フィリピン共和国
国家電化庁(NEA)

フィリピン共和国
配電網災害レジリエンシー向上のためのインセンティブ制度導入検討に係る情報収集・確認調査報告書

平成 27 年 10 月
(2015 年)

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

四 国 電 力 株 式 会 社
株式会社日本経済研究所

東大
JR
15-052

目　次

第 1 章 エネルギーセクターの状況 1

1.1 フィリピン国の経済状況 1
1.2 フィリピン国のエネルギーセクターの状況 3
1.3 フィリピン国における災害の種類、規模の状況 5

第 2 章 電力ネットワーク（特に配電セクター・配電網）の状況 8

2.1 災害時の対応組織構成 8
2.2 災害による被害状況の把握と EC の対応状況 14
2.3 EC の設備投資計画 21
2.4 EC の資金調達状況 23
2.5 NEA による既存の EC 評価制度 30
2.6 NEA・EC における人材育成 36

第 3 章 電力ネットワークの災害レジリエンシー向上に関する取組と課題 39

3.1 災害レジリエンシー向上に関する技術面の現状と課題 39
3.2 災害レジリエンシー向上に関する金融面の現状と課題 48

第 4 章 災害レジリエンシー評価に基づく格付・インセンティブ制度の提案 53

4.1 我が国における経験：DBJ の BCM 格付の概要 53
4.2 EC 向け BCM 格付制度の位置付け（KPS 制度と別建て・統合する理由） 54
4.3 NEA における実施体制 54
4.4 モニタリングメカニズム 55
4.5 EC 向け BCM 格付項目案 56
4.6 格付付与の方法 62
4.7 格付水準に応じた金融インセンティブ 62
4.8 料金インパクトに対する対応 63

第 5 章 災害レジリエンシー評価に基づく格付・インセンティブ制度の実施・運用拡大に向けて 66

5.1 災害レジリエンシー関連投資にかかる費用対効果分析 66
5.2 今後の運用拡大に向けて 76
5.3 提言 82

図　目　次

図 1　フィリピン国の配電事業者マップ..... 4
図 2　UNISDR の統計におけるフィリピン国での自然災害状況（出典：UNISDR） 5
図 3　CRED データベースにおけるフィリピン国での台風災害件数および被災人口（1990 年 - 2014 年）..... 6
図 4 災害時の対応組織構成..... 8
図 5　Pre-Typhoon Advisory..... 12
図 6　Post-Typhoon Advisory..... 13
図 7　TFK の概要..... 14
図 8　BCM 格付けの実施フロー（案） 55
図 9　評価区分と事業継続の関係..... 57
図 10　事業継続態勢評価の構成イメージ..... 58
図 11　フィリピン国における災害レジリエンシー強化に向けた今後のロードマップ..... 86

表 目 次

表 1　フィリピン国のマクロ経済推移 1
表 2　フィリピン国の銀行セクターの分類 2
表 3　EC の概要 3
表 4　3 つの主要設備の内、電柱における台風（台風ヨランダ:2013 年 11 月）被害状況 10
表 5　Municipality/Barangay/Sitios レベルでの停電の復旧状況（台風 RUBY:2014 年 12 月 4 日） 11
表 6　ボホール地震および台風ヨランダにおいて大きな被害を被った EC 15
表 7　台風ヨランダ時の被災 EC における 3 つの主要設備（電柱，変圧器，電線）の被災状況の集計表 16
表 8　CEBECO2 における Contingency Plan 18
表 9　EC の設備投資計画（2015 年～2019 年） 21
表 10　NEA の融資の種類 23
表 11　NEA の融資プログラムの貸出金利 24
表 12　主な NEA の融資プログラム 24
表 13　NEA による EC 向け融資実行額 25
表 14　EC の設備資金需要と NEA による CAPEX 融資実行額 25
表 15　ECPCG の概要 27
表 16　EC のパフォーマンス格付けと LGUGC 保証実績 27
表 17　DBP、LBP、REFC の EC 向け融資の現状 29
表 18　KPS 評価指標の評価ウェイトの内訳と NEA 内担当部署 31
表 19　KPS の評価指標 31
表 20　KPS Technical Working Group メンバー構成 32
表 21　KPS に係る課題とニーズ 33
表 22　EC 分類の指標と評価基準 34
表 23　EC 分類の結果 34
表 24　EC パフォーマンス格付の結果（暫定）（2014 年） 35
表 25　NEA、EC 向け技術研修 36
表 26　NEA-EC Management Course 38
表 27　配電設備の災害レジリエンシー向上に関する取組の現状 43
表 28　配電設備の災害レジリエンシー向上に関する取組の課題と提案解決策 47
表 29　NEA の融資プログラム「Calamity Loan」の概要 48
表 30　Calamity Loan 及び補助金の供与 49
表 31　NEA、PIRA、GSIS が検討中の新保険の概要 51
表 32　KPS に組み込む/別建てにする場合のメリット・デメリット 54
表 33　モニタリングメカニズム（案） 56
表 34　評価区分毎の配点、評価項目数 59

表 35　評価区分（大区分、Level 1）及び配点内訳、評価項目数..... 61
表 36　三相 13.2KV 配電線のコスト（Per 1 Km、 Per One Connection）..... 64
表 37　復旧に要する動員コスト（労務費と車両燃料代のみ）..... 65
表 38　料金インパクト..... 65
表 39　PIRA 方式と GSIS 方式の適用 78
表 40　ADFIAP フィリピン国会員 79
表 41　自然災害危険に対する配電網の BCM 格付け評価項目..... 87

略 語 表

ADFIAP	Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific	アジア太平洋開発金融機関協会
BATELEC 2	Batangas 2 Electric Cooperative	バタンガス電化組合
BCM	Business Continuity Management	事業継続マネジメント
BPI	Bank of the Philippine Islands	フィリピン・アイランズ銀行
CAPEX	Capital Expenditures	設備投資
CRED	Center for Research on the Epidemiology of Disasters	災害疫学研究センター
DBJ	Development Bank of Japan	日本政策投資銀行
DBP	Development Bank of the Philippines	フィリピン開発銀行
DENR	Department of Environment and Natural Resources	環境天然資源省
DOE	Department of Energy	エネルギー省
DOF	Department of Finance	財務省
DRF	Disaster Risk Finance	災害リスクファイナンス
EC	Electric Cooperative	電化組合
EC-PCG	Electric Cooperative Partial Credit Guarantee	電化組合部分保証
ERC	Energy Regulatory Commission	エネルギー規制委員会
IC	Insurance Commission	保険委員会
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人 国際協力機構
KPS	Key Performance Standards	キー・パフォーマンス・スタンダード
LBP	Land Bank of the Philippines	フィリピン土地銀行
LGUGC	Local Government Unit Guarantee Corporation	地方政府保証機関
NDRRMC	National Disaster Risk Reduction and Management Council	国家災害リスク削減管理委員会
NDRRMP	National Disaster Risk Reduction and Management Plan	国家災害リスク削減管理計画
NEA	National Electrification Administration	国家電化庁
OPARR	the Office of the Presidential Assistant for Rehabilitation and Recovery	復旧・復興支援担当大統領補佐官室
PIRA	Philippine Insurers and Reinsurers Association	フィリピン保険協会
RAY	Reconstruction Assistance on Yolanda	ヨランダ復興支援
REFC	Rural Electrification Financing Corporation	地方電力金融会社
SEC	Securities and Exchange Commission	証券取引委員会
UNISDR	United Nations International Strategy for Disaster Reduction	国連国際防災戦略事務局

第1章　エネルギーセクターの状況

1.1　フィリピン国の経済状況

1.1.1　マクロ経済の動向

近年、フィリピン国の経済は堅調に推移している。フィリピン国の実質 GDP 成長率は、下表に見る通り、リーマンショック直後の 2009 年及び原油価格高騰の 2011 年は低迷したものの、2012 年は 6.8%、2013 年は 7.2%を達成した。

2014 年は 6.1%と鈍化したものの、他の主要アセアン諸国と比較し、なお高い成長率を維持しており、一人当たり GDP も 3,000 ドル間近となっている。一方で、貿易収支は赤字で推移しており、依然高い水準にある。また、失業率もアセアン諸国の中で最も高く、産業育成による雇用創出が必要である。

表 1　フィリピン国のマクロ経済推移

対象年月	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年
実質GDP成長率（%）	1.1	7.6	3.9	6.8	7.2
名目GDP総額 - ドル（単位：100万）	168,335	199,591	224,095	250,240	272,067
一人あたりのGDP（名目） - ドル	1,851	2,155	2,379	2,612	2,790
消費者物価上昇率（%）	4.1	3.9	4.6	3.2	3.0
失業率（%）	7.5	7.4	7.0	7.0	7.1
経常収支（国際収支ベース） - ドル（単位：100万）	8,448	7,179	5,643	6,949	10,393
貿易収支（国際収支ベース） - ドル（単位：100万）	-13,860	-16,859	-20,428	-18,926	-17,702
外貨準備高 - ドル（単位：100万）	38,783	55,363	67,290	73,478	75,689

（出所）JETRO, NSCB, IMF, BSP

こうした堅調な経済成長の牽引役は民間消費である。その背景には、①人口動態（人口約 1 億人、平均年齢 23 歳、人口ボーナス期 30 年以上）、②海外フィリピン人労働者（OFW）送金（OFW 総計約 1 千万人、送金額 230 億ドル／年）、③IT・ビジネスプロセスアウトソーシング産業（アジア有数の英語人口、ソフトウエア開発、アニメ制作など）といったフィリピン特有の強みがある。

フィリピン国は今後も人口増加が見込まれるため、国民生活及び産業発展を下支えするインフラ整備が急務であるところ、特に電力セクターにおいては、安定的な電力供給の重要性が一層高まっている。

1.1.2　銀行セクターの状況

フィリピン国における銀行セクターは、①ユニバーサルバンク（一般商業銀行業務の他、投資銀行業務も可能）、②商業銀行（通常の一般商業銀行業務のみ）、③貯蓄銀行（個人向け）、④農村銀行・協同組合銀行に大別される。このうち、銀行セクター全体の資産に占める割合は①のユニバーサルバンク（21 行）が最大で、その総資産額（2012 年 3 月末時点で、以下同じ）は同セクター全体の 83%を占める。

ユニバーサルバンクは、さらに民間銀行、政府系銀行、外国銀行に分けられ、この中で民間銀行の総資産額はユニバーサルバンク全体の 7 割近くに達する。民間銀行（12 行）の

中では、Banco de Oro Unibank（BDO）、Metropolitan Bank and Trust Company、Bank of the Philippine Islands（BPI）の3行が最大手であり、これら3行の総資産額はユニバーサルバンク全体の 4 割弱を占める。一方、政府系銀行は、フィリピン開発銀行、フィリピン土地銀行、アル・アマーナ・イスラミック銀行の 3 行があり、その総資産額はユニバーサルバンク全体の16%を占める。

表 2　フィリピン国の銀行セクターの分類

大分類	小分類	特徴	銀行数
ユニバーサルバンク	民間銀行	一般商業銀行の業務のほか、証券の引受け、株式の売買業務及び金融業以外の分野においても投資業務が可能である。	12
	政府所有銀行	政策的な貸出等を行うために、個別に設立。	3
	外国銀行支店	海外企業との国際取引が多く、投資銀行業務、シンジケートローン、外国為替、金融派生商品の取引を活発に行っている。	6
			21
商業銀行	民間銀行	投資業務ができない点以外は、ユニバーサルバンクと同じ業務を行う権限を有する。	5
	外国銀行現地法人	海外企業との国際取引が多く、低金利の貸出も行っている。	2
	外国銀行支店	海外企業との国際取引が多く、低金利の貸出も行っている。	8
			15
貯蓄銀行		個人向けの小口貯蓄商品により零細な貯蓄を受入れ、中小企業や個人に低利の小口貸出を行っている。貯蓄抵当銀行、証券貯蓄貸付組合、民間開発銀行、マイクロファイナンス貯蓄銀行に分類される。	69
農村銀行		農業開発を支援する中小規模の銀行。	515
協同組合銀行		地方で職域等を共有している組合員が経営・管理している銀行である。	30

（出所）フィリピン中央銀行ウェブサイト等より作成

1.1.3　保険セクターの状況

現在フィリピン国には72の民間損害保険会社（再保険会社1社を含む）があり、すべてフィリピン損害保険協会（PIRA）の会員である。このうち約 7 割が中小企業であるため、社数は多いながら市場規模は邦貨換算で 2 千億円と小さい。また、保険種類は火災保険と自動車保険で 7 割弱を占めており、災害保険や個人向け傷害保険などの商品は保険料が高いこともあり、普及・多様化が進んでいない。このため、新たな災害保険商品の販売を手掛けることができる民間損保会社はPGA、Malayanなど大手2～3社程度と言われている。

経営体力の乏しい中小保険会社が多いため、新規の保険商品販売が進まないことに鑑み、財政省（DOF）傘下で損害保険業界を規制・監督している保険委員会（IC）は、業界再編の促進を目的として、2014年に会員企業の最低純資産を250百万ペソ（US＄5.5million）まで引き上げる措置を講じた。この結果、PIRAの会員数は80社をピークに減少しているが、なお過当競争の状態であることは否めず、ICでは最低純資産の引き上げを2022年まで段階的に行う予定である。

1.2　フィリピン国のエネルギーセクターの状況

配電事業者にはマニラ電力会社（MERALCO）などの 16 の民間事業者（Private Investor-Owned Utilities: PIOU）、全国 119 の小規模な公営の電力共同組合（EC）、および 8 つの地方自治体（Local Government Unit-Owned Utilities: LGUOU）がある。EC の概要は下表の通りである。

表 3　EC の概要

項　目	2013年	2014年
ECの数	119	119
全ECの合計顧客数	9,923,725	10,636,110
全ECの合計売上 (GWh)	6,887	15,055
全ECの合計ピーク需要 (MW)	3,057	3,390
全ECの合計従業員数	21,562	22,630
平均配電ロス (%)	約13 (2011年)	11.61

（出所: NEA 資料）

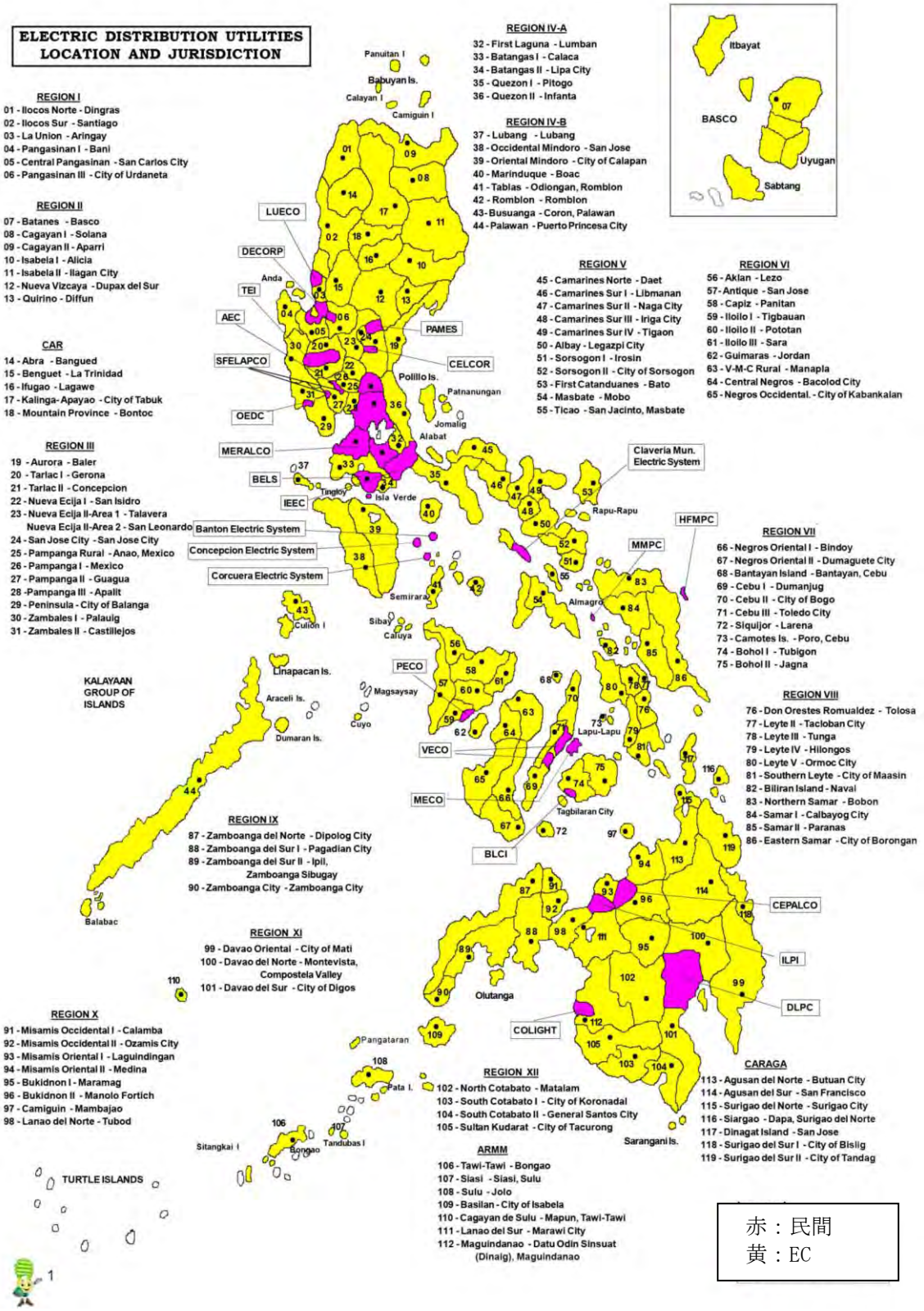


図 1　フィリピン国の配電事業者マップ

（出所：NEA 資料）

採算性のある都市地域の配電系統は民間配電事業者により運営されているが、採算確保の困難な地域は国家電化庁（NEA）の監督の下で、EC により配電がおこなわれている。EC の供給地域はフィリピン国全土の約 9 割を占め、EC の需要家の約 90%は一般住宅用で、配電ロスは約 11.61%(2014 年)となっている。

国家電化庁（NEA）

1969 年にエネルギー省（DOE）の下部組織として地方電化プログラムを推進することを目的に、国家電化庁（NEA）が設立された。NEA は本プロジェクトのカウンターパートであり、「2020 年までに全地域の電化」をビジョンに掲げ、「EC を財務的、制度的、技術的に支援して地方電化の遂行と質の高いサービスを競争的に履行させること」を使命としている。

1.3　フィリピン国における災害の種類、規模の状況

1.3.1　災害の種類

フィリピン国は日本と同じく環太平洋火山帯に位置し、7,109 の島々からなる島嶼国である[1]。地震や火山活動に起因する災害に加え、太平洋で発生した熱帯低気圧が台風に成長し通過する経路にあることから暴風雨や低気圧に伴う高潮など、多くの災害を経験している。また、その地勢から洪水や土砂災害も多く発生し、低地に集中する人口や経済活動への影響度合は大きい。世界銀行発行の World Risk Index 2013 では、フィリピン国は自然災害への脆弱性が世界で 3 番目に高い国としている。

国連国際防災戦略事務局（United Nations International Strategy for Disaster Reduction、以下 UNISDR）の統計によると、1980 年から 2010 年にフィリピン国で発生した一定規模以上の自然災害は、頻度別では熱帯低気圧や台風が最も多く、洪水、火山活動、地震が続いている。この間に発生した自然災害件数は 363 回を数え、死者数は 32,956 人、被災者数は 1 億 1 千万を超えている。(図 2、図 3)

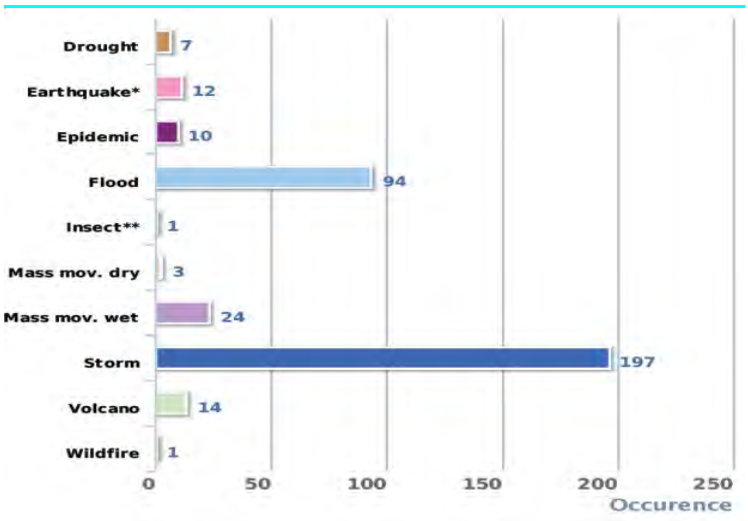


図 2　UNISDR の統計におけるフィリピン国での自然災害状況（出所：UNISDR）

[1] 外務省ホームページ　http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/philippines/data.html#section1

洪水、火山活動あるいは地震による災害範囲は、一般に台風災害よりは局地的である。このため、配電網に対して、より広範囲な損傷を与え、また、発生頻度も地震災害に比べ、遥かに多い熱帯低気圧や台風（以下、「台風」という）についてフィリピン国の現状をまとめる。

災害疫学研究センター（Center for Research on the Epidemiology of Disasters、以下 CRED） が提供する自然災害データベースによると、1990 年から 2014 年にかけてフィリピン国で経済損失を発生させた台風の件数およびこれによる被災人口は図 3 のとおりである。近年、台風の件数も増加傾向であるが、被災人口[2]の増加は著しく、台風の規模が強大になっていることを示唆している。

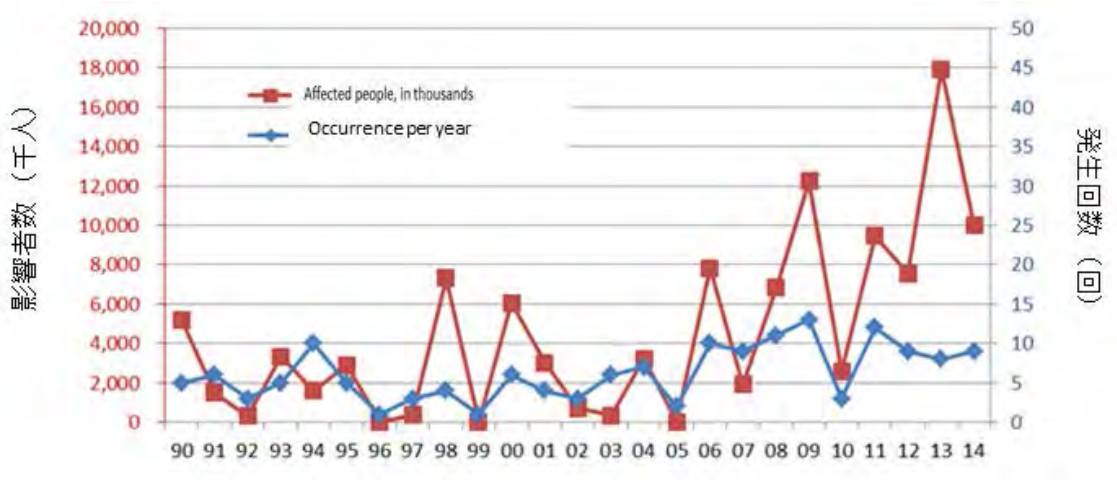


図 3　CRED データベースにおけるフィリピン国での台風災害件数および被災人口（1990 年 - 2014 年）

（出所： EMDATA-CRED）

自然災害の軽減に関する取組みは従来から様々なレベルで行われてきたが、フィリピン国政府は 2010 年に「the Philippine Disaster Risk Reduction and Management Act of 2010 (RA 10121 法)」を成立させた。これにもとづいて災害軽減に関する統合的な政府機関である NDRRMC(National Disaster Risk Reduction & Management Council) を発足するとともに、自然災害リスクの軽減や対処に関する国家長期計画である NDRRMP (National Disaster Risk Reduction and Management Plan) が策定されている。RA 10121 法にもとづいて、NDRRMP は計画を、①災害の防止及び緩和 (Disaster Prevention and Mitigation)　②災害対応能力(Disaster Preparedness)　③災害時の対応(Disaster Response)　④災害復旧・復興(Disaster Rehabilitation and Recovery)の分野に区分し策定している。RA 10121 法は、地球温暖化に伴い予想される異常気象の強大化を想定し、自然災害リスクの軽減、災害規模の減少を目指し、能動的に対策を取っていくことを明確にした点で、これ以前の災害対応計画からの特記すべき政策変更である[3]。

[2] 本調査業務の対象は配電網であり、その損傷度合は死傷者数よりも被災者数に相関すると考えられるため、台風規模の指標として被災者数を用いている。

[3] https://www.senate.gov.ph/publications/AAG%202013-04%20-%20Natural%20Disasters_final.pdf

1.3.2　台風ヨランダ被災時の配電網の被災状況

2013 年 11 月の台風ヨランダ（国際名：Haiyan ハイエン）は、ビサヤ地方を中心に 14 の州や市で 6 千人以上の死者、16 百万人以上の罹災者という空前の被害をもたらし、災害リスク管理に関して再度精査する必要性に迫られている。フィリピン国政府は台風ヨランダの復興支援計画として RAY(Reconstruction Assistance on Yolanda) を策定するとともに、復興事業を管理する大統領直轄の機関として、OPARR(the Office of the Presidential Assistant for Rehabilitation and Recovery) を設け、台風ヨランダからの復旧復興にかかわる州や市の地方自治体も、中央政府の組織である OPARR に相対するような組織変更を行うことにより、復旧対応の効率化を図った。OPARR は現在、その機能を NEDA (the National Economic Development Authority) に継承している。

今回の調査対象施設である電力を最終需要家に供給する配電網は、インフラストラクチャーの重要な施設であり、被災地の早期復旧には必須である。NEDA の報告[4]によると、電力セクターの被害総額 6,830 百万ペソのうち、配電網の被害が 5,200 百万ペソであった。家屋や公共施設に電力を供給する配電網が大型台風に対し、脆弱であることが示されている。世界銀行が 2014 年 3 月に発行したフィリピン国経済の現状(Philippine Economic Update) でも、配電網の早期復旧が経済活動の早期回復を後押しすることから、これに優先順位を与えることを提唱している。復旧復興計画は、「Build Back Better」のコンセプトの下、増大する自然災害リスクに対する脆弱性を減じ、強靭性を有する社会を建設することを目指している[5]。NEA での聞き取りでも、「Build Back Better」のコンセプトが浸透していることがうかがわれた。

[4] http://www.gov.ph/2013/12/18/document-reconstruction-assistance-on-yolanda/

[5] Typhoon Yolanda Ongoing Recovery - Recovery Framework Case Study August 2014 GFDRR etc. https://www.gfdrr.org/sites/gfdrr/files/New%20Folder/Philippines%20August%202014.pdf

第2章　電力ネットワーク（特に配電セクター・配電網）の状況

2.1　災害時の対応組織構成

2.1.1　DOE･NDRRMC 等、中央機関との連携（配電セクター）

ここでは、配電セクターに関する災害時の対応組織構成について説明する。関係する組織は、DOE、NDRRMC、NEA および EC となり、各組織間の義務・役割については図 4 に示す通りとなる。

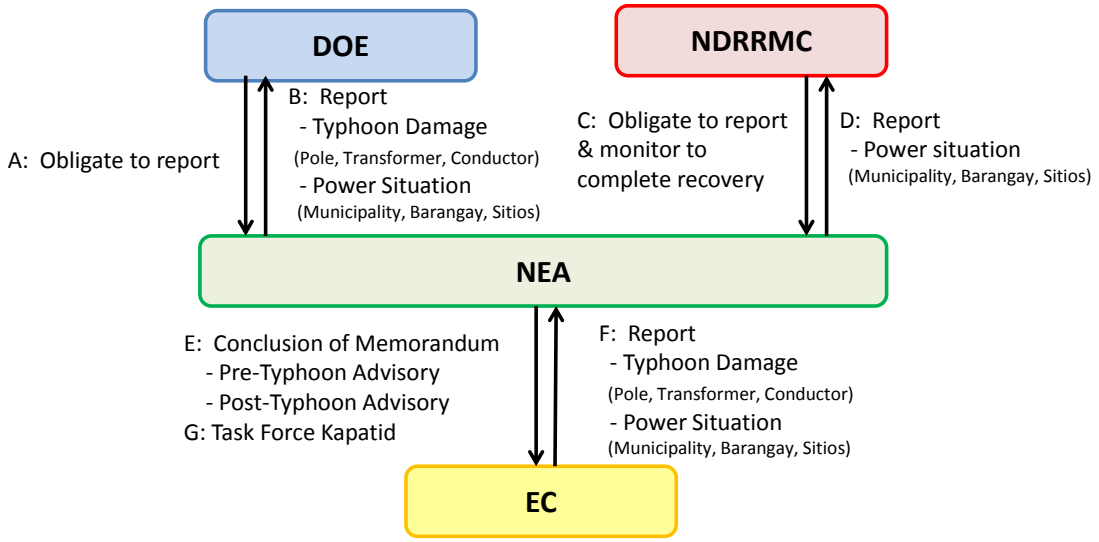


図 4 災害時の対応組織構成（出所： NEA 資料にて調査団作成）

A: DOE⇒NEA 間

- DOE は、NEA に対して、状況報告を義務付けている。

B: NEA⇒DOE 間

- DOE が NEA に義務付けている報告内容は、3 つの主要設備（電柱、変圧器、電線）に関する台風の被害状況（表 4 参照）および Municipality／Barangay／Sitios レベルでの停電の復旧状況（Municipality／Barangay／Sitios レベルでの停電⇒復旧の顧客数の推移を集計した資料（表 5 参照））である。

C: NDRRMC⇒NEA 間

- NDRRMC は、NEA に対して、復旧が完了するまで、その進捗の把握と状況報告を義務付けている。

D: NEA⇒NDRRMC 間

- NEA が NDRRMC に報告する停電の復旧状況は前述した内容と同様で、Municipality／Barangay／Sitios レベルでの停電の復旧状況（Municipality／Barangay／Sitios レベルでの停電⇒復旧の顧客数の推移を集計した資料）となる。

E: NEA⇒EC 間

- EC には一定（通常）規模の台風に対する対応は、通常実施している保守運営の内容を実施することで対応しているが、一定規模以上の台風に対する対応策は持ち合わせていないため、NEA と EC 間にて覚書を締結し、一定規模以上の台風に対する対応策についてアドバイス（Advisory）を受ける体制をとっている。
- Advisory は、気象局からの発表データを基に、台風通過時のサイズ等を勘案し、影響のある EC に対して、NEA が発出するものであり、その内容は、台風に対する配電設備の事前巡視の実施、復旧作業に係る体制の事前構築やバックアップ発電機のメンテナンス等の事前対策と被害状況の把握や被害が軽微な地域の早期復旧等の事後対策となる。（図 5、図 6 参照）

F: EC⇒NEA 間

- EC が NEA に対して報告する内容は、台風の被害状況および停電復旧状況である。
- 台風の被害状況は、NEA⇒DOE への報告内容と同様で、3 つの主要設備（電柱、変圧器、電線）に関する台風の被害状況である。
- また、停電復旧状況についても、前述した内容と同様で、Municipality／Barangay／Sitios レベルでの停電の復旧状況（Municipality／Barangay／Sitios レベルでの停電⇒復旧の顧客数の推移を集計した資料）である。

表 4　3 つの主要設備の内、電柱における台風（台風ヨランダ:2013 年 11 月）被害状況

Poles, Transformers, and Conductors
Damaged by Super Typhoon Yolanda

			Poles															Total
			30 ft			35 ft			40 ft			45 ft			50 ft		55 ft	
			W	S	C	W	S	C	W	S	C	W	S	C	W	S	S	W,S,C
Reg.4B	1	BISELCO	108	40		83	97		80	75		30	9		12	30		564
	2	OMECO		55			110			30			4			2		201
	3	ORMECO		2			7						4			59	85	157
	4	TIELCO		37			19			2			4					62
	5	MARELCO	124			23			6									153
Reg.5	6	TISELCO		10														10
	7	MASELCO		196			256						8					460
Reg.6	8	AKELCO		795			3,367			623			112					4,897
	9	ANTECO		429			360			86			42					917
	10	CAPELCO		9,312			2,706			210			141					12,369
	11	ILECO I		90			73											163
	12	ILECO II					1,330			75								1,405
	13	ILECO III		1,787			604			105			58			8		2,562
	14	VRESCO		245			260			37			37					579
	15	CENECO			47		37			13							5	102
Reg.7	16	BANELCO																1,048
	17	CEBECO I		74			40			30			25			8		177
	18	CEBECO II																8,961
	19	PROSIELCO																
	20	CELCO																648
	21	BOHECO I																15
	22	BOHECO II					18			3								21
Reg.8	23	DORELCO																10,854
	24	LEYECO II			1,070		56	1,347			816			2,693				5,982
	25	LEYECO III		1,023			2,390		839									4,252
	26	LEYECO IV																724
	27	LEYECO V																11,143
	28	SOLECO		139			142			45								326
	29	BILECO																766
	30	NORSAMELCO		14			216			110			6					346
	31	SAMELCO I																1,872
	32	SAMELCO II																2,559
	33	ESAMELCO																3,433
TOTAL A (with estimates)			505	31,017	2,432	231	26,315	2,932	2,014	3,144	1,776	65	980	5,863	26	233	196	77,728
TOTAL B (used to make estimates)			232	14,248	1,117	106	12,088	1,347	925	1,444	816	30	450	2,693	12	107	90	35,705
percentage			0.65%	39.90%	3.13%	0.30%	33.86%	3.77%	2.59%	4.04%	2.29%	0.08%	1.26%	7.54%	0.03%	0.30%	0.25%	

（出所： NEA 資料）

表 5 Municipality/Barangay/Sitios レベルでの停電の復旧状況（台風 RUBY:2014 年 12 月 4 日）

Province/Region	% Energized	EC	Town/Cities			Barangays			Households Connection		
			Actual	W/ Power	Percent	Actual	W/ Power	Percent	Actual	W/ Power	Percent
Region IV-A	**100%**										
Batangas	100%	BATELEC I	12	12	100%	366	366	100%	156,280	156,280	100%
		BATELEC II	17	17	100%	482	482	100%	176,006	176,006	100%
Laguna	100%	FLECO	11	11	100%	164	164	100%	49,997	49,997	100%
Quezon	100%	QUEZELCO I	24	24	100%	817	817	100%	118,564	118,564	100%
		QUEZELCO II	8	8	100%	129	129	100%	18,353	18,353	100%
		SUB-TOTAL	**72**	**72**	**100%**	**1,958**	**1,958**	**100%**	**519,200**	**519,200**	**100%**
Region IV-B	**100%**										
Marinduque	100%	MARELCO	6	6	100%	218	218	100%	43,165	43,165	100%
Occidental Mindoro	100%	OMECO	9	9	100%	137	137	100%	59,956	59,956	100%
		LUBELCO	2	2	100%	25	25	100%	5,615	5,615	100%
Oriental Mindoro	100%	ORMECO	15	15	100%	426	426	100%	140,700	140,700	100%
Romblon	100%	ROMELCO	4	4	100%	66	66	100%	13,879	13,879	100%
		TIELCO	10	10	100%	112	112	100%	32,156	32,156	100%
Palawan	100%	BISELCO	4	4	100%	61	61	100%	10,662	10,662	100%
		PALECO	19	19	100%	370	370	100%	83,719	83,719	100%
		SUB-TOTAL	**69**	**69**	**100%**	**1,415**	**1,415**	**100%**	**389,852**	**389,852**	**100%**
Region V	**96%**										
Albay	94%	ALECO	18	17	94%	720	705	98%	223,891	219,839	98%
Camarines Norte	100%	CANORECO	12	12	100%	282	282	100%	83,587	83,587	100%
Camarines Sur	100%	CASURECO I	12	12	100%	309	309	100%	63,812	63,812	100%
		CASURECO II	10	10	100%	259	259	100%	88,813	88,813	100%
		CASURECO III	7	7	100%	229	229	100%	64,680	64,680	100%
		CASURECO IV	9	9	100%	258	258	100%	44,371	44,371	100%
Catanduanes	100%	FICELCO	11	11	100%	315	315	100%	44,094	44,094	100%
Masbate	79%	MASELCO	15	11	73%	435	316	73%	55,000	41,825	76%
		TISELCO	4	4	100%	72	72	100%	6,773	6,773	100%
Sorsogon	100%	SORECO I	8	8	100%	253	253	100%	50,402	50,402	100%
		SORECO II	7	7	100%	288	288	100%	70,715	70,715	100%
		SUB-TOTAL	**113**	**108**	**96%**	**3,420**	**3,286**	**96%**	**796,138**	**778,911**	**98%**

（出所： NEA 資料）

NATIONAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION
Republic of the Philippines
NEA Road, Diliman, Quezon City
Telefax No. (02) 926-4313-17

FAX – Page 1 of 2

DATE / TIME : 03-31-2015 | EO# 38-2015

FROM : **NEA ADMINISTRATOR**

TO : **ALL LUZON ELECTRIC COOPERATIVES**

ATTN : **GENERAL MANAGERS**

In connection with the expected coming of typhoon Chedeng which is forecasted to landfall in Luzon Island, you are hereby strongly advised to take the necessary contingency measures in order to avert any damage to the distribution facilities of ECs in franchise area. You are required to undertake the following:

A. Pre-Typhoon Advisory:

1. Prepare and implement contingency measures for the distribution system in order to ensure readiness;
2. Immediately conduct a thorough inspection of the entire distribution system and perform the necessary preventive maintenance, right-of way clearing and temporarily collapse power substation infrastructure which may be destroyed;
3. Determine inventory of materials and to pre-position them in strategic areas for immediate access;
4. Organize a skeletal force/personnel on a 24-hour basis as Quick Response Team for any line or equipment breakdown;
5. Assign a stationary lineman in every strategic area to render immediate response even to minor electrical troubles;
6. Maintain a back-up generator and adequate inventory of critical materials in strategic areas;
7. Report/coordinate all significant outages to NEA through the Monitoring Team; and
8. Coordinate with local officials and NGCP representatives for the harmonization and synchronization of contingency efforts;

Prepared by :	Approved by :
FERDINAND P. VILLAREAL Acting Director for Engineering	**EDGARDO R. PIAMONTE** Deputy Administrator for EDUS

DATE / TIME RECEIVED

INITIAL

図 5 Pre-Typhoon Advisory

（出所： NEA 資料）

NATIONAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION
Republic of the Philippines
NEA road, Diliman, Quezon City
Telefax No. (02) 926-1737

FAX – page 2 of 2

DATE / TIME : 03-31-2015

EDM 39-2015

FROM : **NEA ADMINISTRATOR**

TO : **ALL LUZON ELECTRIC COOPERATIVES**

ATTN : **GENERAL MANAGERS**

A. Post-Typhoon Advisory:

1. Conduct an assessment on the overall impact of the typhoon;
2. Immediate restoration of power in areas which were not affected by the typhoon but temporarily shut off for safety reasons; and
3. Submit the typhoon damage and power situation reports to NEA, including schedule of partial and complete power restoration immediately.

You are advised to closely coordinate with the NEA Monitoring Team through either Deputy Administrator Edgardo R. Piamonte at cellphone number: 0917-7664-394 or email at edsmoco@yahoo.com, and Acting Director Ferdinand P. Villareal at cellphone number: 0928-5500-921 or email at ferdinandvillareal@yahoo.com.

Your immediate and preferential attention is highly enjoined.

Prepared by :	Approved by :
FERDINAND P. VILLAREAL Acting Director for Engineering	EDGARDO R. PIAMONTE Deputy Administrator for EDUS

DATE / TIME RECEIVED
INITIAL

図 6 Post-Typhoon Advisory

（出所： NEA 資料）

2.1.2 NEA と EC 間の連携：Task Force Kapatid（TFK）

NEA と EC 間の復旧作業時の協力体制については、図 4 の G に記載した通り、Task Force Kapatid（TFK）という体制があり、NEA の指揮の元、被災 EC における復旧作業を被災していない近郊 EC が応援する体制のことで、台風等の自然災害の発生に応じ設立され、復旧作業が完了すれば解散される一時的な体制である。

TFK の設置に関する基準は存在しないが、気象情報および経験則をもとに、災害状況・地域を想定した結果、必要と判断されれば、TFK が NEA 本部に設置される。TFK が設置されると同時に、NEA スタッフも被災 EC に派遣される。図 4 の C に記載した通り、NEA の役割には、被災 EC における復旧作業が完了するまで、その進捗の把握と NDRRMC への状況報告があるため、派遣 NEA スタッフが現地の状況把握に努めることとなる。

TFK の運営については、長年に亘る経験にて有効に実施されていると判断できるが、現場サイドでは課題もある。その一つは、NEA の要請により、被災していない EC が被災 EC に対して復旧作業員を派遣した場合、持出材料については、後日 NEA が支払うが、復旧作業員の派遣費用（旅費、人件費）は派遣元 EC の持出となることである。今後、TFK の体制強化にあたっては改善すべき項目と考える。

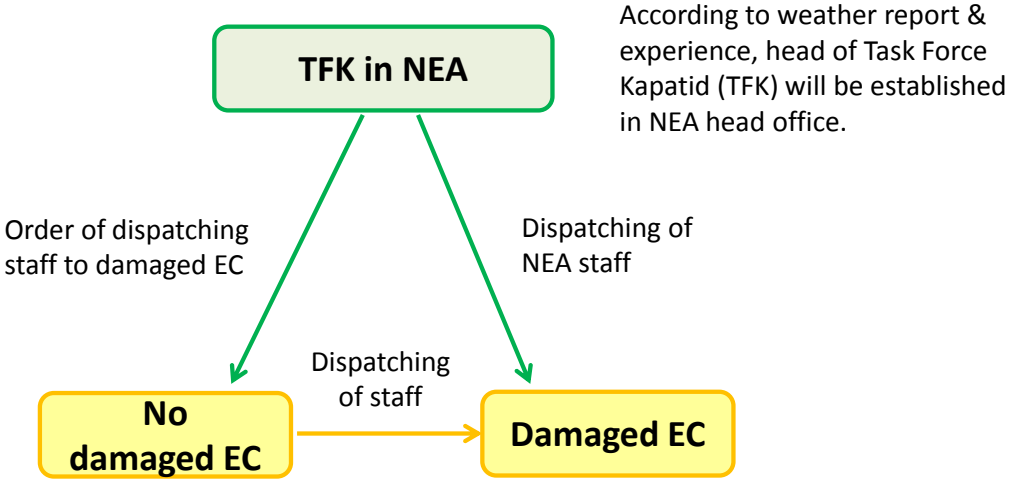


図 7　TFK の概要（出所：NEA 資料にて調査団作成）

2.2　災害による被害状況の把握と EC の対応状況

2.2.1 被害状況の把握

フィリピン国は、地震や火山活動に起因する災害に加え、太平洋で発生した熱帯低気圧が台風に成長し通過する経路にあることから暴風雨や低気圧に伴う高潮など、多くの災害を経験してきている。一例として、表 6 に 2013 年 10 月のボホール地震と 2013 年 11 月の台風ヨランダにて大規模な被害を被った EC を示す。しかしながら、これらの自然災害時の EC に関する被害状況を体系立って把握したのは、2013 年 11 月の台風ヨランダが初めてであった。もちろん、それ以前にも被災した EC が被災状況を報告するために NEA に被害の集計表等を提出したことはあったようだが、NEA に提出するまでに留まっていたのが現状のようである。台風ヨランダ以降は、2014 年 12 月のルビー台風時に被害状況の把握が行われて

いる。

表 7 に、台風ヨランダ時の被災 EC における 3 つの主要設備（電柱、変圧器、電線）の被災状況の集計を示す。これは、前述した NEA が EC に報告義務を課している被害状況の報告をもとに、被災 EC が提出してきた報告を NEA が集計した資料となる。

表 7 からも分かる通り、1 つの主要設備においても、複数の仕様があるが、仕様ごとの集約を行っており、細部にわたる集約ができていると言える。NEA では、このように台風の被害状況を集約しており、この結果を DOE に報告している。

表 6　ボホール地震および台風ヨランダにおいて大きな被害を被った EC

大きな被害を受けた EC	Region6 パナイ島	Region7 セブ島/ボホール島	Region8 サマール島	Region_8 レイテ島
台風Yolanda	ILECO3, AKELCO, CAPELCO	CEBECO123, BANELCO	VRESCO, CELCO, BILEOC, ESAMELCO, NORSAMELCO, SAMELCO2	BISELCO, DORELCO, LEYCO2345
ボホール地震	NORECO2, ILECO1, ILECO2, ANTECO, CAPELCO	BOHECO1, BOLECO2	ESAMELCO, NORSAMELCO, SAMELCO2, SAMELCO1	LEYCO2345, SOLECO

（出所：NEA 資料）

表 7　台風ヨランダ時の被災 EC における 3 つの主要設備（電柱，変圧器，電線）の被災状況の集計表

Cost Estimate for Poles, Transformers, & Conductors
Damaged by Super Typhoon Yolanda

DESCRIPTION	UNIT COST	QTY.	EXTENDED COST
Conductor, Bare, ACSR #1, AWG 6/1 (Meters)	35.00	10,650	372,750.00
Conductor, Bare, ACSR #2, AWG 6/1 (Meters)	21.32	1,962,360	41,837,515.20
Conductor, Bare, ACSR #1/0, AWG 6/1 (Meters)	30.14	452,220	13,629,910.80
Conductor, Bare, ACSR #2/0, AWG 6/1 (Meters)	38.68	196,590	7,604,101.20
Conductor, Bare, ACSR #3/0, AWG 6/1 (Meters)	41.83	283,000	11,837,890.00
Conductor, Bare, ACSR #4/0, AWG 6/1 (Meters)	61.65	720,000	44,388,000.00
Conductor, Insulated, ACSR #1, AWG 6/1 (Meters)	45.00	5,061,290	227,758,050.00
Conductor, Insulated, ACSR #1/0, AWG 6/1 (Meters)	49.10	149,650	7,347,815.00
Conductor, Duplex, #2, AWG 6/1 (Meters)	41.58	294,990	12,265,684.20
Conductor, Duplex, #4 AWG (Meters)	56.00	270	15,120.00
Conductor, Duplex, #6 AWG (Meters)	20.77	4,526,550	94,016,443.50
Transformer, Pole Type, Conventional, 5 KVA	31,000.00	6	186,000.00
Transformer, Pole Type, Conventional, 10 KVA	48,430.00	1,174	56,856,820.00
Transformer, Pole Type, Conventional, 15 KVA	59,638.33	1,789	106,692,972.37
Transformer, Pole Type, Conventional, 25 KVA	77,380.00	3,212	248,544,560.00
Transformer, Pole Type, Conventional, 37.5 KVA	94,467.00	914	86,342,838.00
Transformer, Pole Type, Conventional, 50 KVA	110,435.00	962	106,238,470.00
Transformer, Pole Type, Conventional, 75 KVA	139,726.19	360	50,301,428.40
Transformer, Pole Type, Conventional, 100 KVA	156,236.34	223	34,840,703.82
Transformer, Pole Type, Conventional, 167KVA	215,200.00	24	5,164,800.00
Pole, Concrete, 30'	10,288.00	2,342	24,094,496.00
Pole, Steel, 30', Standard	10,204.05	31,017	316,499,018.85
Pole, Wood, 30', Standard	11,341.94	505	5,727,679.70
Pole, Concrete, 35'	12,303.89	2,932	36,075,005.48
Pole, Steel, 35', Standard	12,716.92	26,315	334,645,749.80
Pole, Wood, 35', Standard	12,792.84	231	2,955,146.04
Pole, Concrete, 40'	19,622.00	1,776	34,848,672.00
Pole, Steel, 40', Standard	17,395.25	3,144	54,690,666.00
Pole, Wood, 40', Standard	17,491.41	2,014	35,227,699.74
Pole, Concrete, 45'	20,420.75	5,863	119,726,857.25
Pole, Steel, 45', Standard	22,272.23	980	21,826,780.50
Pole, Wood, 45', Standard	18,387.20	65	1,195,168.00
Pole, Steel, 50', Standard	27,149.20	233	6,325,763.60
Pole, Wood, 50', Standard	26,843.44	26	697,929.44
Pole, Steel, 55', Standard	45,798.50	196	8,976,506.00
	TOTAL		1,496,835,387.34

Prepared by:	Noted by:	Noted by:
REXON M. ARGANA Engineer A	ANTONIO D. CORTES Principal Engineer A	FERDINAND P. VILLAREAL Acting Director, Engineering Department

（出所：NEA 資料）

2.2.2 ECの対応状況

多くのECでは、多くの災害を経験してきているにも関わらず、自然災害等の事前事後対策等を示したContingency planは十分とは言えず、自然災害後に復旧作業を行うだけの一般的な対応策で凌いでいるのが現状である。また、災害時の仮復旧のまま放置され、本復旧がなされないケースも散見されることから、不十分な施工による二次災害の危険性も懸念される。これらの問題は、資金不足も一つの要因と考えるが、自然災害時の対応策について、マニュアル等により明確化されていないことも一つの要因である。そのため、技術協力等により、明文化や実作業への定着化等へ支援することも有効だと考える。

一方で、台風ヨランダで大規模な被害を被った EC 等では、大規模自然災害に対するContingency Planを策定し、事前事後対策等にも注力する動きも現れている。一例として、表 8にCEBECO2のContingency Planを示す。CEBECO2では、台風ヨランダ時に甚大な被害を受けたことから、独自の対策として、この計画を策定している。ただし、内容を確認したところ、作業工具、車両、ストックの事前確認や被害／道路状況の確認を含む事後対応等、表面的な内容に留まっているのが実情であり、実際の自然災害時に、この計画が十分に機能するか疑問が残るところである。この計画を十分に機能させるには、ストックの保管場所や応援復旧作業要員のための食糧・宿の確保等のような細部に関することも事前に決めておくこと、この計画に則って訓練を実施し、試行錯誤を繰り返すことで実態に応じた計画に見直すことが有効だと考える。

また、自然災害時の復旧作業におけるEC-EC間での応援に関しては、EC-EC間での独自の取り決め等は存在しておらず、実際の自然災害時においても、ECからECに対して応援要請はされていないのが現状である。その理由は、前述したとおり、TFKが昔から存在し、実際の自然災害時には、NEAが全体指揮を執り、被災していないECを被災ECに応援に行かせる体制が構築されており、EC-EC間で取り決めを行う必要がないからである。

表 8　CEBECO2 における Contingency Plan

CEBU II ELECTRIC COOPERATIVE, INC.
Malingin, Bogo, Cebu
Tel./FAX: (032)251-2154
Islaphone No.: (032)434-8555

TYPHOON CONTINGENCY MEASURES

GENERAL GUIDELINES

A. PREPARATORY STEPS:
1. Conduct Inventory of Tools, Equipment, Vehicle, Materials, and Manpower Resources.
2. Procure necessary Tools, Materials, and Equipment.
3. Secure Bank Credit Lines.
4. Conduct Check-up and Conditioning of all Usable Vehicles.
5. Conduct Check-up and Conditioning of Power Generating Units.
6. Orientation of Family Members, Employees, Community Electricians, and Members of the Board.
7. Scout for possible areas to serve as Relay Station Site.
8. Prepare Updated System Maps of each Municipality [Three (3) Blue Print copies each].
9. Prepare Power Transfer Scheme.
10. Conduct a Refresher Course for Lineman assigned as Meter Readers or Service Linemen.

B. DIRECT HIT EXPECTED IN 48 HOURS. Exercise the following Preparatory Measures 24 to 48 hours before the typhoon is expected to strike:
1. Prepare Needs of Family Members.
2. Withdraw Buffer Funds.
3. Stock Food, Medicines, Fuel, and other necessities.
4. Recall all employees on Vacation Leave.
5. Conduct Final Briefing of Contingency Plan.
6. Prepare Documents necessary for Release of Tools and Equipment.
7. Distribute Damage Survey Sheets to assigned personnel.
8. Know your Specific Assignments.
9. Double Manpower in Action Centers and assign personnel to man offices round the clock.
10. Monitor Typhoon Path and Strength.

C. DURING TYPHOON.
1. Stay at Home and Secure Safety of Family Members.
2. If on Duty, monitor instructions from Main Office and secure your own safety.
3. Let the Typhoon pass.

D. POST TYPHOON ACTIVITIES.
1. Report for Duty at respective offices immediately after typhoon has cleared.
2. Conduct Survey of Line Damages and Road Accessibility.
   a. Refer to Personnel Assignment on Routes and Vehicles.
   b. Submit Partial Reports for Substation Status and Backbone Line Damages within 3 hours after mobilization
   c. Content of Line Damage Report:
      i. Location and Brief Description of Damage (indicate landmarks)

ii. Pole Height and Class
iii. Type of Structure
iv. Transformer Rating

d. Indicate the following in the Road Accessibility Report:
i. Location and Status of Bridges
ii. Location of Obstacles such as Fallen Trees, Pole and Cables lying on roadways

3. For Substation Tenders, isolate substation from 69 KV line by opening the Disconnect or Air Break Switch.
4. Submit Complete Survey Report to Main Office within 8 hours.

E. REHABILITATION

1. The Chief Engineer shall be Chief of Operations.
2. Engineering Supervisors shall supervise, support, monitor, and coordinate all activities in their assigned areas.
3. Hire Contract Workers for additional Manpower (to act as ground-man, Hole Digger, Logistics Support).
4. Organized the barangay electrician to work on the service drops and for the house inspection to be ready to receive power
5. Refer to Crew Assignment and give assignments to newly-hired personnel.
6. Clearing of Roadways shall be done in coordination with DPWH and DENR personnel of local government units. This is to ease access to affected areas.
7. Order of Priority for Restoration of Power:
   a. Backbone Lines and Substations
   b. Communication Facilities (Repeaters and Relay Stations)
   c. Evacuation Centers (possibly Schools and Hospitals)
   d. Water Systems
   e. Offices and Action Centers
   f. Municipal Buildings
   g. Radio Installations (Bantay Radio, DYCM, etc.)
   h. Major Industrial Loads
   i. Municipal Poblacions
   j. Barangays along Backbone Routes
   k. Other Commercial and Industrial Loads
   l. Interior Barangays
   m. Other Laterals
8. Repair must conform to Safety and Clearance Standards.

F. RESTORATION OF COMMUNICATION NETWORK

1. The following Repeater and Base Stations must be operational within 24 hours:
   a. Binabag Repeater Bogo
   b. Tominjao Repeater, Tuburan
   c. Manghilao Repeater, Danao City
   d. Danao Sub-Office Base Station
   e. Bogo Main Office Base Station
   f. Tuburan Sub-Office Base Station
2. Alternative Repeater sites are Bontilao, Sogod and Poblacion, Tabuelan.
3. Bring the following logistics that would last for about three (3) days:
   a. Power Supply: Battery Back-up, 12V, 21 Plates
   b. Spare Antenna
   c. Flashlight
   d. Fully charged Handheld Radio with spare Battery Pack
   e. Food and Clothing

4. Reinforcements shall be provided whenever required until Repeater Station is fully rehabilitated and Electric Power Supply is restored.
5. IMPORTANT: When Battery Power is still in use, it is imperative that transmissions must be Concise and Precise to avoid draining the power supply.
6. See separate sheet for Personnel assignments.

G. POLE DELIVERY.
1. Manpower for delivery of poles shall be on contract basis. The number shall depend on how many teams will be organized. One team shall comprise: 1 vehicle, 1 team leader, 1 driver, and 15 laborers.

H. REPORTING.
1. Report all accomplishments to Bogo Main Office daily so that progress of rehabilitation shall be monitored.
2. Area Engineers must follow one format for the rehabilitation monitoring and reporting
3. Area Engineers must update daily their accomplishment and submit to the over-all coordinators.

Prepared by:

BRYAN G. RAZA
NSD Manager

（出所：CEBECO2 資料）

2.3　EC の設備投資計画

各 EC は設備投資計画を作成し、その計画の実行にあたっては事前にエネルギー規制委員会（ERC）の承認を受けることになっている。承認の基準としては、①需要対応能力（capacity)、②安全性（safety)、③電力の質（power quality、電圧)、④システムロス低減（system loss reduction)、⑤信頼性（reliability)、の順で優先順位がおかれている[6]。

下表は 2015 年～2019 年までの各 EC の設備投資計画を NEA にて合算したデータである[7]。この計画によれば年々投資額は減少しているが、これは直近の年については具体的に検討が行われている一方、後半については同計画策定時点では十分に検討されていないためとみられている。足下の 2015 年を見ると、設備投資額は合計で約 296 億ペソとなっているが、ERC 未承認の段階の計画を含んでいる点留意が必要である。各 EC はこうした設備投資計画の策定に際し、同計画を実行するために必要な資金の調達方法についても十分に検討する必要がある。

表 9　EC の設備投資計画（2015 年～2019 年）

CAPITAL PROJECTS FUNDING REQUIREMENTS (P'000)	GRAND TOTAL (NATIONAL)				
	2015	2016	2017	2018	2019
A. NETWORK ASSET					
RURAL ELECTRIFICATION					
Subsidy Expansion Network 13.2 kV	**6,943,950**	**5,354,552**	**209,714**	**38,211**	
Sitio	6,123,349	4,548,401	101,614	38,211	
Line Enhancement	820,601	806,151	108,100		
Non Subsidy Expansion Network 13.2 kV	**232,558**	**317,084**	**109,944**	**10,500**	
Distribution Line Extension (based on energized brgys/sitios)	40,915				
Dedicated Circuit (for Large Load or any)	35,929	14,420	9,944	10,500	
Submarine Cable	145,215	242,974	100,000		
Underground Circuit	10,500	59,691			
Land Rights					
Off Grid System (Renewable Projects)	**442,670**	**488,540**	**1,044,667**	**764,667**	**64,667**
Solar System	20,000	1,000			
Gen Set		200,000			
Micro/Mini Hydro Plant	105,670	288,540	1,044,667	764,667	64,667
Wind Power					
Bio Mass	317,000				
Ocean Power					
Consumer Connection					
New Connection (Subsidy)	**563,161**	**486,556**	**9,889**	**2,227**	
Metering Equipment	398,744	321,272	9,121	1,392	
Service Drop	164,417	165,285	768	835	
Add Ons Consumer (Non Subsidy - Other CAPEX Requirements)	**1,720,959**	**1,523,745**	**1,193,992**	**1,078,479**	**991,106**
Metering Equipment	601,744	584,584	496,466	427,401	400,407
Service Drop	261,479	199,470	143,816	143,904	138,501
Distribution Transformer	536,979	483,584	367,890	362,381	320,240
Primary and Secondary Line Expansion	320,757	256,106	185,820	144,793	131,959

（単位：1,000PHP）

[6]ERC へのインタビュー（2015 年 7 月実施）

[7]但し、ERC による承認に非常に時間がかかっているため、これらの計画は ERC の承認を受けていないものが含まれている点留意が必要である。ERC の承認プロセスの効率化に向けて JICA による技術支援が実施されている。

CAPITAL PROJECTS FUNDING REQUIREMENTS (P'000)	GRAND TOTAL (NATIONAL)				
	2015	2016	2017	2018	2019
SUBTRANSMISSION DEVELOPMENT	**3,713,622**	**2,523,376**	**911,777**	**884,838**	**109,158**
69kV Sub-Transmission Line	1,953,808	1,276,989	600,737	593,977	100,646
Rehab 69kV Sub-Transmission Line	111,089	87,326	52,571	11,540	8,512
Acquisition of 69kV from NGCP	575,972	609,611	20,621	44,800	
Looping of 69 kV	1,072,753	549,450	237,849	234,521	
Installation of Sub Trans with more than 69 kV					
SUBSTATION PROJECTS	**2,474,597**	**1,477,429**	**719,169**	**260,591**	**147,015**
Substation	1,991,612	1,317,088	630,092	247,091	124,848
Rehab / Upgrading of S/S	482,985	160,341	89,077	13,500	22,166
Power Transformer rated @ more than 69/13.2 kV					
DISTRIBUTION PROJECTS	**1,145,652**	**619,452**	**401,036**	**134,376**	**87,575**
System Configuration / Rehab / Revamp	254,437	205,127	128,363	61,862	40,441
Looping of Distribution Line 13.2 kV	195,220	125,159	56,153	14,293	5,118
Capacity Projects (e.g. Overloaded DTs)	580,228	193,665	168,130	29,627	11,828
Uprating/Conversion of Voltage Level in Distribution System	115,767	95,501	48,390	28,594	30,188
System Reliability	**1,399,053**	**828,010**	**344,244**	**187,035**	**366,539**
System Loss Reduction	**1,726,804**	**1,238,761**	**624,287**	**296,690**	**225,194**
Power Quality	**915,801**	**841,504**	**433,803**	**263,397**	**133,436**
Safety and Consumer Protection	**992,288**	**635,786**	**333,606**	**130,109**	**60,646**
CONTINGENCY PROJECT (Calamity Affected Asset System)	**2,199,566**	**1,300,111**	**668,184**	**656,870**	**603,008**
B.NON - NETWORK ASSET					
Property	**1,428,802**	**671,099**	**206,046**	**34,224**	**56,178**
Land and Land Rights	247,969	126,870	21,318	10,500	17,825
Building and Improvement	1,180,832	544,229	184,729	23,724	38,353
Equipment	**3,630,618**	**1,903,550**	**890,341**	**519,894**	**339,768**
Office Furniture and Equipment	231,785	117,012	39,958	50,747	45,154
Transportation Equipment	1,186,183	611,242	300,522	188,698	116,722
Store Equipment	212,831	156,982	87,443	96,387	62,795
Power Operated Equipment	82,150	17,433	39,547	35	3,609
Logistical I.T. Equipment	1,107,274	531,474	262,125	106,549	59,317
Tools Shop, Safety Gadgets and Garage	446,913	262,791	78,510	52,071	34,381
Laboratory Equipment	363,482	206,617	82,235	25,407	17,791
OTHER NETWORK ASSET	**30,543**	**9,615**	**8,482**	**3,080**	**1,041**
WESM Requirement	30,543	9,615	8,482	3,080	1,041
Logistical I.T. Equipment					
GRAND - TOTAL	**29,560,643**	**20,220,172**	**8,109,179**	**5,265,187**	**3,185,330**

（出所）NEA

2.4　ECの資金調達状況

2.4.1　NEA融資プログラム

NEAはECへの技術指導および設備拡張の際の融資などを実施してきており、地方電化、TRANSCO/NGCP（送電会社）からの69kV送電線の取得、機材調達やリハビリ・アップグレード・プロジェクト、システムロス1桁台の達成、発電事業者や卸売電力スポット市場からの電力調達のための資金などのいくつかの融資プログラムを用意し、ECの資金調達を支援している。NEAの融資の目的、概要、融資実施状況は以下の通りである。

（NEA融資の目的）

NEAによる融資業務の目的は、その融資方針（Loan Policies: Selected Policies from the Loan Policy Handbook）によれば、下記の通りである。

１．適切な金利設定メカニズムを適用し、NEAの財務的安定を図る。
２．要件を満たすECの資金ニーズを満たすため、すぐに利用可能な資金源を確保する。
３．NEAの投資計画目的（(1)リハビリ・改善プロジェクト、(2)拡張プロジェクト、(3)システム拡大）を達成するための融資ポートフォーリオのマネジメント。
４．適切なタイミングでEC等に融資を行うとともに、延滞・経営状態の悪いECを厳しく監督することにより、地方電化プログラムの財務的健全性を継続的に確保する。

（NEA融資の概要）

NEAの融資の分類と貸出条件はそれぞれ下表の通りである。NEAの貸出金利の改定については、NEAのFinancial Services Dept.とAccounts Management & Guarantee Dept.が改定案を策定し、理事会（Board）の承認を受けるという手順となっており、タイミングとしては、必要に応じて実施される。改定案は、①NEAの運営経費、②貸倒引当及び③ECからの回収状況を踏まえた資金コストを確認の上策定されるが、同時に他の商業銀行の金利動向も参照しているとのことである。

表 10　NEAの融資の種類

	融資期間	据置期間
長期融資	5年以上	1年
中期融資	2年と1日以上5年未満	1年
短期融資	2年	なし

（出所）NEA資料

表 11　NEA の融資プログラムの貸出金利

融資の種類	融資期間	年利
通常融資	2 年以下	6%
	3～15 年	6.5%
譲許的融資	補助金を原資とする場合	1.5%
	NEA の自己資金を原資とする場合	3.5%
災害融資	補助金を原資とする場合	3%
	NEA の自己資金を原資とする場合	NEA 融資金利の 50%以下

（出所）NEA 資料

NEA の主な融資プログラムの概要は下表の通りである。これらのうち、設備資金に対応しているプログラムは、「システムロス 1 桁台達成のための融資（Single Digit System Loss Loan)」、「譲許的融資（Concessional Loan)」、及び「災害融資（Calamity Loan)」である。

表 12　主な NEA の融資プログラム

融資プログラム	目的	融資額
発電事業者及び市場オペレーターへの支払いのためのスタンドバイクレジット	発電事業者及び市場オペレーターに対するECの信用力強化	平均電力料金（月額）
短期信用ファシリティ	発電事業者や送電会社への支払いのため資金融資	50百万ペソを上限
地方電化融資：運転資金	Eプルーデンス規制遵守、WESMへの保証金支払、発電事業者との相対契約、電力料金支払い等のEC支援	平均電力料金（月額）
システムロス 1 桁台達成のための融資	システムロス全国平均の低減のためのEC支援	12百万ペソを上限
譲許的融資（ARMM及びオフグリットの島に立地するEC等を対象）	自由化電力市場における運営・競争等を行い、また、消費者への質の高い電力サービスを供給するための、拡張、リハビリ等のプログラム実施のための資金を供与	
災害融資（Calamity Loan）	台風その他の災害による被害を受けた地域における配電設備の修復・電力復旧台風その他の災害による被害を受けた地域における配電設備の修復・電力復旧	費用の査定額、但し、資金のアベイラビリティによる、但し、資金のアベイラビリティによる

（出所）NEA

(NEA による EC 向け融資の供与状況)

下表は近年の NEA による EC 向け融資の実行額である。設備資金向け融資(災害融資含む)は、2012 年までは融資実行額の約 5 割で推移しているが、2013 年以降は台風ヨランダ後の対応などで災害融資が増加しており、2014 年には全体の 8 割に達している（うち災害融資だけで 3 割)。

表 13　NEA による EC 向け融資実行額

（金額単位：百万ペソ）

		2010	2011	2012	2013	2014
Short-term Credit Facility (ave.)	Amount	465	343	163	206	203
	No. of Ecs	21	13	9	8	8
Stand-by Credit (ave.)	Amount	105	121	206	59	43
	No. of Ecs	4	6	9	3	2
Capital Projects	Amount	727	712	838	1,552	1,078
	No. of Ecs	42	33	30	45	28
Modular Generator Set	Amount					149
	No. of Ecs					3
Working Capital	Amount	222	219	442	866	232
	No. of Ecs	13	12	14	21	12
Calamity Loan	Amount					829
	No. of Ecs					31
Total Releases	Amount	1,519	1,395	1,649	2,683	2,534

（出所）NEA資料
注：2014年より書式が変わっており、2013年まではCalamity LoanはCapital Projectsに含まれている。

NEA による設備資金融資と EC 側の資金需要との対応状況を見ると、NEA の設備資金融資額は EC の資金需要の約 1 割を満たす程度となっている。但し、EC の資金需要は、ERC によって承認された金額ではなく実際に設備投資に着手していない金額も含まれていると考えられる点留意が必要である。こうした背景を踏まえて、NEA による融資額の占める割合が実際はより大きいとしても、NEA の融資原資は基本的に自己資金を用いていることから、NEA 単独で EC の設備資金ニーズを満たすことは難しい状況が窺える。

表 14　EC の設備資金需要と NEA による CAPEX 融資実行額

（単位：百万ペソ）

年	ECの資金需要	NEA融資額	%
2010	10,441	727	7%
2011	11,598	712	6%
2012	15,017	838	6%
2013	11,307	1,552	14%
2014	20,967	2,056	10%

（出所）NEA "NEA Achievements & Next Phases of Countrywide Electrification Program" (2014/8/6)及びNEA資料より作成

なお、EC が NEA 以外の機関（政府系・民間商業機関など）から設備投資資金等の中長期融資の借入を行う場合には、NEA の承認を得る必要がある（運転資金については不要）。NEA へのヒアリングによれば、商業銀行等からの借入を行う際の承認要件として、EC パフォーマンス評価の格付結果（後述）の要件はないとのことだが、EC 向け融資の保証プログラムを実施している LGUGC については、KPS 格付（後述）けで B 以上の EC が同プログラムの対象となっているとのことである（LGUGC の保証プログラムについては次項参照）。

実際、ECの資金調達構造（NEA、LGUGCの保証付き借り入れ及びLGUGC保証のない借り入れ状況）について NEA にヒアリング調査を行ったが、現時点ではこうした情報は把握していないとのことであった[8]。そこで、入手可能なデータから調査団が推計を行ったところ[9]、ECの借入残高に占めるNEAからの融資は約5割、LGUGCプログラムによる保証付きの商業銀行からの融資が約1割程度とみられ、残り約4割程度がLGUGCの保証を受けずにECがその他金融機関から融資を受けて資金調達しているものと推察される。

2.4.2 LGUGC保証プログラム

LGUGC は、地方政府（LGU：local government units）及び地方政府傘下の企業による直接（債券市場）・間接（銀行）の金融市場からの資金調達を円滑化するべく、地方政府の債務に保証を提供することを目的に1998年に設立された、フィリピン国では最初の民間信用保証会社である。LGUGC の保証の対象事業は、EC に加えて、水道事業、公立大学、再生エネルギー・プロジェクトとなっている。LGUGCの現在の株主は、フィリピン銀行協会(Bankers Association of the Philippines)、及び、フィリピン開発銀行（DBP）であり、2013 年末の株主資本は501百万ペソである。尚、2013年12月までは、アジア開発銀行(ADB)もLGUGCの株主であったが、所期の政策目的が達成されたことを理由に株式を償還することを決定している。LGUGCは、Philippine Ratings Services CorporationからPRS Aa plus（corp.）格付けを取得しており、LGUGC保証付きの債権のリスクウェイトは20%に軽減される。

JBIC（当時)、USAID、DBPは2004年、LGUGCとの間で、”Municipal Water Loan Financing Initiative”という給水プロジェクトの融資スキームを構築している。同イニシアチブでは、JBICはDBPを通じてODA資金（融資）を供与することとしており、また、LGUGCとUSAIDとが民間銀行からの融資を保証するという、融資と保証とを組み合わせたスキームとなっている。同イニシアチブでは2006年、Metro Iloilo Water District へのファイナンスを実行している。

また、ECとの関係では、LGUGCは2004年より、世銀からDepartment of Energy（DOE)へのUSD10百万の資金拠出に基づく、Electric Cooperative System Loss Reduction - Partial Credit Guarantee Program（ECPCG)という保証プログラムを運営してきている。ECPCGのプログラム概要は下表の通りであり、2015年3月末現在、6行の銀行（Security Bank、BPI、UCPB、Allied Bank、DBP、PNB）による19のECへの融資に対して、1,992百万ペソ（未利用のコミットメント枠を含む）の保証残高を有している。尚、LGUGCによれば、同プログラムにおけるこれまでの保証案件において、デフォルト・保証履行に至ったケースは無く、当初資金拠出額のUSD10百万はUSD16百万にまで増加しているとのことである。

[8] NEAではこうした情報の把握にこれから着手するところであった。

[9] NEAのウェブサイトで公開されているECの貸借対照表、NEAから得たNEA融資残高及びLGUGC保証プログラムの融資残高の情報（いずれも2014年12月末時点）より推計。但し、ECの貸借対照表における借入残高とNEA融資残高のデータに不整合な点が見られたことから、ECの資金調達構造の大まかなイメージをつかむための参考情報として推計を実施した。

表 15　ECPCG の概要

借入人の要件	✓ 信用力のある EC ✓ NEA 若しくは CDA（Cooperative Development Authority）に正規に登録されていること ✓ 設備投資計画が ERC の承認を受けていること ✓ 収支計画に基づく予想 DSCR（Debt Service Coverage Ratio）が 1:1 以上であること
対象プロジェクトの要件	EC の配電システムを向上させ、エネルギー効率化を実現するもの
貸出人	LGUGC のパートナーたる PFI（Private Financial Institutions）
借入期間	15 年以内
借入人あたりの保証額上限	ECPCG の保証準備金及び保証料収入エスクロー口座の 25%
保証対象	✓ 債務額（金利を含む。但し、LGUGC の金利上限まで）の 80% ✓ 実際の保証対象は、PFI からの要請と、LGUGC 社内の Borrower Risk Rating System の評価結果に応じて決められる
保証料	0.25%／年
手数料	アップフロントで、保証元本に対して 1.5%
担保	✓ 電力料金収入の譲渡 ✓ Debt Reserve Fund の譲渡 ✓ 貸出人と LGUGC が設定可能なその他担保資産

表 16　EC のパフォーマンス格付けと LGUGC 保証実績

EC の Performance Assessment Rating	EC の数	LGUGC 保証付の融資を有する EC の数
AAA	50	10
AA	17	2
A	5	1
B	13	3
C	13	1
D	10	0

尚、世銀コンサルタント及び LGUGC によれば、ECPCG の実績を踏まえ、世銀は LGUGC に対して、EC の再生エネルギー・プロジェクト等を対象とした新たな保証プログラム、”Philippines Renewable Energy Development (PhRED)”の立上げを検討してきており、同プログラムでは世銀は LGUGC に対して USD44 百万の資金拠出を行うことで、USD500

百万相当の保証枠を新たに設けることを企図している。かかる保証プログラムが実現した場合、EC の民間銀行からの資金調達における LGUGC の役割・位置付けは一層高まることになろう。

2.4.3 その他融資機関の状況

EC に対しては、政府系金融機関であるフィリピン開発銀行（DBP）とフィリピン土地銀行（LBP）及びノンバンクの地方電力金融会社（REFC：Rural Electrification Financing Corporation）も資金を供給している。ここでは、これら 3 融資機関の EC との関係や EC 向け融資の状況と課題を中心にその概要を述べる。

①各機関と EC との関係

DBP は、国内における開発金融の主な担い手として 1958 年に設立され、農業・工業関連事業への中長期融資やインフラ・開発プロジェクト支援を行っており、その一環として EC 向けに資金を供給している。DBP では、EC が地域の経済発展のキードライバーであることから、優先セクターの一つとして位置づけ、1990 年に EC 向けに融資を開始したが、当時は NEA 以外で EC に融資を実施していた商業銀行は DBP のみで、以降も DBP は全国に 90 を数える支店を通じて EC への融資を実施してきている。

また、LBP は、農地改革計画推進の一環として農地取得資金を供給するため、1963 年に設立された政府系銀行であり、現在中小企業向け融資を中心に業務を展開している。EC 向け融資額は近年増加しているが、全体融資額に占めるそのシェアは 1.3%とまだ少ない。

一方、REFC は、NEA の発案で配電事業への資金供給を目的として、EC の共同出資により 2002 年に設立された民間ノンバンクであり、SEC（証券取引委員会）の監督下で EC 向け融資業務を実施している（資本金 4 億ペソ）。73 の EC が出資額合計の約 90%のシェアを有し、11 名からなる取締役会も会長を含め 7 名が EC のトップである。また、最高執行役員は NEA 出身者が就任しており、NEA/EC と深い関係を築いている。

②各機関の EC 向け融資の状況

DBP、LDB 及び REFC の各機関における EC 向け融資の状況について、①近時の EC 向け融資額及びその推移、②主な融資条件、③主な融資審査資料、④与信判断、⑤債権管理、⑥EC 向け融資の方針について、その状況を整理すれば次表の通りである。

このうち、融資条件については、各機関とも設備資金（CAPEX）と運転資金を供給しているが、CAPEX が多い、期間は最長 15 年、金利は CAPEX の場合、固定で 3 機関とも同水準である。また、与信判断については、各機関とも EC の KPS 信用格付を重視しつつ、自ら定めた内部格付基準に基づき、格付に応じ適用金利の水準を決定している。

表 17　DBP、LBP、REFC の EC 向け融資の現状

項目/機関	DBP	LBP	REFC
①近時の EC 向け融資額及びその推移	融資承諾額は50億ペソで融資残高は18億ペソ。融資は近年増加傾向。	2014 年 12 月末融資残高は 48 億ペソ（22EC）。近年融資額は増加。	2013 年融資承諾額は 2 億ペソ（32EC）で融資残高は 4.4 億ペソ。累計 EC は 40。
②主な融資条件			
a.資金種類	設備・運転で殆どが設備（CAPEX）。	設備・運転で半分以上設備（CAPEX）。	設備・運転で 6 割が設備（CAPEX）。
b.期間	CAPEX は最長 15 年（据置 3 年）。	CAPEX は最長 15 年（据置 2～3 年）。	CAPEX は最長 10 年（据置 1 年）。
c.金利	CAPEX は固定 6～8%。運転資金は変動 4～6%。	CAPEX は固定 6～7%、変動 5～6%。運転資金は 5～6%。	CAPEX、運転資金とも固定で 6～6.25%。
d.担保	LGUGC 保証付き融資は半分以下。担保は預金か売上債権。	LGUGC 保証付き融資なし。担保は原則配電施設。	LGUGC 保証を含め無保証、無担保。
③主な融資審査資料	・財務諸表 ・設備投資計画 ・ERC 申請書類	・財務諸表 ・発電購入協定書 ・設備投資計画	NEA への融資申込提出書類。
④協調融資の有無	民間商業銀行とのシンジケートローン実施（LGUGC 調整）。		以前 NEA とは協調融資を行ったが、現状なし。
⑤与信判断	独自に開発した行内格付システムに基づき判断。NEA の KPS も参照。	行内信用格付は NEA の KPS と合致しており、KPS を活用。	社内格付けで株主の 73EC を A～D まで 4 分類し、それに応じた融資条件を付与。
⑥債権管理	ステップインライト行使可能な MOU を NEA と締結しているが、発動なし。	EC の技術面を評価できる専門家不在。	問題案件は過去 3 件あり、2 件は返済猶予、1 件はステップインで見直し。
⑦EC 向け融資の方針	EC は優先セクターとして積極的に取組。KPS の低格付 EC へ NEA との協調融資を検討。	LBP 全体融資額に占める割合は 1.3%と少なく今後政府系銀行として融資を拡大する方針。	EC 向けは積極的に取り組む方針。そのため増資を含め融資財源を確保する計画。

③EC 向け融資における課題

各機関とも EC への融資に積極的に取り組み、融資額を拡大する方針であるが、その実施に向けて様々な課題がある。まず共通課題として、規制官庁の ERC が CAPEX を承認するまで 1～2 年を要するケースがあり、融資の実行が遅れることが挙げられる。また、個別の課題として、DBP では低格付 EC に対して NEA と協調融資を行うこと、LBP では EC の技術面を評価する専門家がいないこと、REFC では融資財源を確保すべく、監督官庁の SEC に要求している 3 億ペソの増資がまだ承認されていないこと、が指摘される。加えて、REFC の場合、大株主が EC、融資先が EC であることから、SEC が厳しく業務監査を行っているものの、利益相反の回避が大きな課題である。

2.5 NEA による既存の EC 評価制度

本調査時点において、NEA には EC のパフォーマンスを評価する制度として、Key Performance Standard (KPS) 及び EC 分類 (Classification of ECs) が存在している。これまで両制度は並立していたが、2014 年の EC パフォーマンス評価を実施するに際し、これらの 2 つの評価結果を踏まえ、EC に総合的な格付を付与する仕組みが 2015 年より動き出している。以下では、KPS の概要および現状と課題、EC 分類制度の概要と現状について調査結果を取り纏めるとともに、最近の両制度の評価結果を反映した EC の総合的なパフォーマンス格付の動きについて説明する。

2.5.1 KPS

NEA は電力産業改革法(共和国法第 9136 号、Electric Power Industry Reform Act of 2001) 58 項において、規制緩和市場の下で EC が運営・競争するための準備、農村 EC の技術能力と財務健全性の強化、及び、配電事業者としての農村 EC の生存能力 (viability) 強化のための規制政策の改訂・改善を行う任務が与えられている。NEA では同法に基づき KPS を策定し、EC のパフォーマンスの評価を実施している。NEA の Memorandum No. 2011-020 によれば、KPS の目的として以下の 4 点が挙げられている。

① 配電事業者たる EC の財務面、組織面、技術面のパフォーマンスを計測するツールとして利用し、EC の信用力、発展度合いの判断や顧客保護に利用する。
② EC が遵守すべき技術的基準を確認する。
③ EC の経営陣・従業員にとって、パフォーマンス向上のためのインセンティブ・メカニズムの基礎とする。
④ 報告要件を規定することで、対外的な説明責任、コンプライアンスや信任義務を改善させる。

KPS は、大きく財務面、組織面、技術面、報告義務面の指標から構成されており、その配点ウェイトと各指標の担当部署、及び具体的な評価指標はそれぞれ下表の通りである。

表 18　KPS 評価指標の評価ウェイトの内訳と NEA 内担当部署

評価指標	ｳｪｲﾄ	NEA担当部署
財務指標	30%	Financial Services Dept. 及びAccounts Management & Guarantee Dept.
組織指標	35%	Institutional Development Dept.
技術指標	30%	Engineering Dept.
報告指標	5%	（各種レポートの提出状況を評価）

表 19　KPS の評価指標

評価指標	基準	ウェイト/配点
Ⅰ. 財務指標		**30%**
1. 財務レバレッジ		8
a. 負債比率	60%以下	4
b. Dept Service Cover (DSCR)	最低1.20	4
2. 流動性比率		4
a. 当座比率	最低1.00	
3. 効率性		13
a. 電力供給者/送電事業者への支払状況	遅延なし	5
b. NEAへの支払状況	遅延なし	4
c. 平均売上回収期間	2014年：40日以下 2015年：35日以下	4
4. 収益性	黒字	5
Ⅱ. 組織指標		**35%**
1. 人材：リーダーシップとマネジメント		14
a. ガバナンス		
（1）取締役会のパフォーマンス	準拠	5
（2）経営陣のパフォーマンス	非常に良好	4
（3）NEA/外部監査による監査	Blue Color Coding/Unqualified	2
b. 従業員－顧客比率	1：350（Off-Grid ECを除く）	1
c. 人材能力開発	毎年従業員当たり1回の研修	1
d. 退職プラン・基金	退職基金の有無（アクチュアリー評価に基づく）	1
2. ステークホルダー		14
a. 顧客サービス基準		
（1）サービス接続申請の承認プロセス	申請書受領後1日以内	2
（2）Service drop connection	料金受領後2日以内	2
（3）回線異常後のサービス回復	On-site arrivalから4時間以内	2
（4）顧客からのクレーム対応時間	クレーム受領後24時間以内	2
（5）計画停電に対する事前通知	最低3日前	2
（6）緊急連絡に対する対応時間	最低30分前	2
（7）サービスの再接続にかかる時間	料金受領後、最低24時間以内	2
b. メンバーの参画		5
（1）Annual General Membership Assembly出席比率	全メンバーの5%以上	3
（2）District Election	全メンバーの5%以上	2
c. 情報、教育、コミュニケーション技術	ｳｪﾌﾞｻｲﾄ、ｼｮｰﾄﾒｯｾｰｼﾞ・ｼｽﾃﾑ、ｸﾚｰﾑ・ﾎｯﾄﾗｲﾝ、自動料金ﾒｰﾀｰ、ｵﾝﾗｲﾝ窓口業務	2
Ⅲ. 技術指標		**30%**
Ⅳ. 報告指標		**5%**
1. 月次財務報告		1
2. 月次エンジニアリング報告		1
3. 監査付き財務報告書		1
4. パフォーマンス基準モニタリング報告書		1
5. e-ICPM (Enhanced Integrated Computerized Planning Model)		1

（出所）NEA Memorandum No. 2013-024 (October 29, 2013)

KPS による格付けは一年毎に実施され、上記の指標による評価の結果として、各 EC は AAA、AA、A、B、C、D の 6 段階の格付に分類される。2013 年上期の評価[10]では、AAA：15、AA：10、A：5、B：29、C：33、D：5 となっており、B 以下の EC が全体の過半を占めていた。KPS は 2012 年より実施されているが、本調査実施時点ではパイロットベースでの実施との位置づけにある。世界銀行のコンサルタントによる KPS 指標のレビューが実施され、NEA 内部において指標改定に向けた検討が行われているところである。

なお、EC が高い格付けを得るメリットとしては、経営面での自主性が高まることや、給与水準の設定が格付け結果に応じて決められること等があるが、本調査で検討の対象としているような EC の組織としての資金調達面での優遇措置としては、主として融資金額面での調整とされており、現在のところ金利優遇は活用されていない。

KPS の実施体制としては、NEA 内にワーキンググループ（KPS-Technical Working Group）が組織されている。NEA 組織開発部の部長が議長となり、金融関連部門（Account Management & Guarantee Dept.、Finance Service Dept.）や技術部等の関連部署が参画しており、主に部長レベルでメンバーは構成されている。同ワーキンググループは定期開催ではなく、必要に応じて開催されている。

表 20　KPS Technical Working Group メンバー構成

Chairperson	Director, Institutional Development Dept.
Members	Director, HR Dept.
	Deputy Administrator
	Director, EC audit Dept.
	Director, Account Management & Guarantee Dept.
	Director, IT Dept.
	Director, Engineering Dept.
	Manager, Corporate Planning Dept.
	Division Manager, Finance Service Dept.
	Community Relations Chief, Institutional Development Dept.　(KPS-TWG 事務局)

（出所）NEA 資料

KPS 格付結果の活用状況については、NEA においては EC のパフォーマンス評価ツールとして、後述の EC 分類とともに、EC への融資審査や EC の経営状況のモニタリングに利用されている。また、NEA 以外にも EC に融資を行っている政府系商業銀行（DBP、LBP）及び保証機関（LGUGC）においても、EC への融資等審査において KPS 格付の結果は参考として利用されており、また今次調査期間中に訪問した民間商業銀行においても参照している銀行があった。

本調査においては、災害レジリエンシー評価に基づく格付制度の適用可能性の検討にあたり、当該新制度の導入方法を検討する観点から、既存の EC 評価制度である KPS 制度上の

[10] 2013 年については台風ヨランダ被害等のため一年間の評価としては KPS 格付は実施されていない。

課題とニーズについて分析を実施した。分析結果は下表の通りである。

表 21　KPS に係る課題とニーズ

	制度・金融面	技術面
課題	➢ KPS の指標は、財務面、組織面、技術面、報告義務面の指標から構成されており、災害レジリエンシー関連の指標は含まれていない。 ➢ KPS 実施上の課題は、EC による Acceptability。指標が厳しいと捉える EC もあり、積極的な実施促進を促す工夫が必要である。 ➢ 格付に応じた資金調達面での優遇措置としては、主として融資金額面での調整とされており、現在のところ金利優遇は活用されていない。	➢ 設備強化への取り組み、設備の運営維持管理及び災害復旧に係る計画・体制、TFK への貢献度、復旧資材の確保に関する評価項目・指標は勘案されていない。
ニーズ	➢ 災害レジリエンシー関連の指標が KPS に組み込まれることにより、EC について総合的な評価が可能になる。 ➢ NEA では、KPS の改訂に際しては、EC や DOE 等関係者へのコンサルテーションを実施しているとのことであり、評価を受ける EC へのコンサルテーションが重要と考えられる。 ➢ 融資判断において KPS の結果を参照している商業銀行については、金融機関側の理解促進のためコンサルテーション実施対象に含めることは検討の余地がある。	➢ NEA におけても推奨案を立案し、災害レジリエンシー向上に資する設備強化の提案をおこなっているため、設備強化への事前投資の必要性は認識されている。 ➢ 復旧資材の確保に関して、その必要性が認識されており、NEA-ERC 間にて協議が進んでいる。

2.5.2　EC 分類

NEA は、NEA 改革法（共和国法第 1053 号、National Electrification Administration Reform Act of 2013）において、EC を強化すること、EC が経済的に自立可能になることと小売市場での競争及びオープンアクセスへの準備を支援する任務が与えられている。同法に基づき、経営状態の苦しい EC を早期に発見し必要に応じて経営改善のための介入を実施し、配電事業の健全性を強化するため、2014 年から EC 分類（Classification of ECs）を実施している。NEA の「EC 分類及び NEA による介入実施についてのガイドライン」（NEA Memorandum

No. 2014-001 Guidelines for the Classification of ECs and Provision for NEA Intervention）によれば、その目的として下記の 4 点が挙げられている。

① 財務、技術、組織のパフォーマンスに応じて EC を分類するための基準を策定・規定する
② 財務状態の苦しい EC を早期に発見し､EC 経営に対して NEA が介入を実施するトリガーとする
③ 経営難の EC として分類される前の時点で、予防・改善・軽減措置を実施する
④ 経営難の EC に対して代替オプションを実施する

この制度では、下表の通り財務面を中心とした 6 つの指標が用いられている。評価は四半期毎に実施され、評価の結果に応じて各 EC は Green、Yellow-1、Yellow-2、Red の 4 段階に分類される。最近の分類結果は下表の通りである。

表 22　EC 分類の指標と評価基準

指標	評価基準
1. 現金：一般資金	最低電力コスト及び非電力コストの 1 カ月分
2. 料金徴収の効率性	95%
3. 電力購入支払遅延状況	遅延なし
4. 収益性	黒字
5. 自己資本	資産超過
6. システム・ロス	13%

（出所）NEA Memorandum No. 2014-001 Guidelines for the Classification of ECs and Provision for NEA Intervention

表 23　EC 分類の結果

分類	EC 数	割合
Green	47	39%
Yellow 1	50	41%
Yellow 2	13	11%
Red	11	9%
計	121	100%

（出所）NEA Compliance Report on the Performance of Electric Cooperatives for the Fourth Quarter of 2014

評価結果に応じて NEA による介入度合いが異なり、Green に分類されればあまり必要とな

らないが、Yellow 2 に分類されれば NEA による多くの支援が必要となり、Red に分類されれば民間とのパートナーシップが検討される可能性もある。また、Account Management & Guarantee Dept.へのヒアリングによれば、EC への融資審査にあたっては、前述の KPS の格付とともにこの分類による評価結果も参照しているとのことである[11]。

この制度の実施体制としては、KPS のようなワーキンググループは特に設置されてはいない。NEA 内において EC のパフォーマンス評価実施を担当している OPASS（Office of Performance Assessment and Special Studies）が担当部署として、四半期毎に Financial Services Dept.、Engineering Dept.、Institutional Development Dept.の実施したレビューの結果を取り纏め、分類を行っている。

2.5.3 総合的なパフォーマンス格付に向けた動き

前述の通り、NEA には EC の評価・格付を行う 2 つの評価制度があるが、2014 年の EC パフォーマンス評価にあたり、2015 年よりこれら 2 つの評価結果を反映した新しい格付付与方法（パフォーマンス評価格付、Performance Assessment Rating）が導入されている。この方法は、KPS の評価結果を 80%、EC 分類の結果を 20%の比重でスコアを算出して、その結果に応じて EC の格付を行うものである。格付が AAA、AA、A、B、C、D の 6 段階に分類される点は KPS と同様である。

2014 年のパフォーマンスの格付結果（暫定）は下表の通りであり、A 以上が 7 割弱を占めている。

表 24 EC パフォーマンス格付の結果（暫定）（2014 年）

パフォーマンス格付	EC の数
AAA	50
AA	17
A	5
B	13
C	13
D	10
計	108

（出所）NEA "The Administrator's Report" 22nd NEA-EC Consultative Conference 05 August 2015

本制度の実施体制としては、来年実施される 2015 年のパフォーマンス評価までに委員会が設立されるなど、新しく実施体制が構築される可能性が見込まれている。この評価制度は 2015 年に導入されたばかりであり、KPS 評価項目の見直しも見込まれているなか、制度の定着には相応の時間を要するものと推察される。

[11] NEA Account Management & Guarantee Dept.へのヒアリング（2015 年 2 月実施）

2.6 NEA・ECにおける人材育成

2.6.1 NEA・EC向け人材育成計画

①高度技術研修【エンジニア向け】

エンジニア向け研修は以下のとおりの技術研修が行われている。各ECから招集されたエンジニアが、フィリピン大学等の講師による研修を受けている。

表 25 NEA、EC向け技術研修

Technical Training for NEA and EC	・ Planning Courses for Engineers ・ Distribution System Modeling and Analysis ・ Distribution System CAPEX Planning ・ Distribution System OPEX Planning ・ Power Supply Planning, Aggregation and Contracting ・ Distribution System Protection ・ Distribution System Automation

②NEA - IIEE Partnership【エンジニア向け】

2015年5月6日にNEAとInstitute of Integrated Electrical Engineers of the Philippines (IIEE)は以下の会合を開催し、Registered Master Electricians (RME) Programを進めている。同パートナーシップでは、ECのGeneral ManagerとECの団体であるPHILATMEC[12]がINEC[13]とANECO[14]でパイロットプロジェクトを進めている。今後は、災害対応でのIIEEの役割を明確化し、技術レベルの高い復旧が期待される。

- IIEEの役割
  - a) バランガイ電気工事士やラインマンの技能やトレーニングプログラムを充実させ、認定マスター電気工事士に能力を上げる
  - b) 技能訓練プログラムに関するトレーニングの講師やマニュアルを整備する
- NEAの役割
  - a) 認定電気工事士以外を対象とした様々なトレーニングプログラムに対する必要な対応をする
  - b) 技能訓練プログラム実施のための資金支援を行う
  - c) 毎年二回パートナーのパフォーマンスチェックの確認を行う
- NEAとIIEEの分担
  - a) 各界でのベスト電気工事者を選定して発表する
  - b) ECでの技術メンバーに対する技能向上プログラムを促進する
  - c) これらの技術者パートナー間の友好関係構築を促進する
  - d) バランガイ電気工事士が認定マスター電気工事士となるように促進し、さらに効

[12] Philatmec (Philippine Association of Technical Manager of Electric Cooperatives)
[13] INEC (Ilocos Norte Electric Cooperative, Inc.)
[14] ANECO (Agusan Norte Electric Cooperative, Inc.)

率的なサービスができるように努める

③NEA-EC-TESDA Partnership【テクニシャン向け】

National Skills Training Program が 2015 年 6 月 16 日に NEA、EC、TESDA の 3 者で締結されている。その内容は、全 EC で、全国 68 の TESDA[15]指定の工業学校から、2,521 人の認定[16]ラインマンと契約をしている。本認定には、次の EC が各地域の認定員として活躍している。

この TESDA 認定を取得したラインマンは、そのあと、以下の NEA および EC の実技研修を受けて、Certified Installation & Maintenance Electrician を取得することとなる。

Region I, II & CAR: CAGELCO2 (Cagayan II Electric Cooperative, Inc.)
Region III: NEA
Region IV: BATELEC2 (Batangas II Electric Cooperative, Inc.)
Region V, VI: NEA
Region VII: CEBECO2 (Cebu II Electric Cooperative, Inc.)
Region VIII: NEA
Region IX, X, XI & CARAGA: ANECO (Agusan Norte Electric Cooperative, Inc.)

④NEA-EC Management Course【マネージメント向け】

NEA のマネージャーレベルの研修は以下のコース I, II, III および、ファイナンス研修、制度研修が NEA で定期的に開催されている。また、今後は地域レベルでの機材調達に係る研修についても実施予定である。本件の BCM 格付け等の研修は、この中で制度研修の中に入れて、NEA および EC への理解度向上や格付けの視点・定量評価について研修を行うことが望ましい。

[15] TESDA(Technical Education and Skills Development Authoriy)
[16] 認定番号 NC II (ELECTRIC POWER DISTRIBUTION LINE CONSTRUCTION)は 30 日間のトレーニングで取得できる。)

表 26 NEA-EC Management Course

コース名	内 容
Cooperative Management Course I	・ Directorship of Electric Cooperatives and Good Governance
Cooperative Management Course II	・ Part I - Entrepreneurial Management ・ Part II - Problem Solving and Decision Making
Cooperative Management Course III	・ Managerial Proficiency Through the Experiential Approach and Values Enhancement
Finance Training	・ Risk Based Internal Auditing ・ Work Order Procedures ・ Procurement and Bidding Procedure
Institutional Training	・ Succession Planning ・ Grievance, Handling, Mediation and Conflict ・ Effective Business and Technical Writing ・ Effective Performance Coaching
MSEAC Traning	・ Guideline of MULTI-SECTORAL ELECTRIFICATION ADVISORY COUNCIL

第3章　電力ネットワークの災害レジリエンシー向上に関する取組と課題

3.1　災害レジリエンシー向上に関する技術面の現状と課題

3.1.1　レジリエンシーの現状

① 材質

米国農村電化法（US Rural Electrification Act (REA)）および ANSI 米国基準に基づき、NEA が NEA Engineering Bulletin を作成し材質を定義していることから、制度上は問題ない。しかし、近年、EC の入札は価格重視であることから、電柱において、購入金額が安ければ強度が若干劣ったとしても、基準以下の材質を選定することがあるため、フィリピン国全土に基準以下の材質が流通している事実が散見される。これを改善するには、EC の入札・購買時の機材品質管理に関する人材育成の実施や、地域レベル（近隣 EC）における一括入札・購買の検討が重要と考える。

- 電柱

  仕様は、NEA Engineering Bulletin DX2211（木柱）、DX2212（コンクリート柱）、DX2213（Steel 柱）にて規定されており、電柱強度等を確認したが、日本製のものと遜色ないことが確認できた。しかしながら、現場を確認したところ、コスト面をより重視し、仕様基準を満たさない電柱が納入されている状況が散見された。

- 電線

  仕様は、NEA Engineering Bulletin DX2240、DX2241 に規定されており、日本製のものと遜色ないことが確認できた。

- 支線

  仕様は、特に規定されたものは存在しないため、本調査にて訪問した BATELEC2 における使用材質を確認したが、日本にて採用されている材質と遜色ないことが確認できた。

② 設計・設置

REA および ANSI 米国基準に基づき、NEA Engineering Bulletins で定義していることから、制度上は問題ない。しかしながら、実態は EC の設計の知識不足等により、地質が悪ければ、可能な範囲まで掘削として建柱していること等、配電設備の強度面からは望ましくない行為が散見されている。これらを改善するためには、設計時の建柱ルートの選定に関する人材育成の実施等が有効である。

- 電柱の選択

  法制度で規定されたものはなく、EC での社内規定にて運用されており、基本的な採用はコンクリート柱であるが、設置場所の条件（必要強度、施工性等）により電柱の種別を選択しているのが実情である。例えば、台風ヨランダの復旧作業において、運搬車両の通行が難しい個所では、軽量で人力での運搬が可能な Steel 柱が多用されている。また、僻地等の経営状況が良好ではない一部の EC においても、重量のあるコンクリート柱

を運ぶ車両が十分に配備されていないこと、また、人力でも運べるため、Steel 柱が常用されている。

電柱の必要な強度を算出するには、日本では強度計算のソフトウェアを活用しているが、本調査にて訪問した BATELEC2、LEYECO2、CASURECO2 では、全て手計算で実施していた。

- 電柱の径間

法制度で規定されたものはなく、EC の社内規定にて規定されている。NEA の情報では、幹線における全国平均は 80-90m であり、日本の平均 50-60m と比較して若干長いと言え、改善の余地はあると考える。

- 電柱の根入れ

NEA Engineering Bulletin および NEA Specifications and Drawings for 7.6/13.2kV Line Construction にて規定されており、本調査にて訪問した BATELEC2 では、実際の設計は、前述を参照して、柱長 x1/10+2feet で計算している。実際の設置は、電柱にある根入れの目印を目安に実施していたが、地質の関係から目印まで埋められていない個所も散見された。また、電柱基礎の強度を向上させる根枷については、フィリピン国において、ほぼ実績はない状況である。

- 支線

NEA Engineering Bulletin および NEA Specifications and Drawings for 7.6/13.2kV Line Construction にて規定されており、その設計は、電線アングル：0-5°→不要、5-60°→1 本、60-90°→2 本となっている。本調査にて訪問した BATELEC2、LEYECO2、CASURECO2 でも、この規定に則り、設計、設置していることが確認できている。

③ 運営維持管理

法制度で規定されたものは今のところないが、フィリピン国では以下の対応を進めていることが確認できた。

- 運営管理全般

BATELEC2 では、フィリピン大学等が実施している運営維持に係る Comprehensive Training にスタッフを派遣し、教育を受けさせて、独自の社内基準を設けている。その社内基準を確認したところ、実施内容は、設備の目視点検から始まり接地抵抗の測定等日本で定められている項目とほぼ同等であり、また実施頻度も遜色ないと判断できた。しかしながら、運営管理については、EC が独自に取り組んでいるのが実情で、フィリピン国全土において均一実施できていない。そのため、今後は NEA が中心となり、必要なマニュアル整備や EC に対する実施内容の教育等を実施し、フィリピン国での均一実施・管理を行うことが課題と考える。

➢ 施工技術

IIEE（Institute of Integrated Electrical Engineers of the Philippines, Inc.）では、NEA と提携して、ラインマンの能力開発として、EC からの派遣技術者に対して、教育を実施し施工技術の向上を図っている。特に台風ヨランダ以降は材質が良くても、施工技術の欠如による機器損壊も散見されたため、NEA がリードし IIEE と定期的な研修を進めている。今後は、教育後の能力維持が課題であり、教育を受けたラインマンの認定制度の設立等が、その一助となると考えられる。

➢ 伐採

フィリピン国では熱帯特有の大型樹木が多く存在し、配電線と隣接するケースが多いため、自然災害における配電設備への被害抑制の観点から、伐採は非常に有効である。実務面では、樹木と配電線の最低離隔距離が、NEA Engineering Bulletin に示されており、EC では、この基準に則り伐採作業を行っている。しかしながら、私有樹木の伐採には、所有者との交渉と補償費が必要となること、国有樹木の伐採には、DENR（Department of Environment and Natural Resources）の許可が必要となることから、手続きが煩雑で、しかも長時間必要なことも多々あることから、必要とされる全ての個所において、伐採が実施できているとは言い難い状況である。これらを改善するためには、私有樹木については台風の前等だけではなく、定期的・継続的に所有者と交渉していくことが重要で、また国有樹木については、NEA が DENR と交渉し、国有樹木の一律伐採等の協定を締結することも 1 案である。

➢ 予備品管理

現在、全国の各 EC では災害の備えとして確保しておく予備品ストックの目標を明確にしていない。しかしながら、台風ヨランダ後では、復旧作業が進むにつれ、予備品の資機材の確保に多大な時間を要したため、これを反省している。

具体的には、フィリピン国全ての EC は以下に従うことを検討している。

- 台風等の災害に対して早急な復旧やリハビリテーションを進めるため、重要な設備資材を確保することを確認する
- 災害で被害が出た配電線網の緊急復旧に必要となる十分な機材予備品を確保すること
- “Build Back Better”の考えに基づいた配電線復旧に必要なバッファーストック資機材を確保すること
- 災害復旧に必要となるラインマンや電気工事士を確保する復旧人材プールを地域毎に構築すること、内線工事も含めた電気工事技術の人材育成が大切となる
- 電柱、絶縁碍子類、柱上変圧器、電力メータ、引き込み線等のバッファーストックを確立すること
- “Build Back Better”の考え方に基づいた電力システムの設計を適用させること
- バッファーストックを確立するために資機材購入は地域毎に実施すること
- バッファーストックのために必要となった費用の回収を明確にすること

EC のエンジニアマネージャーで構成される Philippine Association of Technical Managers of Electric Cooperatives (PHILATMEC)では、それぞれ 2%-6%、10%と 20%のバッファーストックを準備した場合の調査を進めた。これには人的災害から台風、熱帯低気圧、地震等の過去の経験をもとに、これらによる被害を想定されている。

調査結果として実際の被害資機材のコストは 10%～20%を超えることが結果と想定されている。このため 10%～20%の機材保管は、大規模災害時の初期対応のみに活用できるとの結果となった。

表 27　配電設備の災害レジリエンシー向上に関する取組の現状

調査項目			調査結果（下線は課題）
材　質	電　柱	法制度(仕様)	NEA Engineering Bulletinで定義しているため制度上は問題ない。
		実　情	ECに入札は価格重視であるため、基準以下の材質が流通していることが散見された
	電　線	法制度(仕様)	NEA Engineering Bulletinで定義しているため制度上は問題ない。
		材　質	日本製と遜色なく、流通製品も特段問題ない。
	支　線	法制度(仕様)	特になし
		材　質	日本製と遜色なく、流通製品も特段問題ない。
設計・設置	電柱の選択	法制度	特段なし（ECには社内規定あり）
		実　情	設置場所の条件により種別を選定
	強度計算	実　情	手計算にて実施のため、計算ミスの可能性あり
	径　間	法制度	特段なし（ECには社内規定あり）
		実　情	基幹配電線において全国平均80-90mで日本と比較して若干長い
	根入れ	法制度	NEA Engineering Bulletin及びNEA Specification and Drawings for 7.6/13.2KV Line Construction
		実　情	基準は柱長x1/10+2feet。設置は電柱の目印を目安に実施だが、目印まで埋めていない電柱が散見された
	根　枷	実　情	利用実績ほぼなし
	支　線	法制度	NEA Engineering Bulletin及びNEA Specification and Drawings for 7.6/13.2KV Line Construction (電線ｱﾝｸﾞﾙ:0-5°→不要、5-60°→1本、60-90°→2本)
		実　情	上記規定の準じて設計・設置済み
運営管理	全　般	法制度	特になし（NEA Operation and Maintenance Procedures Manualにて推奨、ECには社内規定あり）
		実　情	ECが独自で決めており、日本での実施項目・頻度とほぼ同等だが、全国台での均一実施・管理ができていない
	施工技術	実　情	NEAとIIEEが連携して教育制度があるが、教育を受けたラインマンの能力維持が今後の課題である
	伐　採	法制度	NEA Engineering Bulletinに最低離隔距離が記載あり
		実　情	煩雑なで長時間必要な手続きのため、必要な個所全てには実施できていない
	予備品管理	実　情	災害用予備品はストックしていない。ヨランダ台風では、資機材の確保に多大な時間を要した苦い経験がある
	復旧動員プール	実　情	NEA主導のTask Force Kapatid（TFK）により相互応援はあるものの、各ECレベルで要員確保が大きな問題である

（出所：調査団作成）

3.1.2 レジリエンシーの課題

① NEA レベルの課題

➢ 電柱の品質維持

前述したとおり、電柱においては、基準以下の材質の流通が散見されたため、EC の入札・購買時の機材品質管理に関する人材育成の実施や、地域レベル（近隣 EC）における一括入札・購買の検討が重要と考える。また、これらの実施は、フィリピン国での均一化の側面もあることから、NEA が主体的に実施することが望ましいと考える。

➢ 配電設備の強化対策に関する定量評価

NEA では、台風ヨランダ以後、配電線幹線における設備強化対策として、下記 3 点を推奨している。

① 電柱：幹線において、強度 Class6 を利用している個所を、Class2 以上へ変更

② 径間：平均 80-90m のところを、50-70m へ短縮

③ 支線：Storm Guy として、直進配電線において、500m ごとに振分支線の設置

しかしながら、NEA では、これらの推奨案が、設備の強度向上に繋がるものと確信しているものの、その費用対効果の定量評価はできていない。定量評価の実現のためには、日本の定量評価手法を 1 例として NEA に紹介することも有効である。

➢ 運営管理の均一化

フィリピン国における運営管理の均一化においては、NEA が中心となり、必要なマニュアル整備や EC に対する実施内容の教育等を実施することが重要である。

➢ 施工技術の能力維持

前述した通り、ラインマンの能力開発として、IIEE と連携して教育制度は確立できているものの、教育後の能力維持が課題として認識されているが、有効な手段がない状況である。そのため、教育を受けたラインマンの認定制度の設立等が望まれ、NEA が主体的に実施することが望ましいと考える。

➢ 伐採の簡素化

EC の伐採環境を改善するためには、国有樹木については、NEA が DENR と交渉し、国有樹木の一律伐採等の協定を締結することも有効である。

➢ 予備品確保

予備品を確保するにはそれを購入する資金が必要となるが、NEA の設備強化に関する重要度は、「Sitios 電化計画」と「Barangay 配電線増強」の 2 点であり、災害復旧に対する資金投入は、まだこれからである。

また、このレジリエンシー対策は、料金に密接に関係するため、現在 ERC と NEA が協議を進めている。特に小規模 EC からは、資金力に限りがあり、自分たちでは達成できないとの意見が上がり、ストックする資機材量の割合を、EC の財務体質に合わせて、変化させる案が有望とされる。

設計基準の更なる強靭化のために、バッファーストックで確保する資機材にあらかじめ機材の仕様を強靭な設備とすることは大切である。

NEA が推奨している各仕様は以下のとおり。

a) 電線 ＜絶縁電線 #4/0 ACSR＞＜裸線 #2/0 ACSR＞

b) 電柱の平均径間 50 meters

c) 電柱の高さとクラス ＜40 フィート/Class 3＞ もしくは＜35 フィート/Class 3＞

・ Pole Load 電柱の破壊耐力

40Feet/Class 3 ：鉄柱-1,875 lbs

35/Class 3： 鉄柱- 1,875lbs

・ 末口／元口直径／トップモーメント

40/Class 3 鉄柱 - 8.2100 ft／12.41ft／56ft-kips

35/Class 3 鉄柱 - 8.2100ft／11.89ft／56 ft-kips

d) 地中根入れ長さ ＜電柱長さの 10%に 2 ft を加えたもの＞

➢ 災害復旧のための人材プール

災害が発生した場合の、復旧要員の確保は早期復旧のために、最も大切な項目である。NEA は、台風が発生するとその規模に応じて 2.1.2 で記載した Task Force Kapatid(TFK)により相互応援することとしている。しかしながら、復旧人材も被災者であることから、広範囲の復旧作業となれば、ラインマンの不足が顕著となる。

現在、ERC と NEA が協議を進めている予備品確保の議論においては、予備品確保と平行して、将来的なラインマンの確保を目的とした人材育成プログラムを検討中である。（詳細は、2.6 NEA・EC における人材育成を参照のこと）

②EC レベルの課題

➢ 電柱の品質維持

前述した通り、EC の資金不足により、購入金額が安ければ強度が若干劣ったとしても、基準以下の材質を選定することがあり、フィリピン国全土に基準以下の材質の流通が散見されるため、価格だけでなく仕様も重視するよう、社内の周知徹底が望まれる。

➢ 電柱強度の適正な選定

前述した通り、電柱の強度計算に関しては、全て手計算での実施となり、計算ミス等の可能性も否定できないため、強度計算ソフトウェアの活用が望まれる。

➢ 設計時の建柱ルートの選定

前述した通り、電柱の建柱時、地質が悪ければ、可能な範囲までの掘削として、電柱にある根入れの目印まで建柱を行っていない個所が散見された。そのため、設計時に、根入れの目印まで建柱ができるルートの選定能力の向上が望まれる。

➢ 根枷の活用

前述した通り、電柱基礎の強度を向上させる根枷に関しては、費用対効果が高いため、

東日本大震災後、日本では常用しているが、フィリピン国において、ほぼ未導入であるため、根枷の導入は対策の一つとして有望と考える。

➢ 伐採の確実化

前述した通り、伐採は、自然災害における配電設備への被害抑制の観点から非常に有効であるが、費用面および手続き面から十分に実施されていないのが実情である。これを改善するにあたり、私有樹木については、EC の努力に大きく依存しているため、EC が台風の前等だけではなく定期的で継続的に所有者と交渉していき、確実に伐採を進めていくことが重要となる。

➢ 予備品確保

EC は予備品確保の提案を ERC に提出する前に NEA エンジニア部に提出して、料金のインパクトやその正当性について評価を受けることとなる。バッファーストックを確立するために、EC では次のような項目を検討すべきである。

- ５つの重要資機材（電柱、電線、柱上変圧器、電力メータ、引き込み線）はバッファーストックとして入手できるようにその重要度、確保の容易さ、納期を確認すること
- NEA Material Price Index に基づいて、それぞれの費用を計算すること
- 資機材の仕様や工事方法は NEA の基準にしたがうこと
- 絶縁電線 #4/0 ACSR と裸線 #2/0 ACSR, Class 3 相当の鉄柱と木柱を用意すること

表 28　配電設備の災害レジリエンシー向上に関する取組の課題と提案解決策

項　目		課題	提案解決策
NEAレベル	電柱の品質維持	基準以下の材質の流通の散見	・ECの入札・購買時の機材品質管理に関する人材育成の実施 ・地域レベル（近隣EC）における一括入札・購買の検討
	定量評価	NEA推奨の設備強化対策に関する費用対効果の定量評価の未実施	日本の手法の紹介
	運営管理の均一化	フィ国での均一実施・管理の未実施	・必要なマニュアル整備 ・ECに対する実施内容の教育の実施
	施工技術の能力維持	教育後のラインマンの能力維持	ラインマンの認定制度の設立
	伐採の簡素化	国有樹木の場合、DENRの許可が必要で煩雑で長時間の手続きが必要	DENRと国有樹木の一律伐採に関する協定書の締結
	予備品の確保	明確な文書によりルール化されていない	現在、NEA主導でBuffer Stockのルール化を進めている
ECレベル	電柱の品質維持	基準以下の材質の流通の散見	仕様も重視することの社内周知の徹底
	電柱強度の適正な選定	全て手計算の実施のため誤計算の可能性あり	強度計算ソフトウェアの活用
	設計時の建柱ルートの選定	地質の関係から目印まで建柱していない個所の散見	設計時の建柱ルートの選定能力の向上
	根枷の活用	費用対効果が高いが、利用実績がほぼない	根枷の導入・活用
	伐採の簡素化	私有樹木の場合、所有者との交渉と補償費が必要で煩雑で長時間が必要	定期的で継続的な所有者との交渉の実施
	予備品の確保	明確な文書によりルール化されていない	現在、NEA主導でBuffer Stockのルール化を進めている

（出所：調査団作成）

3.2 災害レジリエンシー向上に関する金融面の現状と課題

3.2.1 Calamity Loan

EC が被災した場合の復旧資金の調達先として、政府[17]による補助金と NEA の融資が考えられる。

政府からの補助金を受けるためには、被災した EC は災害補助金申請（calamity grant request）を政府に対して行うが、申請に際して EC が作成する被害額報告書の内容は、NEA が復旧に必要な金額の妥当性の確認を行い、取り纏めて中央政府へ提出するなど、NEA が補助金申請手続きの仲介を行っている。

他方、NEA としては、被災した EC 向けの融資プログラム「Calamity Loan」を有しており、通常の融資プログラムと比較し金利を低くするなど譲許的な融資条件で、被災した EC の復旧の財務支援を実施している。同プログラムの概要は下表の通りである。

表 29 NEA の融資プログラム「Calamity Loan」の概要

目的	台風その他の災害による被害を受けた地域における配電設備の修復・電力復旧
融資額	費用の査定額、但し、資金のアベイラビリティによる
融資条件	（補助金を原資とする場合） ・金利：年 3% ・返済期間：10 年 ・据置期間：最長 1 年
	（NEA の自己資金を原資とする場合） ・金利：現行の NEA 融資金利の 50%以下（調査実施時点では 3.25%） ・返済期間：10 年 ・据置期間：最長 1 年
要件	・理事会の決議 ・予算申請 ・資材の請求書 ・修理費 ・被害報告書/復旧報告書 ・写真

（出所）NEA 資料及び NEA へのヒアリングに基づき作成

中央政府からの補助金を受けるまでには、EC 側の提出書類の作成や政府側の承認プロセスに時間を要する場合がある。NEA としては電力供給の早期復旧を重視し、補助金の承認が出るまでの間、NEA が calamity loan を供与し、補助金申請が承認され次第、融資残高を補助金で清算する、という対応も実施している。

[17] 本調査では NEA が仲介を行っている中央政府による補助金について調査を実施した。地方政府による補助金については情報収集を実施していない。

近年の Calamity Loan 及び政府補助金の供与額は下表の通りである。政府補助金の供与額は、その時点での政府の財政状況等の影響を受ける可能性もあるため、EC 側において災害レジリエンシーを高める取り組みを実施することにより被災時に必要となる復旧費用の低減を図ること、また、保険商品の活用などにより被災時に必要な資金の確保を準備しておくなどといった取り組みが、早期復旧を実現するために今後重要となるものと考えられる。

表 30　Calamity Loan 及び補助金の供与

年	Calamity Loan	災害補助金
2010	8,218,666.17	54,739,091.84
2011	1,724,615.73	43,098,852.45
2012	0.00	65,120,009.62
2013	221,918,086.87	487,829,225.02
2014	530,538,557.46	2,853,060,668.79

（出所）NEA

3.2.2 EC の災害レジリエンシープログラムのための資金確保

NEA では 2015 年 6 月に「EC 向け災害レジリエンシープログラム政策（Policy on Electric Cooperatives' Resiliency Program)」が理事会で承認されている。同政策によれば、全ての EC は災害レジリエンシープログラム（Disaster Resiliency Program）を実施することとなっており、予備資材やその他人員・車両の動員のために必要な資金といったその他費用については、NEA が融資供与により EC を支援する可能性が明記されている。また、同プログラムでは、各 EC が（１）予備資材の確保及び（２）災害時・緊急時の人員・車両の動員のためのファンドを設けることが規定されている。具体的には、Rules and Regulations Implementing the Policy on the Electric Cooperatives' Resiliency Program において、それぞれの項目について下記の通り記載されている。

①予備資材（Buffer Stocks）：EC の予備資材及びフォースマジュール・偶発事件の際の費用については、CAPEX 計画の一部として ERC に提出、及び/あるいは持続的な設備投資のための再投資ファンド（RFSC: Reinvestment Fund for Sustainable CAPEX）[18]（追加）を活用する。
②動員（Mobilization）：災害時・緊急時の迅速な人員・車両動員のための費用を賄うためのファンドを設け、CAPEX 計画の一部として ERC に提出、及び/あるいは RFSC（追加）を活用する。

こうした新しい制度（ファンド）を設定するためには ERC の承認が必要とのことであり、EC の業界団体である PHILRECA（Philippine Rural Electric Cooperatives Association,

[18] 「持続的な設備投資のための再投資ファンド（RFSC: Reinvestment Fund for Sustainable CAPEX)」とは、設備投資に使途を限定したファンドであり、電気料金から一定額が積み立てられている。積立額は各 EC によって異なる。

Inc.）が NEA と内容の調整を行いつつ、ERC への申請が予定されている[19]。

3.2.3 保険に関する取組

①電力ネットワークにおける災害保険の現状

フィリピン国における損害保険については、大統領直轄のフィリピン公務員年金基金（GSIS）が政府資産を対象とする一方、民間損害保険会社が民間資産を手掛けており、両者には一定の役割分担がある（GSIS は公務員への年金支払いが主力業務であるが、政府機関や国有企業が有する資産を保全するため、損害保険業務も実施。このうち、国有企業は GOCCs（Government-Owned and Controlled Corporations）のリストに記載されている機関が対象で、その中には NEA も含まれる）。

これを電力セクターで見れば、政府資産と認められる National Power Corporation（NPC）保有の発電施設や National Grid Corporation of Philippines（NGCP）保有の変電施設に係る保険は GSIS が行っているが、GOCCs とは見なされない EC が保有する配電施設は GSIS の保険対象ではない。

一方、民間損害保険会社は、EC の配電施設が発電や変電施設と異なり、１kmを超え点在しており損害額の査定等が困難であることから、主たる施設である電線や電柱は保険の対象外となっている。保険対象は本社の建物や設備であり、配電施設は通常保険の一般約款条項に含まれない。このため、これら電線や電柱を対象外とする条項を外す特殊保険を商品化すれば、カバーされることとなるが、保険委員会（IC）の承認が必要な上、民間会社ではリスクが大きく取り組むことは難しいとされている。また、フィリピン国では台風、洪水、地震等の災害保険は火災保険の特約として扱われるため、保険料が高くなり、中小の EC ではその支払い負担は大きい。

要すれば、現在、EC の保有する配電施設は GSIS の損害保険対象資産でないこと、また、配電網を対象とする民間保険商品はなくかつ商品化されたとしても保険料の支払い負担が重くなることから、多くの EC は災害保険に入ることができない状況にある。

②新しい災害保険の検討状況

上記①を踏まえ、IFC（世銀グループの国際金融公社）やフィリピン国関係機関が EC を対象とする、もしくは EC にも適用可能な新しい災害保険スキームを現在検討中である。具体的には、①NEA が IFC と検討中の EC 向けインデックス型保険、②PIRA が検討中の地主・中小企業向け保険（Philippine Catastrophe Insurance Pool（PCIP））、③GSIS が検討中の地方自治体向け保険の 3 つである。このうち、PIRA と GSIS が検討中の保険は直接 EC 向けではないものの、PIRA のスキームは中小 EC も中小企業とみなされれば、対象とすることが可能であり、また GSIS は今後 EC を新規に対象とする可能性があることを視野に入れ、これらも含め新保険の概要と課題を述べる。

<u>１）新保険の概要</u>

経緯・協力機関、検討スキーム（対象、種類・形態、主な内容、政府等の支援、スケジュール）及び実現に向けた課題について、整理すれば、次表の通りである。

[19] PHILRECA へのインタビューによる（2015 年 7 月）

この中でNEA/IFC及びPIRAが検討中の保険は、ある観測値における特定の自然災害の規模をインデックスとし、その結果が予め定めた条件を満たした場合、保険金を支払うインデックス型保険である。この新型保険は、フィリピン国最大手の損害保険会社 PGA と日本の損保ジャパン日本興亜の JV である PGA Sompo Japan がミンダナオ島の台風による農業生産者の被害緩和を目的に「台風ガード保険」として 2014 年 8 月にフィリピン国保険業界で初めて商品化したものである。

２）共通の課題

実現に向けた各スキームの個別の課題は次表の通りであるが、共通の課題として、以下の点が挙げられる。

① 前述の通りこうした新保険の創設は保険委員会（IC）の承認が必要である。例えば、火災保険の特約となる台風・洪水の保険料率も IC が決めており、保険会社が保険内容に応じてその料率を自由に変えることはできない。

② インデックス型保険の保険料は伝統的な補償型保険より高く、中小 EC は支払い余力に乏しいため、保険内容を見直して保険料を引き下げる必要がある。具体的には、a.カバレッジの限定、b.分損割合の変更、c.査定の簡素化が主な検討点である。

③ インデックス型保険の保険金支払いについて、フィリピン国には日本の気象庁に該当する機関はあるものの、気象について細かな観測に至らず、全国ベースの気象観測データが不足しているため、支払い額の精緻な計算は難しい。

表 31 NEA、PIRA、GSIS が検討中の新保険の概要

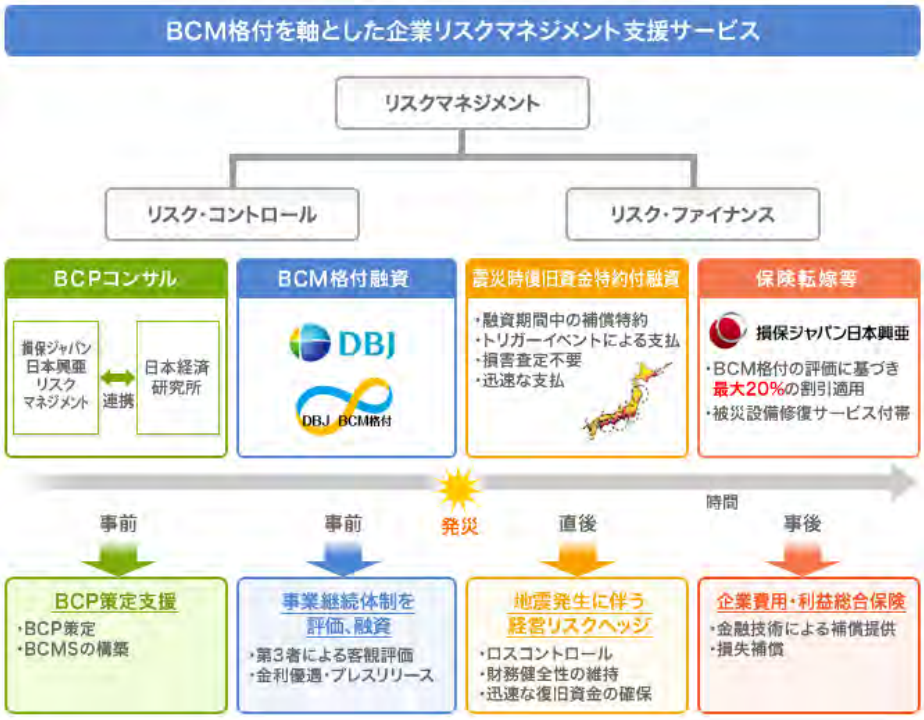
検討主体/項目	NEA/IFC	PIRA	GSIS
経緯・協力機関	民間電力セクターを優先的にサポートすべく、IFC が 2014 年 8 月に EC 向けの災害保険を NEA に提案、現在協議中。	民間損害保険会社の業界団体として当初は IC/ADB の、現在は IFC の協力を得て地震・台風リスクに対応する保険（PCIP）を検討。	GSIS は政府資産保全のため、保険も手掛け、その一環として世銀の協力の下台風・地震被災対応の保険を検討。
検討スキーム			
a.対象	NEA 傘下の EC	家主及び中小企業	地方自治体（LGU）
b.種類・形態	インデックス型保険プール。	インデックス型保険プール。	補償型保険プール。
c.主な内容	NEA が EC を束ねてプールの上、SPV として外資保険会社（現在再保険兼営の 3 社が関心表明）と契約し、保険料及び保険金の支払を代行。	家主・中小企業が各地場損保会社と契約し、プールの上、IFC を通じた世銀拠出の PCIP ファンドが SPV として外資再保険会社と契約。	GSIS が国際的再保険会社の引受を前提に個々の LGU を束ねてプール、保険料徴収の上、災害発生時に LGU に対し保険金を支払い。

d.政府等の支援	フィリピン国財務省が傘下の IC の役割を兼ねて支援。	IC が推進役として保険料率や保険内容等に関与。	大統領府直轄機関として世銀が支援。
e.スケジュール	財務省主導の WG で検討、本年内に終了。	検討委員会を設置、2016 年内に終了。	関係者と協議中。
実現に向けた課題	新保険を承認する IC が直接関与せず財務省主導であり従来の業界ルールと違う方法で検討。また NEA に保険実務を遂行できる人材が不足。	IFC の協力により世銀拠出で創設される PCIP ファンドの組成及び運営主体が不明確。	損害保険は GSIS のメイン業務でないため、民間保険会社と比較し、再保険を含め保険実務ノウハウに乏しく収益管理も不十分。

第4章　災害レジリエンシー評価に基づく格付・インセンティブ制度の提案

4.1　我が国における経験：DBJ の BCM 格付の概要

DBJ は、近年の自然災害等のリスクの巨大化、多様化、複雑化を踏まえ、企業にとって事業資産の損害を最小限に止めるとともに中核となる事業の継続あるいは早期復旧を実現するための BCM の取組が重要であると捉え、防災・減災や事業継続への取組を行っている先進的な企業や、今後取組を推進していくことを考えている企業に対して、2006 年から「DBJ BCM 格付」（旧「DBJ 防災格付」）を通じて金融技術を活かした支援を行ってきている。既存の金融が、主として財務情報に基づいた企業価値や信用力の評価が中心であるのに対して、BCM 格付は、これに加え、被害の防止・減災対策（＝防災力）や事業継続対策の情報を取得することで、有事における企業の信用力やキャッシュフローを継続的に創出する力（＝事業継続力）を評価するものとして設計されている。また、取り組み程度に応じた経済的インセンティブを設定しており、事前の組織レジリエンス向上を促す仕組みとなっている。DBJ は、社会・経済に求められるレジリエントな企業が評価される金融環境の整備・育成へ貢献することを企図しており、BCM 格付を軸とした総合的なリスクマネジメント支援サービスを提供している。



（出所）DBJ ウェブサイト

2006 年度から開始した BCM 格付融資の累計実績は、189 件約 1,900 億円（2014 年度末）となっており、東日本大震災以降、高い水準で推移している。

DBJ は、企業の危機管理等に関して、組織や地域の境界を越えた協議、情報共有を行う場

として、BCM 格付を取得した企業等を対象とした「BCM 格付クラブ」を年 1 回開催しており、2015 年には「経営者のリーダーシップと BCM の成果」と題した会に、35 社 47 名が参加している。こうした取組は、本調査の提言として後述する「プラットフォーム」の設立・運営の面でも参考となろう。

4.2　EC 向け BCM 格付制度の位置付け（KPS 制度と別建て・統合する理由）

前述の通り、NEA は、EC の総合的なパフォーマンスを評価することを目的に、KPS（Key Performance Standards）による格付け評価を実施してきた。尚、KPS は 2015 年、Performance Assessment Rating という新しい格付けの仕組みに統合されている。

本調査では、BCM 格付けを既存の KPS 制度に組み込むか、または別建てとするかに関して、其々のケースのメリット・デメリット等（下表）を踏まえ、NEA KPS Committee メンバー等と協議するとともに、地方セミナーでは参加した EC からの意見も聴取した。この結果として、（EC の総合的なパフォーマンスを評価する）KPS（現 Performance Assessment Rating）と（災害レジリエンシーの取組状況を評価する）BCM 格付けとの目的がそもそも異なること等を理由として、BCM 格付けは既存の KPS とは別建てで導入・運営するという方向性で固まることとなった。

尚、今後 NEA において BCM 格付けを主導していく役割は、Engineering Department が担当することが予定されている。

表 32　KPS に組み込む/別建てにする場合のメリット・デメリット

KPSに組み込む場合のメリット・デメリット	KPSと別建てにする場合のメリット・デメリット
◎BCMを含めた、ECの「総合的な」パフォーマンスを評価する格付と位置付けることが可能。 ○NEA、ECのスタッフにとって、既存のKPSの作業フローに基づくものであり、作業の追加負担感が相対的に小さい。 △既存のKPSでは、金利インセンティブは含まれていない。 ×BCMの配点ウェイトが相対的に小さい場合、ECのBCM改善に向けた取組を促すインセンティブとして機能しない。 ×商業銀行はその与信判断においてKPSをあまり活用していない可能性があり、政策金融機関等、NEA以外への適用可能性検討時に限界が生じる。	◎ECのBCMへの取組に特化した格付制度と位置付けられ、そのインセンティブの内容に応じて、ECの災害レジリエンシー向上に向けた取組を促すことが可能。 ○ECの配電事業以外、また、NEA以外（政策金融機関等）への適用可能性検討に際して、応用し易い。 ×NEA、ECのスタッフにとって、追加の作業フローが生じる可能性が高く、制度の枠組みが複雑になり、作業の追加負担感が生じる可能性がある。

4.3　NEA における実施体制

本調査では、前述の通り、BCM 格付けを KPS 制度に統合するか、別建てにするかという点とともに、導入に際しての実施体制についても、KPS ワーキンググループほか NEA 関係部との協議を行った。

BCM 格付けは KPS とは別建てで導入・運営する方向性となったことから、BCM 格付けの実施体制については、KPS と同様に、ワーキンググループを NEA 内で組成し、NEA において災害リスク軽減・管理を担当している Engineering Dept. が議長（主担当）となり、また、本制度は金融インセンティブを活用する制度であることから金融関連部門（Account Management & Guarantee Dept. 及び Finance Service Dept.）が Engineering Dept. をサポ

ートする体制が必要であると考えられる。また、EC のパフォーマンス評価を担当している Office of Performance Assessment and Special Studies や KPS ワーキンググループの議長をしている Institutional Development Dept.も両部門を支援し中心的に参画する体制が望ましいであろう。

また、本調査で提案する BCM 格付けの実施フローは下図の通りである。まず、各 EC が自己の災害レジリエンシー向上に向けた現状の取組等につき NEA に対して自己申告を行い、NEA は書面でその内容を確認した後、各 EC を訪問し、ヒアリング・設備の実査を行い、申告内容の確認を行う。NEA は格付け結果を各 EC へフィードバックし、その内容に基づき、各 EC において改善の取り組みを行う。

NEA が行う EC 訪問・実査については、現在、KPS の評価において実査は行われていないことから、NEA 側の実施体制に応じて、導入当初は全ての EC への訪問調査を行うよりも、毎回いくつかの EC を選んで実施する方法も現実的と考えられる。

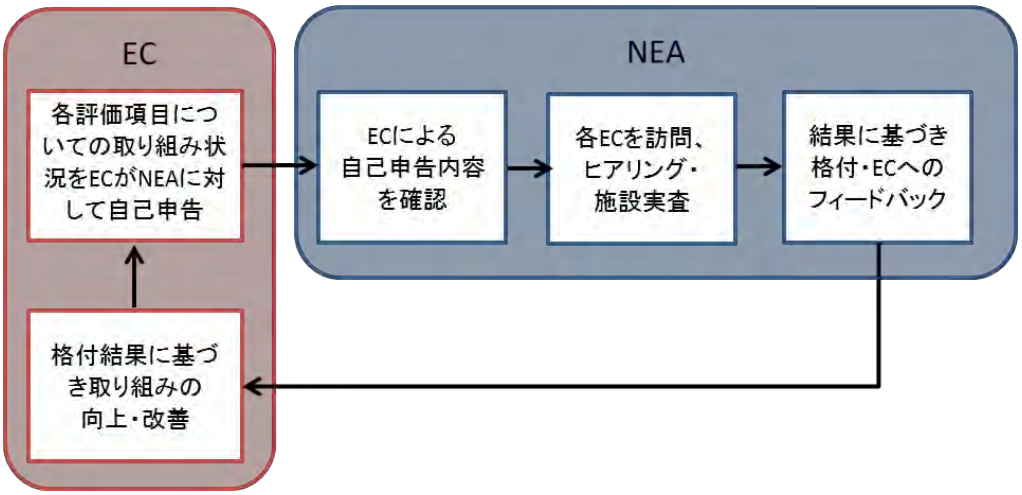


図 8　BCM 格付けの実施フロー（案）

4.4　モニタリングメカニズム

「DBJ BCM 格付融資」においては、企業が評価の前提となる災害対応体制を維持できない場合や、評価実施後に大きな変化が生じた場合には、企業から DBJ に対して通知する義務を「BCM 覚書」に基づき課しており、変化の度合いに応じて格付の停止や取り消しも含めた対応措置（モニタリングメカニズム）を講じている。

今次調査で提案する災害レジリエンシー評価に基づく格付制度においても、評価時の状態が維持できているかどうか NEA による定期的な EC のモニタリング方法及びモニタリング結果の EC 等へのフィードバックに加え、評価実施時点から大きな変更が生じた場合の EC から NEA への報告義務や、評価時より状態が大きく変わった EC の格付の見直しなど、NEA として取るべき必要な対応措置についても検討しておくことが重要である。特に、定期的モニタリングについては、「4.6 格付付与の方法」で記載する通り、今次提案する格付制度については中長期の BCM 計画についても評価の対象とすることから、同計画の実施状況を

フォローしていく必要がある。

本調査で提案するモニタリングの方法（案）は下表の通りである。本制度は各 EC の災害レジリエンシー向上の取り組みを促進することを目的としていることから、評価の前提となる取り組み状況が悪化した場合に金融引き下げ幅をなくすペナルティー措置のみでなく、改善した場合にはより優遇的な金利への変更を行う措置も制度として組み込むことにより、各 EC の積極的な取り組みを促すインセンティブ制度としての機能発揮を重視する。

表 33　モニタリングメカニズム（案）

	実施内容及び NEA による対応措置	実施頻度
定期モニタリング	・格付付与後、EC から NEA に対して格付評価項目の遵守状況及び BCM 計画の達成状況を書面で報告 ・NEA は EC に対してモニタリング結果を書面でフィードバック ・モニタリング結果に応じて、EC の取り組みが著しく改善・悪化している場合は、対象 EC への訪問・実査を行い、再度格付を実施 ・新しい格付けに基づき貸出金利を変更	毎年
評価時点から状況が著しく変わった場合	・EC は NEA に対して書面で報告を行う ・NEA は対象 EC を訪問し、協議を行うとともに、格付見直しの必要性を検討 ・必要な場合は、再度格付けを実施 ・結果に応じて新しい格付けに基づき、貸出金利を変更	必要に応じて随時

4.5　EC 向け BCM 格付項目案

4.5.1　格付け項目選定の考え方

配電網はフィリピン国全土に広がる広大な電力供給インフラであり、立地、地形や土地利用によって、自然災害の起こる危険性は異なる。施設自体の強度も配電網の種類や設計仕様の差異により一様ではない。このため、自然災害に対する配電網の脆弱性にはばらつきが多いと考えられる。自然災害に対する施設の強靭性は、「想定すべき自然災害危険を適切に評価し」、「危険度合に応じた物理的な強度を有している」こと、事業継続マネジメント（BCM）の観点から「災害による損傷度合に応じた復旧能力」を有していることを視点に格付け項目を選定した。

- 配電網が立地する地域で、自然災害の強度を適切に想定していること
- 想定する自然災害の種類や強度に応じて配電網設備が設置されていること
- 立地条件や施設の現状にもとづいた被害想定が適切に行われていること
- 被害想定にもとづいた有効な防災対策が計画、実行されていること
- これらを電力事業の事業継続マネジメントとして継続的に取り組む体制が出

来ていること

自然災害危険に対して、損傷発生を完全に防ぐことは不可能であるが、有効な対策であれば被害は軽減される。被害の軽減は復旧作業負担の軽減につながり、早期復旧に寄与すると考えられる。BCM 格付け項目は、日本政策投資銀行の BCM 格付け項目の考え方をベースにしながら、産業施設とは異なる配電網、多様な自然災害危険といった特性を考慮し選定した。

4.5.2 構成

BCM 格付け項目を以下の観点で 15 の評価区分（Level 1 区分）及び 3 つの評価区分（大区分）に分類、整理、集約した。大区分は以下のとおり。

- 被害を直接的に軽減するための方策（損傷規模の軽減）
- 罹災後の早期復旧を担保する方策（復旧期間の縮減）
- これらの取り組みを継続的に行い事業継続マネジメントの取り組み（事業継続態勢）

事業継続マネジメントの観点からは、これらの取り組みは独立したものではなく、統合的に計画、実行されるべきものである。配電設備の物理的な強化によって想定される被害が軽減されれば、必要とする復旧対応能力の軽減が期待されること、継続的な防災対策や復旧能力向上には、適切な計画やリソースの裏付けが必要であることなど、3 つの構成要素がバランスしていることが、自然災害危険に対する有効な準備に必要である。

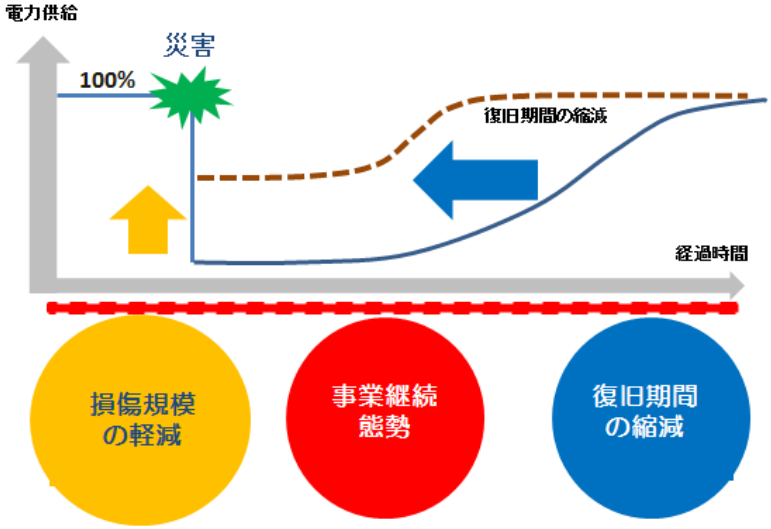


図 9　評価区分と事業継続の関係

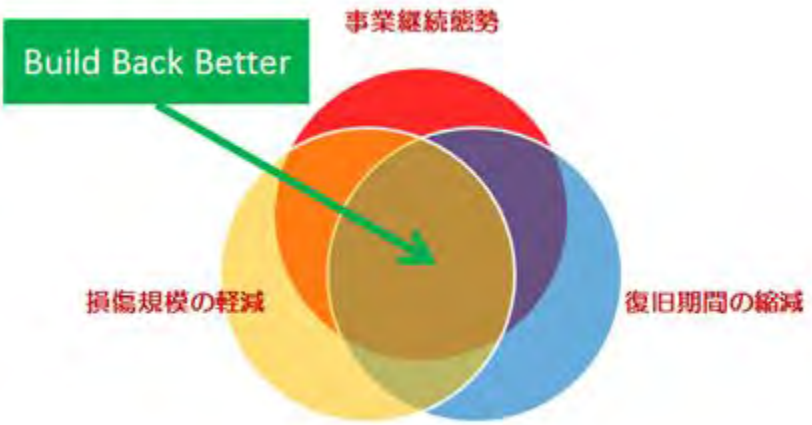


図 10　事業継続態勢評価の構成イメージ

このため、想定される自然災害危険に対する配電網設備や操業体制の脆弱性を把握し、個別の防災対策だけでなく、電力供給事業の事業継続マネジメント（BCM）の向上を促す評価区分構成とした。（図 10）

4.5.3　評価区分、項目案及び格付け方法

①評価区分　A　損傷規模の軽減

自然災害危険に対して発生が見込まれる配電網の損傷規模を軽減するための措置の妥当性を評価する区分とし、以下の観点から計 21 の確認項目を有する。

- 想定すべき自然災害の妥当性
- 自然災害に応じた配電網の設計仕様（電柱設計荷重、径間短縮、根入れ、変電施設の防護）
- 設計に合致した製品の使用や施工水準（品質管理）
- 保守点検プログラム（日常点検、台風通過前後の特別点検、通信ケーブル管理）
- 二次的災害の防止（樹木倒壊や飛来物による配電障害、高潮・洪水・家屋倒壊による電柱倒壊）
- 配電逆送ルート、切替え設備
- 重要施設に対する追加的防護措置

②評価区分　B　復旧期間の縮減

自然災害の種類や強度、配電網の現状から、配電網の損傷規模（損傷範囲や損傷程度、停電影響範囲）を事前に把握すること、損傷規模に見合った復旧計画や復旧体制の整備状況を評価する区分とし、以下の観点から計 15 の確認項目を有する。

- 被害想定の事前評価及びこれにもとづく復旧計画の策定
- 被害想定及び復旧計画に見合った復旧能力（被害把握能力、復旧用資材、人員、サポート等）

- 罹災時の EC 本部機能の確保
- 復旧作業へのアクセス確保や関係機関との調整機能
- 継続的な相互援助体制

③評価区分　C　事業継続態勢

自然災害に対する損害軽減や早期復旧には、現状評価にもとづいたハード面での施設の改修や復旧資材及び要員の確保に裏付けられた復旧計画が必要になる。平常時からの対応を促すにはマネジメント層の意思やこれにもとづく EC としての取り組みが必須である。この点から、本項目では計 11 項目について評価をおこなうもの。

- 事業継続計画へのマネジメント層のコミットメント
- 施設強靭化のための事業計画
- 緊急対応計画

④格付け評価の考え方

評価区分毎の合計点は表 34 のとおりとし、自然災害危険に対する損傷規模の軽減を評価する評価区分 A に重みづけを行うため配点を 50%とした。

表 34　評価区分毎の配点、評価項目数

評価区分（大区分）	配点	評価区分数（Level 1 区分）	評価項目数
A　損傷規模の軽減	50	7	21
B　復旧期間の縮減	35	5	15
C　事業継続態勢	15	3	11
合計	100	15	47

自然災害危険への対策は、一つの対策が実施できていても他の対策に不具合があった場合には、結果として効果は得られない場合がある。例えば、台風に対する配電網の強度設計は十分であっても、施工や設備の品質に不具合がある場合は、本来の防災水準は確保できない。また、復旧用資材が十分に配備されていても災害時の施工能力が欠如していれば復旧作業は捗らない。評価区分毎の格付け方法は加点方式、減点方式あるいは平均点方式などがあるが、上記のとおり、重要な項目が実施されないと効果が得られないとの考え方から、ここでは減点方式による評価をベースとした。減点方式を取り込んだ評価方法によって、自然災害に対する強靭化に必須と考えられる項目については減点幅を大きくし、評価にメリハリをつけるとともに、重要な項目への対応を促すことが出来る。

具体的な評価・格付け方法は、以下のとおり。

- 評価大区分の配点を評価中区分毎に持ち点として配分し、Level 1 計 15 区分毎に持ち点を設定
- 評価項目には各々最大減点数を配分し、当該項目が達成されていない場合には、該当する Level 1 区分の持ち点から減点を行う。
- Level 1 区分には複数の評価項目があるため、多くの項目が達成されていない

場合には、Level 1区分の持ち点は（－）になる場合があるが、減点によりLevel 1区分の持ち点が（０）点に達した時点で当該Level 1区分の評価は（０）とし、（－）評価はしない。これは他の評価区分との独立性を保つためである。

・ Level 1区分の残点数を大区分に集約し、評価点とする。

減点法を取り込んだ評価方法によって、自然災害危険に対する強靭化に必須と考えられる項については減点幅を大きくし、評価にメリハリをつけることが可能となる。

評価区分（大区分、Level 1）及び配点内訳、評価項目数は、表 35 のとおり。

表 35　評価区分（大区分、Level 1）及び配点内訳、評価項目数

	評価大区分（Key Elements）	配点	評価区分レベル　（Level 1）	配点内訳	評価区分　Level 2 評価項目数	小計
A	損傷規模の軽減　（配点　50）					
(1)	予想されるハザードに見合った施設の強度が確保されている	30	【計画】　ハザード想定が適切	5	1	
			【設計、施工】　施設の仕様が想定ハザードに応じて設計されている	10	6	
			【品質保証】　施設や設備が設計どおりに施工、製作されている	10	3	
			【保守、点検】　施設の仕様を維持するための点検、保守、補修が行われている	5	4	
(2)	想定される二次災害に対する対策	10	樹木倒壊、飛来物、高潮、斜面崩壊、土石流	10	4	
(3)	配電逆送ルート	5	逆送ルート、切替設備	5	1	
(4)	重要施設に対する追加防護	5	病院、避難施設、上下水道、通信施設など重要インフラ拠点への配電ルート強化	5	2	21
B	復旧期間の縮減　（配点　３５）					
(1)	事前予測システム	5	損傷規模、範囲の予測	5	1	
(2)	復旧能力	17	被害想定に見合った復旧能力	17	9	
		3	各EC本部機能	3	1	
(3)	復旧作業の容易さ	5	逆送ルート、復旧作業アクセス	5	1	
(4)	相互協力体制	5	相互援助体制（Taskforce Kapatid）	5	3	15
C	事業継続態勢　（配点　１５）					
(1)	トップコミットメント	5	防災水準向上に向けた経営層の意思	5	1	
(2)	施設強靭化のための事業計画	5	施設更新、既存施設補強	5	2	
(3)	緊急対応計画	5	事前準備、策定、更新、定期訓練	5	8	11
					47	

評価項目及び評価項目毎の最大減点数は表 41 のとおり。

4.6　格付付与の方法

本調査での NEA や EC に対するヒアリング内容を踏まえると、現時点での BCM にかかる取組は、殆どの EC において未だ着手していない、あるいは、着手している場合でも初期段階にあることから、多くの EC の現状の BCM 格付けは低いレベルとならざるを得ず、将来の災害レジリエンシー強化に向けた取組を促すだけのインセンティブ・メカニズムが効果的に作用しない可能性が高い。従って、本調査においては、現時点だけではなく、ある将来時点にて想定される BCM への取組状況を踏まえた BCM 格付けを併せて評価対象とすることとし、現時点から将来時点への改善度合等に応じて、金融インセンティブを付与する仕組みを提案する。

但し、上述の仕組みを成立させる前提としては、BCM 格付けの対象となる EC が、合理的且つ実現可能な中長期の BCM 計画を策定するとともに、同計画の中で、BCM 格付けの主要な評価指標に関して将来時点で達成可能な目標値を設定すること（例えば、NEA が規定する buffer stock の達成度割合）等が必要となる。

また、こうした仕組みを効果的に運用する上では、実現可能性の乏しい様な高過ぎる目標を設定した EC が、高い BCM 格付け評価、及び、これに伴う金融インセンティブを受けて得するといった事態に至らぬよう、EC の策定する中長期の BCM 計画の実現可能性を見極める審査能力に加えて、BCM 計画の達成状況等にかかる EC への定期的なモニタリング等を通じたフォローアップ・プロセスを予め組み込んでおくことが必須となる。

本調査では暫定的に、格付け水準は、A から C までの 3 段階とし、評価点合計 100 点満点中の 80 点以上が A、60～80 点が B、60 点未満が C とする[20]。尚、格付け区分は、BCM 格付け導入の初期段階では出来るだけ簡素化した方が EC からの理解も得られ易いと考え、3 段階としている。

4.7　格付水準に応じた金融インセンティブ

本調査では、BCM 格付けの水準等に応じた金融インセンティブについて、①現時点での BCM 格付け水準、②BCM 計画に基づき達成し得る将来時点での BCM 格付け水準に加えて、③EC の事業エリアに応じた地域の災害脆弱性、の 3 つの要素を勘案した上で付与することを提案する。③に関しては、100 を超える EC の中でも、特に台風や地震といった自然災害の発生頻度が高い地域、或いは、こうした災害への脆弱性が高い地域において、災害レジリエンシー強化に向けた取組を優先的に促進する必要があることに加えて、金融インセンティブを付与する場合の NEA にとっての財源制約の可能性も視野に入れ、要素の一つとして盛り込むこととした。

具体的な金融インセンティブとして、DBJ の BCM 格付けと同様、NEA から EC への融資の金利引き下げを事例として、そのイメージを以下表にて説明する。即ち、基準金利からの金利引き下げ幅（暫定値）は、現時点から将来時点への格付け水準の改善度合いに応じて設定されることとし、①が C の EC について、②が A では-1.5%、B では-0.75%、C ではゼロ（金融インセンティブ無し）としている。

[20] ここでの評価点の区分はあくまでも暫定的な値であり、本格導入に向けた準備の段階において、テスト実施を行った上で適正な値を設定することが望ましいと考えられる。

③に関しては、これが高い地域に位置する EC に対しては金利引下げ幅を更に高める、またこれが低い地域の EC に対しては金利引下げ幅を小さくするといった措置に加えて、金融インセンティブ付与のための財源制約がある場合には、先ずは③が高い地域を優先して制度運用を開始するといった措置も検討し得よう。

- Evaluating ECs' disaster preparedness as of today will not be sufficient to solve the current challenge.
- Assessing the ECs' future disaster preparedness based on their BCM planning should be incorporated in this rating scheme.
- Also, disaster-proneness of each location needs to be considered for NEA to prioritize funds allocation.

(1) BCM rating as of Today		(2) BCM rating in [3-5] years		(3) Disaster-proneness of location
A	X	A	X	High
B		B		Middle
C		C		Low

(1)	(2)	(3)	Preferential rates* (compared with base rate)
A	A	Middle	[- 0.5%]
B	A	Middle	[-1.0%]
C	A	Middle	[- 1.5%]
B	B	Middle	[- 0.2%]
C	B	Middle	[-0.7%]
C	C	Middle	Not applicable

*The rates are tentative proposal

In order for NEA to prioritize limited funds allocation, the following possibilities could be considered.

- In year 1, 2, NEA provide loans only to ECs in "high" disaster-prone area. (In year 3, 4, in "middle" area and year 5 in "low" area)
- Interest rates discount would be [2 x] in "high" area and [0.75 x] in "low" area.

尚、「4.6 格付付与の方法」にて記載した通り、ここで提案する仕組みにおいては、当初の格付付与以降の定期的なモニタリング等を通じたフォローアップ・プロセスを組み込むことを前提としているが、金利引き下げ幅はモニタリング結果に応じて見直されることが求められよう。例えば、金利引き下げ幅が、融資実行時の BCM 格付け評価（①：C → ②：A）に基づき-1.5%と設定された場合であっても、1 年後の NEA によるモニタリング及び対象 EC との協議の結果として、②：A の達成可能性が見込めず、②：B が見込まれる場合には金利引き下げ幅を-0.75%へ縮める、或いは②：C が見込まれる場合には金利引き下げ幅を無くす、といったペナルティー措置を融資契約中に規定しておくことも、EC にとっては BCM 計画を予定通り実施するインセンティブとして機能することになろう。

4.8　料金インパクトに対する対応

各 EC は 5 カ年投資計画を ERC へ提出し、その投資額を回収するために料金申請を行う。

このため、追加の災害対策投資を行った場合には、その投資額を回収するための料金値上げが必要となる。特に前述した予備品確保 Buffer Stock は、設備量の一定割合を保有するために、料金への影響は大きい。

ERC が料金審査をする際には、災害レジリエンシー向上に資する投資による追加コストについては必要なものであると考慮・評価され承認される必要がある。

NEA と ERC は以下のとおり、各 EC からの Buffer stock および動員(mobilization)の申請に対して、適切なルールを検討している。

- EC は ERC へ予備品確保と動員コストのコスト回収のための電気料金申請を提出しなければならない。
- EC は ERC へ承認を受ける際に次のことをしなければならない
  i) 資機材の調達購入は地域毎にしなければならない。地域の EC は予備品確保の必要量を鉄柱・電線・変圧器・メータ・引き込み線ごとに決めなければならない
  ii)地域のメンバーEC から集められた入札委員会が創設される
  iii) 地域の全ての EC の機材入札は中央管理するべき。個々の機材ではなくマテリアル毎に値段を決めるべきであり、その結果は新聞等に公表するべき
  iv) 契約は個別に EC と業者間で行うべき。契約の条件は EC 毎にされるべき
  v)資機材の持ち込み渡しは EC 毎に納入業者がおこなうこと
  vi) 入札プロセスの前に、納入する半分の機材について地域部会がリクエストした仕様に合格しているか検査を行うこと
  vii) 入札は NEA の覚書 2005 - 30「調達ガイドライン 20051007」に従わなければならない。
  viii) 資機材の補充について、的確におこわななければならない
- EC の提案は Board Resolution により支持されなければならない

また、NEA は料金へのインパクトについて、以下の調査を行い、13.2kV 三相配電線の km 単価および、人材プールにおける動員のコストを公表している。

これらの単価から、動員要員の確保に加え Buffer stock をそれぞれ 2%、10%、20%確保した際の、電気料金への影響度を試算した。

この結果、回収年を 5 年とした場合、料金へのインパクトは Buffer stock が 20%の場合でも 0.13 ペソ／KWh である。これは全 EC の平均値であり、小さい EC の場合はより大きなインパクトがあり、今後は EC の規模毎に個別対応をする予定である。

表 36　三相 13.2KV 配電線のコスト (Per 1 Km、 Per One Connection)

Item	Unit Cost (PhP)	Quantity / km	Total Price (PhP)
Pole 35 ft.	18,500	18	333,000
Pole 40 ft.	25,500	2	51,000
#4/0 ACSR (Insulated)	350/m	3,000 m	1,050,000
#2/0 ACSR (Bare)	40/m	1,000 m	40,000
DTR 25 KVA	78,000	2	156,000
		Total	1,630,000

KwH meter	1,400	1	1,400
#6 Duplex (service wire)	22/m	30	660
		Total	2,600

（出所： NEA）

表 37　復旧に要する動員コスト（労務費と車両燃料代のみ）

EC Class	Cost (Php)		
	Fuel Cost	Labor Cost	Total
Mega Large	495,000	1,980,000	2,475,000
Extra Large	405,000	1,620,000	2,025,000
Large	315,000	1,260,000	1,575,000
Medium	225,000	900,000	1,125,000
Small	135,000	540,000	675,000

（出所： NEA）

表 38　料金インパクト

Buffer Stock (2%, 10%, 20%)	Cost (Php)/KWHr				
	RECOVERY PERIOD				
	1 YEAR	2 YEARS	3 YEARS	4 YEARS	5 YEARS
設備量の 2%	0.08	0.04	0.03	0.02	0.02
設備量の 10%	0.31	0.16	0.11	0.09	0.07
設備量の 20%	0.59	0.30	0.21	0.17	0.13

（出所： NEA）

第5章　災害レジリエンシー評価に基づく格付・インセンティブ制度の実施・運用拡大に向けて

5.1　災害レジリエンシー関連投資にかかる費用対効果分析

5.1.1　費用対効果分析の目的

4.5 EC 向け BCM 格付項目案において整理したように、電力供給の事業継続の観点から見た配電網の強靭化には、施設の物理的な強化（ハードニング）、復旧対応能力の強化およびこれらを実現する施策や体制の整備が必要である。中でも施設のハードニングは、投資を伴うが、配電網の損傷度合を直接的に軽減するものであり、より迅速な復旧対応につながるため、事業継続マネジメント（BCM）の基本である。ハードニングへの投資判断には、想定する災害強度及び発生頻度における現状施設での損傷度合と投資後の損傷度合を勘案した費用対効果分析が必要である。自然災害に対する配電網の強靭化促進を目的とする BCM 格付けと整合する費用対効果分析が、インセンティブ制度導入検討においても必要であり、以下のとおり実施する。

5.1.2　費用対効果分析方法

① 対象とする自然災害危険

フィリピン国における自然災害は多様であり、広範囲に分布する配電網施設の立地条件も様々である。このため、災害毎、立地毎に有効な対策は異なる。地震や土砂災害などは配電網に大きな損害をもたらすものの、損害範囲や発生頻度は限定的である。一方、台風災害は毎年繰返し、かつ広範囲に被害が発生する災害形態である。BCM 格付け指標には広範な自然災害に対する脆弱性を評価するための項目を含めているが、ここでは、頻繁に発生する台風通過時の風荷重に対する配電網の強度を評価し、費用対効果分析を行う。

② 評価方法の考え方

台風に対する配電網の脆弱性は、「通過する台風の強度」と「配電網の強度」の組合せによって決まる。配電網は発電所など単体で強度を評価可能な産業施設とは異なり、フィリピン国全土の様々な地形上に広範囲に連続して分布する施設である。配電網の強度は一定ではなく、また、地形条件からハザードの強度も多様であり、フィリピン国の配電網を対象とした台風損害を定量的に評価可能なモデルはない[21]。このため、インセンティブ制度導入促進への活用を目的として、以下の考え方で評価ツールを作成し、費用対効果分析を行った。

- 台風のリスクが高いルソン島南部の東海岸側（具体的には CASURECO2 の北部）を分析対象とした
- CASURECO2 から入手した配電網の位置情報をもとに、地図上に電柱及び電線の位置を表し、これを 1km グリッド単位で電柱本数、径間の現況を集計した。
- CASURECO2 に大きな損害を与えた 2006 年台風 21 号（DURIAN）をハザード（シナリオ台風）とした
- 領域気象モデル WRF（Weather Research and Forecasting）を用い、地形や地表の粗

[21] 米国系自然災害リスクモデリング会社へのヒアリングにもとづく SJNK-RM 社判断

度を反映しながら、シナリオ台風通過時における分析対象地域の平均風速場を 1km 間隔グリッドでシミュレーションした

- シミュレーションモデルで算出した平均風速にガスト係数を乗じて、シナリオ台風通過時の最大瞬間風速を評価した
- 日本や米国の研究事例、日本での配電網の台風災害予測モデルを開発している電力中央研究所へのヒアリングを踏まえ、風速に対する配電網の損傷割合曲線を作成した
- 配電網の風荷重に対する強度は、電柱の径間、電線を支持する構造物である電柱の強度によって異なるため、各々の損傷割合曲線を作成した
- グリッド毎の電柱平均径間と電柱強度について現状及び強化策を組合せた 7 ケースに対してシナリオ台風による配電網の損傷率を評価した
- 平均径間の短縮及び電柱の強度増加後の配電網の損傷率を分析し、強靭化による被害軽減効果を把握した
- NEA から受領したデータにもとづいて、強靭化に必要な投資額および被害軽減額を評価し、費用対効果分析とした

重要な前提及び仮定条件としては以下のとおりである。

- 1km グリッド内の風速は一様とする
- 分析対象範囲の現在の電柱強度（強度クラスの情報は記録されておらず、一律 Class 5 とする
- 電柱の長さ及び根入れは各々一律に 12m、2m とする
- 配電網は架線の架設方向にかかわらず、風向に直角（電柱及び電線に働く風荷重が最大）とする
- 風荷重や電柱の破壊強度の考え方は、「配電規定 2012 年版」に従う
- 配電網の設置や設備は仕様通りとし、製品欠陥や施工不良はないものとする
- 電柱及び電線に作用する風荷重による電柱の破壊のみを評価した。通信ケーブルが受ける風荷重は考慮しない
- 電線への樹木倒壊等、二次災害による配電網の損傷は考慮しない

5.1.3 費用対効果分析条件

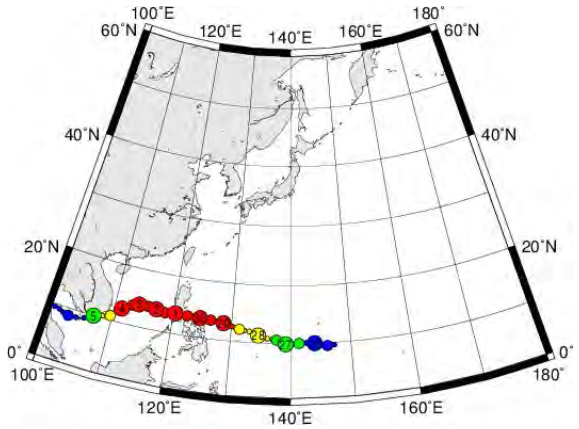
① 対象地域（CASURECO2 北東部）配電網システムマップ

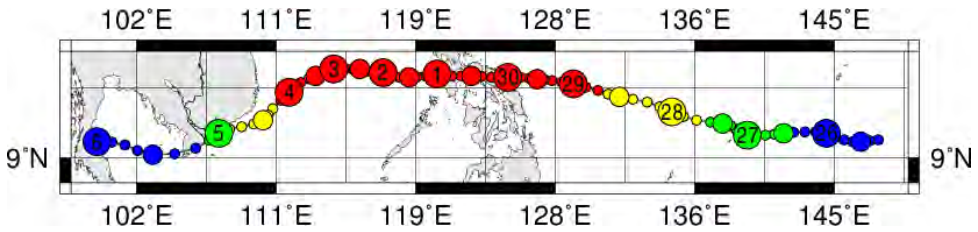
② グリッド単位での電柱電線のカウントイメージ及びカウント結果

カスレコ II　TINAMBAC エリア		
電線総延長：　211,724m	電柱総本数：　2,673 本	平均径間：　79.2m（≒80m）

③ シナリオ台風の概要、通過ルート

2006 年台風 21 号（DURIAN）、カテゴリー 4、EC への最接近時の中心気圧[22]　930-940 hPa



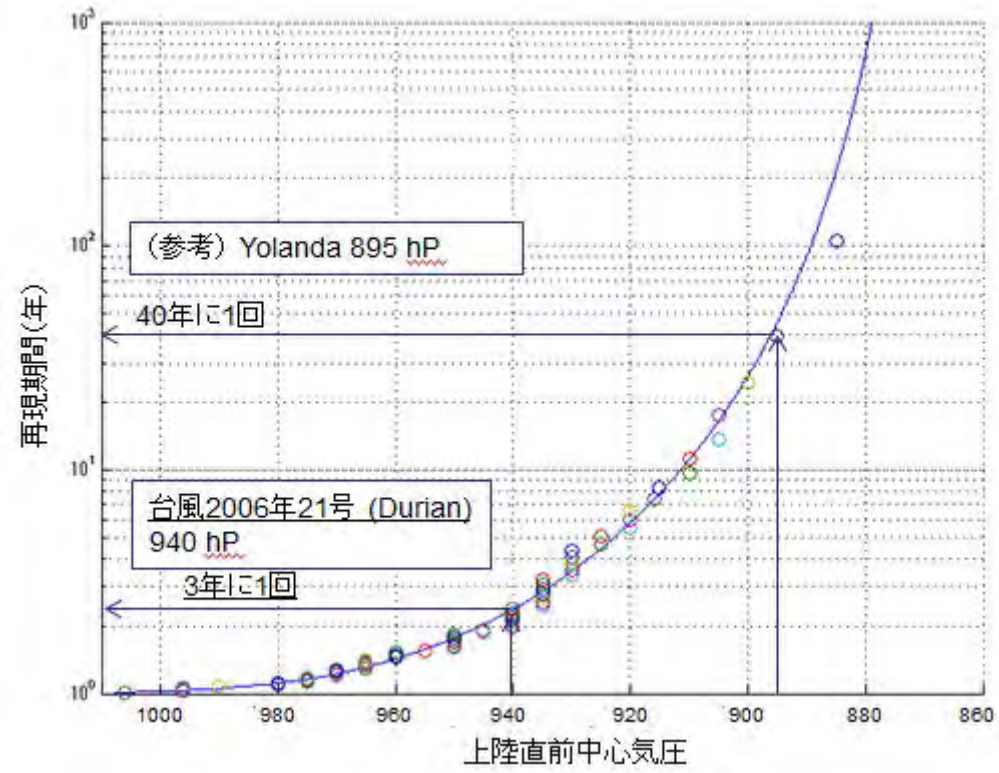


[22] 気象庁発表、参考情報

④ シナリオ台風の再現期間（フィリピン国への上陸直前の中心気圧基準）

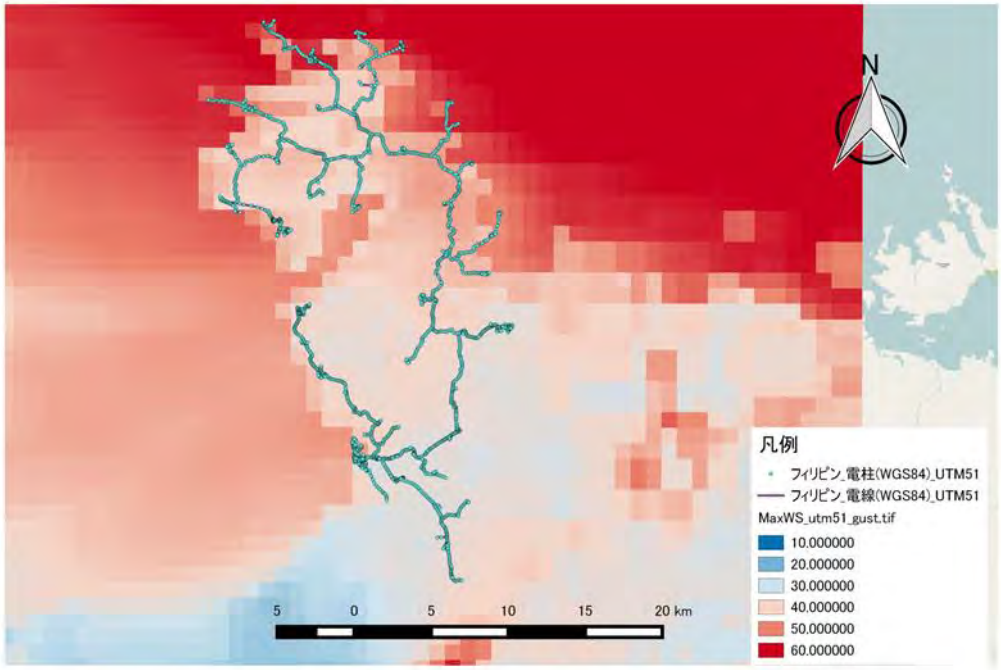
フィリピン国上陸直前（世界標準時 2006/11/30　00:00）

カテゴリー	強い台風（TY）
中心位置	北緯 13.4 度、東経 124.6 度
中心気圧	940 hPa
最大風速	90 kt　（45m/s）

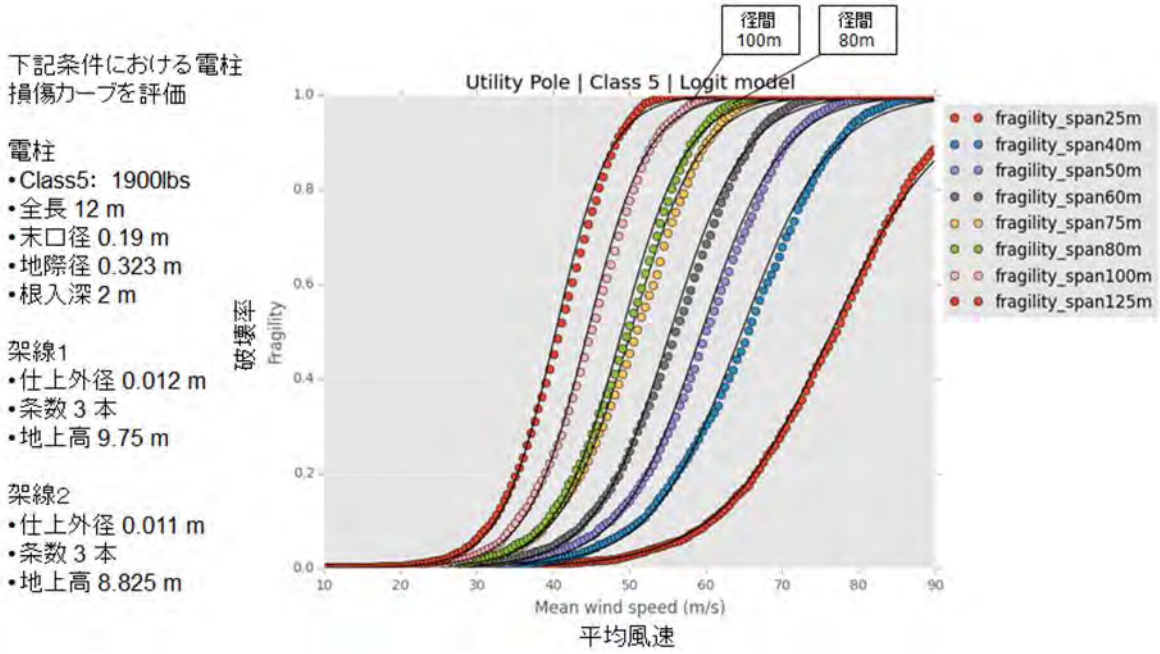


⑤ シナリオ台風による最大瞬間風速分布図

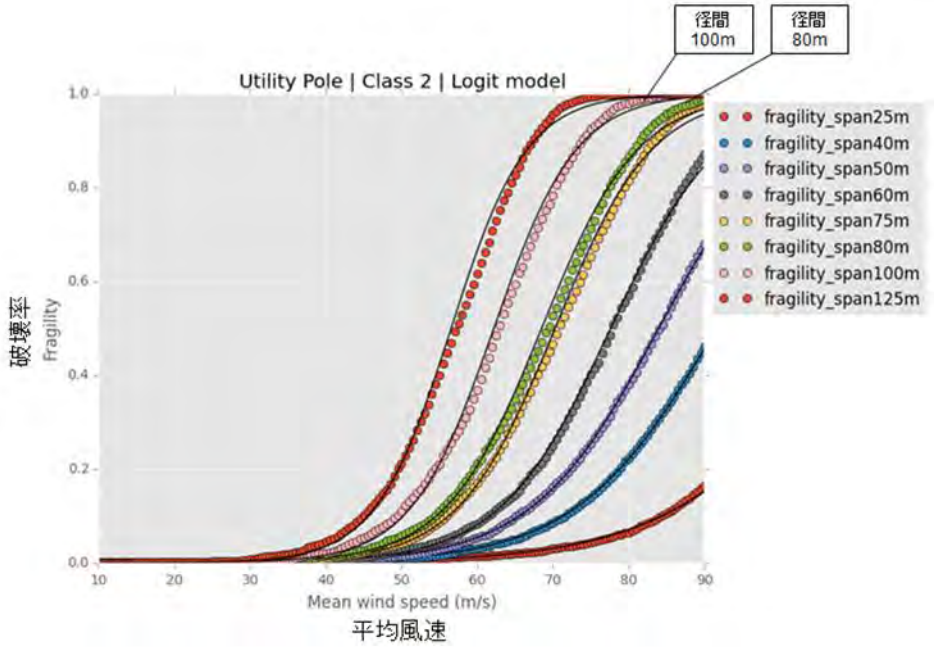
シナリオ台風の最大瞬間風速分布シミュレーション結果



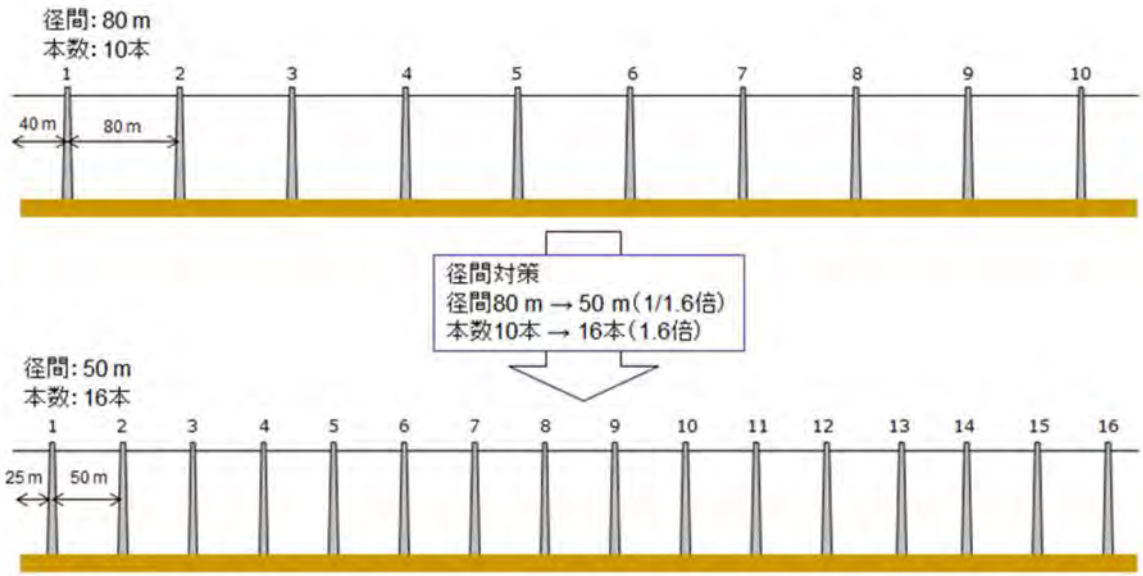
⑥ 電柱損傷曲線（Class 5、電柱径間 25m から 125m）



⑦ 電柱損傷曲線（Class 2、電柱径間 25m から 125m）



⑧ 配電網強靭化としての径間短縮イメージ



⑨ 計算結果

上記前提のもと、径間短縮や電柱強化を行った場合の、現状との比較を電柱破壊本数による損傷率として示すとともに、電柱投資本数に対する被害軽減本数を投資効果として下表に示した。

現状/強化ケース	電柱 Class	平均径間 (m)	電柱総本数 (1)	電柱破壊本数 (2)	損傷率 (2) / (1)	投資本数	被害軽減本数	投資効果
現状	5	80	2,673	282	10.50%	0	0	-
径間短縮	5	60	3,564	166	4.70%	891	116	13.02%
	5	50	4,277	115	2.70%	1,604	167	10.41%
	5	40	5,346	75	1.40%	2,673	207	7.74%
電柱強化 径間短縮	2	80	2,673	30	1.10%	2,673	252	9.43%
	2	60	3,564	21	0.60%	3,564	261	7.32%
	2	50	4,277	18	0.40%	4,277	264	6.17%
	2	40	5,346	15	0.30%	5,346	267	4.99%

5.1.4 対策による効果および留意点

（前提）

シナリオ台風である DURIAN は、統計上、ルソン島上陸の再現期間は 3 年と計算された。評価対象地域での再現期間は、対象地域の規模とフィリピン国土の南北の範囲を考慮し、7 年に一度の再現確率と仮定しても、電柱の設計寿命 40 年間より十分に短く、この間に複数回の損傷が発生することが想定される。

（効果）

- 上表の結果から、現在 NEA で検討中であり、BCP 格付け評価に織り込んだ電柱径間短縮（80m から 50m）および電柱を強度の高いクラスに更新するハードニングを行った場合、シナリオ台風による損害発生率は、現状の 10.5%から、0.40%に改善される。採用した電柱径間の短縮や電柱自体の強化のみの場合でも、損傷率は各々2.70%, 1.10%に改善される。

（留意点）

- 電柱強度の更新には電柱の入れ替え作業が発生するが、無停電での作業は可能である。
- 電柱径間短縮には、追加用地が必要になることに加え、電線の補修が発生する。
- 罹災後の復旧には、電柱や電線の新たな設置に加え、損傷した電柱や電線の撤去、廃棄が必要になるが、罹災前に行う電柱径間短縮計画では、既存電柱の間に電柱を追加設置することで、既設電柱、電線、変圧器活用が可能である。
- 電柱径間短縮による配電網の強靭化を行うことによって、損傷率が現状の 10.5%に対して 2.7%に軽減されるが、直接的には売電収入の増加にはつながらない。
- 風荷重を受ける電線数により、径間短縮と電柱強化の費用対効果は異なる。
- 本分析は電柱径間について、平均径間で検討を行っている。カスレコ II での現地視察によると、実際の電柱径間は一様ではなく、更新に際しては、電柱径間の長い部分に

集中して、径間短縮化を進めることが効果的である。

5.1.5 現状の損害見込みと径間短縮による損害軽減額との比較

上記の強靭化試算のうち、現在 NEA が計画中である電柱径間の短縮（50m）ケースについて投資費用に対する損傷軽減効果を電柱の一般的な設計寿命 40 年において試算した。前提条件は以下のとおり。

- 事前投資と復旧に要する電柱 1 本あたりの材料及び建設工事単価は、NEA バッファーストックプラン付属資料にもとづいて下表のとおりとする

配電網設置費用単価比較 （径間50mあたり）			単位： PHP
ケース	材料・工事単価（per 50m）		per 80m
費用区分	事前対応	復旧対応 （50m）	復旧対応（80m）
電注	25,500	25,500	25,500
電線	2,725	62,300	99,685
施工費	1,375	5,500	8,800
計	29,600	93,300	133,985

- 損傷計算結果から、現状ケースでの損傷率は 10.50%、径間短縮ケースの損傷率は 2.70%とする
- 評価対象地域でのシナリオ台風の再現期間は 7 年とする

（改修ケース：径間短縮による事前投資）

- ➢ 改修投資は 1 年目、台風による損傷は 7 年目に発生し、その損傷率は計算結果から 2.70%
- ➢ 以降、14 年、21 年、28 年、35 年に同様の損傷が発生し、現状復旧を行う

（現状ケース：罹災後現状復旧）

- ➢ 台風による損傷は 7 年目に発生し、その損傷率は計算結果から 10.5%
- ➢ 以降、14 年、21 年、28 年、35 年に復旧部分を含め 10.5%の損傷が発生し、同様の現状復旧を行う

- 事前投資に必要な資金の調達金利を年利 8%/4%とする。利払いは単利の繰り越し、元本分全額借換えとし、元本返済は試算に含めない。
- 改修ケース及び現状ケースにおける 40 年間の必要資金計は下表のとおり。資金調達金利（4%及び 8%）で両ケースを試算した。（単位：千ペソ）

			調達金利 4% / 年		PHP 1,000
ケース	事前投資	復旧費用	計	金利（4%）	計
改修	47,478	53,871	101,349	119,062	220,412
現状	0	188,025	188,025	150,420	338,444
			調達金利 8% / 年		PHP 1,000
ケース	事前投資	復旧費用	計	金利(8%)	計
改修	47,478	53,871	101,349	229,732	331,081
現状	0	188,025	188,025	300,839	488,864

- 径間短縮による改修は、直接的には売電収入の増加にはつながらないが、損傷軽減効果は明らかである。40 年間で考えると、事前投資を含めた改修費用は、101,349 千ペソに対し、現状ケースでの復旧費用計は、188,025 千ペソとなる。
- 事前改修にはアップフロントでの資金調達を要するが、40 年間の総費用は、改修ケースの方が現状ケースを下回る。

5.1.6 投資費用対効果の検討

① <u>投資費用効果比較</u>

- 電柱の設計寿命 40 年間では、損傷後に都度復旧を行う現状ケースよりも、初年度に事前投資を伴う改修ケースの方が合計費用は低い。調達金利を考慮に入れても両ケースの比較結果は同様である。
- これは、改修ケースと現状ケースの損傷率の差異（10.5%対 2.7%）に加え、事前改修は既存電線の利用が可能（一部、調整要）であるのに対し、復旧作業では電線の取り替えも必要となり、作業単価が増加することにも起因する。
- NEA が計画する電柱径間短縮、電柱強度の増加はシナリオ台風による配電網の損傷率を大幅（電柱径間の短縮：2.7%、電柱強度の増加を合わせると 0.40%）に軽減すると考えられ、台風に対する配電網の有効な強靭化策である。

② <u>その他の考察</u>

- 上記試算には罹災、停電に伴う社会的費用は考慮していない。また、現地調査から現状施設の品質には自然災害に対する脆弱性に直結する材料や施工不良などの問題があると考えられ、現実にはより大きな損傷となる可能性がある。改修計画の適切な管理により、これらの不具合を修復できる機会がある。
- 罹災後の復旧に対し、事前の強化は既存電柱や電線の活用可能性があること、損傷施設の撤去費用が不要となること、優先順位にもとづく計画的な作業を行えること、停電範囲の減少や復旧期間の短縮など社会的費用の軽減が図れることなどのメリットもある。
- 当該地域でのシナリオ台風の再現期間は 7 年としたが、小規模な台風はさらに多く到来する。過去の罹災歴から、これらによっても配電網の損傷は発生しているため、改修メリットも増加すると考えられる。

・ 今回の計算上は、平均径間をベースとしたが、実際には電柱径間のばらつきがあるため、径間が 50m を超える区間を優先的に改修することが望ましい。

5.2 今後の運用拡大に向けて

以下では、EC 向け BCM 格付け・インセンティブ制度の実施と運用拡大に向けて、金融機関等との連携を中心に今後望まれる方向性を述べる。

5.2.1 信用保証会社との連携可能性

前述の通り、LGUGC は 2004 年以降、政府系銀行及び商業銀行による EC 向け融資の保証業務を行ってきており、同保証プログラム向けに資金拠出する世銀からはその実績を高く評価されていることに加えて、同保証プログラムに参加する政府系銀行及び商業銀行からの LGUGC に対する信頼も厚いものと思料される。また、LGUGC は地方における水道プロジェクトへの保証業務にも取り組んでおり、今後フィリピン国の地方インフラ事業における災害レジリエンシー強化について民間銀行等の参画も促しつつ実現していく上では、極めて重要なプレーヤーとして位置付けられよう。

本調査について、LGUGC は信用補完主体としての災害レジリエンシー投資を実施する EC に対する民間銀行融資を促進するという自社の役割から、今後の災害レジリエンシー・プロジェクトへの参画に強い関心を示しており、LGUGC 社長からは、JICA による LGUGC への資金供与の可能性についても期待が寄せられているところである。

尚、LGUGC は、そのパートナー銀行を集めた、本調査にかかる説明会の開催（2015 年 8 月）にも協力しているが、同説明会にて実施したアンケートの結果によれば、EC への融資における LGUGC 保証に対する銀行からの期待は強く、また、EC の災害レジリエンシー分野における LGUGC による新たな保証プログラム立上げの可能性については、回答者全員が「肯定的」と答えている。

EC の資金調達における NEA の役割は重要であるものの限定的でもあることから、EC の災害レジリエンシー向上実現に向けて、例えば JICA の海外投融資資金の活用や新たな保証プログラムを設定せんとする世銀との連携強化等により、LGUGC を活用することを検討する価値は十分にあろう。

5.2.2 政府系金融機関・民間商業銀行との連携可能性

ここでは、政府系金融機関については、代表的銀行である DBP を、また民間商業銀行については、三大民間ユニバーサルバンクのうち、最大手の BDO と第三位で最古の BPI を、それぞれ採りあげ、NEA が導入を検討している災害レジリエンシー評価に基づく格付・インセンティブ制度を EC への融資拡大に繋げられるか、また他のインフラや産業セクターへ適用できるか、その可能性を述べる。

①政府系金融機関との連携可能性

1）EC への融資拡大

DBP は政府の政策に沿い EC の資金ニーズに応えているとともに、新しいモデルや方法の推進を支援しており、NEA がフィリピン国で初めて取り組む BCM 格付けスキームに基づくインセンティブ制度導入への関心は高い。その意味で NEA の制度導入は、NEA と DBP が連携し

て EC 向け特別融資プログラムを創設する契機となろう。

しかしながら、高い BCM 格付を取得した EC に対して、DBP が長期・低利の資金を供給するためには、それを可能とする譲許性の高い資金を調達することが重要であり、ADB や世銀、JICA 等のドナーから引き続き ODA 資金を確保することが必要である。ODA 資金がなければ、LGUGC の保証なし融資や無担保融資であっても融資期間や金利は民間商業銀行のレベルと変わらない可能性が高い。

DBP の担当によれば、信用リスクが比較的高くとも BCM 格付の高い EC へ資金を供給できるよう NEA との協調融資を増やすとともに、LGUGC のパートナーシップ銀行 13 行の代表として LGUGC をアレンジャーとするシンジケートローンを組むことも検討し得るとのことである。また、信用リスクが比較的低い EC に対しては、無担保融資を行うことも考えている。その際、配電事業は実質地域独占であり、収入は消費者からの料金回収によるため、キャッシュフローを重視するノンリコース型融資供与も検討可能である。

２）他のセクターへの運用拡大

DBP は EC に次ぐ優先インフラ分野として水セクターを検討しているが、NEA による BCM 格付モデルを水セクターに展開する場合、NEA と同じ役割を果たす BCM 格付機関を整備することが必要であり、この点で DBP がイニシアティブをとれるかが鍵となろう。

また、産業セクターにおける被災対応として、例えば災害対策の事前投資へ資金供与することで貢献できるが、加えて災害時融資実行予約などの災害リスクファイナンスも検討する必要がある。DBP では今後そのニーズは大きくなると考えているため、政府系金融機関として新しい融資メニューを提供する上で先導的役割が期待される。

②民間商業銀行との連携可能性

１）EC への融資拡大

民間第三位の BPI は、LGUGC の保証プログラムを受けて近年７つの EC に対して、期間 5～8 年、金利 5～8%（変動）の条件で総額 10 億ペソ未満の融資を実行している。今後とも LGUGC の保証を条件として EC 向け融資に取り組む方針であるが、それを可能にするためには 5.2.1 で述べた LGUGC との連携強化及び NEA のパフォーマンス評価による適切な格付が必要である。

一方、BDO は、民間最大手ながら BPI はじめ他の商業銀行と異なり、LGUGC の保証プログラムに依存しない方針から結果として EC 向け融資を殆ど行っていない。その理由は、①多くの EC は基本的に経営基盤が弱く返済能力が乏しい、②NEA の KPS は必ずしも十分でない、ことによる。BDO ではこれらの問題を解決しない限り、NEA が BCM 格付制度を導入できたとしても EC への融資は難しいとのスタンスである。

BDO を問わず LGUGC の保証プログラムなしに民間商業銀行が EC へ資金を供給できるようにするためには、民間商業銀行では個々の EC の信用情報等を十分見極め難いことに鑑み、NEA のパフォーマンス評価格付システムの向上を図るとともに、EC の組織力を強化することが必要である。特に組織体制の面で EC が政治の介入を避けつつ、商業的に成り立つように人材を育成することが重要であろう。

２）他のセクターへの運用拡大

民間商業銀行は、他の産業セクターにおいて、災害後のリハビリテーション向け融資を

実施している。また、一部企業が新規設備投資を行う上での事前の災害対策工事を投資のコンポーネントとしている場合、その災害管理関連投資も合わせて融資対象としている。フィリピン国において、BCM を導入している民間企業は限られているため、そのための融資プログラムはなく、また、災害時融資実行予約のようなリスクファイナンスも行っていないが、将来の導入に向けてまずは NEA モデルを普及啓発することが必要であろう。

以上、政府系銀行及び民間銀行との連携可能性を要約・整理すれば、下表の通りである。

機関/項目	EC 向け融資拡大	他のセクターへの運用拡大
政府系金融機関 (DBP)	・ODA 資金調達による特別融資プログラムの創設。 ・高リスク EC は NEA・民間銀行との協調、低リスク EC はノンリコース型ファイナンス。	・水セクターの検討と水向け BCM 格付機関の整備。 ・災害対策の事前投資への資金供給及び災害リスクファイナンス提供の検討。
大手民間商業銀行 (BDO、BPI)	・LGUGC との連携強化。 ・NEA のパフォーマンス評価格付けシステムの向上と EC の経営基盤強化。	・災害後の復旧融資及び事前の防災投資融資への取組強化。

5.2.3 保険会社との連携可能性

3.2.3 の保険に関する取組において、電力ネットワークにおける災害保険の現状と新しい災害保険の検討状況をとりまとめたが、ここではその内容も踏まえつつ、EC 向け保険として他機関と連携した保険会社の取組可能性を述べる。

民間保険会社が単独で EC 向け災害保険を手掛けることは現状難しいが、PIRA が IFC の協力を得て検討中の地主・中小企業向け災害リスク保険プール（PIRA 方式）及び GSIS が世銀の協力を得て検討中の地方自治体向け災害保険プール（GSIS 方式）は、保険引受リスク軽減の観点からスキームとして EC 向け災害保険にも適用可能と想定される。この２つの方式について、EC 向けに適用が可能な理由及び EC 向けを想定した場合の課題を整理すれば、以下の表の通りである。

表 39 PIRA 方式と GSIS 方式の適用

	PIRA 方式	GSIS 方式
EC 向けに適用が可能な理由	①PIRA は保険会社の利害を考慮して調整できる。 ②PIRA は IFC の支援で地主・中小企業向け災害保険を検討中であるが、NEA も EC 向け災害保険を IFC と協議しており、双方のスキームを比較検証できる。	①NEA は GSIS の損害保険対象資産に含まれている。 ②GSIS は発電や変電の損害保険を既に手掛けている。 ③GSIS の保険料率は民間保険会社と同じである一方、GSIS は印紙税と付加価値税が免除されている。
EC 向けを想定した場	保険プールを強化すべく、一定以	GSIS の業務目的・権限に照ら

合の課題	上の資産規模を有するECを相当数加えること。 ECを管理するNEAが適切にECを束ねること。 再保険によりリスク分散を図ること。 現在検討中のスキームと同様にIFCの協力を得ること。	し EC 向け保険が可能か検討すること。 EC を管理する NEA が適切にECを束ねること。 GSIS は保険実務能力に乏しく再保険を含めノウハウがないため民間保険会社の協力を得ること。

5.2.4 その他機関との連携可能性

ここでは、ADFIAP（Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific：アジア太平洋開発金融機関協会）に焦点を当て、NEA モデルの運用拡大に向けた連携可能性について述べる。

①ADFIAP

１）概要

ADFIAP は、アジア太平洋地域における開発銀行及びその他の開発金融機関の持続可能な発展及び相互の協力関係の推進を目的に、アジア開発銀行（ADB）の肝煎りで 1976 年にフィリピン国マニラで設立された非営利組織の国際機関である（現在の会員数は45か国、131機関）。

ADFIAP におけるフィリピン国の会員は下表の 12 機関であるが、このうち、ADB と IFCL Group（コンサルティング会社）を除く 10 行が金融関連機関（含むノンバンク）である。また、DBP と LBP の2行が代表格であり、いずれもEC向けに融資している。

表 40 ADFIAP フィリピン国会員

機関名	備考
Alalay Sa Kaunlaran Incorporated	
Asian Development Bank (ADB)	国際金融機関
Development Bank of the Philippines (DBP)	政府系金融機関
Esquire Financing, Inc.	
IFCL Group	インフラコンサルティング
Land Bank of the Philippines (LBP)	政府系金融機関
Optimum Development Bank	中小企業向け銀行
PAG-IBIG Fund	住宅向けファンド
People’s Credit and Finance Corporation	マイクロファイナンス
Philippine Export-Import Credit Agency	フィリピン国輸出入信用機関
Planters Development Bank	中小企業向け銀行
RCBC Savings Bank	中小企業向け銀行

２）連携可能性

ADFIAP は、DBP や LBP を中心にフィリピン国会員機関を通じて、NEA において確立した EC 向け BCM 格付けモデルを国内の他のインフラや産業セクターに発展・拡大するだけでなく、アジア太平洋諸国を中心とするメンバー諸国においてもその啓発普及を図るプラットフォームとして機能することが可能であると考える。実際、2015 年 9 月 10 日、ADFIAP の国内会員機関を対象に開催した本調査説明会におけるアンケートによれば、12 名中 8 名が自機関での今後の BCM 格付けの導入可能性について「肯定的」と答えている。

まずフィリピン国内においては、銀行協会や地方銀行団体、マイクロファイナンス等の金融界及び商工会議所や主要業界団体等の産業界を対象に NEA モデルを紹介し、他のセクターに適用するためのワークショップの開催が挙げられる。特に金融界では、中小企業融資を審査する上で商業銀行が開発したリスクベースの信用スコアリングモデルを導入しているが、災害リスクに係る BCM を評価項目として採用している銀行がないことから関心は高いと推察される。

また、本年 12 月に ADFIAP 主催の CEO セミナーがマニラで開催されるが、この機会を利用して参加する各国の開発金融機関トップに対して NEA/モデルを普及啓発することも予定している。

今後 EC が実施する災害レジリエンシー関連設備投資に対しては、対象 EC の信用リスク・災害リスクといった属性に応じて、資金供給主体のあり方も下表の通り一定の整理がなされよう。即ち、財務・技術面等での基盤が弱く且つ自然災害の発生頻度が比較的大きい地域に位置する EC に対しては、その与信リスクにかかわらず、JICA からの ODA 資金（無償資金を含む）等の供与を通じて、NEA から補助金の供与や長期低利の融資が実施されることが検討されるべきであろうし、一方、財務・技術面等での基盤が強く自然災害の発生頻度が比較的小さい地域に位置する EC に対しては、商業銀行による民間資金が活用されるべきであろう。そして、これらの中間に位置する EC に対しては、LGUGU による信用補完や、政府系銀行や REFC による融資によって主としてカバーされるべきであろう[23]。こうして、官民の資金供給主体による EC の災害レジリエンシー強化に向けた取組が期待される。

[23] 下表では、簡素化の観点から、EC の（A）Performance Assessment Rating と（B）BCM Rating の水準は比例し、(C) 自然災害の発生頻度は反比例するといった仮定を置いているが、実際には、(A) と (B) が高く (C) も大きいといった EC や、(A) は高いが (B) は低いといった EC もあることが想定されることから、下表の様な単純な整理には留まらない。また、分類毎に位置付けた資金供給主体に関しても、実際には、信用リスク等に関する対象 EC 固有の問題やこれまでの金融取引状況等が金融機関の与信判断に大きく影響することから、下表の通りに単純化されるものではない。

(A) Performance Assessment Rating by NEA	(B) BCM Rating by NEA	(C) 自然災害の発生頻度（≒政策的支援の緊要性）	資金供給主体	備考
最高（AAA：50 ECs）	高	小	商業銀行 w/o. LGUGC 保証、商業銀行 w. LGUGC 保証	LGUGC：JICA の ODA 資金に対する期待強い
高（AA：17 ECs）	中	小～中	商業銀行 w. LGUGC 保証	
高～中（AA：17 ECs、A：5 ECs、B：13 ECs）	中～低	中～大	政府系銀行、REFC	DBP：JICA の ODA 資金に対する期待強い
中～低（B：13 ECs、C：13 ECs、D：10 ECs）	低	大	NEA	NEA：JICA の ODA 資金に対する期待強い

5.3　提言

本調査を通じて、災害レジリエンシー向上のための BCM 格付及びインセンティブ制度導入の可能性については、NEA・EC だけでなく、商業銀行・政府系銀行や LGUGC 等、EC への融資や保証を行う金融機関からも強い関心が示された。加えて、フィリピン国における Disaster Risk Finance（DRF）を統括する Department of Finance は、本調査の今後の進捗を期待していることに加えて、電力セクター向け等の DRF に取り組む World Bank や IFC、地方公共団体向け等の DRF に取り組む Asian Development Bank といった主要ドナー機関は、フィリピン国での災害レジリエンシー強化に向けた各々の支援活動を共有し、より包括的・効果的なアプローチを実現するべく、今後の JICA との協力・補完関係を強化していくことについて積極的である。

台風や地震等の自然災害に対して脆弱とされるフィリピン国が、今後中長期的に安定した持続可能な成長を実現していく上では、本調査にてフォーカスした配電事業を始めとした、主要なインフラストラクチャーの災害レジリエンシー向上は喫緊の課題である。今次情報収集・確認調査の結果を踏まえて、フィリピン国における BCM 格付と金融インセンティブ制度の導入と普及に向けて、本調査団は以下を提言する。

5.3.1　BCM 格付の導入と適切且つ効果的な運用に向けた NEA 及び EC に対する能力強化支援

本調査では、フィリピン国の配電事業の現状や NEA における設備ガイドライン等を踏まえ、47 の指標から構成される BCM 格付（案）を NEA に対して提案しており、同案は今後の BCM 格付の導入・運営を主担当する NEA の Engineering Dept により大筋の合意が得られたところである。

但し、今後同案を EC に対して実際に導入・運用していく上では、以下のプロセスが必要となると思料され、かかるプロセスを円滑且つ効果的に進めていく上では、NEA 及び EC に対する能力強化支援を展開していくことが必須となろう。

① <u>NEA による BCM 計画ガイドライン作成、各 EC による BCM 計画策定</u>

前述の通り、EC の現状の BCM 取組レベルは総じて低いとみなされ、現時点の BCM 格付評価だけをもって、EC に対して金融インセンティブを付与することは難しい。従って、EC の今後の災害レジリエンシー強化に向けた取組を促す上では、NEA が主導する形で、各 EC が中長期の BCM 計画を策定していくことが必要であり、同計画を予定通り実施した場合の将来時点での BCM 取組レベルを評価することで、想定される改善度合に応じて金融インセンティブを付与するという仕組みが有効であろう。

かかる仕組みを実現する上では、先ずは NEA が 3～5 年後をターゲットとした災害レジリエンシーに関する目標値等を盛り込んだ BCM 計画ガイドラインを作成するとともに、かかるガイドラインに基づいて、各 EC が自らの現状を踏まえた適切且つ実現可能な BCM 計画を策定するという動きが、今後早急に進捗していくことが望まれる。

また、NEA においては、「Build Back Better」の取組の一環として Buffer Stock の構築や Taskforce Kapatid といった取組に着手してきているが、これまでの自然災害発生後の

アドホックな対応から、今後は対 EC に加えて NEA 自らの BCM 策定も含めて包括的な事前対策を整備していくことが重要であろう。

② 複数の EC に対する BCM 格付の試行実施

本調査においては、47 の指標から構成される BCM 格付（案）を提案したが、かかる案を実施に向けてより精緻化していく上では、複数の EC に対して同案を試行的に実施することで、各指標の適否や配点のウェイト付け、各指標における採点基準の整理等を行っていくことが求められる。かかる試行実施の対象は、災害脆弱性の高い地域に位置する EC の中から抽出することとし、（DBJ が対象企業への BCM 格付検討時に実施している様に、）NEA Engineering Dept.の担当スタッフが現地を往訪し、EC へのヒアリング・協議を通じた BCM 格付の各指標における採点を行うことが適切であろう。また、かかる EC との協議内容を、必要に応じて格付指標（案）への追加・修正等といった形で反映させることで、将来的には各 EC が適切に自己採点することのできるような BCM 格付け指標へと精度を高めていくことが必要となろう。

③ BCM 格付の 47 の指標に対する適切な対応

①で述べた 3～5 年後の災害レジリエンシーに関する目標値について 47 の指標の中で、どの項目を優先し改善することが、自らの EC にとって最も効率的に災害レジリエンシーを向上させることができるかを判断しなければならない。このためには、各 47 の指標において、高得点取るための対策方法や、その優先順位つけを判断する能力が必要となる。また、各 47 の指標において、災害レジリエンシーの目標を達成するために、具体的な活動を計画し実行しなければならない。

現時点では、どの EC とも BCM の取り組みが始まったばかりであり、今後は、自らの EC にもっとも適切な対策を具体的に推進するため、我が国の知見と経験を活かしてフィリピン国に合致した技術協力が必要となろう。

5.3.2 主要金融機関が参画するプラットフォームの立上げ

EC の設備資金需要に対して NEA による融資がカバーしている割合は、全体の 10%強に過ぎず、今後災害レジリエンシー向上のための設備投資を各 EC が持続的に実施していく上では、政府系銀行や民間商業銀行、及び、これら銀行による融資を保証する LGUGC による当分野への参画が不可欠である。但し、BCM 格付けや DRF はフィリピン国の金融機関にとっても全く新しい分野であることから、その普及を効果的・効率的に実現していく上では、主要な金融機関が BCM 格付けの意義・具体的手法についての理解を深めるとともに、各銀行における取組成果・課題を共有し、EC だけでなく他のインフラ分野や産業に展開していく可能性等について議論する場としての「プラットフォーム」を立ち上げることが望まれよう。そして、こうしたプラットフォームには、金融機関を監督する BSP が参加することも重要となろう。

当調査団は 2015 年 8 月、LGUGU の協力を得て、LGUGC のパートナー銀行に対して、BCM 格付け及び金融インセンティブ制度（案）についての説明会を実施した。同説明会にて配布・回収したアンケート（回答者数：11 行・19 名）によれば、多くの出席者（19 名中 13 名）

が将来の自行での BCM 格付け導入の可能性について「肯定的」と回答しており、金融機関による BCM 格付けへの関心の高さが示されるとともに、前述の「プラットフォーム」の立上げやこれへの参画可能性についても、殆どの出席者（19 名中 15 名）が肯定的に捉えている。

また、当調査団は 2015 年 9 月、ADFIAP の協力を得て、ADFIAP のメンバー機関に対して、同様の説明会を実施した。同説明会にて配布・回収したアンケート（回答者数：8 機関・12 名）によれば、前述の通り多くの出席者（12 名中 8 名）が将来の自機関での BCM 格付け導入の可能性について「肯定的」と回答しており、「プラットフォーム」の立上げやこれへの参画可能性についても、殆どの出席者（12 名中 10 名）が肯定的に捉えている。

5.3.3 ERC の業務効率化に向けた取組との連携

EC が災害レジリエンシー向上のための設備投資を実施する場合、従前のルールに基づけば、各 EC から ERC に対して個々に投資承認申請を提出する必要が出てくることに加えて、かかる設備投資に伴うコストを今後の電気料金収入で回収していく場合には、将来の地域での電気料金上昇への影響も回避し得ないであろう。

JICA による ERC への技術協力を通じて、ERC は、EC の設備投資承認に関して、新たにリスクベース・アプローチを導入することを検討中である。かかる手法によれば、一定のリスク基準を満たしている EC による設備投資計画については、その承認のための詳細な審査を省略することとし、ERC の承認プロセス全体の効率化を図るものである。

本調査団は、現在進行中の ERC に対する技術協力の進捗状況も踏まえ、今後 EC の災害レジリエンシー投資を早期且つ円滑に進めていく上で、以下の継続的な検討が必要であると考える。

① <u>ERC による災害レジリエンシー投資承認に対するリスクベース・アプローチの導入</u>

EC が実施する災害レジリエンシー投資の内容が、前述した NEA の BCM 計画ガイドライン及び各 EC が策定する個別の BCM 計画に準拠している内容であり、また、災害レジリエンシー投資の実施に伴う財務状態への影響度合いが重大でない（例えば、KPS の財務評価指標にて規定される「負債比率 60%以下」が維持される等）場合には、ERC が同投資計画を自動的に承認する或いは承認プロセスを簡素化するといった「リスクベース・アプローチ」の導入が検討されるべきであろう。

② <u>EC におけるレジリエンシー投資準備金の積立</u>

EC は現在、運営経費の一部について、Reinvestment Fund for Sustainable CAPEX (RFSC) として、将来の設備投資に向けたファンド（準備金）として積み立てている。将来持続的に災害レジリエンシー投資を実施していく上では、かかるファンドと同様の仕組みを検討する必要があるだろうが、RFSC の計上水準について ERC からの承認が必要とされた様に、レジリエンシー投資準備金やその水準については、ERC と協議していくこととなろう。

③ <u>電気料金上昇への影響を最小化するための無償資金の提供可能性の検討</u>

事業・財務基盤が脆弱である EC については、地域コミュニティとの関係で電気料金の引き上げにつながる様な設備投資を実施することは難しい環境に置かれていると思料される。本調査で EC に対して実施した地方セミナーにおけるアンケート結果からも、ほぼ全ての EC は地域のインフラ事業者として災害レジリエンシーの重要性を認識しているものの、資金

調達や電気料金への影響といった点が重要な課題として捉えられていることからも、特に事業・財務基盤が脆弱であり、且つ、自然災害に対する脆弱性の大きいECに対しては、災害レジリエンシー投資のための補助金を支給することが検討されるべきであろう。

5.3.4 主要ドナー機関による対話と協調の促進

本調査で提案するBCM格付けと金融インセンティブ制度は、自然災害が発生する前段階での既存設備の強化や、災害発生を想定した社内外体制の整備、事業復旧に向けた計画の策定等を「事前に」促進するという点で、従前からの災害発生後の救急資金援助や、現在検討中の（自然災害の規模に応じて自動的に、或いは、実際の損害額に応じて保険金を支払う）災害保険といった、災害発生の「事後の」対応とは異なる性質のプログラムである。NEAやECにとっては、「事前」と「事後」の取組とを補完的・効果的に組み合わせることを通じて、総合的な災害レジリエンシーの強化が実現されることから、また、フィリピン国全体の災害レジリエンシー向上を実現するためには配電事業以外への展開を検討していく必要もあることから、主要ドナー機関による対話と協調が今後益々重要となってくると言えよう。

例えば、世銀のEnergy Sector Management Assistance Program（ESMAP、http://wbi.worldbank.org/developmentmarketplace/partner/energy-sector-management-assistance-program-esmap）は10月1日、マニラ近郊にて、主要ECとNEA関係者を集めたDRF関連のワークショップを開催したが、本調査を含めたJICAのDRF分野での取組については強い関心が示された。また、ADBは、9月15・16日にOECDと共同でDRFセミナーを開催している。今後ともこうした場においてBCM格付けと金融インセンティブ制度について、ドナー機関やフィリピン国内の主要なステークホルダーとの間で理解の共有を促進していくとともに、各々の取組につき如何に効果的に連携・補完を実現していくかを議論していくべきだろう。

以上の当調査団の提言内容を図示したものが次頁である。

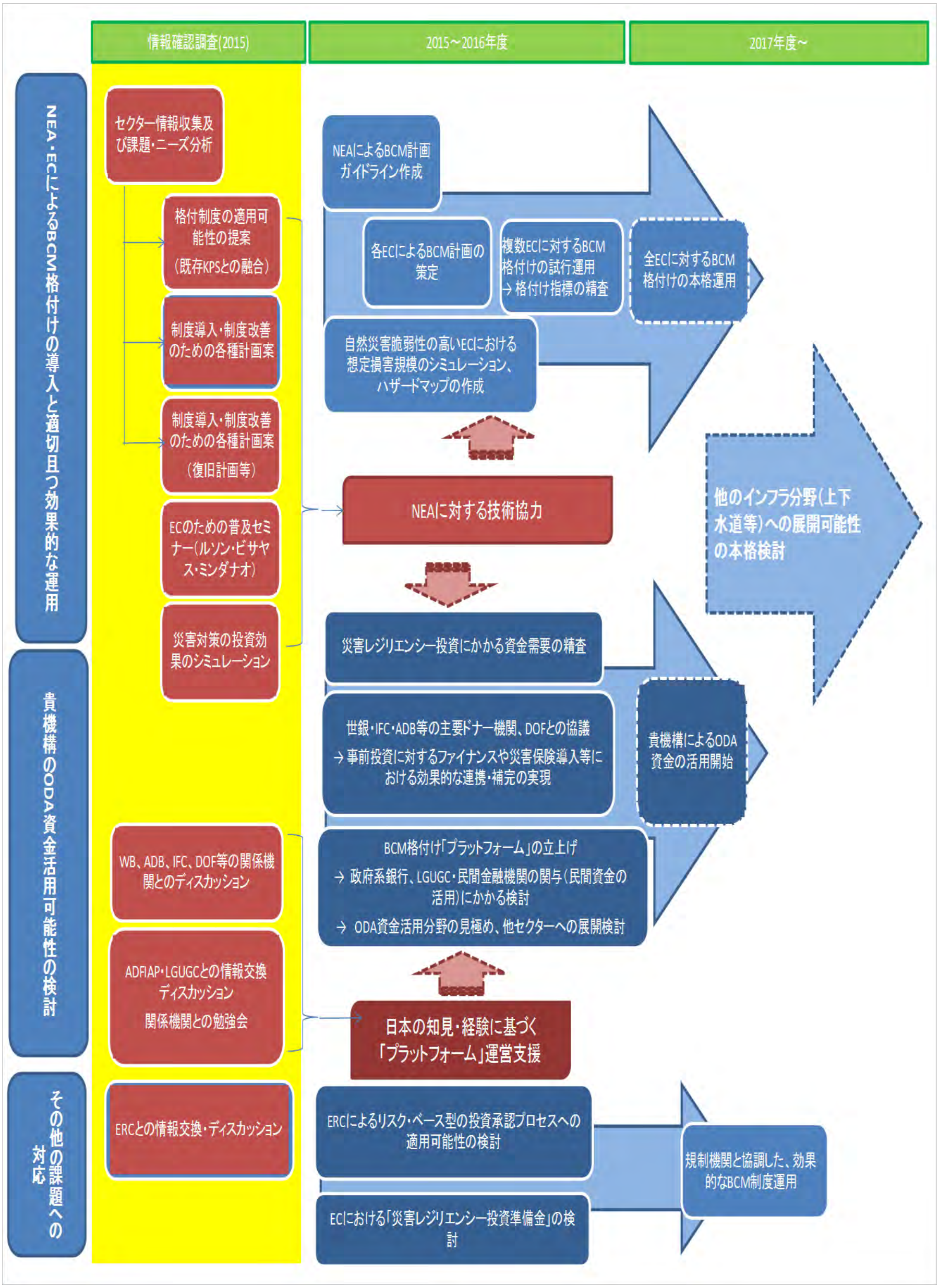


図 11　フィリピン国における災害レジリエンシー強化に向けた今後のロードマップ

表 41　自然災害危険に対する配電網の BCM 格付け評価項目

	評価区分（大区分）　Key Element	配点	評価区分　（Level 1）	配点内訳	評価項目（Level 2）	最大減点	評価の視点、確認手段	ID
A	損傷規模の軽減　（配点　50）							
(1)	予想されるハザードに見合った施設の強度が確保されている	30	【計画】　ハザード想定が適切	5	地震、台風のゾーニングに合致、又は過去の損傷事象にもとづく施設の強化計画	5	発生し得るハザードを適切に想定し、それにもとづいて、仕様を選定する規則になっている	101
			【設計、施工】　施設の仕様が想定ハザードに応じて設計されている	10	電柱の設計風荷重	5	施設の仕様選定が規定の風速Zoneや過去の大災害での風速にもとづいて選定されている	102
					電柱径間の短スパン化	3	NEA基準での径間短スパン化を実施している	103
					ストームガイ、補強支線の設置	3	補強が必要な区間を特定し、仕様通りの補強を行っている	104
					設計標準化システム	2	設計支援システムの採用により設計ミス（錯誤、過少、過大）を排除している	105
					根入れ補強　（根かさ）	3	地震危険地域、軟弱地盤では根かさを入れるなど電信柱の根入れ補強を行っている	106
					自然災害危険に対する変電施設の防護	5	変電設備が、地震、洪水、高潮、台風、樹木の倒壊などから防護されている	107
			【品質保証】　施設や設備が設計どおりに施工、製作されている	10	施設や設備の製作から設置に至るまでの品質保証手順が定められ、励行されている	5	工事検査、完成時検査記録、使用材料検査証明書	108
					品質管理モニタリングプログラム	3	施設設置、更新、修理時にNEAなど外部機関の品質確認プログラムが存在し、機能している	109
					施設や設備の瑕疵	3	施設更新時に設置時や補修時の構造的に重大な不具合が見つかっていない	110
			【保守、点検】　施設の仕様を維持するための点検、保守、補修が行われている	5	点検、保守、補修	3	施設や設備を健全に維持するための点検、保守、補修計画が存在し、実施されている	111
					台風通過前後の特別点検	3	台風通過前後の特別点検手順があり、危険個所の発見、要補修箇所の洗出し、補修を行っている	112
					修復後の配電網検査	2	復旧後の施設、設備が仕様に合致しているかの確認、不具合箇所の補修実施手順の確立	113
					通信ケーブル管理	2	通信ケーブルが電信柱の強度に悪影響を与えていないかの点検（設置孔等）	114
(2)	想定される二次災害に対する対策	10	樹木倒壊	10	配電網損傷要因となる樹木危険区間の特定、伐採管理	5	倒壊時に電信柱や電線、支線に重大な影響を与える樹木区間を特定し、トリミング（枝払い）、伐採を行っている	115
			飛来物		潜在的な飛来危険に関する点検、確認	3	周囲に家屋、産業施設、鉄塔など台風時に飛来し、停電の要因となる施設がない	116
			高潮		暴風時、満潮時の高潮危険区域の特定、対策	2	配電網に対する暴風時、満潮時の高潮危険区間を特定し、被害軽減対策を採っている	117
			斜面崩壊、土石流		斜面崩壊、土石流危険の高い地域の特定、対策	2	斜面崩壊、土石流危険の高い配電区間を特定し、移設などの対策を採っている	118
(3)	配電逆送ルート	5	逆送ルート、切替設備	5	停電範囲を限定するための逆送ルート、切替設備	5	配電単位の狭小化による停電影響範囲の抑制を行っている	119
(4)	重要施設に対する追加防護	5	病院、避難施設、上下水道、通信施設など重要インフラ拠点への配電ルート強化	5	配電ルート冗長化	3	地域の重要施設に対する配電迂回ルートの設置や配電単位の狭小化による停電影響範囲の抑制を行っている	120
					配電引き込み部の地下化等防護	3	家屋倒壊危険がある地域での引き込み線の地中化を進めている	121
B	復旧期間の縮減　（配点　３５）							
(1)	事前予測システム	5	損傷規模、範囲の予測	5	災害対応に必要な被災範囲や損傷規模の見通し	5	過去の類似災害にもとづく、被災範囲、損傷規模に関する予測が合理的に行える	122
(2)	復旧能力	20	被害想定に見合った復旧能力	17	復旧資材の保管量、保管種類、保管場所の選定	10	想定する被災度や被災範囲に応じて復旧資材の保管量、保管種類、保管場所を選定している	123
					復旧資材の防護	3	資材保管は想定する自然災害に対して十分に防護されている	124
					復旧作業員	3	緊急時の復旧作業員手配が十分に可能である	125
					復旧機材	3	想定する災害に応じた復旧機材（電気設備の設置機材に加え、片付け用建機、照明、ゼネレータなど）が確保できる	126
					損害把握	3	損害程度や範囲の把握が可能である	127
					安全作業	3	緊急復旧時の安全作業のための装備、事前訓練、作業基準が整備されている、安全管理責任者を配置できる	128
					ロジスティック	3	緊急時の作業員の移動、宿泊、飲食、資材の手配、運搬手段が確保されている	129
					サポートチーム	3	災害復旧作業をサポートするための有効な組織が配置できる	130
					仮復旧能力	3	仮設ケーブル等による仮復旧能力、対応手順を有する	131
			各EC本部機能	3	EC内の復旧作業を統括する施設や組織の災害に対する強度及び代替性	3	EC内の復旧作業を統括する施設や組織が災害時にも機能するように施設が防護され、対応者も確保できる。代替機能あり	132
(3)	復旧作業の容易さ	5	復旧作業アクセス	5	復旧作業のアクセスに大きな障害がないか	3	道路損傷やがけ崩れなど復旧作業のアクセスに大きな障害がない	133
(4)	相互協力体制	5	相互援助体制（Taskforce Kapatid）	5	想定被災規模に応じた支援	3	想定被害規模や範囲に見合った支援を得ることが可能である	134
					支援チームへの指示、作業範囲分担、必要資材供与、管理	3	支援チームへの指示、作業範囲分担、必要資材供与、管理制度や事前の訓練が実施されている	135
					他ECへの支援能力、支援実績	3	他ECが確災した際に、Taskforce Kapatidにもとづく支援要請に応える能力が常時ある	136
C	事業継続態勢　（配点　１５）							
(1)	トップコミットメント	5	防災水準向上に向けた経営層の意思	5	防災水準向上に対する経営層の意思表示が明確で実行性がある	5	防災水準向上に対する経営層の意思表示が明確で実行性がある。従業員に浸透している	137
(2)	施設強靭化のための事業計画	5	施設更新	5	自然災害に対する施設の強靭化、冗長化計画	3	自然災害に対する施設の強靭化、冗長化を促進する具体的な事業計画及び目標が存在する	138
			既存施設補強		既存施設の脆弱か所補強計画	3	既存施設強靭化のため、危険度の高い区間や施設の補強を進める計画が存在する	139
(3)	緊急対応計画	5	策定、更新、定期訓練	5	施設の現状、想定災害に応じた緊急対応計画書	3	計画書が作成され、定期的に更新されている、訓練が行われている	140
			事前準備		被害想定	1	合理的な被害想定が実施、更新されている	141
					災害時指揮命令系統	1	災害時指揮命令系統が確立されている	142
					関係機関との連携	1	関係する公共機関、発送電会社、ユーティリティ供給会社及び需要家との関係が普段から良好に維持されている	143
					初動トリガー	1	緊急対応の初動開始基準が明確である	144
					プライオリティー	1	緊急対応、復旧作業時のプライオリティーが明確になっている	145
			災害発生時の停電範囲特定		停電範囲の特定方法	1	災害時に被災範囲、被害程度を有効に把握する手段を有する	146
					被災現場とのコミュニケーション	1	衛星電話など、被災現場との通信手段が保持されている	147

添付資料集

格付け運用マニュアル

1.1.　運用マニュアルの目的

本運用マニュアルは、自然災害に対する各 EC の配電網の強靭性を評価する手法として EC 向けに導入した BCM 格付けについてその考え方、評価及び格付け方法を示したものである。120 組合に及ぶ EC が所有する配電網や各 EC の自然災害に対する事業継続態勢の水準の評価、BCM 格付けがを客観性、公平性を保つためのガイドラインとする。

1.2.　自然災害に対する配電網のＢＣＭ格付けの考え方

1.2.1. 格付け項目選定の考え方

配電網はフィリピン全土に広がる広大な電力供給インフラであり、立地、地形や土地利用によって、自然災害危険は異なる。施設自体の強度も配電網の種類や設計仕様の差異により一様ではない。このため、自然災害に対する配電網の脆弱性にはばらつきが多いと考えられる。自然災害に対する施設の強靭性は、「想定すべき自然災害危険を適切に評価し」、「危険度合に応じた物理的な強度を有している」こと、事業継続マネジメント（BCM）の観点から「災害による損傷度合に応じた復旧能力」を有していることを視点に格付け項目を選定した。

- 配電網が立地する地域で、自然災害の強度を適切に想定していること
- 想定する自然災害の種類や強度に応じて配電網設備が設置されていること
- 立地条件や施設の現状にもとづいた被害想定が適切に行われていること
- 被害想定にもとづいた有効な防災対策が計画、実行されていること
- これらを配電事業の事業継続マネジメントとして継続的に取り組む体制が出来ていること

自然災害危険に対して、損傷発生を完全に防ぐことは不可能であるが、有効な対策であれば被害は軽減される。被害の軽減は復旧作業負担の軽減につながり、早期復旧に寄与すると考えられる。BCM 格付け項目は、工場など単体の産業施設とは異なる配電網、多様な自然災害危険といった特性を考慮し選定した。

1.2.2. 格付け項目の構成

BCM 格付け項目を以下の観点で 15 の評価区分（中区分）3 つの評価区分（大区分）に分類、集約した（**図 1**）。

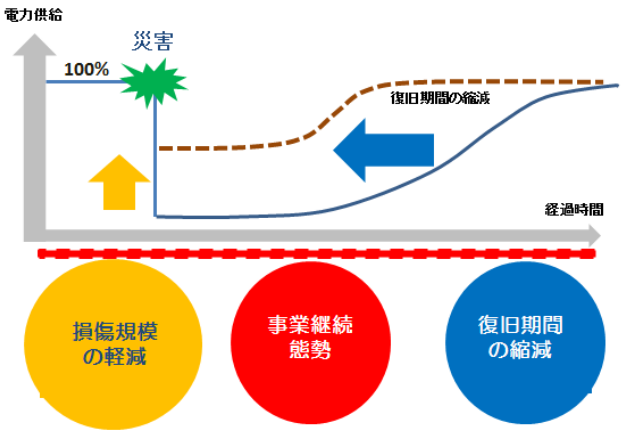


図 1　評価区分と事業継続の関係

評価区分（大区分）は以下のとおり。

- 被害を直接的に軽減するための方策（損傷規模の軽減）
- 罹災後の早期復旧を担保する方策（復旧期間の縮減）
- これらの取り組みを継続的に行い事業継続マネジメントの取り組み（事業継続態勢）

事業継続マネジメントの観点からは、これらの取り組みは独立したものではなく、統合的に計画、実行されるべきものである。配電設備の物理的な強化によって想定される被害が軽減されれば、必要とする復旧対応能力の軽減が期待されること、継続的な防災対策や復旧能力向上には、適切な計画やリソースの裏付けが必要であることなど、3 つの構成要素がバランスしていることが、自然災害危険に対する有効な準備に必要である（**図 2**）。

図 2　事業継続態勢評価の構成イメージ

1.2.3. 評価区分（大区分）毎の観点概要

評価区分　A　損傷規模の軽減

自然災害危険に対して発生が見込まれる配電網の損傷規模を軽減するための措置の妥当性を評価する区分とし、以下の観点から計 21 の確認項目を有する。

- 想定すべき自然災害の妥当性
- 自然災害に応じた配電網の設計仕様（電柱設計荷重、径間短縮、根入れ、変電施設の防護）

- 設計に合致した製品の使用や施工水準（品質管理）
- 保守点検プログラム（日常点検、台風通過前後の特別点検、通信ケーブル管理）
- 二次的災害の防止（樹木倒壊や飛来物による配電障害、高潮・洪水・家屋倒壊による電柱倒壊）
- 配電逆送ルート、切替え設備
- 重要施設に対する追加的防護措置

評価区分　B　復旧期間の縮減

自然災害の種類や強度、配電網の現状から、配電網の損傷規模（損傷範囲や損傷程度、停電影響範囲）を事前に把握すること、損傷規模に見合った復旧計画や復旧体制の整備状況を評価する区分とし、以下の観点から計 15 の確認項目を有する。

- 被害想定の事前評価及びこれにもとづく復旧計画の策定
- 被害想定及び復旧計画に見合った復旧能力（被害把握能力、復旧用資材、人員、サポート等）
- 罹災時の EC 本部機能の確保
- 復旧作業へのアクセス確保や関係機関との調整機能
- 継続的な相互援助体制

評価区分　C　事業継続態勢

自然災害に対する損害軽減や早期復旧には、現状評価にもとづいたハード面での施設の改修や復旧資材及び要員の確保に裏付けられた復旧計画が必要になる。平常時からの対応を促すにはマネジメント層の意思やこれにもとづく EC としての取り組みが必須である。この点から、本項目では計 11 項目について評価をおこなうもの。

- 事業継続計画へのマネジメント層のコミットメント
- 施設強靭化のための事業計画
- 緊急対応計画

1.2.4. 格付け評価項目及び評価の観点

添付「自然災害危険に対する配電網の BCM 格付け評価項目」表を参照のこと。

1.2.5. 格付け評価の考え方

評価区分毎の合計点は以下のとおりとし、自然災害危険に対する損傷規模の軽減を評価する評価区分 A に重みづけを行うため配点を 50%とした。

表 1　評価区分毎の配点、評価項目数

評価区分（大区分）	配点	評価区分数（中区分）	評価項目数
A　損傷規模の軽減	50	7	21
B　復旧期間の縮減	35	5	15
C　事業継続態勢	15	3	11
合計	100	15	47

自然災害危険への対策は、一つの対策が実施できていても他の対策に不具合があった場合には、結果として効果は得られない場合がある。例えば、台風に対する配電網の強度設計は十分であっても、施工や設備の品質に不具合がある場合は、本来の防災水準は確保できない。また、復旧用資材が十分に配備されていても災害時の施工能力が欠如していれば復旧作業は捗らない。評価区分毎の格付け方法は加点方式、減点方式あるいは平均点方式などがあるが、重要な項目が実施されないと効果が得られないとの考え方から、減点方式による評価をベースとする。減点法を取り込んだ評価方法によって、自然災害危険に対する強靭化に必須と考えられる項目については減点幅を大きくし、評価にメリハリをつけた。

具体的な評価方法は以下のとおり。

- 評価大区分の配点を評価中区分毎に持ち点として配分し、中区分計 15 区分毎に持ち点を設定
- 評価項目には各々最大減点数を配分し、当該項目が達成されていない場合には、該当する中区分の持ち点から減点を行う。
- 中区分には複数の評価項目があるため、多くの項目が達成されていない場合には、中区分の持ち点は（－）になる場合があるが、減点により中区分の持ち点が（０）点に達した時点で当該中区分の評価は（０）とし、（－）評価はしない。これは他の評価区分との独立性を保つためである。
- 中区分の残点数を大区分に集約し、評価点とする。

表 2　BCM 格付け評価区分及び関連評価項目 ID

自然災害に対する配電網のBCM格付け評価区分（中区分）毎の配点及び評価項目数、評価項目ＩＤ

	評価区分（中区分）	配点		評価項目	
		配点	内訳	項目数	項目 ID No.
A	損傷規模の軽減　（配点　50）				
(1)	予想されるハザードに見合った施設の強度が確保されている	30			
	【計画】　ハザード想定が適切		5	1	101
	【設計、施工】　施設の仕様が想定ハザードに応じて設計されている		10	6	102-107
	【品質保証】　施設や設備が設計どおりに施工、製作されている		10	3	108-110
	【保守、点検】　施設の仕様を維持するための点検、保守、補修が行われている		5	4	111-114
(2)	想定される二次災害に対する対策（樹木倒壊、飛来物、高潮、斜面崩壊、土石流）	10		4	115-118
(3)	配電逆送ルート（逆送ルート、切替設備）	5		1	119
(4)	重要施設に対する追加防護（病院、避難施設、上下水道、通信施設など重要インフラ拠点への配電ルート強化）	5		2	120-121
	（A）損傷規模の軽減　小計	50	30	21	
B	復旧期間の縮減　（配点　３５）				
(1)	事前予測システム　（損傷規模、範囲の予測）	5		1	122
(2)	復旧能力（被害想定に見合った復旧能力）	17		9	123-131
	復旧能力（各ＥＣ本部機能）	3		1	132
(3)	復旧作業の容易さ　（復旧作業のアクセス困難）	5		1	133
(4)	相互協力体制	5		3	134-136
	（B）　復旧期間の縮減　小計	35		15	
C	事業継続態勢　（配点　１５）				
(1)	トップコミットメント　（防災水準向上に向けた経営層の意思）	5		1	137
(2)	施設強靭化のための事業計画　（施設更新、既存施設補強）	5		2	138-139
(3)	緊急対応計画　（計画の策定、更新、事前準備、定期訓練）	5		8	140-147
	（C）　事業継続態勢　小計	15		11	

評価項目（計 47 項目）毎の最大減点数及び減点基準例は、添付表「評価項目毎減点基準例」を参照のこと。

1.2.7. 自然災害危険に対する BCM 格付け評価

評価区分（中区分）毎に減点後の得点を確定し、評価区分（大区分）毎に加算集計を行う。評価区分毎の得点は、配点の 80%、60%、40%で分類し、３つの大区分すべてが 80%に達した場合には BCM 格付けは「優良」とする。同様に 60%以上 80%未満は「良好」、40%以上 60%未満は「不十分」、40%未満は「未実施」と判定する。なお、大区分 3 項目すべてが該当基準に達することが必要である（表 3）。

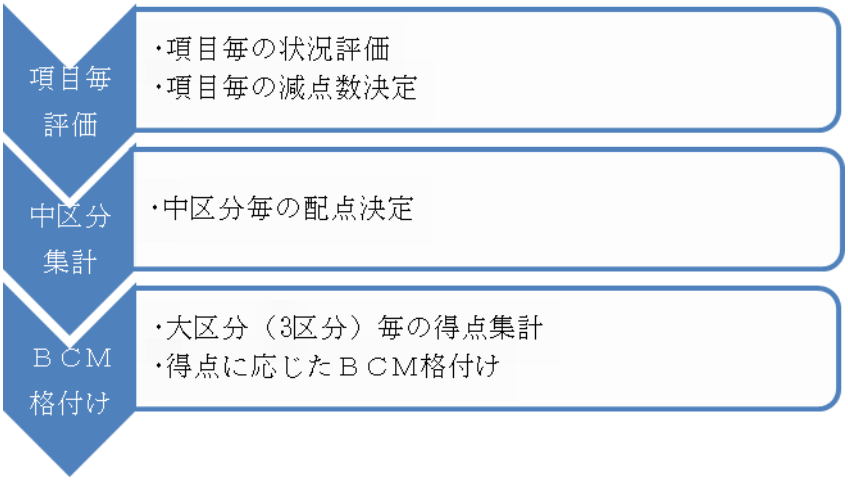
表 3 大区分毎の得点率

評価区分（大区分）	配点	80%		60%		40%	
A. 損傷規模の軽減	50	40	80%	30	60%	20	40%
B. 復旧期間の縮減	35	28	80%	21	60%	14	40%
C. 事業継続態勢	15	12	80%	9	60%	6	40%
合計	100	80	80%	60	60%	40	40%

1.3. 格付け手順

「自然災害に対する配電網の BCM 格付けの考え方」に従い、格付け手順は以下のとおり。

表 4 BCM 格付けプロセスフロー



1.4. 格付け運用上の留意点

1.4.1. 採用するハザードや設計基準

自然災害ハザードに関しては、以下のハザードマップゾーンをベースとする

- 風速：OCHA（Regional Office for Asia Pacific, UN）フィリピン自然災害ハザードリスクマップ（2011 年版）
- 地震動：同上
-

配電網の設計基準： 該当する最新の NEA Engineering Bulletin とする。

台風災害への施設の更新基準： NEA 「Build Back Better Concept」とする

災害用復旧資材： NEA Proposed Policy on Electric Cooperatives’ Resiliency Program

1.4.2. 配電網の一部区間の更新

配電網は広域にわたっており、一度で更新することは困難であると考えられる。一部区間の更新については、評価 EC の配電網の総計に対する更新部分の割合に応じて減点数を調整する。

（以上）

添付表：評価項目毎減点基準　（評価区分（大区分）　A. 損傷規模の軽減に関する評価項目）（その１）

ID	評価項目（小区分）	最大減点	評価の視点、確認手段	減点例
101	地震、台風のゾーニングに合致、又は過去の損傷事象にもとづく施設の強化計画	5	発生し得るハザードを適切に想定し、それにもとづいて、仕様を選定する規則になっている	0
			施設の仕様選定において自然災害ハザードを勘案する規定はあるが、遵守されていない	3
			規定はなく、実態も自然災害ハザードに合致した仕様選定になっていない	5
102	電柱の設計風荷重	5	施設の仕様選定が規定の風速Zoneや過去の大災害での風速にもとづいて選定されている	0
			風速Zoneにもとづいて仕様選定されているが、最新のZoneには合致していない	3
			施設の仕様選定において風速ゾーンマップや過去の経験が反映されていない	5
103	電柱径間の短スパン化	3	NEA基準での径間短スパン化を実施している	0
			NEA基準での径間短スパン化を行っているが、進捗度は50%以下である	3
			径間が50mを超える区間が50%以上あるが、径間短スパン化を行っていない	5
104	ストームガイ、補強支線の設置	3	補強が必要な区間を特定し、仕様通りの補強を行っている	0
			補強が必要な区間すべてを特定出来ていないが、補強作業は進めている	3
			補強が必要な区間を特定していない、また、補強作業も行っていない	5
105	設計標準化システム	2	設計支援システムの採用により設計ミス（錯誤、過少、過大）を排除している	0
			担当者の設計ミスを排除する制度はない	2
106	根入れ補強　（根かさ）	3	地震危険地域、軟弱地盤では根かさを入れるなど電信柱の根入れ補強を行っている	0
			電信柱の根入れ補強の要否を判断する基準はない	3
			電信柱の根入れ補強は実施していない	3
107	自然災害危険に対する変電施設の防護	5	変電設備が、地震、洪水、高潮、台風、樹木の倒壊などから防護されている	0
			変電設備に対する自然災害ハザード評価は行ってないが、植栽管理など経験上の対策を行っている	3
			変電設備に対する自然災害ハザード評価は行ってない、また、対策は取っていない	5
108	施設や設備の製作から設置に至るまでの品質保証手順が定められ、励行されている	5	工事検査、完成時検査記録、使用材料検査証明書による品質保証制度が規定、実行されている	0
			品質保証制度は規定されているが、品質上に多数の不具合がある。十分に実行されていない。	3
			品質管理制度の規定はなく、品質管理は一様に不十分である	5
109	品質管理モニタリングプログラム	3	施設設置、更新、修理時にNEAなど外部機関の品質確認プログラムが存在し、機能している	0
			品質保証に関して、ＮＥＡなど外部機関の検査を受けるプログラムはない	3
110	施設や設備の瑕疵	3	施設更新時に設置時や補修時の構造的に重大な不具合が見つかっていない	0
			設置時や補修時に起因する重大な不具合（製品や施工の不具合や瑕疵）が一部存在する	2
			設置時や補修時に起因する重大な不具合（製品や施工の不具合や瑕疵）が多数存在する	3
111	点検、保守、補修	3	施設や設備を健全に維持するための点検、保守、補修計画が存在し、実施されている	0
			正式な点検、保守、補修計画が存在するが、十分に実施されていない	2
			正式な点検、保守、補修計画が存在しない	3
112	台風通過前後の特別点検	3	台風通過前後の特別点検手順があり、危険箇所の発見、要補修箇所の洗出し、補修を行っている	0
			特別点検実施手順や規則があるが、実施状況は不十分である	2
			特別点検実施手順や規則はなく、実施されていない	3
113	修復後の配電網検査	2	復旧後の施設、設備が仕様に合致しているかの確認、不具合箇所の補修実施手順が確立され、実施されている	0
			復旧後の施設の検査を実施しているが不十分である	2
			復旧後に施設の検査を実施していない	3
114	通信ケーブル管理	2	通信ケーブルが電信柱の強度に悪影響を与えていないかの点検（設置孔等）を実施し、対策をとっている	0
			通信ケーブル設置状況は把握しているが風荷重等の見直しを行っていない	2
			通信ケーブル設置状況は把握していない	2

添付表：評価項目毎減点基準　（評価区分（大区分）　A. 損傷規模の軽減に関する評価項目）（その２）

ID	評価項目（小区分）	最大減点	評価の視点、確認手段	減点例
115	配電網損傷要因となる樹木危険区間の特定、伐採管理	5	倒壊時に電信柱や電線、支線に重大な影響を与える樹木区間を特定し、トリミング（枝払い）、伐採を行ってい	0
			危険区間の特定は行っていないが、伐採対応はしている	2
			危険区間の特定を行ってない	5
116	潜在的な飛来危険に関する点検、確認	3	周囲に家屋、産業施設、鉄塔など台風時に飛来し、停電の要因となる施設がないことを確認、対策している	0
			危険要因の洗い出しは実施しているが不十分である	1
			危険要因の洗い出しは実施出来ていない	3
117	暴風時、満潮時の高潮危険区域の特定、対策	2	配電網に対する暴風時、満潮時の高潮危険区間を特定し、被害軽減対策を採っている	0
			高潮危険区間は特定出来ているが、対策はとれていない	1
			高潮危険区間を特定出来ていない。従って、対策も取っていない	2
118	斜面崩壊、土石流危険の高い地域の特定、対策	2	斜面崩壊、土石流危険の高い配電区間を特定し、移設などの対策を採っている	0
			危険区間は特定出来ているが、対策はとれていない	1
			危険区間を特定出来ていない。従って、対策も取っていない	2
119	停電範囲を限定するための逆送ルート、切替設備	5	配電単位の狭小化による停電影響範囲の抑制を行っている	0
			全域ではないが、逆送ルートなど停電範囲を限定可能な設備面での機能がある	2
			類似の対策も含めて対策はない	5
120	配電ルート冗長化	3	地域の重要施設に対する配電迂回ルートの設置や配電単位の狭小化による停電影響範囲の抑制を行っている	0
			重要施設に対して、配電ルートの冗長化は十分には実施されていない	1
			重要施設に対して、配電ルートの冗長化は実施されていない	3
121	配電引き込み部の地下化等防護	3	家屋倒壊危険がある地域での引き込み線の地中化を進めている	0
			引き込み線の強化や分離設備など特別な対策を一部実施している	1
			対策は実施しておらず、家屋倒壊に伴う電信柱の倒壊危険が大である	3

添付表：評価項目毎減点基準　（評価区分（大区分）　B. 復旧期間の縮減に関する評価項目）

ID	評価項目（小区分）	最大減点	評価の視点、確認手段	減点例
122	災害対応に必要な被災範囲や損傷規模の見通し	5	過去の類似災害にもとづく、被災範囲、損傷規模に関する予測が合理的に行える	0
			被災範囲、損傷規模の予測を合理的に行う機能は十分ではないが、有している	3
			被災範囲、損傷規模の予測を合理的に行う機能はない	5
123	復旧資材の保管量、保管種類、保管場所の選定	10	想定する被災度や被災範囲に応じて復旧資材の保管量、保管種類、保管場所を選定している	0
			バッファーストックは保管しているが、保管量・種類・保管場所に一部不足がある	3
			バッファーストックは保管しているが、保管量・種類・保管場所等も不十分である	6
			バッファーストックの保管計画はない	10
124	復旧資材の防護	3	資材保管は想定する自然災害に対して十分に防護されている	0
			保管資材が罹災する危険性が高い	3
125	復旧作業員	3	緊急時の復旧作業員手配が十分に可能である	0
			復旧作業員の手配について事前計画がない	3
126	復旧機材	3	想定する災害に応じた復旧機材（電気設備の設置機材に加え、片付け用重機、照明、ゼネレータなど）が確保できる	0
			復旧機材に関する事前計画がない	3
127	損害把握	3	損害程度や範囲の把握が可能である	0
			損害程度や範囲を特定する方法について事前計画が存在しない	3
128	安全作業	3	緊急復旧時の安全作業のための装備、事前訓練、作業基準が整備されている、安全管理責任者を配置できる	0
			緊急時の復旧作業を想定した安全規定、遵守規則が存在せず、トレーニングが実施されていない	3
129	ロジスティック	3	緊急時の作業員の移動、宿泊、飲食、資材の手配、運搬手段が確保されている	0
			上記について事前計画が存在しない	3
130	サポートチーム	3	災害復旧作業をサポートするための有効な組織が配置できる	0
				3
131	仮復旧能力	3	仮設ケーブル等による仮復旧能力、対応手順を有する	0
			仮復旧を行う事前計画や機材の確保計画がない	3
132	EC内の復旧作業を統括する施設や組織の災害に対する強度及び代替性	3	EC内の復旧作業を統括する施設や組織が災害時にも機能するように施設が防護され、対応者も確保できる。代替機能あり	0
			緊急時におけるEC本部機能の代替や施設の防護措置が実施されていない。計画もない。	3
133	復旧作業のアクセスに大きな障害がないか	3	通路損傷やがけ崩れなど復旧作業のアクセスに大きな障害がない	0
			復旧作業へのアクセス障害を特定しているが、対策はとれていない	2
			復旧作業へのアクセス障害を特定していない	3
134	想定被災規模に応じた支援	3	想定被害規模や範囲に見合った支援を得ることが可能である	0
			近隣のＥＣや外注工事業者等との事前対応計画は不十分ながら存在する	1
			事前計画は存在せず、ＮＥＡの指示にしたうことになる	3
135	支援チームへの指示、作業範囲分担、必要資材供与、管理	3	支援チームへの指示、作業範囲分担、必要資材供与、管理制度や事前の訓練が実施されている	0
			上記に関して事前計画や罹災時の想定訓練が実施されていないが、過去の罹災から対応手段は決まってい	2
			上記に関して事前計画や罹災時の想定訓練が実施されていない	3
136	他ECへの支援能力、支援実績	3	他ECが罹災した際に、Taskforce Kapatidにもとづく支援要請に応える能力が常時ある	0
			支援要請に応える能力はない	3

添付表：評価項目毎減点基準　（評価区分（大区分）　C. 事業継続態勢に関する評価項目）

ID	評価項目（小区分）	最大減点	評価の視点、確認手段	減点例
137	防災水準向上に対する経営層の意思表示が明確で実行性がある	5	防災水準向上に対する経営層の意思表示が明確で実行性がある。従業員に浸透している	0
			第三者から見て、上記の意思表示はあるが、具体的なアクションを伴う実効性は不十分である	3
			第三者から見て、上記の意思表示や具体的なアクションを伴う実効性は見られない	5
138	自然災害に対する施設の強靭化、冗長化計画	3	自然災害に対する施設の強靭化、冗長化を促進する具体的な事業計画及び目標が存在する	0
			上記に関して有効な計画が存在しない	3
139	既存施設の脆弱か所補強計画	3	既存施設強靭化のため、危険度の高い区間や施設の補強を進める計画が存在する	0
			計画が存在しない	3
140	施設の現状、想定災害に応じた緊急対応計画書	3	計画書が作成され、定期的に更新されている、訓練が行われている	0
			上記に関して有効な計画が存在しない	3
141	被害想定	1	合理的な被害想定が実施、更新されている	0
			被害想定は実施されているが、過去5年間、更新されていない。	1
			被害想定は実施されていない	1
142	災害時指揮命令系統	1	災害時指揮命令系統が確立されている	0
			確立されていない	1
143	関係機関との連携	1	関係する公共機関、発送電会社、ユーティリティ供給会社及び需要家との関係が普段から良好に維持されている	1
			平常時の連携はなく、また、緊急時の連携も期待できない	1
144	初動トリガー	1	緊急対応の初動開始基準が明確である	0
			初期対応基準が決められていない	1
145	プライオリティー	1	緊急対応、復旧作業時のプライオリティーが明確になっている	0
			優先順位が決められていない	1
146	停電範囲の特定方法	1	災害時に被災範囲、被害程度を有効に把握する手段を有する	0
			有効な手段を有しない	1
147	被災現場とのコミュニケーション	1	衛星電話など、被災現場との通信手段が保持されている	0
			有効な手段を有しない	1

セミナーで配布したアンケート用紙

～ Questionnaire ～

Seminar on Incentive Mechanism for Improving Disaster Resiliency

◆ Basic Information:

Name of EC	
Department or Division	
Name of Attendance	
Contact Address	

Q1. What do you think of the seminar?

	← ←			→ →
Seminar Topics	Good ☐	☐	☐	Poor ☐
Contents	Good ☐	☐	☐	Poor ☐
Meeting Time	Too long ☐	☐	☐	Too Short ☐
Arrangement	**Good** ☐	☐	☐	**Poor** ☐

Q2. Possible Financial Incentive Scheme

Name of Manufacturer			
1. Does your EC have Business Continuity Management / Plan (BCM/BCP) currently?	Yes ☐	No ☐	No, but plans to establish it. ☐
2. How do you think of introducing “new BCM rating” to improve your disaster resilience?	Positive ☐	Negative ☐	
Please describe the reason of your answer briefly			
3. Do you think “new BCM rating” should be incorporated into the KPS or separated from the KPS?	incorporated into the KPS ☐	separated from the KPS ☐	major components to be incorporated into the KPS ☐

Please describe the reason of your answer briefly.		
4. Do you think the rating indicators proposed by the JICA study team would be appropriate or sufficient?	Yes ☐	No ☐
If you think of other indicator(s) to be included in the rating, please describe it.		
5. Which possible financial incentives (slide 19) proposed by the JICA study team do you think would be effective or appropriate to promote disaster resilience?	To enhance ex-ante preparedness ☐	To enhance ex-post business continuity ☐
6. For your EC to enhance disaster resilience, which of the followings do you think would be possible hurdle?	(1) ☐Finance for conducting pre-disaster investment	
	(2) ☐ Consequent increase of electricity tariff	
	(3) ☐Lack of understanding internally on the importance of disaster resilience	
	(4) ☐ Needed coordination with other stakeholders	
	(5) ☐Other (please describe it briefly)	
7. Are your EC's major assets (headquarters, distribution lines, substations, etc.) covered by disaster insurance?	Yes ☐	No ☐

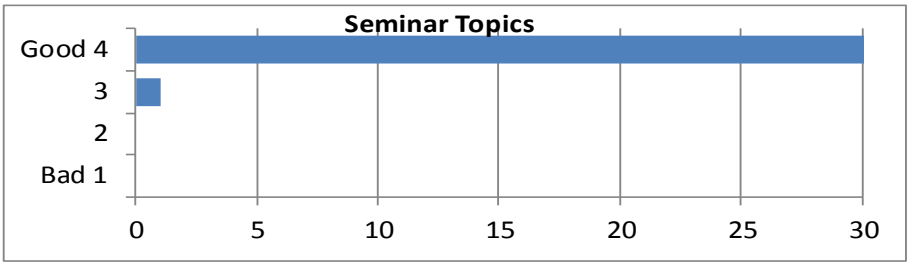
Q3. ***Please share any other comments, suggestions or opinions regarding this project.***

Thank you very much for your cooperation!

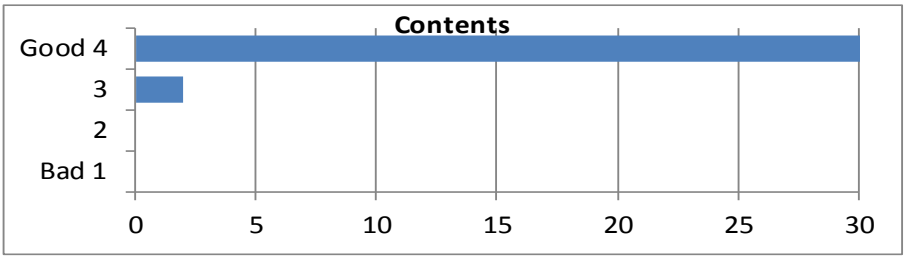
アンケート結果

Q1. What do you think of the seminar?

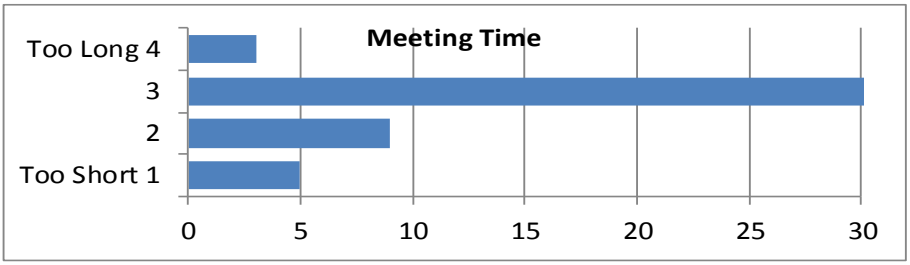
1



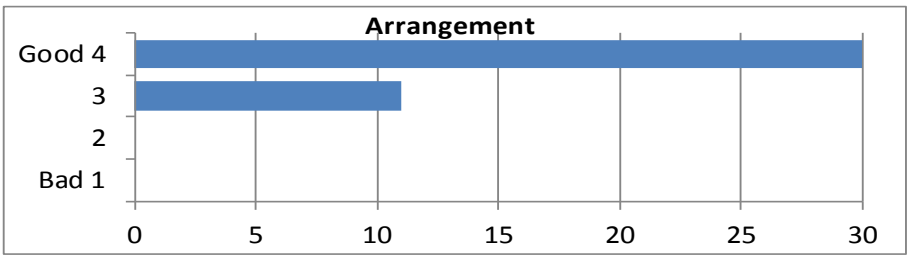
2



3

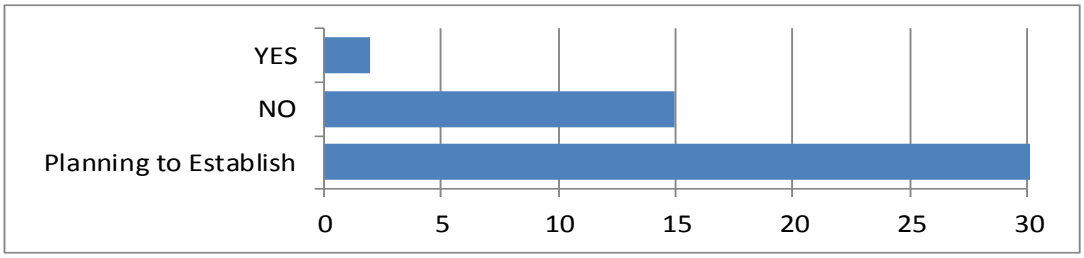


4

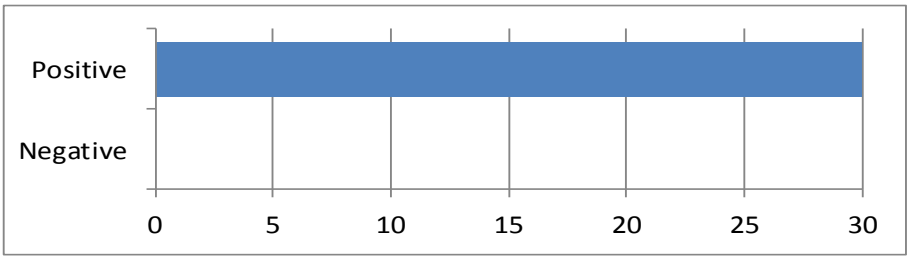


Q2. Possible Financial Incentive Scheme

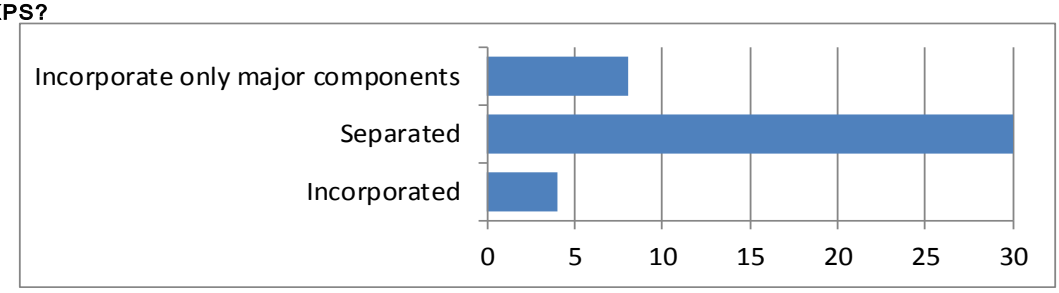
1. Does your EC have Business Continuity Management / Plan (BCM/BCP) currently?



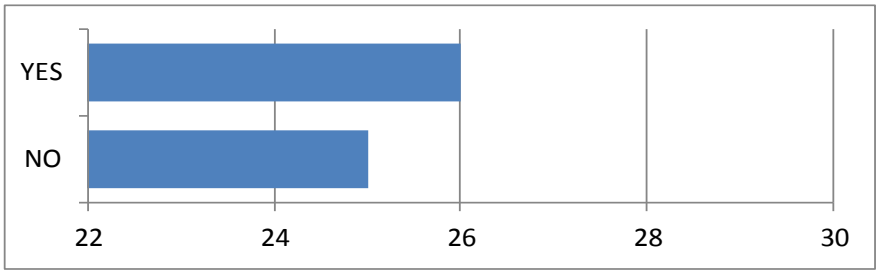
2. How do you think of introducing "new BCM rating" to improve your disaster resilience?



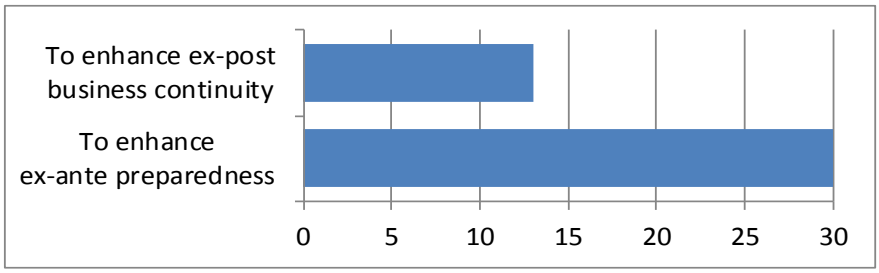
3. Do you think "new BCM rating" should be incorporated into the KPS or separated from the KPS?



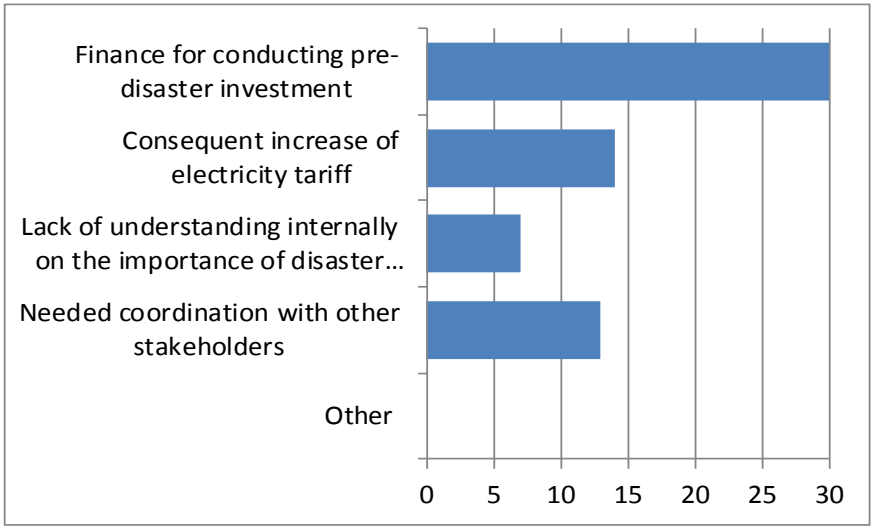
4. Do you think the rating indicators proposed by the JICA study team would be appropriate or sufficient?



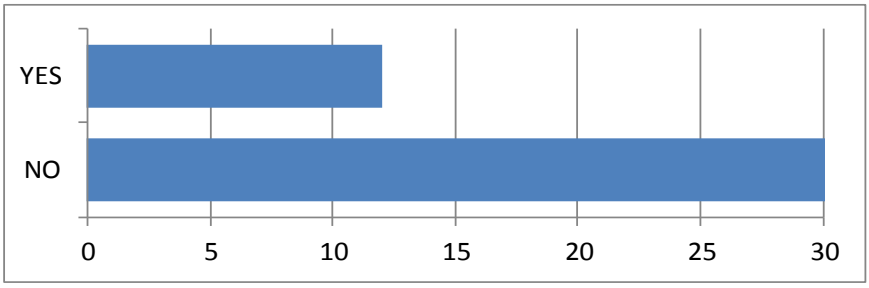
5. Which possible financial incentives (slide 19) proposed by the JICA study team do you think would be effective or appropriate to promote disaster resilience?



6. For your EC to enhance disaster resilience, which of the followings do you think would be possible hurdle?



7. Are your EC's major assets (headquarters, distribution lines, substations, etc.) covered by disaster insurance?



Q2-2 How do you think of introducing "new BCM rating" to improve your disaster resilience?

Answer	Why?
Positive	・Preparedness for natural disaster for electric distribution system to provide overall preparedness with strong points in areas needing improvements. ・In BCM, the damages will be minimized and the restoration will be faster due to preparedness to natural hazards. ・This will provide immediate action to restoration. ・Positive but not immediate. Please give ECs ample time to prepare because preparedness entails a lot of cost. ・BCM is very important to all distribution utility because we have to invest on service reliability. ・The new BCM rating is a positive response especially on the electric cooperative's response and actions during typhoons. ・Disaster preparedness is very important since it will minimize the damage to the EC. BCM rating is very important also since this will be the barometer for the coop. ・You are helping the coop but because of the interest rate, please provide a lower interest rate with one year capitalized interest. ・Having the BCM is ideal if not necessary given the new normal situation at this time. Restoration of power service would come earlier than without BCM at all. ・Much better to create a standard BCM for EC uniformity purposes. Only typhoon contingency plan. ・It helps ECs to mitigate cost and damage. ・Imperative to ECs to establish BCM after we experienced the 2 calamities, the earthquake and the super typhoon Yolanda, to improve our resiliency as a distribution company. ・Yes, it is important to measure how resilient the EC is. ・Ours is only typhoon contingency plan. ・To be able to prepare and respond automatically in the event disasters come. ・BCM is very important to distribution utilities to act as a guide on what to do during and after calamities. Hence, provide continuous service to our member/consumers.

	・ Considering that we are all prone to disaster and we are a public utility. ・ The new BCM rating will pose as a motivator for the EC to do better and work toward a more disaster-resilient cooperative. ・ BATELEC II can take some time to talk on this for a better plan regarding preparedness. ・ EC will be responsible to the needs of its customers in times of disasters.
Negative	・ None

Q2-3 Do you think "new BCM rating" should be incorporated into the KPS or separated from the KPS?

Answer	Why?
Incorporated	・ As additional performance. ・ So that coop will be required to do so which ultimately will benefit them.
Separated	・ To avoid complexity in reportorial (To ERC, NEA and other concerned agencies) ・ Because this is a long-term and costly process and may impair our efforts done to attain the factors in the current KPS. ・ To incorporate this would be unfair to ECs that are most often visited by typhoons and are already severely cash-strapped ・ BCM is for risk management. KPS is for Technical and investment capabilities of the ECs/Cooperatives. ・ In order not to affect the categorization set by NEA. ・ Presently, the ECs are having difficulties in complying the present KPS. It will become an additional burden on the part of the ECs. ・ So that it will not be a burden to the ECs in terms of compliance. ・ In order not to affect the KPS, categorization of EC should also not be affected. ・ Need support at the time of the disaster. Payment should be made upon recovery. Categorization should not be affected. ・ We do not want additional standards. ・ There are already many kinds of KPS. BCM rating should be separated but given bonus points to coops having one ・ Properly monitor the results.

	・ Because NEA-KPS is based on EC performance. ・ Due to some external factors not controlled by coop like NSCP transmission line and power supply/generation. ・ BCM is more on the planning side but KPS is based on actual EC performance. ・ This should be a separate evaluation. KPS is performance based. ・ The BCM is already complete and maybe difficult to determine or apportion percentage to the BCM. ・ I think this should have its own tabulation so that it will not affect the original KPS that NEA has. ・ Should have a transition period before fully incorporated into the KPS.
Incorporate Major Components	・ It determines ECs financial and technical capability. ・ To make coops become proactive when it comes to dealing with disasters. ・ To be proactive whenever casualties hit our franchise area.

Q2-4 Do you think the rating indicators proposed by the JICA study team would be appropriate or sufficient?

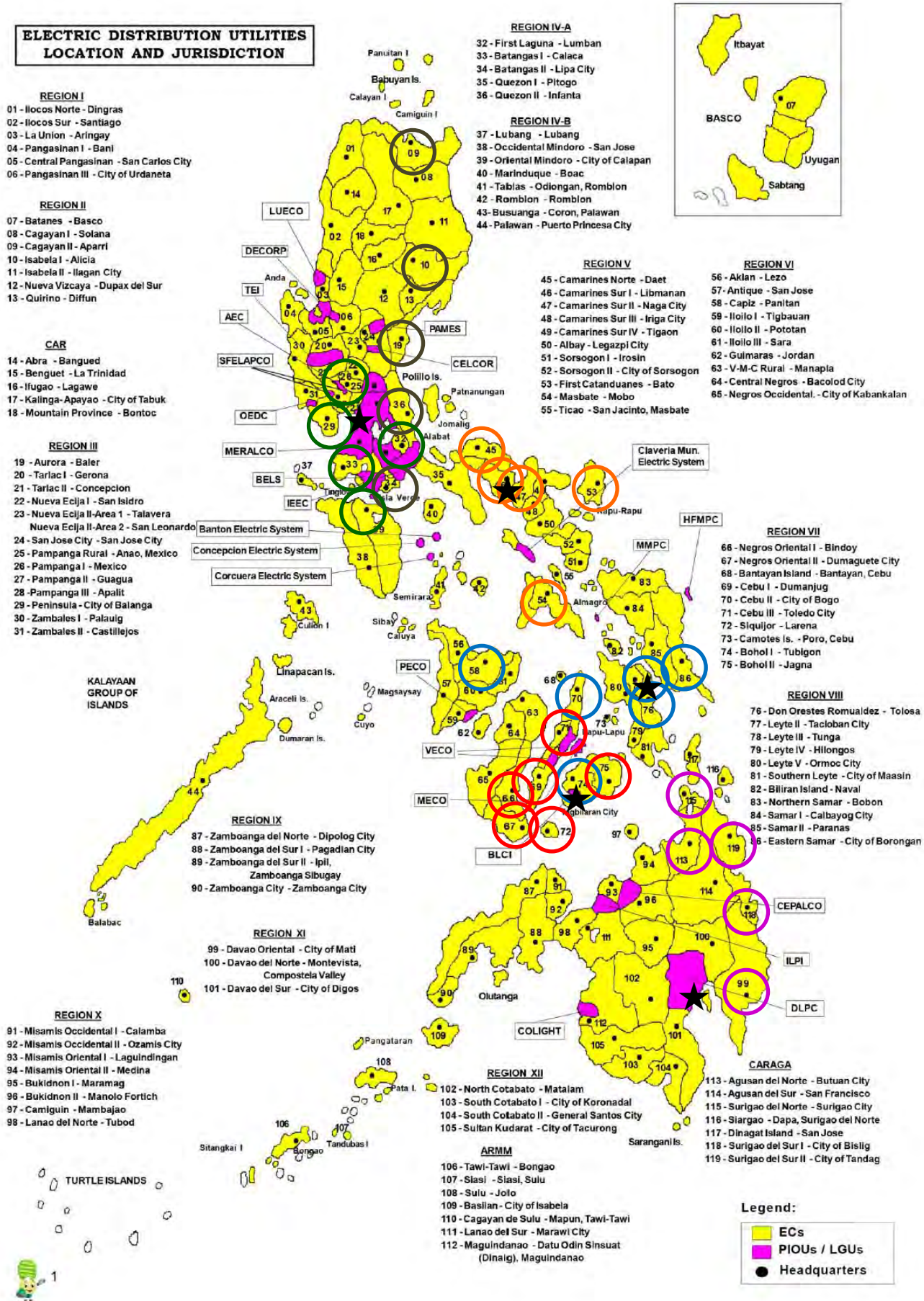
Answer	Any other indicator (s)?
Yes	・ Calamity insurance/ review on distribution standards/ NEA subsidy assistance. ・ Reasonable.
No	・ Consider supervising factors or external factors that may affect. ・ We suggest the team should visit other cooperatives for additional inputs on the study.

Q3 Any other comments, suggestions or opinions regarding this project.

The initial incentive should not be dependent on how prepared the ECs are but rather on the ECs vulnerability to natural disasters to financially aid the ECs who are mostly in need of the fund.
Enlighten more the ECs to be prepared more in case of calamity. Introduce pre-disaster activity program.
The question is when the incentive will come in? Or when does it matter greatly or most needed? The presentation dwelt on past disaster incentives but to be qualified means cost to the ECs.
Provide provision on rates to be used for disaster restoration.
Expenses incurred during the disaster must be included in the provision of rate setting.
The project is a great help to the ECs in improving disaster resiliency of the distribution system.
To enhance the ECs disaster preparedness, there should be a sufficient funding for BCM. Offering a very low interest rate will be helpful. Inclusion of BCM in the CAPEX provision is also necessary.
Only the insurance for fire. We want to avail the loan with a lowest interest rate.

As your rate is break-even, it needs to be included in the rate-marking provision in time of disaster.
Disaster preparation on disaster resiliency or immediate restoration needs a prompt action. Is it possible to use the Long Term Development Plan (LTDP) as submitted by the coop to be used as an attachment or reference in filing for availing the loan to JICA?
Task Force Kapatid should be enhanced thru this program like expenses of the task forces sent to area should be recovered.
This is a good project which should be given importance at this point in time. However, appropriate assistance should be given to the affected coops in the form of lowest interest rate when loan is needed as well as the lowest insurance premium for insurance coverage.
a. Improve thru BCM/BCP the national DRRP. b. Educate community stakeholder. c. Stakeholder pole JPA awareness of EC. d. NEA awareness assistance training thru BCM-DRRP e. NEA upgrade of NEA bulletin standard.
Need a follow-up seminar to enhance the subject matter.
If materialized, this will be a big help to ECs particularly on areas that are prone to disaster, not only typhoon especially that we have normalize this time. Thanks for the help.
This project, once materialized, will help ECs to be more resilient and prepared in times of disasters and be more cautious on the things the ECs must consider because the Philippines is not free from natural disasters or calamities. ECs can work hand on hand on this project to be more successful.
We suggest study should not be generalized to all ECs but should be clustered or based on EC status or location. There should be visits done by the team to other ECs for additional input in the study.
This is very timely because we are experiencing 20x minimum typhoon hitting our country every year especially in our area, ISELCO. We do hope that JICA will continue in providing assistance to ECs in the Philippines.
NEA is always ready to respond to the needs of ECs in times of calamities. But ERC should also respond to the application of emergency CAPEX filed to them for the recovery of the loan for payment to the concern agency.

セミナー開催地と参加 EC



○：5 月 15 日@Tacloban　　○：5 月 19 日@NEA

○：7 月 3 日@Naga　　○：7 月 6 日@Davao

○：9 月 4 日@Tagbilaran　　○：9 月 9 日@NEA

★：セミナー開催地

プレゼンテーション資料

1st Seminar
Data Collection Survey
on the Incentive Mechanism for Improving Disaster Resiliency of Electric Power Distribution Network

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (JICA)
National Electrification Administration (NEA)

Manila, 19th of May 2015

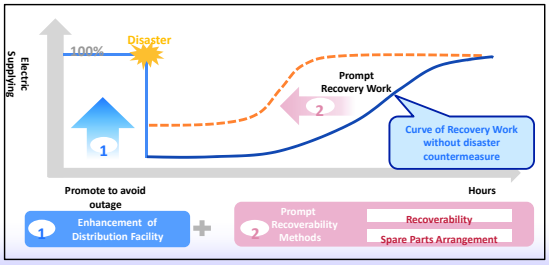
Data Collection Survey on the Incentive Mechanism for Improving Disaster Resiliency of Electric Power Distribution Network

May, 19th 2015

Objectives of the Project

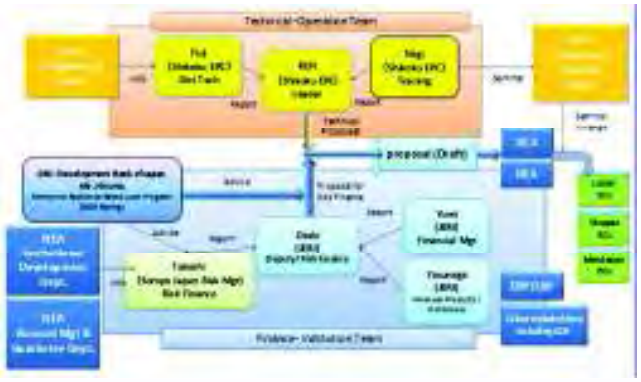
1. Information Collection of related with Power Distribution and analyze the problems
2. To introduce the financial scheme and experiences in Japan
3. To examine how similar scheme could be introduced in the Philippines
4. To propose preliminary plan to implement a new financial incentive scheme
5. To discuss on possibility of introducing financial incentive scheme for enhancing disaster resilience

Holding seminar for Ecs in Luzon, Visayas and Mindanao



Schedule of the project

Stakeholders of the project



From the UN world Conference on Disaster Risk Reduction

DEVELOPMENT PROGRAMS FOR ECs

Business Continuity Management (BCM) Credit Rating for ECs

With JICA assistance, a possible framework for a credit rating based financing is being developed.

BCM is proposed to be integrated as part of NEA's Key Performance Standards which will require Disaster Risk Resilience/Mitigation Plan.

Interest rates will be set by taking into account the EC's disaster preparedness, which will be a financial incentive. The higher the rating of an EC, the lower will be its interest rates

BCM if applied in the Philippines will be the first ever.

Source: Presentation Ms. Edita S. Bueno, Administrator, NEA

Disaster Resiliency Program for DRRM

DRRM: Disaster Risk Reduction Mgt.

1. Identify Threats and Risk
2. Upgrade structure design of Infrastructure
3. Funding Build Back Better
4. Other measurements

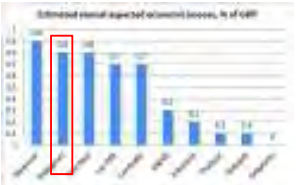
(Warning, community awareness, Capacity Training, restoring manual)

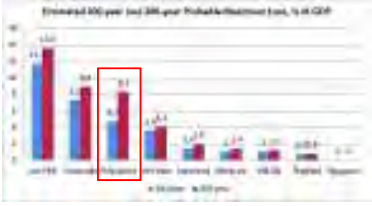
"Investment for resiliency & risk reduction will save 5-7 times in reconstruction and rehabilitation"

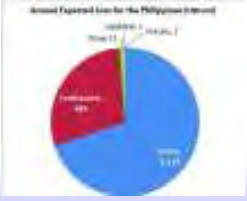
Source: Department Public Works and Highways

Economic Assessment of Natural Disasters in Philippines

- Philippines is regarded as a country with one of the most serious potential economic loss caused by natural disasters among ASEAN countries.







- The most damaging peril affecting the Philippines is tropical storms or typhoons, 71% f the country's total Annual Expected Loss.

(Source: The World Bank and GFDRR "Advancing Disaster Risk Financing and Insurance in ASEAN Member States")

Importance of Improving Disaster Resiliency of ECs (1)

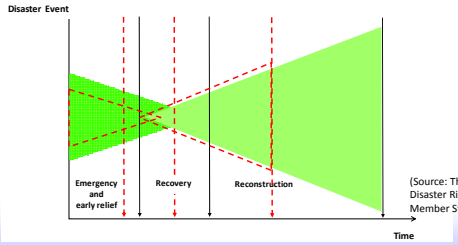
☆ Building disaster resilience of electric power distribution network, which is an essential infrastructure in the Philippines, is very important in order to …

- **Maintain stability of people's lives and business activities in a region**
- **Enhance the long-term socio-economic attractiveness and competitiveness of the region**
- **Reduce potential fiscal burden for the central and local governments and for the ECs**

☆ Business Continuity Management (BCM) is an integral part of strengthening disaster resilience of a company. BCM has two main components;

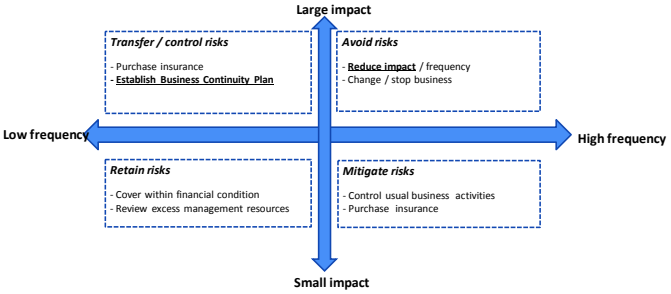
- Preparedness / mitigation to prevent operation level decrease (1)
- Business continuity plan to achieve optimum and prompt recovery (2)

☆ With good BCM being implemented, post-disaster phases could be shortened and post-disaster financing needs could be reduced significantly.



(Source: The World Bank and GFDRR "Advancing Disaster Risk Financing and Insurance in ASEAN Member States")

Risk Control Measures



(Source: Sumitomo Mitsui Trust Holdings, Inc.)

Conventional Disaster Management Activities and Business Continuity Management of a Company

	Conventional Disaster Management Activities	Business Continuity Management
Main purposes	□ Securin sa ety o persons □ Reduction o property dama e	□ Securin sa ety o persons, and continuation or early recovery o critical operations t˜at s˜ould ˜e continued or restored on a priority ˜asis
Events to be covered	□ ˜ nticipated disaster in t˜e re ion o a ˜usiness ˜ase	□ ˜ ll incidents ˜ ˜ic˜ could interrupt an enterprise's ˜usiness
Important matters to be emphasized	□ , inimi˜e t˜e ollo˙ in ˜ um˜er o casualties ˜ mount o dama e □ ! on irm t˜e sa ety o employees, etc", and rescue and support a ected persons □ Recover a ected sites as soon as possi˜le	□ , inimi˜e t˜e num˜er o casualties and amount o dama e, con irm t˜e sa ety o employees, etc", rescue and support a ected persons, and do t˜e ollo˙ in ˜ #˜ c˜ieve t˜e recovery time o˜ $ective and t˜e recovery level o˜ $ective or critical operations #%eep t˜e impacts on mana ement and sta&e˜olders ˙ it˜ in t˜e permissi˜le ran e #˜ nsure revenue eneration and survive as an enterprise
Scope of examination of activities and measures	□ ˜ ac˜ site o an enterprise˜ (ead o ice ˜uildin) lant * ata center, etc"	□ ! ompany# ide ˜includin all sites, □) arties in t˜e supply c˜ ains, etc" on ˙ ˜ic˜ an enterprise relies˜ Su˜ contractors Suppliers ! lients, etc"
Units involved in efforts	□ ˜ orts are made ˜y speci ic divisions in c˜ar e o disaster mana ement, includin t˜e disaster mana ement division, eneral a airs division and acility division"	□ ˜ orts are $jointly made ˜y t˜e mana ement, eac˜ ˜usiness division, procurement and sales divisions, and support divisions ˜corporate plannin , pu˜lic a airs, inance, eneral a airs, in ormation systems, etc","
Types of strategies and measures to be examined	□ , easures or reducin dama e to sites and or recoverin sites a ter a disaster as soon as possi˜le ˜eart˜ - ua&#˜esistant improvements, stoc&piles, prevention o secondary disasters, rescue, recovery ˙ or&s, etc",	□ Site su˜ stitution strate y ˜securin alternative sites, securin redundant sites and acilities, implementin . ˜ , , etc", □ Site recovery strate y ˜includin many measures in common ˙ it˜ t˜ose or sites o disaster mana ement activities,

(Source: Cabinet Office, Government of Japan "Business Continuity Guidelines")

Quick Questions on Your Business Continuity Management

1. The management understands the necessity and advantages of BCM?
2. The management establishes a basic policy indicating the enterprise's concept of business continuity?
3. The management establishes a company-wide BCM implementation system by designating persons responsible for BCM?
4. Your company assesses the impact of an interruption (or significant deterioration) of the supply of services and quantifies matters where possible?
5. Your company identifies critical operations which must be continued or restored on a priority basis?
6. Strategies and measures for the continuation or early recovery of critical services are established depending on the predicted damage?
7. Measures for reducing the damage arising from an anticipated incident for facilities are taken?
8. Important information (or vital records) is backed up and stored at tow or more places?
9. Measures for procuring funds in case of emergency are established?
10. Your company concludes agreement with the local governments in order to contribute to the local community, and build close collaborative relationships with various actors in the local community?
11. Your company develops an education and training plan for BCM?
12. A review and improvement plan which includes the systems, schedule and procedures for inspecting, reviewing and improving BCM, is established?

How many "Yes" answers do you have???

BCP penetration in Japan

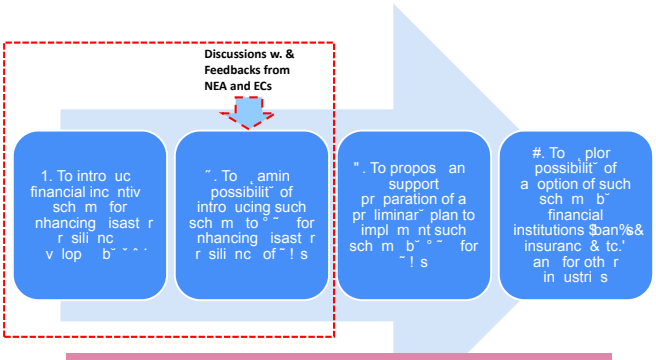
- Number of companies that have already established their BCP or are in the process of establishing their BCP or have plan to establish BCP has been gradually increasing for both large and medium-sized companies.

(Source: Cabinet Office, Government of Japan)

Incentive Mechanism for Improving Disaster Resiliency of Electric Power Distribution Network

May 2015

Financial Incentive Scheme for Enhancing Disaster Resilience



- Discussion with NEA and ECs to find out the current situation and their potential needs
- Seminars for NEA, ECs and other stakeholders to promote understanding on importance and benefits of enhancing disaster resilience and how such financial incentive scheme could be adopted

Overview of BCM rating by the Development Bank of Japan

Enterprise Resilience Rated Loan Program

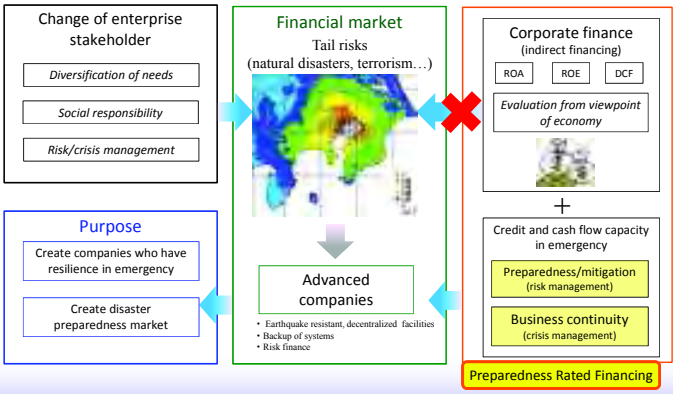
-BCM rating-

Such recent disasters as the Great Hanshin-Awaji Earthquake, the Chuetsu Offshore Earthquake and in 2011 the Great East Japan Earthquake caused tremendous damage to the economy, with many organizations forced to suspend operations for extended periods.

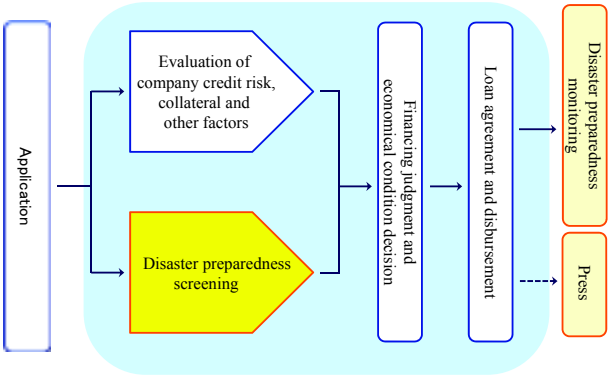
In addition to planning for protection for personnel and property, companies face the need to draft business continuity plans to hedge themselves against lost revenue and protect their clients in the event of disaster.

Enterprise Resilience Rated Loan Program（BCM rating）

Product Philosophy



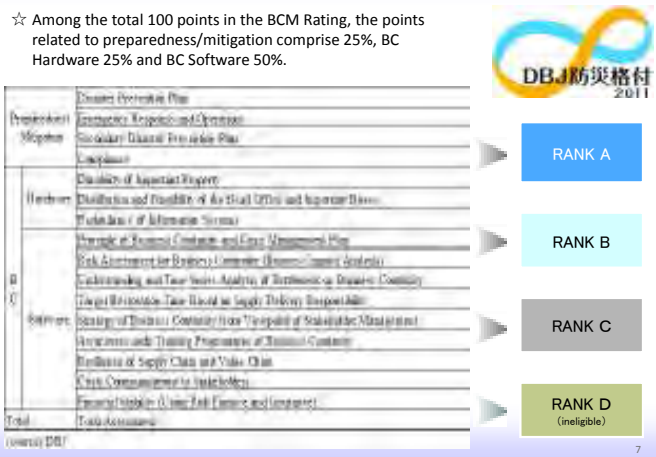
Enterprise Resilience Rated Loan Program



Interest rates are set by taking into account client's disaster preparedness.

Outline of Screening

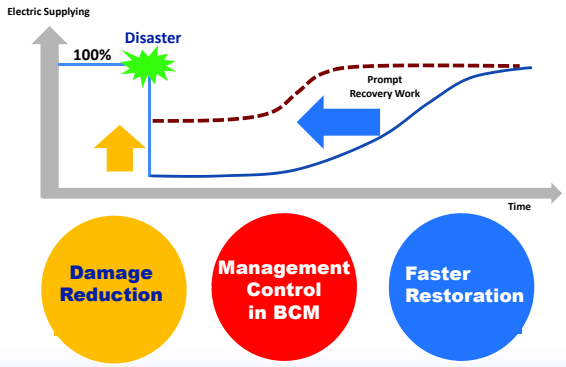
☆ Among the total 100 points in the BCM Rating, the points related to preparedness/mitigation comprise 25%, BC Hardware 25% and BC Software 50%.



Global Risk Report 2012

Financial Incentive Scheme for Enhancing Disaster Resilience of ECs

Key Elements in Business Continuity Management for Electric Distribution Service



Rating Indicators for each category

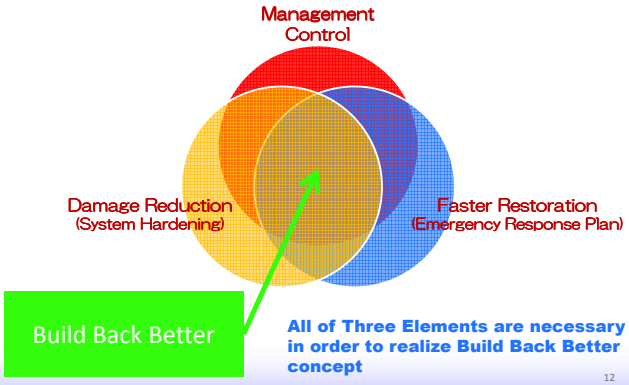
Damage Reduction
1) Well Designed Facility for Natural hazard
2) Protection against Secondary Damage
3) Power Distribution Loop and Isolation
4) Additional Protection for Important Facility

Faster Restoration
1) Forecast Power Outage Area
2) Restoration Capability
3) Conditions to Restoration Work
4) Mutual Aid System

Management Control in BCM
1) System Hardening Plan
2) Emergency Response Plan

Note: Rating indicators are further breakdown into around 50 items in total

Building a stronger, more resilient electric distribution system that can withstand future natural hazards



All of Three Elements are necessary in order to realize Build Back Better concept

Damage Reduction — Assessment of vulnerability of the power distribution facility against Natural Hazards

Rating indicators	
1) Well designed electric distribution system prepared for Natural Hazard	● Sufficient Natural Hazard assessment
	● Well adapted specification in design
	● Quality control - Installation
	● Inspection, Maintenance & Repair
2) Protection against secondary damage	● Tree and vegetation management
	● Flying debris
	● High tide during storm
	● Land slide, flash flood or mud flow
3) Electric distribution loop and Isolation	● Redundancy, loop distribution
4) Additional Protection for Important Facilities	● Reliable power lines to important facilities – hospital, water, communication,

Faster Restoration — Assessment of restoration capability of EC within the pre-set time frame after a disaster

Rating indicators	
1) Forecast power outage area	● Pre-typhoon damage assessment
2) Restoration Capability	● EC's capacity for restoration works
	● EC's control and command in a disaster
3) Conditions to restoration works	● Redundancy in power supply
	● Possible access obstruction for restoration
4) Mutual aid system	● Effectiveness of Taskforce Kapatid

Mgmt Control in BCM — Assessment of management control for enhancing preparedness for Natural Disasters

Rating indicators	
1) Management commitment	● Clear commitment for upgrading facility prepared for Natural Hazards
2) System hardening plan	● Facility upgrade plan w/funds
	● Rehabilitation plan w/funds
3) Emergency response plan	● Development, update and training
	● Pre-disaster activity
	● Outage monitoring system

A Rating System for Business Continuity Management

✓An assessment tool on "Preparedness for Natural Hazards" for Electric Distribution System that provides an overall view on the preparedness along with Strong points and areas needing improvement.

✓Rating should be designed to allow financial institutes to decide if the facility is entitled to preferred financial scheme.

Introduction of BCM rating to ECs

- Should BCM rating be embedded in the current KPS rating system?

Pros & Cons of Two Possible Scenarios

[illegible]	[illegible]
◎ Comprehensive rating system could be established to assess ECs' performance including BCM	◎ Higher possibility to encourage ECs to make efforts for disaster resiliency enhancement depending on the contents of incentives given, as a rating system widely focused on BCM
○ Relatively less additional workload for NEA and EC staff	○ Easier applicable in case of adoption by other ministry other than ECs and other institutions other than NEA (such as policy-based financial institutions)
△ Financial incentives are not used in the current KPS rating	× NEA and EC staff might feel additional burden with high possibility of additional business flow creation
× Limited benefits as an incentive mechanism to promote ECs' effort in BCM improvement if relatively smaller points are assigned to disaster resilience parameters	

(1) New KPS

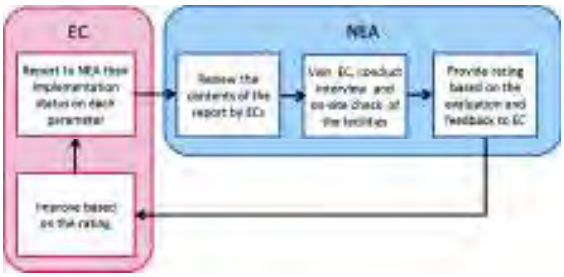
Parameters	Weight	Departments in charge
Financial	30%	Financial Services Dept, Account Management & Guarantee Dept
Institutional	35%	Institutional Development Dept
Technical	30%	Engineering Dept
Reportorial	5%	
BCM	***??***	***???***

(2) Independent BCM rating

(3) Mixture of (1) and (2)

Operational Procedure of BCM rating

- Identification of responsible department(s) within NEA will be needed.
- ECs will need to report periodically their BCM implementation status to the NEA.
- In the BCM rating process, NEA will need to conduct on-site check of ECs, especially in the start-up stage, to have mutual understanding of the rating system and its importance.
- PDCA cycle should be introduced for continuing improvement of BCM by ECs.



Possible Financial Incentives in BCM rating

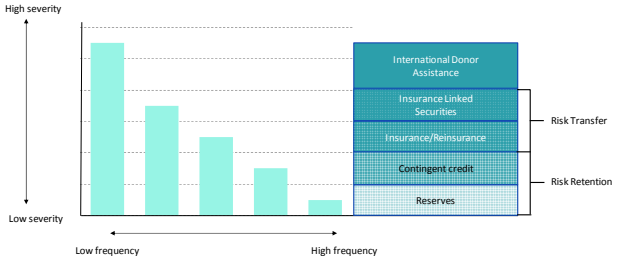
- For ECs with higher BCM rating, the following financial incentives should be considered.

To enhance ex-ante preparedness	To enhance ex-post business continuity
(1) Preferential loans to promote pre-disaster investment to strengthening facilities of ECs - Lower interest rate (cf. current interest rate: 6.5%) - Longer loan term (longer than 15 years)	(4) Preferential contingent loan program (possibly by commercial banks)
(2) Preferential guarantee program (possibly by LGUGC) to help pre-disaster investment funding by commercial banks - Lower guarantee fee (cf. current guarantee fee: 0.25%) - Larger guarantee amount (cf. current upper limit: 80%)	(5) Preferential calamity loans (by the central government/NEA)
(3) Similar preferential loans to be applied by commercial banks	(6) Preferential disaster insurance program - Lower insurance premium

Cf. DBJ's BCM rating's preferential interest rates

[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]

Ex-post Fiscal Risk Management of Natural Disasters



(Source: The World Bank and GFDRR "Advancing Disaster Risk Financing and Insurance in ASEAN Member States")

BCM activities to be shared with other stakeholders

Issues to be discussed on the financial incentive scheme

- Appropriate and effective economic incentive(s) for ECs to promote their BCM activities
- How to create funds for EC's pre-disaster investment for strengthening facilities within NEA
- Possibility to exclude pre-disaster investment for BCM from energy cost calculation
- Possible coordination with the IFC's current initiative for risk transfer program
- Possible coordination with other stakeholders including local governments, LGUGC, commercial banks, etc.

Insurance Programs for Natural Disasters
- Earthquake Insurance in Japan & Typhoon Guard Insurance for Mindanao -

Presentation

1. Outline of the structure of earthquake insurance for residential properties in Japan
2. Typhoon Guard Insurance for Plantation industries in Mindanao

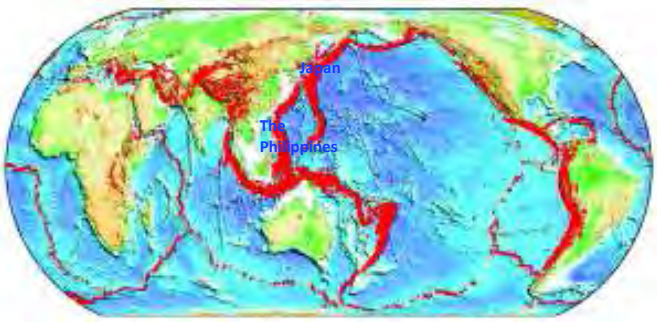
1. Outline of the structure of earthquake insurance for residential properties in Japan

Great East Japan Earthquake / 2011

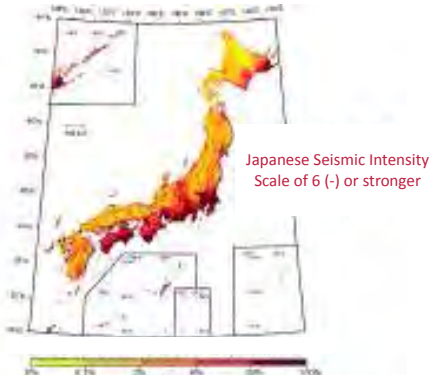
Significant Damage by Tsunami along a long coastline

Japan is located in one of the most seismic active regions

Land area of Japan: less than 1% of the globe
Earthquakes: 10 % of EQ in the world occurred in and around Japan



Strong Earthquake may happen at anywhere in Japan at any time



Provability of Earthquake stronger than Scale of 6 (-) in next 30 years from 2014

Earthquake Insurance Program Scheme in Japan

In order to cope with sever Seismic Risks in Japan,

- Building code has been reviewed and upgraded after large earthquakes in past
- Insurance program for residential property - Japanese Government and Insurance Industry

Earthquake Insurance in Japan

Industrial and Commercial Property:
Property Insurance Program by private insurance programs

Residential Property:
Earthquake insurance through a legislative scheme adopted by EQ Insurance Law since 1966

Residential Earthquake Insurance

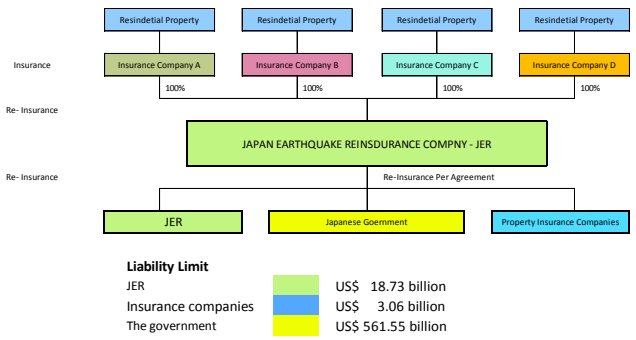
- **Challenge in Earthquake Insurance Program in Japan**
  - Very high frequency of strong earthquakes in Japan
  - Entire area of Japan is situated in earthquake prone area
  - Population and Property Value are located at sever seismic zones such as Tokyo

Earthquake Insurance Scheme made by Private Insurance Companies alone can not be feasible because "Exposure is too big" to insurers

A legislative earthquake insurance scheme was adopted by Law in 1966

Involvement of
Private Insurance Companies,
Purposed Reinsurance Company
and Japanese Government

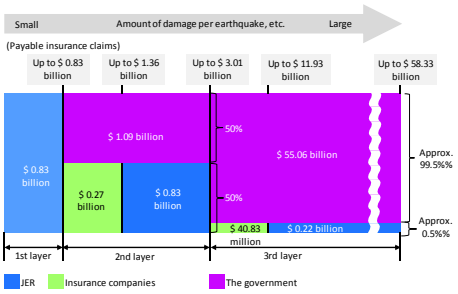
Reinsurance Scheme



Source: Prepared by SJNK-RM based on Japan Earthquake Reinsurance Company Annual Report 2014 , http://www.nihonjishin.co.jp/disclosure/2014/a_05.pdf

Allocation of Liability per One Earthquake

Earthquake Reinsurance scheme after April 1, 2014



Liability Limit

JER		US$ 18.73 billion
Insurance companies		US$ 3.06 billion
The government		US$ 561.55 billion

Source: Japan Earthquake Reinsurance Company Annual Report 2014 , http://www.nihonjishin.co.jp/disclosure/2014/a_05.pdf

Residential Earthquake Insurance

- **Covered Risks**
  Coverage is for direct damage to the residential building and household goods resulting, directly or indirectly, from earthquake, volcanic eruption or tsunami .
- **Coverage is Market Value Basis (not "Replacement Value")**
- **Limit of Liability**
  Between 30% and 50% of insured amount of fire insurance.
  Limit of liability is JPY 50 million for a building structure and JPY 10million for household goods.
- **Combined with Fire Insurance**
  Earthquake Coverage is endorsed to "Fire Insurance Policy". Not an EQ alone policy.
- **Simplified Claim Adjustment Procedure for Faster Payment**
  In order to expedite claim process after an disaster, loss is adjusted in one of three levels of damage categories - 5%, 50% and 100% damage

Incentives for enhancing enrollment - 1

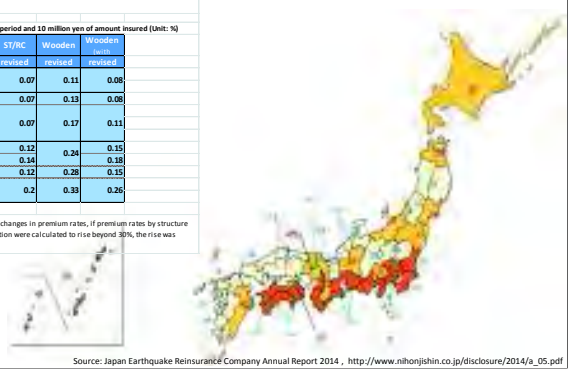
- **Insurance Premium Rate per EQ exposure**
  - Insurance Premium differs based on Location and Type of Structure

Basic rate (applicable to buildings and personal property) - Examples of premiums

Per one year insurance period and 10 million yen of amount insured (Unit: %)

Local Classification		ST/RC revised	Wooden revised	Wooden (with revised
Zone 1	A			
	B	0.07	0.11	0.08
Zone 2	A	0.07	0.13	0.08
	B			
	C	0.07	0.17	0.11
	D			
Zone 3	A	0.12	0.24	0.15
	B	0.14		0.18
	C	0.12	0.28	0.15
	D			
	E	0.2	0.33	0.26

(Note) To put a limit on changes in premium rates, if premium rates by structure and location classification were calculated to rise beyond 30%, the rise was reduced to 30%.



Source: Japan Earthquake Reinsurance Company Annual Report 2014 , http://www.nihonjishin.co.jp/disclosure/2014/a_05.pdf

Incentives for enhancing enrollment - 2

- **Various Discount Program applied to EQ Insurance Premium**
  - 50% discount for Seismic Proof Structure
  - up to 50% discount for seismic resistive structure – Certified Seismic Performance Class
  - Seismic Retrofit
  - Residence built after 1981 (Current building code for EQ)
- **Tax Benefit**
  - Insurance Premium for EQ can be exempted from Individual Income TAX Return

Current Enrollment to the Program:

Number of Households	55,577,000	(as of 2013.3)
Number of EQ Insurance Policy	15,838,000	
Enrollment Rate	28.5%	

Source: Japan Earthquake Reinsurance Company Annual Report 2014 , http://www.nihonjishin.co.jp/disclosure/2014/a_05.pdf

2. Typhoon Guard Insurance

Typhoon Guard Insurance

An index based insurance program developed by PGA Sompo Japan (A property and casualty insurance company set up between PGA and Sompo Japan Group) to mitigate typhoon damage to an Agricultural Corporations in Mindanao .

Recent Typhoon Trend in the Philippines

MAJOR Typhoons in Philippines

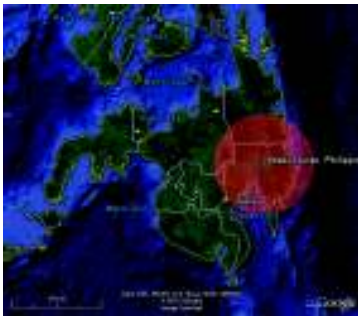
1. November 2013 -Typhoon Haiyan (Yolanda). - Tacloban City. (Over 5,000 deaths)
2. December 2012 - Typhoon Bopha (Pablo) island of Mindanao (1,900 deaths)
3. December 2011 -Typhoon Washi (Sendong) – north Mindanao (over1,000 dead)
4. September 26, 2009 - Typhoon "Ondoy"
5. June 2008 - Typhoon Fengshen "Frank" (800 dead)
6.. November 2006 - Typhoon Durian (0ver 1,000 dead)
7.. September 2006 - Typhoon Xangsane (200 dead)
8. October 1998 - Typhoons Zeb and Babs (over 300 dead)
9. October 1995 - Typhoon Angela "ROSING" - (0ver 1,000 dead)
10. September 1993 - Typhoon Flo (600 dead).
11. November 1991 - Tropical storm Thelma (over 6,000 deaths)

South

Slide 16

Background of Typhoon Guard Insurance

- Unlike Visayas and Luzon, less frequency of Typhoon hit Mindanao island in past.
- Tropical storm Washi hit Mindanao, and triggered flash flooding resulting in serious damage to the region. In 2012, Typhoon Bopha made landfall on Mindanao caused widespread destruction on the island.
- Plantations were seriously damaged, and therefore, need of insurance to mitigate this type of damage has been realized.



Slide 17

General Practice of Typhoon Guard Insurance

- Index Based Insurance Program
  - ✓ Insurance payment is made when predetermined condition is met.
- Predetermined Condition
  - ✓ Center of Typhoon passed within an agreed distance from the selected city.
  - ✓ Agreed distance can be selected from 100km, 150km or 200km.
- Industry to be covered and Location
  - ✓ Plantation business for Banana in Mindanao
- Payment assessment
  - ✓ Actual damage of the plantation is not necessary for the insurance payment.
  - ✓ No filed assessment is required.

Slide 18

➢ BENEFIT: PAYOUT will happen when the Center of the Typhoon passes within the chosen Triggered Geographical Area regardless of damages on crops

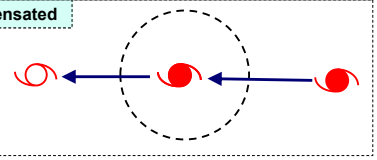
Slide 19

Trigger to Insurance Payment

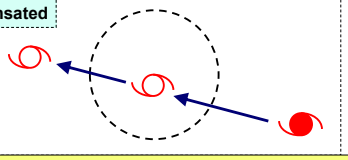
Case 1

➢ The Center of the Typhoon is seen ON the Triggered Geographical Area (6-hour tracking)

To be compensated



Not to be compensated



: Typhoon reported by RSMC Tokyo
: Tropical depression* reported by RSMC Tokyo
: Triggered Geographical Area
: Track of of the Typhoon

Slide 20

Challenges in Typhoon Guard Insurance

- Insurance premium including relevant taxes VS Insurance Payment & Risk Awareness
  - ✓ Inadequate wind speed information area by area
- Correlation between actual damage to the agricultural product and index used for Typhoon Guard Insurance
  - ✓ Distance of Center of Typhoon
  - ✓ Category of Typhoon....., Tropical depression

Slide 21

Future of Typhoon Guard Insurance

- PGA Sompo Japan is currently working with potential clients to adjust the design of the Typhoon Guard Insurance.
  - ✓ More category of Typhoon and tropical storm
  - ✓ More options on agreed distance to trigger an insurance payment
  - ✓ Market acceptance of Insurance Premium
- Once the Typhoon Guard Insurance is well accepted in the market, PGA Sompo will examine expansion to other geographical areas of the Philippines.

Slide 22 / End

Data Collection Survey on the Incentive Mechanism for Improving Disaster Resiliency of Electric Power Distribution Network

Lessons Learned from Japan

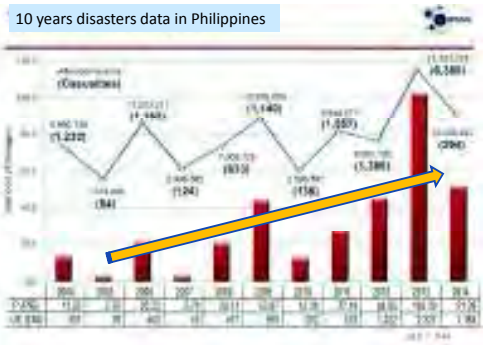
May, 2015

From the UN world Conference on Disaster Risk Reduction

10 years disasters data in Philippines

Number of Disasters for 10 yrs

1.China (286)
2.USA(212)
3.Philippines(181)
4.India(167)
5.Indonesia(141)
・
・
9. Japan(62)

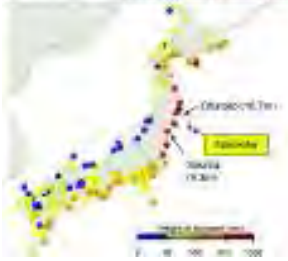


How recent weather phenomena fit the **'new normal'**

Great East Japan Earthquake lessons and learned

Earthquake

Name	The 2011 off the Pacific coast of Tohoku Earthquake (The Great East Japan Earthquake)
Date & Time	11th Mar. 2011, 14:46 JST (05:46 UTC)
Magnitude	9.0 (the largest earthquake recorded in Japan)



Tsunami

- Observed data by tide gauges
  Maximum height... 8.5m or higher (Soumai)
- Results of survey after earthquake
  Maximum height... 16.7m or higher (Ofunato)

Damages (as of September 2013)

- Human Casualties
  Dead...18,703 / Missing...2,674
- Property Damage
  Collapse of Houses...1,172,276

Source: Japan Electric Power Information Center

Great East Japan Earthquake lessons and learned

Countermeasures for Disaster Damage Prevention

The Good Practices of

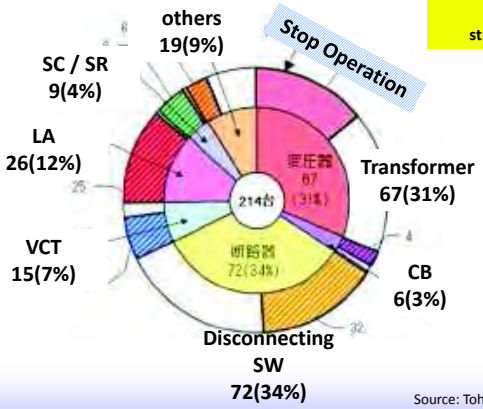
Strengthen Power Facilities
→1) Natural Disaster Damage in Japan
→2) Main countermeasure for Network Facilities

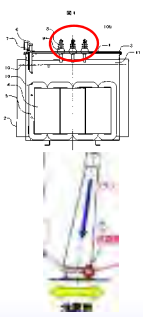
For the prompt recovery
→ 3) Recovery Countermeasures to Supply Power

1）Natural Disaster Damage in Japan_1

Damage in Sub Station

The most of the causes are by strong vibration





Source: Tohoku Electric Power Co

1）Natural Disaster Damage in Japan_2

Damage in Distribution Facilities

	Stop Supply	Supply	Damage rate	Cause
Pole	8,471	54	0.3%	Indirect Damage By Other Obstacles 82%
	Collapse			
HV Wire	1,370	86	0.07%	
	Disconnection			
Pole TR	3,381	507	0.3%	
	Pole collapse			

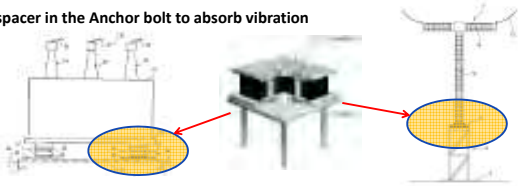
Pole Collapse **Wash away** **Flooding**

Source: Tohoku Electric Power Co

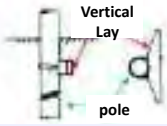
2) Main countermeasure for Network Facilities_1

Substations Facilities

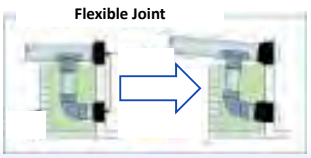
Insert spacer in the Anchor bolt to absorb vibration



Distribution Facilities (Undergrad)



Flexible Joint

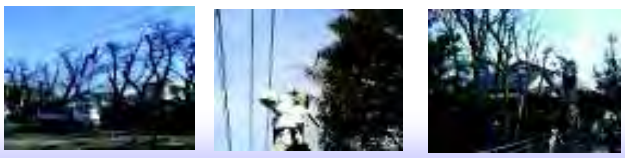


2) Main countermeasure for Network Facilities_2

Before
Dark & Danger

Vegetation trimming

After
Bright & Safe



3）Recovery Countermeasures to Supply Power

Emergency Recovery

Support pole and support wire
As temporary measurements

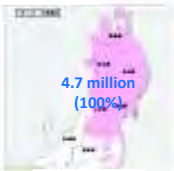
Communications For Cooperation

Buffer Stock and transformation

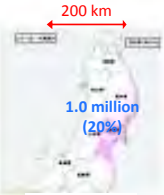
Heavy Vehicle and buffer stock yard

Insulation Resistance

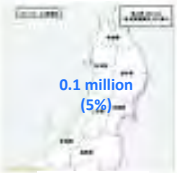
3）Recovery Countermeasures to Supply Power



Black out



3 days later

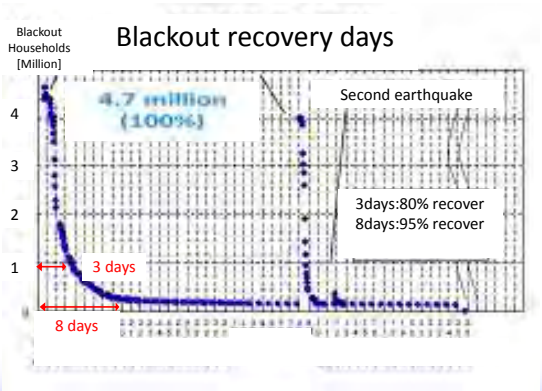


8 days later

Recovery rate 8 days later

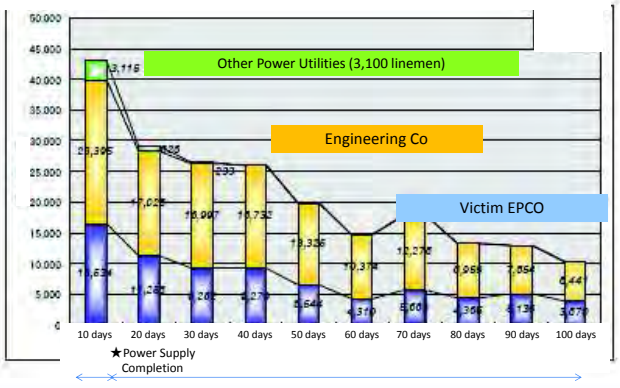
Electric Power: 5%
Telecom: 30%
Water: 60%
Gas :90% Blackout
Sewage: 92%

3）Recovery Countermeasures to Supply Power



3）Recovery Countermeasures to Supply Power

Wide Area Cooperation (only Distribution)



Emergency Recovery — **Full Scale Recovery**

Source: Tohoku Electric Power Co

3）Recovery Countermeasures to Supply Power

Emergency Action Plan by Electric power Co.

<According to Disaster Countermeasure Law>

1_ Role sharing in In-house organization and training

*Restoring team(Engineering/material/information), Back office(Mas media, General Affair,,,,,,)
*Training, maintain and disseminate the manual

2_Information Sharing by communication with in / our of the office

* DOE/NEA, LGU, Fire Dept., Police office, PAGASA, Engineering Co., Gas Stand
* Which area is still blackout and what is the causes, what material is necessary to fix.
* Vehicles, Road condition, Fuel condition, Communication devices,(Wireless/Cell)

3_Backup Function

*In case the headquarter would damage…._? , Branch office takes place, instead?

4_Secureing restoring manpower and buffer parts

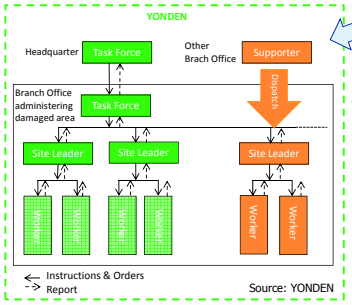
*Some of the staff are also the victims of the disasters(They need to take care their family.)
*Stock material storage is to be distributed in other separate area <Diversification of Risk>
*Prepare food and accommodation for the recovery workers from other area

3）Recovery Countermeasures to Supply Power

□ Organization Structure

✓ Instructions & Orders / Report

How about the Structure in PH?

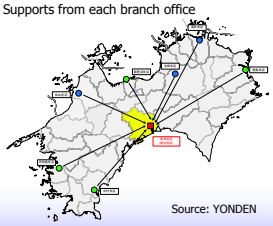


Source: YONDEN

Support from Other Company

✓ Support

Supports from each branch office



Source: YONDEN

Cost-Effectiveness for Enhancement of Distribution Facilities

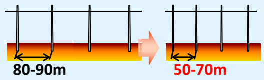
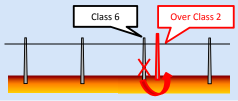
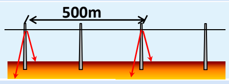
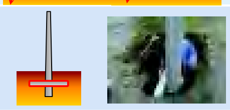
May 2015

YONDEN
Yoshitetsu Fujisawa

The Results of 1st Survey

Resilience	Study Items			Study Results	Problem	Necessary Measure	Proposal
Enhancement of Distribution Facility	Materials	Electric Pole	Legal (SPEC)	NEA Engineering Bulletin	None	None	None
			Material	Equivalent to Japanese productions			
		Distribution Line	Legal (SPEC)	NEA Engineering Bulletin			
			Material	Equivalent to Japanese productions			
		Guy Wire	Legal (SPEC)	Specification is not prescribed in anything			
			Material	Equivalent to Japanese productions			
	Design & Installation	Span between Poles	Legal	Not exist (EC has their own internal regulation)	None	None	None
			Current	80-90m on national average in main distribution line			
		Installation Depth of Electric Pole	Legal	NEA Engineering Bulletin, NEA Specification and Drawings for 7.6/13.2KV Line Construction			
			Current	The depth is calculated in "length of pole x 1/10＋2 feet". The actual installation refers to the mark in pole showed by manufacturer.			
		Concrete Supporter	Legal	Not exist	–	–	Verification of Cost-Effectiveness
			Current	No use			
		Guy Wire	Legal	NEA Engineering Bulletin及びNEA Specification and Drawings for 7.6/13.2KV Line Construction (Angle of distribution line:0-5°→not necessary, 5-60°→1 guy wire, 60-90°→2 guy wires)	None	None	None
			Current	Design & installation are conducted according to the above-mentioned regulations.			
		Strength Calculation	Legal	Not exist	Miscalculation	・Proof Calculation ・Automatic Calculation	Introduction of Excel Calculation
			Current	Calculated by manual			
	Operation & Maintenance	Plan	Legal	Not exist (Recommended by NEA Operation and Maintenance Procedures Manual/EC has their own internal regulation)	None	None	None
			Current	Conducting items are mostly equivalent to one in Japan.			
		Tree Trimming	Legal	Not exist (Recommended by NEA Operation and Maintenance Procedures Manual/EC has their own internal regulation)	None	None	None
			Current	Conducted according to the above-mentioned manual. In order to mitigate damage from disaster, measurers such as root changing of distribution line or tree trimming from the roots, etc. are necessary, however correct implementation of these measures is difficulty to be realized in term of cost performance and possibility. Enhancement of distribution facility is more realistic in comparison with improvement of accuracy of tree trimming to mitigate damage from disaster.			
	NEA Recommendations	Span Shortening		In main distribution line, 80-90m on national average is shorten to 50-70m.	No verification of improved effectiveness	Verification of Cost Performance	Verification of Cost-Effectiveness
		Improvement of Strength of Electric Pole		In main distribution line, over Class 2 is utilized in the place utilizing (will utilize) Class6			
		Installation of Additional Guy Wire		In main distribution line, additional guy wires at electric pole of each 500m in through main distribution line are installed.			

Recommendations for Enhancement of Distribution Facility

	Measurements		Target	Applicability: To Existing Facilities	Applicability: At New Installation	Effectiveness: Against Break	Effectiveness: Against Leaning
NEA	***1. Span Shortening***	 80-90m → 50-70m	Main Distribution Line	○ New Installation	◎	◎	○
	Improvement of Strength of Electric Pole	 Class 6 / Over Class 2		× Rebuilding	◎	◎	×
	Installation of Additional Guy Wire	 500m		◎	◎	◎	◎
YONDEN	***2. Concrete Supporter***		Soft Soil	× Rebuilding	◎	×	◎

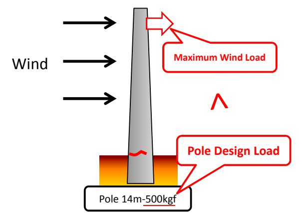
Evaluation Method of Cost-Effectiveness

Cost-Effectiveness = Improved Safety Level / Additional Cost

Concept of Safety Level

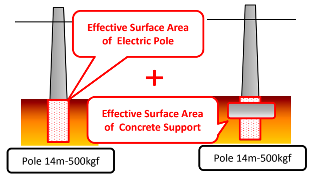
1. Span Shortening

Safety Level of Electric Pole (≧1) = Pole Design Load / Maximum Wind Load

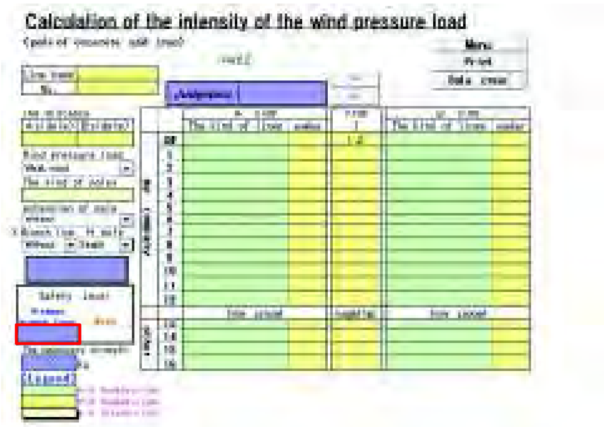


2. Concrete Supporter

Safety Level of Foundation = is improved according to increasing "Effective Surface Area"

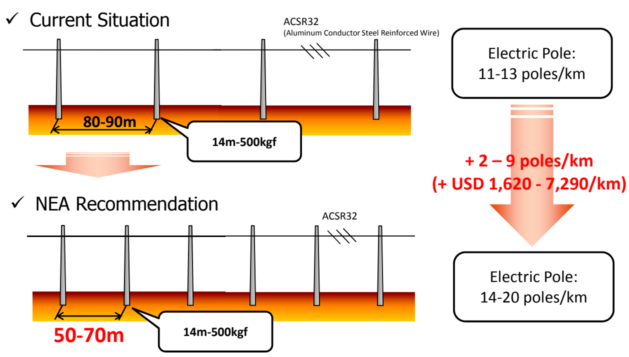


Strength Calculation System for Electric Pole (Software)



1. Span Shortening

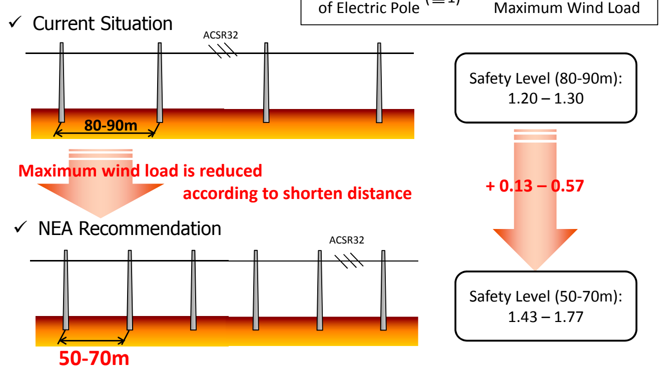
■ Cost 14m-500kg: USD 810/pole (Material + Installation, Japanese Price, USD1=¥120)



1. Span Shortening

■ Improvement of Strength (Safety Level of Electric Pole)

Safety Level of Electric Pole (≧1) = Pole Design Load / Maximum Wind Load



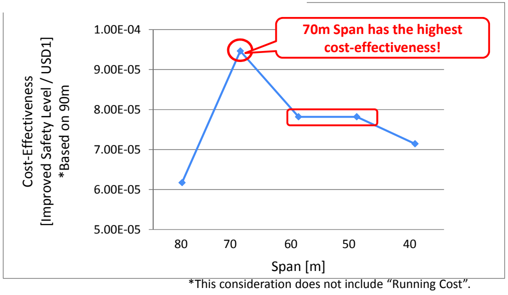
1. Span Shortening

■ Cost-Effectiveness

Span (m)	Electric Pole: Poles/km	Electric Pole: Difference (Based on 90m)	Additional Cost(USD): USD810/Pole	Safety Level: -	Safety Level: Difference	Cost-Effectiveness (Improved Safety Level/USD1)
90	11	-	-	1.20		
80	13	2	1,620	1.30	0.10	6.17E-05
70	14	3	2,430	1.43	0.23	9.47E-05
60	17	6	4,860	1.58	0.38	7.82E-05
50	20	9	7,290	1.77	0.57	7.82E-05
40*	25	14	11,340	2.01	0.81	7.14E-05

*Reference

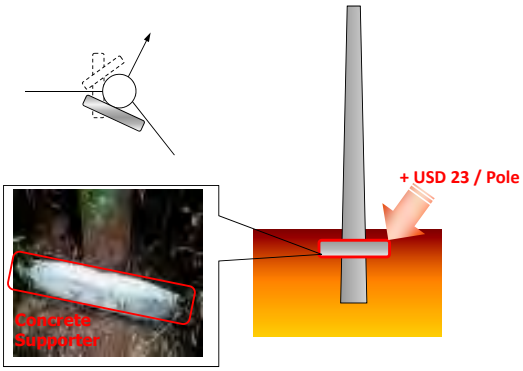
Shorter span has stronger safety level!



*This consideration does not include "Running Cost".

2. Concrete Supporter

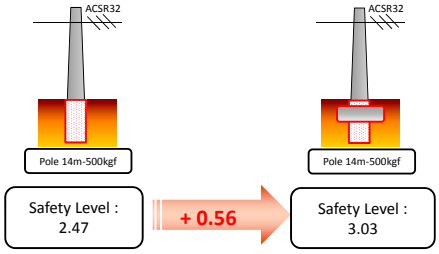
■Cost 1.2m: USD 23/Pole (Material + Installation, Japanese Price, USD1=¥120)



2. Concrete Supporter

■Improvement of Strength (Safety Level of Foundation)

Soil : Soft Soil
Both Span : 90m

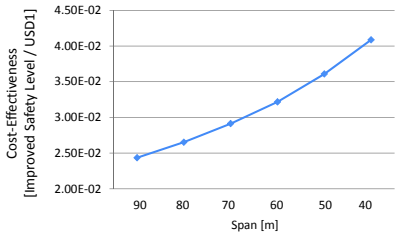


2. Concrete Supporter

■Cost-Effectiveness

Span (m)	Additional Cost(USD)	Safety Level of Foundation			Cost-Effectiveness
	USD23/Pole	No Concrete Supporter	Concrete Supporter	Difference	(Improved Safety Level/USD1)
90	23	2.47	3.03	0.56	2.43E-02
80	23	2.68	3.29	0.61	2.65E-02
70	23	2.93	3.60	0.67	2.91E-02
60	23	3.24	3.98	0.74	3.22E-02
50	23	3.61	4.44	0.83	3.61E-02
40*	23	4.09	5.03	0.94	4.09E-02

*Reference



*This consideration does not include "Running Cost".