

パキスタン・イスラム共和国
国営送電会社 (NTDCL)

パキスタン・イスラム共和国
イスラマバード・ブルハン送電網
増強事業準備調査

ファイナル・レポート

平成 29 年 9 月
(2017 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

株式会社アジア共同設計コンサルタント
株式会社建設技研インターナショナル

南ア
JR(先)
17-057

要 約

第1編 本事業の一般的事項

1. 本調査の背景・目的

1.1 本技術調査の目的

パキスタン・イスラム共和国（以下、「パキスタン」）では2020年までに年平均5.5%の電力需要の伸びが予測されているが、近年深刻な電力需給ギャップに直面している。この事態に対して、発電所の増強事業により今後送電電力の増加が見込まれる既設送電線の増強を実施することで、信頼度の向上及び将来的な電力需要増加への対応を行い、パキスタンの電力セクターにおける課題解決へ寄与するものである。

具体的には首都圏に近いタルベラ水力発電所の4期、190万KWの発電能力向上に対応して、送電線強化により重要施設の多い首都圏地域への電力供給強化を図ることを目的として、既設送電線のタルベラ発電所～ブルハン変電所間(約35km)及びタルベラ発電所～ISPR（イスラマバード・ペシャワール・ロード）変電所間(約65km)の220KV既設送電線について、送電容量増加、信頼度向上、及び送電効率向上のための改修をはかる。

1.2 調査スコープ

1) 既設220kV送電線増強部分

- タルベラ発電所～ブルハン変電所間（約35km）
- タルベラ発電所～ISPR変電所間（約65km）の内、タルベラ発電所～ブルハン変電所間（約35km）

2) 220kV送電線新設区間

- マンセラ変電所～イスラマバード・ペシャワール・ロード（ISPR）変電所間送電線からイスラマバード大学変電所間の新規220kV分岐送電線（約40km）

● 事前準備 ● 事業の背景・経緯の確認 ● 事業対象系統及び既存設備の現状調査 ● 概略設計及び最適案の選定 ● 本邦技術の活用 ● カウンターパートの本邦招聘 ● 自然条件調査 ● 本事業の計画概要 ● 基本設計図の作成 ● 施工方法 ● 事業実施スケジュール ● 本事業の概略事業費の概算 ● 本事業の評価	● 本事業実施方針の策定 ● 事業実施・維持管理体制 ● コンサルティング・サービスの実施計画案の策定 ● 環境社会配慮 ● 簡易住民移転計画の作成支援 ● パキスタン政府内の承認手続きに係る確認・支援 ● デザイン・レポートの作成支援（必要性が認められた場合） ● プロGRESS・レポートの区政、説明及び協議 ● ドラフト・ファイナル・レポートの作成、説明及び協議 ● ファイナル・レポートの作成、説明及び協議
--	---

調査対象事業の位置図を図1-1に示す。

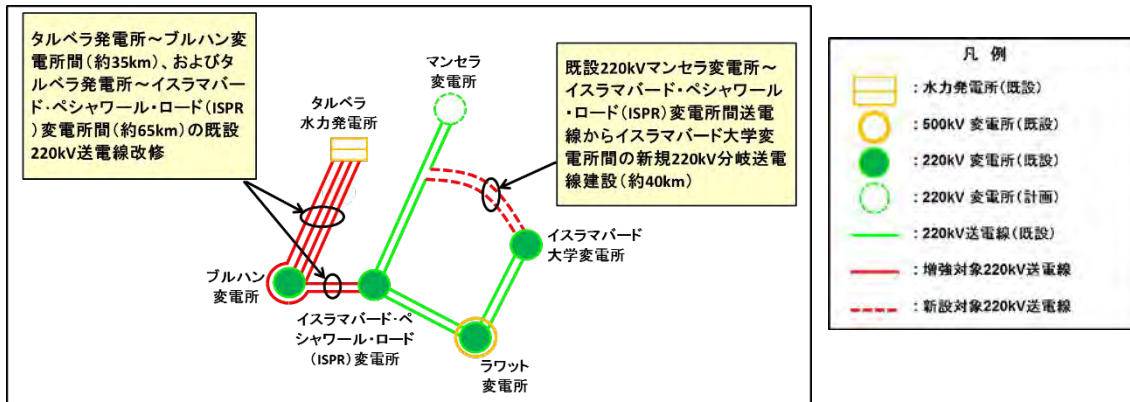


図 1-1 調査対象事業の位置図（拡大版）

2. 電力セクター概況

2.1 電力セクターの体制

パキスタンの電力セクターは 1958 年の WAPDA 法により、3 つの部門(水力開発、電力およびサービス)からなる水資源電力開発庁（Water and Power Development Authority: WAPDA）が設立された。その後、発・送・配電分離により民間資本を導入することを目的とするパキスタン電力会社（Pakistan Electric Power Company: PEPCO）が創設されると同時に、WAPDA が分離され、WAPDA の火力部門を担う発電会社（Generation Company : GENCO）（その後 5 社となる）、水力・水資源監理を担当する WAPDA、送電を担当する NTDC および配電を担当する配電会社（Distribution Company : DISCO）（当初 8 社、その後 10 社となる）に分離されて現在に至る。

それらの会社を管轄する政府機関としては水利電力省（Ministry of Water and Power : MoWP）があり、発電、送電、配電のそれぞれの国営企業を監督管理している。

2.2 電力セクターにおける政府方針

<電力セクターの長期計画>

パキスタンの電力セクターに関する長期計画“National Power System Expansion Plan 2011-2030”が 2010 年に作成され、その内容は電力の発電所から主要都市圏への供給についての拡充計画方針を示した。

<電力セクターの短期計画>

パキスタンの電力セクターに関する前述の電力長期拡充計画方針に沿って、2013 年に National Power Policy 2013 を短期計画として策定した。

2.3 NTDC の方針・課題

NTDC はパキスタンの送電事業を担う送電会社として、グリッドコード（電力供給規定）を遵守して、安定した電力を顧客に供給することが第一の役割である。

2015 年 11 月での変電所と送電線の概要は表 1-1 の通りである。

表 1－1 変電所と送電線の概要

No.	電圧	NTDCL への 接続電力	NTDCL 系統		
			変電所		送電線
			箇所数 (箇所)	変電所容量 (MVA)	送電線恒長 (km)
1	500kV	6,948	18	18,624 (500/220kV)	5,197
2	220kV	9,625	39	25,333 (220/132kV)	9,814

NTDCL は以下の点を課題として 5 カ年計画で進めている。

- ・ 増強される発電所との関係による需要中心地域への送電
- ・ 配電会社の需要増加に対応した 500kV・220kV 送電線の増強
- ・ 既設変電所の過負荷解消のための変圧器の増強

その 5 カ年計画は下記の通りである。

表 1－2 NTDCL の 5 カ年計画

No.	区分	完成年次	変圧容量増加分		送電線延伸距離 (km)		
			550/220kV	220/132kV	500kV	220kV	±660kVHVDC
1	短期計画	2015-16	4,200	3,680	549	556	－
2	中期計画	2016-17	1,800	4,680	1,668	497	－
3	長期計画	2019-20	6,500	7,630	1,243	758	2,888
		Total	12,500	15,990	3,460	1,811	2,888

2.4 事業対象地域を中心とした NTDCL による開発計画

NTDCL の 2015 年 11 月時点の 5 カ年拡充・投資計画 (2015-16～2019-20) によると、2019～20 年にかけて、以下の系統拡充が提案されている。

表 1－3 NTDCL の系統拡充計画

設備分類 電圧	送電線	変電所
500kV	3,460km	8 箇所 (12,500MVA)
220kV	1,591km	21 箇所 (14,970MVA)

この内、事業対象地域を中心とした計画及び他ドナーの動向については、本編で詳しく述べるが、中期計画には本調査の対象プロジェクトである 220kV 送電線 (タルベラ～ブルハン間、タルベラ～ISPR 間) 増強工事、220kV 送電線新設工事 (マンセラ～ISPR 間から分岐し、イスラマバード大学変電所間までの区間) が含まれている。

3. 事業対象系統の現状

3.1 事業対象系統に関する送電系統図

イスラマバード・ブルハン地域へは、下表に示す 500kV、220kV 送電線により電力供給されている。

表 1－4 イスラマバード・ブルハン地域における 500kV および 220kV 送電線

No.	電圧 (kV)	起点	終点	号線	回線数	亘長 (km)	建設年
1	500	Tarbela	Rewat New	1	1	110.89	1997
2	220	Tarbela	Burhan	1, 2	2	35.1	1977
3	220	Tarbela	Burhan	3	1	35.4	1977
4	220	Burhan	Sangjani (ISPR)	1	1	27.1	1998
5	220	Tarbela	Sangjani (ISPR)	1	1	62.5	1998
6	220	Sangjani (ISPR)	Rewat New	1, 2	2	43.04	1998
7	220	Sangjani (ISPR)	Mansehra I & II	1, 2	2	100.48	2011
8	220	Rewat New	Islamabad University	1, 2	2	49.9	2004

(出典：Power System Statistics 2014-2015 40th Edition, Planning Power NTDC)

3.2 事業対象系統の現状

事業対象系統のイスラマバード・ブルハン地域における 2011 年～2015 年までの本事業対象 220kV 送電線事故実績に基づく年間停電回数、年間停電時間、および停電 1 回当たりの最長継続時間の推移について、送電線トリップ実績を分析した。

年間停電回数は相対的にマンセラ～ISPR 間において多く、送電線トリップの主な原因は雷撃によるフラッシュオーバーであった。年間停電時間については 2011 年～2012 年にかけてタルベラ～ブルハン間において 551 分/年と顕著であるが、その他の区間における年間停電時間は 2013 年以降 150 分/年以下で推移している。停電 1 回当たりの最長継続時間は十数分から最長 290 分程度とばらつきがあるが、最長 290 分間の停電はタルベラ～ブルハン間に発生した架空地線断線事故によるものであり、それ以外の停電事故時の復帰時間は十数分から数十分程度である。

本事業の実施により、既設送電線増強区間における年間事故停電回数、年間事故停電時間、停電 1 回当たりの最長継続時間の低減効果は無いが、送電線新設区間についてはイスラマバード大学変電所への電力供給がこれまでのラワット変電所からの 2 回線 1 ルートから、マンセラ変電所および ISPR 変電所（2019 年のイスラマバード・ウエスト変電所運転開始後は同変電所）からの供給ルートが確保されることにより、供給信頼度の向上が期待できる。

3.3 電力需要予測

NTDCL は電力市場調査に基づきミクロ的に想定する 2014 年～2024 年までの中期需要予測（2015 年 5 月）結果を用いて 220kV 以下 66kV までの各変電所レベルまでの電力需要を設定している。NTDCL Planning Power が実施した PC-1 における本事業についての系統解析に使用された解析モデルにおける各変電所の将来需要も同手法による値を使用している。したがって、本調査においても PC-1 と同前提に基づく変電所負荷データを反映した潮流解析モデルを使用した。

4. 自然条件の調査

4.1 気象調査

気象に関する設計条件を以下に整理する。

表 1－5 気象に関する設計条件一覧

項目	細目	設計値
気温	最高	40℃
	最低	6.5℃
	平均	25℃
風速	最大風速	40m/s
襲雷日数		70日/年
日射量		0.1W/cm ²

4.2 地形地質概要

4.2.1 地形

本事業の対象となる地域はヒマラヤ、カラコルム、ヒンズークシ山脈の南端に位置しており、山地の南側はインダス川（Indus River）、ハロ川(Harro River)を中心として標高 400m～600m 平野が広がっている。平野部の事業対象の既設送電線（タルベラ～ブルハンおよびタルベラ～ISPR）はタルベラダムよりインダス川の左岸の比較的平坦な地域に位置している。平野は地表に非固結の沖積層があり、降雨後に山地から流れてくる流水により浸食を受けやすく、所々浸食崖が見られる。一方、新設送電線の計画ルートは既設送電線マンセラ～ISPR)から分岐し、イスラマバード首都圏北方に東西に伸びるマルガラ山地を横断する。マルガラ山地は石灰岩を主体とする山地であり、断層運動の影響を受けて入り組んだ尾根を形成している。また、表土は概ね 10m 以下である。

4.2.2 地質

平坦部 (Q) は完新世における沖積層であり、シルト・砂・礫が互層となっている。この堆積物は基盤岩上の旧谷部に堆積しており、その厚さは 200m を超えるところがある。沖積層の表層部は比較的軟弱な地盤であることから基礎の設置深さに関しては過去の地質調査結果および必要に応じて地質調査を実施し、基礎の設置深さを決定することが必要である。

新設路線の対象であるマルガラ山地 (Tep) は中生代ジュラ紀から古第三紀始新世の石灰岩を主体とし、泥灰岩や頁岩を伴う。マルガラ山地南端には断層 (MBT) があり、この断層運動および褶曲作用を受けているため複雑な地質構造をしている。支持地盤は石灰岩を主体とし概ね 10m 以下の比較的浅い位置に現れるため、基礎は基盤岩上に設置することが基本となる。

4.3 地震

地震に関わる地域区分については、Building Code of Pakistan より、本調査対象箇所における地域区分を表 1－6 に示す。また、表 1－7 に、それぞれの地域区分図を示す。地域区分は地盤の状況に応じて地盤の最大加速度で区分されている。

地震対応設計荷重は、風荷重より小さいため、とくに考慮しない。

表 1-6 調査対象区間における地域区分一覧

区間及び変電所	州	地域区分	参照
タルベラ GS ～ブルハン GS	KP	Zone 2B	図 407
タルベラ GS～ブルハン GS～ ISPR(Sangjani) GS	KP	Zone 2B	図 407
	パンジヤブ	Zone 2B	図 407
マンセラ～ ISPR(Sangjani) – イ スラマバード GS	KP	Zone 3	図 407
	パンジヤブ	Zone 2B	図 407
タルベラ変電所	KP	Zone 2B	図 408
ブルハン変電所	パンジヤブ	Zone 2B	図 408
ISPR(Sangjani) 変電所	パンジヤブ	Zone 2B	図 408

表 1-7 地域区分

地域区分	地盤の最大加速度
1	0.05～0.08g
2A	0.08～0.16g
2B	0.16～0.24g
3	0.24～0.32g
4	>0.32g

5. 社会・環境

5.1 プロジェクト対象地周辺の社会環境

パキスタンは、面積約 796,096km²（日本の約 2 倍）をもつ、南アジアに位置するイスラム国家であり、アフガニスタン、中国、インドおよびイランと国境を接している。2014 年の人口は 1 億 8 千万人で、年人口増加率は約 1.8～1.6%を推移している。今回のプロジェクト対象地のうちイスラマバードは人口が集中している首都であり、急激な人口増加と都市化により、急速なインフラ整備が課題となっている。事業対象地を図 1-2 に示す。イスラマバード首都圏（Islamabad Capital Territory: ICT）、パンジヤブ州 Attock 郡、カイバル・パクトウンクワ（KP）州 Abbottabad 郡および Haripur 郡に位置している。

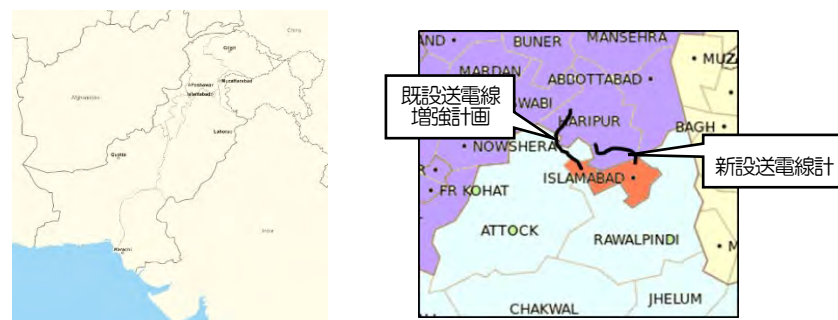


図 1-2 プロジェクト位置図

5.2 プロジェクト対象地周辺の自然環境

プロジェクト対象地区はパキスタン国内では比較的降水量が多い地域に属し、年間降水量は 700mm を越える。プロジェクト対象地付近の土地利用は、ICT およびその周辺の都市化が進んでいる地域を除くと農業地域が広がり、農業利用がされていない土地は灌木林か裸地であることが多い。農業は天水型の作物生産が多い。雨は 7 月～8 月のモンスーン期に多い。4 月から 8 月ほどまでの夏は気温が 40℃を越える地区もあるが、11 月から 2 月ほどの冬には最低気温が 10℃以下まで下がるような場所もあり、季節変動が大きい。

プロジェクト対象地のうち、タルベラ-ブルハン-ISPR 変電所を繋ぐ既設路線は主に農業地を通っており、特に環境的に脆弱な地域は含まれないと考えられたことからカテゴリ B に分類された。一方、 π ジャンクションからイスラマバード大学変電所を繋ぐ新設路線は、原計画では国立公園を横切るものであったことから、JICA のガイドラインに基づきカテゴリ A 案件に分類された。

図中で緑で示している区域が、Margalla Hills National Park である。ブルハン-ISPR 間は、調査の過程で実施の必要なしと判断された。

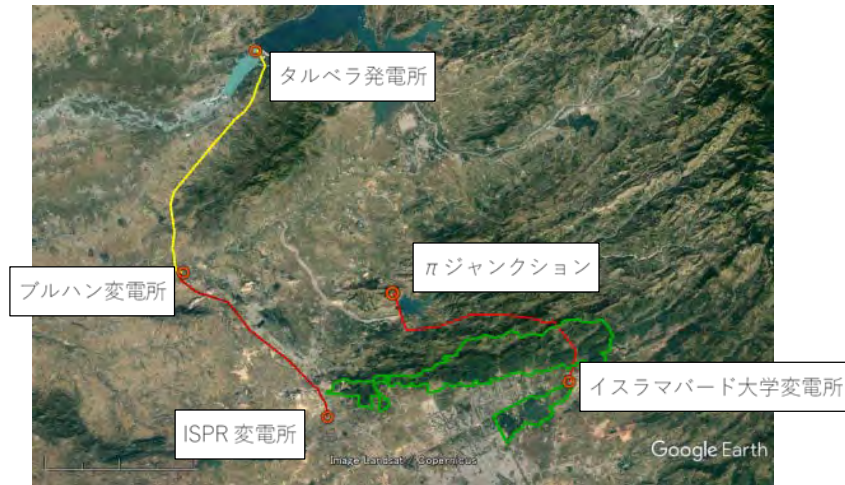


図 1－3 送電線計画路線と国立公園位置図

5.3 パキスタンの環境社会配慮

パキスタンの環境政策の担当官庁は気候変動省（Ministry of Climate Change : MOCC）で、その外局であるパキスタン環境保護庁（Pakistan Environment Protection Agency : Pak EPA）が、環境管理に係る実務を担っている。Pak EPA は ICT と全国を管轄するが、一方、各州には州 EPA があり、州内の環境問題についてはこちらが担当する。今回のプロジェクトでは、既設はパンジャブ州と KP 州、新設はパンジャブ州、KP 州および ICT を通るため、それぞれの EPA から NOC（No Objection Certificate）を取り付ける必要がある。

パキスタン国では開発事業について、環境影響評価（EIA）の対象事業を法令で定めており、本事業は「11kV 以上の送電線と配電施設」に相当し、EIA の作成が求められる。当初、既設線については不要と考えられたが、最終的には EIA 対象事業と判断された。

5.4 送電線プロジェクトの用地取得・住宅移転にかかる法的枠組み

Telegraph Act 1910 の規定を根拠とし、送電線プロジェクトにおいては、電気事業者が線下用地および鉄塔基礎用地に対して用地を収用することが認められていない。従って、それら用地については使用に対する補償を行う。ただし、NTDCL は基本的に線下での居住を認めていないため、そのような場合は移転が必要となる。送電線敷設後に ROW 内に居住を始めた者に対しては、強制的に排除する権利がないことから、特に都市部に近いエリアでは線下に違法に居住している者が多い状況となっている。

。

5.5 本事業の実施体制

本プロジェクトの実施機関である NTDCL の環境管理実施体制としては、NTDCL 本部に環境社会影響セル（Environmental and Social Impacts Cell : ESIC）という部署が 1997 年に設立され、NTDCL が実施する事業の建設、運営および維持管理についての環境社会配慮事項を担当している。ただし、3 名体制と全てのプロジェクトの環境および社会配慮事項に深く目配りするのは難しい状況であり、実施に当たっては、プロジェクト・マネジメント・ユニット（Project Management Unit : PMU）およびフィールドレベルでのプロジェクト実施を担当するプロジェクト・インプリメンティング・ユニット（Project Implementing Unit : PIU）が実務を担当する。

6. 事業実施・維持管理組織

6.1 事業実施体制

6.1.1 NTDCL 全体組織

NTDCL 総裁をトップとして NTDCL 全体の登録人員数は 11,700 人弱であるが、欠員数が 3,200 人程度で、在籍人員は 8,500 人ほどである。その内、エンジニアは 1,300 人程度である。NTDCL 全体の組織図を以下に示す。

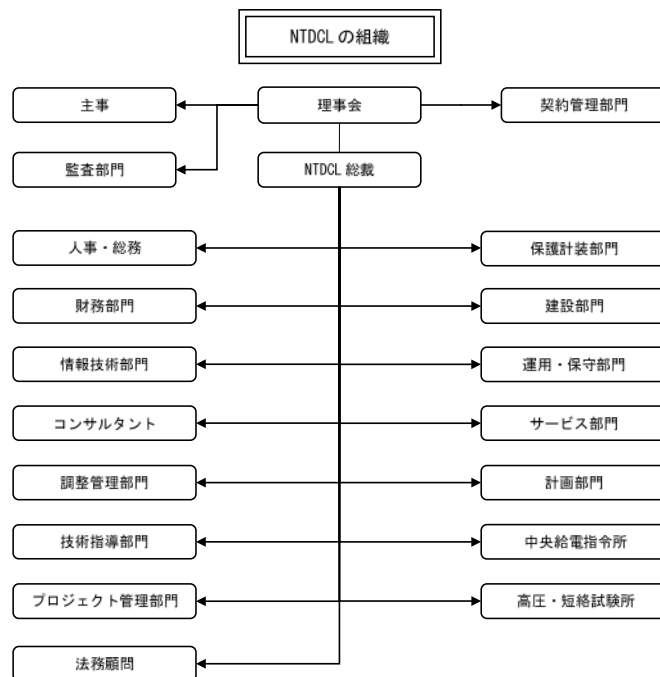


図 1-4 NTDCL 全体組織図

6.2 本事業実施にかかわる関連部署

主として設計から工事発注から施工に関わる関連部署としては、①計画（Planning）②設計（Design）③購入管理（MP&M）④契約管理（CCC）⑤建設部（GSC）⑥環境社会影響（Environmental & Social Impact Cell）が挙げられる。

6.2.1 本事業に関わる政府機関等

本事業の実施に際して関連する政府機関としては、水利電力省および水資源電力開発庁、環境保護庁、計画審査委員会、財務省などが挙げられる。

6.2.2 建設事業の発注手続き

NTDCL における建設事業の発注手続きを以下に整理する。

(1) 建設工事発注の手続き

① 発注図書の作成 ⇒ ② 公示（新聞・NTDC ウェブサイトへの掲載）⇒ ③ 入札
⇒ ④ 受注業者の承認 ⇒ ⑤ 受注業者の公表

(2) コンサルティングサービスの発注手続き

① 発注図書の作成 ⇒ ② 公示（新聞・NTDC ウェブサイトへの掲載）⇒ ③ 入札
⇒ ④ 受注業者の承認 ⇒ ⑤ 受注業者の公表

6.2.3 プロジェクトの実施体制

ラホールのチーフエンジニア EHV-1 がこのプロジェクトの全責任箇所となる。EHV-1 全体は約 590 人で運営されており、構成は技術スタッフが約 350 人で、非技術スタッフは約 240 人となっている。PD EHV-1(イスラマバードオフィス)はこのプロジェクトの建設実施責任箇所となっており、約 200 人のスタッフで運営されている。その構成は技術スタッフ 130 人で、非技術スタッフ 70 人となっている。

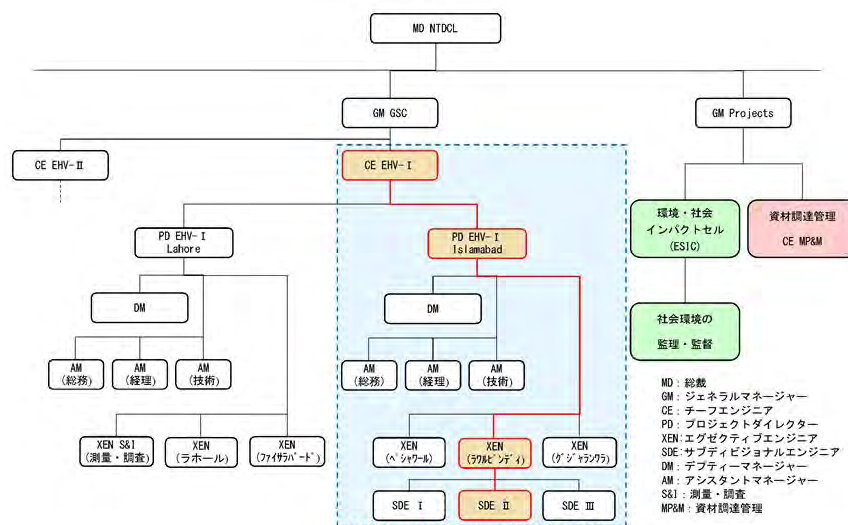


図 1-5 プロジェクトの実施体制図

6.3 運用・維持管理体制

6.3.1 運用管理体制

運用管理は中央給電指令所 (NPCC) が主体となっており、回線の開閉については中央給電指令所より各変電所へ指示を行う。変電所と中央給電指令所は電話・専用電話 (ホットライン)、衛星電話を用いており、災害発生時などにおいても確実に連絡が取れる体制を整えている。また、中央給電指令所は4直3交代運用を行っている。

以下に中央給電指令所の組織図を示す。

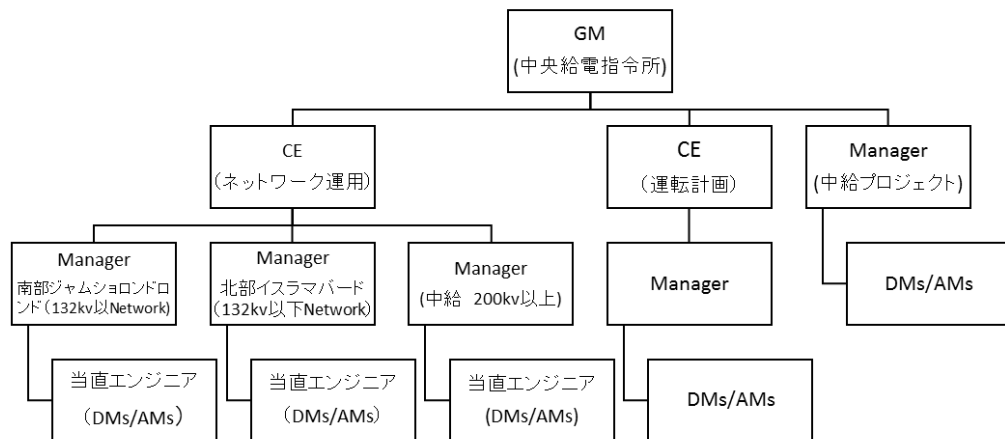


図 1－6 中央給電指令所の組織図

6.3.2 維持管理体制

(1) 維持管理体制の概要

GSO はパキスタンの 500/220KV の送変電設備の保守運用を行っている。GSO の管轄はパキスタン国内 4 カ所統括され、南部はハイデラバードに拠点を置き、中央部はムルタン、中央と北部の一部はラホールで、また北部はイスラマバードに拠点を置いている。

(2) 点検保守の実施体制

各変電所における点検保守体制を以下に記す。

1) 変電所の運転および保守

変電所の運転および保守は、①運転クルー②保守クルー③保護装置担当クルー の体制で行われている。

2) 送電線の保守

イスラマバード管区で保守を行っている送電線は以下の通りである。

500kv T/Line (939.34 km)

220kv T/Line (2507.01 km)

送電線の保守は、①無電圧電線クルー②活線クルーの体制で行われている。

3) 変電所人員体制

送電線、変電所の保守運営管理を行う変電所に在籍する人員配置例を以下に示す。

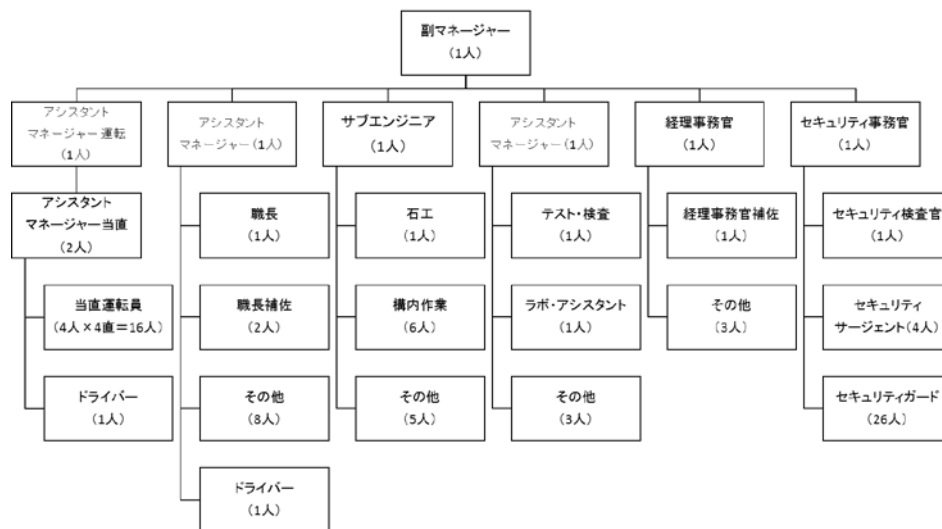


図 1－7 変電所の人材配置

7. カウンターパートの本邦招聘

7.1 目的

日本国内の送電線活用の現場視察等を目的とするカウンターパートの本邦技術説明会を開催し、民間企業の有する本邦技術を活用している日本国内の電力事業の現場視察や本邦企業との協議などを行う。

7.2 対象者

NTDCL の計画本部長以下の本調査の重要関係者を 10 人選出し、日本の招聘を行う。参加者は下記の表 1－8 のとおりである。

表 1－8 本邦招聘参加者一覧

	所属・役職	事務所所在地
1	計画部 部長	ラホール
2	計画部 チーフエンジニア	ラホール
3	建設部 副マネジャー	ムルタン
4	プロジェクト部長 (超高圧—1 課)	イスラマバード
5	220 kV 変電所 マネジャー代理	ムルタン
6	220 kV 変電所 副マネジャー	サンジャニ
7	建設部 設計課 副マネジャー	ラホール
8	500 kV 変電所 送電副マネジャー	ペシャワール
9	計画部 マネジャー代理	ラホール

7.3 スケジュール

スケジュールは主に日本の電力会社管内送電線網の制御を行う中央給電指令所、日本では最新の 500kV 直流送電を行う交流－直流変換所、500kV 変電所とその他箇所の 500kV 変電所を制御する基幹制御所などの視察を行い、また、新技術を採用した送電線（低ロス電線など）メーカー、電力機器メーカーの視察を行った。

7.4 本邦研修の成果

- (1) 日本の電力会社の中央給電指令所を視察し、電力システム運用状況を見て、NTDCL の設備運用の向上に役立った。
- (2) また、直流変換所と直流送電線を視察して、パキスタンで将来計画している直流送電建設についての知見を深めることが出来た。
- (3) 500kV 変電所を視察して、パキスタン国内に 500kV GIS 変電所の建設に関する知見を深めた。
- (4) 日本のメーカーの電線製造工場の低ロス電線の製造工程を視察して、電線性能に関する説明を受け、パキスタンで、今回プロジェクトで採用を検討している低ロス電線の知見を深めた。
- (5) GIS や避雷器に関する知見を得た。また、パキスタンでは納入実績の少ない日本製の重電機器についての理解を深めてもらうことが出来た。

第2編 既設送電線増強計画

1. 事業対象系統の電力潮流・電圧の現状

1.1 電力潮流・電圧

1.1.1 潮流・電圧解析

潮流・電圧計算の検討断面としては、NTDCL が作成したイスラマバード・ブルハン送電網増強事業のPC-1における検討断面の内、タルベラ水力発電所の第4次増強工事(1,410MWの増出力)の完了後の2018年夏期ピーク負荷断面および同発電所の第5次増強工事(1,410MW)予定完了時期の2020年夏期ピークおよびオフピーク断面とした。解析対象事業スコープとしては、NTDCL 自己資金による事業スコープおよび本事業のスコープを含む設備構成を選定した。

(1) 本事業を実施しない場合

N-1 事故時の場合、タルベラ～ブルハン間1号線または2号線の1回線事故時に同区間3号線の潮流が送電容量(337MVA)の119.6%(402.9MVA)となる。

(2) 本事業を実施する場合

[2018年夏ピーク断面の潮流解析結果]

通常運転時およびN-1事故時のいずれの場合においても220kV送電線の過負荷は発生しない。変圧器については、ISPR変電所の220/132kV変圧器3台が通常運転時も過負荷(定格容量160MVAの102.2%(163.4MVA/台))する。タルベラ～ブルハン間のN-1事故時には、同変圧器の潮流は定格容量の102.6%(164.2MVA/台)となる。また、タルベラ～ISPR間およびブルハン～ISPR間のN-1事故時には、ISPR変電所の220/132kV変圧器の潮流は定格容量の100%未満に減少する一方、ブルハン変電所の220/132kV変圧器2台の潮流が定格容量(250MVA)の102.2%(255.6MVA/台)～103.8%(259.6MVA/台)となる。

[2020年断面の潮流解析結果]

2020年夏ピークおよび冬オフピーク断面において、通常運転時およびN-1事故時のいずれの場合も、本事業対象送電線および変圧器の過負荷は発生しなかった。

[工事実施期間についての潮流解析]

本事業の工事実施期間中に当たる2019年夏期においては、ブルハン変電所への電力供給は、タルベラ～ブルハン間3号線およびタルベラ～ブルハン～ISPR間の2回線が停止するため、NTDCLの自己資金により建設予定のタルベラ～ブルハン間1号線および2号線の2回線のみに依存する。この運用状態において同区間に1回線事故が発生した場合、残回線1回線でもブルハン変電所への電力供給が可能かを確認するため、当該年度断面におけるタルベラ～ブルハン間1号線もしくは2号線のN-1事故時の潮流解析を行ったところ、同区間残回線(2号線)の潮流は699MW(732.2MVA)、Rail電線複導体の送電容量(674MVA)の108.6%となり、N-1事故時の許容過負荷(120%未満)以内であった。

1.2 短絡電流解析

本節では、2018 年および 2020 年断面におけるイスラマバード・ブルハン地域およびその周辺系統における三相短絡電流の解析を実施した。2018 年断面においては三相短絡電流の最大値は 40kA 未満であった。2020 年断面においてタルベラ発電所の 220kV 母線およびイスラマバード西変電所 220kV 母線における三相短絡電流値が 40kA を超過するため、特に新設予定のイスラマバード西変電所については遮断器の遮断容量として 50kA を採用することを推奨する。

1.3 過渡安定度解析

2018 年および 2020 年夏ピーク断面、および 2020 年オフピーク断面における過渡安定度解析を実施した。2018 年断面においては、本事業対象送電線各区間の 1 回線事故時において、通常遮断時、主保護遮断失敗時のいずれにおいてもイスラマバード・ブルハン地域およびその周辺の北部系統は安定であることが確認できた。

2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面については、NTDCL 提供のダイナミックデータに不備（数十台単位での発電機モデルの欠落）があるため、現時点で安定度解析を行うことができないが、2020 年断面の本事業対象送電線各区間の潮流はイスラマバード・ウエスト変電所の運転開始によって 2018 年夏ピーク断面よりも大幅に軽減されていることから、安定度は問題ないと予想される。

2. 既設送電線増強計画概要

2.1 送電線

2.1.1 既設送電設備概要

(1) 送電線ルート

既設送電線のルート図を図 2-1 に示す。各路線の距離を算定した結果を表 2-1 に示す。

表 2-1 既設送電線区間距離

	タルベラ～ブルハン	ブルハン～ISPR	計
タルベラ～ブルハン #1	33.3km	—	33.3km
タルベラ～ブルハン #3 タルベラ～ブルハン～ISPR	33.5km	27.8km	61.3km

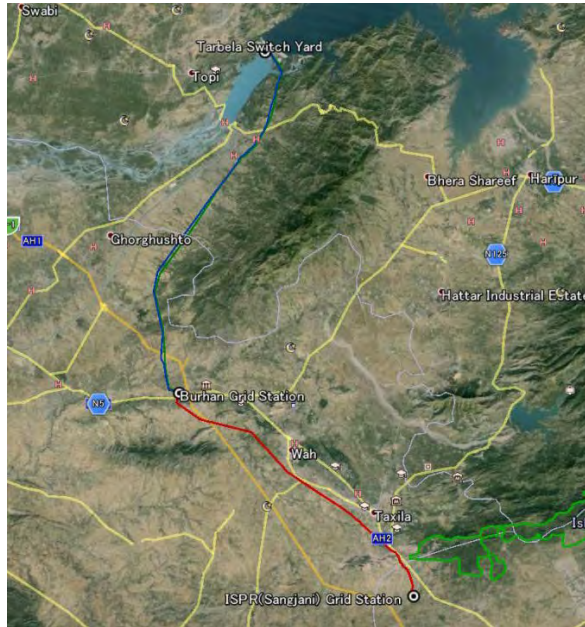


図 2-1 既設送電線ルート図

(1) 送電設備諸元

本事業の対象区間であるタルベラ-ブルハン 3 号、4 号線の諸元を以下に示す。

表 2-2 タルベラ～ブルハン～ISPR間の既設送電線施設

Section	Tarbela - Burhan - ISPR(Sangjani)		
Name of Line	220kV Tabela - Burhan - ISPR Circuit-III & IV (Express Circuit, Route-II)		
Completion	Tarbela - Burhan T/Line Circuit-III		09.06.1977
	Burhan - ISPR(Sangjani) T/Line		17.12.1998
	Tarbela - ISPR (Sangjani) Express T/Line		17.12.1998
Length of T/L	Tarbela - Burhan T/Line Circuit-III		35.40 km
	Burhan - ISPR(Sangjani) T/Line		27.10 km
	Tarbela - ISPR (Sangjani) Express T/Line		62.50 km
Nos of Tower	Tabela - Burhan T/Line Circuit-III		92
			(2.60 Nos/km)
	Burhan - ISPR(Sangjani) T/Line		83
			(3.06 Nos/km)
	Tarbela - ISPR (Sangjani) Express T/Line		175
			(2.80 Nos/km)
Number of Circuit	2		
Conductor			
Bundle		single	
ASTM Code		Rail	
Overall Diameter		29.1 mm	
Strand	Steel	7 x 2.45 (33.54 mm ²)	
	Aluminium	45 x 3.70 (483.8 mm ²)	
	Total	(517.3 mm ²)	
Stringing condition		19.58 kN	
Kind of Ground Wire		Galvanized Steel Wire(Optical fiber installed/OPGW)	
Kind of Insulator	Type	Porcelain, made by EMKO, 80kN	
	Nos	14	
Arcing Horn Gap length		Arcing horn are not installed on this transmission line.	

2.1.2 既設送電設備の現況に対する考察

既設鉄塔は、建設後約 40 年以上が経過しているものの鋼材の腐食は無く、鋼材断面の欠

損が生じていない。したがって、鉄塔そのものは建設当時の強度を今後も保持しているものと考えられる。しかしながら設計図書が現存していないため、設計当時の条件は不明である。少なくとも現状の単導体に対応した設計と考えられる。そのため、本事業における低損失電線の複導体使用に当たって、既設鉄塔を再利用するためには導体重量の増加、導体本数の増加に伴う張力増加に対応するためには現状の鉄塔支間中央に新たな鉄塔を増設することで径間あたりの荷重を低減させることが必要となる。また、新設する鉄塔に対する補償も必要となる。既設鉄塔を再利用する場合、既設とほぼ同数の鉄塔を建設する必要があり、維持管理に際して点検を行う箇所が大幅に増加することになる。これらを勘案し、既設鉄塔をすべて撤去の上、複導体に対応した鉄塔へ建替えを行うことが望ましいと考えられる。

2.1.3 最適案の選定

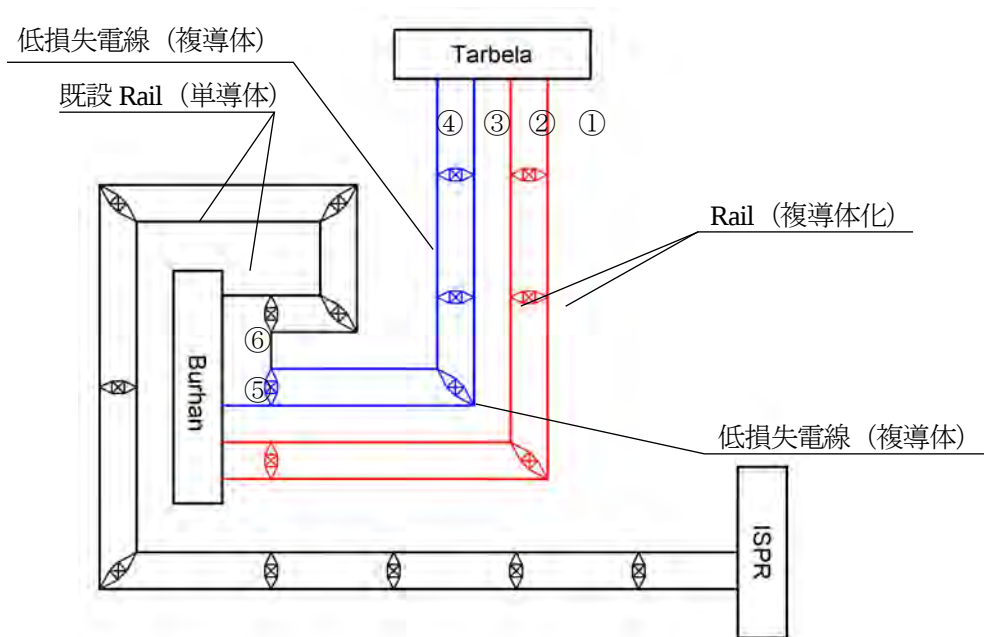
タルベラ発電所から ISPR 変電所への既設送電線 2 回線の内、1 回線はブルハン変電所を経由している。2 回線とも Rail 単導体を採用しており、PC-1 においては発電所増強に伴う負荷の増大に対応して、複導体化を図る計画となっている。本プロジェクトにおいては、以下に示す比較案に関する検討を行い、最適案を選定する。

- 1) Rail 複導体への張替えとする案
- 2) 増容量電線単導体への張替えとする案
- 3) 低損失電線複導体への張替えとする案

上記の比較案に対して、系統解析の結果および送電ロス評価の結果、低損失電線複導体への張替えとする案を最適案として選定した。

Rail 複導体および低損失電線を採用する場合、既設鉄塔に作用する荷重が現状の荷重を大きく上回ることから、PC-1 では既設鉄塔間に新規鉄塔を設置することとしている。これにより既設鉄塔を再利用することが可能となるが、新規鉄塔を設置できない場合には既設鉄塔の建替えが必要となる。本事業においては維持管理等を勘案し、鉄塔は全数を建て替えるものとする。

本事業のスコープは、タルベラ発電所からブルハン変電所への回線Ⅲ（下図③）およびタルベラ発電所から ISPR 変電所への 1 回線（62.5km）に低損失電線の複導体を適用する。なお、タルベラ発電所から ISPR 変電所への 1 回線の内、タルベラ発電所からブルハン変電所への引込み鉄塔までの区間（下図④、延長 35.1km）は送電線の送電ロスを軽減するために低損失電線に張り替えることし、以降は現況の Rail 単導体とする。以下に本事業のスコープ概要図を示す。



ルート		回線/区間	既設設備	増強後設備	備考
タルベラ発電所 －ブルハン変電所	①	回線-I	Rail 単導体	Rail 複導体	NTDC 自己資金
	②	回線-II	Rail 単導体	Rail 複導体	NTDC 自己資金
	③	回線-III	Rail 単導体	低損失電線複導体	JICA 融資
タルベラ発電所 －ISPR 変電所	④	タルベラ発電所－ブルハン変電所	Rail 単導体	低損失電線複導体	JICA 融資
	⑤	ブルハン変電所－ISPR 変電所	Rail 単導体	既設を再使用	
ブルハン変電所 －ISPR 変電所	⑥	ブルハン変電所－ISPR 変電所	Rail 単導体	既設を再使用	

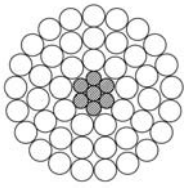
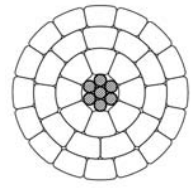
図 2-2 既設送電線増強事業スコープ概要図

2.1.4 概略設計

(1) 電線・地線設計

PC-1 にて想定されている Rail 電線の 2 導体相当の電流容量を確保し、既設 Rail 電線の外径と重量相当（風圧荷重、重量荷重同等）を満足する LL-ACSR の検討を行った。表 2-3 に性能比較を示す。

表 2－3 電線諸元

Items	Unit	ACSR	LL-ACSR
		ASTM:Rail	LL-ACSR/AS610
Figure			
construction		45/3.7-Al 7/2.47-St	16/TW-AL 11/TW-AL 8/TWAl 7/2.1-14EAS
Nominal Diameter	mm	29.61	29.59
Min. Breaking Load	kN	116.1	126.5
Cross section area:Al	mm ²	483.8	610.7
Core		33.54	24.25
Total		517.3	635.0
Nominal weight	kg/km	1600	1867
DC Resistance at 20deg-C	Ohm/km	0.0597	0.0471
Co-efficient of linear expansion	/deg-C	20.9x10 ⁻⁶	21.9x10 ⁻⁶
Current capacity	A	956 at 90 deg-C	1207 at 90 deg-c
Sag (at 350m)	m	14.4 at 90 deg-C	15.2 at 90 deg-C

地線については、比較的新しい路線では OPGW を導入されており、当スコープにおける PC-1 の計画にも導入することとなっており、すべての区間に OPGW を採用するものとする。地線サイズについては、Rail480sq の 2 導体に対応した OP-AC97sq を使用する。

(2) 碍子設計

表 2－4 に碍子装置の仕様一覧を示す。落雷による碍子破損の保護対策としてアークホーンを設置するものとする。

表 2-4 碍子装置の仕様

	碍子種類と形状	強度	個数 (個)	連長 (mm)	適用
1 連懸垂	磁器 耐霧	120kN	14	2,922	2 導体
2 連懸垂・耐張	磁器 耐霧	120kNx2 連	14	2,922	2 導体

(3) 鉄塔形状と鉄塔設計

鉄塔については、ブルハン変電所からマンセラ発電所間の既設送電線に採用されている懸垂鉄塔（EA 型）、角度鉄塔（EG 型）並びに耐張鉄塔（JKD 型）を採用する。この送電線は、Rail 電線の 2 導体設計であり、十分に当該既設送電線の増強工事に適用可能である。外径等価の LL-ACSR610 を適用する場合は、水平荷重（風圧）は同じであるが、垂直荷重は電線重量が Rail 電線に対して $(1.867-1.600=0.267\text{kg/m})$ 増加するため、基礎圧縮荷重が増加し、引き揚げ荷重は減少するもののその荷重は 400m 径間では 320kg/脚程度であり、約 1% の変化と想定されることから新設時に対応可能である。一方、水平荷重（電線張力）については、Rail 電線と同じ張力で架線することにより荷重的には同じとなつて問題ないが、弛度が電線重量分だけ増加することで、地上高の確保が必要となる。径間長 400m では、弛度増加分は 2m であり、鉄塔継足を平均的に +2m 加えることで、対応可能である。

(4) 基礎設計

基本的には、既設送電線に採用されている平たん地での普通基礎（逆 T 基礎）と、砂地盤での杭基礎を採用することとし、詳細設計時点での個々の検討を行う必要がある。

(5) ルート設計

既設線の RoW を極力変更しないことが制約条件であり、元位置で新設鉄塔に建て替えを行う。電線地上高は既定の 8m を確保することを基本に、既設線のルートを踏襲する。

2.1.5 新技術の活用

(1) 低ロス電線の採用

低ロス電線の導入にあたって、既設鉄塔の活用を図ることから鉄塔に加わる電線風圧や電線重量の設計値をオーバーしないようにするためには、従来電線の外径と単位重量が同等以下で、連続許容電流も同等以上の条件が確保されていることを確認する必要がある。これらの条件を確保していれば、既設・新設いずれの送電線にも適用することが可能であり、運用後に必ず発生する送電ロスが低ロス電線の採用により低減されることから、これに伴うコストメリットが確実に得られることとなる。

2.2 変電所

今回、送電線増強事業に関連する既設変電所は以下の 3 カ所である。

- ブルハン変電所
- ISPR 変電所
- タルベラ変電所

なお、イスラマバード大学変電所は、新設送電線に関連しての改造のため、第3編において扱う。上記各変電所の基本仕様を、比較して記述すると以下の通りである。

表 2－5 変電設備の基本仕様

基本仕様	ブルハン変電所	ISPR 変電所	タルベラ変電所
変電設備 タイプ	220kV 屋外空気絶縁 変電所(AIS)	220kV 屋外空気絶縁変電所 (AIS)	220kV 屋外空気絶縁変電 所(AIS)
変電設備 母線構成	1 1/2 母線方式 アルミ製 Rail 定格容量：1,600A	1 1/2 母線方式、 アルミ製 Hawthorn 定格容量：2200A	1 1/2 母線方式
機器仕様	220kV AIS	245k VAIS	220kV AIS
変圧器仕 様	油絶縁 220/132kV, 4x250MVA(増設後)	油絶縁 220/132kV, 3x160MVA	油絶縁単巻線 500/220kV, 3x79MVA
遮断器仕 様	SF6 ガス絶縁自立型 定格電圧：220kV 定格電流：2000A 遮断容量：50kA NMG 製ほか	SF6 ガス絶縁 GIS 定格電圧：245kV 定格電流：2000A 遮断容量：40kA	SF6 ガス絶縁自立型 定格電圧：220kV 定格電流：1,600A 遮断容量：36kA

(1) 各変電所の設備容量の検討

本事業での送電線容量増強に伴い、接続される変電所の設備容量が十分であるか検討する必要がある。増強送電線の仕様、増強後の電流から、既設設備が影響を受けるブルハン変電所、ISPR 変電所及びタルベラ変電所について、下記の点から、設備容量の妥当性（十分性）を検討した。

- ①変圧器、遮断器について定格電流、事故に伴う短時間過負荷電流の観点からの十分性
- ②短絡事故時の遮断器の遮断能力
- ③短絡電流の電磁力に対する母線、支持碍子の強度

ブルハン変電所, ISPR 変電所及びタルベラ変電所の各変電所の主母線の型式、サイズ、熱容量と上記潮流解析結果の増強後最大電流をまとめると表 2－6 の通りとなる。

表 2-6 各変電所の主母線の増強後最大容量

変電所名	ブルハン変電所	ISPR 変電所	タルベラ変電所
母線電流容量	1,600A	2,200A	
母線型式、サイズ	Al 製 Rail	Al 製 Hawthorn	
増強送電線型式・容量	Twin Rail 674MVA (1,768A)	Twin Rail 674MVA (1,768A)	Twin Rail 674MVA (1,768A)
増強後最大電流（潮流解析）	461MW (1,512A) 力率=0.80 lag	549MVA(1,442A)	516MW (1,426A) 力率=0.95 lag
遮断器遮断容量	50kA	40kA	36kA
短絡電流（潮流解析）	22.9kA	22.8kA	43.2kA(2020 年断面)

結果としては、タルベラ変電所以外の変電所は、増強後最大電流に対する母線電流容量は、十分あり、短絡電流に対する遮断器遮断容量も十分である。タルベラ変電所については、(4)に説明するように、2020 年以降、遮断器遮断容量が不足するため、50kA レベルの遮断器に交換されるべきである。

ブルハンおよび ISPR における短絡事故時の電流により屋外設置のワイヤ型母線が受ける力（電磁力）は、短絡電流 23kA として、相間距離が 4.75m であることから、3kg/m 程度であり母線部分の機械的強度は十分であるので、支持碍子について日本碍子社のデータでは、曲げ破壊強度は、6～7kN 程度あり、上記短絡電流に対して強度を有すると思われる。

(2) ブルハン変電所

220kV 受電は 3 回線タルベラ変電所より受電している。もう 1 回線もタルベラから受電するが、所内の 220kV 遮断器を経由せず、ISPR 変電所に送電される。220kV 開閉装置は、1 1/2 母線方式で屋外鉄構上に母線が配線されている。遮断器類は、新しいものは SF6 絶縁、古いものは小油量絶縁型、欧州製（NMG、S&S、BBC、AREVA など）一部変流器に日本の日新電機製がみられた。所内には、220/132kV の降圧変圧器が 4 基設置され（現在、1 基は 250MVA、3 基は 160MVA であるが、増設計画で、4 基 250MVA となる予定である。132kV での配電用の開閉器を有する。主要機器は屋外設置である。本変電所は、1975 年建設のものであり、特に制御監視装置は、旧式のものを使用しており、ロガーも使用できない。

(3) ISPR 変電所

本変電所は、イスラマバード市の西方 20km の位置にあり、イスラマバードの西方地域に配電している。本変電所は、220kV 受電の変電所であるが、220kV は、タルベラ発電所、ブルハン変電所、ラワット新変電所、バーア・タウン変電所、アライ・ハワー変電所、マンセラ変電所(将来)からの送電線で受電している。所内には、BURHAN と同様、220/132kV の降圧変圧器が 3 基（いずれも 160MVA）設置され、132kV での配電用の開閉器がある。また、132/11kV の変圧器も設置され、11kV での近隣地区への配電も行っている。主要機器は

屋外設置である。

220kV 開閉装置は、1 1/2 母線方式で屋外鉄構上に母線が配線されている。220kV,132kV 遮断器は、SF6 絶縁、全て欧州製（NMG、Alstom, MG、AEG,ABB など）

220kV の母線の導体は、アルミニウム製 Hawthorn であり、複導体で、定格容量は 2,200A。また、潮流解析の結果、変電所への流入電力（Loading）は最大 1,442A（549MVA）であり、フィーダ回路も含めて母線容量は十分であり、変電所側の事業費の追加の発生はない。

(4) タルベラ変電所

- 1) タルベラ水力発電所は、3,478MW（10x175MW, 4x432MW）の発電容量を有する。2013 年 7 月に記録した最大負荷は、3,606MW である。

今後、さらに第 4 期増設計画で、1,410MW（2017 年 5 月完成）増設、第 5 期増設計画で、1,300MW 増設計画もある。

変電設備は、屋外鉄構方式で 500kV, 220kV, 11/2 母線方式である。

- 2) ブルハン変電所および ISPR 変電所への電源となっている 220kV 送電線 4 回線は、220kV 母線から接続されている。本送電補強事業では、送電線導体の張替えとなるため、接続部分の技術的課題を解決しながら、接続工事を進めることが必要である。
- 3) 第 1 編第 3 章の潮流解析結果より送電補強プロジェクト完成後で、2018 年夏場ピークで 1 回線故障の場合に、正常線に最大 516MW の潮流が流れる。力率=0.95lag とすると 1,426A であり、表 2-5 より遮断器の定格電流以内であることがわかる。しかし、2020 年の短絡電流は、43.2kA であるため、現状の遮断電流 36kA は十分でなく、2020 年には、50kA レベルの遮断器と交換することが必要である。

3. 施工方法

3.1 現状の工法の問題点

既設送電鉄塔はすべて撤去の上、新たに複導体に対応した送電鉄塔へと建替えが必要である。夏季ピーク時（6 月～9 月）に工事を中断する場合、複数年にわたる工事となってしまう。そのため、NTDCL 自己資金にて工事を実施する 2 回線が完了した時点での潮流解析を行い、本事業対象となるタルベラ-ブルハンの回線 3 およびタルベラ-ISPR の運転を停止した状態で常時および N-1 事故時に問題がないことを確認した。

3.2 工法検討

事業対象区間の既設送電線は、現状の Rail 単導体から低損失電線の複導体とするため、鉄塔をすべて撤去し、複導体に対応した鉄塔へと建替えを行う。

(1) 停電期間

送電線の撤去から LL-ACSR の架線完了までの期間を回線停止期間とする。

(2) 基礎工施工

基礎工は完全に撤去した上で新たに複導体に対応した鉄塔基礎を新たに構築する。

(3) 鉄塔構築

鉄塔は標準工法で施工を行う。

(4) 電線架設

電線架設に際しては、送電線直下に建築物がある箇所において、電線の架設作業により第三者被害が生じないように、仮設防護工を設置した上で施工を行うものとする。

4. 実施スケジュール（非公開）

5. 本事業の概算費用（非公開）

6. 財務経済分析及び事業評価

6.1 財務分析と経済分析

資材費及び直接工事費、コンサルタント費用により構成されるプロジェクト資金の規模を算定し、事業の評価は財務分析及び経済分析により行うが、いずれも内部収益率（IRR）及び正味現在価値（NPV）を算出することによるものとする。（年次資金調達については、本編参照）

管理費、VAT 及び関税及びフロント・エンド・フィーは、融資枠から除外されるので、融資対象額は 2,725.8 百万円となり、プロジェクトの総所要資金額は 3,486.5 百万円となる。このうち財務分析の対象となる「財務費用」は 3,109.4 百万円、国民的経済の視点から行う経済分析の対象となる「経済費用」は 2,282.0 百万円となる。

なお、下表はプロジェクトコストの年度別計上額を示すものである。

表 2－7 年度別資金

Breakdown of Cost	Total	JICA Portion	Others
2017	68.7	53.2	15.5
2018	494.0	361.1	132.9
2019	2,716.0	2,142.0	573.9
2020	207.8	169.5	38.3
Total	3,486.5	2,725.8	760.6

出典：JICA 調査団（単位：百万円）

6.1.1 財務分析

財務分析はプロジェクトの実施主体者である NTDCL の収益性を評価するものである。プロジェクトへの投下費用は「財務費用」として市場価格で見積もる。同様にプロジェクト実施によって生み出される「財務便益」も市場価格で算定する。（財務費用の項目については、本編参照。）

(1) 便益の算定

便益の算定は、① 送電線の強化による送電量の増加 と、② 高品質の電線を使用することによる送電ロスの削減に基づく送電量の増加 とする。下表はプロジェクト未実施（Without）、及び実施後（With）の送電量と送電ロス削減効果を示すものである。

表2-8 プロジェクト実施によるメリット

	Tarbela-Bruhan (circuit 3) (MW)			Tarbela-ISPR (MW)			Total (MW)	
	Send. End	Receiv. End	Loss	Send. End	Receiv. End	Loss	Performance	Loss
2020 (without)	233.52	230.71	2.81	241.26	238.58	2.68	469.29	5.49
2020 (with)	289.96	288.41	1.55	269.79	268.63	1.16	557.04	2.71
Difference		57.7	1.26		30.05	1.52	87.75	2.78

(2) 財務的内部収益率 (FIRR)

財務的内部収益率 (FIRR) 等は、以下のとおりである。(IRR 算定のための前提条件と試算結果については、本編参照。)

- 1) FIRR は 3.35%
- 2) B/C 比率は 0.72 (割引率 10%) 0.65 (割引率 12%)
- 3) 便益の年額は 72.8 百万円であり、投資額 3,109.4 百万円の回収期間は 42.7 年

6.1.2 経済分析

経済分析はプロジェクトの実施主体者 NTDCI ではなく、国民的経済の始点から行う。「経済費用」は気述のとおり 2,282.1 百万円である。(経済費用の項目については、本編参照。)

(1) 便益の算定

便益は、①本件の実施がもたらす代替プロジェクト費用の削減メリットと、② 高品質の電線を使用することによる送電ロスの削減に基づく託送料金収入の増加とした。下表はプロジェクト未実施(Without)、及び実施後 (With) の送電量と送電ロス削減効果を示すものである。

表2-9 プロジェクト実施によるメリット

	Tarbela-Bruhan (circuit 3) (MW)			Tarbela-ISPR (MW)			Total (MW)	
	Send. End	Receiv. End	Loss	Send. End	Receiv. End	Loss	Performance	Loss
2020 (without)	233.52	230.71	2.81	241.26	238.58	2.68	469.29	5.49
2020 (with)	289.96	288.41	1.55	269.79	268.63	1.16	557.04	2.71
Difference		57.7	1.26		30.05	1.52	87.75	2.78

(2) 経済的内部収益率 (EIRR)

経済的内部収益率 (EIRR) 等は、以下のとおりである。(IRR 算定のための前提条件と試算結果については、本編参照。)

経済費用と経済便益は、プロジェクトの想定耐用年数、40 年にわたって現在価値に換算され比較される。全経済費用の現在価値が全経済便益の現在価値と等しくなった場合の割引率、「経済的内部収益率 (Economic Internal Rate of Return : EIRR)」を提示し、本件のパキスタン国としての経済性を評価する。

以上の条件で算定した IRR は、以下のとおりである。

- 1) 経済的内部収益率 (EIRR) は 29.59%となった。

- 2) B/C 比率は 4.53（割引率 10%） 4.11（割引率 12%）である。
- 3) 便益の年額は 880.3 百万円であり投資額 2,282.1 百万円の回収期間は 2.59 年となる。

なお EIRR 29.59%は、パキスタンの社会的割引率 12%または 15%¹を超える水準である。

6.2 CO2 削減量の推計

高品質の低ロス電線の使用等により、送電ロスの削減効果がもたらされる。送電ロスの削減は発電量の低減につながると見なせる。プロジェクトの効果としての、CO2 の排出削減は、発電量が減ることに伴うものとして、プロジェクトを実施しなかった場合とプロジェクトを実施した場合の CO2 の排出量をそれぞれ試算し削減量を求める。

表 2－10 プロジェクト実施によるメリット

	Tarbela-Bruhan (circuit 3) (MW)			Tarbela-ISPR (MW)			Total (MW)	
	Send. End	Receiv. End	Loss	Send. End	Receiv. End	Loss	Performance	Loss
2020 (without)	233.52	230.71	2.81	241.26	238.58	2.68	469.29	5.49
2020 (with)	289.96	288.41	1.55	269.79	268.63	1.16	557.04	2.71
Difference		57.7	1.26		30.05	1.52	87.75	2.78

なお、CO2 排出量については、「JICA 気候変動対策支援ツール/緩和策 2011/6」の手法に基づいて算定した。

プロジェクト全体の CO2 排出削減量

CO2 排出削減量は本プロジェクト全体で以下になる。

Tarbela-Bruhan circuit-3 : 1,938.17 tCO2/year

Tarbela ISPR : 2,338.12 tCO2/year

合 計 : 4,276.29 tCO2/year

6.3 運用効果指標

運用効果指標については下表のとおりまとめた。（詳細は本編参照）

表 2－11 運用効果指標（その 1）送電線の稼働率（%）

送電線名	ベースライン値：2015 年 (%)	目標値：2022 年 (%)
Tarbela – Burhan (circuit 3)	62.5	17.3
Tarbela – ISPR	68.8	12.3

表 2－12 運用効果指標（その 2）送電量（MWh）

送電線名	ベースライン値：2015 年 (MWh/year)	目標値：2022 年 (MWh/year)
Tarbela-Burhan (circuit 3)	1,086,100	761,091
Tarbela-ISPR	505,233	539,463

¹ 「円滑な円借款事業実施による経済的便益に係る調査」報告書（2012 年 3 月 JICA/三菱総合研究所）

表 2－1 3 運用効果指標（その 3） 送電損失率（％）

Name of Transmission Line	Baseline Value 2015 Rail 電線 送電損失率	Target Value 2022 LL電線 送電損失率
Tarbela-Bruhan circuit 3	1.02	0.26
Tarbela-ISPR	1.15	0.19

6.4 事業評価

内部収益率、投資回収期間、及び B/C 比率を一覧するとそれぞれ下表のようになる。

表 2－1 4 内部収益率・投資回収期間・B/C 比率

Unit: JPY. In Million

	Financial Analysis		Economic Analysis	
Discounted Rate	10%	12%	10%	12%
Net Benefit	2,912.6		35,210.3	
Investment Cost	3,109.4		2,282.1	
Income p.a.	72.8		880.3	
Simple Payback Period	42.70		2.59	
IRR (%)	3.35		29.59	
NPV Cost	2,571.4	2,338.2	1,887.6	1,716.6
NPV Benefits	1,850.2	1,525.9	8,549.0	7,050.4
B/C Ratio	0.72	0.65	4.53	4.11

出典：JICA 調査団

(1) 財務便益

送電の増量と併せて送電ロスの削減も、託送量の増加となるので収入の増として、便益とし見なした。割引率 10%を採用し、内部収益率（IRR）を試算した。投資回収期間、B/C 率については 12%も採用し、参考値とした。

財務的内部収益率（FIRR）については、採用した割引率 10%を基準として評価する。財務的内部収益率（FIRR）は 3.35%であり、割引率 10%を下回っている。更に経済性を高める条件を見出すため、便益及び費用いずれも、+/- 5%、+/- 10% の幅で増減させ、感度分析を行った表 2－1 5 は、感度分析の結果を表す。

表 2－1 5 財務的内部収益率（FIRR）の感度分析

FIRR		Benefit				
		90%	95%	100%	105%	110%
Cost	110%	1.73%	2.16%	2.57%	2.97%	3.35%
	105%	2.10%	2.54%	2.95%	3.35%	3.73%
	100%	2.49%	2.93%	3.35%	3.75%	4.13%
	95%	2.91%	3.35%	3.77%	4.17%	4.57%
	90%	3.35%	3.79%	4.22%	4.63%	5.03%

財務的内部収益率（FIRR）が最大となるのは、便益が 10% 増え、コストが 10% 減少する場合である。最大ケースでも、5.03%の IRR であり、基準の 10%をクリアできない水準である。

首都圏の電力供給の安定化は、国家として実施すべきであるという結論が有力であれば、国家あるいは国民経済的観点で評価する経済分析の結果を参照し、実施するという結論も想定できる。

(2) 経済便益（代替コスト削減メリット）

本プロジェクトが実施されなかった場合、代替案としてディーゼル発電機の設置に頼ることが想定できるが、本件の実施によりディーゼル発電機の設置代替案は不要となり、その代替コストである、ディーゼル発電機の発電コスト、Rs.5.78/kWh で積算した結果を便益と見なす。プロジェクトが稼働する 2020 年の年間の削減メリットは以下ようになる。

$$\begin{aligned}\text{代替コスト削減メリット} &= 108,861.88 \text{ MWh/year} \times \text{Rs.5.78/kWh} \\ &= \text{Rs.629.2 百万} \\ &= 635.5 \text{ 百万円}\end{aligned}$$

経済的内部収益率（EIRR）は、パキスタンの社会的割引率、12% または 15%²を基準として評価する。経済的内部収益率（EIRR）29.59%は、評価基準の 12% 及び 15%のいずれをも満たすものである。

表 2－16 経済的内部収益率（EIRR）の感度分析

EIRR		Benefit				
		90%	95%	100%	105%	110%
Cost	110%	24.72%	25.95%	27.17%	28.39%	29.59%
	105%	25.77%	27.06%	28.33%	29.59%	30.84%
	100%	26.93%	28.27%	29.59%	30.91%	32.21%
	95%	28.20%	29.59%	30.97%	32.35%	33.71%
	90%	25.59%	31.05%	32.57%	33.93%	35.36%

（出典：JICA 調査団）

7. 社会環境配慮

7.1 プロジェクトスコープ

諸条件の検討を行った結果、プロジェクトのスコープは PC-1 から変わって、Burhan-Islamabad 間の増強については不要と判断された。また、Tarbela-Burhan の増強区間のうち Circuit 1 および 2 については、本プロジェクトの対象から外された。

7.2 代替案の検討

代替案については、以下のケースについて検討を行った。

² 「円滑な円借款事業実施による経済的便益に係る調査」報告書（2012 年 3 月 JICA/三菱総合研究所）

- 1) ゼロオプション：送電線の改修を行わない
- 2) 増容量電線への張り替え
- 3) 既設送電線の複導体化
- 4) 低ロス電線への張り替え
- 5) 複導体化の際の鉄塔増強手法（原位置建て替えまたは増設）

その結果、電線の種類としては低ロス電線の採用がコスト的にも環境社会配慮的にも最適であると判断された。また、その際に電線重量が増すことから鉄塔の増強が必要となるが、その際の増強手法としては、既設鉄塔間に鉄塔を新設して増強する手法と、現存する鉄塔の原位置での高強度鉄塔への建て替えの2手法を比較し、その結果、保守管理の面および環境社会影響の面から、後者が有利であると判断された。

7.3 環境社会配慮調査結果

環境社会配慮調査結果による環境影響評価の結果を以下に示す。

分野	影響項目	環境影響評価		評価理由
		工事前 工事中	供用時	
汚染対策	大気汚染	D	D	工事中：建設機材、関係車両の稼働等に伴い、一時的ではあるが、大気質に影響を与える可能性について考察した結果、現在の大気状況に大きく影響を与えるレベルではないと判断された。
	水質汚濁	B-	D	工事中：工事による濁水の発生が予見されるが鉄塔建設場所のみであることから影響は大きくない。土砂からの濁水が水域に流入することを避けるための緩和措置を取る。 供用時：プロジェクト実施地区周辺は、地形が比較的平坦な地域が多く、鉄塔建設もしくは修復後の土砂流出は極めて少なく、水質汚濁の可能性は低い。
	廃棄物	B-	D	工事中：建設残土や廃材などの建設廃棄物および、作業員による一般廃棄物が発生する。特に自治体等による廃棄物等の処置ルールが存在しないことから、適切な指導を受け処理を行う必要がある。
	土壌汚染	B-	D	工事中：車両および建設機械で使用するオイル漏れの可能性は少ないながら否定出来ないことから、漏洩防止のために保管場所を管理することで対応する。
	騒音・振動	B-	D	工事中：建設機材・車両等からの騒音・振動が発生するが、工事の規模は限定的で、工事期間は短く、騒音・振動は管理可能である。
自然環境	生態系	B-	D	工事中：周辺に貴重種の生息域はなく、多くが農耕地および灌木林であり、なおかつ既設路線での工事であるため影響は限定的である。調査地区内での動植物調査の結果、特に配慮が必要な種は確認されておらず、生態系への影響は限定的である。Tarbela ダム近傍のみ、森林域にかかっていることから、この約3km区間については、特に車両通行や、作業に必要な伐採に十分な注意を払う必要がある。
社会環境	住民移転	D	D	本事業では、既設鉄塔の原位置建て替えと、電線の張替が行われ、鉄塔の新設は想定されていない。NTDCLは、ROWを買い取ることは法律上出来ないため、既設路線の線下に居住している者については、現状維持のまま電線張替を行うことから、住民移転は発生しない。
	貧困層	B-	D	移転住民が発生しないことから、それによる不利益は発生しないが、工事

				における損害については公平な補償を実施するべきである。
	土地利用や地域資源利用	B-	D	工事中：工事に必要なアクセス道路および作業場として一時的な用地借り上げが必要となり、借り上げ期間中の補償が必要となる。
	水利用	B-	D	工事中：工事の影響で飲料水の水源への影響は、濁水の流入の可能性が考えられる程度であるが、発生した場合は、補償を行うとともに対策を強化する。
	既存の社会インフラや社会サービス	B-	B+	工事中：工事地域内への工事車両の乗り入れによる交通量の増加が想定されるが、規模が小さく、かつ対象地の多くが田園地帯であることから影響は限定的である。しかし、住宅地の近傍など必要によって迂回路の設置等の対策をとるべきである。 工事に伴う保護足場の設置により影響が発生する可能性がある。
	文化遺産	D	D	調査の結果、文化遺産は近隣に存在しないことが判明した。
	HIV/AIDS等の感染症	B-	D	工事中：工事作業員の流入等による感染症増加の可能性については特に報告はないが、一般的な事項として業務管理の中に注意喚起を組み込むべきであろう。
	労働環境(労働安全を含む)	B-	D	工事中：NTDCLには、工事による事故の記録はなく、報告されている事例もない。しかしながら、高所作業を含むことから一般的な事項として業務管理の中に注意喚起を組み込むべきであると考えられる。
その他	事故	B-	B-	工事中：工事区域への工事車両の通行のため、一部アクセス道路が建設されることから、人畜両方に対する交通事故の可能性が増加する。 線下に建築物があり使用されている場合の対策が必要である。 供用時：高圧電線や高所作業における作業環境の保全措置を徹底する。

7.4 緩和策

上述した環境影響評価結果に基づき緩和策を検討した結果を以下にまとめる。

	影響項目	環境管理計画案	実施機関	責任機関	コスト
工事中					
1	水質汚濁	切り土等で発生した土砂は覆いを掛けることで流出を防ぐ。また仮置き場については、水域への影響が最も少ない場所を選定する。 水源に近い場所での鉄塔建設が行われる場合は、排水ピットを設置し濁質を沈降させてから上澄み水のみを排水し、工事現場からの濁水が直接水域に流入しない工夫を行う。	PIU	NTDCL/E SIC	0
2	廃棄物	建設残土や廃材などの建設廃棄物および、作業員による一般廃棄物の管理を行う。自治体、CDAおよびEPAの指導に従い、適切な仮置き場を設置し、再利用可能な資源を分別した後、処分場へ排出する。本事業ではトランス交換等の有害廃棄物の発生可能性がある作業はない。	PIU	NTDCL/E SIC	0
3	土壌汚染	車両および建設機械で使用するオイル漏れの可能性があることから、漏洩防止のために保管場所を管理する。	PIU	NTDCL/E SIC	0

4	騒音・振動	建設機材・車両等からの騒音・振動からの影響を低減するため、建設機材・車両等は登録制にし、整備状況を管理する。また、住宅地に近接している場合は、工事時間を日中のみに限定する。定期的に騒音のモニタリングを実施する。	PIU	NTDCL/E SIC	0
5	生態系	Tarbela ダム近傍の森林域にかかっている約 3km 区間については、車両通行や、作業に必要な伐採を最小化するため、仮置き場は森林地区外に設置し、資機材運搬に索道を使うなどの方法を探ること等対策を行う。また、可能な限り完全な伐採を行わず、最小限の枝払いに留める。伐採が避けられなかった場合の樹木については、近隣地区での植林を行いそれを補う。	PIU	NTDCL/E SIC	10 万 Rs
6	貧困層	移転住民は発生しないが、用地の一時利用については、公平な補償を実施する。小作人等、土地を借りて作物生産を行っている場合も、作物補償を実施する。	PIU	NTDCL/E SIC	9 に含む
7	土地利用や地域資源利用	工事中にアクセス道路や、作業場が必要となるが、出来る限り農地を避けて用地を選定する。農地にかかった場合については、原状復帰も含めた使用期間中の作物損失について市場価格で補償を行う。	PIU	NTDCL/E SIC	117 万 Rs
8	水利用	工事の影響で飲料水の水源に影響が出た場合は、補償を行うとともに対策を実施する。	PIU	NTDCL/E SIC	0
9	既存の社会インフラや社会サービスの	交通渋滞が発生する恐れは殆どないが、アクセス道路設置位置によっては、必要に応じて迂回路の設置、住民への事前の周知を行う。線下建設物がある地域での工事では、十分な関係者（道路事業者が想定される）や住民への説明を行う。	PIU	NTDCL/E SIC	0
10	HIV/AIDS 等の感染症	工事作業員向けの感染症防止のための啓発活動を定期的	PIU	NTDCL/E SIC	0
11	労働環境(労働安全を含む)	労働安全計画を策定する。安全管理のための、定期的な訓練、集会を実施する。安全確保のための装備を導入する。必要に応じ工事区域内に立ち入り制限区域を設ける。	PIU	NTDCL	0
12	事故	交通事故、作業場の事故防止についての啓発活動を実施する。サインボード、交通整理員を配置する。 線下に建築物があり、生活や商業活動があることを想定して安全管理計画を策定し実行する。事故防止のための防護柵、保護足場等を設置し、工事前の広報と住民説明を行うなどの活動を含む。	PIU	NTDCL	0
供用時					
	事故	高圧電線や高所作業における作業環境の保全措置を徹底する。	NTDCL	NTDCL	0

7.5 モニタリング計画

上記緩和策に関するモニタリング計画案を以下に示す。

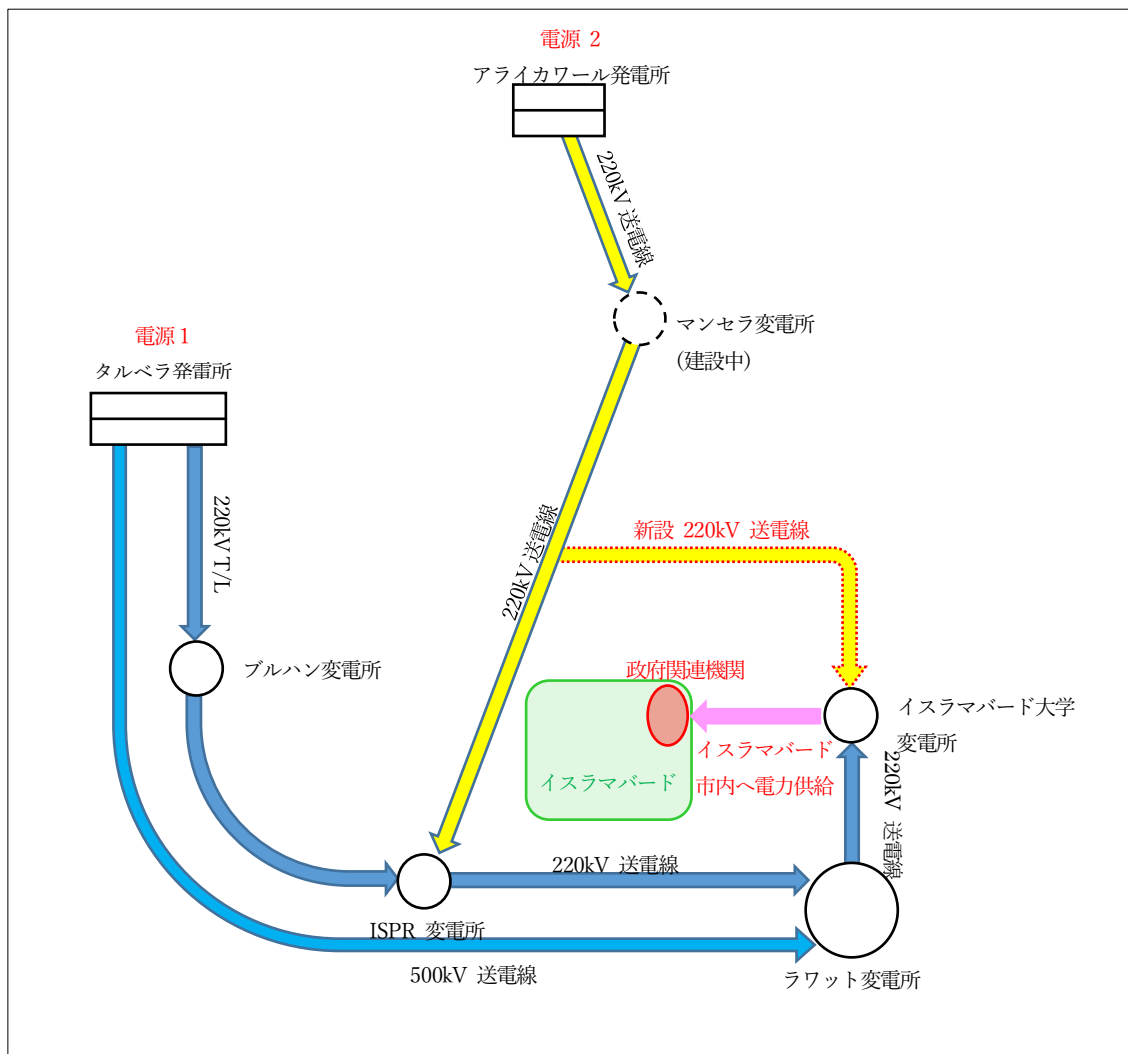
環境項目	項目	地点	頻度	測定方法
騒音	騒音	工事現場近隣	1回/月	騒音計による
	作業時間	工事現場	1回/月	作業月報による
水質・水利用	濁度	工事現場排水、水域流入地点	1回/月 土工など濁水が発生する作業中は毎日	濁度計による
廃棄物	分別および回収状況	工事現場廃棄物保管区画	1回/月	衛生管理責任者によるパトロール
土壌汚染	オイル保管状況	工事現場オイル保管場所	1回/月、工事実施期間中	衛生管理責任者によるパトロール
生態系	植林	伐採地および植林地	伐採後 植林後	伐採樹木数および樹種 植林樹木数および樹種
土地利用や地資源利用	工事に必要とするアクセス道路および作業場の位置	工事に必要とするアクセス道路および作業場の位置	設計時	設計図
既存の社会インフラや社会サービス	適切な迂回路設定と、工事内容の住民説明	線下建設物所有および使用者、周辺住民	工事開始前および実施中	安全管理責任者によるパトロール及び安全管理計画の実施状況報告
労働安全および感染症対策	労働者向け啓発活動	工事事務所	1回/6カ月	労働者向け啓発活動の実施報告書
事故対策	対策工設置状況 住民説明・啓発・広報活動	線下建設物所有および使用者、周辺住民	工事開始前および実施中	安全管理責任者によるパトロール及び安全管理計画の実施状況報告

第3編 新設送電線敷設計画

1. 本事業の実施目的

1.1 本事業の実施目的

本事業は、現状のラワット変電所 - イスラマバード大学変電所間における 1 ルートの事故時における代替ルートを建設することでイスラマバード大学変電所の供給を複電源化し、供給信頼度の向上を図るものである。イスラマバード大学変電所は、イスラマバード市内の国会、首相府、諸官庁などの重要な施設への電力供給を担っており、タルベラ水力発電所を主な電源とし、500kV ラワット変電所を介して現在の送電線 1 ルートで送電されている。



(出所：準備調査団)

図 3-1 事業対象地域の系統概要

2. 対象系統の電力潮流の現状

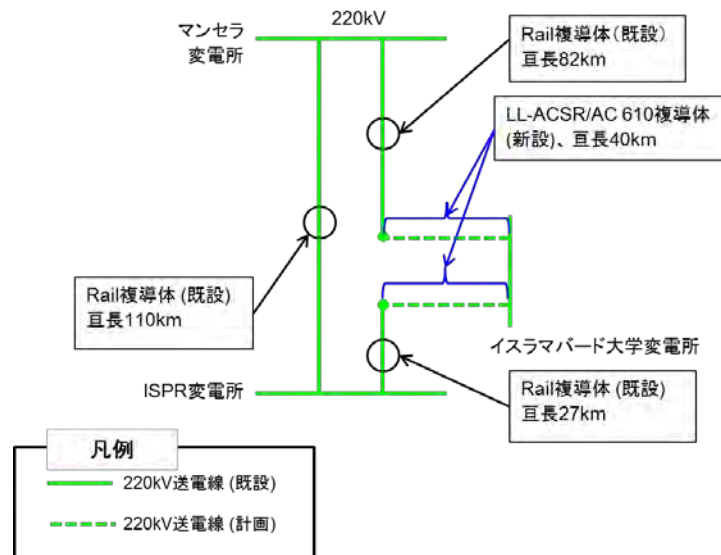
2.1 系統解析

2.1.1 検討断面

潮流・電圧計算の検討断面としては、NTDCL が作成したイスラマバード・ブルハン送電網増強事業の PC-1 における検討断面の内、タルベラ水力発電所の第 4 次増強工事（1,410MW の増出力）の完了後の 2018 年³夏期ピーク負荷断面および同発電所の第 5 次増強工事（1,410MW）予定完了時期の 2020 年夏期ピークおよびオフピーク断面とする。

2.1.2 解析対象系統

送電線新設区間（マンセラ変電所 - ISPR 変電所間の 220kV 送電線からイスラマバード大学変電所への π 分岐⁴地点からイスラマバード大学変電所間）の潮流解析を実施した。潮流解析対象系統の構成を図 3-2 に示す。⁵



（出所：準備調査団）

図 3-2 送電線新設区間および潮流解析対象の系統構成

2.2 潮流・電圧解析

本事業を実施する場合、および実施しない場合を比較し、2018 年夏ピーク負荷断面における潮流解析結果を示す。なお、本事業対象送電線の N-1 事故⁶は、表 3-1 に示す区間の 1 回線事故を想定した。

³ NTDCL および世界銀行への確認結果によるとタルベラ 第 4 期増強工事の完成年月は 2017 年 6 月とされているが、送電線増強区間およびマンセラ - ISPR 線からイスラマバード大学変電所へ接続する送電線新設区間の工事完成は現実的な工期を考慮し、2018 年を最初の検討年度とした。

⁴ π 分岐とは、分岐対象の送電線 1 回線を、分岐鉄塔を境に 1 つの同じ変電所と異なる 2 つの変電所を結ぶ 2 つの独立した送電線に分割することを言う。

⁵ LL-ACSR/AC（Low Electrical Power Loss Aluminum Conductors, Aluminum-Clad Steel）は低ロス電線を指す。また、610 は電線の公称断面積が 610mm²であることを示す。

⁶ N-1 事故、N-2 事故：N-1 事故とは単一設備事故のことを指し、電力系統を構成する送電線 1 回線、変圧器 1 台などの設備 1 単位の事故のこと。また、N-2 事故とは送電線 2 回線等の機器装置 2 箇所以上の同時喪失を伴う事故を指す。

表 3－1 送電線の N-1 事故区間

区間 No.	送電線事故区間
1	マンセラ変電所 - ISPR 変電所(本事業を実施しない場合)
2	マンセラ変電所 - イスラマバード大学変電所
3	イスラマバード大学変電所 - ISPR 変電所

(出所：準備調査団)

a) 本事業を実施する場合

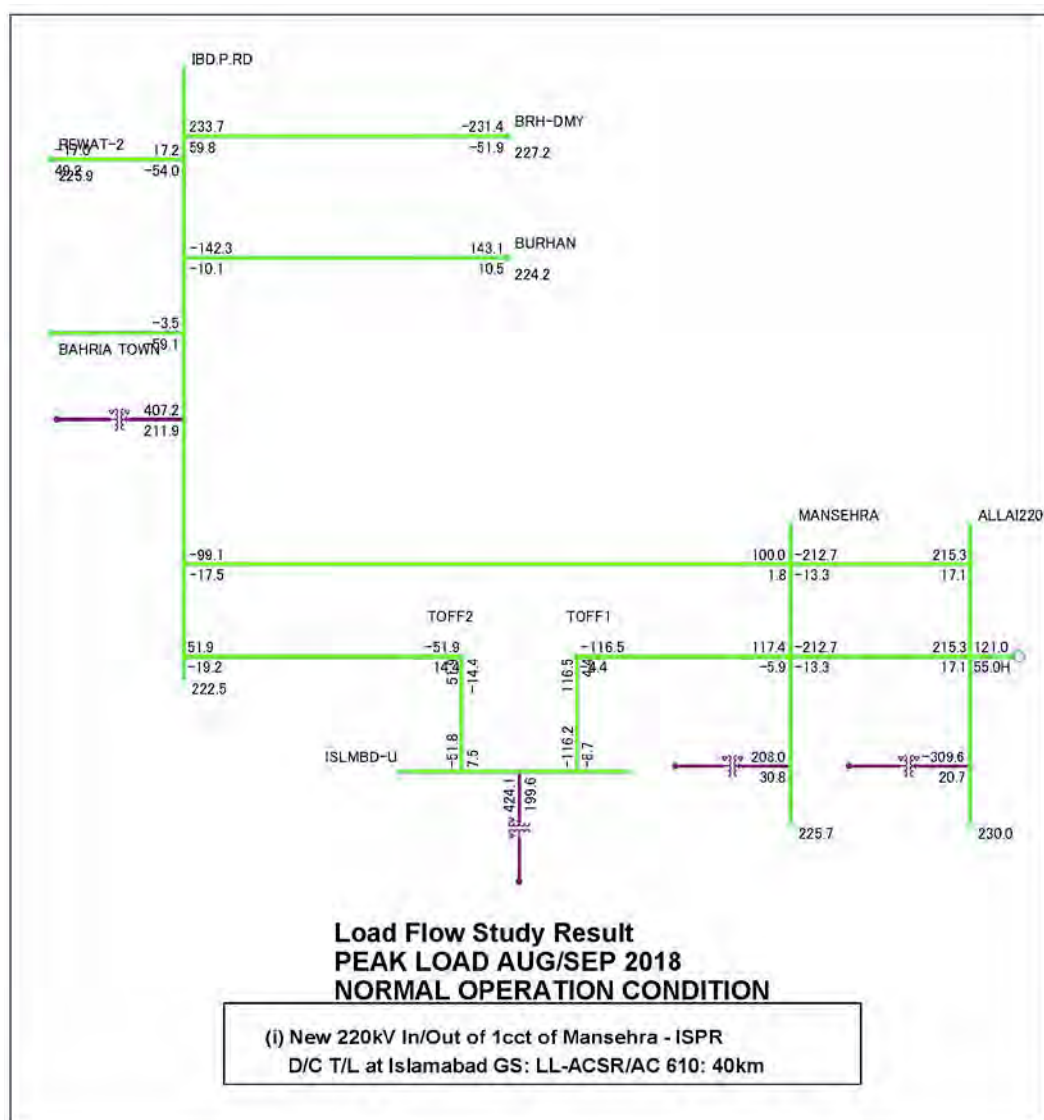
[2018 年夏ピーク断面の潮流解析結果]

潮流解析結果を表 3－2 に示す。また、設備健全運転時の潮流図を図 3－3 に示す。同表に示すように、イスラマバード大学変電所周辺の 220kV 系統については、通常運転時およびマンセラ変電所 - ISPR 変電所間の送電線 N-1 事故時において、健全回線の過負荷は発生しない。

表 3－2 潮流解析結果（2018 年度夏ピーク断面）

通常運転時	N-1事故時		
	マンセラ変電所 - ISPR変電所	マンセラ変電所 - イスラマバード大学変電所	イスラマバード大学変電所 - ISPR変電所
対象区間の送電線および変圧器の過負荷なし。	同左	同左	同左

(出所：準備調査団)

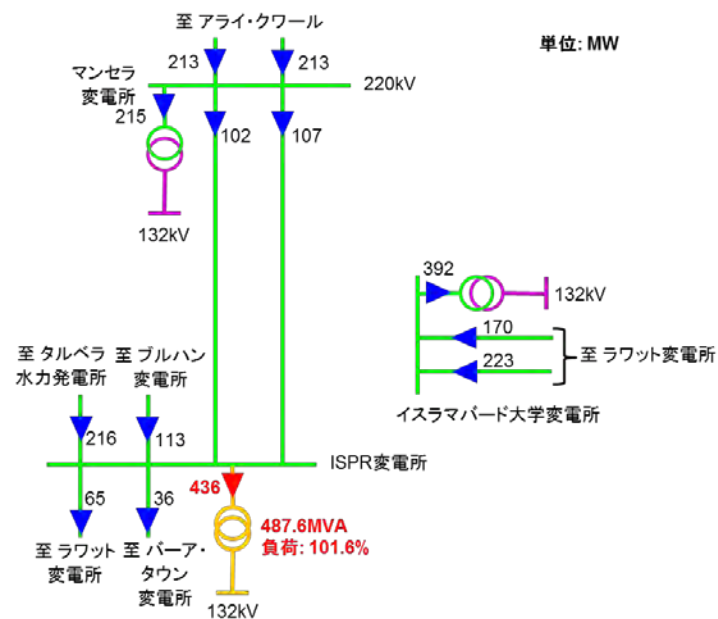


(出所：準備調査団)

図 3-3 設備健全運転時の潮流図（本事業を実施する場合：2018 年夏ピーク断面）

b) 本事業を実施しない場合

潮流解析の結果、通常運転時においても ISPR 変電所の 220/132kV 変圧器 3 台の潮流合計値が定格容量の 101.6% (487.6MVA) となる。イスラマバード大学変電所周辺の 220kV 系統については、通常運転時およびマンセラ変電所 -ISPR 変電所間の送電線 N-1 事故時において、健全回線の過負荷は発生しない。図 3-4 に潮流図を示す。（潮流図中、ISPR 変電所の変圧器が橙色になっているのが過負荷状態を表している。）NTDCL は、将来的な電源計画の見直し等に伴う系統計画の大幅な変更の可能性、政府組織等、多くの重要需要家を抱えるイスラマバード地域への電力供給系統構成のフレキシビリティを確保する観点から、同変電所への新たな 220kV 供給ルートの確保を計画した。



(出所：準備調査団)

図 3－4 潮流図 (本事業を実施しない場合：設備健全運転時)

[2020 年断面の潮流解析結果]

2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面の潮流解析を行った。表 3－3 の通り、2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面において、通常運転時および N-1 事故時のいずれの場合も、本事業対象送電線および変圧器の過負荷は発生しなかった。

表 3－3 潮流解析結果 (2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面)

検討断面	通常運転時	N-1事故時		
		マンセラ変電所 - イスラマバード西変電所	マンセラ変電所 - イスラマバード大学変電所	イスラマバード大学変電所 - イスラマバード西変電所
夏ピーク断面	対象区間の送電線および変圧器の過負荷なし。	同左	同左	同左
冬オフピーク断面	対象区間の送電線および変圧器の過負荷なし。	同左	同左	同左

(出所：準備調査団)

2.3 短絡電流解析

2018 年および 2020 年断面における本事業対象地域およびその周辺系統における三相短絡電流⁷の解析を実施した。表 3－4 に 2018 年断面および 2020 年断面の各変電所母線の三相短絡電流値を示す。本事業に関するイスラマバード大学変電所および ISPR 変電所の 220kV 母線における三相短絡電流値は全てのケースにおいて既設遮断器の遮断容量 (40kA) を下回

⁷ 変電所に設置される遮断器の定格遮断容量としては、通常、最も過酷な短絡事故である三相短絡時の事故電流、つまり三相短絡電流の最大値以上のものが選定される。

っており、遮断容量の見直しは不要である。

表 3－4 各変電所母線の三相短絡電流値

(単位:kA)

変電所名	母線電圧 (kV)	年度断面	
		2018	2020
ISPR	220	26.8	35.0
イスラマバード大学	220	25.5	29.4

(出所：準備調査団)

2.4 過渡安定度解析

調査団としての最終提案であるケース 7 の系統について、2018 年夏ピーク断面における過渡安定度解析を実施した。⁸

2.4.1 評価基準

本事業対象送電線の N-1 事故時において、イスラマバード・ブルハン地域周辺のパキスタン北部系統における主要な 2 箇所の発電所の発電機回転子の位相相差角の振動波形振幅が NEPRA グリッドコードで規定する

(i) 通常遮断時：主保護遮断（5 サイクル、100msec）

(ii) 主保護遮断失敗時：後備保護遮断（9 サイクル、180msec）

のいずれの場合においても時間と共に減衰・収束する場合に、「安定」と判定した。

2.4.2 解析結果

前節の条件に基づく過渡安定度解析結果を表 3－5 に示す。これらの結果から、2018 年断面においては、本事業対象送電線各区間の 1 回線事故時において、通常遮断時、主保護遮断失敗時のいずれにおいても本事業対象地域およびその周辺の北部系統は安定であることを確認した。

表 3－5 過渡安定度解析結果

検討断面	事故区間 ケース	マンセラ変電所 - イスラマバード大学変電 所	ISPR 変電所 - イスラマバード大学変電 所
	通常遮断時	安定	安定
2018 年 夏ピーク	主保護遮断失敗時	安定	安定

(出所：準備調査団)

⁸ 2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面については、NTDCL 提供のダイナミックデータに不足（数十台単位での発電機モデルの欠落）があったため安定度解析は行わなかった。

3. 新設送電線敷設計画対象設備概要

3.1 送電設備

3.1.1 新設送電設備の仕様

PC-1 における新設送電設備の仕様は、既設のマンセラ変電所 - ISPR 変電所間の仕様に準じている。以下にマンセラ変電所 - ISPR 変電所間の送電設備の仕様を示す。

表 3-6 マンセラ変電所 - ISPR 変電所間の既設送電設備

区 間		マンセラ変電所 - ISPR（サングジャニ）変電所	
送電線名		220kV マンセラ - ISPR（サングジャニ）送電線 1号線、2号線	
完成年		2011年8月9日	
亘 長		100.48km	
支持物数		356基 (3.54基/km)	
回線数		2	
電 線			
	導体数		複導体
	ASTMコード		Rail
	外径		29.1mm
	より線	鋼心	7 x 2.45 (33.54mm ²)
		アルミ	45 x 3.70 (483.8mm ²)
		合計	(517.3mm ²)
架線条件		19.58kN	
架空地線種類		亜鉛メッキ鋼より線（光ファイバ内包/OPGW）	
がいし種類	タイプ	磁器タイプ EMKO社製 強度120kN	
	連結数	14個	
アークホーンギャップ長		6(ft)	

(出所：準備調査団)

3.1.2 電線の選定 (非公開)

3.1.3 送電設備概略検討

(1) 設計条件

送電設備の設計に関わる適用基準を以下に示す。

1) 適用基準

送電設備の設計に関わる適用基準を以下に示す。

- IEC60826 Design criteria of overhead transmission lines Third edition (2003-10)
- Building code of Pakistan (2007)
- WAPDA/NTDC Specifications

2) 連続許容電流計算条件

- IEEE738 に準拠
- 風速 3feet/s (電線温度 90℃)

- ・周囲温度 (40℃)

注) 緊急時は電線温度 100℃、周囲温度は当該地域の気温を採用する。

- ・日射量 (0.5 W/m²)

3) 絶縁距離

- ・電線－塔体 (常時 2.1m、強風時 40m/sec で 1.6m)
- ・電線－地上 (8m、電線温度 100℃)

4) 弛度計算条件

- ・Rail 電線の常時張力 (17%UTS、無風・無着氷雪、気温 25℃) 相当の弛度
- ・Rail 電線の最大弛度計算時 (無風・無着氷雪、電線温度 65℃) 相当の弛度
- ・2 導体間隔 (457mm)
- ・風圧 (970Pa、無着氷雪、気温 25℃)
- ・がいし連 : Rail 単導体用 (磁器 120kNx14 個、連長 2922mm、アークホーンなし)
: Rail2 導体用 (磁器 120kNx14 個 x2、連長 2922mm、耐霧用、アークホーン
ギャップ長 6 フィート)

5) 地震

地震に関わる地域区分、地震対応設計荷重については第 1 編第 4 章 4.3 地震の節に記載の通りである。

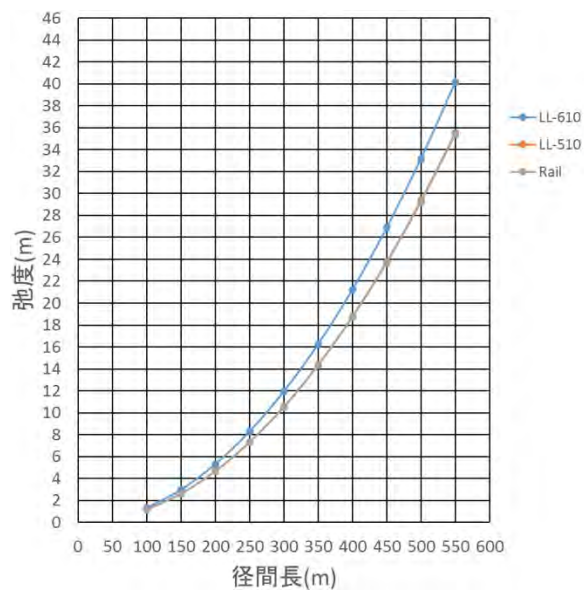
(2) 鉄塔形状

鉄塔は、ブルハン変電所からマンセラ発電所間の既設送電線に採用されている懸垂鉄塔 (EA 型)、角度鉄塔 (EG 型) 並びに耐張鉄塔 (JKD 型) を採用する。この送電線は、Rail 電線の 2 導体設計であり、十分に当該既設送電線の増強工事に適用可能である。

外径等価の LL-ACSR610 を適用する場合は、水平荷重 (風圧) は同じである。しかし、垂直荷重は電線重量が Rail 電線に対して (1.867-1.600=0.267kg/m) 増加するため、基礎圧縮荷重が増加し、引き揚げ荷重は減少するものの、その荷重は 400m 径間では 320kg/脚程度であり、約 1% の変化と想定される。このことから新設時に対応可能である。

一方、水平荷重 (電線張力) については、Rail 電線と同じ張力で架線することにより荷重的には同じとなって問題ない。しかし弛度が電線重量分だけ増加することで、地上高の確保が必要となる。径間長 400m では弛度増加分は 2m であり、複導体であるため鉄塔本体の延長はできないが、鉄塔継足を平均的に +2m 加えることで、対応可能である。

それぞれの電線弛度を比較した結果を図 3-5 に、設計条件を表 3-7 に示す。



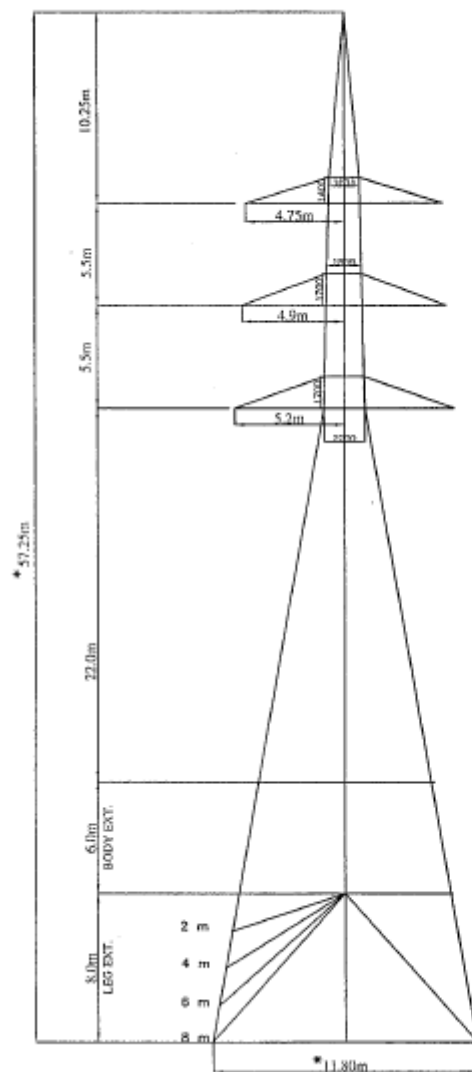
(出所：準備調査団)

図 3－5 電線弛度の比較（無風無雪、90℃、T=1970kg/条）

表 3－7 懸垂鉄塔設計条件

DESIGN DATA		
- DEFLECTION ANGLE	SINGLE CONDUCTOR	0-2 DEGREE
	TWIN CONDUCTOR	0 DEGREE
- WIND SPAN (MAX.)	SINGLE CONDUCTOR	400 m
	TWIN CONDUCTOR	370 m
- WEIGHT SPAN (MAX.)	SINGLE CONDUCTOR	500 m
	TWIN CONDUCTOR	410 m
NOTE:-		
-	FOR TWIN CONDUCTOR CONFIGURATION NO BODY EXTENSION TO BE USED.	
★	TOWER WITH MAX. HEIGHT AND MAX. BASE WIDTH.	

(出所：準備調査団)



DESIGN DATA

- DEFLECTION ANGLE
SINGLE CONDUCTOR 0-2 DEGREE
TWIN CONDUCTOR 0 DEGREE
- WIND SPAN (MAX.)
SINGLE CONDUCTOR 400 m
TWIN CONDUCTOR 370 m
- WEIGHT SPAN (MAX.)
SINGLE CONDUCTOR 500 m
TWIN CONDUCTOR 410 m

NOTE:-

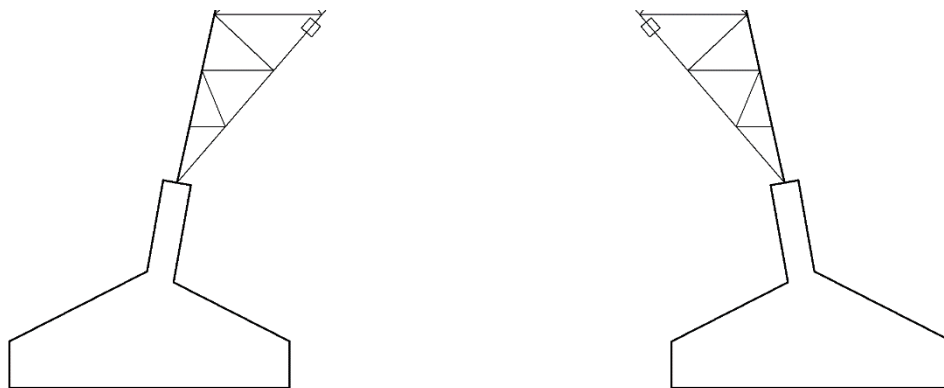
- FOR TWIN CONDUCTOR CONFIGURATION NO BODY EXTENSION TO BE USED.
- * TOWER WITH MAX. HEIGHT AND MAX. BASE WIDTH.

(出所：準備調査団)

図 3-6 標準 2 回線鉄塔

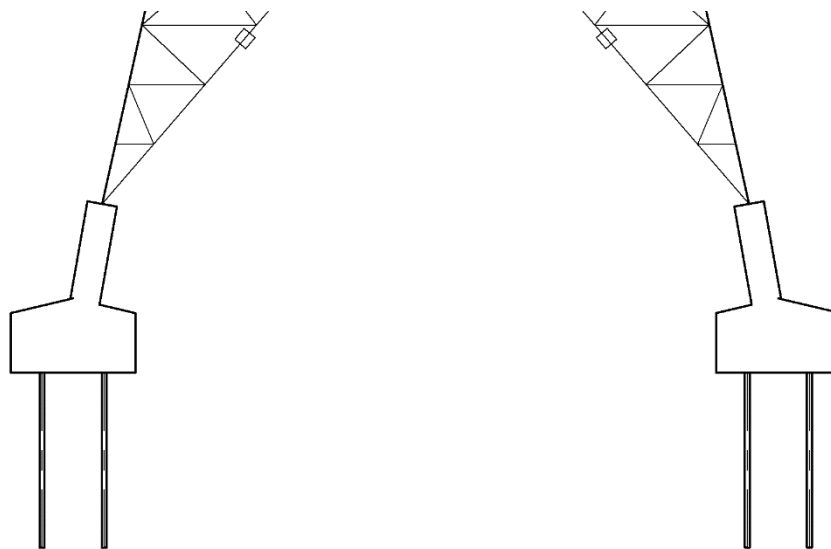
(3) 基礎形式

計画対象地域の地盤は、主に古第三紀始新世および暁新世の岩石層で構成されている。この岩石層は頁岩、砂岩、泥灰岩、石灰岩などからなり、表層の風化層を除けば概ね良好な支持層が得られるため、基礎形式は標準の逆 T 式基礎を用いる。ただし、掘削が困難な基盤岩については、カウンターウエイトとして十分な基礎の大きさを確保するため、ロックアンカーを用いるものとする。



(出所：準備調査団)

図 3-7 直接基礎概略図



(出所：準備調査団)

図 3-8 ロックアンカー基礎概略図

(4) がいいし

本事業における新設分岐送電線敷設前のマンセラ変電所 - ISPR 変電所間既設送電線に使用されているがいし装置に準ずるものとするが、落雷によるがいし破損の保護対策としてアークホーンを設置するものとする。

表 3-8 がいいし装置の仕様

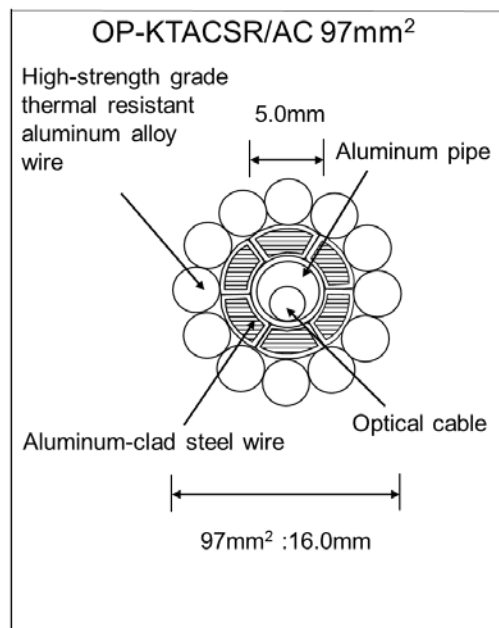
	がいし種類と形状	強度	個数 (個/連)	連長 (mm)	適用
懸垂	磁器 耐霧	120 kN	14	2,922	2 導体
耐張	同上	120 x 2 kN	同上	同上	同上

(出所：準備調査団)

(5) 地線

地線は、比較的新しい路線において導入されている光ファイバー複合架空地線(Optical Ground Wire :OPGW)を採用する。地線サイズについては、短絡電流値に基づき OP-KTACSR/AC97mm²⁹を使用する。図3-9に OP-KTACSR/AC97mm の概要図を示す。

光ファイバー芯数は、PC-1 で想定されている 24 芯としたが、詳細設計時点において必要の芯線数を検討する必要がある。



(出所：準備調査団)

図3-9 OP-AC97sq 概要図

3.2 変電設備

3.2.1 設計の基本的考え方（必要性を含む）

新設の送電線敷設に伴う、変電所の改造・追加が必要なのは、イスラマバード大学変電所である。既設の 220kV ガス絶縁開閉器 (Gas Insulated Switch Gear: GIS) および送電線ユニット (Line Bay)からの接続ダクト工事などが必要になる。勿論、計測保護リレー回路、操作監視盤等の改造を伴うが、本報告書段階では、主要機器の事業費を算出の後、付帯工事費用として計上することとした。

⁹ OP-KTACSR/AC : OPGW の一種で、より線構成として高力耐熱アルミ合金線とアルミ覆鋼線、アルミ管で構成される。

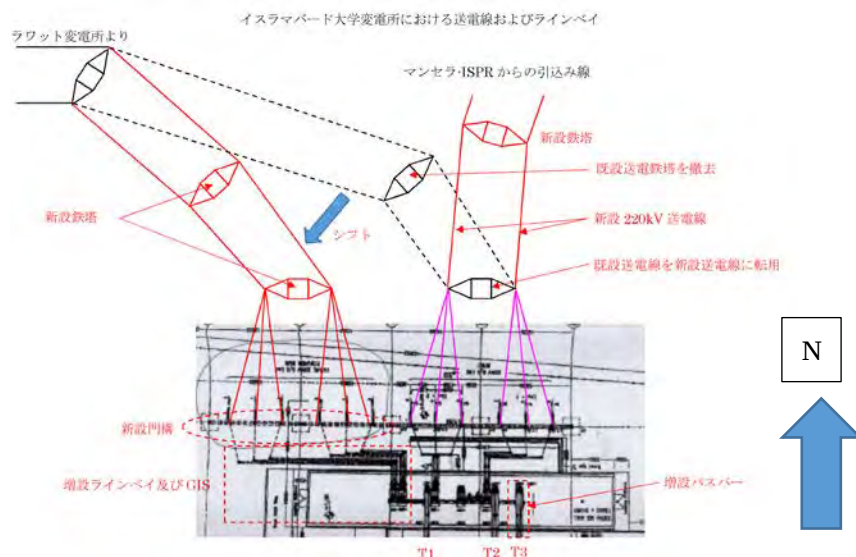
表 3－9 本事業に係る計画のスコープ

	機器・設備の据付け・配線工事項目
1	220kV 送電線受電側 Line Bay 設備：計測・保護装置、避雷設備及び 220kV 開閉設備との接続 busbar
2	220kV 開閉設備（遮断器、断路器、母線、計測・表示機器、絶縁ガス及び同用装置）（増強送電線に接続するもの及び増強に伴い改造を要するもの）
3	220kV 開閉設備用計測、保護、表示・操作回路（既設改造も含む）
4	上記設備のための基礎工事図面供給
5	上記基礎工事の施工
6	気中絶縁開閉器型変電所改造に伴う鉄構強度検討
7	上記検討の結果による鉄構の補強

（出所：準備調査団）

3.2.2 最適案の選定と概略設計（仕様の検討結果）

- 1) 新設する マンセラ変電所 - ISPR 変電所間送電線からの π 分岐（In and Out: In/Out）送電線は、本変電所の東側からアクセスする。既存の 220kV ラワット新変電所からの送電線との交差を避けるため、
 - ・既存のガス絶縁開閉器の西側に、送電線引き込み 2 回線分ガス絶縁開閉器を増設し、既存のラワット新変電所からの送電線を増設した部分に移設する。
 - ・そして、既存のラワット新変電所からの送電線を引き込んでいた空のガス絶縁開閉器に、新設する π 分岐送電線を引き込む。（図 3－10 および図 3－11 参照）

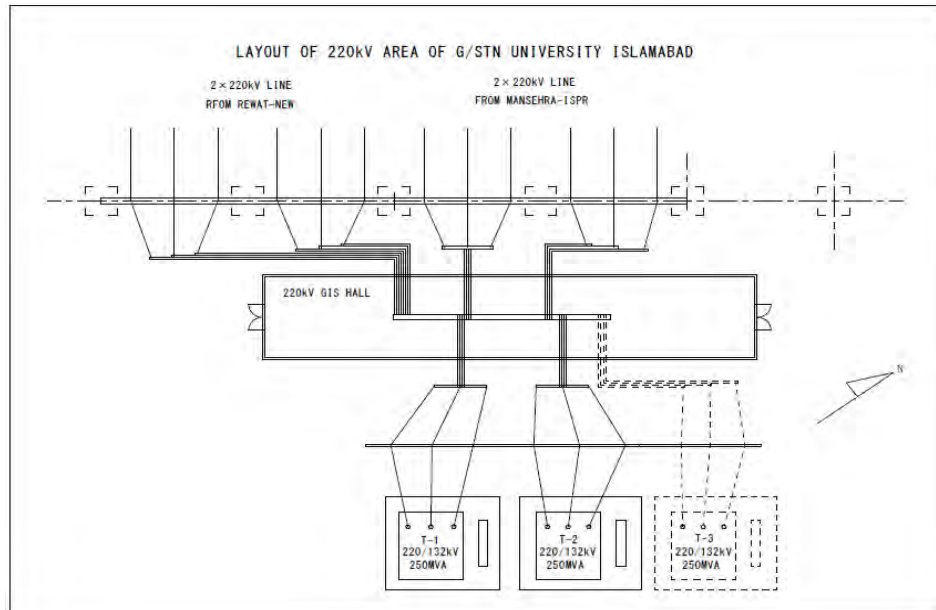


（出所：準備調査団）

図 3－10 イスラマバード大学変電所の今回工事説明図

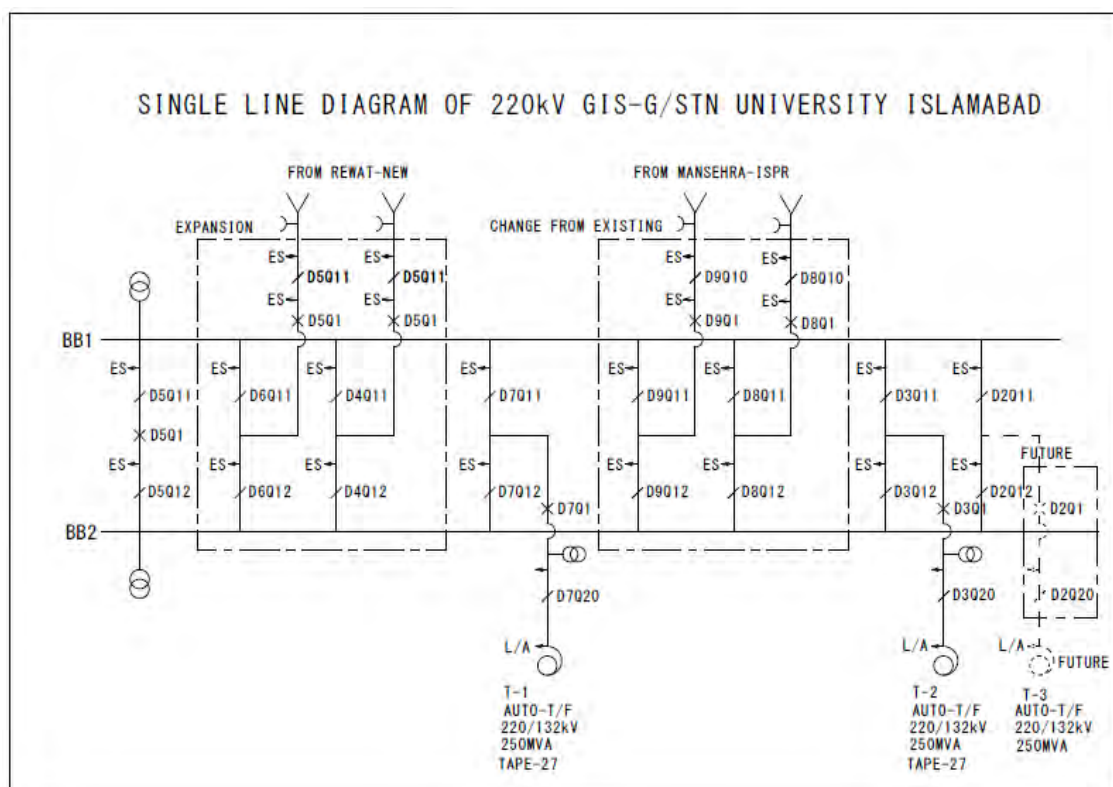
3.2.3 変電所平面図（改良・増築等が必要な場合）

イスラマバード大学変電所の新設部分の平面図および単線結線図を次に示す。



（出所：準備調査団）

図 3-11 イスラマバード大学変電所新設部分平面図



（出所：準備調査団）

図 3-12 イスラマバード大学変電所新設部分単線結線図

表 3－10 イスラマバード大学変電所ガス絶縁開閉器増設仕様

No.	機器名・仕様	数量	用途
Part-1	遮断器(CB): 3 相、定格電圧 245kV、 定格電流 4,000A、定格遮断電流 50kA	3	2 台：増設線用 1 台：増設用変圧器フィーダー
Part-2	断路器(LS): 3 相、定格電圧 245kV 定格電流 4,000A、定格短時間電流(3s) 50kA	6	4 台：増設線用 2 台：増設用変圧器フィーダー用
Part-3	屋外受電ヤード用断路器(LS)、屋外型、 定格電圧 245kV、 定格電流 4,000A 定格短時間電流(3s)50kA	2	
Part-4	避雷器(LA)、単相用 定格電圧 245kV Impulse 試験電圧:750kV	6	6 台：変圧器用
Part-5	継電器盤	1	距離継電器、過電流継電器
Part-6	制御操作盤	1	

(出所：準備調査団)

4. 施工方法

4.1 送電線の施工

(1) 系統上の課題

本工事に関する系統上の課題としては、π引き込み線路である ISPR 変電所 - マンセラ変電所の接続作業がある。夏季ピーク時においては、送電系統全体の自由度と送電容量を確保しておくため、全ての既設送電線を使用できる状態に維持することが必要である。このため、万一の工事中の作業に起因する電気事故の発生に伴う電力供給支障の影響が特に大きい夏季ピーク時を避けるべきであるが、系統接続作業以外の送電線新設部分の基礎工事、鉄塔組み立て、架線作業等については、随時に進めることが可能である。

4.2 変電所の施工

(1) 施工にあたっての問題点

220kV のガス絶縁開閉器は、その構造から増設は既設部分との取り合いが難しく、改造は増設部分と一体化してガス絶縁空間を形成する必要がある。高精度の結合性の必要から既設のメーカ以外で製作することは難しい。特に、220 k V ガス絶縁開閉器はシーメンス社に特命して発注することが必要となる可能性がある。既設のメーカのシーメンス社を選択することが推奨される。

5. 本事業の実施スケジュール（非公開）

6. 本事業の概算費用（非公開）

7. ルート選定上の課題・問題点

7.1 PC-1における事業計画案

PC-1においては既設送電線のマンセラーISPR間より、イスラマバード大学変電所への引き込み線を計画していた。しかしながら、PC-1においては、ルート案の具体化は行っておらず、予算請求に向けて凡その延長として40kmとしていた。

7.1.1 新設送電線ルート比較検討

PC-1に記載されている計画案とNTDCL設計部門にて検討を行っていたルート案に加え、代替案を2案抽出し、比較検討を行った。以下に計画ルート案の概要と概略ルート図を示す。

- ・NTDCL計画案：マンセラー変電所 - ISPR変電所間送電線から π 引き込みによりイスラマバード大学変電所へ接続する路線である。
- ・代替案1：国定公園を迂回する案であり、送電線延長がもっとも長い。国定公園の南側は人口密集地に接しており、架空線の設置が困難な箇所があることから、部分的に地下埋設とするものとする。なお、地下埋設区間は道路下に設けるものとする。
- ・代替案2：NTDCL案に対して既存の道路に沿ったルートとし、環境負荷の低減を考慮した代案であり、概ねNTDCL案と同等の延長となるルートである。送電線はすべて架空線となる。
- ・PC-1案：この案は、実際はルート検討されておらず、NTDCLが机上で考えたもので、ルートは決まっていない。

以下にルートに比較表を示す。

表3-11 ルート比較表

		NTDCL案	代替案-1	代替案-2	PC-1
ルート延長		34.37km (-5.63km)	49.35km (9.35km)	35.21km (-4.79km)	40.00km (0.00km)
鉄塔基数	懸垂鉄塔	87	113	86	95
	角度鉄塔	21	49	29	26
	合 計	108	162	115	121
森林伐採面積(ha)		123.7	133.1	126.2	---
概算工事費 百万Rs.		854.2 (0.90)	1554.1 (1.64)	1003.8 (1.06)	945.5 (1.00)

(出所：準備調査団)

NTDCL案と比較して経済性に劣るものの、既設道路近傍を通過することで施工中のアクセスの良さおよび既存の森林の分断を新たに生じないことから、代替案2を選定案とした。

7.2 ステークホルダーミーティング

新設送電線のルート策定に当たって、2回にわたるステークホルダーミーティングを実施した。以下に各回において協議を行った代替案について整理する。

7.2.2 第1回ステークホルダーミーティング

(1) 第1回ステークホルダー協議で提案された代替案の比較検討

調査団は、国立公園を通過する当初案のほかに国立公園を東に迂回する案と南に迂回する案を立案し、文献調査を基に簡単な比較検討を行った¹⁰。2016年8月4日にイスラマバードにて第1回目のステークホルダー協議が開催された。同ステークホルダー協議では33名の参加者のうち27名が公園の南を迂回する代替案3に賛成した。一方、NTDCLは、地中線の布設経験が殆どないこと、比較的交通量の多い道路での工事であることから技術面での不安、地下埋設によるコスト増等と課題が多いことから、代替案3の実現可能性に疑問が呈された。¹¹

表3-12 第1回代替案の比較検討結果

項目	代替案 1	代替案 2	代替案 3
亘長	41 km	51 km	35 km
ROW 内の森林	84.71 ha	103.03 ha	10.59 ha
国立公園内延長	7.2 km	-	-
家屋	133	32 (地下通過 349)	24 (地下通過 0)
農地	20.04 ha	17.21 ha	19.20 ha
コスト	1,637 mill. Rs	4,575 mill. Rs	11,413 mill. Rs
NTDCL のこれまでの経験	有り	無し	無し
メリット	最も安価 技術的難度が低い	MHNP へのインパクト無し	MHNP へのインパクト無し KP 州の森林へのインパクト無し
デメリット	MHNP を通過	高コスト 技術的難易度が高い	高コスト 技術的難易度が高い

7.2.3 第2回ステークホルダーミーティング

(2) 第2回目の代替案比較結果

第1回目のステークホルダー協議の結果を受け、調査団とNTDCLは新たに6つの代替案を立案し、比較検討を行った。これらの検討結果を基に2016年10月17日に第2回目のステークホルダー協議が開催された。その結果、公園を回避したルートを通り亘長が最も短い、ゼロポイント変電所に引き込む代替案3eが全員一致で合意された。

¹⁰作成されたレポートは巻末資料8.3.1-1を参照。

¹¹協議録は巻末資料資料8.3.1-2を参照。

表 3-13 第2回代替案の比較検討結果

項目		代替案						
		1	1a	3b	3c	3d	New	3e
亘長		41 km	46 km	37 km	42 km	41 km	31 km	24 km
高鉄塔		38 km	43.6 km	6.6 km	7.4 km	6.6 km	0 km	0 km
併架延長		0 km	0 km	22 km	0 km	6.6 km	0 km	11 km
影響を受ける森林、低木地*		3.5 ha	5.0 ha	0.0 ha	1.3 ha	0.0 ha	0.5 ha	0.0 ha
国立公園内延長		7.2 km	4.3 km	6.6 km	7.4 km	6.6 km	0.0km	0.0km
動植物への影響*		Δ	x	○	○	○	○	○
家屋		133	38	58	80	96	0	58
農地*		Δ	○	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ
建設費 (mil Rs.)	モノポール 鉄塔率 10%	2,351	2,642	5,165	3,498	4,205	1,270	1,926 [◇]
	モノポール 鉄塔率 20%	2,351	2,642	7,611	5,155	6,196	1,270	3,615 [◇]
	モノポール 鉄塔率 30%	2,351	2,642	10,057	6,812	8,188	1,270	4,459 [◇]
主たる要因		国立公園	森林	IESCO	国立公園	コスト IESCO	モスク, 軍施設	IESCO

* 576 m2 for one tower **Preferences: ○ (Better) Δ (Good) x (Fair) [◇]Not included G/S cost

(出所：準備調査団)

表 3-14 第2回ステークホルダー協議参加者の意見とりまとめ

	1	1a	3b	3c	3d	new	3e
NTDC	****	**	**	**	**	**	*****
IESCO	-	-	-	-	-	-	*****
CDA	*	*	***	*	***	*	***
Pak-EPA	*	*	*	*	*	****	*****
Punjab-EPA	*	*	***	*	***	*	*****
Punjab Forest Department	*	*	***	*	***	**	***
KPK Wildlife	*	*	-	**	-	-	*****
Quaid-e- Azam University	*	*	*	*	*	*	*****

***** Most prefer

**** Prefer

*** Acceptable

** Not recommended

* Unacceptable

- No opinion

(出所：準備調査団)

8. 選定案の概要及び課題と提言

8.1 選定案の概要

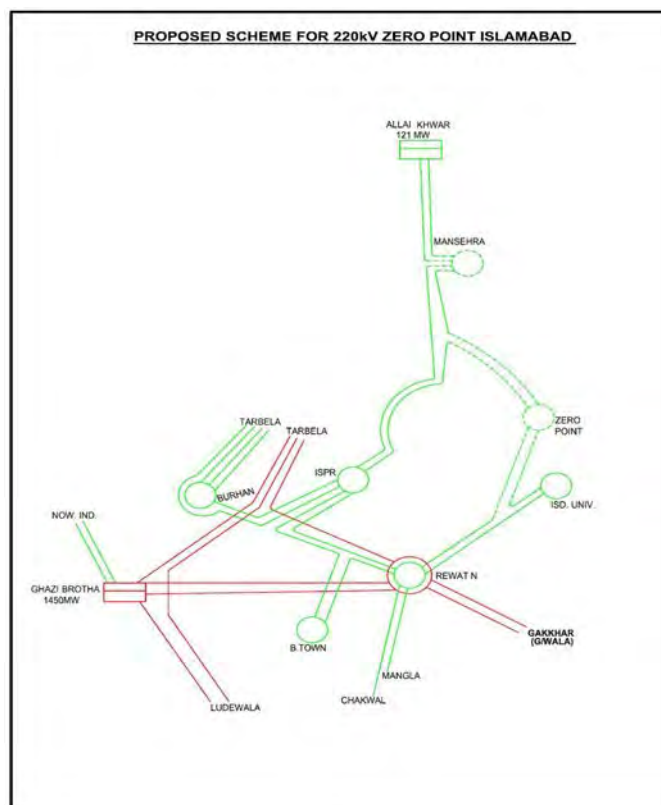
8.1.1 代替案の選定経緯

第2回ステークホルダー協議において、代替案の中から代替案 3e を最適案であるとの結論が出された。NTDCL は、代替案 3e に対して事業化に向け、新たに PC-I¹² を作成した。以下、PC-I に記載された事業の概要を示す。

8.1.2 事業スコープ

新PC-Iに基づく事業の計画の概要図を図3-13に示す。

- 既設132kV ゼロポイント変電所に220kV変電設備（GIS）の増設
- マンセラ変電所 - ISPR変電所間既設220kV送電線からゼロポイント変電所への π 引込み（Rail複導体2回線、亘長40km）
- ラワット変電所 - イスラマバード大学変電所間既設220kV送電線からゼロポイント変電所への π 引込み（Rail複導体2回線、亘長20km）



（出典：Proforma PC-I 220kV Zero Point Grid Station at Islamabad, January 2017, Planning Power NTDC）

図3-13 ゼロポイント変電所増強計画概要図

¹² Proforma PC-I 220kV Zero Point Grid Station at Islamabad, January 2017, Planning Power NTDC

8.1.3 概算事業費（非公開）

8.2 結論

8.2.1 課題と提案

本調査は、イスラマバード大学変電所への電力供給複電源化を目的とした 2016 年 1 月時点の PC-1 に基づいており、ステークホルダー協議で決定した代替ルート案 3e はスコープ外であったため、必要な技術的検討が行われていない。そのため、代替ルート案 3e の実施に際して、考えられる課題と提案について本項で纏める。

8.2.2 系統計画上の課題と提言

今回 NTDCL によって新たに提案されたゼロポイント変電所の 220kV 化および同変電所へ接続する 220kV 送電線新設への事業スコープ変更により、将来的な事業対象地域における送電線潮流状況も変化する。従って、それらを考慮した既存の 5 ヶ年送変電設備拡張計画およびイスラマバード地域への供給系統計画の見直しが必要である。

8.2.3 送電設備の課題と提案

送電線ルートが変更となったため、適切な送電設備についても改めて検討が必要である。具体的には以下のとおり。

- (1) マンセラ変電所 - ISPR 変電所からゼロポイント変電所への分岐送電線ルートについて、送電線ルート図の記載ないため、現実的に施工可能であるか、詳細な建設ルートの調査が必要である。
- (2) 既設 132kV 送電線ルートはイスラマバードハイウェイとカシミヤハイウェイへのインターチェンジを横断することから、工事方法の検討が必要および迂回路ならびに交通規制計画の検討が必要である。また、作業員の安全および第三者被害を防止する対策が必要である。道路外に建替えを行う方法を検討することが望ましい。
- (3) 計画ルート上には軍用地および原子力研究機関など重要な施設が立地していることから、関連諸機関との合意形成を図る必要がある。当該区間は迂回路の検討を行うことが望ましい。
- (4) イスラマバード大学変電所 - ラワット変電所間の送電建設ルートの一部が国定公園に接する可能性があることから、ルートの検討にあたっては、首都圏開発庁、環境保護庁など関係諸機関との協議が必要である。

8.2.4 変電設備の課題と提案

変電所の建設は、イスラマバード大学変電所の送電線ユニット増設から、ゼロポイント変電所の 220 k V 変電所への昇圧と変更されており、用地の確保や変電所設計に

ついて十分に検討を行う必要がある。

- (1) 機器配置平面図や主要回路図を明確にする必要がある。
- (2) 変電所の機器仕様（定格容量、短絡容量など）や変電所の回路結線等について再検討する必要がある。

8.2.5 環境社会配慮の課題と提案

(1) ルート選定とデザイン検討

第2回の代替案検討の結果、ステークホルダー協議の結論を得て今後は3e案で進めることとなった。2016年時点に出された事業計画は、具体的なデザインやルートが固まっていなかったため、今後、測量、地質調査、土地利用調査、家屋分布調査など現地調査を行い、CDA、IESCOと協議しつつ、デザインやルートを決定することとなる。

(2) プロジェクトカテゴリ

環境インパクトとしては、MHNP を避けるルートを基本方針として出てきている案であり、以前の1案より低い。一方、住民移転は避けられないと考えられるが、選定ルートによっては移転対象住民数が大きくなり、JICA のカテゴリ的にAになる可能性がある。

(3) 環境インパクト

環境インパクトについて、新PC-1には11.3 Environmental Effect of the Project という項目があるが、定型の記載に留まっており、本事業に特化した影響が検証されたものではない。「プロジェクトによる負の環境影響はないと予想される」と記述されているが、一部市街地での建設が見込まれており、環境社会配慮上の負の影響について、十分な確認が必要である。

第 1 編 本事業の概要

第1編 目 次

第1編 本事業の一般的事項.....	1
第1章 本調査の背景・目的.....	1
1.1 本技術調査の目的.....	1
1.2 調査スコープ.....	2
第2章 電力セクター概況.....	5
2.1 電力セクターの体制.....	5
2.2 電力セクターにおける政府方針.....	7
2.2.1 電力セクターの長期計画.....	7
2.2.2 電力セクターの短期計画.....	7
2.3 NTDCL の方針・課題.....	9
2.3.1 NTDCL の役割.....	9
2.3.2 NTDCL の課題.....	9
2.4 事業対象地域を中心とした NTDCL による開発計画.....	10
2.5 送電分野における他ドナーの動向確認.....	17
2.6 NTDCL に関わる法制度等.....	18
2.6.1 送電会社に関わる主な法規.....	18
2.6.2 送電線建設に関わる主な法規.....	19
2.6.3 パキスタンの労働に関わる法規.....	19
第3章 事業対象系統の現状.....	22
3.1 事業対象系統に関する送電系統図.....	22
3.2 事業対象系統の現状.....	24
3.2.1 電力需給状況.....	24
3.2.2 日負荷曲線.....	25
3.2.3 送電ロス率.....	26
3.2.4 供給信頼度.....	27
3.3 電力需要予測.....	33
第4章 自然条件の調査.....	34
4.1 気象調査.....	34
4.1.1 NTDCL における設計資料や運用コード.....	34
4.1.2 気象データ.....	35
4.1.3 気象に関する設計値.....	39
4.2 地形地質概要.....	40
4.2.1 地形.....	40

4.2.2 地質	41
4.3 地震.....	43
第5章 社会・環境.....	45
5.1 プロジェクト対象地周辺の社会環境.....	45
5.1.1 パキスタンの主要指標	45
5.1.2 行政区.....	47
5.1.3 民族	48
5.1.4 人口	48
5.1.5 教育・保健衛生	49
5.2 プロジェクト対象地周辺の自然環境.....	50
5.2.1 自然保護区	50
5.2.2 気候	50
5.2.3 土地利用	50
第6章 パキスタンの環境社会配慮.....	52
6.1 パキスタンの環境社会配慮制度・組織	52
6.1.1 組織および環境政策.....	52
6.1.2 環境影響評価にかかる法制度	53
6.1.3 法令とJICAガイドラインとのギャップ分析.....	60
6.2 用地取得・住宅移転にかかる法的枠組み.....	62
6.3 本事業における用地取得・住民移転方針.....	65
6.4 実施体制及び苦情処理メカニズム.....	67
第7章 事業実施・維持管理組織.....	69
7.1 組織体制.....	69
7.1.1 NTDCL 全体組織	69
7.1.2 各部署の役割.....	70
7.2 事業実施体制	72
7.2.1 本事業実施にかかわる関連部署.....	72
7.2.2 本事業に関わる政府機関等.....	72
7.2.3 建設事業の発注手続き	73
7.2.4 プロジェクト要員計画	75
7.2.5 プロジェクトの実施体制.....	75
7.2.6 プロジェクト実施体制の評価	78
7.3 運用・維持管理体制	78
7.3.1 運用管理体制.....	78
7.3.2 維持管理体制.....	79
第8章 カウンターパートの本邦招聘.....	83

8.1 目的.....	83
8.2 対象者	83
8.3 スケジュール	83
8.4 本邦招聘の成果.....	85

第1編 表一覧

表 2.3.1	変電所と送電線の概要.....	9
表 2.3.2	NTDCL の 5 カ年計画	10
表 2.4.1	短期計画（実施中プロジェクト）	11
表 2.4.2	中期計画（実施準備の出来たプロジェクト）	13
表 2.4.3	長期計画（資金調達が必要なもの）	15
表 2.5.1	他ドナーの近年の動向（主に送配電関係）	17
表 2.6.1	労働基準法について	20
表 3.1.1	イスラマバード・ブルハン地域における 500KV および 220KV 送電線.....	22
表 4.1.1	グリッドコード 2005 に記載の気象関連の数値.....	34
表 4.1.2	過去のサイクロン襲来状況一覧表	36
表 4.1.3	パキスタンにおける等価塩分付着量地域区分	40
表 4.3.1	調査対象区間における地域区分一覧.....	43
表 4.3.2	地域区分	43
表 5.1.1	パキスタン国の主要指標.....	46
表 5.1.2	州別パキスタン国の主要指標.....	47
表 5.2.1	国指定自然保護区の数と面積.....	50
表 6.1.1	エネルギー分野の IEE もしくは EIA 対象事業.....	53
表 6.1.2	環境社会配慮関連法	55
表 6.1.3	パキスタン国家環境基準.....	55
表 6.1.4	パキスタン国排水基準.....	56
表 6.1.5	排出ガス基準	57
表 6.1.6	車両排ガス基準+騒音.....	58
表 6.1.7	騒音基準	58
表 6.1.8	大気質基準.....	59
表 6.1.9	JICA ガイドラインとパ国法令のギャップ	61
表 6.2.1	JICA ガイドラインとパキスタン LAA の比較	63
表 6.4.1	用地取得および住民移転の実施体制.....	68
表 7.1.1	NTDCL の主要部門	70
表 7.2.1	事業計画書の名称と事業内容.....	73
表 7.2.2	人員計画	75
表 8.2.1	本邦招聘参加者一覧	83
表 8.3.1	スケジュール表	84

第1編 図一覧

図 1.2.1	調査対象事業の位置図	3
図 1.2.2	調査対象事業の位置図（拡大図）	4
図 2.1.1	パキスタン電力セクターの体制	6
図 2.4.1	短期計画における各プロジェクト位置図	12
図 2.4.2	中期計画における各プロジェクト位置図	14
図 2.4.3	長期計画における各プロジェクト位置図	16
図 3.1.1	事業対象システムを含むパキスタンの送電システム	23
図 3.2.1	ピーク電力需要と供給力の推移	24
図 3.2.2	発電設備容量と供給力の推移	25
図 3.2.3	夏期および冬期の最大電力発生日における日負荷曲線	25
図 3.2.4	夏期・冬期の平日および休日の最大電力発生日における日負荷曲線	26
図 3.2.5	NTDCL システムにおける送電ロスの推移	27
図 3.2.6	PEPCO システムにおける年間停電回数	28
図 3.2.7	PEPCO システムにおける年間停電時間	28
図 3.2.8	PEPCO システムにおける停電一回当たりの最長継続時間	29
図 3.2.9	NTDCL の送電線回線延長の推移	30
図 3.2.10	本事業対象 220KV 送電線における年間停電回数の推移	31
図 3.2.11	本事業対象 220KV 送電線における年間停電時間の推移	31
図 3.2.12	本事業対象 220KV 送電線における停電 1 回当たりの最長継続時間の推移	32
図 4.1.1	サイクロン襲来状況	36
図 4.1.2	タルベラ発電所からイスラマバート大学変電所付近の気温	37
図 4.1.3	タルベラ発電所からブルハン変電所地域の日射量	37
図 4.1.4	襲雷頻度マップ（～1985, CIGRE）	38
図 4.1.5	襲雷データ（～2013, NASA）	39
図 4.2.1	事業対象地域の地形	41
図 4.2.2	事業対象地域の地質	42
図 4.3.1	パンジャブ州およびイスラマバード首都圏における地域区分	44
図 5.1.1	事業計画地周辺の行政界	47
図 5.1.2	パキスタン国の民族構成	48
図 5.1.3	パ国の人口構成（百万人）	49
図 5.2.1	プロジェクト対象地付近土地利用図	51
図 6.1.1	気候変動省の外局	52
図 6.1.2	IEE/EIA 承認手続きのフロー	54

図 7.1.1	NTDCL の全体組織図	69
図 7.2.1	プロジェクトの実施体制図	77
図 7.3.1	中央給電指令所の組織図	78
図 7.3.2	中央給電指令所（NPCC）	79
図 7.3.3	GSO 組織図	80
図 7.3.4	変電所の人員配置例	82

略語表

略語	正式名称	和文名称
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AEDB	Alternative Energy Development Board	再生可能エネルギー開発局
AFR	Annual Fund Requirement	年度別必要資金
AIIB	Asian Infrastructure Investment Bank	アジアインフラ投資銀行
ALM	Assistant Line Man	補助ラインマン（電工作業者）
ASSA	Assistant Sub Station Attendant	変電所補助職員
B	Susceptance	サセプタンス
C&DF	Capacitance & Dissipation Factor	コンデンサ容量・損失ファクタ
C/P	Counterpart	カウンターパート（相手側）
CCC	Central Contract Cell	契約管理室
CDA	Capital Development Authority	首都圏開発庁
CE	Chief Engineer	チーフエンジニア（技術部門長）
CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux Electriques	国際大電力システム会議
CPP	Capital Power Producer	州都電力供給事業者
DES	Dielectric Strength	耐電圧強度（通称、耐圧）
DISCO/DISCOs	Distribution Company	配電会社
DLC	Dead Line Course	無電圧での送電線研修
EAD	Economic Affair Division	財務省経済局
EHV	Extra High Voltage	変電所の設計部門
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economical Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EPA	Environmental Protection Agency	環境保護庁
ESIC	Environmental and Social Impact Cell	環境社会影響室
FESCO	Faisalabad Electric Supply Company Limited	ファイサラバード配電会社
FIIR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
G/S	Grid Station	変電所
GENCO	Generation Company	発電会社
GEPCO	Gujranwala Electric Power Company Limited	グジュランワラ配電会社
GIS	Gas Insukted Switch Gear	ガス絶縁開閉器
GRC	Grievance Redress Committee	苦情処理委員会
GSO	Grid System Operation Organization	送電網運用部門
GTACSR	Gap-Type Aluminum Conductor Steel Reinforced	ギャップ電線
GSW	Galvanized Steel Strand Wire	亜鉛めっき銅より線
HESCO	Hyderabad Electric Supply Company Limited	ハイデラバード配電会社
ICT	Islamabad Capital Territory	イスラマバード首都圏
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査

IESCO	Islamabad Electric Supply Company Limited	イスラマバード配電会社
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
ISD.Univ	Islamabad University	イスラマバード大学
ISPR	Islamabad Peshawar Road	イスラマバード・ペシャワールロード
JICA	Japan International Cooperation Agency	日本国際協力機構
kA	Kilo ampere	キロアンペア
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
KE	K-Electric Limited	カラチ電力
KPK	Khyber Pakhtunkhwa Province	カイバル・パクトゥンクワ州
kV	Kilo volt	キロボルト
LA	Lab Assistant	研究補助員
LAA	Land Acquisition Act	土地収用法
LARF	Land Acquisiton Resttlement Framework	土地収用住民移転フレームワーク
LARP	Land Acquisiton Resttlement Plan	土地収用住民移転計画
LCM	Leakage Current Measurement	漏れ電流計測
LESCO	Lahore Electric Supply Company Limited	ラホール配電会社
LL-ACSR/AC	Low loss Aluminium Conductors Aluminium Clad Steel Reinforced	低損失アルミ覆鋼心アルミより線
LM	Line Man	ラインマン（電工作業者）
LS	Line Superintendent	ライン監督者
M/M	Minutes of Meeting	協議議事録
MA	Machine Attendant	機械系職員
MBT	Main Boundary Thrust	主境界断層
MD	Managing Director	社長、総裁
MEPCO	Multan Electric Power Company Limited	ムルタン配電会社
MHNP	Malgalla Hills National Park	マーガラ・ヒルズ国立公園
MOCC	Ministry of Climate Change	気候変動省
MoWP	Ministry of Water and Power	水利電力省
MTCE	Maintenance	メンテナンス
MTDF	Midterm Development Framework	5か年中期開発計画
MVA	Megavolt-ampere	メガボルトアンペア
MW	Megawatt	メガワット
NASA	National Aeronautics and Space Administration	アメリカ航空宇宙局
NCPP	National Climate Change Policy	国家気候変動政策
NEPRA	National Electric Power Regulatory Authority	電力規制庁
NEQS	National Environmental Quality Standards	国家環境基準
NOC	No Objection Certificate	非異議証明書
NPCC	National Power Control Center	中央給電指令所
NPV	Net Present Value	正味現在価値

NTDC/NTDCL	National Transmission and Dispatch Company/Limited	国営送電会社
O&M	Operation and Maintenance	運転・保守管理
OLTC	On Load Tap Changer	負荷時タップ切換器
OPGW	Optical Ground Wire	光ファイバ複合架空地線
PAEC	Pakistan Atomic Energy Commission	パキスタン原子力エネルギー委員会
PAP	Project Affected Persons	プロジェクトの影響を受ける人
PC-1	Planning Commission form 1	計画委員会フォーム 1
PEPA	Pakistan Environmental Protection Act	パキスタン環境保護法
PEPCO	Pakistan Electric Power Company Limited	パキスタン電力会社
PESCO	Peshawar Electric Supply Company Limited	ペシャワール配電会社
PIU	Project Implementing Unit	プロジェクト・インプリメン ティング・ユニット
PMU	Project Management Unit	プロジェクト・マネジメン ト・ユニット
PPIB	Private Power and Infrastructure Board	民間電力、社会基盤局
PPRA	Public Prouement Regulatory	公共調達規制庁
Provincial/AJK	Provincial/AJK	州政府開発資源局
PSS/E	Power System Simulator for Engineering (Software name)	Siemens PTI 社製の電力系統 解析用ソフトウェア
QESCO	Quetta Electric Supply Company Limited	クエッタ配電会社
R	Resistance	抵抗
RAP	Resettlement Action Plan	住民移転計画
RoW	Righ t of Way	送電線用地
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	系統の平均供給不能持続時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	系統の平均供給不能頻度
SESCO	Sukkur Electric Supply Company Limited	スックール配電会社
SPP	Small Power Producer	小電力供給事業者
TESCO	Tribal Areas Electricity Supply Company Limited	トライバル地域配電会社
TOR	Terms of Reference	委託条件
T/L	Transmission line	送電線
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
USAIDS	Joint United Nations Programme on HIV and AIDS	国際連合エイズ合同計画
X	Reactance	リアクタンス
WAPDA	Water and Power Developmet Authority	水資源電力開発庁
WB	World Bank	世界銀行
ZTACIR	Aluminum Conductor Invar alloy Reinforced	インバー電線

第1編 本事業の一般的事項

第1章 本調査の背景・目的

1.1 本技術調査の目的

パキスタン・イスラム共和国（以下、「パキスタン」と記す）では 2020 年までに年平均 5.5%の電力需要の伸びが予測されているが、近年深刻な電力需給ギャップに直面しており、2013/14 年度にはピーク需要 20,576MW に対して、稼働発電設備容量が 16,170MW に留まり、需要の約 21.4%が不足した。かかる需給ギャップによって、地域によっては 1 日平均 10 時間半の計画停電が発生している。

電力需要の伸びへの対応及び停電率の減少に向けては、変電設備の増強等と共に、それに合わせた送電系統の増強も課題としてあげられている。また、パキスタンでは送変電設備の整備不足と老朽化が進んでいるほか、送電網における単線区間が多く、設備事故時に大規模停電を引き起こしやすい。このような状況の中、パキスタン政府は 2013 年 7 月に発表した「国家電力政策 (National Power Policy 2013)」において、ピーク需要時の需給ギャップをゼロとすることを大きな目標の一つとして掲げている。この政府方針書では、発電能力の向上は勿論、老朽化した送変電設備の効率化改善と送電能力の強化が述べられている。本事業はこの政府方針を受けた国営送電会社 (National Transmission and Dispatch Company/Limited: NTDCL) によって計画されている計画委員会フォーム 1 (Planning Commission form 1: PC-1) を十分に考慮し行うものである。本事業はイスラマバード首都圏の送電網に関し、現在 1 ルートのみから電力供給を受けている変電所への新規送電線の建設、及び建設から 40 年経過し、発電所の増強事業により今後送電電力の増加が見込まれる既設送電線の増強を実施することで、信頼度の向上及び将来的な電力需要増加への対応を行い、パキスタンの電力セクターにおける課題解決への寄与するものである。

具体的には首都圏に近いタルベラ水力発電所の 4 期、190 万 KW の発電能力向上に対応して、次の①、②の送電線網強化により重要施設の多い首都圏地域への電力供給強化を図ることを目的としている。

① 既設送電線のタルベラ発電所 - ブルハン変電所間(約 35km)及びタルベラ発電所 - イスラマバード・ペシャワール・ロード (Islamabad Peshawar Road: ISPR) 変電所間(約 65km)の 220KV 既設送電線について、送電容量増加、信頼度向上、及び送電効率向上のための改修をはかる。

② 新設送電線としてマンセラ変電所 - ISPR 変電所の送電線の途中からイスラマバード大学変電所間 (約 40km) 220KV の建設を行う。これにより、首都圏への送電線の 2 重化を図る。

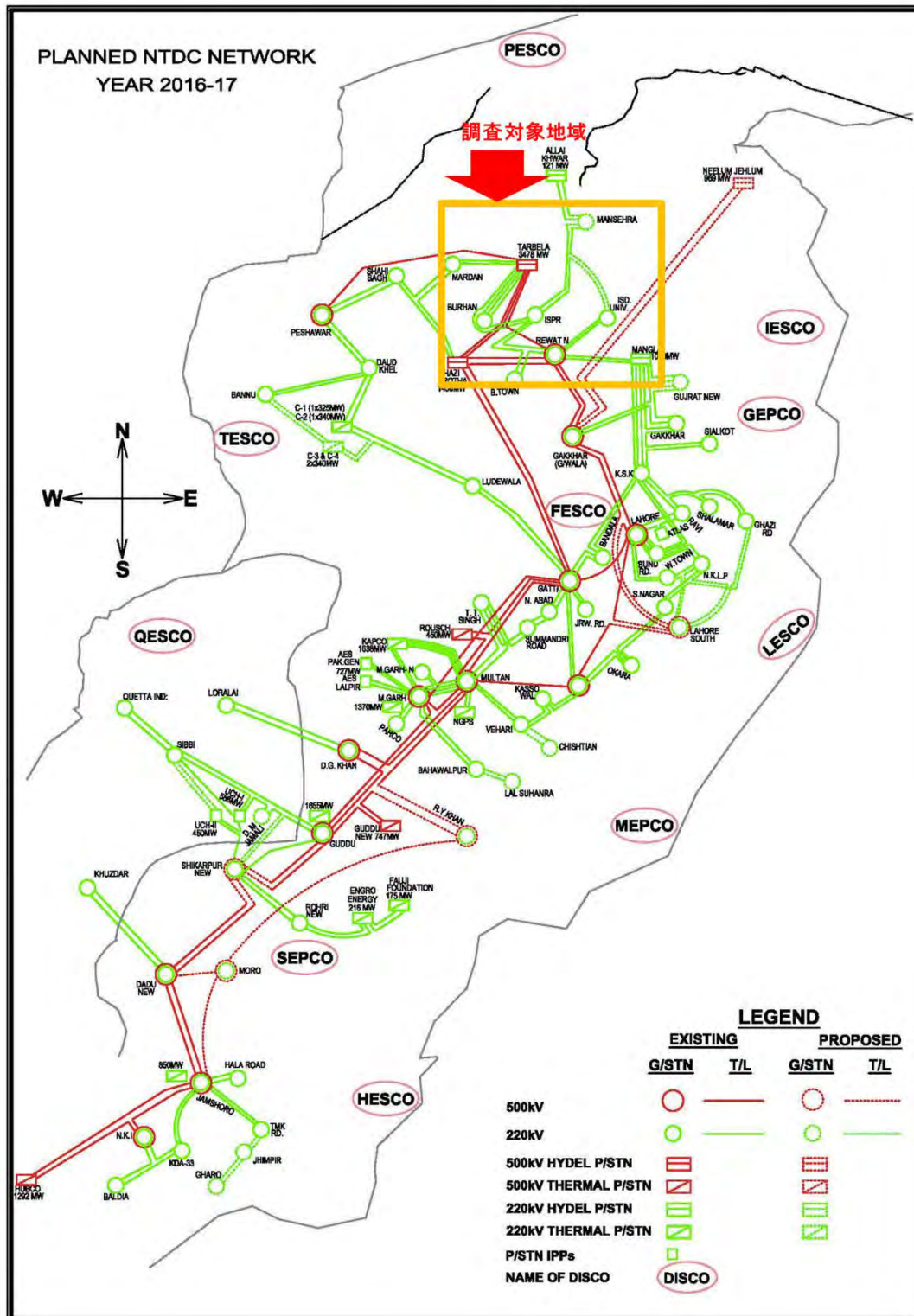
本調査では当該事業の目的、概要、事業費、事業実施体制、環境及び社会面の配慮等、円借款事業としての検討に必要な調査を行う事を目的として実施するものである。

1.2 調査スコープ

下記 1)および 2)の事業に係る以下の調査の実施

- 事前準備
 - 事業の背景・経緯の確認
 - 事業対象系統及び既存設備の現状調査
 - 概略設計及び最適案の選定
 - 本邦技術の活用
 - カウンターパートの本邦招聘
 - 自然条件調査
 - 本事業の計画概要
 - 基本設計図の作成
 - 施工方法
 - 事業実施スケジュール
 - 本事業の概略事業費の概算
 - 本事業の評価
 - 本事業実施方針の策定
 - 事業実施・維持管理体制
 - コンサルティング・サービスの実施計画案の策定
 - 環境社会配慮
 - 簡易住民移転計画の作成支援
 - パキスタン政府内の承認手続きに係る確認・支援
 - デザイン・レポートの作成支援（必要性が認められた場合）
 - プロGRESS・レポートの区政、説明及び協議
 - ドラフト・ファイナル・レポートの作成、説明及び協議
 - ファイナル・レポートの作成、説明及び協議
-
- 1) 既設 220kV マンセラ変電所 - ISPR 変電所間送電線からイスラマバード大学変電所間の新規 220kV 分岐送電線建設（約 40km）
 - 2) タルベラ発電所 - ブルハン変電所間（約 35km）、およびタルベラ発電所 - ISPR 変電所間（約 65km）の既設 220kV 送電線改修

調査対象事業の位置図を図 1.2.1 に示す。



(出典：NTDCL Planning Power)

図 1.2.1 調査対象事業の位置図

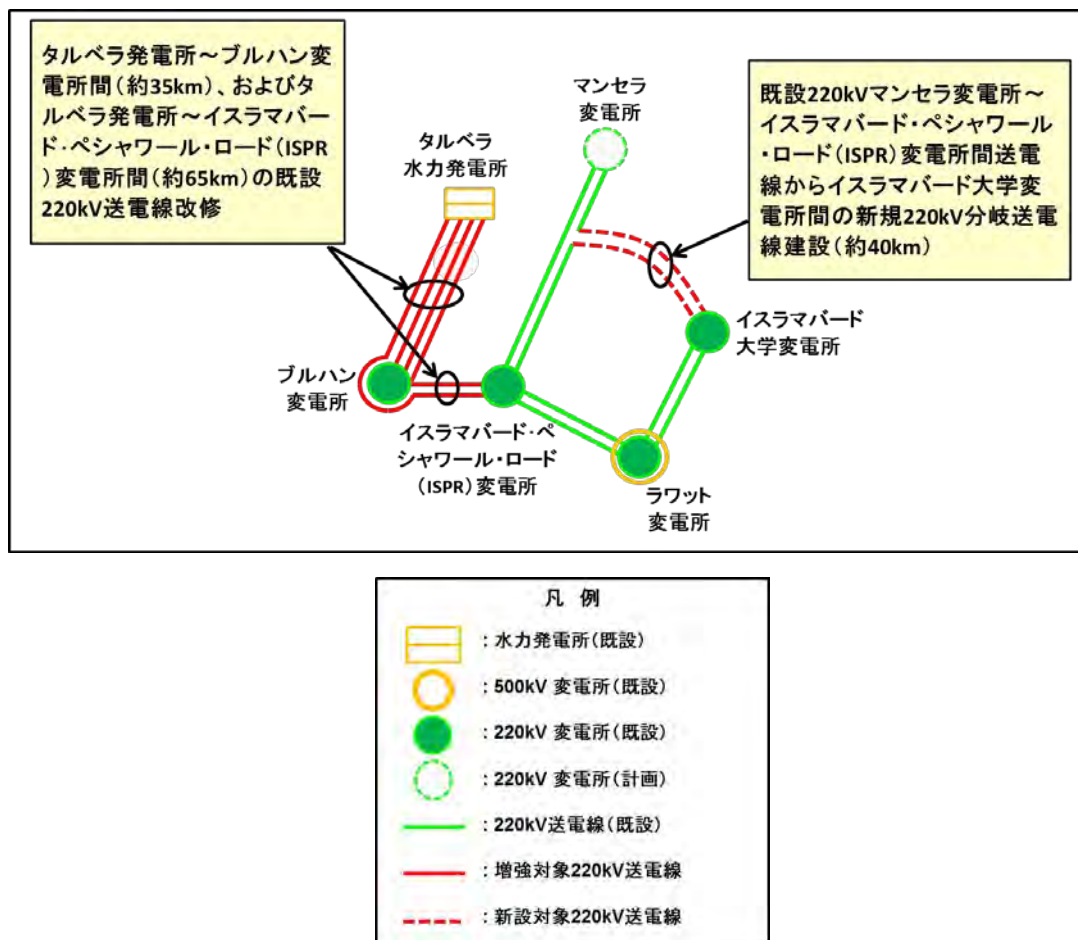


図 1.2.2 調査対象事業の位置図(拡大図)¹

¹ 本事業スコープについては2016年6月に最終決定され、既設送電線増強区間についてはタルペラ発電所-ブルハン変電所間(3号線、35.4km)およびタルペラ発電所-イスラマバード・ペシャワール・ロード(ISPR)変電所間の内、タルペラ発電所-ブルハン変電所部分(35.4km)となった。また、タルペラ発電所-ブルハン変電所間(1、2号線、35.1km)についてはNTDCLの自己資金により建設されることとなった。

第2章 電力セクター概況

2.1 電力セクターの体制

パキスタンの電力セクターは 1958 年の WAPDA 法により、3 つの部門(水力開発、電力およびサービス)からなる水資源電力開発庁 (Water and Power Development Authority: WAPDA) が設立された。その後、発・送・配電分離により民間資本を導入することを目的とするパキスタン電力会社 (Pakistan Electric Power Company Limited : PEPCO)が創設されると同時に、WAPDA が分離され、WAPDA の火力部門を担う発電会社 (Generation Company : GENCO) (その後 5 社となる)、水力・水資源監理を担当する WAPDA、送電を担当する NTDCL および配電を担当する配電会社 (Distribution Company : DISCO) (当初 8 社、その後 10 社となる) に分離されて現在に至る。それらの会社を管轄する政府機関としては水利電力省 (Ministry of Water and Power : MoWP) があり、発電、送電、配電のそれぞれの国営企業を監督管理している。また、水利電力省の下部組織として州政府開発資源を管轄する州政府開発資源局 (Provincial/AJK)、再生可能エネルギー発電を管轄する再生エネルギー開発局 (Alternative Energy Development Board : AEDB)、独立電気事業者を管轄する民間電力・社会基盤局 (Private Power and Infrastructure Board : PPIB)、そして原子力発電を管轄するパキスタン原子力エネルギー委員会 (Pakistan Atomic Energy commission : PAEC)がある。

(1) 発電事業者

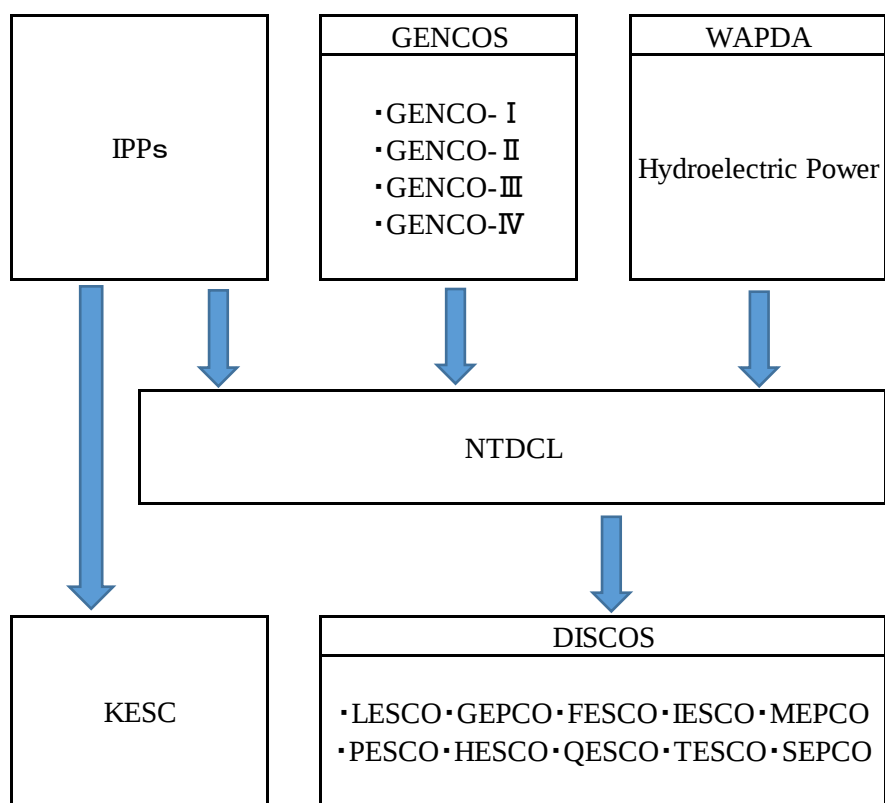
国営の発電事業者は水力が WAPDA、火力が 4 つの GENCO に分かれて、民間としては、水力、火力に独立系発電事業者 (Independent Power Producer : IPP)、小規模発電事業者 (Small Power Producer : SPP)、州都電力供給事業者 (Capital Power Producer : CPP)があり、PPIB が管轄している。また、原子力発電ならびに風力発電事業者からの電力供給、イランとの電力輸出入も行っている。

(2) 送電事業者

NTDCL が単独の送電会社として、全国で送電を行っている。しかし、カラチ地区だけは独立系等としてカラチ電力 (K-Electricity Limited : KE) が発・送・配電の全てを行っている。

(3) 配電事業者

配電事業者は 2012 年以降 10 社体制となっているが、各配電会社は NTDCL の地域フランチャイズ的な性格が強く、各配電会社の実績や短期の需要見通しなどは PEPCO によって行われている。



GENCO- I	Jamshoro Thermal Power Station Kotri Thermal Power Station	LESCO	: Lahore Electric Supply Company
GENCO- II	Guddu Thermal Power Station Quetta Thermal Power Station	GEPCO	: Gujranwala Electric Supply Company
GENCO- III	Muzaffargarh Power Station Faisalabad Thermal Power Station Multan Thermal Power Station Shahdara Power Station	FESCO	: Faisalabad Electric Supply Company
GENCO- IV	Lakhra Coal Power Plant	IESCO	: Islamabad Electric Supply Company
		MEPCO	: Multan Electric Supply Company
		PESCO	: Peshawar Electric Supply Company
		HESCO	: Hyderabad Electric Supply Company
		QESCO	: Quetta Electric Supply Company
		TESCO	: Tribal Electric Supply Company
		SEPCO	: Sukkur Electric Supply Company

(出典 : National Power System Expansion Plan 2011-2030)

図 2.1.1 パキスタン電力セクターの体制

2.2 電力セクターにおける政府方針

2.2.1 電力セクターの長期計画

パキスタンの電力セクターに関する長期計画が 2010 年に作成され、その内容は電力の発電所から主要都市圏への供給についての拡充計画方針を示した。その内容は下記のようなものである。²

- ・ 技術的、経済的な必要事項の確認
- ・ 送電網の増強計画の決定
- ・ 送電公社（NTDCL）の電力基準の作成
- ・ 送電網の事故時の長期影響の判定と緩和策検討
- ・ 交流 500 kV 送電網と直流超高圧送電網の過渡時、定常時の系統安定解析
- ・ 上記の増強計画方針の経済的コストの解析

2.2.2 電力セクターの短期計画

パキスタンの電力セクターは前述の電力長期拡充計画方針にのっとり、2013 年に短期計画として策定した。その背景として、パキスタンでは、電力供給と電力需要の間に 4,500－5,000MW の需給ギャップがあり、そのため、電力供給制限を行っているのが実情である。また、44%と火力発電への依存度が高く発電原価は高く、電気料金が 23Pkr/k Wh と非常に高いものになっている。

さらに、送配電ロスも 23－25%と大きく、このロスを 16%とすることを目標として掲げている。

2017 年までの戦略的な目標を以下に整理する。³

(1) 短期的目標

- 1) 4,500～5,000MW の需給ギャップを解消する
- 2) 発電原価、12c/Unit を 10c/Unit に下げる
- 3) 送配電ロス、23－25%を 16%に下げる
- 4) 電気料金徴収率 85%を 95%に上げる

(2) 短期目標の達成に向けた戦略

上記の短期目標を達成するため、下記の戦略を策定し取り組んでいる。

1) 供給側の戦略

パキスタンのエネルギー必要性に合致した発電容量の確保、また、貧困者に対しては 3 年を目処に直接補助金の支給、現在の休止発電プラントの復旧

² National Power System Expansion Plan 2011-2030 より抜粋

³ National Power Policy 2013 より抜粋

発電用燃料輸送パイプラインの建設

- 2) 需要サイドの戦略
 - ・ 省エネルギー政策や省エネラベル基準の実施
 - ・ スマートメーターの使用と電気料金徴収の改善
 - ・ 電気料金補助金の3年後の解消、電力の大量消費需要家についてより高い料金の適用
- 3) 購入しやすい電力戦略
 - ・ より安価な電気料金のために水力、ガス、石炭発電へのシフト
 - ・ ガス利用者の省ガス化による電力向けガス供給の確保
- 4) 電力供給の多様化
 - ・ 発電用燃料の供給を発電効率の良い IPP へ行う
 - ・ 22km のパイプラインの建設による燃料供給確保
- 5) 発電戦略
 - ・ 発電効率のよい火力発電所への燃料供給
 - ・ 発電会社の民営化
- 6) 送電戦略
 - ・ 3%の送電ロスを 2.5%へ削減、効果的な系統解析ソフトウェアの使用による送電線の有効活用
 - ・ 超高圧送電線網の拡充
 - ・ 大都市の 220kV 送電網のリング状化による送電ロスの最小化
 - ・ プライベートセクターの送電ビジネスへ投資促進
- 7) 配電戦略
 - ・ 効率的配電を確保するために配電会社の重要需要家との実効性のある契約
 - ・ スマートメーターの使用によるオンライン配電モニター
 - ・ 配電会社の民営化
- 8) 金融面での効果的戦略
 - ・ 料金請求と料金徴収についての透明性を図る
 - ・ 送配電における盗電の防止
 - ・ 電気料金徴収の悪い地域の配電制限とそれによる電気料金徴収の向上
- 9) 政府側の戦略
 - ・ 政府の関係機関(MoWP、石油省、財務省、計画委員会)を調整する公的調整委員会 (Official Coordination Council) によるエネルギーセクターの監理
 - ・ 電力規制庁 (National Electric Power Regulatory Authority : NEPRA)などの構造や制度改革
 - ・ 水電力省の改革

2.3 NTDCL の方針・課題

2.3.1 NTDCL の役割

- (1) NTDCL はパキスタンの送電事業を担う送電会社として、グリッドコード（電力供給規定）を遵守して、安定した電力を顧客に供給することが第一の役割である。
- (2) NTDCL はパキスタンのパワーセクターの主体として、500kV・220kV 送電線で 北部と南部地域の増加する電力需要への電力供給をカバーし、その運用、維持管理 および新規の送電線建設に責任を持っている。その実態は、WAPDA の水力発電所、4 つの火力発電会社（GENCOs: Generation Companies）および民間の火力発電会社（IPP, SPP CPP）と係り、10 の配電会社(DESCOs: Distribution Companies)へ電力を供給している。

2015 年 11 月での変電所と送電線の概要は表 2.3.1 の通りである。

表 2.3.1 変電所と送電線の概要

No.	電圧	NTDCL への 接続電力	NTDCL 系統		
			変電所		送電線
			箇所数 (箇所)	変電所容量 (MVA)	送電線恒長 (km)
1	500kV	6,948	18	18,624 (500/220kV)	5,197
2	220kV	9,625	39	25,333 (220/132kV)	9,814

(出典：Five Year Expansion Plan of NTDCL, December, 2015)

2.3.2 NTDCL の課題

パキスタンは発電電力不足により現在深刻な電力供給不足に陥っており、計画停電を実施している。電力需要の増加予測は 2015 年から 2020 年までの 5 年間で年平均 5.5% であり、それに対処する必要な発電電力の必要増加量は 22,334MW と見込まれる。

そのため、パキスタン政府は電力セクターに関し、2013 年に国家電力政策（National Power Policy 2013）を策定し、2017 年までの戦略的目標を示した。その戦略的目標を達成するために、パキスタン国の送変電セクターをつかさどる NTDCL は 5 カ年計画（Five Year Expansion Plan of NTDCL, December, 2015）を定め、その責務として、50MW 以上の発電所からの需要中心に送電するため、水力発電所、石炭・石油火力発電所や原子力発電所との連携線の建設、また、送電線の昇圧や送電線や変電所の新增を最新の需要想定や発電所建設プランに基づいて行うこととした。

そのため、NTDCL は次のようなことを課題として 5 カ年計画で進めている。

- (1) 増強される発電所との関係による需要中心への送電
- (2) 配電会社の需要増加に対応した 500kV・220kV 送電線の増強
- (3) 既設変電所の過負荷解消のための変圧器の増強

その 5 カ年計画は下記の通りである。

表 2.3.2 NTDCL の 5 カ年計画

No.	区分	完成年次	変圧容量増加分		送電線延伸距離 (km)		
			550/220kV	220/132kV	500kV	220kV	±660kV HVDC
1	短期計画	2015-16	4,200	3,680	549	556	—
2	中期計画	2016-17	1,800	4,680	1,668	497	—
3	長期計画	2019-20	6,500	7,630	1,243	758	2,888
		合計	12,500	15,990	3,460	1,811	2,888

(出典：Five Year Expansion Plan of NTDCL, December, 2015)

2.4 事業対象地域を中心とした NTDCL による開発計画

NTDCL による開発計画の現状については、NTDCL より入手した 2015 年 11 月時点の 5 か年拡充・投資計画（2015-16～2019-20）によると、2019～20 年にかけて、以下の系統拡充が提案されている。

- 500kV 変電所：8 ケ所、12,500MVA（11,250MW）
- 220kV 変電所：21 ケ所、14,970MVA（13,473MW）
- 500kV 送電線：3,460km
- 220kV 送電線：1,591km

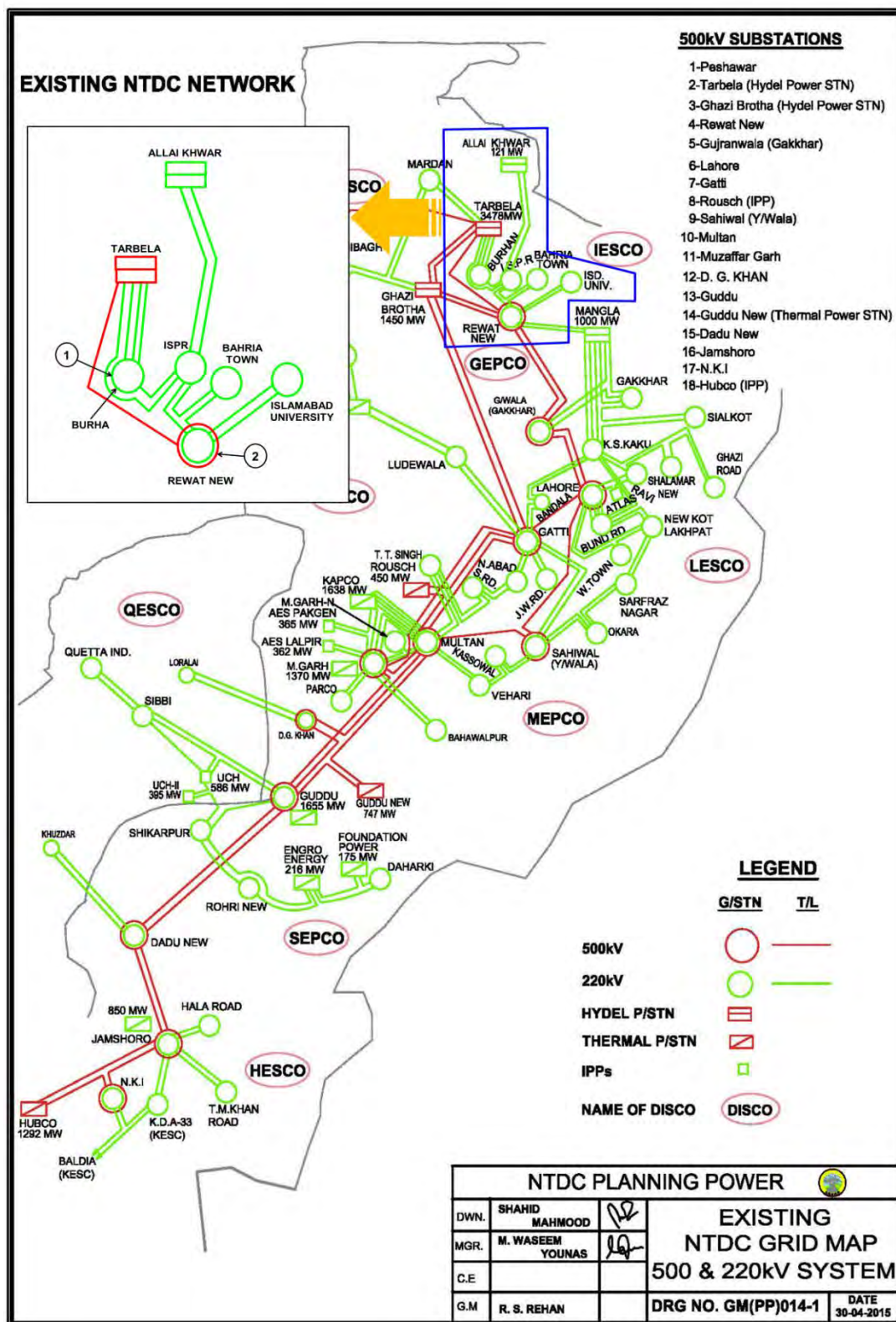
この内、事業対象地域を中心とした計画は以下の通りである。

表 2.4.1 短期計画（実施中プロジェクト）

No.	プロジェクト名	変圧器増強容量	PC-I 承認日	融資	完成予定年
	既設変電所増強				
1	220kV ブルハン 変電所増強	160MVA x 4 台 →250MVA x 4 台	2010 年 1 月 21 日	イラン 借款	250 MVA 変圧 器 1 台は運転 開始
2	500kV ラワット 変電所増強	450MVA x 1 台 →750MVA x 1 台	2010 年 1 月 21 日	ADB Tr-IV	2015 年 12 月

（出典：Five Year Expansion & Investment Plan of NTDC (2015-16 to 2019-20), November 2015）

この内、500kV ラワット変電所の変圧器増強工事は、計画では 2015 年 12 月に完了する予定となっているが、2016 年 3 月時点のアジア開発銀行（Asian Development Bank : ADB）へのヒアリング結果では、同プロジェクトは再入札となっており、修正後の入札図書がまだ ADB において受領されていない。また、竣工は 2019 年第 2 四半期、或いは 2020 年第 1 四半期頃まで遅延する可能性がある。この場合、500kV ラワット変電所の既設 500/220kV 変圧器（450MVAx1 台）が通常運転時にも過負荷することが懸念される。表 2.4.1 の各プロジェクトの位置図を図 2.4.1 内左上部に示す。



(出典：NTDCL Planning Power)

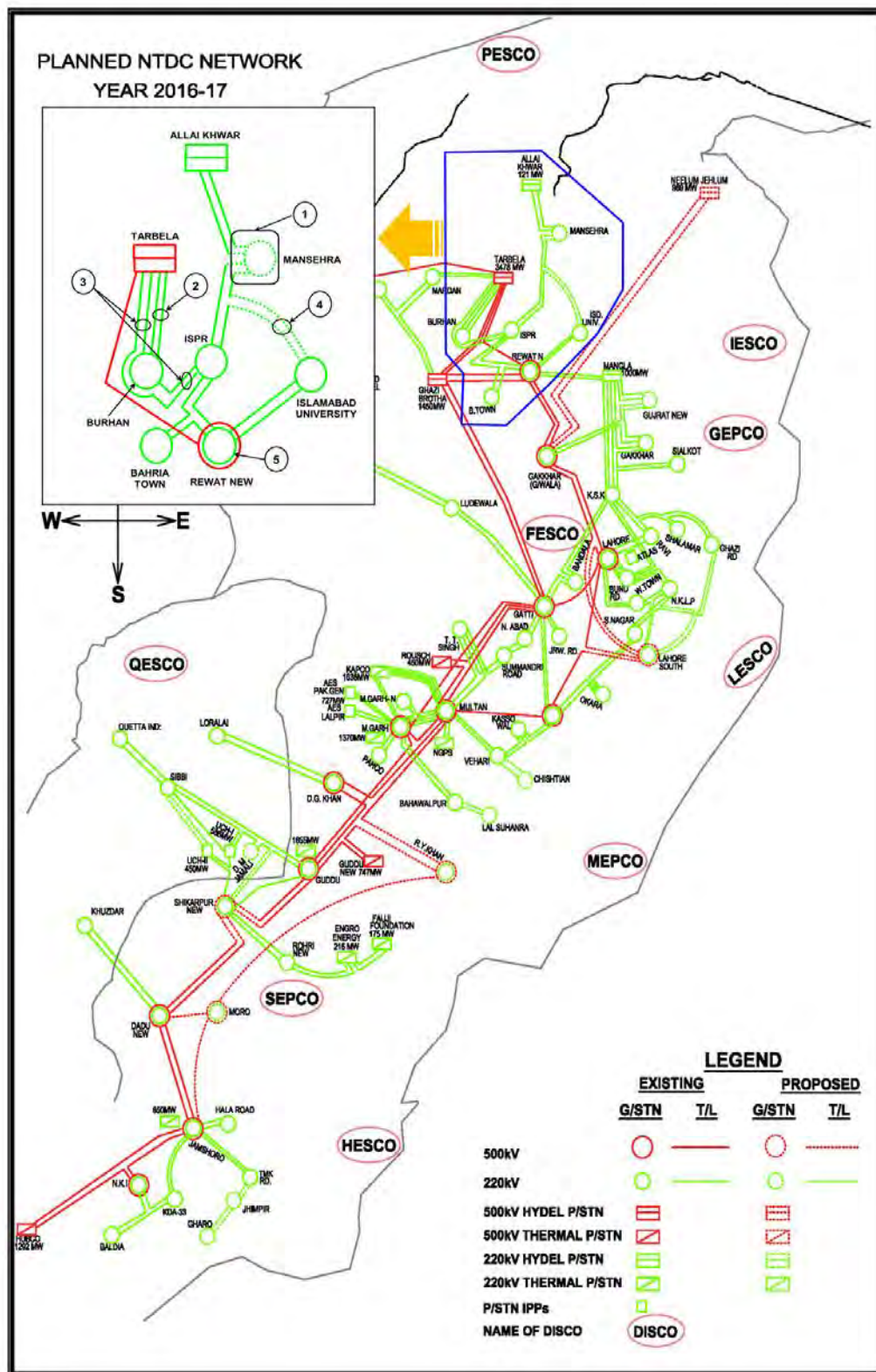
図 2.4.1 短期計画における各プロジェクト位置図

表 2.4.2 中期計画（実施準備の出来たプロジェクト）

No.	プロジェクト名	変圧増強容量	送電線建設分 (km)	PC-I 承認日	融資	完成予定年
	変電所および関連送電線新設					
1	220kV マンセラ 変電所並びに関 連送電線建設	250MVA x 1 台	1	2011 年 4 月 7 日	ADB- Tr-III	2016 年 12 月
	イスラマバード・ブルハン地域 220 kV 送電系統増強					
2	既設 220 kV タ ルベラ変電所- ブルハン変電所 間 2 回線送電線 改修 (35km)	-	138	2015 年 9 月 30 日	未定	2016-17 年
3	既設 220 kV タ ルベラ変電所 - ブルハン変電所 - ISPR 変電所間 2 回線送電線改 修 (62.5km)					
4	220kV マンセラ 変電所 - ISPR 変 電所間 2 回線送 電線からイスラ マバード大学変 電所間 1 回線分 岐送電線建設 (40km)					
	変電所拡充および増強					
5	220/132kV ラワ ット変電所拡張/ 増強 (160MVA x 2 台→250MVA x 2 台 + 250MVA x 1 台)	430MVA	-	CDWP 承認 2014 年 9 月 23 日	ADB	2016-17 年

（出典：Five Year Expansion & Investment Plan of NTDC (2015-16 to 2019-20), November 2015）

中期計画には、本調査の対象プロジェクトである 220kV 送電線（タルベラ変電所 - ブルハン変電所間、タルベラ変電所 - ISPR 変電所間）増強工事、220kV 送電線新設工事（マンセラ変電所 - ISPR 変電所間から分岐し、イスラマバード大学変電所間までの区間）が含まれている。中期計画における各プロジェクトの位置図を図 2.4.2 内左上部に示す。



(出典：NTDCL Planning Power)

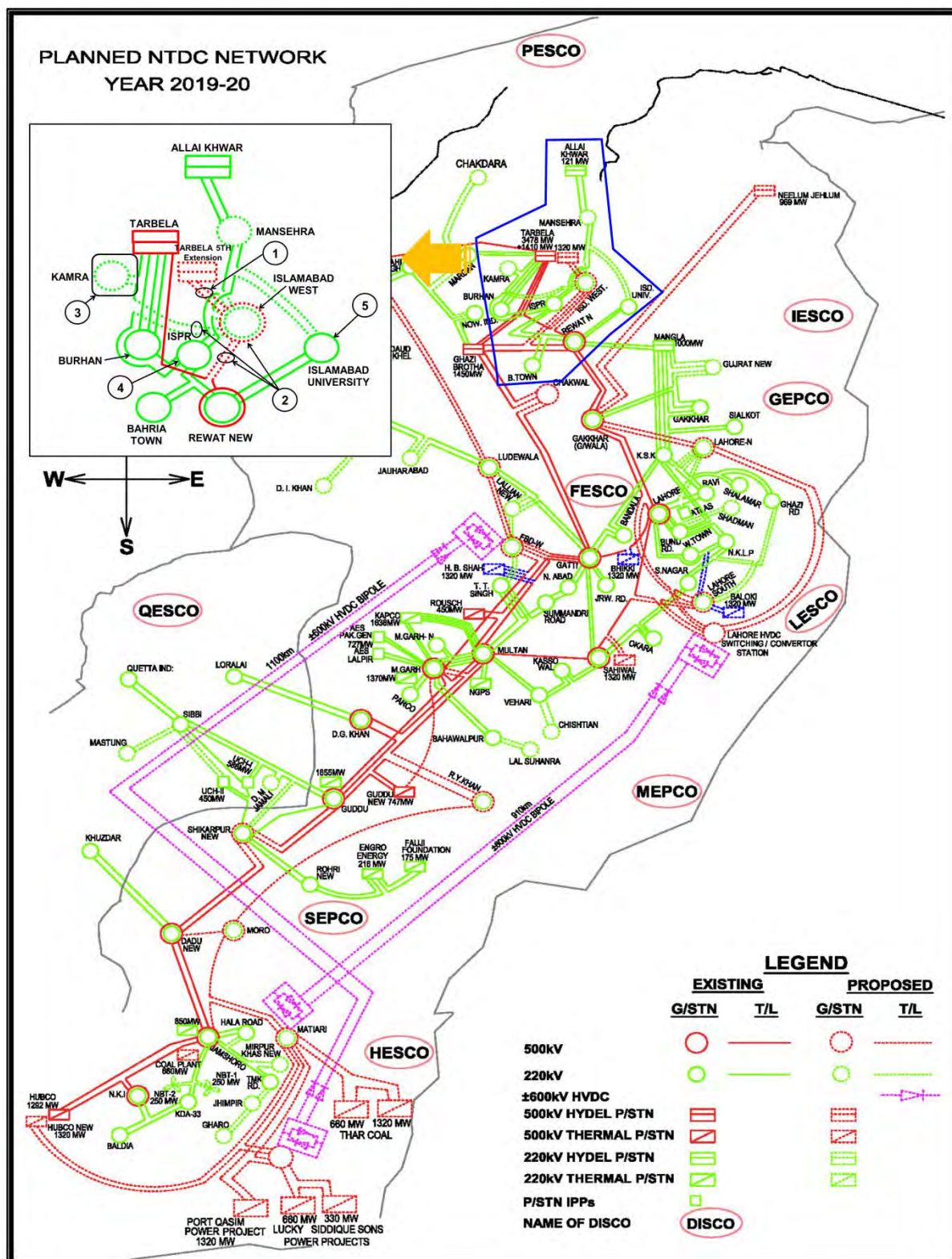
図 2.4.2 中期計画における各プロジェクト位置図

表 2.4.3 長期計画（資金調達が必要なもの）

No.	プロジェクト名	変圧器設置容量	送電線建設分 (km)	完成予定年
変電所および関連送電線新設				
1	500 kV イスラマバード 西変電所並びに関連送 電線建設	250MVA x 3 台 + 750MVA x 2 台	35 (220 kV) 27(500 kV)	2017-18 年
2	220kV カムラ変電所並 びに関連送電線建設	250MVA x 2 台	5	2019-20 年
既設変電所増強				
3	220kV ISPR 変電所	160MVA x 3 台 →250MVA x 3 台	-	2019-20 年
既設変電所拡張				
4	220kV GIS イスラマバ ード大学変電所	250MVA	-	2019-20 年

（出典：Five Year Expansion & Investment Plan of NTDC (2015-16 to 2019-20), November 2015）

長期計画ではイスラマバード西変電所（500/220kV）新設工事、カムラ変電所（220/132kV）新設工事、ISPR 変電所の変圧器取替（増容量）およびイスラマバード大学変電所（GIS 変電所）の新設がある。本長期計画におけるイスラマバード西変電所新設工事が 2020 年のタルベラ水力発電所第 5 次増強工事の完成に間に合わなかった場合、イスラマバード・ブルハン地域への電力供給におけるタルベラ - ブルハン間、タルベラ - カムラ - ISPR 間の 220kV 送電線の通常運転時の潮流が約 27%増加するが、イスラマバード・ブルハン送電網増強事業が実施された後であることから、これらの送電線の常時過負荷の懸念はない。但し、500kV ラワット変電所の 500/220kV 変圧器の常時過負荷の懸念がある。長期計画における各プロジェクトの位置図を図 2.4.3 内左上部に示す。



(出典：NTDCL Planning Power)

図 2.4.3 長期計画における各プロジェクト位置図

2.5 送電分野における他ドナーの動向確認

電力セクターの主要ドナーは、世界銀行（World Bank：WB）、ADB、米国国際開発庁（United States Agency for International Development：USAID）である。下表に主に送配電関係について他ドナーの最近の動向を表にまとめた。上記中期計画におけるラワット変電所の増強工事は下表 ADB の電力分配強化投資プログラム（Power Distribution Enhancement Investment Program-Tranche4）のサブプロジェクトとして登録されている。

なお、ドイツ復興金融公庫（Kreditanstalt für Wiederaufbau：KfW）、欧州投資銀行やイスラム開発銀行も協調融資等で参加している事業がある。

例えば、ガジ・バロータ水力発電所建設事業（Ⅰ）、（Ⅱ）において、総額 11 億 1 千万ドルの協調融資の協調融資が行われた。その内訳は WAPDA のデータによると WB31.5%、ADB27.0%、JICA25.8%、KfW9.4%、欧州投資銀行 3.2%、イスラム開発銀行 3.2%であった。

表 2.5.1 他ドナーの近年の動向（主に送配電関係）

	世界銀行（WB） （送配電）Transmission/Distribution	アジア開発銀行（ADB） （送配電）Transmission/Distribution	アメリカ合衆国国際開発庁（USAID） エネルギー関連プロジェクト Energy Project
2007		●2007.12.17～ 送電設備向上のための投資 MFF Power Transmission Enhancement Investment Program PFR2 ●2007.5.29～ KESC POST-PRIVATION REHABILITATION	
2008	●2008.6～2014.2 送配電整備プロジェクト Electricity Distribution and Transmission Improvement Project	●2008.9.3～ MFF-Power 送配電整備計画 Distribution Enhancement Investment Program ●2008.9.12～ Power Distribution Enhancement Investment Program-Project1	●2008～2015 エネルギー政策プロジェクト Energy Policy Project
2009			●2009～2012 エネルギー政策プロジェクト Energy Policy Project
2010～		<送配電整備計画> ●2010.12.14～ Power Distribution Enhancement Investment Program-Tranche2 ●2012.12.14～ Power Distribution Enhancement Investment Program-Tranche3 ●2013.12.13～ Power Distribution Enhancement Investment Program-Tranche4	●2010.1～2014.12 FATA Infrastructure Project (Capacity Building) ●2010.1～2015 Power Distribution Program ●2010～2012 Tarbela ダム プロジェクト Tarbela Dam Project ●2010～2012 Guddu発電所プロジェクト Guddu Power Station Project ●2010～2012 Jamshoro発電所プログラム Jamshoro Power Station Program

（出所：準備調査団）

2.6 NTDCLに関わる法制度等

2.6.1 送電会社に関わる主な法規

(1) 環境保護法 (Environmental Protection Act, 1997) :

アセスメント等によりパキスタンの環境保護を行う法律。この法律は環境の質の保護、人の健康保護、環境・経済・社会的配慮による統合的な環境保護の意思決定プロセス導入及び、全国的な環境保護手段の実施促進をする。送電線が国立公園など通過する際には、当事業と関係してくる。

(2) 国家電力規制庁法 (National Electric Power Regulation Authority Act, 1997) :

電力設備の設置や運用においての許認可に関わる法律。

(3) 国家電力規制庁 (料金標準・手続き) 規則 (National Electric Power Regulation Authority (Tariff Standards and Procedure) Rules, 1998) :

電気料金標準と手続きに関する規則。

(4) 国家電力規制庁法 (1997 年) にかかる (料金標準・手続きに関する手数料) 規則 (National Electric Power Regulation Authority Act, 1997 (Fees Pertaining to Tariff standards and Procedure) Regulations, 2002) :

電気料金標準と許認可手続きにかかる手数料を定める法律。

(5) 国家電力規制庁ライセンス規則 (National Electric Power Regulation Authority Licensing (Distribution) Rules, 1999) :

電力関係の許認可に関する規則。

(6) 発電プロジェクト政策 (Policy for Power Generation Projects)

(7) 発電・送電・配電法 [Regulation of Generation, Transmission and Distribution of Electric Power (Amendment) Ordinance 2009] :

電気事業に関するライセンス、接続供給義務、関税など広範を対象としており、本事業とは直接的な関係する法律である。

(8) 発電・送電・配電法 (Regulation of Generation, Transmission and Distribution of Electric Power Act, 1997) :

全国電力網の会社責任、トランスミッションライセンス、電力販売、価格体系などを扱っており、本事業と直接的に関係する法律である。

2.6.2 送電線建設に関わる主な法規⁴

(1) 兵営地法 (Cantonments Act, 1924) :

兵営地内での建設活動に関する法律。本事業と直接関係はしないが、近接部の工事が発生する場合には、確認を要することも考えられる。

(2) パキスタン建設法 (Pakistan Building Code, 1986) :

日本の建築基準法にあたる法律で強度設計などについて定めている。建物の建設に関する耐震など様々な規準を規定している法律である。

(3) パキスタン環境保護法 (Pakistan Environmental Protection Act, 1997) :

アセスメント等によりパキスタンの環境保護を行う法律。初期の環境調査(Initial Environmental Examination : IEE)、および環境アセスメント(Environmental Impact Assessment : EIA)設立のインプリメンテーションのための枠組提供などを行う。道路、橋、高層ビルなどを建設の際に、環境アセスメントを行い、環境保護庁の承認を取得する必要がある。送電線通過が国立公園など通過する際に本事業と関係する。

(4) 国家高速道路管理法 (National Highway Authority Act, 1991) :

国道の建設に関して規定している。全国のハイウェイ（国道）を管理する法律であり、送電線建設が高速道路を横断する際に関係してくる。

(5) パキスタン・エンジニアリング協会法 (Pakistan Engineering Council Act, 1976) :

パキスタン・エンジニアリング協会を定める法律で、建設時は規模等によって、所定の登録が必要となる。エンジニアや請負業者の様々な部門（建設規模など）への登録及び建設契約の管理をしている。

(6) 公共調達法 (Public Procurement Ordinance, 2002) :

公共機関等による調達は所定の手続きによって政府省庁や自治体など、公的機関による調達における所定の手続きに関する法律。本事業では公共事業のため調達関係で適用が必要と思われるが、除外規定もあるため、確認が必要である。

2.6.3 パキスタンの労働に関わる法規

(1) パキスタン労働法

パキスタンには労働基準法はなく、小規模店舗法と工場法によっている。

次表に日本の労働基準法との比較を示す。

⁴ 2015 年 5 月 JETRO 資料より引用

表 2.6.1 労働基準法について

項目	パキスタン		日本
	小規模店舗法	工場法	労働基準法
定労働時間	上限 1 日9時間（1 週間48時間） ※ 17歳以下の労働者は1日7時間（1週間42時間）	上限1日9時間ただし、季節労働者は（1日10時間） ※ 16歳未満の労働者は1日7.5時間を超えてはならない	上限1日8時間、週40時間以内（32条1項2項） ※労働組合との協議により増加させることも可能（36条以下）
休憩時間	6時間ごとに1時間	5時間ごとに30分の休憩、若しくは6時間ごとに1時間の休憩	6時間ごとに45分の休憩（34条）
	17歳以下の労働者は3.5時間ごとに1時間		8時間ごとに1時間の休憩（同条）
時間外労働の割増賃金	時間外労働は通常の2倍	時間外労働は通常の2倍	時間外労働は通常の2割5分増以上、5割増以下（月60時間を超える場合は5割増以上）（37条）
休暇	産前産後休暇（前後6週間）、有給休暇（12カ月連続勤務後、14日間）（14.）、病欠休暇（8日間／給与全額支給）、臨時休暇（10日間／給与全額支給）、祭休暇（10日／給与全額支給）等	有給休暇（12カ月連続勤務後、14日間）（49.）、病欠休暇（16日／給与の半分为支給）、臨時休暇（10日／給与全額支給）、祭欠休暇（州政府が定めた日／給与全額支給）等	産前産後休暇（産前6週間、産後8週間）、有給休暇（6カ月間連続勤務後、10日間）
最低年齢	原則15歳	原則15歳	原則15歳（56条）

（出所：準備調査団）

(2) パキスタンの労働安全衛生に関わる主な法律類

パキスタンには日本の労働安全衛生法のような一括したものは無いが、以下の関連法規類等でカバーしている。⁵

- 1) 鉱山法 Mines Act, 1923
- 2) 労働者災害補償法 Workmen's Compensation Act, 1923
- 3) 港湾労働者法 Dock Laborers Act, 1934
- 4) 工場法 Factories Act, 1934
- 5) Hazardous Occupations Rules, 1963
- 6) 州被雇用者社会保障法 Provincial Employees Social Security Ordinance, 1965
- 7) West Pakistan Shops and Establishments Ordinance, 1969
- 8) 州工場規則 Provincial Factories Rules

⁵国際安全衛生センター資料引用

第3章 事業対象系統の現状

3.1 事業対象系統に関する送電系統図

事業対象系統を含むパキスタンの送電系統図を以下に示す。パキスタンの送電電圧は 500kV、220kV、132kV が採用されており、周波数は 50Hz である。送電会社 NTDCL は、500kV、220kV の送変電設備および 132kV の送電線引出しフィーダまでの運用、維持管理を担っている。

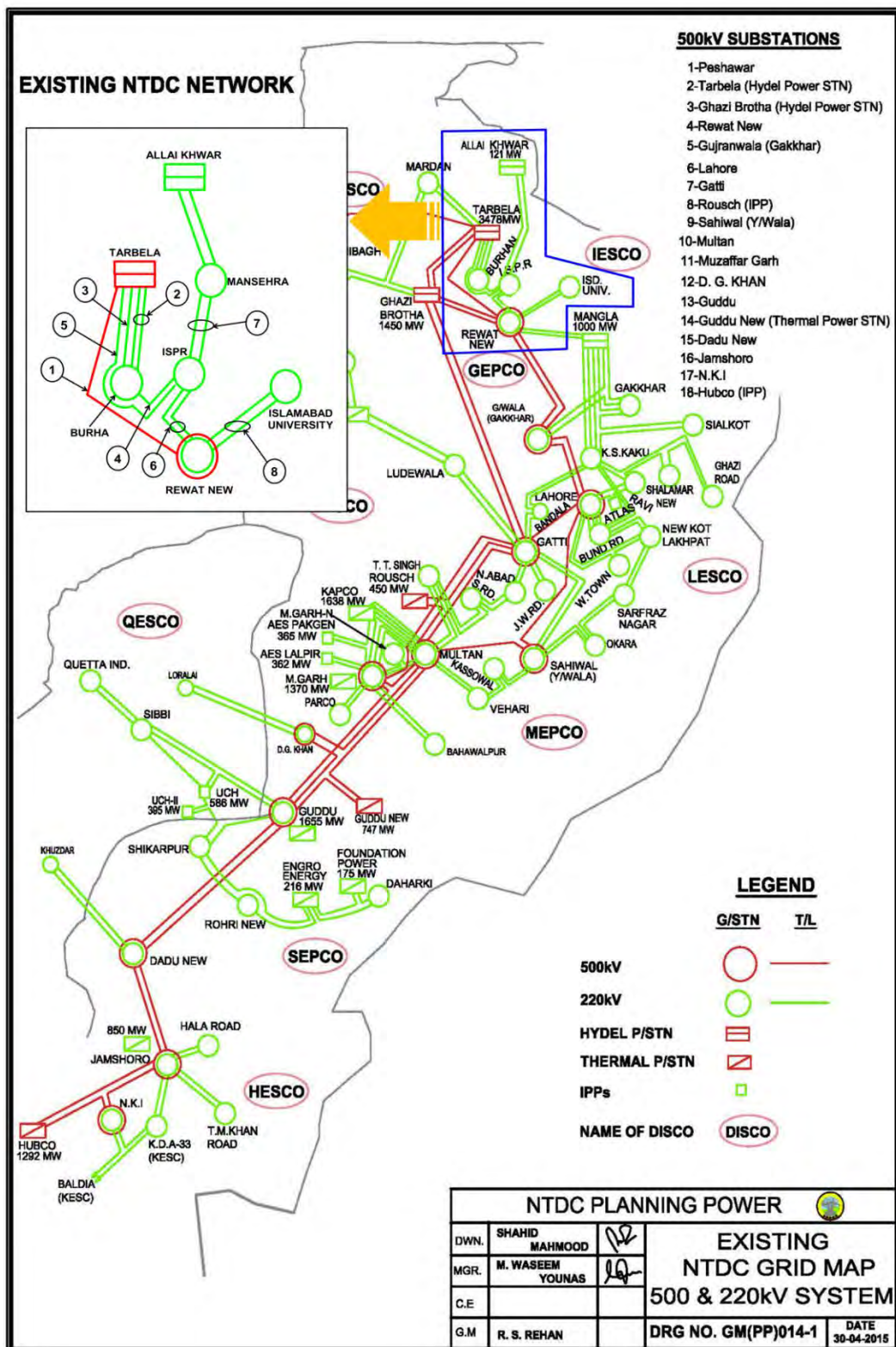
イスラマバード・ブルハン地域の 220kV 系統はブルハン変電所、ISPR 変電所、バーア・タウン変電所についてはそれぞれ 2 ヶ所の変電所と連系されているが、イスラマバード大学変電所については、500/220kV ラワット新変電所のみからの 2 回線放射状系統となっている。

イスラマバード・ブルハン地域へは、以下の 500kV、220kV 送電線により電力供給されている。表 3.1.1 中の各送電線の位置を、図 3.1.1 内左上の拡大図中に示す。

表 3.1.1 イスラマバード・ブルハン地域における 500kV および 220kV 送電線

No.	電圧 (kV)	起点	終点	号 線	回線数	亘長 (km)	建設 年
1	500	タルベラ発電所	ラワット新変電所	1	1	110.89	1997
2	220	タルベラ発電所	ブルハン変電所	1, 2	2	35.1	1977
3	220	タルベラ発電所	ブルハン変電所	3	1	35.4	1977
4	220	ブルハン変電所	サンジャニ (ISPR) 変電所	1	1	27.1	1998
5	220	タルベラ発電所	サンジャニ(ISPR) 変電所	1	1	62.5	1998
6	220	サンジャニ(ISPR) 変電所	ラワット新変電所	1, 2	2	43.04	1998
7	220	サンジャニ(ISPR) 変電所	マンセラ I & II 変電所	1, 2	2	100.48	2011
8	220	ラワット新変電所	イスラマバード大学変電所	1, 2	2	49.9	2004

(出典：Power System Statistics 2014-2015 40th Edition, Planning Power NTDC)



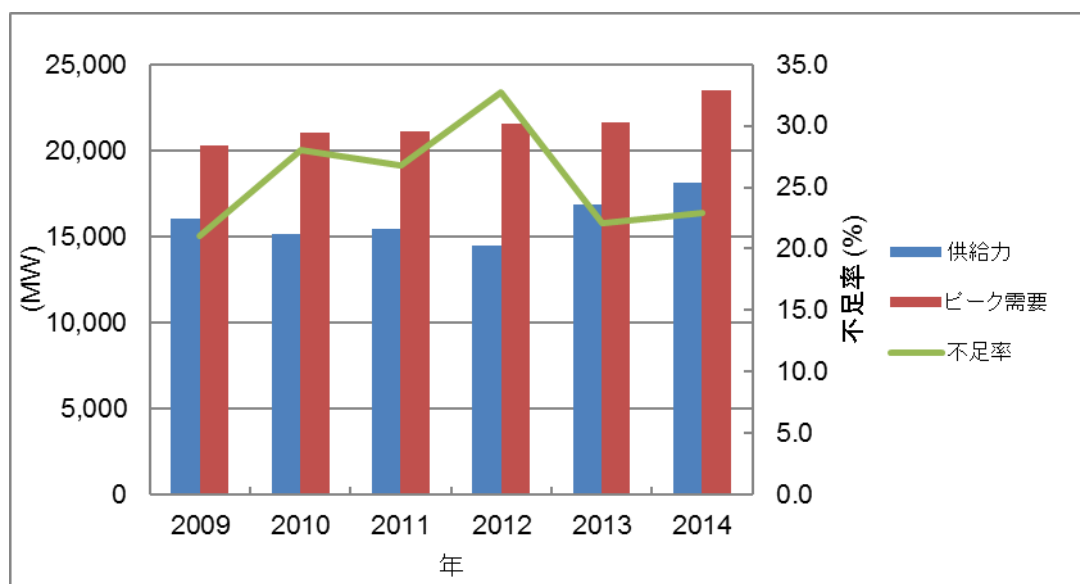
(出典:NTDCL Planning Power)

図 3.1.1 事業対象システムを含むパキスタンの送電系統図

3.2 事業対象系統の現状

3.2.1 電力需給状況

パキスタンにおけるピーク電力需要と供給力の推移を図 3.2.1 に示す。電力需要の伸びは過去 5 年間で平均 3%/年であるのに対し、実際の供給力は増加しておらず、2013 年～2014 年時点でもピーク電力需要に対して供給力は 23%程度下回っている。



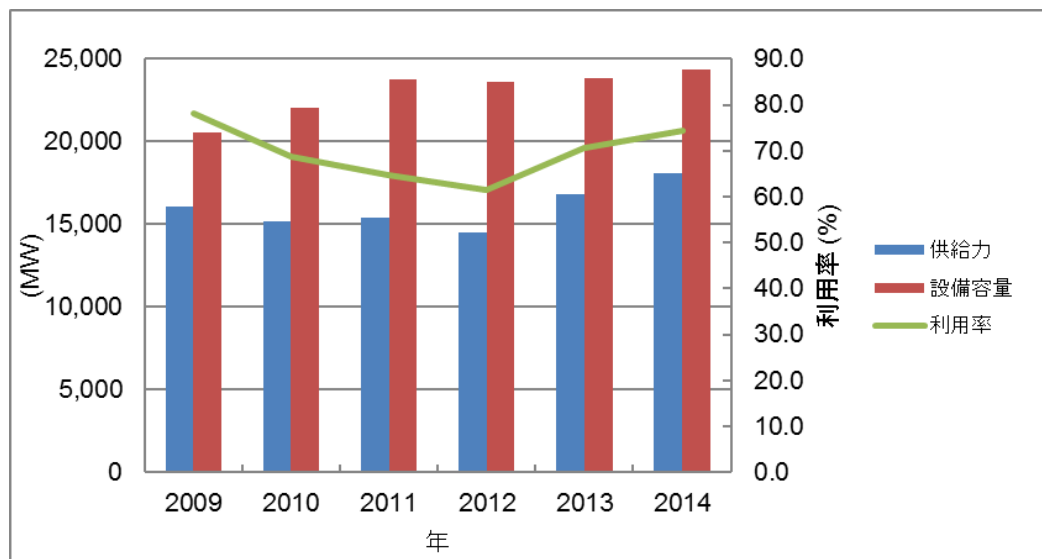
(出典：State of Industry Report 2013 および 2014, NEPRA)

図 3.2.1 ピーク電力需要と供給力の推移

発電設備容量に対する供給力の推移を図 3.2.2 に示す。発電設備容量に対して、設備出力はその 60～70%程度となっていることから、実際の供給力が不足している状況にある。この主な原因としては、以下が挙げられている。

- ・ 火力発電設備の老朽化、国営火力発電会社である GENCO による 5 年毎に実施されるべき発電機の分解点検が当該所定のタイミングから数年間経過後も実施されていないことにより設備の劣化が進展し、発電機にトラブルが発生することにより強制停電が発生すること。
- ・ 火力発電の約 1/3 の発電電力量を占める石油火力発電所が、燃料費の高騰ならびに循環債務に伴う経営難によって燃料調達が困難となっており、稼働できないこと。⁶
- ・ 主要な水力発電所が貯水池式であり、これらの水運用が灌漑目的となっていることにより夏期の設備出力が抑制されること。

⁶ パキスタン国最適電源・送電開発計画策定支援プロジェクト ドラフトファイナルレポート

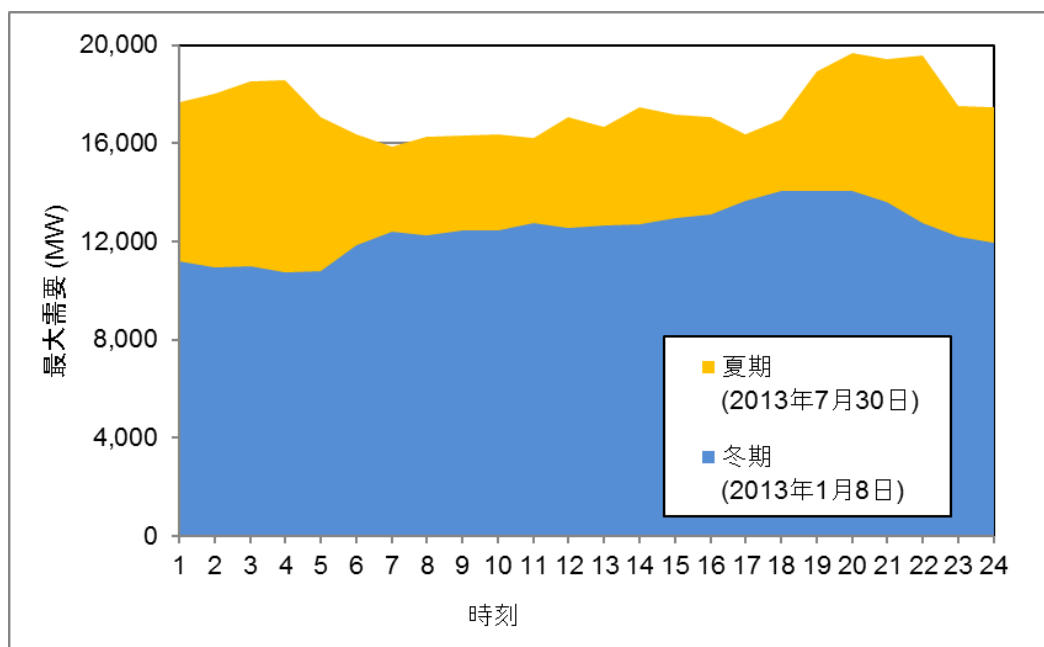


(出典：State of Industry Report 2013 および 2014, NEPRA)

図 3.2.2 発電設備容量と供給力の推移

3.2.2 日負荷曲線

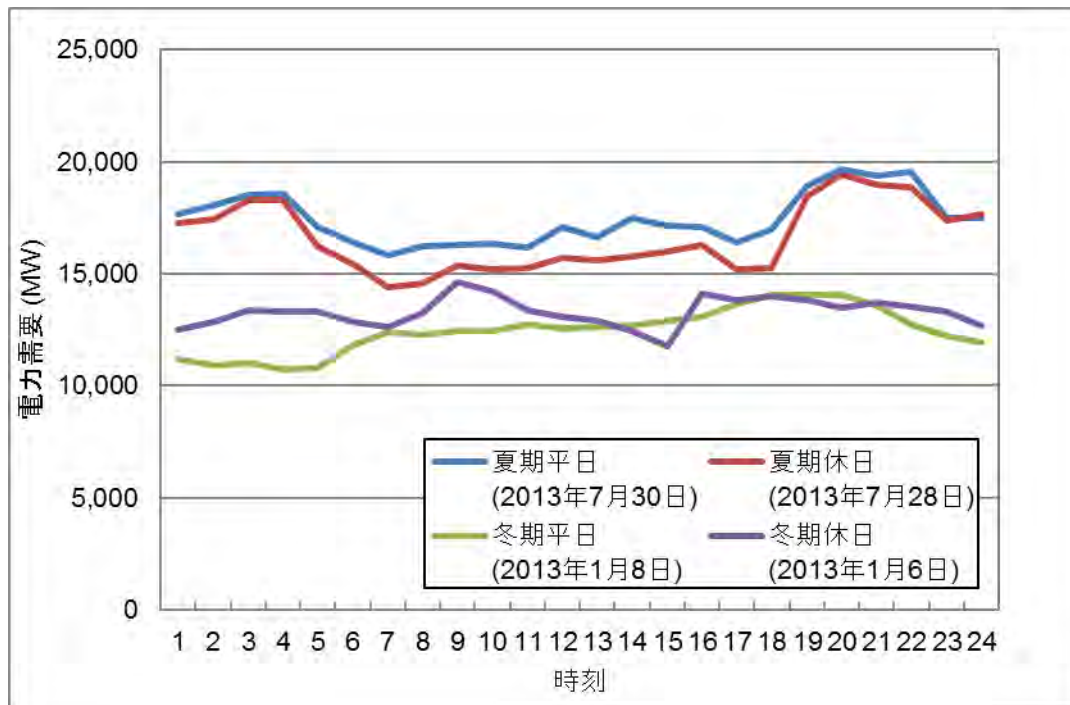
2013 年度における夏期および冬期の最大電力発生日における日負荷曲線を図 3.2.3 に示す。夏期には深夜の需要の落ち込みはなく、ピーク時間帯は 20 時～22 時となっている。一方冬期は深夜の電力需要が下がり、ピーク時間帯は 18 時～20 時に発生している。



(出典：State of Industry Report 2014, NEPRA)

図 3.2.3 夏期および冬期の最大電力発生日における日負荷曲線

2013 年度における夏期および冬期の平日および休日の最大電力発生日における日負荷曲線を図 3.2.4 に示す。



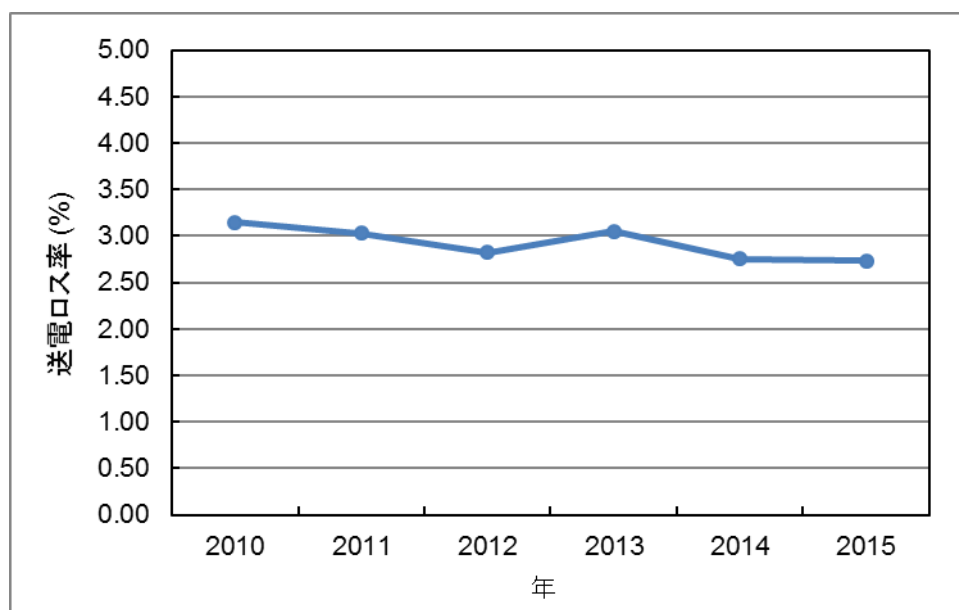
(出典：State of Industry Report 2014, NEPRA)

図 3.2.4 夏期・冬期の平日および休日の最大電力発生日における日負荷曲線

3.2.3 送電ロス率

PEPCO 系統の過去 5 年間の送電ロスは、3%前後で推移している。⁷パキスタン政府は National Power Policy 2013 の中で最先端の送電系統の構築を目標に掲げており、最適な送電のための戦略として NEPRA は送電ロス 2.5%に低減することを目標としている。送電ロスは電線の抵抗により発生するジュール熱であることから長距離送電になるほど大きくなる。このため、使用電圧の格上げにより送電線に流れる電流を小さくする、送電線亘長を短くすることが有効である。送電ロス低減対策として、中小規模発電所を需要中心地に近い場所へ建設する、超高圧送電網の拡充、大都市における 220kV 系統のループ化が戦略として掲げられている。図 3.2.5 に NTDCL の送電ロス率の推移を示す。

⁷ NTDCL, Power System Statistics 2014-2015 40th Edition

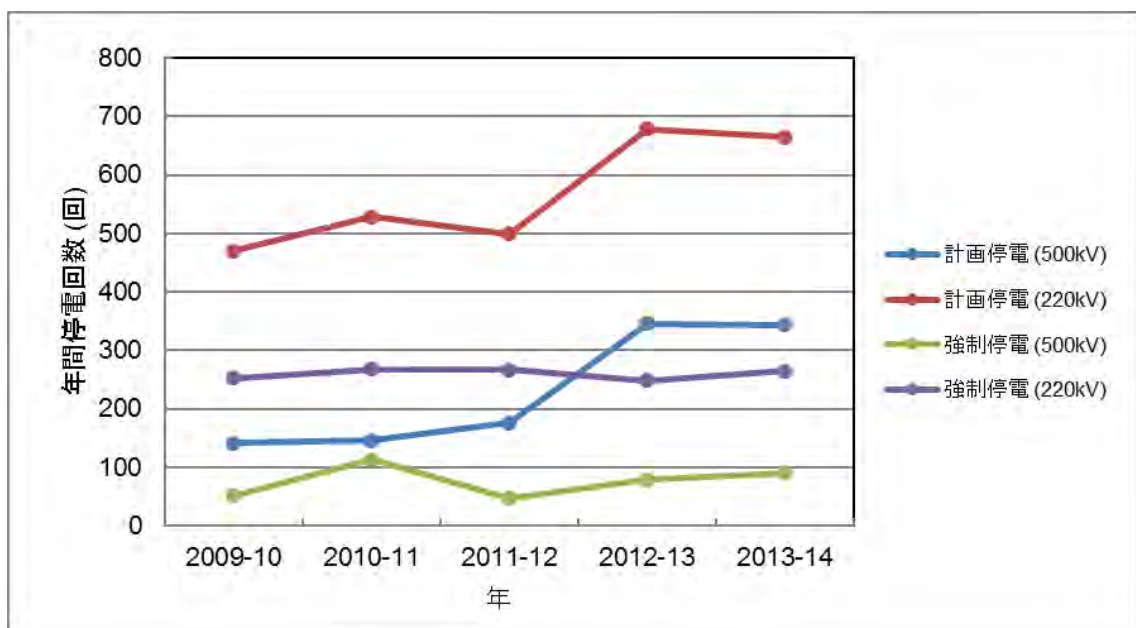


(出典：Power System Statistics 2014-2015 40th Edition, Planning Power NTDCL)

図 3.2.5 NTDCL 系統における送電ロスの推移

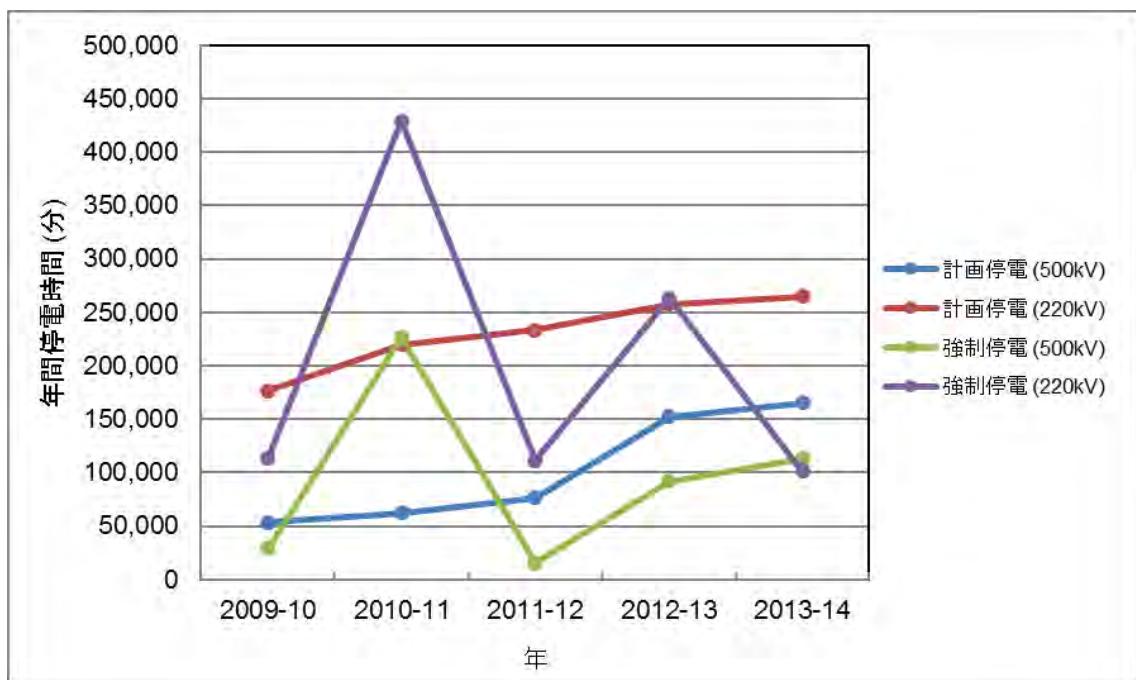
3.2.4 供給信頼度

PEPCO 系統の供給信頼度に関する指標として、500kV および 220kV 系統の年間停電回数、年間停電時間、および停電 1 回当たりの最長継続時間の推移をそれぞれ図 3.2.6～図 3.2.8 に示す。ここで言う計画停電 (Planned Outage) とは、十分事前に予め計画された定期補修・点検による発電所の停電および、電力需要が供給力を上回ることが予測される場合に、大規模な停電を回避するために、事前に用途・日時・地域などを定めて電力の供給を一時停止することを指す。また、強制停電 (Forced Outage) とは、発電所、送電線が電力を供給することになっているにも関わらず、不可抗力、欠陥、燃料不足等により予告なく電力を供給できなくなる状態を指す。



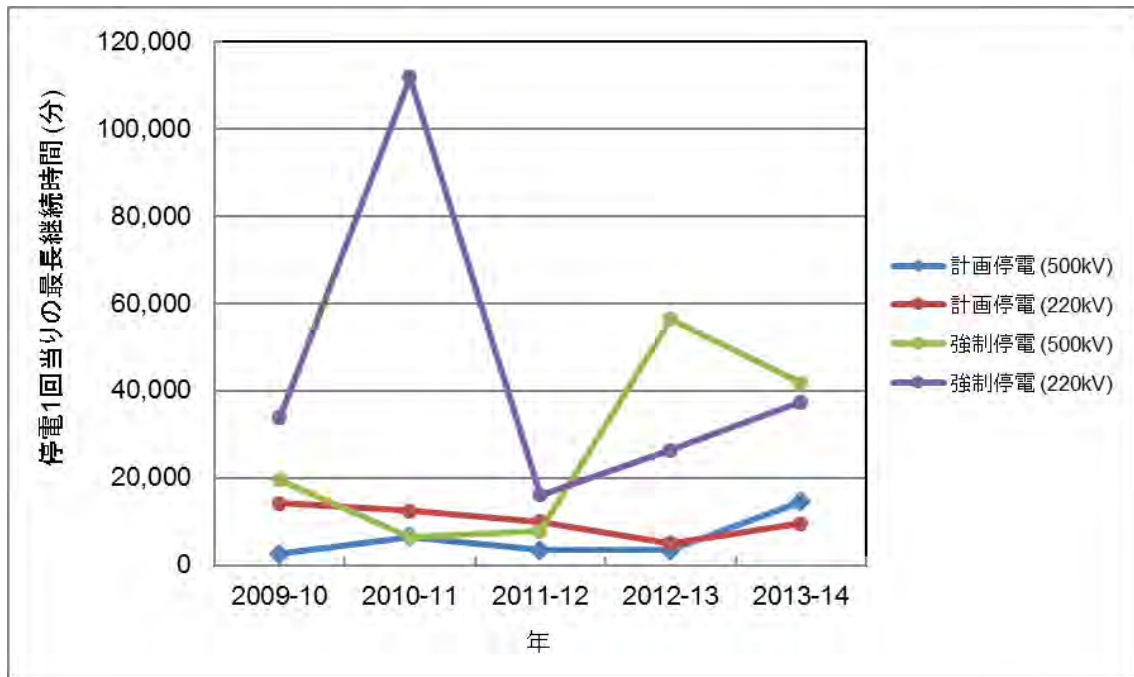
(出典： State of Industry Report 2014, NEPRA)

図 3.2.6 PEPCO 系統における年間停電回数



(出典： NEPRA State of Industry Report 2014)

図 3.2.7 PEPCO 系統における年間停電時間

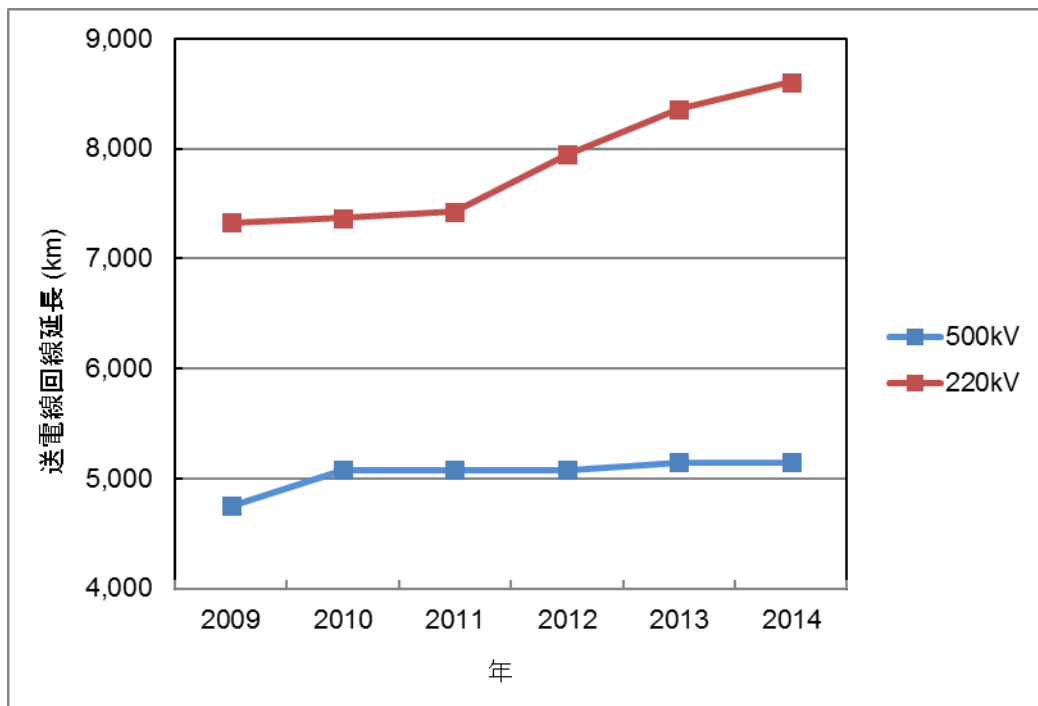


(出典：NEPRA State of Industry Report 2014)

図 3.2.8 PEPCO 系統における停電一回当たりの最長継続時間

年間計画停電回数は 220kV 系統において最も多く、2009 年～2011 年まではほぼ 500 回/年程度で推移していたが、2011 以降は約 170 回/年増加している。500kV 系統においても 2011-12 年から 2012-13 年にかけて計画停電回数が一時的に急増している。この理由としては、図 3.2.9 に示すように、同期間において送電線回線延長が増加していることから、同期間における 500kV および 220kV 送電線の建設工事量の増加に伴う工事停電回数の増加が原因と考えられる。⁸強制停電については、500kV 系統で各年とも約 50～100 回/年、220kV 系統では 250～270 回/年で推移している。

⁸ JICA パキスタン共和国電力セクター改革プログラム事業事前評価表



(出典 : Power System Statistics 2014-2015, 40th Edition, Planning Power NTDC)

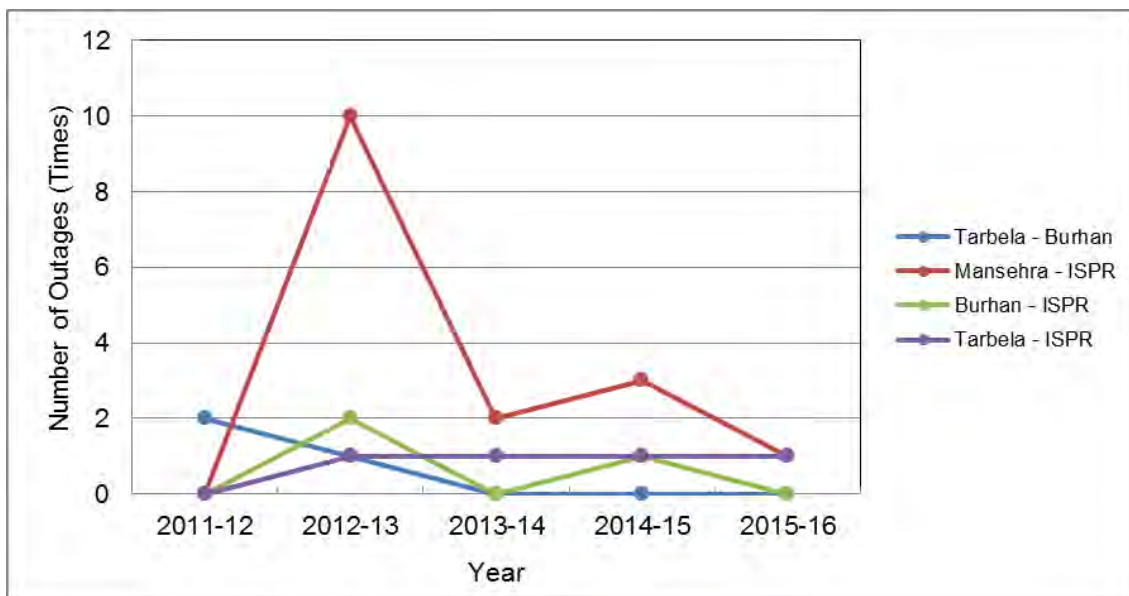
図 3.2.9 NTDC の送電線回線延長の推移

年間停電時間については、500kV および 220kV 系統の計画停電に伴う停電時間が 2009 年以降増加の一途を辿っている。強制停電に関しては、停電時間が長い年と短い年に規則性はないが、500kV 系統に比べて 220kV で停電時間が長いことが分かる。

次に、停電一回当たりの最長継続時間については、2010 年までは 220kV 系統の強制停電に伴う最長 111,815 分/回（2010～11 年：約 78 日間）、2011 年以降では 500kV 系統の強制停電に伴う 56,334 分/回（2012～13 年：約 40 日間）が記録されている。

イスラマバードおよびブルハン地域における 2011 年～2015 年までの本事業対象 220kV 送電線事故実績に基づく年間停電回数、年間停電時間、および停電 1 回当たりの最長継続時間の推移をそれぞれ図 3.2.10～図 3.2.12 に示す。

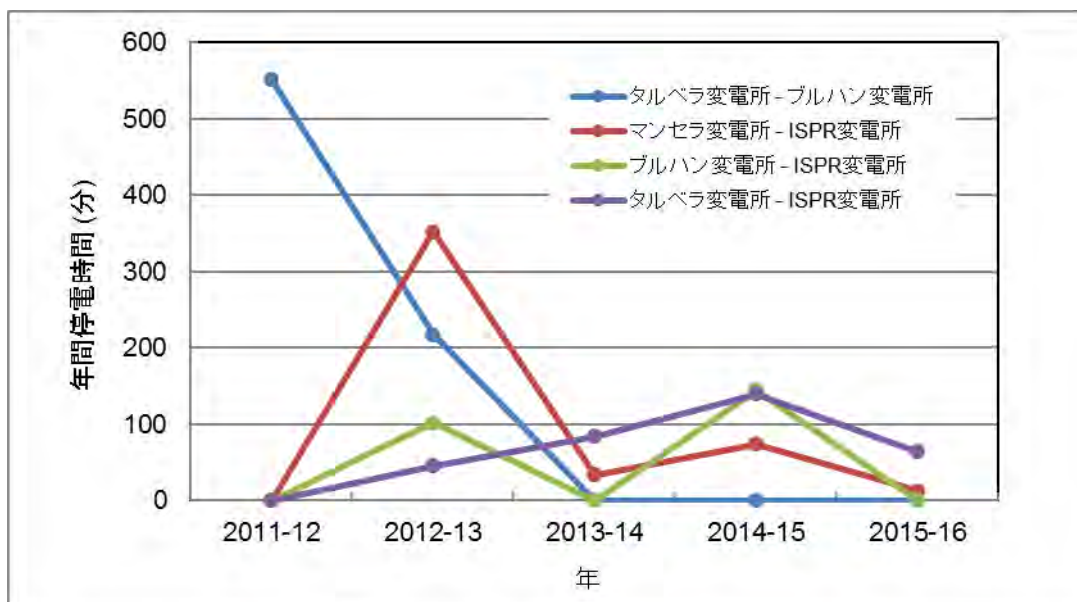
年間停電回数は下図に示すように、相対的にマンセラ変電所 – ISPR 変電所間において多く、特に 2012 年～2013 年においては同区間の停電事故回数が 10 回と頻発した。送電線トリップの主な原因は雷撃によるフラッシュオーバーである。



(出典：Trippings Reports/ Electrical Faults Data, NTDCL)

図 3.2.10 本事業対象 220kV 送電線における年間停電回数の推移

年間停電時間については下図に示すように、2011 年～2012 年にかけてタルベラ変電所－ブルハン変電所間において 551 分/年を記録している。その他の区間において、年間停電時間は 2013 年以降 150 分/年以下で推移している。



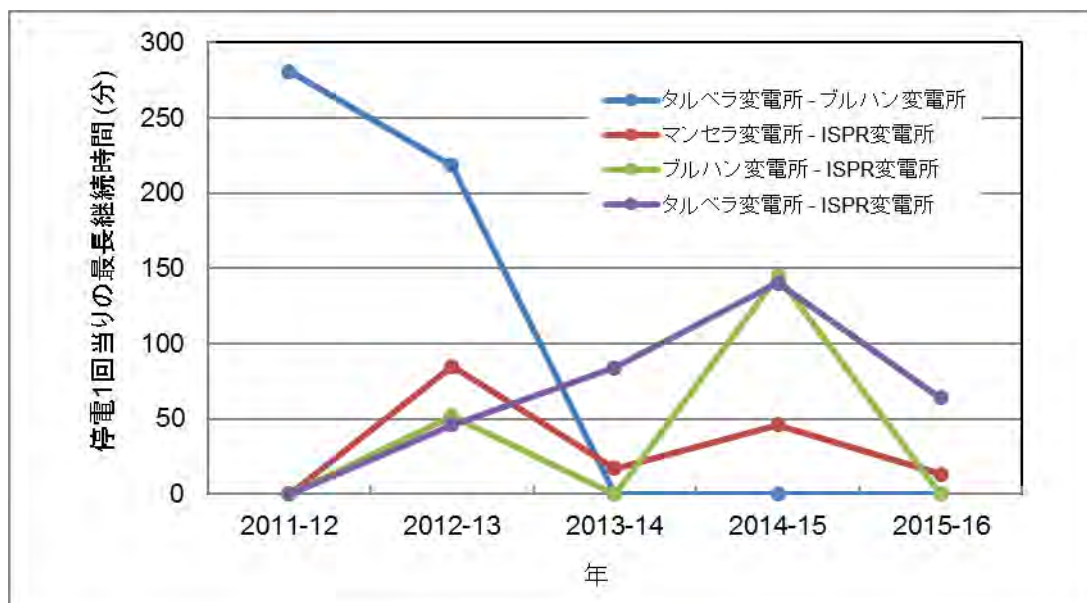
(出典：Trippings Reports/ Electrical Faults Data, NTDCL)

図 3.2.11 本事業対象 220kV 送電線における年間停電時間の推移

停電 1 回当たりの最長継続時間については下図に示すように、十数分から最大 290 分程度とばらつきがある。特に、2011 年～2012 年の間に発生したタルベラ変電所 - ブルハン変電所区間の 290 分間の停電は、同線路 2 号線の 4 号鉄塔と 5 号鉄塔間で発生した架空地線断線により上相電線に断線した同架空地線が落下し、その復旧に要したものである。その他、停電事故が発生した場合の線路再閉路には十数分から数十分程度を要している。NTDCL においては、220kV 送電線に 1 線地絡事故による送電線トリップが発生した場合、以下の再閉路手続きが行われている。

- a) イスラマバードの中央給電所（National Power Control Center : NPCC）と送電端、受電端の変電所間で電話による協議を実施（所要時間：5 分～10 分間）
- b) 送電線両端の変電所における保護リレー表示の確認（10 分～20 分間）
- c) 送電線再閉路操作（10 分～15 分間）

なお、送電線 1 線路に事故が発生した場合でも、別の健全な送電線から受電変電所へ電力が供給される場合、トリップ記録上は 1 線路の送電線事故による電力供給停止は発生しないとみなされ、供給支障該当なしと記録されている。



(出典：Trippings Reports/ Electrical Faults Data, NTDCL)

図 3.2.12 本事業対象 220kV 送電線における停電 1 回当たりの最長継続時間の推移

本事業の実施により、既設送電線増強区間における年間事故停電回数、年間事故停電時間、停電 1 回当たりの最長継続時間の低減効果は無いが、送電線新設区間についてはイスラマバード大学変電所への電力供給がこれまでのラワット変電所からの 2 回線 1 ルートか

ら、マンセラ変電所および ISPR 変電所（2019 年のイスラマバード・ウエスト変電所運転開始後は同変電所）からの供給ルートが確保されることにより、供給信頼度の向上が期待できる。

3.3 電力需要予測

最適電源・送電開発計画ドラフト（2015 年 12 月時点）においては、予測手法として計量経済モデルを使用している。一方、NTDCL は電源計画用のパキスタン国全体の電力需要予測として重回帰分析に基づく 2014 年～2037 年までの長期需要予測（2014 年 2 月）⁹および、系統計画用に 220kV 以下 66kV までの各変電所レベルまでの電力需要を電力市場調査（各 DISCO の配電線フィーダーレベル、NTDCL の変電所レベルの負荷実績等の調査）に基づき想定する 2014 年～2024 年までの中期需要予測（2015 年 5 月）¹⁰の 2 種類の需要予測を使い分けている。

NTDCL Planning Power が実施した PC-1 における本事業についての系統解析に使用された解析モデルにおける各変電所の将来需要は、前述の中期需要予測の手法に基づき算出された値が使用されている。このため、本調査においても PC-1 と同じ前提に基づく変電所負荷データを反映した潮流解析モデル（NTDCL Planning Power 提供）を使用した。

⁹ NTDC Planning Power, “Electricity Demand Forecast based on Multiple Regression Analysis Period 2014 to 2037”, 2014.2

¹⁰ NTDC Planning Power, “Electricity Demand Forecast based on Power Market Survey Period 2014 to 2024”, 2015.5

第4章 自然条件の調査

4.1 気象調査

架空送電線の設計に必要な気温（最高・最低・平均）・最大風速・襲来頻度等の気象データについては、NTDCL における設計資料や運用コードを参考にするとともに、10 年間の気象統計データの収集についてはアメリカ航空宇宙局（National Aeronautics and Space Administration: NASA）他による気象観測衛星データを入手した。

4.1.1 NTDCL における設計資料や運用コード

NTDCL においては、電力系統の適切な設計・運用のためにグリッドコード 2005 が制定されている。このため、架空送電線の設計に関しては、このグリッドコードに示された値が基準となる。表 4.1.1 に NTDCL で用いられているグリッドコード 2005 に記載されている気象関連の数値を示す。

表 4.1.1 グリッドコード 2005 に記載の気象関連の数値

TABLE 4-2 Rating Parameters For Overhead Conductors		
	Summer Rating Bases	Winter Rating Bases
Maximum Conductor Temp.	90 ^o C	90 ^o C
Outdoor Ambient Temp. (avg.)	40 ^o C	(d)
Conductor Temp. Rise	*	*
Max. Emergency Conductor Temp.	None Allowed	None Allowed
Wind Velocity	3 Feet/Second	3 Feet/Second
Age of the Transmission Circuit		
Transmission Line Sag Design		

Criteria stated in the table above apply to NTDC and KESC transmission line conductors designed for operation at 132kV, 220kV and 500kV voltage levels.

Notes to Table:

- (a) Summer Months = April through October
- (b) Winter Months = November through March
- (c) Emergency ratings are limited to (8) hours of continuous operation. Conductors shall not be operated above 100^o C conductor temperature for more than 960 cumulative hours.
- (d) The following average temperature of Winter shall be used from the respective provinces:
 - 1. Lahore (Punjab) 6.5^o C
 - 2. Peshawar (NWFP) 5^o C
 - 3. Quetta (Balochistan) -7^o C
 - 4. Karachi (Sindh) +5^o C

* "Conductor Temperature Rise" shall be calculated based on the Outdoor Ambient Temperature (average) used for each respective Province. Lower or higher Outdoor Ambient Temperature (average) within a Province, different from the values stated in (d) above, may be considered if the variation in such temperature is significant, depending upon the location.

Q.C. POWER

CC 7 **SERVICE AND NETWORK DESIGN CONDITIONS**

CC 7.1 **Service Conditions**

Parameters (Based on prevailing

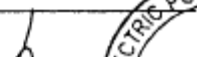
Standards)

Altitude	0- 1500 M
Maximum ambient temperature	50 °C
Minimum ambient temperature*	-4 to -7°C
Every day temperature*	30-42°C (summer) 0 – 32°C (winter)
Relative humidity (Percentage)	0-100
Average rainfall	500-900 mm
Isokeraunic level – Average	32 – 65
Isokeraunic level – Maximum	120 thunder storm days/year
Maximum wind velocity	160 km/hour
Atmospheric pollution	Marine-desert & industrial
Maximum ESDD mg/cm ²	1.0 south of Jamshoro 0.67 south of Guddu 0.12 North of Guddu

* Minimum ambient temperatures are with reference to Quetta and daily temperature ranges are from Peshawar to Karachi.

CC

137



(出典：THE GRID CODE,2005 年 6 月, NEPRA)

4.1.2 気象データ

図 4.1.1～図 4.1.5、に NASA 他による衛星データを示す。また、強風については、過去にイスラマバード付近を通過したサイクロンの襲来は、表 4.1.2 に示すように 1 回の記録が得られた。

(1) 強風域データ

Tropical Cyclones, 1945–2006

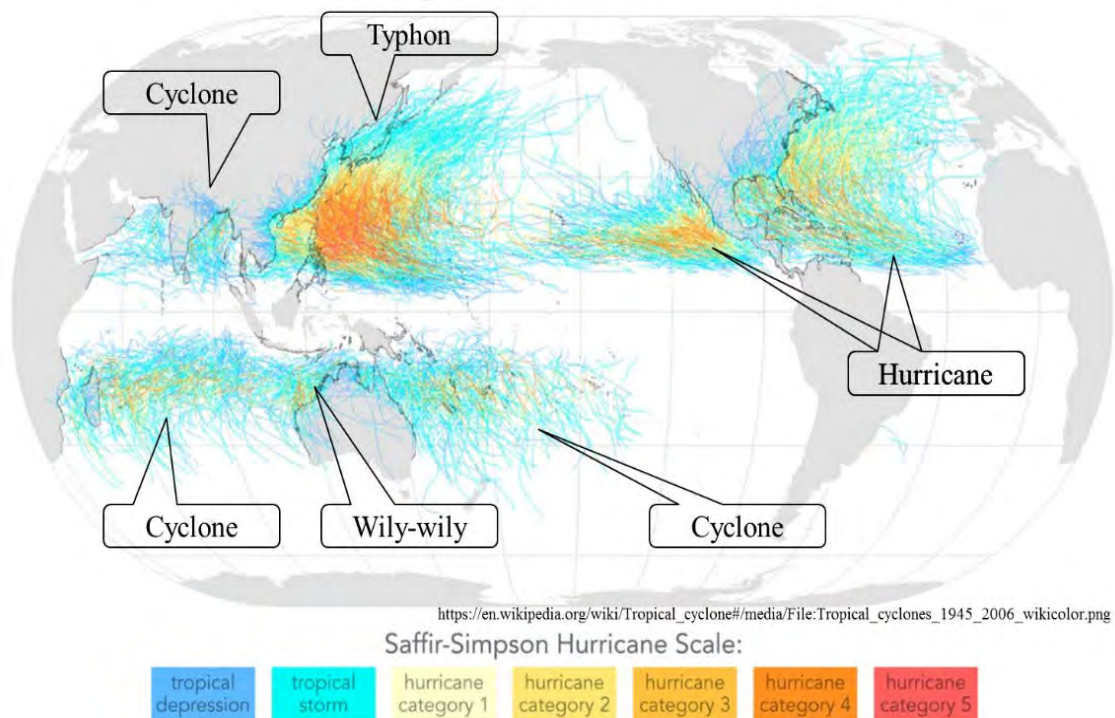


図 4.1.1 サイクロン襲来状況

表 4.1.2 過去のサイクロン襲来状況一覧表

襲来期間	地域	名前	最大風速 (カテゴリー)	被害状況
2015/04/26	ペシャワール	ミニサイクロン	110km/H (30.6m/s)	死者 44 名、負傷者 200 名、家屋損壊、農作物被害

(出典：AFPBB.com AFP/A MAJEED 2015/04/27)

(2) 気温データ

NASA における地球表面気象データベースより、タルベラ発電所からブルハン変電所 - イスラマバード大学変電所地域の気温について、図 4.1.2 に示す年間気温変化が得られた。図 4.1.2 より、最大気温は 35 度、最低気温は 7 度、平均気温は 24 度の付帯が得られた。

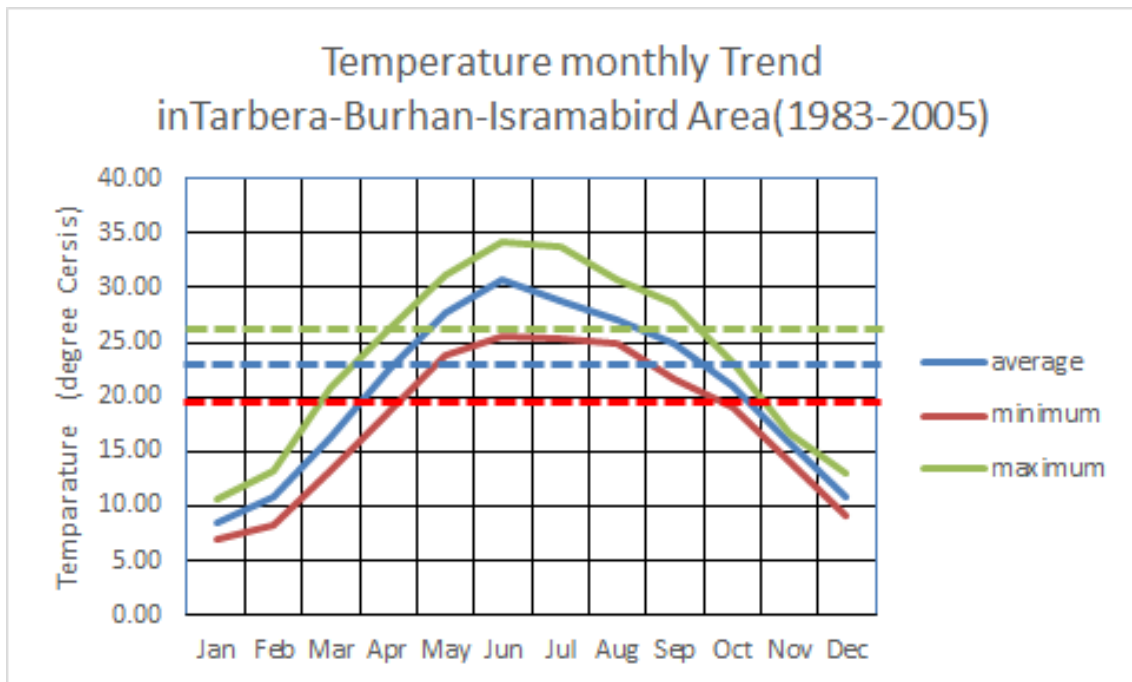


図 4.1.2 タルベラ発電所からイスラマバート大学変電所付近の気温

(3) 日射量データ

図 4.1.3 にタルベラ発電所からブルハン変電所 - イスラマバード大学変電所地域の日射量を NASA の観測データベースより求めた結果を示す。図 4.1.3 より、日射量は $0.44 \sim 0.84 \text{ kW/m}^2$ の値が得られた。

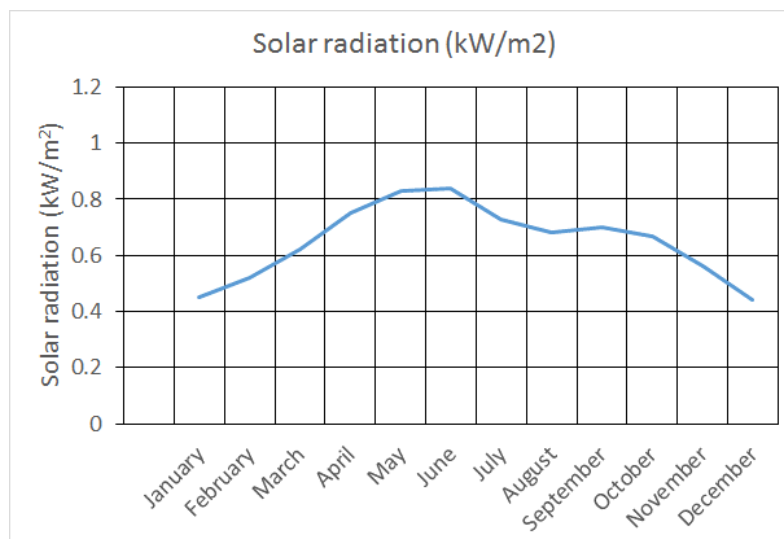


図 4.1.3 タルベラ発電所からブルハン変電所地域の日射量

(出典：NASA surface meteorology and solar energy – available table 2016/06/21)

(4) 襲雷データ

世界的な襲雷頻度マップが図 4.1.4 に示すように、国際大電力システム会議 (Conseil International des Grands Reseaux Electriques : CIGRE)により提供されている。

下図においては対象地域においては、概ね 40 日/年となっている。

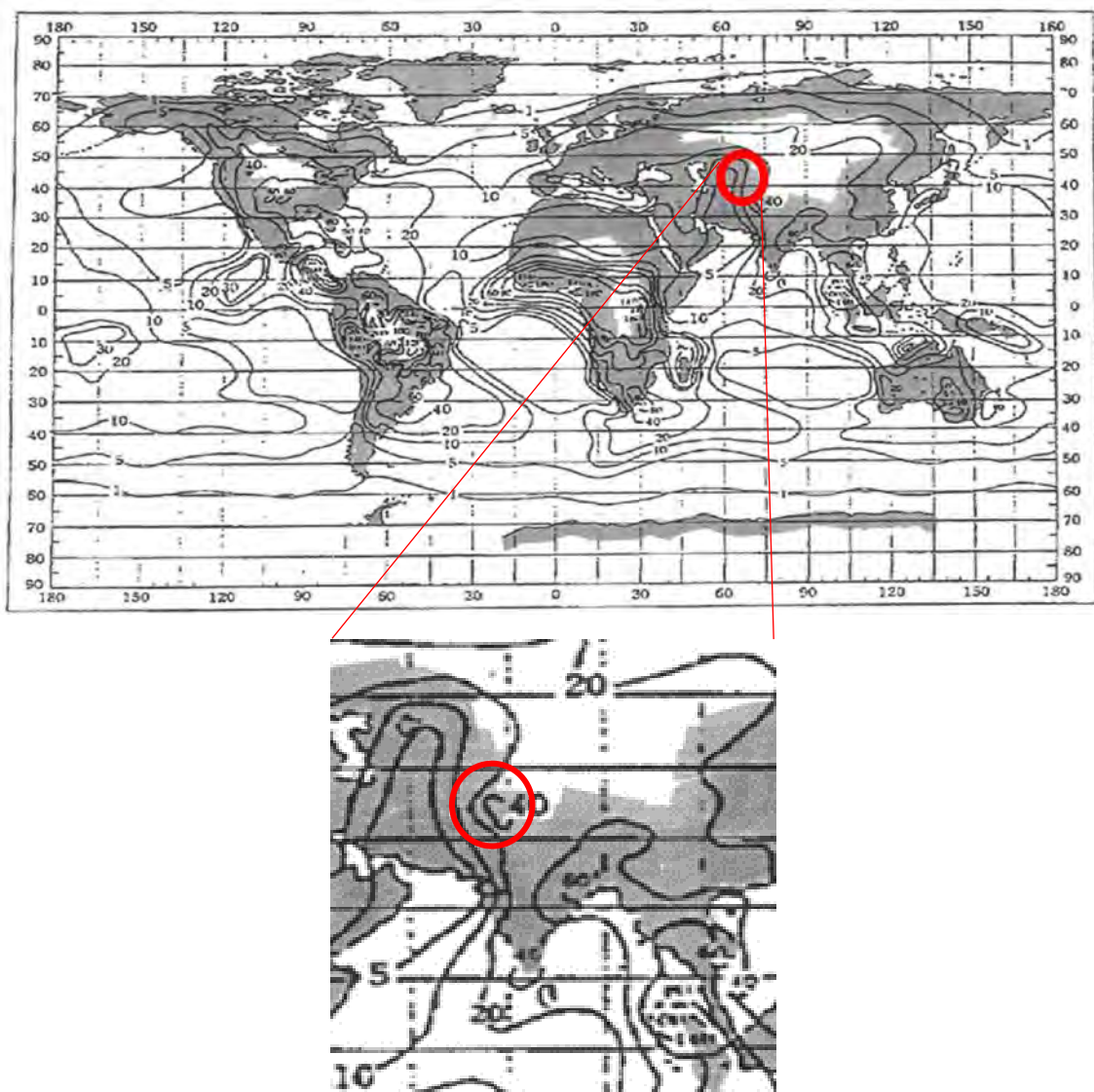


図 4.1.4 襲雷頻度マップ (～1985, CIGRE)

また、近年の襲雷統計値が図 4.1.5 に示すように、NASA より提供されている。

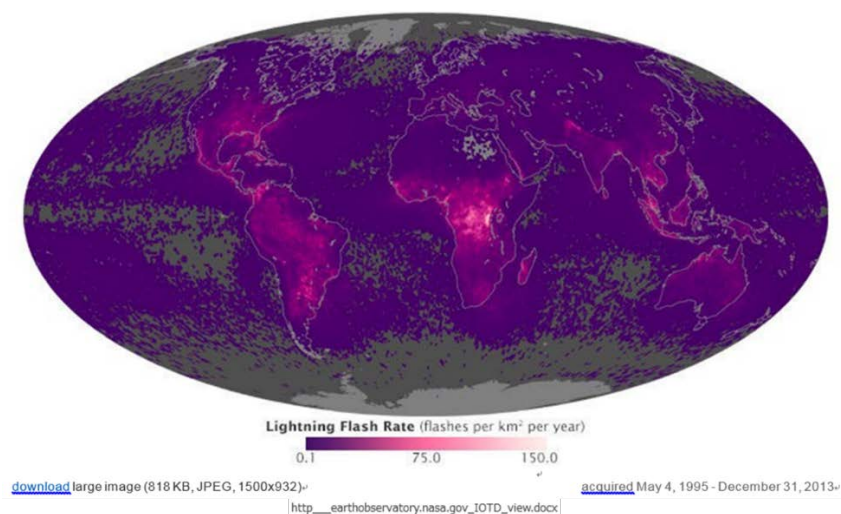


図 4.1.5 襲雷データ（～2013, NASA）

CIGRE および NASA の観測データから、タルベラ発電所からブルハン変電所地域の IKL 値¹¹は 33～71 回／km²／年が、マンセラ発電所から ISPR 変電所分岐点からイスラマバート大学変電所地域では 50～105 回／km²／年が得られた。詳細は巻末資料に示す。

4.1.3 気象に関する設計値

気象に関する調査結果をもとに、以下の項目についてまとめた。

(1) 気温

観測データから、最高気温は概ね 35℃、最低気温は 7℃となっている。グリッドコード 2005 においては、最高気温 40℃、最低気温 6.5℃と規定されており、最高気温は実測値より高めの値が設定されており、実測値と比べ概ね妥当と考えられる。したがって、設計値としてはグリッドコードに基づき最高・最低・平均の各気温について、以下のとおりとする。

- ・最高：40℃
- ・最低：6.5℃
- ・平均：25℃

(2) 風速

最大風速として 40m/s 相当が設計値として規定されている。この値は近年（2015/04/26）のミニサイクロンによる最大風速 30.6m/s を上回っており、設計値として妥当と考えられる。

¹¹ 年間雷雨日数分布図（Isokeraunic Level Map）より求める値。

(3) 襲雷日数

襲雷日数については、グリッドコード 2005 においては、平均値として 32～65 日/年、最大値として 120 日/年が規定されている。最大値に関しては地域性を考慮する必要があり、これに対して最新の観測データからタルベラ発電所からブルハン変電所地域は、最大 71 回/km²/年が、マンセラ発電所から ISPR 変電所分岐点からイスラマバート大学変電所地域では最大 105 回/km²/年得られた。これらの値はグリッドコードに規定されている最大値 120 日/年と同等または下回る結果となっており、本事業においては実測値をベースとして最適な耐雷対策設計を図るために、タルベラ発電所からブルハン変電所地域は、最大 70 回/km²/年を、マンセラ発電所から ISPR 変電所分岐点からイスラマバート大学変電所地域では最大 120 回/km²/年を採用する。

(4) 日射量

日射量に関しては、NASA の観測値は 0.44～0.84kW/m² が得られており、電線の連続許容電流計算時に用いられている単位[W/cm²]に変換すると、0.04～0.08W/cm² であり、最大値は概ね CIGRE で提唱されている 0.1W/cm² と同等となっていることから、CIGRE で規定している 0.1W/cm² を採用する。

(5) 等価塩分付着量

グリッドコード 2005 では、表 4.1.3 に示すように、3 地域に分割された等価塩分付着量が指定されている。本プロジェクトの対象地域はガドゥ北部である。

表 4.1.3 パキスタンにおける等価塩分付着量地域区分

地域	最大等価塩分付着量(mg/cm ²)	IEC60815 区分
ジャムシヨロ南部	1.0	IV
ガドゥ南部	0.67	III
ガドゥ北部	0.12	II

4.2 地形地質概要

4.2.1 地形

本事業の対象となる地域はヒマラヤ、カラコルム、ヒンズークシ山脈の南端に位置しており、山地の南側はインダス川（Indus River）、ハロ川(Harro River)を中心として標高 400m～600m 平野が広がっている。平野部の事業対象の既設送電線（タルベラ発電所 - ブルハン変電所およびタルベラ発電所 - ISPR 変電所）はタルベラダムよりインダス川の左岸の比較的平坦な地域に位置している。平野は地表に非固結の沖積層があり、降雨後に山地から流れてくる流水により浸食を受けやすく、所々浸食崖が見られる。一方、新設

送電線の計画ルートは既設送電線マンセラ変電所 – ISPR 変電所)から分岐し、イスラマバード首都圏北方に東西に伸びるマルガラ山地を横断する。マルガラ山地は石灰岩を主体とする山地であり、断層運動の影響を受けて入り組んだ尾根を形成している。また、表土は概ね 10m 以下とである。

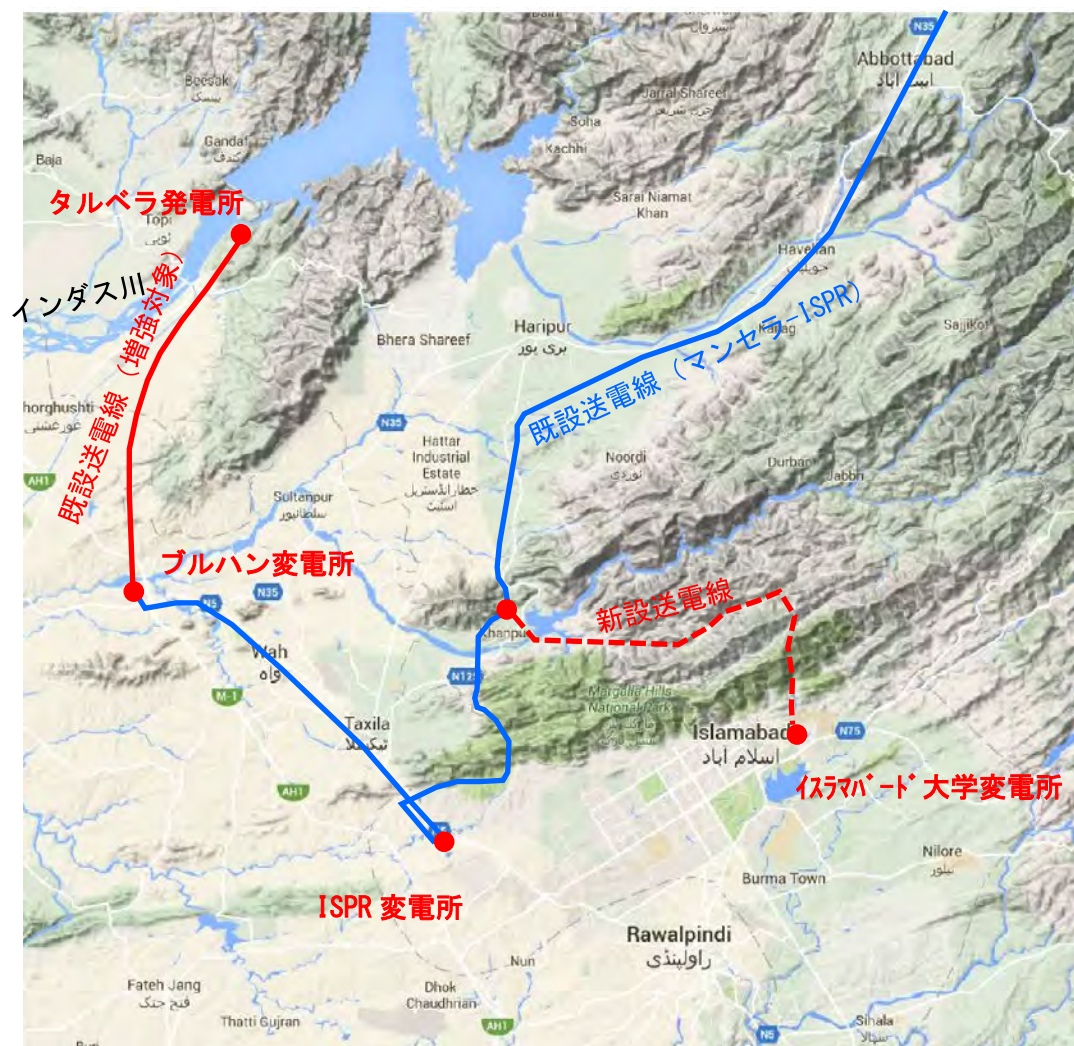


図 4.2.1 事業対象地域の地形

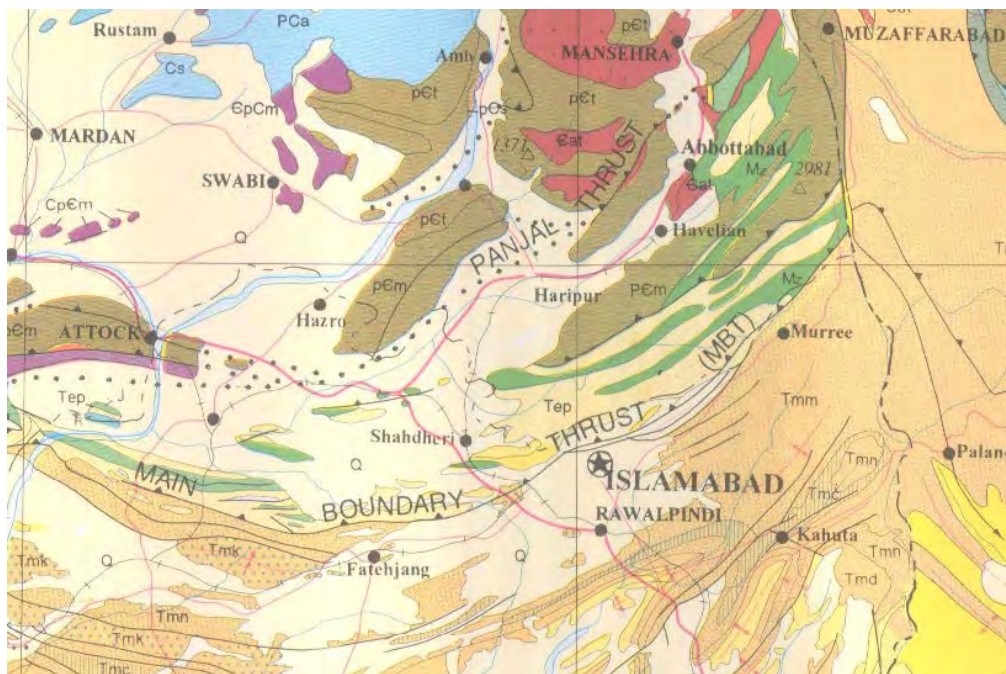
(出所：準備調査団)

4.2.2 地質

平坦部 (Q) は完新世における沖積層であり、シルト・砂・礫が互層となっている。この堆積物は基盤岩上の旧谷部に堆積しており、その厚さは 200m を超えるところがある。沖積層の表層部は比較的軟弱な地盤であることから基礎の設置深さに関しては過去の地質調査結果および必要に応じて地質調査を実施し、基礎の設置深さを決定することが必要である。

新設路線の対象であるマルガラ山地 (Tep) は中生代ジュラ紀から古第三紀始新世の石

灰岩を主体とし、泥灰岩や頁岩を伴う。マルガラ山地南端には断層（MBT）があり、この断層運動および褶曲作用を受けているため複雑な地質構造をしている。支持地盤は石灰岩を主体とし概ね 10m以下の比較的浅い位置に現れるため、基礎は基盤岩上に設置することが基本となる。



Q

第四紀完新世

シルト・砂・礫からなる未固結の表層堆積物である。

Tep

古第三紀始新世および暁新世の岩石層

浅海生の有孔虫石灰岩および化石を含む灰色の頁岩が複数の層に細分される。中生代と古生代の下位接触面の不整合は鉄分を含む Hangu 層（後ダン期）の砂岩はラテライトや石炭が目印となり、Surghar Range と Kohat の北部の境界に実用的な石炭が含まる。Hangu 層の上部の暁新世岩は Lockhart 層（泥灰岩と頁岩を下位に置く灰色頁岩）と Patala 層（僅かに石灰岩を挟む灰色頁岩）を含み、Salt Range 東部に実用的な石灰を継ぎ目に含む。また低品質の石炭が Kala Chitta および Kohat 地域の一部で見られる。始新世層では Nammal 層（灰色泥灰岩および石灰岩を下位に置く頁岩）から成る多数の異なる相の変化の痕跡を示す。Surghar Range（Chorgali 層を除く）、Salt Range および Potwar の地表下では Sakesar 石灰岩（クリーム色から灰色の石灰岩）および Choragali 層（化石を含む頁岩および石灰岩）は Margala Hill 石灰岩（暗灰色、海嶺を形成する石灰岩）、Chorgali 層（主として化石を含まない頁岩および白雲岩）と Kaldana 層（部分的に河口および河川的作用による灰色の砂岩および石灰岩を含む赤色頁岩）からなる。Kohat 地域では Jatta 石膏により挟まれた Bahadur Khel 塩に加え、その他の海生の層序には Panoba

（出典：Geological Map of Pakistan、Geological Survey of Pakista）

頁岩、Shekhan 層（灰色石灰岩および石膏を含む頁岩）、Kuldana 層および Kohat 層（豊富な有孔虫網を挟み込んだ石灰岩および頁岩）を含む。

Mz

中生代岩石層

主としてアンモナイト、有孔虫網、二枚貝などの化石を含む海生の石灰岩、頁岩および砂岩による白亜紀・ジュラ紀・三畳紀の岩からなる。白亜紀の岩は Hazara、Kala Chitta と Kohat 地域に限定した Kawagarh 層（白亜紀後期の泥灰岩や頁岩を下位に置く石灰岩）、Lumshiwal 層（白亜紀前期の石英から成る海緑石砂岩、石灰岩および頁岩）、Chichali 層（白亜紀初期からジュラ紀後期の化石を含む石英からなる頁岩および砂岩）を含む。白亜紀の層序は Samana Suk 層（ジュラ紀中期の頁岩を僅かに含む魚卵状で層理のない石灰岩）を含む。三畳紀の層序は Kingraili 層（三畳紀後期の下位に石灰岩を伴う白雲岩）、Tredian 層（三畳紀後期の砂岩及び頁岩）、Mianwali 層（三畳紀初期の化石を含む石灰岩、頁岩に多少砂岩を含む）を含む。

J

ジュラ紀岩石層

ジュラ紀岩石層は、分化されていない Samana Suk 石灰岩（ジュラ紀中期）、Shinawari 層（ジュラ紀前期のトゥール期）および Datta 層（ジュラ紀前期）を含む。Datta 層は Trans-Indus Range および Kohat 北部に薄く、Kara、Chitta および Hazara 地域に主に発達した。

図 4.2.2 事業対象地域の地質

4.3 地震

地震に関わる地域区分については、本調査対象箇所における地域区分を表 4.3.1 に示す。¹² また、図 4.3.1 に地域区分図を示す。地域区分は地盤の状況に応じて地盤の最大加速度で区分されている。地震対応設計荷重は、風荷重より小さいため、とくに考慮しない。

表 4.3.1 調査対象区間における地域区分一覧

区間及び変電所	州	地域区分
タルベラ変電所 - ブルハン変電所	KP	Zone 2B
タルベラ変電所 - ブルハン変電所 - ISPR(サンジャニ) 変電所	KP	Zone 2B
	パンジャブ	Zone 2B
マンセラ変電所 - ISPR(サンジャニ)変電所 - イスラマバード変電所	KP	Zone 3
	パンジャブ	Zone 2B
タルベラ変電所	KP	Zone 2B
ブルハン変電所	パンジャブ	Zone 2B
ISPR(サンジャニ) 変電所	パンジャブ	Zone 2B

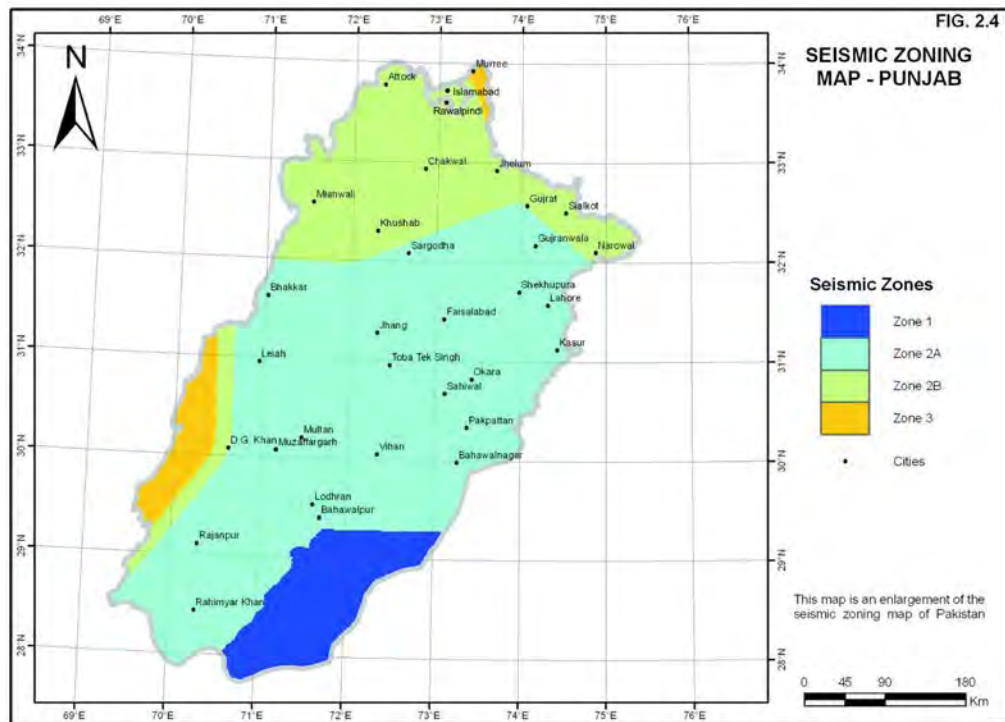
(出所：Building Code of Pakistan)

表 4.3.2 地域区分

地域区分	地盤の最大加速度
1	0.05～0.08g
2A	0.08～0.16g
2B	0.16～0.24g
3	0.24～0.32g
4	>0.32g

(出所：Building Code of Pakistan)

¹² Building Code of Pakistan



(出所 : Building Code of Pakistan)

図 4.3.1 パンジャブ州およびイスラマバード首都圏における地域区分

第5章 社会・環境

5.1 プロジェクト対象地周辺の社会環境

5.1.1 パキスタンの主要指標

パキスタンは、面積約 79.6km²（日本の約 2 倍）をもつ、南アジアに位置するイスラム国家であり、アフガニスタン、中国、インドおよびイランと国境を接している。2014 年の人口は 1 億 8 千万人で、年人口増加率は約 1.8～1.6%を推移している。政治体制は連邦共和制であり、4つの州と首都イスラマバード、また連邦直轄地から成る。パキスタンの主要指標を表 5.1.1 に示す。

表 5.1.1 パキスタン国の主要指標

	指 標 項 目	2004 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年
社 会 指 標 等	地表面積 (1000km ²)	796	796	796	796	796
	人口 (百万人)	155.2	176.2	179.2	182.1	185.1
	人口増加率 (%)	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6
	出生時平均余命 (歳)	65	66	66	67	n.a.
	妊産婦死亡率 (出生 10 万人当たり)	n.a.	n.a.	n.a.	170	n.a.
	乳児死亡率 (出生 1000 人当たり)	81.4	72.1	70.6	69.1	67.4
	栄養不足人口 (%)	25.6	21.7	21.8	21.7	n.a.
	一人当たりカロリー摂取量 (kcal/1 日) *1	2,340	2,426	2,434	2,440	n.a.
	初等教育総就学率(男) (%)	90.8	98.9	99.0	98.2	n.a.
	初等教育総就学率(女) (%)	66.7	85.1	86.3	85.5	n.a.
	初等教育修了率 (%)	n.a.	66.6	71.9	73.1	n.a.
	中等教育総就学率(男) (%)	n.a.	39.7	42.0	44.0	n.a.
	中等教育総就学率(女) (%)	n.a.	29.9	30.9	32.2	n.a.
	高等教育総就学率 (%)	3.3	8.3	9.5	9.8	n.a.
	男性成人識字率 (15 歳以上の男性人口の内 : %)	n.a.	42.0	n.a.	n.a.	n.a.
	女性成人識字率 (15 歳以上の女性人口の内 : %)	n.a.	67.0	n.a.	n.a.	n.a.
	女性の国会議員比率 (%)	21.3	22.5	22.5	20.7	20.7
	絶対的貧困水準 (1 日 1.25 \$ 以下の人口比 : %)	22.6	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	失業率 (%)	7.4	5.0	5.0	5.1	n.a.
	軍事費 (対 GDP 比 : %)	4.3	3.3	3.5	3.5	3.4
	携帯電話契約者数 (100 人当たり)	3.2	61.8	67.1	70.1	73.3
	人間開発指数*2 (2013 年ランキング : 146 位/187 カ国)	0.539	0.531	0.535	0.537	n.a.
経 済 指 標	GDP (百万 US ドル)	97,978	213,755	224,646	232,287	246,876
	一人当たり GNI (US ドル)	620	1,140	1,250	1,360	1,410
	実質 GDP 成長率 (%)	7.4	2.7	3.5	4.4	5.4
	産業構造 (対 GDP 比 : %)					
	農業	22.2	26.0	24.5	25.1	25.1
	工業	27.0	21.2	22.1	21.1	21.3
	サービス業	50.8	52.7	53.4	53.8	53.6
	産業別成長率 (%)					
	農業	2.4	2.0	3.6	2.9	2.1
	工業	16.3	4.5	2.5	1.4	5.8
	サービス業	5.8	3.9	4.4	4.9	4.3
	総資本形成率 (対 GDP 比 : %)	16.6	14.1	15.1	14.6	14.0
	貯蓄率 (対 GDP 比 : %)	17.6	9.1	7.1	7.9	7.5
	消費者物価上昇率 (インフレ : %)	7.4	11.9	9.7	7.7	7.2
	財政収支 (対 GDP 比 : %)	-2.0	-6.4	-8.0	-5.2	n.a.
	中央政府債務残高 (対 GDP 比 : %)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	貿易収支 (対 GDP 比 : %)	1.0	-5.0	-8.0	-6.7	-6.5
	経常収支 (対 GDP 比 : %)	n.a.	-1.0	-1.0	-1.9	-1.4
	外国直接投資純流入額 (百万ドル)	1,118	1,309	859	1,333	1,778
	対外債務残高 (対 GNI 比 : %) DSR (対外債務返済比率 : %)	36.3	28.7	25.8	22.8	n.a.
	総外貨準備高 (百万ドル)	26.4	9.1	14.8	26.3	n.a.
	(輸入支払い可能月数)	10,718	17,698	13,688	7,651	14,307
	名目対ドル為替レート	n.a.	4.2	3.1	1.7	3.1
	(Rupees per US Dollar : Period Average)	58.26	86.34	93.40	101.63	101.10

(出典 : JICA 国別主要指標 2015 年 11 月版)

表 5.1.2 に、州別の指標を示した。但し、表には3自治区は含まれていない。パキスタン国では1998年以来センサスが行われていないことから、人口等はデータソースによってばらつきがあることを明記しておく。

表 5.1.2 州別パキスタン国の主要指標

	全国	Punjab	KP	Sindh	Balochistan
面積 km ²		205,344	74,521	140,915	347,190
人口 (百万人 2012 年)	184.35	100.1	28	42.4	7.9
就学率 (%)	57	57	54	52	45
識字率 (%)	60	60	52	60	44
5 歳以下乳幼児死亡率(出生 1,000 人当たり)	89	89	75	112	158
妊産婦死亡率	276	276	275	345	758
改善された水源へアクセスできる人口の割合 (%)	87	87	82	90	69
備考		パキスタン国で最大の経済圏	パキスタン国で3番目に大きい経済圏	パキスタン国で2番目に大きい経済圏	石炭、天然ガス、鉱物等の生産が経済に貢献

(出典：MDG status 2012-2013)

5.1.2 行政区

図 5.1.1 事業計画地周辺の行政界にパキスタン国の行政界と事業対象地付近の拡大図を示す。事業対象地はイスラマバード首都圏 (Islamabad Capital Territory:ICT)、パンジヤブ州アトック郡、カイバル・パクトウンクワ (KP) 州アボッタバード郡およびハリプール郡に位置している。

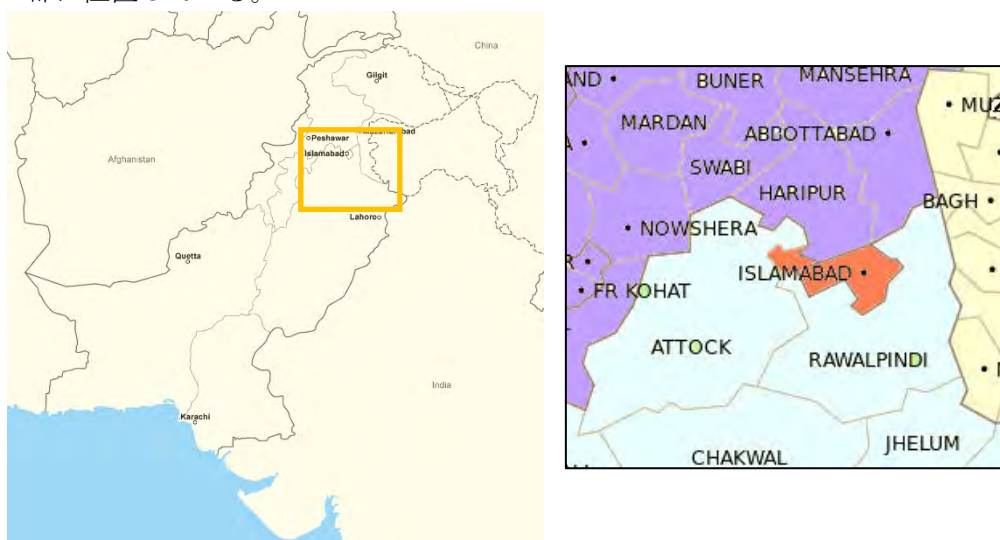
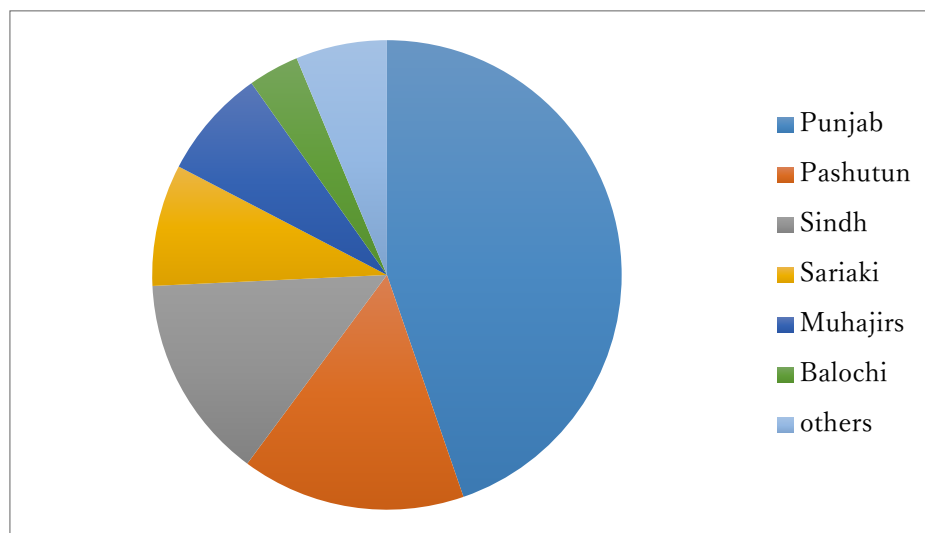


図 5.1.1 事業計画地周辺の行政界

5.1.3 民族

パキスタンの民族構成を図 5.1.2 に示す。パンジャブ人とパシュトゥーン人で半分以上を占める。



(出典 CIA world fact book)

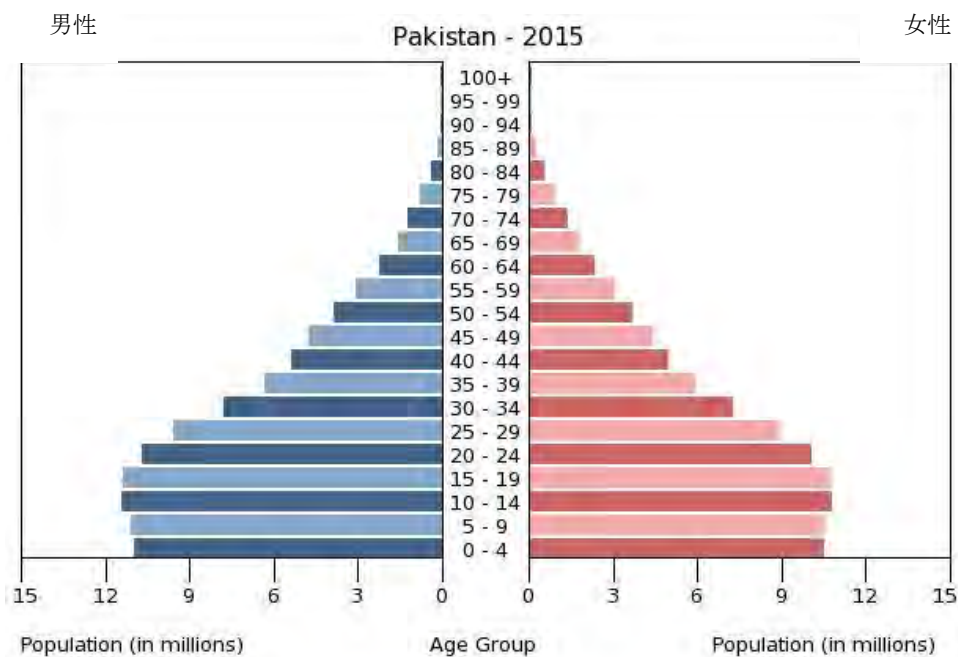
図 5.1.2 パキスタン国の民族構成

国教としてはイスラム教が制定されており、人口の 96.4%がイスラム教徒であるが、スンニ派が約 9 割と多数派を占めている。人口の残りの 5%以下はキリスト教徒、ヒンズー教徒、その他で構成される。

5.1.4 人口

パキスタンは 1947 年に独立し、その当時の首都はカラチであった。イスラマバードは 1959 年に首都として制定され、新たに開発された人工的な都市である。イスラマバード、ラホールおよびカラチが人口集中地区である。中でもイスラマバードは人口増加率が突出しており、2005 年から 2015 年の 10 年間の増加率が 73%、現在の人口は約 136 万人と見積もられている。¹³このような急激な人口増加と都市化により、急速なインフラ整備が課題となっている。パキスタン国の人口構成を図 5.1.3 に示す。

¹³ 世銀データより抜粋



(出典：CIA world fact book)

図 5.1.3 パ国の人口構成（百万人）

人口構成はピラミッド型を示しているが、10 歳から 14 歳の階層に比べ、それ以下の階層で低下している。なお、パキスタン国の正式なセンサスデータは 1998 年に取られたものが最後である。

5.1.5 教育・保健衛生

UNDP のレポート¹⁴によれば、識字率は 2009 年に全国で 57%、都市部では 74%であるが地方では 48%と、地方での識字率の低さが目立ち、特に女性の識字率は地方で 33%にしか達していない。パキスタンは、National Education Policy, 2009 を策定し、教育システムの向上を目指しており、初等教育就学率は年々向上し、2013 年では男子 98.2%、女子 85.5%であるが、終了率は 73.1%と下がる。高等教育就学率は 9.8%である。

乳幼児死亡率は 55.67 人/出生 1000 人（2015 年推定）で、その高さでは世界で 26 番目である（日本は 2.08 人/出生 1000 人）。妊産婦の死亡率は 178 人 /出生 100,000 人と高く、衛生状況が悪い事実を反映していると考えられる。

¹⁴ Pakistan Millennium Development Goals Report 2010

5.2 プロジェクト対象地周辺の自然環境

5.2.1 自然保護区

パキスタンには、1.2 万 ha に及ぶ 14 の国立公園(National Park)、1.9 万 ha に及ぶ 54 の野生生物保護区(Wildlife Sanctuary)、3.0 万 ha に及ぶ鳥獣保護区(Game Reserve)がある(表 5.2.1)。そのうち 6 箇所は、ラムサールサイトにも指定されている。

表 5.2.1 国指定自然保護区の数と面積

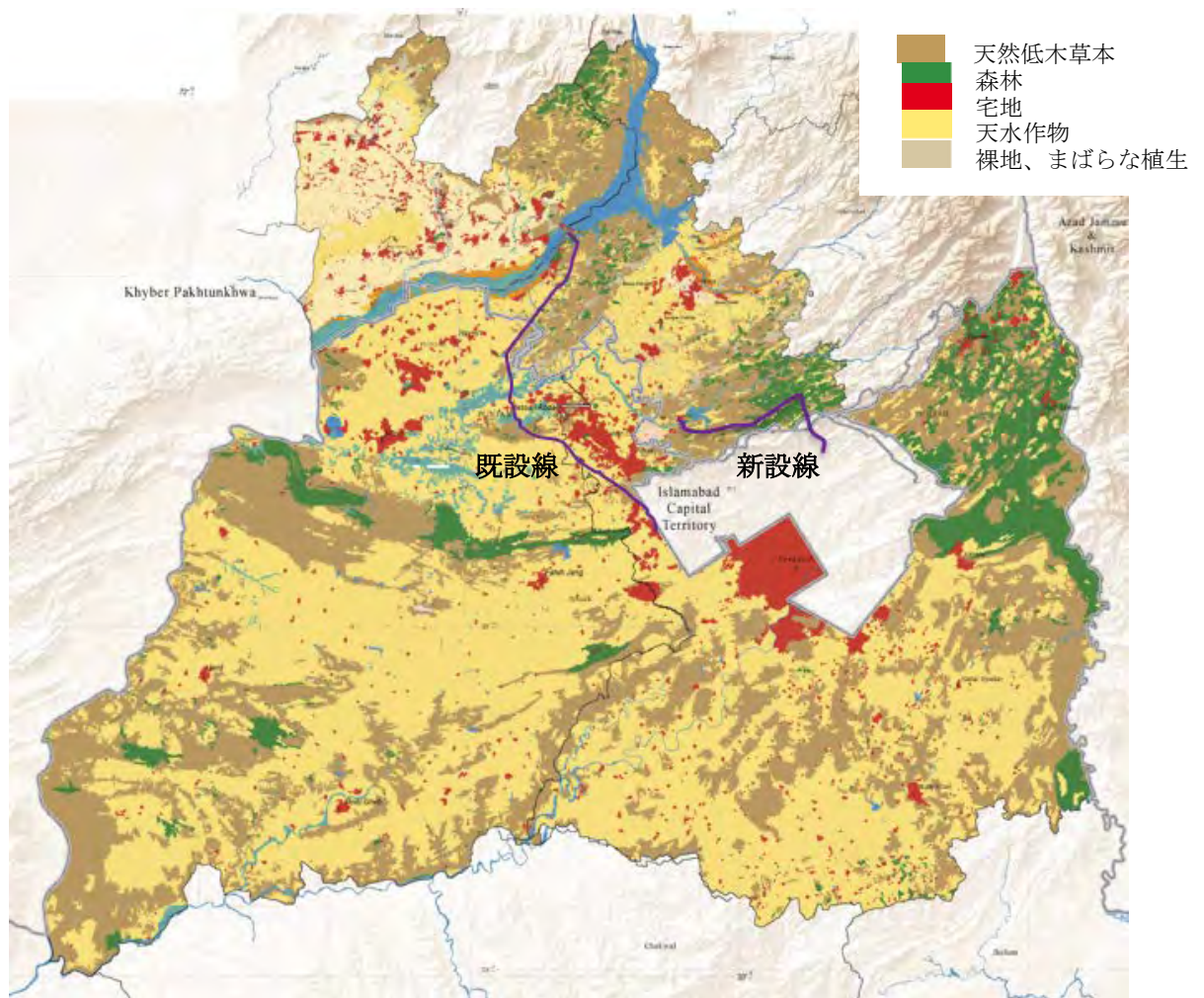
種別	数	面積 (ha)
国立公園	14	11,692
野生生物保護区	54	19,175
鳥獣保護区	64	29,936
自然保護区	1	15,000
その他	1	9
民間保護区	1	16
保護区	1	0
サンクチュアリ	1	7,506
合計	137	83,334

5.2.2 気候

四角で囲んだプロジェクト対象近郊地区は、パキスタン国内において比較的降水量が多い地域に属し、年間降水量は 700mm を越える。農業は天水型の作物生産が多い。この地域では雨は 7 月～8 月のモンスーン期に多い。4 月から 8 月ほどまでの夏は気温が 40℃ を越える地区もあるが、11 月から 2 月ほどの冬には最低気温が 10℃以下まで下がるような場所もあり、季節変動が大きい。

5.2.3 土地利用

事業対象地周辺の土地利用を示す。図 5.2.1 は、KP 州ハリプール郡、アボッタハード郡、パンジャブ州アトック郡およびラワルピンディ郡の土地利用図である（イスラマバード首都圏についてはデータなし）。



(出典：Land Cover Atlas in Pakistan)

図 5.2.1 プロジェクト対象地付近土地利用図

既設線は、主に低木草本地域と農耕地を通過しており、一方、新設線は低木草本地区、森林、宅地エリアに計画されている。

第6章 パキスタンの環境社会配慮

6.1 パキスタンの環境社会配慮制度・組織

6.1.1 組織および環境政策

パキスタンの環境政策の担当官庁は、環境省農村開発局であったが、省庁改編の結果、2010年に気候変動省（Ministry of Climate Change : MOCC）が設立され、その業務が引き継がれた。同省には、5つの外局があるが、そのうちのひとつであるパキスタン環境保護庁（Pakistan Environment Protection Agency : Pak EPA）が、環境管理に係る実務を担っている。MOCCの5つの外局を図 6.1.1 に示す。

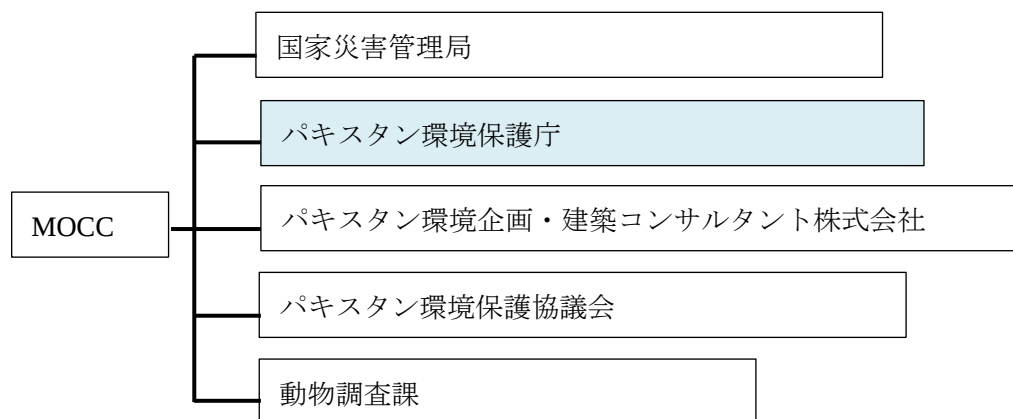


図 6.1.1 気候変動省の外局

（出典：MOCC のウェブサイト）

Pak EPA は全国を管轄するが、各州にも州 EPA があり、州内の環境問題についてはこちらが担当する。

パキスタンの国家レベルの環境政策は 2005 年に定められた国家環境政策（National Environmental Policy）が最新である。2010 年には、国家気候変動政策（National Climate Change Policy : NCCP）が議会で承認されたが、これは気候変動対策についての政策で、環境に関する記載も多いが、国家環境政策に取って代わるものではない。環境保全の具体的内容については、パキスタン環境保護法（Pakistan Environmental Protection Act : PEPA）に示されるが、各州においても環境保護法が作成されている。その他の関連法令も、それぞれの州で制定されているが、一般的には大きな差異はない。本プロジェクトはパンジャブ州および KP 州の 2 州および連邦直轄地域である ICT にまたがる事業であるため、それぞれの州の法令を確認する必要がある。

6.1.2 環境影響評価にかかる法制度

パキスタンでの EIA は、1983 年の環境保護条例 (Environmental Protection Ordinance, 1983) において初めて、負の環境影響がある事業を実施する際の必要事項とされ、1994 年より事業実施前の承認取得が義務化された。1997 年に、同条例は PEPA に引き継がれる。2000 年には、パキスタン環境保護法に基づいた環境影響評価法¹⁵が発布されるとともに、環境アセスメント手順書¹⁶が定められ、EIA および IEE の手続きが明確化された。

なお、IEE/EIA の実施ガイドラインは下記のとおりである。

- 1) 環境影響報告書の作成と審査のためのガイドライン (Guideline for Preparation and Review of Environmental Reports, 1997)
- 2) 公聴会開催のためのガイドライン (Guideline for Public Consultation, 1997)
- 3) 環境影響を受けやすい地域及び環境汚染が危機的な地域に対するガイドライン (Guideline for Sensitive and Critical Areas)
- 4) 国家環境基準 (NEQS:National Environmental Quality Standards)
- 5) セクター別ガイドライン (Sectoral Guidelines for Environmental Reports)

IEE および EIA の適用対象事業はパキスタン環境保護法に基づいた環境影響評価法の付表に、セクター毎に細かく指定され、エネルギー分野における対象事業は以下の通りである。

表 6.1.1 エネルギー分野の IEE もしくは EIA 対象事業

IEE 対象事業	EIA 対象事業
1. 50MW 未満の水力発電 2. 200kW 未満の火力発電 3. 11kV 未満の送電線と配電事業 4. 石油・ガス輸送システム 5. 探索・成算、収集システム、分離、貯蔵を含む石油・ガス採取事業 6. 廃棄物を利用したエネルギー生産事業	1. 50MW 以上の水力発電 2. 200kW 以上の火力発電 3. 11kV 以上の送電線と配電施設 4. 原子力発電所 5. 製油所

(出典：Review of Initial Environmental Examination and Environmental Impact Assessment Regulations, 2000)

また、同付表では、セクター別の EIA 対象となる事業設定の他に以下の地域設定が設定されている。

¹⁵ Pakistan Environmental Protection Agency Review of Initial Environmental Examination and Environmental Impact Assessment Regulations, 2000

¹⁶ Policy and procedures for the filing, review and approval of Environmental assessment, 2000

- 環境影響を受けやすい地域：環境影響を受けやすい地域で行われる全ての事業
- その他
 - 1) 連邦政府機関が EIA を必要とした事業
 - 2) 有害な環境影響を与える可能性がある事業

EIA および IEE の手続きを図 6.1.2 に示す。

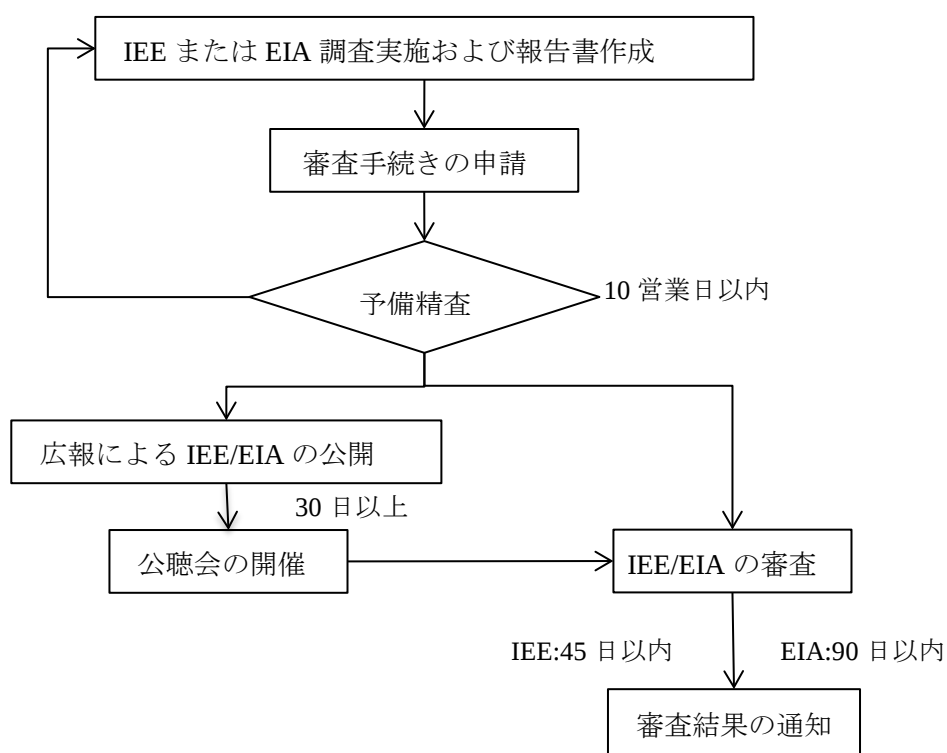


図 6.1.2 IEE/EIA 承認手続きのフロー

(出典: Review of Initial Environmental Examination and Environmental Impact Assessment Regulations, 2000)

事業者は EIA 報告書を事業が行われる州の EPA に提出し承認を受ける。事業が複数の州にまたがる場合は、それぞれの州の EPA に提出する。本事業では 2 州および ICT を事業対象地としているため、ICT を管轄する Pak-EPA に EIA を提出し、Pak-EPA がパンジャブ州および KP 州より非異議証明書 (No Objection Certificate : NOC) を取り付けて承認する。公聴会はそれぞれの州で実施されることになる。EIA 承認にかかる各段階の手続きに要する日数については、図 6.1.2 に示したが、EIA 報告書の提出から 4 カ月以内に審査結果が出ない場合には、自動的に対象事業は認可されたものとされる。ただし、連邦機関はこの期限を延長することが可能である。

その他プロジェクト実施で注意が必要な環境社会配慮関連法は表 6.1.2 に示す通りである。

表 6.1.2 環境社会配慮関連法

法律名	内容	担当官庁
The Forest Act, 1927	植生と動植物の生息域を保全する目的	Forest department
Provincial Wildlife (Protection, Preservation, Conservation and Management) Act, Ordinances and Rules	野生生物の保護を目的、自然公園やサンクチュアリについても記載	Provincial Wildlife department
Antiquities Act, 1975	考古学的、歴史的に重要な地域の保全を目的	Department of Archaeology and Museums
Provincial Local Government Ordinances, 2001	州の土地利用、自然植生・大気・水・土壌汚染防止についておよび廃棄物/排水処理についての条例	Provincial local government
Factories Act, 1934	労働者の労働安全、健康保全を目的	Department of Labor
Land Acquisition Act 1894	土地収用についての規則を規定	Provincial local government

(出典：Environmental Impact Assessment Handbook for Pakistan, National Impact Assessment Programme)

パキスタンでは国家環境基準 (National Environmental Quality Standards: NEQS) によって、以下の項目についての基準が定められている。工事中および供用中には、これら基準が守られる必要がある。

表 6.1.3 パキスタン国家環境基準

基準	項目	内容
排水基準	32 項目	内水面に排出される排水に含まれる汚染物質の最大許容濃度
排出ガス基準	16 項目	排出ガスの最大許容濃度
車両排ガス基準および騒音基準	排煙および一酸化炭素濃度 騒音レベル	車両からの排ガスおよび騒音の最大許容基準
騒音基準	騒音レベル	ゾーン別昼夜別騒音基準
大気質基準	9 項目	環境大気質基準

(出典：Environmental Impact Assessment Handbook for Pakistan, National Impact Assessment Programme)

以下、2016 年 7 月時点の基準値を示す。また、各州の上乗せ基準等は存在しない。

<排水基準>

排水基準は、一律だったものが 2000 年より内水面、下水処理場、海の 3 カテゴリーが指定され、排水水域ごとの指定となった。表 6.1.4 に基準値を示す。なお、パキスタン国では環境水の水質環境基準は設定されていない。

表 6.1.4 パキスタン国排水基準

項目	略号	排出先		
		内水面	下水処理場	海
温度上昇		≤ 3 °C	≤ 3 °C	≤ 3 °C
pH		6 - 9	6 - 9	6 - 9
生物学的酸素要求量	BOD	80	250	80
化学的酸素要求量	COD	150	400	400
浮遊物質	SS	200	400	200
総溶解物質	TDS	3500	3500	3500
油分		10	10	10
フェノール類		0.1	0.3	0.1
塩化物	Cl ⁻	1000	1000	SC
フッ化物	F ⁻	10	10	10
シアン化物	CN ⁻	1.0	1.0	1.0
非イオン界面活性剤	MBAS	20	20	20
硫酸	SO ₄ ²⁻	600	1000	SC*
硫化物	S ²⁻	1.0	1.0	1.0
アンモニア	NH ₃	40	40	40
農薬		0.15	0.15	0.15
カドミウム	Ca	0.1	0.1	0.1
クロム	Cr	1.0	1.0	1.0
銅	Cu	1.0	1.0	1.0
鉛	Pb	0.5	0.5	0.5
水銀	Hg	0.01	0.01	0.01
セレン	Se	0.5	0.5	0.5
ニッケル	Ni	1.0	1.0	1.0
銀	Ag	1.0	1.0	1.0
総有害物質		2.0	2.0	2.0
亜鉛	Zn	5.0	5.0	5.0
ヒ素	As	1.0	1.0	1.0
バリウム	Ba	1.5	1.5	1.5
鉄	Fe	8.0	8.0	8.0
マグネシウム	Mn	1.5	1.5	1.5
ホウ素	B	6.0	6.0	6.0
塩素	Cl	1.0	1.0	1.0

*SC:海水濃度かそれ以下

(出典 : Gazette of Pakistan Extraordinary S.R.O. 549 (I)/2000 Annex-I)

＜排出ガス基準＞

工業排出ガス基準は 2000 年に改訂されている。

表 6.1.5 排出ガス基準

	項目	排出源	基準値 (mg/Nm ³)
1	ばい煙	ばい煙排出能力	40% または 2 リングマンスケール
2	粒子状物質	ボイラーおよび炉	
		1 石油燃料	300
		2 石炭燃料	500
		3 セメントキルン	300
		クリンカの冷却と関連プロセス、冶金プロセス、コンバータ、高炉やキューポラの研削破砕	500
3	塩化水素	すべて	400
4	塩素ガス	すべて	150
5	塩化フッ素	すべて	150
6	硫化水素	すべて	10
7	酸化硫黄	硫酸/スルホン酸プラント	
		石炭または石油火力発電所以外のプラント	1700
8	一酸化炭素	すべて	800
9	鉛	すべて	50
10	水銀	すべて	10
11	カドミウム	すべて	20
12	砒素	すべて	20
13	銅	すべて	50
14	アンチモン	すべて	20
15	鉛	すべて	200
16	酸化窒素	硝酸工場	3000
		石炭または石油火力発電所以外のプラント	
		1 ガス燃料	400
		2 石油燃料	600
		3 石炭燃料	1200

(出典 : Gazette of Pakistan Extraordinary S.R.O. 549 (I)/2000 Annex-II)

＜排ガス基準＞

2009 年に改訂された車両の排ガスおよび騒音に関する基準を以下に示す。

表 6.1.6 車両排ガス基準+騒音

使用車

項目	最大許容限度	測定法
煤煙	40% または 2 リングマンスケール (加速時)	6m 以上の距離でリングマンチャートと比較
一酸化炭素	6%	アイドリング時: 非拡散赤外ガス分析器
騒音	85dB (A)	騒音計 音源から 7.5 m

新車

車両タイプ	Category/class	Tier	CO	HC+NOx	PM
乗用車	M 1	Pak-II IDI	1	0.7	0.08
		Pak-II DI	1	0.9	0.1
商用車	NI-I	Pak-II IDI	1	0.7	0.08
		Pak-II DI	1	0.9	0.1
	NI-II	Pak-II IDI	1.25	1	0.12
		Pak-II DI	1.25	1.3	0.14
	NI-III	Pak-II IDI	1.5	1.2	0.17
		Pak-II DI	1.5	1.6	0.2

(出典 : Gazette of Pakistan Extraordinary S.R.O. 72(KE)/2009)

＜騒音＞

騒音の基準は 2010 年に設定された。

表 6.1.7 騒音基準

区分/ゾーン		Limit in dB(A) Leq	
		日中 (6:00~22:00)	夜間 (22:00~6:00)
住宅地	A	55	45
商業地	B	65	55
工業地	C	75	65
静寂地区	D	50	45

(出典 : Gazette of Pakistan Extraordinary S.R.O. 1064 (I)/2010)

＜大気質＞

大気質の基準は 2010 年に Gazette で公表されたが、2010 年 7 月 1 日から効力を発する基準値と 2013 年から効力を発する基準値の双方が併記されていた。表 6.1.8 には 2013 年からの基準を示す。

表 6.1.8 大気質基準

項目		時間加重平均	基準値	単位	測定法
酸化硫黄	SO ₂	Annual	80	μg/m ³	紫外蛍光法
		24 hours	120	μg/m ³	
一酸化窒素	NO	Annual	40	μg/m ³	気相化学発光法
		24 hours	40	μg/m ³	
二酸化窒素	NO ₂	Annual	40	μg/m ³	気相化学発光法
		24 hours	80	μg/m ³	
オゾン	O ₃	1 hour	130	μg/m ³	非分散紫外吸光
粒子状物質	SPM	Annual	360	μg/m ³	ハイボリューム法
		24 hours	500	μg/m ³	Sampling
呼吸域粉塵	PM ₁₀	Annual	120	μg/m ³	β-線吸収
		24 hours	150	μg/m ³	
呼吸域粉塵	PM _{2.5}	Annual	15	μg/m ³	β-線吸収
		24 hours	35	μg/m ³	
		1 hour	15	μg/m ³	
鉛	Pb	Annual	1	μg/m ³	原子吸光法
		24 hours	1.5	μg/m ³	
一酸化炭素	CO	8 hours	5	mg/m ³	非分散赤外法
		1 hour	10	mg/m ³	

(出典：Gazette of Pakistan Extraordinary S.R.O. 1062 (I)/2010)

パキスタンが批准している環境に関する国際条約は以下の通りである。

1) 批准:

生物多様性条約、国連気候変動枠組条約、気候変動枠組条約に関する京都議定書、絶滅のおそれのある野生動植物の種の国際取引に関する条約（ワシントン条約）、国際連合砂漠化対処条約、環境改変技術敵対的使用禁止条約、有害廃棄物の国境を越える移動及びその処分の規制に関するバーゼル条約、国連海洋法条約、廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約、オゾン層の保護のためのウィーン条約、1973 年の船舶による汚染の防止のための国際条約に関する 1978 年の議定書（マルポール条約）、水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約（ラムサール条約）

2) 署名のみで未批准:

公海漁業条約

パキスタンにおける自然保護政策は、州レベルで実施されており、それぞれの州の法

令に従って行われる。国立公園、サンクチュアリおよび禁猟区の管理については、各州の野生生物保護に係る法令によって規定される。本プロジェクト対象地区における法令は以下のとおりである。なお、North-West Frontier Province は KP 州の 2010 年までの名称である。

- ・ ISP: Islamabad Wildlife (Protection, Preservation, Conservation and Management) Ordinance, 1979
- ・ Punjab 州: Pujab Wildlife (Protection, Preservation, Conservation and Management) Act, 1974
- ・ KP 州: North-West Frontier Province Wildlife (Protection, Preservation, Conservation and Management) Act, 1975

これら Ordinance および Act において、サンクチュアリ、国立公園および禁猟区は以下のように規定されている。特に、国立公園の記述についてはこれら 3 法で全く同じである。

(1) サンクチュアリ (Wildlife Sanctuary)

- 1) 野生生物の繁殖のために政府(州政府)は Gazette でサンクチュアリを宣言できる。
- 2) サンクチュアリには一般人は入れない。森林開発も許可されない。
- 3) サンクチュアリには入れず、居住できず、耕作もできない。

(2) 国立公園 (National Park)

- 1) 動植物の保全と保護のために政府(州政府)は Gazette で国立公園を宣言できる。
- 2) 国立公園は政府の課す制限のもとでレクリエーション、学習および調査のために利用可能である。
- 3) 国立公園内での公共のためのホテル等ビルの建設やアクセス道路の建設および森林資源の利用は、国立公園の設立の目的を損なわない限りにおいて可能である。
- 4) 次の行為は禁止される。①狩猟・捕獲等行為(保護地区境界から 2km の範囲を含む)。②発砲その他あらゆる野生生物の繁殖を阻害する行為。③植物の伐採・毀損・採取等の行為。④耕作や採掘等あらゆる開削行為。⑤水質汚濁。

(3) 禁猟区 (Game Reserve)

- 1) 狩猟のための施設の提供のために政府(州政府)は Gazette で禁猟区を宣言できる。
- 2) 狩猟許可は公的機関から交付される。

6.1.3 法令と JICA ガイドラインとのギャップ分析

パキスタン国の法令と JICA 環境社会配慮ガイドラインとのギャップ分析の結果を表 6.1.9 にまとめる。

表 6.1.9 JICA ガイドラインとパ国法令のギャップ

項目	JICA	パ国法令	ギャップ
1 カテゴリ分類	JICA は、プロジェクトを、その概要、規模、立地等を勘案して、環境・社会的影響の程度に応じて 4 段階のカテゴリ分類を行う。	PAKISTAN ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (REVIEW OF IEE AND EIA) REGULATIONS, 2000 (以下 Pak-EPA レビューと記す) において、IEEもしくはEIAが必要な事業について付表に記されている。	JICA ガイドラインでは送変電事業では大規模非自発的住民移転、大規模森林伐採、海底送電線を伴うものが影響を及ぼしやすいセクターとされているが、パ国法令では、高圧線は全て EIA の対象事業である。
2 情報公開	JICA は、協力事業の初期段階において、情報公開が確実に行われることを担保するための枠組みについて、相手国等と協議し合意する。 JICA は、プロジェクトの環境社会配慮に関する情報が現地ステークホルダーに対して公開・提供されるよう、相手国等に対して積極的に働きかける。	EIA 完成後、全国および地方の英語およびウルドゥー語の新聞に、プロジェクトのタイプ、実施場所、実施期間、EIA の公開場所の情報が公開される。(Pak-EPA レビュー)	パ国で要求される情報公開は、EIA の完成後となる。
3 現地ステークホルダーとの協議	JICA は、カテゴリ A については、開発ニーズの把握、環境社会面での問題の所在の把握及び代替案の検討について早い段階から相手国等が現地ステークホルダーとの協議を行うよう働きかけるとともに、必要な支援を行う。	EIA 公開後、公聴会が実施される。 (Pak-EPA レビュー)	パ国法では EIA の完成後初めて公聴会が開かれ、それまでのステークホルダーの関与は担保されない。 Guideline for Preparation and Review of Environmental Reports, 1997 ではスコーピング時の関与を求めている。
4 環境アセスメント報告書	カテゴリ A 案件において必要とされる環境アセスメント報告書については、別紙 2 に示す項目が満たされることを相手国等に求め確認する。 ・ 概要 ・ 案件の記述 ・ 基本情報 ・ 環境への影響 ・ 代替案の分析 ・ 環境管理計画 ・ 協議	Guideline for Preparation and Review of Environmental Reports, 1997 に環境アセスメント報告書に必要な内容が記載されており、JICA の要求は網羅されている。	ガイドラインに定められている項目は JICA のガイドラインと同等である。
5 人権への配慮	JICA は、協力事業の実施に当たり、国際人権規約をはじめとする国際的に確立した人権基準を尊重する。この際、女性、先住民族、障害者、マイノリティなど社会的に弱い立場にあるものの人権については、特に配慮する。	Guideline for Public Consultation, 1997 において、女性、先住民族、障害者、マイノリティなど社会的に弱い立場にあるものの人権については、特に配慮することが述べられている。	ガイドラインに定められている内容は JICA のガイドラインと同等である。

6.2 用地取得・住宅移転にかかる法的枠組み

用地取得に関する法律（Land Acquisition Act,1894）が基本法として存在する。2002 年に気候変動省の前身である Ministry of Environment, Local Government & Rural. Development が National Resettlement Policy および Project Implementation and Resettlement of Affected Person Ordinance,2001 のドラフトを作成したが、承認には至っていない。土地収用法（Land Acquisition Act : LAA）では、用地取得の手続きを定め、国家もしくは州による民有地を公共利用に供する際の土地収用権について述べられている。それぞれの州は、州独自の事情に合わせた修正を行った条例（Act）を持っている。同法では土地や農作物は、現行市場価格に基づき現金で補償されることが明記されており、土地の価格査定においては、過去 3 から 5 年の販売価格の平均値を取ることが義務づけられている。しかし、近年のケースでは、現行市場価格に 15%の割り増しをつける事例が見られる。

送電線の新設プロジェクトでは、Telegraph Act 1910 の規定に基づき、用地収用を行わず、NTDCL は鉄塔の基礎および送電線下の土地について補償で全て事業を行う。送電線についての補償は次のそれぞれの 4 ステージにおいて、農作物、樹木、構造物について行われる。

- 1) 調査
- 2) 鉄塔基礎工事
- 3) 鉄塔建設
- 4) 送電線の敷設

また、工事現場までのアクセス道路についても補償を行う。NTDCL は電線直下から両側 15m ずつの計 30m 幅を送電線用地（Right of Way : RoW）またはコリドーと呼び、安全のために確保している。この範囲には、居住は認められないが、耕作は可能である。樹木は剪定を行い、4m を越えない高さに管理している。

本事業では、どうしても避けられない場合に用地収用を行うが、国内法によれば LAA を根拠とすべきである。表 6.2.1 に JICA のガイドラインとパキスタンの LAA を比較した結果をまとめるが、大きなギャップがあることが分かる。NTDCL はこれらのギャップを埋めるため、2013 年に土地収用住民移転フレームワーク（Land Acquisition And Resettlement Framework : LARF）を独自に策定し、国際金融機関から融資を受ける際のガイドラインとして使用している。本調査では、JICA ガイドラインと LARF を参照しつつ、最適な土地収用住民移転計画（Land Acquisition Resettlement Plan : LARP）を作成する。

表 6.2.1 JICA ガイドラインとパキスタン LAA の比較

No.	JICAガイドライン	パキスタンLand Acquisition Act	ギャップ	ギャップを緩和するためのプロジェクトの方針
1.	非自発的住民移転及び生計手段の喪失は、あらゆる方法を検討して回避に努めねばならない。(JICA GL)	特に記載無し	LAAでは、特に回避を求めている。	ゼロオプションを含めた代替案の比較検討を行う。
2.	このような検討を経ても回避が不可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補償するために、対象者との合意の上で実効性ある対策が講じられなければならない(JICA GL)	特に記載無し	LAAでは影響が最小化されない。	代替案の比較検討により、影響を最小化する。検討の過程で関係者の関与を求める。
3.	非自発的住民移転及び生計手段の喪失の影響を受ける者に対しては、相手国等により、十分な補償及び支援が適切な時期に与えられなければならない(JICA GL)	用地収用官 (LAC: Land Acquisition Collector) または地方判事が補償査定の最終権限者である。	補償と支援が十分であるか、また適切な時期になされるかどうか不明である。	エンタイトルマトリックスに明記するとともに、プロジェクト実施に伴って結成されるPMUおよびPIUIによるサポートが行われる。
4.	補償は、可能な限り再取得価格に基づき、事前に行われなければならない。(JICA GL)	補償は市場価格に基づく。	補償と支援が十分であるか、また適切な時期になされるかどうか不明である。	補償は再所得価格に基づくものとする。また事前を実施する。
5.	補償および支援は移転の前に行われねばならない。(JICA GL)	特に記載無し	補償と支援が十分であるか、また適切な時期になされるかどうか不明である。	補償および支援は移住の前から行われる。
6.	大規模非自発的住民移転が発生するプロジェクトの場合には、住民移転計画が、作成、公開されていなければならない(JICA GL)	特に記載無し	住民移転計画の作成および公開のルールが存在しない。	大規模非自発的住民移転が発生するプロジェクトの場合には、住民移転計画を作成、公開する。
7.	住民移転計画の作成に当たり、事前に十分な情報が公開された上で、これに基づく影響を受ける人々やコミュニティとの協議が行われていなければならない。(JICA GL)	特に記載無し	同上	住民移転計画の作成時に、情報公開と、住民説明会を実施する。
8.	協議に際しては、影響を受ける人々が理解できる言語と様式による説明が行われていなければならない。(JICA GL)	特に記載無し	説明が影響を受ける人々に理解出来るものであるか不明である。	文書は地方言語への翻訳を行い、また支援組織による説明を行う。

9	非自発的住民移転及び生計手段の喪失に係る対策の立案、実施、モニタリングには、影響を受ける人々やコミュニティの適切な参加が促進されていなければならない (JICA GL)	特に記載無し	影響を受ける人々の参加が補償されない。	影響を受ける人々、地方自治体、地方村落の参加をLARPの仕組みを使って促進する。
10.	影響を受ける人々やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されていなければならない。 (JICA GL)	特に記載無し	苦情に対する処置が行われない可能性がある。	苦情処理委員会の設立と、苦情処理受付方法の明確化、および支援をLARPの仕組みを使って実施する。
11.	被影響住民は補償や支援の受給権を確立するため、初期ベースライン調査を通じて特定・記録される。これは補償や支援等の利益を求めて人々が不当に人々が流入することを防ぐため、可能な限り事業の初期段階で行われることが望ましい。 (WB OP. 4. 12 Para. 6)	特に記載無し	受給権の確立のルールがないことから、不当に流入する人々を止められない。	カットオフデートの設定を行う。
12.	補償や支援の受給資格者は、土地に対する法的権利を有する者、有していないが権利を請求すれば当該国の法制度に基づき権利が認められる者、占有している土地の法的権利及び請求権を確認できないものとする (WB OP4.12 Para 15)	土地所有権利者のみが補償を受けられる。	権利を持たない者は支援の対象とならない。	占有している土地の法的権利及び請求権がない者も補償対象とし、彼らが所有する構造物や作物等を補償対象とする。
13.	移転住民の生計が土地に依存している場合は、土地に基づく移転戦略に重きを置く。 (WB OP4.12 Para.11)	特に記載無し	生計の土地への依存度は考慮されない。	移転住民の生計が土地に依存している場合は、土地に基づく移転戦略を検討する。
14.	移行期間の支援を行う。 (WB OP4.12 Para.6)	特に記載無し	移行期間の支援が不明確である。	移行期間についても支援を行う。
15.	移転住民のうち、社会的な弱者、特に貧困、土地を所有しない者、老人、女性、子供、少数民族、先住民族については特別の配慮を行う。 (WB OP4.12 Para.8)	特に記載無し	社会的弱者について考慮されない可能性がある。	社会的弱者について十分な配慮を行う。必要に応じてアクションプランを作成する。
16.	200人未満の住民移転または用地取得を伴う場合には要約版移転計画を策定する。 (WB OP4.12 Para.25)	特に記載無し	移転計画の作成が求められていない。	200人未満の住民移転または用地取得を伴う場合には要約版移転計画を策定する。

住民移転が発生する場合は、NTDCL は住民移転計画（RAP：Resettlement Action Plan）を作成し、それぞれのプロジェクト対象州に提出して、NOC を受領する。

6.3 本事業における用地取得・住民移転方針

NTDCL の定める LARF はパキスタン国の法律と JICA ガイドラインの間のギャップを緩和するが、なお残るギャップについて検討した結果、本事業では以下のような方針を取ることとする。

- 1) パキスタン現行国内法およびLARFとJICAガイドラインとの間に乖離があることから、本事業においては、特別に以下のポリシーを採用する。事業ポリシーは、国内法とJICAガイドラインのギャップを埋めることを目的とする。ここでは、損失の内容・程度に応じた被影響者の受給権について、本事業のポリシーを説明する。国内法と住民移転にかかるJICAガイドラインの間にかい離がある場合には、両者を満たすような現実的な方法を検討する。
- 2) 代替案の検討を行い、移転を回避又は最小化する。
- 3) 移転が避けられない場合は、被影響者の生計が改善または少なくとも回復できるように、十分な補償や支援を行う。
- 4) 補償や支援は、以下のような影響を受ける全ての人に提供される。 _
 - ・ 生活水準への負の影響
 - ・ 家屋への権利、土地利用の権利、農地・放牧地・商業地・テナント
 - ・ 一年生または多年生作物・樹木・その他の不動産等への永久的及び一時的権利への負の影響
 - ・ 一時的または永久的な負の影響を受ける、所得創出機会、営業、職業、住民の営業場所等
 - ・ 社会的・文化的活動及び関係への影響
- 5) 土地所有権や請求権の有無や社会的地位に関係なく、影響を受ける人は全て補償や支援の対象とする。直近のセンサス及び資産調査の時に影響地域において居住、労働、営業または耕作していることが確認された者は、全て補償や支援の対象となる。
- 6) 資産の一部を失う場合、残りの資産がその後の生計を維持していくのに十分でなければ、移転として扱う。(残地、残資産等の最小規模は、移転計画作成時に決定される。
- 7) 一時的な影響についても、移転計画で考慮する。
- 8) 移転先のホスト・コミュニティへの影響が想定される場合には、移転計画作成や意思決定へのホスト・コミュニティの参加が確保されなければならない。
- 9) パキスタン国法制度およびLARFと住民移転にかかるJICAガイドラインに沿って、移転計画を作成する。

- 10) 移転計画は、現地語に翻訳され、被影響者やその他関心のある人々のために公開される。
- 11) 補償は再取得費用の考え方にに基づき提供される。
- 12) 農地に依存している被影響者への補償は、可能な限り土地ベースで行う。
- 13) 移転先地は、移転前の土地と同立地同生産性とすべきである。
- 14) 移転支援は、目先の損害だけでなく、被影響者の生活水準回復のための移行期間に対しても提供される。この様な支援は、短期の雇用、特別手当、収入補償等の形態をとることができる。
- 15) 移転計画は、移転の負の影響に対して最も脆弱な人々のニーズに配慮して作成されなければならない。また、彼らの社会経済状況を改善するための支援が提供されなければならない。脆弱な人々には、貧困層、土地の所有権を持たない人々、先住民族、少数民族、女性、子ども、老人、障害者等が含まれる。
- 16) 被影響者は、移転計画の作成・実施に参加する。
- 17) 事業や彼らの権利、検討されている負の影響への緩和策等について、被影響者及び彼らのコミュニティの意見を聞き、可能な限り移転に関する意思決定に参加する。
- 18) 補償や所得回復対策等を含む用地取得に必要な費用は全て、合意された実施期間内に入手可能な状態となる。移転活動に必要な費用は全て、NTDCLが負担する。
- 19) 物理的移転は、移転のために必要な補償や支援の提供前に実施されない。移転地のインフラは、移転前に十分整備される。資産の取得、補償費の支払い、移転、及び生計回復活動の開始は、裁判所により収用が決定された場合を除き、全て工事前に完了する。(生計回復支援は、継続すべき活動であるため、移転前に開始される必要はあるが、完了している必要はない。)
- 20) 実効的な移転計画作成・実施のための組織・管理体制が、移転プロセス開始前に構築される。これは、住民協議、用地取得・生計回復活動にかかるモニタリング等について管理するために必要な人的資源を含む。
- 21) 移転管理体制の一部として、適切なモニタリング、評価、報告のメカニズムが構築される。

(1) カットオフデイト

本プロジェクトにおけるカットオフデイトは、被影響者に対する社会経済詳細調査の完了日である。ただし、プロジェクト内容の変更により移転対象の変更の必要性が生じた場合や社会経済詳細調査結果より、プロジェクト内容の変更点があればカットオフデイトに合わせて改訂する。

(2) 再取得価格

カットオフデイト後の全ての項目に対する補償費は、再取得価格に基づいて決定さ

れる。再取得価格は、減価償却を除く資産費用、手続き費用、税金、登録費、権利費などの取引費用の合計費用である。

6.4 実施体制及び苦情処理メカニズム

NTDCL の環境管理実施体制としては、NTDCL 本部に環境社会影響室（Environmental and Social Impacts Cell : ESIC）という組織が 1997 年に設立され、NTDCL が実施する事業の建設、運営および維持管理についての環境社会配慮事項を担当している。ESIC は、変電所の設計部門（Extra High Voltage: EHV）のチーフエンジニアおよび計画局のプロジェクトディレクターの直属機関で、職員はディレクター1名、アシスタントディレクター2名およびサポートスタッフが1名という少人数によって運営されており、全てのプロジェクトの環境および社会配慮事項に深く目配りするのは難しい状況であると思われる。

本プロジェクトについて提出済みの PC-1 における環境および社会配慮についての記載を見ると、社会影響については、社会的利益、つまり正のインパクトについてのみ1ページ、環境については、事業実施前に NTDCL が詳細な EIA 調査を実施するとの記載と、ごく一般的な配慮方針が1ページに記述されているに止まり、このプロジェクトに特化して検討したわけではない。

プロジェクトの実施に当たっては、プロジェクト・マネジメント・ユニット（Project Management Unit : PMU）およびフィールドレベルでのプロジェクト実施を担当するプロジェクト・インプリメンティング・ユニット（Project Implementing Unit : PIU）が結成され、用地取得および住民移転実施についても重要な役割を果たす。用地取得および住民移転については、LARP が策定され、それに従って実施される。ESIC が用地取得や移転対象となる住民に対する説明および補償等の妥当性確認を担当する。苦情処理委員会（Grievance Redress Committee : GRC）が形成され、ESIC とともにプロジェクトの影響を受ける人（Project Affected Persons : PAP）の苦情処理窓口となる。

NTDCL はプロジェクト実施機関として、用地取得計画、実施および費用負担を行うという義務を負うが、実務は PMU、PIU 等に委ねられる。PIU はフィールドレベルの実施を担当する部門として設置され、メンバーは以下の通りである。

- ・ エグゼクティブエンジニア(NTDCL)
- ・ 地方公務員 (歳出)/ 用地取得担当官
- ・ ESIC, PMU (Assistant Manager, Social Safeguards)の代表
- ・ アシスタントマネージャー (Social Mobilization/ Social Mobilizer)
- ・ 請負業者
- ・ コンサルタント(セーフガード担当専門家)
- ・ Patwari (地方村落の会計担当)
- ・ 用地取得・住民移転の対象者組織代表

それぞれのユニットの機能を表 6.4.1 にまとめる。

表 6.4.1 用地取得および住民移転の実施体制

名称	責務
PMU	• 全体の指揮・監督 • LARP 案の最終化
ESIC	• PIU の活動を通し、LARF に則って、プロジェクトレベルで LARP を実施、監督 • 苦情処理について PIU と GRC を調整 • 測量、評価、査定について担当部署の管理を担当 • モニタリングレポートの作成と、資金提供機関への報告 • PAP への情報公開
PIU	• PAP への補償等の通告の配布 • PAP の必要書類作成、提出等の支援 • 苦情申し立ての支援 • 地域共同体の関与支援
地方自治体	• 用地取得で必要があれば調整 • 用地取得官または用地記録官による価格査定
APC (Affected Person Committee)	• 村落等の長により結成される助言組織

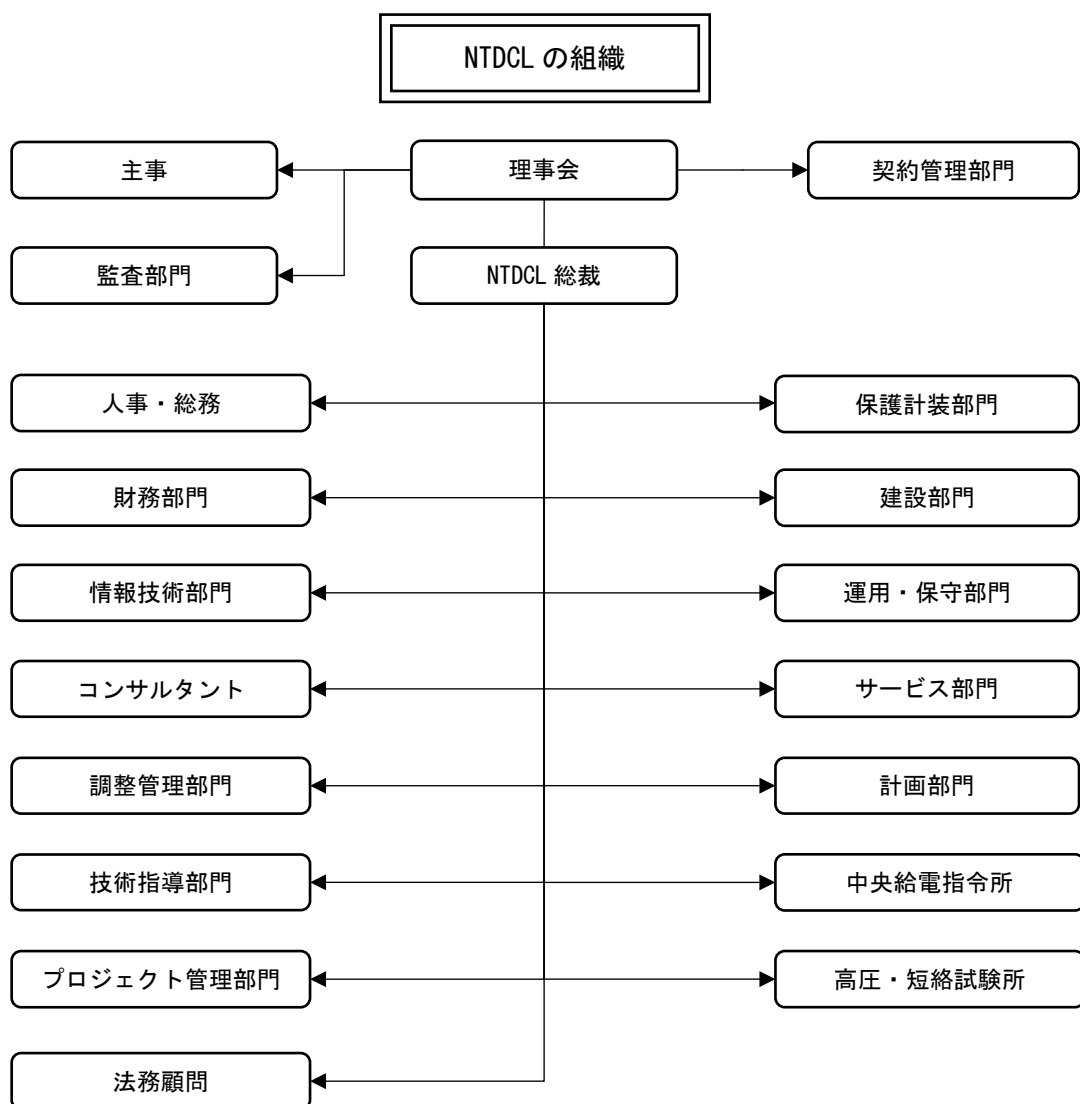
(出所：準備調査団)

第7章 事業実施・維持管理組織

7.1 組織体制

7.1.1 NTDCL 全体組織

NTDCL 総裁をトップとして NTDCL 全体の登録人員数は 11,700 人弱であるが、欠員数が 3,200 人程度で、在籍人員は 8,500 人ほどである。その内、エンジニアは 1,300 人程度である。NTDCL 全体の組織図および主要部門の一覧を以下に示す。



(出所：準備調査団)

図 7.1.1 NTDCL の全体組織図

表 7.1.1 NTDCL の主要部門

部門・職掌名称（英文）	部門・職掌名称（和文）	備 考
BOARD OF DIRECTORS	理事会	
COMPANAY SECRETARY	主事	BOD に関わる事務取り扱い
MANAGER (INTERNAL AUDIT)	監査	
CENTRAL CONTRACT CELL	契約管理部門	調達に関連する契約全般
MANAGING DIRECTOR	総裁	
COORDINATION & MONITOR	調整管理部門	技術部間の調整
LEGAL ADVISER	法律顧問	
INFORMATION TECHNOLOGY	情報技術部門	
FINANCE	財務部門	
TECHNICAL DIRECTOR	技術顧問	
CONSULTANTS	コンサルタント	NTDCL が雇用するコンサルタント
SYSTEM PROTECTION	システム保護担当部	
PROJECTS	プロジェクト管理部門	
(HV&SC)RAWAT	高圧・短絡試験所	
(SO)NPCC	中央給電指令所	
SERVICE DIVISION	サービス部門	設計部、トレーニングセンター などを所管
GRID SYSTEM OPERATION(GSO)	送電網運用部門	
GRID SYSTEM CONSTRUCTION(GSC)	送電網建設部門	
PLANNING	計画部	

（出所：準備調査団）

7.1.2 各部署の役割

各部門の役割を以下に整理する。

(1) 理事会

MD の権限の及ばない大規模プロジェクトなどの承認を行う機関である。構成員は省庁の事務次官や主事、政治家、有識者などで構成されている。

(2) 主事

理事会の会合の調整、事務を行う。

(3) 監査

NTDCL の内部監査をつかさどる。

(4) 契約管理部門

調達に関わる契約全般を取り扱う。

(5) 法律顧問

NTDCL における顧問弁護士である。

(6) 総裁

公社総裁である。

(7) 情報技術部門

NTDCL のウェブサイト管理などをつかさどる。

(8) 財務部門

財務全般をつかさどる。

(9) 技術顧問

総裁に対して技術的にサポートを行う役職である。

(10) コンサルタント

NTDCL の雇用するコンサルタントである。

(11) システム保護担当部

送電網全体の保護を所掌する部門である。

(12) システム保護担当部

プロジェクトの進行管理などを行う部門であり、アジア開発銀行の案件に関するプロジェクトマネジメントユニットとしての役割を果たす部門である。

(13) 高圧・短絡試験所

高圧・短絡試験場の管理運用部門である。試験場はラワット新変電所に隣接して設置されている。

(14) 中央給電指令所

イスラマバードに設置されている中央給電指令所である。

(15) サービス部門

設計、教育などを所掌する。

(16) 送電網建設部門

変電所および送電設備の運用および日常の保守管理を所掌する。

(17) 送電網建設部門

変電所および送電設備の建設および既存設備の修繕を所掌する。プロジェクトの実施箇所により、EHV-1（北部地域担当でラホールに拠点を置き、イスラマバードおよびファイサラバードに支部を置く）と EHV-2（南部担当でハイデラバードに拠点を置く）に分かれる。本事業においては、EHV-1 Islamabad が所掌する。

(18) 計画部門

NEPRA にて作成されている国家電力政策に基づき、5 年整備計画の策定、事業実施計画（Proforma PC- I）の策定・承認に関わる手続きを所掌する。

7.2 事業実施体制

7.2.1 本事業実施にかかわる関連部署

ここでは、主として設計から工事発注から施工に関わる関連部署を整理する。

(1) 計画 (Planning)

計画では系統解析を行い、計画の最適案の選定までを行い、概算工事費や年度予算計画等を作成し、計画委員会に業務実施計画書を提出し承認を得る計画委員会の承認を得た後に設計へ情報提供を行う。

(2) 設計 (Design)

設計では計画により提示された最適案に基づき測量などの調査の指示を行い、調査結果を基に送電設備の設計を行う。設計は送電線および鉄塔設計を所掌する **Design Transmission Line** と主に変電所の設計を所掌する **EHV** に分かれる。本事業においては、主として **Design Transmission Line** が設計を担当するが、イスラマバード大学変電所の拡張に関しては **Design EHV** が担当することとなる。

また、設計では発注図書の作成も行う。

(3) 購入管理 (MP&M)

工事発注に関わる事務全般を執り行う部署であり、公告、入札参加者の公募、入札参加者の選定、入札図書の公表、開札までを執り行う。

(4) 契約管理 (CCC)

CCC では主として、契約に関わる資金提供機関 (**World Bank**, **ADB**, **JICA** など) との折衝および合意の取り付けを行う。

(5) 建設部 (GSC)

GSC では受注業者の管理監督、工事实施状況の監理を行う。また、住民移転および補償に関わる交渉等を受け持つ。

(6) 環境社会影響室 (ESIC)

環境社会配慮に関する事項全般を所掌する部門であり、**EIA**・**IEE**・**RAP** などの作成と承認取得に関わる諸事を担当する。

7.2.2 本事業に関わる政府機関等

本事業の実施に際して関連する政府機関としては、水利電力省および水資源電力開発庁、環境保護庁、計画審査委員会、財務省などが挙げられる。各機関と本事業のかかわりについて、以下に記す。

(1) 水利電力省 (MoWP)

NTDCLは水利電力省傘下であり、事業の計画・実施等の際して、水利電力省内のNTDCL担当主事に承認を得る必要がある。

(2) 水資源電力開発庁 (WAPDA)

水力発電所を所管しており、水力発電所の計画・設計・施工・維持管理を所掌する。発電所に併設される開閉所は水資源電力開発庁の所管である。NTDCLは1998年に水資源開発庁から分離し、独立組織として設立された。そのため、送電および変電に関する規定は水資源開発庁の一部局の時期に策定されたものも多い。

(3) 環境保護庁(EPA)

環境保護庁は開発行為に関わる環境影響評価の承認、環境関連法制の整備などを所掌する官庁である。本事業においては、送電線の建設行為による環境影響評価の承認を行う。

(4) 計画審査委員会(Planning Commission)

事業計画に関する審査委員会であり、NTDCLにおいて事業計画策定後、水利電力省の承認を経て計画審査委員会により審議が行われる。計画審査委員会に提出される事業計画書は目的別に下記のように名称が与えられる。

表 7.2.1 事業計画書の名称と事業内容

名称	事業内容	摘 要
Proforma PC- I	開発事業計画	社会基盤セクターの開発を対象
Proforma PC- II	調査および準備調査	
Proforma PC-III	開発事業の実施	
Proforma PC-IV	事業完了報告	当該プロジェクト完了後速やかに提出
Proforma PC- V	事業評価	運用開始後 5 年

(出所：準備調査団)

(5) 財務省(Ministry of Finance)

事業の実施に先立ち予算案等の承認を行う。財務省の承認を得るには、水利電力省の認可を受ける必要がある。

7.2.3 建設事業の発注手続き

NTDCLにおける建設事業の発注手続きを以下に整理する。

(1) 建設工事発注の手続き

1) 発注図書の作成

設計部門において発注図書および積算を行う。国際資金調達（世界銀行、アジア開発銀行、JICA などによる借款）の場合、ドナーの承認を得る。

2) 公示（新聞・NTDCL ウェブサイトへの掲載）

材料調達管理部門は公共調達規制庁の規定およびドナーの規定に基づき、新聞および NTDCL・ドナー・公共調達規制庁のウェブサイトにて入札参加者の公募を公示する。

3) 入札

入札図書またはプロポーザルはオリジナル 1 部とコピー 2 部を受領の上、開札は開札委員会（契約管理部、財務責任者、材料調達管理責任者、技術者からなる）により行われる。設計部門またはコンサルタントは入札図書の評価を行う。
国内調達の場合は 15 日以上、国際調達の場合 30 日以上の期間を要する。

4) 受注業者の承認

落札額が 1 億パキスタンルピーまでは総裁の承認によるものとし、1 億パキスタンルピーを超える場合、理事会による承認を要する。なお、ドナーからの資金借款の場合、ドナーによる承認を得る。

5) 受注業者の公表

総裁または理事会における評価の結果を NTDCL および公共調達庁のウェブサイトに掲載する。

(2) コンサルティングサービスの発注手続き

1) 発注図書の作成

設計部門において発注図書および積算を行う。国際資金調達（世界銀行、アジア開発銀行、JICA などによる借款）の場合、ドナーの承認を得る。

2) 公示（新聞・NTDCL ウェブサイトへの掲載）

材料調達管理部門は公共調達規制庁の規定およびドナーの規定に基づき、新聞および NTDCL・ドナー・公共調達規制庁のウェブサイトにて入札参加者の公募を公示する。

3) 入札

入札図書またはプロポーザルはオリジナル 1 部とコピー 2 部を受領の上、開札は開札委員会（契約管理部、財務責任者、材料調達管理責任者、技術者からなる）により行われる。設計部またはコンサルタントとは入札図書の評価を行う。
国内調達の場合は 15 日以上、国際調達の場合 30 日以上の期間を要する。

4) 受注業者の承認

落札額が 4 百万パキスタンルピーまでは総裁の承認によるものとし、4 百万パキ

スタンルピーを超える場合、理事会による承認を要する。なお、ドナーからの資金借款の場合、ドナーによる承認を得る。

5) 受注業者の公表

総裁または理事会における評価の結果を NTDCL および公共調達庁のウェブサイトに掲載する

7.2.4 プロジェクト要員計画

本事業の実施に当たっては、PC- I に必要とされる人員計画が記載されている。

表 7.2.2 人員計画

	要 員	人数	期間 (ヶ月)
1	専門家	3	30
2	財務担当	1	30
3	事務員	3	30
4	技術員	5	30
5	補助要員	4	30
6	その他	4	30
	合 計	20	

(出所：準備調査団)

7.2.5 プロジェクトの実施体制

(1) ラホールのチーフエンジニア EHV-1 がこのプロジェクトの全責任箇所となる。EHV-1 全体は約 590 人で運営されており、構成は技術スタッフが約 350 人で、非技術スタッフは約 240 人となっている。PD EHV-1(イスラマバードオフィス)はこのプロジェクトの建設実施責任箇所となっており、約 200 人のスタッフで運営されている。その構成は技術スタッフ 130 人で、非技術スタッフ 70 人となっている。

(2) PD EHV-1(イスラマバードオフィス)は副マネジャーと 3 人のアシスタントマネジャーを擁しその下に、総務・人事、経理、技術の 3 人のアシスタントマネジャーが居る。更に 3 人のエグゼクティブエンジニアを擁し、各エグゼクティブエンジニアには 3 人の副部門エンジニア(SDE)が所属する。PD EHV-1 (イスラマバード) は工事の進捗を監理し、進捗状況を CE EHV-1 ラホールに報告する。

(3) エグゼクティブエンジニア (XEN) (ラワルピンディ担当) と副部門エンジニア (SDE-II)1 名がこのプロジェクトの現場の監理の任に当たる。エグゼクティブエンジニア (ラワルピンディ担当) は建設の進捗を管理し、その進捗状況を PD EHV- I イスラ

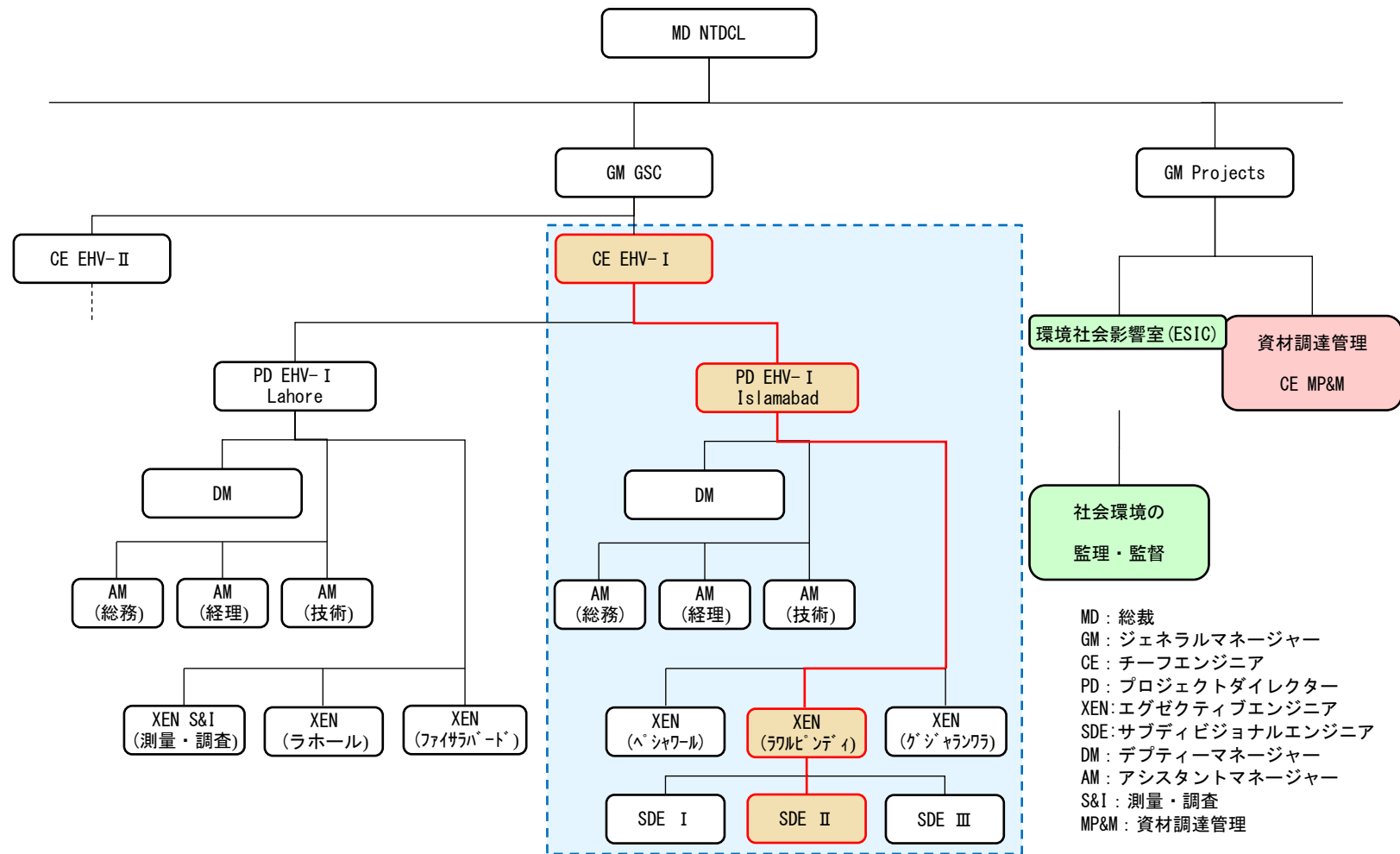
マバードに報告する。エグゼクティブエンジニア（ラワルピンディ担当）の部門は約 40 人の技術スタッフと約 20 人の非技術スタッフで構成されている。

(4) 施工業者は PD に対して日報および週報の提出が義務付けられており、毎月 1 回以上会議を設け、工事の進捗報告・施工上の課題の解決に関わる協議を行う。

(5) 社会・環境関係は特別で、EHV-1 には所属せず、GM（プロジェクト）に所属している。そして、EISC が作られ、そのメンバーは以下のようになる。

- 1) マネジャー、ESIC、NTDCL
- 2) 副マネジャー(環境)
- 3) 管理補佐職(社会的な予防手段)
- 4) 管理補佐職(環境)

(6) 資材調達管理箇所（MP&M）も EHV-1 に所属せず、GM（プロジェクト）に所属している。ここでは資材の購買に加え、工事の発注も行っている。



(出所：準備調査団)

図 7.2.1 プロジェクトの実施体制図

7.2.6 プロジェクト実施体制の評価

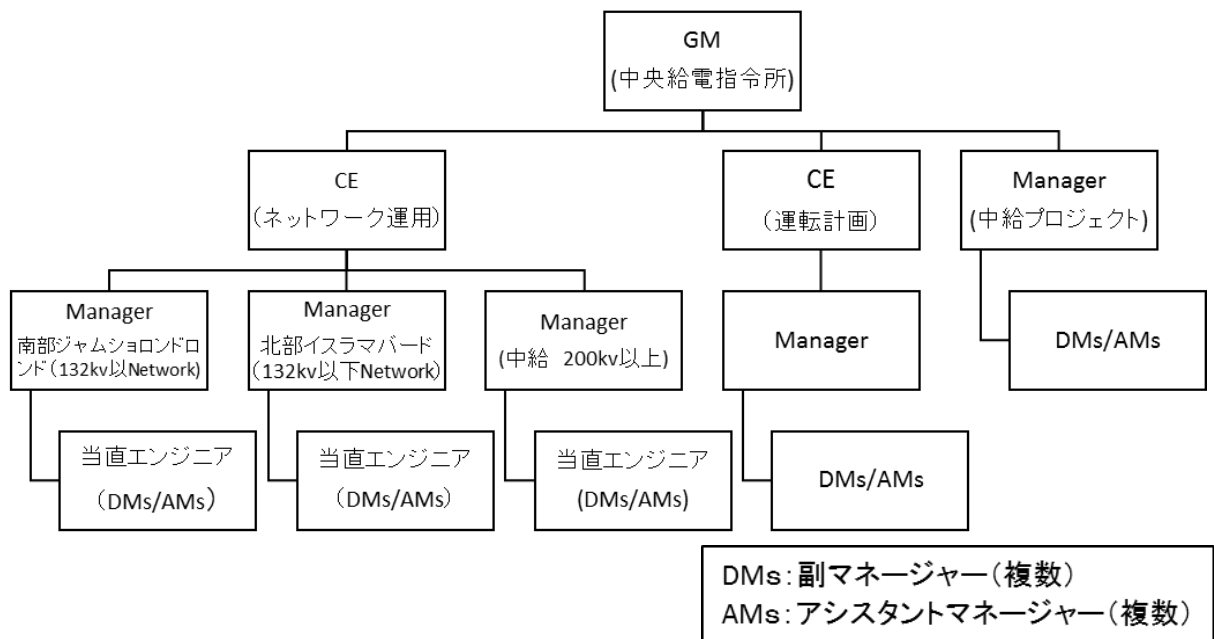
調査の結果、今回実施するプロジェクトの責任箇所 CE EHV-1(ラホール) の管轄においては、現時点で自己実施あるいはドナー融資による大小プロジェクトを 15 件受け持っていることが確認された。また、本プロジェクトに対応するシステムの構築並びに、それに対する、人員の確保が示されたことから、組織面では、実績・経験から技術力及びマンパワーについて問題ないことが確認された。

7.3 運用・維持管理体制

7.3.1 運用管理体制

運用管理は NPCC が主体となっており、回線の開閉については NPCC より各変電所へ指示を行う。変電所と NPCC は電話・専用電話（ホットライン）、衛星電話を用いており、災害発生時などにおいても確実に連絡が取れる体制を整えている。また、NPCC は 4 直三交代運用を行っている。

以下に中央給電指令所の組織図を示す。



(出所：準備調査団)

図 7.3.1 中央給電指令所の組織図



図 7.3.2 中央給電指令所 (NPCC)

7.3.2 維持管理体制

(1) 維持管理体制の概要

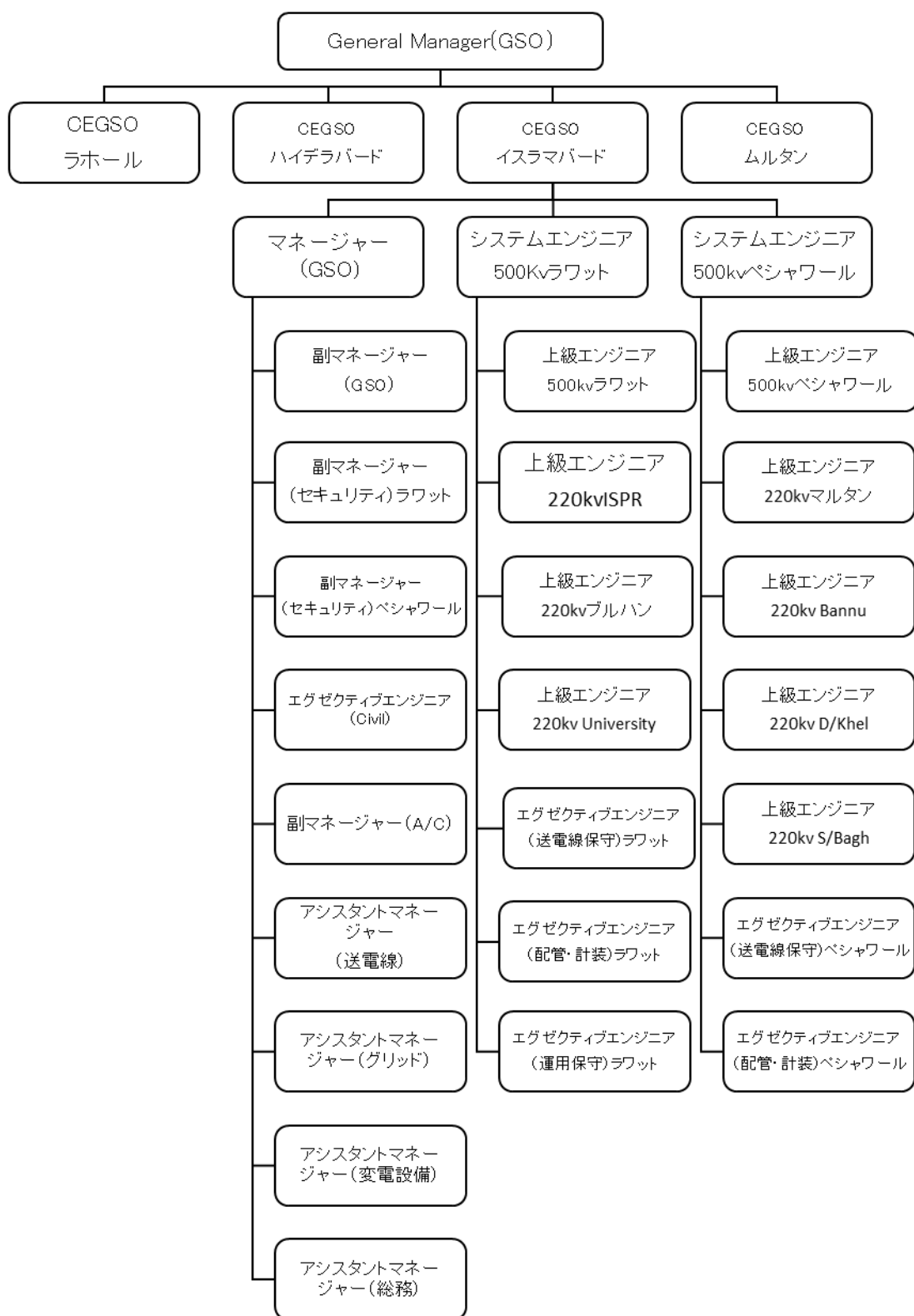
GSO はパキスタン国の 500/220KV の送変電設備の保守運用を行っている。GSO の管轄はパキスタン国内 4 カ所統括され、南部はハイデラバードに拠点を置き、中央部はムルタン、中央と北部の一部はラホールで、また北部はイスラマバードに拠点を置いている。

日常点検により判明した機器の破損・自然現象などによる事故時においては、変電所から中央給電指令所に回線停止の許可を求め、中央給電指令所の指示に基づき回線停止を行い、復旧作業を行う。

本事業は次図のチーフエンジニア (GSO) イスラマバード以下によって設備の運用保守が行われる。今回の事業によって、維持運用のために、NTDCL では特別な人員増強をする予定はないとのことであり、必要な場合は配転等により、対処するものと考ええる。この事業では、LL 電線の設置を計画している。完成後に行う説明によって、GSO は継続的にこの電線を問題なく運用できると我々は考える。

ただし、詳細設計で運用に関する特殊性が確認された場合は、取り扱いを教育するコンサルタント派遣を検討する。

以下にイスラマバード管区における GSO の組織図を示す。



(出典 BRIEFING ON GSO NTDCL ISLAMABAD REGION By: Muhammad Yaqoob Shakir
Chief Engineer (GSO)NTDCL Islamabad)

図 7.3.3 GSO 組織図

(2) 点検保守の実施体制

各変電所における点検保守体制を以下に記す。

1) 変電所の運転および保守

変電所の運転および保守は以下の体制で行われている。

(a) 運転クルー

運転に配置された運転員はメータの監視と記録を定期的に行いコントロールセンターと緊密に連絡を取り合っている。

(b) 保守クルー

保守職員は変電所と付帯設備のメンテナンスを行う。

このクルーの定例点検やテストによって C.Bs や CTs アイソレータや変電所バッテリーの交換時期の確認が行われる。

(c) 保護装置担当クルー

保護装置担当スタッフは組み込まれた全ての保護装置の保守を行っている。継続的にあらゆる種類の欠陥の検出に注意を払い、検出時は電力供給を止めないように欠陥個所の切り離しを行っている。各種機器にインストールされている保護の仕組みである、継電器や制御機器はこのスタッフによって厳密にテストされている。

2) 送電線の保守

イスラマバード管区で保守を行っている送電線は以下の通りである。

500kv T/Line (939.34 km)

220kv T/Line (2507.01 km)

送電線の保守は以下の体制で行われている。

(a) 無電圧電線クルー

送電線パトロールによってあらゆる破損について保守を受け持つ。

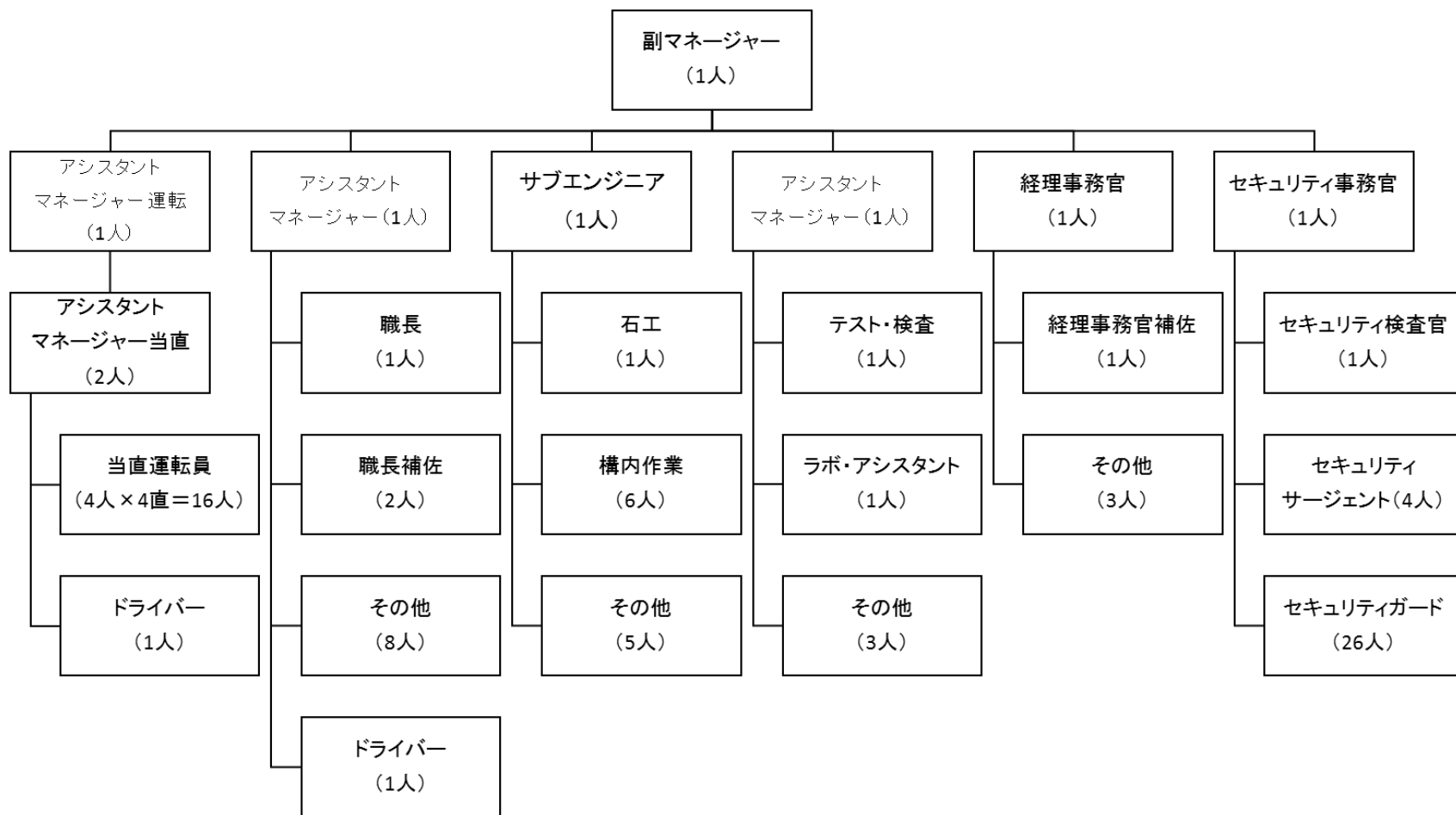
送電線近くまでに伸びてきた木々の伐採。鉄塔基礎の埋め戻し送電線の欠陥報告や全ての欠陥注意についてはこのクルーによって受け持たれる。

(b) 活線クルー

傷んだ活線送電線・破損碍子の取り換え・スパーサーの取り換え修理作業を受け持つ。

3) 変電所人員体制

送電線、変電所の保守運営管理を行う変電所に在籍する人員配置例を以下に示します。



(出所：準備調査団)

図 7.3.4 変電所の人員配置例

第8章 カウンターパートの本邦招聘

8.1 目的

日本国内の送電線活用の現場視察等を目的とするカウンターパートの本邦技術説明会を開催し、民間企業の有する本邦技術を活用している日本国内の電力事業の現場視察や本邦企業との協議などを行う。

8.2 対象者

NTDCL の計画本部長以下の本調査の重要関係者を 10 人選出し、日本の招聘を行う。そのメンバーは下記の表 8.2.1 のとおりである。

表 8.2.1 本邦招聘参加者一覧

	所属・役職	事務所所在地
1	計画部 部長	ラホール
2	計画部 チーフエンジニア	ラホール
3	建設部 副マネジャー	ムルタン
4	プロジェクト部長（超高圧—1 課）	イスラマバード
5	220 k V 変電所 マネジャー代理	ムルタン
6	220 k V 変電所 副マネジャー	サンジャニ
7	建設部 設計課 副マネジャー	ラホール
8	500 k V 変電所 送電副マネジャー	ペシャワール
9	計画部 マネジャー代理	ラホール

（出所：準備調査団）

8.3 スケジュール

スケジュールは表 8.3.1 のとおりである。主に、日本の電力会社管内送電線網の制御を行う中央給電指令所、日本では最新の 500kV 直流送電を行う交流—直流変換所、500kV 変電所とその他箇所 500kV 変電所を制御する基幹制御所などの視察を行い、また、新技術を採用した送電線（低ロス電線など）メーカー、電力機器メーカーの視察を行った。

表 8.3.1 スケジュール表

参加者 パキスタン人研修生数 : 11 名+日本人 4 名 (+JICA パキスタンスタッフ 1 名)

日	曜日	内容	滞在場所他
2 月 10 日	水	ラホール発	——
2 月 11 日	木	バンコク発 - 東京着 東京発 - 大阪着	(大阪泊)
2 月 12 日	金	関西電力(株) 中央給電制御指令所 視察	関電・中央給電制御指令所 (大阪泊)
2 月 13 日	土	資料整理・内部打合せ	(大阪泊)
2 月 14 日	日	資料整理・内部打合せ	(大阪泊)
2 月 15 日	月	関西電力(株) 紀北変換所 視察 関西電力(株) 移動用変圧器 視察	関電・紀北変換所 関電・変電所 (大阪泊)
2 月 16 日	火	関西電力(株)西京都給電制御所 視察 京都から日立へ移動	西京都給電制御所 (日立泊)
2 月 17 日	水	住友電工(株) 視察 低損失電線について 日立から東京に移動	住友電工・日立工場 (東京泊)
2 月 18 日	木	(株) 東芝・浜川崎工場・府中工場 視察 電力解析シミュレーター・GIS について	東芝・浜川崎工場・府中工場 (東京泊)
2 月 19 日	金	パキスタン大使館 訪問 日本国の視察について報告 JICA ミーティング (視察報告)	パキスタン大使館 JICA 本部 (東京泊)
2 月 20 日	土	成田発 - バンコク着 バンコク発 - ラホール着	——

8.4 本邦招聘の成果

- (1) 日本の電力会社の中央給電指令所を視察し、電力システム運用状況を見て、NTDCL の設備運用の向上に役立った。
- (2) また、直流変換所と直流送電線を視察して、パキスタンで将来計画している直流送電建設についての知見を深めることが出来た。
- (3) 500kV 変電所を視察して、パキスタン国内に 500kV GIS 変電所の建設に関する知見を深めた。
- (4) 日本のメーカーの電線製造工場の低ロス電線の製造工程を視察して、電線性能に関する説明を受け、パキスタンで、今回プロジェクトで採用を検討している低ロス電線の知見を深めた。
- (5) GIS や避雷器に関する知見を得た。また、パキスタンでは納入実績の少ない日本製の重電機器についての理解を深めてもらうことが出来た。

巻 末 資 料

1.4.1-1 既設送電線地域の襲来頻度分布図

巻末資料－1.4.1-1

既設送電線地域の襲来頻度分布図

図-1 に検討対象地域を示す。対象範囲は、既設送電線を含む 50kmx50km の範囲とする。

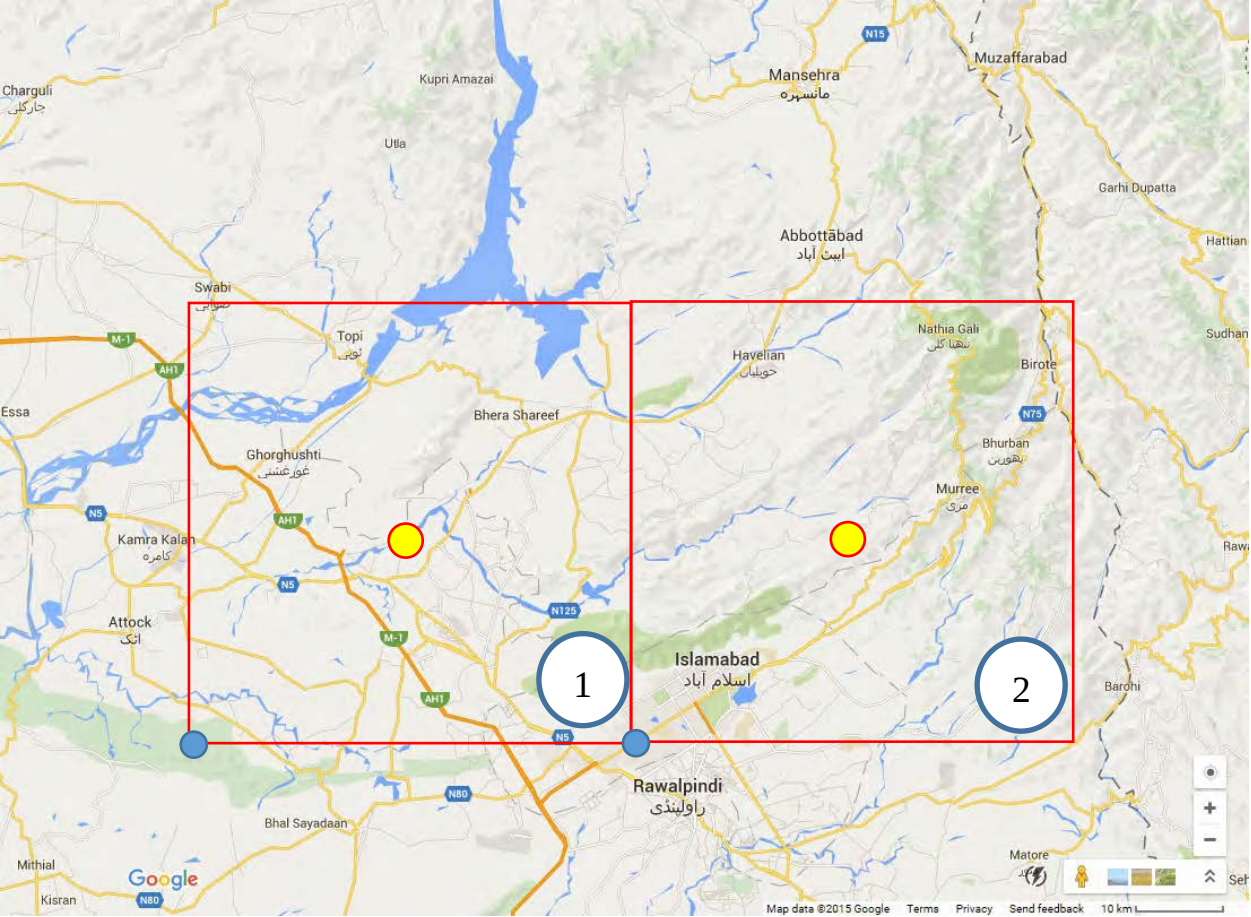


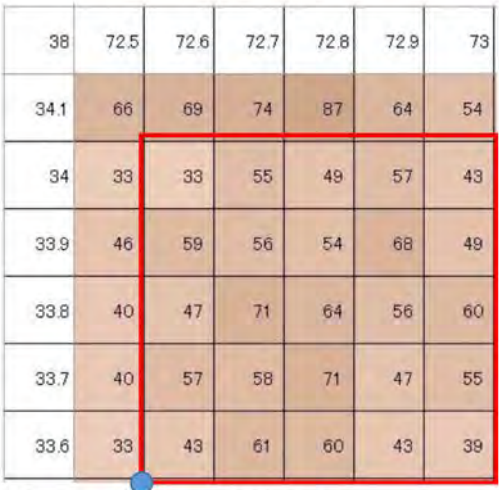
図-1 検討対象地域範囲図

●	の座標点	
	N	E
①	33.62	72.40
②	33.62	72.95
●	の座標点	
	N	E
①	33.62	72.65
②	33.62	73.25

図-1 の対象地域に対して、NASA の襲雷 Map データベースより抽出した結果を図-2 に示す。

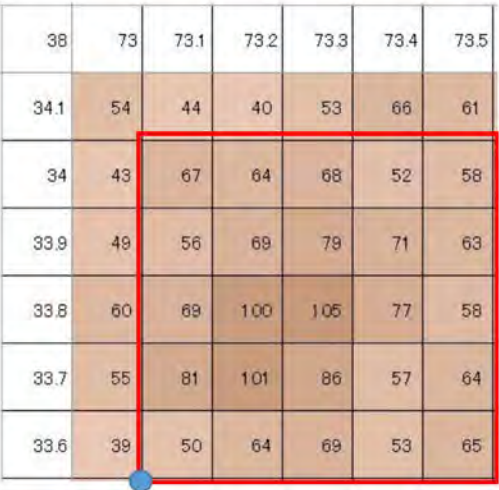
Map データは、緯度経度それぞれ 0.1 度ごとの範囲で収録されており、図-2 に示す通り、約 11km メッシュのデータが得られた。

タルベラからブルハン地域では、落雷頻度が 33～71 であり、この値は、Grid code では 32 ～65 回/km2／年と同様の値となっている。最大値については、grid code では 120 であるが、観測値より 70 回/km2／年をする採用。このことにより、当該地域における最適な耐雷対策設計が図れることから、有用である。



タルベラ発電所～ブルハン変電所間

一方、マンセラ～ISPR 分岐点～イスラマバード大学地域では、落雷頻度が 50～105 であり、この値は Grid code では最大値の 120 回/km2／年に近い値となっていることから、当該地域においては、最大値として 120 回/km2／年を採用する。



マンセラーISPR 既設線分岐点～イスラマバード大学変電所間

図-2 NASA の襲雷 Map 抽出データ (55kmx55km)

第 2 編 既設送電線增強計画

第2編 目 次

第2編 既設送電線増強計画.....	1
第1章 本事業の実施目的.....	1
第2章 事業対象系統の電力潮流・電圧の現状.....	2
2.1 電力潮流・電圧.....	2
2.2 系統解析	3
2.2.1 PC-1 のレビュー	3
2.2.2 潮流・電圧解析.....	5
2.2.3 短絡電流解析.....	14
2.2.4 過渡安定度解析.....	16
第3章 既設送電線増強計画概要.....	18
3.1 送電線	18
3.1.1 既設送電線の現況調査.....	18
3.1.2 既設送電設備の現況に対する考察.....	28
3.1.3 最適案の選定.....	28
3.1.4 概略設計	30
3.1.5 新技術の活用.....	34
3.2 変電所	35
3.2.1 既設変電所の現況.....	35
第4章 設計図等	44
4.1 鉄塔の一般図.....	44
4.2 鉄塔の基礎図.....	46
第5章 施工方法	47
5.1 現状の工法の問題点.....	47
5.2 工法検討	47
5.2.1 送電線	47
5.3 特殊工法特記事項.....	47
5.4 施工管理中の安全対策.....	47
5.5 実施スケジュール (非公開).....	48
第6章 本事業の概算費用.....	49
6.1 既設送電線敷設に関わる概算費用.....	49
6.2 コンサルティングサービス.....	49
6.2.1 コンサルティングサービス実施計画.....	49
6.2.2 プロジェクト要員計画 (非公開)	50
6.2.3 契約期間 (非公開)	50

6.2.4 コンサルティングスケジュール（非公開）	50
6.2.5 概算費用（非公開）	50
6.2.6 調達方法（非公開）	50
第7章 財務経済分析及び事業評価.....	51
7.1 財務分析と経済分析.....	51
7.1.1 財務分析	51
7.1.2 経済分析	54
7.2 CO2 削減量の推計	57
7.3 運用効果指標.....	58
7.3.1 運用効果指標（その2） 年間送電量（MMh）	59
7.3.2 運用効果指標 その3 送電損失率（%）	60
7.4 事業評価	60
第8章 社会環境配慮.....	63
8.1 ベースとなる自然社会環境.....	63
8.1.1 ベースとなる社会環境.....	63
8.1.2 ベースとなる自然環境.....	65
8.2 代替案の比較検討.....	65
8.3 スコーピング及び環境社会配慮調査の TOR.....	67
8.4 環境社会配慮調査結果.....	71
8.4.1 保護区および文化遺産.....	71
8.4.2 大気質	72
8.4.3 水源および水質.....	72
8.4.4 廃棄物	74
8.4.5 騒音振動	74
8.4.6 生態系	75
8.4.7 住民移転および用地、土地利用への影響.....	80
8.4.8 感染症等リスクの増大.....	81
8.4.9 事故	82
8.5 緩和策及び緩和策実施のための費用.....	86
8.6 モニタリング計画.....	87
8.7 ステークホルダー協議.....	88
8.8 用地取得・住民移転の必要性および範囲.....	88
8.9 補償・支援の具体策.....	89
8.10 住民協議	90
8.11 モニタリングフォーム案.....	90
8.12 環境チェックリスト.....	90

第2編 表一覧

表 2.1.1	本事業対象 220kV 系統の 2013 年および 2014 年における電力潮流実績	2
表 2.1.2	本事業対象 220kV 系統における各変電所の設備健全運転時の母線電圧実績	3
表 2.2.1	解析対象系統構成.....	6
表 2.2.2	本調査の系統解析モデルで仮定した電線線種（本事業を実施しない場合）	7
表 2.2.3	本調査の系統解析モデルで使用した線路定数.....	7
表 2.2.4	送電線の N-1 事故区間	8
表 2.2.5	潮流解析結果（2018 年度夏ピーク断面）	9
表 2.2.6	潮流解析結果（2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面）	13
表 2.2.7	各変電所母線の三相短絡電流値（2018 年断面）	15
表 2.2.8	各変電所母線の三相短絡電流値（2020 年断面）	15
表 2.2.9	検討対象とした送電線事故ケース	16
表 2.2.10	事故シーケンス.....	16
表 2.2.11	過渡安定度解析結果.....	17
表 3.1.1	既設送電線区間距離.....	18
表 3.1.2	既設鉄塔型と基数.....	19
表 3.1.3	対象既設線路ごとの鉄塔型一覧表.....	19
表 3.1.4	タルベラ水力発電所 - ブルハン変電所間の既設送電線施設.....	24
表 3.1.5	タルベラ変電所 - ブルハン変電所 - ISPR 変電所間の既設送電線施設	25
表 3.1.6	電線諸元.....	31
表 3.1.7	碍子装置の仕様.....	32
表 3.1.8	懸垂鉄塔設計条件.....	34
表 3.2.1	変電設備の基本仕様.....	36
表 3.2.2	各変電所の主母線の増強後最大電流.....	37
表 7.1.1	プロジェクト実施によるメリット	52
表 7.1.2	IRR 算定のための前提条件	52
表 7.1.3	財務的内部収益率.....	53
表 7.1.4	IRR 算定のための前提条件	55
表 7.1.5	経済的内部収益率（EIRR）	56
表 7.3.1	運用効果指標（その 1）送電線の稼働率（%）	58
表 7.3.2	運用効果指標算定の基礎データ 送電線の最大負荷（MW）	59
表 7.3.3	運用効果指標算定の基礎データ 送電容量（MVA）	59
表 7.3.4	運用効果指標（その 2） 送電量（MWh）	59
表 7.3.5	運用効果指標（その 3） 送電損失率（%）	60
表 7.4.1	内部収益率・投資回収期間・B/C 比率	61

表 7.4.2	財務的内部収益率（FIRR）の感度分析	61
表 8.1.1	対象地の人口	64
表 8.1.2	識字率	65
表 8.1.3	初等教育就学率	65
表 8.2.1	代替案の比較検討結果	66
表 8.2.2	鉄塔増強が必要になった場合の代替案の検討	66
表 8.3.1	スコーピング結果	68
表 8.3.2	環境社会調査 TOR 案	70
表 8.4.1	大気汚染の状況	72
表 8.4.2	水質調査結果	73
表 8.4.3	対象地の優先植物種	75
表 8.4.4	生活形態別植物種一覧	76
表 8.4.5	保護リストへの掲載状況	76
表 8.4.6	鳥類リスト	77
表 8.4.7	ほ乳類リスト	79
表 8.4.8	は虫類リスト	80
表 8.4.9	違法建築物と住民数	81
表 8.4.10	対象地域の病院数	82
表 8.4.11	想定される事故の原因と対策	83
表 8.4.12	スコーピング案および調査結果	84
表 8.5.1	緩和策案	86
表 8.6.1	モニタリング計画案	87
表 8.7.1	ステークホルダー協議概要	88
表 8.8.1	用地借用に対する補償額概算	89
表 8.9.1	エンタイトルマトリックス案	89
表 8.11.1	モニタリングフォーム（工事中）案	90
表 8.11.2	モニタリングフォーム（補償）案	90
表 8.12.1	環境チェックリスト	91

第2編 図一覧

図 2.2.1	潮流図（2015 年断面、タルベラ発電所 - ブルハン変電所 3 号線事故時） ...	3
図 2.2.2	潮流図（2017 年断面、通常運転時）	4
図 2.2.3	潮流図（2020 年断面、タルベラ発電所 - ブルハン変電所 3 号線事故時） ...	5
図 2.2.4	解析対象系統構成（2018 年断面）	6

図 2.2.5	通常運転時の潮流図（2018 年夏ピーク断面）	9
図 2.2.6	潮流図（通常運転時）	10
図 2.2.7	潮流図（本事業を実施しない場合：N-1 事故時）	11
図 2.2.8	2020 年における本事業対象地域の系統構成	12
図 2.2.9	潮流図（2019 年夏期ピーク、N-1 事故時（事故区間：タルベラ発電所 - ブル ハン変電所 1 号線））	14
図 3.1.1	既設送電線ルート図	18
図 3.1.2	懸垂鉄塔軸線図	20
図 3.1.3	耐張鉄塔軸線図	21
図 3.1.4	直接基礎概略図	22
図 3.1.5	杭基礎概略図	22
図 3.1.6	本プロジェクト関連既設送電線の事故発生件数	23
図 3.1.7	事業対象地周辺の地形	26
図 3.1.8	タルベラ～ブルハン間の地形縦断面図	27
図 3.1.9	ブルハン～ISPR 間の地形縦断面図	27
図 3.1.10	既設送電線増強事業スコープ概要図	29
図 3.1.11	OP-AC97sq 概要図	32
図 3.1.12	電線弛度の比較（無風無雪、90℃、T=1970kg/条）	33
図 3.1.13	送電ロスのコスト評価	35
図 3.2.1	ブルハン変電所レイアウト図	38
図 3.2.2	ブルハン変電所単線結線図	39
図 3.2.3	ISPR 変電所レイアウト図	41
図 3.2.4	ISPR 変電所単線結線図	42
図 3.2.5	タルベラ変電所(220kV)単線結線図	43
図 4.1.1	EA 型懸垂鉄塔軸線図	44
図 4.1.2	EG 型耐張鉄塔軸線図	45
図 4.2.1	直接基礎概略図	46
図 4.2.2	杭基礎概略図	46
図 8.1.1	対象地の行政界	63
図 8.4.1	プロジェクト対象地区周辺の保護区および文化遺産	71
図 8.4.2	プロジェクト対象地区周辺の水源および水質試料サンプリング地点	73

略語表

略語	正式名称	和文名称
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AEDB	Alternative Energy Development Board	再生可能エネルギー開発局
AFR	Annual Fund Requirement	年度別必要資金
AIIB	Asian Infrastructure Investment Bank	アジアインフラ投資銀行
ALM	Assistant Line Man	補助ラインマン（電工作業者）
ASSA	Assistant Sub Station Attendant	変電所補助職員
B	Susceptance	サセプタンス
C&DF	Capacitance & Dissipation Factor	コンデンサ容量・損失ファクタ
C/P	Counterpart	カウンターパート（相手側）
CCC	Central Contract Cell	契約管理室
CDA	Capital Development Authority	首都圏開発庁
CE	Chief Engineer	チーフエンジニア（技術部門長）
CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux Electriques	国際大電力システム会議
CPP	Capital Power Producer	州都電力供給事業者
DES	Dielectric Strength	耐電圧強度（通称、耐圧）
DISCO/ DISCOs	Distribution Company	配電会社
DLC	Dead Line Course	無電圧での送電線研修
EAD	Economic Affair Division	財務省経済局
EHV	Extra High Voltage	変電所の設計部門
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economical Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EPA	Environmental Protection Agency	環境保護庁
ESIC	Environmental and Social Impact Cell	環境社会影響室
FESCO	Faisalabad Electric Supply Company Limited	ファイサラバード配電会社
FIIR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
G/S	Grid Station	変電所
GENCO	Generation Company	発電会社
GEPCO	Gujranwala Electric Power Company Limited	グジュランワラ配電会社
GIS	Gas Insukted Switch Gear	ガス絶縁開閉器
GRC	Grievance Redress Committee	苦情処理委員会
GSO	Grid System Operation Organization	送電網運用部門
GTACSR	Gap-Type Aluminum Conductor Steel Reinforced	ギャップ電線
GSW	Galvanized Steel Strand Wire	亜鉛めっき銅より線
HESCO	Hyderabad Electric Supply Company Limited	ハイデラバード配電会社
ICT	Islamabad Capital Territory	イスラマバード首都圏
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査

IESCO	Islamabad Electric Supply Company Limited	イスラマバード配電会社
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
ISD.Univ	Islamabad University	イスラマバード大学
ISPR	Islamabad Peshawar Road	イスラマバード・ペシャワールロード
JICA	Japan International Cooperation Agency	日本国際協力機構
kA	Kilo ampere	キロアンペア
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
KE	K-Electric Limited	カラチ電力
KPK	Khyber Pakhtunkhwa Province	カイバル・パクトゥンクワ州
kV	Kilo volt	キロボルト
LA	Lab Assistant	研究補助員
LAA	Land Acquisition Act	土地収用法
LARF	Land Acquisiton Resttlement Framework	土地収用住民移転フレームワーク
LARP	Land Acquisiton Resttlement Plan	土地収用住民移転計画
LCM	Leakage Current Measurement	漏れ電流計測
LESCO	Lahore Electric Supply Company Limited	ラホール配電会社
LL-ACSR/AC	Low loss Aluminium Conductors Aluminium Clad Steel Reinforced	低損失アルミ覆鋼心アルミより線
LM	Line Man	ラインマン（電工作業者）
LS	Line Superintendent	ライン監督者
M/M	Minutes of Meeting	協議議事録
MA	Machine Attendant	機械系職員
MBT	Main Boundary Thrust	主境界断層
MD	Managing Director	社長、総裁
MEPCO	Multan Electric Power Company Limited	ムルタン配電会社
MHNP	Malgalla Hills National Park	マーガラ・ヒルズ国立公園
MOCC	Ministry of Climate Change	気候変動省
MoWP	Ministry of Water and Power	水利電力省
MTCE	Maintenance	メンテナンス
MTDF	Midterm Development Framework	5か年中期開発計画
MVA	Megavolt-ampere	メガボルトアンペア
MW	Megawatt	メガワット
NASA	National Aeronautics and Space Administration	アメリカ航空宇宙局
NCPP	National Climate Change Policy	国家気候変動政策
NEPRA	National Electric Power Regulatory Authority	電力規制庁
NEQS	National Environmental Quality Standards	国家環境基準
NOC	No Objection Certificate	非異議証明書
NPCC	National Power Control Center	中央給電指令所
NPV	Net Present Value	正味現在価値
NTDC/ NTDCL	National Transmission and Dispatch Company/Limited	国営送電会社

O&M	Operation and Maintenance	運転・保守管理
OLTC	On Load Tap Changer	負荷時タップ切換器
OPGW	Optical Ground Wire	光ファイバー複合架空地線
PAEC	Pakistan Atomic Energy Commission	パキスタン原子力エネルギー委員会
PAP	Project Affected Persons	プロジェクトの影響を受ける人
PC-1	Planning Commission form 1	計画委員会フォーム 1
PEPA	Pakistan Environmental Protection Act	パキスタン環境保護法
PEPCO	Pakistan Electric Power Company Limited	パキスタン電力会社
PESCO	Peshawar Electric Supply Company Limited	ペシャワール配電会社
PIU	Project Implementing Unit	プロジェクト・インプリメンテイング・ユニット
PMU	Project Management Unit	プロジェクト・マネジメント・ユニット
PPIB	Private Power and Infrastructure Board	民間電力、社会基盤局
PPRA	Public Procurement Regulatory	公共調達規制庁
Provincial/ AJK	Provincial/AJK	州政府開発資源局
PSS/E	Power System Simulator for Engineering (Software name)	Siemens PTI 社製の電力系統解析用ソフトウェア
QESCO	Quetta Electric Supply Company Limited	クエッタ配電会社
R	Resistance	抵抗
RAP	Resettlement Action Plan	住民移転計画
RoW	Right of Way	送電線用地
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	系統の平均供給不能持続時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	系統の平均供給不能頻度
SESCO	Sukkur Electric Supply Company Limited	スックール配電会社
SPP	Small Power Producer	小電力供給事業者
TESCO	Tribal Areas Electricity Supply Company Limited	トライバル地域配電会社
TOR	Terms of Reference	委託条件
T/L	Transmission line	送電線
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
USAIDS	Joint United Nations Programme on HIV and AIDS	国際連合エイズ合同計画
X	Reactance	リアクタンス
WAPDA	Water and Power Development Authority	水資源電力開発庁
WB	World Bank	世界銀行
ZTACIR	Aluminum Conductor Invar alloy Rein- forced	インバー電線

第2編 既設送電線増強計画

第1章 本事業の実施目的

パキスタン国の首都圏であるイスラマバード・ブルハン地域での需要増加に対処するため、首都圏北部に位置するタルベラ水力発電所の第4次増設(1410MW)が2017年までに実施される。

本事業の実施目的は、

- ・タルベラ水力発電所の増強への対応
- ・タルベラ水力発電所 - ブルハン変電所 - イスラマバード・ペシャワールロード (Islamabad Peshawar Road:ISPR) 変電所の送電ネットワークにおける将来の電力需要増大への対応
- ・イスラマバード配電会社 (Islamabad Electric Supply Company Limited : IESCO) への電力供給信頼度の向上

である。なお、タルベラ水力発電所からブルハン変電所までの送電線1ルート、2回線が国営送電会社 (National Transmission and Dispatch Company/Limited : NTDCL) の自己資金で実施され、さらに、タルベラ発電所からブルハン変電所 - ISPR 変電所までの1ルート、2回線の既設送電線の増強が外資の融資プロジェクトとして実施される。本事業は、パキスタンでは初めての低損失アルミ覆鋼心アルミより線 (Low loss Aluminium Conductors Aluminium Clad Steel Reinforced : LL-ACSR) 送電導体を使用するものである。LL-ACSRは送電線ロスの低減効果が高く、運用、維持管理費用の低減、環境負荷の低減にも寄与するものである。また、これらの送電線増強工事はイスラマバード・ブルハン地域の供給信頼度の向上にも寄与するものである。

第2章 事業対象系統の電力潮流・電圧の現状

2.1 電力潮流・電圧

本事業対象 220kV 系統における 2013 年および 2014 年における電力潮流状況を表 2.1.1 に示す。タルベラ水力発電所 - ブルハン変電所間 1～3 号線については、2013 年および 2014 年共に最大潮流が送電容量 337MVA に対し、65.5～67.7%の稼働率となっている。タルベラ発電所第 4 期増強工事が完了するまでの間は、同区間の 1 回線事故が発生した場合でも、残回線の潮流は送電容量の 100%以内に収まる。¹

表 2.1.1 本事業対象 220kV 系統の 2013 年および 2014 年における電力潮流実績

起点	終点	号線	電線線種	送電容量 (MVA)	潮流 (%、MW)	
					2013	2014
タルベラ発電所	ブルハン変電所	1	Rail 単導体	337	67.7%	65.5%
					194MW	188MW
タルベラ発電所	ブルハン変電所	2	Rail 単導体	337	67.7%	65.5%
					194MW	188MW
タルベラ発電所	ブルハン変電所	3	Rail 単導体	337	67.7%	65.5%
					194MW	188MW
タルベラ発電所	ISPR 変電所	1	Rail 単導体	337	70%	52%
					201MW	149MW

(出所：準備調査団)

本事業対象 220kV 系統について、各変電所の 2014 年度における設備健全運転時の最高および最低母線電圧の実績を表 2.1.2 に示す。NEPRA²グリッドコードにおいては、220kV 系統の設備健全運転時の電圧変動幅は公称電圧の+8%～-5%（238kV～209kV）の範囲を維持しなければならない。しかしながら、タルベラ発電所 220kV 母線において、母線電圧が 238kV を超過する電圧が記録されている。この原因は特に冬期の降雨による系統事故による短時間の値であり、慢性的な状態ではない。電圧制御については、発電機の励磁、変圧器の負荷時タップ切替、配電系統におけるキャパシタバンクの操作、および特別な場合は負荷遮断により行われている。

¹ 潮流解析結果によると、タルベラ発電所 - ブルハン間 1 号線或いは 2 号線の 1 回線事故時の残回線の潮流増加率は 129%であったことから、現状の送電線稼働率が 67.7%の場合、当該事故時の潮流は 87.4%となり、送電容量以内となる。

² 電力規制庁(National Electric Power Regulatory Authority: NEPRA)

表 2.1.2 本事業対象 220kV 系統における各変電所の設備健全運転時の母線電圧実績
(2014 年度)

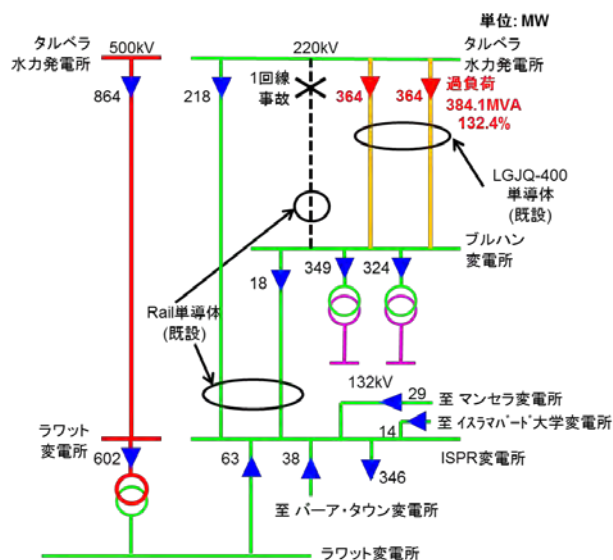
発電所名	最高電圧 (kV)	公称電圧に対する 割合(%)	最低電圧 (kV)	公称電圧に対する 割合(%)
タルベラ発電所	245	111.3	224	101.8
ブルハン変電所	236	107.3	211	95.9
ISPR 変電所	231	105.0	210	95.5

(出所：準備調査団)

2.2 系統解析

2.2.1 PC-1 のレビュー

PC-1 においては、タルベラ発電所 - ブルハン変電所間およびタルベラ発電所 - ブルハン変電所 - ISPR 変電所間について 2015、2017、および 2020 年夏期ピーク断面の潮流解析が行われている。この検討では、当該区間の増強（既設 Rail 電線単導体から複導体への張替）が行われない場合、2015 年断面の N-1 事故時（タルベラ発電所 - ブルハン変電所間 3 号線事故、およびタルベラ発電所 - ISPR 変電所間 1 号線事故）に、タルベラ発電所 - ブルハン変電所間 1、2 号線が過負荷する結果になっている。（図 2.2.1）但し、同解析においてはタルベラ発電所 - ブルハン変電所間 1、2 号線の既設電線線種として LGJQ-400³が仮定されており、設備実態（Rail 電線単導体）と異なっている。

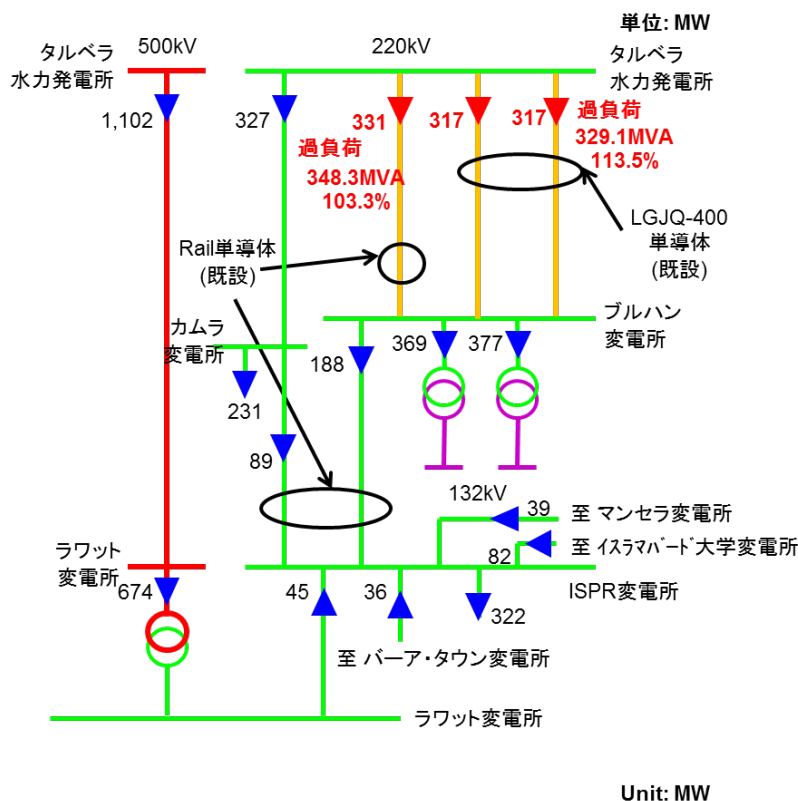


(出所：準備調査団)

図 2.2.1 潮流図（2015 年断面、タルベラ発電所 - ブルハン変電所 3 号線事故時）

³ LGJ とは中国語の鋼心アルミより線（ACSR）を意味しており、Q は省略可能である。中国製の ACSR の一種。

次に、タルベラ発電所第4期増強工事完了年の2017年断面においては、前述の送電線増強が行われない場合、通常運転時においてもタルベラ発電所 - ブルハン変電所間の3回線が過負荷する結果となっている。(図 2.2.2)

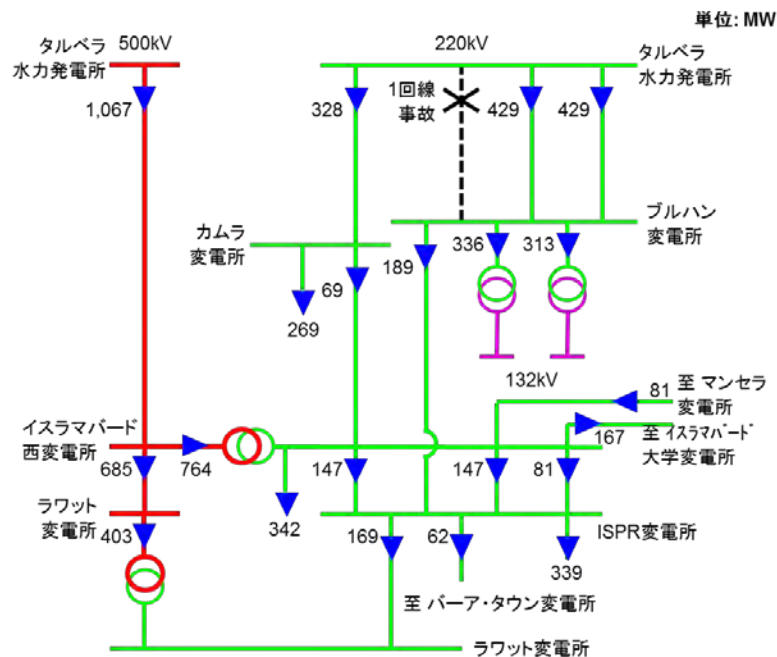


(出所：準備調査団)

図 2.2.2 潮流図 (2017 年断面、通常運転時)

2020 年断面においては、イスラマバード西変電所の運転開始によりタルベラ発電所 - ブルハン変電所間の潮流は大幅に緩和されることから、最過酷のタルベラ発電所 - ブルハン変電所間 3 号線の事故およびタルベラ発電所 - カムラ変電所間 1 号線の N-1 事故時においても残回線は十分余裕があるという結果になっている。(図 2.2.3)

また、当該区間の増強工事が実施される場合には、上記各年度断面における過負荷は生じないという結果になっている。



(出所：準備調査団)

図 2.2.3 潮流図 (2020 年断面、タルベラ発電所 - ブルハン変電所 3 号線事故時)

2.2.2 潮流・電圧解析

潮流・電圧計算の検討断面としては、NTDCL が作成したイスラマバード・ブルハン送電網増強事業の PC-1 における検討断面の内、タルベラ水力発電所の第 4 次増強工事 (1,410MW の増出力) の完了後の 2018 年⁴夏期ピーク負荷断面および同発電所の第 5 次増強工事 (1,410MW) 予定完了時期の 2020 年夏期ピークおよびオフピーク断面とする。

(1) 解析対象系統構成

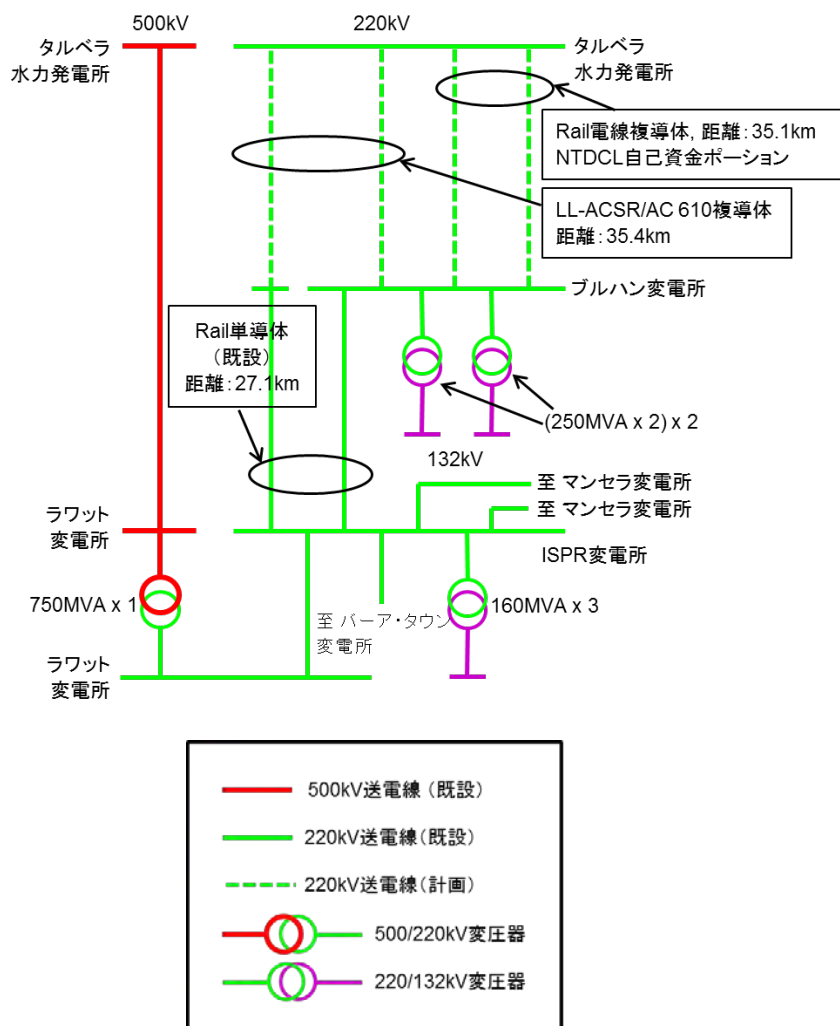
解析対象事業スコープとしては、NTDCL 自己資金による事業スコープおよび本事業のスコープを含む表 2.2.1 に示す設備構成を選定した。系統構成を図 2.2.4 に示す。また、本調査実施中の NTDCL との協議の変遷により検討を行ったその他の系統構成については付録 2.2.2-1 に示す。

⁴ NTDCL および世界銀行への確認結果によるとタルベラ第 4 期増強工事の完成年月は 2017 年 6 月とされているが、送電線増強区間およびマンセラ変電所 - ISPR 変電所線からイスラマバード大学変電所へ接続する送電線新設区間の工事完成は現実的な工期を考慮し、2018 年を最初の検討年度とした。

表 2.2.1 解析対象系統構成

区間	号線	電線線種	亘長
タルベラ発電所 - ブルハン変電所	1, 2	Rail(複導体、NTDCL 自己資金による事業スコープ)	35.1km
タルベラ発電所- ブルハン変電所	3	LL-ACSR/AC 610 (複導体、事業スコープ)	35.4km
タルベラ発電所- ISPR 変電所のうち、 タルベラ発電所- ブルハン変電所部分を 電線張替	1	LL-ACSR/AC 610 (複導体、事業スコープ)	35.4km
タルベラ発電所- ISPR 変電所のうち、 ブルハン変電所-変電所 ISPR 部分	1	Rail 単導体(既設)	27.1km
ブルハン変電所- ISPR 変電所	1	Rail 単導体(既設)	27.1km

(出所：準備調査団)



(出所：準備調査団)

図 2.2.4 解析対象系統構成 (2018 年断面)

(2) 系統解析モデル

系統解析モデルとしては、NTDCL より提供された 2018 年および 2020 年断面のパキスタン国全土系統モデルをベースとして、本事業を実施した場合、および本事業を実施しなかった場合のモデルを構築した。本事業を実施しなかった場合の電線線種は表 2.2.2 の通り、本事業を実施した場合のモデルで仮定した電線線種は、表 2.2.3 中に示した電線線種である。

表 2.2.2 本調査の系統解析モデルで仮定した電線線種（本事業を実施しない場合）

送電線	回線	電線線種	亘長
220kV タルベラ発電所 - ブルハン変電所	1 号線、2 号線	Rail(単導体)	35.1km
220kV タルベラ発電所- ブルハン変電所	3 号線	Rail(単導体)	35.4km
220kV タルベラ発電所- ISPR 変電所	1 号線	Rail (単導体)	62.5km
220kV ブルハン変電所 - ISPR 変電所	1 号線	Rail (単導体)	27.1km

(出所：準備調査団)

線路定数としては、下表の値を使用した。

表 2.2.3 本調査の系統解析モデルで使用した線路定数

電線線種	回線数	導体数	正相インピーダンス (p.u./km)			送電容量 (MVA)
			R	X	B	
Rail	1	1	0.00015185	0.00080370	0.00142630	337
Rail	1	2	0.00007778	0.00058889	0.00192222	674
LL-ACSR/AC510	2	2	0.00006157	0.00062998	0.00184164	533
LL-ACSR/AC610	1	2	0.00005197	0.00054685	0.00193751	919.8
ZTACIR255	2	1	0.00022695	0.00089862	0.00129141	487
GZTACSR420	1	1	0.00014911	0.00078857	0.00131993	466.8

(出所：準備調査団)

系統解析ソフトウェアは、NTDCL が使用しているシーメンスパワーテクノロジーズ インターナショナル（Siemens PTI）社製、PSS/E ver.33 を使用した。

(3) 解析結果

本節では、前述の各ケースにおける 2018 年夏ピーク負荷断面における潮流解析結果を示す。なお、本事業対象送電線の N-1 事故としては、下表に示す区間の 1 回線事故を想定した。

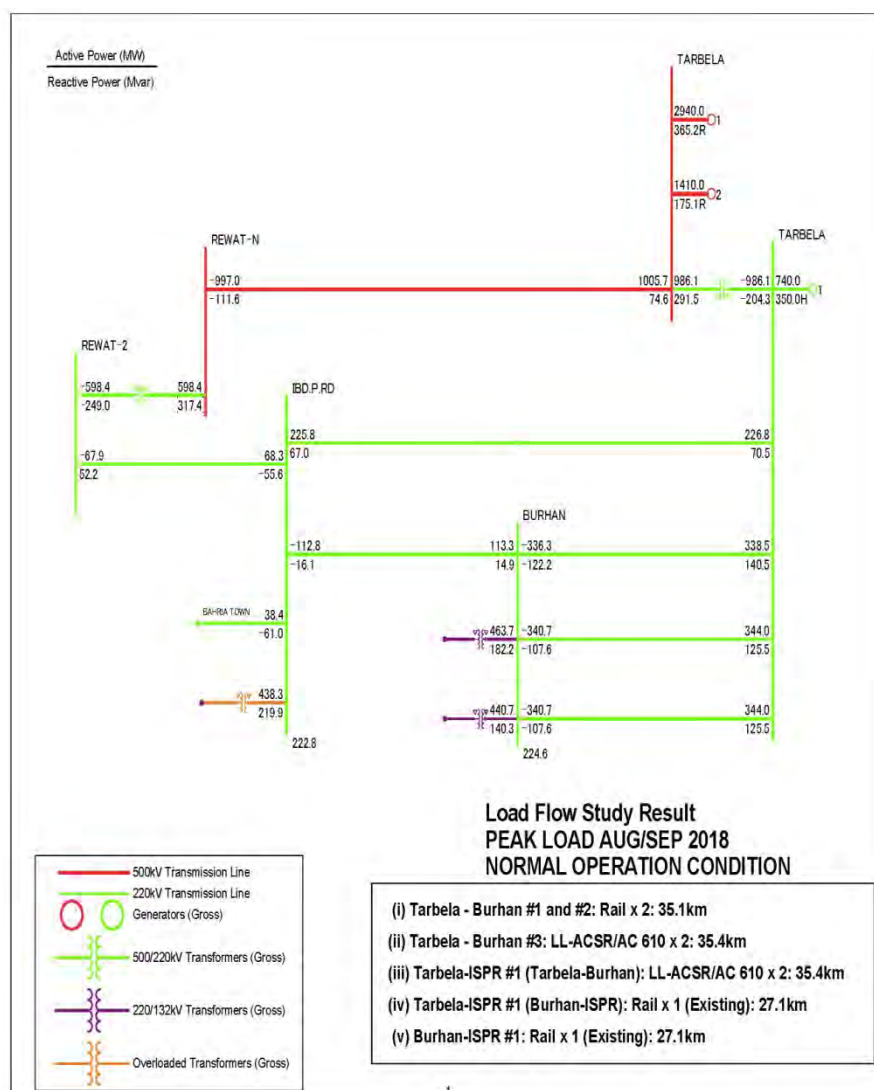
表 2.2.4 送電線の N-1 事故区間

区間 No.	送電線事故区間
1	タルベラ発電所 - ブルハン変電所
2	ブルハン変電所 - ISPR 変電所
3	タルベラ発電所 - ISPR 変電所

1) 本事業を実施する場合

[2018 年夏ピーク断面の潮流解析結果]

2018 年夏ピーク断面の潮流解析結果を表 2.2.5 に示す。また、各ケースの潮流図を付録 2.2.2-2 に示す。ISPR 変電所の 220/132kV 変圧器 3 台は、通常運転時も過負荷（定格容量 160MVA の 102.2%（163.4MVA/台））する。タルベラ発電所 - ブルハン変電所間の N-1 事故時には、同変圧器の潮流は定格容量の 102.6%（164.2MVA/台）となるが、緊急運転時の許容範囲のため問題はない。また、タルベラ発電所 - ISPR 変電所間およびブルハン変電所 - ISPR 変電所間の N-1 事故時には、ISPR 変電所の 220/132kV 変圧器の潮流は定格容量の 100%未満に減少する一方、ブルハン変電所の 220/132kV 変圧器 2 台の潮流は定格容量（250MVA）の 102.2（255.6MVA/台）～103.8%（259.6MVA/台）となる。220kV 送電線の過負荷は発生しない。図 2.2.5 に通常運転時における潮流図を示す。



(出所：準備調査団)

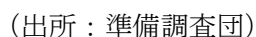
図 2.2.5 通常運転時の潮流図（2018 年夏ピーク断面）

表 2.2.5 潮流解析結果（2018 年度夏ピーク断面）

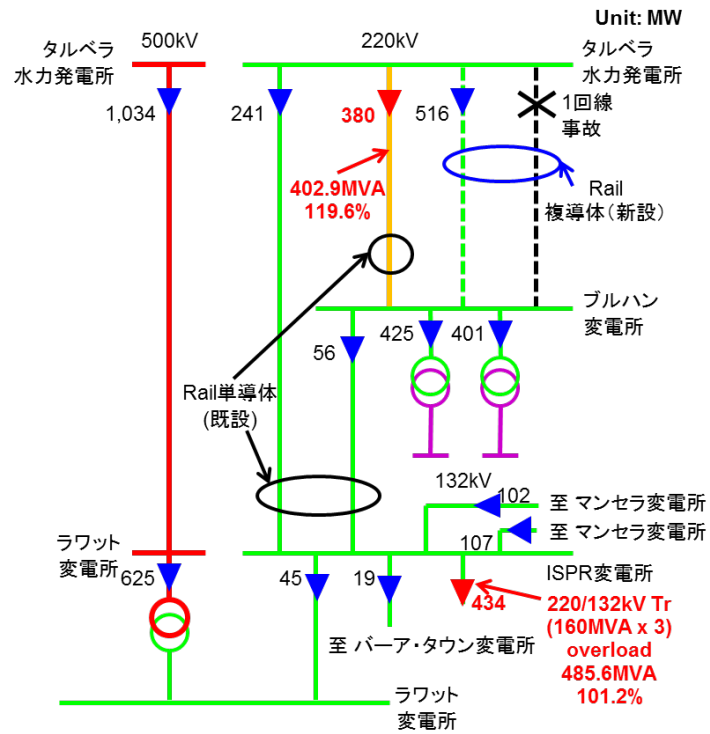
通常運転時	N-1事故時			
	タルベラ変電所 - ブルハン変電所間 (1号線または2号線)	タルベラ変電所 - ブルハン変電所間 (3号線)	タルベラ変電所 - ISPR変電所間	ブルハン変電所 - ISPR変電所間
ISPR変電所の220/132kV 変圧器 (160MVA) 3台の潮流が定格容量の 102.2%(163.4MVA/台)	ISPR変電所の220/132kV 変圧器 (160MVA) 3台の潮流が定格容量の 102.6%(164.2MVA/台)	ISPR変電所の220/132kV 変圧器 (160MVA) 3台の潮流が定格容量の 102.6%(164.2MVA/台)	ブルハン変電所の 220/132kV変圧器 (250MVA) 2台の潮流が定格容量の102.2% (255.6MVA/台)	ブルハン変電所の 220/132kV変圧器 (250MVA) 2台の潮流が定格容量の103.8% (259.6MVA/台)

(出所：準備調査団)

潮流解析の結果、通常運転時ではタルベラ発電所 - ブルハン変電所間、タルベラ発電所 - ISPR 変電所間、およびブルハン変電所 - ISPR 変電所間は過負荷しない。但し、ISPR 変電所の 220/132kV 変圧器 (160MVA) 3 台が定格容量をわずかに上回る (100.8%)。



次に、N-1 事故時の場合、タルベラ発電所 - ブルハン変電所間 1 号線または 2 号線の 1 回線事故時に同区間 3 号線の潮流が送電容量(337MVA)の 119.6%(402.9MVA)となるが、緊急運転時は送電容量の 120%までの潮流が許容されるため問題ない。図 2.2.7 に潮流図を示す。(潮流図中、タルベラ発電所 - ブルハン変電所区間が橙色になっているのが送電容量を超過していることを表している。)

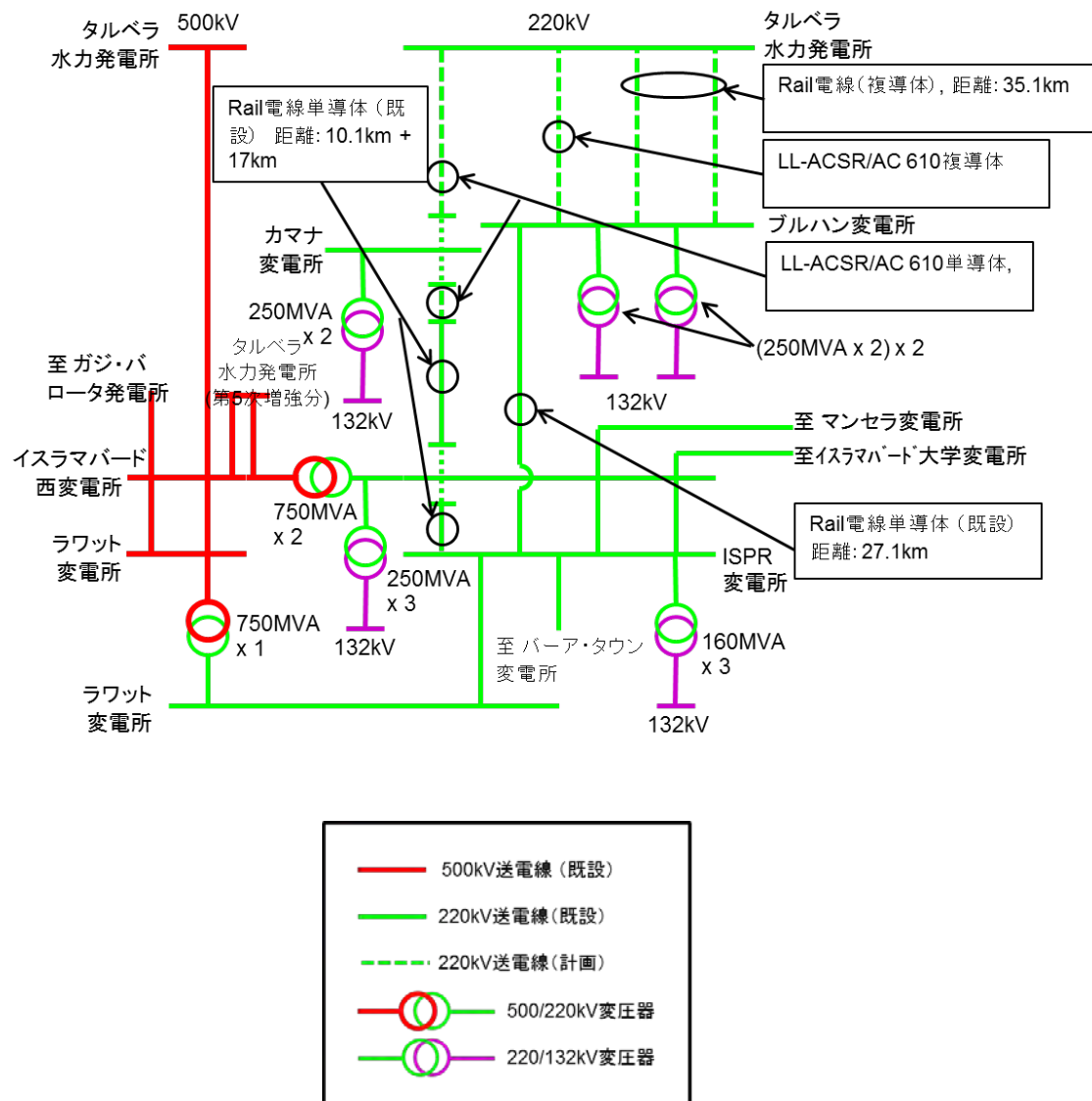


(出所：準備調査団)

図 2.2.7 潮流図 (本事業を実施しない場合：N-1 事故時)

[2020 年断面の潮流解析結果]

本節では、前節の結果を踏まえ、2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面の潮流解析を行った。2020 年における本事業対象地域の系統構成を図 2.2.8 に、2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面の潮流解析結果を表 2.2.6 に示す。また、各ケースの潮流図を付録 2.2.2-3 に示す。



（出所：準備調査団）

図 2.2.8 2020 年における本事業対象地域の系統構成

表 2.2.6 の通り、2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面において、通常運転時および N-1 事故時のいずれの場合も、本事業対象送電線および変圧器の過負荷は発生しなかった。

表 2.2.6 潮流解析結果（2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面）

検討断面	通常運転時	N-1事故時					
		タルベラ発電所 - ブルハン変電所間 (1号線または2号線)	タルベラ発電所 - ブルハン変電所間 (3号線)	タルベラ発電所 - カムラ変電所間	カムラ変電所 - イスラマバード西 変電所間	イスラマバード西 変電所 - ISPR変電所間	ブルハン変電所 - ISPR変電所間
夏ピーク 断面	対象区間の送 電線および変 圧器の過負荷 なし。	同左	同左	同左	同左	同左	同左
冬オフピーク 断面	対象区間の送 電線および変 圧器の過負荷 なし。	同左	同左	同左	同左	同左	同左

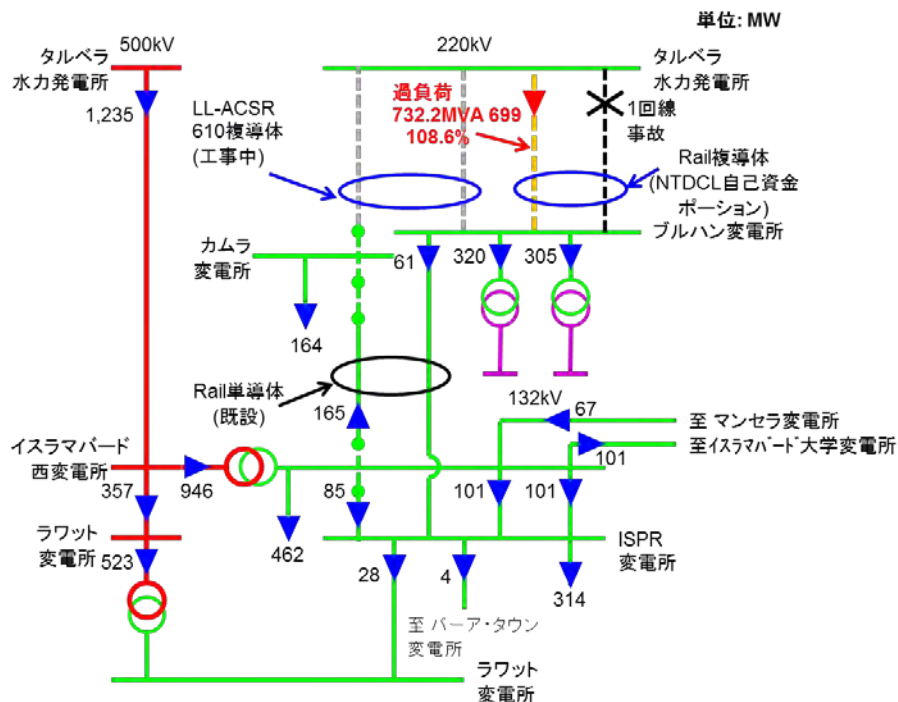
（出所：準備調査団）

[工事実施期間についての潮流解析]

本事業の工事実施期間中に当たる 2019 年夏期においては、ブルハン変電所への電力供給は、タルベラ発電所 - ブルハン変電所間 3 号線およびタルベラ発電所 - ブルハン変電所 - ISPR 変電所間の 2 回線が停止するため、NTDCL の自己資金により建設予定のタルベラ発電所 - ブルハン変電所間 1 号線および 2 号線の 2 回線のみ依存する。この運用状態において同区間に 1 回線事故が発生した場合、残回線 1 回線でもブルハン変電所への電力供給が可能を確認するため、当該年度断面におけるタルベラ発電所 - ブルハン変電所間 1 号線もしくは 2 号線の N-1 事故時の潮流解析を行った。検討の前提条件は以下の通りである。

- 潮流解析モデルとしては、NTDCL から 2019 年断面の解析モデルデータの提供を受けていないため、より需要の厳しい、既に NTDCL から提供されている 2020 年夏ピーク断面のモデルを活用し、変更を加えた。
- 2019 年時点で運転開始前のタルベラ発電所第 5 期増強分の発電機（1,410MW）を停止状態と仮定した。
- 本事業スコープのタルベラ発電所 - ブルハン変電所間 3 号線およびタルベラ発電所 - ブルハン変電所 - ISPR 変電所間の内タルベラ発電所 - ブルハン変電所部分を停止状態と仮定した。
- 上記条件下において、タルベラ発電所 - ブルハン変電所間 1 号線の事故を想定した。

上記前提条件に基づく潮流解析結果を下図に示す。



(出所：準備調査団)

図 2.2.9 潮流図 (2019 年夏期ピーク、N-1 事故時 (事故区間：タルベラ発電所 - ブルハン変電所 1 号線))

タルベラ発電所 - ブルハン変電所間残回線 (2 号線) の潮流は 699MW (732.2MVA)、Rail 電線複導体の送電容量 (674MVA) の 108.6% となり、N-1 事故時の許容過負荷 (120% 未満) 以内であった。

より厳密には過渡安定度解析を実施する必要があるが、理論上⁵は同区間のサージインピーダンス負荷 (SIL 値) は約 180MW であり、送電線亘長が 35.1km であるため、Line Loadability Curve (送電線負荷能力曲線) から、送電可能容量は SIL 値の約 4 倍 (720MW) 程度と考えられ、上記潮流は安定度的にも送電可能容量以内と考えられる。

2.2.3 短絡電流解析

2018 年および 2020 年断面におけるイスラマバード・ブルハン地域およびその周辺系統における三相短絡電流の解析を実施した。表 2.2.7 および表 2.2.8 に各発電所母線の三相短絡電流値を示す。表 2.2.8 より、2020 年断面においてタルベラ発電所の 220kV 母線およびイスラマバード西変電所における三相短絡電流値が 40kA を超過するため、特に新設予定のイスラマバード西変電所については遮断器の遮断容量として 50kA を採用することを推奨する。

⁵ Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmission Lines, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.2 March/April 1979

表 2.2.7 各変電所母線の三相短絡電流値（2018 年断面）

変電所名	母線電圧 (kV)	短絡電流(kA) (IEC60909)
タルベラ	500	25.1
ラワット	500	24.5
タルベラ	220	33.3
ラワット-母線1	220	28.4
ラワット-母線2	220	27.9
ブルハン	220	27.1
ISPR	220	25.7
イスラマバード大学	220	22.0

（出所：準備調査団）

表 2.2.8 各変電所母線の三相短絡電流値（2020 年断面）

変電所名	母線電圧 (kV)	短絡電流(kA) (IEC60909)
タルベラ	500	39.3
イスラマバード西	500	34.5
ラワット	500	31.1
タルベラ(第5次増強分)	500	23.5
タルベラ	220	43.2
カムラ	220	20.0
ブルハン	220	32.7
イスラマバード西	220	41.2
ISPR	220	35.1
イスラマバード大学	220	29.4
ラワット-母線1	220	32.1
ラワット-母線2	220	31.4

（出所：準備調査団）

2.2.4 過渡安定度解析

2018 年における過渡安定度解析を実施した。⁶

(1) 評価基準

本事業対象送電線の N-1 事故時において、イスラマバード・ブルハン地域周辺のパキスタン北部系統における主要な 2 箇所の発電所の発電機回転子の位相相差角の振動波形振幅が NEPRA グリッドコードで規定する

(i) 通常遮断時：主保護遮断（5 サイクル、100msec）

(ii) 主保護遮断失敗時：後備保護遮断（9 サイクル、180msec）

のいずれの場合においても時間と共に減衰・収束する場合に、「安定」と判定した。

(2) 検討ケース

解析対象の事故ケースとしては、本事業対象 220kV 送電線における表 2.2.9 に示す各区間の 1 回線三相短絡事故（再閉路なし）を想定した。また、事故シーケンスを表 2.2.10 に示す。

表 2.2.9 検討対象とした送電線事故ケース

ケース番号	事故区間
1	タルベラ発電所 - ブルハン変電所
2	ブルハン変電所 - ISPR 変電所
3	タルベラ発電所 - ISPR 変電所

（出所：準備調査団）

表 2.2.10 事故シーケンス

通常遮断時		主保護遮断失敗時	
時刻	シーケンス	時刻	シーケンス
0 msec	1 回線三相短絡事故発生	0 msec	1 回線三相短絡事故発生
100 msec	事故除去（1 回線開放）	180 msec	事故除去（1 回線開放）
10 sec	計算終了	10 sec	計算終了

（出所：準備調査団）

なお、NTDCL への確認結果に基づき、発電機回転子位相相差角の基準はムザファルガル発電所とし、位相角比較対象発電所としては、イスラマバード・ブルハン地域周辺の北部系統におけるタルベラ発電所（水力）、ガジ・バロータ発電所（水力）、マングラ発電所（水力）、アライ・ハワー発電所（水力）、ニールムジェルム発電所（水力）、チャシュマ-1 発電所/ チャシュマ -2 発電所（原子力）、チャシュマ-3 発電所/ チャシュマ -4 発電所（原子力）を考慮した。

⁶ 2020 年夏ピークおよび冬オフピーク断面については、NTDCL 提供のダイナミックデータに不備（数十台単位での発電機モデルの欠落）があるため安定度解析を実施していない。このため、詳細設計時に確認が必要である。

(3) 解析結果

前節の条件に基づく過渡安定度解析結果を表 2.2.11 に示す。また、発電機回転子位相相差角波形を付録 2.2.4-1 に示す。これらの結果から、2018 年断面においては、本事業対象送電線各区間の 1 回線事故時において、通常遮断時、主保護遮断失敗時のいずれにおいてもイスラマバード・ブルハン地域およびその周辺の北部系統は安定であることが確認できた。

表 2.2.11 過渡安定度解析結果

検討断面	事故区間 ケース	タルベラ発電所 - ブルハン変電所	ブルハン変電所- ISPR 変電所	タルベラ発電所- ISPR 変電所
	通常遮断時	安定	安定	安定
2018 年夏ピーク	主保護遮断失敗時	安定	安定	安定

(出所：準備調査団)

第3章 既設送電線増強計画概要

3.1 送電線

3.1.1 既設送電線の現況調査

(1) 送電線ルート図

既設送電線のルート図を図 3.1.1 に示す。各路線の距離を算定した結果を表 3.1.1 に示す。

表 3.1.1 既設送電線区間距離

	タルベラ発電所 - ブルハン変電所	ブルハン変電所 - ISPR 変電所	計
タルベラ発電所 - ブルハン変電所#1	33.3km	—	33.3km
タルベラ発電所- ブルハン変電所#3 タルベラ発電所- ブルハン変電所- ISPR 変電所	33.5km	27.8km	61.3km

(出所：準備調査団)

なお、表 3.1.1 に示した既設送電線区間距離は、各送電線の鉄塔座標点を google earth にプロットして求めた距離である。

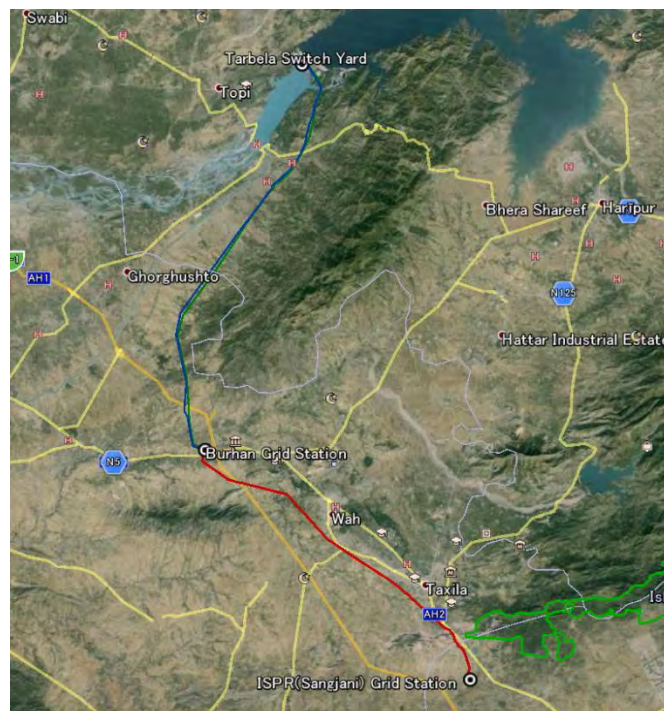


図 3.1.1 既設送電線ルート図

(2) 鉄塔

既設鉄塔は、建設後約 40 年以上が経過しているものの鋼材の腐食は軽微であり、鋼材断面の欠損が生じていない。したがって、鉄塔そのものは建設当時の強度を保持しているものと考えられる。

表 3.1.2 に各線路の鉄塔型と基数を示す。設計条件については、設備が古く設計条件に関する書類がないため、不明である。

表 3.1.2 既設鉄塔型と基数

Name of Transmission line	Tower type										Total Towers
	PD	PA	PB	DA	PC	EG	NT	JT	ZT	DT	
Tarbera-Burhan 3-4 Route 2							1	16	71	3	91
Tarbera-Burhan- ISPR Route 4	6	70	2	1	1	3		17	73	2	175

(出所：準備調査団)

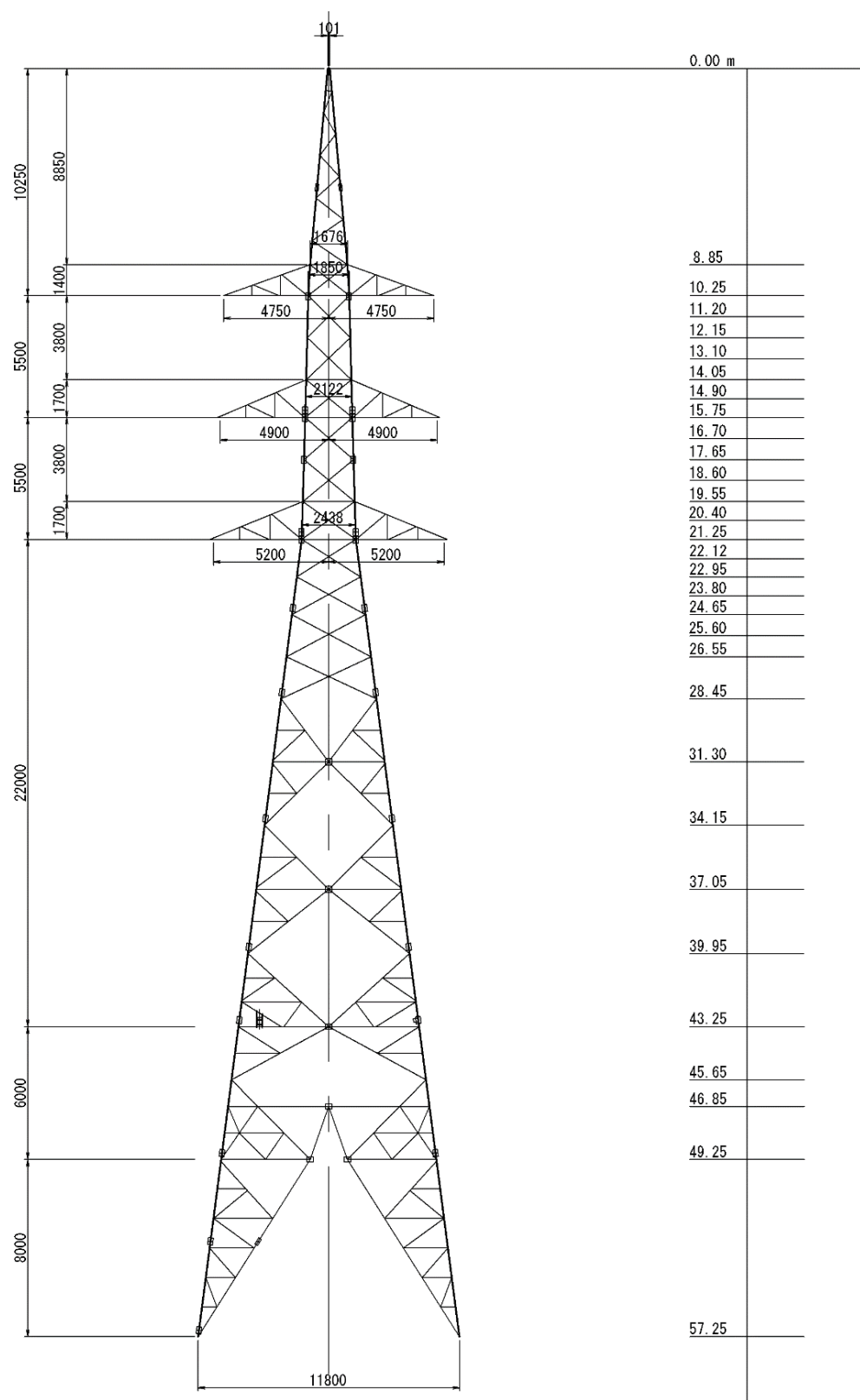
表 3.1.2 をもとに対象既設線路ごとに鉄塔型を整理した結果を、表 3.1.3 に示す。

表 3.1.3 対象既設線路ごとの鉄塔型一覧表

鉄塔種別		タルベラ - ブルハン	タルベラ - ブルハン - ISPR
懸垂		ZT	ZT, PA
角度・耐張	軽・中角度	JT	JT, PB
	重角度	NT	PC, PD, EG
引留		DT	DA, DT

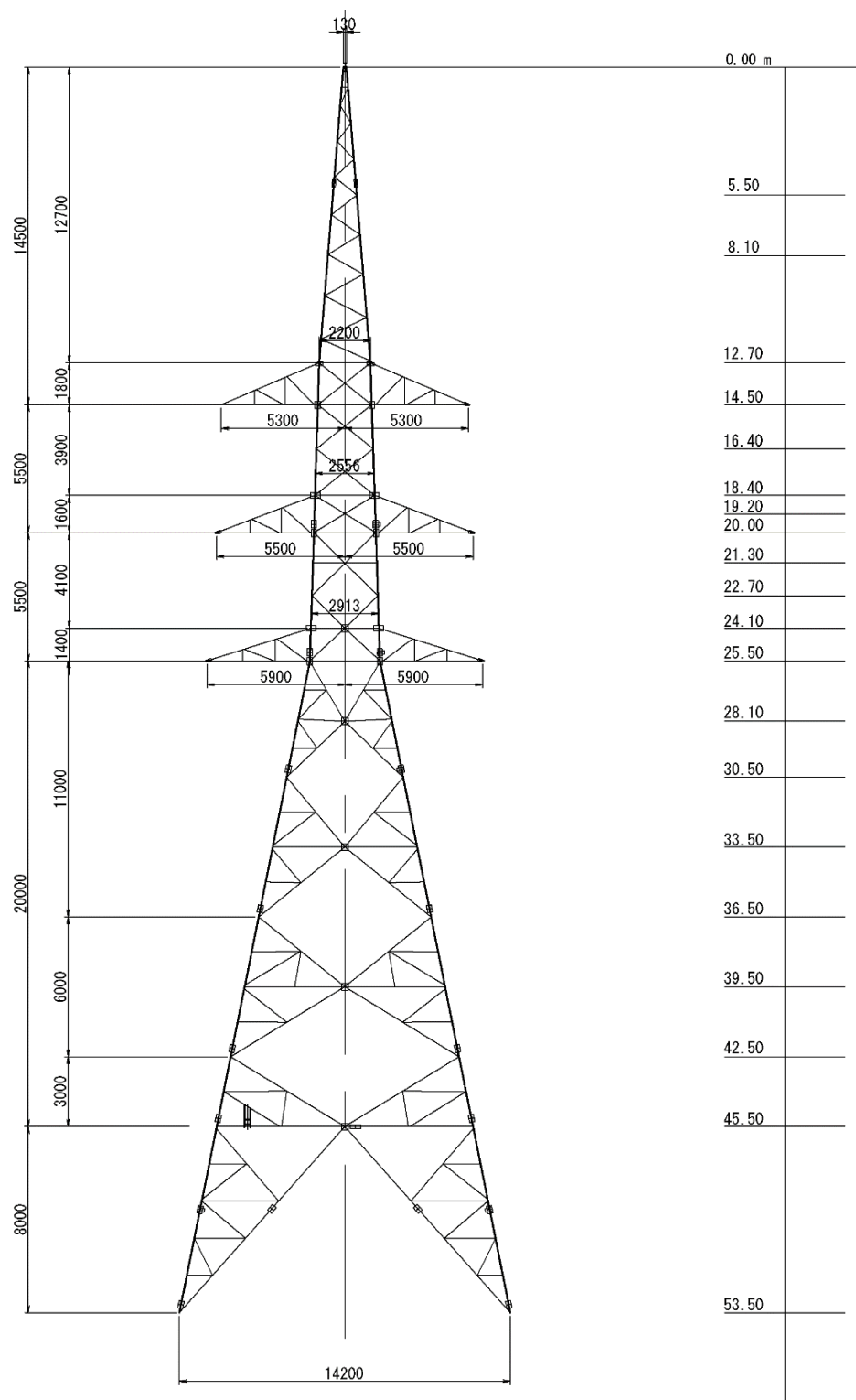
(出所：準備調査団)

鉄塔の構造図を図 3.1.2 ～図 3.1.3 に示す。一方、落雷による逆フラッシュオーバー現象に伴う装置の碍子閃絡により発生する線路電気事故の抑制対策の効果的な方法として、塔脚接地抵抗の低減がある。塔脚接地抵抗の低減によって、落雷電流の大地反射による負電圧が碍子装置に加わる逆フラッシュオーバー電圧を低減させることから、同じ落雷電流に対して塔脚接地抵抗の少ないほうが、碍子装置の閃絡は発生しにくくなる。特に強雷地区では落雷電流が大きいために塔脚接地抵抗の低減が必要とされる。当該地域は IKL 値が最大 70 日／年と強雷地域に相当していることから、既設鉄塔の塔脚接地抵抗の確認が必要とされる。なお、塔脚接地抵抗の低減目標値は、10Ω以下が日本やミャンマー国の電気設備の技術基準では推奨されている。



(出所：準備調査団)

図 3.1.2 懸垂鉄塔軸線図



(出所：準備調査団)

図 3.1.3 耐張鉄塔軸線図

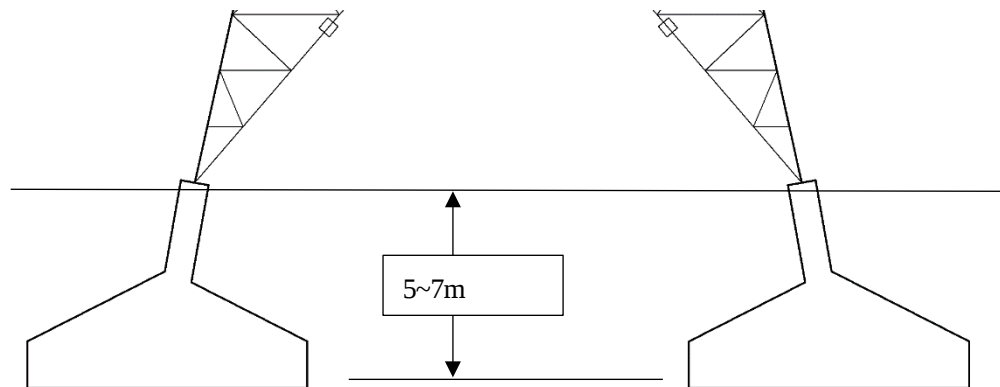
(3) 基礎

タルペラ発電所からブルハン変電所間においては、直接基礎（逆 T 基礎）が採用されている箇所が多く、平坦部では直接基礎が 5~7m のベース深さで設置されている。鉄塔周辺が砂

地盤の箇所は 60 フィート長の杭基礎が採用されている。なお、既設送電線に関する竣工図は保存されていない。

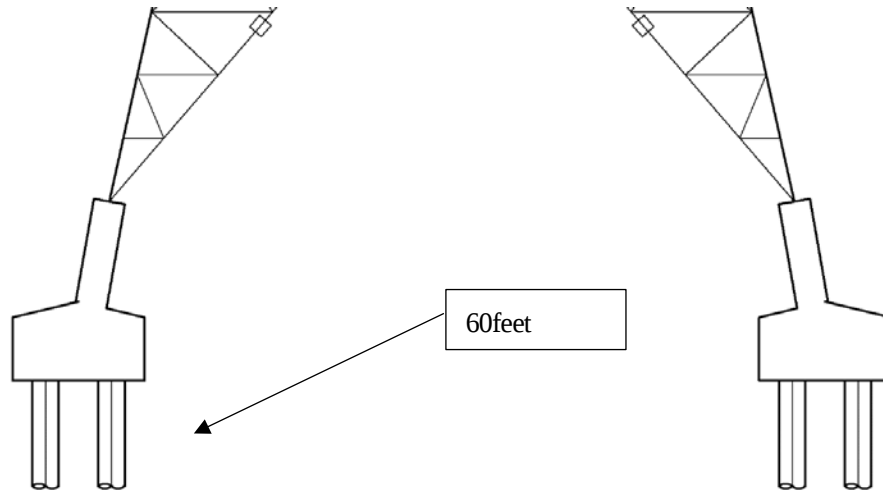
対象地域の沖積層は非固結の河成堆積物を主体としており、丘陵を形成している箇所では、降雨による侵食を受けやすく、将来鉄塔建設地の丘陵地が侵食による崩壊を生じる恐れがあるため、対策を行う必要がある箇所が見られた。（詳細は巻末資料を参照。）

図 3.1.4～図 3.1.5 に各基礎の概略図を示す。



（出所：準備調査団）

図 3.1.4 直接基礎概略図



（出所：準備調査団）

図 3.1.5 杭基礎概略図

(4) 碍子

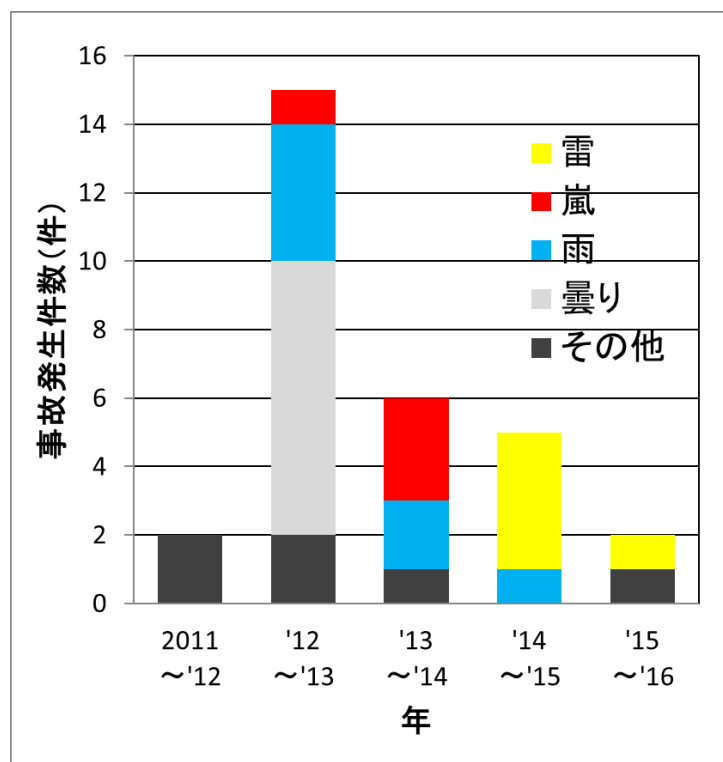
送電設備においては、概ね磁器製の碍子を使用されている。調査対象区間の内、ブルハン変電所および ISPR(サンジャニ) 変電所周辺では、図 3.1.6 に示す近年 5 年間の天候別発生件数より、最近では雷事故が発生している傾向が認められる。NTDCL の保守記録と照合すると、雷事故と同時期にがいし割れの障害も発生している。NTDCL においては、アークホーンは原則として設置しないこととしている。ただし、500kV 送電線の建設が始まった時期にアー

クホーンを設置した線路も存在している。そのため、アークホーンがない既設送電線の張替えおよび新設に際して、落雷による碍子破損の保護対策としてアークホーンを設置を行う必要がある。

現地調査の結果、碍子装置に関しては、建設後 30 年経過していることを考慮すると、タルベラ発電所 - ブルハン変電所間の全数取り替えが望ましい。

汚損設計については、当該地域は内陸部であり塩害の発生はないものと想定され、塵埃汚損設計で対応できると考えられる。なお、NTDCL のグリッドコードによると、当該地域は最大 ESDD は $0.12\text{mg}/\text{cm}^2$ と規定されている。

また、碍子装置の強度については、使用電線の最大使用張力に安全率（2.5）を考慮した設計がなされている。



(出所：準備調査団)

図 3.1.6 本プロジェクト関連既設送電線の事故発生件数

(5) 電線・架空地線

調査対象区間の電線は ASTM Code Name “Rail” の単導体を使用していることが判明している⁷。

架空地線については、1977 年に完成しているタルベラ発電所からブルハン変電所までの区間においては垂鉛メッキ鋼より線（Galvanized Steel Wire：GSW）が、1998 年に完成しているブルハン変電所から ISPR 変電所までは光ファイバー複合架空地線（Optical Ground Wire：

⁷ PC-1 において、タルベラ発電所 - ブルハン変電所の 2 回線に中国製 LGJQ-400 が使用されているとの記載があるが、実際には Rail が使用されている。

OPGW) が使用されている。

調査対象区間の送電設備の概要を表 3.1.4～表 3.1.5 に整理する。

表 3.1.4 タルベラ水力発電所 - ブルハン変電所間の既設送電線施設

区 間		タルベラ変電所 - ブルハン変電所	
送電線名		220kV タルベラ - ブルハン 1号線、2号線	
完成年		1977年6月9日	
亘 長		35.10km	
支持物数		91基 (2.59基/km)	
回線数		2	
電 線			
		導体数	単導体
		ASTMコード	Rail
		外径	26.6mm
より線	鋼心	7 x 2.50 (34.36mm ²)	
	アルミ	48 x 3.20 (386.04mm ²)	
	合計	(420.4mm ²)	
架線条件		19.58kN	
架空地線種類		亜鉛メッキ鋼より線（光ファイバ内包なし）	
がいし種類	タイプ	磁器タイプ EMKO社製 強度80kN	
	連結数	14個	
アークホーンギャップ長		アークホーン未装着	

(出所：準備調査団)

表 3.1.5 タルベラ変電所 - ブルハン変電所 - ISPR 変電所間の既設送電線施設

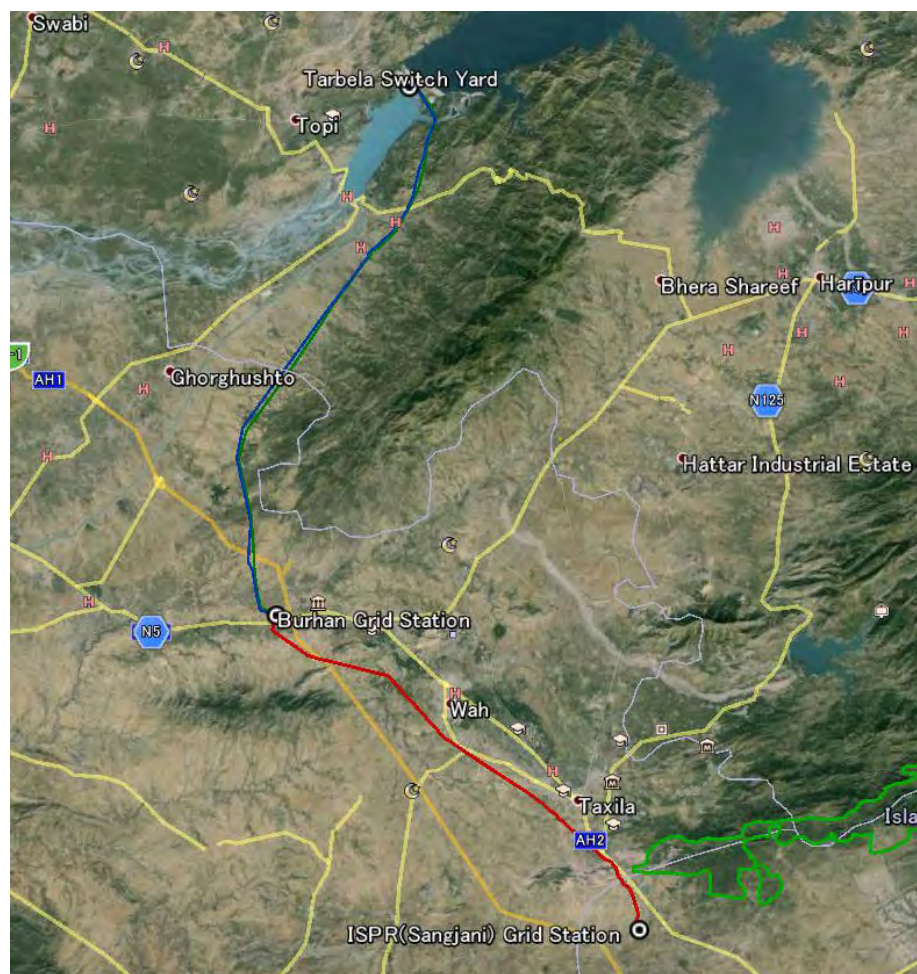
区 間	タルベラ変電所 - ブルハン変電所 - ISPR（サングジャニ）変電所		
送電線名	220kV タルベラ - ブルハン - ISPR 3号線、4号線 (バイパス送電線ルート2)		
完成年	タルベラ変電所 - ブルハン変電所間 送電線3号線 1977年6月9日 ブルハン変電所 - ISPR(サングジャニ) 変電所間送電線 1998年12月17日 タルベラ変電所 - ISPR(サングジャニ) 間バイパス送電線 1998年12月17日		
亘 長	タルベラ変電所 - ブルハン変電所間 送電線3号線 35.40km ブルハン変電所 - ISPR(サングジャニ) 変電所間送電線 27.10km タルベラ変電所 - ISPR(サングジャニ) 間バイパス送電線 62.50km		
支持物数	タルベラ変電所 - ブルハン変電所間 送電線3号線 92基 (2.60基/km)		
	ブルハン変電所 - ISPR(サングジャニ) 変電所間送電線 83基 (3.06基/km)		
	タルベラ変電所 - ISPR(サングジャニ) 間バイパス送電線 175基 (2.80基/km)		
回線数	2		
電 線			
	導体数		単導体
	ASTMコード		Rail
	外径		29.1mm
	より線	鋼心	7 x 2.45 (33.54mm ²)
		アルミ	45 x 3.70 (483.8mm ²)
		合計	(517.3mm ²)
架線条件		19.58kN	
架空地線種類		亜鉛メッキ鋼より線（光ファイバ内包/OPGW）	
がいし種類	タイプ	磁器タイプ EMKO社製 強度80kN	
	連結数	14個	
アークホーンギャップ長		アークホーン未装着	

(出所：準備調査団)

(6) 地形地質

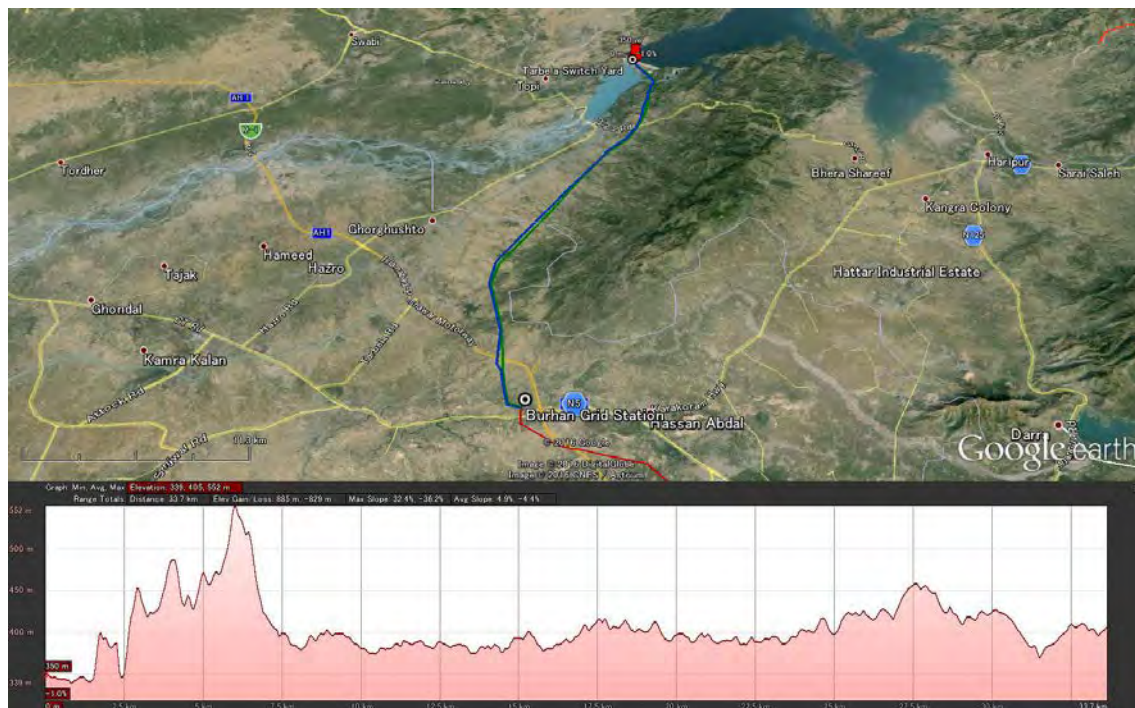
1) 事業対象地周辺の地形

調査対象区域はヒマラヤ、カラコルム、ヒンズークシ山脈の南端に位置する平原である。タルベラ発電所-ブルハン変電所間はインダス川を中心に開けた平原であり、土地利用は主に農地となっている。既設送電線はタルベラダムから南に伸びる山地の麓に位置している。降雨後の雨水がこの産地から平原に向かって流れるため、地表の沖積層が浸食を受け、ところどころ浸食崖となっている。ブルハン変電所 – ISPR 変電所間はハロー川を中心とする平原となっている。イスラマバードからブルハンへ向けて下って行く勾配となっており、所々単独の小さな山が点在している。



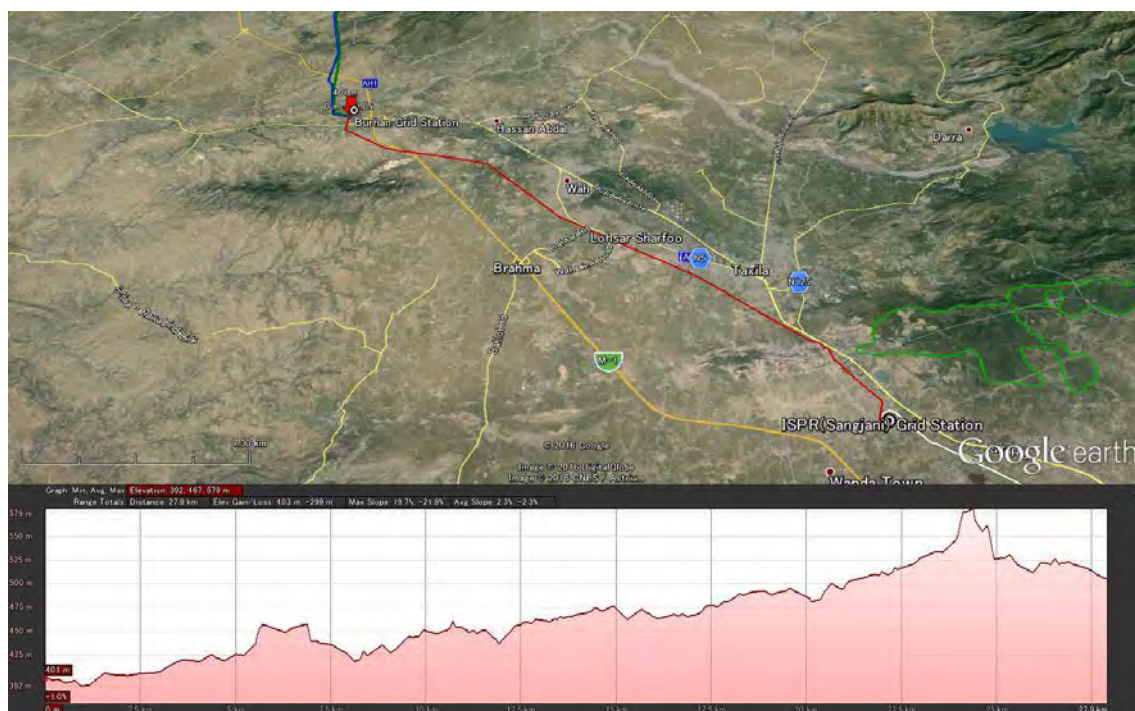
(出所：準備調査団)

図 3.1.7 事業対象地周辺の地形



(出所：準備調査団)

図 3.1.8 タルベラ～ブルハン間の地形縦断図



Burhan

ISPR

(出所：準備調査団)

図 3.1.9 ブルハン～ISPR 間の地形縦断図

2) 調査対象地域の地質概要

事業対象地はインダス川左岸の平原である。平原は完新世沖積層である。地層はシルト・

砂・礫が互層となっている。これら沖積層は基盤岩上の旧谷部に堆積しており、その厚さは 200m を超えるところがある。この沖積層は非固結な堆積物であること、河成堆積物であるため、砂を主体とする箇所において採砂や降雨による侵食を受けやすい状況である。

3.1.2 既設送電設備の現況に対する考察

既設鉄塔は、建設後約 40 年以上が経過しているものの鋼材の腐食は無く、鋼材断面の欠損が生じていない。したがって、鉄塔そのものは建設当時の強度を今後も保持しているものと考えられる。しかしながら設計図書が現存していないため、設計当時の条件は不明である。少なくとも現状の単導体に対応した設計と考えられる。そのため、本事業における低損失電線の複導体使用に当たって、既設鉄塔を再利用するためには導体重量の増加、導体本数の増加に伴う張力増加に対応するためには現状の鉄塔支間中央に新たな鉄塔を増設することで径間あたりの荷重を低減させることが必要となる。また、新設する鉄塔に対する補償も必要となる。既設鉄塔を再利用する場合、既設とほぼ同数の鉄塔を建設する必要があり、維持管理に際して点検を行う箇所が大幅に増加することになる。これらを勘案し、既設鉄塔をすべて撤去の上、複導体に対応した鉄塔へ建替えを行うことが望ましいと考えられる。

3.1.3 最適案の選定

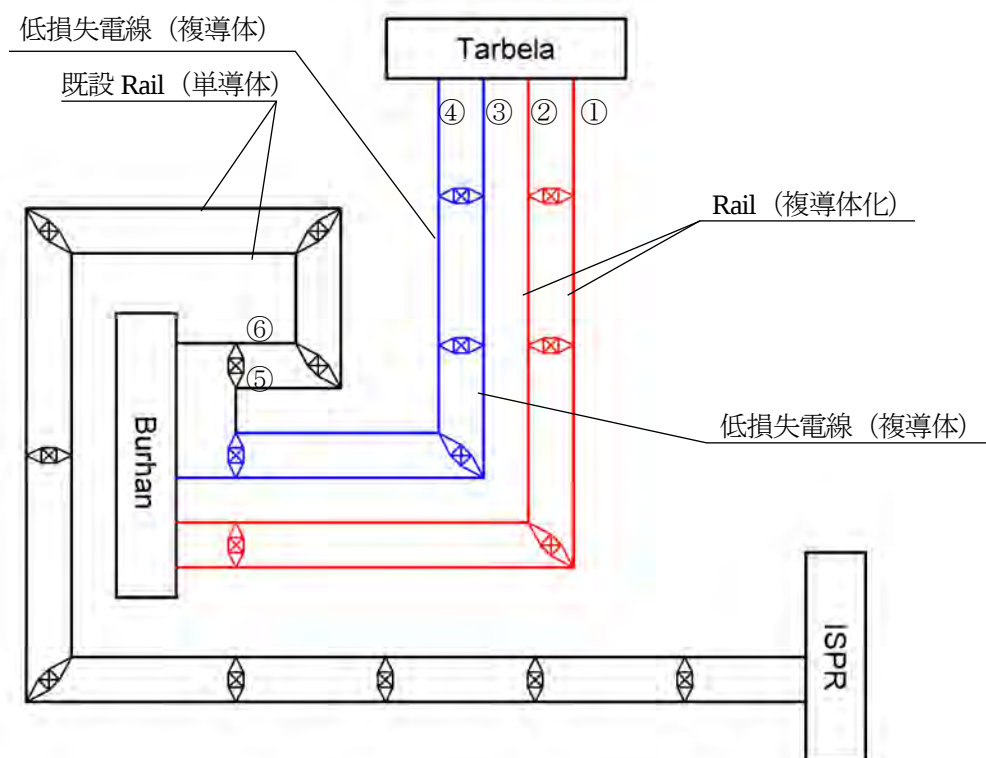
タルベラ発電所から ISPR 変電所への既設送電線 2 回線の内、1 回線はブルハン変電所を経由している。2 回線とも Rail 単導体を採用しており、PC-1 においては発電所増強に伴う負荷の増大に対応して、複導体化を図る計画となっている。本プロジェクトにおいては、以下に示す比較案に関する検討を行い、最適案を選定する。

- 1) Rail 複導体への張替えとする案
- 2) 増容量電線単導体への張替えとする案
- 3) 低損失電線複導体への張替えとする案

上記の比較案に対して、系統解析の結果および送電ロス評価の結果、低損失電線複導体への張替えとする案を最適案として選定した。(巻末資料-3.1.3-1 参照)

Rail 複導体および低損失電線を採用する場合、既設鉄塔に作用する荷重が現状の荷重を大きく上回ることから、PC-1 では既設鉄塔間に新規鉄塔を設置することとしている。これにより既設鉄塔を再利用することが可能となるが、新規鉄塔を設置できない場合には既設鉄塔の建替えが必要となる。本事業においては維持管理等を勘案し、鉄塔は全数を建て替えるものとする。

本事業のスコープは、タルベラ発電所からブルハン変電所への回線Ⅲ（下図③）およびタルベラ発電所から ISPR 変電所への 1 回線（62.5km）に低損失電線の複導体を適用する。なお、タルベラ発電所から ISPR 変電所への 1 回線の内、タルベラ発電所からブルハン変電所への引込み鉄塔までの区間（下図④、延長 35.1km）は送電線の送電ロスを軽減するために低損失電線に張り替えることし、以降は現況の Rail 単導体とする。以下に本事業のスコープ概要図を示す。



ルート		回線/区間	既設設備	増強後設備	備考
タルベラ発電所 - ブルハン変電所	①	回線- I	Rail 単導体	Rail 複導体	NTDC 自己資金
	②	回線- II	Rail 単導体	Rail 複導体	NTDC 自己資金
	③	回線- III	Rail 単導体	低損失電線複導体	JICA 融資
タルベラ発電所 - ISPR 変電所	④	タルベラ発電所 -ブルハン変電所	Rail 単導体	低損失電線複導体	JICA 融資
	⑤	ブルハン変電所 - ISPR 変電所	Rail 単導体	既設を再使用	
ブルハン変電所 - ISPR 変電所	⑥	ブルハン変電所 - ISPR 変電所	Rail 単導体	既設を再使用	

(出所：準備調査団)

図 3.1.10 既設送電線増強事業スコープ概要図

3.1.4 概略設計

(1) 設計条件

1) 適用基準

送電設備の設計に関わる適用基準を以下に示す。

- IEC60826 Design criteria of overhead transmission lines Third edition (2003-10)
- Building code of Pakistan (2007)
- WAPDA/NTDC Specifications

2) 連続許容電流計算条件

- IEEE738 に準拠
- 風速 3feet/s (電線温度 90°C)
- 周囲温度 (40°C)
- 日射量 (0.1W/m²)

注) 緊急時は電線温度 100°C、周囲温度は当該地域に対応した値を採用する。

なお、CIGRE での検討においては、電線の放射率は 0.5 を用いている国が多いとの記載がなされている。

3) 絶縁距離

- 電線－塔体 (常時 2.1m、強風時 40m/sec で 1.6m)
- 電線－地上 (8m、電線温度 100°C)

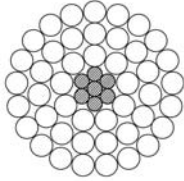
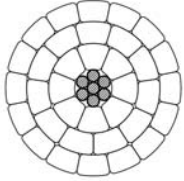
4) 弛度計算条件

- Rail 電線の常時張力 (無風・無着氷雪、気温 25°C、17%UTS 以下) 相当の弛度
- 2 導体間隔 (457mm)
- 風圧 (970Pa、無着氷雪、気温 25°C)
- 碍子連 : Rail 単導体用 (磁器 120kNx14 個、連長 2922mm、アークホーンギャップ長 6 フィート)
: Rail2 導体用 (磁器 120kNx14 個×2 連、連長 2922mm、耐霧用、アークホーンギャップ長 6 フィート)
- 架空地線は、径間中央での雷や開閉サージによる閃絡を防止するため、電線の常時弛度の 80%で架線する。

(2) 電線・地線設計

PC-1 にて想定されている Rail 電線の 2 導体相当の電流容量を確保し、既設 Rail 電線の外径と重量相当（風圧荷重、重量荷重同等）を満足する LL-ACSR の検討を行った。表 3.1.6 に性能比較を示す。

表 3.1.6 電線諸元

項目	単位	ACSR	LL-ACSR
		ASTM:Rail	LL-ACSR/AS610
断面図			
より線構成		45/3.7-Al 7/2.47-St	16/TW-AL 11/TW-AL 8/TWAl 7/2.1-14EAS
外径	mm	29.61	29.59
最小破壊荷重	kN	116.1	126.5
断面積（アルミ）	mm ²	483.8	610.7
鋼心		33.54	24.25
合計		517.3	635.0
単位重量	kg/km	1600	1867
20℃における直流抵抗	Ohm/km	0.0597	0.0471
線膨張係数	/℃	20.9x10 ⁻⁶	21.9x10 ⁻⁶
電流容量	A	956 (90℃)	1207 (90℃)
弛度（径間長 350m）	m	14.4 (90℃)	15.2 (90℃)

（出所：準備調査団）

地線については、比較的新しい路線では OPGW を導入されており、当スコープにおける PC-1 の計画にも導入することとなっており、すべての区間に OPGW を採用するものとする。地線サイズについては、Rail480sq の 2 導体に対応した OP-AC97sq を使用する。図 3.1.11 に OP-AC97sq の概要図を示す。

光ファイバー芯数は、PC-1 で想定されている 24 芯としたが、詳細設計時点において所要の芯線数を決定する必要がある。

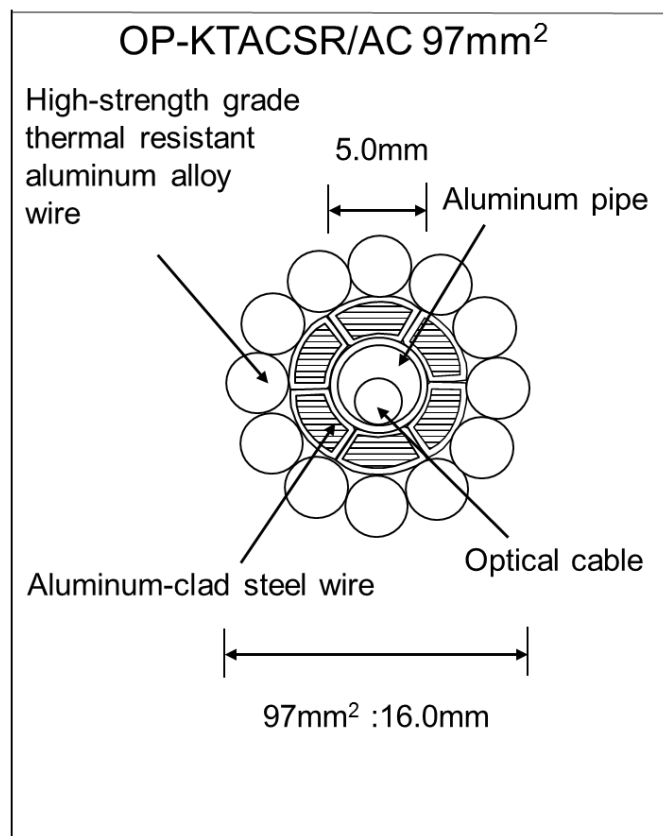


図 3.1.11 OP-AC97sq 概要図

(3) 碍子設計

表 3.1.7 に碍子装置の仕様一覧を示す。落雷による碍子破損の保護対策としてアークホーンを設置するものとする。

汚損設計については、当該地域は内陸部であり塩害の発生はないものと想定され、塵埃汚損設計で対応する。なお、グリッドコードにおいては、塩分付着密度は 0.12mg/cm² と規定されている。この値は、IEC60815 の区分ではⅡに相当する。

表 3.1.7 碍子装置の仕様

	碍子種類と形状	強度	個数 (個)	連長 (mm)	適用
1 連懸垂	磁器 耐霧	120kN	14	2,922	2 導体
2 連懸垂・耐張	磁器 耐霧	120kNx2 連	14	2,922	2 導体

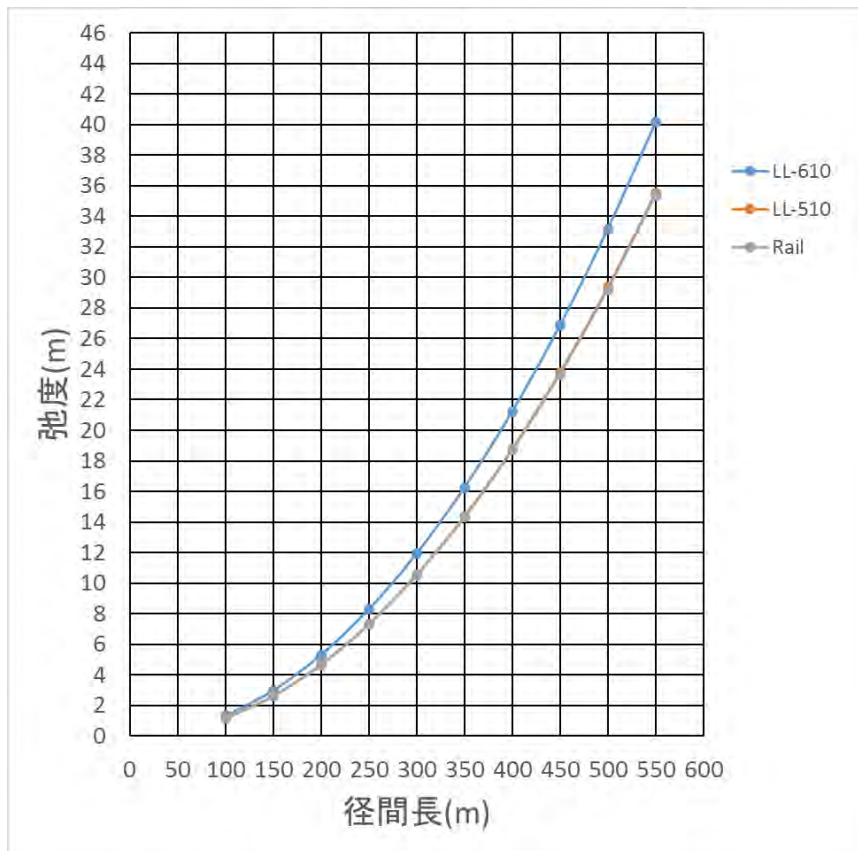
(出所：準備調査団)

(4) 鉄塔形状と鉄塔設計

鉄塔については、ブルハン変電所からマンセラ発電所間の既設送電線に採用されている懸垂鉄塔（EA 型）、角度鉄塔（EG 型）並びに耐張鉄塔（JKD 型）を採用する。鉄塔形状図を第 4 章の設計図等に示す。この送電線は、Rail 電線の 2 導体設計であり、十分に当該既設送電線の増強工事に適用可能である。

外径等価の LL-ACSR610 を適用する場合は、水平荷重（風圧）は同じであるが、垂直荷重は電線重量が Rail 電線に対して $(1.867-1.600=0.267\text{kg/m})$ 増加するため、基礎圧縮荷重が増加し、引き揚げ荷重は減少するもののその荷重は 400m 径間では 320kg/脚程度であり、約 1% の変化と想定されることから新設時に対応可能である。

一方、水平荷重（電線張力）については、Rail 電線と同じ張力で架線することにより荷重的には同じとなって問題ないが、弛度が電線重量分だけ増加することで、地上高の確保が必要となる。径間長 400m では、弛度増加分は 2m であり、鉄塔継足を平均的に +2m 加えることで、対応可能である。それぞれの電線弛度を比較した結果を図 3.1.12 に示す。表 3.1.8 に設計条件を示す。



(出所：準備調査団)

図 3.1.12 電線弛度の比較（無風無雪、90°C、T=1970kg/条）

表 3.1.8 懸垂鉄塔設計条件

DESIGN DATA		
- DEFLECTION ANGLE		
SINGLE CONDUCTOR	0-2 DEGREE	
TWIN CONDUCTOR	0 DEGREE	
- WIND SPAN (MAX.)		
SINGLE CONDUCTOR	400 m	
TWIN CONDUCTOR	370 m	
- WEIGHT SPAN (MAX.)		
SINGLE CONDUCTOR	500 m	
TWIN CONDUCTOR	410 m	
NOTE:-		
- FOR TWIN CONDUCTOR CONFIGURATION NO BODY EXTENSION TO BE USED.		
* TOWER WITH MAX. HEIGHT AND MAX. BASE WIDTH.		

(出所：準備調査団)

(5) 基礎設計

基本的には、既設送電線に採用されている平たん地での普通基礎（逆 T 基礎）と、砂地盤での杭基礎を採用することとし、3.1.2 での考察をもとに、詳細設計時点での個々の検討を行う必要がある。

(6) ルート設計

既設線の送電線用地（Right of Way : RoW）を極力変更しないことが制約条件であり、元位置で新設鉄塔に建て替えを行う。

電線地上高は既定の 8m を確保することを基本に、既設線のルートを踏襲する。

3.1.5 新技術の活用

(1) 低ロス電線の採用

低ロス電線の導入にあたって、既設鉄塔の活用を図ることから鉄塔に加わる電線風圧や電線重量の設計値をオーバーしないようにするためには、従来電線の外径と単位重量が同等以下で、連続許容電流も同等以上の条件が確保されていることを確認する必要がある。これらの条件を確保していれば、既設・新設いずれの送電線にも適用することが可能であり、運用後に必ず発生する送電ロスが低ロス電線の採用により低減されることから、これに伴うコストメリットが確実に得られることとなる。

(2) 低ロス電線の特徴

低ロス電線は、台形アルミ素線を撚り合せた鋼芯アルミより線で、従来型よりも導体であるアルミ断面積の占有率が高くなること、ならびに特強鋼心の適用により細い鋼素線を用いて鋼断面の占有率を下げ、重量を減らすとともに、結果としてアルミ断面を増やしていることから、従来型の電線外径と同一とした場合は、電線抵抗が小さくなり、送電ロスを低減できるものである。

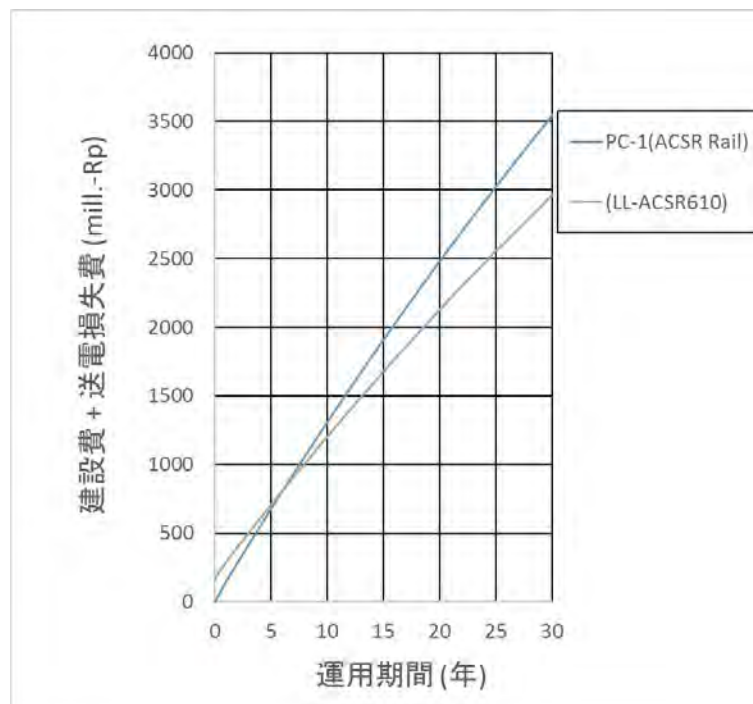
また、従来型の電線抵抗値を同一とした場合は、電線外径や単位重量が小さくなり、風圧荷重や電線重量の軽減に伴う支持物の小型化が期待できるものである。

(3) 低ロス電線の仕様

PC-1 にて想定されている Rail 電線相当の電流容量を確保し、既設 Rail 電線の外径と重量相当（風圧荷重、重量荷重同等）を満足する LL-ACSR 電線を検討した結果、LL-ACSR610sq が得られた。なお、外径を同じくした理由は、既設鉄塔や新設用鉄塔で Rail 電線の想定のもと設計された風圧荷重の増加を抑えることにより、現有設計条件の変更を回避するためである。詳細は巻末資料 3.1.5-1 に示す。

(4) 送電ロスの評価

当初 PC-1 で計画の従来電線(Rail480sq)に替えて、前節(3)に示された低ロス電線(LL-ACSR610sq)を当スコープに適用した場合の送電ロスを図 3.1.13 のとおり評価した。詳細は巻末資料 3.1.5-1 に示す。



(出所：準備調査団)

図 3.1.13 送電ロスのコスト評価

3.2 変電所

3.2.1 既設変電所の現況

今回、送電線増強事業に関連する既設変電所は以下の3カ所である。

- プルハン変電所
- ISPR 変電所
- タルベラ変電所

なお、イスラマバード大学変電所は、新設送電線に関連しての改造のため、第3編において扱う。

上記各変電所の基本仕様を、比較して記述すると以下の通りである。

表 3.2.1 変電設備の基本仕様

基本仕様	ブルハン変電所	ISPR 変電所	タルベラ変電所
変電設備タイプ	220kV 屋外空気絶縁変電所(AIS)	220kV 屋外空気絶縁変電所(AIS)	220kV 屋外空気絶縁変電所(AIS)
変電設備母線構成	1 1/2 母線方式 アルミ製 Rail 定格容量：1,600A	1 1/2 母線方式、 アルミ製 Hawthorn 定格容量：2200A	1 1/2 母線方式
機器仕様	220kV AIS	245k VAIS	220kV AIS
変圧器仕様	油絶縁 220/132kV, 4x250MVA(増設後)	油絶縁 220/132kV, 3x160MVA	油 絶 縁 単 巻 線 500/220kV, 3x79MVA
遮断器仕様	SF6 ガス絶縁自立型 定格電圧：220kV 定格電流：2000A 遮断容量：50kA NMG 製ほか	SF6 ガス絶縁 GIS 定格電圧：245kV 定格電流：2000A 遮断容量：40kA	SF6 ガス絶縁自立型 定格電圧：220kV 定格電流:1,600A 遮断容量：36kA
送電線 220kV 回線	220kV4 回線 タルベラより 220kV 1 回線 ISPR へ	220kV6 回線：バーア・タウン, ラワット新, ブルハン, タルベラ, アライ・ハワー, マンセラ	500kV タルベラ 水力発電所

(出所：準備調査団)

(1) 各変電所の設備容量の検討

本事業での送電線容量増強に伴い、接続される変電所の設備容量が十分であるか検討する必要がある。増強送電線の仕様、増強後の電流から、既設設備が影響を受けるブルハン変電所、ISPR 変電所及びタルベラ変電所について、下記の点から、設備容量の妥当性（十分性）を検討した。

- ①変圧器、遮断器について定格電流、事故に伴う短時間過負荷電流の観点からの十分性
- ②短絡事故時の遮断器の遮断能力
- ③短絡電流の電磁力に対する母線、支持碍子の強度

ブルハン変電所、ISPR 変電所及びタルベラ変電所の各変電所の主母線の型式、サイズ、熱容量と上記潮流解析結果の増強後最大電流をまとめると下表の通りとなる。

表 3.2.2 各変電所の主母線の増強後最大電流

変電所名	ブルハン変電所	ISPR 変電所	タルベラ変電所
母線電流容量	1,600A	2,200A	
母線型式、サイズ	Al 製 Rail	Al 製 Hawthorn	
増強送電線型式・容量	Twin Rail 674MVA (1,768A)	Twin Rail 674MVA (1,768A)	Twin Rail 674MVA (1,768A)
増強後最大電流（潮流解析）	461MW (1,512A) 力率=0.80 lag	549MVA(1,442A)	516MW (1,426A) 力率=0.95 lag
遮断器遮断容量	50kA	40kA	36kA
短絡電流（潮流解析）	22.9kA	22.8kA	

（出所：準備調査団）

結果としては、各変電所とも増強後最大電流に対する母線電流容量は、十分あり、短絡電流に対する遮断器遮断容量も十分である。

ブルハン変電所および ISPR 変電所における短絡事故時の電流により屋外設置のワイヤ型 busbar が受ける力（電磁力）は、短絡電流 23kA として、相間距離が 4.75m であることから、3kg/m 程度であり busbar 部分の機械的強度は十分であるので、支持碍子について日本碍子社のデータでは、曲げ破壊強度は、6～7kN 程度あり、上記短絡電流に対して強度を有すると思われる。

(2) ブルハン変電所

220kV 受電は 3 回線タルベラ変電所より受電している。もう 1 回線もタルベラ変電所から受電するが、所内の 220kV 遮断器を経由せず、ISPR 変電所に送電される。本変電所のレイアウトおよび単線結線図を以下に示す。220kV 開閉装置は、1 1/2 母線方式で屋外鉄構上に母線が配線されている。遮断器類は、新しいものは SF6 絶縁、古いものは小油量絶縁型、欧州製（NMG、S&S、BBC、AREVA など）一部変流器に日本の日新電機製がみられた。所内には、220/132kV の降圧変圧器が 4 基設置され（現在、1 基は 250MVA、3 基は 160MVA であるが、増設計画で、4 基 250MVA となる予定である。）本変電所の最大負荷は、2,200～2,600A であり、変圧器の負荷配分に苦慮しているとのことであった。

1) コンデンサの絶縁油には PCB は使用していない。一方、遮断器は SF6（六フッ化硫黄）ガスを使用しているが、これは無害ではあるものの、非常に強い温暖化係数を有しており、地球温暖化防止排出抑制対象ガスの一つである。漏洩については、ガス検出器を用いてチェックしているとのことである。

2) 132kV での配電用の開閉器を有する。主要機器は屋外設置である。本変電所は、1975 年建設のものであり、特に制御監視装置は、旧式のものを使用しており、ロガーも入っていないため、記録採取、解析改善などができにくい。最近の DCS あるいはパソコンベースのものに取り替えすべき時期にきている。

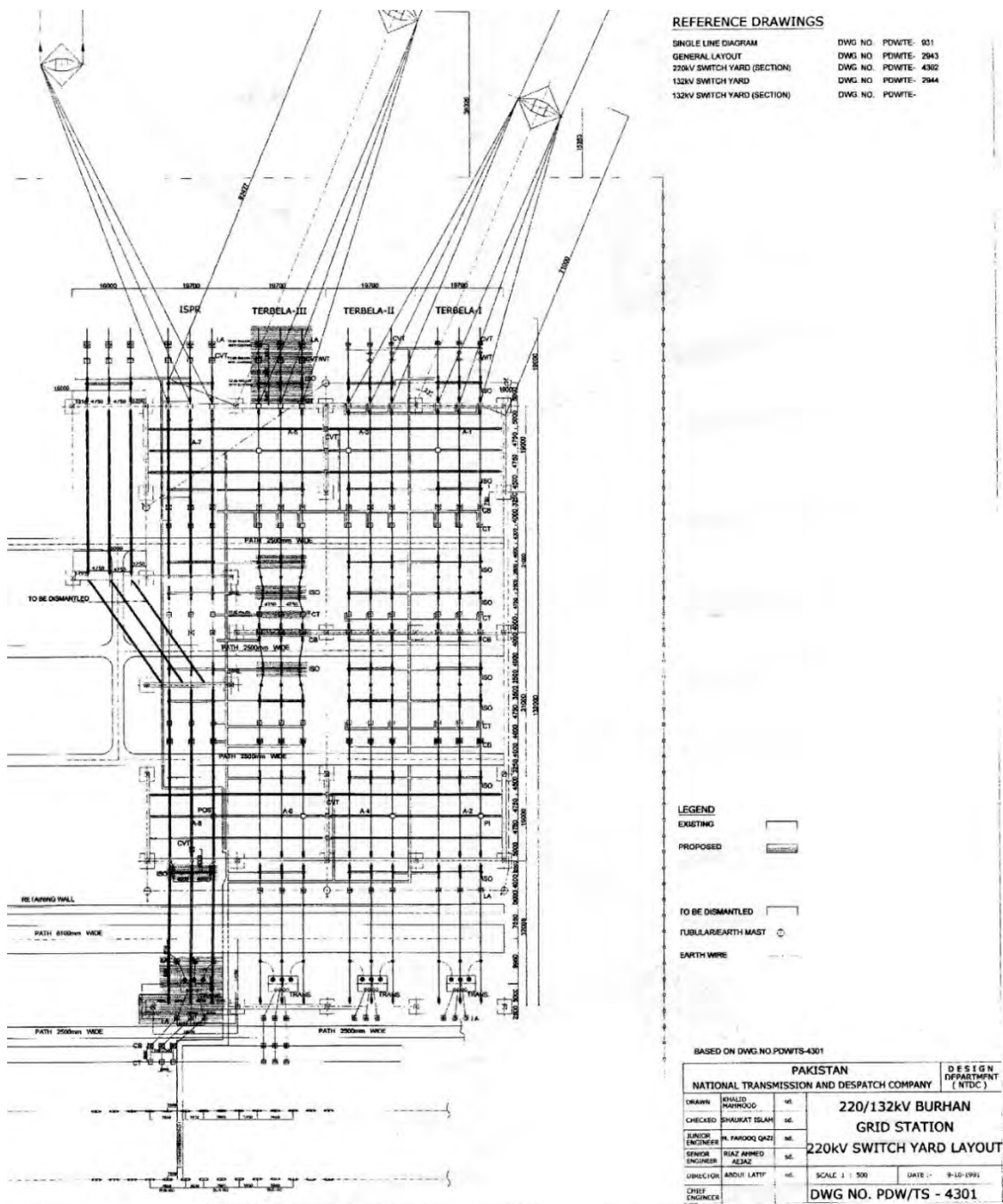


図 3.2.1 ブルハン変電所レイアウト図

(3) ISPR 変電所

1) ISPR 変電所は、イスラマバード市の西方 20km の位置にあり、イスラマバードの西方地域に配電している。220kV 受電の変電所であるが、220kV は、タルベラ発電所、ブルハン変電所、ラワット新変電所、バーア・タウン変電所、アライ・ハワー変電所、マンセラ変電所(将来)からの送電線で受電している。所内には、と同様、220/132kV の降圧変圧器が3基(いずれも 160MVA) 設置され、132kV での配電用の開閉器がある。また、132/11kV の変圧器も設置され、11kV での近隣地区への配電も行っている。主要機器は屋外設置である。

2) 220kV 開閉装置は、1 1/2 母線方式で屋外鉄構上に母線が配線されている。220kV、132kV 遮断器は、SF6 絶縁、全て欧州製 (NMG、Alstom、MG、AEG、ABB など)

3) 220kV の母線の導体は、アルミニウム製 Hawthorn であり、2 導体で、定格容量は 2,200A である。また、潮流解析の結果、変電所への流入電力 (Loading) は最大 1,442A (549MVA) であり、フィーダ回路も含めて Busbar 容量は十分であり、変電所側の事業費の追加の発生はない。

4) NTDCL では、送電線の架空地線として OPGW を採用する計画がある。OPGW の採用により通信制御装置は、そのシステムに対応するものを設置する必要があるが、本変電設備には含めていない。

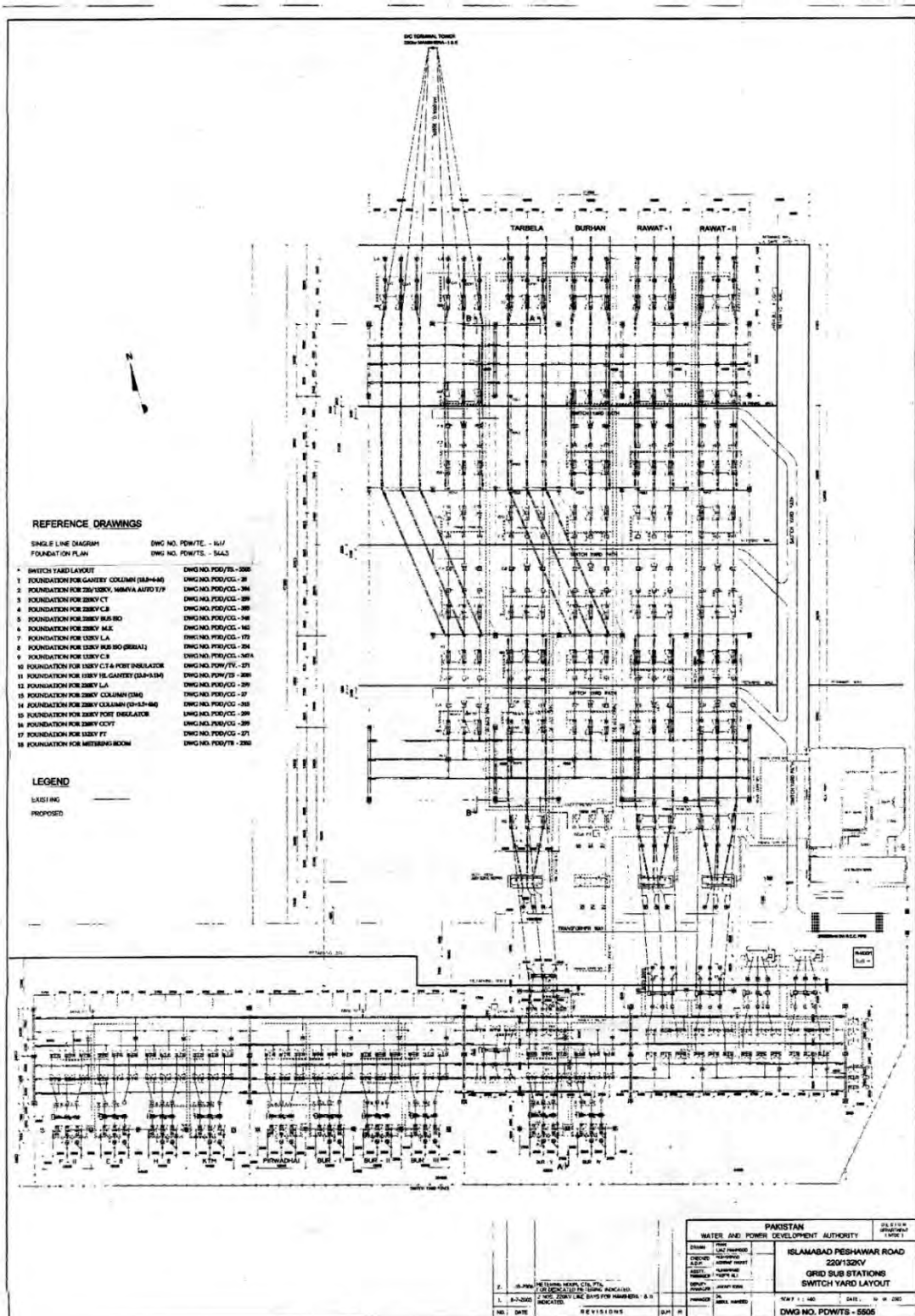


図 3.2.3 ISPR 変電所レイアウト図

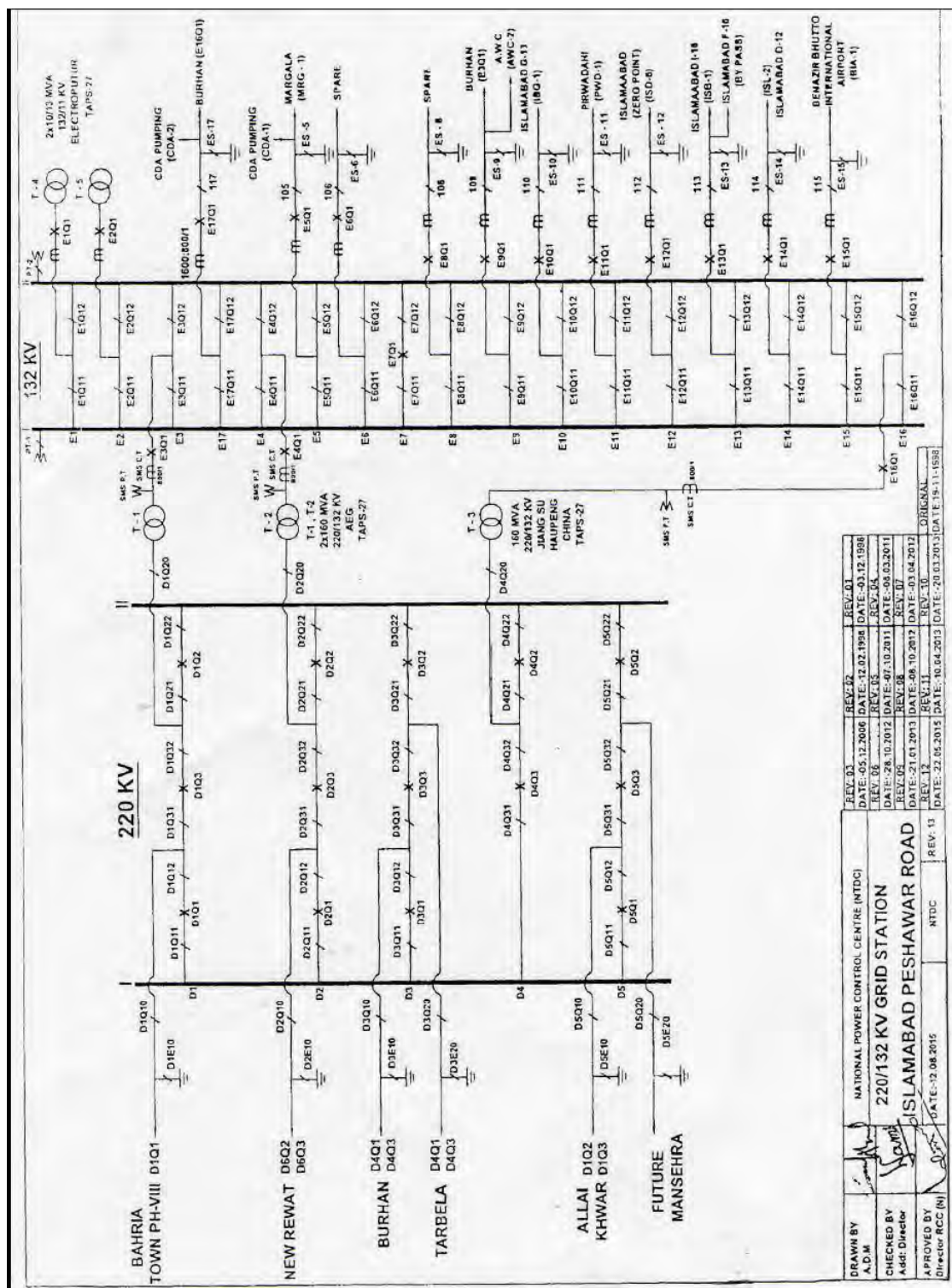


図 3.2.4 ISPR 変電所単線結線図

(4) タルベラ変電所

- 1) タルベラ水力発電所は、3,478MW (10x175MW, 4x432MW) の発電容量を有する。2013 年 7 月に記録した最大負荷は、3,606MW である。

今後、さらに第 4 期増設計画で、1,410MW (2017 年 5 月完成) 増設、第 5 期増設計画

で、1,300MW 増設計画もある。

変電設備は、屋外鉄構方式で 500kV, 220kV, 11/2 母線方式である。

- 2) ブルハン変電所および ISPR 変電所への電源となっている 220kV 送電線 4 回線は、220kV Busbar から接続されている。この部分の単線結線図を下記に示す。本送電補強事業では、送電線導体の張替えとなるため、接続部分の技術的課題を解決しながら、接続工事を進める必要がある。
- 3) 第 1 編第 3 章の潮流解析結果より送電補強プロジェクト完成後で、2018 年夏場ピークで 1 回線故障の場合に、正常線に最大 516MW の潮流が流れる。力率=0.95lag とすると 1,426A であり、表 3.2.1 より遮断器の定格電流以内であることがわかる。

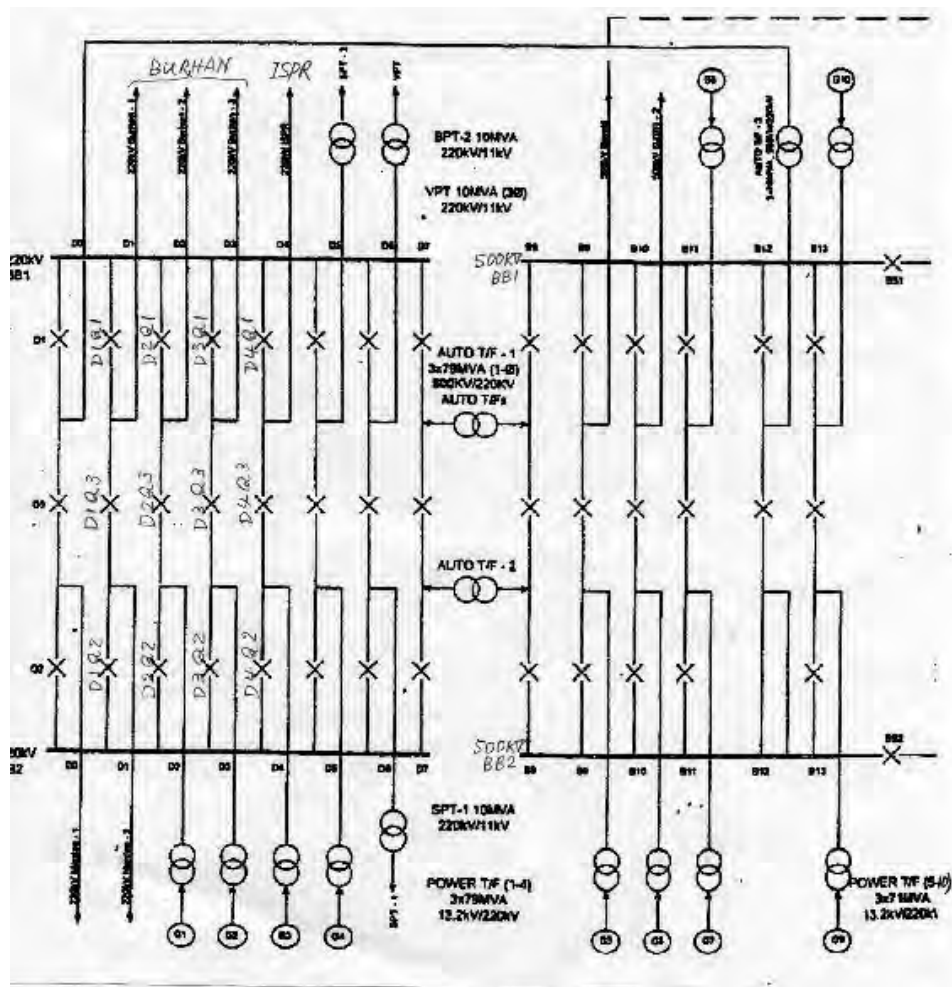
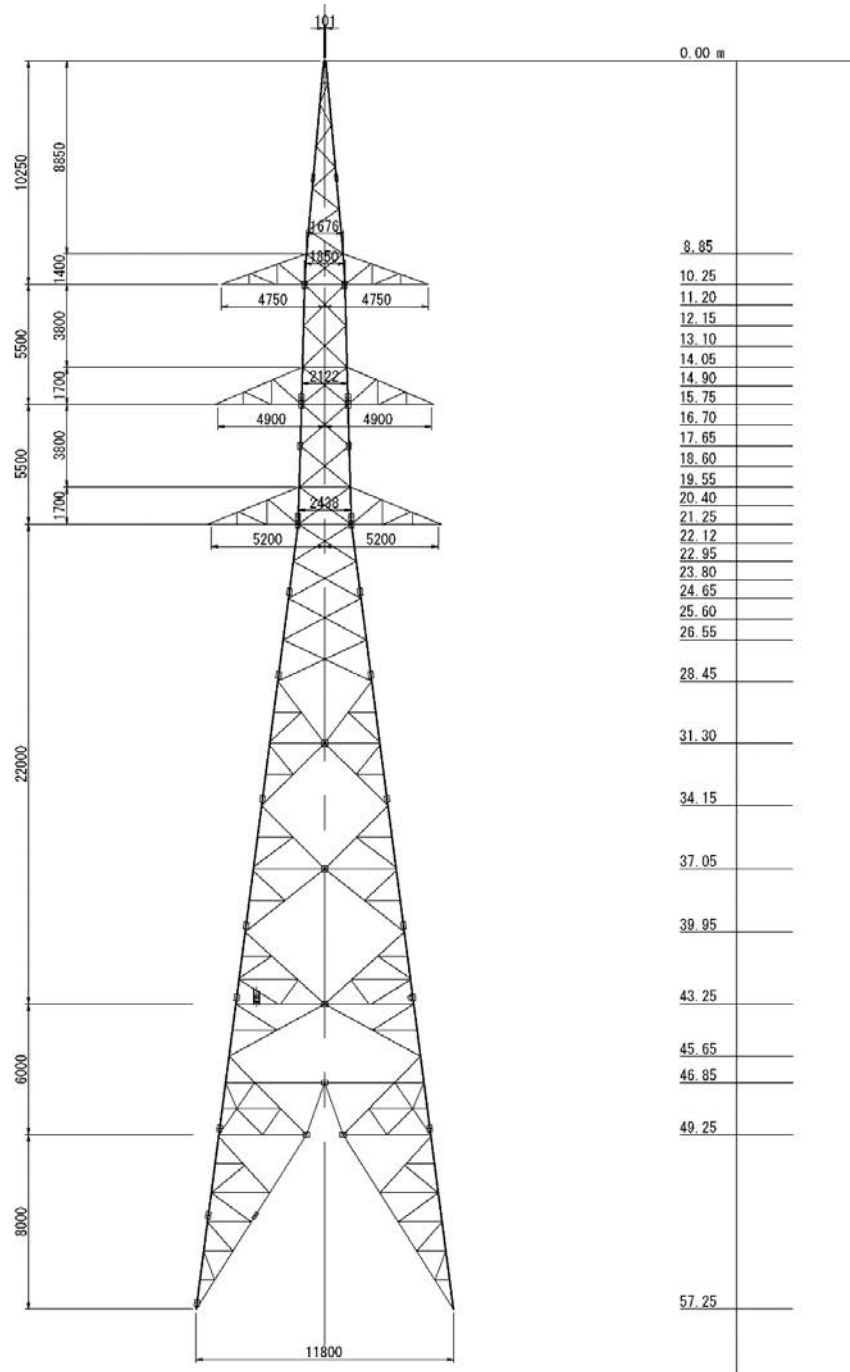


図 3.2.5 タルベラ変電所(220kV)単線結線図

第4章 設計図等

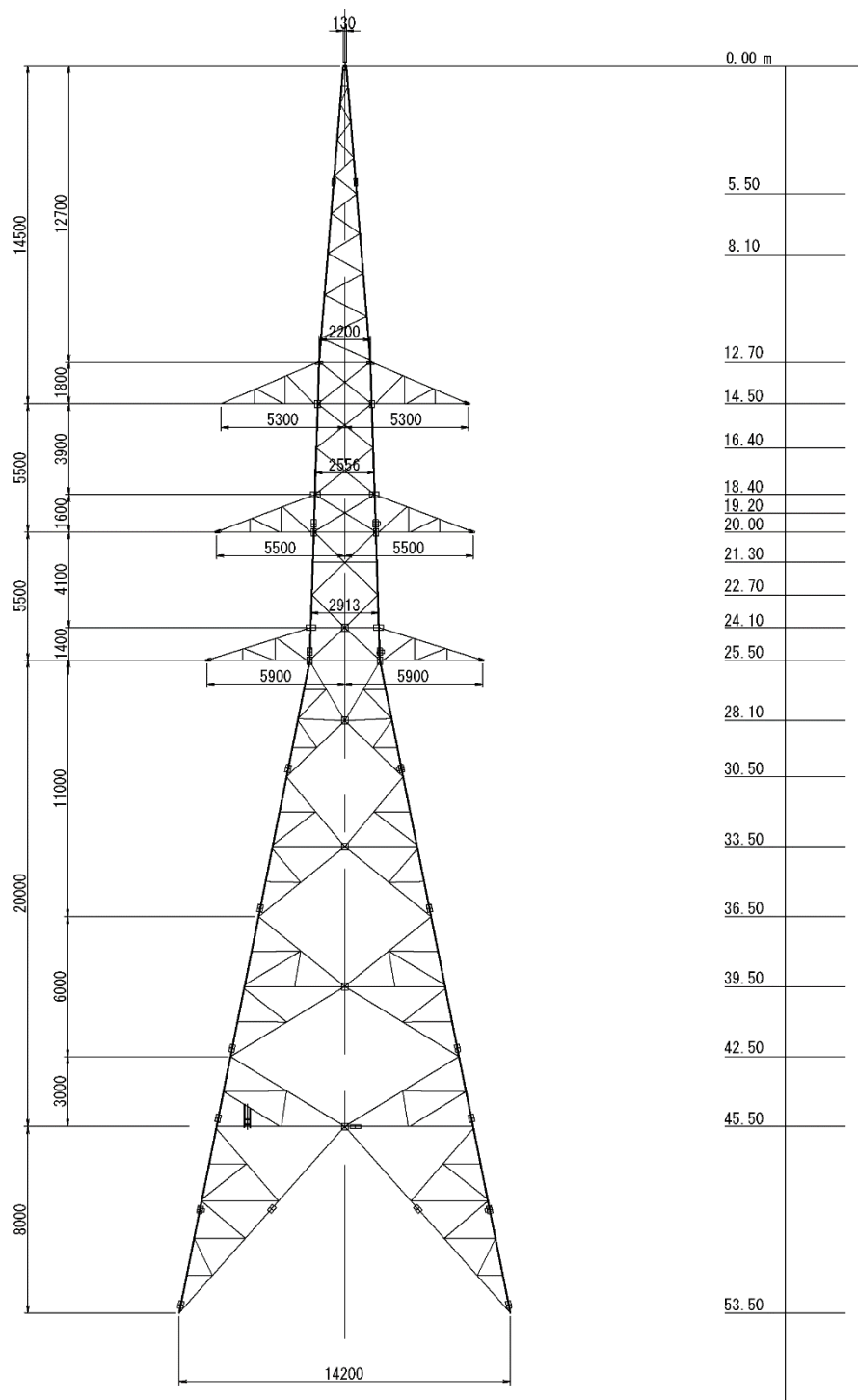
4.1 鉄塔の一般図

標準の複導体対応の懸垂鉄塔および耐張鉄塔の軸線図を図 4.1.1～図 4.1.2 に示す。



(出所：準備調査団)

図 4.1.1 EA 型懸垂鉄塔軸線図

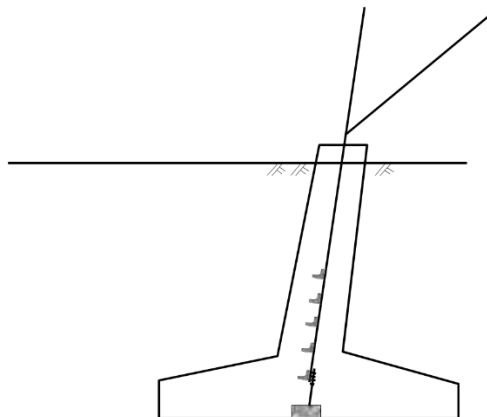


(出所：準備調査団)

図 4.1.2 EG 型耐張鉄塔軸線図

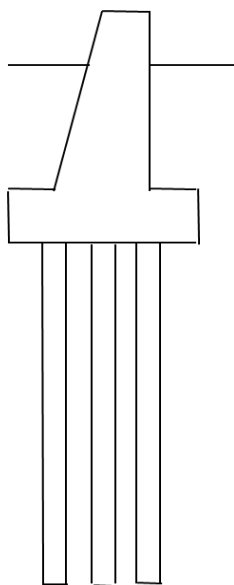
4.2 鉄塔の基礎図

平坦部では既設送電線に使用されている直接基礎（逆 T 基礎）を踏襲するとともに、周辺地盤が浸食を受けている箇所では建替えを要する箇所については杭基礎を採用するものとする。図 4.2.1～図 4.2.2 に基礎の概略図を示す。



(出所：準備調査団)

図 4.2.1 直接基礎概略図



(出所：準備調査団)

図 4.2.2 杭基礎概略図

第5章 施工方法

5.1 現状の工法の問題点

既設送電鉄塔はすべて撤去の上、新たに複導体に対応した送電鉄塔へと建替えが必要である。夏季ピーク時（6月～9月）に工事を中断する場合、複数年にわたる工事となってしまう。そのため、NTDCL 自己資金にて工事を実施する 2 回線が完了した時点での潮流解析を行い、本事業対象となるタルベラ発電所 - ブルハン変電所の回線 3 およびタルベラ発電所 - ISPR 発電所の運転を停止した状態で常時および N-1 事故時に問題がないことを確認した。

5.2 工法検討

5.2.1 送電線

事業対象区間の既設送電線は、現状の Rail 単導体から低損失電線の複導体とするため、鉄塔をすべて撤去し、複導体に対応した鉄塔へと建替えを行う。

(1) 停電期間

送電線の撤去から LL-ACSR の架線完了までの期間を回線停止期間とする。

(2) 基礎工施工

基礎工は完全に撤去した上で新たに複導体に対応した鉄塔基礎を新たに構築する。

(3) 鉄塔構築

鉄塔は標準工法で施工を行う。

(4) 電線架設

電線架設に際しては、送電線直下に建築物がある箇所において、電線の架設作業により第三者被害が生じないように、仮設防護工を設置した上で施工を行うものとする。

5.3 特殊工法特記事項

現地調査の結果、タルベラ 発電所付近の丘陵地の既設鉄塔敷地周辺では雨季の降雨により浸食され斜面が削られている箇所が散見されることから、擁壁・布団かご、吹付法枠等による防護対策工法が望ましい。また、場所によっては、くい基礎への建替えも必要と考えられる。杭基礎の可否については、詳細設計段階で地質調査等を行い、検討を行う必要がある。

地役権の変更を伴わないようにするために元位置建て替えが必要である。この場合、既設基礎の補強、又は撤去・新設が必要とされる中で、基礎補強については、2 脚を梁結合する構造に改良することで、工費の節減が可能と考えられる。基礎補強の工法については、詳細設計の段階で検討を行うものとする。一方、ハロ川を横断する箇所が認められる。河川敷は 70m～170m であり、特にブルハン変電所よりタルベラ発電所側に 2km ほどの箇所では、河川が蛇行している上に 170m の河川敷幅であるため、支間長 450m と長支間となっている。当該箇所の両端鉄塔については、工事中の補強工法を検討する必要がある。

5.4 施工管理中の安全対策

事業対象地の地表面は沖積層であることから比較的軟弱な地盤であることが想定される。そのた

め、砂質土の掘削時は、地盤崩壊の危険性があり、土質性状に応じた安定勾配を確保する必要がある。

鉄塔組み立て時は、塔上作業員の落下の危険性があり、胴綱などの安全保護具を確実に使用することを、作業前ミーティングで徹底する必要がある。

架線工事時は、鉄塔昇降時や腕金先端作業時に落下の危険性があり、胴綱などの安全保護具を確実に使用することを、作業前ミーティングで徹底する必要がある。また、ドラム場やエンジン場での作業時には、ワイヤーロープや電線のスリップ時に足を取られたり、巻きついたりして転倒・裂傷や、はねたワイヤーロープや電線による打撲等の危険性があり、作業前ミーティングで徹底する必要がある。

また、現場作業中に雷雲が接近してきた場合には、被雷の危険性があるため、直ちに地上の避難場所へ移動ができるように、避難場所の選定と作業前ミーティングで徹底する必要がある。

5.5 実施スケジュール（非公開）

第6章 本事業の概算費用

6.1 既設送電線敷設に関わる概算費用

既設送電線の敷設に関わる概算費用を求めるために、PC-1 記載の数量と単価をベースに、過去の ADB 融資による送電線プロジェクトの建設単価も参考にしながら、資材費と工事費それぞれについて概算費用を算出した。現地調査の結果、タルベラ発電所から約 10km の範囲の砂地盤箇所では懸垂鉄塔が中間位置に建てられない場所があること、角度鉄塔位置では地役権の変更を極力抑えるために元位置建て替えが必要なことから、これにかかる撤去費用も積算した。

6.2 コンサルティングサービス

パキスタンに新技術を適用するに当たり、NTDCL の技術者への送電線建設の指導のために、国際コンサルタントによる確実な技術指導を行い、充実した技術移転が行われ、NTDCL の技術向上を図ることが必要。

送電線の新導体として LL-ACSR を採用することはパキスタン国においては初めてのことである。そのため、LL-ACSR の購入、敷設に当たり、適正な設計、購入仕様の決定、確実な工事施工を図ることが必要であり、そのためにも国際コンサルを設計から契約の期間採用する必要がある。

6.2.1 コンサルティングサービス実施計画

コンサルタント会社は、NTDCL の業務を支援するために、下記の業務を実施する。このコンサルティングサービスの実施目的は、効率的かつ適正なプロジェクトの準備と実施を次の業務にわたって行うものとする。⁸

- 1) 技術的に必要な仕様の準備支援（技術仕様や基本設計など）
- 2) 入札図書の準備支援
- 3) 応札書類の評価支援
- 4) 建設、監理、試験の支援
- 5) 環境管理
- 6) 技術移転

(1) 業務内容

1) 技術仕様、基本設計の準備支援（技術仕様書や基本設計書など）

コンサルタント会社は、詳細設計、工事費積算、詳細なプロジェクト実施計画を現地調査結果の結果に基づき、NTDCL と協議しつつ実施する。設計書にはすべての詳細設計結果を網羅し、NTDCL の承認後、入札図書の作成にはいる。

- ・プロジェクトに必要な入手可能な一次、二次データの収集
- ・今回のプロジェクトで NTDCL の必要とする 220kV 送電線の設計、仕様書作成支援
- ・適正入札基準の作成支援
- ・220kV 送電線の型式試験、受け入れ試験事項の作成支援

⁸ Guidelines for Employment of Consultants under Japanese ODA Loans, October 2012 による

2) 入札準備

- ・入札評価過程を考慮した入札図書作成支援
(Japanese ODA Loans の最新の標準仕様書に準拠したもの)
- ・220 kV 送電線入札前疑義の説明や補遺、誤記の冠する準備支援

3) 応札書類の評価、入札会社選定支援

- ・NTDCL の前述の仕様による入札評価支援
- ・入札会社選定のための NTDCL 評価委員会支援
- ・選定会社との交渉および契約締結の支援

4) 調達監理、工事監理、試験

コンサルタント会社はコントラクターの提出する設計図書の審査、現地工事、工場での資機材の検査・試験等のすべてを監理する。

- ・コントラクターから提出される製作・施工図面等の審査支援
- ・現地工事監理支援
- ・工場で実施する資機材の検査・試験支援
- ・工事完了時の完成試験支援
- ・工事経過報告および完了報告
- ・工事完了時の図書確認 (完成図、メンテナンスマニュアル等)
- ・保障期間を完了した設備の検査

5) 環境管理

- ・環境管理計画策定
- ・環境モニタリング計画策定
- ・環境モニタリング実施および指導

6) 技術移転

- ・NTDCL 職員への本プロジェクトに関する技術移転
- ・本プロジェクト開始後の設計、入札、入札評価、契約、建設、竣工検査、運転開始後の運転・維持管理について総合的に技術移転する。

6.2.2 プロジェクト要員計画 (非公開)

6.2.3 契約期間 (非公開)

6.2.4 コンサルティングスケジュール (非公開)

6.2.5 概算費用 (非公開)

6.2.6 調達方法 (非公開)