

フィリピン共和国
国家電化庁

フィリピン国

電力協同組合のための システムロス低減プロジェクト

事業完了報告書

平成 25 年 3 月
(2013 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
東京電力株式会社

産公
JR
13-030

目 次

第1章	プロジェクト概要	1-1
1.1	概要	1-1
1.1.1	プロジェクト名	1-1
1.1.2	プロジェクト期間	1-1
1.1.3	カウンターパート機関	1-1
1.1.4	プロジェクト対象機関	1-1
1.2	本調査の目的	1-1
1.3	プロジェクト実施体制	1-2
1.4	プロジェクトデザインマトリックス(PDM)	1-2
第2章	プロジェクト実施の背景	2-1
2.1	プロジェクトの背景	2-1
2.2	電力・エネルギーセクターを取り巻く現状	2-2
2.2.1	電気事業体制	2-2
2.2.2	配電事業の現状	2-4
2.2.3	システムロス低減への取り組み状況	2-5
第3章	業務実施の方法	3-1
3.1	ロス低減に関する主な問題点の整理	3-1
3.2	問題解決のためのアプローチ	3-3
3.2.1	業務内容の確認	3-3
3.2.2	具体的な問題解決のためのアプローチ	3-3
3.3	作業フロー	3-6
3.4	技術移転実施方法	3-7
第4章	投入実績	4-1
4.1	日本側	4-1
4.1.1	専門家派遣実績	4-1
4.1.2	日本におけるカウンターパート研修受入実績	4-1
4.1.3	機材供与実績	4-1
4.2	フィリピン国側	4-2
4.2.1	カウンターパート	4-2
4.2.2	プロジェクト活動のための事務所スペース及び設備	4-2
第5章	プロジェクトの活動実績	5-1
5.1	プロジェクト活動実績総括	5-1
5.2	活動実績	5-1
5.2.1	成果品の検討・作成	5-1
5.2.2	現地調査の実施	5-1
5.2.3	各種報告・会議への協力	5-3

5.2.4	ソフトウェアの導入実績と研修実績	5-5
5.2.5	マニュアルの作成	5-7
5.2.6	アモルファス変圧器を用いたパイロットプロジェクト	5-17
5.2.7	23kV 昇圧の候補地点調査	5-24
第 6 章	プロジェクトの成果	6-1
6.1	システムロス低減のためのマニュアル	6-1
6.2	システムロスの量的評価に対するサポートシステム	6-2
6.3	中圧配電線の昇圧を行うための支援	6-3
6.4	ターゲット EC の評価	6-4
6.5	各種指標の推移	6-5
第 7 章	結論及び提言	7-1
7.1	配電ロス低減マニュアル	7-1
7.2	ソフトウェアの活用	7-2
7.3	23kV 昇圧	7-2
7.4	アモルフォス変圧器の採用	7-2
第 8 章	添付資料	8-1

図表リスト

図 1-1	技術支援チームの編成	1-2
図 2-1	「フィ」国における電気事業体制	2-2
図 2-2	国家電化庁（NEA）の組織図	2-3
図 2-3	フィリピン国の配電事業者マップ	2-7
図 3-1	調査業務の流れ	3-6
図 5-1	システムロス計算フロー	5-10
図 5-2	柱上変圧器新設による負荷分割	5-12
図 5-3	アモルファス変圧器とそのロス低減効果	5-13
図 5-4	テクニカルロスとノンテクニカルロス	5-14
図 5-5	好事例集の様式	5-16
図 5-6	10kVA 過負荷変圧器のロードカーブ	5-21
図 5-7	AMDT と SiFe のコスト比較	5-23
図 5-8	ISELCO I 候補地点のイメージ	5-26
図 5-9	各ケースのイメージ（ISELCO I）	5-27
図 6-1	システムロス率の推移	6-5
図 6-2	SAIFI の推移	6-5
図 6-3	SAIDI の推移	6-6
表 2-1	EC 向けの貸付額	2-4
表 2-2	2011 年の経営実績による EC の格付け状況	2-5
表 4-1	プロジェクト派遣実績	4-1
表 5-1	各 EC へのソフトウェア導入実績	5-5
表 5-2	SynerGEE 研修実績	5-6
表 5-3	配電システムのモデル化状況	5-6
表 5-4	システムロス低減マニュアルの目次	5-7
表 5-5	AMDT の導入個数	5-19
表 5-6	Unit Price of both AMDT and SiFe DT	5-20
表 5-7	変圧器ロス単体試験結果(3EC)	5-20
表 5-8	容量別の鉄損・銅損の比較	5-22
表 5-9	評価対象と成りうる将来計画	5-24
表 5-10	ISELCO I 候補地点の基礎情報	5-25
表 5-11	各ケースの概要（ISELCO I）	5-26
表 5-12	評価結果（ISELCO I）	5-27
表 5-13	昇圧プロジェクトの候補地点	5-29
表 6-1	ターゲット EC のカテゴリー及びコメント	6-2
表 6-2	ワークショップ参加人数	6-2
表 6-3	SynerGEE 研修の実施日	6-3
表 6-4	プロジェクトの上位目標の推移	6-6

略語表

ADB	Asian Development Bank ; アジア開発銀行
AMDT	Amorphous Transformer ; アモルファス変圧器
C/P	Counterpart ; カウンターパート
CAPEX	Capital Expenditures ; 設備投資
DT	Distribution Transformer ; 配電用変圧器
DOE	Department of Energy ; エネルギー省
EC	Electric Cooperative ; 電力協同組合
ERC	Energy Regulatory Commission ; エネルギー規制委員会
EU	European Union ; 欧州連合
JETRO	Japan External Trade Organization ; 独立行政法人 日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency ; 独立行政法人 国際協力機構
kV	Kilo Voltage
LV	Low Voltage
MERALCO	Manila Electric Company ; マニラ電力会社
MV	Medium Voltage
NEA	National Electrification Administration ; 国家電化庁
NEDA	National Economic Development Authority ; 国家経済開発庁
NGO	Non-Government Organization
PDP	Philippines Development Plan ; フィリピン電源開発計画
PSALM	Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation ; 電力セクター 資産債務管理会社
TA Team	Technical Assistance Team ; 技術支援チーム
TEPCO	Tokyo Electric Power Company, Inc. ; 東京電力株式会社

<調査対象の電力共同組合>

ISELCO I	Isabela I Electric Cooperative, Inc.
PELCO II	Pampanga II Electric Cooperative, Inc.
FLECO	First Laguna Electric Cooperative, Inc.
CASURECO II	Camarines Sur II Electric Cooperative, Inc.
CASURECO IV	Camarines Sur IV Electric Cooperative, Inc.
SORECO I	Sorsogon I Electric Cooperative, Inc.
LEYECO III	Leyte III Electric Cooperative, Inc.

第1章 プロジェクト概要

1.1 概要

1.1.1 プロジェクト名

フィリピン国電力協同組合のためのシステムロス低減プロジェクト

1.1.2 プロジェクト期間

2011年3月～2013年3月

1.1.3 カウンターパート機関

- 国家電化庁 (National Electrification Administration: NEA)

1.1.4 プロジェクト対象機関

- ISELCO I (Isabela I Electric Cooperative, Inc)
- PELCO II (Pampanga II Electric Cooperative, Inc.)
- FLECO (First Laguna Electric Cooperative, Inc.)
- CASURECO II (Camarines Sur II Electric Cooperative, Inc.)
- CASURECO IV (Camarines Sur IV Electric Cooperative, Inc.)
- SORECO I (Sorsogon I Electric Cooperative, Inc.)
- LEYCO III (Leyte III Electric Cooperative, Inc.)

上記7つのECは119あったECのうち、先方から提案のあったパフォーマンス改善効果が認められ5段階評価の中庸のランクのECの中から地域バランスを考慮して選定された。対象ECは図2-3に示すとおりである。

1.2 本調査の目的

ECやNEAによる配電システムロスを低減するためのエンジニアリング技術および計画立案能力が向上することを目的として、NEAおよび対象ECにおける組織面、技術面等の改善に係わる支援を行う。具体的には下記の成果を得るための活動を実施する。

- システムロス低減のためのマニュアルが用意され、適切に実施される。(成果1)
- システムロスの量的評価に対するサポートシステムが確立される。(成果2)
- 中圧配電線の昇圧を行うための支援が実施され、技術基準が確立される。(成果3)

1.3 プロジェクト実施体制

プロジェクトの実施途中で専門家のメンバー構成の変更が行われた。適切な人員配置を考慮したことにより、変更によるプロジェクト実施への支障はなかった。プロジェクトの実施体制を以下に示す。

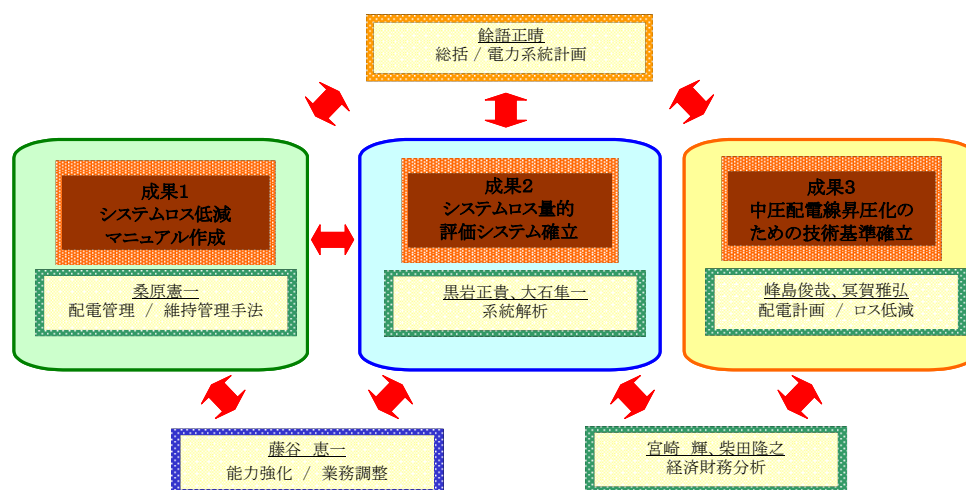


図 1-1 技術支援チームの編成

1.4 プロジェクトデザインマトリックス(PDM)

プロジェクトデザインマトリックス（PDM）における目的、期待される効果及びそれらに対応した活動は以下の通りである。

(1) 上位目標

EC の配電システムのロス低減し、電力供給能力を効率的かつ経済的に向上させる。

(2) プロジェクトの目的

EC や NEA による配電システムロス低減のためのエンジニアリング及び計画立案能力を向上させる。

(3) 期待される成果

1. システムロス低減のためのマニュアルを用意し、適切に実施する。
2. システムロスの量的評価に対するサポートシステムを確立する。
3. 中圧配電線の昇圧（23kV 化）を行うための支援を実施し、技術基準を確立する。

(4) 活動項目

- 1 システムロス低減のためのマニュアルを用意し、適切に実施する。
 - 1-1 先進的な EC のシステムロス低減に対する現在のベストプラクティスの調査。
 - 1-2 日本の経験に基づいた、システムロス低減のためのマニュアル（案）の作成。

- 1-3 パイロット地域として選定した 7 つの EC の持つ問題解決にマニュアルを適用するためのケーススタディの実施。
 - 1-4 NEA との共同による EC の非技術的ロス削減のためのベストプラクティスの統合を含む上記の活動に基づくマニュアルの完成。
 - 1-5 NEA との共同による他の EC にマニュアルの内容を伝える適切な仕組みの提案。
- 2 システムロスの量的評価のためのサポートシステムを確立する。
- 2-1 パイロット地域として選定した 7 つの EC についての電力フロー分析のためのソフトウェアの使用状況調査。
 - 2-2 パイロット地域として選定した 7 つの EC についてのシステムロス低減を評価する適切な方法の提案。
 - 2-3 パイロット地域として選定した 7 つの EC について 2-1 と 2-2 に基づいた適切な手法の開発。
 - 2-4 上記で確立された方法についての送電や配電を行う EC 職員への訓練。
- 3 中圧配電線の昇圧 (23kV 化) を行うための支援を実施し、技術基準を確立する。
- 3-1 特定 EC の既設設備形態・計画の調査。
 - 3-2 NEA と共同による 23kV 配電線の標準デザインとガイドラインを検討・確立。
 - 3-3 フルスケールの F/S のための作業準備(配電開発計画地域の確認分析)。

指標及び目標、検証方法、重要な前提条件などを含む PDM の最終版は、添付資料 1 に示すとおりである。

第2章 プロジェクト実施の背景

2.1 プロジェクトの背景

フィリピン（以下「フィ」国）は他のアジア諸国と比べてもエネルギー自給率が低く¹，エネルギー政策を構成する一つの柱として「エネルギー自給率向上」が掲げられている。自給できないエネルギー源の多くは，海外からの石油・石炭の輸入に依存しているのが現状であるが，折からの原油価格高騰は，産業界を初めとする「フィ」国の経済活動全般に悪影響を与えている。

こうした状況の中，現行エネルギー政策では，「エネルギー自給率向上」を達成する方策の一つとして，“Philippine Energy Plan 2012-2030”の中で「エネルギー効率の強化（省エネルギー）」を掲げ，2030年までに省エネによる10%の需要削減効果を見込んでいる。「フィ」国のエネルギー需要は，電力部門での比率が高く，同部門での省エネが促進されることは全体としてのエネルギー需要の抑制に寄与することが期待できる。

本プロジェクトの協力相手先機関である国家電力庁（NEA）は119か所の電力共同組合（EC）を管理・監督する政府機関である。1970年代の設立以来，NEAはECに対して，技術的なサポートと財政面での支援を提供しているものの，多くのECの配電施設は不十分なメンテナンスと投資不足の状況にある。

2010年のNEA統計によると，全EC平均のシステムロス（配電損失）は12.29%であり，各ECとも電線や変圧器などの機器の抵抗損失などが原因で発生する技術的損失（テクニカルロス）と，盗電，ならびに電気使用量の計量や検針の不備により発生する非技術的損失（ノンテクニカルロス），更には変電所や電力会社の内部で消費される電力（アドミニストレイティブロス）が混在している状態が続いている。各需要家に供給される電力量を正確に把握し，各ECの事業運営を透明化させる必要から，電力規制委員会（ERC）は各ECに対し，技術的損失と非技術的損失を分離して報告することを求めているが，適切なロス評価手法が確立されていないため，同損失の把握ができないECが多い。そのため配電ロスの低減策を講じることができず，事業運営の改善ができないECが少なからずあり，配電分野のエネルギー消費の効率が改善されないといった問題が生じている。

なお，2009年のフィリピンの送配電ロス率は12.1%であった。一方，アジア諸国の送配電ロス率は，日本(4.8%)，中国(4.9%)，タイ(5.6%)，ベトナム(9.6%)，インドネシア(9.9%)，ミャンマー(15.7%)，カンボジア(18.3%)等であり，近隣国であるタイ，ベトナム，およびインドネシアのロス率程度までには改善の余地があると考えられる。

¹ インドネシア，マレーシア，ベトナムのエネルギー自給率は，それぞれ174%，134%，120%である。一方，中国，カンボジア，タイ，フィリピンのエネルギー自給率は，それぞれ90%，71%，60%，60%である。(Energy Balances of OECD / non-OECD Countries 2009)

2.2 電力・エネルギーセクターを取り巻く現状

2.2.1 電気事業体制

(1) 概要

1936年以來、「フィ」国では電力公社（National Power Corporation: NPC）が発送電事業を独占して行い、所有する発電所で発電した電力を配電事業者に供給してきた。

1980年代後半から発電分野に独立発電事業者（Independent Power Producer: IPP）の参入が認められ、NPCは自己所有の発電所の発生電力とIPPからの購買電力を配電事業者に販売することになった。

2001年6月に電力産業改革法（Electric Power Industry Restructuring Act: EPIRA）が施工され、これまで発電部門を独占してきたNPCの送電部門は送電公社（National Transmission Corporation: TRANSCO）として分社化された。これにより発電事業はNPCとIPP、送電事業はTRANSCOにより行われることとなった。NPCの発電資産は順次売却が進められており、TRANSCOの送電事業権については公開入札により、中国の国家电网等からなる合弁会社NGCPが落札し運営に当たっている。2006年6月には「卸売電力スポット市場（Wholesale Electricity Spot Market: WESM）」が開設され、ルソン地域で運用されている。

「フィ」国の配電事業は民間配電事業者、地方自治体による経営、公営の電力共同組合（EC）等により営まれている。配電事業者はNPCやIPPなどの発電事業者との相対取引や新たに設立されたWESMでの取引により電力を調達し、地域独占的に供給している。

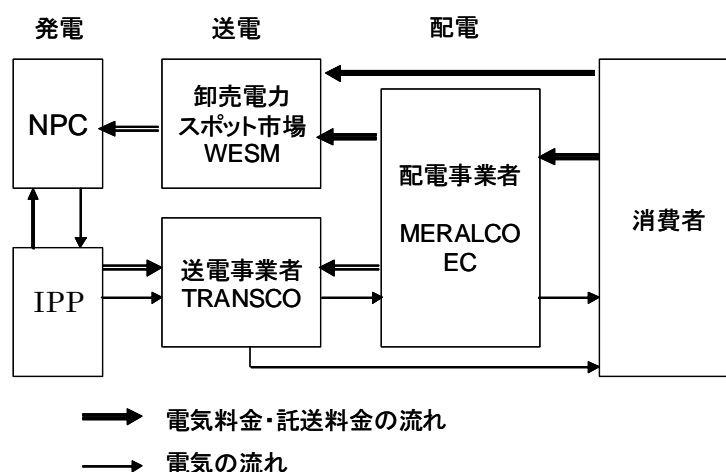


図 2-1 「フィ」国における電気事業体制

(出典：PSALM 資料，MERALCO 資料)

(2) 電気事業関連組織

(a) エネルギー省 (DOE)

1976年にエネルギー省 (Department of Energy) が設立され、エネルギー開発と利用について管理監督する権限を与えられた。EPIRA 施工後、エネルギー計画に加えて電源開発計画策定も実施している。

(b) 国家電化庁 (NEA)

1969年に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。

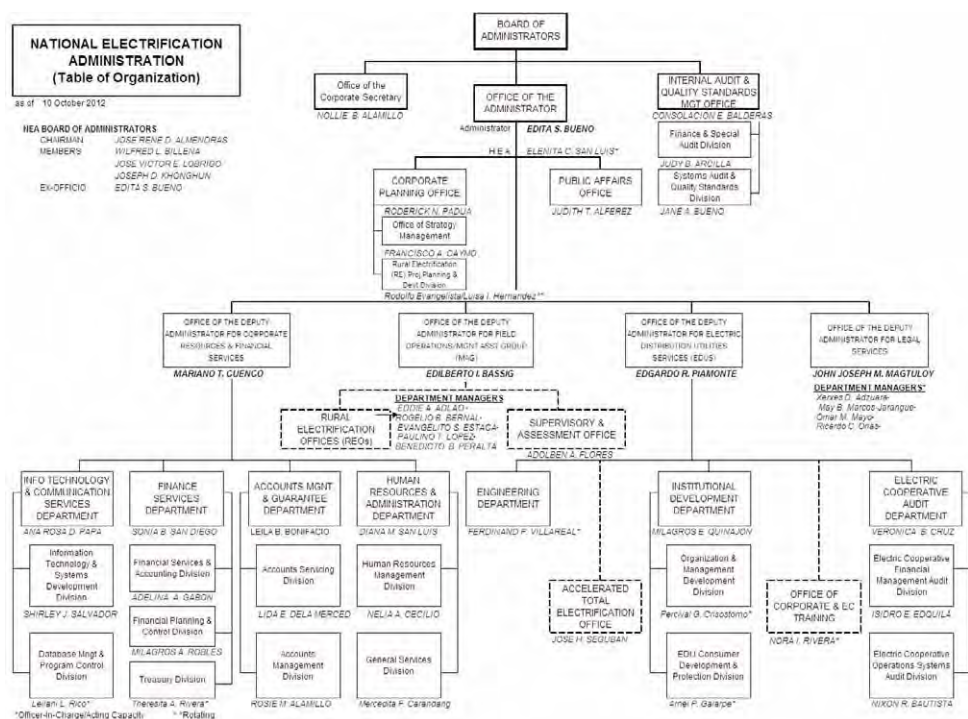


図 2-2 国家電化庁 (NEA) の組織図

(出典: NEA ホームページ)

2.2.2 配電事業の現状

(1) 配電事業者の概要

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。2011 年の需要家数は MERALCO で 4,847,238 軒、全国 119 の電力共同組合（EC）で 8,027,939 軒であった。2010 年の販売電力量はフィリピン全土で 55,266GWh であった。図 2-3 に、JICA 専門家報告書から抜粋したフィリピン国の配電事業者マップを示す。赤色で示されたエリアは民間の配電会社、黄色で示されたエリアは EC を示し、119 カ所存在する。2011 年現在でも 119 カ所の EC が存在し、この図から大きな変更はないが、PELCOII などいくつかの EC が、近い将来民営化される予定である。

(2) マニラ電力会社 (MERALCO)

MERALCO はフィリピン最大の民間配電事業者であり、首都マニラをフランチャイズエリア内に持つ。その販売電力量は 2010 年で全体の約 55%を占めている。

(3) 電力共同組合 EC

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」国全土の約 9 割を占める。2011 年の EC の需要家の約 90%は一般住宅用で、送配電ロス は 11.9%となっている。

NEA は EC への技術指導および設備拡張の際の融資などを行ってきた。最近では TRANSCO/NGCP から 69kV 送電線の取得、EC の資産計画、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クレジット払い等で EC の資金需要を支援している。

2011 年度の貸付額は 1,395,000,000 PHP であり、内訳は下表の通りである。

表 2-1 EC 向けの貸付額

Type of Loan	Actual (M PHP)	No. of ECs
STCF*	464 average per month	19
Capital Projects	712	33
Working Capital	219	12
TOTAL	1,395	

*Short Term Credit Finance

(出典：NEA Annual Report 2011)

EC は非営利の電気事業者であり、採算性にとらわれず、国の政策として地方電化を推進してきた。よって、EC には経営状態が芳しくないものもある。NEA は EC を財務、技術の両面から評価し、6 つのランキングに分け、EC 間の競争による改善を促している。

表 2-2 2011 年の経営実績による EC の格付け状況

格付け	スコア	EC の数	割合(%)
A+ (outstanding)	90 以上	58	49
A (very satisfactory)	75 ~ 89	24	20
B (satisfactory)	65 ~ 74	10	9
C (fair)	55 ~ 64	4	3
D (poor)	30 ~ 54	4	3
E (no improvement)	29 以下	6	5
不評価		13	11
合計		119	100

(出典：NEA 資料を基に調査団作成)

2.2.3 システムロス低減への取り組み状況

「フィ」国では送配電損失が比較的大きい。EC の営む配電線損失は 11.9% (2011 年) である。各 EC が料金転嫁を許されるシステムロス、エネルギー規制委員会により 2011 年末まで 12%に制限されており、このキャップをクリアできない EC の財政面を悪化させる一因となっている。

(1) マニラ電力会社(MERALCO)における取組み例

MERALCO では、配電設備の増設・改善により 2011 年でシステムロスは 7.35%に抑えられた。

MERALCO で実施されている主なノンテクニカルロス減少策を下に記す。

- テクニカルロス低減策
 - ◆ 変電所およびキャパシタバンクの設置
 - ◆ 配電変圧器の設置容量改善
 - ◆ 供給電圧の適正化
 - ◆ 配電線の容量と負荷電力の管理
 - ◆ 二次送電線および配電線回路の施設ルートの見直し
 - ◆ 大規模負荷への供給電圧の格上げと基本料金の割引
 - ◆ 配電系統内への発電機の設置
 - ◆ オフピーク時の変圧器運転台数の減少 (1 バンク運転など)
 - ◆ 需要家へのピークシフトの奨励とそれに対する特別料金の設定
 - ◆ システム解析システムによるテクニカルロスの推定、ロス軽減策の検討
- ノンテクニカルロス低減策
 - ◆ メータの大量集中柱上高所設置とカメラによる検針
 - ◆ メータの鉄製函内収納
 - ◆ 違法分岐線の排除
 - ◆ 河川沿いの非公認住居の撤去・移転プロジェクト推進による盗電防止

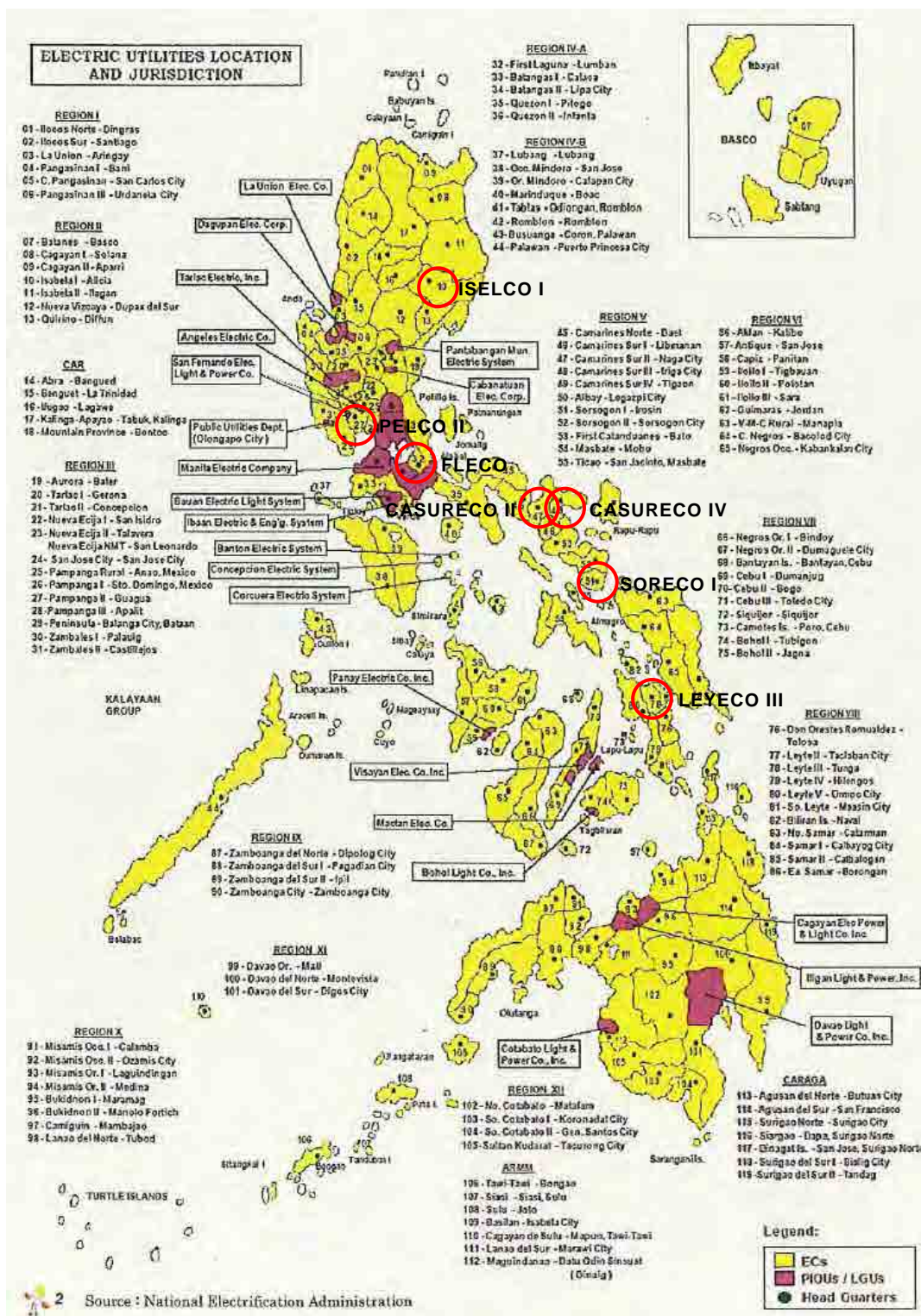
(2) 電力共同組合（EC）における取組み例

EC の配電システムは地理的条件、社会的条件にばらつきがあるため、システムロス率にかなり差異が生じている。EC で実施されているシステムロス低減の取組み例を下に示す。

- テクニカルロス低減策
 - ◆ 5MVA 変電所の設置による他変電所の過負荷防止、配電線路の電力潮流の軽減
 - ◆ 過負荷、過熱部分の改善
 - ◆ 配電変圧器の取替
 - ◆ 長距離単相線路や低圧線路の是正
 - ◆ 送配電線路の電圧、力率改善用キャパシタの設置
 - ◆ 線路沿いの樹木伐採
 - ◆ 系統解析ソフトの活用による電圧管理、システムロス低減策の検討
- ノンテクニカルロス低減策
 - ◆ 集金効率 100%以上の確保
 - ◆ 盗電などの違法行為の防止
 - ◆ 電柱集中計量化
 - ◆ 欠陥電力量計の取替、調整、補修

テクニカルロスとは、配電線の通過電流による導体損、および配電変圧器で発生している負荷損、無負荷損が大部分であり、EC での取り組みのうち、変電所変圧器新設による他変電所の負荷軽減、過負荷部分の改善、長距離単相線路の是正、配電変圧器の取替、力率改善用キャパシタの設置などは、一般的にも十分に効果の期待できる対策である。

また、ノンテクニカルロス低減の電柱集中計量化は、ある箇所から低圧線で供給している需要家のメータを一カ所の電柱に集めて計量するものであり、MERALCO を含め、フィリピンでの小集落への電力供給に対し広く行われている方式である。



○はターゲット EC

図 2-3 フィリピン国の配電事業者マップ

(出典: JICA 専門家報告書「フィリピンの電力需要と電力開発計画」)

第3章 業務実施の方法

3.1 ロス低減に関する主な問題点の整理

(1) 技術面

- テクニカルロス
 - テクニカルロス算出方法が確立されていない。
 - 柱上変圧器の稼働率が全体的に低く、鉄損が相対的に高い。
 - ソフトウェア(PowerSolve)上テクニカルロス計算に使用する設備負荷は検針データから算出するが、実際の設備負荷にはノンテクニカルロス分が含まれ若干大きくなるため、テクニカルロスの計算結果はこの分正確ではない。
 - テクニカルロス計算に使用する導体抵抗の温度を統一する必要がある。
- ソフトウェア(PowerSolve)
 - 低圧ロスが合計値で計算され、発生箇所を特定できない。
 - マッピング機能がないため、負荷切り替え等によるロス低減対策を容易に立案できない。
- ノンテクニカルロス
 - 計量データをチェックする管理ができていない。
- 経済評価
 - 設備対策とロス低減の効果を複数のロス低減対策に対して効率的に比較するための経済指標が存在しない。
 - 長期的な観点から設備投資が判断されていない。
 - 非効率設備の取替のタイミングが把握できていない。

このうち、テクニカルロス算出方法の確立、マッピング機能を備えた配電解析ソフトウェアを用いたロス発生箇所の把握、およびその対策案の解析が特に重要な課題となる。

また、ロス発生原因として、柱上変圧器の稼働率が全体的に低く、鉄損が相対的に高い状況は、変圧器の容量が適切でないことを意味し、その選定方法のガイドラインが重要となる。また、経済評価も、ロス低減の素案の立案の段階から、素早く適切に評価できるようにすることが必要である。

(2) 資金面

- 台風対応等で設備投資が必要となりロス減対策の設備投資が遅れている。
- ERC のプロジェクト実施の基準は 1.安全, 2.品質, 3.供給信頼度, 4.ロス削減となっており、ロス削減プロジェクトの実施は非常に難しい。
- テクニカルロス算定に用いるソフトウェアの更新料金が低い。

安全や供給信頼度を優先させる ERC のプロジェクト実施の基準は一般的にみて妥当である。

一方、テクニカルロス低減は供給力の確保のためだけの最小限の投資によっては達成できず、また影響は長期に及ぶために、その効果の適切な把握と、ロス削減をも考慮したプロジェクトの実施を志向すべきである。

(3) 運営面

- 機器の購入・保管が小さい EC 毎で個別管理されているため非効率

3.2 問題解決のためのアプローチ

3.2.1 業務内容の確認

業務の目標を達成するため、目的とする成果毎の主要なタスクを以下のように設定した。

- 共通
 - NEA, EC の組織面, 技術面の問題点と現状把握
 - NEA の全体計画/方針の調査
 - EC の既存設備形態・計画の調査
- 成果 1
 - EC の先進的システムロス低減に対する現在の好事例の調査
 - システムロス低減のためのマニュアル・チェックリストの準備
 - EC の持つ問題解決にマニュアルを適用するためのケーススタディの実施
 - NEA との共働による EC の非技術的ロス削減のための好事例の統合を含む活動に基づくマニュアルの完成
 - NEA との共働による他のマニュアルの内容を伝える適切な仕組みの提案
 - システムロス低減マニュアルの作成
- 成果 2
 - システムロス低減を評価する適切な方法の検討
 - 解析ソフトウェア必要性の検討
 - 配電系統解析用データの入手・依頼
 - 予備的な配電網ロス解析
 - システムロス低減を評価する適切な方法の提案
 - システムロスの定量評価方法の開発
 - システムロス定量評価手法を含むシステムロス低減マニュアルの作成
 - システムロスの定量評価の EC 職員への訓練
- 成果 3
 - 23 kV/34.5kV 送電線の標準デザインとガイドラインの検討
 - 23 kV/34.5kV 送電線の標準デザインとガイドラインの確立
 - 配電線昇圧のための設計基準・技術基準を含むシステムロス低減マニュアル
 - フルスケールの F/S のための作業準備 (配電開発計画の確認分析)

3.2.2 具体的な問題解決のためのアプローチ

技術者の能力強化のために、SynerGEE の研修を実施した。また、アモルファス変圧器 AMDT のパイロットプロジェクト、23kV 昇圧のシミュレーションを実施した。

(1) 目的

- ロス低減マニュアルを作成するため、配電系統の試験的な解析を実施する。(ロス低減マニュアルは技術的ロス低減対策の候補となる対策を素早く特定するための方法および、ロス低減の効果と対策コストを比較する方法の記載が含まれる。)

- カウンターパートにソフトウェアを活用したロス低減対策の策定方法の技術移転を実施する。
- 3 EC に対して実際に AMDT を試験導入し、その効果を検証する。
- ロス低減プロジェクト候補を特定する。

(2) 効果

- ロス低減マニュアルが完成する。
- カウンターパートがソフトウェアを活用したロス低減対策を効果的に策定できるようになる。
- AMDT の効果を確認でき、またその取扱が既存変圧器と同じであることを再認識する。
- ロス低減プロジェクト候補が特定される。

(3) 手順

1. 損失低減価値の算出（ピーク時のロス低減分と等価な建設コストの算出）
2. ロス低減対策のパーツ毎（低圧線敷設、変圧器設置など）の概算コストの算出
3. データによる予備的な配電系統の状況の把握
 - 既設の変圧器のデータから、負荷と容量を調査し、対策が必要となりそうな変圧器を抽出する。（DSL データもしくは実測値）
 - アモルファス変圧器の設置による無負荷損の低減を見積もる。
4. ロス低減対策のクライテリアの素案作成
 - ロス低減から見た使用する電線、変圧器容量の選定方法。
 - 回線増加あるいは張り替えによるロス低減対策を判断する基準。（中圧線および低圧線の負荷と線種）
 - 上位電圧を導入することが有効であるケース。
 - 柱上変圧器の設置によるロス低減対策を判断する基準。（低圧線の負荷、線種および長さ）
 - 複数の中圧線間の連系線を新設することによって負荷を均等化しロス低減を図る方法。
 - 柱上変圧器の移設による低圧系統の総合的なロス低減。
 - アモルファス変圧器の設置による無負荷損の低減。
5. シミュレーション
 - SynerGEE により配電系統をモデル化し解析する。配電系統の潮流、ロス、電圧の状況を確認する。
 - マニュアル素案をソフトウェア上の配電系統モデルに適用し、その有効性をシミュレーションによって確認する。また、抽出された変圧器について、対策を行った場合の有効性をシミュレーションによって確認する。
 - カウンターパートにソフトウェアを活用したロス低減対策の策定方法の技術移転を実施する。
 - AMDT を試験導入し、現場測定を行うことで、その効果を確認する。

6. 有効性が確認された方法についてマニュアル化を進める。

3.3 作業フロー

調査業務の流れを以下に示す。

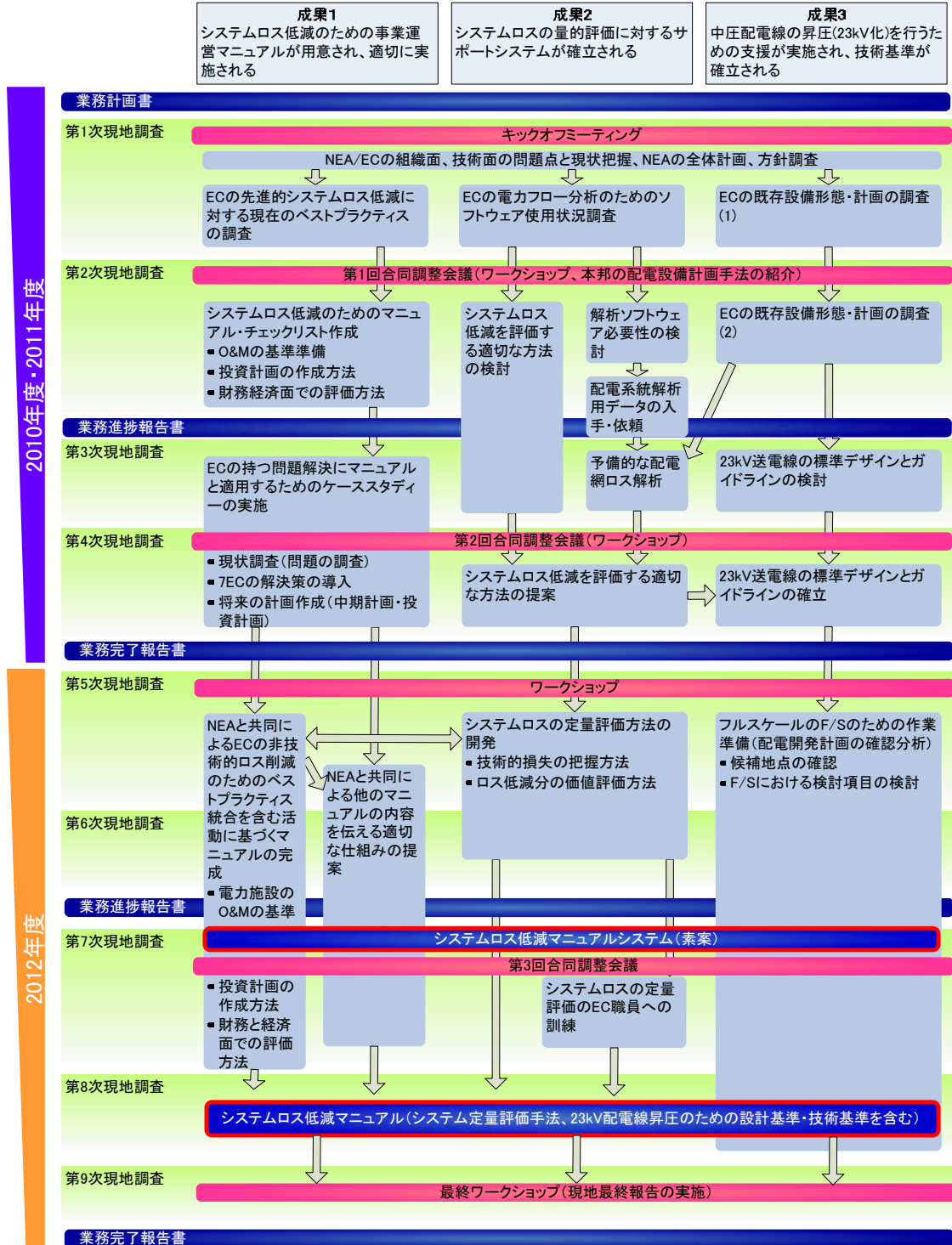


図 3-1 調査業務の流れ

3.4 技術移転実施方法

(1) 技術移転・人材育成

本プロジェクトはカウンターパートと共同で、NEA および対象 EC における組織面、技術面の問題点と現状を把握・分析した上で、必要な作業を主に現地において実施するために、カウンターパートへの技術移転・人材育成には極めて有効な機会である。技術支援チームの各専門家は、それぞれの専門分野において問題解決手法を通じて NEA および対象 EC のキャパシティービルディングに努めた。各専門家は、個々の業務の目的・手法・結果の評価方法を詳細に説明し、実務も可能な限り実施させることにより人材育成に努めた。技術支援チームの各専門家は、特に以下の項目につき技術移転・人材育成に傾注した。

(a) システムロス低減のための事業運営マニュアルの用意及び適切な運営

対象 EC のカウンターパートと共同で課題解決活動に取り組み、日本の経験に基づいたシステムロス低減の紹介を通じて、実施可能な対策を共同で検討した。優良事例に関しては他の EC に水平で展開が可能な運営体制を NEA と共同で提案した。またカウンターパート日本研修にも参加させ、課題解決活動の講師となりうる人材を育成した。

(b) システムロスの量的評価に対するサポートシステムの確立

対象 EC におけるシステムロスの量的評価手法の課題を共同で調査し、有効な手法を提供した。系統解析ソフトを用いた量的評価手法の実習を行い、講師となりうる人材を育成した。

(c) 中圧配電線の昇圧（23kV 化）を行うための支援及び技術基準の確立

カウンターパートと共同で標準仕様の検討を行い、必要なガイドラインを作成した。

(2) ワークショップ

第 2,4,5,9 次現地調査時に NEA および対象 EC から各 3 名程度の参加者を募り、システムロス低減のためのマニュアル、システムロスの量的評価に対するサポートシステム、中圧配電線の昇圧を行うための技術基準に関する進捗および結果の周知を行うと共に、各 EC の優良事例を紹介させ認識の共有化を図ることを目的としたワークショップを開催した。ワークショップでは、技術移転の観点から、できる限りカウンターパートからも資料作成、発表ができるよう指導し、このワークショップの参加者は対象 EC に戻って他の職員の指導に当たるものとした。

(3) 日本におけるカウンターパート研修

貴機構からの要請に従って、本邦へのカウンターパート研修員に対して、これまでの当社の研修受け入れ経験を活かして、システムロス低減、効率的な運用手法等の実践的な研修の実施に最大限の協力を行った。研修の内容、受講者、実施時期等については、現地調査期間中にフィリピン国側関係機関、貴機構事務所と協議し決定した。東京電力、四国電力の電力設備の見学、関連会社の品質管理の方法、システムロス低減手法の指導が出来、非

常に有意義な技術移転が行われた。また，工場見学ではアモルファス変圧器をはじめ，メータ，電柱の製造工程やメンテナンス方法を視察し，品質管理についての見識を深めることが出来た。実際のものに触れることで，強く印象に残る体験が出来るため，日本におけるカウンターパート研修で学んだ事を今後，各 EC 内で実践することが期待できる。

第4章 投入実績

4.1 日本側

4.1.1 専門家派遣実績

本案件はプロジェクトチーム派遣という方式により実施された。専門家派遣の実績を表 4-1 に示す。なお詳細は添付資料 2 及び添付資料 3 に示すとおりである。

表 4-1 プロジェクト派遣実績

Year	M/M (Site Survey)	M/M (Domestic Surver)	Total
2010	0.00	0.30	0.30
2011	11.58	5.48	17.06
2012	13.80	5.85	19.65
Total	25.38	11.63	37.01

4.1.2 日本におけるカウンターパート研修受入実績

日本におけるカウンターパートトレーニングは、2011 年度～2012 年度の間に 2 回実施された。カウンターパートトレーニングは、講義と設備見学で構成され、約 2 週間で実施された。研修内容は、主にロス削減手法、データ管理と品質管理に関してであった。合計で 20 名の NEA 及び EC 職員がこの研修で日本を訪問する機会が得られた。

研修員のリストは添付資料 4 のとおりである。

4.1.3 機材供与実績

当プロジェクトの期間中に、プロジェクト当初から必要性が示されていた SynerGEE ソフトウェアは各 EC に最低限の個数である 1 ライセンス、プロジェクト実施段階で必要とされたデジタルクリップメーターは入出力の同時測定を考慮し各 EC に 2 台、また同じくプロジェクト実施段階で必要とされたアモルファス変圧器は容量毎の性能把握のために 5.2.6 章で記載する台数を購入した。詳細は添付資料 5 に示す通りである。これらの機材は、今後各 EC がプロジェクトを管理行くために必要な事から、全て各 EC に移管された。

4.2 フィリピン国側

4.2.1 カウンターパート

カウンターパート機関は 1.1.3, 及び 1.1.4 に示すとおりである。

4.2.2 プロジェクト活動のための事務所スペース及び設備

NEA は、日本人専門家のために、NEA 内に事務所スペースを提供した。その他、事務所での光熱費を NEA が負担した。

第5章 プロジェクトの活動実績

5.1 プロジェクト活動実績総括

当プロジェクトはカウンターパートの NEA および関係機関の能力向上を目的として 2011 年 3 月に調査が開始された。以下の日程で 9 回の現地調査を実施した。

- 第 1 次現地調査：2011 年 4 月 3 日～4 月 16 日
- 第 2 次現地調査：2011 年 7 月 17 日～8 月 5 日
- 第 3 次現地調査：2011 年 10 月 13 日～10 月 28 日
- 第 4 次現地調査：2012 年 1 月 29 日～2 月 17 日
- 第 5 次現地調査：2012 年 5 月 22 日～6 月 6 日
- 第 6 次現地調査：2012 年 8 月 15 日～8 月 31 日
- 第 7 次現地調査：2012 年 11 月 13 日～12 月 21 日
- 第 8 次現地調査：2013 年 1 月 6 日～1 月 19 日
- 第 9 次現地調査：2013 年 2 月 18 日～3 月 5 日

詳細は添付資料 2,3, 専門家派遣実績に示す。

5.2 活動実績

5.2.1 成果品の検討・作成

- 報告書の作成
 - 業務実施計画書の作成
 - 業務進捗報告書（第一年次）の作成
 - 業務完了報告書（第一年次）の作成
 - 業務進捗報告書（第二年次）の作成
 - 事業完了報告書の作成
- 技術協力成果品の検討・作成
 - システムロス低減マニュアル
(システムロス低減評価手法, 配電線昇圧のための設計基準・技術基準を含む)

5.2.2 現地調査の実施

- 第 1 次現地調査で実施した主な調査業務
 - 業務計画の現地側への説明・協議（キックオフミーティングの開催）
 - 現地情報・データの収集とレビュー
 - NEA/EC の組織面, 技術面の問題点と現状把握
 - NEA の全体計画／方針の調査
 - EC の電力フロー分析のためのソフトウェア使用状況調査
 - EC の既存設備形態・計画の調査 (1)
- 第 2 次現地調査で実施した主な調査業務
 - 第一回合同調整会議
 - ワークショップの開催

- 本邦の配電設備計画手法の紹介
- ECの先進的システムロス低減に対する現在の好事例の調査
- システムロス低減を評価する適切な方法の検討
- 解析ソフトウェア必要性の検討
- 配電系統解析用データの入手・依頼
- ECの既存設備形態・計画の調査 (2)
- 第3次現地調査で実施した主な調査業務
 - 現地情報・データの収集とレビュー
 - ECの先進的システムロス低減に対する現在の好事例の調査
 - システムロス低減を評価する適切な方法の検討
 - ECの持つ問題解決にマニュアルを適用するためのケーススタディの準備
 - 配電系統解析用データの入手・依頼
 - ECの既存設備形態・計画の調査 (3)
 - 23 kV送電線の標準デザインの調査
- 第4次現地調査で実施した主な調査業務
 - 第二回合同調整会議
 - ワークショップの開催
 - ECの先進的システムロス低減に対する現在の好事例の調査
 - システムロス低減を評価する適切な方法の提案
 - 配電系統解析用データの入手・依頼
 - 配電系統のモデリングの依頼
 - ECの持つ問題解決にマニュアルを適用するためのケーススタディの準備
- 第5次現地調査で実施した主な調査業務
 - 第三回ワークショップの開催
 - ECの先進的システムロス低減に対する現在の好事例の調査
 - SynerGEE トレーニングの実施
 - 配電系統のモデリングの支援
 - 配電系統のモデリングの依頼
 - システムロス低減マニュアルの準備
- 第6次現地調査で実施した主な調査業務
 - システムロス低減マニュアルの準備
 - システムロス低減マニュアルの内容協議
 - AMDTパイロットプロジェクトの確認
 - AMDT導入の評価シートの準備
- 第7次現地調査で実施した主な調査業務
 - 第三回合同調整会議
 - システムロス低減マニュアルの内容協議
 - システムロス低減マニュアルのECへの説明
 - AMDTパイロットプロジェクトの確認

- AMDT パイロットプロジェクトの評価
- AMDT 導入の評価シートの準備
- 23kV 昇圧サイト調査
- 23kV 昇圧サイトのモデリング
- 23kV 昇圧サイトのシミュレーション
- 第 8 次現地調査で実施した主な調査業務
 - システムロス低減マニュアルの確定
 - AMDT パイロットプロジェクト評価
 - 23kV 昇圧サイトのモデリング
 - 23kV 昇圧サイトのシミュレーション
 - 23kV 昇圧サイトの評価
- 第 9 次現地調査で実施した主な調査業務
 - 第四回ワークショップの開催
 - システムロス低減マニュアルの提出
 - 事業完了報告書の提出

詳細については添付資料 6 の議事録を参照。

5.2.3 各種報告・会議への協力

これまで実施した現地調査において NEA 等の関係機関に対して、プロジェクトの業務計画の説明、今後の進め方の協議を行ってきた。また、2011 年 7 月 28 日には第 1 回合同調整会議、2012 年 2 月 7 日には第 2 回合同調整会議、2012 年 11 月 27 日には第 3 回合同調整会議を、2011 年 7 月 29 日には第 1 回ワークショップ、2012 年 2 月 8 日には第 2 回ワークショップ、2012 年 5 月 31 日には第 3 回ワークショップ、2013 年 2 月 28 日には第 4 回ワークショップを開催した。ワークショップ資料を添付資料 7 に示す。

- 第 1 回合同調整会議
 - 本プロジェクトの進捗の報告、ならびに今後の進め方について関係機関と協議を行った。
- 第 1 回ワークショップ
 - 技術支援チームからは本調査の概要の説明、ならびに日本におけるロス低減の取り組みについて紹介をした。
 - 各 EC からはロス低減のための取り組みを紹介した。
- 第 2 回合同調整会議
 - 本プロジェクトの進捗の報告、マニュアルの目次、ならびに今後の進め方について関係機関と協議を行った。
- 第 2 回ワークショップ
 - 技術支援チームからはマニュアルの目次、システムロス低減を評価する適切な方法、ならびにアモルファス変圧器導入の効果について紹介をした。
 - 各 EC からはシステムロス低減に対する好事例集の様式に基づいたロス低減のための取り組みを紹介した。

- 第3回ワークショップ
 - 技術支援チームからは中圧システムのロス削減の計算例、マニュアルの普及方法の提案ならびにロス削減提案へのインセンティブについて紹介をした。
 - 各 EC からは SynerGEE を用いた中圧システムのロス削減の計算例を紹介した。
- 第3回合同調整会議
 - 本プロジェクトの進捗の報告、マニュアルの目次、ならびに今後の進め方について関係機関と協議を行った。
 - マニュアルの内容について双方で合意した。
 - AMDT パイロットプロジェクトの確認を行った。
 - 23kV 昇圧サイトの確認を行った。
- 第4回ワークショップ
 - 全 EC に対しマニュアルの紹介を行った。
 - AMDT パイロットプロジェクトの報告を行った。
 - 23kV 昇圧サイトのシミュレーション結果の報告を行った。

5.2.4 ソフトウェアの導入実績と研修実績

(1) ソフトウェアの導入実績

各 EC ではシステムロスの量的評価のため、系統解析用ソフトウェア PowerSolve および SynerGEE を使用していた。両ソフトウェアともロスの計算が可能である。しかしながら、PowerSolve では低圧線のロス計算結果においてロス発生箇所を表示できない制約がある。一方、SynerGEE はマッピング機能を有しており、ロス発生箇所を色別表示することで容易に把握することができる。また、対策案の立案とロス低減効果をマッピング機能により視覚的に確認できる。その他、オプション機能のスイッチング機能によりシステムロスが最小となるような系統構成を作成可能であり、ロス解析には非常に有効なソフトウェアである。比較検討の結果、SynerGEE の優位性が認められたため、SynerGEE Electric Load Flow Core (SYNE)及びオプションソフトである Middlelink Electric (ML-E)を導入した。各 EC に対するソフトウェア導入状況は下表に示す通りである。

表 5-1 各 EC へのソフトウェア導入実績

(ライセンス数)

EC	SynerGEE Electric Load Flow Core (SYNE)	Middlelink Electric (ML-E)	Remark (The past use record)
ISRECO I	1	1	New installation
PELCO II	1	1	Used old version
FLECO	1	1	Used old version
CASURECO II	1	1	Under training
CASURECO IV	1	1	New installation
SORECO I	1	1	New installation
LEYECO III	1	1	New installation
NEA	1	1	Used old version

(2) ソフトウェアの研修実績

各 EC に対して下表に示す研修を実施した。研修の結果、各 EC の技術者共にワークショップで SynerGEE を用いたシステムロス低減方策が提案が出来るレベルへ到達した。

表 5-2 SynerGEE 研修実績

(人数)

EC	Number of attendance of basic trainig	Number of attendance of advance trainig	Total
ISRECO I	11	11	22
PELCO II	11	11	22
FLECO	13	12	25
CASURECO II	10	9	19
CASURECO IV	6	5	11
SORECO I	10	11	21
LEYECO III	5	8	13
Total	66	67	133

(3) ソフトウェアを用いた配電システムのモデル化状況

プロジェクト実施前は各 EC 共にモデル化されていなかった配電システムのモデル化状況（2012 年 7 月末現在）を下表に示す。モデル化とは配電システムのデータを入力し、データベースを構築し、シミュレーションを行うことの出来る状態にすることを意味する。

表 5-3 配電システムのモデル化状況

(フィーダ数)

EC	Number of medium voltage feeder which has been completed to model except for low voltage system	Number of medium voltage feeder which has been completed to model include low voltage system	Total Number of medium voltage feeder
ISRECO I	1	1	16
PELCO II	1	1	22
FLECO	8	0	8
CASURECO II	0	0	11
CASURECO IV	0	0	4
SORECO I	0	0	5
LEYECO III	0	0	4

5.2.5 マニュアルの作成

システムロス低減マニュアル（システムロス低減評価手法，配電線昇圧のための設計基準・技術基準を含む）の目次は以下の通りである。

表 5-4 システムロス低減マニュアルの目次

Contents	
1	Introduction
1.1	Purpose of This Manual
1.2	Types of Distribution Technical Losses and Their Countermeasures
1.2.1	General
1.2.2	Countermeasures
1.2.3	Concept of Seeking an Appropriate Technical Loss Reduction
1.2.4	Example of Loss Occurrence of Conductors
1.3	Planning Procedures of Technical Loss Reduction
1.3.1	Medium Voltage (MV) Loss Reduction
1.3.2	Low Voltage (LV) Loss Reduction
1.4	Appropriate Methods for Manual Distribution
1.4.1	Method for Maximum Utilization of the Technical Loss Reduction Manual
1.4.2	Renewal of the Technical Loss Reduction Manual
1.4.3	Award of Good Practices for System Loss Reduction
2	Economical Evaluation for Technical Loss Reduction
2.1	Introduction
2.2	Methodology of Calculating Cost Savings from Loss Reduction
2.2.1	Outline
2.2.2	Process of Estimating Cost Saving
2.3	Countermeasure Cost
2.4	Benefits / Costs Analysis
2.4.1	Net Present Value (NPV)
2.4.2	Internal Rate of Return (IRR)
2.4.3	Practical Method to Estimate Total Cost Savings
3	Methodology of O&M for Data Arrangement of Loss Analysis
3.1	Network Data
3.2	Load Data
4	Identifying Countermeasures against Technical Losses for Low Voltage system
4.1	Calculation Methodology of the Operating Status of the Low Voltage System
4.1.1	Methodology based on the DSL data
4.1.2	Methodology of Confirming Operating Status of the Low Voltage System by Using SynerGEE
4.2	Countermeasure Options to Prevent Technical Losses Caused in the Low Voltage System
4.2.1	Line Thickening
4.2.2	Capacity Changing (Small → Big)
4.2.3	Capacity Changing (Big → Small)
4.2.4	Load Dividing
4.2.5	Load Centering

4.3	General Commentary for Taking Countermeasures against Technical Loss Reduction
4.3.1	Concept of the Low Voltage Technical Loss Reduction
4.3.2	Proper Installation of Pole Transformers
4.3.3	Proper Installation of Low Voltage Wire
4.3.4	Transformer Load Management
4.4	Recommended Size of the Transformer and the Electric Wire
4.4.1	Identifying the Proper Consumption in Low Voltage System
4.4.2	Permissible Overload of Transformer
4.4.3	Recommended Transformer Capacity
4.4.4	Low Voltage Wire Selection Method
4.5	Installation of Amorphous Transformer
4.5.1	Effects for Introducing Amorphous Transformers
4.5.2	Cost Evaluation of Amorphous Transformers
4.5.3	Cost Evaluation of Amorphous Transformer Using TOC Simulation
4.5.4	Measurement and Testing for Amorphous Transformer
5	Identifying Countermeasures against Technical Losses for Medium Voltage System
5.1	Calculation Methodology of the Operating Status of the Medium Voltage System
5.1.1	Upstream Approach Method
5.1.2	Downstream Approach Method
5.2	Options of Countermeasures against Technical Losses Caused in the Medium Voltage System
5.2.1	Line Thickening
5.2.2	Parallel Circuit
5.2.3	Upgrading Voltage
5.2.4	Capacitor Placement/Replacement
5.2.5	Load Balancing
5.2.6	Switching Optimization
5.2.7	Phase Increasing
5.3	Criteria for Taking Countermeasures against Technical Loss Reduction in Medium Voltage System
5.3.1	Conditions of Study
5.3.2	Criteria of Line Thickening and Parallel Circuit
5.3.3	Criteria of Phase Increasing
5.3.4	Criteria of Capacitor Placement/Replacement
5.3.5	Criteria of Switching Optimization
5.4	Appropriate Capacities of Conductor Sizes
5.5	Appropriate Voltage for Installation of the New Transformer of the Distribution Substation
6	New Installation of Distribution Substation and Upgrading MV Network
6.1	MV network Expansion Measures
6.1.1	Outline
6.1.2	New Installation of Distribution Substation
6.1.3	Upgrading MV Network
6.1.4	Standard System Voltage for MV Network
6.2	General Commentary for New Installation of Distribution Substation
6.3	General Commentary for Upgrading MV Network
6.3.1	Distribution Substation

6.3.2 Temporary Ways for Upgrading Business
6.3.3 All-new Equipments Installation
6.3.4 Utilizing the Existing Poles
6.3.5 Re-connection of Distribution Transformers
6.3.6 Other Issues
6.4 General Commentary for Upgrading MV Network
6.4.1 Evaluation Stage
6.4.2 Decision making by Management
6.4.3 Stage I
6.4.4 Stage II
6.4.5 Final Stage
7 Using SynerGEE
7.1 Confirming the Operating Status of the Distribution System
7.1.1 Implementation of Load Flow by SynerGEE
7.1.2 Confirmation of Operating Status of Distribution Transformer
7.1.3 Confirmation of the Operating Status of a Low Voltage Line
7.2 Procedure of Load Allocation
7.3 Power Flow Analysis
7.4 Method of Capacitor Placement using SynerGEE
7.5 Method of Switching Optimization Using SynerGEE
7.6 Load Balancing Improvement Using SynerGEE
7.7 Phase Balancing Improvement Using SynerGEE
8 Non-Technical Loss Reduction Activities
8.1 Method of Non-Technical Loss Reduction
8.2 Good Practices for System Loss Reduction
8.2.1 Sorsogon I Electric Cooperative Inc. (SORECO I)
8.2.2 Pampanga II Electric Cooperative Inc. (PELCO II)
8.2.3 Camarines Sur IV Electric Cooperative Inc. (CASURECO IV)
8.2.4 Cebu I Electric Cooperative Inc. (CEBECO I)
8.2.5 Bohol I Electric Cooperative Inc. (BOHECO I)
8.2.6 Isabela I Electric Cooperative Inc. (ISELCO I)
8.2.7 First Laguna Electric Cooperative Inc. (FLECO)
8.3 Good Practices Sheet for System Loss Reduction Method of Non-Technical Loss Reduction

システムロス低減マニュアルは配電ロス低減の担当スタッフが業務を円滑に実施できるように、配電ロス低減対策の立案の手順、テクニカルロス低減対策のクライテリアあるいは目安をわかりやすく提示したものである。

(1) テクニカルロス低減対策の経済評価

テクニカルロス低減対策方法は多岐に渡るので、シミュレーション結果から容易にロス低減効果を求めて各種対策メニューを比較・検証可能な手法が求められる。そこで、簡易にロス低減価値を求める手法を提案し、手順をマニュアルに記述した。具体的にはピーク時に 1kW ロスを低減した際のコスト効果を算出し、シミュレーションで得られたロス低減分 (kW) を乗ずることでロス低減価値を算出する。また、NPV, IRR 等の活用方法についても併せて説明した。

(2) データの整備のための維持管理手法

システムロスは、システムモデルに必要な情報を入力することで算出される。そのフローを下図に示す。このため、システムロスの計算を正しく行うためには、システムモデルと入力情報を適切に整備する必要がある。以下、それぞれのデータ整備に関する概要を述べる。

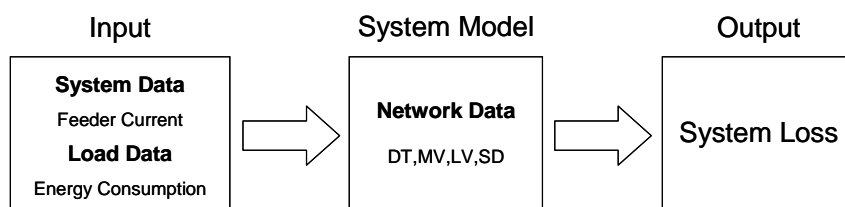


図 5-1 システムロス計算フロー

▶ ネットワークデータ

システムモデルは、変圧器・電線などのネットワークデータで構成される。ネットワークデータは、新規接続、改修工事等で設備変更が発生する。このため、設備変更が発生した都度、適切に更新を反映する必要がある。SynerGEE は Mapping 機能を有することから、工事内容に合わせた変更が容易である。また、付加機能である Middlelink を使うことにより、部分的な設備の追加・変更を簡易にシステムモデルに反映することができる。よって、本機能を使用したネットワークデータの維持管理手法を提案した。

▶ システムデータ・負荷データ

● システムデータ

システムデータは、各配電線の電流、電圧、力率等である。これらデータは、各 EC とも変電所において記録を残している。システムロスの計算に必要なことから、オフィスにて Excel ベースで管理する必要性について記載した。

● 負荷データ

負荷データは、需要家の消費電力量のデータである。これについては、電気料金計算に必要なことから、適切に取得し記録を残している。これらデータも Middlelink により容易にシステムロスの計算に使用できる。その手法について記載した。

(3) 低圧システムのテクニカルロス低減対策の立案方法

(a) 低圧システムの稼働状況の計算方法

システムロスの低減対策を立案するためには、各設備の稼働状況を適切に把握する必要がある。ここでは、低圧システムを構成する変圧器および低圧線の稼働状況を把握する手法について提案した。その際、PowerSolve データを利用する方法と、SynerGEE による方法について記載した。また、変圧器に関しては、得られた稼働状況の情報から、稼働率別変圧器リストを作成する方法についても提案した。

(b) 低圧系統のテクニカルロス低減対策メニュー

低圧系統のテクニカルロス低減対策メニューとして、以下の5項目を提案した。提案する対策メニューについて、内容、対象設備および効果について記載した。

- 低圧線の太線化
 - ✓ 低圧線を上位サイズの電線に変更
 - ✓ 高稼働低圧線に対して適用
 - ✓ 低圧線の稼働率低下によりロスが低減
- 変圧器容量変更 小容量→大容量
 - ✓ 変圧器を上位容量の変圧器に変更
 - ✓ 高稼働変圧器に対して適用
 - ✓ 変圧器負荷損の低下によりロスが低減
- 変圧器容量変更 大容量→小容量
 - ✓ 変圧器を下位容量の変圧器に変更
 - ✓ 低稼働変圧器に対して適用
 - ✓ 変圧器無負荷損の低下によりロスが低減
- 負荷分割
 - ✓ 新たに変圧器を設置し、負荷を分割
 - ✓ 高稼働変圧器および低圧線に対して適用
 - ✓ 変圧器負荷損、低圧線稼働率低下によりロスが低減
- 負荷中心化
 - ✓ 変圧器を負荷の中心に移設
 - ✓ 高稼働低圧線に対して適用
 - ✓ 低圧線の稼働率の低下によりロスが低減

また、各対策メニューについて具体的な事例を示し、各対策メニューの効果確認についても記載した。

(c) 低圧系統のロス低減対策の判断基準

低圧配電系統は電力供給設備の末端に位置することから、これに流れる電力は発電されてから様々な電力設備を経由していることから、電力としての価値も高いといえる。このため、このロス低減も高圧・中圧系統より効果の高いものと位置づけられる。

低圧系統のロスには低圧線路の抵抗損と柱上変圧器の鉄損、銅損がある。以下にそれらのロスを低減するための判断基準を記した。

➤ 柱上変圧器の設置による低圧線の分割

低圧電線のロスは低圧線そのものの抵抗損であるが、変圧器の設置間隔とあわせて検討しなければならない。設置間隔の違いにより次項に示す低圧線の太さに深く関係するからである。

このため、供給エリアの需要密度を考慮の上、需要家の新規増加にともない、変圧器は新規追加もしくは既設変圧器の増容量が必要となる。

フィリピンにおいて、このような柱上変圧器新設による適正な負荷分割をマニュアルとして示した。

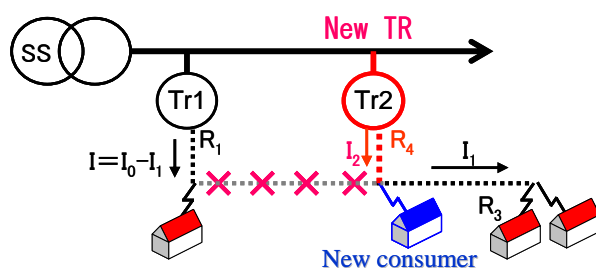


図 5-2 柱上変圧器新設による負荷分割

➤ 低圧線の増強

低圧線のロス¹⁾は線路電流の2乗および線路抵抗に比例し、力率や周波数には左右されない。このため供給エリアの需要密度や負荷分散を把握し、線路を短く太くすることでロス低減を図ることができる。しかし、実際は、低圧線の線種増強は配電ロス低減よりむしろ電圧降下の問題からおのずと決定されるものである。このためフィリピンにおいて、電圧降下を適正に管理されているかを確認し、その内容をマニュアルに記載した。

➤ 柱上変圧器の設置・取替

変圧器の設置位置は前項で述べたとおりであるが、変圧器そのもののロス（鉄損・銅損）を削減するために、老朽および過負荷の変圧器を特定し、適正に取替が必要となる。変圧器は低圧配電設備の中では最も主要なパートであり、この取替判断基準は配電設備の経済的運用に大きく影響する。このため慎重かつ適正に運用することが重要である。

取替基準を策定するに当たっては、次項に述べる運用限度を考慮しながら、定量評価できる判断基準を作成した。

(d) 変圧器容量・電線サイズの目安

柱上変圧器はその供給する負荷に適合した容量を選定すべきである。しかしながら、実際は全ての変圧器の実負荷を都度計測することは現実的でなく、負荷設備のデータおよび不等率を用いて想定することができる。フィリピンにおいてこの想定をどのようにするかを協議し、マニュアルに掲載した。

また、フィリピンの負荷曲線から判断して、実際に最大負荷で使用されるのは短時間であることから、同変圧器の経済的に運用するために、変圧器の温度上昇の限度値を考慮しながら、過負荷で短時間運転を許容すべきである。過負荷限度は変圧器寿命と大きく相関があるため、適性な過負荷限度を決定することが大切となる。本調査では、フィリピンではどの程度の過負荷運転が許容されるかを協議しながら、マニュアルを策定した。現行の

IEEE の指標を今後も踏襲することとした。また、過負荷変圧器をサイズアップする際の考え方を示し、最適なサイズ決定の考え方をマニュアルに示した。

(e) アモルファス変圧器の設置

近年、技術革新により柱上変圧器の鉄心材料にアモルファスを採用することで、変圧器ロスの無負荷損を大幅に削減できることになった。フィリピンでは過去にインド製のアモルファス変圧器を導入し、そのトラブルから同技術に対して不信感があるようだが、近年はフィリピン変圧器メーカーの Philec により製造され、MERALCO が既設のシリコン鉄心の変圧器からアモルファス変圧器へ順次取替を進めている。

本調査では、Philec が我が国日立金属のアモルファスリボンを採用していることも考慮し、EC へのアモルファス導入を検討すべき、ワークショップにて同技術のプレゼンテーションを実施した。

その結果、多くの EC からアモルファス変圧器を採用したいとの反響があり、ISELCO1, PELCO2, FELCO において、パイロットプロジェクトを実施した。

マニュアルの内容について、基本的にシリコン鉄心とアモルファス鉄心の変圧器にはメンテナンスに係る違いは無いものの、アモルファス変圧器の効果を定量的に示すデータを掲載することで、EC に対してアモルファス変圧器の知識向上を図ることとする。

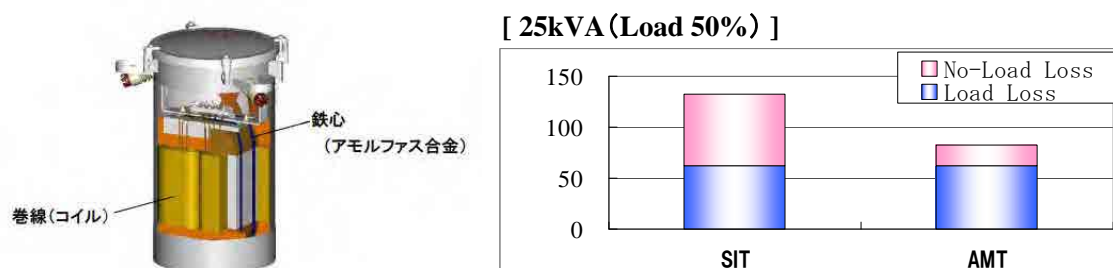


図 5-3 アモルファス変圧器とそのロス低減効果

マニュアルの中では、実際にパイロットプロジェクトで購入した AMDT の単体試験による効果検証にくわえ、実際の配電線取り付け後のロードカーブを基に、その価格および仕様（ロス量）を用いて、AMDT の実証効果を示した。

(4) 中圧システムのテクニカルロス低減対策の立案方法

一般に、需要の規模がある程度以上に大きくなると、13.2kV による配電より、23kV や 35kV を適用した方が、コストの増分よりもメリットの方が大きくなり、効果的な配電システムを構築できる場合がある。このため、23kV や 35kV への昇圧も含め、中圧(13.2kV)システムのロス削減対策を提案した。

項目は「中圧システムの稼働状況の計算方法」「中圧システムのテクニカルロス低減対策メニュー」「ロス低減対策の判断基準」「電線サイズの見当」とし、事例を用いてわかりやすい内容とした。

(5) 変電所の新設・中圧線の昇圧

変電所新設による中圧線の系統規模縮小，及び中圧系統の昇圧は系統ロス低減にとり有効な方策の一つである。一方，変電所新設や中圧線昇圧は多大な費用・工期を要するプロジェクトであり，慎重な検討が求められる。ここでは，そのようなプロジェクトの実施可否判断のための手順や検討項目等をまとめた。

6.1 ではロス低減方策の概論をまとめ，変電所新設と中圧線昇圧の概要を説明した。6.2 では EC での変電所新設計画をケーススタディとして取り上げる。中圧線昇圧では変電所 2 次側及び中圧系統の双方で設備変更が必要となるため，変電所側，中圧線側の要検討事項をそれぞれ整理した。

(6) ノンテクニカルロス低減

NEA のデータで 2010 年の配電システムロステクニカルロスとノンテクニカルロスに分け，それぞれのカテゴリーの EC に分けると以下のとおり，EC の施策に傾向がある。

Step1：ロス低減が遅れている EC はロスに占める盗電の割合が大きく，ノンテクニカルロスの削減に注力している。

Step2：ノンテクニカルロスは数%でこれ以上削減が難しくなり，次の対策としてテクニカルロスを減らすための施策を進める。

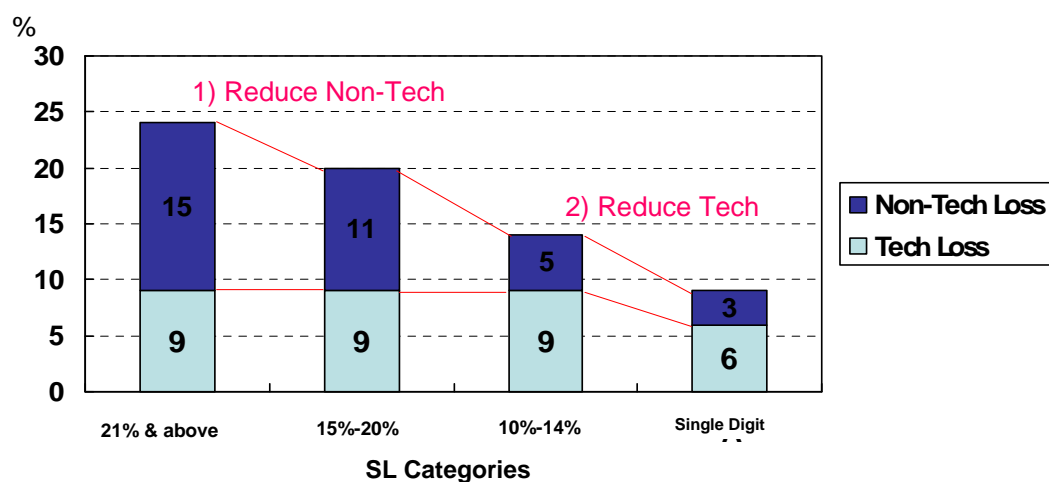


図 5-4 テクニカルロスとノンテクニカルロス

本プロジェクトの対象 EC の多くはシステムロス 10-14%に区分されるため，テクニカルロスとノンテクニカル双方の対策を進めていることがわかる。

技術支援チームはワークショップにて対象 7 EC へ各所で実施しているロス減対策を発表してもらっている。多くの EC は既に実施項目の情報共有はできており，全ての EC が同様の対策をしている。具体的にノンテクニカルロス減対策として以下の施策が発表され，NEA と協力して，マニュアルを作成した。

1)配電線に関する対策

- 定期巡視による線路点検伐採 (Periodic Clearing of Line)

2)引込線に関する対策

- 廃止顧客および不要な引込線撤去 (Pull-out of Service Drop Wire)

3)メータに関する対策

- 変圧器 2 次メータの採用 (Pole Metering)
- メータクラスター化 (Clustering meters)
- メータボックスの設置と施錠 (Meter Box Installation and Seal)
- 経年劣化メータの取替 (Defective/In-accurate meters)
- メータ読み取りエラーの訂正 (Correction of Meter Reading Error)

また、技術支援チームは他国の事例として、フィリピンにも見られるスラムの盗電対策を進めているブラジルのスラムにおける配電ロス低減策の例をワークショップで紹介した。

2012年2月7日に開催された第2回JCCにおいて、マニュアルの作成においては、ノンテクニカルロス削減の項目はフィリピン側が中心となってすすめることで合意し、NAEにより記載された。

なお、好事例を集約するための様式を以下の通り作成した。第2回ワークショップにて各ECより本様式を用いた各事業所の好事例の紹介を行った。


Good Practices for System Loss Reduction	
No.	FLECO-1 (Sample)
EC Name	FLECO
Project Name	Use of Electronic Kilo-Watt Hour Meter
Outline of Project	Switch from electromechanical to electronic kwhr meters Advantages: Higher registration accuracy compared to electromechanical especially at light load
Picture	
Project Period	From April, 2009 to October 2009
Estimate Loss Reduction	Meter loss Electronic meter : 0.1971 watts Electro-mechanical : 0.7989 watts Number of change meter : 100 Loss reduction = $(0.7989 - 0.1971) * 100 * 24 * 365 = 527 \text{ kWh / year}$
Real Loss Reduction (if data has)	Real loss reduction by measuring kWh : 0.5 Wh / one meter / hour Loss reduction = $0.5 * 100 * 24 * 365 = 438 \text{ kWh / year}$
Project Cost	Cost of electronic meter : 500 php Total electronic meter cost : $500 * 100 = 50,000 \text{ php}$ Labor cost = 10,000 php Transportation fee (2% of total equipment cost) = 1,000 php Miscellaneous cost (5% of total equipment cost) = 2,500 php Total cost = 63,500 php
Benefit	Equipment Lifetime : 30 years Gross benefit : $438 \text{ kWh} * 30 \text{ years} * 10 \text{ php /kwh} = 131,400 \text{ php}$ Net benefit = $131,400 \text{ php} - 63,500 \text{ php} = 67,900 \text{ php}$
IRR	5.5%
Remark (if it has)	

図 5-5 好事例集の様式

5.2.6 アモルファス変圧器を用いたパイロットプロジェクト

本プロジェクトの対象 7 EC のうち、ISELCO I、PELCO II 及び FELCO にて以下の AMDT を用いたパイロットプロジェクトを実施した。

(1) パイロットプロジェクト提案の経緯

第 5 次現地調査時に ISELCO I、PELCO II 及び FELCO と協議し、以下のパイロットプロジェクト実施で合意した。

フィリピンでは総じて柱上変圧器の負荷率が低いことが判明し、アモルファス変圧器を既設シリコン変圧器（以下、SiFe）の老朽取替にあわせて導入することが効果的であると推測される。このため、AMDT 導入に高い興味を示し、変圧器の試験装置を自社で扱っている PamgPanga の EC（PELCO II）と協議した結果、本パイロットプロジェクトに対して彼らの協力を得られることとなった。また、同様の変圧器試験装置を所有している ISELCO I、及び FELCO へ同パイロットプロジェクトを提案し、同意を得た。

なお、AMDT のアモルファス素材は日立金属が世界のシェアトップを誇り、同アモルファス素材を用いたアモルファス変圧器は、複数の日本の変圧器メーカーが生産している。同製品を扱っている日立金属および日立産機からも、本プロジェクトへの支援を取り付けており、このパイロットプロジェクトにより、日本製品の展開をアピールすることとなった。

(2) パイロットプロジェクトの進め方

(a) 試験方法

具体的な進め方として、技術支援チームの検討結果では、実システムのフィーダ容量と比較して変圧器取替によるロス削減量が小さいことから、取り付け後のメータによる計測は難しいことが判った。このため、変圧器の単体を試験することで、変圧器取替による効果を計ることとした。なお、実システムは後述するシミュレーションを行い、効果を検証した。

なお、想定される変圧器の試験方法は次のとおり。

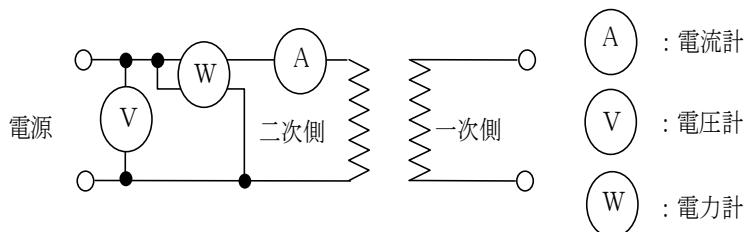
- 無負荷試験
- 短絡試験

パイロットプロジェクトとして、この試験結果を取替前後で比較することで、アモルファス変圧器導入効果を推測することとする。

無負荷試験

無負荷電流の測定は、任意の周囲温度で、一次回路を開き二次端子間に定格周波数における正弦波の定格二次電圧を加えたときの電流を測定し、これを定格電流に対する百分率（%）で表す。

無負荷損の測定は、上記の場合における損失を測定しワット（W）で表す。



短絡インピーダンス試験

負荷損の測定は、任意の周囲温度で、二次回路を短絡し、定格周波数における正弦波の電圧を一次端子間に加え、二次回路に定格出力に相当する二次電流を生じさせた場合の損失を測定し、これを基準巻線温度 75℃の補正しワット（W）で表す。75℃に補正する計算式は、次式による。

$$P_{75} = I^2 R_t \left(\frac{310}{235 + t} \right) + (P_t - I^2 R_t) \left(\frac{235 + t}{310} \right)$$

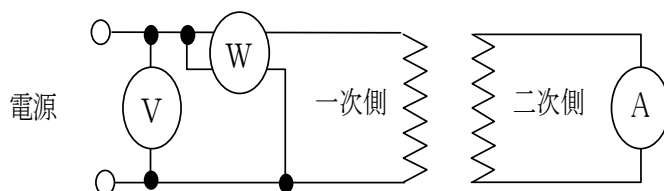
P_{75} : 75℃に補正した負荷損（W）

P_t : t℃における負荷損（W）

t : P_t を測定したときの巻線温度（℃）

I : P_t を測定したときの一次電流（A）

R_t : 一次側に換算した t℃における巻線の抵抗（Ω）



(b) AMDT 変圧器の仕様

導入するアモルファス変圧器の台数および仕様は NEA および EC と協議し、以下のとおりに決定した。

Phase:	Single
Cooling System:	Oil Immersed (OA)
Frequency:	60Hz
Primary Side:	Double primary bushing with bushing connector that can accommodate up to No.1/0 size of wire
Primary Voltage:	13200/7620 Volts
Secondary Side:	Triple secondary bushing with bushing connector that can accommodate up to No.4/0 size of wire
Secondary Voltage:	240/120 Volts
HV Winding BIL:	95/95
LV Winding BIL:	30/30
Primary Taps, KV:	2.5%, 2A2B
% Impedance @85 deg C:	1.75 - 2.25%

表 5-5 AMDT の導入台数

(個数)

Ratings	10KVA	15KVA	25KVA	37.5KVA	50KVA
Units to be procured per rating (ISELCO I)	2 units	2 units	2 units	2 units	1 units
Units to be procured per rating (PELCO II)	2 units	2 units	2 units	2 units	1 units
Units to be procured per rating (FLECO)	2 units	2 units	2 units	2 units	1 units

(c) AMDT と SiFe 変圧器のコスト比較

入札結果、フィリピンの変圧器メーカーである Philec 社が落札した。AMDT のコア部分は日本の日立製である。それぞれの価格は持ち込み渡し(FOB)で表 3-6 のとおり。通常の SiFe シリコン変圧器と比較して、10%程度高価であった。(表 3-6 参照)

これらの AMDT は、2012 年 11 月に 3EC と JICA マニラが工場立会を行い、それぞれ 3 EC へ納入された。EC では、AMDT のロス低減効果を確認し、あらかじめ決められたモデルフィーダに取り付けされた。

表 5-6 Unit Price of both AMDT and SiFe DT

Capacity	10 KVA	15 KVA	25 KVA	37.5 KVA	50 KVA
Unit Price of AMDT [PHP/Unit]	56,196	60,118	86,442	108,635	122,366
Unit Price of SiFe DT[PHP/Unit]	48,716	59,999	77,741	94,828	110,796
Price Deference	115%	100%	111%	115%	110%

(3) AMDT 導入効果の検証

(a) 変圧器単体試験結果

3EC では導入された AMDT と既存 SiFe のそれぞれのサイズに対して単体試験を実施し、それぞれの変圧器について定格容量での鉄損・銅損ロス比較を行った。

その結果、変圧器単体では約 2 割のロス削減が確認できた。

表 5-7 変圧器ロス単体試験結果(3EC)

FLECO

[KVA]	Amoulyphous			Conventional SiFe			Total reduction	
	Core loss[W]	Copper loss[W]	Total Loss[W]	Core loss[W]	Copper loss[W]	Total Loss[W]	[W]	[%]
10	10	126	136	37	135	172	▲ 36	-21%
15	20	103	123	30	134	164	▲ 41	-25%
25	20	207	227	80	227	307	▲ 80	-26%
37.5	30	285	315	100	314	414	▲ 99	-24%
50	50	426	476	130	468	598	▲ 122	-20%
			1,277			1,655	▲ 378	-23%

ISELCO 1

[KVA]	Amoulyphous			Conventional SiFe			Total reduction	
	Core loss[W]	Copper loss[W]	Total Loss[W]	Core loss[W]	Copper loss[W]	Total Loss[W]	[W]	[%]
10	12	174	186	45	180	225	▲ 39	-17%
15	15.5	205.5	221	58	215	273	▲ 52	-19%
25	20.5	311.5	332	82	295	377	▲ 45	-12%
37.5	28	412	440	110	400	510	▲ 70	-14%
50	43	543	586	140	490	630	▲ 44	-7%
			1,765			2,015	▲ 250	-12%

PELCO 2

[KVA]	Amoulyphous			Conventional SiFe			Total reduction	
	Core loss[W]	Copper loss[W]	Total Loss[W]	Core loss[W]	Copper loss[W]	Total Loss[W]	[W]	[%]
10	10	145	155	37	150	187	▲ 32	-17%
15	14	167	181	40	174	214	▲ 33	-15%
25	19	255	274	71	263	334	▲ 60	-18%
37.5	29	339	368	93	353	446	▲ 78	-17%
50	47	445	492	126	444	570	▲ 78	-14%
			1,470			1,751	▲ 281	-16%

(b) 実配電線でのロス低減シミュレーション

パイロットプロジェクトの 3EC では、もっとも管理しやすく、効果の高いモデルフィーダを以下のとおり決定し、27 台 (9 台×3EC) すべてを取り付け完了している。

取付工事などで問題点は無かった。

- ✓ PELCO2 : Feeder No. 2, No.2 SS (9 units)
- ✓ FLECO : Feeder No. 2 (4 units), Feeder No.4 – Kalayaan Lumban_SS (5 units)
- ✓ ISELCO1 : Feeder 1_Bliss/Villador, Mercedes SS (9 units)

配電フィーダには数多くの変圧器が設置されているため、モデルフィーダを総合的に評価するのは測定誤差の問題から難しい。このため、図 5-6 のとおり代表的な変圧器のロードカーブをモデルとし、それぞれの AMDT の効果を既存の SiFe 変圧器と比較を行った。なお、前提条件として、運転期間 30 年間、ディスカウントレートを 10%、EC が送電会社から購入する卸電力料を 5 ペソ/kWh として計算している。

モデルケースの内容

変圧器は通常負荷の伸びに対して、過負荷した場合や老朽した場合に、容量を増強し取替えを行う。このため、ここでは過負荷の 10kVA 変圧器を取替する際に、どの容量の変圧器が最も効率的であるかを検証した。

過負荷変圧器 10kVA のロードカーブ実測値は図 5-6 のとおりであり、この変圧器を増強する検討を行う。まず、このロードカーブにおいて各変圧器のロスデータから、発生する鉄損・銅損を求めると、表 5-8 のとおりである。

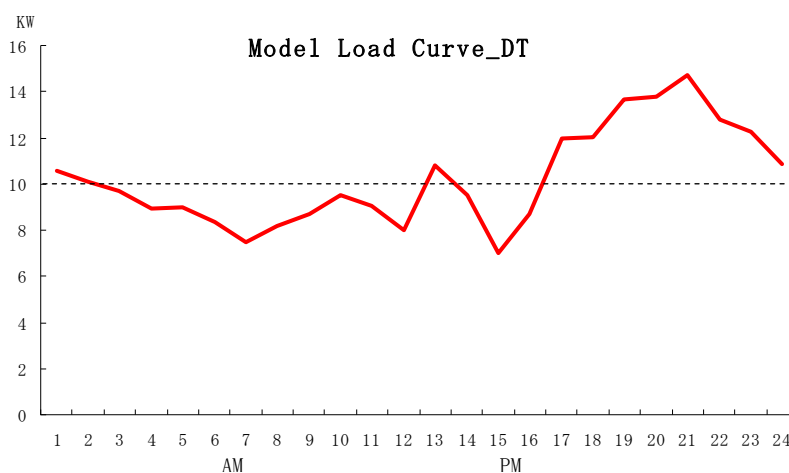


図 5-6 10kVA 過負荷変圧器のロードカーブ

表 5-8 容量別の鉄損・銅損の比較

	10kVA DT		15kVA DT		25kVA DT		37.5kVA DT		50kVA DT		
	SiFe	AMDT	SiFe	AMDT	SiFe	AMDT	SiFe	AMDT	SiFe	AMDT	
CORE LOSS[W]	45	12	58	15	82	20	110	29	140	43	
COPPER LOSS[W]	180	173	215	206	295	311	400	416	490	544	
TIME	DEMAND (kVA)	LOSSES (Wh)	LOSSES (Wh)	LOSSES (Wh)	LOSSES (Wh)	LOSSES (Wh)	LOSSES (Wh)	LOSSES (Wh)	LOSSES (Wh)	LOSSES (Wh)	
1:00	10.54	245.0	204.1	164.2	116.3	134.4	75.6	141.6	61.4	161.8	66.8
2:00	10.08	227.8	187.6	155.1	107.6	129.9	70.9	138.9	58.5	159.9	64.8
3:00	9.70	214.4	174.6	147.9	100.7	126.4	67.2	136.8	56.3	158.4	63.1
4:00	8.95	189.2	150.4	134.6	87.9	119.8	60.2	132.8	52.2	155.7	60.1
5:00	8.99	190.3	151.5	135.2	88.5	120.1	60.5	133.0	52.4	155.8	60.2
6:00	8.34	170.3	132.2	124.5	78.3	114.9	55.0	129.8	49.1	153.6	57.8
7:00	7.46	145.1	107.9	111.2	65.5	108.3	48.0	125.8	45.0	150.9	54.8
8:00	8.19	165.8	127.8	122.1	76.0	113.7	53.7	129.1	48.4	153.2	57.3
9:00	8.71	181.6	143.0	130.5	84.0	117.8	58.1	131.6	50.9	154.9	59.2
10:00	9.54	208.7	169.1	144.9	97.8	124.9	65.6	135.9	55.4	157.8	62.4
11:00	9.06	192.9	153.9	136.5	89.8	120.8	61.2	133.4	52.8	156.1	60.5
12:00	7.98	159.5	121.8	118.8	72.8	112.0	52.0	128.1	47.3	152.5	56.5
13:00	10.79	254.4	213.2	169.2	121.1	136.9	78.2	143.1	62.9	162.8	68.0
14:00	9.51	207.8	168.3	144.4	97.4	124.7	65.3	135.7	55.3	157.7	62.3
15:00	7.02	133.8	97.0	105.1	59.7	105.3	44.9	124.0	43.1	149.7	53.4
16:00	8.70	181.1	142.6	130.3	83.8	117.7	58.0	131.5	50.9	154.8	59.1
17:00	11.96	302.7	259.6	194.8	145.7	149.6	91.6	150.7	70.8	168.1	73.8
18:00	12.01	304.5	261.3	195.7	146.6	150.0	92.1	151.0	71.1	168.3	74.0
19:00	13.66	381.1	335.1	236.4	185.6	170.1	113.2	163.1	83.7	176.6	83.3
20:00	13.77	386.5	340.4	239.3	188.4	171.6	114.7	164.0	84.6	177.2	83.9
21:00	14.72	435.0	387.1	265.0	213.0	184.3	128.2	171.6	92.6	182.5	89.8
22:00	12.80	340.0	295.6	214.6	164.7	159.4	101.9	156.6	77.0	172.1	78.3
23:00	12.24	314.8	271.3	201.2	151.8	152.7	94.9	152.6	72.8	169.4	75.3
0:00	10.88	258.1	216.7	171.1	123.0	137.9	79.3	143.7	63.5	163.2	68.4
Average Load											
DAILY ENERGY LOS	5.79	4.81	3.89	2.75	3.20	1.79	3.38	1.46	3.87	1.59	
MONTHLY LOSSES	173.72	144.37	116.78	82.38	96.10	53.71	101.53	43.75	116.19	47.79	
ANNUAL LOSS [kWh]	2,085	1,732	1,401	989	1,153	644	1,218	525	1,394	574	
ENERGY LOSS [peso/year]	10,423	8,662	7,007	4,943	5,766	3,222	6,092	2,625	6,971	2,868	
Energy loss in 30 yrs	98,258	81,655	66,053	46,595	54,354	30,378	57,428	24,743	65,718	27,033	
(Biding cost) [peso]	48,716	56,196	59,999	60,118	77,741	86,442	94,828	108,635	110,796	122,366	
Additional Cost of AMDT	100%	115%	123%	123%	160%	177%	195%	223%	227%	251%	
PW Total Cost in 30 yrs [peso]	146,974	137,851	126,052	106,713	132,095	116,820	152,256	133,378	176,514	149,399	
Advantage of AMDT in 30	100%	94%	86%	73%	90%	79%	104%	91%	120%	102%	

ここで、それぞれの鉄損は負荷がきまれば一律であるが、銅損は負荷の二乗に比例する。

実際の銅損 [W] = 負荷² * 定格銅損 [W]

年間ロス量 [W] = (実際の銅損 [W] + 鉄損 [W]) × 8,760[H]

EC が購入する卸電力の平均価格 5 ペソから、ロスによるコスト損失が計算できる。

前提条件として変圧器の耐用年数を 30 年間とすれば、年間ロス量[PHP]の現在価値は次のように計算できる。

年間ロス量[PHP]の現在価値 [PHP] = 年間ロス量 * (((1+10%)³⁰-1) / 10% / (1+10%)³⁰)

最後に初期投資分を加えた 30 年間のトータルコストを比較すると、表 5-8 のとおり、15kVA の AMDT が最も経済的であることがわかる。

上記前提条件で、それぞれの各容量の変圧器について、30 年間のトータルコストを比較すれば、図 5-7 のとおり、すべての容量において、概ね 5 年で AMDT が SiFe 変圧器より経済的となることがわかった。

この検証結果は対象 3 EC のみならず、ワークショップおよびマニュアルにて、全 EC へ説明し、AMDT が期待以上の効果があることを説明し納得いただいた。

マニラ配電 MERALCO でも全ての老朽取替変圧器は AMDT へ置換えられていることも鑑み、NEA でも将来的には AMDT へのシフトが効果あると認識され、EC に対しても推奨される予定である。

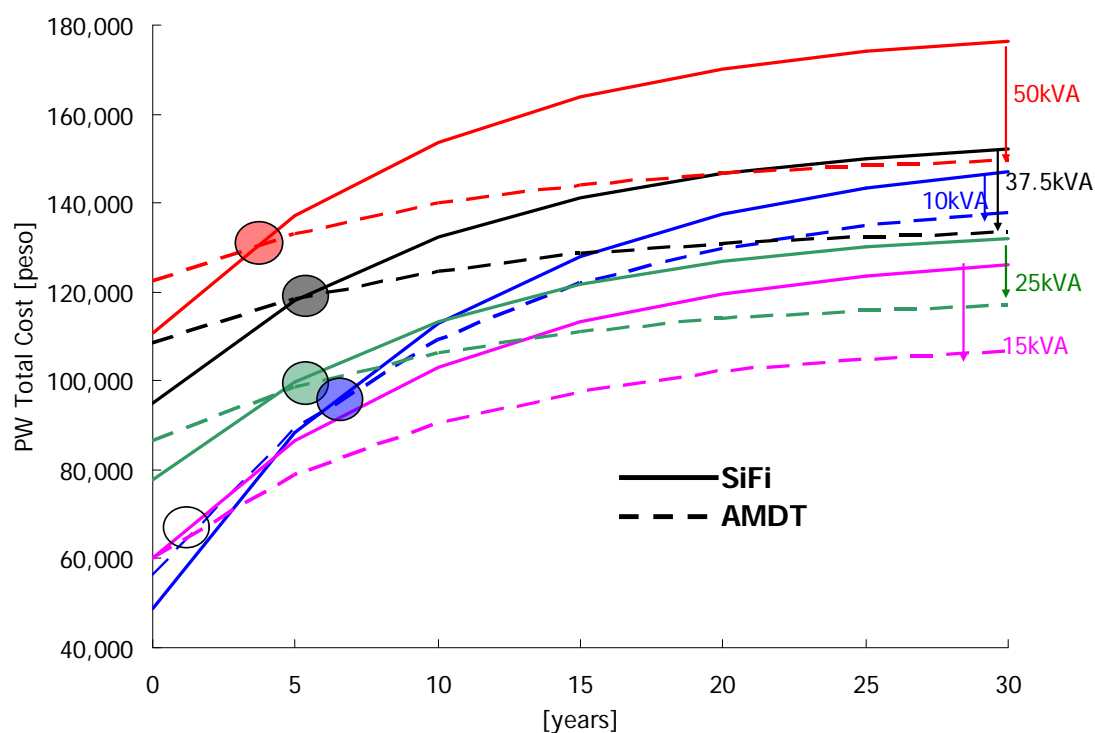


図 5-7 AMDT と SiFe のコスト比較

5.2.7 23kV 昇圧の候補地点調査

中圧系統昇圧の為のフルスケール F/S の準備として、技術支援チームは中圧系統昇圧の実現可能性について評価を実施した。

(1) 配電設備拡充計画

■ CAPEX データと将来計画

- それぞれの EC は将来計画について CAPEX を NEA と ERC に提出している。技術支援チームは、NEA から提供された CAPEX データに基づき、2012 年から 2014 年にかけて計画されている変電所変圧器新設や取替計画の一部について取り上げ、その計画について、中圧系統昇圧の実現可能性評価を実施した。
- 本プロジェクトで対象としている 7 つの EC には、いくつかの変電所変圧器の新設や取替計画があった。例えば ISELCO1, FLECO, CASURECO2, CASURECO4, SORECO1 には、評価の候補となる計画が存在した。
- 加えて、技術支援チームは、現地調査を通じて、PELCO2 の計画についても評価対象とした。

(2) 評価対象

- CAPEX データからの評価対象と NEA ならびに EC から得られた情報
 - 次の表は、評価対象と成りうる将来計画を示している。

表 5-9 評価対象と成りうる将来計画

EC	Substation	Capacity	Targeted Year
PELCO II	Sta Maria,Mabalacat	10MVA	2013
FLECO	Pagsanjan	10MVA	2012
ISELCO I	R. Mercedes	10MVA	2012*
SORECO I	Bulan	5MVA	2013
CASURECO II	Bagacay	50MVA	2012
	Sibulan	5MVA	2013
CASURECO IV	Caramoan	5MVA	2012

* ISELCO I の計画年度は 2012 年から、2013 年以降に変更されている。

- 昇圧計画の評価対象として、将来計画の妥当性ならびに関係する EC へのヒアリングの結果から、ISELCO I の計画を評価対象として選定した。

(3) 評価方法

評価は 2 つの要素に基づいて実施した、一つは初期投資（主に設備投資）であり、二つ目は電力損失に伴うコストである。

■ 初期費用（主に設備投資）

- 初期投資には、変電所変圧器の取替コスト、電線張替・電柱の建替、昇圧する場合の柱上変圧器の取替や碍子の取替コスト等があり、評価の為に、

13.2kV のケースでは、基本的には EC が計画した将来計画をベースとしているが（一部必要に応じて技術支援チームで修正）、一方、23kV 昇圧のケースでは、技術支援チームが検討した導入計画をベースとしている。

- 電力損失に伴うコスト
 - 設備の取替や昇圧によるロス低減効果は、設備寿命までの間期待する事ができるが、昇圧検討の評価では、評価期間として 15 年を用いた。
- 総コスト
 - 総コストは初期費用の総計と電力損失に伴うコストの総和で求められる。

$$\text{Total Costs} = \text{初期費用} + 15 \text{ 年分電力損失コスト [PHP]}$$
- 評価実施における制限
 - 実際の配電線の長さや電柱の高さ、電線を増架するスペースなどの測量、実際の柱上変圧器の負荷状況や、電柱の装柱状況等の設計については、本プロジェクトでは実施していない。またその配電線が供給しているエリアの詳細なる需要予測も困難である。
 - 机上で実際の配電線の概要モデルを作成し、それに基づき、コンピュータシミュレーション用の SynerGEE データを作成・評価を実施した。また負荷の増加率や新規供給などは、EC から得られた情報に基づいている。

(4) ISELCO I

- 原案
 - 次の図に示す通り、大きな新規顧客への供給が 4 件計画されており、それぞれの顧客へは、Mercedes 変電所からの中圧配電線により供給される予定となっている。この新規顧客は、2つの大きな製粉所、Isabela 病院、ショッピングモールとなっている。それぞれの需要は 0.4MW 程度が想定されている。
 - 加えて、ISELCO I の想定によると、Mercedes 変電所の負荷は年率 3.8% の増加となっており、2014 年断面での需要は 4.992MW を想定している。
 - ISELCO I の原案では、Mercedes 変電所の 5MVA の変圧器を 10MVA の変圧器に取替える計画となっている。

表 5-10 ISELCO I 候補地点の基礎情報

変電所	変圧器容量 [MVA]	需要率 [%]	Increase rate [%]	配電線数	柱上変圧器数
R. Mercedes	5	84.36	3.8	2	358

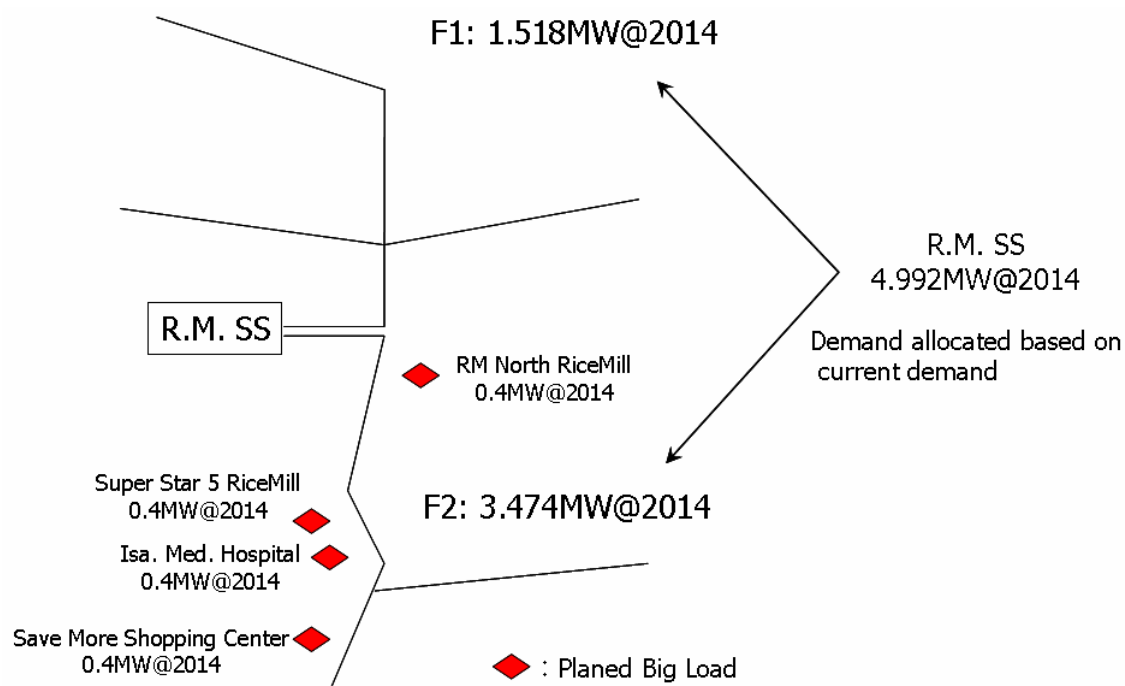


図 5-8 ISELCO I 候補地点のイメージ

■ 評価モデル

- 評価の為に二つの評価モデルを設定した。ケース 1 は、13.2kV のモデルであり、ケース 2 は 23kV のモデルとなっている。ISELCO I から Mercedes 変電所に関わる SynerGEE データが提供されたことから、ケース 1・2 それぞれの評価用の SynerGEE データを作成し、評価結果を得ることができた。
- 次の表は、それぞれのケースの概要を示し、次の図は配電線のイメージを示している。

表 5-11 各ケースの概要 (ISELCO I)

ケース	系統電圧	詳細
ケース 1	13.2kV	5.7km の 13.2kV MV 配線線を新設し、Mercedes 変電所の新規に追加された 5MVA Tr. (69/13.2kV) から、その配電線を通じて、4 つの大きな負荷への供給を行う。
ケース 2	23kV	5.7km の 23kV MV 配線線を新設し、Mercedes 変電所の新規に追加された 5MVA Tr. (69/23kV) から、その配電線を通じて、4 つの大きな負荷への供給を行う。

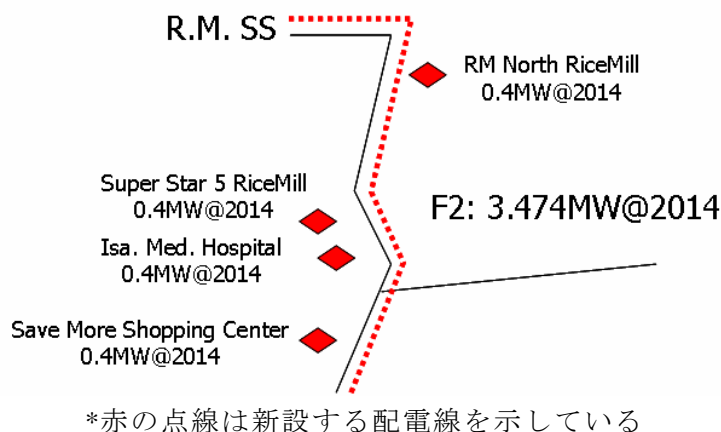


図 5-9 各ケースのイメージ (ISELCO I)

■ 評価結果

- 次の表はシミュレーション結果を示している。建設コスト（初期費用）は、ケース 1 で 25.9M PHP，ケース 2 では 29.7 M PHP となった。また電力損失に伴うコスト（15 年評価）については、ケース 1 で 38.2M PHP，ケース 2 では 29.4 M PHP となり，総コスト（15 年評価）は，ケース 1 が 64.1 M PHP，ケース 2 が 59.2 M PHP という結果となった。
- 評価結果から，ケース 1 の方が，電力損失が大きく，電力損失に伴うコストがよりかかるという結果となった。23kV のケースでは，初期費用はかさむものの，23kV の導入により，中圧線で発生する電力損失を低減できる事から，電力損失低減効果により，総コストは 23kV のケースの方が低いという結果が得られた。
- この評価結果が示すように，Mercedes 変電所のプロジェクトでは，23kV 昇圧を行うべきという結論が得られた。これは一つの例であるが，もし複数の大きな負荷への供給が同じ配電線に計画され，また 23kV 配電線を新設するスペースが確保できるのであれば，多くの場合で 23kV への昇圧適用の方が，コストメリットがあると考えられる。

表 5-12 評価結果 (ISELCO I)

ケース	電力損失 (a)	建設コスト (b)	総コスト (C=a+B)	総合評価
変電所 変圧器交換のみ	101,269,882	24,468,405	125,738,332	-
1	38,183,726	25,875,418	64,059,144	
2	29,408,584	29,748,023	59,156,607	◎

*Unit: PHP for 15 years

(5) Full-scale F/S の提案

本評価を通じて、昇圧の実現可能性を確認する事が出来た。技術支援チームは主に、本プロジェクトで対象としている 7 つの EC を中心に、昇圧の実現可能性を評価したが、NEA は多くの EC に対して、昇圧対象と成りうる候補地点を提出するよう求め、その結果が技術支援チームに提供された。

■ 昇圧プロジェクトの候補地点

- 次表は、NEA から技術支援チームに提供された昇圧候補地点の一覧である。
- この章で紹介したように、概ね、負荷の伸び率が高く、また需要率が高い地点ほど昇圧の実現可能性が高いと考えられる。

表 5-13 昇圧プロジェクトの候補地点

EC	Substation	Capacity (MVA)	%Loading	Increase Rate (%)	Feeder	Length (km)	DT (Units)	
BENECO	Atok	5	43.96	2.01	Circuit1	39.0	158	
					Circuit2	51.0	55	
					Circuit3	35.0	84	
	Mankayan	3.75	90	2.75	Circuit4	60.0	419	
					Circuit5	23.5	84	
CAGELCO II	Bantay	5	62.72	3	Feeder 2	18.6	272	
CANORECO	Lag-on	10	68.94		Feeder 1	1.4	43	
					Feeder 2	3.5	77	
					Feeder 3	12.4	70	
					Feeder 4	37.6	382	
	Calintaan	5	40.26			Feeder 1	14.0	304
						Feeder 1	13.0	659
	Talobatib	5	97.68			Feeder 1	64.6	200
						Feeder 2	24.0	272
	Tawig	5	56.52			Feeder 1	12.5	20
						Feeder 2	11.6	190
	Sta Rosa	5	67.54			Feeder 1	9.0	52
						Feeder 2	22.9	294
ISECO	Sta Cruz	10	48.86	2.77	Feeder 1	380.9	534	
					Feeder 2			
	Cabugao	10	44.25	3.27	Feeder 1	565.2	446	
					Feeder 2			
ISELCO I	Mercedes	5	84.36	7.66	Feeder 1	13.6	99	
					Feeder 2	12.8	248	
ORMECO	Diamond	30	59	5.95	Feeder 1	94.8	4082	
					Feeder 2			
					Feeder 3			
					Feeder 4			
					Feeder 5			
PELCO II	Guagua	15	84.63	0.58	F2S1T2	12.3	231	
					F3S1T2	6.3	164	
					F5S1T2	11.4	291	
		10	75.93		F6S1T2	1.8	35	
					F7S1T2	0.4	17	
					F4S1T1	12.5	200	
	Mabiga	25	66.51	0.59	F1S1T1	9.8	282	
					F3S2T2	10.1	708	
					F4S2T2	11.4	641	
		10	77.84		F5S2T2	3.5	156	
					F6S2T2	0.5	25	
					F2S2T1	6.4	301	
	Pio	10	108.74	0.81	F2S3T1	10.9	368	
					F4S3T1	15.4	350	
		5	83.39		F1S3T2	13.8	114	
					F3S3T2	7.0	55	
	Remedios	10	59.23	2.31	F1S4T1	7.6	267	
					F2S4T1	5.7	254	
F3S4T1					5.3	117		
Sta Cruz	10	61.09	2.45	F1S5T1	1.9	112		
				F2S5T1	6.9	166		
SAMELCO II	Bagolibas	5	83.32	5 to 6%	Feeder 1	82.1	220	
					Feeder 2	50.4	184	

■ 実現可能性検討の更なる必要性

- (4)項目で示したように、昇圧計画の効果は、配電線の地形的な構成や、配電線より供給される顧客の位置などにより異なってくる。さらに重要な事は、新たに供給される大規模な需要家の詳細な情報が必要という事である（供給場所・需要電力・変電所からの距離・供給開始日など）。
- 従って、上記の候補地点に対して現場調査を実施すべきであり、現場調査を通じて、更なる評価に必要な重要な情報を得る必要がある。なお追加的に得る必要があるデータは次のような項目があげられる。
 - 至近年で新規供給；需要電力，需要曲線，種類（住居・商業・工業・他），場所，変電所からの距離，供給開始日など
 - 候補地点から供給されるエリアの需要予想
 - 周辺環境；地域特性（住居・農地・商業・工業・森林・他），道路（幅員・電柱新設スペース），河川（幅員），空地（電柱新設スペース），新たな配電線を新設することを制限する法律やルール
 - 柱上変圧器；容量，現状負荷，需要曲線，負荷予想，接続相，経年
 - 電流；大きさ・高さ・強度・増架するスペース・経年
 - 中圧配電線；供給するエリア，相（単相・三相），電線サイズ，負荷電流，碍子の大きさと数，回線（1回線・2回線），経年
 - 変電所；変圧器数，各変圧器の容量，各変圧器の需要率，各変圧器の負荷予測，経年，各変圧器から供給する配電線数，変電所の敷地
 - 柱上変圧器・配電線・電柱・変電所の建設コスト（新設・取替・撤去）
 - 候補地点に関連する既存計画

第6章 プロジェクトの成果

6.1 システムロス低減のためのマニュアル

(1) カウンターパートおよびその他関係者の現状評価

- システムロス低減のためのマニュアルは NEA 及び 7EC と共同で作成した。
- システムロス低減のためのマニュアル作成では事前に日本の技術紹介を行い最新の技術についての指導を行った。その後、繰り返し行われたカウンターパートとの打ち合わせ、4 回のワークショップ及び 7EC への現地調査を通じて、システムロス低減手法の指導を行った。したがって、カウンターパート及びターゲット EC の技術者はシステムロス低減に必要な技術要件について、学ぶことが出来たといえる。
- ノンテクニカルロス削減のベストプラクティス事例は NEA により取りまとめられ、システムロス低減のためのマニュアルに含めた。また、各 EC の好事例のワークショップでの紹介を通じて、好事例の水平展開を試みた。その結果、他 EC の好事例を参考にしたノンテクニカルロス削減の取り組みも見られるようになった。
- ワークショップでは NEA 及び 7EC にも発表する機会を設け、システムロス低減について自ら考え解決出来る能力の向上に努めた。その結果、カウンターパート及びターゲット EC の管理者の問題解決能力が向上され、自ら解決策の提案が出来るレベルへ到達した。
- 全 EC にシステムロス低減のためのマニュアルを配布すると共に、最終ワークショップでは多くの EC を対象にシステムロス低減のためのマニュアルを説明し、マニュアルの普及に努めた。その結果、今後、全 EC において本マニュアルを用いたシステムロス低減の取り組みが期待できる。

(2) 達成指標

(a) ターゲット EC のランク

事前調査が行われた時点(2007 年結果)と最新(2011 年結果)のターゲット EC のカテゴリーを下表に示す。システムロス低減のためのマニュアルを用いたロス削減の効果が出るのは数年先になると考えられるが、7EC とともに 2011 年結果が 2007 年結果を上回っており、本プロジェクトによるシステムロス低減及びデータ管理の能力向上の効果が今後出ていくと、更なる改善が期待される。

表 6-1 ターゲット EC のカテゴリー及びコメント

EC	2007	2011	comment
ISELCO I	C	A	Engineers tackled numbering of transformer for equipment
PELCO II	D	B	Young engineers tackled the modeling for plan of loss reduction project.
FLECO	D	A	NEA engineer tackled the management improvement.
CASURECO II	C	C	Engineers understood the advantage of modeling.
CASURECO IV	B	B	Engineers understood the advantage of modeling.
SORECO I	E	B	Engineers tackled non-technical loss reduction.
LEYECO III	C	A	Manager tackled non-technical loss reduction.

(出典：NEA 資料を基に調査団作成)

(b) ワークショップ回数

ターゲット 7EC を対象に 3 回、全 EC を対象に 1 回のワークショップを開催した。参加人数は下表に示すとおりである。全体で 350 名が参加した。

表 6-2 ワークショップ参加人数

(人数)

Title	NEA	ECs	JICA and JICA TA Team	Other	Total
1th Workshop	19	28	13	0	60
2nd Workshop	24	24	10	0	58
3rd Workshop	11	22	10	0	43
Final Workshop	30	109	10	40	189
Total	84	183	43	40	350

6.2 システムロスの量的評価に対するサポートシステム

(1) カウンターパートおよびその他関係者の現状評価

- システムロス低減に関するマニュアルは一冊にまとめてほしいとの NEA からの要望により、関係箇所と協議し、システムロスの量的評価に対するサポートシステムはシステムロス低減マニュアルに含めた。このため、システムロスの量的評価に対するサポートシステムに関連する事項についても NEA 及び 7EC と共同で作成した。
- 繰り返し行われたカウンターパートとの打ち合わせ、4 回のワークショップ、7EC への現地調査及び AMDT のパイロットプロジェクトを通じて、システムロスの量的評価手法の指導を行った。したがって、カウンターパート及びターゲット

ト EC の技術者はシステムロスの量的評価手法に必要な技術要件について、学ぶことが出来たといえる。

- システムロスの量的評価及びデータ管理の能力向上のために、配電系統解析ソフトウェア（SynerGEE）を導入し、同ソフトウェアの研修を実施し、NEA 及び 7EC の技術者の能力向上に努めた。その結果、ワークショップで SynerGEE を用いたシステムロス低減方策が提案出来るレベルへ到達した。
- AMDT のパイロットプロジェクトを通じて、データ管理及びシステムロスの量的評価手法を実践させた。その結果、変圧器の試験結果の及びロス低減効果の評価が自分で出来るレベルへ到達した。

(2) 達成指標

(a) AMDT パイロットプロジェクトを実施地点

5.2.6 章で詳しく述べたとおり、ISELCO I, PELCO II 及び FELCO にて AMDT を用いたパイロットプロジェクトを実施した。

(b) SynerGEE 研修の回数

NEA 及びターゲット 7EC を対象に基礎トレーニングと応用トレーニングを以下の通り実施した。参加者は表 5-2 に示す通りである。

表 6-3 SynerGEE 研修の実施日

EC	Basic trainig	Advance trainig
ISELCO I	January 31 to February 2, 2012	May 24 to May 25, 2012
PELCO II	February 22 to February 24, 2012	May 29 to May 30, 2012
FLECO	February 29 to March 2, 2012	June 18 to June 19, 2012
CASURECO II	April 2 to April 4, 2012	June 5 to June 6, 2012
CASURECO IV	April 2 to April 4, 2012	June 7 to June 8, 2012
SORECO I	April 10 to April 12, 2012	June 21 to June 22, 2012
LEYECO III	April 18 to April 20, 2012	June 14 to June 15, 2012

6.3 中圧配電線の昇圧を行うための支援

(1) C/P およびその他関係者の現状評価

- システムロス低減に関するマニュアルは一冊にまとめてほしいとの NEA からの要望により、関係箇所と協議し、中圧配電線の昇圧の記載はシステムロス低減マニュアルに含めた。このため、中圧配電線の昇圧に関連する事項についても NEA 及び 7EC と共同で作成した。
- 繰り返し行われたカウンターパートとの打ち合わせや 4 回のワークショップ、7EC への現地調査を通じて、中圧配電線の昇圧に関する技術的な指導を行った。

したがって、カウンターパート及びターゲット EC の技術者は中圧配電線の昇圧に関するに必要な技術要件について、学ぶことが出来たといえる。

- 全 EC に中圧配電線の昇圧のモデルケースを紹介し、クライテリアや手法についての技術的な指導を行った。その結果、今後、EC において昇圧を含めたシステムロス削減プロジェクトが提案される事が期待できる。

(2) 達成指標

(a) 中圧配電線の昇圧のモデルケース検討地点

5.2.7 章で詳しく述べたとおり、ISELCO I, PELCO II にて中圧配電線昇圧のモデルケースの検討を実施した。

6.4 ターゲット EC の評価

(1) ISELCO I

- AMDT パイロットプロジェクトに取り組んだ。
- 22 名が SynerGEE 研修に参加した。
- 2 名が日本におけるカウンターパート研修に参加した。

(2) PELCO II

- AMDT パイロットプロジェクトに取り組んだ。
- 22 名が SynerGEE 研修に参加した。
- 2 名が日本におけるカウンターパート研修に参加した。

(3) FLECO

- AMDT パイロットプロジェクトに取り組んだ。
- 25 名が SynerGEE 研修に参加した。
- 2 名が日本におけるカウンターパート研修に参加した。

(4) CASURECO II

- 19 名が SynerGEE 研修に参加した。
- 2 名が日本におけるカウンターパート研修に参加した。

(5) CASURECO IV

- 11 名が SynerGEE 研修に参加した。
- 1 名が日本におけるカウンターパート研修に参加した。

(6) SORECO I

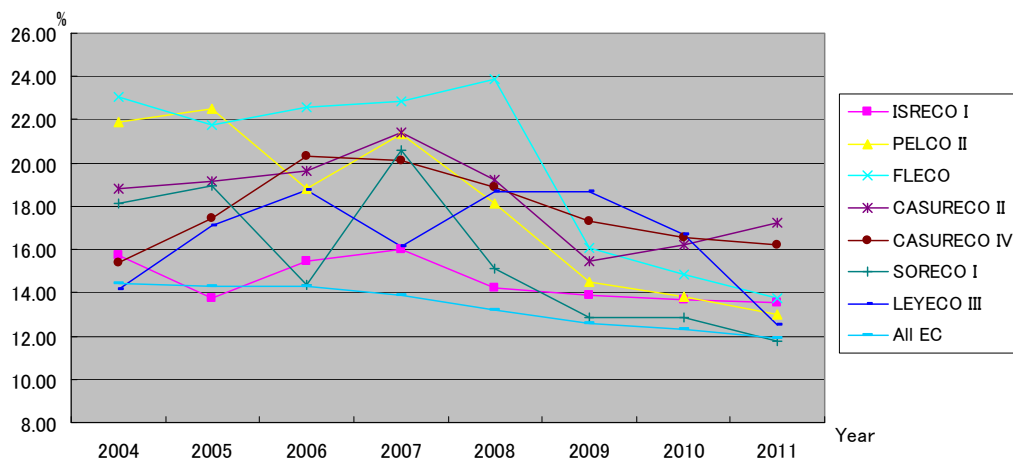
- 21 名が SynerGEE 研修に参加した。
- 2 名が日本におけるカウンターパート研修に参加した。

(7) LEYECO III

- 13名が SynerGEE 研修に参加した。
- 1名が日本におけるカウンターパート研修に参加した。

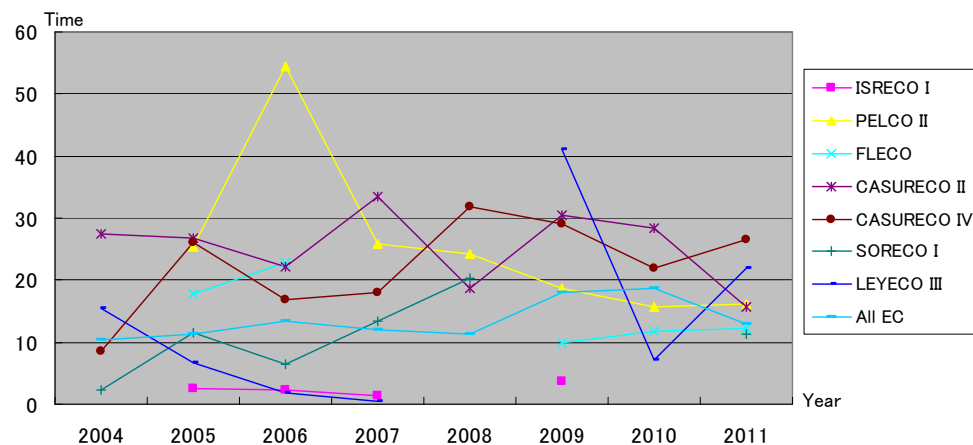
6.5 各種指標の推移

7EC におけるシステムロス率の推移，及び供給信頼度に関連する指数である SAIFI, SAIDI を以下に示す。



(出典：NEA 資料を基に調査団作成)

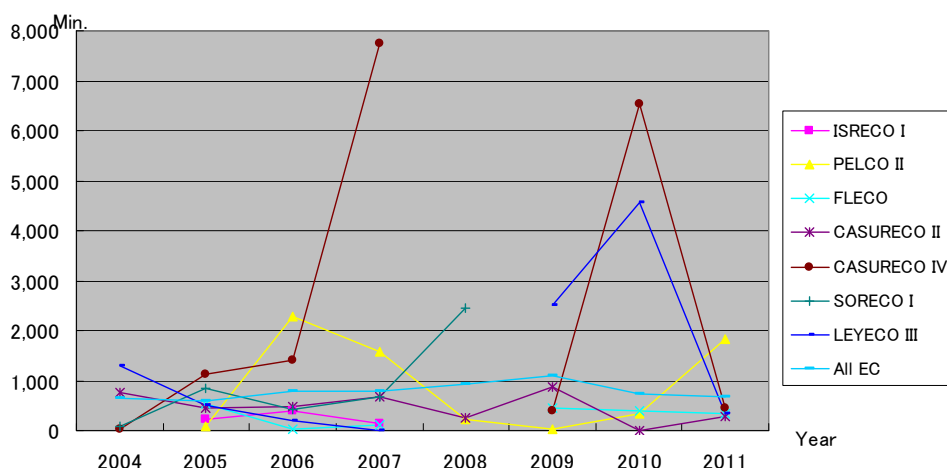
図 6-1 システムロス率の推移



*一部欠損データ有り

(出典：NEA 資料を基に調査団作成)

図 6-2 SAIFI の推移



*一部欠損データ有り
(出典：NEA 資料を基に調査団作成)

図 6-3 SAIDI の推移

7EC におけるシステムロス率は減少傾向があり、今後、作成したマニュアルを活用し、さらなるシステムロス率の低下が期待できる。本プロジェクトの上位目標である合計システムロスを 2015 年までに一桁台まで低減も達成が期待できる。

一方、供給信頼度に関連する指数である SAIFI, SAIDI については、全 EC 平均では、ほぼ一定の傾向を示しているが、個別の EC においては、台風等の特異的な影響を反映し、年によって変化が大きく、将来の予測は難しい。

表 6-4 プロジェクトの上位目標の推移

Indicator	Before project 2007	Present (2011)	Target (2015)
Overall system loss	13.87%	11.87%	less than 10%

PDM 上のプロジェクト目標に対する 3 つの客観的指標は以下の通りである。

- 特定の EC は独自でノンテクニカルロスとテクニカルロスの分別を効率的に行なうことができる
- 配電システム計画が EC 独自の能力で作られる
- 電力システムを分析し、その問題点を EC が解決する

AMDT パイロットプロジェクト、SynerGEE 研修、中圧配電線の昇圧のモデルケース検討を通じ、各ターゲット EC 共に、上記の 3 つの客観的指標を含む提案をワークショップで紹介できるレベルに達した事が本プロジェクトの成果であるといえる。その結果が表 6-1 に示すようにターゲット EC のカテゴリー向上の一因であると考えられる。

第7章 結論及び提言

本技術支援の主目的は EC および NEA による配電システムロスを低減するためのエンジニアリング技術および計画立案能力を向上させることであった。システムロス低減のためのマニュアルが用意され、配電解析ソフトウェアを使ったシステムロスの量的評価に対する支援システムが確立された。また、中圧配電線の昇圧を行うための検討が実施され、その技術的なガイドラインがマニュアルを通して提案された。アモルフォス変圧器の適用について、パイロットプロジェクトが実施され、ロス低減の効果が確認された。

本技術支援で得られた成果がフィリピンの EC および NEA の配電システムロス低減の政策および計画の策定に反映されることを期待する。

7.1 配電ロス低減マニュアル

配電ロス低減マニュアルは NEA および EC における配電ロス低減の担当スタッフが業務を円滑に実施できるように、配電ロス低減対策の立案の手順をまとめたものである。テクニカルロス低減対策のクライテリアあるいは目安をわかりやすく提示し、使いやすいたものとするように努めた。この理由はロス低減対策には数多くの案が存在し、配電ロス低減の担当スタッフがその効果について、的確に見極めることが時として非常に困難となるためである。配電システムのロスを的確に把握するため、システムのイメージを表示することができる配電解析ソフトウェアの使用を前提とし、解析に必要となる配電設備のデータ、および負荷データの整備方法について記載した。さらに、配電解析ソフトウェアを使用した配電ロスの発生箇所の特定、およびその定量的な把握方法を記載した。大サイズ電線の適用・適正な変圧器容量の選定についての提案、23kV 適用の判断の目安、無負荷損の少ないアモルフォス変圧器の設置によるロス低減の効果、およびその設置を推奨できるケース、ノンテクニカルロスについてのこれまでの NEA、EC による取り組みの整理を記載した。なお、対策のクライテリアは配電解析ソフトウェアで把握可能なピーク負荷に対応する形で設定した。

一方、マニュアルは基本となるロス低減の方法を記載した一種の考え方の手引きとしての役割も持ち、EC はその内容についてよく咀嚼し、今後、発電コストの上昇によるロス価値の変化、都市化の進展による昇圧手順の整備等、状況の変化に対応したマニュアルの改訂作業も自ら行えるようになるよう、マニュアルの内容を着実に実施するための、NEA および EC における推進体制の構築を提言する。

全般的に見て、EC の配電システムロスはこれまでに十分に低減されているとは言えず、まだ相当に改善の余地があると思われる。今後、本マニュアルの活用を通じ、各 EC がロス低減対策に投じたコストに十分に見合うだけの便益が得られる多くのロス低減対策案を立案することを提言する。

7.2 ソフトウェアの活用

配電システムのロスを的確に把握するため、システムのイメージを表示することができる配電解析ソフトウェア SynerGEE を対象となった7箇所の EC および NEA に供与した。SynerGEE へ配電システムデータの入力、操作方法について、研修にて技術移転を実施した。

各 EC は、NEA のサポートの元で SynerGEE へのデータ入力作業を進め、本ソフトウェアと前記マニュアルの活用により、より一層の配電ロス低減を達成されることを期待する。配電解析ソフトウェアを使用するための実配電システムのモデル化をさらに進めていくためには、地理的情報や設備仕様データ、負荷データを整備していく必要があり、合わせてこれらのデータベースを整備していくことを提言する。

7.3 23kV 昇圧

いくつかのケースにおいて、現状の 13.2kV よりも 23kV の電圧を採用した方が、大幅なロス低減が図られ、経済的にも望ましいことが判明した。また、NEA およびいくつかの EC による検討の結果、23kV への昇圧の候補地点が実際に複数存在することが判明した。このため、全 EC を対象に 23KV 昇圧の候補地点の精査を行い、その実施可能性、コスト、ロス低減効果等について調査を実施することを提言する。

7.4 アモルフォス変圧器の採用

対象 EC のうち3つの EC でパイロットスタディとしてアモルフォス変圧器を導入し、EC スタッフによって、工場試験データの確認と共に、各 EC が所有する測定装置によって、自らその効果を実測した。アモルフォス変圧器の優位性が確認され、広範囲に適用したほうが有利であることが判明した。

このため、全 EC を対象に、その適切な経済性の検討を行いつつ、アモルフォス変圧器の導入を推進していくことを提言する。