

フィリピン国の電力セクターにおける IPP 事業契約のリスク分析

日本工営(株)

○出井里佳^{*1}

東京大学大学院

正会員 小澤一雅^{*2}

論文要旨: 近年、アジアを始めとする途上国の電力セクター、特に発電セクターにおいて、官民パートナーシップ手法 (PPP) を利用した独立系発電事業者の増加を図り、電化率の向上を目指す傾向が著しい。フィリピン国の場合、先進国からの民間資金の投資を促進させる必要があるため、民間と政府機関の間に締結されたプロジェクト契約に潜在するリスクの配分は、極めて民間に有利なものであり、国法により保護されていた。しかし、アジア金融危機のような外的要因に影響されやすいリスクは、政府機関側に偏在し、財務的な負債を負うことになった。その負債を補填するため、配電会社及びその顧客である最終受益者から徴収する電力料金の大幅な値上げが遂行された。本研究では、停滞した公共サービスの改善と普及の活性化が本来の目的であった PPP の導入が最終受益者への負担を大きくしたことを示し、契約内容や外的要素を含めた要因の分析、更に今後の PPP 導入方法の途上国におけるあり方について検討した。

【キーワード】官民パートナーシップ、公共サービス、リスク分析、受益者重視

1. はじめに

官民パートナーシップ(以下、PPP と呼ぶ)が導入される理由として、中央政府の財源不足による公共サービスの提供が停滞や、サービス運営の非効率性を、民間資金と経営ノウハウを導入し、公的サービス供給能力と効率性の強化と改善」されることが期待された。

本研究の目的は、以下のとおり。

- ・ フィリピン国の過去の IPP 事業を実施する際の、条件及び環境の整理。
- ・ IPP 事業契約における、官民間におけるリスクの分担と、その分担方法の及ぼした影響の分析。
- ・ IPP 事業導入前後の、最終受益者への便益はどのように変化したか、またその変化の起因の解明。

2. フィリピン国の電力セクターにおける官民パートナーシップ

(1) フィリピン国の電力セクターに官民パートナーシップの導入された背景

1980 年代に電力危機が頻繁に起こり、日中の頻繁な停電や電力不足をもたらした。それにより、商業や産業の活性化が阻まれ、フィリピン国は経済的損失を蒙ることとなった。このような背景を元に、フィリピン国は、欧米諸国からの融資を呼び込み、IPP 事業を積極的に実施できるような法制度の整備が行われ、電力供給量の増加に努めた。

また、表-1 で示しているように、フィリピン国の電力料金は、東南アジア諸国の中で最も高い。フィリピン政府は IPP 事業を導入するに際し、「民間の経営手法を導入し、最小コストで大きな効果を上げる」という点に期待したと考えられる。

表-1 アジア諸国における電力料金の比較(2001 年)
(US cents/Kwh)

	居住者	商業	産業
フィリピン	10.7	10.3	10
タイ	1.6-5.5	2.3-2.5	2.3-2.5
インドネシア	3.7	6.1	4.4

出典: アセアンエネルギーセンター等

a) BOT 方式を導入した IPP 事業の事業実施体制

^{*1} 日本工営株式会社 開発計画部

電話番号 03-5276-3729

^{*2} 東京大学大学院工学系研究科社会基盤工学専攻

IPP 業者、及びサービス利用者との契約は以下の通りである。また、契約を通じた各ステークホルダー間の関係を図-1 に示す。

① IPP プロジェクト実施に関する契約 (IPP 事業者/電力供給者)

・ IPP 事業契約

IPP 事業企業体の形成母体となる会社と電力供給者の間で交わされた。BOT 方式の導入。契約期間は 10 年間で制定された。新しい送電線の建設に関する責任は、電力供給者側にある。

次の二つの契約は、IPP 事業を実施する事業者と電力供給者の間で直接交わされた。

- ・ 燃料供給、及び燃料管理に関する契約
- ・ 電力購入に関する契約

公的供給機関 (National Power Corporation: 以下、NPC と呼ぶ。) は、この契約により 1) IPP 業者からの納入電力量に拠らない、US ドルによる定額支払い、2) フィリピンペソ(以下、ペソと呼ぶ)による、消費者物価指数に基づいた、発電所運営に対する支払い、の二つの義務を負った。その一方、IPP 業者は、納入電力量の納入が義務付けられている。

② 電力供給サービスに関する契約

このサービスについては、利用者は、各地域に拠点を置く配電会社と利用契約を結ぶという点においては、日本と同じシステムである。

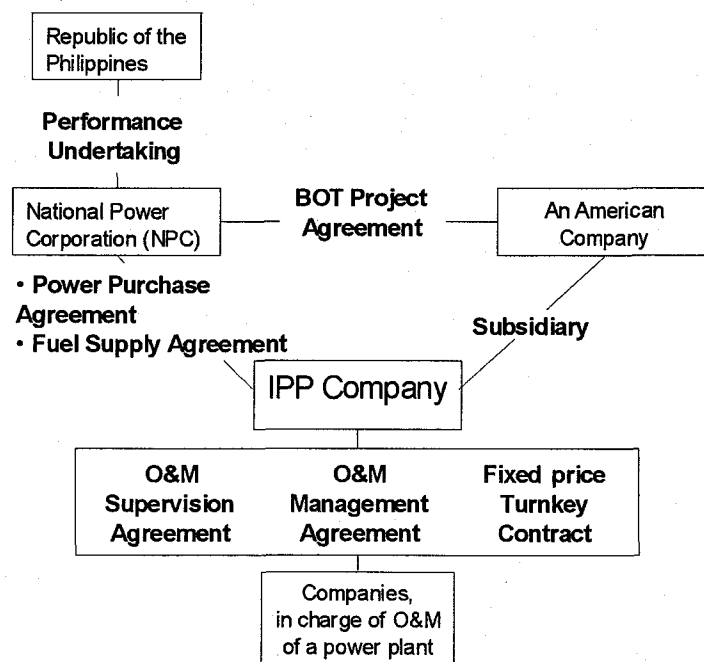


図-1 IPP 事業の構造

3. IPP 事業契約におけるリスク分析

(1) 契約に基づいたリスク配分に関する分析

アメリカを始めとする先進国からの投資を導入するため、1990 年に制定された BOT 法は投資側にとって非常に都合のよいリスク配分を促進するものであった。

本研究では IPP 契約上のリスク配分について検討を行った。契約には多くのリスクが潜在しているが、為替リスク、需要予測リスク、燃料供給リスク、送電線建設リスクの 4 つのリスクについて注目した。リスクの分配については、表-2 の通りである。この 4 つのリスクは全てフィリピン政府側、すなわち NPC により負われている。各リスクに対する IPP 契約における条項は、以下の通り。

1. 為替リスク

NPC は、契約期間(12 年)において、契約締結時に規定した額の支払いを US ドルで実施する義務を負っていた。

2. 需要予測リスク

IPP 業者は、毎年規定電力量を NPC へ供給することが義務付けられている一方、需要の変化に拠らず、NPC は規定額を支払うと定められた。しかし、外的要因などによって NPC からの需要が低下した場合、NPC の規定額の支払義務は変化しない。

3. 燃料供給リスク

IPP 業者に対し、NPC は石油を燃料とするプラントの建設を求めた。しかし、元来フィリピンは石油の産出国ではないので、全て輸入することになる。これより、燃料を国際市場より調達するという義務を負った NPC は、市場変動リスク、及び為替リスクも同時に負うこととなった。

4. 送電線建設リスク

NPC の送電線建設作業に遅延が生じ、電力を受け取ることが出来ない場合も、契約締結時に決定した支払額を IPP 事業者へ支払うという義務は遂行される。

(2) NPC が配電会社へ電力を販売する際の価格設定要素

NPC が配電業者に電力販売をする際の価格構造分析を行う。この価格構造には、基本料金、燃料コスト、為替変動適正化コスト、電力販売適正化コストの 4 つが含まれる。基本料金を除いた

3 つは、上述のリスクに非常に影響されやすい。影響について整理したものが表-2 である。国際市場の状況に応じて、燃料コスト、及び為替変動適正化コストは変動する。更に、電力販売適正化コストはNPC が IPP 業者への支払の際に生じる負債を埋める働きをする。例えば、市民からの需要が低下した場合、それに連動して、配電会社の需要、引いては NPC の IPP 業者への需要も下がる。しかし、NPC の支払は定額制であるため、1 kw 当たりの電力販売適正化コストは高くなる。NPC はこの上昇分を配電業者へ転嫁し、自分の利益を賄うのである。

(3) 配電会社が最終受益者へ電力サービスを実施する際の価格設定要素

次に、受益者の価格構造を分析する。今回は、配電会社の一例として、メトロマニラ地区の最大配電会社である Meralco を取り上げた。

使用者の請求書を見ると、基本料金、為替変動適正化コスト、電力販売適正化コストの 3 つの項目に区分されており、その合計額が請求される仕組みになっている。このうち、電力販売適正化コストに注目する。同コストは、配電会社が NPC 及び他の IPP 事業者から電力を購入する際に発生する支払額に比例して価格が決定する。

最終的に、NPC の負債を受益者がカバーしているといえる。すなわち、電力販売適正化コストの底上げを行い、電気使用料が高騰するという状態が生じた。

4. アジア金融危機の影響

国外からの参入の多い IPP 事業は、事業契約の内容が複雑であり、リスク配分についても煩雑になる。本研究で事例として取り上げた IPP 事業は、抗い難い国際市場の動向が多分に影響を受けやすかった。最大の影響因子としては、1998 年のアジア金融危機が挙げられる。

NPC の財政状況のさらなる悪化、更に利用者価格の急騰を引き起こしたのだ。各リスクについて同危機が及ぼした影響について検討すると、次のとおりである。

・ 為替リスク

1997 年初頭まで、フィリピン

表-2 各契約における主要なリスク配分

契約	リスク名	NPC	IPP
プロジェクト BOT 契約	為替	○	
	需要予測	○	
	燃料供給	○	
	送電線供給	○	
	政情不安定	○	
	契約不履行	○	
	送電線建設	○	
	発電所の運営		○
	負債の返済		○
	ステークホルダーへの配当金の支払い		○
	工期遅延や建設コスト過剰		○
電力売買契約	便益者からの電力需要予測	○	
	為替	○	
	NPC からの需要予測に基づいた電力供給		○
燃料供給契約	国際市場における石油価格の変動	○	
	為替	○	
	発電所内における燃料管理		○

ペソ(以下、ペソ)は、1US ドル当たり 25-28 ペソであったが、アジア危機を境として、40 ペソまで高騰した。US ドルの定額制を採用していた IPP 契約に従えば、1 ドル当たり 12-15 ペソの差を NPC が負担しなければならなかった。

・ 需要予測リスク

アジア金融危機により、重工・軽産業の活気が衰え始め、同時に電力需要も落ち込んだ。しかし、契約の結ばれた 1990 年は経済が上り調子の時期であり、NPC はもとよりフィリピン政府もそのような衰退を予測していなかった。

1998 年以降、1 年あたり 700GW 程度の需要低下が生じたが、それに拠る NPC の定額支払義務が消滅、

表-3 配電会社の価格構造に影響を与えるリスク

価格構成要素		影響を与えうる、IPP 契約上における NPC のリスク	どのような影響を受けるのか
燃料コスト	←	為替リスク 燃料供給リスク	石油価格が高騰すると、比例して、購入コストも増大する。
為替変動適正化コスト	←	為替リスク (IPP 業者への支払、及び燃料購入時にも発生)	IPP 業者や石油市場への外貨支払額に比例する。ペソが下落すれば、外貨支払のために必要なフィリピンペソの額は大きくなる。
電力販売適正化コスト	←	為替リスク 需要予測リスク	NPC の(電力購入額(US ドル))/需要量(1kw)に比例するため、(1)ペソの外貨に対する強さ、(2)国内の需要の増減、の二つに影響を受ける。

或いは変更されることはなく、契約履行期限である2003年まで存続された。

2000年において、NPCの自社における発電コストは、1kwhあたり3.0ペソであったが、その一方、IPP業者からの電力購入コストは1kwhあたり平均12.6ペソである。これらの数値より、IPP業者からの購入コストが非常に拡大したことがわかる。

5. 結論と今後の課題

本研究の結論と今後の課題は、以下のとおり。

- 1) IPP事業の導入以後、電化率の上昇や停電の減少という好効果が見られた。これより、政府の当初の期待通り、電力サービスの質は向上したといえる。しかし、IPP事業が導入された1990年以降からの電力料金の上昇、IPP事業の開発の集中したルソン島と他の2島との電化率の格差の増大など、IPP事業の負の効果について見直す必要がある。
- 2) 好景気に沸いていた1990年に結んだIPP事業契約上における、偏ったリスク分担により、アジア危機の影響を受け、政府機関は大きな負債を負った。その補填として、最終受益者への電力料金が高騰した。Affordability to payという最終受益者の視点は全く考慮されない法制度と、景気の下に関する見極めの甘さにより、PPP導

入により最も損害を受けたのは最終受益者だったといえる。

- 3) 最終受益者の便益の向上を目指した、IPP事業を取り巻く環境を改善するための方法として、IPP事業契約において、以下の3点についての検討が考えられる。
 - ・ 公的機関のIPP業者への支払いに自由度を持たせ、需要や為替変動を考慮した、交渉による支払額決定方式。
 - ・ 燃料供給に関する負担を、官民で共有する。
 - ・ 「最終受益者の保護」という視点を、IPP事業契約を盛り込む。この視点を実現するため、既存のBOT法や電力セクターの体制を見直す。

【参考文献】

- 1) Reginald MacDonald, Kazumasa Ozawa, and Masahiro Kunishima.
A Project-level Conceptual Framework for Privately Financed Infrastructure in the People's Republic of China, 建設マネジメント委員会論文集, 2000
- 2) The World Bank Group, and Public-Private Infrastructure Advisory Facility, 2002
Philippines Country Framework Report for Private Participation in Infrastructure

Risk Analysis of the Contract for an Independent Power Producer Project in the Republic of Philippines

Rika IDEI, Kazumasa OZAWA

Recently, Asian developing countries have introduced public-private partnerships (PPP) to improve public services for their economic growth. It is one of key issues to establish their conditions for promoting private sector participation, which is expected to bring about efficient operations of such services. In the Study, the performance of a project, operated by a independent power producer (IPP) in the Republic of Philippines, is analyzed, and also legal and socioeconomic environments are reviewed. As a result, such reviews found that IPPs brought users' tariff increase and significant financial deficiencies to the Public executing agency, under the unbalanced IPP Project contract between the agency and the Private, a foreign power company. For examining the reason why IPPs couldn't contribute users and the agency, especially for the financial aspects, the author focused on the risk allocation of the contract. The examination suggested that the main risks negatively functioning were risks, related to foreign exchange fluctuation, demand forecast, and fuel procurement. That is because those risks can be easily influenced by external factors, Asian Crisis in this case. Based on that, new methods are recommended to improve the current conditions of IPP project contracts, especially the risk allocations and existing legal systems, even though they should be reviewed carefully to make more suitable for actual situations.