

1. 事業概要と円借款による協力



サイト地図



サン・エステバン変電所に設置された 50MVA 変圧器

1.1 背景

フィリピンにおける電力系統は大きくルソン・ビサヤス・ミンダナオの 3 系統に分けられる。このなかでマニラ首都圏を抱えるルソン系統の電力需要が最も大きく、フィリピン全体の約 70%を占めていた。ミンダナオ系統はルソン系統に次ぐ規模であり、1996 年から 2000 年までの電力需要は年平均 16.8%と最も高い伸び率が予想される系統であった。

ガス・タービン等の新規発電所の運転開始により、93 年末に電力危機を脱したルソン系統は 94 年から 95 年上半期を通じて平均 300 MW 以上の予備力を維持し、当面電力需要に対応できる体制になっていた。その後も、カラカ石炭火力発電所 2 号機 (300 MW)、パグビラオ石炭火力発電所 (700 MW) と大型ベースロード用火力発電所が建設される予定があった。また、ミンダナオ系統についてもミンダナオ I 地熱発電所 (108 MW)、ザンボアング・ディーゼル発電所 (112 MW) などの開発が進んでいた。このようにルソン系統、ミンダナオ系統とも電源開発については順調な進展が予想されていた。

それに対し送変電施設の場合、ビサヤス系統がルソン系統と接続されるなどの計画はあったものの、全体的にみると送電線の敷設や変電所の新設・増設等の系統の整備が不十分であり、既存施設も容量不足が見込まれる状況であった。

1.2 目的

ルソン系統およびミンダナオ系統のフィリピン国家電力公社 (NPC) 変電所のうち、1998 年までに現在の変圧器容量を超過する見込みの高い変電所について、変圧器を増設し需要増加に対応する。

1.3 アウトプット

ルソン系統およびミンダナオ系統内にある下記の変電所 8 カ所に対する変圧器および関連設備の調達・据え付け

<u>対象変電所名</u>	<u>事業内容</u>
ルソン系統（5 カ所）	
メキシコ	230/ 69 kV 100 MVA 変圧器 1 台増設
サン・エステバン	115/ 69 kV 20 MVA 変圧器 1 台増設
ボタンガス	230/ 69 kV 100 MVA 変圧器 1 台増設
カバナツアン	230/ 69 kV 50 MVA 変圧器 1 台増設
バタアン	230/ 69 kV 50 MVA 変圧器 1 台増設
ミンダナオ系統（3 カ所）	
マリア・クリスティーナ	138/ 69 kV 100 MVA 変圧器 1 台増設
タクロン	138/ 69 kV 50 MVA 変圧器 1 台増設
オーロラ	138/ 69 kV 50 MVA 変圧器 1 台増設

1.4 借入人／実施機関

フィリピン国家電力公社（NPC: National Power Corporation）／フィリピン国家電力公社（フィリピン共和国政府保証）

1.5 借款契約概要

円借款承諾額／実行額	22 億 2,400 万円／13 億 6,600 万円
交換公文締結／借款契約調印	1995 年 7 月／1995 年 8 月
借款契約条件	金利 2.7 %、返済 30 年（うち据置 10 年）、 一般アンタイド
貸付完了	2000 年 12 月

2. 現地調査結果

2.1 妥当性

2.1.1 審査時における計画の妥当性

本事業のフィリピンにおける電力政策との適合性をみると、審査時において、国家電力公社（NPC）はルソン系統、ミンダナオ系統における電力需要の増加に対応すべく、1995年に策定された電力開発計画（PDP: Power Development Plan）に基づいて、発電施設および送変電施設の建設を実施していた。このうち本事業の対象となったルソン系統の5変電所、ミンダナオ系統の3変電所は、同計画において需要の伸びに対応するためには98年までに拡充する必要があるとされていた。このように、本事業目的は当時の政府開発政策に合致したものであり妥当であったと判断できる。

2.1.2 現時点における計画の妥当性

フィリピン・エネルギー計画（Philippine Energy Plan）2004-2013にては、電力需要の伸びに則して送電線の拡充とともに変電所の拡充の必要性が課題として示されている。フィリピンのエネルギー省が、同国の国家経済開発庁（NEDA: National Economic Development Authority）の予測GDP成長率に基づいて実施した需要予測¹では、2002年から11年までの10年間に於いて年平均6.1%の電力需要伸張が予測されている。同需要の伸びに対応するためには、同期間において12,375 MWの発電能力、10,106 cct-kmの送電線、18,345 MVAの変圧器の増設が必要とされている。こうした状況を鑑みると、事業目的自体は現在も妥当であるといえる。

2.2 効率性

2.2.1 アウトプット

本事業では、ルソン系統の5カ所、ミンダナオ系統の3カ所の変電所に変圧器を設置する予定であった。この設置数については計画通りであった。一方、対象変電所8カ所のうち、5カ所に設置される予定であった機器は別の変電所に設置された（建設中も含む）。設置箇所が変更された5カ所の変更理由は表-1に示すとおりである。ボタンガス変電所、マリア・クリスティーナ変電所の場合、1997年に発生したアジア通貨危機に端を発するフィリピン国内の経済停滞により、全体としての電力需要が想定ほど伸びなかった²ことに加え、大口需要家である工場の閉鎖等の影響を受け、実際の需要が審査時の予測を下回ったことが原因となっている。またバタアン変電所は、バタアンの火力発電所が、設備が老朽化し発電コストが高くなったことや大気汚染防止法の基準を満たすことが難しくなったため、稼働を停止したことが原因で必要性が低くなった。一方、タクロン、オーロラの両変電所の場合、NPCの自己資金によってそれぞれ98年、2000年に変圧器増設が行われている。これらの結果、本事業の変圧器は、変

¹ フィリピン・エネルギー計画 2002- 2011（PEP: Philippine Energy Plan）。2001年にエネルギー省が策定。

² 審査時の予測（出典: NPC 電源開発計画 1995）では1996年～2000年におけるルソン系統・ミンダナオ系統のピーク需要の伸びは、それぞれ12.0%、16.8%と予測されていたのに対し、同期間における実績はルソン系統6.6%、ミンダナオ系統3.4%であった。また、NPC 電源開発計画 1995では、ルソン系統、ミンダナオ系統の変圧器容量は2000年末までにそれぞれ26,793MVA、3,573MVAに増設されることになっていたが、需要の伸びが低かったため結果的に21,936MVA、2,963MVAにとどまっている。

圧器の増設を必要としていた近隣の他変電所に設置されることになった。

次に、調達された機材に着目した場合、8 台中 2 台の変圧器容量の若干の変更、断路器³、遮断器⁴等の関連機材についての若干の増加等がみられるものの（報告書末の主要計画 / 実績比較を参照）、大きな変更はない。

表-1 設置箇所が審査時と異なる 5 変電所の変更理由

計 画	実 績	変更理由
バタンガス	ヘルモサ	バタンガス変電所近隣における電力需要が想定より低かったため、同変電所への設置が不要となった。一方、ヘルモサ変電所の既存変圧器が火災により消失し、代替変圧器の設置が急務とされていたため。
バタアン	カラヤアン	2000 年にバタアン火力発電所が稼働を停止したため同箇所における増設の必要性が薄れた。一方、系統安定の観点からカラヤアン変電所への変圧器設が必要であったため。
マリア・クリスティーナ	アバガ	マリア・クリスティーナ変電所の主要顧客である大規模製鉄所が操業を中止し需要が低下したため、同変電所への増設が不要となった。一方、近隣のアバガ変電所では需要増に対応するため変圧器増設の必要があったため。
タクロン	クリナン	事業が遅れている間にタクロン変電所の需要が増加したため、NPC が 2000 年に自己資金で変圧器を増設した。一方、近隣に位置するクリナン変電所の変圧器が需要に対応できず過負荷状態になっていたため、増設が必要であったため。
オーロラ	ルガイ	事業が遅延している間にオーロラ変電所の既存変圧器が容量不足になったため、NPC は自己資金で変圧器を増設した。一方、近隣のルガイ変電所では需要増に対応するため変圧器増設が必要とされていたため。

2.2.2 期 間

事業範囲である対象変電所 8 カ所すべてについて、借款を利用して機材の調達は完了している。当初、事業は 1998 年 12 月に完了することになっていた。事業の遅れから借款期限が 2000 年 12 月にまで延長されたものの、同期限内に通電が完了したのはヘルモサだけであった。現地調査を行った 03 年 7 月時点でも 3 カ所（アバガ、ルガイ、カバナツアン）は工事準備または工事中であったが、カバナツアン変電所については、04 年 4 月に通電し、残るはアバガ（通電予定 05 年 1 月）とルガイ（通電予定 04 年 11 月）となっている。

主な遅延理由は、96 年 12 月の NPC 本部の火災により、設計書類、入札書類、コンピューター内のデータが消失したこと、NPC の分割民営化の準備と TRANSCO の設立を予想した組織内部の事務停滞により事業実施・工事の承認が停滞したこと、8 カ所中、5 カ所の対象変電所変更の承認・詳細設計等に時間を要したこと、ルガイ、カバナツアンの用地取得に多くの時間を要したこと、等である。

2.2.3 事業費

円借款の承認額は 22 億 2,400 万円で、その全額が外貨費用として変圧器等の資機材の購入に充てられることになっていた。これに対し、実際には、数量・スペックにおいて当初予定を若干上回る機材を購入したにもかかわらず、円借款使用額は承認額の 61.4%の 13 億 6,600 万円であった。事業費の大幅な減少は、主に国際入札時の激しい価格競争によるものであると考えられる。なお、機材の設置にかかわる土木工事費用等については、フィリピン側が支出することになっている。同金額は審査時の見積額 4 億 6,400 万円(外貨分と合わせた総額 26 億 8,800

³ 断路器：電流がない状態で操作を行う開閉器。送配電線や変圧器、遮断器等の点検修理の際に回路から切り離すために用いる。

⁴ 遮断器：送電停止の際に通常の電流を遮断したり、事故時に異常電流を自動遮断する開閉器。

万円) に対し、本事業の借款期限である 2000 年 12 月 29 日時点において 1 億 1,000 万円 (同 14 億 7,600 万円) であった。ただし、現在一部最終工事が継続中である。

2.3 有効性

2.3.1 変電所の役割と変圧器増設の意義

本事業は、変電所における変圧器増設という一般的にはその役割、意義がわかりにくい事業である。したがって、ここでは本事業の効果説明に先立って、変電所の役割や変圧器増設の意義について簡単に解説を行う。

発電所で発電された電力は、発電所から高压送電線、送電用変電所、送電線、配電用変電所、配電線 (柱上変圧器) を経たあとに消費者へと届けられる (図-1 参照)。電気は電圧が高いほど送電ロスが少なくなり、発電所で作られた電気は、なるべく電圧が高いまま消費地のそばまで送電されたあとに、変電所の変圧器で電圧が下げられる。変電所は効率良く送電するための要であり、電力の分配、電圧の調整等を行っている。したがって、発電量が十分かつ発電元の電圧が安定していても、変電所の変圧器容量や電圧調整機能が十分でない場合、消費者が利用する電力の供給がストップ (停電) したり、電圧が不安定になるなどの影響を受けることがある。また、変圧器の容量が需要に対応できないことがあらかじめ予測された場合、輪番停電⁵ (計画停電) を実行するなどして、電力供給網の事故を防ぐ必要がでてくる。このような状況を防止し、安定的な電力供給を行うために、変電所に十分な容量をもつ変圧器を設置しておく必要

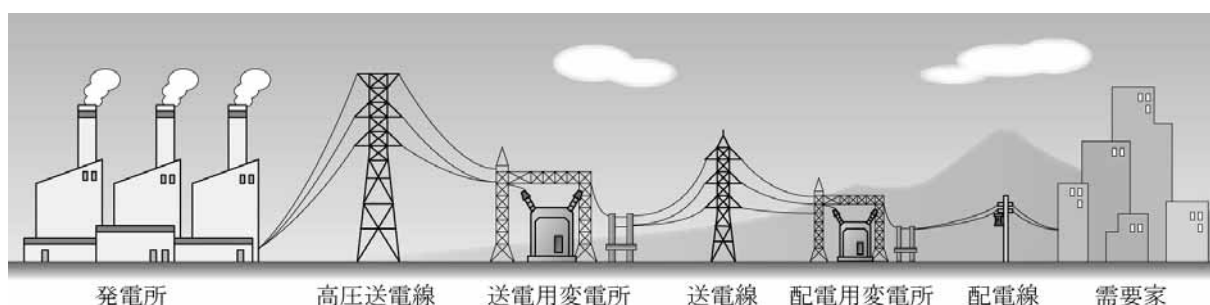


図-1 電力設備と電気の流れ

がある。

変電所には高い電圧を処理する送電用変電所と、配電線に流すレベルにまで電圧を下げる配電用変電所がある。本事業で調達される変圧器は 250kV- 115kV の電圧を 69kV に降圧するためのもので送電用変電所に設置されている。本事業変圧器で降圧された電気は、送電線を通じて電化組合⁶・民間配電会社や工場等の大規模消費者に送電されることになっている。

なお、変圧器への過負荷が発生すると、機器の耐用年数の短縮、変圧時の電力ロス増加、供給地域における電圧降下等の現象が生じてしまう。さらに、この状態が続いた場合、周辺地域での停電、さらには変圧器自体が故障してしまう可能性がある。したがって、国家送電公社 (TRANSCO) はグリッドの安定性および周辺変圧器の緊急稼働停止を考慮に入れ、変圧器の

⁵ 輪番停電: 広範囲の一斉停電を防ぎ、被害規模を最小限にとどめるため、地域ごとに順番に停電を行って不足する電力を補うこと。

⁶ 電化組合: 国家電化庁 (NEA) の支援・指導の下フィリピンの地方電化を促進するために地域ごと設立された組合

許容稼働率⁷を 80%に設定している。

2.3.2 各変電所での電力需要増加への対応

本事業は、ルソン系統の送電用変電所 5 力所およびミンダナオ系統の送電用変電所 3 力所に変圧器を増設し、遮断器等関連機材を設置するものである（対象箇所は、図-2, 3 を参照）。

すでに増設が完了している 5 力所の変電所のうち、メキシコ、サン・エステバン、ヘルモサ、クリナンの 4 変電所については本事業を実施する前に、既存変圧器の稼働率が、許容稼働率 80%を超過していた。特に、メキシコ、サン・エステバンの 2 変電所については、既存変圧器が過負荷状態に陥り、すでに電力供給に支障がでていた。これらの 4 変電所については、本事業による変圧器増設後、既存変圧器の負荷が軽減され、安定的な電力供給を行うことができるようになっている。



図-2 ルソン島の事業対象 5 変電所

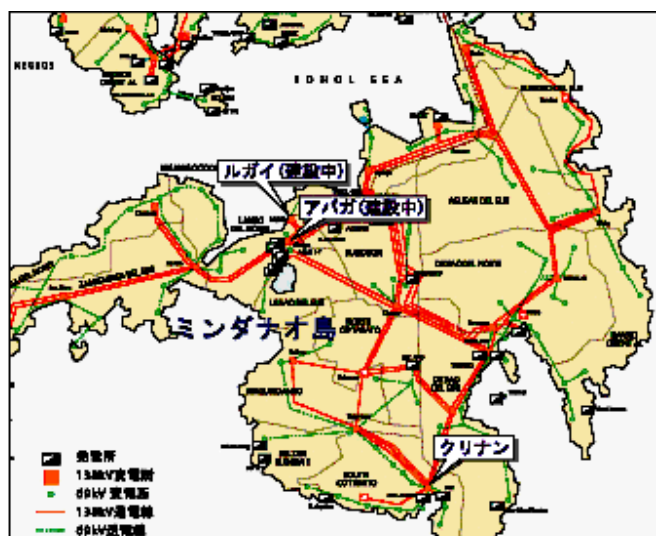


図-3 ミンダナオ島の事業対象 3 変電所

一方、残る 1 力所であるカラヤン変電所の場合、系統運用の安定性を高めるために新たに設置されたものであるが、これまでのところ稼働率は 10%台と非常に低い。ただし、今後、稼働率が 70%を超えているカリラヤ変電所（2003 年 7 月）の一部負荷がカラヤンに転換されるほか、近隣のリゾート開発計画の実現に従って稼働率の増加が見込まれている。

ここでは、今次評価において現地調査を行ったメキシコ、サン・エステバン、ヘルモサの 3 変電所を取り上げ、具体的に事業効果を紹介する。

a) メキシコ変電所

メキシコ変電所は、ルソン系統の電力網から電圧 230kV の電力を受電したあと、変圧器で 69kV に降圧したあと、2 つの民間配電会社アンヘレス電力（AEC） クラーク電力開発会社（CEDC） および 2 つの電化組合 SAFELAPCO、PELECO に電力を供給（売電）しているほか、複数の工場に直接電力供給を行っている。

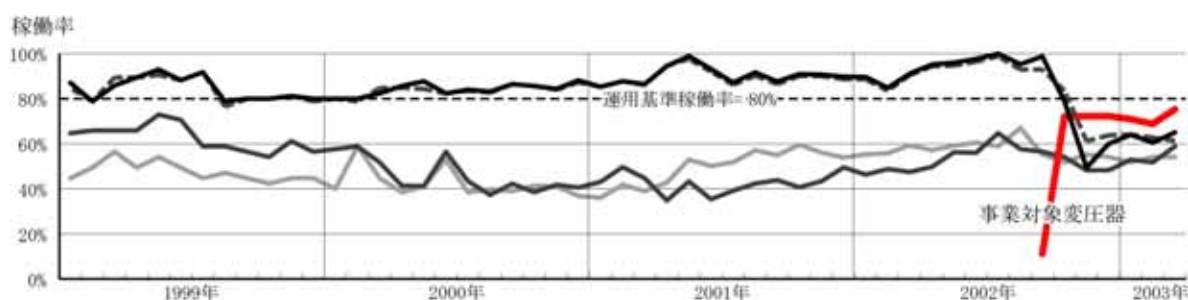
本事業実施前、同変電所には 5 台の変圧器（容量 100MVA×5）があったが、1 台故障しており、4 台で運用していたものの、そのうちクラーク特別経済区をはじめとして周辺の一般家屋、周辺工場に電力供給を行っている AEC、CEDC、およびパンパンガ州の一部に電力供

⁷ 稼働率：変圧器の設備容量に対してピー時にかかる負荷の割合。

給を行っている SFELAPCO に対応するための変圧器 2 台への負担が増大していた。図-4 は、メキシコ変電所の 230/69kV 変圧器の稼働率の推移を示したものである。図-4 からわかるとおり 2 台の変圧器は、1998 年頃から NPC が定めた運用基準稼働率 80% を超過し、2001 年、02 年夏には稼働率 100% を超える過負荷状態に陥っていた。そのため、メキシコ変電所は、AEC への電力供給を最大で 14MW ほど削減することにより変圧器の過負荷から生じる事故を防いでいる状態であった^{*8}。



写真-1 新設された変圧器



出典：TRANSCO資料

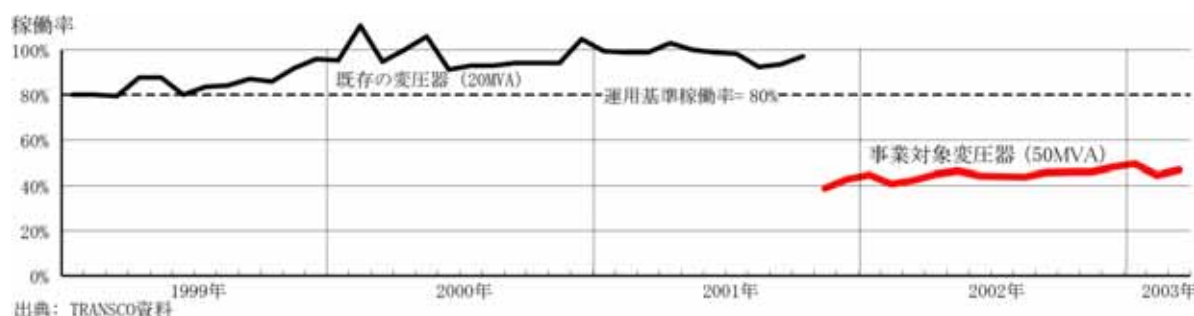
図-4 メキシコ変電所の 230/69 kV 変圧器の稼働状況

過負荷を起こしていた既存 2 変圧器の負荷の一部は、新しく設置された変圧器に転化された。その結果、図-4 に示すとおり過負荷を起こしていた 2 変圧器の稼働率は 50～65%程度にまで緩和され、AEC への供給制限も停止された。

なお、メキシコ変電所が供給している地域は、大規模ショッピングモールが開発されているところで、01 年から順次営業を開始している。また、かつて米軍の空軍基地であったクラーク空軍基地が特別経済区に転換されたことに伴い需要が増加していることから、今後とも需要の増加が見込まれている。

b) サン・エステバン変電所

サン・エステバン変電所には、本事業によって 01 年 11 月に容量 50MVA の 115kV/69kV 変圧器 1 台、その他関連機材が設置された。それまで、同変電所には 115kV/69kV 変圧器については、容量 20 MVA の 1 台が設置されているのみであった。同変圧器は、図-5 に示すとおり 99 年には運用基準稼働率である 80% を超え、2000 年以降はたびたび過負荷状態に陥っていた。



出典：TRANSCO資料

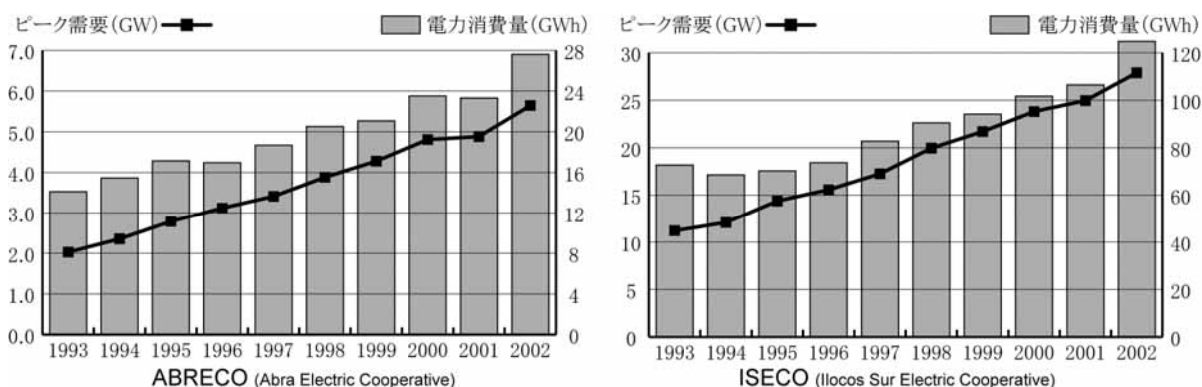
図-5 サン・エステバン変電所の 115/69kV 変圧器の稼働状況

⁸ なお、ヘルモサ変電所からの電力供給が削減された AEC は、関連会社であるアンヘレス発電会社が所有する発電

サン・エステバン変電所の電力供給先は 2 つの電化組合（ABRECO、ISECO）のみで、個別に契約している工場等の大規模消費者はない。既存変圧器が過負荷状態になっていた夕方の電力需要ピーク時には、ABRECO、ISECO への送電電圧が不安定になっていた。現地調査時にインタビューを行った ABRECO の技術担当職員によると、以前はサン・エステバン変電所からの電圧が夕方のピーク時を中心とした時間に不安定になっていたため、ABRECO が配電する地域の消費者は瞬時電圧低下⁹・電圧変動に悩まされていたという。

本事業によって設置された容量 50 MVA の変圧器は、過負荷を起こしていた既存の 20MVA 変圧器¹⁰に替わって稼働を開始し、これまでに稼働率 40～50%の水準で順調に稼働している（図-5 参照）。その結果、ABRECO 供給地域における不安定な電力事情も解消されている。

ISECO、ABRECO の両電化組合ともサン・エステバンから電力供給を受けているが、ISECO が複数の供給源をもつのに対し、ABRECO はサン・エステバン変電所のみが電力供給源である。図-6 は、両電化組合のピーク需要、電力消費量の推移を示したものである。これをみると、サン・エステバン以外に電力供給源をもたない ABRECO のピーク需要、電力消費量は、変圧器が過負荷を起こしていた 2000 年、2001 年に伸びが鈍っていることがわかる。その後、本事業によって設置された変圧器が年間を通じて稼働を開始した 02 年には、顕著な伸びをみせていることがわかる。



出典: 国家電化庁 (NEA) 資料

図-6 ABRECO、ISECO のピーク需要、電力消費量の推移

これは、既存変圧器が需要に対応できなかったために抑制されていた電力需要が、本事業による変圧器増設後に顕在化したことを示しているものと考えられる。

c) ヘルモサ変電所

ヘルモサ変電所は 100MVA の変圧器 2 台で運営されていたが、そのうち 1 台は 00 年 2 月に発生した火災事故によって完全に焼失し使用できなくなった。ヘルモサ変電所は、近接するバタアン変電所との間で負荷を転換することによって、過負荷による停電・輪番停電は防止していたが、図-7 に示すとおり、それまで 50%程度の稼働率で運転されていた既存変圧器の稼働率は 80%を超えた。さらに、2000 年 9 月には過負荷状態になり、このままの状況が続けば電力供給に問題が生じることが予測された。

設備（総容量 27.5MW、平常時は未使用）を稼働させることによって消費者の需要を満たした。

⁹ 瞬時電圧低下：瞬間的に電圧低下が発生すること。工場のコンピューター制御機器が停止するなどの影響を及ぼす。

¹⁰ 同変圧器は、新しい変圧器の設置に伴い系統から切り離されている。2004 年には近隣のバンタイ変電所に移設される予定。

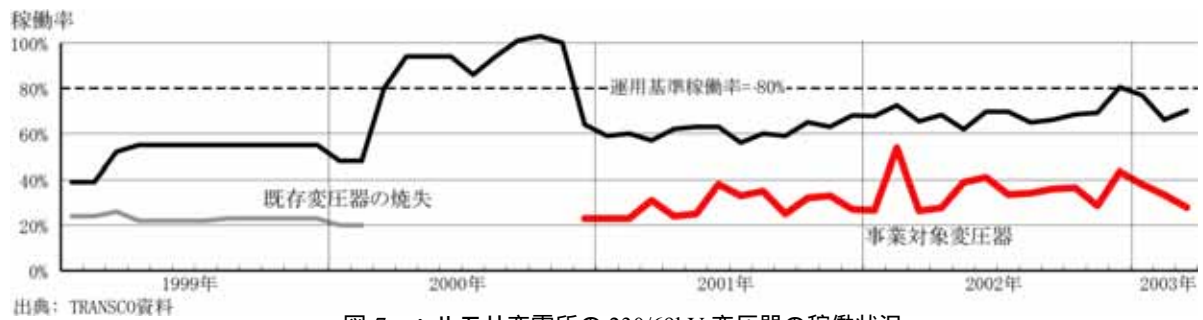


図-7 ヘルモサ変電所の 230/69kV 変圧器の稼働状況

こうした事態を受け、NPC は本事業にてバタンガス変電所に設置される予定であった容量 100 MVA の変圧器および関連機器を急遽ヘルモサに設置することを決定し、日本側もこれに同意した。工事は同年 11 月に完了し、図-7 に示すとおり既存変圧器の過負荷も無事に解消された。

なお、ヘルモサ変電所は、スービック特別経済自由港地区の配電を行っているスービック湾都市圏開発公社（SBMA: Subic Bay Metropolitan Authority）をはじめとした 6 つの配電事業体、さらに工場等 17 カ所の大規模消費者に直接売電している。これら消費者の需要の伸びが高く、既存変圧器の稼働率が再び 80% に近付いている。同変電所では、既存変圧器に接続されているフィーダーを、現在稼働率が 30～40% の本事業対象変圧器に接続し、既存変圧器の稼働率を抑えるとともに、新設された変圧器を有効利用する計画をもっている。

2.3.3 電力供給の安定化

a) メキシコ変電所における送電電圧安定性向上

メキシコ変電所の場合、既存変圧器のタップ・チェンジャー（送電電圧を一定に保つ設備）が故障していた。そのため 69kV 送電線の電圧が 64～74kV に乱高下するほか、瞬時電圧低下が発生していたため、同変電所から直接受電している配電会社や大規模消費者からのクレームを受けることがあった。たとえば、メキシコ変電所の近隣に位置する大規模ショッピングモールの場合、店内の照明やテレビがちらついたり、瞬時電圧低下によってコンピューターが故障するなどの障害が発生していたという。

本事業においてタップ・チェンジャーを備えた変圧器を設置した結果、電圧は適正範囲に保たれるようになった。そのため、その後同変圧器を通じて電力供給を行っている顧客からのクレームがなくなっている。



写真-2 ショッピングモール内部

b) サン・エステバン変電所周辺における系統運用の自由度向上

サン・エステバン変電所には、本事業によって 115/69kV 変圧器のほかにも、遮断器、断路器等の関連機材が調達された。同変電所では、既存の 69 kV 送電線を利用してサン・エステバン変電所とバンタイ変電所を接続し、同系統に本事業で調達した断路器を設置した。その結果、両変電所における定期点検・故障時等に、稼働している変電所に需要を転換することができるようになった。



写真-3 設置された遮断器

その結果、片方の変電所に問題が生じた場合でも、消費者への影響を最小限にとどめることができるようになった。また、69 kV 遮断器の一つは近隣のバウアン変電所に設置され、供給地域における定期点検・故障時の停電を最小限にとどめている。

2.3.4 内部収益率の再計算

本事業は、事業効果の金銭的数量化が困難であるため、審査時に内部収益率の算定は実施されていない。今次評価に際しても、本事業の便益の金銭的評価は困難であると判断し再計算は行わなかった。

2.4 インパクト

2.4.1 周辺地域の工業への影響

本事業は変圧器の過負荷が生じ、電力供給に支障がでる前に変圧器増設を実施し、電力供給の安定化を図るものである。したがって本事業のインパクトは「電力供給に問題が発生しないこと」および「電力事情が徐々に良くなっていくこと」等多少みえにくい点がある。しかし本評価において受益している企業にインタビューを行ったところ、事業実施後も電力供給に問題がないという意見のほか、輪番停電がなくなったことで工場稼働制限がなくなったこと、突発的な停電が改善されたことで、工場のラインの故障等が少なくなったこと、等が指摘されており、電力供給の安定化により工場稼働の円滑化が図られたといえる。

■ クリナン変電所から電力供給を受けている企業へのインタビュー（カーギル・フィリピン）

1991年に操業を開始したアメリカに本社を持つココナッツ・オイルおよびコブラケーキ（飼料）の製造工場。従業員は150人程度。製品のうちココナッツ・オイル（日産410トン）については100%ヨーロッパに、コブラケーキ（日産200トン）については30%が国内向け、50%がベトナム、その他20%は中国、日本等に輸出されている。

製造コストの約3割を電力料金が占めている。最大電力需要は2.6MW程度で、月の電力使用量は1.3GWh。自家発電設備を所有しているものの、燃料となるディーゼル油が高く、定格容量が1.5MWと十分でないため通常は使用していないとのこと。同工場はクリナン変電所から配



写真-4 カーギル・フィリピン

電会社であるSOCOTECOを通じ69kVで受電している。系統の末端に位置しているためか、以前は頻繁な停電および不安定な電圧（65～72kV）に悩まされてきたという。たとえば、輪番停電の場合、工場の稼働が制限されるものの機械停止等事前準備もできるが、突発的な停電の場合、ココナッツ・オイルのプレス器のシャフト、ギアボックスが破損してしまい、修理には多くの費用と時間が必要となる。また、コブラケーキの生産ラインでは、加工中のコブラが機械に詰まり、復旧作業のため作業が中断してしまう。このように安定的な電力供給は、同工場にとって不可欠である。インタビューを行った同工場の工場長によると、停電の頻度は昔に比べ大幅に改善されているとのことであった。

2.4.2 環境へのインパクト

設置された変圧器や関連設備も汚染物質を放出するようなことはない。環境天然資源省の環境管理局は、1994年10月に本事業実施にあたって環境応諾証明書（ECC: Environmental

Compliance Certificate) 取得の適用除外証明を発出している。また事業実施中にも、汚染を発生させる可能性のある工事は実施されておらず、環境への影響はほとんどない。

2.4.3 住民移転・用地取得

住民移転については、ルガイ変電所のサイトにて 5 棟の家屋 / 建物が影響を受けたが、補償をめぐる協議が行われ、2004 年の第 2 四半期までには支払いがなされる予定となっている。

また用地取得については、ルガイ、カバナツアンの両変電所で機材を設置するための用地を確保するため農地の取得が実施された。その他の 6 カ所の変電所に関しては、事業設備は既設変電所の敷地内に設置されているため用地取得は行われていない。

2.5 持続性

2.5.1 実施機関

(1) 技術

現時点で電力系統全体の給電指令は、国家送電公社 (TRANSCO) のシステム運用グループ (SOG: System Operations Group) が実施している。同グループによって運用されている給電センターは、全国の高圧送電系統をカバーする中央給電センター (NCC) がマニラ近郊の TRANSCO 本部に設置されているほか、中低圧の系統を担当する地域給電センター (ACC) が全国 5 カ所に展開している。本事業対象となった変電所はいずれも NCC の管轄下にある。各変電所の運用は NCC の指示に従って行われており、具体的な作業は各機材の納入業者が作成した操作マニュアルおよび TRANSCO が定めた操作手順に従い各変電所の運用グループが行っている。各変電所とも 4 つの運用グループがあり、3 交替制で運営を行っている。

一方、各変電所の運営・管理は、ルソンおよびビサヤス/ミンダナオ 運営・管理グループ (Luzon, Visayas/Mindanao Operation and Maintenance Group) が担当している。各グループは数カ所の地方事務所および電力系統整備部で構成されている。日常点検は、各変電所の駐在エンジニアが実施、定期点検については、各変電所が各区の電力系統整備部の協力を得て実施している。比較的規模が小さいリハビリティ・増設事業の場合には TRANSCO 本部の工事担当部署が独自で実施し、工事の規模が大きい場合・土木工事が含まれる場合は民間会社に外注されている。

フィリピンの電力系統は、不十分な設備、不適切な運営、反政府組織による送電線の爆破等によってたびたび系統全体が停電状態に陥ることがあるなど、安定した状態とは言い難い。たとえば、2001 年には 3 度 (合計 3 時間) の、翌 02 年にも 2 度 (合計 4 時間半) の系統全体に及ぶ停電が発生している。

(2) 体制

審査時点では、変電所関連施設の運営・管理はフィリピン全土における発電、送電を担当していた国家電力公社 (NPC: National Power Corporation) が行っていた。フィリピンはアジアで日本に次いで高いと言われた電気料金を消費者から徴収していたにもかかわらず、NPC の運営に関する非効率性、独立系民間発電業者 (IPP: Independent Power Producer) との不利な契約、アジア通貨危機の影響等により、NPC 財務状況は悪化の一途をたどっていた。

このためフィリピン政府は、電力料金を下げ、電力セクターの運営をより効率的に行うこと

を目的として「包括電気事業改革法 (EPIRA: Electric Power Industry Reform Act)」を 01 年 6 月に成立させた。EPIRA では「卸売市場の創設による発電部門への競争力の導入」を柱の一つにするために、NPC の分割民営化が明言されている。NPC の発電施設に関しては、民間に売却することが決まっている^{*11}。一方、本事業対象変電所を含む送電関連施設については新たに設立される TRANSCO に移管することが決定された。

こうした経緯を経て設立された TRANSCO は、フィリピン全土の送電関連資産を保有し、同資産の運営・管理、送電開発計画の策定および送電関連施設建設等を担当している。ただし、将来的には、本事業で設置された機材を含む高圧・超高圧送電施設^{*12}の運営・管理は、条件を満たす企業に 25 年間^{*13}のコンセッション契約を通じて移管されることになっており、施設の拡充についても同企業が行うことになっている。

基本的に NPC の送電部門の職員はすべて TRANSCO に移籍しており、03 年 8 月時点で職員数は 3,714 人となっている。ただし、同職員数はコンセッション契約を受注した企業への移籍や転職、退職による減少により、最終的には 200 人程度にまで削減されることになっている。

なお、これら送電施設の運営・管理業者を選定するための競争入札は、03 年 7 月に実施されたものの、事前資格審査に登録した企業は 1 社にとどまり、民営化入札委員会 (PBAC: Privatization Bidding and Awards Committee) が定める「最低でも 2 社以上」という条件を満たすことができず、入札自体が不調に終わった。再入札は、03 年の 9 月から 10 月にかけて実施される予定となっていたが、未実施のままとなっている。



図-8 TRANSCO の組織図

(3) 財務

TRANSCO の 02 年末における総資産は 1,259 億ペソ (うち流動資産 76 億ペソ、固定資産 1,177 億ペソ、その他資産 6 億ペソ) で、負債 2 億ペソ、自己資本 1,238 億ペソとなっている。NPC が保有していた負債については、EPIRA に基づいて政府の電力部門資産管理会社

¹¹ フィリピン政府は、主要発電所を 6 つのグループにまとめて、政府の電力部門資産管理会社 (PSALM) が株式の 100% を保有する 6 つの発電会社 (GENCO) に各発電所を移管している。2003 年始めから GENCO を民間企業に売却する方針であったが、これまでのところ不調に終わっている。現時点では、PASALM が発電所一つひとつを個別に売却する方向で再検討している。

¹² 高圧・超高圧送電設備とは、ルソン島については 230kV 以上、ビサヤスは 69kV 以上、ミンダナオについては 138kV 以上の送電線を指す。ルソン島北西部のサン・エステバン- クリマオ- ラオアグ系統は 115kV であるものの、このカテゴリーに含まれており、コンセッション契約の対象となる。なお、それ以外の低圧送電関連施設 (Sub-Transmission) は一定の条件を満たす配電業者に売却される予定となっている。

¹³ 契約期間満了の後、パフォーマンスが良い場合は最大 25 年間の契約延長が認められる

(PSALM) にすべて移管されている^{*14}。そのため、TRANSCO はまったく負債がない状態で設立されている。02 年末時点では、TRANSCO は固定負債を有しておらず、負債はすべて流動負債のみで構成されている。また、表-2 に示すとおり流動比率は非常に高く、短期の負債返済能力にまったく問題がないことがわかる。

TRANSCO の収入は送電託送料金であり、同単価は電力規制委員会 (ERC)^{*15} が設定することになっている。表-2 に示すとおり、TRANSCO は 01 年度、02 年度とも経常利益を計上していることから、ERC が 02 年 9 月に定めた送電託送料金で、十分な収益を上げていることがわかる。また、表-3 に示す各種財務指標をみても現時点では特段の問題はみられない。

表-2： TRANSCO 損益計算書および主要財務指標

(単位:百万ペソ)

項 目	2001	2002	指 標	2001	2002
営業収入	12,792	22,281	売上高営業利益率	39.8%	61.7%
営業費用	7,730	8,472	総資本経常利益率	4.4%	10.9%
営業利益	5,062	13,809	売掛債権回転率	6.97 回	10.98 回
営業外利益	162	100	流動比率	274%	376%
営業外費用	138	171	固定長期適合比率	95.1%	98.3%
経常利益	5,086	13,738	出典: TRANSCO 資料		

2.5.2 運営・管理

本事業により設置された施設の運営・管理状況に問題はない。

3. フィードバック事項

3.1 教訓

なし。

3.2 提言

(実施機関に対して) 増設工事が終わっていない変電所の早期工事完了が必要。

増設工事が終わっていない変電所 (特に過負荷状態にあるルガイ変電所) について、早期に工事を完了する必要がある。

¹⁴ PSALM には NPC のすべての発電施設と負債が移管された。PSALM は財務省からつなぎ資金を調達したうえで、発電資産の売却、保有する水力発電所から得られる収入、電力料金の追徴金として収集される資金 (ユニバーサル・チャージ) を活用し 25 年以内に負債の返済を行うことになっている。

¹⁵ 電力規制委員会 (ERC): EPIRA に基づいて新たに設立された独立規制委員会。同委員会は組織改革後の電力業界における競争促進、市場開発奨励、消費者の選択権確保、市場支配力乱用に対する罰則の制定等を執り行っている。

主要計画 / 実績比較

項目	計画	実績
I. アウトプット (ルソン系統) 1. メキシコ変電所 - 変圧器 - 遮断器他関連機器 2. サン・エステバン変電所 - 変圧器 - 遮断器他関連機器 3. バタンガス変電所 - 変圧器 - 遮断器他関連機器 4. バタアン変電所 - 変圧器 - 遮断器他関連機器 5. カバナツアン変電所 - 変圧器 - 遮断器他関連機器 (ミンダナオ系統) 6. マリア・クリスティーナ変電所 - 変圧器 - 遮断器他関連機器 7. タクロン変電所 - 変圧器 - 遮断器他関連機器 8. オーロラ変電所 - 変圧器 - 遮断器他関連機器	- 100 MVA, 230/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 230kV: 2 台、69kV: 3 台 - 20 MVA, 115/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 115kV: 1 台、69 kV: 3 台 - 100 MVA, 230/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 230kV: 2 台、69kV: 3 台 - 50 MVA, 230/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 230kV: 2 台、69kV: 3 台 - 50 MVA, 230/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 230kV: 1 台、69kV: 3 台 - 100 MVA, 138/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 138kV: 4 台 - 50 MVA, 138/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 138kV: 3 台、69kV: 1 台 - 50 MVA, 138/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 138kV: 2 台、69kV: 1 台	- 計画通り - 230 kV: 1 台、69 kV: 4 台 - 50 MVA, 115/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 115kV: 計画通り、69 kV: 1 台 (ヘルモサ変電所に変更) - 計画通り - 230kV: 1 台、69 kV: 4 台 (カラヤアン変電所に変更) - 計画通り - 230kV: 1 台、69 kV: 計画通り - 計画通り - 230kV: 4 台、69 kV: 4 台 (アバガ変電所に変更) - 計画通り - 138kV: 計画通り、69 kV: 2 台 (クリナン変電所に変更) - 計画通り - 138kV: 計画通り、69 kV: 2 台 (ルガイ変電所に変更) - 75 MVA, 115/ 69/ 13.8 kV: 1 台 - 138kV: 計画通り、69 kV: 2 台
II. 期 間 借款契約調印 ルソン系統変電所(1～5) - 入札/機器調達 - 入札/据え付け工事 ミンダナオ系統変電所(6～8) - 入札/機器調達 - 入札/据え付け工事	1995 年 7 月 1996 年 6 月 - 1997 年 12 月 1997 年 9 月 - 1998 年 12 月 1995 年 6 月 - 1996 年 12 月 1996 年 3 月 - 1997 年 6 月	1995 年 8 月 1997 年 1 月 - 2001 年 3 月 2000 年 3 月 - 工事中 1997 年 1 月 - 2001 年 3 月 2000 年 12 月 - 工事中
III. 事業費* 外 貨 内 貨 合 計 うち円借款分 換算レート	22 億 2,400 万円 4 億 6,400 万円 (1 億 1,300 万ペソ) 26 億 8,800 万円 22 億 2,400 万円 1 ペソ= 4.13 円 (1995 年 1 月)	13 億 6,600 万円 1 億 1,000 万円 (4,400 万ペソ) 14 億 7,600 万円 13 億 6,600 万円 1 ペソ= 2.50 円

* 事業費の実績については、外貨事業費は 2003 年 8 月時点、内貨事業費は 2000 年 12 月時点での値

Third Party Evaluator's Opinion on Improvement in Power Grid Project

Ruperto P. Alonzo
Professor
University of the Philippines

Relevance

Of the eight designated substations for which the project was to procure and install additional transformers, five had to be installed in different locations. In two of these five cases, the reason was lower than predicted power demand due to (a) the economic slowdown occasioned by the 1997 Asian financial crisis, and (b) the overly optimistic load forecast contained in the Power Development Plan (PDP).

The wide difference between projected and actual electricity consumption was the result of both failing to meet GDP growth targets and assuming a very high income elasticities of demand for power. While the Asian financial crisis could not have been anticipated, the GDP growth targets were much higher than actual rates based on postwar historical experience. Similarly, the income elasticities of demand used in the projections (in the range of 1.53) were much higher than observed historical levels. This reviewer alerted the Department of Energy on this in mid-1993 (having been asked to review³ the draft PDP); the comments were referred to the National Power Corporation (NPC), but NPC stuck to its highly optimistic forecasts. The result was a significant expansion in power generating capacity, much of it through BOT contracts with Independent Power Producers (IPPs) under take-or-pay arrangements at high levelized prices, the effects of which continue to plague the sector up to now. By the latter half of the 1990s, many IPPs were operating below their expected capacity factors. Most analysts agree that some of the BOT projects should have been deferred or even cancelled.

The project nevertheless maintained its relevance because by the late 1990s, NPC's financial health was beginning to suffer, and the project offered relief with its very generous concessional terms. The project also allowed sufficient flexibility in the choice of location (with five of the eight original sites replaced, based on exigencies at the time). This would not have been easily arranged with other donor partners. The substantial cost saving with the project (appraisal vs. actual) similarly belies the perception of some high Philippine government officials that JBIC projects are generally expensive, over-designed, and supplier-driven.

Sustainability

The Evaluation Report documents vividly the project's effectiveness in enhancing the stability of power supply in the areas concerned and the corresponding positive impact of this improved reliability on consumers, particularly industrial users. A significant threat to the sustainability of project benefits, however, is NPC's deteriorating financial condition. In 2002 the return on rate base (RORB) was only 0.2%, way below the minimum 8% that NPC has committed in its loan covenants; the net income to net worth ratio was -43.7%; the debt-to-equity ratio was 95:5. The poor financial performance is partly due to a change in account conventions; starting in 2002 foreign exchange losses on loans and IPP obligations had to be booked immediately and in full, instead of being spread out over the remaining life of the obligations. But much is also due to NPC's inability to adjust tariffs to reflect actual costs.

The 2001 Electric Power Industry Reform Act (EPIRA) was initially expected to launch a sector reform program that would make the industry more competitive, with the private sector given a bigger role. NPC privatization, however, is suffering delays; even if the NPC assets were sold on time, there would remain some P200 billion in unpaid loans. There is also a problem with IPP contracts signed after 2000. It can only be hoped that all these issues get resolved soon, or the country will once again suffer a power crisis.