

ナイジェリア連邦共和国  
連邦電力省  
ナイジェリア送電公社

# ナイジェリア連邦共和国 配電分野に係る 情報収集・確認調査報告書

2021年10月

独立行政法人  
国際協力機構（JICA）

八千代エンジニアリング株式会社

|        |
|--------|
| 社基     |
| JR     |
| 21-065 |

# 要 約

## 1. 調査の目的

本調査は、配電会社（DisCo、Distribution Companies）の事業収益性を向上させることを目的とし、配電ロス率の改善に資する設備面及び人材／能力開発面における JICA の支援策について検討を行うものである。

## 2. 電力セクター現状と課題

### (1) 電力セクター改革法（EPSRA）

電力セクター改革法（Electric Power Sector Reform Act : EPSRA）（2005 年第 6 号）は電力セクターの改革に関する基本法である。同法によりナイジェリアでは、発電、送電、配電が分割され、発電と配電が民営化された。ナイジェリアにおける電力セクター改革の目的は、民営化による効率改善と政府の財政負担軽減であった。ナイジェリアの電力セクター改革法及び関連規則においては、設備投資のリスク、電力事業者の信用リスクを軽減できる枠組みが存在しないこと、電気料金適正化の枠組みが法制化されていても計画通りに進捗していないこと、発電会社に対して燃料の安定供給が保証されていないことが、課題である。

### (2) PSRP（Power Sector Recovery Programme）

ナイジェリアの電力セクター改革は 2001 年の「国家電力政策」の策定に始まり、2005 年の EPSRA の制定と続いたが、現在に至っても費用回収の可能な電力料金が設定されておらず、DisCo による料金徴収率が非常に低いことから、電力セクター全体に資金が十分に流れず、電力セクター回復に資するインフラが整備されないという状況に陥っている。こうした背景の下、連邦政府・NERC は電力セクターの累積債務を一掃して正常化するために、2017 年に世界銀行の支援を受けて PSRP を策定し、実施している。PSRP は、政策、規制、運営、ガバナンスに関する一連の行動計画から成るプログラムで、2017 年から 2021 年までの 5 ヶ年間で、電力セクターの財務体質を回復し、セクターの透明性と電力供給サービスの品質を改善し、消費者の苦情・ロス・盗電といった問題を解決し、費用回収可能な電力料金への改訂と相まって、ナイジェリアの電力産業全体をリセットすることを目的としている。

### (3) 電力セクターの課題

電力セクターの問題は、消費者を含む発電・送電・配電の各分野での問題に起因しており、それらは密接に関わっている。消費者の料金未納が電力セクター全体の資金の悪循環を招いており、配電会社の問題が電力セクター全体へ悪影響を与えていることが確認できる。

表 1 電力セクターにおける各部門の主な問題

| 分野         | 問題   |
|------------|--|
| 消費者        | 消費者に『劣悪な電力供給に対する高い不満』と『電力会社への高い不信任』があり、電力料金の未納が発生している。   |
| 配電会社：DisCo | 消費者からの料金未納により料金徴収ロスが高くなり DisCo の財源が不足している。設備投資不足による低いメーター設置率のため顧客管理能力が低下しており、商業ロスが高くなっている。また、財源不足により適切な維持管理が行われないため設備が老朽化し、技術ロスが高くなっている。<br>高い技術ロス・商業ロス・料金徴収ロスにより需要に応じた電力供給が困難な状況となっている。 |

| 分野                 | 問題   |
|--------------------|--|
| 送電会社：TCN           | 設備投資不足のため適切な設備形成ができず、供給力にボトルネックが生じている。また、維持管理も適切に実施されないため設備が老朽化し、技術ロスが高くなっている。高い技術ロスにより需要に応じた電力供給が困難な状況となっている。 |
| 発電会社：GenCo<br>ガス会社 | ガス会社は、ガス料金未徴収の状態となっており、その結果、発電所向けのガス供給を制限している。そのため、GenCo は、発電所へ十分にガスが供給されず、設備能力に応じた発電が困難な状況となっている。             |

### 3. 配電分野の課題（技術面）

#### (1) 事故停電件数

高圧配電線（33kV,11kV）の事故発生件数の年度推移を表2に示す。DisCo および年度によつてばらつきがあるが、1社あたり数百～3,000件/年の頻度で高圧配電線（33kV,11kV）の事故が発生している。

主要 DisCo(Abuja, Ikeja, Eko)に関して、表2のデータと設備数から高圧配電線1回線あたりの事故発生頻度を計算すると1年間に1回線あたり2.7～4.2回の事故が発生している。

この計算結果から、高圧配電線レベルでも、設備信頼度は高くないことが分かる。

表2 各 DisCo における高圧配電線の事故発生件数の推移（回/年）

| HV(33KV,11KV) faults (Frequency/Year) |       |       |       |       |       |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| DisCo                                 | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  |
| Abuja                                 | 988   | 1,674 | 1,981 | 1,265 | 207   |
| Benin                                 | 1,270 | 1,665 | 1,489 | 1,464 | 1,411 |
| Eko                                   | 922   | 1,019 | 957   | 1,088 | 1,143 |
| Enugu                                 | 3,270 | 3,192 | 3,870 | 3,296 | 278   |
| Ibadan                                | 2,820 | 2,355 | 1,366 | 1,443 | 1,537 |
| Ikeja                                 | 754   | 699   | 753   | 904   | 949   |
| Jos                                   | 319   | 493   | 590   | 642   | 983   |
| Kaduna                                | 734   | 957   | 906   | 1,120 | 1,137 |
| Kano                                  | 287   | 405   | 954   | 1,497 | 1,282 |
| Port Hurcourt                         | 356   | 470   | 299   | 213   | 183   |
| Yola                                  | 274   | 262   | 292   | 314   | 308   |

出典：NERC

#### (2) 長い事故復旧時間

大都市圏と都心部では、平均して8時間以内に事故の80%が復旧される。事故の10%は8～24時間で復旧され、約5%だけが48時間の復旧時間を要している。48時間もの復旧時間を要している要因は、復旧機材の戦略的在庫の不足や機材供給の制約によるものである。

配電設備では事故停電が多発しており、一旦事故停電が発生するとその復旧に極めて長時間を要していることが分かる。

表3 8時間以内に事故復旧できた割合

| Rate of Faults cleared within 8 hours (2019年) |                |                       |          |
|---|----------------|-----------------------|----------|
| DisCo   | Total of fault | Cleared within 8 hrs. | Rate (%) |
| Abuja   | 207            | 182                   | 88       |
| Benin   | 1,411          | 755                   | 53       |
| Eko   | 1,143          | 603                   | 53       |
| Enugu   | 278            | 224                   | 80       |

|               |       |       |    |
|---------------|-------|-------|----|
| Ibadan        | 1,537 | 1,480 | 96 |
| Ikeja         | 949   | 507   | 53 |
| Jos           | 983   | 793   | 81 |
| Kaduna        | 1,137 | 929   | 82 |
| Kano          | 1,282 | 1,062 | 83 |
| Port Harcourt | 183   | 45    | 25 |
| Yola          | 308   | 294   | 95 |

出典：NERC

### (3) 設備の不良状態（保全業務の観点から問題がある設備例）

配電設備の現状は、至る所で応急処置や補修すべき箇所が放置されている状況が散見される。不具合を知りつつも、資金難のため応急処置、補修未完となっている事情があるものと推察される。

応急処置、補修が進まない技術的要因としては、設備工事は停電を取って実施しなければならないにもかかわらず、配電線路には作業停電範囲を適切に区分できる開閉装置が設置されていないことから、作業停電がとりにくい状況になっているものと考えられる。

現場視察の途中で見受けられた、保全業務の観点から問題がある設備例を以下に示す。図1は大きく傾斜した電柱である。これに伴い、図2に示す電線は大きく緩んでいる。このような電線の緩みは、33kV・11kV・415V 線路共に多数みられ、また、電線には裸電線が使用されていることから、強風による短絡/断線事故につながっているものと考えられる。



図1 傾斜電柱



図2 電線の大きな緩み

## 4. 配電分野の課題（経営面）

### (1) 低い電力量計の設置率

ナイジェリアにおける顧客用電力量計の設置率は非常に低く、電力量計設置率の全 DisCo（加重）平均が約 40% である。設置率の高い Abuja、Benin、EKO の 3 つの DisCo でも 55% に満たず、設置率の低い Kaduna、Kano、Yola の 3 DisCo は 20% 程度に留まっている。顧客電力量計設置率は、電力量計供給業者規制（Meter Asset Provider (MAP) Regulation）が施行された 2018 年以降、大きく増加しておらず、逆に Port Harcourt DisCo や Benin DisCo では大幅に減少している。電力量計供給業者規制の制定・施行をはじめとする顧客電力量計設置促進策が功を奏していないと見受けられる。

多くの料金請求書が、いわゆる Estimated Bill（電力量計が設置されていない顧客に対して推計で発行される請求書）と推測される。

### (2) 赤字経営

配電会社 3 社（Abuja、Ikeja、Eko）の財務諸表を分析すると、配電会社の経営は民間会社として持続的に事業を運営していける状況にないことが分かる。Abuja DisCo では 2019 年に NGN.1,240 億の当期利益を計上しているが、同期間での NBET、マーケットオペレータへの未払額が NGN.600 億にのぼること、NERC により認められたこれまでの料金収入不足額の内の NGN.1,650 億を収入として計上していることなどを考え合わせると健全な財務状況にあるとは言いがたい。

### (3) 高いシステムロス（ATC&C ロス）

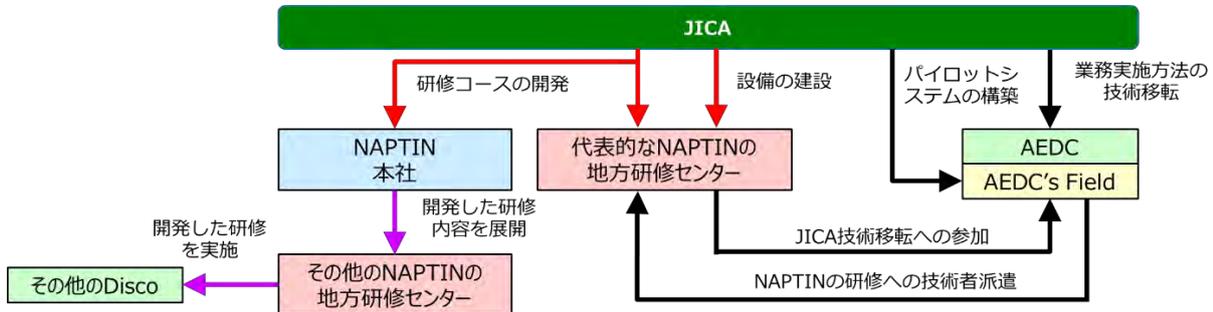
収入不足の原因は、電気料金が実際に費用を賄うのに十分なように設定されていないことと、配電部門での損失（配電ロス）が高いことである。DisCo 全体の技術・商業ロス（ $1 - (\text{請求電力量} / \text{受電電力量})$ ) は 32% 近く、料金徴収ロス（ $1 - (\text{料金徴収金額} / \text{料金請求額})$ ) は約 26% に上り、結果、配電部門での総合ロス（ $1 - (1 - \text{技術・商業ロス}) \times (1 - \text{料金徴収ロス})$ ) は、49% に達している。つまり、TCN から送電された電力量に相応する電力料金の半分以下しか徴収できていない状況である。

## 5. JICA による支援策の検討（技術面）

既に民営化された DisCo に対して、有償資金協力、無償資金協力といった資金協力事業を実施することは困難であることから、対象を技術協力に絞って JICA による支援策を検討する。

### (1) 技術協力プロジェクトの実施体制とカウンターパート機関

プロジェクトの取組み効果を直接的に発現させるため、図3に示す実施体制にてプロジェクトを実施する。



出典：調査団作成

図3 技術協力実施体制

### (2) 電力供給信頼度向上のための施策

プロジェクトの目標である『電力供給信頼度の改善』を達成するため、大きな改善効果が期待できる配電セクターの課題を抽出し取組むこととする。抽出した課題、取組、評価指標を表4に示す。

表4 改善効果が期待できる課題と評価指標

| 課題         | 取組み        | 評価指標   |
|------------|------------|--------|
| 電力供給信頼度が低い | 事故復旧時間の短縮  | 事故復旧時間 |
|            | 設備の予防保全の実施 | 事故発生件数 |

### (3) 事故復旧時間の短縮

表5に事故復旧時間の短縮に対する具体的な活動内容を示す。ナイジェリアの配電システムを事故復旧時間の短縮に適した構成に抜本的に変更する。想定する系統構成を図4に示す。想定する系統は、事故区間を限定するための自動区分開閉器、手動区分開閉器、ドロップオフヒューズ、事故電流表示装置等を備え、これらを適切に組み合わせることにより、ナイジェリアの実情に適した設備構成を追求する。ナイジェリアの配電システムは、現状、これらの設備はほとんど設置されておらず、AEDCの実績として事故復旧時間は平均6時間を要している状況である。

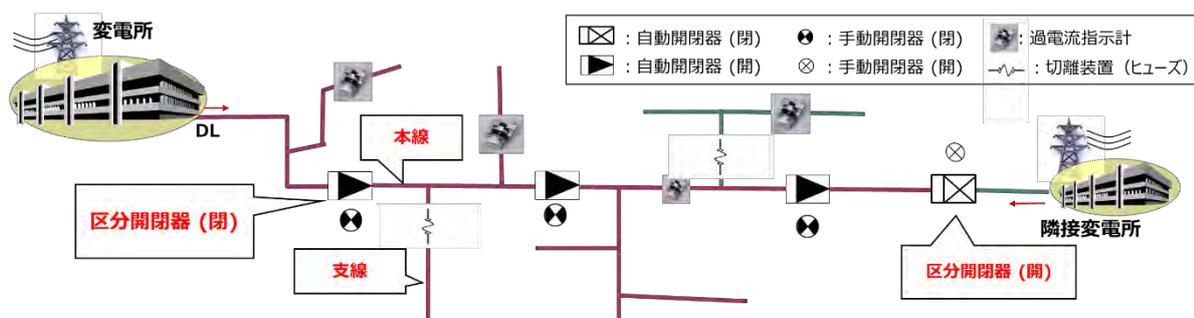
活動内容として、まず、図4に示す系統構成をDisCoフィールド内にパイロットプロジェクトとして構築する。この設備導入と併行し、迅速に事故点標定が可能な事故検出装置を導入することにより、事故点探査・健全区間への復旧作業の迅速化を図る。これらの技術を総合した業務実施により、復旧時間短縮の効果を検証する。上記活動は、技術移転として現場での技術指導を実施することに合わせて、標準作業マニュアルを整備することで、本技術の定着を図る。合わせて、NAPTINからの技術研修を通じて継続的な技術力の維持を計画する。

本技術をナイジェリア全土に展開するため、NAPTINはDisCoと協力し実務に直結した研修コースを開発する。NAPTINでの研修は、実際の設備を使った実地訓練の模擬も想定しており、NAPTIN

での模擬配電設備の構築に加え、これらの模擬配電設備を用いた研修コースの開発も計画する。DisCo の技術者・作業者の技術・技能を向上させることで、事故時の即応性向上につながる事が期待される。

**表 5 事故復旧時間の短縮に対する具体的な活動内容**

| 対象     | 実施方法        | 内容  |
|--------|-------------|---|
| DisCo  | パイロットプロジェクト | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 供給信頼性の高い配電システム構築と運用</li> <li>✓ 適用配電システムの評価</li> </ul>                      |
|        | 技術移転        | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 事故点探査と事故復旧方法の改善</li> </ul>   |
|        | 能力開発        | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 標準作業マニュアルの整備</li> <li>✓ 技術スタッフの NAPTIN への派遣</li> </ul>                     |
| NAPTIN | 技術移転        | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ DisCo への技術移転内容を反映した研修コースの開発</li> <li>✓ 開発した研修コースを用いた DisCo への研修</li> </ul> |
|        | 設備建設        | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 研修用模擬変電所の設置 (架空設備、地中設備含む)</li> </ul>                                       |



出典：調査団作成

**図 4 区分開閉器を適用したシステム構成例**

#### (4) 設備の予防保全の実施

表 6 に設備（変電・配電）の予防保全実施に対する具体的な活動内容を示す。ナイジェリアでは、設備の老朽化や保守の不備によって、配電設備事故や人身災害<sup>1</sup>が多発している。この問題を解消するためには、保守業務の確実な実施による配電設備事故の未然防止や危険個所の解消を図る必要がある。この課題に対処するため、プロジェクトでは下記の活動を実施する。

DisCo に対しての活動としては、業務実施方法の改善、巡視・点検業務に関するデータやノウハウの蓄積をねらいとした現場指導や業務マニュアルの開発・改良を実施する。

NAPTIN に対しての活動としては、DisCo での活動内容を反映した研修コースを開発する。研修コースの開発にあたっては DisCo と協力し、実務の要点を反映した研修内容とすべく留意する。アブジャの NAPTIN 本部の敷地内に、上記研修で使用する模擬変電所を建設する。これを使って、変電所の保全業務（巡視・点検・機器試験等）に関する実地研修を実施する。

また、その他配電線保守業務で必要となる測定装置を調達する。これを使って、変電所の保全業務

<sup>1</sup> ナイジェリアの新聞報道（2018年1月16日付、Vanguard紙）によれば、2017年にナイジェリアでは366人が配電設備の事故に伴う感電で死亡し、このうち86.8%が需要家、13.2%が電力会社の従業員である。  
<https://www.vanguardngr.com/2018/01/366-nigerians-killed-electrocution-2017-necan/>

(巡視・点検・機器試験等)に関する実地研修を実施する。

**表6 予防保全を実現するための作業方法の改善策**

| 対象     | 実施方法 | 内容  |
|--------|------|---|
| DisCo  | 技術移転 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 検査・パトロールマニュアルの作成</li> <li>✓ 保守データの蓄積・分析の作業手順の開発</li> </ul>   |
|        | 能力開発 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ マニュアルと標準的な作業手順の徹底</li> <li>✓ 劣化データを利用した機器性能低下の検出</li> <li>✓ 劣化検知装置の導入による作業の改善</li> <li>✓ 配電線計量システムを用いた配電用変圧器の負荷管理</li> </ul> |
| NAPTIN | 技術移転 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ DisCo への技術移転・能力開発が実施できる内容の研修コースの開発</li> <li>✓ 開発した研修コースを用いた DisCo への研修</li> </ul>  |
|        | 設備建設 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 研修用模擬設備の設置 (配電設備、インジェクション変電所など)</li> </ul>   |

## 6. 料金徴収・顧客対応に係る NAPTIN への提言 (経営面)

### (1) ANED を通しての DisCo との対話によるカリキュラム改善

AEDC が計画している顧客対応研修は、顧客の感情に対する理解、コミュニケーションの方法など、顧客対応の実務に関する内容が盛り込まれており、NAPTIN の研修よりも実務的である。研修カリキュラムの改善にあたっては、ANED を通して DisCo と協議を重ねて、DisCo のニーズを十分に反映することが推奨される。

### (2) 事例研修・演習などの導入による実利制の強化

料金徴収率向上、顧客対応の改善のいずれにしても、現場では状況に応じて臨機応変な対応を求められることが多い。理論、座学はもちろん重要であるが、事例研修・演習を取り入れることにより、研修実施者が現場に戻って実際に料金徴収率を向上させ、顧客対応を改善できるような実践的・効果的な研修とすることが重要である。

### (3) 外部支援のより有効な活用

NAPTIN の講師には実際に料金徴収、あるいは顧客対応の経験がない、もしくは少ない者が多いと見受けられる。NAPTIN の持つ、カリキュラム開発能力・研修実施能力を活かすためにも、料金徴収、あるいは顧客対応を経験し、あるいはマネージャーとして牽引・指導してきた経験者の活用を効果的に行う必要がある。

### (4) 研修マネジメントの強化 (カリキュラム・教材改訂、研修ポータルサイトの改善など)

研修ポータルサイトはこれから研修を受けようとする者にとっては重要な情報源である。現在、NAPTIN の研修カレンダーと研修ポータルの内容には少し食い違うものがある。カリキュラム・研修をモジュール毎に開発し、実際の研修コースはモジュールを組み合わせた方が効率的な運用・改訂が可能となると考えられる。研修マネジメントの強化 (カリキュラム・教材改訂、研修ポータルサイトの改善など) が望まれる。

## 7. 料金徴収・顧客対応に係る AEDC (Abuja DisCo) への提言 (経営面)

### (1) 料金徴収に関する OJT 実施者 (Trainers) の研修の実施、Off-JT コースの開発

AEDC では、料金徴収に関する研修は OJT のみとのことであるが、OJT は実際の業務改善のために極めて重要である。このため、まずはこの OJT を実施する者の OJT 実施能力を高めることが必要であり、外部機関の実施する OJT を実施する者のための研修 (Training of Trainers: TOT) を受講させることが必須である。また、将来は、OJT と Off-JT を組み合わせて、より料金徴収活動を改善し、料金徴収率を向上させることが必要であり、そのためには、料金徴収にかかる Off-JT コースを外部機関とともに開発することが求められる。

### (2) 顧客対応研修計画の実現

AEDC が計画している顧客対応研修は実務的で充実した内容であると見受けられる。この研修計画を実際の研修として開発し、実施することが望まれる。AEDC のこれまで経験から、このコースを独自に開発するには無理があると見受けられ、外部機関との共同開発、外部機関による AEDC 研修スタッフに対する TOT 研修の実施、TOT 研修を受けた AEDC 研修スタッフによる、担当スタッフに対する社内研修の展開が適切なプロセスであると考えられる。

### (3) NAPTIN をはじめとする外部リソースの活用

AEDC には研修実施経験が豊富なスタッフはいない、もしくは少ないように見受けられた。このため AEDC において、今後研修事業を展開してゆくためには、パートナーが不可欠である。AEDC にとってベストパートナーとなり得る組織として NAPTIN が推奨できる

### (4) 顧客対応部署とトラブル対策実施中の部署との連携による顧客対応システムの開発

苦情の原因となる問題がすぐに解決される訳ではないので、問題解決への取り組み状況を説明することが次善策と言えよう。このためには、顧客対応部署と問題対策にあたっている部署がリアルタイムで情報を共有し、連携して顧客対応できるシステムを開発することが好ましい。

# 目 次

要約

目次

巻頭図：調査対象地位置と配電会社（DisCo）の管轄エリア

写真：調査対象地域の状況

図表リスト／略語集

## 第1章 調査の概要

|                       |     |
|-----------------------|-----|
| 1-1 調査の背景.....        | 1-1 |
| 1-2 調査の概要.....        | 1-1 |
| 1-2-1 調査の目的.....      | 1-1 |
| 1-2-2 調査対象地.....      | 1-2 |
| 1-3 調査の実施体制と調査工程..... | 1-2 |
| 1-3-1 調査の実施体制.....    | 1-3 |
| 1-3-2 調査工程.....       | 1-3 |

## 第2章 電力セクターの現況と課題

|                                |       |
|--------------------------------|-------|
| 2-1 電力政策.....                  | 2-1   |
| 2-1-1 電力セクター改革法（EPSRA）.....    | 2-1   |
| 2-1-2 電力セクター回復プログラム（PSRP）..... | 2-4   |
| 2-1-3 電力開発計画.....              | 2-6   |
| 2-1-4 配電分野に係る規制.....           | 2-8   |
| 2-2 電力事業の実施体制.....             | 2-3 2 |
| 2-3 電力需要.....                  | 2-4 0 |
| 2-4 電力セクターの課題.....             | 2-4 2 |

## 第3章 配電分野の現況と課題

|                             |       |
|-----------------------------|-------|
| 3-1 配電設備の現況と課題.....         | 3-1   |
| 3-1-1 配電設備の構成.....          | 3-1   |
| 3-1-2 主要配電会社の設備容量（供給力）..... | 3-5   |
| 3-1-3 配電設備容量と需給関係.....      | 3-7   |
| 3-1-4 電力品質の現状.....          | 3-8   |
| 3-1-5 配電設備の課題.....          | 3-1 1 |
| 3-2 配電線事故と復旧に係る現況と課題.....   | 3-1 3 |
| 3-2-1 配電線事故の実態.....         | 3-1 3 |
| 3-2-2 事故復旧に係る現況と課題.....     | 3-1 4 |
| 3-3 配電会社の経営状況と課題.....       | 3-1 7 |
| 3-3-1 配電会社の経営状況.....        | 3-1 7 |
| 3-3-2 配電会社の経営上の課題.....      | 3-3 6 |

|   |      |
|---|------|
| 3-4 配電会社の経営改善方策（PIP：Performance Improvement Plan） | 3-38 |
| 3-5 他ドナーによる配電分野への支援動向                             | 3-40 |

#### 第4章 NAPTIN の現況と課題

|                                     |      |
|-------------------------------------|------|
| 4-1 NAPTIN の概要                      | 4-1  |
| 4-1-1 組織                            | 4-1  |
| 4-1-2 研修所の設備                        | 4-2  |
| 4-2 NAPTIN の研修実施状況                  | 4-4  |
| 4-2-1 研修コースと実施状況                    | 4-4  |
| 4-3 NAPTIN の研修プログラム（配電分野）           | 4-6  |
| 4-3-1 NAPTIN の研修プログラムのねらい           | 4-6  |
| 4-3-2 研修プログラム内容の設定方法                | 4-6  |
| 4-3-3 DisCo の業務に関連する研修コース（テクニカル）    | 4-7  |
| 4-3-4 DisCo の業務に関連する研修コース（ノン・テクニカル） | 4-12 |
| 4-4 他ドナーによる NAPTIN への支援動向           | 4-15 |

#### 第5章 現地調査で確認された配電分野の現況と課題

|  |      |
|--|------|
| 5-1 AEDC の組織および実施業務の概要                 | 5-1  |
| 5-1-1 業務組織の構成と役割分担                     | 5-1  |
| 5-1-2 地域事務所の業務組織および技術セクションの役割          | 5-1  |
| 5-1-3 エリア事務所の業務組織および技術セクションの役割         | 5-2  |
| 5-1-4 サービスセンターの業務組織および技術セクションの役割       | 5-3  |
| 5-2 事故復旧と設備保全業務の担当組織および業務実施概要          | 5-4  |
| 5-2-1 業務フローに沿った業務の担当者                  | 5-4  |
| 5-2-2 配電設備事故復旧業務の担当組織と実施方法             | 5-5  |
| 5-2-3 設備保全業務の概要                        | 5-5  |
| 5-3 配電システムの運用・事故復旧対応にかかわる保護・区分開閉装置類の構成 | 5-11 |
| 5-3-1 33kV フィーダー                       | 5-11 |
| 5-3-2 33kV オートリクローザの設置状況               | 5-11 |
| 5-3-3 11kV フィーダー                       | 5-12 |
| 5-4 配電設備の事故復旧（事故管理）および停電管理             | 5-13 |
| 5-4-1 低圧配電設備の事故復旧                      | 5-13 |
| 5-4-2 高圧配電設備の事故復旧                      | 5-13 |
| 5-4-3 33kV 系統の事故電流表示システム               | 5-14 |
| 5-4-4 常時の系統運用手順                        | 5-16 |
| 5-4-5 11kV 配電設備の事故復旧作業                 | 5-18 |
| 5-5 配電設備の事故発生状況（DisCo の調査結果）           | 5-20 |
| 5-5-1 配電設備の事故発生状況                      | 5-20 |
| 5-5-2 配電設備事故の分析例（研究文献）                 | 5-22 |
| 5-6 配電設備の現状把握                          | 5-25 |

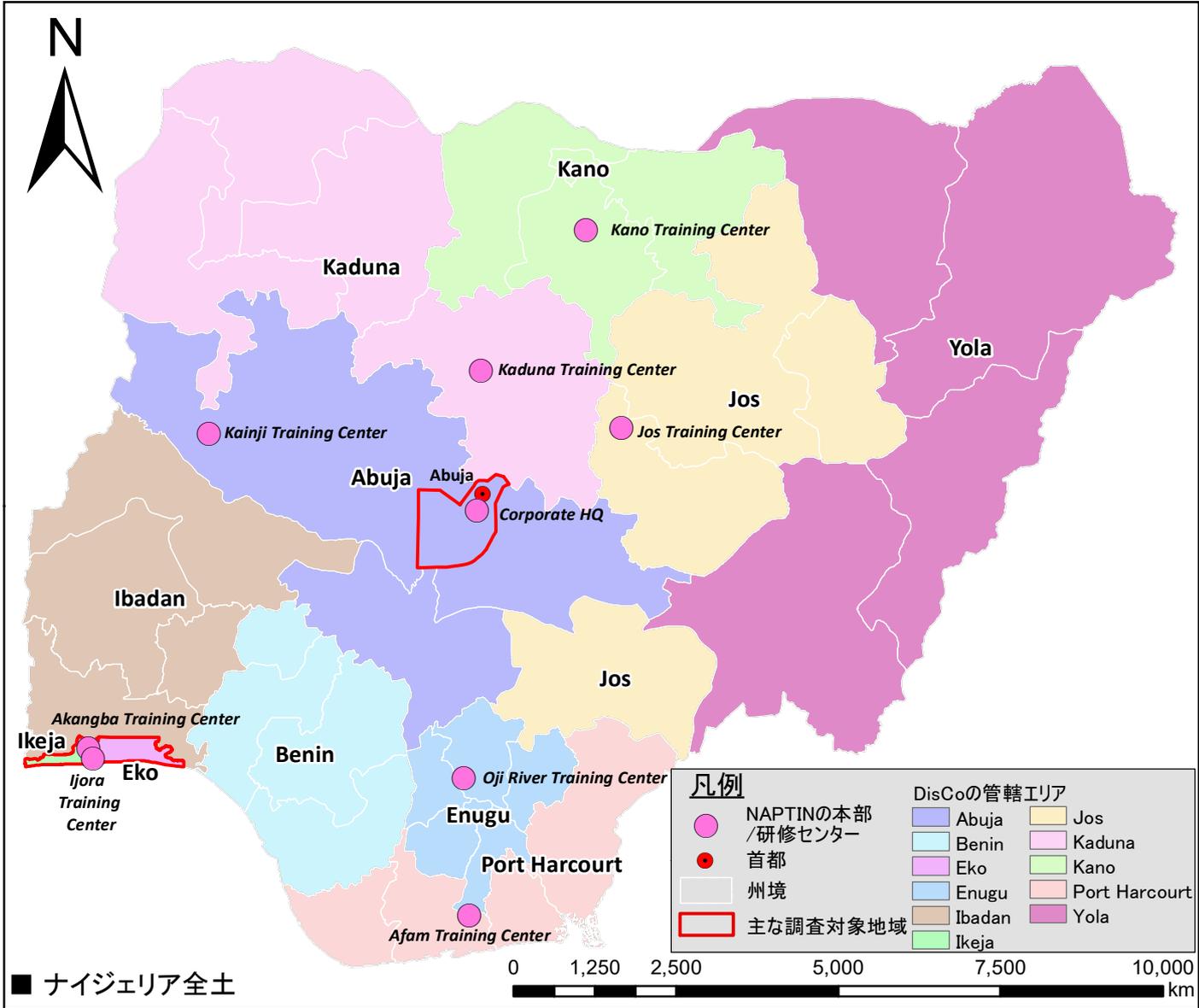
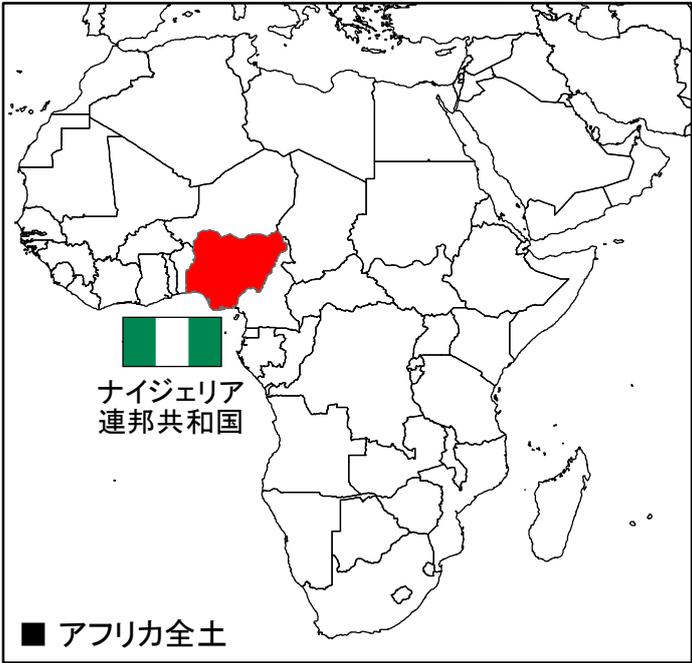
|       |  |      |
|-------|--|------|
| 5-6-1 | 標準設備状態                                   | 5-25 |
| 5-6-2 | 設備の不良状態（保全業務の観点から問題がある設備例）               | 5-27 |
| 5-7   | AEDC の技術系社員の人材育成・研修体系                    | 5-32 |
| 5-7-1 | AEDC の従業員教育研修システム                        | 5-32 |
| 5-7-2 | 新入社員向け研修計画                               | 5-32 |
| 5-7-3 | AEDC が独自に実施している研修                        | 5-33 |
| 5-7-4 | NAPTIN 研修の利用状況                           | 5-33 |
| 5-7-5 | AEDC の ANED 認定ガイドライン                     | 5-34 |
| 5-8   | NPTIN の現状                                | 5-36 |
| 5-8-1 | 調査結果の総括                                  | 5-36 |
| 5-8-2 | 調査結果の詳細                                  | 5-36 |
| 5-9   | 経営面での課題と解決策                              | 5-45 |
| 5-9-1 | 商業ロス、料金徴収ロスの高い理由、低下しない理由                 | 5-45 |
| 5-9-2 | DisCo の料金徴収率向上に向けた取り組みの進捗、問題点、及び制限外部要因   | 5-46 |
| 5-10  | 料金徴収率向上・顧客対応改善に向けた研修の実施状況（DisCo, NAPTIN） | 5-49 |

## 第6章 JICA による支援策の検討

|       |                            |     |
|-------|----------------------------|-----|
| 6-1   | DisCo の課題と取り組むべき対応方策（技術面）  | 6-1 |
| 6-1-1 | DisCo の経営基盤改善における課題        | 6-1 |
| 6-1-2 | 経営基盤改善の課題に対処するための技術協力のテーマ  | 6-2 |
| 6-2   | 技術協力プロジェクト実施案の提案（技術面）      | 6-4 |
| 6-2-1 | 技術協力プロジェクトの実施体制とカウンターパート機関 | 6-4 |
| 6-2-2 | 電力供給信頼度向上のための施策            | 6-5 |
| 6-3   | 料金徴収・顧客対応に係る提言             | 6-8 |
| 6-3-1 | NAPTIN                     | 6-8 |
| 6-3-2 | AEDC（Abuja DisCo）          | 6-9 |

## 添付資料

1. 調査団員・氏名
2. 調査日程
3. 関係者（面会者）リスト
4. 現地協議資料（Wrap Up Meeting）
5. 参考資料/入手資料リスト



巻頭図：調査対象地位置と配電会社(DisCo)の管轄エリア



**NAPTIN 本社の外観**

NAPTIN には本社を含め 9 つの研修所がありアブジャにある NAPTIN の本社は 2015 年に建設された。AFD の支援により、研修室、宿泊施設、模擬変電所等が増設される予定である。



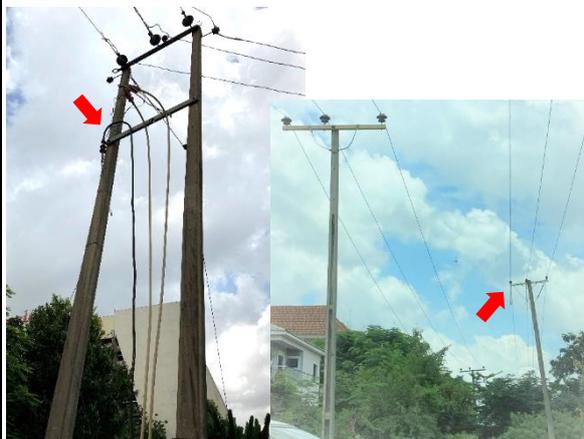
**NAPTIN 本社の教室**

NAPTIN の各研修所には、研修室、図書館があり、中には宿泊施設を有する研修所もある。アブジャの本社には 30 人を収容できる研修室が 3 部屋あり、一度に 90 人までの研修生を受け入れることが可能である。



**既設 33kV 配電線 不具合設備 (1)**

強度が弱いアームが曲がるとともに、がいがアームから外れて電柱に接近している (左)。電線の緩みとががい傾斜が見られる (右)。



**既設 33kV 配電線 不具合設備 (2)**

使用されなくなった機材が現場廃棄され、放置されている (左)。33kV と 11kV の併行線路の内 11kV 電柱が 33kV 側に傾斜している (右)。



**11kV 配電線の事故復旧状況**

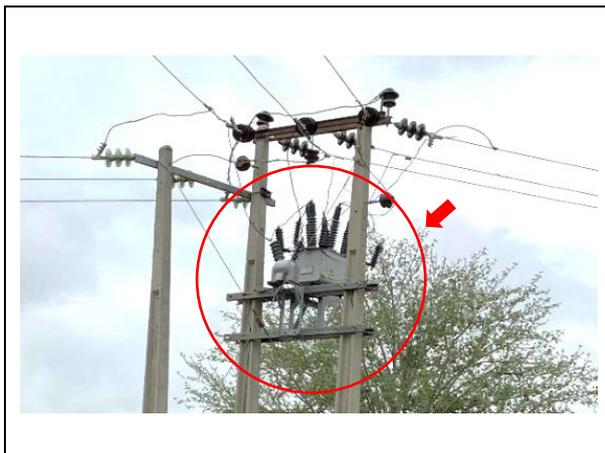
腐食した木製アームが折損し、電線が電柱に接触して地絡事故が発生した。配電線全体を停電し、作業電柱の両側に短絡接地器具を取り付け、折損した木製アームを FRP 製アームに取り替えた。



**既設 33kV 配電線 事故電流表示器(FCI)の設置状況**

AEDC の管轄にてパイロットとして、FCI が 1 フィーダーあたり 5 か所に設置されている。FCI システムの設置効果は大きく、AEDC の関係職員によると、事故点探査時間は設置前より 80%減少したと感じている。

調査対象地域の現況写真 (2/2)



**既設 33kV 配電線 オートリクローザーの設置状況**  
 設置台数は、33kV フィーダー91 回線に対して、合計 60 台である。その内 15 台は故障している。配電線の保護目的以外に、TCN の遮断器を過負荷にさせない目的もある。なお、11kV フィーダーには、区分開閉装置はほとんど設置されていない。



**既設 33/11kV 変電所**  
 アブジャ中心部に位置する B33 変電所 (Injection Substation) の 11kV 遮断器盤。11kV フィーダーは 20 回線あるが、このうち使用されているのは 12 回線のみ。



**給電指令所とのコミュニケーション**  
 変電所と配電用給電指令所とのコミュニケーションは無線で行い、変電所の運転員が手動で操作する。



**リングメインユニット**  
 アブジャ市内の一部の地中配電地域にリングメインユニットが設置されているが、ケーブルが外されて使用されていないものも多い。



**模擬変電所建設候補地**  
 アブジャの NAPTIN 本部敷地内の空地 (道路の左側または右側) に AFD 支援の模擬変電所の建設が予定されている。



**研修用電力量計**  
 アブジャの NAPTIN 本部で研修に使用される電力量計及びプリペイド用の入力端末。

## 図表リスト

### 第1章

|         |                         |     |
|---------|-------------------------|-----|
| 図 1-2.1 | ナイジェリアの電力セクターでの本調査の位置づけ | 1-2 |
| 図 1-3.1 | 調査の実施体制図                | 1-3 |
| 表 1-3.1 | 調査日程                    | 1-3 |

### 第2章

|           |  |       |
|-----------|--|-------|
| 図 2-1.1   | 民営化前後の電力市場の構造  | 2-1   |
| 図 2-2.1   | FMP の組織  | 2-3 3 |
| 図 2-2.2   | NERC の組織図  | 2-3 4 |
| 図 2-2.3   | NBET の組織図  | 2-3 5 |
| 図 2-2.4   | TCN の組織図   | 2-3 7 |
| 図 2-2.5   | ナイジェリアの DisCo  | 2-3 8 |
| 図 2-2.6   | EKEDC の組織  | 2-3 9 |
| 図 2-3.1   | 供給された電力と供給未達の電力  | 2-4 0 |
| 図 2-3.2   | 供給未達の電力の要因別内訳  | 2-4 0 |
| 図 2-3.3   | ピーク発電出力の推移   | 2-4 1 |
| 図 2-3.4   | 発電電力量の推移   | 2-4 1 |
| 図 2-3.5   | 火力及び水力の月別発電電力量 (2016 年)  | 2-4 1 |
| 図 2-4.1   | ナイジェリアの電力供給フロー(2015 年)   | 2-4 2 |
| 図 2-4.2   | ナイジェリアにおける電力と支払いフロー (移行市場段階)                                       | 2-4 3 |
| 図 2-4.3   | 電力セクターの各分野における問題系図   | 2-4 5 |
| 表 2-1.1   | 電力セクター改革法の構成と各パートの規定概要   | 2-1   |
| 表 2-1.2   | 電力セクター回復プログラムで述べられるアプローチと行動計画                                      | 2-5   |
| 表 2-1.3   | 連邦電力省が取り組む重点施策   | 2-6   |
| 表 2-1.4   | 電力開発計画に係る重点施策  | 2-6   |
| 表 2-1.5   | Nigeria Electrification Roadmap における実施内容                           | 2-7   |
| 表 2-1.6   | メータ設置・運用規則第1部(総則)の構成   | 2-1 0 |
| 表 2-1.7   | メータ設置・運用規則第2部(グリッドメータ設置・運用規則)の構成                                   | 2-1 0 |
| 表 2-1.8   | メータ設置・運用規則第3部(配電メータ設置・運用規則)の構成                                     | 2-1 0 |
| 表 2-1.9   | メータ設置・運用規則の附則・別表   | 2-1 2 |
| 表 2-1.1 0 | MYTO (July 2008 to June 2013)における料金計算                              | 2-1 7 |
| 表 2-1.1 1 | MYTO の推移   | 2-1 8 |
| 表 2-1.1 2 | 2020 年 9 月からの新料金<br>(Abuja DisCo、Eko DisCo、Port Harcourt DisCo の例) | 2-1 9 |
| 表 2-1.1 3 | 従来の料金表での需要家種別  | 2-1 9 |
| 表 2-1.1 4 | 新旧の料金比較 (Tariff Band C の例)   | 2-2 0 |
| 表 2-1.1 5 | DisCo 間の新旧の料金比較 (新料金は Tariff Band C の例)                            | 2-2 0 |
| 表 2-1.1 6 | Extraordinary Review of MYTO 2015 における料金計算                         | 2-2 1 |

|         |                          |      |
|---------|--------------------------|------|
| 表 2-2.1 | 電力セクター関連組織.....          | 2-32 |
| 表 2-2.2 | 既設火力発電所及び水力発電所.....      | 2-36 |
| 表 2-2.3 | EKEDC の業務組織と従業員数の内訳..... | 2-39 |
| 表 2-4.1 | 電力セクターにおける各部門の主な問題.....  | 2-44 |

### 第3章

|          |  |      |
|----------|--|------|
| 図 3-1.1  | ナイジェリアの系統構成.....   | 3-1  |
| 図 3-1.2  | 配電系統の構成.....   | 3-2  |
| 図 3-1.3  | 高圧支持物の標準装柱.....  | 3-3  |
| 図 3-1.4  | 変圧器設置柱の標準装柱.....   | 3-4  |
| 図 3-1.5  | 低圧系統の構成.....   | 3-5  |
| 図 3-1.6  | 顧客の受電点電圧の変動実態.....   | 3-9  |
| 図 3-3.1  | 配電会社の顧客数の推移.....   | 3-17 |
| 図 3-3.2  | 配電会社の受電電力量の推移.....   | 3-19 |
| 図 3-3.3  | 各配電会社の技術・商業ロスの推移.....                                      | 3-21 |
| 図 3-3.4  | 各配電会社の料金徴収ロスの推移.....                                       | 3-22 |
| 図 3-3.5  | 各配電会社の総合ロスの推移.....   | 3-22 |
| 図 3-3.6  | 各配電会社での顧客電力量計の設置率の推移.....                                  | 3-23 |
| 図 3-3.7  | 各配電会社の NBET への支払率の推移.....                                  | 3-24 |
| 図 3-3.8  | 各配電会社の MO への支払率の推移.....                                    | 3-25 |
| 図 3-3.9  | 苦情種別の苦情数の推移.....   | 3-26 |
| 図 3-3.10 | 各配電会社の 100 顧客当たりの苦情数の推移.....                               | 3-27 |
| 図 3-3.11 | 各配電会社での苦情の未解決率の推移.....                                     | 3-27 |
| 図 3-5.1  | DISREP の活動・成果・アウトカム・長期アウトカム.....                           | 3-41 |
| 表 3-1.1  | Abuja DisCo の設備概要.....                                     | 3-6  |
| 表 3-1.2  | Eko DisCo の設備概要.....                                       | 3-6  |
| 表 3-1.3  | Ikeja DisCo の設備概要.....                                     | 3-6  |
| 表 3-1.4  | 主要 DisCo の設備容量の協調.....                                     | 3-7  |
| 表 3-1.5  | PIP における各 DisCo の供給設備と電力需要 (2020 年現在).....                 | 3-8  |
| 表 3-1.6  | 配電系統の公称電圧と各電圧階級での許容電圧.....                                 | 3-8  |
| 表 3-1.7  | 停電の実態 (発生頻度・停電時間・発生間隔).....                                | 3-10 |
| 表 3-1.8  | PIP における信頼度指標の現状と目標 (顧客停電の年間報告回数).....                     | 3-10 |
| 表 3-1.9  | PIP における損失指標の現状と目標 (ATC&C Loss(%)と Technical Loss(%))..... | 3-11 |
| 表 3-2.1  | 各 DisCo における高圧配電線の事故発生件数の推移 (回/年).....                     | 3-13 |
| 表 3-2.2  | 主要 DisCo の高圧配電線 1 回線あたりの事故発生件数 (回/年/回線).....               | 3-13 |
| 表 3-2.3  | 8 時間以内に復旧した事故件数 (件/年).....                                 | 3-16 |
| 表 3-2.4  | 8 時間以内に事故復旧できた割合.....                                      | 3-16 |
| 表 3-3.1  | 各配電会社の顧客数の推移.....  | 3-18 |
| 表 3-3.2  | 各配電会社の顧客数の全配電会社の顧客数に占める割合.....                             | 3-18 |
| 表 3-3.3  | 各配電会社の受電電力量の推移.....  | 3-19 |

|          |  |      |
|----------|--|------|
| 表 3-3.4  | 各配電会社の受電量の全配電会社受電量の全体に占める割合 .....            | 3-19 |
| 表 3-3.5  | 各配電会社の単位面積当たりの顧客数・配電電力量 .....                | 3-20 |
| 表 3-3.6  | Abuja DisCo の損益計算書 .....                     | 3-28 |
| 表 3-3.7  | Abuja DisCo の貸借対照表 .....                     | 3-29 |
| 表 3-3.8  | Abuja DisCo のキャッシュフロー計算書 .....               | 3-30 |
| 表 3-3.9  | Eko DisCo の損益計算書 .....                       | 3-31 |
| 表 3-3.10 | Eko DisCo の貸借対照表 .....                       | 3-32 |
| 表 3-3.11 | Eko DisCo のキャッシュフロー計算書 .....                 | 3-33 |
| 表 3-3.12 | Port Harcourt DisCo の損益計算書 .....             | 3-34 |
| 表 3-3.13 | Port Harcourt DisCo の貸借対照表 .....             | 3-35 |
| 表 3-3.14 | Port Harcourt DisCo のキャッシュフロー計算書 .....       | 3-36 |
| 表 3-5.1  | 他ドナーによる電力セクター配電分野への支援状況<br>概要プロジェクト一覧表 ..... | 3-40 |

#### 第4章

|         |  |      |
|---------|--|------|
| 図 4-1.1 | NAPTIN の本社と研修所の配置 .....  | 4-1  |
| 図 4-1.2 | NAPTIN の組織構成 .....   | 4-2  |
| 図 4-1.3 | 2015年に建設された NAPTIN の本社建屋 .....                                   | 4-2  |
| 図 4-1.4 | NAPTIN の研修所 (Akangba と Lagos) の研修室 .....                         | 4-3  |
| 図 4-1.5 | 模擬変電所 (Kainji) .....   | 4-3  |
| 表 4-1.1 | 本社・各研修所の研修室の規模 .....   | 4-3  |
| 表 4-1.2 | 各研修所の配電セクターに関連する主な研修設備 .....                                     | 4-3  |
| 表 4-2.1 | 2020年 NAPTIN の研修コース (配電分野) .....                                 | 4-4  |
| 表 4-2.2 | 配電分野の研修コースと参加人数 (2009年~2019年) .....                              | 4-4  |
| 表 4-2.3 | 参加者が多数の研修コース .....   | 4-5  |
| 表 4-3.1 | DisCo のニーズ調査に基づき追加された研修コース .....                                 | 4-7  |
| 表 4-3.2 | DisCo 業務に関連した技術分野 .....  | 4-8  |
| 表 4-3.3 | ノン・テクニカル研修の構成 .....  | 4-12 |
| 表 4-3.4 | 料金徴収に係る研修コースへの参加者数 .....   | 4-13 |
| 表 4-3.5 | Revenue Generation & Protection for Utility Company コースの概要 ..... | 4-13 |
| 表 4-3.6 | 顧客サービスに係る研修コースへの参加者数 .....                                       | 4-14 |
| 表 4-3.7 | Customer Relationship Excellence コースの概要 .....                    | 4-14 |
| 表 4-4.1 | AFD のプロジェクトにおける研修コース開発数、<br>施設・設備整備数の 配電・送電・発電部門への割合 .....       | 4-15 |
| 表 4-4.2 | AFD プロジェクトの内容、費用、財源 .....  | 4-16 |

#### 第5章

|         |                     |     |
|---------|---------------------|-----|
| 図 5-1.1 | 地域事務所の業務組織 .....    | 5-1 |
| 図 5-1.2 | エリア事務所の業務組織 .....   | 5-2 |
| 図 5-1.3 | サービスセンターの業務組織 ..... | 5-3 |

|          |                             |      |
|----------|-----------------------------|------|
| 図 5-2.1  | 事故復旧および設備保全業務の担当組織          | 5-5  |
| 図 5-2.2  | フィーダーごとの事故情報表示（中央給電指令所）     | 5-6  |
| 図 5-2.3  | 事故情報の集計結果（中央給電指令所）          | 5-7  |
| 図 5-2.4  | 事故原因の分類項目の例（中央給電指令所）        | 5-7  |
| 図 5-3.1  | 33kV リクローザ                  | 5-12 |
| 図 5-3.2  | リクローザと TCN 変電所位置図           | 5-12 |
| 図 5-4.1  | 低圧配電設備の事故復旧手順               | 5-13 |
| 図 5-4.2  | 11kV 配電設備の事故復旧手順            | 5-14 |
| 図 5-4.3  | FCI 設置フィーダーと TCN 変電所の位置図    | 5-14 |
| 図 5-4.4  | FCI 取り付け柱                   | 5-15 |
| 図 5-4.5  | FCI 取り付け状態                  | 5-15 |
| 図 5-4.6  | 中央装置（サーバ）の設置鉄塔              | 5-16 |
| 図 5-4.7  | 常時の系統運用手順                   | 5-17 |
| 図 5-4.8  | 中央給電指令所のリアルタイム受電表示          | 5-17 |
| 図 5-4.9  | MYTO による負荷電力割り当ての実績         | 5-18 |
| 図 5-4.10 | 11kV フィーダーの負荷電流記録           | 5-18 |
| 図 5-4.11 | 事故設備復旧現場の状況                 | 5-19 |
| 図 5-4.12 | 設備の破損状況（右側は 33kV 線路）        | 5-19 |
| 図 5-4.13 | 短絡接地器具の取り付け                 | 5-19 |
| 図 5-4.14 | 破損アームの撤去                    | 5-20 |
| 図 5-4.15 | FRP 製アームに取替                 | 5-20 |
| 図 5-5.1  | 事故原因の分類項目（AEDC の事故情報入力システム） | 5-22 |
| 図 5-5.2  | 強度不足で折損した電柱                 | 5-23 |
| 図 5-6.1  | 地上設置変圧器柱                    | 5-25 |
| 図 5-6.2  | 柱上設置変圧器                     | 5-25 |
| 図 5-6.3  | 直線線路の標準装柱                   | 5-26 |
| 図 5-6.4  | ジャンパ接続部                     | 5-26 |
| 図 5-6.5  | 角形電柱                        | 5-26 |
| 図 5-6.6  | 送電線仕様の 33kV 線路              | 5-26 |
| 図 5-6.7  | 新しいタイプ（装柱）の低圧電柱             | 5-27 |
| 図 5-6.8  | 傾斜電柱                        | 5-28 |
| 図 5-6.9  | 電線の大きな緩み                    | 5-28 |
| 図 5-6.10 | アングルによる電柱の嵩上げ               | 5-28 |
| 図 5-6.11 | 継柱アングルの折損                   | 5-28 |
| 図 5-6.12 | アームの曲がり・がいし外れ               | 5-29 |
| 図 5-6.13 | 11kV 電線の断線修理                | 5-29 |
| 図 5-6.14 | アームの傾斜                      | 5-29 |
| 図 5-6.15 | 標準外の装柱（タイストラップ）             | 5-29 |
| 図 5-6.16 | 電線の緩みとがいし傾斜                 | 5-30 |
| 図 5-6.17 | 変圧器柱（アレスタ接続なし）              | 5-31 |

|           |  |      |
|-----------|--|------|
| 図 5-6.1.8 | 導線で直結された 33kV 変圧器.....                                   | 5-31 |
| 図 5-6.1.9 | 11kV 電柱の 33kV 線路側への傾斜.....                               | 5-31 |
| 図 5-6.2.0 | 33kV 電柱の傾斜.....  | 5-31 |
| 図 5-6.2.1 | 現場廃棄された リングメインユニット.....                                  | 5-32 |
| 図 5-6.2.2 | 現場廃棄された 11kV ケーブル.....                                   | 5-32 |
| 図 5-8.1   | 建設予定の変電所イメージ.....  | 5-38 |
| 図 5-9.1   | AEDC が導入している InCMS のモジュール構成.....                         | 5-47 |
| 表 5-1.1   | 各事務所の設置概要と役割分担.....                                      | 5-1  |
| 表 5-1.2   | 各技術セクションの役割.....   | 5-2  |
| 表 5-1.3   | 各技術セクションの役割.....   | 5-3  |
| 表 5-1.4   | 各技術セクションの役割.....   | 5-3  |
| 表 5-2.1   | 業務フローに沿った業務の担当者.....                                     | 5-4  |
| 表 5-3.1   | オートリクローザの仕様.....   | 5-12 |
| 表 5-7.1   | AEDC が登録している研修コース (ANED が認定).....                        | 5-34 |
| 表 5-8.1   | ELECTRICAL FITTER 向け研修コースの概要.....                        | 5-39 |
| 表 5-8.2   | PROTECTION CONTROL & METERING (P C & M)向け研修コースの概要.....   | 5-39 |
| 表 5-8.3   | LINES WORKERS 向け研修コースの概要.....                            | 5-40 |
| 表 5-8.4   | CABLES JOINTERS 向け研修コースの概要.....                          | 5-42 |
| 表 5-8.5   | DISTRIBUTION SERVICE OFFICER 向け研修コースの概要.....             | 5-42 |
| 表 5-10.1  | NAPTIN の Metering and Revenue Protection Course の概要..... | 5-50 |

## 第6章

|         |                                   |     |
|---------|-----------------------------------|-----|
| 図 6-2.1 | 技術支援実施スキーム.....                   | 6-5 |
| 図 6-2.2 | 区分開閉器を適用したシステム構成例.....            | 6-6 |
| 表 6-1.1 | 配電部門における課題と問題点.....               | 6-1 |
| 表 6-1.2 | 経営基盤改善の課題に対処するための技術協力テーマと活動案..... | 6-2 |
| 表 6-2.1 | 改善効果が期待できる課題と評価指標.....            | 6-5 |
| 表 6-2.2 | 事故復旧時間の短縮に対する具体的な活動内容.....        | 6-6 |
| 表 6-2.3 | 予防保全を実現するための作業方法の改善策.....         | 6-7 |

## 略 語 集

|                    |  |               |
|--------------------|--|---------------|
| AEDC               | Abuja Electricity Distribution Plc.                            | アブジャ配電会社      |
| AFD                | <i>Agence Française de Développement</i>                       | フランス開発庁       |
| AfDB               | African Development Bank                                       | アフリカ開発銀行      |
| AMI                | Advanced Metering Infrastructure                               | 高度計測インフラ      |
| AMR                | Automated Meter Reading  | 自動検針          |
| ANED               | Association of Nigerian Electricity Distributors               | ナイジェリア配電事業者協会 |
| ATC&C<br>Loss      | Aggregated Technical and Commercial Loss                       | システムロス        |
| BPE                | Bureau of Public Enterprises                                   | 公営企業局         |
| DisCo              | Distribution Company   | 配電会社          |
| DISREP             | Nigeria Distribution Sector Recovery Program                   | 配電分野回復プログラム   |
| DMC                | Distribution Metering Code                                     | 配電メータ設置・運用規則  |
| DSO                | Distribution substation operator                               | 配電用変電所運用者     |
| EKEDC              | Eko Electricity Distribution Plc.                              | エコ配電会社        |
| EPSRA              | Electric Power Sector Reform Act                               | 電力セクター改革法     |
| ERGP               | Economic Recovery and Growth Plan 2017-2020                    | 国家経済回復・成長計画   |
| EU                 | European Union   | 欧州連合          |
| FCI                | Fault Current Indicator  | 事故電流表示器       |
| FCT                | Federal Capital Territory                                      | 連邦首都区         |
| FMF                | Federal Ministry of Finance                                    | ナイジェリア連邦財務省   |
| FMP                | Federal Ministry of Power                                      | ナイジェリア連邦電力省   |
| GenCo              | Power Generation Company                                       | 発電会社          |
| GIZ                | <i>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i> | ドイツ国際協力公社     |
| IKEDC              | Ikeja Electric Plc.  | イケジャ配電会社      |
| IPP                | Independent Power Producer                                     | 独立発電事業者       |
| LMMA               | Local Meter Manufacturer/Assembler                             | 国内メータ製造・組立業者  |
| MAP<br>Regulations | Meter Asset Provider Regulations                               | 電力量計供給者規制     |
| MPA                | Meter Procurement Agreement                                    | メータ調達契約       |
| MSA                | Metering Service Agreement                                     | メータ設置サービス契約   |
| MSC                | Meter Service Charge   | メータサービス料金     |
| MYTO               | Multi Year Tariff Order  | 複数年電気料金規程     |
| NAPTIN             | National Power Training Institute of Nigeria                   | ナイジェリア国家電力研修所 |
| NBET               | Nigerian Bulk Electricity Trading Plc.                         | ナイジェリア電力取引所   |
| NEPA               | National Electric Power Authority                              | ナイジェリア電力公社    |
| NERC               | Nigerian Electricity Regulatory Commission                     | ナイジェリア電力規制委員会 |

|           |   |                 |
|-----------|---|-----------------|
| NESI      | Nigerian Electricity Supply Industry        | ナイジェリア電力供給産業    |
| NGC       | Nigerian Gas Company                        | ナイジェリアガス公社      |
| NMMP      | National Mass Metering Programme            | 国家メータ普及拡大プログラム  |
| PHCN      | Power Holding Company of Nigeria            | ナイジェリア電力持株会社    |
| PHED      | Port Harcourt Electricity Distribution Plc. | ポートハーコート配電会社    |
| PIP       | Performance Improvement Plan                | 業務改善計画          |
| PPA       | Power Purchase Agreement                    | 電力購入契約          |
| PSRO      | Nigeria Power Sector Recovery Operation     | 電力セクター回復オペレーション |
| PSRP      | Power Sector Recovery Programme 2017-2021   | 電力セクター回復プログラム   |
| SAIDI     | System Average Interruption Duration Index  | 平均停電継続時間指標      |
| SAIFI     | System Average Interruption Frequency Index | 平均停電回数指標        |
| TCN       | Transmission Company of Nigeria             | ナイジェリア送電公社      |
| TEM Stage | Transitional Electricity Market Stage       | 電力市場移行期間        |
| WB        | World Bank                                  | 世界銀行            |

# 第1章 調査の概要

# 第 1 章 調査の概要

## 1-1 調査の背景

アフリカ最多の人口 1 億 9,587 万人〔2018 年、世界銀行（WB<sup>1</sup>）〕を擁するナイジェリアは、2018 年に名目 GDP で南アフリカを抑え、アフリカ第一位の経済大国となった。また、今後も経済成長が継続すると考えられており、2017 年-2020 年の実質 GDP 成長率は平均 4.62%〔国家経済回復・成長計画（ERGP<sup>2</sup>）〕と予測されている<sup>3</sup>。このような経済成長に伴いナイジェリアでは、潜在的な電力需要も増加しているが、慢性的に電力供給力が不足していることから都市部、地方部ともに計画停電が頻繁に発生し、このような劣悪な電力事情は経済成長の阻害要因の一つとされている。

慢性的な電力供給力不足を解消するため、ナイジェリア政府が策定した ERGP では電力セクターの強化を最重要課題と位置づけ、2020 年までに発電可能出力を 10GW<sup>4</sup>に増強することを目標としている。しかしながら、電力セクターで需要家から料金を徴収すべき配電会社が電気料金を十分に回収できていない<sup>5</sup>。このような状況を打開するため、ナイジェリア政府は、電力セクター回復プログラム（PSRP<sup>6</sup>）を 2017 年に策定し、電力インフラの課題、整備計画などを定めている。この PSRP では、配電部門の機能向上や電力ロスの低減を電力セクターの最重要課題の一つとして位置づけ、配電会社（DisCo<sup>7</sup>）の業務改善計画<sup>8</sup>が示されている。

以上のようにナイジェリアの配電機能は早急な改善が求められるが、DisCo は既に民営化されており、ドナーが配電会社を直接支援することは難しい。そのため、ナイジェリア政府にとっては、電力セクターの技術研修を提供しているナイジェリア国家電力研修所（NAPTIN<sup>9</sup>）の機能強化や、民営化された配電会社に対して実施可能な資金協力のスキームを通じて、ナイジェリアの配電機能を改善することが喫緊の課題である。

## 1-2 調査の概要

### 1-2-1 調査の目的

本調査は、DisCo の事業収益性を向上させることを目的とし、配電ロス率の改善に資する設備面及び人材／能力開発面における JICA の支援策について検討を行うものである。

図 1-2.1 にナイジェリアの電力セクターでの本調査の位置づけを示す。調査の目的を達成

<sup>1</sup> World Bank: World Development Indicators (March 18, 2020)

<sup>2</sup> Economic Recovery and Growth Plan 2017-2020

<sup>3</sup> 2021 年 10 月更新の IMF World Economic Outlook Database において、IMF の推計では 2017-2021 年の平均 GDP 成長率は 1.2%/年となっている。コロナの影響、原油価格の低迷により経済成長は鈍化している。

<sup>4</sup> Nigerian System Operator によると 2021 年時点の発電設備容量は 13,014MW、発電可能容量は 2020 年時点で 7,652.60MW（7.7GW）とされている。

<sup>5</sup> 電力セクター全体の資金の流れが滞り、電力事業全体の運営に支障をきたしている。

<sup>6</sup> Power Sector Recovery Programme 2017-2021

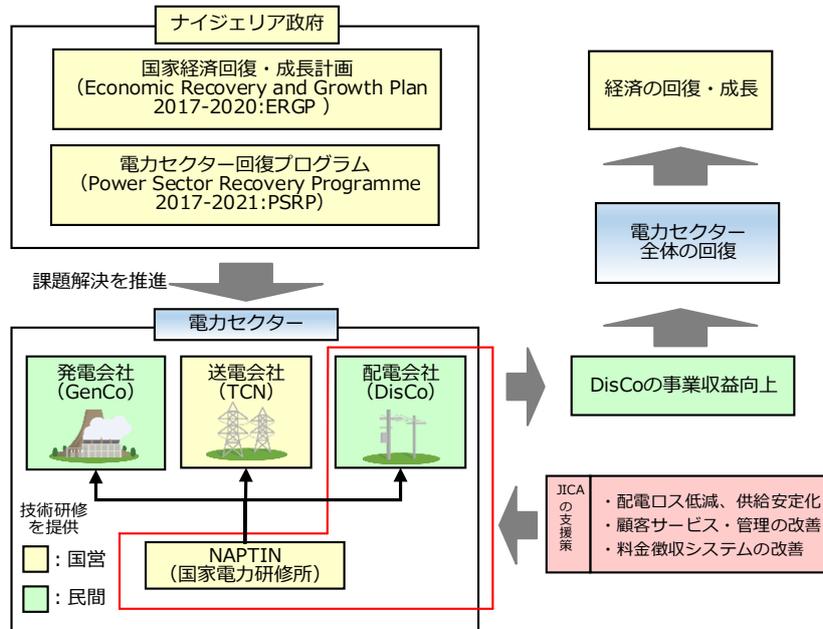
<sup>7</sup> Distribution Company

<sup>8</sup> Performance Improvement Plan

<sup>9</sup> National Power Training Institute of Nigeria

するために下記項目を実施することとする。

- ✓ NAPTIN 及びナイジェリア配電部門を中心とした電力セクター開発にかかる情報の収集
- ✓ 関係機関との協議に基づく直面する課題の明確化
- ✓ DisCo の機能改善に資する、NAPTIN の機能の改善策立案
- ✓ 他ドナーの援助資源も考慮した経済性・事業採算性の高い支援策の提言



出典：調査団作成

図 1-2.1 ナイジェリアの電力セクターでの本調査の位置づけ

### 1-2-2 調査対象地

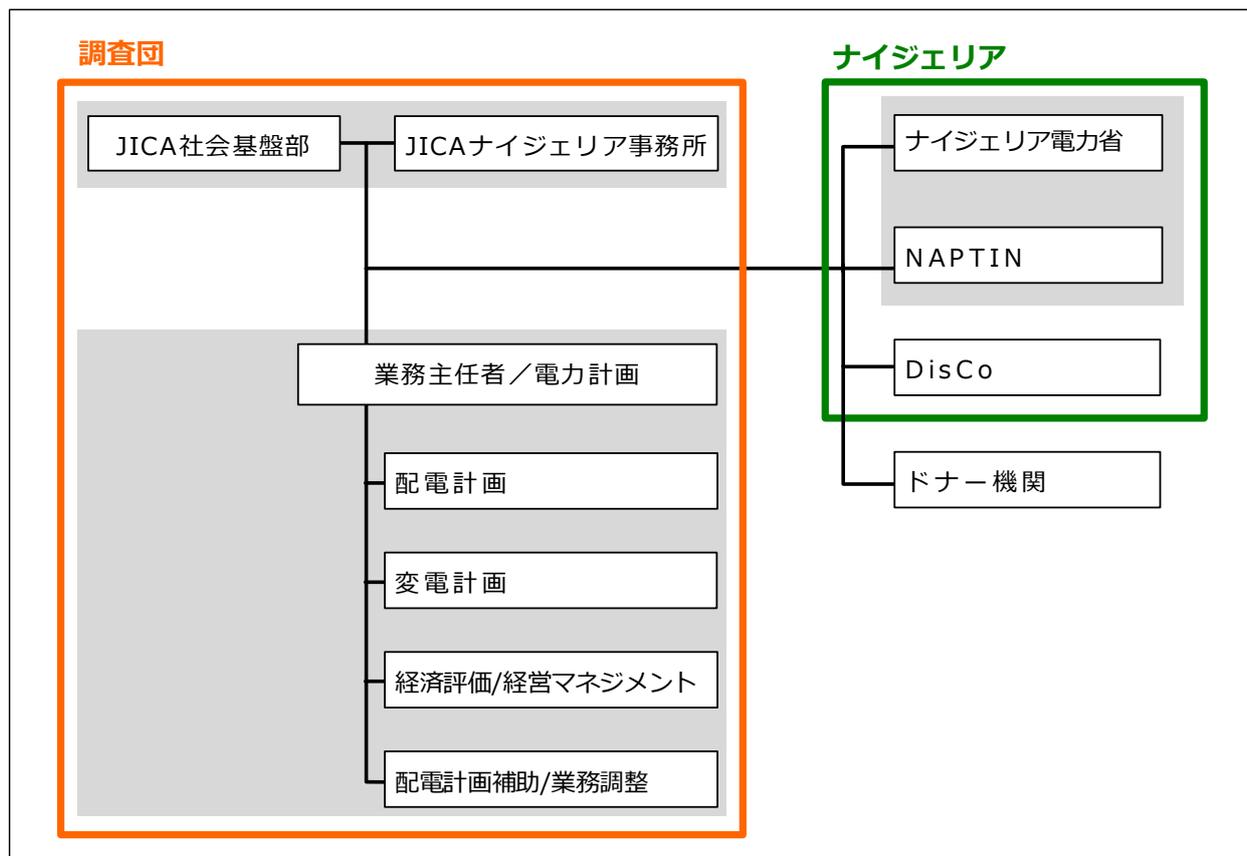
アブジャ連邦首都区(以下、「FCT」という)及びラゴス州を主な調査対象地域として想定する。FCT には NAPTIN の本部が、ラゴス州には研修センターが 2 か所あり、これらに対応する地域には、DisCo 各社 (Abuja Electricity Distribution Company : AEDC、Ikeja Electricity Distribution Company : IKEDC、Eko Electricity Distribution Company : EKEDC) が存在する。

また、NAPTIN の研修センターは全国各地 (リバーズ、エヌグ、ナイジャー、プラトー、カドゥナ、カノ に各 1 か所) にも存在する。これら各研修センター及び対応する配電会社により、機能やレベルの差があると想定されるため、各地域の研修センターについても、関係者へのヒアリング、関連報告書等による分析を行う。

### 1-3 調査の実施体制と調査工程

#### 1-3-1 調査の実施体制

本調査の実施体制を図 1-3.1 に示す。



出典：調査団作成

図 1-3.1 調査の実施体制図

### 1-3-2 調査工程

調査は表 1-3.1 のとおり 3 段階に分かれ、第一次国内作業、ナイジェリアでの第一次現地作業（インテリムレポートの説明）、国内整理作業により構成される。

表 1-3.1 調査日程

| 項目                             | 年月 | 2020 |      |      |      |      | 2021 |      |      |      |      |      |
|--------------------------------|----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                |    | Apr. | May. | Jun. | Jul. | Aug. | ...  | Jul. | Aug. | Sep. | Oct. | Nov. |
| 第一次国内作業<br>(インテリムレポートの作成)      |    | ■    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 第一次現地作業                        |    |      |      |      |      |      |      |      | ■    |      |      |      |
| 国内整理作業<br>(ファイナルレポートの JICA 提出) |    |      |      |      |      |      |      |      |      |      | ▼    |      |

備考： □ 国内作業 ■ 現地作業 ▼ 報告書 JICA 提出

出典：調査団作成

## 第2章 電力セクターの現況と課題

## 第2章 電力セクターの現況と課題

### 2-1 電力政策

#### 2-1-1 電力セクター改革法 (EPSRA)

電力セクター改革法 (Electric Power Sector Reform Act : EPSRA) (2005 年第 6 号) は電力セクターの改革に関する基本法である。表 2-1.1 に示すように 13 のパートから成っている。同法により規定されている項目を表 2-1.1 に列記する。

表 2-1.1 電力セクター改革法の構成と各パートの規定概要

| パート   | 規定概要   |
|-------|--|
| 第 1 部 | <p>～初期持株会社及び引継会社の設立並びに NEPA の資産及び負債の移転～</p> <p>ナイジェリア電力公社 (National Electric Power Authority : NEPA) の資産・負債・従業員等を引き継ぐ、初期持株会社 (Power Holding Company of Nigeria : PHCN) 及び引継会社 (Successor Companies) の設立、資産・負債・従業員等の NEPA から PHCN 及び PHCN から引継会社への移転手順、引継会社の民営化手順等について規定している。</p>   |
| 第 2 部 | <p>～競争電力市場の設立～</p> <p>電力セクターの民営化前、及び民営化後の競争の仕組み、発電、送電、配電、電力取引等の各事業者の権限と役割、競争移行段階の電気料金の決定方法等について規定している。主な内容は以下の通り。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 電力市場の仕組み (民営化前後の電力取引市場 (図 2-1.1 参照))</li> <li>● 市場規則 (Market Rules) の提案・承認・適用方法</li> <li>● 市場規則の内容 (システムオペレーターによる National Grid の運用、支払精算、システムオペレーターによる指令)</li> <li>● 市場規則の施行・改正 (NERC による承認)・紛争解決の方法</li> <li>● 罰則</li> <li>● 市場の監視</li> <li>● Eligible Customer (発電事業者から直接電力を購入することが許可された事業者) に関する担当大臣の指示</li> <li>● 移行段階の電力料金の決定方法</li> </ul> <div style="text-align: center;"> <p>Pre-privatization Stage</p> <p>Legend: —▶ Selling of electricity power and ancillary services    - - -▶ Selling of ancillary services</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Post Privatization Stage</p> <p>Legend: —▶ Selling of electricity power    - - -▶ Selling of ancillary services</p> </div> <p>注 1 : 現在の電力市場は民営化前段階、注 2 : Ancillary Service (電力システムの需給バランスと適正周波数の維持を確保するための瞬時の出力調整)</p> <p>出典 : 調査団作成</p> |

図 2-1.1 民営化前後の電力市場の構造

| パート | 規定概要  |
|-----|---|
| 第3部 | <p><b>～ナイジェリア電力規制委員会（NERC）の設立～</b><br/>           ナイジェリア電力規制委員会（Nigerian Electricity Regulatory Commission : NERC）の設立、目的、機能・権限・構成、運営資金、会計、Commissioner・議長の選出等について規定している。</p>  |
| 第4部 | <p><b>～ライセンスと電気料金～</b><br/>           電力事業（発電・送電・システムオペレーション・配電・電力取引）におけるライセンスの必要性、NERCによるライセンスの発行、NERCによるライセンスの規制（申請、期間・条件、更新、変更、取消、執行命令）、電気料金の設定及び改正手順について規定している。</p>   |
| 第5部 | <p><b>～土地収用と通行地役権～</b><br/>           電力事業者（発電・送電・配電）の土地収用（収用手順）と通行地役権（Access Rights）について規定している。</p>  |
| 第6部 | <p><b>～消費者保護（Customer Protection）、ライセンス事業者の顧客サービス基準～</b><br/>           ライセンスを受けた事業者が満足すべき消費者保護の基準、顧客サービスの基準について規定している。具体的には、以下の通り。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 苦情取扱基準・手順</li> <li>● 特殊ニーズ（障害者等）への対応規則</li> <li>● 電力料金支払困難者への対応手順・方法に関する規則</li> <li>● 電力受給申請に関する規則</li> <li>● 電力料金不払者/契約違反者の切断に関する規則</li> <li>● 消費者に伝えるべき情報とその伝達手段に関する規則の制定と公示</li> <li>● 電力事業者の事業実施基準（NERCによる電力供給サービス業務全般に亘る規則）</li> <li>● 消費者の効率的な電力使用に関する規則</li> <li>● その他 NERCが必要と考える業務実施基準・規則・マニュアルの制定</li> </ul>   |
| 第7部 | <p><b>～競争と市場支配～</b><br/>           電力市場における競争の促進と市場支配の防止、NERCによる市場監視に係る権限の行使、市場支配力の乱用が発生した場合の指示と罰金等について規定している。</p>  |
| 第8部 | <p><b>～電力消費者支援基金（Power Consumer Assistance Fund）～</b><br/>           社会的に弱い立場の電力消費者を支援するための基金の設立、運用方法について規定している。具体的には、以下の通り。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● NERCによる基金の設立・運用</li> <li>● 基金設立の目的（弱者救済）</li> <li>● 基金の構成（消費者の拠出、連邦政府からの補助金）</li> <li>● 消費者からの拠出額の NERCによる決定</li> <li>● 消費者からの拠出の方法</li> <li>● 基金からの補助金の DisCo への支払い</li> </ul>   |
| 第9部 | <p><b>～地方電化～</b><br/>           地方電化庁の設立、地方電化基金の運用、基金への資金の拠出、基金からの資金の配分に関する基準等について規定している。主な内容は以下の通り。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 地方電化庁（REA: Rural Electrification Agency）の設立・構成/構造</li> <li>● REAの会計監査結果の担当大臣への報告</li> <li>● 担当大臣による地方電化政策・計画の策定と大統領への提出</li> <li>● 担当大臣による地方電化政策・計画（メイングリッドの拡張、独立・ミニグリッドシステムの展開、再生可能エネルギー開発）の四半期毎の大統領への進捗報告と定期的な評価</li> <li>● 地方電化基金（REF: Rural Electrification Fund）の資金源の構成（NERCの運営基金の余剰金、NERCが徴収した罰金、国際・国内機関による贈与、電力事業許可取得者・Eligible Customerによる拠出、REF運用金利・収益、国会により割り当てられた資金、電力事業許可取得者の売り上げの定率額（NERCが決定））</li> <li>● REFの目的（地方電化の推進・支援・参入促進、電気への公正なアクセスの実現、地方電化の社会経済便益の最大化、グリッドの拡張とオフグリッド電化の促進、地方電化におけるイノベーションの促進（単なる消費に対する補助金にしない））</li> <li>● REAによる客観的・透明な REFの地理的分配基準の制定（財務支援の必要性、これまでの REFからの支援による成果、地方のマッチングファンドの存在を考慮）</li> <li>● 公開された・競争のある・透明な REF支援活動の選定基準の制定（一定期間での技術的・経済的・財務的な妥当性、地域コミュニティの優先事項を考慮した地域開発への支援、地元住民と投資家のコミットメントを考慮）</li> <li>● REFによる支援活動の選定・支援額決定基準（REFの資金残額、支援活動による一接続当たりの費</li> </ul> |

| パート    | 規定概要   |
|--------|--|
|        | 用、料金レベル・サービス品質などその他の REA が定めるその他の客観的な基準))  |
| 第 10 部 | <p>～違反～</p> <p>EPSRA で求められる申告に対して、虚偽または十分な根拠に基づかない情報を提供すること、情報の提供を拒否すること、あるいは同法に違反することに対する罰則、罰金等について規定している。主な違反条項は以下の通り。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 故意の虚偽申告</li> <li>● 求められた方法・期間での回答あるいは情報提供を行わない、または拒絶すること、虚偽もしくは不完全な返答あるいは情報提供を行うこと</li> <li>● 検査官・警察官に与えられた権限・職務の執行を遅滞させるもしくは妨害すること</li> <li>● 正当な理由なしに検査官・警察官への情報提供を行わないもしくは拒絶すること</li> </ul>   |
| 第 11 部 | <p>～総則～</p> <p>NERC による検査官の任命及び検査、EPSRA に基づく規制の制定、検査で入手した情報の非公開と私的利用の禁止等について規定している。主な内容は以下の通り。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● NERC による検査（検査官の任命、検査官の義務、電力事業許可取得者もしくは法律・規則違反を犯したと疑える正当な理由のある者の建物への検査官・警察官の立ち入り許可、電力事業許可取得者の記録簿、会計簿・文書及び派出所・設備・機器・建物の検査許可、司法権を持つ行政官の発行する捜査令状に基づく検査、捜査令状に基づく文書・物品の差し押さえ）</li> <li>● NERC による法律に基づく規則の制定（NERC による監督事項・監督方法、電力事業許可取得者の権限・義務、電力事業許可取得者の履行事続き・情報/文書の提出、電力事業許可取得の変更・取消、電力事業実施基準の決定、電力事業許可取得者からの情報提供の内容・方法、電気料金の課金方法、電力事業許可取得者・Eligible Customer・消費者の支払う料金・課金、電力事業許可取得者の投資・資産、顧客関連事項（苦情取扱手順、料金支払困難者に関する処置、接続・切断の手続き等）、電力事業許可取得者の資金調達政策策定・改訂とその承認、地方電化事業・投資の規制、電力事業許可取得者の合併・買収・吸収に関する対応の手順、市場支配に関する監視・軽減・措置の手順、電力事業許可取得者・消費者の法律・規則違反時の罰金・罰則他）、NERC の制定する規則違反時の罰則、NERC の制定する規則の公示</li> <li>● 検査官・警察官・コミッショナー・NERC の職員が業務遂行上知り得た機密情報（個人の財務状況、商業上の秘密など）もしくはその他の者が検査官・警察官・コミッショナー・NERC の職員から間接的に知り得た情報の私的利用あるいは公開の禁止（例外—法的手続きを目的とする場合、法律の執行のために必要な場合）</li> <li>● 検査官・警察官・コミッショナー・NERC の職員が業務遂行上知り得た情報の私的利用の禁止</li> </ul> |
| 第 12 部 | <p>～附則・移行規定～</p> <p>初期移行日（initial transfer date）以前に発行された規制、通達、ライセンス、許可、電気料金、税等の有効性等について規定している。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 本法に基づく NERC の規則・条例・通告が発効するまでの電力法・国家電力庁法に基づく規則・条例・通達の有効性の継続</li> <li>● 電力法・国家電力庁法に基づく許可・証明・権限の有効期限までの有効性の継続</li> <li>● 有効な料金・価格・課金の新たな料金・価格・課金は設定されるまでの有効性の継続</li> <li>● 電力法・国家電力庁法に基づく土地・水利権の所有権・占有権の継続</li> <li>● 公共料金委員会（Utility Charges Commission）法に基づく規定の廃止</li> <li>● 電力法・国家電力庁法の廃止</li> </ul>   |
| 第 13 部 | ～解釈（語句の定義、本法の名称）～  |

出典：EPSRA

先進国の電力セクター改革の目的が、規制緩和と競争導入による効率向上であるのに対して、開発途上国では政府の財政負担軽減が主な目的とされている。ナイジェリアにおける電力セクター改革の目的は、民営化による効率改善と政府の財政負担軽減であった。開発途上国では、伸び続ける電力需要に対応するため、大規模な設備投資が必要である。また、電力事業者の財務体質が脆弱であり、信用リスクの問題がある。更に、電力事業者が適正な利益を得て事業を継続できる水準の電気料金が設定される必要がある。ナイジェリアの電力セクター改革法及び関連規則に

においては、設備投資のリスク<sup>1</sup>、電力事業者の信用リスクを軽減できる枠組みが存在しないこと、電気料金適正化の枠組みが法制化されていても計画通りに進捗していないこと、民間発電事業者に対して燃料の安定供給が保証されていないこと、が課題である。

## 2-1-2 電力セクター回復プログラム (PSRP)

PSRP は、政策、規制、運営、ガバナンスに関する一連の行動計画から成るプログラムで、2017年から2021年までの5ヶ年間で、電力セクターの財務体質を回復し、セクターの透明性と電力供給サービスの品質を改善し、消費者の苦情・ロス・盗電といった問題を解決し、費用回収可能な電力料金への改訂と相まって、ナイジェリアの電力産業全体をリセットするために策定されたものである。

### (1) 背景

ナイジェリアの電力セクター改革は2001年の「国家電力政策」の策定に始まり、2005年のEPSRAの制定と続いた。ナイジェリアの電力セクター改革は以下の4段階で実施されている。2015年にナイジェリア電力規制委員会 (Nigerian Electricity Regulatory Commission : NERC) 指令により第2段階に移行したが、現在に至っても、費用回収の可能な電力料金が設定されておらず、DisCoによる料金徴収率が非常に低いことから、電力セクター全体に資金が十分に流れず、電力セクター回復に資するインフラが整備されないという状況に陥っている。こうした背景の下、連邦政府・NERCは電力セクターをリセットするために2017年にWBの支援を受けてPSRPを策定した。

**第1段階 (移行前段階) :** EPSRAにより、持ち株会社であるナイジェリア電力持株会社 (Power Holding Company of Nigeria : PHCN) が設立され、ナイジェリア電力公社 (National Electric Power Authority : NEPA) は18の引き継ぎ会社 (Successor Companies、すなわち、6つの発電会社 (GenCo<sup>2</sup>)、1つのナイジェリア送電公社 (Transmission Company of Nigeria-TCN) 及び11の配電会社 (DisCo) からなっている) に分割された。さらに2013年には全DisCoと5つのGenCoが民営化され (ただし、1社は政府が51%の株式を保有)、残りの1社は水力発電所 (Kainji、Juba 及び Shiroro) を有する会社で民間会社への営業権譲渡 (Concession) により運営されている。

**第2段階 (移行期市場段階) :** 電力卸売り事業者であるナイジェリア電力取引所 (Nigeria Bulk Electric Trading Plc. : NBET) が活動を開始し、契約に基づいて、GenCo 及び IPP (Independent Power Producer) から電力を購入し、DisCo 及び Eligible Customer<sup>3</sup>に販売している。2011年以降現在 (2021年9月) に至るまでナイジェリアの電力市場はこの段階に位置している。

<sup>1</sup> 2015年にAzura-Edo IPP (450MW、ガス火力) に対して世銀グループが提供した Partial Risk Guarantee は、ナイジェリアで初の電力セクターへの投資に対するリスク緩和措置である。ナイジェリア国連邦財務省は、Azura-Edo IPP と Put-Call Option Agreement を締結し、ナイジェリア政府側に契約不履行があれば、政府が発電資産を買い取ることでされている。

<sup>2</sup> Power Generation Company

<sup>3</sup> 配電事業者を通さずに、電力を発電事業者・NBETから購入する大口需要家

第3段階（中期的市場段階）：NBETが撤退し、GenCo・IPPとNBETとの契約は、GenCo・IPPとDisCo・Eligible Customerとの直接契約に取って代わられる。

第4段階（長期的市場段階）：この段階では一つの電力スポット市場が創設され、電力は売り手と買い手との間の契約に基づいて取引され、その市場において電力の需給バランスがとられる。

## （2） 目標

PSRPに掲げられる目標は以下の通りである。2021年は計画対象年次の最終年次にあたるが、未だ実施の進捗を報告するモニタリング報告書がされておらず、下記の目標がどの程度達成されているかは不明である。

- i) 電力セクターの財務的健全性の回復
- ii) 増加する需要に応える信頼性の高い電力供給
- iii) 電力セクターの組織制度改革と透明性の改善
- iv) 明快な政策の実施と電力セクターへの投資の推進・投資家の信頼回復
- v) 契約に基づく電力市場の形成

## （3） アプローチと行動計画

PSRPは表2-1.2に示されている4つのアプローチ（intervention）16の行動計画から成っている。

表 2-1.2 電力セクター回復プログラムで述べられるアプローチと行動計画

| アプローチ      | コンポーネント  |
|------------|--|
| 1.財政措置     | 1) 持続可能で適切な電気料金の体系の確立<br>2) 費用回収が可能な料金体系が確立されるまで（2017-2021）の赤字（37.7億米ドル）の資金支援計画の策定と実施<br>3) 過去（2015-2016）の低料金設定による累積赤字（13.8億米ドル）に対する補填<br>4) これまでの政府機関の料金未払金（0.85億米ドル）の支払いと将来の未払いの防止<br>5) WBからの資金援助 |
| 2.運営・技術改善  | 6) ベースライン発電・送電・配電量の（オングリッドで4,500MW）の確保（2021年まで）<br>7) 配電会社（DisCo）の運営改善<br>8) 発電のための天然ガスの適切な供給  |
| 3.ガバナンス改善  | 9) 電力セクターにおける適切なガバナンスの回復<br>10) セクターの透明性の向上<br>11) 契約の完遂<br>12) PSRPに関する明快なコミュニケーション<br>13) PSRP実施モニタリングチームの設立・モニタリング活動  |
| 4.政策の策定・実行 | 14) 民間セクターによる投資促進のための一時的財政政策<br>15) 電力へのアクセスの向上<br>16) 電力の経済的な調達   |

出典：電力セクター回復プログラム

上記「2.運営・技術改善 6) 配電会社（DisCo）の運営改善」については、以下に示す詳細な行動計画（action step）が述べられている。

- i) DisCoの顧客データベースの整備・更新と電力量計普及プログラムの開始についての

NERC による確認

- ii) DisCo の業務改善計画（Performance Improvement Plan : PIP）の NERC による見直し・承認
- iii) NERC による、DisCo の PIP 実施の進捗・業績指標（Performance Indicator）の改善に関するモニタリングと DisCo の投資計画遵守の確認
- iv) DisCo の投資家・経営陣を含む関係者との相談を通しての NERC による事業継続管理に関する規制の最終化
- v) MYTO での目標・基準に応じた公営企業局（Bureau of Public Enterprise : BPE）と各 DisCo との業務実施協定（Performance Agreement）の改訂と BPE による関係者の義務と協定不履行の際の結果の確認
- vi) BPE による業務実施協定についての NERC からの情報に基づくモニタリングと遵守状況の評価

### 2-1-3 電力開発計画

#### 2-1-3-1 連邦電力省が取り組む重点施策

連邦電力省の現大臣及び次官が電力セクターの重点施策として設定し、定期的にモニタリングを実施している 8 項目（表 2-1.3）のうち、電力開発計画に関連するものは表 2-1.4 に示す 3 項目である。発電については、現在進行中のプロジェクトの確実な完工により、最低 1,000MW/年の発電容量の増強を目指している。送配電については、Siemens Grid and Distribution Enhancement Project 及び TCN が実施する TREP（Transmission Rehabilitation and Expansion Program）により、系統容量の増強と損失低減を実現する計画となっている。

表 2-1.3 連邦電力省が取り組む重点施策

| No. | 重点施策  |
|-----|---|
| 1   | 電力の相対取引契約の実施促進  |
| 2   | Siemens Grid and Distribution Enhancement Project の実施   |
| 3   | 送配電系統の容量を 2023 年までに 11,000MW に増強する  |
| 4   | 実施中の発電プロジェクトを確実に完工させることにより、発電容量を最低で毎年 1,000MW 増強する  |
| 5   | Energizing Education Programme の完工（37 大学と 7 医大付属病院が対象）  |
| 6   | Energizing Economies Programme の完工（500,000 箇所の MSMEs（Micro, Small and Medium Enterprises）が対象） |
| 7   | 民間セクターとの協力による若者向け雇用創出   |
| 8   | 今後 10 年間に 100 万人のナイジェリア人を貧困から脱出させる（大統領の 12 の公約の一つ）  |

出典：Federal Ministry of Power (2020.2) “Ministerial Performance Report – Implementation of identified priorities and deliverables of Federal Ministry of Power”

表 2-1.4 電力開発計画に係る重点施策

| No. | 重点課題  | ベースライン | ターゲット及び手段   |
|-----|---|--------|---|
| 2   | Siemens Grid and Distribution Enhancement Project の実施 |        | フェーズ 1：2021 年までに系統容量を 7GW まで増強<br>フェーズ 2：2023 年までに系統容量を 11GW まで増強し、送配電損失を更に削減する。<br>フェーズ 3：2025 年までに系統容量を 25GW まで増強 |

| No. | 重点課題   | ベースライン  | ターゲット及び手段  |
|-----|--|---|--|
| 3   | 送配電システムの容量を 2023 年までに 11,000MW に増強する               | 2019 年 8 月時点<br>・送電容量：8,100MW<br>・配電容量：5,000MW  | 上記 2. Siemens Grid and Distribution Enhancement Project のフェーズ 1 及びフェーズ 2 及び 並びに TREP <sup>4</sup> により実現する。   |
| 4   | 実施中の発電プロジェクトを確実に完工させることにより、発電容量を最低で毎年 1,000MW 増強する | 2019 年ベースライン<br>・水力定格容量：1,936MW<br>・水力可能容量：1,225MW<br>・火力定格容量：11,154MW<br>・火力可能容量：4,202MW | 2020 年 12 月まで<br>(1) Zungeru(水力) 700MW<br>(2) Kaduna(火力) 215MW<br>(3) AfamⅢ Fast Power(火力)：240MW<br>(4) Kashimbilla(水力) 40MW<br>(5) Dadin Kowa(水力) 40MW<br>2021 年 12 月まで<br>(1) 14 の太陽光発電プロジェクト：1,050MW<br>(2) Jigawa Energy City：50MW<br>2023 年 12 月まで<br>(1) Mambilla(水力)：3,050MW<br>(2)NBET による PPA：4,100MW |

出典：Federal Ministry of Power (2020.2) “Ministerial Performance Report – Implementation of identified priorities and deliverables of Federal Ministry of Power”

## 2-1-3-2 Nigeria Electrification Roadmap

上述の Siemens Grid and Distribution Enhancement Project の実施に当たり Siemens 社は、電力セクターの課題を解決し電力供給能力を段階的に増強することを目的とした Nigeria Electrification Roadmap (NER、後に Presidential Power Initiative (PPI) に変更される) を策定し、ナイジェリア政府に提案、ナイジェリア政府と合意に至った。NER では、7GW、11GW、25GW と段階的に系統容量を拡張するために、以下のステップによるプロジェクトの実施を提案している。

表 2-1.5 Nigeria Electrification Roadmap における実施内容

| ステップ | Step 1   | Step 2   | Step 3   |
|------|--|--|--|
| 目標年次 | 2021 年   | 2023 年   | 2025 年   |
| 系統容量 | 7GW  | 11GW   | 25GW   |
| 実施内容 | 1) スマートメータによる配電会社の収入確保<br>2) Abuja、Yola、Eko、Ikeja Disco におけるパイロット送配電設備の増強による配電の強化<br>3) Abuja、Yola、Lagos (Alagbon 変電所、Eko Disco) 変電所の新設及び系統解析による電力潮流の増強<br>4) Abuja、Yola、Lagos、及び東部地域送電及び配電システムの自動化<br>5) TCN の SCADA の改良及びアップグレード<br>6) Disco 向け SCADA と次世代配電管理システム | 1) 発電設備のリハビリによる発電能力の増強<br>2) 配電系統に接続される電源の開発<br>Abuja 地域 (40MW)<br>Jos 地域(Dadin Kowa 40MW) | 1) ナイジェリア国家石油会社 (NNPC : Nigerian National Petroleum Corporation) による発電設備の建設<br>Abuja : 1,350MW<br>Kaduna : 900MW<br>Kano : 1,350MW<br>Lagos (Agura) 450MW<br>2) 25GW に到達するための発電設備の建設 (全国を対象とする)<br>3) フレアガスの発電向け活用<br>フレアガスの浄化及び収集<br>4) AKK パイプライン (Abuja、Kaduna、Kano) によるアブジャ及び北部地域の電化促進 |

出典：Siemens (2018.11) “Electrification Roadmap for Nigeria”

<sup>4</sup> Transmission Rehabilitation and Expansion Program (TREP) は TCN が策定した送電系統修復拡張計画であり、AfDB、WB、JICA、AFD 等からの支援が期待されている。  
[https://tcn.org.ng/repository/projectdocuments/Transmission%20Rehabilitation%20and%20Expansion%20Program%20\(TREP\).pdf](https://tcn.org.ng/repository/projectdocuments/Transmission%20Rehabilitation%20and%20Expansion%20Program%20(TREP).pdf)

上記の実施項目に加えて Siemens 社は、職業教育とトレーニングに関する提案も行っており、ラゴス州政府電力評議会との共同による Lagos Energy Academy の設立、ラゴス大学への電力自動化訓練設備の無償供与、連邦産業・貿易・投資省への Lekki 自由貿易ゾーンにおける職業訓練センターの設立等が提案に盛り込まれている。

Siemens 社は、2021 年 2 月末にナイジェリア政府と NER の予備設計業務に係る契約を締結した。同契約で実施される内容は、以下の通りである。

- エンジニアリングデザイン
- プロジェクトの仕様の最終化
- 送配電システムの試運転及び受取検査
- 送電系統開発調査
- 電力系統解析
- トレーニング

## 2-1-4 配電分野に係る規制

### (1) 配電規則 (Distribution Code)

#### 1) 背景・経緯

ナイジェリアの電力セクターは、EPSRA の制定 (2005 年) により発電・送電および配電部門に機能的な分離が行われた。この EPSRA に基づき配電会社 (DisCo) が設立され、DisCo は 230V から 33kV までの送電、配電を管轄し、需要家へ電力の売電とその管理を行うこととなった。

#### 2) 配電規則の構成

配電規則は、以下の 4 つの部分で構成されている。

- (a) 配電計画および接続コード：この部分では下記の事項を規定している。
  - 技術および設計の基準
  - 配電システムの計画および開発において DisCo が従うべき手順
  - DisCo に接続している (または接続しようとしている) 使用者が遵守すべき接続条件 (技術・設計および運用の基準を指定する)。
- (b) 配電運用コード：この部分では下記の事項を規定している。
  - 日常の運用手順
  - ナイジェリアの電力セクター向けの効果的で、よく調整された機能的な配電ネットワークの開発・運用・保守を管理するための原則
- (c) 建設および保守コード：配電システムの建設および保守のガイドラインを規定する。
- (d) データ登録コード：DisCo と使用者の間で交換されるデータのスケジュールとテンプレートを規定する。

### 3) 配電規則の適用

配電規則は、国内のすべての DisCo および配電ネットワークのユーザーに適用される。DisCo は配電規則の開発と実施に責任を負う。DisCo とユーザーは、このコードの規定を遵守しなければならない。また、ユーザーは、配電規則の実施のために必要となるすべての情報、ならびにアクセス・サービス・設備に関する妥当な権利を提供しなければならない。ここで、ユーザーとは下記を対象としている。

- (a) 直接接続された発電機
- (b) 直接接続された電力顧客
- (c) 配電ネットワークで相互接続された配電事業者
- (d) エネルギー小売業者またはマーケティング業者

### 4) 配電会社の役割

配電会社の役割は次のとおりである。

- (a) 配電規則や関連する工業規則に規定する技術的・安全性のパラメータに従って、ユーザーに接続点を提供するとともに電気エネルギーを供給する。
- (b) 送電会社およびシステムオペレーターに代わってアンシラリーサービス<sup>5</sup>を調達し、その調達コストを回収する。
- (c) ネットワークの緊急事態を処理し、安全かつ機能的な方法でネットワークを通常の状態に復旧する。
- (d) 需要予測を実施する。
- (e) ユーザーのネットワーク接続可否を確認し、許可する。
- (f) ネットワークへのすべての接続点で適切な計量を保証する。
- (g) 配電規則およびその他のネットワークの安全衛生規則の遵守を監視し、施行する。
- (h) 機器の安全を確保するとともに公衆・作業員の安全と健康を保障するために、ネットワークに関連するシステム試験を実施する手順を開発・監視、および実施する。
- (i) 配電ネットワークのユーザーから必要な情報を入手し、配電系統の開発を行う。
- (j) ネットワークに接続されたユーザーの機器/装置を試験および監視して、配電規則およびその他の関連する規制にユーザーが準拠していることを確認する。
- (k) 予定された活動や計画された活動、および事故、停電、ネットワークのアップグレードなどの予期しない事象に関して、ネットワークユーザー・接続者・規制当局へ報告する。
- (l) 送電網コードに準拠し、送電ネットワークの完全性を保護する。

#### (2) メータ設置・運用規則 (Metering Code)

メータ設置・運用規則 (Metering Code) は、i) 総則、ii) グリッドメータ設置・運用規則 (Grid Metering Code(GMC))、iii) 配電メータ設置・運用規則 (Distribution Metering Code(DMC))の 3

---

<sup>5</sup> アンシラリーサービス：電力の品質を維持するための、技術的、運用的なしくみ。たとえば、需給バランスの監視、系統運用、電圧・周波数の調整などがアンシラリーサービスにあたる。

部で構成されている。

### 1) 総則の構成

第1部の総則は表 2-1.6 に示すセクション／サブセクションから成っている。

表 2-1.6 メータ設置・運用規則第1部（総則）の構成

| セクション      | サブセクションタイトル   |
|------------|---|
| 1.背景       | 1.1 規則タイトル、1.2 電力セクターにおける新規の措置、1.3 メータ設置・運用規則の構成      |
| 2.解釈と定義    | 2.1 解釈、2.2 (用語) 定義                                    |
| 3.改正の手順と紛争 | 3.1 紛争、3.2 メータ設置・運用規則改正審議会、3.3 予期されない状況、3.4 不法性と一部の無効 |

出典：メータ設置・運用規則

### 2) グリッドメータ設置・運用規則の構成

第2部のグリッドメータ設置・運用規則（GMC）は表 2-1.7 に示すセクション／サブセクションから成っている。GMC は、i) マーケットオペレーター、ii) システムペレータ、iii) TSP（Transmission Service Provider）、iv) DisCo、v) 送電ネットワークに直接接続する発電事業者、vi) 送電ネットワークに直接接続する顧客、vii) 電力市場への参加が許可されている送電ネットワークに直接接続する Eligible Customer、viii) 電力取引業者を対象にしている。

表 2-1.7 メータ設置・運用規則第2部（グリッドメータ設置・運用規則）の構成

| セクション                | サブセクションタイトル   |
|----------------------|---|
| 1.目的と対象範囲            | 1.1 目的、1.2 対象範囲、1.3 損傷  |
| 2.メータ設置・運用の必要性       | 2.1 接続ポイントの種類、2.2 主メータ・チェックメータシステムの場所、<br>2.3 適用基準、2.4 メータ設置・運用システムの特性、2.5 メータ設置・運用の正確性 |
| 3.メータの所有権と（所有者の）付帯義務 | 3.1 所有権、3.2 適切な整備、3.3 メータ設置・運用情報の登録   |
| 4.証明、較正及び試験          | 4.1 証明、4.2 初期較正、4.3 供用試験、4.4 定期試験、4.5 その他の定期試験、<br>4.6 試験の失敗                            |
| 5 保証とデータへのアクセス       | 5.1 封印、5.2 計測データへのアクセス  |

出典：メータ設置・運用規則

### 3) 配電メータ設置・運用規則の構成

第3部の配電メータ設置・運用規則（DMC）は表 2-1.8 に示すセクション／サブセクションから成っている。DMC の対象は、i) 配電事業者、ii) 低圧ネットワークに接続する顧客、iii) 電力市場に参加していない中圧ネットワークに接続する顧客、iv) 電力市場に参加していない低圧ネットワークに接続する発電事業者である。

表 2-1.8 メータ設置・運用規則第3部（配電メータ設置・運用規則）の構成

| No. | セクション／サブセクションタイトル／規定事項  |
|-----|---|
| 1.  | 序   |
| 1.1 | 目的・範囲： <ul style="list-style-type: none"> <li>DMC の目的（配電事業者等がメータを設置・運用する際の技術的な基準の規定）</li> <li>DMC の適用対象（低圧・中圧に接続する顧客など）</li> <li>配電事業者の義務（メータの所有・設置・検証・計測・保守・点検・交換、技術的な要求・基準への合致、読み取りデータ・計算に基づく料金請求・精算の保証など）</li> </ul> |
| 1.2 | 損傷：メータが損傷した際の配電事業者の NERC 報告義務、NERC の対応など  |

| No. | セクション/サブセクションタイトル/規定事項  |
|-----|---|
| 2.  | 義務  |
| 2.1 | <p>配電事業者の計測機器の設置・交換義務：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>設置（接続地点付近）、ナンバリング、計測機器の設置日、機能・機器構成、冗長性・チェックシステム、読み取り開始・移動時の最終値などの記録</li> <li>DMCに基づく交換の報告、校正記録・故障記録・設置前の検査記録の保管、顧客・NERC への情報提供義務など</li> </ul>   |
| 2.2 | <p>メータ設置・運用標準：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>中圧メータ・低圧メータの要件</li> <li>計測機器の使用期間など</li> </ul>  |
| 2.3 | <p>標準計測機器の代替：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>使用者の要求に基づく配電事業者のチェックメータの追加設置</li> <li>追加措置（設置・運用・措置・保守・修理・交換を含む）の費用負担</li> <li>追加機能・機器による性能劣化の禁止など</li> </ul>  |
| 2.4 | <p>メータの技術的必要条件・精度：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>メータの精度、精度の証明、配電事業者による精度の確保</li> <li>メータの標準データ伝送仕様、Prepayment システムのデータ転送用アプリケーション層（通信プロトコル（通信手順/通信規約）の機能や役割を階層構造に整理したもので、具体的なシステムやサービスに必要な機能を実装するための層）プロトコル・物理的プロトコルなど</li> </ul>  |
| 3.  | 証明・試験   |
| 3.1 | <p>新規メータ設置時の証明：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>良質なメータを調達するために必要な様々な手続き（NERC による型式認証の登録。全ての計測機器の、NERC に認定されたメータ試験機関での、基準・精度クラスに応じた、配電事業者による試験など）</li> <li>型式認定の有効期間、メータ校正試験時期の事前設定、使用期間と不使用となって以後の最低 5 年間の証明書保持と NERC から請求があった際の証明書の提出</li> <li>メータ試験所が満たすべき基準、メータ試験機関での試験の手順に関する NERC の指令（型式試験・定期試験・校正試験の証明、製造業者による証明の確認など）、サンプル試験のサンプル数、校正報告書など</li> </ul> |
| 3.2 | <p>既設メータに関する証明：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>メータ設置・運用規則の規定と互換性のある校正・検定の行われた既存メータの使用可能期間、メータ設置・運用規則発効後 12 か月以内の配電事業者の請求に基づく NERC による審査と証明、認証を得られなかったメータ・計測機器の配電事業者による交換、メータ設置・運用規則発効後 8 年以内の認証取得など</li> </ul>  |
| 3.3 | <p>再認証：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>メータ及びその部品の有効期限前の再認証の必要性、部品の認証有効期限切れによるメータ全体の有効期限切れ、部品の取り外し・オンライン・交換などの適切な方法による再認証、メータ認証の取り消しなど</li> </ul>  |
| 3.4 | <p>検査と定期的試験：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>配電事業者による定期的な検査義務、配電事業者による DMC の要件を満たすか否かの定期的・抜き打ち・事前通告無しの検査・試験、顧客による試験の請求とコストの負担、NERC により認定された試験機関を使つての検査・試験の実施、顧客によるメータへのアクセスの提供、配電事業者による要請者・顧客への検査結果の開示義務など</li> </ul>  |
| 3.5 | <p>故障したメータ機器：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>部品の一部が故障しメータ設置・運用規則の規定に合致していない場合の機器全体の不合致判定、メータ部品の一部の故障の際の配電事業者による 2 営業日以内の可能な限り早期の緊急修理義務、危害を防ぎ安全で慎重なメータ機器の使用、故障の際の顧客による配電事業者への通知、配電事業者による故障の原因者を判定するための調査、原因者による修理費用負担、原因者判定における紛争とメータ設置・運用規則調査委員会による解決、配電事業者によるメータ機器の故障発生から修復完了までの間のデータの取得・推計義務、メータ交換のための配電事業者によるメータ機器に関する記録の作成など</li> </ul>                 |
| 4.  | アクセスと安全   |
| 4.1 | 計量システムへのアクセス：   |

| No.  | セクション/サブセクションタイトル/規定事項  |
|--|---|
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>使用者による配電事業者へのアクセス供与義務、配電事業者による定期的・抜き打ち・事前通告無し検針の際の事前準備の免除など</li> </ul>   |
| 4.2  | <b>計量システムの安全：</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>配電事業者の計量データの保全義務、計測システムの封印義務、封印・封印除去手順の NERC 承認、配電事業者の計測システムへの保護（接続・回路・データ保存/処理システムの封印、計測システムの安全の確保、可能な限りの手段による計量データの安全の確保努力）など</li> </ul>   |
| 5.   | <b>検針とデータ管理</b>   |
| 5.1  | <b>検針：</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>配電事業者による 4 ヶ月に 1 度の手動検針義務、配電事業者の検針記録義務（メータ ID 番号、検針開始時のデータ・日付、検針終了時のデータ・日付、検針期間の有効電力量（kWh）、請求書発行期間の累積無効電力量（kVarh）、請求書発行期間の最大有効電力、請求書発行期間の最大無効電力、期間中のメータの警告の詳細）など</li> </ul>   |
| 5.2  | <b>遠隔計測機器：</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>配電事業者による遠隔計測機器との通信に使用する通信機器の明示義務、配電事業者による各計量地点での計量結果検証のための試験義務</li> </ul>   |
| 5.3  | <b>データ管理：</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>配電事業者のデータ保管義務（料金精算に必要となる各使用者の使用量データの登録、各計測システムの計量データの確認、メータが設置されていない場合・不正確な場合・精算に使用できない場合の使用量の推計、システムロス・不明電力の算定のための調整・修正、精算・ロス計算のための計量データの集計、計量データの安全・秘密保持のための努力など）</li> </ul>                                   |
| 5.4  | <b>データ登録：</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>配電事業者による各メータの登録と記録保管義務（メータ設置場所、メータの設置日、メータの機能と計量単位（kWh、kVarh など）、メータの種類、付属機器の型式、DMC により要求される冗長性とデータチェックの方法、主要メータとチェック用メータの区別、データ検証・推計手順終了後の各メータの計量データ、ロス・不明電力の調整後の請求データ、12 月以上の期間のデータの電子的アクセス可能な状態など）</li> </ul> |
| 5.5  | <b>データの検証とロスの調整：</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>配電事業者の義務（データ検証手順・ロス調整計算の方法の NERC による承認、設置場所固有のロス調整要因の決定、各メータのロス調整されていない読み取りデータ・調整実施後のデータの記録保持など）</li> </ul>   |
| <b>NERC 本来の権限：</b>   |   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>メータ設置・運用規則の規定を修正・廃止する権限、EPSRA に基づいて、特別な事情に合わせて、適用の理由を書面に残した上で、メータ設置・運用規則の規定を変則的に適用する権限など</li> </ul> |   |

出典：メータ設置・運用規則

メータ設置・運用規則の附則・別表は以下の通り。

表 2-1.9 メータ設置・運用規則の附則・別表

| Appendix   | タイトル（最新 Version No.）                         |
|------------|--|
| Appendix A | 1. 認証試験（Ver. 02）                             |
| Appendix B | 2. 供用試験（Ver. 02）                             |
| Appendix C | 3. 封印手続き（Ver. 01）                            |
| Appendix D | 4. メータ・付属機器の技術仕様（Ver. 01）                    |
| Appendix E | 5. グリッドメータ設置・運用の特徴：接続ポイント・計測計器場所の分類（Ver. 01） |
| Appendix F | 6. メータの設置（Ver. 01）                           |

出典：メータ設置・運用規則

### (3) 複数年電気料金指令（MYTO）

複数年電気料金制度は、NERC の告知（Notice of Proposed Establishment of a Methodology for a Multi-Year Tariff Order (MYTO), April 26, 2007）により導入が提案され、公聴会を経て、最初の MYTO（Multi-Year Tariff Order for the Determination of Charges and Tariff for Generation

Transmission and Retail Tariff for the Period (from) July 2008 to June 2013, June 2008) が発令された。

### 1) NERC の告知 : Notice of Proposed Establishment of a Methodology for a Multi-Year Tariff Order (MYTO) (April 26, 2007)

本告知では電力料金の設定にあたっての基本的な考え方が述べられている。本通告の概要は以下の通り。

- **料金改定 :**
  - \* MYTO は 15 年間の電気料金の方向・方針を提示
  - \* 5 年に 1 度、関係者により全ての投入費用の変化に合わせて全面的な改定を行う。
  - \* 毎年、いくつかの要因（インフレ、ガスの価格など）に合わせて改定する。
- **意見の募集 :** 一般大衆、関係者、影響を受ける者の反対意見、コメント、代表意見の提出
- **料金設定方法の原則 :** 公正、効率（最低費用と投資振興）、簡潔・透明性、バランス（電力事業者・需要家間など）
- **料金の設定方法 :**
  - \* ビルディングブロック法（電力供給事業、あるいはそのコンポーネントである発電事業・送電事業・配電事業をいくつかの構成要素に分解し、個々の要素について費用・リターンを推計し、それらの推計値を積み上げて全体の料金を設定する方法）の適用－投資・資金調達費、維持管理費のそれぞれについて分析し合算して料金を設定（独占形態となる送電・配電部門の状況下で、移行期・中期の電力市場における電力小売りの自由化がされる前の料金）
  - \* 民営化・自由化予定の発電部門の料金設定－Power Purchase Agreement（PPA）による価格形成。PPA 締結前の Vesting Contract（発電会社・電力卸売会社間で締結される発電会社の市場支配を抑制するために低く抑えられた価格による電力売買契約）に基づく価格形成
  - \* 適切な電力供給を実現するための事業者へのインセンティブ付与
- **MYTO における投資費用の扱い :** 資本集約産業である電力産業での料金設定における投資費用（減価償却・更新費用準備と利益・資金調達費用）の折り込み
- **減価償却の扱い :** 施設設備更新の最適化、設備容量の最適化、購入時から経済寿命の終わりまでの期間、長期需要増を考慮した競争的設備更新を配慮した減価償却
- **投資コストの加重平均 (Weighted Average Cost of Capital-WACC) :** 民間事業者の抱えるリスクの配慮、資産保有・資金調達を考慮した料金計算、資金借入コストは市中金利を適用、出資に対する利益は通常市中金利より低い
- **維持管理費の扱い :**
  - \* 修理費、運転予備力の使用などの業務改善のための費用の維持管理費への算入
  - \* 一般管理費（供給電力量当たりの単価）は逡減すると仮定
  - \* 商業ロスの低減、料金徴収率向上の前提

● **発電料金の設定：**

- \* 設備投資・メンテナンス不足による発電容量の不足が電力セクターのネックの一つ（設備容量の60%のみ稼働）、2007 末年までに発電能力を 10,000MW に増強
- \* 発電部門の民営化予定と競争の行われる電力市場の形成による民間の参入・投資促進
- \* 将来の市場取引による電力卸売価格の決定と送電・配電料金（規制による）への反映
- \* 発電会社の市場支配力を抑制するための移行期での規制価格契約（Vesting Contract）の適用
- \* 効率的な新規発電所の建設、運営維持管理に必要な費用を考慮した電力卸売価格の決定

● **送電料金の設定：**

- \* 新規発電所から既存高圧送電網への接続費用（送電施設延伸の費用など、一度のみ）の料金への算入
- \* 発電場所から配電会社へ電力を送るための費用（電力量に応じて）の算入
- \* 発電会社が送電ロス分を追加して注入する際の費用の送電料金への不算入（発電会社による費用回収）
- \* ビルディングブロック法による料金計算と配電会社への課金（投資費用と維持管理費）
- \* 発電所の送電網近くでの立地、送電ロスを少なくする立地（需要地近くなど）を促す料金

● **配電・小売り料金の設定：**

- \* 送電部門同様、施設・設備費（建設・保守）が大半、各配電会社のピーク需要の予測に基づく施設・設備整備に応じた料金設計
- \* ビルディングブロック法による配電システム使用料（配電・小売り費用、配電網の投資費用・維持管理費・配電ロス・メータ設置/計量費用を含む）の計算
- \* 配電・小売り費用には一般管理費・販売費を含む

● **複数年電気料金の意義：**

- \* インフレ、ガスなどの発電用燃料代、為替レートなどの変動分のみによる料金改定と安定した将来の料金の方向・方針の提示
- \* 電力供給事業に必要となる投入全般と全ての前提条件についての見直しによる5年（以下）に一度の大幅な改訂、電力産業の活力維持のための NERC へのパラメータの緊急変更の必要性の提示
- \* 5 年間毎の料金改定開始にあたっての NERC による論点を含む諮問書（Consultation Paper）の準備と関係機関への通知、電力供給事業者による検証可能な会計情報（投資額、販売実績・予測、維持管理費、売り上げ原価、燃料代、税金など）の NERC への提供
- \* NERC による独自の分析（電力需要予測、金利、合理的な投資コストの加重平均、送電網・配電網の適切な延伸、合理的な年間ロス低減率（特に非技術ロス）など）
- \* 5 年毎の改訂の1年前からの準備
- \* 急激な上昇を避けるための改訂初年次での料金の徐々の増額
- \* 長期の料金の方向を示すことによる消費者・投資家のリスクの減少

## 2) MYTO (July 2008 to June 2013)

MYTO (July 2008 to June 2013) は最初に発出された MYTO である。これは、2008 年 6 月に NERC の Multi-Year Tariff Order for the Determination of Charges and Tariff for Generation Transmission and Retail により発出された指令 (Order) で、2008 年 7 月から 2013 年 6 月まで (実際には 2013 年 5 月まで) の以下の料金について定めている。MYTO (July 2008 to June 2013) が制定される前の料金改訂は、2002 年 2 月の平均 NGN4.5/kWh から平均約 NGN6.0/kWh への値上げであった。

- \* 発電所から全国の送電網に向けた卸売り電力料金
- \* 送電料金
- \* 系統運用者 (システムオペレーター)、市場運用者 (マーケットオペレーター) への支払い
- \* PHCN の管理費
- \* 規制料金
- \* 全国均一料金を維持するための均等な支払

MYTO (July 2008 to June 2013) では上記の告知で述べられる方法論に従い、以下の原則に基づいて料金が設定されている。

### コスト回収・財務的实施可能性 :

- \* 規制される事業者の投資に対する合理的な収益の効率的な回収を可能とする料金

### 投資家に対するシグナル :

- \* 投資家の電力セクターに必要な投資を振興する料金

### 確実性・安定性 :

- \* 民間セクターの確実で安定した投資を振興する料金

### ネットワークの効率的な使用 :

- \* 電力使用の増加に対する追加的費用 (限界費用) を反映した、ネットワークの効率的な使用と内部補助の低減を振興する料金

### リスクの配分 :

- \* リスクを管理すべきものにリスクを配分するような料金

### 簡潔で設定費用の少ない設定 :

- \* 理解しやすい料金構造と設定費用の安価な料金

### 業務改善の振興 :

- \* 事業者のコスト低減・サービス品質向上のための業務改善を振興する料金

### 透明性と公正さ :

- \* 公正な料金と独占されたネットワークへのアクセスを可能とするための電力セクターでの競争を誘発する料金

### 機動性と頑健性 :

- \* 目に見えない環境変化にも対応できる料金設定

**社会的・政治的な目的：**

- \* 利用者の購入可能性、アクセスの普遍性などの社会政策の目標と全国均一料金などの特定政策の達成のための料金設定

MYTO (July 2008 to June 2013) での対象期間の料金計算は表 2-1.10 の通り。当初の計画では 2012 年までに料金はコストを反映したものとなり、補助金はゼロとなる予定であったが、コストを反映した料金は達成されず、2020 年 9 月 1 日に承認された **Extraordinary Review of MYTO 2015 (MYTO 2020)** において予定されていた 2021 年 7 月からの料金でコストを反映した料金を実現することとなった。しかしながら、実際にはナイジェリア・ナイラ (NGN) の急速な減価により、後述の通り、MYTO 2020 の改訂 (Minor Review) が必要となった。

表 2-1.10 MYTO (July 2008 to June 2013)における料金計算

(Unit: NGN thousand)

| Operators   | Details                          | 2008           | 2009           | 2010           | 2012           | 2013           |             |
|---|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------|
| Generation  | Wholesale contract costs + PPAs  | 81,018         | 123,304        | 204,243        | 334,996        | 395,154        | 54%         |
|   | Annual Licence charge (1%)       | 810            | 1,233          | 2,042          | 3,350          | 3,952          |             |
|   | <b>Sub Total</b>                 | <b>81,828</b>  | <b>124,537</b> | <b>206,286</b> | <b>338,346</b> | <b>399,105</b> |             |
| Transmission                                      | Total Operation Expenditure      | 7,206          | 10,552         | 16,404         | 25,436         | 29,499         | 20%         |
|   | Return on Capital                | 4,204          | 17,828         | 33,843         | 46,280         | 91,352         |             |
|   | Return of Capital (Depreciation) | 6,330          | 9,794          | 11,536         | 17,641         | 24,203         |             |
|   | HQ Admin charge                  | 3,037          | 2,430          | 1,944          | 1,555          | 1,555          |             |
|   | Regulatory charge                | 312            | 609            | 637            | 909            | 1,466          |             |
|   | Ancillary service charge 1%      | 177            | 382            | 618            | 894            | 1,451          |             |
|   | <b>Sub Total</b>                 | <b>21,266</b>  | <b>41,595</b>  | <b>64,981</b>  | <b>92,714</b>  | <b>149,526</b> |             |
| All DisCo   | Total Operation Expenditure      | 13,415         | 14,891         | 16,214         | 17,998         | 19,798         | 26%         |
|   | Return on Capital                | 13,594         | 35,840         | 58,297         | 80,952         | 147,968        |             |
|   | Return of Capital (Depreciation) | 3,806          | 4,946          | 6,191          | 11,697         | 16,007         |             |
|   | HQ Admin charge                  | 4,364          | 3,491          | 2,793          | 2,234          | 1,787          |             |
|   | Market Operator charge           | 77             | 137            | 254            | 451            | 559            |             |
|   | Regulatory charge                | 529            | 890            | 1,256          | 1,700          | 2,792          |             |
|   | <b>Sub Total</b>                 | <b>35,785</b>  | <b>60,195</b>  | <b>85,006</b>  | <b>115,033</b> | <b>188,911</b> |             |
| <b>Grand Total</b>                                |                                  | <b>138,879</b> | <b>226,327</b> | <b>356,273</b> | <b>546,093</b> | <b>737,543</b> | <b>100%</b> |
| Average and Levelised Tariff NGN/kWh              |                                  | 11.20          | 10.64          | 9.49           | 10.00          | 10.00          |             |
| NERC adopted Retail Tariff NGN/kWh                |                                  | 6.00           | 7.00           | 8.50           | 10.00          | 10.00          |             |
| NERC adopted Regulated costs (nominal) (NGN '000) |                                  | 74,400         | 148,854        | 319,242        | 546,093        | 737,543        |             |
| Subsidy requirement (NGN'000)                     |                                  | 64,479         | 77,472         | 37,031         | 0              | 0              |             |
| Subsidy N/kWh                                     |                                  | 5.20           | 3.64           | 0.99           | 0              | 0              |             |

出典：MYTO (July 2008 to June 2013)

### 3) MYTO の推移

MYTO (July 2008 to June 2013) より後に発出された MYTO は表 2-1.11 に示す通り。これまでに 5 回の大幅な改訂 (Major Review) が行われてきた。また、調査団が収集している小幅な改定 (Minor Review) 及び関連 Order は下表に記載されている通りである。これまでは、料金設定のパラメータとなる重要な指標 (為替レート、ロスの軽減目標など) が MYTO で前提とされた数値とは大きく乖離したため、コスト回収・利益確保を実現できるような料金改定とはなっていなかった。特に米国のインフレとナイジェリアのインフレの予測値が大きく異なるにも拘わらず、為替レートは固定で予測してきたことが、コスト回収・利益確保を可能とする料金の設定を阻んできたと考えられる。

表 2-1.1.1 MYTO の推移

| Name of MYTO (Date of Issue)   | Effective Period  |   |   |
|--|---|---|---|
|  | from  | ~ | to  |
| MYTO (27 <sup>th</sup> Jun. 2008)  | 1 <sup>st</sup> Jun. 2008                                 | ~ | 31 <sup>st</sup> May 2013                                 |
| MYTO II (31 <sup>st</sup> May 2012)  | 1 <sup>st</sup> Jun. 2012                                 | ~ | 31 <sup>st</sup> May 2017                                 |
| MYTO 2.1 (31 <sup>st</sup> Dec. 2014)  | 1 <sup>st</sup> Jan. 2015                                 | ~ | 31 <sup>st</sup> Dec 2018                                 |
| Amended MYTO 2.1 (24 <sup>th</sup> Mar. 2015)  | 1 <sup>st</sup> Apr. 2015                                 | ~ | 31 <sup>st</sup> Dec 2018                                 |
| MYTO 2015<br>for each of the Distribution Companies (21 <sup>st</sup> Dec. 2015)<br>for the Transmission Company of Nigeria (21 <sup>st</sup> Dec. 2015) | 1 <sup>st</sup> Feb. 2016<br>1 <sup>st</sup> Jan. 2016    | ~ | 31 <sup>st</sup> Aug. 2020<br>31 <sup>st</sup> Dec 2024   |
| Extraordinary Review of MYTO 2015 (MYTO 2020)<br>(Suspended Period)  | 1 <sup>st</sup> Sep. 2020<br>(28 <sup>th</sup> Sep. 2020) | ~ | 31 <sup>st</sup> Dec 2025<br>(11 <sup>th</sup> Oct. 2020) |
| MYTO minor reviews   |   |   |   |
| 2016 – 2018 Minor Review of MYTO 2015 and Minimum Remittance Order<br>for the Year 2019  | 1 <sup>st</sup> Jul. 2019.                                | ~ | 31 <sup>st</sup> Dec 2019                                 |
| December 2019 Minor Review of MYTO 2015 and Minimum Remittance<br>Order for the Year 2020  | 1 <sup>st</sup> Jan. 2020                                 | ~ | 1 <sup>st</sup> Apr. 2020                                 |
| Order on the Transition to Cost Reflective Tariffs in Nigerian Electricity<br>Supply Industry (Stop of tariff increase due to COVID-2019)                | 1 <sup>st</sup> Apr. 2020                                 | ~ | 31 <sup>st</sup> Aug. 2020                                |

出典：NERC（調査団からの質問に対する回答）

#### 4) Extraordinary Review of MYTO 2015 (MYTO 2020)

NERC は 2020 年 9 月 1 日に電力料金の大幅値上げ（Extraordinary Review of MYTO 2015 (MYTO 2020)）を承認した。この改訂 MYTO の有効期間は 2025 年 12 月までとされており、2021 年 7 月以降にはコストを反映した料金の実現すると見込まれていた。NERC は今回の値上げに先だって、公聴会を開催するなどの準備活動を行ってきたが、新聞報道によれば、2020 年 6 月に NERC が電気料金の値上げをしようとした際に、国会が差し止めてからまだ 3 ヶ月しか経っておらず、本価格の引き上げが発表されるとすぐに、野党の人民民主党（People's Democratic Party – PDP）と市民社会団体の呼びかけによる値上げ反対するデモが全国のさまざまな都市で起きた。これに対して連邦政府は労働組合との交渉に乗り出し、NERC は 2020 年 9 月 28 日に指令を発出し、10 月 11 日までの 2 週間の間、本 MYTO の施行を中断した。NERC のホームページによると NERC は 2020 年 10 月 30 日に Revised MYTO を公布し、2020 年 9 月 1 日からを予定していた料金値上げを 2020 年 12 月 1 日からに延期した。

MYTO 2020 に示される 2020 年 9 月～12 月（Revised MYTO では 2021 年 1 月～6 月）の新料金の Abuja DisCo、Eko DisCo、Port Harcourt DisCo の例（Eko は商業用・工業用の大口需要が多く配電ロスが比較的少ない例、Port Harcourt はその逆の例、Abuja はそれらの中間的な例として挙げている）を表 2-1.1.2 に示す。今回の料金値上げに伴って、需要家種別が変更され、「住宅用」「商業用」「工業用」「特別料金（農業・社会施設用）」といった用途別区分が廃止され、1 日当たりの平均電力供給時間により料金が大きく異なるような料金表となっている。

表 2-1.12 2020年9月からの新料金  
(Abuja DisCo、Eko DisCo、Port Harcourt DisCo の例)

| Tariff Band | Service Hours           | New Tariff Class   | Old Tariff Class                | New Tariff (NGN/kWh) |            |         |            |               |            |
|-------------|-------------------------|--------------------|---------------------------------|----------------------|------------|---------|------------|---------------|------------|
|             |                         |                    |                                 | Abuja                |            | Eko     |            | Port Harcourt |            |
|             |                         |                    |                                 | NGN/kWh              | Ratio to C | NGN/kWh | Ratio to C | NGN/kWh       | Ratio to C |
| Lifeline    | < 50kWh/month           | R1                 | R1                              | 4.00                 | -          | 4.00    | -          | 4.00          | -          |
| A           | Minimum of 20 hours/day | A-Non-MD           | R2, C1, D1, A1                  | 49.75                | 1.09       | 54.08   | 1.26       | 55.20         | 1.07       |
|             |                         | A-MD1              | R3, C2, D2, A2, SL              | 67.70                | 1.06       | 56.94   | 1.08       | 54.80         | 1.11       |
|             |                         | A-MD2              | R4, C3, D3, A3                  | 67.70                | 1.06       | 56.94   | 1.08       | 52.20         | 1.06       |
|             |                         | A-Bilateral, A-MD3 | Customers on Bilateral Contract | 53.05                | -          | -       | -          | -             | -          |
| B           | Minimum of 16 hours/day | B-Non-MD           | R2, C1, D1, A1                  | 47.72                | 1.04       | 49.81   | 1.16       | 54.80         | 1.06       |
|             |                         | B-MD1              | R3, C2, D2, A2, SL              | 64.65                | 1.02       | 52.81   | 1.00       | 52.20         | 1.06       |
|             |                         | B-MD2              | R4, C3, D3, A3                  | 64.65                | 1.02       | 52.81   | 1.00       | 51.70         | 1.05       |
| C           | Minimum of 12 hours/day | C-Non-MD           | R2, C1, D1, A1                  | 45.69                | 1.00       | 43.01   | 1.00       | 51.70         | 1.00       |
|             |                         | C-MD1              | R3, C2, D2, A2, SL              | 63.63                | 1.00       | 52.69   | 1.00       | 49.20         | 1.00       |
|             |                         | C-MD2              | R4, C3, D3, A3                  | 63.63                | 1.00       | 52.69   | 1.00       | 49.20         | 1.00       |
| D           | Minimum of 8 hours/day  | D-Non-MD           | R2, C1, D1, A1                  | 37.8                 | 0.83       | 40.82   | 0.95       | 45.90         | 0.84       |
|             |                         | D-MD1              | R3, C2, D2, A2, SL              | 51.11                | 0.80       | 47.77   | 0.91       | 48.60         | 0.93       |
|             |                         | D-MD2              | R4, C3, D3, A3                  | 51.11                | 0.80       | 47.77   | 0.91       | 48.60         | 0.94       |
| E           | Minimum of 4 hours/day  | E-Non-MD           | R2, C1, D1, A1                  | 33.08                | 0.72       | 36.15   | 0.84       | 43.60         | 0.84       |
|             |                         | E-MD1              | R3, C2, D2, A2, SL              | 50.25                | 0.79       | 39.63   | 0.75       | 47.60         | 0.97       |
|             |                         | E-MD2              | R4, C3, D3, A3                  | 50.25                | 0.79       | 39.63   | 0.75       | 47.60         | 0.97       |

凡例：  
 Non Maximum Demand Users (Non-MD) of New Tariff Classification  
 Maximum Demand Users 1 (MD-1) of New Tariff Classification  
 Maximum Demand Users 2 (MD-2) of New Tariff Classification

注：MD: Maximum Demand User  
 出典：MYTO 2020

表 2-1.13 従来の料金表での需要家種別

| Old Tariff Class   |                             | Description   |
|--------------------|-----------------------------|---|
| 1. Residential     |                             | A customer who uses his premises exclusively as a residence - house, flat or multi-storied house where people reside.   |
| R1                 | Life-Line (<50kWh)          |   |
| R2SP               | Single                      |   |
| R2TP               | 3-phase                     |   |
| R3                 | LV Maximum Demand           |   |
| R4                 | HV Maximum Demand (11/33kV) |   |
| 2. Commercial      |                             | A customer who uses his premises for any purpose other than exclusively as a residence or a factory for manufacturing goods.  |
| C1S                | Single                      |   |
| C1T                | 3-phase                     |   |
| C2                 | LV Maximum Demand           |   |
| C3                 | HV Maximum Demand (11/33kV) |   |
| 3. Industrial      |                             | A customer who uses his premises for manufacturing goods including welding and ironmongery.   |
| D1S                | Single                      |   |
| D1T                | 3-phase                     |   |
| D2                 | LV Maximum Demand           |   |
| D3                 | HV Maximum Demand (11/33kV) |   |
| 4. Special         |                             | Customers such as agriculture (agro-allied enterprises involving processing are excluded) water boards, religious houses, Government, teaching hospitals, Government research institutes and educational establishment. |
| A1S                | Single                      |   |
| A1T                | 3-phase                     |   |
| A2                 | LV Maximum Demand           |   |
| A3                 | HV Maximum Demand (11/33kV) |   |
| 5. Street Lighting |                             |   |
| S1                 | Single and 3-phase          |   |

出典：MYTO 2015

1日当たりの平均電力供給時間が12時間以上16時間未満の顧客（Tariff Band C）についての新旧料金の比較を表2-1.14に示す。一般的に小口需要家の料金の値上げ率が高くなっている。また、今回の改訂に伴って、従来の用途別区分がなくなり、平均電力供給時間、供給電圧による区分のみとなったため、従来優遇されていた「住宅用」「特別料金（農業・社会施設用）」の使用者についての値上げ幅が大きくなっている。

表 2-1.14 新旧の料金比較（Tariff Band C の例）

| Old Tariff Class | Abuja                |                      |               | Eko                  |                      |               | Port Harcourt        |                      |               |
|------------------|----------------------|----------------------|---------------|----------------------|----------------------|---------------|----------------------|----------------------|---------------|
|                  | Old Tariff (NGN/kWh) | New Tariff (NGN/kWh) | Increase Rate | Old Tariff (NGN/kWh) | New Tariff (NGN/kWh) | Increase Rate | Old Tariff (NGN/kWh) | New Tariff (NGN/kWh) | Increase Rate |
| R1               | 4.00                 | 4.00                 | 0%            | 4.00                 | 4.00                 | 0%            | 4.00                 | 4.00                 | 0%            |
| R2SP             | 24.30                | 45.69                | 88%           | 24.00                | 43.01                | 79%           | 30.23                | 51.70                | 71%           |
| R2TP             | 24.30                | 45.69                | 88%           | 25.79                | 43.01                | 67%           | 30.23                | 51.70                | 71%           |
| R3               | 47.09                | 63.63                | 35%           | 29.00                | 52.69                | 82%           | 48.39                | 49.20                | 2%            |
| R4               | 47.09                | 63.63                | 35%           | 29.00                | 52.69                | 82%           | 50.76                | 49.20                | -3%           |
| C1SP             | 37.39                | 45.69                | 22%           | 24.00                | 43.01                | 79%           | 38.96                | 51.70                | 33%           |
| C1TP             | 37.39                | 45.69                | 22%           | 30.00                | 43.01                | 43%           | 38.96                | 51.70                | 33%           |
| C2               | 47.09                | 63.63                | 35%           | 36.00                | 52.69                | 46%           | 46.72                | 49.20                | 5%            |
| C3               | 47.09                | 63.63                | 35%           | 36.00                | 52.69                | 46%           | 48.39                | 49.20                | 2%            |
| D1SP             | 36.07                | 45.69                | 27%           | 24.00                | 43.01                | 79%           | 41.81                | 51.70                | 24%           |
| D1TP             | 36.07                | 45.69                | 27%           | 30.00                | 43.01                | 43%           | 41.81                | 51.70                | 24%           |
| D2               | 47.09                | 63.63                | 35%           | 36.00                | 52.69                | 46%           | 46.72                | 49.20                | 5%            |
| D3               | 47.09                | 63.63                | 35%           | 36.00                | 52.69                | 46%           | 48.39                | 49.20                | 2%            |
| A1SP             | 35.74                | 45.69                | 28%           | 24.00                | 43.01                | 79%           | 40.60                | 51.70                | 27%           |
| A1TP             | 35.74                | 45.69                | 28%           | 24.28                | 43.01                | 77%           | 40.60                | 51.70                | 27%           |
| A2               | 35.74                | 63.63                | 78%           | 24.28                | 52.69                | 117%          | 45.58                | 49.20                | 8%            |
| A3               | 35.74                | 63.63                | 78%           | 24.28                | 52.69                | 117%          | 49.07                | 49.20                | 0%            |
| S1               | 26.84                | 63.63                | 137%          | 23.52                | 52.69                | 124%          | 40.62                | 49.20                | 21%           |

凡例：  
 Non Maximum Demand Users (Non-MD) of New Tariff Classification  
 Maximum Demand Users 1 (MD-1) of New Tariff Classification  
 Maximum Demand Users 2 (MD-2) of New Tariff Classification

出典：MYTO2015 及び MYTO 2020

Abuja の電力料金を 1.00 とした場合の、Eko、Port Harcourt の電力料金の比率を表 2-1.15 に示す。旧料金では、Eko の料金が最も安く、次いで Abuja、Port Harcourt と続いていた。新料金では、Eko と Abuja の料金の差は小さくなった。一方、新料金で Abuja、Port Harcourt を比較すると、小口需要家については Port Harcourt の方が少し高く、大口需要家（MD-1 及び MD-2）については Abuja の方がかなり高くなっている。

表 2-1.15 DisCo 間の新旧の料金比較（新料金は Tariff Band C の例）

| Old Tariff Class | Abuja |      | Eko  |      | Port Harcourt |      |
|------------------|-------|------|------|------|---------------|------|
|                  | Old   | New  | Old  | New  | Old           | New  |
| R1               | 1.00  | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00          | 1.00 |
| R2SP             | 1.00  | 1.00 | 0.99 | 0.94 | 1.24          | 1.13 |
| R2TP             | 1.00  | 1.00 | 1.06 | 0.94 | 1.24          | 1.13 |
| R3               | 1.00  | 1.00 | 0.62 | 0.83 | 1.03          | 0.77 |
| R4               | 1.00  | 1.00 | 0.62 | 0.83 | 1.08          | 0.77 |
| C1SP             | 1.00  | 1.00 | 0.64 | 0.94 | 1.04          | 1.13 |

| Old Tariff Class | Abuja |      | Eko  |      | Port Harcourt |      |
|------------------|-------|------|------|------|---------------|------|
|                  | Old   | New  | Old  | New  | Old           | New  |
| C1TP             | 1.00  | 1.00 | 0.80 | 0.94 | 1.04          | 1.13 |
| C2               | 1.00  | 1.00 | 0.76 | 0.83 | 0.99          | 0.77 |
| C3               | 1.00  | 1.00 | 0.76 | 0.83 | 1.03          | 0.77 |
| D1S              | 1.00  | 1.00 | 0.67 | 0.94 | 1.16          | 1.13 |
| D1T              | 1.00  | 1.00 | 0.83 | 0.94 | 1.16          | 1.13 |
| D2               | 1.00  | 1.00 | 0.76 | 0.83 | 0.99          | 0.77 |
| D3               | 1.00  | 1.00 | 0.76 | 0.83 | 1.03          | 0.77 |
| A1S              | 1.00  | 1.00 | 0.67 | 0.94 | 1.14          | 1.13 |
| A1T              | 1.00  | 1.00 | 0.68 | 0.94 | 1.14          | 1.13 |
| A2               | 1.00  | 1.00 | 0.68 | 0.83 | 1.28          | 0.77 |
| A3               | 1.00  | 1.00 | 0.68 | 0.83 | 1.37          | 0.77 |
| S1               | 1.00  | 1.00 | 0.88 | 0.83 | 1.51          | 0.77 |

凡例：  
 Non Maximum Demand Users (Non-MD) of New Tariff Classification  
 Maximum Demand Users 1 (MD-1) of New Tariff Classification  
 Maximum Demand Users 2 (MD-2) of New Tariff Classification

出典：MYTO2015 及び MYTO 2020

新料金の計算根拠・結果を表 2-1.16 に示す。2021年7月からはコストが完全に反映され、補填が必要となる不足額（Tariff Shortfall）がなくなる料金の実現すると見込まれていた。しかしながら、インフレ率は2020年の後半に上昇して15%近くとなっており、対米ドル為替レートも USD=NGN383.8 で固定して予測しており、これらのパラメータの変動に応じた調整を行わないと、これまで同様にコストを反映した料金の実現は不可能と考えられる。

表 2-1.16 Extraordinary Review of MYTO 2015 における料金計算

| Parameter                                  | Sep.-Dec. 2020 | Jan.-Jun. 2021 | Jul.-Dec. 2021 | Jan.-Dec. 2022 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <i>Common</i>                              |                |                |                |                |
| Nigerian Inflation                         | 12.82%         | 12.82%         | 12.82%         | 12.82%         |
| Exchange Rate (NGN/USD)                    | 383.8          | 383.8          | 383.8          | 383.8          |
| US Inflation                               | 1.00%          | 1.00%          | 1.00%          | 1.00%          |
| Sent out Generation (MWh/h)                | 4,646          | 4,974          | 4,974          | 5,325          |
| Weighted Generation Price (N/kWh)          | 25.6           | 25.6           | 25.6           | 25.6           |
| TCN and Admin Charge (N/kWh)               | 7.8            | 8.3            | 8.3            | 8.2            |
| <i>Abuja DisCo</i>                         |                |                |                |                |
| Delivered to AEDC (MWh/h)                  | 460            | 495            | 495            | 532            |
| ATC&C Losses                               | 22.33%         | 19.89%         | 19.89%         | 19.89%         |
| End-use Cost-reflective Tariffs (NGN/kWh)  | 57.01          | 57.16          | 57.16          | 57.14          |
| End-use Allowed Tariffs (NGN /kWh)         | 50.05          | 50.05          | 57.16          | 57.14          |
| Tariff Shortfall (NGN /kWh)                | 6.96           | 7.11           | -.             | -.             |
| <i>Eko DisCo</i>                           |                |                |                |                |
| Delivered to EKDC (MWh/h)                  | 440            | 473            | 473            | 509            |
| ATC&C Losses                               | 11.23%         | 10.09%         | 10.09%         | 10.09%         |
| End-use Cost-reflective Tariffs (NGN /kWh) | 49.62          | 50.73          | 50.73          | 50.89          |
| End-use Allowed Tariffs (NGN /kWh)         | 47.90          | 47.90          | 50.73          | 50.89          |
| Tariff Shortfall (NGN /kWh)                | 1.72           | 2.83           | -.             | -.             |
| <i>Port Harcourt DisCo</i>                 |                |                |                |                |
| Delivered to PHED (MWh/h)                  | 260            | 280            | 280            | 301            |
| ATC&C Losses                               | 29.70%         | 23.76%         | 23.76%         | 23.76%         |
| End-use Cost-reflective Tariffs (NGN /kWh) | 64.82          | 61.91          | 61.91          | 61.78          |
| End-use Allowed Tariffs (NGN /kWh)         | 50.05          | 50.05          | 61.91          | 61.78          |
| Tariff Shortfall (NGN /kWh)                | 14.77          | 11.86          | -.             | -.             |

出典：MYTO2015 及び MYTO 2020

第1次現地調査の段階（2021年9月）で、MYTO 2020で想定された為替レールと比較して大幅なナイラ安となったため、NERCに対してMYTO2020のMinor Reviewの実施状況を聞いたところ、2020年12月及び2021年8月に行われたとのことである。これらのMinor Reviewについての指令（Order）を入手していないため、現時点（2021年10月）でコストを反映した料金が実現されているか否かは定かでない。

#### **（４）電力量計供給者規制（Meter Asset Provider (MAP) Regulations)**

##### **１）MAP Regulation 2018**

電力量計供給者規制（Meter Asset Provider (MAP) Regulations 2018）は2018年3月8日に公布され、2018年4月3日より施行されている。また、NERCは2019年8月30日にMAP Regulations 2018の施行に必要な規則を定めたOrder on the Implementation of the Meter Asset Provider Scheme in the Nigerian Electricity Supply Industryを公布した。

**目的：**電力量計供給者規制（MAP Regulations 2018）の制定・施行の主な目的は以下の通り。

- i) 独立した競争力のある事業者によるメータ設置・計測サービスの奨励
- ii) 推計による料金請求（Estimated Billing）の根絶
- iii) メータサービスに関する民間投資の促進
- iv) メータ未設置（Metering Gap）・未計測の減少
- v) 料金収入の確保

##### **メータ設置・計測義務：**

- \* 配電事業者（Distribution Licensee）はMAPにメータ設置・計測させる義務を負う（Eligible Customerは自らMAPに実施させることができる）。

##### **メータ設置・計測事業の実施許可取得のための申請：**

- \* メータ設置・計測事業を実施しようとするものは以下の書類をNERCに提出する。
  - i) 申請書（フォームへの記入）
  - ii) 会社設立の証明書、定款
  - iii) 納税証明書
  - iv) 直近3ヶ年の監査済み財務諸表
  - v) 取締役、経営・技術スタッフの詳細履歴書
  - vi) 10ヶ年の業務計画
  - vii) 申請者の関連業務（資金調達、メータ設置・計測業務、その他の関連業務）経験など

##### **MAPの技術要件：**

- \* MAPは、オンライン・リアルタイムで財務・資産・顧客データの保管・検索・復旧と設置した設備・機器の使用状況のモニタリングができる技術とバックアップシステム（back-office systems）を保有すること
- \* MAPの配備するシステムは配電事業者の販売システムと直結できること。その証拠を申請時にNERCに提出する

#### **MAP サービスの調達手続きと許可：**

- a) 調達手続きは、①提案書の提出要請、②関心表明の提出依頼、③入札図書準備・配布、④入札評価・契約先選定、⑤NERC からの許可取得の手順で行う。
- b) 配電事業者は、2018 年 4 月 3 日から 120 日以内に最初のメータサービス契約を締結し、後続の調達契約を最初の調達契約締結の 120 日以内に締結する。
- c) メータ設置・計測証明書サービスに参入しようとする者は NERC に申請し、メータ設置・計測の実施に関する無異議（No Objection）を取得する。
- d) NERC は配電事業者の行うメータ調達に関する入札手続きの経過・結果を監視する。
- e) メータ調達入札の受注者は NERC にメータ設置・計測サービス提供の許可を申請し、NERC は受注者のメータ設置・計測サービス提供を、基準・条件を付して、許可する。
- f) NERC の許可に基づいて、配電事業者は、メータ設置・計測サービス提供許可取得者とメータサービス契約を締結する。
- g) 配電事業者はメータ設置・計測サービス提供者の情報、月額検針料、メータ設置・計測サービスの展開計画を最低 2 つの全国新聞誌にて公表する。
- h) メータ設置・計測メータ設置・計測サービス提供許可の有効期間は 15 年間。

#### **メータの国内調達率：**

- \* メータ設置・計測業者はナイジェリア国内調達規則に従って、30%以上が国内メータ製造・組立業者（Local Meter Manufacturer/Assembler：LMMA）により製造されたメータを使用する。

#### **配電事業者の権利：**

- i) メータ設置・運用規則、メータ読取り・料金請求・料金徴収規則に基づいて MAP の設置した顧客メータにアクセスできる。
- ii) 顧客メータのデータをモニタリングし、料金請求計画、その他の業務に利用できる。
- iii) 顧客メータのデータの監査と一貫性・正確さ・整合性評価のために顧客メータのデータについて尋問ができる。
- iv) 法規に従って不当なアクセス、計測データの改ざんに対処できる。
- v) 顧客への請求にメータサービス料金を明示して含める。メータサービス料金はサービス調達の過程と NERC の承認によって決定される。

#### **配電事業者の義務：**

- i) NERC により設定された目標の達成に向けてメータ設置計画を策定する。
- ii) 透明で競争の行われるメータ設置・計測サービスの調達プロセスを計画・実施し、MAP との契約に基づいて上記のメータ設置計画を実施する。
- iii) MAP に対して確実な支払のシステムを構築する。
- iv) MAP が契約を利用できるように関連情報を適宜提供する。
- v) メータ設置・計測サービスのサービス料金を MAP に支払う。
- vi) 2 週間を超える停電によるメータ設置・計測サービスのサービス料金債務を支払う。
- vii) 顧客から徴収したメータサービス料金を別積み立て（ring-fenced fund）とし、MAP に確実に支払う。

**MAP の権利 :**

- i) メータ資産の所有権を有し、顧客の支払うメータサービス料金により償却する。
- ii) 顧客の支払うメータサービス料金を全部受け取る。
- iii) メータ設置・計測のために、メータ設置・運用規則、メータ読取り・料金請求・料金徴収規則、その他 NERC の定める規則に基づいて顧客の家屋・建物に立ち入ることができる。
- iv) メータ設置・計測サービスとの関連で電力販売の仕組みを観ることができる。

**MAP の配電会社に対する責務 :**

- i) メータの仕様、メータ設置基準に準拠する。
- ii) 規則・産業上必要なメータについての証明書・認証を取得する。
- iii) 認定されたメータ設置・計測サービス事業者のみを利用する。

**MAP の顧客に対する責務 :**

- i) メータの定期的な点検と読取りの正確さを保証し、実用に応じてメータ設置・運用規則に従って顧客メータの試験・校正を行う。
- ii) メータの故障を察知してから 2 日以内に修理・更新を行う。
- iii) MAP が顧客・配電事業者の通知から 2 日以内に修理・更新をできなかった場合、その遅れが顧客の家屋・建物に立ち入りができなかったという理由でない場合でも、顧客は当該料金請求期間のメータサービス料金を支払わなければならない。
- iv) 故障メータを 2 日以内に修理・更新できない場合の損害についての配電事業者に対する補償は、配電事業者と MAP の間で協議のうえ合意する。
- v) MAP は配電事業者との間で合意したサービスレベル基準に合致したサービスを顧客に提供する。

**MAP の業績指標 (Key Performance Indicator) :**

- i) MAP・配電事業者間で合意したサービスレベルには MAP の業績指標が規定されている。
- ii) メータの保全活動の範囲・責務は Metering Service Agreement (MSA)、Service Level Agreements (SLA)にて合意される。
- iii) SLA にて合意される業績指標 (KPI) は NERC に保管され、メータ読取り・料金請求・料金徴収規則、メータ設置・運用規則の規定が達成基準となる

**顧客の権利 :**

- i) 顧客自身により故意に破損されていない限り、追加負担なしにメータを 2 日以内に修理・更新してもらうことができる。メータ破損原因が疑わしい場合は、メータ設置・運用規則に従って解決する。MAP は破損原因が判明する前にメータを提供しなければならない。
- ii) 顧客により故意に破損されたと判明した際は、MAP は顧客の一括支払いもしくは双方で合意した支払条件に基づく支払を確認してメータを更新する。
- iii) MAP が料金請求期間内にメータを修理・更新をできない場合は、直近 3 ヶ月の平均請求/販売量を顧客の消費電力量とする。
- iv) 顧客が配電事業者の管轄内で転居した場合は、顧客は配電事業者に料金請求の移転を含めて給電サービスの移転を申請する。

### 顧客の義務：

- i) 配電事業者・MAP がメータを設置するために必要な家屋・建物への立入りを許可する。顧客が立入りを許可しない場合、配電事業者は給電サービスを拒否する。
- ii) メータの安全を確保し、改ざん・除去しない。
- iii) MAP によりメータが設置次第、顧客はメータサービス料金を支払う。支払は、使用電力量に応じた料金支払時か一括前払いで配電事業者に対して行う。メータサービス料金は耐用年数までの期間に全額償却するまで行われる（一括前払いの場合を除く）
- iv) 顧客がメータサービス料金を支払わなかった期間についての支払は、後送りされ累積支払額がゼロになるまで続く。
- v) 顧客メータは配電事業者の資産リストの中では、フィーダー、配電用変圧器の番号に従って整理される。

### 顧客によるメータ設置費用の負担：

- i) 顧客がメータサービス料金を一括前払いする場合は、その後メータサービス料金を支払う必要は一切ない。
- ii) 顧客が支払うメータサービス料金は、配電事業者がメータ設置・計測サービスを調達するプロセスで決められる。なお、Order on the Implementation of the Meter Asset Provider Scheme in the Nigerian Electricity Supply Industry では、下記のような料金設定となっている。
  - ①一括前払いの場合の価格を単相メータ：NGN36,991.50、3相メータ：NGN67,055.85（VAT を除く）、
  - ②分割支払いは 120 回（ヶ月）まで、
  - ③分割支払いの場合の金利は 21%/年と規定されている（ナイジェリアの VAT は 7.5% で、単相メータ、120 ヶ月の均等払いの場合は NGN748/月（NGN1=0.263 円で換算すると 197 円/月）
- iii) MAP は顧客のメータサービス料金の一括前払い後 10 営業日以内にメータを設置する。配電会社によるメータサービス料金の支払許可は、顧客の家屋・建物での安全・確実なメータ設置が可能であることを確認された後に発出される。

### MAP によるメータ設置・計測サービス実施のための合意文書：

- \* MAP によるメータ設置・計測サービスは、配電事業者との以下の 2 つの合意文書に基づいて実施される。
  - Metering Service Agreement (MSA) では、下記の事項について合意される。
    - ①期間内に MAP の設置するメータ数
    - ②メータ設置のコスト回収と 10 年間の利益
    - ③受入可能なメータサービス料金の証券化と MAP への適時の支払い
    - ④メータ設置・計測サービスに関連する MSA 対象期間でのマクロ経済指標
    - ⑤メータの仕様
    - ⑥双方によるその他の合意事項
  - Service Level Agreements (SLA) では、下記の事項について合意される。
    - ①メータ設置スケジュール

- ②最低限遵守すべきメータ設置基準
- ③保守
- ④定期的なメータ読取り
- ⑤メータの更新
- ⑥不当なアクセス・改ざんの防止
- ⑦主な業績指標（KPI）
- ⑧データ管理と情報交換
- ⑨MAP のスタッフ・代理人によるパイパス・改ざんに対する補償
- ⑩その他のサービス基準についての基準と責務

#### **保険と災害からの復旧：**

- \* MAP は設置したメータに対して保険をかけ、頻繁にデータのバックアップを取る

#### **費用負担の仕組み：**

- \* メータ設置・計測サービスについてのコスト負担の仕組みは、計測機器の購入・設置と運用・維持管理の費用を含み、顧客は自己の計測・電気料金請求の費用のみを負担するように透明なものとなっている。

#### **確実なメータサービス料金の支払：**

- \* 配電事業者は MSA 実施開始後 30 日以内に以下の様式の支払保証書を発出する。
  - 銀行によって作成され、関係 MAP の要求により発行する取消不能の直接支払の Letter of Credit（支払確約状）、もしくは MAP により受入可能な様式
  - MAP・配電事業者の双方で合意する対象期間に、顧客により支払われる全てのメータサービス料金が MAP への支払以外に流用されないように保証された勘定への繰り入れなどの支援システム
  - 開発金融機関（Development Finance Institutions－産業銀行（Bank of Industry）、ナイジェリア開発銀行（Development Bank of Nigeria PLC）、インフラストラクチャー銀行（The Infrastructure Bank）など）もしくは中央銀行との協力で行い証券化
  - その他、双方で合意する支払保証
- \* 配電事業者は原価差額勘定を設けて、顧客の電力購入の変動に拘わらず MAP への支払を平準化できる。

## **2) MAP and National Mass Metering Regulations 2021**

MAP and National Mass Metering Regulations 2021 は 2018 年に制定された MAP Regulation を改正し、National Mass Metering Programme（NMMP、国家メータ普及拡大プログラム）を推進するために 2021 年 8 月 9 日に制定され、同日発効した。

MAP and National Mass Metering Regulations 2021 は、これまでの MAP Regulations の下で顧客メータ普及の進展がほとんど見られなかったことに鑑みて、連邦政府が中央銀行と協力して推進しようとしている NMMP の実施のための規則を定めている。WB の DISREP 担当者によれば連邦政府・中央銀行が投じようとしている資金（DisCo への融資）は 4 億米ドルで、これに DISREP が顧客メータ普及推進支援のために融資しようとしている 1.2 億米ドルを加えると 5 億米ドル以上の融資が計画されている。これらの融資により、現在、DisCo の資金

不足などを理由にメータ設置が進んでいない 6 百万口以上にのぼる顧客 (unmetered customers) の大半へのメータ普及が期待される。

#### **NMMP の概要 :**

- \* NMMP は MAP Regulation 2018 のもとで、2019 年 8 月 1 日～2021 年 6 月 30 日の間に僅か 583,733 のメータが MAP により設置されたのに過ぎない (うち 571,835 のメータが設置時の一括払い) ことから、連邦政府は中央銀行の協力より、配電事業者 (配電事業者の資金不足がメータ設置の進まない主な理由と考えられている) に対して返済期間 10 年間の金利 10%未満の融資をし、顧客メータの設置を大幅に促進することとした。
- \* MAP and National Mass Metering Regulations 2021 に先立ち NERC は関係者協議 (Stakeholder Consultation) を行った。関係者協議では、①メータ設置普及の緊急性、②MAP 業務継続の重要性、③メータ設置・運用サービスへの民間投資が不可欠であることが確認された。

#### **MSP の許可 :**

- \* LMMA (Local Meter Manufacturer/Assembler (国内企業メータ製造・組立業者)) は NERC の認定によりメータサービス提供者 (Meter Service Provider : MSP) となることができる。MSP の資格を得るための要件は、①工場での 6 つ以上のメータの部品組立経験の証明、②LMMA の供給するメータが信頼性標準・要求品質を満たしていることの配電事業者の確認、③年間で 100 台以上のメータが製造できる運転資金、資材を持ち、稼働状況にあること、④既存の MSP もしくは MAP と提携関係にあることである。
- \* MSP の認証を得るためには、は"Guidelines for Certification for Metering Service Providers and Related Matters 2013"に従うことが必要である。

#### **NMMP でのメータ調達 :**

- \* NMMP でのメータ調達手順は、公開競争の中で、EPSRA の原則に従って行われる。
- \* 配電事業者が調達するメータ数は仕様毎・生産ロット毎に配電事業者により決められ、NERC に提出され、NERC によりメータ普及計画に沿っていることが確認される。
- \* 調達に参加できるのは連邦政府の政策指針に従っているメータ製造者に限られる。
- \* NERC は LMMA の製造能力を検証するための独立機関を指名する。
- \* NMMP の調達プロセスを監督するプロジェクト実施ユニット (Project Implementation Unit : PIU) が設立される。
- \* メータの規制価格決定のための評価基準は、メータの単価、LMMA が直近 3 年間に納入した台数の実績記録、検証された LMMA の製造能力、配電事業者の指定する技術仕様への対応状況を組み合わせた基準で決定される。決定されたコストは LMMA との契約のベースとなる。
- \* 配電事業者と LMMA との契約は、メータ・付属品の供給、配電網 (network clean-up) の整備、設置及び製造者の保証を含み、配電線・配電用付属品の供給を含まない。
- \* NERC はメータ供給と設置に関する費用を見直す指令 (Order) を発出する。配電業者と MAP とメータ供給・設置契約は同指令の費用をベースとする。

- \* NMMPにおける入札ではプロジェクト実施ユニット (PIU) により決定される入札保証 (bid bond) が求められる。
- \* 配電事業者と LMMA との契約でのメータ台数は双方の合意と検証された LMMA の能力により決められる。全ての配電事業者と LMMA との契約は NERC に保管される。
- \* 全ての NMMP でのメータ供給契約は契約履行保証 (performance bond) により裏打ちされる。

#### **NMMP での技術要件 :**

- \* 配電事業者、LMMA 及び MAP は、メータ設置・運用規則 (Metering Code)、Guidelines for Certification of Metering Service Provider and Related Matters、その他の関連規制を遵守しなければならない。
- \* 本規制において適用される技術システムは配電事業者の計量インフラと互換性を保ち、関連する証明書を NERC に提出しなければならない。

#### **国内調達比率 (Local Contents) :**

- \* NMMP で調達される機器は全て国内で製造されたものでなければならない。顧客向けに設置されたメータ数で、国内調達比率が最低でも 30% となっていなければならない。この国内調達比率は、"NERC Regulations on National Content Development for the Power Sector" あるいはその他により関連規制により改定されることがある。

#### **配電事業者の権利 :**

- \* LMMA 及び MAP により供給されたメータの全ては配電事業者の資産の一部となり、配電事業者はメータ使用のための全ての権利・特権を有する。

#### **配電事業者の責務 :**

- \* NERC のメータ普及目標に従ってメータを設置する顧客の詳細を含メータメータ設置計画を作成・提出する。
- \* 選定された MAP 及び LMMA とそれぞれメータ設置サービス契約 (Metering Service Agreement : MSA) 及びメータ調達契約 (Meter Procurement Agreement : MPA) を実施する。
- \* MAP が MSA での責務を完遂できるように適宜情報を MAP に提供する。
- \* 定期的にメータを点検し、無傷であることと正確な読み取りを確保する。
- \* メータ設置・運用規則 (Metering Code)、その他の NERC の関連規則に基づき故障したメータの修理・交換を行う。
- \* メータの修理・交換を、顧客からの苦情を受けた後 2 営業日以内にし損じた場合は、直近の請求期間での顧客の消費に正確に対応した料金の請求もしくは顧客グループの使用量上限の低い方を請求する。
- \* 顧客からのメータ設置要求を受けた場合は、10 日以内に顧客の建物がメータを設置できる状況か否か確認する。
- \* MAP がメータ設置をし損じた場合は、MAP が失敗したことの連絡を受けて 10 日以内にメータを設置する。
- \* メータ設置時にメータの費用を一括前払いする顧客に対する返金は本規制の規定に従

って行う。

- \* 顧客が MAP に支払ったメータサービス料金（Meter Service Charge : MSC）の累積額の返金についても本規制の規定に従って行う。
- \* メータを提供した MAP に支払うメータ費用の未精算部分の支払いは MSC 関連規定に従う。

#### **MAP の権利：**

- \* MSA に従って提供したサービスに対する対価の全額をタイムリーに受け取る。
- \* メータサービスを遂行するために顧客の建物へアクセスができる。

#### **MAP 責務：**

- \* 配電事業者により示される仕様、業界標準、メータ設置に関する規則（code）に従ってメータ及び付属機器を設置する。
- \* 現行の規則・規制・業界基準に従って、設置するメータについての必要な試験に関する証明書・許可を取得する。
- \* MSA を遂行するにあたって、許可を得たメータサービスのみを提供する。
- \* 全てのメータが、顧客に向けて設置される前にナイジェリア電力管理サービス庁（Nigerian Electricity Management Services Agency : NEMSA）による試験を受け、校正されるようにして、メータ設置・運用規則を遵守する。
- \* 配電事業者との MSA で合意されたサービス標準を満たす。
- \* 支払通知を受け、配電事業者による顧客の建物がメータを設置できるようになっていることの確認を受けて 10 日以内にメータを設置する。

#### **顧客の権利：**

- \* 電力使用量が正確に計測され、料金が正しく請求されるようなメータ設置サービスを受ける。
- \* メータ設置の際に本規則に基づく一括前払いを行った場合は、配電事業者からの電力使用クレジット（将来の電力料金の支払い猶予）として受け取る。返金のスケジュールは、配電事業者の財務状況を勘案して NERC により承認される。本規定は MAP Regulation 2018 に基づいて支払われた一括前払いについても適用される。
- \* 顧客が月払いをした場合の累積支払額も電力使用クレジットとして返済される。
- \* 故障したメータの修理・交換は、メータ設置・運用規則に従って、顧客の負担無しで 2 日以内に配電事業者により行われる。顧客が故意に損傷させたことが確定した場合は、配電事業者は顧客の一括前払いを以て、あるいは双方が合意する支払い条件により、修理・交換を行う。
- \* メータの損傷理由につき係争がある場合は、顧客は、メータ設置・運用規則もしくはその他の NERC の関連規定に基づく公正な解決を要求できる。配電事業者は係争の解決を待たずにメータの修理・交換を行う。
- \* 顧客と配電事業者の代表は共同でメータ交換後の残余の電力使用クレジットに関する覚書を交わし、顧客はメータ交換の 48 時間以内に残余の電力使用クレジットを受け取る。

**顧客の責務：**

- \* メータの点検・設置のために顧客の建物へのアクセスを許可する。メータの点検・設置のために顧客の建物へのアクセスを拒否する場合は、アクセスを許可するまで配電網から切断され、電力供給を受けられなくなる。
- \* メータの安全を確保し、メータの改ざんを行わず、見知らぬ者にメータへのアクセスを許可しない。

**LMMA の権利・責務：**

- \* LMMA の権利・責務は配電事業者との契約で規定される。
- \* 配電事業者との契約に基づくメータの供給実績、MAP との取引での価格、台数、未納台数などを記載した月刊レポートを NERC に提出する。

**NERC への報告義務：**

- \* 配電事業者、MAP、LMMA は計画、月刊レポートなどを NERC に提出する。

**Meter Service Agreement (MSA) の内容：**

- \* MSA は配電事業者と MAP との間で締結・実施され、①MAP により配電事業者の配電網内で契約期間に設置するメータの台数、②コスト構造についての詳細、③支払いの条件、④メータの仕様、⑤保証、⑥その他、当事者間で合意する事項を含む。

**Meter Purchase Agreement (MPA) の内容：**

- \* MPA は配電事業者、LMMA の間で締結・実施され、①LMMA により供給されるメータの台数、②納入期間、③コスト構造、④支払いの条件、⑤メータの仕様、⑥保証、⑦その他、当事者間で合意する事項を含む。

**Service Level Agreement (SLA) の内容：**

- \* SLA は配電事業者と LMMA もしくは MAP との間で締結・実施され、①メータ設置のスケジュール、②設置についての最低標準、③見知らぬ者のアクセスからの保護と改ざん防止、④主要業績指標 (Key Performance Indicator)、⑤LMMA、MAP のエージェントによるメータの抜け道・改ざんに対する補償事項に関する事項を含む。

**販売者金融 (Vendor Finance)：**

- \* 配電事業者と LMMA もしくは MAP と支払い延期について相互で合意する場合のメータのベース費用は NERC により承認された規制価格を超えることはできない。資金調達費用が中央銀行で認められた金利を超える場合は、メータ調達契約 (Meter Procurement Agreement : MPA) 実施以前に NERC の許可を得なければならない。

**メータ設置のための配電事業者による資金調達：**

- \* 配電事業者が MAP・NMMP の制度によらず直接メータを調達する際の資金調達について：
  - ① 追加のメータ調達のための資金調達条件については NERC の承認を得る必要がある。
  - ② メータ・付属機器、設置、保証の費用は NERC により認められた規制価格を超えてはならない。

◎ 調達条件は現行の MAP・NMMP 契約と衝突もしくは競合するようなものであってはならない。

#### MAP 規制の変更点：

- \* 配電業者は引き続き、メータ設置割当数を達成する義務を負うが、資金調達源として従来の①MAP による資金調達、②自身の資金調達、に加えて、◎NMMP による融資、③メータ販売者による資金調達 (Vendor Finance)、④その他の外部資金源による資金調達が可能となった。
- \* NMMP で適用されるメータ調達手続きは、NMMP の終了後にはメータ運用準備のための配電網整備 (network clean up) に適用される。ただし、配電線、付属アクセサリーの調達には適用されない。
- \* 配電業者は NMMP の実施に伴い、MAP へのメータ設置数の割り当てを変更する、あるいは他の MAP に割り当て直すことが可能となった。
- \* 配電業者は NMMP の終了後は LMMA を MAP として指定できるようになる (NMMP 実施中は禁止されている)。

### 3) NSP・MAP 登録企業

NERC のホームページには、2021 年 6 月 18 日で NSP として認可されている事業者 (Licensee) のリストが掲載されている。NSP として認可されている企業は合計で 98 社あり、うち 15 社がメータ製造業者、23 社はメータ輸入業者、3 社がメータ販売業者、58 社がメータ設置業者 (Corporate Installer) となっている。

また、NERC のホームページには、MAP として NOC (Non Objection Certificate - NOC を取得した企業が DisCo と MAP 契約を締結する際に NERC は反対しないという証明書) を取得している 35 社がリストアップされている (期日の指定がないが、2021 年 10 月時点の最新版が掲載されているものと推測される)。なお、同 35 社のうち、11 社が NSP としての認可も取得している。

## 2-2 電力事業の実施体制

### (1) 電力セクターの関連組織

電力セクターに関連する政府の組織は、連邦電力省（Federal Ministry of Power、以下 FMP）とその下部機関で構成されている。表 2-2.1 に電力セクター関連組織を示す。

表 2-2.1 電力セクター関連組織

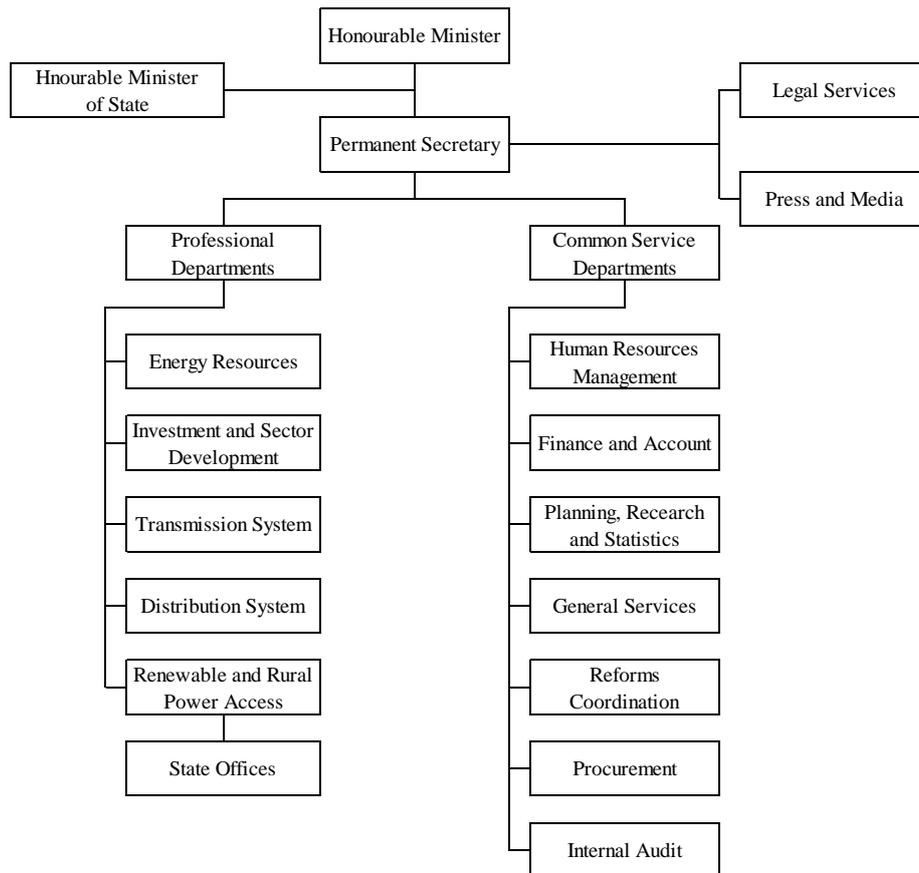
| 関連組織   | 主な役割  |
|--|---|
| 連邦電力省<br>Federal Ministry of Power(FMP)                                      | 電力セクター開発全般に係る政策・プログラムの策定、実施監督・調整を行う。  |
| 国家電力規制委員会<br>National Electricity Regulatory Commission (NERC)               | 電力セクターの監督規制機関である。発電・送電・配電・電力取引など、電力セクターの全ての分野が管轄となる。また、電力事業者への認可業務も担当している。  |
| ナイジェリア送電公社<br>Transmission Company of Nigeria (TCN)                          | TCN は以下の 3 つの実施部門と管理部門から構成されている。  |
| Transmission Service Provider (TSP)  | 送電網に関する資産の管理、送電網拡張運営計画の策定、送電網整備プロジェクトの実施などを行う。  |
| System Operator (SO)   | ①発電所への発電量の割当、②停電などの緊急事態への対応、システムの回復、緊急時での調整、緊急時の対処結果の利用者・監督規制機関への報告③需要予測、④Grid Code 遵守の確認、グリッドへの接続機器の確認、⑤システムに係る試験・検査などを行う。 |
| Market Operator (MO)   | ①送電網への受電ポイント・配電会社への送電ポイントでの電力量の計測、受送電力量の確定、②送電などの配電会社からの電力システム運用に係るサービス料金の徴収と各機関への支払いなどを行う。                                 |
| ナイジェリア電力債務管理会社<br>Nigerian Electricity Liability management Company (NELMCO) | PHCN（電力事業の発送配電分離および民営化までの時限会社として設立された）が前身機関より受け継いだ職員年金に係る支払債務の管理および、PHCN が保有していた資産のうち非主要資産の処分による年金財源のねん出などを行うため設立された組織である。  |
| ナイジェリア電力取引所<br>Nigerian Bulk Electricity Trading Plc. (NBET)                 | 電力取引所。発電会社と PPA(power purchase agreements)を結び電力を買い取り、配電会社と VC (Vesting Contracts)を結び、電力を卸売りする。                              |
| 地方電化庁<br>Rural Electrification Agency (REA)                                  | 地方電化推進の実施機関。  |
| 国家電力訓練機関<br>National Power Training Institute of Nigeria (NAPTIN)            | 電力セクターの職員に対するトレーニングを行う。失業者向けに電力関連技術の習得実習などの職業訓練（National Power Sector Apprenticeship Scheme (NAPSAS)）も管理する。                 |
| ナイジェリア電力管理検査庁<br>Nigeria Electricity Management Services Agency (NEMSA)      | 電力セクターの設備に関する技術的サポートや検査を行う。   |

出典：各機関の Web サイトを基に JICA 調査団が作成

### (2) 連邦電力省（FMP）の概要

ナイジェリア連邦共和国憲法（1999 年制定、2011 年改訂）第 13 条の規定により連邦電力省（FMP: Federal Ministry of Power）は、発電、送電、配電を監視、監督する役割を担う。FMP は、ナイジェリアの電力供給産業（NESI : Nigerian Electricity Supply Industry）の発展と効率的な運用のために政策を策定し、実施する。

FMP は、図 2-2.1 の組織図に示すように、大臣、副大臣、次官と五つの実務部門（エネルギー資源、投資・セクター開発、送電、配電、再生可能エネルギー・地方電化）及び、人事、財務・経理等の 7 つの共通サービス部門、次官直轄の法務、広報部門から構成される。



出典：FMP の Web サイトを基に JICA 調査団が作成

図 2-2.1 FMP の組織

### (3) NERC の概要

NERC (Nigeria Electricity Regulatory Commission) は Electric Power Sector Reform Act (2004) の Part III (Section 31~61) に基づいて 2005 年に設立された電力セクターの規制機関である。NERC 設立の目標は以下の通り。

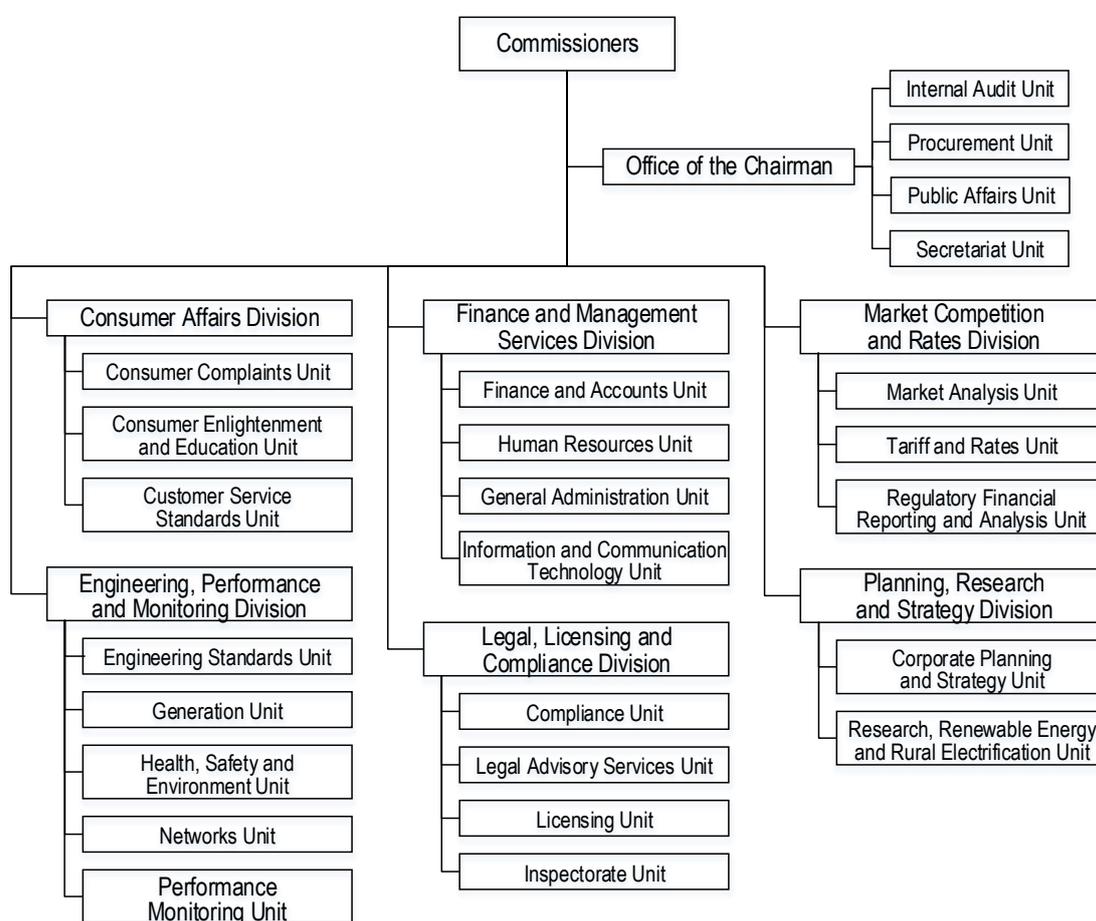
- i) 資源を最適利用する効率的な電力セクターの実現
- ii) 都市・農村での電力へのアクセスの最大化
- iii) 適切で利用可能な電力供給の確保
- iv) 顧客にとって公正で、電力事業者にとって資金調達が可能で適切な利潤の得られる電気料金の設定
- v) 発電・送電・配電における安全・確実性・信頼性・品質の確保
- vi) 電力事業者・消費者双方にとって公正でバランスの取れた規制
- vii) Quarterly Report の大統領・国会への提出

NERC の機能、上記の目標を達成するため NERC は以下の機能を持つ

- i) 競争・民間の参入の促進
- ii) 電力事業運営に関する Code、安全・確実性・信頼性・品質に関する基準の制定・承認

- iii) 電力供給・利用に関する消費者の権利・義務の制定
- iv) 発電、送電、システムオペレーション、電力取引を行う事業者の営業許可と規制
- v) 市場規則（Market Rules）の承認・改正
- vi) 電力市場での取引の監視
- vii) その他目標を達成するために必要な事項

NERC は 7 名のフルタイムの Commissioner により率いられている。Commissioner は大統領により任命され、上院により確認される。Commissioner は、官民両セクターの NERC の所管事項に関連する専門分野、すなわち、発電、送電、システムオペレーション、電力市場取引、及び法律、会計、経済、財務、管理などに関して適格な者を任命する。また、Geo-political region と呼ばれる 5 つの地域の出身者を 1 名ずつ任命することになっているが、Chairperson はどの地域から任命しても良いとされている。NERC は 6 つの Division から構成されており、各 Division は 1 名の Commissioner が統率している。



出典：NERC

図 2-2.2 NERC の組織図

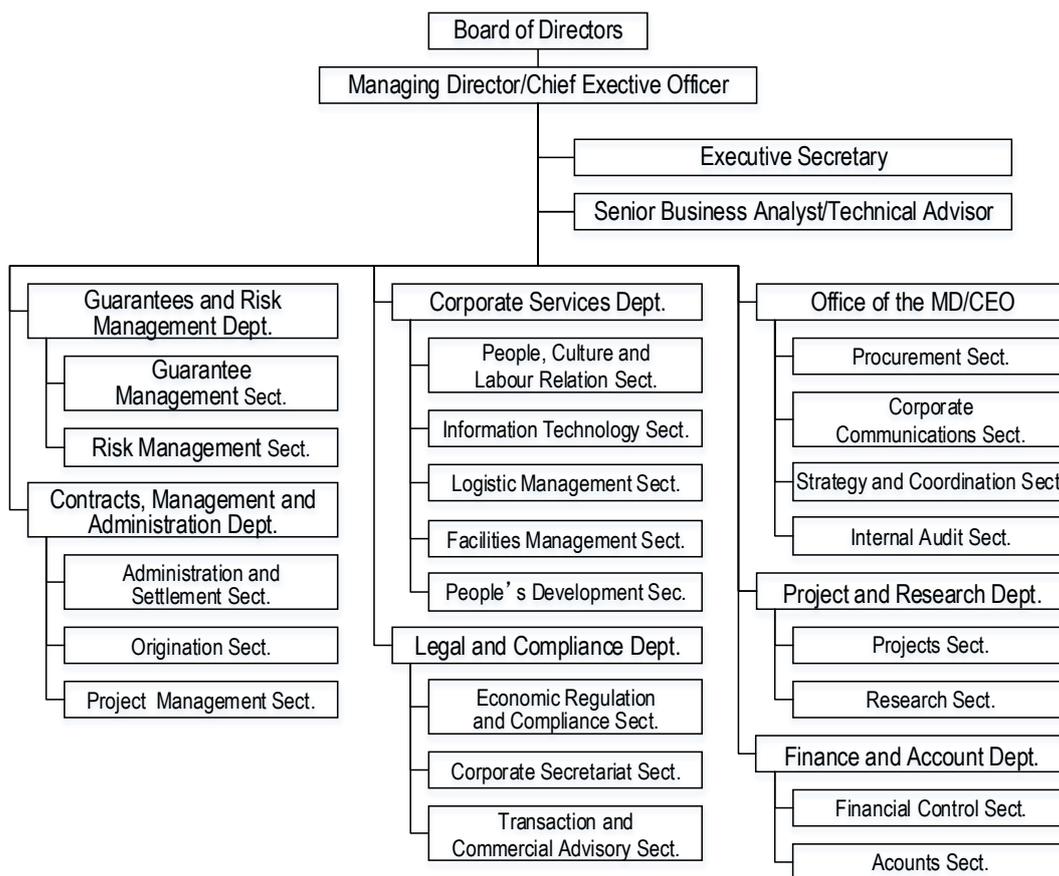
#### (4) NBET の概要

NBET は電力プールの管理者として 2010 年 7 月に設立された 100%連邦政府保有の会社である。NBET 設立の目的は、透明かつ効果的・効率的な媒介を行うことにより電力市場価格

を実現し、電力セクターへの投資家に対する支払を保証し、財務的に持続可能な電力市場を形成することである。

取締役会（Board of Directors）の議長は財務予算国家計画大臣が勤め、メンバーには、BPEの総裁、予算事務所（Budget Office）・債務管理事務所（Director General Debt Management Office）の所長、電力省からの代表が名を連ねている。

NBET は以下の 7 つの局、21 の課から構成されている。



出典：NBET

図 2 - 2. 3 NBET の組織図

### (5) GenCo の概要

民営化されたナイジェリアの GenCo には、表 2 - 2. 2 に示すように、資産・運営形態が異なる 4 種類の発電所が存在する。これら 4 つの形態の発電設備は、以下に示すように、取得過程がそれぞれ異なっている。

- 火力発電所：NEPA から PHCN を経て民間に株式が売却された。
- 水力発電所：NEPA から PHCN を経由するが資産は国が保有し、運営は民間に委託された。
- NIPP（火力）：余剰原油会計を活用して実施された NIPP（National Integrated Power Project、国家統合電力事業）により建設され NDPHC（Niger Delta Power Holding Company）

により資産が維持され運用されている発電所

- IPP：民間投資により建設され運用されている発電所

表 2-2.2 既設火力発電所及び水力発電所

| 種類                         | 発電所                                | 定格容量(MW)      | 発電可能容量(MW)   | 発電可能率(%)  |
|----------------------------|------------------------------------|---------------|--------------|-----------|
| ナイジェリア政府<br>及び発電会社<br>(水力) | Kainji                             | 760           | 320          | 42        |
|                            | Jebba                              | 578           | 441          | 76        |
|                            | Shiroro                            | 600           | 448          | 75        |
|                            | 小計                                 | 1,938         | 1,209        | 62        |
| <b>合計 (水力)</b>             |                                    | <b>1,938</b>  | <b>1,209</b> | <b>62</b> |
| ナイジェリア政府<br>及び発電会社<br>(火力) | Egbin (ST)                         | 1,320         | 1002         | 76        |
|                            | Afam (IV & V) (GT)                 | 351           | 88           | 25        |
|                            | Delta (GT)                         | 900           | 585          | 65        |
|                            | Sapele (ST)                        | 720           | 234          | 32        |
|                            | Gerugu (GT)                        | 414           | 237          | 57        |
|                            | Olorunsogo I (GT)                  | 335           | 281          | 84        |
|                            | Omosho (GT)                        | 335           | 301          | 93        |
|                            | 小計                                 | 4,375         | 2,737        | 63        |
| NIPP<br>(火力)               | Olorunshogo (コパ・イント <sup>o</sup> ) | 750           | 584          | 78        |
|                            | Alaoji (コパ・イント <sup>o</sup> )      | 500           | 280          | 56        |
|                            | Gerugu (GT)                        | 450           | 410          | 91        |
|                            | Ihovbor (GT)                       | 500           | 311          | 62        |
|                            | Omosho (GT)                        | 500           | 439          | 88        |
|                            | Sapele (GT)                        | 500           | 337          | 67        |
|                            | Odukpani (GT)                      | 500           | 272          | 54        |
|                            | Gbarain (GT)                       | 120           | 55           | 46        |
|                            | 小計                                 | 3,820         | 2,689        | 70        |
| IPP<br>(火力)                | Rivers (GT)                        | 180           | 113          | 63        |
|                            | Omoku (GT)                         | 150           | 74           | 49        |
|                            | ASCO (ST)                          | 110           | 2            | 2         |
|                            | Trans-Amadi (GT)                   | 100           | 52           | 52        |
|                            | Okpai (Gas)                        | 480           | 323          | 67        |
|                            | Ibom (GT)                          | 155           | 111          | 72        |
|                            | Afam VI (GT)                       | 650           | 533          | 82        |
|                            | Paras (GT)                         | 58            | 36           | 61        |
|                            | AES (GT)                           | 294           | 0            | 0         |
|                            | 小計                                 | 2,177         | 1,243        | 57        |
| <b>合計 (火力)</b>             |                                    | <b>10,372</b> | <b>6,669</b> | <b>64</b> |
| <b>合計 (火力 + 水力)</b>        |                                    | <b>12,310</b> | <b>7,878</b> | <b>64</b> |

備考：発電可能率 = 発電可能容量 / 発電設備容量 × 100 (%)

出典：Transmission Company of Nigeria (2016) “Annual Technical Report”

## (6) TCN の概要

2005年に施行されたEPSRAに基づきNEPAの資産、権利義務、従業員等を引き継ぐ組織として、2005年5月にPHCNが設立された。その後、PHCN傘下の事業については、民間資本の参入を目的とし、11社の発電会社(GenCos)、11社の配電会社(DisCos)、及び1社の送電公社(TCN)に分割された。このうちGenCo及びDisCo各社については、51%~100%の株式を民間に売却し、民営化された。TCNについては国が株式を100%所有する公社となっている。

TCN の職員数は 3,500 名を上回り、送電サービス部門 (Transmission Service Provider : TSP)、系統運用部門 (System Operator : SO)、電力市場運用部門 (Market Operator : MO) の 3 部門に分かれている。TCN の組織図を図 2-2.4 に示す。



出典 : TCN (2017 年 8 月時点)

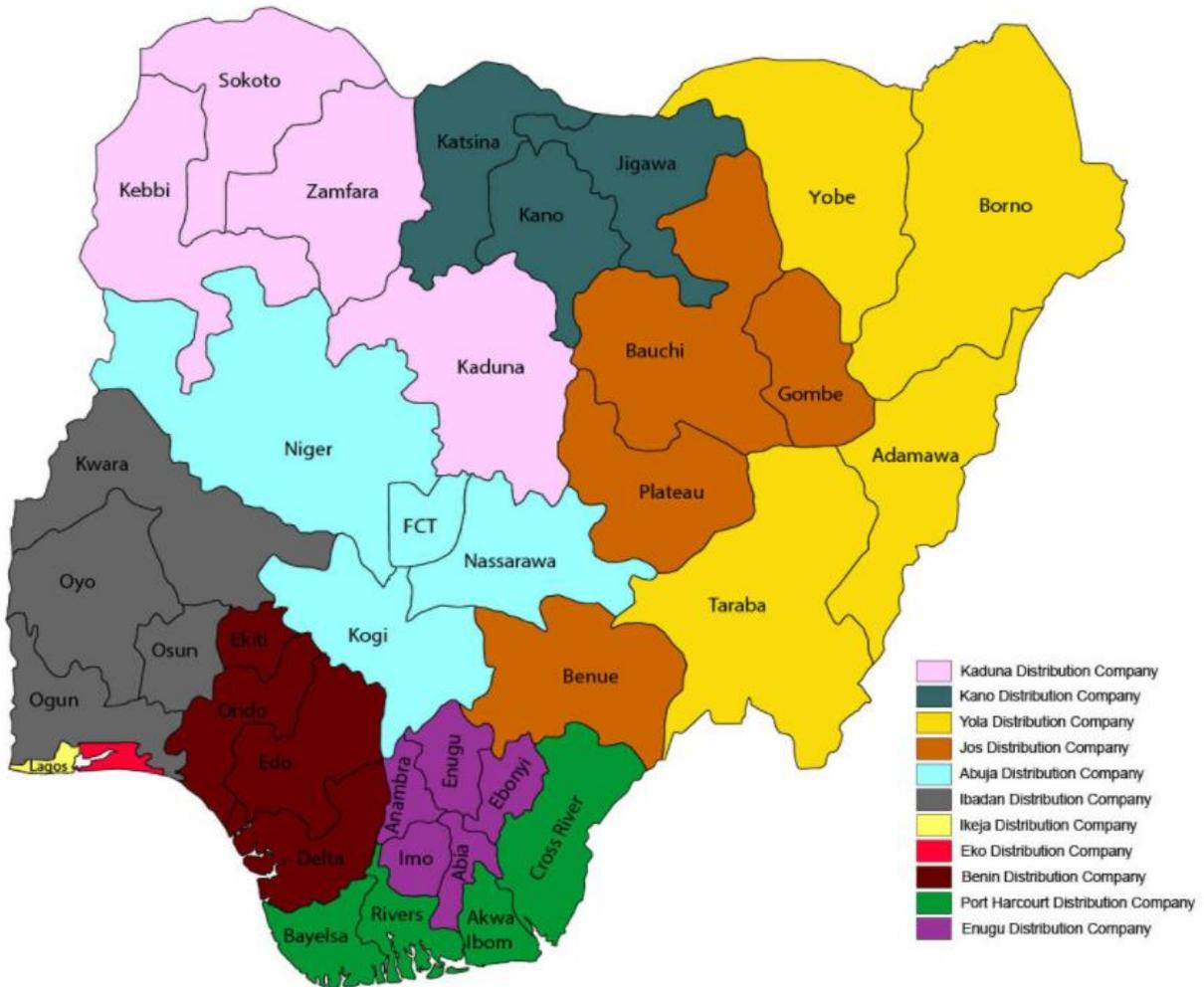
図 2-2.4 TCN の組織図

## (7) Disco の概要

現在ナイジェリアでは、自由競争市場が確立されるまでの電力市場移行期間 (TEM<sup>6</sup> Stage) であり、NBET が GenCo から電力を購入し、さらに NBET から DisCo が電力を購入し、各需要家に配電している。現在 DisCo は、分割民営化されており図 2-2.5 に示すようにナイ

<sup>6</sup> Transitional Electricity Market

ジェリア全土に 11 の DisCo が配電している。



出典：DisCoWeb ページより調査団作成

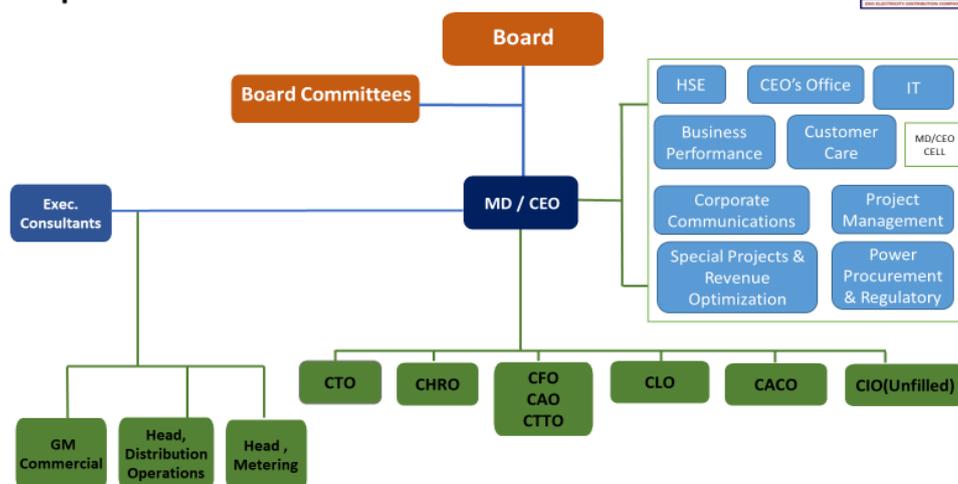
図 2-2.5 ナイジェリアの DisCo

ラゴス州を担当している DisCo の一つである Eko Distribution Company (EKEDC) の情報を以下に示す。

### 1) Eko Distribution Company の概要

会社組織は、図 2-2.6 に示すように最高責任者である CEO に技術、人事、財務などの責任者が配置されている。また、業務組織と従業員数の内訳を表 2-2.3 に示す。全従業員数が 1,846 人であるのに対して、技術者は 866 人と 47% を占めており、そのうち配電設備運用を担当している技術者が最も多く 665 人となっている。EKEDC が配電しているエリアでは、電力量計が 272,911 設置されているが、262,225 軒の顧客がまだ設置されていない状況となっており、ナイジェリアでカノ州について人口が多いラゴス州においても、配電会社の電力量計の設置数は約半数となっている（詳細は、2-2-2 配電会社の経営状況に記載）。

## Corporate Structure



出典：EKEDC より入手

図 2-2.6 EKEDC の組織

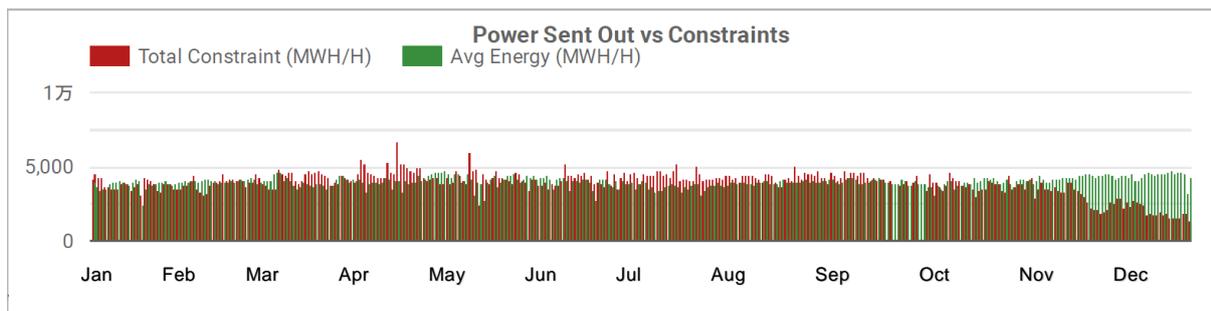
表 2-2.3 EKEDC の業務組織と従業員数の内訳

| Function      | Department  | Number of STAFF |
|---------------|---|-----------------|
| TECHNICAL     | Distribution Operations                                 | 665             |
|               | Metering  | 84              |
|               | Technical   | 117             |
| NON-TECHNICAL | Audit and Compliance                                    | 14              |
|               | Business Performance (MD/CEO CELL)                      | 4               |
|               | CEO Office (MD/CEO CELL)                                | 10              |
|               | Commercial  | 491             |
|               | Corporate Communications (MD/CEO CELL)                  | 41              |
|               | Customer Service (MD/CEO CELL)                          | 44              |
|               | Finance   | 154             |
|               | HR & Admin  | 118             |
|               | HSE (MD/CEO CELL)                                       | 22              |
|               | IT (MD/CEO CELL)  | 39              |
|               | Legal   | 6               |
|               | Power Procurement and Regulatory (MD/CEO CELL)          | 14              |
|               | Project Management (MD/CEO CELL)                        | 7               |
|               | Special Projects and Revenue Optimization (MD/CEO CELL) | 16              |
| <b>Total</b>  |   | <b>1,846</b>    |

出典：EKEDC より入手（2020年8月時点）

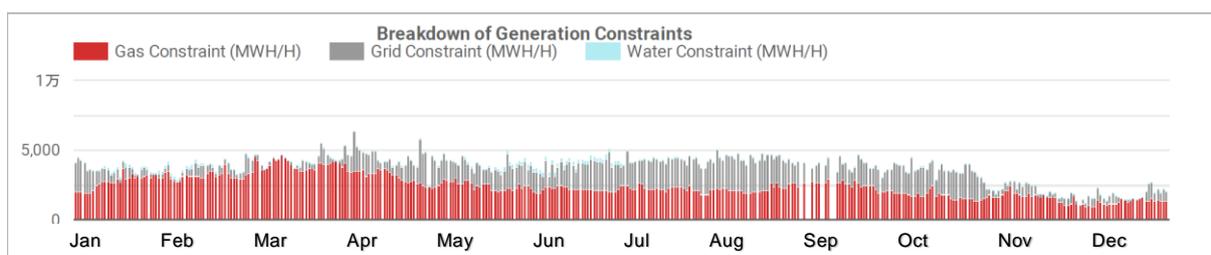
## 2-3 電力需要

ナイジェリアでは潜在的な電力需要に対して供給力が不足しているため、常時供給制限が行われている。図 2-3.1 に 2020 年の一日ごとの平均供給電力と供給制約、図 2-3.2 には供給制約の内訳を示す。図 2-3.1 に示す通り、平均供給電力は 4,000MW 程度で推移しているが、それと同等か、それを上回る程度の供給制約が発生している。図 2-3.2 に示すように、2020 年前半の主な供給制約は発電用燃料のガスの制約であるが、2020 年中頃にはガス供給制約と系統制約が拮抗するようになっている。



出典：Advisory Power Team, Vice-President Office

図 2-3.1 供給された電力と供給未達の電力



出典：Advisory Power Team, Vice-President Office

図 2-3.2 供給未達の電力の要因別内訳

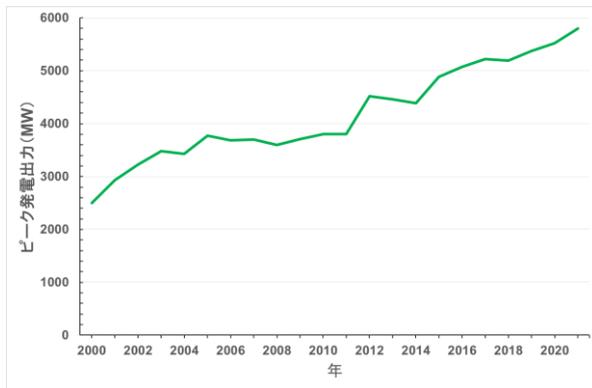
図 2-3.3 にナイジェリア全国のピーク発電出力、図 2-3.4 に発電電力量の推移を示す。ピーク発電出力、発電電力量ともに、2000 年から 2020 年にかけて平均 4%/年の割合で増加している。2021 年 3 月 1 日には、過去最大となる 5,802MW のピーク発電を記録している。図 2-3.4 に示す発電電力量は、2009 年と 2016 年に大きく低下している。図 2-3.5 に 2016 年の火力と水力の発電電力量を示すが、水力の発電電力量は殆ど一定であるものの、火力の発電電力量は 1 月から 6 月にかけて大きく低下しており、これが発電電力量全体の低下を招いている。2016 年にナイジェリアガス公社 (NGC : Nigerian Gas Company) から火力発電所向けに供給された天然ガスの量は 2015 年と比較して約 20%低下しており<sup>7</sup>、火力発電の主要な燃料であるガスの供給不足が、火力発電所の稼働率を低下させる要因となっている。

以上のように、ナイジェリアの電力需要は供給側の制約により抑圧された状況であり、2018 年の国民一人当たりの電力消費量<sup>8</sup>は 0.16MWh と、南アフリカの 4.0MWh やガーナの 0.3MWh を大

<sup>7</sup> 2016 年当時の新聞報道によれば、国内向けガス生産・処理設備の容量不足、ガス供給インフラに対するバンダリズム（破壊行為）が火力発電向けのガス供給量低下の原因とされている。

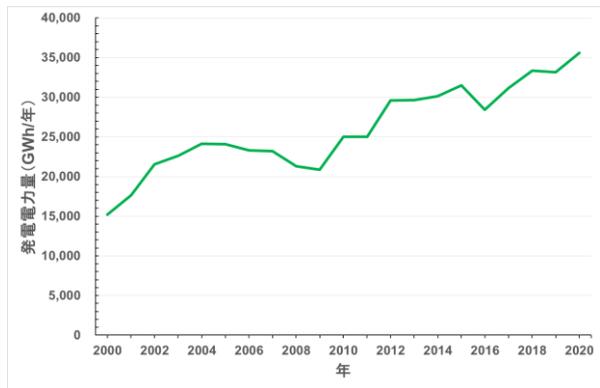
<sup>8</sup> International Energy Agency, Data and Statistics

大きく下回っている。



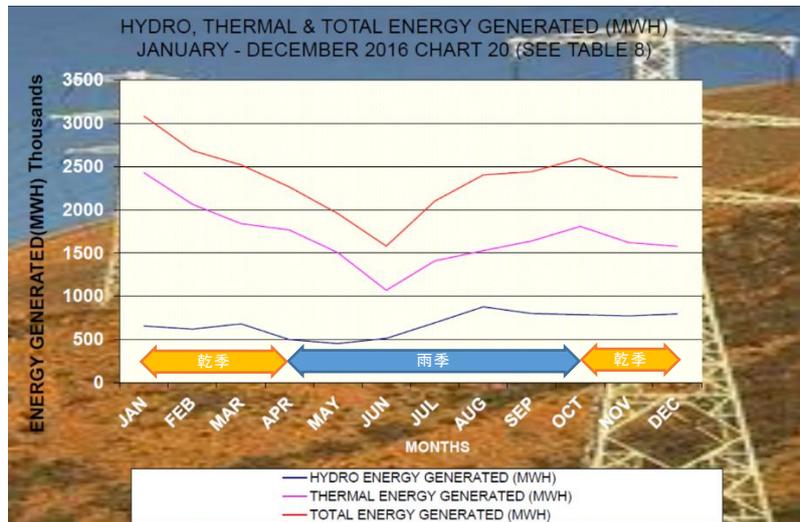
出典：Transmission Company of Nigeria “Annual Technical Report”, Advisory Power Team Vice-President Office

図 2-3.3 ピーク発電出力の推移



出典：Transmission Company of Nigeria “Annual Technical Report”, Advisory Power Team Vice-President Office

図 2-3.4 発電電力量の推移



出典：Transmission Company of Nigeria “Annual Technical Report”

図 2-3.5 火力及び水力の月別発電電力量 (2016年)

## 2-4 電力セクターの課題

ナイジェリアの電力セクターでは、(1) 電力供給力不足・不安定、(2) 財源不足、並びに(3) 高い電力ロスが大きな課題となっている。

2015年のナイジェリアの電力供給フローを図 2-4.1 に示す。この図によると、定格発電容量 12.5GW に対して、発電設備の老朽化・故障や主な発電燃料であるガス供給の不足などの理由から発電可能出力は 3.9GW となり、送電ロス (0.3GW) に加えて、配電ロス (技術ロス・商業ロス・料金徴収ロス：1.7GW) のため、わずか 1.9GW (定格発電容量の 15%) しか配電できない状況である。

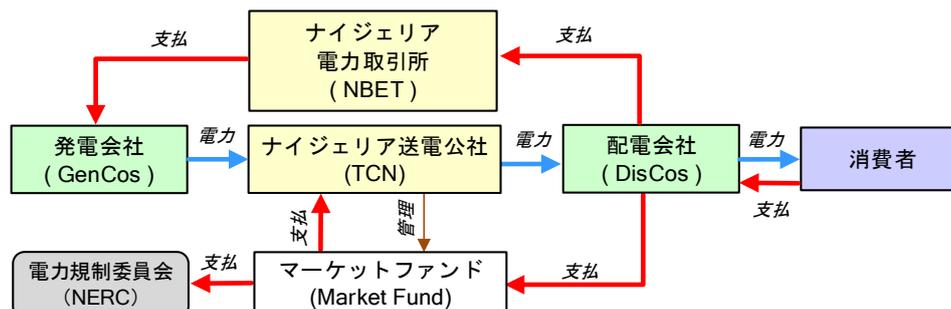


出典：国家経済回復・成長計画 (ERGP) を基に調査団作成

図 2-4.1 ナイジェリアの電力供給フロー (2015 年)

2005年に EPSRA が施行され、垂直統合の事業形態であった NEPA は、図 2-4.2 に示すように発電、送電、配電に分社化され、発電会社・配電会社は民間、送電会社は公社にて運営されている。

図 2-4.2 にナイジェリアの電力と支払いのフローを示す。現在は、自由競争市場が確立されるまでの電力市場移行期間 (TEM Stage) であり、電力取引に NBET が介入し、自由競争市場では賄いきれない電力料金を調整している。TEM 期間中は、NBET が GenCo から電力を購入し、DisCo に販売している。GenCo で発電された電力を DisCo に送電するサービスを提供するナイジェリア送電公社 (TCN) や規制業務を所管するナイジェリア電力規制委員会 (NERC) に対しては、電力改革以前の方法を踏襲しマーケットファンドにより各々のサービスに対する支払いが行われている。このような資金のフローから、電力セクターが TEM Stage から自由競争市場に移行するためには DisCo の事業収益性向上が最重要課題の一つとなっていることが分かる。



出典：調査団作成

図 2-4.2 ナイジェリアにおける電力と支払いフロー（移行市場段階）

### (1) 電力供給力不足・不安定

ナイジェリアでは、2019年時点の潜在電力需要 12.8GW（JICA 電力マスタープラン）に対し、主な発電燃料である天然ガスの供給が不安定であるため、発電可能出力が約 3.9GW（図 2-4.1）、送電容量が約 3.6GW（図 2-4.1）に留まっている。そのため、都市部、地方部ともに計画停電が頻繁に発生しており、同国の経済成長の阻害要因の一つとされている。

### (2) 財源不足

ナイジェリアの電力料金の支払い状況は、2017年10月～2018年9月の1年間で DisCo から NBET に、NBET から GenCo に支払われる金額は請求額の 1/4～1/3 程度に留まっていた。この DisCo による電力料金未払いは、最終消費者からの料金徴収率が低いことが最大の原因である。DisCo による消費者からの料金徴収率は平均で 69.2%（2019年6月）<sup>9</sup> となっており、民間の消費者に加え、大口消費者である政府機関も電力料金の支払いを怠っている状況である。

更に、DisCo が設備投資をする際の費用はほぼ外貨（米ドル）建て、GenCo の発電原価の大半を占める燃料費（ガス価格）もドル連動であるのに対し、電気料金収入は現地貨（ナイラ）建てであることから、為替変動を最終需要家の電気料金に転嫁できない現在の料金体系においては、ナイラ安が DisCo の経営悪化に拍車をかけている。また DisCo は、設備投資よりも民営化入札時の株式取得のための借入金の返済を優先せざるを得ず、配電ロスの低減や効率的な電力供給のために必要となる設備投資が十分に行えない状況となっている。

### (3) 高い電力ロス

図 2-4.1 に示すようにナイジェリアでは、定格発電容量 12.5GW に対して、発電・送電・配電では様々な要因により供給不能電力が発電設備容量の 85% と非常に高く、わずか 1.9GW が配電可能容量となっている。

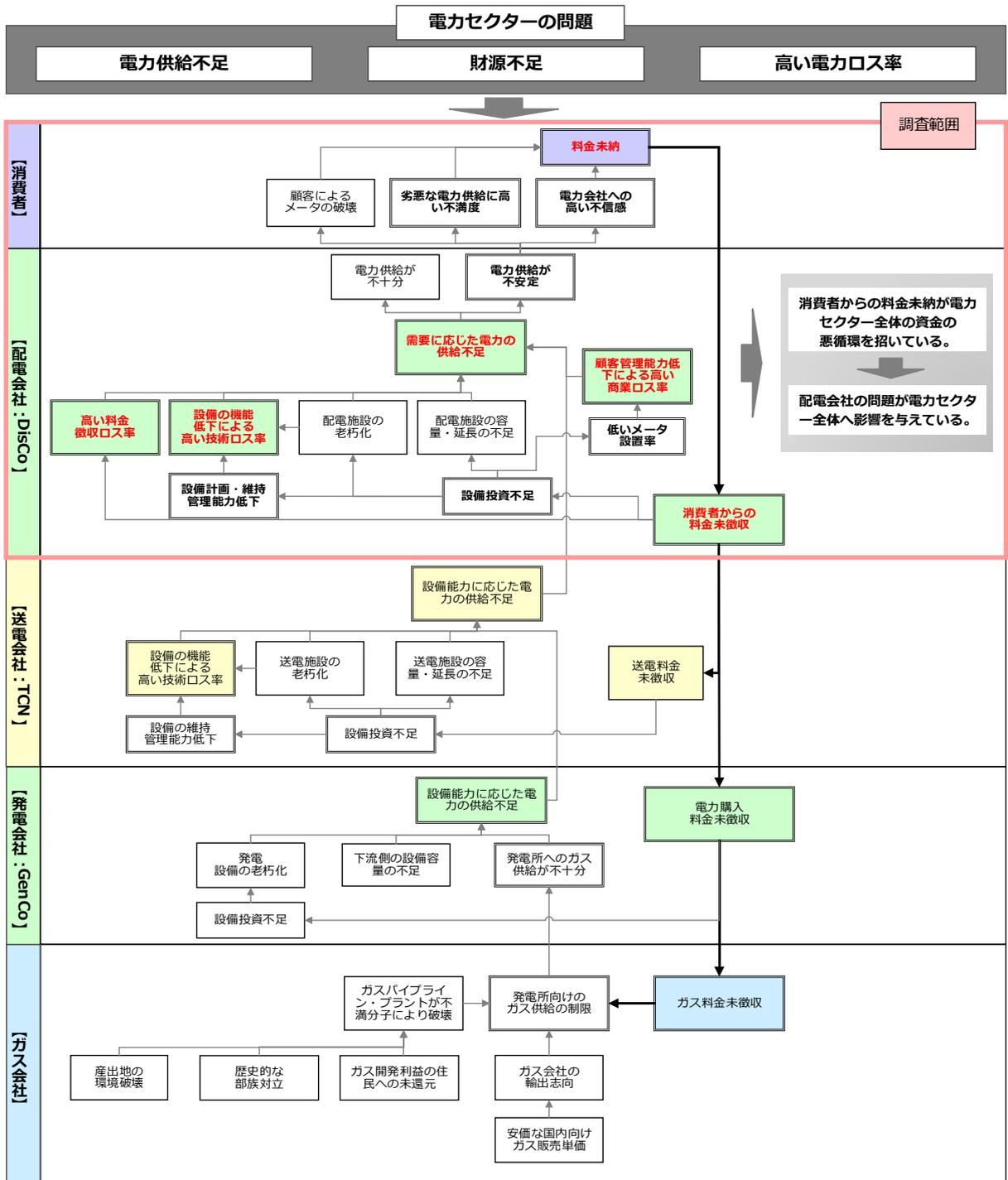
上記、電力セクターの問題は、消費者を含む発電・送電・配電の各分野での問題に起因しており、それらは密接に関わっている。図 2-4.3 に電力セクターの各分野における問題系図を示す。消費者の料金未納が電力セクター全体の資金の悪循環を招いており、配電会社の問

<sup>9</sup> NERC 四半期報告書（2019年6月） <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/NERC-Second-Quarter-Report-2019/>

題が電力セクター全体へ悪影響を与えていることが確認できる。なお、各分野における問題は表 2-4.1 に示す通りである。

表 2-4.1 電力セクターにおける各部門の主な問題

| 分野                 | 問題  |
|--------------------|---|
| 消費者                | 消費者に『劣悪な電力供給に対する高い不満』と『電力会社への高い不信感』があり、電力料金の未納が発生している。  |
| 配電会社：DisCo         | 消費者からの料金未納により料金徴収ロスが高くなり DisCo の財源が不足している。設備投資不足による低いメータ設置率のため顧客管理能力が低下しており、商業ロスが高くなっている。また、財源不足により適切な維持管理が行われないため設備が老朽化し、技術ロスが高くなっている。<br>高い技術ロス・商業ロス・料金徴収ロスにより需要に応じた電力供給が困難な状況となっている。 |
| 送電会社：TCN           | 設備投資不足のため適切な設備形成ができず、供給力にボトルネックが生じている。また、維持管理も適切に実施されないため設備が老朽化し、技術ロスが高くなっている。<br>高い技術ロスにより需要に応じた電力供給が困難な状況となっている。  |
| 発電会社：GenCo<br>ガス会社 | ガス会社は、ガス料金未徴収の状態となっており、その結果、発電所向けのガス供給を制限している。そのため、GenCo は、発電所へ十分にガスが供給されず、設備能力に応じた発電が困難な状況となっている。  |



出典：調査団作成

図 2-4.3 電力セクターの各分野における問題系図

## 第3章 配電分野の現況と課題

### 第3章 配電分野の現況と課題

#### 3-1 配電設備の現況と課題

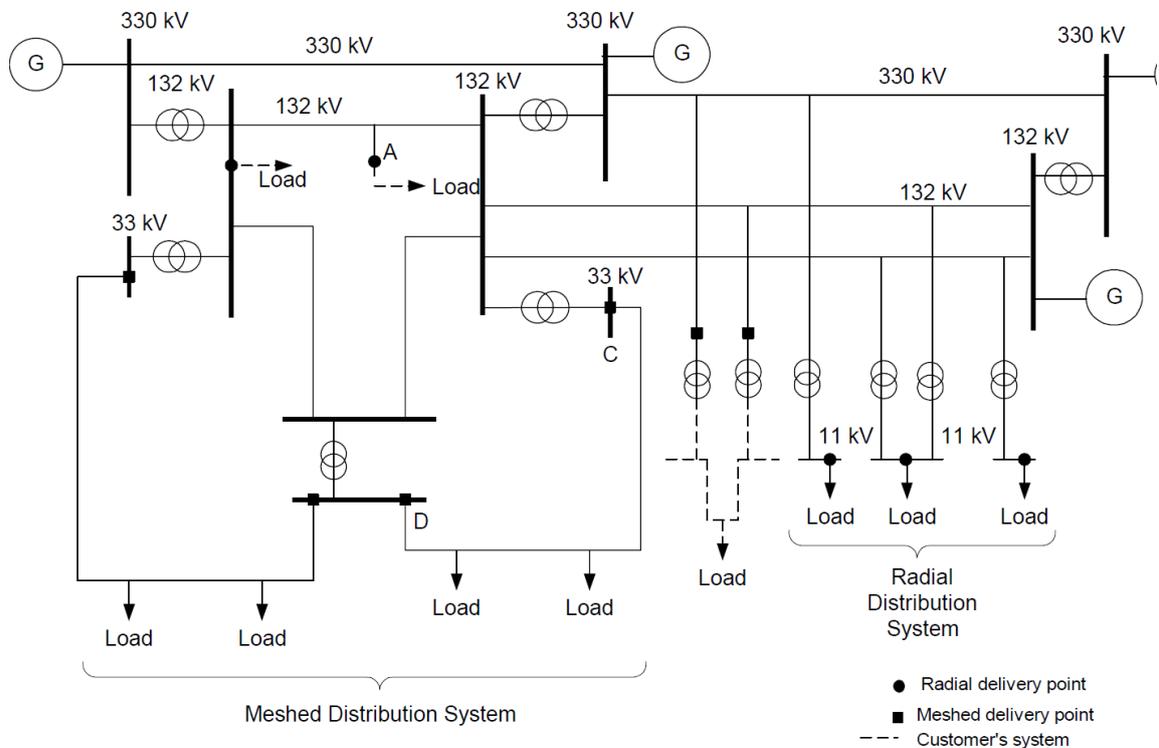
図 2-4. 2 で示したように現在ナイジェリアでは、発電会社 (GenCo)・配電会社は民間、送電会社は公社にて運営されている。現在電力セクターは、自由競争市場が確立されるまでの電力市場移行期間 (TEM Stage) であり、自由競争市場に移行するためには、DisCo の事業収益性向上が最重要課題の一つとなっている。ここでは、配電設備の現況と課題について述べる。

##### 3-1-1 配電設備の構成

###### (1) 系統構成

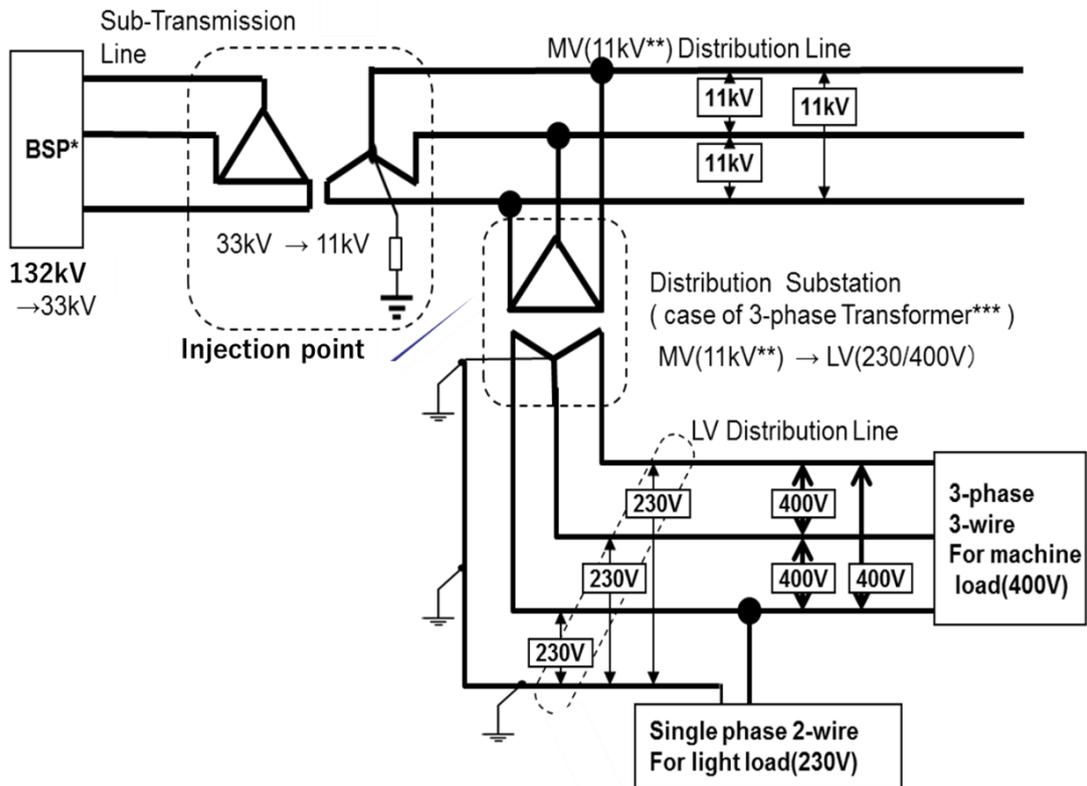
図 3-1.1 にナイジェリアの送電系統の主要構成を示す。電力は、発電所から 330kV と 132kV の送電線で送電会社 (TCN) と配電会社 (Disco) の境界変電所に送電される。境界変電所では、132kV から 33kV に降圧され、33kV 配電線で配電用変電所 (Injection Point) に送電され、そこで 11kV の配電電圧に降圧される。境界変電所の 33kV 母線からは、33kV 配電線が引き出される場合もある。33kV 配電系統は、樹枝状構成とループ構成が混在している。

図 3-1.2 に配電系統の構成を示す。配電系統の多くが 1 次電圧 11kV の 3 相 (中性点直接接地) 系統である。11kV で配電された電力は、配電用変圧器で低圧 (400/230V) に降圧される。低圧系統は、3 相 4 線式である。



出典：Grid code appendices Page26 Fig.2

図 3-1.1 ナイジェリアの系統構成



出典：調査団作成

図 3 - 1. 2 配電システムの構成

## (2) 配電設備の構成

高圧線と低圧線の支持物は、多くの場合別々になっている。電柱は、角形のコンクリート電柱または木柱が多く使用されている。高圧線路電柱の標準装柱を図 3 - 1. 3 に示す。ただし、図は高圧線と低圧線を併架した状態を示している。

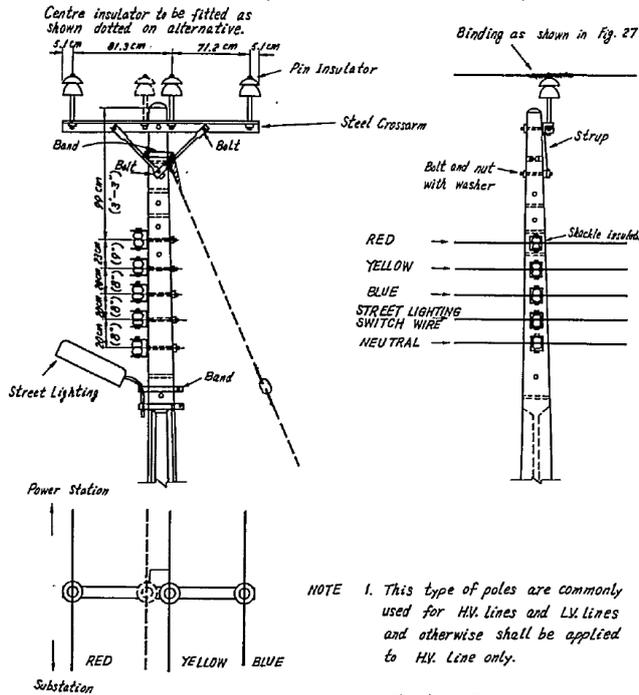
電柱間隔は 45m~50m(最大)を確保しなければならないことになっている<sup>1</sup>。電柱本体ならびに電柱基礎（装柱機器の荷重を考慮した）の安全率は 2.5 を確保することになっている<sup>2</sup>。66kV 以下の架空電線の地上高は 6,1m 以上を、400V の低圧線は 5.8m を確保しなければならないことになっている<sup>3</sup>。

<sup>1</sup> 5.1.1. Route Surveys : Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations 2015

<sup>2</sup> 5.1.5.7.4. Load Bearing Capacity for Support Structures of Distribution Lines and Safety Factor : Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations 2015)

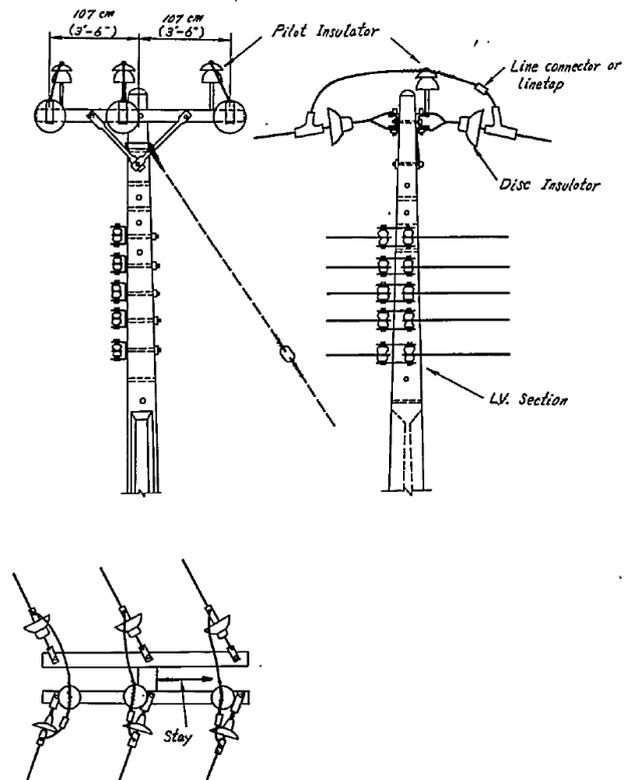
<sup>3</sup> 5.1.5.4. Conductor Sag : Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations 2015

Fig. 12 INTERMEDIATE AND ANGLE POLE  
(Up to 20° line deviation)



(a) 直線個所の装柱

Fig. 14 SECTION POLE



(b) 角度・ジャンパー個所の装柱

出典：Feasibility study report on rural electrification in north-central state of Nigeria, JICA report, June 1975

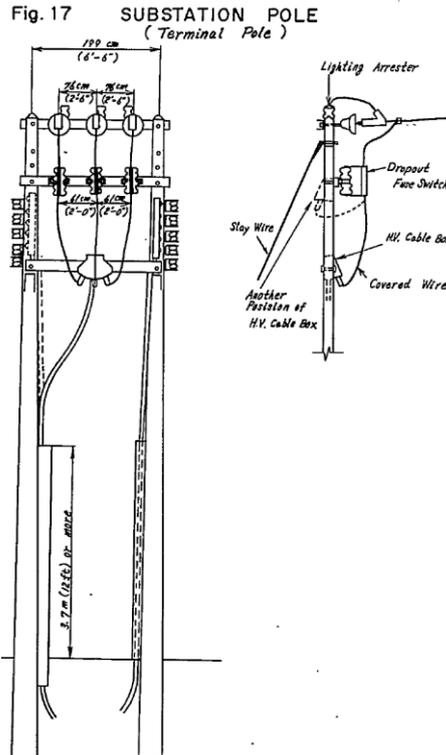
図 3-1.3 高圧支持物の標準装柱

図 3-1.4 に変圧器設置柱の標準装柱を示す。この図は、変圧器を地上設置とする場合の構造を示している。この設置方法は、大容量変圧器バンクに適用されている。一方、柱上変圧器の設置は、最低 3 m 以上の地上高を確保しなければならない<sup>4</sup>。原則として、変圧器の一次側には避雷器を設置し、変圧器を雷サージから保護する必要がある<sup>5</sup>。

配電用変圧器の 1 次側にはドロップオフヒューズが設置され、変圧器の過電流保護を行っている。

<sup>4</sup> 6.5 Pole Mounted Distribution Substation : Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations 2015

<sup>5</sup> 4.2.4.3.5. Lightning Arresters : Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations 2015



出典：Feasibility study report on rural electrification in north-central state of Nigeria, JICA report, June 1975

図 3-1.4 変圧器設置柱の標準装柱

架空配電線に使用する導体は、原則として IEC61089 に規定するクラスと品質の AAC または ACSR であり、導体の最小断面積は 100mm<sup>2</sup> である<sup>6</sup>。

現状の高圧配電線の亘長は非常に長くなっている。例えば、33kV 配電線に関しては、地方配電線で 350km、都市部でも 70km もの亘長になっているとの報告がある（いずれも平均値）<sup>7</sup>。

低圧配電線は、配電用変圧器バンクにおいて、分電盤により負荷分布に応じて 4 回路・6 回路または 8 回路に分岐される（図 3-1.5）。分電盤では変圧器の負荷状態を把握するため、電流計・電圧計・電力量計が設置されている<sup>8</sup>。分電盤では低圧線路の回線ごとにヒューズを設置し、線路の過電流保護を行っている。

低圧系統に供給する配電用変圧器の容量系列は、50, 100, 200, 400 及び 500kVA で構成される<sup>9</sup>。

配電用変圧器は大容量のものが使用されることから、低圧線路は長亘長となる傾向であり、多くの個所で 1.5km 以上の亘長になっている。このような低圧線路の形態が技術ロスにつながっている<sup>10</sup>。

<sup>6</sup> 5.2.6. Line Conductors : Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations 2015

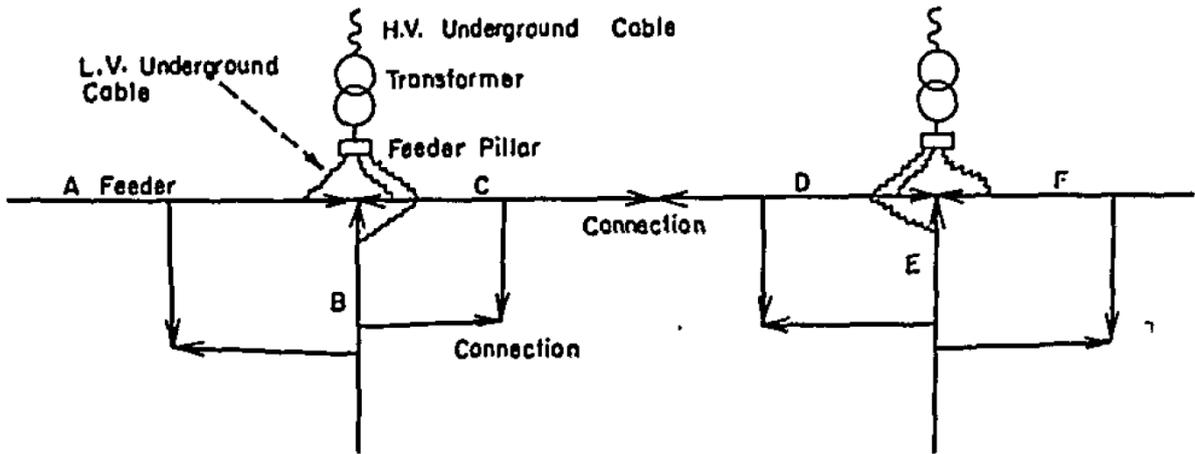
<sup>7</sup> How to increase network reliability and quality of supply in manageable areas with economic considerations : Page29

<sup>8</sup> 6.3 LV Distribution (Feeder Pillar) Panels : Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations 2015

<sup>9</sup> 5.1.4 Distribution Substation and 0.415KV Feeders : How to increase network reliability and quality of supply in manageable areas with economic considerations

<sup>10</sup> 5.1.4 Distribution Substation and 0.415KV Feeders : How to increase network reliability and quality of supply in manageable areas with economic considerations, March 2020, by AF-Mercados EMI

また、低圧線路は供給信頼度の面で、ナイジェリアの配電系統の中でも最弱点個所になっている。ほとんどの低圧線路において、ワイヤージョイントで接続した電線が複数個所で見られ、電線強度の低下・電圧降下やロスの増加につながっている。この様なジョイントは、短絡故障によって生じた断線の応急修理の際に発生する。低圧線路での短絡故障は、低圧線路にスペーサが使用されていないことから、雷や気象条件によって発生しやすい設備常態になっていることが原因である。



出典：Feasibility study report on rural electrification in north-central state of Nigeria, JICA report, June 1975, Fig V-2

図 3-1.5 低圧系統の構成

### (3) 配電用変電所 (Injection substation) の構成

配電用変電所 (Injection substation) には 2 種類がある。2.5MVA 以下の変電所は無入であり、2.5MVA 超過の変電所は有人である。

配電用変電所 (Injection substation) は 33kV 送電線 1 回線で受電し、1~2 台の変圧器と開閉器盤を経て、変圧器容量に応じて 11kV の配電線が引き出されている。15MVA の変圧器では、ほとんどの場合 2~3 回線が引き出されている。まれに 4 回線のところが見られる。

#### 3-1-2 主要配電会社の設備容量 (供給力)

各配電会社の PIP から得られた主要配電会社の設備容量 (供給力) を表 3-1.1~表 3-1.3 に示す。

33kV フィーダーと 11kV フィーダーの標準容量をそれぞれ 20MW, 5MW とし、各主要配電会社の配電線供給容量 (合計) を求めると表 3-1.4 のようになる (配電線間の不等率は考慮していない)。この表から、配電用変電所 (Injection substation) 容量と配電線供給容量の協調は取れていることが分かる。

表 3-1.1 Abuja DisCo の設備概要

| 設備                                     | 数量                   |
|--|----------------------|
| TNC Transmission Station               | 18 箇所<br>1,785MVA    |
| - 33kV feeder                          | 91<br>7907.5 km      |
| - 11kV feeder                          | *****<br>5627.7km    |
| - 132/33kV transformer                 | *****                |
| - 33/11kV transformers                 | 157<br>2,481MVA      |
| -33/0.415kV distribution transformers  | *****MVA             |
| - 11/0.415kV distribution transformers | 16,646<br>4,985.8MVA |

出典 : Draft PIP(Abuja), URL: <https://nerc.gov.ng/index.php/component/remository/Draft-Documents/Draft-Performance-Improvement-Plans-2019/Draft-Performance-Improvement-Plan-for-AEDC/?Itemid=591>

表 3-1.2 Eko DisCo の設備概要

| 設備                                     | 数量  |
|--|---|
| TNC Transmission Station               | 12 箇所<br>2500MVA  |
| - 33kV feeder                          | 87<br>Underground 50<br>Overhead 37<br>948.7km              |
| - 11kV feeder                          | 300<br>3067.8km   |
| - 132/33kV transformer                 | 42  |
| - 33/11kV transformers                 | 104 (at 40S/S)<br>1537.5MVA-Energized<br>2500MVA— Installed |
| -33/0.415kV distribution transformers  | 1601<br>662.3MVA  |
| - 11/0.415kV distribution transformers | 9,079<br>3363.3MVA  |

出典 : Draft PIP(Eko) , URL: [Draft Performance Improvement Plan - EKEDC \(nerc.gov.ng\)](https://nerc.gov.ng/index.php/component/remository/Draft-Documents/Draft-Performance-Improvement-Plans-2019/Draft-Performance-Improvement-Plan-for-EKEDC/?Itemid=591)

表 3-1.3 Ikeja DisCo の設備概要

| 設備                                     | 数量   |
|--|--|
| TNC Transmission Station               | 17 箇所<br>2,620MVA                          |
| - 33kV feeder                          | 89<br>(UG:21, Oh:68)<br>1,642.3km          |
| - 11kV feeder                          | 281<br>2,496.6km<br>and 5,927.4km(0.415kV) |
| - 132/33kV transformer                 | 44   |
| Injection Substation No 73             | 113  |
| - 33/11kV transformers                 | 155<br>2,053MVA                            |
| -33/0.415kV distribution transformers  | 1,302<br>991.9MVA                          |
| - 11/0.415kV distribution transformers | 16,412<br>3,499.9MVA                       |

出典 : Draft PIP(Ikeja), URL: <https://nerc.gov.ng/index.php/component/remository/Draft-Documents/Draft-Performance-Improvement-Plans-2019/Draft-Performance-Improvement-Plan-for-Ikeja-Electric/?Itemid=591>

表 3-1.4 主要 DisCo の設備容量の協調

| DisCo                              | Abuja | Eko  | Ikeja |
|------------------------------------|-------|------|-------|
| 33kV Total capacity of Feeders(MW) | 1820  | 1740 | 1780  |
| 33/11kV transformers(MVA)          | 2481  | 2500 | 2053  |
| 11kV Total capacity of Feeders(MW) | 1500  | 1500 | 1405  |

出典：Draft PIP(Abuja, Ikeja, Eko)から調査団作成

### 3-1-3 配電設備容量と需給関係

ナイジェリアの配電会社は、11社に分割された民営会社となっている。このことから、統一されたデータにより全体の需給関係を把握することは困難である。そこで既存の報告書から関連する情報を抽出し、それらを分析することにより主要 DisCo の供給力（設備容量）と需要の関係を評価した。

#### (1) PSRP から得られた情報

電力サプライチェーンの供給力は、配電設備に限らず、各所で供給力に制約が発生していることが示されている。これを裏付けるように、系統運用部門が示す DisCo での総受電電力は想定潜在需要 12GW に対して 4GW 程度にとどまっている（設備容量が不足しているかのような表現がされている）。

#### (2) PIP から得られた情報

各 DisCo の PIP から得られる設備容量と需要の関係を表 3-1.5 に示す。潜在需要（計画停電を実施しないと仮定したときのピーク需要/表 3-1.5 の⑥）は、各変電設備容量（表 3-1.5 の①、③）より小さくなっている。従って、このデータからは配電設備容量の制約により計画停電が多く発生（設備容量が不足）しているとは言えない。しかし、各 DisCo の PIP では、設備総容量がピーク需要を上回っているのにも関わらず、33/11kV 変電所や 33/11kV フィーダー・配電用変圧器（400V 用）の増強が計画されている。この要因は、表 3-1.4 の Eko Disco の欄に示すように、変圧器の故障により定格容量よりも少ない出力しかできない変圧器や、標準よりもサイズの小さい導体のフィーダーならびに過負荷の配電用変圧器の存在が、配電系統供給力のボトルネックになっていることによるものである。

このような状況になっている要因は、配電設備個別の的確な負荷管理・設備管理および他部門設備との協調の取れた設備計画・設備形成が行われていないことによるものと考えられる。

#### (3) ナイジェリアのシステムオペレータの日負荷データから得られた情報

各 DisCo とも MYTO によって割り当てられた電力供給に対し、受電拒否（Load rejection）が行われ、それより 20~30%低い電力を受電している月が多数発生している。

#### 【結論】

配電系統において計画停電が多発している原因は、配電設備の容量不足というよりも、システムオペレータによる供給割当（表 3-1.5 の④）が各社の需要想定よりも大幅に低い電力（MW）にて系統運用が実施されていることによるものであると考えられる。ただし、

局部的に見れば、配電線や変圧器の過負荷による供給量制約も生じている。また、DisCo による受電拒否（Load rejection）も、表面的には電源の供給力不足の如く作用している。

表 3-1.5 PIP における各 DisCo の供給設備と電力需要（2020 年現在）

| 項目                                   | Abuja                | Ikeja                | Eko                            |
|--------------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------------------|
| ①33/11kV 変電所容量（Injection Point）（MVA） | -                    | 2,053                | 1,537.5(使用可能)<br>2,500(プレート容量) |
| ②33/0.415kV 変圧器(MVA)                 | -                    | 991.9                | 662.3                          |
| ③11/0.415kV 変圧器(MVA)                 | 4,985.8              | 3,499.7              | 3,363.3                        |
| ④システムオペレータによる供給割当(MW)                | 462.32<br>(2020.7.7) | 703.03<br>(2020.7.7) | 542.22<br>(2020.7.7)           |
| ⑤見かけの需要(MW)                          | 1,129.4              | 1,344                | 838                            |
| ⑥潜在需要（MW）                            | 1,714.8              | 1,641                | 1,174                          |

出典：Draft PIP(Abuja, Ikeja, Eko)

### 3-1-4 電力品質の現状

#### (1) 供給電圧

ナイジェリアの配電システムの公称電圧と各電圧階級での許容電圧を表 3-1.6 に示す<sup>11</sup>。

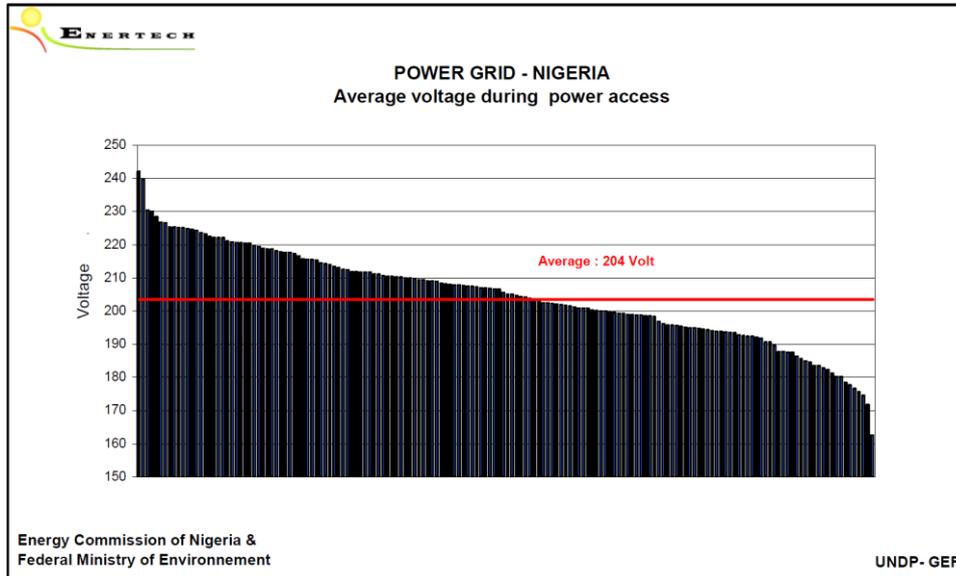
配電規則で規定されている 230V 顧客への供給電圧は、216.2V~243.8V でなければならない。しかし実際の供給電圧は、図 3-1.6 に示すように、平均で 204V であり、規定値を満足できていない。図 3-1.6 における概算では、70%以上の顧客・期間で規定値以下の低い電圧しか供給されていないことが分かる。この理由は、3-1-1 節で述べたように高圧線路・低圧線路共に亘長が非常に長く、電圧制御装置も設置されていないことから、適切な電圧制御ができないことによるものと考えられる。

表 3-1.6 配電システムの公称電圧と各電圧階級での許容電圧

| Nominal Voltage | Original Voltage |                 |
|-----------------|------------------|-----------------|
|                 | Minimum kV (pu)  | Maximum kV (pu) |
| 33 kV           | 31 (0.94)        | 34.98 (1.06)    |
| 16 kV           | 15.2 (0.95)      | 16.8 (1.05)     |
| 11 kV           | 10.45 (0.95)     | 11.55 (1.05)    |
| 400 V           | 376 V (0.94)     | 424 V (1.06)    |
| 230 V           | 216.2 V (0.94)   | 243.8 V (1.06)  |

出典：Distribution Code 4.3.1.

<sup>11</sup> Distribution Code 4.3.1.



出典：End-use Metering Campaign for Residential Houses in Nigeria ( September 2013 )(Metering Campaign Report) :( Energy Commission of Nigeria Federal Ministry of Environment United Nations Development Programme Global Environment Facility)

図 3-1.6 顧客の受電点電圧の変動実態

## (2) 供給信頼度

### 1) 顧客が経験する停電の実態

ナイジェリアでは、電力設備の故障による停電と供給力不足による停電が多発している。表 3-1.7 に顧客受電点において経験した停電の実態データを示す。このデータからは、顧客が経験する停電は、計画停電の影響が大きいと考えられる。

表 3-1.7 からは、下記のようなことが分かる。

- ・ 1 顧客の 1 日当たりの停電時間は平均 13 時間に及んでいる。
- ・ 停電の実施方法は、地域を数分割化した輪番停電を実施しているようである。
- ・ 停電のサイクルは、4～5 時間の停電を 3～6 時間の間隔（サイクル）で実施していることがわかる。

表 3-1.7 停電の実態（発生頻度・停電時間・発生間隔）

|  |         | NIGERIA  | Abuja    | Sokoto   | Benin    | Bauchi   | Lagos   | Enugu   |
|--|---------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|
| Part of power access                                       |         | 55%      | 63%      | 39%      | 59%      | 39%      | 66%     | 64%     |
| Average Voltage during power access                        | Average | 204V     | 206V     | 203V     | 172V     | 203V     | 212V    | 202V    |
|  | Minimum | 172V     | 178V     | 172V     | 162V     | 186V     | 183V    | 174V    |
|  | Maximum | 242V     | 225V     | 230V     | 242V     | 240V     | 228V    | 226V    |
| Number of hours households get electricity per day         | Average | 13h/day  | 15h/day  | 9,5h/day | 14h/day  | 9,5h/day | 16h/day | 15h/day |
|  | Minimum | 2,5h/day | 5,5h/day | 2,5h/day | 9,5h/day | 3,5h/day | 9h/day  | 9h/day  |
|  | Maximum | 24h/day  | 21h/day  | 16h/day  | 23h/day  | 14h/day  | 24h/day | 21h/day |
| Average duration of power outage                           | Average | 4h       | 3h       | 5h       | 4h       | 5h       | 4h      | 3h      |
|  | Minimum | 0h       | 1h       | 2h       | 1h       | 2h       | 0h      | 1h      |
|  | Maximum | 15h      | 7h       | 10h      | 9h       | 12h      | 15h     | 8h      |
| Average duration of power access, between two power outage | Average | 4,5h     | 5h       | 3h       | 6h       | 3h       | 6h      | 5h      |
|  | Minimum | 2h       | 2h       | 2h       | 2h       | 2h       | 3h      | 3h      |
|  | Maximum | 13h      | 13h      | 5h       | 11h      | 5h       | 12h     | 8h      |

出典：End-use Metering Campaign for Residential Houses in Nigeria ( September 2013 ) (Metering Campaign Report ) :( Energy Commission of Nigeria Federal Ministry of Environment United Nations Development Programme Global Environment Facility)

## 2) PIPにおける停電の現状と削減目標

表 3-1.8 に主要 DisCo の PIP に記載されている信頼度指標（顧客停電の報告回数）を示す。現状、各 DisCo とも非常に多くの停電が発生していることがわかる。Eko DisCo は、計画の 5 年目時点で現状から 25% の停電回数削減を目指している。Ikeja DisCo は、計画の 5 年目時点で現状から 73% の停電回数削減を目指している。

表 3-1.8 PIPにおける信頼度指標の現状と目標（顧客停電の年間報告回数）

| DisCo            | 2019   | 1 年目   | 2 年目   | 3 年目  | 4 年目  | 5 年目  |
|------------------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|
| Abuja            | -      | -      | -      | -     | -     | -     |
| Eko(顧客停電の報告回数)   | 11,622 | 11,040 | 10,459 | 9,878 | 9,289 | 8,717 |
| Ikeja(顧客停電の報告回数) | 10,845 | 8,676  | 6,941  | 5,553 | 4,442 | 3,554 |

出典：Draft PIP(Abuja, Ikeja, Eko)

## (3) システムロス (Aggregated Technical and Commercial Loss : ATC&C Loss)

### 1) システムロスに関する規定

DisCo は、人口 20,000 人以上の都市などにエネルギー監査センターを設け、変電所における計量とも合わせて、許可された地域のエネルギー監査を実施しなければならない。エネルギー監査によって、販売電力量と配電損失の計算を行っている<sup>12</sup>。

高圧系統に直接接続するユーザーは、その接続点において力率を 0.85 以上に維持しなければならない<sup>13</sup>。

DisCo においても、必要な無効電力補償機器を設置することにより、配電システムの戦略

<sup>12</sup> Distribution code, Energy Audit, 2.5.4. 2.5.5.

<sup>13</sup> Distribution code, 4.12. POWER FACTOR

的なポイントにおいて力率改善対策を講じることになっている<sup>14</sup>。

## 2) システムロス率の現状と改善目標

各 DisCo のシステムロス率の現状と改善目標を表 3-1.9 に示す。今後 5 年間のロス低減目標は、MYTO における Cost reflective tariff が認められた場合、この改善対策に設備投資できることを前提とした目標である。また、Abuja DisCo の技術ロスには既に比較的低い値を示しており、計画の 5 年目には技術的には削減余地は飽和するレベルに達する予想となっている。

### 【結論】

システムロスの大半は商業ロスと料金徴収ロスであると考えられる。(例えば、2019 年の Abuja DisCo のシステムロスのうち技術ロスは 2 割台であり、残りの 8 割は商業ロスと料金徴収ロスとなっている) 従って、システムロス削減への取り組みは、この両者に重点を置く必要がある。Ikeja DisCo のシステムロスには既に低い (DisCo 間の比較では) 値であり、計画の 5 年目には商業ロスと料金徴収ロスはほぼなくなると予想されている (日本では、送・配電ロスが 5% 強であり、大部分がテクニカルロスである。Ikeja DisCo の配電ロス 8.80% は、日本のロス率と比較するとともにナイジェリアの配電設備実態を勘案すると、ほぼテクニカルロスと想定できることから、5 年目には商業ロスと料金徴収ロスがほぼなくなるものと解釈することができる)。

表 3-1.9 PIP における損失指標の現状と目標 (ATC&C Loss (%) と Technical Loss (%))

| DisCo | 2019             | 1 年目            | 2 年目            | 3 年目            | 4 年目            | 5 年目            |
|-------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Abuja | 45.00<br>(11.72) | 36.15<br>(7.89) | 27.54<br>(6.76) | 25.59<br>(6.17) | 22.80<br>(6.08) | 19.30<br>(6.08) |
| Eko   | 26.00            | 26.63           | 24.63           | 22.63           | 20.63           | 20.00           |
| Ikeja | 25.00            | 15.90           | 10.80           | 8.80            | 8.80            | 8.80            |

出典：Draft PIP(Abuja, Ikeja, Eko), URL: <https://nerc.gov.ng/index.php/component/remository/Draft-Documents/Draft-Performance-Improvement-Plans-2019/orderby,6/?Itemid=591>

※ 1 : ( ) 値は、Technical Loss(%)

### 3-1-5 配電設備の課題

上項までで述べた配電設備の状態・関連指標の実態、ならびに他のプロジェクトの報告書<sup>15</sup>から得られるナイジェリアの配電設備に関する問題点・課題は以下のような点が挙げられる。

- ・ すべての DisCo の供給エリアの配電設備は、不十分・不安全・低信頼度である。特に、降雨や雷といった天候の際に、頻繁に停電が発生している。
- ・ 電力品質をチェック・保証する仕組みが整備されていない。
- ・ 供給電圧が低い要因として、長亘長のフィーダー・昇圧機器が設置されていないこと・変圧器に電圧調整機能がないこと・コンデンサバンクが使用できない状態になっていること等が挙

<sup>14</sup> Distribution code, 3.9.3

<sup>15</sup> How to increase network reliability and quality of supply in manageable areas with economic considerations, AF-Mercados EMI, Mar.2020, Page 11～ (AFD の支援事業「ナイジェリアの配電基盤のレビューと電力供給の品質を向上させるためのロードマップの作成」の一環として実施された現場調査の報告書である。実施期間は 2019～2020 年)

げられる。

- ・ 不安全で低信頼度のネットワークの主要因として、フィーダーおよび配電用変電所 (Injection substation) の不適切な計画・設計、不適切な建設作業、老朽化設備、低スキルの保守作業員、スペアが不十分、対応保全のアプローチ・監視システムがないことや不十分な自動化 等が挙げられる。
- ・ DisCos はネットワークを再設計し、系統制御により供給信頼度を改善するために、開閉装置 (遮断器・リングメインユニット・オート・リクローザ・区分開閉器) を増設する必要がある。
- ・ ほとんどの 33kV フィーダーは、2 つ以上の配電用変電所および多数の配電用変圧器に供給している。このような 設計と建設の基準は N-1 故障への対応ができないことから、33kV 系統の弱点となっている。
- ・ 多くのフィーダーにおいて、以下のような不良設備が見られる。: 傾斜柱・傾斜アーム・たるんだ電線・電線の不良接続・支線の断線・標準サイズ以下の電線 (応急復旧時に敷設)・植物の巻き付き
- ・ ほとんどの配電用変電所は老朽化しており、設計もよくない。
- ・ 多くの配電用変電所の変圧器容量は、接続されるフィーダーの実際の負荷に対して十分な大きさが確保されていない。
- ・ 配電用変電所の接地システムは、非常に弱く不適切な設計になっている。
- ・ ほとんどの変電所において、負荷時電圧調整ができなくなっている。

上記プロジェクトの報告書<sup>16</sup>では、設備面での問題点のほかに、業務実施面に関しても下記のような課題を挙げている。

- ・ DisCos は、一元化された保守計画を採用し、保守の実行を分散化する必要がある。中央の保守計画ユニット (MPU) は、保守の標準と手順を検討し、これらの標準に関して技術者を訓練する必要がある。
- ・ 中央の保守計画ユニット (MPU) は、信頼度指標 (SAIDI, SAIFI, CAIDI) のベースラインを設定し、信頼性プロジェクトを計画する必要がある。また、それら指標の将来目標を設定し、指標を厳密に監視する必要がある。
- ・ DisCos は、すべての設備が NERC の技術標準および業界の最適実施基準に準拠していることを確認するために、配電用変電所 (Injection substation) ならびに配電用変圧器の大規模監査を実行する必要がある。

---

<sup>16</sup> How to increase network reliability and quality of supply in manageable areas with economic considerations, AF-Mercados EMI, Mar.2020

### 3-2 配電線事故と復旧に係る現況と課題

#### 3-2-1 配電線事故の実態

##### (1) 事故停電件数

顧客に影響する事故停電の回数は、主要 DisCo(Abuja, Ikeja, Eko)に関して表 3-1.8 に示す件数が報告されている。1月あたりの報告件数は、約 1,000 件近くになり顧客からみて事故停電が多発していることが分かる。

高圧配電線 (33kV,11kV) の事故発生件数の年度推移を表 3-2.1 に示す。DisCo および年度によってばらつきがあるが、1社あたり数百～3,000 件/年の頻度で高圧配電線(33kV,11kV)の事故が発生している。

主要 DisCo(Abuja, Ikeja, Eko)に関して、表 3-2.1 のデータと設備数から高圧配電線 1 回線あたりの事故発生頻度を計算すると表 3-2.2 のようになり、1 年間に 2.7～4.2 回の事故が発生している。この計算結果から、高圧配電線レベルでも、設備信頼度は高くないことが分かる。

表 3-2.1 各 DisCo における高圧配電線の事故発生件数の推移 (回/年)

| HV(33KV,11KV) faults (Frequency/Year) |       |       |       |       |       |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| DisCo                                 | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  |
| Abuja                                 | 988   | 1,674 | 1,981 | 1,265 | 207   |
| Benin                                 | 1,270 | 1,665 | 1,489 | 1,464 | 1,411 |
| Eko                                   | 922   | 1,019 | 957   | 1,088 | 1,143 |
| Enugu                                 | 3,270 | 3,192 | 3,870 | 3,296 | 278   |
| Ibadan                                | 2,820 | 2,355 | 1,366 | 1,443 | 1,537 |
| Ikeja                                 | 754   | 699   | 753   | 904   | 949   |
| Jos                                   | 319   | 493   | 590   | 642   | 983   |
| Kaduna                                | 734   | 957   | 906   | 1,120 | 1,137 |
| Kano                                  | 287   | 405   | 954   | 1,497 | 1,282 |
| Port Hurcourt                         | 356   | 470   | 299   | 213   | 183   |
| Yola                                  | 274   | 262   | 292   | 314   | 308   |

出典：NERC

表 3-2.2 主要 DisCo の高圧配電線 1 回線あたりの事故発生件数 (回/年/回線)

| HV(33KV,11KV) Rate of faults (Frequency/Year/Feeder) |      |       |       |       |       |                             |  |
|--|------|-------|-------|-------|-------|-----------------------------|--|
| DisCo  | 2015 | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | Nos. of cct<br>(As of 2019) | Fault Rate of Feeder<br>(Average during 5 years) |
| Abuja  | 988  | 1,674 | 1,981 | 1,265 | 207   | 391                         | 4.2  |
| Eko  | 922  | 1,019 | 957   | 1,088 | 1,143 | 387                         | 3.6  |
| Ikeja  | 754  | 699   | 753   | 904   | 949   | 370                         | 2.7  |

出典：NERC のデータから調査団作成

※1：Abuja DisCo の回線数は調査団の推定値

※2：2015 年～2019 年の間、設備数は同じとして計算した。

## (2) 配電系統の保護システム

配電規則 (Distribution Code, page 34: 4.6. PROTECTION OF THE DISTRIBUTION SYSTEM)によれば、配電系統の各所には下記の保護装置を設置することになっている。

- ・ 5MVA 以上の高圧変圧器：差動継電器およびバックアップ用遅延時限過電流継電器  
並列運転用には、地絡方向継電器  
上記装置に加えて、ガス動作継電器、巻き線・油温の警報と保護
- ・ 1.6～5 MVA 未満の高圧変圧器：1 次側にドロップアウトヒューズ、  
2 次側に CT 動作のリングメインユニット (RMU)
- ・ 33kV 送電線：2 つの過電流継電器 (瞬時過電流要素を含む)、地絡継電器
- ・ 放射状高圧回線：時限過電流継電器、地絡継電器
- ・ 並列／リング回線：方向性遅延時限過電流・地絡継電器
- ・ 長距離回線／変圧器：高感度瞬時要素を含む必要がある。

### 3-2-2 事故復旧に係る現況と課題

#### (1) 不適切な系統構成

高圧配電系統には上述のような保護装置が設置されているものの、高圧配電線の構成は、事故点探査時間の短縮や送電の早期復旧に対応できる配慮がなされていない。

このような観点から見ると、高圧配電系統には下記のような問題点がある。

- ・ 系統運用や事故時の系統開閉のために高圧配電系統に設置されている開閉装置は、変電所(Injection substation)に設置したフィーダー遮断器だけである<sup>17</sup>。
- ・ 高圧配電系統の互長は非常に長いにもかかわらず、線路には区分開閉器が設置されていない。分岐線においても保護ヒューズは設置されておらず、事故時の線路遮断や区分ができない構成になっている<sup>18</sup>。
- ・ 高圧配電系統の構成は上述のようになっていることから、事故点探査には長時間を要し、その間、健全区間への早期送電も容易にできないので停電の影響範囲も広範囲に及ぶものと考えられる。このような状況は、供給信頼度の低下につながっている。
- ・ 変電所(Injection substation)に設置したフィーダー遮断器は、配電線故障発生時において自動再閉路をおこなっておらず、再投入はマニュアル操作で実施されている。したがって、短時間事故 (Transient fault) の除去が容易に実施できないばかりか、恒久事故(Permanent fault)との判別に時間を要することになっている。

#### (2) 保護装置の不適切な運用

また、配電規則 (Distribution Code) に準拠して設置されている保護装置であっても、適切

<sup>17</sup> How to increase network reliability and quality of supply in manageable areas with economic considerations, AF-Mercados EMI, Mar.2020, Page36, 37, 44, 52, 62

<sup>18</sup> How to increase network reliability and quality of supply in manageable areas with economic considerations, AF-Mercados EMI, Mar.2020, Page 44, 52, 63, 69

な運用が行われず信頼度の低下につながっている状況が報告されている。

- ・ 配電用変圧器に使用されている保護ヒューズが適切な定格のものが選定されていないケースや、変圧器の1次側と2次側ヒューズの協調がとれていないものがある<sup>19</sup>。
- ・ 各所の変電所において、33kV 遮断器・断路器およびその他の周辺機器が故障した場合、それらをバイパスして(保護装置の本来機能を動作させない状態で)供給を継続している状況が報告されている。このような誤った保護装置の使用によって、保護システム全体に対し大きな影響を及ぼすことになっている。つまりネットワーク内のどこかの個所で障害が発生すると、その波及により全33kV回線が送電用変電所から遮断され、停電が広範囲・長時間に及ぶ事態が生じている<sup>20</sup>。

### (3) 長い事故復旧時間

ナイジェリアでは、高圧配電系統で事故が発生した場合、事故復旧に要する停電時間は8時間以内として許容されている。つまり、配電線事故により一旦停電すると8時間もの停電が継続する可能性があることを示している。このような事故復旧体制では、顧客満足を得られるレベルの供給信頼度を確保することは困難であると考えられる。

表3-2.3に8時間以内に復旧した事故件数の年度推移を示す。全事故回数(表3-2.1)の内、8時間以内に復旧した事故件数(表3-2.3)の割合を表3-2.4に示す。表3-2.4では、8時間以内の復旧率はDisCo間で25%~96%のばらつきがある。これは、実際には8時間を超える停電が発生していることを示唆している。

Abuja DisCoでは、この事故の8時間以内の復旧率に関して、PIPの中で下記のような分析を行っている<sup>21</sup>。

大都市圏と都心部では、平均して8時間以内に事故の80%が復旧される。事故の10%は8~24時間で復旧され、約5%だけが48時間の復旧時間を要している。48時間もの復旧時間を要している要因は、復旧機材の戦略的在庫の不足や機材供給の制約によるものである。

このデータが示すように、事故復旧時間は長時間停電を許容した基準を前提としている。今後、供給信頼度において顧客満足を得るためには、顧客の生活や産業活動に影響を及ぼさない程度にまで事故復旧時間の短縮が必要になると考えられる。

上述の事故発生データからわかるように、配電設備では事故停電が多発しており、一旦事故停電が発生するとその復旧に極めて長時間を要していることが分かる。このような状況に対して配電設備での供給信頼度を改善するためには、設備故障件数の減少、事故復旧時間の短縮が必要であることが分かる。事故復旧時間の短縮には、事故点標定が容易な設備構成への変更や復旧作業方法の改善などの取り組みが、極めて重要であると考えられる。

<sup>19</sup> (How to increase network reliability and quality of supply in manageable areas with economic considerations, AF-Mercados EMI, Mar.2020, Page 36, 44, 53,

<sup>20</sup> Draft PIP of Port Hurcourt DisCo, Table 38, Page 36

<sup>21</sup> Draft PIP of Abuja DisCo Page16)

表 3-2.3 8時間以内に復旧した事故件数（件／年）

| Faults cleared within 8 hours (frequency/year/DisCo) |       |       |       |       |       |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| DisCo  | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  |
| Abuja  | 757   | 1,440 | 1,668 | 1,027 | 182   |
| Benin  | 968   | 1,158 | 951   | 898   | 755   |
| Eko  | 564   | 354   | 517   | 527   | 603   |
| Enugu  | 2,858 | 2,545 | 3,018 | 2,516 | 224   |
| Ibadan   | 2,407 | 2,080 | 1,254 | 1,330 | 1,480 |
| Ikeja  | 387   | 308   | 342   | 437   | 507   |
| Jos  | 314   | 431   | 487   | 552   | 793   |
| Kaduna   | 621   | 715   | 696   | 927   | 929   |
| Kano   | 171   | 266   | 690   | 922   | 1,062 |
| Port Hurcourt  | 283   | 209   | 96    | 61    | 45    |
| Yola   | 238   | 244   | 262   | 288   | 294   |

出典：NERC

表 3-2.4 8時間以内に事故復旧できた割合

| Rate of Faults cleared within 8 hours (2019 年) |                |                       |          |
|--|----------------|-----------------------|----------|
| DisCo  | Total of fault | Cleared within 8 hrs. | Rate (%) |
| Abuja  | 207            | 182                   | 88       |
| Benin  | 1,411          | 755                   | 53       |
| Eko  | 1,143          | 603                   | 53       |
| Enugu  | 278            | 224                   | 80       |
| Ibadan   | 1,537          | 1,480                 | 96       |
| Ikeja  | 949            | 507                   | 53       |
| Jos  | 983            | 793                   | 81       |
| Kaduna   | 1,137          | 929                   | 82       |
| Kano   | 1,282          | 1,062                 | 83       |
| Port Harcourt                                  | 183            | 45                    | 25       |
| Yola   | 308            | 294                   | 95       |

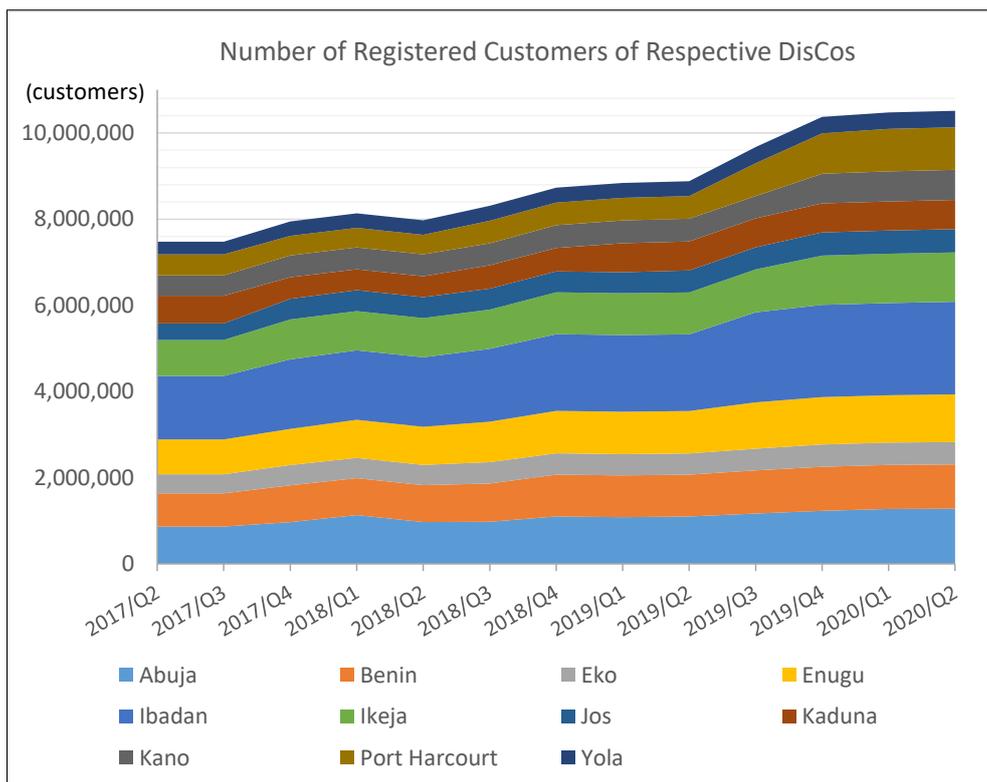
出典：NERC

### 3-3 配電会社の経営状況と課題

#### 3-3-1 配電会社の経営状況

##### (1) 顧客数・配電電力量

2017年第2四半期～2020年第2四半期の配電会社（DisCo）11社の顧客数の推移を図3-3.1及び表3-3.1に、各配電会社の顧客数の全DisCoの顧客数に対する割合の推移を表3-3.2に示す。配電会社の顧客数は、2018年第2四半期の例外を除き、2018年第2四半期以降増加し続け、2019年第4四半期には1千万を超えた。



出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.1 配電会社の顧客数の推移

最近のデータでは、Ibadan DisCo の顧客数が最も多く、全顧客数の 2 割程度を占め、次いで Abuja DisCo、Ikeja DisCo、Enugu DisCo、Benin DisCo と続き、これら 4 社の DisCo の顧客数は顧客数全体の 54% を占めている。顧客数が最も少ないのは Yola DisCo で、全顧客数の 3.6% を占めているに過ぎない。

顧客数、顧客名簿は配電会社の経営にとって最も重要な情報であるにも拘わらず、正確に把握されているとは見受けられない。表 3-3.1 においてピンク色でマークされているのは、前の四半期に比べて顧客数が減少している四半期で、黄色でマークされているのは、顧客数が前の四半期と変わっていない四半期である。この問題（顧客数の不自然な変動）に対して NERC は Customer Enumeration Programmed を推進し、配電会社が各配電線、配電用変圧器に接続されている顧客を正確に把握するよう推奨・振興しているが、表 3-3.2 に見られるように同プログラムは未だ完了していないようである。

表 3-3.1 各配電会社の顧客数の推移

| DisCos        | 2017/Q2   | 2017/Q3   | 2017/Q4   | 2018/Q1   | 2018/Q2   | 2018/Q3   | 2018/Q4   | 2019/Q1   | 2019/Q2   | 2019/Q3   | 2019/Q4    | 2020/Q1    | 2020/Q2    |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
| Abuja         | 862,696   | 862,696   | 966,192   | 1,129,521 | 967,667   | 973,926   | 1,097,279 | 1,080,637 | 1,097,279 | 1,164,748 | 1,228,288  | 1,271,563  | 1,277,921  |
| Benin         | 771,226   | 771,226   | 853,587   | 856,292   | 856,292   | 888,143   | 970,000   | 970,000   | 970,000   | 1,001,821 | 1,022,458  | 1,022,458  | 1,027,570  |
| Eko           | 442,201   | 442,201   | 471,013   | 470,766   | 470,766   | 496,442   | 496,442   | 493,639   | 493,639   | 504,225   | 518,192    | 518,192    | 520,783    |
| Enugu         | 809,829   | 809,829   | 840,208   | 884,992   | 884,992   | 938,311   | 985,112   | 985,112   | 985,112   | 1,075,626 | 1,100,292  | 1,100,292  | 1,105,793  |
| Ibadan        | 1,474,364 | 1,474,364 | 1,613,635 | 1,613,635 | 1,613,635 | 1,693,346 | 1,779,751 | 1,779,751 | 1,779,751 | 2,090,781 | 2,139,741  | 2,139,741  | 2,150,440  |
| Ikeja         | 835,734   | 835,734   | 927,672   | 910,338   | 910,338   | 910,465   | 972,589   | 972,589   | 972,589   | 996,769   | 1,145,622  | 1,145,622  | 1,145,622  |
| Jos           | 384,691   | 384,691   | 478,698   | 486,198   | 486,198   | 486,580   | 486,580   | 486,198   | 510,198   | 512,108   | 537,726    | 537,726    | 540,415    |
| Kaduna        | 641,582   | 641,582   | 500,476   | 484,310   | 484,310   | 543,654   | 543,654   | 673,848   | 673,848   | 673,848   | 673,848    | 675,059    | 678,434    |
| Kano          | 472,453   | 472,453   | 506,638   | 508,640   | 508,640   | 508,943   | 529,114   | 529,114   | 516,947   | 689,304   | 699,618    | 699,618    | 699,618    |
| Port Harcourt | 488,600   | 488,600   | 453,818   | 453,818   | 453,818   | 524,255   | 524,255   | 523,693   | 523,693   | 761,105   | 937,305    | 985,782    | 985,782    |
| Yola          | 293,478   | 293,478   | 335,184   | 337,220   | 337,220   | 346,342   | 346,342   | 346,220   | 346,220   | 376,751   | 381,803    | 381,803    | 383,712    |
| All DisCos    | 7,476,856 | 7,476,856 | 7,947,121 | 8,135,730 | 7,006,209 | 8,310,408 | 8,731,118 | 8,840,801 | 8,881,443 | 9,674,729 | 10,374,579 | 10,477,856 | 10,516,090 |

凡例：■ 前四半期と顧客数が変わらない、■ 前四半期に比べ顧客数が減少している

出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

表 3-3.2 各配電会社の顧客数の全配電会社の顧客数に占める割合

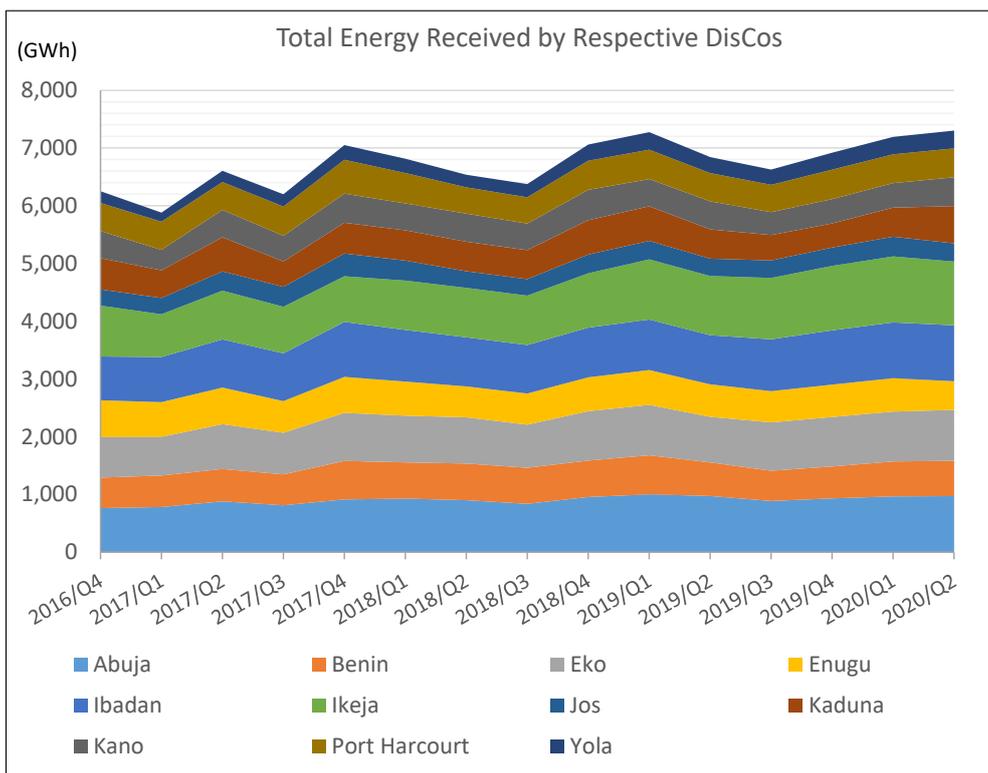
| DisCos        | 2017/Q3 | 2017/Q3 | 2017/Q4 | 2018/Q1 | 2018/Q2 | 2018/Q3 | 2018/Q4 | 2019/Q1 | 2019/Q2 | 2019/Q3 | 2019/Q4 | 2020/Q1 | 2020/Q2 |
|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Abuja         | 11.5%   | 11.5%   | 12.2%   | 13.9%   | 13.8%   | 11.7%   | 12.6%   | 12.2%   | 12.4%   | 12.0%   | 11.8%   | 12.1%   | 12.2%   |
| Benin         | 10.3%   | 10.3%   | 10.7%   | 10.5%   | 12.2%   | 10.7%   | 11.1%   | 11.0%   | 10.9%   | 10.4%   | 9.9%    | 9.8%    | 9.8%    |
| Eko           | 5.9%    | 5.9%    | 5.9%    | 5.8%    | 6.7%    | 6.0%    | 5.7%    | 5.6%    | 5.6%    | 5.2%    | 5.0%    | 4.9%    | 5.0%    |
| Enugu         | 10.8%   | 10.8%   | 10.6%   | 10.9%   | 12.6%   | 11.3%   | 11.3%   | 11.1%   | 11.1%   | 11.1%   | 10.6%   | 10.5%   | 10.5%   |
| Ibadan        | 19.7%   | 19.7%   | 20.3%   | 19.8%   | 23.0%   | 20.4%   | 20.4%   | 20.1%   | 20.0%   | 21.6%   | 20.6%   | 20.4%   | 20.4%   |
| Ikeja         | 11.2%   | 11.2%   | 11.7%   | 11.2%   | 13.0%   | 11.0%   | 11.1%   | 11.0%   | 11.0%   | 10.3%   | 11.0%   | 10.9%   | 10.9%   |
| Jos           | 5.1%    | 5.1%    | 6.0%    | 6.0%    | 6.9%    | 5.9%    | 5.6%    | 5.5%    | 5.7%    | 5.3%    | 5.2%    | 5.1%    | 5.1%    |
| Kaduna        | 8.6%    | 8.6%    | 6.3%    | 6.0%    | 6.9%    | 6.5%    | 6.2%    | 7.6%    | 7.6%    | 7.0%    | 6.5%    | 6.4%    | 6.5%    |
| Kano          | 6.3%    | 6.3%    | 6.4%    | 6.3%    | 7.3%    | 6.1%    | 6.1%    | 6.0%    | 6.0%    | 5.3%    | 6.6%    | 6.7%    | 6.7%    |
| Port Harcourt | 6.5%    | 6.5%    | 5.7%    | 5.6%    | 6.5%    | 6.3%    | 6.0%    | 5.9%    | 5.9%    | 7.9%    | 9.0%    | 9.4%    | 9.4%    |
| Yola          | 3.9%    | 3.9%    | 4.2%    | 4.1%    | 4.8%    | 4.2%    | 4.0%    | 3.9%    | 3.9%    | 3.9%    | 3.7%    | 3.6%    | 3.6%    |
| All DisCos    | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  | 100.0%  |

出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

2016年第4四半期～2020年第2四半期の配電会社の送電公社（TCN）からの受電電力量を図 3-3.2 に示す。TCN から配電会社に送電された電力総量は、緩やかな増加傾向を示しながらも、2019年第1四半期の7,275GWhをピークとして増減を繰り返している。

2016年第4四半期～2020年第2四半期の各配電会社のTCNからの受電電力量の推移を表 3-3.3 に、各配電会社の受電電力量の全配電会社の受電電力量に占める割合を表 3-3.4 に示す。2019年第1半期以降、TCNからの受電電力量はIkeja DisCoで最も大きく、次いでAbuja DisCo、Ibadan DisCo（四半期によって第2位、第3位は入れ替わっている）と続き、次にEko DisCoの順となっている。TCNからの受電電力量が最も少ないのはYola DisCoとJos DisCoで、双方とも全体の4%程度に留まっている。

表 3-3.4 では、ある配電会社の受電電力量の受電電力量全体に占める割合が、複数年電気料金指令（MYTO）で想定されている電力割当割合を越える場合の四半期を薄緑色でマークしている。Abuja DisCo、Eko DisCo、Port Harcourt DisCoでは2016年第4四半期以降いずれの四半期でもMYTOの割当を超えており、Kano DisCoでは2016年第4四半期以降いずれの四半期でもMYTOの割当を下回っている。



出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.2 配電会社の受電電力量の推移

表 3-3.3 各配電会社の受電電力量の推移

| DisCos            | 2016/Q4      | 2017/Q1      | 2017/Q2      | 2017/Q3      | 2017/Q4      | 2018/Q1      | 2018/Q2      | 2018/Q3      | 2018/Q4      | 2019/Q1      | 2019/Q2      | 2019/Q3      | 2019/Q4      | 2020/Q1      | 2020/Q2      |
|-------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Abuja             | 763          | 782          | 880          | 812          | 914          | 928          | 900          | 837          | 955          | 1,002        | 973          | 887          | 932          | 966          | 971          |
| Benin             | 529          | 545          | 561          | 535          | 666          | 627          | 635          | 625          | 631          | 676          | 581          | 523          | 552          | 605          | 611          |
| Eko               | 703          | 670          | 776          | 721          | 833          | 809          | 801          | 747          | 856          | 873          | 790          | 838          | 857          | 864          | 882          |
| Enugu             | 636          | 602          | 634          | 548          | 623          | 591          | 535          | 539          | 587          | 604          | 563          | 541          | 561          | 579          | 496          |
| Ibadan            | 758          | 781          | 835          | 828          | 952          | 894          | 850          | 840          | 860          | 874          | 851          | 898          | 940          | 965          | 969          |
| Ikeja             | 882          | 741          | 844          | 807          | 791          | 855          | 857          | 856          | 942          | 1,043        | 1,026        | 1,063        | 1,117        | 1,144        | 1,105        |
| Jos               | 280          | 281          | 333          | 344          | 394          | 347          | 288          | 285          | 324          | 320          | 300          | 303          | 318          | 341          | 315          |
| Kaduna            | 543          | 480          | 591          | 440          | 533          | 524          | 511          | 503          | 595          | 599          | 507          | 440          | 417          | 504          | 645          |
| Kano              | 468          | 355          | 474          | 445          | 504          | 466          | 487          | 460          | 526          | 471          | 486          | 397          | 422          | 424          | 500          |
| Port Harcourt     | 487          | 488          | 483          | 507          | 586          | 526          | 455          | 455          | 504          | 509          | 489          | 473          | 510          | 499          | 500          |
| Yola              | 203          | 156          | 194          | 212          | 255          | 248          | 218          | 229          | 280          | 304          | 277          | 264          | 293          | 302          | 308          |
| <b>All DisCos</b> | <b>6,252</b> | <b>5,881</b> | <b>6,605</b> | <b>6,200</b> | <b>7,051</b> | <b>6,815</b> | <b>6,537</b> | <b>6,376</b> | <b>7,062</b> | <b>7,275</b> | <b>6,843</b> | <b>6,627</b> | <b>6,918</b> | <b>7,195</b> | <b>7,303</b> |

出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

表 3-3.4 各配電会社の受電量の全配電会社受電量の全体に占める割合

| DisCos             | MYTO Allocation | 2016/Q4       | 2017/Q1       | 2017/Q2       | 2017/Q3       | 2017/Q4       | 2018/Q1       | 2018/Q2       | 2018/Q3       | 2018/Q4       | 2019/Q1       | 2019/Q2       | 2019/Q3       | 2019/Q4       | 2020/Q1       | 2020/Q1       |
|--------------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Abuja              | 11.5%           | 12.2%         | 13.3%         | 13.3%         | 13.1%         | 13.0%         | 13.6%         | 13.8%         | 13.1%         | 13.5%         | 13.8%         | 14.2%         | 13.4%         | 13.5%         | 13.4%         | 13.3%         |
| Benin              | 9.0%            | 8.5%          | 9.3%          | 8.5%          | 8.6%          | 9.4%          | 9.2%          | 9.7%          | 9.8%          | 8.9%          | 9.3%          | 8.5%          | 7.9%          | 8.0%          | 8.4%          | 8.4%          |
| Eko                | 11.0%           | 11.2%         | 11.4%         | 11.7%         | 11.6%         | 11.8%         | 11.9%         | 12.3%         | 11.7%         | 12.1%         | 12.0%         | 11.5%         | 12.6%         | 12.4%         | 12.0%         | 12.1%         |
| Enugu              | 9.0%            | 10.2%         | 10.2%         | 9.6%          | 8.8%          | 8.8%          | 8.7%          | 8.2%          | 8.5%          | 8.3%          | 8.3%          | 8.2%          | 8.2%          | 8.1%          | 8.0%          | 6.8%          |
| Ibadan             | 13.0%           | 12.1%         | 13.3%         | 12.6%         | 13.4%         | 13.5%         | 13.1%         | 13.0%         | 13.2%         | 12.2%         | 12.0%         | 12.4%         | 13.6%         | 13.6%         | 13.4%         | 13.3%         |
| Ikeja              | 15.0%           | 14.1%         | 12.6%         | 12.8%         | 13.0%         | 11.2%         | 12.5%         | 13.1%         | 13.4%         | 13.3%         | 14.3%         | 15.0%         | 16.0%         | 16.1%         | 15.9%         | 15.1%         |
| Jos                | 5.5%            | 4.5%          | 4.8%          | 5.0%          | 5.5%          | 5.6%          | 5.1%          | 4.4%          | 4.5%          | 4.6%          | 4.4%          | 4.4%          | 4.6%          | 4.6%          | 4.7%          | 4.3%          |
| Kaduna             | 8.0%            | 8.7%          | 8.2%          | 8.9%          | 7.1%          | 7.6%          | 7.7%          | 7.8%          | 7.9%          | 8.4%          | 8.2%          | 7.4%          | 6.6%          | 6.0%          | 7.0%          | 8.8%          |
| Kano               | 8.0%            | 7.5%          | 6.0%          | 7.2%          | 7.2%          | 7.1%          | 6.8%          | 7.4%          | 7.2%          | 7.4%          | 6.5%          | 7.1%          | 6.0%          | 6.1%          | 5.9%          | 6.8%          |
| Port Harcourt      | 6.5%            | 7.8%          | 8.3%          | 7.3%          | 8.2%          | 8.3%          | 7.7%          | 7.0%          | 7.1%          | 7.1%          | 7.0%          | 7.1%          | 7.1%          | 7.4%          | 6.9%          | 6.8%          |
| Yola               | 3.5%            | 3.2%          | 2.7%          | 2.9%          | 3.4%          | 3.6%          | 3.6%          | 3.3%          | 3.6%          | 4.0%          | 4.2%          | 4.0%          | 4.0%          | 4.2%          | 4.2%          | 4.2%          |
| <b>All DisCos</b>  | <b>100.0%</b>   | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> | <b>100.0%</b> |
| <b>Target Tree</b> | <b>37.5%</b>    | <b>37.6%</b>  | <b>37.3%</b>  | <b>37.9%</b>  | <b>37.7%</b>  | <b>36.0%</b>  | <b>38.0%</b>  | <b>39.1%</b>  | <b>38.3%</b>  | <b>39.0%</b>  | <b>40.1%</b>  | <b>40.8%</b>  | <b>42.1%</b>  | <b>42.0%</b>  | <b>0.0%</b>   | <b>0.0%</b>   |

凡例：  NERC の割り当てよりも多く受電した四半期

出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

表 3-3.5 に各配電会社の単位面積当たりの顧客数・配電電力量（TCN からの受電ベース）などを示す。顧客密度、配電電力量密度のいずれについても、ラゴス州を二分する Ikeja DisCo、Eko DisCo で群を抜いて高く、Yola DisCo、Jos DisCo、Kaduna DisCo で低くなっている。これらの指標値が低いと、単位供給電力量当たりの配電線の長さが長くなる、スタッフの移動時間が増えてサービス業務の効率が低下するなどの理由で、経営効率が下がると推測される。この他、大口需要家（Maximum Demand User）／小口需要家の構成比率により経営効率が左右されるものと考えられるが、各配電会社の大口需要家／小口需要家の構成比率については現時点では情報収集できていない。従来、工業ユーザー（industrial user）・商業ユーザー（commercial user）の構成比率が大きいと、料金徴収率が高くなり、経営効率が上がるとされてきたが、2020 年の MYTO からこのような契約種別の分類は廃止された。

表 3-3.5 各配電会社の単位面積当たりの顧客数・配電電力量

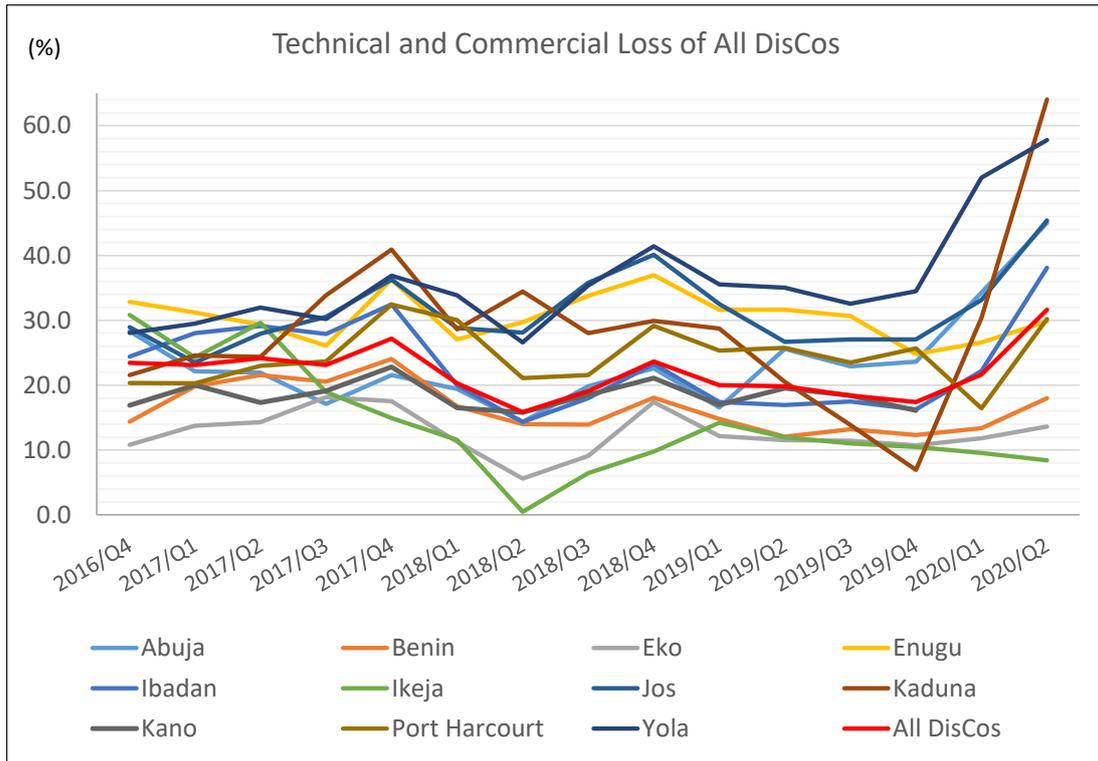
| DisCos        | Conerage Area (km <sup>2</sup> ) | Population (2016) | Population Density (person/km) | Average Nos. of Customers (2019/Q3-2020/Q2) | Customer Density (customer/km <sup>2</sup> ) | Energy Received (GWh/year) (2019/Q3-2020/Q2) | Energy Received per year per Customer (KWh/year/customer) | Energy Received per year per Inhabitant (GWh/year/person) | Energy Received per year per km (GWh/year/km <sup>2</sup> ) |
|---------------|----------------------------------|-------------------|--------------------------------|---|--|--|---|---|---|
| Abuja         | 140,628                          | 16,117,258        | 114.6                          | 1,235,630                                   | 8.8  | 3,756  | 3,040   | 233   | 26,709  |
| Benin         | 57,353                           | 17,841,450        | 311.1                          | 1,018,577                                   | 17.8   | 2,291  | 2,249   | 128   | 39,946  |
| Eko           | 1,673                            | 6,275,299         | 3,752.0                        | 515,348                                     | 308.1  | 3,441  | 6,677   | 548   | 2,057,399   |
| Enugu         | 29,525                           | 21,955,414        | 743.6                          | 1,095,501                                   | 37.1   | 2,177  | 1,987   | 99  | 73,734  |
| Ibadan        | 91,292                           | 20,957,062        | 229.6                          | 2,130,176                                   | 23.3   | 3,772  | 1,771   | 180   | 41,318  |
| Ikeja         | 1,673                            | 6,275,299         | 3,752.0                        | 1,108,409                                   | 662.7  | 4,429  | 3,996   | 706   | 2,648,132   |
| Jos           | 132,859                          | 19,736,533        | 148.6                          | 531,994                                     | 4.0  | 1,277  | 2,400   | 65  | 9,612   |
| Kaduna        | 148,588                          | 22,205,933        | 149.4                          | 675,297                                     | 4.5  | 2,006  | 2,971   | 90  | 13,500  |
| Kano          | 67,477                           | 26,736,374        | 396.2                          | 651,372                                     | 9.7  | 1,743  | 2,676   | 65  | 25,831  |
| Port Harcourt | 49,087                           | 18,930,331        | 385.6                          | 917,494                                     | 18.7   | 1,982  | 2,160   | 105   | 40,377  |
| Yola          | 207,790                          | 16,469,590        | 79.3                           | 381,017                                     | 1.8  | 1,167  | 3,063   | 71  | 5,616   |
| All DisCos    | 927,944                          | 193,500,543       | 208.5                          | 10,260,814                                  | 11.1   | 28,043                                       | 2,733   | 145   | 30,221  |

注： Eko DisCo、Ikeja DisCo の管轄区域の面積・人口は、2011 年の BPE 資料に倣って、面積・人口を同じとした。ここでは双方ともラゴス州の 1/2 の面積・人口としている。

出典：”Information Brochure of Distribution Companies, BPE 2011”、NERC 四半期報告書、Nigeria Bureau of Statistics の統計

## (2) 配電損失

2016 年第 4 四半期～2020 年第 1 四半期の各配電会社の技術・商業ロス（＝1－（請求電力量／受電電力量）と定義される）を図 3-3.3 に示す。技術・商業ロスは Ikeja、Eko、Benin の 3 つの DisCo で低く 8%～18%程度で、Kaduna、Yola、Jos、Abuja の 4 つの DisCo で高く 64%～45%程度となっている。これらの 4 つの DisCo では 2020 年第 1 四半期・第 2 四半期に技術・商業ロスが大きく増えている。こうしたロスが急激に増加（減少）した場合の状況変化を調査・分析することにより、ロスの増加（減少）の原因、ひいてはその対策を見つけることが可能となると考えられる。



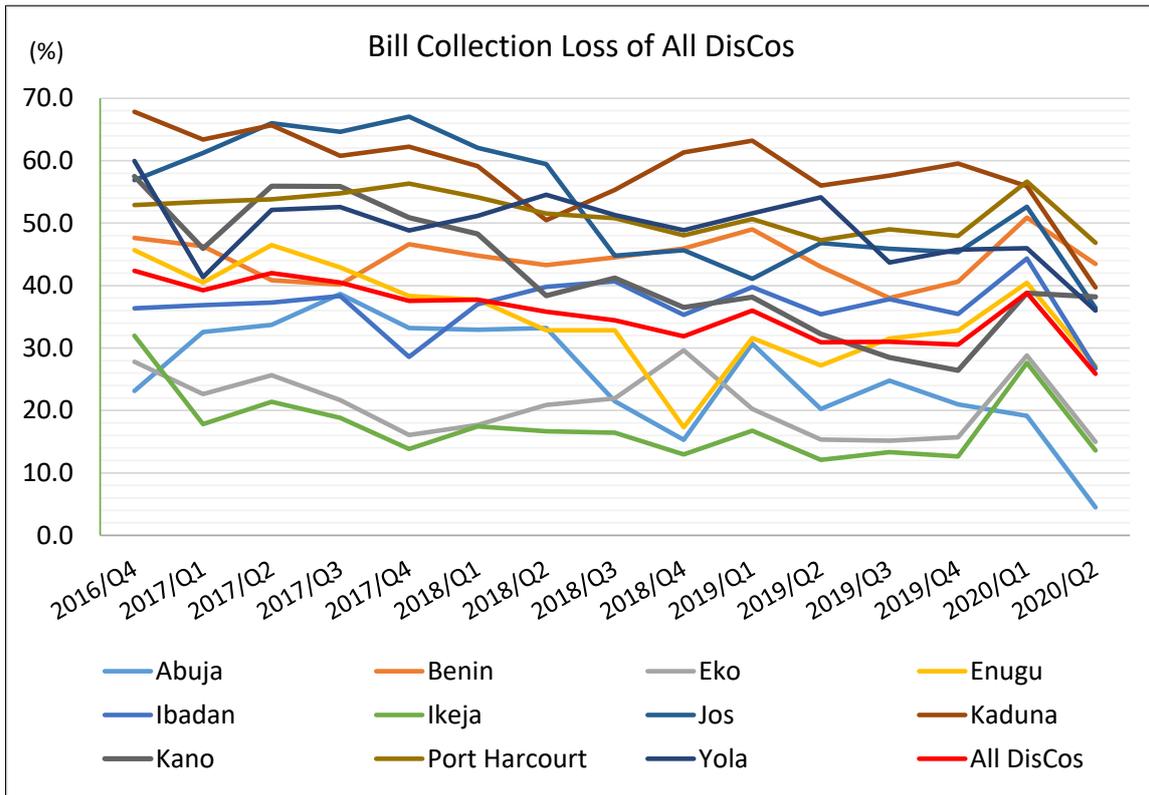
出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.3 各配電会社の技術・商業ロスの推移

2016年第4四半期～2020年第2四半期の各配電会社の料金徴収ロス（ $=1 - (\text{料金徴収金額} / \text{料金請求額})$ ）と定義される）の推移を図 3-3.4 に示す。料金徴収ロスは、Abuja、Eko、Ikeja の3つの DisCo で低く 4%～15% で、Port Harcourt、Benin、Kaduna、Kano、Jos、Yola などの DisCo で高く 47%～36% となっている。Abuja、Yola、Kaduna の3つの DisCo を除いて 2020年第1四半期に料金徴収ロスが 10%程度増加したが、2020年第2四半期では Kano DisCo を除いて 7%～17%低下している。

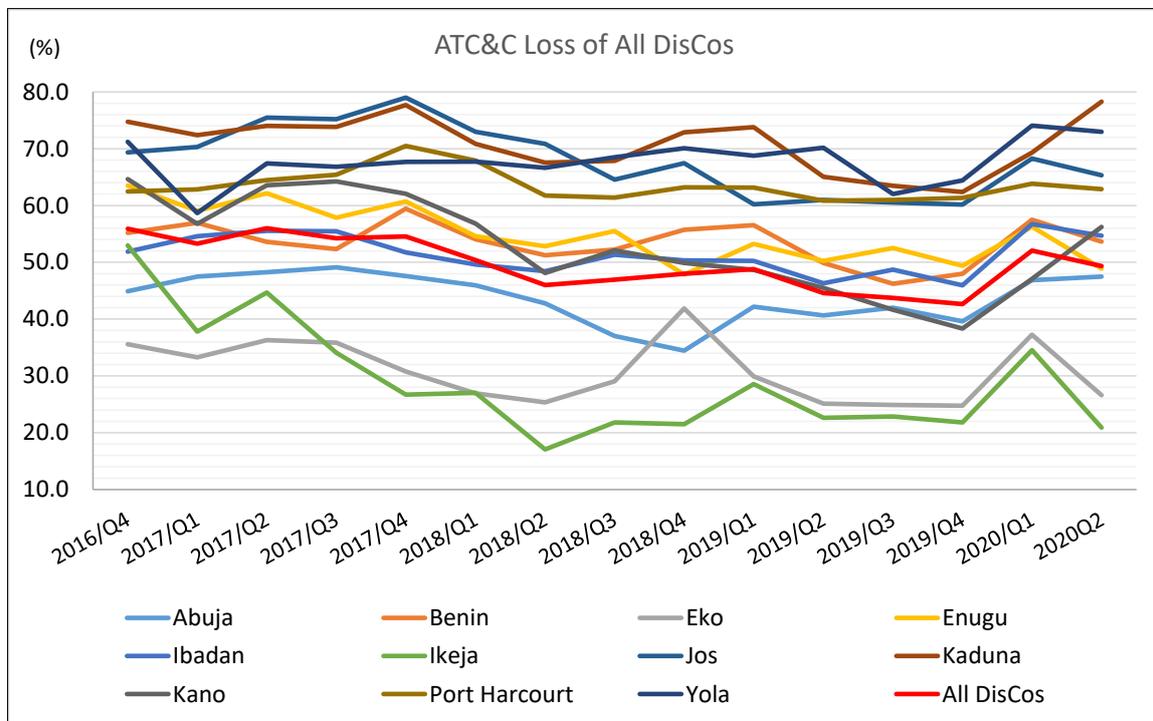
図 3-3.5 に 2016年第4四半期～2020年第2四半期の各電力会社の総合ロス（ $1 - (1 - \text{技術・商業ロス}) \times (1 - \text{料金徴収ロス})$ ）と定義される）の推移を示す。配電会社は、総合ロスが 20%～30%で推移しているグループ（Eko 及び Ikeja DisCo）、50%程度のグループ（Abuja、Benin、Enugu、Ibadan、Kano の5つの DisCo）、60%～80%で推移しているグループに分けられる。なお、2020年第1四半期では全ての DisCo の総合ロスが 2～12%（平均で 10%近く）増加していたが、2020年第2四半期では、Abuja、Kaduna、Kano の3つの DisCo で増加し、Eko、Ikeja の2つの DisCo で 10%以上、その他の DisCo で少し減少している。

以上で示したように、各種損失率は、一定値の維持とか一定の傾向で変化せずに、四半期ごとに目立った増減を繰り返している。このような実態になる要因としては、それぞれの損失低減策が安定的・着実に遂行されていないことによるものと推定される。



出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.4 各配電会社の料金徴収ロスの推移



出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

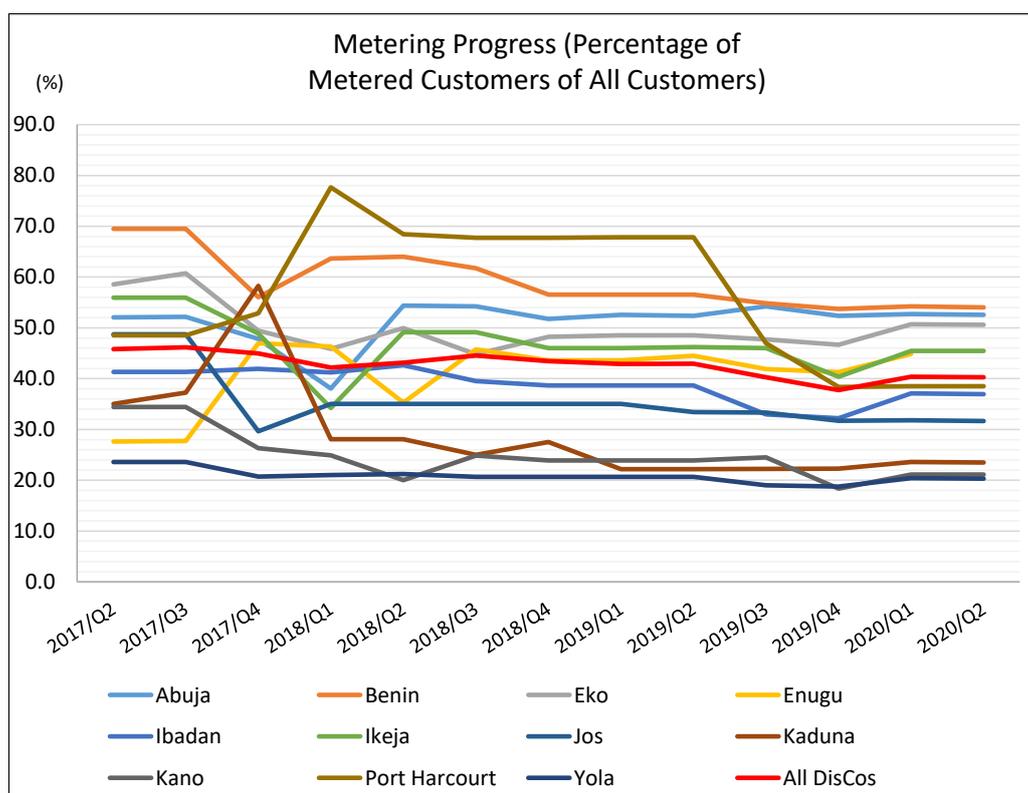
図 3-3.5 各配電会社の総合ロスの推移

### (3) 電力量計の設置

2016年第4四半期以降の各配電会社の顧客電力量計設置率(=電力量計設置顧客数/登録顧客数で定義される)を図3-3.6に示す。ナイジェリアにおける顧客用電力量計の設置率は非常に低く、電力量計設置率の全DisCo(加重)平均が約40%である。設置率の高いAbuja、Benin、EKOの3つのDisCoでも55%に満たず、設置率の低いKaduna、Kano、Yolaの3DisCoでは20%程度に留まっている。顧客電力量計設置率は、電力量計供給業者規制(Meter Asset Provider (MAP) Regulation)が施行された2018年以降、大きく増加しておらず、逆にPort Harcourt DisCoやBenin DisCoでは大幅に減少している。電力量計供給業者規制の制定・施行をはじめとする顧客電力量計設置促進策が功を奏していないと見受けられる。

電力量計設置率の全DisCo(加重)平均が約40%で、技術・商業ロスの全DisCo(加重)平均が30%程度であること、すなわち、全DisCoはTCNからの受電電力量の70%程度について料金請求をしていること、さらには、配電部門の技術ロスが約10%と推測されていることを考え合わせると、かなりの部分の料金請求書が、いわゆるEstimated Bill(電力量計が設置されていない顧客に対して推計で発行される請求書)と推測される。

なお、上述のように、顧客数のデータがタイムリーに更新されていない可能性が高いことを考えると、電力量計設置率についても、正確に把握されているとは考えにくい。

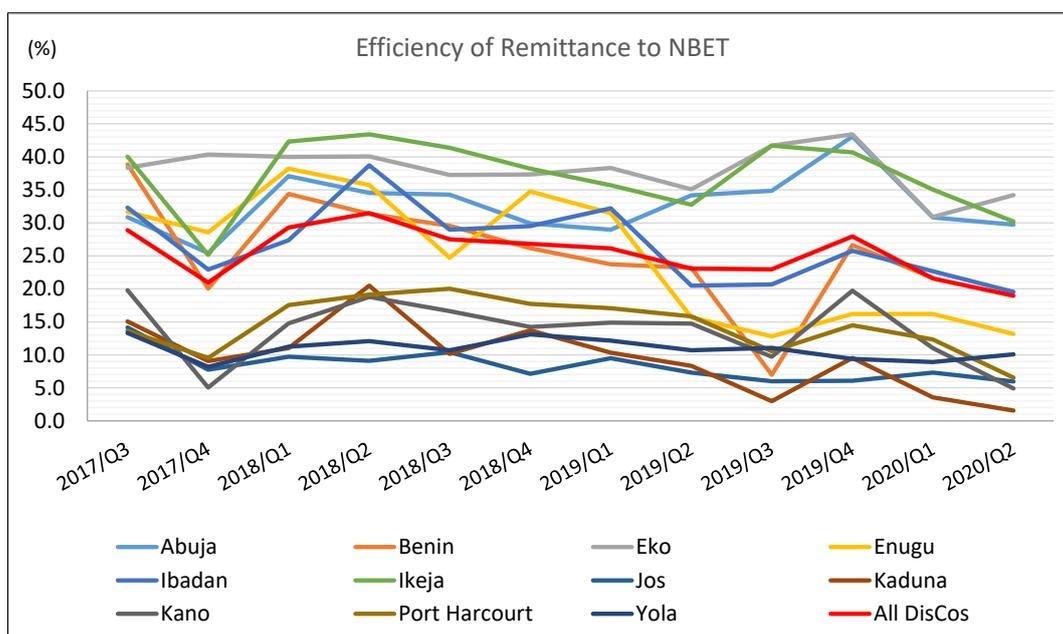


出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.6 各配電会社での顧客電力量計の設置率の推移

#### (4) NBET・TCN への支払

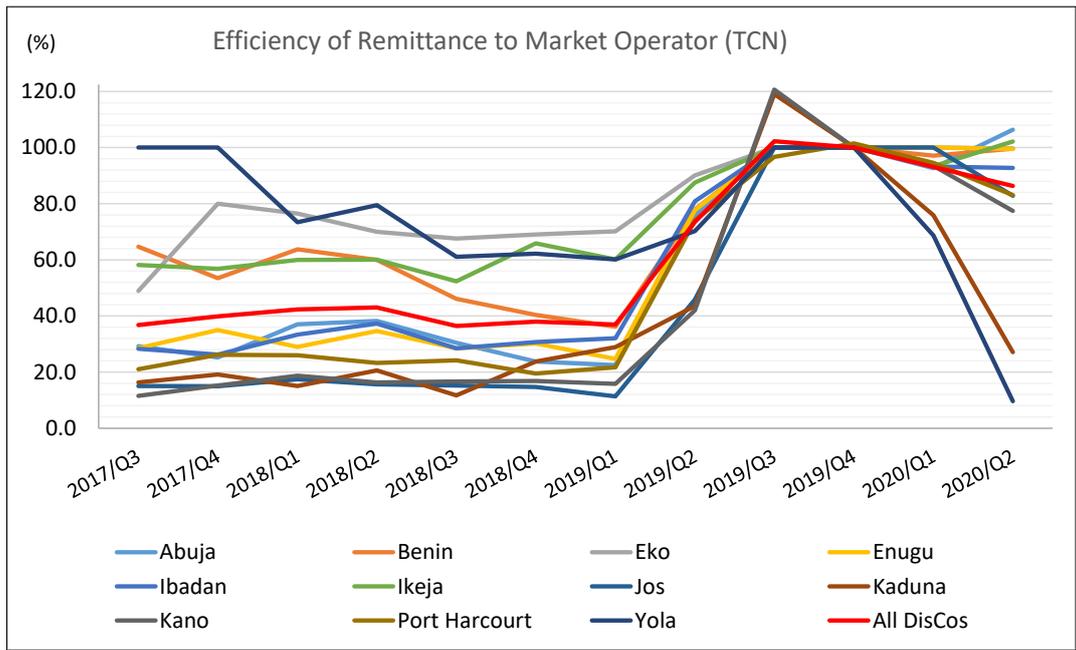
各 DisCo から NBET、及びマーケットオペレータ (Market Operator : MO、TCN が勤めている) への支払率 (=NBET・MO への支払額/NBET・MO からの請求額で定義される) をそれぞれ図 3-3.7 及び図 3-3.8 示す。NBET への支払率については、30%~35%のグループ (Ikeja、Eko、Abuja の 3 DisCo)、20%程度のグループ (Ibadan、Benin の 2 DisCo)、3%~17%のグループ (Enugu、Port Harcourt、Kano、Yola、Jos、Kaduna の 6 DisCo) の 3つのグループに分かれている。最も支払率の高いグループでも発電料金の 1/3 程度しか支払えないということは、いずれの DisCo も持続可能な配電会社の財務状況となっていないことが窺える。



出典 : NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.7 各配電会社の NBET への支払率の推移

MO への支払いについては、2019 年第 3 四半期以降、Yola と Kaduna の 2 つの DisCo を除く 9 つの DisCo でほぼ 100% の支払率を達成している。この原因としては、①MO からの請求額は NBET からの請求額の 2 割程度で、②NBET への支払については政府補助金を適用し、DisCo からの支払いは、MO への支払を優先させていることなどが考えられる。なお、2020 年の第 2 四半期には Kaduna と Yola の 2 つの DisCo の MO への支払率がそれぞれ 50%、60% 近く低下しているが、理由は不明である。

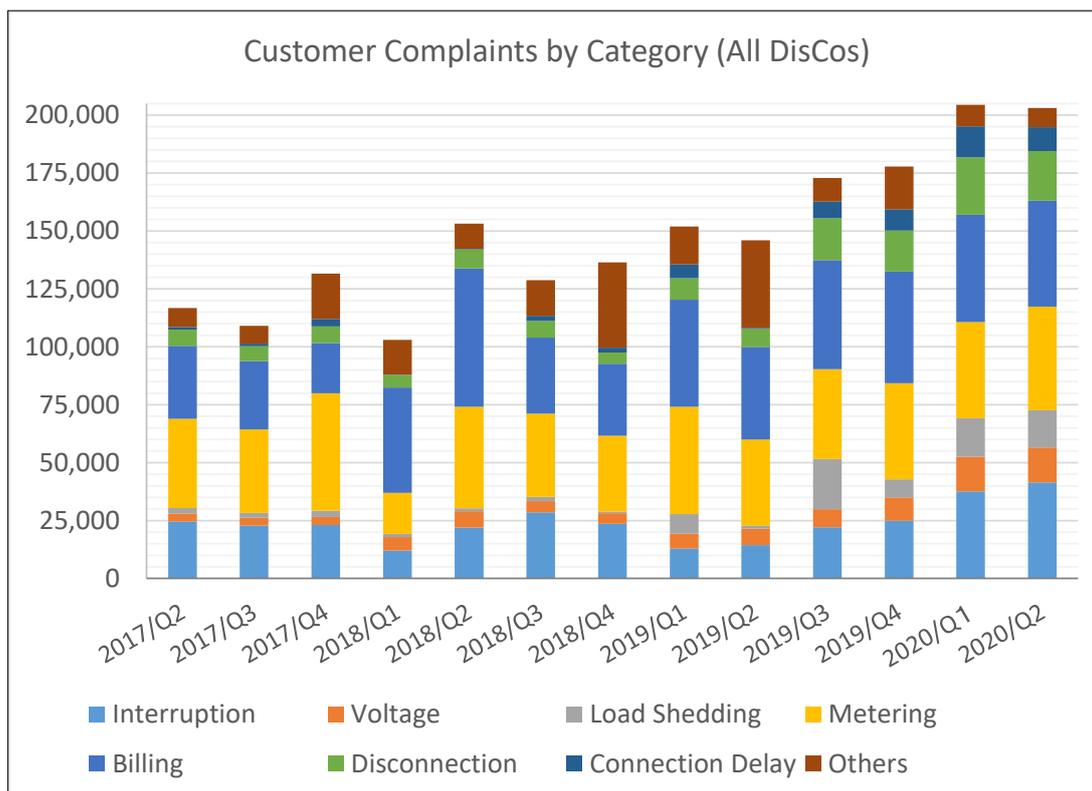


出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.8 各配電会社の MO への支払率の推移

(5) 顧客からの苦情

2017 年第 2 四半期～2020 年第 2 四半期の全 DisCo に対する苦情種別の苦情数の推移を図 3-3.9 に示す。苦情の総数は 2020 年第 1 四半期までは増える傾向にあったが、2020 年第 2 四半期にわずかではあるが減少した。苦情種別で見ると料金請求 (Billing) に関する苦情が最も多く、全体の 23% を占めている (2020 年第 2 四半期)。次いで電力量計の設置・検針に関する苦情の 22%、停電に関する苦情の 20% と続いている。この 3 種の苦情で全体の 65% を占めている (同期間)。

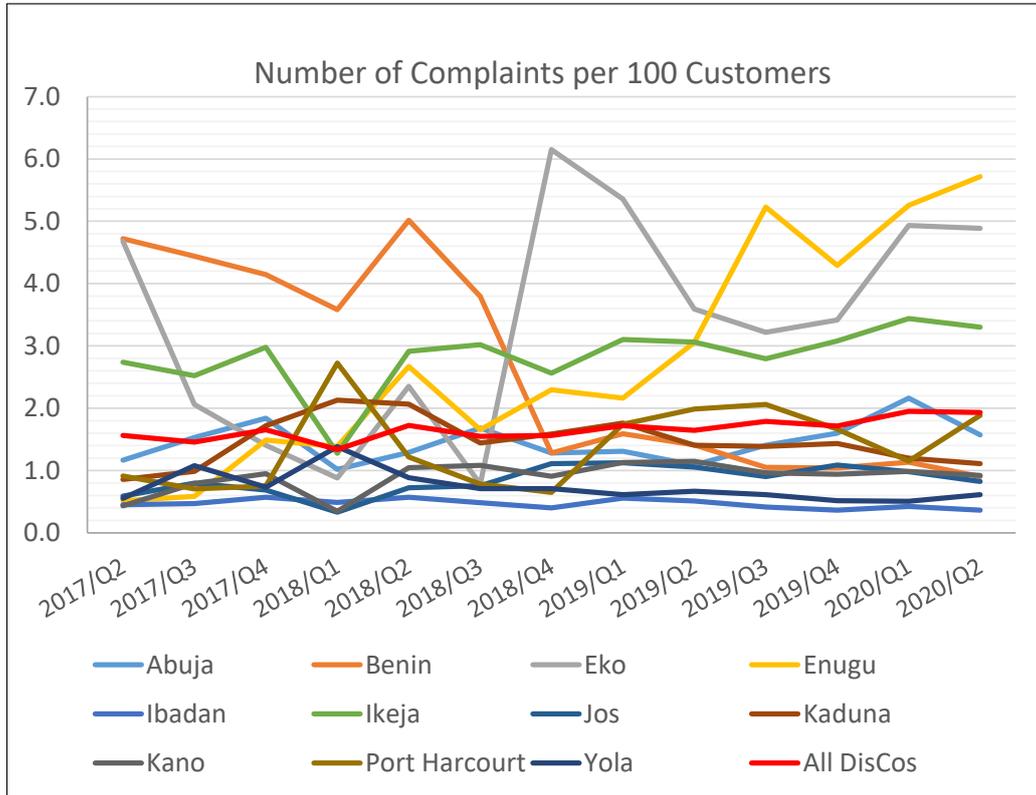


出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.9 苦情種別の苦情数の推移

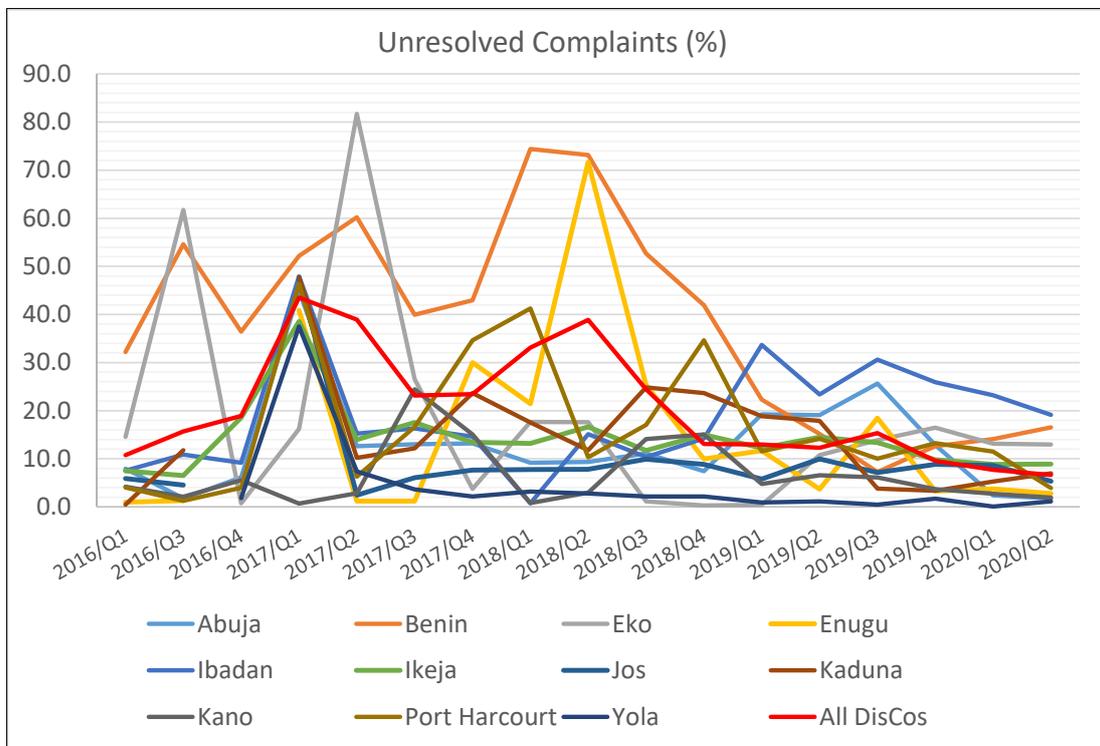
図 3-3.10 に 2017 年第 2 四半期～2020 年第 2 四半期の各電会社の 100 顧客当たりの苦情数の推移を示す。100 顧客当たりの苦情数は、全体的に緩やかであるが増加傾向にある。100 顧客当たりの苦情数が多いのは Enugu、Eko、Ikeja の 3 つの DisCo においてである。これは、これら 3 つの DisCo でのサービスレベルが他の DisCo と比較して低いということではなく、これらの DisCo では工業・商業ユーザーの数が多く、これらの顧客の要求するサービスレベルが高いことによると推測される。

2017 年第 2 四半期～2020 年第 2 四半期の各電会社での苦情の未解決率の推移を図 3-3.11 に示す。全体的に見ると、未解決率は減少傾向にあり、DisCo によって解決されていない苦情は 7%程度となっている。このデータは各配電会社の自己申告を集計したものであり、必ずしも、実際に 90%の苦情が解消されていることを意味するものではない可能性がある。なお、NERC は配電会社へ苦情の内、各配電会社で解決されない苦情を受け付ける窓口を各配電会社の管轄区域に 1 箇所ずつ設けている。



出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.10 各配電会社の 100 顧客当たりの苦情数の推移



注：2016 年第 2 四半期の全ての DisCo の記録、2016 年第 3 四半期の Yola DisCo の記録、2016 年第 4 四半期の Enugu DisCo・Jos DisCo・Kaduna DisCp の記録は欠落している。

出典：NERC 四半期報告書 <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/NERC-Reports/NERC-Quarterly-Reports/>

図 3-3.11 各配電会社での苦情の未解決率の推移

## (6) 配電会社の財務諸表

以下、比較的経営環境の良いと考えられる Eko DisCo、経営環境の厳しいと考えられる Port Harcourt DisCo、その間に位置すると考えられる Abuja DisCo について最近の財務諸表を分析する。

表 3-3.6 に 2015 年～2019 年の Abuja DisCo の損益計算書を示す。2019 年の Abuja DisCo の収入（売上げ）は 2018 年に比べて 3.1 倍に増加した。2019 年の送電公社からの受電量の増加、ロス率の軽減、料金の値上げ（上記（1）・（2）及び Minor Review of MYTO 2015 での 2018 年と 2019 年の料金比較）からは 2019 年の収入の大幅増加の原因は説明できない。同年の財務諸表付属の解説（Notes to the financial statements）によれば、2015 年～2018 年の低料金による収入不足額（Tariff shortfall）1,022 億ナイラ、2019 年の低料金による収入不足額 627 億ナイラ（合計で 1,649 億ナイラ）が NERC により補填されたため、通常の料金収入は 2018 年の 822 億から 883 億ナイラに増えたに過ぎない。2019 年の当期利益率（＝当期利益／売上高と定義される）は 49%に達した。また、管理費（Administration Expense）については年度ごとの変動が大きい。

表 3-3.6 Abuja DisCo の損益計算書

| 損益計算書(NGN. 10億)   | 2019          | 2018          | 2017          | 2016          | 2015          |
|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 収入                | 255.99        | 82.22         | 65.72         | 61.15         | 62.53         |
| 売上原価              | ▲104.05       | ▲95.40        | ▲85.01        | ▲66.49        | ▲54.20        |
| <b>売上総利益</b>      | <b>151.94</b> | <b>▲13.18</b> | <b>▲19.29</b> | <b>▲5.34</b>  | <b>8.34</b>   |
| その他収益             | 2.63          | 1.41          | 0.37          | 0.41          | 0.52          |
| 売掛金、その他の受取勘定減損処理損 | ▲21.94        | ▲19.19        | ▲8.56         | -             | -             |
| 管理費               | ▲25.03        | ▲31.18        | ▲22.00        | ▲30.38        | ▲48.06        |
| <b>営業損益</b>       | <b>107.61</b> | <b>▲62.14</b> | <b>▲49.47</b> | <b>▲35.31</b> | <b>▲39.20</b> |
| (営業利益率)           | 42%           | ▲76%          | ▲75%          | ▲58%          | ▲63%          |
| 財務費用              | ▲6.04         | ▲24.41        | ▲26.90        | ▲12.24        | ▲2.82         |
| 財務収益              | 24.23         | 0.94          | 0.48          | 0.26          | 0.30          |
| 財務純利益             | 18.19         | ▲23.47        | ▲26.42        | ▲11.99        | ▲2.52         |
| 税引前当期利益           | 125.79        | ▲85.62        | ▲75.90        | ▲47.30        | ▲41.72        |
| 最低法人税             | ▲1.25         | ▲0.10         | ▲0.08         | ▲0.15         | ▲0.25         |
| 法人税               | ▲0.25         | -             | -             | -             | -             |
| <b>当期利益</b>       | <b>124.29</b> | <b>▲85.72</b> | <b>▲75.98</b> | <b>▲47.45</b> | <b>▲41.97</b> |
| (当期利益率)           | 49%           | ▲104%         | ▲116%         | ▲78%          | ▲67%          |

出典：Annual Report, 2019-2016, Abuja Electricity Distribution Plc

表 3-3.7 に 2015 年～2019 年の Abuja DisCo の貸借対照表を示す。2015 年～2018 年では収入（売上げ）の半分近くの売掛金（未収金）・その他の受取勘定を計上していたが、2019 年には売掛金（未収金）・その他の受取勘定の収入に対する比率は減少したが、料金収入に対する売掛金（未収金）・その他の受取勘定の比率が大きく変化していない。売掛金（未収金）・その他の受取勘定は金額ベースでは少し増加している。

2019 年に当期利益が大幅な黒字となったため、累積赤字時は大きく減少しているが、資本は未だマイナスとなっており、自己資本比率（＝資本÷資産（%）と定義される）は異常とも言えるマイナスの状態が続いている。多額のこれまでの低料金による不足額が補填され、当期利益が大幅な黒字に転じたため、買掛金・その他の支払勘定が大幅に減少している。

100%を切ると好ましくないとされる流動比率（＝流動資産÷流動負債（%）と定義される）も 2015 年～2018 年の間に 37%から 18%に減少した。2019 年には、流動負債の減少、流動資

産の増加により流動比率は35%に増加したが、依然として100%を大幅に下回っている、当座比率（＝（流動資産－棚卸資産）÷流動負債（%）と定義される）については、棚卸資産が少額であるため、流動比率とほぼ同じ数値となっている。

また、2019年に当期利益は黒字になっても固定資産は微増に留まっており、まだ、必要な設備等の固定資産への投資を行えるような財務状況に至っておらず、資本金が業務規模に比べて過少であると推測される。

表 3－3.7 Abuja DisCo の貸借対照表

| 貸借対照表(NGN. 10億) | 2019          | 2018           | 2017          | 2016          | 2015          |
|-----------------|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>資産合計</b>     | <b>166.19</b> | <b>169.94</b>  | <b>120.15</b> | <b>117.21</b> | <b>109.49</b> |
| 固定資産            | 115.33        | 122.20         | 92.08         | 84.13         | 83.15         |
| 土地、建物、設備        | 113.59        | 111.65         | 91.95         | 84.09         | 83.08         |
| 受取勘定            | -             | 9.35           | 0.03          | -             | -             |
| 長期前払費用          | -             | 0.05           | 0.02          | 0.01          | 0.04          |
| その他固定資産         | 1.74          | 1.15           | 0.08          | 0.03          | 0.03          |
| 流動資産            | 50.86         | 47.74          | 28.07         | 33.07         | 26.34         |
| 棚卸資産            | 0.26          | 0.40           | 0.32          | 0.41          | 0.74          |
| 売掛金、その他の受取勘定    | 48.90         | 42.31          | 22.89         | 29.99         | 23.61         |
| 前払費用            | 0.43          | 0.63           | 0.51          | 0.20          | 0.22          |
| 現金、預金           | 1.27          | 4.40           | 4.34          | 2.47          | 1.77          |
| <b>資本・負債合計</b>  | <b>166.19</b> | <b>169.94</b>  | <b>120.15</b> | <b>117.21</b> | <b>109.49</b> |
| <b>資本合計</b>     | <b>▲4.57</b>  | <b>▲128.77</b> | <b>▲86.09</b> | <b>▲11.02</b> | <b>36.43</b>  |
| 資本金             | 0.02          | 0.01           | 0.01          | 0.01          | 0.01          |
| 再評価積立金          | 43.96         | 43.96          | 19.48         | 18.58         | 18.58         |
| 累積赤字/内部留保       | ▲48.54        | ▲172.74        | ▲105.58       | ▲29.60        | 17.85         |
| <b>負債合計</b>     | <b>170.76</b> | <b>298.71</b>  | <b>206.24</b> | <b>128.23</b> | <b>73.06</b>  |
| 固定負債            | 25.38         | 29.40          | 4.98          | 1.55          | 1.72          |
| 長期借入金           | 17.30         | 19.64          | 1.33          | 0.72          | 0.89          |
| 前受収益            | 7.34          | 9.32           | 3.10          | 0.81          | 0.83          |
| その他の固定負債        | 0.73          | 0.45           | 0.56          | 0.02          | -             |
| 流動負債            | 145.38        | 269.31         | 201.26        | 126.68        | 71.34         |
| 短期借入金           | 4.98          | 4.34           | 1.91          | 1.29          | 0.56          |
| 買掛金、その他の支払勘定    | 136.25        | 263.01         | 196.17        | 121.68        | 67.10         |
| 前受収益            | 1.53          | 1.08           | 0.53          | 0.61          | 0.46          |
| 当期税金負債          | 1.30          | -              | 0.48          | 0.93          | 1.04          |
| その他の流動負債        | 1.33          | 0.88           | 2.17          | 2.17          | 2.17          |
| <b>自己資本比率</b>   | <b>▲3%</b>    | <b>▲76%</b>    | <b>▲72%</b>   | <b>▲9%</b>    | <b>33%</b>    |
| <b>流動比率</b>     | <b>35%</b>    | <b>18%</b>     | <b>14%</b>    | <b>26%</b>    | <b>37%</b>    |
| <b>当座比率</b>     | <b>35%</b>    | <b>17%</b>     | <b>14%</b>    | <b>26%</b>    | <b>36%</b>    |

出典：Annual Report, 2019-2016, Abuja Electricity Distribution Plc

表 3－3.8 に 2015 年～2019 年の Abuja DisCo のキャッシュフロー計算書を示す。2019 年には調整項目として「料金収入不足（NERC による認定）（Tariff shortfall awarded by NERC）」が追加され多額のマイナス調整が行われている。

設備産業である配電事業を行う会社としては投資活動に使用されたキャッシュが非常に少ないように見受けられる。

表 3-3.8 Abuja DisCo のキャッシュフロー計算書

| キャッシュフロー計算書 (NGN. 10億)   | 2019          | 2018          | 2017          | 2016          | 2015         |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| <b>営業活動によるキャッシュフロー:</b>  |               |               |               |               |              |
| 当期利益                     | 124.29        | ▲85.72        | ▲75.98        | ▲47.45        | ▲41.97       |
| 調整:                      | ▲158.53       | 52.93         | 39.98         | 28.94         | 42.25        |
| －料金収入不足 (NERCによる認定)      | ▲164.91       | -             | -             | -             | -            |
| －土地・建物・設備の減価償却           | 4.47          | 5.03          | 4.56          | 3.98          | 5.32         |
| －国庫補助金の償却                | ▲1.53         | ▲1.08         | ▲0.08         | ▲0.02         | ▲0.02        |
| －売掛金、受取勘定、契約資産減損         | 21.94         | 19.19         | 8.56          | 13.22         | 18.34        |
| －土地、建物、設備評価差額            | -             | 6.15          | ▲0.01         | -             | 15.95        |
| －財務収益                    | ▲24.23        | ▲0.94         | ▲0.48         | ▲0.26         | ▲0.30        |
| －財務費用                    | 6.04          | 24.41         | 26.93         | 12.06         | 2.82         |
| －最低法人税                   | 1.25          | 0.10          | 0.08          | 0.15          | 0.25         |
| －法人税支出                   | 0.25          | -             | -             | -             | -            |
| －その他の調整                  | ▲1.82         | 0.06          | 0.41          | ▲0.19         | ▲0.12        |
|                          | <b>▲34.24</b> | <b>▲32.79</b> | <b>▲36.00</b> | <b>▲18.51</b> | <b>0.28</b>  |
| <b>増減:</b>               | 45.32         | 20.78         | 45.55         | 23.63         | ▲0.58        |
| 売掛金、その他の受取勘定             | ▲18.19        | ▲21.10        | ▲1.45         | ▲19.60        | ▲27.43       |
| 買掛金、その他の支払勘定             | 61.71         | 43.13         | 47.16         | 42.79         | 27.30        |
| 前払い                      | 1.22          | ▲0.16         | ▲0.32         | 0.05          | ▲0.04        |
| 棚卸資産                     | 0.15          | ▲0.08         | 0.09          | 0.33          | ▲0.18        |
| その他の増減額                  | 0.44          | ▲1.02         | 0.07          | 0.07          | ▲0.23        |
| <b>営業活動により得られたキャッシュ</b>  | <b>11.08</b>  | <b>▲12.02</b> | <b>9.55</b>   | <b>5.12</b>   | <b>▲0.30</b> |
| 確定給付債務の支払い               | ▲0.08         | ▲0.01         | -             | -             | -            |
| 勤続報奨の支払い                 | ▲0.15         | -             | -             | -             | -            |
| 信用状担保の支払い                | ▲0.99         | ▲8.30         | ▲0.03         | -             | -            |
| 法人税支払                    | ▲0.05         | ▲0.40         | ▲0.50         | ▲0.26         | -            |
| <b>営業活動より生じた正味キャッシュ</b>  | <b>9.81</b>   | <b>▲20.73</b> | <b>9.01</b>   | <b>4.86</b>   | <b>▲0.30</b> |
| <b>投資活動によるキャッシュフロー:</b>  |               |               |               |               |              |
| 土地・建物・設備の取得              | ▲3.71         | ▲4.74         | ▲8.08         | ▲4.96         | ▲2.16        |
| 使用権資産の追加                 | ▲1.20         | -             | -             | -             | -            |
| 無形資産の取得                  | -             | ▲1.03         | ▲0.09         | ▲0.05         | ▲0.03        |
| 受取利息                     | 0.67          | 0.81          | 0.12          | 0.01          | 0.00         |
| <b>投資活動に使用されたキャッシュ</b>   | <b>▲4.24</b>  | <b>▲4.96</b>  | <b>▲8.05</b>  | <b>▲5.00</b>  | <b>▲2.19</b> |
| <b>財務活動によるキャッシュフロー</b>   |               |               |               |               |              |
| 借入による資金増                 | -             | 31.83         | 2.30          | 1.17          | 1.04         |
| 利息支払い                    | ▲2.84         | ▲2.38         | ▲0.10         | ▲0.07         | -            |
| 元本支払い                    | ▲5.55         | ▲3.24         | ▲0.66         | ▲0.27         | ▲0.21        |
| リース負債の支払い                | ▲0.28         | -             | -             | -             | -            |
| メーター設置費前払い信用払戻し          | -             | ▲0.44         | ▲0.58         | ▲0.17         | -            |
| <b>財務活動により得られたキャッシュ</b>  | <b>▲8.66</b>  | <b>25.76</b>  | <b>0.96</b>   | <b>0.67</b>   | <b>0.83</b>  |
| <b>現金及び現金同等物の増減</b>      | <b>▲3.10</b>  | <b>0.07</b>   | <b>1.93</b>   | <b>0.52</b>   | <b>▲1.66</b> |
| <b>1月1日での現金及び現金同等物</b>   | 4.40          | 4.34          | 2.47          | 1.77          | 3.43         |
| 為替レート変動による損益             | ▲0.03         | ▲0.01         | ▲0.06         | 0.18          | 0.00         |
| <b>12月31日での現金及び現金同等物</b> | <b>1.27</b>   | <b>4.40</b>   | <b>4.34</b>   | <b>2.47</b>   | <b>1.77</b>  |

出典：Annual Report, 2019-2016, Abuja Electricity Distribution Plc

表 3-3.9 に 2015 年～2018 年の Eko DisCo の損益計算書を示す。Eko DisCo については 2019 年の年次報告書が公表されていない。Eko DisCo の 2015 年～2018 年の損益については、Abuja DisCo と同様の傾向で、年を追うに従って営業損失、当期損失が増加した。

表 3-3.9 Eko DisCo の損益計算書

| 損益計算書(NGN10億)     | 2019 | 2018          | 2017          | 2016          | 2015         |
|-------------------|------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| 収入                |      | 76.16         | 69.07         | 56.54         | 51.01        |
| 売上原価              |      | ▲86.01        | ▲76.07        | ▲53.04        | ▲38.30       |
| <b>売上総利益</b>      |      | <b>▲9.85</b>  | <b>▲7.00</b>  | <b>3.50</b>   | <b>12.71</b> |
| その他収益             |      | 0.46          | 0.45          | 0.53          | 0.18         |
| 売掛金、その他の受取勘定減損処理損 |      | -             | -             | -             | -            |
| 管理費               |      | ▲22.74        | ▲16.68        | ▲13.35        | ▲16.12       |
| 金融資産減損処理損         |      | ▲9.75         | ▲8.71         | -             | -            |
| <b>営業損益</b>       |      | <b>▲41.89</b> | <b>▲31.94</b> | <b>▲9.32</b>  | <b>▲3.23</b> |
| (営業利益率)           |      | ▲55%          | ▲46%          | ▲16%          | ▲6%          |
| 財務費用              |      | ▲17.24        | ▲9.52         | ▲19.17        | ▲3.06        |
| 財務収益              |      | 0.32          | 1.76          | 0.02          | 0.16         |
| <b>財務純利益</b>      |      | <b>▲16.91</b> | <b>▲7.77</b>  | <b>▲19.15</b> | <b>▲2.89</b> |
| <b>税引前当期利益</b>    |      | <b>▲58.80</b> | <b>▲39.71</b> | <b>▲28.47</b> | <b>▲6.13</b> |
| 最低法人税             |      | ▲0.10         | ▲0.09         | ▲0.19         | ▲0.33        |
| 法人税               |      | -             | -             | -             | ▲0.12        |
| <b>当期利益</b>       |      | <b>▲58.90</b> | <b>▲39.80</b> | <b>▲28.66</b> | <b>▲6.58</b> |
| (当期利益率)           |      | ▲77%          | ▲58%          | ▲51%          | ▲13%         |

出典：Annual Report, 2018-2016, Eko Electricity Distribution Plc

表 3-3.10 に 2015 年～2018 年の Eko DisCo の貸借対照表を示す。2015 年～2018 年の営業損失、当期損失の増加に伴って、内部留保は減少し、2017 年には累積赤字に転じ、自己資本比率（＝資本÷資産（％）と定義される）もマイナスとなった。2015 年～2018 年の間、売掛金・その他の受取勘定はほぼ変化せず、収入（売上げ）の増加に伴い、売掛金・その他の受取勘定の収入に対する比率は約 1/2 から約 1/3 に減少した。

流動比率（＝流動資産÷流動負債（％）と定義される）は、2015 年には健全経営の目安とされる 100%を超えていたが、営業損失、当期損失の増加に伴い、流動負債が大幅に増加し、流動比率は 2018 年には 22%までに減少した。棚卸資産が少額であるため、当座比率（＝（流動資産－棚卸資産）÷流動負債（％）と定義される）が流動比率とほぼ同じ数値であることは Abuja DisCo と同様である。

また、2015 年～2018 年の間、固定資産は、ほぼ同額に留まっており、必要な設備投資を行えるような財務状況ないものと推測される。さらに、Abuja DisCo 同様、資本金が業務規模に比べて極めて過少となっている。

表 3-3.10 Eko DisCo の貸借対照表

| 貸借対照表(NGN10億)  | 2019 | 2018          | 2017          | 2016         | 2015         |
|----------------|------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| <b>資産合計</b>    |      | <b>89.77</b>  | <b>88.90</b>  | <b>87.62</b> | <b>88.55</b> |
| 固定資産           |      | 55.80         | 56.23         | 56.34        | 54.95        |
| 土地、建物、設備       |      | 50.37         | 51.54         | 53.34        | 54.81        |
| 受取勘定           |      | 2.30          | 1.50          | -            | -            |
| 長期前払費用         |      | 2.89          | 3.06          | 2.84         | -            |
| その他固定資産        |      | 0.24          | 0.13          | 0.16         | 0.14         |
| 流動資産           |      | 33.97         | 32.67         | 31.27        | 33.60        |
| 棚卸資産           |      | 1.72          | 1.62          | 1.25         | 1.17         |
| 売掛金、その他の受取勘定   |      | 24.61         | 23.51         | 24.25        | 25.76        |
| 前払費用           |      | 0.15          | 0.04          | 0.03         | 1.14         |
| 契約資産           |      | 2.87          | -             | -            | -            |
| 現金、預金          |      | 4.62          | 7.51          | 5.74         | 5.54         |
| <b>資本・負債合計</b> |      | <b>89.77</b>  | <b>88.90</b>  | <b>87.62</b> | <b>88.55</b> |
| <b>資本合計</b>    |      | <b>▲71.17</b> | <b>▲14.81</b> | <b>24.99</b> | <b>53.65</b> |
| 資本金            |      | 0.01          | 0.01          | 0.01         | 0.01         |
| 再評価積立金         |      | -             | -             | -            | -            |
| 累積赤字/内部留保      |      | ▲71.17        | ▲14.82        | 24.98        | 53.64        |
| <b>負債合計</b>    |      | <b>160.93</b> | <b>103.71</b> | <b>62.63</b> | <b>34.91</b> |
| 固定負債           |      | 3.92          | 5.95          | 6.71         | 4.40         |
| 長期借入金          |      | 3.06          | 4.93          | 5.47         | 2.95         |
| 前受収益           |      | 0.86          | 1.02          | 1.24         | 1.45         |
| その他の固定負債       |      | -             | -             | -            | -            |
| 流動負債           |      | 157.01        | 97.76         | 55.92        | 30.50        |
| 短期借入金          |      | 1.66          | 2.64          | 7.04         | 6.87         |
| 買掛金、その他の支払勘定   |      | 154.01        | 93.15         | 46.70        | 20.99        |
| 契約負債           |      | 0.34          | -             | -            | -            |
| 前受収益           |      | 0.61          | 0.67          | 0.74         | 1.33         |
| 当期税金負債         |      | 0.39          | 1.30          | 1.43         | 1.30         |
| その他の流動負債       |      | -             | -             | 0.01         | 0.01         |
| 自己資本比率         |      | ▲79%          | ▲17%          | 29%          | 61%          |
| 流動比率           |      | 22%           | 33%           | 56%          | 110%         |
| 当座比率           |      | 19%           | 32%           | 54%          | 103%         |

出典：Annual Report, 2018-2016, Eko Electricity Distribution Plc

表 3-3.1 1 に 2015 年～2018 年の Eko DisCo のキャッシュフロー計算書を示す。Abuja DisCo と同様に、設備産業である配電事業を行う会社としては投資活動に使用されたキャッシュが非常に小さいように見受けられる。

表 3-3.1.1 Eko DisCo のキャッシュフロー計算書

| キャッシュフロー計算書(NGN10億)      | 2019 | 2018         | 2017         | 2016         | 2015         |
|--------------------------|------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>営業活動によるキャッシュフロー:</b>  |      |              |              |              |              |
| 当期利益                     |      | ▲58.90       | ▲39.80       | ▲28.66       | ▲6.58        |
| 調整:                      |      | 33.51        | 23.09        | 24.89        | 14.09        |
| —土地・建物・設備の減価償却           |      | 6.66         | 6.31         | 6.04         | 5.79         |
| —売掛金、受取勘定、契約資産減損         |      | 9.75         | 8.71         | -            | 4.75         |
| —財務収益                    |      | ▲0.32        | ▲1.76        | ▲0.02        | ▲0.16        |
| —財務費用                    |      | 17.24        | 9.52         | 19.17        | 3.06         |
| —最低法人税                   |      | 0.10         | 0.09         | 0.19         | 0.33         |
| —その他の調整                  |      | 0.09         | 0.22         | ▲0.50        | 0.32         |
|                          |      | ▲25.39       | ▲16.71       | ▲3.78        | 7.51         |
| 増減:                      |      | 33.13        | 28.58        | 9.89         | ▲9.00        |
| 売掛金、その他の受取勘定             |      | ▲11.98       | ▲9.47        | ▲11.47       | ▲19.59       |
| 買掛金、その他の支払勘定             |      | 44.89        | 38.91        | 21.61        | 10.63        |
| 前払い                      |      | 0.06         | ▲0.22        | 0.20         | 0.04         |
| 棚卸資産                     |      | ▲0.14        | ▲0.56        | 0.14         | ▲0.91        |
| その他の増減額                  |      | 0.29         | ▲0.08        | ▲0.60        | 0.84         |
| <b>営業活動により得られたキャッシュ</b>  |      | <b>7.74</b>  | <b>11.87</b> | <b>6.11</b>  | <b>▲1.49</b> |
| 引当金の精算                   |      | -            | ▲0.01        | -            | -            |
| 法人税支払                    |      | ▲1.01        | ▲0.22        | ▲0.06        | -            |
| <b>営業活動より生じた正味キャッシュ</b>  |      | <b>6.73</b>  | <b>11.65</b> | <b>6.05</b>  | <b>▲1.49</b> |
| <b>投資活動によるキャッシュフロー:</b>  |      |              |              |              |              |
| 土地・建物・設備の取得              |      | ▲5.34        | ▲4.52        | ▲3.67        | ▲2.15        |
| 使用権資産の追加                 |      | -            | -            | -            | -            |
| 無形資産の取得                  |      | ▲0.17        | ▲0.01        | ▲0.05        | ▲0.08        |
| 土地・建物・設備の売却収入            |      | -            | 0.04         | -            | -            |
| 受取利息                     |      | 0.09         | 0.02         | 0.02         | 0.13         |
| <b>投資活動に使用されたキャッシュ</b>   |      | <b>▲5.42</b> | <b>▲4.48</b> | <b>▲3.70</b> | <b>▲2.11</b> |
| <b>財務活動によるキャッシュフロー</b>   |      |              |              |              |              |
| 借入金受取り                   |      | 0.21         | -            | 1.31         | 7.69         |
| 利息支払い                    |      | ▲0.63        | ▲0.90        | ▲0.95        | ▲0.48        |
| 元本支払い                    |      | ▲3.31        | ▲4.09        | ▲2.14        | ▲0.17        |
| 銀行手数料支払い                 |      | ▲0.46        | ▲0.41        | ▲0.36        | -            |
| <b>財務活動により得られたキャッシュ</b>  |      | <b>▲4.19</b> | <b>▲5.41</b> | <b>▲2.15</b> | <b>7.05</b>  |
| <b>現金及び現金同等物の増減</b>      |      | <b>▲2.88</b> | <b>1.76</b>  | <b>0.20</b>  | <b>3.45</b>  |
| <b>1月1日での現金及び現金同等物</b>   |      | <b>7.51</b>  | <b>5.74</b>  | <b>5.54</b>  | <b>2.06</b>  |
| 為替レート変動による損益             |      | ▲0.01        | 0.01         | 0.00         | 0.00         |
| <b>12月31日での現金及び現金同等物</b> |      | <b>4.62</b>  | <b>7.51</b>  | <b>5.74</b>  | <b>5.54</b>  |

出典：Annual Report, 2018-2016, Eko Electricity Distribution Plc

表 3-3.1.2 に 2015 年～2019 年の Port Harcourt DisCo の損益計算書を示す。Port Harcourt DisCo では 2017 年までは収入も順調に増え、2017 年には当期利益も少額ながら黒字を計上した。しかしながら、2018 年・2019 年には収入が減少し、売上原価が増加し、また、多額の金融資産の減損処理 (Net impairment loss on financial assets) を行ったことで、売上総利益、営業利益、当期利益の全てがマイナスとなった。2019 年の財務諸表への注記 (Notes to financial statements) によれば本減損処理のほとんどが売掛金の減損処理であった。

Abuja DisCo では 2019 年にこれまでの低料金による収入不足 (tariff shortfall) の NERC からの補填を損益計算書の収入として計上していたのに対し、Port Harcourt DisCo では後述するように貸借対照表のその他の受取勘定として計上されているとともに、NBET・Market Operator (TCN) に支払う買掛金 (の一部) として計上されている。

表 3-3.12 Port Harcourt DisCo の損益計算書

| 損益計算書(NGN10億)  | 2019         | 2018          | 2017         | 2016          | 2015          |
|----------------|--------------|---------------|--------------|---------------|---------------|
| 収入             | 49.88        | 48.61         | 52.13        | 49.94         | 33.55         |
| 売上原価           | ▲57.98       | ▲53.10        | ▲49.96       | ▲44.54        | ▲28.47        |
| <b>売上総利益</b>   | <b>▲8.10</b> | <b>▲4.49</b>  | <b>2.16</b>  | <b>5.40</b>   | <b>5.09</b>   |
| その他収益          | 45.38        | 33.04         | 27.45        | 0.47          | 0.74          |
| 金融資産減損処理損益     | ▲28.74       | ▲25.00        | -            | -             | -             |
| 管理費            | ▲9.77        | ▲11.43        | ▲20.95       | ▲24.67        | ▲18.61        |
| <b>営業損益</b>    | <b>▲1.22</b> | <b>▲7.88</b>  | <b>8.66</b>  | <b>▲18.81</b> | <b>▲12.78</b> |
| (営業利益率)        | ▲2%          | ▲16%          | 17%          | ▲38%          | ▲38%          |
| 財務費用           | ▲7.72        | ▲6.72         | ▲9.04        | ▲2.66         | ▲1.69         |
| 財務収益           | 0.13         | 0.05          | 1.01         | 0.05          | 0.38          |
| <b>財務純利益</b>   | <b>▲7.59</b> | <b>▲6.68</b>  | <b>▲8.03</b> | <b>▲2.61</b>  | <b>▲1.31</b>  |
| <b>税引前当期利益</b> | <b>▲8.81</b> | <b>▲14.55</b> | <b>0.63</b>  | <b>▲21.42</b> | <b>▲14.09</b> |
| 法人税            | -            | -             | -            | 8.77          | ▲0.09         |
| <b>当期利益</b>    | <b>▲8.81</b> | <b>▲14.55</b> | <b>0.63</b>  | <b>▲12.65</b> | <b>▲14.17</b> |
| (当期利益率)        | ▲18%         | ▲30%          | 1%           | ▲25%          | ▲42%          |

出典：Annual Report and Financial Statements, 2019-2016, Port Harcourt Electricity Distribution Plc

表 3-3.13 に 2015 年～2018 年の Port Harcourt DisCo の貸借対照表を示す。Port Harcourt DisCo では、2015 年と 2016 年に多額の積立金を注入し、2017 年には多額の内部留保を計上し、資本を増加させてきたが、2018 年には一転、累積赤字となり、資本合計は大幅に減少した。一方、流動資産である売掛金・その他の受取勘定については、2017 年までは計上額を増やして来たが、2018 年には計上額を激減させ、2017 年では 63%であった自己資本比率（＝資本÷資産（%）と定義される）は 21%となった。

上述の通り、2019 年にはこれまでの低料金のための収入不足の 1,996 億ナイラが、NERC の指令で認められ、その他の受取勘定として計上されている。また、同額は NBET・MO への買掛金として計上されている。同年の Port Harcourt DisCo の財務諸表付属の解説（Notes to the financial statements）によれば、2018 年にも低料金のための収入不足の 1,377 億ナイラが NERC により認められたが、同年のうちに NBET・MO へ支払われ、相殺されたとのことである。このため、同不足額は 2018 年財務諸表には現れていなかった

2017 年には、流動資産である売掛金・その他の受取勘定の計上額を増やし、流動比率（＝流動資産÷流動負債（%）と定義される）は 155%に達したが、2018 年には売掛金・その他の受取勘定の計上額を激減させ、流動負債である買掛金・その他の支払勘定の計上額を増加させたことから、12%に急落した。2019 年では、上述の通り、売掛金・その他の受取勘定、買掛金、その他の支払勘定ともに大幅に増加し、流動比率は 88%となったが、このことが、Port Harcourt DisCo の財務体質が急に改善されたことを意味するものでないことに留意する必要がある。

また、2016 年には、多額の投資を行い、固定資産は倍近くとなったが、2017 年以降はほぼ同額に留まっており、必要な設備投資を行えるような財務状況ないものと推測される。さらに、Abuja DisCo・Eko DisCo 同様、資本金が業務規模に比べて過少となっている。

表 3-3.13 Port Harcourt DisCo の貸借対照表

| 貸借対照表(NGN10億)  | 2019          | 2018         | 2017          | 2016          | 2015         |
|----------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| <b>資産合計</b>    | <b>267.71</b> | <b>69.55</b> | <b>111.78</b> | <b>100.99</b> | <b>52.55</b> |
| 固定資産           | 65.38         | 64.46        | 63.77         | 63.11         | 34.73        |
| 土地、建物、設備       | 63.42         | 64.42        | 63.74         | 63.07         | 34.69        |
| 使用権資産          | 1.79          | -            | -             | -             | -            |
| 無形固定資産         | 0.17          | 0.04         | 0.04          | 0.04          | 0.04         |
| 流動資産           | 202.34        | 5.09         | 48.01         | 37.88         | 17.82        |
| 棚卸資産           | 0.87          | 0.55         | 2.55          | 1.06          | 0.91         |
| 売掛金、その他の受取勘定   | 197.87        | 1.69         | 44.16         | 27.52         | 12.14        |
| 前払費用           | -             | -            | -             | 2.14          | 0.01         |
| 現金、預金          | 3.60          | 2.84         | 1.30          | 7.16          | 4.76         |
| <b>資本・負債合計</b> | <b>267.71</b> | <b>69.55</b> | <b>111.78</b> | <b>100.99</b> | <b>52.55</b> |
| <b>資本合計</b>    | <b>5.59</b>   | <b>14.40</b> | <b>70.18</b>  | <b>19.53</b>  | <b>11.33</b> |
| 資本金            | 0.01          | 0.01         | 0.01          | 0.01          | 0.01         |
| 再評価積立金         | 17.82         | 18.60        | 19.32         | 20.11         | -            |
| その他の積立金        | -             | -            | -             | 55.20         | 55.20        |
| 累積赤字/内部留保      | ▲12.23        | ▲4.20        | 50.86         | ▲55.79        | ▲43.87       |
| <b>負債合計</b>    | <b>262.12</b> | <b>55.14</b> | <b>41.60</b>  | <b>81.46</b>  | <b>41.21</b> |
| 固定負債           | 13.34         | 13.41        | 10.55         | 15.96         | 12.92        |
| 長期借入金          | 8.05          | 8.75         | 6.34          | 11.73         | 9.53         |
| 買掛金、その他の支払勘定   | -             | -            | -             | 0.40          | 0.36         |
| リース負債          | 1.00          | -            | -             | -             | -            |
| 国庫補助金          | 4.28          | 4.66         | 4.22          | 2.23          | 2.02         |
| 前受収益           | -             | -            | -             | 1.61          | 1.01         |
| 流動負債           | 248.78        | 41.73        | 31.04         | 65.51         | 28.29        |
| 短期借入金          | 3.04          | 1.94         | 3.97          | 7.52          | 2.50         |
| 買掛金、その他の支払勘定   | 241.22        | 36.68        | 24.16         | 56.94         | 25.00        |
| リース負債          | 1.24          | -            | -             | -             | -            |
| 国庫補助金          | 0.55          | 0.92         | 0.70          | 0.45          | 0.34         |
| 契約負債           | 1.89          | 1.47         | 1.55          | -             | -            |
| 当期税金負債         | 0.83          | 0.72         | 0.66          | 0.60          | 0.44         |
| 自己資本比率         | 2%            | 21%          | 63%           | 19%           | 22%          |
| 流動比率           | 81%           | 12%          | 155%          | 58%           | 63%          |
| 当座比率           | 81%           | 11%          | 146%          | 53%           | 60%          |

出典：Annual Report and Financial Statements, 2019-2016, Port Harcourt Electricity Distribution Plc

表 3-3.14 に 2015 年～2019 年の Port Harcourt DisCo のキャッシュフロー計算書を示す。Port Harcourt DisCo のキャッシュフロー計算書では、「営業活動より生じた正味キャッシュ」を計算するための、「調整」・「増減」や勘定項目が記載されておらず、キャッシュフロー計算書のはじめに「営業活動より生じた正味キャッシュ」が記載されている（本会計監査を行った PricewaterhouseCoopers は、本監査は国際会計基準(International Standards on Auditing)にしたがって行われたとしている）。

Abuja DisCo・Eko DisCo と同様に、設備産業である配電事業を行う会社としては投資活動に使用されたキャッシュが非常に小さいように見受けられる。

表 3-3.14 Port Harcourt DisCo のキャッシュフロー計算書

| キャッシュフロー計算書 (NGN10億)    | 2019  | 2018  | 2017  | 2016  | 2015  |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>営業活動によるキャッシュフロー:</b> |       |       |       |       |       |
| 営業活動により得られたキャッシュ        | 5.56  | 6.56  | 4.42  | ▲2.57 | ▲6.79 |
| 所得税の支払い                 | ▲0.03 | -     | -     | -     | -     |
| 付加価値税の支払い               | ▲1.03 | ▲1.03 | ▲0.26 | -     | -     |
| 営業活動より生じた正味キャッシュ        | 4.50  | 5.54  | 4.16  | ▲2.57 | ▲6.79 |
| <b>投資活動によるキャッシュフロー:</b> |       |       |       |       |       |
| 土地・建物・設備の取得             | ▲1.15 | ▲2.96 | ▲2.69 | ▲0.40 | ▲1.53 |
| 無形資産の取得                 | ▲0.00 | ▲0.01 | 1.01  | ▲0.00 | ▲0.05 |
| 受取利息                    | 0.13  | 0.05  | -     | 0.05  | 0.38  |
| 投資活動に使用されたキャッシュ         | ▲1.03 | ▲2.93 | ▲1.68 | ▲0.35 | ▲1.19 |
| <b>財務活動によるキャッシュフロー:</b> |       |       |       |       |       |
| 借入による資金増                | 0.98  | 2.90  | 0.13  | 4.11  | 12.37 |
| リース料支払い元本部分             | ▲0.75 | -     | -     | -     | -     |
| 利息支払い                   | ▲1.48 | ▲1.53 | ▲1.48 | ▲2.66 | ▲1.37 |
| 元本支払い                   | ▲1.98 | ▲1.71 | ▲1.30 | ▲0.96 | -     |
| 国庫補助金                   | -     | -     | -     | 0.45  | -     |
| 財務活動により得られたキャッシュ        | ▲3.22 | ▲0.35 | ▲2.65 | 0.94  | 11.00 |
| 現金及び現金同等物の増減            | 0.25  | 2.26  | ▲0.17 | ▲1.98 | 3.02  |
| 1月1日における現金及び現金同等物       | 2.84  | 0.58  | 0.75  | 2.73  | ▲0.28 |
| 12月31日における現金及び現金同等物     | 3.09  | 2.84  | 0.58  | 0.75  | 2.73  |

出典：Annual Report and Financial Statements, 2019-2016, Port Harcourt Electricity Distribution Plc

### 3-3-2 配電会社の経営上の課題

第3章3-3-1節(6)に示される配電会社3社の財務諸表を分析すると、配電会社の経営は民間会社として持続的に事業を運営している状況にないことが分かる。Abuja DisCoでは2019年にNGN.1,240億の当期利益を計上しているが、同期間でのNBET、マーケットオペレータへの未払額がNGN.600億にのぼること、NERCにより認められたこれまでの料金収入不足額の内のNGN.1,650億を収入として計上していることなどを考え合わせると健全な財務状況にあるとは言いがたい。

このような財務状況に陥る原因として考えられるのは収入の不足、すなわち、TCNから受け取った電力量に見合う料金を顧客から徴収していないことである。収入不足の原因は、電気料金が実際に費用を賄うのに十分なように設定されていないことと、第3章3.3.1節(2)に示されるように、配電部門での損失(配電ロス)が高いことである。配電会社全体の技術・商業ロスの(=1-(請求電力量/受電電力量と定義される)は32%近くに、料金徴収ロス(=1-(料金徴収金額/料金請求額と定義される)は約26%に上り、結果、配電部門での総合ロス(Aggregated Technical, Commercial and Collection (ATC&C) Loss、1-(1-技術・商業ロス)×(1-料金徴収ロス)と定義される)はほぼ半分の49%に達している。つまり、TCNから送電された電力量に相応する電力料金の半分以下しか徴収できていない状況である。

配電会社での上述のような電力損失実態に対処するため、損失の発生要因を種類別に見ると、下記のような項目が考えられる。

技術ロスを増加させる要因は一般的に以下のような項目が挙げられる。

- 1) 配電線の不適切な接続
- 2) 不適切な配電線のサイズ

- 3) 設備の老朽化による機能低下
- 4) 不適切な地区配電ネットワーク
- 5) ロス発生場所特定システムの不在

商業ロスが高くなる原因は以下のように指摘されている。

- 6) 登録されていない使用者による不法接続と盗電
- 7) 電力量計をバイパスする詐欺行為
- 8) 欠陥・故障電力量計による誤計測
- 9) 請求書発行時のミス
- 10) 電力量計の誤読
- 11) 顧客タイプの誤分類による請求料金不足

料金徴収ロスが高くなる原因は以下のように捉えられている。

- 1) 正確性に欠ける請求書（推計請求書（estimated bills）など）
- 2) 低品質の電力供給サービスに起因する低い料金支払意思
- 3) 煩雑・不便な料金支払方法
- 4) 請求書の誤配送
- 5) 顧客の通念・モラルの低さ

上記の問題を解消し 3－4 節に述べられる課題を達成するために各配電会社が計画している対策が各配電会社の PIP として記述されている。

### 3-4 配電会社の経営改善計画（PIP）

DisCo の事業収益性改善を目的として、各 DisCo はそれぞれの PIP を策定して各方面の業務改善に取り組んでいる。改善に取り組むべき業務分野において、活動の成果を測定する業績評価指標（KPI：Key Performance Indices）を設定する改善分野として下記の項目が挙げられている。

- ロス削減
- 信頼性 / 利用可能性
- 計量
- 顧客満足
- 新規接続ネットワーク増強
- 安全
- 社会的責任

事業収益性改善に直接的な効果が見込まれるシステムロス低減のため、各種方策が展開されている。配電設備・業務運営（高信頼度・高品質の電力とサービス）面の取り組みとして、以下に述べる方策が計画されており、一部は既に実施に移されている状況である。

#### （1）システム改善および設備増強

この方策は、技術ロスの改善に直接寄与するとともに、供給力増加と停電の減少が顧客満足度につながり、ひいては料金徴収効率の向上につながるという観点から方策として採用されている。

具体的実施方策は下記のようなものが挙げられる。

- Network Expansion projects：Injection point・高圧配電線等の新設
- Network reconfiguration/rehabilitation：Injection point・高圧配電線等の改修
- Network upgrade：Injection point・高圧配電線・配電用変圧器の容量アップ
- Protection, Control & Communication：配電自動化システム、遠隔検針システムの確立

上記計画には、事故復旧時間の短縮に直接的に寄与する設備や業務実施方法に関する取り組み（配電自動化を除く）については明記されていない。ただし、配電自動化の機能の一部として、Fault location, isolation & service restoration (FLISR)といった各機能を導入する計画としている。また、Eko DisCo では、配電線の既存開閉器を配電自動化システムへ適用可能な開閉器にアップグレードする計画を持っている。

#### （2）システムロス（ATC&C Loss）低減に関する取り組み

電力損失の発生要因別に、その削減対策として下記の課題が設定されている。

##### 1) 技術ロスの削減対策

- コンデンサバンクの新設
- 細径ケーブルの太径への取替
- 経年/劣化ケーブルの取替

## 2) 商業ロスの削減対策

- (MAP を通じた) 顧客電力量計の設置の促進
- 顧客と配電設備とのリンクの図化ならびにフィーダー～配電用変圧間での計量による請求書発行システムの改善
- 盗電の多い地区での低圧配電線の架空ケーブルへの取替
- 大口顧客についての高度計測インフラ (Advanced Metering Infrastructure : AMI) ・自動検針 (Automated Meter Reading : AMR) の整備・展開
- 欠陥・旧式電力量計の探査・交換
- 全配電用変圧器への Statistical Meters の配備
- 積極的な電力管理

## 3) 料金徴収ロスの削減対策

- Revenue Protection Unit ・送電停止実施グループの編成・強化
- Prepaid System の推進、多様な支払いルート of 展開
- 未収金徴収のアウトソーシング (3 か月以上滞納者)
- 信用管理の積極的な実施
- 顧客のエネルギー監査と料金区分の見直し

### 3-5 他ドナーによる配電分野への支援動向

ナイジェリアの送電分野に対しては、他ドナーから各種多数の支援が実施されているが、配電分野については事業主体が民営化されているため、他ドナーによる支援も限られたものとなっている。他ドナーによる配電分野への支援プロジェクトの主なものは表 3-5.1 のとおりである。なお、フランス開発庁 (AFD) による支援については、「4-4 他ドナーによる NAPTIN への支援動向」に記す。

表 3-5.1 他ドナーによる電力セクター配電分野への支援状況概要プロジェクト一覧表

| ドナー名称  | 支援概要   |
|--|--|
| フランス開発庁 (Agence Française de Développement: AFD) | Project on Enhancing Vocational Training Delivery for the Power Sector in Nigeria<br><ul style="list-style-type: none"> <li>・ 研修コースの開発</li> <li>・ 研修設備の整備、地域研修センターの改修</li> <li>・ ガバナンス・組織改革</li> </ul>   |
| 世界銀行 (World Bank: WB)                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 配電セクター回復プログラム (Nigeria Distribution Sector Recovery Program: DISREP) (5 億米ドル)</li> <li>・ Programme for Result (PforR): (3.45 億米ドル)</li> <li>・ Investment Project Financing (IPF) 1: 需要家向けメータの一括調達 (1.2 億米ドル)</li> <li>・ IPF2: NER の Data Aggregation Platform (DAP) (0.2 億米ドル)</li> <li>・ Technical Assistance (TA) 1: DISREP 実施支援 (0.1 億米ドル)</li> <li>・ TA2-1: 能力向上 (0.02 億米ドル)</li> <li>・ TA2-2: 電力セクター Working Group 支援 (0.02 億米ドル)</li> <li>・ TA2-3: Power Consumer Assistance Fund 設計 (0.01 億米ドル)</li> </ul> |
| アフリカ開発銀行 (African Development Bank: AfDB)        | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ WB の DISREP への協調融資</li> </ul>   |

AFD : Project on Enhancing Vocational Training Delivery for the Power Sector in Nigeria, August, 2017, AFD  
 WB/AfDB : Project Appraisal Document, Nigeria - Distribution Sector Recovery Program, January, 2021, World Bank  
 URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/886051612753240219/pdf/Nigeria-Distribution-Sector-Recovery-Program.pdf>

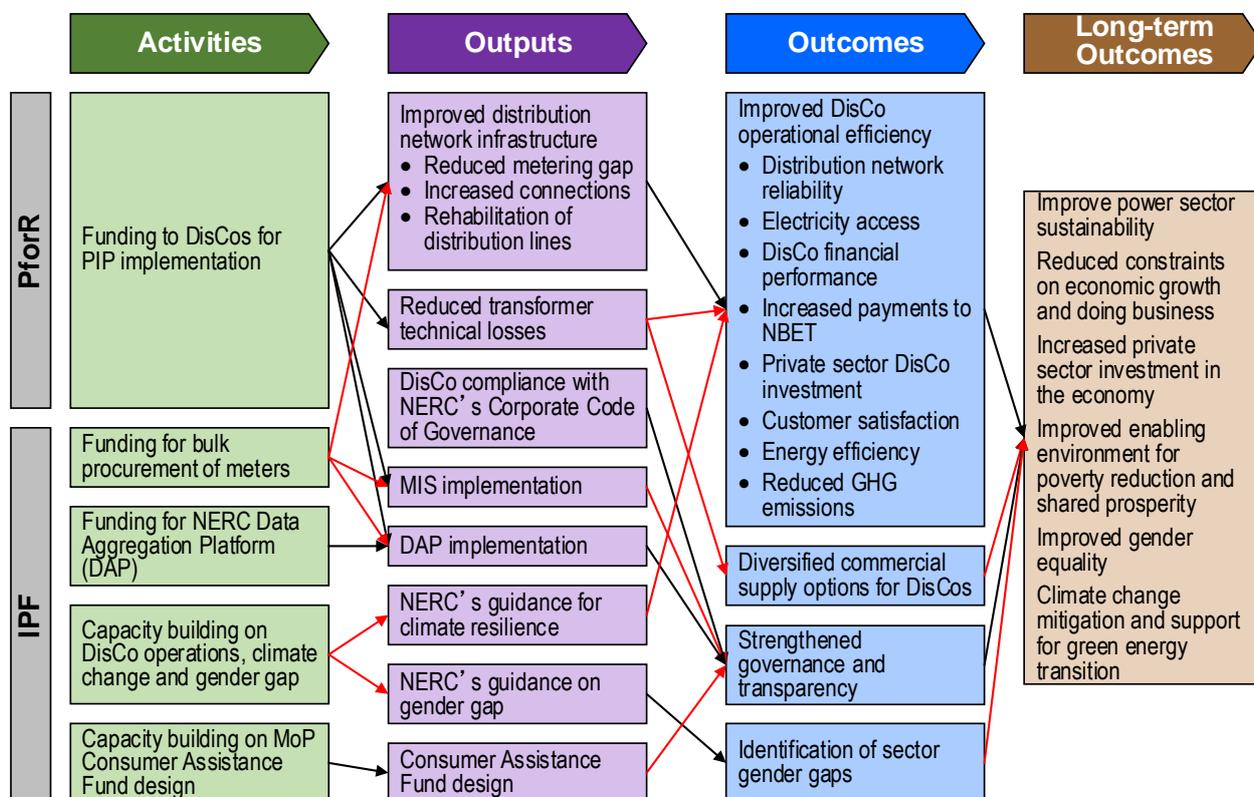
出典：各ドナーの資料に基づき JICA 調査団作成

WB は、ナイジェリアの電力セクターにおいて重要な役割を果たしている。現在、WB はナイジェリアの電力セクターの改善・電力セクター配電分野の回復を目的として、電力セクター回復オペレーション (Nigeria Power Sector Recovery Operation : PSRO)、ナイジェリア配電分野回復プログラム (Nigeria Distribution Sector Recovery Program : DISREP) の 2 つのプログラムを組み合わせることにより、連邦政府による PSRP の実施を支援している。DISREP (2021 年 2 月に WB の理事会で承認) が配電分野を主な対象としているのに対し、PSRO (2020 年 6 月に WB 理事会で承認、ローン限度額 7.5 億米ドル) は電力セクター全体を対象としている。

#### (1) DISREP の活動・成果・アウトカム・長期アウトカム

DISREP の審査ドキュメントには 活動・成果・アウトカム・長期アウトカムを図 3-5.1 に示すとおり 'Theory of Change' として図示されている。図に示されるように DISREP には PSRP の完遂に向けてさまざまな活動が含まれている。しかしながら、審査ドキュメントに述べられているように、プログラムの総費用が 17.43 億米ドル (100%) であるのに対して WB (International Bank for Reconstruction and Development (IBRD)) の借款限度額は 5 億米ドル (29%) に過ぎず、7 億米ドル (40%) が AfDB による協調融資額で、4.86 億米ドル相当額

(28%) が自己資金となっている。また、PforR コンポーネントの 3.45 億ドル (20%) は 11 の DisCo の PIP 実施のための資金供与となっている。



出典：Programme Appraisal Document of DISPRED、2021 年 1 月、WB

図 3-5.1 DISREP の活動・成果・アウトカム・長期アウトカム

## (2) DESREP のコンポーネントの内容

WB による DISREP は、下記の 3 つのコンポーネントから構成されている。

- i) Programme for Result (PforR)、
- ii) 2 つの Investment Project Financing (IPFs)、
- iii) 2 つの Technical Assistances (TAs)

なお 2 つ目の TA (TA2) は 3 つのサブコンポーネントから成っている。コンポーネントの内容は以下の通り。

**Programme for Result (PforR) (3.45 億米ドル):** PforR は、検証された業績指標に基づいて資金供与を行い、プログラムの進捗を促進し、ガバナンス改善を振興し、能力向上を進めるためのツールである。本 PforR の活動は DisCo の PIP 実施のための資金を、株主による融資 (shareholder loans) として BPE を通して DisCo へ供与することである。3.45 億米ドルの内、1.32 億米ドルは 0.12 億米ドルずつ 11 の DisCos に分配され、残りの 2.13 億米ドルは、まず、各 DisCo の NERC により承認された PIP に記される必要投資額に応じて分配される。さらに、プログラムの進捗にしたがって、進捗実績の悪い DisCo から実施目標を達成した DisCo へ再配分される。PforR に参加するために、DisCo は以下の要件を満たす必要がある。

- i) PIP を作成し、NERC に承認されること
- ii) 内部統制を厳格に見直していること
- iii) 役員会に承認された調達管理制度があること
- iv) 企業統治・汚職防止の規程があること
- v) 環境社会配慮・業務実施に関しての実施要領・基準があること
- vi) 環境社会リスクに関する適格者（コンサルタント）を雇っていること
- vii) 信用・安全に関する各自の行動計画の実施をコミットしていること

**IPF Component 1 (IPF1):** DisCos の顧客/小売りメータと計量データ管理システム (meter data management systems (MDS)) の一括調達 (1.2 億米ドル)。IPF1 で調達されるメータは各 DisCo の PIP に記されるメータ不足数 (metering gaps) に応じて配分される。MDS は各 DisCo に配備され、計量データに基づく電気料金を計算するために必要な全ての情報を保管する。IPF1 の実施は配電ネットワークでの技術的ロスの定量的な把握にも寄与すると期待される。

**IPF Component 2 (IPF2):** NERC のデータ統合プラットフォーム (Data Aggregation Platform (DAP)) (0.2 億米ドル)。IPF2 の実施を通して NERC によるデータ統合プラットフォーム (DAP) の設計・構築を支援する。NERC の DAP は DisCo の情報管理システム (MIS) に接続され、DisCo の操業・商業的な業績に関する情報をリアルタイムで得ることを可能にする。DAP により需給ギャップ、技術的ロス、エネルギー効率、節電、温暖化ガスの発生等の重要な情報が NERC に提供され、NERC はセクターの運営状況を詳細に理解し、電力セクターをより効率的に管理することが可能となる。

**TA Component 1 (TA1):** DISREP の実施支援 (0.1 億米ドル)。TA1 は、BPE による DISREP 実施のためのプログラム管理ユニット (Project Management Unit (PMU)) の設置を支援するコンポーネントである。PMU は DISREP の実施組織として、実施を監督し、資金支払いに関連する指標や技術・営業・環境/社会に関する指標の達成、及び、行動計画の実施の進捗等の財務報告・進捗報告を行う。

**TA Component 2 (TA2) (0.05 億米ドル):** TA2 は以下の 3 つのサブコンポーネントから構成される。

**Sub-component 2.1 (TA2-1):** 能力向上 (0.02 億米ドル)。TA2-1 により、DisCo のビジネス環境に応じた業務実施、将来のマーケット開発のための業務実施能力の向上と業務実施手順の改善を支援する。研修プログラムはナイジェリア国家電力研修所 (NAPTIN) により開発・実施される。新たなビジネスモデルの構築、完全な競争市場への移行、配電分野における気候変動の緩和、気候に耐える配電インフラ、環境社会配慮とモニタリング等についての研修が予定されている。

**Sub-component 2.2 (TA2-2):** 電力セクターワーキング・グループ (Power Sector Working Group (PSWG)) への支援 (0.02 億米ドル)。PSWG は副大統領府の傘下に置かれ、配電分野を含む PSRP 実施活動の調整を行う。DISREP により PSRP 実施の監督とモニ

タリングについての能力強化支援が行われる。

**Sub-component 2.3 (TA2-3):** 電力消費者支援基金 (Power Consumer Assistance Fund) の設計支援 (0.01 億米ドル)。TA2-3 により電力省に対して電力消費者支援基金の範囲設定と設計のための支援が行われる。連邦政府は、2005 年の EPSRA に基づいて、最も立場の弱い消費者への料金値上げの負の影響を可能な限り緩和するために、消費者支援基金と呼ばれるソーシャル・セイフティー・ネットの整備を予定している。

### (3) WB の電力セクター担当者との情報交換と協議の必要性

上述のとおり WB は配電分野に対する支援においても幅広い支援を計画しているが、現時点では DISREP 等の WB の支援と NAPTIN から要請されている技術協力プロジェクトには重複は見当たらない。

WB の支援は、資金協力が主体であり、さまざまな種類の設備投資が今後具体化されると考えられる。このため、JICA による技術協力もその影響を受けることもあり得る。また、DISREP 等の支援による設備投資と JICA による技術協力を連携させる可能性もでてくると考えられる。

ナイジェリアの配電セクターでの資金需要は非常に大きく、WB、AfDB の支援だけではまだ十分とはいえない。

上記の点から、具体化された DISREP の支援内容を確認し、WB 支援と JICA 支援の重複を避け、かつ相乗効果を高める意味で、WB と JICA との間で電力セクター支援に係る情報交換を継続することが望ましい。

## 第4章 **NAPTIN** の現況と課題

## 第4章 NAPTIN の現況と課題

### 4-1 NAPTIN の概要

NAPTIN (The National Power Training Institute of Nigeria : ナイジェリア国立電力トレーニング研究所) は、ナイジェリアの発電、送電、配電などの電力セクターに関わる関連機関に対する研修機関として 2009 年 3 月 23 日に設立された。2005 年に制定された EPSRA において、電力の安定性や信頼性の向上ならびに人材の育成に焦点があてられたこともあり、その役割は大きく、民営化された 11 の DisCo をはじめ、GenCo、TCN、NERC など公的機関、民間企業に関わらず電力セクターに関わるすべての企業に対して研修を行っている。本節では、NAPTIN の組織、人員、保有設備などの概要について述べる。

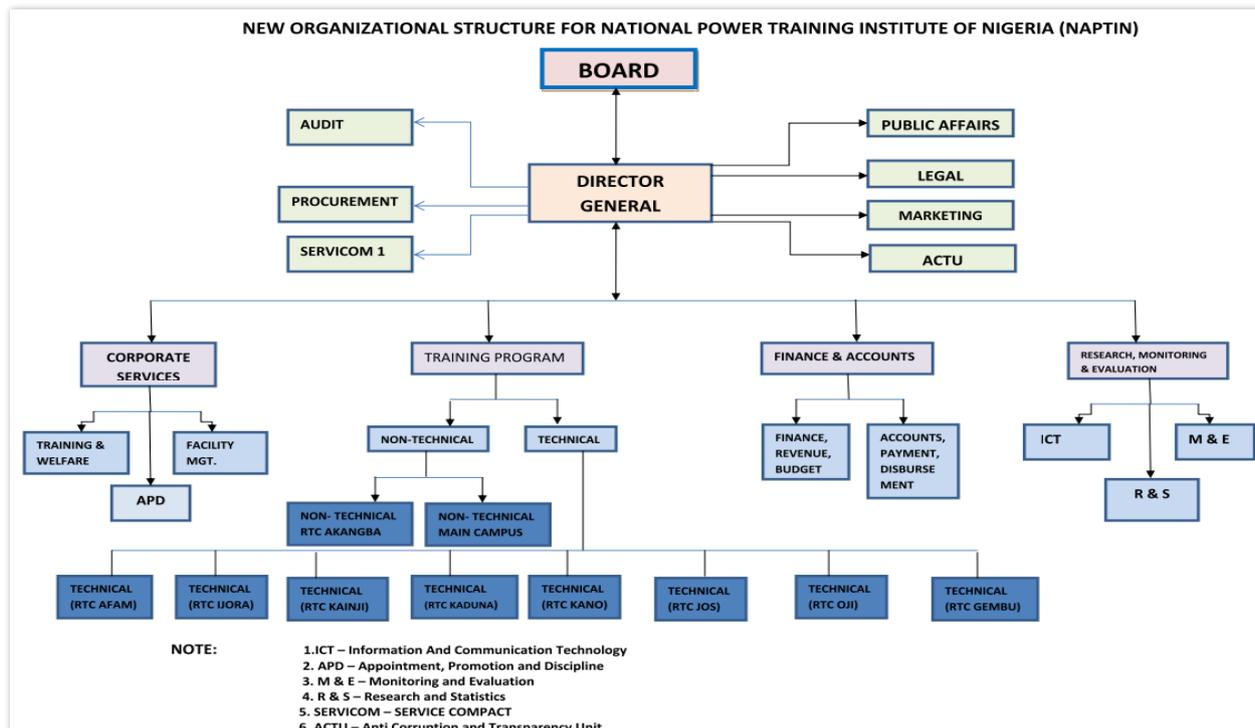
#### 4-1-1 組織

NAPTIN は、図 4-1.1 に示すようにアブジャに置かれている本社とナイジェリア全土に点在する 8 か所の研修所を保有している。各研修所は、図 4-1.2 に示した『研修プログラム』部門に所属しており、技術研修、非技術研修コースなどを行っている。NAPTIN は、本社や研修所の拡充を行ってきており、2015 年には本社建屋を建設し、現在も新しい研修所としてタラバ州に Genbu 研修所を建設中である。



出典：NAPTIN から入手した資料を基に調査団にて作成

図 4-1.1 NAPTIN の本社と研修所の配置



出典：NAPTIN から入手した資料を基に調査団にて作成

図 4－1.2 NAPTIN の組織構成



出典：NAPTIN から入手した資料を基に調査団にて作成

図 4－1.3 2015年に建設されたNAPTINの本社建屋

#### 4－1－2 研修所の設備

図 4－1.1 に示した 8 か所の研修所には研修用の教室をはじめ、技術研修を実施するための様々な設備が設置されている。各研修所の研修室の規模を表 4－1.1 に配電セクターに関連する主な研修設備を表 4－1.2 に示す。各研修所には図 4－1.4 に示すような研修室や図書館があり、数日に亘って行われる研修コースもあることから宿泊施設を有する研修所もある。最も規模の大きい Kainji 研修所では、30 人を収容できる研修室が 7 部屋あり、一度に 200 人以上の研修生を受け入れることが可能である。また、Kainji 研修所は、図 4－1.5 に示した模擬変電所などもあり様々な実技研修コースに対応できる設備となっている。



出典：NAPTIN から入手した資料を基に調査団にて作成

図 4-1.4 NAPTIN の研修所 (Akangba と Lagos) の研修室

表 4-1.1 本社・各研修所の研修室の規模

| 研修所名      | 部屋数 | 各部屋の収容人数(人) | 合計容量(人) |
|-----------|-----|-------------|---------|
| Ijora     | 5   | 30          | 150     |
| Kainji    | 7   | 30          | 210     |
| Akangba   | 3   | 30          | 90      |
| Kaduna    | 2   | 30          | 60      |
| Jos       | 2   | 30          | 60      |
| Afam      | 2   | 30          | 60      |
| Oji       | 2   | 30          | 60      |
| Kano      | 2   | 30          | 60      |
| Abuja(本社) | 3   | 50          | 150     |
| 合計        | 28  | -           | 900     |

出典：調査団作成

表 4-1.2 各研修所の配電セクターに関連する主な研修設備

| 研修所名      | 主な設備  | 宿泊施設有無 |
|-----------|---|--------|
| Ijora     | ・ 電力系統シミュレータ  |        |
| Kainji    | ・ 電力工学研修室<br>・ 保護・制御・計測関連設備<br>・ 模擬変電所<br>・ 再生可能エネルギー(太陽光・風力)関連設備 | 有      |
| Kano      | ・ 電力系統シミュレータ  |        |
| Abuja(本社) | ・ 太陽光発電システム   |        |

出典：調査団作成



(a) 1MVA、33kV/11kV/415V 変電所



(b) 制御パネル

図 4-1.5 模擬変電所 (Kainji)

## 4-2 NAPTIN の研修実施状況

### 4-2-1 研修コースと実施状況

NAPTIN は、2009 年に設立されてから 2020 年の第 1 四半期まで、約 16,000 人以上の人材を育成しており、その内の約 8000 人が DisCo からの参加者である。2020 年に NAPTIN が実施している研修は、発電、送電、変電、再生可能エネルギー、ノンテクニカルなど 106 コースを実施している。配電分野の研修内容とスケジュールを表 4-2.1 に示す。

表 4-2.1 2020 年 NAPTIN の研修コース（配電分野）

| S/N | COURSE TITLE   | CATEGORY CODE | DURATION | VENUE   | MONTH   |       |      |       |       |       |     |      |       |      |       |  | PRICE    |
|-----|--|---------------|----------|---|---|-------|------|-------|-------|-------|-----|------|-------|------|-------|--|----------|
|     |  |               |          |   | FEB   | MAR   | APR  | MAY   | JUN   | JULY  | AUG | SEPT | OCT   | NOV  | DEC   |  |          |
| 1   | DISTRIBUTION NETWORK PROTECTION COURSE   | D01           | 5 days   | UORA, KANU, KANO.                               |   | 16-20 |      | 18-22 |       |       |     |      | 14-18 |      | 23-27 |  | N70,000  |
| 2   | ADVANCED TECHNICIANS MULTI-SKILL TRAINING FOR PRACTITIONERS (LINESWORK, CABLE JOINTING & ELECTRICAL FITTERS) | D02           | 10 days  | UORA, KANU, AFAM, KADUNA, JOS, KANO.            |   | 2-13  |      |       |       | 20-31 |     |      |       |      | 9-20  |  | N100,000 |
| 3   | BASIC TECHNICIANS MULTI-SKILL TRAINING FOR NEW ENTRY LEVEL (LINESWORK, CABLE JOINTING & ELECTRICAL FITTERS)  | D03           | 15 days  | UORA, KANU, AFAM, KADUNA, JOS, KANO.            |   |       | 6-24 |       |       |       |     | 9-21 |       | 5-23 |       |  | N150,000 |
| 4   | DISTRIBUTION SUBSTATION OPERATIONS   | D04           | 5 days   | OJI, JOS, UORA, KANU, KADUNA, KANO, ABUJA       |   | 23-27 |      | 11-15 |       |       |     |      | 7-11  |      | 2-6   |  | N70,000  |
| 5   | DISTRIBUTION NETWORK OPERATIONS & MAINTENANCE  | D05           | 5 days   | JOS, UORA, KANU, KADUNA, KANO, AFAM, ABUJA      |   | 17-21 |      | 18-22 |       |       |     |      | 14-18 |      |       |  | N70,000  |
| 6   | REFRESHER COURSE ON 33KV/11KV CABLE JOINTING & TERMINATION   | D06           | 5 days   | JOS, UORA                                       |   | 3-7   |      |       | 1-5   |       |     |      | 21-25 |      |       |  | N70,000  |
| 7   | BASIC METER INSTALLATION COURSE (B1)   | D07           | 10 days  | ABUJA, OJI, JOS, UORA, KANU, KADUNA, KANO, AFAM |   |       | 6-17 |       |       | 6-17  |     |      |       |      | 26-6  |  | N100,000 |
| 8   | METER INSTALLER SUPERVISOR COURSE (B2)   | D08           | 10 days  | ABUJA, OJI, JOS, UORA, KANU, KADUNA, KANO, AFAM |   |       | 6-17 |       |       | 6-17  |     |      |       |      | 26-6  |  | N100,000 |
| 9   | ELECTRICAL HOUSE WIRING  | D09           |          |   | PLEASE VISIT <a href="http://WWW.NAPTIN.GOV.NG">WWW.NAPTIN.GOV.NG</a> FOR THE SCHNEIDER ADVERTISEMENT |       |      |       |       |       |     |      |       |      |       |  |          |
| 10  | ELECTRICITY BUSINESS MANAGEMENT  | D10           | 5 days   | AKANGBA   |   | 24-28 |      |       | 15-19 |       |     |      |       | 5-9  |       |  | N70,000  |
| 11  | PLANNING AND CONSTRUCTION OF DISTRIBUTION NETWORK  | D11           | 10 days  | ABUJA, KANU, UORA                               |   | 24-6  |      |       |       | 22-3  |     |      |       |      | 23-4  |  | N100,000 |
| 12  | DISTRIBUTION NETWORK POWER LOSS REDUCTION TECHNIQUES   | D12           | 10 days  | ABUJA, KANU, UORA                               |   |       |      | 4-15  |       |       |     |      | 14-25 |      |       |  | N100,000 |
| 13  | DISTRIBUTION NETWORK DISPATCH AND EMERGENCY RESPONSE   | D13           | 10 days  | KANU, UORA, AFAM                                |   |       |      |       | 15-26 |       |     |      |       |      | 21-2  |  | N100,000 |

備考：No.9 Electrical House Wiring の研修コースの詳細については、以下の Web サイトを参照。

<https://www.se.com/ng/en/partners/electricians/schneider-electric-nigeria-electricians-training-program.jsp>

出典：NAPTIN から入手した資料を基に調査団にて作成

配電コースは、初歩的な内容から、配電システムの計画・建設、配電変電所の運転、保守、配電システムのロス低減など様々な研修が実施されている。これらの研修は、5日～15日間で計画されており、複数の研修所で70,000N～150,000N(日本円で約26,000円～約56,000円:1円/0.27N)の参加費用にて提供されている。2009年～2019年までの配電分野に関わる研修コースと参加人数を表4-2.2に示す。

表 4-2.2 配電分野の研修コースと参加人数（2009年～2019年）

| TYPE OF TRAINING  | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015  | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | TOTAL |
|---|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|-------|
| CABLE JOINTING COURSE   | 48   | 265  | 118  | 51   | 40   | 46   | 184   | 20   | 1    | 50   | 11   | 854   |
| ELECTRICAL FITTING COURSE   | NIL  | 88   | 120  | 10   | 80   | 48   | 301   | 30   | NIL  | 50   | 25   | 752   |
| DISTRIBUTION LINE CONSTRUCTION & MAINTENANCE COURSE   | 105  | 320  | 110  | 35   | 30   | 50   | 178   | 201  | 19   | 25   | 45   | 1118  |
| POWER SYSTEM COMMERCIALIZATION (METERING, SALES, COLLECTION, CLIENT MANAGEMENT)                       | NIL   | NIL  | 4    | 36   | NIL  | 40    |
| POWER SYSTEM PLANNING AND ENVIRONMENTAL SAFEGUARD GUIDANCE  | NIL   | NIL  | 4    | 10   | 147  | 161   |
| TRANSFORMER & SWITCHGEARS OPERATION AND MAINTENANCE   | 20   | 35   | 23   | 14   | 10   | 10   | 5     | 25   | 3    | 24   | 138  | 307   |
| POWER SYSTEM PROTECTION, CONTROL AND METERING COURSE  | 25   | 33   | 25   | 43   | 33   | 2    | 3     | 15   | 40   | 46   | 147  | 412   |
| ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT  | NIL   | NIL  | NIL  | 15   | NIL  | 15    |
| ENERGY AUDIT AND ACCOUNTING   | NIL   | NIL  | 1    | 5    | 14   | 20    |
| DISTRIBUTION SUBSTATION OPERATIONS & MNTCE COURSE   | 75   | 184  | 259  | 18   | 30   | 92   | 286   | 102  | 153  | 164  | 80   | 1443  |
| METER INSTALLATION, TAMPERING & MANAGEMENT COURSE   | NIL  | 20   | 50   | 50   | 50   | 60   | 1,000 | 95   | 26   | 40   | 3    | 1394  |
| SOLAR PV INSTALLATION & MANAGEMENT COURSE   | NIL  | NIL  | NIL  | NIL  | 60   | NIL  | 500   | 23   | 36   | 275  | 102  | 996   |
| NAPTIN'S SPECIALIZED & STRUCTURED TRAINING PROGRAMME FOR ENGINEERS AND TECHNOLOGISTS INCLUDING HSE/OP | NIL  | NIL  | NIL  | 186  | 120  | 84   | 90    | 145  | 25   | 20   | 140  | 810   |
| ELECTRICITY MARKETING AND REVENUE GENERATION & PROTECTION COURSE                                      | NIL  | 133  | 389  | 50   | 30   | 20   | 50    | 40   | 1    | 20   | NIL  | 733   |
| TECHNICAL FOR NON-TECHNICAL COURSE  | NIL  | NIL  | NIL  | NIL  | NIL  | 30   | NIL   | 20   | 237  | 20   | 60   | 367   |
| ELECTRICITY BUSINESS MANAGEMENT CHALLENGES AND POWER INFRASTRUCTURE FOR LEC (WAPP)                    | NIL   | NIL  | NIL  | NIL  | 10   | 10    |
| TOTAL   | 273  | 1078 | 1094 | 457  | 503  | 442  | 2597  | 716  | 550  | 800  | 922  | 9,432 |

備考：NIL はゼロ（受講者なし）を意味する。

出典：NAPTIN から入手した資料を基に調査団にて作成

2009年から2019年まで約9,500人の受講者が研修に参加しており、1,000人程度の参加者があつた研修コースを表4-2.3に示す。

表 4-2.3 参加者が多数の研修コース

| 研修コース              | 参加者数<br>(2009年～2019年) |
|--------------------|-----------------------|
| 配電線の建設と保守          | 1118人                 |
| 配電変電所の運転と保守        | 1443人                 |
| 電力量計の設置、改造（改ざん）、管理 | 1394人                 |
| 太陽光発電の据え付けと管理      | 996人                  |

参加者の多さからも、DisCoは配電変電所、配電線の建設を重要視していることが伺える。また、注目すべきは、電力量計の研修コースに改造（改ざん）の内容が含まれることである。ナイジェリアの配電分野の最大の課題は、技術ロス、商業ロスの軽減と料金徴収率の向上であることから、料金徴収率の向上につながる、電力量計に関わる研修に多くの人数を参加させることで、電力量計の設置数を増加、電力量計の改造内容を確認する能力向上を目指していると思われる。

NAPTINでは、2014年にドイツ国際協力公社（Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit：GIZ）とともに、電気事業分野の研修についての市場調査・評価を行い、市場性のある研修コースについて検討している。また、2018年～2019年には、ナイジェリア配電事業者協会（Association of Nigerian Electricity Distributors：ANED）を通じた研修コースの評価を行っており研修コースの改善を進めてきている。また、NAPTINは、研修コースの改善を進めるに当たり、定期的にNERC、DisCoといった関係機関と協議を行うことにより、研修コースに関する要望を適宜把握してきている。このようにNAPTINとDisCoは、定期的に情報交換をしていることからDisCoの研修に対する受講者の満足度は、5段階で3-4となっており、高い満足度となっている。

しかしながら、近年、DisCoからの研修参加者が減少してきているが、これはDisCoの財政悪化に起因する予算不足（民営化移行後に生じた）によるものであることから、DisCoの財政改善が研修の受講、技術力向上改善につながるものと思われる。

### 4-3 NAPTIN の研修プログラム（配電分野）

#### 4-3-1 NAPTIN の研修プログラムのねらい

NAPTIN は、次のような要件を満たすように業務実施や研修プログラムを設定している。  
(NAPTIN's Home Page)

- ・ ナイジェリアの電力に関する問題に対応する人材育成および労働力の能力開発の中心になる。
- ・ 電力業界の専門家および卒業生に包括的・実践的なエンジニアリングおよび技術トレーニングプログラムを提供する。
- ・ 電力業界の管理、リーダーシップ、規制、ICT、およびその他のソフトスキルトレーニングを開発する。
- ・ 電力業界共通の標準の維持、ならびに 同業界への新しいアイデアと技術の普及を確実にする。
- ・ 従業員の能力格差とトレーニングニーズの確認を支援する。
- ・ 電力業界の参加者に対し、人材開発の助言・支援を提供する。
- ・ 効率を高めるために、業界全体のトレーニングを通じて、engineers/technologists, technicians, artisans, craftsmen に高度なメンテナンスと業務実施の文化を浸透させ、活用させる。

#### 4-3-2 研修プログラム内容の設定方法

NAPTIN は、電気事業の民営化(2009 年)後、PHCN の既存の 7 つの地域研修センターの管理を引き継いで研修体制を確保している。

根幹となる研修コースは、下記の 2 つのプログラムで構成されている。

- ① NAPTIN Graduate Skills Development Programme (NGSDP)
- ② NAPTIN Technical Skills Acquisition Programme (NTSAP)

上記 NTSAP は、下記の 4 つの職種を対象としており、個別の研修プログラムは配電会社(DisCo)のニーズを反映させて具体的内容を設定している。

- ① Linesmen
- ② Electrical Fitters
- ③ Cable Jointers
- ④ Distribution Substation Operators (DSO)

研修プログラムに DisCo のニーズを反映させるため、2009 年の開業以来、海外ドナーの協力を受けて 2 回の大掛かりなニーズ調査(4-2-1 参照)を実施した。

最初の調査は、GIZ と協力して 2014 年にトレーニング市場評価を実施し (NIGERIAN ENERGY SUPPORT PROGRAMME(NESP) - UNIT4: CAPACITY DEVELOPMENT- TRAINING MARKET ASSESSMENT REPORT, by Oluseun Faluyi with support of Uwe Graune for Consortium of GOPA Consultants and intec : July 2, 2014)、その結果に基づきナイジェリアの電力供給産業 (NESI) で適

用可能なコースを決定した。現在 NAPTIN で設定されている研修コースの多くは、この市場評価が基礎になっている。2 回目は、2018/2019 年に、配電会社が ANED を通じてトレーニングニーズの評価を実施した（How to increase network reliability and quality of supply in manageable areas with economic considerations, March 2020: AF-Mercados EMI）。NAPTIN はこの調査結果を受けて、研修コースの改訂と追加を行った。追加された研修コースを表 4-3.1 に示す。

表 4-3.1 DisCo のニーズ調査に基づき追加された研修コース

| No | コース名   |
|----|--|
| 1  | ELECTRICAL FITTER A1                                   |
| 2  | SAFETY TRAINING A3                                     |
| 3  | POWER TOOLS AND TEST EQUIPMENT TRAINING A2             |
| 4  | BASIC POWER SYSTEM PROTECTION B1                       |
| 5  | TRANSFORMER AND SWITCHGEAR MAINTENANCE B2              |
| 6  | SAFETY AND WORK PRACTICE B3                            |
| 7  | MAINTENANCE AND REPAIR OF OVERHEAD LINE C1             |
| 8  | TRANSFORMER AND SWITCHGEAR MAINTENANCE C2              |
| 9  | POWER SYSTEM NETWORK LOSS MANAGEMENT (ATC&C LOSSES) C3 |
| 10 | ENERGY AUDITING & LOAD MANAGEMENT C4                   |
| 11 | DISTRIBUTION NETWORK PROTECTION D1                     |
| 12 | POWER INFRASTRUCTURE PROJECT MANAGEMENT D2             |
| 13 | INTRODUCTION TO SCADA & SMART GRID SYSTEM D3           |
| 14 | SAFETY RULES AND REGULATION/STANDARD SAFETY CODES D1   |
| 15 | CABLE JOINTERS/FITTERS & INSTRUMENT MANAGEMENT E1      |
| 16 | HV SUBSTATION CABLE TERMINATION COURSE E3              |

また、一部の研修参加企業に対しては、事前のニーズ調査を日常的に実施し、その結果をもとに研修内容を設定している。したがって、研修プログラムは受講者のニーズに合わせてカスタマイズされた内容になっている。

さらに、研修参加者個人に対しては、事前テストや管理者へのインタビューを実施し、研修参加者の能力レベルや職務上の管理要件を把握することにより、研修プログラムを設定している。

#### 4-3-3 DisCo の業務に関連する研修コース（テクニカル）

テクニカルコースは発電・送電・配電分野の専門家向けに設計されており、現在（2020 年）のところ 112 の研修コースが公開されている。そのうち DisCo の業務に関連するものは 45 コースを占めている。そのほかに、個別の企業ニーズに特化したコースも設けられており、大多数が DisCo 向けのコースになっている。これらの研修コースは、各地域の研修センターのどこでも受講できる。

研修の期間は長期と短期に分かれており、短期コースは、Term-On-The-Job 訓練/スキル強化コースである。長期コースは、下記の 2 つが設定されている。

- The NAPTIN Graduate Skill Development Programme (NGSDP)
- NAPTIN Technical Skills Acquisition Programme (NTSAP)

公開されている研修コースは、DisCo の業務に関連して表 4-3.2 に示すような技術分野に対応している。

表 4-3.2 DisCo 業務に関連した技術分野

| No. | 技術業務分野         |
|-----|----------------|
| 1   | 系統運用・制御        |
| 2   | 系統保護（接地技術を含む）  |
| 3   | システム監視制御・SCADA |
| 4   | 変電所運転          |
| 5   | 変圧器試験・試運転・保守   |
| 6   | 配電ネットワーク計画・建設  |
| 7   | 配電線の建設・保守      |
| 8   | 配電ネットワークの緊急応答  |
| 9   | 架空配電作業員研修      |
| 10  | 多能電工の研修        |
| 11  | ケーブル接続・終端接続    |
| 12  | メータ設置・計量業務関係   |
| 13  | ロス低減技術・EMS     |
| 14  | 作業安全・安全規則      |

表 4-3.2 に示す業務分野に関して、複数の研修コースが設けられており、それぞれのコースでは技能レベルが異なるプログラムが準備されている。以下に、主要な研修コースの内容を示す。

#### （１） 多能電工の研修

この業務分野では、各種の電力設備に関連して下記のような研修コースが設定されている。

BASIC TECHNICIANS MULTI-SKILL TRAINING FOR NEW ENTRY LEVEL  
(LINESWORK, CABLE JOINTING & ELECTRICAL FITTERS)

##### （研修終了後の到達レベル）

初級レベルの配電 Technician が、配電ネットワーク機器に関し、運用・保守業務が実施できるようになる。

##### （研修の範囲）

研修対象者は配電 Technician である。研修期間は 3 週間。

多能電工としての作業の種類は、架空配電線作業・ケーブル接続・電設工事・配電線保守作業・変電所運転が含まれている。

#### （２） ケーブル接続・終端接続

ケーブル接続・終端接続技能に関しては、下記の 3 つの技能レベルが設定されている。

CABLE JOINTING COURSE- MODULE I ・ MODULE 2 ・ REFRESHER COURSE  
MODULE I の研修内容は下記のとおりである。

##### （研修終了後の到達レベル）

ケーブル接続の概念を説明でき、直線接続および終端接続が実施できるようになる。

##### （研修の範囲）

研修対象者は配電 Technician (Cable Jointers) である。研修期間は 2 週間、ケーブル接続の

用語、ケーブルジョインターの義務、ケーブルのタイプを理解する。低圧~中電圧用（最大 11KV まで）のケーブルの直線接続と終端接続を習得する。その他、故障ケーブルの取替法・接続部の試験法・溶接接続法・作業接地の知識と設置手順を習得する。

### （３） 配電線の建設・保守

この業務分野では、配電設備に特化して下記のような研修コースが設定されている。

DISTRIBUTION LINE CONSTRUCTION AND MAINTENANCE ・ MODULE I ・ MODULE 2

#### （研修終了後の到達レベル）

費用対効果の最も高い線路ルートを決定できる。

手動および hiab クレーンを使用して正しく建柱できる。

張線材料の安全な作業負荷を決定できる。直線線路の導体重量を決定できる。

作業停電する架空線に接地を正しく取り付けることができる。

11kV および 415V ネットワークの建設と保守の模範となる。

#### （研修の範囲）

研修対象者は Linesmen, Faults Men, Maintenance Engineers である。研修期間は 2 週間  
受講者に、配電線の建設と保守システムの深い経験と知識を与える。このコースでは、  
さまざまな配電設備の建設と保守の理論と実践技能を習得する。

研修内容は、下記のような作業内容を含む。

設備の目視調査と位置決め。掘削・建柱技能。安全性を考慮した支線の取り付け。変圧器 1 次ヒューズの取付けと接続。避雷器の取付けと接続。リングメインユニットおよび  
フィーダー分電盤の接地取り付け。

### （４） 系統運用・制御

この業務分野では、系統運用・制御業務に特化して下記のような研修コースが設定されている。

POWER SYSTEM OPERATION AND AUTOMATION,  
DISTRIBUTION NETWORK OPERATIONS & MAINTENANCE,  
ADVANCED SYSTEM ELECTRICAL OPERATOR COURSE

#### （研修終了後の到達レベル）

電力システムの構成要素とその操作について説明できる。

安全に機器操作ができる。

系統運用において効果的にコミュニケーションが図れる。

自動化された電力システムの説明、操作ができる。

#### （研修の範囲）

研修対象者は Power system operations engineers, technologists, senior technicians である。研修期間は 2 週間。

受講者は、電力系統運用技術、設備の動作、故障報告、負荷配分、系統運用中の通信な

どを習得する。

#### **(5) 配電ネットワークの緊急対応**

この業務分野では下記の研修コースが設定されている。

DISTRIBUTION NETWORK DISPATCH AND EMERGENCY RESPONSE

##### **(研修終了後の到達レベル)**

変電所機器の操作と監視のための洞察力と新しい行動を習得する。

##### **(研修の範囲)**

研修対象者は Distribution engineers, technologists, senior technicians である。研修期間は1週間。

この研修コースは Distribution system operations Module II の一部として組み込まれている。

機器の動作、給電制御/負荷管理、緊急時対応に関する業務を対象として、配電変電所の負荷計画、負荷管理、負荷制限、および緊急時の対応に必要な意思決定プロセスを理解させる。

#### **(6) 配電ネットワーク計画・建設**

この業務分野では下記の研修コースが設定されている。

PLANNING & CONSTRUCTION OF DISTRIBUTION NETWORK

##### **(研修終了後の到達レベル)**

配電プロジェクトの計画策定、ならびにその工事が実施できるようになる。

常に工事中の安全確保が図れる。

##### **(研修の範囲)**

研修対象者は Distribution engineers, technologists, senior technicians である。研修期間は2週間。

設計基準と原則、設計上の考慮事項、設計における最小損失、モデリング手法などを習得する。

#### **(7) 系統保護（接地技術を含む）**

この業務分野では下記の研修コースが設定されている。

BASIC POWER SYSTEM PROTECTION - P1

DISTRIBUTION NETWORK PROTECTION CRSE

POWER SYSTEMS PROTECTION COURSE TECHNICAL

##### **(研修終了後の到達レベル)**

研修終了後に、下記の業務が実施できるようになる。

- ・ 保護回路と制御回路の両方を読み、それらを使用して問題を解決する。
- ・ 電力用変圧器の保護装置を適用できる。
- ・ 計器用変圧器を正しく接続する。
- ・ 変電所の完全な接地システムを習得する。
- ・ リレー校正手順を正しく実行する。
- ・ 配電線回線の基本的な保護を適用できる。
- ・ リレーを正しく整定できる。
- ・ 配電用変電所で保護配線および試運転を実施できる。

#### (研修の範囲)

研修対象者は Electrical Distribution protection Engineers, Technologists, Technicians である。研修期間は 2 週間。

このコースでは、下記の技術要素の研修により、電源系統の保護と制御・保護スキームの設計・保護リレーの校正と協調・電気機器の試験と試運転の基盤を習得する。

(技術要素) : 1.保護の概要, 2.機器の接続と使用, 3.制御回路, 4.計器用変圧器, 5.保護リレーの紹介, 6.リレー整定, 7.差動保護, 8.変圧器の保護, 9.システムアース, 10.機器の接地, 11.リレーの試験とメンテナンス, 12.ヒューズとヒューズの協調, 13.基本的な回線保護

#### (8) 変圧器保守・試験・試運転

この業務分野では、変電所の主要機器に特化して下記のような研修コースが設定されている。

DISTRIBUTION TRANSFORMER TESTING & COMMISSIONING  
 POWER /DISTRIBUTION TRANSFORMER COMMISSIONING  
 SF6 CIRCUIT BREAKER TROUBLESHOOTING/MAINTENANCE  
 TRANSFORMER OIL TEST & FILTRATION TECHNIQUES  
 TRANSFORMER & SWITCHGEAR MAINTENANCE  
 WORKSHOP ON TRANSFORMERS OPERATIONS & MAINTENANCE

変圧器・開閉装置の保守に関する研修コースの内容は下記のとおりである。

#### (研修終了後の到達レベル)

- ・ 異なる開閉装置を確認し、遮断器の故障解消プロセスを説明できる。
- ・ さまざまな遮断器の構造上の特徴を把握する。
- ・ 開閉装置の試験を手順に従って実施できる。
- ・ 開閉装置に関する最近の保守技術を実施できる。

#### (研修の範囲)

研修対象者は Electrical Technologists, Maintenance Engineers である。研修期間は 2 週間。開閉装置と開閉装置技術に関する理論を理解するとともに、実践により開閉装置の保守技能に関する知識と深い経験を習得する。

#### 4-3-4 DisCo の業務に関連する研修コース（ノン・テクニカル）

##### (1) ノン・テクニカル研修の構成

NAPTIN の Website の Training Portal では 49 のノン・テクニカル研修コースが掲示されており、その数は、テクニカル研修のコース数 112 の 44%にあたる。しかしながら、ノン・テクニカル研修を構成する以下の 4 つの分野のうち、Leadership & Management と Other Non-technical & Soft Skills については、配電会社・電力セクターの組織以外のスタッフも参加しており、コースの内容も必ずしも電力セクターに限ったものとはなっていない。

表 4-3.3 ノン・テクニカル研修の構成

| Leadership & Management  | Electricity Marketing & Customer Services  | Electricity Trading, Regulation & Pricing  | Other Non-technical & Soft Skills  |
|--|--|--|--|
| Leadership & Management Course<br>Strategic Communication<br>Administrative & Logistics Course<br>etc. | Billing and Customer Service Course<br>Revenue Generation & Protection Course<br>Modern Electricity Marketing Techniques Course for Distribution Companies<br>Customer Relationship Management Course<br>Work , Altitudinal Change and Productivity Improvement Course<br>etc. | Incentive Regulation Course<br>Negotiation of off-takers and Power and Gas Purchase Agreement Course<br>Load Demand Balancing Management & Regulations Course<br>Electricity Market Trading Course<br>etc. | Technical for Non-technical Course<br>Generation Professionals Course<br>Computer & Internet Concepts & Application Course for Effective Business Operation<br>Project Management Course Using Microsoft Project |

出典：NAPTIN

以下に配電セクターに直結する料金徴収に係る研修コース、及び顧客サービスに関する研修コースの概要を示す。

##### (2) 料金徴収に係る研修コース

表 4-3.4 に料金徴収に関連する研修コースへのこれまでの参加者数を示す。表の上段、下段いずれも NAPTIN から提供されたデータを基に作成したものである。上段の表に見られるとおり、NAPTIN の実施する料金徴収に関連する研修コースへの参加者は減少傾向にある。理由としては、①DisCo が自社の研修施設等で独自の研修コースを開発・実施している、②DisCo の経営状況が良くないことから研修費を縮減している、③NAPTIN の研修に参加した研修員に業績改善効果が見られない、などが考えられるが、今後、DisCo・NAPTIN などへのインタビュー調査を行い、確認する必要がある。

表 4-3.4 料金徴収に係る研修コースへの参加者数

| Type of Training  | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015  | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | TOTAL |
|---|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|-------|
| Power System Commercialization (Metering, Sales, Collection, Client Management) | NIL  | NIL  | NIL  | NIL  | NIL  | NIL   | NIL  | 4    | 36   | NIL  | 40    |
| Electricity Marketing and Revenue Generation & Protection Course                | 133  | 389  | 50   | 30   | 20   | 50    | 40   | 1    | 20   | NIL  | 733   |
| Meter Installation, Tampering & Management Course                               | 20   | 50   | 50   | 50   | 60   | 1,000 | 95   | 26   | 40   | 3    | 1,394 |

| Training Course                                       | No. of Trainees      | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|----------------------|------|------|------|------|
| Revenue Generation and Protection for Utility Company | Total                | NIL  | NIL  | 22   | NIL  |
|   | of which from DisCos | NIL  | NIL  | 22   | NIL  |

出典：NAPTIN

表 4-3.5 に Revenue Generation & Protection for Utility Company コースの概要を示す。

表 4-3.5 Revenue Generation & Protection for Utility Company コースの概要

|            |  |
|------------|--|
| 研修リストでの番号： | 41   |
| タイトル：      | Revenue Generation & Protection for Utility Company  |
| コード        | RG&P   |
| 種類：        | Non-technical Course   |
| 類別：        | Commercial   |
| 目的：        | <p>研修終了時には受講生は以下のことができるようになる</p> <p>収入確保に向けての受動的ではなく積極的なアプローチを実施できる</p> <p>リスク軽減のために間違い・弱点を見つけられる</p> <p>顧客サービスを改善し、料金徴収に関する良い慣行を実施し、競争優位を確保できる</p> <p>組織内に収入確保の文化を醸成できる</p> <p>運営費用と料金徴収の増加額を調査し、目に見える形で示すことができる</p>  |
| 範囲：        | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 各自の組織内で収入ロスを削減するための土台の作り方</li> <li>2. 収入ロスの起きる各段階の理解</li> <li>3. 組織が取るべき行動の理解と実施の準備</li> <li>4. 顧客リストの整備</li> <li>5. 顧客メータの設置と使用量の読取り</li> <li>9. 料金の徴収</li> <li>10. 義務を不履行しない顧客の切断</li> <li>11. 顧客の料金分類と分類の再設定</li> <li>12. 未登録顧客の登録</li> <li>13. 効果的な顧客との関係の管理</li> <li>14. 未収金の回収と管理</li> <li>15. メータの作動確認</li> <li>16. 新しい技術の効果の最大化とロス最小化のための良い慣行の適用</li> <li>17. 効果的なデータ利用と報告書の作成</li> <li>18. メータ設置・点検、顧客との切断の際の安全性</li> </ol> |
| 受講適格者：     | <p>料金徴収に関する監督者・収集者/専門職・監査人・管理者・アドバイザー・専門・役員など配電会社に勤務する全ての階層の職員で業績を最大化し、電力ロスを最小化したいと考える者。専門職の場合は OND 以上の資格の保有者</p>  |
| コース概要：     | <p>本コースでは、組織内での漏洩・ロス・リスクを見つけ、数値化し、最小化することに焦点を当てた戦略を通して隙のない業績を達成するための実践的なワークショップが行われる。改ざん・盗電・詐欺及び技術ロス及びその他のロスの脅威を見つけ、管理・防止するための詳細な方法も含まれる。受講者は、スマートメータを普及するためのツールを使い、競争力を最大化し、顧客との関係を改善するための独自のデータ管理能力を身につける。地域に応じた、あるいは国際的な教訓に基づく実践的なケーススタディにより、施策をそれぞれの環境の中で最も有効に展開することが可能となる。</p>  |
| 期間（週間）：    | 1  |
| 費用（NGN）：   | 50,000（日本円で約 14,000 円、2021 年 2 月の為替レートを適用した場合）   |
| 実施研修センター：  | メインキャンパス（Abuja）、Akangba 地域研修センター   |

出典：NAPTIN

### (3) 顧客サービスに係る研修コース

表 4-3.6 に顧客サービスに特化した研修コースへの参加数を示す。同コースが 2016 年、2018 年の隔年で開設されたが、2018 年の方が、参加者数が少なくなっている。上述の料金徴収に関連する研修コースと同様にその原因を解明する必要がある。

表 4-3.6 顧客サービスに係る研修コースへの参加者数

| Training Course                  | No. of Trainees      | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|----------------------------------|----------------------|------|------|------|------|
| Customer Relationship Excellence | Total                | 15   | NIL  | 10   | NIL  |
|                                  | of which from DisCos | 15   | NIL  | 10   | NIL  |

出典：NAPTIN

表 4-3.7 に Customer Relationship Excellence コースの概要を示す。

表 4-3.7 Customer Relationship Excellence コースの概要

|            |   |
|------------|---|
| 研修リストでの番号： | 12  |
| タイトル：      | Customer Relationship Excellence  |
| コード        | CRE   |
| 種類：        | Non-technical Course  |
| 類別：        | Management  |
| 目的：        | <p>研修終了時には受講生は以下のことができるようになる</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* 新規顧客を惹きつけ、獲得できるような戦略の策定と実施</li> <li>* 顧客の要求を理解し、顧客との良好な関係を保つこと</li> <li>* 顧客との関係を構築・保持し、顧客の満足・継続利用につなげること</li> <li>* 競争力を保持し、優位を保つための戦略としての顧客との関係の評価</li> </ul> |
| 範囲：        | <ul style="list-style-type: none"> <li>a. 顧客との関係の考え方</li> <li>b. 販売目標と役割</li> <li>c. 販売力の管理</li> <li>d. サービスの品質と顧客の期待</li> <li>e. 効果的なコミュニケーションと顧客との関係</li> <li>g. 自分の顧客を知る</li> </ul>  |
| 受講適格者：     | 顧客サービス担当組織の高位・中間管理職   |
| コース概要：     | <p>日常的にはより難しくなりつつある競争的なビジネス環境の中での、現在・将来の顧客を軽視しない企業内での相互作用の管理。こうした環境の結果、多くの企業で行われている、顧客を知り、満足させるためのさらなる一歩先の対策。今日、顧客が営業職員・会社に期待している単なる満足を与える以上の顧客の理解と認識。本コースは最前線の職員・販売促進員・顧客サービス担当職員の顧客をビジネスの中心に据え、顧客を評価・認識し、敬意を表する戦略的アプローチ</p>             |
| 期間（週間）：    | 1   |
| 費用（NGN）：   | 50,000  |
| 実施研修センター：  | メインキャンパス（Abuja）, Akangba 地域研修センター   |

出典：NAPTIN

#### 4-4 他ドナーによる NAPTIN への支援動向

AFD は「ナイジェリア国電力セクターにおける職業訓練強化プロジェクト」を実施している。プロジェクトの目標は以下の通りである。

- NAPTIN の職業訓練プログラムを通じて有能な人材を供給することにより、民営化されたナイジェリアの電力セクターを支援する。
- NAPTIN を民間志向でかつ需要に対応した事業を提供可能な財務的に持続可能な組織とする。

AFD のプロジェクトは、下記 3 つのコンポーネントから成っている。2021 年 9 月時点の各コンポーネントの進捗状況は以下の通り。

- ① 研修コースの開発：Product Development (Consultancy Service)  
既存の NAPTIN の研修コースを改善するもの。コンサルタントとの契約は署名済み。2021 年 9 月 20 日～の週からインドのコンサルタントが動員される。
- ② 研修設備の整備、地域研修センターの改修：Infrastructure Development (EPC Contract)  
研修所、研修設備（模擬変電所、模擬配電柱等）の建設を行うもの。既に入札公示され、5 社がショートリストされた。2021 年 10 月 11 日に開札式を行う。
- ③ ガバナンス・組織改革：Corporate Development (Consultancy Service)  
NAPTIN の組織能力強化のためのコンサルティングサービス。技術札の評価が行われ、三社が審査を通過、価格札の開札に進む予定。

コンポーネント①・②についての配電・送電・発電部門の配分は表 4-4.1 に示すとおりである。配電部門への研修コース数や設備整備数などはその他部門に比べて多くなっており、配電部門の改善に注目していることがわかる。

表 4-4.1 AFD のプロジェクトにおける研修コース開発数、施設・設備整備数の配電・送電・発電部門への割合

|                      | 配電 | 送電 | 発電 | 合計  |
|----------------------|----|----|----|-----|
| 1. 技術研修コースの開発 [コース]  | 30 | 15 | 20 | 65  |
| 2. 非技術研修コースの開発 [コース] | 15 | 5  | 10 | 30  |
| 3. 研修設備の整備 [台]       | 48 | 7  | 8  | 63  |
| 4. 地域研修センターの改修 [棟]   | 8  | 7  | 3  | --- |

出典：Project on Enhancing Vocational Training, AFD, 2017 年

また、研修施設・設備の整備／地域研修センターのインフラ改善に関しては、以下が計画されている。

- 教室・寄宿舎の建設
- シミュレータ・研修設備を備えた技術ラボの整備
- 模擬配電／送電システムと模擬変電所の整備
- 模擬火力発電所の整備

<sup>1</sup> Project on Enhancing Vocational Training Delivery for the Power Sector in Nigeria

ガバナンス・組織改革は、以下の配電会社経営改善内容が含まれている。

- 管理改善（人事システム、IT、企業統治構造）
- 顧客開拓、マーケティング
- 財務システム、管理報告

また、AFD プロジェクトの内容、費用、財源を表 4-4.2 に示す。

表 4-4.2 AFD プロジェクトの内容、費用、財源

| 内容                                    | 費用<br>(百万円) | 構成比<br>(%) | 財源 (百万円) |        |     |
|---------------------------------------|-------------|------------|----------|--------|-----|
|                                       |             |            | 借款       | 贈与     |     |
|                                       |             |            |          | FEX-TE | EU  |
| C1 研修コースの開発、講師・電気技師の養成                | 5.3         | (10.5%)    |          | 0.3    | 5.0 |
| C1.1. 技術研修コースの開発                      | 3.0         | (5.9%)     |          |        | 3.0 |
| C1.2. 非技術研修コースの開発と実施能力の向上             | 1.0         | (2.0%)     |          |        | 1.0 |
| C1.3. 講師の養成 (ToT)                     | 1.0         | (2.0%)     |          |        | 1.0 |
| C1.4. 認定電気技師の養成                       | 0.3         | (0.6%)     |          | 0.3    |     |
| C2 NAPTIN の研修施設・設備の整備、地域研修センターのインフラ改善 | 28.0        | (55.2%)    | 28.0     |        |     |
| C2.1. ワークショップ・ラボの建設                   | 12.6        | (24.8%)    | 12.6     |        |     |
| C2.2. 技術研修用設備の取得                      | 12.8        | (25.3%)    | 12.8     |        |     |
| C2.3. 寄宿舍・ホールの建設                      | 2.6         | (5.1%)     | 2.6      |        |     |
| C3 ガバナンス・組織改革                         | 10.8        | (21.3%)    | 7.4      | 0.4    | 3.0 |
| C3.1 新たな手続き・政策の策定                     | 3.0         | (5.9%)     |          |        | 3.0 |
| C3.2 配電事業者協会 (ANED) の強化               | 0.4         | (0.8%)     |          | 0.4    |     |
| C3.3 プロジェクト管理支援                       | 7.4         | (14.6%)    | 7.4      |        |     |
| その他・予備費                               | 6.6         | (13.0%)    | 6.6      |        |     |
| 合計                                    | 50.7        | (100)      | 42.0     | 0.7    | 8.0 |

出典：Project on Enhancing Vocational Training, AFD, 2017 年

NAPTIN の説明では、AFD、JICA プロジェクトで重複が生じないように調整するとの事であったが、研修コースの開発、研修機材の調達ともに、NAPTIN 及び AFD プロジェクトのコンサルタントを通じた情報収集を継続し、状況をモニタリングする必要があると思料する。

## 第5章 現地調査で確認された 配電分野の現況と課題

## 第5章 現地調査で確認された配電分野の現況と課題

### 5-1 AEDC の組織および実施業務の概要

#### 5-1-1 業務組織の構成と役割分担

AEDC の組織は、所管する地域の広さに応じて下記の3種類の事務所が階層的に設定されている。

各事務所の設置数・規模および技術的業務に関する役割分担を表5-1.1に示す。

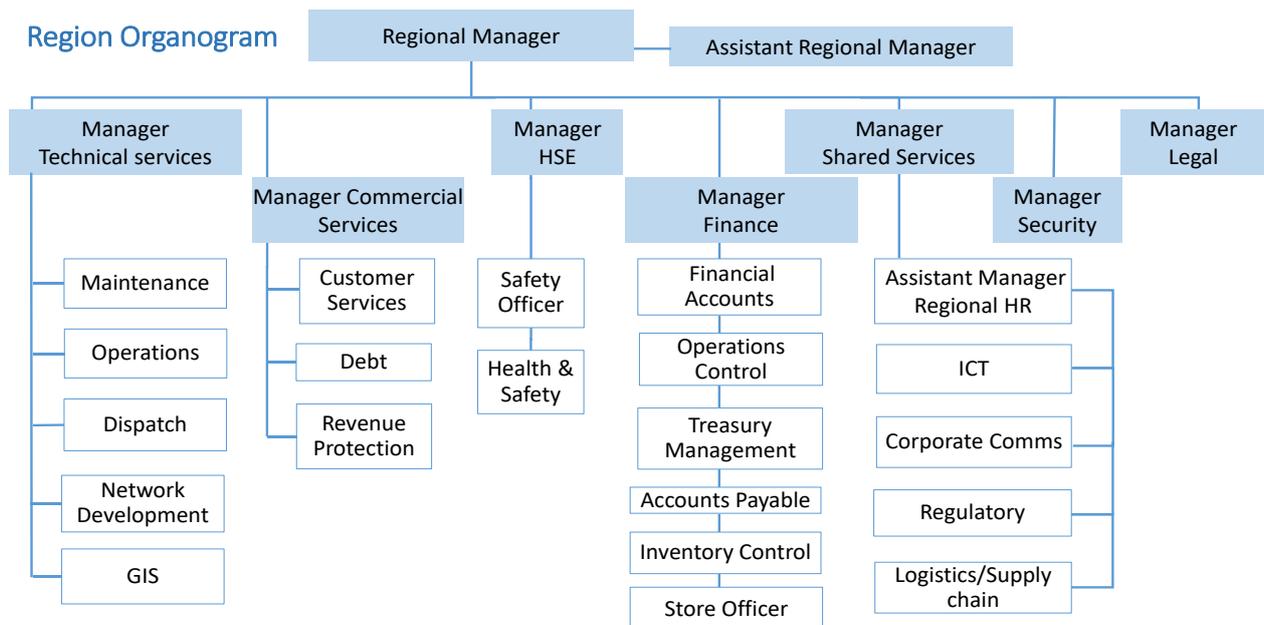
表 5-1.1 各事務所の設置概要と役割分担

| 事務所      | 個所数 | 所属人数<br>(人/所) | 役割  |
|----------|-----|---------------|---|
| 地域事務所    | 9   | 38            | 本社からの戦略的指示に基づき、技術的活動の効果的な実施と管理を行う。<br>インジェクション変電所と33kVフィーダーの保守活動。 |
| エリア事務所   | 41  | 56            | 33kV, 11kVの配電設備に関し、地域事務所から指示された事項を実施する。<br>配電用変電所と11kVフィーダーの保守活動。 |
| サービスセンター | 254 | 23            | 低圧配電設備の保全・事故復旧  |

出典：AEDC の情報に基づき調査団作成

#### 5-1-2 地域事務所の業務組織および技術セクションの役割

図5-1.1に地域事務所の業務組織を示す。



出典：AEDC の情報に基づき調査団作成

図 5-1.1 地域事務所の業務組織

地域事務所には、Technical services という技術部門のセクションが設置されている。その中に、表 5-1.2 に示す各業務内容別の技術セクションが設置されている。

表 5-1.2 各技術セクションの役割

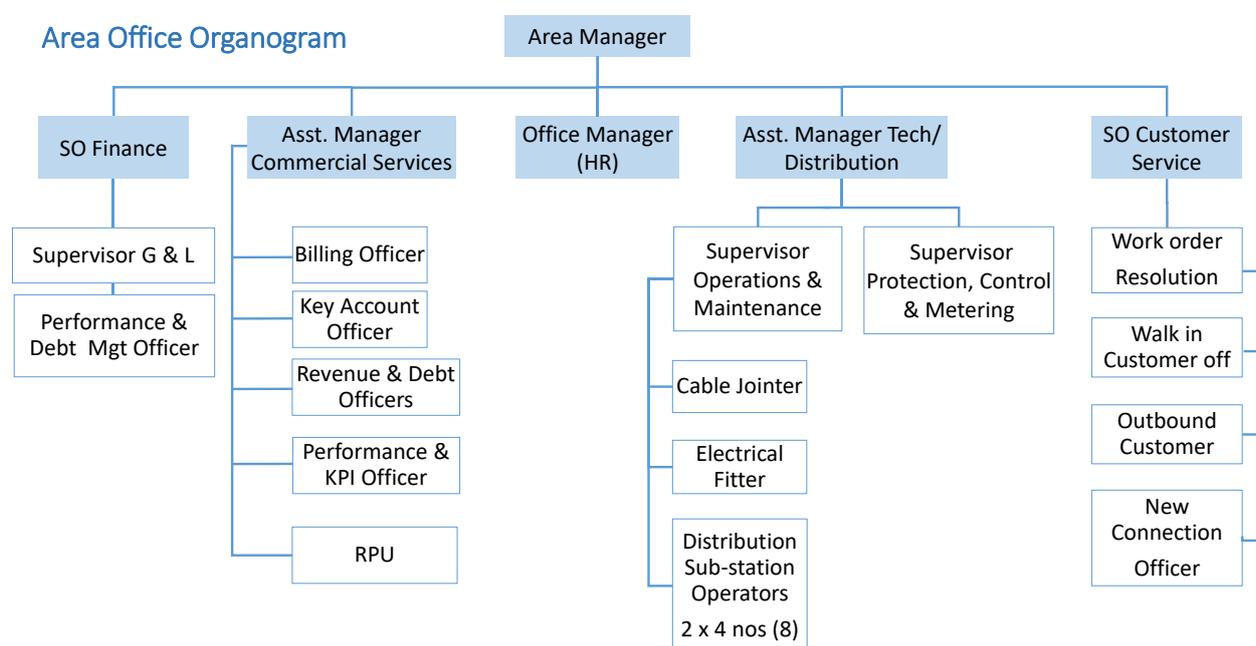
| 技術セクション                    | 役割 (担当業務)                                       |
|----------------------------|---|
| Manager Technical services | 地域事務所内のすべての技術活動を監督する                            |
| Maintenance                | ネットワークの日常的保全業務                                  |
| Operations                 | 日常のネットワーク運用                                     |
| Dispatch                   | ネットワーク運用の調整                                     |
| Network Development        | 需要予測および設備増強計画                                   |
| GIS                        | 配電設備 (電柱等) の番号付けと位置情報 (GPS 座標) の登録、配電ネットワーク図の更新 |

出典：AEDC の情報に基づき調査団作成

### 5-1-3 エリア事務所の業務組織および技術セクションの役割

図 5-1.2 にエリア事務所の業務組織を示す。

エリア事務所には、配電部門の Assistant Manager が配置されており、下位に、Operations & Maintenance 担当と Protection, Control & Metering 担当の Supervisor が配置されている。表 5-1.3 に各技術セクション (業務内容別) の役割分担を示す。



出典：AEDC の情報に基づき調査団作成

図 5-1.2 エリア事務所の業務組織

表 5-1.3 各技術セクションの役割

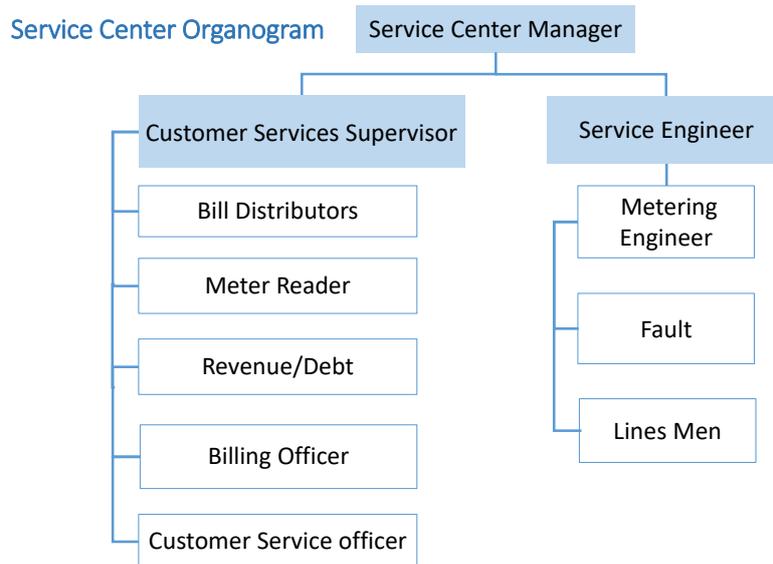
| 技術セクション                                   | 役割（担当業務）                     |
|---|------------------------------|
| Tech/Distribution Asst. Manager           | エリア事務所におけるすべての技術活動の調整        |
| Operations & Maintenance Supervisor       | エリア事務所における配電設備巡視ならびに事故点除去の監督 |
| Protection, Control & Metering Supervisor | エリア事務所における事故点試験、劣化診断、事故点除去   |
| Cable Jointer                             | ケーブルの接続作業                    |
| Electrical Fitter                         | 開閉装置の設置ならびに設備保全              |
| Distribution Substation Operators         | 変電所の運転ならびに負荷監視               |

出典：AEDC の情報に基づき調査団作成

#### 5-1-4 サービスセンターの業務組織および技術セクションの役割

図 5-1.3 にサービスセンターの業務組織を示す。

サービスセンターには、技術部門と顧客サービス部門のセクションが設置されている。表 5-1.4 に各技術セクション（業務内容別）の役割分担を示す。



出典：AEDC の情報に基づき調査団作成

図 5-1.3 サービスセンターの業務組織

表 5-1.4 各技術セクションの役割

| 技術セクション           | 役割（担当業務）                  |
|-------------------|---------------------------|
| Service Engineer  | サービスセンターにおける事故点除去ならびに報告業務 |
| Metering Engineer | 電力量計の設置と保全                |
| Fault Men         | 事故点除去                     |
| Lines Men         | ネットワーク増強と保全活動             |

出典：AEDC の情報に基づき調査団作成

## 5-2 事故復旧と設備保全業務の担当組織および業務実施概要

### 5-2-1 業務フローに沿った業務の担当者

設備保全業務において考えられる主要な業務内容と担当する技術者の対応関係を表 5-2.1 に示す。

表 5-2.1 業務フローに沿った業務の担当者

| 保全業務  | 担当技術者                   |
|---|-------------------------|
| Regular patrols and inspections                       | Service Engineer        |
| Replacement/repair of deteriorated, failed facilities | Fault Men and Lines Men |
| Accumulation and analysis of maintenance data         | Service Engineer        |
| Formulation and management of annual maintenance work | Service Engineer        |
| Load management of transformers and feeders           | Service Engineer        |

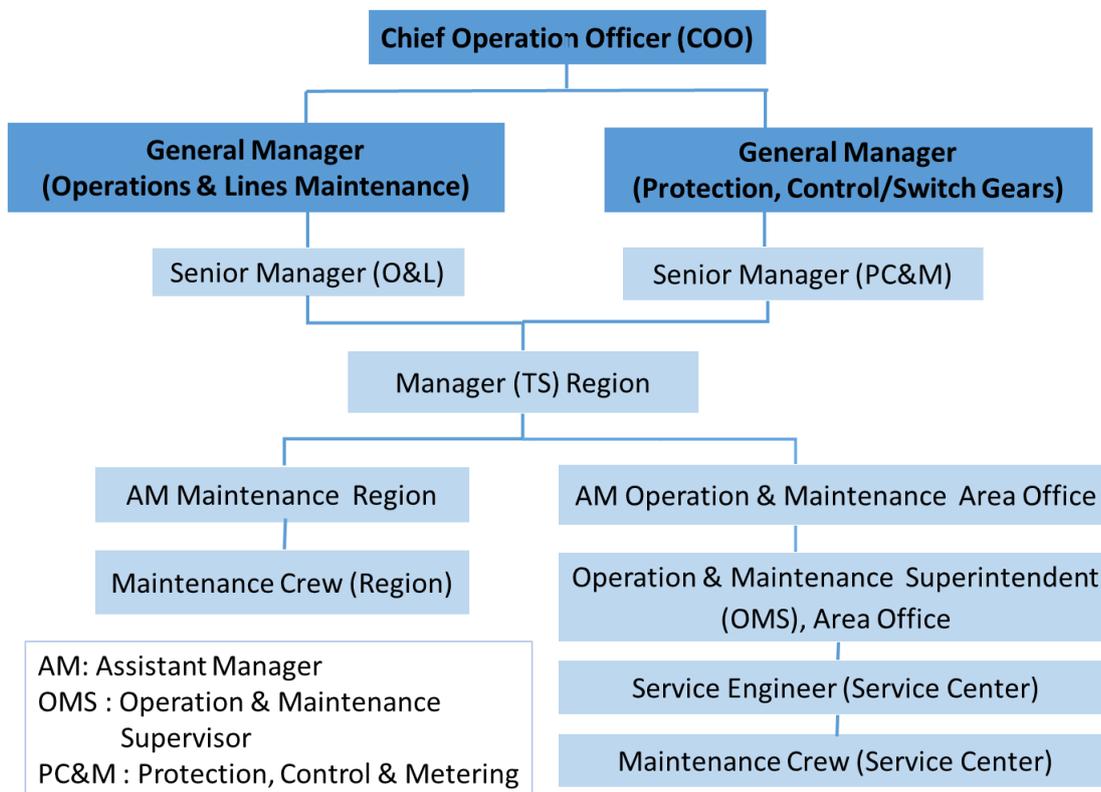
出典：AEDC の情報に基づき調査団作成

表 5-2.1 に示した負荷管理業務（Load management of transformers and feeders）については、下記のような方法で実施されている。

- i. 33kV フィーダー、11kV フィーダーの負荷は、DSO<sup>1</sup>が 1 時間ごとに読み取り、翌日の開始時刻までに関係各所に報告する。
- ii. 配電用変圧器の負荷は、Service engineer が毎月、クランプ型電流計で測定し、その記録を四半期ごとに Regional technical manager に報告する。
- iii. 次の四半期のはじめに、Network Development の Senior manager (SM) は、これらのデータとその他の関連要因を考慮して負荷状況をまとめる。これにより配電用変電所・インジェクション変電所・フィーダーの負荷が決定される。

<sup>1</sup> Distribution Substation Operator

## 5-2-2 配電設備事故復旧業務の担当組織と実施方法



出典：AEDC の情報に基づき調査団作成

図 5-2.1 事故復旧および設備保全業務の担当組織

配電線事故の復旧および設備保全業務は、図 5-2.1 に示す（事故復旧および設備保全業務の担当組織）組織（技術分野の役割に基づいて示した）により実施されている。上節で示した地域事務所～サービスセンターの組織構造と対照すると、実際の業務はエリア事務所とサービスセンターの技術職員がこの業務を実施していることが分かる。

配電線事故の事故点探査・復旧は、おおまかには下記のステップで実施されている。

- i. Obtain station guarantee（変電所の停電作業許可取得）
- ii. Patrol the line（線路巡視）
- iii. Locate fault point（事故点標定）
- iv. Clear fault（事故原因除去）
- v. Submit the station guarantee（変電所による供給復旧許可の発出）
- vi. Restore line（供給復旧）

## 5-2-3 設備保全業務の概要

### （1）保守業務の実施組織と業務実施における各組織の役割

- 保守の年計画は、本社（HQ）～地域/エリア事務所の各レベルで、O&M ユニットの Technical manager/Assistant manager が作成する。

地域事務所/は 9 か所、エリア事務所は 41 か所ある。

- 特に、33kV 変電所機器の計画については、本社（HQ）が担当する。
- 保守の実施は、地域/エリア事務所の Technical service チームの技能スタッフが担当する。保守担当者は作業が終了すれば、メンテナンスレポートを作成し地域/エリアディスペッチに提出する。地域/エリア事務所で解決できない問題があれば、本社（HQ）の専門技術者（架空線、地中線、変電所等）がサポートする。
- 保守データの分析・評価は、本社（HQ）～地域/エリア事務所の各レベルに Monitoring team と Quality control team が設けられており、このチームが担当する。特に、33kV 設備の評価に関しては、本社（HQ）の Expert engineer が実施する。

### （２） 保守点検ノウハウに関するマニュアル（標準）

- 作業員が設備巡視・点検時に注意を払うべきキーポイントは、毎年作成される保守計画に具体的に記載されている。また、設備巡視・点検時に作業員が使用するテンプレート（様式）にも、要点の記載がある。

### （３） 事故分析データ等の信頼度評価データ

- 事故データ分析については、設備の問題点を把握して対策の検討に資するような分析はできていない。事故件数の年度推移を示す程度の分析にとどまっている。
- 中央給電指令所では、配電系統の事故報告システムが運用を開始（2021 年 7 月から）している。このシステムでは、配電線の事故 1 件ごとに発生から復旧までの情報や事故の種類・原因の入力を行っており（図 5-2.2）、この情報を基に、地域別分類や原因別分類といった集計ができるようになっている。集計結果の例を図 5-2.3 に示す。事故原因の分類項目の例を図 5-2.4 に示す。ただし、配電線事故データと影響を受けた顧客データが連系されていないことから、SAIFI,SAIDI といった信頼度指標の計算はできない。

| REPORT ID | FAULT TYPE                            | INCIDENT DATE | INCIDENT TIME | AREA OFFICE | AREA AFFECTED       | EST DATE OF RESTORATION | EST TIME OF RESTORATION |                   |
|-----------|---------------------------------------|---------------|---------------|-------------|---------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------|
| 00018064  | 33KV DEIDEI FDR FROM AT4 TS           | 24-Sep-21     | 06:15         | KUBWA       | RED BRICKS-ARAB     | 24-Sep-21               | 12:00                   | PATROL IS ONGOING |
| 00018065  | 33KV JIWA FDR FROM AT6 TS             | 24-Sep-21     | 01:30         | LIFECAMP    | TUNGAMAJE-I         | 24-Sep-21               | 11:45                   | PATROL IS ONGOING |
| 00018088  | 11KV FDR2 FROM L2 GWAGWALADA INJ. S/S | 24-Sep-21     | 00:30         | GWAGWALADA  | o mkt-Reseti+shehil | 24-Sep-21               | 12:15                   | PATROL IS ONGOING |
| 00018082  | 33KV FDR L31 FROM KUKWABA TS          | 24-Sep-21     | 09:30         | APO         |                     | 24-Sep-21               | 13:30                   |                   |
| 00018064  | 11KV FDR 20 FROM G24 INJ. S/S         | 21-Sep-21     | 18:45         | GARKI       | STREET LIGHT        | 24-Sep-21               | 11:45                   | PATROL IS ONGOING |
| 00018065  | 11KV FDR 23 FROM G24 INJ. S/S         | 21-Sep-21     | 19:00         | WUSE        | SOUTH A             | 24-Sep-21               | 11:45                   | PATROL IS ONGOING |
| 00017835  | 60MVA TR2 FROM AT9 KARU               | 25-Aug-21     | 15:45         | KARU        | ru Childrens Home   | 24-Sep-21               | 12:45                   | FED ON TR1.       |
| 00017416  | 15MVA TR4 FROM B52 INJ. S/S           | 22-Jun-21     | 11:45         | WUSE        | L                   | 24-Sep-21               | 12:45                   | IL.               |
| 00017299  | 15MVA TR2 PANEL AT A22 KARU INJ. S/S  | 23-Jun-21     | 09:30         | KARU        | IT-KARU VILLAGE-NY  | 24-Sep-21               | 12:45                   | STOMERS HAVE BE   |

図 5-2.2 フィーダーごとの事故情報表示（中央給電指令所）

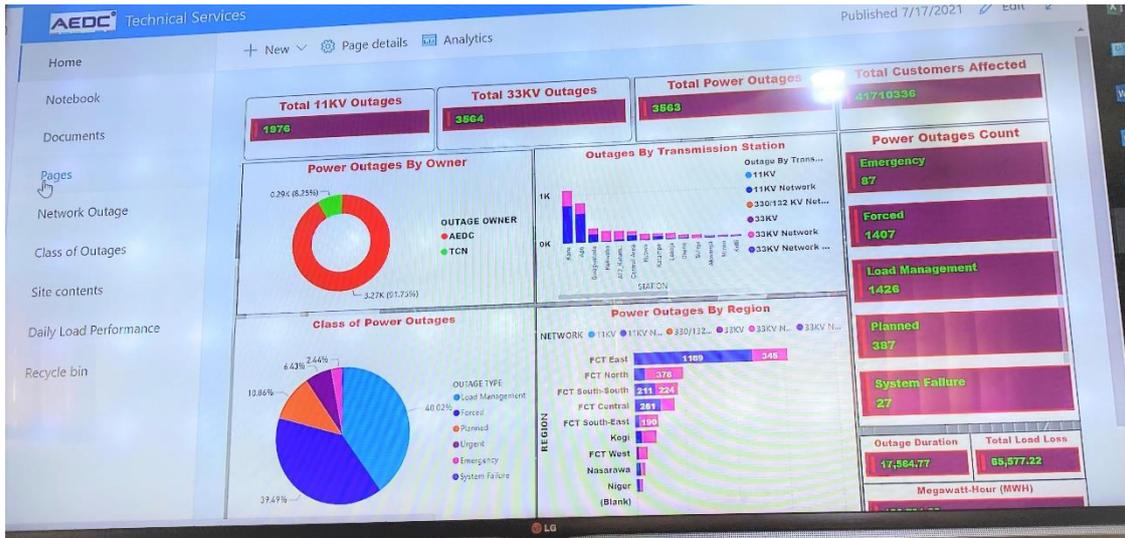


図 5 - 2 . 3 事故情報の集計結果 (中央給電指令所)

- OTHER
- WIRE CUT
- CABLE FAULT
- TRANSFORMER FAULT
- J & P FUSE DROP OR FUSE BLOWN
- POLE BROKEN
- FEEDER PILLAR BURNT
- FEEDER PILLAR UNIT BURNT**
- TREE FALLING ON THE LINE
- RING MAIN UNIT ( RMU ) FAULT
- CIRCUIT BREAKER FAULT
- TRANSFORMER OIL LEAKAGE
- JUMPER CUT
- BROKEN WOODEN CROSS ARM
- SHATTERED DISC INSULATOR
- SHATTERED PIN INSULATOR
- SHATTERED 'D'-FITTINGS
- SHATTERED LIGHTNING ARRESTERS
- OTHER

図 5 - 2 . 4 事故原因の分類項目の例 (中央給電指令所)

#### (4) 配電設備保全業務の実施

配電設備の日常における保全業務は、おおまかに下記ステップを踏んで実施されている。

- Preparation of Maintenance plan/Schedule (保全業務の計画策定・スケジュールリング)
- Identification of Maintenance Requirements (必要事項の確認)
- Acquisition of material/tool for maintenance (測定機材の準備)
- Implementation of maintenance activities (保全活動実施)
- Impact assessment, monitoring and documentation (影響評価、モニタリング、報告)

実際の配電設備保全業務では、下記の作業が実施されている。

- Physical patrol of line and equipment (設備・機器の巡視)
- Testing using test equipment (測定機による劣化測定)
- Thermo-graphic scanning (サーモカメラによる検査)

上記の活動は、下記の器具・装備を使って実施される。

- The use of ladders, chainsaw, safety belt, electrical/mechanical tool box, etc.

配電設備保守業務のうち、11kV フィーダーに関しては、下記の具体的活動が実施されている。

- Changing of weak/broken Cross-arm, shattered pots/discs insulators etc.
- Re-tensioning of sagging lines.
- Replacement of cracked/broken poles.
- Re-beaming of poles.
- Realignment of leaning poles.
- Short spanning of lengthy poles.
- Line-trace.

配電設備（線路）巡視における着目点として、チェックリストに下記の大まかな項目があげられている。

- Sagged line
- HT/LT Poles (Wooden, Cracked, Broken)
- Slanting pole
- Pole/Tower foundation
- Pin insulators
- Jumper spindle
- Tie strap
- Cross arm
- Channel iron
- Angle iron
- Disc insulators
- Lightning arrestors
- Aluminum conductors(Undersized conductors/Weak jumpers)
- D-fitting

- Vegetation control (Overgrown vegetation)
- Termination (Overhead & Cable termination)
- Others (example: Need for J&P fuse / Feeder pillar fuse etc.)

信頼度向上のために取り組んでいる方策としては、下記の項目が挙げられている。大部分は一般的な方策であるが、具体的方策として架空配電線の樹木管理が特筆されている。樹木の伐採は、2回/年の頻度で実施されている。

- Vegetation control on overhead lines
- Preventive maintenance on all network equipment
- Network reinforcement
- Network reconfiguration
- Network expansion/upgrade

## (5) 変電設備の保全

変電設備保全活動では、下記の主要業務が実施されている。

- Substation maintenance
- Feeder line maintenance
- Substation Earthing improvement
- Rehabilitation of underground cables
- Filtration of transformer oil
- Meter checks & maintenance (injection substation)
- Communication equipment maintenance (injection substation)

日常の変電設備の保全業務は、おおまかに下記ステップを踏んで実施されている。

- Plan and schedule
- Request for materials
- Take outage to isolate
- Integrity test on relays and circuit breakers
- Recalibration/coordination of relays
- Testing of dielectric strength of transformer oil
- Cleaning of the substation
- Replacement of defected components etc.

上記業務の具体的保守活動として、下記の作業を実施している。

- 1 Re-calibration, coordination & functionality tests of relays
- 2 Maintenance and comprehensive checks/tests on:
  - Protection systems
  - Power transformer
  - Switch gear

- Tripping units
  - Substation accessories
- 3 Maintenance of communication and safety systems
  - 4 Thermographic Camera scan for hotspots on the entire substation equipment like line tap, VTs, CTs, Gang Isolator, CBs, cable length terminations, HV (33&11) kV Bus-bars and Power transformer terminals etc.
  - 5 Tests of transformer oil samples
  - 6 Checks on Earthing Systems
  - 7 Checks on safety equipment like fire extinguishers, signage, illumination etc.
  - 8 Checks on gantries like transformer bushings, VT, CT, gang-isolator, outdoor/indoor breakers etc.
  - 9 Environmental and vegetation checks, evacuation of obsolete equipment etc.
  - 10 Checks on cable terminations and exposed ends.
  - 11 Filtration of transformer oil
  - 12 Meter Integrity checks and maintenance
  - 13 Communication Equipment checks and maintenance

上記の活動は、下記の装置を使って実施される。

- 1 Secondary Injection Tester.
- 2 Mustimeter.
- 3 Clamp-on ammeter.
- 4 Cable Drum
- 5 Hand Blower
- 6 Oil Dielectric Tester
- 7 Earth Resistance tester
- 8 Insulation Tester
- 9 Thermographic Camera
- 10 Power Logger
- 11 Power Quality Energy Analyzer
- 12 Generator
- 13 Electromechanical Toolbox
- 14 Hand Blower
- 15 Cable Fault Locating Equipment
- 16 Chainsaw
- 17 Earthing Kit

信頼度向上のために取り組んでいる方策としては、下記の項目が挙げられている。大半は、配電設備と同様に一般的な方策であるが、具体的方策として開閉装置ヤードの樹木管理・老朽機器の取替・変電所の自動化が特筆されている。

- Vegetation control of substations switchyard
- Preventive maintenance on all network equipment
- Retrofitting of panels/switchgears
- Replacement and upgrade of obsolete equipment
- Automation of injection substations

### 5-3 配電システムの運用・事故復旧対応にかかわる保護・区分開閉装置類の構成

#### 5-3-1 33kV フィーダー

- 一部 33kV フィーダーには、最大 2 台のオートリクローザが設置されている。
- オートリクローザが設置されていないフィーダーもある。
- 設置台数は、33kV フィーダー91 回線に対して、合計 60 台である。その内 15 台は故障している。(Web meeting で得た情報)
- 33kV フィーダーには、オートリクローザ以外の開閉装置は設置されていない。
- オートリクローザの設置目的は以下の 4 点を考えている。
  - 配電線の保護
  - Transient 事故の除去
  - 負荷制御のための開閉。TCN 変電所の遮断器容量が小さいのに対し、フィーダー容量がそれより大きいことから、TCN の遮断器を過負荷にさせない目的もある。オートリクローザの中には、遠隔で開閉できるものがある。
  - フィーダー事故による TCN 遮断器の動作回数を増加させない。(オートリクローザ 1 台設置の場合、TCN 変電所から比較的近い距離に設置されている。)

#### 5-3-2 33kV オートリクローザの設置状況

33kV フィーダーならびにその保護・開閉装置の実態を把握するため現場調査を行った。調査フィーダー (LIFE CAMP FEEDER AT2) は、TCN の 132kV/33kV 変電所 (Katampe S/S) から引き出される全亘長 65km、負荷電力 12MW の配電線である。

オートリクローザ (図 5-3.1) は、TCN 変電所から 15km の位置 (図 5-3.2) に設置されている (設置は、2017 年頃)。オートリクローザ柱からフィーダー末端までの亘長は 40km である。この区間の負荷は 9MW であり、33kV/415V 変圧器により供給されている。このようにオートリクローザは、負荷配分の点からも、TCN 変電所側に偏った位置に設置されていることが分かる。調査フィーダーのこれ以外の区間には、33kV/11kV のインジェクション変電所が 1 か所接続されている。

また、一部のオートリクローザは、負荷制御のために遠隔操作ができるようになっている。仕様を表 5-3.1 に示す。

表 5-3.1 オートリクローザの仕様

| 項目                           | 仕様       |
|------------------------------|----------|
| Nominal System Voltage       | 33kV     |
| Load current                 | 630A     |
| Short time breaking capacity | 10kA/sec |
| Making current (Peak)        | 25kA     |
| BIL                          | 170kV    |
| CT ratio 600/1A              | 600/1A   |
| frequency                    | 50Hz     |
| Interrupting medium          | Vacuum   |



図 5-3.1 33kV リクローザ

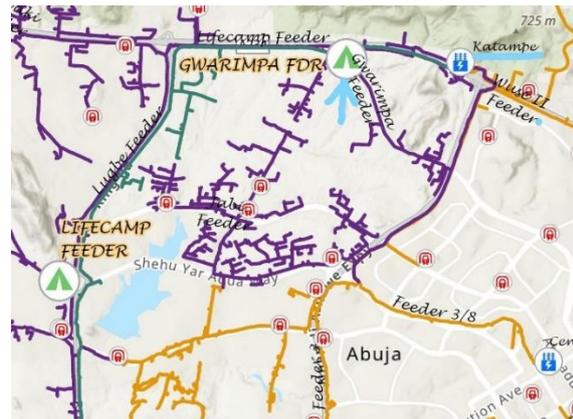


図 5-3.2 リクローザと TCN 変電所位置図

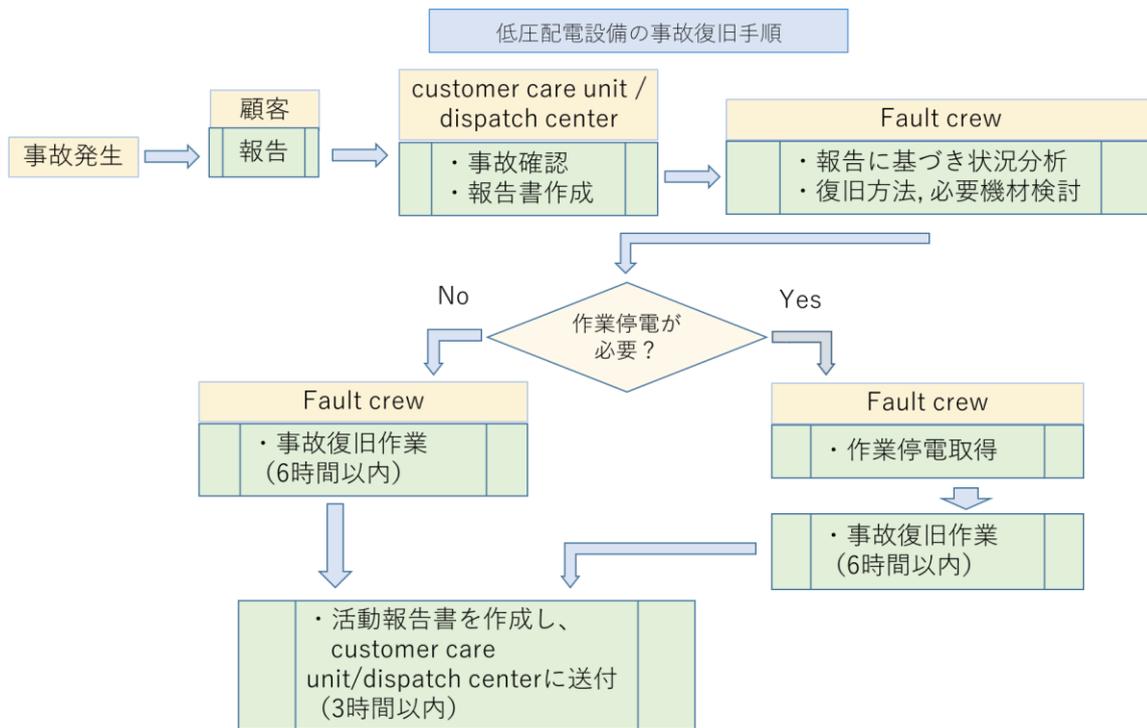
### 5-3-3 11kV フィーダー

- 11kV フィーダーには、変電所の遮断器以外に区分開閉装置はほとんど設置されていない。
- 線路の区分手段としては、500m ごとにジャンパ接続箇所を設けることになっている。一部には断路器も施設されている。
- 事故時の線路切り分けが必要になった場合は、ジャンパ接続箇所の切り離しで対応している。
- 11kV フィーダーの事故発生時には、まず、巡視により事故点探査を行う。巡視で事故点が発見されなかった場合は、変電所から順番にジャンパ接続箇所の切り離しを行い、絶縁抵抗測定器（メガ）で事故区間の判別を行う。この一連の作業手順はマニュアルにまとめられている。

## 5-4 配電設備の事故復旧（事故管理）および停電管理

### 5-4-1 低圧配電設備の事故復旧

低圧配電設備に事故が発生した場合は、図 5-4.1 の手順で事故復旧が実施される。低圧配電系統は、大容量変圧器を集中設置し広範囲に配電しているが、事故発生を検出は顧客からの通報に依存している。



出典:AEDC の資料から調査団作成

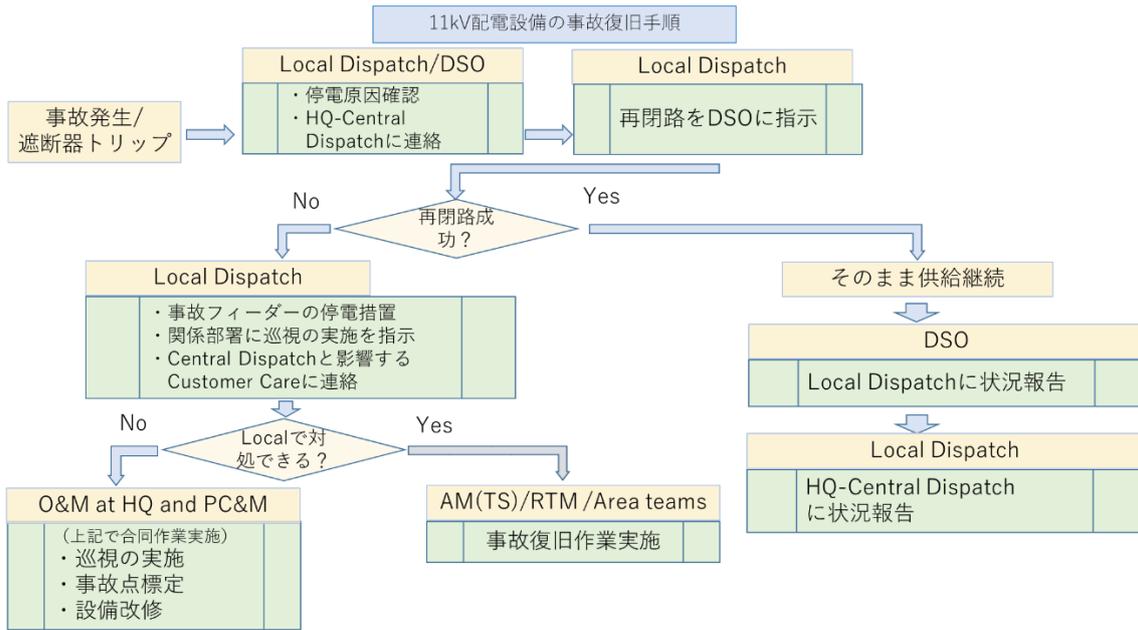
図 5-4.1 低圧配電設備の事故復旧手順

### 5-4-2 高圧配電設備の事故復旧

11KV 配電設備に事故が発生した場合は、図 5-4.2 に示す手順で事故復旧が実施される。

図 5-4.2 に示すように、11KV フィーダーの事故時には変電所遮断器が自動的に再閉路を実施するのではなく、Local Dispatch が事故様相を確認してから DSO に再閉路実施を指示することになっている。

手動再閉路の結果、永久事故であった場合、Local Dispatch は事故配電線の停電措置を講じるとともに、関係部署に事故配電線の巡視を指示する。



出典:AEDC の資料から調査団作成

図 5-4.2 11kV 配電設備の事故復旧手順

### 5-4-3 33kV 系統の事故電流表示システム

AEDC では、33kV 配電線の事故点探査時間減少のための取り組みとして、FCI (Fault current indicator) システムの設置を行っている。その実状を調査した。

FCI (Fault current indicator) システムは、パイロット事業として 33kV フィーダーの 1 回線に設置されている。設置されているフィーダーは、TCN 変電所 (Kubwaba S/S) から引き出されている L32 Feeder である。位置図を図 5-4.3 に示す。

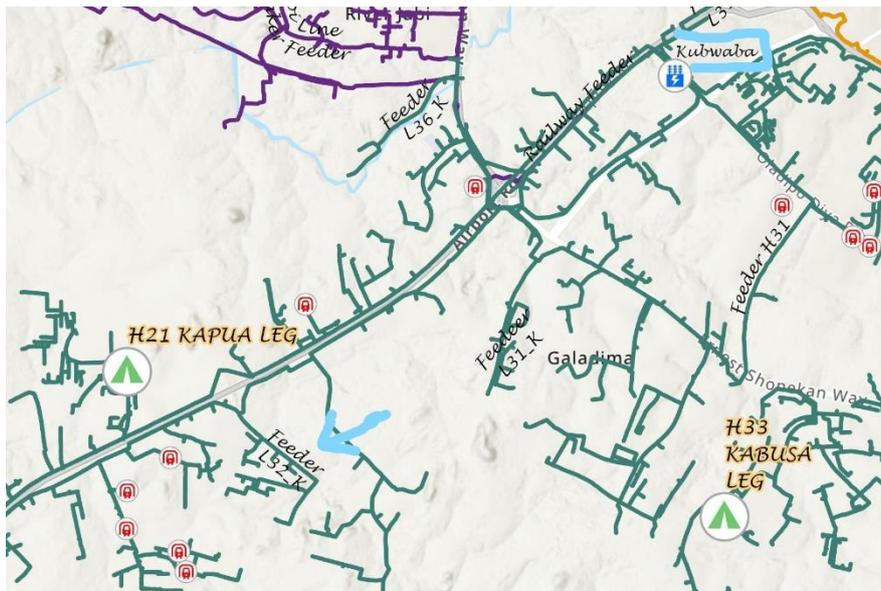


図 5-4.3 FCI 設置フィーダーと TCN 変電所の位置図

FCIは、1フィーダーあたり5か所に設置されている（3相取り付けで、計15個）。FCIの設置状況を図5-4.4、図5-4.5に示す。

製造業者は、AQUIVIS（<https://aquivistechnologies.com/>）である。

FCIは、事故電流検出機能と無線による通信機能を備えている。FCIは、事故電流を検出すると、自己の状態データ（予め割り振られた位置情報・検出電流）を中央のサーバ（図5-4.6、アンテナ鉄塔の中間部に取り付け）に送信する。中央のサーバは、これらデータをAEDCの関係職員に配信する。この一連の通信は、携帯電話回線を使ったSMSにより行われる。AEDCの関係職員は、この情報に基づき事故発生区間を把握する。

FCIで事故を検出した場合、AEDCの関係職員は24時間の対応体制をとっており、随時事故点探査に対応できる。

FCIシステムの設置効果は大きく、事故点探査時間は設置前より80%減少したと感じている。実際の時間の長さでは、最大48時間程度（設置前）が9.6時間に減少したことになる。

今後のFCIシステムの展開計画は、2021年度内に、さらに5回線（約100個）に取り付ける予定である。



図 5-4.4 FCI 取り付け柱



図 5-4.5 FCI 取り付け状態



図 5-4.6 中央装置（サーバ）の設置鉄塔

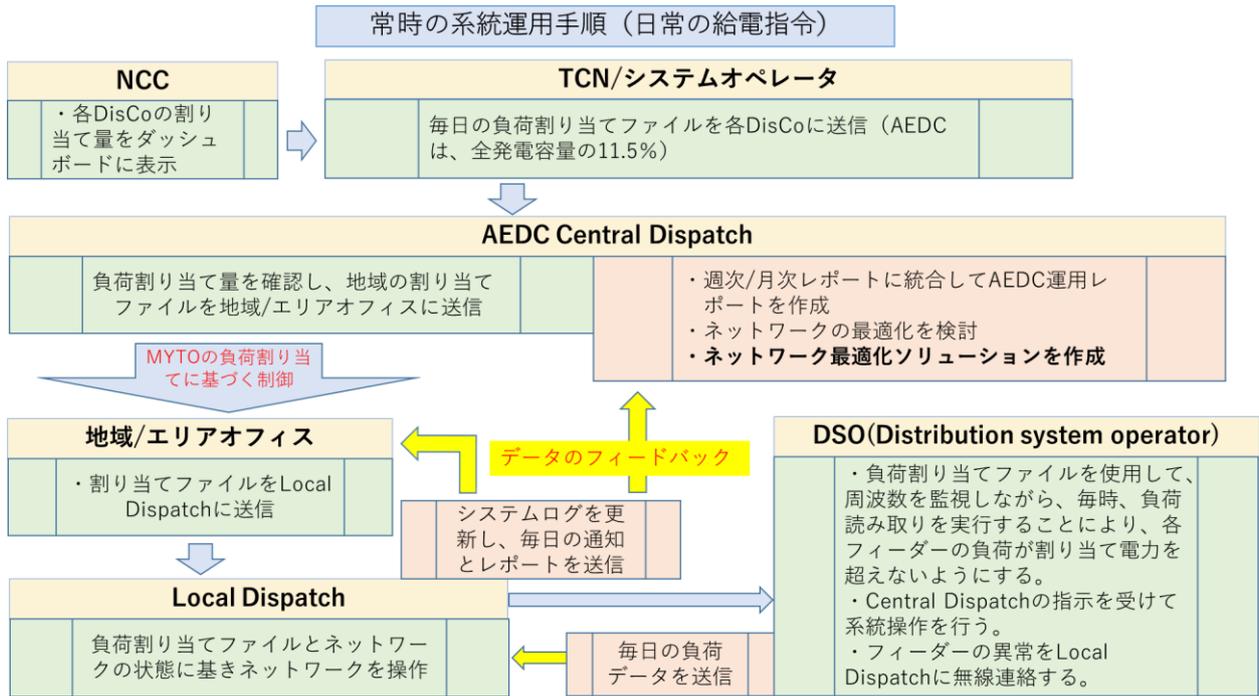
#### 5-4-4 常時の系統運用手順

日常の系統業務は、TCN/システムオペレータにより AEDC に割り当てられた電力を超過しないように、配電系統の負荷電力を制御することである。この業務の系統運用手順を図 5-4.7 に示す。

AEDC に割り当てられる電力は、MYTO に基づき毎日設定される。TCN/システムオペレータから AEDC 中央給電指令所（Central Dispatch）に送られてきたデータを、Central Dispatch は下位の関係部署に順に送信する（Central Dispatch⇒地域／エリアオフィス⇒Local Dispatch⇒DSO）。図 5-4.8 に、Central Dispatch における受電電力の表示（リアルタイム）を示す。図 5-4.9 に、MYTO による各 DisCo への負荷電力割り当ての実績を示す。

DSO は、周波数を監視しながら送付されたデータに基づき負荷が割り当て電力を超過しないように系統を操作する。負荷電力の監視は、1 時間ごとに各配電線の負荷電流を読み取っている（図 5-4.10）。

DSO が読み取ったデータは、Excel File に入力し Local Dispatch に報告する。Local Dispatch は、受け取ったデータに基づきシステムログを更新し、月次レポートを Central Dispatch と地域エリアオフィスに送信する。Central Dispatch は、月次レポートを統合して全社の運用レポートを作成し、これを基に次のネットワーク最適化ソリューションを作成する。



出典：AEDC の資料から調査団作成

図 5-4.7 常時の系統運用手順

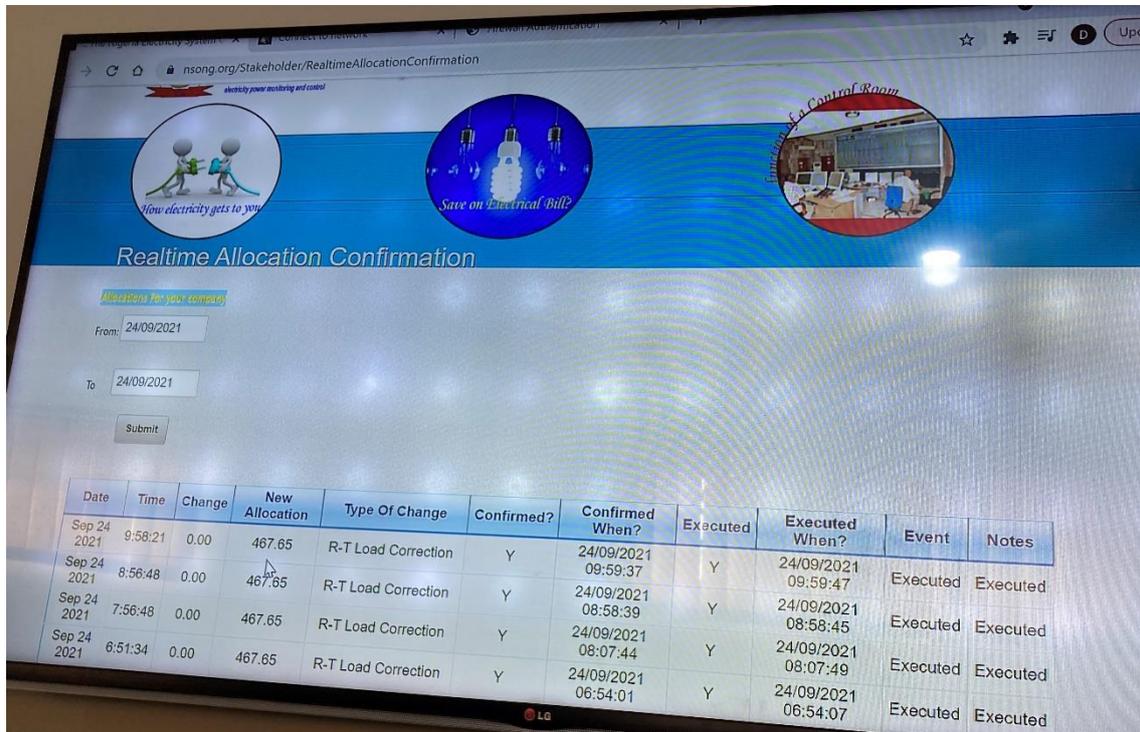


図 5-4.8 中央給電指令所のリアルタイム受電表示

| DISCO LOAD SUMMARY                                  |               |                          |                      |                         |                            |                  |                    |
|---|---------------|--------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------------|------------------|--------------------|
| DAILY DISCOS LOAD SUMMARY FROM 7TH - 13TH JUNE 2021 |               |                          |                      |                         |                            |                  |                    |
| DAILY DISCOS LOAD SUMMARY FOR 7/06/2021             |               |                          |                      |                         |                            |                  |                    |
| S/N   | DISCO         | MAX LOAD NOMINATION (MW) | MYTO ALLOCATION (MW) | ACTUAL CONSUMPTION (MW) | UNUTILIZED LOAD (MW) MA-AC | EXCESS LOAD (MW) | % DIFFERENCE AC/MA |
| 1   | ABUJA         | 565.4                    | 341.62               | 421.29                  | 0.00                       | 79.67            | -23%               |
| 2   | BENIN         | 360.1                    | 267.35               | 299.58                  | 0.00                       | 32.23            | -12%               |
| 3   | EKO           | 441.9                    | 426.77               | 356.85                  | 69.92                      | 0.00             | 16%                |
| 4   | ENUGU         | 356.6                    | 292.35               | 264.58                  | 27.77                      | 0.00             | 9%                 |
| 5   | IBADAN        | 589.2                    | 407.18               | 339.44                  | 67.74                      | 0.00             | 17%                |
| 6   | IKEJA         | 666.9                    | 547.69               | 491.42                  | 56.28                      | 0.00             | 10%                |
| 7   | JOS           | 184.8                    | 163.39               | 154.37                  | 9.02                       | 0.00             | 6%                 |
| 8   | KADUNA        | 320.4                    | 237.65               | 237.20                  | 0.44                       | 0.00             | 0%                 |
| 9   | KANO          | 331.7                    | 237.65               | 208.69                  | 28.95                      | 0.00             | 12%                |
| 10  | PORT-HARCOURT | 346.2                    | 192.63               | 231.04                  | 0.00                       | 38.42            | 20%                |
| 11  | YOLA          | 115.6                    | 103.97               | 97.45                   | 6.53                       | 0.00             | -6%                |

出典：TCN のホームページ <https://tcn.org.ng/index.php>

図 5-4.9 MYTO による負荷電力割り当ての実績

図 5-4.10 11kV フィーダーの負荷電流記録

### 5-4-5 11kV 配電設備の事故復旧作業

実際の保守作業の状況を把握するため、破損した設備の復旧作業を視察した。

#### (1) 配電線事故の状況

2021年9月23日に発生した11kV配電線フィーダーの設備を9月24日に復旧している。事故原因は、腐食した木製アームが折損し、それによって電線が電柱に接触して地絡事故になった。事故点は、巡視により発見した。

#### (2) 設備の復旧状況

事故設備の現場状況を図5-4.11に示す。図5-4.12に設備の破損状況を示す。作業は、配電線全体を停電し、作業電柱の両側に短絡接地器具(図5-4.13)を取り付けたうえで行われている。作業チームの体制は、1チーム3人の作業員で構成され、監督者1人

が作業を監督している。柱上作業には1人、地上作業には2人が配置されている。

木製アームを撤去し（図 5-4.14）、FRP製アームに取り替えた（図 5-4.15）。現在は、FRP製アームが標準になっている。



図 5-4.11 事故設備復旧現場の状況



図 5-4.12 設備の破損状況  
(右側は 33kV 線路)



図 5-4.13 短絡接地器具の取り付け





図 5-4.14 破損アームの撤去



図 5-4.15 FRP製アームに取替

### (3) 作業員レベル

柱上作業員と地上作業員はあまり緊密に連携しておらず、迅速・効率的に作業を進める意識が希薄な印象を受けた。柱上作業員も、適切な作業順序をあらかじめ考慮せずに作業着手しているようであり、作業がスムーズに流れない個所があった。作業途中でペンチの落下、資材の投げ落としなど、安全への配慮に欠ける行為が見られた。

## 5-5 配電設備の事故発生状況 (DisCo の調査結果)

### 5-5-1 配電設備の事故発生状況

配電設備の事故は、3-2節で述べたように頻繁に発生している。しかし、どのような点が問題で事故が発生しているかといった状況は、DisCoにおいて分析がなされていないことから不明である。Abuja DisCoでは、事故発生ごとのデータ記録は一覧表として記録はしているものの、重要な問題点の把握や保守計画への反映につながるデータ解析はなされていない。

EKO DisCoからの提供資料によると、配電線事故の原因となった機器として、下記のようなものが具体的に挙げられている。列挙された事故原因機器の中では、地中配電用の機材の故障・破損のケースが多くなっている。

- Bird/animal bridged the line
- Faulty breaker
- Cable end box explosion at RMU(Ring Main Unit)
- Faulty cable and end termination
- Cable vandalization
- Broken cross arm
- Shattered disc insulator
- External fire outbreak
- Faulty gang isolator

- External object falling on line
- Jumper cut
- Dropped J&P fuse
- Faulty lightning arrester
- LV(Low Voltage) fault
- Loose conductors bridged
- Moisture in RMU
- Main line wire cut
- Dropped line fuse
- Overloading
- Broken pole
- Shattered pot insulator
- Relay coordination issue
- Faulty relay
- Faulty RMU
- Blown RMU fuse
- Transient fault
- Tree touching the line
- Vehicle collision with line
- Weather condition

配電設備の事故原因となる機材は、上述のように多岐にわたっているが、Abuja DisCo では、図 5－5.1（図 5－2.4 を再掲）に示すように、類型化してデータの蓄積を行っている。

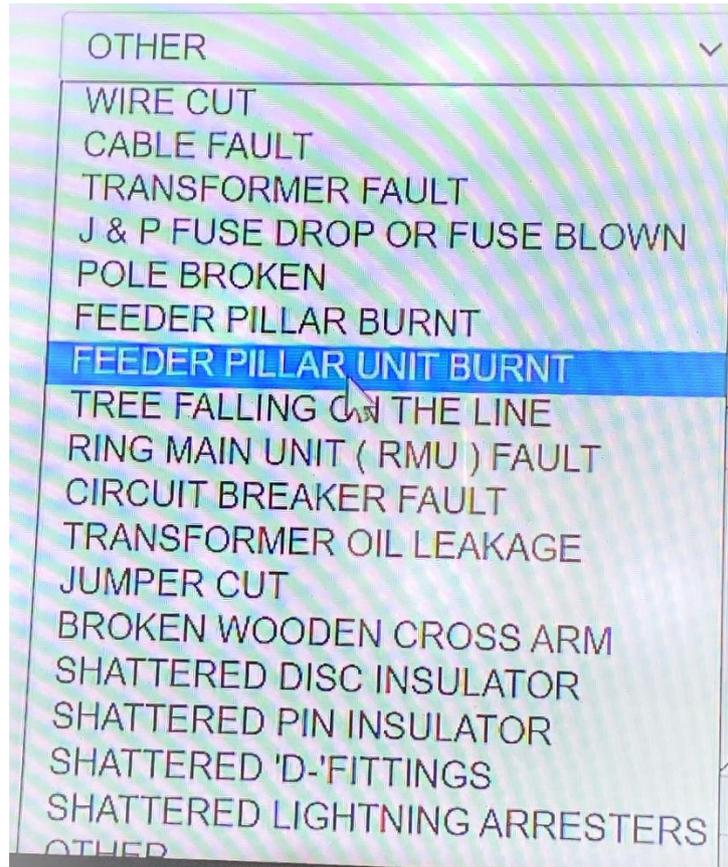


図 5-5.1 事故原因の分類項目 (AEDC の事故情報入力システム)

### 5-5-2 配電設備事故の分析例 (研究文献)

調査対象とした DisCo からは、保全業務の改善に資することができる事故状況の解析データ (例えば SAIFI, SAIDI, 主要事故原因の分析等) が得られなかったことから、文献による調査を行った。以下に、“Power Outages in Port Harcourt City: Problems and Solutions” (*IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE) e-ISSN: 2278-1676, p-ISSN: 2320-3331, Volume 10, Issue 2 Ver. III (Mar – Apr. 2015), PP 59-66 www.iosrjournals.org*) に記載されている、配電設備に関する事故情報解析の要旨を述べる。

#### (1) 背景

Port Harcourt では、発電から配電に至るまで様々な要因により停電が頻発している。頻発する停電は、市民生活や社会経済に深刻な影響を及ぼしており、今後も改善の可能性が見えない。この問題を解消に向かわせるため、頻発する停電の原因を調査し対応策を提案する。

#### (2) 調査方法

調査は、一次資料として個人的な観察、インタビュー、市の住民との話し合いを通じてデータを収集した。二次資料として、国立統計局 (NBS)、ナイジェリア製造業者協会 (MAN) といった団体のデータを使用した。これら関連データに関する検討の対象期間は、12 ヶ月で

ある。また、これに関連する現在の学術文献も参考にした。この調査では、上記で収集されたデータを分析し結論を導き出す方法として、記述的でノンパラメトリックな単純なパーセンテージ手法を使用した。

調査対象地域は、PHED(Port Harcourt Electricity Distribution plc)管内である。

(JICA 調査団注：上述のように、この文献の解析は実際の事故データや設備データを直接用いて行ったものではない。)

### (3) 解析結果

PHED 管内で、信頼性の高い電力供給の観点から直面している問題のうち、配電設備の分析結果は下記のとおりである。

#### a. 送・配電ネットワークの脆弱性と破損：

強度が弱く老朽化した設備 (図 5-5.2) が、頻発する停電の主な原因の 1 つである。現在、電力ネットワークは、増加する需要に対応した設備を増強することが困難になっている。その結果、多くのネットワークでは過負荷や電圧の低下・不安定につながっている。



出典：上記文献

図 5-5.2 強度不足で折損した電柱

#### b. 良好なメンテナンス文化の欠如：

ナイジェリアは、既設電気設備のメンテナンスへの取り組みの記録が不十分である。ほとんどの送電線、配電用変圧器およびその他機器は、その耐用年数を超えて長期間使用されている。今日においてもこれらの機器に対して、不十分な保守文化のために、廃棄・増強といった保全対応がなされていない。このようなメンテナンス不足により、機器の性能維持ができなくなって停電につながっている。

#### c. 気候条件、暴風雨、落雷：

Port Harcourt 地区の気象条件は、4月から7月にかけて降雨により悪化し、システム障害による停電が発生する。例えば、非常に大きな倒木により送電鉄塔が破壊され、停

電が 2 週間以上続くことがある。多くの場合、複数個所の送電鉄塔を破壊するほどの大嵐のために、複数の地域で同時に停電するケースがある。

d. 不十分なインフラ設備：

配電施設の多くが老朽化により容量低下を来し、定格容量の供給ができなくなっている。

e. 破壊行為：

ナイジェリア全土で電力インフラの破壊行為の事例が報告されている。これらは主にポートハーコートのような農村地域で多く発生する。

f. 送電線の下での剪定されていない樹木：(JICA 調査団注：この状況は配電設備でも同様と考えられる)

g. 熟練した人材の不足：

技術的に熟練したスタッフの不足は、ナイジェリアの電力業界が直面している課題の 1 つである。現在、電力セクターの生産活動に最新の高度な技術を適用できる技術専門家は非常に不足している。

h. 変圧器および電気機器の過負荷：

ほとんどの配電ネットワークは、変圧器の容量の制限により過負荷になっている。これにより、配電用変圧器が故障したり、保護装置が溶けたりしている。また、供給電圧の不足により（低電圧）、電気機器が正常動作しない事態が生じている。このような状況は人口密度の高いほとんどの都市部で発生している。

i. 違法な接続：

違法接続による盗電は、電力会社の料金収入の損失になるだけでなく、技術面では、需要予測や設備予算画に影響を与える。さらに、違法接続は、多くの場合小サイズの電線を粗雑に配電線に接続することから、電線の過熱による短絡故障を発生させ、これが低圧配電線と配電用変圧器に深刻な損傷をもたらす原因になっている。

#### (4) 結論と提言

上述の分析結果から、下記の結論と提言を得た。

- a. すべての電力設備について、頻繁な検査と計画的な保全の取り組みが必要である。例えば、電力線付近の樹木に対する定期的な監視と管理が必要である。
- b. 増加している電力需要に対応するため、送・配電設備を直ちに増強する必要がある。特に、送電線と配電用変圧器の過負荷を回避することが重要である。
- c. 政府は、破壊行為や違法接続に対し、立法措置により対応する必要がある。
- d. 電力会社の労働力は、効率的で持続可能な電力システムを確実に運用するために、資格を有し技術的に有能な人だけをこれに従事させるよう、随時見直されるべきである。

上記の解析結果は PHED 管内のデータから得られた知見である。これを AEDC の設備に対して適用する場合、それぞれの地域の背景の相違を考慮する必要がある。しかし、配電事業が分割

民営化されてからそれほど時間が経っていないことから、両社の個別設備の仕様や経年劣化状況には大きな相違はないと考えられる。ただし、地域的な要因によって、下記の点に関して相違が考えられる。

- ・ PHED 管内の方が負荷密度が低いことから、フィーダー亘長が長くなる傾向にある。よって、1 回線あたりの事故件数は PHED の方が多い可能性がある。
- ・ 気候条件（風雨）は PHED の方が厳しい。
- ・ PHED の方が破壊行為の可能性が高い。

AEDC の事故発生様相を類推する場合、これらの相違点を考慮して補正する必要がある。

## 5-6 配電設備の現状把握

AEDC からは設備設計マニュアルといった標準類の提供が得られなかったことから、現場視察で得られた状況を以下に示す。

### 5-6-1 標準設備状態

設計標準に基づき設置されたと考えられる設備状況を以下に示す。



図 5-6.1 地上設置変圧器柱



図 5-6.2 柱上設置変圧器



図 5-6.3 直線線路の標準装柱



図 5-6.4 ジャンパ接続部

電柱はすべて角形電柱（図 5-6.5）である。鉄骨をコンクリートで覆った仕様のようである。

図 5-6.6 は、送電線仕様の 33kV 線路である。支持物・装柱ともにナイジェリア国内仕様の 33kV 線路とは全く異なっているおり、開発援助資金により建設されたもののようである。ナイジェリア国内仕様と異なる点は、支持物強度が大きく設置間隔が非常に大きい、これに伴い電線にはダンパが取り付けられている、また、支持物トップに架空地線が設置されている。



図 5-6.5 角形電柱



図 5-6.6 送電線仕様の 33kV 線路

図 5-6.7 は、新しいタイプ（装柱）の低圧線路の装柱である。複導体線路になっている。



図 5-6.7 新しいタイプ（装柱）の低圧電柱

#### 5-6-2 設備の不良状態（保全業務の観点から問題がある設備例）

配電設備の現状は、至る所で応急処置や補修すべき箇所が放置されている状況が散見される。不具合を知りつつも、資金難のため応急処置、補修未完となっている事情があるものと推察される。

応急処置、補修が進まない技術的要因としては、設備工事は停電を取って実施しなければならないにもかかわらず、配電線路には作業停電範囲を適切に区分できる開閉装置が設置されていないことから、作業停電がとりにくい状況になっているものと考えられる。

現場視察の途中で見受けられた、保全業務の観点から問題がある設備例を以下に示す。図 5-6.8 は大きく傾斜した電柱である。これに伴い、図 5-6.9 に示す電線は大きく緩んでいる。このような電線の緩みは、33kV・11kV・415V 線路共に多数みられ、また、電線には裸電線が使用されていることから、強風による短絡/断線事故につながっているものと考えられる。



図 5-6.8 傾斜電柱



図 5-6.9 電線の大きな緩み

図 5-6.10 は、コンクリート柱にアングルを継柱し、33kV 線路 2 回線を高上げしている。このような設備変更により、支持物強度が低下しているものと考えられる。その結果、図 5-6.11 のような折損につながっている。また、図 5-6.11 では支線支持点の不適切も見られる。



図 5-6.10 アングルによる電柱の嵩上げ

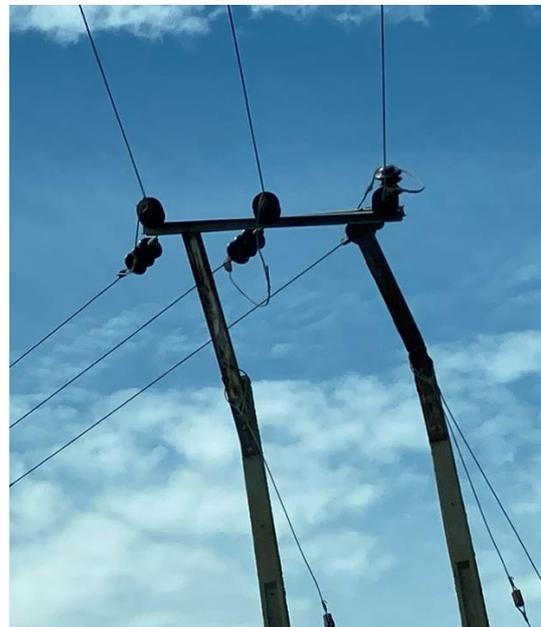


図 5-6.11 継柱アングルの折損

図 5-6.12 は、強度が弱いアームが曲がるとともに、がいしがアームから外れて電柱に接近している。

図 5-6.13 は、11kV 電線の断線修理箇所である。接続は、手巻き接続である。このような断線修理箇所は、高圧線路・低圧線路共に多数みられる。この写真では、規定の方法で接続がなされているようであるが、大多数の接続は、粗雑な応急修理状態のまま残されている。



図 5-6.12 アームの曲がり・がいし外れ



図 5-6.13 11kV 電線の断線修理

図 5-6.14 は、腕金のタイストラップのボルトが外れ、腕金が傾斜している。図 5-6.15 は、標準外のタイストラップが使用されている。このような装柱が多数みられる。



図 5-6.14 アームの傾斜



図 5-6.15 標準外の装柱  
(タイストラップ)

図 5-6.16 は、電線の緩みとがいし傾斜が見られる。



図 5-6.16 電線の緩みとがいし傾斜

図 5-6.17 は、地上変圧器の設置柱である。左方向に低圧線路が 2 回線出ている。アレス  
タは設置されているが、線路とはつながっていない。また、ツタが支線の途中まで巻き上がって  
いる。

図 5-6.18 は、ヒューズによる保護がない 33kV/415V 変圧器である。ヒューズリンクの部  
分は、導線で直結されている。図 5-6.17 の変圧器も同様である。このような導線によるヒ  
ューズの代替措置は、変圧器を過負荷から適切に保護できず変圧器の焼損事故や寿命低下を招い  
ているものと考えられる。

図 5-6.19 は、傾斜電柱である。33kV と 11kV の併行線路の内 11kV 電柱が 33kV 側に傾斜  
している。図 5-6.20 は、33kV 線路の傾斜電柱である。



図 5-6.17 変圧器柱  
(アレスタ接続なし)



図 5-6.18 導線で直結された 33kV 変圧器



図 5-6.19 11kV 電柱の 33kV 線路側への傾斜



図 5-6.20 33kV 電柱の傾斜

図 5-6.21、図 5-6.22 は、使用されなくなった機材が現場廃棄され、放置されている状態である。



図 5-6.21 現場廃棄された  
リングメインユニット



図 5-6.22 現場廃棄された  
11kV ケーブル

## 5-7 AEDC の技術系社員の人材育成・研修体系

### 5-7-1 AEDC の従業員教育研修システム

下記の研修方法を組み合わせた ADDIE モデル（分析: Analysis、設計: Design、開発: Development、実施: Implementation、評価: Evaluation）による教育・トレーニングシステムにより研修を実施している。

1. 講師主導のクラスルームトレーニング。
2. コンピューターベースの e ラーニングトレーニング
3. 体験学習
4. 指導と助言
5. 必須の専門能力開発

### 5-7-2 新入社員向け研修計画

- (a) 新規採用者の必須教育としてオリエンテーションと実習を通じて、下記の研修を実施している。
  - ・ 会社の方針と一般的な手順の概要
  - ・ 会社の歴史、ビジョン、使命、価値観を理解させる
  - ・ AEDC の職場文化への順応
  - ・ 関連する規制法およびコンプライアンス要件に関する知識
- (b) 従業員の知識と技能の向上を継続的に図るため、定期的に研修を実施する。（上記 ADDIE モデルで実施）

(c) 業績優秀者の報酬と表彰を通じた能力維持施策

(d) PIP

問題を抱える従業員（行動関連の不安や特定の仕事での目標達成の失敗など）に、成功し組織との良好な状態を取り戻す機会を与える研修を実施する。

### 5-7-3 AEDC が独自に実施している研修

(a) 能力別研修コース

定期的を確認される各部門の研修ニーズに組み込まれた研修。

(b) 特定の目標達成をねらいとした研修コース

- 統合商業管理システム(InCMS: Integrated Commercial Management System) の研修（顧客対応スタッフ向け）
- 配電系統運用と自動化(DSOA: Distribution Systems Operations and Authorization)の研修（技術サービス系スタッフ向け）
- 健康・安全・環境(HSE: Health, Safety and Environmental)研修(全従業員)
- 安全実習研修（線路作業員向け）
- 顧客サービスに重点を置いた研修（顧客サービススタッフ向け）

(c) 能力別研修コースの実施例

AEDC が独自に実施した技術部門の研修例を Annex 1 に示す。

対象期間は 2019 年 6 月から 2020 年 6 月の 13 か月である。この間、非技術部門の研修を含め AEDC 全体で 113 回の研修が実施されている。

研修は、招聘した外部講師と社内講師により実施されている。

### 5-7-4 NAPTIN 研修の利用状況

AEDC は、配電分野の能力開発に関して、NAPTIN・アフリカ電力会社協会（Association of Power Utilities of Africa : APUA）・ANED といった他の機関と提携している。

AEDC が他の DisCos と連携して登録した研修コースの包括的なリストを表 5-7.1 に示す。表 5-7.1 に示した研修コースのコースごとのカリキュラムを Annex 2 に示す。

上述の研修において、NAPTIN は、ANED の認定プログラムの学習実施機構としての役割を担っている。ここでの研修コースは、線路作業員と顧客サービス関係の従業員を対象としている。このプログラムは、ナイジェリア全域の DisCos からの参加者に必要となる能力（技能、知識、理解力、および能力）の開発・分類・認識のための環境を提供している。

表 5-7.1 AEDC が登録している研修コース (ANED が認定)



| PROPOSED COURSE TITLE (Home Page) |   |
|-----------------------------------|---|
| 1                                 | <u>ELECTRICAL FITTER TRAINING D2</u>                              |
| 2                                 | <u>SAFETY TRAINING A3</u>   |
| 3                                 | <u>POWER TOOLS AND TEST EQUIPMENT TRAINING A2</u>                 |
| 4                                 | <u>BASIC POWER SYSTEM PROTECTION TRAINING B1</u>                  |
| 5                                 | <u>TRANSFORMER AND SWITCHGEAR MAINTENANCE B1</u>                  |
| 6                                 | <u>SAFETY AND WORK PRACTICE B1</u>                                |
| 7                                 | <u>TRANSFORMER AND SWITCHGEAR MAINTENANCE C1</u>                  |
| 8                                 | <u>MAINTENANCE AND REPAIR OF OVERHEAD LINE C1</u>                 |
| 9                                 | <u>TRANSFORMER AND SWITCHGEAR MAINTENANCE C1</u>                  |
| 10                                | <u>POWER SYSTEM NETWORK LOSS MANAGEMENT (ATC&amp;C LOSSES) C1</u> |
| 11                                | <u>ENERGY AUDITING &amp; LOAD MANAGEMENT C1</u>                   |
| 12                                | <u>DISTRIBUTION NETWORK PROTECTION D1</u>                         |
| 13                                | <u>POWER INFRASTRUCTURE PROJECT MANAGEMENT D2</u>                 |
| 14                                | <u>INTRODUCTION TO SCADA &amp; SMART GRID SYSTEM D3</u>           |
| 15                                | <u>SAFETY RULES AND REGULATIONS/STANDARD SAFETY CODES D1</u>      |
| 16                                | <u>CABLE JOINTERS/FITTERS &amp; INSTRUMENT MANAGEMENT E1</u>      |
| 17                                | <u>CABLE JOINTING REFRESHER COURSE E2</u>                         |
| 18                                | <u>HV SUBSTATION CABLE TERMINATION COURSE E1</u>                  |

出典：AEDC's ANED Certification Guidelines

## 5-7-5 AEDC の ANED 認定ガイドライン

### (1) 背景

ANED 認定プログラムは、配電部門の業界標準を確立し、同部門の効率・有効性・安全性を促進することを目的としている。このプログラムは、ナイジェリア全域の DisCos からの参加者に必要となる能力（技能、知識、理解力、および能力）の開発・分類・認識のための環境を提供する。

ANED 認定プログラムは、下記の組織がそれぞれの役割に基づき相互に連携して運用される。

- スポンサー：各 DisCo
- 学習インフラストラクチャ：NAPTIN

- 評価システム（National Occupational Standard、NOS）： NBTE（National Board for Technical Education）によって承認される。
- 認証機関：ANED
- 研修参加者

## （２） 認証委員会の構成と役割

認証委員会は、下記の委員会で構成される。

- ① DisCo 評価委員会（DisCos Assessment Committee：DAC）  
人材育成、テクニカルサービス、コマーシャルサービスからの各 2 名ずつ（合計 6 名）の委員で構成され、認定プログラムへの参加推薦者リストを作成する。
- ② 上級認証委員会（SCC）（Senior Certification Committee：SCC）  
DAC に属する上級委員（各分野の専門家）3 名で構成され、認定候補者の適格性を検証する。
- ③ ANED 評価委員会（ANED Assessment Committee：AAC）:  
AAC は SCC のメンバーにより構成され、ANED による訓練と認定を得て、認証過程の評価と検証を行う。
- ④ 認定を受ける資格  
AEDC は、ANED 認定サイクルごとに従業員を指名する。従業員が指名の資格を得るには、次の基準を満たしている必要がある。
  - AEDC の常勤職員であり確認済みのスタッフである必要がある。
  - AEDC で最低 1 年間勤務している必要がある。
  - 低業績の記録や懲戒処分の問題がない。

## （３） 認定の資金援助

- 推薦された受講生は、認定のために AEDC から資金援助を受ける。
- AEDC は、年に 1 回のみ従業員の認定料を支払う。従業員が同じ年にさらに高いレベルの認定を取得したい場合、従業員の自己負担によりそれを行う。

## （４） 経歴の進歩と再配置

- ANED 認定は、自動昇進またはキャリアアップを保証するものではないが、昇進の指名とキャリアの成長のための適格基準の 1 つと見なされる場合がある。
- 昇進は、キャリアアップに関する AEDC の規則と規制によってのみ導かれる。
- ANED 認定を必要とする役割に再配置された従業員は、新しい役割の認定を取得するために 1 年間の期間を与えられる。

## 5-8 NPTIN の現状

### 5-8-1 調査結果の総括

配電分野のテクニカル研修コース、ノンテクニカル研修コースについて、研修内容の詳細（シラバス、カリキュラム、教材）、講師、担当する NAPTIN 研修センター、保有する研修機材について確認を行った。

配電技術分野について、配電ロス削減、事故点探査、配電ネットワーク設計/運用、変電・配電設備の保守といった、一通りの研修は実施されているものの、基礎的、網羅的な研修内容が多く、実務的なスキルや応用に関する研修は行われていない。アブジャの NAPTIN 本部では、講義主体の研修が実施されている。

現地調査で取得した研修コースのシラバスとそれぞれに対応する時間表を Annex 3 に示す。

### 5-8-2 調査結果の詳細

次期技術協力プロジェクトにおいて、NAPTIN での開発が想定される分野の研修コースに関し、NAPTIN の現状を確認した。

#### (1) ロス削減に関する研修コース

- 現在、既存の研修コース “DISTRIBUTION NETWORK POWER LOSS MANAGEMENT COURSE” を実施している。期間は 10 日間である。
- 内容は、技術的損失だけではなく ATC&C ロスとして電力系統で発生するロスの削減に関する知識を総括的に含むものである。
- 技術的損失の内容としては、個別機器の損失発生特性に始まり応用研修（配電計画業務におけるロス評価のケーススタディーを行う）までを実施している。個別の研修項目は、下記のような内容である。
  - 個別機器の損失発生メカニズムと特性
  - ロス計算法
  - 電力系統におけるロス発生特性  
鉄損 (Fixed loss) と銅損 (Variable loss) の発生特性（高調波による損失といった内容も含む）、鉄損と銅損の発生特性を考慮した総合評価の考え方、他の途上国のロス状況のベンチマーク等を教えている。
  - 上記の基本的知識をふまえ、系統シミュレータを使ったケーススタディーを行い、応用力育成に対応している。
- 上記ケーススタディーは、電力系統シミュレータ（Kainji と Ijora の地方研修センターに設置）とソフトシミュレータ（NEPLAN）を使って行う。  
電力系統シミュレータは、発電機から配電システムまでを模擬できる。線路定数といった各種パラメータや系統構成を変化させることができ、ある程度のバリエーションには対応できる。

- ソフトシミュレータは、NEPLAN を使っている。NEPLAN は無料版 (Student Version) を研修参加者に配布している。NEPLAN は、WAPP から加盟会社に配布されている。
- 研修では、NEPLAN による損失評価に関連する潮流計算の初歩を教えている。
- Site visit と称して、TCN 変電所の無効電力補償装置の視察を行っている。

## (2) 事故点探査技能に関する研修コース

- 事故点探査技能の向上に関する研修は、独立した研修コースとしては設定されていない。“POWER DISTRIBUTION NETWORK DESIGN & OPERATIONS COURSE”の中の一つとして、“Locate and Clear faults in distribution network”のセクション (目的) を設けて研修を行っている。
- 研修実施の方法は、ビデオ素材を交えた講義である。実技研修は実施していない。
- 研修の内容は、事故原因の種類・事故の様相と特性・事故点探査のノウハウ等である。
- AFD の支援で模擬配電設備が建設されれば、これを使った実技研修を行う意向は持っている。現状では、NAPTIN の Kainji、Kaduna の地方研修センターに、電柱 5 径間の模擬架空配電設備がある。
- 地中ケーブル系統での事故点探査研修の必要性について確認した。  
ナイジェリアの地中線路は短いものが多く、長くても 20m 程度である。したがって、ケーブルの事故点探査においてフォルトロケータは使っていない。これを保有している DisCo はほとんどないのではないか。  
NAPTIN でも、フォルトロケータを使った研修は行っていない。(ただし、シラバスにはフォルトロケータのデモを行う記載がある)  
DisCo におけるケーブルの事故点探査は、絶縁抵抗測定器 (5kV メガー) を使って事故点の有無を判定したあと、直接掘削により事故点を探している。または、事故点除去・再接続等の修理は行わず、事故ケーブル全体の取替を行っている。

## (3) 配電計画に関する研修コース

既存の研修コースとして、“POWER DISTRIBUTION NETWORK DESIGN & OPERATIONS COURSE” が設定されている。

## (4) AFD 支援の研修用変電設備

132/33/11kV の実電圧を課電する模擬変電所を、アブジャの NAPTIN 本部の敷地内に建設する予定である。変圧器容量は、各電圧階級とも 1,000kVA であり、33kV の配電線から受電して一旦 415V に降圧した後 33kV に昇圧し、そこから 11kV、132kV それぞれの電圧階級に変成する。模擬変電所は、変電所の操作、保護、維持管理の研修に使用する。33kV と 11kV の変圧器には模擬配電線を接続する。模擬変電所のイメージを図 5-8.1 に示す。

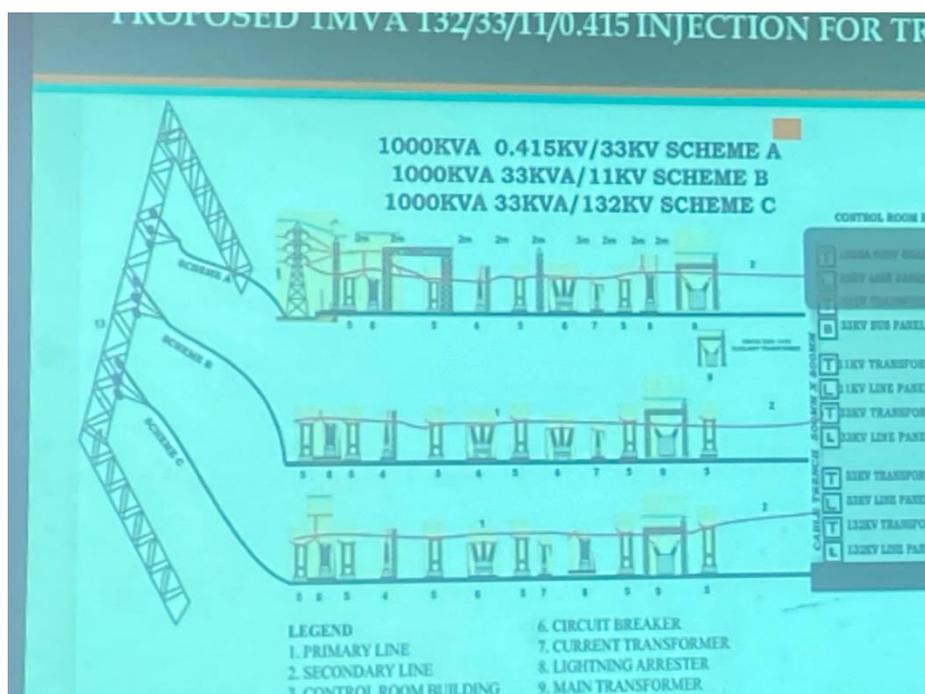


図 5-8.1 建設予定の変電所イメージ

(5) ANED が認定する NAPTIN の DisCo 向け研修コース

NAPTIN は、DisCo 向けの研修コースについて DisCo のニーズを反映した研修コースを提案し、ANED の認定を得ている。この認定を受けた研修コースは、各 DisCo の認定コース設定の基本となるものである。各 DisCo は、NAPTIN のこの研修コースの中から適当なコースを選択するとともに、独自のニーズによる研修コースを付加して、DisCo 独自の認定研修 (DisCo の申請により ANED が認定する) を設定している。

このような認定制度に含まれる NAPTIN の研修コースの概要を以下に示す。研修コースは、以下に示す技術職を対象として技術職ごとに数件のコースが設定されている。

- ELECTRICAL FITTER
- PROTECTION CONTROL & METERING (P C & M)
- LINES WORKERS
- CABLES JOINTERS
- DISTRIBUTION SERVICE OFFICER

各職種 of 研修コースの概要を表 5-8.1 ~ 表 5-8.5 に示す。

表 5-8.1 ELECTRICAL FITTER 向け研修コースの概要

| 対象職種：ELECTRICAL FITTER |  |  |
|------------------------|--|--|
| コース名                   | 研修項目                                       |  |
| 1                      | ELECTRICAL FITTER                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ INTRUCTION</li> <li>▪ SIMPLE ELECTRICAL SYMBOL &amp; UNIT</li> <li>▪ TRANSFORMER</li> <li>▪ DIELECTRIC MEDIA</li> <li>▪ SAFETY RULES 100</li> </ul>   |
| 2                      | SAFETY AND WORK PRACTICE / SAFETY TRAINING | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ JOB SAFETY REQUIREMENTS</li> <li>▪ STANDARD PROTECTION CODE</li> <li>▪ INDUSTRIAL FIRST AID</li> <li>▪ ELECTRICAL SAFETY AWARENESS</li> <li>▪ HAZARDS OF ELECTRIC SHOCK</li> <li>▪ HAZARD PREVENTION</li> </ul> |
| 3                      | POWER TOOLS AND TEST EQUIPMENT TRAINING    | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ INTRODUCTION TO ELECTRICAL INSTRUMENTS</li> <li>▪ ELECTROMECHANICAL INDICATING INSTRUMENTS</li> <li>▪ ELECTRODYNAMOMETER INSTRUMAIL</li> <li>▪ BRIDGES AND THEIR APPLICATION</li> </ul>                         |

出典：NAPTIN の資料から調査団作成

表 5-8.2 PROTECTION CONTROL & METERING (P C & M) 向け研修コースの概要

| 対象職種：PROTECTION CONTROL & METERING (P C & M) |                               |   |
|--|-------------------------------|---|
| コース名   | 研修項目                          |   |
| 1  | BASIC POWER SYSTEM PROTECTION | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ General Introduction to protection</li> <li>▪ Instrument Connection and uses</li> <li>▪ Control Circuit</li> <li>▪ Instrument Transformers</li> <li>▪ Introduction to Protective Relays</li> <li>▪ Relay Settings</li> <li>▪ Differential Protective Relays</li> <li>▪ Protection of Transformers</li> <li>▪ System Earthing</li> <li>▪ Equipment Grounding</li> <li>▪ Testing and Maintenance of Relays</li> <li>▪ Fuse and Fuse Co-ordination</li> <li>▪ Basic Line Protection</li> <li>▪ Fault Study, Analysis and Short Circuit Calculation</li> <li>▪ Auto-re closing Schemes</li> <li>▪ System Stability</li> <li>▪ Over Voltage and Surge Protection</li> </ul> |

| 対象職種：PROTECTION CONTROL & METERING (P C & M) |  |  |
|--|--|--|
| コース名   | 研修項目                                   |  |
| 2  | TRANSFORMER AND SWITCHGEAR MAINTENANCE | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ INTRODUCTION</li> <li>▪ TRANSFORMER</li> <li>▪ SWITCHGEARS</li> <li>▪ FAULT INVESTIGATION</li> <li>▪ HEALTH, SAFETY, AND ENVIRONMENT/ STANDARDS PROTECTION CODE ▪</li> </ul>                                    |
| 3  | SAFETY AND WORK PRACTICE               | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ JOB SAFETY REQUIREMENTS</li> <li>▪ STANDARD PROTECTION CODE</li> <li>▪ INDUSTRIAL FIRST AID</li> <li>▪ ELECTRICAL SAFETY AWARENESS</li> <li>▪ HAZARDS OF ELECTRIC SHOCK</li> <li>▪ HAZARD PREVENTION</li> </ul> |

出典：NAPTIN の資料から調査団作成

表 5－8.3 LINES WORKERS 向け研修コースの概要

| 対象職種：LINES WORKERS |   |  |
|--------------------|---|--|
| コース名               | 研修項目                                    |  |
| 1                  | MAINTENANCE AND REPAIR OF OVERHEAD LINE | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ OVERVIEW OF MAINTENANCE STRATEGIES</li> <li>▪ TRANSMISSION LINE CONSTRUCTION AND REPAIR</li> <li>▪ INSULATORS FOR OVERHEAD LINES</li> <li>▪ PROTECTION FEATURES OF TRANSMISSION LINE</li> <li>▪ DISTRIBUTION LINE MAINTENANCE</li> <li>▪ SAFETY/SITE SKILLS</li> </ul>  |
| 2                  | TRANSFORMER AND SWITCHGEAR MAINTENANCE  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ INTRODUCTION</li> <li>▪ TRANSFORMER</li> <li>▪ SWITCHGEARS</li> <li>▪ FAULT INVESTIGATION</li> <li>▪ HEALTH, SAFETY, AND ENVIRONMENT/ STANDARDS PROTECTION CODE</li> </ul>  |
| 3                  | DISTRIBUTION NETWORK PROTECTION COURSE  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ General induction to protection</li> <li>▪ Fault calculations</li> <li>▪ Relay studies, setting and calibration</li> <li>▪ Elements of relay coordination especially at injection substation</li> <li>▪ Reading and interpretation of control circuit</li> <li>▪ Transformer protection</li> <li>▪ Basic line protection</li> <li>▪ Earthing / equipotential bonding</li> </ul> |

| 対象職種：LINES WORKERS |   |   |
|--------------------|---|---|
| コース名               | 研修項目  |   |
|                    |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Equipment grounding</li> <li>▪ Transformer commissioning and testing procedures</li> <li>▪ Case studies on operation under emergency</li> <li>▪ Network splitting</li> </ul>   |
| 4                  | SAFETY AND WORK PRACTICE/<br>OCCUPATION HEALTH AND SAFETY | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ JOB SAFETY REQUIREMENTS</li> <li>▪ STANDARD PROTECTION CODE</li> <li>▪ INDUSTRIAL FIRST AID</li> </ul>   |
| 5                  | POWER SYSTEM NETWORK LOSS MANAGEMENT (ATC&C LOSSES)       | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Introduction; Power system fundamentals               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Generation, Transmission, Distribution and Consumption</li> </ul> </li> <li>▪ Losses in Electricity Industry               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Technical and Non-technical</li> </ul> </li> <li>▪ Power Losses in Developing countries               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Case studies;</li> </ul> </li> <li>▪ Power Loss estimation and evaluation               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Technical loss, Nontechnical loss, Causes of Losses</li> </ul> </li> <li>▪ Power Loss Reduction Techniques               <ul style="list-style-type: none"> <li>– How to reduce technical losses, How to reduce Non-technical losses</li> </ul> </li> <li>▪ Power Loss Reduction Technologies               <ul style="list-style-type: none"> <li>– AMR (Automatic Meter Reading)/AMI (Automatic Meter Infrastructure), CIS (Customer Information System) /CRM (Customer Relationship Management), GIS (Geographic Information System), PSAT (Power System Analysis Tool), DMS/OMS/SCADA.</li> </ul> </li> <li>▪ Strategies for management plan on Power loss reduction</li> <li>▪ Power system Reliability               <ul style="list-style-type: none"> <li>– SAIDI, SAIFI, MAIFI, CAIDI, KPIs</li> </ul> </li> <li>▪ Power system Automation and Smart Grid</li> </ul> |
| 6                  | ENERGY AUDITING & LOAD MANAGEMENT                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fundamentals of Energy in relations to the Power Sector</li> <li>▪ Overview of Losses in the Power Sector</li> <li>▪ Types of Losses</li> <li>▪ Nature of losses</li> <li>▪ Identification &amp; Evaluation of Losses</li> <li>▪ Energy Audit</li> </ul>   |

| 対象職種：LINES WORKERS |      |  |
|--------------------|------|--|
| コース名               | 研修項目 |  |
|                    |      | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Typical Illustrations of Potentials of Energy savings/Loss reductions</li> <li>▪ Loss mitigation Strategies</li> <li>▪ Specific Power loss reduction Techniques &amp; Technologies</li> <li>▪ Introduction of Adaptation of ISO 50001 Standards to Transmission &amp; Distribution</li> </ul> |

出典：NAPTIN の資料から調査団作成

表 5－8.4 CABLES JOINTERS 向け研修コースの概要

| 対象職種：CABLES JOINTERS |                                  |  |
|----------------------|----------------------------------|--|
| コース名                 | 研修項目                             |  |
| 1                    | CABLE JOINTING REFERESHER COURSE | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ INTRODUCTION – CABLE JOINTING</li> <li>▪ STANDARD PROTECTION CODE (SPC)</li> </ul>  |
| 2                    | ADVANCE CABLE JOINTING           | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ FUNDAMENTAL OF CABLES AND APPLICATION</li> <li>▪ HIGH VOLTAGE CABLE TERMINATION</li> <li>▪ TECHNIQUES OF SOLDERING ELECTRICAL COMPONENT</li> <li>▪ ELASTIMOLD ELBOW TERMINATION</li> <li>▪ FEEDER PILLAR</li> <li>▪ EARTHING</li> <li>▪ ELECTRIC CABLE CONDUCTOR</li> <li>▪ APPLICATION OF CONNECTOR</li> </ul> |

出典：NAPTIN の資料から調査団作成

表 5－8.5 DISTRIBUTION SERVICE OFFICER 向け研修コースの概要

| 対象職種：DISTRIBUTION SERVICE OFFICER |  |  |
|-----------------------------------|--|--|
| コース名                              | 研修項目                                   |  |
| 1                                 | DISTRIBUTION NETWORK PROTECTION COURSE | <ul style="list-style-type: none"> <li>• General induction to protection</li> <li>• Fault calculations</li> <li>• Relay studies, setting and calibration</li> <li>• Elements of relay coordination especially at injection substation</li> <li>• Reading and interpretation of control circuit</li> <li>• Transformer protection</li> <li>• Basic line protection</li> <li>• Earthing/equipotential bonding</li> <li>• Equipment grounding</li> <li>• Transformer commissioning and testing procedures</li> <li>• Case studies on operation under emergency</li> </ul> |

| 対象職種：DISTRIBUTION SERVICE OFFICER |  |  |
|-----------------------------------|--|--|
| コース名                              | 研修項目   |  |
|                                   |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Network splitting</li> </ul>  |
| 2                                 | POWER<br>INFRASTRUCTURE<br>PROJECT<br>MANAGEMENT | <ul style="list-style-type: none"> <li>Soil Investigation</li> <li>Laboratory Testing</li> <li>Design Of Tower And Substation Equipment Foundation</li> <li>Surveying</li> <li>Introduction To Global Positioning System (GPS)</li> <li>Setting Out Operations</li> <li>Portable Water Supply In Substations</li> <li>Design For HV Towers And Transmission Lines</li> <li>Construction Of Transmission Line</li> <li>High Voltage Power Substation</li> <li>Site Inspection And Quality Control</li> <li>Concrete Technology</li> <li>Project Resource Quantities Estimates</li> <li>Project Management cycles and skills Safety and occupational health</li> </ul>   |
| 3                                 | INTRODUCTION TO<br>SCADA & SMART<br>GRID SYSTEM  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Definition of SCADA</li> <li>SCADA Network</li> <li>SCADA Applications in Distribution Network system</li> <li>Uses of SCADA in Power system</li> <li>Functional Units of SCADA</li> <li>Components of SCADA System</li> <li>SCADA Network communication configuration</li> <li>Automation of Distribution Network System</li> <li>Substation Control Using SCADA</li> <li>Feeders Control Using SCADA</li> <li>Smart Grid</li> <li>Characteristics of smart</li> <li>Components of smart grid</li> <li>Smart Grid stakeholders</li> <li>Communication Infrastructure deployed in Smart Grid</li> <li>Smart Grid Communication Standards</li> <li>Advanced Metering Infrastructure (AMI)</li> </ul> |
| 4                                 | SAFETY AND WORK<br>PRACTICE                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>JOB SAFETY REQUIREMENTS</li> <li>STANDARD PROTECTION CODE</li> <li>INDUSTRIAL FIRST AID</li> <li>ELECTRICAL SAFETY AWARENESS</li> </ul>   |

| 対象職種：DISTRIBUTION SERVICE OFFICER |  |   |
|-----------------------------------|--|---|
| コース名                              |  | 研修項目  |
|                                   |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ HAZARDS OF ELECTRIC SHOCK</li> <li>・ HAZARD PREVENTION ・</li> </ul>  |
| 5                                 | TRANSFORMER<br>AND SWITCHGEAR<br>MAINTENANCE | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ INTRODUCTION</li> <li>・ TRANSFORMER</li> <li>・ SWITCHGEARS</li> <li>・ FAULT INVESTIGATION</li> <li>・ HEALTH, SAFETY, AND ENVIRONMENT/ STANDARDS<br/>PROTECTION CODE</li> </ul> |

出典：NAPTIN の資料から調査団作成

## 5-9 経営面での課題と解決策

### 5-9-1 商業ロス、料金徴収ロスの高い理由、低下しない理由

技術・商業・ロスとは、TCN から受電した電力量に対する料金請求をできなかった電力量の割合であり、技術ロスと商業ロスは別々に計測することはできない。今回の調査対象 DisCo の技術・商業ロスは 2020 年第 2 四半期で、Abuja DisCo (AEDC) が 45% (今回の現地調査で得た 2021 年 3 月～8 月の 6 ヶ月の平均では 32%)、Eko DisCo (EKEDC) が 13%、Port Harcourt DisCo (PHED) が 30% で、全 DisCo の加重平均では 35% である (出典：NERC Quarterly Report)。

一方、料金徴収ロスは、顧客に請求した料金の合計額に対する顧客から徴収できなかった金額の割合である。今回の対象 DisCo の料金徴収ロスは 2020 年第 2 四半期で、AEDC が 4.5% (今回の現地調査で得た 2021 年 3 月～8 月の 6 ヶ月の平均では 16%)、EKEDC が 15%、PHED が 47% となっている。全 DisCo の加重平均では 26% で、アフリカ・サブサハラ諸国の 39 ヶ国の平均 (12.5%、出典：世銀 2016 年 8 月) と比べても非常に高いものとなっている。

AEDC への質問票に対する回答では商業ロス、料金徴収ロスが高い、あるいは低下しない理由として以下を掲げている。

#### (1) 盗電・不法接続/使用

インフォーマルな居住地区などでのコミュニティレベルの不法接続から、メータの改ざん (tampering) ・迂回 (by-passing) などの方法による不法使用がある。また、メータ読取り人が顧客と共謀して実際よりも低い使用量を会社に報告し、料金請求額を下げる例も見られるようである。この問題に対して、不法接続を見つけるためのさまざまな施策を行っているが、機器・人材の不足、管理困難地区 (Difficult-to-Manage Area) の存在、警察・司法による取り締まり不足など問題点が多い。

#### (2) 不適切な顧客分類

実際には商用 (commercial) ・工業用 (industrial) ユーザーであっても、料金のより安い家庭用 (residential) ユーザーとして登録しているケースが多いとのことである。ただし、2020 年の料金改定 (MYTO 2020) から、料金体系が変更され、1 日当たりの平均給電時間数の多寡により料金が変わる体系に変更されたため (第 2 章 2-1-4 節 (3) 参照) こうした不正は通用しなくなった。なお、EKEDC では 2020 年の料金改定以前から、単相/3 相、低圧/中圧/高圧と使用電力量の多寡による料金設定のみで、家庭用/商用/工業用のいずれについても同一の kWh 単価を適用していた。

#### (3) メータ設置の遅れ/メータの老朽化

第 3 章 3-3-1 節 (3) に示されるとおり、2020 年第 2 四半期でのメータ設置率は、AEDC が 53%、EKEDC が 51%、PHED は 39% で、全 DisCo の加重平均は 40% である。このような低いメータ設置率で目に見えない、量り売りの電力ビジネスがまともにできるとは考えにくい。

#### (4) 顧客の料金支払い意志の低さ

顧客の多くは、「電気は政府が供給するもの」という認識が根強く残っている。国営企業であった NEPA の時代（2005 年まで）は地方の政治家が地元の電化を実現させ、住民の投票を得ることが普通に行われ、NEPA も料金徴収に熱心でなかった点もあり、この風潮が未だに残っているとされている。

低料金、高技術・商業ロス、低料金徴収率から配電部門での設備投資が十分に行われず、DisCo 方の支払いの滞りから発電部門・送電部門も問題を抱えていることから、顧客には安定して高品質の電力が届かず、顧客の不満を招き、ひいては顧客の料金支払い意思を下げてしまっている。また、メータ設置率の低さなどから、estimated bill と呼ばれる、前月までの電力使用量などから推計した請求書を発行して、顧客の不満を買い、低料金支払い意志に繋がっている。

#### (5) その他の理由

- \* 人材（要員数、能力）・移動手段の不足などの点でメータの正確な読み取り、請求書のタイムリーな請求書の配布ができないこともある。
- \* 推計により料金請求する際の料金上限が設けられた（capped billing）ことから、DisCo から見れば逆に使用量に見合った請求ができなくなっているという指摘もあった。
- \* 農村部では道路事情が悪く（全天候型になってない）アクセスに問題のある地域もあるとのことである。

### 5-9-2 DisCo の料金徴収率向上に向けた取り組みの進捗、問題点、及び制限外部要因

#### (1) Customer Enumeration Programme

顧客情報を正確に把握するために 2016 年以降 NERC が推進しているプログラムで、配電タイプ番号－DisCo 番号－Sub-DisCo 番号－DisCo Injection Substation 番号－Power Transformer 番号－11kV Feeder 番号－11kV Distribution Pole 番号－11kV/415V Transformer 番号－Upriser 番号－Service Pole 番号－Service Wire 番号－顧客番号（11kV/415V 給電の場合）が記録・保管されている。本プログラムはほぼ終了していると言われているが、Informal Settlement 地区など未登録顧客（不法接続）がまだ多数残っていると推測されている。

#### (2) メータ設置（顧客メータ、フィーダーメータ）

第 2 章 2-1-4 節（4）で述べられているように、MAP Regulations 2018 の施行により顧客の設置・交換が推進されたが、2019 年 8 月 1 日～2021 年 6 月 30 日の間に設置された顧客メータは、6.5 百万と推定されるメータ未設置顧客（Unmetered Customer）の 10%にも満たなかった。理由としては、DisCo には資金力がなく、一括前払いをしてもメータの設置を望む顧客が限られていたためである。こうした資金の問題に対処するため、2021 年 8 月に連邦政府は中央銀行と協力し、DisCo に低利で融資し、顧客にはメータ設置の負担を求めない、National Mass Metering Programme (NMMP) を開始した。NMMP は今後 2～3 年でメータ未設置の顧客をなくするという計画である。NMMP の実施で、メータ未設置の顧客は大幅に減少

し、estimated bill の問題は大きく解消されることが期待される。顧客メータの設置が一段落した時点でフィーダーメータの設置拡張が計画されている。

### (3) 顧客データベースの改善、請求書発行システムの改善

多くの DisCo で、契約管理、顧客データベース、請求書発行、未納金管理などの顧客管理システムを導入している。AEDC で導入されている Integrated Commercial Management System (InCMS) のモジュール構成を図 5-9.1 に示す。



出典：AEDC

図 5-9.1 AEDC が導入している InCMS のモジュール構成

### (4) Prepaid システムの普及

ほとんどの DisCo で、NMMP でメータ設置を拡大する際には大口顧客 (Maximum Demand Customer) を除いて Prepaid 用のメータを設置することを計画している。大口顧客用の顧客メータは既にかかなりの割合で設置されており、また、これまでも Prepaid 用メータはかなり普及している (国家統計局 (NBS) のデータでは 2018 年第 2 四半期で全顧客の 44%)。現在も同じ割合の顧客に対して Prepaid 用メータが設置されていて、かつ、今後設置されると見込まれる 6.5 百万のメータのほぼ全てが Prepaid 用メータであると仮定すると、NMMP 終了時には 10 百万を超える顧客の 8 割近くに Prepaid 用メータが設置されると推計される。今後この推計どおり Prepaid 用メータの設置が進めば、料金徴収率は大幅に上がり、料金徴収業務の効率も大きく高まると推測される。ただし、これまでも問題となっているように、国内調達率を 30% 確保した上で、良質で信頼に足るメータが十分な数だけ供給されるかが、引き続き懸念される。また、メータが普及すると、料金徴収業務に従事する要員の業務内容も大きく変容することにも留意する必要がある。

### (5) 料金支払方法の多様化・改善

パソコン、携帯電話、スマートフォンなどによるさまざま支払い方法が用意・準備されている。ただし、NERC の技術者が指摘しているように、携帯電話、スマートフォンを購入できない、扱えない層への影響が懸念されるため、これらの層への対応が求められている。

## (6) Revenue Protection Teamの編成・強化

今回対象となった AEDC、EKECD、PHED のいずれにおいても、不正使用に対抗し、料金徴収を改善するために Revenue Protection Team が編成されているか、Revenue Protection Project が実施され、強化されている。AEDC の Revenue Protection Unit (RPU) 活動は、④Inspections (顧客データベースのなどチェック、巡回点検 (Surveillance) などにより疑わしいケースを捜す) - ⑤Findings (得られた証拠を示し、顧客もしくはその代理人に説明・確認を求め、不正行為が確認され、切断が通知される) - ⑥Resolution (顧客と Customer Service Desk・Revenue Protection Unit が協議し、回復の方法・費用の支払いについて合意する) - ⑦Recovery (不正使用分に対する料金 (energy recovery bill が支払われ、回復作業が行われる) - ⑧Reconnection (費用の支払いを確認して、再接続、メータのシーリングが行われ、給電サービスが再開される)、の順序で行われる。RPU の活動は、以下のチームのバックアップを受ける：①AMR (Automated Meter Reading) Back Office (計器類のモニタリングから不正使用に伴う現象を見つけ出し、不正使用を摘発する)、②Data Analytics (販売データなどのデータを分析し、不正顧客を見つけ、不正のタイプを確認するとともに証拠書類を用意する)、③Customer Service (顧客との対話・交渉・契約を行い、顧客記録を更新するとともに、割賦計画を立て、実施させる)、④Finance (顧客からの支払いを確認し、翌日関係部署に通知する)、⑤Legal (不正行為を法的にレビューし、繰り返し不正を行う者に対しては告発を準備する)。

## (7) 顧客の意識向上・支払促進キャンペーンの実施

どの DisCo も、顧客コミュニティとの対話は重視し、給電時間の少なさ・不規則さ、過剰請求、料金徴収の問題、メータ設置・交換の要望などの苦情・要望を受け、盗電防止への協力依頼を行っている。また、多くの DisCo が新聞・ラジオ・テレビなどのマスメディアやソーシャルメディアを使ったキャンペーンを行っている。なお、NERC はさまざまな規制・指令などの案を検討する際に DisCo と顧客の対話を促進し、顧客の意識向上にも寄与しているように見受けられる。

## (8) 顧客対応の改善

顧客対応 (Customer Care, Customer Services, Customer Relations) についてはどの DisCo も最重要の経営課題の 1 つと位置づけており、可能な限りの人材などの資源を投入している。AEDC では、①顧客対応についての政策・標準・憲章・マニュアルなどの整備、②職員、特に担当部署の職員の技能向上、行動・態度の変容の促進 (研修・ワークショップの開催)、③顧客からの苦情対応の改善 (InCMS での苦情記録の整備など)、④顧客対応組織・環境の改善 (顧客対応組織の強化。地域事務所の増加) などの総合的な顧客対応改善策が実施されている。近年、顧客の苦情の未解決率が低下しつつあるところから、こうした施策実施の効果が現れている証左とも見受けられる。しかしながら、一方で顧客当たりの苦情数が増えていることを考えると、顧客の苦情の原因となる問題の解消と顧客対応改善のさらなる改善が求められているといえる。

## 5-10 料金徴収率向上・顧客対応改善に向けた研修の実施状況 (DisCo, NAPTIN)

### (1) AEDC の料金徴収率向上・顧客対応改善に向けた研修の問題点

今回の現地調査結果から、AEDC の料金徴収率向上・顧客対応改善に向けた研修の問題点として以下が指摘できる。

- \* 料金徴収に関しては特別な Off-JT を行っておらず、Knowledge Transfer と呼ばれる OJT (訓話・注意のようなものと推測される) のみ行っている。
- \* 人材開発の予算は年間 2 億ナイラ (4 千万円) に過ぎず、系統だった本格的な能力開発ができない。
- \* 料金徴収率向上・顧客対応改善のための研修の実施能力は低いように見受けられる。
- \* 顧客対応に関して、以下のモジュールからなる研修計画がある。
  - モジュール 1：顧客対応に求められる態度
  - モジュール 2：顧客の期待
  - モジュール 3：効果的なコミュニケーション
  - モジュール 4：感情に関する知識、顧客対応方法の基礎
  - モジュール 5：苛立った顧客に対する対応
  - モジュール 6：対話・電話対応でのエチケット

### (2) NAPTIN の料金徴収率向上・顧客対応改善のための研修コースの研修実施能力と問題点

NAPTIN の料金徴収率向上・顧客対応改善のための研修コースの実施状況は、第 4 章 4-3-4 節に示されるとおり。また、今回の現地調査で表 5-10.1 に示す研修コースもあることが分かった。これまでの研修コースに比べて、ケーススタディーや現場視察が取り入れられているなど、かなり実践的になっているようにも見受けられるが、2 週間現場を離れられるマネージャーがいるという点に疑問が残る。

AEDC の人材開発・研修担当者との面談で、NAPTIN の研修に対しては以下の指摘があった。

- \* 原則論が語られ、料金徴収率向上に繋がる実利制に乏しい。
- \* NAPTIN を通さず、直接支援をした方がより効果的と考える。
- \* 正当性を主張し、配電会社、受講生の声を聞こうという姿勢に乏しい。
- \* NAPTIN 研修の受講料を支払いたくない (研修の質の問題もあるが予算が不足しているため支払いたくないという意見であった)。

調査団から見ると、技術面に比べると経営改善面での研修開発・実施能力が低いように見受けられるため、外部人材を積極的に活用することを提案したところ、既に Adjunct Faculty と呼ばれる外部人材の活用を検討しているとのことであった。

表 5-10.1 NAPTIN の Metering and Revenue Protection Course の概要

|                            |  |
|----------------------------|--|
| <b>COURSE DURATION</b>     | 2 Weeks (10 Days)  |
| <b>COURSE PARTICIPANTS</b> | Customer Service Managers, Sales Supervisors & Representatives,<br>Linemen Electricians, Meter Fitters & Readers   |
| <b>COURSE OBJECTIVES</b>   | Identify the types of energy meters for domestic and commercial premises<br>Install single phase and three phase energy meter in domestic and commercial premises<br>Access customers load requirement<br>Prepare customers records<br>Communicate efficiently with clients in appropriate manner<br>Negotiate efficiently with the clients without affecting their sensibility<br>Exert self-control in dispute situations with customers<br>Build team spirit<br>Interpret corporate policies and values in a convincing manner to clients   |
| <b>COURSE CONTENTS</b>     | <p style="text-align: center;"><b>METERING, AND BILLING OF DISTRIBUTION SYSTEMS</b></p> <p>i. Sale Techniques and Management of Electricity,<br/>ii. Metering and Billing,<br/>iii. Accounting,<br/>iv. Credit Control</p> <p style="text-align: center;"><b>CUSTOMER RELATIONS OF DISTRIBUTION SYSTEMS</b></p> <p>I Security, Health, Environment Issues of Distribution Systems<br/>ii. Effective Communication and Listening Skills<br/>iii. Quality Service<br/>iv. Customer Needs and Wants<br/>v. Team Work and Productivity<br/>vi. Attitudinal Change and Productivity<br/>vii. Customer Complaints<br/>viii. Visit to a Call Centre (attachment).</p> |
| <b>COURSE METHODOLOGY</b>  | <p style="text-align: center;"><b>COURSE DELIVERY SHALL INCLUDE:</b></p> <p>Class Room Instruction<br/>Case Study<br/>Field Visitation<br/>Practical Demonstration at Meter Test Station<br/>Assignment/ Group Work</p>  |
| <b>CONTACT DETAIL</b>      | <p style="text-align: center;"><b>FOR FURTHER ENQUIRIES</b></p> <p>E-mail: support@naptinportal.com<br/>Telephone: +2348060844971 or +2348033543304 or +2347067777559</p>  |

Annex 1 – AEDC の独自研修実施例（技術部門）

| No. | Region          | Function           | Type of Facilitation         | Training course title  | Number of trainees |
|-----|-----------------|--------------------|------------------------------|--|--------------------|
| 1   | Cross Region    | Technical Services | External Resource            | Training on AMI acquisition of Mojec Energy meters                   | 30                 |
| 2   | FCT Central     | Technical Function | External Resource            | Linesmen training  | 45                 |
| 3   | Cross Region    | Technical Function | External Resource            | Network Complaints Order Training                                    | 13                 |
| 4   | Head office     | Cross Function     | External Resource            | Project Management Training(Basic)                                   | 30                 |
| 5   | Cross Region    | Technical Function | Internal Resource            | Network Complaints Order Training                                    | 40                 |
| 6   | Cross Region    | Technical Function | Internal Resource            | Network Complaints Order Training                                    | 40                 |
| 7   | Cross Region    | Technical Function | Internal Resource            | Electrical Safety Sensitization for TS                               | 50                 |
| 8   | FCT South       | Technical Function | Internal Resource            | Electrical Safety Sensitization for TS                               | 175                |
| 9   | FCT Central     | Technical Function | Internal Resource            | Electrical Safety Sensitization for TS                               | 64                 |
| 10  | Head office     | Technical Function | Internal Resource            | Electrical Safety Sensitization for TS                               | 59                 |
| 11  | Cross Region    | Technical Function | Internal Resource            | Training on visibility access on PENTHAHO                            | 38                 |
| 12  | FCT Central     | Technical Function | External Resource            | Linesmen Safety training   | 60                 |
| 13  | Niger Region    | Technical Function | Internal Resource            | Electrical Safety Sensitization for TS                               | 104                |
| 14  | Nasarawa Region | Technical Function | Internal Resource            | Electrical Safety Sensitization for TS                               | 95                 |
| 15  | Niger Region    | Technical Function | External Resource            | Linesmen Safety training - Bida Area Office                          | 84                 |
| 16  | Kogi Region     | Technical Function | Internal Resource            | Electrical Safety Sensitization for TS                               | 109                |
| 17  | Cross Region    | Technical Function | Internal Resource            | Training on Calculation of Technical Loss                            | 16                 |
| 18  | Cross Region    | Technical Services | Internal Resource            | Accident Curbing Sensitization                                       | 121                |
| 19  | Cross Region    | Technical Services | External & Internal Resource | Refresher training on AMI acquisition of DT Energy meters            | 64                 |
| 20  | Cross Region    | Technical Services | Internal Resource            | Metering Engineers in the Outsourced cluster                         | 26                 |
| 21  | Cross Region    | Technical Service  | Internal Resource            | Outstanding DSOA training  | 39                 |
| 22  | Cross Region    | Technical Service  | Internal Resource            | AMI Software training for Metering Engineers & Executive Interaction | 44                 |
| 23  | Cross Region    | Technical Service  | Internal Resource            | Safety Workshop for Supervisors                                      | 62                 |
| 24  | Cross Region    | Technical Service  | Internal Resource            | Safety Workshop for Supervisors                                      | 55                 |
| 25  | Cross Region    | Technical Service  | Internal Resource            | Safety Workshop for Supervisors                                      | 59                 |

出典：AEDC 資料から調査団作成

## Annex 2 - ANED 認定の研修コースのカリキュラム

| Course Title: ELECTRICAL FITTER TRAINING D2   |  |                              |                        |
|---|--|------------------------------|------------------------|
| Course is Designed for Electrical Fitters   |  |                              |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)   |  |                              |                        |
| Course Objectives   | Course Contents  | Methodology                  | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to;   |  |                              |                        |
| Correctly use and maintain the tools of the trade including power tools, test equipment and measuring instruments                               | <b>INTRODUCTION</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Basic Electrical and Mechanical tools</li> <li>• Identification of power Tools and Usage</li> <li>• Care and house-keeping of tools and instruments</li> <li>• Measuring tools</li> </ul>         | Class room presentations     | Projector              |
| Install all types of commonly used wiring and wiring accessories  | <b>SIMPLE ELECTRICAL SYMBOL &amp; UNIT</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrical Current</li> <li>• Voltage (emf &amp; p.d)</li> <li>• Resistance</li> <li>• Ohm's law</li> <li>• Capacitance</li> <li>• Conductors and Insulators</li> </ul>    | Case studies                 | Power System Simulator |
| Install electrical equipment such as motor starters, controllers, switchgears, switchboards, busbars, transformers and control panels           | <b>TRANSFORMER</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Working principles of a transformer</li> <li>• Introduction to switchgears</li> </ul>  | Site visitations             | Engineering Laboratory |
| Locate and repair faults in electrical installations and equipment  | <b>DIELECTRIC MEDIA</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Function and properties of dielectric media</li> <li>• Transformer oil</li> </ul>   | Exercises/Hands-on practical |                        |
| Carry out mechanical fitting and assembling works relevant to heavy current equipment, and machine or fabricate parts for such equipment.       | <b>SAFETY RULES 100</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Employees Knowledge of Rules</li> <li>• General Duties of all Employees</li> <li>• Radio Communications</li> <li>• Safe working method</li> <li>• Improve Safety of the Work Place</li> </ul> |                              |                        |
| Inspect, test, commission and maintain electrical installation and equipment  |  |                              |                        |
| Use safety equipment, and protective devices and equipment  |  |                              |                        |
| Correctly instruct, supervise and transfer skill to any apprentice and semi-skilled worker assigned to him to ensure safety and quality of work |  |                              |                        |

| Course Title: SAFETY TRAINING A3  |   |                               |                        |
|---|---|-------------------------------|------------------------|
| Course is Designed for Electrical Fitters Officers  |   |                               |                        |
| Duration : Two weeks (10 days)  |   |                               |                        |
| Course Objectives   | Course Contents   | Methodology                   | Instructional Tools    |
| At the end of the training, participants should be able :   |   |                               |                        |
| To explain some terms in connection with safety and work place practice such as: First aid/box contents, Artificial Resuscitation/CPR, bleeding, fractures etc. | <b>JOB SAFETY REQUIREMENTS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Handling of tools and materials at site</li> <li>• Handling of testing equipment at site</li> <li>• Temporary grounding practice</li> <li>• Underground and man-hole hazards</li> <li>• Hazards due to chemicals, acids, glass fib</li> <li>• res etc</li> <li>• Safe working methods</li> <li>• Rules and approved procedures</li> <li>• Use of barriers in work areas</li> <li>• Housekeeping and care of tools</li> </ul>          | Class room presentations      | Projector              |
| To identify different forms of protection which may be provided.  |   | Case studies                  | Power System Simulator |
| To identify various Occupational Health and safety rules in use in work place   |   | Site visitations              | Engineering Laboratory |
| To identify hazard associated to work place   |   | Exercises/Hands-on Praactical |                        |
| <b>STANDARD PROTECTION CODE</b>   |   |                               |                        |
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definitions</li> <li>• Protection guarantees</li> <li>• Work and test permits</li> <li>• Station guarantees</li> <li>• Application procedures</li> <li>• Implementation procedures</li> </ul>  |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
| <b>INDUSTRIAL FIRST AID</b>   |   |                               |                        |
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definitions of basic terms</li> <li>• Aims and objectives of first aid</li> <li>• Golden rule of first aid</li> <li>• Structure and functions of the body</li> <li>• Scope of first aid</li> <li>• Qualities of a good first aider</li> <li>• Triangular bandage: Usage</li> <li>• Types of injuries at site/office/home</li> <li>• Artificial respiration</li> <li>• The Schafer method</li> <li>• Holger – Nielson method</li> <li>• Oral resuscitation</li> </ul> |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
| <b>ELECTRICAL SAFETY AWARENESS</b>  |   |                               |                        |
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nature of Electricity</li> <li>• Stop and Touch Potentials</li> <li>• Role of resistance in the source-body-ground circuit</li> <li>• Classification of Limits of approach</li> </ul>  |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
| <b>HAZARDS OF ELECTRIC SHOCK</b>  |   |                               |                        |
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrical Shock Conditions</li> <li>• Basic Hazards to the human body</li> <li>• The mechanism of Electric shock</li> <li>• Physiological effects of electric shock</li> <li>• Hazards due to flash over</li> </ul>   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
| <b>HAZARD PREVENTION</b>  |   |                               |                        |
|   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Safe working environment</li> <li>• Periodic inspection and tests</li> <li>• Preventive maintenance</li> <li>• Use of correct tools</li> <li>• Use of permit and tags</li> </ul>   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |
|   |   |                               |                        |

| Course Title: POWER TOOLS AND TEST EQUIPMENT TRAINING A2  |  |                              |                        |
|---|--|------------------------------|------------------------|
| Course is Designed for Electrical Fitters   |  |                              |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)   |  |                              |                        |
| Course Objectives   | Course Contents  | Methodology                  | Instructional Tools    |
| At the end of the training, participants should be able to:   |  |                              |                        |
| Correctly use and maintain the tools of the trade including power tools, test equipment and measuring instruments | <b>INTRODUCTION TO ELECTRICAL INSTRUMENTS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Experimental Data and Errors</li> <li>• Measurement recording and reporting</li> <li>• Precision and accuracy</li> <li>• Resolution and sensitivity</li> <li>• Errors in measurement</li> <li>• Statistical evaluation of measurement data and errors</li> </ul>  | Class room presentations     | Projector              |
| Installs, tests, maintains and operate electrical installations in accordance with regulations and specifications | <b>ELECTROMECHANICAL INDICATING INSTRUMENTS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Suspension Galvanometer</li> <li>• Torque and deflection of the Galvanometer</li> <li>• Damping mechanisms</li> <li>• Permanent magnet moving coil mechanism (PMMC)</li> <li>• Temperature compensation</li> <li>• DC Ammeters (Shunt Resistor)</li> <li>• DC Voltmeters (multiplier resistor)</li> <li>• Multi-range voltmeter</li> <li>• Voltmeter sensitivity</li> <li>• Series type ohmmeter</li> </ul> | Case studies                 | Power System Simulator |
|   | <b>ELECTRODYNAMOMETER INSTRUMENTS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction: Construction and principles of operation</li> <li>• Rectifier type instrument</li> <li>• Multimeter circuits</li> <li>• Watthour meter</li> </ul>   | Site visitations             | Engineering Laboratory |
|   | <b>BRIDGES AND THEIR APPLICATION</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction: Wheat stone bridge</li> <li>• Basic operation</li> <li>• Measurement errors</li> <li>• Thevenin equivalent circuit</li> </ul>  | Exercises/Hands-on Practical |                        |

| Course Title: BASIC POWER SYSTEM PROTECTION TRAINING B1  |   |                              |                        |
|--|---|------------------------------|------------------------|
| Course is Designed for PC&M Engineers  |   |                              |                        |
| Duration : Three weeks (15 days)   |   |                              |                        |
| Course Objectives  | Course Contents                                     | Methodology                  | Instructional Tools    |
| At the end of the training, participants should be able to:                                    |   |                              |                        |
| Design Protection Schemes for Power Transformer  | General Introduction to protection                  | Class room Presentations     | Projector              |
| Solve any problem relating to Protection of Power Transformer                                  | Instrument Connection and uses                      | Case studies                 | Power System Simulator |
| Effectively carry out fault study analysis and calculate short circuit currents in the system. | Control Circuit                                     | Site visitations             | Engineering Laboratory |
| Correctly select appropriate circuit breakers for particular location.                         | Instrument Transformers                             | Exercises/Hands-on Practical |                        |
| Effectively set and coordinate relays.   | Introduction to Protective Relays                   |                              |                        |
| Read control circuits and use it to solve problems.  | Relay Settings                                      |                              |                        |
| Provide protection for Lines.  | Differential Protective Relays                      |                              |                        |
| Co-ordinate fuse effectively.  | Protection of Transformers                          |                              |                        |
| Tests and calibrate relays.  | Equipment Grounding                                 |                              |                        |
| Correctly Set Relays   | Testing and Maintenance of Relays                   |                              |                        |
|  | Fuse and Fuse Co-ordination                         |                              |                        |
|  | Basic Line Protection                               |                              |                        |
|  | Fault Study, Analysis and Short Circuit Calculation |                              |                        |
|  | Auto-re closing Schemes                             |                              |                        |
|  | System Stability                                    |                              |                        |
|  | Over Voltage and Surge Protection                   |                              |                        |

| Course Title: TRANSFORMER AND SWITCHGEAR MAINTENANCE B1                              |   |                              |                        |
|--|---|------------------------------|------------------------|
| Course is Designed for Transformer, Switchgear Maintenance Engineers                 |   |                              |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)  |   |                              |                        |
| Course Objectives  | Course Contents   | Methodology                  | Instructional Tools    |
| At the end of course, the trainees shall be able to Identify Power system components |   |                              |                        |
| Explain, operate and maintain power/Distribution transformer                         | <b>TRANSFORMER</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition, Types, Applications and Principles of Operation and Construction</li> <li>• Tap-Changer</li> <li>• Paralleling of Transformers</li> <li>• Instrument Transformers</li> <li>• Protective Switchgears 1 (over-voltage)</li> <li>• Grounding and Grounding Transformers</li> <li>• Protection Scheme 2 (over-current and earth fault)</li> <li>• Commissioning Testing procedures</li> <li>• Maintenance Checklist</li> </ul>  | Class room Presentations     | Projector              |
|  |   | Case studies                 | Power System Simulator |
|  |   | Site visitations             | Engineering Laboratory |
|  |   | Exercises/Hands-on Practical |                        |
| Explain, operate and maintain different types of switchgears in the power system     | <b>SWITCHGEARS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition, Necessity and Examples</li> <li>• Circuit Breakers: Definition, functions, classification</li> <li>• CBs : Arc-extinction media, current interruption modes, fault clearing process</li> <li>• CBs: Materials used in construction of circuit breakers</li> <li>• CBs: Rated characteristics of circuit breakers</li> <li>• CBs: Constructional features: interrupter units</li> <li>• CBs: Constructional Features: operating Mechanisms</li> <li>• Dielectric oil: properties, functions, sampling, testing, treatment procedures, purification plant operations</li> <li>• SF6 gas: properties, leakages and filling-in methods</li> <li>• Isolators: Definition, functions and types</li> <li>• Earthing switches: Definitions, functions, sequence of operation</li> <li>• Lighting arresters; Definitions, types and operation</li> <li>• Neutral grounding, station grounding and general earthing methods, practices and advantages</li> <li>• System over-voltage; causes and control method</li> <li>• Reactor: type, application and advantages</li> <li>• High voltage bushings</li> <li>• Ring Main Units (RMUs): types, functions, advantages and maintenance procedures</li> <li>• Feeder pillars: types, functions, advantages and maintenance</li> <li>• Fuses: types, operation, HRC-fuses: operations, advantages and applications</li> <li>• Control panels and boards: types, functions and</li> </ul> |                              |                        |
|  |   |                              |                        |
|  |   |                              |                        |
|  |   |                              |                        |
|  | <b>FAULT INVESTIGATION</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Test &amp; measurement instruments</li> <li>• Routine and preventive maintenance</li> <li>• Maintenance checklist</li> <li>• Tests and measurements</li> </ul>  |                              |                        |
|  |   |                              |                        |
|  |   |                              |                        |
|  |   |                              |                        |
| Manage power system equipment at a minimal cost                                      | <b>HEALTH, SAFETY, AND ENVIRONMENT/ STANDARDS PROTECTION CODE</b>   |                              |                        |
|  |   |                              |                        |
|  |   |                              |                        |
|  |   |                              |                        |

| Course Title: SAFETY AND WORK PRACTICE B1   |   |                              |                        |
|---|---|------------------------------|------------------------|
| Course is Designed for PC&M/Distribution Safety Officers  |   |                              |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)   |   |                              |                        |
| Course Objectives   | Course Contents   | Methodology                  | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to  |   |                              |                        |
| To explain some terms in connection with safety and work place practice such as: First aid/box contents, Artificial Resuscitation/CPR, bleeding, fractures etc. | <b>JOB SAFETY REQUIREMENTS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Handling of tools and materials at site</li> <li>• Handling of testing equipment at site</li> <li>• Temporary grounding practice</li> <li>• Underground and man-hole hazards</li> <li>• Hazards due to chemicals, acids, glass fibres etc</li> <li>• Safe working methods</li> <li>• Rules and approved procedures</li> <li>• Use of barriers in work areas</li> <li>• Housekeeping and care of tools</li> </ul>  | Class room Presentations     | Projector              |
| To identify different forms of protection which may be provided.  | <b>STANDARD PROTECTION CODE</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definitions</li> <li>• Protection guarantees</li> <li>• Work and test permits</li> <li>• Station guarantees</li> <li>• Application procedures</li> <li>• Implementation procedures</li> </ul>  | Case studies                 | Power System Simulator |
| To identify various Occupational Health and safety rules in use in work place]  | <b>INDUSTRIAL FIRST AID</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definitions of basic terms</li> <li>• Aims and objectives of first aid</li> <li>• Golden rule of first aid</li> <li>• Structure and functions of the body</li> <li>• Scope of first aid</li> <li>• Qualities of a good first aider</li> <li>• Triangular bandage: Usage</li> <li>• Types of injuries at site/office/home</li> <li>• Artificial respiration</li> <li>• The Schafer method</li> <li>• Holger – Nielson method</li> <li>• Oral resuscitation</li> </ul> | Site visitations             | Engineering Laboratory |
| Hazard associated to work place.  | <b>ELECTRICAL SAFETY AWARENESS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nature of Electricity</li> <li>• Stop and Touch Potentials</li> <li>• Role of resistance in the source-body-ground circuit</li> <li>• Classification of Limits of approach</li> </ul>   | Exercises/Hands-on Practical |                        |
|   | <b>HAZARDS OF ELECTRIC SHOCK</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrical Shock Conditions</li> <li>• Basic Hazards to the human body</li> <li>• The mechanism of Electric shock</li> <li>• Physiological effects of electric shock</li> <li>• Hazards due to flash over</li> </ul>  |                              |                        |
|   | <b>HAZARD PREVENTION</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Safe working environment</li> <li>• Periodic inspection and tests</li> <li>• Preventive maintenance</li> <li>• Use of correct tools</li> <li>• Use of permit and tags</li> </ul>  |                              |                        |

| Course Title: MAINTENANCE AND REPAIR OF OVERHEAD LINE C1   |  |                             |                        |
|--|--|-----------------------------|------------------------|
| Course is Designed for Line Workers  |  |                             |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)  |  |                             |                        |
| Course Objectives  | Course Contents  | Methodology                 | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to   |  |                             |                        |
| Explain Distribution network of the Power system value chain   | <b>OVERVIEW OF MAINTENANCE STRATEGIES</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction</li> <li>• Breakdown maintenance</li> <li>• Time base maintenance</li> <li>• Condition based maintenance</li> <li>• Reliability centred maintenance</li> <li>• Comparative advantages and disadvantages</li> <li>• Case studies on optimal maintenance strategy for a given distribution network</li> </ul>  | Class room Presentation     | Projector              |
| Exert knowledge and skills required to resolve maintenance issues relating to power distribution lines |  | Case studies                | Power System Simulator |
| Schedule power outages and maintenance plan of Distribution overhead lines                             |  | Site Visitations            | Engineering Laboratory |
| Organize and ensure the routine maintenance of the network   | <b>TRANSMISSION LINE CONSTRUCTION AND REPAIR</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Types of towers and functions</li> <li>• Line structures and tower foundations</li> <li>• Transmission lines conductors and current carrying capacity of conductors</li> <li>• Transmission lines operation</li> <li>• Failure modes of transmission lines</li> <li>• Repair and maintenance of transmission lines</li> <li>• Safe working procedures</li> </ul>   | Exercises/Hands-on Pratical | Engineering Laboratory |
|  | <b>INSULATORS FOR OVERHEAD LINES</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Material and types</li> <li>• Testing of insulators</li> <li>• Insulators pollution level</li> <li>• Remedial measure to overcome problem due to pollution</li> <li>• Live Line Maintenance</li> </ul>   |                             | Engineering Laboratory |
|  | <b>PROTECTION FEATURES OF TRANSMISSION LINE</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Protection against lightning</li> <li>• Protection against overcurrent</li> <li>• Earth fault</li> <li>• Distance protection</li> <li>• Overhead line</li> </ul>  |                             | Engineering Laboratory |
|  | <b>DISTRIBUTION LINE MAINTENANCE</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Components of distribution power line</li> <li>• Overhead distribution system medium and low voltages</li> <li>• Identification, care and use of linesman hand tools</li> <li>• Fault tracing/ location in 11kv and 33kv network</li> <li>• Feeder pillars: types, function, maintenance</li> <li>• Fuses: types, function, operations and coordination</li> <li>• Ring Main Unit (RMUs): function, advantage, maintenance procedure</li> <li>• Insulators; definition, functions and types</li> <li>• Management and utilization of maintenance data</li> <li>• Practical sessions</li> </ul> |                             | Engineering Laboratory |
|  | <b>SAFETY/SITE SKILLS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Standard protection code</li> <li>• Safety rules 100 series</li> <li>• Safety rules 200 series</li> <li>• First Aid</li> </ul>  |                             |                        |

| Course Title: TRANSFORMER AND SWITCHGEAR MAINTENANCE C1                          |   |                              |                        |
|--|---|------------------------------|------------------------|
| Course is Designed for Line Workers  |   |                              |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)  |   |                              |                        |
| Course Objectives  | Course Contents   | Methodology                  | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to                         |   |                              |                        |
| Identify Power system components   | <b>INTRODUCTION</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition and basic concepts of power system</li> </ul>   | Classroom Presentations      | Projector              |
| Explain, operate and maintain power/Distribution transformer                     | <b>TRANSFORMER</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition, Types, Applications and Principles of Operation and Construction</li> <li>• Tap-Changer</li> <li>• Paralleling of Transformers</li> <li>• Instrument Transformers</li> <li>• Protective Switchgears 1 (over-voltage)</li> <li>• Grounding and Grounding Transformers</li> <li>• Protection Scheme 2 (over-current and earth fault)</li> <li>• Commissioning Testing procedures</li> <li>• Maintenance Checklist</li> </ul>  | Case Studies                 | Power System Simulator |
| Explain, operate and maintain different types of switchgears in the power system | <b>SWITCHGEARS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition, Necessity and Examples</li> <li>• Circuit Breakers: Definition, functions, classification</li> <li>• CBs : Arc-extinction media, current interruption modes, fault clearing process</li> <li>• CBs: Materials used in construction of circuit breakers</li> <li>• CBs: Rated characteristics of circuit breakers</li> <li>• CBs: Constructional features: interrupter units</li> <li>• CBs: Constructional Features: operating Mechanisms</li> <li>• Dielectric oil: properties, functions, sampling, testing, treatment procedures, purification plant operations</li> <li>• SF6 gas: properties, leakages and filling-in methods</li> <li>• Isolators: Definition, functions and types</li> <li>• Earthing switches: Definitions, functions, sequence of operation</li> <li>• Lighting arresters; Definitions, types and operation</li> <li>• Neutral grounding, station grounding and general earthing methods, practices and advantages</li> <li>• System over-voltage; causes and control method</li> <li>• Reactor: type, application and advantages</li> <li>• High voltage bushings</li> <li>• Ring Main Units (RMUs): types, functions, advantages and maintenance procedures</li> <li>• Feeder pillars: types, functions, advantages and</li> </ul> | Site Visitations             | Engineering Laboratory |
| Manage power system equipment at a minimal cost                                  | <b>FAULT INVESTIGATION</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Test &amp; measurement instruments</li> <li>• Routine and preventive maintenance</li> <li>• Maintenance checklist</li> <li>• Tests and measurements</li> </ul>  | Exercises/Hands-on Practical |                        |
|  | <b>HEALTH, SAFETY, AND ENVIRONMENT/ STANDARDS PROTECTION CODE</b>   |                              |                        |

| Course Title: POWER SYSTEM NETWORK LOSS MANAGEMENT (ATC&C LOSSES) C1  |  |   |                        |
|---|--|---|------------------------|
| Course is Designed for Distributinin Service Officer  |  |   |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)   |  |   |                        |
| Course Objectives   | Course Contents  | Methodology   | Instructional Tools    |
| <b>At the end of the course, participants should be able to</b>   | <b>Topics to be treated, but not limited to:</b>   |   |                        |
| Explain the concept of power loss and its effect as it relates to power system                              | Introduction; Power system fundamentals – Generation, Transmission, Distribution and Consumption     | Classroom Presentations                                 | Projector              |
| Classify power losses and identify the causes and effects of each class                                     | Losses in Electricity Industry – Technical and Non-technical   | Case Studies  | Power System Simulator |
| Evaluate and estimate technical and technical losses  | Power Losses in Developing countries – Case studies;   | Site/Field Visitations                                  | Engineering Laboratory |
| Undertake Distribute network maintenance, re-configuration and re-enforcement to reduce losses              | Power Loss estimation and evaluation – Technical loss, Non-technical loss, Causes of Losses          | Discussion of Result of Research work & Practical/Field | Live Equipment         |
| Explain and execute power loss reduction techniques, as well as design action plan for power loss reduction | Power Loss Reduction Techniques – How to reduce technical losses, How to reduce Non-technical losses |   |                        |
| Explain and appreciate Power loss reduction technologies and Distribution automation                        | Power Loss Reduction Technologies – AMR/AMI, CIS/CRM, GIS, PSAT, DMS/OMS/SCADA.                      |   |                        |
|   | Strategies for management plan on Power loss reduction   |   |                        |
|   | Power system Reliability – SAIDI, SAIFI, MAIFI, CAIDI, KPIs  |   |                        |
|   | Power system Automation and Smart Grid   |   |                        |

| Course Title: ENERGY AUDITING & LOAD MANAGEMENT C1   |  |  |                        |
|--|--|--|------------------------|
| Course is Designed for Energy Auditors, Managers   |  |  |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)  |  |  |                        |
| Course Objectives  | Course Contents  | Methodology  | Instructional Tools    |
| <b>At the end of the course, participants should be able to</b>                                      |  |  |                        |
| Understand the Electricity value chain with focus on types & nature of losses across the value chain | Fundamentals of Energy in relations to the Power Sector                          | Classroom Instruction  | Multimedia Projector   |
| Define the information obtained by performing an Energy Audit  | Overview of Losses in the Power Sector   | Case Studies   | Power System Simulator |
| Characterize the different types of Audit  | Types of Losses  | Site/Field Visitations   | Engineering Laboratory |
| Prepare data for an Audit  | Nature of losses   | Discussion of Results of Research work & Practical/Field Session | Life Equipment         |
| List the activities and steps in an Energy Audit   | Identification & Evaluation of Losses  |  |                        |
| Carryout a simple Energy Audit   | Energy Audit   |  |                        |
| Identify measures in addressing the losses, and  | Typical Illustrations of Potentials of Energy savings/Loss reductions            |  |                        |
| Assess the financial viability of the different measures of addressing the energy losses             | Loss mitigation Strategies   |  |                        |
|  | Specific Power loss reduction Techniques & Technologies                          |  |                        |
|  | Introduction of Adaptation of ISO 50001 Standards to Transmission & Distribution |  |                        |

| Course Title: DISTRIBUTION NETWORK PROTECTION D1                 |   |                               |                        |
|--|---|-------------------------------|------------------------|
| Course is Designed for Distribution Service Officers             |   |                               |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)                                    |   |                               |                        |
| Course Objectives  | Course Contents                             | Methodology                   | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to         |   |                               |                        |
| Understand why protection is needed                              | Introduction to Protection                  | Classroom Presentations       | Projector              |
| Recognize and principles and elements of the protection system   | Fault Calculation                           | Case Studies                  | Power System Simulator |
| Know basic protection schemes applicable to distribution network | Relaying Coordination                       | Site Visitations              | Engineering Laboratory |
| Digital relay advantages and enhancements                        | Device Number and Control Circuits          | Exercises/Hands-on Practicals |                        |
|  | Transformer Protection                      |                               |                        |
|  | Basic Line Protection                       |                               |                        |
|  | Earthing and Equipotential Bonding          |                               |                        |
|  | Grounding of Electrical Equipment           |                               |                        |
|  | Transformer Tests and Inspection for Faults |                               |                        |

| Course Title: POWER INFRASTRUCTURE PROJECT MANAGEMENT D2   |   |                               |                        |
|--|---|-------------------------------|------------------------|
| Course is Designed for Distribution Service Officers   |   |                               |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)  |   |                               |                        |
| Course Objectives  | Course Contents                                     | Methodology                   | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to   |   |                               |                        |
| Conceptualize, design and plan power projects  | Soil Investigation                                  | Classroom Instruction         | Projector              |
| Execute power projects in line with the plan, exerting all required skills in project management | Laboratory Testing                                  | Case Studies                  | Power System Simulator |
| Identify loop holes in project execution and correct them effectively                            | Design Of Tower And Substation Equipment Foundation | Site Visitations              | Engineering Laboratory |
| Manage, supervise and control projects effectively   | Surveying   | Exercises/Hands-on Practicals |                        |
|  | Introduction To Global Positioning System (GPS)     |                               |                        |
|  | Setting Out Operations                              |                               |                        |
|  | Portable Water Supply In Substations                |                               |                        |
|  | Design For HV Towers And Transmission Lines         |                               |                        |
|  | Construction Of Transmission Line                   |                               |                        |
|  | High Voltage Power Substation                       |                               |                        |
|  | Site Inspection And Quality Control                 |                               |                        |
|  | Concrete Technology                                 |                               |                        |
|  | Project Resource Quantities Estimates               |                               |                        |
|  | Project Management cycles and skills                |                               |                        |
|  | Safety and occupational health                      |                               |                        |

| Course Title: INTRODUCTION TO SCADA & SMART GRID SYSTEM D3             |   |  |                        |
|--|---|--|------------------------|
| Course is Designed for Distribution Service Officers                   |   |  |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)  |   |  |                        |
| Course Objectives  | Course Contents                                     | Methodology  | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to               | Topics to be treated include, but not limited to;   |  |                        |
| Understand SCADA and Smart Grid System                                 | Definition of SCADA                                 | Classroom Presentations                                  | Projector              |
| Understand type of SCADA and Smart Grid technologies                   | SCADA Network                                       | Case Studies   | Power System Simulator |
| Know the benefits of SCADA, Smart Grid and AMI on Distribution network | SCADA Applications in Distribution Network system   | Site/Field Visitations                                   | Engineering Laboratory |
|  | Uses of SCADA in Power system                       | Discussion of Results of Research work & Practical/Field | Live Equipment         |
|  | Functional Units of SCADA                           |  |                        |
|  | Components of SCADA System                          |  |                        |
|  | SCADA Network communication configuration           |  |                        |
|  | Automation of Distribution Network System           |  |                        |
|  | Substation Control Using SCADA                      |  |                        |
|  | Feeders Control Using SCADA                         |  |                        |
|  | Smart Grid  |  |                        |
|  | Characteristics of smart                            |  |                        |
|  | Components of smart grid                            |  |                        |
|  | Smart Grid stakeholders                             |  |                        |
|  | Communication Infrastructure deployed in Smart Grid |  |                        |
|  | Smart Grid Communication Standards                  |  |                        |
|  | Advanced Metering Infrastructure (AMI)              |  |                        |

| Course Title: SAFETY RULES AND REGULATION/STANDARD SAFETY CODES D1  |   |  |                        |
|---|---|--|------------------------|
| Course is Designed for Distribution Service Officers                |   |  |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)                                       |   |  |                        |
| Course Objectives   | Course Contents   | Methodology  | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to            |   |  |                        |
| To explain some terms in connection with protection guarantee (PG). | <b>JOB SAFETY REQUIREMENTS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Handling of tools and materials at site</li> <li>• Handling of testing equipment at site</li> <li>• Temporary grounding practice</li> <li>• Underground and man-hole hazards</li> <li>• Hazards due to chemicals, acids, glass fibres etc</li> <li>• Safe working methods</li> <li>• Rules and approved procedures</li> <li>• Use of barriers in work areas</li> <li>• Housekeeping and care of tools</li> </ul>  | Classroom Presentation   | Projector              |
| To identify different forms of protection which may be provided.    | <b>STANDARD PROTECTION CODE</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definitions</li> <li>• Protection guarantees</li> <li>• Work and test permits</li> <li>• Station guarantees</li> <li>• Application procedures</li> <li>• Implementation procedures</li> </ul>  | Case Studies   | Power System Simulator |
| To identify various Occupational Health and safety rules in use     | <b>INDUSTRIAL FIRST AID</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definitions of basic terms</li> <li>• Aims and objectives of first aid</li> <li>• Golden rule of first aid</li> <li>• Structure and functions of the body</li> <li>• Scope of first aid</li> <li>• Qualities of a good first aider</li> <li>• Triangular bandage: Usage</li> <li>• Types of injuries at site/office/home</li> <li>• Artificial respiration</li> <li>• The Schafer method</li> <li>• Holger – Nielson method</li> <li>• Oral resuscitation</li> </ul> | Site/Field Visitations   | Engineering Laboratory |
|   |   | Discussion of Results of Research work & Practical/Field Session | Life Equipment         |

| Course Title: CABLE JOINTERS/FITTERS & INSTRUMENT MANAGEMENT E1              |   |  |                        |
|--|---|--|------------------------|
| Course is Designed for Cable Jointers  |   |  |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)  |   |  |                        |
| Course Objectives  | Course Contents   | Methodology  | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to                     |   |  |                        |
| Appreciate their roles as Cable Jointers                                     | <b>INTRODUCTION – CABLE JOINTING</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Care and uses of Cable Jointing tools</li> <li>• Instruction on caring for tools, Use of tools, Cleanliness, Orderliness</li> <li>• Jointing Metals and soldering materials Introduction: To solder a cable socket</li> <li>• Diagram, Inserting prepared cable into cable socket</li> <li>• Making up level of socket</li> <li>• Procedure</li> <li>• Technique of soldering Electrical component Tinning, Cable laying techniques</li> <li>• Basic safety rules and rules on underground cable</li> </ul> | Classroom Presentations  | Projector              |
| Apply and observe various safety measures                                    | <b>STANDARD PROTECTION CODE (SPC)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction</li> <li>• Agent, Alive, Approval, Apparatus, Authorized, Caution Tag, De-energize, District, Ground or Earth, Hold-off, isolated, lines,</li> <li>• Protection Guarantee, Station Guarantee, Work-permit, Work and Test permit</li> </ul>  | Case Studies   | Power System Simulator |
| Care and maintain tools used in jointing                                     |   | Site/Field Visitations   | Engineering Laboratory |
| Identify various Electrical Equipment's, parts of cables and their functions |   | Discussion of Results of Research work & Practical/Field Session | Life Equipment         |
| Carryout various low voltage termination and joints with minimal supervision |   | Assignment/Group work  |                        |
| Make use of jointing and soldering materials.                                |   |  |                        |

| Course Title: CABLE JOINTING REFRESHER COURSE E2         |  |  |                        |
|--|--|--|------------------------|
| Course is Designed for Cable Jointers                    |  |  |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)                            |  |  |                        |
| Course Objectives :                                      | Course Contents  | Methodology  | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to |  |  |                        |
| To replace faulted cables sections-maintenance.          | <b>FUNDAMENTAL OF CABLES AND APPLICATION</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction</li> <li>• Shapes of conductor</li> <li>• Concentric round</li> <li>• Compact concentric round</li> <li>• Annular concentric</li> <li>• Segmental</li> <li>• Sector conductor</li> <li>• Hollow core</li> <li>• Main requirements of a joint</li> <li>• Tools/materials required to prepare tee joint and Preparation</li> <li>• Jointing procedure</li> </ul>  | Classroom Presentations  | Projector              |
| Know how to professionally terminate cable               | <b>HIGH VOLTAGE CABLE TERMINATION</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction</li> <li>• Improving the Electrical characteristic</li> <li>• Raychem premolded/prestressed component and function</li> <li>• Parts of Elastimold and functions</li> <li>• Contents of 3m pole mounted termination and function</li> <li>• Test on Cable Jointing: Head Test, Moisture Test, Potential test, Insulation Resistance test, Capacitance test,</li> <li>• High potential test/acceptance test (Hipo 1) continuity test</li> </ul>  | Case Studies   | Power System Simulator |
| Know all termination types                               | <b>TECHNIQUES OF SOLDERING ELECTRICAL COMPONENT</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction: Tinning</li> <li>• Application of insulation materials</li> <li>• Heat shrinkable material</li> <li>• B.I.C.C Bundy</li> <li>• Elastimold and 3 M</li> </ul>  | Site/Field Visitations   | Engineering Laboratory |
| Comprehend all termination procedures                    | <b>ELASTIMOLD ELBOW TERMINATION</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction</li> <li>• Preparation</li> <li>• Installation of Adaptor</li> <li>• Installation of the Elbow on bushing</li> <li>• Content of the kits Elbow Housing</li> <li>• 3m pole mounting terminating: Introduction</li> <li>• Content of the kit</li> <li>• Preparation of the Cable</li> <li>• Application of Material</li> <li>• Raychem Indoor and Outdoor termination</li> <li>• General Instruction, Contents of the kit, Terminating Instruction, Application of Jointing Materials</li> </ul> | Discussion of Results of Research work & Practical/Field Session | Live Equipment         |
|  | <b>RAYCHEM STRAIGHT THROUGH JOINT FOR BELTED 3 – CORE MIND PAPER INSULATED CABLE 12KV.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• General Instruction</li> <li>• Cable Preparation</li> <li>• Size of conductor (mm<sup>2</sup> )</li> <li>• Location of part in crutch Area</li> <li>• Dimensions of connection Area, Dimension in (mm<sup>2</sup> )</li> <li>• Location of parts in complete joint</li> <li>• Completion of joint</li> </ul>   |  |                        |
|  | <b>FEEDER PILLAR</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition, Types of feeder pillar, Parts of Feeders, Description</li> <li>• Causes of faults on feeder pillar</li> </ul>  |  |                        |

|  |   |  |  |
|--|---|--|--|
|  | <p><b>EARTHING</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction; Reason for earthing</li> <li>• Earthing tool and material</li> <li>• Earth procedure</li> <li>• Earth terms</li> <li>• Limit of Approach</li> <li>• Introduction</li> <li>• Normal voltage range and distance</li> <li>• Absolute limit of approach</li> <li>• For qualified personnel</li> </ul> |  |  |
|  | <p><b>ELECTRIC CABLE CONDUCTOR</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction</li> <li>• Conductor, Stranding,</li> <li>• Grounding of Cables and sub-station equipment's</li> <li>• Tools and materials</li> <li>• Earthing of grounding</li> <li>• Electric device and equipment</li> </ul>  |  |  |
|  | <p><b>APPLICATION OF CONNECTOR</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Introduction</b></li> <li>• Types of connectors and sizes</li> <li>• Application</li> </ul>  |  |  |

| Course Title: HV SUBSTATION CABLE TERMINATION COURSE E1                         |   |  |                        |
|---|---|--|------------------------|
| Course is Designed for Cable Jointers   |   |  |                        |
| Duration: Two weeks (10 days)   |   |  |                        |
| Course Objectives   | Course Contents   | Methodology  | Instructional Tools    |
| At the end of the course, participants should be able to                        |   |  |                        |
| Carryout all high voltage joints and terminations without supervision           | <b>Electric Cable Conductor</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduction</li> <li>• Conductor</li> <li>• Stranding</li> <li>• Cross – sectional area</li> </ul>  | Classroom Presentations  | Projector              |
| Plan and construct an outdoor distribution sub-station                          | <b>Insulating materials for wire and cable</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Thermoplastic</li> <li>• Polyvinyl – Chloride</li> <li>• Polyethylene</li> <li>• Thermosetting</li> <li>• Natural rubber</li> <li>• Styrene – Butadiene Rubber</li> <li>• Isobutylene Isoprene Rubber</li> <li>• Chloroprene rubber</li> <li>• Silicon Rubber</li> </ul>  | Case Studies   | Power System Simulator |
| Carryout improvisation in Cable Jointing  | <b>Mineral</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mica</li> <li>• Asbestos</li> <li>• Magnesium oxide</li> </ul>  | Site/Field Visitations   | Engineering Laboratory |
| Be conversant with all distribution electrical equipment's and their operations | <b>Test on Cable Jointing</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moisture Test</li> <li>• Insulation resistance test</li> <li>• Capacitance test</li> <li>• High potential acceptance test</li> </ul>   | Discussion of Results of Research work & Practical/Field Session | Live Equipment         |
|   | <b>High voltage cable termination</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Improving the electrical characteristic</li> </ul>   |  |                        |
|   | <b>Transition joint</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Jointing Instruction</li> <li>• Cable preparation</li> <li>• Completion of joint</li> <li>• Improvisation of material in Cable Jointing</li> </ul>   |  |                        |
|   | <b>Differentiating HV Cables from LV Cable/Material</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Use of HV Cable/Material for low voltage</li> <li>• Use of combination of substituting of premoulded, prestretched, thermostting (etc) materials in single or multicore cable.</li> <li>• Use of Raychem materials (Angle Bushing) on single or multicore cable in absence in Elbow Housing vit on Plug – in transformer.</li> <li>• Straight jointing of large size single core cables</li> <li>• 33KV Termination (Out-door)</li> <li>• Termination Instruction</li> <li>• Application of jointing materials</li> <li>• 33KV straight through joint</li> </ul> |  |                        |

出典：AEDC 資料から調査団作成

## **Annex 3 研修コースのシラバスと時間表**

### **1. C1 - SUBSTATION MAINTENANCE のシラバスと時間表**

#### **COURSE TITLE: POWER TRANSMISSION NETWORK AND SUBSTATION OPERATIONS AND MAINTENANCE:**

##### **COURSE IS DESIGNED FOR:**

- Transmission Engineers and technologist
- Senior Transmission Technicians

##### **COURSE OBJECTIVES:** At the end of the course, participants should be able to;

- Explain Transmission network as it relates to Power system
- Exert knowledge and skills required to resolve maintenance issues relating to power transmission lines
- Schedule power outages and maintenance plan
- Operate and maintain substation equipment effectively
- Organize and ensure the routine maintenance of a substation

##### **DURATION:** Two weeks (10 days)

##### **COURSE CONTENTS:**

- **INTRODUCTION**
  - ✓ Power system fundamentals – Generation, Transmission, Distribution and Consumption
- **TRANSMISSION LINE CONSTRUCTION AND REPAIR**
  - ✓ Types Of Towers And Functions
  - ✓ Line Structures And Tower Foundations
  - ✓ Transmission Lines Conductors And Current Carrying Capacity Of Conductors
  - ✓ Transmission Lines Operation
  - ✓ Failure Modes Of Transmission Lines
  - ✓ Repair And Maintenance Of Transmission Lines
  - ✓ Safe Working Procedures And Safety Rules
- **INSULATORS FOR OVERHEAD LINES**
  - ✓ Materials and Types
  - ✓ Testing of Insulators
  - ✓ Insulators Pollution level
  - ✓ Remedial measures to overcome Problems due to Pollution
- **LIVE LINE MAINTENANCE**

- **PROTECTION FEATURE OF TRANSMISSION LINE**

- ✓ Protection against Lightning
- ✓ Protection against Overcurrent
- ✓ Earth Fault
- ✓ Distance Protection
- ✓ Overhead line
- ✓ Underground cable/conductor

- **SUBSTATION OPERATION/ MAINTENANCE:**

- ✓ Overview of substation equipment
  
- ✓ Diagnostic Techniques for Distribution Substations
- ✓ Transformer maintenance
- ✓ Transformer maintenance check list
- ✓ Transformers: insulation & cooling system
- ✓ Transformer commissioning and testing procedure
- ✓ Introduction to circuit breaker
- ✓ Circuit breaker constructional features and operating mechanism
- ✓ Dielectric oil: properties, functions, sampling, testing
- ✓ Tripping unit; types, functions, applications and maintenance
- ✓ Switchgears: Application and maintenance
- ✓ Substation fault documentation
- ✓ Corrective action/ Preventative maintenance in Transmission Substation

- **PROTECTION OF SUBSTATION**

- ✓ Transformer protection Scheme
- ✓ Over voltage protection – Lightning/surge arrestors
- ✓ System Earthing

- **METHODOLOGY:**

- ✓ Class room presentations
- ✓ Case studies
- ✓ Site visitations
- ✓ Exercises.

| <br><b>NATIONAL POWER TRAINING INSTITUTE OF NIGERIA</b><br><i>...the power trainers with a difference</i><br><b>NAPTIN'S TIMETABLE/TRAINING SCHEDULE</b> |   |                                      |   |   |  |   |   |   |
|---|---|--------------------------------------|---|---|--|---|---|---|
| <b>PROGRAMME TITLE: MAINTENANCE OF POWER TRANSFORMERS AND SWITCHGEARS</b><br><b>CLIENT/SPONSORS: ASSOCIATION OF POWER UTILITIES IN AFRICA (APUA)</b><br><b>TRAINING VENUE: REGIONAL TRAINING CENTRE, IJORA, LAGOS</b>                     |   |                                      |   |   |  |   |   |   |
| DAYS  | TIME  |                                      |   |   |  |   |   |   |
|   | 09.00 – 10.30   | 10.30 – 11.00                        | 11.00 – 12.30   | 12.30 – 13.00   | 13.00 – 14.00                                  | 14.00 – 15.30   | 15.30 – 17.30   |   |
|   | TOPICS  |                                      | TOPICS  |   |  | TOPICS  | TOPICS  |   |
| DAY 1   | Introduction, definition and basic concepts of a power system (Engr, TCN)                               |                                      | History and trends in Nigeria (Ewetumo)   | History and trends in Nigeria (Ewetumo)                                 |  | History and trends in Nigeria (Ewetumo)                                 | Class Discussion/Interactive Section (Engr, TCN)                        |   |
| DAY 2   | Transformer definition, types, applications and principles of operations (Ewetumo)                      |                                      | Transformer definition, types, applications and principles of operations (Ewetumo)  | Transformer Construction (Patric)                                       |  | Transformer Construction (Patric)                                       | Cooling systems, designation and auxiliaries (Khali)                    |   |
| DAY 3   | Tap-changers (Bhadmus)  |                                      | Paralleling transformers (Engr, TCN)  | Instrument transformers (Patric)  |  | Instrument transformers (Patric)  | Protective switchgears 1 (over-voltage) (Khali)                         |   |
| DAY 4   | grounding and grounding transformers (Engr, S O)  |                                      | Protection schemes 2 (over-current and earth fault) (Khali)   | Site Visitation Plan (Bhadmus)  |  | On Site Transformer Commissioning test procedures (Bhadmus)             | On Site Transformer Commissioning test procedures (Bhadmus)             |   |
| DAY 5   | Class Discussion/Interactive Section (Engr, S O)  | T<br>E<br>A<br>B<br>R<br>E<br>A<br>K | Transformer maintenance checklist (Engr, S O)   | Transformer maintenance checklist (Engr, S O)                           | L<br>U<br>N<br>C<br>H<br>B<br>R<br>E<br>A<br>K | Course Review (AI)  | Health, Safety, and Environment (Ewetumo)                               |   |
| DAY 6   | Switchgears: definition, necessity, and examples (Ewetumo)  |                                      | Switchgears: definition, necessity, and examples (Ewetumo)  | Circuit breakers (CBs): definition, functions, classification (Patrick) |  | Circuit breakers (CBs): definition, functions, classification (Patrick) | Circuit breakers (CBs): definition, functions, classification (Patrick) | CBs: Arc-extinction media, current interruption modes, fault clearing process (Engr, TCN) |
| DAY 7   | CBs: Arc-extinction media, current interruption modes, fault clearing process (Engr, TCN)               |                                      | CBs: Materials used in construction of circuit breakers (Nonso)   | CBs: Rated characteristics of circuit breakers (Ewetumo)                |  | CBs: Rated characteristics of circuit breakers (Ewetumo)                | CBs: Rated characteristics of circuit breakers (Ewetumo)                | CBs: Constructional features: interrupter units (Bhadmus)                                 |
| DAY 8   | CBs: Constructional features: operating mechanisms (Engr, TCN)  |                                      | Dielectric oil: properties, functions, sampling, testing, treatment procedures, purification plant operations (Engr, S O) | SF6 gas: properties, leakages and filling-in methods (Bhadmus)          |  | SF6 gas: properties, leakages and filling-in methods (Bhadmus)          | SF6 gas: properties, leakages and filling-in methods (Bhadmus)          | Isolators: definition, functions and types (Ewetumo)                                      |
| DAY 9   | Earthing switches: definition, functions, sequence of operations (Engr, S O)                            |                                      | Lightning arresters: definition, types and operations (Ewetumo)   | Site Visitation Plan (Engr, TCN)  |  | Site Visitation Plan (Engr, TCN)  | On Site Commissioning test procedures (Engr, TCN)                       | On Site Commissioning test procedures (Engr, TCN)   |
| DAY 10  | Neutral grounding, station grounding and general earthing methods, practices and advantages (Engr, S O) |                                      | Reactor: types, applications and advantages (Patric)  | Switchgear maintenance checklist (Bhadmus)                              |  | Switchgear maintenance checklist (Bhadmus)                              | Course Review (AI)  | CLOSING   |

## 2. C2 - DISTRIBUTION MAINTENANCE のシラバスと時間表

### POWER DISTRIBUTION NETWORK MAINTENANCE AND

|                            |  |   |
|----------------------------|--|---|
| <b>COURSE DURATION</b>     | 2 Weeks (10 Days)  |   |
| <b>COURSE PARTICIPANTS</b> | (i) Distribution Engineers and Technologist (ii) Senior Distribution Technicians   |   |
| <b>COURSE OBJECTIVES</b>   | (i) Operate and maintain distribution network (ii) Adequately protect distribution lines and sub-station equipment<br>(iii) Put in place a preventive maintenance plan for distribution network (iv) Locate and clear faults in distribution network   |   |
| <b>COURSE CONTENTS</b>     | <b>OVERVIEW OF MAINTENANCE STRATEGIES</b>  |   |
|                            | (i) Introduction (ii) Breakdown Maintenance (iii) Time Based Maintenance (iv) Condition Based Maintenance<br>(v) Reliability centered maintenance (vi) Comparative advantages and disadvantages<br>(v) Case Studies on Optimal maintenance strategy for a given distribution network   |   |
|                            | <b>SAFETY/SITE SKILLS</b>  |   |
|                            | (i) Standard protection code (ii) Safety rules 100 series (iii) Safety rules 200 series (iv) First Aid   |   |
|                            | <b>DISTRIBUTION LINE MAINTENANCE</b>   |   |
|                            | (i) Components of distribution power line (ii) Overhead distribution system medium and low voltages<br>(iii) Identification, care and use of linesman hand tools (iv) Fault tracing/location in 11kv and 33kv network<br>(v) Feeder pillars: type, function, maintenance (vi) Fuses: types, functions, operations and coordination<br>(vii) Ring main unit (RMUs) functions, advantages, maintenance procedure (viii) Isolators: definition, functions and types<br>(ix) Management and utilization of maintenance data (x) Practical sessions   |   |
|                            | <b>SUBSTATION MAINTENANCE</b>  |   |
|                            | (i) Overview of substation equipment (ii) Diagnostic Techniques for Distribution Substations (iii) Transformer maintenance<br>(iv) Transformer maintenance check list (v) Transformers: insulation & cooling system<br>(vi) Transformer commissioning and testing procedure (vii) Introduction to circuit breaker<br>(viii) Circuit breaker constructional features and operating mechanism (ix) Dielectric oil: properties, functions, sampling, testing<br>(x) Switchgears: Application and maintenance (xi) Substation fault documentation<br>(xii) Corrective action/ Preventative maintenance in Distribution Network Systems   |   |
|                            | <b>UNDERGROUND CABLE MAINTENANCE</b>   |   |
|                            | (i) Fundamentals of cables and application (ii) Introduction to cable jointing (iii) Clamps and connectors<br>(iv) Care and use of cable jointing tools (v) Jointing metals and soldering materials (vi) Cable jointing techniques and procedure<br>(vii) High voltage cable termination (viii) Raychem pre-molded/pre-stressed component and function (ix) Test on Cable Jointing<br>(x) Application of insulation materials (xi) Elastimold Elbow Termination (xii) Raychem indoor and outdoor termination<br>(xiii) Raychem Straight Through Joint for Belted 3 - core MIND paper insulated cable (xiv) Cable laying techniques<br>(xv) Simple Calculation on Cable Installation and Management (xvi) Preparation of cable ground (xvii) Types of cables, fault and failures<br>(xviii) Cable Jointing Accessories (xix) Insulating materials for wires and cables (xx) Various tests on cable/Joints<br>(xxi) Transition joint (xxii) Practical Demonstration with a Cable Fault Locator (xxiii) Network |   |
|                            | <b>DISTRIBUTION NETWORK PROTECTION (ELECTRICAL GRADUATE ENGINEERS)</b>   |   |
|                            | (i) General introduction to protection (ii) Fault Calculations (iii) Reading and Interpretation of Control circuit<br>(iv) Transformer protection (v) Basic line protection (vi) Earthing (vii) Equipment grounding<br>(viii) Transformer commissioning and testing procedure (ix) Operation under emergency (x) Network sectionalizing  |   |
|                            | <b>COURSE METHODOLOGY</b>  | (i) Class Room Instruction (ii) Case Study (iii) Case Study (iv) Field Visitation (v) Practical Demonstration |
|                            | <b>INSTRUCTIONAL TOOLS</b>   | (i) Projector (ii) Power System Simulator (iii) Live Equipment (iv) Engineering Laboratory                    |
|                            | <b>CONTACT DETAIL</b>  | <b>FOR FURTHER ENQUIRIES</b><br>E-mail: support@naptinportal.com  |

|                  |                   | DISTRIBUTION NETWORK MAINTENANCE AND REPAIRS |                 |
|------------------|-------------------|--|-----------------|
|                  | TIME              | TOPICS                                       | TRAINERS        |
| <b>MONDAY</b>    | 0900HRS - 1030HRS | INDUCTION/INTRODUCTION                       | ALL             |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                    | ALL             |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | SAFETY/SITE SKILLS - SAFETY RULES            | KADIRI SHAMSU   |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | SAFETY/SITE SKILLS - SAFETY RULES            | KADIRI SHAMSU   |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                                  | ALL             |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | SAFETY/SITE SKILLS - SPC                     | KADIRI SHAMSU   |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | SAFETY/SITE SKILLS - FIRST AID               | KADIRI SHAMSU   |
| <b>TUESDAY</b>   | 0900HRS - 1030HRS | DISTR. LINE MAINTENANCE - COMPONENTS         | IBE OKOSOBO     |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                    | ALL             |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | DISTR LINE MAINTENANCE - OVERHEAD SYSTEM     | IBE OKOSOBO     |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | HAND TOOLS/ FAULT TRACING                    | IBE OKOSOBO     |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                                  | ALL             |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | FEEDER PILLAR, RMU, ISOLATORS AND FUSES      | IBE OKOSOBO     |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | MAINTENANCE MANAGEMENT                       | IBE OKOSOBO     |
| <b>WEDNESDAY</b> | 0900HRS - 1030HRS | OVERVIEW OF SUBSTATION EQUIPMENT             | ABDULLAHI ALIYI |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                    | ALL             |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | DIAGNOSTIC TECHNIQUES                        | ABDULLAHI ALIYI |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | TRANSFORMER MAINTENANCE/CHECKLIST            | ABDULLAHI ALIYI |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUCH BREAK                                   | ALL             |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | TRANSFORMER COOLING SYSTEM                   | ABDULLAHI ALIYI |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | TRABSFORMER COOLING/INSULATION               | ABDULLAHI ALIYI |
| <b>THURSDAY</b>  | 0900HRS - 1030HRS | TRANSFORMER TESTING/COMMISSIONING            | EWETUMO A       |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                    | ALL             |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | CIRCUIT BREAKER - INTRO                      | EWETUMO A       |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | CIRCUIT BREAKER - CONSTRUCTION               | EWETUMO A       |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                                  | ALL             |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | DIELECTRIC OIL                               | EWETUMO A       |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | SWITCHGEARS - APPLICATIONS/MAINTENANCE       | EWETUMO A       |
| <b>FRIDAY</b>    | 0900HRS - 1030HRS | TRIPPING UNIT                                | ABDULLAHI A     |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                    | ALL             |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | SUBSTATION FAULT DOCUMENTATION               | IBE OKOSOBO     |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | MAINTENANCE OF DISTRIBUTION NETWORK          | ABDULLAHI A     |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                                  | ALL             |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | REVIEW/EVALUATION                            |                 |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | REVIEW/EVALUATION                            |                 |

|                  | TIME              | TOPICS                                      | TRAINERS    |
|------------------|-------------------|---|-------------|
| <b>MONDAY</b>    | 0900HRS - 1030HRS | FUNDAMENTALS OF CABLES                      | A OMIKA     |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                   | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | INTRO TO CABLE JOINTING                     | A OMIKA     |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | JOINTING TOOLS                              | A OMIKA     |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                                 | ALL         |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | JOINTING AND SOLDERING TECHNIQUES/MATERIALS | A OMIKA     |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | HV TERMINATION/RAYCHEM                      | A OMIKA     |
| <b>TUESDAY</b>   | 0900HRS - 1030HRS | CABLE INSTALLATION/MANAGEMENT               | A OMIKA     |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                   | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | CABLES, FAULTS AND FAILURE                  | A OMIKA     |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | CABLE TEST                                  | A OMIKA     |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                                 | ALL         |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | FAULT LOCATOR                               | A OMIKA     |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | PRACTICAL DEMONSTRATION                     | A OMIKA     |
| <b>WEDNESDAY</b> | 0900HRS - 1030HRS | INTRO TO PROTECTION                         | ABDULLAHI A |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                   | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | FAULT CALCULATION                           | ABDULLAHI A |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | FAULT CALCULATION                           | ABDULLAHI A |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                                 | ALL         |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | CONTROL CIRCUIT                             | ABDULLAHI A |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | CONTROL CIRCUIT                             | ABDULLAHI A |
| <b>THURSDAY</b>  | 0900HRS - 1030HRS | TRANSFORMER PROTECTION                      | ABDULLAHI A |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                   | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | TRANSFORMER PROTECTION                      | ABDULLAHI A |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | BASIC LINE PROTECTION                       | ABDULLAHI A |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                                 | ALL         |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | EARTHING                                    | ABDULLAHI A |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | EQUIPMENT GROUNDING                         | ABDULLAHI A |
| <b>FRIDAY</b>    | 0900HRS - 1030HRS | OPERATION UNDER EMERGENCY                   | VINCENT A   |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                                   | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | NETWORK SECTIONALIZING                      | VINCENT A   |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | REVIEW/EVALUATION                           |             |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | REVIEW/EVALUATION                           |             |

### 3. C3 - DISTRIBUTION NETWORK DESIGN-PLANNING のシラバスと時間表

## POWER DISTRIBUTION NETWORK DESIGN & OPERATIONS

|                     |   |   |
|---------------------|---|---|
| COURSE DURATION     | 2 Weeks (10 Days)   |   |
| COURSE PARTICIPANTS | (i) Engineers and Technologist (ii) Senior Distribution Technicians   |   |
| COURSE OBJECTIVES   | (i) Use and configure GPS for the layout of lines (ii) Identify materials for 11KV, 33KV or their respective equivalent<br>(iii) Design 11KV and 33KV lines network (iv) Design 33KV/11KV and 11KV/0.415KV substations<br>(v) Apply SCADA systems for the operations of power distribution networks<br>(vi) Observe necessary safety rules and standard protection code |   |
| COURSE CONTENTS     | <b>POWER DISTRIBUTION NETWORK DESIGN CONSIDERATIONS</b>   |   |
|                     | (i) Reliability of distribution network (ii) Sizing conductors for load and for voltage drop (iii) Planning Distribution Networks<br>(iv) Technical Considerations of Equipment (v) HV Networks and Substations (vi) Distribution Substations and LV Networks<br>(vii) Network Voltage Performance (viii) Computer Based Planning                                       |   |
|                     | <b>GENERAL PRINCIPLES</b>   |   |
|                     | (i) Equipment & Circuit Ratings (ii) Project Design (iii) Fault Levels (iv) Short Circuit Rating (v) Interconnections (vi) Costs<br>(vii) Asset Replacement (viii) Voltage Limits (ix) Load Balancing (x) Load Flow (xi) System Assessments<br>(xii) Reinforcement Methods (xiii) Load Growth Trends and Analysis (xiv) Design and Planning V & kV                      |   |
|                     | <b>POWER DISTRIBUTION NETWORK DESIGN</b>  |   |
|                     | (i) 11 kV and 33 kV overhead line (pole lines) construction, rehabilitation and Maintenance<br>(ii) 11 kV and 33 kV Underground Cable installation, operation and maintenance<br>(iii) 33/11 kV substation installation, testing and commissioning<br>(iv) 11/0.415 kV distribution transformer testing, repairs and maintenance  |   |
|                     | <b>SYSTEM PROTECTION</b>  |   |
|                     | (i) Substations and Protection (ii) Switchgear (iii) Line Protection (iv) Transformer Protection (v) Feeder Protection<br>(vi) Bus Bar Protection (vii) Distribution substations and LV networks<br>(viii) Comparison of low-voltage networks and distribution systems operating at higher voltage Levels   |   |
|                     | <b>SMART GRID OVERVIEW</b>  |   |
|                     | (i) Smart Grid for distribution systems (ii) Definitions of smart Grid (iii) Benefits of the smart Grid on distribution systems   |   |
|                     | <b>SAFETY</b>   |   |
|                     | (i) Safety Protection Code (ii) Safety Rules 100 Series (iii) Safety Rules 200 Series (iv) First Aid  |   |
|                     | COURSE METHODOLOGY  | (i) Class Room Instruction (ii) Case Study (iii) Case Study (iv) Field Visitation (v) Practical Demonstration |
|                     | INSTRUCTIONAL TOOLS   | (i) Projector (ii) Power System Simulator (iii) Live Equipment (iv) Engineering Laboratory                    |
| CONTACT DETAIL      | FOR FURTHER ENQUIRIES<br>E-mail: support@naptinportal.com   |   |

#### 4. C4 - DISTRIBUTION LOSS MANAGEMENT のシラバスと時間表

### DISTRIBUTION NETWORK POWER LOSS MANAGEMENT

|                            |   |
|----------------------------|---|
| <b>COURSE DURATION</b>     | 2 Weeks (10 Days)   |
| <b>COURSE PARTICIPANTS</b> | (i) Distribution Engineers and Technologist (ii) Senior Distribution Technicians  |
| <b>COURSE OBJECTIVES</b>   | (i) Explain the Concept of Power Loss and its Effect as it Relates to Power System<br>(ii) Classify Power Losses and Identify the Causes and Effects of Each Class (iii) Evaluate and Estimate Technical and Technical Losses<br>(iv) Undertake Distribute Network Maintenance, Re-Configuration and Re-Enforcement to Reduce Losses<br>(v) Explain and Execute Power Loss Reduction Techniques, as well as Design Action Plan for Power Loss Reduction<br>(vi) Explain and Appreciate Power Loss Reduction Technologies and Distribution Automation  |
| <b>COURSE CONTENTS</b>     | <p style="text-align: center;"><b>INTRODUCTION TO POWER SYSTEM FUNDAMENTALS</b></p> <p>(i) Generation (ii) Transmission (iii) Distribution (iv) Consumption</p> <p style="text-align: center;"><b>LOSSES IN ELECTRICITY INDUSTRY</b></p> <p>(i) Technical (ii) Non-Technical</p> <p style="text-align: center;"><b>POWER LOSSES IN DEVELOPING COUNTRIES - CASE STUDIES</b></p> <p>(i) Latin America (ii) South Asia (iii) East Asia (iv) Former Soviet Union (v) Sub-Saharan Africa</p> <p style="text-align: center;"><b>POWER LOSS ESTIMATION AND EVALUATION</b></p> <p>(i) Technical loss (ii) Non-technical loss (iii) Causes of Losses</p> <p style="text-align: center;"><b>POWER LOSS REDUCTION TECHNIQUES</b></p> <p>(i) How to reduce technical losses (ii) How to reduce Non-technical losses</p> <p style="text-align: center;"><b>POWER LOSS REDUCTION TECHNOLOGIES</b></p> <p>(i) AMR/AMI (ii) CIS/CRM (iii) GIS (iv) PSAT (v) DMS/OMS/SCADA.</p> <p style="text-align: center;"><b>STRATEGIES FOR MANAGEMENT PLAN ON POWER LOSS REDUCTION</b></p> <p>(i) General Discussion</p> <p style="text-align: center;"><b>POWER SYSTEM RELIABILITY</b></p> <p>(i) SAIDI (ii) SAIFI (iii) MAIFI (iv) CAIDI (v) KPIs</p> <p style="text-align: center;"><b>DISTRIBUTION AUTOMATION AND SMART GRID</b></p> |
| <b>COURSE METHODOLOGY</b>  | (i) Class Room Instruction (ii) Case Study (iii) Case Study (iv) Field Visitation (v) Practical Demonstration   |
| <b>INSTRUCTIONAL TOOLS</b> | (i) Projector (ii) Power System Simulator (iii) Live Equipment  |
| <b>CONTACT DETAIL</b>      | <b>FOR FURTHER ENQUIRIES</b>  |
|                            | E-mail: support@naptinportal.com  |
|                            | Telephone: +2348060844971 or +2348033543304 or +234706777559  |

|                  |                   | DISTRIBUTION NETWORK POWER LOSS  |             |
|------------------|-------------------|----------------------------------|-------------|
|                  | TIME              | TOPICS                           | TRAINERS    |
| <b>MONDAY</b>    | 0900HRS - 1030HRS | INDUCTION/INTRODUCTION           | ALL         |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                        | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | INTRO; POWER SYSTEM FUNDAMENTALS | KHALIL Y A  |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | INTRO; POWER SYSTEM FUNDAMENTALS | KHALIL Y A  |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                      | ALL         |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | INTRO; POWER SYSTEM FUNDAMENTALS | KHALIL Y A  |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | INTRO; POWER SYSTEM FUNDAMENTALS | KHALIL Y A  |
| <b>TUESDAY</b>   | 0900HRS - 1030HRS | POWER SYSTEM LOSSES              | KHALIL Y A  |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                        | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | POWER SYSTEM LOSSES              | KHALIL Y A  |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | LOSSES IN DEVELOPING NATIONS     | KHALIL Y A  |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                      | ALL         |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | EXERCISE ON LOSSES               | KHALIL Y A  |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | EXERCISE ON LOSSES               | KHALIL Y A  |
| <b>WEDNESDAY</b> | 0900HRS - 1030HRS | POWER LOSS EVALUATION            | MIKE EZUGWU |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                        | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | POWER LOSS EVALUATION            | MIKE EZUGWU |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | LOSS EVALUATION/ESTIMATION       | MIKE EZUGWU |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUCH BREAK                       | ALL         |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | EXERCISE; LOSS CALCULATION       | MIKE EZUGWU |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | EXERCISE; LOSS CALCULATION       | MIKE EZUGWU |
| <b>THURSDAY</b>  | 0900HRS - 1030HRS | POWER LOSS REDUCTION             | KHALIL Y A  |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                        | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | POWER LOSS REDUCTION             | KHALIL Y A  |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | LOSS REDUCTION TECHNIQUES        | KHALIL Y A  |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                      | ALL         |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | LOSS REDUCTION TECHNIQUES        | KHALIL Y A  |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | EXERCISE ON LOSS REDUCTION       | KHALIL Y A  |
| <b>FRIDAY</b>    | 0900HRS - 1030HRS | WEEK'S REVIEW                    | ALL         |
|                  | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                        | ALL         |
|                  | 1100HRS - 1230HRS | EVALUATION                       | ALL         |
|                  | 1230HRS - 1330HRS | SAFETY                           | ALL         |
|                  | 1330HRS - 1400HRS | EVALUATION                       | ALL         |
|                  | 1400HRS - 1600HRS | EVALUATION                       | ALL         |
|                  | 1600HRS - 1730HRS | EVALUATION                       | ALL         |

|                   | TIME              | TOPICS                      | TRAINERS                    |
|-------------------|-------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>MONDAY</b>     | 0900HRS - 1030HRS | LOSS REDUCTION - AMR/AMI    | MIKE EZUGWU                 |
|                   | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                   | ALL                         |
|                   | 1100HRS - 1230HRS | LOSS REDUCTION - AMR/AMI    | MIKE EZUGWU                 |
|                   | 1230HRS - 1330HRS | LOSS REDUCTION - AMR/AMI    | MIKE EZUGWU                 |
|                   | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                 | ALL                         |
|                   | 1400HRS - 1600HRS | LOSS REDUCTION - CIS/CRM    | MIKE EZUGWU                 |
|                   | 1600HRS - 1730HRS | LOSS REDUCTION - CIS/CRM    | MIKE EZUGWU                 |
|                   | <b>TUESDAY</b>    | 0900HRS - 1030HRS           | LOSS REDUCTION - PSAT       |
| 1030HRS - 1100HRS |                   | TEA BREAK                   | ALL                         |
| 1100HRS - 1230HRS |                   | LOSS REDUCTION - PSAT       | KHALIL Y A                  |
| 1230HRS - 1330HRS |                   | POWER SYSTEM RELIABILITY    | KHALIL Y A                  |
| 1330HRS - 1400HRS |                   | LUNCH BREAK                 | ALL                         |
| 1400HRS - 1600HRS |                   | SITE VISITATION             | ALL                         |
| 1600HRS - 1730HRS |                   | SITE VISITATION             | ALL                         |
| <b>WEDNESDAY</b>  |                   | 0900HRS - 1030HRS           | MANAGEMENT IMPROVEMENT PLAN |
|                   | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                   | ALL                         |
|                   | 1100HRS - 1230HRS | MANAGEMENT IMPROVEMENT PLAN | MIKE EZUGWU                 |
|                   | 1230HRS - 1330HRS | EXERCISE; PLAN              | MIKE EZUGWU                 |
|                   | 1330HRS - 1400HRS | LUNCH BREAK                 | ALL                         |
|                   | 1400HRS - 1600HRS | EXERCISE; PLAN              | MIKE EZUGWU                 |
|                   | 1600HRS - 1730HRS | EXERCISE; PLAN              | MIKE EZUGWU                 |
|                   | <b>THURSDAY</b>   | 0900HRS - 1030HRS           | DISTRIBUTION AUTOMATION     |
| 1030HRS - 1100HRS |                   | TEA BREAK                   | ALL                         |
| 1100HRS - 1230HRS |                   | DISTRIBUTION AUTOMATION     | KHALIL Y A                  |
| 1230HRS - 1330HRS |                   | DISTRIBUTION AUTOMATION     | KHALIL Y A                  |
| 1330HRS - 1400HRS |                   | LUNCH BREAK                 | ALL                         |
| 1400HRS - 1600HRS |                   | DISTRIBUTION AUTOMATION     | KHALIL Y A                  |
| 1600HRS - 1730HRS |                   | DISTRIBUTION AUTOMATION     | KHALIL Y A                  |
| <b>FRIDAY</b>     |                   | 0900HRS - 1030HRS           | SMART GRID                  |
|                   | 1030HRS - 1100HRS | TEA BREAK                   | ALL                         |
|                   | 1100HRS - 1230HRS | REVIEW/EVALUATION           | ALL                         |
|                   | 1230HRS - 1330HRS | REVIEW/EVALUATION           | ALL                         |
|                   | 1330HRS - 1400HRS | REVIEW/EVALUATION           | ALL                         |

## 第6章 JICAによる支援策の検討

## 第6章 JICAによる支援策の検討

既に民営化された DisCo に対して、有償資金協力、無償資金協力といった資金協力事業を実施することは困難であることから、対象を技術協力に絞って JICA による支援策を検討する。

### 6-1 DisCo の課題と取り組むべき対応方策（技術面）

#### 6-1-1 DisCo の経営基盤改善における課題

PIP ならびに現地調査から得られた情報から、ナイジェリアの配電会社（DisCo）の経営基盤に関連する問題点を抽出した。主要業務ごとに、指摘されている問題点および今後講じるべき対策を整理すると表 6-1.1 のようになる。

表 6-1.1 配電部門における課題と問題点

| 主要課題                                   | 具体的問題点／対策                                   |
|--|---|
| 1. 電力損失の削減                             |   |
| (1)テクニカルロスの削減                          | A.低圧系統の再構成                                  |
|  | B.電線のサイズアップ                                 |
|  | C.新型電線の採用                                   |
|  | D.適切な変電所配置                                  |
|  | E.ネットワークの供給力増強                              |
|  | F.力率改善用コンデンサバンクの設置                          |
| (2)コマーシャルロスの削減                         | A.電力量計／顧客用の普及<br>(プリペイドメータ・スマートメータ)         |
|  | B.電力量計／配電系統用の普及<br>(Feeder メータ・変圧器メータ)      |
|  | C.架空ケーブル (ABC: Aerial Bundled Cables)の適用    |
|  | D.RPD (Revenue Protection Department)チームの強化 |
|  | E.盗電検出向け管理データの整備                            |
|  | F.系統全体の計量システム整備 (盗電エリアの検出)                  |
| 2. 供給力の確保 (設備増強)                       | A.変電所の新設・容量増強                               |
|  | B.フィーダーの新設・容量増強                             |
|  | C.配電用変圧器の増設・容量増強                            |
| 3. 低い供給信頼度<br>(事故停電回数が多い)<br>(計画停電が多い) | A.設備容量の増強                                   |
|  | B.故障・老朽設備の計画取替                              |
|  | C.事故復旧法の改善<br>(区分開閉器の設置・事故検出器を含む)           |
|  | D.予防保全の実施 (事故原因解析に基づく対策)                    |
|  | E.配電自動化による事故復旧時間の短縮                         |
|  | F.系統構成の改善 (RMU 設置による冗長さの増加等)                |

| 主要課題                                       | 具体的問題点／対策                |
|--|--------------------------|
|  | G.保護システム不適切状態の解消         |
| 4. 業務標準の不備・業務プロセスの標準化がされていない               | A.労働者の低い士気と品質            |
|  | B.ネットワーク設計が標準化されていない     |
|  | C.初期設計が適切にできない（電柱強度など）   |
|  | D.業務実施における標準手順の開発が必要     |
|  | E.電圧品質が維持できない（昇圧器の設置）    |
|  | D.保守困難個所が多数ある            |
| 5. 低位な作業品質<br>（文化（就労文化、規律の欠如、説明責任の欠如等）を含む） | A.規律の欠如                  |
|  | B.就労文化                   |
|  | C.プロセスと手続きの非遵守           |
|  | D.所有権と説明責任の欠如            |
| 6. 安全意識の欠如・不徹底（安全対策含む）                     | A.危険設備の改修                |
|  | B.作業員の安全教育               |
|  | C.防具・保護具の十分な配備           |
|  | D.（不適切な）人材育成の改善・整備       |
|  | E.事故情報と再発防止策の共有          |
|  | F.充電部の保護・離隔距離の確保         |
|  | G.変電所運転における安全訓練          |
|  | H. Distribution Code の熟知 |

出典：調査団作成

### 6-1-2 経営基盤改善の課題に対処するための技術協力のテーマ

前項の表 6-1.1 に示した、DisCo の経営基盤改善の課題を解決するために、業務実施面での改善への取り組みを検討した。表 6-1.1 で挙げられている課題・問題点に対応する業務面での取り組みテーマを表 6-1.2（左側の欄）に示す。このテーマを技術協力案として設定する場合に、そのテーマの中で必要となる活動案を表 6-1.2（右側の欄）に示す。

技術協力の基本的実施体制は、NAPTIN の研修能力改善・強化を通じて DisCo 人材の育成を行うことにより、DisCo の業務遂行能力を向上させ、ひいては経営基盤の改善に資することをねらいとして、直接の支援対象は NAPTIN とする。DisCo に対しては、NAPTIN への支援効果を実務面で反映させ、評価する対象としてパイロットプロジェクトを設定する。パイロットプロジェクトとしては、新技術の導入による設備性能の改善および OJT を通じた業務実施能力の改善活動を想定する。

表 6-1.2 経営基盤改善の課題に対処するための技術協力テーマと活動案

| PIP および調査から抽出した対策／問題に対し支援できる内容  |                                   |
|---------------------------------|-----------------------------------|
| PIP および調査から抽出した対策／問題に対し協力できるテーマ | プロジェクトでの活動案（表 6-1.1 に示す問題に対処する方法） |
| 1. 設備標準化を目指した                   | A.設備計画標準（基準）の整備                   |

| PIP および調査から抽出した対策／問題に対し支援できる内容         |   |
|--|---|
| 配電計画                                   | B.具体例による業務実施方法習得（改善）  |
|  | C.最適設備形成案検討の考え方の定着  |
|  | D.後工程（保全業務）に配慮した計画策定  |
| 2. 設計標準の合理化と周知・遵守                      | 下記の観点を考慮した設計標準の改訂   |
|  | A.ロス低減・適正電圧を考慮した設備設計  |
|  | B.強度（安全率）や Nigerian Electrical Installation Guideline Manuals を考慮した標準設計 |
|  | C.設計標準遵守の徹底（要件検討ツールの開発）   |
|  | D.マルチ変圧器方式や低ロス変圧器（アモルファス変圧器）を採用したパイロットプロジェクトの実施／効果把握                    |
| 3. 予防保全を目指した業務実施方法の改善                  | A.点検マニュアルの見直し・充実  |
|  | B.保全データの蓄積・解析の仕組みの確立（データに基づく、取り組みの重点指向）                                 |
|  | C.業務実施規律の確立（実施手順・要件の遵守徹底）   |
|  | D.各種劣化検出装置の導入によるデータに基づく科学的取り組み（費用対効果の大きい部分への重点指向）                       |
|  | E. SCADA による配電線メータリングシステムを利用した配電用変圧器負荷管理法の開発                            |
|  | F. NAPTIN 講師参加による水平展開   |
| 4. 事故復旧時間短縮技術の改善                       | A.事故探査の短縮に資する系統構成改造（区部開閉器,事故表示装置,課電式探査装置導入）／パイロット設備の構築・効果検証             |
|  | B.事故探査/復旧手順の標準化（技術移転・マニュアル整備）   |
|  | C. NAPTIN に模擬設備を設置（電柱 20 本,開閉器 9 台,遮断器 3 台）                             |
|  | D. NAPTIN 模擬設備でのスキルアップ訓練<br>大規模系統は NAPTIN シミュレータでの訓練                    |
|  | E. NAPTIN 講師参加による水平展開   |
| 5. 不具合保護装置の改修とリレー整定・協調研修               | A.不適切保護装置の改修  |
|  | B.設備改修に合わせたリレー整定・協調の研修  |
| 6. 変電所保全業務の改善                          | A.実規模模擬変電所での点検業務訓練  |
|  | B.保守マニュアルの整備・業務実施方法の標準化   |
|  | C.機器別検査業務の講義、実施訓練   |
|  | D.模擬変電所の設置 (NAPTIN 構内)  |
| 7. Injection substation ・ TCN 変電所の増強支援 | A.設備工事への融資、または無償供与  |

出典：調査団作成

## 6-2 技術協力プロジェクト実施案の提案（技術面）

表 6-1.1 に示した、経営基盤改善の課題に対処するための技術協力テーマと活動案の中から、DisCo の経営基盤改善に最も寄与し、活動の効果が分かりやすい形で把握できるテーマを選定し、技術協力案を以下に提案する。

各 DisCo の PIP によると、配電会社の経営を悪化させる大きな要因として、高い損失率が挙げられている。ATC&C (Aggregate Technical, Commercial and Collection) Loss と呼ばれる総合配電損失率（技術的損失、商業損失ならびに料金徴収ロスの合算）は、2020 年第 1 四半期に配電会社 11 社平均で 52% となっている。ATC&C Loss のうち料金徴収ロスが大きな割合をしめているが、その主要な要因の一つに供給支障に対する顧客からの苦情が挙げられている。

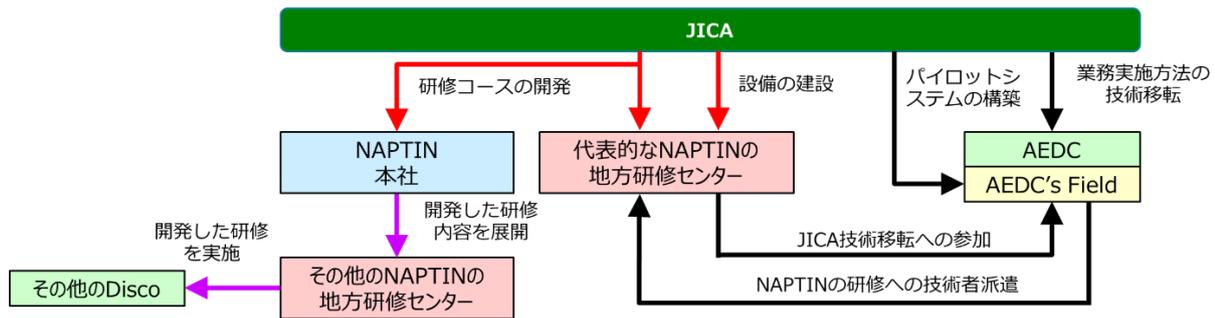
供給支障の深刻さを表わす例として、ラゴスの配電を担うエコ配電会社 (EKEDC) からの聞き取りでは、事故復旧時間は平均 16 時間とのことであり、一旦事故が発生すれば、需要家は長時間の停電を甘んじて受け入れざるを得ない。ナイジェリアの配電系統は、事故区間を最小化し、事故点を早期に発見できるような設備構成になっておらず、事故復旧時間の長期化につながっている。また、維持管理が十分でないことから、事故発生頻度の増加を招いている。

上述のような背景から、技術面で経営基盤改善に寄与できる取り組みとして、表 6-1.2 に示す「3. 予防保全を目指した業務実施方法の改善」ならびに「4. 事故復旧時間短縮技術の改善」を技術協力のテーマとして提案する。

### 6-2-1 技術協力プロジェクトの実施体制とカウンターパート機関

プロジェクトの取組み効果を直接的に発現させるため、図 6-2.1 に示す実施体制にてプロジェクトを実施する。プロジェクトを実施する DisCo は、アブジャ首都圏、ラゴス州を管轄する DisCo (AEDC: Abuja Electricity Distribution Company, IKEDC: Ikeja Electricity Distribution Company、EKEDC: Eko Electricity Distribution Company) の中から下記理由に基づき AEDC を選定する。

- 首都圏に電力を供給しており、最も高い信頼度が求められることから、他所よりも大きな実施効果が期待できる。
- 都市部、地方部の両地域に電力を供給していることから、取り組み方法・成果に関して全国展開への普遍的知見が得やすい。
- NAPTIN 本社、連邦電力省などとの地理的關係から、連携が容易である。



出典：調査団作成

図 6-2.1 技術協力実施体制

### 6-2-2 電力供給信頼度向上のための施策

プロジェクトの目標である『電力供給信頼度の改善』を達成するため、大きな改善効果が期待できる配電セクターの課題を抽出し取組むこととする。抽出した課題、取組、評価指標を表 6-2.1 に示す。

表 6-2.1 改善効果が期待できる課題と評価指標

| 課題         | 取組み        | 評価指標   |
|------------|------------|--------|
| 電力供給信頼度が低い | 事故復旧時間の短縮  | 事故復旧時間 |
|            | 設備の予防保全の実施 | 事故発生件数 |

#### (1) 事故復旧時間の短縮

表 6-2.2 に事故復旧時間の短縮に対する具体的な活動内容を示す。ナイジェリアの配電システムを事故復旧時間の短縮に適した構成に抜本的に変更する。想定する系統構成を図 6-2.2 に示す。想定する系統は、事故区間を限定するための自動区分開閉器、手動区分開閉器、ドロップオフヒューズ、事故電流表示装置等を備え、これらを適切に組み合わせることにより、ナイジェリアの実情に適した設備構成を追求する。ナイジェリアの配電システムは、現状、これらの設備はほとんど設置されておらず、AEDC の実績として事故復旧時間は平均 6 時間を要している状況である。

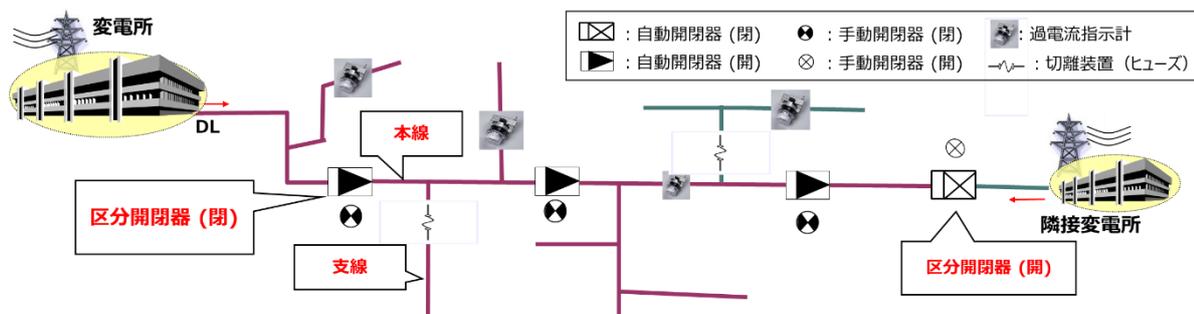
活動内容として、まず、図 6-2.2 に示す系統構成を DisCo フィールド内にパイロットプロジェクトとして構築する。この設備導入と併行し、迅速に事故点標定が可能な事故検出装置を導入することにより、事故点探査・健全区間への復旧作業の迅速化を図る。これらの技術を総合した業務実施により、復旧時間短縮の効果を検証する。上記活動は、技術移転として現場での技術指導を実施することに合わせて、標準作業マニュアルを整備することで、本技術の定着を図る。合わせて、NAPTIN からの技術研修を通じて継続的な技術力の維持を計画する。

本技術をナイジェリア全土に展開するため、NAPTIN は DisCo と協力し実務に直結した研修コースを開発する。NAPTIN での研修は、実際の設備を使った実地訓練の模擬も想定して

おり、NAPTIN での模擬配電設備の構築に加え、これらの模擬配電設備を用いた研修コースの開発も計画する。DisCo の技術者・作業者の技術・技能を向上させることで、事故時の即応性向上につながることを期待される。

表 6-2.2 事故復旧時間の短縮に対する具体的な活動内容

| 対象     | 実施方法        | 内容  |
|--------|-------------|---|
| DisCo  | パイロットプロジェクト | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 供給信頼性の高い配電システム構築と運用</li> <li>✓ 適用配電システムの評価</li> </ul>                      |
|        | 技術移転        | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 事故点探査と事故復旧方法の改善</li> </ul>   |
|        | 能力開発        | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 標準作業マニュアルの整備</li> <li>✓ 技術スタッフの NAPTIN への派遣</li> </ul>                     |
| NAPTIN | 技術移転        | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ DisCo への技術移転内容を反映した研修コースの開発</li> <li>✓ 開発した研修コースを用いた DisCo への研修</li> </ul> |
|        | 設備建設        | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 研修用模擬変電所の設置（架空設備、地中設備含む）</li> </ul>  |



出典：調査団作成

図 6-2.2 区分開閉器を適用したシステム構成例

## (2) 設備の予防保全の実施

表 6-2.3 に設備（変電・配電）の予防保全実施に対する具体的な活動内容を示す。ナイジェリアでは、設備の老朽化や保守の不備によって、配電設備事故や人身災害<sup>1</sup>が多発している。この問題を解消するためには、保守業務の確実な実施による配電設備事故の未然防止や危険個所の解消を図る必要がある。この課題に対処するため、プロジェクトでは下記の活動を実施する。

DisCo に対しての活動としては、業務実施方法の改善、巡視・点検業務に関するデータやノウハウの蓄積をねらいとした現場指導や業務マニュアルの開発・改良を実施する。

NAPTIN に対しての活動としては、DisCo での活動内容を反映した研修コースを開発する。研修コースの開発にあたっては DisCo と協力し、実務の要点を反映した研修内容とすべく留意する。アブジャの NAPTIN 本部の敷地内に、上記研修で使用する模擬変電所を建設する。

<sup>1</sup> ナイジェリアの新聞報道（2018年1月16日付、Vanguard紙）によれば、2017年にナイジェリアでは366人が配電設備の事故に伴う感電で死亡し、このうち86.8%が需要家、13.2%が電力会社の従業員である。  
<https://www.vanguardngr.com/2018/01/366-nigerians-killed-electrocution-2017-necan/>

これを使って、変電所の保全業務（巡視・点検・機器試験等）に関する実地研修を実施する。

また、その他配電線保守業務で必要となる測定装置を調達する。

表 6-2.3 予防保全を実現するための作業方法の改善策

| 対象     | 実施方法 | 内容  |
|--------|------|---|
| DisCo  | 技術移転 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 検査・パトロールマニュアルの作成</li> <li>✓ 保守データの蓄積・分析の作業手順の開発</li> </ul>   |
|        | 能力開発 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ マニュアルと標準的な作業手順の徹底</li> <li>✓ 劣化データを利用した機器性能低下の検出</li> <li>✓ 劣化検知装置の導入による作業の改善</li> <li>✓ 配電線計量システムを用いた配電用変圧器の負荷管理</li> </ul> |
| NAPTIN | 技術移転 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ DisCo への技術移転・能力開発が実施できる内容の研修コースの開発</li> <li>✓ 開発した研修コースを用いた DisCo への研修</li> </ul>  |
|        | 設備建設 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 研修用模擬設備の設置（配電設備、インジェクション変電所など）</li> </ul>  |

## 6-3 料金徴収・顧客対応に係る提言

### 6-3-1 NAPTIN

#### (1) ANED を通しての DisCo との対話による研修コース開発・改善

NAPTIN には電力部門の研修実施機関としてはナイジェリアの第一人者であるという自負があり、権威主義的、もしくは Product-out 的になりがちなため、研修コースが実践的、効果的となるよう留意する必要がある。例えば“Customer Relationship Excellency”コースの目的の1つに「顧客の要求を理解し・・・」と書かれており、本コースの受講対象者は「顧客サービス担当組織の高位・中間管理職」となっている。顧客サービス担当組織の高位・中間管理職こそが、日々顧客の苦情を受け、顧客の要求にすぐに応えられない中で、如何にして顧客に説明し、納得してもらうかについて思案をしている者に対して、原則論を語るコースとなっている。第5章 5-10 節に述べた AEDC が計画している顧客対応研修は、顧客の感情に対する理解、苛立っている顧客とのコミュニケーションの方法など、顧客対応の実務に関する内容が盛り込まれており、NAPTIN の研修との実用性の差は歴然としているとしている。

研修コースの開発・改善にあたっては、ANED を通して DisCo と相談・協議を重ねて、DisCo のニーズを十分に反映することが推奨される。

#### (2) 事例研修・演習などの導入による実利制の強化

料金徴収率向上、顧客対応の改善のいずれにしても、現場では状況に応じて臨機応変な対応を求められることが多い。理論、座学はもちろん重要であるが、事例研修・演習を取り入れることにより、研修実施者が現場に戻って実際に料金徴収率を向上させ、顧客対応を改善できるような実践的・効果的な研修とすることが重要である。

#### (3) 外部支援のより有効な活用

NAPTIN の研修コース開発担当者・講師には実際に料金徴収、あるいは顧客対応の経験がない、もしくは少ない者が多いと見受けられる。もちろん研修の講師は現場の知識・経験があればできるというものでもない。このため、NAPTIN の持つ、カリキュラム開発能力・研修実施能力を活かすためにも、料金徴収率向上、あるいは顧客対応改善を経験し、あるいはマネージャーとして牽引・指導してきた経験者の活用を効果的に行う必要がある。

#### (4) 研修マネジメントの強化（カリキュラム・教材改訂、研修ポータルサイト管理の改善など）

調査団からの質問票に対する NAPTIN からの回答と NAPTIN の研修ポータルサイトとは、研修名などが微妙に食い違う例が多く見られた。また教材リストを要求すると、リストではなく教材そのものが多数送られてきた。カリキュラム・研修をモジュール毎に開発しているのか、一括で研修毎に開発しているのか把握できなかったが、モジュール毎に開発し、実際の研修コースでは研修コースを構成するモジュールの教材を組み合わせる方が効率的な運用・改訂が可能となると考えられる。

また、研修ポータルサイトで表示される研修コースのうち、研修概要がほとんど記載されていないものが多い。また、研修カレンダーと研修ポータルの内容にも少し食い違いがある。研修ポータルサイトはこれから研修を受けようとする者にとっては重要な情報源である。

研修マネジメントの強化（カリキュラム・教材改訂、研修ポータルサイトの改善など）が望まれる。

## 6-3-2 AEDC (Abuja DisCo)

### (1) 料金徴収に関する OJT 実施者 (Trainers) の研修の実施、Off-JT コースの開発

AEDC では、経営上最も重要な要素である料金徴収に関する研修は OJT のみとのことであるが、OJT は実際の料金徴収率向上のために極めて重要である。このため、まずはこの OJT を実施する者の OJT 実施能力を高めることが必要であり、NAPTIN などの外部機関の実施する OJT を実施する者のための研修 (Training of Trainers : TOT) を受講させることが必須である。また、将来は、OJT と Off-JT を組み合わせて、より料金徴収活動を改善し、料金徴収率を向上させることが必要であり、そのためには、料金徴収にかかる Off-JT コースを外部機関とともに開発することが求められる。

### (2) 顧客対応研修計画の実現

第5章5-10節に述べた AEDC が計画している顧客対応研修は実務的で充実した内容であると見受けられる。この研修計画を実際の研修として開発し、実施することが望まれる。AEDC の能力・経験から、このコースを独自に開発するには無理があると見受けられ、外部機関との共同開発、外部機関による AEDC 研修スタッフに対する TOT 研修の実施、TOT 研修を受けた AEDC 研修スタッフによる、担当スタッフに対する社内研修の展開が適切なプロセスであると考えられる。

### (3) 料金徴収・顧客対応研修改善のための NAPTIN をはじめとする外部リソースの活用

AEDC には研修実施経験が豊富なスタッフはいないか、少ないように見受けられた。このため AEDC において、今後研修事業を展開してゆくためには、パートナーが不可欠である。AEDC にとってベストパートナーとなり得る組織として NAPTIN が推奨できる

### (4) 顧客対応部署と問題解決トラブル対策実施中の部署との連携による顧客対応システムの開発

AEDC のみならず、顧客対応の改善をめざす際には、顧客対応をする者の対応能力の向上に目が向きがちのよう見受けられる。実際の苦情対応を適切に行うためには、苦情の原因となっている問題を解決することが最も重要である。ただし、苦情の原因となる問題がすぐに解決される訳ではないので、問題解決への取り組み状況を説明することが次善策と言えよう。このためには、顧客対応部署と問題対策にあたっている部署がリアルタイムで情報を共有し、連携して顧客対応できるシステムを開発することが好ましい。

添付資料

## 資料－1 調査団員・氏名

## 添付資料-1 調査団員・氏名

### (1) 国内解析作業

| 氏名     | 担当業務          | 所属先             |
|--------|---------------|-----------------|
| 不二葦 教治 | 業務主任者／電力計画    | 八千代エンジニアリング株式会社 |
| 元治 崇   | 配電計画          | 八千代エンジニアリング株式会社 |
| 楫野 宏樹  | 変電設備          | 八千代エンジニアリング株式会社 |
| 原 尚生   | 経済評価／経営マネジメント | 八千代エンジニアリング株式会社 |
| 佐藤 昌孝  | 配電計画補助／業務調整   | 八千代エンジニアリング株式会社 |

### (2) 現地調査

| 氏名     | 担当業務          | 所属先             |
|--------|---------------|-----------------|
| 不二葦 教治 | 業務主任者／電力計画    | 八千代エンジニアリング株式会社 |
| 元治 崇   | 配電計画          | 八千代エンジニアリング株式会社 |
| 原 尚生   | 経済評価／経営マネジメント | 八千代エンジニアリング株式会社 |

## 資料－2 調査行程

添付資料-2 調査行程

(1) 現地調査

| No. | 日付    | 曜日 | 調査内容  |      |   | 備考                   | 宿泊地  |
|-----|-------|----|---|------|---|----------------------|------|
|     |       |    | 業務主任者/電力計画  | 配電計画 | 経済評価/経営マネジメント   |                      |      |
|     |       |    | 不二堂   | 元治   | 原   |                      |      |
| 0   | 9月6日  | 月  | 出発前PCR検査(出国前72時間以内)、ナイジェリア入国後のPCR検査予約、  | 同左   | 同左  |                      |      |
| 1   | 9月7日  | 火  | 成田(22:30)→ドーハ(04:00+1) QR807  | 同左   | 同左  |                      | 機内   |
| 2   | 9月8日  | 水  | ドーハ(08:00)→アブジャ(16:25) QR1417   | 同左   | 同左  |                      | アブジャ |
| 3   | 9月9日  | 木  | 10:00: インテリムレポート説明、質問表回答内容の協議(NAPTIN)<br>12:00: インテリムレポート説明、質問表回答内容の協議(AEDC)  | 同左   | 同左  | アブジャ自主隔離1日目          | アブジャ |
| 4   | 9月10日 | 金  | 12:00 質問表回答内容の協議(AEDC)<br>15:00 NAPTIN支援の進捗ヒアリング(AFD)   | 同左   | 同左  | アブジャ自主隔離2日目          | アブジャ |
| 5   | 9月11日 | 土  | 団内協議  | 同左   | 同左  | アブジャ自主隔離3日目          | アブジャ |
| 6   | 9月12日 | 日  | 団内協議  | 同左   | 同左  | アブジャ自主隔離4日目          | アブジャ |
| 7   | 9月13日 | 月  | 10:00: [NAPTIN] 配電技術研修の実施内容に係る情報収集<br>13:00 DISREPの進捗に係るヒアリング(WB)<br>PM: [ANED] 配電会社向け能力向上の取り組み、研修認定制度              | 同左   | 10:00~12:00 <b>NAPTIN</b> (ノンテクニカル研修担当者・研修プログラム(全体)担当者、既存の料金徴収率向上・顧客サービス改善研修の内容等の確認・外部講師等の活用状況)<br>13:30~15:30 <b>ANED</b> (DisCoの人材育成担当者・料金徴収・顧客サービス関係者、DisCoの料金徴収率向上・顧客サービス改善に関する取り組み状況、研修コース・ANEDのDisCo支援(研修実施など)状況、NAPTINの研修コースに対する意見・ANEDとNAPTINとの連携)  | アブジャ自主隔離5日目          | アブジャ |
| 8   | 9月14日 | 火  | 10:00: [NERC] 承認されたPIPの内容、ドラフトとの相違点、承認されたDisCoのCAPEX Planに係る情報収集<br>PM: [AEDC] 質問票回答のフォローアップ                        | 同左   | 10:00~12:00 <b>NERO</b> (質問項目関連担当者、PIP最終版承認状況・最終提供依頼・各DisCoのドラフトとの変更点の概要、今後の電気料金のMinor Reviewの予定、NERCの顧客苦情対応実施状況)<br>13:30~15:30 <b>Abuja DisCo</b> (料金徴収担当者・顧客サービス担当者・料金徴収率向上・顧客サービス改善研修担当者、AT&Gクロスが減少しない理由、料金徴収率向上・顧客サービス改善のための取り組み)  | アブジャ自主隔離6日目          | アブジャ |
| 9   | 9月15日 | 水  | AM: [AEDC] 質問票回答のフォローアップ<br>PM: [PHED] 維持管理、事故復旧の現状確認   | 同左   | 10:00~12:00 <b>NAPTIN</b> (ノンテクニカル研修担当者・研修プログラム(全体)担当者、料金徴収率向上・顧客サービス改善についてのDisCoの問題・課題の認識状況、料金徴収率向上・顧客サービス改善についてのDisCoの研修ニーズの把握・DisCoとの意見交換の現状、料金徴収率向上・顧客サービス改善研修の改善計画)<br>13:00~16:00 <b>Port Harcourt DisCo</b> (料金徴収担当者・顧客サービス担当者・料金徴収率向上・顧客サービス改善研修担当者、AT&Gクロスが減少しない理由、料金徴収率向上・顧客サービス改善のための取り組み、料金徴収率向上・顧客サービス改善研修の実施状況・NAPTIN研修への参加状況と意見、料金徴収率向上・顧客サービス改善研修の問題・課題と今後の改善計画、NAPTINへの期待) | アブジャ自主隔離7日目          | アブジャ |
| 10  | 9月16日 | 木  | 13:00~18:00 収集資料・情報整理<br>PM: [PHED] オペレーション、メンテナンス、故障復旧作業など   | 同左   | 同左  | 入国後PCR検査、自主隔離終了(8日目) | アブジャ |
| 11  | 9月17日 | 金  | 10:00~12:00NAPTIN:<br>(1) AFDプロジェクトの進捗<br>(2) 主要研修コース(ロス削減、配電計画、変電所保守、配電設備保守・事故復旧対応)の資料取得(シラバス・カリキュラム・教材)           | 同左   | 10:00~12:00 <b>NERO</b> (質問項目関連担当者、MAP Regulationの施行状況と問題・課題への対応予定、料金徴収率向上・顧客サービス改善についてのNERCのDisCoに対する支援状況・予定)<br>13:30~15:30 <b>Abja DisCo</b> (料金徴収担当者・顧客サービス担当者・料金徴収率向上・顧客サービス改善研修担当者、料金徴収率向上・顧客サービス改善研修の実施状況、NAPTIN研修への参加状況と意見、料金徴収率向上・顧客サービス改善研修の問題・課題と今後の改善計画、料金徴収率向上・顧客サービス改善研修についてのNAPTINへの期待)  | 現地調査1                | アブジャ |
| 12  | 9月18日 | 土  | 団内協議  | 同左   | 同左  | 現地調査2                | アブジャ |
| 13  | 9月19日 | 日  | 団内協議  | 同左   | 同左  | 現地調査3                | アブジャ |
| 14  | 9月20日 | 月  | 10:00 NAPTIN:<br>(1) 現場視察(保有研修設備、研修設備建設候補地)<br>(2) ANED認定の研修体系の取得(情報取得の協力依頼)  | 同左   | 10:00~12:00 <b>NAPTIN</b> (ノンテクニカル研修担当者・研修プログラム(全体)担当者、AFDプロジェクトの進捗、追加情報の収集、聞き取り内容の確認)<br>13:30~15:30 <b>Abja DisCo</b> (料金徴収担当者・顧客サービス担当者・追加情報の収集、聞き取り内容の確認)   | 現地調査4                | アブジャ |
| 15  | 9月21日 | 火  | AEDC:<br>(1) 事故停電の減少と早期復旧への取り組み状況調査(組織体制・業務実施手順)<br>(2) 設備保全業務に対応する組織・業務運行(実施手順)・保守データ管理の仕組み<br>(3) 上記業務に関連する標準類の取得 | 同左   | 10:00~12:00 <b>pwcナイジェリア</b> (DisCoへのアドバイザー業務担当者、DisCoの料金徴収率向上・顧客サービス改善関連業務の実施状況、他国のpwcの経験・ノウハウの共有可能性)<br>13:30~15:30 <b>NERC</b> (これまでヒアリングした担当者、追加情報の収集、聞き取り内容の確認)  | 現地調査5                | アブジャ |
| 16  | 9月22日 | 水  | AEDC:<br>現場視察(設備(配電・変電)状況、保護システムに関連する系統構成)<br>*NAPTINのカウンターパートが現地調査に参加  | 同左   | 同左、もしくは報告書作成  | 現地調査6                | アブジャ |
| 17  | 9月23日 | 木  | AEDC:<br>(1) 現場視察(保守業務実施状況、事故復旧業務実施状況、事故点探索用測定器の調査)<br>*NAPTINのカウンターパートが現地調査に参加<br>(2) 配電自動化システムの概要把握               | 同左   | 同左、もしくは報告書作成  | 現地調査7                | アブジャ |
| 18  | 9月24日 | 金  | ファイナルレポート作成/ ANEDの配電研修に係る情報収集(予備)   | 同左   | 同左  | 現地調査8                | アブジャ |
| 19  | 9月25日 | 土  | ファイナルレポート作成   | 同左   | 同左  | 現地調査9                | アブジャ |
| 20  | 9月26日 | 日  | ファイナルレポート作成   | 同左   | 同左  | 現地調査10               | アブジャ |
| 21  | 9月27日 | 月  | ファイナルレポート作成   | 同左   | 同左  | 現地調査11               | アブジャ |
| 22  | 9月28日 | 火  | ファイナルレポート作成   | 同左   | 同左  | 現地調査12               | アブジャ |
| 23  | 9月29日 | 水  | AM ラップアップミーティング(NAPTIN)<br>PM ラップアップミーティング(AEDC)  | 同左   | 同左  | 現地調査13               | アブジャ |
| 24  | 9月30日 | 木  | 9:00-12:00 PCR検査<br>PM JICAナイジェリア事務所への報告  | 同左   | 同左  | 現地調査14、<br>出国前PCR検査  | アブジャ |
| 25  | 10月1日 | 金  | アブジャ(17:55)→  | 同左   | 同左  | 現地調査15               | 機内   |
| 26  | 10月2日 | 土  | ドーハ(05:15)  | 同左   | 同左  |                      | ドーハ  |
| 27  | 10月3日 | 日  | ドーハ(02:30)→成田(18:55) QR806  | 同左   | 同左  |                      |      |

### 資料－3 関係者（面会者）リスト

### 添付資料-3 関係者（面会者）リスト

#### 連邦電力省

##### **Federal Ministry of Power (FMP)**

|                              |                             |
|------------------------------|-----------------------------|
| Engr. Briskilla Sapke        | Director of Distribution    |
| Engr. Iyiola M. Olaniyi      | Chief Electrical Engineer   |
| Mr. Ogunfeyimi Gbadebo Jacob | Principal Technical Officer |
| Mr. David Joshua             | Higher Technical Officer    |

#### ナイジェリア電力規制委員会

##### **Nigerian Electricity Regulatory Commission (NERC)**

|                       |   |
|-----------------------|---|
| Engr. Sanusi Garba    | Chairman  |
| Mr. Oseni Musiliu     | Commissioner  |
| Mr. Bassey N. Ayambem | General Manager, Planning, Research and Strategy Division |
| Mr. Zubair Babatunde  | Assistant General Manager                                 |

#### ナイジェリア配電事業者協会（ANED）

##### **Association of Nigerian Electricity Distributors**

|                    |                               |
|--------------------|-------------------------------|
| Mr. Rotimi Adebari | Manager, Project Coordination |
| Mr. Akin Akinpelu  | Technical Specialist          |
| Mrs. Mayo Fadel    | Project Coordinator           |

#### ナイジェリア国家電力研修所

##### **National Power Training Institute of Nigeria (NAPTIN)**

|                           |                                       |
|---------------------------|---------------------------------------|
| Mr Ahmed Bolaji Nagode    | Director General                      |
| Mr Olalekan Oregbesan     | Head of IT                            |
| Mr Yusuf Khalil           | Team Lead NAPTIN                      |
| Mr Muazu Aminu            | Acting Director Training Prgrammes    |
| Mr Okeke Chudulum         | Technical Adviser To Director General |
| Mr Mabi Swomen            | Assistant Director Public Affairs     |
| Mr Kunle Oyenusi          | Project Manager AFD Procurement       |
| Mrs Felicia E. Uzuakpundu | Head Customer Service                 |
| Mr Akinyele Felix         | Chief Executive Officer Accounts      |

#### アブジャ配電会社

##### **Abuja Electricity Distribution Plc. (AEDC)**

|                     |   |
|---------------------|---|
| Dr. Ernest Mupwaya  | Managing Director                               |
| Mr Bode Longe       | General Manager Strategy And Corporate Planning |
| Engr Mike A. Ezugwu | Senior Manager Technical Services               |
| Mr Andy Mba         | Head of Control Center System                   |

|                   |                              |
|-------------------|------------------------------|
| Mr Ugwoke Uchenna | Control System Engineer      |
| Peter Ibeziako    | Control System Engineer      |
| Engr Yusuff Mudi  | Control System Engineer      |
| Engr Pomel        | Regional Technical Service   |
| Engr Razak Rahimi | Distribution System Operator |

#### イケジャ配電会社

##### **Ikeja Electric Plc. (IKEDC)**

|                      |                         |
|----------------------|-------------------------|
| Mr. Abisola Oshinusi | Governance & Compliance |
| Mr. Jide Kumapayi    |                         |
| Mr. Oladele daramola |                         |
| Mr. Olatayo Olalere  |                         |

#### エコ配電会社

##### **Eko Electricity Distribution Plc. (EKEDC)**

|                     |   |
|---------------------|---|
| Mr Kamaldeen Saadu  | Head of Department, Network Planning   Technical Services |
| Mr. Jonathan Lawani | Head of Department, Projects                              |
| Mr. Adewumi David   | Executive Consultant (Projects)                           |
| Mr. Ukachi Agoha    |   |

#### ポートハーコート配電会社

##### **Port Harcourt Electricity Distribution Plc. (PHED)**

|                      |                        |
|----------------------|------------------------|
| Mr. Franklin Ajaegbu | Head, Special Projects |
| Mr. Canice Emeka     |                        |
| Mr. Amon Galloway    |                        |
| Mr. Joseph Titilope  |                        |
| Ms. Noelle Okwedy    |                        |

#### フランス開発庁

##### **French Development Agency (AFD)**

|                     |                                  |
|---------------------|----------------------------------|
| Mr. Adesoji Ademola | Project manager Energy/Transport |
|---------------------|----------------------------------|

#### 世界銀行

##### **The World Bank Group (WB)**

|                         |                          |
|-------------------------|--------------------------|
| Ms. Nataliya Kulichenko | Lead Energy Specialist   |
| Mr. Muhammad Abba Wakil | Senior Energy Specialist |

## 資料－4 現地協議資料 (Wrap Up Meeting)



# Wrap Up Meeting

## On

### Data Collection Survey for Performance Improvement of Distribution Companies in the Federal Republic of Nigeria

---

September 2021

YACHIYO ENGINEERING CO., LTD., JAPAN

## Contents

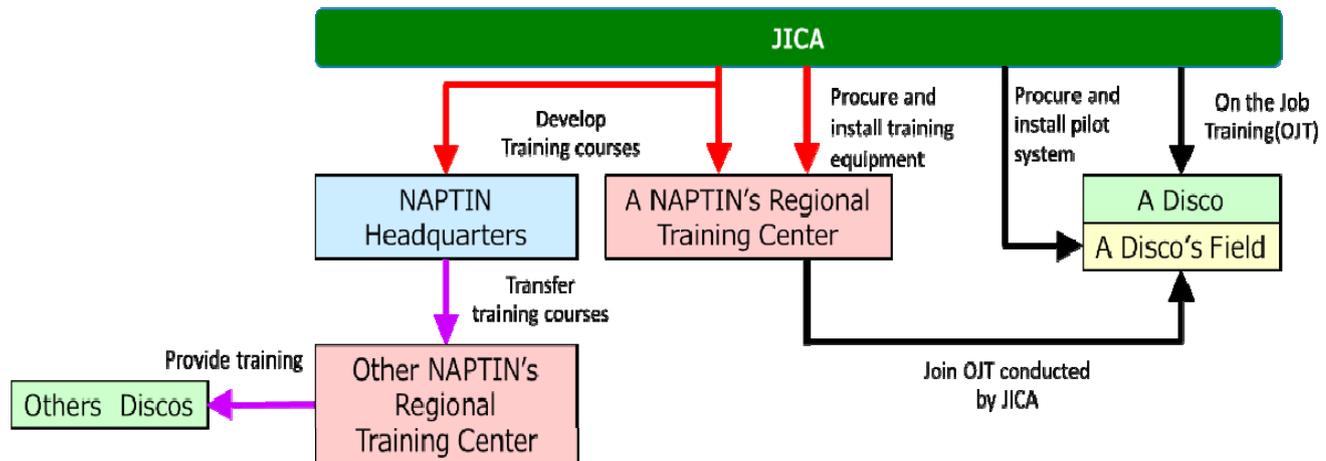
1. JICA's assistance for power sector in Nigeria
2. Structure of proposed technical cooperation
3. Findings and countermeasures for challenges (Technical issues)
4. Findings and recommendations (Non-technical issues)

# 1. JICA's assistance for power sector in Nigeria

JICA (Japan International Cooperation Agency) is an executing agency of Japan's Official Development Assistance.

| Year      | Name of project  | Type                  |
|-----------|--|-----------------------|
| 2000~2002 | The Project for Rural Electrification Phase 1-3<br>(In Borno, Bauchi, Gombe and Nasarawa states)           | Grant aid             |
| 2006~2008 | The project for Rural Electrification in Cross River and Akwa Ibom States Phase 1-3                        | Grant aid             |
| 2011      | The Project for Emergency Repair and Overhaul Works for the Jebba Hydro Power Station                      | Grant aid             |
| 2012      | The Project for Introduction of Clean Energy by Solar Electricity Generation System                        | Grant aid             |
| 2016      | The Project for Emergency Improvement of Electricity Supply Facilities in Abuja (Apo and Keffi substation) | Grant aid             |
| 2018      | The Project for Emergency Rehabilitation and Reinforcement of Lagos Transmission Substations               | Grant aid             |
| 2019      | The Project for Master Plan Study on National Power System Development                                     | Technical cooperation |

# 2. Structure of proposed technical cooperation



# Application for Japan's technical cooperation

  
**FEDERAL MINISTRY OF POWER**  
OFFICE OF THE PERMANENT SECRETARY

FMP/POW/1145/T/21 December 8, 2020

**The Consular**  
Embassy of Japan  
No. 9, Bobo Street  
Off Gana Street  
Maitama Abuja Nigeria

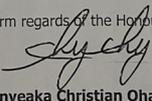
**Through:**  
**The Honourable Minister**  
Federal Ministry of Finance, Budget and National Planning  
Plot 421 Constitution Avenue  
Central Business District  
Abuja

**Attention:**  
Director, International Cooperation

**RE: APPLICATION FORM FOR JAPAN'S  
TECHNICAL COOPERATION**

I write to forward herewith copy of a letter with attached application form for Japan's Technical Cooperation with ref No: NAPTIN /DG /JICA\_TC /01 / 2020 dated 24<sup>th</sup> December, 2020 from Director General, National Power Training Institute of Nigeria on the above subject. The application is to be forwarded to **The Consular, Embassy of Japan** through your office.

2. Please accept the warm regards of the Honourable Minister.

  
**Chinyeaka Christian Ohia**  
Permanent Secretary

INTERNATIONAL COOPERATION DEPARTMENT  
NATIONAL PLANNING COMMISSION  
THE FEDERATION OF NIGERIA  
ABUJA  
12/08/2020

## APPLICATION FORM FOR JAPAN'S TECHNICAL COOPERATION

1. **Date of Entry:** Day 08 Month 12 Year 2020
2. **Applicant:** The Government of Nigeria
3. **Technical Cooperation (T/C) Title:** The project for capacity development of power distribution companies in the Federal Republic of Nigeria
4. **Type of the T/C** ※Select only one scheme.
  - **Technical Cooperation Project / Technical Cooperation for Development Planning**  
Science and Technology Research Partnership for Sustainable Development (SATREPS)
  - Individual Expert     Individual Training     Equipment
5. **Contact Point (Implementing Agency):** National Power Training Institute of Nigeria (NAPTIN)  
Address: Plot 21, Cadastral Zone, Idu Industrial Area, Mborra District, FCT, Abuja, the Federal Republic of Nigeria  
Contact Person: Mr. A. B. Nagode, Director General  
Tel. No.: +234 803 394 7153 Fax No. \_\_\_\_\_  
E-Mail: abnagode@naptin.gov.ng
6. **Background of the T/C**

(1) Government policy

The Federal Government has been implementing the Economic Recovery and Growth Plan (ERGP 2017-2020) to restore macroeconomic stability and achieve sustained inclusive growth through a structural economic transformation, after the recession in 2016 which was led by the collapse of global oil prices.

The ERGP has five (5) Key Executive Priorities outlined below. Energy sufficiency is one of the priority areas which the ERGP aims to address.

  - Stabilizing the macroeconomic environment
  - Achieving agriculture and food security
  - Ensuring energy sufficiency (power and petroleum products)
  - Improving transportation infrastructure
  - Driving industrialization on small and medium scale enterprises

## 3. Findings and countermeasures for challenges (Technical issues)

## Major challenges of the sector

## Current status of AEDC

1. High loss rate (loss reduction)

1-1. ATC&C Loss : 46%  
1-2. Technical Loss : 11.72%

2. Low reliability

2-1. Frequent faults (times) : 4.2/Feeder/Year  
2-2. Long recovery time: 88% (Rate of Faults cleared within 8 hours (2019))  
2-3. "8 hours" is much longer than in other countries

3. Low supply quality

3-1. Low supply voltage : 206V (Receiving Average)  
3-2. Less effective voltage regulation methods  
3-3. Long low voltage feeders *Allowable range:216.2~243.8 V*

4. Lack of supply capacity / Low utilization rate

4-1. Utilization of a feeder: Around 50% loading (Bottlenecks anywhere except generation capacity ? )

5. Network and grid operation issues

5-1. Less sectionalizing methods in a feeder except jumper connection  
5-2. No fuse at distribution transformers (Example)  
5-3. Lack of appropriate distribution planning and design

6. Problems in the way of conducting O&M works

6-1. Many problematic facilities to be improved in maintenance work are left

## Current status of AEDC

## Countermeasures (Proposals of survey team)

1-1. ATC&C Loss : 46%  
1-2. Technical Loss : 11.72%

1-1. Reconfiguration of LV system (Change to small trafo.)  
1-2. Appropriate distribution substation placement  
1-3. Upgrading of conductors  
1-4. Improving quality of jointing overhead conductors

2-1. Frequent faults(times) : 4.2/Feeder/Year  
2-2. Long recovery time: 88% (Rate of Faults cleared within 8 hours (2019))  
2-3 "8 hours" is much longer than in other countries

2-1. Change system configuration for quick sectionalizing  
2-2. Improving pinpoint fault location using detecting instrument  
2-3. Apply more efficient locating procedure with above device

3-1. Low supply voltage : 206V (Receiving Average)  
3-2 Less effective voltage regulation methods  
3-3 Long LV feeders

3-1. Same as item 1-1 ~ 1-4 (mentioned above)  
3-2. Installing AVR on each transformer of injection substation

4-1. Utilization rate of a feeder: Around 50% loading (Bottlenecks anywhere except generation capacity ? )

4-1. Appropriate distribution planning  
4-2. Standardization of network design

5-1. Less sectionalizing methods in a feeder except jumper connection  
5-2. No fuse at distribution transformers (Example)  
5-3. Lack of appropriate distribution planning

5-1. Same as item 4-1 and 4-2  
5-2. Appropriate initial design (e.g., pole strength)

6-1. Many problematic facilities to be improved in O&M works are left

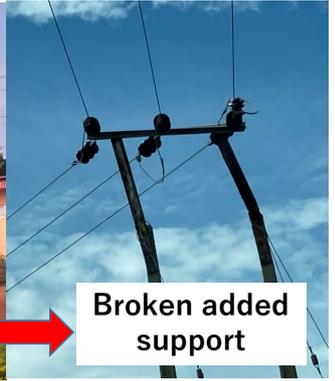
6-1. Creating an easy-to-understand maintenance work manual  
6-2. Accumulation, analysis, and inheritance of maintenance data to contribute business improvement  
6-3. Thorough correction discipline based on the above

## Current status of NAPTIN addressing issues in the distribution sector and enhancement proposals

| Major challenges of the sector     | Current status of NAPTIN<br>(Training courses addressing the major issues)   | Enhancement proposal for NAPTIN   |
|------------------------------------|--|---|
| 1. High loss rate (loss reduction) | 1-1. DISTRIBUTION NETWORK POWER LOSS MANAGEMENT COURSE<br>1-2. ENERGY AUDITING & LOAD MANAGEMENT C4  | 1. Improving the training contents to deal with technical issues in the actual work of DisCos (Specialized reducing technical losses) |
| 2. Low reliability                 | 2-1. POWER DISTRIBUTION NETWORK MAINTENANCE AND REPAIRS<br>2-2. DISTRIBUTION LINE CONSTRUCTION AND MAINTENANCE · MODULE 1 · MODULE 2<br>2-3. TRANSFORMER & SWITCHGEAR MAINTENANCE<br>2-4. DISTRIBUTION NETWORK DISPATCH AND EMERGENCY RESPONSE | 2. Development of training courses aimed at improving skills for quick fault recovery (Practical training)                            |
| 3. Low supply quality              | 3-1. POWER DISTRIBUTION NETWORK DESIGN & OPERATIONS<br>3-2. PLANNING & CONSTRUCTION OF DISTRIBUTION NETWORK  |   |

| Major challenges of the sector  | Current status of NAPTIN<br>(Training courses addressing the major issues)   | Enhancement proposal for NAPTIN   |
|---|--|---|
| 4. Lack of supply capacity / Low utilization rate   | 4-1. Same as item 3-1 and 3-2  |   |
| 5. Network and grid operation issues  | 5-1. DISTRIBUTION NETWORK OPERATIONS & MAINTENANCE<br>5-2. BASIC POWER SYSTEM PROTECTION - P1<br>5-3. DISTRIBUTION NETWORK PROTECTION COURSE<br>5-4. POWER SYSTEMS PROTECTION COURSE TECHNICAL |   |
| 6. Problems in the way of conducting distribution network planning, operation and maintenance | 6-1. Lack of the course contents   | 6. Improving the training contents to deal with technical issues in the actual maintenance work of DisCos (aiming at high quality and ensured maintenance work) |

Lack of correct discipline leads to following conditions



## 4. Findings and recommendations (Non-technical issues)

## Recommendations to non-technical training for AEDC (1)

### 1. Development of Training on Bill Collection

**Recommendations:** Develop and conduct of training of trainers (TOT) of OJT and Off-JT, using **external resources** such as **NAPTIN**

Current Situation:

- \* Current training on bill collection is limited to OJT (knowledge transfer)
- \* Limited training resources of AEDC

### 2. Development of Training on Customer Relations based on the existing Proposal

**Recommendation:** Developing AEDC's plan into **practices**, using external resources such as joint development with **NAPTIN**

Current Situation:

- \* AEDC has a **well considered proposal** for Training on Customer Relations

## Recommendations to non-technical training for AEDC (2)

### 3. Development of a System for Responding to Customer Complaints

**Recommendations:** Develop a **System for Responding to Customer Complaints** by **information exchange and interaction** between Customer Service Team and Technical Team that is combating against the problems that cause the Complaints **within a DisCo**. For example: In case a complain in interruption arises, the Customer Service Team can know how the Technical Team is resolving the Interruption and easily explain to the Customer through the System.

Current Situation:

- \* Complaints from Customers are not resolved until the Customer understands how DisCos are combating against the problems.

## Recommendations to non-technical training for NAPTIN (1)

### 1. Avoiding duplication with AFD Project and promoting synergy with the Project

### 2. Improvement in existing course on Bill Collection

Recommendation: More **Practical** Training Course leading to better training (includ. **OJT**) of DisCos and higher bill collection rate, introducing **Case Studies**, inviting **NERC** and **other external resources**

Current Situation:

- \* Request for direct assistance to DisCos
- \* Low willingness-to-pay for NAPTIN's tuitions
- \* NAPTIN teaches principles (ex. "customers requirements") only.
- \* NAPTIN does not have actual experiences of bill collection.
- \* NAPTIN has less training resources for non-technical training compared to that for technical training

## Recommendations to non-technical training for NAPTIN (2)

### 3. Improvement in existing Course on Customer Relations

Recommendation: More **Practical** Training leading to better training of DisCos and better customer relations through co-development with DisCos, introducing **Case Studies**, inviting **NERC** and **other external resources**

Current Situation:

- \* DisCos have experiences and plans of training on Customer Relations
- \* Low willingness-to-pay for NAPTIN's tuitions
- \* NAPTIN teaches principles (ex. "customers requirements") only.
- \* NAPTIN does not have actual experiences of customer relations.
- \* NAPTIN has less training resources for non-technical courses compared to that for technical

### 4. Improvement in Training Management

Recommendation:

- ✓ More close, effective and practical cooperation with DisCos
- ✓ Effective use of external resources
- ✓ More effective use of the training portal of NAPTIN



## 資料－5 参考資料/入手資料リスト

添付資料-5 参考資料/入手資料リスト

| No. | 名 称  | 形態<br>(文書・データ・写真等) | Original・Copy | 発 行 機 関 | 発 行 年 |
|-----|--|--------------------|---------------|---------|-------|
| 1   | NIGERIAN ELECTRICAL INSTALLATIONS AND CONSTRUCTION GUIDELINES MANUAL         | 文書                 | Original      | NEMSA   | 2020  |
| 2   | 2021 TRAINING CALENDAR   | 文書                 | Original      | NAPTIN  | 2021  |
| 3   | ANNUAL REPORT 2020   | 文書                 | Original      | NAPTIN  | 2020  |
| 4   | NAPTIN 2019-2021 CAPITAL PLAN PROPOSAL ONGOING PROJECT                       | データ                | Copy          | NAPTIN  | 2021  |
| 5   | TRAINING CALENDAR 2020   | データ                | Copy          | NAPTIN  | 2020  |
| 6   | CASH FLOW STATEMENT FOR THE YEAR ENDDDED 31st DECEMBER, 2014 TO 2019         | データ                | Copy          | NAPTIN  | 2020  |
| 7   | TRAINERS OF DISTRIBUTION SECTOR  | データ                | Copy          | NAPTIN  | 2014  |
| 8   | NAPTIN DISCOs RELATED COURSES CONDUCTED 2009 – 2019                          | データ                | Copy          | NAPTIN  | 2020  |
| 9   | Nos Trainees Total DisCos Non-technical Course 2014-2019                     | データ                | Copy          | NAPTIN  | 2020  |
| 10  | Syllabus/Profile of the Training Courses                                     | データ                | Copy          | NAPTIN  | 2021  |
| 11  | TECHNICAL FOR NON-TECHNICAL COURSE: ELECTRICAL POWER SYSTEM NETWORK OVERVIEW | 文書                 | Copy          | NAPTIN  | -     |
| 12  | BASIC POWER RELAYING PROTECTION COURSE - P1 (MANUAL)                         | 文書                 | Copy          | NAPTIN  | -     |
| 13  | Text of Non-technical Course   | 文書                 | Copy          | NAPTIN  | -     |

添付資料-5 参考資料/入手資料リスト

|    |  |     |      |        |      |
|----|--|-----|------|--------|------|
| 14 | Syllabus: Metering and Revenue Protection Course                 | 文書  | Copy | NAPTIN | -    |
| 15 | NOS OF TRAININGS FOR TECHNICAL AND NON-TECHNICAL COURSES         | データ | Copy | NAPTIN | 2018 |
| 16 | SYSTEM DISTRIBUTION LINES MAINTENANCE COURSE, MODULE 1, MODULE 2 | 文書  | Copy | NAPTIN | -    |
| 17 | BRIEF PROFILES OF INSTRUCTORS                                    | データ | Copy | NAPTIN | 2021 |
| 18 | Quarterly Report SECOND QUARTER 2017                             | 文書  | Copy | NERC   | 2017 |
| 19 | Grid Code-Version 02   | 文書  | Copy | NERC   | -    |
| 20 | Distribution Code-Version 02                                     | 文書  | Copy | NERC   | -    |
| 21 | Metering Code-Version 02   | 文書  | Copy | NERC   | -    |
| 22 | Electricity Health and Safety Code                               | 文書  | Copy | NERC   | 2014 |
| 23 | Market Rules   | 文書  | Copy | NERC   | 2014 |
| 24 | NESIS-Regulations  | 文書  | Copy | NERC   | 2015 |
| 25 | Demography & Organization  | データ | Copy | AEDC   | -    |
| 26 | Number of Trainings and participants between June 2019-June 2020 | データ | Copy | AEDC   | 2020 |
| 27 | TRAINING NEEDS   | データ | Copy | AEDC   | 2020 |
| 28 | AEDC's ANED Certification Guidelines                             | 文書  | Copy | AEDC   | 2019 |

添付資料-5 参考資料/入手資料リスト

|    |  |     |      |      |      |
|----|--|-----|------|------|------|
| 29 | MAP Metering progress                                    | データ | Copy | AEDC | 2020 |
| 30 | Integrated Commercial Management System (InCMS)          | 文書  | Copy | AEDC | 2019 |
| 31 | Metered Population Data Request 2016-2020                | データ | Copy | AEDC | 2021 |
| 32 | AEDC's fixed asset register (Facility management system) | データ | Copy | AEDC | 2020 |
| 33 | GIS (Facility management system)                         | データ | Copy | AEDC | 2020 |
| 34 | Single Line Diagram                                      | データ | Copy | AEDC | 2017 |
| 35 | ANNUAL PREVENTIVE MAINTENANCE PLAN/MANUAL                | 文書  | Copy | AEDC | 2020 |
| 36 | Training of technical staff.                             | データ | Copy | AEDC | -    |
| 37 | Energy (MWh) Delivered by Area Office 2016 - 2019        | データ | Copy | AEDC | 2019 |
| 38 | Peak demand of each injection substation                 | データ | Copy | AEDC | -    |
| 39 | Number of Injection points                               | データ | Copy | AEDC | -    |
| 40 | Power Outage report                                      | データ | Copy | AEDC | 2019 |
| 41 | Actual faults report                                     | データ | Copy | AEDC | 2019 |
| 42 | Planned power outage implementation method               | 文書  | Copy | AEDC | 2018 |
| 43 | SAIDI, SAIFI 2014-2018                                   | データ | Copy | AEDC | 2019 |
| 44 | 132kV Transformer Capacity                               | データ | Copy | AEDC | -    |

添付資料-5 参考資料/入手資料リスト

|    |   |     |      |       |      |
|----|---|-----|------|-------|------|
| 45 | 2020 – 2024 PERFORMANCE IMPROVEMENT PLAN                  | 文書  | Copy | AEDC  | 2019 |
| 46 | Technical services - organizational structure             | データ | Copy | AEDC  | -    |
| 47 | ANED Training Courses Needs                               | データ | Copy | AEDC  | -    |
| 48 | AEDC Training Needs 2020                                  | データ | Copy | AEDC  | 2020 |
| 49 | Training Proposal for Building a Customer-Centric AEDC    | 文書  | Copy | AEDC  | -    |
| 50 | TECHNICAL SERVICES PROCEDURE MANUALS                      | 文書  | Copy | AEDC  | 2020 |
| 51 | Auto-recloser with Geographic Coordinates                 | データ | Copy | AEDC  | -    |
| 52 | SCHEMATIC DIAGRAM OF EKO DISTRIBUTION NETWORK             | データ | Copy | EKEDC | 2020 |
| 53 | List of Distribution Transformer and Injection Substation | データ | Copy | EKEDC | 2020 |
| 54 | Design Manual   | データ | Copy | EKEDC | -    |
| 55 | Company Organogram  | データ | Copy | EKEDC | -    |
| 56 | 11kV Power Consumption                                    | データ | Copy | EKEDC | 2020 |
| 57 | EKEDC Training Calendar 2020                              | データ | Copy | EKEDC | 2020 |
| 58 | List of Executed Internal Training Program 2019           | データ | Copy | EKEDC | 2020 |
| 59 | Number of Metered/Unmetered Customer                      | データ | Copy | EKEDC | 2020 |
| 60 | Average Time to clear fault                               | データ | Copy | EKEDC | 2019 |

添付資料-5 参考資料/入手資料リスト

|    |  |     |      |                |      |
|----|--|-----|------|----------------|------|
| 61 | PID-Nigeria-Distribution-Sector-Recovery-Program                                     | 文書  | Copy | The World Bank | 2020 |
| 62 | CONTENTS OF ANED UPDATED COURSE  | データ | Copy | ANED           | 2018 |
| 63 | Identified Discos Training Needs ANED Data Collation & Analysis                      | 文書  | Copy | ANED, AFD      | 2018 |
| 64 | COURSE HANDBOOK: ENERGY MANAGEMENT   | 文書  | Copy | NAPTIN/GIZ     | 2016 |
| 65 | REFERENCE MANUAL: Electrical Maintenance of High Voltage Transformers and Switchgear | 文書  | Copy | NAPTIN/GIZ     | 2016 |
| 66 | TRAINING MARKET ASSESSMENT REPORT  | 文書  | Copy | GIZ            | 2014 |