

モンゴル国

ウランバートル市 送配電整備事業 準備調査

ファイナルレポート（要約）

平成 26 年 3 月

国際協力機構
東京電力株式会社

東中
JR
14-010

目次

第 1 章 はじめに	1
1.1 調査の背景	1
1.2 調査の目的と対象範囲	1
1.2.1 目的	1
1.2.2 対象範囲	1
1.2.3 カウンターパート	1
1.2.4 調査内容	2
1.3 調査の実施フロー	3
1.4 実施工程	4
1.5 調査実施体制	5
第 2 章 優先度の高い事業の選定	6
2.1 優先度の高い事業選定のためのプロセス	6
2.1.1 調査範囲の選定	6
2.1.2 円借款パッケージの検討	7
2.2 調査対象事業のスクリーニング	7
2.2.1 相手側からのニーズの確認	7
2.2.2 スクリーニング	8
2.2.3 調査対象範囲	11
第 3 章 送電事業の詳細調査	12
3.1 診断用ラボラトリ	12
3.1.1 事業概要	12
3.1.2 事業の妥当性	12
3.1.3 必要なコンポーネント	14
3.1.4 実施スケジュール	17
3.1.5 想定される効果	18
3.1.6 追加検討事項	20

3.2	パーク変電所新設事業	21
3.2.1	事業概要	21
3.2.2	事業の妥当性	22
3.2.3	最適計画の検討	23
3.2.4	必要なコンポーネント	27
3.2.5	実施スケジュール	28
3.2.6	想定される効果	29
3.2.7	追加検討事項	30
3.3	バルンおよびウマルト既設変電所増強事業	31
3.3.1	事業概要	31
3.3.2	事業の妥当性	31
3.3.3	最適計画の検討	32
3.3.4	必要なコンポーネント	33
3.3.5	実施スケジュール	34
3.3.6	想定される効果	34
3.3.7	追加検討事項	36
3.4	110 kV 送電線張替事業 (No. 109 および No.110)	36
3.4.1	事業概要	36
3.4.2	事業の妥当性	38
3.4.3	必要なコンポーネント	38
3.4.4	実施スケジュール	41
3.4.5	想定される効果	41
3.4.6	追加検討事項	43
3.5	移動用変電設備車	43
3.5.1	事業概要	43
3.5.2	事業の妥当性	43
3.5.3	必要なコンポーネント	44
3.5.4	実施スケジュール	46
3.5.5	想定される効果	46
3.5.6	追加検討事項	46
第 4 章 配電事業の詳細調査		47
4.1	配電業務システム	47
4.1.1	事業概要	47
4.1.2	事業の妥当性	50
4.1.3	必要なコンポーネント	52
4.1.4	実施スケジュール	54

4.1.5 想定される効果	54
4.1.6 追加検討項目	56
4.2 配電自動化システム導入事業	56
4.2.1 事業概要	56
4.2.2 事業の妥当性	59
4.2.3 必要なコンポーネント	61
4.2.4 実施スケジュール	71
4.2.5 想定される効果	71
4.2.6 追加検討項目	76
第 5 章 円借款のパッケージ提案	80
5.1 円借款パッケージの提案	80
5.2 事業の実施体制	81
5.2.1 実施体制	81
5.2.2 実施機関の役割	82
5.3 全体スケジュール	83
5.4 入札方法と評価方法	84
5.4.1 工事調達	84
5.4.2 物品調達	84
5.4.3 コンサルティングサービス	85
5.5 想定されるコンサルティングサービスの内容	85
5.5.1 実施内容	85
5.5.2 想定される専門家	86
5.6 運用効果指標	86
5.7 CO2 削減効果の試算	87
5.8 コスト縮減策の提案	88
5.9 事業効果発現のための技術支援の提案	89

略語

ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforce
ADB	Asian Development Bank
ALAGac	Administration of Land Affairs, Geodesy and Cartography
AMR	Automation Meter Reading
AUES	Altay Uliastay Energy System
CES	Central Energy System
DAS	Distribution Automation System
EA	Energy Authority
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EES	Eastern Energy System
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EMP	Environmental Monitoring Plan
EPP	Environmental Protection Plan
ERC	Energy Regulatory Commission
FIRR	Financial Internal Rate of Return
F/S	Feasibility Study
GIS	Gas Insulated Switchgear
GOST	Gosudarstvenny Standart
HTLS	High Temperature Low Sag
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Devise
ISO	International Organization for Standardization
ISP	Internet Service Provider
JICA	Japan International Cooperation Agency
MNS	Mongolia National Standard
MNT	Mongolian Togrog
MOE	Ministry of Energy
MOF	Ministry of Finance
MOED	Ministry of Economic Development
MEGD	Ministry of Environment and Green Development
NDC	National Dispatch Center
NPTGC	National Power Transmission Grid State Own Stock Company
O&M	Operation and Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OPGW	Optical Ground Wire
SAS	Substation Automation System

SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
S/S	Substation
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
T/L	Transmission Line
TPP	Thermal Power Plant
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
UBEDN	Ulaanbaatar Electricity Distribution Network Company
USD	United States Dollar
VHF	Very High Frequency
WES	Western Energy System
WTP	Willingness to Pay

為替レート (2013/11/15)

1 MNT = 0.06 JPY

1 USD = 1,474.1 MNT

第1章 はじめに

1.1 調査の背景

モンゴル国（以下、「モ」国）では、近年の著しい経済成長に伴い電力需要が増加している。同国の人口の4割以上を占めるウランバートル市では今後毎年約6-7%の伸びで電力需要が増大すると予測されており、同国政府は対応策として新規電源開発や電力インフラの更新等の実施を掲げている。これに基づき、新規電源開発としては第5火力発電所等の建設、老朽化した既存発電所の改修等を計画しているが、送配電分野における対策は依然として遅れている。

ウランバートル市における送電系統では多くの施設が建設後30年超経過して老朽化や設備容量不足が深刻化しており、旺盛な電力需要の伸びに対応するため、送電線の新設や張替えや変電所関連設備の更新等が不可欠となっている。

配電系統においても、同市内の地中配電系ケーブルの多くが技術的耐用年数に達し、老朽化による停電が頻発している状況にある。さらに、停電時間を削減するための配電システムの自動化が進んでいないことを背景に、配電事故時の停電復旧時間が非常に長く、また停電範囲が広域に及ぶ等の課題が発生している。このようにウランバートル市の今後の社会・経済の発展を支えるためにも安定的で信頼性の高い電力供給が必要であり、同市内の送配電網の整備は喫緊の課題となっている。

1.2 調査の目的と対象範囲

1.2.1 目的

本調査は、ウランバートル市における送配電系統の現状および開発計画を確認した上で、今後の送配電系統における新設および改修のニーズを把握し、効率的かつ安定的で信頼性の高い電力供給を可能とする開発効果の高い有償資金協力候補案件を検討・提案するものである。

1.2.2 対象範囲

ウランバートル市および周辺地域

1.2.3 カウンターパート

送電事業については国家送電会社（National Power Transmission Grid State Own Stock Company: NPTGC）、配電事業についてはウランバートル配電会社（Ulaanbaatar Electricity Distribution Network Company: UBEDN）がカウンターパートとなる。

1.2.4 調査内容

国際協力機構（JICA）より指示のあった以下の調査内容を東京電力株式会社（TEPCO）が5回の現地調査を通じて遂行する。調査期間中に「モ」国側関係者に対して本邦技術の紹介を目的とした日本招聘研修も行われる。

- (1) 「モ」国の電力セクター概要の確認
 - 関連開発政策の確認
 - 電力セクターの現状と課題の確認
 - 電力セクターの今後の計画の確認

- (2) ウランバートル市および周辺の電力系統設備の現状および今後の計画の確認
 - 電力需給の現状および予測分析
 - 電力供給設備の現状の確認
 - 電力供給設備における今後の計画の確認
 - 送電会社および配電会社の概要の確認
 - その他関連諸機関の組織概要の確認

- (3) 新規・改修計画に伴う優先度の高い事業の検討および提案
 - 円借款事業としての実現可能性の高い事業の提案
 - 本邦技術の活用可能性と優位性、他国の関連技術の比較検討

- (4) 優先度の高い事業にかかる F/S の実施
 - 事業概要（妥当性）の確認
 - 事業実施スケジュールの作成
 - 事業費積算実施
 - 事業効果の確認
 - 事業実施方法・実施体制・運営維持管理体制の検討
 - コンサルティングサービスの提案
 - 事業実施にあたってのリスクの把握と対応策の提案
 - 重要な環境社会影響項目の予測・評価および緩和策・モニタリング計画案の作成と簡易住民移転計画案の作成

- (5) コスト縮減策の検討
 - 最適計画の策定
 - 適正な工期設定

1.3 調査の実施フロー

調査の実施フローについて以下に示す。

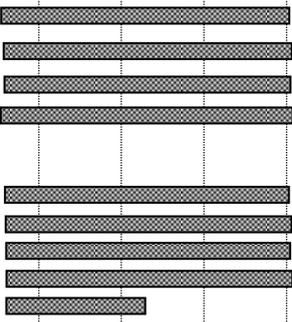
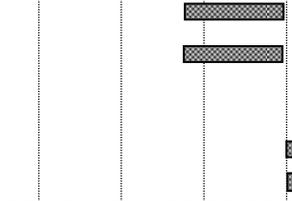
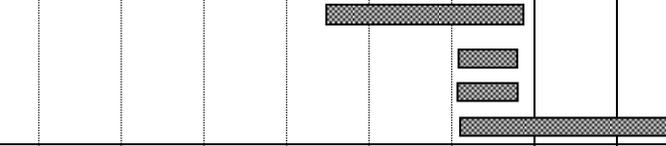


図 1-1 調査実施フロー

1.4 実施工程

上記調査内容を遂行する実施工程を以下に示す。

表 1-1 実施工程

	2013							2014	
	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb
第1フェーズ（現状分析） 1. 「モ」国の電力セクター概要の確認 (1) 関連開発政策の確認 (2) 電力セクターの現状と課題に関する調査 (3) 電力セクターの今後の計画の確認 (4) その他 2. ウランバートル市および周辺の電力系統設備の現状および今後の計画の確認電力システムの分析 (1) 電力需給の現状および予測分析 (2) 電力供給設備の現状の確認 (3) 電力供給設備における今後の計画の確認 (4) 送電会社および配電会社の概要など 3. 新規・改修計画における「モ」国側の優先度の高い事業の提出依頼（ロングリスト作成依頼）									
第2フェーズ（優先事業のスクリーニング） 1. 調査対象範囲の検討 (1) 円借款事業としての実現可能性の高い事業の検討 (2) 本邦技術の活用可能性と優位性、他国関連技術の比較検討 2. 本邦研修 (1) ショートリストされた事業のコア技術視察 (2) 高い事業効果を発現させるための技術支援									
第3フェーズ（優先事業のF/Sの提案） 1. 優先度の高い事業にかかるF/Sの実施 2. コスト削減策の検討 (1) 最適計画の策定 (2) 適正な工期の設定 3. 円借款コンポーネントの提案									
現地調査		□	□			□	□		□
報告書	▲ Ic/R				▲ It/R			▲ Df/R	▲ F/R

Ic/R: インセプションレポート
 It/R: インテリムレポート
 Df/R: ドラフトファイナルレポート
 F/R: ファイナルレポート

1.5 調査実施体制

本調査は、送電事業と配電事業の2つの分野を対象にしている。技術的な協議を個別に行う送電コミッティ・配電コミッティと、両会社に共通する総括的な協議を行う総合調整コミッティを設定し、必要に応じて調査団と協議する体制を構築する。総合調整コミッティには実施機関のほかエネルギー省（Ministry of Energy: MOE）が含まれる。

以下に本調査の実施体制を示す。

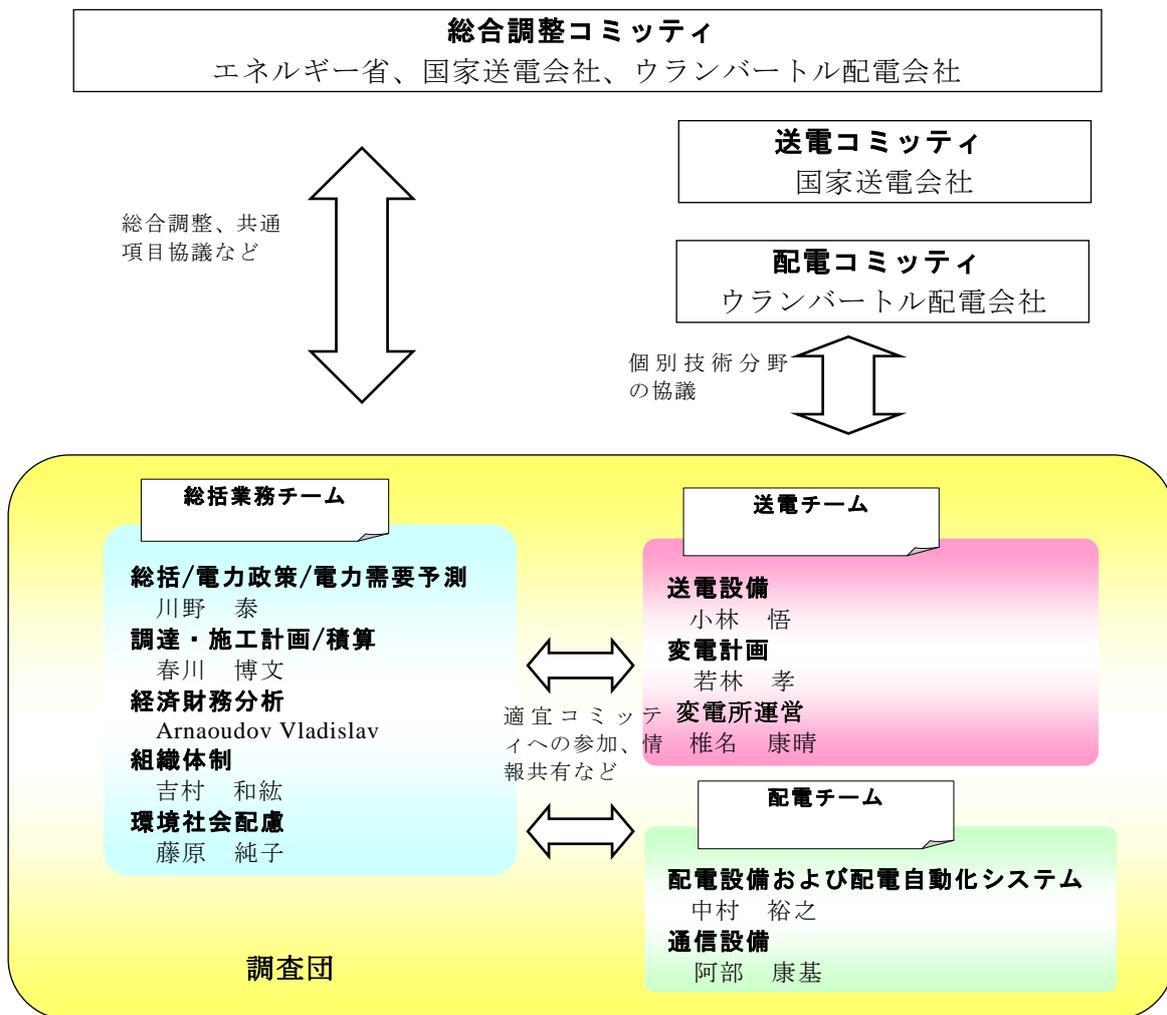


図 1-2 調査運営体制

第2章 優先度の高い事業の選定

2.1 優先度の高い事業選定のためのプロセス

2.1.1 調査範囲の選定

ウランバートル市および周辺地域の送電および配電分野において、優先度の高い事業をスクリーニングし本調査における調査対象を決定する。スクリーニングのプロセスは以下のとおりである。

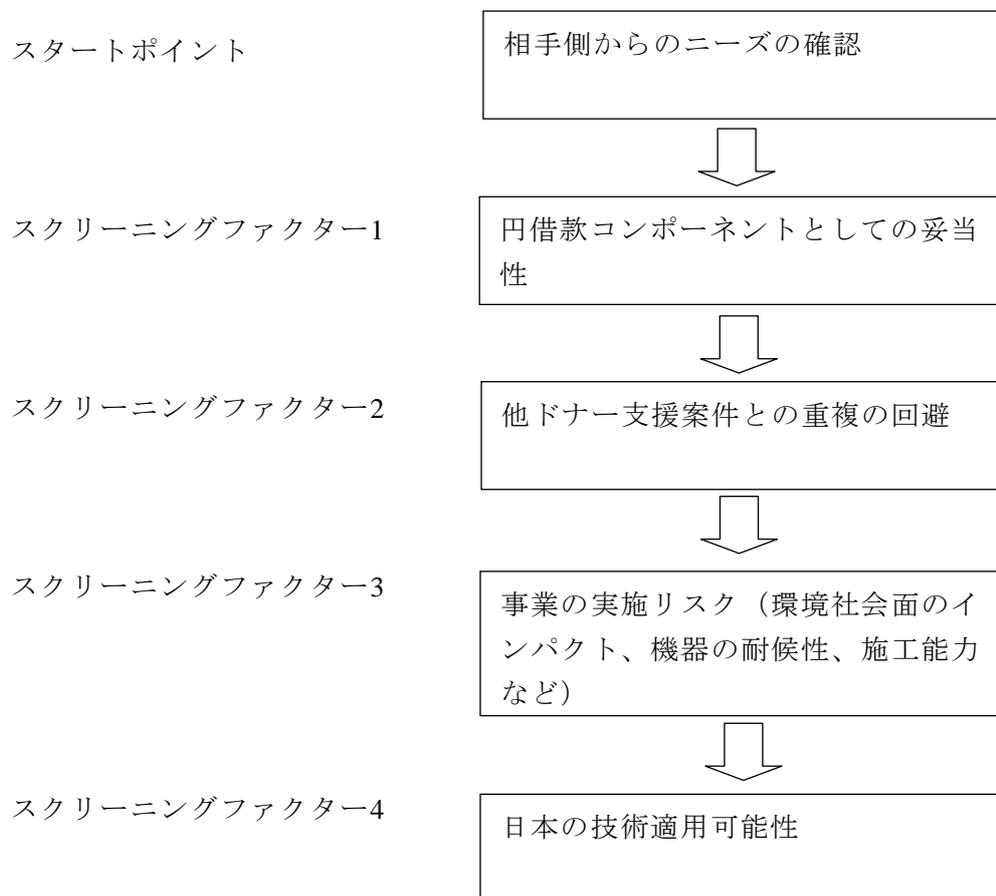


図 2-1 調査対象とする事業のスクリーニングプロセス

2.1.2 円借款パッケージの検討

上記のプロセスを経てスクリーニングされた事業については、仕様・機能の比較分析、コスト分析、環境社会面のインパクト分析を含む詳細調査を行う。各事業について詳細調査結果を行った上で、カウンターパートおよび JICA との協議を踏まえて、円借款パッケージの提案を行う。

2.2 調査対象事業のスクリーニング

2.2.1 相手側からのニーズの確認

(1) 事業リストの提出

第1回現地調査時に各カウンターパート（NPTGC および UBEDN）に対し、円借款案件を前提に事業リスト提出を依頼したところ、下記1件のみ NPTGC から要請があった。

表 2-1 NPTGC からの要請リスト

事業名	コンポーネント	想定コスト
Diagnosis Laboratory for Transmission Line and Substation	Establishment of Diagnostics United System	US\$ 670 000
	Establishment of Diagnostics Laboratory	US\$ 230 000
	Establishment of High Voltage Laboratory	US\$ 250,000
	Establishment of Relay Protection and Automation Laboratory	US\$ 150,000
	Establishment of Electronics and Technical Oil Tester Laboratory	US\$ 80 000

第2回現地調査時に上記事業以外の事業ポテンシャルについて再度確認を行ったところ、以下の事業が発掘され、本調査の対象に含めてほしい旨、NPTGC および UBEDN 各社より要望があった。

表 2-2 NPTGC からの追加要望事業（ポテンシャル事業）

事業名	概要
Expansion of Existing 110 kV Substations (GIS Substations)	<ul style="list-style-type: none"> 既設変電所において将来的に予想される容量不足に対する変電設備容量の増加を目指すもの。 増設するための用地買い増しが困難との理由から、既設4変電所について GIS 変電所の可能性を提案された。
Mobile Substation	<ul style="list-style-type: none"> 緊急時対応の移動用変電設備車。開閉器と変圧器およびそれらを運搬する車両部から構成される。
Replacement of Existing Transmission Line Conductors	<ul style="list-style-type: none"> 第4火力発電所からドモド2変電所間の約15kmの送電区間(2回線)について、送電容量増加のための電線取り替え。
Study for 500 kV Transmission Line Project	<ul style="list-style-type: none"> 全国送電網の500kV送電線の事業計画。

* GIS (Gas Insulated Switchgear): ガス絶縁開閉装置

表 2-3 UBEDN からの追加要望事業（ポテンシャル事業）

事業名	概要
Distribution Network Information Management System	<ul style="list-style-type: none"> 配電設備、配電状況、地図情報等をリンクさせた一括した情報管理システム。 職員の作業効率向上を目指すもの。
Master Plan of Distribution Network	<ul style="list-style-type: none"> 至近5カ年の中期計画および20カ年を見込んだ長期計画の策定。 政府、市、配電会社の計画を一体的に策定することを目指す。
Distribution Automation System	<ul style="list-style-type: none"> ウランバートル市の第4地区を念頭にいった配電自動化システム導入計画。通信設備も含む。 対象地域は集合住宅、ゲル等の住宅地域であるが、当該地域の停電削減を目指すもの。
Automatic Meter Reading System	<ul style="list-style-type: none"> 35 kV 配電用変電所、10 kV および 6 kV 配電設備、顧客メータに自動検針およびスマートメータを取り付ける事業。 UBEDN 管内全体を対象として、順次上位からメータを取り付ける計画。
35 kV Underground Substation (GIS Substation)	<ul style="list-style-type: none"> 電力需要の拡大が想定される市内中心部の配電網増強のため、当該エリアに 35 kV 配電用変電所を新設するもの。 市街密集地であり広い面積の用地取得が困難であると想定され、GIS を採用した地下変電所が想定される。
Relay Protection and Remote Control	<ul style="list-style-type: none"> 配電用変電所より上位の給電所から配電要変電所の開閉器（リレー）をモニタリング、制御するもの。

2.2.2 スクリーニング

上記の要請事業およびポテンシャル事業について下記のファクターから評価を行った。

- 円借款コンポーネントとしての妥当性
- 他ドナー支援案件との重複の回避
- 事業の実施リスク（環境社会面のインパクト、機器の耐候性、施工能力など）
- 日本の技術適用可能性

表 2-4 調査対象事業のスクリーニング (NPTGC 要請分)

	円借款コンポーネントとしての妥当性	他ドナー支援案件との重複の回避	事業の実施リスク	日本の技術適用可能性	評価
重み付け	30 %	20 %	30 %	20 %	
Diagnosis Laboratory for Transmission Line and Substation	2 事故の未然防止のために必要な機材である。ただ円借款コンポーネントとしては少額である。	2 すでにスイスの支援で一部診断機器が導入されているが、その重複を回避して有効なパッケージ化が必要。	3 特段のリスクはないが、より効果的な事業とするためには、診断機器の使用方法に関する研修や診断プログラム策定支援など、ソフト支援も必要。	2 国際的な可能性が高く、必ずしも日本製品が導入されるとも限らない。	2.3
Expansion of Existing 110 kV Substations	2 需要増加ニーズに応えるためのインフラ整備であり、効果が見込める事業。上位計画との整合性の確認が必要。	3 変電所増設に関わる計画について重複はない。	3 現在の敷地内で増設を行う場合は環境社会面のインパクトは小さい。地上（屋内）にすることも可能であり、その場合地下掘削の工事リスクは小さくなる。	3 110 kV の GIS 機器等が導入される場合、日本メーカーの優位性が見込める。	2.7
Mobile Substation	2 緊急時対応としての設備購入であり、事業効果は見込める。ただし複数台の購入がないと円借款コンポーネントとしては少額になる。	3 「モ」国政府でも、購入計画（2台）があるが、NPTGCとしては自社で活用可能な機器数を確保したい意向。	3 特段のリスクはないが、より効果的な事業とするためには、運用における研修を行うことが望ましい。	2 よりコンパクトな設備を求める場合は、日本メーカーの優位性はある程度認められる。	2.5
Replacement of Existing Transmission Line Conductors	2 当該区間の需要想定を踏まえ電線張り替えで対応できる範囲内であることを確認する必要あり。上位計画との整合性の確認が必要	3 重複がないことは確認済み。	2 既存鉄塔の強度確認や、環境社会面のインパクトは確認する必要あり。	3 増容量電線を採用する場合、日本メーカーの優位性が見込める。	2.4
Study for 500 kV Transmission Line Project	1 500 kV の送電計画調査については、円借款コンポーネントとしてはなじまない。別のスキームで調査を実施することが望ましい。	2 今後実施される可能性のある全国系統マスタープランとの重複がないことを確認する必要がある。	3 調査そのものについては特段のリスクはない。	3 500 kV 送電線に関する計画調査については、日本のコンサルタントに優位性が認められる。	-

凡例： 3: 有望、2: 可能性あり、1: 困難

注：ひとつでも”1”評価がある場合は対象外とする。

表 2-5 調査対象事業のスクリーニング (UBEDN 要請分)

	円借款コンポーネントとしての妥当性	他ドナー支援案件との重複の回避	事業の実施リスク	日本の技術適用可能性	評価
重み付け	30 %	20 %	30 %	20 %	
Distribution Network Information Management System	2 組織の業務効率改善には欠かせない重要なシステムである。ただし円借款コンポーネントとしては少額である。	3 インドのコンサルティング会社が初期調査を実施中(2013年9月終了)。当該結果を踏まえてレビューをすることで重複を回避可能。	3 特段予見されない。	2 日本の優位性は特に見いだせないが、配電自動化のデータベースとの連携が期待される。	2.5
Master Plan of Distribution Network	1 配電マスタープランについては、円借款コンポーネントとしてはなじまない。別のスキームで調査を実施することが望ましい。	3 特段の重複はない。	3 特段予見されない。	3 配電自動化やその他システム整備事業においては、日本のコンサルタントに優位性が認められる。	-
Distribution Automation System	3 停電の多い地域においては事業効果が期待できる。	3 特段の重複はない。	2 事故点探索のための方式について、事故点への再投入を禁止する技術基準があり、この点留意が必要。	2 事故点への再投入が認可されるか、再投入できない場合、日本における最新式のシステム導入が可能であれば、優位性は認められる。	2.5
Automatic Meter Reading System	2 需要増加地域であり、事業効果としては期待は高い。ただし円借款コンポーネントとしては少額である。	3 特段の重複はない。	3 特段予見されない。	3 地下変電所を想定する場合には、日本の施工会社の優位度は高い。	2.7
35 kV Underground Substation	2 需要増加地域であり、事業効果としては期待は高い。	3 特段の重複はない。	2 地下化する場合、地質調査等詳細調査が必要となってくる。また環境影響評価法に照らして詳細 EIA 実施が義務付けられる可能性がある。	3 地下変電所を想定する場合には、日本の施工会社の優位度は高い。	2.4
Relay Protection and Remote Control	2 本件のみを取り上げる場合は、円借款コンポーネントとしては少額。	3 特段の重複はない。	3 特段予見されない。	2 本件だけを取り上げると日本メーカーの優位性はみあたらない。	2.5

凡例： 3: 有望、2: 可能性あり、1: 困難

注：ひとつでも”1”評価がある場合は対象外とする。

2.2.3 調査対象範囲

(1) 調査対象とする事業の選択

上記評価の結果、多くの事業が評価スコア 2.3～2.7 の範囲内に含まれた。ポテンシャル事業として取り上げたものは、現段階で構想レベルの域を出ておらず判断材料に乏しいため、これ以上絞り込むことが困難であった。

そこで、総合調整コミッティおよび JICA との協議の結果、ポテンシャル事業を含めすべての事業について本調査での調査対象とすることとした（ただしスクリーニングで対象外とした調査事業は除く）。これら事業は、調査終了後に、調査成果をもって各社にて事業化の可否の検討を行うこととなるが、個別の事業によっては、より具体的な検討にあたってさらなる追加調査等を行う必要性もある（たとえば土木工事を多く含む事業など）。

(2) 個別事業における調査範囲の選択

(a) NPTGC の要望事業に対する調査範囲

NPTGC から提案のあったポテンシャル事業のうち、「Expansion of Existing 110 kV Substations」については、当初 4 つのサイト候補が提案されたが、そのうち優先度の高いとされるバルン変電所およびウマルト変電所の 2 つを調査対象とすることとした。これら変電所は UBEDN で提案されている配電自動化事業の対象地区（第 4 地区）へ電力を供給している。配電自動化事業の一部工事範囲は配電用変電所にも及ぶため、調査対象として含めておく必要もあり、その意味でもこれら 2 変電所を調査範囲とする意義は高い。

(b) UBEDN の要望事業に対する調査範囲

UBEDN から提案のあったポテンシャル事業のうち、以下の 3 事業については、第 4 地区に限定して調査範囲とすることとした。

- ◆ Distribution Automation System
- ◆ Automatic Meter Reading System
- ◆ Relay Protection and Remote Control

これは、UBEDN が提案した「Distribution Automation System」が第 4 地区を対象としてパイロット的に実施していきたいという方針を持っていること、これら 3 事業にて導入される設備が相互に関連するため同一エリアを対象に実施した方が効率的であることから、第 4 地区に限定した調査としても特段の問題がないと判断したものである。

さらに、「Automatic Meter Reading System」についても、① 35 kV 配電用変電所用メータ、② 10 kV および 6 kV 配電設備用メータ、③ 顧客メータの 3 つにコンポーネントのうち、顧客メータについては現段階で取り付けていくという方針が明確になっていないため、① および②を調査対象範囲とすることとした。

第3章 送電事業の詳細調査

以下、送電関連の各事業の詳細調査結果を述べる。協議の進捗に応じて、第2章で提案された事業内容から変更になっているものもあり、事業名についてよりわかりやすい名前に変更している。

3.1 診断用ラボラトリ

3.1.1 事業概要

NPTGC 送電会社が管轄する、変電所にある変圧器・遮断器・リレーなど電力用設備の品質確保および維持を行うための試験装置（以下ラボラトリ）を購入し配備する。ラボラトリはその目的毎に次の4つに分類される。

表 3-1 ラボラトリの概要

分類	主要目的
油分析ラボラトリ	・変圧器等、電気絶縁油使用機器の健全性または異常兆候を判定するため油中溶解ガス成分を分析する装置
高電圧ラボラトリ	・機器の対地間絶縁性能を確認する絶縁耐力試験装置
リレーラボラトリ	<ul style="list-style-type: none"> ・異種製造者のリレー（保護継電装置）の互換性（同一送電線系統内使用適合可否）、リレー整定および系統保護協調を検証する系統シミュレーター ・リレーの「モ」国における対環境性能評価（極低温、大気汚染等）、国際標準規格への適合を評価するリレー試験測定装置
移動ラボラトリ	<ul style="list-style-type: none"> ・機器の受入試験、定期試験、事故・不具合調査に必要な機材整備・配備 ・機動性を重視した車両搭載型試験室

3.1.2 事業の妥当性

ラボラトリは変圧器等の電力用設備が具備すべき電氣的・機械的性能を満たしていることを確認するため、諸試験を実施し得られた数値を評価するためのツールであり、IEC等の国際標準規格における標準的な品質確認の基礎となっている。提案されたラボラトリを使用することで可能となる各種試験は、設備建設時の品質確認、運転設備の品質管理、および設備事故時の部位同定・原因究明のために実施され、効果的な設備運用のために必須であるものの、現在の NPTGC では十分な設備が配備されていない現状にある。

表 3-2 NTTGC のラボラトリの現状

分類	現状
油分析ラボラトリ	<ul style="list-style-type: none"> ロシア製ガス分析機器（NPTGC でも詳細仕様不明）が1台本店に配備されているものの、試験機器の破損、消耗品の不足から使用できない状態。必要な科学的絶縁油分析のうち一部は他会社へ外注している。
高電圧ラボラトリ	<ul style="list-style-type: none"> 移動用耐圧試験車が本店に1台配備されているが、150kV までの出力に対して 40kV までしか出力できない状態であり、車両劣化も激しい。現在は法律に定められた耐圧試験のうち一部の高電圧試験が実施できていない状態。
リレーラボラトリ	<ul style="list-style-type: none"> デジタルリレー試験器（電流増幅装置なし）が本店に1台配備。 IEC に準じた試験項目を実施する機関は「モ」国に存在せず、NPTGC でも関連する試験装置を所有していない。 リレー技術者が不足しており、デジタルリレーを試験・整定できる技術者、試験装置なし。
移動ラボラトリ	<ul style="list-style-type: none"> 赤外線測定装置は本店に1台のみ配備、事故時に現地まで持ち出し、事故判定。 油耐圧試験器、絶縁抵抗測定器等は劣化が顕著。

ラボラトリにより可能となる諸性能試験で得られる数値を評価・管理することにより設備の劣化度合いや異常兆候を把握することが可能となり、設備事故に至る前に適切な点検・手入れ・補修を行ない機能維持・回復・停電回避が期待できる。また設備それぞれの期待寿命に対する余裕を評価することが可能となることにより、設備の劣化状態に応じたメンテナンス・延命修理・設備更新時期の最適化（Condition Based Maintenance: CBM）も将来的には可能となることから設備維持管理コストの低減も期待できる。

特に NPTGC にて近年推進されている、老朽化した機械式・電磁式リレーのデジタルリレーへの更新をさらに進め、電流作動リレーに代表される信頼度の保護方式も導入して供給信頼度を向上させるためには、保護継電器を熟知した技術者の育成が必須であり、リレー装置の試験用ツールを配備するだけでなく、ウランバートル市近傍の電力システムを模擬し複数の保護継電器の動作の協調を検討できる系統シミュレータの導入も必須と考えられる。このような技術者の育成および、設備事故の発生原因や事故現象を正確に把握することで、「モ」国電力システムにおける適切な機器・リレー仕様の確立が初めて可能となり、現在のような低品質の保護継電器の設置により引き起こされる運用開始後の不必要な設備トラブルも低減されるものと期待される。

3.1.3 必要なコンポーネント

(1) 選定方針

各ラボラトリの仕様および配備選定に当たっては、送電会社の品質確保体制を考慮し次の考え方により行う。

(a) ツールの仕様選定

対象となる NPTGC の電力設備について、IEC（国際電気標準会議）にて定める各電気設備技術基準への適合を確認するために必要な諸試験を実施可能な仕様とする。

(b) 配備方法

配備するツールは多岐にわたるが、高額かつ試験に専門技術が必要で、かつ現場第一線での使用頻度がそれほど多くないと考えられる機材は本店に集中配備する。一方、運転中設備の維持管理に必要で、可搬かつ安価で、第一線職場の技術者が熟知すべきツールについては、使用頻度を考慮して各支店および第一線職場へそれぞれ配備する方針とした。

具体的な例としては、移動用耐圧試験車について、設備事故時の緊急対応に必要となるという性質から各支店に1台配備し、かつ本店にて設備竣工時の確認試験を集中して実施しているため本店にも1台配備することとした。

また、油分析ラボについては、油分析は取り扱う試料が微量であり高い分析精度が要求されるため、温度・湿度管理が必要となる。また、分析時に必要なガスによる中毒、酸素欠乏などの健康被害および可燃性・爆発性の危険が生じる。これらの条件を満たすため、空調・換気設備ならびにガス警報装置を備えた分析室を設ける必要があることから本店管理とした。また試験により生じる薬品関係の廃棄・PCB混入油の適切な処理も必要であり、PCB汚損機器の拡散も防止する必要があることから、あわせてPCB分析器を付加、機材を分別する前提としている。

(2) 必要なコンポーネント

以下に各ラボラトリーの装置・資機材等を示す。

表 3-3 油分析ラボラトリ

品名	主要構成	仕様・準拠規格	数量
実験室	所要面積 10 m×10 m 空調、排気設備完備 ガス濃度監視装置	可燃性ガスによる人体 の影響を及ぼさないこ と	1 室
油中ガス分析装置	油中ガス自動分析装置 水素発生装置 液体電極用加熱器 付属品	(Tuul 変電所設置)	すでに 設置*
酸価測定装置	-	IEC62021,IEC61125	1 台
水分測定器	-	IEC60814	1 台
静電正接測定装置	-	IEC60247	12 台
絶縁油引火点測定 器	-	ISO2719	1 台
絶縁油密度比重計	-	ISO3675	1 台
体積抵抗率計	-	IEC60666	1 台
動粘度測定器	-	ISO3104,ISO3016	1 台
油中ガス分析装置	油中ガス自動分析装置 水素発生装置 液体電極用加熱器 付属品	IEC60422,IEC60296 IEC60970	1 セット *
PCB 判定器	PCB 前処理装置 ガスクロマトグラフィー 高純度水素ガス発生装置 データ処理装置	-	すでに て設置
付属備品	洗浄溶剤蒸留回収器 電子天秤 ボンベスタンド 電動ビュレット 等	油分析に必要な計量器 および保守用品類	1 式
消耗品	有機溶剤、窒素・アルゴン・ ヘリウムガスボンベ 採取容器、瓶、保護具 等	油分析消耗品類	1 式
事務用品・什器	事務机、椅子 等	-	1 式

*既設ロシア製 DGA 装置にて所要の分析精度を確保可能かについては別途検討し追加購入要否を決定する必要あり。

表 3-4 高電圧ラボラトリ

品名	主要構成	仕様・準拠規格	数量
高電圧試験装置	受電盤 試験用変圧器 電圧調整器 減衰抵抗器 補償リアクトル 標準計器用変圧器 制御盤	300kV,500kVA 連続使用時間 30 分 IEC60076 IEC6227 IEC60060	1 式
試験装置車両	試験装置搭載車両	積載量 15,000kg 以上	1 台
高電圧試験装置 (可搬型)	試験用変圧器 電圧調整器	車両積載可能なもの 100kV 50kVA	1 台

表 3-5 リレーラボラトリ

品名	主要構成	仕様・準拠規格	数量
系統解析シミュレーター	系統解析用コンピューター (ソフトウェア含む) インターフェイスユニット A/D 変換ユニット 電圧・電流増幅器 (8 台)	発電機、誘導負荷、電動機の組合せによる送電線系統事故の計算およびアナログ出力を可能とする。 IEC60255 準拠	1 セット
環境試験器	温湿度試験器	IEC60068	1 台
電子部品絶縁診断器 (tan δ)	-	IEC60255,IEC62321	1 台
電波試験装置	-	IEC60255,IEC61010	1 台
電圧・電流アナログ増幅器	系統シミュレーター用	IEC60255	8 台
保護リレー試験装置	一次試験用機材含む	IEC60255	6 式
電流印加試験器		IEC60255	1 台
バッテリー試験装置	インピーダンス測定器	IEC60095	1 台
バッテリー試験装置	容量測定器	IEC60095	1 台

表 3-6 移動ラボトリ

品名	主要構成	仕様・準拠規格	数量
変圧器診断測定器（諸試験）	-	IEC60076	5台
低抵抗測定器	-	IEC60076	5台
巻線抵抗測定器	-	IEC60076	3台
デジタル低抵抗測定器	-	IEC60076	2台
絶縁抵抗計	-	IEC60076	3台
保護リレー試験装置	-	IEC60255	5台
ガス漏れ試験器	-	IEC62271	6台
10 kV 絶縁抵抗計	-	IEC60076,IEC60060	5台
接地抵抗計	-	IEC60076	1台
掃引周波数応答解析装置	-	IEC60076	1台
絶縁診断分析器	-	IEC60076,IEC60071	1台
ガス遮断器診断装置（開閉特性）	-	IEC62271	1台
真空遮断器診断器（真空度）	-	IEC62271	1台
反射形ケーブル故障点診断装置	-	IEC60055	1台
可動式試験用変圧器	-	IEC60076	1台
赤外線温度測定器 拡大レンズ 付き	-	IEC60076	1台
移動用車両	-	積載量 1000kg 以上,4WD	1台
絶縁油破壊電圧測定装置	-	IEC60156	1台
振動測定器	-	IEC60095	1台
測量機器	-	IEC60095	1式

3.1.4 実施スケジュール

以下に想定される実施スケジュールを示す。物品調達という前提で2015年から購入開始するスケジュールとした。

表 3-7 実施スケジュール（案）

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Bidding							
	Procurement (Tools)						
	Procurement (Oil Lab.)	Taking Over with Training					
	Procurement (Ry Simulator)	Taking Over with Training					
	Procurement (HV Laboratory)	Taking Over with Training					

3.1.5 想定される効果

(1) 期待される効果

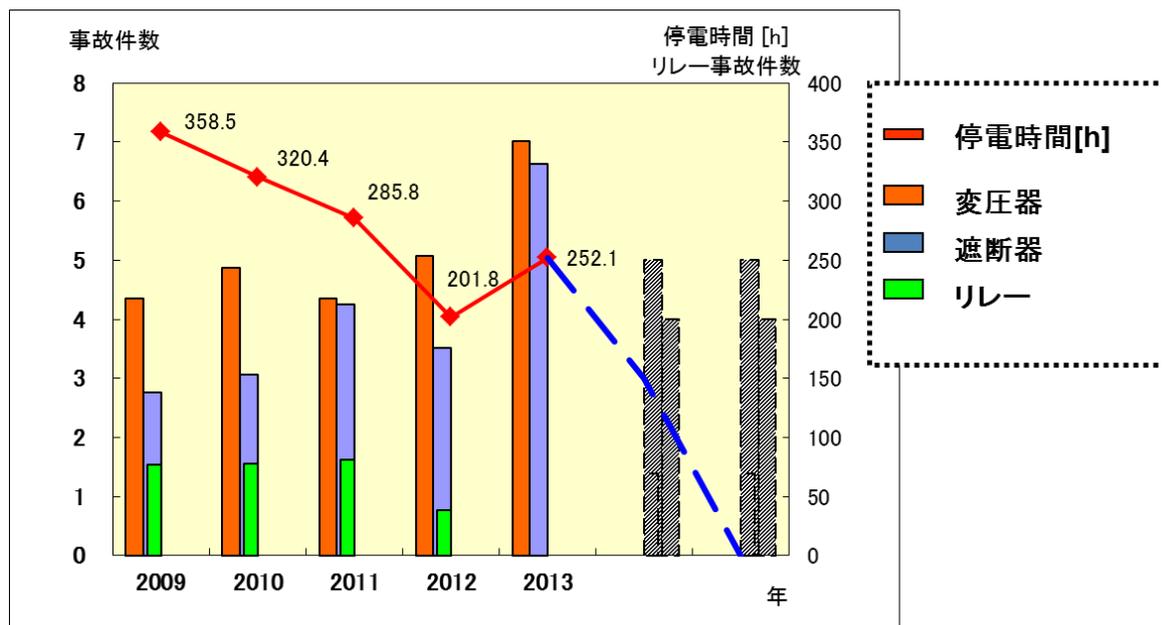
(a) 効果の内容

ラボラトリ整備による効果として設備維持管理向上による供給信頼度の向上（＝停電回数
の減少）、および効率的な設備更新計画の立案があげられる。

このうち設備事故率について考察を行うと、第4章に示したとおり、2009年から2013
年の5年間で平均5件の変圧器故障および平均4件の遮断器事故が発生しており、その平均
停電時間は283.7時間／年となっている。その事故原因についてはNPTGCへのインタビ
ューからリレー装置の誤作動、変圧器・遮断器内部事故等多岐にわたっており、機器の製
造品質が低い事、設備の経年劣化が主な原因であると推測される。本事業であるラボラト
リ整備による事故未然防止を目的とした設備診断の導入により変圧器故障、それに伴う停
電および故障変圧器緊急復旧のための供給支障を最低限毎年1回回避できると仮定して、
以下の経済的効果の試算を行った。

NPTGCの設備別トラブル・事故件数と停電時間の推移

年度	設備別事故・トラブル回数			停電時間 (h/year)
	変圧器	遮断器	リレー	
2013	7	7	---	252.1
2012	5	4	38	201.8
2011	4	4	81	285.8
2010	5	3	78	320.4
2009	4	3	77	358.5
平均	5	4	69	283.7



(出典：NPTGC)

図 3-1 NPTGC の過去の設備事故実績

ラボラトリの導入により設備の劣化診断に必至な絶縁油分析については、現状外注による分析を内製化することで、分析費用の低減を見込むことができる。またラボラトリの効果により導入以降、事故件数・停電時間の減少が見込まれ、販売電力量の増加、修理費用削減、新規投資の繰り延べなどの効果が期待できる。

(b) まとめ

期待される効果を財務・経済便益にまとめると以下のとおりとなる。

表 3-8 財務・経済便益の試算結果 (年間便益額：US\$/year)

財務便益		
1	油分析内製化による便益 =年間分析試料数×(外注費用－内製費用) = 300 part/year×(450 US\$－150US\$)	90,000
2	事故変圧器の緊急取替え回避による販売電力量増加 =停電負荷×停電復旧時間×電力量単価 = 9 MW* × 24 h × 28 day × 6,890 MNT/MWh /1,474.1 US\$/MNT * 停電負荷: 2バンク構成変電所で1台事故時に健全バンク変圧器容量を超過分する負荷 =(変圧器台数×変圧器容量×調査時稼働－変圧器容量)×力率 =(2×25MVA×0.7－25MVA)×0.9=9 MW	28,268
3	事故以前に変圧器を修理が可能となることによる費用削減 (年間1台と想定) = 変圧器更新費用×修理費用削減率(50%) = 600,000 US\$/unit × 0.5	300,000
4	変圧器更新2台を2年間投資繰り延べ可能となることによる利支払いの削減 =更新費用×変圧器更新台数×年金利差額 = 600,000 US\$/unit×2 units×(1.07 ² -1)	173,800
経済便益		
1	油分析内製化による便益 =年間分析試料数×(外注費用－内製費用) = 300 part/year×(450 US\$－150US\$)	90,000
2	変圧器事故による推定停電時間の削減 = NPTGC の変圧器事故による年間停電時間×(1/NPTGC 平均年間事故件数)*×変圧器容量×年平均負荷率×力率×ディーゼル発電コスト*1 = 283.7 hr×1/9×25,000 kVA×0.25 US\$/kWh * NPTGC 年平均事故件数を1件削減できるものと想定	197,000
3	事故以前に変圧器を修理が可能となることによる費用削減 (年間1台と想定) = 変圧器更新費用×修理費用削減率(50%) = 600,000 US\$/unit × 0.5	300,000
4	変圧器更新2台を2年間投資繰り延べ可能となることによる利支払いの削減 =更新費用×変圧器更新台数×年金利差額 = 600,000 US\$/unit×2 units×(1.07 ² -1)	173,800

*1 代替コストは、ディーゼル発電コスト相当分(0.25 US\$/kWhと想定)とした。

(2) IRR 計算結果

前述の財務便益、経済便益を考慮して IRR を計算した結果、以下のとおりとなった。プロジェクト期間は 20 年とした。

表 3-9 IRR 計算結果

	計算結果
FIRR	7.5 %
EIRR	13.0 %

3.1.6 追加検討事項

(1) 診断能力強化のための研修プログラム

NPTGC 向けに下記の研修プログラムを行うことで、スタッフの能力強化、機器の有効活用を高めることができるため、このような研修プログラムを提供する支援が推奨される。本支援を日本側で用意する場合には、日本製品を中心とした診断機器であることが望ましい。

- 油分析に特化した技術力強化
 - ・分析装置により抽出すべきガスの選定
 - ・ガス成分とガス構成比から機器状態を分析・評価する技術
- 試験・検査で取得するデータおよびトレンド管理
- トレンドデータを基にした点検・手入れ時期・方法などルールの確立
- 効果的な CBM プログラム確立に向けた試行調査の計画・実施

(2) 主な製品の推奨仕様について

油分析器については、単にガス量を計測するだけでなく、機器の内部状態を評価できるソフトもパッケージとして購入することが望ましい（同ソフトパッケージは事業費に含んでいない）。これにより、計測者の人為的な誤差をなくすることができる。また関連する計測機器にもデータ交換可能なソフトを導入できれば、多種多彩なデータを一括して効率的に評価することもできる。

このような理由から、油分析器については、精度や効率性を考慮して、一貫したソフトでデータを共有できるシステム化導入を検討することを推奨する。

3.2 パーク変電所新設事業

3.2.1 事業概要

本事業はウランバートル市中心部の電力需要に対応するためウランバートル市が所有する公園用地に地下式変電所を新設し、併せて当該変電所に接続する信頼度の高い送電線方式の採用（既設トール変電所からの地中送電線を想定）、変電所自動化システム（Substation Automation System: SAS）を導入するものである。変電所より下流の新設配電線整備については本事業には含めていない。

当初は、35 kV の地下変電所として UBEDN から要請があったものであるが、その後、MOE、NPTGC との協議の結果、用地価値が高いところでもあり、より大きな送電容量を送れる設備すべきとの判断から 110 kV の地下変電所として計画することとなった。



図 3-2 変電所および送電線位置図

表 3-10 パーク変電所新設事業概要

Substation	Transformers	Speciofication	Power Cable (Tuul-Park)	Note
Park	60 MVA x 3	110 kV GIS 10 kV 10 cct per bank (future extension) 6 kV x 20cct per bank (initial form)	110 kV XLPE 1,200 mm ² cable 8 km x 3 phases	With reactors

3.2.2 事業の妥当性

本事業については、ウランバートル市による変電所周囲の都市再開発・高層ビル建設・ゲル地域再開発計画による、電力需要の急増および変電設備に対する社会環境面でのニーズ、またウランバートル市内変電所の既設変電所の計画負荷を超過した運転、重負荷を理由とした配電線路切り替えの硬直化を考慮すると、変電所建設の必要性は高く、後述するウランバートル市中心街での変電所用地新規取得の検討、変電所建設時に必要な詳細地質調査および技術検討に要する時間を考慮すると、急増する電力負荷に追従するためには、早急に予算確保を行いプロジェクトに着手する必要がある。調査団にてトール変電所を2013年11月に現地確認した際でも、トール変電所の変圧器は98%負荷運転を行っており、変圧器のトラブルが発生した場合にはほぼ半分の負荷が供給不能となる状態であることから、通常確保すべき供給信頼度目標が満たされていない事が確認できた。以下に示すNPTGCの社内検討においても当該地域の需要の伸びと隣接変電所の過負荷が報告されている。

表 3- 11 2012 年断面におけるウランバートル市系統での重負荷変電所上位 5 カ所

変電所	需要実績 (MVA)			現在負荷率
	2010	2011	2012	
Umard	55.5/80.0	58.0/80.0	59.3/80.0	74%
Tuul	48.5/80.0	55.4/80.0	59.3/80.0	74%
Baruun	31.3/50.0	34.6/50.0	39.1/50.0	78%
Tsmntsd	30.8/50.0	34.2/50.0	40.8/50.0	82%
Khaipaast	26.6/50.0	32.8/50.0	34.8/50.0	70%

なお、当該地は市の中心部であり、環境的に屋外に広大な用地を有する変電所を建設できる状況になく、また用地確保も困難であった。このような状況から市が所有する公園用地を利用して地下に建設する選択を行った。



図 3- 3 パーク変電所近傍の都市化の様子

3.2.3 最適計画の検討

(1) 地下変電所

調査団にてウランバートル市内およびパーク変電所用地について、土木・建築工事の条件を日系建設会社にヒアリングしたところ比較的地下水位が高い（GL-3 m 程度）うえに永久凍土および岩盤（GL-20 m 前後）が比較的浅い掘削においても出現するという情報を得た。

当初公園の土地を所有するウランバートル市に申請されていた 40 m×20 m の用地にて 110 kV 変電所を建築する前提となると、既設の東京電力の設計事例では地下 4 階の構造となり掘削量も増加してしまう事、また機器寸法の制約が厳しく変圧器についてはガス絶縁変圧器等の非常にコンパクトな機器の導入等の特別な設計が必要となる事がわかった。

このため NPTGC 責任者とともに市の責任者へ 110 kV 地下式変電所設計の説明を行い、当該用地を道路に隣接した箇所へ移動させたうえ、その大きさも 50m×90m を最大面積として再検討することを提案し、あわせて費用低減のために変電所用地の縮小(35m×50m) について検討を行った。

Preliminary Single Line Diagram for Indoor / Underground Substation (Nov. 19,2013)

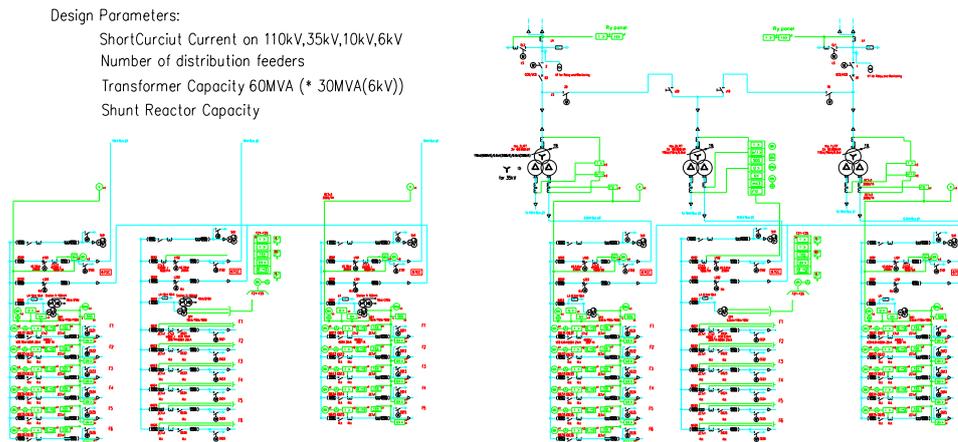


図 3-4 パーク変電所単線結線図（案）

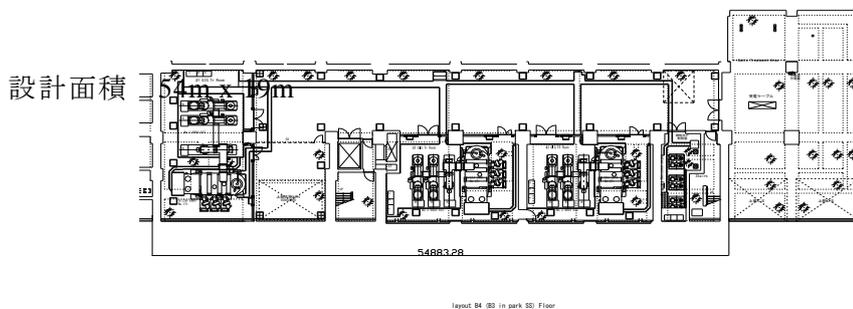


図 3-5 他国電力会社での極小用地の場合の変電所構造例（B3F 主要機器フロア）

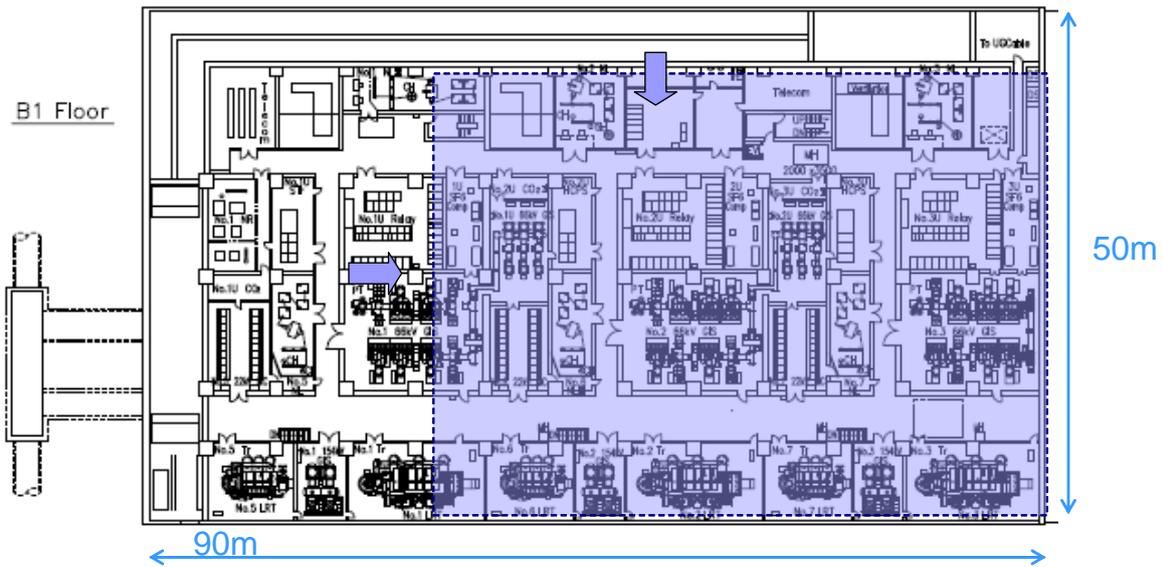


図 3-6 地下 2 階構造の変電所用地実績と縮小検討

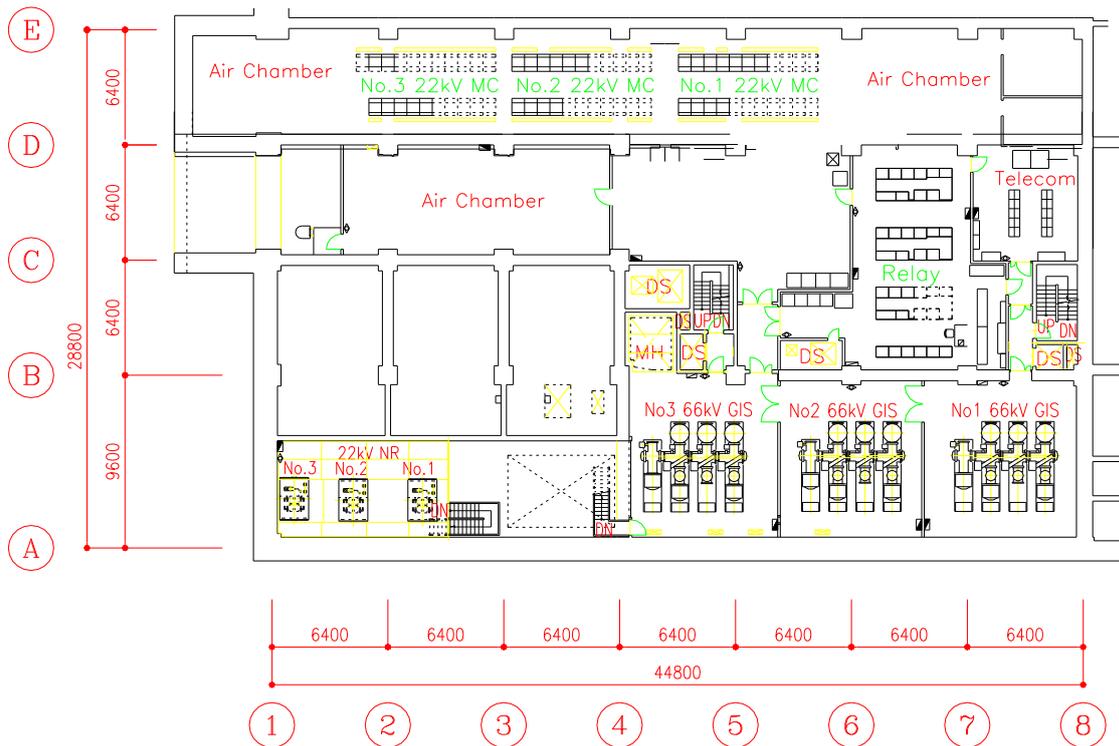


図 3-7 地下 2 階構造の変電所用地についての縮小検討図

なお現時点の縮小検討においてはガス絶縁変圧器導入による地下変電所屋上高さの低減も盛り込んでいる。この地下変電所素検討を最適化し実現可能な変電所設計とするためには、ウランバートル市からの用地使用許可に際しての用地位置・形状等の情報を考慮し、

利用可能な変電所用地面積に適合させるべく、自冷・風冷式変圧器採用、GIS等のコンパクト機器導入、中性点減流機器の系統面での要否について技術的な検証を実施して床面積・地下掘削量を低減させた設計とする必要がある。

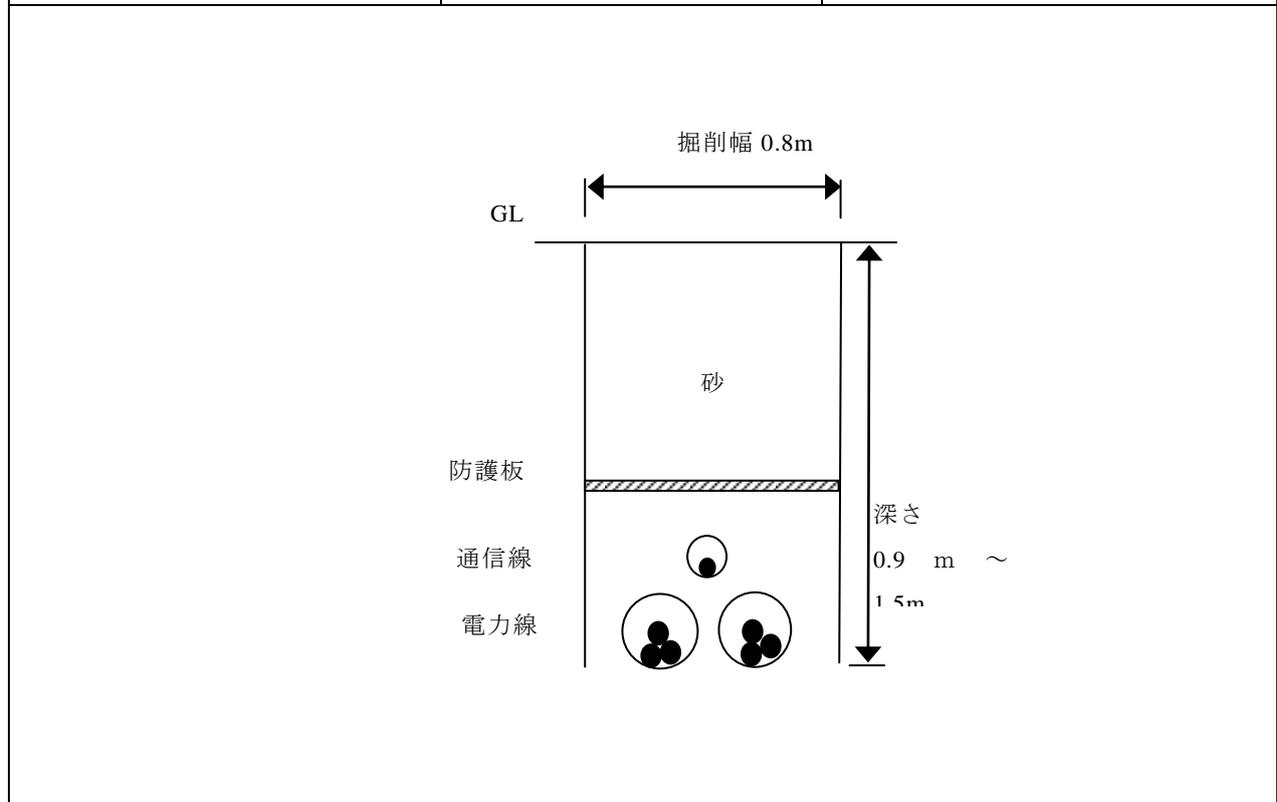
(2) 接続される送電線

110 kV 送電線路を架空電線路で敷設する方法もあるが、送電線路が通過する鉄道以南については、ショッピングモール北側は鉄道敷脇以外スペース少なく、南側は空き地が多くあるものの、高層アパート間を縫うようなルートになり、送電線路との構築物との保安離隔距離の確保が難しい為、地中送電線路で行うものとする。

地中送電線路については、管路に、電力ケーブルを敷設し、必要に応じてマンホールを設置するものとする。架空・地中どちらの送電線建設についても、用地取得が最大の問題であり、上下水道・熱供給・ガス・配電線などすでに地下敷設されている構築物との干渉を避けながらルート算定を行う必要があり、NPTGC のみのプロジェクトではなくウランバートル市、ガス会社、水道会社等を含めた総合的なプロジェクト推進が不可欠である。

表 3-12 接続される送電線の計画

布設方式	建設区間	ケーブル
地中管路 車道部分 -1,500 mm 歩道部分 - 900 mm 耐衝撃性硬質塩化ビニル管 φ 600 mm 電力ケーブル用 2 本 耐衝撃性硬質塩化ビニル管 φ 75 mm 通信ケーブル用 1 本 マンホール(延線・中間接続用) 1.4m*1.5m*4.5m 15 基	Tuul 変電所～Park 変電所 全 8 km (車道 0.5 km, 歩道 7.5 km)	110 kVXLPE 1,200 mm ² 8,500 m, 2 回線 通信ケーブル 光 14c 8,500 m, 1 回線 気中開放式ケーブル端末 3 相 2 組 GIS ケーブル端末 3 相 2 組



3.2.4 必要なコンポーネント

(1) 変電所

本設備更新に必要なコンポーネントについては、変電所主要機器を単位として以下のよう
に大別される。

表 3-13 必要なコンポーネント (変電所)

コンポーネント	仕様	備考
110 kV 受電設備新設	ガス絶縁変圧器採用、短絡遮断容量 40 kA(仮)	受電保護方式更新、停電時自動切り替えシーケンス追加
変圧器新設	60 MVA 110/10/6.6 kV オンラインタップチェンジャー付き	自動電圧調整リレーを追加
10 kV、6 kV 母線および配電線キュービクル	自動化対応配電線、短絡遮断容量 25kA (仮) 単母線、母線区分開閉器付き	零相電圧引き出しにより地絡方向リレーによる事故配電線の選択動作を可能とする 10 kV キュービクルについては将来増設スペースを確保
変電所遠方監視制御装置 (Substation Automation System: SAS、配電自動化対応)	ABB 製 SAS を基本とした設備構成、定期運転記録のレコード、関係各所への送付機能付き	変電所遠方制御のための機器状態監視・警報ポジション追加
停電時変電所電源	4 時間停電における想定操作を可能とするバッテリー容量、メンテナンスフリー蓄電池および直流・交流整流器	極寒使用環境下での裕度を考慮
無効電力調整用リアクトル	配電線ケーブル補償用	
変電所用建屋	一式、火災報知設備および消火設備を装備	

(2) 地中送電線

接続される地中送電線の主なコンポーネントは以下のとおり。

表 3-14 必要なコンポーネント（地中送電線）

コンポーネント	仕様	備考
地中線管路	耐衝撃性硬質塩化ビニル管	電力ケーブル及び通信ケーブル用
マンホール	プレキャストコンクリート製 アース銅棒、アース線付 ベルマウス付 鋼製蓋付	
110 kV XLPE ケーブル	電力用, 1,200 mm ² 終端接続材、ガス中終端接続材共	
通信ケーブル	光ケーブル 14c	変電所遠方制御用

3.2.5 実施スケジュール

以下に想定される実施スケジュールを示す。詳細設計・入札図書作成支援・工事監理などを行うコンサルティング業務を含むものとする。

表 3-15 実施スケジュール（案）

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Geological Survey Environmental Assessment							
Selection of Consultant							
		Detailed Design	Supervision				
		Selection of Contractor					
			Civil Work and UG Building	Interior Fixture			
			Equipment Manufacturing	Equipment Installation			
			Construction of 110kV Underground Trans. Lines				
						Test	

3.2.6 想定される効果

(1) 期待される効果

(a) 効果の内容

変電所の更新により設備容量が増加し、今後の負荷の伸びに追従した電力供給が可能となり電力販売収入が増加する。また設備更新に伴ってこれまで設置されていなかった変圧器一次側保護および配電線地絡方向リレーを配備することにより設備事故時の停電区間限定および復旧迅速化が望める。

効果の計算にあたっては、増容量分に対応する販売電力量を下記の負荷パターンと想定して算出し、配電公社への販売電力量単価および発電原価を用いて電気量収入の増分を評価した。またパーク変電所新設により現在重負荷となっているトール変電所からの配電線切り替えが可能となり、トール変電所の供給信頼度についても向上することとなる。

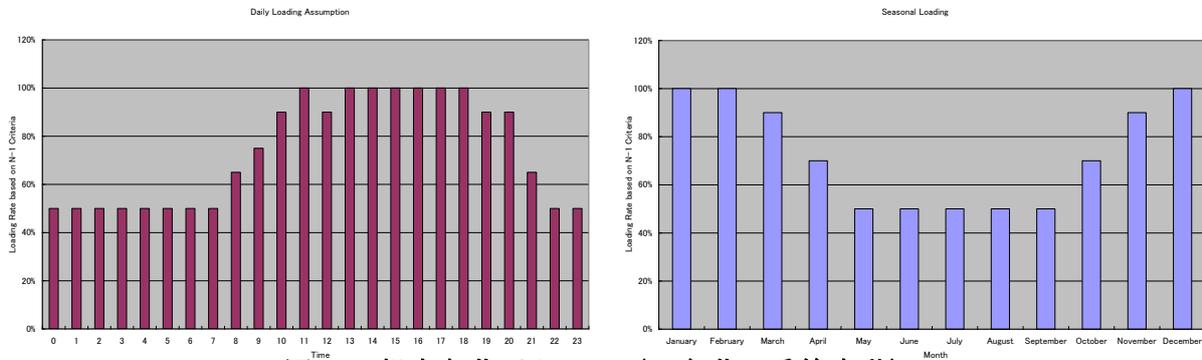


図 3-8 想定負荷パターン（日負荷、季節変動）

(b) まとめ

期待される効果を財務・経済便益にまとめると以下のとおりとなる。

表 3-16 財務・経済便益の試算結果

(年間便益額：US\$/year)

財務便益		
1	年間販売電力量の増分 =販売電力量×電力量単価 =498.4 GWh×6.89 million MNT/kWh / 1,474.1 US\$/MNT * 販売電力量 =変電所容量×計画設備稼働率×力率×(1-送電ロス)×年平均負荷率 =180MVA*(2/3)*0.9*(1-0.01)*0.532*24h*365day = 498.4 GWh	2.33 million
経済便益		
1	年間販売電力量の増分による代替コストの削減 =販売電力量×ディーゼル発電コスト*1 =498.4 GWh×0.25 million (US\$/kWh)	124.6 million

*1 代替コストは、ディーゼル発電コスト相当分 (0.25 US\$/kWh と想定) とした。

(2) IRR 計算結果

前述の財務便益、経済便益を考慮して IRR を計算した結果、以下のとおりとなった。プロジェクト期間は 20 年とした。

表 3- 17 IRR 計算結果

	計算結果
FIRR	計算不能
EIRR	122 %

3.2.7 追加検討事項

本地下式変電所プロジェクトは、急増するウランバートル市内都市部の電力需要への対応を活用可能な土地を利用して実施するという点で有効であるが、本調査にて検討した地下式変電所建設に必要なプロジェクトコストおよびルート選定を前提に、110 kV 送電線路のためのルートおよび土地確保の現実性、対象地域近傍で屋内変電所設置可能な土地の再調査、市の都市計画と整合した対象地域の配電線網整備などを実施する必要があり、この検討は送電系統を担当する NPTGC のみでは実施が困難である。

MOE・ウランバートル市をはじめとした重要ステークホルダーによるワーキンググループでの検討が必須である。その上で地下式変電所での実施となった場合、以下の検討を早急に開始する必要がある。

(1) 地質調査の実施

既設公園用地の使用にあたっては管理者であるウランバートル市から景観上地下変電所とし地上部を可能な限り極小化することが望まれている。また変電所新設用スペースも限られていることから GIS を活用した多層階構造の地下変電所とすることが必要となる。

一方、調査団によるこれまでの建設会社へのヒアリング調査では、変電所用地周辺は地下 3m 程度で地下水の浸出が予想され、地下 20 m 程度では非常に堅固な岩盤地層となることが予想される。

このため地下変電所の防水構造設計の採用、地下水脈への影響の極小化、掘削深さ提言による建設コスト低減という相反する設計要素を満たす必要があり、コスト精査に向けて建設用地の地質調査などを早急に進める必要がある。

(2) 耐候性検討および技術基準の書き換え

本事業実施にあたり検討が必要な技術的懸案としては極低温使用条件による変電機器の性能保証および、UBEDN に導入される配電自動化システムと SAS との接続、運用ルールの確立がある。

また地下変電所において重要な設備冷却方式の選定と適切な変電所通風設計等については、「モ」国に適合した方式を採用する必要があり、これまでの日本での事例を参考に新たに検討を行う必要がある。

(3) 地中埋設物の確認

接続される地中送電線のルート沿いに既設の地中埋設物があれば、それを回避するルートまたは、当該埋設物のバイパスルートを建設する必要がでてくる。これらの点について確認した上で、最適なルートの選定を行うことを推奨する。

(4) 変電所電圧の見直し

110kV 地中送電ルートの確保が困難なこと、かつ地下変電所建設コストが非常に高いことから、本案は現在のウランバートル系統の拡充工事としては現実的でない可能性がある。これまでの NPTGC および調査団での検討で、110kV 地中送電線ルート調査や最適な変電所設計検討を実施したが、今後さらに電源電圧の変更（110kV から 35kV）や変電所形態の変更（地下／屋内／屋外）によるコストダウンを検討し実施可能なレベルまで低減させる必要がある。

3.3 バルンおよびウマルト既設変電所増強事業

3.3.1 事業概要

本事業はウランバートル市内の電力需要に対応するためバルン・ウマルト両既設変電所の変圧器・開閉設備を更新し、併せてより信頼度の高い送電線・配電線保護方式の採用、SAS および DAS を導入し市内への電力供給信頼度を向上させるものである。

表 3-18 事業の概要

変電所	変圧器	フィーダ	備考
Baruun	60MVA*1 x 3	6kV x 20 cct per bank	With reactors
Umar	60MVA*1 x 3	10kV 10cct per bank 6kV x 10cct per bank	With reactors

3.3.2 事業の妥当性

本事業において期待される主たる効果は変電設備の供給電力量向上、老朽設備更新および高信頼度の保護方式採用による停電回数・停電時間の短縮、配電自動化導入とあわせた対象地域における配電設備事故時の停電時間短縮である。現状において設備計画上の過負荷運転を行っているウランバートル市西側送電系統の増強は必須であり、需要増に対応するための送電容量を向上させる本事業は早急を実施する必要がある。また市主導にてゲル地域の再開発等今後計画されていること、UBEDN において後述の配電自動化システムの導入を逐次実施して行くことから、配電自動化に対応できる大容量変電所へ更新することで、市内の設備更新に必要な系統の柔軟性を確保する面からも本事業は意義がある。

表 3-19 2012 年断面におけるウランバートル市系統での重負荷変電所上位 5 カ所

変電所	需要実績 (MVA)			現在負荷率
	2010	2011	2012	
Umarud	55.5/80.0	58.0/80.0	59.3/80.0	74%
Tuul	48.5/80.0	55.4/80.0	59.3/80.0	74%
Baruun	31.3/50.0	34.6/50.0	39.1/50.0	78%
Omnodded	30.8/50.0	34.2/50.0	40.8/50.0	82%
Khaipaast	26.6/50.0	32.8/50.0	34.8/50.0	70%

3.3.3 最適計画の検討

変電所更新にあたっては、バルン、ウマルト両変電所周囲のゲル地域再開発計画による電力需要の急増および変電設備に対する社会環境面でのニーズを考慮する必要がある。特に既設変電設備の停止時間を極小化しながら変電所更新を行う必要がある点、また市内の供給電圧低下が懸念されている現状を考慮すると将来の無効電力供給設備増設用スペースを新変電所に確保する目的からも、既設の屋外変電所敷地を活用し GIS を活用した屋内変電設備への更新が最適であると判断される。



図 3-9 バルン変電所更新敷地イメージ図

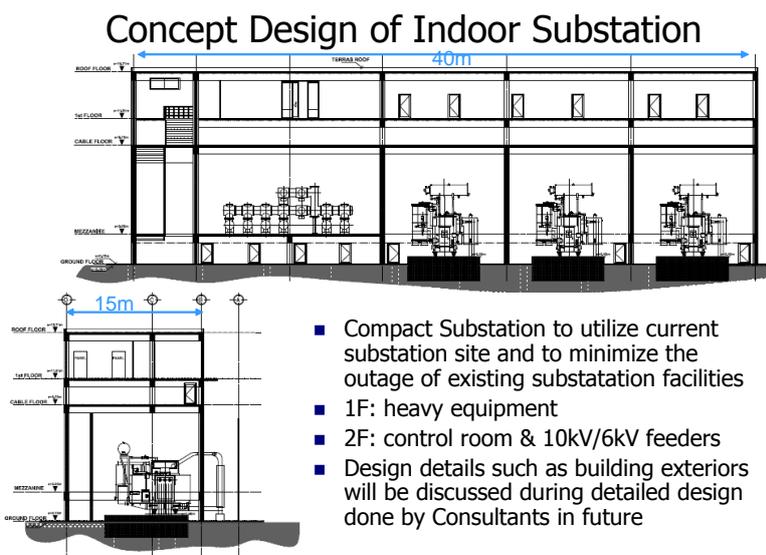


図 3-10 屋内変電所配置 (イメージ図)

3.3.4 必要なコンポーネント

本設備更新に必要なコンポーネントについては、変電所 1 箇所あたり以下の主要機器等を想定する。

表 3-20 必要なコンポーネント

コンポーネント	仕様	備考
110 kV 受電設備更新	ガス絶縁変圧器採用、短絡遮断容量 40 kA(仮)	受電保護方式更新、停電時自動切り替えシーケンス追加
変圧器更新	60 MVA 110/10/6.6 kV OLTC タップチェンジャー付き	自動電圧調整リレーを追加
10 kV、6 kV 母線および配電線キュービクル	自動化対応配電線、短絡遮断容量 25kA (仮) 単母線、母線区分開閉器付き	零相電圧引き出しにより地絡方向リレーによる事故配電線の選択動作を可能とする
変電所遠方監視制御装置 (SAS、配電自動化対応)	ABB 製 SAS を基本とした設備構成、定期運転記録のレコード、関係各所への送付機能付き	変電所遠方制御のための機器状態監視・警報ポジション追加
停電時変電所電源	4 時間停電における想定操作を可能とするバッテリー容量、メンテナンスフリー蓄電池および直流・交流整流器	極寒使用環境下での裕度を考慮
無効電力調整用リアクトル	配電線ケーブル補償用	
変電所用建屋	一式、火災報知設備および消火設備を装備	

3.3.5 実施スケジュール

以下に想定される実施スケジュールを示す。詳細設計・入札図書作成支援・工事監理などを行うコンサルティング業務を含むものとする。

表 3-21 実施スケジュール（案）

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	Selection of Consultant						
	Detailed Design	Supervision					
		Selection of Contractor					
			Civil Work and Building Construction				
			Equipment Manufacturing				
				Equipment Installation			
			Replacement of Conductors of Connecting T/L				
					Test		

3.3.6 想定される効果

(1) 期待される効果

(a) 効果の内容

変電所の更新により設備容量が増加し、今後の負荷の伸びに追従した電力供給が可能となり電力販売収入が増加する。また設備更新に伴ってこれまで設置されていなかった変圧器一次側保護および配電線地絡方向リレーを配備することにより設備事故時の停電区間限定および復旧迅速化が望める。

効果の計算にあたっては、増容量分に対応する販売電力量を下記の負荷パターンと想定して算出し、UBEDN への販売電力量単価および発電原価を用いて電気量収入の増分を評価した。

また、UBEDN にて計画している配電自動化システムの導入により、変圧器事故時の負荷切り替えの自動化・詳細な検討が可能となるため、変圧器の稼働上限を引き上げることが可能となり変圧器の稼働率向上、買電量が増加する事が期待される。

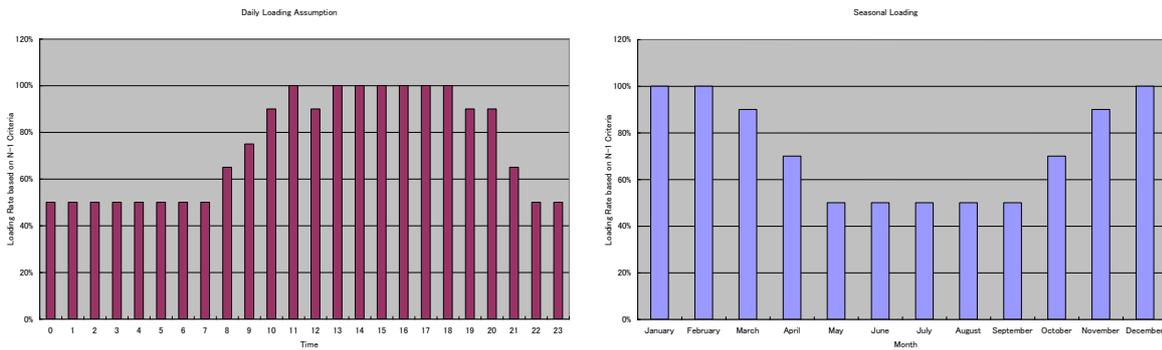


図 3-11 想定負荷パターン（日負荷、季節変動）

(b) まとめ

期待される効果を財務・経済便益にまとめると以下のとおりとなる。

表 3-22 財務・経済便益の試算結果

(年間便益額：US\$/year)

財務便益		
1	年間販売電力量の増分 =販売電力量×電力量単価 = 456.9 GWh×6.89 million MNT/kWh / 1,474.1 US\$/MNT * 販売電力量 =変電所計画容量増分×力率×(1-送電ロス)×年平均負荷率 =((180*2/3-50)+(180*2/3-80) *0.9*(1-0.01))*0.532*24h*365day = 456.9 GWh	2.13 million
経済便益		
1	年間販売電力量の増分による代替コストの削減 =販売電力量×ディーゼル発電コスト*1 =456.9 GWh×0.25 million US\$/kWh	114.22 million

*1 代替コストは、ディーゼル発電コスト相当分 (0.25 US\$/kWh と想定) とした。

(2) IRR 計算結果

本事業は、後述する送電線の張替工事と密接に関連し、また目的も同一である。従って、当該変電所増強事業と送電線張替工事と一体で投資判断をするものとし、前述の財務便益、経済便益を考慮して IRR を計算した結果の以下のとおりとなった。なお、IRR の計算に用いた便益は、送電線張替工事と変電所更新工事の小さい方を使用している。プロジェクト期間は 20 年とした。

表 3-23 IRR 計算結果

	計算結果
FIRR	計算不能
EIRR	93 %

3.3.7 追加検討事項

(1) 変電所の遠隔制御および配電自動化に関するルール策定

本事業実施にあたり検討が必要な技術的懸案としては極低温使用条件による変電機器の性能保証および、UBEDNに導入される配電自動化機器とSASとの接続、運用ルールの確立がある。

また両変電所に接続しているNo. 109、110送電線増容量後の運用効果を最大とするため、ウマルト変電所においては送電線路区分用の開閉器を設置した。この系統操作状の運用ルールについては、設備運用トラブル防止の観点からプロジェクト実施期間において関係するNDC・UBEDN等と協議しながら制定する必要がある。

(2) 撤去した変電機器の流用検討

併せてウマルト変電所の40 MVA変圧器、キュービクルは近年取り替えが行われており比較的新しいことから、設備更新に併せて機器単体の品質確認を行ったのち、他変電所への流用または設備事故時の復旧用資材としての配備を検討する必要がある。

(3) 変電所更新時期のさらなる短縮

NPTGCは一貫して本変電所更新プロジェクトは可能な限り早く実施(2017年完了)する必要があるという強い要望を表明しており、変電所設計技術支援やプロジェクト費用分担等の検討により実施時期の短縮を行う必要がある。

3.4 110 kV 送電線張替事業 (No. 109 および No.110)

3.4.1 事業概要

電線張替は、第4火力発電所からドルナド2変電所に連系する110 kV送電線(No.109およびNo.110の合計2回線)を対象とする。当該送電線は、本事業にて更新予定のバルン及びウマルト変電所に連系しており、それら変電所のGIS化に伴う増容量に呼応したサブ事業である。

一般的に電線張替に当たっては、将来需要を踏まえて送電線の線種を選定すべきであるが、需要想定が不透明なため、現状では難しいと言わざるを得ない。他方、対象送電線の周辺は住居やゲルの密集する地域で、線下の不法占有も多く、仮ルートによる既設送電線建替や送電線新設は現実的ではない。

上記の状況を踏まえ、NPTGCから高温低弛度(HTLS)電線による当該送電線増強の意向が示され、本サブ事業の提案に至ったものである。

事業の概要は次のとおり。

- ◇ 対象設備: No.109及びNo.110送電線(第4火力発電所~DORNOD2変電所)及び連系変電所(UILDVER、BARUUN、UMARD、SELBE)引込線
- ◇ 送電線亘長: 約15km×2回線
- ◇ 支持物: 既設支持物(鉄塔及びコンクリート柱)の流用・補強(必要に応じて)

- ◇ 電線：既設電線(ACSR240mm²)と同サイズの HTLS 電線への張替
- ◇ がいし：既設がいし(ガラス製)の磁器製への取替

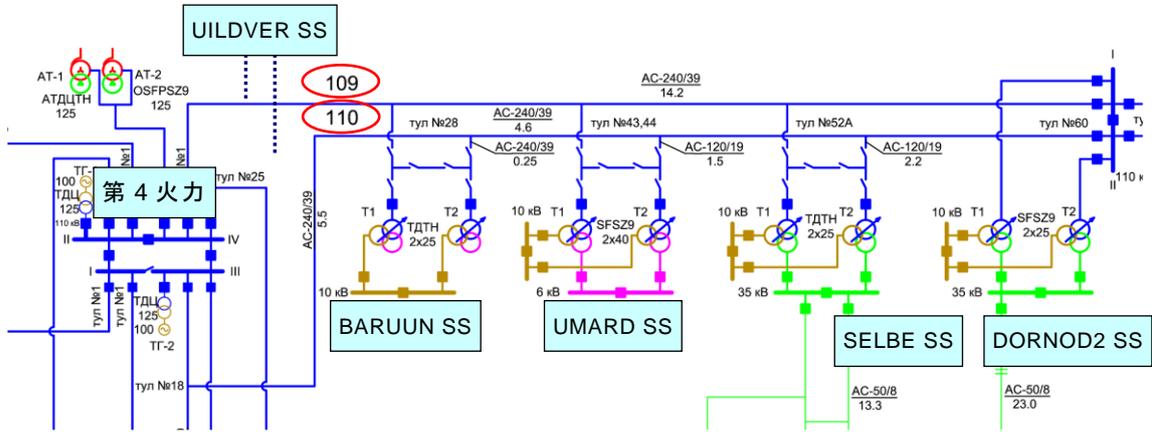


図 3-12 対象設備



第4火力発電所鉄構



220kV送電線交差(No.1~No.2)



UMARD変電所分岐点(第4火力発電所側)



UMARD変電所分岐点(DORNOD2側)



SELBE 変電所分岐点



SELBE 変電所側径間

図 3-13 送電線張り替え対象となる既設送電線

3.4.2 事業の妥当性

NPTGCによると、ウランバートル市内にある5つの110 kV変電所は、冬季ピーク時において負荷率70%を超えた運用状態となっている。また、「モ」国最大出力の第4火力発電所からドナルド2変電所に連系する110 kV北部環状線のNo.109、No.110送電線は、2012年冬季ピーク時(12月~2月の3ヶ月間)において負荷率56%となっており、2013年冬季ピーク時には負荷率59%に達するものと予想されている(中央電力系統2013-2020年運用計画より)。いずれも変圧器事故や1回線送電線事故時に供給支障を引き起こしうる状況である。

さらに当該設備の供給エリアは、今後ウランバートル市都市計画に基づくゲルの宅地化が予定されており、電化による電力需要の大幅な増加が見込まれている。また、設備の経年化も進んでいることから、将来需要を考慮した設備更新が喫緊の課題となっている。

本調査で選定した送電線事業は、上述の高負荷率となっている110 kV送電設備の更新を行い、供給支障の要因解消と喫緊の需要増に備えることを目的とする。

3.4.3 必要なコンポーネント

(1) 電線線種の選択

既設支持物の流用という条件から、現在の電線地上高を確保しながら送電容量を増加させる必要があり、本調査では、既設電線から約2倍の増容量が可能な2種類のHTLS電線(GAP電線及びInvar電線)を提案し、協議の結果、GAP電線採用の意向が示された。

次表に既設電線(本線)と同サイズの鋼心アルミより線(ACSR)、GAP電線及びInvar電線の技術仕様を、また次々表に分岐線と同サイズのGAP電線の技術仕様を示す(電流容量計算条件はいずれも周囲温度40℃、風速0.5m/s、風向45度、日射量0.1W/cm²)。

表 3- 24 HTLS 電線(ACSR240mm² 相当)の仕様

Description	Unit	ACSR 240/43mm ²	GZTACSR 240mm ²	ZTACIR/AS 230mm ²
Construction	Nos/m m	28/2.8 – AL 7/2.8 – St	15/TW- ZTAL 10/TW-ZTAL 7/2.4-Est	30/3.1- ZTAL 7/3.1-IR/AS
Nominal Diameter	Mm	21.6	20.6	21.7
Min. breaking load	kN	85.5	87.1	83.8
Cross sectional area	AL	Mm ²	238.0	253.4
	Core			
Nominal weight	Kg/km	997	971.4	1,002
DC Resistance at 20 deg. C	Ω/km	0.132	0.1167	0.1229
Modulus of electricity	AL	GPa	61.8	78.1
	Core			
Co-efficient of linear expansion	AL	/deg. C	18.7 x 10 ⁻⁶	19.6 x 10 ⁻⁶
	Core			
Current capacity	Maximum		574A at 90°C	1193A at 210°C
Cross sectional view	-			

TW: Trapezoid wire, ZTAL: Super thermal resistant aluminum alloy

Est: Extra high strength galvanized steel, IR/AS: Aluminum clad invar alloy

 表 3- 25 HTLS 電線(ACSR185mm² 及び ACSR120mm²)の仕様

Description	Unit	GTACSR 120mm ²	G(Z)TACSR 185mm ²
Construction	Nos/mm	14/TW-TAL 9/TW-TAL 7/1.6-Est	14/TW-(Z)TAL 10/TW-(Z)TAL 7/2.0-Est
Nominal Diameter	mm	14.4	17.8
Min. breaking load	kN	41.7	63.7
Cross sectional area	AL	mm ²	120.3
	Core		
Nominal weight	kg/km	455	708
DC Resistance at 20 deg. C	Ω/km	0.245	0.158
Modulus of electricity	AL	GPa	76.9
	Core		
Co-efficient of linear expansion	AL	/deg.C	19.8 x 10 ⁻⁶
	Core		
Current capacity	Max		584A at 150°C
Cross sectional view	-	Same as GZTACSR 240mm ²	

TW: Trapezoid wire, ZTAL: Super thermal resistant aluminum alloy

Est: Extra high strength galvanized steel

(2) がいしの選択

第4章でも記載したとおり、対象区間のがいしは煤煙汚損が著しく、破損したまま放置されているがいしも見られ、絶縁機能低下によって地絡事故を引き起こしうる状況にあった。また、NPTGCによると、1年に2回がいし洗浄をすることとなっているが、実施できていないとのことである。

係る状況を踏まえ、NPTGCから電線張替対象区間のがいし取替を要請されるとともに、日本製のがいしを採用したいとの意向が示された。

本調査では、対象地域の煤煙による汚損を鑑み、耐汚損性能に優れた耐塩磁器がいしを提案した。

次表に耐塩磁器がいしの仕様を示す。

表 3-26 がいし仕様

Electromechanical Failing Load		Unit	80	120
IEC Designation		-	-	U120BP
Shell Diameter, D		mm	254	254
Unit Spacing, H		mm	146	146
Nominal Creepage Distance		mm	455	455
Mechanical Routine Test Load		kN	40	60
Dry Lightning Impulse Withstand Voltage	1 unit	kV	125	125
	1 SS (5units string)	kV	445	445
Wet Power-frequency Withstand Voltage	1 unit	kV	45	45
	1 SS (5units string)	kV	160	160
Power-frequency Puncture Voltage		kV	130	130
Ball & Socket Coupling			16mmA	16mmA
Net Weight (approx.)		kg	6.5	6.5
Sectional View		-		

Standard Testing Specification: IEC Pub. 60383-1:1993

(出典: 日本ガイシ)

(3) 必要なコンポーネント

(a) 電線

電線にかかるコンポーネントを以下に示す。

表 3-27 電線パートのコンポーネント

Conductor/Ground wire type	No. of bundles	No. of phases	No. of circuits	Line length [km]	Conductor length [km]
GZTACSR 240 mm ²	1	3	2	15.0	94.5
GZTACSR 120 mm ²	1	3	2	3.0	18.9

(b) がいし

がいしにかかるコンポーネントを以下に示す。

表 3-28 がいしのコンポーネント

120 kN Insulator for Tower						
Tower type	Assembly type	No. of insulators per set [pcs]	No. of strings per tower [set]	No. of towers [unit]	Sub total of strings [set]	Sub total of insulators [pcs]
Tension	Single	9	12	35	420	3,780
Total					420	3,780

70 kN Insulator for Concrete Pole						
Tower type	Assembly type	No. of insulators per set [pcs]	No. of strings per tower [set]	No. of towers [unit]	Sub total of strings [set]	Sub total of insulators [pcs]
Suspension	Single	9	6	46	276	2,484
Jumper support	Single	9	6	35	210	1,890
Total					486	4,374

3.4.4 実施スケジュール

以下に想定される実施スケジュールを示す。詳細設計・入札図書作成支援・工事監理などを行うコンサルティング業務を含むものとする。

表 3-29 実施スケジュール (案)

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	Selection of Consultant						
	Detailed Design	Supervision					
		Selection of Contractor					
		Replacement of Conductors of Connecting T/L					

3.4.5 想定される効果

(1) 期待される効果

(a) 効果の内容

既設電線を HTLS 電線に張り替えることにより送電容量が増加する。これにより現在直面している冬季ピークにおける過負荷状況が改善され、暫くの間 1 回線事故時の健全送電が確保される。

下表は、2017 年に当該電線張替を実施しない場合と実施した場合のそれぞれにおける 2024 年までの冬季ピーク負荷を年率 5% の需要伸びにて想定したものである。この想定では電線張替により 2023 年まで冬季ピーク時も n-1 基準を満たすことができている。なお、2012 年及び 2013 年の値は、NPTGC の 2013-2020 年運用計画に基づく。

表 3-30 電線張替を実施した場合としない場合の比較表

without Project															
ACSR 240	N-1 criteria applied	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Voltage [kV]		110													
Allowable Current Capacity [A]		610													
Load Factor (at Winter Peak)		50%	56%	59%	62%	65%	68%	72%	75%	79%	83%	87%	92%	96%	101%
Peak Current [A]		305	342	360	378	397	417	437	459	482	506	532	558	586	616
Power Factor		0.95	0.94	0.95	0.95										
Peak Power Flow per Circuit [MW]		55.2	61.2	65.1	68.4	71.8	75.4	79.2	83.1	87.3	91.7	96.2	101.1	106.1	111.4
with Project															
GZTACSR 240	N-1 criteria applied	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Voltage [kV]		110													
Allowable Current Capacity [A]		610						1193							
Load Factor (at Winter Peak)		50%	56%	59%	62%	65%	68%	37%	39%	40%	42%	45%	47%	49%	52%
Peak Current [A]		305	342	360	378	397	417	437	459	482	506	532	558	586	616
Power Factor		0.95	0.94	0.95	0.95										
Peak Power Flow per Circuit [MW]		55.2	61.2	65.1	68.4	71.8	75.4	79.2	83.1	87.3	91.7	96.2	101.1	106.1	111.4

↑ Conductor Replacement

[Assumptions]
 - Power Factor (2015-):

0.95

 - Increment of the peak power flow per circuit per year:

5%

また、ガラス製がいしから磁器製耐塩がいしへのがいし取替を実施することにより、耐煤塵汚損性能の向上とメンテナンス効率の向上が期待される。

(b) まとめ

期待される効果を財務・経済便益にまとめると以下のとおりとなる。

表 3-31 財務・経済便益の試算結果

(年間便益額：US\$/year)

財務便益		
1	年間販売電力量の増分 = 販売電力量*×送電利ざや = 461.21 GWh x 6.89 million MNT/kWh / 1,474.1 US\$/MNT * 販売電力量 = 増分送電容量 (=√3×電圧×増分電流値×想定力率×(1-送電損失) x 年平均負荷率×24時間×365日) = 増分送電容量*×年平均負荷率×24時間×365日 = 1.732 * 110 kV x (1,193-610) A x 0.9 x (1-0.01) x 53.2% x 24 x 365 = 461.21 GWh	2.16 million
経済便益		
1	年間販売電力量の増分による代替コストの削減 = 販売電力量×ディーゼル発電コスト*1 = 461.21 GWh * 0.25 million US\$/kWh	115.3 million

*1 代替コストは、ディーゼル発電コスト相当分 (0.25 US\$/kWh と想定) とした。

(2) IRR 計算結果

本事業は、前述したとおりバルン・ウマルト各既設変電所の増強事業と一体とみなし、IRR の計算結果も同一とする。

3.4.6 追加検討事項

本事業は、既設支持物を流用して電線の張り替えを行うもので、がいし重量増及び電線張り替え時の張力不均衡に係る支持物の強度検討を、詳細設計において行う必要がある。場合によっては部材取替等による支持物補強が必要となる。

3.5 移動用変電設備車

3.5.1 事業概要

NPTGC が管轄する 110 kV 変電所の事故時の緊急対応として、移動用変電設備車を購入するものである。すでに緊急事態庁で 2 台購入する計画が進んでいることから、NPTGC による購入は 1 台を購入する。老朽化の進んでいる変電所を多数保有する送電会社としては、事故発生時後、速やかに電力供給を復旧する事ができ、なおかつ復電までの停電時間を極力減らし、供給信頼性を確保する事ができる。

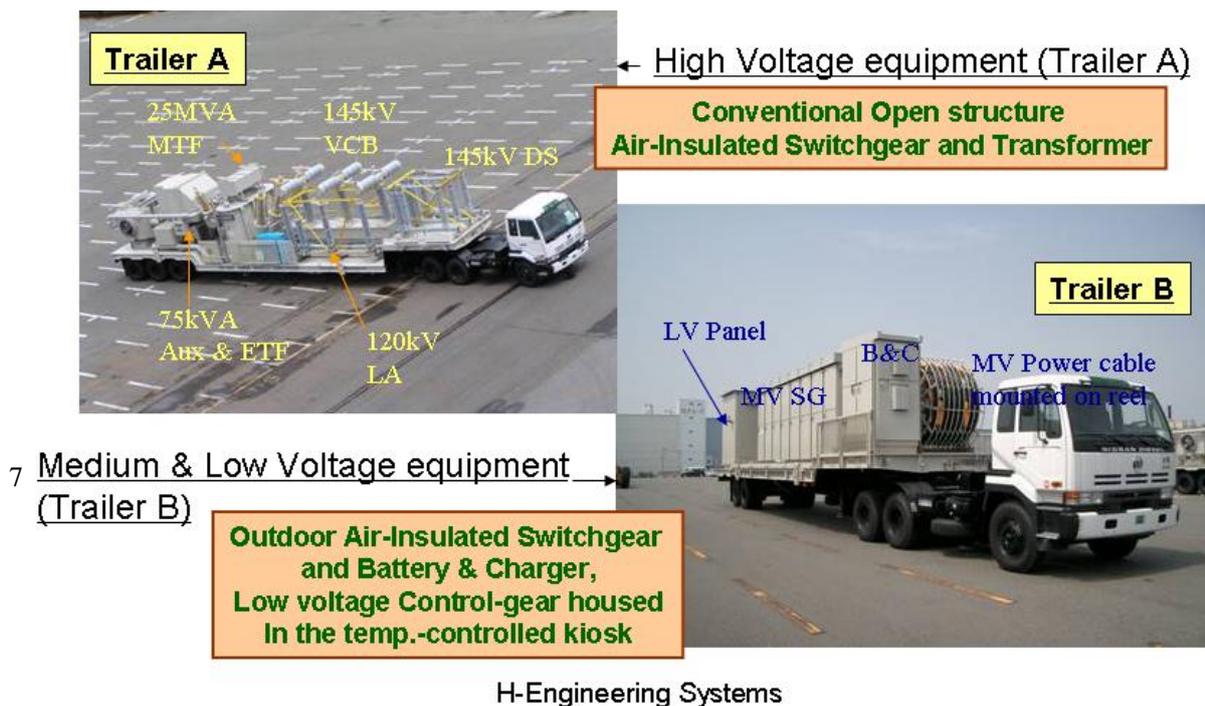


図 3-14 移動用変電設備車イメージ図 (2 台で 1 セット)

3.5.2 事業の妥当性

第 4 章に示したとおり、近年では年平均 5 件の変圧器故障および 4 回の遮断器故障が発生している。NPTGC としては 1 バンク事故でも供給支障が発生しない設備計画としているが、現実には冬場には稼働率が計画より高く、1 バンク事故で供給支障が発生する可能性

もある。事故復旧に1~2ヶ月かかるとなると、仮設で移動用変電設備車を準備しておく意義はある。移動用変電設備車の設置には3日-7日程度（段取りによる）かかる。

3.5.3 必要なコンポーネント

(1) 仕様の選定について

移動式変電設備車の仕様選定にあたっては、現地の自然環境や道路事情を十分に加味する。

自然条件	最低気温(-40℃以上)に対する機能保持
道路条件	最大幅員、最大重量、最高地上高、最低地上高
遠隔地条件	最大燃料タンク容量

車載機器の中でも、特に遮断器、変圧器の重要度は大きい、「モ」国は極寒冷地のため、これに適した仕様求められる。

日本国内仕様の場合は、寒冷地向けでも-20℃までの運転保証であるが、「モ」国では-40℃以上、（地方に配置する場合は、-50℃）の極低温下での運転保証が必要となる。

さらに道路事情が悪く、積載する車両については、相当な頑丈さと十分な最低地上高を求める事になる。

(2) 車両コンポーネント

車両コンポーネントは、特に指定はしないが、稼働性を考慮して、変圧器車両、開閉器装置車両、配電盤車両のように複数車両を1セットとして組み合わせるのが有効と思われる。

表 3-32 車両コンポーネント（一例）

車載機器	主要変圧器	110/10kV 20MVA	1台
	開閉装置類	110kV DS, DS-E, LA 他	1式
	制御盤・配電盤	110kV 制御盤、10kV VCB 他	1式
	ケーブル類	電力ケーブル、制御ケーブル	1式
	その他付属品		1式
車両	トレーラ牽引式 または分割車両 積載。	車両登攀角度、傾斜角度、最低 地上高は現地にて有効な数値と する。	1セット
スペアパーツ			1式

表 3-33 各車両コンポーネントの特徴

車両コンポーネント方式	事例	備考
牽引車両＋トレーラ方式	<p>A + B (2台1セットとなる)</p> <p>A. (開閉器＋遮断器＋変圧器)</p>  <p>B. (配電用フィーダ盤＋制御盤等)</p> 	比較的平坦な道路に向く。
分割車両（トラック）方式	<p>A + B + C (3台1セットとなる)</p> <p>A. (開閉器＋遮断器)</p>  <p>B. (変圧器)</p>  <p>C. (配電用フィーダ盤＋制御盤)</p> 	分割されているので、多少の悪路でも走行できる。

3.5.4 実施スケジュール

以下に想定される実施スケジュールを示す。物品調達という前提で2015年から購入開始するスケジュールとした。

表 3-34 実施スケジュール（案）

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Bidding							
	Manufacturing and Transportation						

3.5.5 想定される効果

変電所事故時に供給支障が長期にわたって発生しそうな緊急事態（たとえば事故が2重化して既設設備での対応が難しい場合）を回避することができる。

なお、本設備はこの緊急時の頻度を予測するのが困難であるためIRR計算は行わない。

3.5.6 追加検討事項

効果的に設備を活用できるよう、NPTGCスタッフ向けに技術力向上のための下記研修プログラムを実施することが望ましい。これはサプライヤーによる実施を想定する。

- | | |
|-------------------------------|------|
| ① 移動用変電設備車の車載機器に対する保守メンテナンス方法 | 7日程度 |
| ② 移動用変電設備車の車両保守メンテナンス | 3日程度 |
| ③ 移動用変電設備の組立、解体トレーニング | 7日程度 |
| ④ 車両走行トレーニング | 5日程度 |
| ⑤ 運用記録方法 | 2日程度 |
| ⑥ その他 | 2日程度 |

第4章 配電事業の詳細調査

以下、配電関連の各事業の詳細調査結果を述べる。協議の進捗に応じて、第2章で提案された事業内容から変更になっているものもあり、事業名についてよりわかりやすい名前に変更している。

4.1 配電業務システム

4.1.1 事業概要

(1) 事業の背景

配電事業の特徴は、大量の設備、膨大な数のお客さま、定型大量の業務を取り扱うことである。そして配電会社では、これらを正確かつ迅速に処理・管理することが必要不可欠である。

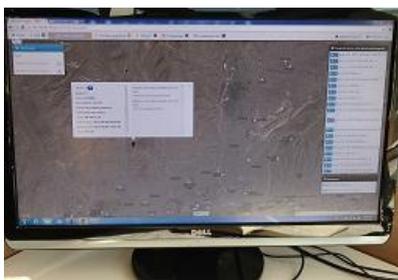
UBEDN においては、これらの管理をほぼ人手に頼っている現状があり、非常に多くの労力を払っている。このため、UBEDN では、この管理の効率化・適正化・迅速な更新を目的とした配電システムの導入を検討している。また、システムの導入・システム間関係により、より高度な業務への移行も期待できる。

UBEDN では、本年度インドの IT コンサルタント会社 Infotech 社に委託して、必要なシステムについて調査を実施している。本調査では、Infotech 社の調査レポートを精査し、優先順位付け、実現可能性、費用対効果の算定を実施した。

(2) Infotech 社作成レポートについて

Infotech 社作成のレポートは、主に UBEDN の”as is(現状)”と”to be (あるべき姿)”が丁寧に記載されており必要とされる技術要件が明確になっている。ただし、少々理想的な部分があるため、ここに記載されている要件を全て実現することは現実的ではないと考えられる。以下に、Infotech 調査結果の概要を述べる。

当該レポートでは、まず UBEDN の現状の業務システムおよびデータ管理について調査を実施している。UBEDN では、配電システム分析のための Power Factory (*)、およびコールセンター管理システム (CC システム) を導入している。



(*)Power factory : ドイツの DlgSILENT 社の汎用ソフトウェアと思われる。配電システムの解析・シミュレーションが可能)

図 4-1 CC システム

それ以外のシステム、例えば配電設備データを管理するシステムや、停電管理・SCADA等は未整備である。配電設備に係るデータについては、さまざまな形態で管理されておりそれぞれの関係はないため、精度面・管理面にて課題がある。

以下、データベース化して一括管理すべき各データの事例を示す。

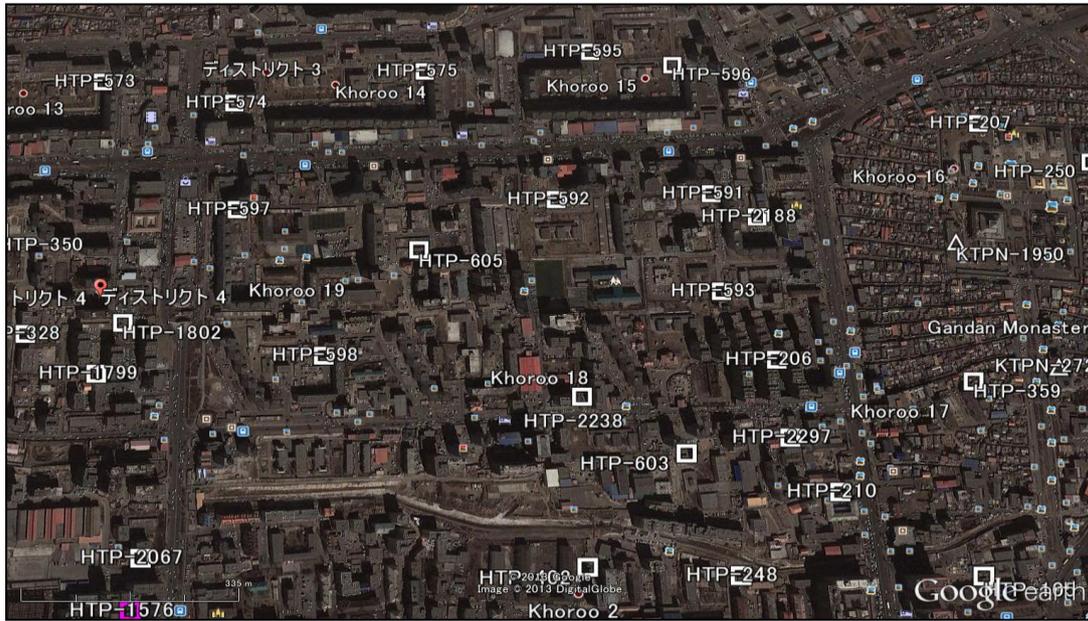


図 4-2 変電所・開閉所・配電塔等施設地図（Google earth ベース）

35 кВ-ын цахилгаан дамжуулах агаарын шугамын тоноглол							Маяг№14
д/д	Эх үүсвэрийн дэд станц	Фидерийн нэр	Тоноглолын нэр	Тип марк	Хэвийн гүйдэл /А/	Тоноглол суурилуулсан №	Тоо /ш/
1			Салгуур				
			Цэнэг шавхагч				
			Изолятор				
			Дэгээ				
2			Салгуур				
			Цэнэг шавхагч				
			Изолятор				
			Дэгээ				
3			Салгуур				
			Цэнэг шавхагч				
			Изолятор				
			Дэгээ				
4			Салгуур				
			Цэнэг шавхагч				
			Изолятор				
			Дэгээ				
5			Салгуур				
			Цэнэг шавхагч				
			Изолятор				
			Дэгээ				
6			Салгуур				
			Цэнэг шавхагч				
			Изолятор				
			Дэгээ				
Дүн							
Гүйцэтгэсэн: Техникч							
Шалгасан: Ахлах инженер							

図 4-3 設備管理台帳（MS Excel ベース；施設年月や諸元等について記載）

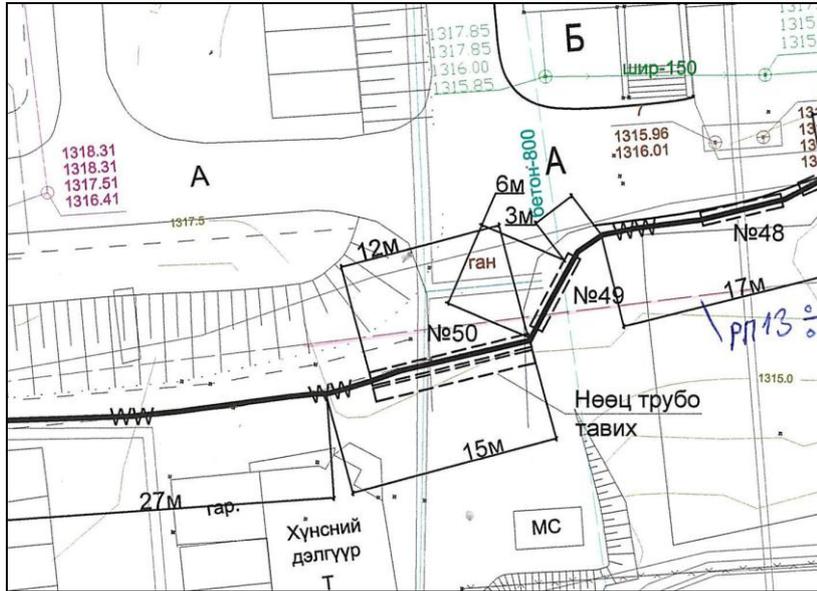


図 4-4 工事図面 (Auto CAD ベース)

当該レポートには、以下に示すとおり、未整備の7つのシステムの必要性について記載されており、フェーズ1～3の3段階で導入することが提案されている。特に配電システムの根幹となる設備DB、工事DBを含む配電ネットワーク情報システム(Distribution Network Information Management System: DNIMS)の開発が最優先事項として推奨されている。

表4-1 UBEDNが必要と考える配電関連システム

フェーズ	システム名	主な機能	ステータス
0	Power Factory	○ 配電系統分析 ○ 配電系統最適化	導入済み
0	Call Center & Customer Service Centers	○ お客さま情報管理 ○ 料金徴収催促 ○ 技術サービス	導入済み
1	DNIMS (Distribution Network Information Management System)	○ 設計 ○ GIS マッピング ○ 設備諸元の登録・編集・削除 ○ 系統計画 ○ 設備、工事の検索 ○ 報告書の自動作成 ○ 視覚分析	未整備
1	ERP (Enterprise Resource Planning)	○ 財務会計/管理 ○ 資産会計 ○ 資材管理 ○ プロジェクト管理 ○ 作業指示日報管理	未整備
2	OMS(Outage Management System)	○ 停電時の電話受電管理 ○ 現場出向メンバーの支援	未整備
2	Mobile Solutions	○ 設備情報の検索・更新 ○ GPS 情報を使った位置情報 ○ 作業進捗の更新	未整備
3	SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition System)	○ データ取得 ○ 警報/イベント処理 ○ 事故様相分析	未整備
3	DMS(Distribution Management System)	○ 自動開閉制御 ○ 負荷電流の応用	未整備
3	AMI (Advanced Metering Infrastructure)	○ 自動検針 ○ 負荷プロファイリング ○ 停電イベント管理 (計画停電周知など) ○ スマートな集金 ○ 時間帯別料金設定	未整備

(出典：Infotech 社作成レポート” Master Document for Consultancy Report”から作成)

4.1.2 事業の妥当性

需要が前年比 10 %の割合で伸びている UBEDN の現状においては、設備の増加も顕著でありこれを管理する手間も増加している。これ以上人手による管理を継続することは、業務品質の低下を招きかねない。よって、配電システムの導入、特に設備DBや工事DBの構築は至近に実施すべきであると考えられる。

日本のシステムメーカーへの聞き取りの結果、一つ一つのシステムについては、パッケージの製品で対応することが現実的であり、これを現地実態に合わせてカスタマイズする

形をとるべきである。なお、配電自動化システム以外のパッケージ製品については、特に日本固有の技術は認められない。ただし、DNIMS は DAS と基本データで重複する部分があり、その親和性の考慮が必要であることから、協調した開発を推奨する。

(2) 配電関連システムにおける優先度

Infotech 社が提示した未整備の 7 つの配電関連システムこれに対して、調査団として考える優先順位を以下に示す。DNIMS および ERP は、配電事業および企業活動を遂行する上で欠かせないシステムであることから、この開発を優先にすべきと考える。特に DNIMS はすべてのシステムに関連しうる基幹データベースでありこれが最優先と考える。

表 4-2 調査団が考える配電関連システムの優先順位

システム名	機能および重要度／評価	優先順位
DNIMS	【機能】 <ul style="list-style-type: none"> ・設備／工事／保全／顧客等の各種データを一元管理 ・報告書の自動作成 ・GIS を用いた設備地図の作成・自動更新 【重要度／評価】 <ul style="list-style-type: none"> ・全てのシステムの基礎となるため、まず開発すべき。 ・データ整備（現場確認必要）に相当な労力が必要。 ・設計会社、工事会社での利用も考慮すべき。 	1
ERP	【機能】 <ul style="list-style-type: none"> ・資産管理、財務管理 【重要度】 <ul style="list-style-type: none"> ・企業活動の根幹となるシステムであるため、非常に重要 ・DNIMS の整備が前提条件 	2
OMS	【機能】 <ul style="list-style-type: none"> ・停電情報の管理 ・出向作業員の位置情報・作業情報の管理 【重要度／評価】 <ul style="list-style-type: none"> ・CC システムで似た機能があるため、重要度は低い。 	5
Mobile Solutions	【機能】 <ul style="list-style-type: none"> ・現場での設備情報検索・入力 ・出向作業員の位置情報管理 【重要度／評価】 <ul style="list-style-type: none"> ・DB 構築に効果的であるが、これだけでは大きな経済的便益を得られないため優先順位は低い 	4
SCADA	【機能】 <ul style="list-style-type: none"> ・配電線設備の監視、制御、最適な系統構成の構築 【重要度／評価】 <ul style="list-style-type: none"> ・自動検針 ・DAS の導入時に併せて適用すべき。 ・停電時間の削減、配電ロスの低減、人件費の削減等大きな効果が望めるため早期に導入すべき。 	3
DMS		
AMI		

なお、導入に際して注意すべき点について以下に述べる。

- ・パッケージ製品をカスタマイズする範囲を明確にしないと、費用が大きく変動する。
- ・システムメンテナンスを UBEDN 側である程度できるようにする必要があり、IT スタッフの要員確保が必要である。
- ・業務データの入力については正確性の観点から業務に直接関わっている要員（UBEDN 社員）が実施すべきと考える。

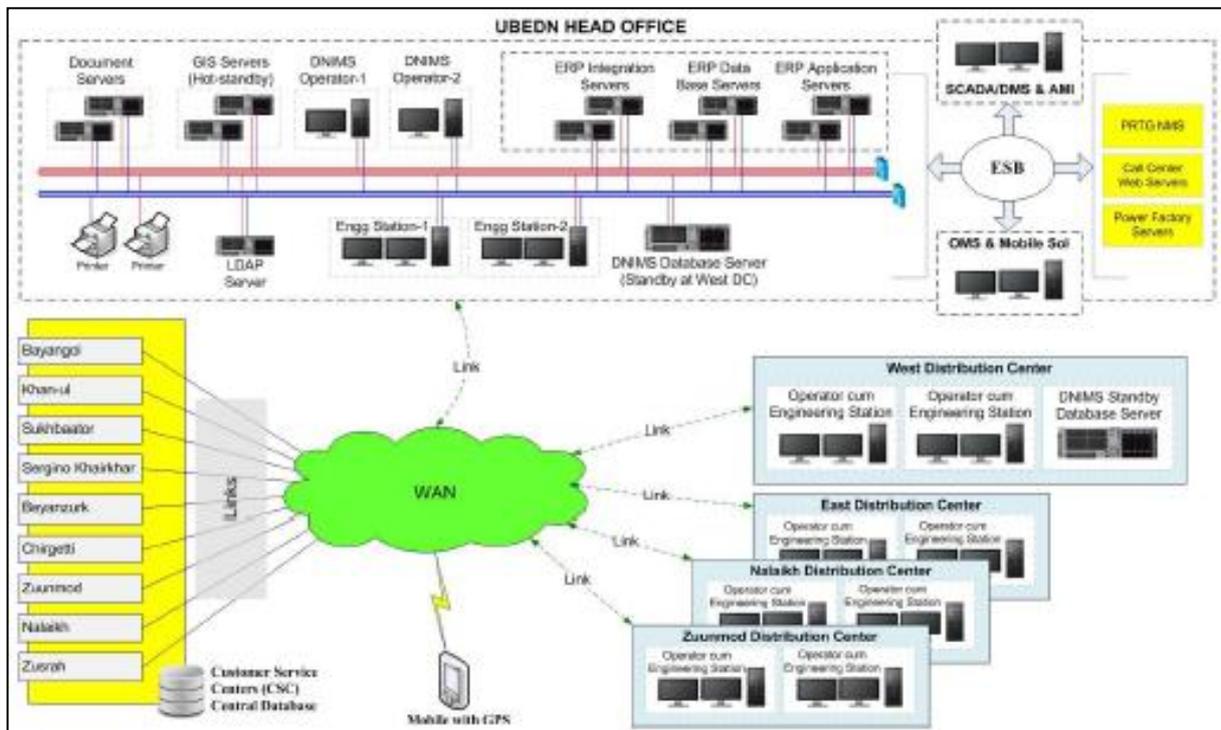
(3) システムのコンテンツ提案

配電業務システムの開発には多大な時間と費用を要し、またそれぞれのシステムが連係して初めて発生する効果も多い。よって、まずは最も根幹となる DNIMS の開発のみをターゲットとすべきと考える。

現在システムがほぼ未整備の UBEDN においては、システムを用いた業務体制が浸透するまでに十分な時間が必要であると考えられる。よって、その他システムについては、DNIMS の運用開始およびデータ整備完了後、導入効果が高いものから随時開発することが望ましいと考えられる。

4.1.3 必要なコンポーネント

DNIMS に必要なコンポーネントを以下に示す。



(出典：Infotech 社作成レポート” Master Document for Consultancy Report”)

図 4-5 システムの概略図

【ハードウェア】

一般的な業務システムに必要な構成要素一式に加え、インフラに資するシステムであることから、非常用電源も具備することを推奨する。

- ・ アプリケーションサーバ

ビジネスロジックなどを実装したアプリケーションソフトウェアを実行することを専門とするコンピュータネットワーク上のサーバコンピュータ、もしくはそのようなコンピュータ上でのアプリケーションの実行を管理補助するミドルウェア。

UBEDNの要員数、設備量をTEPCOと比較した場合、サーバは1台で対応できる。

(推奨スペック) CPU 4 Core、メモリ 6 GB × 3台

- ・ データベースサーバ

データベースを内部に持ち、データベース管理システムが動作しているサーバ。クライアントからのリクエストなどに対してデータベースの検索などの処理を行い、処理結果を返す。

UBEDNの要員数、設備量をTEPCOと比較した場合、サーバは1台で対応できる。

(推奨スペック) CPU 4 Core、メモリ 10 GB × 3台

- ・ ストレージ

コンピュータ本体の外部に接続して、プログラムやデータなどを記録する外部記憶装置。

(推奨スペック) 1,000GB (5年間)

- ・ ネットワーク

本社ならびに5つの配電センター、10つのお客さまサービスセンター、35kVの変電所を繋ぐ情報ネットワーク網が必要。現状は、UBEDN本社と東西配電センター間についてはネットワークが形成されているが、配電センターとお客さまサービスセンター間については新たに構築する必要がある。

- ・ 非常用電源 (Uninterruptible Power Supply : UPS)

災害や事故等により系統電源を喪失した場合に置いても、電力事業を継続するための自家用電源。

【ソフトウェア】

(必要な機能)

- ・ 地図情報データ上での設備管理 (入力/修正/削除など)
- ・ AutoCADで作成した工事図面の取り込み、更新
- ・ 設備データの入力/出力
- ・ 必要な単位時間での更新 (リアル/日次/月次/四半期/年次)
- ・ 定例レポートの自動作成

4.1.4 実施スケジュール

DNIMS 導入に関して、以下に想定される実施スケジュールを示す。物品調達という前提で 2015 年から購入開始するスケジュールとした。

表 4-3 実施スケジュール (案)

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Bidding							
	Design and Programming						
		Installation					
			Test Run				
			Data Input				
				Taking Over with Training			

4.1.5 想定される効果

(1) 期待される効果

(a) 業務効率化

DNIMS 構築に伴い、現場調査、データ検索・集約、レポート作成の手間を削減できる。

表 4-4 業務効率化効果

Affiliation	Business Contents	Occupation	Labor cost(MNT/h)	People	Reduction Time (h/person)	Times (time/year)	Reduction Cost (mil MNT /year)	Reduction Cost (mil US \$ /year)
HQ	data search/summary	manager	5,657	16	10	12	10.9	0.007
		engineer		61	25	12	103.5	0.070
	report making	manager		16	5	12	5.4	0.004
		engineer		61	15	12	62.1	0.042
DC	site survey	engineer		30	1	200	33.9	0.023
	data search/summary	master, engineer		80	2	200	181.0	0.123
	data preparation	master, electrician		240	2	200	543.1	0.368
Total							940.0	0.638

(b) 停電時間削減効果

現在、UBEDN では、停電事故発生時にまず現地にて故障機器の諸元（メーカーや型式など）を確認する。その後、事務所に電話連絡して同型機器を手配し、再度現場出向して故障機器の取替を実施している。DNIMS が構築された後には、故障機器の諸元確認のための現場出向が不要になるため、事故の早期復旧、停電時間の削減が実現できる。

同システムによる事故復旧短縮効果を 1 回の事故あたり 30 分とみなし、1 年間に 1 世帯

あたり以下の停電時間削減効果をもたらすものと見積もった。

(1 世帯あたりの年間の削減停電時間)

$$\begin{aligned}
 &= (1 \text{ 回あたりの削減停電時間}) \times (1 \text{ 世帯あたりの年間停電回数 : SAIFI}) \\
 &= 0.5 \text{ h/回} \times 13.3 \text{ 回/年} = 6.65 \text{ h/年}
 \end{aligned}$$

(c) その他定性的効果

当該システムを設計会社・施工会社でも共用することにより、設計会社・施工会社の業務効率化に寄与し、委託・請負単価の削減が期待できる。

【定性的効果】

DNIMS の導入により、データに基づく業務遂行・経営判断が可能となる。

- i. アセットマネジメント
- ii. 設計・施工品質マネジメント
- iii. 拡充計画精度の向上（設備稼働率の向上）
- iv. 他の業務システムの導入

(2) まとめ

期待される効果を財務・経済便益にまとめると以下のとおりとなる。

表 4-5 財務・経済便益の試算結果

(年間便益額: US\$)

財務便益		
1	データ検索・レポート作成短縮によるコスト削減効果 = 人件費 × データ検索・レポート作成短縮時間 × 年間の頻度 (計算結果は表 4-5 参照)	0.64 million
2	停電時間削減による販売電気料金の増加 = 増分販売電力量 × (小売価格 - 購入価格) = 2,118.2 mil. kWh × (6.65 h/8,760 h) × (88.4 MNT/kWh - 70.6 MNT/kWh) / 1,474.1 (US\$/MNT)	0.02 million
経済便益		
1	業務効率化によって発生する余剰時間で、新たな追加価値の創造（上記 1 の 2 倍の価値があるとみなす）*1	1.28 million
2	停電時間削減による代替コストの削減 = 増分販売電力量 × ディーゼル発電コスト*1 = 2,118.2 mil. kWh × (6.65 h/8,760 h) × 0.25 US\$/kWh	0.4 million

*1 2.04 = 従業員あたりの販売電力量の経済価値（UBEDN の配電利ざや 17.8 MNT/kWh で評価） / 従業員あたりの給料より、2 倍を採用。

*2 代替コストは、ディーゼル発電コスト相当分（0.25 US\$/kWh と想定）とした。

(3) IRR 計算結果

前述の財務便益、経済便益を考慮して IRR を計算した結果、以下のとおりとなった。プロジェクト期間は 15 年とした。

表 4-6 IRR 計算結果

	計算結果
FIRR	計算不能
EIRR	10.3 %

4.1.6 追加検討項目

配電業務システムと DAS は、相互に設備情報・系統情報・顧客情報を共有する必要があり、その開発の際には双方の構成を考慮する必要がある。ただし、電力供給の安全性確保の観点から、同一サーバー内で構成することは推奨できない。必要最低限の情報を連係しながらも別々のシステムとすることを推奨する。

4.2 配電自動化システム導入事業

4.2.1 事業概要

(1) 事業概要

以下に示すウランバートル市第4地区東半分（Khoroo16～19）について、配電自動化システム（Distribution Automation System: DAS）の導入とそれに伴う設備更新、変電所および開閉所に保護リレー（OCR、DGR）の設置、およびスマートメータの導入（変電所、開閉所、配電塔）を行い、当該地区の供給信頼度向上を目指すもの。

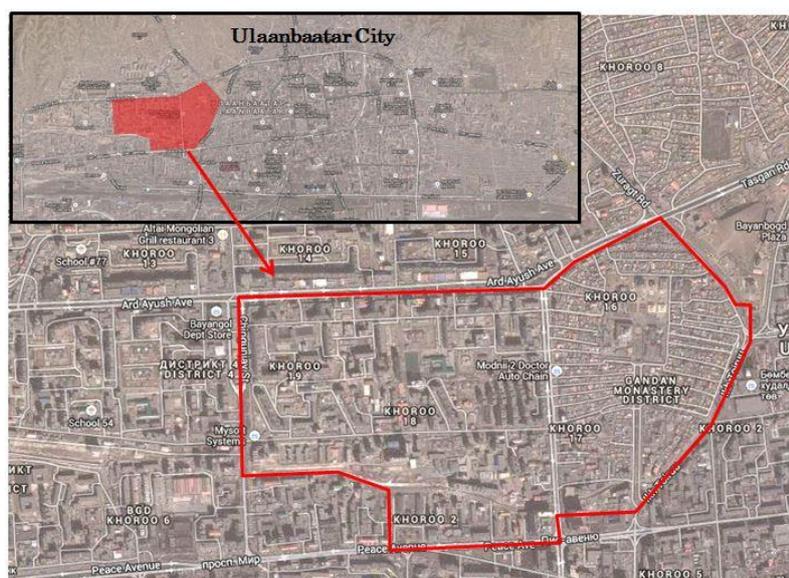


図 4-6 プロジェクト対象地区（第4地区）

DAS の導入に伴う設備更新内容は以下のとおりである。

1. 配電塔及び開閉所の建物：工事停電時間の削減および工期の短縮のため、既設建物の横に新設する。建物の断熱性も確保する。
2. ケーブル：施設後 30 年以上の経年ケーブル多いため。三芯一括の OF ケーブル適用されており、1 線地絡事故から異相地絡事故へ移行する可能性が高い。
3. 管路：事故時のケーブル復旧時間の短縮。
4. 開閉器、断路器、変圧器類：経年設備が多い。負荷開閉機能のない開閉装置が配電塔内に設置されている。変圧器、低圧配電盤についても、建物更新に伴い取り替える。
5. 光通信の新設：通信方式に光通信方式を適用。センサー情報やスマートメータからの大容量の情報通信が必要となるため。配電管路新設に併せて新設する。

(2) 選定システムの概要

開閉所 P113 の 4 フィーダ（4x-8-A・B 二系統、4x-12-A・B 二系統）および、Umard 変電所から出る Geser 系統で、合計 5 フィーダを対象とする。

4x-8 および 12 から出る 4 系統の供給先は第四地区のアパート群および商業地区である。Geser 系統の供給先はゲル地区となっている。Geser 系統は、4x-8 の A・B 系統と 3 箇所の変電所をもち、4x-8 の 2 系統が高稼働で相互の系統切替が不可能な場合、ゲル系統より電力を融通している。

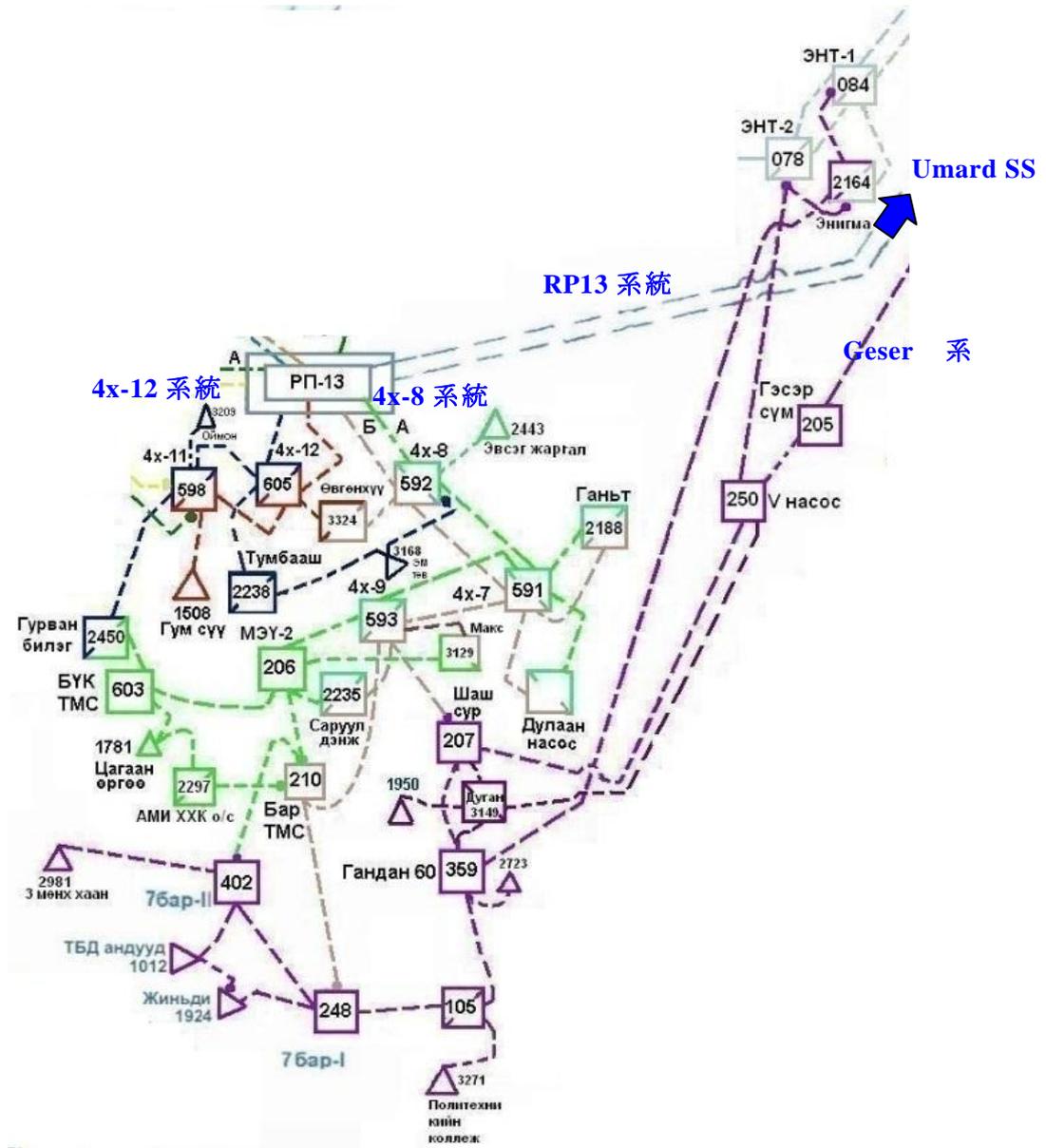


図 4-7 自動化対象の系統

(3) 選定地区の電力供給状況

以下に配電自動化システムを導入する配電塔とそれに接続される契約数・販売電力量のデータを示す。当該地域の対象契約数は7,467軒、2012年の合計年間販売電力量は、38,787 MWhである。

表 4-7 選定地区の電力供給状況

	10/0.4 kV substation Name	10/0.4 kV substation type	10/0.4 kV substation ID	Number of customers	Annual energy sales in 2010, thous.kW*h			Annual energy sales in 2011, thous.kW*h			Annual energy sales in 2012, thous.kW*h		
					Entities	Households	Total	Entities	Households	Total	Entities	Households	Total
1	Гум с??	КТПН	КТПН-1508	1	153	0	153	140	0	140	177	0	177
2	Цагаан ?р?р??	КТПН	КТПН-1781	2	497	0	497	571	0	571	560	0	560
3	ЭМ т?в	КТПН	КТПН-3168	1	0	0	0	0	0	0	30	0	30
4	Оймон	КТПН	КТПН-3209	1	0	0	0	0	0	0	4	0	4
5	Эвсэг жаргал	КТПН	КТПН-2443	1	19	0	19	231	0	231	190	0	190
6	М?Э	ХТП	ХТП-206	28	113	49	162	990	46	1036	412	50	461
7	Бар ТМС	ХТП	ХТП-210	30	441	5	446	540	5	545	460	1	461
8	Ганьт	ХТП	ХТП-2188	273	335	236	571	605	251	856	633	305	938
9	Саруул дэнж	ХТП	ХТП-2235	461	262	532	794	443	703	1145	342	861	1202
10	Тумбаш	ХТП	ХТП-2238	160	149	189	337	150	234	384	130	271	401
11	Ами	ХТП	ХТП-2297	192	162	156	318	148	323	470	156	337	492
12	Гурван билэг	ХТП	ХТП-2450	127	170	0	170	181	139	320	375	223	598
13	Макс	ХТП	ХТП-3129	1	0	0	0	0	0	0	634	0	634
14	?в?нх??	ХТП	ХТП-3324	4	2	0	2	44	0	44	166	0	166
15	4 хороолол ТП-7	ХТП	ХТП-591	492	1218	835	2053	1707	813	2520	1812	829	2642
16	4 хороолол ТП-8	ХТП	ХТП-592	508	1661	738	2399	2172	973	3145	4056	976	5032
17	4 хороолол ТП-9	ХТП	ХТП-593	667	772	1210	1981	755	1186	1941	769	1248	2017
18	4 хороолол ТП-10	ХТП	ХТП-597	666	1308	1339	2647	1259	1320	2579	1225	1359	2584
19	4 хороолол ТП-11	ХТП	ХТП-598	816	1787	1517	3304	951	1470	2420	914	1531	2446
20	Б?К ТМС	ХТП	ХТП-603	489	1148	226	1374	1433	258	1691	2037	260	2296
21	4 хороолол ТП-12	ХТП	ХТП-605	814	1527	1096	2623	873	1193	2066	1400	1350	2750
22	Дулааны насос-5	ХТП		1	343		343	478		478	411		411
23	ТБД Андууд	КТПН	КТПН-1012	1	197	0	197	375	0	375	426	0	426
24	Жинди	КТПН	КТПН-1924	1	344		344	320		320	183		183
25	3 м?нх хаан	КТПН	КТПН-2981	1	218	0	218	235	0	235	228		228
26	Эрдэнэбаатар	КТПН	КТПН-3388	1	2	0	2	1	0	1	32	0	32
27	КТПН-5	КТПН	КТПН-1950	170	185	421	606	361	512	873	367	679	1046
28	КТПН-6	КТПН	КТПН-2723	242	160	616	776	259	618	877	416	769	1186
29	Барилга коллеж	ХТП	ХТП-105	29	691	33	725	810	52	862	906	45	951
30	Гэсэр	ХТП	ХТП-205	70	397	172	569	522	176	697	475	211	686
31	Шашны сургууль	ХТП	ХТП-207	147	380	455	835	444	505	949	845	563	1408
32	7 барилга 1	ХТП	ХТП-248	290	455	463	918	395	469	864	482	502	984
33	7 барилга 2	ХТП	ХТП-402	168	318	313	631	328	308	636	370	329	699
34	5-р насос	ХТП	ХТП-250	195	658	674	1333	663	694	1356	622	868	1490
35	Дуган	ХТП	ХТП-3149	1	0	0	0	0	0	0	60	0	60
36	Гандан	ХТП	ХТП-359	339	661	831	1492	685	874	1559	869	1035	1904
37	Энигма	ХТП	ХТП-2164	76	653	122	775	44.19	135	180	840	158.591	998
38	Политех.Коллеж	КТПН	3271	1							12		12
	Total			7,467	17386.4	12227.8048	29614.2	19112.3	13255.898	32368.2	24026.5	14760.2121	38,787

4.2.2 事業の妥当性

(1) 事業の目的

(a) 停電時間の削減

ウランバートル市内は経年設備に起因した配電線事故が多い。一回停電当たりの停電時間も長い。これは、様々な要因があるが、主には、システムを手で管理・運用しており適切な系統切替を検討・実施するのに時間を要すること、地中ケーブルの事故点除去工事に時間を要することが挙げられる。また、地絡方向性リレーが設置されていないため、事故回線の特定に時間を要し、事故点特定までの一定時間、地絡を継続させている。

(b) 変電所の更新に伴う配電線切替

ウマルト、バルン変電所の拡張工事の際に、配電系統を介した負荷切り替えが必要となる。配電線を自動化し、設備更新により系統信頼度を高めておくことで、負荷切り替えが

円滑に実施できる。

(2) 第4地区の選定理由

以下の理由により第4地区が選定された。

- 当該地区は約30年前に開発された地域であり、電力設備は経年を迎えている。
- 経年設備による事故が多く発生しており、供給信頼度は他地域と比較して低い。(下図)
- アパート群とゲル地域で構成されているが、建造物については今後大規模な建替計画、高層ビル化などが計画されていない。このため、設備計画が立案しやすい。ゲル地域は都市開発マスタープランで再開発が予定されているが、ゲル住宅は残す計画となっている。

表 4-8 UBEDN および第四地区の供給信頼度比較 (配電線の事故停電時間)

2012 年度実績

□	District No.																
	1	2	3	4West	4East	5	6-1	6-2	10	11	13	15	16	19	220	120	
Number of feeder Fault	23	2	17	18	43	9	3	4	27	5	17	17	11	3	14	7	
SAIDI(minutes)	176	7	221	286	847	71	33	84	94	33	243	151	435	145	172	385	
SAIFI(times)	2.36	0.15	4.93	6.55	12.15	1.9	1.39	1.93	2.46	0.97	2.1	2.71	2.85	3	4.14	7	

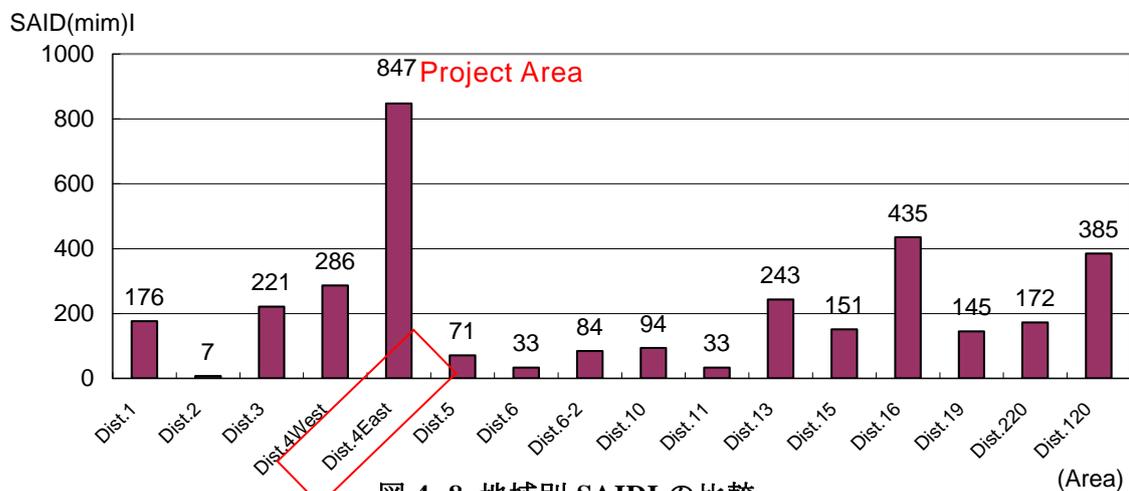


図 4-8 地域別 SAIDI の比較

(Area)

4.2.3 必要なコンポーネント

(1) 機能の検討

DAS を導入にあたり要求される性能は以下の通りである。

- ・非接地系統における一線地絡事故発生時、事故配電線を選択遮断できること。
- ・事故配電線の中で、事故範囲を特定し、健全区間を速やかに送電すること。

日本の 6.6 kV の配電系統は「モ」国と同様、非接地系統である。日本の DAS は過去実績がありこれらの要求性能を満足すると考えられる。

DAS の導入条件は以下のとおり。

- DAS の導入対象は、全配電塔のうち 50 %とする。需要家の配電塔は自動化対象から外す。どの配電塔に自動化を導入するかは、詳細設計での検討事項とする。
- DAS の制御機能は本社に置く。
- 自動開閉器はセンサー内蔵とし、電流値・電圧値を計測できるものとする。
- 通信方式は光通信方式とする。
- 自動化の機能はソフトウェアの機能により 2 種類のオプションがある。
 - 1 設備：センサー内蔵開閉器＋親局＋子局
ソフトウェア：従来型 DAS（再投入あり）：以下、従来型と呼ぶ。
 - 2 設備：1 と同じ
ソフトウェア：次世代型 DAS（親局＋センサーで再投入必要なし）：以下、次世代型と呼ぶ。

上記 2 の機能は日本では開発段階であるため、当面の間、1 で運用することになる。日本での開発が完了した時点で、2 に移行できるという前提としている。なお、1 の場合、事故点への再投入が必要となるため、再投入を原則として認めない現行の系統運用規則を暫定的に変更する必要がある。

表 4-9 DAS の機能

	機 能	長所・短所	整備事項
1	◆センサー内蔵開閉器＋ 現行システム（時限順送式） <ul style="list-style-type: none"> 各開閉器のセンサー情報を親局で集約 時限順送による事故区間判定 事故点への再送電あり 事故区間の自動切り離し 健全区間の自動復旧 	◆信頼度 <ul style="list-style-type: none"> ○健全区間の復旧 △事故区間へ再投入 ×健全区間の停電（2回）；事故電流は変電所の遮断器で遮断 変電所送り出しデータ、お客さま情報、設備 DB の整備が必要 系統の整備が必要（逆送電による自動復旧）	<ul style="list-style-type: none"> 開閉器制御子局 自動化親局（現行システム） 通信線網 お客さま情報－設備 DB 変電所送り出し電流データ センサー内蔵自動開閉器
	<p style="text-align: center;">Automatic control with conventional software</p> <div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="margin-right: 10px;"> <p>1. Trial charging (including fault point)</p> <p>2. Identify Fault Section</p> </div> </div>		
2	◆センサー内蔵開閉器＋ 次世代システム <ul style="list-style-type: none"> 各開閉器のセンサー情報をもとに親局で事故区間検出 事故区間の自動切り離し 事故区間へ再送電せずに、健全区間の自動復旧 	【信頼度】 <ul style="list-style-type: none"> ○事故区間の自動切り離し ○事故区間への再投入無 ○区間の正確な電圧、電流などのデータ取得、 ×健全区間の停電（1回）；事故電流は変電所の遮断器で遮断 	<ul style="list-style-type: none"> 開閉器制御子局 自動化親局（次世代システム） 通信線網 お客さま情報－設備 DB 変電所送り出し電流データ センサー内蔵自動開閉器
	<p style="text-align: center;">Automatic Control with new software</p> <div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="margin-right: 10px;"> <p>1. Collect data (I_o, V_o) from the sensor switches</p> <p>2. Identify Fault Section</p> </div> </div>		

次世代型 DAS では、事故区間判定時に事故点への再投入を回避できる。この他に、期待される効果は以下の通りである。（ただし、日本で構想段階のものも含む）

- 事故時の自動復旧時間の短縮：事故直後にシステムにて事故区間判定、負荷融通計算、開閉器遠方制御を自動実行する。事故点への再投入が不要となるため復旧時間が短縮される。
- 正確な区間電流把握に基づく系統運用
- 計測電圧の常時監視に基づく系統の電圧制御および事故予兆の把握
- 事故区間高速遮断：地絡事故時、配電用変電所の遮断器が動作する前にセンサー内蔵自動開閉器で事故区間分離

現行のシステムでは、配電得系統の区間電流は、変電所の送り出し電流値を「区間の契約容量」比率で按分計算し推定している。次世代自動化では区間電流をセンサーで計測する。電力需要の伸びの著しい「モ」国において、区間電流は計測値を用いて正より正確に把握することが推奨される。

以下に最終形となる次世代型 DAS の構成図を示す。

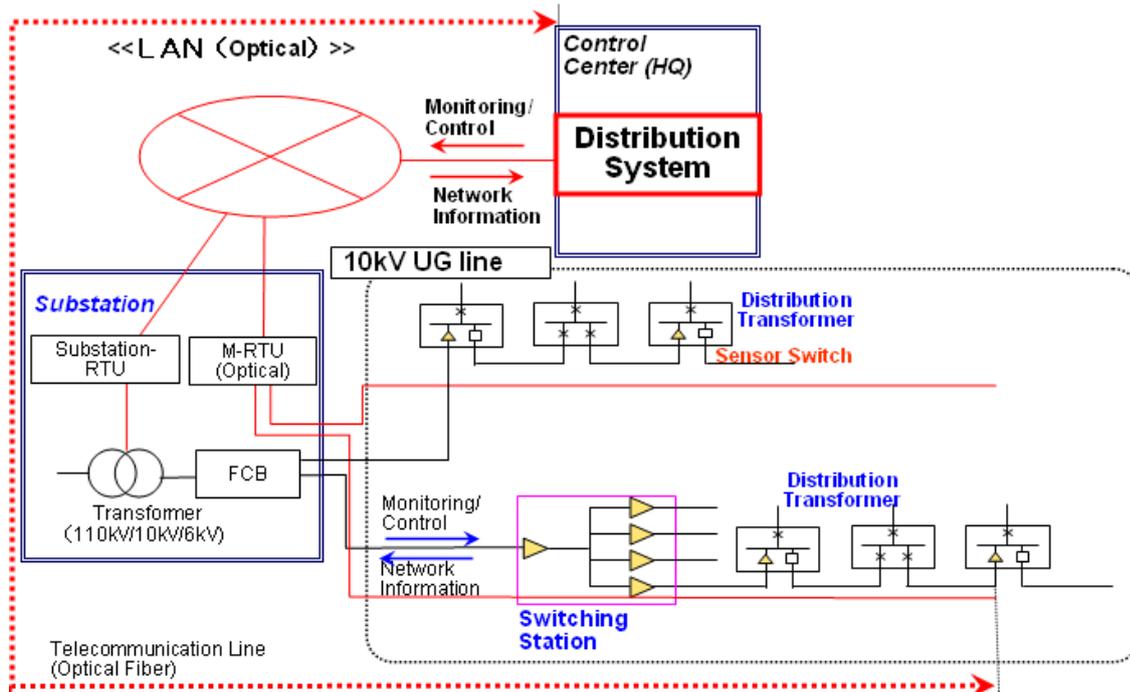


図 4-9 次世代型 DAS (2 の最終形) の構成

(2) DAS の配電塔への導入割合

DAS の配電塔への導入割合は東京電力の DAS 導入一区間の負荷容量と同程度になることを前提に 50% とした。東京電力では地中系統を 1 つの区間が 80~100A 程度となるよう、系統を開閉器で分割している。1 区間あたりの電流を 100A とすると、負荷容量は約 1,100 kVA となる。一方、モデル地区で 2 つのうち 1 つの配電塔に導入した場合、1 区間あたりの負荷は 1,260 kVA (630kVA 変圧器×2 の場合) となり、1 区間あたりの負荷は東京電力と同程度となる。

表 4-10 一区間あたりの負荷（イメージ）

	TEPCO	UBEDN（1/2を自動化）
一区間あたりの負荷容量	約 100 A（1,142 kVA） 100（A）×6.6（kV）×√3=1,142	1,260 kVA （630 kVA×2）
系統構成		

(3) 必要なコンポーネント

DAS 導入に関連するコンポーネントを示す。

(a) 親局

1. 従来型のシステム機能	
①	電源・配電線事故時の自動復旧
②	自動開閉器の監視・遠方制御
③	配電系統の状態表示
④	予定工事に伴う切替手順の自動作成と実行
⑤	負荷記録の管理
⑥	シミュレーション（模擬事故での事故復旧訓練）
⑦	データメンテナンス
⑧	配電用変電所の運転情報の受信と表示
⑨	配電用変電所の機器操作
2. 次世代型のシステムに追加される機能	
⑩	開閉器のセンサー情報の取得（電圧・電流、零相電圧、零相電流等）
⑪	センサー情報に基づく自動開閉器の監視・遠方制御

※第4地区のみを対象とする場合、サーバ1～2台程度で必要機能を確認できる。



図 4-10 親局モニターの様子

(b) センサー内蔵自動開閉器

- 我が国で地中線用に適用されている地上設置型を基本とし、配電塔屋内に設置する。サイズについては、現行型より大型のものでよい。
- センサー内蔵とし、相電圧・相電流・零相電流などが計測できるものとする。

- 絶縁媒体にガスを適用する場合は、低温下における絶縁性能低下を考慮する。



図 4-11 自動地中開閉器のイメージ

(c) 遠方制御器

次世代型のシステムおよび従来型の時限順送方式の双方に対応できるものとし、以下の機能を有するものとする。

- 情報処理機能
 - 電圧、電流、零相電圧、零相電流、力率等の計測
- 事故検出機能
 - 微地絡による事故予兆、地絡事故、短絡事故検出

(d) 保護リレー

ウマルト変電所（NPTGC 所有）および開閉所（UBEDEN 所有）それぞれ更新時に方向性地絡リレー（DGR）を設置し、地絡事故回線の自動選択を可能とする。

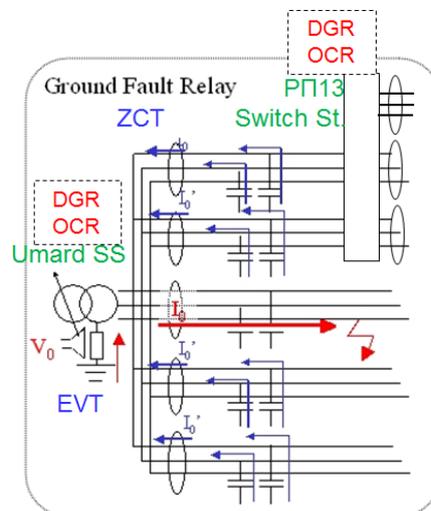


図 4-12 方向性地絡リレー

また、下表のとおり、変電所及び開閉所に接地変圧器、ゼロ相変流器を設置する。非接地系統における地絡電流値は接地系統と比べて小さく、数アンペア（A）程度である。このため、確実かつ正確に事故回線を選択するためには、事故検出精度が高く非接地系統での適用実績のある接地変圧器とゼロ相変流器を選択することが望ましい。

表 4-11 保護装置の概要

	ウマルト変電所		開閉所（PⅡ13）	
	現状	将来	現状	将来
過電流リレー	あり	あり	あり	あり
地絡方向性リレー	なし	新設	なし	あり
零相変流器（ZCT）	あり	既存設備を適用	なし	新設
接地変圧器（EVT）	あり	既存設備を適用	なし	新設

設備の所有、運用について以下の留意点を示す。

◆ 所有および運用について

- 変電所の遮断器は NPTGC の境界内にあるため同社所有とする。
- ただし、UBEDEN で、開閉所、変電所の遮断器を遠隔操作できるように設定する。
- 保護リレーの動作整定時限に留意する。動作時限は以下のとおりとする。
 ☆ ウマルト変電所 > 開閉所 PⅡ13
- DAS に関わる遮断器の運用ルール、メンテナンスのルールは、別途両社相互で定める。

(e) ケーブル・管路

- 埋設の方式は管路式とする。冬季の凍結深度が 3m 程度となることから、管路接続箇所における応力に留意する。
- 0.4 km 間隔を目安にマンホールを設置する。マンホールのサイズはケーブルのジョイント工事に支障のない広さを確保する。
- 掘削幅は最小限となるよう、管路を配置する。管路埋設図のイメージは以下のとおり。
- ケーブルは-40℃の耐候性を考慮して、XLPE 製（CV ケーブル）とする。導体については、銅線を推奨する。この理由として、1.アルミに比べて許容電流が大きいこと 2.端末の処理がしやすく施工しやすいことである。

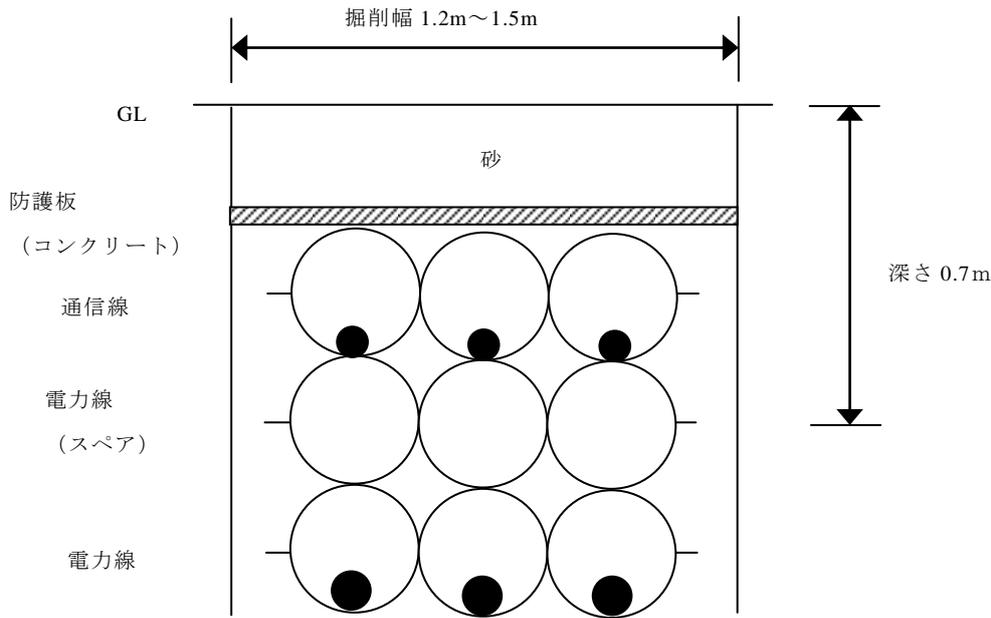


図 4-13 地中線設備の断面 (イメージ)

(f) 通信設備

通信設備は配電自動化システム、変電所、開閉所、配電塔からの各種情報を伝送するため、以下のように構成する。伝送路には新設する光ファイバーと既設の OPGW を使用し、伝送路の信頼性を高めるため無線伝送路も合わせて使用する。通信設備はモンゴルの気候に於いても各種情報を遅延無く伝送でき、詳細設計時に最適なものを選定する。

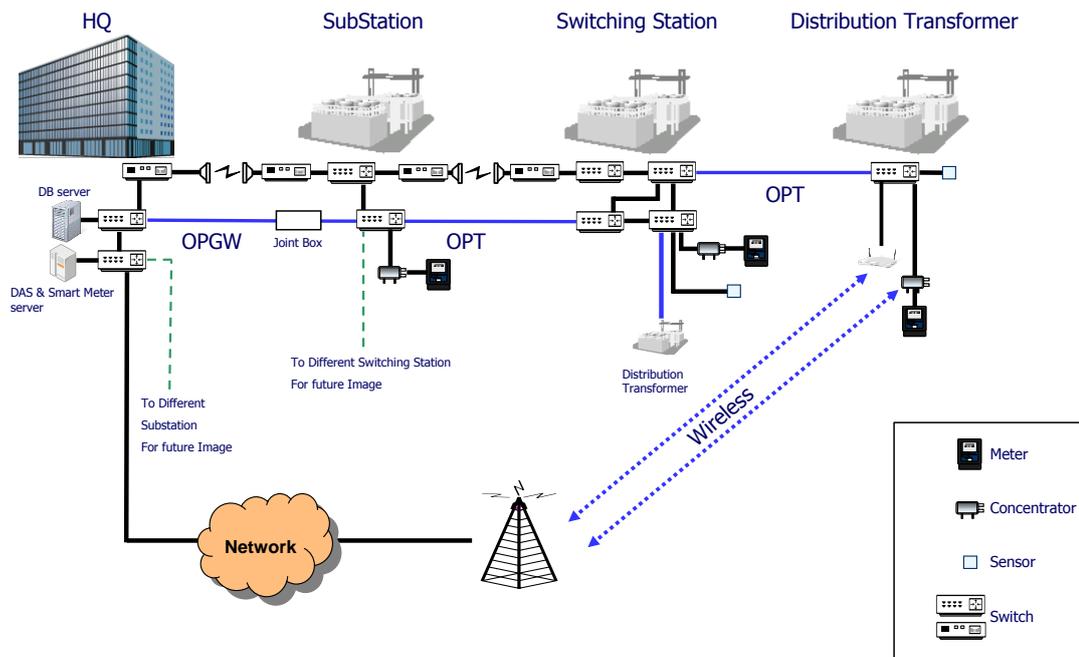


図 4-14 通信設備構成図

- 有線伝送路
 - 本社～変電所

本社から変電所まで既設の OPGW の空き心線を使用する。OPGW と変電所に新設される光ファイバーは変電所構内のジョイントボックス内で接続する。
 - 変電所から配電塔

光ファイバーは第4地区の電力線更新に合わせて、以下の条件に適合する様に新設するのが望ましい。

 - ・シングルモードの4芯以上とする。
 - ・1.31 μm、1.55 μm の波長に対応する。
 - ・コネクタ形状は SC もしくは SC2 とする。
 - ・光ケーブルは 8.2.3 項に記載の管路に入れる。

- 無線伝送路

無線伝送路は有線伝送路の予備のルートとして構成する。通信設備については設置箇所毎に述べる。

- 本社・変電所用通信設備

本社では配電自動化システム、配電データベース、スマートメータサーバーを接続する。変電所では本社・開閉所へ情報伝送の可能な通信設備を設置する。また、スマートメータも合わせて設置する。

 - 有線伝送路用通信設備
 - ・10 Gbps BR 2 ポート
 - ・1 Gbps BX 2 ポート
 - ・SFP SX 2 ポート
 - ・RJ45 4 ポート
 - ・10 Gbps の処理能力
 - ・1 芯で送受信可能
 - ・AC220 V 対応電源
 - 無線伝送路用通信設備
 - ・100 Mbps の伝送容量
 - ・100 Base-TX/1000 Base-T 2 ポート
 - ・AC 220V 対応電源

- 開閉所用通信設備

開閉所では配電塔からの情報を変電所へ伝送する通信設備および、スマートメータを設置する。

 - 有線伝送路用通信設備（変電所向け）
 - ・10 Gbps BR 2 ポート
 - ・1 Gbps BX 2 ポート
 - ・SFP SX 2 ポート

- ・ RJ45 2 ポート
 - ・ 10 Gbps の処理能力
 - ・ 1 芯で送受信可能
 - ・ AC220 V 対応電源
 - 有線伝送路用通信設備（配電塔向け）
 - ・ 1Gbps BX 2 ポート
 - ・ SFP SX 1 ポート
 - ・ RJ45 4 ポート
 - ・ 1Gbps の処理能力
 - ・ 1 芯で送受信可能
 - ・ AC220V 対応電源
 - 無線伝送路用通信設備
 - ・ 100 Mbps の伝送容量
 - ・ 100 Base-TX/1000 BaseT 2 ポート
 - ・ AC220V 対応電源
- 配電塔用通信設備
- 配電塔では配電自動化システム・スマートメータの情報を開閉所へ伝送する。
- 有線伝送路用通信設備
 - ・ 1 Gbps BX 2 ポート
 - ・ RJ45 4 ポート以上
 - ・ 1 Gbps の処理能力
 - ・ 1 芯で送受信可能
 - ・ AC220 V 対応電源
 - 無線伝送路用通信設備
 - ・ 上記の有線伝送路用通信設備に接続する。
 - ・ 3 G 回線もしくは他の無線通信機能により本社サーバーまで情報の伝送をする機能を有する。
 - ・ AC220V 対応電源
- スマートメータ
- サーバー
 - ・ 本社もしくは代替施設に設置する。
 - ・ 情報の解析機能を有する。
 - ・ 配電自動化サーバーに組み込まれていることが望ましい。
 - メータ（変電所・開閉所・配電塔）
 - ・ 電圧、電流、力率、有効電力、無効電力、kWh の測定が可能。
 - ・ 変電所、開閉所、配電塔の変圧器の 2 次側に設置し情報を収集する。

▶ コンセントレーター

変電所・開閉所・配電塔に設置したメータからの情報を本社へ送信する。配電塔に設置するコンセントレーターには予備の通信回線として無線通信機能を有し、情報をスマートメータサーバーまで送信する機能を有するものが望ましい。

(g) まとめ

DAS 導入前後の開閉所、配電塔の設備をまとめると以下の通りとなる。建物の更新に伴い、変圧器および低圧設備も更新の対象となる。また DAS 対象外の配電塔の機器についても老朽化設備が多いことから更新が推奨される。

表 4-12 開閉所の更新機器

	現 状	将 来
10kV 設備	遮断器	センサー内蔵式遮断器
	OCR リレー	OCR リレー
		DGR リレー
	電力量計	なし（遮断器センサーより電流電圧情報を取得）
変圧設備	10 kV/0.4 kV 変圧器	10 kV/0.4 kV 変圧器
0.4kV 設備	低圧配電盤	低圧配電盤
	計量器	計量器
	－集合住宅用 －企業用	－集合住宅用 －企業用

表 4-13 配電塔の更新機器

	現 状	将 来	
	配電塔	自動化配電塔	配電塔
10 kV 設備	断路器もしくは開閉器	センサー内蔵開閉器	開閉器
			電力量計
変圧設備	10 kV/0.4kV 変圧器	10 kV/0.4kV 変圧器	10 kV/0.4kV 変圧器
0.4 kV 設備	低圧配電盤	低圧配電盤	低圧配電盤
	電力量計	電力量計	電力量計
	－集合住宅用 －企業用	－集合住宅用 －企業用	－集合住宅用 －企業用

4.2.4 実施スケジュール

以下に想定される実施スケジュールを示す。詳細設計・入札図書作成支援・工事監理などを行うコンサルティング業務を含むものとする。

表 4-14 実施スケジュール (案)

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	Selection of Consultant						
	Detailed Design	Supervision					
		Selection of Contractor					
			Replacement of Substation and Switching Station				
				Installation of Distribution Transformers and Equipment			
			Replacement of Underground Cable				
					Computer Server		
						Test	

4.2.5 想定される効果

(1) 期待される効果

(a) 停電削減効果

(i) 停電削減モデル

停電時間削減による効果を算定するため、DASを導入する前後の事故復旧について、実際のシステムをモデルにシミュレーションを実施した。条件は以下のとおりである。

- 対象系統：4x-8 系統 A
- 系統構成：4 箇所にセンサー付きの自動化機器を導入する
- 事故：配電塔 593-206 間のケーブルで地絡事故発生

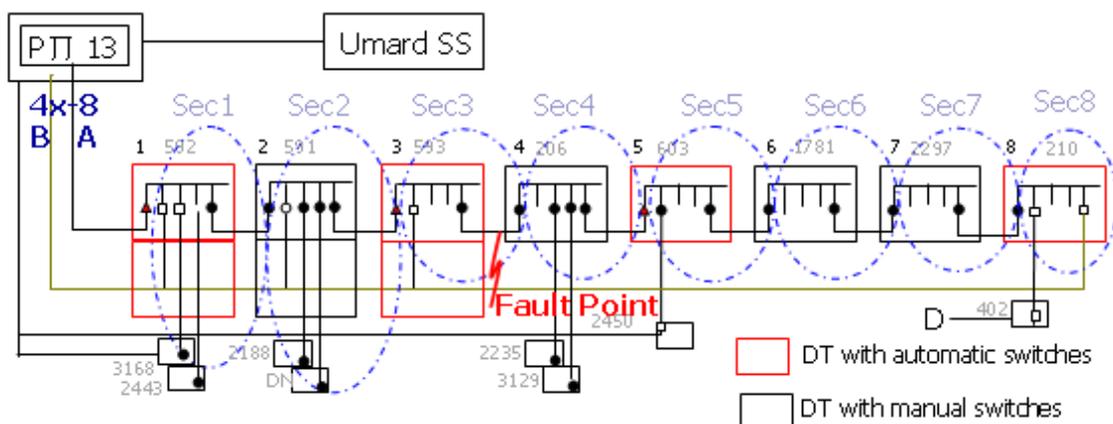


図 4-15 選定モデル系統

(ii) DAS 導入による事故復旧の早期化

現行と DAS 導入時の事故復旧手順比較を以下に示す。

【現行】

	Time, minutes	Site	Procedure	Number of de-energized customer	Number of re-energized customer
1	0	592-591B Cable	Fault	1980	
2	5	—	Customer call to Call Center	1980	
3	10	—	Call transfer to WDC dispatcher	1980	
4	40	—	to drive to RP13	1980	
5	45	RP13	to Identify fault feeder	1980	
6	60	DT-592	Megger, fault direction	1980	
7	70	RP13	Restore 1st part	1725	255
8	90	DT-591	Megger, fault direction	1725	
9	100	DT-206	to open laod-breaker to DT-593	1725	
10	110	DT-2450	Restore 2nd part	718	1007
11	130	DT-591	Restore 3rd part	0	718

【導入後】

	Time, minutes	Site	Procedure	Number of de-energized customer	Number of re-energized customer
1	0	592-591B Cable	Fault	1980	
2	1	—	Locate fault section (DAS)	1980	
3	1	—	Restore 1st Part (DAS)	1341	639
4	2	—	Restore 2nd Part (DAS)	594	747
5	30	DT-593	to drive to 593	594	
6	35		Megger, fault direction	594	
7	45	DT-206	Megger, fault direction, Identify fault point	594	
8	60	DT-591	Restore 3rd Part	0	594

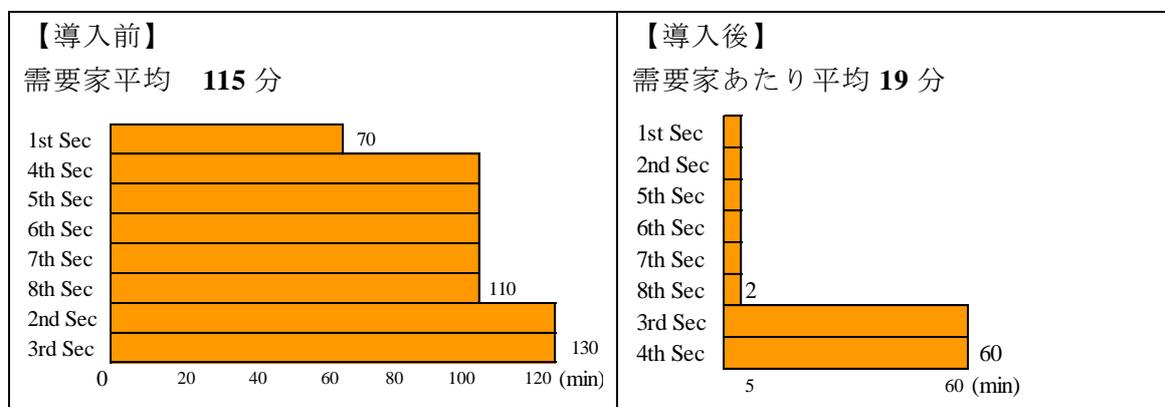


図 4-16 DAS 導入による事故復旧早期化の効果

DAS 導入後の事故復旧短縮は以下の要因により実現される。

- ▶ 現状では地絡事故発生時に開閉所の遮断器を操作し、事故回線の特定している。保護リレーの導入により、この作業時間が短縮できる。(導入前 Step1-5)
- ▶ ウランバートル市内は慢性的な交通渋滞のため、配電塔および開閉所への移動に時間を要す。自動化の導入により交通渋滞に関わらず、健全区間は数分で自動復旧が可能となる。(導入後 Step1-4)
- ▶ 復旧時の系統切替は、制御所運転員が系統の負荷状況より手順を検討している。導入後は DAS のコンピュータが自動計算で最適な系統切替が実施できる。

(b) 変電所稼働率向上効果

2バンク構成のウマルト変電所では理想的な稼働率は 50%である。これは 1バンク事故時、負荷切り替えのための予備量を確保する必要があるからである。

配電系統に自動化が導入された場合、ウマルト変電所バンク事故時に一部の負荷は配電系統を介してバルン変電所へ切り替えることができる。このため、ウマルト変電所では予備量を減らす(=稼働率を向上)ことができる。配電自動化対象エリアを第四地区からさらに拡大することにより、稼働率向上の効果が更に見込まれる。

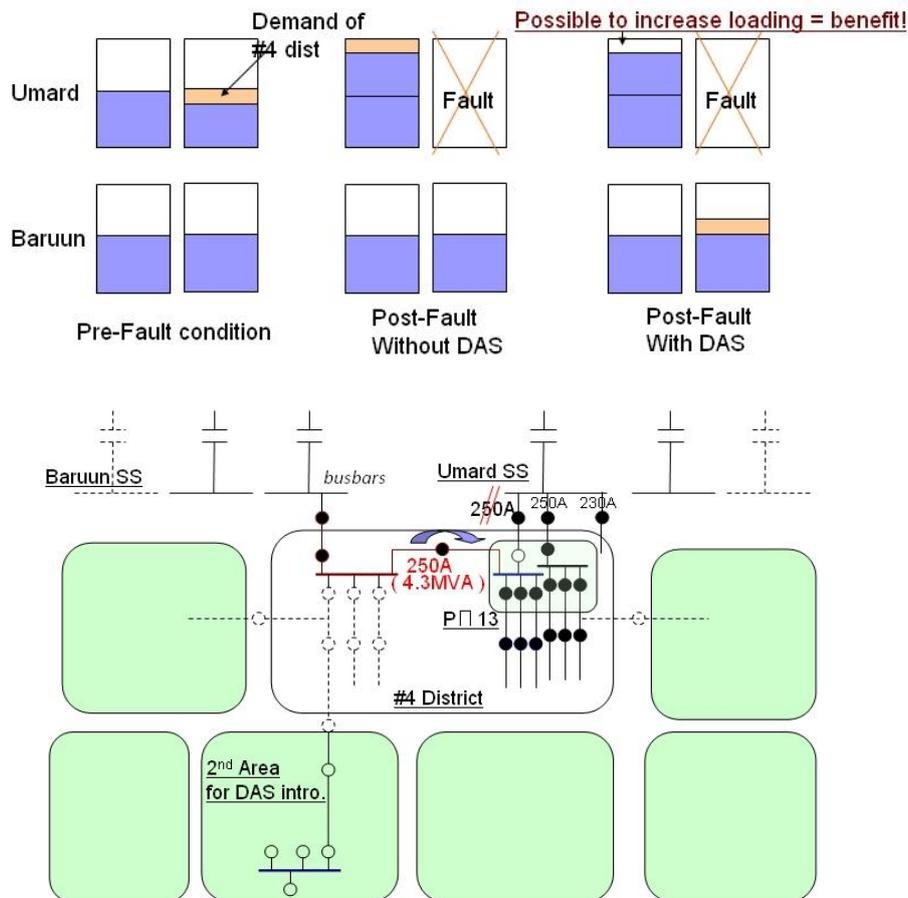


図 4-17 DAS 導入による変電所稼働率の向上

(c) まとめ

DAS 導入による財務、経済の各便益について以下のとおり試算した。

表 4-15 財務・経済便益の試算結果

(年間便益額 : US\$/year)

財務便益		
1	停電時間削減相当の販売電力量料金 = 停電時間削減による販売電力増加 × (小売単価 - 購入単価) (計算内訳は以下参照)	627
2	停電復旧業務削減 = 1 復旧チーム分給与 × 停電復旧時間削減分 × 年間停電回数 (計算内訳は以下参照)	2,247
経済便益		
1	停電時間削減による代替コストの削減 = 販売電力量増分 × ディーゼル発電コスト *1 (計算内訳は以下参照)	13,016
2	変電所の稼働率向上相当による代替コストの削減 = 販売電力量増分 × ディーゼル発電コスト *1 (計算内訳は以下参照)	2.84 million

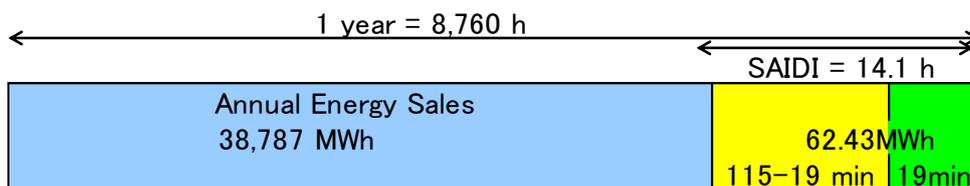
*1 代替コストは、ディーゼル発電コスト相当分 (0.25 US\$/kWh と想定) とした。

1. 停電時間削減相当の販売電力量料金

停電時間相当の販売電力量 = 38,787 MWh × 14.1 時間 / 8,760 時間 = 62.43 MWh

停電時間の削減相当の販売電力料金

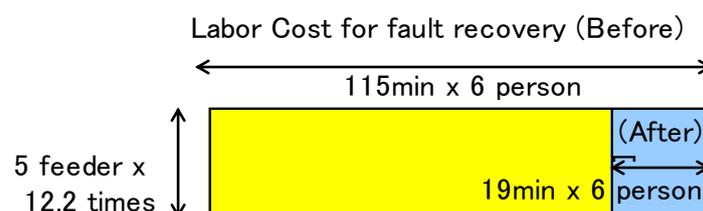
$$\begin{aligned}
 &= 62.43 \text{ MWh} \times (115 - 19) \text{ 分} / 115 \text{ 分} \times (88.4 - 70.6) \text{ MNT/kWh} \\
 &= 924 \text{ 千 MNT} = 627 \text{ US\$}
 \end{aligned}$$



2. 停電復旧業務削減

停電復旧業務削減による職員の業務削減効果

$$\begin{aligned}
 &= (115 - 19) \text{ 分} / 60 \text{ 時間} \times 6 \text{ 人} \times 5 \text{ 回線} \times 12.15 \text{ 回} \times 5,657 \text{ MNT/h (給与単価)} \\
 &= 3,313 \text{ 千 MNT} = 2,247 \text{ US\$}
 \end{aligned}$$



3. 停電時間削減による代替コストの削減

$$\begin{aligned}
 &= \text{販売電力量増分} \times \text{ディーゼル発電コスト} \\
 &= 62.43 \text{ MWh} \times (115 - 19) \text{ 分} / 115 \text{ 分} \times 0.25 \text{ US \$ /kWh} \\
 &= 13,016 \text{ US\$}
 \end{aligned}$$

4. 変電所の稼働率向上相当の販売電力料金

ウマルト変電所～PII13 開閉所を通じて第四地区へ供給されるピーク負荷は 500A 程度である。このうち 50 %にあたる 250 A (4.7 MVA) を変電所の事故時にバルン変電所へ切り替えることができるものとする。4.7 MVA を変電所の稼働率向上分とみなして、便益を算定する。

変電所の稼働率向上相当の販売電料金

$$\begin{aligned}
 &= 1.73 \times 250 \text{ A} \times 10 \text{ (kV} \times 8,760 \text{ h} \times 0.3 \text{ (負荷率)} \times 0.25 \text{ US\$/kWh} \\
 &= 2.84 \text{ mil US\$}
 \end{aligned}$$

算定に使用した条件は以下のとおり。

表 4-16 便益算定条件

SAIDI	847	分
SAIFI	12.15	回
販売電力量(第4地区)	38,787	MWh
需要家軒数	7,467	口
販売電力単価	88.4	MNT/k Wh
ディーゼル発電単価	0.25	US\$/kWh
配電損失率	20.0	%
UBEDN 人件費	5,657	MNT/h
一事故当たりの停電時間 (シミュレーション)		
CAIDI (DAS 導入前)	115.0	分
CAIDI (DAS 導入後)	19.1	分

(2) IRR 計算結果

本事業の総事業費には、老朽化した設備の更新が一部含まれており、これらは配電自動化システム導入にかかわらず実施されるべきものである。これら老朽化した設備更新のためのコストを、配電自動化システム導入のためコストから除外して、IRR 計算を行った結果、以下のとおりとなった。プロジェクト期間は 20 年とした。

表 4-17 IRR 計算結果

	計算結果
FIRR	計算不能
EIRR	14.8 %

(3) その他定性的効果

DAS 導入により期待される効果のうち、金銭的価値で評価できるものは上記のとおりであるが、その他にも以下に示す定性的効果も期待できる。

表 4-18 DAS 導入による定性的効果

大項目	要素	理由
停電時間の削減	生活の質の向上	－停電時間削減により地区住民の生活の質 (Quality of Life) が向上
	社会の混乱を回避	－停電時間が長期化すると犯罪が増加 －地下街における停電時の混乱 －官公庁、病院、銀行など停電時の社会機能の混乱 (非常用電源が不動作となる可能性もある)
	国内外からの投資促進	－供給信頼度は国内外企業の投資促進、観光客誘致には重要な要素
	交通渋滞の回避	－信号機が停止すると渋滞が深刻化
	カスタマーコールの削減	－停電時の需要家からの問い合わせが減る
	ディーゼル発電機による CO2 排出削減	－重要需要家は非常用電源としてディーゼル発電機を設置
O/M 業務の削減	緊急車両の削減	－事故捜査の削減により緊急車両が減らせる
	配電線事故の未然防止	－配電線の電流・電圧情報により事故の予兆を捉えることが可能
設備計画と運用の最適化	配電線の負荷均等化	－最適な系統連系と組み合わせることで、配電線の負荷を軽減 －配電線の区間電流・電圧情報をもとに設備の最適な計画と運用が可能
新技術の発展	国内 IT 技術の促進	－DAS 導入により通信技術が発展

4.2.6 追加検討項目

DAS 導入にあたり、検討すべき点を列挙すると以下の通りである。それぞれの課題と技術的対策について以下に述べる。

- 極寒条件下における耐候性
- 次世代親局の開発動向
- 事故点への再送電によるケーブルへの影響 (時限順送式の場合)
- 需要家所有の配電塔の扱い
- 自動化対象の配電塔
- 需要想定と機器の選定
- 自動開閉器の仕様オプション

(1) 極寒条件下における耐候性

低温条件下での機材の性能で懸念される事項としては

- ① 自動化機器の電子部品が動作しない（特にコールドスタート）
- ② ガス開閉器類に使用される SF6 が低温条件下で液化し、絶縁低能が低下する
- ③ 低温条件下での操作でゴム部材が変形し、ガス漏れが発生する
- ④ 変圧器類の絶縁油が低温下における性能低下

などが挙げられ、特に厳しい条件は①であると考えられる。

現状の日本の機器で耐候性に関して-40℃対応しているものはない（自動化の制御器を例にとると、東京電力で-20℃～、他電力では-35℃～での動作保証までとなっている）。

制御器に適用される電子デバイスの中には MIL 規格のように-40℃対応のものもあるが、高価格である。そこで耐候性については以下の通り条件緩和を検討することを推奨する。

【検討事項】

- ・ 配電塔と開閉所の屋内に温度計を設置し、日本機器の温度耐性を下回る場合には、対策（サーモスタットなど）を施す。
- ・ 比較のため、屋外にも温度計を設置する。屋内と屋外の気温差 Δ より、極寒条件における屋内温度が推定可能である。
- ・ 配電塔の更新に伴い、外壁に断熱材を適用する。
- ・ ガス絶縁の開閉器類を適用する場合は、ガス圧に配慮して低温下での液化を防止する。気中または、真空開閉器類を適用する。

(2) 次世代親局の開発

日本で次世代完全対応の親局が開発されるまでの期間、現状の時限順送式が暫定的に適用されることになる。

時限順送式では、事故区間を判定するために事故点へ再送電する。NDC が定める系統の運用規則によると、再送電は「原則として事故区間を除去後」とする旨、明記されている。

このため、時限順送の適用にあたっては、暫定的な規則の改定が必要となる。

改定の手順は以下のとおり。

1. NDC にて改定素案を作成し、NDC と UBDEN で技術協議を実施。
2. MOE の科学技術委員会に諮り、承認を得る。

科学技術委員会は、NDC、送配電会社、大学教授などで構成される。科学技術委員会では、技術的な検討は特にはしない。技術的な裏付け等の検討については、UBDEN にて行う。

(3) 事故点への再送電時によるケーブルへの影響（時限順送式の場合）

現在施設されている経年ケーブルの多くは、ロシア製の OF ケーブルである。3 相の導体が一本のケーブルに収められている構造となっているため、一相に地絡事故が発生した場合、他相にも事故が波及する可能性が高い。この場合事故は、異相間の地絡、つまり短絡事故に移行する危険性がある。

三相それぞれが独立した構造をとるケーブル（CVT ケーブル等）であれば、事故が波及

する可能性は低い。ケーブル事故点への再送電を認める条件として、ケーブルの更新が挙げられる。

(4) 需要家所有の配電塔の扱い

需要家の配電塔の多くは系統の分岐線に接続されているが、配電塔の中には系統の一部に組み込まれているものもある（配電塔 1781、1924 等）。

設備の操作には需要家の許可が必要となるため、事故の復旧時間の遅延につながるものが懸念される。これら需要家設備は優先的に更新し、UBEDN へ移管することが推奨される。

(5) 自動化対象の配電塔

自動化する配電塔を詳細設計で選定する際は、各配電塔の実負荷を考慮する必要がある。負荷電流を開閉器により均等に区間分割することが望ましい。必要に応じて系統との連系も検討する。

現状では多くの系統は A・B の二系統構成（Ladder System）となっている。これは 1 系統あたりの設備信頼度が低いことを前提とした設備構成となっている。

設備を更新すれば、1 系統あたりの信頼度が上がるため、必ずしも Ladder System 構成とする必要はないと考えられる。

(6) 需要想定と機器の選定

機器の容量選定にあたり、将来の需要想定を考慮する必要がある。UBEDN との協議結果、対象となるフィーダの負荷電流の伸び率を 10 %/年として想定した。ゲル地区については、再開発に伴い負荷の急増が想定されるため 2019 年まで伸び率を 30 %としている。

表 4-19 需要想定（単位：アンペア）

Feeder Name	実績		計画										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Umard-PII13A	—	348	360	396	436	479	526	580	637	702	774	853	940
Umard-PII13B	—	253	396	436	479	527	578	638	701	772	851	939	1,034
4x-8A	90	80	170	187	206	226	248	274	301	332	366	403	444
4x-8B	55	55	185	204	224	246	270	298	327	361	398	438	483
4x-12A	20	58	65	72	79	86	95	105	115	127	140	154	170
4x-12B	30	60	70	77	85	93	102	113	124	137	151	166	183
Geser	215	180	230	299	389	506	658	856	1,113	1,224	1,346	1,481	1,628

対象系統の過負荷が想定される。（Umard-PII13 系統、4x-8 系統、Geser 系統）。当面の対応として考えられるのは以下のとおり。

- ゲル地区への供給線、及びウマルト変電所～開閉所間のルートには、将来の負荷増加を見越して先行管を施設する。
- 4x-8 系統負荷の一部を、現状軽負荷の 4x-12 系統へ切り替える。

将来的には、開閉所を増設し、エリアの負荷を2箇所の開閉所で分担する。電源はウマルトまたはバルン変電所とする、必要がある。

(7) 自動開閉器の仕様オプション

自動開閉器のオプションとしては、以下に示すような架空用開閉器を組み合わせる方式も考えられる。

この場合、設置する自動開閉器の数に応じた子局が必要となる。子局やその電源変圧器の設置を考慮すると相応のスペースを要すこと、ケーブルの取り回しが路上設置型に比べて難しいことなどが考えられるが、この課題が解決できれば適用の検討は可能である。

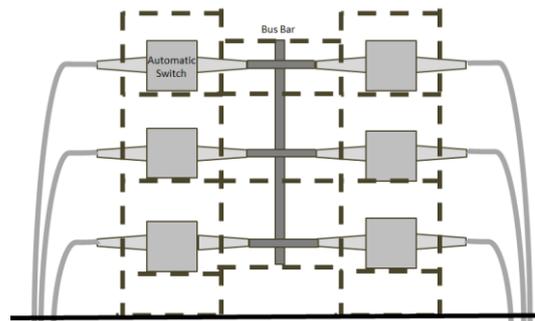


図 4-18 架空用開閉器を適用したイメージ (6回路)

第 5 章 円借款のパッケージ提案

5.1 円借款パッケージの提案

MOE、NPTGC および UBEDN との協議の結果、各社から提案のあった事業の中から、移動用変電設備車を除く 6 つの事業を円借款パッケージとして検討することとした。移動用変電設備車は、単品購入でのコストは高くつくことが想定され、また緊急事態庁ですでに購入を決めていることから対象から外すこととなったものである。

各事業についてのロットを以下のとおり提案する。

表 5-1 各事業の想定ロット

実施機関	事業名	調達	ロット
MOE-NPTGC	診断用ラボラトリ	物品調達	ロット 1
	パーク変電所新設事業	工事調達	ロット 2
	バルンおよびウマルト既設変電所増強事業ならびに 110 kV 送電線張替事業 (No. 109 および No.110)	工事調達	ロット 3
MOE-UBEDN	配電業務システム	物品調達	ロット 4
	配電自動化システム導入事業	工事調達	ロット 5
MOE-NPTGC-UBEDN	工事調達にかかるコンサルティングサービス	コンサルタント調達	ロット 6

提案にあたって以下の点に留意した。

- 物品購入事業は 2015 年から購入開始できるという前提で、詳細設計を含む工事プロジェクトとは別ロットにする。
- パーク変電所新設工事は、バルンおよびウマルト既設変電所増強事業と詳細設計等に要する時間が異なることが想定されるため、緊急性を鑑みてバルン・ウマルトの事業と切り離すことにした。
- 上記のロット 3 とロット 5 については、変電設備と配電設備の取り合い（変電所内工事における既設配電ケーブルの撤去、新規配電ケーブルの接続およびこれら工事のスケジュール調整等）があり、一体のコントラクターが実施することが望まれる。ただし、一体とした場合には、実施機関が異なる 2 工事を一括して評価・監理できる体制を整備しておく必要がある。

5.2 事業の実施体制

5.2.1 実施体制

(1) ローンスキーム

ローンスキームは過去の類似案件と同様、以下の実施体制が想定される。

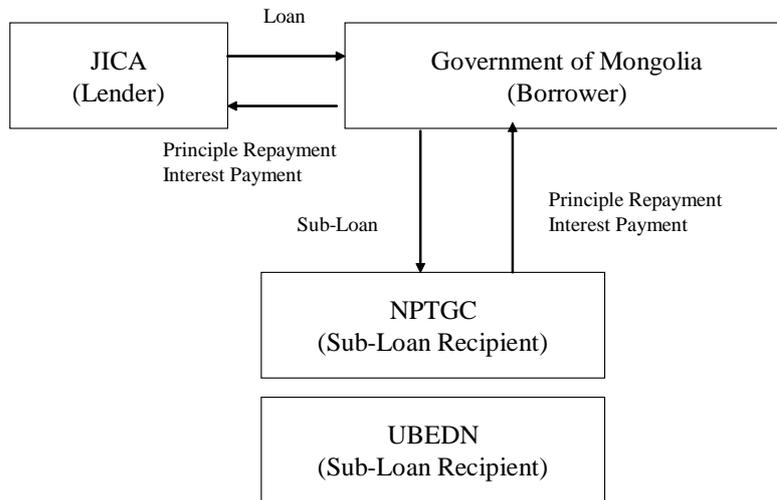


図 5-1 ローンスキーム図

(2) プロジェクト実施体制

過去の「モ」国の電力プロジェクトでは、国家予算で実施される上記事業においては、MOE が契約主体となって、NPTGC や UBEDN が技術面での評価・監督として参加する形式をとっており、今回も同様の体制となることを想定している。

つまり、第3章に示した下記の実施体制が前提となる。

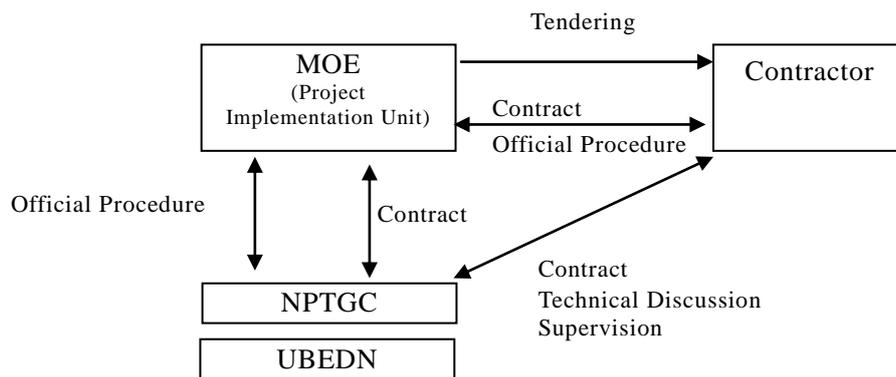


図 5-2 プロジェクト実施体制図 (MOE 入札案件の場合)

上記の実施体制の枠組みの中で、物品調達、工事調達のロットごとにプロジェクトチームが構成され事業運営、監督がなされることを推奨する。

表 5-2 プロジェクト実施体制案

実施機関	事業名	プロジェクトチーム
MOE-NPTGC	診断用ラボラトリ	MOE および NPTGC のメンテナンス担当者
	パーク変電所新設事業	MOE および NPTGC の変電所建設技術者
	バルンおよびウマルト既設変電所増強事業ならびに 110 kV 送電線張替事業 (No. 109 および No.110)	MOE および NPTGC の変電所建設技術者および送電線建設技術者
MOE-UBEDN	配電業務システム	MOE および UBEDN の総務担当者および IT 技術者
	配電自動化システム導入事業	MOE および UBEDN の配電建設技術者
MOE-NPTGC-UBEDN	工事調達にかかるコンサルティングサービス	MOE および NPTGC、UBEDN のチーフエンジニア

5.2.2 実施機関の役割

工事プロジェクトは事業運営、監督において、より複雑なプロセスを要求される、そういう意味で、工事プロジェクトについてはプロジェクトチームの結成の必要性は高い。具体的には以下の役割が期待される。

(建設工事前・工事期間中)

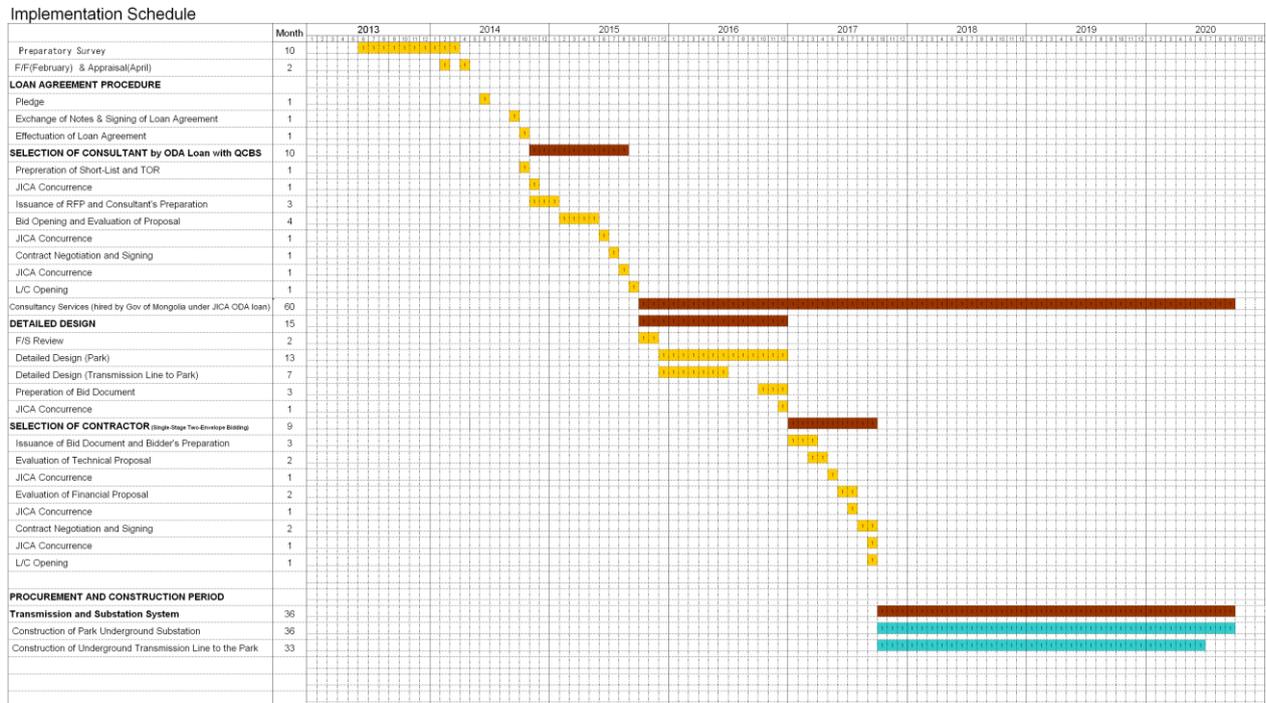
- ◇ 本事業実施プロジェクトチームの組織
- ◇ 関係省庁や関係機関、自治体との調整
- ◇ EIA および必要な許認可(用地使用許可、建設許可等)の手続きおよび必要な補償
- ◇ コンサルタントの選定および監督
- ◇ 請負会社の選定および監督
- ◇ 入札、契約、調達、進捗等に係るドナーとの緊密な連携
- ◇ 資機材輸入に係る適切な手続き
- ◇ コンサルタント及び請負業者への支払証明書の発行
- ◇ 請負業者、地元住民等のクレーム処理
- ◇ 使用試験の実施および検収

(運用時)

- ◇ 設備の運転・保守要員の教育と訓練
- ◇ 設備の適切な運転と保守

○ 工事プロジェクト2 (パーク変電所新設事業)

表 5-5 工事プロジェクト2 の実施スケジュール



5.4 入札方法と評価方法

5.4.1 工事調達

工事調達は「円借款事業の調達ガイドライン」に基づいて国際競争入札が行われる。

まずは事前審査 (PQ) により数社を選定した上で、その後 PQ を通過した数社により、一段階二札入札が行われることがガイドラインで推奨されている。これは、応札時に技術プロポーザルと価格プロポーザルの二札を提出し、技術プロポーザルで仕様を満たしていることが確認できた応札者のみ、価格プロポーザルを開札し価格による評価で落札者が決まる方式である。

5.4.2 物品調達

インターナショナルショッピングにより、3 社以上の業者から見積もりをとって最も安価な提示のあった業者から購入する。この際、見積もりをとる相手先については、国外、国内を問わず調達実施者が選定することができる。

5.4.3 コンサルティングサービス

コンサルティングサービスの入札も、「円借款事業のコンサルタント雇用ガイドライン」に基づいて国際競争入札が行われる。

一般的には、質およびコストに基づく選定を行うこととし、技術プロポーザルと価格プロポーザルの総合評価による国際競争入札によりコンサルタントが選定される事例が多い。

5.5 想定されるコンサルティングサービスの内容

5.5.1 実施内容

以下に示す3つの送電・配電工事プロジェクトに対して、一括したコンサルティングサービスを行うロットを想定している。

- パーク変電所新設事業
- バルンおよびウマルト既設変電所増強事業ならびに 110 kV 送電線張替事業 (No. 109 および No.110)
- 配電自動化システム導入事業

コンサルティングサービスについては、各事業に対して以下の内容を含めることを提案する。

- ◇ F/S のレビューおよび基本設計
- ◇ 詳細設計（現地調査、設備の詳細設計、コスト積算、技術仕様の作成支援）
- ◇ コントラクター選定のための PQ 手続き支援
- ◇ 入札図書作成および入札支援
- ◇ 建設承認のための製造・施工図面等の事前照査
- ◇ 資機材の納入前工場試験の実施
- ◇ スケジュール、品質、安全等の工事監理
- ◇ 保守・運転マニュアル及び完了報告書の作成
- ◇ 保証期間満了前の設備検査
- ◇ 設備の運転・保守のためのスタッフへの技術移転

5.5.2 想定される専門家

コンサルティングサービスで想定される専門家は以下のとおりである。

表 5-6 想定される専門家

項目	内容
必要 MM	インターナショナル専門家：134 MM ローカル専門家：137 MM
必要な専門家	<ul style="list-style-type: none"> ・ 総括 ・ 変電計画専門家 ・ 変電設備専門家（電気機器） ・ 変電設備専門家（土木） ・ 変電設備専門家（建築） ・ 送電設備専門家（架空線・鉄塔） ・ 送電設備専門家（土木） ・ 送電設備専門家（ケーブル） ・ 配電計画専門家 ・ 配電設備専門家（電気） ・ 配電設備専門家（土木・建築） ・ 地質専門家 ・ 通信専門家 ・ 入札図書専門家

5.6 運用効果指標

円借款コンポーネントの各事業の運用効果指標について以下のとおり提案する。

表 5-7 想定される運用効果指標

案件名	運用指標			効果指標		
	指標値	ベースライン	目標値（完成後2年）	指標値	ベースライン	目標値（完成後2年）
診断用ラボラトリ	IEC等の国際基準に基づいた設備点検の実施率	N/A (点検標準が無く、点検用機材も不足しているため)	リレー点検 新規購入リレーについて100%点検実施、IEC適合50% 遮断器点検 全数の10%/year 変圧器耐圧試験 全数の10%/year	変電所の事故数	変圧器 73件/year 遮断器 99件/year (2009-2013)	目標：年間平均1件の事故削減
	油分析実施回数	現状なし	年間100分析 2017年～2019年 年間 10分析 2020年以降			
パーク変電所新設事業	変電所年間最大稼働率	現状なし	50%程度*1	送電端電力量	現状なし	498 GWh/year
バルンおよびウマルト既設変電所増強事業ならびに110kV送電線張替事業（No.109およびNo.110）	変電所年間最大稼働率	Baruun: 78% Umard: 74% (2012)	50%程度*1	変電所側の送電端電力量	123 GWh/year (2012年の最大値より試算)	457 GWh/year
	送電線年間最大稼働率	No. 109,110: 59% (From No4 TPP) (2013)	50%程度*1			
配電業務システム	システムへのアクセス回数	現状なし	70,000回/year	UBEDN管内全体の1軒あたりの停電時間(SAIDI)	19.5 時間/year (2012)	12.9時間/year (6.6 時間/year削減)
配電自動化システム導入事業	自動化設備の正常稼働率	現状なし	100%	第4地区の1軒あたりの停電時間(SAIDI)	14.1 時間/year (2011)	2.4時間/year (11.7 時間/year削減)

*1 供給信頼度の面からは稼働率は低い方が望ましい。運転開始後に稼働率をどこまで上げるかは、他の系統設備の稼働状況にもよる。

5.7 CO2削減効果の試算

円借款パッケージに含まれる事業に関して、以下の前提に基づき CO2 削減効果を試算した結果を示す。

- 事業が行われなかった場合には、停電時間が削減されない、または販売電力量が増加しないという理由で、事業対象エリアのすべての消費者で代替ディーゼル発電を行って、電力供給を行う。
- 消費者側でディーゼル発電を行う場合、グリッド電源からの電力供給は減少するため、系統電源と代替ディーゼル発電の効率差分だけ CO2 の削減効果が見込める。

表 5-8 事業による CO2 削減効果の試算

	増分販売電力量	グリッドのCO2排出原単位	代替ディーゼルのCO2排出原単位	CO2削減量
	GWh/year	ton/GWh	ton/GWh	ton/year
診断ラボラトリ	6	1,103	1,300	1,182
パーク変電所新設事業	498			98,106
バルンおよびウマルト既設変電所増強事業	456			89,832
110 kV送電線張替事業 (No. 109 およびNo.110)				
配電業務システム	1.6			315
配電自動化システム導入事業	0.052			10
合計	962		189,445	

注：グリッドの CO2 排出原単位 (1,103 ton/GWh) は、CDM National Bureau より「モ」国全体の数値を採用。
代替ディーゼルの CO2 排出原単位 (1,300 ton/GWh) は、CDM 方法論の AMS-I.F.にある Table I.F.1 のうち、15 kW 以上 35kW 未満のディーゼル発電機の負荷率 50 %での値を採用。

5.8 コスト縮減策の提案

コスト削減策については、「モ」国特有の条件を考慮しながら検討する事が必要である。具体的には、冬季の気温が低い事、大型資機材を納入するためには、国外からの輸入に頼らざるを得ず輸送費が大きい事を考慮しなければならない。同時に、主要機器の低温に対する運転温度保証の問題もあるので、仕様については検討を要する。

表 5-9 コスト縮減策の提案

No.	項目	摘要	備考
1	工期の短縮	<p>工期を短縮させる事はコストを全体的に低減する方法として有効である。</p> <p>①送電ポーション及び配電ポーション共、土木工事（基礎工事を含む）の割合が比較的大きい事から、土木工事期間の工程を綿密に行う。</p> <p>②上記の理由から、マンホールやカルバート等はコンクリート二次製品を導入し、現場での生コンクリート打設作業を減らす。</p>	
2	汎用品の導入	<p>極低温下での動作保証を求める場合が多く、それを勘案した設計と製品の導入が必要だが、これを優先しているとコストが大幅に上昇し、同時に特定メーカーの製品しか採用できなくなる恐れがあるので、最適な設計を実施し、可能な限り汎用品を採用する。</p>	<p>製品の低温時からの動作（Cold Start）保証をどの部分に採用するか十分に検討する。</p>
3	輸送物モジュール化	<p>送電ポーション、配電ポーション共に第三国からの重量物輸送が多いので、輸送については安価で安全性の高い鉄道を利用できるように、重量物の大きさを最適な大きさ（モジュール）にして行う。</p>	<p>鉄道輸送限界寸法の把握した上で、GISユニットのモジュール化の検討が必要。</p>
4	共通コストの適正化	<p>類似工事やコンサルティングサービスは、できる限りパッケージすることで共通コストの削減が図れる可能性がある。</p>	<p>異なるスケジュールの事業をパッケージ化することでスケジュールが遅延する可能性があることに留意が必要。</p>

5.9 事業効果発現のための技術支援の提案

実施機関の事業運営能力を高めることで円借款事業がより効果的に活用される可能性がある分野について、以下のとおり JICA による技術支援が期待される。

表 5-10 技術支援案（オプション1）

1. プロジェクト名	ウランバートル市送配電設備メンテナンス能力向上支援
2. 実施期間	2014/8-2015/8
3. 目的	NPTGC および UBEDN の既存設備のメンテナンス能力を向上させることで、設備の延命化をともに、適正なメンテナンスを通じて供給信頼度低下を未然に防ぐ能力を身につけること。
4. 実施内容	<p>(1) 変電設備のメンテナンス能力向上支援（予防保全メンテナンスプログラム検討）</p> <p>予防保全を目的としたメンテナンスプログラムについて、効果的な導入方法を検討するもの。具体的には以下の内容を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● ラボ機材を使うことによって可能となる、効果的な巡視・点検項目の検討 ● 現在使用している機材についての試験的な設備診断（油分析、外観・電気的試験等）による高度メンテナンス導入効果の検証 ● 変電所巡視、巡視記録のトレンド管理等のポイントについて現状業務の確認 ● 修理の必要性判断能力向上（修理の必要性、対処方法の判断）手法の紹介 ● ラボの仕様提案 ● 効果的な予防保全活動の導入プログラムの検討 ● ラボ分析能力向上支援（データ管理手法の能力向上、次期メンテナンスポイントの推測能力向上、設備寿命判定能力向上など） <p>(2) 配電設備のメンテナンス能力向上支援</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 複数の配電塔を視察することによる巡視ポイントのノウハウ伝授 ● 修理の必要性判断能力向上（修理の必要性、対処方法の判断） ● （送電会社の）ラボを借りることによって可能となるメンテナンスポイントの見極め <p>(3) 送配電メンテナンススタッフの能力向上支援</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 日本招聘研修（メンテナンス方策、オペレーション手法の紹介） <p>(4) 変電所の設備運用支援</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 屋内、地下変電所設備運用・維持管理に関する研修

表 5-11 技術支援案（オプション2）

1. プロジェクト名	ウランバートル市 送配電設備形成能力向上調査
2. 実施期間	2015/3-2016/9
3. 目的	NPTGC および UBEDN の設備計画能力を向上させることで、新規設備の効率的な計画を実施できる能力を身につけ、供給信頼度を向上させること。
4. 実施内容	<p>(1) ウランバートル市の需要想定</p> <p>(2) 既存設備の稼働率、設備劣化の状態把握</p> <p>(3) ウランバートル市内の系統計画・解析能力強化</p> <p>(4) 変電設備（調相、遮断器含む）の増強計画および運営計画の妥当性検証</p> <p>(5) 設備計画基準の見直し提案（変電所標準容量、送電系統・配電系統保護リレー高度化、3バンク構成標準化、系統短絡遮断容量の格上げ検討、地絡電流低減方策の導入検討、系統安定度確認）</p> <p>(6) 配電線増強計画</p>

表 5-12 技術支援案（オプション3）

1. プロジェクト名	モンゴル国 系統計画策定・設備形成能力向上支援調査
2. 実施期間	2015/3-2016/9
3. 目的	NPTGC の中央グリッドの系統計画能力を向上させることで、新規設備の効率的な計画を実施できる能力を身につけ、供給信頼度を向上させること。
4. 実施内容	(1) 中央グリッドおよびウランバートル市の需要想定（ロシア連系検討含む） (2) 既存設備の稼働率レビュー (3) モデル送電線の系統導入の可能性検討（ケーススタディの実施、仕様の提案、費用対効果分析） (4) 上記モデル送電線検討業務を通じた系統計画策定・系統解析能力の強化 (5) 優先度の高い送変電プロジェクトの抽出

