

第2章 フィリピンの電力事情

第2章 フィリピンの電力事情

2.1 電源開発計画

1900年代は、電力消費量はルソンで6.0%、ビサヤスで7.6%、ミンダナオで4.4%の年平均の伸びを示したが、2000～2008年に入ると、ルソンで2.6%、ビサヤスで6.0%、ミンダナオで3.3%と停滞した。ルソンでは、国家経済の構造変化の要因（産業先導型からサービス誘導成長型に移行）によるものと言える。一方、ビサヤスは供給量不足、ミンダナオは治安の問題が大きく影響しており、これらの地域では、この影響で経済成長ポテンシャルが妨げられたと言える。下表に、2030年までの3地域における電力消費量とピーク需要の年平均成長率の予測値を示す。3地域とも4.5～5.0%の高い伸び率を示しており、今後20年間に3倍近くの電源投入が必要と想定される。

地域	2009 – 2030年までの年平均成長率	
	エネルギー消費	ピーク需要
ルソン	4.53% (41,275GWh → 109,477 GWh)	4.41% (6,822MW → 17,636MW)
ビサヤス	4.98% (6,565 GWh → 19,121 GWh)	4.97% (1,176MW → 3,404MW)
ミンダナオ	4.62% (7,578 GWh → 20,470 GWh)	4.86% (1,228MW → 3,493MW)

* : 2008年の実績値を開始値としている。

現在、下表に示すように、全国で約1,300 MW 電源開発計画が決定されている。

表 2.1-1 電源開発計画

Grid	Project Name	Capacity (MW)	Target Completion	Location	Proponent
Luzon	2x300MW Coal-Fired Power Plant	600	4th Qtr. Of 2012	Mariveles, Bataan	GN Power
	Sub-total Luzon	600			
Visayas	3x80MW CFB Power Plant Expansion Project	240	Unit I-March 2010 Unit II-June 2010 Unit III-Jan 2011	Brgy. Daanlungsod, Toledo City, Cebu	Cebu Energy Development Corporation (Global Business Power Corp.)
	2x100MW Cebu Coal-Fired Power Plant	200	Unit 1-Feb 2011 Unit 2-May 2011	Naga, Cebu	KEPCO SPC Power Corporation (KSPEC)
	17.5MW Panay Biomass Power project	17.5	2011	Brgy. Cabalabaguan, Mina, Iloilo	Green Power Panay Phils., Inc.
	Nasulo Geothermal Plant	20	2011	Nasuji, Valencia, Negros oriental	Energy development Corporation
	2x80MW CFB Power Plant	160	Unit I-Sep 2010 Unit II-Dec 2010	Brgy. Ingore, La Paz, Iloilo	Panay Energy Development Corporation (Global Business Power Corp.)
	Sub-total Visayas	638			
Mindanao	Sibulan Hydroelectric Power (Unit I-16.5MW) (Unit II-26MW)	43	Unit I-Feb 2010 Unit II-Apr 2010	Sta. Cruz, Davao del Sur	Hedcor Sibulan, Inc.
	Cabulig Mini-Hydro Power Plant	8	June 2011	Plaridel, Jasaan, Misamis oriental	Mindanao Energy Systems, Inc. (MINRGY)
	Mindanao 3 Geothermal	50	July 2014	Kidapawan, North Cotabato	Energy Development Corporation
	Sub-total Mindanao	101			
Total Philippines	1,338				

Note: Mindanao 3 Geothermal Plant was moved to 2014 from its original target year of 2010

出典 : Power Development Plan, 2009 – 2030, エネルギー省 (DOE : Department of Energy) Portal

次表が、2030年までの3地域における電源計画であり、ルソン系統で11,900MW、ビサヤス系統で2,150MW、ミンダナオ系統で2,500MWの追加電源が必要とされる。しかしながら、現時点で開発が確定している電源は上述した約1,300MWに過ぎない。

表 2.1-2 2009年～2030年の投入必要電源リスト

Year	Luzon Grid				Visayas Grid				Mindanao Grid			
	Plant Type			Total	Plant Type			Total	Plant Type			Total
	Base load	Mid range	Peaking		Base load	Mid range	Peaking		Base load	Mid range	Peaking	
2009							150	150				
2010											50	50
2011			300	300							50	50
2012		300		300					200			200
2013									100			100
2014		300	150	450					100			100
2015			450	450					100			100
2016		300	150	450					100			100
2017	500			500								
2018		300	300	600			100	100	100			100
2019	500		150	650	100		50	150	100			100
2020	500			500	100			100	100			100
2021	500		150	650	100		50	150			100	100
2022	500		150	650	100			100	100			100
2023	500		150	650	100		50	150	100		50	150
2024	500		300	800	100		50	150	100		50	150
2025	500		150	650	100		50	150	100		50	150
2026	500	300		800	100		100	200	100		50	150
2027		600	300	900	100		50	150	100		50	150
2028	500	300		800	100		100	200	200			200
2029		600	300	900	200			200	100		50	150
2030		900		900	200			200	200			200
Total	5,000	3,900	3,000	11,900	1,400		750	2,150	2,000		500	2,500

出典：Power Development Plan, 2009 – 2030, DOE Portal

国内の水力発電資源の開発を促進するために、各種の固定価格買取制度（FIT：Feed-in-Tariff）、再生可能エネルギー資産基準（RPS：Renewable Portfolio Standard）等の再生可能エネルギー（RE：Renewable Energy）政策メカニズム及び水力発電プロジェクトに対する税制優遇措置、プロジェクト融資のための基金等のインセンティブが再生可能エネルギー法のもとで政府の政策として整備された。

2011年12月末時点において、民間セクターによる決定済みの発電プロジェクトを下表に示す。

表 2.1-3 民間セクターによる決定済みの発電プロジェクトの状況(2011 年 12 月末現在)

No.	Name of Project Location	Rated Capacity (MW)	Project Status	Target Commissioning
Luzon				
1	2 × 300 MW Coal-Fired Power Plant, Mariveles, Bataan	600	Under construction	Unit 1 : Aug. 2012 Unit 2 : Oct. 2012
2	CIP 2 Banker Fired Power Plant (Diesel), Bacnotan, La Union	21	Completed ECC. Outgoing GIS. EPC contractor awarded. Internal funds	Feb. 2012 Started in Feb. 2011
3	Maibarara Geothermal Power Project, Sto. Tomas, Batangas	20	Obtained RE service contract. ECC obtained in Aug. 2010. EPC contract financing with RCBC & BPI capital. GIS from NGCP completed in Mar. 2011	Oct. 2013
4	Pililla Wind Power Project Pililla, Rizal	67.5	To finance project implementation with 100% equity.	December 2012 (Subject to FIT)
5	Green Future Biomass Project, Isabela	13	4.3 billion loan from Banco de Oro already approved. Has obtained permits and met other requirements.	April 2012 Started in Oct. 2010
Visayas				
1	Nasulo Geothermal Power Project, Nasuji, Valencia, Negros Oriental	20	Obtaining necessary permits and requirements. Turnkey contracts up for bidding.	December 2013
2	Villasiga Hydro electric Power Project, Sibalom, Antique	8	Completed LGU endorsement, Water Permit, Reconnaissance Permit, ECC certificate, DOE RE service contract and BOI Registration, with financing from Land Bank.	December 2012
3	Asian Energy System Biomass Project, Cebu	4	Obtained necessary permits. Obtained ECC on Feb. 2010. Loan approval from DBP granted on May 2011.	2015
Mindanao				
1	2 × 100 MW Southern Mindanao Coal Fired Power Project, Maasim, Sarangani	200	Obtained various permits. BDO, DBP, RCBC and UCPB have obtained their respective pre-clearances to enter into the transaction. Power Sales Agreement for 70 MW between Sarangani Energy Corporation and South Cotabato II Electric Cooperative, Inc (SOCOTECO II) was executed on June 2011.	2014 Issuance of Notice to Proceed to the EPC Contractor is scheduled on Mar. 2012. Commissioning will commence 29 months and commercial operation will commence 35 months after Notice to Proceed.
2	2 × 13.75 MW Bunker Fired Power Plant, Tablon, Cagayan de Oro	27.5	Waiting for ERC approval on the Power Supply Agreement with CEPALCO.	January 2012 Accomplishments as of Dec. 2011 are 99%.
3	Mindanao 3 Geothermal, Kidapawan, North Cotabato	50	Ongoing resource assessment. DENR ECC obtained. Land use permits obtained.	September 2014
4	2 × 4 MW Cabulig Mini-Hydro Power Plant, Plaridel, Jasaan, Misamis Oriental	8	Obtained RE service contract.	April 2012 Civil works started in Nov. 2009. Actual accomplishment as of Dec. 2011 is 70%.

出典： Power Planning Division, DOE

各地域の系統の電力供給～需要の関係を図 2.1-1～図 2.1-3 に示す。

ルソン系統において、600MW Bataan 石炭火力が 2012 年に竣工予定であるが、40MW BacMan 1-2 地熱（2012 年）と、34MW BacMan II 地熱（2014 年）は竣工予定が遅れている。

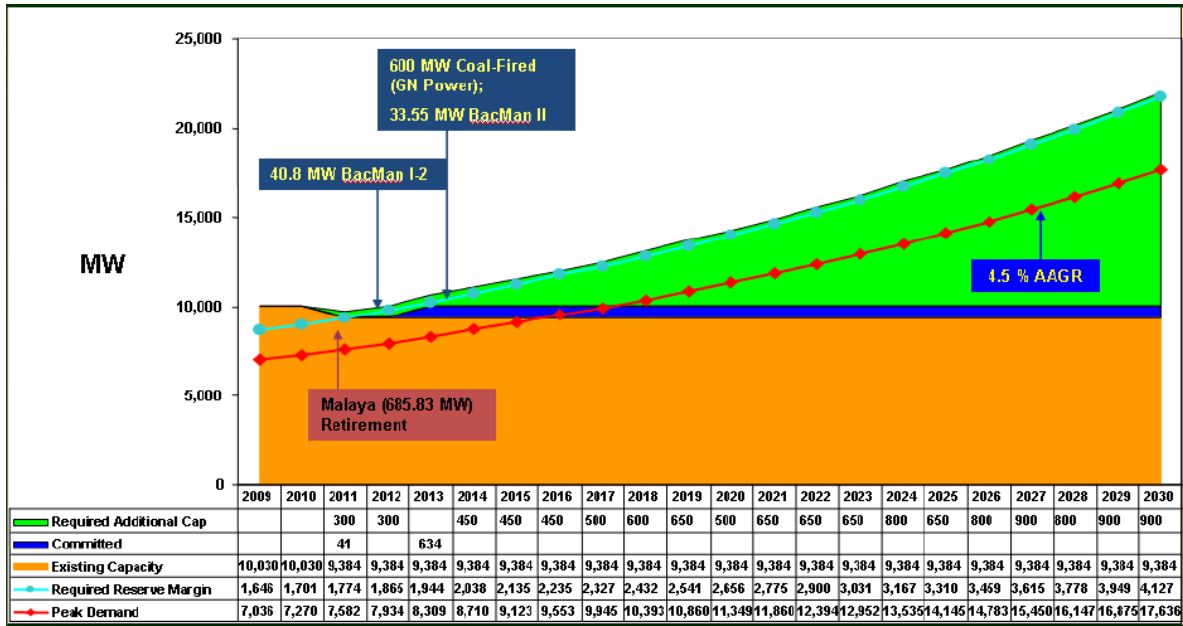


図 2.1-1 ルソン系統の電力供給～需要予測

出典：Power Development Plan, 2009 – 2030, DOE Portal

ビサヤス系統では、2011年に240MW Cebu石炭火力、160MW Panay石炭火力、200MW Cebuコンバインド石炭火力が竣工した。なお、20MW Nasulu地熱、Panayバイオマスは2013年と2014年に竣工が計画変更されている。

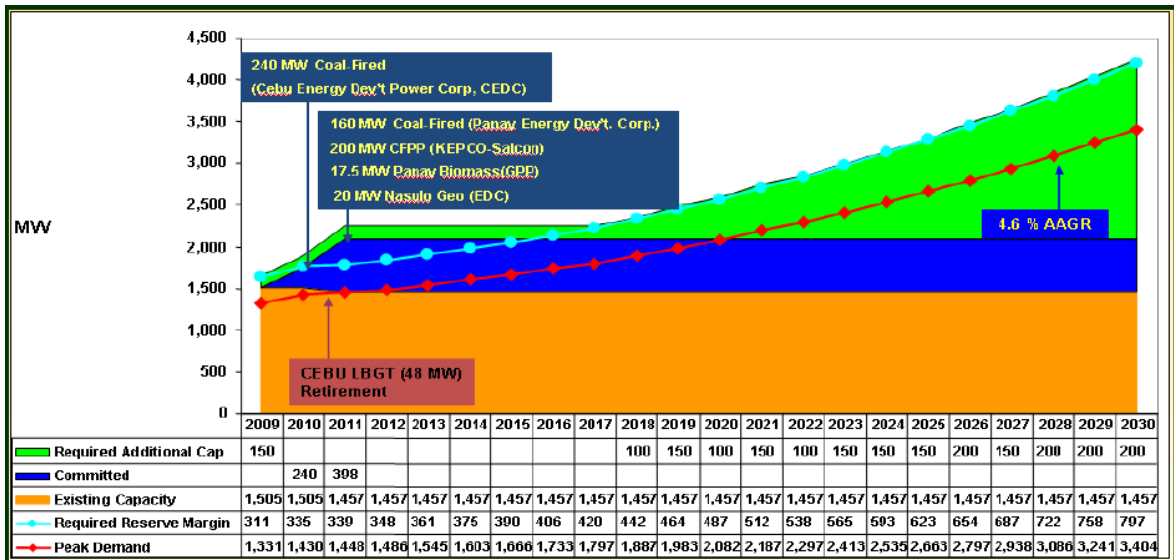


図 2.1-2 ビサヤス系統の電力供給～需要予測

出典：Power Development Plan, 2009 – 2030, DOE Portal

また、ミンダナオ系統は、2012年に Cabulig 水力が竣工予定、2014年に Mindanao 地熱が計画されている。

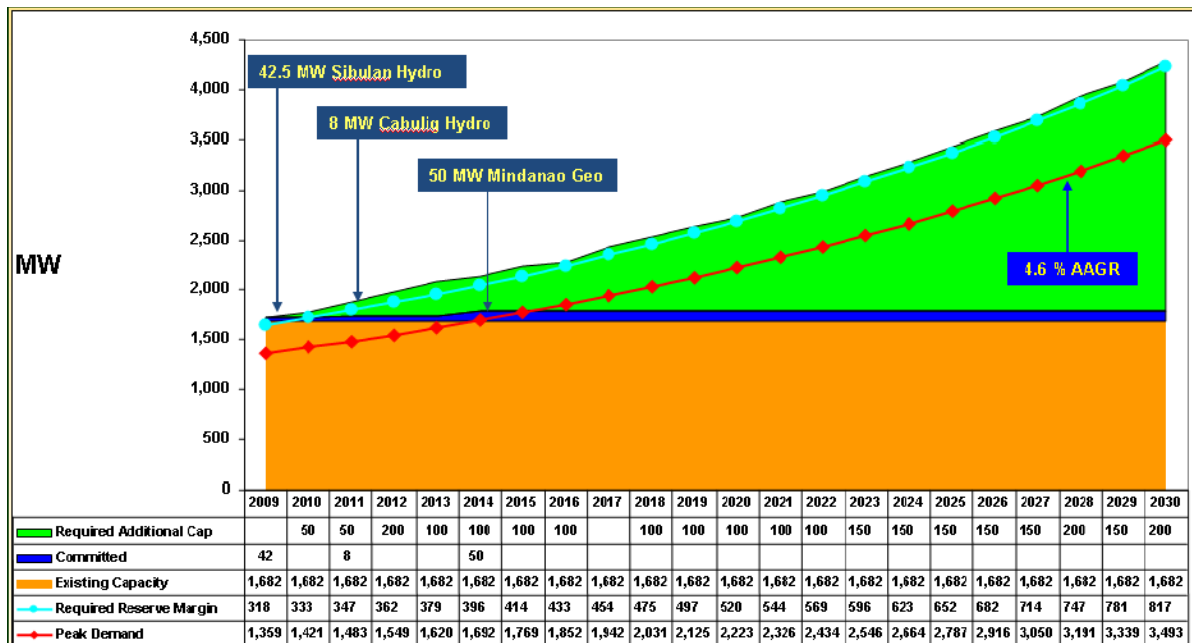


図 2.1-3 ミンダナオ系統の電力供給～需要予測

出典：Power Development Plan, 2009 – 2030, DOE Portal

2.2 送電線開発計画

2.2.1 送電線の現状

フィリピンの送電線電圧は 500kV、350kV、230kV、138kV、115kV、69kV であり、2001 年 6 月の電力産業改革法（EPIRA：Electric Power Industry Reform Act）の成立により、フィリピン電力公社（NPC：National Power Corporation）の送電設備は国营送電会社（TRANSCO：National Transmission Corporation）に移管され、その後、送電線の商業運用はフィリピン送電公社（NGCP：National Grid Corporation of the Philippines）に任せている。TRANSCO 所有の送電線回線亘長は表 2.2-1 のようになっている。フィリピン全国の送電系統を図 2.2-1 に示す。

表 2.2-1 送電線延長(2004 年 12 月時点)

(単位：km)

Voltage Level	Luzon	Visayas	Mindanao	Philippines
500kV	1,234			1,234
350kV	390	564		954
230kV	5,011	375		5,386
138kV		1,784	3,211	4,996
115kV	3,859			3,859
69kV		2,349	2,541	4,890
Total	10,494	5,072	5,753	21,319

出典：「フィリピンの電力需要と電力開発計画」平成19年8月（TRANSCO発行）

ルソンでは、基幹系統として 500kV と 230kV が、負荷系統として 115kV、69kV 及び 34.5kV がそれぞれ使用されている。また、ビザヤスやミンダナオでは、基幹系統として 138kV が使用され、負荷系統として 69kV と 34.5kV が使用されている。

ルソンでは、電力需要の多いマニラ首都圏では南部と北部に電源が集中しており、これに対応するため、マニラ首都圏を取り囲むように 230kV と 500kV の送電線網が形成されている。

1997 年にルソン島とレイテ島が 350kV の直流の海底ケーブルで連系されたことから、ルソンとビザヤスの広域な系統運用が可能となっている。

ビサヤスの 6 つの島の連系は、レイテ・サマール島間は 138kV 架空連系、レイテ・ボホール島間は 138kV、AC 海底ケーブル、レイテ・セブ島間は 230kV、AC 海底ケーブル、

セブ・ネグロク島間、ネグロス・パナイ島間は138kV、AC海底ケーブルでそれぞれ結ばれている。また、セブ島の電力需要が堅調に伸びているため、レイテ・セブ島連系線が増強（200MWから400MW）された（図2.2-2参照）。

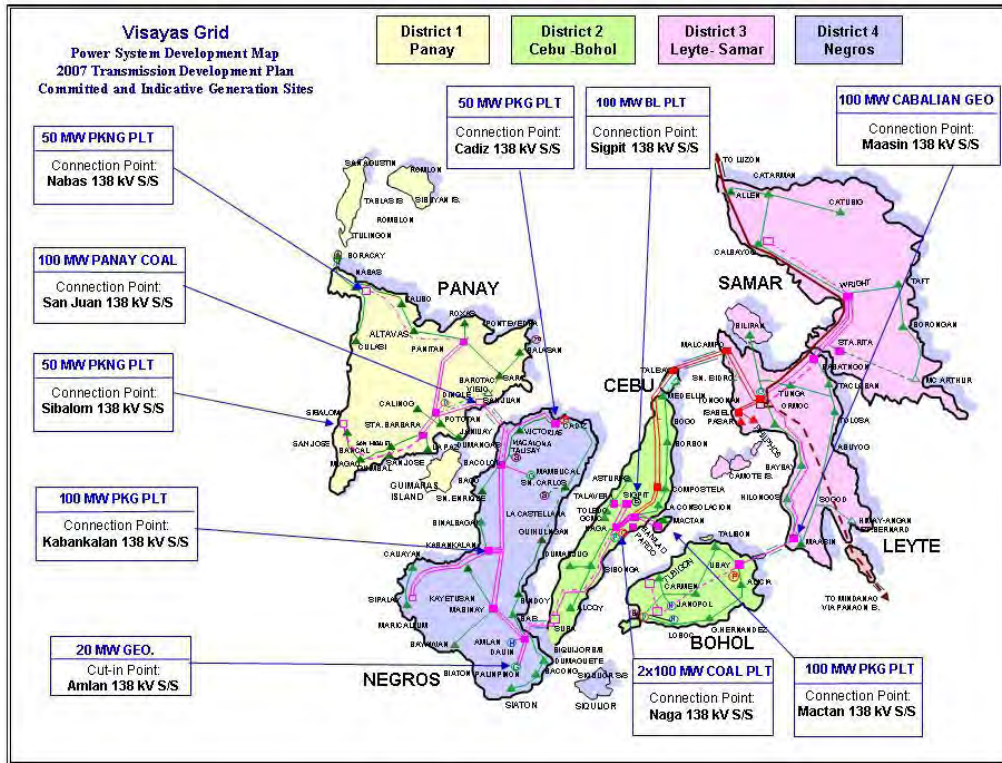
ビサヤスでは大規模な地熱発電所がレイテ島にあるため、島間の連系線により、レイテ島からセブ島、セブ島からネグロス島、ネグロス島からパナイ島、レイテ島からボホール島に電力が供給されており、さらに、ルソンとレイテ島の連系線によりルソンへも供給されている。

ミンダナオ島は独立した系統である。ダバオのある南東部の需要が大きい。一方、主要電源であるAgus水力、Pulangi水力が中央・中西部にあり、138kV基幹送電線がAgus水力発電所を中心に東西及び南部に延びている（図2.2-3参照）。



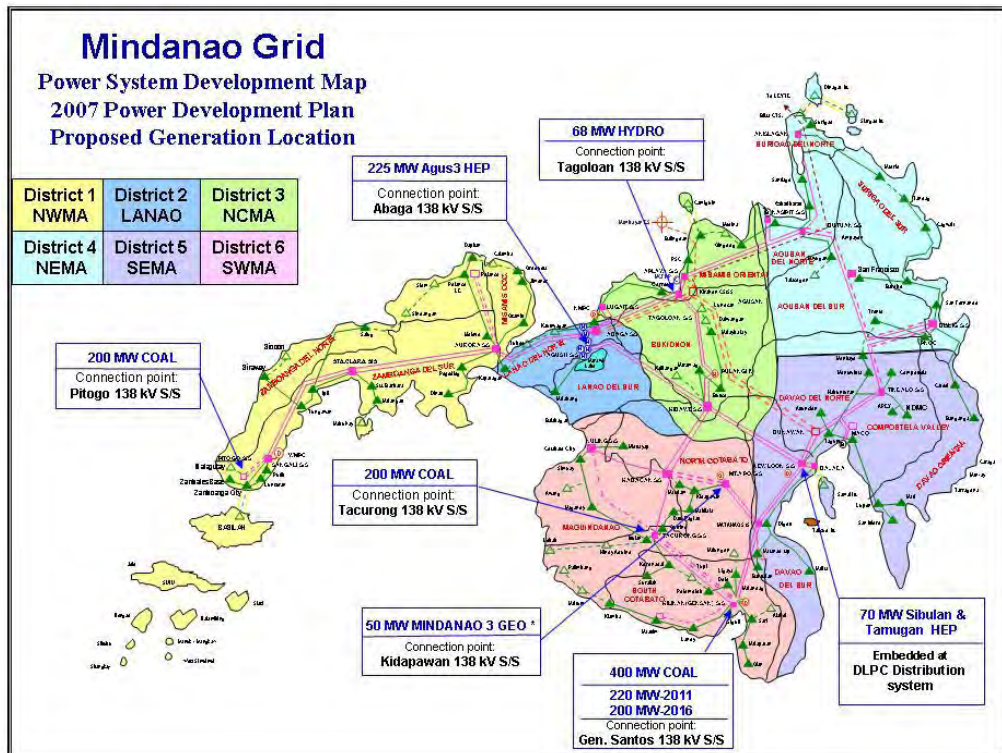
図 2.2-1 フィリピン全国の送電線系統図

出典：TRANSCO



出典：Transmission Development Plan 2007（TRANSCO発行）より

図 2.2-2 ビサヤス系統の送電系統図



出典：Transmission Development Plan 2007（TRANSCO発行）より

図 2.2-3 ミンダナオ系統の送電系統図

2.2.2 送電線開発計画

現在、ビサヤスの島間は連系線で結ばれており、セブ～ネグロス島間の増強（100MW から 200MW、2007年）とネグロス～パナイ島間の増強（100MW から 200MW、2008年）が実施された。将来的にはビサヤスとミンダナオとを結ぶレイテ～ミンダナオ間の海底連系線（500MW）も計画されている。

本調査で対象の9島のうち Mindoro、Masbate、Marinduque、Romblon、Palawan の5島が連系線に繋がっていない。

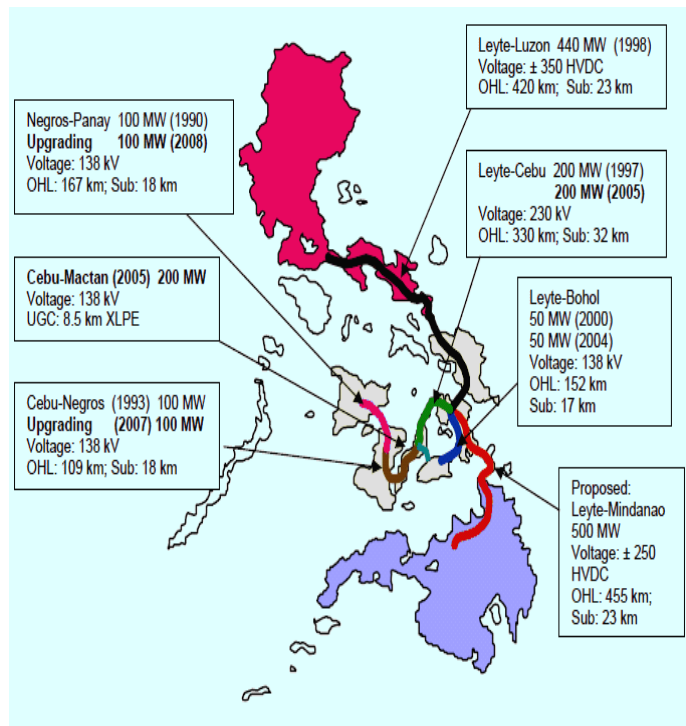


図 2.2-4 島間の連系送電線

出典：Transmission Development Plan 2007（TRANSCO発行）より

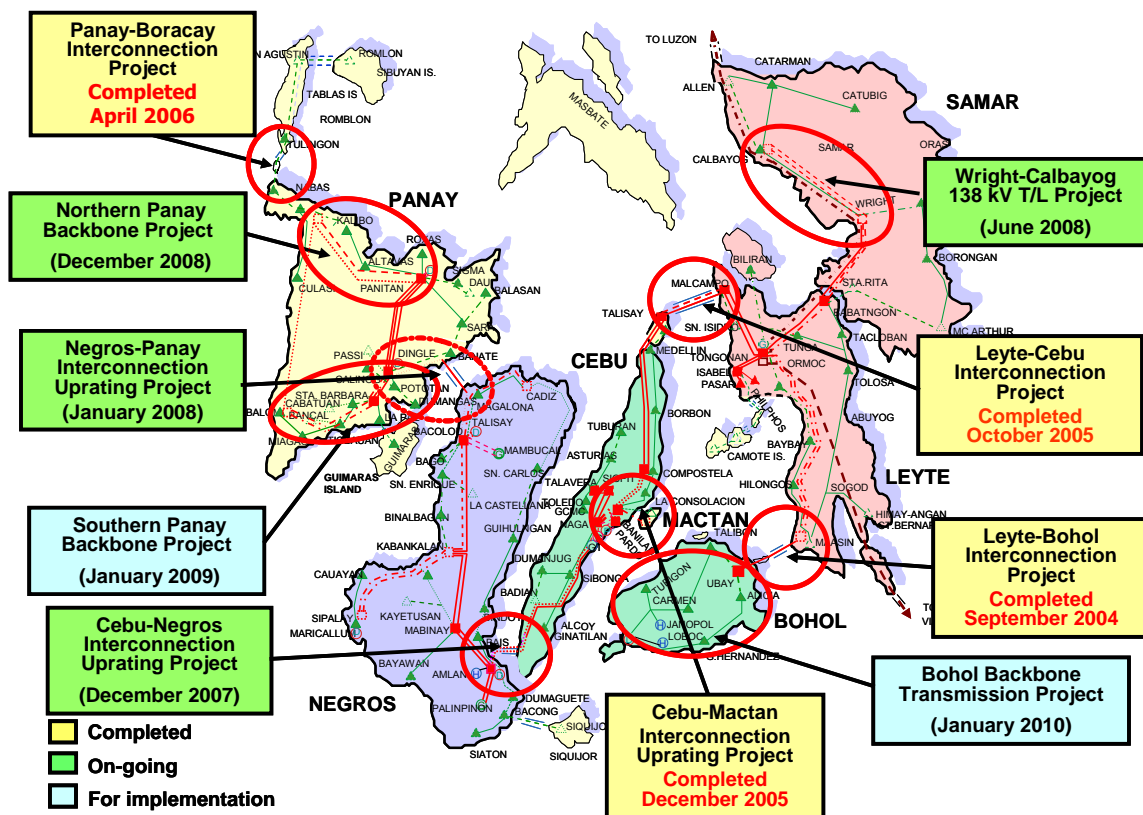


図 2.2-5 ビサヤス系統の島間の連系送電線

出典：Transmission Development Plan 2007（TRANSCO発行）より

2.3 配電線

フィリピンの配電網は配電用変電所において 69kV から 13.2kV もしくは 7,620V に降圧され、さらに低圧に降圧され配電されている。配電網は地域ごとの配電会社によって管理されている。

フィリピンの配電会社は、16 の民間配電事業者（PIOU : Private Investor-Owned Utilities or DU : Distribution Utility）と 119 の ECs 及び 8 つの地方自治体配電会社（LGUOUs : Local Government Unit-Owned Utilities）の合計 143 の事業者が存在している。全国の配電事業者の供給エリアは図 2.3-1 に示す通りである。

2007 年末時点で EC と契約する需要家は 776 万 4,000 軒（全体の 58%）あり、販売電力量は 10,0285GWh（24%）となっている。

表 2.3-1 フィリピンの配電事業者の概要(2007 年 12 月)

Electric Distribution Utilities	Towns/Cities			Barangays			Connections		
	Coverage	Energized	%	Coverage	Energized	%	Coverage	Served	%
Electric Cooperatives	1,471	1,471	100	36,030	34,682	96.0	11,499,900	7,764,307	68.0
MERALCO	111	111	100	4,322	4,261	98.6	4,416,000	4,404,305	99.0
PIOUs/LGUs/Others	48	48	100	1,628	1,599	98.0	1,486,000	1,194,111	80.0
TOTAL PHILIPPINES	1,630	1,630	100	41,980	40,542	97.0	17,401,900	13,362,723	77.0

出典 : Republic of the Philippines DOE, Report on Project formation in Energy Conservation Field, March 2008, JICA

自由化された電力市場において、ECs が競争力を有する実績、感応性を確保するために、国家電化庁（NEA : National Electrification Administration）が、2008 年 6 月に交わした覚書 No. 2008-019 で ECs のカテゴリー分類のための基準が発給された。

EC に対するカテゴリー分類は、次に示す 7 つの基準に基づいた全 EC 業績評価のための指標である。

- (1) NEA に対する割賦金支払い
- (2) システムロス
- (3) 電気料金徴収率
- (4) EC の NPC、電力部門資産・負債管理公社（PSALM : Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation）、拡大付加価値税（EVAT : Expanded Value Added Tax）および電力卸売市場（WESM : Wholesale Electricity Spot Market）の未支払いの電力明細が含まれた電力供給者および NGCP に対する支払い。
- (5) 非電力コスト

- (6) 現時点における Sitios の中心までの電化レベル
- (7) 財務運用結果

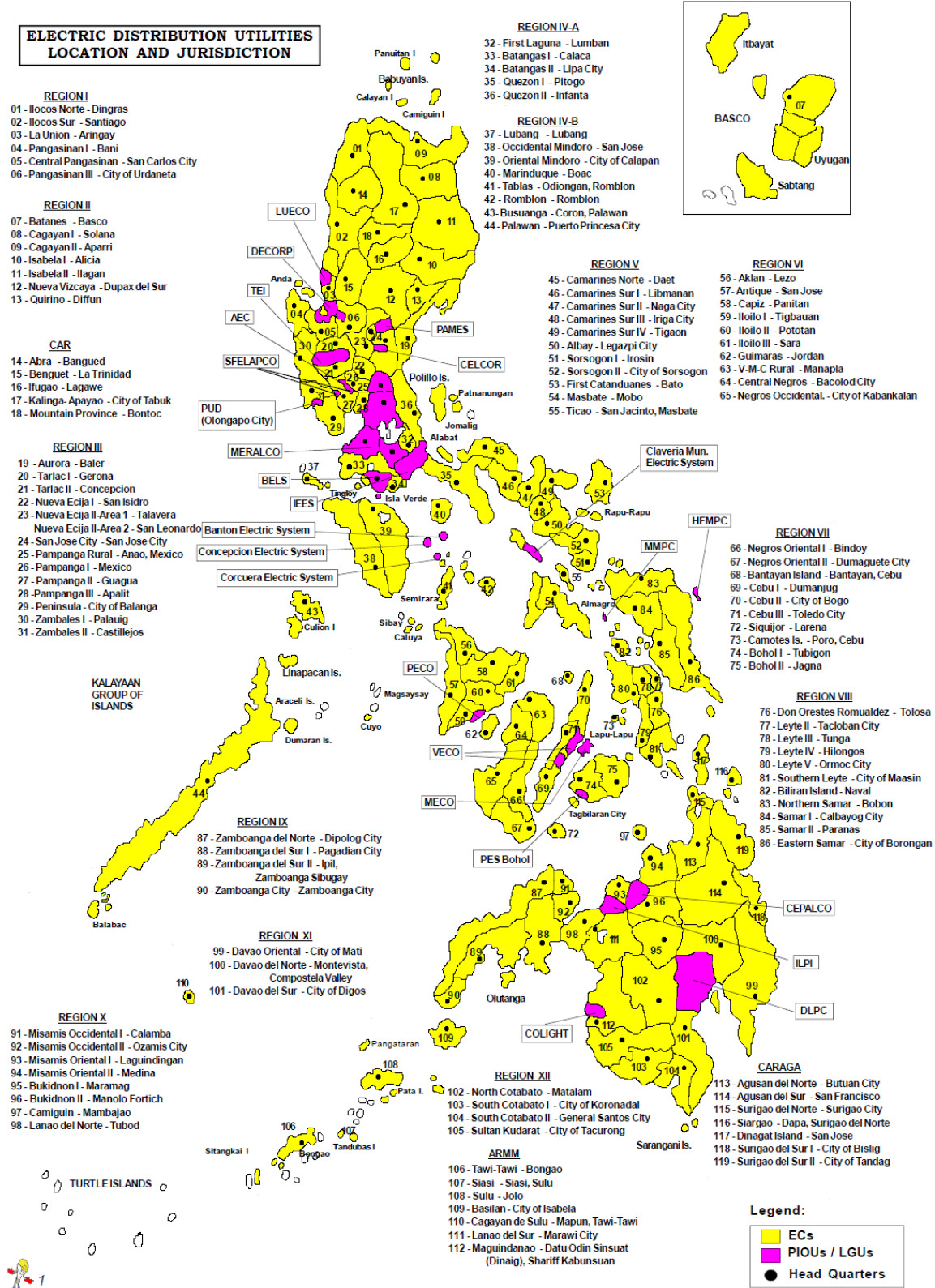


図 2.3-1 フィリピン全国の電化組合及び民間配電会社

表 2.3-2 ECs のカテゴリー分類のための基準

	Criteria	Description	Point Score
(1)	Amortization payment to NEA	This pertains to the ability of the ECs to fulfill their loan obligations with the NEA in terms of payment of their respective amortization contracts.	Regular: 15 ~ -8 Restructured: 12 ~ -10 Incentive: Max. 2
(2)	System loss	This parameter measures the ECs ability to reduce the power losses in their electric system and effectively reduce their distribution cost.	25 ~ 0 25: Below 10% 0 : 15.51% and above Incentive: Max. 2
(3)	Collection efficiency	This item refers to the capability of ECs to collect accounts receivables. While the EC may be performing well in other aspects of operations, its inability to collect receivables on time will affect its financial position.	7 ~ 0 7: 95% and above 0: 80% and below
(4)	Payment to power supplier's and TRANSCO	These are the biggest expenses an EC must promptly settle on time so as not to incur additional surcharges and other penalties and ultimately disconnection.	Main Grid: 10 ~ -3 Island EC: 15 ~ -5
(5)	Non-power cost	In order for the ECs to confine their non-power expenditures within the NEA-approved level computed based on the ERC approved rate, appropriate points are added to the overall rating of ECs depending on how these expenditures match with their approved non-power level.	10 ~ 0 Budget compliance within approved level: 10 Above approved level by 5% and above: 0
(6)	Level of energization	This criteria is in line with the NEA's mandate on total electrification and the government's target of 100% barangay energization by 2009. To recognize the EC's efforts to serve additional consumers, the level of connection performance is included as part of this parameter.	7 ~ 0 Level of energization 100%: 7 Below 45%: 0 Incentive: Max. 1 % of accomplishment 3 ~ 0 based on ICPM targets 50% and above: 3 below 30%: 0
(7)	Results of financial operation	This parameter measures the EC's ability to earn margin in order to compete in the deregulated environment and gain credit worthiness among banks and other financing institutions.	5, 0 With margin before reinvestment: 5 Net loss: 0

出典 : Memorandum No. 2008-019, 17 June 2007, NEA
http://www.nea.gov.ph/what-is-new/Memorandum-to-ECs/Enhanced-Criteria-for-the-Categorization-of-ECs-NEA-Memorandum-No-2008-019/ecmemo_2008-19.pdf

全体採点システムを表 2.3-3 に示す。形容詞表現の評価に対応した 6 つのカテゴリーが採用される。2009 年の EC の評価結果も同表に示す。

表 2.3-3 配電会社の全体採点システムおよび評価結果(2009年)

Total Score		Adjectival Rating	Number	% of sub-total
90% and above	A+	Outstanding	64	59
75% - 89%	A	Very Satisfactory	15	14
65% - 74%	B	Satisfactory	12	11
55% - 64%	C	Fair	3	3
30% - 54%	D	Poor	3	3
Below 29%	E	*	8	7
-	-	N/A	3	3
Sub-total			108	100
-	-	CDM	11	
Total			119	

* : ECs under this category have not shown any improvement in their operation.

N/A: Not available, 協同組合促進庁 (CDA : Cooperative Development Authorities)

出典 : Memorandum No. 2008-019, 17 June 2007, NEA, NEA Annual Report, 2010
<http://www.nea.gov.ph/index.php/publications/annual-report>

2.4 地方電化計画

フィリピンにおける地方電化は、農村地域での住民の生活水準の向上や新規収入源の創出により貧困軽減に繋がるとして、かねてから政府の重要政策として取り上げられてきた。フィリピン政府は1960年に国策として地方電化に取り組むことを宣言し、電化庁（EA : Electrification Administration）を設立した。さらに1969年国家電化法（National Electrification Act）により地方電化推進の政府機関として現在のNEAと改組され、ECによる地域ベースの電化推進方法が導入された。その当時の家屋電化率はわずかの22.9%であった。

1986年、マルコス政権崩壊に伴い旧エネルギー省が廃止された際、NEAは環境天然資源省（DENR : Department of Environment and Natural Resources）の管轄下に置かれた。その後、1992年12月にDOE法が成立し、DOEが新たに設立されたのに伴い、NEAがDOEの管轄下に置かれた。

1997年、国内の全市レベルの電化が達成されたが、その時点における村落電化率は72%に留まっていた。また同年以前の村落電化の進捗率は年間500村落程度と低かったことから、電化を加速するために1999年、エネルギー省はNEA、小規模電力会社（NPC-SPUG : National Power Corporation Small Power Utility Group）、フィリピン石油公社-エネルギー開発公社（PNOC-EDC : Philippine National Oil Company - Energy Development Corporation）の参加の下、地方電化促進プログラム（ABEP : Area Based Energy Program）を開始した。さらに、2000年に同プログラムはO'ILAWと改名され、その促進活動は拡張された。

これにより、O'ILAWプログラムチームが設けられ、ER 1-94資金によるプロジェクトも含めた村落電化全体の方針決定を行うとともに、民間セクターに地方電化への参画を促し、PNOC-EDC、米国の独立系発電事業者（IPP : Independent Power Producer）であるMirant Philippines及び韓国のIPP（KEPCO Ilijan Corporation）の3つの独立系発電会社の参加を得た。また、地方電化経済開発基金（FREED : Fund of Rural Electrification Economic Development）が設立され、民間資本活用メカニズム導入の試みが行われた。なお、現在その機能は停止されている。

さらに、2001年にはプロジェクトマネジメントオフィス（PMO : Project Management Office, DOE）がエネルギー省内部に設置され、O'ILAW Programの事務局あるいはネットワークのセンターとして活動を行った。この結果、2004年4月の時点で村落電化率が90.6%に達し、電化達成速度も年間平均1,200村落以上へと加速した。

2003年4月、O'ILAW Program は終了し、新たに拡大地方電化（ER：Expanded Rural Electrification Program）プログラムが開始された。これは EPIRA または共和国法（RA：Republic Act）No.9136 の条項に則り、公共と民間の連携を深めるためのものであり、O'ILAW Program の目標である2008年までの100%村落電化達成を引き継ぐと共に、新たに家屋レベルの電化にも注目し、2017年までの90%家屋電化達成も新たな目標に設定した。

村落電化率は2005年末では94%に達している。しかしながら、家屋レベルの電化率に目を向けると、約85%と報告されており、市街地を除いた地方の家屋電化率とすれば75%程度と電化率が下がり、約2.5百万戸が電気を利用できないでいる。

現時点で未電化のバラングイやシティオ（集落）のほとんどは、遠隔地域に散らばっており、そういった地域は近い将来にも配電線の延伸されることが期待できない。このため、太陽光発電（PV：Photovoltaic）設備やマイクロ水力（MHP：Micro-Hydro electric Power）設備などのREの独立電源による電化を進める努力をしているが、持続性の観点から大きな問題を抱えている。

表2.4-1に1997年より2008年のフィリピンの村落電化実績を示す。

2008年時点の村落電化率は、表2.4-2に示すように、フィリピン全体で97%、ルソンで98.06%、ビサヤスで98.14%、ミンダナオで93.38%である。

表 2.4-1 村落電化実績

年	目標	年間電化村数	累計電化村数	電化率(%)
1997	-	854	30,254	72.0
1998	-	1,272	31,526	75.1
1999	900	755	32,281	76.9
2000	1,621	1,366	33,547	80.1
2001	1,353	1,253	34,900	83.1
2002	1,636	1,699	36,590	87.1
2003		1,159	37,749	89.9
2004		1,169	38,918	92.8
2005		463	39,381	93.9
2008			40,705	97.0

出典：O'ILAW Program Terminal Report およびPhilippine Energy Plan

表 2.4-2 地域毎の村落電化率の状況(2008年)

Area	Number of Potential Barangays	Number of electrified barangay	Unelectrified barangay	Electrification level (%)
Luzon	20,489	20,092	397	98.06
Visayas	11,444	11,231	213	98.14
Mindanao	10,047	9,382	665	93.38
Total	41,980	40,705	1,275	96.96

出典：Missionary Electrification Development Plan for 2009-2013, Electric Power Industry Management Bureau, DOE, Dec. 2008

EPIRA または RA No.9136 に応じて、DOE は、NPC-SPUG、NEA、新規民間発電供給者（NPPs：New Private Power Provider）、IPPs、DUs および適格第3機関（QTPs：Qualified Third Parties）と調整して、地方電化開発計画 2009-2013 を作成した（電力産業管理局 EPIMB：Electric Power Industry Management Bureau、2008年12月）。同計画において NPC-SPUG の運用と業務改善プログラム及び民間セクター参入プログラムの2つの主な活動が対象となっている。

REに係る多くのプログラムは、ERプログラムを通して調整されつつある。

現在、地方電化の融資は DOE の通常予算、エネルギー規則 No.1-94 による電化基金、電力卸売事業者からの企業社会貢献、官民パートナーシップ、無償及び融資等の多様な資金からきている。

地方電化実施の次の段階は、シテリオ（sitios）と世帯の電化のためのより大きな支援を含んでいることを考えれば、ユニバーサル料金からの補助金は重要となるであろう。

本調査で抽出した流れ込み式の中小規模水力ポテンシャル地点は、基本的に系統に連系される。したがって、これらのポテンシャル地点は、系統に連係されていない地域にある未電化のバラングアイ、シテリオは対象となっていない。

地方には、多くの流れ込み式の中小規模水力ポテンシャルサイトがあり、FIT、プロジェクトの税制優遇措置が適用されるこれらのそれらのポテンシャルサイトが ECs、地方自治体（LGUs：Local Government Units）等によって開発される対象となる可能性は十分ある。

2.5 全国の電化状況

2009年時点におけるフィリピンの各系統の設備出力と保証出力を下表に示す。
設備出力 15,610MW に対して、約 85%が保証出力となっている。保証出力は、DOE に提出される実際の運転月報に基づいている。また、NGCP の運転日報と照査している。

表 2.5-1 設備容量と保証出力(2009年)

Area	Plant Type	Capacity (MW)		Percent Share (%)	
		Installed	Dependable	Installed	Dependable
Luzon	Coal	3,849	3,450	32.4	33.7
	Oil Based	1,984	1,617	16.7	15.8
	Natural Gas	2,831	2,700	23.9	26.4
	Geothermal	886	431	7.5	4.2
	Hydro	2,280	1,999	19.2	19.5
	Wind	33	33	0.3	0.3
	Biomass	1	1	0.0	0.0
	Total	11,863	10,230		
Visayas	Coal	196	153	10.8	11.0
	Oil Based	615	426	33.9	30.6
	Geothermal	964	792	53.0	56.9
	Hydro	13	13	0.7	0.9
	Biomass	29	9	1.6	0.6
	Total	1,818	1,392		
Mindanao	Coal	232	210	12.0	12.4
	Oil Based	594	485	30.8	28.6
	Geothermal	103	98	5.4	5.8
	Hydro	998	902	51.8	53.2
	Solar	1	1	0.1	0.1
	Total	1,929	1,697		
Philippines	Coal	4,277	3,813	27.4	28.6
	Oil Based	3,193	2,528	20.5	19.0
	Natural Gas	2,831	2,700	18.1	20.3
	Geothermal	1,953	1,321	12.5	9.9
	Hydro	3,291	2,914	21.1	21.9
	Wind	33	33	0.2	0.2
	Solar	1	1	0.0	0.0
	Biomass	30	10	0.2	0.1
	Total	15,610	13,319		

出典：2009 Power Sector Situationer, DOE Portal

2009年および2008年のピーク需要を下表に示す。ミンダナオ系統の伸びが8.3%と前年の3.0%を大きく上回った。ダバオ、コタバト地域の需要が大きく伸びている。

表 2.5-2 ピーク需要(2008年、2009年)

Grid	Peak Demand, MW		Changes	
	2008	2009	MW	%
Luzon	6,674	6,928	254	3.8
Visayas	1,176	1,241	65	5.5
Mindanao	1,204	1,303	99	8.3
Philippines	8,965	9,352	387	4.3

出典：2009 Power Sector Situationer, DOE Portal

図 2.5-1 は、2009年の消費電力の割合を示す。2008年の49,206GWhと比べると約9.2%の大きな伸びとなっている。主要な増分は、公共建物、街灯、灌漑用とその他となっている。

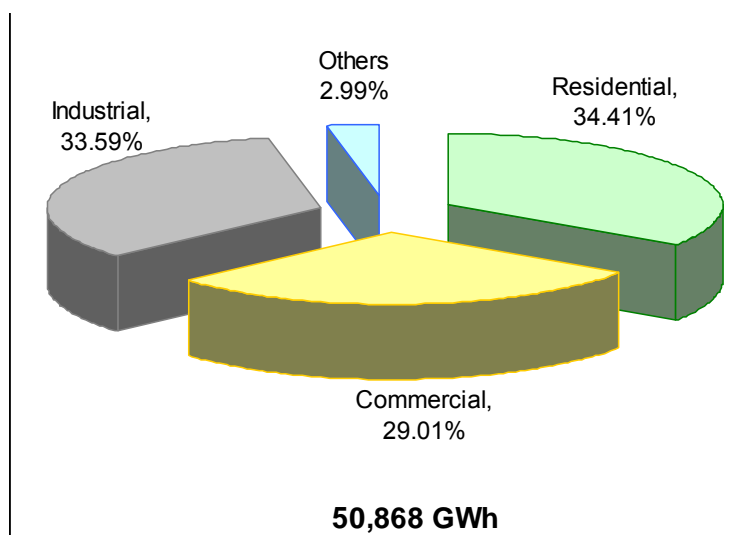


図 2.5-1 セクター別の販売電気量(2009年)

出典：2009 Power Sector Situationer, DOE Portal

2.6 再生可能エネルギー開発状況

2.6.1 再生可能エネルギープロジェクトの動向

フィリピンでは、2009年1月に地熱、水力、風力、太陽光及び海洋などのREの開発利用を推進するための再生可能エネルギー法（Renewable Energy Act of 2008）が施行された。

2011年6月に発表された国家再生可能エネルギー計画 2011-2030（NREP：National Renewable Energy Program）によるとDOEは、2011年から2030年までの20年間のREの開発目標を2010年時点の約3倍としている。下表に示すように、REを出力合計9,865MWを増加する計画であり、その内訳は、水力が160%増の5,394MW、地熱が75%増の1,495MW、風力が2,345MW、太陽光が284MW、バイオマスが276MW、海洋が70MWとなっている。

表 2.6-1 各種再生可能エネルギーの2030年導入出力目標値

Sector	Installed Capacity (MW) as of 2010	Target Capacity Addition by				Total Capacity Addition (MW) 2011-2030	Total Installed Capacity by 2030
		2015	2020	2025	2030		
Geothermal	1,966.0	220.0	1,100.0	95.0	80.0	1,495.0	3,461.0
Hydro	3,400.0	341.3	3,161.0	1,891.8	0.0	5,394.1	8,724.1
Biomass	39.0	276.7	0.0	0.0	0.0	276.7	315.7
Wind	33.0	1,048.0	855.0	442.0	0.0	2,345.0	2,378.0
Solar	1.0	269.0	5.0	5.0	5.0	284.0	285.0
Ocean	0.0	0.0	35.5	35.0	0.0	70.5	70.5
Total	5,438.0	2,155.0	5,156.5	2,468.8	85.0	9,865.3	15,304.3

出典：NREP (2011-2030)、DOE

一方、地域別ではルソンが3,287MWから10,432MWに7,145MWの増加、ビサヤスが1,006MWから2,024MWに1,018MWの増加、ミンダナオが1,140MWから2,845MWに1,701MWの増加がそれぞれRE源により計画されている。

表 2.6-2(a) ルソンの各種再生可能エネルギーの 2030 年導入出力目標値

Sector	Installed Capacity (MW) as of 2010	Target Capacity Addition by				Total Capacity Addition (MW) 2011-2030	Total Installed Capacity by 2030
		2015	2020	2025	2030		
Geothermal	899.0	100.0	720.0	0.0	0.0	820.0	1,719.0
Hydro	2,346.0	182.0	2,169.5	1,510.0	0.0	3,861.5	6,207.5
Biomass	9.0	97.3	0.0	0.0	0.0	97.3	106.3
Wind	33.0	841.0	840.0	432.0	0.0	2,103.0	2,136.0
Solar	0.0	228.05	0.0	0.0	0.0	228.05	228.05
Ocean	0.0	0.0	35.5	0.0	0.0	35.5	35.5
Total	3,287.0	1,438.4	3,765.0	1,942.0	0.0	7,145.4	10,432.4

表 2.6-2(b) ビサヤスの各種再生可能エネルギーの 2030 年導入出力目標値

Sector	Installed Capacity (MW) as of 2010	Target Capacity Addition by				Total Capacity Addition (MW) 2011-2030	Total Installed Capacity by 2030
		2015	2020	2025	2030		
Geothermal	964.0	70.0	140.0	65.0	60.0	335.0	1,299.0
Hydro	13.0	84.5	102.4	81.8	0.0	268.7	281.7
Biomass	29.0	142.6	0.0	0.0	0.0	142.6	171.6
Wind	0.0	217.0	0.0	10.0	0.0	227.0	227.0
Solar	0.0	34.0	0.0	0.0	0.0	34.0	34.0
Ocean	0.0	0.0	0.0	11.0	0.0	11.0	11.0
Total	1,006.0	548.1	242.4	167.8	60.0	1,018.3	2,024.3

表 2.6-2(c) ミンダナオの各種再生可能エネルギーの 2030 年導入出力目標値

Sector	Installed Capacity (MW) as of 2010	Target Capacity Addition by				Total Capacity Addition (MW) 2011-2030	Total Installed Capacity by 2030
		2015	2020	2025	2030		
Geothermal	103.0	50.0	240.0	30.0	20.0	340.0	443.0
Hydro	1,040.0	74.8	889.1	300.0	0.0	1,263.9	2,303.9
Biomass	0.0	36.8	0.0	0.0	0.0	36.8	36.8
Wind	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	15.0	15.0
Solar	1.0	7.0	5.0	5.0	5.0	22.0	23.0
Ocean	0.0	0.0	0.0	24.0	0.0	24.0	24.0
Total	1,144.0	168.6	1,149.1	359.0	25.0	1,701.7	2,845.7

出典：NREP (2011-2030)、DOE

各系統における予測ピーク出力と NREP による RE の総出力目標値を次表に示す。RE には大規模水力も含まれているが、現時点で RE の占める割合が約 40%となっている。2030 年には、この割合が 62%まで高まっており、出力規模で 2.8 倍まで増やす計画である。

表 2.6-3 予測ピーク需要と再生可能エネルギーの導入出力目標値との比較

		Luzon	Visayas	Mindanao	Total
2010 (Existing)	All Energy	10,030	1,505	1,682	13,217
	RE	3,287	1,006	1,144	5,438
2020	All Energy*	11,349	2,082	2,223	15,654
	RE	8,490	1,796	2,461	12,749
2030	All Energy*	17,636	3,404	3,493	24,533
	RE	10,432	2,043	2,845	15,304

*：ピーク需要

図 2.6-1 に RE 開発のためのフレームワークを示す。RE の開発とその利用を加速させるために、各種 RE の産業供給、資源開発、調査・開発、実証および技術サポートに関するサブプログラムが示されている。また、RE 開発を支援するために、再生可能エネルギー法の政策策定、実施、モニタリングおよび登録手続き、情報交換等のプログラムが提案されている。

DOE は最初に、2009 年 10 月、事業費総額 22 億ドル、18 企業による 87 件の RE プロジェクトを再生可能エネルギー法に基づいて認可した。総出力は、4,042MW で、バイオマス、地熱、水力、波力、太陽光、風力の各分野に亘る。87 件のうち、65 件が新規の RE プロジェクトであり、調査実施の認可が与えられた。残りの 22 件は、既存発電所が再生可能エネルギー法に基づいて契約を切り替えるものであり、水力 17 件、地熱 5 件であった。

2011 年 9 月時点で認可された RE プロジェクトは 237 件で、総出力は約 2,400MW になる。

RE サービスコントラクトは、DOE を通して政府と調査や開発のための特定の RE 分野に対する独占権を有する期間において RE 開発事業者の間でサービス契約に言及する。

RE サービスコントラクトは、2 段階に分けられる。つまり、開発前段階と開発 / 営業段階である。財務の算定までの概略アセスメントと F/S が開発前段階となる。また、運転までの施設の建設と設置を開発段階とする。

一方、既存の RE 発電所に対しては、契約者が RE 契約に申請することによって準拠法のもとでサービス契約 / 覚書を転換することを選ぶことが可能である。

RE コンバージョンコントラクトは既存の RE プロジェクトに適用される。

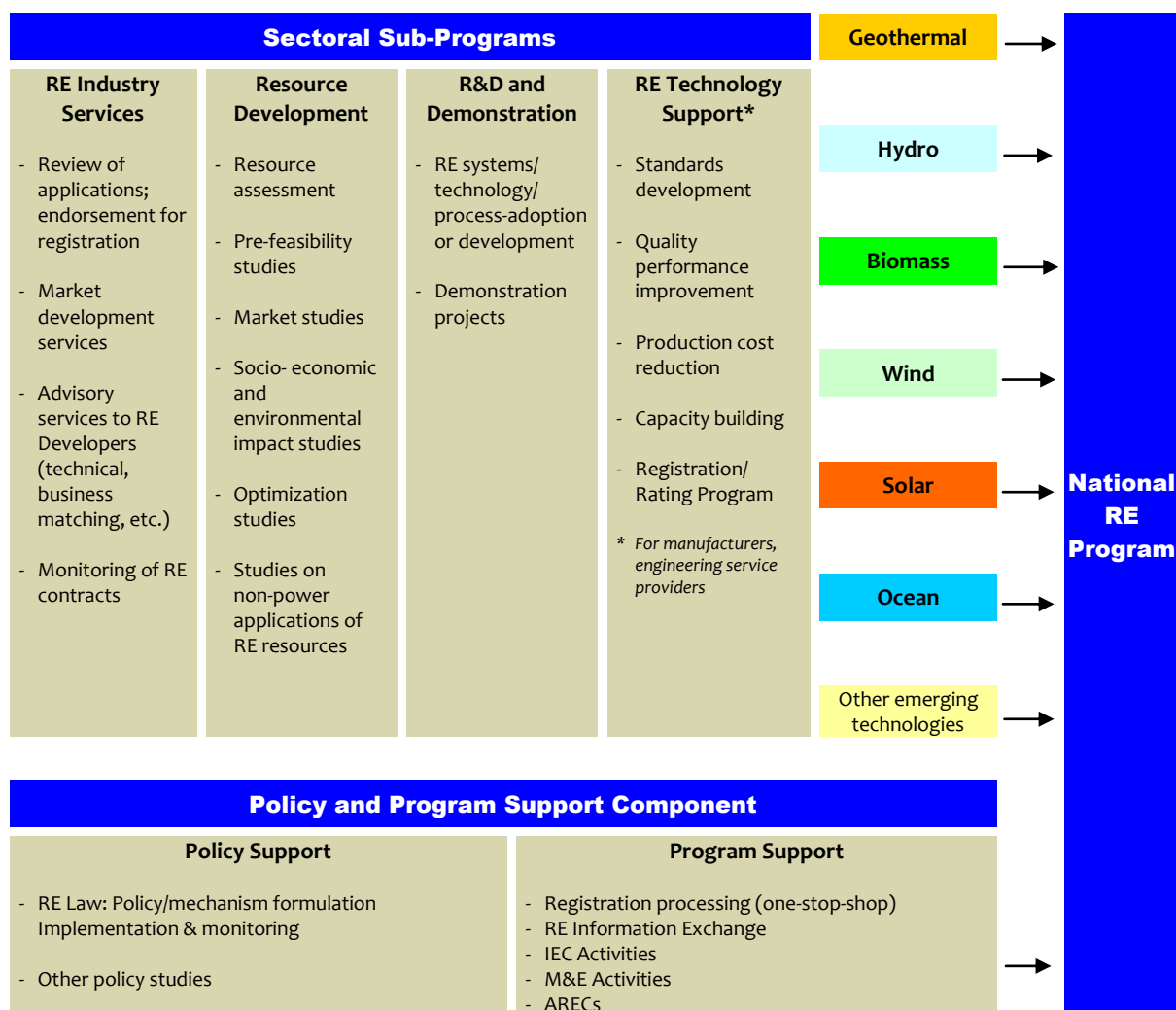


図 2.6-1 国家再生可能エネルギープログラム開発フレームワーク

出典：NREP (2011-2030)、DOE

表 2.6-4 再生可能エネルギーの認可を受けたプロジェクトの集計

再生可能エネルギー	件数	ポテンシャル出力 (MW)	既設発電出力 (MW)
地 熱	21	606	1,972
水 力	124	797	135
風 力	6	936	0
バイオマス	41	469	292
海 洋	3	5	0
太 陽 光	2	31	0
計	237	2,844	2,399

出典：DOE Portal site September, 2011

2.7 再生可能エネルギー法

2.7.1 再生可能エネルギー法の成立

2008年12月16日、アロヨ大統領の署名を得て、「再生可能エネルギー法」(Renewable Energy Act of 2008, R.A.9315)が成立し、2009年1月30日に施行された。その後、2009年5月25日に実施細則(IRR: Implementing Rules and Regulations)を公布した。この規則には、バイオマス、太陽光、風力、水力、地熱、海洋などのエネルギー資源の他、ハイブリッド・システムが含まれる。

「再生可能エネルギー法」では、国家再生可能エネルギー局を設置し、環境・エネルギー問題に対処するとともに、税優遇措置を通してRE開発を促進させる目的がある。

同法の成立により、送電網につながっていない離島におけるRE開発による地方経済の振興、環境にやさしいエネルギー資源の開発が図られるほか、地方のREの電力利用を促進するための優遇措置が講じられ、市場志向型アプローチによるRE事業への民間企業の投資と参入を促進することになる。

再生可能エネルギー法の目的は、

- ① バイオマス、太陽熱、風力、水力、地熱及び海洋資源またはハイブリッド・システム等のREの調査、開発及び利用を通してエネルギーの自給を達成するために、REの開発を促進する。
- ② REの利用を制度化し、同制度の利用における国レベル及び地方レベルの能力を開発し、並びに財政的な優遇措置及び非財政的な優遇措置の提供による効果的な利用及び広範囲な商業的応用を促進することによって、REの利用を増大させる。
- ③ 有害排出物を効果的に防止し又は削減するための手段として、並びに経済成長の目標と、健康及び環境の保護を伴う開発とのバランスをとるものとして、RE資源の開発及び利用を促進する。
- ④ この法律及びその他の現行の法律において規定された権限を行使するための必要なインフラストラクチャー及びメカニズムを構築する。

同法の主な内容は以下のとおりである。

- ① REの生産者に対するインセンティブの規定
- ② 発電を多様化させるための民間のエネルギー生産者に対するRE生産の義務付け

- ③ 環境に優しいという観点から消費者・利用者による RE の利用を促進するための価格決定メカニズムの設定
- ④ 様々な新・RE に関する活動に融資するための基金の設立
- ⑤ システムの信頼度を上げるためのハイブリッド・システムの設置

2.7.2 国家再生可能エネルギー局の設置

再生可能エネルギー法の適切な執行を保障し、DOE を補佐するために、国家再生可能エネルギー局（NREB：National Renewable Energy Board）が設置された。NREB の権限及び職務は以下のとおりである。

- ① 義務付けられた RPS とオフグリッドエリアにおける最小の RE 発電容量を適切に判断して、DOE に対し推奨し、評価する。
- ② DOE と他の政府関係機関によって実施される NREP の遂行を支援し、関係政府機関の間で重複、過剰な機能が生じないことを確実にするために特定な行動を推奨する。
- ③ RPS の準拠とオフグリッドエリアの最小 RE 発電容量を含んだ NREP の遂行のレビューと監視
- ④ 同法 28 章に準拠して設立され、DOE により運営される RE 信託基金の活用の監視と監督
- ⑤ 同法の目的を達成するために、必要となるかも知れないような、他の機能の発現

出典：Republic Act NO. 9513, An Act Promoting the Development, Utilization and Commercialization of RE resources and for Other Purposes)

RE 開発に対する免税措置として、次のような免税措置がとられる。

- ① 所得税免除（ITH：Income Tax Holiday）－ 営業運転の最初の 7 年間、正式に登録された RE 開発事業者は政府によって課せられる所得税を免除される。
- ② RE 機械、装置および材料の免税輸入－ RE 開発事業者の証明書発行から最初の 10 年以内に、制御と通信機器を含む RE 機械、装置、材料及びその部品の輸入は、税金がかからない。しかしながら、前述の機械、装置、材料及びその部品は、エネルギーに変換し、使用する地点まで輸送するための RE 施設に、直接に実際に必要であり、専用で使用される。前述の機械類は、正式に登録された運転員の名前で、船積みが、通関当局によって届けられるものであり、船積み書類に含まなければならない。さらに、DOE の署名が、前述の機械、装置、材料及びその部品の輸入以前になされる条件が必要である。
- ③ 装置と機械の固定資産税－ 法律では、実際に、専用で使用される RE 施設のための土

木工事、装置、機械とその他の改良に係る登録 RE 開発事業者の資産と他の税金は、累積正常減価償却または純帳簿価額より少なく、それらの元のコストの 1.5%を越えてはならない。RA No.9136 に基づいて、統合された資源開発と発電施設の場合において、この適用を実効するためには、固定資産税は発電プラントに課される。

- ④ 純損失繰り延べ (NOLCO : Net Operating Loss Carry Over) –RE 開発事業者の NOCLO は以前に埋合せた営業運転開始から最初の 3 年間、次の 7 年の継続する課税年数期間の総収入からの控除として繰り越される。しかしながら、同法の中で規定されたインセンティブの利用に起因する運用損失は NOLCO によって権利を与えられない。
- ⑤ 法人税率–7 年間の所得税免除の後、全ての RE 開発事業者は、1993 年に RA No.9337 で改正された内国税収入法 (NIRC : National Internal Revenue Code) に定められているように純課税所得の 10%の法人税を支払わなければならない。この適用を実効するためには、RE 開発事業者は、より低い電気料金の形式でエンドユーザーに対して救済を提供しなければならない。
- ⑥ 加速度減価償却–もし、RE プロジェクトが完全運転前に所得税免除が受けられなかった場合、課税台帳の加速度減価償却に申請でき、そのように課税される可能性がある。もし、加速度減価償却に申請する場合、プロジェクトまたはその拡張に対して所得税免除資格がなくなる。実際にプロジェクトの拡張に使われ、当然必要とされるプラント、機械と装置の加速度減価償却は、財務省長官により指示された規則と改正された 1997 年の NIRC の規則に従って計算された年間の許容値の 2 倍を超えない割合で減価される。加速度減価償却算定には、i) 残高漸減法、及び ii) 算術級数法、が適用される。
- ⑦ 付加価値税率 0%–バイオマス、太陽光、風力、水力、地熱、海洋エネルギー及び燃料電池、水素燃料等の技術を用いたエネルギー源等の RE 資源からの燃料と発生電力の販売は、国家法 No. 9337 により改正された NIRC (1997 年) に従って付加価値税 (VAT : Value-Added Tax) が免除される。
全ての RE 開発事業者は、プラント施設の開発、建設及び設置のために必要な製品、所有地およびサービスの国内供給の購入に対して VAT が免除される。
- ⑧ 地方電化のための RE 開発事業者に対するキャッシュインセンティブ–同法の有効後に設立された RE 開発事業者には kWh 発電単価当りのキャッシュジェネレーションベースのインセンティブの権利が与えられる。これは、地方電化のためにユニバーサルチャージに対して課せられるのと同じ運用が行われる地方部において、供給が必要とされる電力に対してユニバーサルチャージの 50%相等となる。
- ⑨ 炭素クレジットの免税–炭素削減クレジットの売上からの全利益は全ての税から免除される。

- ⑩ 国内調達装置およびサービスの税額控除100%に相当する税額控除が、国内製造業者からの機械、装置、材料及びその部品の RE 運用契約者に与えられる。この適用を実効するためには、DOE からの事前承認が国内製造業者によって得られ、機械、装置、材料及びその部品の購入は RE 運用契約の有効期間に行われなければならない。

出典：Republic Act NO. 9513, An Act Promoting the Development, Utilization and Commercialization of RE resources and for Other Purposes)

フィリピンでは、すべての電力供給企業が、布告される法律 RPS の規制に従って、RE のプロジェクトを設定する義務を負うこととなる。NREB によると、RPS は、すべての発電供給者に課されるものである。

既存の企業もこれからの参入企業も、いずれも法律によって、RE 容量の増大に貢献すべきことが規定されている。

2.8 電力市場

図 2.8-1 は、フィリピン電力セクターの現在の構造を示している。

フィリピンでは、2001年6月に電力産業改革法が成立し、開発途上国では初めて電力産業の自由化へ向け大きく踏み出した。電力セクターの構造改革に伴い、電力セクターへの投資形態はこれまでの建設・操業・移転（BOT：Build-Operate-Transfer）、建設・所有・操業（BOO：Build-Own-Operate）方式に代わって、民間による新規投資（配電会社との相対契約、電力市場向けの商業プラント）が主流となっている。

(Note: BOT and BOO schemes are independent with RE Act of 2008.)

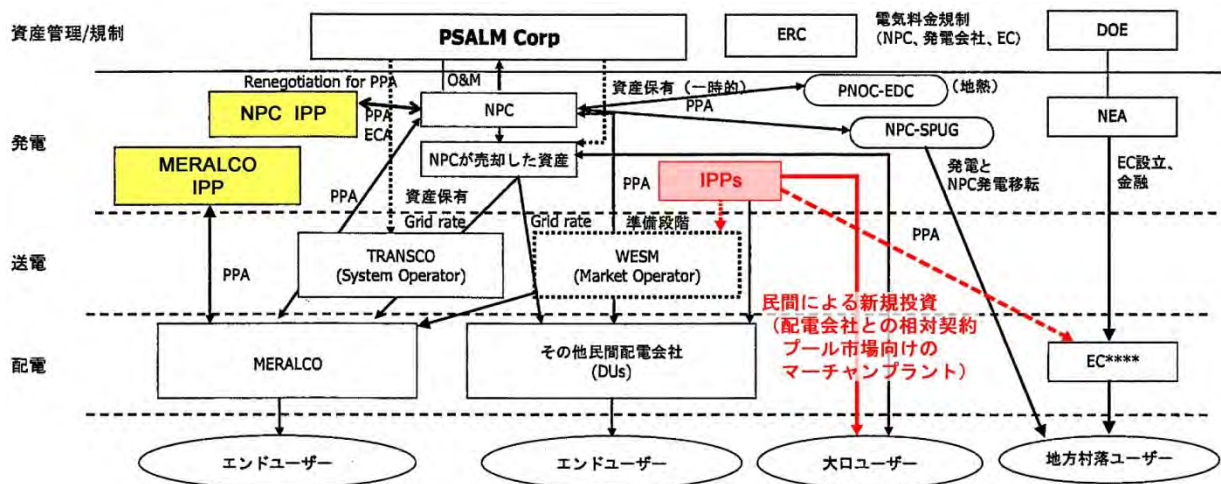


図 2.8-1 フィリピン電力セクターの構造

出典：フィリピン共和国 省エネルギー分野プロジェクト形成調査報告書、2008年3月、JICA、赤字を加筆

エネルギー規制委員会（ERC：Energy Regulatory Commission）は、自由化された電力セクターの電力市場の参加者の行動の規制及び競争性のある運用を促進する機関である。

ERCは、EPIRAの施行規則を公布し、また、ERCが整備、施行した料金設定方法を通して、送配電託送料金と小売料金を決定、確定、承認しなければならない。

ERCは電力産業の参加者による反競争的、または、電力差別的な行動、市場電力の悪用、カルテルの防止、罰則のための対策をとり、監視を行う。

NPCの所有施設、負債、IPP契約等の全ての資産を処分、管理するPSALMが、EPIRAの施行によって新たに設立された。送電線施設とNPCの運用、保守の資産がTRANSCOに移管された。NPCの民営化後に、NPC-SPUGが国営会社として運用を行っていた。主に、利益の上がない地方電化が目的であるオフグリッド地域の既存の発電所の運転・保守の

責任を担っていた。TRANSCO は送電線の建設、運用、保守に責任を有する。

TRANSCO の民営化に関して、TRANSCO は送電線施設と、送電線の営業権のためのコンセッション契約（25 年間）を落札した中国企業とローカル財閥からなる共同企業体（JV : Joint Venture）を管理している。コンセッションには、送電線計画に基づく、送電線施設の拡張の責任も有する。

配電会社は、16 の PIOUs、119 の ECs と 8 の LGUOUs の合計 143 より構成される。マニラ電力会社（MERALCO : Manila Electric Company）はフィリピンで最大の配電会社である。利益の見込める都市部では、POUs が運営を行っている。しかしながら、利益を上げることが困難な地方部では、NEA の監理のもと ECs が運営を行っている。

WESM の設立準備と当初の運用を行うために、DOE によりフィリピン電力市場会社（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た。ルソン系統においては 2006 年 6 月から WESM の商業運用を開始した。

ルソンでは、18 の発電会社による 27 の登録された電力取引会社が WESM に参加している。内訳は、NPC (2)、PSALM (3)、First Gen Hydro (2)、Aboitiz-controlled AP Renewables (2)、その他の独立発電会社 (18) となっている。これらの会社は登録された 32 発電所の総出力約 11,743 MW の電力取引を行っている。消費者は、ECs (10)、PIOUs (3)、工業・商業顧客 (1) の 14 の登録メンバーである。

現在、ルソンの 43 の ECs の中で、10 の ECs は WESM の直接メンバーで、直接メンバーでない 7 の ECs がある。7 の ECs がメンバーになろうとしている。

EPIRA では、電力市場においては、会社や関連グループが系統の発電設備容量の 30%以上または国家発電設備容量の 25%を所有しないよう、規定している。ERC は、系統毎の発電設備容量と国家発電設備容量とを調整している。

全フィリピン、ルソン、ビサヤス及びミンダナオの市場占有率を 図 2.8-2 から 2.8-5 に示す。

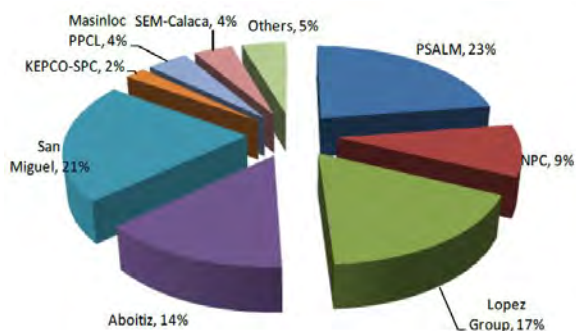


図 2.8-2 発電会社の国家系統における市場占有率

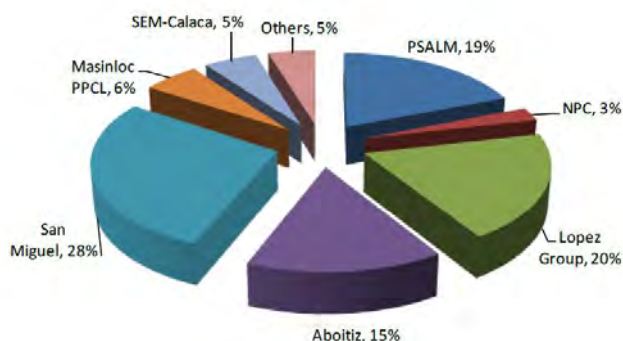


図 2.8-3 発電会社のルソン系統における市場占有率

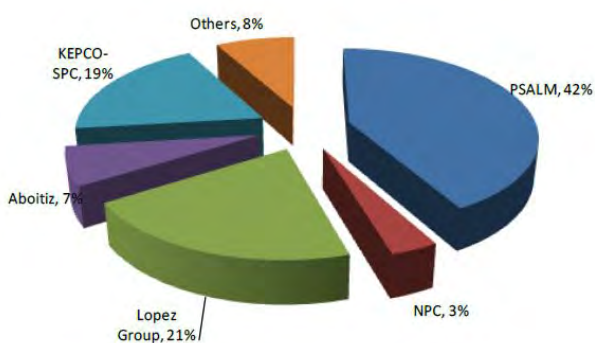


図 2.8-4 発電会社のビサヤス系統における市場占有率

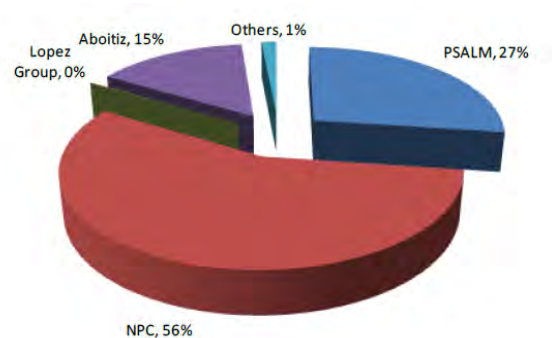


図 2.8-5 発電会社のミンダナオ系統における市場占有率

2.9 電力料金

EPIRA 施行により、顧客に対して、各電気事業者は電気料金構成を細分化して提示することが義務付けられた。表 2.9-1 に示すように、配電会社によって提供される電気料金表は各料金項目に従った価格が示される。

電気事業者の電気料金の算定は、NPC、TRANSCO 及び PIOUTs にはコストプラス方式が適用され、ECs にはキャッシュ・ベース方式が適用される。なお、前者の場合は、利益率の上限を 12%、後者の場合は 10%としている。

コストプラス方式はマークアップ方式としても知られ価格が生産コストをカバーし、利益を最大化する目標回収率をもたらすように、会社に十分な利益マージンを生み出す方法である。キャッシュ・ベース方式は、実際に現金を受領し、支払った時点で収入と支出を確認する方法である。

電気料金は発電料金、送電料金、配電料金とその他料金により構成される。その他料金は、システムロス料金、供給サービス料金、小売顧客料金、ユニバーサル・チャージ（地方電化・環境対策費）、為替調整費、フランチャイズ料金、国・地方政府への税等である。電力料金には VAT 改正法により、2006 年 12 月より VAT（現在：12%）が課せられている。

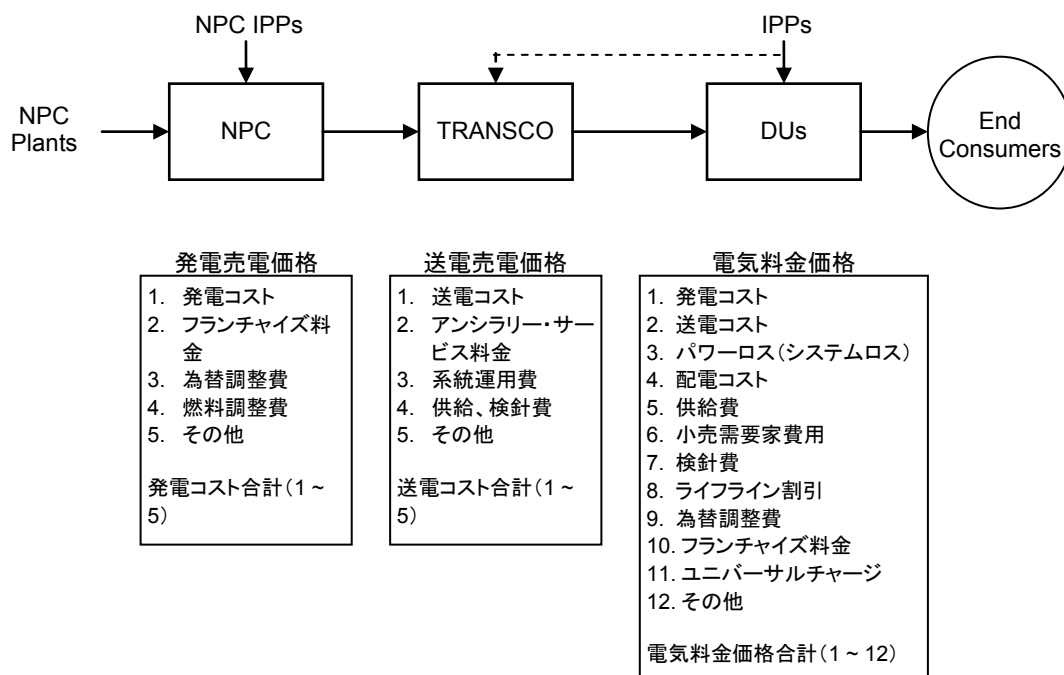


図 2.9-1 EPIRA 後の電気料金構成

出典：NPC

MERALCO の 2007 年 6 月の電気料金の一例を表 2.9-1 に示す。また、この内訳比率は、発電 52%、送電 11%、配電 29%、システムロス 8%である。
電気料金の単価は 9.5 PhP/kWh で、1 PhP= 2.65 円（2007 年 6 月現在）で算定すると、25.2 円/kWh となる。

表 2.9-1 MERALCO 電気料金の 1 例(2007 年 6 月)

Item		PhP/kWh	Ratio
Generation	Generation Charge	4.4290	52.0%
Transmission	Transmission Charge	0.9163	10.8%
System Loss	System Loss Charge	0.7296	8.6%
Distribution	Distribution Charge	1.6615	28.7%
	Retail Cust Charge	5 (PhP/Cust/mo)	
	Metering Charge	0.2435	
	Supply Charge	0.5271	
Subtotal		8.51	100%
Subsidiary	Lifeline Charge	0.1026	
Government Taxes	Valued Added Tax	0.8847	
Universal Charges	Missionary	0.0373	
	Environment Fund	0.0025	
Total		9.54	

(1) NPC 基本発電料金

ERC は、2009 年 2 月 16 日と 23 日に、ルソンで平均 PhP 0.4682/kWh、ビサヤスで平均 PhP 0.8376/kWh、ミンダナオで平均 PhP 0.714/kWh の基本発電料金の値上げを暫定的に NPC に認可した。ERC によると、暫定救済処置が NPC と共同出願者に付与され、PSALM は、現在の発電コストが与える NPC の現状の財務難を直ちに緩和しようとした。

NPC の燃料、電力購入、発電料金を構成する外国為替費用に関連して、ERC は月別燃料価格や電力購入価格の自動回復規則を、ルール化した。

(2) 送電料金

ERC が 2003 年から約 2027 年までの期間に設定した託送料金ルールにしたがって、NGCP と NPC の間で付帯サービス調達合意（ASPA : Ancillary Services Procurement Agreement）が取り交わされ、ERC により認可された。この決定で ERC は、表 2.9-2 に示す NPC の付帯サービス料金に同意した。

表 2.9-2 ERC の認可付帯サービス料金

GRID	Luzon	Visayas	Mindanao
Regulating Reserve, Contingency Reserve and Dispatchable Reserve, PhP/kW per hour	1.1805	1.7368	1.3044
Reactive Power Support, PhP/mVar/hour	0.0533	0.0241	0.0295

(3) 配電施設料金

ERC は、電気の共同託送料金 (RSEC-WR: Rules for Setting the Electric Cooperatives' Wheeling Rates) を設定する 2009 年ルールに基づいて、系統に繋がった ECs に対し、新しい料金規定の適用を始めた。また、系統に繋がっていない ECs ために出願された料金の認可を始めた。一方、2010 年 9 月に 6 つの PIOUs が実効主義料金 (PBR: Performance - Based Regulation) 規定の適用を開始した。2009 年 12 月の全国の総平均実効電気料金は PhP 7.2491/kWh であり、これは 1 年前 (2008 年 12 月) の平均実効電気料金と比較して PhP 1.4766/kWh 高い。これは主として 3 つの系統の基本発電料金、とりわけ NPC の基本発電料金の増加によるものである。3 つの主要系統の中で、ビサヤス系統が 2009 年 12 月には PhP 7.4313/kWh と最も高い平均実効電気料金であり、1 年前と比較して PhP 1.6612/kWh の最大の料金上昇となっている。ミンダナオ系統の平均実効電気料金は PhP 5.8445/kWh であり最も安価な料金である。ミンダナオ系統の平均実効電気料金は 1 年前と比較して PhP 0.7150/kWh 上昇した。これは NPC 発電料金の上昇によるものである。

2009 年 12 月の ECs の全国平均実効電気料金は、PhP 7.5452/kWh であり、2008 年 12 月から PhP 1.4186/kWh 上昇した。実効電気料金の 46.2% を発電費用が占め、続いて配電費用が全体の 23.0% を占める。ECs 料金で最大上昇したのはビサヤス系統で、2008 年 12 月の PhP 6.2131/kWh から 2009 年 12 月の PhP 8.0478/kWh に上昇した。

表 2.9-3 配電会社 (ECs) の平均実効電気料金 (2009 年 12 月時点)

Bill Subgroup	LUZON		VISAYAS		MINDANAO		NATIONAL	
	PhP/kWh	%	PhP/kWh	%	PhP/kWh	%	PhP/kWh	%
Generation	3.7494	46.2	3.9158	48.7	2.7968	43.2	3.4873	46.2
Transmission	1.0779	13.3	1.1966	14.9	1.0055	15.5	1.0933	14.5
System Loss	0.7782	9.6	0.6917	8.6	0.5645	8.7	0.6781	9.0
Distribution *	1.8748	23.1	1.6919	21.0	1.6508	25.5	1.7392	23.0
Subsidies	0.0350	0.4	0.0593	0.7	0.0066	0.1	0.0338	0.4
Government Taxes	0.6029	7.4	0.4925	6.1	0.4452	6.9	0.5135	6.8
Total	8.1182	100.0	8.0478	100.0	6.4694	100.0	7.5452	100.0

平均実効世帯電気料金は、MERALCO が最高の PhP 8.47/kWh、DALIGHT が最低の PhP 5.48/kWh である。MERALCO の住宅向け料金は消費電力量によって、PhP 7.13/kWh から PhP 8.21/kWh まで区分されている。

表 2.9-4 民間配電会社の平均実効電気料金(2009年12月時点)

PDU	Residential PhP/kWh	Commercial PhP/kWh	Industrial PhP/kWh	Others PhP/kWh	Average PhP/kWh
DECORP Dagupan Electric Corp., Pangasinan	6.5535	6.5866	6.0268	7.4422	6.4996
AEC (Angeles Electric Company, Pampanga)	6.4605	6.5601	7.2585	5.831	6.5163
SFELAPCO San Fernando Electric Light & Power Company, Pampanga	6.6364	6.1324	5.5722	6.0484	6.025
IIEC Ibaan Electric & Engineering System, Inc., Batangas	6.8668	6.0542	8.4299	5.7905	6.8454
MERALCO Manila Electric Company	8.4749	7.4709	6.0791	8.8894	7.3845
VECO Visayan Electric Company, Cebu	7.5120	7.7059	6.3307	6.9602	6.9901
BLCI Bohol Light Company Inc.	5.8120	6.0307	-	5.2343	5.8589
CEPALCO Cagayan Electric Power & Light Company, Misamis Oriental	6.5887	6.5781	5.5701	5.5900	6.1192
DLPC Davao Light & Power Company, Inc., Davao del Sur	5.4773	5.3538	4.7779	5.1181	5.0979
COLIGHT Cotabato Light & Power Company, Inc., Maguindanao	5.9427	6.3332	4.9562	5.8095	5.562

Note : Based on Monthly Operations Report submitted by Private DUs

表 2.9-5 マニラ配電会社実効住宅別電気料金(2009年10月)

Bill Subgroup	0-200 kWh		201-300 kWh		301-400 kWh		401-over kWh	
	PhP/kWh	Percent share	PhP/kWh	Percent share	PhP/kWh	Percent share	PhP/kWh	Percent share
Generation	4.1741	59	4.1741	56	4.1741	54	4.1741	51
Transmission	0.7445	10	0.7445	10	0.7445	10	0.7445	9
Distribution *	1.5017	21	1.8057	24	2.0916	27	2.5903	32
System Loss	0.5983	8	0.5983	8	0.5983	8	0.5983	7
Lifeline subsidy**	0.1125	2	0.1125	2	0.1125	1	0.1125	1
Total ***	7.1311	100	7.4351	100	7.7210	100	8.2197	100

* Includes Distribution, Supply and Metering Charges

** Starts @ 101 kWh consumption

*** Total rates excluding Subsidies and Government Taxes.

出典 : MERALCO Website

(4) ユニバーサルチャージの管理

ユニバーサルチャージ（UC : Universal Charge）は、自家発電事業者も含め、以下の特別な目的を持ち、全ての電気消費者に課せられた費用である。

- 負債や契約費用の支払い
- 地方（Missionary）電化
- 輸入エネルギー燃料と同等の国産や RE 源に適用された税や権利のための費用
- 環境・流域改善費用
- 内部補助金を計上するための費用

2010年3月時点で、全てのエンドユーザーから、UCとして地方電化費用は PhP 0.0978/kWh、環境・流域改善費用（Environment and Watershed Rehabilitation）は PhP 0.0025/kWh が課せられている。

第3章

フィリピンにおける水力開発

第3章 フィリピンにおける水力開発

3.1 水力開発計画

2010年時点で、水力発電の設備容量は約3,400MWであり、フィリピン全土の総設備容量の16,359MWの約21%である。各地域の設備容量を下表に示す。

表 3.1-1 地域毎の水力発電所の設備容量（2010年時点）

Location	Capacity (MW)	Share (%)
Luzon	2,346	69.0
Visayas	13	0.4
Mindanao	1,040	30.6
Total	3,399	100.0

フィリピンの水力ポテンシャルは、大規模水力が11,223MW、中小規模水力が1,847MW等約13,097MWと推定されている。

国家再生エネルギー計画（NREP : National Renewable Energy Program）（2011-2030）によると、2011年～2025年の15年間で、ルソンで3,861.5MW、ビサヤスで268.7MWおよびミンダナオで1,263.9MW、合計5,394.1MWの水力投入目標を掲げている。この結果、フィリピン全土の水力設備容量は8,794MWとなり、2010年の水力総設備容量の約1.6倍の規模である。2025年のルソンの水力設備容量は6,207MWとなり全土の70%を占める。2016～2010年は、大規模水力開発を推進して3,161MWの大きな目標達成を目指している。しかし、2010年時点で契約された水力プロジェクトは9箇所、27.8MWに過ぎない。

表 3.1-2 地域毎の水力プロジェクト開発目標

Location	Commissioning Year			Total Capacity Addition (MW)	Share %
	2011-2015	2016-2020	2021-2025		
Luzon	182.0	2,169.5	1,510.0	3,861.5	71.6
Visayas	84.5	102.4	81.8	268.7	5.0
Mindanao	74.8	889.1	300.0	1,263.9	23.4
Total Philippines	341.3	3,161.0	1,891.8	5,394.1	100.0

出典：NREP (2011-2030)、エネルギー省（DOE : Department of Energy）

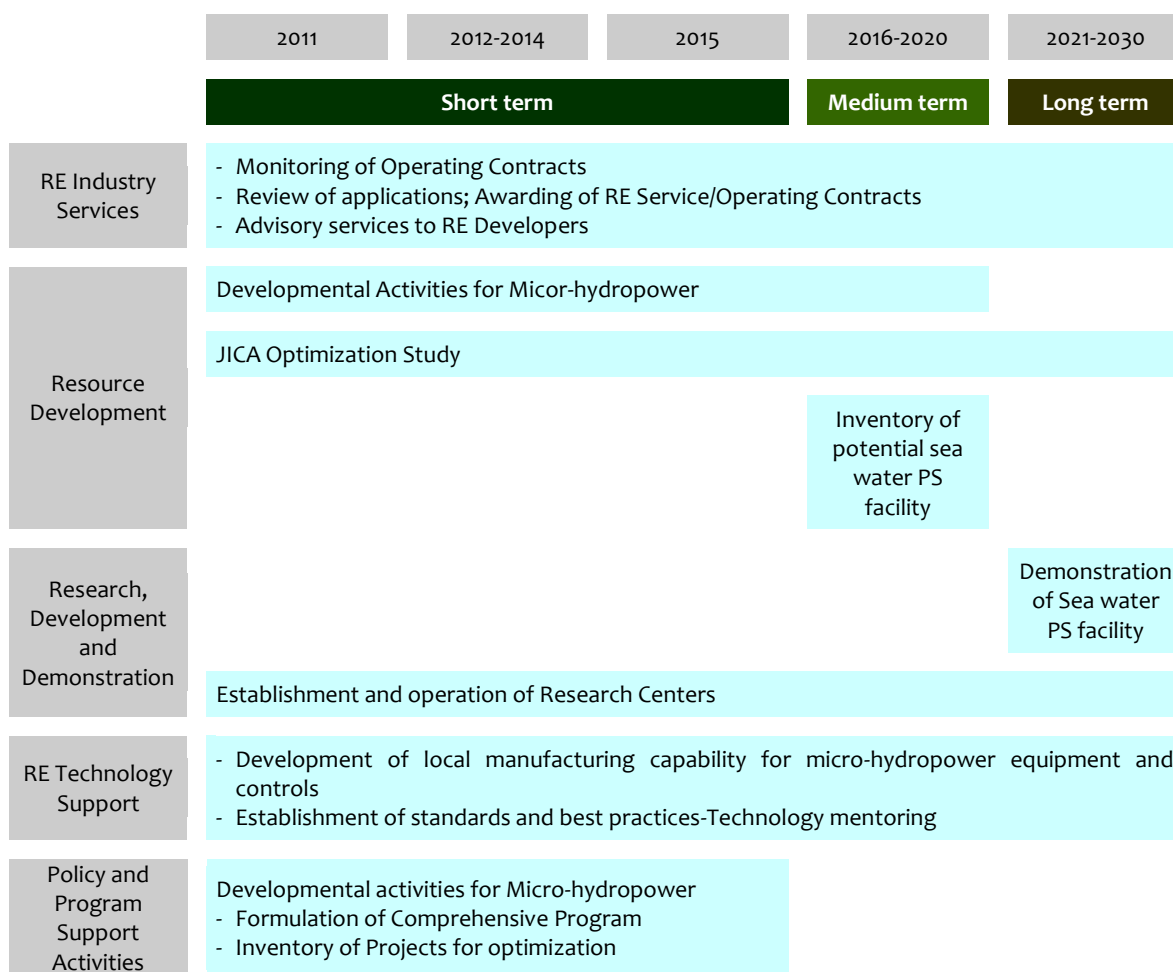
このように2030年の目標達成に向けて、全土において未利用水力資源を大規模開発していくために、NREPでは次表に示すように、再生可能エネルギー（RE : Renewable Energy）産業供給、水力資源開発、調査・開発、実証およびRE技術サポートに関する水力セクタ

一計画を持続的に推進していくことが提案されている。

表 3.1-3 水力発電セクター実施計画（2011～2030）

Type of Activity	Work Program
RE Industry Services	<ol style="list-style-type: none"> 1. Review of applications; endorsement for registration of applications 2. Monitoring of RE contracts 3. Advisory Services to RE Developers on: <ul style="list-style-type: none"> • RE policy mechanisms/guidelines • Sea water Pump Storage (PS) Hydropower Plant • Rural electrification using micro-hydropower
Resource Development	<ol style="list-style-type: none"> 1. Developmental Activities for Micro-hydropower <ul style="list-style-type: none"> • Commercialization thru Mini-Grid System • Rural electrification using micro-hydropower 2. JICA Optimization Study <ol style="list-style-type: none"> a. Identification of at least 50 potential sites b. Project packaging of JICA's optimization studies for hydropower; <ul style="list-style-type: none"> - Tendering/Bidding and Awarding of contracts - Construction and development activities - Commissioning and Operation 3. Sea water Pump Storage Hydropower Plant <ul style="list-style-type: none"> • Inventory of potential sea water PS facility
R, D&D	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sea water Pump Storage Hydropower Plant <ul style="list-style-type: none"> • Development of Sea water Pump Storage Plant <ul style="list-style-type: none"> - Project Packaging - Tendering/Bidding and Awarding of contracts - Construction and development 2. Establishment of Research Center <ul style="list-style-type: none"> • New technology and designs for hydropower • Redesign and Retrofitting Program
RE Technology Support	<ol style="list-style-type: none"> 1. Development of local manufacturing capability for micro-hydropower equipment and controls 2. Establishment of standards and best practices 3. Technology mentoring
Policy and Program Support-Related Activities	<p>Developmental activities for Micro-hydropower</p> <ul style="list-style-type: none"> • Formulation of Comprehensive Program • Inventory of projects for optimization

出典：NREP (2011-2030)、DOE



出典 : NREP (2011-2030)、DOE

図 3.1-1 水力発電セクターのサブプログラムスケジュール (2011~2030)

3.2 水力開発の現状と課題

3.2.1 再生可能エネルギー法による開発促進現状

2001年にフィリピンでは電力産業改革法（EPIRA：Electric Power Industry Reform Act）が成立し、電力産業の自由化へ向けて踏み出した。電源開発は、政府主導から民間主導となり、フィリピン電力公社（NPC：National Power Corporation）の資産を売却し（全体の70%を目標）、民営化を進めることとなった。1990年代の電力危機の際には、政府保証等の独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）支援策により、投資が海外より集まった。このような支援策が電気料金の高騰やNPCの財務悪化を生んだ経験から、支援策を絞り込んだため、民間投資家はリスクを負うことになった。この結果、電力民営化による電源開発は期待したように進展していない。このため、政府はREの利用促進と電源安定供給を目指し、2008年12月に再生可能エネルギー法を発布した。同法は、地熱、水力、風力、太陽光（PV：Photovoltaic）、バイオマス、波力等のRE開発事業に対して、税制優遇措置、関税免除等の政府支援により、民間投資家による新規の電源開発プロジェクトの促進を図るものである。

再生可能エネルギー法が整備される状況にあるフィリピンでは、大いにREの投資の雰囲気盛り上がっている。2011年9月時点の再生可能エネルギー法に基づく認可件数は237件で総出力は約5,243 MWとなる。

REの投資の中でも、水力発電開発に対する投資家の関心は高く、2011年9月現在、同法の認可を得るため申請された件数は341件である。このうち、DOEの審査に合格して署名が行われた水力地点は124件である。なお、この数字には、新規水力ポテンシャル地点におけるフィージビリティ調査（F/S：Feasibility Study）等の調査実施の認可と既存水力発電所における同法の適用認可が含まれている。調査実施の認可を受けた水力ポテンシャル地点は107地点、出力合計は822MWである。表3.2-1にF/S等の調査実施の認可を受けた新規ポテンシャル地点の詳細を示す。また、水力開発事業者は、85%が民間投資家であり、その他はフィリピン石油公社（PNOC：Philippine Oil Company）、電化組合（ECs：Electric Cooperatives）、地方自治体（LGUs：Local Government Units）等である。また、調査実施の認可を申請中の新規ポテンシャル地点は211地点、合計設備容量は2,300MWである。表3.2-2に詳細を示す。

表 3.2-1 調査実施の認可を受けた水力ポテンシャル地点の詳細

規模	地点数	設備容量 (MW)	系統	地点数	設備容量 (MW)
10MW 以下	87 (16)	280.6 (40.4)	ルソン	50 (11)	418.2 (103.4)
10MW～100MW	20 (1)	541.1 (70.0)	ビサヤス	22 (1)	172.3 (1.2)
100MW 以上	0 (0)	0 (0)	ミンダナオ	35 (5)	231.2 (5.9)
合計	107 (17)	821.7 (110.4)	合計	107 (17)	821.7 (110.4)

下段 () 内は既設発電所の再生可能エネルギー法の適用認可地点数を示す。

出典：DOE Portal site September 8, 2011

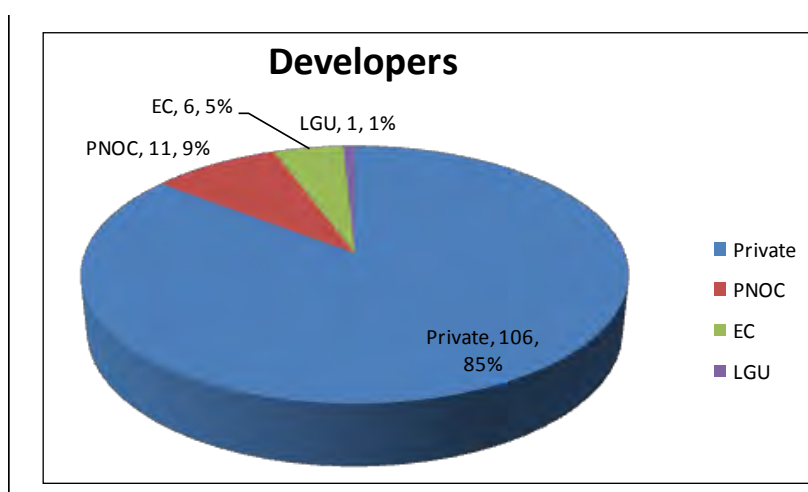


図 3.2-1 水力開発事業者の内訳(調査実施の認可済み)

表 3.2-2 調査実施の認可申請中の水力ポテンシャル地点の詳細

規模	地点数	設備容量 (MW)	系統	地点数	設備容量 (MW)
10MW 以下	176 (2)	613.4 (8.9)	ルソン	137 (5)	1,728.5 (1,292.9)
10MW～100MW	29 (0)	531.4 (0.0)	ビサヤス	4 (0)	6.0 (0.0)
100MW 以上	6 (4)	1,165.0 (1,292.0)	ミンダナオ	70 (1)	575.3 (8.0)
合計	211 (6)	2,309.8 (1,300.9)	合計	211 (6)	2,309.8 (1,300.9)

下段 () 内は既設発電所の再生可能エネルギー法の適用認可申請地点数を示す。

出典：DOE Portal site September 8, 2011

3.2.2 水力開発促進に向けた課題

2009年に再生可能エネルギー法が施行され、固定価格買取制度（FIT：Feed-in-Tariff）、再生可能エネルギー資産規準（RPS：Renewable Portfolio Standard）、グリーンエネルギーオプションプログラム等の各種 RE 政策メカニズム及びプロジェクト融資税制優遇措置、このための基金設立等による投資インセンティブが、全国の RE の開発と活用の普及、促進を図るために、政策として整備された。

FIT 制度は、任意期間保証された固定買取価格で、RE 発電による発生電力を調達することを電力産業関係者の義務とする計画である。規制委員会により、少なくとも 10 年間、固定価格による買取期間が決定された。FIT 制度は、バイオマス、海洋、流れ込み式水力、太陽光、風力による RE 源から発電する電力に適用される。

RE の優先購入、送電、支払いは、系統システム管理者によって実施され、RPS に応じて、FIT 制度の適用がなされる。

流れ込み式水力については 6.15 PhP/kWh の買取価格を公聴会で提案するとの報道がされた（2011 年 9 月時点）。ちなみに、バイオマスは 7 PhP/kWh、海洋発電は 17.65 PhP/kWh、風力は 10.37 PhP/kWh、太陽光は 17.95 PhP/kWh となっている。しかしながら、2012 年 1 月時点では固定買取価格は決まっていない。FIT 制度実施のための規則、メカニズムは、国家再生可能エネルギー局（NREB：National Renewable Energy Board）との相談の上、エネルギー規制委員会（ERC：Energy Regulatory Commission）によって決められる。

RPS の目的は温室効果ガス削減によって全土の環境問題の取組みを支援し、エネルギー供給の多様化による RE 産業の育成に寄与することである。RPS は発電事業者、配電業者または供給者の電気産業関係者に課せられ、系統のある地域に適用される。

RPS は、関係政府機関と、NREB によって、NREP に従って決定される。

RPS の割合は、RPS が有効になってから 10 年間以内は少なくとも年間エネルギー需要の 1%ずつ増加させることになっている。RPS を順守する義務を負う全ての電力産業関係者は少なくとも年間 1%または、年間に定められた割合で、彼らの資産において RE の割合を増やしていかなければならない。

FIT、RPS については、2010 年度中に成立するとのことであったが、現在、未だに審議中である。これらの制度は投資の重要な判断材料であり、早急に適切な制度が確立することが望まれる。

また、表 3.2-3 に 2011 年 6 月に発表された NREP に、RE 開発を促進するための政策と計画の支援構成の事業計画が提案されている。

NREP によると、水力プロジェクト投資額は、目標の総設備容量 5,400MW (310 候補サイト) に対して約 15,100 百万 US\$ (2,800US\$/kW) と見積られている。これらの費用は、開発事業者となる民間セクターが融資を受けて準備することになる。プロジェクトの開発の決定は民間投資家に任されており、NREP 通りにプロジェクトが投入されることは極めて難しい。

水力開発は初期投資が大きく、費用の回収が長期に及ぶため、自己資金や融資が重要なポイントとなる。中小規模の水力プロジェクトであれば、国内の ECs、LGUs を含む開発事業者、金融機関が開発を進めることは可能である。しかし、2030 年目標の 5,400MW を達成するためには、大規模水力、貯水池式、揚水発電等の大型水力案件の実施が不可欠であるが、プロジェクトコスト調達を 1 民間企業で行うことは非常に難しい。方法として、政府と民間企業による官民パートナーシップ (PPP : Public-Private Partnership) の利用も考えられる。

現在、ミンダナオ島の電源構成は設備容量に占める水力の割合が 50%以上であり、石油 31%、石炭 12%となっている。このため、乾期においては水力発電の出力が低下してたびたび電力不足の問題が生じている。ミンダナオは包蔵水力が多く存在しており、今後も RE 源の中で水力開発は重点目標となる。2030 年時点では、ピーク需要予測値 3,493MW に対して、水力は 2,309MW で約 80%とさらにその割合が高まっている。

現在、ミンダナオ島は単独系統であるが、将来的にはフィリピン全土の連系系統で電力需給バランスを確保する必要がある。

表 3.2-3 政策とプログラム支援コンポーネント活動計画

Type of Activity	Work Program
Policy and Support	<ol style="list-style-type: none"> 1. Establishment and implementation of Renewable Energy Policy Mechanisms <ul style="list-style-type: none"> • Renewable Portfolio Standard (RPS) <ul style="list-style-type: none"> - Rules promulgation - Implementation • Feed-in-Tariff <ul style="list-style-type: none"> - FIT rates; FIT All - Implementation • RE Market <ul style="list-style-type: none"> - Framework establishment - Rules for the operation of RME under WESM - Implementation • RE Registrar <ul style="list-style-type: none"> - PEMC to operationalize RE Registrar - Implementation • Green Energy Option Program (GEOP) <ul style="list-style-type: none"> - IRR for the Program - Implementation • Net Metering <ul style="list-style-type: none"> - Formulation of Rules - Public consultations - Rules promulgation - Implementation • Fiscal Incentives (e.g., tax credit, tax rebates, cash incentives of RE developers for missionary electrification, etc.) <ul style="list-style-type: none"> - Formulation of guidelines - Implementation • Transmission and Distribution System Development • Incentives for Renewable Energy Host Communities/LGU's <ul style="list-style-type: none"> - Formulation of Rules - Implementation • Formulation of Rules on Off-grid RE Development 2. Administration of Renewable Energy Trust Fund (RETF) <ul style="list-style-type: none"> • Formulation of mechanism for fund transmittal to DOE • Guidelines in utilization • Promulgation 3. Continuous monitoring and review of implemented RE Policies <ul style="list-style-type: none"> • Recommendations for possible amendments, if any, to RE Policy Mechanisms implemented 4. Impact Assessment of RE Policies and mechanisms implemented
Program Support	<ol style="list-style-type: none"> 1. Operationalization of RE One-Stop-Shop <ul style="list-style-type: none"> • Integrated RE services from concerned government agencies • Integration of Web based RE Systems Infrastructure, and Database • Automated RE applications 2. RE Information Exchange <ul style="list-style-type: none"> • Web based RE applications • RE database modification and updating 3. Development and implementation of an integrated RE IEC Plan 4. Periodic review of National Renewable Energy Program (NREP) <ul style="list-style-type: none"> • Development of M&E mechanism • Consultation with concerned groups • Implementation • Capacity addition assessment (off-grid/on-grid) 5. Oversight on performance/operations of ARECs 6. Collaboration with relevant organizations 7. Market assessment for new or emerging RE; support to sub-program development, as may be necessary

出典：NREP (2011-2030)、DOE

3.3. 既設水力発電所の運転状況

3.3.1 フィリピンの水力発電所の運用の現状

フィリピンにおける現状（2010年4月現在）の燃料別発電容量は下図のようである。水力の発電容量は全体の21%の約3,290MWである（DOE Power Planning Divisionのデータ“List of Existing Plants. April 2010 (Planning Div)”による）。

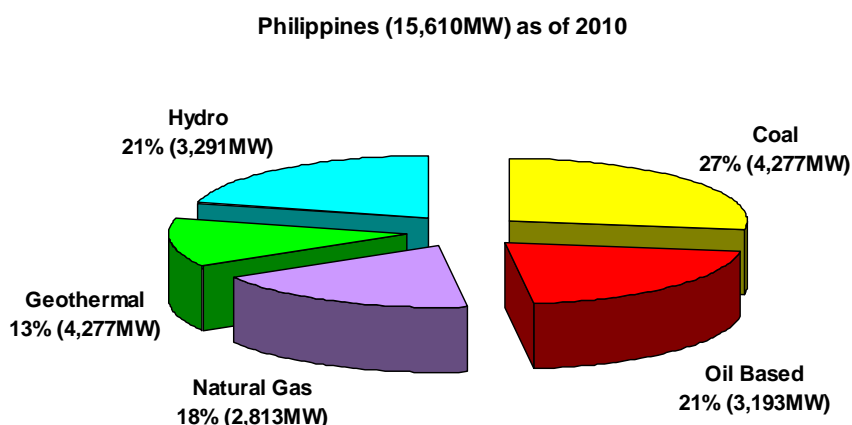


図 3.3-1 燃料別の発電容量(2010年)

また、各地域における発電容量の分布は次図のようである。全発電容量の約75%がルソンに集中しており、ビサヤスとミンダナオはほぼ同じ容量となっている。ルソンの水力容量は水力全体(3,291MW)の70%(2,280MW)を占める。ミンダナオでは全容量の約60%(988MW)が水力発電である。これに対してビサヤスでは水力発電は1%(13MW)に過ぎない。

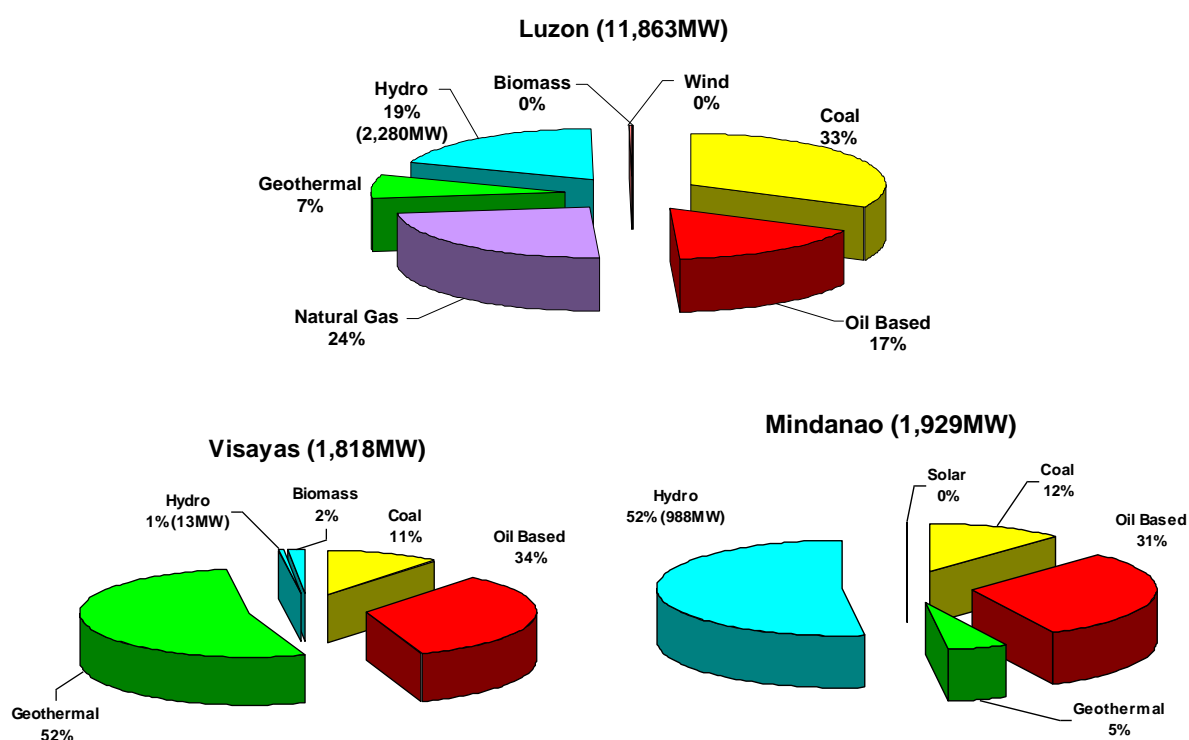


図 3.3-2 各地域における燃料別の発電容量(2010 年)

水力発電所における運転データは、DOE の再生可能エネルギー管理局 (REMB : Renewable Energy Management Bureau) と DOE Power Planning Division に蓄積されている。それらの発電所の運転データから、水力発電所の運転状況を調査した。

REMB は 10MW 以下の中～小規模水力発電所のモニタリングを行っており、これらの発電データが蓄積されている。10MW を超える水力発電所は、DOE Power Planning Division がモニタリングを行っている (新しい法律によるとすべての発電所のモニタリングは REMB が実施することになる)。REMB の主目的は、モニタリングおよびファイリングであって、各発電所の現状の把握に努めてはいるが、数が多く人員不足もあり現状では、ファイリングを行っているにすぎない。また、REMB としては、これらのデータの収集は行っているが、それぞれの発電所の事故・故障等の情報はほとんど把握していない。モニタリングレポートとして運転停止時間が記載されているものもあるが、ほとんどの発電所は発電電力量のみの報告となっている。

フィリピンにおける稼働中の規模別の水力発電所は 2010 年 3 月の DOE のデータによると次の通りである (REMB より受領のデータ “updated existing HYDRO new format march 2010” による)。

表 3.3-1 規模別の水力発電所の箇所数・出力

classification	Number of P/S	Total Capacity (kW)
Micro (less than 100kW)	130	1,050
Mini (less than 1,000kW)	24	12,715
Middle Size (less than 10,000kW)	29	79,550
Large (not less than 10,000kW)	21	3,222,000
TOTAL	204	3,315,315

発電所の民営化を進めた結果、2010年3月時点でNPCが以前運用していた水力発電所で現在も運用しているのは、このうちの11箇所1,240MW（全水力発電容量の34%）のみとなっている。

また、民営化後のオーナー別の発電所箇所数および合計出力は下表の通りである。

表 3.3-2 民間発電事業者の水力発電所の箇所数・出力

Developer's Name	Number of HEP plants	Capacity	Notes
CBK Power Company Ltd.	4	754MW	
SN Aboitiz Power Inc.	3	535 MW	
San Roque Power Corp.	1	345 MW	
First Generation Holdings Corp.	1	102 MW	
Hedcor Inc.	3	93 MW	
NIA	2	156 MW	Casecanan, Baligatan HEPs
Korean Water Recourse Development Inc.	1	246MW	Angat HEP
NPC-PSALM	8	982MW	
ECs, Others		81MW	

3.3.2 水力発電所の現状における問題点

水力発電所の現状における問題点としては、水力としての宿命といえる季節間変動が大きく乾期と雨期の発電電力量の比はほぼ1:3に近い。

データ年がまちまちで各年による雨期・乾期のずれもあり、完全なデータとはいえないが次表は水力発電所の発生電力量の年間の変動傾向である。（各発電所により記録は2004年から2009年）

このデータは、水力発電所74発電所中47発電所の発電電力量の合計したものである。

表 3.3-3 水力発電所の月別の出力変動状況

(単位：MWh)

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
				Min						Max	
319	303	222	217	146	238	242	284	373	409	452	416

図 3.3-3 は、各地域の水力発電所の月毎の発生電力量の変動である。ルソンは、大規模な貯水池発電所（San Roque 水力、Magat 水力、Angat 水力等）を含んでいる。ミンダナオは大規模水力の Agus 水力発電所群、Pulangui 水力は含んでいない。全体的に3～5月に発生電力量が落ち込んでいる傾向が見られる。

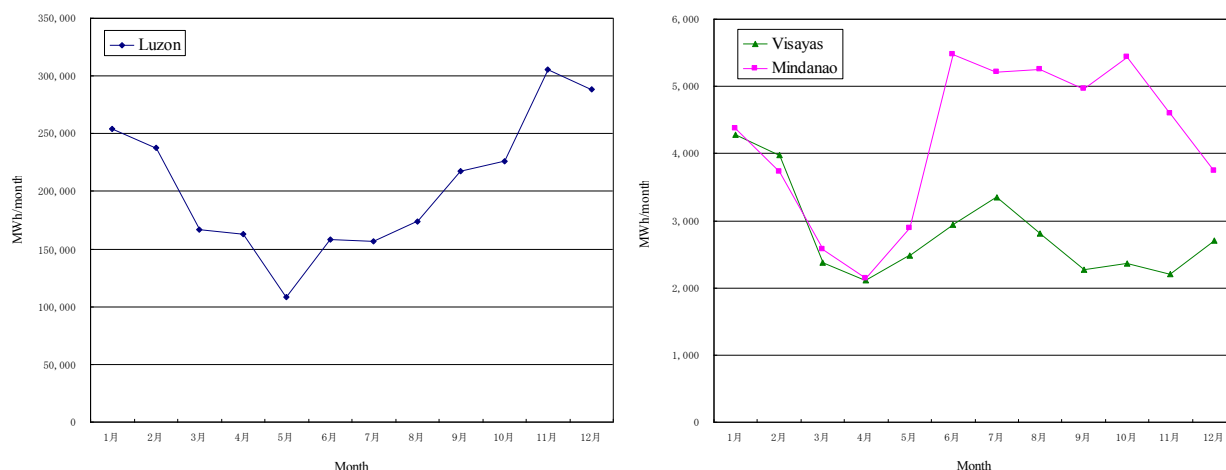


図 3.3-3 各地域における水力発電所の月毎の発生電力量の変動

図 3.3-4 は、ルソンにおける流れ込み式と大規模貯水池水力の月別変動を示している。

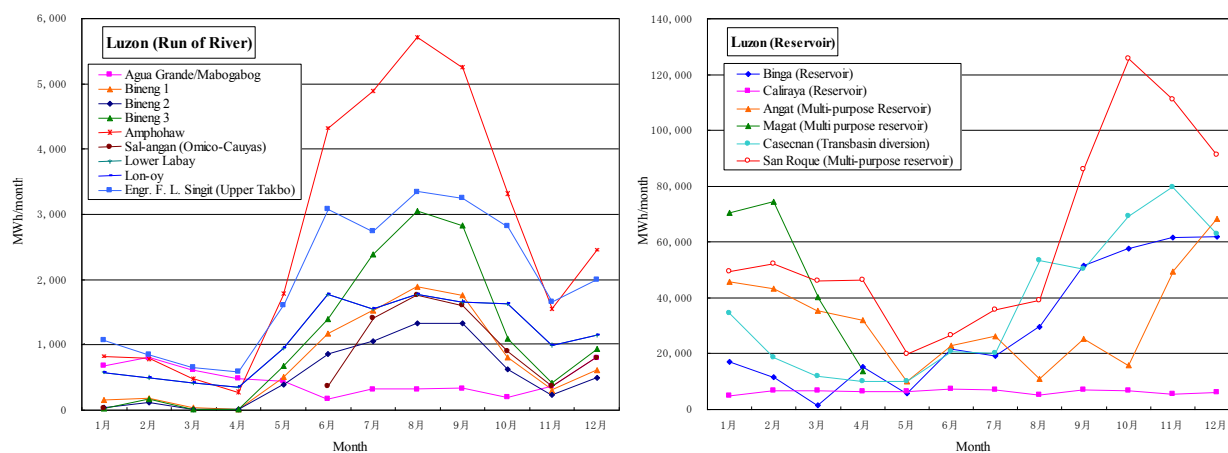


図 3.3-4 ルソンにおける流れ込み式と大規模貯水池における月毎の発生電力量の変動

また、図 3.3-5 はビサヤスとミンダナオ島の水力発電所の月毎の発生電力量の変動である。

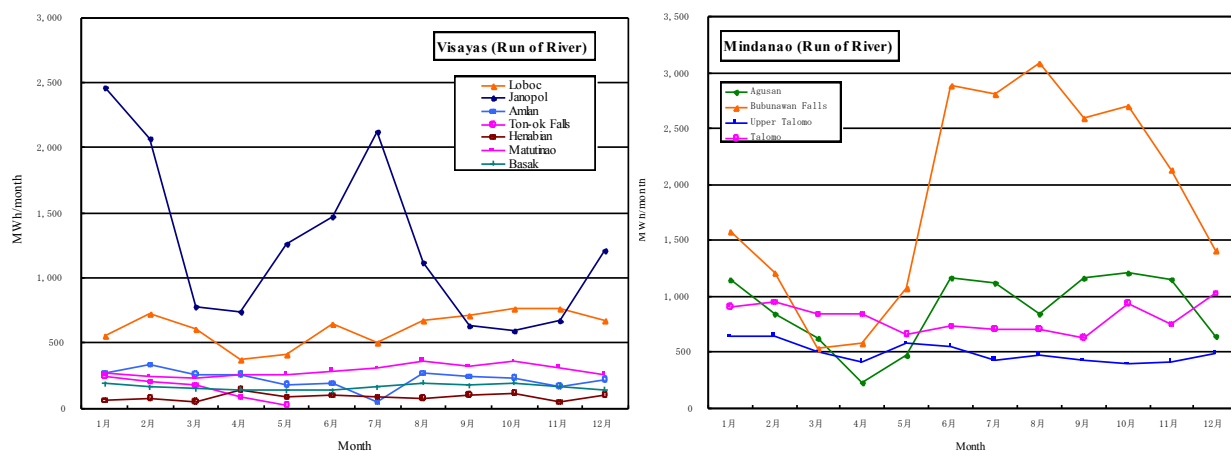


図 3.3-5 ビサヤス・ミンダナオにおける流れ込み式の月毎の発生電力量の変動

図 3.3-6 に流れ込み式水力の Plant Factor を示す。1年間の運転記録を評価したのみであるが、全般的に Plant Factor が小さくなっている。乾期と雨期の流量の差が大きいことから、全体的に設備規模が大きくなっていると考えられる。

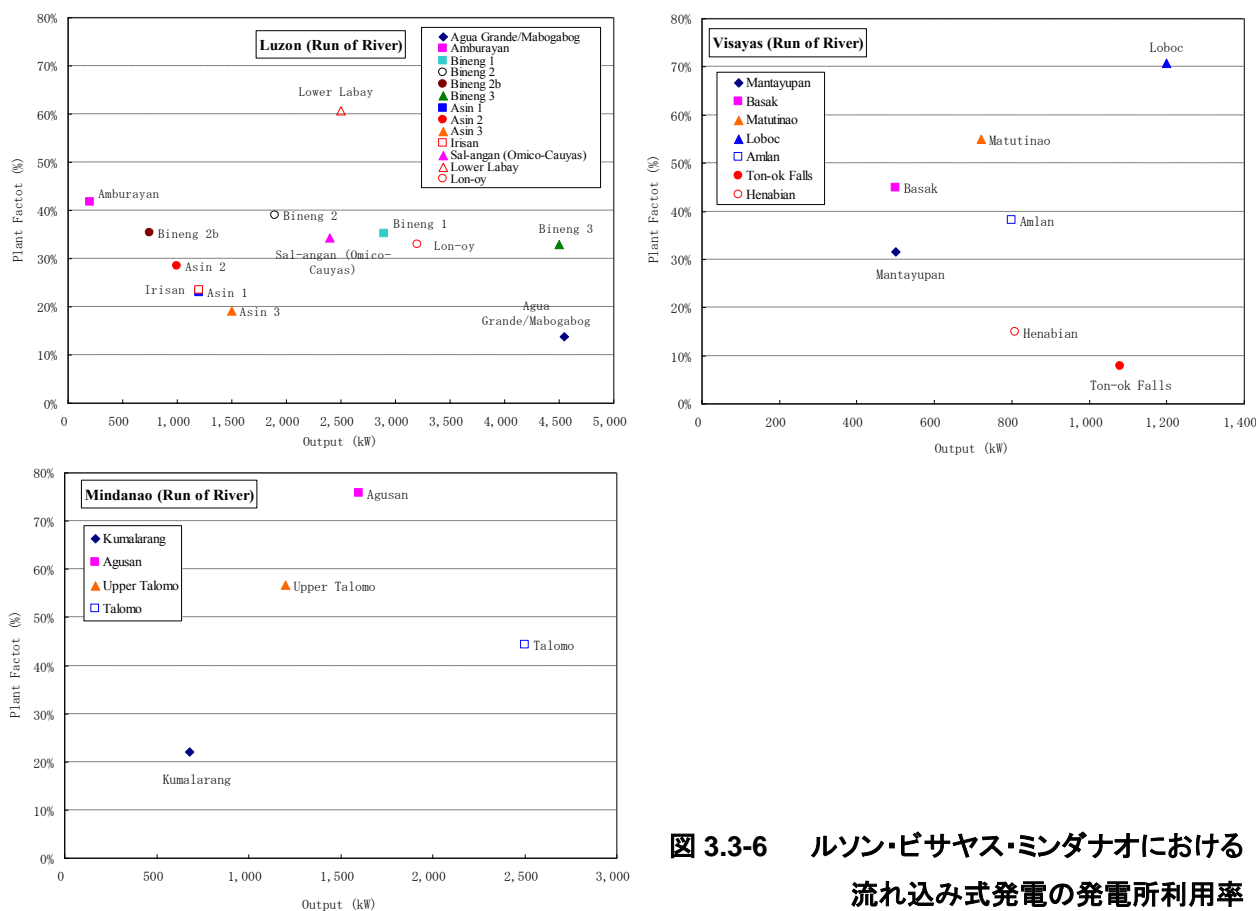


図 3.3-6 ルソン・ビサヤス・ミンダナオにおける流れ込み式発電の発電所利用率

3.4 気象水文特性について

3.4.1 地域特性、気候区分^{1, 2}

(1) 地域区分

現在フィリピンは、14の広域行政区域（Region）と3つの自治区のマニラ首都圏（NCR：National Capital Region）、コルディリェラ行政地域（CAR：Cordillera Administrative Region）、イスラム教徒ミンダナオ自治地域（ARMM：Autonomous Region In Muslim Mindanao）に分かれている。水資源区域（WRR：Water Resource Region）と広域行政区域はほぼ一致するが、その例外として、ルソン島山岳部のCARは第1水資源区と第2水資源区に分割されている。またNCRは、第4水資源区に含まれる。

(2) 気候区分

フィリピンは熱帯気候に属し、海水面標高での気温は27°C以下にはならず、平均気温は28°Cから36°C、湿度はほぼ70%から85%である。内陸地や島の外縁部では若干気温は高く、山地では低い。

降雨は年間平均2,030mmで、海岸線では、溪谷など山地で囲まれた地域よりは多い。西部地域では、雨期は夏季のモンスーン時期5月より11月、乾期は12月より4月である。反対に東部地域では降雨は12月から4月に多いがそれ以外の時期にも降雨があり乾期は明確ではない。

気候区分は、一般的に以下に示す4つのタイプで分類される。

タイプⅠ：インド洋に発生する南西モンスーンの影響を受ける雨季（5月～10月）と、乾期（11月～4月）に明瞭に分かれる。

タイプⅡ：はっきりした乾期がなく、北東モンスーンの影響を受けて11月～1月の間に降雨量が最大となる。

タイプⅢ：はっきりした区分はないが、タイプⅠと同じく11月～4月が乾期となる。

タイプⅣ：年間を通して降雨が見られる多雨地域。

1 JICA、「フィリピン国 マニラ首都圏水資源開発計画調査 事前調査報告書」、2001

2 財自治体国際化協会、「フィリピンの地方自治」、1998

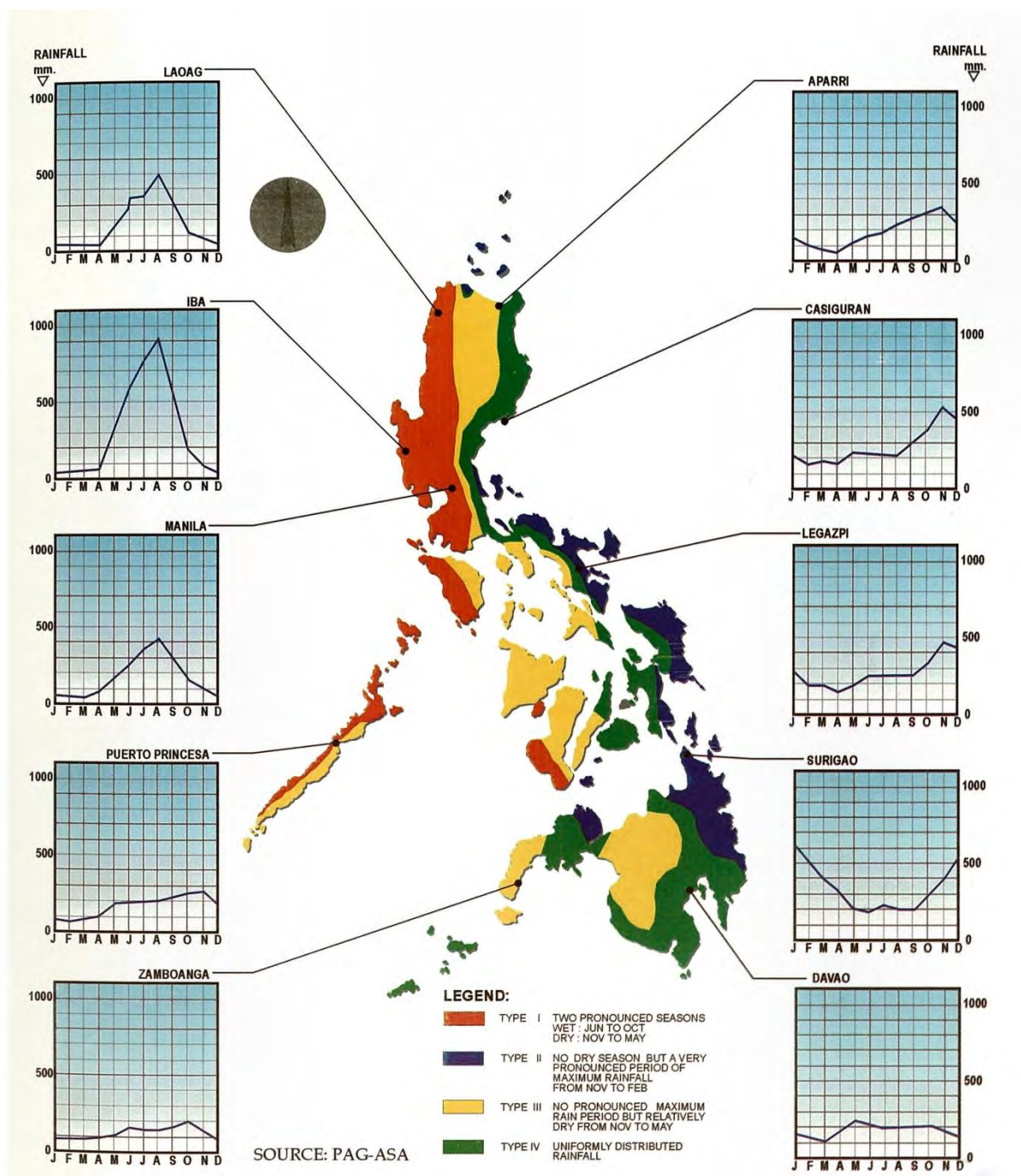


図 3.4-1 フィリピンの気候区分

出典：天文気象庁（PAGASA : Philippine Atmosphere, Geophysical and Astronomical Services Administration, DOST）

“Climate Regions in the Philippines”

(3) 水資源地域

1976年に国家水資源評議会（NWRC：National Water Resources Council、現在はNWRB：National Water Resources Board）は総合的な水資源開発計画立案のため全国を12のWRRに分割し、流域面積が40 km²を超える421の基本河川流域を確定した。下図に水資源地域の区分を示す。

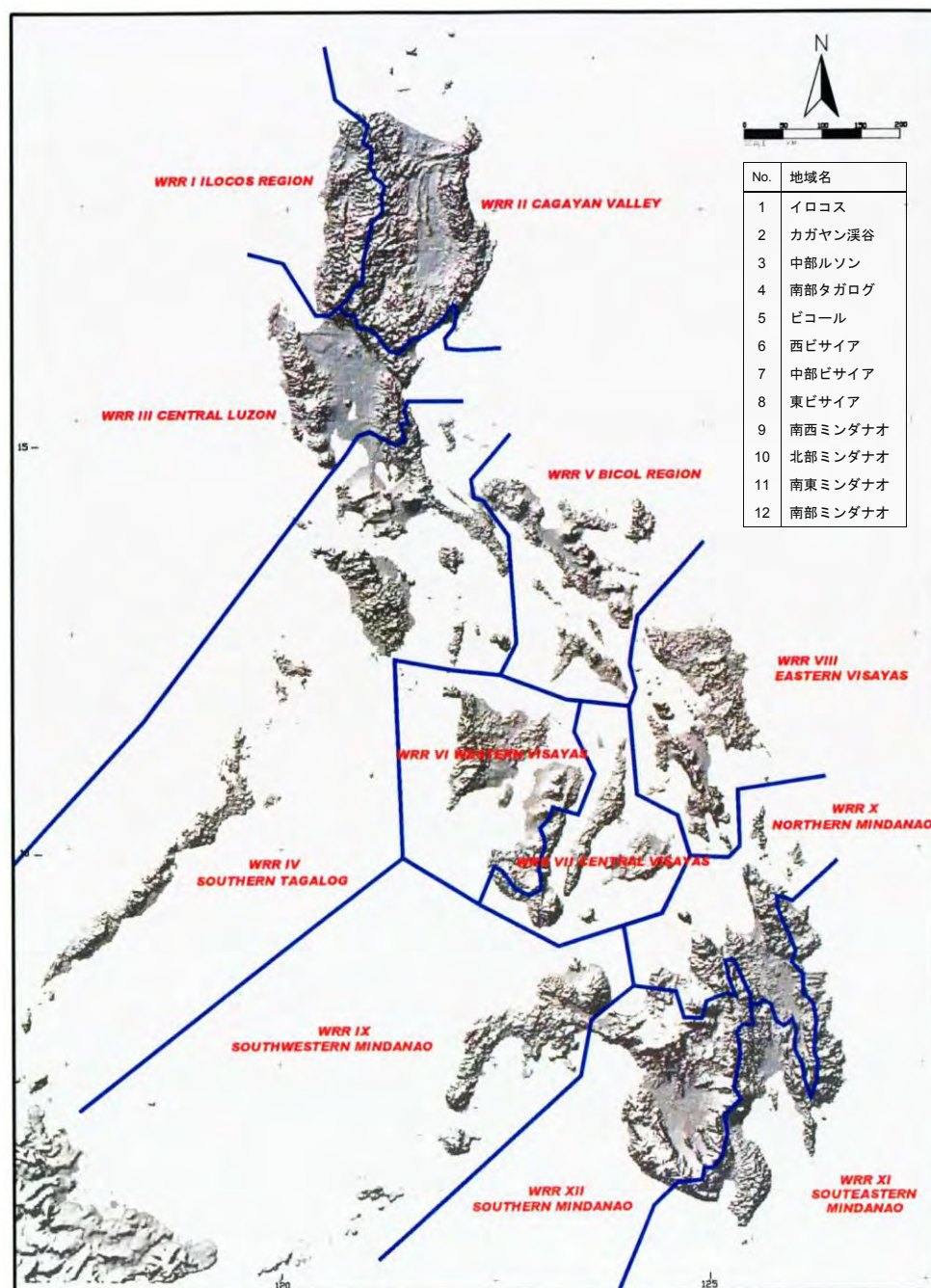


図 3.4-2 フィリピンの水資源地域区分(WRR: Water Resource Regions)

出典：JICA「フィリピン国 治水・砂防技術力強化プロジェクト 中小河川治水事業実施体制改善調査 主報告書」, 2004

3.4.2 気候変動・変化に係る影響

エルニーニョ／ラニーニャなどの気候変動や地球温暖化による降雨形態の変化は、水力発電における発生電力量に大きな影響を及ぼす。そこで、本節では、気候変動・変化がフィリピンにおける降雨に与える影響について整理する。

(1) エルニーニョ／ラニーニャ現象

フィリピンに影響を与えるグローバルな気候変動としては、エルニーニョ／ラニーニャ現象が挙げられる。エルニーニョ／ラニーニャ現象は海水温の変動現象を現すが、大気の変動現象に着目した「南方振動」との強い関係から「エルニーニョ・南方振動」と呼ばれる。太平洋赤道域東部の海水温が上昇する現象は「エルニーニョ現象」、反対に太平洋赤道域東部の海水温が低下する現象は「ラニーニャ現象」、そしてそれらの一連の変動現象は「エルニーニョ・南方振動」と呼ばれる。

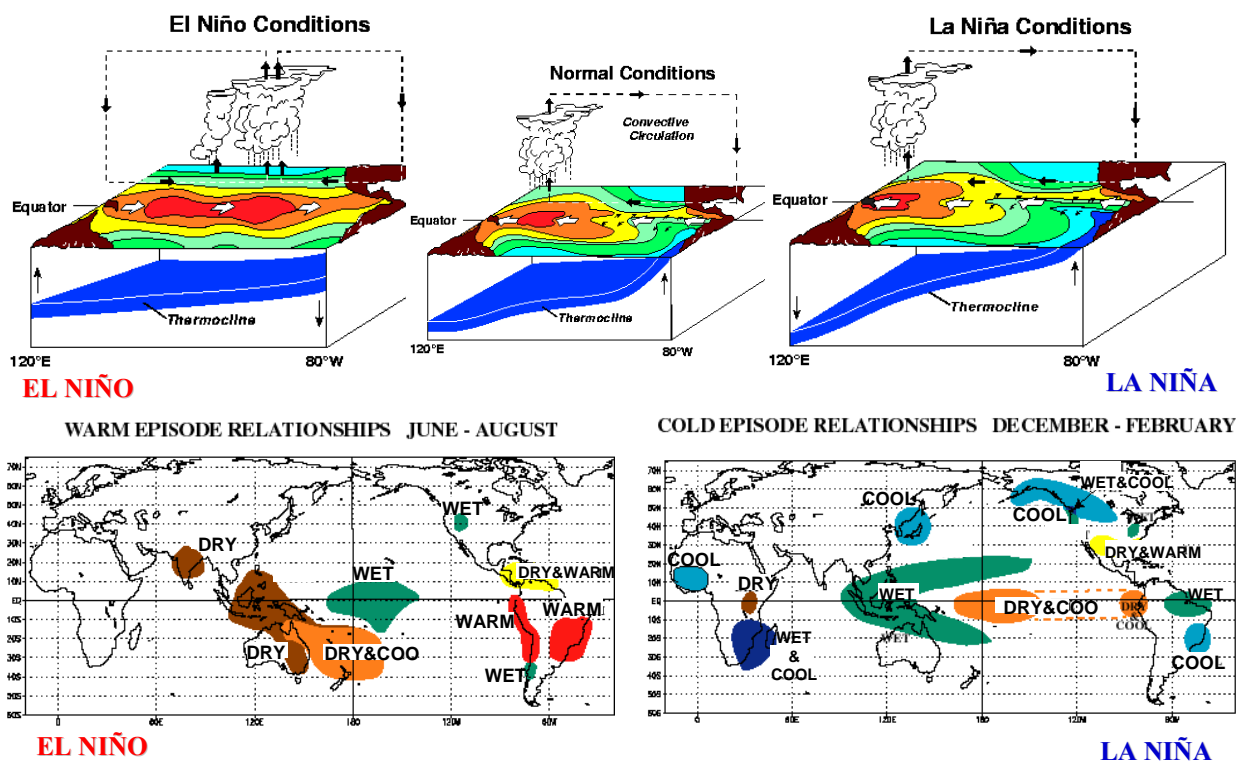


図 3.4-3 エルニーニョ／ラニーニャの影響

出典：NOAA, http://www.cpc.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensocycle/enso_cycle.shtml

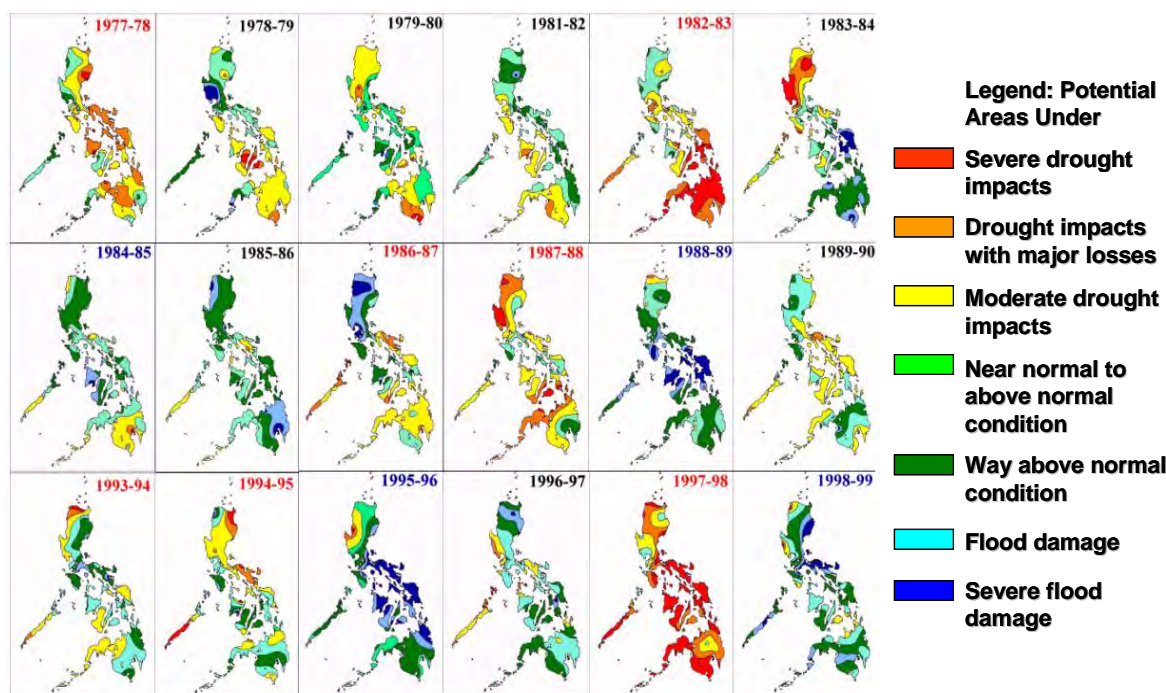
(2) エルニーニョ／ラニーニャ現象がフィリピンに与える影響

エルニーニョ／ラニーニャ現象がフィリピンの気候に与える影響は、以下のようなものが挙げられる。全般的に、エルニーニョ時は通常より降雨が少なく、ラニーニャ時には降雨が多い傾向にある。

表 3.4-1 エルニーニョ／ラニーニャ現象がフィリピンの気候に与える影響

エルニーニョ時	ラニーニャ時
1) 弱い季節風の活動 ー雨季の開始の遅れ ー雨季の終了の早まり ー局所的な短時間豪雨の発生 2) 弱い台風の活動 ー台風はフィリピンから遠くの海上を通過する ーフィリピン領海へ近づく台風の数はない 3) 通常より少ない降水量 4) 通常より高い気温	1) 通常あるいは通常より強い季節風 ー雲量の増加および広範囲での降雨 ー雨季の開始は通常あるいは早まる 2) 通常あるいはより強い台風の活動 ー台風の来襲はほぼ通常通り ー台風の発生は通常通りもしくは増加 ー多くの降雨をもたらす台風 3) 通常以上の降水量 4) 通常よりやや低い気温

IMPACTS OF ENSO and NON-ENSO ON PHILIPPINE ANNUAL RAINFALL



RED colored years are EL NINO years, BLUE colored years are LA NINA years and BLACK colored years are NON ENSO years

図 3.4-4 エルニーニョ／ラニーニャがフィリピンの降雨量に及ぼす影響

出典：PAGASA

(3) 地球温暖化の影響³

2007年に公開された気候変動に関する政府間パネル（IPCC：Intergovernmental Panel on Climate Change）第4次評価報告書において、大気・海洋の世界平均気温の上昇、雪氷の広範囲にわたる融解、世界平均海面水位の上昇が観測されていることを踏まえて、気候システムの温暖化には疑う余地がないと結論付けている。

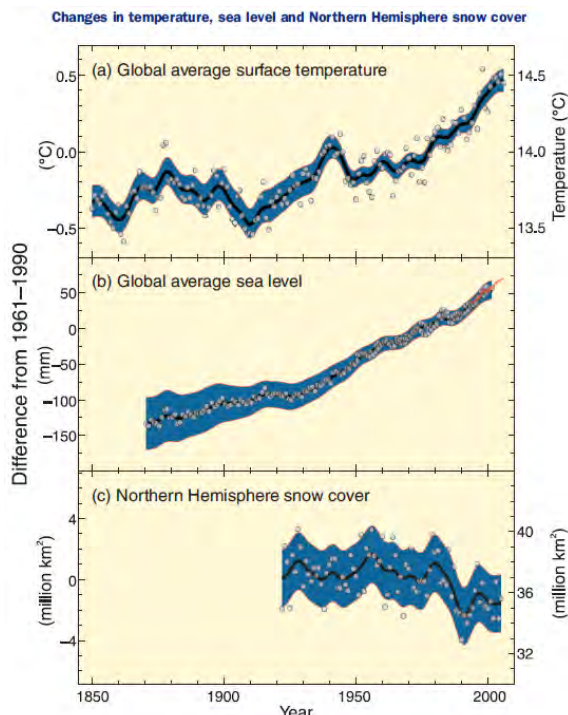


図 3.4-5 世界平均地上気温、海面水位、北半球の積雪面積

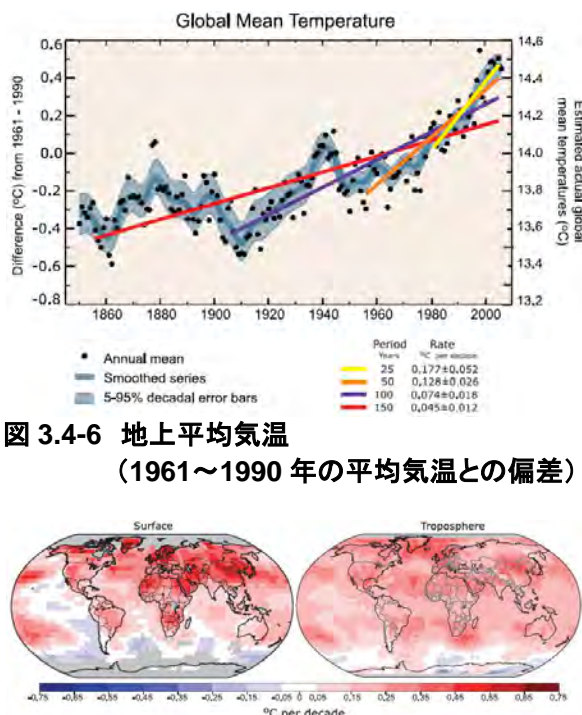


図 3.4-6 地上平均気温
(1961～1990年の平均気温との偏差)

予測シナリオによれば、現状と同等あるいはそれ以上の温室効果ガスが排出されることで、21世紀の気候システムの変化は、20世紀中に観測されたものよりも大きなものとなると予測されている。

地球温暖化の影響として、アジアにおける重要な将来の影響及び脆弱性は、以下のとおり。

- ・ 2050年代までに、中央アジア、南アジア、東アジア、東南アジア（特に大規模な河川

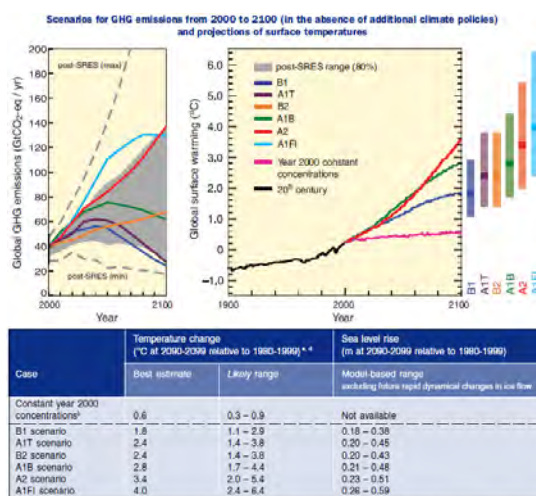


図 3.4-8 シナリオ別温室効果ガス排出量の水位と地上気温上昇 (1980～1990年との比較)

3 IPCC: Climate Change 2007 Synthesis Report

- 流域)における淡水の利用可能量は減少することが予測される。
- 沿岸地域（特に人口密度の高い南アジア、東アジア、東南アジアのメガデルタ地帯）では、海からの災害、または一部のメガデルタ地帯での河川洪水が増加する危険性が最も高い。
 - 気候変化は、急速な都市化・工業化・経済発展と結びついて、自然資源及び環境への圧力を増加させると予測される。
 - 水循環の変化の予測結果によると、東アジア、南アジア、東南アジアにおいて、洪水・干ばつに関連した下痢症による局所的な死亡率及び疾病率が増加すると予測される。

(4) 地球温暖化がフィリピンに与える影響⁴

フィリピンにおける地球温暖化の影響としては、気温の上昇傾向は見られるものの、台風の数や降水量に関しては顕著な傾向は表れていない。

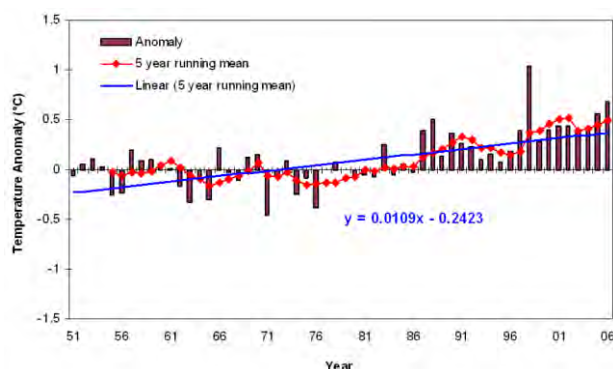


図 3.4-9 フィリピンにおける年平均気温の変動

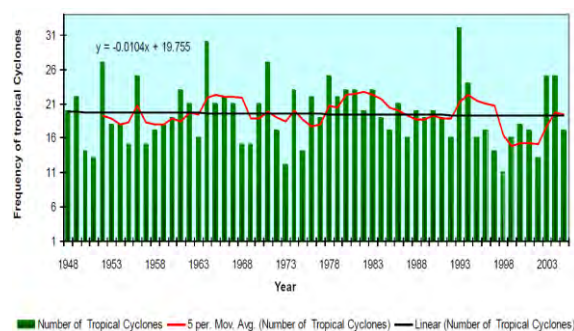


図 3.4-10 フィリピンにおける台風の数の変動

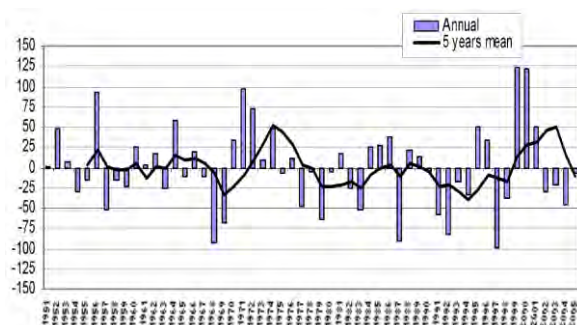


図 3.4-11 フィリピンにおける年間降水量の変動
(1961-1990 の平均との偏差)

⁴ DOST-PCIERD (Department of Science and Technology, Philippine Council for Industry and Energy Research and Development) : Climate Change Issues and Related Extreme Weather Conditions, 2009

3.5 水力開発に係る環境社会配慮

ここでは、水力開発に係わる環境社会配慮について述べる。第3.5.1章に環境社会配慮に関する評価制度を、第3.5.2章に水力開発の環境影響評価を示す。

3.5.1 環境社会配慮に関する評価制度^{5, 6}

(1) 環境影響評価システム

フィリピンにおける環境影響評価システムは、1977年6月6日に公布された大統領令（PD：Presidential Decree）No.1151（フィリピン環境政策）第4条において環境影響報告書の必要性が初めて政策として打ち出された後、翌1978年6月11日に公布されたPD No.1586により制定されている。

PD No.1586では、環境に重大な影響を及ぼす事業（ECPs: Environmentally Critical Projects）または環境的に重大な影響を受ける地域（ECAs: Environmentally Critical Areas）における事業について環境影響評価書（EIS: Environmental Impact Statement）を提出すること、並びにそれらの事業は環境遵守証明書（ECC: Environmental Compliance Certificate）を取得しなければ実施できないことなどが定められている。

その後、EISシステムの具体的な内容については数回の見直しが行われ、現時点では1996年の環境天然資源省（DENR: Department of Environment and Natural Resources）省令 No.37（DAO 96-37）に基づいて環境影響評価システムが運用されている。

環境影響評価の実施が必要と判断された事業者はEISを作成し、DENRの環境管理局（EMB: Environmental Management Bureau）と地域環境管理保護地域部門（EMPAS: Environmental Management and Protected Area Sector）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EMBの常任委員会で審査され、もし認可されればDENR長官がECCを発行する。事業者は、ECCが発行された後に、プロジェクト計画の次の段階である、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EIS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 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

⁵ 国際協力機構、フィリピン国パラワン州電力開発マスタープラン計画調査 ファイナルレポート(テクニカルバックグラウンドレポート)、S.1.1 既存のIEEチェックリスト、2004年9月

⁶ ㈱エックス都市研究所、平成19年度CDM/JI事業調査 フィリピン・ボホール島エミッションフリー・コミュニティ・プログラム CDM 調査報告書、第6章 プロジェクト実施に伴う影響 6.1.1 環境評価制度、平成20年3月

Manual for DAO 03-30) が制定され、詳細事項が明確になっている。

近年、小水力に関わる法令として、RE 資源の開発と活用、商業利用を促進するための法令 No.9513、通称、再生可能エネルギー法が 2008 年に発効された。第 6 章 14 項では、RE の環境準拠が規定されている。全ての RE 調査や開発、利用および RE システム運用は、DENR およびその他の関係政府機関によって既に規定された環境規制法令にしたがって実施される。

(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 DENR が中心的役割を果たし、特にその内部機関である EMB 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 (EIA : Environmental Impact Assessment) 制度等も EMB の内部部局である EIA 課が担当し地域事務所が業務の窓口である。

(3) 環境影響評価の対象事業

EIS システムでは、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判断される⁷。

表 3.5-1 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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 廃棄物及び残渣の発生量 ● 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	<ul style="list-style-type: none"> ● 実施地の脆弱性:生態学的に重要、または保護区域 ● 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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。

⁷ 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

- 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）
- カテゴリーB： 環境的に脆弱な地域（ECAs）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 ECC 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を提出し、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 は CDC 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 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 リスト及び ECA 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。

表 3.5-2 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 fly 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

(4) 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 F/S 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) スクリーニング

計画中のプロジェクトが 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 : Environmental Risk Assessments) 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、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。

3) EIA 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。

4) EIA 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 (プログラム環境影響評価書 (PEIS : Programmatic Environmental Impact Statement) /EIS に基づく申請を対象)、または EMB の内部専門家からなる技術委員会による審査 (初期環境評価 (IEE : Initial Environmental Examination) に基づく申請を対象) が行われる。その後 EMB が、EIA 委員会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、EIA 委員会の長が、EMB の権限外の課題も含んだ EIA 審査委員会提言書

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、非対象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政府に転送され、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 3.5-1 に示すようにまとめられる。

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図 3.5-2 のようになる。

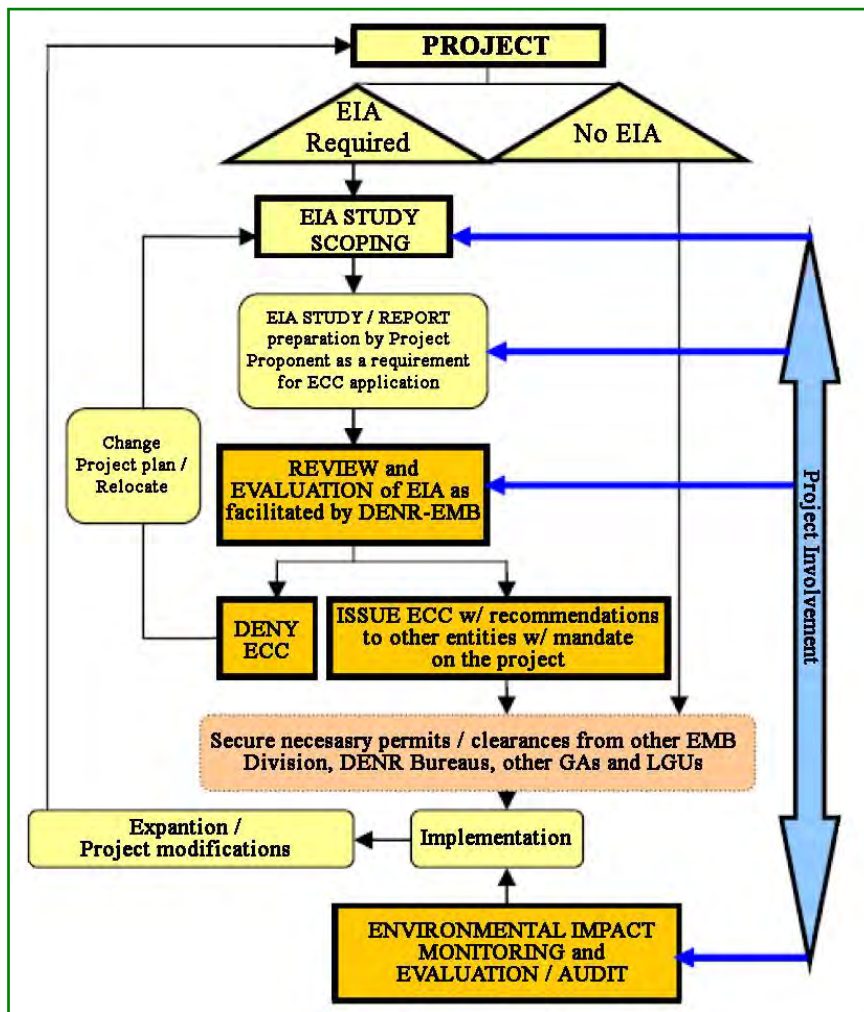


図 3.5-1 フィリピン EIA 実施手続きフロー図

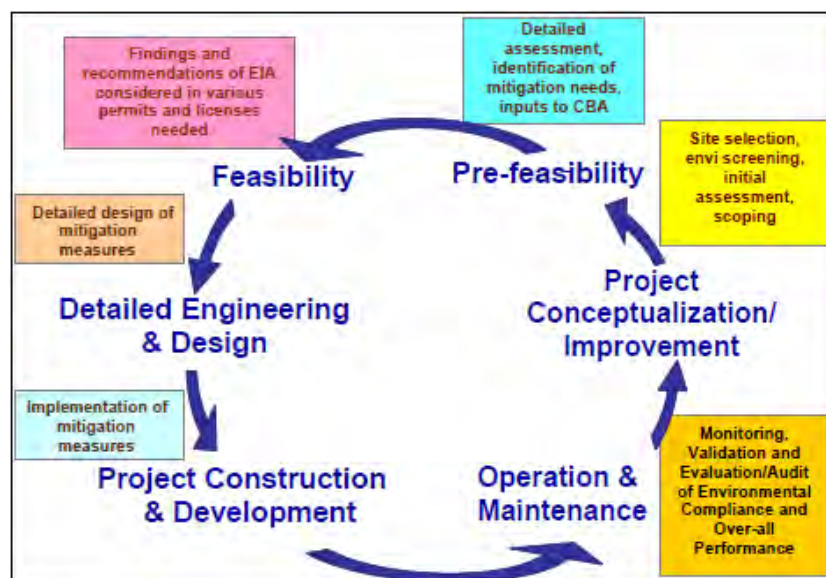


図 3.5-2 フィリピン EIA 実施手続き概要図

(5) 環境影響評価報告書の内容

EIS システムでは、これまで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

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 3.5-3)

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 3.5-4 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 3.5-5)。報告書は、各グループに応じて7種類ある。

表 3.5-3 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 industries
3.	Chemical industries	3.5	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 3.5-4 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 3.5-5 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(1)

PROJECT GROUPS/SUB GROUPS	APPLIED TO	DOCUMENTS REQUIRED FOR ECC/CNC APPLICATION	DECISION DOCUMENT	PROCESSING RESPONSIBILITY (ENDORSENG 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	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 Annex2-1c)	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP)	ECC	CO: EIAMD Chief / EMB Director	EMB Director / DENR Secretary	90 days
	I-C: Operating without ECC	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)	I-A: New	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
	Single Projects	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
	Single Projects	Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB RO Director	30 days
		Environmental Performance Report and Management Plan (EPRMP)	ECC	RO: EIAMD Chief	EMB Director	30 days

表 3.5-5 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(2)

PROJECT GROUPS/SUB GROUPS	APPLIED TO	DOCUMENTS REQUIRED FOR ECC/CNC APPLICATION	DECISION DOCUMENT	PROCESSING RESPONSIBILITY (ENDORSENG OFFICIAL)	DECIDING AUTHORITY	MAX TIME TO GRANT OR DENY ECC APPLICATION (Working Days)	
III: Non-Environmentally Critical Projects(NECPs) in Non-Environmentally Critical Area (NECA)	III-A1: New(Enhancement Mitigation Projects)	Project Description Report(PDR) (Required)	CNC	CO: EIA/MD Chief RO: EIA/MD Chief	EMB Director EMB RO Director	15 days 15 days	
	III-A2: New(All other Grp II Project Types/Sub-Types(in NECA)	Project Description Report(PDR) (AT OPTION OF PROPONENT)	CNC	CO: EIA/MD Chief RO: EIA/MD Chief	EMB Director EMB RO Director	180 days 60days	
IV: Co-located Projects	IV-A: New	Co-located Projects majority of which are Group I Projects	ECC	CO: EMB Director	DENR Secretary	120 days	
		Co-located Projects majority of which are Group II Projects	ECC	RO: EIA/MD 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: EIA/MD 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: EIA/MD Chief	EMB RO Director	60 days
IV-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	
		Programmatic Environmental Performance Report and Management Plan (PEPRMP)	ECC(new) / ECC Amendment	RO: EIA/MD Chief	EMB RO Director	60 days	

表 3.5-5 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(3)

PROJECT GROUPS/SUB GROUPS	APPLIED TO	DOCUMENTS REQUIRED FOR ECC/CNC APPLICATION	DECISION DOCUMENT	PROCESSING RESPONSIBILITY (ENDORISING OFFICIAL)	DECIDING AUTHORITY	MAX TIME TO GRANT OR DENY ECC APPLICATION (Working 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 RO: EIAMD Chief	EMB Director / DENR Secretary EMB RO Director	15 days
IF THE MODIFICATION DOES NOT REQUIRE A PEPRMP OR EPRMP BASED ON ANNEX 2-1C, THE FOLLOING 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 RO: EIAMD Review and Evaluation Section Chief	EIAMD Chief /EMB Director EIAMD Chief	7 days
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 RO: EIAMD Review and Evaluation Section Chief	EMB Director /DENR Secretary EMB RO Director	30 days

(6) 環境影響評価の位置付け

フィリピン EIS システムはその他の環境関連法の補助的、かつ補完的なものである。プロジェクトの F/S 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ということもあり得る。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可能となることがある。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と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 の鉱山・地質科学局（MGB : Mines and Geosciences Bureau））が行う。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/CNC 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付け、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。

3.5.2 水力開発の環境影響評価

(1) 環境影響評価システムの概要

DENR 省令 No.37 (DAO 96-37) によれば、ECC 取得のためには、ECPs については EIS の提出が、ECAs における事業については IEE の提出が、それぞれ求められている。IEE は EIS の一形態として捉えられているが、両者では必要とされる情報の奥行きと深さと広がりが基本的に異なる。EIS は EMB へ提出され、IEE は関係する EMB 地域事務所へ提出される。ECAs における事業の場合でも、事業者の判断または地域事務所行政長官の命により、IEE の代わりに EIS が提出される場合もある。

DAO 96-37 では、EIS システムの対象となる事業について、「規模や大きさに関係なく、環境に重要な影響を及ぼす恐れのある活動」と定めており、全ての活動行為が EIS システムの対象となるものではない。EIS システムの対象外となる事業に対しては、事業者の申請に基づいて CNC が発行される。

EIS システムの対象となる事業の中でも、特定の限られた規模の小さなものを対象として、IEE チェックリストレポートが DENR により開発されている。これは、EIS にとって代わる簡略化された様式で、事業者が容易に作成できるよう考案されたものである。2000 年に出された EMB 長官通達#01 では、IEE チェックリストの対象となる事業が定義されるとともに、IEE チェックリストの様式および内容、並びに IEE チェックリストが適用可能な事業における ECC 取得手続きについて述べられている。

本調査では、この既存の IEE チェックリストの内容をレビューした上で、小水力発電計画で配慮すべき環境チェックリストの評価を行った。（第 5.7 節 個別地点の初期環境評価 参照）

(2) 環境影響評価システムにおける電力関連施設の位置付け

DAO 96-37 では、電力関連施設のうち以下の施設を ECPs としている。

- 貯水容量 20 百万 m³ 以上のダム
- 10MW 以上の廃棄物発電、地熱発電、火力発電
- 10MW 以上の水力発電
- 32MW 以上のパワーバージ

また、エネルギー関連施設全般の扱いについて、DENR と DOE の間で 1999 年に覚書が締結されている。この覚書では、エネルギー施設において EIS システムの対象外となる事業の種別および規模を定めるとともに、EIS システムの対象事業についても IEE チェックリストの対象となるもの、IEE 報告書が必要となるもの、および EIS 報告書が必要となるものについて区分されている。

覚書で取り上げられているエネルギー施設のうち、発電関連施設について整理した結果を表 3.5-6 に示す。この覚書によれば、出力 1MW 以下の発電所および 220kV までの変電所、開閉所は EIS システムの対象外とされており、出力 10MW 以下の RE・水力・パワーバージおよび送電線・変電所は IEE チェックリストが必要な事業に分類されている。

州全体が ECAs のネットワークによりゾーニングされているような場合（例えばパラワン州）、表 3.5-6 の区分はそのまま適用されていない。表 3.5-6 によれば送電線は IEE チェックリストが必要な事業に分類されているが、最近実施されたバックボーン送電線建設の場合には、EIS 報告書が作成され、EMB に提出されている。

表 3.5-6 DENR と DOE の覚書で定められた電力関連施設の種別・規模に応じた環境影響評価システム必要書類

表 3.5-6 DENR と DOE の覚書で定められた電力関連施設の種別・規模に応じた環境影響評価システム必要書類

事業種別	環境影響評価システム 対象外 *	環境影響評価システム対象		
		IEE チェックリスト必要	IEE 報告書必要	EIS 報告書が必要
全般	<ul style="list-style-type: none"> 環境に影響を及ぼすような機械装置を用いた、多大な土の移動や生態系・植生の乱れを伴わない各種調査(地盤・地質調査、FS調査等)および開発行為 出力1MW 以下のデモンストラーション、パイロット事業(DENR、地方政府の要求を満たしたもの) 			<ul style="list-style-type: none"> 環境に影響を及ぼすような機械装置を用いた、多大な土の移動や生態系・植生の乱れを伴う石油、ガス、石炭、地熱、水力資源開発調査
再生可能エネルギー (太陽光、風力、陸葉物、潮力、地熱等)	<ul style="list-style-type: none"> 出力1 MW以下(DENR、地方政府の要求を満たしたもの) 	<ul style="list-style-type: none"> 出力1~10MW以下 		<ul style="list-style-type: none"> 出力10MW より大
水力発電		<ul style="list-style-type: none"> 出力1~10MW 以下 または貯水容量20百万m³以下 		<ul style="list-style-type: none"> 出力10MW より大 または貯水容量20百万m³より大
火力発電			<ul style="list-style-type: none"> バンカー油、ディーゼル 天然ガス焚出力10MW 以下 	<ul style="list-style-type: none"> 石油、石炭、地熱を含み 出力10MW より大
パワーバージ		<ul style="list-style-type: none"> 出力1~10MW 以下 	<ul style="list-style-type: none"> 出力10~32MW 以下 	<ul style="list-style-type: none"> 出力32MW より大
送変電設備	<ul style="list-style-type: none"> 変電所、開閉所単独で容量220kV まで 	<ul style="list-style-type: none"> 送電線および変電所 	<ul style="list-style-type: none"> 海底ケーブル 	

* 環境影響評価システム対象外の事業については、事業者はIEE、EIS、或EISの準備あるいはECCの取得が不要であるが、EMR またはDENR 地域事務所(環境影響評価システム対象外の事業)については、事業者はIEE、EISの準備あるいはECCの取得が不要であるが、EMR またはDENR 地域事務所(環境影響評価システム対象外の事業)を有する事業に環境影響評価(環境影響評価)の準備(Consentance of Non-Coverage: CNC)が発行される。

出典: DENR-DOE Memorandum of Agreement(MOA) On Streamlining of EIS Process for Energy Projects (に基づき調査団作成)

3.5.3 その他の環境影響

(1) 先住民族に対する配慮

フィリピンは100種類以上の民族グループで構成されており、それぞれ文化や言語は異なる。特に先住民族や彼らの文化共同体の権利を守り、促進するために1997年10月29日に、先住民族法（IPRA：Indigenous Peoples Rights Act）No.8371が当時のFidel V. Ramos大統領によって署名された。その法令では、先住民族に関する国家評議議会（NCIP：National Commission on Indigenous People）を設立することも定めた。法令では、先住民族の権利と希望を実現化するために具体的に以下の4点に着目している：

- 1) 先住民の集落と土地
- 2) 自立した統治と権限委譲
- 3) 社会認知と人間の権利
- 4) 文化の尊厳

すでに、全土に渡り、先住民族の集落と土地は調査されている。空白地帯は、先住民の集落と土地がないことを示している。

法令 No.8371 とガイドライン 2006⁸によって NCIP の責任や権限は規定されている。法令では、以下のように規定される：

「第3章 先祖からの領地の境界と認識、SEC59、承認のための必要条件」

全ての部署およびその他の政府機関は、影響区域がいかなる祖先からの土地を侵さないという NCIP の事前承認なしに、あらゆる利権や許認可、リースあるいは生産共有同意を発行したり、更新することは禁じられている。その承認は、当該の地域の祖先土地管理事務所によって現地調査が完了した後に、発効される。関連先住民族文化共同体（ICCs：Indigenous Cultural Communities）/先住民族（IPs：Indigenous Peoples）の事前同意書なしに、NCIP によってその承認がされることはない。

さらに、先住権を保証する証明書（CADT：Certification of Ancestral Domain Title）が完全に承認されない間は、全ての部署およびその他の政府機関や国有・国営会社は、あらゆる利権や許認可、リースあるいは生産共有同意を発行したり、更新することは禁じられている。最後に、本法令によって、このコンサルテーション過程での要求を満足しない全てのプロジェクトは、ICCs/IPs が停止したり、延期する権利を有する。」

⁸ The free and prior informed consent (FPIC) guidelines of 2006, NCIP administrative Order No.1 series of 2006

また、ガイドライン 2006 では、図 3.5-3 に示すように NCIP による事前同意を得るためのプロセスを示す。

留意すべきは、CADT 承認のために、土地使用料の支払いが要求されることがある。たとえば、Royalty fee として、ICCs/IPs に対して、毎年 PhP 0.005 × kWh を支払い、5 年ごとに PhP 0.005 × kWh を追加で支払う。

開発側からすると、許認可の取得とそのための工期と費用、および開発後にも費用が継続して発生する点は注意すべきである（Irisan 水力の覚書）。

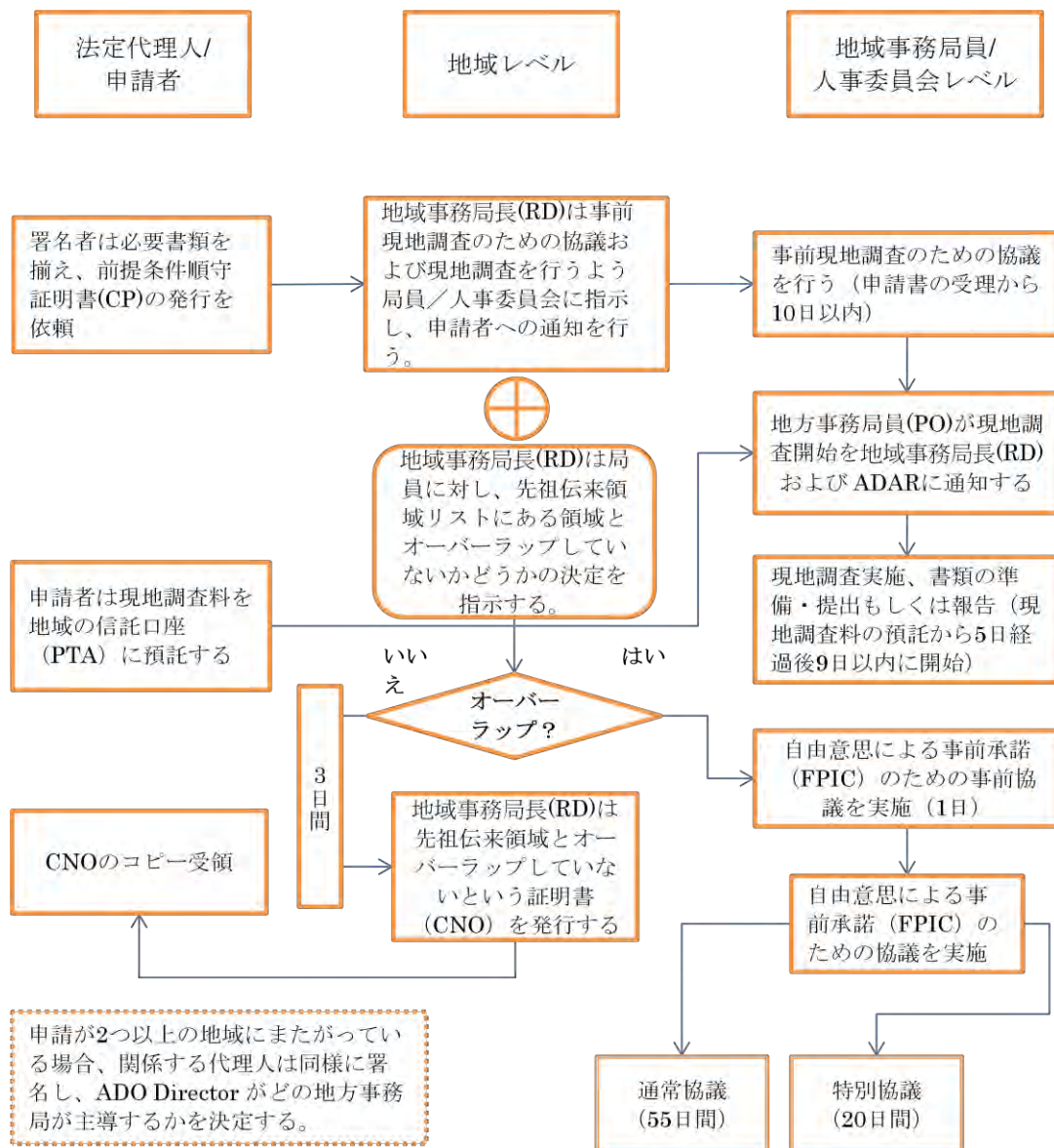


図 3.5-3 NCIP の事前同意を得るためのプロセス

(2) 水利権

1) 水利権の概要

水力の水利権は、EIS システムの範囲外である。政府レベルでは、NWRB が管理する。地方では、地域水部局（LWD：Local Water District）が管理する。維持流量や放流量は、開発者（proponent）が LWD と協議する。

NWRB はフィリピンの水分野における主導的政府機関であり、政策策定機能・規制機能・準司法的機能を有する。NWRB は、国家の水資源が統合水資源管理の原則に従って最適搾取、有効利用、開発、保全および保護されるよう監督する責任を持つ。

NWRB の機能および責任範囲は3つに大別される。

- フィリピンの水分野に関する政策・計画・基準の策定および調整
- 水関連のあらゆる活動に対する管理および規制
- 水利用に関する規制および監視

NWRB の理事会は、学界の代表および常任理事である5人の閣僚で構成され、DENR の長官によって統括されている。NWRB は、関係する規制および準司法的機能の範囲における独立機関ではあるが、DENR の附属機関としてその管理下にある。

下記の任務を有する。

1. 安全かつ適切な給水および許容し得る衛生性とサービスレベルの確保
2. 食品の安全性を確保し、国の経済発展を促進するために必要な水量の割当て
3. 連する危険性を緩和すると同時に、水文や生物学的および文化的財産を保護するための水環境の保護

NWRB は水利権課を通じて水資源を規制する。水利権課は次の4つの部門からなる。

- 許認可部門
- 評価部門
- 苦情および調査部門
- 訴訟および裁判部門

NWRB は、資源の監督機関として大統領令 1067 号、いわゆるフィリピンの水法の条項を実施する。基本的原則には「全ての水資源は国家に属する」「国家はその支配権により水資源の使用および開発を許可する」と頭書されており、NWRB は全ての水資源の利用、活用、開発、保全および保護について、政府に代わって規制および管理を行う。

さらに詳しく述べると、NWRB は監督機関として次の機能を有する。

- 水資源の収用や使用に必要な水利認可の移転の公布・停止・取消・承認。
- 事前割当されていない水資源について割当を免除する。
- 法令を發布して、地下水および表流水の共同開発、保護、利用の対象となる管理地域の存在を公表する。
- 環境保護・汚染管理・船舶の航行・塩害防止や公的利用のために必要となるであろう河川や小川の低水量および湖の低水位を設定する。
- 娯楽を目的とした小川、湖、泉の開発の許可。
- 井戸の掘削を許可する。
- 貯水池運用のための規定や規則を制定する。
- 流域間の水の運搬を承認する。
- データ収集、調査、人材開発に協力する。
- 行政違反に対する罰則を科す。
- 水資源の開発に対し、妥当な手数料および料金を課徴する。
- 水資源の利用、活用、開発、管理、保全および保護に関係する他の政府機関によって定められた規定や規則を承認する。
- 水資源の割当、利用、活用、開発、管理、保全および保護に関連するすべての紛争を裁定する。

NWRB はまた、共和国法第 9275 号いわゆる「水質浄化法」に基づき、DENR と協力して、水質管理地域を指定するよう委任されている。

NWRB は、水資源を規制するというその機能を行行使するにあたり、次のような全国の代理機関に協力をあおぐ。

- 公共事業道路省（DPWH : Department of Public Works and Highway）の地方事務所
- 国家灌漑管理公社（NIA : National Irrigation Administration）の地方事務所
- NPC の各支部長
- 各水道区の区長

2) 使用料金

2000年の大統領令 197号に従い、2001年3月21日取締役会決議0010-0305号により、NWRBは29日の会議において水利用に対する使用料金および補償費などを承認した。

水力発電においても、開発者は、使用水量に応じて毎年、使用料金および補償費を支払わなければならない。使用料金は使用水量によって異なり、毎秒50リッター以上使用する場合には、基本料金5,000ペソの他に5.5ペソ/リッター/秒を支払う義務がある。また、開発者は漁業補償も支払い義務がある。報告や支払いを滞った場合などに対して罰則も定められている。

3.6 国際機関・ドナーの水力開発支援の現状

アジア開発銀行（ADB：Asian Development Bank）による支援は1995年に Sixth Mindanao Power プロジェクトのローン、2004年に Renewable Energy and Livelihood Development Project for the Poor in Negros Occidental プロジェクトのグラントが行われたのみである。

世界銀行（WB：World Bank）による支援は古くは1957年に Binga Hydroelectric Power Project、1961年に Angat Hydroelectric Power Project、1962年に Maria Christina Hydroelectric Power Project のローンがあるが、近年は2004年に BOHECO I Sevilla Mini-Hydroelectric Power Project のローンがある。

表 3.6-1 国際機関によるフィリピンにおける水力発電プロジェクトの支援

Organization	Year	Project		Summary	Source
ADB	2004	Renewable Energy and Livelihood Development Project for the Poor	grant	19kW run of river micro hydro system in Negros Occidental	http://www.adb.org/Documents/Information/Energy-for-All/Micro-Hydro.pdf http://www.adb.org/media/Articles/2004/5550_Philippines_energy_for_negros_occidental/
ADB	1979	Sixth Mindanao Power	loan		http://www.adb.org/projects/project.asp?id=39743&p=phiproj
WB	2004	BOHECO I Sevilla Mini-HydroElectric Project	loan	the supply and installation of Sevilla Mini-Hydro Generating Units, consisting of two vertical generating units	http://www.devex.com/projects/38524?lang=ja
WB	1962	Maria Christina Power Project (03)	loan	increasing the capacity of the Maria Cristina Falls hydro station from 25 MW to 50 MW; and 2) performing minor river regulatory works and transmission	http://web.worldbank.org/external/projects/main?pagePK=64283627&piPK=73230&theSitePK=40941&menuPK=228424&Projectid=P004411
WB	1961	Angat Power Project (02)	loan	1) utilization of a high earth and rock filled dam for power production; 2) construction of a pressure tunnel to supply water to the primary powerhouse; and 3) construction of a secondary powerhouse to handle water flow.	http://web.worldbank.org/external/projects/main?pagePK=64283627&piPK=73230&theSitePK=40941&menuPK=228424&Projectid=P004408
WB	1957	Binga Power Project	loan	the construction of a hydroelectric power station on Luzon Island. 1) construction of four 25 MW generators; 2) construction of a rock filled dam with reservoir storage capacity; 3) construction of a 90 meter wide spillway to handle flood water; 4) construction of an underground powerhouse with surge chambers; and 5) construction of a pressure tunnel and tail tunnel to handle water flow	http://web.worldbank.org/external/projects/main?pagePK=64283627&piPK=73230&theSitePK=40941&menuPK=228424&Projectid=P004407

その他 2 国間機関による支援としては、米国国際開発庁（USAID：United States Agency for International Development）の地方政府部門保証供与会社（LGU-GC：Local Government Unit Guarantee Corporation）による2008年の Gerphil Renewable Energy（小規模水力発電の建設プロジェクト）のローン保証がある。当機関は Credit Guarantee を提供する private financial institution である。当初は LGUs に対してだけ保証をしていたが、現在は ECs、RE technology、RE developers、大中規模の企業にまで保証先は拡大している。資本はフィ

リピン銀行協会（BAP：Bankers Association of the Philippines）が38%、フィリピン開発銀行（DBP：Development Bank of the Philippines）が37%、ADBが25%である。現在、総額48億ペソのプロジェクトに対して保証を行っている。

世界銀行の地球環境ファシリティ（GEF：Global Environmental Facility）が資金を拠出し、フィリピンの保証会社であるLGU-GCがプログラスマネージャーとして運営を実施する保証ファンドの仕組みを次図に示す。LGU-GCが自らの資金を利用して実施する保証するプロジェクトに関しては、LGU-GCの財務内容が悪化して保証が履行できない場合にはUSAIDが30%の再保証を実施することとなっている。但し、残りの70%については原則として補填されず、金融機関の損失となる。

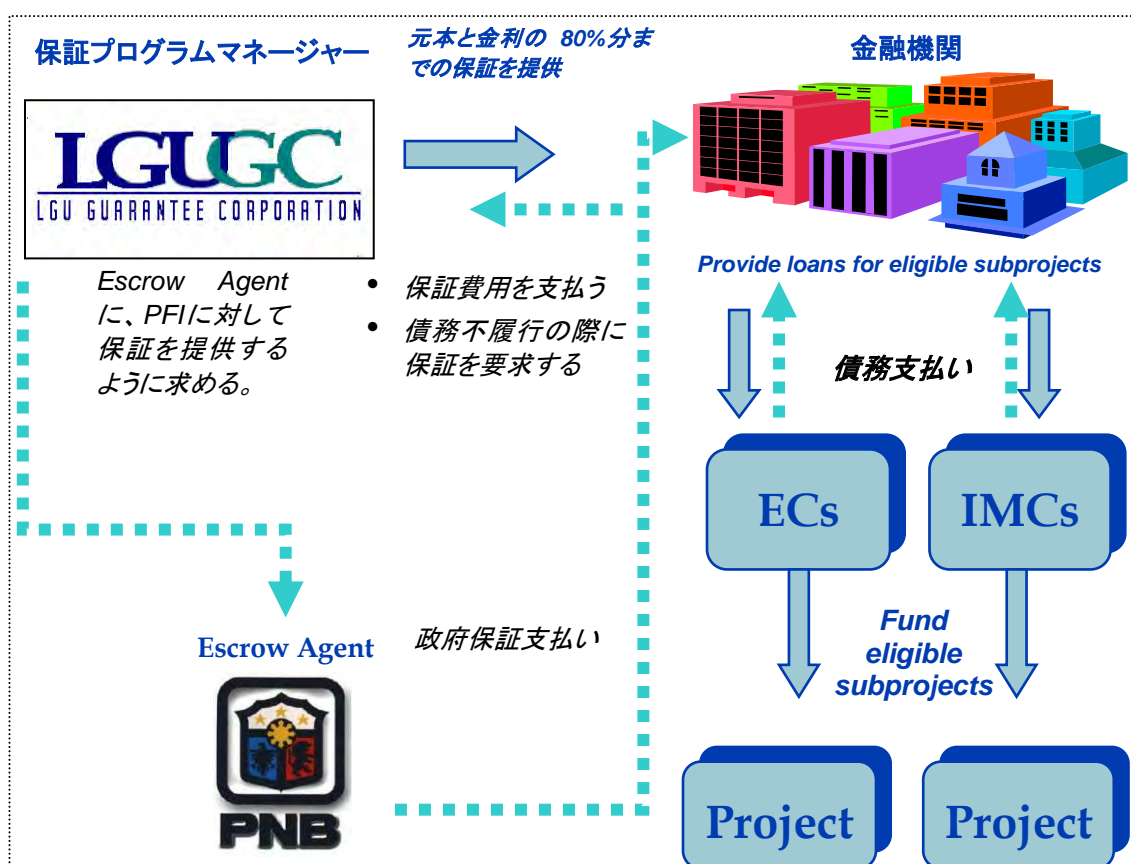


図 3.6-1 フィリピン地方電化組合向けプロジェクト保証プログラムの枠組

出典：平成16年度開発途上国民活事業環境整備支援事業「途上国におけるインフラ整備に対する政府部門の関与についての動向調査報告書」平成17年3月、経済産業省委託先：株式会社三菱総合研究所

ドイツ技術協力公社(GTZ:Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)により、以下の表で示す GTZ の小水力部門による小規模水力発電プロジェクトの投資リストが公表されている。

表 3.6-2 フィリピンにおける小規模水力ポテンシャルプロジェクトの投資リスト

Site Name	Location	Capacity (MW)	Cost(\$ Mio)	Status (as now)
Dapitan 1	Mindanao	3.8	5.1	ACE, Pre FS, 2,3
Dapitan 2	Mindanao	4.4	6.6	ACE, Pre FS, 2,3
Dapitan 3	Mindanao	3.6	5.4	ACE, Pre FS 2,3
Polondok	Mindanao	3	4.4	ACE, PMU, 1
Ingin	Mindanao	6	8.5	ACE, PMU, 1
Asin I/h	Luzon	1.5	2.1	PMU, 1
Asin II	Luzon	0.2	0.28	PMU, 1
Asin III	Luzon	1.1	1.54	PMU, 1
Balugbog	Luzon	0.65	0.91	PMU, 1
Irasan III	Luzon	1.4	1.96	PMU, 1
Palakpakin	Luzon	0.57	0.798	PMU, 1
Henabian	Visayas	0.81	1.134	PMU, 1
Aglubang	Mindoro Occident	13.6	30	AII, FS, 4,5
Alag	Mindoro Oriental	39.5	40	AII, FS, 4,5
Bongabong	Mindoro Oriental	38	43	AII, FS, 4,5
Buraboy	Mindoro Occident	3.2	12	AII, FS, 4,5
Calturian	Mindoro Oriental	19	24	AII, FS, 4,5
Dulangan	Mindoro Oriental	24	35	AII, FS, 4,5
Babuyan	Palawan	5.6	18	AII, FS, 4
Langogan	Palawan	6.8	16	AII, FS, 4
Tagoloan	Mindanao	68	175	Private Sector, FS, 4, 5
Catingas	Romblon	0.9	1.4	PFS
Kinanliman	Quezon	1.8	2.6	PFS
Lake Manit	Mindanao	22	30	Private Sector, FS, 4, 5
Isabela	Luzon	30	65	Private Sector, FS, 4, 5
Babunawan Falls	Baungon, Bukidn	7	9.8	PMHD/GTZ
Odiongan	Gingoog City, Mi	10	14	PMHD/GTZ
Liangan	Bacolod, Lanao d	10	14	PMHD/GTZ
Taguibo	Butuan City	7.24	10.136	PMHD/GTZ
Odiongan 3	Gingoog City	10	14	PMHD/GTZ
Pugu E	Agusan del Norte	6.8	9.52	PMHD/GTZ
Cawayan 2	Guinlajon	2.5	3.5	PMHD/GTZ
Bugtong Falls	Calbayog City	1.05	1.47	PMHD/GTZ
Langogan	Puerto Princesa	6.8	9.52	PMHD/GTZ
Culaman	River Sumilao	10	14	PMHDIGTZ
Siaton	Siaton	5.4	7.56	PMHD/GTZ
Tandik	New Bataan	5	7	PMHD/GTZ
Ibulao	Kiangan Hungdu	10	14	PMHD/GTZ
Uddiawan	Uddiawan	1.89	2.646	PMHD/GTZ
Iglobo	Igrabas	4	5.6	PMHD/GTZ
Bineng 4	Sablan	5	7	PMHD/GTZ
Babuyan	Palawan	5.6	7.84	PMHD/GTZ
Tigman River	Calabanga	2.4	3.36	PMHD/GTZ
Tablu I	Tampakan	0.5	0.7	PMHD/GTZ
Pampanga	RIS Rizal	1.04	1.456	PMHD/GTZ
Aliwagwag	Cateel	4.5	6.3	PMHD/GTZ
Kabacaan	Magpet	2	2.8	PMHD/GTZ
Pansian	Pansian	0.54	0.756	PMHD/GTZ
Salaza	Botolan	3.2	4.48	PMHD/GTZ
Magat	C Ramon	0.94	1.316	PMHD/GTZ
Lam alo	Tboli	6	8.4	PMHD/GTZ
Magat	F Cordon	0.66	0.924	PMHD/GTZ
Hitoma	Hitoma	2.4	3.36	PMHD/GTZ
Itbong	Buhi	0.75	1.05	PMHD/GTZ
Baracbac	Mangatarem	1.2	1.68	PMHD/GTZ
Man abot	Ambaguio	1.2	1.68	PMHD/GTZ
Tablu II	Tampakan	1.2	1.68	PMHD/GTZ
Dipalo	San Quintin	0.75	1.05	PMHD/GTZ

Legend: ACE: Identified by ACE. Invited PMU to participate, PMU: Identified by JAMP PMU
 AII: Identified by PMU/ENTEC Team with World Bank, PMHD/GTZ: Philippines Mini Hydro Division / GTZ
 1. Identified, 2. Pre Feasibility Study, 3. Feasibility Study, 4. Potentially for Financing, 5. Priority for Financing Completion

出典: ASEAN Centre for Energy (http://www.aseanenergy.org/energy_sector/renewable_energy/philippines/phil_minihydro.htm)