平成 19 年度環境省委託事業

平成１９年度ＣＤＭ／ＪＩ事業調査

フィリピン・通信会社ビル群省エネ普及ＣＤＭ事業調査

報　告　書

平成２０年３月

鹿島建設株式会社

報告書目次

第 1 章　フィリピン共和国の基本状況
1.1　政治・経済・社会状況 1-1
1.1.1　フィリピンの地勢・気候 1-1
1.1.2　歴史 1-3
1.1.3　人口 1-4
1.1.4　民族 1-4
1.1.5　宗教 1-4
1.1.6　政治 1-4
1.1.7　経済状況 1-6
1.2　エネルギー事情 1-10
1.2.1　エネルギー政策 1-10
1.2.2　エネルギー事情 1-13
1.2.3　電力事情 1-21
1.3　エネルギーの効率化及び省エネ取り組みの現状 1-35
1.3.1　省エネ関連法規 1-35
1.3.2　省エネ政策 (Philippine Eenergy Plan における省エネの位置づけ) 1-36
1.3.3　省エネプログラムの実施状況 1-38
1.3.4　補助金、助成金及び奨励金 1-46
1.4　本プロジェクトに係わる主な環境関連法規 1-47
1.5　フィリピン国における CDM の政策・状況 1-48
1.5.1　温室効果ガス排出量の現状 1-48
1.5.2　地球温暖化対策の経緯 1-49
1.5.3　CDM プロジェクトの審査体制 1-50
1.5.4　関連法規 1-55
1.5.5　CDM プロジェクトの計画・実施状況 1-56

第 2 章　プロジェクト概要
2.1　プロジェクトの目的と内容 2-1
2.2　プロジェクトの持続可能な開発への貢献 2-1
2.3　プロジェクト参加者の概要 2-2
2.3.1　フィリピンにおける通信会社の概要 2-2
2.3.2　プロジェクト参加者 2-5
2.4　プロジェクト候補地の概要 2-6

2.4.1　プロジェクト対象施設の選定理由 2-6
2.4.2　プロジェクト対象施設の運営状況 2-6
2.5　プロジェクト実施内容 2-6
2.5.1　一般的な省エネ技術 2-7
2.5.2　CDM の観点から採用可能な省エネ手法 2-13
2.5.3　対象ビル群における適用可能な省エネ手法の検討 2-17

第 3 章　ベースライン方法論

3.1　方法論の概要 3-1
3.2　方法論の適用条件と正当性 3-3
3.3　プログラム CDM の活用 3-4
3.4　代表的な CPA の概要 3-6
3.5　本プロジェクトにおけるベースラインシナリオ 3-7
3.6　プロジェクトバウンダリー 3-9
3.7　GHG 削減量の算定手法 3-10
3.7.1　対象施設におけるベースライン排出量の算出方法 3-10
3.7.2　プロジェクト排出量の推定方法 3-15
3.7.3　リーケージ 3-19
3.7.4　GHG 削減量の決定に必要な関連データ 3-20
3.8　プロジェクトの追加性 3-22

第 4 章　モニタリング計画

4.1　本プロジェクトに適用するモニタリング手法 4-1
4.2　モニタリングに必要なパラメータ 4-1
4.3　対象機器の測定方法 4-2
4.4　モニタリングの品質管理及び品質保証 4-4

第 5　章温室効果ガス削減量の算出

5.1　代表的な CPA における温室効果ガス削減量の算出 5-1
5.1.1　算出の方法 5-1
5.2　プログラム全体の温室効果ガス削減量の算出 5-8

第 6 章　プロジェクト実施に伴う影響

6.1　環境影響分析 6-1
6.1.1　環境影響評価制度 6-1
6.1.2　本プロジェクトにおける環境影響分析 6-10
6.2　その他の間接影響・効果 6-12

第 7 章　利害関係者コメント

7.1　コメント収集方法 7-1
7.2　収集コメント 7-2

第 8 章　プロジェクト実施計画

8.1　全体計画 8-1
8.2　実施体制 8-3
8.3　資金計画 8-4
8.4　プロジェクト実施期間／クレジット期間 8-4
8.5　実施スケジュール 8-5

第 9 章プロジェクトの収益性

9.1　事業費用概算 9-1
9.2　プロジェクト収入 9-1
9.3　単純投資回収期間および内部収益率 9-3
9.3.1　単純投資回収期間 9-3
9.3.2　内部収益率 9-3

第 10 章　事業化に向けての見込み・課題

第1章　フィリピン共和国の基本状況

1.1　　政治・経済・社会状況

1.1.1　　フィリピンの地勢・気候

フィリピン共和国（以下、フィリピン）は、南シナ海と太平洋に面し、国土はルソン島、ビサヤス諸島、ミンダナオ島をはじめとする 7,109 の大小の島々から成る島嶼国である。国土面積は日本のおよそ 0.8 倍の約 30 万平方キロメートル、首都はルソン島のメトロ・マニラである。行政区分は、地域、州、市、町、そしてバランガイ(村)からなり、全国に 17 地域、79 州、115 市、約 1,495 町、そして約 42,000 バランガイ(村)が存在する。フィリピンの国土はルソン、ビサヤス、ミンダナオの 3 つのブロックに大別され、さらに 17 の地方に細分化される。それぞれの地方には、合わせて 81 の州が存在する。(図 1.2)

気候は熱帯モンスーン気候区に属し、年平均気温は約 27℃である。一般に島の内陸部の気温は平均よりも高く、山地は平均よりも低い。雨季（6 月～2 月）と乾期（3 月～5 月）を有する。雨季には熱帯雨林気候と並ぶ雨量がもたらされるが、乾期には、しばしば水不足に見舞われる。平地では年降水量約 2000mm。また、雨季に群島を襲う台風は年平均 19 個にのぼり、大きな被害がもたらされる。近年では、頻発するエル・ニーニョなどの異常気象現象の発生が状態を悪化させている。

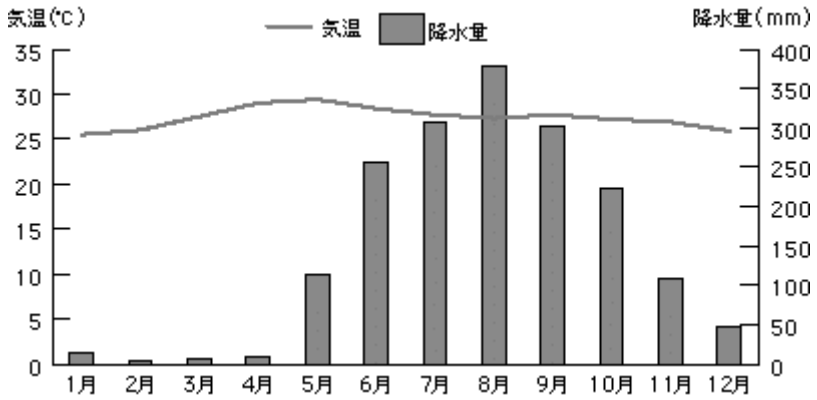


図 1.1　フィリピンの気温及び降水量

フィリピンは、その群島という地理的特徴により、非常に豊かな生物多様性を有する。しかし、人口増加、開発、合法・違法の森林伐採などにより、過去 100 年間に急激な森林減少を経験している。このため、フィリピン全体が「地球規模での生物多様性が高いにもかかわらず、破壊の危機に瀕している地域」としてコンサベーション・インターナショナル（CI）のホットスポットに指定されている。

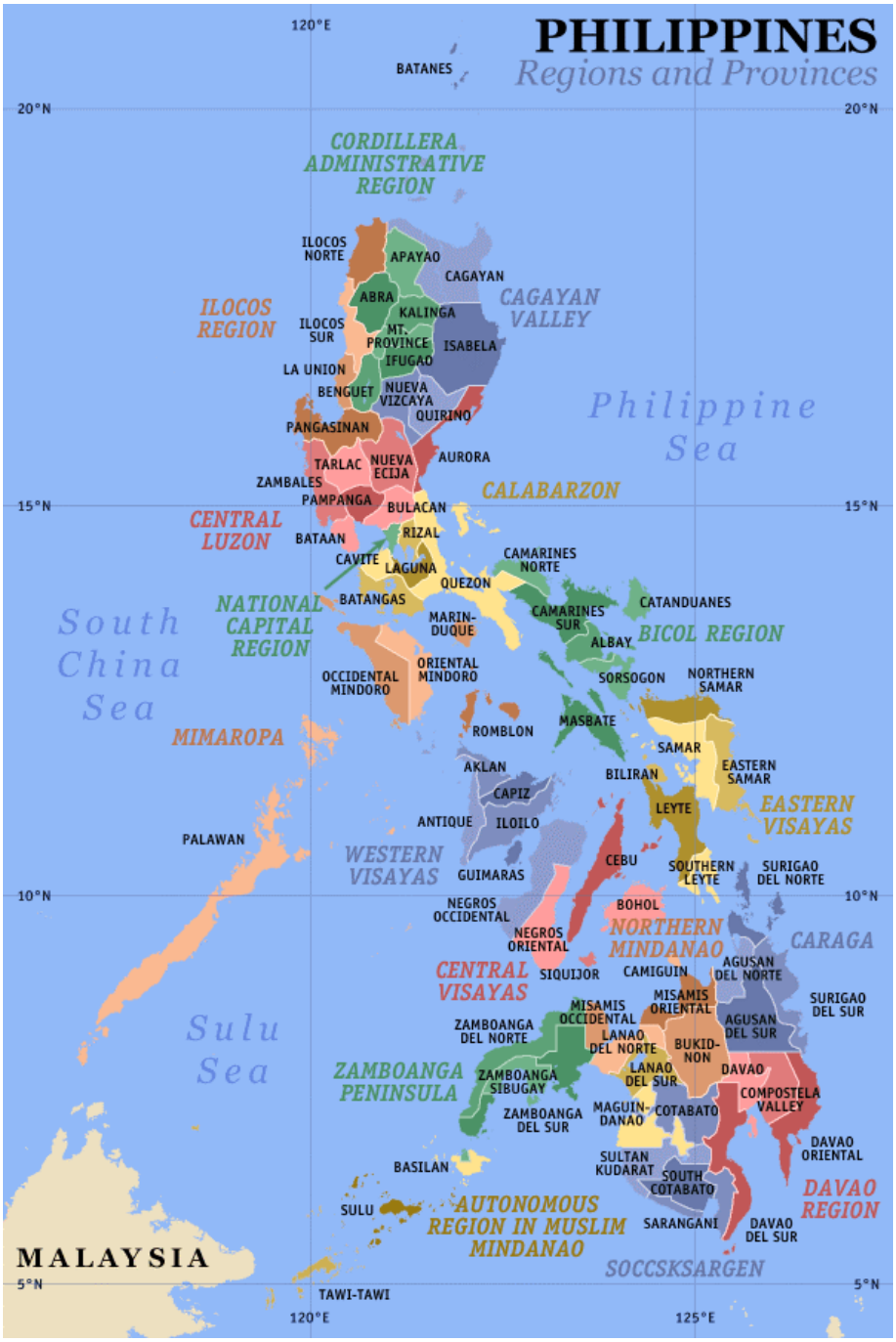


図 1.2 フィリピン地図

（出典：ウィキペディア 2007 年 3 月）
http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Ph_regions_and_provinces.png

1.1.2 歴史

ウィキペディア(2007 年 11 月 18 日最終更新)1によると、フィリピン諸島で最も古い民族は 25000～30000 年前に移住してきたネグリト族。次に新石器文化を持った原始マレー。この後が、棚田水田農耕を持った古マレー。そして紀元前 500 年～紀元 13 世紀の間に移住してきたマレー系民族である。スペイン人来航直前の頃は中国や東南アジアとの交易で栄えイスラム教が広まったが、7000 を超える諸島であるフィリピンでは統一した国家は形成されていなかった。西方からやってくるヨーロッパ列強に東南アジアが次々と植民地化される中、スペイン艦隊は太平洋を横断し東から到来する。1521 年、セブ島にマゼランがヨーロッパ人として初めてフィリピンに到達した。マゼランはこのとき、マクタン島の首長ラプラプに攻撃され戦死した。やがてスペインなどの航海者が来航するようになり、1565 年にはスペイン領ヌエバ・エスパーニャ副王領（メキシコ）を出航したミゲル・ロペス・デ・レガスピがセブ島を領有したのを皮切りに、徐々に植民地の範囲を広げ、1571 年にはマニラ市を含む諸島の大部分が征服され、スペインの領土となった。しかし南部への侵攻は 18 世紀と遅くミンダナオ島、スールー諸島、パラワン島では、イスラム勢力の抵抗に遭い、最後まで征服できなかった。

ヌエバ・エスパーニャの一部となった植民地時代に、布教を目的の一つとしていたスペイン人はローマ・カトリックの布教を進めた。輸出農産物を生産するプランテーションの開発により領民を労役に使う大地主たちが地位を確立し、民衆の多くはその労働者となった。支配者であるスペインに対する反抗は幾度となく繰り返されたが、いずれも規模の小さな局地的なものであり容易に鎮圧されてしまった。独立運動が本格的になるのは、19 世紀末、フィリピン独立の父とされるホセ・リサールの活躍によるところが大きい。1898 年、米西戦争勃発により、アメリカ合衆国はエミリオ・アギナルドらの独立運動を利用するため支援（しかし、実際は後に判明するように、アメリカがスペインからフィリピンを奪って自国の植民地にすることが目的だった）。6 月 12 日、独立宣言がなされる。

米西戦争で独立を果たしたのもつかの間、1899 年のパリ条約によりアメリカの統治および植民地化が始まる。アメリカによる植民地化にフィリピンは猛烈に抵抗したが、米比戦争で 60 万人のフィリピン人が無残に虐殺され、抵抗が鎮圧される。その後フィリピン議会議員 M・ケソンの尽力で、米国議会は 1916 年ジョーンズ法でフィリピンに自治を認めた。1934 年米国議会はタイディングス・マクダフィー法で十年後の完全独立を認め、フィリピン議会もこれを承諾しフィリピン自治領に移行した。

しかし、第二次世界大戦中に日本が侵攻して激しい戦闘の末、日本軍が占領、1943 年にラウレルを大統領として独立（第二共和国）。この戦争によって、マニラに 20 棟あった

[1] フリー百科事典『ウィキペディア Wikipedia』フィリピンの地方(2007 年 11 月 18 日最終更新)
http://ja.wikipedia.org/wiki/%E3%83%95%E3%82%A3%E3%83%AA%E3%83%94%E3%83%B3#.E6.AD.B4.E5.8F.B2

16 世紀 17 世紀に作られたバロック様式の教会は 2 つを残して破壊され、当時、東洋で最も美しいといわれたヨーロッパ調の町並みは荒廃した。 1945 年の日本敗戦に伴い米領に復帰。1946 年、独立（第三共和国）。マルコス政権が長く続いたが、民衆の不満がありマルコス政権は崩壊した。

1.1.3　人口

フィリピン国家統計調査局[2]によれば、2007 年の総人口は約 8,870 万人、2010 年には焼く 9,400 万人になると推定している。2000 年の調査結果によれば総人口は 7690 万人、地域別ではルソンが 4310 万人(56%)、ビザヤスが 1560 万人(20%)、ミンダナオ 1820 万人(24%)となっており、総人口の大部分が都市に住んでいる。1995 年から 2000 年までの人口増加率は、全体で約 2.4%、地域別ではルソンが 2.5%、ビサヤスが 2.0%、ミンダナオが 2.3%であり、ビサヤスの増加率が最も低い。2005 年から 2010 年の人口増加率は 2.0%、地域別ではルソンが 1.9%、ビサヤス、ミンダナオが 2.0%と推定されている。

1.1.4　民族

民族としてはマレー系が最も多く、次いで中国系、スペイン系、混血、少数民族が暮らす。多数の言語が話され、主要なものだけでもタガログ、セブアーノ、イロカノ等の 8 種類が存在する。公用語はフィリピノ語と英語である。このうち英語は、教育、政治、商業面で広く使われている。

1.1.5　宗教

ASEAN 唯一のキリスト教国で、国民の 93%がキリスト教徒である。そのうち 83%がローマ・カトリック、10%がプロテスタントなどその他のキリスト教である。イスラム教徒は国民の 5%で、おもにミンダナオ島西南部やスル諸島にすみ、独自の社会を形成している[3]。

1.1.6　政治

(1)　政治情勢概況

フィリピンは 1987 年に発布された新憲法に基づき統治されており、ASEAN（東南アジア諸国連合）では創設以来の加盟国である。

2001 年 1 月のエストラーダ大統領退陣により昇格したアロヨ大統領は、2004 年 5 月の大統領選挙で当選し、さらに 6 年間政権を担当することになった。大統領選挙は実質上、アロヨ大統領と俳優のフェルナンド・ポー・ジュニア氏の一騎打ちとなり、現職としての

[2] National Statistical Coordination Board ウェブサイ http://www.nscb.gov.ph/secstat/d_popnProj.asp
[3] 外務省ウェブサイト：各国・地勢情勢：フィリピン（2007 年 12 月付）
http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/philippines/data.html

組織力と資金力を有するアロヨ大統領が約 110 万票（割合にして 3%）の差で勝利した。開票過程で野党のデモや抗議行動が見られたが、全体として選挙は概ね公正に行われたという見方が強い。なお、選挙前に懸念された治安情勢は徐々に安定し、同 6 月 30 日の大統領就任式以降、特段の動きは見られない。

国内の反政府勢力については、比政府は、2003 年 7 月にイスラム反政府勢力のモロ・イスラム解放戦線（MILF：Moro Islamic Liberation Front）と休戦合意を締結した。それ以降は、大きな衝突は起きておらず、マレーシアの仲介により、正式和平交渉再開に向けた準備が進められている。しかし、共産党新人民軍（NPA：New People's Army）をはじめとする左翼ゲリラ組織は未だ全国的に活動を行っている。

アロヨ大統領は過去 3 年間、貧困対策やテロ・治安対策に重点を置いてきた。大統領選当選後の課題としては、選挙の際の与野党の政治対立を乗り越え、国内融和に努めること、及び財政赤字問題に象徴される国内の行財政上の課題に緊急に取り組むことが重要である。このため、アロヨ大統領は 2004 年 7 月 26 日の施政方針演説において、税制改正や行政機関のダウンサイズのための省庁の統合再編、歳出抑制等についての具体的な方針を示すと共に、政策上の優先分野として、①経済成長を通じた雇用創出、②腐敗撲滅、③社会正義と基礎生活分野のニーズの充足、④教育、⑤安定したエネルギーの確保の 5 つを挙げた。さらに、抜本的改革のために必要ならば、憲法改正による議院内閣制への移行も検討すべきとの考えを示した。

第二次アロヨ政権は、2004 年 6 月 30 日の大統領就任演説において、今後 6 年間の任期中の重点事項として「10 項目のアジェンダ」を示し、現在、国家経済開発庁（NEDA：National Economic and Development Authority）を中心に、このアジェンダに沿って中期開発計画（MTPDP：Medium Term Philippine Development Plan）及び中期投資計画（MTPIP：Medium Term Public Investment Program）が策定されており、今後、開発の具体的な指針が示されていく予定である。財政均衡を図りつつ、政府支出の増大に結びつく他の目標を達成するためには、増税等の歳入強化策は避けられず、新政権の強力なリーダーシップが必要とされる。

10 項目のアジェンダは以下の通りである。

①雇用創出
②学校の新設、奨学金の創設
③財政均衡
④インフラ整備等による地方分散化推進
⑤全国のバランガイ（最小行政区）の電化と水道整備
⑥マニラ首都圏の過密解消に向けた拠点都市の創設
⑦アジア地域の最高水準の国際物流拠点としてクラーク及びスービックを開発
⑧選挙システムの電算化

⑨反政府組織との和平達成

⑩国内分裂の終結

(2) 政治体制

フィリピンにおける政治体制を下表に示す。

表 1.1 フィリピンの政治体制

政体	立憲共和制
元首	グロリア・マカパガル・アロヨ大統領
議会	上・下二院制 上院 24 議席（任期 6 年、連続三選禁止） 下院 275 議席（任期 3 年、連続四選禁止）
内閣	正副大統領は個別選出 大統領：任期 6 年、再選禁止 副大統領：任期 6 年 閣僚任命権者は大統領。 副大統領：マニュエル・デ・カストロ、 外務長官：アルベルト・ロムロ

（出典：日本貿易振興機構（JETRO）ウェブサイト 「フィリピン基礎データ」）

http://www.jetro.go.jp/biz/world/asia/ph/basic_02/

1.1.7 経済状況

(1) 経済状況の推移

外務省資料[4]によると、独立以前はサトウキビ、アバカ、タバコなどの輸出用商品作物にたよる農業中心の経済であったが、1945 年以降、製造業の成長がみられるようになった。1950 年代には輸入代替型の工業化にとりくみ、ほかの東南アジア諸国に先がけて成果をおさめた。しかし土地改革の遅れなどを要因とする農村の貧困が影響して、国内市場の成長がはばまれ、60 年代初めには工業は停滞におちいった。その後 80 年代末ごろから、輸出加工区などを中心に輸出振興型の工業化が進展し、成長軌道にのりはじめた。1 人当たりの国民所得については、ラモス政権発足時の 92 年に、第 1 期の任期が終了する 98 年までに 1000 ドルをこすことが目標にかかげられたが、95 年にすでに 1090 ドル、97 年には 1118 ドルに達した。この年、タイにはじまったアジアの通貨危機により、98 年には経済成長率がマイナスに転じた。

その後、2002 年をピークに対 GDP 比 4～5%の赤字で推移。2005 年は 1,465 億ペソの赤

[4] 外務省ウェブサイト「最近のフィリピン情勢と日・フィリピン関係(平成 19 年 12 月)」
http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/philippines/kankei.html

字であった。2006 年は堅調な歳入と歳出抑制により、目標の 1,250 億ペソ（対 GDP 比 2.1%）のほぼ半分の水準の 622 億ペソ（対 GDP 比 1.0%）となった。

2006 年の実質経済成長率は、サービス産業の好調により、5.4%を達成。また、2005 年には、原油価格の高騰等によりインフレ率は 7.6%を記録したが、その後抑制され、2006 年は 6.2%であった。失業率は、2004 年、2005 年ともに 11%を超えていたが、2006 年には 7.90%に下がった。

財政赤字解消はアロヨ政権の最重要課題である。2008 年までの財政均衡達成を目標に、税制改革や徴税強化等の歳入改善策と予算執行の厳格化等の歳出抑制策に努めている。税制改革では、2006 年 2 月、800 億ペソの税収増が期待される付加価値税の引き上げ（10%→12%）がなされた。

公的債務は 800 億ドル超（対 GDP 比 83.2%）。特に、国家電力公社の債務は深刻で、電力料金の値上げ、発電資産の売却及び送電部門の民営化による債務解消を図ろうとしているが、進捗状況は予定より大幅に遅れている。

貿易収支は、赤字基調。中間財・資本財、石油等鉱物燃料及び消費財等、輸入への依存度が高い。2006 年は、製造業の好調な伸びに支えられて、輸出が前年比 14.0%増、輸入が前年比 8.7%増となり、貿易赤字は前年より 4.2%縮小し、44 億ドルであった。他方、海外労働者の送金が極めて大きく（2006 年は 128 億ドル、前年同期比 19.4%増）、所得、経常移転の合計は大幅黒字を計上し、経常収支は黒字を維持。

日本との関係は厚く、海外からの直接投資を比較すると、日本企業からの投資額の合計は大きい。対日輸出額は増加傾向にあり、近年、対日輸出額が対日輸入額を超えた。

2006 年の資本収支は、直接投資やポートフォリオ投資は黒字であるものの、対外債務償還等により、その他投資が赤字となっており、全体として赤字を計上している。(外務省)

表 1.2　フィリピンの主要経済指標

	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年
GDP（名目,億 US ドル）	768	796	869	987	1,175
一人当たり GDP（名目,US ドル）	966.2	982.1	1,037.6	1,153.8	1,344.6
GDP 成長率（実質,%）	4.45	4.93	6.18	4.97	5.37
物価上昇率（%）	3.1	3.1	6.0	3.1	6.2
総輸出額（億 US ドル）	352.1	362.3	396.8	412.5	469.8
総輸入額（億 US ドル）	392.4	404.7	44.04	474.2	515.3
失業率	11.40	11.40	11.80	11.35	7.90

(出典：JETRO 海外情報ファイル　フィリピン：基礎的経済指標)

(1) 産業構造

フィリピンの主要産業は農業、工業、製造業、サービス業である。それぞれの産業に従事する人口の全就業人口および割合の推移を下表に示す。

表 1.3　業種別労働人口の推移

	1998		2000		2003	
	人口 (千人)	割合 (%)	人口 (千人)	割合 (%)	人口 (千人)	割合 (%)
農業	10,933.00	36	10,181.00	34	11,150.00	34
工業（Industry）	4,583.00	15	4,454.00	15	4,582.00	14
製造業(Manufacturing)	2,716.00	9	2,745.00	9	2,781.00	8
サービス業	12,395.00	40	12,817.00	42	14,388.00	44
合計	30,627.00	100	30,197.00	100	32,901.00	100

(出典:NEDA : National Economic And Development Authority)

1)　農業

労働人口の 37%(2005 年)は農林水産業に従事している。主要作物は、米、トウモロコシ、キャッサバなどの食糧作物と、ココナッツ、サトウキビ、タバコ、アバカなどの輸出作物である。コメとトウモロコシが重荷国内消費用であるのに対し、サトウキビ、ココナッツ、バナナは主に輸出用である。主要農産物の生産状況を下表に示す。

表 1.4　主要農産物の生産状況

（単位：万トン）

年	1999	2000	2001	2002	2003
コメ（籾）	1,179	1,239	1,295	1,327	1,403
トウモロコシ	458	451	453	432	448
サトウキビ	2,378	2,570	2,854	2,720	2,584
ココナッツ	1,214	1,299	1,368	1,368	1,370
バナナ	457	493	506	526	550

（出典：FAO）

2)　工業

工業は 1950 年代以降大きく発展した。加工食品、織物、タバコ製品などの消費財の生産が製造業の大部分を構成してきたが、近年は耐久品、とくに家具、電気電子製品、機械、輸送設備などもかなりの増加をみせている。ほかに、石油、化学薬品、建築資材、衣料なども生産される。

(2) 交通

道路網は整備されており、2003 年の総延長は 20 万 37km、そのうち 10%が舗装されている。鉄道はルソン島にしかなく、営業距離はわずか 480km あまり。かつてはパナイ島にもあったが、1983 年以来運行が停止されている。全国に 80 余りの空港があり、主要国際空港には、マニラのニノイアキノ空港、セブ島の対岸のマクタン島にあるセブ空港がある。港湾も多く、国際的貿易港マニラのほか、セブ、イロイロ、サンボアンガは商品作物などの積み出し港となっている。国営のフィリピン航空(PAL)は、97 年に史上最悪の 81 億ペソの赤字を記録し、98 年 9 月に営業を停止し、翌月、国内線 13 路線と国際線の運行を再開したものの、依然として経営難がつづいている。

1.2 エネルギー事情

1.2.1 エネルギー政策

アロヨ大統領の策定した国家開発政策を達成するため、エネルギーセクターにおいても様々な戦略が立てられた。中期開発計画（Medium Term Philippine Development Plan (2004-2010)）では、エネルギー自給率を向上させるため、石油及びガスの探索、再生可能エネルギーの開発、天然ガスの使用拡大、戦略的同盟の確立、そしてエネルギーの効率の向上と省エネの強化を進めることとしている。一方、電力セクターの改革では、国営電力会社（National Power Corporation）の損失の問題解決、また民間セクターによる発電事業への参画の促進、2008 年までのすべてのバランガイ(村)における電化、そして電気料金の引き下げを目指している。

(1) エネルギーに関する目標と戦略

世界有数の地熱大国であることを除けば、フィリピンは石油を中心に化石燃料の大半を輸入に依存してきた。また、過去 32 年間に 2 回のエネルギー危機も経験した。その経験を踏まえ、エネルギー自給率のレベルを上げるための取り組みが長年にわたり実施されてきた。その結果、1970 年代には国内のエネルギー需給量の約 90%が輸入石油によって供給され、自給率が 20%前後であったが、2005 年には、約 21.38 Mtoe(Million tons of oil equivalent：石油換算百万バレル)が自国内のエネルギー源から、19.22 Mtoe が輸入エネルギー源(石油及び石炭)から供給され、エネルギー自給率が 52.67%にまで達した。下図に 1973 年から 2005 年までの輸入エネルギー源及び自国内エネルギー源の量を示す。

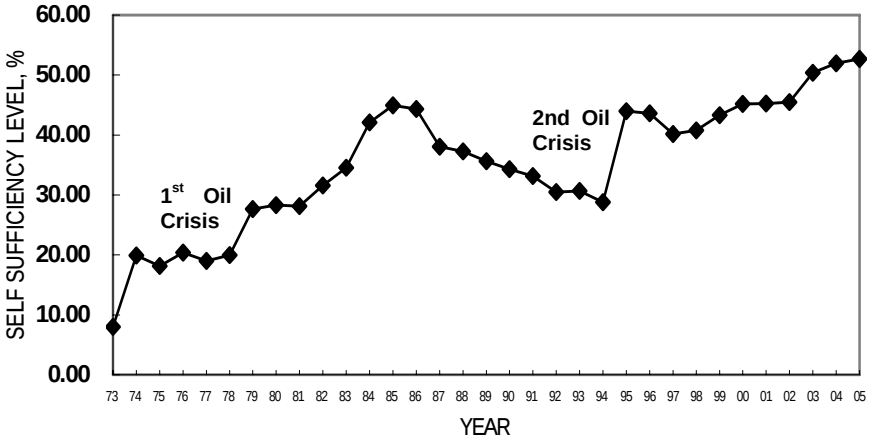


図 1.3 エネルギー自給率（1973 - 2005）
(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

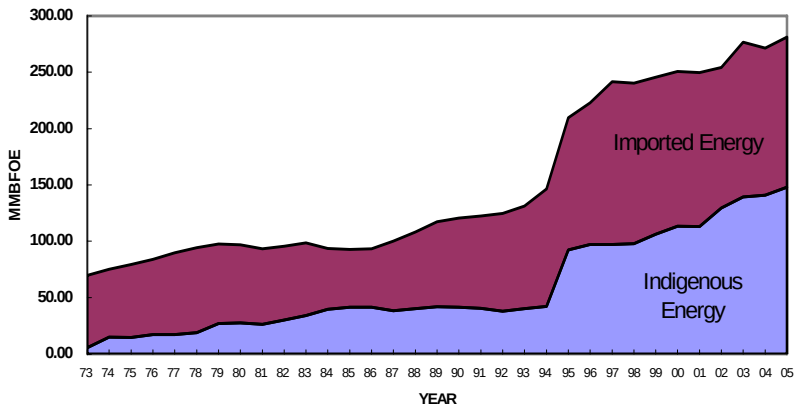


図 1.4　輸入エネルギー及び自国エネルギー

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

このような状況を受け、国内における将来的なエネルギー消費量削減の必要性が認識され、そのための戦略として、フィリピンエネルギー計画（The Philippine Energy Plan : PEP）が策定された。この計画は 2006 年に改訂版が出され、エネルギーの自給及び電力市場の改革などのエネルギーセクターの枠組みを含む５つの改革プランが提示されている。その中で、エネルギーの効率的な供給及び需給を維持するため、自国内のエネルギー源の開発とクリーンテクノロジーを推進し、エネルギー自給率の向上及び経済面の活性化につなげていくことが提唱されている。また、2010 年までにエネルギーの自給率を 60%に上げるという目標も掲げられている。(図 1.5)

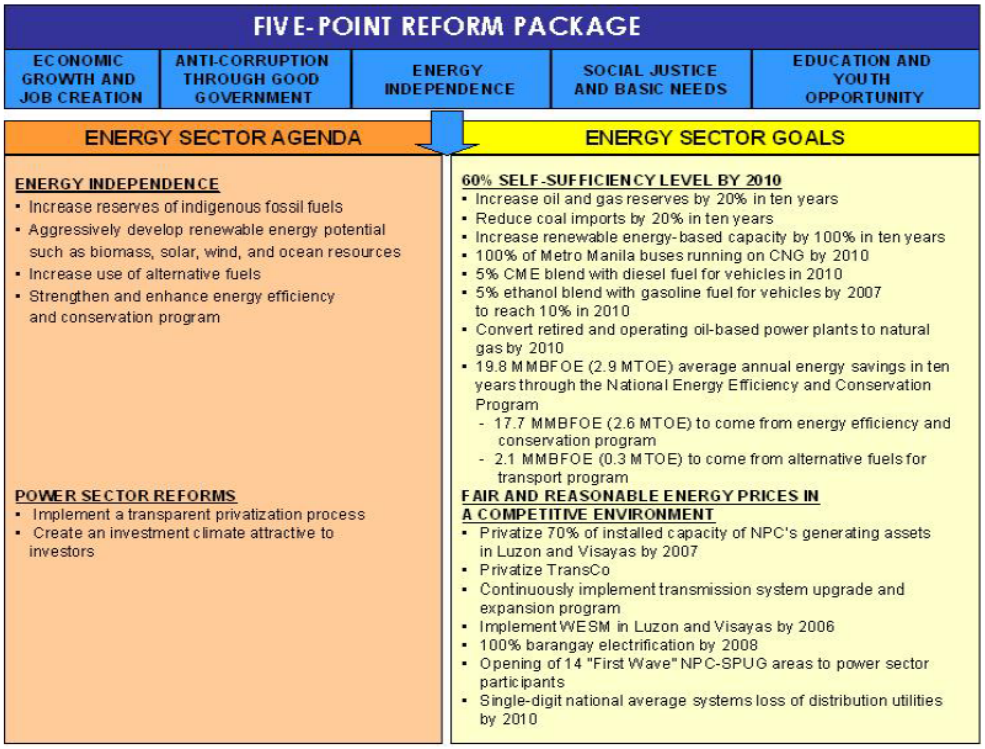


図 1.5　フィリピンエネルギー計画　５つのポイント

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

(2) 組織体制

フィリピン共和国においてエネルギーセクターを管轄する官庁はエネルギー省（DOE）であり、この役割は、エネルギー政策の策定、各種規制措置の緩和・撤廃、エネルギー関連事業の民営化、エネルギー資源開発計画の策定・遂行、省エネルギーの推進などである。監督下にはフィリピン石油公社（PNOC）及び国家電化庁（NEA）等がおかれている。

DOE 関連組織の役割は以下のとおりである。

① NPC：National Power Corporation（国家電力公社）

NPC は発電・送電線設備を有し、自社発電に加え IPP の電力を独占的に購入して、民間電力会社(Manila Electric Co.: MERALCO 他約 20 社)と地方部の電化協同組合（Rural Electric Cooperatives: RECs）に電力を供給している。2001 年 6 月の電力産業改革法制定以後、分割民営化されたことにより一部設備が売却され、送電部門が別会社として設立される等、法整備、組織改変が継続して実施されている。

② NEA:National Electrification Administration（国家電力庁）

NEA は 1967 年に地方電化を推進するために設立され、地方電化に係わる資金手当て及び、発電設備や配電設備の建設を行っている。建設後はこれらを RECs に売却するとともに、RECs の組織化、監督・指導、育成を行っている。現在、NEA が管轄する RECs は全国で約 120 となっている。

③ RECs: Rural Electric Cooperatives（地方電化組合）

RECs は、NPC の所有する変電所を基点とする配電網と通じて電力供給を行っているが、NPC の送電線の及ばない地域では自ら発電設備を所有し電力供給を行っている場合もある。

④ ERC: Energy Regulatory Commission（エネルギー規制委員会）

新規発電会社の承認、卸売りスポットマーケット運用の監視、賦課金の設定、送配電にかかわる委託料金の設定、電力小売業免許の交付を行うことを目的に、2001 年 6 月の電力産業改革法の制定に伴い ERB に代わって設立された。料金設定についての詳細な説明は 1.2.3. (7)に述べる。

⑤ PNOC: Philippine National Oil Company（国家石油公社）

PNOC は石油の上流部門を受け持つ完全な国有企業であり、石油・天然ガスの調査、開発などに加え、地熱発電所への蒸気を供給しており、地熱エネルギー、風力などの再生可能エネルギーの調査、開発も行っている。

1.2.2 エネルギー事情

フィリピンにおけるエネルギーの概要について以下にまとめる。

(1) 一次エネルギー供給

フィリピンにおける一次エネルギーの供給量は、2005 年には総量で 40.61Mtoe に達した。石油由来のエネルギーの供給量の割合は 1973 年の 92%(9.27 Mtoe)から 2005 年には 39.11% (15.88 Mtoe)に減少したが、石油はいまだにこの国の主要なエネルギー源である。下図に一次エネルギー供給におけるエネルギー構成を示す。

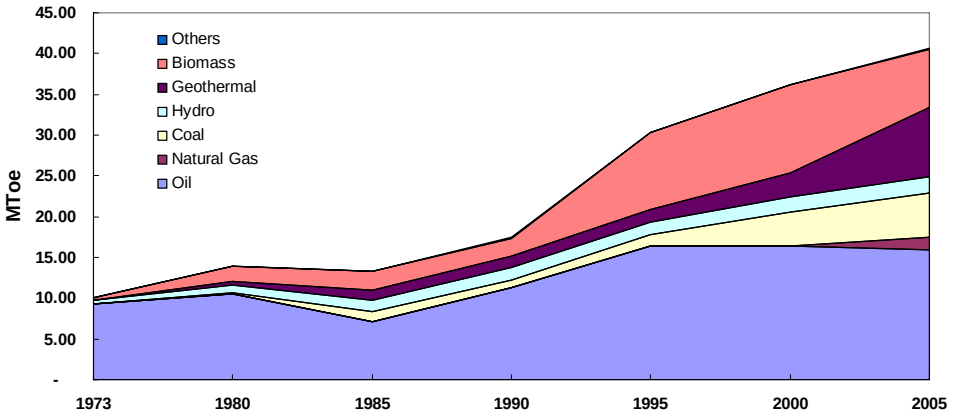


図 1.6 一次エネルギー供給量 (1973 -2005).

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

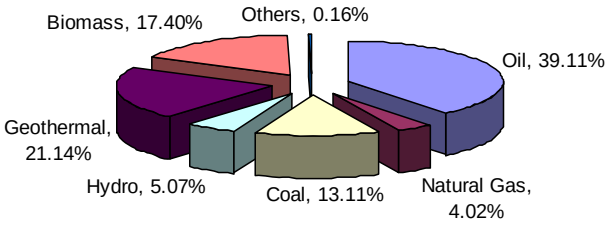


図 1.7 一次エネルギー供給の内訳(2005)

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

自国内の石油の供給は主に Nido and Matinloc 油田によるものであり、2004 年における供給量はわずか 0.02 Mtoe であった。2005 年の石油の供給は、4.57% (0.73 Mtoe)が自国内から、そして残りの 95.43% (15.15 Mtoe)が輸入されたものである。

一方、天然ガスは 21 世紀の燃料として考えられており、フィリピンにおける主要な石油資源となっている。Malampaya ガス田で天然ガスが生産され、ルソンの Ilijan、Sta. Rita 及び San Lorenzo 陸上発電所に供給されている。Malampaya 及び San Antonio ガス田からのガス生産量の合計は 2004 年に 87,556MMSCF(million standard cubic feet)を記録している。2005 年には、天然ガスは一次エネルギー供給のうちの 4.02%（約 1.63Mtoe）を占めた。

石炭は 2005 年の一次エネルギー源においては 5.32Mtoe であり、その 73.0%が輸入されたものである。

残りの一次エネルギー源は、地熱、水力、バイオマス、太陽光及び風力などの再生可能エネルギーであり、全体の 43.76%を占める。これは再生可能エネルギー源の発電容量を拡大しようという政府の方針によるものである。2005 年では、地熱と水力はそれぞれ 8.58、2.06Mtoe 使用された。一方、バガスや農業ごみ、その他ココナッツメチルエステル（CME）などのバイオマス原料及びエタノールは 7.06Mtoe であった。また、太陽光、風力、マイクロ風力は全部で 0.07%であった。水力発電も発電容量が上がっているが、地熱エネルギーが最も重要なエネルギー源となっている。

下図は、今後 10 年間の一次エネルギー需要の予測値を示したものである。この期間に、一次エネルギーの供給量は毎年平均 6.6%増加し、271.75 から 452.91MMBFOE にまで上がると予測されている。

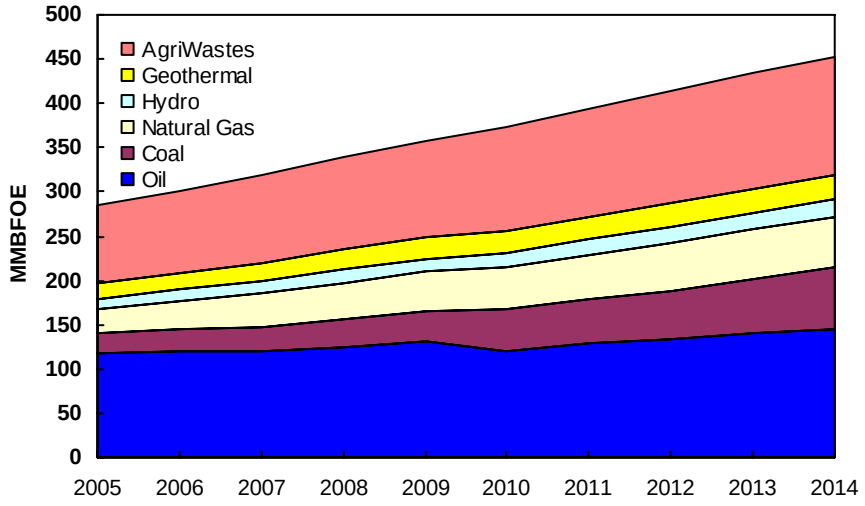


図 1.8 一次エネルギー供給量予測値 (2005 – 2014).

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

(2) エネルギーの需要動向

エネルギーの最終需要量は 2004 年に約 23.87Mtoe に達した。そのうち約 52.3%が輸送や産業セクターで必要とされた石油である。バイオマスの需要は 28.0%の約 6.70Mtoe であり、主に発電以外の用途に使用された。電力は 15.9%（3.78 Mtoe）、石炭は 5.8%（0.89Mtoe）を占めた。なお、石炭は主にセメント産業で利用された。

比較のため、2004 年及び 2005 年のセクター別のエネルギー最終需要量を図 1.9 と図 1.10 に示す。2004 年は、輸送セクターが一番割合が大きく約 34.60%、次に住宅セクターが 31.52%、そして産業セクターが 23.71%であった。

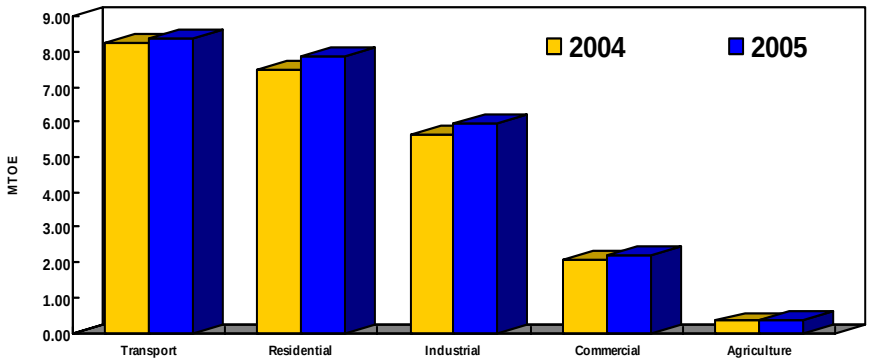


図 1.9 セクター別最終エネルギー消費量(2004 - 2005).

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

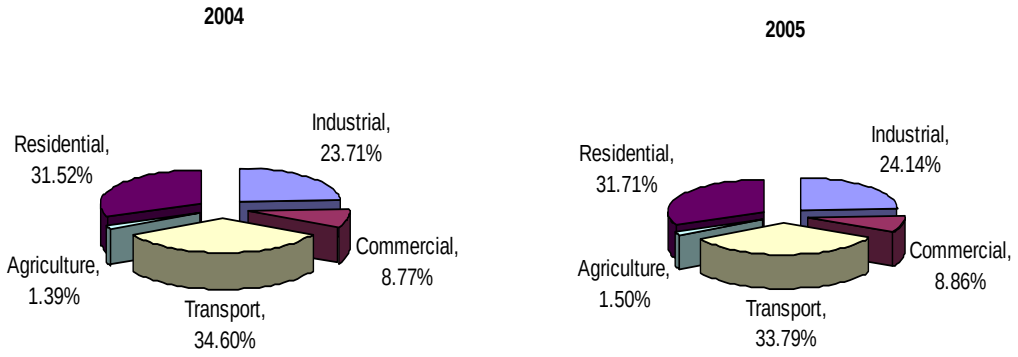


図 1.10 最終エネルギー消費量の内訳(2004 年及び 2005)

(出典 e: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

1) 輸送セクター

輸送セクターは 2004 年、2005 年ともに最大のエネルギー消費者であった。道路、空路、鉄道、そして水上での輸送のため、2005 年には 8.39Mtoe のエネルギーが消費された。これは 2004 年から 1.9%の増加である。輸送部門で使われる主な燃料はディーゼルやガソリ

ンなどの石油製品であり、使用される燃料の 97.18%の割合を占める。ココナッツメチルエステル（CME）またはバイオディーゼルも代替燃料として導入され、それらは輸送部門で消費される燃料の 2.72%となっている。

登録済み自動車の台数が増加により、道路輸送におけるエネルギー使用も増加している。同様に、効率的な輸送システムへの需要が高まるにつれ、鉄道システムにおける電力使用量も増加している。

2) 住宅セクター

家庭/住宅セクターは、フィリピンにおいて 2 番目にエネルギー消費の大きいセクターである。2005 年には 7.87 Mtoe（前年比 4.7%の増加）のエネルギーが消費された。住宅セクターにおけるエネルギー消費増加の理由は、おそらく人口の増加と、収入レベルの向上、そして電化製品の使用率の上昇だと考えられる。このセクターでは、液化石油ガス（LPG）、ケロシンや電力などの市販の燃料や、薪、籾殻、炭などの伝統的な燃料が使用される（図 1.11）。

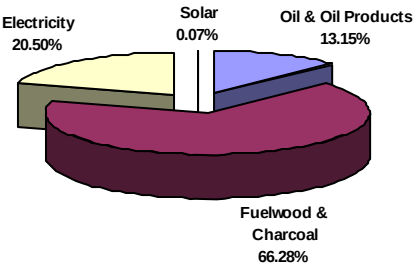


図 1.11　住宅セクターにおける使用燃料の内訳

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

2004 年に実施された家庭におけるエネルギー消費調査によると、表 1.5 に示すように、全家庭の 87.6%が電気を使用している。使用される燃料は所得別に異なり、70%以上の家庭が属する低所得層（5,000PhP 以下の収入）では、薪、炭やバイオマス残渣を使用、中所得層は主にケロシンや LPF を、高所得層は LPG 及び電力を使用している。住宅セクターにおけるエネルギー使用の用途は、主に冷房、照明、調理、娯楽（TV またはラジオの視聴）、または入浴のための給湯である(図 1.12)。

なお、住宅セクターには、家庭及び/又は住居用建物またはマンションに居住している家族が含まれる。

表 1.5　家庭で使用される燃料の内訳

Fuel	No. of Households (in thousands)	% of the Total No. of households
Electricity	14,571	87.6
LPG	8,617	51.8
Kerosene	9,372	56.3
Fuelwood	9,196	55.3
Charcoal	5,685	34.2
Biomass Residues	3,151	18.9
Total No. of Households = 16,640,000		

(出典: Household Energy Consumption Survey, 2004)

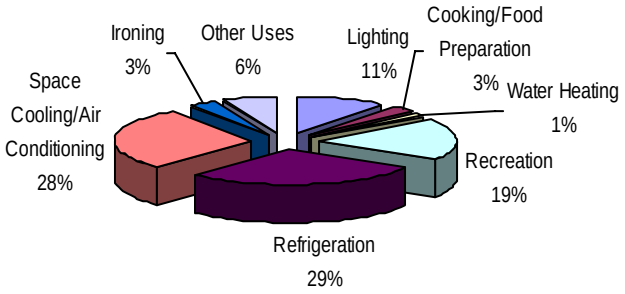


図 1.12　家庭における電力消費の内訳

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

3) 産業セクター

産業セクターは製造業、鉱業、建設業などが含まれ、国の経済発展において 2 番目に重要な、そしてエネルギー消費量では 3 番目に大きなセクターである。産業セクターで使用される燃料の内訳は下図の通りである。最終エネルギー需要は 2005 年には合計 5.99Mtoe に達し、2004 年と比較して 6.0%増加した。需要量の 23.49%はバガスなどのバイオマスにより、また 36.98%は石油製品によって供給されている。電力消費が大きいのはセメント工業、製鉄・製鋼業、半導体、製紙などである。

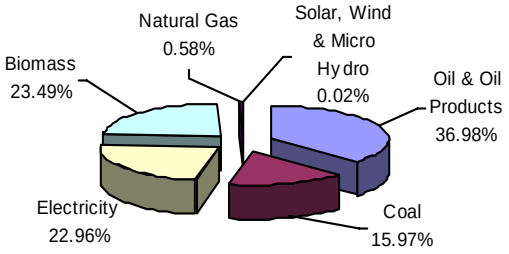


図 1.13　産業セクターにおける使用燃料の内訳

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

4) 商業セクター

商業セクターは輸送、製造、その他の産業(農業、鉱業、建設業)に含まれない事業者であり、ホテル、モーテル、ショッピングモール、レストラン、卸売り業、小売業、クリーニング、その他サービス業、宗教・非営利団体、健康・社会・教育機関等が含まれる。

このセクターにおいてもエネルギー消費は増加しており、2005 年には最終需要量が 2.20Mtoe に達した。主なエネルギー源は石油製品、バイオマス及び電力である(図 1.14)。

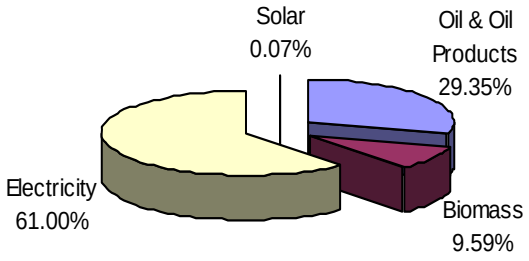


図 1.14　商業セクターにおける使用燃料の内訳
(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

商業施設で主要なエネルギー源は電力であり、冷房、照明、オフィス機器などに使用されている。下図に商業施設における主なエネルギー使用の内訳を示す。

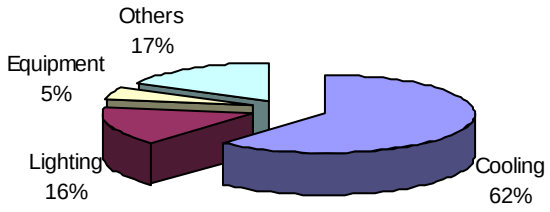


図 1.15　商業施設におけるエネルギー使用の内訳
(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

5) 農業セクター

農業セクターは漁業、畜産業、とうもろこしや砂糖の栽培等を含む。エネルギー消費が最も少ない部門で、2004 年の使用量は約 2.54MMBFOE であった。そのうち 98.03%が石油及び石油製品によるものである。

(3) エネルギー強度

エネルギー強度は GDP の各ユニットにおけるエネルギー消費量をはかる指標の一つである。2004 年におけるエネルギー強度は、GDP10,000PhP あたり石油換算で 0.35 トン(toe)であり、2003 年と同レベルであった(図 1.16)。石油強度については、2003 年は 0.14 toe/PhP 10,000 GDP であったが、2004 年には 0.137 toe/PhP 10,000 に減少した。これは世界市場で石油価格が上昇したことによるものと思われる。またこの石油強度の下落は、49.2kWh/PhP 10,000 GDP まで達した電力強度の上昇にもよるものだと考えられる。2004 年における電力消費量は、特に冷房の需要が高まった住宅及び商業セクターで伸びた。電力強度の推移を図 1.17 に示す。

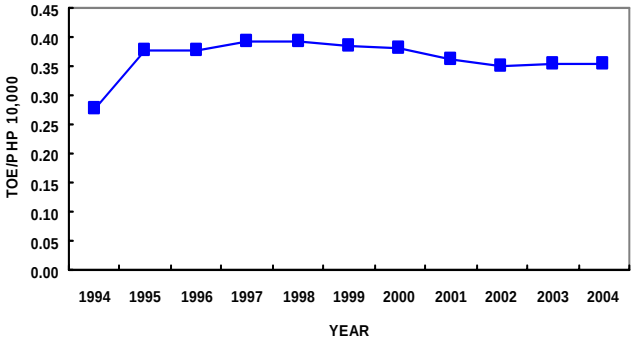


図 1.16 フィリピンにおけるエネルギー強度

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

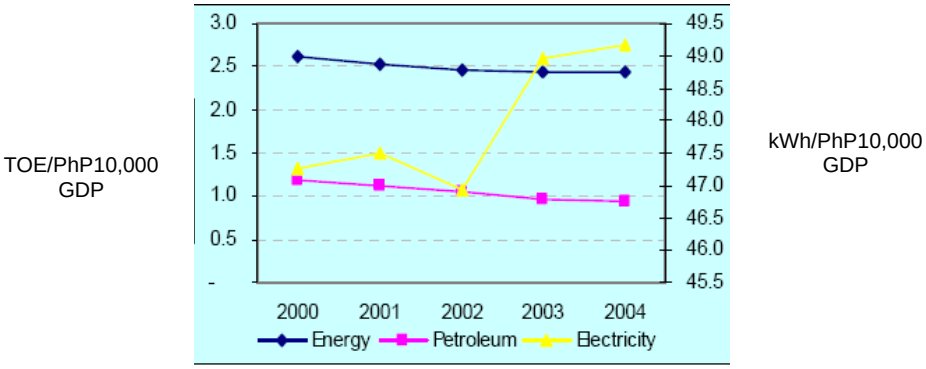


図 1.17 Energy, Petroleum and Electricity Intensities in the Philippines

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

フィリピンの 2004 年におけるエネルギー強度が 0.50 toe/'000 2000$で、近隣のアジア諸国と比較すると、下図に示す通り 3 番目に低い数字である。

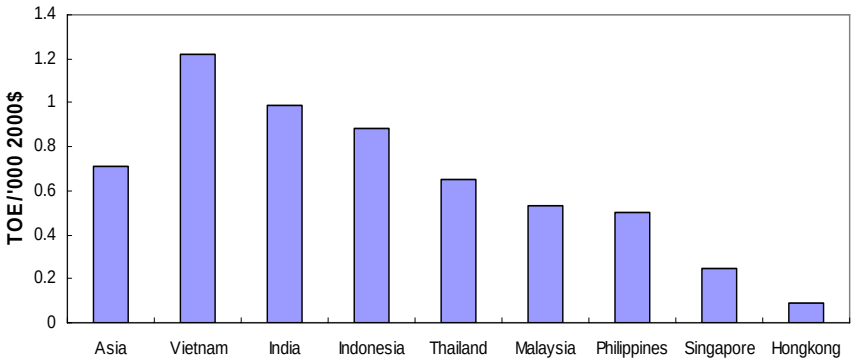


図 1.18　アジア地域におけるエネルギー強度（2004 年）

(出典: International Energy Agency, 2006)

過去 10 年間の国民一人当たりのエネルギー消費量を図 1.19 に示す。この 10 年間は、平均値約 0.46toe/人で維持されているのがわかる。アジア地域では、一人当たりのエネルギー消費量は、2004 年で約 0.63toe/人であった。そのうち最も多いのはシンガポールであり、フィリピンは 0.54 toe/人と、インドと同レベルであった。

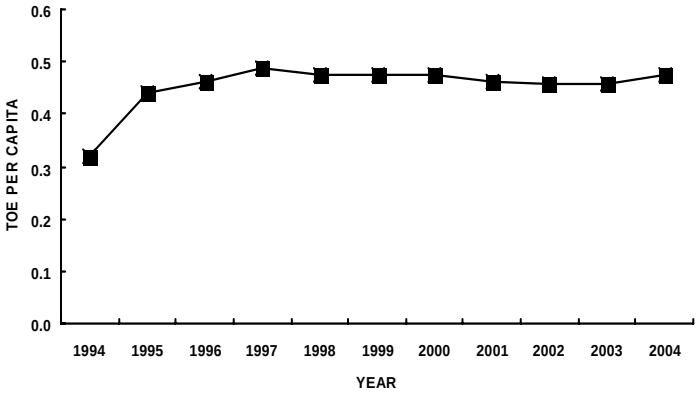


図 1.19　フィリピンにおける一人当たりエネルギー消費量

(出典: Philippine Energy Plan, 2006 Update)

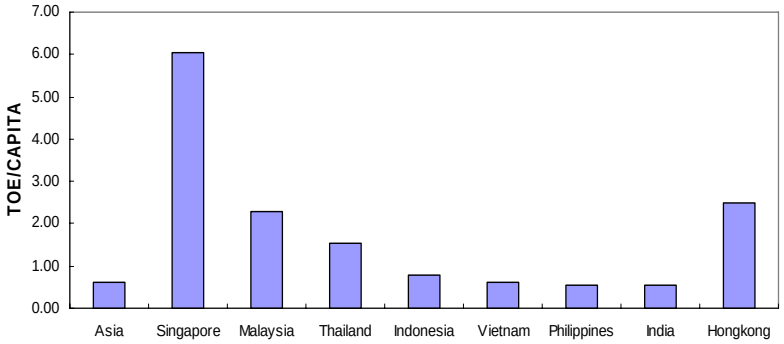


図 1.20　アジア地域における一人当たりエネルギー消費量(2004).

(出典: International Energy Agency, 2006)

1.2.3　電力事情

(1)　電力セクターの概観

フィリピンでは、2001 年 6 月に国家電力公社（NPC：National Power Corporation）の分割民営化、電力産業への競争の導入を柱とした電力産業改革法（RA9136, EPIRA）が制定され、推進されてきた。電力セクター改革は、電力産業を発電、送電、配電及び小売と、4 つの分野に分割し、発電と小売に競争を導入して、競争原理に基づいて電気料金の適正化を期待するもので、NPC を民営化するとともに、国家送電会社（TRANSCO）、電力資産債務管理会社（PSALM）、エネルギー規制委員会（ERC）の設立、また電力卸売りスポットマーケット（WESM）の創設などが行われた。

① 国家送電会社 (TRANSCO)

NPC から送電設備資産及びその運転維持管理を委譲されている。今後、資産そのものは TRANSCO が所有するが、その経営・運用は今セッション契約により民間が行う。TRANSCO の民営化は、オープンな競争入札により、送電資産に係わる事業権契約(機関 25 年間)を締結する形で行われる。契約を締結した事業者は、排他的な営業エリアと設備の運営を認めるかわりに、系統運用、送電開発計画（TDP: Transmission Development Plan）に盛り込まれた設備拡充計画の遂行などの義務を負うことになる。

② 卸電力スポット市場（WESM）

WESM の設立準備と当初の運用を行うために、DOE により、PEMC (Philippines Electric Market Corp.)が設立された。2005 年 4 月にはルソンで、2005 年 10 月にはビサヤスでの試験運用を開始し、2006 年 6 月から実運用を開始した。

(2)　設備容量

2005 年時点における、フィリピン国内の発電設備容量は 15,618MW である。図 1.21 は 1981 年から 2004 年までの国の発電ミックスの推移を示したもの、また図 1.22 は 2004 年 12 月時点での発電源ごとの設備容量及び使用可能容量を示したものである。石炭発電プラントは 3,967MW を発電し、国内発電プラントの 25.5%を占めており、石油発電プラントは 23.6%を占めている。また水力発電（3,217 MW）は国内の発電源の中で最も高い 20.7%（3,217MW）を占め、次いで天然ガスの発電プラントが 17.8%（2,763MW）、地熱発電はビサヤス地方で主に行われており、12.4%である 1,932MW を発電している。

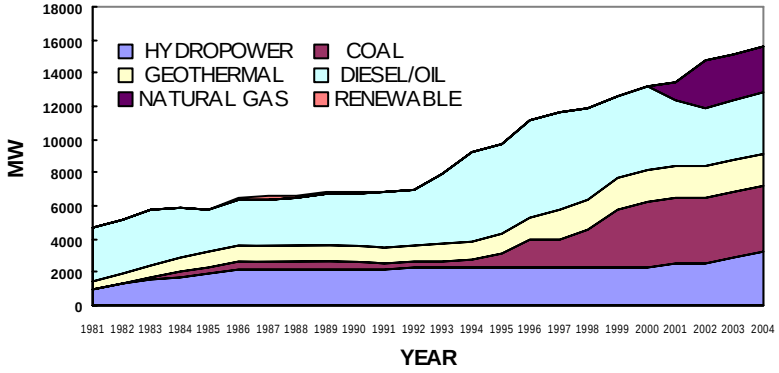


図 1.21　設備発電容量（1981 - 2004）

(出典: Department of Energy, 2006)

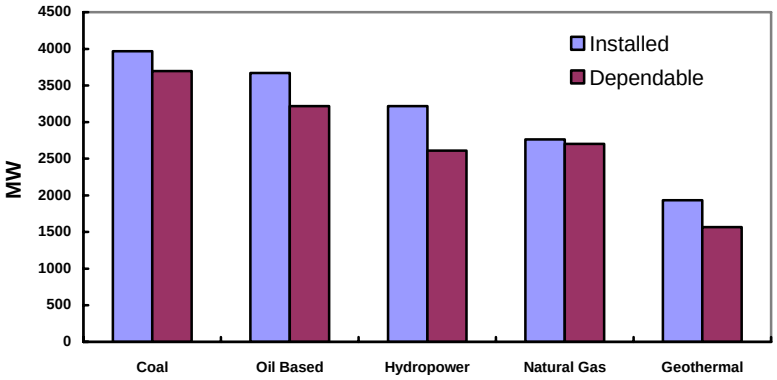


図 1.22　2004 年における設備容量および使用可能容量(MW)

(出典: Department of Energy, 2006)

(3)　発電電力量及び売電量

フィリピンの発電電力量は 2000 年より年平均 4.5%で増加しており、2005 年における総発電電力量は 56,568 GWh と推測されている。また電力のほとんどはルソン地域で発電されており、同地域の発電電力量は全国の 71.8%を占める。

フィリピンでは天然ガスが最大のエネルギー源であり、全体の 29.81%にあたる 16,861 GWh を発電している。次いで石炭（26.97%）、地熱、（17.54%：9,902 GWh）、水力発電（14.83%：8,387 GWh)が主なエネルギー源である。その他の再生可能エネルギーは、まだ全体のわずか 0.3%に過ぎない。

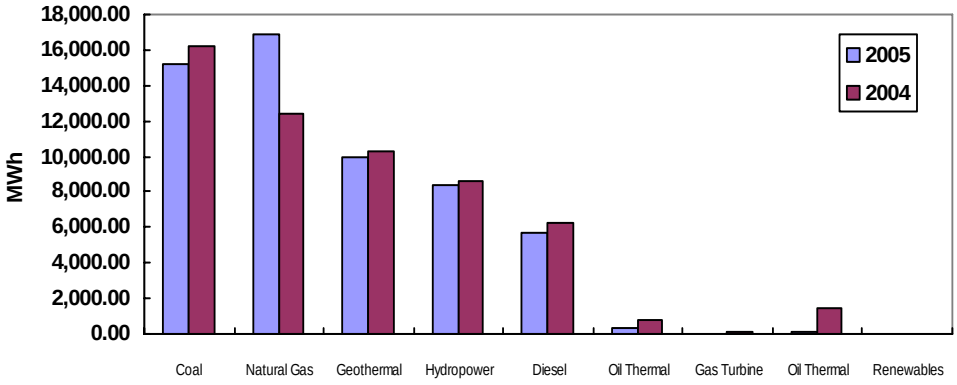


図 1.23　フィリピンにおける発電ミックス（2004 年及び 2005 年）

(出典: Department of Energy, 2006)

2004 年の用途別電力消費量を下表に示す。総発電電力量は 44,076 GWh であり、これは 2003 年の 42,720 GWh から 3.18%の増加となる。また消費用途の割合も、2003 年から若干変化していることがわかる。

表 1.6　セクター別電力消費量

Sector	2003		2004	
	GWh	%	GWh	%
Residential	15,357	35.95%	15,920	36.12%
Commercial	11,106	26.00%	11,785	26.74%
Industrial	15,188	35.55%	15,012	34.06%
Others	1,069	2.50%	1,359	3.08%
Total	42,720	100.00%	44,076	100.00%

（出典: Department of Energy, 2005）

(4)　電力セクターの展望

国内の電力需要を満たすためには、2014 年までに 3,917.3MW 容量の設備を追加しなければならないと予測されている。しかし、現状はその一部が追加される計画があるだけである。下表に追加の 2014 年までの追加計画を示す。これによると、2014 年までに合計約 1,988.3 MW が追加発電されることになる。

表 1.7　設備容量の追加計画（2006-2014）

	Luzon			Visayas			Mindanao		
	Plants	Capacity MW	Cum. Total MW	Plants	Capacity MW	Cum. Total MW	Plants	Capacity MW	Cum. Total MW
2006							Mindanao Coal-Fired Thermal Power Plant	210	210
2007				Northern Negros Geothermal	49	49			210
2008	North Luzon Wind Power Project, Phase 1 (NLWPP1)	30	30			49			210
	Northwind Project Phase II	8.3	38.3						
2009			38.3	KEPCO CFBC Coal-Fired Power Plant	200	249	*Peaking Plant*	100	310
2010	*Peaking Plant*	150.0	188.3	Nasulo Geothermal Project	20	269	*Baseload Plant*	100	410
2011	*Peaking Plant* *Midrange Plant*	150.0 300.0	638.3	*Peaking Plant*	200	469	*Baseload Plant*	150	560
2012	*Peaking Plant* *Midrange Plant*	150.0 300.0	1,088.3	*Peaking Plant*	100	569	*Baseload Plant*	150	710
2013	*Midrange Plant*	600.0	1,688.3	*Peaking Plant*	150	719	*Baseload Plant*	150	860
2014	*Midrange Plant*	300.0	1,988.3	*Peaking Plant* *Baseload*	50 100	869	*Baseload Plant*	200	1,060
	Total Committed Plants		38.3			269			210
	Total Indicative Plants		1,950			600			850
	Total Capacity		1,988.3			869			1,060

(出典: Department of Energy, 2006)

アジアーパシフィックエネルギー研究センター（APERC）が APEC 加入国を対象として作成した、長期的な需要と供給の展望によると、フィリピンは 2030 年には設備容量の合計が約 36GW になると予測されている（表 1.8）。図 1.24 はエネルギー源の割合を示したものである。なお、図中の NRE には地熱も含まれるものとする。また、APERC によって予測されている 2030 年までのエネルギー源ごとの発電量を表 1.9 に示す。

表 1.8　設備の発電容量(単位：GW) (1980-2030)

	1980	2002	2010	2020	2030
Thermal	3	10	13	20	29
Coal		4	6	11	17
Oil	3	4	3	3	3
Gas		3	4	6	9
Hydro	1	3	3	4	5
NRE		2	2	2	3
Total	**4**	**15**	**18**	**26**	**36**

(出典:　APERC, 2006)

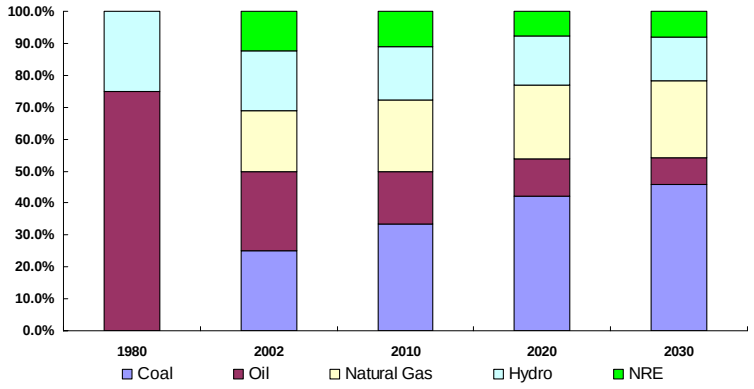


図 1.24　エネルギー源の内訳

(出典:　APERC, 2006)

表 1.9　発電総量 (単位：TWh) (1980-2030)

	1980	2002	2010	2020	2030
Coal		21	35	69	113
Oil	12	2	4	5	6
Gas		9	27	37	57
Hydro	4	6	8	10	15
NRE	2	13	14	15	16
Total	**18**	**51**	**89**	**136**	**208**

(出典:　APERC, 2006)

(5)　フィリピンにおける系統電源の概要と需給見通し

フィリピンにおける電力は、ルソン、ビサヤス、ミンダナオの 3 つの主要な系統電源によって供給されている。以下に各系統電源の概要と、エネルギー省が立てた 2005 年から 2014 年までの系統電源ごとの電力需要と供給の見通しについてまとめる。

1）ルソン系統

ルソンはフィリピンの最北に位置し、104,688 km2 の面積を有する国内最大の島であり、フィリピン国内の半分以上の人口が同地域に居住している。ルソン地域には Ilocos Region（Region I）、Cagayan Valley (Region II)、Central Luzon (Region III)、Calabarzon (Region IV-A)、MIMAROPA (Region IV-B)、bicol Region (Region V)、the Cordillera Administrative Region (CAR)及び Metro Manilla (the National Capital Region : NCR)が含まれる。

ルソン系統は土地及び電力の需要の面からも、国内で最大の地域系統電源である。この系統は多様な発電源を利用しており、また現在では唯一の天然ガス発電プラントを有している。この系統における懸念事項としては、比較的電力料金が高いこと、メトロマニラにおける供給量の不足、また南方の交通ルートによる輸送の問題のため、バタンガス州での天然ガス容量を十分に利用することができないことである。

ルソン系統における総設備容量は 2004 年 9 月時点で 12,377MW であった（図 1.25）。ルソン系統の発電ミックスは化石ベースの発電プラントが主流であり、石炭―火力（32.0%）、天然ガス（24.4%）、石油由来（20.2%）を含む。水力及び地熱発電の割合はそれぞれ 16.0%、と 7.4%である。直近では、Kalayaan3＆4 水力発電で 350MW が追加され、2004 年 2 月から稼動された。また、Makban（95MW）と Tiwi（120MW）の地熱発電が修復され、新たに加わる予定である。

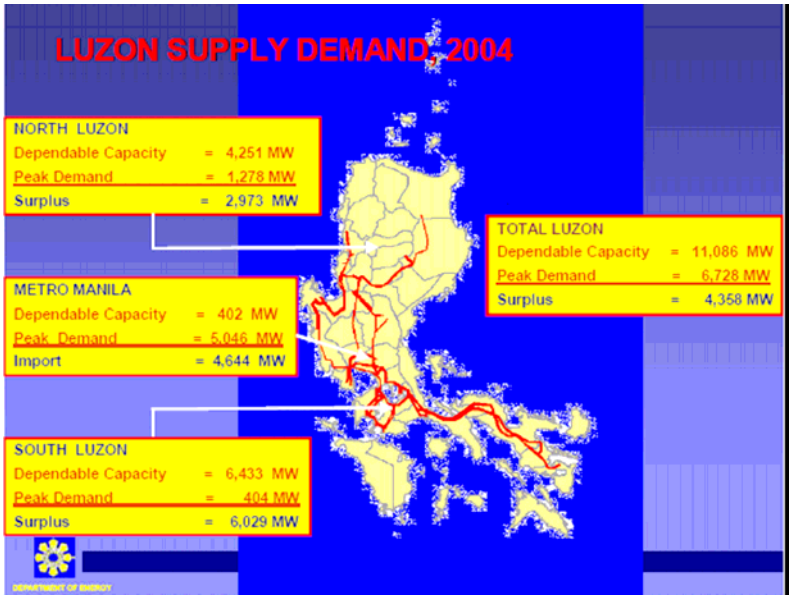
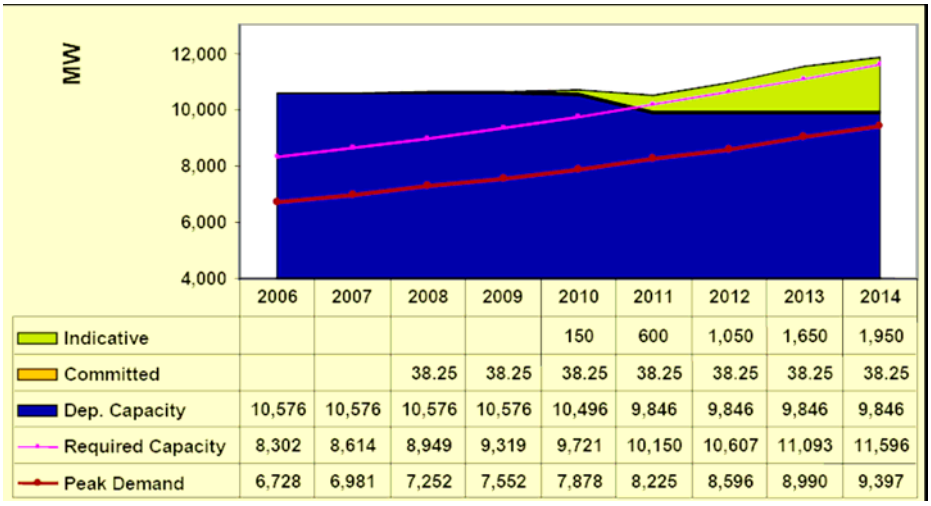


図 1.25 ルソン系統における需給バランス(2004 年 9 月付け)
(出典: Department of Energy, 2005)



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicative					150	600	1,050	1,650	1,950
Committed			38.25	38.25	38.25	38.25	38.25	38.25	38.25
Dep. Capacity	10,576	10,576	10,576	10,576	10,496	9,846	9,846	9,846	9,846
Required Capacity	8,302	8,614	8,949	9,319	9,721	10,150	10,607	11,093	11,596
Peak Demand	6,728	6,981	7,252	7,552	7,878	8,225	8,596	8,990	9,397

図 1.26 ルソン系統における需給の見通し
(出典: Department of Energy, 2005)

2) ビサヤス系統

ビサヤス諸島は6,000の諸島及び小島からなり、フィリピン列島の半分を形成している。ルソンとミンダナオの間に位置し、主要な島は最大の面積を持つ Samar、Panay、Negros、Cebu、Leyte 及び Bohol である。ビサヤス諸島に含まれる島は、3 つの地域に分けられる。すなわち、Western Visayas（Region VI）、Central Visayas (Region VII)及び、Eastern Visayas (Region VIII)である。

ビサヤス系統は他の 2 つの主要系統とは性質が大きく異なり、基本的には様々な諸島間の系統から構成されている。ビサヤス系統における供給拡大計画は 5 つの小さい系統をつなぐトランスミッションラインの補強/機能向上に大きく依存している。

ビサヤス系統は主に地熱資源を利用しており、全発電量の 39.5%を占める。2002 年の電力危機を経験した直後、Panay 島の容量不足に取り組み、ビサヤス系統の電力供給の安定性が復旧できた。現在では、ビサヤスは主にルソン地域への電力の輸出も行っている。

ビサヤス系統における、2004 年 9 月時点での使用可能容量の合計は 1,519.5MW である（図 1.27）。

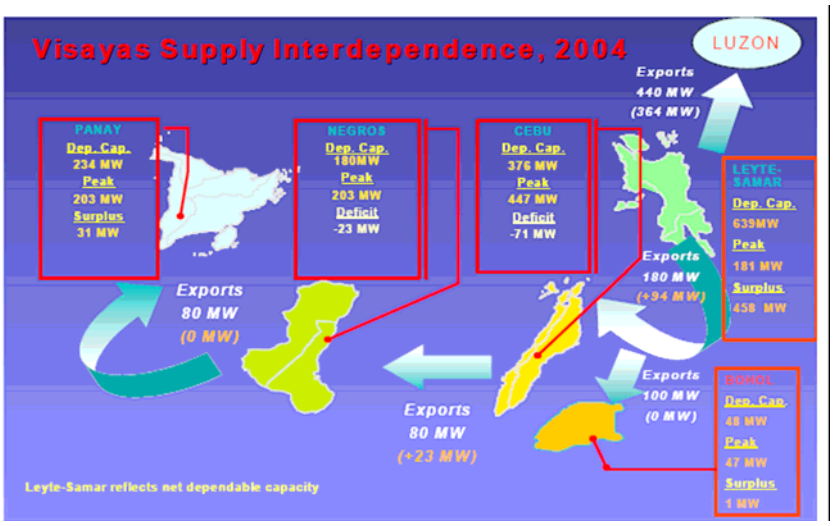
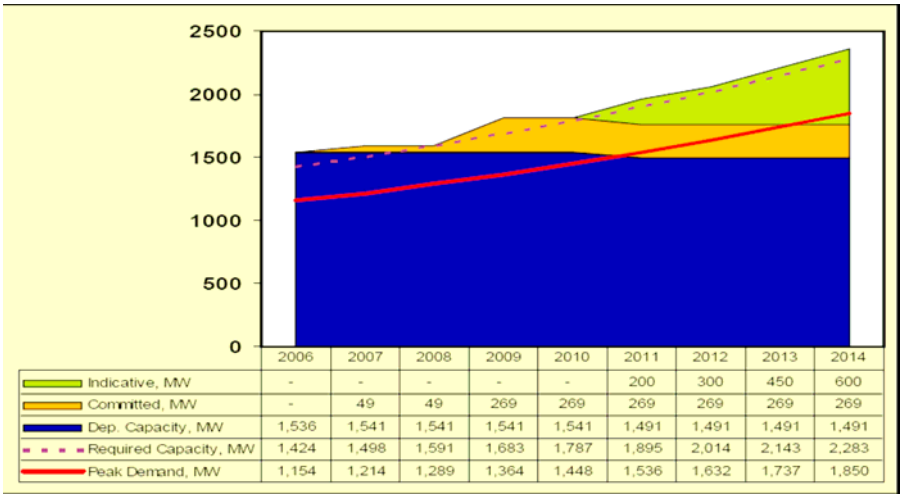


図 1.27　ビサヤス系統における需給バランス(2004 年 9 月付け)

(出典:　Department of Energy, 2005)



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indicative, MW	-	-	-	-	-	200	300	450	600
Committed, MW	-	49	49	269	269	269	269	269	269
Dep. Capacity, MW	1,536	1,541	1,541	1,541	1,541	1,491	1,491	1,491	1,491
Required Capacity, MW	1,424	1,498	1,591	1,683	1,787	1,895	2,014	2,143	2,283
Peak Demand, MW	1,154	1,214	1,289	1,364	1,448	1,536	1,632	1,737	1,850

図 1.28 ビサヤス系統における需給の見通し

(出典:　Department of Energy, 2005)

3) ミンダナオ系統

ミンダナオはアジアーパシフィック地域の中央、フィリピンの南部に位置し、面積 94,630km^2、国内人口の 27%が居住する[5]、フィリピンで 2 番目に大きい島である。国内及び国際的な投資家にとっては、農業ビジネス、電力、工業及び観光などにおける玄関口として位置づけられている。ミンダナオは、Zamboanga (Region IX)、Northern Mindanao (Region X)、Davao Region (Region XI)、SOCSARGEN (Region XII)、CARAGA (Region XIII) 及び Autonomous Region for Muslim Mindanao (ARMM) の 6 つの地域に区分されている。

[5] CDM Baseline Construction for the Electricity Grids in the Philippines

ミンダナオ系統は水力発電に高く依存しており、その主要な水源はラナオ湖である。この系統における課題は、広い面積に対して比較的低い需要密度である。ミンダナオの 2004 年 9 月における設備容量は合計で 1,665.3MW であった。その詳細は、水力が最も多く 998MW（59.9%）、石油由来が 559MW（33.6%）、地熱発電は 108MW（6.5%）であった。

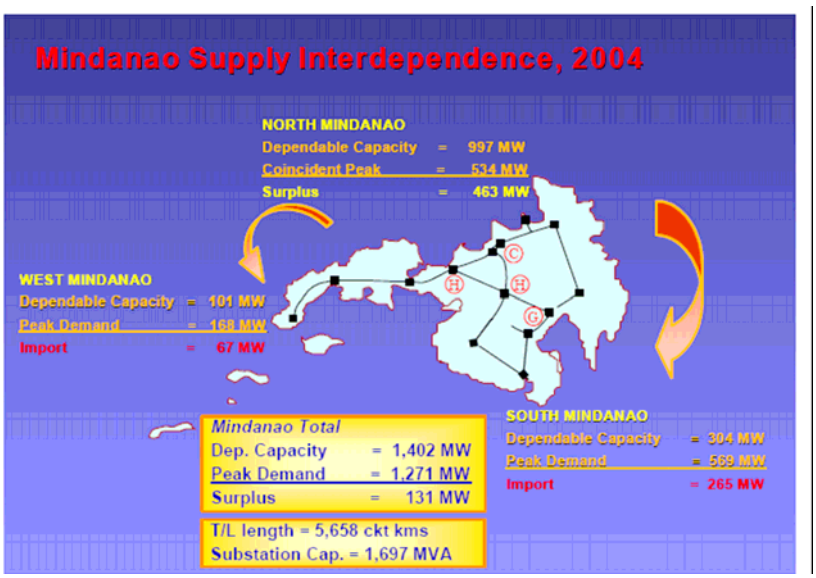
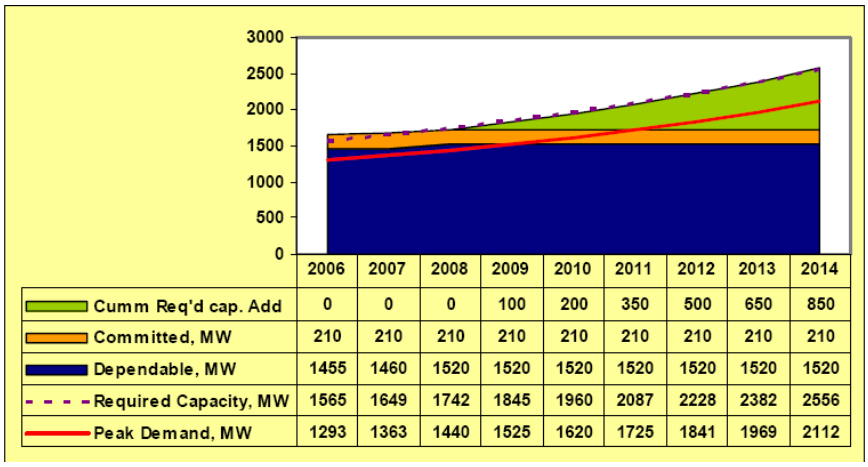


図 1.29　ミンダナオ系統における需給バランス(2004 年 9 月付け)

(出典:　Department of Energy, 2005)



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cumm Req'd cap. Add	0	0	0	100	200	350	500	650	850
Committed, MW	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Dependable, MW	1455	1460	1520	1520	1520	1520	1520	1520	1520
Required Capacity, MW	1565	1649	1742	1845	1960	2087	2228	2382	2556
Peak Demand, MW	1293	1363	1440	1525	1620	1725	1841	1969	2112

図 1.30 ミンダナオ系統における需給見通し

(出典:　Department of Energy, 2005)

2004 年における各系統のエネルギー源内訳を下表に示す。

表 1.10　各系統におけるエネルギー源の内訳（2004 年）

	Luzon		Visayas		Mindanao	
	MW	%	MW	%	MW	%
Coal	3,769.0	31.0	198.1	8.6		
Oil Based			595.5	25.7	559.2	33.6
Combined Cycle					-	-
Oil Thermal	650.0	5.3	-	-	-	-
Diesel	964.5	7.9	540.5	23.3	559.2	33.6
Gas Turbine	900.0	7.4	55.0	2.4	-	-
Geothermal	907.20	7.5	915.8	39.5	108.5	6.5
Hydro	2,207.9	18.2	11.6	0.5	997.7	59.9
Natural Gas	2,763.0	22.7	-	-	-	-
TOTAL	12,161.6	100.0	2,316.6	100.0	1,665.3	100.0

(出典:　Department of Energy, 2005)

(6)　日最大電力と気温の関係

2004 年の平日の日最大電力と最高気温の関係は図 1.31 に示すとおりである。ルソンは昼間がピーク時間であり、気温の上昇により冷房需要が増加することから、最高気温と相関関係がある。

ルソンの日最大電力のベスト 10 の日の日最大電力、最大・最小気温、前日 2 日間を含めた 3 日間の平均気温を表 1.11 に示す。なお、それぞれの気温については、年間で何番目に高いかも示している。これによると、2004 年の最大電力は 5 月 6 日に発生しており、この日は最高気温が年最高であり、最低気温は 2 番目に高い気温であった。2002 年と 2003 年は最低気温が非常に高いときに最大電力が発生していることがわかっている。

目的変数を日最大電力、日最高気温、日最低気温を説明変数として銃回帰分析を実施した。2004 年の日最高気温と日最高気温の相関係数は 0.71、日最高気温と日最高・最低気温の重相間係数は 0.74 であり、日最大電力は日最高気温で 50%、日最高・最低気温では 54%説明できる。

電力需要は 1 度の気温上昇により、2004 年では 97MW 増加することになり、2002 年は 85MW であり、この 2 年間で気温上昇による電力需要の感度が 12MW/℃上昇している。

表 1.11 日最大電力のベスト 10 の日における日最大電力及び最大・最小気温

Year	Rank	Demand(MW)	Month	Date	Day	Temperature					
						Maximum	Rank	Minimum	Rank	3 Days	Rank
2004	1	6,323	5	6	Thu	36.5	1	28.7	2	34.8	12
	2	6,252	5	7	Fri	35.5	6	26.6	69	35.2	7
	3	6,175	4	20	Tue	34.8	16	26.8	61	34.0	24
	4	6,165	5	13	Thu	34.8	17	26.0	100	34.8	13
	5	6,160	4	27	Tue	36.2	3	25.4	179	35.6	5
	6	6,154	4	29	Thu	35.0	11	23.0	344	35.9	2
	7	6,147	4	19	Mon	33.8	30	27.4	32	34.6	15
	8	6,147	4	23	Fri	33.7	33	28.0	5	33.2	37
	9	6,140	5	12	Wed	35.6	5	28.0	6	33.9	27
	10	6,136	5	4	Tue	34.2	26	28.0	7	34.0	22
2003	1	6,149	4	24	Thu	34.0	32	28.4	4	33.7	39
	2	6,078	5	8	Thu	35.5	4	28.0	9	35.5	1
	3	6,066	4	23	Wed	34.0	33	27.5	23	33.2	52
	4	6,051	5	22	Thu	32.6	84	23.2	313	33.6	43
	5	6,048	5	15	Thu	36.0	1	28.0	10	35.3	3
	6	6,047	5	7	Wed	35.6	2	28.9	1	35.3	2
	7	6,007	4	3	Thu	33.6	47	27.7	21	33.1	58
	8	5,989	5	5	Mon	35.0	10	28.2	5	34.6	20
	9	5,971	5	19	Mon	35.0	11	27.0	47	34.3	27
	10	5,958	4	25	Fri	33.7	46	28.0	11	34.9	9
2002	1	5,783	5	15	Wed	33.1	77	28.3	3	34.5	14
	2	5,744	5	14	Tue	34.2	24	28.5	2	35.1	4
	3	5,735	5	16	Thr	33.6	50	26.0	85	33.6	59
	5	5,703	6	18	Tue	33.5	61	26.0	99	35.7	1
	4	5,703	5	13	Mon	36.2	2	28.0	7	33.3	71
	6	5,702	11	21	Thr	32.4	119	25.6	124	32.1	135
	7	5,697	6	14	Fri	35.0	9	27.2	18	35.0	6
	8	5,691	11	14	Thr	33.5	62	26.2	76	32.6	94
	9	5,685	12	19	Thr	32.4	120	24.5	225	31.9	152
	10	5,677	12	5	Thr	33.5	63	25.2	158	32.4	99

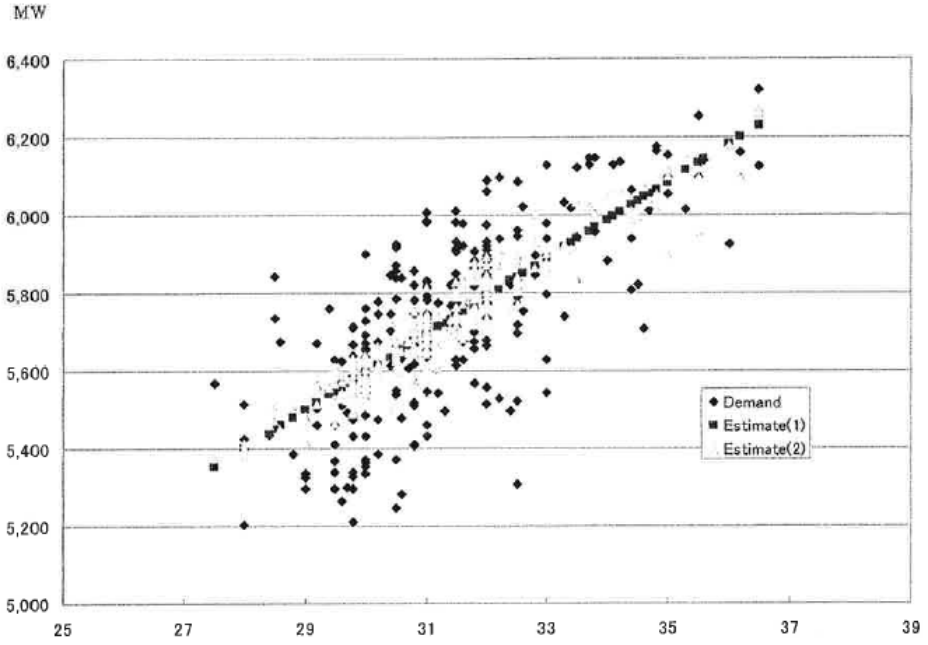
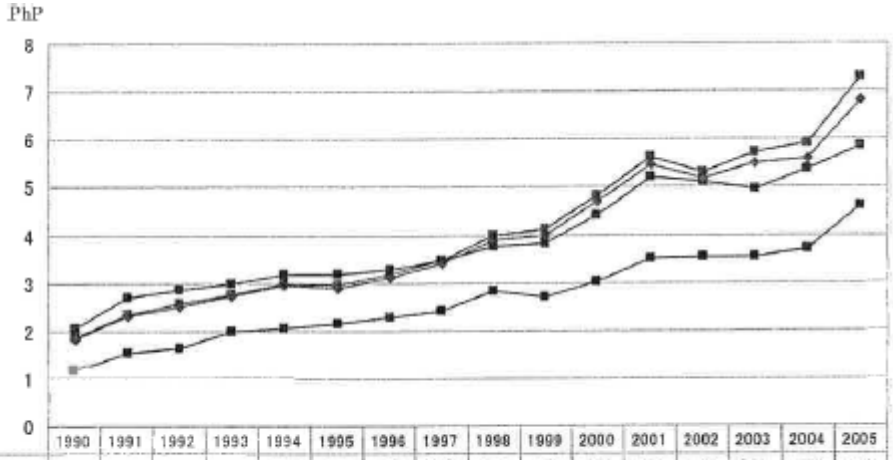


図 1.31　日最大電力量と気温との相関

(7)　電力料金

1) 電力料金の推移

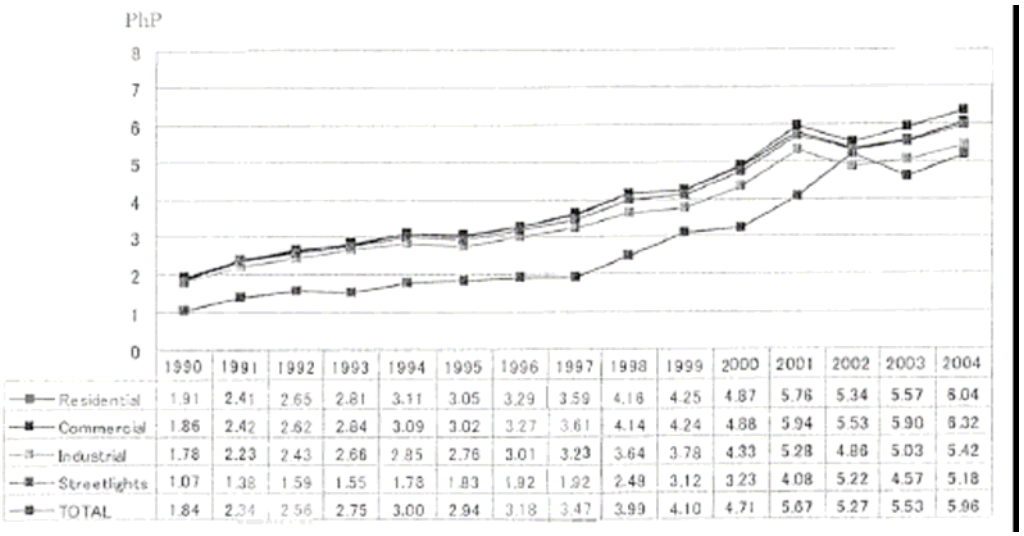
電力料金の推移を図 1.32 に示す。1996 年まではビサヤスが最も高く、1997 年以降はルソンが最も高い。ミンダナオは水力発電による電力量が全体の約 6 割を占めているために最も安価となっており、2005 年ではミンダナオの電気料金はルソンより 2.44 ペソ安く、ルソンの 63%である。平均の電気料金は 2004 年から 2005 年の 1 年間で 22%上昇している。図 1.32 はフィリピン最大手の配電事業者である MERARCO の電気料金の推移を示したものである。2004 年は家庭用は 6.04 ペソ/kWh、商業用 6.32 ペソ/kWh、産業用 5.42 ペソ/kWh である。



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
LUZON	1.87	2.34	2.56	2.76	3.00	2.94	3.18	3.48	3.98	4.10	4.82	5.62	5.31	5.71	5.90	7.29
VISAYAS	2.06	2.70	2.85	2.99	3.17	3.17	3.28	3.47	3.76	3.83	4.41	5.22	5.12	4.94	5.35	5.84
MINDANAO	1.15	1.53	1.64	1.98	2.06	2.15	2.27	2.42	2.82	2.69	3.02	3.50	3.53	3.54	3.69	4.58
TOTAL	1.83	2.31	2.51	2.72	2.95	2.9	3.13	3.41	3.90	4.00	4.89	5.47	5.18	5.51	5.59	6.80

図 1.32　各グリッドにおける電力料金

(出典：Department of Energy)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Residential	1.91	2.41	2.65	2.81	3.11	3.05	3.29	3.59	4.16	4.25	4.87	5.76	5.34	5.57	6.04
Commercial	1.86	2.42	2.62	2.84	3.09	3.02	3.27	3.61	4.14	4.24	4.88	5.94	5.53	5.90	6.32
Industrial	1.78	2.23	2.43	2.66	2.85	2.76	3.01	3.23	3.64	3.78	4.33	5.28	4.86	5.03	5.42
Streetlights	1.07	1.38	1.59	1.55	1.78	1.83	1.92	1.92	2.49	3.12	3.23	4.08	5.22	4.57	5.18
TOTAL	1.84	2.34	2.56	2.75	3.00	2.94	3.18	3.47	3.99	4.10	4.71	5.67	5.27	5.53	5.96

図 1.33　MERALCO における電力料金

(出典：MERALCO)

2) 電力料金の内訳

電力産業改革法（EPIRA）により、全ての電力産業への参画者は、その事業を発電、送電、配電、そして小売に切り分けることが義務付けられている。この電力事業の分割に伴い、電力料金体系は発電料金、送電料金、配電料金とその他料金に分けられており、それぞれの費用は以下のように定義されている。

- 発電料金は NPC 及び独立発電事業者（IPP : Independent Power Producers）が発電するための費用である。
- 送電料金は、通常遠隔地または地方にある発電所から、配電システムまで電力を送るための費用である。この費用は、NPC から分離された会社である、National Transmission Company (TransCo)に払われる。
- 配電料金は、高電圧トランスミッショングリッドから、商業及び工業用建物、そして家庭などのエンドユーザーに電力を送るための、配電システムに係る建物、運営及び維持費用である。
- その他料金は、システムロス料金、フランチャイズ税(国、地方政府への税)、ユニバーサル・チャージ（地方電化、環境対策費、NPC などの埋没費用に対する充填推移）、ライフ・ライン料金(ライフ・ライン割引の原資)、ライフ・ライン割引（貧困層に対する割引）がある。なお、MERALCO のライフ・ライン割引率は家庭用で 50kWh 以下が 50%、51~70kWh が 35%、71~100kWh が 20%となっている。

エンドユーザーに対する電力料金はそれぞれの料金の合計となる。また、電力料金には 2005 年 11 月に施行された VAT 改正法により、2006 年 12 月より付加価値税(2007 年:12%)が課せられている。

下表に、マニラ電力会社のフランチャイズである住宅セクターの請求書の一例を示す。その内訳を見ると、発電、送電、配電、システムロスに占めるそれぞれの割合は発電が一番高くて約 55%、システムロスも約 9%を占めていることがわかる。

表 1.12　住宅セクターにおける請求書(例)

項目		単価	料金(ペソ)
kWh Usage		386	
Generation Charge (PhP/kWh)		4.429	1,709.59
Transmission Charge (PhP/kWh)		0.9163	353.69
System Loss Charge (PhP/kWh)		0.7296	281.63
Distribution	Distribution Charge (PhP/kWh)	1.1628	448.84
	Metering System Charge (PhP/kWh)	0.2435	93.99
	Supply Charge (PhP/kWh)	0.5271	203.46
Lifeline Rate Subsidy (PhP/kWh)		0.1026	39.60
Sub-Total			**3,130.81**
Local Franchise Tax (%)		0.57	17.85
VAT Generation Charge (%)		8.7424	149.46
VAT Transmission Charge (%)		10.68	37.77
VAT System Loss Charge (%)		9.0917	25.60
VAT Distribution Rev & Subs (%)		12	53.86
Missionary (PhP/kWh)		0.0373	14.40
Environmental Fund (PhP/kWh)		0.0025	0.97
Total Cost (PhP)			**3,430.72**
Average Electricity Rate (PhP/kWh)			**8.89**

1.3 エネルギーの効率化及び省エネ取り組みの現状

エネルギー危機を経験したフィリピンでは、現在省エネルギーの取り組みが活発に行われている。今日、石油価格が再びピークにまで高騰したため、フィリピン政府は改めて省エネへの取り組みに注力している。本章では、フィリピンにおける省エネプログラム、及び関連法規についてまとめる。

1.3.1 省エネ関連法規

省エネ活動の促進にあたり、フィリピン政府では、関連法規やガイドラインの策定などを行った。主なものを以下に示す。

(1) 省エネ法

1970 年初期の最初の世界的なエネルギー危機の間、省エネルギーのコンセプトが始めてフィリピンの法律に組み込まれた。1980 年 6 月 11 日には、「省エネルギー推進等のための法律」（An Act to Further Promote Energy Conservation and for other Purposes”、Batas Pambansa (Republic Act) 73 が公布された。この法律では国の経済、社会及び開発の目標を支えるための省エネの制度化の方針が宣言され、商業施設に対してエネルギー消費量削減を義務付ける以下の条項が盛り込まれた。

- 6:00pm 以前及び 9:00pm 以降の商業広告へのネオンライト、電灯の使用は、クリスマスシーズン及びラマダン期間を除き禁止とする。ホテル、モーテル、複合ショッピングセンター、建物及び同様な商業施設において、意図的に不必要な、また過剰な照明を使用する場合は、承認されている電力基準及び実践に基づき、エネルギー省（現在のエネルギー庁）が判断する。
- 年間石油換算 100 万リットルのエネルギーを（液体燃料、電力含む）使用する工業、商業及び輸送施設は、エネルギー消費量と効果的使用法を適切にモニターするために、燃料及び電力消費量、と生産、販売実績を提出すること。
- 年間石油換算で 200 万リットルのエネルギーを使用する工業、商業及び輸送施設は、資格を持つエンジニアをエネルギー管理者として雇用し、省エネプログラム及びエネルギー監査を実施し、提出すること。
- オフィス及び商業、工業施設におけるエアコンの使用の際は、サーモスタットを使用し、省エネにつながるような適切な温度に設定すること。しかしユーザー側の利便性を妨げるものでないものとする。

しかし、この省エネ法の有効期間は 5 年間だけで、1985 年で終了してしまった。その後すぐ、1985 年 6 月 10 日に「Batas Pambansa 73 の 10 条、14 項を修正する法律」、Batas Pambansa (Republic Act) 872 が承認され、省エネ法はもう 5 年、1990 年まで継続された。

その後、DOE は新たな省エネ法案を作成し、フィリピン国会に提出したが、まだ制定されていない。最新版である House Bill 3018「エネルギーの効率的使用の推進、省エネプロジェクトへの奨励金の公布等のための省エネルギーの制度化」が 2005 年に Arnulfo Fuentebella 議員により提出された。しかし、現在に至るまで、この法案はまだ議論、制定されていない。

1.3.2 省エネ政策 (Philippine Energy Plan における省エネの位置づけ)

フィリピン政府は、国の石油製品への需要を合理化するため、また最終的に経済に対する価格の高騰を抑えるための重要な戦略として、2004 年 8 月 28 日、国家エネルギーの効率化及び省エネプログラム（NEECP）を公式に発足させた。NEECP は効率的かつ懸命なエネルギー使用へ向けた政府の取り組みに枠組みを与えることを目的としている。また、“EC Way of Life”と名づけたキャンペーンを通して普及活動を行っている。

「PEP 2005 update」では、以下の 3 つの開発に向けた取り組みが掲げられている。

- 国の異なる場所で実施される政府の情報、教育及びコミュニケーションキャンペーンで、民間セクターから政府への支援の増加
- エネルギーの効率化及び省エネプログラムによる実際の削減効果のモニタリング方法の策定
- 需要側管理に対するエネルギー庁の方針の見直し

NEECP は 2014 年までのエネルギー削減総量は 170.0MMBFOE (24.5 Mtoe)になると推測している。これは主に、商業及及び産業セクター、発電所、配電施設におけるエネルギー利用管理プログラムの強化と、代替燃料とその技術の継続的使用などによるものと予測されている。エネルギー累積削減量の予測を下表に示す。また、DOE のアクションプランの概要は以下の通りである。

- エネルギー効率化及び省エネを先導していくための、政府機関による新規及び既存のエネルギー効率化プログラムの実施及びモニタリングの強化
- 関係機関と連携した、高効率照明及びランプの廃棄についての方針及びガイドラインの策定
- 以下の事項についての発令の提案（1）“エネルギー効率の良い建物及び設備の設計ガイドライン”の採択及び実施、（2）非効率的な中古車の輸入の廃止、（3）車両エンジン及び省エネ装置のパフォーマンス試験を実施するための、エネル

ギー効率及び省エネ試験センターの設立、(4) 全ての新車へのエネルギー高効率に対するラベリング、(5) Omnibus Incentives Bill にエネルギー効率化プロジェクトを組み入れる（最低 5 千万フィリピンペソ）

表 1.13 エネルギー累積削減量(MMBFOE)

Programs	2004	2005	2006	2010	2014
ENERGY EFFICIENCY PROGRAM					
I. INFORMATION, EDUCATION AND COMMUNICATION CAMPAIGN	2.26[a]	2.42	4.99	16.55	30.02
A. Road Transport Patrol	0.33	0.33	0.67	2.17	3.95
B. Fuel Economy Run and Seminars	0.76	0.18	0.38	1.21	2.20
C. Infomercials/Publications/Collaterals for Fuel Efficiency and Conservation	0.85	1.42	2.86	8.86	15.28
D. Power Patrol	0.31	0.49	1.09	4.30	8.59
II. VOLUNTARY AGREEMENT	-	1.04	2.12	6.87	12.39
A. Carless Day Program	-	0.33	0.68	2.22	4.03
B. Carpooling Program	-	0.33	0.68	2.22	4.03
C. Park and Wait Program	-	0.27	0.54	1.77	3.21
D. Park and Ride Program	-	0.11	0.22	0.67	1.11
III. ENERGY LABELING AND EFFICIENCY STANDARDS	0.63[b]	0.98	2.47	14.93	39.09
A. Fuel Economy Guide for Vehicles	0.21	0.34	0.68	2.60	5.15
B. Energy Labeling Program for Refrigerators and Freezers	0.09	0.12	0.28	1.36	2.95
C. Labeling for Compact Fluorescent Lamps	-	0.39	1.18	8.42	23.27
D. Ballast loss std. and Labeling for Fluorescent Lamp Ballast	-	0.09	0.18	0.71	1.86
E. Luminaire Installation	-	0.01	0.02	0.14	0.42
F. Linear Fluorescent Lamp	-	0.03	0.09	0.57	1.86
G. Household Electric Fans	-	-	0.05	0.25	0.50
H. Television Stand-by Power Reduction	-	-	-	0.49	2.21
I. Performance Certification of Fans and Blowers	-	-	-	0.26	0.55
J. Labeling of Electric Motors	-	-	-	0.12	0.32
IV. GOVERNMENT ENERCON PROGRAM	0.42[b]	0.17	0.35	1.04	1.73
A. Fuel Conservation	0.26	0.07	0.13	0.40	0.66
B. Electricity Conservation	0.16	0.11	0.21	0.64	1.07
V. ENERGY MANAGEMENT PROGRAM	4.78[b]	7.03	14.36	47.47	87.69
A. Energy Audits/Recognition Programs	3.04	3.23	6.76	24.20	48.24
B. Heat Rate Improvement of Power Plants	0.39	3.16	6.30	18.86	31.42
C. System Loss Reduction Program	0.88	0.43	0.88	3.02	5.78
D. DSM	0.49[a]	0.20	0.42	1.39	2.25
Total Savings	8.10	11.64	24.29	86.87	170.92
EQUIVALENT MW DEFERRED CAPACITY		430.57	915.30	3,487.40	7,160.94
ALTERNATIVE FUELS AND TECHNOLOGY PROGRAM	-	1.67	3.42	11.22	20.34
A. CME Program (Blending of 1% CME for diesel-fed vehicles)	nil[c]	0.34	0.70	2.33	4.25
B. Natural Gas Vehicles for Public Transport Program	-	0.34	0.17	0.50	0.84
C. Ethanol	nil[d]	0.08	2.55	8.39	15.25
Total Savings	-	1.67	3.42	11.22	20.34
GRAND TOTAL SAVINGS	8.10	13.31	27.71	98.09	191.27

[a] *Based on estimates only*
[b] *Based on actual figures (except for DSM)*
[c] *190,226 liters*
[d] *1.21 million liters*

(出典: Department of Energy, 2006)

1.3.3　省エネプログラムの実施状況

全てのセクターにおけるエネルギー消費削減及びエネルギー効率化の重要性及び緊急性への認識から、様々なエネルギー効率化プログラム及びサービスが提案され、実行されている。以下に各セクターで実施されているプログラムをまとめる。

1）住宅セクター

住宅セクターで実施されている主なプログラムとしては、長期間実施されてきた DOE によるエネルギーラベル及び電気製品及び設備の基準プログラムがある。

このプログラムは、市場における非効率的な家庭の電化製品及び照明システムの排除、エンドユーザー/消費者の毎月の請求書の削減、国内・世界市場での競争力強化のためのメーカーによる製品の高効率化の奨励、発電による温室効果ガス、及びその他の汚染物質の排出量削減を目的とする。各家電製品についての取り組みを以下に示す。

- ルームエアコン：
  窓タイプルームエアコンのエネルギーラベルプログラムは 1993 年 10 月に開始された。ラベルには製品のエネルギー効率、EER が記載されている。(右図参照)

- 冷蔵庫：
  エネルギー標準及びエネルギーラベリングプログラムで 2 番目に対象とされた電化製品で、ラベリングの義務化は 1999 年に開始した。

- 蛍光ランプ及び安定器：
  1999 年の第 1 四半期に、電磁安定器のガイドラインが策定され、ラベリングの義務が始まった。

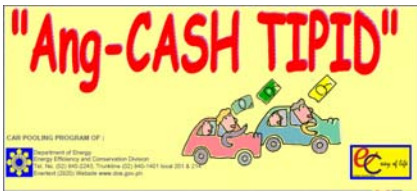
2）輸送セクター

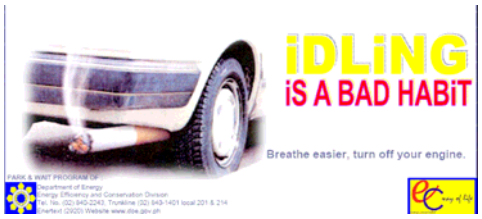
輸送セクターにおいても、a) ボランティアプログラム、b) 車の燃料節約ガイド、及び c）情報提供、教育及びコミュニケーションキャンペーンなど、様々なエネルギー効率化及び省エネの推進に関わるプログラム及び活動が実施されている。

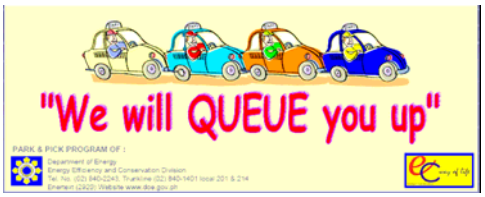
a）ボランティアプログラム

- Carless Day Program（”Don’t be careless, go carless”）
- Car Pooling Program（”Ang-cash tipid”）
- Park and Wait Program (“Idling is a bad habit”)
- Park and Pick Program (“We will queue up”)

- Park to Fly Program (“Aim high for fuel conservation”)
- Park and Walk Program (“I walk an extra distance for energy conservation”)
- Park and Ride (“Drive less, arrive fresh”)







b) 車向け燃料節約ガイド

燃料効率についてのドライバーの啓発を目的として実施。エネルギー省後援の燃料節約競争の結果を、自動車メーカーや部品メーカーはショウルームに展示するように働きかけられている。(右図)

c) 情報、教育及びコミュニケーション（IEC）キャンペーン

道路輸送パトロール、燃料節約コンテスト、セミナー、ラジオ、TV 及び燃料節約アニメなどのキャンペーンを実施。

3）産業及び商業セクター

産業及び商業セクターで実施されているプログラムを以下にまとめる。

a）エネルギー監査/認証プログラム

DOE は、科学技術省（DOST）などの他の政府機関及び、フィリピンエネルギー節約実行者機関（ENPAP）、マニラ電力会社（MERALCO）などの民間セクターと協働で、産業及び商業セクターの事業者に向けのエネルギー監査などのアドバイザリーサービスを提供している。このエネルギー監査を通して、事業者が工業などでのエネルギー消費量について再認識し、エネルギー損失の検討、省エネ可能なポイントの特定などにつなげることが期待される。2004 年には DOE は他の政府機関の建物の監査を行い、省エネプログラムが実施されているかを視察した。

DOST、フィリピン産業及びエネルギー研究開発協議会（PCIERD）、及び産業技術開発機関（ITDI）は、鋳造業、窯業、食品産業などの中小企業を含め様々な事業者に対して、エネルギー監査を通したエネルギー消費量の削減などを支援している。

PCIERD は製鉄業、製鋼業、また中小規模の食品産業に対してエネルギー監査を実施している。これまでに、PCIERD の地域オフィサーに対して、監査実施のための指導者トレーニングを 3 回実施した。

ITDI は PCIERD による監査の支援をしている。そのほかには、監査を通して策定されたプロジェクトを実施している。そのひとつに、窯業、製鉄業、製鋼業、製紙業、化学工業などのエネルギー多消費型企業に対するプロジェクトがある。そのプロジェクトの結果、“アジアの産業向け省エネルギーガイド”が発行された。他には、中小企業向けの省エネ及び環境適合技術の推進プロジェクトを実施している。

最大の配電施設であるマニラ電力会社も、消費者へのよりよいサービスとして、２MW 以上の契約電力の消費者に向けたエネルギー監査を実施し、監査を通して省エネ施策の提案などを行っている。これは ITDT の協力の下実施されている。

過去 2,3 年間で、エネルギー監査サービスの需要は増えている。産業・商業セクターの民間企業は、高いエネルギー費が負担になっていると感じ始め、エネルギー監査の実施を希望している。環境問題への懸念から、省エネの重要性を認識し、監査を希望する会社もある。なお、法律による監査の義務付けはなく、エネルギー監査は全て会社の自主的な行動である。

エネルギー監査の費用は、依頼した民間会社が負担する。監査費用は施設の規模により異なり、建物 1 頭あたり約 PhP 50,000.00 から PhP 450,000.00 である。最初の現地調査の際に建物の規模を確認し、その後に費用を請求される。

毎年、ENPAP はマニラ及びビザヤ地域におけるエネルギー監査についての、4 日間

のトレーニングコースを実施している。これには、エネルギー多消費型機器、製造過程及びシステムごとのエネルギー監査についての講義及び実地トレーニングが含まれている。ENPAP はエネルギー管理トレーニングコースを毎年実施している。

b) 表彰プログラム

このプログラムは、エネルギー管理プログラムの継続的な活動を奨励するために、事業所において省エネプログラムを実施し、大きなエネルギー節約を達成した企業に対して表彰を行うものである。フィリピンでは複数の表彰プログラムがあるが、そのうち DOE が主催している、Don Emilio Abello 省エネルギー賞について以下にまとめる。

Don Emilio Abello 省エネルギー賞は、毎年 12 月のフィリピンエネルギーウィークの期間に、DOE にエネルギー消費報告書を提出した企業や政府機関について、エネルギー消費削減量を評価し、表彰を行う。５－１５％の消費エネルギー削減を達成した企業に対しては、Don Emilio Abello 省エネルギー賞が授与される。下表に、2006 年に本賞を受賞した企業を示す。

表 1.14 2006 年 Don Emilio Abello 受賞企業

COMPANY NAME	% SAVINGS	LITERS OF OIL EQUIVALENT (LOE)	ENERGY EFFICIENCY INITIATIVES
Glorietta Complex	5.1	710,467	▪ Installation of VFD for pumps and motors ▪ Operating a more efficient chiller at 80% and maximizing excess TR capacity of G4 ▪ Installation of capacitors for line loss treatment and PROA for Chillers ▪ Installation of soft starter for motors ▪ Replace existing fans with FRP fans.
Metro Point Mall	7.8	123,237	▪ Installed VFD on condenser pump motor ▪ Lighting Technology Improvement (Magnetic to Electronic Ballast, and replacement of 40W to 32W Fluorescent Lamp), and ▪ Use of pilot lighting during non operation.
Greenbelt 4	5.5	56,545	▪ Installed RCT for treatment of line losses from equipment to power source ▪ PROA for harvesting trapped oil on refrigerant line of chillers and packaged A/C, thus increasing COP ▪ Re-lamping at the Common Area.
The Richmonde Hotel	8.6	129,997	▪ Improved efficiency of water chiller No.2 & 3 by re-insulation of evaporator shell water box ▪ Improved condensing water by operating additional cooling towers w/o necessarily switching on its blower motors ▪ Reconditioned compressor motor of water chiller No.2 ▪ Rehabilitated all defective auxiliary pumps and motors

Alabang Town Center	1.2	93,546	▪ Installation of VSDs of air circulation based on CT differential temperature ▪ Chiller replacement ▪ Relamping and replacement of magnetic to electronic ballast.
Pavilion Mall	4.4	79,357	▪ Replacement of cooling tower fillers ▪ Wastewater recycling ▪ Replacement of mercury lights to CFL ▪ Envirostart installation of escalators ▪ Strict compliance of equipment operation schedule ▪ Installation of VFDs ▪ PF capacitor relay for replacement.
Tower One & Exchange Plaza	1.8	77,024	▪ Use of ponds and water fountain to reduce outdoor air temperature ▪ Use of low reflective energy efficient glasses ▪ Use of natural lighting ▪ Air to air heat exchangers ▪ Return air of cooling system ▪ Installation of automatic PF ▪ Low dynamic head for chilled and condenser water pumps
Greenhills Shopping Center	2.5	44,438	▪ Lifestyle Center Chiller resizing ▪ Re-lamping program ▪ Replacement of 40 W lamps
Greenbelt 1	1.8	37,934	▪ Passive design of buildings such as use of natural lighting and natural ventilation ▪ A/C system improvement such as chiller replacement, installation of high efficiency motors with VFD control ▪ Lighting system improvement such as relamping.
Ayala Life FGU-Center Alabang	2.3	20,325	▪ Installation of VSD at the cooling tower ▪ Lamp and ballast replacement ▪ Installation of automatic voltage regulator for lighting
EDSA Shangri-la Hotel	3.1	216,762	▪ BMS Flatform – acquisition of main controller for start/stop of 16 units AHU ▪ Replacement of 100 defective AHU motorized/modulating valves to automatically controlled chilled water flow ▪ Installation of digital controller for AHU monitoring and control of motorized valves ▪ Installation of 39 units kWh meter (submeter) in various departments and offices ▪ Chiller BMS through interfacing of Durnham Bush Units to Trane Chiller ▪ Installation of digital controller to monitor and control kitchen exhaust, perimeter and garden lighting ▪ Steam trap installation and automatic surface blowdown ▪ Boiler efficiency improvement (steam pipe cladding, use of boiler fuel catalyst)

上記のほかに、産業セクターでは以下のプログラムも実施されている。

- 電気モーターエネルギー効率標準
- ファン及びブロワーの作業効率検定及び電気モーターラベリング

4）発電セクター

2001 年に発行された発電産業改革法の中で、需要サイドのエネルギーの効率的な利用とともに、輸入エネルギー量の削減を目的とした、社会と環境を両立したエネルギー源及びインフラの確保と、発電所における国内産エネルギー、新エネルギー、再生可能エネルギーの使用促進が国家の方針として宣言された。DOE によって実施されているプログラムの例を以下に示す。

- 熱消費率改善プログラム
- システム損失プログラム
- 需要サイド管理（DSM）

5）ESCO 事業

フィリピンでは 1990 年代に、需要サイド管理プログラムと一緒に ESCO 事業が開始された。その際、ESCO は施設のエネルギー効率を上げるための設計、エネルギー監査、省エネ機器、また電気システムのコントロールモニターなどのサービスを提供する会社と定義された。しかし、エネルギー監査機器の高いコストや、高度な専門家が必要なことなどの理由により、現在フィリピンでエネルギー監査を行う ESCO は少ない。DOE が把握している ESCO は現在 16 社ある。

フィリピンの ESCO は様々な省エネ製品やサービスを提供している。一般的な ESCO のサービスは照明システム、ポンプ、モーター、ボイラー、バーナーや熱源、換気、また冷房システムなどを対象としている（図 1.34）。

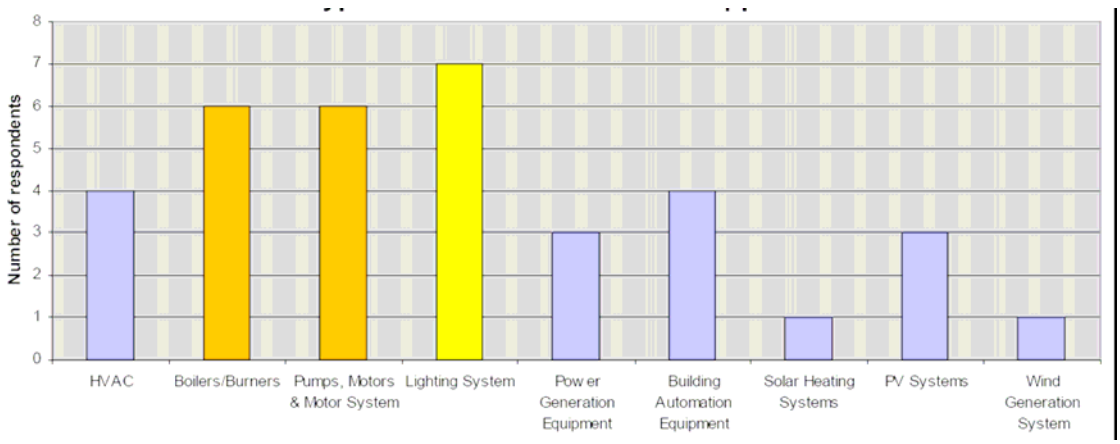


図 1.34 フィリピンにおける ESCO サービスの種類

ESCO の契約形態には、guaranteed savings、fee for service、Shared savings の３つのタイプがあり、会社が予測するリスクの程度に応じて選択される。下図は、それぞれの契約形態が実際に選択された割合を示したものである。

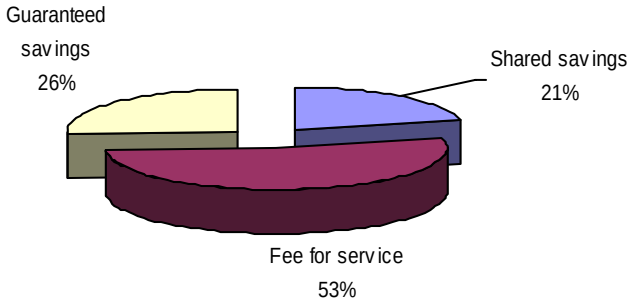


図 1.35　ESCO の契約形態の割合

“Guaranteed savings”契約は、ESCO がエネルギー削減量を保障するものである。顧客は ESCO による省エネ施策の開発、設計、導入に対して支払いをするが、ESCO が保障したエネルギー削減量が達成されなかった場合、ESCO はその差分の費用を自己負担する。“Shared savings”契約では、顧客は ESCO が提案したエネルギー手法によって実際に削減できたエネルギー量の分だけ、サービスへの対価を支払う。このため、この契約タイプは”guaranteed savings”タイプよりも支払い開始までの期間が短くなる。これらの契約形態では、ESCO はプロジェクトリスクだけでなく、顧客に対する信用リスクも負うことになる。

一方”Fee for service”は、提供したサービスに対する対価を必ず受け取れる契約である。したがって ESCO にとっては最良の形態であり、図 1.35 に示されるように実際に一番多く選択されている。

契約形態の問題の他、ESCO は現在事業を起こすにあたり財政的、組織的な問題など、多くの課題に直面している。ESCO は信頼性の問題、エネルギーパフォーマンス契約（EPC）についての情報の不足などのため、借り入れによる資金調達することが難しい。また、金融機関は借り入れの担保として不動産を要求するが、ESCO はサービス事業であるので、提示することができない。さらに、ESCO や省エネプロジェクトへの政府による奨励金もない。ESCO の現在の財源は下図に示す通りである。

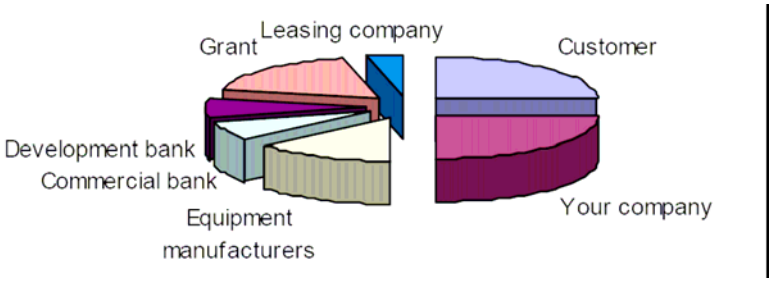


図 1.36　フィリピンにおける ESCO の財源

そこで、ESCO 事業をより推進するために、連合が結成され、2005 年 5 月には ESCO Phil が証券取引委員会（SEC）に登録した。この目的は、a) 業界の動向についての効果的な情報交換及び新技術の導入及び普及、b) エネルギー効率化及び需要削減技術の推進、それによる具体的な経済価値の創造、c) 政府機関に対する戦略的支援、d) 会員に対するビジネス機会の増加のための方針の推進、e) 他の企業及び機関に対する教育及び認可、等である。設立企業は CPI Energy、MERALCO Energy、CEPALCO Energy、Mantron、Geosphere Technologies、TriGen Energy、RNFA、Emerald Sales、TEI、Instrumentation & Control Specialists, Enertech Systems Industries、Mechatronics Instruments & Controls、Resource mobilization Advisors、Lightworks Ventures、Starbright Sales and ALS Protect である。会員企業は設備 ESCO、供給 ESCO、コンサルタント ESCO、および独立 ESCO である。

6) その他のエネルギー効率化・省エネプログラム

上記のような通常プログラムの他に、環境保護のためのエネルギーの効率的な使用を促進するための様々なプログラムが実施されている。プログラムの一例としては、フィリピン高効率照明市場変換プログラム（PELMTP）、エネルギー及び正常な空気プロジェクト（ECAP）、エネルギー管理の技術移転基金（TTEM）などがある。

1.3.4 補助金、助成金及び奨励金

国家エネルギー効率化及び省エネプログラムは、フィリピン国政府からの予算、及び民間セクターからの支援などによって実施されている。また、国連開発計画（UNDP）やアメリカ国際開発機関（USAID）、及び国際協力機構（JICA）などの支援機関からの補助金も受けている。しかし残念なことに、政府から民間セクターへの、省エネプログラム実施のための補助金はない。

2007 年の投資計画では、エネルギーは優先順位 11 番目であった。これは再生可能、その他のエネルギー源による、環境にやさしい技術を用いての発電、配電、及びエネルギー効率化・省エネにつながる技術を利用した活動（バイオ燃料の製造、調合、保管、管理、圧縮天然ガス（CNG）利用車のための店舗、CNG 補給ステーションの設立など）を含む。商業設備における冷房設備や照明システムのアップグレードのための奨励金はない。

1.4 本プロジェクトに係わる主な環境関連法規

本プロジェクトに関連する主な法規を以下にまとめる。

1) 環境連法規

	法律・法規	概要
1	The Philippine Environmental Impact Statement System (PEISS): (P.D.1586) 1978/1981/2002	社会経済成長と環境保護との調和をはかることを目的とする。本法令では、フィリピン大統領は環境上危機的なプロジェクト、事業または地域を宣言すること、またいかなる者も、これらの環境上問題のあるプロジェクト等を、大統領または関係機関の発行する環境順守証明書の取得なしに実施することはできない、と定めている。
2	The Clean Air Act of 1999 (RA 8749)	統括的な大気汚染防止方針を規定。特に移動汚染源（車両等）及び固定汚染源（建物、施設、設備等）による大気汚染の予防と規制について定めている。主な目的は下記のとおり。 ・ 大気汚染管理の全国的なプログラムの策定 ・ 市場ベースの手段の適用による、市民及び産業の協力及び自主規制の促進

（出典：IGES, CDM Country Guide of the Philippines）

2) エネルギー・電力関連

	法律・法規	概要
1	Department of Energy Act of 1992 (R.A. 7638)	Department of Energy (DOE)の体制と役割を定めている。
2	Electric Power Industry Reform Act of 2001 (R.A. 9136)	政府の電力産業改革政策を実施するための法令。下記について定めている。 ・ 透明かつ合理的な電気料金 ・ フィリピンにおける電力市場の ・ 電力供給の質・信頼性・安全性の確保 ・ 全国の電化及び、地方電化への民間セクターの参加の促進 ・ 消費者の福利と保護の促進

（出典：IGES, CDM Country Guide of the Philippines）

3) 天然資源由来の再生エネルギー関連

	法律・法規	概要
1	Geothermal Resources Exploration and Development Act of 1978 (P.D. 1442)	国内における地熱資源の利用について規定する。
2	Mini-Hydroelectric Power Incentives Act of 1991 (RA7156)	国内の電力の自給率を高めるため、また水力発電への民間企業の参加を促すために制定された。税制上の優遇措置などについて定めている。小水力施設は、流水の落ちる運動エネルギーを利用してタービン発電機を回すもので、101kW 以上、10,000ｋW 未満のものと定義している。

（出典：IGES, CDM Country Guide of the Philippines）

1.5　フィリピン国における CDM の政策・状況

1.5.1　温室効果ガス排出量の現状

フィリピンでは、国の温室効果ガス排出量は過去に 2 回、1990 年および 1994 年に調査された。その結果によると、1994 年のフィリピンにおけるエネルギー、産業、農業及び廃棄物セクターからの温室効果ガス排出量は、100,738 ktCO2e である。これから森林セクターの温室効果ガス削減寄与分を取り除くと 100,864 ktCO2e である。

これらの CO2 排出量の 49%がエネルギー部門によるものである。次に大きいのが農業部門で 32%、そして産業部門（10%）、廃棄物部門（9%）と続く。表 1.15 は森林部門を除いたセクター別の CO2 排出量を、図 1.37 はセクターごとの割合を示したものである。

表 1.15　部門別 CO2 排出量(1994 年)

部門	CO2 排出量	%
エネルギー	50,038	49%
産業	10,603	10%
農業	33,130	32%
廃棄物	7,094	9%
合計	100,864	100%

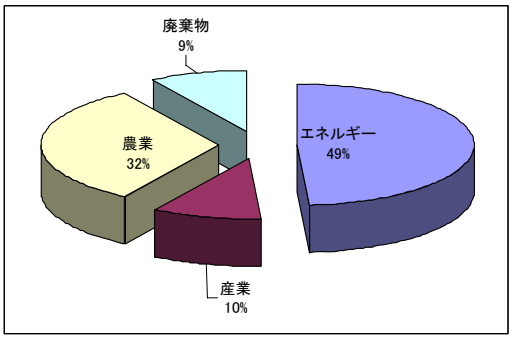


図 1.37 部門別 CO2 排出量(1994 年)

(1) エネルギーセクター

エネルギーセクターから排出される温室効果ガスはほとんどが CO_2 である。エネルギーセクターからは 1994 年には約 50,038ktCO2e が排出されているが、そのほとんどが燃料の燃焼によるものである。下表および図にエネルギーセクターにおける CO_2 排出源の内訳を示す。

サブセクターからの温室効果ガス排出量の約 82%が 3 つの主なエンドユーザー、すなわち、発電業、輸送業及び製造業によるものだということがわかる。また、温室効果ガス排出の要因となっている主な石油燃料は、石油及び石炭である。フィリピンにおける発電ミックスのうち、これらの 2 つの従来の燃料源が 1994 年には 76%を占め、また 2008 年には 67%になるだろうと予測されている。バイオマスや風力、太陽光発電システムなどの新エネルギー源は、エネルギーミックスのうち 1994 年にはわずか 10%であり、2008 年には 21%になると予測されている。

表 1.16　エネルギーセクターからの CO_2 排出量

区分	CO_2 排出量
エネルギー産業	15,508
住宅	4,359
産業	9,497
農業	1,189
輸送	15,888
商業	3,370
逸散排出	227
合計	**50,038**

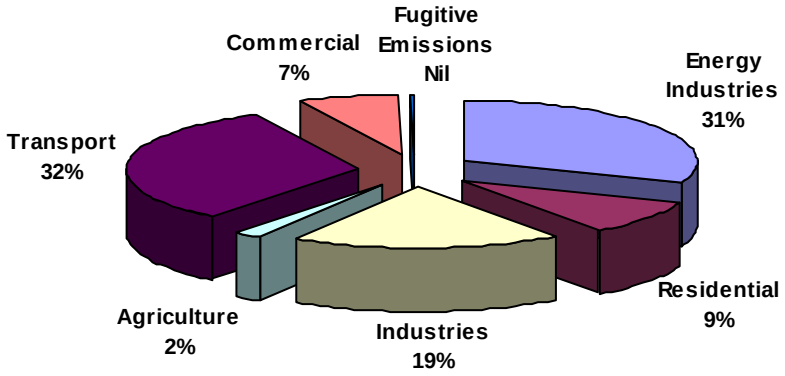


図 1.38　エネルギーセクターからの CO2 排出源内訳

(2) 産業セクター

産業セクターからは CO2 等量で約 10,603kt の温室効果ガスが排出されている。下表に示すように、これらは主にセメント、金属工業から排出されるものである。

表 1.17　産業セクターからの GHG 排出量

SUB-SECTOR	CO_2 EMISSIONS
Cement	4,771
Chemicals	7
Metals	4,318
Halocarbons	1,507
TOTAL	**10,603**

1.5.2　地球温暖化対策の経緯

フィリピンは 2003 年 11 月、京都議定書を批准し、2004 年 12 月、環境天然資源省（DENR）

が国家担当機関（DNA）として指定された。2006 年 1 月には、C DENR の環境管理局(EMB : Environmental Management Bureau)の下に DM ヘルプデスクが設置された。

また 2005 年 8 月にフィリピンにおける CDM ガイドライン（DENR Administrative Order No.2005-17）が公表され、CDM プロジェクト実施のための体制・法整備はほぼ完了している。

気候変動に関する政府機関委員（IACCC）設置	1991 年 5 月
国連気候変動枠組条約署名	1992 年 6 月
国連気候変動枠組条約批准	1994 年 8 月
京都議定書署名	1998 年 4 月
第 1 回　国別報告書(national communication)の提出	2000 年 5 月
京都議定書批准	2003 年 11 月
DNA の設置	2004 年 6 月

1.5.3　CDM プロジェクトの審査体制

(1) 政府承認体制

フィリピン DNA は、運営委員（SC）、DNA 事務局、そしてエネルギー、廃棄物、LULUCF といったセクターにおける技術評価委員（TEC）から構成されている。

DNA 構成メンバー

① CDM 運営委員（Steering Committee）
- 環境天然資源省(Department of Environment and natural Resources)
- エネルギー省(Department of Energy)
- 科学技術省 (Department of Science and Technology)
- 民間企業代表
- 非政府組織代表

② DNA 事務局
- 環境管理局（Environmental Management Bureau）

③ 技術評価委員
- エネルギー省（Department of Energy）
- 国家固形廃棄物管理委員（National Solid Waste Management Committee）
- 森林管理局（Forest Management Bureau）

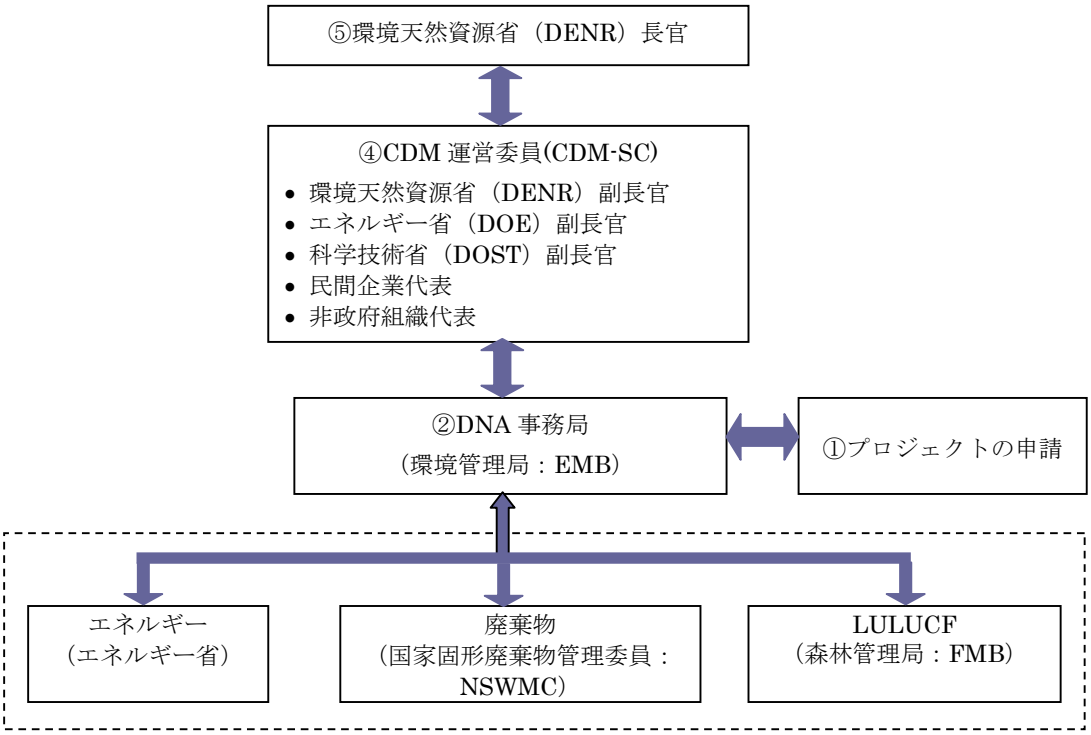


図 1.39　CDM プロジェクト政府承認体制

(2) 承認プロセス

フィリピンでの CDM プロジェクトの承認プロセスでは、PDD(Project Design Document)のほかに、PAD(Project Application Document)の提出も義務付けられ、特にホスト国における持続可能な開発への貢献に対する評価が重要視される。また、エネルギー省（DOE）は CDM の承認手続きに対して、エネルギー分野に関してのみ技術的な評価を行うこととしている(Special order SO2004-07-023)。

フィリピンにおける CDM プロジェクト承認プロセスは下記のとおり。

ステージ１：申請書類の作成・提出

プロジェクト実施者は、申請書類を DNA である DENR の EMB に提出。その後、事務局が書類に不備のないことを確認し、申請料を領収した後に技術評価委員会（TEC：エネルギー系、廃棄物系、森林系に分かれ、それぞれエネルギー省、環境管理局、森林管理局が担当）に送られる。申請書類は以下を含む。

- 申請プロジェクトの持続可能な発展に関する記述

- 法的資格の証明書
- 公聴会の議事録資料

ステージ２：プロジェクトの評価

TEC は、DAO2005-17 に規定される国家承認のクライテリアに従い、必要に応じてプロジェクト実施者と連絡を取り、追加情報や申請書類の改定を要請しつつ、規定の時間内に申請されたプロジェクトのレビューを行う。

ステージ３：プロジェクトの承認内定

CDM 運営委員会（CDM-SC）は、TEC からの評価レポートを元に、CDM-SC が召集され、必要に応じてプロジェクト実施者と連絡を取り、追加情報や申請書類の改定を要請しつつプロジェクトの承認を行い、承認内定報告が事務局を通じて DNA に対して提出される。

ステージ４：プロジェクトの承認

DNA が CDM-SC の承認内定報告等の資料をもとに、プロジェクトの承認に関する最終的な決定を行い、承認する場合には承認レターを発行する。

非承認レターが発行された場合には、レターの受領から 15 日以内に書類上の手続きを行い、DNA に再考を求めることができる。

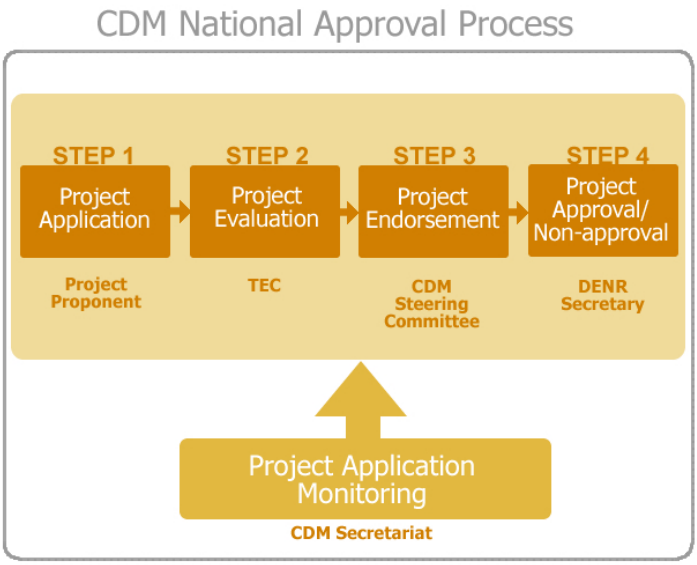


図 1.40　CDM プロジェクト承認プロセス

(出典：フィリピン CDM ウェブサイト Clean Development Mechanism Phillippines

http://www.cdmdna.emb.gov.ph/cdm/public/cdm-ph-phdnaapproval.php?main=cdmph&sub=phdnaapproval)

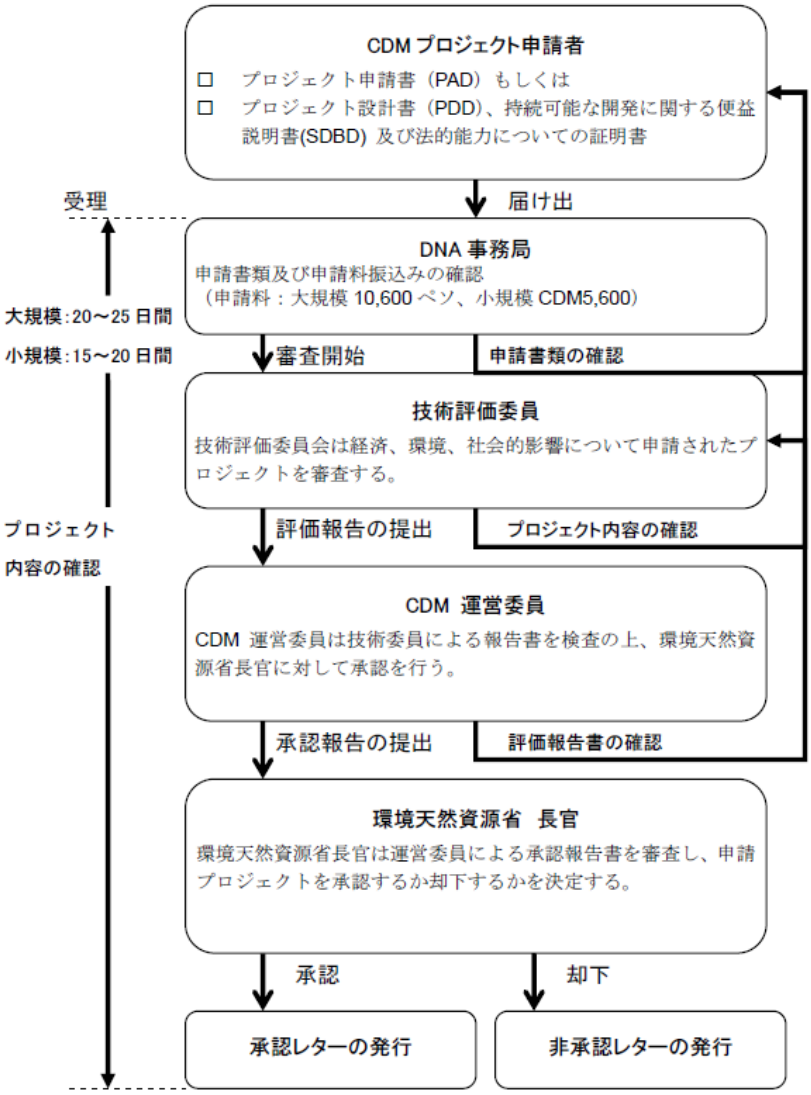


図 1.41 CDM プロジェクト承認プロセス

（出典：フィリピン天然環境資源省行政令 No.2005-17）

(3) 承認基準

プロジェクト承認にあたっては、以下の基準が定められている。

- 事業実施主体が CDM プロジェクトを実施できる法的資格を有していること。
- CDMプロジェクトはフィリピン国の持続可能な発展を達成することに寄与するかどうかにつき技術評価委員によって審査され、CDM 運営委員によって評価される。
- CDM プロジェクトは、持続可能な発展基準を用いて審査が行われる。当該プロ

ジェクトは、持続可能な発展に不可欠となる「経済」、「環境」、「社会」の観点から評価される。

表 1.18　持続可能な発展に関する審査基準

経済的側面	• 生計及び雇用機会の提供 • 安全に関する対策及び補償の提供 • 新規及び追加的な財源の確保
環境的側面	• 環境政策及び環境基準への適合 • 地域における生活環境の改善 • 持続可能な天然資源の利用促進
社会的側面	• 地域における能力構築のための教育と研修の提供 • 弱者に対する地域資源及びサービスの提供 • 地域住民の参加

(4) ＣＤＭ手続に関するフィリピン独自の取り決め

CDM に係わる手続として、フィリピンでは独自に以下の事項を定めている。

① Project Application document (PAD)の提出

フィリピンでは､承認申請に当たり PAD の提出を義務付けている｡PAD の記載内容は、プロジェクト活動の概要、追加性、方法論、ベースラインシナリオの設定、プロジェクト活動期間、クレジット期間、削減量の計算、プロジェクト参加者の概要、ステークホルダーとの協議に関する書類、持続可能な開発に関する便益説明書（Sustainable Development Benefits Description: SDBD）、法的能力についての証明等である。もしくは、PDD に SDBD 及び法的能力についての証明書を添付することで PAD の代替とすることもできる。

SDBD は、プロジェクト概要、経済面・環境面・社会面についての持続可能な開発への貢献を記載するとともに、大規模 CDM プロジェクトについてはモニタリング方法、緩和措置についても記載する。

法的能力についての証明書としては､証券取引委員会（SEC）における登録書類･免許、営業許可､会社が健全であること･不法行為による訴訟等が行われていないことに関する宣誓書等を用意する。

② 申請料金の支払い

申請書類の提出、事務局による書類確認後、EMB に対して下記の申請料を支払う。

大規模プロジェクト：10,600 ペソ
小規模プロジェクト：5,600 ペソ

③　承認までの期間

フィリピン政府は、CDM 承認プロセスに要する標準的な期間を下表のように設定している。

表 1.19　承認までに要する標準的な期間

CDM process	Time required	
	For regular project	For small-scale project
New methodology production and approval	~ 6 months	Usually not required
The PDD production	1-2 months	1-2 months
The DNA approval	20-25 working days	15-20 working days
Validation	1 month	1 month
UNFCCC public comments	1 month	1 month
Registration	8 weeks	4 weeks
[1] *assuming all necessary information is available.*		

(出典：フィリピン　EMB-DENR　ウェブサイト：Clean Development Mechanism Philippines：http://www.cdmdna.emb.gov.ph/cdm/public/cdm-faq.php?main=qa&sub=faq#10)

1.5.4　関連法規

フィリピンにおける CDM に係わる法規を下表に示す。

表 1.20　フィリピンにおける CDM 関連法規

No.	法令	施行日
1	DENR に DNA を設置する行政命令(DAO) No. 2005-17	2005 年 8 月 31 日
2	行政命令（DAO）No. 2005-17 に基づくステークホルダー会議開催に係わる暫定ガイドライン	2006 年 8 月 18 日
3	新規植林・再植林 CDM プロジェクトのためのクライテリア	2006 年 8 月 25 日
4	環境影響報告（EIS）システムに関する実施規則に関する行政命令(DAO) No.2003-30	2003 年 6 月 30 日

1.5.5 CDM プロジェクトの計画・実施状況

2008 年 1 月 28 日現在、フィリピンでは 15 件のプロジェクトが CDM 理事会に登録され、57 件のプロジェクトが有効化審査中である。登録済みのプロジェクトを表 1.21 に示す。

フィリピンで最も早い時期に登録された CDM プロジェクトは、ルソン島の最北端に建設された風力発電事業である。本事業は 2005 年 5 月から稼動しており、2006 年 8 月までに発生した CER の発行を受けている（27,807t）。

過去に最も多かったのが、豚などの家畜糞尿からのメタンガスの回収および発電プロジェクトであったが、2007 年に入ると、新たなプロジェクトタイプが登録されるようになってきた。サトウキビの搾りかす（バガス）を利用したバイオマス発電事業や、工場（焼却炉での廃熱を利用した省エネルギー事業である。DNA である DENR は、フィリピンでは、太陽光、風力、小規模水力発電、省エネ、代替燃料、製造工程の改善、廃棄物管理、バイオ燃料の利用などのテーマの CDM プロジェクトを形成する余地は多いと言及している。

表 1.21 CDM 理事会登録済みプロジェクト（2007 年 7 月 11 日時点）

Registered	Title	Other Parties	Methodology	Reductions*	Ref
10 Sep 06	NorthWind Bangui Bay Project	Netherlands Finland	ACM0002 ver. 6	56788	0453
01 Oct 06	Wastewater treatment using a Thermophilic Anaerobic Digestor at an ethanol plant in the Philippines	Japan	AM0013 ver. 2	95896	0504
21 Oct 06	Gold Farm Livestocks Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 9	2929	0612
23 Oct 06	Joliza Farms Inc. Methane Recovery	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 9	3656	0607
28 Oct 06	Uni-Rich Agro-Industrial Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 9	2929	0609
30 Oct 06	Gaya Lim Farm Inc. Methane Recovery	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 9	3130	0611
21 Oct 06	Gold Farm Livestocks Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 9	2929	0612
23 Oct 06	Joliza Farms Inc. Methane Recovery	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 9	3656	0607
28 Oct 06	Uni-Rich Agro-Industrial Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 9	2929	0609
30 Oct 06	Gaya Lim Farm Inc. Methane Recovery	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 9	3130	0611
10 Dec 06	20 MW Nasulo Geothermal Project	Netherlands	ACM0002 ver. 6	74975	0590

Registered	Title	Other Parties	Methodology	Reductions*	Ref
31 Jan 07	Paramount Integrated Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-I.A. ver. 8 AMS-III.D. ver. 9	7582	0605
13 Apr 07	San Carlos Renewable Energy Project		AMS-I.D. ver. 9	37658	0931
05 May 07	Philippine Sinter Corporation Sinter Cooler Waste Heat Recovery Power Generation Project	Japan	ACM0004 ver. 2	61702	0963
26 Aug 07	D&C Concepcion Farms, Inc. Methane Recovery and Electricity Generation Project	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 11	3348	1206
07 Sep 07	Bondoc Realty Methane Recovery and Electricity Generation Project	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 11	1785	1205
07 Sep 07	Superior Hog Farms Methane Recovery	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 11	3346	1208
08 Sep 07	Goldi-Lion Agricultural Development Corporation Methane Recovery and Electricity Generation Project	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-III.D. ver. 11	3994	1207
17 Dec 07	The Anaerobic Digestion Swine Wastewater Treatment With On-Site Power Bundled Project (ADSW RP1001)	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-I.D. ver. 10 AMS-III.D. ver. 11	5806	

*排出削減予測量の単位は、トン（CO2 等量）／年である。

第2章　プロジェクト概要

2.1　　プロジェクトの目的と内容

フィリピンを始めとする ASEAN 諸国の多くは、一年を通じて高温多湿な気候にあり、オフィスビルやショッピングセンター、レストランなどの商業施設では一年中冷房を行っており多くの電力を消費している。こうした電力は、第 1 章に示したように石炭、石油といった化石燃料を用いた発電所により発電されたものの割合が多く、温室効果ガスを排出するだけでなく、最近の原油高と相まって電力料金の値上げが続いており、企業経営を圧迫する原因ともなっている。

一方、ASEAN 地域における建物の設備機器は、旧式の効率の悪い機器が使い続けられるケースが多く、省エネ機器への更新は進んでいないのが現状である。これは、建物の維持管理に十分な資金が回せない経営的問題と、省エネ調査や改修の十分な知識が建物の管理者に備わっていないためと考えられる。

本プロジェクトでは、フィリピンの通信会社をカウンターパートとし、所有するビル群の空調系と照明系を中心とする省エネ機器を導入することにより電力消費を低減させ、これにより CO2 の削減にも寄与する CDM プロジェクトである。通信会社をカウンターパートとした理由は以下の 3 点である。

- オフィスとしての機能だけでなく、発熱密度の大きく、稼働時間の長い通信機器室を備えており、電力使用量が通常のオフィスビルより大きいため、大きな省エネ効果を期待できると予想される。
- 単一のビルの省エネにより得られる炭素クレジットは小さく、CDM としての魅力に乏しいため複数の建物を所有する企業をターゲットとし、省エネ技術の適用範囲を複数ビルとして炭素クレジット総量を大きくすることが望ましい。
- プログラム CDM とすることにより、技術の展開も図れ、得られる炭素クレジットを原資として他の建物に省エネ技術を普及させることが比較的容易であると考えられる。

なお、本調査において、本プロジェクトのカウンターパートについては、相手側の事情により名称は伏せることとする。

2.2　　プロジェクトの持続可能な開発への貢献

省エネはわが国がアジアを始めとする発展途上国に普及すべき技術として最も期待されているものであり、2007 年 6 月に発表された 21 世紀環境立国戦略においても中期戦力の 3 つの原則の 1 つとして取り上げられている。また、2007 年 11 月 21 日にシンガポールで開

催された第 3 回東アジア首脳会議で採択されたシンガポール宣言のなかにもエネルギー効率向上の強化が盛り込まれ、2007 年 12 月にインドネシアバリ島で開催された、気候変動枠組条約第 13 回締約国会議（COP13）、京都議定書第 3 回締約国会合（CMP3）で採択された CDM に関するガイダンス（Decision -/CMP.3, Further guidance relating to the clean development mechanism）の中でも、省エネプロジェクトの推進を奨励している。

第 1 章で述べたように、フィリピン・エネルギー省（DOE）は、フィリピン・エネルギー・プラン 2005 の中でエネルギー自給率を 2010 年までに 60%まで向上させることを計画しており、その一つの重要な方策として省エネを位置付け、15.3MMBFOE(原油換算 100 万バレル)相当の省エネを目指し省エネ推進プログラムを開始したところである。省エネはフィリピン政府の掲げるエネルギー自供率向上において重要な要素となっている。

一方、フィリピンにおける 2004 年の電力販売量は約 44,000GWh で、2003 年比 3%の増加であった。また、マニラ電力会社の 2005 年における電力販売量は約 25,000GWh で、そのうち商用は 9,000GWh である。電源構成別に見ると石油、ガス、などの化石燃料起源のものが 66%を占め水力 15.5%、地熱 18.5%であり、これを用いて計算された排出係数はルソングリッドで 0.548 t CO2/MWh である。フィリピンは 1 年を通して高温多湿であり、オフィスビルの冷房利用度は大きいため（ビルにおける電力消費の約 62%を占めている）、空調機器を中心とした機器の省エネ化は大きな効果が期待できる。さらに、省エネは温室効果ガスの排出削減に結びつくだけでなく、新しい電源開発が進まない中、増大する電力需要に対応して余力を与えるものである。

2.3 プロジェクト参加者の概要

2.3.1 フィリピンにおける通信会社の概要

フィリピンにおける通信産業は、70 年にも及ぶ独占の後、1987 年に規制緩和された。その後インフラが急速に整備され、2001 年には電話回線密度が 100 人当たり 10.91 になった。これは 1993 年から 900％の増加になる。この間、政府は Service Area Scheme として、300,000 の国際 gateway facility operator による地上通信線の増加、400,000 の新規携帯ライセンスによる地上通信線の増加、また 700,000 の携帯及びゲートウェイ・ライセンスを持つ会社による地上通信線の増加を実施していった。

電気通信のインフラは 2002 年からあまり進んでいないにもかかわらず、電気通信及び放送業界は過去 5 年間に徐々に成長してきた。なかでも携帯電話セクターはフィリピンでも他に類を見ないほどの発展を遂げており、2006 年には GDP の 2.7％を占めるほどであった。登録している携帯利用者は、2007 年の終わりには、ほぼ人口の半分にあたる 4,700 万人に達した。

データサービスセグメントについても、携帯電話以上の成長を見せており、通信産業にとっては将来の収益増の源となると期待されている。

フィリピンの通信産業における電話回線の整備状況を表 2.1 に、通信会社のシェアを図 2.1 に、通信会社別固定電話の加入ライン数などを表 2.2 に、携帯電話の加入者数の年変化を表 2.3 に示す。NCR（マニラ首都圏）が加入ライン数が最大で 162 万ラインである。固定電話会社は PLDT が最大手でシェア 60%を占め、その他の通信会社のシェアは 10%以下である。携帯会社は、GLOBE と SMART が双璧であり、それぞれ 1250 万、1540 万の加入者数を示している。

表 2.1　地域別電話回線の整備状況

REGION	POPULATION	INSTALLED LINES	SUBSCRIBED LINES	TELEDENSITY	
				Installed	Subscribed
CAR	1,553,173	89,154	33,660	5.74	2.17
NCR	11,289,368	2,840,239	1,619,608	25.16	14.35
I	4,481,820	192,581	111,696	4.30	2.49
II	3,086,812	37,990	28,066	1.23	0.91
III	8,426,578	408,207	271,175	4.84	3.22
IV	12,810,064	1,073,343	581,450	8.38	4.54
V	5,165,243	109,631	68,387	2.12	1.32
VI	6,884,429	427,481	135,385	6.21	1.97
VII	6,068,238	470,616	222,748	7.76	3.67
VIII	4,133,242	151,652	27,790	3.67	0.67
IX	3,522,722	35,945	29,446	1.02	0.84
X	3,189,990	146,258	56,361	4.58	1.77
XI	5,902,604	322,243	108,916	5.46	1.85
XII	2,971,763	82,616	31,864	2.78	1.07
XIII	2,319,415	117,116	31,927	5.05	1.38
ARMM	2,409,317	33,315	8,773	1.38	0.36
TOTAL	84,214,778	6,538,387	3,367,252	7.76	4.00

（出典：　National Telecommunications Commission, 2007）

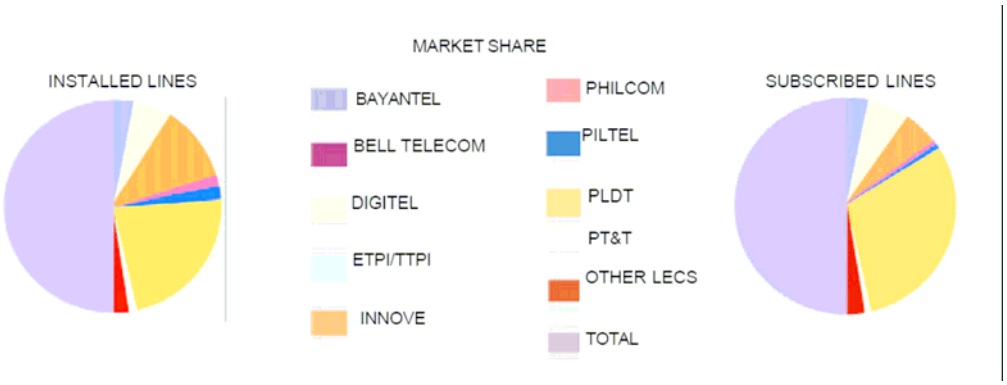


図 2.1　フィリピンにおける通信会社のシェア

表 2.2　会社別回線数及び市場シェア

OPERATOR	INSTALLED LINES	SUBSCRIBED LINES	MARKET SHARE	
			INSTALLED	SUBSCRIBED
BAYANTEL	443,910	227,057	6.79	6.74
BELL TELECOM	12,710	1,942	0.19	0.06
DIGITEL	634,345	410,661	9.70	12.20
ETPI/TTPI	91,446	15,915	1.40	0.47
INNOVE	1,507,197	329,908	23.05	9.80
PHILCOM	213,236	52,752	3.26	1.57
PILTEL	236,561	46,202	3.62	1.37
PLDT	2,926,515	2,043,816	44.76	60.70
PT&T	129,000	24,468	1.97	0.73
OTHER LECS	343,467	214,531	5.25	6.37
TOTAL	**6,538,387**	**3,367,252**	**99.99**	**100.01**

（出典： National Telecommunications Commission, 2007）

表 2.3　会社別　携帯電話利用登録者数(過去 5 年間)

CELLULAR MOBILE TELEPHONE SERVICE (CMTS) SUBSCRIBER					
OPERATORS	YEARS				
	2002	2003	2004	2005	2006
BAYANTEL	not operational	not operational	not operational	not operational	
CURE					1,000
DIGITEL	not operational	732,467	1,200,000	1,860,000	
EXTELCOM	29,896	29,896	13,670	10,374	
GLOBE	6,572,185	8,800,000	12,513,973	12,500,000	
ISLACOM	181,614				
MULTI-MEDIA					
NEXTMOBILE					22,411
PILTEL	1,773,620	2,867,085	4,612,450	4,984,425	6,974,379
SMART	6,825,686	10,080,112	14,595,782	15,424,196	17,201,005
TOTAL	15,383,001	22,509,560	32,935,875	34,778,995	24,197,795
POPULATION	79,476,271	81,054,329	82,652,033	84,214,778	85,386,261
CMTS DENSITY	19.36	27.77	39.85	41.30	

（出典：　National Telecommunications Commission, 2007）

2.3.2　　プロジェクト参加者

① プロジェクト実施企業

通信会社

本プロジェクトを実施する通信会社は、フィリピンを代表する固定電話会社と携帯電話会社である。会社名については、相手側の都合により伏せることとする。同社の建物管理部門が中心になって事業を進める。

② その他プロジェクト参加者

鹿島建設

鹿島建設は、PDD の作成及び国連登録に係わる作業、また、技術調査の実施、機器の選定、モニタリングの技術指導などを行う。鹿島建設はフィリピンに現地法人鹿島フィリピンを設立し建物や工場などの建設工事の実績が豊富であり、現地の基点として対応することが可能である。

2.4 プロジェクト候補地の概要

2.4.1 プロジェクト対象施設の選定理由

本プロジェクトにおけるカウンターパートとしてフィリピンにおける大手通信会社を選定した理由は、2.1 に記述したように通信会社所有のビルは発熱密度が大きく稼働時間が長い通信機器室を備えているため冷房のエネルギー消費量が大きいこと、全国に通信施設を含む複数の建物を所有しているため建物を対象にした省エネ CDM としてバンドリング、またはプログラム CDM 化がしやすいこと、省エネに対する関心が高まっていることなどである。

これまでに大手固定電話会社および携帯会社に対し省エネ技術の説明と CDM 化のメリット等について説明したところ理解が得られ CDM 化の意欲を示している。

2.4.2 プロジェクト対象施設の運営状況

対象通信会社は、フィリピン全土に数十棟のビルを所有および一部賃貸している。最も大きな建物で 30 階程度、平均月間消費電力が 1,000,000kWh 程度であり、小さいもので平均月間消費電力が 50,000kWh 程度である。

上記のどの建物でも、限られた維持管理予算の中で省エネ化の推進は進んでいないのが現状であり、特に、チラーやクーリングタワーなどの熱源設備については投資回収期間が長いため、基本的には壊れるかひどく老朽化するまで更新は行われていない。また、明確な数値は入手できていないが、建物の維持管理に割り当てられている予算は非常に小さいものと考えられる建物もある。

ただし、白熱灯のコンパクト蛍光灯（CFL）への更新のように、費用が比較的小さいものについては更新が実施されている。

運営は、本社の維持管理部門が統括し、それぞれの建物に対してメンテナンス担当を置いている。更新や省エネ等の計画、予算取りは本社サイドで実施している。

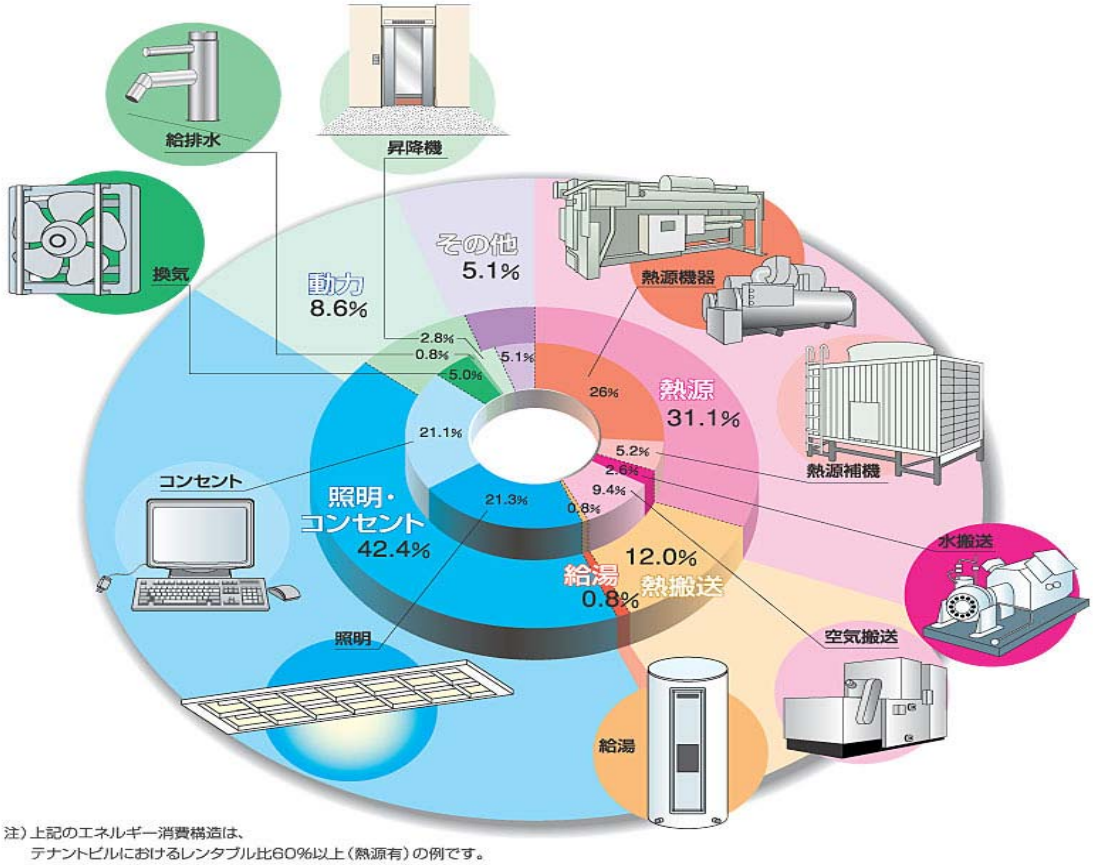
2.5 プロジェクト実施内容

本節では、まず一般的な省エネ技術について概説し、その中から本プロジェクトで活用する省エネ技術について述べる。

2.5.1　一般的な省エネ技術

(1) ビルのエネルギー消費の構成について

省エネを検討する際の基本事項として、一つのビルが何にどれぐらいエネルギーを消費しているかを知ることがまず重要である。財団法人省エネルギーセンターの資料によると、わが国の一般的なビルにおけるエネルギー消費構造は、下図に示すように約 31%が熱源設備、約 12%が熱搬送、約 42%が照明・コンセント用途で占められている。なおフィリピンにおける一般的な商業ビルのエネルギー構造は、1.2.2（1-18 ページ）で述べているように、約 62%が冷房、約 21%が照明・コンセント用途となっている。なお、下図に示すビルのエネルギー消費構造は、表 2.4 に示す分類に基づいている。



注）本グラフで示すエネルギー消費構造は、表 2.4 に示す分類に基づくものである。

図 2.2 一般的なビルのエネルギー構造

(出典：財団法人　省エネルギーセンター「オフィスビルの省エネルギー」パンフレット)

表 2.4　一般的なビルのエネルギー消費区分、消費機器等

エネルギー消費先区分		主なエネルギー消費機器
熱源	熱源本体	冷凍機、冷温水器、ボイラ、他
	補機動力	冷却水ポンプ、冷却塔、冷温水 1 次ポンプ、他
熱搬送	水搬送	冷温水 2 次ポンプ
	空気搬送	空調機、ファンコイルユニット、他
給湯	熱源本体	ボイラ、循環ポンプ、電気温水器、他
照明・コンセント	照明	照明器具
	コンセント	事務機器、他
動力	換気	駐車場ファン、他
	給排水	揚水ポンプ、他
	昇降機	エレベータ、エスカレータ、他
その他	その他	トランス損失、店舗動力、他

(出典：財団法人　省エネルギーセンター「オフィスビルの省エネルギー」パンフレット)

(2) 一般的な省エネ技術

ビルは竣工後の経年劣化による物理的な劣化、特に機器の性能低下によって省エネルギー性能は竣工当時に比べ低下する。また高性能機器の出現により相対的な省エネルギー性能も低下する。一般的に省エネルギーの着目点は以下の 5 点である。

①負荷を削減する

②設備の適用範囲を制限する

③過剰消費を防止する

④建設計画時と運用時の使われ方を整合させる

⑤各種設定値を適正に調整する

またビルの省エネ部位は大きく電力設備周り、冷温熱源設備周り、搬送動力設備、照明設備、給排水設備、昇降機設備・建物入り口関係に分類できる。

図 2.3 にビルの設備機器の概念を示す。また、表 2.5に省エネ手法の一覧を示す。

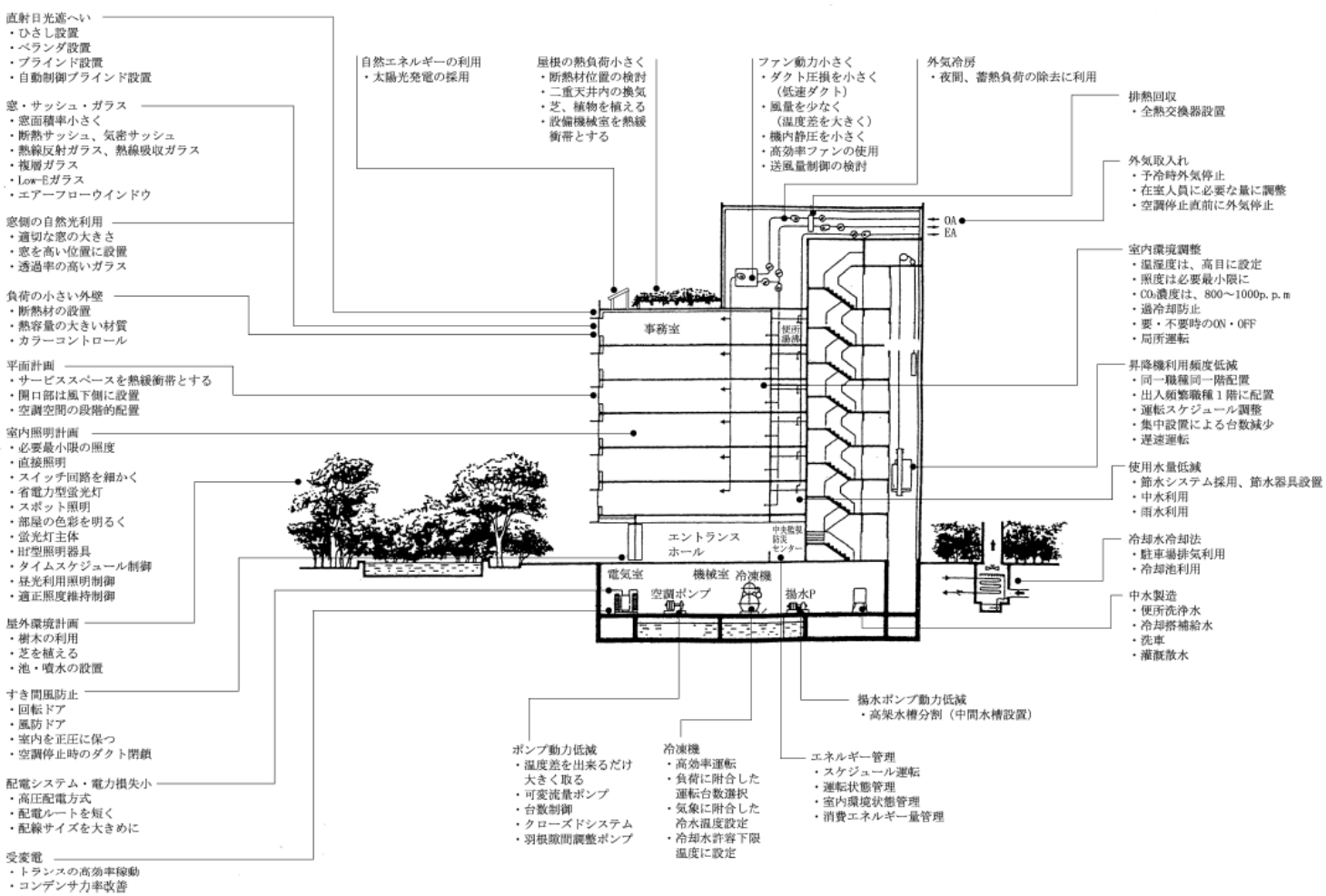


図 2.3　ビルの設備機器

（出典：事務所ビル省エネルギーガイドライン）

表 2.5　省エネ手法一覧

分　類	番号	省エネルギー手法	
電力設備の省エネルギー手法	E-1	負荷の軽減	・コンデンサ力率改善制御
	E-2	負荷の軽減	・電力デマンド制御の採用
	E-3	負荷の軽減	・変圧器台数制御
冷・温熱源設備の省エネルギー手法	H-1	高効率機器の利用	・高効率機器の利用、全熱交換機を取付ける
	H-2	過剰消費の防止	・熱源システムの最適な選択
	H-3	過剰消費の防止	・熱源効率の向上（設定温度・圧力等の調整）
	H-4	過剰消費の防止	・熱源の台数制御の実行または調整を行う
	H-5	過剰消費の防止	・スケジュール制御
	H-6	過剰消費の防止	・蓄熱槽運転の最適化
	H-7	負荷の低減	・外気冷房
	H-8	負荷の低減	・自然換気
	H-9	負荷の低減	・外気取り入れ制御システムを導入（CO2制御・外気冷房）
	H-10	負荷の低減	・熱源機起動時間帯外気取り入れ禁止
	H-11	過剰消費の防止	・冷凍機コンデンサ・エバポレータを清浄する
	H-12	過剰消費の防止	・熱源機器点検整備
	H-13	過剰消費の防止	・全熱交換機の中間期停止、バイパス回路への切換
	H-14	適用範囲の制限（温度）	・温湿度条件を緩和する（セットバック）
	H-15	適用範囲の制限（時間）	・熱源運転時間の短縮
	H-16	負荷の軽減	・ブラインド/カーテンの適切な運用
	H-17	負荷の軽減	・隙間風負荷の削減
	H-18	負荷の軽減	・喫煙エリアの制限
	H-19	負荷の軽減（設定条件）	・送風温度の設定変更を行う
	H-20	負荷の軽減（負荷追従）	・手動でこまめに調節する
搬送動力設備の省エネルギー手法（空気搬送系）	M-1	過剰消費の防止（負荷追従）	・搬送動力用モータをインバータ化する
	M-2	過剰消費の防止（負荷追従）	・機械室/電気室/倉庫の換気制御
	M-3	過剰消費の防止（負荷追従）	・駐車場の換気制御
	M-4	過剰消費の防止	・空調機コイル・フィルタを清浄にする
	M-5	過剰消費の防止	・効率低下機器の補修・交換を行う
	M-6	適用範囲の制限（空間）	・非使用室の空調を停止する
	M-7	適用範囲の制限（空間）	・局所空間（空調作業域の集約）を行う
	M-8	適用範囲の制限（空間）	・空調運転時間を短縮し、残業時間の空調を取りやめる
	M-9	適用範囲の制限（空間）	・残業時間の空調を制限する
（水搬送系）	M-10	過剰消費の防止（負荷追従）	・送水ポンプのインバータ化
	M-11	適用範囲の制限（設定条件）	・送水温度の設定変更を行う（大温度差による送水）
	M-12	過剰消費の防止（負荷追従）	・手動でこまめに調節する
	M-13	負荷の低減（損失低減）	・配管抵抗を少なくする
照明設備の省エネルギー手法	L-1	高効率機器の利用	・照明設備を高効率なものに交換
	L-2	高効率機器の利用	・照度コントロール/点灯制御システムの追加
	L-3	高効率機器の利用	・省エネ型高輝度誘導灯への変更
	L-4	過剰消費の防止	・人間感知センサーによる点灯制御
	L-5	適用範囲の制限（空間）	・照明の配線回路を分ける
	L-6	適用範囲の制限（空間）	・照明器具それぞれに個別スイッチを取り付ける
	L-7	適用範囲の制限（時間）	・タイマー・スイッチによる照明の自動点灯を行う
	L-8	過剰消費の防止	・ランプの清掃/交換を行う
	L-9	過剰消費の防止	・室内表面を清掃して照明効率を向上させる
	L-10	過剰消費の防止	・窓際の照明を消す
	L-11	過剰消費の防止	・作業スペースの過剰照明を間引きする
	L-12	過剰消費の防止	・廊下・ホール等の照明・間引きを行う
	L-13	適用範囲の制限（時間）	・こまめな消灯
	L-14	適用範囲の制限（時間）	・残業時間に、1時間強制消灯する
	L-15	適用範囲の制限（時間）	・始業前点灯時間を短縮・制限する
給排水設備の省エネルギー手法	P-1	高効率機器の利用	・水ポンプの効率改善
	P-2	過剰消費の防止	・中央給湯、個別給湯を分ける
	P-3	負荷の低減	・節水型衛生器具/水栓類の採用
	P-4	過剰消費の防止	・効率低下機器の補修・交換を行う
	P-5	適用範囲の制限	・給湯時間と範囲を縮小・制限する
	P-6	適用範囲の制限	・給湯を取りやめる
	P-7	負荷の軽減	・給湯温度を低くする
昇降機設備及び建物入り口の省エネルギー手法	EL-1	高効率機器の利用	・エレベータのモータをインバータ化する
	EL-2	過剰消費の防止	・効率低下機器の補修・交換を行う
	EL-3	過剰消費の防止	・自動制御機器の点検・修理を行う
	EL-4	適用範囲の制限	・エレベータ・エスカレータの運転を間引きする
	EL-5	負荷の軽減	・中間期に自動扉を手動にする
	EL-6	負荷の軽減	・冬季建物出入り口、開き戸使用禁止、回転扉利用
その他	O-1	適用範囲の制限	・自動販売機の節電（照明、運転）

(3) 省エネ調査の手順について

省エネを実施する為には、ビルのエネルギー消費の状況を把握し省エネの提案が可能な該当部位を調査する必要がある。具体的には竣工図書の調査、管理台帳の調査、各種測定記録の調査およびヒアリング等によって現状の性能が省エネ可能かを判断する。

一般的には先行して建物の概要や省エネ提案項目を調べる予備調査が実施され、建物および設備機器の設置年数、全体のエネルギー消費のボリューム、設備システムの把握を行った上で省エネ提案可能項目の概要を把握する。各省エネ提案項目に対する設備投資やエネルギー費（光熱水費）の削減量、省エネ提案の難易度を判断し提案可能な案件に対しては引き続き計測を実施し省エネの量的な把握を行う詳細調査が実施される。

予備調査は建物に用意された管理台帳や竣工図書等を確認し、エネルギーの使用状況や管理状況を把握する事が主な調査である。現地では半日～1 日のウォークスルーを行い、設備システムの設置状況や運用状態の確認や監視システムの確認を行う。建物管理者へのヒアリングを実施して実際の運用方法の把握を行い、さらに既存図書と実際の建物の差異を確認する。これらの調査で得られる情報に基づき省エネ提案の基礎が作られることから、対象建物のエネルギー使用に関連する事前資料の提供は重要な要素である。過去のエネルギー消費実績データや最新の機器リスト、図面等の整理がされていない場合には、施設担当者の協力を得ながら、建物の状況把握のための充分な事前準備が必要となる。

一般的な調査項目の一覧を表 2.6に示す。

表 2.6　一般的な調査項目一覧

調査項目		調査方法
エネルギー消費量	電力消費量	管理台帳調査
	ガス消費量	管理台帳調査
	油等燃料消費量	管理台帳調査
	水消費量	管理台帳調査
運用管理状況	使用状況	状況ヒアリング
	運転状況	状況ヒアリング、運転日誌調査
	保守点検状況	状況ヒアリング、管理台帳調査
	設定情況、室内状況	状況ヒアリング、管理状況調査

調査項目		調査方法
建築要素	窓、ブラインド、カーテン等	状況調査
	壁、間仕切り等	竣工図調査
	出入り口扉等	竣工図調査

調査項目			調査方法
設備要素	熱源 （本体・補機）	容量・台数	竣工図、完成図調査
		システム	竣工図
		制御	竣工図、管理台帳調査
	熱搬送 （水搬送・空気搬送）	容量・台数	竣工図、完成図調査
		システム	竣工図
		制御	竣工図、管理台帳調査
	給湯	容量・台数	竣工図、完成図調査
		システム	竣工図
		制御	竣工図、管理台帳調査
	照明・コンセント	器具・台数	竣工図
		系統	竣工図
	動力 （換気・給排水・昇降機）	容量・台数	竣工図、完成図調査
		システム	竣工図
		制御	竣工図、管理台帳調査
	受変電	容量・台数	竣工図、完成図調査
	その他	容量・台数	竣工図、完成図調査

省エネ調査フローの例として、財団法人省エネルギーセンターの省エネ診断フローを下図に示す。

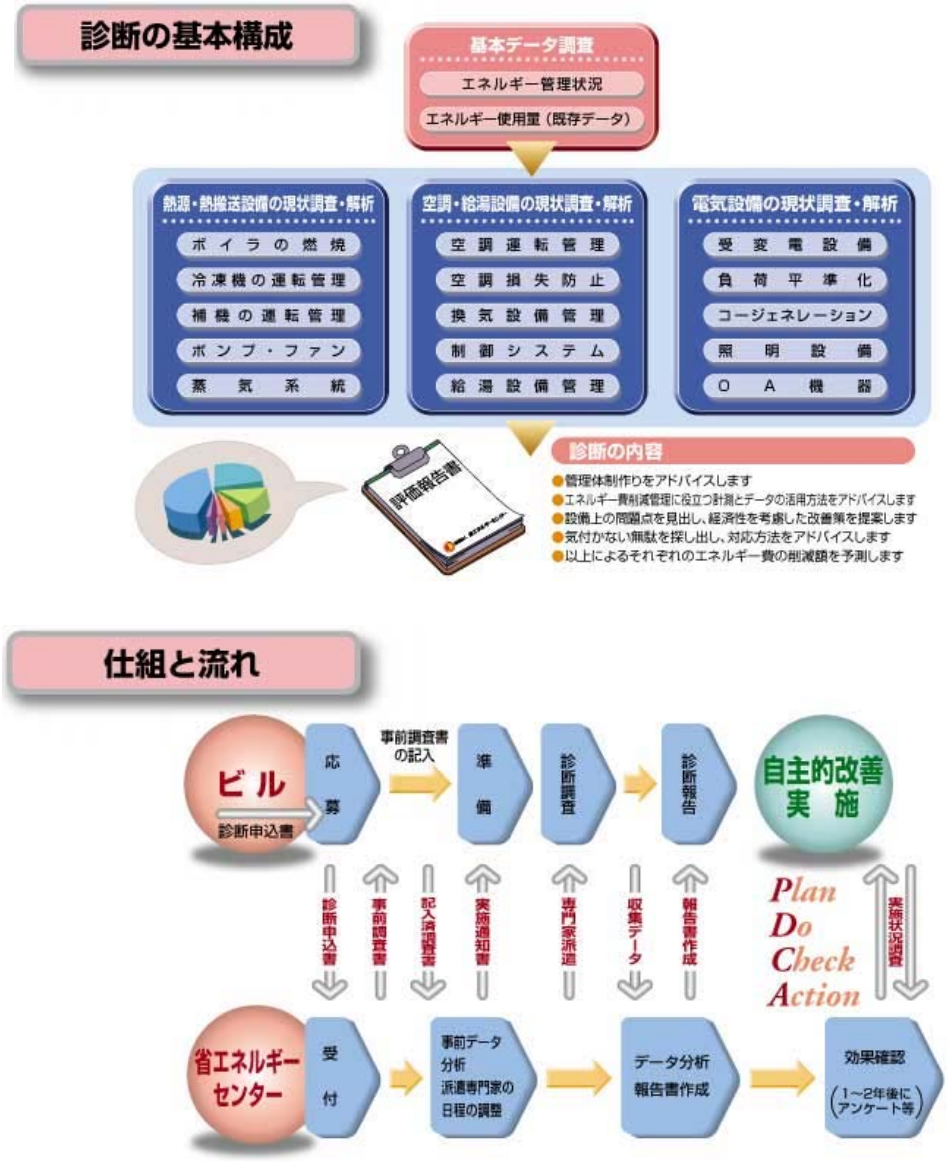


図 2.4　省エネ調査フローの例

（出典：財団法人　省エネルギーセンター「オフィスビルの省エネルギー」パンフレット）

建築物総合環境性能評価システム（CASBEE）

また、わが国では建築物総合環境性能評価システム（CASBEE）も実施されている。これは、建築物の環境性能で評価し格付けする手法であり、省エネや省資源・リサイクル性能といった環境負荷削減の側面はもとより、室内の快適性や景観への配慮といった環境品質・性能の向上といった側面も含めた、建築物の環境性能を総合的に評価するシステムで

ある。CASBEEの評価ツールは、(1)建築物のライフサイクルを通じた評価ができること、(2)「建築物の環境品質・性能(Q)」と「建築物の環境負荷(L)」の両側面から評価すること、(3)「環境効率」の考え方を用いて新たに開発された評価指標「BEE（建築物の環境性能効率、Building Environmental Efficiency）」で評価する、という 3 つの理念に基づいて開発された。BEEによるランキングでは、「Sランク（素晴らしい）」から、「Aランク（大変良い）」「B+ランク（良い）」「B-ランク（やや劣る）」「Cランク（劣る）」という 5 段階の格付けが与えられる[1]。

このシステムは建設業界で広く取り入れられている。例えば鹿島建設では、全設計案件に本システムを導入して建物用途別に達成すべき CASBEE 評価値を設定するなど、環境配慮設計水準の向上に活用している。また、近年企業の社会的責任（CSR）が強く要求されるようになり、特に企業が新築する工場や自社ビルの環境負荷を軽減し高効率を目指す試みが行われている。企業が社会的責任を話している根拠の数値として、新築、改築時にCASBEEの高評価を受けたことを積極的に公表する傾向にある。

2.5.2 CDM の観点から採用可能な省エネ手法

(1) 省エネ手法について

省エネの取り組みを CDM プロジェクトとするための適用条件として、CDM 理事会承認済みの小規模方法論 AMS-II.E には、下記の事項を挙げている。

- プロジェクトバウンダリー内におけるエネルギー利用量（例：電力量や化石燃料消費量）を直接測定・記録できるプロジェクトに適用可能である。
- プロジェクトで実施される手法（エネルギー効率の改善）による影響を、プロジェクトによって影響を受けないほかの変数（SN 比）に起因するエネルギー利用量の変化と、明確に区別できる場合に適用可能である。

したがって、CDM プロジェクトに取り入れる省エネ手法は、モニタリングが容易であること、そしてモニタリングデータがプロジェクト外の原因の影響を受けないよう、計量区分を明確にすることが必要である。ただし、他の手法の採用を妨げるものではなく、むしろ複合的に実施することが望ましい。また、対象地域で、プロジェクトに必要な機材が容易に調達できるものであるかの検討も必要である。

以上を考慮した結果、本プロジェクトに採用可能である省エネ手法は以下にあげるものとなる。

- 熱源、空調機、照明等の高効率機器への更新

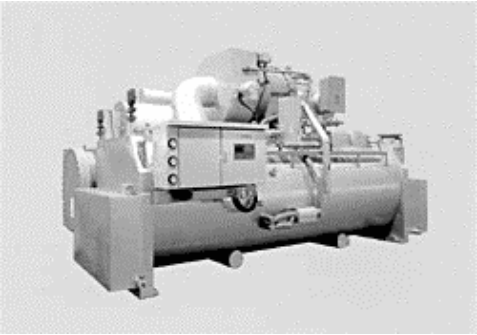
[1] 財団法人　建築環境・省エネルギー機構ウェブサイト　http://ibec.or.jp/CASBEE/about_cas.htm

- ポンプ搬送動力の低減
- ファン搬送動力の低減
- 台数制御採用による過剰運転の低減
- ビル･エネルギー管理システムの導入

1）高効率機器への更新

① 高効率熱源への更新

省エネルギーの要求が高まるにつれ、近年、熱源機器の性能はめざましい向上を見せている。冷熱を供給する熱源種別には、ターボ冷凍機、スクリュー冷凍機、レシプロ冷凍機があるが、いずれも性能を示す効率(COP : 入力エネルギーと出力エネルギーの比)が向上している（図 2.5)。例えば、遠心式冷凍機の場合 1975 年にはCOP4.0 であったのが、30 年後の 2005 年にはCOP6.0 に向上している。これは、冷却能力 2,500kWの設備の場合、電力消費量が 500kWから 412kWになり、約 18%のエネルギー削減になる。



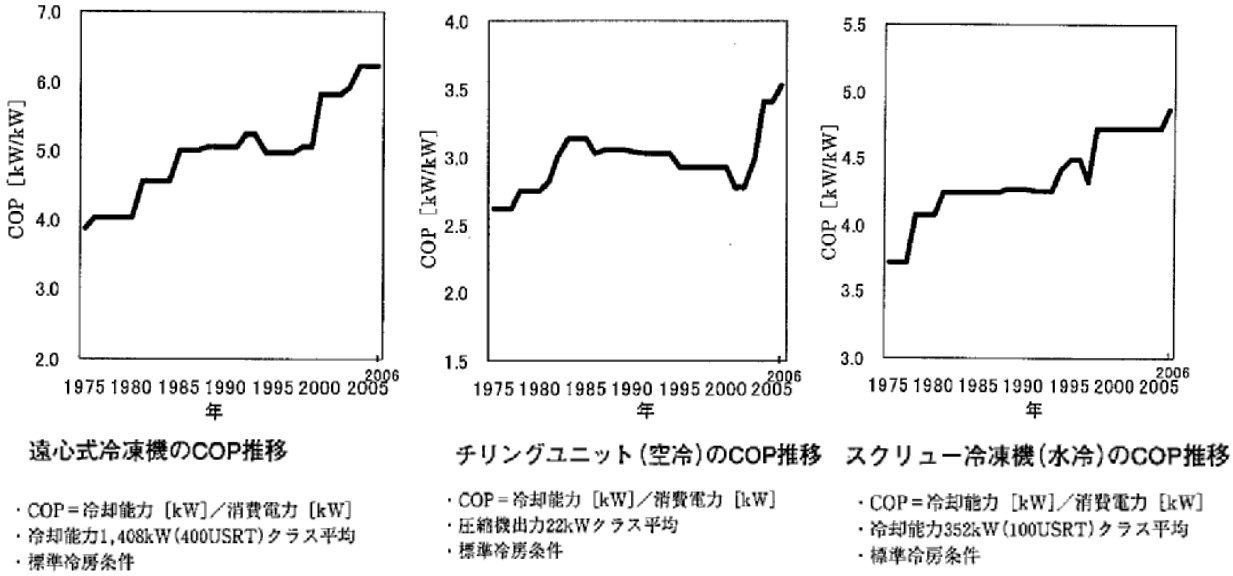


図 2.5 各熱源の COP 推移

（出典：財団法人 建築環境・省エネルギー機構「建築物の省エネルギー（考え方と基準）平成 19 年）

② 高効率空調機への更新

家庭用エアコンの性能向上とともに業務用エアコンの性能向上も著しく、機器の取替えによりエネルギーの削減が図れる。図 2.6にエアコンの冷房能力の推移を示す。冷房能力2.8kWの家庭用エアコンでは、2000 年にはCOPが 5.5 であったものが、2004 年には 6.5 近くにまで向上している。電力消費量にすると、0.50kWのものが 0.43kWになり、約 15%の削減になる。

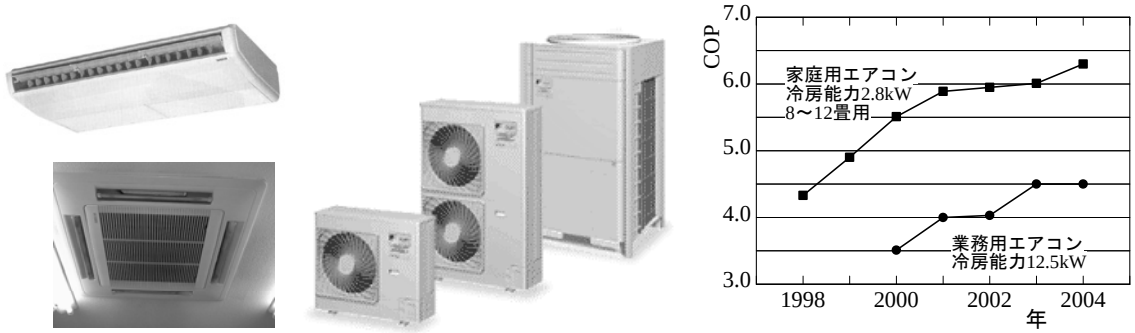


図 2.6 エアコン（左図）及びエアコンの冷房能力（右）

＊右のグラフは、出典メーカーカタログよりプロット

③ 高効率照明システムへの更新

白熱灯を蛍光灯に、蛍光灯を高効率ランプに取り替え使用ワット数を減らす。蛍光灯安定器をインバータ安定器に更新することにより省エネルギーが図れる。

照明設備の主要部分は光源と点灯装置、照明器具である。照明設備における高効率機器の採用とは、ランプ効率・総合効率の高いランプ、損失の少ない点灯装置、光学損失が少なく劣化しにくい光学部品・構造部品を使った照明器具などを採用する事である。一般ビルで主な光源に用いられることの多い蛍光灯器具においては、Hf 蛍光灯、コンパクト蛍光灯など、製造技術の向上、インバータ技術の進歩により、多種多様な高効率ランプ・器具が商品化されている。下表に主な蛍光灯器具とその消費電力を示す。

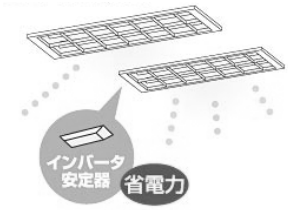


表 2.7 40W2 灯用クラスの消費電力の推移

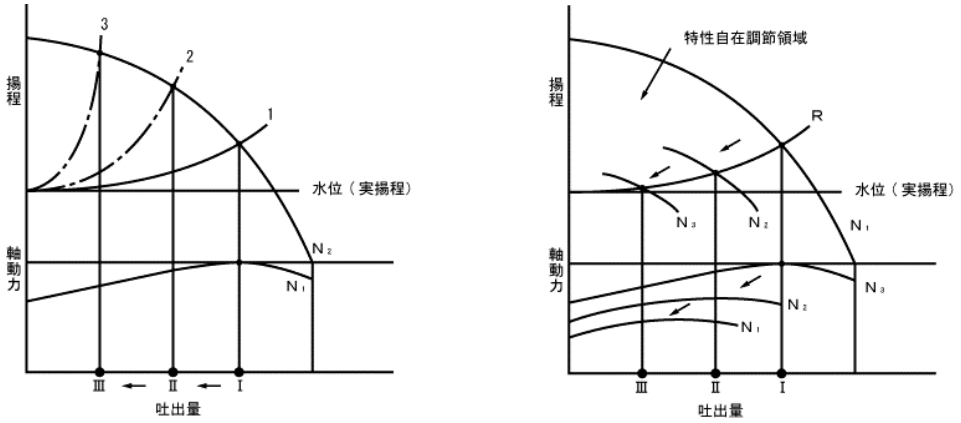
	安 定 器	光源	消費電力	ランプ光束
20 年前	銅鉄式	FLR40W	102W	3,000×2 = 6,000 (1m)
15 年前	銅鉄式	FLR40W	92W	3,000×2 = 6,000 (1m)
現 在	銅鉄式	FLR40W	85W	3,000×2 = 6 000 (1m)
	インバータ	FLR40W	72W	3,000×2 = 6,000 (1m)
	Ｈｆインバータ定格出力	Hf32W	65W	3,520×2 = 7,040 (1m)
	高出力Ｈｆインバータ	Hf32W	92W	4,950×2 = 9,900 (1m)

2）ポンプ搬送動力の低減

空調システムでは、熱搬送のため媒体をポンプで搬送している。ポンプを変流量とする事によりポンプ動力の削減を図る事ができる。

一般にポンプの流量制御には、図 2.7のような(a) 調整弁制御及び、(b)回転速度制御の二通りがある。図中（a）の調整弁による流量制御は、管路に設けた流量の調整弁を開閉することによって行う。この流量制御法は、調整弁により流量を低減しても電力損失はあまり減らない。図中(b)の可変速電動機による流量制御は、ポンプの回転速度をインバーターなどにより低減させて流量を調整する。一般に流量は回転速度に比例し、揚程は回転速度の 2 乗に比例する。また、軸動力は回転速度の 3 乗に比例する。したがって、ポンプの吐出量の低減時に回転速度を下げた場合、調整弁制御に比べて電力使用量は大幅に低減する。

本プロジェクトで採用する VWV (Variable Water Volume)方式は、必要量に応じて送水量をインバータ制御するもので、状態に応じて搬送ポンプの送水圧力も低く設定することができるため、搬送にかかる動力を抑えることができる。



(a) 調整弁制御　　(b) 回転速度制御

図 2.7　ポンプの流量制御

3）ファン搬送動力の低減

ポンプ搬送動力の削減と同様、ファンを変風量とする事によりファン動力の削減を図る。ファンの風量制御についてもポンプと同様の 2 種類の方法があり、インバータを導入し回転数を制御することで大きな省エネ効果が期待できる。本プロジェクトでは VAV(Variable Air Volume)方式を採用する。VAV 方式も VWV 方式と同様、空気を搬送量によって制御することにより、搬送ポンプの送風圧を低く設定することができるため、搬送にかかる動力を抑えることができる。

例えば、スライドダンパにて風量を調整していた設備に、インバータを導入して回転数

を 20%低下させると、動力は$(1-0.2)^3 = 0.51$ となり、約 49%の動力削減となる。

4）台数制御採用による過剰運転の低減

系統に複数台設置されている熱源やポンプは負荷の量に応じ必要な台数を運転するように台数制御し運転不要機を停止させる。また運転機は効率の高い状態で運転を行う。過剰運転を低減することによりエネルギーの削減が図れる。

5）ビル･エネルギー管理システム(BEMS:Building and Energy Management System)の導入

BEMS は、省エネ法では「ビル･エネルギー管理システム(Building and Energy Management System)」、空気調和衛生学会では「室内環境とエネルギー性能の最適化を図るためのビル管理システム」と呼ばれている。BEMS は業務用ビルやエネルギー設備全体の省エネ監視・省エネ制御を自動化・一元化するシステムである。これにより建物内のエネルギー使用状況や設備機器の運転状況を一元的に把握し、その時々の需要予測に基づいた最適な運転計画をすばやく立案、実行でき、きめ細かな監視制御によって、人手をかけることなく、建物全体のエネルギー消費を最小化することが可能となる。省エネ効果の計測検証には本システムの導入は有効であると考えられる。

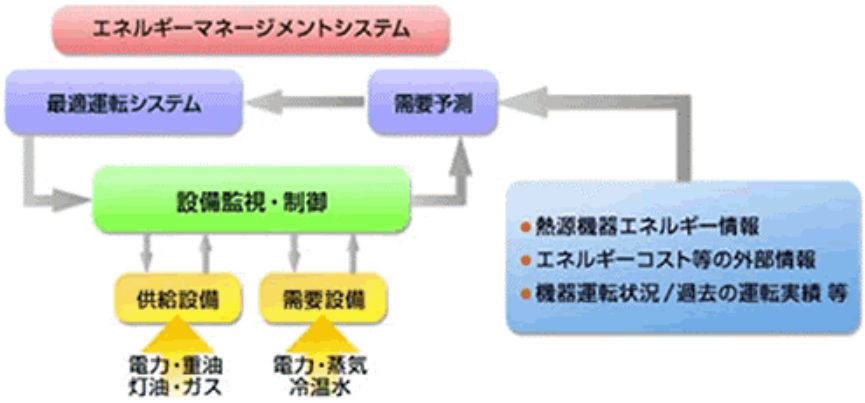


図 2.8　BEMS 概念図

（出典：財団法人　省エネルギーセンター「BEMS によるエネルギー利用管理技術」）

2.5.3　対象ビル群における適用可能な省エネ手法の検討

現地調査は、カウンターパートの所有する中で最も規模の大きいビル 1 棟について実施した。このビルは、マニラ首都圏に位置し、通信会社の典型的な事例としてオフィスだけでなく、通信機器を設置しているフロアを有する。対象建物における現地調査、及び管理

者とのインタビュー調査を通して、省エネ対象設備の有無により該当項目を絞り込み、対象建物の用途、特性を考慮し省エネ手法の適用を検討した。省エネ提案の作成フローは以下の通りである。

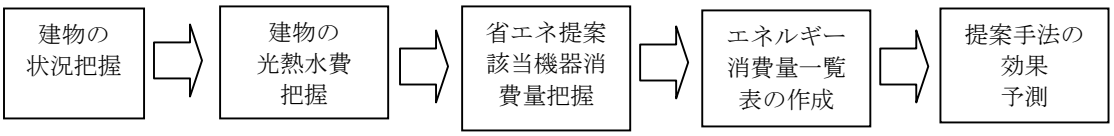


図 2.9　省エネルギー提案作成フロー

なお、現地調査は、2007 年 8 月～10 月（管理資料等のヒアリング調査）、2007 年 10 月 23 日～24 日（現地調査）に実施した。調査チームは、鹿島建設（建築設計本部、環境本部）、鹿島フィリピンおよび現地設備会社で構成し、カウンターパート設備担当者立会いの下で実施した。

(1) 調査対象建物の概要

本調査においては、通信会社の所有するビルのうち、代表的なものを 1 棟選び文献調査および現地調査を実施した。対象建物は、途中階に通信設備を持つオフィスビルである。事務所用途部分はパッケージエアコン（以下 PAC とする）による各階個別空調方式が採用されており、平日は 12 時間稼動し、土日は休止している。通信機械の設置される階にも PAC が設置され、こちらは 24 時間稼動している。

調査対象建物に設置されている設備は以下のとおり。

a) 空調システム

- 12 時間系パッケージエアコン（PAC-a）：各階設置、
- 冷却塔（CT）：屋上設置
- 24 時間系パッケージエアコン（PAC-b）（通信施設冷却用）

b) 電気設備

- 受変電設備：高圧受電、サブ変電所、非常用発電設備
- 照明設備（FL 11W,20W,40W）

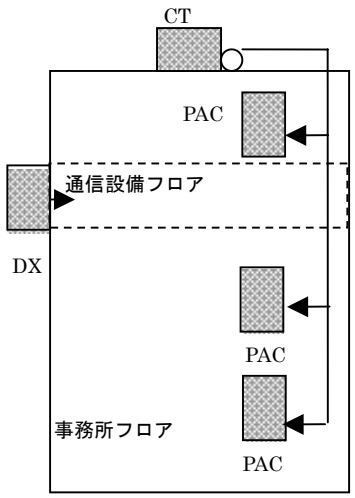


図 2.10　該当施設における空調系統

(2) 調査の実施概要

1) 事前調査

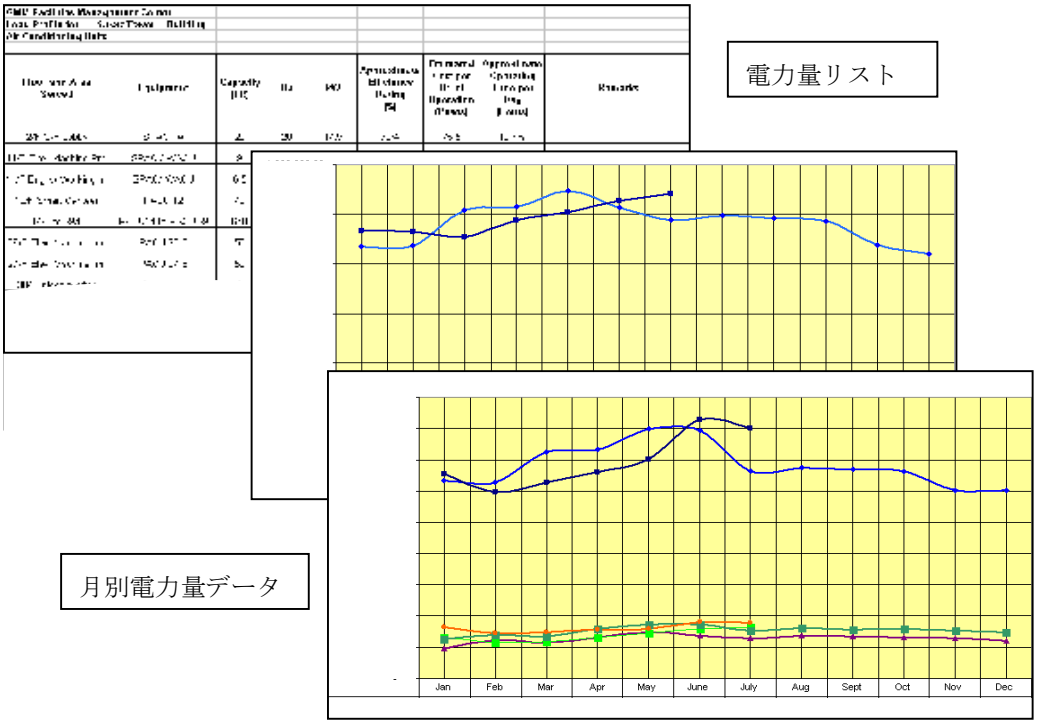
事前調査として、資料や管理者へのヒアリングなどによる現状把握を行った。調査実施項目は下表の通りである。

表 2.8　対象建物で実施した事前調査項目

実施項目	実施内容	把握した情報レベル
施設概要書の閲覧	施設リストを入手	施設リストを閲覧。年間電力量リストは管理されている。
施工図の閲覧	ビル配電系統図を閲覧	施工図管理が不十分で、竣工後実施された改修工事内容が反映されていない。機器表がなく設置台数の把握は現地調査が必要。
機器完成図の閲覧	入手不可	機器図管理は不十分。
管理台帳の閲覧	月別電力量リストを入手	光熱水費の支払いのため、月別電力量管理は実施されている。
運転日誌の閲覧	未入手	日トレンド等の管理は未実施。
施設管理者へのヒアリング	設備系統把握の為ヒアリングを実施。改修内容等をヒアリング	管理帳票が不備のため、運転管理状況はヒアリングによる。

① 月別電力量の把握

ビルの電力支払い台帳より月別電力量をヒアリングし、ビル全体の電力量と負荷トレンドの把握を行った。その結果を本項(3)に示す。



② チェックリストによる建物の予備調査

当社作成の省エネ診断チェックリストを用い、省エネ提案項目の洗い出しを実施した。

省エネ診断チェックリストは、事前調査の基礎として活用できるように、過去に実施した省エネ手法をまとめたものである。省エネ手法はビルの建築・設備に関するもの、運転管理に関するもの、保守管理に関するもの、そして使用方法に関するものに分類されてリストアップされており、それぞれの手法について、導入した場合の効果の大小、工事費の大小、設備更新を伴う物については導入可能時期について過去の実績に基づき確認出来る様になっている。

建物用途種別による違いを考慮し、該当手法の効果や工事費は、オフィス、ホテル、学校など種別ごとに設定されている。今回の予備調査ではリスト中「オフィス」の項目を用いて、適用可能な省エネ手法を検討した。ビルの設備システムと計量方法を考慮した結果、下表に挙げた内容を提案項目とした。

省エネ診断チェックリスト

■建物・設備に関するもの

省エネ効果：◎大きい　○普通　△小さい

改善提案するものは改善時期欄に●印を記入

項　目	省エネルギー手法	試算例	内　容	省エネ効果 オフィス	ホテル・病院	商業	学校	生産施設	工事費	改善時期 省エネ改	長期修繕	リニューアル
(1) 建築	1. 換気通風の改善	有り	中間期の窓開放により									
	・サッシの改造により開閉可能にする		冷房負荷軽減	○	△	－	◎	△	大			○
	2. 外壁部熱遮断の強化		建物負荷の軽減									
	・断熱サッシへの取り替え			△	○	－	○	△	大			○
	・外壁の外側に断熱パネルの取り付け	有り		△	◎	－	○	△	大			○
	・二重サッシあるいはペアガラスの導入	有り		△	◎	－	○	△	大			○
	・屋根や床を断熱仕様に改造	有り		△	△	○	△	○	大			○
	3. 日射の防止											
	・屋根や外壁を明色に変えて反射率向上		白色系は暗色系の1/2に軽減	△	△	○	△	○	中		○	○
	・窓ガラスを吸熱あるいは反射仕様に交換			○	△	－	○	－	大			○
	・窓ガラスに熱反射フィルムを貼付			○	△	－	○	－	小	○	○	○
	・ルーバーや庇の設置	有り	南面の水平ルーバーは	○	○	－	○	－	大			○
	・ブラインドやカーテンの取り付け	有り	冬期の日照を損なわず効果大	○	○	－	○	－	小	○	○	○
	・屋根散水や貯水設備の設置		冷却塔等のブローを利用	－	－	○	－	○	中			○
	・植栽による日射軽減	有り	屋上植栽は特に有効	△	△	－	△	－	大			○
	4. 隙間風の防止											
	・玄関に風除室や回転扉等の設置	有り	侵入外気負荷の低減	○	○	○	－	－	小		○	○
	・配送スペースの搬入口にエアーカーテンやフレキシブル透明カーテン設置			－	○	○	－	○	小		○	○
	5. 照明・採光に関する改善	※	照明効率向上による照									
	・反射ルーバーの設置		明電力量低減	○	△	△	○	△	小	○	○	○
	・室内の内装を明色化する	有り		◎	○	◎	◎	○	中		○	○
(2) 熱源設備	1. 高効率熱源機器へのリプレース	※	熱源運転動力節減	◎	◎	◎	◎	◎	大		○	○
	2. エネルギー源やヒートソース・ヒートシンクの変更		ヒートポンプ等（河川水、井水等）	◎	◎	◎	◎	◎	大			○
	3. 自家発電冷却設備からの廃熱利用	※	コジェネの検討	○	◎	○	△	◎	大		○	○
	4. 熱源システムの改修	※	契約電力料の低減									
	・蓄熱方式の導入		蓄熱槽スペースの検討	◎	○	◎	○	◎	大			○
	・蓄熱システムの制御方式改修			◎	○	◎	○	◎	中		○	○
	5. 熱源の台数制御	有り	熱源エネルギー節約	○	○	○	○	○	中		○	○
	6. 個別分散パッケージ方式へ改修		搬送エネルギー低減	◎	△	○	○	○	大			○
	7. 廃熱回収（焼却熱、蒸気ドレン排水、排気）		熱の有効利用	－	○	－	－	○	大			○
	8. 冬期低外気温の利用											
	・フリークーリングの採用	※		○	○	○	－	○	大		○	○
	・外調機による冷水製造			×	×	×	－	○	中		○	○
	9. 冷却塔ファン、ポンプの容量制御			○	○	○	△	○	小		○	○
(3) 空調換気設備	1. エアカーテンの設置		侵入外気負荷の低減	－	○	○	－	○	小	○	○	○
	2. 局所排気の設置		発生負荷の減少	－	－	－	－	○	小	○	○	○
	3. 厨房換気量のインバータ制御	※	排気動力の低減	○	◎	◎	○	○	小	○	○	○
	4. 喫煙ゾーンの設置による集中煙草排気	有り	外気負荷の低減と環境改善	○	－	－	－	－	小	○	○	○
	5. 便所等の換気に使用時自動運転方式導入		人体感知・照明連動・タイマー等	－	－	－	△	－	小	○	○	○
	6. 駐車場換気にCO_2モニター自動制御導入	※	換気ファン動力節減	○	○	○	－	－	小	○	○	○
	7. 自然エネルギーの利用 ・外気冷房方式の導入	※	消費エネルギー低減 ファン、ダクトの設置スペースの検討	○	○	◎	△	△	大		○	○
	8. 配管・ダクトの断熱強化		熱ロスの制御	△	△	△	△	△	中		○	○
	9. 配管・ダクトの改修		サイズアップして流速低減	○	○	○	○	○	大		○	○

図 2.11　チェックリスト

表 2.9　抽出した省エネ提案内容

No.	提案内容
1	空調機器の高効率機への交換
2	送風機の変風量方式への変更
3	ポンプの変流量方式への変更
4	複数台設置機器の台数制御の採用
5	照明器具の高効率化

2) 現地調査

事前調査に続き、施設の稼働状況について実際の建物を訪ねて現地調査を行った。調査実施項目は下表の通りである。なお、電流値の計測は計測時間の制約から短期計測を行った。

表 2.10　対象建物で実施した現地調査項目

実施項目		実施内容	把握した情報レベル
現地調査	設備機器設置状況の目視･確認	設置機器台数、型番を全数調査	現地機器を確認し設置機器リストを作成。
	運転状況の確認	目視による稼働状況を確認	管理者ヒアリングと現状を確認。
	設備機器設定情況の確認	目視による設定状況を確認	直読み圧力計、温度計にて状態を確認。
	運転状況の短期計測	省エネ提案該当機器の電流値を短期計測し運転状況を記録。	各機器の短期計測を行い消費電力量の推計を行った。

① 設備機器設置状況の目視・確認

竣工機器リストが無く装置容量が不明の為、省エネ提案対象機器について全数の設置状況を確認し台数・容量を特定した。

a) 電力系統および電力量の確認

主変電室

電力量の確認

サブ変電室

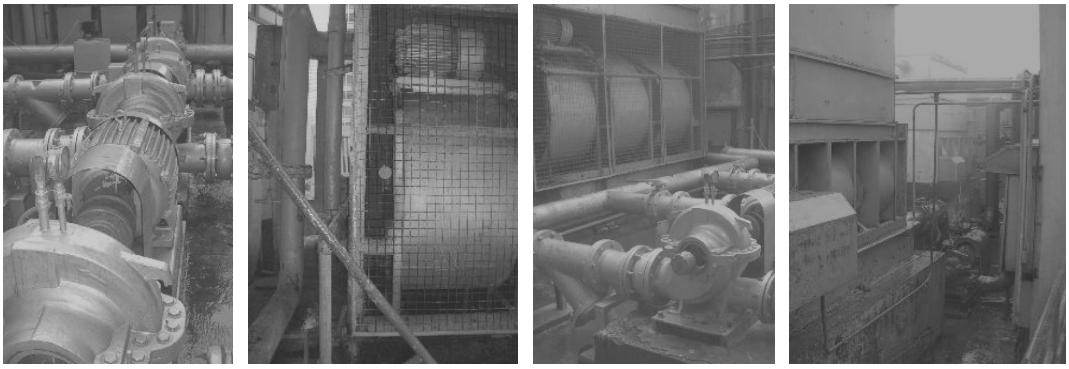
b) 空調機（水冷パッケージ）設置状況および運転状況の確認

設置状況

運転状態の確認

負荷電流計による
電力量の測定

c）屋上設置機器（冷却塔、ポンプ）設置状況および運転状況の確認



設置状況　　運転状態の確認

d) 通信機系統空調機（空冷システム）設置状況および運転状況の確認

設置状況　　運転状態の確認

e) 執務室照明器具の設置状況

② 設置機器一覧表のまとめ

設置機器の一覧表を基に運転状態を確認し、機側動力盤にて負荷電流計による短期計測を実施した。

PROJECT: SMART BUILDING
SUBJECT: ACTUAL LOADING (AIR CONDITIONING SYSTEM) 24-Oct-07

FL	EQUIPMENT	Qty	Ampere							Total Kw	%	REMARKS
			L1	L2	L3	A av	total	V	Kw			
Building												
	AIR CONDITIONING SYSTEM											
RF	COOLING TOWER:											
	MOTOR #1	1	64	61	60	62	62	220	18.8	18.8	2.0%	Measured
	MOTOR #2	1	65	67	68	67	67	220	20.3	20.3	2.1%	Measured
	COOLING WATER PUMP:											
	PUMP #1	1	109	101	100	103	103	220	31.5	31.5	3.3%	Measured
	PUMP #2	1	75	77	83	78	78	220	23.9	23.9	2.5%	Measured
	PUMP #3	1						220			0.0%	STAND-BY UNIT
	WATER COOLED PAC (PACU)	1	116	105	100	107	107	220	32.6	32.6	3.4%	Measured
	WATER COOLED PAC (PACU)	1	69	75	68	71	71	220	21.5	21.5	2.3%	Measured
	WATER COOLED PAC (PACU)	1	107	122	106	112	112	220	34.0	34.0	3.6%	Measured
	WATER COOLED PAC (PACU)	1	74	77	72	74	74	220	22.7	22.7	2.4%	Measured
	WATER COOLED PAC (PACU)	1	107	122	106	112	112	220	34.0	34.0	3.6%	Assumed same as 9F
	WATER COOLED PAC (PACU)	1	74	77	72	74	74	220	22.7	22.7	2.4%	Assumed same as 9F
	WATER COOLED PAC (PACU)	1	107	122	106	112	112	220	34.0	34.0	3.6%	Assumed same as 9F

図 2.12 設置機器一覧表（例）

(3) 対象建物のエネルギー消費状況

対象建物の年間電力消費量は、約 10,000,000kWh である。年変動は大きくなく、ピークは 5 月、ボトムは 12 月である。

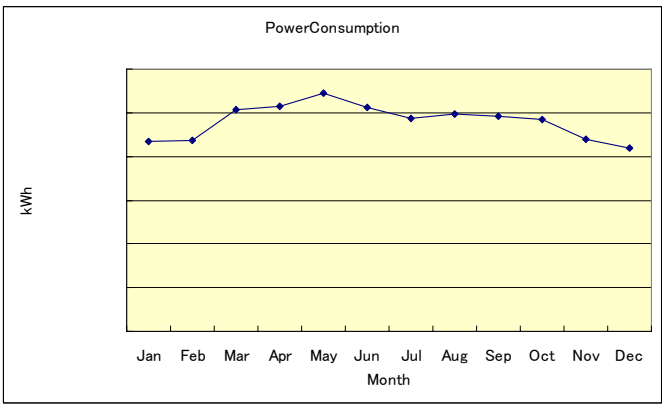


図 2.13 調査対象建物月別電力消費量(2006 年)

当ビルのエネルギー消費状況を評価するに当り日本の事務所ビルの平均値と比較する。一次エネルギーの熱量単位に変換し床面積あたりの原単位で比較する。電力の一次エネルギー換算値は 9,970kJ/kWh を用いた。

表 2.11 対象建物における電力の原単位使用量

	使用量	換算係数	一次エネルギー
電力量	kWh	MJ/kWh	MJ
	10,000,000	9.97	99,700,000
床面積あたりの原単位	kWh/m2	MJ/kWh	MJ/m2
	280		2,800

一方、日本の事務所ビルの一次エネルギー消費量を統計値（80 棟）を基に、床面積 35,600m^2 として求めると、73,488,750MJ（2,064.3MJ/m2）となり、フィリピンの方が原単位は大きくなる。

表 2.12　電力の原単位使用量

	一次エネルギー	
日本の事務所ビル	MJ	MJ/m2
（床面積：35,600m2）	73,488,750	2,064.3

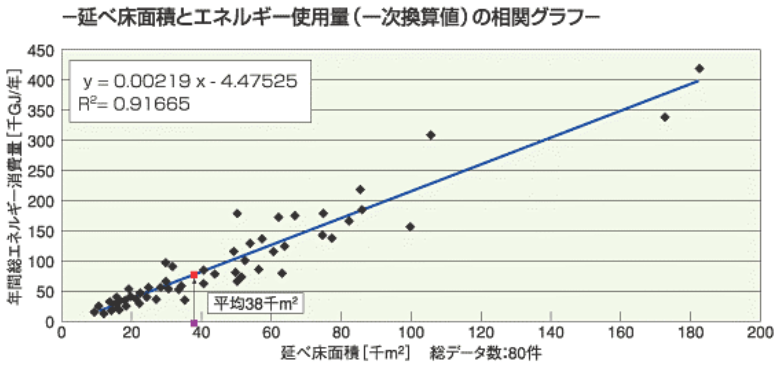


図 2.14　日本のビルにおける延べ床面積とエネルギー使用量の相関グラフ

（出典：（財）省エネルギーセンターパンフレット「オフィスビルの省エネルギー」）

これは、日本とフィリピンでは気象条件が異なることに起因する。日本では冬期加熱負荷が発生し、春・秋の中間期には空調負荷の少ない季節がある反面、フィリピンでは年間を通じ冷房が必要となり、電力使用量も大きくなると考えられる。

また、同じフィリピンにある一般の事務所と比べてみる。例として、調査チームが入手した同規模のビル（図のオフィスビル A）の電力原単位使用量を算出してみると 90,841,655MJ（2,109MJ/m2）であり、やはり対象建物のほうがはるかに大きい。これは、対象建物は通信機械を持つため、通常のオフィスビルよりも消費電力量が大きくなっていると考えられる。このことからも、通信会社のビルを対象に省エネプロジェクトを実施することは非常に意義があるといえる。

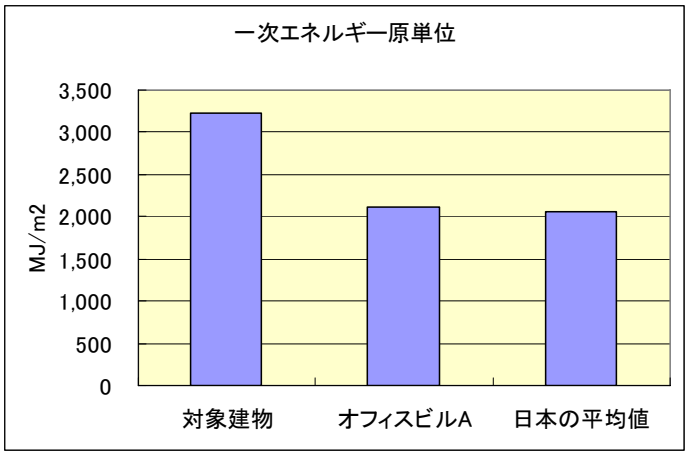


図 2.15　一次エネルギー源単位、対象建物と日本平均値との比較

(4) 対象建物への適用省エネ手法

事前及び現地調査結果を踏まえ、ビルを稼動しながら省エネ設備への更新工事が可能であり、かつ長期電源停止を伴わない省エネ手法として、下表に示す省エネ手法を採用することとする。

表 2.13　対象建物への適用省エネ手法

No.	活動項目	実施内容
1	パッケージエアコンの高効率機への交換（適用省エネ手法：H-1）	各階設置パッケージエアコンを高効率機器に更新する。
2	パッケージエアコンの室内ファンにインバーターを設置し変風量方式とする（適用省エネ手法：M-1）	空調送風ダクト系に VAV ユニットを設置し室内空調負荷変動に応じ送風量を制御する。低負荷時の送風量を低減しファン動力を削減する。
3	冷却塔の高効率機への交換（適用省エネ手法：H-1、H-4）	水冷パッケージ系統の冷却塔を高効率機器に更新する。また放熱量に応じ冷却塔を台数制御とともに冷却塔を構成するファンの台数制御を行う。
4	冷却水ポンプの高効率タイプへの交換、インバーターを設置し変流量方式に変更（適用省エネ手法：H-1、M-10）	水冷パッケージ系統の冷却水ポンプを高効率機器に更新する。またポンプをインバーター制御し動力削減を図る。
5	24 時間系パッケージエアコンの高効率機への交換（適用省エネ手法：H-1）	24 時間系統として通信機器・交換機器冷却用に設置されているパッケージエアコンを高効率機器に更新する。
6	照明器具安定器の高効率器具への交換（適用省エネ手法：L-1）	各階に設置されている照明器具安定器を高効率器具に更新する。

注）適用省エネ手法の企業は 2-7 ページ表 2.3 省エネ手法一覧番号を示す。

(5) 調査における問題点

現地対象企業が所有する建物について調査を実施したところ、ビル管理上の問題点がいくつかみられた。主な問題点は、施設管理資料の不備、エネルギー消費状況の把握の難しさ、管理者の設備管理への関心の低さ、そしてエネルギー管理システムの不足などである。主な課題とその対応策を下表にまとめる。

表 2.14 現地調査で見られた課題とその対策

	項目	課題	対策
1	施設管理資料の不備	• 既存設備の系統や設備能力・台数を把握する為の竣工図書や機器リストの整備が行われていない。 • 機器能力・台数を特定する為に現地にて台数確認および能力を調査する必要が有った。	施設管理資料の補完 • 現状調査を実施し、設備現状図を作成する必要が有る。 • 機器管理台帳を作成し、設備のメンテナンスや更新状況を管理する必要が有る。
2	エネルギー消費の現状把握の難しさ	• エネルギー消費量の計量目的が光熱水費用（請求）管理のみである。 • エネルギー消費別の計量が行われていない為消費先別の把握が困難である。 • エネルギー消費の変動要素（運転時間・入居状況・稼働状況等）を記録していない為正確な把握が困難である。	エネルギー消費現状把握の為の計測 • エネルギー消費先別の把握が出来ない為、現状把握の為の最低限の計量が必要である。 • 継続的計測を行い実態把握が必要である。
3	設備管理の関心の低さ	• 事業者が設備管理に対し関心が低い。 • 管理部署が設置されているが、設備管理技術者のレベルは高くない。 • 管理台帳の整備や管理目標の設定は無いようだ。 • 機器及びシステムの管理がメンテナンス的な観点が中心で性能管理・評価という観点からの意識が低い。	設備管理履歴の管理 • 継続的に設備管理を実施し、エネルギーの変動要素やビルの特性を把握する必要が有る
4	エネルギー管理システムについて	• 計測機器の設置が少なくエネルギー管理が可能なレベルでは無い。 • 中央監視設備ではトラブル防止のための状態監視とスケジュール運転、運転履歴管理については可能であるが、エネルギー消費の状態把握や機器及びシステムの性能管理・評価といったエネルギー管理の概念は無い。	管理システムの導入 • ビル管理システムに監視機能を付加する検討が必要。

第3章　ベースライン方法論

3.1　方法論の概要

本活動プログラム（PoA）は、通信会社のビル群を対象とし、設備機器の更新などの手法を採用することによって省エネを図るものである。

省エネに関して、CDM 理事会により承認された方法論としては、下表に示すものがある。

表 3.1 省エネに関する CDM 理事会承認済み方法論

カテゴリー	最新版	タイトル	CDM 理事会登録済プロジェクト件数
AM0014	ver.4	Natural gas-based package cogeneration 天然ガス利用のパッケージ・コージェネレーション（□EB31 までの適用条件）	1
AM0017	ver.2	Steam system efficiency improvements by replacing steam traps and returning condensate 蒸気トラップ置換及び凝縮液還流による蒸気システムの効率改善	0
AM0018	ver.1.1	Steam optimization systems 蒸気最適化システム	7
AM0020	ver.1	Baseline methodology for water pumping efficiency improvements 揚水効率改善のためのベースライン方法論	0
AM0024	ver.1	Methodology for greenhouse gas reductions through waste heat recovery and utilization for power generation at cement plants セメント工場における発電のための廃熱回収･有効利用を通じた GHG 排出削減のための方法論	3
AM0038	ver.1	Methodology for improved electrical energy efficiency of an existing submerged electric arc furnace used for the production of SiMn 珪化マンガン生産に利用されている既存のサブマージドアーク炉の電力効率改善のための方法論	3
AM0044	ver.1	Energy efficiency improvement projects: boiler rehabilitation or replacement in industrial and district heating sectors エネルギー効率改善プロジェクト：産業部門及び地域暖房部門におけるボイラーの修繕･取替	1
AM0045	ver.1	Grid connection of isolated electricity systems 独立電力システムのグリッドへの接続	1
AM0046	ver.1	Distribution of efficient light bulbs to households 家庭への高効率電球の配布	0
ACM0002	ver.6	Methodology for greenhouse gas reductions through waste heat recovery and utilization for power generation at cement plants セメント工場における発電のための廃熱回収･有効利用	157
II.A	ver.9	Supply side energy efficiency improvements – transmission and distribution 供給側でのエネルギー効率改善　－エネルギー送電・配電	0
II.B	ver.9	Supply side energy efficiency improvements – generation 供給側でのエネルギー効率改善　－発電	9
II.C	ver.9	Demand-side energy efficiency activities for specific technologies 需要側での特定技術を用いたエネルギー効率計画	5

カテゴリー	最新版	タイトル	CDM 理事会登録済プロジェクト件数
Ⅱ.D	ver.11	Energy efficiency and fuel switching measures for industrial facilities 産業施設でのエネルギー効率・燃料転換手法	29
Ⅱ.E	ver.10	Energy efficiency and fuel switching measures for buildings 建物でのエネルギー効率・燃料転換手法	5
Ⅱ.F	ver.9	Energy efficiency and fuel switching measures for agricultural facilities and activities 農業設備・活動のためのエネルギー効率・燃料転換手法	0

（出典：財団法人　地球環境センターウェブサイト：「承認方法論」
http://gec.jp/gec/gec.nsf/jp/Activities-CDM_and_JI-CDM-AM 及び
UNFCCC ウェブサイト http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/index.html）

本プロジェクトは、建物でのエネルギー効率向上を図るプロジェクトである。また、本プロジェクト活動によるエネルギー使用の削減量は 60GWｈ/年以下であるので、本プロジェクトには、小規模 CDM 方法論の適用が可能である。したがって、小規模方法論 AMS タイプ II：Energy Efficiency Improvement Projects のカテゴリーE：建物でのエネルギー効率・燃料転換手法を適用する。

建物における省エネプロジェクトでは、小規模方法論 II.E のほかに、小規模方法論 II.C：需要側での特定技術を用いたエネルギー効率計画も適用可能である。小規模方法論 II.C は、単一の省エネ手法を複数の建物に導入するものである。しかし、本プロジェクトでは、調査結果に応じて導入する省エネ手法は、建物によって異なる可能性がある。したがって、複数の省エネ手法を単一の建物に導入するプロジェクトに適用可能である小規模方法論 II.E を、本プロジェクトの方法論として選択する。

なお本方法論は、グリッド排出係数の算定について以下の方法論及びツールも参照する。

AMS-I.D “Grid connected renewable electricity generation”, version 12

“Tool to calculate the emission factor for an electricity system”

これまでに CDM 理事会に承認されている/申請中である、本方法論を採用している CDM プロジェクトを下表に示す。本方法論による温暖化ガスの削減は比較的新しい取り組みであり、事例が少ない。

表 3.2AMS-II.E を適用している CDM プロジェクト

Registered	Title	Host Parties	Other Parties	Methodology	Reductions	Ref
27 Aug 05	Kuyasa low-cost urban housing energy upgrade project, Khayelitsha (Cape Town; South Africa)	South Africa		AMS-I.C. ver. 5 AMS-II.C. ver. 5 AMS-II.E. ver. 5	6580	0079
20 Jan 06	Moldova Biomass Heating in Rural Communities (Project Design Document No. 2)	Republic of Moldova	Netherlands	AMS-I.C. ver. 6 AMS-II.E. ver. 6 AMS-III.B. ver. 6	17888	0160
20 Jan 06	Moldova Biomass Heating in Rural Communities (Project Design Document No. 1)	Republic of Moldova	Netherlands	AMS-I.C. ver. 6 AMS-II.E. ver. 6 AMS-III.B. ver. 6	17888	0159
29 Jan 06	Moldova Energy Conservation and Greenhouse Gases Emissions Reduction	Republic of Moldova	Netherlands	AMS-II.E. ver. 6 AMS-III.B. ver. 6	11567	0173
18 Nov 06	Improvement in Energy Consumption of a Hotel	India	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-II.B. ver. 7 AMS-II.E. ver. 7	2987	0686
Rejected	Pão de Açúcar – Demand side electricity management – PDD 7	Brazil		ACM0002 ver. 6 AMS-I.D. ver. 10 AMS-II.E. ver. 8	2188	0988

注：Rejected のプロジェクトは、代表的なものを一つだけ掲載している。

（出典：UNFCCC ウェブサイト http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html）

3.2 方法論の適用条件と正当性

方法論 AMS-II.E には、適用対象となるプロジェクトは下記を満たすものでなければならないとされている。

a. 当カテゴリーは、商業、公共機関又は住居用建物などの単一の建物、または学校や大学など類似の建物郡において実施されるエネルギー効率化及び燃料転換の手法を構成対象とする。
b. 当カテゴリーは省エネを主目的とするプロジェクトを対象とする。
（主に燃料転換を行うプロジェクトはカテゴリーIII.B の対象となる。）
c. 例としては、エネルギー効率化手法（高効率機器、断熱材、設備機器の最適配置など）、燃料転換手法（石油からガスへの転換など）が上げられる。
d. 既存設備の交換・改修・修繕や新規設備の導入も対称手法とすることができる。
e. 単一のプロジェクト CPA による省エネルギー総量は、年間 60GWh 等量を超えてはならない。

f. 当カテゴリーは、プロジェクトバウンダリー内におけるエネルギー利用量（例：電力量や化石燃料消費量）を直接測定・記録できるプロジェクトに適用可能である。
g. 当カテゴリーは、プロジェクトで実施される手法（エネルギー効率の改善）による影響を、プロジェクトによって影響を受けないほかの変数（SN 比）に起因するエネルギー利用量の変化と、明確に区別できる場合に適用可能である。

本プロジェクトでは、通信会社のビル群を対象とし、既存設備機器の高効率タイプへの交換によるエネルギー効率化を促すものである。また、本プロジェクトによる対象建物ごとの省エネルギー総量は、最大でも年間 60GWh 等量を超えることはない。

本プロジェクトでは、対象設備に電力メーターを取り付けることによって電力量を直接測定・記録する。またこのため、プロジェクト活動で実施される手法以外のものによるエネルギー利用量への影響を受けることはない。

したがって、本プロジェクトに AMS-II.E を適用することは妥当であり、新たな方法論の提示は必要としない。

3.3 プログラム CDM の活用

CDM を十分に活用するために、プログラム CDM という新しい手法がこれまでに検討され、手続が明確にされた。以下にこれまでの経緯及び概要をまとめる。

COP/MOP1 において、「地方／地域／国内での政策・基準は CDM プロジェクトとはみなせないが、活動プログラム（programme of activities）の下での複数のプロジェクト活動は、単一の CDM プロジェクト活動として登録が可能である」ことが決定された。その後、COP/MOP2 において「活動プログラムの下でのプロジェクト活動の定義に関するガイダンス、及びそれらを単一の CDM プロジェクトとして登録する手続」(Guidance on the registration of project activities under a programme of activities as a single CDM project activity）(以下ガイダンスとする)が提案され、CDM 理事会第 28 回会合でガイダンスが承認された。第 32 回会合では同ガイダンスの改定が行われ第 2 版として承認され、また第 32 回会合では、PoA の登録・CER 発行に係る手続も承認され、PoA 登録及び PoA による CER の発行に関する手順についての規定も策定された。

ガイダンスでは、単一の CDM プロジェクトとして登録するものを活動プログラム（PoA : Programme of Activities）と呼び、その下で個別に実施する活動を CPA （CDM programme activity）と呼ぶこと、また CPA は PoA の期間中（最長 28 年間）に無制限に追加できること、ひとつの PoA の下の CPA は同一の技術・手法を用いた同一の承認方法論が適用されること等が規定されている（図 3.1）。

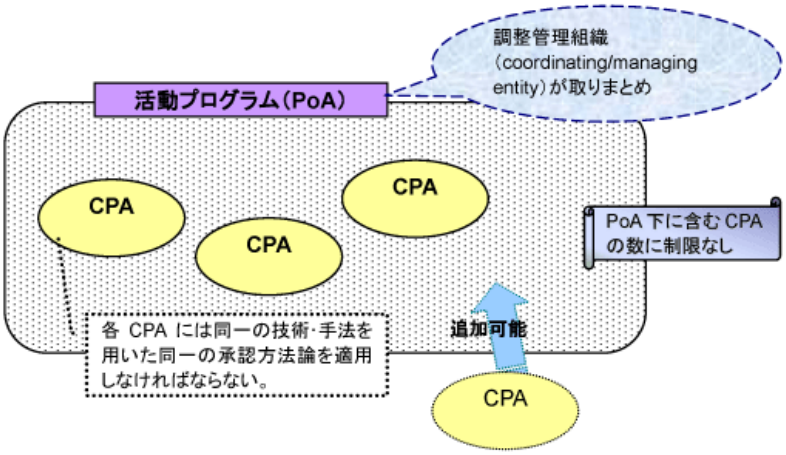


図 3.1 PoA と CPA の関係

（出典：GEC ホームページ　http://gec.jp/gec/gec.nsf/jp/Activities-CDM_and_JI-CDMglossary#4）

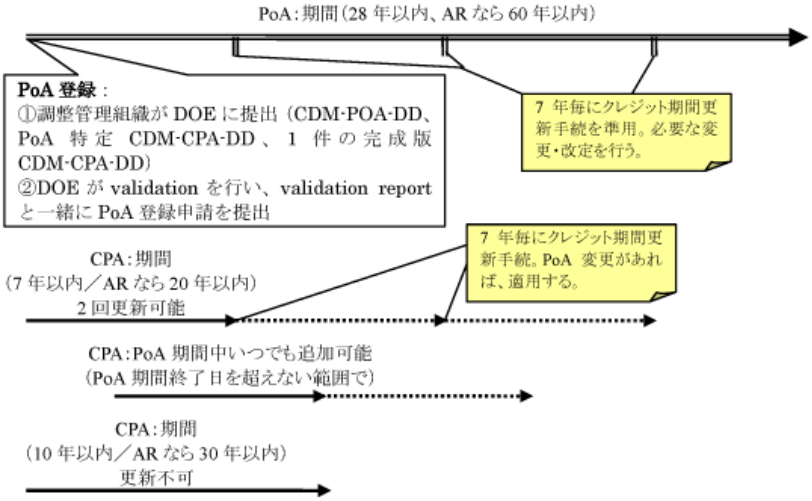


図 3.2 PoA と CPA の期間

（出典：GEC ホームページ　http://gec.jp/gec/gec.nsf/jp/Activities-CDM_and_JI-CDMglossary#4）

このスキームを用いることにより、同一のプロジェクト実施者によって複数のプロジェクト活動が複数の場所で、違う時期に実施された場合も、単一の CDM プロジェクト活動として登録が可能となる。また、先に実施した CDM プロジェクト活動で得た CER を原資として他の建物に省エネ技術を普及させることが可能となる。

本プロジェクトで対象とする通信会社は複数の自社建物を有しているが、財政上の理由からも、実際の活動は段階的に実施される。そのため、通常はその都度新たな CDM として登録する手続きを踏む必要があり、実施者にとっては手続き等が大きな負担となり、そのことがプロジェクト実施への障壁となる恐れもある。そこで、その負担を軽減し、CDM のメリットを最大限に活用するために、本プロジェクトではこのプログラム CDM の手法を適用する。

本 PoA に含まれる各 CDM プログラム活動（CPA）によるエネルギー使用の削減量は 60GWh/年以下である。したがって、各 CPA には、先に示した CDM 理事会承認済み小規模 CDM 方法論である、AMS II.E : 建物でのエネルギー効率・燃料転換手法が適用可能である。

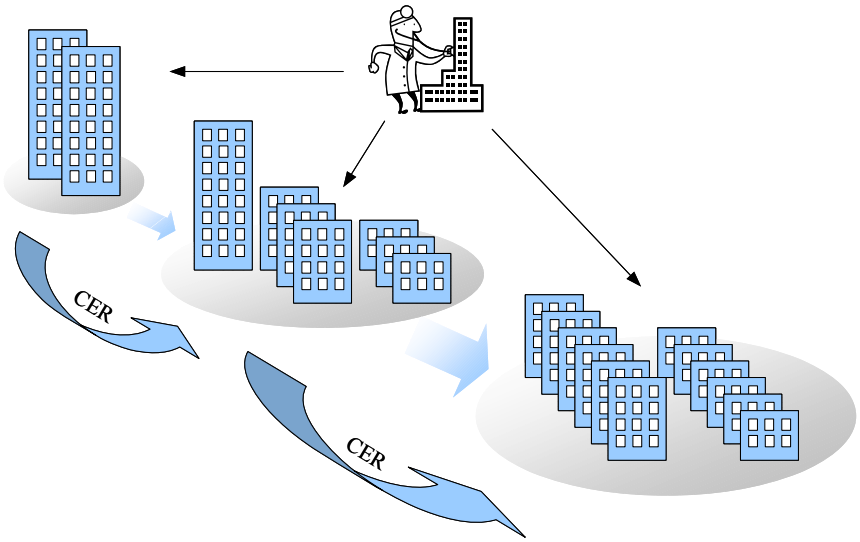


図 3.3　プログラム CDM を活用したビル群の省エネ改修イメージ

3.4　代表的な CPA の概要

“Small-Scale Programme of Activities Design Document Form (CDM-SSC-PoA-DD) Version 01”、及び”Clean Development Mechanism Program Activity Design Document Form (CDM CPA-DD) version 01” によると、プログラム CDM における PoA-DD には、温室効果ガス削減量などについては代表的な CPA について記述することとなっている。

この規定に基づき、本報告書においても、PoA に含まれる CDM プロジェクト活動（CPA）のうち、代表的なものを一つ取り上げ、その CPA についてのプロジェクト排出量の算定方法及び推定方法を述べる。

ここでは、代表的な CPA として、通信設備を有するビル 1 棟を対象に、設備機器の更新などの省エネ手法を導入するプロジェクトを想定する。PoA のなかで提案する省エネ手法は全部で 8 つあるが、本報告書で述べる代表的な CPA で採用されている手法は下表のとおりである。

表 3.3 代表的な CPA で採用した省エネ手法

種類	手法	CPA での実施の有無
熱源の改善	Measure 1：冷凍機の高効率タイプへの交換	
	Measure 2：クーリングタワーの高効率タイプへの交換	○
空調機の改善	Measure 3：パッケージエアコン(PAC)の高効率タイプへの交換	○
搬送系の改善	Measure 4：ポンプの高効率タイプへの交換	○
	Measure 5：ポンプへのインバーターコントロール及び VWV の導入	○
	Measure 6：ファンの高効率タイプへの交換	
	Measure 7：ファンへのインバーターコントロールの導入 及びダクトへの VAV の導入	○
照明の改善	Measure 8：安定器の高効率タイプへの交換	○
	Measure 9：照明器具の交換	

実際には、Measure 3 と Measure 7 は、同一の対象設備に対してあわせて実施される。したがって、この 2 つの Measure による対象設備の電力使用量は分けて計測/算出することができないため、以降に示すプロジェクト排出量の推定方法においても、２つの Measures をあわせて取り扱う。Measure４及び５についても同様である。

3.5 本プロジェクトにおけるベースラインシナリオ

ここでは、SSC-PoA-DD に基づき、代表的な CPA についてのベースラインシナリオの特定について説明する。したがって、本プロジェクトとは代表的な CPA を指す。

プロジェクトのベースラインシナリオの特定は、”Tool for the demonstration and assessment of additionality”に、以下のプロセスで行うように規定されている。

STEP1：プロジェクトの代替手段の同定

STEP2：投資分析　または　STEP3：障壁分析

STEP4：一般的慣行

本プロジェクトにおけるベースラインの特定も、上記のプロセスで行う。

STEP１：代替案の特定

本プロジェクトで考えられる代替案は、以下の通りである。

シナリオ１：省エネ活動が実施されない（現状維持）
シナリオ２：その他の省エネの取り組みが実施される
シナリオ３：CDM としてではなく、本プロジェクトで提案する取り組みが実施される

現在、フィリピンではオフィスビルにおける省エネ手法を義務付ける法規制は発効されていない。すなわち、省エネプロジェクトは全て事業者の自主的な取り組みになる。また全ての代替案は現行の法規制に合致している。

STEP２：投資分析に基づくスクリーニング

対象企業の投資計画の調査及びビル管理者とのインタビュー調査を実施したところ、省エネのために設備を交換する予算の余裕はない。各手法における投資回収期間を算定すると、全てフィリピンで通常の投資回収期間である 2 年を超えている。また省エネ型設備を導入しても本来業務の拡大にはつながらないため、経済的にも魅力はなく、CDM のクレジット販売収入のような追加の収入がない限り、本プロジェクトで提案している手法の導入が実施されることはないといえる。したがって、代替案２、３は排除できる。

STEP４：一般慣行に基づくスクリーニング

対象企業では、設備機器は壊れるかひどく老朽化するまで使用するのが慣行であり、省エネのために器具を更新することはほとんどない。

以上のことから、シナリオ１(現状維持)が、本プロジェクトで採用する各手法におけるベースラインシナリオと特定できる。したがって、Appendix B で規定されるベースラインが本プロジェクトに適用可能である。

3.6 プロジェクトバウンダリー

プログラム CDM では、PoA 及び CPA の両方のプロジェクトバウンダリーを特定する必要がある。

(1) PoA のプロジェクトバウンダリー

AMS-II.E では、プロジェクトバウンダリーは、建物の物理的、地理的サイトのことである、と規定されている。本 PoA では、通信企業がフィリピン全土に保有するビル群を対象とし、省エネ手法を導入する。したがって、PoA としてのプロジェクトバウンダリーは、フィリピン全土である。

(2) CPA のプロジェクトバウンダリー

CPA としてのプロジェクトバウンダリーは、省エネ手法を導入する、単一の対象建物の物理的、地理的サイトである。

(3) PoA、CPA で考慮する温室効果ガスの排出源

PoA、CPA 両方におけるベースライン排出量及びプロジェクト排出量のどちらについても、主に考慮される必要がある温室効果ガスの排出源は CO２である。CH4 及び N2O も電力消費に関連して排出される GHG ではあるが、その量は CO2 に比べて非常に小さいため、保守的な方法をとるためにも本プロジェクトでは考慮しない。プロジェクト活動において考慮される温室効果ガスの排出源を下表に示す。

表 3.4 プロジェクト活動に関わる GHG 排出源

	検討結果	プロジェクトバウンダリー内	プロジェクトバウンダリー外
ベースラインシナリオ	考慮する (モニタリング項目)	- 既存の設備における電力消費による CO_2 排出量	
	考慮しない (モニタリング項目に含まない)	- 既存の設備における電力消費による CH_4 及び N_2O 排出量	
プロジェクトシナリオ	考慮する (モニタリング項目)	- 高効率化技術を適用した後の設備の電力消費による CO_2 排出量	- 既存設備の他のサイトへの輸送による、または他のサイトからの高効率設備の輸送による GHG 排出量 - 既存設備の廃棄に係る HFC の排出
	考慮しない (モニタリング項目に含まない)	- 高効率化技術を適用した後の設備の電力消費による CH_4 及び N_2O 排出量	

3.7 GHG 削減量の算定手法

SSC-PoA-DD の規定に基づき、ここでは代表的な CPA についての策定手法について述べる。本プロジェクトにおける排出削減量は次の式から算定される。

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

ER_y	y 年の年間 GHG 排出削減量 (tCO_2/year)
BE_y	y 年の年間ベースライン排出量 (tCO_2/year)
PE_y	y 年の年間プロジェクト排出量 (tCO_2/year)
L_y	y 年の年間リーケージ (tCO_2/year)

ただし、既存の対象設備の耐用年数がクレジット期間中に終わる場合、その設備におけるベースライン排出量とプロジェクト排出量は同じであるとみなし($BE_y = PE_y$)、対応するエネルギー効率化手法による排出削減量は、耐用年数終了後には申告することができない。

以下に、代表的な CPA についてのベースライン排出量及びプロジェクト排出量それぞれについての算出方法を述べる。

3.7.1 対象施設におけるベースライン排出量の算出方法

本プロジェクトのベースラインは、小規模 CDM 方法論 AMS-II.E に規定されるように、本プロジェクトがなかった場合の既存設備の消費電力量である。

ベースライン排出量は、それぞれの機器 *j* について、年間の使用電力量の推定値と排出係数から算出する。算出式は以下のとおり。

$$BE_y = \sum_j E^B_{j,y} = \sum_j (Q^B_{j,y} * EF^B_{j,y})$$

BE_y	y 年のベースライン排出量
$E^B_{j,y}$	プロジェクトがなかった場合に、y 年に対象設備 j から排出される CO2 排出量
$Q^B_{j,y}$	プロジェクトがなかった場合に、y 年に対象設備 j における年間電力消費量(MWh/year)
$EF^B_{j,y}$	プロジェクトがなかった場合の y 年に対象設備 j で消費された電力の二酸化炭素排出係数 (tCO_2/MWh)

（1） $Q^B_{j,y}$ の算出法

基本的考え方

ベースラインシナリオにおける年間電力消費量は、採用する手法ごとに算出する。各手法で対象とする機器 j についての年間電力消費量は、以下の式を用いて算出する。

$$Q^B_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{j,y} / (1\text{-}ESR_j)$$

$Q^P_{j,y}$	導入された高効率設備 j における y 年の年間電力消費量(MWh/year)
ESR_j	導入された高効率化設備 j の省エネ効率
8760	1 年間の時間数（24hours /day x 365 days = 8,760 hours）

$$ESR_j = (W^B\text{-}W^P) / W^B$$

W^B	プロジェクトを実施しなかった場合の対象設備 j の使用電電力 (kW)
W^P	導入された高効率設備 j の使用電力 (kW)

＜ex-ante＞

また、ex-ante での算定は、以下の式を用いて算出する。

$$Q^B_{j,y} = n * W^B_i * h * LF / 1000$$

W^B_j	対象設備 j の使用電力（kW）
n	対象設備 j の個数
h	対象設備 j の年間使用時間
LF	対象設備 j の負荷率（スイッチ ON の状態でも作動・作動していないユニットの割合）

各手法における算定式を以下に示す。

1) **Measure 2:** クーリングタワー（CT）高効率タイプへの交換

$$Q^B_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{CT,h} / (1\text{-}ESR_{CT})$$

$Q^P_{CT,h}$	プロジェクト活動によって代替された、対象設備の h 時間の電力消費量 (MWh/hours)
ESR_{CT}	導入された高効率設備（CT）の省エネ効率

<ex-ante>

$$Q^B_{j,y} = n * W^B_{CT} * h \quad / 1000$$

n	対象設備 j の個数
W^B_{CT}	プロジェクトを実施しなかった場合の CT の使用電力（kW）
h	対象設備 j の年間使用時間

2) **Measure 3-a:** 12 時間系パッケージエアコン(PAC-a)の高効率タイプへの交換

+ Measure 7:ファンへのインバーターコントロールの導入及び
ダクトへの VWV への導入

$$Q^B_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{PACa,h} / (1\text{-}ESR_{PACa})$$

$Q^P_{PACa,h}$	プロジェクト活動によって代替された、対象設備の *h* 時間の電力消費量 (MWh/hours)
ESR_{PACa}	導入された高効率設備 *j* の省エネ効率

<ex-ante>

本設備には、コンプレッサー部とファン部で構成されるため、以下のように 2 項の和で表せる。

$$Q^B_{j,y} = n * (W^B_{compressor} + W^B_{evap.fan}) * h / 1000$$

n	対象設備 *j* の個数
$W^B_{compressor}$	プロジェクトを実施しなかった場合のコンプレッサーの使用電力（kW）
$W^B_{evap.fan}$	プロジェクトを実施しなかった場合のエバポレーションファンの使用電力（kW）
h	対象設備 *j* の年間使用時間

3) **Measure 3-b**: 24 時間系パッケージエアコン(PAC-b)の高効率タイプへの交換

本設備には、コンプレッサー部とエバポレーターファン部、コンデンサーファン部で構成されるため、以下のように 3 項の和で表せる。

$$Q^B_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{PACb,h} / (1\text{-}ESR_{PACb})$$

$Q^P_{PACb,h}$	プロジェクト活動によって代替された、対象設備の *h* 時間の電力消費量 (MWh/hours)
ESR_{PACb}	導入された高効率設備 *j* の省エネ効率

<ex-ante>

本設備には、コンプレッサー部とファン部(エバポレーターファン及びコンデンサーファン)で構成されるため、以下のように 3 項の和で表せる。

$$Q^B_{j,y} = n * (W^B_{compressor} + W^B_{evap.fan} + W^B_{cond.fan}) * h * LF / 1000$$

n	対象設備 *j* の個数

$Q^B_{compressor}$	プロジェクトを実施しなかった場合のコンプレッサーの使用電力（kW）
$W^B_{evap.fan}$	プロジェクトを実施しなかった場合のエバポレーションファンの使用電力（kW）
$W^B_{cond.fan}$	プロジェクトを実施しなかった場合のコンデンサーファンの使用電力（kW）
h	対象設備 j の年間使用時間
LF	対象設備 j の負荷率

4) **Measure 4:**ポンプの高効率タイプへの交換

+ **Measure 5:** ポンプへのインバーターコントロール及び VWV の導入

$$Q^B_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{pump,h} / (1\text{-}ESR_{pump})$$

$Q^P_{pump,h}$	プロジェクト活動によって代替された対象設備の h 時間の電力消費量 (MWh/hours)
ESR_{pump}	導入された高効率設備（ポンプ）の省エネ効率

<ex-ante>

$$Q^B_{j,y} = n * W^B_{pump} * h / 1000$$

n	対象設備 j の個数
W^B_{pump}	プロジェクトを実施しなかった場合のポンプの使用電力（kW）
h	対象設備 j の年間使用時間

5) **Measure 8:** 照明器具の交換：安定器の導入

$$Q^B_{j,y} = n * W^B_{light} * h / 1000$$

n	対象設備 j の個数
W^B_{light}	プロジェクトを実施しなかった場合の照明の使用電力（kW）
h	対象設備 j の年間使用時間

<ex-ante>

$$Q^B_{j,y} = n * W^B_{light} * h / 1000$$

(2) 系統電源における電力の排出係数（EF^B_y）の算定法

本プロジェクトでは、活動による省エネルギー総量は 60MWh を超えることはないので、小規模 CDM 方法論 AMS-I.D が適用できる。また、本プロジェクトは埋立地ガス、排水処理プロジェクト、石油/ディーゼル燃料を使用するシステム以外のプロジェクトなので、AMS-I.D の第 9 項が適用できる。本項には、グリッドからの電力の炭素排出係数の計算方

法について、下記２つのオプションが提示されている。

「ベースラインは、再生可能エネルギー生成設備から生成される電力(kWh)に排出係数(kg-CO2e/kWh で計測)を乗じたもので、以下に従い透明かつ保守的に計算するものとする。

a) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”に規定される手続きにしたがい、オペレーティングマージン（OM）とビルドマージン（BM）を統合したコンバインドマージン（CM）。

又は

b) 現在の発電ミックスでの排出係数の加重平均(kg-CO2e/kWh)。プロジェクト発電が行われる年度のデータを利用しなければならない。」

本プロジェクト(代表的な CPA)の対象施設で使用される電力は、ルソン系統から購入している。ルソン系統に関しては、オプション a)にあるビルドマージンを算出するための個々の発電所の基礎データは公表されていない。したがって、本プロジェクトでは、b)の当該系統の混合発電の加重平均排出による方法を選択した。

b)の係数を求めるのに使用したデータ及び算出した現行の発電ミックスの加重平均 CEF を表 3.5 および表 3.6 に示す。計算の結果、2007 年におけるルソン系統の加重平均 CEF は 0.548 tCO2/MWh である。なお、表 3.5 および表 3.6 の 2002 年の発電ミックスデータは、本 PDD を作成した時点において入手し得る最新の資料であった。

表 3.5 ルソン系統の加重平均 CEF（2002 年～2004 年）－１

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)
Item	2002-2004 Electricity Generation	Heat Rate	Fuel Consumption Impact	Carbon Emission Factor	Unadjusted Annual Carbon Emission Impact	Actual Carbon Emission Impact
Abbreviation	GEN		FCI	CEF	CEI	Adjusted CEI
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	(AxBx1055) / 10^12	IPCC	CxE	E x Combustion Efficiency (IPCC) *1
Unit	kWh/yr	BTU/kwh	Tj/yr	tC/Tj	tC/yr	tC/yr
Oil based						
Combined Cycle	641,881,033	6,550	4,435.56	20.20	89,598.28	88,702.30
Diesel	2,344,537,894	8,900	22,014.04	20.20	444,683.58	440,236.74
Gas Turbine	10,420,047	14,400	158,30	20.20	3,197.69	3,165.71
Oil Thermal	894,336,867	8,600	8,114.32	21.10	171,212.12	169,500.00
Coal	15,237,932,917	8,900	143,076.57	26.80	3,834,452.11	3,757,763.06
Natural Gas	11,431,575,403	8,900	78,995.04	15.30	1,208,624.17	1,202,581.05
Geothermal	3,636,684,131	6,550				
Hydro	3,681,713,073					
Total	37,879,081,365					

*1 Combustion efficiency values is taken from the Revised 1996 IPCC Guidelines for national Greenhouse gas Inventories, (99.0% for combined Cycle, diesel, gas turbine and oil thermal, 98.0% for coal, 99.5% for natural gas)

表 3.6 ルソン系統の加重平均 CEF（2002 年～2004 年）－２

	(A)	(B)	(C)
Item	2002-2004 Electricity Generation	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	Weighted Average EF
Abbreviation	GEN		
Data source	PDOE Powerstats	F of Table 3.5 x (44/12)	B / (A / 1000)
Unit	kWh/yr	tCO2/yr	tCO2/MWh
Oil Based			
Combined Cycle	641,881,033	325,241.76	
Diesel	2,344,537,894	1,614,201.39	
Gas Turbine	10,420,047	11,607.60	
Oil Thermal	894,336,867	621,499.99	
Coal	15,237,932,917	13,778,464.57	
Natural Gas	11,431,575,403	4,409,463.85	
Geothermal	3,636,684,131		
Hydro	3,681,713,073		
Total	37,879,081,365	20,760,479.16	0.548

なお、代表的な CPA は、所在地がルソン地域なので上記の CEF を使用するが、その他の建物にはビサヤス地域、ミンダナオ地域に立地するものもある。CEF は、対象建物の所在地に基づき、それぞれ該当する系統のものを使用してベースラインを算出する。ルソン系統の加重平均 CEF と同様の方法で算出すると、ビサヤス系統、ミンダナオ系統における加重平均 CEF は、それぞれ 0.219 tCO2/MWh、0.163 tCO2/MWh である。

3.7.2 プロジェクト排出量の推定方法

本プロジェクトにおけるプロジェクト排出量は、導入された高効率技術設備の消費電力量であり、下記の式で算定される。

$$PE_y = \sum_j E^P_{j,y} = \sum_j (Q^P_{j,y} * EF^P_{j,y})$$

$E^P_{j,y}$	プロジェクト活動によって代替された、対象設備 j からの y 年の年間 GHG 排出量(tCO2/year)
$Q^P_{j,y}$	プロジェクト活動によって代替された、対象設備 j の y 年の年間電力消費量 (MWh/year)
$EF^P_{j,y}$	プロジェクト活動によって代替された、対象設備 j で使われる電力の二酸化炭素排出係数(tCO_2/MWh)

(1) $Q^P_{j,y}$ の算定方法の基本的考え方

プロジェクトシナリオにおける電力消費量は、3.4 に述べた省エネ手法ごとに計算する。本プロジェクトで採用する手法は大きく分けて３つの種類がある。すなわち、①対象機器

を高効率タイプに交換するもの、②インバーターや VAV、VWV を導入し制御するもの、そして③その両方を共有する場合である。各タイプにおける電力量は、以下の考え方で求める。

＜ex-post の電力量＞

全て直接計測を行う。計測間隔はロガーの設定次第であるが、1 時間で十分であると考える。したがって、下記の式で表せる。

$$Q^P_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{j,h}$$

$Q^P_{j,h}$	プロジェクト活動によって代替された、対象設備 *j* の *h* 時間の電力消費量(MWh/hours)
8760	1 年間の時間数（24hours /day x 365 days = 8,760 hours）

＜ex-ante の電力量＞

手法ごとに、以下の考え方で算出する。

① 機器の更新の場合 (Measure1,2,3,4,6)

導入機器のメーカー製品仕様等から使用電力を想定し、それぞれの機器の使用時間と個数から算出する。

$$Q^P_{j,y} = n * W^P_i * h / 1000$$

W^P_j	導入された高効率設備 j の使用電力（kW）
n	対象設備 j の個数
h	対象設備 j の年間使用時間
LF	対象設備 j の負荷率

② インバーターや VAV、VWV による制御を導入する場合 (Measure 5,7,8)

ベースラインにおける電力消費量の推定値と、制御により想定される省エネ効率 ESR を用いて以下の式により算定する。

$$Q^P_{j,y} = Q^B_{j,y} * (1\text{-}ESR_j)$$

$Q^P_{j,y}$	導入された高効率設備 j における y 年の年間電力消費量(MWh/year)
ESR_j	導入された高効率化設備 j の省エネ効率

③ 機器の更新と制御の導入を共有する場合

導入機器のメーカー製品仕様等から使用電力を想定し、機器の使用時間と個数から更新後の機器の電力消費量を算出する。さらにインバーター制御による想定される省エ

ネ効率 ESR をかけて、最終的な電力消費量を算定する。

$$Q^P_{j,y} = n * W^P_{i,,y} * h * (1\text{-}ESR_j)$$

(2) 各手法における $Q^P_{j,y}$ の算定方法

以上の考え方を用いた、各手法におけるプロジェクト排出量の算定式を以下に示す。

1) **Measure 2:** クーリングタワー（CT）高効率タイプへの交換

$$Q^P_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{CT,h}$$

$Q^P_{CT,h}$ プロジェクト活動によって代替された、対象設備（台数調整付 CT）の h 時間の電力消費量 (MWh/hours)

<ex-ante>

$$Q^P_{j,y} = n * W^P_{CT} * h * (1\text{-}ESR_{inverter\ CT}) / 1000$$

n	対象設備 j の個数
W^P_{CT}	導入された高効率 CT のメーカー製品仕様から推定した使用電力（kW）
h	対象設備 j の年間使用時間
$ESR_{inverter\ CT}$	高効率タイプポンプに導入されたインバーターコントロールの省エネ効率

2) **Measure 3-a:** 12 時間系パッケージエアコン(PAC-a)の高効率タイプへの交換
+ Measure 7: ファンへのインバーターコントロールの導入及びダクトへの VWV への導入

$$Q^P_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{PACa,h}$$

$Q^P_{PACa,h}$ プロジェクト活動によって代替された、対象設備の h 時間の電力消費量 (MWh/hours)

<ex-ante>

$$Q^P_{j,y} = [\ n * W^P_{compressor} * h + n * W^P_{evap.fan} * h * (1\text{-}ESR_{fan\ inverter})\ ] / 1000$$

n	対象設備 j の個数
$W^P_{compressor}$	導入された高効率コンプレッサーのメーカー製品仕様から推定した使用電力（kW）
h	対象設備 j の年間使用時間
$W^P_{evap.fan}$	導入された高効率エバポレーターファンのメーカー製品仕様から推定した使用電力（kW）

$ESR_{inverter\ fan}$　高効率タイプポンプに導入されたファンのインバーターコントロールの省エネ効率

3) **Measure 3-b:** 24 時間系パッケージエアコン(PAC-b)の高効率タイプへの交換

$$Q^P_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{PACb,h}$$

$Q^P_{PACb,h}$　プロジェクト活動によって代替された、対象設備の *h* 時間の電力消費量 (MWh/hours)

<ex-ante>

$$Q^P_{j,y} = n * (W^P_{compressor} + W^P_{evap.fan} + W^P_{cond\ fan}) * h * LF / 1000$$

n　対象設備 j の個数
$W^P_{compressor}$　導入された高効率コンプレッサーのメーカー製品仕様から推定した使用電力（kW）
$W^P_{evap.fan}$　導入された高効率エバポレーターファンのメーカー製品仕様から推定した使用電力（kW）
$W^P_{cond.fan}$　導入された高効率コンデンサーファンのメーカー製品仕様から推定した使用電力（kW）
h　対象設備 j の年間使用時間
LF　対象設備 j の負荷率

4) **Measure 4:** ポンプの高効率タイプへの交換
+ **Measure 5:** ポンプへのインバーターコントロール及び VWV の導入

$$Q^P_{j,y} = \sum^{8760} Q^P_{pump,h}$$

$Q^P_{pump,h}$　プロジェクト活動によって代替された、対象設備の *h* 時間の電力消費量 (MWh/hours)

<ex-ante>

$$Q^P_{j,y} = n * W_{pump} * h * (1\text{-}ESR_{inverter\ pump}) / 1000$$

n　対象設備の個数
W^P_{pump}　導入された高効率ポンプのメーカー製品仕様から推定した使用電力（kW）
h　対象設備の年間使用時間
$ESR_{inverter\ pump}$　高効率タイプポンプに導入されたインバーターコントロールの省エネ効率

5) **Measure 8:** 照明器具の交換：インバーターの導入

$$Q^P_{,j,y} = \sum^{8760} Q^P_{light,h}$$

$Q^{P}_{light,h}$　プロジェクト活動によって代替された、対象設備（インバーター付安定器）の *h* 時間の電力消費量(MWh/hours)

<ex-ante>

$Q^{P}_{j,y} = Q^{B}_{light,y} * (1-ESR_{light})$

$Q^{B}_{light,y}$　y 年における対象設備（照明器具）の年間ベースライン排出量 (MWh/years)

$ESR_{inverter\ light}$　照明器具に導入された高効率化設備（インバーターコントロール付安定器）の省エネ効率

3.7.3　リーケージ

小規模 CDM 方法論 AMS-II.E では、機器の交換に係わるリーケージについて、以下のように定めている。

“当該エネルギー効率化設備が、他のプロジェクト活動から移転されたものである場合、または既存の設備を他のプロジェクト活動へ移転する場合には、リーケージを考慮しなければならない。”

しかしながら、本プロジェクトは新規の設備を導入するものであり、交換後の設備については他のプロジェクト活動への移転も行わず処分するため、リーケージはないものと考える。

また本プロジェクトにおいては、冷凍機に含まれる冷媒（HFC）の大気中への漏洩によるリーケージが考えられる。ただし、設備廃棄時に冷媒も完全に回収し、適切な処分を行うため、このリーケージについても考慮する必要がないといえる。なお、HFC の処理については、回収を行う会社により証明書を発行してもらう。

3.7.4 GHG 削減量の決定に必要な関連データ

上述した GHG 削減量の決定に必要なデータを下表にまとめる。

表 3.7 排出削減量の決定に必要な関連データ

パラメータ	単位	説明	データ出典	計測・計算方法
全体の排出量計算に必要なパラメータ				
BE_y	tCO_2/y	年間のベースライン排出量	計算	下記の計算式で算出; $BE_y = \sum_j E^B_{j,y}$
$E^B_{j,y}$	tCO_2/y	対象設備機器 j からの年間ベースライン排出量	計算	下記の計算式で算出; $E^B_{j,y} = Q^B_{j,y} * EF^B_{j,y}$
$Q^B_{j,y}$	MWh/y	ベースラインシナリオにおける対象設備機器 j の年間電力消費量	計算	ベースラインシナリオにおける対象設備の電力使用量を合計して算出
PE_y	tCO_2/y	年間のプロジェクト排出量	計算	下記の計算式で算出; $BE_y = \sum_j E^B_{j,y}$
$E^P_{j,y}$	tCO_2/y	対象設備機器 j からの年間プロジェクト排出量	計算	下記の計算式で算出; $E^B_{j,y} = Q^B_{j,y} * EF^B_{j,y}$
$Q^P_{j,y}$	MWh/y	プロジェクトシナリオにおける対象設備機器 j の年間電力消費量	計算	プロジェクトシナリオにおける対象設備の電力使用量を合計して算出
EF	tCO_2/MWh	ルソン系統の発電構成の加重平均 CO2 排出係数	計算	対象建物で使用されている電力はルソン系統から購入。 下記の計算式で算出； $EF^B=(\sum F_{i,w,y} * COEF_{i,w})/\sum_t GEN_{t,y}$
Measure 2				
W^B_{CT}	kW	ベースラインシナリオにおける CT の使用電力	計算	電力計による計測データに基づき算定 (過去２週間のデータ)
n		対象設備の数	計測	
h	hour	対象設備の年間使用時間	計測	
W^P_{CT}	kW	導入された高効率 CT の使用電力	計算	メーカー製品仕様から推定
$ESR_{inverter\ CT}$		CT に導入されたインバータコントロールの省エネ効率	メーカーのカタログ	
Measure 3-a + Measure 7				
$W^B_{compressor}$	kW	ベースラインシナリオにおけるコンプレッサーの使用電力	計算	電力計による計測データに基づき算定 (過去２週間のデータ)
$W^B_{evap.fan}$	kW	ベースラインシナリオにおけるエバポレーションファンの使用電力	計算	電力計による計測データに基づき算定 (過去２週間のデータ)
n		対象設備の数	計測	
h	hour	対象設備の年間使用時間	計測	

パラメータ	単位	説明	データ出典	計測・計算方法
$W^{P}_{compressor}$	kW	導入された高効率コンプレッサーの使用電力	計算	メーカー製品仕様から推定
$W^{P}_{evap\ fan}$	kW	導入された高効率エバポレーションファンの使用電力	計算	メーカー製品仕様から推定
$ESR_{inverter\ fan}$		PAC に導入されたファンのインバータコントロールの省エネ効率	メーカーのカタログ	
Measure 3-b				
$W^{B}_{compressor}$	kW	ベースラインシナリオにおけるコンプレッサーの使用電力	計算	電力計による計測データに基づき算定 (過去２週間のデータ)
$W^{B}_{evap.fan}$	kW	ベースラインシナリオにおけるエバポレーションファンの使用電力	計算	電力計による計測データに基づき算定 (過去２週間のデータ)
$W^{B}_{cond.fan}$	kW	ベースラインシナリオにおけるコンデンサーファンの使用電力	計算	電力計による計測データに基づき算定 (過去２週間のデータ)
LF		対象設備の負荷率	計算	過去のデータに基づき算定
n		対象設備の数	計測	
H	hour	対象設備の年間使用時間	計測	
$W^{P}_{compressor}$	kW	導入された高効率コンプレッサーの使用電力	計算	メーカー製品仕様から推定
$W^{P}_{evap.fan}$	kW	導入された高効率エバポレーションファンの使用電力	計算	メーカー製品仕様から推定
$W^{P}_{cond.fan}$	kW	導入された高効率コンデンサーファンの使用電力	計算	メーカー製品仕様から推定
Measure 4 + Measure 5				
W^{B}_{pump}	kW	ベースラインシナリオにおけるポンプの使用電力	計算	電力計による計測データに基づき算定 (過去２週間のデータ)
n		対象設備の数	計測	
h	hour	対象設備の年間使用時間	計測	
W^{P}_{pump}	kW	導入された高効率の使用電力	計算	メーカー製品仕様から推定
$ESR_{inverter\ pump}$		ポンプに導入されたインバータコントロールの省エネ効率	メーカーのカタログ	
Measure 8				
W^{B}_{light}	kW	ベースラインシナリオにおける照明の使用電力	計算	電力計による計測データに基づき算定 (過去２週間のデータ)
n		対象設備の数	計測	
h	hour	対象設備の年間使用時間	計測	
$ESR_{inverter\ light}$		照明に導入されたインバータコントロールの省エネ効率	メーカーのカタログ	

3.8 プロジェクトの追加性

SSC-PoA-DD の規定に基づき、ここでは代表的な CPA についてのプロジェクト追加性の証明を行う。

本プロジェクトは小規模 CDM であるため、追加性については、小規模 CDM プロジェクト活動のための簡易方法（simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities）の Appendix B、Attachment A が適用される。すなわち、

「小規模 CDM において追加性を証明するためには、プロジェクト実施について次の「障壁」が 1 つ以上あればよい。

(1) 投資障壁：実施しようとするプロジェクトと比較して、生産上、現実性が高い代替シナリオがあり、その排出量は増大する。

(2) 技術障壁：実施しようとするプロジェクトで採用する新技術のリスク（性能の不確実性や使用普及率の低さに起因）を低減する、技術的には低い代替シナリオがあり、その排出量は増大する。

(3) 一般的慣行障壁：一般的な慣行、既存の規則、又は政策的な必要性から採用される技術があり、その排出量は増大する。

(4) その他の障壁：プロジェクト参加者が特定するその他の障壁（制度的な障壁、情報不足、経営資源、組織能力、資金源、または新技術の採用能力）によって、プロジェクトがなかった場合には排出量が増大する。」

上記項目に基づき、本プロジェクトの追加性について検討する。

(1) 投資障壁

フィリピンでは一般的に建物の修繕・改修の予算は小さく、省エネ機器への更新はなかなか進んでいないのが現状である。対象建物に提案しているエネルギー効率化活動を実施するには、高効率の機器やモニタリング機器の購入費用、また省エネコンサルタントへの委託やエネルギー監査、評価に係る費用などの大きな投資が必要となる。本来業務には直接影響のない、エネルギー効率化活動のために予算を割り当てるのは、費用対効果を考えた場合、一般企業には非常に難しいことである。通常、フィリピンの現地企業では、投資回収期間が 2 年以内であれば実行可能と判断される。本プロジェクトで提案している施策ごとの資本回収期間を検討すると、表 3.8 に示すようになる。

全て 2 年を超えており、CER クレジットの販売収入がない場合は、大きな投資効果は見込めず、さらにプロジェクトリスク、財政的リスクをかかえることになる。以上のことか

ら、CER クレジットがなければ、本プロジェクト活動を実施することは経済的に魅力がなく、現状維持が最も現実性の高いシナリオであると言える。現状維持が続けば、エネルギー効率化は年々低くなっていくため、排出量も増大する。

表 3.8 提案された施策の投資回収期間

手法	投資回収期間（年）
Measure 2：クーリングタワーの高効率タイプへの交換	3.5
Measure 3-a：12 時間系パッケージエアコンの高効率タイプへの交換　＋ Measure 7：ファンへのインバーターコントロールの導入及びダクトへの VAV の導入	6.9
Measure 3-b：24 時間系パッケージエアコンの高効率タイプへの交換	7.9
Measure 4：冷水ポンプの高効率タイプへの交換　＋ Measure 5：ポンプへのインバーターコントロール及び VWV の導入	6.2
Measure 8：照明器具の高効率タイプへの交換	6.7

注：投資回収期間は、初期投資コストに年間のエネルギー消費削減量に伴うコスト減を割って算出。

(2)　技術障壁

本プロジェクトの手法で導入する省エネ機器は、フィリピンでも用意に入手することができ、設置についても特に問題はない。

(3)　一般的慣行障壁

フィリピンでは、設備機器は設置後壊れるまで使うというのが一般的な慣行である。また、ビルの図面等、管理に必要な書類も適切に管理されておらず、紛失している場合もあり、設備機器の耐用年数に基づいた計画的な設備の更新は実施されていないのが通常である。したがって、省エネのために設備を交換するということはほとんど実施されない。

(4)　その他

省エネ機器自体はフィリピン国内でも容易に入手することができるが、現状、企業の担当者には十分な知識がなく、省エネの取り組みを実施する能力は低いといえる。またビル管理システムの整備や資金源も十分にない。

上記の検討のとおり、本プロジェクトは(1)投資障壁、(3)一般的慣行、(4)その他の障壁に該当し、追加性があると判断される。

第4章　モニタリング計画

4.1　本プロジェクトに適用するモニタリング手法

本プロジェクトでは、通信会社ビル群を対象とし、設備機器の更新などの省エネ手法を採用することによって省エネを図り、電力の消費による地球温暖化ガス排出量を削減するものである。また、本 PoA に含まれる各 CDM プログラム活動（CPA）によるエネルギー使用の削減量は 60GWh/年以下である。そして、本プロジェクトでは、対象機器に個別に電力系を設置し、その使用電力を直接測定する。

以上のことから、本プロジェクトは小規模 CDM 方法論、AMS II.E. “Energy efficiency and fuel switching measures for buildings”が規定する条件に合致するため、同方法論のモニタリング手法が適用できる。

SSC-PoA-DD の規定に基づき、ここでは代表的な CPA に関するモニタリング計画について述べる。

4.2　モニタリングに必要なパラメータ

モニタリングでは、対象機器における消費電力の測定が基本となる。事業開始後に定期的・継続的に測定が必要な項目を下表に示す。

表 4.1　モニタリング項目

パラメータ	単位	説明	参考文献・算出方法	備考
全体の排出量計算に必要なパラメータ				
PE_y	tCO_2/y	年間のプロジェクト排出量	計算	下記の計算式で算出; $PE_y = \Sigma_j EP_{j,y}$
$E^P_{j,y}$	tCO_2/y	対象設備機器 j からの年間プロジェクト排出量	計算	下記の計算式で算出; $E^P_{j,y} = Q^P_{j,y} * EF^P_{j,y}$
$Q^P_{j,y}$	MWh/y	対象設備機器 j の年間電力消費量	計算	プロジェクトシナリオにおける対象設備の電力使用量を合計して算出
EF^P	tCO_2/MWh	プロジェクト活動期間におけるルソン系統の現在の発電構成の加重平均 CO2 排出係数	計算	下記の計算式で算出; EF=GEN / Annual Carbon Dioxide Emission Impact
GEN	MWh/year	ルソン系統の発電所による年間発電量	計算	公式資料を基に毎年データを更新する
Measure 2				
$Q^P_{CT,h}$	MWh/hour	プロジェクトシナリオにおける対象機器の毎時電力消費量	計測	電力計により、1 時間毎に計測し、毎月記録する CER 発行後、最低 2 年間はデータを保管する

パラメータ	単位	説明	参考文献・算出方法	備考
Measure 3-a + Measure 7				
$Q^P_{PAC,h}$	MWh/hour	プロジェクトシナリオにおける対象機器の毎時電力消費量	計測	電力計により、1 時間毎に計測し、毎月記録する CER 発行後、最低 2 年間はデータを保管する
Measure 3-b				
$Q^P_{PAC,h}$	MWh/hour	プロジェクトシナリオにおける対象機器の毎時電力消費量	計測	電力計により、1 時間毎に計測し、毎月記録する CER 発行後、最低 2 年間はデータを保管する
Measure 4 + Measure 5				
$Q^P_{pump,h}$	MWh/hour	プロジェクトシナリオにおける対象機器の毎時電力消費量	計測	電力計により、1 時間毎に計測し、毎月記録する CER 発行後、最低 2 年間はデータを保管する
Measure 8				
$Q^P_{light,h}$	MWh/hour	プロジェクトシナリオにおける対象機器の毎時電力消費量	計測	電力計により、1 時間毎に計測し、毎月記録する CER 発行後、最低 2 年間はデータを保管する

4.3 対象機器の測定方法

小規模方法論 AMS II.E.では、モニタリングの際、導入した省エネルギー技術以外の影響を排除する事と、計測により直接的にかつ定量的に把握する事が求められる。エネルギー量を把握する方法には空気や水などの熱媒流量の計測も行われるが、流量計は一般的に高価である。そこで、計測の精度と共に経済性を考慮してモニタリング方法を検討する。電力量によるモニタリングが可能であれば比較的経済的な計測が可能となる。本プロジェクトで採用する省エネ手法は全て電動設備であり、該当部分の供給電力計測によるモニタリングが基本となる。

また、系統的な管理の観点からも、第 2 章で紹介した BEMS の導入が望ましいものの、導入に当たっては様々な機器の導入のためのコストも必要になるため、ここでのモニタリングには想定しない。

以下に省エネルギー手法ごとの計測手法を示す。

1) 動力設備：高効率機器への更新

対象設備：コンプレッサー、高効率モーターの採用：水冷パッケージエアコン、空冷パッケージエアコン、冷却塔、ポンプ）

動力設備省エネルギー量は、ベースラインシナリオにおける電力消費量×効率改善比(定

格効率の比)で求めることができる。ベースラインシナリオにおける電力消費量は、該当する系統の定格消費電力×稼働時間、または日報によるフィーダー別電力消費量で求めることができる。

動力計測用の電力量計は各機械室に設置された配電盤の 2 次側（図中②）に該当機器毎に設置する。

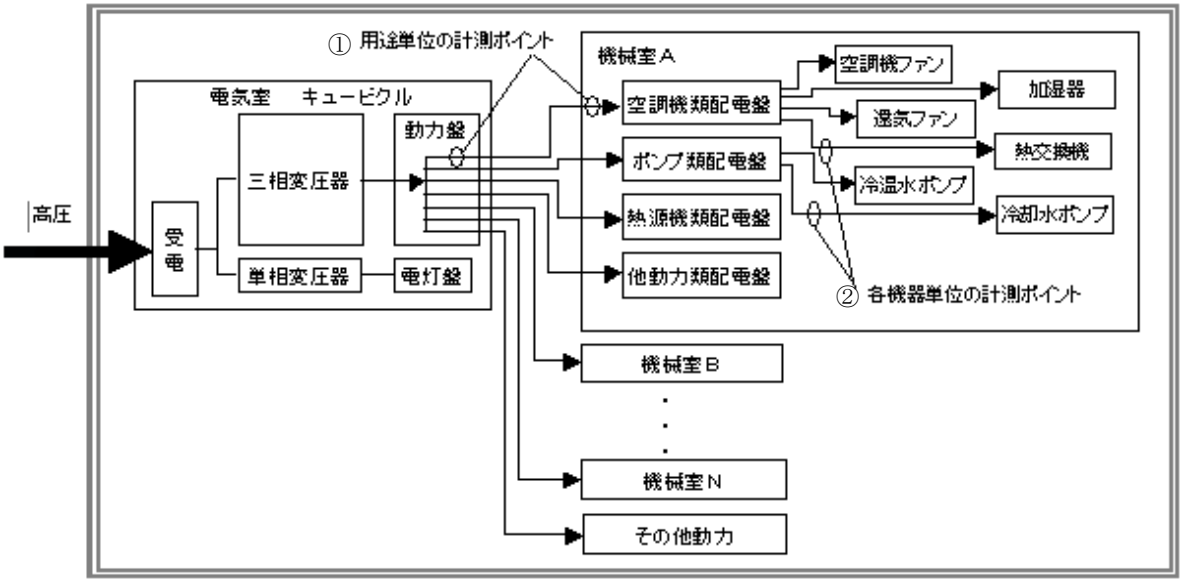


図 4.1　動力計測ポイント

2）ファン、ポンプの変流量化

①　ファン、ポンプのインバーター化

ベースラインシナリオにおける電力消費量は、平均消費電力(年間消費電力の時間平均)×稼働時間、または日報によるフィーダー別電力消費量で求めることができる。

プロジェクトシナリオにおける電力消費量は計測して把握することが望まれる。全負荷相当時間の把握が可能な場合は、定格消費電力×全負荷相当時間で求めることも可能である。

②　ファン、ポンプの台数制御

ベースラインシナリオにおける電力消費量は、定格消費電力(年間消費電力の時間平均)×稼働時間、または日報によるフィーダー別電力消費量で求めることができる。

プロジェクトシナリオにおける電力消費量は、稼働時間を特定する場合と、日報によるフィーダー別電力消費量を用いる場合が考えられる。稼働時間は、電力消費または累積稼働時間の計測により特定する。

3) 照明設備：高効率器具への交換

照明設備の高効率化については、(定格消費電力×点灯時間)で電力消費量がほぼ決まる。定格消費電力は、カタログ値またはスポット計測・短期計測により把握が可能であり、点灯時間は多くの場合、現場でのヒアリング等による把握が可能である。日報等によるフィーダー別の時間別電力消費実績から稼働時間の把握が可能な場合は、さらに精度が向上する。

照明計測用の電力量計は照明コンセントの配電系統では配電盤 2 次側に（図中②)、照明系統の配電盤では配電盤 1 次側に設置する。(図中①)

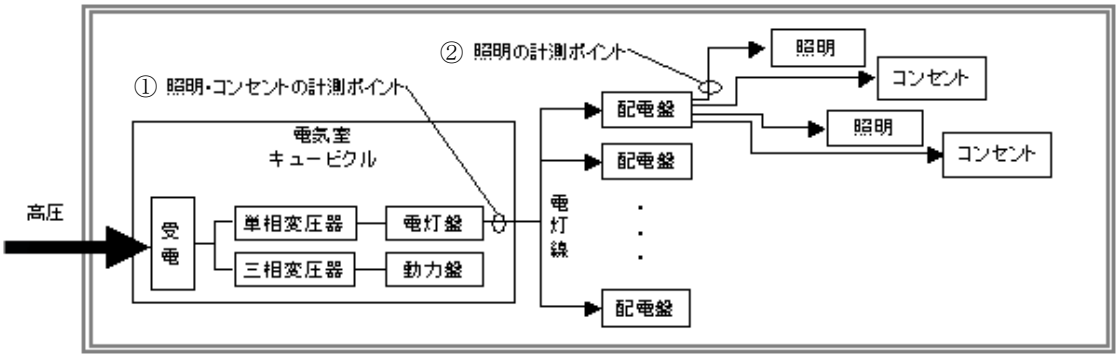


図 4.2　照明計測ポイント

4.4　モニタリングの品質管理及び品質保証

本プロジェクトにおけるモニタリング項目は、主に対象機器の電力消費量である。したがって、モニタリングの品質管理及び品質保証のための手続きとしては、まず①省エネルギー担当者を選任し、モニタリング機器の設置を行うこと、②定期的な測定、計算、記録を実施すること、③全てのモニタリング機器について、計測機器メーカーのサポートのもと定期的に較正を実施することが挙げられる。また、モニタリングの不備等を防ぐために、モニタリング担当者は、全てのモニタリング機器の使用法について研修を受け、データの読み取りには監督官が立ち会い、ダブルチェックを行うこととする。

図 4.3に本プロジェクトの品質管理体制を示す。担当者の任務には以下のような事項を含むものとする。

① モニタリング機器の設置及びメンテナンス

② モニタリング機器の較正

③ モニタリング及び報告をより精密にするための是正措置

④ 起こり得るモニタリングエラーまたは不確実性の軽減のための手順

⑤ 環境的、社会的及び経済的インパクトの変化の記録

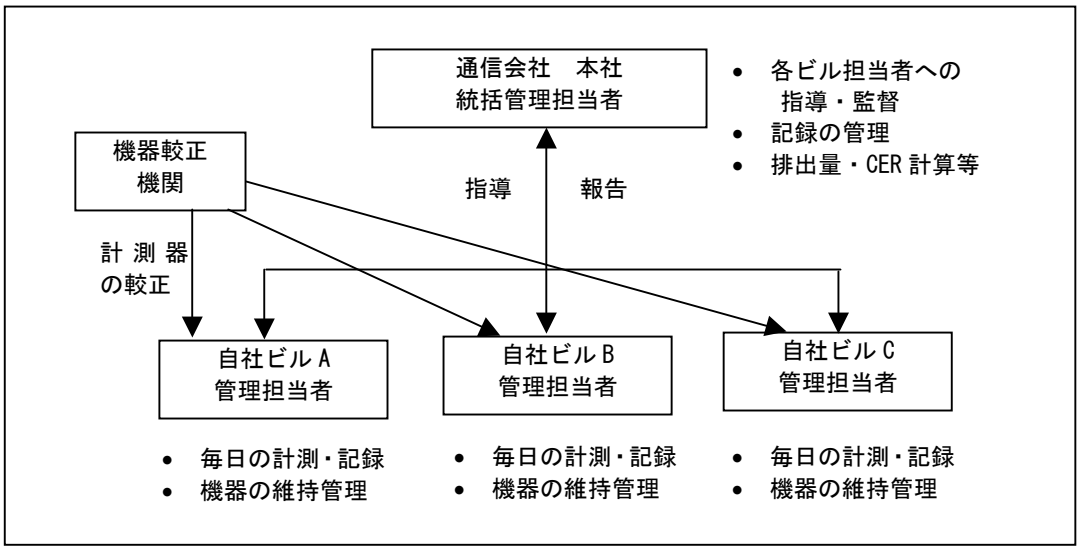


図 4.3　品質管理体制

第5章　温室効果ガス削減量の算出

第 3 章で述べたとおり、プログラム CDM における PoA-DD には代表的な CPA の温室効果ガス削減量について記述することとなっている。ここでは、代表的な CPA の温室効果ガス削減量の試算例と、プログラム全体の温室効果ガス削減量について述べる。

5.1　代表的な CPA における温室効果ガス削減量の算出

5.1.1　算出の方法

(1)　基本式

温室効果ガス削減量は、3.7.3 で述べたようにリーケージをゼロとするとベースライン排出量とプロジェクト排出量の差である。

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

ER_y	y年の年間GHG排出削減量 (tCO_2/year)
BE_y	y年の年間ベースライン排出量 (tCO_2/year)
PE_y	y年の年間プロジェクト排出量 (tCO_2/year)
L_y	y年の年間リーケージ (tCO_2/year)

(2)　ベースライン排出量

ベースライン排出量は、3.7.1 に示したようにそれぞれの機器 *j* について、年間の使用電力量の推定値と排出係数から算出する。

$$BE_y = \sum_j E^B_{j,y} = \sum_j (Q^B_{j,y} * EF^B_{j,y}) \qquad \text{式 5.1}$$

BE_y	y年のベースライン排出量
$E^B_{j,y}$	プロジェクトがなかった場合に、対象設備jから排出されるCO2 排出量
$Q^B_{j,y}$	プロジェクトがなかった場合に、対象設備*j*における年間電力消費量(MWh/year)
$EF^B_{j,y}$	プロジェクトがなかった場合の*y*年に対象設備*j*で消費された電力の二酸化炭素排出係数 (tCO_2/MWh)

ベースライン年間消費電力量の算定

ベースライン年間消費電力量の ex-ante での算定は、それぞれの機器の年間消費電力量のデータがないことから、調査時に計測した電流値から現況の使用電力を算定し、これとそれぞれの機器の使用時間、およびそれぞれの機器の個数から算出する。

使用時間については、12 時間系と 24 時間系の２種類とし、12 時間系については 3,100 時間（12 時間／日×21.53 日／月×12 ヶ月／年）、24 時間系については、8,800 時間とする（24 時間／日×30.55 日／月×12 ヶ月／年）。

$$Q^{B}_{j,y} = n * W^{B}_{j,,y} * h /1000 \qquad \text{式 5.2}$$

$Q^{B}_{j,y}$: y年の対象設備jの年間電力消費量(MWh/years)
$W^{B}_{j,,y}$ 対象設備jの消費電力(kW)
n: 対象設備 j の個数
h: 対象設備 j の年間使用時間

1) **Measure 2**：CT の高効率タイプへの交換（ j＝ 1 ）

CT 1 台当たりのベースラインシナリオでの電力消費量算定に使用した数値、計算値は下表の通り。

表 5.1 CT の電力消費量（ベースラインシナリオ）

Equipment	*W*	*h*	*Q*
CT1	20.0	3,100	62,000
CT2	36.0	3,100	111,600
		Total	173,600

2) **Measure 3-a + Measure 7**：12 時関係パッケージエアコン(PAC-a)の高効率タイプへの交換及びインバーター導入（ j＝2 ）

12 時関係 PAC（PAC-a）は、コンプレッサー部とエバポレーションファン部に分けられるため、それぞれについて式 5.2 により算定し合計する。PAC-a 1 台当たりの下表に計算に使用した数値、計算値を示す。

表 5.2　PAC-a の電力消費量(ベースラインシナリオ)

Equipment	Type	*W*	*h*	*Q*
PAC-a1	Compressor	26.0	3,100	80,600
	Evap. Fan	8.0	3,100	24,800
PAC-a2	Compressor	40.0	3,100	124,000
	Evap. Fan	18.0	3,100	55,800
			Total	285,200

3) **Measure 3-b**：24 時間系パッケージエアコン(PAC-b)の高効率タイプへの交換（ j＝　3 ）

24 時関係 PAC は通信機械室用であり、24 時関系であるが、負荷率（スイッチ ON の状態でも作動・作動していないユニットの割合）LF を 0.5 と仮定して算定した。PAC- b 1 台あたりのベースラインシナリオでの電力消費量算定に使用した数値、計算値を示す。

表 5.3　PAC-b の電力消費量(ベースラインシナリオ)

Equipment	Type	*W*	*h*	*LF*	*Q*
PAC-b1	Compressor	400.0	8,800	0.5	1,760,000
	Evap. Fan	100.0	8,800	0.5	440,000
	Cond. Fan	25	8,800	0.5	110,000
			Total		2,310,000

4) **Measure 4 + Measure 5**：冷水ポンプの高効率タイプへの交換及びインバーターの導入（ j＝4 ）

ポンプ 1 台についてのベースラインシナリオでの電力消費量算定に使用した数値、計算値は下表の通り。

表 5.4　冷水ポンプの電力消費量(ベースラインシナリオ)

Equipment	*W*	*h*	*Q*
Pump1	30.0	3,100	93,000
Pump2	25.0	3,100	77,500
		Total	170,500

5) **Measure 8**：照明器具の交換：安定器の導入（ j = 5 ）

照明１台についてのベースラインシナリオでの電力消費量算定に使用した数値、計算値は下表の通り。

表 5.5　照明の電力消費量(ベースラインシナリオ)

Equipment	*W*	*h*	*Q*
FL1	0.08	3,100	248
FL2	0.04	3,100	124
		Total	372

6)ベースライン排出量

上記 j = 1, 2, 3, 4, 5 におけるベースライン排出量（対象建物に設置された全ての対象設備の合計値）は下表のとおりであり、合計 5,414tCO2/year と算定された。

表 5.6　ベースラインシナリオ排出量

j	Equipment	*Qj*	*Ej*
1	CT	347,200	190
2	PAC-a	5,704,000	3,126
3	PAC-b	2,310,000	1,266
4	Pump	341,000	187
5	Lighting	1,178,000	646
	Total	9,880,200	5,414

(3)　プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、ベースライン排出量と同様に年間の使用電力量の推定値と排出係数から算出するが、年間使用電力量の算定は以下の３つの考え方を用いる。

① 機器の更新の場合　(Measure 1,2,3,4,6)

導入機器のメーカー製品仕様等から使用電力を想定し、それぞれの機器の使用時間と個数から算出する。

$$Q^P_{j,y} = n * W^P_{j,y} * h * LF \qquad \text{式 5.3}$$

W^P_j　導入された高効率設備jの使用電力（kW）
n　対象設備 j の個数
h　対象設備 j の年間使用時間
LF　対象設備 j の負荷率

② インバーターや VAV、VWV による制御を導入する場合 (Measure 5,7,8)

ベースラインにおける電力消費量の推定値と制御により想定される省エネ効率 ESR を用いて以下の式により算定する。

$$Q^P_{j,y} = Q^P_{j,y} * (1\text{-}ESR_j) \qquad \text{式 5.4}$$

$Q^P_{j,y}$ 導入された高効率設備jにおけるy年の年間電力消費量(MWh/year)
ESR_j 導入された高効率化設備jの省エネ効率

③ 機器の更新と制御の導入を共用する場合 (例：Measure 2 + 7)

上記の①、②両方を考慮し、算定する。

$$Q^P_{j,y} = n * W^P_{,i,,y} * h * (1\text{-}ESR_j) \qquad \text{式 5.5}$$

上記の考え方に基づき算出した、各手法における算出結果を以下に示す。

1) **Measure 2**：CT の高効率タイプへの交換（ j = 1 ）

CT の高効率タイプへの更新と台数制御の導入により、プロジェクト排出量は表のように算定できる。

表 5.7 CT の電力消費量（プロジェクトシナリオ）

Equipment	*W*	*h*	*ESR*	*Q*
CT1	12.0	3,100	0.2	29,760
CT2	16.0	3,100	0.2	39,680
			Total	69,440

2) **Measure 3-a + Measure 7**：12 時間系パッケージエアコン（PAC-a）の高効率タイプへの交換及びインバーター導入（ j = 2 ）

PAC-a の高効率タイプへの更新とファンへのインバーター導入、VAV 導入により、対象設備 1 台当たりのプロジェクト排出量は表のように算定できる。

表 5.8　水冷 PAC の電力消費量（プロジェクトシナリオ）

Equipment	Type	*W*	*h*	*LF*	*ESR*	*Q*
PAC-a1	Compressor	22.0	3,100	1.0	0.0	68,200
	Evap. Fan	7.0	3,100	1.0	0.2	17,360
PAC-a2	Compressor	32.0	3,100	1.0	0.0	99,200
	Evap. Fan	12.0	3,100	1.0	0.2	29,760
					Total	214,520

3) **Measure 3-b**：24 時関係パッケージエアコン(PAC-b)の高効率タイプへの交換（ j = 3）

表 5.9　空冷 PAC の電力消費量（プロジェクトシナリオ）

Equipment	Type	*W*	*h*	*LF*	*Q*
PAC-b1	Compressor	310.0	8,800	0.5	1,364,000
	Evap. Fan	90.0	8,800	0.5	396,000
	Cond. Fan	20.0	8,800	0.5	88,000
				Total	1,848,000

4) **Measure 4 + Measure 5**：冷水ポンプの高効率タイプへの交換及びインバーターの導入（ j = 4 ）

表 5.10　冷水ポンプの電力消費量（プロジェクトシナリオ）

Equipment	*W*	*h*	*ESR*	*Q*
Pump1	20.0	3,100	0.2	49,600
Pump2	22.0	3,100	0.2	54,560
			Total	104,160

5) **Measure 8**：照明の高効率タイプへの交換（ j = 5 ）

表 5.11　照明の電力消費量（プロジェクトシナリオ）

Equipment	*W*	*h*	*ESR*	*Q*
FL1	0.08	3,100	0.15	211
FL2	0.04	3,100	0.15	105
		Total		316

6) プロジェクト排出量

上記 j = 1, 2, 3, 4, 5 におけるプロジェクト排出量（対象建物に設置された全ての対象設備の合計値）は下表のとおりであり、合計 4,228 tCO2/year と算定された。

表 5.12　プロジェクト排出量

j	Equipment	*Qj*	*Ej*
1	CT	138,880	76
2	PAC-a	4,290,400	2,351
3	PAC-b	1,848,000	1,013
4	Pump	208,320	114
5	Lighting	1,001,300	549
	Total	7,486,900	4,103

(4)　排出削減量

(2)および(3)より排出削減量の算定結果を表 5.13に示す。

表 5.13　クレジット期間における排出削減量

Credit Year	Baseline Emission tCO_2/y	Project Emission tCO_2/y	Leakage tCO_2/y	Emission Reduction tCO_2/y
Year 1	5,414	4,103	0	1,312
Year 2	5,414	4,103	0	1,312
Year 3	5,414	4,103	0	1,312
Year 4	5,414	4,103	0	1,312
Year 5	5,414	4,103	0	1,312
Year 6	5,414	4,103	0	1,312
Year 7	5,414	4,103	0	1,312
			Total	9,181

また、対象ビルの年間消費電力量は 12,000,000kWh であり期待される電力消費削減量は 2,393,300kWh であるため、ビル全体の省エネ効果は 20%となった。

5.2 プログラム全体の温室効果ガス削減量の算出

本プログラム CDM の対象となるビルは 50 棟を想定しているが、全建物の省エネ化についての調査は現状ではできないため、50 棟モデルを設定しプログラム CDM 全体による温室効果ガス削減量を概算することとする。

表 5.14 プログラム CDM 対象ビル群の内訳

カテゴリー		平均月間消費電力 (A) (kWh/ month)	ビルの棟数 (B)	エネルギー消費量(合計) (A) x (B) (MWh / 月)
1	小規模ビル	50,000	25	1,250
2	中規模ビル	200,000	22	4,400
3	大規模ビル	1,000,000	3	3,000
		合計	50	8,650

分類	床面積(m2)	比率
小規模ビル	1,800	0.05
中規模ビル	7,400	0.20
大規模ビル	37,000	1

温室効果ガス削減量の算定に当たっては建物調査の結果やこれまでの経験から以下の仮定を設定した。

- ビルの省エネ効果は、前節の検討結果が 18%であることから、建物の大小によらず一律 18%とする。
- 省エネ改修は、大きなクレジットの見込める大規模建物から順次実施するものとするが、大規模建物は１年に１棟、他は１年に５棟までの改修を限度とし、年間の省エネ改修は合計１０棟以下とする。
- 省エネ改修に要する期間はごく短いものと仮定し、改修の翌年からクレジットが発生するものとする。
- 排出量を算出するためのグリッド排出係数は、一律 0.528CO_2 t/MWhとする。

上記の仮定のものに、プロジェクト全体の排出削減量を算定した結果を下図に示す。プログラム CDM に適用により省エネ改修が順次適用され、10,000 tCO2 程度の排出削減が期待できることが分かる。

Scale of Bldgs.	Large	Middle	Small	
Number of Bldgs.	3	22	25	
Identification	L1 - L3	M1 - M22	S1 - S25	CER
Year 1	L1			0
Year 2	L2	M1-M2		1,184
Year 3	L3	M3-M4	S1-S3	2,841
Year 4		M5-M9	S4-S6	4,676
Year 5		M10-M14	S7-S9	6,037
Year 6		M15－M19	S10-S12	7,398
Year 7		M20-M22	S13-S15	8,759
Year 8			S16-S20	9,647
Year 9			S21-S25	9,943
Year 10				10,239

図 5.1 プログラム全体の排出削減量の概算

第6章　プロジェクト実施に伴う影響

本章では、プロジェクトの実施に伴い発生する影響分析について述べる。6.1 にフィリピンにおける環境影響評価制度の概要及び本プロジェクトにおける環境影響分析について、6.2 にその他の間接影響及び効果についてまとめる。

6.1　環境影響分析

6.1.1　環境影響評価制度

フィリピンでは、1979 年の大統領令（PD）第 1586 号、環境影響評価システム法令(Establishing on Environmental Impact Assessment System)により、環境影響評価制度が定められている。

事業者は環境影響ステートメント（EIS：Environmental Impact Statement）を作成し、環境天然資源省(DENR：Department of Environment and Natural Resources)の環境管理局(EMB：Environmental Management Bureau)と地域環境管理保護地域部門(EMPAS)へ提出することが義務づけられている(提出先はプロジェクトの種類により異なる)。EIS は環境管理局の常任委員会で審査され、認可されれば DENR 長官が環境保証証明書(ECC：Environment Compliance Certificate)を発行する。事業者は、ECC が発行された後に、他の関連政府機関や地方政府機関の承認申請作業に進むことができ、その後にプロジェクトを開始できる。

また、2003 年に環境影響ステートメントシステム実施のための規定（DAO 03-30：DENR Administrative Order No. 2003-30、Implementing Rules and Regulations (IRR) for the Philippine Environmental Impact Statement (EIS) System）が、そして 2007 年に実施手続きマニュアル（Revised Procedural　Manual for DAO 03-30）が制定され、詳細事項が明確になっている。

(1)　環境影響評価の対象事業

環境影響評価制度では、フィリピンにおける事業（project or undertakings）は、以下の基準によって EIS システムの対象となるかどうかが判断される。

表 6.1　EIS システム対象事業の判断基準

	大項目	チェック項目
A	プロジェクトまたは 請負事業の性質	• プロジェクトの規模 • 影響の累積特性：他のプロジェクトとの相対 • 天然資源の利用 • 廃棄物等の発生量 • 環境有害物及び事故のリスク

B	プロジェクトの実施場所	• 実施地の脆弱性：生態学的に重要、または保護区域か • 承認された用途地域、または国の法規に基づいた、プロジェクトの土地利用の適合性 • 地域の天然資源の相対存在量、質及び再生能力（環境の影響吸収力含め）
C	潜在的影響の性質	• 影響を与える地理的範囲及び影響された汚染の大きさ • 影響の大きさ及び複雑さ • 影響を与える可能性の高さ、期間、頻度、可逆性

また、対象となる事業については以下の 4 つのカテゴリーに分類される。

カテゴリーA：環境に重大な悪影響を与えるおそれのある事業（ECPs：Environmentally Critical Projects）

カテゴリーB：環境的に脆弱な地域（ECAs：Environmentally Critical Areas）で活動が行われる事業

カテゴリーC：カテゴリーA または B に該当しない、環境を改善するための事業

カテゴリーD：環境悪化の原因とならない事業

カテゴリーA 及びカテゴリーB に分類される事業については環境影響評価調査を行い報告書を作成し、審査を受けて環境遵守証明(ECC：Environmental Compliance Certificate)を取得しなければならない。また、カテゴリーC に該当する事業についてはプロジェクト概要書（PDR: Project Description Report）を EMB Regional Office (EMB RO)に提出し、環境影響調査の対象にならない性格の事業である旨の認証（CNC：Certificate, of Non-Coverage）を取得しなければならない。カテゴリーD も CNC の取得が必要となる。ただし、カテゴリーC 及び D については、EMB-DENR が必要と判断した場合には、追加の環境保全対策をとることが求められる。

布告 No. 2146 (1981 年)および布告 No.803(1996 年)で、４つの ECP カテゴリー及び 12 の ECP カテゴリーが規定された。その後、EMB が技術的な定義を実施手続きマニュアルに掲載している（Annex2-1a 及び Annex2-1b）。

表 6.2　ECP 及び ECA カテゴリーのリスト

A. List of ECPs	
- As declared by Proclamation No. 2146 (1981)	
1.	Heavy Industries – Non-ferrous Metal Industries, Iron and Steel Mills, Petroleum and Petro-chemical Industries including Oil and Gas, Smelting Plants
2.	Resource Extractive Industries – Major Mining and Quarrying Projects, Forestry Projects (logging, major wood processing projects, introduction of fauna (exotic animals) in public and private forests, forest occupancy, extraction of mangrove products, grazing), Fishery Projects (dikes for/ and fishpond development projects)
3.	Infrastructure Projects – Major Dams, Major Power Plants (fossil-fueled, nuclear fueled, hydroelectric or geothermal), Major Reclamation Projects, Major Roads and Bridges
- As declared by Proclamation No. 803 (1996)	
4.	All golf course projects
B. List of ECA Categories - As declared by Proclamation No. 2146 (1981)	
1.	All areas declared by law as national parks, watershed reserves, wildlife preserves, sanctuaries
2.	Areas set aside as aesthetic potential tourist spots
3.	Areas which constitute the habitat of any endangered or threatened species of Philippine wildlife (flora and fauna)
4.	Areas of unique historic, archaeological, or scientific interests
5.	Areas which are traditionally occupied by cultural communities or tribes
6.	Areas frequently visited and/or hard-hit by natural calamities (geologic hazards, floods, typhoons, volcanic activity, etc.)
7.	Areas with critical slopes
8.	Areas classified as prime agricultural lands
9.	Recharged areas of aquifers
10.	Water bodies characterized by one or any combination of the following conditions: tapped for domestic purposes; within the controlled and/or protected areas declared by appropriate authorities; which support wildlife and fishery activities
11.	Mangrove areas characterized by one or any combination of the following conditions: with primary pristine and dense young growth; adjoining mouth of major river systems; near or adjacent to traditional productive fry or fishing grounds; areas which act as natural buffers against shore erosion, strong winds and storm floods; areas on which people are dependent for their livelihood.
12.	Coral reefs characterized by one or any combination of the following conditions: With 50% and above live coralline cover; Spawning and nursery grounds for fish; Act as natural breakwater of coastlines

なお、本プロジェクトは、上表のうちどのカテゴリーにも該当しないため、環境影響評価実施の対象とはならない。

(2)　環境影響評価の所管官庁

現在のフィリピンにおける環境管理は、1987 年に設立された環境天然資源省（DENR：Department of Environment and Natural Resources）が中心的役割を果たし、特にその内部機関である環境管理局（EMB：Environmental Management Bureau）が、政策的な環境管理計画の作成、各種管理令や手続き規則、技術ガイドラインの作成等を実施し、全国 16 ヶ所のEMB地域事務所が環境関連法令の執行を担当している。環境影響評価制度等もEMBの内部部局である環境影響評価課が担当し地域事務所が業務の窓口である[1]。

(3)　環境影響評価の実施手続き

EIA 調査はプロジェクトサイクルの各段階における環境影響を評価するものであり、プロジェクトの計画段階、または実行可能性調査（FS）と同時に実施するよう、Administrative Order No.42（AO42）によって定められている。

[1] フィリピン日本人商工会議所　2006 年度フィリピンビジネスハンドブック

①スクリーニング：

計画中のプロジェクトがフィリピン EIS システムの対象事業にあたるかどうかスクリーニングを行う。対象事業に入るならば、承認申請のためにどの種類の書類が必要か、またその他の要求事項について検討する。

②スコーピング：

規定に基づき、詳細な環境影響分析を検討する。プロジェクトで最も重要な課題/影響を確定し、それらの評価・緩和に必要な基本情報の範囲を定める。環境リスクアセスメント（ERA）の実施の必要性についてもこのとき検討する。地域住民を対象とした公開スコーピング、第三者機関による EIA 検討委員会開き技術面についてのスコーピングを、DENR-EMB の同席のもと実施する。結果については、検討チームが署名をした公式のスコーピングチェックリストに掲載し、EMB の長の最終承認を得る。

③EIA 調査及び報告書作成：

EIA 調査には、プロジェクト環境についての代替案と特性、影響の特定と予測、影響の大きさの評価、影響の緩和策、環境管理及びモニタリング計画の策定が含まれる。また関連する費用の見積もりと機関の支援についての表明も含む。調査結果を、EMB の規定に基づき EIA 報告書にまとめる。

④EIA 報告書審査：

スコーピングの過程で特定された最小限の要求事項への遵守について、EMB により適正審査が行われる。続いて、EIA 審査委員会として、EMB に任命された専門家で構成する第三者機関による審査（PEIS/EIS に基づく申請を対象）、または DENR/EMB の内部専門家からなる技術委員会による審査（IEE に基づく申請を対象）が行われる。その後 EMB が、EIARC 及びパブリックヒアリングで得られたコメント等についての評価、意思決定に関する提言を行い、EIARC の長が、EMB の権限外の課題も含んだ EIARC 提言書に対して承認、署名を行う。EIA 審査及び評価全体については、EMB の作成する審査プロセス報告書（RPR：Review Process Report）にまとめられる。本報告書には仮意思決定書も入っている。

⑤意思決定：

プロジェクトの各タイプに応じて、該当する承認・決定機関が EIA の評価及び意思決定書案の作成、ECC、CNC または否認通知の発行を行う。EIS システムの対象プロジェクトが認可された場合は、ECC が発行され、非対称のプロジェクトが認可された場合は CNC が発行される。ECC は関係地方自治体や GA に転送され、それぞれの評価プロセスに移る。

⑥モニタリング、有効化審査、評価/監査

ECC 及び環境管理及びモニタリング計画へのコミットメントに対する事業者の遂行状況を評価し、プロジェクトの実際の環境への影響が十分に予防、または緩和されているかを確認する。

審査・承認までを含めたEIAの実施手続きは、プロジェクトの種類によっても異なるが、図 6.1に示すようにまとめられる。

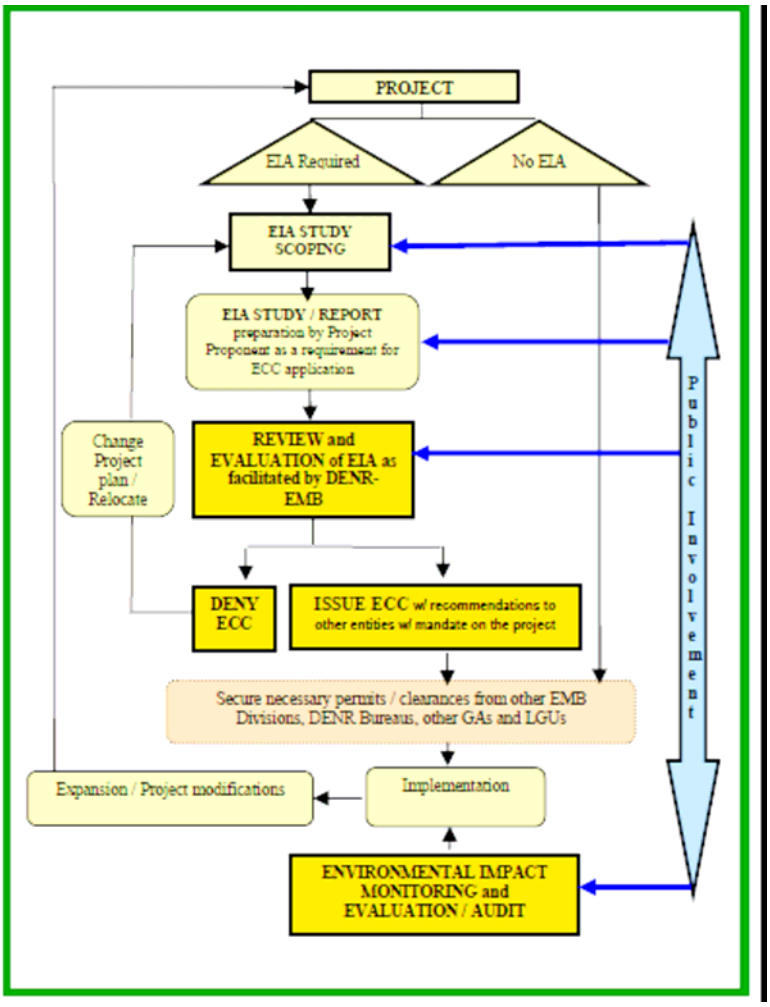


図 6.1　フィリピン EIA 実施手続きフロー図

また、上述の EIA 実施手続きに係る作業を、プロジェクトの各プロセスに落とし込むと下図のようになる。

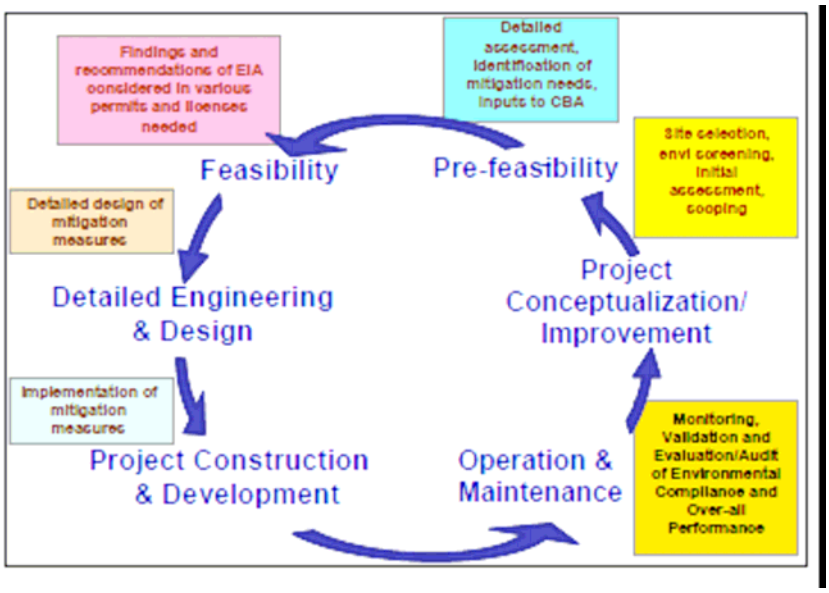


図 6.2　フィリピン EIA 実施手続きフロー図

(4)　環境影響評価報告書の内容

環境影響評価制度では、6.1.2 に述べた分類方法の他に、Proclamation No. 2146、803 及び AO42 において以下のような分類方法が規定される。

グループ I：ECA または NECA（ECA でない場所）で実施される ECP（環境に重大な悪影響を与えるおそれのある事業）、

グループ II：ECA で実施される NECP（環境に重大な影響を与えない事業）
なお、布告 No2146 で、グループ II に追加で分類される事業が定められた（表 6.3）。

グループ III：NECA で実施される NECP

グループ IV：複数の地域（ECA または NECA）で実施される複数のプロジェクト

グループ V：未分類のプロジェクト（どのグループにも属さないプロジェクト：新技術を用い、環境影響が定かでないもの）

さらに、プロジェクトの種類に応じて表 6.4のように小分類され、それぞれの分類によって要求される報告書類や管轄機関が異なる (表 6.5)。報告書は、各グループに応じて 7 種類ある。

表 6.3　グループ II に追加で分類される事業のまとめ

1.	Agriculture industry	9.	Pipeline projects
2.	Buildings, storage facilities and other structures	10.	Textile, wood and rubber industries
3.	Chemical industries	11.	Tourism industry
4.	Cottage industries	12.	Transport terminal facilities
5.	Demonstration and pilot projects	13.	Waste management projects
6.	Environmental enhancement and mitigation projects	14.	Water supply, irrigation or flood control projects
7.	Food and related industries	15.	Treasure hunting in NIPAS areas
8.	Packaging materials and miscellaneous products industries	16.	Wildlife farming or any related projects as defined by PAWB

表 6.4　プロジェクトの小分類

Main Project Groups	Description	Project Sub-groups		
		New	Existing with ECC but with Proposal for Modification or Resumption of Operation	Operating Without ECC
I	Single ECP in ECA or NECA	I - A	I - B	I - C
II	Single NECP in ECA	II - A	II - B	II - C
III	Single NECP in NECA	III - A	Not applicable	Not applicable
IV	Co-located Projects in either ECA or NECA	IV - A	IV - B	IV - C
V	Unclassified Projects	V - A	Not applicable	Not applicable

表 6.5　プロジェクトグループと EIA 報告書種類、管轄機関、申請期間等

PROJECT GROUPS/		APPLIED TO	DOCUMENTS REQUIRED FOR ECC/CNC APPLICATION	DECISION DOCUMENT	PROCESSING RESPONSIBILITY (Endorsing Official)	DECIDING AUTHORITY	MAX TIME TO GRANT OR DENY ECC APPLICATION (Working Days)
I: Environmentally Critical Projects (ECPs) in either Environmentally Critical Area (ECA) or Non-Environmentally Critical Area (NECA)	I - A: New	Single Projects	Environmental Impact Statement (EIS)	ECC	CO: EIAMD Chief / EMB Director	EMB Director / DENR Secretary	120 days
	I - B: Existing Projects for Modification or Re-start up (subject to conditions in Annex 2-1c)	Single Projects	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP) *	ECC	CO: EIAMD Chief/ EMB Director	EMB Director / DENR Secretary	90 days
	I - C: Operating without ECC	Single Projects	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP) *	ECC	CO: EIAMD Chief/ EMB Director	EMB Director / DENR Secretary	90 days
II: Non-Environmentally Critical Projects (NECPs) in Environmentally Critical Area (ECA)	II - A: New	Single Projects	Environmental Impact Statement (EIS)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
			Initial Environmental Examination Report (IEER)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
			Initial Environmental Examination Checklist (IEEC)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	30 days
			Project Description Report (PDR)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	15 days
	II - B: Existing Projects for Modification or Re-start up (subject to conditions in Annex 2-1c)	Single Projects	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP) *	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	30 days
	II - C: Operating without ECC	Single Projects	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP) *	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB Director	30 days
III: Non-Environmentally Critical Projects (NECPs) in Non-Environmentally Critical Area (NECA)	III – A1: New (Enhancement and Mitigation Projects)	Single Projects	Project Description Report (PDR) (REQUIRED)	CNC	CO: EIAMD Chief	EMB Director	15 days
					RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	
	III – A2: New (All Other Grp II Project Types/Sub-types in NECA)	Single Projects	Project Description Report (PDR) (AT OPTION OF PROPONENT)	CNC	CO: EIAMD Chief	EMB Director	15 days
					RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	
IV: Co-located Projects	IV - A: New	Co-located Projects majority of which are Group I Projects	Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS)	ECC	CO: EMB Director	DENR Secretary	180 days
IV: Co-located Projects	IV - A: New	Co-located Projects majority of which are Group I Projects	Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS)	ECC	CO: EMB Director	DENR Secretary	180 days

PROJECT GROUPS/		APPLIED TO	DOCUMENTS REQUIRED FOR ECC/CNC APPLICATION	DECISION DOCUMENT	PROCESSING RESPONSIBILITY (Endorsing Official)	DECIDING AUTHORITY	MAX TIME TO GRANT OR DENY ECC APPLICATION (Working Days)
		Co-located Projects majority of which are Group II Projects	Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
	IV - B: Existing Projects for Modification or Re-start up of Co-located Projects	Co-located Projects majority of which are Group I Projects	Programmatic Environmental Performance Report and Management Plan (PEPRMP)	ECC (new) / ECC Amendment	CO: EIAMD Chief	EMB Director / DENR Secretary	120 days
		Co-located Projects majority of which are Group II Projects	Programmatic Environmental Performance Report and Management Plan (PEPRMP)	ECC (new) / ECC Amendment	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
	V - C: Operating without ECC	Co-located Projects majority of which are Group I Projects	Programmatic Environmental Performance Report and Management Plan (PEPRMP)	ECC (new) / ECC Amendment	CO: EMB Director	DENR Secretary	120 days
		Co-located Projects majority of which are Group II Projects	Programmatic Environmental Performance Report and Management Plan (PEPRMP)	ECC (new) / ECC Amendment	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	60 days
V: Unclassified Projects	V - A: New		Project Description Report (PDR) (REQUIRED)	CNC or Recommendation on Final Grouping and EIA Report Type	CO EIAMD Chief	EMB Director / DENR Secretary	15 days
					RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	
* IF THE MODIFICATION DOES NOT REQUIRE A PEPRMP OR EPRMP BASED ON ANNEX 2-1C, THE FOLLOWING APPLY:							
Request for Minor ECC Amendment		Single Projects with Applicable Modifications listed in Annex 2-1c	Letter Request	ECC Amendment	CO: EIAMD Review and Evaluation Section or Division Chief	EIAMD Chief/EMB Director	7 days
					RO: EIAMD Review and Evaluation Section Chief	EIAMD Chief	
Request for Major ECC Amendment		Single Projects with Applicable Modifications listed in Annex 2-1c	Letter Request and/or Updated Project Description or Update of other selected portions of the EIA Report (e.g. Baseline or impact assessment or EMP on the areas of amendment only)	ECC Amendment	CO: EIAMD Review and Evaluation Section or Division Chief	EMB Director/DENR Secretary	30 days
					RO: EIAMD Review and Evaluation Section Chief	EMB RO Director	

(5) 事業認可における環境影響評価の位置づけ

フィリピン EIS システムは、その他の環境関連法の補助的、補完的なものである。プロジェクトの FS の初期段階で EIA を実施することで、潜在的な課題や環境影響が発見され、それに対応することが結果的にその地域の環境基準やその他の法的機関による承認申請の必要条件も満たすことはある。また、既存の法律では規定されていない事項についても EIS を通して適切に対応することができるようになることがある。例えば、緑地帯の設置はどの環境関連法でも要求されていないが、EIS システムの中では契約上の義務そしてプロジェクト実施者の DENR へのコミットメントとして、ECC の要求事項の中に含まれている。

プロジェクトを実施するかどうかの最終決定は、そのプロジェクトを実施する地域を管轄する地方政府、または当該セクターにおいてプログラム推進の権限を持つ政府機関（例：エネルギープロジェクトであれば DOE、鉱業プロジェクトであれば DENR-MGB）がおこなう。ただし、EIA による調査結果は、プロジェクトの承認に係る意思決定を行う際の参考及び提言として扱われる。

DENR が 2007 年 7 月に発行した通達 No.2007-08 では、ECC/CND の役割を他の機関や地方政府のガイダンス資料として位置づけ、下記のように規定している。

- ECC または CNC の申請中は、他の政府機関及び地方政府による承認及び/または認可は発行されない。
- EIA の調査結果及び提言は、関連政府機関へ伝達され、各自の権限下における認可・承認の発行に先立つ意思決定に組み込まれる。
- EIS システムにおけるプロジェクトの ECC または CNC の発行は、実施者が他の政府機関からの承認及び認可の取得を免除するものではない。

6.1.2 本プロジェクトにおける環境影響分析

(1) 想定される環境影響及び環境保全計画

本プロジェクトの実施に伴う環境影響は、工事期間ならびに設備供用期間の二期に分けて考えられる。本プロジェクトの実施に起因する直接的及び間接的な影響、およびその低減策を下表に示す。

ただし、設備供用期間の環境影響については、騒音と振動が考えられるが、現状の旧式の設備でも問題が発生ことから、通常新しい設備のほうが騒音・振動に対する性能も向上していると考えられるため、新規の設備を導入しても大きな影響は発生しないと予測される。したがって、本プロジェクトにおいて主に留意しなければならないのは、工事期間の環境影響のみである。

表 6.6　予測される環境影響及びその低減策

項目		活動	予想される環境への影響	環境影響の低減策
工事期間	直接影響	資材、設備の運搬	建築資材の運搬はトラック輸送となる。このトラックからの排気ガス、走行による騒音、振動の影響が考えられる。	これら資材の運搬に係る影響を低減するために、工事計画（主に工程）により効率的な資材搬入を行えるようにする。
		改修機材の稼動	設備設置のための機材の稼動により、従業員及び周辺地域に対して騒音・振動の影響が考えられる。	建設機械を効率的に運用する工事計画にする。また工事にあたっては、地域へ騒音、振動の発生しにくいように、低騒音、低振動型の工事用機器を使用する。
		旧設備の廃棄	設備を入れ替えに伴い、廃機器が発生する。	国の基準に基づき、廃機器の取り扱いを行う。特に廃機器に含まれる廃油、照明に含まれる水銀や制御機器に含まれる鉛などの重金属については適切な処理を行う。 また、廃機器に HFC が含まれている場合も、大気に放出しないように適切に回収・処理を行う。
	間接影響	建設資材の原料、加工	建設資材の原料入手及び原料加工によって温室効果ガスが発生する。	必要以上の建設資材の使用を避け、最適な計画・設計を行う。
施設供用中	直接影響	電力の使用	高効率機器を使用することにより、電力使用量が削減されるため、温室効果ガスが減少する。	
		施設稼動	施設の稼動により、周辺地域に対して騒音・振動の影響が考えられる。	施設は適切な基礎の上に設置し振動を低減する。また騒音に対しては、必要に応じて吸音板等の防音対策を講ずる。
	間接影響	類似プロジェクトの増加に伴う、環境問題の低減	当該プロジェクトのような省エネプロジェクトが増えれば、電力消費量が削減される。	

(2) 本プロジェクトにおける環境影響評価の必要性

CDM- SSC-PoA-DD (version 01)では、環境影響評価の実施については以下に示すように、PoA レベルまたは CPA レベルのいずれかで実施するか選択し、またその理由を述べることが規定されている。

> C.1. Please indicate the level at which environmental analysis as per requirements of the CDM modalities and procedures is undertaken. Justify the choice of level at which the environmental analysis is undertaken:
>
> >>
>
> 1. Environmental Analysis is done at PoA level ☐
> 2. Environmental Analysis is done at CPA level ☐

フィリピン EIS システムでは、各プロジェクト活動ごとに必要書類を作成・提出することが義務付けられているため、本プロジェクトでも各 CPA で対応をとる必要がある。したがって、CPA レベルでの環境影響評価の実施を選択する。

本プロジェクト（PoA）において実施する全ての CPA は、新規ビルの建築ではなく、ECC を取得済みの既存建物内で設備の更新やインバータ導入などの省エネ活動を実施するものである。したがって、本プロジェクト活動はカテゴリーグループ V に分類され、EIS の作成・提出義務は発生せず、必要となる書類は、環境パフォーマンス報告書及び管理計画書（EPRMP: Environmental Performance Report and Management Plan)である。DAO 03-30 で規定されている EPRMP に記載すべき事項は下記の通りである。

a. プロジェクト概要

b. 現在/過去に実施された環境管理施策に基づく、実際の環境パフォーマンスの資料

c. EMB が規定する環境管理システムの枠組み及び基準に基づいた環境管理計画

6.2 その他の間接影響・効果

プロジェクト実施に係るその他の間接影響・効果としては、以下のものが挙げられる。

(1) 社会面での影響・効果

本プロジェクトをプログラム CDM として複数の建物を対象に実施することは、フィリピン国においても社会的にプラスの効果をもたらすことが期待される。フィリピン政府は現在、地方電化推進政策を打ち出しているが、経済発展により都市での電力需要量が増大すれば、新しい発電源を開発しない限り地方への電力サービスの供給は難しくなることが予想される。電力供給の不均衡は、さらなる都市・地方間の格差、貧困や機械の不均衡等の

社会問題を深刻化することにもつながりかねない。

そこで、カウンターパート企業が所有する建物で省エネ対策を行い大きな省エネ効果が得られれば、その節約分を地方を含めた他の利用者に振り分けることが可能となり、社会的問題の緩和の貢献になると期待される。

また、本プロジェクトのカウンターパートである通信会社は国内でも大手の企業であり、ここで省エネ活動を実施し、その効果を PR することにより、他の企業への省エネ活動の波及にもつながることが期待できる。

さらに会社レベルでは、省エネにより経費を削減でき、経費削減目的の人員削減などの必要がなくなり、社員は安定した職を得ることができる。また、省エネを率先して実施することで、環境に配慮した会社として評価を得ることも期待できる。

(2) 経済面での効果

本プロジェクトがもたらす経済的な効果としては、エネルギー使用量削減により、発電コストの削減、またそれに伴う電力料金の上昇の抑制などが挙げられる。

現在フィリピンでは、増大傾向にある国内の電力需要に対応するためには、2014 年までに 3,917.3MW 容量の設備の追加が必要であると予想されている。そのためには莫大な投資が必要となり、また近年の石油価格の高騰とあわせ、電力供給は国の財政圧迫の要因にもなり得る。さらにこれらの要因はエンドユーザーでの電力料金の上昇にもつながることが予想される。電力料金は、2004 年から 2005 年の 1 年で既に約 22%も上昇しており、更なる上昇は国民の生活の圧迫にもつながると懸念される。

このような中、省エネ活動によってエネルギー需要自体を減少させることは、新たな設備投資を抑え、石油燃料の使用量の削減にもつながると期待される。また、フィリピンで使用される電力の大半は海外からの輸入化石燃料であるが、省エネによって輸入量が削減され、輸入に伴い発生する費用や、為替損失などの削減効果も期待できる。

会社レベルでは、エネルギーの効率化によって経費を削減することができ、その削減分を他の用途にあてがうことができる。特にカウンターパートである会社は通信業を営んでいるので、省エネによる効果は大きく、またその契約者に還元し、競争力向上にも寄与することが期待できる。

第7章　利害関係者コメント

CDM- SSC-PoA-DD (version 01)では、環境影響評価同様、利害関係者コメントの実施についても、PoA レベルまたは CPA レベルのいずれかで実施するか選択し、またその理由を述べることが規定されている。

D.1. Please indicate the level at which local stakeholder comments are invited. Justify the choice:	
1. Local stakeholder consultation is done at PoA level	☐
2. Local stakeholder consultation is done at CPA level	☐

本プロジェクトでは、CPA レベルで利害関係者のコメントを収集することを選択する。本プロジェクトにおける利害関係者は、主に政府関係機関、民間企業、および地域住民である。PoA のなかで対象とする建物はフィリピン全土にあるため、その建物の立地する場所により、それぞれ利害関係者は異なる。そのため、PoA レベルで実施するには利害関係者の数が多くなりすぎ、コメントの収集なども複雑になってしまうため、CPA レベルでの実施が妥当であると考える。

以下に、代表的な CPA に関して収拾した利害関係者コメントについてまとめる。

7.1　コメント収集方法

コメントの収集は、個別のヒアリングにより実施した。コメントを収集した先は以下の通り。

フィリピン国政府関係者

環境天然資源省環境管理局（EMB-DENR）

Mr. Albert Magalang – CDM Project Evaluator

エネルギー省（DOE）

Mr. Jesus C. Anunciacion – Head, Energy Efficiency & Conservation Division (EECD)

Mr. Maximino G. Marquez – Sr. Science Research Specialist

Ms. Helen B. Arias – Chief, Consumer Welfare and Promotion Office
Ms. Lourdes Capricho – Sr. Science Research Specialist, Alternative Fuels & Energy Tech. Div.
Mr. Antonio M. Nabong – Supervising Science Research Specialist

フィリピン省エネ協会(ENPAP)

Ms. Alice Herrera – President

通信会社側

固定電話会社ビル管理担当者、携帯電話会社ビル管理担当者
広報(Costumer Communication)担当者

在フィリピン日本関係機関

在フィリピン日本大使館、JICA マニラ事務所、JBIC マニラ事務所

本来ならば、ビルの利用者である従業員や訪問客にもインタビューを実施するべきであるが、本調査においては実施していない。また、近隣住民については、省エネ改修は建物の中での改修であり、改修時に騒音等の問題が特になければ実施する必要はないと考えられる（これまでに EB に登録された省エネプロジェクトの事例を見ても同様であった)。

7.2 収集コメント

省エネの実施に関して、フィリピン政府は、エネルギー省を中心にその普及のために種々の方策（キャンペーン、Energy Audit、表彰制度など、詳細は 1 章参照）を実施しており、ネガティブなコメントは全くなかった。また、省エネの普及に関しては日本政府とも協力して普及に努めたいとの意向であった。

通信会社側においても、日本側から調査の方法や温室効果ガス削減との関係などについて学びたいとの意向であり、単に省エネによるコスト削減だけでなく、地球環境に対する取組みをアピールするねらいも見られた。

また、2007 年 12 月 10 日～11 日に実施された Energy Technology Conference 2007 においても、政府、民間などの関係者が多数参加し、省エネの推進に関する意識の高さが窺えた。

第8章　プロジェクト実施計画

8.1　全体計画

本プロジェクトは以下の理由により、プログラム CDM スキームを活用するものとする。

- １棟の建物の省エネにより得られるクレジット量は、大きな建物でも 1000tCO_2程度、小さいものでは 100tCO_2程度であり、まとまった省エネ量とクレジットを得るためには、できるだけ多くの建物に省エネを広げる必要がる。
- しかし、資金その他のリソースの面で多くの建物に対して一度に省エネ改修をすることは不可能であり、CDM によるクレジットも活用し段階的に省エネ改修を進めることが最も合理的と考えられる。

プログラム CDM スキームを活用した本プロジェクトの全体計画については、カウンターパートとの調整が十分取れてはいないが、大まかには以下のようなステップを考えている。

ステップ０：カウンターパート所有建物全体の状況を調査し、省エネ改修の方針を作成、プログラム CDM として登録する。

ステップ１：大型の建物２～３棟について省エネ診断を実施後、改修計画を立案し、CPA として登録、省エ改修を実施する。

ステップ２：ステップ１の実施により発生した電気料金の節約分の一部と CER を用いて、他の大型建物、中型建物の省エネ改修の計画を立て、CPA として登録し、計画を実施する。

ステップ３：ステップ１及びステップ２により毎年発生する電気料金の節約分の一部と CER を用いて、残りの中型建物、小型建物について、CPA として登録した後に省エネ改修を実施する。

以下にプログラム CDM を活用した段階的な省エネ改修スキームを図示する。

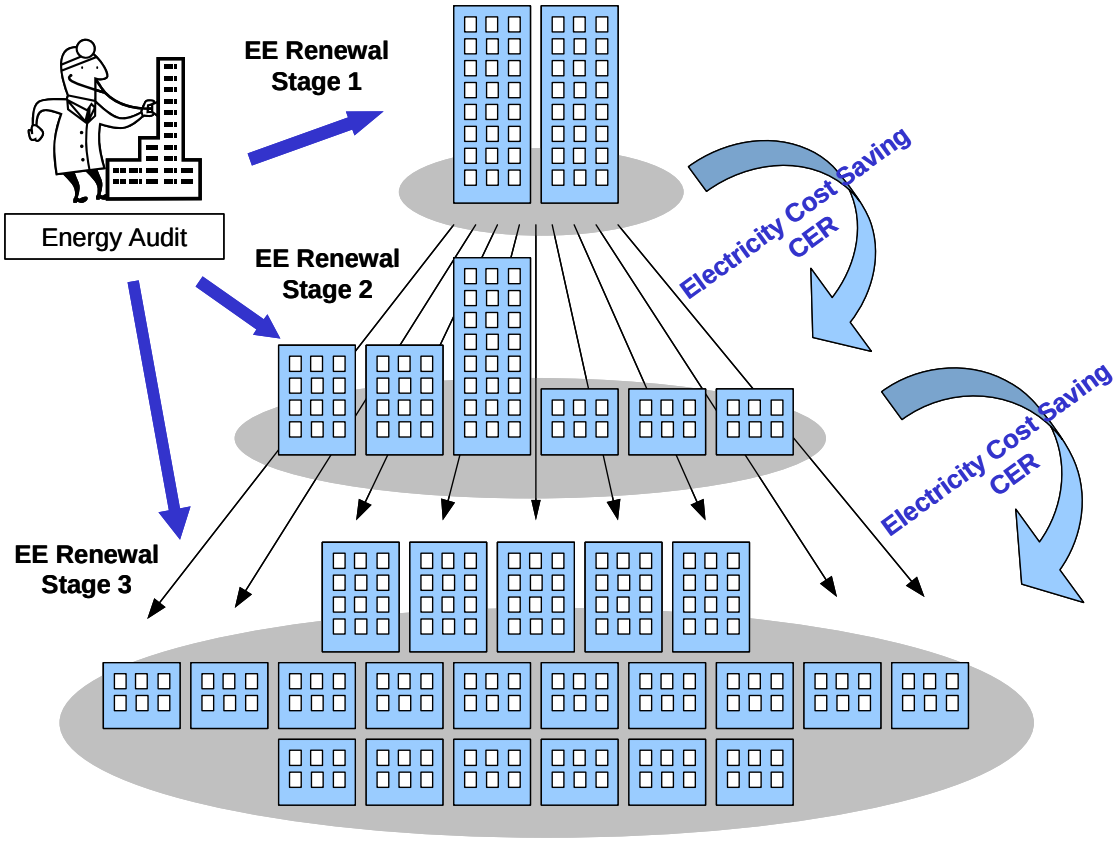


図 8.1　省エネ改修におけるプログラム CDM スキーム活用イメージ

8.2　実施体制

実施体制を以下に示す。省エネ改修の計画・実施は、通信会社側が行うことを原則とするが、省エネ改修に対するアドバイス及びモニタリングの指導は鹿島が行う。また、発生したクレジットの移転についても鹿島が行うこととする。

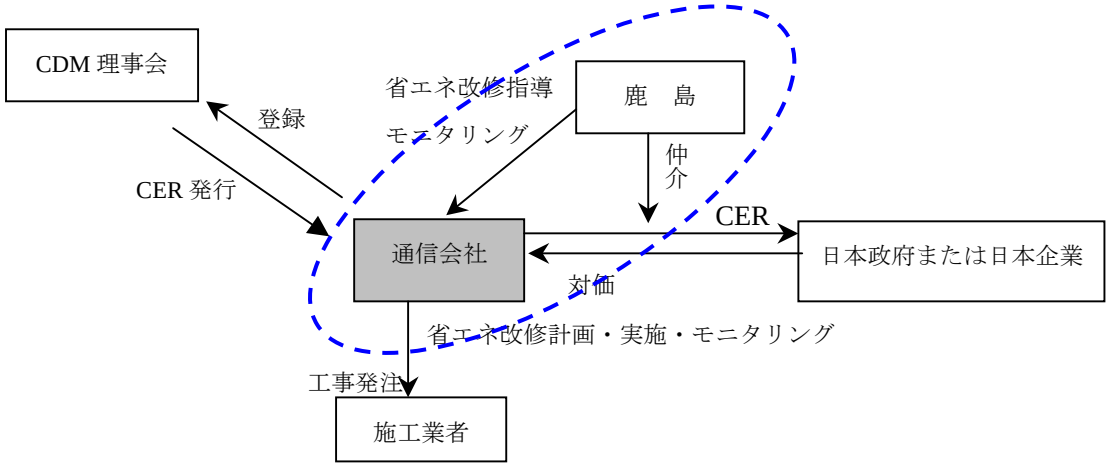


図 8.2　実施体制

また、通信会社内の実施体制は下図のように、本社施設管理グループの統括の下、各ビルのメンテナンス担当者が維持管理、モニタリングを実施する。

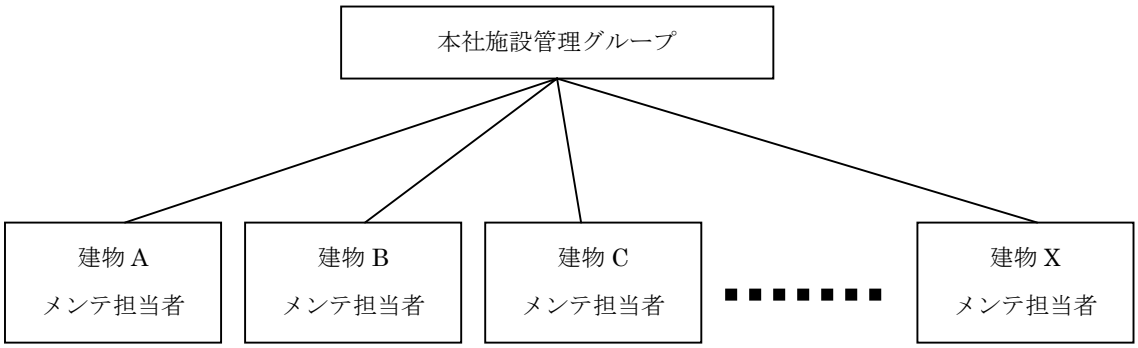


図 8.3　通信会社内の実施体制

8.3 資金計画

本プロジェクトは省エネ改修に重点をおくもので、省エネ改修で得られるクレジット収入は省エネ改修費用に比べごく小さいものであるため、プロジェクトの資金は、省エネそのものによる電気料金削減効果により建物のオーナー側が予算を用意し実施すべきものである。

対象の通信会社がどの程度の資金を省エネ改修に準備できるかについては現状では議論できていないが、自己資金だけではなく、金融機関からのローンを行う場合は、CDM 化の条件であればフィリピン開発銀行(Development Bank of the Philippines)などから条件の良い融資が受けられる可能性がある。2008 年 2 月にフィリピン開発銀行に対しヒアリングを実施した結果、国際協力銀行（JBIC）の２ステップローンが以下の条件で準備されているとのことであった。

- ローン対象として CDM を重視している
- 利率は 8%程度の固定
- 本ローンの実施は 2008 年から３年間、総額 100 億円程度の予定
- クレジットの販売交渉は、６ヶ月間日本に第一交渉権を与える

また、第１章にも述べたようにフィリピンにおいてもわが国同様 ESCO 事業を実施する企業が設立されており、省エネ改修資金については ESCO の活用も考えられるが、その場合、ESCO 事業者との間で、省エネによる電気料金削減量の配分等を取り決める必要があるため、8.1 に述べたようなプログラム CDM としての展開が難しくなる恐れがあるため十分に注意する必要がある。

8.1 に述べたように、CDM により得られるクレジット収入は限定的であり、省エネ改修工事の資金としては十分ではない。CDM によるクレジット収入の活用方法として以下の事項が考えられる。

- 省エネ改修未実施の建物の省エネ調査費用
- モニタリング費用
- 主に小規模建物や蛍光灯機器の交換など比較的コストのかからない省エネ改修費用

8.4 プロジェクト実施期間／クレジット期間

“PROCEDURES FOR REGISTRATION OF A PROGRAMME OF ACTIVITIES AS A SINGLE CDM PROJECT ACTIVITY AND ISSUANCE OF CERTIFIED EMISSION REDUCTIONS FOR A PROGRAMME OF ACTIVITIES (Version01)”（CDM Executive Board EB32 Annex 39）によればプログラム CDM における PoA は最長 28 年とされている。本プログラム CDM は、PoA

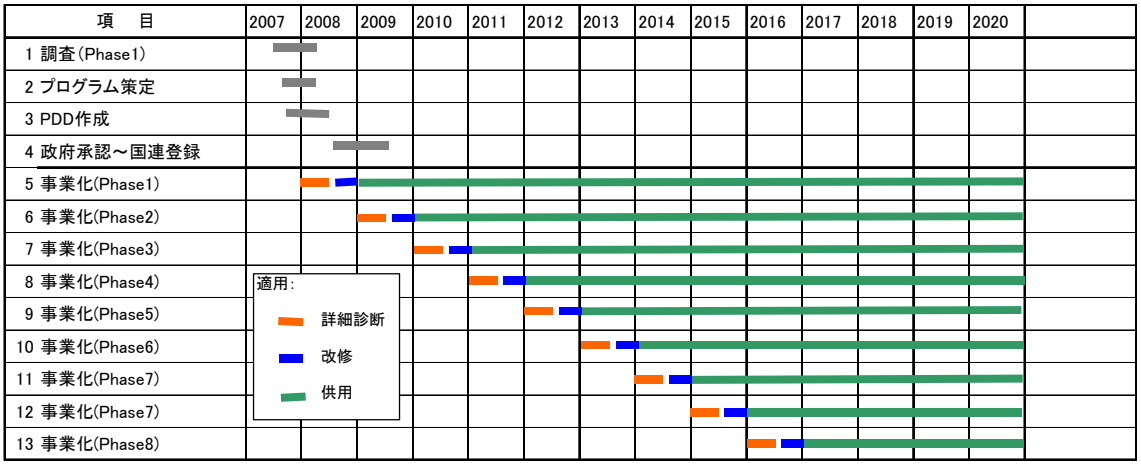
開始後遅くとも 10 年程度で対象ビルの省エネ改修を終えることを想定しているが通信会社の所有する全ビルに対し省エネ改修が展開されることがより長期に及ぶ可能性もある。ここでは、最も遅く開始される CPA の開始時期、またその後最低 7 年間あるいは 14 年間のクレジット期間を考慮し、プロジェクト期間は、28 年とする。

また、個々の CPA について、クレジット期間は設置した設備の寿命や更新期間を考慮して決める必要があるが、フィリピンにおいては法定耐用年数が設定されていないため、これを設定するのは難しい。そのため、クレジット期間は 7 年間とし、その後必要に応じて更新するものとする。

8.5 実施スケジュール

実施スケジュールは、2008 年から診断～改修～供用の順次行うものとすると、下表のようになる。

表 8.1 実施スケジュール



第9章　プロジェクトの収益性

9.1　事業費用概算

プログラム CDM 対象の全建物に対する事業費の概算は現時点では難しいため、ここでは代表的 CPA ついて概算したものを示す。省エネ改修費用の算定にあたっては、以下の仮定の下で実施した。

- 工事費については、現地の状況や作業条件に大きく左右されることから、本節では一般的な条件下を想定し夜間作業などの特殊条件は別途とする。
- 作業費の項目としては、撤去、設置、配管接続、結線などを計上する。
- 間接経費は一律 15%とする。

表 9.1　手法ごとの概算費

No.	Measures	Cost
		JPY
1	クーリングタワーの更新	14,000,000
2	12 時間系 PAC の更新	184,000,000
3	24 時間系 PAC の更新	69,000,000
4	水冷ポンプの更新	15,500,000
5	蛍光灯安定器の更新	22,500,000
	Total	305,000,000

上記にように本 CPA の事業費は約３億円と算定された。

9.2　プロジェクト収入

本プロジェクトの収入は炭素クレジット売却収入のみであり、省エネによる電気料金節約の効果は便益と考えると代表CPAによる収入および便益は表 9.2のようになる。また、プロジェクト全体の収入および便益は、５章での想定どおりにプログラムが進行した場合表 9.3のようになる。なお、算定にあったては以下の仮定を用いた。

- CER の販売価格　　CER1tCO2/year = 10 USD
- 為替レート　　1USD = 110JPY, 1PHP = 2.6JPY
- 電気料金（商用）　　1kWh = 7.3PHP

表 9.2　代表 CPA の収入および便益

	Year	A: CER 収入	B:エネルギーコスト削減便益	C: 合計	A/C(%)
1	2009	0	45,424,834	45,424,834	0.0%
2	2010	1,442,681	45,424,834	46,867,515	3.1%
3	2011	1,442,681	45,424,834	46,867,515	3.1%
4	2012	1,442,681	45,424,834	46,867,515	3.1%
5	2013	1,442,681	45,424,834	46,867,515	3.1%
6	2014	1,442,681	45,424,834	46,867,515	3.1%
7	2015	1,442,681	45,424,834	46,867,515	3.1%

単位：円

表 9.3　プログラム全体の収入・便益の推移

	Year	A: CER 収入	B: エネルギーコスト削減便益	C: 合計	A/C (%)
1	2009	0	40,996,800	40,996,800	0.0%
2	2010	1,302,048	98,392,320	99,694,368	1.3%
3	2011	3,124,915	161,937,360	165,062,275	1.9%
4	2012	5,143,090	209,083,680	214,226,770	2.4%
5	2013	6,640,445	256,230,000	262,870,445	2.5%
6	2014	8,137,800	303,376,320	311,514,120	2.6%
7	2015	9,635,155	334,123,920	343,759,075	2.8%
8	2016	10,611,691	344,373,120	354,984,811	3.0%
9	2017	10,937,203	354,622,320	365,559,523	3.0%
10	2018	11,262,715	354,622,320	365,885,035	3.1%
11	2019	11,262,715	354,622,320	365,885,035	3.1%
12	2020	11,262,715	354,622,320	365,885,035	3.1%
13	2021	11,262,715	354,622,320	365,885,035	3.1%
14	2022	11,262,715	354,622,320	365,885,035	3.1%

単位：円

9.3 単純投資回収期間および内部収益率

9.3.1 単純投資回収期間

代表 CPA におけるそれぞれの省エネ手法について、改修費用と年間の省エネによるコスト削減効果から単純投資回収期間を算定した。

表 9.4 省エネ手法ごとの単純投資回収期間

No.	Measures	Pay-back time
1	クーリングタワーの更新	3.5
2	12 時間系 PAC の更新	6.9
3	24 時間系 PAC の更新	7.9
4	水冷ポンプの更新	6.2
5	蛍光灯安定器の更新	6.7

9.3.2 内部収益率

本プロジェクトにおいては、収入が炭素クレジットのみであり、表 9.2及び表 9.3に示したようにその割合は非常に小さいため、代表的CPAについて、財務的内部収益率ではなく便益を含めた経済的内部収益率を算定した。

◇経済的内部収益率（EIRR）:
対象事業からの直接的便益に限らず、間接的な便益や市場を通した利害関係のない外部影響などの社会的経済的波及効果を考慮したものである。様々な波及効果を考慮するため、社会的価値がより高い公共事業の効果の評価には適していると言える。

算定結果を下表に示す。７年間で 1.1%、１０年間で 8.0%、１４年間で 11.7%であった。

表 9.5 EIRR の算定結果

IRR	CER 含まない	CER 含む
IRR 7yr	1.1%	1.7%
IRR 10yr	8.0%	8.6%
IRR 14yr	11.7%	12.3%

第10章 事業化に向けての見込み・課題

これまで実施した調査及びカウンターパート側との協議の結果を以下にまとめる。

- カウンターパートはフィリピンを代表する通信会社であり、省エネに対する意識は高い。また、カーボンビジネスに対しても十分認識しており、自社の省エネ活動を CDM として登録したいとの意向を持っている。
- 白熱灯を蛍光灯に換えるなど、投資回収期間が短い省エネ改修であれば CDM がなくても実施している。
- その他の設備機器について、建物の維持管理に対する予算割当ては十分でなく、壊れるか機能が著しく劣化するまで実施されていないものが多い。
- 空調系、照明系を中心に設備更新やインバータ、VAV、VWV などの制御導入により 10%から 20%程度の省エネ効果が期待できる。
- 調査を実施した建物の場合、こうした省エネ改修にかかる費用は、それぞれ 1.4 千万円から 1.8 億円程度であり、投資回収機関は 3.5 年から 7.9 年であった。省エネ効果を勘案した経済的内部収益率は、7 年間で 1.1%（CER を含む場合は 1.7%）、14 年間で 11.7%（CER を含む場合は 12.3%）であった。

また、本プロジェクトの事業化に向けての課題は以下のように整理される。

（事業化への意思決定）

- 本プロジェクトで採用する技術の投資回収期間はいずれも２年以上であり、フィリピンにおける省エネに対する企業の考え方や投資環境を考慮すればカウンターパート側が省エネ改修の意思決定を行うことが困難であることが予想される。８章にも述べたような低利の融資や ESCO などの活用も含めて、資金計画についても更に検討する必要がある。
- カウンターパートは、フィリピンにおける大企業であり、諸々の交渉に多大な時間がかかることが多々ある。トップマネージメントからトップダウンで決定を得られるような関係を築く必要がある。

（個別ビルの詳細調査）

- ２章で述べたように、フィリピンでは日本に比べ竣工図面がほとんど紛失されていたり、修繕履歴がなかったり、計測器等が設置されていないなど、管理状態の不備が多

く見られた。そのため、省エネ改修の検討及びその効果の算定の精度が十分でない可能性がある。これを補うためにより詳細な調査が必要となる。

・ これまでの調査の範囲では、工事実施の際に壁を壊す必要がある箇所など工事の支障がある箇所などについて十分な調査ができていない。場合によっては大きなコストアップにもなるためこの観点からも更に詳細な調査が必要である。また、カウンターパートである通信会社において通信の障害にならないような配慮についても今後十分に検討する必要がある。

（プログラム CDM 化のための更なる調査）

・ 本事業をプログラム CDM として構築するためには、本調査で調査を行った大規模ビルだけでなく、中規模、小規模のビルについても調査を行いそれらの特徴を把握し全体計画をより明確に構築する必要がある。

（カウンターパートのキャパシティービルディング）

・ プログラム CDM として省エネを展開するためには、カウンターパート側企業の積極的な関与が必須である。日本側が推奨する省エネ技術に関して熟知し、小規模のビルでは自ら省エネ改修計画を立案できるようになることが望ましい。また、CDM 事業を実施する際に重要なモニタリングについても、その必要性と手法について十分理解し、自ら実施できるようにするためのキャパシティービルディングが必要である。