャチュンサオ県	6.70%	1.81%	7.05%	95.9%
チョンブリ県	4.40%	2.67%	4.43%	97.4%
ラヨン県	4.71%	2.02%	4.81%	96.8%
チャンタブリ県	2.16%	1.22%	2.99%	52.3%
トラート県	2.43%	2.54%	2.14%	45.3%
ナコンパトム県	3.22%	2.57%	3.27%	93.2%
サムットサコン県	3.62%	9.25%	3.31%	92.0%
スパンブリ県	2.13%	1.93%	2.30%	75.2%
カンチャナブリ県	1.39%	3.66%	0.95%	81.2%
対象 16 県全体	4.01%	2.88%	4.09%	94.0%

出所：国家経済社会開発委員会公表資料（Gross Regional and Provincial Product）より算出

また、2003～2012年の年平均の県別電力需要増加率は表5の通りであった。

表5 県別電力需要年平均増加率

	県別電力需要 年平均増加率（2003-2012年）		
	家庭用	産業用	全体
アユタヤ県	5.27%	2.89%	3.16%
アントン県	4.24%	5.30%	4.86%
サラブリ県	5.51%	3.25%	3.45%
パトゥンタニ県	7.13%	1.06%	2.04%
ナコンナヨク県	5.22%	6.82%	6.19%
プラチンブリ県	5.09%	8.89%	8.25%
サケーオ県	5.52%	11.91%	8.96%
チャチュンサオ県	5.73%	8.04%	7.75%
チョンブリ県	7.57%	8.55%	8.36%
ラヨン県	7.07%	4.60%	4.79%
チャンタブリ県	4.06%	10.80%	7.24%
トラート県	4.72%	10.55%	7.77%
ナコンパトム県	5.70%	4.64%	4.83%
サムットサコン県	5.27%	4.34%	4.41%
スパンブリ県	5.40%	8.37%	6.92%
カンチャナブリ県	5.83%	3.27%	3.80%
対象16県全体	6.10%	4.83%	5.02%

出所：実施機関提供資料より算出

本事業審査時（1997年）から2012年にかけての15年間の対象16県の経済成長率は、表4に示される通り、GPPの94%（2012年）を占める非農業分野の成長により全体で年平均4.0%の伸びを記録した。本事業の実施がどの程度この成長に寄与したかを測定することは困難であるが、変電所の設備容量の観点では上述の通り全体の27%を担っており、一定の貢献をしていることが推察される。

また、本事業対象地域全体の一般家庭用・産業用電力需要（表5）はデータの存在する2003～2012年にかけて、それぞれ年平均6.10%、4.83%増加しており、全体として5.02%の増加であった。経済成長に伴い、電力需要も増加してきたことがうかがわれる。

「3.2.2 定性的効果」でも若干述べている通り、大口需要家及び商工会議所へのインタビューでは、製造および商業活動にとって、電気の安定的な供給は不可欠な要素であり、それが本事業対象地域では確保されてきたこともあり、過去15年の企業立地の増加につながったことが一様に聞かれた。さらに、電力が十分かつ安定的に供給されてきたことにより、円滑な経済活動や企業の立地による「雇用促進→所得向上→消費増→経済成長」が促進されてきたことが、訪問した各県の大口需要家や商工会議所から聞かれており、本事業はその一要因として貢献していると考え

られる。

以上より、審査時に想定された「電力供給能力・電力の供給信頼度向上による、地方産業・経済振興、およびそれに伴う雇用機会の創出や生活水準の向上」は相当程度実現されていると評価できる。

3.3.2 その他、正負のインパクト

3.3.2.1 自然環境へのインパクト

審査時、本事業は小規模な送電網を建設するものであり、環境に対するマイナス影響は特段ないと考えられていた。タイ環境法に照らしても、本事業の環境影響評価報告書の作成は必要とされないことが確認されていた。

実施機関によると、工事中及び完成後に自然環境に対するマイナス影響はうかがわれなかったとのことであり、特段の環境問題が生じたとの報告や報道も確認されていない。したがって、自然環境への負のインパクトは生じていないと考えられる。

3.3.2.2 住民移転・用地取得

PEA では、変電所を建設する土地を確保する際に、用地取得という形式ではなく、「変電所のサイト決定→公示による土地所有者の申込（入札）実施→売買契約の締結」という手法を採用している。このため、計画段階で既に場合によっては土地の確保に時間がかかることもあることが予想されていた。ただし、審査時には既に本事業は土地所有者の入札実施段階にあり、基本的に土地供給の多い場所をサイトとして選択しているとされ、従来も土地購入の問題からサイト変更や変電所様式の変更を余儀なくされたことはないとのことであった。

実際には、本事業は当初計画では変電所の建設のために 384,000m² の土地を購入することが予定されていたが、実際には 568,400m² が購入された。本変更の大きな理由としては候補サイトの民間の土地所有者が、分割された残りの土地を有効活用できないとの理由により、PEA が必要とする面積では売却に難色を示すことが多く、PEA は結果的により広い土地を購入することになった。また、土地開発局による評価額に基づいて計画された購入予算よりも実際の市場価格が高くなる区画が少なくなく、それに伴い予算の確保及び実際の購入の土地が遅れるという事業遅延が生じた。ただし、PEA によると本事業では地権者の同意の下に市場価格に基づいて土地の購入が行われており、用地取得に係る問題は発生していないとのことであった。

送電線については、既存の道路沿いに建設されたため、そのための用地取得は発生しなかった。

なお、変電所や送電線等の建設のための住民移転は発生しなかったとのことであり、問題はないと思われる。

本事業では、審査時に事業効果を測定する指標が設定されていなかったが、送電事

業の基本的な指標である設備稼働率や電圧低下率には懸念はなく、停電状況も改善しており利用者の満足度も概ね高いことから、本事業の効果は十分に達成されたと判断される。

本事業は対象地域の堅調な経済成長やそれに伴う電力需要の増加を下支えしており、安定的な経済活動の進展や企業の立地を促進したというインパクトもうかがわれた。また、自然環境へのマイナス影響はなく、土地の購入も市場価格に基づいて地権者の同意の下に行われており、問題はないと判断される。

以上より、本事業の有効性・インパクトは高いといえる。

3.4 効率性（レーティング：②）

3.4.1 アウトプット

本事業の計画内容と実績内容を比較すると表 6 の通りであった。

表 6 本事業のアウトプットの計画・実績比較

	計画	実績
事業対象地域	バンコク周辺 16 県	バンコク周辺 16 県
115kV 送電線の建設	39 箇所、780cct-km	43 箇所、731.1cct-km
115kV-22kV 変電所の新設	44 箇所、変圧器総量： 3,500MVA	43 箇所、変圧器総量： 3,550MVA
115kV の開閉所の新設	1 箇所	1 箇所

出所：審査資料、実施機関提供資料

注：変電所は事後評価時点でも最後の 1 基（ナコンパトム県）が建設中であり 2015 年第 1 四半期に完成予定とのことであった。

表 6 に示される通り、本事業は数多くの変電所や送電網を建設する事業であったが、概ね計画通り実施された。一部の変電所の建設地が変更になったことにより、送電線の距離が短くなったが、事業効果の発現には影響はないとのことであり、問題はないと考えられる。

変電所は用地取得に時間を要したことから事後評価時点で 43 ヲ所が完成済み、1 ヲ所未完成であった。多くの変電所の建設が遅れたものの、送電ネットワーク全体で電力の供給量を確保してきたため、変電所建設の遅延や未完成であることにより電力供給量が不足したケースはこれまでに発生していないとのことであった。これは、元々長期計画に基づいて供給能力を確保することが予定されていたことや、アジア経済危機、リーマンショック、2011 年の洪水発生などの経済へのマイナス要素が発生したことから需要の伸びが当初の予想を下回った年もあるため、事業が遅延したにも関わらず当面必要とされる電力量は徐々に完工した変電所により賄われてきたという側面があることにも留意する必要がある。

なお、本事業では外部コンサルタントは雇用されず、PEA が全ての事業監理を独自に実施した。PEA によると、コンサルタントを雇用しなかったことによる特段の問題はうかがわれなかったとのことであった。



ガス絶縁変圧器



ロジャナ 2 変電所



本事業で整備した送電線

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

計画事業費は 43,115 百万円（うち外貨 15,518 百万円、内貨 27,597 百万円）であり、そのうち円借款対象となるのは外貨全額の 15,518 百万円であった。

比較可能な形式で計画額と実績額を整理すると表 7 の通りであった。

表 7 事業費の計画・実績比較

（単位：百万円）

項目	計画		実績	
	全体	うち 借款対象	全体	うち 借款対象
送電線	7,862	2,048	7,417	1,900
変電所	18,508	11,354	17,013	6,272
用地取得	4,047	0	1,725	0
労務費	1,354	0	579	0
輸送費	565	0	18	0
機材費	1,612	0	365	0
エンジニア費・管理費等	406	0		0
プライス・エスカレーション	3,019	705	0	0
予備費	3,920	1,411	2,230	0
税金	1,822	0	425	0
合計	43,115	15,518	29,772	8,172

出所：審査資料、事業完成報告書

注 1：計画額は 1 パーツ=4.75 円、実績額は内貨が支出された 2001～2014 年平均の 1 パーツ=2.89 円で算出

注 2：事業費実績額には、事後評価時に建設中であった 44 基目の変電所の建設費等を含んでいる。

本事業のアウトプットの増減はほとんどなかったが、事業が大幅に遅れたことや当時の政権の方針によりタイ国内での資材調達が増えたことから、全体事業費における円借款対象部分は大幅に減少し、事業実施中の 2006 年に貸付も終了した。表 7 では、円換算で内貨分は減少しているが、タイベースでは 29% の増額であった。為替相場が大幅な円高となったため円ベースでは大幅減となっ

たことにより、全体事業費は 29,772 百万円となった。したがって、全体事業費は対計画比 69%と計画内に収まった。

3.4.2.2 事業期間

本事業の計画期間及び実績期間は表 8 の通りであった。

表 8 事業期間の計画・実績比較

計画	実績	対計画比
1997 年 9 月～2001 年 12 月 (51 ヶ月)	1997 年 9 月～2014 年 9 月 (204 ヶ月)	400%

注：実績の「2014 年 9 月」は第 1 次現地調査実施時期。

当初想定の実績期間は 51 ヶ月間であったが、主に以下の理由で事業は大幅に遅延した。

- ・ アジア通貨危機発生後、当時の政策の変更により、政府機関による支出が抑制されたことから、用地取得手続きが停滞した。その後 1999 年より徐々に開始された。
- ・ 政府機関が輸入品を調達する場合には工業省の許可を得る必要があり、その手続きに多くの時間を要した。
- ・ 事業対象地の地価が土地開発局による評価額を上回ることが多く、購入予算の再確保に時間を要した。
- ・ 高速道路局、国鉄等の関係機関からの送電線建設認可取得手続きに想定以上の時間を要した。

その結果、本事業は事後評価時点でも 44 基目の変電所が建設中であったが、事後評価においてはこの時点をもって事業期間の終了と捉えることとした。そのため、事業期間は 204 ヶ月であり、対計画比 400%となった。

なお、上記の理由により大幅な遅延が生じたが、電力ネットワーク全体として供給不足に陥ることはなく、電力は問題なく供給された。大幅な遅延は生じたものの、徐々に整備されていったことにより電力需要の増加に対応できており、事業効果の発現に特段のマイナス影響が生じることはなかったと判断される。

3.4.2.3 内部収益率（参考数値）

本事業計画時、PEA の第 8 次計画に基づいた事業計画全体の財務的内部収益率（FIRR）は 15.43%と計算されていた。事後評価調査においては、本事業に特化した FIRR を再計算したところ、18.25%であり、十分な収益率が確保されていると考えられる。

本事業のアウトプットについては、最後の変電所が依然として整備中であるが、ほ

ぼ計画通りの内容となっていることが確認された。事業費は、内貨部分は実質的には増加したものの、外貨の借入抑制というタイ政府の方針転換を受けて円借款部分が大きく減少したことを背景として、総事業費は計画内に収まった（対計画比 69%）。事業期間は、用地取得や政府内における手続きに大幅な遅れが生じたことから、対計画比 400%となった。

以上より、事業費は計画内に収まったものの、事業期間が計画を大幅に上回ったことから、本事業の効率性は中程度である。

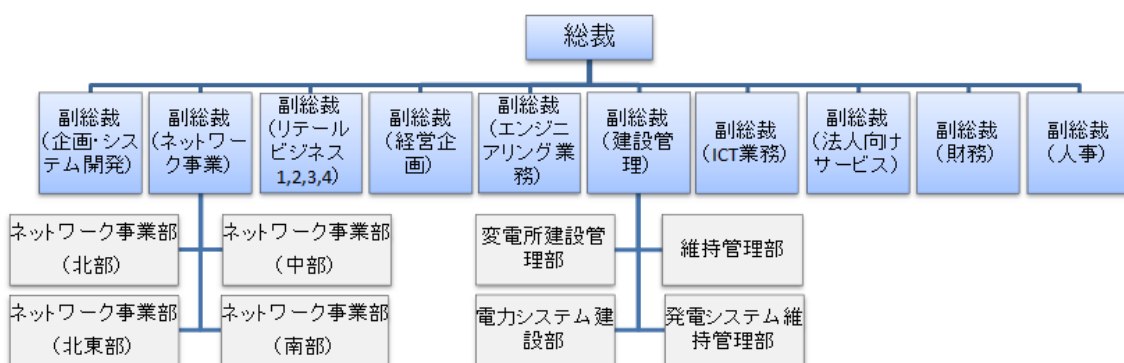
3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業の実施機関は既述の通り、地方配電公社（PEA）である。PEA はタイ政府が 100%出資する国営企業であり、内務省の監督下にある。バンコク首都圏地域以外の全ての地域の送配電を担っており、事務所は 915 ヲ所、職員数は 28,060 名（2012 年）である。PEA には、運営担当副総裁の下に 4 つの地方事務所（北部・東北部・中部・南部）、地方事務所の下にそれぞれ 3 つの地域事務所がある。

送電線や変電所の日常的な運営維持管理は、各地域事務所（本事業対象地域には 3 ヲ所存在）に配属されたネットワーク事業部職員及び変電所建設維持管理部職員が実施している。各地域事務所には 20～30 名の技術者が常駐しているが、重大な故障の場合は本部の担当部署（変電所維持管理課：50 名）から維持管理チームが派遣され、地域事務所と共同で修理に当たる体制となっている。

また、PEA では SCADA という電力系統監視制御システムを用いてネットワーク稼働状況を遠隔的に監視することにより、各変電所の 24 時間常駐から無人化に向けた取り組みを進めている。



出所：PEA 提供資料

図 2 PEA 組織図

3.5.2 運営・維持管理の技術

PEA では、変電所の維持管理の能力に関して、運営責任者及び担当職員の経験年

数や要件を定めている。通常は、日常の維持管理活動を通じて技術力を向上させる On-the-Job-Training が主体であるが、変電所建設維持管理部は、毎年高圧研修センターと協力して 100～150 名の技術者に対して変電所維持管理技術に関する座学研修及び変電所での訓練を 1 週間にわたり実施している。また、PEA では、施設の維持管理マニュアルを作成していることが確認された。研修や実際の業務で活用しているとのことであった。

このように維持管理マニュアルの策定および定期的な能力向上のための研修が実施されていることに加え、本事業対象地域の変電所及び送電網は、問題が生じた際に適切に修理され全て問題なく稼働していることから、PEA の技術者の維持管理に係る知識・能力には特段の問題はないと考えられる。

3.5.3 運営・維持管理の財務

PEA の過去 4 年間の財務状況は良好であり、表 9 の損益計算書に見られるように一貫して黒字を計上している。また、売上総利益率は 10% 前後、総資産利益率 (ROA) は 4.0%～5.3%、自己資本利益率 (ROE) は 11.5%～13.8% であった。流動比率も 1 倍を超えており、安定的であるといえる。

表 9 PEA の損益計算書

(単位：百万円)

	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年
売上	288,961	322,662	323,535	385,839
売上原価	255,930	285,783	287,681	347,528
売上総利益	33,031	36,879	35,854	38,311
(売上総利益率)	(11.4%)	(11.4%)	(11.1%)	(9.9%)
販管費	17,766	20,229	21,869	22,644
営業利益/損失	15,266	16,650	13,986	15,667
営業外収益	1,541	1,049	1,224	2,329
営業外費用	2,807	2,936	3,039	3,234
経常利益	14,000	14,763	12,171	14,761
税引前当期利益	14,000	14,763	12,171	14,761
当期純利益	14,000	14,763	12,171	14,761

出所：PEA 年次報告書 (2009～2012 年) より作成

表 10 PEA の貸借対照表

(単位：百万円)

	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年
流動資産	56,210	67,865	75,631	66,105
固定資産	205,826	216,132	228,178	243,037
資産合計	262,037	283,997	303,809	309,142
流動負債	47,493	49,437	61,553	58,850
固定負債	113,406	126,127	136,176	137,908
負債合計	160,899	175,565	197,729	196,758
資本金	101,137	108,432	106,080	112,384
負債・資本合計	262,037	283,997	303,809	309,142

出所：PEA 年次報告書 (2009～2012 年) より作成

PEA 全体の維持管理費用は、県別データは整備されておらず入手不可能であったが、全体としては通常実績額が予算額を上回っている。修理などに係る費用は年度初めには予算計上されておらず、事後的に計上されている。概ね十分な維持管理が行われているが、維持管理費用は売電収入の 0.2%、当期純利益の 4.0～5.6%の水準で推移しており、財務上の負担は大きくないと考えられる。

表 11 PEA 全体の維持管理費用

(単位：百万バーツ)

	維持管理費用		(A)／ 売電収入	(A)／ 当期純利益
	予算	実績(A)		
2009 年	581.1	597.1	0.2%	4.3%
2010 年	588.0	597.0	0.2%	4.0%
2011 年	567.0	685.9	0.2%	5.6%
2012 年	604.0	736.3	0.2%	5.0%

出所：PEA 提供資料、PEA 年次報告書

3.5.4 運営・維持管理の状況

事後評価時に、本事業対象地域のチョンブリ県、ラヨン県、ナコンパトム県およびアユタヤ県でサイト訪問を行ったところ、本事業で整備した変電所や送電網は長期間故障が放置されることもなく、正常に稼働していた。1箇所設置された開閉所も問題なく稼働しているとのことであった。

これらの施設の維持管理計画については、本部の変電所建設維持管理部の維持管理担当チームが、大規模故障時以外にも定期的に中部地域の3エリアを周回して点検を行っており、各変電所を毎年1回点検している。それ以外にも地域事務所のネットワーク事業部が SCADA システムを用いて監視しているほか、ネットワーク運営部職員が毎月送電線の目視点検を実施している。

したがって、本事業で整備した変電所や送電線は良好な状態で維持され、定期的な点検も体系的に行われており、運営・維持管理状況に関する大きな懸念事項は見当たらなかった。全体的に大きな問題はないといえる。

運営・維持管理の体制には懸念点は見受けられなかったほか、運営・維持管理状況も良好であり、点検・修理に係る技術にも問題は見当たらなかった。財務状況についても常に良好な状況にあり、安定的に推移している。

以上より、本事業の運営・維持管理は体制、技術、財務状況ともに問題はなく、発現した効果の持続性は高い。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、タイの中部地域における電力需要の増加に対処するとともに電力の安定供給を図るため、変電所の建設及び送電線の拡充を行った事業であった。本事業は、審査時及び事後評価時のタイの開発政策、開発ニーズに合致していたほか、審査時の日本の援助政策にも整合しており、妥当性は高い。事業効果については、変電所の設備稼働率や電圧降下率などには懸念はなく、停電状況も改善しており利用者の満足度も概ね高いことから、効果は十分に発現していると考えられる。また、安定的に増加する電力需要に対応し、経済活動の活発化や企業の立地を促進したというインパクトもうかがわれたことから、有効性・インパクトも高い。事業実施面では、事業費は計画内に収まったものの、事業期間が計画を大幅に上回ったことから、効率性は中程度である。運営・維持管理については、体制、技術、財務状況ともに問題はなく、施設の運営・維持管理状況も良好であったことから、発現した効果の持続性は高いと判断された。

以上より、本プロジェクトの評価は非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

4.2.1.1 未完成の変電所の建設

本事業では、変電所建設のための用地取得が大幅に遅れた結果、借款契約締結から17年以上が経過した事後評価時においても、最後の変電所が建設中であった。送電ネットワークの中で他の変電所からの電力融通を行うことにより全体的な供給を確保してきているが、最適な送電網の構築及び既存変電所への負荷の軽減の観点からも、最後の変電所は予定通り工事を進め、これ以上の遅延がないよう、早期に稼働させていくことが重要である。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

4.3.1 事業用地決定プロセスの改善

本事業の借款契約締結直後にアジア通貨危機が発生し、政府機関による輸入品の購入が制限されたことや、支出が抑制されたことなど、当時の政策の変更により事業が遅れることとなったが、その他にも変電所の建設地が未定の状態で事業が開始されたことにより、事業地の選定に時間を要したほか、土地の価格もその間に上昇して購入予算が不足するといった問題が発生した。

大幅な遅延にもかかわらず、本事業においては、送配電網のネットワークの中で既存の変電所を通じて滞りなく需要家に電力が供給され、大きな問題は生じなかった。しかし、今後多数の変電所を建設する送配電事業においては、現在 PEA が取り組みを進めているように事業候補地の事前選定を可能な限り行い、事業期間が計画内に収まるようにしていくことが、事業効果の速やかな発現につながると考えられる。

以 上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	1) 115kV送電線の建設（39箇所、780cct-km） 2) 115kV-22kV変電所の新設（44箇所）－変圧器総量：3,500MVA 3)115kVの開閉所の新設（1箇所）	1) 115kV送電線の建設（43箇所、731.1cct-km） 2) 115kV-22kV変電所の新設（44箇所）－変圧器総量：3,650MVA 3) 115kVの開閉所の新設（1箇所）
②期間	1997年9月～ 2001年12月 （51ヵ月）	1997年9月～ 2014年9月 （204ヵ月）
③事業費		
外貨	15,518百万円	8,172百万円
内貨	27,597百万円	21,600百万円
合計	43,115百万円	29,772百万円
うち円借款分	15,518百万円	8,172百万円
換算レート	1ﾊﾞｰｯ=4.75円 (1997年9月時点)	1ﾊﾞｰｯ=2.89円 (内貨が支出された2001年～2014年平均)