

第5章 配電分野に係る情報

第5章 配電分野に係る情報

5.1 配電分野の基礎情報

5.1.1 事業体制

レバノン国の大部分の地域における配電網の計画、開発、運用等は、MoEW の監督下で、EDL および EDL の 100%出資会社である配電業者（DSP : Distribution Service Providers）が担っている(図 5.1-1)。一部地域では、DSP に代わり民間配電事業者(Private Concession)が、配電事業を担っている。

レバノン国では、過去から EDL 系統の停電が常態化しているため、EDL の電気供給が無い時間帯に電力を供給する民間発電事業者(Private Generator)のサービスが普及している(図 5.1-2)。近年、EDL 系統の停電時間が増加しているため、需要家が民間発電事業者の電力に依存する傾向は強まっている。

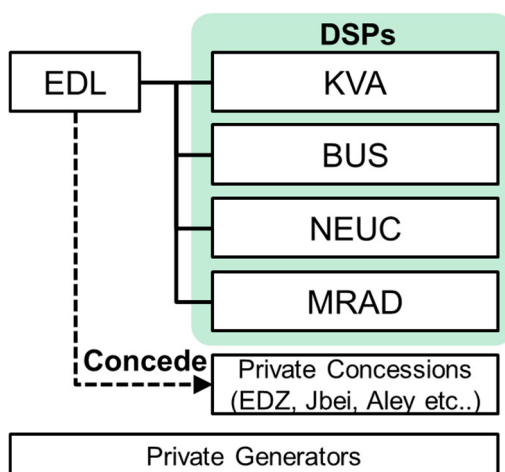
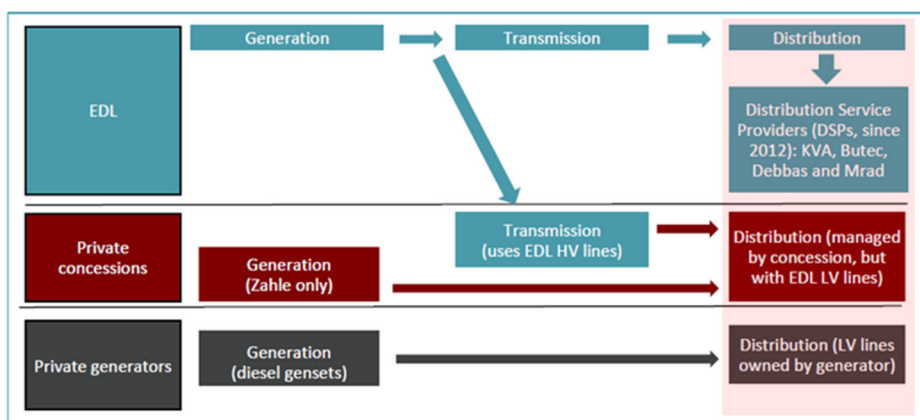


図 5.1-1 配電事業の体制



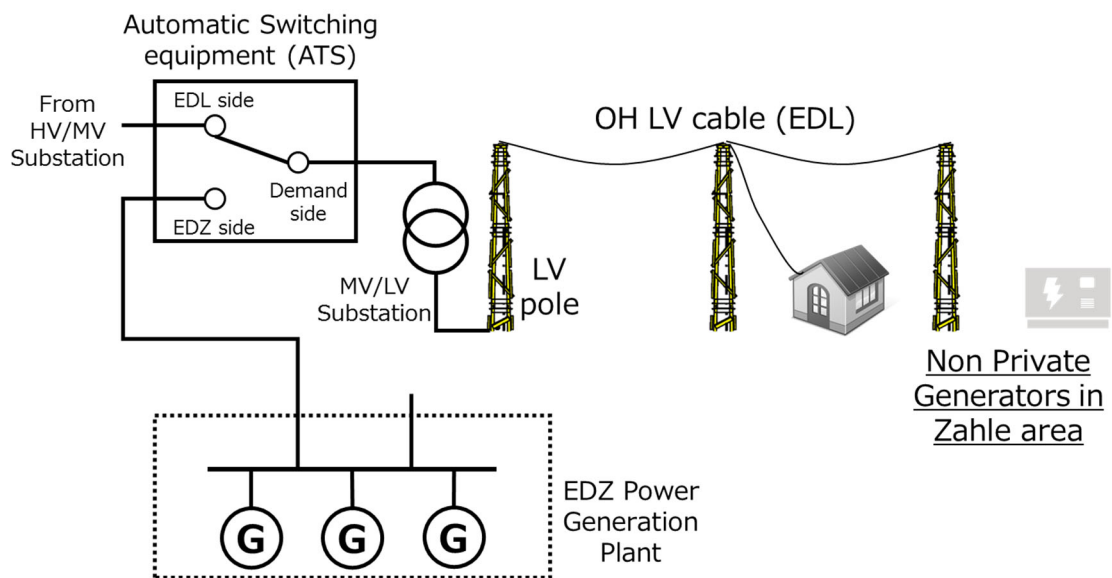
出典 : The politics of reform in Lebanon’s electricity sector

図 5.1-2 電気事業の体制

5.1.2 民間配電事業者 (Private Concession)

レバノン国では一部の地域において、EDL は Electricite de Zahle 社 (EDZ : Electricite de Zahle)、Jbeil 社、Aley 社等の民間配電事業者に配電事業を委託している。その内の EDZ は 1927 年から EDL の委託を受け、計画、保守運用に係る事業を運営している。EDZ の民間配電事業者としての地位は法律で保障されている。EDZ の従業員は約 200 人程度である。EDZ 地域内では、EDZ による電力の 24 時間供給が実現しており、電力品質も高い。そのため、EDZ 地域内では、レバノン国内の他の地域でみられるような民間発電事業者は存在しない。

EDZ は DSP 同様の配電線設備の保守や料金徴収に加えて、EDL 系統停電時の電力供給を行っている。EDZ はディーゼル発電機を所有しており、EDL の中圧配電線に接続している(図 5.1-3)。EDL 系統が停電すると EDZ の発電機が起動し、中圧配電線に電力を供給する。よって、一般低圧需要家側は民間発電事業者からの電力供給を必要とせず、需要家の引き込み線は 1 回線である。レバノン国の他地域では需要家が EDL と民間発電事業者の 2 回線の引き込み線を持つことと異なる。



出典：JICA 調査団

図 5.1-3 民間配電事業者の設備

EDZ の電力供給量と EDL の電力供給量を区別するため、EDZ は独自の計量装置を採用し 15%の低圧需要家への導入が完了している。この計量装置は、EDZ 分と EDL 分の 2 つの指示値を持っている。計量時間帯の区分は、EDZ が遠隔通信で計量装置に伝送している。過去から設置している旧式の計量装置は、EDZ と EDL を区別して計量しない。旧式の計量装置を設置している箇所では、総量を計量した後で、EDZ で記録している EDL と EDZ の送電時間の比に応じて計量値を按分する。

EDZ の配電ロス は技術的ロス・非技術的ロスを総合して 5%程度になっており、DSP に比べて非常に優れている。EDZ の低い非技術的ロスがもたらす EDL への電気料金収入は大きい。EDZ 隣接地域の比較対象として、DSP の KVA は首都ベイルートと EDZ の所管地域を囲むレバノン東部地域を所管している。KVA のレバノン東部地域は EDZ の所管地域よりも非常に広いが、両地域がもたらす EDL への収入を比較すると EDZ の方が KVA よりも多い。この違いは、両者の非技術的ロスへの取り組み姿勢の違いとその活動成果によると、EDL は捉えている。

表 5.1-1 Zahle 地域での EDL および EDZ のパフォーマンス比較

	EDL	EDZ
供給信頼度	定期的な停電	24/7
電力品質	安定電圧	安定電圧
サービス品質 (顧客対応・改修)	低	高
技術的ロス	約 16%	約 5%
電気料金回収率	~70%	~100%

出典：The politics of reform in Lebanon's electricity sector

DSP と EDZ の比較(表 5.1-1)に基づき、MoEW と EDL は EDZ を成功事例と捉えており、EDZ と同様の仕組みをレバノン国他地域で水平展開することを想定している。しかしながら、DSP だけでなくレバノン国で広く普及している民間発電事業者の強い反対が予想される等、政治的な難易度が高いと懸念される。また、EDZ の成功の背景には、所管地域が安全であることと、利益が確保されやすい EDZ と EDL 間の契約がある。特に、地域によっては安全に関する条件が大きく異なるため、単に DSP の契約形態を EDZ 同様に変更するだけでは、期待する成果が得られない可能性がある。

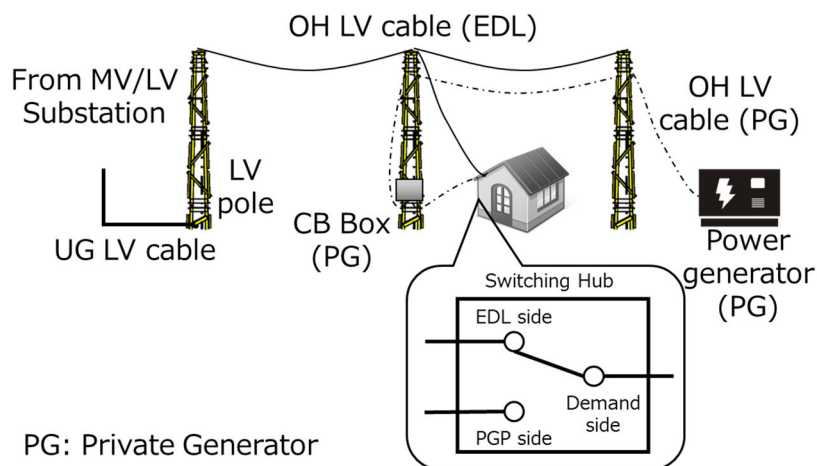
5.1.3 民間発電事業者 (Private Generator)

レバノン国の自国通貨の下落のため、EDL は火力発電用の燃料調達が困難となっている。このため、EDL は計画停電を実施しており、各需要家に対して一日の内最大 4 時間程度しか電力を供給できていない。そこで、EDL 系統の停電時間中、多くの需要家は民間発電事業者から電力を購入するか、自家発電設備で電力を確保している。民間発電事業者は、街の駐車場構内や集合住宅敷地内に設置したディーゼル発電機により発電した電力を、自社が敷設した専用の低圧線を介して低圧需要家に供給する(図 5.1-4)。現地調査により、具体的な民間発電事業者として iPower Servics、発電機製造者として Khonaysser Motors を確認した。



図 5.1-4 ディーゼル発電機(左:駐車場内、右:集合住宅敷地内)

低圧需要家の構内には、EDL の引き込み線と民間発電事業者の引き込み線、合計 2 回線が敷設される。需要家構内では、通常、電源の自動切替装置が設置されており、EDL 停電時には民間発電事業者から電力が供給される (図 5.1-5)。



出典：JICA 調査団

図 5.1-5 民間発電事業者の設備

民間発電事業者の低圧線は、多くの場合 EDL の低圧柱に無断で添架されている(図 5.1-6)。電柱への民間発電事業者の低圧線の設置位置は、EDL の低圧幹線の下であることが多い。複数の民間発電事業者が、一つの低圧柱に低圧線を敷設することもあるため、低圧線が輻輳した状況となっている場合が多い。そのような低圧柱での作業では、感電する危険性が高いことを EDL は懸念している。



図 5.1-6 ベイルート市内の低圧柱

民間発電事業者と需要家の供給契約の形態は、大きく従量制と定額制に分かれる。従量制の場合は計量装置が、定額制の場合はブレーカが、EDL の低圧柱や需要家の建物の壁面に設置されている場合が多い(図 5.1-7、図 5.1-8)。民間発電事業者の電気料金は EDL に比較して高額であるが、電力の安定的な確保のため、需要家は民間発電事業者と契約せざるを得ない状況となっている。



図 5.1-7 民間発電事業者の設備



図 5.1-8 民間発電事業者のブレーカと計量装置

5.1.4 配電設備に起因する電力ロス

EDL の送配電設備では、大きな電力ロスが発生している。2021 年の電力設備の総合ロスは 40.2%と近隣諸国と比較しても高く、その内、配電ロスに係る技術的ロスは 13.2%、非技術的ロスは 26.9%を占めている（表 2.2-2）。電力損失は、高圧/中圧変電所、中圧/低圧変電所と需要家に設置された計量装置の測定値を利用して算出している。

送電ロス = Σ (高圧/中圧変電所での測定値) - Σ (中圧/低圧変電所での測定値)

配電ロス = Σ (中圧/低圧変電所での測定値) - Σ (需要家での測定値)

配電ロスを技術的ロスと非技術的ロスに分類するために、1995 年頃に EDF のプロジェクトに従事したコンサルタントが分類した結果を今でも参照している。

レバノン国では、特に大きな非技術的ロスの低減に向けた取組みが喫緊の課題となっている。そのため、不法接続撤去キャンペーンや高度計測インフラストラクチャー（AMI : Advanced Metering Infrastructure）プログラム等、非技術的ロスの低減に向けた取組みを進めている(表 5.1-2)。

表 5.1-2 レバノン 非技術的ロス削減に向けた課題と主な取組み一覧

課題	取組み	責任箇所	実施期間
(1) 不法接続の撲滅	不法接続撤去キャンペーン(治安部隊による警護、法的バックアップ含む)	MoI - MoJ - MoD - MoEW - EDL - DSPs	2022-2023
(2) 電気料金回収の適正化	AMI プログラムの実施(スマートメータの導入、AMI センターの展開等)	MoI - MoJ - MoD - MoEW - EDL - DSPs	2022-2024

注記 : MoI : Ministry of Interior, MoJ : Ministry of Justice, MoD : Ministry of Defense, AMI : Advanced Metering Infrastructure

出典 : JICA 調査団

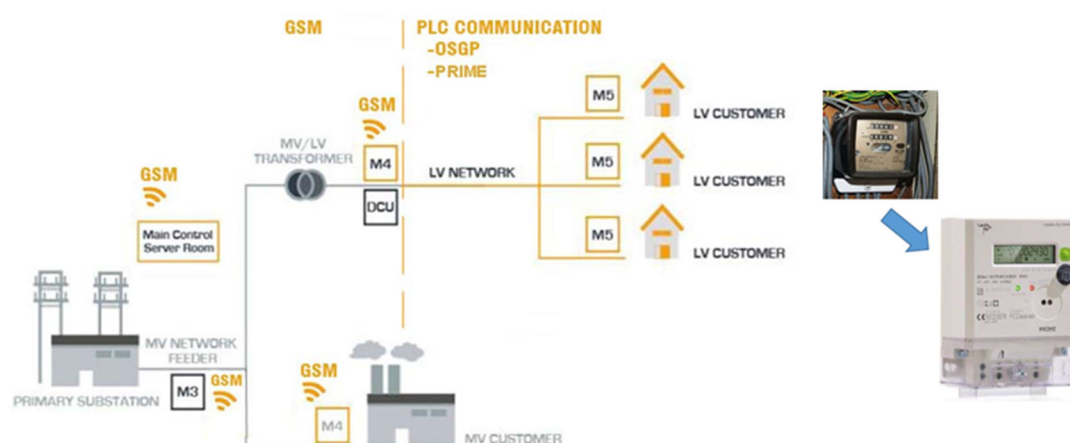
具体的な盗電方法について、EDL より情報提供を受けた事例を以下に記載する。

- 架空エリアの柱上変圧器からの盗電
低圧分電盤内部の導体に不正な電線を接続する。
- 地中化エリアの低圧柱間の低圧幹線からの盗電
低圧幹線の被覆電線の上から金属製の針を内部導体まで刺して、そこに不正な電線を接続する。または、低圧幹線への EDL の正規の引き込み線の接続箇所にある、露出した金属製の接続部材に不正な電線を接続する。
- 集合住宅での盗電
計量装置設置個所で、計量装置よりも電源側の回路に不正な電線を接続する。

不正接続が発見された場合は、EDL の判断に基づき DSP の協力を得て取り外すこととなっている。しかし、EDL と DSP との連携が複雑であることに加えて EDL の要員が不足しているため、現在は円滑に実施できていない。

5.1.5 AMI プログラムの概要

AMI プログラムは、料金請求・回収の適正化による電力ロスの低減および負荷管理業務の改善を目的としている。AMI プログラムにおいて、スマートメータが重要である。需要家構内に設置されたスマートメータから EDL の AMI 中央装置に、計量情報等を遠隔で集約する計画となっている(図 5.1-9)。これにより、DSP の検針業務が大きく省力化されることが期待される。また、スマートメータは開閉装置を内蔵しており、不払い顧客への送電停止作業が遠隔で実施できることも期待されている。



出典：EDL ホームページ

図 5.1-9 AMI プログラムのイメージ

EDLはAMIによる業務の効率化を期待しているが、EDLの予算不足と技術者の不足によりAMI中央装置の設置計画が遅延している。このため、AMI中央装置の設置よりも先に設置されたスマートメータは、十分に活用されていない状況にある。加えて、EDLの本社ビルが破壊された状況にあるため、AMIプログラムの推進には、AMI中央装置の設置場所の確保も重要な課題となっている。

5.1.6 スマートメータ

スマートメータはレバノン全国で約110万台導入される計画である。導入対象は、M1(発電所母線)、M2(高圧/中圧変電所)、M3(中圧配電線)、M4(中圧/低圧変圧器、中圧顧客)(図5.1-10)、M5(低圧顧客)(図5.1-11)に分類されており、M4のうち中圧/低圧変圧器を除くM1からM4へのスマートメータの導入は完了している(世界銀行、2020)。スマートメータはEDLの資産となるため、EDLが必要予算を確保してDSPが設置することとなっている。しかしながら、近年はEDLが十分に予算を確保できておらず、DSPによるスマートメータの設置は大きく遅延している。

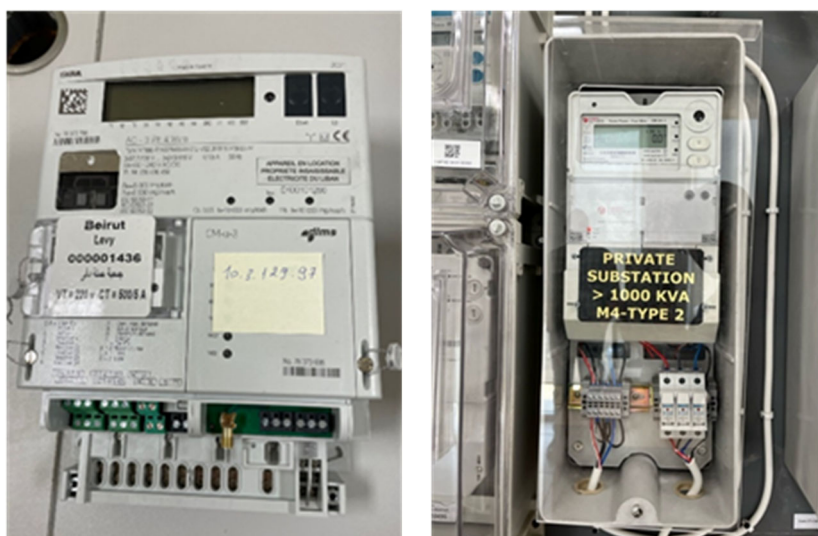


図 5.1-10 M4-スマートメータ1(左:M4-1 KVA、右:M4-2 BUS)



図 5.1-11 M5 スマートメータ(左:KVA、右:BUS)

EDL は、DSP が導入すべきスマートメータの仕様を規格化して定めている。需要家に設置するスマートメータを、DSP は自社で EDL の規格に沿って開発または選択し、EDL の承認を得て設置している。DSP の 1 社である BUS 社で導入するスマートメータの機能を以下に示す(図 5.1-12)。

1. 遠隔切断・投入
2. 指示数の遠隔検針
3. 外部干渉が発生した際のアラート
4. 電流変動の把握
5. 配電線上の不具合箇所の特定
6. 送電用変電所、配電用変電所および需要家間のエネルギー関連のデータの取得

SAGEMCOM

Residential Electricity Smart Meter
Three-Phase 4 wires

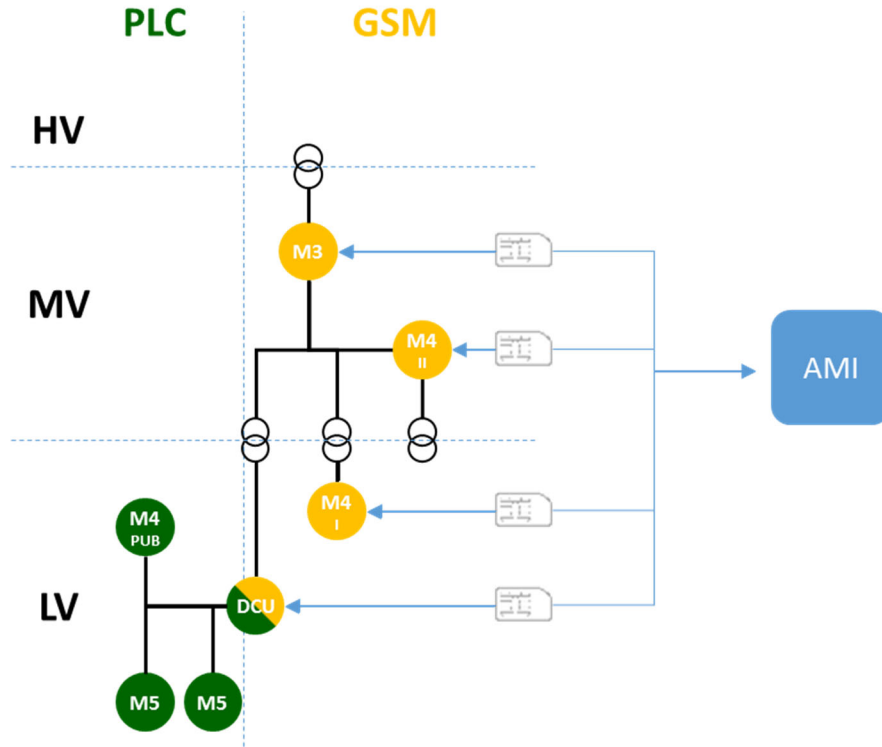
- PLC-OFDM communication PRIME standards
- Certified CENELEC A
- DLMS Security Suite 0
- Built-in disconnecting Breakers
- Fraud protection & anti-tampering features
- Event Log, Load Profile

CX2000-9
Technical Datasheet

PRIME ALLIANCE

図 5.1-12 レバノン国で導入されるスマートメータ(カタログ抜粋)

スマートメータの通信方式は、GSM 方式もしくは電力線通信の PLC¹方式を採用している(図 5.1-12、表 5.1-3)。M3 と需要家向けを除く M4 は GSM 方式、需要家向けの M4 と M5 は PLC 方式を採用している。PLC 方式の場合、情報は DCU に集約された後 GSM 方式で AMI 中央装置に集約される予定である。



出典：EDL

図 5.1-13 スマートメータと通信方式

表 5.1-3 スマートメータと通信方式

	Voltage	Current	Current Range	Communicatoion
M3 Meters	VT	CT	Above 100A	GSM-Daisy Chain
M4 Type II	VT	CT	Above 100A	GSM
M4 Type I	LV	CT	Above 100A	GSM
M4 Public	LV	CT	Above 100A	PLC
M5 3P indirect	LV	CT	Above 100A	PLC
M5 3P direct	LV	-	Up to 3x60A	PLC
M5 1P	LV	-	Up to 60 A	PLC

¹ 電力線通信 (PLC : Power Line Communication)

5.2 配電業者(Distribution Service Provider: DSP)に係る情報

5.2.1 DSP プロジェクト

2012年4月、MoEWは、テクニカルロスおよびノンテクニカルロスの低減、検針システムの近代化、配電設備の更新、電気料金の集金および顧客サービスの改善を目的として、Distribution Service Provider (DSP)プロジェクトを開始した。DSPプロジェクト発足当初は BUTEC Utility Services 社 (BUS : BUTEC Utility Services)、KVA SAL 社 (KVA : KVA SAL)、The National Electrical Utility 社 (NEUC : The National Electrical Utility Company) の計3社体制であったが、2018年に MRAD Utility Services 社 (MRAD : MRAD Utility Services) が加わり計4社体制で、EDLから配電事業を受託している。各DSPは、EDLと官民連携 (PPP : Public Private Partnership) 契約を締結している。DSPの主な業務範囲を以下に示す。

1. 配電設備に係る調査および評価
2. 調査結果に基づいた設備改善に係る投資計画の策定
3. 配電網の計画・設計に関連するアセットマネジメント
4. 配電網増強に係る設備の建設
5. 配電網の保守運用
6. スマートメータの設置、試運転、保守運用
7. 検針
8. 電気料金の徴収
9. 委託者(EDL)への報告業務

このPPP契約は、当初、配電変圧器の使用率、配電系統の総損失、供給信頼度(SAIDI、SAIFI)、メンテナンス実施率および顧客からの問い合わせに対する平均応答時間等、重要業績評価指標 (KPI : Key Performance Indicators) を定め、継続的に評価することを予定していたが、十分に実施評価されず、現状で配電サービスの大きな改善に至っていない。このPPP契約は初めに締結された2012年以降、大きな変更がされず期間を延長している。このため、EDLは、次回以降の契約更新の機会に、配電サービスの改善に寄与するよう契約を改めたいと考えている。

近年、レバノン国の通貨は下落したが、EDLの自国通貨建ての電気料金は改定されていなかった。このためEDLの財務状態は大きく悪化し、EDLからDSPへのPPP契約に基づくUSD建ての支払いが困難となった。結果として、他に安定した事業を持たないDSPは経済的に困難な局面に立たされている。2023年以降、EDLの電気料金は値上げされ、USD建てとなった。この改定効果によりEDLの財務状態が改善し、EDLからDSPへの支払いが安定することをDSPは期待している。

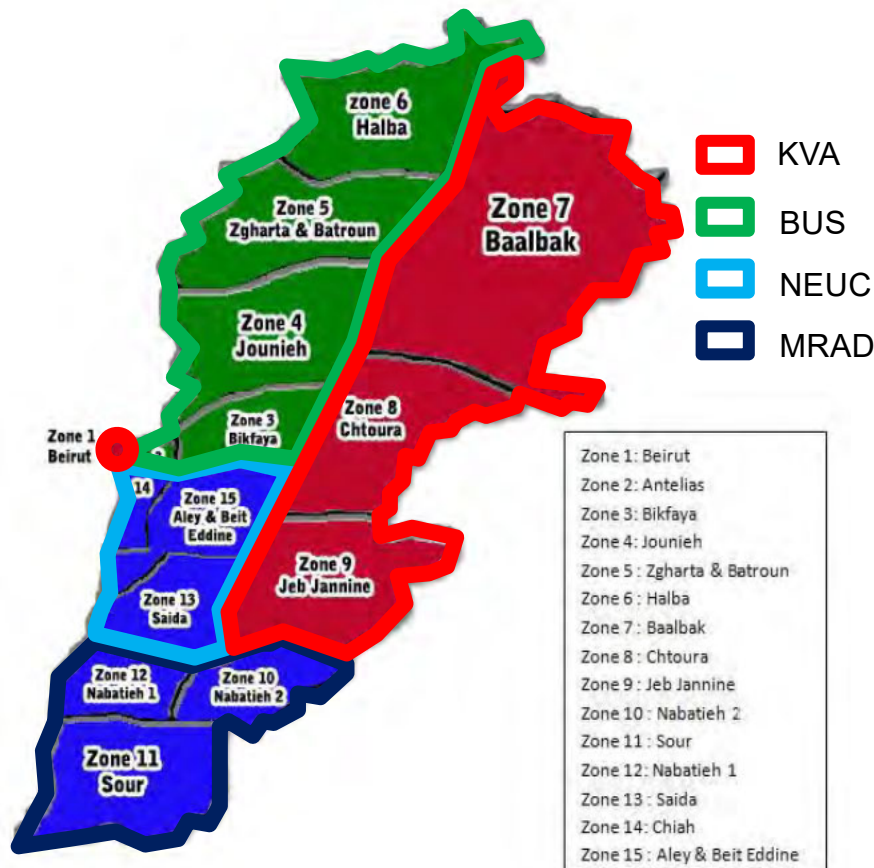
5.2.2 所管地域

レバノン国では、15の地理的な基本単位となる Zone に分けて、配電事業を管理している。EDL は、DSP に Zone を指定して、業務を委託している(表 5.2-1、図 5.2-1)。

表 5.2-1 DSP 各社の所管地域

DSP	所管 Zone
KVA	1,7,8,9
BUS	2,3,4,5,6
NEUC	13,14,15
MRAD	10,11,12

出典：EDL



出典：EDL 資料に基づき JICA 調査団編集

図 5.2-1 DSP 各社の所管地域

5.2.3 資材管理

DSP 各社は、自社倉庫に工事に要する資材を保管している(図 5.2-2 : 左)。DSP の資材購入後、倉庫保管から工事完了までの間は、DSP の資産となる。工事完了後に、DSP から EDL に所有権が移管される。具体的に、倉庫には電柱(図 5.2-2 : 右)、変圧器、電線、ケーブル(図 5.2-3 : 左)、仮設プレハブ変電所(図 5.2-3 : 右)等が保管されている。仮設プレハブ変電所は、配電用変電所工事の際に利用される。



図 5.2-2 左:NEUC 資材倉庫、右:電柱在庫



図 5.2-3 左:地中ケーブルのドラム、右:仮設プレハブ変電所

5.2.4 KVA 社



図 5.2-4 KVA 本社

- 事業参画 2012 年(11 年間)
- 担当地域 ベイルート中心部、レバノン北東部
- 組織構成 2 本社(ベイルートエリア(図 5.2-4)、他エリア)
9 支社(ベイルート 1 支社、他 7 支社)
- 従業員数 約 550 人
内、約 350 人が技術者および営業職、約 200 人が集金人
- 顧客数 約 330,000 口
- 教育制度 社内に配電作業用の訓練設備はない。作業員への訓練は、基本的に OJT²で実施する。
- その他 ベイルート市内にある EDL 本社建物 1F に KVA の営業所窓口が存在する。ベイルート港の爆発事故の結果、本来の営業窓口は破壊されており使用されていない(図 5.2-5 : 左)。現在は、EDL 本社建物 1F の別の場所に仮設の窓口を設けている(図 5.2-5 : 右)。

² 職場内訓練 (OJT : On the Job Training)

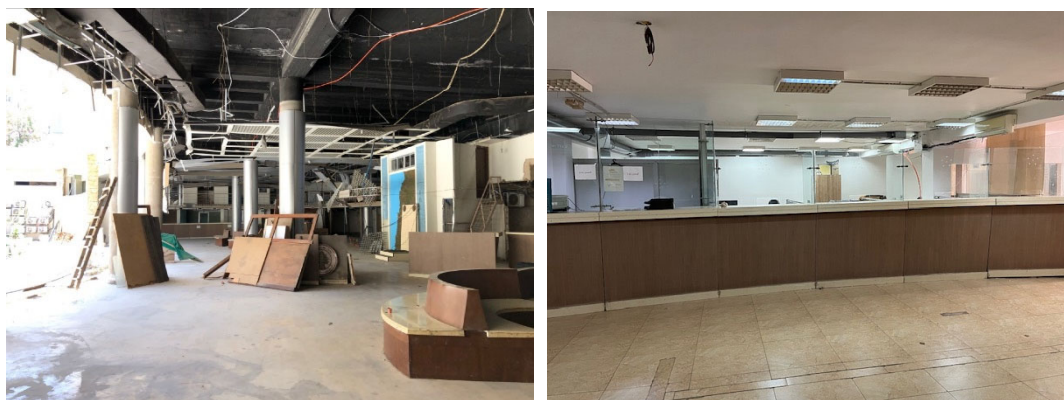


図 5.2-5 KVA 営業窓口(左:旧、右:仮設)

5.2.5 BUS 社



図 5.2-6 BUS 本社

- 事業参画 2012 年(11 年間)
- 担当地域 レバノン北西部
- 組織構成 本社(図 5.2-6)、15 支店
- 従業員数 約 800 人
- 顧客数 約 500,000 口
- 教育制度 全ての従業員を対象とした海外研修制度を持つ。
- その他 BUS 社エリア内で約 40,000 台、全メーターの内 10%以上のスマートメータを導入済み。導入率は DSP4 社の内トップである。ただし、2020 年のレバノン金融危機発生以降、発生以前と比較してスマートメータの設置の進捗は遅延している。自社管内のスマートメータと遠隔通信し制御できる中央装置を、BUS 社は独自に設置している。

5.2.6 NEUC 社



図 5.2-7 NEUC 本社

- 事業参画 2012年(11年間)
- 担当地域 レバノン南西部
- 組織構成 本社(図 5.2-7)、5支店
- 従業員数 約 560人
- 顧客数 約 400,000口
- 教育制度 社内に配電作業用の訓練設備を持っている。

5.2.7 MRAD 社

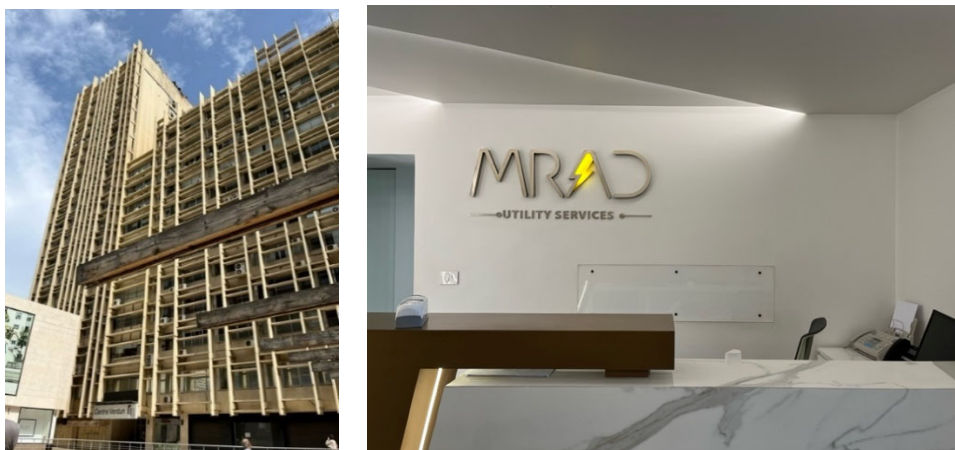


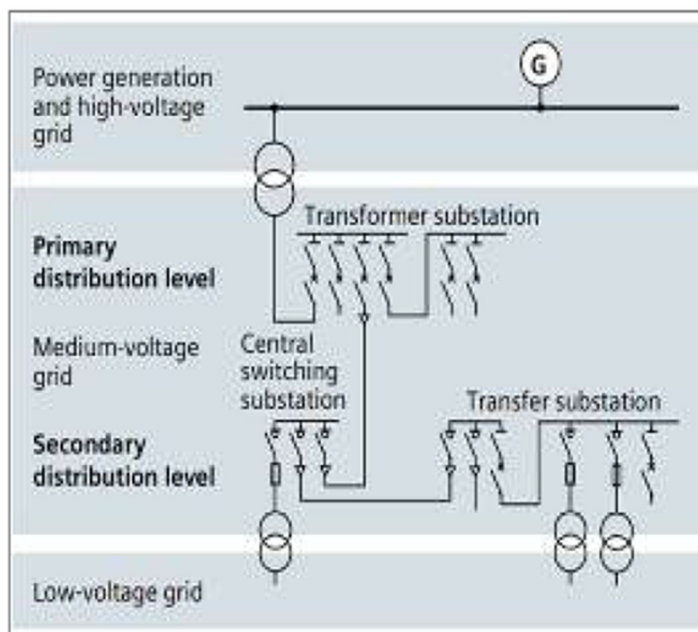
図 5.2-8 MRAD(左:本社入居ビル、右:本社窓口)

- 事業参画 2018年(5年間)
- 担当地域 レバノン南部
- 組織構成 本社(図 5.2-8)、10支店
- 従業員数 約620人
- 顧客数 約260,000口
- その他 業務を行っている支社は本社ベイルートから遠隔地あるため、倉庫や執務室に監視カメラが設置されており、スマートフォンのアプリを用いてリアルタイムで監視できる。各車両の現在位置も、スマートフォンのアプリを用いて、地図上の位置が把握できる。

5.3 既存の配電設備に係る情報

5.3.1 設備概要

配電系統の単線結線図例を図 5.3-1 に示す。発電所が接続される高圧網は、高圧/中圧変電所を介して、一次配電レベルである中圧網に接続される。中圧配電線は、中圧/低圧変電所を介して、二次配電レベルである低圧網に接続される。



出典：EDL

図 5.3-1 配電系統の単線結線図例

5.3.2 電圧階級

レバノンの配電設備は 5.5kV、11kV、15kV、20kV の中圧線と 380/220V の低圧線に分類され、中圧線は主に 11kV および 15kV で運用されている(表 5.3-1)。

表 5.3-1 中低圧配電線の標準電圧

種別	電圧
中圧配電線	5.5kV
	11kV
	15kV
	20kV
低圧配電線	380/220V

配電線路に関する統計情報を表 5.3-2 に示す。中圧配電線の架空線は全体の 73%、地中線は 27%と中圧配電線の地中化が進められている一方で、低圧配電線は全体の 99%が架空線となっている。

表 5.3-2 配電線路に関する統計情報

設備分類			数量 (km)
配電線 互長	中 圧	架空	3,483
		地中	1,282
	低 圧	架空	5,028
		地中	70

出典：JICA 調査団

5.3.3 電線仕様

電線の導体には、アルミ線と銅線が使用されている。中圧の架空線では、裸電線および一束化ケーブルが仕様として定められている。他方、低圧の架空線では、一束化ケーブルが仕様として定められている。

電圧階級別、架空地中別の電線仕様を、表 5.3-3 から表 5.3-6 に示す。

表 5.3-3 中圧架空線仕様

MV - OH LINES						
Conductor	Cross-Section (mm ²)	R @ 20°C (Ohm/km)	R (Ohm /km) @60°C	Inom (A) Outdoor T* @ 30°C	Temperature de-rating Factor	Inom (A) Outdoor T* @ 40°C
ALMELEC	3x34.4	0.958	1.112	145	0.91	130
	3x54.6	0.603	0.700	190	0.91	170
	3x75.5	0.438	0.509	240	0.91	220
	3x94.1	0.3579	0.416	290	0.91	260
	3x117	0.283	0.329	310	0.91	280
	3x148	0.224	0.260	365	0.91	330
AL-STEEL	3x228	0.157	0.182	460	0.87	400
	3x147	0.243	0.282	345	0.87	300
Aerial bundled cable	3x70 + 16 + 50	0.443	0.514	226	0.91	210
	3x150 + 25 + 70	0.206	0.239	360	0.91	330
Bare copper	3x16	1.153	1.339	130	0.91	120
	3x25	0.728	0.845	160	0.91	150
	3x35	0.533	0.619	200	0.91	180
	3x50	0.381	0.442	250	0.91	230
	3x70	0.27	0.314	310	0.91	280

表 5.3-4 中圧地中線仕様

MV - UG CABLES						
Conductor	Cross-Section (mm ²)	R @ 20°C (Ohm/km)	R (Ohm /km) XLPE /PVC: @60°C PI : @ 55°C	Inom (A) Soil @ 20°C AL @ 150°C cm/W CU (PI) @ 100°C cm/W CU (XLPE) @ 150°C cm/W	Soil Correction Factor = soil temperature * resistivity factors	Inom (A) Soil @ 25°C dry soil @ 150°C. cm/W
ALU (XLPE)	3x95	0.320	0.372	203	0.96	190
	3x150	0.206	0.239	259	0.96	250
	3x185	0.164	0.190	293	0.96	280
	3x240	0.125	0.145	338	0.96	320
	3x400	0.0778	0.090	432	0.96	410
CU (PI)	3x35	0.524	0.596	160	0.826	130
	3x50	0.387	0.440	175	0.826	140
	3x70	0.268	0.305	212	0.826	180
	3x120	0.154	0.175	302	0.826	250
CU (XLPE)	3x70	0.268	0.310	220	0.96	210
	3x120	0.153	0.177	298	0.96	290
	3x240	0.0754	0.087	431	0.96	410

表 5.3-5 低圧架空線仕様

LV - OH LINES						
Conductor	Cross-Section (mm ²)	R @ 20°C (Ohm/km)	R (Ohm /km) @60°C	Inom (A) Outdoor T* @ 30°C	Temperature de-rating Factor	Inom (A) Outdoor T* @ 40°C
Aerial bundled cables	3x25+ 54.6 + 16	1.2	1.393	111	0.91	100
	3x35 + 54.6 + 16	0.868	1.008	138	0.91	130
	3x50+ 54.6 + 16	0.641	0.744	168	0.91	150
	3x70 + 54.6 + 16	0.443	0.514	213	0.91	190
	3x150 + 70 + 16	0.206	0.239	344	0.91	310

表 5.3-6 低圧地中線仕様

LV - UG CABLES						
Conductor	Cross-Section (mm ²)	R @ 20°C (Ohm/km)	R (Ohm /km) XLPE /PVC: @60°C	Inom (A) Soil @ 20°C AL and CU @ 100°C cm/W	Soil Correction Factor = soil temperature * resistivity factors	Inom (A) Soil @ 25°C dry soil @ 150°C. cm/W
AL	3x95 + 50	0.32	0.372	244	0.817	200
	3x150 + 70	0.206	0.239	312	0.817	250
	3x240 + 95	0.125	0.14515	408	0.817	330
CU (PVC)	4x70	0.268	0.310	227	0.817	190
	4x120	0.153	0.177	311	0.817	250
	4x240	0.0754	0.087	454	0.817	370

5.3.4 配電用変電所(中圧/低圧)

レバノン国での配電用変電所は、高圧から低圧への変圧のための設備を指す。配電用変電所は、主にベイルート市外の架空地域では、柱上に設置される。他方、ベイルート市内の地中化地域では、配電用変電所は屋内に設置される。

(1) 架空地域

ベイルート市外では、配電用変電所は2本柱を組んだ柱上に設置される(図 5.3-2、図 5.3-3)。上から中圧配電線、アークホーン、避雷器、断路器、中圧ヒューズ、低圧配電線、変圧器、低圧分電盤(図 5.3-4)が設置されている。



図 5.3-2 左:柱上変圧器(全体)、右:断路器の操作レバー



図 5.3-3 柱上変圧器上部(左:家屋側、右:道路側)

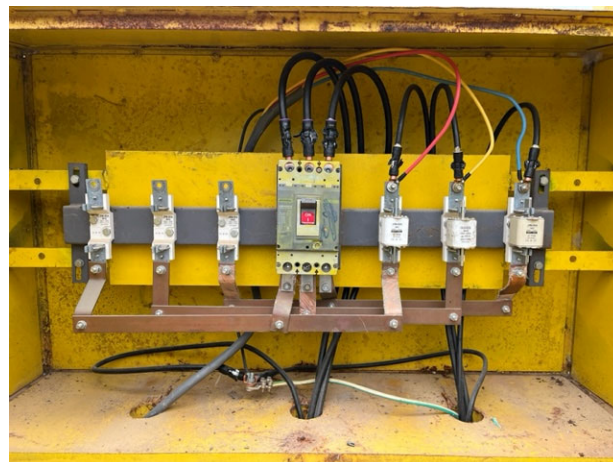
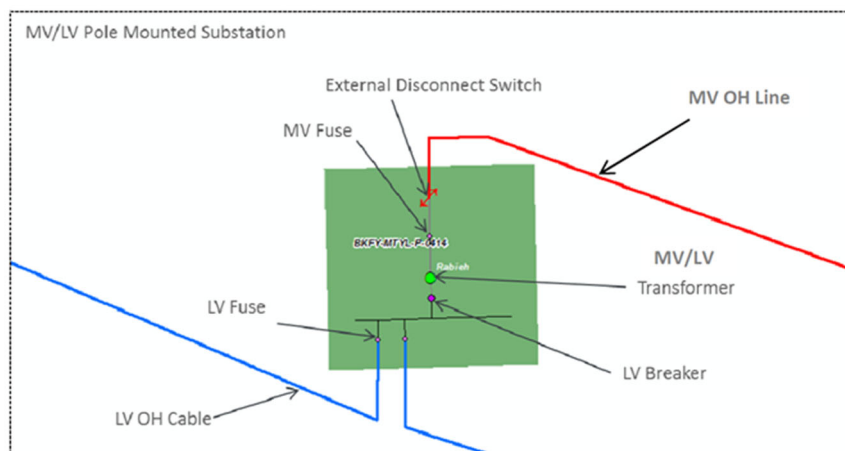


図 5.3-4 低圧分電盤内部

柱上変圧器の単線結線図を図 5.3-5 に示す。変圧器の一次側は、断路器と中圧ヒューズを介して中圧配電線に接続されている。他方、変圧器の二次側は、低圧遮断器を介して二次側母線に接続されている。更に、二次側母線は低圧ブレーカと低圧ヒューズを介して低圧ケーブルに接続されている。

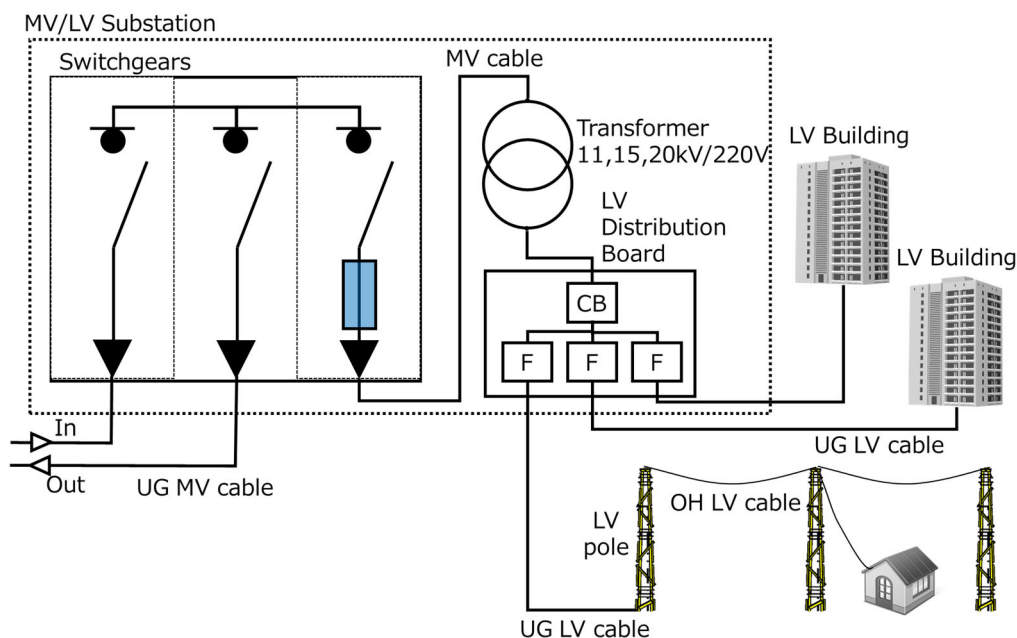


出典：EDL

図 5.3-5 柱上変圧器の単相結線図

(2) 地中化地域

ペイルート市内の中圧配電設備は、基本的に地中化されている。標準的な屋内変電所には、三相変圧器 1 台が収容されており、周辺の需要家に必要な低圧電力を供給している(図 5.3-6)。



出典：JICA 調査団

図 5.3-6 屋内配電用変電所の概要

変電所の設置に必要となるスペースは、EDL が無償で使用できるよう法律が整備されており、一般のビル構内に設置されている(図 5.3-7)。

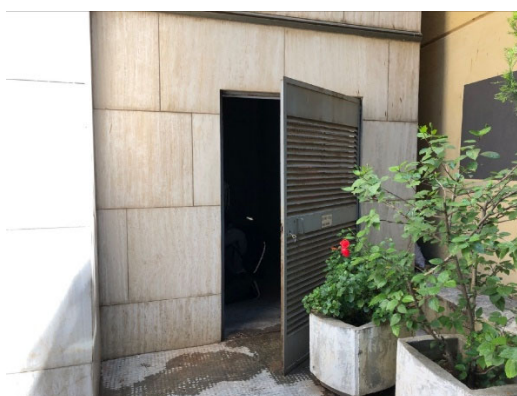
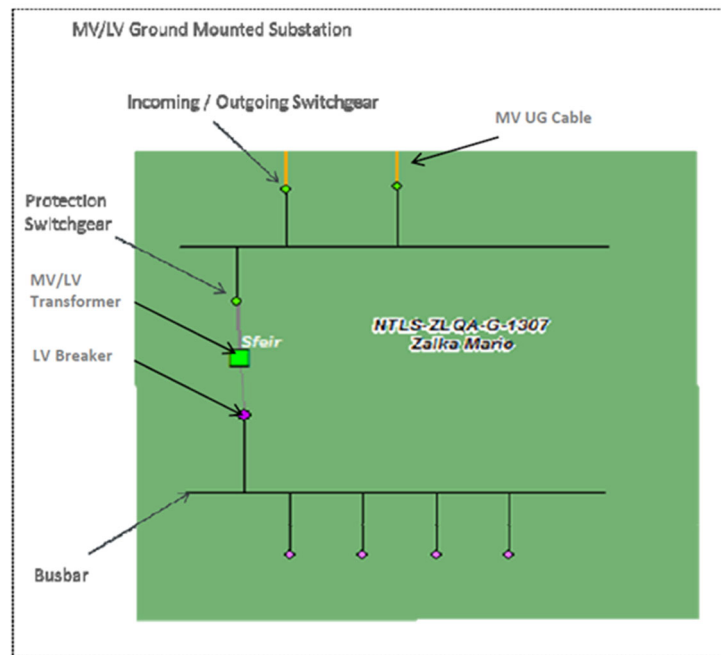


図 5.3-7 屋内配電用変電所の入口

代表的な変電所の単線結線図を図 5.3-8 に示す。一次側母線には 2 回線の接続が可能となっている。一次側母線は中圧開閉器を介して変圧器に接続される。二次側はブレーカを介して、二次側母線に接続される。



出典：EDL

図 5.3-8 屋内変電所の単相結線図

配電用変電所の中圧配電線は、直接埋設方式で配電用変電所に2回線入線され、中圧開閉器に接続される(図 5.3-9：左)。その内1回線は電源となる高圧/中圧変電所か電源方向の他の配電用変電所に接続され、他方の1回線は末端方向の他の配電用変電所に接続される。通常、中圧ケーブル(図 5.3-9：右)は3線一括でオレンジ色の被覆で、低圧ケーブルは黒色の被覆で覆われている(図 5.3-11：右)。



図 5.3-9 左：中圧開閉装置、右：中圧ケーブル

変圧器の上部には、1次側端子、2次側端子及び各種計器がある。変圧器の奥側にある1次側端子には高圧ケーブルが、変圧器の手前側にある2次側端子には低圧ケーブルが接続されている。変圧器の2次側のケーブルは、天井に設置されたラック上に配線され左側にある低圧分電盤に接続される(図 5.3-10)。

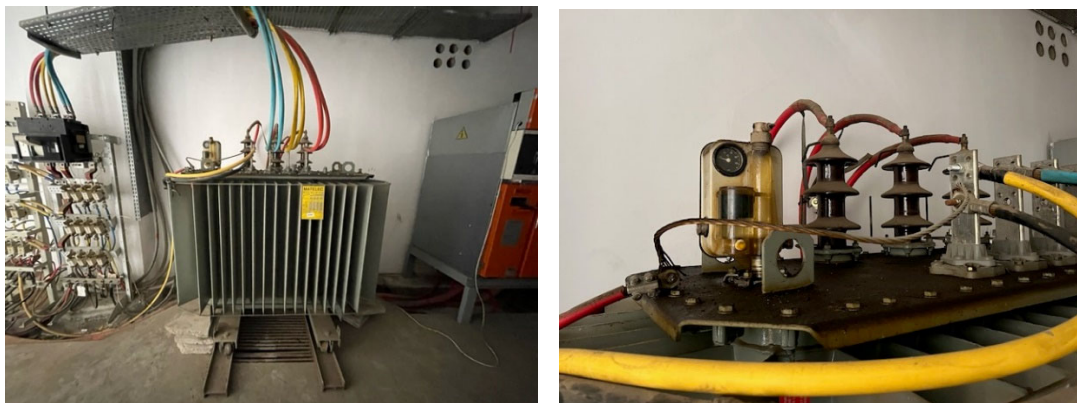


図 5.3-10 三相変圧器(左:全体、右:上部)

低圧分電盤には、主ブレーカとヒューズが設置されている(図 5.3-11 : 左)。低圧配電線はヒューズを介して低圧母線に接続され、配電用変電所から最寄りの低圧柱まで直接埋設方式で地中化される(図 5.3-11 : 右)。



図 5.3-11 左:低圧分電盤、右:地中ケーブルの入線状況

特に需要密度が高い地域では、大型の配電用変電所に複数台の三相変圧器を設置している(図 5.3-12 : 左)。近隣に中圧需要家が存在する場合は、大型の変電所内の開閉器から当該需要家向けの引き込み線が分岐する(図 5.3-12 : 右)。



図 5.3-12 大型変電所(左:変圧器、右:中圧開閉装置)

需要増加などの理由で変電所が新たに必要となったが、ビル構内などに変電所の設置場所が確保できない場合、プレハブ式変電所が道路上に設置される。標準的な屋内変電所に比べて省スペースとなるよう、コンパクトな仕様となっている(図 5.3-13、図 5.3-14)。



図 5.3-13 プレハブ式変電所(全体)

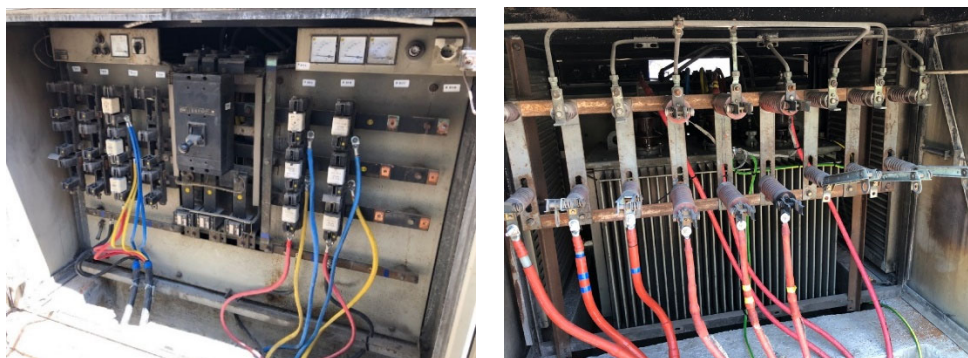


図 5.3-14 プレハブ式変電所(左:分電盤、右:変圧器)

(3) 統計情報

配電用変圧器に関する統計情報を表 5.3-7 に示す。中圧/低圧変圧器の容量に関して、250kVA が全体 8,454 台の内 4,339 台と全体の約 51%を占める。

表 5.3-7 配電用変電所に関する統計情報

設備分類		数量(台)
配電用変圧器 中圧/低圧	25 kVA	2
	50 kVA	83
	63 kVA	18
	100 kVA	392
	150 kVA	71
	160 kVA	736
	250 kVA	4,339
	400 kVA	893
	500 kVA	610
	630 kVA	757
	800 kVA	8
	1,000 kVA	540
	1,250 kVA	2
1,600 kVA	3	

BUS 社エリアにおける中圧/低圧変圧器管理表の一例を表 5.3-8 に示す。管理表には管理番号、運用開始年、一次二次電圧、GIS³座標(X,Y)が記載されている。GIS 運用開始年は入力されているものの、運用開始年(Enagization Date)について記載がされていないところが多数ある。

表 5.3-8 配電用変電所(中圧/低圧)管理表 一部抜粋

Tag Name	Common Name	Energizati on Date	Date of Creation on GIS	Operating Voltage	Transformer Rating (kVA)	High Side (V)	Low Side (V)	X	Y
HLBA-BSAK-P-0078			2015-07-30	15,000	250	15,000	380	36.19712	34.576
HLBA-ANEZ-P-0030			2015-07-30	15,000	250	15,000	380	36.20075	34.58598
JUNI-KFUR-P-1370			2015-07-30	15,000	160	15,000	380	35.69513	34.03285

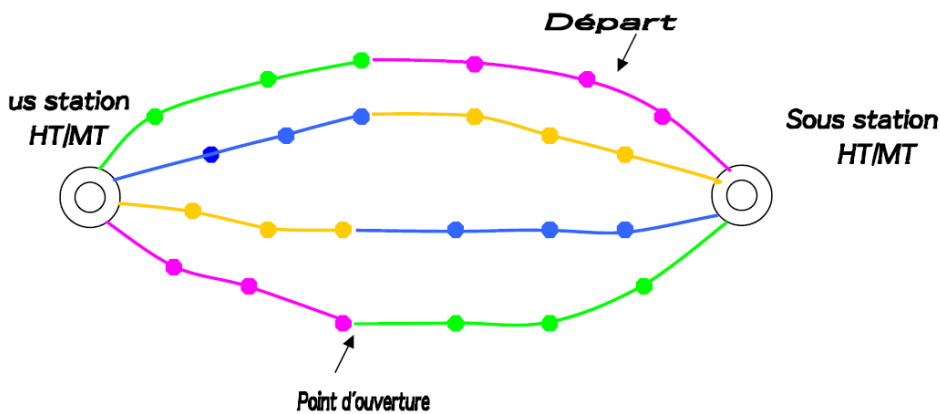
³ 地理情報システム (GIS : Geographic Information System)

5.3.5 中圧配電設備

(1) 系統構成

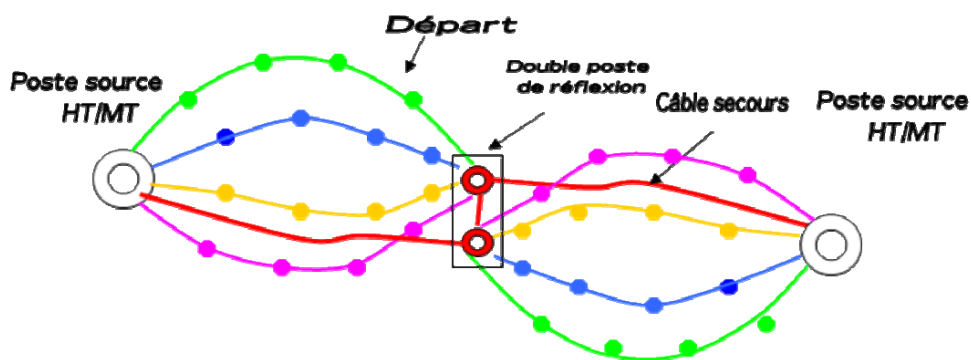
ベイルート市外で用いられる架空設備は樹枝状系統となっており、架空配電設備の相互接続は無く、自動区分開閉器も存在しない。中圧配電線で事故が発生した場合における健全区間への応急送電には、事故点の切り離しのために断路器の手動開放操作が必要となる。系統の末端方向からの逆送電はできないため、中圧配電線で事故点が生じた場合は、復旧まで事故点以降は停電となる。

他方、ベイルート市内で用いられる地中設備は、停電事故時に末端側から応急送電できる冗長性を持った構成となるよう整備が進められている(図 5.3-15, 図 5.3-16)。このため、ベイルート市内はベイルート市外よりも、中圧配電系統の信頼性が高い。



出典 : EDF Assistance technique Schémas Directeurs Electricité Etude du Grand Beyrouth Phase 3 et 4

図 5.3-15 Source-to-Source 方式



出典 : EDF Assistance technique Schémas Directeurs Electricité Etude du Grand Beyrouth Phase 3 et 4

図 5.3-16 Spindle 方式

(2) 幹線

ペイルート市外では架空設備となっている。電線には、裸電線が用いられている。低圧需要家が存在する箇所では、中圧配電線の下に低圧配電線が併架される。支持物には小型の鉄塔が用いられている。装柱方法は、引き留め箇所と引き通し箇所の大きく二通りに分けられる(図 5.3-17、図 5.3-18)。



図 5.3-17 左: 引き通し装柱(全体)、右: 引き留め装柱(全体)

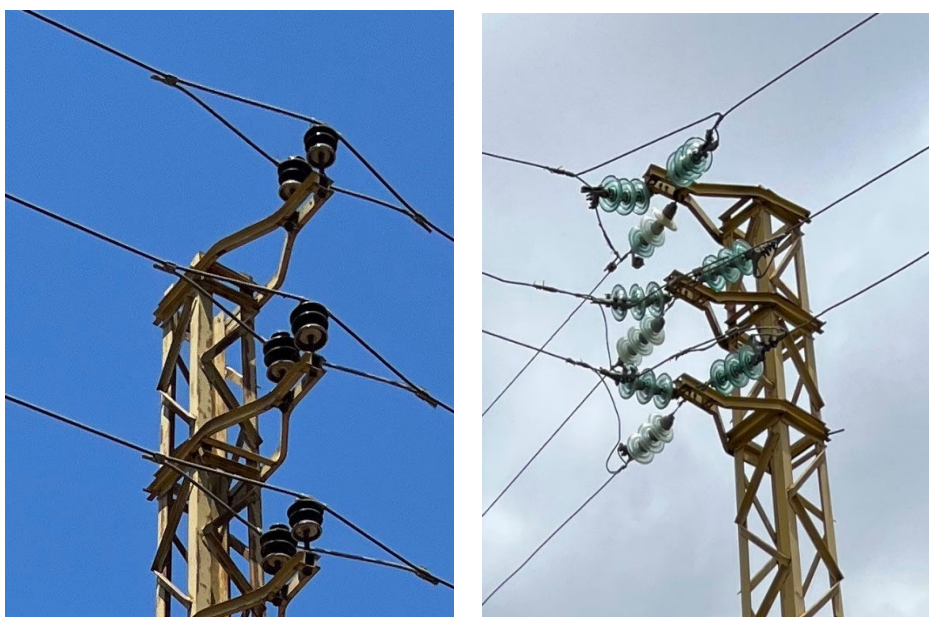


図 5.3-18 左: 引き通し装柱(支持箇所)、右: 引き留め装柱(支持箇所)

他方、バイルート市内では、中圧配電線は直接埋設方式で地中化されている。図 5.3-19 は、プレハブ式の配電用変電所に入線する、2 回線の中圧地中ケーブルの埋設状況である。地中ケーブルのルート変更が必要となりケーブル長が不足する場合は、埋設経路の途中で掘り返してケーブルを切断して継ぎ足す(図 5.3-20 : 左)。ケーブル接続箇所には、補強のためにエポキシリジンを使用する(図 5.3-20 : 右)。



図 5.3-19 中圧の地中ケーブルの埋設状況



図 5.3-20 左:地中ケーブルの接続工事、右:エポキシリジン

(3) 断路器

架空の中圧配電線には、線路上に断路器が設けられている(図 5.3-21)。断路器を手動で開放することで、停電区間を制限することができる。



図 5.3-21 中圧配電線の断路器

5.3.6 低圧配線設備

(1) 幹線

レバノン国の低圧配電線はほぼ架空線であり、中圧配電線がある場合はその下部、電柱中央付近に設置される。電線には、絶縁電線、又は裸線が用いられる(図 5.3-22)。過去は裸線を用いていたが、より盗電が難しい絶縁電線に徐々に置き換えられている。電気回路的には3相4線式であるが、街路灯専用の電圧相のケーブルが加わり、絶縁電線は3相5線となっている(図 5.3-23)。



図 5.3-22 低圧幹線(右:絶縁電線、左:裸線)

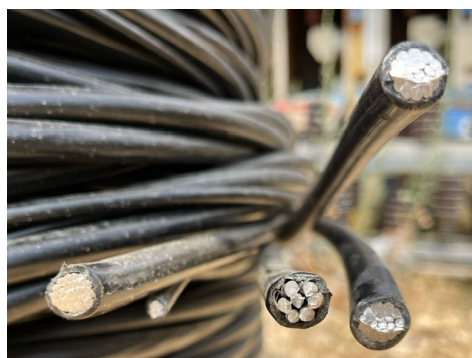


図 5.3-23 低圧絶縁電線

(2) 引き込み線

多くの需要家には、引き込み線が EDL と民間発電事業者の 2 系統の引き込み線が敷設されている。電柱の頭頂部の引き込み線が EDL、それよりも下部の引き込み線が民間発電事業者の引き込み線である(図 5.3-24)。

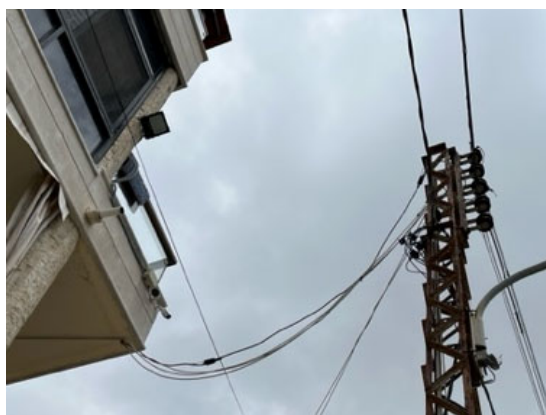


図 5.3-24 低圧引き込み線

5.3.7 計量装置

EDL では、契約容量 60A までの需要家には単相 2 線式、60A 以上の需要家には 3 相 4 線式の機械式計量装置を適用している(図 5.3-25)。

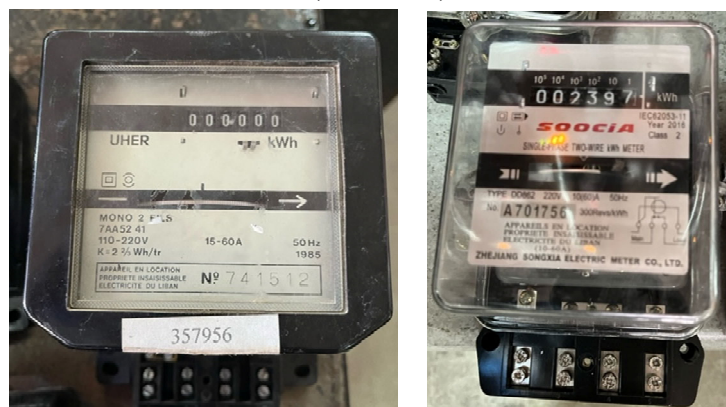


図 5.3-25 機械式計量装置

レバノン国では計量装置の使用期限および検定年数等は法的に定められていないが、メーカーの推奨により寿命は 20 年程度となっている。主な寿命の原因は、機械式計量装置の軸受けの摩耗により、回転部の抵抗が増加することによる(図 5.3-26)。ただし、現状では EDL からの電力供給が 1 日当たり最大 4 時間程度に留まるため実際の計量装置の回転量は少なく、より長期間計量装置が使用できる状況にある。EDL は AMI プロジェクトの下、スマートメータの導入を進めているが、スマートメータ購入に係る資金不足の状況を踏まえ、依然として機械式計量装置を新規需要家に取付けている。

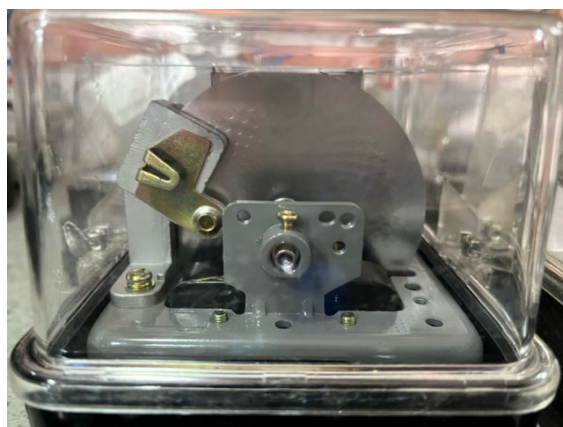


図 5.3-26 機械式計量装置の軸受部

EDL 本社建物 1F 内には、計量装置試験室が設置されている(図 5.3-27：左)。使用後に撤去された機械式計量装置が回収され、試験室に集約されている。回収された機械式計量装置は計量誤差の精度検証が行われ、必要な修理を経て再利用されている(図 5.3-27：右)。



図 5.3-27 左：計量装置試験室図、右：撤去計量装置の精度検証試験

5.4 建設中及び計画中の配電設備に係る情報

レバノン国の配電設備における設備の老朽化や需要増加の進展に伴い、主に首都 BAYROUTH 圏の投資計画として、2015-2030 年配電マスタープランが 2016 年 EDF によって策定された。このマスタープランは、DSP の業務目標のために以下 5 項目の達成を目指して、検討された。

- 技術的制約(強度制約、電圧降下)の遵守
- 安定した供給力の確保(電源側変電所の喪失の考慮)
- N-1 電制(1 箇所設備事故時の供給継続)
- サービス品質の確保(停電回数と停電時間の削減)
- 経済性を考慮したテクニカルロスの最適化

上記 5 項目を受けた投資計画は、大きく以下の 4 つの特徴を持つ。

- 過負荷解消のための緊急計画
- 都市拡張をサポートする配電網の整備
- 開閉器の設置などによる中圧網の増強
- 11kV、15kV から 20kV への昇圧

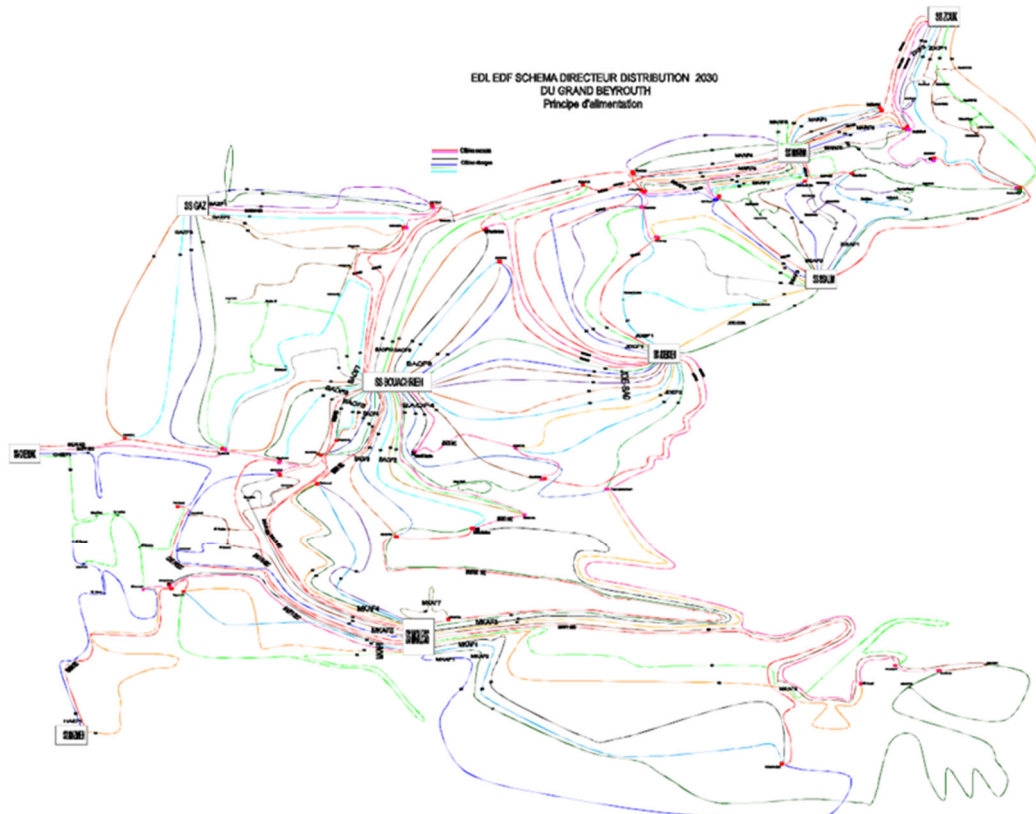
このマスタープランでは、ANTELIAS エリア、BAYROUTH エリア、CHIAH エリアの 3 つに分けられる首都 BAYROUTH 圏の各エリアにおける配電設備への投資計画について記載されている。各エリアの投資計画概要を次節以降に示す。ただし、EDL の資金不足のため、殆どの投資計画は停滞している。

5.4.1 ANTELIAS エリアの投資計画概要

ANTELIAS エリアの 2030 年までの主な投資計画(図 5.4-1)として、以下 2 点が挙げられる。

1. 477km の既存のケーブルの改修・増強
2. 11kV、15kV 線から 20kV への移行に伴う 256km の 240 アルミケーブル敷設

これら総投資額はおよそ 24.4 百万ドルが見込まれる。



出典：EDF Assistance technique Schémas Directeurs Electricité Etude du Grand Beyrouth Phase 3 et 4

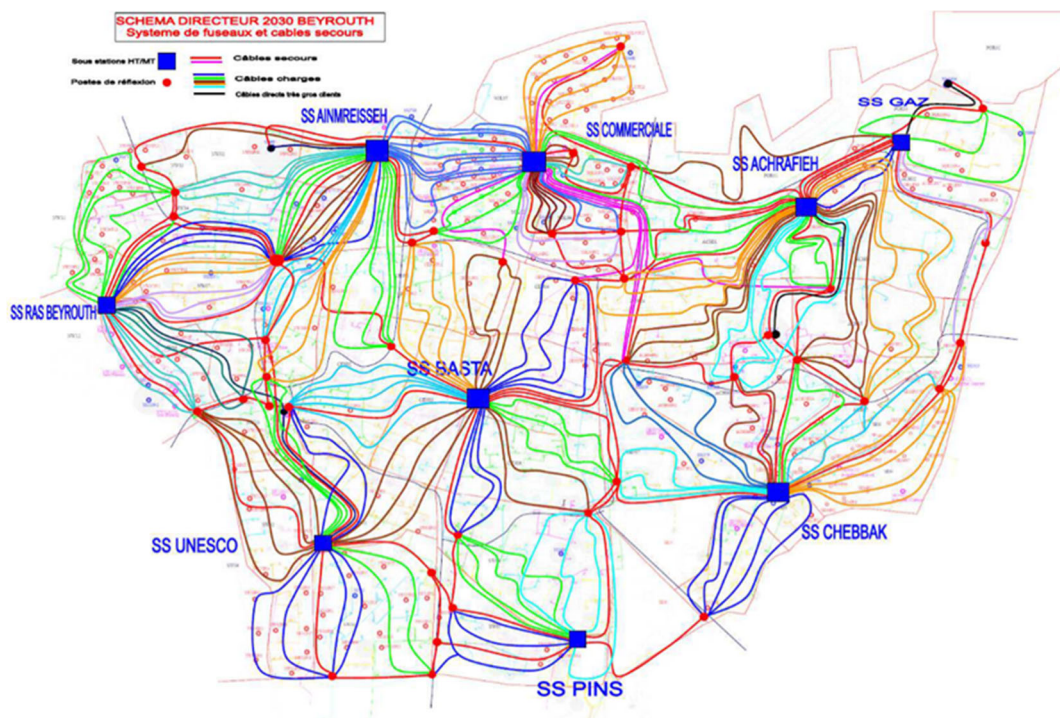
図 5.4-1 ANTELIAS エリア 配電系統計画図(2030 年)

5.4.2 BAYROUTH エリアの投資計画概要

BAYROUTH エリアの 2030 年までの主な投資計画(図 5.4-2)として、以下 2 点が挙げられる。

1. 370km の既存のケーブルの改修・増強
2. 11kV 線から 20kV への移行に伴う 200km のケーブル敷設

これら総投資額はおよそ 18.0 百万ドルが見込まれる。



出典 : EDF Assistance technique Schémas Directeurs Electricité Etude du Grand Beyrouth Phase 3 et 4

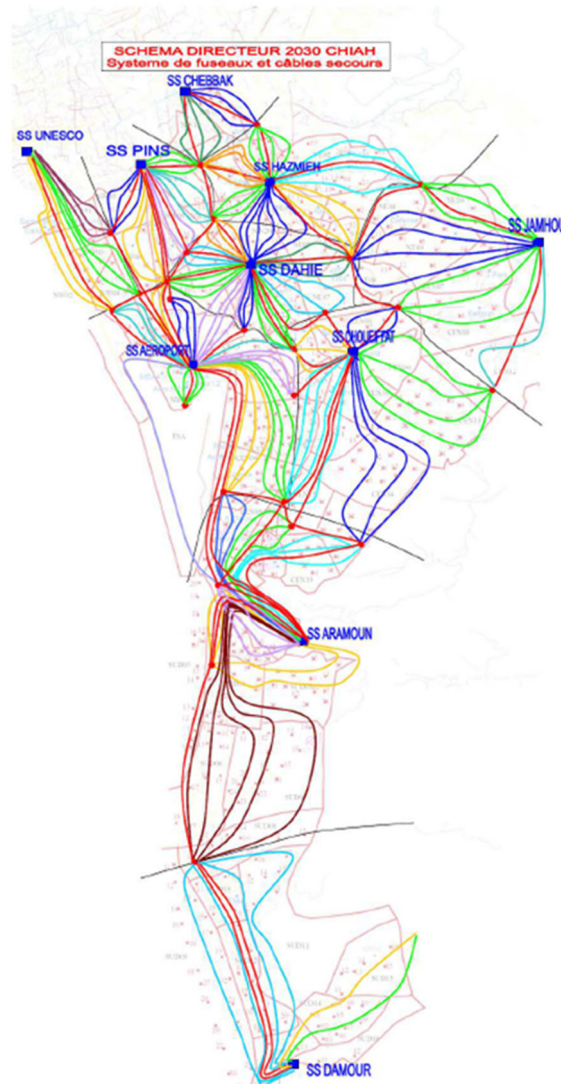
図 5.4-2 BAYROUTH エリア 配電系統計画図(2030 年)

5.4.3 CHIAH エリアの投資計画概要

CHIAH エリアの 2030 年までの主な投資計画(図 5.4-3)として、以下 2 点が挙げられる。

1. 650km の既存のケーブルの改修・増強
2. 11kV、15kV から 20kV への移行に伴う 300km のケーブル敷設

これら総投資額はおよそ 27.0 百万ドルが見込まれる。



出典 : EDF Assistance technique Schémas Directeurs Electricité Etude du Grand Beyrouth Phase 3 et 4

図 5.4-3 CHIAH エリア 配電系統計画図(2030 年)

5.5 最終消費者からの電気料金徴収に係る情報

5.5.1 料金徴収に係る概況

電気料金徴収に係る業務は、検針、調定、請求、徴収に大きく分けられ、調定と請求書発行を EDL、検針と請求書に基づく徴収を DSP が担っている(表 5.5-1)。

表 5.5-1 電気料金徴収の業務フロー

業務	分担	手順	内容
検針	DSP	1	顧客宅へ行き検針値を読む
		2	事務所へ帰り DSP のデータベースへ検針値を記録する
		3	収集した検針値を E メールで EDL へ送付する
調停	EDL	4	EDL のサーバに検針値を保管する
		5	検針値に不審な値が無いかを確認する
		6	検針値を元に電気料金を計算する
請求		7	データをサーバからダウンロードし請求書を印刷する
徴収	DSP	8	EDL の事務所に行き請求書を受け取る
		9	顧客宅へ行き電気料金を徴収する(最低 2 回)
		10	EDL の銀行口座に徴収した電気料金を入金する
停止	EDL	11	未払顧客に対し供給停止を決定する
	DSP	12	EDL から指示を受けた顧客の供給を停止する

現在取組みが進められている AMI プログラムでのスマートメータ導入拡大により、遠隔検針、遠隔遮断を実現し、検針～料請求、停止業務の改善が見込まれる。一方で、料金徴収に関して、公的機関の未払いや難民キャンプでの盗電が続いており、EDL の財務悪化の大きな要因となっている。公的機関による電気料金の未払いに対しては、レバノン政府によって公的機関の予算配分から一部電気料金に充てる等の対策が提唱されているが、検討状況は定かではない。難民キャンプでの盗電に対しては、不法接続撤去キャンペーンにより、適正化に向けて取組みが進められている。

5.5.2 調停・請求

EDL は検針結果を、社内のデータサーバに保管する。データサーバは、冗長性が確保されており、2 箇所が存在する。マスターサーバは Zouk 発電所に設置されており、スレーブサーバは EDL 本社 1F に設置されている(図 5.5-1: 左)。ベイルート港の爆発以前は、EDL 本社 1F のサーバがマスターで Zouk 発電所のサーバがスレーブであった。ベイルート港の爆発の際、本社 3F に設置していた旧マスターサーバが破壊されたため、変更となった。現在 EDL 本社 1F に設置されているスレーブサーバは、3F の旧マスターサーバから再利用可能な部品を流用して構築した(図 5.5-1: 右)。現在のスレーブサーバは、温度管理され

たスペースに設置されているが、電源が2重化されておらず必要な安定性が確保されていない。また、以前は本社ビル内の通信回線には、光ファイバが用いられていたが、現在はLANケーブルが用いられている。

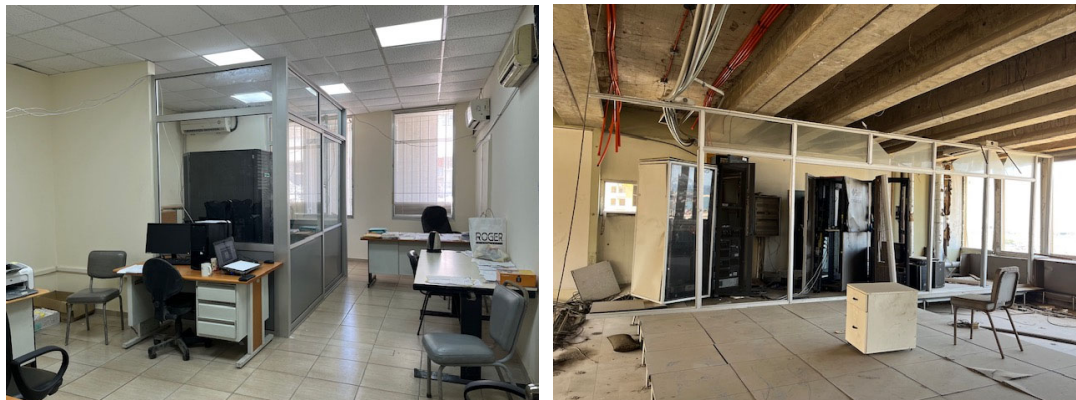


図 5.5-1 データサーバ(左:新、右:旧)

次に、EDL 担当者が検針値を確認する。検針値に不信が無ければ、電気料金を算出する。EDL 担当者は、算出した電気料金を、請求書印刷用のプリンターを接続した PC にダウンロードし、請求書を印刷する。請求書の原紙には、予めレイアウトが定められて項目が印刷されおり、プリンターでは各顧客のデータのみを印字する。低圧需要家のプリンターは1F に移設されており、レバノン港の爆発事故以前からのまま中圧需要家のプリンターは3F に設置されている(図 5.5-2)。低圧需要家の請求書は3件分が一括印刷できるようになっており、ミシン目に沿って印刷後に簡単に手で切り離せるようになっている。



図 5.5-2 請求書プリンター(左:新、右:旧)

5.5.3 徴収

最終消費者からの料金徴収は、現金や小切手もしくは銀行口座振替のいずれかで行う。BUS 社管轄エリアでは、銀行振込みにほぼ置き換わっており、2019 年までの電気料金の平均回収率は約 95%にのぼる。現金等で顧客から直接支払いを受ける場合、DSP は集金人を派遣し、料金回収を行う(図 5.5-3)。顧客の在宅状況によっては再度訪問を行うことがあり、その場合初回訪問時とは対応内容が異なる。初回訪問時と 2 回目訪問時の集金人による対応方法の違いを表 5.5-2 に記載する。



出典：BUS ホームページ

図 5.5-3 検針員および集金人 証明書(左) 警告通知例(右)

表 5.5-2 集金人 初回訪問時と 2 回目訪問時の対応比較

訪問	対応内容
初回	- 請求書の金額と支払期日および次回訪問予定（通常 3 日以内）を記載した通知を残す
2 回目	- 不在の場合、警告通知を残す - 通知に記載の連絡先に顧客側から連絡をし、徴収を受ける日を決める。もしくは最寄りの DSP 事務所へ顧客が出向き支払いを受ける - 期日中に支払われない場合、EDL の判断に基づき DSP は停電措置をとる

第6章

電力セクターにおける 開発計画策定・実施体制に係る情報

第6章 電力セクターにおける開発計画策定・実施体制に係る情報

6.1 電力セクターにおける開発計画策定・実施体制のレビュー

本項では電力セクターにおける開発計画策定および実施体制として MoEW および EDL の現状を整理してレビューする。

計画策定の能力開発においては、策定・運用を担当する技術者の能力向上に焦点が当てられることが多い。しかし、こうした個人を対象とするだけでは、要員の予期せぬ配置転換・退職への対応は困難であり、組織としての技術継承に課題がある。策定、運用・実施及び定期更新に必要なプランニング機能を効果的に発現させるための具体的体制を強化するには、図 6.1-1 に示すように個人だけでなく、組織、そしてそれらを取り巻く外部環境（法令、制度など）を、相互に作用する一つのシステムとして認識し、能力向上を図ることが重要である。

ここではレバノンの電力セクターにおける開発計画策定および実施体制について、外部環境、組織、個人に着目して現状を整理する。

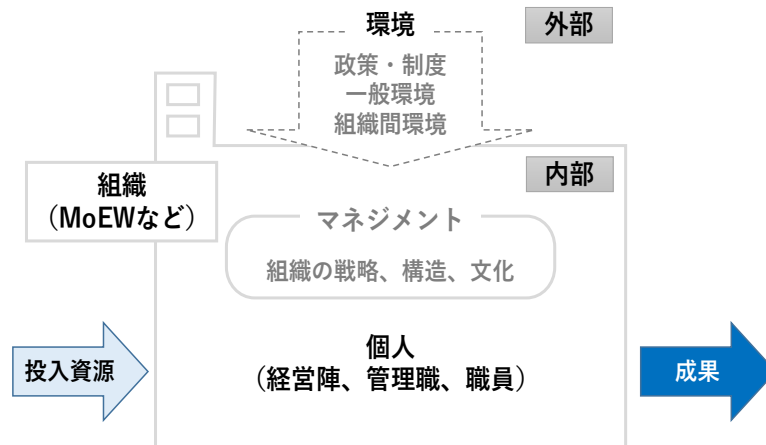


図 6.1-1 キャパシティアセスメントの対象

6.1.1 開発計画策定に係る法制度と実施体制

(1) 開発計画策定に係る関連法制度

表 2.3-1 にレバノンの電力セクターの主な法制度を整理した。いわゆる電力法に係る法制度としては 2002 年に発令された「Regulation of the Electricity Sector」が該当する。

この中では Article 6 で MoEW の掌握事項として政策および開発計画立案が規定されており、Article 12 において発送配電における開発計画の策定と CoM における承認が記載されている。

(2) 開発計画策定に係る体制と過去の開発計画における役割

1) MoEW

MoEW における開発計画の実施体制および策定能力について、組織体制に係る資料と現地の各関係者にヒアリングを行った結果を整理する。

MoEW における電力関係の業務は合計 11 の部門で構成される開発総局（General Directorate of Exploitation）が管轄している。ヒアリングによると庶務も含めた同部局の職員数は 48 名で、技術系の職員は電気技術者 2 名と水資源技術者 2 名の計 4 名が在籍している。これらを整理した組織図を図 6.1-2 に示す。

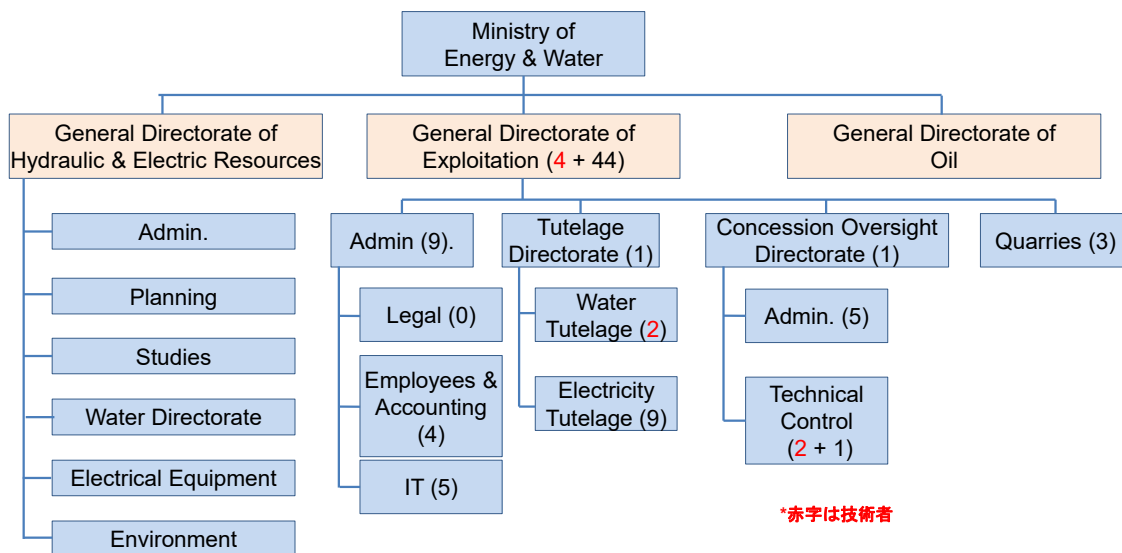


図 6.1-2 MoEW の組織図

MoEW の電力政策については 2011 年の Policy Paper、2019 年の Updated Policy Paper、2022 年の Setting Lebanon's Electricity Sector on a Sustainable Growth Path が挙げられる。開発計画としては 2017 年の Update of Transmission Master Plan、2021 年の最小コスト電源計画があり、技術検討などの実務は外部コンサルタントの EDF が担当している。

2) EDL

EDL における開発計画の実施体制および策定能力について、配電局、調査局、送電局、発電局の Head らと面談を実施し、各開発計画への関与および策定能力についてヒアリングした。図 6.1-3 に EDL の組織図を示す。また、MoEW、各開発援助機関含む各関係者との面談においても EDL の現在の状況、能力についても助言を頂いた。以下にこれらのヒアリング結果を整理する。

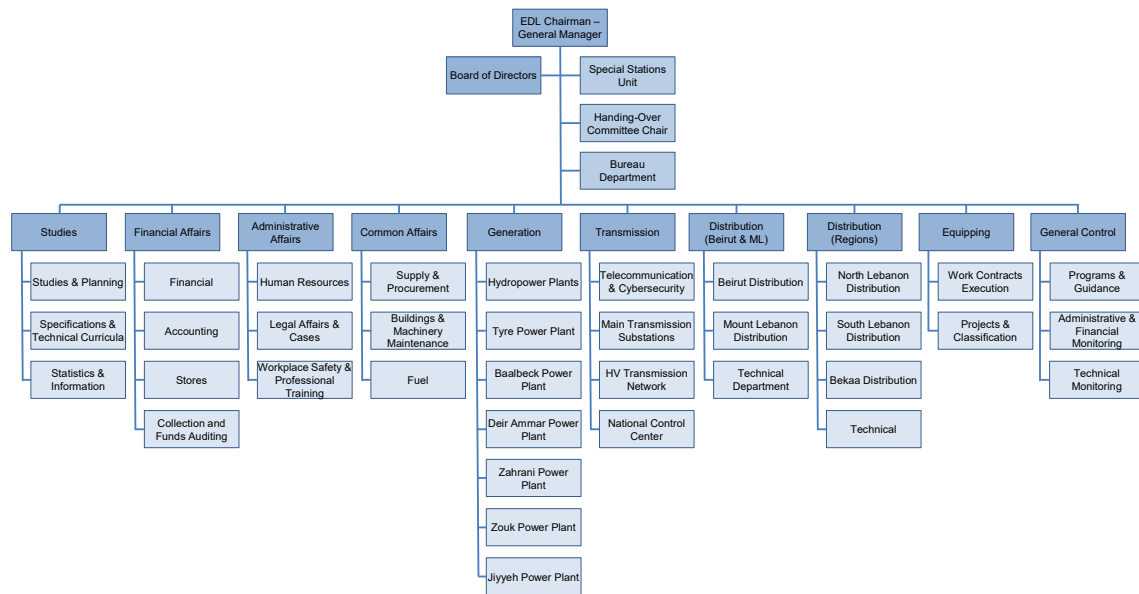


図 6.1-3 EDL 組織図

EDL では調査局（Study Directorate）に調査計画部門（Studies and Planning Department）が配置されており、発電所、変電所の新規計画の土地収用を手配する開発部（Exploitation Division）と開発計画を策定する計画部（Planning Division）から構成されている。調査計画部門は Head を含めて 3 名の技術者が在籍している。組織の役割としては調査計画部門が開発計画策定の担当と想定されるが、現状の要員体制、技術力、経験から当局単独で対応するのは困難と想定される。

計画策定能力について、これまでの EDL が携わった開発計画としては 2015 年の Distribution Master Plan、2017 年の Update of Transmission Master Plan、2021 年の Least Cost Generation Plan が挙げられる。各プロジェクトの計画策定に当たっては単独の部門ではなく、EDL 上層部が関連部門から担当者を選定して設立した Committee が対応している。これらの Committee はそれぞれの分野の局が幹事を務めており、2015 年の Distribution Master Plan は調査局、2017 年の Update of Transmission Master Plan は送電局、2021 年の最小コスト電源計画は発電局が主幹している。

一方で、こうした Committee について、計画策定そのものは EDF などの外部コンサルタントが実施している。各部門の Head との面談においても、EDL が技術検討に主体的に関与しておらず、計画策定の知識や経験が蓄積しているとは言い難いとのコメントが得られている。

計画系のツールについて過去に配電計画のツールとして EDF が開発した PRAO を導入していたが、現在はメンテナンス契約を更新していない。2023 年時点では WASP、PSSE など開発計画の分析に必要なツールは保有していない。

6.1.2 開発計画策定・実施体制のレビュー

レバノンにおける開発計画策定・実施体制を検討するに当たって、MoEW、EDL の組織体制、能力に焦点を当てて状況整理した。この結果、レバノン電力セクターは 2019 年以降多くの困難に直面しており、セクターを取り巻く以下の 3 つの外部環境を考慮する必要があることを確認した。

- i. 2019 年以降の財政危機による影響
- ii. レバノン通貨安の進行
- iii. 2020 年のベイルート港爆発事件の影響

これらはレバノン国政府が取り組んでいくべき課題であるものの開発計画策定・実施体制に与える影響は深刻と言える。こうした影響と各関係者のヒアリングから得られた開発計画策定・実施体制に係る課題認識を図 6.1-4 と表 6.1-1 に示す。

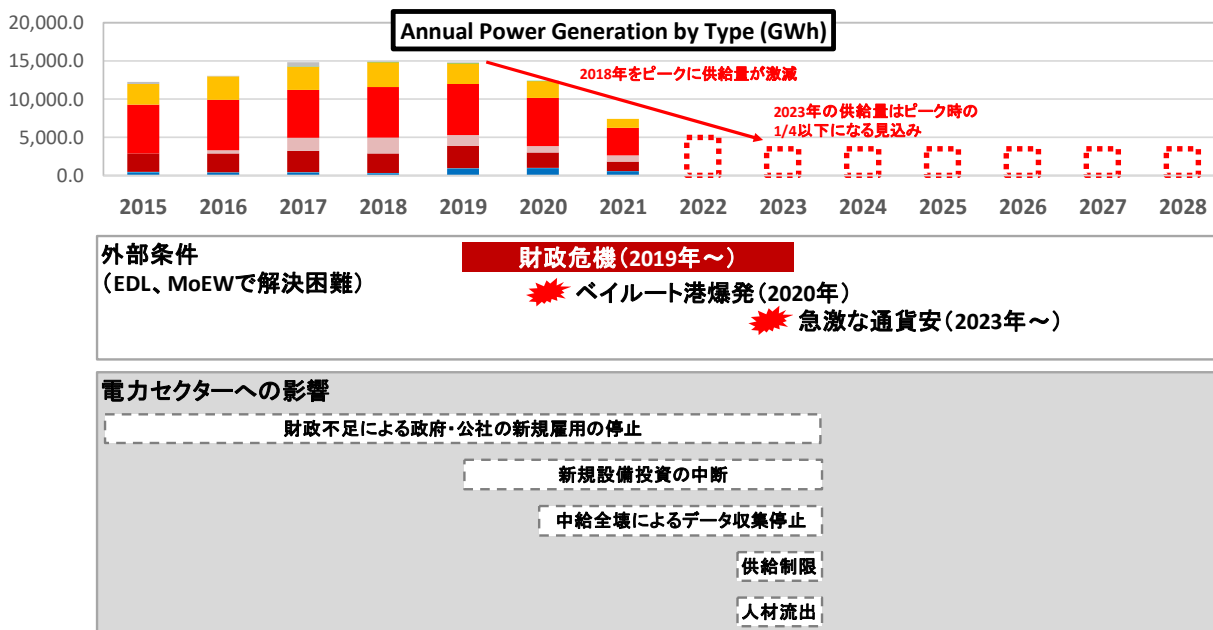


図 6.1-4 近年の電力セクターを取り巻く外部条件と影響

表 6.1-1 開発計画策定・実施体制に係る課題認識

項目	MoEW	EDL
外部環境	<ul style="list-style-type: none"> - 政府系職員については財政難により待遇面が悪化している。 - LBP 建て給料のためインフレおよび為替変動の影響が大きい。 - 財政危機により進行中のプロジェクトも中断、新規プロジェクトも停止している。 	
組織	<ul style="list-style-type: none"> - 電力系技術者の職員不足が深刻である。 - 職員もストライキで出社しない日も多い。 - 新規職員の雇用を中断している。 - 開発計画は Advisor が担当しており組織に知見が蓄積されていない。 	<ul style="list-style-type: none"> - 各部門共通で要員が不足しており、若手技術者が在籍していない。 - 新規職員の雇用を中断している。 - 開発計画は外部コンサルタントが主導で策定しており組織に知見が蓄積されていない。 - 2019 年以降、系統運用情報などの管理が行われていない。 - 計画系ツールは所有していない。
個人能力	<ul style="list-style-type: none"> - PSSE などの計画系ツールを使用できる職員は在籍していない。 - 中長期の電力需要予測の策定経験はない。 - 電源開発計画の分析の策定経験はない。 - 系統開発計画の策定経験はない。 	

こうした課題について、特に MoEW および EDL の要員不足は直接的な影響として深刻ではあるものの、上述の外部環境に起因する問題が解決するまでは状況改善は困難と想定される。言い換えると、MoEW および EDL の自助努力のみでは開発計画策定・実施体制強化における阻害要因を取り除くのは困難である。

一方で、現地でのヒアリングでは EDL が開発計画策定に係る能力向上に対する問題意識は高く、計画ツールを用いた分析能力向上には強い意欲を示している。非常に厳しい状況下ではあるが、技術移転に必要な要員確保も可能との回答が得られている。

6.2 電力セクターにおける開発計画策定能力向上に係る提言

電力セクターにおける開発計画策定能力向上について、前項のレビュー内容を踏まえた提言を以下に示す。

- 現時点は中長期計画よりも直近の需給ギャップ解消が重要であり、最新状況を反映した短中期の事業実施計画が必要である。
- 2019年の経済制裁および2020年のベイルート港爆発以降、電力セクターとして体系だてて実施できていない情報収集・整理にも注力し、EDLが技術検討に着手するに当たっての基礎情報を再構築する。
- 策定能力向上に当たってはEDLおよびMoEWの人材不足を考慮し、必要に応じてコンサルタントなどの外部人材活用を検討する。ただし、これらの作業においても技術移転の比重を大きくする旨、留意する。
- 電源、系統開発計画策定に必要なツール導入を検討する。

掛かる現状認識の下で短中期の事業実施計画策定における留意事項を図6.2-1に示す。

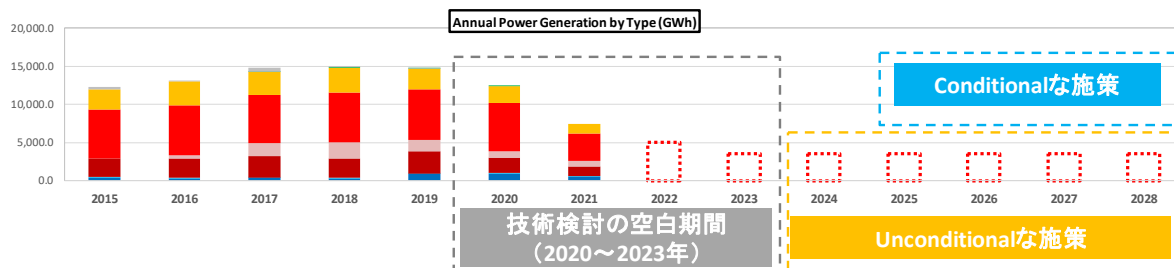


図 6.2-1 短中期の事業実施計画策定における留意事項

EDLは2020年のベイルート港爆発以降、設備、要員不足から、電力セクターにおける基礎情報の情報収集や技術検討を実施できておらず空白期間が生じている。これらの期間は電力需要の実態も把握出来ておらず、まずはこの空白を埋めるベースライン調査が必要である。特に電力需要に係る情報は膨大な量になるものの、今後、各地域のディーゼル発電に依存した需給状況の改善や各変電所の負荷に応じた供給計画策定など、需給運用に重点を置いた短中期の実施計画における基礎資料となる。

これらのベースライン調査の結果と現状把握を基に、DRE法などの分散型再生可能エネルギーの系統連系、新料金による収支状況を踏まえた既設火力発電所の運用、重要負荷への優先供給といった需給面の運用モデルを構築し、短中期の課題を明確にする。

中長期における電源・系統構成の方向性について、第3章に記載の通り既往開発計画で検討

されており、電源・系統構成などの基本的な構想はこれらの計画を踏襲する。一方で、これらの開発計画で想定されていた事業の多くは中断されているのが現状である。こうした新規開発地点は EDL と MoEW では掌握できない外部環境に依存する事業 (Conditional) が多い。このため、短期では EDL と MoEW の単体で実施可能な事業 (Unconditional) を軸に基調となる短中期の実施計画を策定する。その上で、Conditional の事業を組み合わせた複数シナリオを検討し、裨益効果が高く優先的に実施していくべき事業や施策を明らかにする。

こうして策定された短中期の事業実施計画は、電力セクターとして次に成すべき事項を示す青写真となる。2023年10月時点で財政危機や通貨安の問題解決の見通しはついていないが、仮にこうした制約が解消されて各国および開発援助機関からの支援が再開した時に、電力セクターとしてどのような施策に注力すべきかを示すことも可能となる。この検討に当たっては需要、電源、系統、財務を含めた分野横断の統合的な知見が必要となる。レバノンが電力セクターを復興していく上で計画策定能力の向上は必要不可欠であり非常に重要な課題と想定される。

第7章 今後の支援についての提言

第7章 今後の支援についての提言

本章ではこれまでに示したレバノン国電力セクターの情報収集結果と第6章で検討した電力開発計画策定能力向上に係る認識を踏まえて、本邦による技術協力支援の枠組みを提案する。

7.1 協力の背景

レバノン電力公社（EDL：Électricité du Liban）はレバノン国内における発送配電の事業権を有する垂直統合型の政府系電力会社であり、過去何十年もの間、電力需給ギャップの解消に取り組んできている。レバノン政府は電力セクターの強化に対して予算を重点的に配分してきたが、これらの取り組みは主に発電分野の供給力増として燃料および運用費に充当されてきた。

2019年以降、レバノンは財政危機に直面しており、電力セクターの長年続く課題をさらに複雑にしている。EDLは水力発電を除いて約2,300MWの発電容量を有しているが、前述の通り危機以前から既に供給力は電力需要を下回っており、近年は輸入燃料の不足によって状況は更に悪化していた。このような危機に対して、水・エネルギー省（MoEW：Ministry of Electricity and Water）は、各国および開発援助機関の支援を基に2017年に“Update of the Transmission Master Plan of Lebanon (EDF)”、2020年に“Emergency Action Plan (World Bank)”、2021年に“Least Cost Generation Plan (EDF)”を策定し、2022年には包括的な5か年計画となる“Setting Lebanon’s Electricity Sector on a Sustainable Growth Path (MoEW)”を最終化した。

EDLは2020年以降、財政危機、ベイルート港の爆発、通貨危機などの厳しい課題に直面している。これらはEDLの掌握範囲にはない外部環境に起因しており、レバノン政府が国として取り組む必要のある問題である。一方で、EDLに与える影響は甚大であり、新規職員雇用の停止と流出、発電所設備投資の中断、中央給電指令所の損傷によるデータ整備の中断といった困難に直面している。掛かる状況によって、今後、電力事業を再建して策定された開発計画を実現していくには、EDLの財務および組織制度体制の強化が必要となっている。

また、4.2.3 基幹系統の潮流状況にも記載したが、需要実態の現状把握の困難さも課題としてある。これは、1. 長年の停電継続の結果、各需要家にルーフトップ型太陽光発電設備が大量に設置されたことによる負荷パターンの変化や潜在的需要の増加、2. 中央給電指令所の損傷による地域別負荷量や国全体の負荷総量の不明等により、需要実態の現状把握が困難になっている。そのため、次期技術協力支援を実施する時は、EDLの限られたリソースで、効率的に需給実態の現状把握を行う工夫が必要である。特に、経済破綻以降、火力発電所の燃料の不足に伴い、需要が大幅に減少しているため、次期候補案件では、例えば、国全体の負荷総量に関して、経済破綻以前の負荷状態に、経済破綻の影響、電気料金の大幅値上げの影響、再エネの大量導入を織り込んだケースについて需要想定を行い、効率的かつ円滑に最適

な系統運用へ移行できるよう、カウンターパートと協議しながら進めていく必要がある。また、将来的に経済破綻時の需要より増加した場合に、それに対応できるように大型火力電源導入時（例えば、北部の CCGT 火力発電）の運用も睨んで、将来の安定的かつ経済的な計画・運用へと円滑に移行できるよう進めていく必要がある。ここで、具体的に最適な系統計画・運用の策定には、需要想定と電源構成に基づいたシミュレーション技術を移転することにより、自律的な計画・運用能力の向上に資すると考えている。

7.2 技術協力支援の枠組み(案)

想定される技術協力支援の枠組みを表 7.2-1 に示す。本報告書で示す枠組みは 2023 年 10 月時点で調査団が提案したドラフトであり、今後変更となる可能性がある旨、留意する。

表 7.2-1 技術協力支援の枠組み(案)

項目	内容
プロジェクト名	Project for Formulation of Blueprint for EDL Reconstruction
実施形式	開発調査型技術協力
プロジェクト概要	
(1) 上位目標	策定された再建計画に基づいて EDL の財務および組織制度体制を再建する。
(2) 成果	各関係者との調整の下で EDL 再建計画を策定する。
(3) 活動	<p>本事業では EDL 職員および JICA 専門家の協働によって以下の活動を実施する。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 電力セクターの現状分析と再建計画策定に向けたベースライン調査の実施 2. 電力需要予測に係る組織能力向上計画の策定 3. 分散型再生可能エネルギーの導入支援 4. EDL の経済財務分析 5. 組織体制計画の策定 6. EDL 再建計画の策定
カウンターパート	実施機関：レバノン電力公社 (EDL : Électricité du Liban) 監督機関：水・エネルギー省 (MoEW : Ministry of Electricity and Water)
プロジェクト期間	18 か月

添付資料

- | | |
|-------|---|
| 添付資料1 | 面談者リスト |
| 添付資料2 | 収集資料リスト |
| 添付資料3 | Kick-off Meeting for October Mission |

APPENDIX-1

面談者リスト

面談者リスト

No	Organization	Department	Position	Name
1	MoEW		Minister	Walid Fayad
2	MoEW		Senior Advisor	Khaled Nakhle
3	MoEW		ex Director General of General Directorate of Oil	Aurene Fephely
4	MoEW	Technical Department		Ahmed Moussaoui
5	MoEW		Electrical Engineer	Lamia Hamad
6	EDL	General Director	Chairman of Board	Kamal F. Hayek,
7	EDL	Regional Distribution	Head of Technical Department	Jihad Ghadieh
8	EDL	GEX Directorate	Head of GEX Directorate	Beshou Aliel
9	EDL	Regional Distribution	Head of Regional Distribution Directorate	Ghassam Darwich
10	EDL	Study Department	Net Metering Committee and Head of Study Department	Rima Assaf
11	EDL	Eclectic Department	Head of Electric	Nabim elabus
12	EDL	Transmission Network Department	Head of Transmission Network Department	Ramzi El Dobeissy
13	EDL	Beirut Department and AMI	Head of Beirut Department and AMI	Tarek Mausow
14	EDL	Study Department	Head of Study Department, Study Directorate	Raja El-Ali
15	EDL	Hydropower Plants Department	Head of Hydropower Plants Department	Faoli Bon Khsam
16	EDL	Distribution (Beirut and ML)	Head of Distribution (Beirut and ML) Directorate	Ibrahim Moussa
17	EDL	Studies and Planning Department	Head of Studies and Planning Department	Ghada Charfouni
18	EDL	Statistics and Information Department	Head of Statistics and Information Department	Gladys Daru
19	EDL	Transmission Directorate	Transmission Director	Rabih Daou
20	EBRD			Merhi, Firas
21	LRA	Hydropower Department		Ghassam Gesran
22	LRA	Governance Department	Head of Governance Department	Nassim Asou Hamad
23	LRA		General Director and Head of Board	Sami Alawieh
24	LCEC:Lebanese Center for Energy Conservation		President of the board	Pierre El Khoury
25	Word Bank	Leader for Infrastructure	Senior Energy Specialist	Alexis Made lain
26	USAID		Senior Local Development Specialist	Sana Saliba Khoury
27	USAID		Program Management Specialist	Rana Helou
28	UNDP	Energy & Environment	Programme Manager	Jihan Seoud
29	JICA Lebanon			Zeina Khalaf Helou

No	Organization	Department	Position	Name
30	JICA Jordan Office		Chief Representative	Junji WAKUI
31	Embassy of Japan in Lebanon		Ambassador Extraordinary and Plenipotentiary	MAGOSHI Masayuki
32	Embassy of Japan in Lebanon		First Secretary	YAMAGUCHI Maki
33	EBML		Technical Director	Ghada Rida
34	EBML			Tony Zoghby
35	EDL	La Kadischa		Abdel Rahman Mawas
36	EDL	La Kadischa		Bassem Khayat
37	NLWE (North Lebanon Water establishment.)		Director General	Khaled Obied.
38	NLWE (North Lebanon Water establishment.)		Technical/Investment Director	Gaby Nasr
39	EDL	Distribution Directorate	Regional Distribution Directorate	Gibran Magraani
40	KVA (DSP)		Project Manager for DSP project	Mohammad Katerji
41	KVA (DSP)		Construction Engineer	Bilal Shaaban
42	MRAD (DSP)		Project Director	Kassem Bazzi
43	MRAD (DSP)		Board Director	Mohamad M
44	BUS (DSP)		Contract Manager	Sayed Abbas
45	NEUC (DSP)		Project Manager for DSP project	Joseph Semaan
46	NEUC (DSP)		Head of Energy	Carla Aoun
47	INARA (GT Global)		Vice President	David Fernandes
48	INARA (GT Global)		Chief of Party	Nadia Alami
49	INARA (GT Global)		Infrastructure Technicala Lead	Amid Sahyoun

APPENDIX-2

収集資料リスト

収集資料リスト（第1次渡航分）

No.	Name
001	Policy paper 2019 English
002	Intermediary Report LENCC Rev 3
003	Least Cost Generation Plan Report 24 11 2021 1
004	finalrapportmasterplanupdatev9.
005	2016-12-SDGrandBeyrouth Etude Schéma Directeur EDF IN V1
006	Annexe 1 Plan semi géographique fuseaux Antelias
007	Annexe 2 Antelias Schema directeur 2030 géographique
008	Annexe 3 Plan semi géographique Beyrouth
009	Annexe 4 Plan semi géographique Chiah
010	Decon Int. Letter no. 18 dated 5-3-2020
011	Investment Plan 2019 Issue 02 Rev01
012	Network Load Forecast Plan-Issue 02-Rev01
013	Reply-Data collection report 09 06 2020 - MoEW-EDL
014	DSP-PRG-MRAD-PPG-0134
015	PRO-CRP-ASM-0002
016	Basic Data and Operating Data for HPP in Lebanon
017	Questionnaires EDL March 2023
018	Letter EDL 0316
019	Appendix 4-2- AMI KPIs - the Concept v14(1)
020	tarrif-new
021	tarrif-old
022	EDF report regarding the losses for 2019 and 2020
023	Questionnaires EDL March 2023 Power System Plan (Distribution)
024	Attachment # 1 - Functions of smart meter
025	Attachment # 2 - Reply
026	Attachment # 3 - BUS Substations' Data
027	Attachment # 4 - List of Projects
028	Letter EDL 0316 (Kadisha)
029	Letter EDL 0316 (Rechmaya-Bared-Naameh &BRSS)
030	Organization chart
031	Engineers Distribution
032	Number of staff
033	Policy paper 2019 English
034	Financial Statements
035	Audited Financial statment
036	Questionnaires EDL March 2023
037	Letter EDL 0316
038	INARA Fact Sheets Word- UPDATED 6032023na
039	Questionnaires EDL 30th March 2023
040	typical Substation layout diagram
041	Substation SLD
042	DSP Project Manual - Part I - Arabic
043	DSP Project Manual Part II
044	AMI Center tender documents final version
045	AMI Center tender documents final version
046	Expenditure framework - EDL - 050719
047	Questionnaires EDL March 2023
048	Attachment # 1 - Functions of smart meter
049	Attachment # 2 - Reply
050	Attachment # 3 - BUS Substations' Data
051	Attachment # 4 - List of Projects
052	Attachment # 5 - MV SLD
053	Letter EDL 0316 (Kadisha)
054	Letter EDL 0316 (Rechmaya-Bared-Naameh &BRSS)

No.	Name
055	Questionnaires EDL March 2023 IV. Power System Plan (Distribution)
056	EDL Bussines Plan
057	LRA Material
058	EDL Short Term Financial Model (Phases I & II) - 25-09-2021
059	GZCost PP
060	Merged Data sent to IMF 23-2-2023
061	Preliminary Analysis on Transmission System Planning Report
062	Production 2015-2020 (Power Plants)
063	Production information 2019
064	Tariff Simulation & Average Revenue - 23-2-2022 JG
065	typical Substation layout diagram

APPENDIX-3

KICK-OFF MEETING FOR OCTOBER MISSION



Data Collection Survey on Electricity Sector in Lebanon

Kick-off Meeting for October Mission

October 2023

JICA Study Team

Purposes of Data Collection Survey

The purposes of this Data Collection Survey are

- to collect basic information on the current status and identify issues in relation to the electricity power sector reform; and
- to facilitate discussions and consensus building between the Lebanese counter parties and JICA on a clear direction of the technical cooperation planned in the following phase.

Three Main Pillars of Scope of Work

The three main pillars of scope of work are

1. to organize information on formulating a detailed plan of the technical cooperation (T/C) *“Project for Strengthening Institutional Capacity to Develop Integrated Electricity Master Plan”*;
2. to collect information on and conduct pre-feasibility study of rehabilitation of existing hydropower generation facilities under the MoEW; and
3. to collect information on and conduct pre-feasibility study of dedicated transmission lines to water treatment facilities.

Schedule of Survey

	2023								
	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.
Field Survey	■			■				■	
Questionnaire	▲								
Project for Strengthening Institutional Capacity to Develop Integrated Electricity Master Plan (IEMP)	■			■				■	
Rehabilitation of hydropower generation facilities	■			■				■	
Dedicated lines to water treatment facilities	■			■				■	
Reports	▲Ic/R					It/R▲		Df/R▲	

Preparation for June field survey

Includes several candidate site surveys

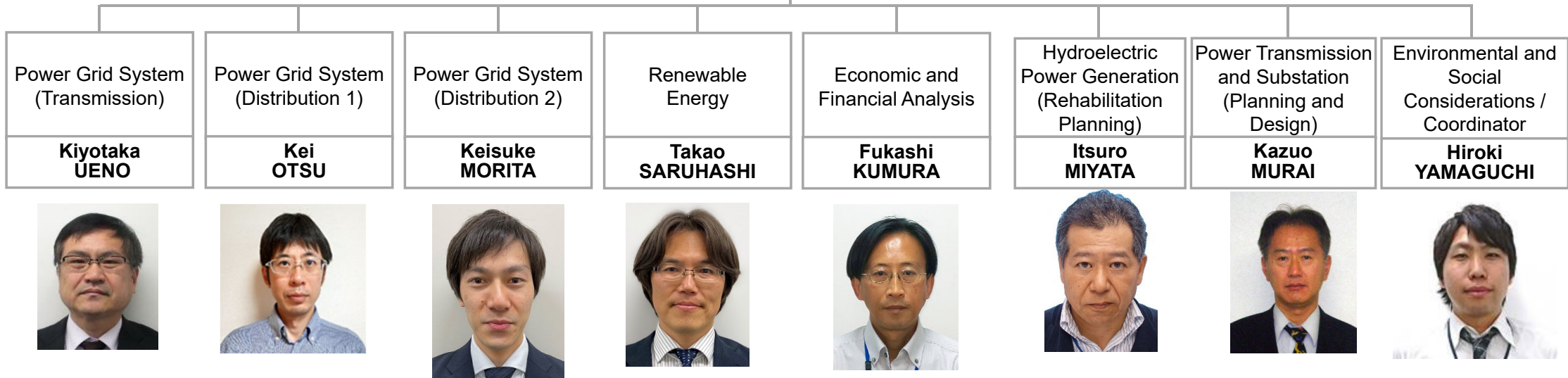
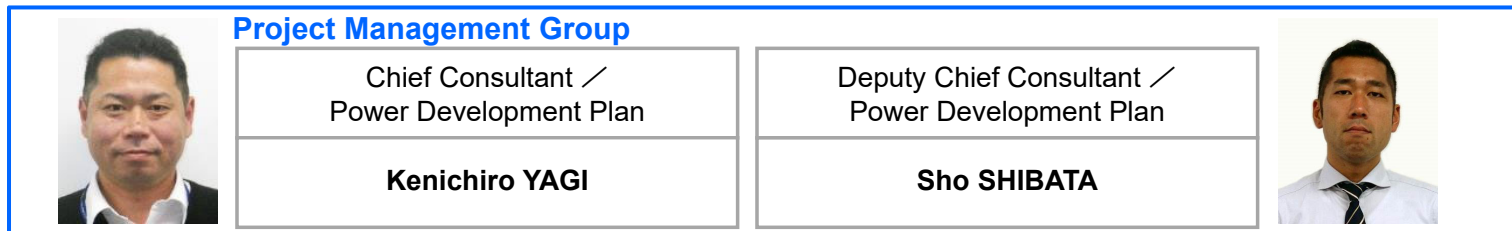
Explanation of Survey Results



We are here.

Ic/R: Inception Report, It/R: Interim Report, Df/R: Draft Final Report, F/R: Final Report

Member List of JICA Study Team



Interface with the Both Counter Parties 1

Areas of expertise	Experts in JICA Study Team	MoEW	EDL	Remarks
Chief Consultant / Power Development Plan	Kenichiro YAGI	Dr. Khaled Nakhle Dr. Ahmad Ms. Lamia	Mr. Jihad Ghadieh <u>Generation department</u> Mr. Bshara Etieh Mr. Fadi Abo Khouzam <u>Hydropower Department</u> Mr. Fadi Abo Khozam *1 <u>Transmission Department</u> Mr.Rabih Daw, Transmission Director Mr.Ramzi El Dobeissy, Head of Transmission Department <u>Study Directorate</u> Ms.Raja El-Ali, Head Mr. Rima Assaf, Net Metering Committee and Head of Study Dep.	Integrated Electricity Master Plan (IEMP)
Deputy Chief Consultant / Power Development Plan	Sho SHIBATA			
Renewable Energy	Takao SARUHASHI	<u>LCEC</u> Mr.Pierre El Khoury, Director General		
Power Grid System (Transmission)	Kiyotaka UENO			
Power Grid System (Distribution)	Kei OTSU, Keisuke MORITA		<u>Distribution (Beirut and ML) Directorate</u> Mr.Ibrahim Moussa: Head <u>Regional Distribution Directorate</u> Mr.Ghassam Darwich: Head <u>Beirut Division and AMI</u> Mr.Tarek Mausow: Head	

Interface with the Both Counter Parties 2

Areas of expertise	Experts in JICA Study Team	MoEW and Related organization	EDL	Remarks
Economic and Financial Analysis	Fukashi KUMURA			
Hydroelectric Power Generation (Rehabilitation Planning)	Itsuro MIYATA	<u>Litani River Authority</u> Dr.Sami Alawieh	<u>Hydropower Department</u> Mr. Fadi Abo Khozam *1 <u>Kadisha River</u> Mr. Abdel Rahman Mawas Eng. Basem Khayat	Rehabilitation of hydropower generations
Power Transmission and Substation (Planning and Design)	Kazuo MURAI	<u>EBML</u> Ms.Ghada rida, Technical Director	----	Dedicated lines to water treatment facilities

EBML: EBML Water of Beirut and Mount Lebanon

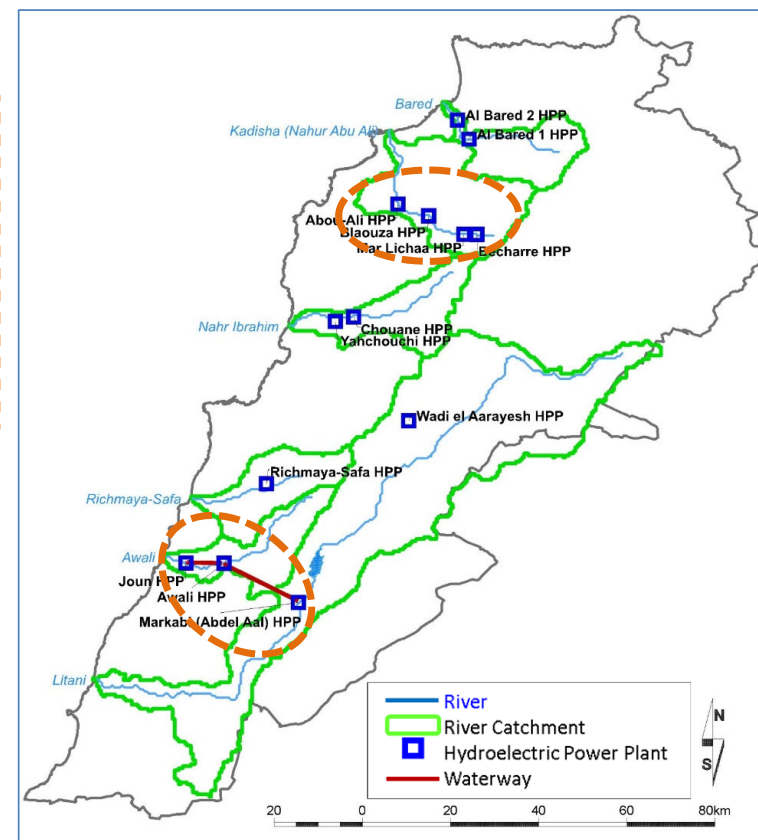
Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Specifications of Hydropower Plants

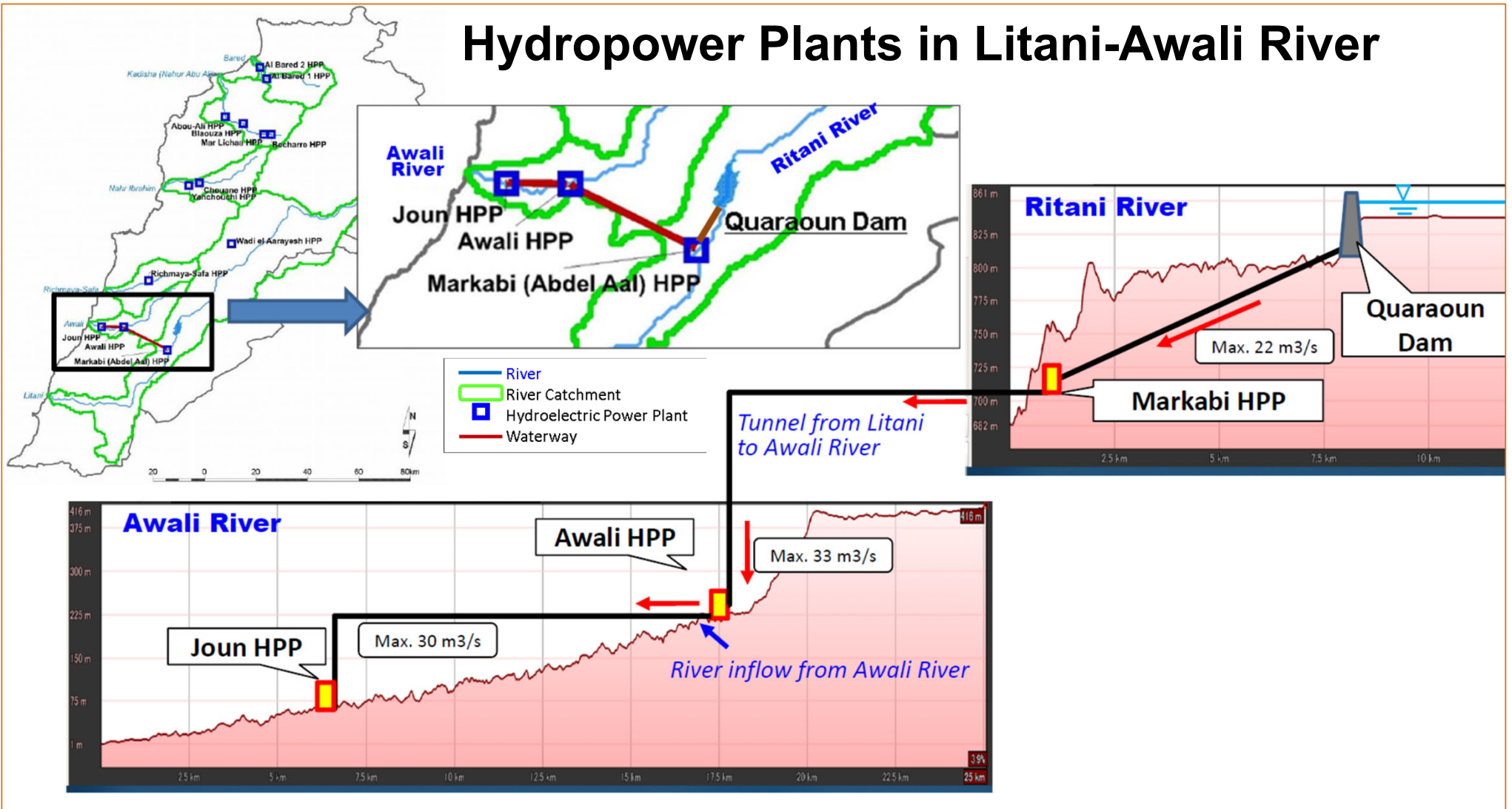
	River System	Company	Rated Capacity (MW)	Result of March Mission
1	Litani	Litani Water Authority	199	Operated by LRA (Litani River Authority). (Meeting with LRA in Beirut on 21 th March)
2	Kadisha	Kadisha Company (EDL owned)	22	Operated by Kadischa-EDL. (Meeting with Hydropower Department of EDL headquarter on 20 th March)
3	Al Bared	Al Bared concession (EDL owned)	17	UNDP is under study to renovate the facility. (Meeting with UNDP on 21 th March)
4	Nahr Ibrahim	Nahr Ibrahim Company	34	Operated by IPP.
5	Safa spring	EDL	13	MCC is preparing to renovate the facility. (Meeting with USAID on 24 th March)
Total			285	

Existing Hydropower Plants Location

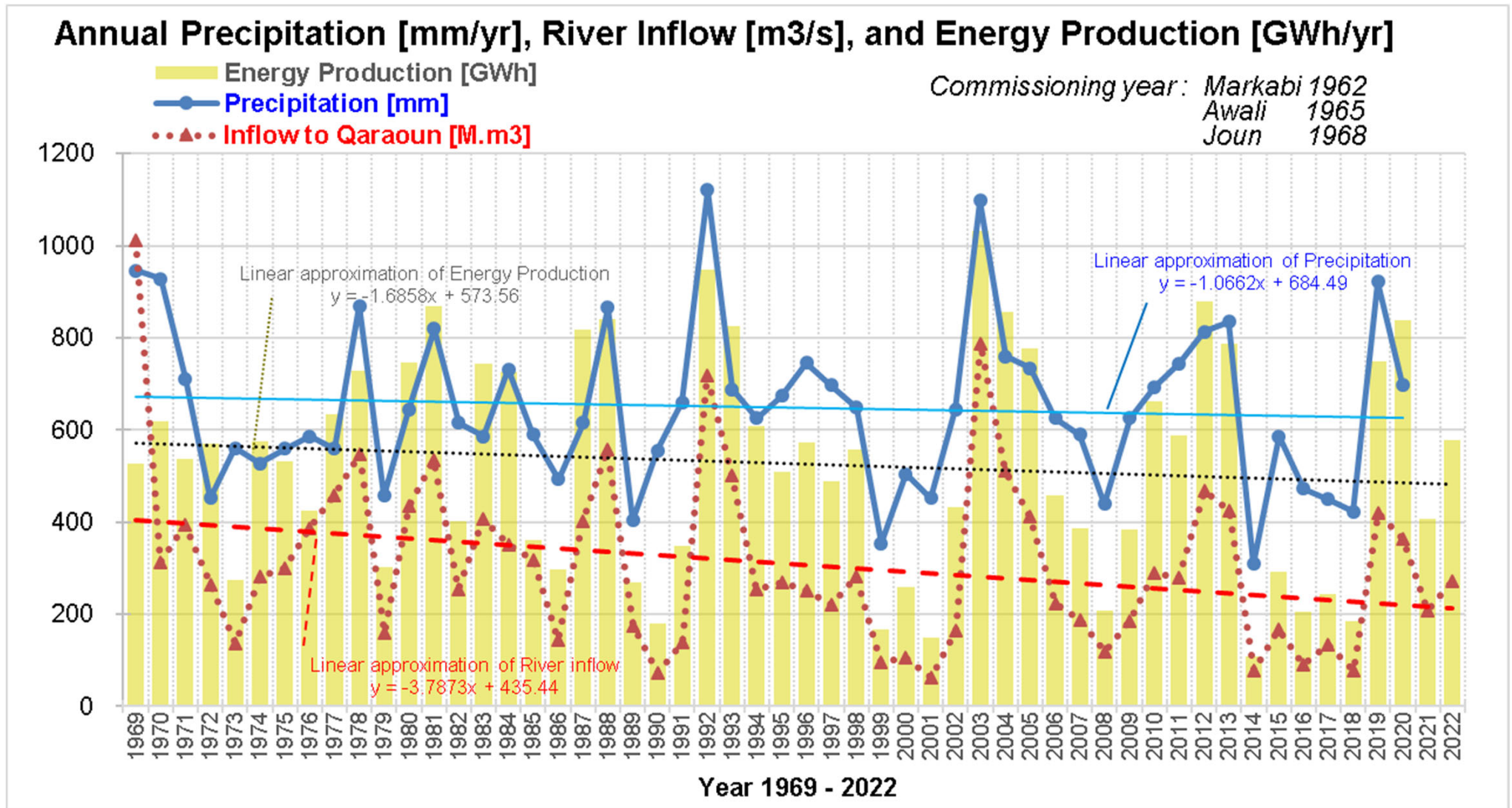


Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Hydropower Plants in Litani-Awali River



Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities



Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

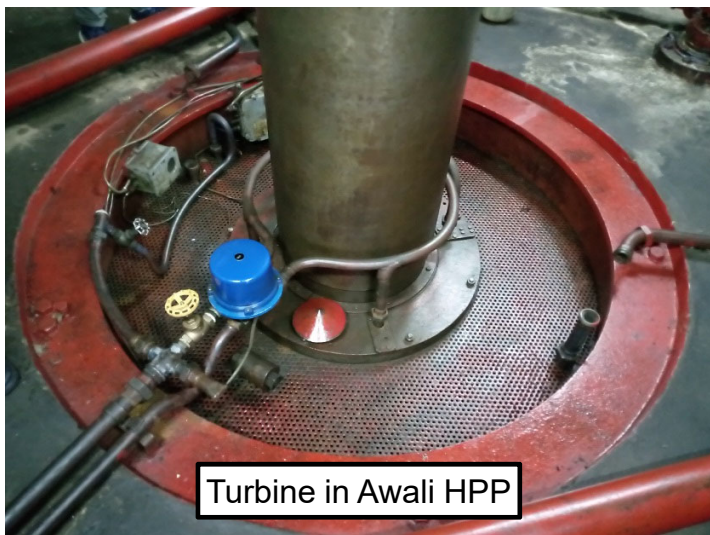
Site Visit to Qaraoun Dam/Markabi Hydropower Plant (June 12th, 2023)/Litani



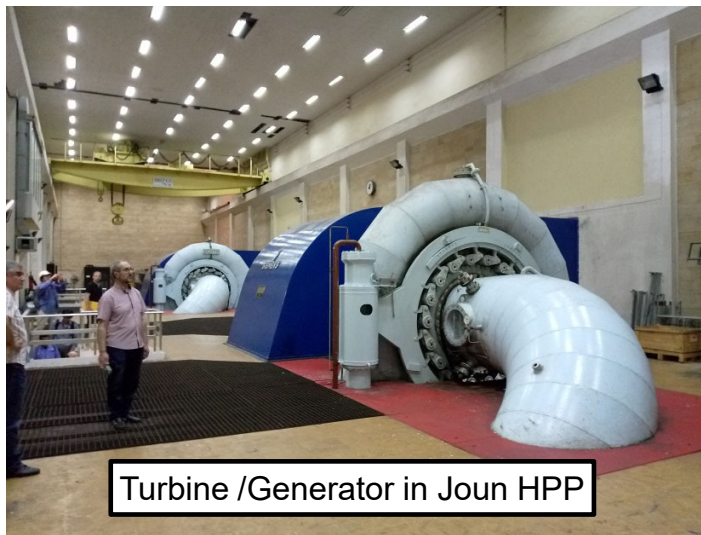
- Confirmation on Data and Site Situation of Qaraoun Dam
- Site Visit for Current Conditions of Facilities in Markabi Hydropower Plant
- Explanation of Analysis Result for 10 Year Operation Data (Generation/Operating Hours) to LRA
- Discussion/Recommendation on Rehabilitated Facilities and Critical Components requiring Upgrade

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Site Visit to Joun & Awali Hydropower Plants (June 13th, 2023)/Litani



Turbine in Awali HPP



Turbine /Generator in Joun HPP



Discussion with LRA

- Confirmation on Configuration of all Hydropower Plants in Litani River
- Site Visit for Current Conditions of Facilities in Joun & Awali Hydropower Plants
- Explanation of Analysis Result for 10 Year Operation Data (Generation/Operating Hours) to LRA
- Discussion/Recommendation on Rehabilitated Facilities and Critical Components requiring Upgrade

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

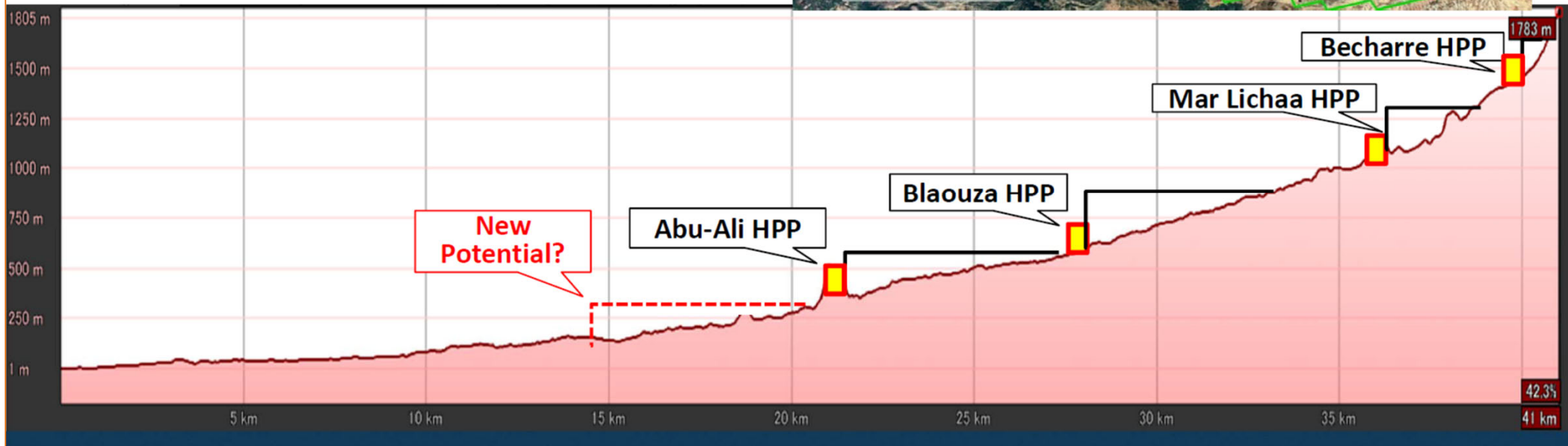
Scope of Rehabilitation Works for Hydropower Plants in Litani

Name of Hydropower Plant		Critical Components requiring upgrade (by LRA)	
		Equipment/Parts	Common Facility
MARKABI HPP 36MW (2 x 18MW) Vertical Francis Turbine Original Manufacturer: Andritz Hydro	Unit 1	(1) New Governor systems for Two (2) Francis Turbines and related mechanical and electrical equipment (existing one since 1995)	(1) New SCADA System for Two (2) units, New High Voltage Substation 66kV and Medium Voltage Substation 15kV (existing one since 2000)
	Unit 2		(2) New Protection Systems for Three (3) lines 66kV (existing one since 1962) (3) New 400VAC Distribution Panel (4) Two (2) New Inlet Valves (Bi-plane Valves) (Optional Item)
AWALI HPP 108MW (3 x 36MW) Vertical 5 Jet-Pelton Turbine Original Manufacturer: GE Renewable	Unit 1	(1) New Governor systems for Three (3) Pelton Turbines each) and related mechanical and electrical equipment (existing one since 1995)	(1) New SCADA System for Three (3) units, New High Voltage Substation 66kV and Medium Voltage Substation 15kV (existing one since 1965)
		(2) New Protection Systems for Three (3) Generators (45MVA each) (existing ones since 1965)	(2) New Protection Systems for Six (6) lines 66kV (existing one since 1965)
	Unit 2	(3) New Automatic Voltage Regulators (AVR) for Three (3) Generators (45MVA each) (existing ones since 1995)	
		(4) New Protection Systems for Three (3) Step-up Transformers (45MVA each) (existing ones since 1965)	
	Unit 3	(5) New Runners for Three (3) Pelton Turbines each) and Rehabilitation of Turbine Nozzles	
		(6) Maintenance of Three (3) Inlet Valves	
JOUN HPP 48MW (2 x 24MW) Horizontal Francis Turbine Original Manufacturer: Voith/Siemens Hydro	Unit 1	(1) New Governor systems for Two (2) Francis Turbines and related mechanical and electrical equipment (existing one since 1995)	(1) Two (2) New Inlet Valves (Bi-plane Valves) (Optional Item)
		(2) Maintenance of Two (2) Generators	
	Unit 2	(3) Maintenance of Two (2) Inlet Valves (Spherical Valves) including replacement of sealing materials	

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Hydropower Plants in Kadisha River

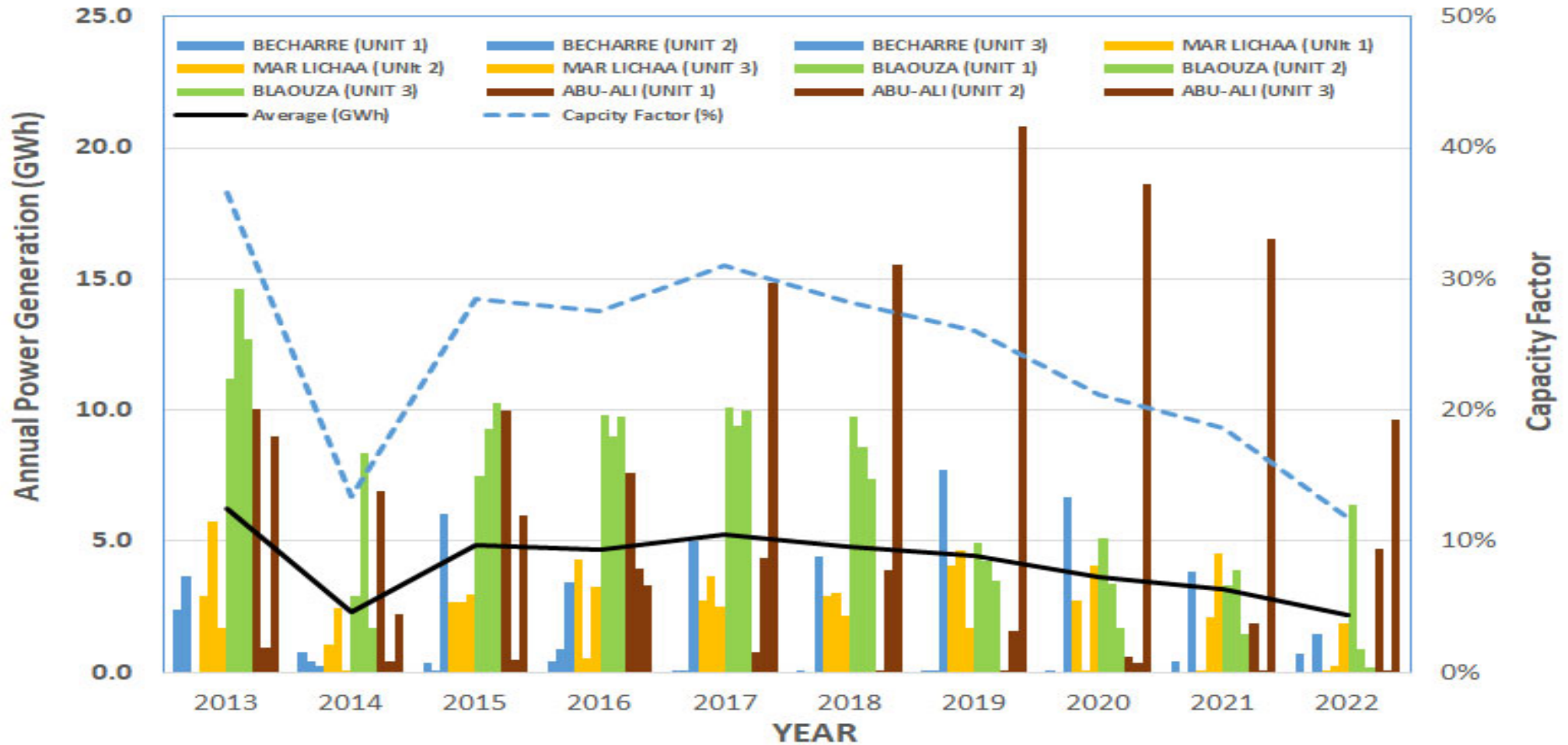
Kadisha River (Nahur Abu Ali)



Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Year 2013 to 2022

Annual Power Generation in Kadisha River



Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Site Visit to Becharre/Mari Lichaa Hydropower Plants (June 15th, 2023)/Kadisha



Additional New Turbine/Generator of Becharre HPP



New Control Panels of Becharre HPP

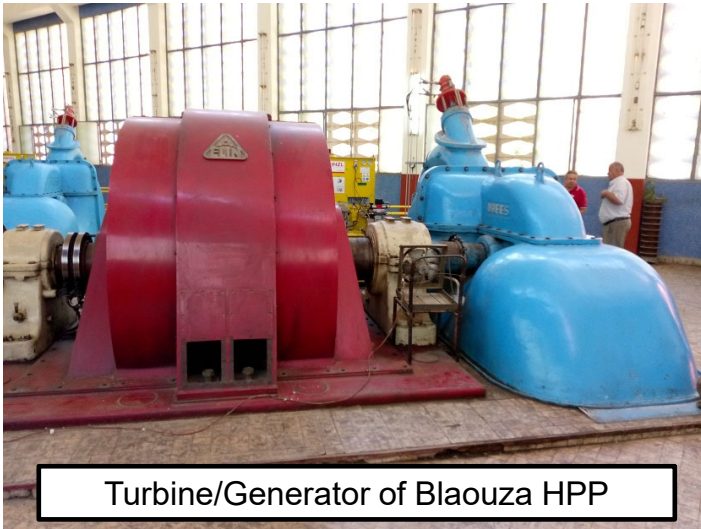


Turbine/Generator of Mari Lichaa HPP

- Explanation of Analysis Result for 10 Year Operation Data (Generation/Operating Hours) to Kadisha
- Confirmation on Configuration of all Hydropower Plants in Kadisha
- Site Visit for Current Conditions of Facilities in Becare & Mari Lichaa Hydropower Plants
- Discussion on Rehabilitated Facilities

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Site Visit to Blaouza/Abu-Ali Hydropower Plants (June 16th, 2023)/Kadisha



Turbine/Generator of Blaouza HPP



Uprating New Turbine/Generator of Abu-Ali HPP



Kousba Substation

- Site Visit for Current Conditions of Facilities in Blaouza & Abu-Ali Hydropower Plants
- Discussion on Rehabilitated Facilities
- Visit Kousba Substation for Confirmation of Network System in Kadisha Area

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Rehabilitated Facilities for Hydropower Plants in Kadisha

Name of Hydropwer Plant	Rehabilitation executed			Critical Components requiring upgrade (by Kadisha)		
	Year	Equipment/Parts	Common Facility	Equipment/Parts	Common Facility	
BECHARRE HPP 3.44MW (2 x 0.8MW + 1 x 1.8MW) Pelton Turbine	Unit 1	---	Original Facilities (No Regabilitation)	Rehabilitation of Units: Starting Date : March 6, 2014 Finishing Date : December 15, 2014 - New Common Control Panel - New Overhead Crane (12.5T +2T) * One (1) New Turbine Runner (spare)	Major Electrical Facilities and related equipment already rehabilitated (except Unit 1)	- Shortage of Spare Parts - Battery Facility (110VDC)
		2014	New Turbine Runner			
	Unit 2	2014	New Inlet Vlve and Oil Pressure Supply System			
		2014	New Unit Control Panel			
	Unit 3 (additional)	2014	Additional: New Vertical 4-Jet Pelton Turbine /Gnenerator (Uprating 1,844kW) :GUGLER			
	2014	New Inlet Valve and Oil Pressure Supply System				
	2014	New Unit Control Panel				
MAR LICHAA HPP 3.12MW (3 x 1.04MW) Pelton Turbine	Unit 1	1996	New Turbine Runner	Rehabilitation of Units: Starting Date : July 15, 2014 Finishing Date : February 25, 2016 - New Common Control Panel - New Overhead Crane (16T + 2T) * Two (2) New Turbine Runners (spare)	Major Electrical Facilities and related equipment already rehabilitated.	- Shortage of Spare Parts - Battery Facility (110VDC)
		2014 - 2016	New Inlet Valve and Oil Pressure Supply System			
		2014 - 2016	New Unit Control Panel			
	Unit 2	1996	New Turbine Runner			
		2014 - 2016	New Inlet Valve and Oil Pressure Supply System			
		2014 - 2016	New Unit Control Panel			
	Unit 3	1996	New Turbine Runner			
2014 - 2016		New Inlet Valve and Oil Pressure Supply System				
2014 - 2016		New Unit Control Panel				
BLAOUZA HPP 8.4MW (3 x 2.8MW) Pelton Turbine	Unit 1	2014 - 2016	New Turbine Runner	Rehabilitation of Units: Starting Date : July 15, 2014 Finishing Date : February 25, 2016 - New Common Control Panel * New Turbine Runners (spare)	Major Electrical Facilities and related equipment already rehabilitated.	- Shortage of Spare Parts - Battery Facility (110VDC)
		2014 - 2016	New Inlet Valve and Oil Pressure Supply System			
		2014 - 2016	New Unit Control Panel			
	Unit 2	2014 - 2016	New Turbine Runner			
		2014 - 2016	New Inlet Valve and Oil Pressure Supply System			
		2014 - 2016	New Unit Control Panel			
	Unit 3	2014 - 2016	New Turbine Runner			
2014 - 2016		New Inlet Valve and Oil Pressure Supply System				
	2014 - 2016	New Unit Control Panel				
ABU-ALI HPP 7.48MW (2 x 2.72MW + 1 x 3.5MW) Pelton Turbine	Unit 1	---	Original Facilities (No Regabilitation)	Rehabilitation of Units: Starting Date : March 6, 2015 Finishing Date : November 28, 2018 - New Common Control Panel - New Overhead Crane (25T) * Two (2) Turbine Runner (spare)	Major Electrical Facilities and related equipment already rehabilitated (except Unit 1)	- Shortage of Spare Parts - Batory Facility (110VDC)
		2015 - 2018	New Turbine Runner			
	Unit 2	2015 - 2018	New Inlet Valve and Oil Pressure Supply System			
		2015 - 2018	New Unit Control Panel			
	Unit 3	2015 - 2018	New Vertical 4-Jet Pelton Turbine /Gnenerator (Uprating 3,639kW) :GUGLER			
		2015 - 2018	New Inlet Valve and Oil Pressure Supply System			
	2015 - 2018	New Unit Control Panel				

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Implementation Schedule of Rehabilitation Works for Hydropower Plants in Litani

Implementation Schedule for Markabi HPP

Name of HPP	Equipment/Parts	Month																			Remarks
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
MARKABI HPP	Unit 1	New Governor system for Francis Turbines and related mechanical and electrical equipment																			
			Procurement																		
	Unit 2	New Governor system for Francis Turbines and related mechanical and electrical equipment																			
			Procurement																		
	Unit 1	New Inlet Valve (Bi-plane Valve) (Optional Item)																			
		Procurement																			
Unit 2	New Inlet Valve (Bi-plane Valve) (Optional Item)																				
		Procurement																			
Common	New SCADA System for 2 units, New High Voltage Substation 66kV and Medium Voltage Substation 15kV																				
		Procurement																			
	New Protection Systems for 3 lines 66kV																				
		Procurement																			
	New 400VAC Distribution Panel																				
		Procurement																			

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Implementation Schedule of Rehabilitation Works for Hydropower Plants in Litani Implementation Schedule for Awali HPP

Name of HPP	Equipment/Parts	Month																			Remarks																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19																				
AWALI HPP	Unit 1	New Runners for Pelton Turbines and Rehabilitation of Turbine Nozzles	Procurement																	Design/Manufacturing/Delivery																			Installation	Original Manufacturer
	Unit 2	New Runners for Pelton Turbines and Rehabilitation of Turbine Nozzles	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																	Installation	Original Manufacturer	
	Unit 3	New Runners for Pelton Turbines and Rehabilitation of Turbine Nozzles	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																	Installation	Original Manufacturer	
	Unit 1	Maintenance of Inlet Valve	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation	Original Manufacturer Same timing with installation of Unit 1 runner/repairing turbine nozzles		
	Unit 2	Maintenance of Inlet Valve	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation	Original Manufacturer Same timing with installation of Unit 2 runner/repairing turbine nozzles		
	Unit 3	Maintenance of Inlet Valve	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation	Original Manufacturer Same timing with installation of Unit 3 runner/repairing turbine nozzles		
	Unit 1	New Automatic Voltage Regulator (AVR) for Generators (45MVA)	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation			
	Unit 2	New Automatic Voltage Regulator (AVR) for Generators (45MVA)	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation			
	Unit 3	New Automatic Voltage Regulator (AVR) for Generators (45MVA)	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation			
	Unit 1	New Protection System for Generator (45MVA)	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation			
	Unit 2	New Protection System for Generator (45MVA)	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation			
	Unit 3	New Protection System for Generator (45MVA)	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation			
	Unit 1	New Protection Systems for Step-up Transformer (45MVA)	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation			
	Unit 2	New Protection Systems for Step-up Transformer (45MVA)	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation			
	Unit 3	New Protection Systems for Step-up Transformer (45MVA)	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery																Installation			
	Common	New SCADA System for Three (3) units, New High Voltage Substation 66kV and Medium Voltage Substation 15kV	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery															Installation				
		New Protection Systems for 6 lines 66kV	Procurement																		Design/Manufacturing/Delivery															Installation				

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Implementation Schedule of Rehabilitation Works for Hydropower Plants in Litani

Implementation Schedule for Joun HPP

Name of HPP	Equipment/Parts		Month																			Remarks					
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19						
JOUN HPP	Unit 1	New Governor system for Francis Turbine and related mechanical and electrical equipment	Procurement			Design/Manufacturing/Delivery							Installation														
	Unit 2	New Governor system for Francis Turbine and related mechanical and electrical equipment	Procurement			Design/Manufacturing/Delivery							Installation														
	Unit 1	Maintenance of Inlet Valve (Spherical Valve) including replacement of sealing materials	Procurement			Design/Manufacturing/Delivery					Installation															Original Manufacturer	
	Unit 2	Maintenance of Inlet Valve (Spherical Valve) including replacement of sealing materials	Procurement			Design/Manufacturing/Delivery					Installation															Original Manufacturer	
	Unit 1	New Inlet Valve (Bi-plane Valve) (Optional Item)	Procurement			Design/Manufacturing/Delivery										Installation											
	Unit 2	New Inlet Valve (Bi-plane Valve) (Optional Item)	Procurement			Design/Manufacturing/Delivery										Installation											
	Unit 1	Maintenance of Generator	Procurement			Design/Manufacturing/Delivery					Installation																Original Manufacturer
	Unit 2	Maintenance of Generator	Procurement			Design/Manufacturing/Delivery					Installation																Original Manufacturer

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Estimated Cost of Rehabilitation for Hydropower Plants in Litani River

Name of HPP	Equipment/Parts	JPY/USD= 148			
		Estimated Cost USD	Estimated Cost equivalent to K-JPY		
MARKABI HPP	Unit 1	New Governor system for Francis Turbines and related mechanical and electrical equipment	800,000	118,400	
	Unit 2	New Governor system for Francis Turbines and related mechanical and electrical equipment			
	Unit 1	New Inlet Valve (Bi-plane Valve) (Optional Item)	470,000	69,560	
	Unit 2	New Inlet Valve (Bi-plane Valve) (Optional Item)			
	Common	New SCADA System for 2 units, New High Voltage Substation 66kV and Medium Voltage Substation 15kV		2,500,000	370,000
		New Protection Systems for 3 lines 66kV		350,000	51,800
		New 400VAC Distribution Panel		200,000	29,600
TOTAL for MARKABI HPP		4,320,000	639,360		
AWALI HPP	Unit 1	New Runners for Pelton Turbines and Rehabilitation of Turbine Nozzles	3,900,000	577,200	
	Unit 2	New Runners for Pelton Turbines and Rehabilitation of Turbine Nozzles			
	Unit 3	New Runners for Pelton Turbines and Rehabilitation of Turbine Nozzles			
	Unit 1	Maintenance of Inlet Valve	900,000	133,200	
	Unit 2	Maintenance of Inlet Valve			
	Unit 3	Maintenance of Inlet Valve			
	Unit 1	New Automatic Voltage Regulator (AVR) for Generators (45MVA)	750,000	111,000	
	Unit 2	New Automatic Voltage Regulator (AVR) for Generators (45MVA)			
	Unit 3	New Automatic Voltage Regulator (AVR) for Generators (45MVA)			
	Unit 1	New Protection System for Generator (45MVA)	300,000	44,400	
	Unit 2	New Protection System for Generator (45MVA)			
	Unit 3	New Protection System for Generator (45MVA)			
	Common	New Protection Systems for Step-up Transformer (45MVA)		300,000	44,400
		New Protection Systems for Step-up Transformer (45MVA)			
		New Protection Systems for Step-up Transformer (45MVA)			
	Common	New SCADA System for Three (3) units, New High Voltage Substation 66kV and Medium Voltage Substation 15kV		5,000,000	740,000
		New Protection Systems for 6 lines 66kV		600,000	88,800
TOTAL for AWALI HPP		11,750,000	1,739,000		
JOUN HPP	Unit 1	New Governor system for Francis Turbine and related mechanical and electrical equipment	800,000	118,400	
	Unit 2	New Governor system for Francis Turbine and related mechanical and electrical equipment			
	Unit 1	Maintenance of Inlet Valve (Spherical Valve) including replacement of sealing materials	900,000	133,200	
	Unit 2	Maintenance of Inlet Valve (Spherical Valve) including replacement of sealing materials			
	Unit 1	New Inlet Valve (Bi-plane Valve) (Optional Item)	500,000	74,000	
	Unit 2	New Inlet Valve (Bi-plane Valve) (Optional Item)			
	Unit 1	Maintenance of Generator	250,000	37,000	
	Unit 2	Maintenance of Generator			
TOTAL for JOUN HPP		2,450,000	362,600		
Total Cost of Rehabilitation Equipment/Parts (A)		18,520,000	2,740,960		
Engineering Cost for Consultancy Services (B)		1,300,000	192,400		
TOTAL COST (A + B) for Litani River		19,820,000	2,933,360		

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Estimated Cost of Rehabilitation for Hydropower Plants in Kadisha River

		JPY/USD=		148
Pos	Description	Qty	Total Cost	Total Cost
			USD	Equivalent to K-JPY
This is the list of Spare Parts for all 4 Hydro Power Plants FOR 4 YEARS				
1	Phoenix contact : power supply QUINT -PS/1AC/24DC/20 Rectifier Order -No 2866776	4	4,500	666
2	NIVELCO Water level overvoltage protection unit (Nivopress NAA-102-0 Protection IP65)	6	2,200	326
3	Simens sentrom PAC 3200 LCD 96X96 MM	2	2,500	370
4	Simens PAC profibus DP sentrom FROM pac 3200 /4200	2	1,600	237
5	MTS Sensors : Temposonic E- Series 17 cm	4	13,000	1,924
7	MTS Sensors : Temposonic E- Series 20 cm	4	13,000	1,924
8	MTS Sensors : Temposonic E- Series 24 cm	8	26,000	3,848
9	MTS Sensors : Temposonic E- Series 25 cm	4	13,000	1,924
10	MTS Sensors : Temposonic E- Series 35 cm	4	13,000	1,924
11	HAINZL: Breathing Filter	5	1,000	148
12	HAINZL: Pressure Filter	5	4,000	592
13	HAINZL: Return Line Filter	5	1,500	222
14	HAINZL: Filter element 0150	10	2,300	340
15	HAINZL: Filter element 0060	10	2,300	340
16	for BLAOUZA, MAR LICHAA, BECHAREE	9	21,000	3,108
17	Brakes for unit 3 - BECHARRE (Brake caplier and disc)	1	7,000	1,036
18	Brakes for unit 3 - ABOU ALI (Brake caplier and disc)	1	9,000	1,332
19	Varistor	3	3,500	518
20	Overvoltage arrestor	3	3,500	518
21	Schneider Electric: RMCV60BD - 24 VDC	2	2,000	296
22	Schneider Electric: RMCA61BD - 24 VDC	2	2,500	370
23	Iskra SQ0214	6	12,000	1,776
24	WOODWARD Synchronizing System SPM-D	6	35,000	5,180
25	Sets of batteries 110 V DC-58 batteries 2V	4	235,000	34,780
26	Sets of charger 110 V continue	4	210,000	31,080
27	Phoenix contact : PLC-BSC-24 DC/21 ORD.-NO:29 66 016 INPUT:UN= 24VDC	50	1,500	222
28	Electro valve unit 3 - Abu-Ali HPP	2	10,000	1,480
29	Needle for old turbine at Abu-Ali HPP	4	135,000	19,980
			786,900	116,461

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Summary of Estimated Cost of Rehabilitation for HPPs in Litani & Kadisha Rivers

JPY/USD= 148			
Name of HPP	Total Cost	Total Cost	Remarks
	USD	Equivalent to K-JPY	
Litani River			
MARKABI HPP	4,320,000	639,360	Including replacement of Inlet Valve (Optional Item)
AWALI HPP	11,750,000	1,739,000	
JOUN HPP	2,450,000	362,600	Including replacement of Inlet Valve (Optional Item)
Engineering Cost	1,300,000	192,400	
Total (for Litani River)	19,820,000	2,933,360	
Kadisha River			
4 HPPs (Becharre, Mar Lichaa, Blaouza, Abu-Ali)	786,900	116,461	for Spare Parts and Auxiliaries
Grand Total	20,606,900	3,049,821	

Rehabilitation of Hydropower Generation Facilities

Contribution of Rehabilitation to Hydropower Plants in Litani & Kadisha Rivers

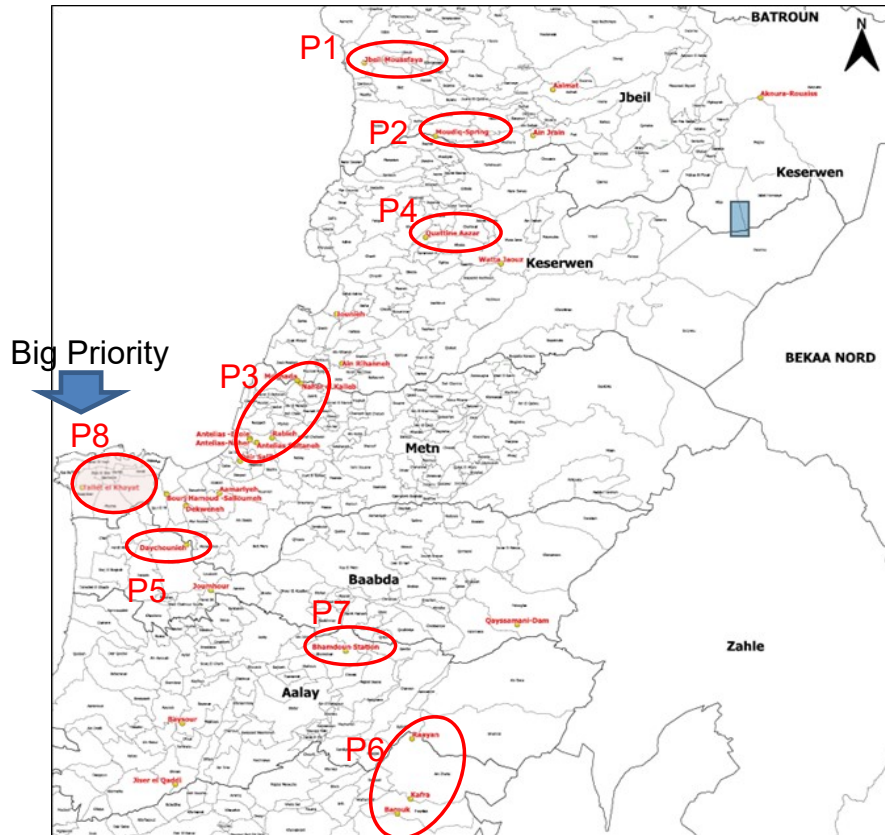
- (1) Increase of Operating Factor (Operating Hours) and Capacity Factor (Power Generation) will be expected for the hydropower plants after the rehabilitation.
- (2) Efficient Usage of Installed Capacity cannot be expected for the hydropower plants due to shortage of water, even if the rehabilitation is implemented.

Dedicated lines to water treatment facilities

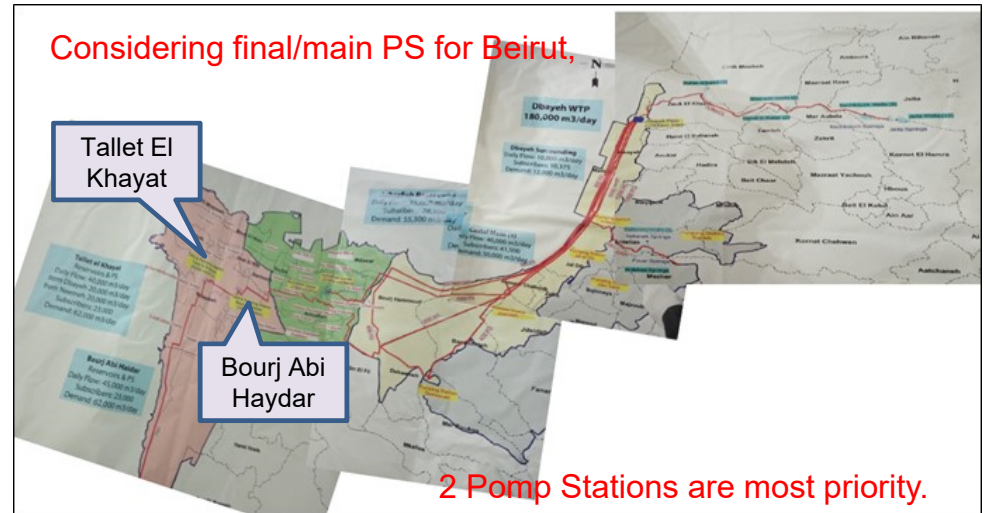
Water Treatment Facility at EBML

Result of discussion with EBML

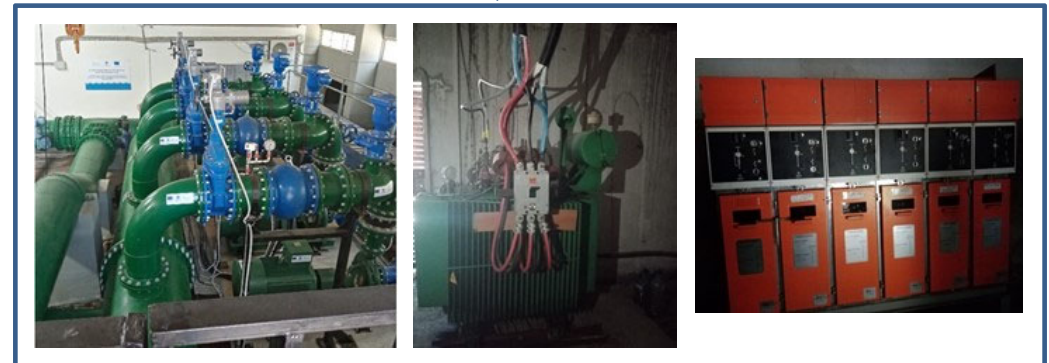
Confirming the priority based on the list of all 162 facilities provided by EBML,



Water Flow Chart to Beirut



Visited at Tallet El Khayat

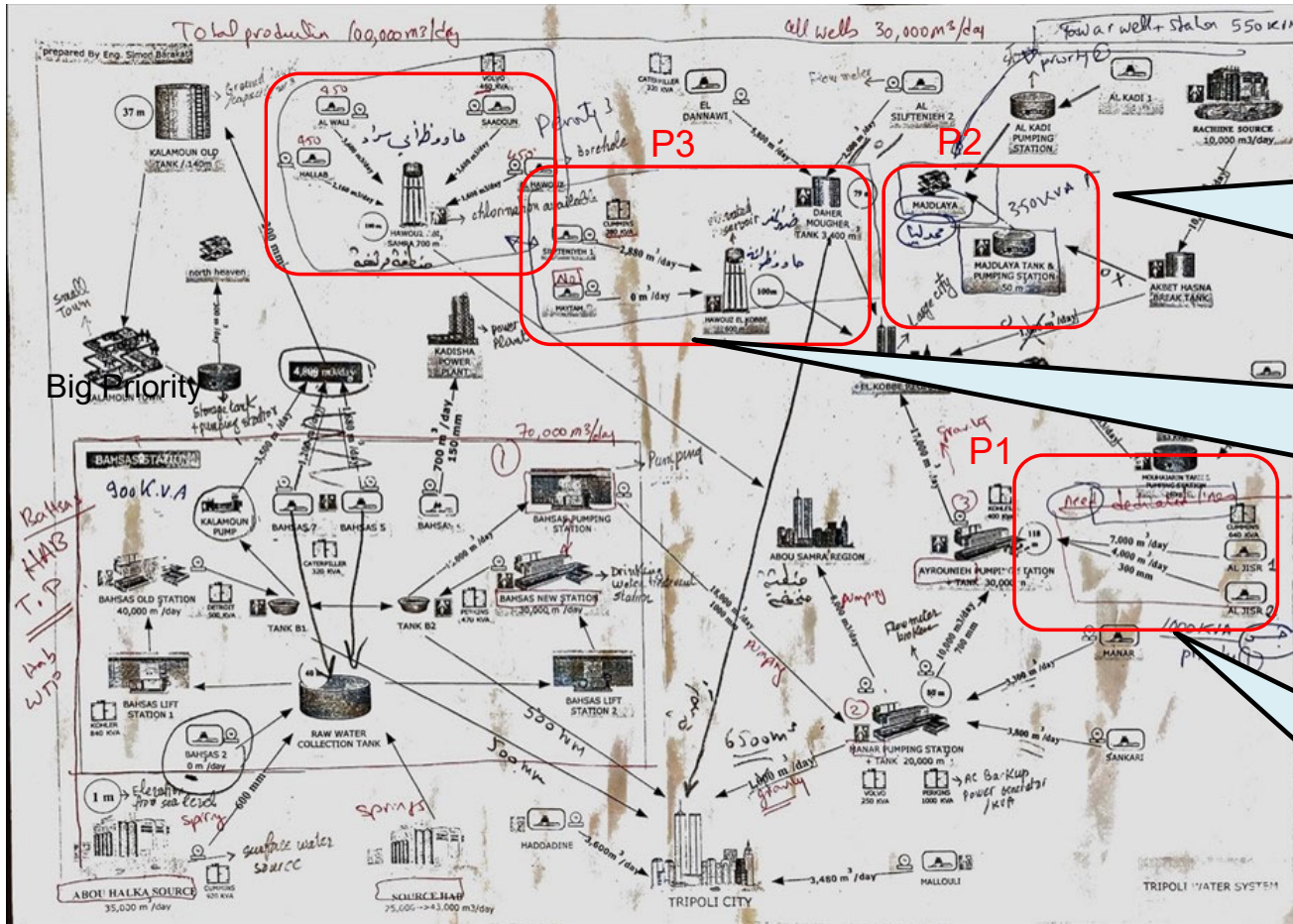


8 locations (14 facilities) were selected as high priority

Water Treatment Facility at NLWE

Result of discussion with NLWE

Site Survey



Big priority



➤ 3 locations (5 facilities) without dedicated lines were selected as priority

What was confirmed during the facility visit

We visited each water treatment facility and confirmed the following.

- There is no time to pump up because the power can only be received for a maximum 4 hours a day.
↔ It was confirmed that facility with a dedicated line could operate all day.
- They have a generator installed but it's not working.
- There are no particular problems with the power receiving equipment.
- There is not enough land for solar panel installation.

We also visited the substation separately and confirmed the following

- At the substation, power is turned on and off by feeder unit, so the problem is not due to equipment defects on the substation side.

Provisional evaluation of countermeasures

Potential countermeasures

Countermeasures	Assessment on Survey
i) New installation of a dedicated power lines from the nearest substations	<p>Recommendation</p> <p>(Actually adoption and usefulness can be confirmed)</p>
ii) Refurbishment of transmission and substation facilities	<p>Unacceptable</p> <p>(The cause is not the problem of facilities, but the operational status of the feeder itself)</p>
iii) Setting priority feeders with frequency relays at existing substations	<p>Unacceptable</p> <p>(The feeder is turned on and off depending on the Substation staff)</p>
iiii) Installation of dispersed power sources utilizing solar power, etc. within water treatment facilities (diesel generators are also available as an option)	<p>Unacceptable</p> <p>(There is not enough free space for utility scale solar park in each facility.)</p> <p>(A diesel generator is installed but cannot be operated due to high fuel prices)</p>

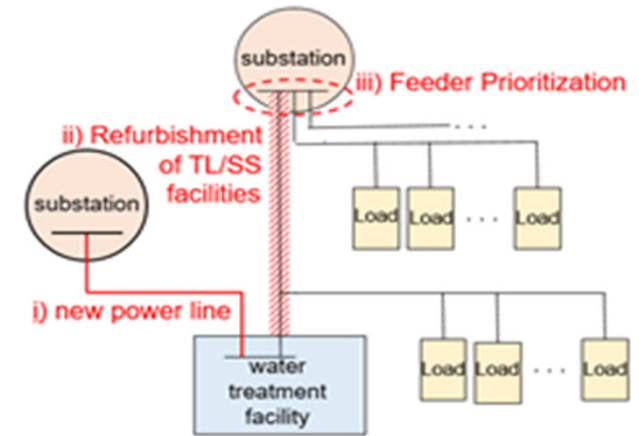


Image of transmission (distribution) lines

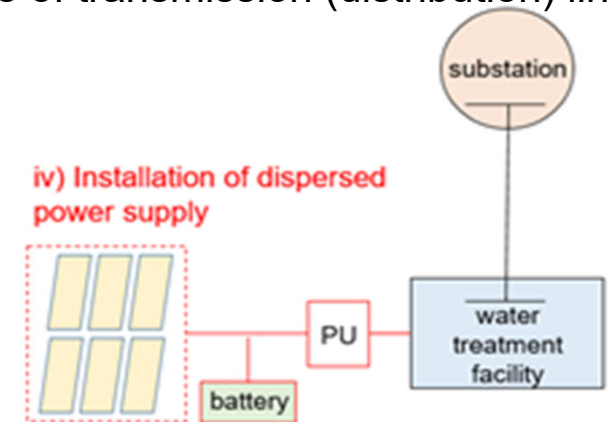


Image of dispersed power supply

Cost Estimation (Procedure)

Price for Dedicated line

Project Quotation					
Code	Item	Unit	Estimated Quantity	Unit Price	Amount
5.12	Supply And Install - 24kV MV Al cable 3 x 240 mm2	m	200.00	40.05	8,010.00
5.13	Supply And Install - Termination Kit - Internal 70 - 120 mm2	No.	2.00	96.68	193.35
5.146	Supply And Install - 24 kV sectionalizing switch- SF6 gas	No.	1.00	2,965.60	2,965.60
5.139	Excavation of standard trench (0.6m x 0.9m), transport of surplus soil and clearing of the vicinity	m	160.00	15.00	2,400.00
5.140	All works for trench back filling including re-installment of verges and pavements blocks and asphalt, and clearing of the vicinity for road	m	160.00	22.50	3,600.00
Note:					
1. The above quantities are subject to remeasurement after completion of works. Final amount of this offer is, therefore, subject to change.					
2. Cable price is based on LME rate of \$3,483/ton Primary Aluminum and \$10,184 Copper. Final price of cables might be subject to revision.					
Gross Amount:					17,168.95
VAT:					1,716.90
Net Amount:					18,885.85

Table 5: Construction of Distribution Facilities (Revised)						
Item No.	Description	Unit	Qty	Unit Price		Total Price
				COS	Inst & Comm	
5.117	24kV MV Cu cable 3 x 120 mm ²	m	24,500	49.54	8.03	1,410,438.98
5.118	24kV MV Cu cable 3 x 240 mm ²	m	75,000	85.20	13.77	7,423,018.41
5.119	24kV MV Al cable 3 x 185 mm ²	m	24,700	27.73	10.33	939,962.81
5.120	24kV MV Al cable 3 x 240 mm ²	m	88,000	31.84	13.77	4,013,665.12
5.121	24kV MV Al cable 3 x 400 mm ² (installation only)	m	14,000	NA	22.95	321,324.54
5.122	Cable Joints (incl. ferrules) for Cu 35 mm ²	No.	30	223.78	61.11	8,546.76
5.123	Cable Joints (incl. ferrules) for Cu 70 mm ²	No.	100	240.99	61.11	30,210.57
5.124	Cable Joints (incl. ferrules) for Cu 120 mm ²	No.	180	246.73	61.11	55,411.86
5.125	Cable Joints (incl. ferrules) for Cu 240 mm ²	No.	360	304.11	91.67	142,480.51
5.126	Cable Joints (incl. ferrules) for Al 185 mm ²	No.	120	218.04	91.67	37,165.21
5.127	Cable Joints (incl. ferrules) for Al 240 mm ²	No.	400	252.47	91.67	137,655.10
5.128	Cable Joints (incl. ferrules) for Al 400 mm ²	No.	60	292.63	91.67	23,058.20
5.129	Termination Kit - Internal 35 - 50 mm ²	No.	3,600	137.71	91.67	825,764.32
5.130	Termination Kit - Internal 70 - 120 mm ²	No.	300	137.71	91.67	68,813.69
5.131	Termination Kit - Internal 120 - 240 mm ²	No.	150	172.14	91.67	39,570.99
5.132	Cable Joints (incl. ferrules) for Cu 35 mm ²	No.	30	223.78	61.11	8,546.76
5.133	Cable Joints (incl. ferrules) for Cu 70 mm ²	No.	100	240.99	61.11	30,210.57
5.134	Cable Joints (incl. ferrules) for Cu 120 mm ²	No.	180	246.73	61.11	55,411.86
5.135	Cable Joints (incl. ferrules) for Cu 240 mm ²	No.	360	304.11	91.67	142,480.51
5.136	Cable Joints (incl. ferrules) for Al 185 mm ²	No.	120	218.04	91.67	37,165.21
5.137	Cable Joints (incl. ferrules) for Al 240 mm ²	No.	400	252.47	91.67	137,655.10
5.138	Cable Joints (incl. ferrules) for Al 400 mm ²	No.	60	292.63	91.67	23,058.20
5.139	Termination Kit - Internal 35 - 50 mm ²	No.	3,600	137.71	91.67	825,764.32
5.140	Termination Kit - Internal 70 - 120 mm ²	No.	300	137.71	91.67	68,813.69
5.141	Termination Kit - Internal 120 - 240 mm ²	No.	150	172.14	91.67	39,570.99
5.142	Poles including all accessories, performing associated network operations, and civil works as per specifications	No.	400	1,311.69	322.15	653,537.26

During the survey period, several materials related to cost estimation are obtained.

(Flow of cost estimation)

Step 1

- 2 PS at Beirut
- 3 Places at Tripoli

Step 2 (If necessary)

- Priority Facilities in EBML

Step 3 (If necessary)

- Another Facilities in EBML and NLWE

At the previous wrap-up meeting, implementation of Step3 was not required.

Cost Estimation (2PS at Beirut)

(Result of cost estimation)

	Name	District	Method	Length (km)	Unit Cost (USD/km)	Total Cost (US\$)
P8	Bourj Abi Haydar	Beirut	Underground Cable	0.36	ref. quotation	44,000
	Tallet El Khayat			0.20		22,000



Update Quotation

Bourji Abi Haydar

Item No.	Description	Unit	Qty	Unit Price		Total Price
				COS	Inst & Comm	
5.120	24kV MV Al cable 3 x 240 mm ²	m	360	31.84	13.77	16,419.54
5.130	Termination Kit - Internal 70 - 120 mm ²	No.	2	137.71	91.67	458.76
5.131	Termination Kit - Internal 120 - 240 mm ²	No.	2	172.14	91.67	
5.146	24 kV sectionalizing switch - SF ₆ gas	No.	3	3,021.02	104.06	9,375.25
5.139	Excavation of standard trench (0.6mx0.9m), transport of surplus soil and cleaning of the vicinity	m	320	0.00	13.89	4,443.46
5.140	All works for trench back filling including re-instatement of wages and pavements blocks and asphalt, and cleaning of the vicinity for road	m	320	0.00	27.77	8,886.92
Gross Amount						\$39,583.93
VAT						\$3,958.39
Net Amount						\$43,542.32

Tallet El Khayat

Item No.	Description	Unit	Qty	Unit Price		Total Price
				COS	Inst & Comm	
5.120	24kV MV Al cable 3 x 240 mm ²	m	200	31.84	13.77	9,121.97
5.130	Termination Kit - Internal 70 - 120 mm ²	No.	2	137.71	91.67	458.76
5.146	24 kV sectionalizing switch - SF ₆ gas	No.	1	3,021.02	104.06	3,125.08
5.139	Excavation of standard trench (0.6mx0.9m), transport of surplus soil and cleaning of the vicinity	m	160	0.00	13.89	2,221.73
5.140	All works for trench back filling including re-instatement of wages and pavements blocks and asphalt, and cleaning of the vicinity for road	m	160	0.00	27.77	4,443.46
Gross Amount						\$19,371.00
VAT						\$1,937.10
Net Amount						\$21,308.10

Cost Estimation (3 Places at Tripoli 1/2)

Plant Name	AI JISR/SAMRA/MOUCHER/KOBBE/MAJDLAYA
Dedicate Line Route	
From	To
	Orange Nassau S/S- AI JISR/SAMRA/MOUCHER/KOBBE/MAJDLAYA
Line Length	7.3 km

Preconditions for route consideration

- Orange Nassau substation is assumed to be the supply source.
- Assuming an overhead dedicated line, a dedicated line will be installed along the existing road.
- By adopting branch points, we aim to avoid increasing the track length.

Branch result

- ✓ Orange Nassau S/S – P1: Al Jisr, 2.3km
- ✓ Branch1 – P3-1: Samra, 1.2km
- ✓ Branch2 – P3-3: Kobbe, 0.6km
- ✓ P3-3: Kobbe (relay point) – P2: Majdalaya, 2.7km
- ✓ P3-3: Kobbe (relay point) – P3-2: Mougher, 0.5km

Cost Estimation (3 Places at Tripoli 2/2)

Prerequisites for unit price calculation

Calculate the construction unit price under the following conditions

- Concrete poles, installed at 50m intervals
- 24 kV MV Bundled 3 x 150 mm² (incl. messenger wire), Drum length is 500m, Cable joints for MV bundled
- Three phase external disconnect switch with mechanical control 24 kV for overhead line

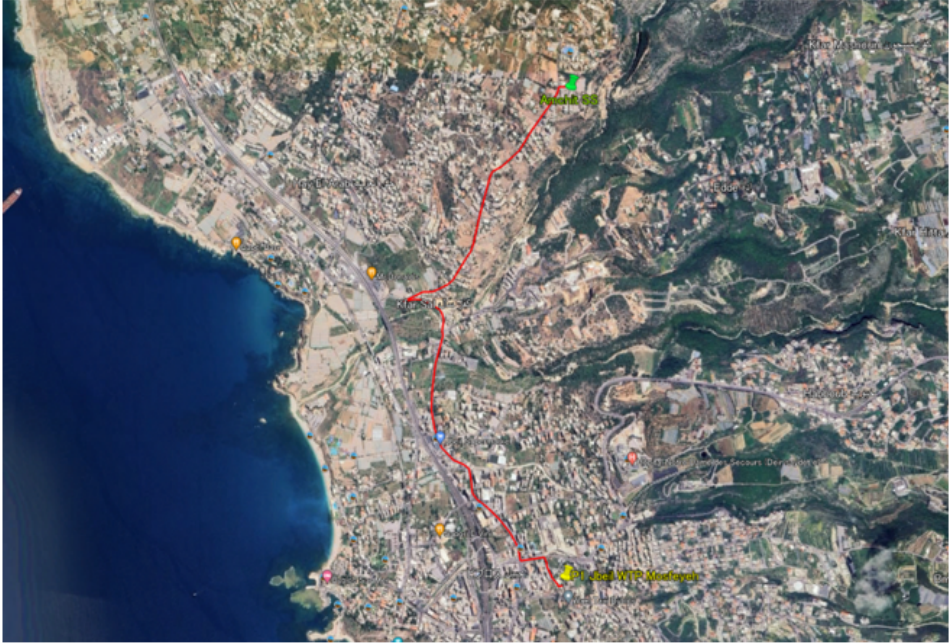



Using the above unit price (60,000US\$/km)

	Name	District	Method	Substaion	Length (km)	Unit Cost (USD/km)	Total Cost (US\$)
P1	Al Jisr	Tripoli	Overhead Line	Orienge Nassau SS	7.3	60,000	438,000
P2	Majdalaya						
P3	Hawouz Abi Samra						
	Daher Mougher						
	Hawouz El Kobbe						

Cost Estimation (Step2)

✘ For Step 2, the length of the dedicated line is estimated using Google Earth, as same as Tripoli.

Plant Name		Jbei WTP Mosfeyeh
<u>Dedicate Line Route</u>		
		
From	To	Amchit S/S - Jbei WTP Mosfeyeh
Line Length		3.3 km


Plant Name		Madik Spring & Wells
<u>Dedicate Line Route</u>		
		
From	To	Halat Substation - Madik Spring & Wells
Line Length		13.1 km


Cost Estimation (Step2)

Plant Name	Naher El Kalb/Mokhada
<u>Dedicate Line Route</u>	
From	To
	Zouk S/S - Naher El Kalb/Mokhada
Line Length	4.7 km

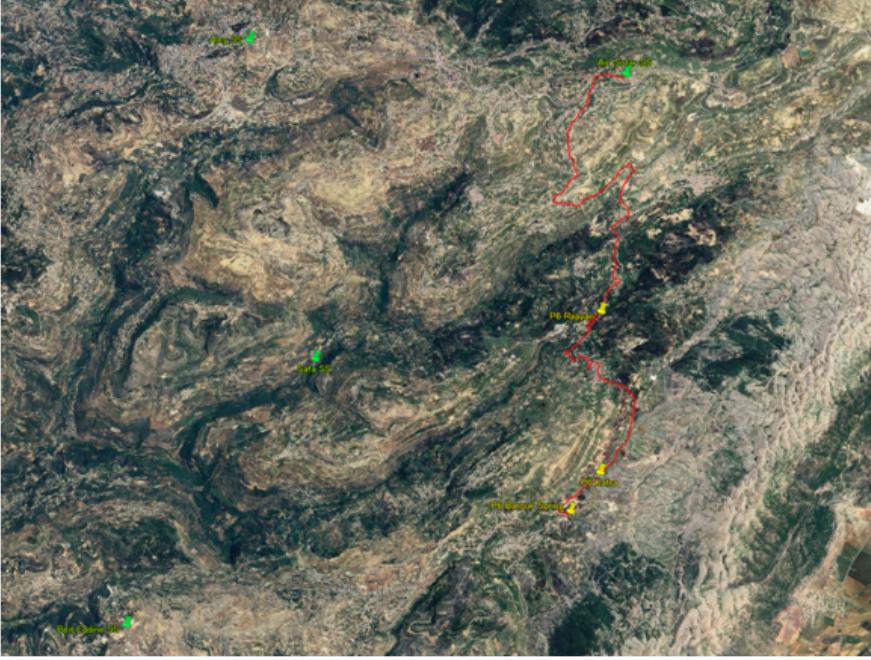
Plant Name	Anterias Saltaneh/Puits
<u>Dedicate Line Route</u>	
From	To
	Bsalim S/S - Antelias Saltaneh/Puits
Line Length	4.4 km


Cost Estimation (Step2)

Plant Name		Qattine Azar Well& PS
<u>Dedicate Line Route</u>		
		
From	To	Bikufaya S/S - Qattine Azar Well& PS
Line Length		17.1 km

Plant Name		Daychounieh WTP
<u>Dedicate Line Route</u>		
		
From	To	Hazmieh S/S (NC) - Daychounieh WTP
Line Length		2.2 km

Cost Estimation (Step2)

Plant Name	Barouk Spring/Kafra/Raayan	
<u>Dedicate Line Route</u>		
		
From	To	Ain Sofar S/S - Barouk Spring/Kafra/Raayan
Line Length		18.7 km

Plant Name	Bhamdoun Station	
<u>Dedicate Line Route</u>		
		
From	To	Aley S/S - Bhamdoun Station
Line Length		5.8 km

Cost Estimation (Step2)

Next, similar to Tripoli, the construction cost was calculated using the construction unit price (60,000 US\$/km). The results are shown in the table below.

		Name	District	Substation	Line length (km)	Cost Estimation (US\$)
MoEW	P1	Jbeil-Moussfaya	Jbeil	Amchit SS	3.3	198,000
	P2	Madik Spring & Wells	Keserwen	Halat SS	13.1	786,000
	P3-1	Naher El Kalb	El Meten	Zouk SS	4.7	282,000
		Mokhada				
	P3-2	Antelias Saltaneh	El Meten	Bsalim SS	4.4	264,000
		Antelias Puits				
	P4	Qattine Azar Well & PS	El Meten	Bikufaya SS	17.1	1,026,000
	P5	Daychounieh Water Treatment Plant	Baabda	Hazmieh SS	2.2	132,000
	P6	Barouk Spring	Aley	Saoufar SS	18.7	1,122,000
Kafra						
Raayan						
P7	Bhamdoun Station	Aley	Aley SS	5.8	348,000	
*Dedicated Line Unit Price: 60,000US\$/km					69.3	4,158,000

Cost Estimation (Summary)

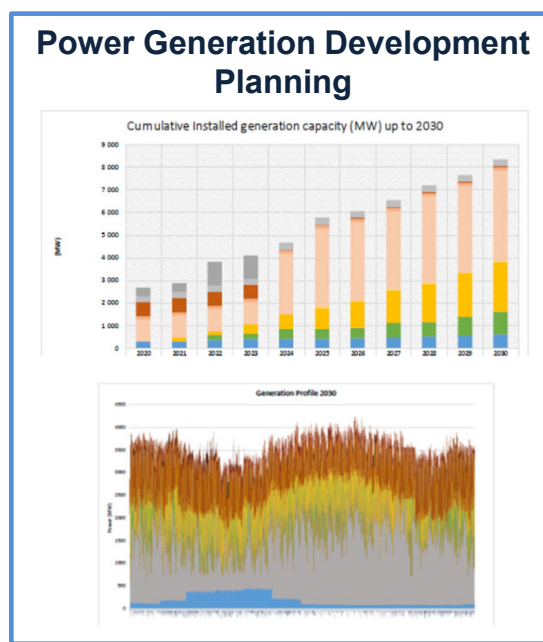
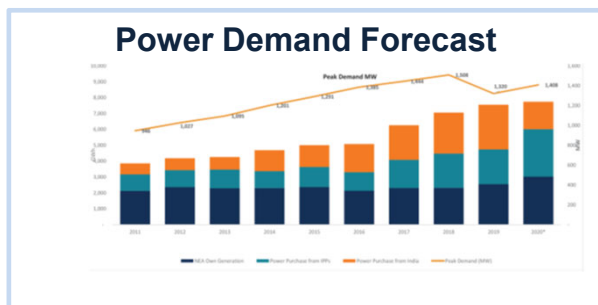
Finally, the overall result is as follows

		Name	District	Substation	Line length (km)		Cost Estimation (US\$)	
					OHL	UGC	1st Priority	2nd Priority
Tripoli	P1	Al Jisr	Tripoli	Orienge Nassau SS	7.3	-	438,000	-
	P2	Majdalaya						
	P3-1	Hawouz Abi Samra						
	P3-2	Daher Mougher						
	P3-3	Hawouz El Kobbe						
MoEW	P1	Jbeil-Moussfaya	Jbeil	Amchit SS	3.3	-	-	198,000
	P2	Madik Spring & Wells	Keserwen	Halat SS	13.1	-	-	786,000
	P3-1	Naher El Kalb	El Meten	Bsalim SS	4.7	-	-	282,000
		Mokhada						
	P3-2	Antelias Saltaneh	El Meten	Zouk SS	4.4	-	-	264,000
		Antelias Puits						
	P4	Qattine Azar Well & PS	El Meten	Bikufaya SS	17.1	-	-	1,026,000
	P5	Daychounieh Water Treatment Plant	Baabda	Hazmieh SS	2.2	-	-	132,000
	P6	Barouk Spring	Aley	Saoufar SS	18.7	-	-	1,122,000
		Kafra						
		Raayan						
	P7	Bhamdoun Station	Aley	Aley SS	5.8	-	-	348,000
P8-1	Bourj Abi Haydar	Beirut	-	-	0.32	44,000	-	
P8-2	Tallet El Khayat		-	-	0.16	22,000	-	
					76.6	0.48	504,000	4,158,000
							4,662,000	

Preparation of Future T/C Project

Preparation of Future T/C Project for IEMP 1

Original plan of Future T/C Project aims to enhance the capacity to formulate IEMP indicating long term “Vision” and “Target” in the power Sector.



Economic and Financial Analysis
Environmental and Social Considerations

Integrated Electricity Master Plan

Interviews with EDL and MoEW on Future T/C Project

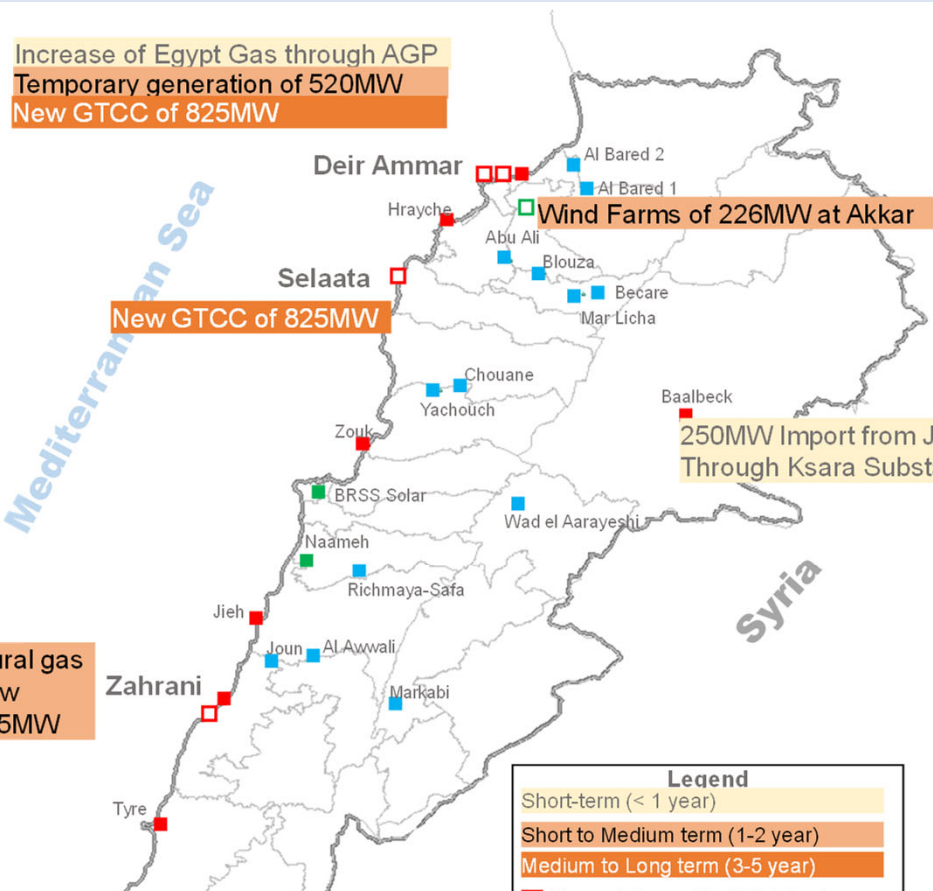
Following items are confirmed from interviews with EDL and MoEW are;

- JICA Study Team recognized that MoEW and EDL have been struggling with the following three serious external conditions,
 1. *Impact of the financial crisis since 2020*
 2. *Depreciation of the Lebanese currency*
 3. *Affects of explosion at Beirut port in 2020*
- Whilst these challenges are not attributable to MoEW nor to EDL, they significantly affect EDL business operation.
- Particularly, insufficient human resources are critical issues for JICA to effectively implement the originally planned T/C (capacity building).

Based on these consultations, contents of future T/C is considered.

Practical Implementation Plan in Short Term

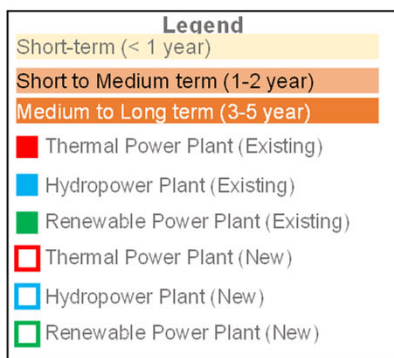
Increase of Egypt Gas through AGP
 Temporary generation of 520MW
 New GTCC of 825MW



Provide natural gas and build new GTCC of 825MW

Solar PV IPPs of 180MW

RE Scale Up
 - Solar PV IPPs 680MW by 2026
 - Wind Farm of 426MW by 2026
 - Rehabilitation of existing 282MW and Development of 112MW

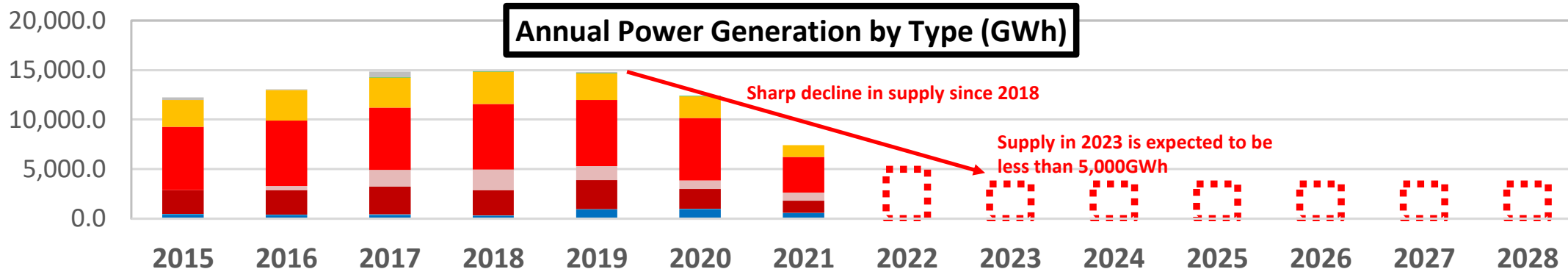


Setting Lebanon's Electricity Sector on a Sustainable Growth Path

Policy Objective	Short-term (< 1 year)	Short- to Medium-term (1-2 years)	Medium- to Long-term (3-5 years)
Increase Supply of Cheaper, more Sustainable Electricity Supply	<ul style="list-style-type: none"> Secure electricity imports from Jordan. Secure gas imports from Egypt through AGP 	<ul style="list-style-type: none"> Provide natural gas to existing plant and build gas-fired combined cycle power plant at Zahrani. Temporary generation capacity at Deir Amar. Solar PV IPPs. Wind Farms. 	<ul style="list-style-type: none"> Renewable Energy scale-up. Decommission old plants at Zouk and Jieh. Build gas-fired combined cycle power plants.
Reduction of Transmission Losses	<ul style="list-style-type: none"> Rehabilitation of the National Control Center and EDL main building. 	<ul style="list-style-type: none"> Undertake planned transmission reinforcement projects. 	<ul style="list-style-type: none">

- Generation and transmission development planning
- Introduction of renewable energy including DRE
- Extension of duration of power supply from the national grid
- Improving performance of the transmission network and
- Achieving financial sustainability.

Surrounding Situation of Electric Power Sector



External Conditions
(Out of control by EDL and MoEW)

Financial Crisis since 2019

Explosion at Beirut Port in 2020

Currency Depreciation since 2020

Impacts on Electric Power Sector

Interruption of hiring new employees due to budget shortage

Suspension of new investment for electric power facilities

Suspension of data collection at Load Dispatch Center

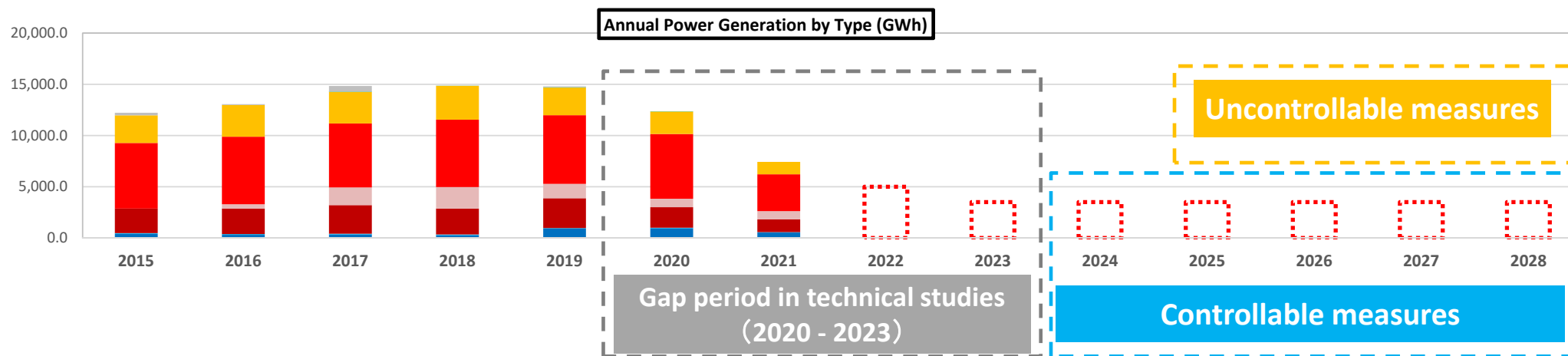
Shortage of supply

Outflows of staffs

Minor Modifications on T/C Project

Item	Original	Modification
Plan and Target Year	Integrated Electricity Master Plan by 2040	Blueprint for EDL Reconstruction in short term
Capacity Development	Plan will be prepared by Lebanese side under the technology transfer of JICA Study Team	Roadmap will be prepared by JICA Study Team and Lebanese side . Technology transfer will ne carried out
Implementation Agency	EDL and MoEW	EDL and MoEW
Project Period	24 months	18 months
Provision of Software	Generation and Transmission Planning Tools	Generation and Transmission Planning Tools

Blueprint for EDL Reconstruction



- It is essential to carry out a baseline survey to fill the gap of technical studies since 2020 due to the difficulties such as financial crisis of Lebanon, effect of explosion at Beirut Port and currency depression as preparatory works for planning.
- The demand and supply model is established involving distributed renewable energy, operation of existing thermal power plants based on the revenue and expenditure situation with the new tariff structure and strategic load allocation with priority.
- As for the direction of development such as generation mix and network configuration in the medium to long term, the basic concepts had been already studied in existing development plans
- New projects are classified into “Uncontrollable” defined as ones which are hard to managed by MoEW and EDL and “Controllable” ones which can be handled.
- Based on these situations, Blueprint for EDL Reconstruction is necessary.

Outline of Future T/C (Proposed by JICA Study Team)

Item	Contents
Project Title	Project for Formulation of Blueprint for EDL Reconstruction
Project Outline	
(1) Overall Goals	To reconstruct financial and institutional capacity of EDL based on formulated blueprint.
(2) Outputs	To formulate Blueprint for EDL Reconstruction in coordination with key stakeholders.
(3) Activities	The Project will carry out the following tasks collaboration between EDL staffs and JICA Experts.
Task 1	Review of the current situation on electricity sector and preparation of the baseline survey for Blueprint for EDL Reconstruction.
Task 2	Formulate institutional capacity strengthening plan of power demand forecast
Task 3	Enhancement of the introduction of distributed renewable energy
Task 4	Economic and financial analysis of EDL
Task 5	Formulate the institutional arrangement plan
Task 6	Formulation the Blueprint for EDL Reconstruction
Counterparts	Implementing Agency :EDL (Électricité du Liban) Supervising Agency :MoEW (Ministry of Electricity and Water)
Project Period	18 months



Thank you for your attention
شكراً لكم على اهتمامكم