

**アゼルバイジャン国
バクー市ムシュビク変電所改修計画
基本設計調査**

基本設計調査報告書

平成 18 年 3 月
(2006 年)

**独立行政法人国際協力機構
無償資金協力部**

序 文

日本国政府は、アゼルバイジャン共和国政府の要請に基づき、同国のバクー市ムシュビク変電所改修計画にかかる基本設計調査を行うことを決定し、国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成 17 年 8 月 28 日から 9 月 21 日まで基本設計調査団を現地に派遣しました。

調査団は、アゼルバイジャン政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地調査を実施しました。帰国後の国内作業の後、平成 18 年 1 月 29 日から 2 月 8 日まで実施された基本設計概要書案の現地説明を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終りに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成 18 年 3 月

独立行政法人 国際協力機構

理事 小島 誠二

伝 達 状

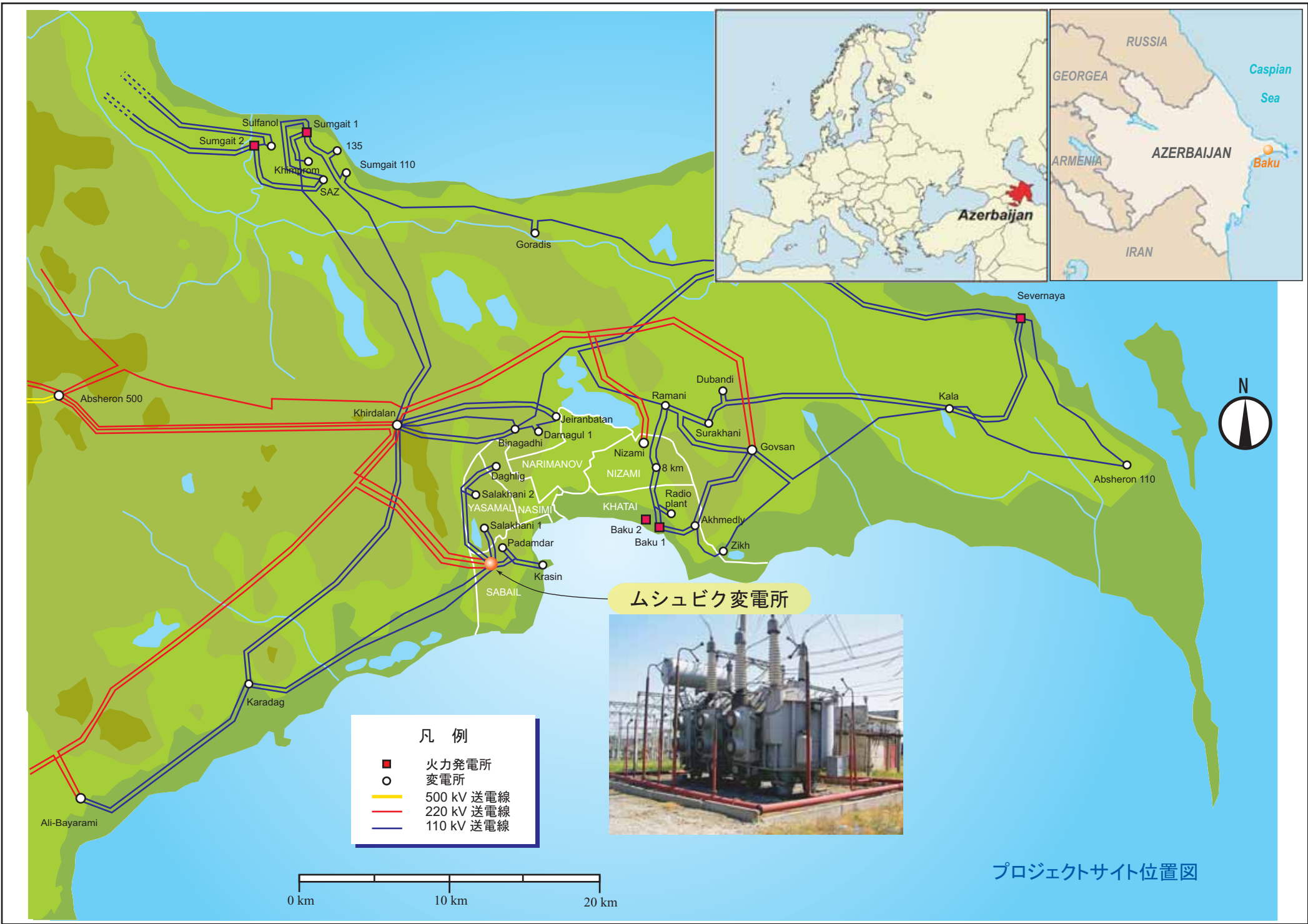
今般、アゼルバイジャン共和国におけるバクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査が終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。

本調査は、貴機構との契約に基づき弊社が、平成 17 年 8 月より平成 18 年 3 月までの 7 ヶ月にわたり実施いたしてまいりました。今回の調査に際しましては、アゼルバイジャンの現状を十分に踏まえ、本計画の妥当性を検証するとともに、日本の無償資金協力の枠組みに最も適した計画の策定に努めてまいりました。

つきましては、本計画の推進に向けて、本報告書が活用されることを切望いたします。

平成 18 年 3 月

日 本 工 営 株 式 会 社
ア ゼ ル バ イ ジ ャ ン 国
バ ク ー 市 ム シ ュ ビ ク 変 電 所 改 修 計 画
基 本 設 計 調 査 団
業 務 主 任 長 谷 川 理 雄





ムシビク変電所のメインゲート
(変圧器の搬入時には門柱の撤去が必要)



更新対象の主変圧器
(手前が2号器、奥が1号器)



200 MVA主変圧器1号器



200 MVA主変圧器2号器



200 MVA主変圧器1号器の老朽化状況
(漏油痕、錆が多い)



200 MVA主変圧器2号器の老朽化状況
(漏油痕、錆が多い)



主変圧器1号器の基礎
(一部鉄筋がむき出しになっており補修が必要)



主変圧器2号器の基礎
(コンクリートの一部が欠けており補修が必要)



主変圧器2号器の漏油状況



10 kVキュービクル(手前)と
リアクトルを設置している建屋(奥)



10 kVキュービクル内部



10 kVリアクトル
(建屋内の3隅に3台設置されている)



制御室内の監視制御盤
(○印が200 MVA主変圧器の制御盤)



主変圧器用の保護継電器



ムシュビク変電所: 220 kV開閉設備



ムシュビク変電所: 110 kV開閉設備

ムシュビク変電所現況写真



バクー市（サバイル地区）の夜景
(ムシュビク変電所の供給エリア)



国内避難民の居住棟（ヤサマル地区）
(ムシュビク変電所の供給エリア)

バクー市内（ムシュビク変電所の供給エリア）の現況写真

要約

要約

アゼルバイジャンの首都バクー市は、約 200 万人の人口を擁するコーカサス地方有数の大都市である。要請対象のムシュビク変電所は実施機関であるアゼルエナジー公社の管轄下にあり、バクー市の南西部に位置し、同市のサバイル、ヤサマル及びナシミ地区に電力を供給している。これらの地区には、同国の主要政府機関、商業施設、医療機関、教育機関などが集中し、バクー市人口の約 4 分の 1 である 55 万人が居住しており、その内約 6 万人はナゴルノ・カラバフ地域からの国内避難民である。

同国の発電・送電・配電設備はその大半が旧ソ時代に建設されたものであるため、現在では老朽化が進んでおり、信頼性の高い送配電システムの整備が急務となっている。バクー市中心部への電力供給の要であるムシュビク変電所の主変圧器(容量 200 MVA×2 台)も旧ソ連製であり、1986 年の設置から既に約 20 年が経過しているため、老朽化による油漏れなどの問題が発生している。さらに、近年の好調な経済状況を反映したバクー市内の建設ラッシュによる電力需要の急激な増加により、このままでは数年後にその定格容量をオーバーすることが予想されており、最悪の場合、ムシュビク変電所全体の停止により、バクー市中心部に広域停電が発生する恐れがある。

現状でも、冬期のピーク時の電力負荷は既に 1 台分の主変圧器容量(200 MVA)をオーバーしているため、そのような状況下で 1 台でも主変圧器の故障があれば、負荷制限のための計画停電を強いられることとなり、政府、医療、教育機関などの公共サービスに多大な影響を及ぼすことはもとより、暖房・炊事などの地域住民及び国内避難民の冬場の生活基盤に甚大な影響を及ぼすこととなる。

また、アゼルエナジー公社の旧式化・老朽化した設備の運営・維持管理にかかるコストは年々増加しているが、電力料金の逆ザヤなどの問題により同公社の財政状態が逼迫していることから、ムシュビク変電所を所管するバクー市高压電力網運用会社に割り当てられている維持管理予算では、スペアパーツの購入や機器の補修にかかる費用は捻出できても、旧式化・老朽化した機器を更新する余裕はない。

さらに、更新対象の主変圧器は老朽化のために度々絶縁油の油漏れを起こしている。その変圧器の周囲には漏れた絶縁油を遮断するための防油堤は設備されているものの、それらは簡易なコンクリートブロック製で至る所に隙間があるため、土壤汚染の危険性を常にはらんでいる。

このような状況を鑑み、2003 年 12 月、アゼルバイジャン政府はわが国に対して無償資金協

力による容量増加を含む主変圧器の改修を要請した。

この要請に対して日本政府は、ムシュビク変電所の主変圧器の更新を目的としたムシュビク変電所改修計画に係る基本設計調査を実施することを決定し、国際協力機構が2005年8月28日から9月21日まで基本設計調査団を現地に派遣した。調査団はアゼルバイジャン政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地調査を実施した。帰国後、国内解析を経て基本設計概要書を作成し、2006年1月29日から2月8日まで基本設計概要説明のための調査団を現地へ派遣した。

2003年12月11日付けの要請書にて、アゼルバイジャン側より要請されている本プロジェクトの協力対象事業は以下の通りである。

1) 220/110/10 kV, 250 MVA 主変圧器の更新	2 台
2) 変圧器基礎の補強	2 基
3) 変圧器接続コンダクタの更新(220 kV 及び 110 kV 側)	1 式
4) 制御・保護継電器盤の更新	2 セット
5) 変電所構内道路のリハビリ	1 式
6) 10 kV 電力ケーブル及び制御ケーブルの更新	1 式
7) 碍子、クランプなどの付属品の更新	1 式
8) 10 kV 限流リアクトル	2 セット
9) 10 kV 開閉装置	2 セット
10) 上記機器の据付工事	1 式

上記要請内容に対して、現地調査時にアゼルエナジー公社側と協議した結果、項目 5)の変電所構内道路のリハビリは既にアゼルエナジー公社が実施済みであるため、本プロジェクトの協力対象事業には含めないということを確認した。

さらに、現地調査時にアゼルエナジー公社から以下の追加要請があった。

1) 変圧器防火設備(窒素型)	2 セット
2) 主変圧器、開閉装置などのスペアパーツ	1 式

変圧器防火設備に関しては、変圧器専用の付帯設備と考えられること、及び旧ソ連時代から引き継がれているアゼルバイジャンの電力設備基準により設置が義務付けられていることから、本プロジェクトの協力対象事業に含めることは妥当と判断した。

また、本プロジェクト完了後のアゼルエナジー公社によるムシュビク変電所の長期的な運営・維持管理に必要不可欠なものであることから、必要最小限のスペアパーツを本プロジェクトの協力対象事業に含めることは妥当と判断した。

本プロジェクトで更新する主変圧器、変圧器防火装置、10 kV キューピクル、制御盤、保護継

電器盤などの主要変電機器及びそれらを接続するためのコンダクタ、電力ケーブル、制御ケーブルなどの調達・据付けは全て日本側が実施する。

また、アゼル側の分担事項としては、ムシュビク変電所のメインゲートの門柱・門扉の撤去・復旧、バルメックなどの関連機関と調整の上の給電停止の実施、及び必要に応じた負荷制限の実施などがある。

本プロジェクトの実施工程は交換公文(E/N)の締結から、工事の完了までを21ヶ月と計画した。

概算総事業費は8.71億円(無償資金協力8.70億円、アゼルバイジャン国側負担0.01億円)と見込まれている。

本プロジェクトの実施により、以下の直接効果及び間接効果が期待できる。

1) 直接効果

本プロジェクトによる最大の直接効果は、ムシュビク変電所の主変圧器容量が400 MVA(2台×200 MVA)から500 MVA(2台×250 MVA)へ増容量されることである。この電力の供給能力の増強にともない、仮にムシュビク変電所の主変圧器1台が供給支障に陥った場合でも、負荷制限あるいは長期停電の危険は回避され、バクー市の経済発展に不可欠である電力の安定供給、供給信頼度の向上などが期待できる。

また、本プロジェクトによって、旧式化・老朽化した機器がより信頼性の高い機器に更新されることにより、油漏れによる補修などの維持管理にかかる時間・費用が低減され、土壌汚染などの環境面のリスクも軽減される。

なお、本プロジェクトによる直接裨益人口は、バクー市のサバイル、ヤサマル及びナシミ地区に居住する約55万人である。その中には約6万人のナゴルノ・カラバフ地域からの国内避難民が含まれている。

2) 間接効果

BHN への貢献、すなわち、信頼度の高い電力供給の実現による医療・教育機関の機能向上、地域住民および国内避難民の生活レベルの向上

バクー中心部における電力の安定供給に伴う社会・経済活動の活性化と安定化

また、避難民居住区への電力の安定供給のため、ムシュビク変電所の電源系統の安定化を目的として、欧州委員会(EC)も同変電所への3回線目の220 kV送電線の建設及び構内の220 kV開閉機器の新設プロジェクトに対して首相府直属の「開放地域復興再建委員会」を通じて2002年に無償資金援助を実施している。従って、本プロジェクトを無償資金援助で実施することは、このECの支援とも調和し、さらなる相乗効果により避難民の生活向上に大きく寄与するものと考えられる。

本プロジェクトは、前述のように多大な効果が期待されると同時に、約6万人の避難民を含む55万人の需要家のBHNの向上に寄与し、さらに政府中枢機関への電力の安定供給を確保するものであることから、我が国無償資金協力を実施することの妥当性が確認される。

さらに、本プロジェクトの運営・維持管理については、アゼルバイジャン側の体制は人員面・資金面ともに問題ないと考えられるが、以下の点について確実に実施されれば、本プロジェクトの効果がより発現するものと考えられる。

各設備の消耗部品の適宜交換及びそれら部品購入に必要な予算の確保

定期点検の実施

運転保守記録の徹底

基本設計報告書

目 次

序文	
伝達状	
位置図/写真	
要約	
第1章 プロジェクトの背景・経緯	
1.1 当該セクターの現状と課題.....	1 - 1
1.1.1 現状と課題.....	1 - 1
1.1.2 開発計画.....	1 - 8
1.1.3 社会経済状況.....	1 - 9
1.2 無償資金協力要請の背景・経緯及び概要.....	1 - 9
1.3 我が国の援助動向.....	1 - 10
1.4 他ドナーの援助動向.....	1 - 11
第2章 プロジェクトを取り巻く状況	
2.1 プロジェクトの実施体制.....	2 - 1
2.1.1 組織・人員.....	2 - 1
2.1.2 財政・予算.....	2 - 2
2.1.3 技術水準.....	2 - 4
2.1.4 既存施設・機材.....	2 - 5
2.2 プロジェクト・サイト及び周辺の状況.....	2 - 7
2.2.1 関連インフラの整備状況.....	2 - 7
2.2.2 自然条件.....	2 - 8
2.2.3 その他.....	2 - 8
第3章 プロジェクトの内容	
3.1 プロジェクトの概要.....	3 - 1
3.2 協力事業の基本設計.....	3 - 1
3.2.1 設計方針.....	3 - 1
3.2.2 基本計画(機材計画).....	3 - 6
3.2.2.1 全体計画.....	3 - 6
3.2.2.2 機材計画.....	3 - 7
3.2.3 基本設計図.....	3 - 13

3.2.4	施工計画 / 調達計画	3 - 14
3.2.4.1	施工方針 / 調達方針	3 - 14
3.2.4.2	施工上 / 調達上の留意事項	3 - 15
3.2.4.3	施工区分 / 調達・据付区分	3 - 16
3.2.4.4	施工監理計画 / 調達監理計画	3 - 17
3.2.4.5	品質管理計画	3 - 19
3.2.4.6	資機材等調達計画	3 - 20
3.2.4.7	実施工程	3 - 23
3.3	相手国側分担事業の概要	3 - 24
3.4	プロジェクトの運営・維持管理計画	3 - 24
3.5	プロジェクトの概算事業費	3 - 26
3.5.1	協力対象事業の概算事業費	3 - 26
3.5.2	運営・維持管理費	3 - 27
3.6	協力対象事業実施に当たっての留意事項	3 - 28

第4章 プロジェクトの妥当性の検証

4.1	プロジェクトの効果	4 - 1
4.2	課題・提言	4 - 2
4.3	プロジェクトの妥当性	4 - 3
4.4	結論	4 - 5

図 面

AZ_BM_01	現状のムシュビク変電所の平面図
AZ_BM_02	現状のムシュビク変電所の単線結線図
AZ_BM_03	現状の主変圧器の基礎図
AZ_BM_04	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の平面図
AZ_BM_05	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の側面図
AZ_BM_06	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の制御棟の平面図
AZ_BM_07	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の単線結線図

資 料

資料 1	調査団員名簿
資料 2	調査工程
資料 3	関係者(面会者)リスト
資料 4	討議議事録(現地調査時)
資料 5	テクニカルノート
資料 6	収集資料リスト
資料 7	事業事前計画表
資料 8	主変圧器据付け位置の決定の経緯
資料 9	討議議事録(基本設計概要説明時)

本文中の表リスト

表 1.1-1	アゼルエナジー公社の発電設備	1 - 2
表 1.1-2	発電電力量・販売電力量	1 - 3
表 1.1-3	既設変電設備	1 - 3
表 1.1-4	アゼルエナジーの電力原価	1 - 5
表 1.1-5	アゼルバイジャンの電気料金体系	1 - 5
表 1.1-6	アゼルエナジーの電力原価と卸売単価	1 - 6
表 1.1-7	卸売電力料金の支払料率	1 - 6
表 1.1-8	配電会社への売電電力量	1 - 7
表 1.1-9	アゼルバイジャン電力セクターの国家開発計画	
表 1.1-10	開発計画中の主要案件	1 - 8
表 1.3-1	我が国の電力セクターへの援助	1 - 10
表 1-4-1	他ドナーの電力セクターへの援助	1 - 11
表 1.4-2	ムシュビク変電所関連援助	1 - 12
表 2.1-1	アゼルエナジー公社の財政状況	2 - 3
表 2.1-2	アゼルエナジー公社のメンテナンスコスト	2 - 3
表 2.2-1	3地区の需要家数(2005年8月現在)	2 - 9
表 3.2-1	サバイル、ヤサマル及びナシミ地区のピーク電力予測	3 - 9
表 3.2-2	基本設計図リスト	3 - 10
表 3.2-3	施工区分 / 調達・据付区分	3 - 16
表 3.2-4	詳細設計要員計画	3 - 18
表 3.2-5	調達監理要員計画	3 - 19
表 3.2-6	輸送ルート比較表	3 - 21
表 3.2-7	業務実施工程表	3 - 23
表 3.4-1	巡視と点検項目	3 - 25
表 3.5-1	日本側負担経費	3 - 26
表 3.5-2	バクー高圧電力網運営会社のメンテナンスコスト	3 - 27
表 4.1-1	本プロジェクト実施による効果と現状改善の程度	4 - 2

本文中の図リスト

図 1.1-1	アゼルエナジー公社の位置付け	1 - 1
図 1.1-2	バクー市周辺の電力系統図	1 - 4
図 2.1-1	アゼルエナジー公社の組織図	2 - 1
図 2.2-1	ムシュビク変電所の位置及びバクー市周辺の電力系統図	2 - 7
図 3.2-1	ムシュビク変電所のピーク負荷の推移(1998 - 2005年)	3 - 7
図 3.2-2	ムシュビク変電所の月別のピーク負荷(2004年)	3 - 7
図 3.2-3	ムシュビク変電所の日負荷曲線(2004年12月15日)	3 - 8
図 3.2-4	輸送ルート	3 - 22

注：本文中の出典が明記されていない図表については全て調査団が作成したものである。

略 語

CB	:	Circuit Breaker	遮断器
CIS	:	Commonwealth of Independent States	独立国家共同体
CT	:	Current Transformer	変流器
DS	:	Disconnecting Switch	断路器
EBRD	:	European Bank for Reconstruction and Development	欧州復興開発銀行
EC	:	European Commission	欧州委員会
EU	:	European Union	欧州連合
FOB	:	Free on Board	本船渡し
FSU	:	Former Soviet Union	旧ソ連邦
GDP	:	Gross Domestic Product	国内総生産
HV	:	High Voltage (500, 330, 220 and 110 kV in Azerbaijan)	高圧
IBD	:	Islam Bank for Development	イスラム開発銀行
IEC	:	International Electro-technical Commission	国際電気標準会議
IDP	:	Internally Dispatched Person	国内避難民
IMF	:	International Monetary Fund	国際通貨基金
JBIC	:	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JEC	:	Japanese Electromechanical Committee	電気学会電気規格調 査会標準規格
JICA	:	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JIS	:	Japan Industry Standard	日本工業規格
JSC	:	Joint Stock Company	公社
LDC	:	Load Dispatching Center	給電指令所
LLC	:	Limited Liability Company	有限責任会社
LV	:	Low Voltage (400/220 V in Azerbaijan)	低圧
MV	:	Medium Voltage (35, 20, 10 and 6 kV in Azerbaijan)	中圧
O&M	:	Operation and Maintenance	運営・維持管理
SCADA	:	Supervisory Control And Data Acquisition	中央監視制御
TR	:	Transformer	変圧器
UNDP	:	United Nations Development Program	国連開発計画
UNHCR	:	United Nations High Commissioner for Refugees	国連難民高等弁務官
USSR	:	Union of Soviet Socialist Republics	ソヴィエト連邦
WB	:	World Bank	世界銀行
WB PHRD	:	World Bank Policy and Human Resource Development (Fund)	開発政策・人材育成 (基金)

単 位

距離	mm	:	Millimeters
	cm	:	Centimeters (10.0 mm)
	m	:	Meters (100.0 cm)
	km	:	Kilometers (1,000.0 m)
面積	cm ²	:	Square-centimeters (1.0 cm x 1.0 cm)
	m ²	:	Square-meters (1.0 m x 1.0 m)
	km ²	:	Square-kilometers (1.0 km x 1.0 km)
体積	cm ³	:	Cubic-centimeters (1.0 cm x 1.0 cm x 1.0 cm)
	m ³	:	Cubic-meters (1.0 m x 1.0 m x 1.0 m)
重量	g	:	grams
	kg	:	kilograms (1,000 g)
	ton	:	Metric ton (1,000 kg)
時間	sec.	:	Seconds
	min.	:	Minutes (60 sec.)
	hr.	:	Hours (60 min.)
通貨	AZM	:	Azerbaijan Manat
	US\$:	United State Dollars
	¥	:	Japanese Yen
電力	V	:	Volts (Joule/coulomb)
	kV	:	Kilo volts (1,000 V)
	A	:	Amperes (Coulomb/second)
	kA	:	Kilo amperes (1,000 A)
	W	:	Watts (active power) (J/s: Joule/second)
	kW	:	Kilo watts (10 ³ W)
	MW	:	Mega watts (10 ⁶ W)
	Wh	:	Watt-hours (watt x hour)
	kWh	:	Kilo watt-hours (10 ³ Wh)
	MWh	:	Mega watt-hours (10 ⁶ Wh)
	GWh	:	Giga watt-hours (10 ⁹ Wh)
	VA	:	Volt-amperes (apparent power)
	kVA	:	Kilo volt-amperes (10 ³ VA)
	MVA	:	Mega volt-amperes (10 ⁶ Wh)
	var	:	Volt-ampere reactive (reactive power)
	kvar	:	Kilo volt-ampere reactive (10 ³ var)
Mvar	:	Mega volt-ampere reactive (10 ⁶ var)	

第1章 プロジェクトの背景・経緯

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1.1 当該セクターの現状と課題

1.1.1 現状と課題

(1) 電力セクターの組織

1991年のソヴィエト連邦崩壊そしてアゼルバイジャン独立の後、実施機関であるアゼルエナジー公社はバクー、スنگアイツ及びガンジャの3都市の配電事業を除いて同国の発送配電事業を独占的に実施していた。

2001年3月31日付の大統領令「都市部及び地方配電網の更新及びマネジメントの委託」の発令により、バクー市(2002年1月1日より)及びスングアイツ市(同年10月1日より)の配電網がその25年間の長期運営を民間会社バルメック¹に委託された。また、同年10月1日より前述を除く地域の配電網が、民間会社のバイバ(BAYVA)にその25年間の長期運営を委託された。ただし、ナヒチェバン地域の配電事業は現在もアゼルエナジー公社が実施している。

現在のアゼルエナジー公社は、発電・給電司令・送配電設備(500 kV、330 kV、220 kV及び110 kV)の建設・運転・維持管理を実施しており、変電所の2次側の110 kV、35 kV、10 kV及び6 kVの電圧にて(ナヒチェバン地域を除き)各配電会社に電力を卸売りしている。アゼルエナジー公社の組織図を次章の図2.1-1に示す。

アゼルエナジー公社は下図に示すとおり、石油公社、ガス公社と並び、首相府及び産業エネルギー省(Ministry of Fuel and Energy)²の組織下にある。

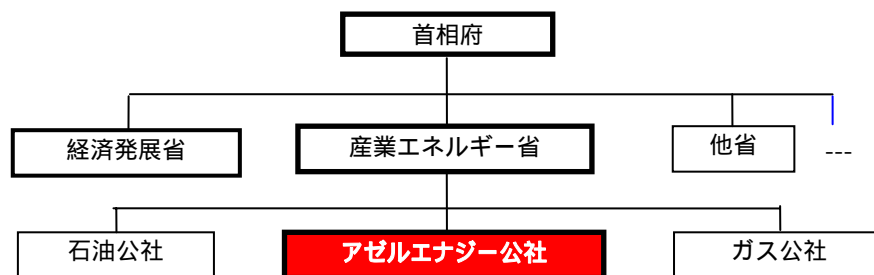


図 1.1-1 アゼルエナジー公社の位置付け

¹ BARMK Azerbaijan Electricity Network LTD

² Ministry of Fuel and Energy:英語表記を直訳すると燃料エネルギー省であるが、本レポートでは元のロシア語を直訳した産業エネルギー省を採用する。

しかし、産業エネルギー省が2001年に新設された政府機関であることから、電力行政に関する権限の多くは未だ首相府にあり、例えばアゼルエナジー公社の予算承認、新規発電所・送電線・変電所の建設許可などの権限は首相府にある。また、アゼルエナジー公社から配電会社への電力卸売り単価及び配電会社から需要家への小売単価は、経済発展省内の Tariff 委員会にて審議されるが、最終決定権は首相府にある。一方、電力分野の政策及び計画の策定、技術基準の制定は産業エネルギー省が担っている。

(2) 発電電力量

アゼルエナジー公社所管の発電設備は、天然ガス・石油などの化石燃料を燃料とする火力発電所及び水力発電所により構成されている。現在稼働中の発電設備の定格容量は 5,157 MW(火力発電容量:4,187 MW、水力発電容量:971 MW)であるが、実際の発電可能出力は主に設備の経年劣化による老朽化のため総定格容量の約 79%である 4,092 MW(火力発電出力:3,430 MW、水力発電出力:662 MW)となっている。

現在稼働中の発電所及びその出力を下表に示す。

表 1.1-1 アゼルエナジー公社の発電設備

	発電所名	定格容量(MW)	可能出力(MW)
火力	Azerbaijan SRPP	2,400	1,960
	Ari-Bayramli SRPP	1,050	890
	Simal SRPP	550	480
	Baku-1 CHPP	110	100
	(小計)	(4,110)	(3,430)
水力	Mingechevir	418	340
	Shamkir	380	180
	Yenikend	150	120
	Araz	22	22
	(小計)	(970)	(662)
	国内発電容量	5,080	4,092

出所:アゼルエナジー公社 発電統括部

(3) 輸出入電力量

アゼルバイジャンでは、隣国のロシア、グルジア、イラン、トルコとの国際連系線を介して電力の輸出入を行っており、輸入電力量は国内総発電電力量の約 10%、輸出電力量は同約 5%であり、輸出入収支では約 5%の電力を輸入している。

アゼル系統はロシア系統と常時連系され同期運転されているため、大規模ロシア系統の周波数調整力に依存しており、ピーク時を含む昼間はその連系線の最大容量(350 MW)近くまで電力を輸入し、夜間は余剰電力を輸出している。イラン系統との連系は、アゼルは冬季ピーク、イランは夏季ピークという季節間の電力需要特性を利用して、夏季は輸出、冬季は輸入という運用をしている。また、アゼル主系統から隔離されているナヒチェバン系統はトルコ及びイラン

の系統から電力供給を受けている。

国内総発電電力量、輸出入電力量、国内販売電力量の推移を表 1.1-2 に示す。

表 1.1-2 発電電力量・販売電力量

年度	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年(予想)
国内総発電電力量 (GWh)	18,578	21,150	21,345	23,137
総輸入電力量(GWh)	2,375	2,436	2,373	2,650
総輸出電力量(GWh)	925	871	1,008	1,333
国内販売電力量(GWh)	18,055	20,672	20,640	22,145

出所: アゼルエナジー公社 経済財務部

(4) 既存電力システム

アゼルエナジー公社の所有する主電力システムは、主系統から隔離されているナヒチェバン系統を除き、500 kV、330 kV、220 kV 及び 110 kV の 4 階級の電圧からなる。既存のアゼルエナジー公社の 500 kV、330 kV 及び 220 kV 変電所を表 1.1-3 に示す。

表 1.1-3 既設変電設備

電圧	変電所名	運用開始年	一次/二次電圧	変圧器容量 x 台数	合計容量
500 kV	Absheron S/S	1985	500/220 kV	267 MVA x 3	800 MVA
				(小計 500 kV)	(800 MVA)
330 kV	Absheron S/S	1985	330/220 kV	133 MVA x 3	400 MVA
	Yashma S/S	1970	330/220 kV	240 MVA x 1	240 MVA
	Ganja S/S	1966	330/110 kV	200 MVA x 1 125 MVA x 1	325 MVA
	Agstafa S/S	1967	330/110 kV	125 MVA x 2	250 MVA
	Imishili S/S	1984	330/110 kV	125 MVA x 2	250 MVA
	Agdam S/S	1976	330/110 kV	125 MVA x 2	250 MVA
	Agcabedi S/S	2002	330/110 kV	280 MVA x 1	280 MVA
				(小計 330 kV)	(1,995 MVA)
220 kV	Masalli S/S	1976	220/110 kV	125 MVA x 2	250 MVA
	Agsu S/S	1980	220/110 kV	63 MVA x 3	126 MVA
	Babek S/S	1983	220/110 kV	125 MVA x 2	250 MVA
	Hovsan S/S	1975	220/110 kV	200 MVA x 2	400 MVA
	Sangachal S/S	1982	220/110 kV	63 MVA x 2	126 MVA
	Xirdalan S/S	1953	220/110 kV	240 MVA x 2 180 MVA x 1	640 MVA
	Nizami S/S	1993	220/110 kV	125 MVA x 2	250 MVA
	Mushviq S/S	1986	220/110 kV	200 MVA x 2	400 MVA
				(小計 220 kV)	(3,092 MVA)

出典: Energy System of Azerbaijan

上表より、アゼルバイジャンの 1991 年の独立後に新規建設された変電所は Nizami 変電所

(1993年)と Agcabedi 変電所(2002年)のみであり、それら以外の超高压の送電用変電所は旧ソ連時代に建設されたものであるため、変電所の運転・保守員による適切なメンテナンスにもかかわらず、経年による設備の老朽化、スペアパーツの慢性的な不足、設備更新のための予算不足などの要因により、設備故障や供給支障などの様々な問題を抱えながら運転している状態である。

500 kV 系統は、コーカサス送電系統(Trans-Caucasian Transmission System)の一部を構成し、アゼル中部に位置する Azerbaijan 火力発電所及びバクー市の 40 km 西部に位置する Absheron 変電所を東西に連系している。

330 kV 系統は、アゼル国内中央部をリング状に連系し、北西部でグルジア系統と、北東部でロシア系統と連系されている。

220 kV 系統は、Azerbaijan 火力発電所に近い Mingechevir 水力発電所とバクー市を東西に連系するとともに、バクー市より南下してアゼル南部まで達しており、将来はイランの 220 kV 系統と連系される計画である。

計画対象のムシュビク変電所(変圧器容量 400 MVA)は 500-330/220 kV の一次送電用変電所である Absheron 変電所、Xirdalan 変電所及び Ali-Bayramli 火力発電所と 220 kV 送電線で接続されており、Xirdalan 変電所(640 MVA)、Nizami 変電所(250 MVA)、Hovsan 変電所(400 MVA)及び Sangachal 変電所(126 MVA)とともにバクー市内に電力を供給している。

バクー市周辺の 220 kV 以上の電力系統図を図 1.1-2 に示す。

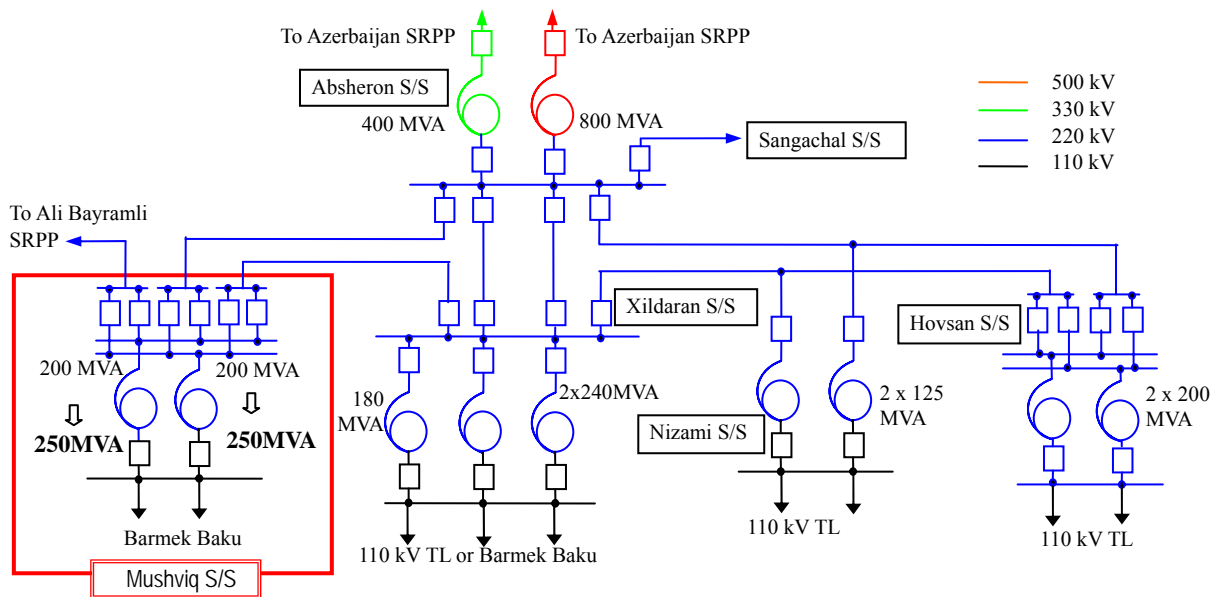


図 1.1-2 バクー市周辺の電力系統図

(5) 電力原価

配電会社への売電点におけるアゼルエナジー公社の電力原価は、発電コスト、送变电コスト、輸入電力コストの3項目にて構成されている。各原価の2002年～2005年の推移を表1.1-4に示す。

表 1.1-4 アゼルエナジーの電力原価(単位 AZM/kWh)

	2002年	2003年	2004年	2005年 (予想)
電力原価	94.19 (100%)	117.40 (100%)	111.0 (100%)	119.0 (100%)
1) 発電コスト	84.93 (90.2%)	91.04 (77.6%)	94.23 (84.9%)	105 (88.2%)
1)-1 燃料費	71.90 (76.4%)	78.70 (67.1%)	80.5 (72.5%)	88.1 (74.0%)
1)-2 燃料費以外	13.03 (13.8%)	12.34 (10.5%)	13.73 (12.4%)	16.9 (14.2%)
2) 送变电コスト	2.16 (2.3%)	3.57 (3.0%)	2.35 (2.1%)	3.61 (3.0%)
3) 輸入電力コスト	7.10 (7.5%)	22.79 (19.4%)	14.42 (13.0%)	11.30 (9.5%)

出所:アゼルエナジー公社 経済財務部

同表より、電力原価の中で発電コストの占める割合が約78～90%と大半を占め、また発電の燃料費にかかるコストが発電原価の67～74%を占めている。一方、送变电コストは電力原価の中で約2～3%程度とかなり低い割合である。

今後は各国ドナーへのローンの返済が年々増加するため、2006年～2010年の平均電力原価は130 AZM/kWhとなる見込みである。

(6) 電気料金体系

アゼルバイジャンの電気料金体系は全国一律の従量料金制となっており、需要家の種別に応じて、表1.1-5に示すように、一般家庭用、商業用、工業用及びアルミニウム精錬工場用の4つのカテゴリーに分かれている。

表 1.1-5 アゼルバイジャンの電気料金体系

カテゴリー	電気料金 (AZM/kWh)
一般家庭用	96
商業用	250
工業用	130
アルミニウム精錬工場用	90

出所:バルメック

工業用のカテゴリーには、石油関連施設や一般工場の他に、都市交通(鉄道、地下鉄、トローリ)、政府機関、医療機関、教育機関、警察なども含まれている。

また、2004年までの電気料金体系では一般需要家、商業用及び工業用の3カテゴリーであったが、2005年の大統領令によりアルミニウム精錬産業の奨励のために最も安い料金設定の優遇措置がとられている。

(7) アゼルエナジー公社から配電会社への電力卸売り

アゼルエナジー公社から配電会社2社への電力卸売単価は、ローンの返済が始まらず燃料費価格が低水準であった時期である2002年に大統領令により決定され、表1.1-6に示すように現在までその単価は維持されている。

表 1.1-6 アゼルエナジーの電力原価と卸売単価

(単位 AZM/kWh)

	2002年	2003年	2004年	2005年
1) 電力原価	94.2	117.4	111.0	119.0
2) 卸売単価	71.0	71.0	71.0	71.0
1)/2)	133%	165%	155%	168%

出所: アゼルエナジー公社 経済財務部

政策的に配電会社への卸売単価はアゼルエナジー公社の電力原価よりはるかに低く設定され、電力原価の卸売単価に対する割合は2002年の133%から2005年の168%と上昇傾向にあり、年々その逆ザヤは広がっている。

また、配電会社からアゼルエナジー公社へ支払う卸売電力料金には、表1.1-7に示すように、配電会社が設立された2002年から数年間は支払額より一定の割合で控除されるという優遇措置が採られている。

契約当初は地域ごとの電気料金の回収率を考慮して、支払料率は低く設定されているが、その料率は毎年改善され、バクー市では2006年に、その他の地域では2010年に100%となる契約となっている。支払い料率が100%となるまでの未収分を回収するために、各配電会社は100%に達した翌年から10年間にわたり10%の追加支払い

表 1.1-7 卸売電力料金の支払料率

(単位:%)

年	バルメック		バイバ	
	Baku	Sumgait	Ganja	Ali-bay
2002	50	30	30	30
2003	55	30	30	30
2004	60	35	35	35
2005	75	40	40	40
2006	100	45	45	45
2007	110	50	50	50
2008	110	65	65	65
2009	110	80	80	80
2010	110	100	100	100
2011-2016	110	110	110	110
2017	100	110	110	110
2018	100	110	110	110
2019	100	110	110	110
2020	100	110	110	110
2021-2025	100	100	100	100

出所: アゼルエナジー公社 経済財務部

が義務付けられている。

2002年から2004年まで、アゼルエナジー公社が各配電会社へ供給した電力量の推移を表1.1-8に示す。

表 1.1-8 配電会社への売電電力量

(単位:GWh)

配電会社	2002年	2003年	2004年
バルメック・バクー	6,488	7,270	7,589
内ムシュビク変電所分	1,007	1,061	1,057
(%)	(15.5%)	(14.6%)	(13.9%)
バルメック・スンガイット	2,096	2,675	2,975
バイバ・西	4,709	5,271	4,707
バイバ・南	3,853	4,439	4,298
全国合計	17,146	19,709	19,569

出所:アゼルエナジー公社 経済財務部

アゼルエナジー公社からバルメック・バクーへの電力供給は、ムシュビク変電所を含む5箇所の220kV変電所及び13箇所の110kV変電所によりなされているが、上表に示すとおり、ムシュビク変電所は毎年その14%~15.5%を受け持っている。

(8) 電力セクターにおける問題点の整理

以下にアゼルバイジャン電力セクターにおける問題点を整理する。

1) エネルギーセキュリティ

アゼルバイジャンの電力系統はロシアの大規模系統と常時連系運用され、アゼルのピーク時には連系線の許容送電容量である350MWの電力をロシアから輸入している。大規模系統との連系は電力の周波数調整力の観点からは有効であるが、ひとたび系統故障などの理由によりロシアとの連系がなくなると、周波数調整力を失うことばかりではなく、国内の発電設備だけでは電力需要を賄うことができなくなり、最悪の事態としてアゼル系統の全面停止という結果をまねくおそれがある。したがって、国家のエネルギーセキュリティの観点から、少なくとも自国内の発電設備で電力需要をまかなえるだけの発電能力の増強を実施すべきである。

2) 電力設備の老朽化

アゼルバイジャンの1991年の独立以後、90年代の同国の電力需要はほぼ横ばい状態であったため、大規模な発電設備の増強や送変電設備の整備を特に実施しなくても電力需要を満足させることができた。しかし、ほとんどの発電設備が旧ソ連時代に建設されたものであるため、その老朽化により可能発電出力が低下するとともに、2000年以降のアゼルバイジャンの好調な経済状況に伴う電力需要の急増により、供給力不足は深刻な問題となっている。同様に、アゼルバイジャンのほとんどの送変電設備も旧ソ連時代に建設された

ものであるため、適切なメンテナンスにもかかわらず、設備の老朽化、スペアパーツ不足などの要因により、しばしば供給支障を引き起こす結果となっている。

3) 電力原価と卸売単価との逆ザヤ

需要家の支払うべき電気料金は首相府直属の Tariff 委員会で決定されているが、政策的にその料金水準は低く抑えられている。その低い料金設定のため、アゼルエナジー公社から各配電会社への電力卸売り単価 (71AZM) も低く抑えられる結果となり、アゼルエナジー公社の電力原価 (119AZM: 2005 年) を大きく下回るいわゆる逆ザヤの状態となっている。このため、アゼルエナジー公社の収支は単独の収支において赤字となるが、アゼル政府が発電のための燃料費及び輸入電力コストを補填している。

1.1.2 開発計画

アゼルエナジー公社が作成し、首相府が承認した電力セクターに関する国家開発 5 ヵ年計画 (2005 ~ 2009 年) を表 1.1-9 に示す。

アゼルバイジャン電力セクターにおける最優先事項は、国内の発電容量の増加と国際連系送電線の増強である。アゼルエナジー公社は国家開発計画に基づいて、主に各国ドナーからの有償資金協力にて、発電設備及び国際連系送電設備の新設・更新を計画・実施するとともに、既設老朽化設備のリハビリ、SCADA システムの導入などを計画している。

国家開発計画中の発電設備の容量増加及び国際連系送電線の強化に関する主要案件を下表に示す。

表 1.1-10 開発計画中の主要案件

	プロジェクト	工期	概要
発電	シマル発電所 2 号機建設事業計画	2006 年 ~	400 MW のガス複合発電所建設
	スンガイット 2 号機建設計画	2005 年 ~	500 MW の火力発電所の建設
送電	330 kV ロシア連系線建設	2006 年 ~	現状 1 回線の 2 回線化
	330 kV イラン連系線建設	2006 年 ~	現状 220 kV 連系に 330 kV 連系の追加
	電力系統 SCADA システム設置、主要変電所改修、直流電源装置改修	2005 年 ~	SCADA システムの導入、既設主要変電所設備の改修
電	シマル発電所の 220 kV 系統の連系		シマル発電所 400 MW 増容量に伴う送電系統の増強

出所: アゼルエナジー公社 送変電統括部

1.1.3 社会経済状況

アゼルバイジャン共和国は1991年12月、ソ連邦の解体とともに独立国家となった。独立当初のアゼルバイジャンは、工業生産高や国内総生産の激減、スーパーインフレーション、実質賃金や生活水準の低下など多くの経済問題を抱え、さらにナゴルノ・カラバフ周辺地域の領有権をめぐるアルメニアとの紛争³により国力は激しく疲弊した。

1993年10月にヘイダル・アリエフが大統領に就任し、1995年11月に行われた新憲法の採択と議会選挙以後、アゼルバイジャンの政治・経済情勢は安定化した。2003年10月に実施された大統領選挙において、ヘイダル・アリエフ前大統領の息子であるイルハム・アリエフが大多数の支持を得て当選した。国会においても政権与党が議席の大多数を有しており、政治情勢は安定しているが、民主化の一層の推進が現政権にとっての課題となっている。

アゼルバイジャンのバクー油田は、帝政ロシア時代から1950年代にかけて世界的にも有数な石油の産出地であったが、1960年代初頭から油田が枯渇し始め、その経済的地位は低下した。しかし、カスピ海の沿岸部に油田の存在が再確認された90年代半ばからは、国際コンソーシアムによるカスピ海への石油投資ブームを背景に経済が好転し、活発に石油・天然ガス開発を進めた結果、10%前後の高成長が継続している。なお、現在アゼルバイジャンでは、2003年に策定された「貧困削減・経済開発国家計画」に基づき、経済開発・社会政策が進められている。

外交面では、伝統的友好国のトルコや、アゼルバイジャン人が多く居住するイランとの関係が深い。また現政権は、豊富な石油資源を背景に米国をはじめとする西側との関係を強化する一方、ロシアとの関係にも一定の配慮を見せている。

1.2 無償資金協力要請の背景・経緯及び概要

アゼルバイジャンの首都バクー市は、約200万人の人口を擁するコーカサス地方有数の大都市である。要請対象の変電所であるムシュビク変電所はバクー市の南西部に位置しており、同市のサバイル、ヤサマル及びナシミ地区に電力を供給している。これらの地区には、バクー市人口の約4分の1である55万人が居住し、同国の主要政府機関、商業施設、医療機関、教育機関などが集中している。

³ ナゴルノ・カラバフ紛争

アゼルバイジャン領内のナゴルノ・カラバフ自治州の住民はアルメニア人が多数を占めていたが、1988年に同州の帰属を巡ってアルメニアとの武力衝突が激化した。1994年5月に停戦合意が成立し、現在、欧州安全保障・協力機構和平仲介グループを中心に和平交渉が行われている。
この紛争により、約100万人の国内避難民が発生し、全国で難民生活を強いられているが、特にバクー市内には約22万人の避難民が居住している。

同国の発電・送電・配電設備はその大半が旧ソ時代に建設されたものであるため、現在では旧式化・老朽化がすすんでおり、送配電系統のロスも 1997 年時点で約 20%にも達し、信頼性の高い送配電系統の整備が急務となっている。

要請対象であるムシュビク変電所の主変圧器(容量 200 MVA × 2 台)は旧ソ連製(ウクライナ製)であり、既に 1986 年の設置から約 20 年が経過している。同変圧器は老朽化による油漏れなどの問題に加え、近年の好調な経済状況を反映したバクー市内の建設ラッシュによる電力需要の急激な増加により、このままでは数年後にその定格容量をオーバーすることが予想され、最悪の場合、ムシュビク変電所全体が停止してしまう恐れがある。

このような状況を鑑み、2003 年 12 月、アゼルバイジャン政府はわが国に対して無償資金協力による容量増加を含む主変圧器の改修を要請した。

1.3 我が国の援助動向

我が国がアゼルバイジャン電力セクターに対してこれまでに実施したあるいは実施中の援助案件は表 1.3-1 に示すとおりである。

表 1.3-1 我が国の電力セクターへの援助

実施年	案件名	形態	金額	案件概要
1999~ 2001 年	バクー市配電網改修・復興計画調査	JICA 開発調査	—	バクー市 6 地区の老朽化した配電設備の復興計画マスタープランの作成及び最優先地域における基本設計レベル調査の実施
1998 年~ 2002	セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所計画	JBIC ローン	206.66 億円	150 MW 石油火力発電所を 400 MW 天然ガス火力複合発電所に転換
1999 年~ 2003	セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所計画	JBIC ローン	183.32 億円	フェーズ でカバーされなかった天然ガスパイプラインの建設など
2005 年~	シマル・ガス火力複合発電所 2 号機建設事業計画	JBIC ローン	192.80 億円	400 MW 級ガス火力複合発電所 1 基建設

出所:アゼルエナジー公社 対外経済協力部

上表中の「バクー市配電網改修・復興計画調査」では、本件ムシュビク変電所の供給地域であるサバイル、ヤサマル及びナシミ地区を優先地域として、配電網開発に関する基本設計レベルの調査が実施された。その調査結果を受けて、同調査後に同地域の配電事業を委託されたバルメックが独自に配電網の改修を進めている。

さらに、電力系統の上流にあたる発電設備に対してはわが国の円借款により合計 582 億円もの援助が実施されている。

しかし、ムシュビク変電所の「上流」及び「下流」の電力系統は改修が進められているが、ムシ

ュビク変電所の本プロジェクトの対象となる旧ソ連時代(1986年)に設置された2×200 MVA 主変圧器は老朽化が進み、さらに急増する電力需要にその容量不足が懸念されているため、近い将来バクー市中心部への電力供給に対するボトルネックとなる可能性がある。

1.4 他ドナーの援助動向

他ドナーによるアゼルバイジャン電力セクターへの技術協力・経済援助は、イスラム開発銀行 (IBD)、世界銀行 (WB)、ドイツ復興金融公庫 (KfW)、イラン輸出開発銀行、ドイツ銀行連合、欧州開発復興銀行 (EBRD)、欧州委員会 (EC) などにより実施されている。大半の援助は有償資金協力であるが、ナゴルノ・カラバフ地域からの避難民の救済・生活向上 (安定電力の供給) の観点から、ECは無償資金援助を行っている。

アゼルエナジー公社全体への援助実績・計画を表 1.4-1 に、また、ムシュビク変電所関連援助実績・計画を表 1.4-2 にそれぞれ示す。

表 1-4-1 他ドナーの電力セクターへの援助

実施年	援助機関	案件名	金額	形態	案件概要
2002年	IBD	Agcabedi S/S 330/110/10 kV 新設	—	ローン	330/110/10 kV、280 MVA 変圧器 1 台の新設工事
2003年	WB PHRD	SCADA (中央監視制御) 準備プロジェクト (検討報告書作成)	—	無償	中央監視制御システムの更新プロジェクトの準備のための技術支援
2004年	KfW	電力送電網リハビリテーション・プログラム フェーズ 2	18.4 mil. US\$	ローン	SCADA システムの導入、既設主要変電所設備の改修
2006年	WB	送電網システムプロジェクト	48.0 mil. US\$	ローン	SCADA システムの導入
2004年	イラン輸出 開発銀行	330 kV、220 kV 送変線建設プロジェクト	78.7 mil. US\$		Imishi - Ali Bairamli 間 330 kV 架空線、Ali Bairamli - Salyani - Massali - Astara - Iran 間 220 kV 架空送電線建設プロジェクト
2005年	ドイツ銀行 連合	Sungait 火力発電所 500 MW 建設計画	354.4 mil. US\$	ローン	既存の Sungait 火力は老朽化し休止中
2005年	IBD	Khachimak 変電所 330/110/10 kV 建設計画	14.6 mil. US\$	ローン	ロシアとの連系線増強のための新設変電所
2006年	EBRD	Azerbaijan 発電所改修計画	—	ローン	Azerbaijan 発電所の改修計画
未定	EBRD	Agcabedi S/S 増設	4.0 mil. US\$	無償	330/110/10 kV、280 MVA 変圧器 1 台の増設工事

出所: アゼルエナジー公社 対外経済協力部

表 1.4-2 ムシュビク変電所関連援助

実施年	援助機関	案件名	金額	形態	案件概要
1998年	KfW	220 kV 機器取替工事	—	ローン	220 kV 遮断器、計器用変流器の取替工事
2002年	EC	アブシェロン S/S ~ ムシュビク S/S 間 220 kV 送電線建設	3.1 mil. US\$	無償	220 kV 送電線建設 35.8 km 及びムシュビク変電所の送電線引込用開閉装置、通信装置の増設
2004年 ~	KfW	電力送電網リハビリテーション・プログラム フェーズ 2	18.4 mil. US\$	ローン	プロジェクトの一部として変電所内の直流電源装置の更新

出所: アゼルエナジー公社 対外経済協力部

凡例:

IBD: Islam Bank for Development (イスラム開発銀行)

EBRD: Europe Bank for Rehabilitation and Development (欧州復興開発銀行)

WB: World Bank (世界銀行)

WB PHRD: World Bank Policy and Human Resources Development Fund (開発政策・人材育成基金)

KfW: (ドイツ復興金融公庫)

EC: European Commission (欧州委員会)

なお、表 1.4-2 中のアブシェロン変電所 (500-330/220 kV) ~ ムシュビク変電所 (220/110 kV) 間 220 kV 送電線の建設工事は、バクー市内に住む避難民への電力供給の安定化を目的として、EU が無償資金協力を実施した。アゼルバイジャン開放地域復興再建局⁴がその無償資金の受入及びプロジェクト実施機関となり、建設後アゼルエナジー公社に設備を引き渡した。

⁴ 開放地域復興再建局: Agency for Rehabilitation and Reconstruction of the Areas of Azerbaijan
首相府のシャリホフ副首相が議長を務める「開放地復興再建委員会」直轄の実施機関

表 1.1-9 アゼルバイジャン電力セクターの国家開発計画

ID	案件名	内訳	F/S	架空線路及び変電所計画地の選択	架空線路及び変電所計画地の一次合意	入札実施	設計・積算書類作成及び審査実施	建設・据付作業								
								2005年				年次				
								1期	2期	3期	4期	06	07	08	09	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
50	Derben(Ru) – Yashima(Az)間架空線 330 kV 及び Khachimas 変電所建設	Khachimas 変電所 330/110/10 kV 建設及び 110-330 kV 線路への接続	有	済	有	08.05-09.05 ↔	11.05-12.05 ↔						01.06 ↔	06.07		
		Yashima 変電所 330 kV 拡充及び Derben(Ru) – Yashima(Az)間架空線 330 kV 敷設 (170 km アゼル領域、45 km ロシア領域)	有	10.05-11.05 ↔	12.05	01.06-02.06 ↔	03.06-06.06 ↔							08.06 ↔	12.07	
51	Imishli 変電所 330 kV 屋外開閉設備の拡充及びイランイスラム共和国・アゼルバイジャン共和国間電力交換量増加のための Imishli – Partcabal 間第 2 架空線 330 kV 敷設	Imishli 変電所 330 kV 拡充、第 2 段階として、Imishli – Partcabal 間架空線 330 kV 敷設	有	済	有	済	01.06-04.06 ↔						06.06-12.06 ↔			
52	Azerbaijan 国営地方発電所 (DRES) – Imishli 間及び Ali Bairam DRES – Imishli 間架空線 330 kV 敷設	Ali Bairam DRES – Imishli 間架空線 330 kV 敷設と Imishli 変電所 330 kV 拡充	有	済	有	済	03.06-07.06 ↔						09.06 ↔	12.07		
		Geranboi 開閉所 330 kV 及び Azerbaijan DRES – Imishli 間架空線 330 kV 敷設	有	未済	無	03.06-07.06 ↔	06.06-09.06 ↔						09.06 ↔	12.07		
53	Ali Bairam DRES – Salyani 間架空線 220 kV 敷設及び Salyani 変電所 220 kV, 125 MVA 建設と 110 kV 線路への接続	Salyani 変電所 220/110/10 kV 建設と 110 kV 線路への接続。Ali Bairam DRES – Salyani 間架空線 220 kV 敷設	有	済	有	済	08.05-10.05 ↔					11.05 ↔	12.06			
54	Salyani – Masalli 間、Masalli – Astra 間架空線 220 kV 敷設及び Masalli 変電所 220/110/10 kV 拡充	Salyani – Masalli 間架空線 220 kV 敷設及び Masalli 変電所 220/110/10 kV 拡充	有	済	有	済	12.05-01.06 ↔						03.06-12.06 ↔			
		Masalli – Lenkorani – Astra (イランの Astra 架空線 220 kV まで)間架空線 220 kV 敷設	有	済	有	済	03.06-04.06 ↔						06.06-12.06 ↔			

ID	案件名	内訳	F/S	架空線路及び変電所計画地の選択	架空線路及び変電所計画地の一次合意	入札実施	設計・積算書類作成及び審査実施	建設・据付作業							
								2005年				年次			
								1期	2期	3期	4期	06	07	08	09
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
55	Araz 水力発電所より Nakhichebani – Djulifa 間架空線 110 kV 接続地点までの架空線 110 kV 敷設	Araz 水力発電所より Nakhichebani – Djulifa 間架空線 110 kV 接続地点までの架空線 110 kV 敷設						01.05			12.05				
56	電力送電網リハビリテーション及び中央監視制御所改修	330 kV の Yashima, Imishli 変電所、220 kV の Khurdaran 変電所、110 kV の Binagadi, Puta, Mashtagi, Evlakh 変電所改修 (全 7 変電所)	有	-	有	済	有		04.05			12.06			
		変電所のバッテリー更新 (330 kV の Yashima 変電所、220 kV の Nizami, Mushviq, Gyabyalya 変電所、110 kV の Surakhani, Evlakh, Gyandja-1, 8km, Puta, Ramani 変電所) (全 10 変電所)	有	-	-	Siemens	有			08.05		03.06			
		監視制御センター改修フェーズ1: SCADA システム設置										10.05		10.07	
57	Apsheron 変電所 500/330/220 kV 屋外開閉設備 330 kV 改修及び Ali Bairam 第 4 架空線 330 kV からの入り線・引出線の敷設	Apsheron 変電所 500/330/220 kV 屋外開閉設備 330 kV 改修及び Ali Bairam 第 4 架空線 330 kV からのπ 引込み線の敷設	有	済	有	済	有					01.06-05.06			
58	Beyuk Shor 変電所 220/110/10 kV、Sheki 変電所 220/110/10 kV の建設及び 220, 110 kV 線路への接続	Mingechevir 水力発電所 – Sheli 変電所間の 2 回線架空線 220 kV 敷設及び Sheki 変電所 220/110/10 kV 建設	有	済	有	07.06-08.06	09.06-12.06							02.07	12.08
		Shimal DRES – Beyuk Shor 変電所間の 2 回線路架空線 220 kV 敷設及び Beyuk Shor 変電所 220/110/10 kV 建設と 110 kV 線路への接続	有	済	50%有	04.06-05.06	06.06-09.06						11.06		12.08

ID	案件名	内訳	F/S	架空線路及び変電所計画地の選択	架空線路及び変電所計画地の一次合意	入札実施	設計・積算書類作成及び審査実施	建設・据付作業								
								2005年				年次				
								1期	2期	3期	4期	06	07	08	09	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
59	Shimal DRES – Govsani - Beyuk Shor – Promuzel 変電所間の2回線架空線 220 kV 敷設	Govsani 変電所 220/110/10 kV 拡充及び Shimal DRES – Govsani 間の2回線架空線 220 kV 建設と仮設容量 110 kV から 220 kV への切換え	有	済	有	04.06-05.06 ↔	06.06-09.06 ↔						11.06 ↔	02.07		
		Beyuk Shor – Promuzel 変電所間の2回線架空線 220 kV 敷設と Promuzel 変電所 220 kV 拡充	有	済	50%有	12.06-01.07 ↔	02.07-06.07 ↔							08.07 ↔	03.08	
60	330/110 kV の Gyandja 変電所、220/110/10 kV の Khurdalan 変電所、Akhsu 変電所、110/35/10-6 kV の Binagadi, Zabrat, Akhmedli 変電所における既存単巻変圧器および変圧器の更新	Akhsu 変電所 220/110/10 kV における既存の単巻変圧器 2 台×63 MVA を単巻変圧器 2 台×125 MVA へ更新 (Masalli 変電所 220 kV の 2 台×125MVA より)	必要なし	-	-	必要なし	無					03.06-12.06 ↔				
		Khurdalan 変電所 220/110/10 kV における既存の単相単巻変圧器 3 台×60 MVA を単巻変圧器 250 MVA へ更新	有	-	-	済	有		04.05 ↔			03.06				
		Akhmedli 変電所 110/35/10 kV に3台目の変圧器 40 MVA を設置	有	-	-	済	有			09.05 ↔		04.06				
		Zabrat 変電所 110/35/10 kV の既存変圧器 1 台×40 MVA を 1 台×63 MVA へ更新及び変電所の改修	有	-	-	済	有			09.05 ↔	12.05					
		Binagad 変電所 110/35/10 kV の既存変圧器 2 台 (№2、№3)×40 MVA を 2 台×63 MVA へ更新及び変電所の改修	有	-	-	済	有			07.05 ↔		06.06				
61	Nakhichiva 自治共和国における高圧送電網改修及び建設	Sharur 変電所 154 kV 他														

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

2.1 プロジェクトの実施体制

2.1.1 組織・人員

(1) アゼルエナジー公社の組織

本プロジェクトの実施機関はアゼルエナジー公社 (AZERENEJI Joint Stock Company) である。アゼルエナジー公社の組織図を図 2.1-1 に示す。

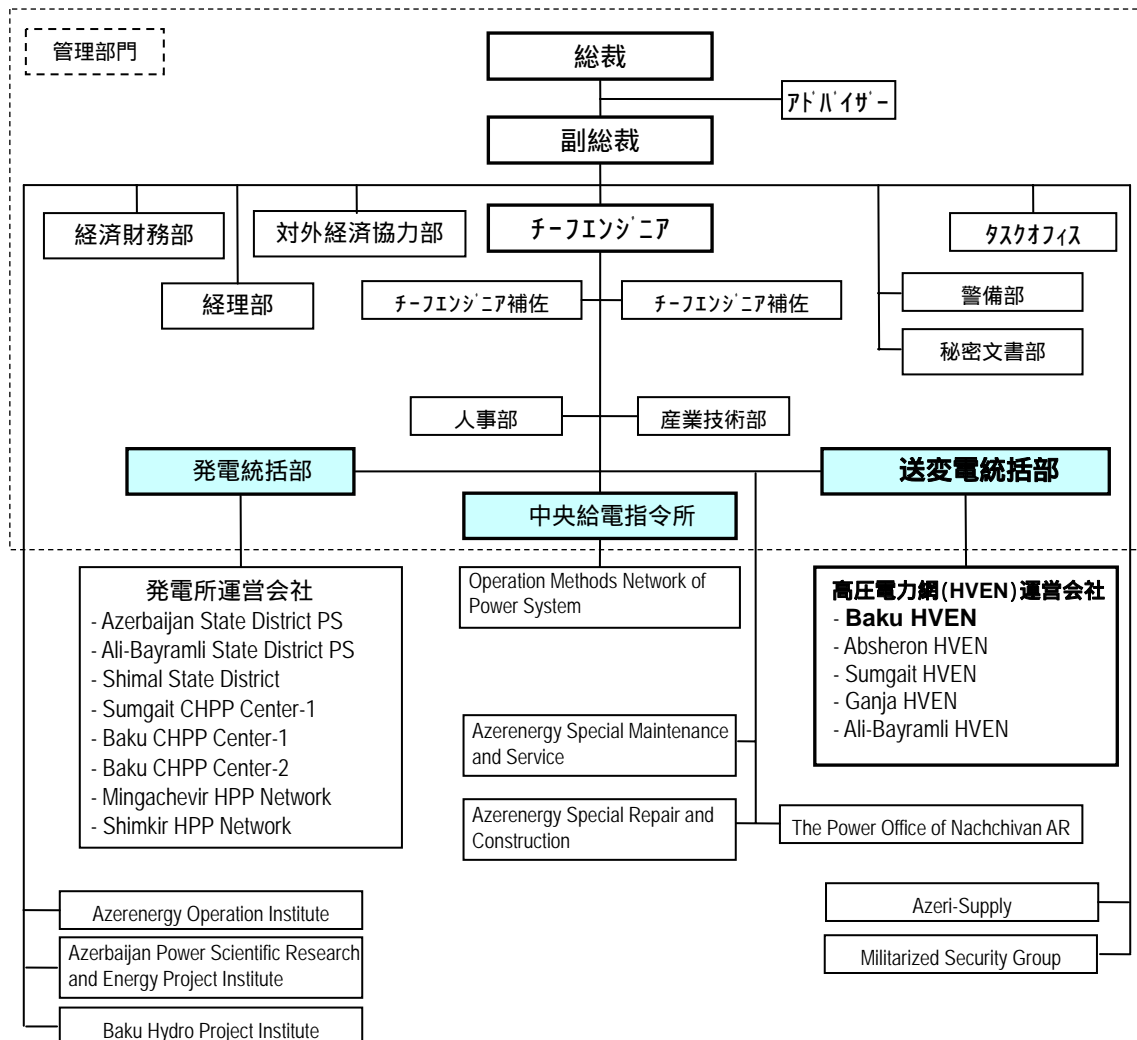


図 2.1-1 アゼルエナジー公社の組織図

図 2.1-1 中に点線で囲まれた部分が本社機能を有する管理部門である。2005 年 8 月現在、アゼルエナジー公社の総従業員数は 10,047 人であり、そのうち管理部門には 246 人の従業員が在籍している。

管理部門において、チーフエンジニアの管理下に 発電統括部、 中央給電司令所及び送変電統括部の 3 部門があり、それぞれの部門下には実際に電力設備を運営・維持管理する管理会社がある。

(2) 本プロジェクトの実施部門

本プロジェクトの実施部門は送変電統括部であり、同部の管理下にはその供給地域ごとに 5 社の高圧電力網運営会社 (High Voltage Electric Network: HVEN) がある。送変電統括部には 21 名が在籍しており、主にアゼルバイジャン全国の送変電設備の建設・増強・更新などの開発計画の策定、送変電設備の各運営会社の管理などを実施している。

実際にムシュビク変電所を運営・維持管理しているのはバクー高圧電力網運営会社 (Baku HVEN) である。同運営会社には 319 名が在籍しており、バクー市内のムシュビク変電所を含む計 7 箇所の 220 kV と 110 kV 変電所及び関連する約 800 km の 220 kV と 110 kV 送電線の運営・維持管理、スペアパーツの調達・保管などを実施している。また、ムシュビク変電所の運転員・維持管理要員も同運営会社の管理下にある。

(3) アゼルエナジー公社の民営化動向

アゼルエナジー公社の民営化について、アゼルバイジャン電力経済法「第 3 条 電気及びエネルギー供給事業」に以下の要約の通り述べられており、100 kV 以上の高圧送電網を所有する国営電力会社 (アゼルエナジー公社) の民営化は無い旨の説明があった。

内容を要約すれば、「電気及び熱エネルギーの供給事業主は 国営電力会社、 配電会社、 発電会社 (アゼルエナジー公社の所有以外) があり、 と についてはあらゆる所有形態を持つことができる。」と規定されており、 においては国営会社であり続けると解釈される。

2.1.2 財政・予算

表 2.1-1 に 2002 年から 2005 年 (上半期) までのアゼルエナジー公社全体の財政状況を示す。同表に示すように、電力料金が発電コストに対して政策的に低く抑えられているため経常収支は毎年赤字となっているが、発電用の燃料費などに政府の補助金を受けることにより電力事業者としての健全な運営がなされている。

表 2.1-1 アゼルエナジー公社の財政状況(単位:AZM 百万)

	2002	2003	2004	2005(上半期)
1 売上金収支				
1.1 収入	1,400,428.8	1,629,082.9	1,619,967.2	867,558.2
1.2 支出	1,808,597.7	2,520,311.4	2,310,806.2	1,245,868.4
1.3 差引	-408,168.9	-891,228.5	-690,838.9	-378,310.2
2 売掛金収支				
2.1 収入	28,839.4	101,801.6	3,466.1	114.6
2.2 支出	23,650.1	82,218.5	2,234.6	81.4
2.3 差引	5,189.3	19,583.2	1,231.5	33.2
3 雑収入	2,393.2	15.7	229.3	7,267.0
4 営業外収支	-23,860.9	3,608.4	-488,438.7	5,695.1
5 経常収支	-424,447.3	-868,021.2	-1,177,816.9	-365,315.0
6 政府補助金	1,012,200.0	1,253,795.6	2,008,080.0	471,800.0
7 税引き前利益	587,752.7	385,774.4	830,263.1	106,485.0
8 所得税	158,693.2	96,443.4	199,263.2	25,556.4
9 税引き後利益	429,059.4	289,331.1	631,000.0	80,928.6

出所:アゼルエナジー公社 経済財務部

注) 2006年1月1日よりアゼルバイジャンの通貨マナトは5,000分の1に切り下げられたが、上表のデータはそれ以前のものであるため、切り下げ前の通貨単位で表示する。また、これ以降の表も同様である。(1AZM=0.022JPY)

表 2.1-2 に アゼルエナジー公社全体(発電、給電司令及び送変電部門)、送変電統括部及びムシュビク変電所を管轄する バクー高圧電力網運営会社それぞれに割り当てられているメンテナンスコストについて2002~2004年の実績及び2005年の予算を示す(送変電統括部の予算は、高圧送電網運営会社5社の合計である)。

表 2.1-2 アゼルエナジー公社のメンテナンスコスト(単位:AZM 百万)

	2002	2003	2004	2005
アゼルエナジー全体	20,225	29,777	49,632	109,967
送変電統括部	2,153	6,669	10,267	17,134
バクー高圧電力網運営会社	1,187	2,618	3,586	9,858

出所:アゼルエナジー公社 経済財務部

高圧電力網運営会社は地域毎に5社に分割されており、各管理会社はそれぞれの年間のメンテナンス内容、予算、工程を前年度に計画し、それを本部の送変電統括部に申請する。送変電統括部はそれぞれのメンテナンス計画の優先度などを総合的に判断しその予算配分を決定している。

予算措置が承認されたメンテナンス計画について、簡易なものは各高圧電力網運営会社が独自に実施し、外注が必要となる場合は、アゼルエナジー公社管轄の工事会社である「Azerenergy Special Maintenance and Service」あるいは「Azerenergy Special Repair and Construction」と随時契約を交わし工事が行なわれている。なお、これらの2会社は2005年中に

合併しアゼルエナジーの大規模工事及び補修作業を一手に担う会社となる予定である。

一方、不測の事故などにより年次計画に予定されていない緊急の補修・復旧作業が必要になった場合は、各高圧送電網運営会社より送変電統括部に緊急予算措置の申請をし、同統括部の緊急予算からの支出の承認を得た後、前述同様に工事会社と契約を交わし補修・復旧工事を実施している。

表 2.1-2 に示すとおり、バクー高圧電力網運営会社のメンテナンスコストは 2002 年の AZM1,187 百万から 2005 年の計画値である AZM9,858 百万と 3 年間で約 8 倍に増えている。この年々増加しているコストのほとんどは、現存している変電機器のほとんどが旧ソ連時代に設置された機器であるため、スペアパーツの購入や故障・老朽化した機器の補修のために当てられており、更新のための費用は含まれていない。本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の運営・維持管理費用も同コストから捻出される。

2.1.3 技術水準

アゼルエナジー公社では、技師長、発電・変電所長、保守班長、当直員などの職位に応じて認定制度を設けている。その認定制度では、技術面(3 段階)と安全管理面(5 段階)それぞれに対して等級を設定し、試験に合格しなければ昇級できない仕組みとなっている。また、技術面・安全管理面が上記の最高レベルに達すれば満足されるものではなく、例えば発電所長や技師長も 3 年に 1 度になってからも定期的に試験・面接を受けなければならない。

新入社員については、研修・配属後に適性試験を実施し、適性の無い者は転属させられる。

人材教育に関するプログラムは、承認された長期及び短期教育計画(毎年、毎四半期、毎月)に沿って実行される。

教育計画には下記の項目が含まれる。

- 新入社員研修
- 技能向上研修
- 技能検査
- 新たに技能資格を取得する社員のための再訓練及び研修
- 現場審査
- 安全対策技術講習の実施
- 対事故及び防火管理能力トレーニング
- セミナー及び交流会の実施
- 研修・資料センターの整備
- 定期健康診断

- 社会活動その他の活動など

アゼルエナジー公社の発電部門、送変電部門、メンテナンス部門などの各事業体には、それぞれの職務に要求される技能の維持・向上を目的とした技術教室、安全対策教室が設けられている。職員の養成・教育が行なわれる施設には、講義室、演習場、ワークショップ、研究室などが設備されており、専門講師陣が教育・訓練を実施している。同施設には技術書、技術参考資料、規格・基準書及び諸官庁の資料・文献が閲覧可能な技術文献図書館も付属している。

このように、アゼルエナジー公社は同社の職員に対して旧ソ連邦時代から受け継がれている厳格な職位の認定制度と教育・訓練プログラムを適用しており、その職員の技術レベルは高いと判断される。

結論として、アゼルエナジー公社の技術水準は、本プロジェクトを実施機関として運営・管理することになんら支障はないと判断する。

2.1.4 既存施設・機材

本プロジェクトにて改修を要請されている主要変電機器は下記のとおりである。

- 1) 220/110/10 kV, 200 MVA 主変圧器
- 2) 10 kV 直列リアクトル
- 3) 10 kV キュービクル

これらの変電機器の現況について下記する。

(1) 主変圧器

要請対象である旧ソ連(ウクライナ)製の既設主変圧器の主な仕様は以下の通りである。

形 式	単巻変圧器
定格電圧 (1次/2次/3次)	230/121/10.5 kV
定格容量 (1次 - 2次/3次)	200 / 100 MVA
定格電流 (1次/2次/3次)	502/945/5499 A
定格周波数	50 Hz
%インピーダンス (1-2次/1-3次/2-3次)	10.8/33/20.5%
重量(総重量 / 輸送重量)	215 / 182 tons
冷却方式	送油風冷式(OFAF)



写真-1 変圧器の漏油痕

写真-1 のとおり、要請対象の変圧器には2台とも老朽化による漏油痕や錆が多く見られるが、変電所の保守担当者によると、設置当初からこれまでに大きな故障はないとのことである。しかし、変圧器の重要な機能である電圧調整のための負荷時タップ切替装置(OLTC)が老朽化の

ため故障しており、タップを切り替える場合には変圧器の2次側の負荷を遮断した後、すなわち無負荷状態で切り替えている。さらに、設置が義務付けられている変圧器の消化設備は、給水ポンプが故障しているため機能していない。

また、10 kV 回路の3次巻線の定格容量が、ウクライナの変圧器メーカーの規格品であるため100 MVAもあるが、この回路からは変電所内用の負荷(約400 kVA)にのみ使用されているだけであり、あきらかに過剰な容量である。

(2) 直列リアクトル

変圧器3次側の過大な容量のために10 kV 回路の短絡容量が大きくなり、それを抑制するために同回路にリアクトルが直列に設置されている。直列リアクトルは各変圧器の背面の建屋の中に設置されている(写真-2 参照)。



写真-2 建屋内の直列リアクトル

(3) 10 kV キュービクル

直列リアクトルの各建屋に隣接した屋外用の簡易建屋の中に10 kV キュービクルは設置されている(写真-3 参照)。各10 kV キュービクルは、主変圧器3次側からの引き込み、所内変圧器への引き出し、及び計器用変成器の3フィーダーで構成されている。この機器も他の変電機器同様に旧式の機器であり、外装に錆びが目立つなど老朽化している。



写真-3 10 kV キュービクル

2.2 プロジェクト・サイト及び周辺の状況

2.2.1 関連インフラの整備状況



図 2.2-1 ムシュビク変電所の位置及びバクー市周辺の電力系統図

上図に示すように、ムシュビク変電所はバクー市南西部のサバイル地区の小高い丘陵地に位置している。ムシュビク変電所は旧ソ連時代の 1986 年に建設された基幹変電所であり、220 kV の電圧で受けた電力を 110 kV に降圧し、配電会社の 6 箇所の 110 kV 変電所及び配電網を介して、バクー市中心部のサバイル、ヤサマル及びナシミ地区へ電力を供給している。これら 3 地区には、アパートメントをはじめ主に政府関連庁舎、商業施設、教育機関、医療施設などが集中しているが、特にヤサマル地区にはナゴルノ・カラバフ及び同周辺地域からの国内避難民が多数居住している。

ムシュビク変電所はバクー市内に位置していることから、変電所へのアクセス道路は幅員も広く良く整備されており、水道・電気などのサイト周辺のインフラ整備状況は良好である。また、本プロジェクトのスコープは主変圧器を含む既存設備の更新であることから、想定される作業はすべて変電所敷地内で実施されるため用地問題も発生しない。

2.2.2 自然条件

アゼルエナジー公社との協議の結果、本プロジェクトの基本設計に際して適用するバクー市の自然条件は下記の通りである。

- 1) 気温・湿度・降雨量
 - i) 最高気温 40
 - ii) 最低気温 0
 - iii) 年平均気温 15
 - iv) 平均相対湿度 70%
 - v) 降雨量 247 mm/年
- 2) 風速 25 m/sec
- 3) 年間雷雨日数 (IKL) 年間 30 日以下
- 4) 地震条件
 - i) 水平加速度 0.20 G
 - ii) 垂直加速度 0.20 G
- 5) 汚損レベル Very heavy (IEC60071 の Table 1 におけるカテゴリ-IV)

特殊な気象条件ではないため、本プロジェクトで採用する変電機器は特殊仕様とはしない。

2.2.3 その他

(1) 周辺環境への影響

アゼルバイジャンでは環境天然資源省が環境関連法規案を作成中であり、現在のところ保健省産業衛生局の建築関連ガイドラインがあるのみである。アゼルエナジー公社によれば、同ガイドラインにも既設変圧器の更新に関して必要となる特別な手続きは無いとのことである。

他国の類似案件においても、既存設備の更新について厳格な環境関連基準・手続きが求められることは少ない。したがって、本プロジェクトにおいては、変圧器設置に関する騒音や漏油防止などの一般的な留意事項を調達・据付計画に反映していくことで環境面及び社会面への配慮は足りると考えられる。

(2) ナゴルノ・カラバフ地域からの避難民の生活

ムシュビク変電所からの電力が供給されているサバイル、ヤサマル及びナシミの 3 地区には約 55 万人が居住しており、その中には約 6 万人のナゴルノ・カラバフ地域からの国内避難民が含まれている。

バルメックから入手した対象3地区に関する需要家数のデータを下表に示す。

表 2.2-1 3地区の需要家数(2005年8月現在)

地区	一般需要家 (世帯数)	その他*1 (需要家数)	避難民*2 (世帯数)	避難民*3 (世帯数)	避難民計 (世帯数)
サバイル	22,370	2,962	569	1,899	2,468
ヤサマル	57,184	3,963	1,686	3,952	5,683
ナシミ	50,128	4,182	124	2,729	2,853
避難民世帯合計					11,004

出所:バルメック

注:

- *1 その他は政府機関、商業施設、工場、石油施設、地下鉄、上下水道、予算で運営されている施設にカテゴリー分けされている。予算で運営されている施設には医療機関、教育機関、警察などが含まれるが、バルメックではそれぞれの実数は把握していない。
- *2 法律により避難民と認定されているが、バルメックと電力需給契約を交わし、電力量計を設置している世帯。
- *3 バルメックとは電力需給契約を交わしていない世帯。すなわち電力量計を設置しておらず、世帯住人1人当たり150 kWhまで政府補助により電力料金が支払われている。

上表から分かるように、対象3地区には計1万1千世帯の避難民が居住しているが、特にヤサマル地区にはその半数以上の5,683世帯が居住している。調査団は避難民の生活状況を調査するために、ヤサマル地区の特に避難民が集中して居住している地区を訪問した。



写真-4 避難民の居住棟



写真-5 避難民の居住棟



写真-6 違法接続の電力ケーブル



写真-7 居住区内のゴミ捨て場

訪れた居住区はムシュビク変電所の北方約 2.7 km のマトプアット通り沿いに位置している。避難民たちは、老朽化した大学の学生寮やサナトリウム(病棟)など数十棟に居住している。住居の壁面は朽ち果てているためベニヤ板などで補修しており(写真-4&-5)、冬季の寒さを防ぐには不十分であるように見受けられる。ここに居住しているのは、上表 2.2-1 中のバルメックとは正式に電力需給契約を交わしていない避難民で、写真-6 に見られるように電力ケーブルを不法に延長して各家庭に引き込んでいる。また、居住区内の至る所にゴミ捨て場があり(写真-7)、定期的には回収されていないようで、調査団が訪れた際には悪臭を放っていた。

現地にて数人にインタビューした結果、居住環境の劣悪さもさることながら、ガスはきていない、水道はよく止まるなど基本インフラが整備されていないことに対する苦情が多く聞かれた。特に電力供給に関しては、電力需要の高まる冬季によく停電し暖房・炊事に大きな影響を及ぼされるらしく、改善を望む声が多く聞かれた。

第3章 プロジェクトの内容

第3章 プロジェクトの内容

3.1 プロジェクトの概要

(1) 上位目標とプロジェクト目標

アゼルエナジー公社の所管する電力設備は、その大半が旧ソ時代に建設されたものであるため旧式化・老朽化がすすんでおり、安定した電力供給のための設備の新設・更新が国家開発5ヵ年計画の中でも優先事項となっている。アゼルエナジー公社は、その開発計画の中での優先事項を発電設備の新設・更新及びロシアなどとの国際連系送電設備の強化としているが、それを支える信頼性の高い国内送電システムの整備も急務となっている。

特に、アゼルバイジャンの首都であり同国の政治・経済の中心であるバクー市へ高品質な電力を安定に供給することは、同国電力セクターに課せられた最も重要な使命である。

本プロジェクトは、ムシュビク変電所の主変圧器を増強することにより、バクー市への電力供給能力を強化し、電力の高品質化・安定化を図り、民生の安定化及びアゼルバイジャンの経済発展を促進することを目標とする。

(2) プロジェクト概要

本プロジェクトは、上記目標を達成するために、アゼルエナジー公社の220 kV ムシュビク変電所内の老朽化し容量不足となっている2台の200 MVA 主変圧器をそれぞれ250 MVA に増容量・更新する。さらに主変圧器の周辺機器である、10 kV キュービクル、防火装置、制御・保護継電器盤なども併せて更新する。これにより、バクー市中心部への電力供給能力の大幅な増強と供給信頼度の向上が期待される。

3.2 協力事業の基本設計

3.2.1 設計方針

(1) 基本方針

ムシュビク変電所はアゼルバイジャンの政治・経済の中心である首都バクー市の中心部に電力を供給している最も重要な変電所のひとつであるため、その供給する電力には高い品質と供給信頼度が求められている。

本プロジェクトの基本設計を実施するに当たり、経済成長が顕著なバクー市の現状を考慮し、本プロジェクトの効果が長期的に持続するよう留意し、過剰設備を避け、最小限の投資で最大の便益が得られる様な設計とすることを基本方針とする。

特に、更新要請対象である主変圧器の容量については、ムシュビク変電所の電力需要の過去のトレンド、アゼルエナジー公社及び配電会社バルメックの需要予測を十分に分析・検討した上で決定するが、少なくとも 2 台で 2020 年の予測される電力需要を賄える変圧器容量とする。

さらに、本プロジェクトにて更新対象となる既設変電設備は旧ソ連規格(GOST)に基づいて設計されているため、本プロジェクトでの要請設備と既設設備とのインターフェースを十分考慮した上で機器設計を実施する必要がある。特に、変圧器の制御盤や保護継電器盤の設計には、既設設備とのインターフェースを慎重に検討する必要がある。

また、環境面について、採用する変電機器により周辺地域に対して騒音や油漏れによる土壌汚染などの環境問題を発生させないような設計をする。

(2) 自然条件

本プロジェクトの基本設計に適用する自然条件は第 2.2.2 節に示したとおりである。

当該サイトの気象条件は特殊なものではないため、本プロジェクトで採用する変電機器は特殊仕様とはしない。

(3) 適用規格

本プロジェクトで採用する変電機器の設計に際して、下記の規格・基準を適用する。

1) 電気関係規格

適用規格はロシア規格である GOST-R 及び国際規格である IEC を採用する。なお GOST-R と IEC に齟齬がある場合は、アゼルエナジー公社がその比較表を作成し、コンサルタントが協議の上決定し、入札仕様書に反映させる。

また、それら規格の適用範囲外の機器については、JIS および JEC を適用する。

2) その他基準

その他本プロジェクトに適用すべき基準として、変圧器の自動防火設備の設置に関する基準¹がある。その主な内容は以下の通りである。

「容量に関わらず電圧 500 kV またそれ以上の変圧器及びリアクトル、電圧 220-330 kV の

¹ ソビエト連邦共和国電力電化省「電力事業における消火設備設計に関する指示書指導書」34.49.101.87 (1987 年)
ソビエト連邦共和国政府建設・建築委員会及び内務省防火局による合意文書(文書 1981 年 6 月 12 日付 No. DP-3148-1) 自動消火設備の設置が義務付けられている電力省に帰属する建物、建造物、設備一覧

変圧器で容量が 200 MVA 以上のものには自動防火設備を設置しなければならない。」

また、使用単位は国際単位系 (SI) とする。

(4) 現地業者の活用

アゼルバイジャンには大規模工事の請負が可能な建設会社は多数あることが確認されているが、発電所、変電所、送電線などのアゼルエナジー公社管理下の電力設備の建設・改修などの工事は、同公社傘下の「Azerenergy Special Maintenance and Service」及び「Azerenergy Special Repair and Construction」の工事会社 2 社が独占的に実施している。同 2 社の会社概要、工事経歴、所有する重機類などを調査した結果、ともに本プロジェクトの下請け業者として工事を実施するに十分な能力を有していると判断する。

工事用資機材に関しても、セメント、鉄筋などの材料はもとより、本工事に必要な大型クレーン、パワーショベルなどの重機・車両類も全て現地にて調達可能である。

(5) 実施機関の運営・維持管理能力

本プロジェクトの実施機関はアゼルエナジー公社であり、その担当部署は送変電統括部である。また、本プロジェクト完成後の運営・維持管理は送変電統括部の管理下にあるバクー市高圧送電網運営会社が担当する。

第 2.1.3 節に述べたとおり、本プロジェクト実施後の変電所の運営・維持管理について、アゼルエナジー公社はそれを実施するに十分な能力があり、特別なカウンターパート研修やソフトコンポーネントの実施は必要ないと判断する。

また、本件の要請対象機器である主変圧器、10 kV キュービクル、デジタルリレーなどに関する運転・メンテナンスのための訓練・研修は、本プロジェクト実施時の現場据付・試験時の OJT 及び据付け完了時の初期運用・維持管理指導を通じてなされる必要がある。

(6) 機材のグレード

ムシュビク変電所内の更新対象の既設主変圧器は旧ソ連(ウクライナ)製である。まず変圧器を価格面から比較するために、旧ソ連メーカーと本邦・欧州メーカーの各社から見積もりを取得した結果、旧ソ連製の変圧器は本邦・欧州メーカー製と比較して約 2 割程度安価であるが、本邦メーカー製と欧州メーカー製の価格差はないことが判明した。

また、ムシュビク変電所内の既設旧ソ連製変圧器の性能を評価するために、その性能が記載されている完成図書、特性データなどの収集を同変電所をはじめアゼルエナジー公社の関連各所にて試みたが、一連の旧ソ連の崩壊からアゼルバイジャンの独立の混乱の中で大半の書

類は紛失してしまっていた。従って、旧ソ連製と本邦・欧州メーカー製の変圧器の性能に関して定量的な比較はできないが、定性的な評価は下記の通りである。

本プロジェクトで旧ソ連メーカー製変圧器の採用を認める場合、本邦・欧州メーカー製と比較して、以下の点が有利であると考えられる。

- 1) スペアパーツの入手が比較的有利である。
- 2) アゼルエナジー公社がこれまで運用してきた変圧器のほとんどが旧ソ連メーカー製であるため、その運転・維持管理に習熟している。

ただし、上記に関して、本邦・欧州メーカー製の変圧器を導入した場合、その品質管理体制や世界各国での実績から、旧ソ連メーカー製変圧器と比較して故障率ははるかに低くなると考えられるため、スペアパーツの量も最小限で済み、かつ維持管理にかかる人員・コストもはるかに少なく済む²。また、単巻変圧器の機構自体は旧ソ連製と本邦製・欧州製を比較しても大きな違いはないので、運転に対する習熟についても問題はないと考える。

また、旧ソ連メーカー製変圧器の採用を認める場合の不利な点は下記と考えられる。

- 1) 3次側(10 kV 側)の巻線容量について、100 MVA か 150 MVA の 2 種類の規格品しかないため過剰な設計となる。
- 2) 過剰な 3 次側巻線容量のために、短絡容量抑制のための 10 kV リアクトルやそれを格納するための建屋などの付帯設備が必要となる。
- 3) 本邦・欧州メーカー製の変圧器ではありえないことだが、旧ソ連製の変圧器はその設置当初から漏油を起こすなどの各種トラブルが報告されているため、信頼度面の不安をめぐいきれず、そのための修理コストも本邦・欧州メーカー製を導入した場合と比較して過大になり、メンテナンスコストの低減にはつながらない。
- 4) アゼルエナジー公社によれば、旧ソ連メーカー製変圧器は適正な運転・維持管理を実施していたとしても、経年劣化により設備利用率が急激に下落する傾向にある。しかし、本邦・欧州メーカー製の変圧器は同様な運転状態であるならば、コンサルタントの経験より、30 年以上経過した機器でも初期状態と同様の性能が得られる。

わが国の有償資金協力で実施した「セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所計画」では、本邦・欧州メーカー製の機器(タービン:IHI、発電機:Alstom、変圧器:ABB など)を導入した実績があり、アゼルエナジー公社では今後の案件でも予算の許す限り、それら先進国メーカーの機器を導入したいという意向である。本プロジェクトでも同様に、アゼルエナジー公社はより高品質で信頼性の高い本邦・欧州メーカー製の変圧器の導入を強く望んでいる。

² 変圧器は発電機のような「回転機」とは異なり、稼働部分の少ない「静止機」であるため、回転機と比較して、本来ならば故障は少なくメンテナンスも容易な機器である。

ムシュビク変電所の最も重要な役割は、アゼルバイジャンの中央政府機関を有し堅調な経済発展を続ける首都バクー市の中心部に対して、安定かつ高品質の電力を供給することである。したがって、バクー市の持続的発展を阻害しないためにも、変圧器本体の初期コストのみならず将来の維持管理費用、品質、信頼性などを総合的に検討した結果、本プロジェクトで導入する主変圧器のグレードは、本邦あるいは欧州メーカーの製品が妥当であると判断する。

ただし、欧州メーカー製の価格と比較して、本邦メーカー製の価格は安価あるいは同等である。さらに、5社以上の本邦メーカーが本プロジェクトに必要な容量の単巻変圧器を製作可能であることが確認されているため、その変圧器の製作を本邦メーカーに限った場合でも本プロジェクト実施のための競争入札は成立すると考えられる。したがって、本プロジェクトで調達される単巻変圧器本体は本邦メーカー製に限定することを推奨する。

なお、現地調査時にアゼルエナジー公社より新たに要請のあった窒素使用方式の変圧器防火設備に関しては、本邦では製作されておらず、欧州メーカー2社で製作されていることが確認されている。

(7) 工法 / 調達方法、工期に係る方針

ムシュビク変電所は首都バクー市の約4分の1の電力供給を担う重要な変電所であるため、電力供給を滞らせることなく恒常的に続ける必要がある。したがって、本プロジェクトの工事を実施する際には、1台の主変圧器だけで電力供給を継続しながら、もう1台の主変圧器及び周辺機器の更新を実施しなければならない。さらに、変圧器の更新時期が、変電所の負荷が重くなる冬季になると想定されるため、バルメックおよびアゼルエナジー公社の中央給電指令所、送変電統括部、ムシュビク変電所の運転員などと協議の上、効率的な施工計画と緻密な停止計画を策定し、厳密に工程管理を実施する必要がある。すなわち本プロジェクトの据付工事は、詳細な工法、停電手順及び安全対策の策定、計画工程の遵守が可能で、同種工事の経験豊富な施工業者に確実に工事を実施させる必要がある。

したがって、本プロジェクトの据付工事を本邦請負業者のスコープに含め、調達する変電設備の品質を確保するためにも、調達管理要員や据付指導員を本邦より現地に派遣し、現地業者を下請けとして据付工事を実施する方針とする。

また、重負荷時に変圧器を交換しなければならないため、少なくとも1台目の変圧器交換作業は、停電期間を最小化させるために、3交替の24時間作業を実施する方針とする。

また、実施工程については、第3.2.4節に詳述するが、機器の設計・製作に約10ヶ月、輸送に約2ヶ月、準備工を含む据付工事に約4.5ヶ月を必要とし、それぞれの作業を効率的に重複させても業者契約の発効から完工まで約15ヶ月が必要であると想定される。

3.2.2 基本計画(機材計画)

3.2.2.1 全体計画

2003年12月11日付けの要請書にて、アゼルバイジャン側より要請されている本プロジェクトの協力対象事業は以下の通りである。

1) 220/110/10 kV, 250 MVA 主変圧器の更新	2 台
2) 変圧器基礎の補強	2 基
3) 変圧器接続コンダクタの更新(220 kV 及び 110 kV 側)	1 式
4) 制御・保護継電器盤の更新	2 セット
5) 変電所構内道路のリハビリ	1 式
6) 10 kV 電力ケーブル及び制御ケーブルの更新	1 式
7) 碍子、クランプなどの付属品の更新	1 式
8) 10 kV 限流リアクトル	2 セット
9) 10 kV 開閉装置	2 セット
10) 上記機器の据付工事	1 式

上記要請内容に対して、現地調査時にアゼルエナジー公社側と協議した結果、項目 5)の変電所構内道路のリハビリは既にアゼルエナジー公社が実施済みであるため、本プロジェクトの協力対象事業には含めないということを確認した。

さらに、現地調査時にアゼルエナジー公社から以下の追加要請があった。

1) 変圧器防火設備(窒素型)	2 セット
2) 主変圧器、開閉装置などのスペアパーツ	1 式

変圧器防火設備に関しては、変圧器専用の付帯設備と考えられること、及び旧ソ連時代から引き継がれているアゼルバイジャンの電力設備基準により設置が義務付けられていることから、本プロジェクトの協力対象事業に含めることは妥当と判断する。

また、本プロジェクト完了後のアゼルエナジー公社によるムシュビク変電所の長期的な運営・維持管理に必要なものであることから、必要最小限のスペアパーツを本プロジェクトの協力対象事業に含めることは妥当と判断する。

3.2.2.2 機材計画

(1) 主変圧器の容量(1次-2次側容量)

1) ムシュビク変電所の負荷の現況

ムシュビク変電所のピーク負荷の推移、2004年の月別のピーク負荷及び2004年12月にピークを記録した日の日負荷曲線を図3.2-1、図3.2-2及び図3.2-3にそれぞれ示す。

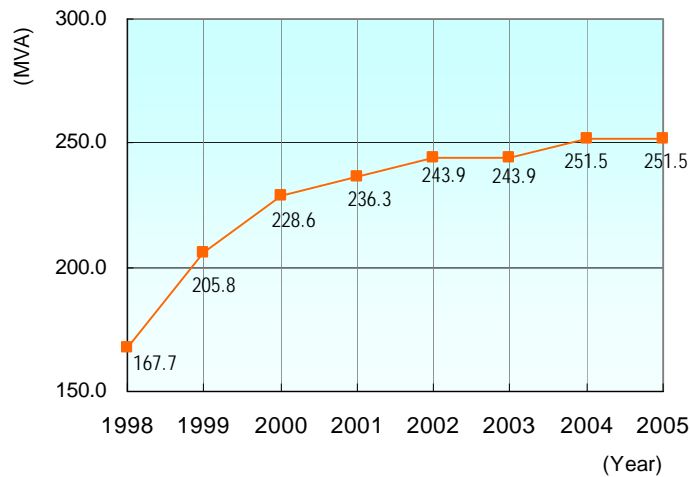


図 3.2-1 ムシュビク変電所のピーク負荷の推移(1998 - 2005年)
(出所: アゼルエナジー公社、注: 2005年の数値は1月のデータである)

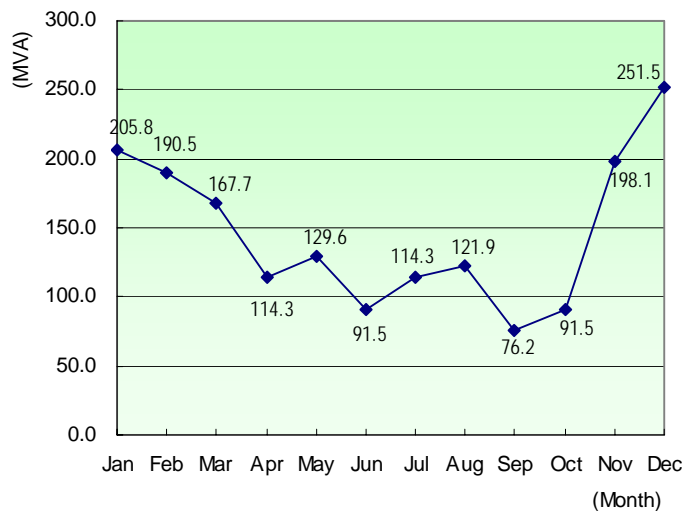


図 3.2-2 ムシュビク変電所の月別のピーク負荷(2004年)
(出所: アゼルエナジー公社)

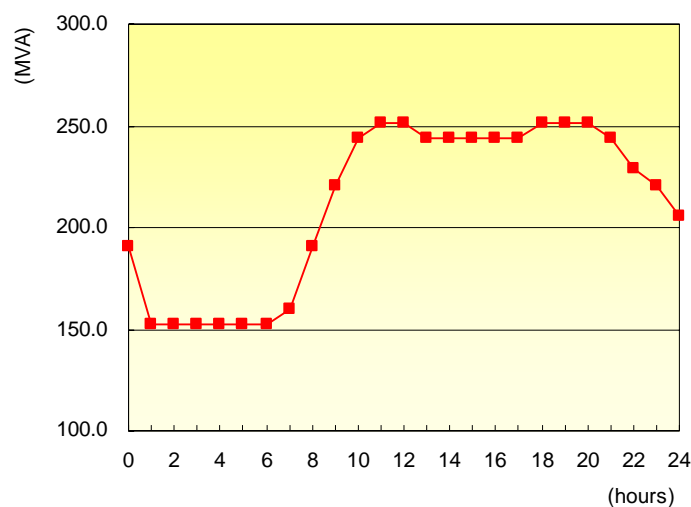


図 3.2-3 ムシュビク変電所の日負荷曲線(2004年12月15日)
(出所: アゼルエナジー公社)

上図それぞれより、

ムシュビク変電所(バクー市)の負荷のピークは冬季の12月・1月に記録されている。2005年1月に記録されたムシュビク変電所のピーク負荷は251.5 MVAであった。冬季の日負荷曲線より、1日のうちのピークは11～12時及び18～20時の2度記録されている。これは、暖房及び炊事のための電熱器の使用によるものである。

2) アゼルエナジー公社の電力需要予測

アゼルエナジー公社では2013年までの全国レベルの電力需要予測は実施しているが、ムシュビク変電所を含む管理下の変電所ごとの電力需要予測は実施していない。アゼルエナジー公社によると、旧ソ連時代からの通例として、各変電所のピーク負荷が毎年5%の伸び率で上昇するとして変圧器の増容量などの計画を立てているとのことである。しかし、近年の好調な経済状況を反映したバクー市の建設ラッシュを考慮すると、ムシュビク変電所に関しては5%の伸び率では不足であるとアゼルエナジー公社は考えている。

アゼルエナジー公社では、需要予測の代わりに、新規需要家からの申請に基づいて、その供給エリアの変電所の増強を計画している。具体的には、新規需要家がビルなどの建築許可を申請する時点で100 kVA以上の受電を希望する場合、その需要家は配電会社であるバルメックではなく、アゼルエナジー公社に直接新規受電の申請をしなければならない(100 kVA以下の場合にはバルメックに申請する)。アゼルエナジー公社は、それらの申請をまとめて供給能力の増強を計画するが、実際には建築計画が中止・延期になるなど不確定要素が多分に含まれている。

アゼルエナジー公社によれば、2004～2005年の100 kVA以上の新規需要として合計160 MVA分の申請があったが、その不確定要素のために何年後にその需要が実際に必要となるかは予測が困難な状況にある。

3) バルメックの電力需要予測

アゼルエナジー公社は、上述の100 kVA以上の新規受電に関する申請データを、実際に配電事業を行なうバルメックへ提示して、新規需要家に関するデータを共有している。バルメックでは自社に申請のあった100 kVA以下の新規需要のデータと合わせて、供給エリアごとの需要予測を実施している。

下表に、ムシュピク変電所が供給しているサバイル、ヤサマル及びナシミ地区に対するバルメックの予測する2020年までの電力需要を示す。

表 3.2-1 サバイル、ヤサマル及びナシミ地区のピーク電力予測

地区	2010年	2015年	2020年
サバイル	63.5 MVA	64.7 MVA	69.4 MVA
ヤサマル	110.0 MVA	144.7 MVA	178.9 MVA
ナシミ	130.0 MVA	189.9 MVA	248.9 MVA
合計	303.6 MVA	399.3 MVA	497.2 MVA

出所:バルメック

上表より、バルメックは2020年時点での3地区のピーク電力の合計を497.2 MVAと予測している。

但し、ナシミ地区に関してはムシュピク変電所以外の変電所からも一部供給されているため、上記合計負荷の100%がムシュピク変電所から供給される訳ではない。バルメックの担当者によれば、正確なデータはないが、系統構成を考慮すると上記ナシミ地区の負荷の80%はムシュピク変電所から供給されるはずであるとのことである。

上表の急増する電力負荷に対応するために、バルメックではムシュピク変電所から直接電力を供給される3箇所の110 kV変電所を2010年までに新設する計画である。

従って、今回要請された変圧器容量500 MVA(2 x 250 MVA)で2020年までの電力需要は十分に賄えることとなる。他方、既述の日負荷曲線のとおり、変圧器の点検停止や万一の事故により1台のみの運転となるケースを想定する場合、既存の200 MWの容量では現在でも冬期には負荷制限が不可避となることから、計画容量は妥当であると判断する。

(2) 主変圧器の3次巻線の容量

既設主変圧器の10 kV側の3次巻線容量について、既設は100 MVAと1次/2次巻線容量(200 MVA)の50%もあるが、この容量は製造者であるZAPARROZH Transformer社(ウクライナ)の標準品を用いたものであり、3次安定巻線としての必要容量を大きく上回っている。本基本設計において、3次巻線の容量は、その安定巻線としての機能を果たすために必要な最小限の容量である25 MVAとする。

(3) 10 kV 限流リアクトル

既存の直列リアクトルは既設主変圧器の 10 kV 回路の短絡容量を抑制する目的で、主変圧器背面の建屋内に設置されている。本プロジェクトでも同様に 10 kV 側の短絡容量を抑制するための限流リアクトルが必要となるが、その限流リアクトルは保守管理を簡素化するために変圧器の 3 次巻線に内蔵する設計とする。それにより、保守管理の簡素化のみならず、リアクトル設置のための建屋は必要なくなり、事業費の抑制も期待できる。

(4) 10 kV キュービクル

既設 10 kV キュービクルの内容は下記の通りである。

- 入力フィーダーパネル
- 出力フィーダーパネル
- 計器用変成器パネル

本プロジェクトでは現在ムシュビク変電所に設置されているものと同タイプの屋外閉鎖型の 10 kV キュービクルを採用する。

(5) 機材の仕様

上記をまとめた主要調達機材の主な仕様は下記の通りである。

1) 主変圧器	2 台
i) 型式	3 相油入単巻変圧器
ii) 冷却方式	送油風冷式 (OFAF あるいは ODAF)
iii) 定格電圧	230 / 121 / 10.5 kV
iv) 定格容量	1 次-2 次: 250 MVA 1 次-3 次: 25 MVA 2 次-3 次: 25 MVA
v) 定格周波数	50 Hz
vi) ベクトル表示	YNad11
vii) 絶縁強度	
・ 1 次末端	SI / LI / AC 650 / 750 / 360 kV
・ 2 次末端	LI / AC 480 / 185 kV
・ 1 次/2 次中性点	LI / AC - / 85 kV
・ 3 次末端	LI / AC 75 / 28 kV
注	SI: Switching impulse withstand voltage (開閉インパルス耐電圧) LI: Lightning impulse withstand voltage (雷インパルス耐電圧) AC: Short duration AC withstand voltage (短時間商用周波耐電圧)
viii) 負荷時タップ切替装置	± 6 X 2% (13 タップ)

-
- ix) 付属品
 - ・ 内蔵型 10 kV 限流リアクトル
 - ・ ブッシング(1次、2次、3次及び中性点)
 - ・ 変流器(ブッシング内蔵)
 - ・ 冷却装置(冷却ファン、送油ポンプなど)
 - ・ 各種保護装置など

 - 2) 変圧器防火装置 2セット
 - i) 型式 窒素使用自動防火装置
 - ii) 使用条件 屋外
 - iii) 主要機器構成
 - ・ 窒素ボンベ
 - ・ 制御盤など

 - 3) 10 kV キュービクル 2セット
 - i) 機器構成
 - 入力フィーダーパネル
 - 出力フィーダーパネル
 - 計器用変成器パネル
 - ii) 共通仕様
 - ・ 定格周波数 50 Hz
 - ・ 定格電圧 12 kV
 - ・ 定格電流 1,250 A
 - ・ 使用条件 屋外閉鎖型
 - ・ 保護等級 IP44
 - iii) 入力フィーダーパネル
 - ・ 遮断器
 - ・ 計器用変流器
 - ・ 接地開閉器
 - iv) 出力フィーダーパネル
 - ・ 遮断器
 - ・ 計器用変流器
 - ・ 接地開閉器
 - v) 計器用変成器パネル
 - ・ 計器用変成器
 - ・ 電力用ヒューズ
 - ・ 避雷器
 - vi) 付属品
 - ・ スペースヒーター
-

- ・ エアコンディショナー
- ・ ケーブルブラケットなど
- 4) 変圧器制御盤 2 セット
 - i) 使用条件 屋内型
 - ii) 表示項目
 - ・ 220 kV 側
 - 電流値 A, B 及び C 相(セレクトスイッチ付)
 - ・ 110 kV 側
 - 電流値(A) A, B 及び C 相(セレクトスイッチ付)
 - 有効電力値(MW)
 - 無効電力値(MVar)
 - 電力量(MWh)
 - 力率
 - ・ 10 kV 側
 - 電流値(A) A, B 及び C 相(セレクトスイッチ付)
 - 電圧値(kV) A-B, B-C 及び C-A 相(セレクトスイッチ付)
 - ・ 負荷時タップ切替装置のタップ位置
 - iii) 構成機器
 - ・ 模擬表示盤
 - ・ シグナルランプ
 - ・ セレクトスイッチなど
- 5) 保護継電器盤 2 セット
 - i) 使用条件 屋内型
 - ii) 保護項目
 - ・ 包括的保護項目
 - 比差動電流保護(主保護)
 - 地絡保護
 - 過電流保護
 - 短絡過電流保護
 - 距離継電器(バックアップ)
 - ・ 変圧器本体の保護
 - ブッフホルツ継電器
 - 圧力リリーフ装置
 - 絶縁油・巻線温度
 - 負荷時タップ切替装置の保護装置
 - 絶縁油循環装置の保護

- 冷却ファンの保護など
 - ・ 10 kV フィーダーの保護
 - 過電流保護
 - 短絡過電流保護
- 6) 電力コンダクタ 1 式
- i) 電力コンダクタは主変圧器の 220 kV 及び 110 kV 側をそれぞれ既設母線に接続するために使用する。
 - ii) 220 kV コンダクタ AAC 300 mm² あるいはその同等品
 - iii) 110 kV コンダクタ AAC 400 mm² あるいはその同等品
- 7) 10 kV 電力ケーブル 1 式
- i) 10 kV 電力ケーブルは主変圧器の 3 次 (10 kV) 側から 10 kV キュービクル及び 10 kV キュービクルから所内変圧器までをそれぞれ接続するために使用する。
 - ii) ケーブルの仕様
 - ・ 形式 XLPE 絶縁、銅導体、アーマー (スチールワイヤ) 付
 - ・ ケーブルサイズ 150 mm²
 - ・ 公称電圧 10 kV
 - ・ 芯数 3 芯
- 8) 600 V 制御ケーブル 1 式
- i) 600 V 制御ケーブルは主変圧器、10 kV キュービクル他の制御盤、保護継電器盤などとの接続のために使用する。
 - ii) ケーブルの仕様
 - ・ 形式 600 V、PVC 絶縁、PVC シース、銅導体
 - ・ ケーブルサイズ 2.5, 4, 6, 10 及び 50 mm²
 - ・ 芯数 単芯あるいは複数芯

3.2.3 基本設計図

本プロジェクトの基本設計図を下表の通り巻末に添付する。

表 3.2-2 基本設計図リスト

ID	図面番号	図面タイトル
1	AZ_BM_01	現状のムシュビク変電所の平面図
2	AZ_BM_02	現状のムシュビク変電所の単線結線図
3	AZ_BM_03	現状の主変圧器の基礎図
4	AZ_BM_04	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の平面図
5	AZ_BM_05	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の側面図
6	AZ_BM_06	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の制御棟の平面図
7	AZ_BM_07	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の単線結線図

3.2.4 施工計画／調達計画

3.2.4.1 施工方針／調達方針

本プロジェクトを我が国の無償資金協力事業として実施する場合の施工方針及び調達方針を以下に述べる。

(1) アゼルバイジャン側の実施体制

アゼルバイジャン側の本プロジェクトの実施機関は、アゼルエナジー公社である。同公社における本プロジェクトの実施部門は送変電統括部であり、本プロジェクト完成後の運用・維持管理はバクー市高圧送電網運営会社が実施する。

本プロジェクトを円滑に実施するために、アゼルエナジー公社の送変電統括部は、本プロジェクトを担当する責任者を選任し、本邦のコンサルタント及び請負業者と密接な連絡・協議をおこなう必要がある。選任された送変電統括部の本プロジェクト責任者はまた、アゼルエナジー公社内部はもとより、配電会社バルメックなどの関係機関並びに地域住民に対して、本プロジェクトの内容を十分に説明し、本プロジェクトの実施に協力するよう理解を求めめる必要がある。

(2) 技術者派遣の必要性

本プロジェクトにおける主変圧器及び周辺機器の更新は、短い工期中に基礎工事、仮設工事、変圧器の撤去・据付工事、周辺機器の据付工事及びそれら機器の調整・試験・運転開始などからなる複合工事であり、最小限の停止期間を考慮しそれぞれの作業を効率良く調整して実施することが求められる。また、それら各工事の大部分が並行して実施されるため、工程、品質及び安全管理のため、工事全体を一貫して管理・指導できる技術者である現地調達管理要員を日本から派遣することが不可欠である。

(3) 請負業者と現地業者の活用

我が国の無償資金協力の枠組みに従って、本プロジェクトの機材調達及び据付工事は一般競争入札により選定された日本国法人の請負業者により実施される。

また、現地業者については、日本人技術者の管理のもとで、基礎工事、仮設工事、機器の据付などの作業に関連工事の経験が豊富な現地工事会社を下請け業者として活用することが可能である。

3.2.4.2 施工上 / 調達上の留意事項

(1) 施工上の留意事項

本プロジェクトでは既設ムシュビク変電所における主変圧器 2 台及び周辺機器を更新するが、バクー市内の系統構成を考えると代替の変電所からの供給ができないため、同変電所からのバクー市中心部への電力供給を完全に停止してしまうことは出来ない。そのため、変電所を完全に停止することなく、1 台ずつ主変圧器を更新・運開する必要がある。アゼルエナジー公社の担当者と打ち合わせて詳細な停止計画と施工計画の策定が必要となる。

施工計画の策定に関する留意事項は以下の通りである。

- 1) 新規主変圧器は 2 台とも、既設主変圧器が現在据付けられている位置に据付ける。主変圧器据付け場所を決定する際のアゼルエナジー公社と調査団の協議の経緯を資料 8 に示す。
- 2) 停止期間中の 1 台目の主変圧器の更新作業を円滑に実施するために、作業班は停止開始の約 2 ヶ月から現場に乗り込み、整地、仮設工事、基礎工事、各種ケーブルの敷設及び更新対象の既設変圧器に隣接する箇所に 1 台目の主変圧器を搬入・配置しその場で全装組立て作業を実施する。
- 3) 主変圧器の更新時期が電力需要の最も逼迫する冬季と想定されているため、停止期間を最小化するために、1 台目の主変圧器の更新は 24 時間 3 交代で実施する。1 台目の主変圧器は更新終了後、2 台目の変圧器更新のために、ただちに運転を開始する。
- 4) 2 台目の更新に際しては、1 台目の更新で変圧器容量が 200 MW から 250 MW に増容量し余裕ができるため、昼間だけの作業とする。
- 5) 全施工期間を通じての工程・施工・品質・安全管理などの総合管理のために日本人の現地調達管理要員を 1 名配置する。ただし、24 時間 3 交代で作業を実施する際には追加で 2 名の管理要員を配置する。また、機器の運転開始の際の調整・試験のために、メーカーの検査要員を配置する。

(2) 調達上の留意事項

1) 機器の設計

本プロジェクトで調達する変圧器制御盤や保護継電器盤の設計において、既存設備との構造的なインターフェースを考慮して、性能的な整合性が確保されるよう留意する必要がある。また、本プロジェクトでは、既存変圧器基礎の表面を改修して流用する計画であるので、調達する主変圧器はその基礎の寸法、位置に留意した設計でなければならない。

2) 調達管理

現場作業が決められた工程に従って円滑に実施されるためには、本プロジェクトで調達する資機材を計画に合わせて遅滞なく現場へ輸送することが不可欠である。本邦から現地バクーまでの輸送は、海上及び陸路を合わせて約 2 ヶ月かかると予想されることから、本プロジェクトの請負業者は、資機材の手配・調達、製造などが適時に行われるよう留意し、各経由地での通関手続きなどに時間がかかり本プロジェクトの進捗に影響を及ぼさないよう、きめ細やかな調達管理を実施する必要がある。

3) アフターサービス体制

本プロジェクトの完了後も、請負業者は故障時の対応、スペアパーツの供給などのアフターサービスの提供が必要であるため、当該資機材及び設備の引き渡し後の連絡体制についても十分に配慮する必要がある。

3.2.4.3 施工区分 / 調達・据付区分

日本側とアゼルバイジャン側の施工区分 / 調達・据付区分を表 3.2-4 に示す。

表 3.2-3 施工区分 / 調達・据付区分

項目	区分	備考
1. 機器の調達		
1) 220/110/10 kV, 250 MVA 主変圧器	日本	
2) 変圧器防火設備(窒素型)	日本	第3国製
3) 10 kV キュービクル	日本	
4) 変圧器制御盤	日本	
5) 変圧器保護継電器盤	日本	
6) 電力用コンダクタ(220 kV 及び 110 kV 接続用)及び付属品	日本	
7) 10 kV 電力用ケーブル及び付属品	日本	
8) 600 V 制御ケーブル及び付属品	日本	
9) 交換部品	日本	
2. 施工・据付		
1) 上記機器全ての据付・調整・試験	日本	
2) 主変圧器の既存基礎の補強	日本	
3) 基礎工事、仮設工事など	日本	
4) メインゲートの門柱・門扉の撤去・復旧	アゼル	
5) 関連機関との調整の上の給電停止の実施	アゼル	
6) 負荷制限の実施(必要に応じて)	アゼル	
7) 既存の主変圧器、消火設備、制御盤など本プロジェクトでの機器の更新に必要な箇所あるいは施工の障害となる既存設備の撤去及び指定場所までの搬送	日本	
8) 既設 10 kV キュービクル、限流リアクトル及びその建屋、10 kV ケーブル、消火装置用の送水管の一部など、上記 7)以外の本プロジェクトの施工の障害とならない既存不要設備の撤去	アゼル	本プロジェクトの範囲には含めない

本プロジェクトで更新する主変圧器、変圧器防火装置、10 kV キュービクル、制御盤、保護継電器盤などの主要変電機器及びそれらを接続するためのコンダクタ、電力ケーブル、制御ケーブルなどの調達・据付けは全て日本側が実施する。

アゼル側の分担事項としては、ムシビク変電所のメインゲートの門柱・門扉の撤去・復旧、バルメックなどの関連機関と調整の上の給電停止の実施、及び必要に応じた負荷制限の実施などがある。

また、既存の主変圧器、変圧器周囲の消火設備、制御盤など、本プロジェクトでの機器の更新に必要な箇所あるいは施工の障害となるような既存変電設備の撤去については全て日本側が実施する。しかし、既設の10 kV キュービクル、10 kV 限流リアクトル及びその建屋、10 kV ケーブル、消火装置用の送水管の一部などは本プロジェクトの施工の障害とならないので、アゼル側が本プロジェクトの完了後に独自に撤去する(ただし本プロジェクトの範囲には含めない)。

3.2.4.4 施工監理計画 / 調達監理計画

(1) 基本方針

以下を本プロジェクトの施工監理 / 調達監理に対する基本方針とする。

- 1) コンサルタントは、我が国の無償資金協力制度に基づき、基本設計の趣旨を踏まえた上で、実施設計・施工監理業務において一貫したプロジェクト監理チームを編成し、本プロジェクトの円滑な実施を図る。
- 2) コンサルタントは契約書に示された資機材の性能・品質・納期を確保し、本プロジェクトの工事が所定の工期内に完了するよう工事の進捗を監理するとともに、現場での工事が安全に実施されるように請負業者を監理・指導する。

(2) コンサルタントの業務内容

アゼル側の実施機関であるアゼルエナジー公社と日本法人コンサルタントの間でコンサルタント業務契約を結ぶ。コンサルタント業務契約に含まれる主な業務内容は以下の通りである。

1) 実施設計・入札書類の作成

i) 実施設計

基本設計調査の結果をふまえ、現地調査及びアゼル側との協議を通して工事費の確認を行うと共にアゼルエナジー公社の負担工事も明確にする。入札図書作成に先立ち、設計内容の確認、工事費の積算、施工計画の策定を行う。

ii) 入札書類の作成

無償資金協力の制度に従い入札図書を作成する。

2) 調達監理

i) 入札業務

入札公示、質問・回答、入札の立ち会い、入札結果の評価、契約交渉の補助及び業者契約の立ち会いを実施する。

ii) 監督業務

着手前関係者協議、設計図の承認業務、出荷前製品検査、現地据付工事監理、工事期間中の業務報告書の作成、中間出来高証明書の発行、竣工検査と手続きを実施する。

iii) 建設・据付工事完了後業務

竣工証明書の発行、竣工引渡手続き業務、最終業務報告書作成及び1年後に実施される竣工後検査(瑕疵検査)業務が含まれる。

(3) コンサルタントの実施体制

上記業務を実施するための実施体制は下記のとおりである。

1) 詳細設計の実施体制

コンサルタントによる実施設計と入札図書の作成には、下記の要員が必要である。

表 3.2-4 実施設計要員計画

名称	格付	担当業務
業務主任	2 級	実施設計、入札書類作成、入札に係わる業務全体の総括、機材計画のレビュー
変電設計	3 級	主変圧器及び関連機器の電気設備の設計
積算 / 施工計画	3 級	価格調査、輸送計画の策定、事業費積算の実施
通訳(日本人)	5 級	現地調査、入札図書説明、入札時などのロシア語 日本語の通訳
通訳(アゼル人)	-	現地調査、入札図書説明時などのアゼル・ロシア語 英語の通訳

2) 調達監理の要員計画

コンサルタントの調達監理体制として下記の要員が必要である。

表 3.2-5 調達監理要員計画

名称	格付	担当業務
調達監理者	2級	プロジェクトの総括、駐在技師の指導
常駐監理者 (変電技術者-1)	3級	現場業務の総括、支払い手続き、変電設備の調達・据付の進捗監理、品質監理、安全管理
変電技術者-2	4級	夜間作業時の施工監理
変電技術者-3	4級	夜間作業時の施工監理
検査技術者-1	3級	製作図面の確認・照合
検査技術者-2	3級	工場試験、完成検査の立会い
調達監理補助要員	アゼル人	現地作業期間中のアゼル・ロシア語 英語の通訳

3.2.4.5 品質管理計画

本プロジェクトで調達する資機材及び工事の品質管理は次の方法で実施する。

- 1) 図面審査
請負業者に全ての資機材及び施工計画に関する図面の提出を義務付け、コンサルタントはそれらの仕様及び品質が契約仕様書と一致していることを確認する。
- 2) 工場試験
原則として、調達資機材は出荷前に工場試験を実施する。コンサルタントは主変圧器などの主要機器の工場試験に立会い、それらが承認図面及び仕様書通りに製作されていることを確認する。
- 3) 船積前検査
調達機材の船積み前に、第3者の検査機関により、パッキングリストの照合などの船積前検査を実施し、調達機材が確実に船積されることを確認する。
- 4) 現場試験
現場での据付工事の成果は、据付検査及び現場試験により確認する。現場試験は、個々の機器の機能を確認するための運転前試験と主変圧器などを運転して行う総合性能試験に分けて実施する。なお、現場試験は請負業者が主導で実施し、コンサルタントとアゼルエナジー公社の担当者がそれに立ち会う。
- 5) 瑕疵保証
本プロジェクトで更新する機器は全て瑕疵保証の対象とし、その保証期間は1年間とする。

3.2.4.6 資機材等調達計画

(1) 現地業者の活用分野

変電機器の現地調達の可能性について、コーカサス・中央アジア諸国向けの輸出に実績があるトルコ資本のケーブルメーカーがバクー市内にあり、10 kV 電力ケーブル及び制御ケーブル調達の可否を確認するため同工場を訪問し価格見積もりを入手した。しかし、品質面と受注製作に見合う発注数量の問題が解決出来ないため、同メーカーよりの調達は不可と判断した。

また、現地にて調達可能な材料は、基礎工事や仮設工事に使用する生コン、鉄筋、鉄板などであり、大型クレーン、トレーラなどの施工に必要な重機・車両は全て現地にてレンタルする。ただし、調達機器の現地試験に必要な機材は本邦より持ち込む。

(2) 機器の調達国

本プロジェクトにおける機器調達国に関して、現地調査でのアゼルバイジャン側の意向もあり、主変圧器については本邦製、欧州製及び旧ソ連製の見積もりを入手し、品質、価格につき十分に検討・精査した。価格的には旧ソ連製の機器が 2 割ほど安価ではあるが、その品質・信頼性のみならず、更新完了後の運営・維持管理にかかる費用などを総合的に検討し、かつ欧州製についても本邦製と同等であることを確認した結果、本邦製の単巻変圧器を調達する計画とする。本邦には同電圧クラス・容量の単巻変圧器を製作可能なメーカーが 5 社以上あり、同変圧器の調達国を本邦に限った場合でも競争入札は成立すると判断する。

その他の 10 kV キュービクルなどの周辺機器についても、信頼性・経済性から基本的に本邦製とする。ただし、現地調査時に追加要請のあった窒素方式の変圧器防火装置については、本邦に同仕様の機器を製作可能なメーカーがないことから、第三国製の機器を調達する。

(3) 交換部品

また、現地調査時にアゼル側より主変圧器及び周辺機器に関する交換部品の追加要請があった。アゼルバイジャンの首都であるバクー市の中心部に電力を供給しているムシュビク変電所の重要性を考慮して、本プロジェクト完了後のアゼルエナジー公社による同変電所の長期的な運営・維持管理に必要な不可欠なものであることから、本プロジェクトの協力対象事業に必要な最小限の交換部品を含めることとした。その品目及び数量については、アゼル側よりの要請内容を十分に検討した結果、妥当と判断できることから、それらはアゼル側の要請の通りとする。

(4) 輸送計画

内陸国のアゼルバイジャンまでの輸送経路は以下の4ルートが考えられる。

イランのバンダラ・アバス港で荷揚げし、陸路でテヘラン経由でバクー
 アントワープで積替、サンクト・ペテルスブルグ経由、ボルガ川 - カスピ海経てバクー
 アントワープで積替、サンクト・ペテルスブルグで鉄道に積替、ロシアを南進してバクー
 イスタンブールで積替、グルジアのポチ港で荷揚げし、トラックと鉄道にてバクー

4ルートの比較表を以下に示す。

表 3.2-6 輸送ルート比較表

ルート	条件
イランのバンダラ・アバス(BA)港で荷揚げ、陸路テヘラン経由でバクー 最短期間: 31日 最長期間: 約5週間	海上輸送期間: 日本からBAまで約3週間 内陸輸送距離: BAからバクーまで約1,800 Km 経路状況: イランの道路使用規制で変圧器本体は輸送するのが困難 内陸輸送期間: 約10-14日 BAでの関税: なし (Transit Cargo 扱い) アゼルバイジャン通関手数料: CIFの0.1-0.3% アゼルバイジャンの関税: 免税申請すれば課税されない
アントワープで積替、サンクト・ペテルスブルグ(SP)経由、ボルガ川 - カスピ海経てバクー 最短期間: 約8週間 最長期間: 約8.5週間	海上輸送期間: 日本から約2ヶ月 ボルガ河冬季航行閉鎖: 11月下旬 - 4月下旬 SPの関税: CIF0.1% (Russian Tax) アゼルバイジャン通関手数料: CIFの0.1-0.3% アゼルバイジャンの関税: 免税申請すれば課税されない 内陸輸送期間: バクー内2日 道路状況は問題なし
アントワープで積替、サンクト・ペテルスブルグ(SP)で鉄道に積替、ロシアを南進してバクー 最短期間: 約6週間 最長期間: 約6.5週間	海上輸送期間: 日本からSPまで約1ヶ月 鉄道輸送期間: 10-14日 SPの関税: CIF0.1% (Russian Tax) アゼルバイジャン通関手数料: CIFの0.1-0.3% アゼルバイジャンの関税: 免税申請すれば課税されない 内陸輸送期間: 2日 道路状況は問題なし
イスタンブールで積替、グルジアのポチ港で荷揚げし、トラックと鉄道でバクー 最短期間: 約7週間 最長期間: 約7.5週間	海上輸送期間: 日本からポチまで約40日 鉄道輸送期間: 一般貨物3日 内陸輸送期間: 変圧器12日 道路状況は問題なし ポチでの関税: なし (Transit Cargo 扱い) アゼルバイジャン通関手数料: CIFの0.1-0.3% アゼルバイジャンの関税: 免税申請すれば課税されない

のイランのバンダラ・アバス港経由の場合は、機材を日本から輸送すると仮定すると最短日数であるが、第三国向け貨物のイラン通過には重量制限があるため、本プロジェクトの輸送ルートから除外する。また、輸送時期が冬季になることを考慮すると、このルートではボルガ川が11月下旬から4月上旬まで凍結してしまうため、本プロジェクトの輸送ルートから除外する。

残りの ロシアのサンクト・ペテルスブルグ経由と グルジアのポチ経由の 2 ルートにはそれぞれの長短があるが、輸送会社の見積もり、荷揚げ港での関税などを総合的に判断して、本プロジェクトでは、 のグルジアのポチ港で陸揚げし、その後鉄道を利用するのが最適な輸送ルートと判断する。

アゼルバイジャン向け貨物は、ボルガ河を經由するルート以外は、荷揚げ港より鉄道を利用することが旧ソ連時代より一般的であり、そのための鉄道網は十分に整備されている。鉄道の特殊低床ワゴンでバクーまで輸送し、市外の貨物専用操作場にて 200 トンクレーンでトレーラに積み替え、市内を迂回するルートでムシュビク変電所まで運搬する。

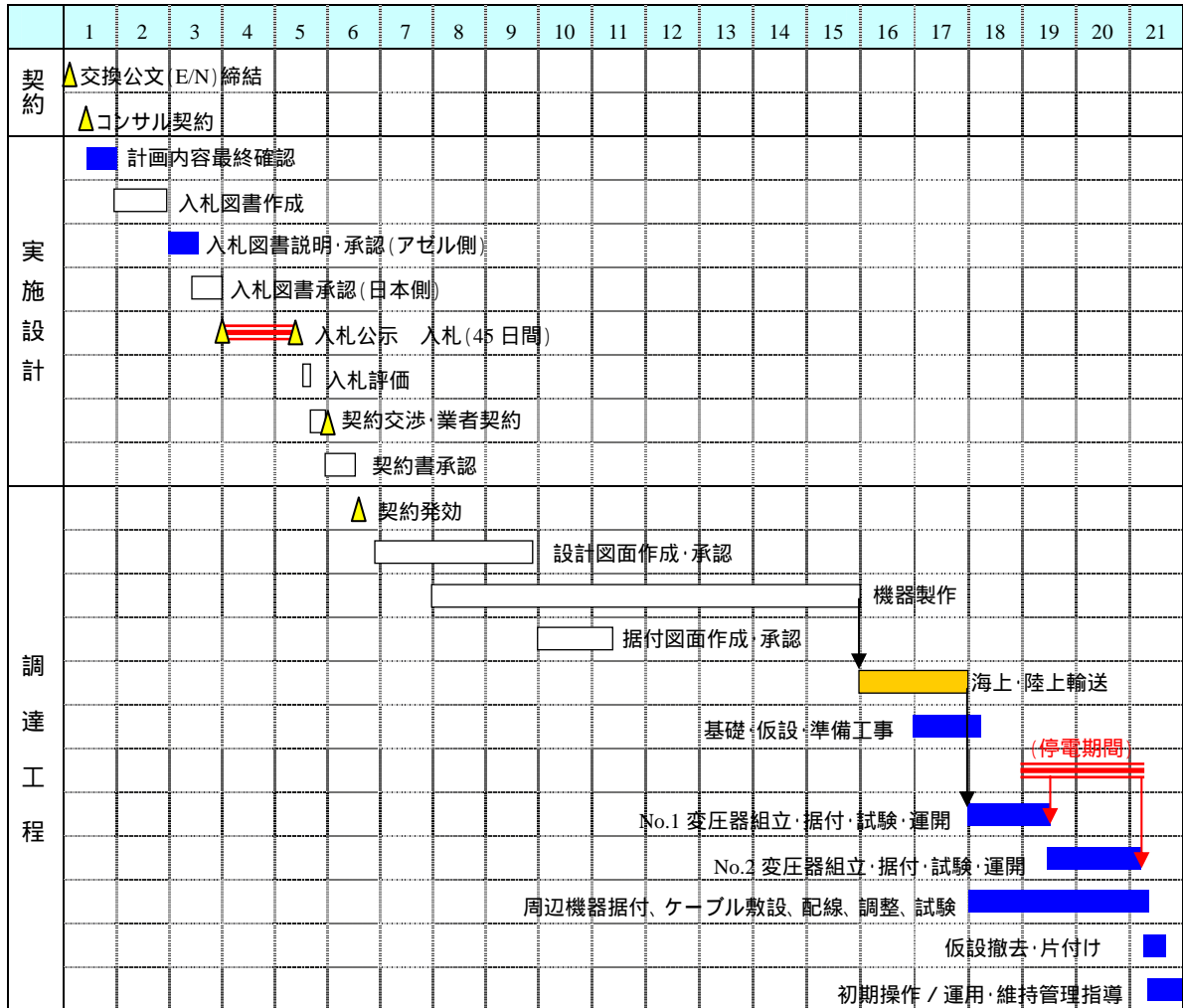


図 3.2-4 輸送ルート

3.2.4.7 実施工程

本プロジェクトの実施工程は交換公文(E/N)の締結から、工事の完了までを21ヶ月と計画する。実施工程表を表3.2-7に示す。

表3.2-7 業務実施工程表



- 凡例: 国内作業: □
 現地作業: ■
 輸送: ■

3.3 相手国側分担事業の概要

本プロジェクトにおいて、次の作業はアゼルバイジャン側の分担事業とする。

(1) 変電所ゲート門柱の解体及び復旧

ムシュビク変電所のメインゲートの開口部は 4.25 m と狭いため、新規主変圧器の搬入の障害となる恐れがある。アゼルエナジー公社との協議の結果、同ゲートの門柱及び門扉の撤去・復旧はアゼル側が実施する。

(2) 給電停止及び負荷制限の実施

変圧器更新のための給電停止はコンサルタント及び請負業者と詳細にその時期・期間などについて打合せたうえ、アゼルエナジー公社が、バルメック等の関係機関と調整の上、責任を持って実施する。また、上述のとおり主変圧器は 1 台ずつ更新されるため、既設 200 MVA 変圧器 1 台で運転しなければならなくなる期間があるが、その際に変圧器の負荷が容量をオーバーする場合には、需要家側の負荷制限を最小化するため、アゼルエナジー公社が全責任を持って、配電会社と十分に協議の上、他変電所からの給電などを実施する。

(3) その他の手続きなど

- ・ 銀行取極・支払授權書の発給等
- ・ 輸入に関する通関手数料の負担と所要手続き
- ・ 本プロジェクトに係わる日本人を含む外国人に対する各種免税措置
- ・ 本プロジェクトの実施に際し、我が国の無償資金協力で負担されない事項の全ての負担

また、本プロジェクトの分担事業には含まれないが、既設の 10 kV キュービクル、10 kV 限流リアクトル及びその建屋、10 kV ケーブル、消火装置用の送水管の一部など本プロジェクトの施工の障害とならない設備については、アゼル側が本プロジェクトの完了後に独自に撤去する。

3.4 プロジェクトの運営・維持管理計画

(1) 運営・維持管理要員

本プロジェクト完工後の変電設備は、バクー市高圧送電網運営会社の管轄下にあるムシュビク変電所の職員により運転・維持管理がなされる。ムシュビク変電所には、所長、運転員、保守員を含め総勢 19 名の職員が 12 時間 2 交替で常駐しており、主な勤務内容は以下の通りである。

- 1) ログ・シートへの運転データの記録
30分毎に所定フォームのログ・シートに電圧・電流・電力などのデータを記録する。
- 2) 系統操作
中央給電指令所からの指示に従い変電所回路の開閉操作を行う。
- 3) 故障・事故への対応
ムシビク変電所内の変電機器に軽故障・事故が起こった場合、その復旧のための緊急作業を行う。ただし、即時的な復旧が不可能な重故障が生じた場合には、アゼルエナジー公社本部の送変電統括部及びバクー市高圧送電網運営会社の判断により、復旧作業が計画・実施される。
- 4) 保守・点検作業
機器ごとに要求される日常的な保守・点検作業を行う。

本プロジェクトは既設変電機器を更新するもので新設・増設される機器はないことから、また、アゼルエナジー公社は過去20年間同変電所の運営・維持管理を実施してきた実績があり、十分な要員を有しているため、変電所職員の増員は必要ないと判断する。

(2) 保守・点検作業

上記で述べた機器ごとの保守・点検作業項目について以下に述べる。

保守・点検作業は、毎日行われる巡視と、3ヶ月～6年程度の周期をもって行われる点検とで構成される。表3.4-1に機器ごとの巡視・点検項目を列挙する。

表 3.4-1 巡視と点検項目

保守・点検対象機器	巡視(毎日)	点検(特に記載なきものは3ヶ月周期程度)
主変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・ 異音、振動の有無 ・ 温度上昇の状態 ・ 絶縁油量チェック ・ 油漏れチェック 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 吸湿剤の点検取替え ・ 窒素圧力のチェック ・ 絶縁油劣化試験(1年周期)
リレー盤・制御盤	<ul style="list-style-type: none"> ・ 計器、表示灯などの状態 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 清掃 ・ リレー試験(5～6年周期)
10kVキュービクル	<ul style="list-style-type: none"> ・ 異音、振動の有無 ・ 計器、表示灯などの状態 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 清掃 ・ 遮断器動作試験 ・ リレー試験(5～6年周期)

これらの業務は、事後保全作業も含め技術的にも財務的にもアゼルエナジー公社自身で十分対応可能である。ただし、本プロジェクト完了後の設備の期待寿命は、少なくとも各設備の消耗部品及び磨耗部品を保守・点検基準に基づいて適宜交換することが前提となる。その実施時期の計画立案と必要資金を遅滞なく確保することがアゼルエナジー公社に求められる。

3.5 プロジェクトの概算事業費

3.5.1 協力対象事業の概算事業費

本プロジェクトを無償資金協力により実施する場合に必要な事業費総額は、8.71 億円となり、先に述べた日本とアゼルバイジャンとの負担区分に基づく双方の経費内訳は、下記(3)に示す積算条件の下、次の項目(1)及び(2)のとおりと見積られる。ただし、下記の概算総事業費は暫定値であり、必ずしも交換公文上の供与限度額を示すものではなく、協力対象事業の実施が検討される時点においてさらに精査される。

(1) 日本側負担経費

日本側負担経費は下表に示すとおりである。

表 3.5-1 日本側負担経費

事業費区分	経 費
(1) 機材調達費	8.12 億円
ア. 機材費	(5.61 億円)
イ. 輸送費・据付工事費他	(2.51 億円)
(2) 設計監理費	0.58 億円
合 計	8.70 億円

(2) アゼルバイジャン側負担経費

メインゲート門柱・門扉の解体・復旧	US\$ 6,100	(約 0.66 百万円)
B/A および A/P (支払い金額の 0.1%)	US\$ 8,100	(約 0.88 百万円)
合計	US\$14,200	(約 1.54 百万円)

(3) 積算条件

積算時点:	平成 17 年 9 月
為替交換レート	1 US\$ = 109 円
施工期間	詳細設計、工事の期間は 3.2.4.7 節で述べた業務実施工程に示した通りである。
その他	本プロジェクトは日本国政府の無償資金協力の制度に従い実施されるものとする。

3.5.2 運営・維持管理費

ムシュビク変電所を含む 7 ヶ所の変電所及び関連送電線を管轄しているバクー市高压電力網運営会社に割り当てられている運営・維持管理費について 2002～2004 年の実績及び 2005 年の予算を表 3.5-2 に示す。

表 3.5-2 バクー高压電力網運営会社のメンテナンスコスト

2002	2003	2004	2005 (計画値)
1,187 百万 AZM (US\$258,000)	2,618 百万 AZM (US\$569,100)	3,586 百万 AZM (US\$779,500)	9,858 百万 AZM (US\$2,143,000)

出所: アゼルエナジー公社 経済財務部

上表の数値には、管轄下の変電所職員及び送電線メンテナンス班の person 費、スペアパーツの購入費用、計画された補修・修復の費用などが含まれている。年々増加しているコストのほとんどは、現存している変電機器のほとんどが旧ソ連時代に設置された機器であるため、スペアパーツの購入や故障・老朽化した機器の補修のために当てられており、機器更新のための費用は含まれていない。

本プロジェクトで更新される変電機器はムシュビク変電所の現存の職員により運用・維持管理されるため、本プロジェクトの実施に伴い新たに運転・維持管理要員を雇用する必要はない。2005 年現在のムシュビク変電所の運転要員 19 名の総 person 費は年間約 156.4 百万 AZM (約 US\$34,000) であり、全体予算の 1.6% を占めるに過ぎない。

また、変電機器のスペアパーツは、各変電所単位ではなく同運営会社本部で一括管理されており、各変電所からの要請に応じて部品の出庫または新規購入の手続きをしているため、ムシュビク変電所単独に割り当てられているスペアパーツの購入を含む運営・維持管理のための総予算を特定することはできない。しかし、本プロジェクトは機器を新設するのではなく更新するものであるため、故障・老朽化した機器の補修に当てられていた費用は確実に低減され、同運営会社に割り当てられていた運営・維持管理のための予算が将来も維持されれば、新たなスペアパーツの購入費用を含む運営・維持管理費用は十分に捻出可能である。

3.6 協力対象事業実施に当たっての留意事項

本プロジェクトの円滑な実施に直接影響を与えると考えられる留意事項は、3.3 節に述べたアゼルバイジャン側負担分事業の全てを、プロジェクトの進行に合わせてタイムリーに実施させることである。その中でも特に重要である項目は、主変圧器の更新時の「給電停止の実施」である。

これまでに述べたとおり、ムシュビク変電所はバクー市中心部に電力を供給している最重要な変電所の一つであり、バクー市周辺の系統構成を考慮すると、電力の供給を完全に停止することは出来ないため、1 台目の主変圧器の更新時に既設 200 MVA 変圧器 1 台で運転し続けなければならない期間が生じる。現在想定している実施工程ではその時期がバクー市の電力需要が最も高まる冬季と重なってしまうため、その期間を最短にするために、24 時間 3 交替での作業を計画しているが、給電停止についてはコンサルタント及び請負業者と詳細にその時期・期間などについて打合せたうえ、配電会社のバルメックをはじめ関連機関との調整の上、アゼルエナジー公社が全責任を持って実施する必要がある。

また、その停止期間中に既設 200 MVA 変圧器の負荷が容量をオーバーする場合には、需要家側の負荷制限を最小化するため、アゼルエナジー公社が全責任を持って、配電会社と十分に協議の上、他変電所からの給電などを実施する。

第4章 プロジェクトの妥当性の検証

第4章 プロジェクトの妥当性の検証

4.1 プロジェクトの効果

本プロジェクトは、ムシュビク変電所の既設変圧器および周辺機器を更新することにより、バクー市中心部への電力供給能力を増強することを目的としている。本プロジェクトの実施による直接・間接効果を以下に述べる。

(1) 直接効果

本プロジェクトによる最大の直接効果は、ムシュビク変電所の主変圧器容量が400 MVA (2台 × 200 MVA) から 500 MVA (2台 × 250 MVA) へ増容量されることである。この電力の供給能力の増強にともない、仮にムシュビク変電所の主変圧器 1 台が供給支障に陥った場合でも、負荷制限あるいは長期停電の危機は回避され、バクー市の経済発展に不可欠である電力の安定供給、供給信頼度の向上などが期待できる。

また、本プロジェクトによって、旧式化・老朽化した機器がより信頼性の高い機器に更新されることにより、油漏れによる補修などの維持管理にかかる時間・費用が低減され、土壌汚染などの環境面のリスクも軽減される。

なお、本プロジェクトによる直接裨益人口は、バクー市のサバイル、ヤサマル及びナシミ地区に居住する約 55 万人である。その中には約 6 万人のナゴルノ・カラバフ地域からの国内避難民が含まれている。

表 4.1-1 に現状の問題点と本プロジェクト実施による効果・改善の程度をまとめる。

表 4.1-1 本プロジェクト実施による効果と現状改善の程度

現状と問題点	本プロジェクトでの対策 (協力対象事業)	プロジェクトの効果・改善程度
ムシュビク変電所の主変圧器は旧ソ連製であり、1986年の設置から既に約20年が経過しているため、その容量不足の問題が顕在化しているが、近年のバクー市の電力需要の急激な増加により、数年後に変圧器の定格容量を超過することが予想されており、最悪の場合、広域停電が発生する恐れがある。	ムシュビク変電所内の2台の主変圧器(200 MVA)をそれぞれ250 MVAに増容量・更新し、その周辺機器である、10 kV キュービクル、制御・保護継電器盤なども併せて更新する。	ムシュビク変電所の主変圧器容量が2台×200 MVAから2台×250 MVAへ増容量されることにもない、仮にムシュビク変電所の主変圧器1台が供給支障に陥った場合でも、負荷制限あるいは長期停電の危険は回避され、電力の安定供給、供給信頼度の向上、停電時間の減少などが期待できる。
アゼルエナジー公社の所管する電力設備のほとんどが旧ソ連製であり、その旧式化・老朽化のため、運営・維持管理にかかるコストは年々増加している。	同上	旧式化・老朽化した機器がより信頼性の高い機器に更新されることにより、補修などの維持管理にかかる時間・費用が低減される。
更新対象の主変圧器は老朽化のために度々絶縁油の油漏れを起こしており、土壌汚染の危険性をはらんでいる。	同上	旧式化・老朽化した機器がより信頼性の高い機器に更新されることにより、油漏れによる土壌汚染などの環境面のリスクが軽減される。

(2) 間接効果

本プロジェクトの実施により、次のような様々な間接効果が期待できる。

BHN への貢献、すなわち、信頼度の高い電力供給の実現による医療・教育機関の機能向上、地域住民および国内避難民の生活レベルの向上

バクー中心部における電力の安定供給に伴う社会・経済活動の活性化と安定化

4.2 課題・提言

本プロジェクトの効果を最大限に発現させ、維持し、設備の今後の長期連続運転を実現するためには、本プロジェクト実施後、以下にあげる項目がアゼルバイジャン側により実施されることが必要不可欠である。

アゼルエナジー公社は本プロジェクトで調達した設備のみならず、ムシュビク変電所の1次変電所としての機能を維持するため、同変電所全体の運営・維持管理に対する現状レベルの予算を確保する必要がある。

設備の性能維持、設備障害の早期発見、事故の未然防止を目的として、アゼルエナジー公社は保守点検を計画的に実行する必要がある。さらに、その保守点検記録や事故・故障の記録をデータベース化し、将来の運営・維持管理計画の策定や予算の確保のために

有効に活用する必要がある。

本プロジェクトでは、その実施時にムシュビク変電所の運営・維持管理要員に対するメーカー技術員による初期操作指導および運用・維持管理指導を計画しているが、調達設備の適正な運営・維持管理の実現のために、そのトレーニング内容を全ての要員に水平展開する必要がある。

なお、本プロジェクトに直接関係する他ドナーの計画はないが、2002年に避難民居住区への電力の安定供給のため、欧州委員会(EC)も同変電所へ無償資金協力を実施しており、本プロジェクトを無償資金協力で実施することは、このEUの援助との相乗効果により避難民の生活向上に大きく寄与するものと考えられる。

4.3 プロジェクトの妥当性

我が国の無償資金協力による本プロジェクトの協力対象事業の実施の妥当性は以下のように評価される。

1) アゼルエナジーの財務状況

アゼルエナジー公社の所管する発電所のほとんどは旧ソ連時代に建設された設備であるため、老朽化が進行し、可能出力の低下が深刻な事態となっている。そのため、IPPを含む自国内の既存の発電所だけでは国内の電力需要を賄うことができず、不足分は主にロシアからの電力輸入に頼っている。しかし、そのロシアからの国際連系線は、1回線のみであり、送電容量には限界がある(上限350MW)。この状況を打開するために、アゼルエナジー公社はこれまで各国ドナーからの有償資金協力を利用して、主にセベルナヤ複合火力(JBICローン)に代表される発電設備の新設・更新及びロシアなどとの国際連系送電設備の強化を実施している。

アゼルエナジー公社は今後も各国ドナーからのローンを利用して発電所建設などを実施したい意向はあるものの、2006年には返済猶予期間が終わり、各国ドナーへのローン返済が開始されることに加え、前述のとおり電気料金の適正化などの課題が多い同公社が、これ以上の融資を受け続けることは困難な状況である。さらに、2004年でIMFによるアゼルバイジャンに対する融資限度枠は撤廃されていることを考え併せると、現在国家開発計画(5ヵ年計画)として首相府に承認されている案件以外に、同公社が新規ローン案件を首相府に申請し実施することは困難な状況にある。

他方、無償資金協力の位置付けについて、現地調査時に調査したところ、資金手当ての用途がついていてある程度完成時期が予測可能なローン案件と異なり、国家開発計画にはリストアップされないことを確認した。無償資金協力案件として要請している案件は資金源・完成時期が不明確であるという点がリストアップできない理由であるが、他ドナーによる

無償資金協力案件は第 1.4 節で述べたとおり国内避難民の民生向上を目的としたものが主となっている。

2) 変圧器更新の緊急性

ムシュビク変電所の供給エリアは、政府・報道機関などの集中する首都機能の中核で、商・工業、医療、教育機関などが多数ある。さらに、アゼルバイジャンの近年の好調な経済状況を反映したオフィスビルなどの建設ラッシュにより、同供給エリア内の電力需要は急激に伸びており、今後も年間 5%以上の伸びで増加が続くものと想定されているだけでなく、年間を通じて安定した電力を供給することが急務となっている。

電力の安定供給を実現するためには、仮に変圧器 1 台が停止した場合でも、他の変圧器がこれをカバーし供給を継続することが求められるが、昨年から今年の実績では、冬場のピーク需要が 2004 年 12 月の実績において既存変圧器 1 基分の容量(単器容量)である 200 MVA を超過して 250 MVA に達しただけでなく、同年 12 月～2005 年 1 月の 2 ヶ月間はピーク需要が連続して超過しており、この時期に変圧器の故障があれば直ちに計画停電などの負荷制限が必須な状況となっている。

さらに、年間需要は 5%以上の伸びが予想されているため、3 年後には最も電力が必要とされる冬期の電力供給が常に停電の危機に晒されることとなる。

この危機を回避するためには、老朽化し、容量も限界に達しているムシュビク変電所の変圧器を更新しなければならないが、上述のとおり資金調達の目途が立たないことから、アゼルバイジャン政府は、わが国無償資金協力による改修を要請してきたものである。

3) 避難民支援

ムシュビク変電所の電力供給エリアであるサバイル、ヤサマル及びナシミの 3 地区には 1.1 万世帯、約 6 万人の国内避難民が生活している。

上記(2)で述べたような電力需要が逼迫している状況下において、厳寒期に 1 台の変圧器に故障・事故が発生した場合、負荷制限・計画停電を実施する必要があり、その対象は正式に電力契約を交わしていない避難民居住地区となる可能性が高い。冬季における停電は避難民の生活を圧迫することは明白であることから、人道的支援の観点からも本プロジェクトの実施による電力の安定供給は必要である。

また、前述のとおり、避難民居住区への電力の安定供給のため、ムシュビク変電所の電源系統の安定化を目的として、欧州連合(EU)も同変電所への 3 回線目の 220 kV 送電線の建設及び構内の 220 kV 開閉機器の新設プロジェクトに対して首相府直属の「開放地域復興再建委員会」を通じて 2002 年に無償資金援助を実施している。従って、本プロジェクトを無償資金援助で実施することは、この EU の支援とも整合性がとれ、さらなる相乗効果により避難民の生活向上に大きく寄与するものと考えられる。

4) 環境面の影響

本プロジェクトにおいて、調達する資機材は全て既存の変電所構内に据え付けられることから、新たな用地問題が発生することはない。また、機器の据付け工事時に多少の騒音・振動が発生するおそれがあるが、変電所周辺には民家も少なく施工場所からも十分に離れているため、漏油防止などの一般的な留意事項を施工時に遵守すれば、周辺住民ならびに周辺環境に特別な影響を与えることはないと考えられる。

以上より、その必要性、緊急性、重要性から、本プロジェクトを我が国の無償資金援助で実施することの意義は大きく、その妥当性は高いと判断する。

4.4 結論

本プロジェクトは、前述のように多大な効果が期待されると同時に、約6万人の避難民を含む55万人の需要家のBHNの向上に寄与し、さらに政府中枢機関への電力の安定供給を確保するものであることから、我が国無償資金協力を実施することの妥当性が確認される。

さらに、本プロジェクトの運営・維持管理については、アゼルバイジャン側の体制は人員面・資金面ともに問題ないと考えられるが、以下の点について確実に実施されれば、本プロジェクトの効果がより発現するものと考えられる。

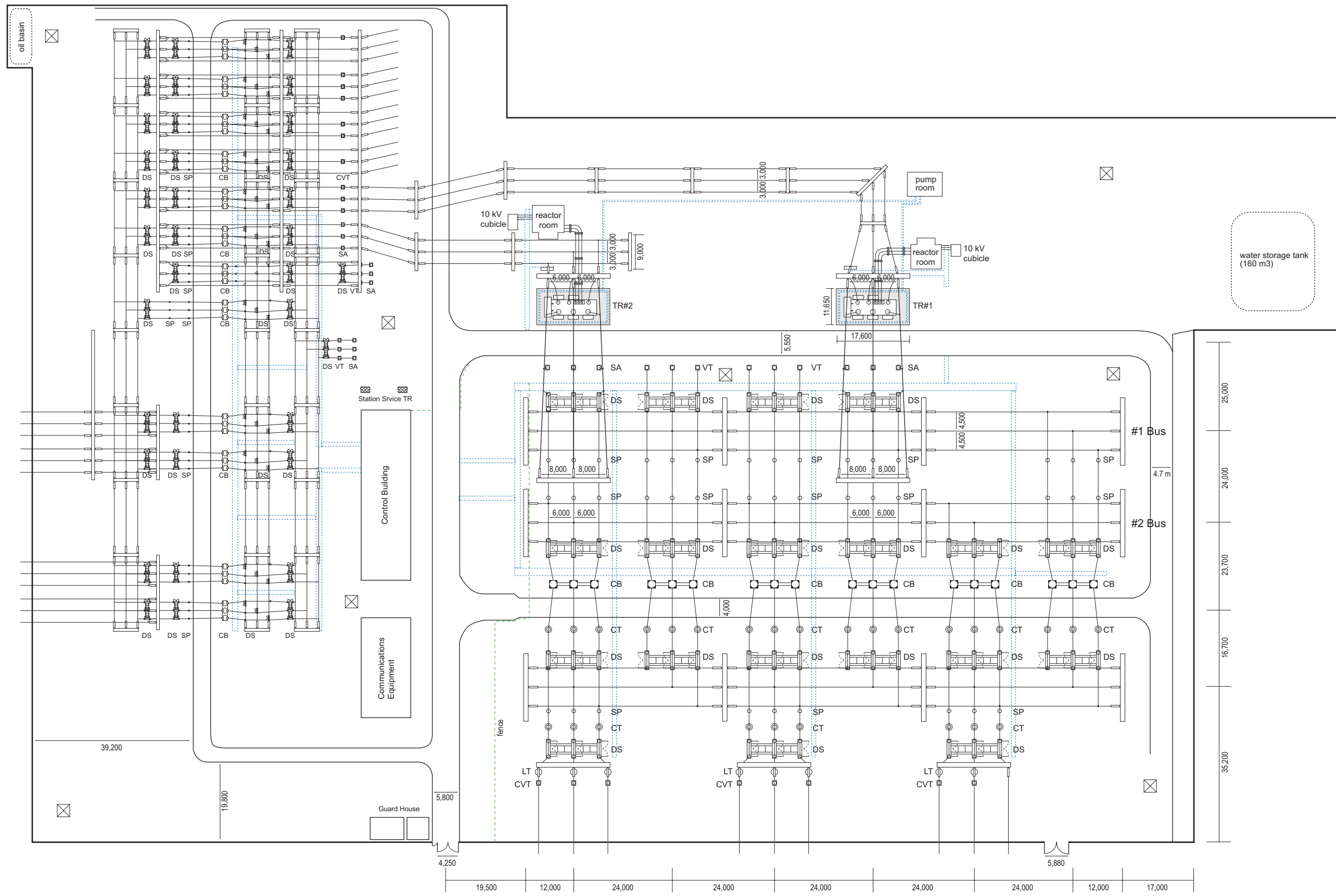
各設備の消耗部品の適宜交換及びそれら部品購入に必要な予算の確保

定期点検の実施

運転保守記録の徹底

図 面

AZ_BM_01	現状のムシュビク変電所の平面図
AZ_BM_02	現状のムシュビク変電所の単線結線図
AZ_BM_03	現状の主変圧器の基礎図
AZ_BM_04	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の平面図
AZ_BM_05	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の側面図
AZ_BM_06	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の制御棟の平面図
AZ_BM_07	本プロジェクト実施後のムシュビク変電所の単線結線図



Not to scale

REFERENCE ONLY

The Basic Design Study
on
the Project for
Improvement of Mushviq Substation
in
the Republic of Azerbaijan

AZERENERJI Joint Stock Company

Japan International Cooperation Agency

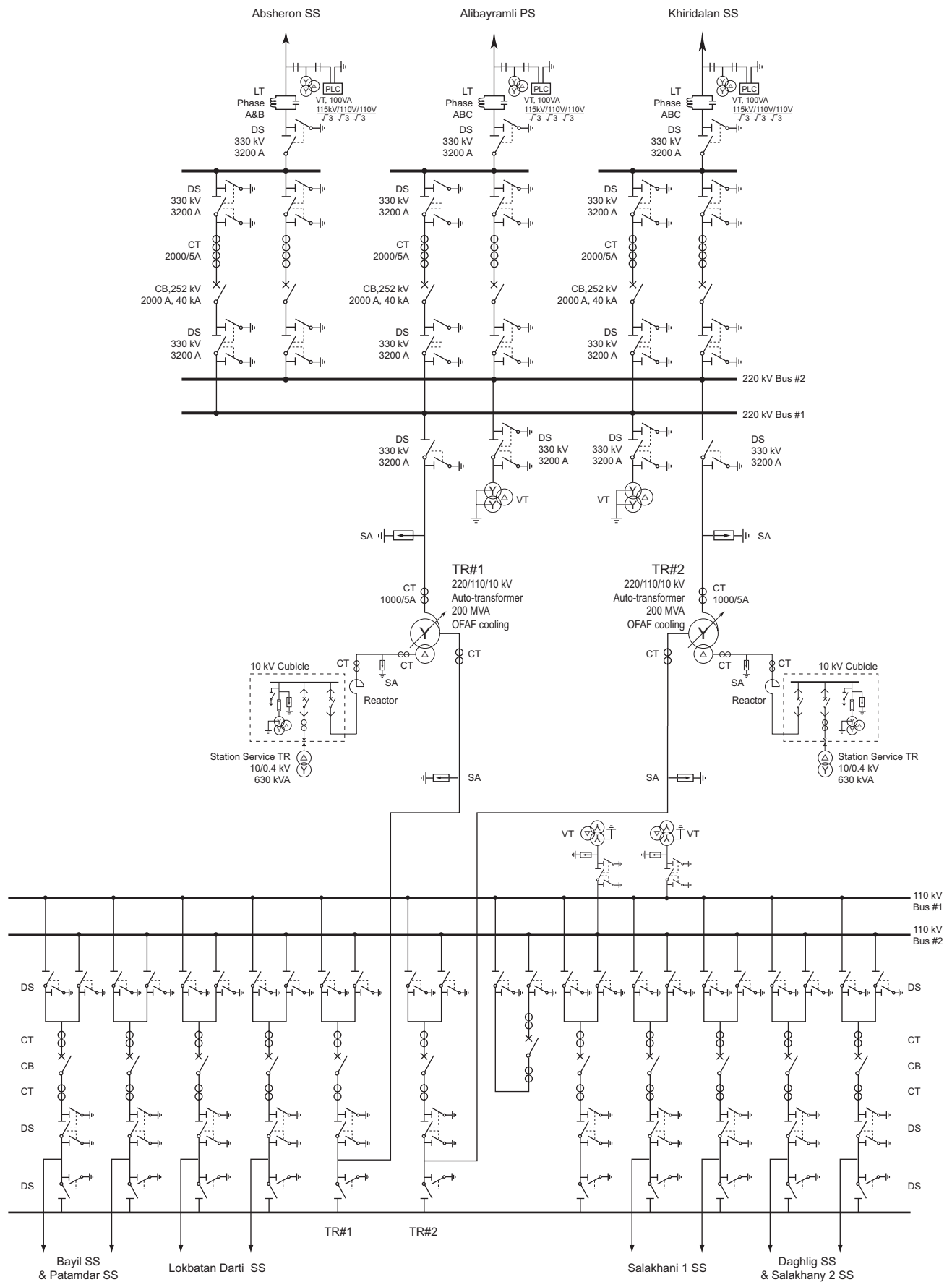
Nippon Koei Co., Ltd.

Drawing No.

AZ_BM_01

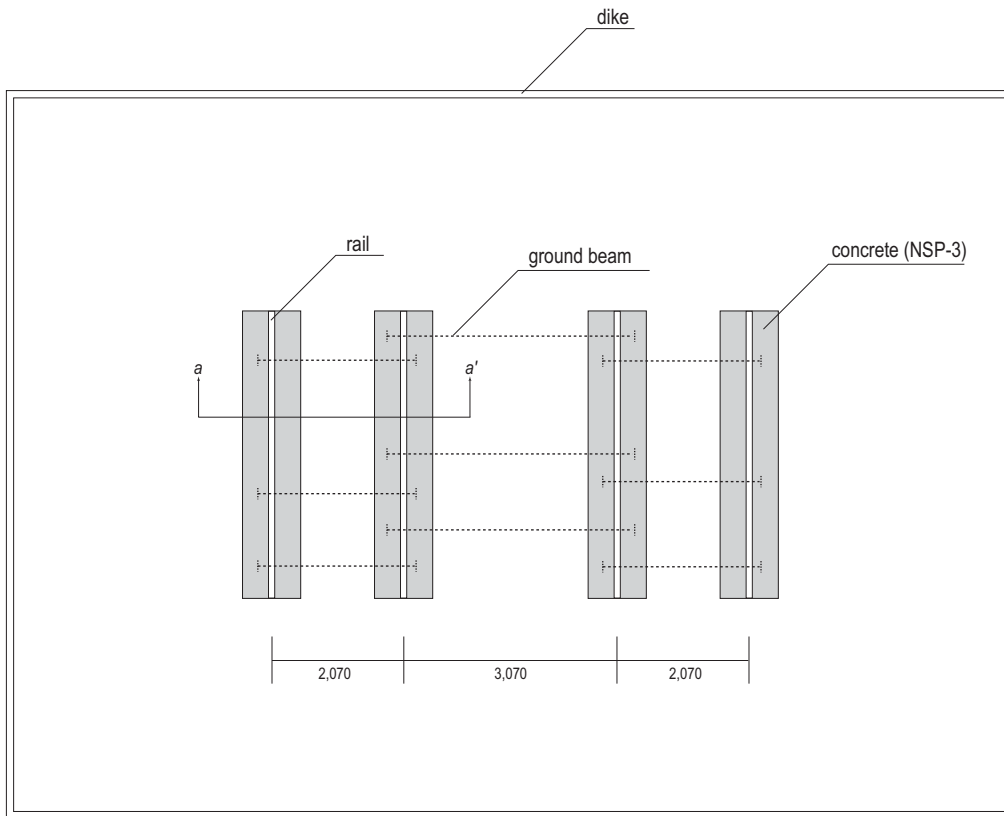
Title

現状のムシュビク変電所の平面図

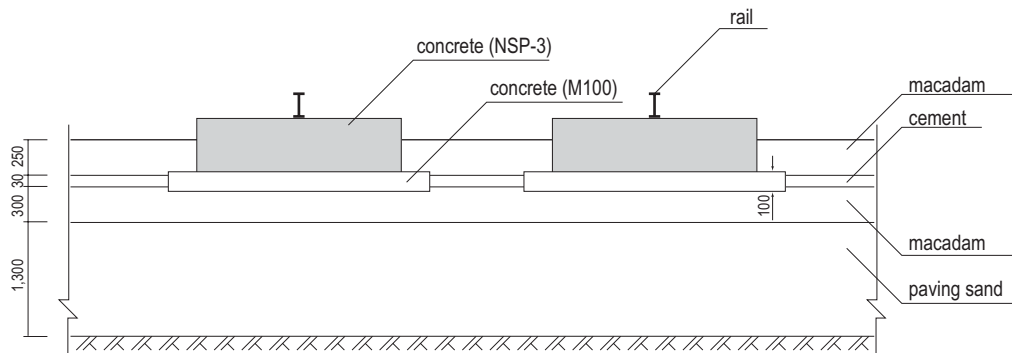


REFERENCE ONLY

The Basic Design Study on the Project for Improvement of Mushviq Substation in the Republic of Azerbaijan	AZERENERJI Joint Stock Company	Drawing No.	AZ_BM_02
	Japan International Cooperation Agency	Title	
	Nippon Koei Co., Ltd.	現状のムシュビク変電所の単線結線図	



Layout



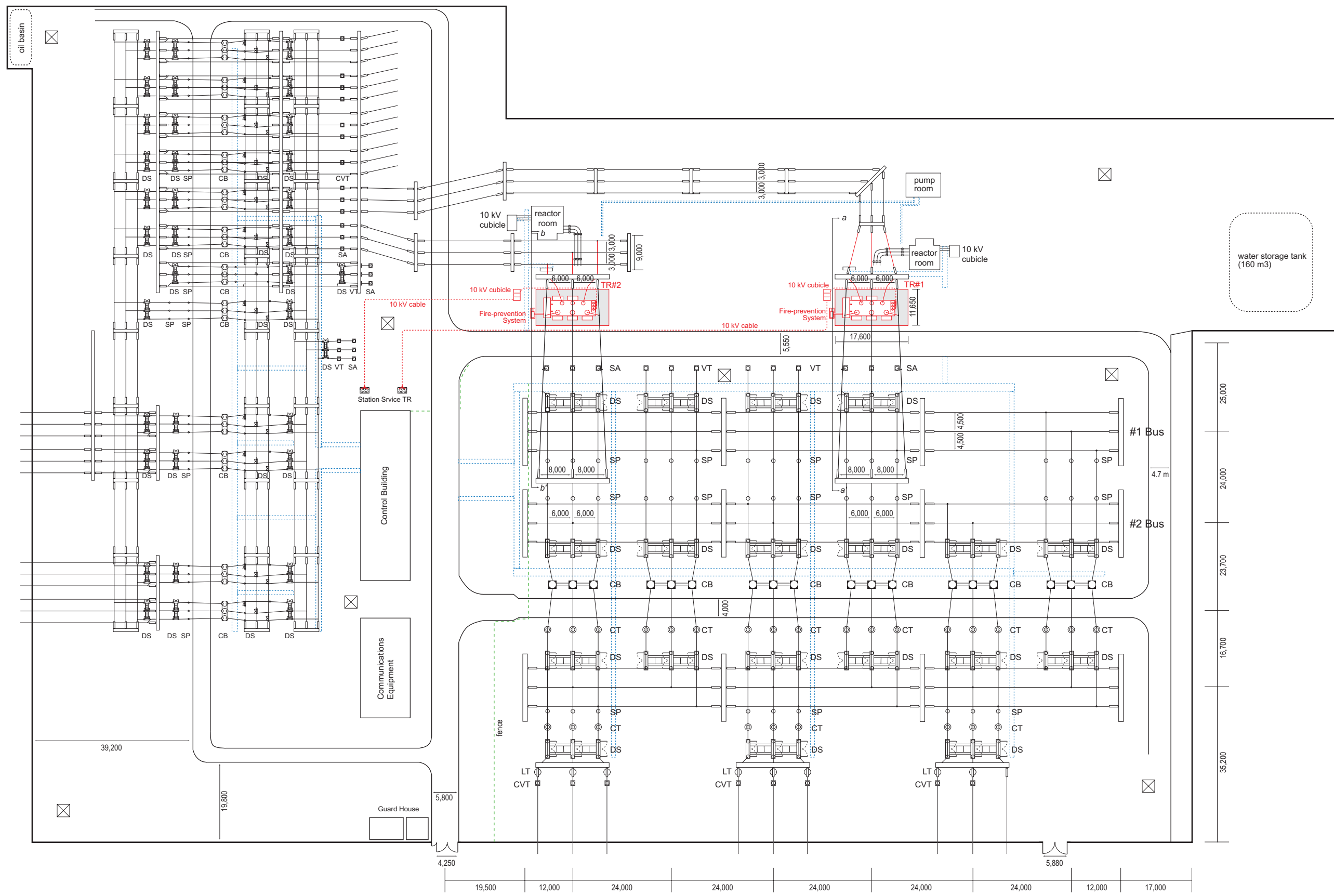
Section a - a'

Source: AZERENERJI Joint Stock Company

Not to scale

REFERENCE ONLY

The Basic Design Study on the Project for Improvement of Mushviq Substation in the Republic of Azerbaijan	AZERENERJI Joint Stock Company	Drawing No.	AZ_BM_03
	Japan International Cooperation Agency	Title	
	Nippon Koei Co., Ltd.	現状の主変圧器の基礎図	



赤字:本プロジェクトの調達・施工範囲

REFERENCE ONLY

Not to scale

The Basic Design Study
on
the Project for
Improvement of Mushviq Substation
in
the Republic of Azerbaijan

AZERENERJI Joint Stock Company

Japan International Cooperation Agency

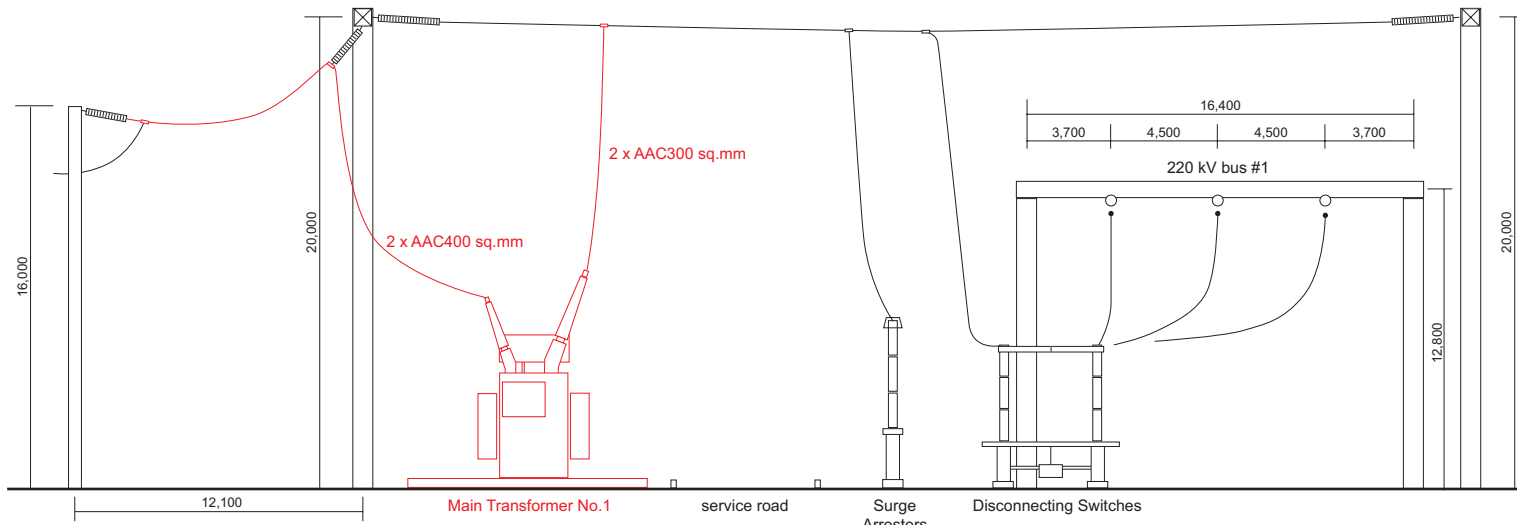
Nippon Koei Co., Ltd.

Drawing No.

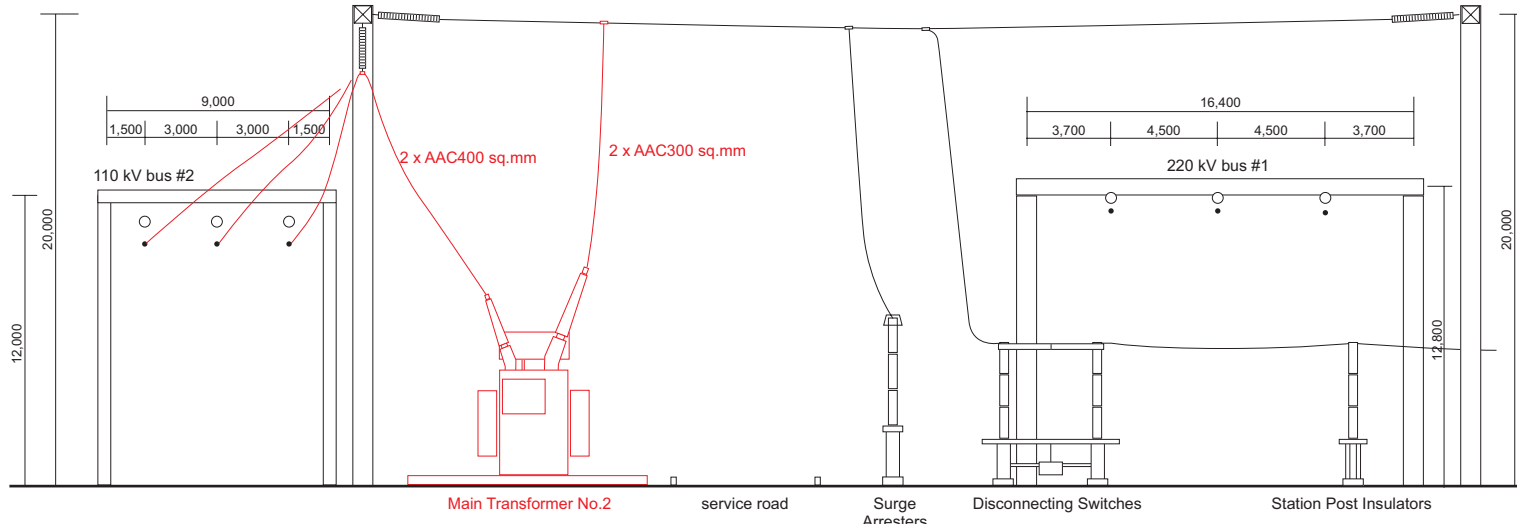
AZ_BM_04

Title

本プロジェクト実施後の
ムシュビク変電所の平面図



Section a - a'



Section b - b'

赤字:本プロジェクトの調達・施工範囲

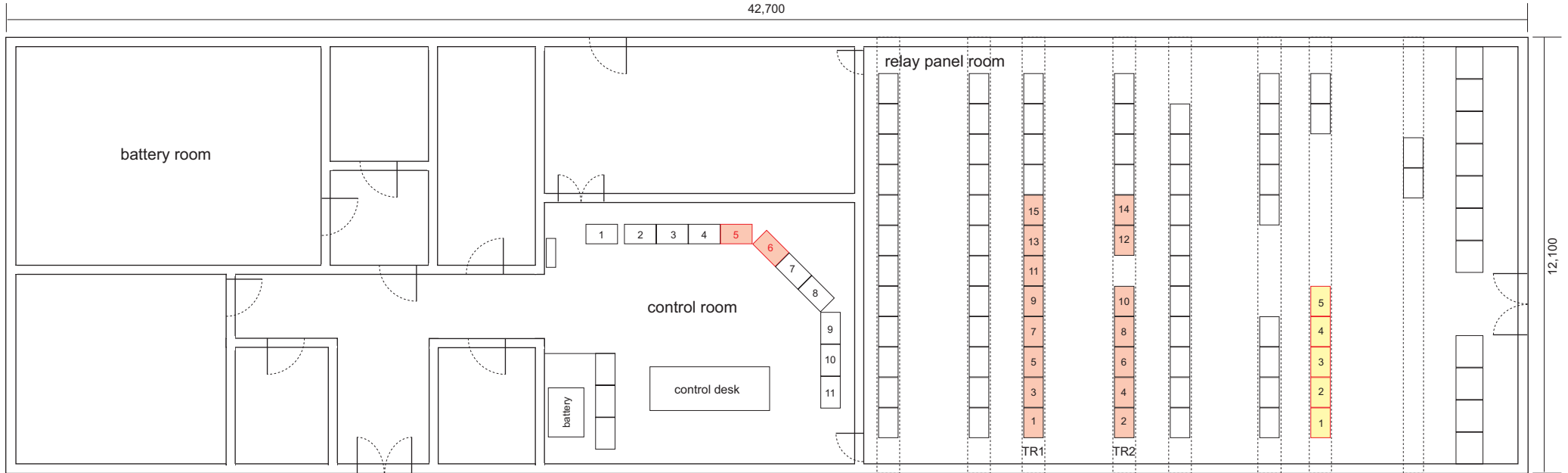
Not to scale

REFERENCE ONLY

The Basic Design Study on the Project for Improvement of Mushviq Substation in the Republic of Azerbaijan	AZERENERJI Joint Stock Company	Drawing No. AZ_BM_05 Title 本プロジェクト実施後の ムシュビク変電所の側面図
	Japan International Cooperation Agency	
	Nippon Koei Co., Ltd.	

42,700

12,100



entrance

control panels

1. Alarm
2. 220 kV Absheron SS
3. 220 kV Khirdalan SS & Alibayrami PS
4. 110 kV TR incoming feeders
5. Main Transformer #1
6. Main Transformer #2
7. 110 kV Bayil SS & Lokbatan Darti SS
8. 110 kV Salakhani 1 SS
9. 110 kV Daglig SS
10. Spair
11. Spair

existing relay & control panels

1. Main protection for TR1 (distance)
2. Main protection for TR2 (distance)
3. Main protection for TR1 (differential & gas)
4. Main protection for TR2 (differential & gas)
5. Back-up protection for TR1 (220 kV)
6. Back-up protection for TR2 (220 kV)
7. Back-up protection for TR1 (110 kV & 10 kV)
8. Back-up protection for TR2 (110 kV & 10 kV)
9. 220 kV bus protection (over-current relay for TR1)
10. 220 kV bus protection (over-current relay for TR2)
11. Cooling fan control for TR1
12. Cooling fan control for TR2
13. OLTC control for TR1
14. OLTC control for TR2
15. Fire fighting system control

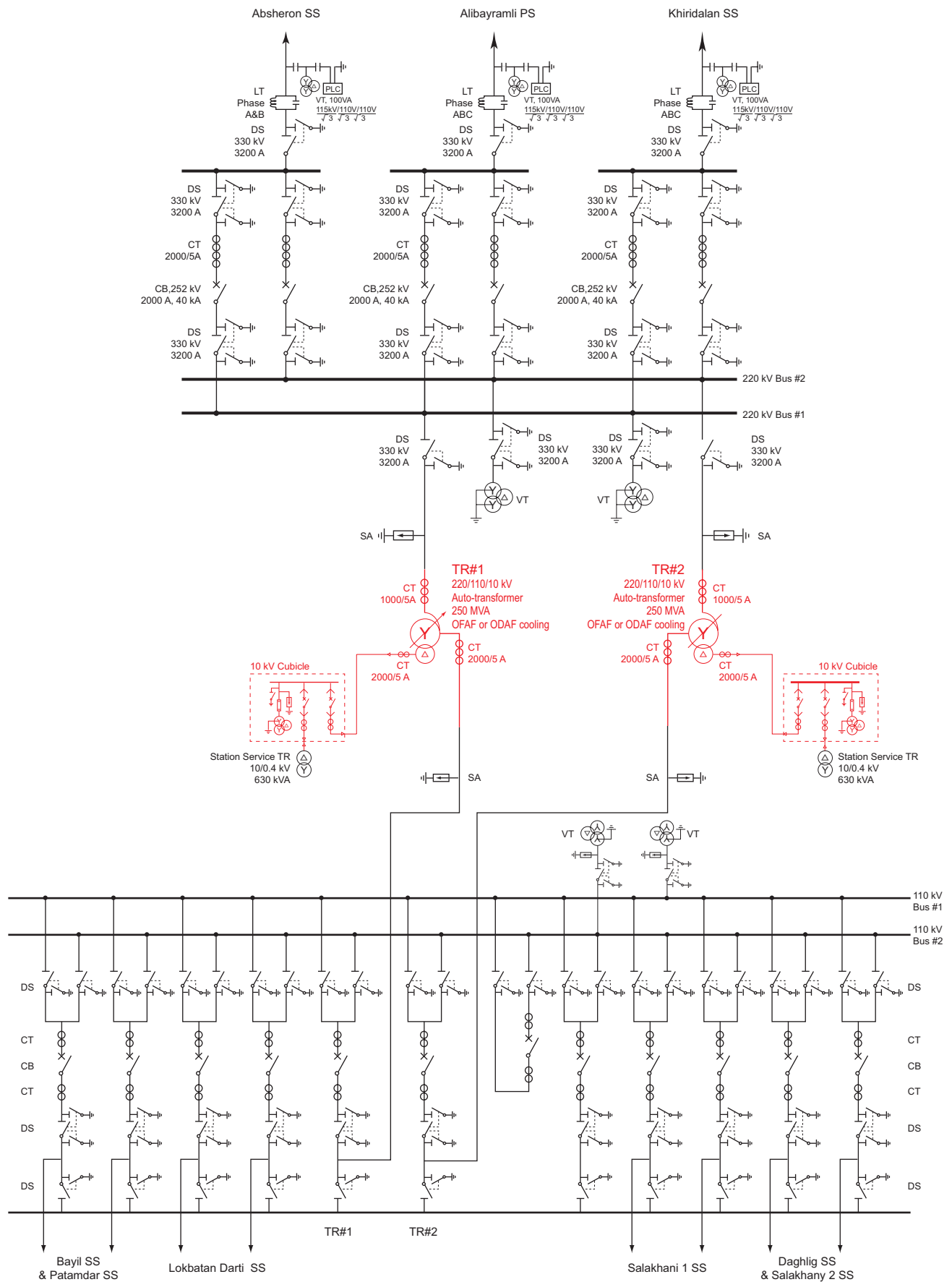
new relay & control panels

1. Digital relay panel for TR1
2. Digital relay panel for TR2
3. OLTC control for TR1
4. OLTC control for TR2
5. Fire fighting system control

Not to scale

REFERENCE ONLY

<p>The Basic Design Study on the Project for Improvement of Mushviq Substation in the Republic of Azerbaijan</p>	<p>AZERENERJI Joint Stock Company</p>	<p>Drawing No. AZ_BM_06</p>
	<p>Japan Internatonal Cooperation Agency</p>	<p>Title 本プロジェクト実施後の ムシュビク変電所の制御棟の平面図</p>
	<p>Nippon Koei Co., Ltd.</p>	



REFERENCE ONLY

<p>The Basic Design Study on the Project for Improvement of Mushviq Substation in the Republic of Azerbaijan</p>	<p>AZERENERJI Joint Stock Company</p>	<p>Drawing No.</p>	<p>AZ_BM_07</p>
	<p>Japan International Cooperation Agency</p>	<p>Title</p>	<p>本プロジェクト実施後の ムシュビク変電所の単線結線図</p>
	<p>Nippon Koei Co., Ltd.</p>		

資料

- 資料 1 調査団員名簿
- 資料 2 調査工程
- 資料 3 関係者(面会者)リスト
- 資料 4 討議議事録(現地調査時)
- 資料 5 テクニカルノート
- 資料 6 収集資料リスト
- 資料 7 事業事前計画表
- 資料 8 主変圧器据付け位置の決定の経緯
- 資料 9 討議議事録(基本設計概要説明時)

調査団員名簿

Member of the Study Team

アゼルバイジャン国「バクー市ムシュビク地区変電所改修計画」基本設計調査

(現地調査及び基本設計概要書説明)

The Basic Design Study on
the Project for Improvement of Mushviq Substation

1. 林 宏之 (Mr. Hiroyuki HAYASHI)
総括 (Leader)
独立行政法人国際協力機構 無償資金協力部 業務第一グループ運輸交通・電力チーム
(Transportation and Electric Power Team, Project Management Group I, Grant Aid Management Department, JICA)
2. 長谷川 理雄 (Mr. Michio HASEGAWA)
業務主任 / 電力計画 / 変電設備計画 I
(Chief Consultant / Power Supply Planner / Substation Equipment Planner I)
日本工営株式会社
(NIPPON KOEI Co., Ltd.)
3. 福永 淳一 (Mr. Junichi FUKUNAGA)
変電設備計画 II
(Substation Equipment Planner II)
日本工営株式会社
(NIPPON KOEI Co., Ltd.)
4. 亀田 昌明 (Mr. Masaaki KAMEDA)
調達計画 / 積算
(Equipment Procurement Planner / Cost Estimator)
日本工営株式会社
(NIPPON KOEI Co., Ltd.)
5. 松田 真佐子 (Ms. Masako MATSUDA)
通訳 (ロシア語)
(Interpreter)
日本工営株式会社
(NIPPON KOEI Co., Ltd.)

調査日程(現地調査):2005年8月28日~9月21日

日順	月日	曜日	宿泊地	官団員	コンサルタント団員				
				JICA 林	長谷川	福永	松田	亀田	
1	8月28日	日	機中	成田(OS052/10:40) ウィーン(15:55) ウィーン(OS881/21:00)					
2	8月29日	月	バクー	バクー着(04:10)、AZERENERJI表敬・協議、在アゼルバイジャン日本大使館表敬					
3	8月30日	火	バクー	AZERENERJIとインセプションレポートに関する説明・協議 ムシュビク変電所サイト調査					
4	8月31日	水	バクー	産業エネルギー省表敬 AZERENERJIとインセプションレポートに関する説明・協議					
5	9月1日	木	バクー	AZERENERJIとミニッツに関する協議					
6	9月2日	金	バクー	AZERENERJIとミニッツに関する協議・署名 AZERENERJI総表敬、在アゼルバイジャン日本大使館へ報告					
7	9月3日	土	バクー	バクー(OS882/05:05) ウィーン(06:20) ウィーン(OS051/14:00)	現地調査、団内ミーティングおよび資料整理・分析				
8	9月4日	日	バクー	成田着(08:30)	団内ミーティングおよび資料整理・分析				
9	9月5日	月	バクー		電力エネルギー設計研究所での打合せ Mushviq変電所詳細調査・測量			資料整理 見積もり取得準備	
10	9月6日	火	バクー		AZE財務部との打合せ 資料収集			輸送業者2社に聞き取り調査	
11	9月7日	水	バクー		AZE送電部との打合せ 開放地域復興債権局との打合せ			AZE財務部との打合せ、工事業者・輸送業者に聞き取り調査	
12	9月8日	木	バクー		AZE財務部との打合せ BARMEKとの打合せ			見積依頼書作成、ケーブルメーカー調査	
13	9月9日	金	バクー		AZE設計部門・財務部門との打合せ Mushviq変電所詳細調査・測量			AZE財務資料収集	
14	9月10日	土	バクー		輸送経路・荷揚げ埠頭調査	変電所平面図作成	輸送経路・荷揚げ埠頭調査		
15	9月11日	日	バクー		団内ミーティングおよび資料整理・分析、報告書・図面作成				
16	9月12日	月	バクー		資料整理、調査報告書作成	予備品倉庫調査、変電所図面作成	予備品倉庫調査、翻訳作業	予備品倉庫調査、各種見積り入手、AZE経理部長との打合せ	
17	9月13日	火	バクー		停電切替工程についての現場打合せ BARMEKとの打合せ			市場調査・鉄道操作場調査	
18	9月14日	水	バクー		AZE送電部との打合せ 資料整理・分析、図面作成			BP石油関連輸送会社調査	
19	9月15日	木	バクー		AZE送電部、財務部との打合せ BARMEKとの打合せ			車両・重機調査 ABB バクー見積打診	
20	9月16日	金	バクー		AZE送電部、財務部との打合せ 在アゼルバイジャン日本大使館報告			SIMENS バクー見積打診、輸送業者、日本大使館報告	
21	9月17日	土	バクー		Technical Noteに関する協議 資料整理・分析、図面作成				
22	9月18日	日	バクー		団内ミーティングおよび資料整理・分析、図面作成				
23	9月19日	月	バクー		Technical Note署名 Absheron変電所、Khardaran変電所調査				
24	9月20日	火	機中		バクー(OS882/05:05) ウィーン(06:20) ウィーン(OS051/14:00)				
25	9月21日	水	帰着		成田着(08:30)				

調査日程(基本設計概要説明): 2006年1月29日～2月8日

日順	月日	曜日	宿泊地	官団員	コンサルタント団員				
				JICA 林	長谷川	福永	松田	亀田	
1	1月29日	日	機中	成田(OS052/11:40) ウィーン(16:05) ウィーン(OS881/20:25)					
2	1月30日	月	バクー	バクー着(03:30)、AZERENERJI表敬・協議、在アゼルバイジャン日本大使館表敬					
3	1月31日	火	バクー	AZERENERJIとドラフトレポートに関する説明・協議					
4	2月1日	水	バクー	JICA大杉専門家と打合せ AZERENERJIとミニッツおよび技術協議				輸送業者面談 資料入手	
5	2月2日	木	バクー	ミニッツ修正 AZERENERJIとミニッツ署名					
6	2月3日	金	バクー	AZERENERJIと技術協議 首相府表敬・報告、在アゼルバイジャン日本大使館へ報告					
7	2月4日	土	バクー	バクー(OS882/04:30) ウィーン(06:00) ウィーン(OS051/13:40)	輸送ルート調査、団内ミーティングおよび資料整理・分析				
8	2月5日	日	バクー	成田着(09:25)	団内ミーティングおよび資料整理・分析				
9	2月6日	月	バクー		Mushviq変電所での詳細調査 (ケーブルルート確認、保護継電器盤の確認など)				輸送業者面談 資料入手
10	2月7日	火	機中		バクー(OS882/04:30) ウィーン(06:00) ウィーン(OS051/13:40)				
11	2月8日	水	帰着		成田着(09:25)				

関係者リストPerson in Charge of the Project**現地調査時**

1. 産業エネルギー省 (Ministry of Fuel and Energy)
 - 1) Mr. Idris Ibrahim Rzabeyov Chief of General Dept. for Fuel and Energy Operations
 - 2) Mr. Vibabi Hasanov Manager of Electricity Section
 - 3) Mr. Islam Islamov Deputy Manager of Dept. for Fuel and Energy

2. アゼルエナジー公社 (AZERENERJI Joint-Stock Company: AZERENERJI)
 - 2-1 本部 (Headquarters)
 - 1) Mr. Etibar S. Porverdiyev President
 - 2) Mr. Marlen A. Askerov Chief Engineer
 - 2-2. 送变电統括部 (Power Transmission Dept.)
 - 1) Mr. Hacimahmud M. Abdullaev Chief
 - 2) Mr. Nazim Asker Askerov Chief Engineer
 - 3) Mr. Shahin Magomed. Mehdiyev Manager of Mushviq Substation
 - 4) Mr. Djakhid S. Bagirov Director of Baku High-voltage Electricity Network Limited Liability Company (LLC)
 - 2-3. 電力エネルギー設計研究所 (Azerbaijan Power Scientific Research and Energy Design Institute)
 - 1) Mr. Raur I. Muemadaev Director
 - 2) Mr. Mansur M. Adgezalov Chief Engineer
 - 3) Mr. Yashar Miryusif Mamedov Chief of Substation Section
 - 4) Ms. Ivetta Vashilievna Bernikova Chief Engineer of Design
 - 5) Ms. Kadriya A. Ashrova Chief Specialist of Relay Protection
 - 2-4. 経済財務部 (Economy Dept. and Accounting)
 - 1) Mr. Hikmet Bahman Gasanov Chief of Economy Dept.
 - 2) Ms. Zulifiya N. Namazova Leading Economist of Economy Dept.
 - 3) Mr. Ramiz Mehdi Garayev Chief Accountant
 - 2-5. その他 (Other Dept.)
 - 1) Mr. Polad Guliev Chief of Foreign Economic Relationship Department
 - 2) Mr. Rauf Akhmedov Chief of Dispatching Service
 - 3) Mr. Jakhongir Abdulakhmanov Chief Engineer of "AZENCO" LLC

3. バルメック (BARMEK Azerbaijan Electricity Network LTD)
 - 1) Mr. Nuroddin Bafa Agaiev Technical Director
 - 2) Mr. Vagab S. Ibragimov Chief of Dispatching Dept.
 - 3) Mr. Kamil I. Guliev Chief Dispatcher of City Central Dispatching Service

4. 解放地域復興再建局 (Agency for Rehabilitation and Reconstruction of the Areas of Azerbaijan)
 - 1) Mr. Ali A. Mammadov Director

5. 在アゼルバイジャン日本大使館
 - 1) 中島参事官
 - 2) 原田書記官
 - 3) 清水書記官
6. JICA 長期専門家
 - 1) 大杉 健一 首相府 ODA アドバイザー

基本設計概要説明時

1. 首相府 (Cabinet of Ministers)
 - 1) Mr. Yagub Eyyubov First Deputy Prime Minister
 - 2) Mr. Nail S. Fataliyev Deputy Head of Dept. of Economic and Finance credit policy
2. アゼルエナジー公社 (AZERENERJI Joint-Stock Company: AZERENERJI)
 - 2-1 本部 (Headquarters)
 - 1) Mr. Marlen A. Askerov Vice-President
 - 2) Mr. Selek Mamedov Chief Engineer
 - 2-2. 送変電統括部 (Power Transmission Dept.)
 - 1) Mr. Hacimahmud M. Abdullaev Chief
 - 2) Mr. Osman Ilyasov Chief Engineer
 - 3) Mr. Shahin Magomed. Mehdiyev Manager of Mushviq Substation
 - 2-3. その他 (Other Dept.)
 - 1) Mr. Polad Guliev Chief of Foreign Economic Relationship Dept.
 - 2) Mr. Elman Suleymanov Senior Specialist of Foreign Economic Relationship Dept.
 - 3) Mr. Nadir Sadigov Deputy Chief of Relay Protection and Automation Service
 - 4) Mr. Shakhsovar Mahommedaliyev Chief of Protection Service of Baku High-voltage Electricity Network Limited Liability Company (LLC)
 - 5) Mr. Salie Melediyev Deputy Chief Engineer of Baku High-voltage Electricity Network Limited Liability Company (LLC)
 - 6) Mr. Nazim Asker Askerov Chief Engineer of "AZENCO" LLC
3. 在アゼルバイジャン日本大使館
 - 1) 阿部大使
 - 2) 中島参事官
 - 3) 河野参事官
4. 現地 JICA 職員
 - 1) 大杉 健一 首相府 ODA アドバイザー (長期専門家)
 - 2) Mr. Ruslan M. Mustafaev Program Coordinator