

ヨルダン国
国家電力公社

ヨルダン国電力セクター
マスタープラン策定プロジェクト
ファイナルレポート

平成 29 年 2 月
(2017 年)

独立行政法人 国際協力機構 (JICA)

株式会社 J E R A
日本工営株式会社

産公
JR
17-007

【目次】

第1章	序論	1-1
1.1	調査背景	1-1
1.2	調査目的	1-1
1.3	調査計画	1-2
1.4	合同調整委員会、ワーキンググループおよび調査団	1-4
第2章	一次エネルギー政策	2-1
2.1	一次エネルギーの現状	2-1
2.2	エネルギー政策と課題	2-3
2.2.1	安定供給	2-3
2.2.2	エネルギーの経済効率性	2-3
2.2.3	環境への適合	2-4
2.3	エネルギー政策上の提言	2-4
2.3.1	より効率的で経済生産性の高い国家の実現	2-4
2.3.2	エネルギー効率の改善と省エネの推進	2-5
2.3.3	長期計画の整合性の確保	2-5
2.3.4	系統状況を考慮に入れた再生可能エネルギー導入量検討	2-5
第3章	電力セクターの概要	3-1
3.1	電力セクターの概要	3-1
3.1.1	セクター構造	3-1
3.2	マスタープラン関連法令・制度・手続き	3-3
第4章	電力需要予測	4-1
4.1	電力需要予測の概要	4-1
4.2	NEPCOによる電力需要予測	4-1
4.2.1	NEPCOの電力需要予測	4-1
4.2.2	NEPCOの電力需要予測の算定条件	4-1
4.2.3	NEPCOの電力需要予測の算定結果	4-2
4.2.4	NEPCOのピーク電力予測の算定結果	4-3
4.3	調査団による電力需要予測	4-4
4.3.1	マクロ手法による電力需要予測	4-5
4.3.2	ミクロ手法による電力需要予測	4-9
4.3.3	ピーク電力需要予測	4-17
第5章	電源開発計画	5-1
5.1	電源開発計画の策定方法	5-1
5.1.1	調査対象系統	5-1
5.1.2	電源開発計画策定フロー	5-2
5.2	発電設備の現状	5-2
5.3	NEPCOにおける電源開発計画	5-4
5.3.1	概要	5-4
5.3.2	発電機運転計画	5-5

5.3.3	ガス火力	5-5
5.3.4	再生可能エネルギー	5-5
5.3.5	オイルシェール	5-8
5.3.6	原子力発電	5-12
5.3.7	燃料調達計画	5-12
5.4	開発候補地点	5-14
5.4.1	既設発電設備の改善	5-14
5.4.2	電源多様化に関する基礎検討	5-25
5.4.3	その他電源別開発地点候補	5-38
5.5	再生可能エネルギー	5-41
5.5.1	長周期的観点における検討	5-41
5.5.2	短周期的観点における検討	5-47
5.6	電源開発シミュレーション	5-49
5.6.1	WASP-IV について	5-49
5.6.2	電力需要	5-51
5.6.3	既設発電設備データ	5-54
5.6.4	新設候補発電設備データ	5-57
5.6.5	燃料価格シナリオ	5-57
5.6.6	再生可能エネルギーの WASP-IV 模擬	5-58
5.6.7	オイルシェールおよび原子力開発シナリオ	5-62
5.7	最適電源開発計画	5-67
5.7.1	各電源の特徴	5-67
5.7.2	電源開発シナリオ作成	5-68
5.7.3	各シナリオの WASP 解析結果	5-69
5.7.4	再生可能エネルギー導入シナリオ	5-74
第6章	系統計画	6-1
6.1	NEPCO 系統の現状	6-1
6.1.1	NEPCO 系統の概要	6-1
6.1.2	国際連系	6-3
6.1.3	供給信頼度	6-3
6.1.4	送電ロス	6-3
6.1.5	送電線における異常事例とその対策	6-4
6.2	BSP 計画	6-4
6.2.1	BSP 計画の現状と課題	6-4
6.2.2	BSP 計画手法	6-9
6.2.3	BSP 設置計画	6-11
6.2.4	BSP 最適配置計画	6-28
6.3	系統計画	6-42
6.3.1	NEPCO の系統計画	6-42
6.3.2	NEPCO の系統の現状と課題	6-44
6.3.3	個別電源開発に対する系統対策	6-47
6.3.4	2025、2030、2034 年における系統計画	6-75

6.3.5	再生可能エネルギー大量導入時の系統安定化対策	6-82
第7章	配電計画	7-1
7.1	配電設備の現状	7-1
7.1.1	ヨルダンにおける送配電系統運営の概況	7-1
7.1.2	JEPCO の概要	7-1
7.1.3	IDECO の概要	7-4
7.1.4	EDCO の概要	7-6
7.2	配電計画	7-12
7.2.1	配電計画の着眼点	7-12
7.2.2	配電会社の料金体系の基本的枠組みと配電ロスの関係性	7-12
7.2.3	各配電会社の配電ロスの現状	7-14
7.2.4	LV 系統の配電ロス対策	7-21
第8章	省エネルギー推進	8-1
8.1	省エネルギー対策にかかる背景	8-1
8.2	省エネルギー対策の現状	8-2
8.2.1	省エネルギーに係る法制度、行動計画	8-2
8.2.2	省エネルギーを推進する枠組み	8-5
8.2.3	他ドナーによる省エネルギーの取り組みへの支援	8-9
8.2.4	省エネルギーの取り組みの現状	8-9
8.3	省エネルギー推進に係る提案	8-13
8.3.1	DSM の推進に関する提案	8-14
8.3.2	節電・省エネルギーの啓発活動に関する提案	8-20
8.4	省エネルギーワークショップの実施	8-21
8.5	省エネルギー推進に係る研修の提案	8-21
第9章	環境社会配慮	9-1
9.1	環境社会配慮に関する法規制及び体制	9-1
9.1.1	環境保全政策	9-1
9.1.2	環境社会配慮に関する法規制	9-1
9.1.3	環境影響評価法	9-5
9.1.4	その他の環境関連の法規制	9-12
9.1.5	排出基準・環境基準等	9-13
9.1.6	用地取得・住民移転	9-20
9.1.7	国際条約・合意・協定	9-22
9.1.8	環境社会配慮の実施体制	9-22
9.2	戦略的環境アセスメント (SEA)	9-26
9.2.1	SEA の背景と意義	9-26
9.2.2	SEA の定義	9-27
9.2.3	SEA の構成要素	9-28
9.2.4	行政レベルやプロジェクト上位レベルでの意思決定等における SEA の役割	9-28
9.2.5	ヨルダン国における SEA の取り組み状況	9-29
9.2.6	本マスタープランでの環境社会配慮並びに SEA 調査	9-31
9.2.7	JICA マスタープラン調査での SEA の適用例	9-32

9.3	ヨルダン国の環境の現状	9-32
9.3.1	社会環境	9-32
9.3.2	自然環境	9-41
9.3.3	環境汚染・環境破壊	9-49
9.4	電源計画に関する SEA/IEE	9-53
9.4.1	対象とする電力セクター計画	9-53
9.4.2	SEA-I に対応した環境チェックリスト	9-53
9.4.3	個別電源計画に関する初期環境調査 (IEE)	9-59
9.5	電源計画代替案の比較評価	9-78
9.5.1	環境社会配慮面からの代替案比較	9-78
9.5.2	電源計画シナリオの総合評価	9-90
9.5.3	最適電源開発計画における温室効果ガスの削減検討	9-96
9.6	ステークホルダー協議の開催	9-98
9.6.1	本マスタープラン調査でのステークホルダー協議の位置づけ	9-98
9.6.2	合同調整委員会 (JCC) の設置および開催概要	9-99
9.6.3	セミナーの開催	9-105
9.7	電力セクターMP の事業実施段階に向けた環境社会配慮事項	9-116
9.7.1	全体的考察	9-116
9.7.2	最適電源開発シナリオ実現段階での配慮事項	9-117
第10章	経済・財務分析	10-1
10.1	JEPCO の財務	10-1
10.1.1	現状分析	10-1
10.1.2	短期的な財務改善の見通し	10-6
10.1.3	長期展望	10-11
10.2	配電会社の財務	10-13
10.2.1	小売料金	10-14
10.2.2	売上高と利益	10-14
10.2.3	キャッシュフロー	10-16
10.3	マスタープランの実施がもたらす電力セクターにとっての便益	10-18
10.3.1	配電網への投資と配電ロスの削減	10-18
10.3.2	新規電源と送電コストの推定	10-21
10.4	日本からの資金面での協力	10-26
10.4.1	円借款	10-26
10.4.2	JBIC による資金支援	10-26
10.4.3	NEXI の海外投資保険	10-28
第11章	人材育成体制	11-1
11.1	人材育成体制の現状	11-1
11.1.1	NEPCO の組織体系	11-1
11.1.2	研修計画	11-2
11.1.3	NEPCO 電力研修センター (Electric Training Center)	11-2
11.2	人材育成体制の提案	11-3
11.2.1	階層別研修の提案	11-3

11.2.2	再生可能エネルギー研修の提案	11-5
11.2.3	省エネルギーに係る研修の提案	11-8
11.2.4	電力品質に係る研修の提案	11-15
11.2.5	スマートメーターに係る研修の提案	11-15
第 12 章	マスタープラン策定能力向上および実現性を高めるための検討	12-1
12.1	背景	12-1
12.2	提案内容	12-1
12.2.1	エネルギー新分野の人材育成強化	12-1
12.2.2	再生可能エネルギー導入量及び技術的対策の検討	12-2

図リスト

図 1.3-1	調査フロー	1-2
図 1.4-1	組織図	1-4
図 2.1-1	ヨルダンにおけるエネルギー転換の概要 (2013 年)	2-2
図 2.1-2	電力消費の内訳	2-2
図 2.3-1	単位 GDP 増加に必要な一次エネルギー量	2-4
図 3.1-1	ヨルダン電力セクター体系図	3-1
図 3.1-2	NEPCO 流通システム体系図	3-2
図 4.3-1	エネルギー強度分布図および対数近似式	4-6
図 4.3-2	人口予測に係る回帰曲線および対数近似式	4-10
図 5.1-1	ヨルダン基幹系電力系統	5-1
図 5.1-2	電源開発計画策定フロー	5-2
図 5.3-1	オイルシェール分布図	5-9
図 5.3-2	Al-Attarat 開発状況	5-11
図 5.4-1	発電所調査実施箇所	5-14
図 5.4-2	Hussein Thermal Power Station	5-17
図 5.4-3	Aqaba Thermal Power Station	5-18
図 5.4-4	Samra Power Station	5-19
図 5.4-5	IPP3	5-20
図 5.4-6	IPP1 および IPP4	5-21
図 5.4-7	新規開発候補地点概略地図	5-25
図 5.4-8	アカバ海岸線状況	5-26
図 5.4-9	既設 ATPS 敷地図 (図 5.4-7 : 地点⑥拡大図)	5-27
図 5.4-10	サウジアラビア国境付近	5-28
図 5.4-11	石炭火力候補地点 (ADC 推奨、図 5.4-7 : 地点④)	5-29
図 5.4-12	USC 石炭火力立地案	5-30
図 5.4-13	SC 石炭火力立地案	5-30
図 5.4-14	温排水拡散予測範囲 (計画)	5-33
図 5.4-15	アカバ地区海水揚水開発候補地点位置図	5-35
図 5.4-16	アカバ地区海水揚水開発候補地点概況図	5-36
図 5.4-17	開発候補区域 1 の状況	5-37
図 5.4-18	開発候補地点 (ガス火力、オイルシェール、原子力)	5-39
図 5.4-19	ヨルダン全域の年平均風速データ (2006 年以前)	5-40
図 5.4-20	ヨルダン全域の年平均日射量データ (2006 年以前)	5-40
図 5.5-1	太陽光発電出力例	5-41
図 5.5-2	タフィラ地区における風速データ (パワーカーブ変換後)	5-42
図 5.5-3	マーン地区における日射量データ	5-43
図 5.5-4	日負荷曲線モデル (8 月)	5-44
図 5.5-5	検討モデル	5-44
図 5.5-6	再生可能エネルギー発電分を差し引いた日負荷曲線 (2018 年、平日)	5-45
図 5.5-7	系統周波数特性定数解析結果	5-47

図 5.5-8	代数的手法.....	5-48
図 5.6-1	WASP-IV 解析フロー	5-50
図 5.6-2	月別最大電力 (2014 年)	5-51
図 5.6-3	月別日負荷曲線 (2014 年)	5-52
図 5.6-4	最大電力発生時間分布 (2014 年)	5-52
図 5.6-5	月ごとの最大電力発生時間割合 (2014 年)	5-53
図 5.6-6	負荷持続曲線 (規格化 : 2014 年)	5-53
図 5.6-7	電力需要分布(2014 年).....	5-54
図 5.6-8	燃料価格シナリオ.....	5-58
図 5.6-9	再生可能エネルギーの間欠性.....	5-59
図 5.6-10	負荷持続曲線からの差し引きイメージ.....	5-60
図 5.6-11	風力データ解析結果 (タフィラ地区 : 2002 年 1 月~12 月)	5-61
図 5.6-12	太陽光データ解析結果 (マーン地区 : 2006 年 12 月~2007 年 11 月)	5-61
図 5.6-13	太陽光発電出力モデル例.....	5-61
図 5.6-14	新設候補発電機のスクリーニング曲線 (2015 年)	5-63
図 5.6-15	新設候補発電機のスクリーニング曲線 (2034 年)	5-63
図 5.7-1	各電源の設備比率 (シナリオ 1 : 技術成熟)	5-69
図 5.7-2	各電源の設備比率 (シナリオ 2 : 国内資源活用)	5-70
図 5.7-3	各電源の設備比率 (シナリオ 3 : 電源の多様化 1)	5-71
図 5.7-4	各電源の設備比率 (シナリオ 4 : 電源の多様化 2)	5-72
図 5.7-5	Energy Sector Strategy in Jordan における 2025 年までの電源構成比率	5-74
図 5.7-6	各電源の設備比率 (シナリオ 4-2 : 電源の多様化 2-2)	5-76
図 6.1-1	NEPCO 系統図.....	6-2
図 6.1-2	中東・北アフリカ地域の系統連系.....	6-3
図 6.2-1	BSP 稼働率分布 (2015 年 1 月平日最大需要)	6-7
図 6.2-2	BSP 建設計画ワークフロー.....	6-8
図 6.2-3	JEPCO の BSP グループ化.....	6-12
図 6.2-4	EDCO の BSP グループ化.....	6-14
図 6.2-5	IDECO の BSP グループ化	6-16
図 6.2-6	LCC 最適化のイメージ.....	6-28
図 6.2-7	新設負荷に対する設備投資.....	6-29
図 6.2-8	LCC を用いた建設候補地の選定例.....	6-31
図 6.2-9	Subeihi 変電所候補地一覧	6-32
図 6.2-10	Subeihi 変電所送配電ロス検討モデル.....	6-33
図 6.2-11	各候補地における送配電ロスの推移	6-35
図 6.2-12	各候補地における送配電ロス合計値.....	6-35
図 6.2-13	各候補地における LCC の比較.....	6-36
図 6.2-14	NEPCO 側の LCC 推移.....	6-37
図 6.2-15	EDCO (配電会社) 側の LCC の推移	6-38
図 6.3-1	アンマン周辺の 132kV 系統図 (2018 年)	6-44
図 6.3-2	オイルシェール接続案 1(400kV Amman South T/L and Amman East T/L).....	6-48
図 6.3-3	オイルシェール接続案 1 系統図.....	6-49

図 6.3-4	オイルシェール接続案 2(132kV QAIA Substation).....	6-51
図 6.3-5	オイルシェール接続案 2 系統図.....	6-52
図 6.3-6	オイルシェール接続案 3(400kV New Qatrana Substation)	6-54
図 6.3-7	オイルシェール接続案 3 系統図.....	6-55
図 6.3-8	原子力発電接続案 1	6-58
図 6.3-9	原子力発電接続案 1 およびオイルシェール発電接続案 1 系統図	6-59
図 6.3-10	原子力発電接続案 2.....	6-61
図 6.3-11	原子力発電接続案 2 およびオイルシェール発電接続案 1 系統図	6-62
図 6.3-12	原子力発電接続案 3.....	6-64
図 6.3-13	原子力発電接続案 3 およびオイルシェール発電接続案 1 系統図	6-65
図 6.3-14	原子力接続案 4.....	6-67
図 6.3-15	原子力発電およびオイルシェール発電接続案 4 系統図	6-68
図 6.3-16	原子力発電所の過渡解析で用いた故障点および系統構成	6-70
図 6.3-17	Nuclear-HIE 送電線に故障を発生させた場合の原子力発電の発電機位相.....	6-71
図 6.3-18	Nuclear-New Qatrana 送電線に故障を発生させた場合の原子力発電の発電機位相	6-71
図 6.3-19	2025 年の原子力発電所が予定通り導入されたケースでの系統構成	6-75
図 6.3-20	2025 年の原子力発電所導入が遅れたケースでの系統構成	6-76
図 6.3-21	2030 年の原子力発電所が予定通り導入されたケースでの系統構成	6-77
図 6.3-22	2030 年の原子力発電所導入が遅れたケースでの系統構成	6-78
図 6.3-23	2034 年の系統構成.....	6-79
図 7.1-1	各配電会社の分掌概況.....	7-1
図 7.1-2	JEPCO の組織運営体制図.....	7-2
図 7.1-3	アンマン市内の 415 V 架空配電線の様子	7-3
図 7.1-4	EDCO の組織運営体制図.....	7-6
図 7.1-5	タフィラ地区 33 kV / 11 kV 系統	7-9
図 7.1-6	マーン地区 33 kV / 11 kV 系統	7-9
図 7.1-7	東部地区 33 kV / 11 kV 系統	7-10
図 7.1-8	ヨルダン溪谷地区 33 kV / 11 kV 系統	7-10
図 7.1-9	カラク地区 33 kV / 11 kV 系統	7-11
図 7.2-1	配電会社のエネルギーフローとキャッシュフローの概略.....	7-13
図 7.2-2	ヨルダン国全土および各配電会社における TL と NTL の内訳 (FY2013).....	7-15
図 7.2-3	ヨルダン国における各電圧階級の TL (FY2013)	7-16
図 7.2-4	ヨルダン国における 33 kV 系統の TL (FY2013).....	7-17
図 7.2-5	JEPCO 系統模式図.....	7-18
図 7.2-6	IDECO/EDCO 系統模式図	7-19
図 7.2-7	ヨルダン国における 11 kV 系統の TL (FY2013).....	7-20
図 7.2-8	現状のヨルダン国の LV 系統の模式図.....	7-23
図 7.2-9	MTrS 概念図	7-24
図 7.2-10	ヨルダン国における配電ロスの需要家密度による分布	7-25
図 7.2-11	郊外部に設置されている MV/LV 変圧器(EDCO : ヨルダン溪谷地区).....	7-26
図 7.2-12	都市部に設置されている MV/LV 変圧器(JEPCO : アンマン市街地).....	7-28

図 7.2-13	MTrS-U の設備形成イメージ	7-29
図 7.2-14	MTrS-U 向け環境調和型柱上変圧器	7-30
図 7.2-15	本邦研修の様子(2016年1月15日、静岡市玄南通り)	7-30
図 7.2-16	現状のヨルダン国都市部における配電設備形態	7-31
図 7.2-17	MTrS-U 導入後の都市部の配電設備形態	7-31
図 8.1-1	エネルギー使用効率化戦略(Energy Efficiency Strategy)の重要目標および方針・方策	8-1
図 8.2-1	ヨルダンにおける省エネルギーに係る法制度、行動計画	8-2
図 8.2-2	JREEEF の取り組みの概要	8-6
図 8.3-1	中部電力の家庭向け Web 会員サービス「カテエネ」画面	8-21
図 9.1-1	事業の立地に関する認可 (Site Approval) の取得手順	9-9
図 9.1-2	EIA に関する認可手続き	9-10
図 9.1-3	環境省の組織図	9-23
図 9.1-4	ASEZA の組織図	9-25
図 9.2-1	SEA と EIA の位置づけ	9-30
図 9.2-2	2 種類の SEA 手順の比較	9-30
図 9.2-3	マスタープラン策定から実施段階における SEA/EIA の位置づけ	9-31
図 9.3-1	各県の分布状況	9-34
図 9.3-2	ヨルダンの年齢別・男女別人口構成(人口ピラミッド)(2014年)	9-35
図 9.3-3	土地利用と主要な産業活動の分布	9-39
図 9.3-4	セクター別水使用の推移	9-40
図 9.3-5	水需給及び水不足の状況	9-41
図 9.3-6	ヨルダンの地形図	9-42
図 9.3-7	ヨルダンの年間降雨量分布	9-43
図 9.3-8	生物地理学的ゾーン区分	9-45
図 9.3-9	植生の分布	9-46
図 9.3-10	環境保護地区 (Protected Areas) の分布	9-48
図 9.3-11	環境保全上重要な地域を統合した分布図	9-49
図 9.3-12	GHG ガスの排出源別構成比 (2006年)	9-52
図 9.4-1	各電源開発計画に係る IEE 手順	9-60
図 9.5-1	環境社会配慮面からの各電源計画の比較評価フロー	9-78
図 9.5-2	電源開発別の負の影響度合い(S)	9-89
図 9.5-3	代替案の総合評価の手順	9-91
図 9.5-4	環境社会配慮面からの各電源開発計画の比較評価フロー	9-92
図 9.5-5	電源開発シナリオによる負の影響の程度比較	9-95
図 9.5-6	SEA 適用による最適電源開発シナリオの選定フロー	9-96
図 9.5-7	シナリオ別及び原子力発電運開時期別の CO ₂ 排出原単位の比較	9-98
図 9.6-1	JCC の位置づけと組織図	9-99
図 9.6-2	第 1 回 JCC 開催状況	9-100
図 9.6-3	第 2 回 JCC ミーティングの状況	9-102
図 9.6-4	第 5 回 JCC ミーティングの開催風景	9-104
図 9.6-5	第 1 回セミナー開催状況	9-106

図 9.6-6	第 2 回セミナー開催状況.....	9-111
図 9.6-7	第 3 回セミナー開催状況.....	9-113
図 10.1-1	NEPCO の売買電価格と供給コストの推移, 2008 – 2014.....	10-1
図 10.1-2	NEPCO の営業収益と利益の推移, 2008 – 2014.....	10-3
図 10.1-3	NEPCO の純利益 (損失) 率の推移, 2008 – 2014.....	10-3
図 10.1-4	NEPCO のキャッシュフローの推移, 2008 – 2014.....	10-4
図 10.1-5	NEPCO の投資キャッシュフローの推移, 2008 – 2014.....	10-4
図 10.1-6	NEPCO の債務超過, 2008 – 2014.....	10-5
図 10.1-7	原油価格の下落, 2014 – 2016.....	10-7
図 10.1-8	短期的な原油価格シナリオ.....	10-8
図 10.1-9	NEPCO が調達する石油製品とブレントのスポット価格との相関.....	10-9
図 10.1-10	IPP を含む発電会社からの電力調達計画.....	10-9
図 10.1-11	燃料種別の消費量.....	10-9
図 10.1-12	買電価格、供給コストおよび買電収入と供給費用の差額(ベース・ケース).....	10-10
図 10.1-13	収入と供給コストのギャップ, 2014 – 2017.....	10-11
図 10.1-14	原油価格の推移, 2000 年 1 月 – 2016 年 1 月.....	10-11
図 10.2-1	配電会社 3 社の販売電力量の推移, 2010 – 2014.....	10-13
図 10.2-2	配電会社 3 社の平均小売電気料金.....	10-14
図 10.2-3	配電会社 3 社の純利益率と国際比較, 2010 – 2014.....	10-15
図 10.2-4	配電会社 3 社の営業収益と利益の推移, 2010 – 2014.....	10-16
図 10.2-5	配電会社 3 社のキャッシュフローの推移, 2010 – 2014.....	10-17
図 10.3-1	投資のスケジュール, 2015 – 2034.....	10-19
図 10.3-2	配電損失とエネルギー損失の削減, 2016 – 2034.....	10-19
図 10.3-3	プロジェクトごとの内部収益率.....	10-20
図 10.3-4	配電網への追加投資、発電投資の削減および電力セクター全体の便益, 2015 – 2034	10-20
図 10.3-5	原油価格の見通し.....	10-23
図 10.3-6	バルクサプライ・コスト (原子力発電運開: 予定通り).....	10-25
図 10.3-7	バルクサプライ・コスト (原子力発電運開: 5 年遅れ).....	10-25
図 10.3-8	バルクサプライ・コスト (原子力発電運開: 10 年遅れ).....	10-25
図 10.4-1	外国直接融資 (B/L、B/C) の仕組み.....	10-27
図 10.4-2	投資金融の仕組み.....	10-28
図 11.1-1	NEPCO 組織図 (2015 年).....	11-1
図 11.1-2	研修プログラムの一例.....	11-2
図 11.1-3	電力訓練センター.....	11-2
図 11.1-4	訓練プログラムの一例.....	11-2
図 11.1-5	NEPCO 人材育成体制 (技術面).....	11-3
図 11.2-1	中部電力の階層別研修の概要.....	11-3
図 11.2-2	PV 施工技術者制度の概要.....	11-5
図 11.2-3	ポンプの実習講座に係る研修内容 (案).....	11-12
図 11.2-4	ファンの実習講座に係る研修内容 (案).....	11-13
図 11.2-5	コンプレッサの実習講座に係る研修内容 (案).....	11-14

表リスト

表 1.3-1	全体作業の流れ.....	1-3
表 1.4-1	構成メンバー.....	1-4
表 1.4-2	ワーキンググループメンバー.....	1-5
表 1.4-3	JICA 調査団.....	1-5
表 1.4-4	JCC 開催内容.....	1-6
表 2.1-1	エネルギーバランス(2013 年).....	2-1
表 4.2-1	NEPCO の電力需要予測の算定条件.....	4-1
表 4.2-2	NEPCO の電力需要予測 (ケース 1 : High Case).....	4-2
表 4.2-3	NEPCO の電力需要予測 (ケース 2 : Medium Case).....	4-3
表 4.2-4	NEPCO の電力需要予測 (ケース 3 : Low Case).....	4-3
表 4.2-5	セクター毎の負荷係数および一致要素.....	4-4
表 4.2-6	NEPCO によるピーク電力予測 (概要).....	4-4
表 4.3-1	2005 年～2014 年における GDP および一人当たり GDP.....	4-5
表 4.3-2	2005 年～2014 年における一人当たり GDP および電力消費量/GDP.....	4-5
表 4.3-3	各ケースにおける GDP および一人当たり GDP の平均伸び率.....	4-6
表 4.3-4	マクロ手法による電力需要予測 (配電会社での電力消費量).....	4-7
表 4.3-5	マクロ手法による電力需要予測 (High Case).....	4-8
表 4.3-6	マクロ手法による電力需要予測 (Medium Case).....	4-8
表 4.3-7	マクロ手法による電力需要予測 (Low Case).....	4-8
表 4.3-8	ヨルダンの全国及び県単位別の人口.....	4-9
表 4.3-9	2040 年までの予測人口数.....	4-10
表 4.3-10	世帯当たりの家電製品の所有率.....	4-11
表 4.3-11	家電製品の電力消費量.....	4-11
表 4.3-12	一般家庭セクターの電力需要予測.....	4-11
表 4.3-13	電力消費量と GDP の伸び率の関係 (商業セクター).....	4-12
表 4.3-14	弾性係数 (商業セクター).....	4-12
表 4.3-15	GDP の予測伸び率 (商業セクター).....	4-12
表 4.3-16	電力消費量の予想伸び率 (商業セクター).....	4-12
表 4.3-17	商業セクターの電力需要予測.....	4-13
表 4.3-18	電力消費量と GDP の伸び率の関係 (工業セクター).....	4-13
表 4.3-19	弾性係数 (工業セクター).....	4-13
表 4.3-20	GDP の予測伸び率 (工業セクター).....	4-13
表 4.3-21	電力消費量の予想伸び率 (工業セクター).....	4-13
表 4.3-22	工業セクターの電力需要予測.....	4-14
表 4.3-23	EEP 実施による電力消費量の削減目標値.....	4-14
表 4.3-24	2040 年までの電力消費量の削減推移(予測値).....	4-14
表 4.3-25	揚水事業セクターの電力需要予測.....	4-15
表 4.3-26	公共機関セクターの電力需要予測.....	4-15
表 4.3-27	街路灯セクターの電力需要予測.....	4-15
表 4.3-28	ミクロ手法による電力需要予測 (High Case).....	4-16

表 4.3-29	マイクロ手法による電力需要予測 (Medium Case)	4-16
表 4.3-30	マイクロ手法による電力需要予測 (Low Case)	4-17
表 4.3-31	ヨルダン全国のピーク電力の推移	4-17
表 4.3-32	ピーク電力予測 (負荷率=0.69)	4-18
表 4.3-33	ピーク電力予測 (負荷率=0.64)	4-18
表 5.2-1	ヨルダン既設発電設備一覧	5-4
表 5.3-1	NEPCO 策定の技術計画	5-5
表 5.3-2	NEPCO 策定の発電機運転計画(2015~2034)	5-6
表 5.3-3	再生可能エネルギー開発計画	5-7
表 5.3-4	再生可能エネルギー買い取り料金 (上限価格)	5-8
表 5.3-5	Al-Attarat 発電計画	5-10
表 5.3-6	Al-Lajoun 発電計画	5-12
表 5.3-7	NG 調達計画	5-13
表 5.4-1	発電設備概要 (CEGCO,SEPCO)	5-15
表 5.4-2	発電設備概要 (IPP)	5-15
表 5.4-3	HTPS 調査結果	5-16
表 5.4-4	ATPS 調査結果	5-17
表 5.4-5	SEPCO 調査結果	5-18
表 5.4-6	IPP3 調査結果	5-19
表 5.4-7	IPP1・4 調査結果	5-20
表 5.4-8	コスト削減対策案	5-22
表 5.4-9	石炭火力発電方式の比較	5-29
表 5.4-10	温排水シミュレーションの予測条件一覧	5-32
表 5.5-1	再生可能エネルギー発電分を差し引いた日負荷曲線解析結果	5-46
表 5.5-2	代数的手法を用いた短周期変動解析結果	5-49
表 5.6-1	WASP 発電設備データ (FIXSYS その1)	5-55
表 5.6-2	WASP 発電設備データ (FIXSYS その2)	5-56
表 5.6-3	新設発電設備データ (VARSYS)	5-57
表 5.6-4	燃料調達シナリオ	5-58
表 5.6-5	各手法の特徴	5-60
表 5.6-6	再生可能エネルギーの WASP-IV 模擬手法	5-62
表 5.6-7	オイルシェールおよび原子力発電開発シナリオ	5-62
表 5.6-8	電源開発シナリオ (原子力導入遅延なし)	5-64
表 5.6-9	電源開発シナリオ (原子力導入 5 年遅れ)	5-65
表 5.6-10	電源開発シナリオ (原子力導入 10 年遅れ)	5-66
表 5.6-11	総合発電コスト比較	5-66
表 5.7-1	各電源の特徴	5-67
表 5.7-2	電源開発シナリオ候補	5-68
表 5.7-3	電源開発計画 (シナリオ 1 : 技術成熟)	5-69
表 5.7-4	電源開発計画 (シナリオ 2 : 国内資源活用)	5-70
表 5.7-5	電源開発計画 (シナリオ 3 : 電源の多様化 1)	5-71
表 5.7-6	電源開発計画 (シナリオ 4 : 電源の多様化 2)	5-72

表 5.7-7	総合発電コスト (2015 年実質価格)	5-73
表 5.7-8	建設コスト (名目価格)	5-73
表 5.7-9	電源の多様化シナリオ	5-75
表 5.7-10	電源開発計画 (シナリオ 4-2 : 電源の多様化 2-2)	5-75
表 5.7-11	総合発電コスト (2015 年実質価格)	5-76
表 5.7-12	バッテリーを含めた総合発電コスト (2015 年実質価格)	5-77
表 5.7-13	ヨルダンと日本における再生可能エネルギー導入環境	5-77
表 6.1-1	送電線互長 (km-Circuit) (2014 年)	6-1
表 6.1-2	変電所容量 (MVA) (2014 年)	6-1
表 6.1-3	送電線の標準的な線種	6-1
表 6.1-4	変電所の標準容量 (MVA)	6-1
表 6.1-5	需要家当たりの停電時間および停電回数(2014 年)	6-3
表 6.1-6	NEPCO 系統の送電ロス(2014 年)	6-4
表 6.1-7	送電線における異常事例と日本での取組・技術	6-4
表 6.2-1	BSP 設備の概要	6-5
表 6.2-2	BSP 稼働率 (2015 年 1 月平日最大需要)	6-6
表 6.2-3	BSP 計画手法の比較	6-9
表 6.2-4	BSP 計画フロー	6-10
表 6.2-5	配電負荷切り替え量 (JEPCO)	6-11
表 6.2-6	配電負荷切り替え量 (EDCO)	6-13
表 6.2-7	配電負荷切り替え量 (IDECO)	6-15
表 6.2-8	建設単価	6-17
表 6.2-9	対策が必要となる BSP	6-17
表 6.2-10	JEPCO の BSP 代案比較結果 (グループ 1)	6-18
表 6.2-11	JEPCO の BSP 代案比較結果 (グループ 2)	6-19
表 6.2-12	JEPCO の BSP 代案比較結果 (グループ 3)	6-20
表 6.2-13	JEPCO の BSP 代案比較結果 (グループ 4)	6-21
表 6.2-14	JEPCO の BSP 代案比較結果 (グループ 5)	6-22
表 6.2-15	JEPCO の BSP 代案比較結果 (グループ 6)	6-23
表 6.2-16	EDCO の BSP 代案比較結果 (グループ 4)	6-24
表 6.2-17	EDCO の BSP 代案比較結果 (グループ 5)	6-25
表 6.2-18	IDECO の BSP 代案比較結果 (グループ 1)	6-26
表 6.2-19	BSP 代案比較検討結果	6-26
表 6.2-20	BSP 計画案	6-27
表 6.2-21	BSP 最適配置計画にて検討するライフサイクルアイテム	6-30
表 6.2-22	Subeihi 変電所基礎データ	6-32
表 6.2-23	Subeihi 変電所候補地詳細	6-33
表 6.2-24	送配電ロスおよび LCC の計算条件	6-34
表 6.2-25	提案の最適配置計画を実行した場合のコストインパクト(例)	6-38
表 6.2-26	BSP 建設の必要性の点数定義(案)	6-40
表 6.2-27	配電会社の利益の性質の点数定義(案)	6-41
表 6.2-28	案 4 の場合の BSP 建設費分割率(案)	6-41

表 6.3-1	2018 年までの NEPCO の系統計画	6-42
表 6.3-2	2018 年での系統の問題点	6-45
表 6.3-3	2018 年での系統の対策案とその後の状況	6-45
表 6.3-4	系統解析で考慮した発電機出力	6-46
表 6.3-5	Unit Costs Used for Analysis and Costing of Developments	6-47
表 6.3-6	オイルシェール接続案 1 解析結果	6-50
表 6.3-7	オイルシェール接続案 2 解析結果	6-53
表 6.3-8	オイルシェール接続案 3 解析結果	6-56
表 6.3-9	原子力発電接続送電線とオイルシェール発電接続送電線の組み合わせ	6-57
表 6.3-10	原子力発電接続案 1 の解析結果	6-60
表 6.3-11	原子力発電接続案 2 の解析結果	6-63
表 6.3-12	原子力発電接続案 3 の解析結果	6-66
表 6.3-13	原子力発電接続案 4 の解析結果	6-69
表 6.3-14	原子力発電接続案 1 における原子力接続送電線 N-2 の解析結果	6-72
表 6.3-15	原子力発電接続案 2 における原子力接続送電線 N-2 の解析結果	6-73
表 6.3-16	原子力発電接続案 3 における原子力接続送電線 N-2 の解析結果	6-73
表 6.3-17	原子力発電接続案 4 における原子力接続送電線 N-2 の解析結果	6-74
表 6.3-18	2034 年までの系統計画投資費用	6-80
表 6.3-19	2034 年までの系統計画投資費用	6-81
表 7.1-1	JEPCO 管内の配電線敷設状況	7-3
表 7.1-2	JEPCO 管内の変圧器設備状況	7-3
表 7.1-3	JEPCO の電力取引量の概要	7-4
表 7.1-4	IDECO 管内の配電線敷設状況	7-5
表 7.1-5	IDECO 管内の変圧器設備状況	7-5
表 7.1-6	IDECO の電力取引量の概要	7-5
表 7.1-7	EDCO 管内の配電線敷設概況	7-7
表 7.1-8	EDCO 管内各地区の配電線敷設状況詳細(2013)	7-8
表 7.1-9	EDCO 管内の変圧器設備概況	7-8
表 7.1-10	EDCO 管内各地区の変圧器設備詳細	7-8
表 7.1-11	EDCO の電力取引量の概要	7-11
表 7.2-1	各配電会社・全国の配電ロスの状況	7-12
表 7.2-2	TL 対策エリアの優先度	7-21
表 7.2-3	各社のトランス容量毎の需要家数	7-21
表 7.2-4	ヨルダン国における LV 系統の統計	7-23
表 7.2-5	郊外部に設置される MV/LV 変圧器の特徴	7-26
表 7.2-6	都市部に設置される MV/LV 変圧器の特徴	7-28
表 8.2-1	再生可能エネルギー及びエネルギー使用効率化法の内容(エネルギー使用効率化の内容の抜粋)	8-3
表 8.2-2	再生可能エネルギー及びエネルギー使用効率化法施行規則の内容	8-3
表 8.2-3	NEEAP のセクター別省エネルギー目標値	8-4
表 8.2-4	NEEAP のセクター別エネルギー効率化取組み内容	8-4
表 8.2-5	NERC の Energy Efficiency に関する取り組み内容	8-5

表 8.2-6	EDAMA の理念、使命および基本的価値観	8-7
表 8.2-7	EDAMA の取り組み内容	8-8
表 8.2-8	ESCB の概要	8-9
表 8.2-9	ヨルダン国での省エネルギーの主な取り組みの現状 (2015 年 4 月時点)	8-10
表 8.2-10	HP での省エネの啓発活動 (その 1~ラベリング制度の説明)	8-11
表 8.2-11	HP での省エネの啓発活動 (その 2~電気の上手な使用方法について)	8-11
表 8.2-12	CEM 研修受講の応募に必要な要件	8-12
表 8.2-13	CEM 研修の概要	8-13
表 8.3-1	Demand Response の導入	8-14
表 8.3-2	中部電力における DR を目的とした料金メニュー (2015 年 4 月現在の低圧電灯契約)	8-15
表 8.3-3	ヨルダンにおける電力消費量 (2011~2014 年実績, GWh)	8-16
表 8.3-4	セメント産業における省エネ性の高い生産設備 (例)	8-17
表 8.3-5	公共施設 (建物) での節電方法 (例)	8-19
表 8.3-6	節電・省エネルギーの啓発活動に関する提案	8-20
表 9.1-1	環境保全及び関連する主要な法規制	9-2
表 9.1-2	ヨルダン環境保護法が求める同法実施のための細則法規	9-5
表 9.1-3	EIA が要求される事業 (付属書 2)	9-6
表 9.1-4	IEE が要求される事業 (付属書 3)	9-7
表 9.1-5	EIA 技術委員会(EIA Technical Committee) の構成メンバー	9-8
表 9.1-6	EIA 調査報告書の目次・内容	9-11
表 9.1-7	環境基準・排出基準等	9-14
表 9.1-8	大気汚染物質排出基準	9-14
表 9.1-9	オイルシェール燃焼発電施設からの大気汚染物質排出基準	9-15
表 9.1-10	オイルシェール燃焼発電施設に適用される大気環境基準	9-16
表 9.1-11	大気環境基準	9-17
表 9.1-12	騒音環境基準	9-17
表 9.1-13	飲料水水質基準	9-18
表 9.1-14	用地取得・譲渡の手順	9-21
表 9.1-15	主要な国際条約・合意・協議	9-22
表 9.2-1	SEA/EIA と対象範囲、政策、計画、プログラム等との関係	9-28
表 9.3-1	ヨルダンの政治体制	9-33
表 9.3-2	ヨルダンの地域・県及び県都	9-33
表 9.3-3	人口の主要指標データ	9-35
表 9.3-4	地域・県と人口分布	9-36
表 9.3-5	ヨルダンの主要な社会関連指標	9-37
表 9.3-6	ヨルダンの鳥類データ	9-46
表 9.3-7	環境保護地区の概要	9-47
表 9.3-8	ヨルダンにおける環境破壊とその要因	9-50
表 9.3-9	GHG のガス別排出状況 (2006 年)	9-52
表 9.3-10	セクター別の GHG 排出状況 (2006 年ベース)	9-52
表 9.4-1	電源開発計画に関連した事業に係る JICA 環境チェックリスト (要約表)	9-54

表 9.4-2	電源開発計画立地の前提条件及び付随して発生する事象	9-55
表 9.4-3	電源開発計画（PPP レベル）の SEA における環境チェック項目案<オイルシェール発電想定例>	9-56
表 9.4-4	各電源開発計画の予備評価結果	9-58
表 9.4-5	設定された環境社会配慮項目	9-61
表 9.4-6	発電所及び関連施設計画の具現化に伴う開発行為	9-63
表 9.4-7	電源開発計画（総体として）の予備的スコーピング（実施レベルを想定）－その 1 各環境項目への影響の予測と評価	9-64
表 9.4-8	電源開発計画（総体として）の予備的スコーピング（実施レベルを想定）－その 2 今後必要な情報・データ及び緩和策等	9-70
表 9.4-9	個別電源開発計画のインパクトマトリックス表示	9-76
表 9.5-1	評価指標 1 の選定とその理由	9-79
表 9.5-2	評価指標 2 の選定とその理由	9-80
表 9.5-3	評価指標の評定ランク	9-81
表 9.5-4	火力発電施設からの大気汚染物質排出原単位データ	9-81
表 9.5-5	電源ごとの発生する CO ₂ 排出量（原単位：kg-CO ₂ /kWh）	9-83
表 9.5-6	オイルシェール燃焼に伴う CO ₂ 排出	9-83
表 9.5-7	評価指標－1 による各電源開発のランク付け	9-85
表 9.5-8	評価指標－2 による各電源開発のランク付け	9-87
表 9.5-9	評価指標の評定ランク	9-88
表 9.5-10	評価指標項目の重みづけ	9-88
表 9.5-11	評価スコア（想定される負の影響度合い）の比較	9-89
表 9.5-12	CO ₂ 総排出量のシナリオ別比較（2015 年～2034 年の総和）	9-91
表 9.5-13	電源開発シナリオの概要	9-92
表 9.5-14	電源開発シナリオの発電容量別構成(原子力発電運開：予定通り)	9-93
表 9.5-15	電源開発シナリオの発電容量別構成(原子力発電運開：5 年遅れ)	9-93
表 9.5-16	電源開発シナリオの発電容量別構成(原子力発電運開：10 年遅れ)	9-94
表 9.5-17	シナリオ別の想定される負の影響比較(原子力発電運開：予定通り)	9-94
表 9.5-18	シナリオ別の想定される負の影響比較(原子力発電運開：5 年遅れ)	9-94
表 9.5-19	シナリオ別の想定される負の影響比較(原子力発電運開：10 年遅れ)	9-95
表 9.5-20	2030 年時点での CO ₂ 総排出量 (k-Ton)	9-97
表 9.6-1	JCC の構成メンバー	9-99
表 9.6-2	JCC の開催概要	9-100
表 9.6-3	セミナー開催の概要	9-105
表 9.6-4	第 1 回セミナー参加者リスト	9-107
表 9.6-5	第 2 回セミナー参加者リスト	9-111
表 9.6-6	第 3 回セミナー参加者リスト	9-114
表 10.1-1	NEPCO の売買電価格と供給コストの推移，2008－2014	10-2
表 10.1-2	NEPCO の貸借対照表，2008－2014	10-5
表 10.1-3	NEPCO の損益計算書，2008－2014	10-6
表 10.1-4	NEPCO のキャッシュフロー，2008－2014	10-6
表 10.1-5	2015 年 1 月 1 日付のバルク供給料金の値上げ	10-8

表 10.1-6	買電価格、供給コストおよび買電収入と供給費用の差額(ベース・ケース)...	10-10
表 10.1-7	収入と供給コストのギャップ, 2014-2017.....	10-11
表 10.2-1	配電会社 3 社の平均小売電気料金.....	10-14
表 10.2-2	配電会社 3 社の純利益率と国際比較, 2010-2014.....	10-15
表 10.2-3	配電会社 3 社の営業収益と利益の推移, 2010-2014.....	10-16
表 10.2-4	配電会社 3 社のキャッシュフローの推移, 2010-2014.....	10-17
表 10.3-1	電源別投資コストと償却年数.....	10-21
表 10.3-2	送電設備の投資コスト.....	10-22
表 11.1-1	NEPCO 従業員数.....	11-1
表 11.1-2	2014 年の研修センターの受講者数.....	11-2
表 11.2-1	新入社員教育の概要 (第 1 段階) (案)	11-4
表 11.2-2	新入社員教育の概要 (第 2 段階) (案)	11-4
表 11.2-3	PV 施工技術者認証研修の概要.....	11-6
表 11.2-4	太陽光発電メンテナンス技士研修の概要.....	11-6
表 11.2-5	中部電力の電力品質測定に関する研修 (一例)	11-7
表 11.2-6	ビルの省エネルギーに係る研修シラバス (案)	11-9
表 11.2-7	家庭の省エネルギーに係る研修シラバス (案)	11-10
表 11.2-8	電力品質に係る研修シラバス (案)	11-16
表 11.2-9	スマートメーターに係る研修シラバス (案)	11-18
表 12.2-1	人材育成強化に必要と考えられる研修テーマ.....	12-1

略語表

AAAC	All Aluminum Alloy Conductor	AAAC 電線 (全アルミ合金より線)
ACSR	Aluminum Cable Steel Reinforced	ACSR 電線 (鋼心アルミより線)
ACSS	Aluminum Conductor Steel Supported	ACSS 電線
ADC	Aqaba Development Corporation	アカバ開発公社
AGC	Automatic Generation Control	自動出力制御
APCO	Attarat Power Company	Attarat 発電会社
ASEZ	Aqaba Special Economic Zone	アカバ経済特区
ASEZA	Aqaba Special Economic Zone Authority	アカバ経済特区局
ATPS	Aqaba Thermal Power Station	アカバ火力発電所
bbl	Barrel	バレル
B/C	Buyer's Credit	バイヤーズ・クレジット
BEMS	Building Energy Management System	ビルエネルギー管理システム
B/L	Bank Loan	銀行ローン
BOD	Biochemical Oxygen Demand	生物化学的酸素要求量
BSP	Bulk Supply Point	バルク・プライ・ポイント
BTU	British Thermal Unit	英熱量
CAPEX	Capital Expense	資本支出
CBD	Convention on Biological Diversity	生物の多様性に関する条約
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	コンバインドサイクルガスタービン
CCR	Central Control Room	中央制御室 (火力発電所)
CCS	Carbon Capture and Storage	二酸化炭素の回収・貯蔵
CEGCO	Central Electricity Generation Company	中央発電会社
CEM	Certified Energy Manager	エネルギー管理士
CFB	Circulation Fluidized Bed Boiler	循環流動ボイラ
CFL	Compact Fluorescent Lamp	コンパクト (電球型) 蛍光ランプ
CIRR	Commercial Interest Reference Rate	市場貸出基準金利
COD	Commercial Operation Date	営業運転開始日
COD	Chemical Oxygen Demand	化学的酸素要求量
CRM	Carbon Reduction Manager	二酸化炭素排出削減管理者
CWEEL	Council on Women in Energy & Environmental Leadership	エネルギーと環境分野における女性のリーダーシップに係る評議会
DESCO	Dhaka Electric Supply Company Limited	ダッカ電力供給会社 (バングラデシュ)
DLS	Department of Lands and Surveys	国土測量局
DO	Diesel Oil	ディーゼル油
DR	Demand Response	デマンド・レスポンス
DSM	Demand Side Management	デマンドサイドマネジメント
DZA	Development Zone Authority	開発特区局
D/L	Distribution Line	配電線
ECCJ	Energy Conservation Center Japan	一般財団法人省エネルギーセンター
EDCO	Electricity Distribution Company	配電公社
EE	Energy Efficiency	エネルギー効率化
EEP	Energy Efficiency Project	エネルギー効率化プロジェクト

EIA	Environmental Impact Assessment	環境アセスメント
EIB	European Investment Bank	ヨーロッパ投資銀行
EMRC	Energy & Mineral Regulatory Commission	エネルギー鉱物規制委員会
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設
ERC	Electricity Regulator Commission	電力規制委員会（EMRCの前身）
ESCB	Energy Sector Capacity Building	電力セクター能力向上
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit	（天然ガス）浮体式貯蔵・気化装置
F/S	Feasibility Study	フィージビリティ調査
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GOJ	Government of Jordan	ヨルダン政府
GT	Gas Turbine	ガスタービン
HEMS	Home Energy Management System	ホームエネルギーマネジメントシステム
HEPA	High-Efficiency Particulate Air Filter	高性能粒子フィルター
HFO	Heavy Fuel Oil	重油
HTLS	High-Temperature, Low-Sag	高温低弛度電線
HTPS	Hussein Thermal Power Station	フセイン火力発電所
HIV/AIDS	Human Immunodeficiency Virus / Acquired Immunodeficiency Syndrome	HIV感染症／エイズ
IBA	Important Bird and Biodiversity Areas	鳥類・生物多様性重要区域
ICNIRP	International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection	国際非電離放射線防護委員会
IDECO	Irbid District Electricity Company	イルビド地域電力会社
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
IGV	Inlet Guide Vane	入口案内翼
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合
JAEC	Jordan Atomic Energy Commission	ヨルダン原子力委員会
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JCC	Joint Coordinating Committee	合同調整委員会
JD	Jordan Dinar	ヨルダン・ディナール
JEC	Jordan Energy Chapter	ヨルダン・エネルギー分会
JEDCO	Jordan Enterprise Development Corporation	ヨルダン企業庁
JEPCO	Jordan Electricity Power Company	ヨルダン電力会社
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
JISM	Jordan Institution for Standards and Metrology	ヨルダン規格・計量協会
JNPC	Jordan Nuclear Power Company	ヨルダン原子力発電会社
JNR	Japanese National Railways	日本国有鉄道

JREEEF	Jordan Renewable Energy and Energy Efficiency Fund	ヨルダン再生可能エネルギー・エネルギー使用効率化基金
JSCs	Joint Service Councils	広域行政評議会
JVA	Jordan Valley Authority	ヨルダン渓谷開発庁
KEC	Kingdom Electricity Company	王国電力会社
KEPCO	Korean Electric Power Corporation	韓国電力公社
LAL	Land Acquisition Law and its amendments	土地収用法
LC	Low Curie	低キュリー磁性
LCC	Life Cycle Cost	ライフサイクルコスト
LED	Light Emitting Diode	発光ダイオード
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御
LFO	Low Fuel Oil	軽質燃料油
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LOLP	Loss of Load Probability	電力不足確率
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
LV	Low Voltage	低圧
MEA	Metropolitan Electricity Authority (of Thailand)	首都圏配電公社 (タイ)
MEMR	Ministry of Energy & Mineral Resources	エネルギー天然資源庁
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry	経済産業省 (日本)
MMscfd	Million standard cubic feet per day	百万立方フィート/日
MoA	Ministry of Agriculture	農業省
MoEnv	Ministry of Environment	環境省
MoF	Ministry of Finance	財務省
MoH	Ministry of Health	保健省
MoL	Ministry of Labor	労働省
MoMA	Ministry of Municipal Affairs	自治省
MoPIC	Ministry of Planning and International Cooperation	企画・国際協力省
MoTA	Ministry of Tourism and Antiquities	観光・遺跡省
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
MoWI	Ministry of Water and Irrigation	水・灌漑省
MTrs	Multi-Transformer System	マルチトランスフォーマーシステム
MV	Medium Voltage	中圧線
NCC	National Control Center	国家中央給電指令所
NDT	Non Destructive Testing	非破壊検査
NEAP	National Environmental Action Plan	国家環境行動計画
NEEAP	National Energy Efficiency Action Plan	国家エネルギー使用効率化行動計画
NEPCO	National Electric Power Company	国家電力公社
NERC	National Energy Research Center	国立エネルギー研究センター
NES	National Environmental Strategy	国家環境戦略
NGO	Non-Governmental Organization	非政府組織
NPC	National Power Corporation	国家電力公社 (フィリピン)
NRA	Natural Resource Authority	天然資源庁
NPP	Nuclear Power Plant	原子力発電所

NTL	Non-Technical Loss	ノンテクニカルロス
OA	Office Automation	OA (オフィスオートメーション)
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development	経済開発協力機構
OPEX	Operating Expense	運転費用
OSPP	Oil Shale Power Plant	オイルシェール発電所
O&M	Operation and Maintenance	運用管理
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPPs	Policies, Plans and Programs	政策、計画、プログラム
PR	Public Relations	PA (パブリック・リレーションズ)
PSALM	Power Sector Asset and Liability Management Corporation	電力セクター資産・負債管理会社
PV	Photovoltaics	太陽光発電
QAIA	Queen Alia International Airport	クイーンアリア国際空港
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
REP	Renewable Energy Professional	再生可能エネルギー・プロフェッショナル
ROA	Return on Asset	総資本利益率
RSCN	Royal Society for Conservation of Nature	王立自然保護院
R/D	Record of Discussion	政府間技術協力プロジェクト合意文書
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	年平均停電時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	年平均停電回数
SC	Super Critical	超臨界
SCA	Special Conservation Area	特別保全地域
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	SCADA (電力系統監視制御システム)
SCGT	Simple Cycle Gas Turbine	シンプルサイクルガスタービン
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境アセスメント
SEACC	Strategic Environmental Assessment Consultative Committee	戦略的環境アセスメント諮問機関
SEPCO	Samra Electricity Power Company	Samra 発電会社
scf	Standard Cubic Feet	標準立方フィート
SS	Suspended Solid	浮遊物質
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
TDS	Total Dissolved Solid	総溶解固形分
TL	Technical Loss	テクニカルロス
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
TSP	Total Suspended Particular	総浮遊粒子状物質
TTHM	Total Trihalomethane	総トリハロメタン
T/L	Transmission Line	送電線
UNCCD	United Nations Convention to Combat Desertification	砂漠化に対処するための国際連合条約
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	気候変動に関する国際連合枠組条約

USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
USC	Ultra Super Critical	超々臨界
VOCs	Volatile Organic Compounds	揮発性有機化合物
WAJ	Water Authority of Jordan	ヨルダン水道庁
WB	World Bank	世界銀行
WG	Working Group	作業グループ
WHO	World Health Organization	世界保健機関
WTI	West Texas Intermediate	ウエストテキサス・インターミディエイト
XLPE	Cross - linked Polyethylene	架橋ポリエチレン

第1章 序論

1.1 調査背景

ヨルダンでは近年の経済成長に伴いエネルギー消費量が増加しており、特に 2011 年以降は隣国シリアでの紛争解決による難民の大量流入の影響も受け、消費量はさらに急増している。また、同国の一次エネルギーは、約 98%を輸入による天然ガス及び石油等が占めており、これまでエジプトからの安価な天然ガス輸入に依存してきたが、2011 年以降、天然ガス供給パイプラインがシナイ半島において度重なる爆破被害を受け、供給量は激減している。そのため、代替として大量のディーゼル燃料の輸入を余儀なくされ、結果として、燃料輸入費用とそれに伴う補助金の増加は政府財政を圧迫する要因となり、エネルギー供給及び国家財政運営の不安定要因となっている。ヨルダンでは、従来から電力損失の低減や運転・維持管理等の改善が進められてきたが、これに加え、長期的な燃料供給のあり方を含む最適電源構成の検討や大規模な再生可能エネルギー導入を踏まえた系統計画の策定、省エネルギーの推進など、多面的な新たな取組みが喫緊の課題となっている。

ヨルダン国における電力マスタープランは 2008 年にエネルギー・鉱物規制委員会の承認を受けたものが最新である。そのため、現状を踏まえた長期的なエネルギー供給見通し、電力政策に基づいたマスタープランの作成が強く望まれており、その定期的な改定を実施するための運営体制の構築も含めこれらの知見を多く有し、ヨルダン同様に一次エネルギーの多くを輸入に依存する日本側に協力が要請された。

これらを受け 2014 年 8 月に詳細計画策定調査を実施し、同年 10 月にヨルダン側関係機関と JICA で討議議事録 (Record of Discussion 以下「R/D」という。) が締結された。

1.2 調査目的

ヨルダン国における 2015-2034 年の電力マスタープランを策定し、定期的に同マスタープラン見直しが行われるよう人材育成への協力を行う。

1.3 調査計画

本調査を以下に示す6つの調査段階で実施した。

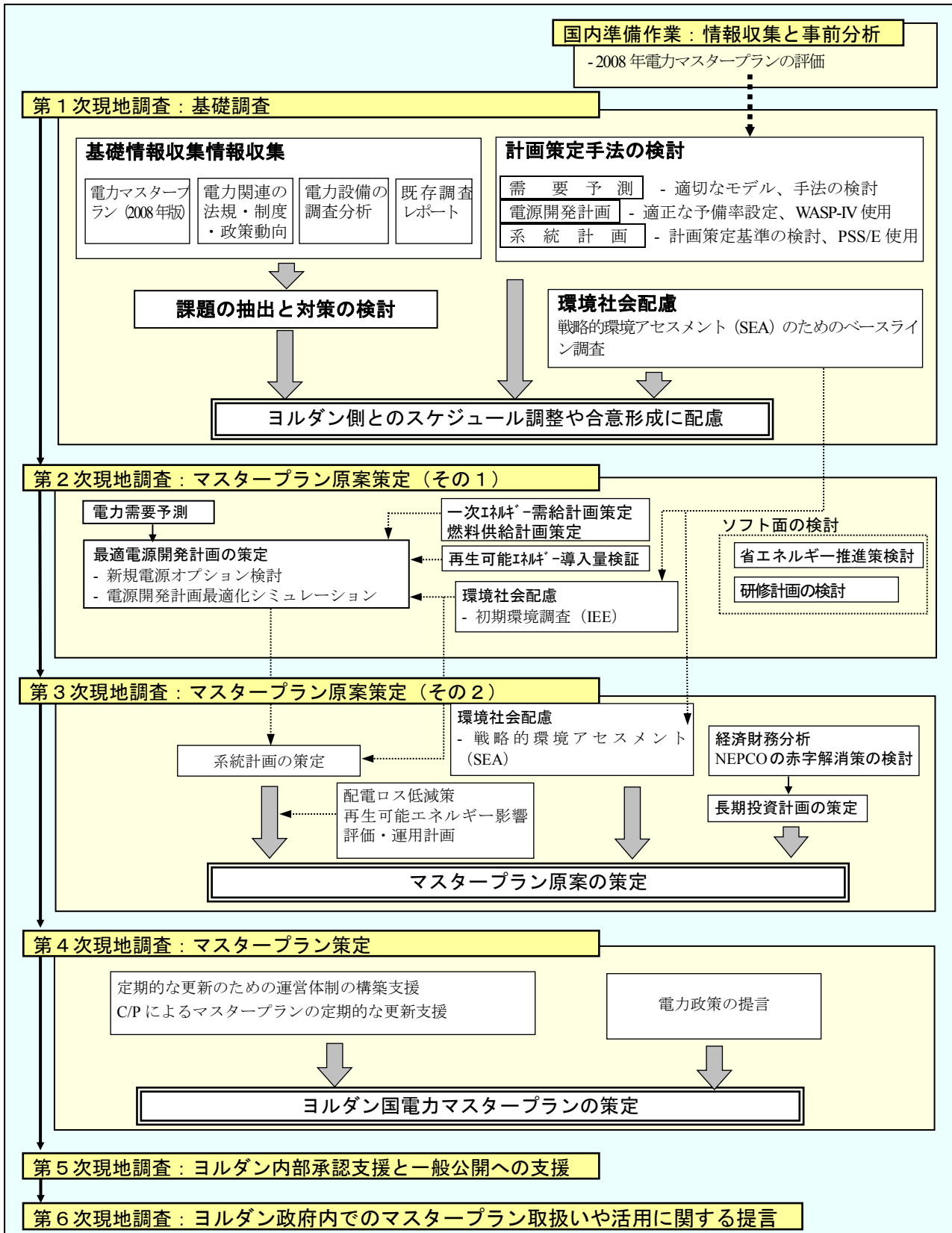


図 1.3-1 調査フロー

表 1.3-1 全体作業の流れ

年度	2014年度			2015年度												2016年度										
月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2
調査段階	第一次現地調査			第二次現地調査			第三次現地調査			第四次現地調査			第五次現地調査			第六次現地調査										
現地調査	国内準備作業			第一次国内作業			(参考) ラマダン期間			第二次国内作業			第三次国内作業			(参考) ラマダン期間			第四次国内作業			第五次国内作業				
国内作業	基礎調査 国内準備作業 1) 既存情報のレビューおよび調査計画の策定 2) インセプションレポート作成・提出			マスタープラン原案策定 第一次国内作業 1) 日本の技術・経験の整理 2) LNG研修の実施			第二次国内作業 1) プロGRESSレポート案作成			第三次国内作業 1) マスタープラン研修の実施 2) マスタープラン更新のためのマニュアル案作成 3) インテリムレポート案作成			第四次国内作業 1) ドラフトファイナルレポート作成			第五次国内作業 1) ファイナルレポート作成と提出		マスタープラン承認								
現地調査	第一次現地調査 1) インセプションレポートの説明・協議 2) 第1回合同調整委員会(JCC)設立支援 3) ワーキンググループ(WG)編成 4) 第1回セミナー開催支援 5) 現地日本企業向け第1回セミナー開催 6) 関連情報の収集 7) 電力需要予測手法の評価・検討 8) 電源開発計画手法の検討・協議 9) 戦略的環境アセスメント(SEA)のためのベースライン調査 10) 電力設備の調査・分析			第二次現地調査 1) 電力需要予測の実施 2) 一次エネルギー需給計画の検討・策定 3) 最適電源開発計画(案)策定 4) 系統計画策定に向けた調査・検討 5) 系統運用技術に係る調査・評価 6) 配電ロス低減に向けた調査・検討 7) NEPCO 累積債務削減に係る検討 8) 電力卸売料金の策定手法に係る技術移転 9) 環境社会配慮に係る調査 10) 研修計画検討 11) 電力政策に係る調査			第三次現地調査 1) 第2回JCC開催支援 2) 第2回セミナー開催支援 3) 最適電源開発計画(案)策定(第四次調査も継続実施) 4) 系統計画(案)の策定(第四次調査も継続実施) 5) 系統運用技術の提案 6) 配電ロス低減策の提案 7) 省エネルギー推進に係る検討・提案 8) 人材育成体制の検討 9) 資金調達推進に係る検討(第四次調査も継続実施) 10) 環境社会配慮に係る調査(第四次調査も継続実施) 11) 電力政策に係る提言 【ワークショップの開催】 ・省エネワークショップ ・人材育成ワークショップ			第四次現地調査 1) インテリムレポートの説明・協議 2) マスタープランの定期的な更新の実施支援 3) 第3回、第4回JCC開催支援 4) 技術演習ワークショップ開催			第五次現地調査 1) 第5回JCC開催支援 2) 第3回セミナー開催支援 3) マスタープランの内部支援承認と一般公開への支援			第六次現地調査 1) ファイナルレポートのフォローアップ 2) ヨルダン政府内でのマスタープラン取扱いや活用に関する提言										
調査段階	第一次現地調査			第二次現地調査			第三次現地調査			第四次現地調査			第五次現地調査			第六次現地調査										
現地調査	国内準備作業			第一次国内作業			(参考) ラマダン期間			第二次国内作業			第三次国内作業			(参考) ラマダン期間			第四次国内作業			第五次国内作業				
国内作業	国内準備作業			第一次国内作業			(参考) ラマダン期間			第二次国内作業			第三次国内作業			(参考) ラマダン期間			第四次国内作業			第五次国内作業				
月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2
JCC セミナー ワークショップ	△ 第1回JCC			△ 第1回セミナー			第2回JCC △ 第2回セミナー △ 省エネ WS △			△ 人材育成 WS			△ 第3回JCC △ 第4回JCC △ 技術演習 WS			△ 第5回JCC △ 第3回セミナー										
本邦研修				LNG研修			マスタープラン研修(1)			人材育成研修			マスタープラン研修(2)													
報告書	△ インセプションレポート提出			△ プロGRESSレポート提出			△ インテリムレポート提出			△ ドラフト・ファイナルレポート提出			△ ファイナルレポート提出													

1.4 合同調整委員会、ワーキンググループおよび調査団

(1) 合同調整委員会 (JCC)

メインカウンターパート機関のNEPCOに加えてMEMR、EMRC、財務省(MoF)、環境省(MoEnv)、ヨルダン原子力委員会(JAEC)が参画するJCCの設立支援を行い、本調査終了後も定期的にヨルダンのエネルギー分野の包括的な検討が実施されるような運営体制を構築した。(組織図および構成メンバーは、図 1.4-1 および表 1.4-1 を参照)

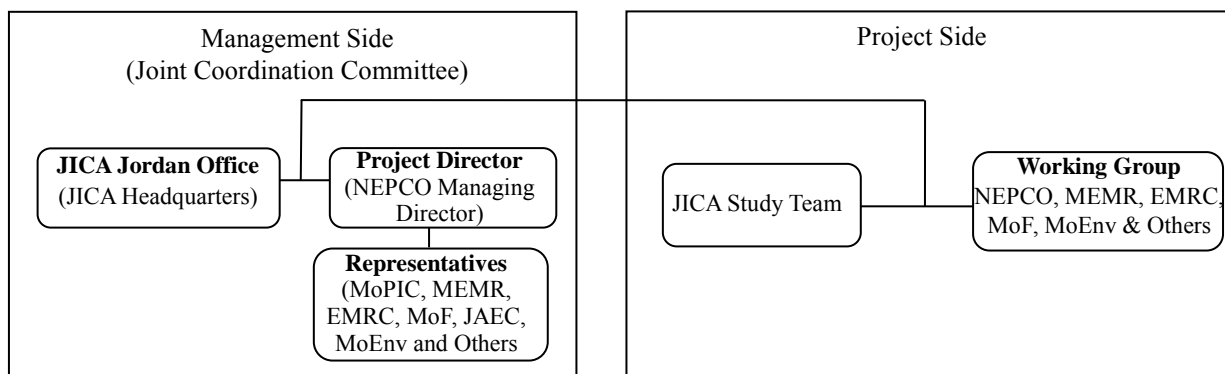


図 1.4-1 組織図

表 1.4-1 構成メンバー

Name	Organization	Position
Eng. Abdelfattah Aldaradkeh	NEPCO Managing Director	Project Director
Shokichi Sakata	JICA Jordan Office Chief Representative	
Eng. Ali Suleiman Abadel-Qader Hamaideh (2016年5月から)	NEPCO Managing Director Assistant for Operation & Planning	Project Manager
Eng. Amani Azzam (2016年4月まで)	NEPCO Managing Director Assistant for Operation & Planning	Project Manager
Eng. Mohmmad Abu Zarour	NEPCO Power System Planning Department Manager	Member
Eng. Muwafaq Humaidet	NEPCO Operational Studies Department Manager	Member
Eng. Feda Jaradat	MoPIC	Member
Ms. Norma Al- Hersh	MoF	Member
Eng. Izzat Abu Humra	MoE	Member
Eng. Fariba Hosseini	MEMR	Member
Eng. Wijdan AlRabadi	EMRC	Member
Meqdad A.Qadous, M.A	EMRC	Member
Dr. Sufian Bataenah	MEMR	Member
Eng. Bahjat Aulimat	JAEC	Member

(2) ワーキンググループ

表 1.4-2 ワーキンググループメンバー

WG	Jordan Counterparts	JICA Study Team
Power Demand Forecast	Team leader:Amin Al-Zaghal(NEPCO) Wafa Bakri(MEMR) Hanin Al-Souri(NEPCO) Salah Alaween (NEPCO) Alaa Abu-taleb (NEPCO) Ina'm Alramahi(NEPCO)	Team leader:Akihisa Manita
Generation Development Planning	Team leader:Mohammad Abu-Zarour(NEPCO) Alaa Al-khatib(EMRC) Alaa Abu-Taleb(NEPCO) Emad Abu-Lihye(NEPCO) Mohammad Al-Kilani(NEPCO) Faisal Abu Zaid (NEPCO) Mohammad Obeidat(JAEC)	Team leader:Yoshitaka Saito Norio Iwai Hiroshi Ozawa Tomohiro Kato Shinjiro Okuzawa
Power System Planning	Team leader:Muwafaq Hmeidat(NEPCO) Bushra Abadi(MEMR) Khalidoun Hababbeh(EMRC) Maysoon Rawabdeh(NEPCO) Mamoun Momani(NEPCO) Mazen Nabulsi(NEPCO) Mahmoud Batayneh(NEPCO) Ateka Aburrub(NEPCO) Ahmad Tahseen(NEPCO) Omar Al-Qdah(NEPCO) Afif Khouri(NEPCO) Ibrahim Hasan(NEPCO) Manhal Moura Sayedh (JEPCO) Maryam Al-Gihezwi (EDCO) Hamdah Zyton (EDCO) Ala Alqarawi (IDECO)	Team leader:Kazunori Ohara Yoshihide Takeyama Takahiro Suzuki Tomohide Kato
Environmental and Social Considerations	Team leader:Emad Musa(MoEnv) Ahmad Al-Dohni(NEPCO) Murad Al-Omari(NEPCO)	Team leader:Shinjiro Okuzawa Yoshitaka Saito Hiroshi Ozawa
Financial WG	Team leader:Kamel Al-Atout(NEPCO) Mudar Sarah(NEPCO) Hasan A.H. Nassar(NEPCO) Anas Abn Rayyan(NEPCO) Zaid Ammari(MOF)	Team leader:Masayasu Ishiguro

(3) JICA 調査団

表 1.4-3 JICA 調査団

No	氏名	担当
1	斎藤 芳敬	総括/電源開発計画
2	大原 一倫	系統計画
3	岩井 則雄	燃料供給計画/一次エネルギー計画
4	真仁田 晃久	電力需要予測
5	石黒 正康	経済・財務分析/料金制度
6	奥澤 信二郎	環境社会配慮
7	竹山 佳秀	運用計画
8	小澤 裕	電源計画
9	加藤 智弘	電源計画解析
10	鈴木 崇裕	配電計画
11	加藤 友英	省エネルギー
12	蔵方 宏	電力政策
13	渡邊 光弘 (2015年7月から)	火力発電設備
	安田 俊一郎 (2015年6月まで)	火力発電設備
14	吉田 俊貴	送電設備
15	小林 美奈 (2016年1月から)	研修計画
	向原 夕美子 (2015年12月まで)	研修計画

(4) JCC の開催

5 回の JCC を開催した。内容を下記に示す。

表 1.4-4 JCC 開催内容

開催回数	開催日	内容	参加者
第 1 回	2015 年 3 月 2 日	調査概要の目的を説明し、了解を得た。	NEPCO, EMRC, MEMR, MoF, MoPIC, JNPC, MoEnv, JAEC, Embassy of Japan, JICA
第 2 回	2015 年 11 月 10 日	需要想定全体の報告および、電源開発計画、系統計画、経済・財務分析、環境社会配慮の中間報告を行った。	NEPCO, EMRC, MoEnv, MoPIC
第 3 回	2016 年 4 月 10 日	電源開発計画および系統計画について、詳細の説明および意見交換を行った。	NEPCO, MEMR, EMRC, JICA
第 4 回	2016 年 5 月 29 日	同上	NEPCO, MEMR, JICA
第 5 回	2016 年 8 月 30 日	電源開発計画、系統計画および経済・財務分析について、ドラフトファイナルレポートを基に検討結果を説明した。	NEPCO, MEMR, MoPIC, MoEnv, JICA

第2章 一次エネルギー政策

2.1 一次エネルギーの現状

ヨルダンでは従来から歴史的に結びつきの強いイラクから原油の輸入に依存してきた。今世紀初頭には国連による「石油食糧交換プログラム」(1995～2003)を通じた安価な原油を、国家の経済発展に活用していた。しかし2003年の同プログラムの終了により、市場価格での原油の購入の必要が発生したため、比較的価格面で有利なエジプトとの間の長期供給契約による天然ガスに切り替えた。その後エジプトから安定的な供給を受けていたが、2012年のアラブ・ガスパイプラインの爆破事件の発生やエジプト国内の天然ガスの需要の高まりの影響もあり、エジプトからの天然ガスの輸入が激減している。こうした状況からヨルダン政府は、新たなエネルギー資源を確保するため、スポット市場を通じての原油や天然ガスの調達に切り替えたが、これが大きな財政負担になっている。

ヨルダンのエネルギー需給バランスを表 2.1-1 に示す。国内で生産される一次エネルギーは、ごくわずかな原油、天然ガス、および再生可能エネルギーのみで、その割合は全一次エネルギー供給量の3.0%に過ぎず、エネルギー自給率は極めて低い。エネルギー資源の大半(97.0%)を、周辺国からの原油、天然ガス等の輸入に依存する、極めて脆弱なエネルギーの需給構造になっている。

表 2.1-1 エネルギー需給バランス(2013年)

[単位:1,000TOE]

分野	原油	燃料オイル	ディーゼル油	ガソリン	LPG	ケロシン	ジェット燃料	VR	その他	オイル関係合計	石炭	Coke	L Coke	天然ガス	電力	太陽エネルギー	エネルギー合計
国内生産	0.8									0.8				111.5	16	145	273.3
輸入	3173.4	662.6	1702.1	536.3	310.9		27.9	32		6445.2	203.9	106.9	9	795.2	95.3		7655.5
輸出										0					14.7		14.7
屋外貯蔵(-放出)		4.4	2.7				0.8			7.9							7.9
貯蔵(-放出)	-41.2	-71.6	-82.6	-12.1	-6.2	-29.8	-4.3		-3.2	-25.1							-25.1
一次エネルギー供給量	3215.4	729.8	1782	548.4	317.1	29.8	31.4	32	3.2	6689.1	203.9	106.9	9	906.7	96.6	145	8157.2
オイル産業	-3215.4	870	998.4	690.6	87.1	35.2	337.2		96.3	-100.6							-100.6
電力		-1287.1	-1408.3							-2695.4				-906.7	1454.4		-2147.7
送配電損失										0					-203.5		-203.5
Opsmsエネルギー供給		-155.8	-3.7						-46.6	-206.1					-60.2		-266.3
最終エネルギー消費	0	156.9	1394.3	1239	404.2	65	368.6	32	52.9	3713.5	203.9	106.9	9	0	1254.6	145	5436.9
産業		139	118.2		10.6			32		299.8	203.9	106.9	9		304.5		924.1
運輸交通		4.4	1117.8	1243			368.5			2733.7							2733.7
家庭			71.3		314.1	65.1				450.5				538.8	120		1109.3
サービス			66.2		29.4					95.6				207.7	25		328.3
その他		13.7	21.4		50					85.1				203.6			288.7
エネルギー外での使用									52.8	52.8							52.8
統計誤差	0	-0.2	0	-4	0.1	-0.1	0.1	0	0.1	28	0	0	0	0	0	0	32

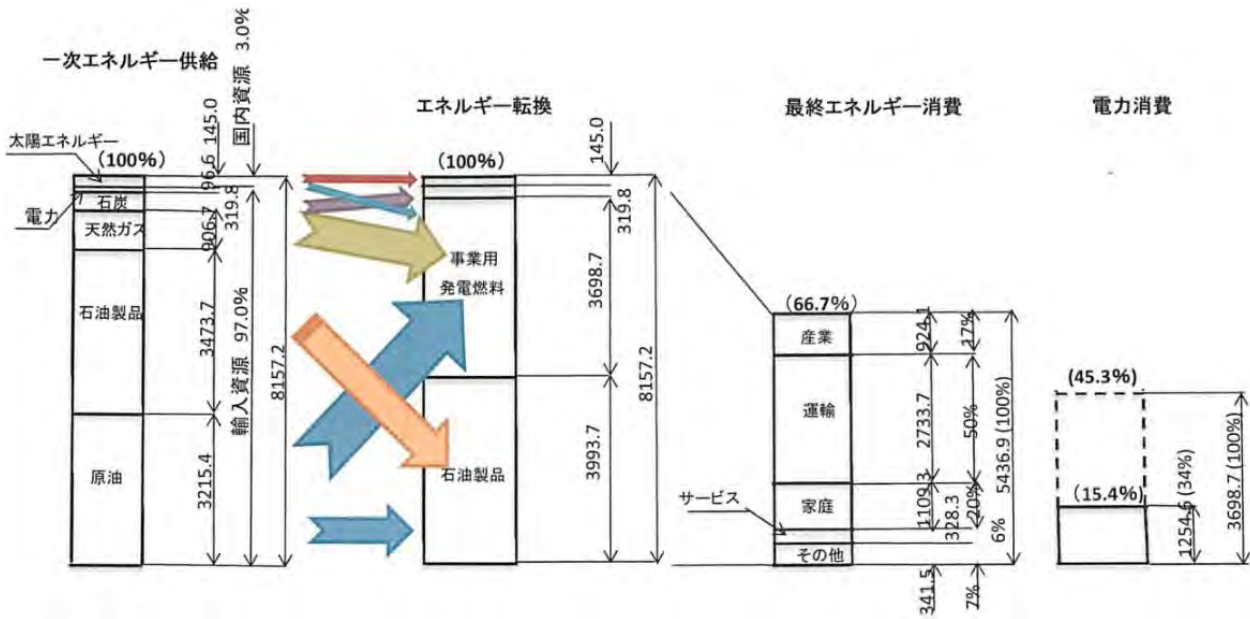
出典：Energy 2014 Facts & Figures (MEMR)

次に、ヨルダンにおけるエネルギー転換（一次エネルギーから二次エネルギーへのフロー）の概要を示すと図 2.1-1 のようになる。

(一次エネルギー)

(二次エネルギー)

[単位:1,000TOE]



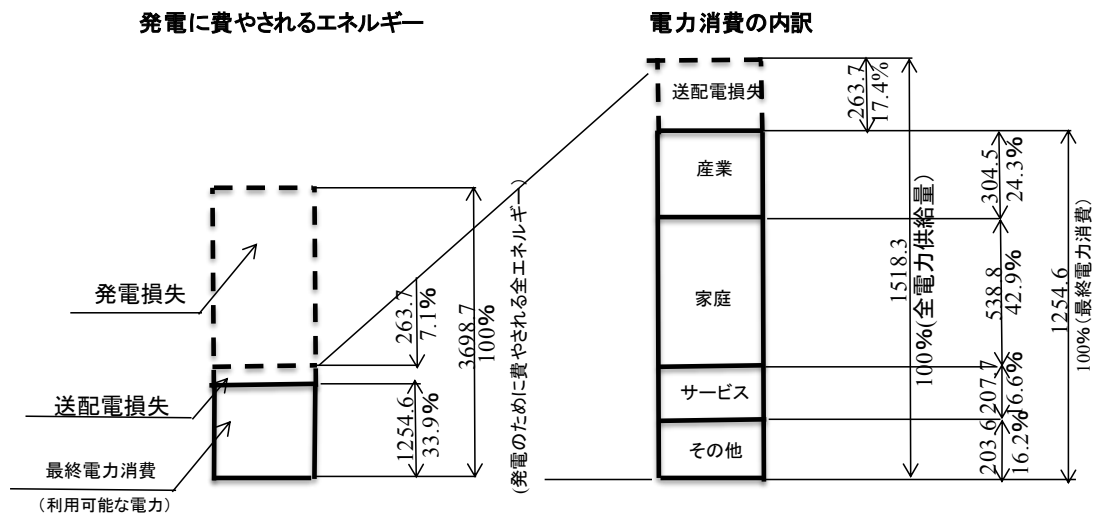
出典：JICA 調査団

図 2.1-1 ヨルダンにおけるエネルギー転換の概要 (2013 年)

輸入された原油は、燃料油、ディーゼル油、ガソリン、LPG、ケロシン、ジェット燃料等に精製加工され、輸入分も含めた石油製品の約4割は事業用発電燃料として使用されている。また天然ガスについても、ほぼ全量が事業用発電燃料として使用されている。このように転換されたエネルギー資源は発電用燃料に加え、自動車の燃料、産業用、家庭用等の燃料として消費されることになるが、最終エネルギー消費量は、最初の一次エネルギー供給量のおよそ2/3となっている。

最終エネルギー消費の内訳に着目すると、運輸交通部門が約50%を占め、次いで家庭部門20%、産業部門、並びにサービス部門で消費する量は17%、6%となっている。

次に二次エネルギーである電力について、もう少し消費の内訳を詳細に見ると、図 2.1-2 のようになる。電力に転換されたエネルギー (1454.4) の内、およそ17.4%は送配電ロス並びに発電に必要な電力として失われている。



出典：JICA 調査団

図 2.1-2 電力消費の内訳

2.2 エネルギー政策と課題

エネルギー政策を立案するに当たっては、エネルギーの安定供給、経済効率性と環境への適合の視点から検討することが基本となる。

2.2.1 安定供給

ヨルダンでは前項で述べたとおり、エネルギー資源の97%を輸入に依存する極めてエネルギー自給率の低い国である。したがってエネルギーを安定的に供給するためには次の目標達成への努力が不可欠である。

1) 国内資源の活用

エネルギー自給率を可能な限り高めるためには、国内のエネルギー資源の開発に努めると同時に、最大限の活用を図るべきである。具体的には天然ガス、シェールオイル、太陽光、風力等の再生可能エネルギーのポテンシャルを最大限に活用する必要がある。

2) エネルギー資源の多様化

エネルギー資源を海外からの輸入に依存せざるを得ない以上、需給リスクを分散させるためにもエネルギー資源の多様化に努める必要がある。

一次エネルギー供給の約45%を占める電力について言えば、発電設備を、後述の経済性の観点から十分に検討した上で、最適な電源構成を目指す必要がある。(原子力、シェールオイル、ガスコンバインド他を組み合わせさせた電源構成)

3) エネルギー資源調達先の多様化

上記2)と同様、エネルギー資源を海外からの輸入に依存せざるを得ない以上、需給リスクを分散させるため、エネルギー資源を一部地域や国に過度に依存することなく、調達先を多様化させる必要がある。

4) エネルギーの備蓄

万一のエネルギー供給上のトラブルに備えて、緊急のエネルギー資源調達先を確保に要する時間を考慮したエネルギーの備蓄を行う必要がある。

2.2.2 エネルギーの経済効率性

エネルギーの経済効率性は、ヨルダンにおける産業の国際競争力確保や国民の生活レベル向上に大きな影響を与える。

経済成長を支える力強いエネルギー供給構造の構築を目指すと同時に、エネルギー供給コストを可能な限り低減して、国際競争力のある豊かな社会を目指さなければならない。そのためには次のような政策を推進する必要がある。

1) エネルギーの効率的な利用（とりわけ運輸交通分野）

2) 省エネの推進（産業分野での燃料の節約）

二次エネルギー（電力分野）について言えば、次のような事項である。

3) 最も経済効率の高い最適電源構成の構築

4) 火力発電所等の効率改善

5) 送配電ロスの低減

6) 省エネ活動の推進（家庭、産業分野を中心とした電力の節約）

7) デマンドサイドマネジメントによるピーク需要の抑制

8) 水供給分野（農業用水、工業用水、飲料水）での効率的な水の汲み上げと配水

2.2.3 環境への適合

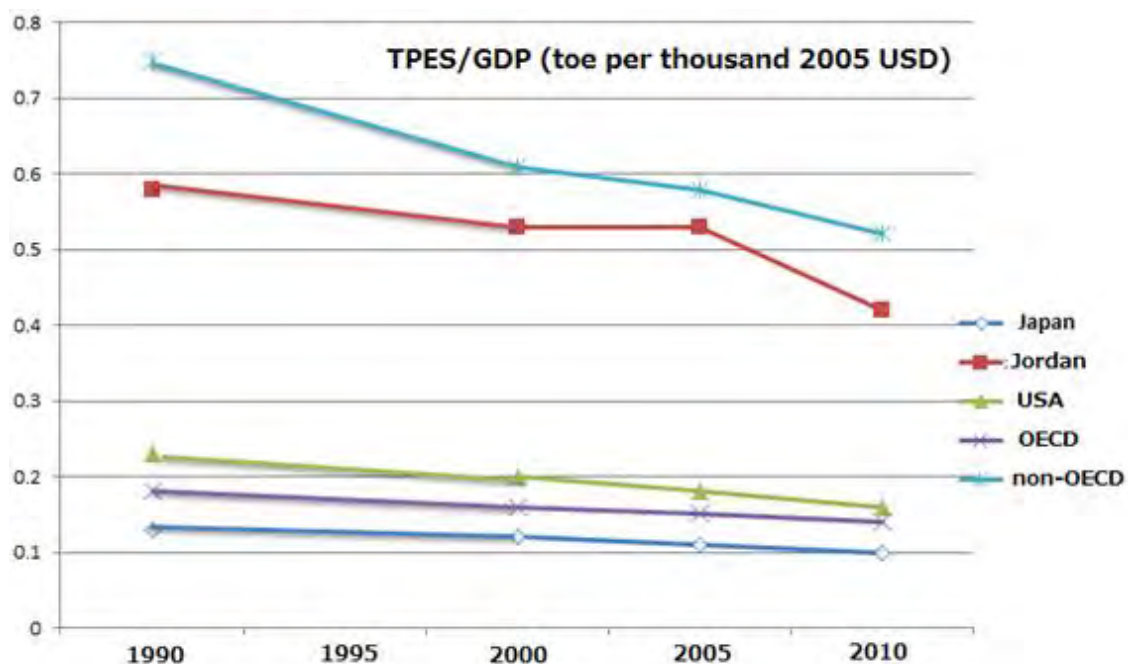
上記 2.2.1 および 2.2.2 で述べたように、エネルギーを安定的に、効率的に供給し消費する社会を目指すことになるが、こうした目標の達成に当たっては、環境に適合した形で実現される必要がある。具体的には、地球温暖化対策等にも配慮がした次のような環境政策を推進が望まれる。

- 1) 再生可能エネルギーの活用（広大な砂漠の活用）
- 2) あらゆるレベルでの温室効果ガス排出の抑制

2.3 エネルギー政策上の提言

2.3.1 より効率的で経済生産性の高い国家の実現

前章で述べたように、ヨルダンにはエネルギー資源の大半を海外からの輸入に依存するエネルギー自給率の極めて低い国である。したがって、ヨルダンはエネルギーの徹底したエネルギーの効率的な利用と省エネを追求し、高い経済生産性を有する国家の構築を目指すべきである。図 2.3-1 は単位 GDP を生み出すために要する一次エネルギーの量について、比較したものである。



出典：JICA 調査団

図 2.3-1 単位 GDP 増加に必要な一次エネルギー量

ヨルダンは非 OECD 諸国と比較すれば、効率的な生産活動を行っている国と言えるものの、OECD 諸国との差は非常に大きい。ヨルダンが今後より経済的に発展するためには、さらに効率的で経済生産性の高い国家を目指さなければならない。

また同時に、生産性が高く省エネ型の産業育成を目指す産業政策とエネルギー政策の整合性が重要となる。

2.3.2 エネルギー効率の改善と省エネの推進

エネルギー効率が高く、経済生産性の高い国家を築くためには、産業界、家庭等で、エネルギー効率の改善と省エネを推進する必要がある。こうした活動を確実に前進させるための専門の部署を設ける必要がある。こうした専門部署の設立とエネルギー管理制度を整備し、国全体のエネルギー効率の向上と省エネを推進すべきである。

2.3.3 長期計画の整合性の確保

長期エネルギー計画は、状況の変化に対応して定期的に見直されなければならない。鉱物資源エネルギー省はエネルギー産業をすべて包括した「国家エネルギー戦略」を策定している。「国家エネルギー戦略」は2015年に見直しが行われているが、目標年度を2025年としている。一方、現在NEPCOを通じて「電力セクターにおける長期計画」を策定しているが、この目標年度は2035年としており、2つの長期計画の間の整合性を確保する必要がある。

今後は両者の整合性を確保した上で、共通のルールに基づき、定期的に見直す仕組みを構築しなければならない。また、石油業界、ガス業界などのエネルギー分野における全てのステークホルダーの参加した長期計画の立案と、目標達成に向けた全てのステークホルダーの協力が重要となる。

2.3.4 系統状況を考慮に入れた再生可能エネルギー導入量検討

国家エネルギー戦略には、2025年までに再生可能エネルギー導入量を年間発生電力量の15%となるよう目標を掲げている。しかしながら、再生可能エネルギーは出力変動が激しいため、系統周波数の変動により停電を頻発させる恐れがある。上記国家エネルギー戦略には技術的な検討がなされておらず、ヨルダンの系統状況を考慮に入れた再生可能エネルギー導入量検討が必要となる。

第3章 電力セクターの概要

3.1 電力セクターの概要

3.1.1 セクター構造

1999年に発送配電分離が行われ、発電と配電が民営化された。National Electricity Power Company (NEPCO：電力公社)がシングルバイヤーとして送電セクターを担っている。Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR:エネルギー資源省)が長期的な戦略等の策定を行い、Energy & Mireral Regulatory Commission (EMRC:エネルギー資源規制委員会)が法律や電力料金設定、事業免許を行い、発電セクター、送電セクター、配電・小売セクターの全般を規制している。

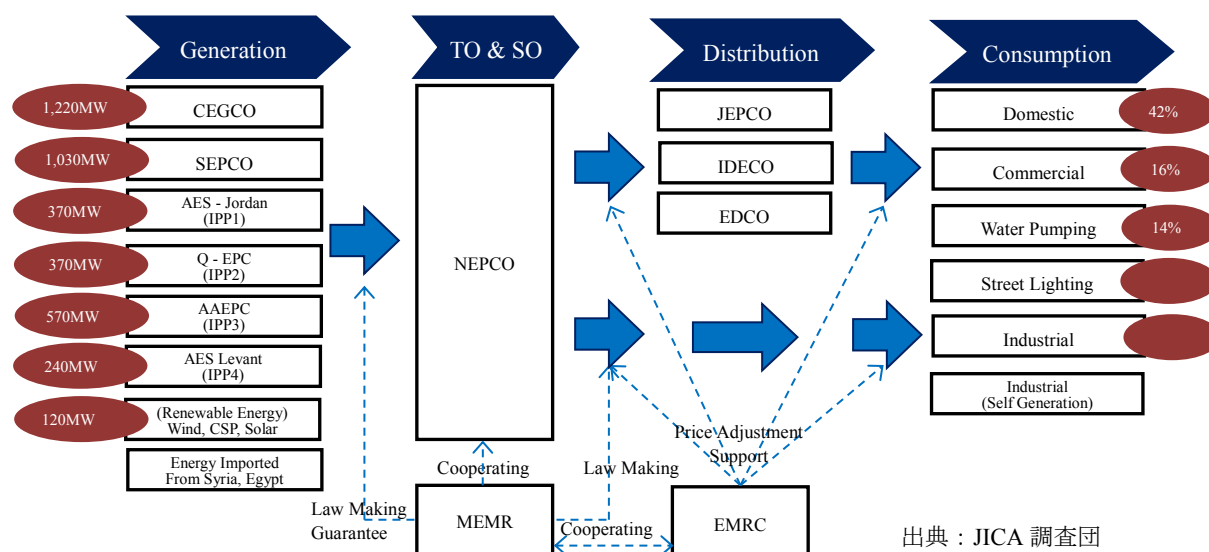


図 3.1-1 ヨルダン電力セクター体系図

(1) 発電部門

発電所から発電された電力は、送電系統に接続し、シングルバイヤーである電力公社が全て買い取る仕組みである。発電事業者は以下のとおりである。

Company	Capacity	Shareholding	Utility
1 Central Electricity Generation Company(CEGCO)	1,687MW	40%:Jordanian Government 60%:Private Company	ST, CCGT,GT, Hydoro,Wind
2 Samra Electricity Power Company(SEPCO)	1,050MW	100%:Jordanian Government	CCGT
3 Amman East Power Company (AES-Jordan, IPP1)	370MW	AES, Mitsui	CCGT
4 Qatrana Electric Power Company (Qatrana, IPP2)	420MW	KEPCO, XNEL	CCGT
5 Amman Asia Electric Power Company(AAEPC, IPP3)	573MW	KEPCO, Mitsubishi, WDFS	Diesel Engine
6 Amman East Power Company (AES Levant, IPP4)	240MW	AES, Mitsui	Diesel Engine

(2) 送電部門

電力庁 (Jordan Electricity Authority) が、ヨルダンの発電、送電および配電の全ての電力セクターを担っていたが、1996年の電力システムで解体され、NEPCO となった。また、発電と配電が順次、分離・民営化され、1999年には、現在の組織形態となった。

NEPCO は、送電システムと給電指令所 (National Control Center) を有し、変電所総設備容量は、11,484MW、132kV と 400kV 特別高圧送電線はの総亘長は 4,426km となっている。

NEPCO の機能は、以下のとおりであり、その役割を図 3.1-2 に示す。

- 電力システムシステムの運用 (システムオペレーター)
- 送変電設備の建設、所有、維持管理 (送電ネットワーク所有者)
- 電力システムシステムの計画と整備
- 発電事業者から電力購入し配電会社・大口需要家へ卸供給 (シングルバイヤー)
- 発電用燃料の調達
- 国際連系線によるエジプト、シリアとの電力輸出入・託送
- 需要増に見合った新規発電設備容量の確保

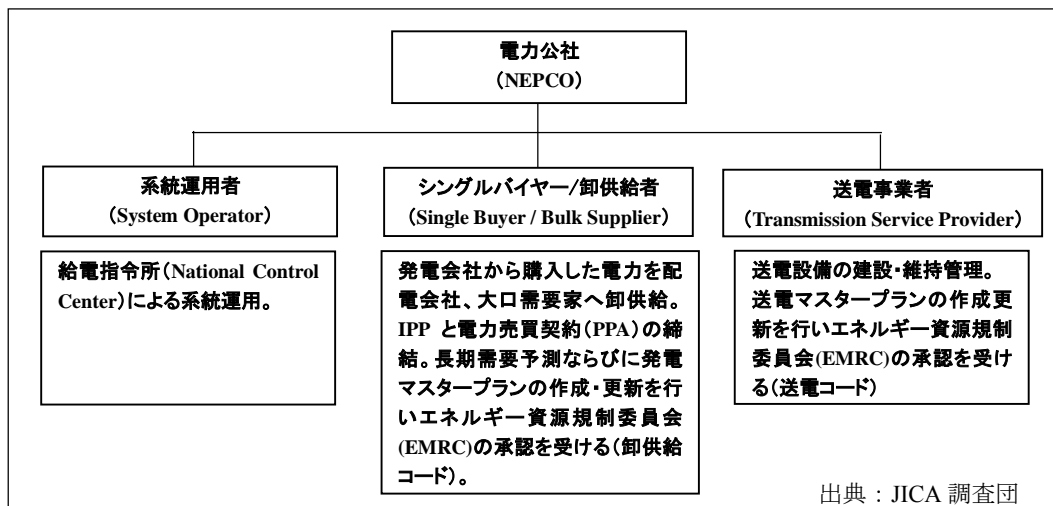


図 3.1-2 NEPCO 流通システム体系図

(3) 配電・小売部門

1996年の電力システム改革により、発電と配電分野は分離・民営化された。地域ごとに設立された以下の3つの配電会社がNEPCOから電力を購入し配電事業を行っている。

- Jordan Electric Power Company (JEPCO、首都圏、ヨルダン中央地域)
- Irbid District Electricity Company (IDECO、ヨルダン北部地域)
- Electricity Distribution Company (EDCO、ヨルダン南部地域)

3.2 マスタープラン関連法令・制度・手続き

マスタープランに関する法令は、EMRC が発行した Bulk Supply Code および Bulk Supply Performance Standard Code に記載されている。EMRC でマスタープランとして定義しているのは Generation Master Plan（電源開発計画）、Transmission Master Plan（系統計画）および System Master Plan である。System Master Plan とは、Generation Master Plan と Transmission Master Plan を合わせたもの、つまり実際には電源開発計画と系統計画を一つのマスタープランとして扱っている。

NEPCO では電力需要想定、電源開発計画および系統計画を策定しており、それぞれの作成物は毎年 EMRC に提出する必要がある。また、上記計画以外にも電力調達計画および電力調達四半期報告書を提出する必要がある、提出期限は以下の通り。

- ・ 電力需要想定：毎年 3 月 1 日まで
- ・ 電源開発計画および系統計画：毎年 6 月 1 日まで
- ・ 電力調達計画：毎年 8 月 1 日まで
- ・ 電力調達四半期報告書：毎年各 2 月 28 日、5 月 31 日、8 月 31 日、11 月 30 日まで

これら提出物には期限に猶予を設けており、上記 4 つの合計遅延数が 80 日を超えないよう EMRC に提出するよう定められている。また、EMRC は毎年 7 月 31 日までにマスタープランに対する承認を行うよう義務付けられている。

第4章 電力需要予測

4.1 電力需要予測の概要

電力需要予測は、国の経済基礎を構成するエネルギー及び電力供給力を確保する上で、その国の事情に適したものでなければならない。また、電力需要予測に際しては、当該国におけるエネルギー政策、経済政策等の国家政策を考慮した合理的な算定条件および想定事項を採用することが重要である。

本章では、ヨルダン全国における2040年までの電力需要予測について述べる。

4.2 NEPCOによる電力需要予測

4.2.1 NEPCOの電力需要予測

NEPCOの電力需要予測策定の目的は、中長期間における電源システム開発計画、適正電気料金の検討を含む財務計画および開発事業戦略を策定する際の基礎データとして活用することにある。NEPCOは電力需要予測の見直しを数年に一度の頻度で実施しており、本報告書作成時点で調査団が公式に入手している2013年改訂版においては2040年までの電力需要予測がなされている。

NEPCOの電力需要予測は、同類の電力消費パターンを有する6つのセクター(一般家庭、商業、工業、揚水事業、公共施設および街路灯)にグループ分けし、各々のセクターにおける過去の電力消費量、電力消費の形態および将来の予測伸び率等を考慮の上、算定している。

4.2.2 NEPCOの電力需要予測の算定条件

NEPCOの電力需要予測は、現状想定される電力消費の将来展開を考慮して、3つのシナリオ(High、MediumおよびLow)より構成される。Medium Caseは、過去の経済成長の推移等より適度と判断される経済発展を想定し、High CaseおよびLow Caseを算定する際の基本データとしている。NEPCOの電力需要予測に際しての主な条件は以下の通りである。

表 4.2-1 NEPCOの電力需要予測の算定条件

項目	ケース1 (High Case)	ケース2 (Medium Case)	ケース3 (Low Case)
人口増加率 (2004～2012年: 2.24%)	2013～2040年: 1.7%	2013～2040年: 1.6%	2013～2040年: 1.5%
GDP成長率 (2004～2012年: 5.09%)	ケース2のGDP成長率 +1%	2013～2026年: 3.6%～5.7% 2027～2038年: 6.2% 2039年-2040年: 6.3%	ケース2のGDP成長率-1%
一般家庭用消費電力量の伸び率 (2004～2012年: 10.13%)	2013～2040年: 8.6%	2013～2040年: 7.6%	2013～2040年: 6.6%
商業用消費電力量の伸び率 (2004～2012年: 9.41%)	2013～2040年: 9.8%	2013～2040年: 8.8%	2013～2040年: 7.8%
工業用消費電力量の伸び率 1)大規模工業(2004～2012年: 1.37%) 2)中小規模工業	2013～2040年: 1)大規模工業: 2.5% 2)中小規模工業: 6.9%	2013～2040年: 1)大規模工業: 1.5% 2)中小規模工業: 5.9%	2013～2040年: 1)大規模工業: 0.5% 2)中小規模工業: 4.9%

(2004～2012年: 8.13%)			
揚水用消費電力量の伸び率	2013～2040年: 5.6%	2013～2040年: 4.6%	2013～2040年: 3.6%
(2004～2012年: 5.63%)			
公共施設(政府・官公庁舎、テレビ局、国際空港等)用消費電力量の伸び率	2013～2040年: 6.6%	2013～2040年: 5.6%	2013～2040年: 4.6%
(2004～2012年: 5.2%)			
街路灯用消費電力量の伸び率	2013～2040年: 2.5%	2013～2040年: 1.5%	2013～2040年: 0.5%
(2004～2012年: 4.59%)			
大口需要家用消費電力量の伸び率	2013～2040年: 1.98%	2013～2040年: 1.98%	2013～2040年: 1.98%
(2000～2012年: 2.57%)			
送電損失(2010年: 2.08%)	2013～2040年: 2.5%	2013～2040年: 2.5	2013～2040年: 2.5
配電損失(2010年: 12.12%)	2040年までに10%に低減	2040年までに10%に低減	2040年までに10%に低減

出典：Electricity Demand Forecast prepared by NEPCO in 2013

4.2.3 NEPCO の電力需要予測の算定結果

NEPCO による 2013 年～2014 年における全国レベルの電力需要予測結果を表 4.2-2 (High Case)、表 4.2-3(Medium Case)および表 4.2-4 (Low Case)に示す。

表 4.2-2 NEPCO の電力需要予測 (ケース 1 : High Case)

ケース1	[単位:GWh]						年平均伸び率 (%)
	2013	2014	2015	2020	2030	2040	
1. 電力購入量	17,581	18,816	20,147	29,196	63,668	139,823	7.98
2. 配電会社への電力供給	15,350	16,437	17,608	25,572	56,169	124,296	8.05
1) 一般家庭	5,480	5,905	6,377	9,680	22,816	51,839	8.68
2) 商業	2,564	2,791	3,045	5,030	14,101	37,398	10.44
3) 工業 (中小規模)	2,593	2,776	2,971	4,155	8,191	16,944	7.20
4) 工業 (大規模)	1,136	1,185	1,225	1,390	1,620	1,880	1.88
5) 公共施設	1,220	1,312	1,405	1,946	3,727	7,126	6.76
6) 揚水事業	2,040	2,136	2,240	2,953	5,117	8,313	5.34
7) 街路灯	318	331	344	419	598	796	3.46
3. 大口需要家への電力供給	985	1,033	1,073	1,234	1,440	1,674	1.98
4. 電力損失(送電+配電損失)	1,246	1,346	1,466	2,690	6,059	13,853	10.1

出典：Electricity Demand Forecast prepared by NEPCO in 2013

表 4.2-3 NEPCO の電力需要予測 (ケース 2 : Medium Case)

[単位:GWh]

ケース2	2013	2014	2015	2020	2030	2040	年平均伸び率 (%)
1. 発電電力購入量	17,558	18,720	19,935	27,688	54,967	111,633	7.09
2. 配電会社への電力供給	15,254	16,278	17,350	24,194	48,472	99,251	7.18
1) 一般家庭	5,413	5,826	6,267	9,138	19,659	41,501	7.84
2) 商業	2,550	2,753	2,977	4,634	11,788	29,599	9.51
3) 工業 (中小規模)	2,589	2,762	2,941	3,952	7,034	13,004	6.16
4) 工業 (大規模)	1,136	1,185	1,225	1,390	1,620	1,880	1.88
5) 公共施設	1,213	1,294	1,373	1,802	3,083	5,258	5.58
6) 揚水事業	2,037	2,127	2,224	2,863	4,706	7,247	4.81
7) 街路灯	318	331	344	415	583	763	3.29
3. 大口需要家への電力供給	985	1,033	1,073	1,234	1,440	1,674	1.98
4. 電力損失(送電+配電損失)	1,319	1,409	1,512	2,260	5,055	10,708	8.06

出典 : Electricity Demand Forecast prepared by NEPCO in 2013

表 4.2-4 NEPCO の電力需要予測 (ケース 3 : Low Case)

[単位:GWh]

ケース3	2013	2014	2015	2020	2030	2040	年平均伸び率 (%)
1. 発電電力購入量	17,479	18,530	19,604	26,097	46,862	84,940	6.03
2. 配電会社への電力供給	15,263	16,193	17,134	22,898	41,451	75,684	6.11
1) 一般家庭	5,451	5,819	6,206	8,630	16,785	31,868	6.76
2) 商業	2,535	2,716	2,910	4,267	9,574	21,066	8.16
3) 工業 (中小規模)	2,584	2,748	2,911	3,757	6,032	9,955	5.12
4) 工業 (大規模)	1,136	1,185	1,225	1,390	1,620	1,880	1.88
5) 公共施設	1,206	1,276	1,340	1,667	2,548	3,874	4.42
6) 揚水事業	2,034	2,118	2,208	2,776	4,325	6,312	4.28
7) 街路灯	318	330	343	411	568	730	3.13
3. 大口需要家への電力供給	985	1,033	1,073	1,234	1,440	1,674	1.98
4. 電力損失(送電+配電損失)	1,231	1,304	1,397	1,965	3,971	7,582	6.97

出典 : Electricity Demand Forecast prepared by NEPCO in 2013

上表 4.2-3 に示すとおり、ケース 2 (Medium Case) における 2013 年～2040 年の期間(28 年間)における発電電力購入量の増分は 94,075 GWh (=11,633-17,558 GWh)、年平均成長率は 7.09%と予測されている。

4.2.4 NEPCO のピーク電力予測の算定結果

NEPCO によるピーク電力予測は、各セクターの負荷係数および一致要素 (Coincident Factor) 等を使用する以下の公式により計算される。

$$PL_i = \frac{E_i}{8.76 * LF_i}$$

$$CL_{m,i} = PL_i * CF_{m,i}$$

$$CL_{e,i} = PL_i * CF_{e,i}$$

注)

- PLi: セクター毎ピーク需要 [MW]
- Ei: セクター毎消費電力量 [GWh]
- LFi: セクター毎負荷係数
- CLm,i: セクター毎 coincident load (朝) [MW]
- CLe,i: セクター毎 coincident load (夜) [MW]
- CFm,i: セクター毎 coincident factor (朝)
- CFe,i: セクター毎 coincident factor (夜)

表 4.2-5 セクター毎の負荷係数および一致要素

セクター名	LF	CF, m	CF, e
一般家庭	0.51	0.53	0.83
商業セクター	0.49	0.83	0.62
工業セクター	0.64	0.83	0.47
公共施設	0.37	0.84	0.26
揚水事業	0.73	1.00	1.00
街路灯	0.50	0.00	1.00

出典：Electricity Demand Forecast prepared by NEPCO in 2013

上記の公式により算定されたピーク電力予測は下表の通りである。

表 4.2-6 NEPCO によるピーク電力予測 (概要)

	2013	2014	2015	2020	2030	2040
ヨルダン全国						
1. ケース 1 (High Case)						
- ピーク電力 (MW)	2,723	2,994	3,199	4,537	9,628	20,606
- 負荷率	0.72	0.70	0.70	0.72	0.74	0.76
2. ケース 2 (Medium Case)						
- ピーク電力 (MW)	2,707	2,965	3,149	4,283	8,285	16,395
- 負荷率	0.73	0.71	0.71	0.72	0.74	0.76
3. ケース 3 (Low Case)						
- ピーク電力 (MW)	2,705	2,946	3,107	4,405	7,071	12,462
- 負荷率	0.72	0.70	0.71	0.72	0.74	0.77

出典：Electricity Demand Forecast prepared by NEPCO in 2013

上表より、ケース 2 (Medium Case) における 2013 年～2040 年におけるピーク電力の年平均伸び率は 6.9%、2040 年のピーク電力は 16,395 [MW] と予測され、2012 年の実績値 (2,770 [MW]) の約 5.9 倍となることが分かる。

4.3 調査団による電力需要予測

電力需要予測の算定手法としては、電力需要全体に対する一定の法則性を見出し、それに基づき電力需要[GWh]およびピーク電力[MW]を想定するマクロ的手法と、電力需要の構成及び特質等を詳細に分析し、各用途別にそれらを構成する要素の因果関係から想定した電力需要およびピ

ーク電力を積み上げるミクロ的手法がある。

本マスタープランにおいては、人口増加率、想定経済成長率、経済・産業の動向等の推移をベースとするマクロ需要予測と、過去の実績データの解析と各セクターの開発計画に基づく需要増の積み上げによるミクロ需要予測の両面から検討する。なお、調査団による電力需要予測においては、NEPCO が策定する電力需要予測の結果と比較することを目的として、予測対象期間を 2015 年～2040 年とする。

4.3.1 マクロ手法による電力需要予測

(1) マクロ手法による算定手順

- i) 2005 年～2014 年における過去 10 年間の GDP、人口および電力消費量のデータを収集する。GDP および人口データは、NEPECO 作成の電力需要予測資料（2015 年改訂版）に掲載されているヨルダン国統計局(Department of Statistics of Jordan)が公表するデータを採用し、電力消費量は配電会社（JEPCO, IDECO および EDCO）の実績値を採用する。下表に 2005 年～2014 年における GDP、一人当たり GDP およびそれぞれの成長率を示す。

表 4.3-1 2005 年～2014 年における GDP および一人当たり GDP

Year	GDP		GDP per Capita		
	GDP [JD]	Growth Rate of GDP [%]	Population	GDP/Capita [JD]	Growth Rate of GDP/capita [%]
2005	6,404,000,000	7.58	5,473,000	1,170.11	5.16
2006	6,920,000,000	8.06	5,600,000	1,235.71	5.61
2007	7,420,000,000	7.23	5,723,000	1,296.52	4.92
2008	7,914,000,000	6.66	5,850,000	1,352.82	4.34
2009	8,083,000,000	2.14	5,980,000	1,351.67	-0.08
2010	8,358,000,000	3.40	6,113,000	1,367.25	1.15
2011	8,635,000,000	3.31	6,249,000	1,381.82	1.07
2012	8,855,000,000	2.55	6,388,000	1,386.19	0.32
2013	9,099,000,000	2.76	6,530,000	1,393.42	0.52
2014	9,393,000,000	3.23	6,675,000	1,407.19	0.99

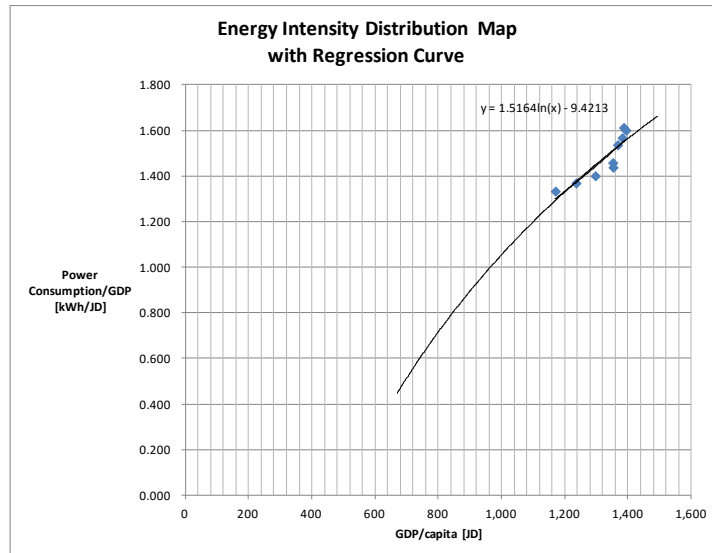
出典：Department of Statistics

- ii) 上記 i)にて収集したデータに基づき、1 人当たり GDP [JD]および電力消費量/GDP [GWh/JD]より構成するエネルギー強度分布図を作成し、それに基づき回帰曲線及び対数近似式を算定する。

表 4.3-2 2005 年～2014 年における一人当たり GDP および電力消費量/GDP

Year	GDP/Capita [JD]	Power Consumption/GDP [kWh/JD]		
		Power Consumption [GWh]	GDP [JD]	Power Consumption/GDP [kWh/JD]
2005	1,170.11	8,538	6,404,000,000	1.333
2006	1,235.71	9,475	6,920,000,000	1.369
2007	1,296.52	10,393	7,420,000,000	1.401
2008	1,352.82	11,381	7,914,000,000	1.438
2009	1,351.67	11,786	8,083,000,000	1.458
2010	1,367.25	12,843	8,358,000,000	1.537
2011	1,381.82	13,535	8,635,000,000	1.567
2012	1,386.19	14,277	8,855,000,000	1.612
2013	1,393.42	14,564	9,099,000,000	1.601
2014	1,407.19	15,418	9,393,000,000	1.641

出典：Department of Statistics, JEPCO、IDECO 及び EDCO



出典：JICA 調査団

図 4.3-1 エネルギー強度分布図および対数近似式

iii) GDP、人口および電力消費量の各指標における 2040 年までの年平均伸び率を High、Medium および Low Case の 3 ケースにて想定する。各ケースにおける GDP および一人当たり GDP (GDP/capita) の年平均伸び率は過去のデータに基づき、以下のとおり設定する。

- ケース 1 (High Case) : 2005～2014 年の年平均伸び率 (GDP:4.35%、GDP/Capita : 2.07%)
- ケース 2 (Medium Case) : 2009～2014 年の年平均伸び率 (GDP:3.05%、GDP/Capita : 0.81%)
- ケース 3 (Low Case) : ケース 2 の伸び率のマイナス 0.5% (GDP:2.55%、GDP/Capita : 0.31%)

表 4.3-3 各ケースにおける GDP および一人当たり GDP の平均伸び率

Year	GDP					GDP/Capita				
	[JD]	Growth Rate [%]	High	Mid.	Low	[JD]	Growth Rate [%]	High	Mid.	Low
2005	6,404,000,000	7.58	4.35	/	/	1,170.11	5.16	2.07	/	/
2006	6,920,000,000	8.06				1,235.71	5.61			
2007	7,420,000,000	7.23				1,296.52	4.92			
2008	7,914,000,000	6.66				1,352.82	4.34			
2009	8,083,000,000	2.14	3.05	2.55	1,351.67	-0.08	0.81	0.31		
2010	8,358,000,000	3.40			1,367.25	1.15				
2011	8,635,000,000	3.31			1,381.82	1.07				
2012	8,855,000,000	2.55			1,386.19	0.32				
2013	9,099,000,000	2.76			1,393.42	0.52				
2014	9,393,000,000	3.23			1,407.19	0.99				

出典：Department of Statistics、JICA調査団

上表に示すとおり、2005 年から 2008 年における GDP の年平均伸び率は 7.31%と高いが、2009 年の世界的金融危機の影響による主要輸出市場である米国および UAE からの外需の衰退および海

外直接投資（FDI）の流入の低下により、2009年から2014年の6年間におけるGDPの年平均伸び率は3.05%となった。GDPの年平均伸び率は3.05%が現実的な数値であるものと判断し、ケース2（Medium Case）における電力需要予測時に採用する。

iv) 上記ii)のエネルギー強度分布図より導いた対数近似式およびiii)の各ケースにおけるGDPおよび一人当たりGDPの年平均伸び率に基づき、2040年までの電力消費量[GWh]を算定する。

上記の手順に従い算定したマクロ手法による電力需要予測（配電会社での電力消費量）の概要を下表に示す。

表 4.3-4 マクロ手法による電力需要予測（配電会社での電力消費量）

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
電力消費量							
ケース 1: High Case	(GWh)	15,709	21,319	28,706	38,397	51,072	67,597
ケース 2: Medium Case	(GWh)	15,331	18,502	22,298	26,839	32,266	38,748
ケース 3: Low Case	(GWh)	15,184	17,475	20,109	23,134	26,610	30,601

出典：JICA 調査団

マクロ手法による電力需要予測の算定結果（ケース別）を次に示す。（2015年から2040年までの各年の算定結果は付属資料-1を参照）

表 4.3-5 マクロ手法による電力需要予測 (High Case)

Item	[Unit: GWh]						Increase Rate (2015-40) (%)
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	
電力購入量	18,390	24,783	33,186	44,239	58,574	77,194	5.91
1) 配電会社への 売電電力	15,709	21,319	28,706	38,397	51,072	67,597	6.01
2) 大口需要家への 売電電力	1,209	1,372	1,527	1,681	1,769	1,884	1.79
3) 近隣諸国への 売電電力	39	39	39	39	39	39	1.00
4) 送電ロス	341	451	595	801	1,011	1,285	5.45
5) 配電ロス	1,092	1,602	2,319	3,321	4,683	6,389	7.32

注) 上記 2)～5)のデータは NEPCO 予測値を採用

出典：JICA 調査団

表 4.3-6 マクロ手法による電力需要予測 (Medium Case)

Item	[Unit: GWh]						Increase Rate (2015-40) (%)
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	
電力購入量	17,898	21,837	26,635	32,524	39,603	48,170	4.04
1) 配電会社への 売電電力	15,331	18,502	22,298	26,839	32,266	38,748	3.78
2) 大口需要家への 売電電力	1,099	1,247	1,388	1,528	1,608	1,713	1.79
3) 近隣諸国への 売電電力	35	35	35	35	35	35	1.00
4) 送電ロス	341	451	595	801	1,011	1,285	5.45
5) 配電ロス	1,092	1,602	2,319	3,321	4,683	6,389	7.32

注) 上記 2)～5)のデータは NEPCO 予測値を採用

出典：JICA 調査団

表 4.3-7 マクロ手法による電力需要予測 (Low Case)

Item	[Unit: GWh]						Increase Rate (2015-40) (%)
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	
電力購入量	17,638	20,682	24,304	28,663	33,783	39,849	3.31
1) 配電会社への 売電電力	15,184	17,475	20,109	23,134	26,610	30,601	2.84
2) 大口需要家への 売電電力	989	1,122	1,249	1,375	1,447	1,542	1.79
3) 近隣諸国への 売電電力	32	32	32	32	32	32	1.00
4) 送電ロス	341	451	595	801	1,011	1,285	5.45
5) 配電ロス	1,092	1,602	2,319	3,321	4,683	6,389	7.32

注) 上記 2)～5)のデータは NEPCO 予測値を採用

出典：JICA 調査団

4.3.2 ミクロ手法による電力需要予測

(1) ミクロ手法による算定手順

一般家庭、商業、工業、公共施設、揚水事業及び街路灯の6セクターより構成される電力供給種別ごとに2040年までの電力需要を想定し、それらを積み上げることにより算定する。

i) 一般家庭セクター

一般家庭用負荷とは、家庭内において直接消費される電力を指す。具体的には定額電灯、従量電灯等の電灯需要であり、これはさらに照明需要と機器需要とに分けられる。

a) 人口増加予測

統計局の2013年版資料によると、1995年～2012年の全国および県（Governorate）単位の人口は下表に示す通りである。

表 4.3-8 ヨルダンの全国及び県単位別の人口

	1995	2000	2005	2009	2010	2011	2012	年平均 増加率
ヨルダン全国 (x 1000)	4,264	4,857	5,230	5,980	6,113	6,249	6,388	2.41%
Amman (x 1000)	1,624	1,885	2,029	2,316	2,367	2,420	2,473	2.50%
Balqa (x 1000)	284	325	350	401	410	419	428	2.31%
Zarqa (x 1000)	659	724	779	891	911	934	952	2.19%
Madaba (x 1000)	110	121	131	150	153	156	160	2.23%
Irbid (x 1000)	774	865	931	1,064	1,088	1,112	1,137	2.29%
Mafraq (x 1000)	127	228	246	281	287	294	300	5.19%
Jarash (x 1000)	127	146	157	179	183	188	192	2.46%
Ajlun (x 1000)	97	112	120	138	141	144	147	2.48%
Karak (x 1000)	175	189	204	233	238	244	249	2.10%
Tafiela (x 1000)	65	68	73	84	86	88	89	1.87%
Ma'an (x 1000)	82	92	99	114	116	119	121	2.32%
Aqaba (x 1000)	82	102	110	130	133	136	139	3.15%

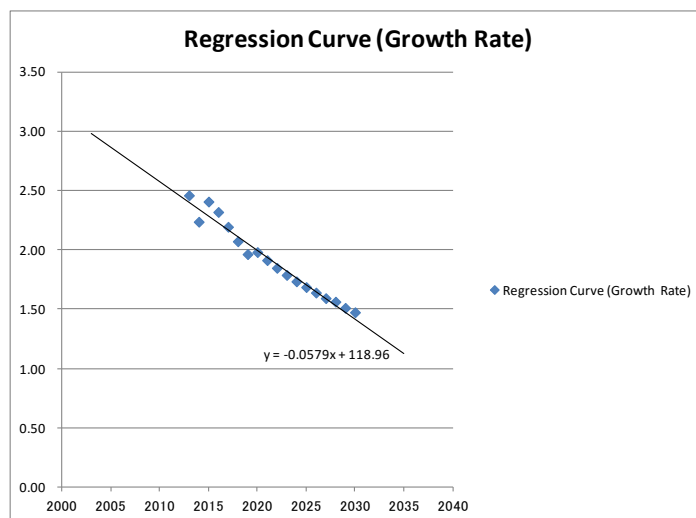
出典：Department of Statistics

上表に示すとおり、ヨルダン全国の人口は1995年～2012年の期間において、年平均2.41%の割合で増加している。本マスタープランでは、NEPCO作成の電力需要予測報告書（2013年改訂版）に掲載されている統計局（Department of Statistics of Jordan）の過去データをベースに、図4.3-2に示す回帰曲線および対数近似式を導き、それに基づき2040年までの人口増加率を想定する。

なお、2011年以降、多くのシリア難民がヨルダン国に流入しているが、2011年以降の電力需要の実測値、特に一般需要家の電力消費量においては、それ以前の電力需要の伸び率と特段の差は無く、シリア難民の流入出による影響は数値上では確認できない。

また、USAIDが、シリア難民が国家予算に与える財政効果を推定することを目的として実施した調査結果に基づいて作成された報告書（The Fiscal Impact of the Syrian Refugee Crisis on Jordan, 2014年発行）が存在することは確認しているが、ヨルダン政府が公認するシリア難民の流出入者数のデータは存在しない。

よって、NEPCO の電力需要予測と同様に、調査団による電力需要予測においてもシリア難民の影響については考慮しないこととする。



出典：JICA 調査団

図 4.3-2 人口予測に係る回帰曲線および対数近似式

表 4.3-9 2040 年までの予測人口数

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. 人口 (x1,000)	6,822	7,569	8,267	8,932	9,556	10,134
2. 増加率 (%)	(2014-15)	(2015-20)	(2020-25)	(2025-30)	(2030-35)	(2035-40)
	2.20	2.10	1.78	1.56	1.36	1.18

出典：JICA 調査団

b) 一般世帯数

一般世帯数については、統計局のデータによると、2010 年の全国人口が 6,113,000 人であるのに対して、一般世帯数は 1,134,177 世帯であった。つまり、一世帯あたりの平均人数は 5.4 人となる。本マスタープランではヨルダン全国における一世帯あたりの平均人数を 2040 年まで同レベルと仮定した。

なお、2013 年時点での配電網の普及状況すなわち電化率は、都市部および地方においても 100% と報告されている。

c) 一般世帯毎の電力消費量

一世帯毎の電力消費量は、世帯単位の家電製品の所有率に基づいて予測する。表 4.3-10 に 2040 年までの一世帯当たりの家電製品の所有率の予測値を示す。同表における 2008 年から 2011 年までのデータは統計局より入手した実績値であり、それ以降は国連開発計画 (UNDP) および調査団が想定する予測伸び率を採用する。(エアコン：1.47%/年、洗濯機：0.0057%/年、冷蔵庫 0.0085%/年、冷凍庫 2.14%/年、テレビ：0.1%/年、電気掃除機：6.1%/年、電子レンジ：27.7%/年、コンピュータ：12.2%/年)

表 4.3-10 世帯当たりの家電製品の所有率

[単位:GWh]

項目	2008	2009	2010	2011	2012	2020	2030	2040
エアコン	7.8	7.9	13.5	14.9	21.0	23.6	27.3	31.6
洗濯機	97.3	97.6	97.9	95.1	98.0	98.0	98.1	98.2
冷蔵庫	97.2	97.6	98.1	95.3	98.2	98.2	98.3	98.4
冷凍庫	9.2	9.9	11.8	12.1	14.0	16.6	20.5	25.3
テレビ	98.7	No data	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9
電気掃除機	56.3	No data	63.4	64.0	64.7	70.0	77.4	85.5
電子レンジ	23.8	No data	38.8	39.2	39.6	42.9	47.3	52.3
コンピュータ	36.3	No data	45.7	46.2	46.6	50.5	55.8	61.6

出典：Department of Statistics、JICA 調査団

各家電製品の電力消費量は下表のとおり試算する。

表 4.3-11 家電製品の電力消費量

	kW	時間/日	kWh/年
エアコン	1.8	12.0	3,240
洗濯機	1.8	1.5	986
冷蔵庫	0.2	12.0	876
冷凍庫	0.2	12.0	876
テレビ	0.2	3.0	329
電気掃除機	1.2	0.5	219
電子レンジ	1.5	0.5	274
コンピュータ	0.12	3.0	219
照明器具	0.42	6.0	986
合計	-	-	5,086

注：エアコンは6～10月の5ヶ月間のみを使用と想定

出典：JICA 調査団

d) 一般家庭セクターの電力需要予測

一般家庭の電力需要は、表 4.3-10 の世帯当たりの家電製品の所有率をベースに所有需要家数（予測人口数÷5.4×所有率）を算定し、それに表 4.3-11 の家電製品の電力消費量を乗ずることで算定する。

上記に基づき算定した一般家庭の電力需要予測を下表に示す。

表 4.3-12 一般家庭セクターの電力需要予測

		2013	2015	2020	2030	2040
1. 電力消費量	(GWh)	5,231	5,518	6,248	1,473	1,903
1) エアコン		838	904	1,079	1,610	1,798
2) 洗濯機		1,173	1,228	1,363	1,434	1,602
3) 冷蔵庫		1,044	1,093	1,214	299	413
4) 冷凍庫		152	166	205	541	604
5) テレビ		395	413	458	282	348
6) 電気掃除機		174	186	216	216	266
7) 電子レンジ		133	142	116	203	251
8) コンピュータ		125	134	156	1,642	1,832
9) 照明器具他		1,197	1,253	1,390	7,702	9,017
2. 増加率	(%)	-	(2013-15)	(2015-20)	(2020-30)	(2030-40)
			2.71	2.52	2.11	1.59

出典：JICA 調査団

ii) 商業セクター

a) GDP と電力消費量の関係

商業セクターはヨルダン経済の発展の中で重要な役割を果たしており、国全体の GDP に占める割合も 2012 年のデータで 49.5%を占めている。電力消費量は経済動向（特に商業および工業セクター）と密接に関連していることより、商業セクターの GDP 増加率が電力消費量の増加率を予測する際の主要パラメータとなる。

商業セクターにおける電力消費量および GDP 増加率の過去のデータを使用して、下記公式にて弾性値を算定する。

$$\text{弾性値} = \frac{\text{電力消費量の平均増加率}(\%)}{\text{GDPの平均増加率}(\%)}$$

電力消費量とGDPの伸び率の関係は、過去のデータから下表のとおり算定する。

表 4.3-13 電力消費量と GDP の伸び率の関係（商業セクター）

	平均伸び率 2005～2014年 (%)	GDP伸び率に 対する係数
1. GDP伸び率		
(a) 全体	4.35	-
(b) 商業セクター	5.00	-
2. 電力消費量伸び率		
(a) 全体	6.79	1.56
(b) 商業セクター	6.77	1.35

出典：JICA 調査団

商業セクターの弾性係数は、上記より下表のとおりとなる。

表 4.3-14 弾性係数（商業セクター）

	弾性係数
商業セクター	1.35

出典：JICA 調査団

商業セクターの2040年までのGDPの伸び率は、ヨルダン政府の社会・経済開発政策に基づき計画省（Ministry of Planning）が策定する下表の数値を採用する。

表 4.3-15 GDP の予測伸び率（商業セクター）

	[単位：%]						
	2015	2016-2017	2018	2019-2020	2021-2032	2033	2034-2040
GDP (商業セクター)	5.7	5.1	5.2	5.7	6.1	5.9	6.0

出典：Electricity Demand Forecast prepared by NEPCO in 2013

商業セクターの電力消費量の伸び率は、以上の結果から下表のとおり算定される。

表 4.3-16 電力消費量の予想伸び率（商業セクター）

	[単位：%]						
	2015	2016-2017	2018	2019-2020	2021-2032	2033	2034-2040
商業セクター	7.70	6.89	7.02	7.70	8.24	7.97	8.10

出典：JICA 調査団

上記に基づき算定した商業セクターの電力需要予測を下表に示す。

表 4.3-17 商業セクターの電力需要予測

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. 電力消費量	(GWh)	2,466	3,497	5,195	7,716	11,404	16,834
2. 増加率	(%)	(2014-15)	(2015-20)	(2020-25)	(2025-30)	(2030-35)	(2035-40)
		7.69	7.24	8.24	8.23	8.13	8.10

出典：JICA 調査団

iii) 工業セクター

工業セクターの電力消費量は、商業セクターと同様に、経済動向と密接に関連しており、工業セクターの GDP 増加率が電力消費量の増加率を予測する際の主要パラメータとなる。

電力消費量とGDPの伸び率の関係は、過去のデータから下表のとおり算定する。

表 4.3-18 電力消費量と GDP の伸び率の関係（工業セクター）

	平均伸び率 2005～2014年 (%)	GDP伸び率に 対する係数
1. GDP伸び率		
(a) 全体	4.35	-
(b) 工業セクター	4.18	-
2. 電力消費量伸び率		
(a) 全体	6.79	1.56
(b) 工業セクター	5.56	1.33

出典：JICA 調査団

工業セクターの弾性係数は、上記より下表のとおりとなる。

表 4.3-19 弾性係数（工業セクター）

	弾性係数
工業セクター	1.33

出典：JICA 調査団

工業セクターの2040年までのGDPの伸び率は、ヨルダン政府の社会・経済開発政策に基づき計画省が策定する次表の数値を採用する。

表 4.3-20 GDP の予測伸び率（工業セクター）

	[単位：%]					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2040
GDP (工業セクター)	4.5	4.8	4.5	4.8	4.9	4.5

出典：Electricity Demand Forecast prepared by NEPCO in 2013

工業セクターの電力消費量の伸び率は、以上の結果から下表のとおり算定される。

表 4.3-21 電力消費量の予想伸び率（工業セクター）

	[単位：%]					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2040
工業セクター	5.99	6.38	5.99	6.38	6.52	5.99

出典：JICA 調査団

上記に基づき算定した工業セクターの電力需要予測を下表に示す。

表 4.3-22 工業セクターの電力需要予測

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. 電力消費量 (GWh)		4,109	5,564	7,441	9,950	13,307	17,795
2. 増加率 (%)		(2013-14)	(2015-20)	(2020-25)	(2025-30)	(2030-35)	(2035-40)
		5.98	6.25	5.99	5.98	5.59	5.98

出典：JICA 調査団

iv) 揚水事業セクター

水セクターの揚水事業における現状の主な課題としては、①水資源開発および水需要量の管理、②給水サービスと施設管理、③財務問題、が挙げられる。

財務問題の要因としては、高い無収水率、高い電力コスト、高い水資源開発コスト、コスト回収できない水道料金、増大する財務赤字が挙げられる。

上述の財務問題の要因の内、高電力コストの原因としては、1) 水の消費量自体の増加、2) 地下水位の低下による揚程の増加、3) ポンプの維持管理不足による効率低下、等が考えられる。水セクターにおける電力消費の増加を抑えるために、ヨルダン水灌漑省水道庁 (Water Authority of Jordan, WAJ) は、エネルギー効率化プロジェクト (EEP) の実施を計画している。本プロジェクトは、ドイツの支援で実施されており、80%がドイツ復興金融公庫 (KfW) のローン、残り20%は WAJ の予算となっている。19か所のポンプステーションおよび105か所の井戸を対象として、2025年までに2013年時点の電力消費量を15%削減することを目標としている。当該プロジェクトの電力消費量の削減目標値を下表に示す。

表 4.3-23 EEP 実施による電力消費量の削減目標値

	Baseline 2013	2017		2021		2025	
		Base Case	Optimistic	Base Case	Optimistic	Base Case	Optimistic
Energy Consumption (Target)	0%	5.25%	7.27%	10.50%	13.60%	15%	20%

出典：Water Authority of Jordan

表 4.3-23 の EEP 実施による電力消費量の目標削減率に基づき、回帰曲線および対数近似式を導き、2040年までの電力消費量の削減推移を下表のとおり想定する。

表 4.3-24 2040年までの電力消費量の削減推移(予測値)

Year	2017	2021	2025	2030	2035	2040
Energy Saving [%] $y = 1.2188x - 2452.8$	5.25	10.50	15.00	21.36	27.46	33.55

出典：JICA 調査団

上記に基づき算定した揚水事業セクターの電力需要予測を下表に示す。

表 4.3-25 揚水事業セクターの電力需要予測

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. 電力消費量	(GWh)	2,485	3,051	3,647	4,231	4,805	5,322
2. 増加率	(%)	(2014-15)	(2015-20)	(2020-25)	(2025-30)	(2030-35)	(2035-40)
		8.80	4.19	3.63	3.02	2.58	2.06

出典：JICA 調査団

v) 公共機関セクター

政府・官公庁舎、国営テレビ局、国際空港等の公共機関の電力消費量は、人口増加率に比例して増加すると仮定した。人口増加率の回帰曲線および対数近似式を導き、2040年までの人口の増加推移を想定する。下表に人口増加推移および公共機関セクターの電力需要予測を下表に示す。

表 4.3-26 公共機関セクターの電力需要予測

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. 人口(全国)	(x1,000)	6,822	7,569	8,267	8,932	9,556	10,134
2. 増加率(人口)	(%)	(2014-15)	(2015-20)	(2020-25)	(2025-30)	(2030-35)	(2035-40)
		2.20	2.10	1.78	1.56	1.36	1.18
3. 電力消費量	(GWh)	1,192	1,322	1,444	1,560	1,669	1,770
4. 増加率(電力消費量)	(%)	(2014-15)	(2015-20)	(2020-25)	(2025-30)	(2030-35)	(2035-40)
		2.20	2.10	1.78	1.56	1.36	1.18

出典：JICA 調査団

vi) 街路灯セクター

街路灯の電力消費量は配電線互長と関連している。すなわち、街路灯の電力消費量は配電線の拡張計画に比例して増加すると仮定する。

2011年時点でのヨルダン全国の33kVおよび11kV配電線の総互長は16,464kmとなっている。JEPSCOは33kVおよび11kV配電線を毎年90km延長することを計画していることより、本計画値を配電線の拡張計画を想定する際の基礎データとして考慮した。なお、他の配電会社(IDECOおよびEDCO)の今後の配電網拡張計画についてもJEPSCOの拡張計画と同様に考慮する必要があるため、今後の現地調査において関連情報の収集を行う。

下表に配電線拡張予測および街路灯セクターの電力需要予測を下表に示す。

表 4.3-27 街路灯セクターの電力需要予測

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. 配電線互長	(km)	16,824	17,274	17,724	18,174	18,624	19,074
2. 増加率(配電線互長)	(%)	(2014-15)	(2015-20)	(2020-25)	(2025-30)	(2030-35)	(2035-40)
		0.53	0.53	0.52	0.50	0.49	0.48
3. 電力消費量	(GWh)	318	326	335	343	352	360
4. 増加率(電力消費量)	(%)	(2014-15)	(2015-20)	(2020-25)	(2025-30)	(2030-35)	(2035-40)
		0.63	0.50	0.55	0.47	0.52	0.45

出典：JICA 調査団

(2) ミクロ手法による電力需要予測結果

上記にて算定した各セクターの電力需要予測の積み上げに基づく、ミクロ手法による電力需要予測（概要）を下表に示す。（2015年から2040年までの各年の算定結果は付属資料-2を参照）

表 4.3-28 ミクロ手法による電力需要予測（High Case）

項目	2015	2020	2025	2030	2035	2040	[単位:GWh]
							平均増加率 (2015-40) (%)
1. 電力購入量	19,802	25,270	32,610	42,621	56,330	75,573	5.50
2. 配電会社	17,122	19,844	16,126	25,421	39,696	69,689	5.78
1) 一般家庭	6,070	6,873	7,671	8,472	9,227	9,919	1.98
2) 商業	2,497	3,770	5,957	9,415	14,805	23,254	9.34
3) 工業(大規模)	4,161	5,996	8,534	12,146	17,288	24,606	7.37
4) 公共施設	1,311	1,454	1,588	1,716	1,836	1,947	1.59
5) 揚水事業	2,734	3,356	4,012	4,654	5,286	5,854	3.09
6) 街路灯	349	359	368	378	387	396	0.51
3. 大口需要家	1,209	1,372	1,527	1,681	1,769	1,884	1.79
4. 近隣諸国	39	39	39	39	39	39	0.00
5. 送電ロス	341	451	595	801	1,011	1,285	5.45
6. 配電ロス	1,092	1,602	2,319	3,321	4,683	6,389	7.32

注) 上記 2～5 のデータは NEPCO 予測値を採用

出典：JICA 調査団

表 4.3-29 ミクロ手法による電力需要予測（Medium Case）

項目	2015	2020	2025	2030	2035	2040	[単位:GWh]
							平均増加率 (2015-40) (%)
1. 電力購入量	18,655	23,343	29,372	37,187	47,262	60,520	4.82
2. 配電会社	16,088	20,008	25,036	31,502	39,925	51,098	4.73
1) 一般家庭	5,518	6,248	6,974	7,702	8,388	9,017	1.98
2) 商業	2,466	3,497	5,195	7,716	11,404	16,834	7.99
3) 工業(大規模)	4,109	5,564	7,441	9,950	13,307	17,795	6.04
4) 公共施設	1,192	1,322	1,444	1,560	1,669	1,770	1.59
5) 揚水事業	2,485	3,051	3,647	4,231	4,805	5,322	3.09
6) 街路灯	318	326	335	343	352	360	0.50
3. 大口需要家	1,099	1,247	1,388	1,528	1,608	1,713	1.79
4. 近隣諸国	35	35	35	35	35	35	0.00
5. 送電ロス	341	451	595	801	1,011	1,285	5.45
6. 配電ロス	1,092	1,602	2,319	3,321	4,683	6,389	7.32

注) 上記 2～5 のデータは NEPCO 予測値を採用

出典：JICA 調査団

表 4.3-30 ミクロ手法による電力需要予測 (Low Case)

項目	2015	2020	2025	2030	2035	2040	[単位:GWh]
							平均増加率 (2015-40) (%)
1. 電力購入量	17,508	21,460	26,354	32,420	39,832	49,023	4.20
2. 配電会社	15,054	18,253	22,159	26,891	32,659	39,775	3.96
1) 一般家庭	4,967	5,623	6,276	6,931	7,550	8,115	1.98
2) 商業	2,435	3,241	4,522	6,308	8,756	12,137	6.64
3) 工業(大規模)	4,057	5,159	6,477	8,131	10,209	12,816	4.71
4) 公共施設	1,072	1,190	1,300	1,404	1,502	1,593	1.60
5) 揚水事業	2,237	2,746	3,283	3,808	4,325	4,790	3.09
6) 街路灯	286	294	301	309	317	324	0.50
3. 大口需要家	989	1,122	1,249	1,375	1,447	1,542	1.79
4. 近隣諸国	32	32	32	32	32	32	0.00
5. 送電ロス	341	451	595	801	1,011	1,285	5.45
6. 配電ロス	1,092	1,602	2,319	3,321	4,683	6,389	7.32

注) 上記 2~5 のデータは NEPCO 予測値を採用

出典：JICA 調査団

4.3.3 ピーク電力需要予測

表 4.3-31 に 2005 年～2014 年におけるヨルダン全国レベルでのピーク電力の推移として、年間発電購入量、ピーク電力および負荷率を示す。年負荷率は定義的には 1 年間の平均電力と同期間中の最大電力との割合を百分比で表したものであるが、実際には過去の年間発電電力量とピーク電力により算出し、年負荷率の時系列的な推移を求めている。

下表のとおり、負荷率は年々狭い範囲であるが変化している。よって、2005 年～2014 年の負荷率の平均値 (0.69) をピーク電力予測のベースとする。

表 4.3-31 ヨルダン全国のピーク電力の推移

ヨルダン全国	2005	2007	2010	2012	2013	2014
- 年間総発電購入量 (GWh)	9,742	12,232	14,617	16,469	16,720	17,692
- ピーク電力 (MW)	1,642	2,045	2,544	2,770	2,650	2,845
- 負荷率	0.68	0.69	0.66	0.68	0.72	0.71

出典：Electricity Demand Forecast prepared by NEPCO in 2015

なお、ピーク電力予測に際して、全国レベルの負荷率については、特に負荷率が変わる明確な要素がないため、対象期間である 2040 年までは 0.69 のまま一定とする。

上記に基づき算定したピーク電力予測を下表に示す。(2015 年から 2040 年までの各年の算定結果は付属資料-3 を参照)

表 4.3-32 ピーク電力予測（負荷率=0.69）

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
High Case						
-年間電力購入量 (GWh)	19,802	25,271	32,610	42,621	56,330	75,573
- ピーク電力 (MW)	3,276	4,181	5,395	7,051	9,319	12,503
-負荷率	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
Medium Case						
-年間電力購入量 (GWh)	18,655	23,343	29,372	37,187	47,262	60,520
- ピーク電力 (MW)	3,086	3,862	4,859	6,152	7,819	10,013
-負荷率	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
Low Case						
-年間電力購入量 (GWh)	17,508	21,459	26,353	32,420	39,830	49,023
- ピーク電力 (MW)	2,897	3,550	4,360	5,364	6,590	8,111
-負荷率	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69

出典：JICA 調査団

上表に示すとおり、2015年のピーク電力は3,086MWと予測されるが、2015年8月3日のピーク電力の実測値は3,300MWを記録した。この予測値と実測値の差(214MW)は、猛暑による影響と考えられ、地球温暖化を考慮すると、将来的に気温が微小ながら上昇し続け、猛暑の日が多く発生することが想定される。

よって、過去の電力需要と気温の相関データより負荷率の弾性係数として0.93を導き、これに負荷率0.69に乗じた0.64(=0.93×0.69)を補正後の負荷率として採用する。

上記に基づき算定したピーク電力予測を下表に示す。(2015年から2040年までの各年の算定結果は付属資料-4を参照)

表 4.3-33 ピーク電力予測（負荷率=0.64）

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
High Case						
-年間電力購入量 (GWh)	19,802	25,270	32,610	42,621	56,330	75,573
- ピーク電力 (MW)	3,532	4,508	5,819	7,602	10,047	13,480
-負荷率	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
Medium Case						
-年間電力購入量 (GWh)	18,655	23,343	29,372	37,187	47,262	60,520
- ピーク電力 (MW)	3,327	4,164	5,239	6,633	8,430	10,795
-負荷率	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
Low Case						
-年間電力購入量 (GWh)	17,508	21,459	26,353	32,420	39,830	49,023
- ピーク電力 (MW)	3,123	3,828	4,701	5,783	7,104	8,744
-負荷率	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64

出典：JICA 調査団

第5章 電源開発計画

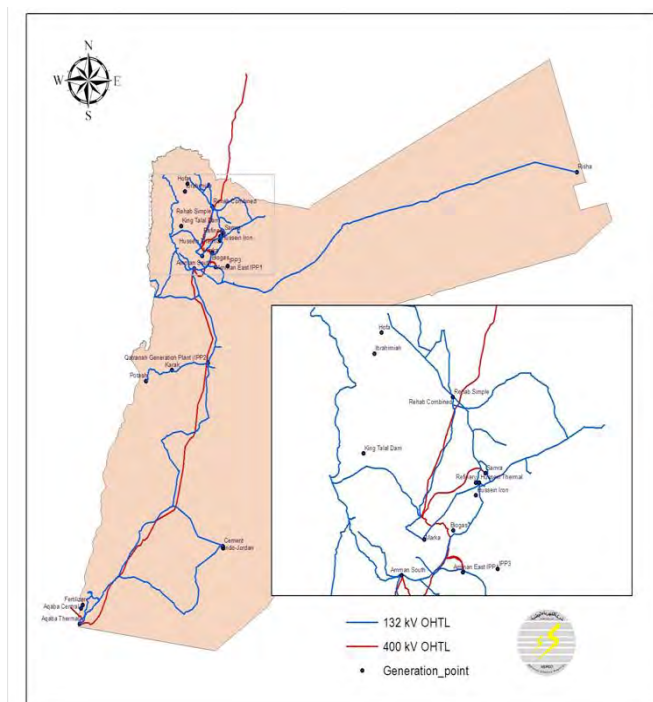
長期的な電源開発計画を策定するにあたっては、将来の電力需要、供給力、要求される供給信頼度およびコストなどを検証し、適正な新規電源が開発される計画となるよう配慮しなければならない。適正な電源開発計画は、将来におけるシステム内の電力供給コストの改善や電力不足の解消といったプラスの結果へ導く過程を示すだけでなく、将来における供給システムの需給状況を把握するといった側面からもその意義は大きい。反対に、不適正な電源開発計画は、将来における電力供給コストの増加や電力供給力不足といった深刻な問題を引き起こすこととなる。

本章では、2034年までの電源開発計画を策定する。

5.1 電源開発計画の策定方法

5.1.1 調査対象系統

本調査における電源開発計画の対象系統はヨルダン全土における基幹系統とする。隣国であるエジプトおよびシリアとは系統連系設備が設置されているものの、2015年現在で融通を行っているのはエジプトのみである。また、シリアとは系統連系しておらず、融通を行う見通しは立っていない。図 5.1-1にヨルダンの基幹系電力系統を示す。

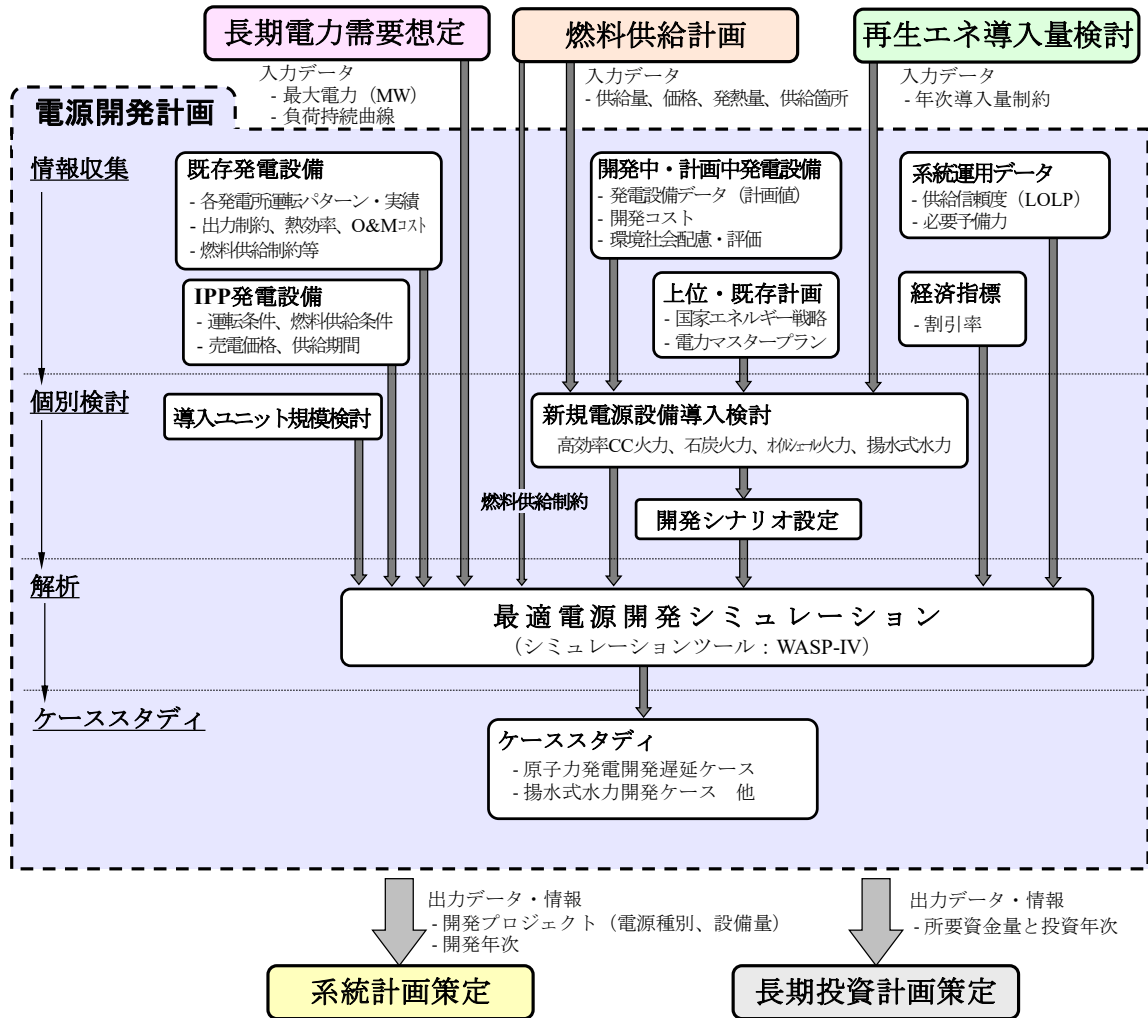


出典：Expansion plan 2014-2020 (NEPCO)

図 5.1-1 ヨルダン基幹系電力系統

5.1.2 電源開発計画策定フロー

本調査における電源開発計画策定フローを図 5.1-2 に示す。



出典：JICA 調査団

図 5.1-2 電源開発計画策定フロー

5.2 発電設備の現状

ヨルダン全土の電力需要は主要な 10 か所の火力発電所で担っており、国営電力会社である SEPCO、半官半民の発電会社である CEGCO、および外資コンソーシアムからなる独立発電事業者 (IPP) で総出力 3,800MW (送電端) 程度の供給能力を備えている。これら主要な発電設備以外に、工場における自家発電や大規模な開発が計画されている再生可能エネルギー (後述) などがある。以下に各発電所の概要を記す。

(1) Aqaba Thermal Power Station (ATPS)

ヨルダン南部のアカバ地区湾岸沿いに位置し、121MW×5 機の蒸気タービンユニットで構成されている。使用燃料は、アカバ港を介して輸入した液化天然ガス (LNG) やエジプトからの天然ガス (NG) を主燃料とし、重油 (HFO) でも運用可能である。また、復水器で蒸気の冷却には海水を用いており、放水路には定格出力 2.4MW と 3.6MW の小水力発電設備を設置し、発電所内の電力を賄っている。

(2) Hussein Thermal Power Station (HTPS)

アンマンの北東に位置するザルカ（ヨルダン第2位の人口を有する都市）に位置する。定格出力 48MW×4,5,7 号機の蒸気タービンユニットで構成されており、1~3 号機（各 20MW）および 6 号機（48MW）はすでに運用停止している。使用燃料は HFO を主燃料とし、Diesel でも運用可能である。NEPCO の電源開発計画として、残る 3 ユニット（4,5,7 号機）は 2015 年末に運用停止する計画である。

(3) Al Risha Power Station

アンマンから 350km ほど東の国境沿いに位置し、25MW×5 機のカスタマーユニットで構成されている。使用燃料は、同地方で採掘される天然ガスを主燃料としているが、採掘量に限りがあるため、全 5 機のうち 2 機は Diesel を燃料として運用している。

(4) Rehab Power Station

アンマンから 70km ほど北に位置し、26MW×2 機のカスタマーユニットと、260MW×1 機のコンバインドサイクルユニットで構成されている。天然ガスを主燃料とし、Diesel でも運用可能である。

(5) Amman South Power Station

アンマン南部に位置し、26MW×1 機のカスタマーユニットが設置されている。燃料は Diesel が用いられている。NEPCO の電源開発計画では、2016 年末に運用停止する計画である。

(6) Samra Power Station

国営の発電会社 (SEPCO) が運営しており、HTPS と同様ザルカに位置する。定格出力 270MW の Phase I (GT1,2+ST1) と Phase II (GT3,4+ST2) と、定格出力 400MW の Phase III (GT5,6+ST3) の 2on1 コンバインドサイクルユニットおよび定格出力 145MW の Phase IV (GT7) カスタマーユニットで構成される。NEPCO の電源開発計画では、2018 年に定格出力 75MW の ST を増設し、Phase IV のコンバインド化が計画されている。使用燃料は、天然ガスを主燃料とし、Diesel でも運用可能である。

(7) Amman East Power Station (IPP1)

ヨルダンで初めての IPP 発電所であり、アンマンの東部に位置する。定格出力 360MW の 2on1 のコンバインドサイクルユニットで構成される。天然ガスを主燃料とし、Diesel でも運用可能である。事業会社は、米国企業の AES と三井物産が出資している。

(8) Qatrana Power Station (IPP2)

アンマンから南へ約 100km のカトラナ地方に位置する。定格出力 360MW のコンバインドサイクルユニットであり、天然ガスを主燃料とし、Diesel でも運用可能である。韓国電力公社 KEPCO とサウジアラビア企業の XENEL が出資している。

(9) IPP3

アンマン東部の IPP1 近郊に位置する。15MW 程度×38 機の Wartsilla 製（フィンランド）小型ディーゼルエンジン型発電機 (Multi-fuel Engine) である。総出力 573MW（送電端）であり、HFO を主燃料とし、Diesel でも運用可能である。韓国電力公社 KEPCO と三菱商事およびフィ

ンランド企業である Wartsilla の三社が出資している。

(10) IPP4

アンマン東部の IPP1 と同じ敷地に位置する。15MW 程度×18 機の Wartsilla 製（フィンランド）小型ディーゼルエンジン型発電機（Multi-fuel Engine）である。総出力 241MW（送電端）であり、HFO を主燃料とし、Diesel でも運用可能である。米国企業の AES と三井物産が出資している。

表 5.2-1 に、2015 年 4 月時点のヨルダンの主要な既設発電設備を示す。

表 5.2-1 ヨルダン既設発電設備一覧

	Power Plant	Unit	Available Capacity (sent out) [MW]	Location	Commissioning Year	Retirement date
CEGCO	ATPS	ST 1	121	Aqaba	1985	31/12/2019
	ATPS	ST 2	121		1985	31/12/2019
	ATPS	ST 3	121		1996	31/12/2030
	ATPS	ST 4	121		1996	31/12/2030
	ATPS	ST 5	121		1999	31/12/2030
	HTPS	ST 4	48	Zarqa	1980	31/12/2015
	HTPS	ST 5	48		1980	31/12/2015
	HTPS	ST 7	48		1984	31/12/2015
	Risha	GT 1	25	Risha	1989	31/12/2016
	Risha	GT 2	25		1989	31/12/2016
	Risha	GT 3	25		1984	31/12/2015
	Risha	GT 4	25		1994	31/12/2016
	Risha	GT 5	25		2005	31/12/2030
	Rehab	GT 10	26	Irbid	1994	31/12/2017
	Rehab	GT 11	26		1995	31/12/2019
	Rehab	CC	260		1996-2005	31/12/2021
Amman South	GT 9	26	Amman	1995	31/12/2016	
SEPGCO	Samra I	CC	270	Zarqa	2005-2010	31/12/2033
	Samra II	CC	270		2005-2010	31/12/2033
	Samra III	CC	400		2011-2015	31/12/2035
	Samra IV	GT 7	145		2013	31/12/2038
IPP	IPP 1	CC	360	Amman East	2009	31/12/2033
	IPP 2	CC	360	Qatranah-Karak	2011	31/12/2037
	IPP 3	DE	573	Amman East	2014	31/12/2039
	IPP 4	DE	241	Amman East	2014	31/12/2039
Available Capacity [MW]		3831				

出典：NEPCO データ「Expansion plan 2014-2020」を基に JICA 調査団作成

5.3 NEPCO における電源開発計画

5.3.1 概要

表 5.3-1 に NEPCO 策定の電源開発計画を示す。電力需要想定や系統計画と異なり、2010 年以降は毎年定期的に関係計画の見直しを行っていることが分かる。

表 5.3-1 NEPCO 策定の技術計画

計画名	年				
	2010	2011	2012	2013	2014
電力需要予測	Electricity Demand Forecast 2010-2040	Electricity Demand Forecast 2011-2040	—	—	Electricity Demand Forecast 2014-2040
電源開発計画	—	Generation Expansion Plan 2011-2040	Generation Expansion Plan 2012-2020	Generation Expansion Plan 2013-2020	Generation Expansion Plan 2014-2020
系 統 計 画	Transmission & Substation Plan 2010-2020	—	—	—	—

出典：JICA 調査団

5.3.2 発電機運転計画

表 5.3-2 に NEPCO が策定している発電機運転計画(2015~2034)を示す。HTPS や Rehab など一部の既設発電設備のリタイアを検討する一方で、オイルシェールや原子力発電など大容量の発電設備導入を計画していることが分かる。しかしながら、将来急増することが予想される需要の伸びに追従するため、コスト面や運開までのスケジュール等を踏まえた総合的な計画は行われておらず、供給力の確保が最優先されていると考えられる。

5.3.3 ガス火力

表 5.3-2 に今後の発電計画を示したが、このうち Samra ST4 および ACWA と記載されているものが、2016 年時点で開発が決定しているガス火力である。Samra ST4 とはフェーズ IV のガスタービン設備に定格出力 75MW の蒸気タービンを増設し、コンバインド化するもので、2018 年に運転開始予定である。

また、ACWA と記載されたものは IPP5 として 2016 年 1 月に正式に PPA 契約が締結された。Hussein 火力発電所のリプレースとして計画されており、2018 年運開予定である。総出力 485MW のコンバインド火力でガスを主燃料とし、軽油でも運用可能する計画である。総投資額 460 百万 \$ であり、GE 製 9E 型ガスタービンを採用するとともに、O&M は CEGCO が担う予定である。

5.3.4 再生可能エネルギー

(1) 開発計画

表 5.3-3 に再生可能エネルギー開発計画を、表 5.3-4 に 2018 年までの各発電機の運転計画を示す。NEPCO は 2020 年までに 1,600MW (Wind:1,000MW、Solar:600MW) を運転することを目標に掲げている。マーン地区やタフィラ地区などには、再生可能エネルギー開発に適した自然環境の地域が多く存在し、2019 年までには総出力約 1,700MW を運転開始する計画がある。すでに契約締結しているプロジェクトも多数存在し、タフィラ地区における合計最大出力 117MW を備えた JORDAN Wind Project-Tafila は、2015 年 8 月 31 日に運用開始している。

表 5.3-2 NEPCO 策定の発電機運転計画(2015~2034)

(MW)

Available Net-Capacity																					
Power Plant	Unit	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ATPS	ST 1	121	121	121	121	121															
ATPS	ST 2	121	121	121	121	121															
ATPS	ST 3	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121				
ATPS	ST 4	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121				
ATPS	ST 5	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121				
HTPS	ST 4	48																			
HTPS	ST 5	48																			
HTPS	ST 7	48																			
Risha	GT 1	25	25																		
Risha	GT 2	25	25																		
Risha	GT 3	25																			
Risha	GT 4	25	25																		
Risha	GT 5	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25				
Rehab	GT 10	26	26	26																	
Rehab	GT 11	26	26	26	26	26															
Rehab	CC	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260									
Amman South	GT 9	26	26																		
Samra	I	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	
Samra	II	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Samra	III	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Samra GT7	IV	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
Samra ST4	IV				75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
IPP 1, Amman East	CC	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
IPP 2, Qatrana	CC	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
IPP 3, Amman Asia	DE	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573
IPP 4	DE	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241
ACWA	CC				485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485
Attarat	Oil Shale 1						235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235
Attarat	Oil Shale 1						235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235
NPP	Nuclear1									1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
NPP	Nuclear2											1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Total Capacity		3,831	3,662	3,561	4,095	4,095	4,297	4,297	4,297	5,297	5,297	6,297	6,037	6,037	6,037	6,037	6,037	5,649	5,649	5,649	5,379

出典：NEPCO データ「Energy Balance 2015-2030」を基に JICA 調査団作成

表 5.3-3 再生可能エネルギー開発計画

Wind

Developer	Size (MW)	Site location - Connection	Status	Expected Year of Operation
JORDAN Wind PROJECT -Tafila	117	Tafila Area - Tafila S/S (Rashadiya-Hasa OHTL)	PPA Signed	2015
King Hussien University	80	Maan Area - King Hussien S/S (Maan-Rashadiya 132kV OHTL)	EPC Contract Project	2016
KEPCO (Fujajj)	89	Fujiej Area - Fujiej S/S (Maan- Rashadiya 132 kV OHTL)		2018
Green Watts Renewable Energy	83	Rajif Area Qwera- Maan 132kV OHTL		2018
KOSPO (Tafila)	50	Near Tafila area	After Maan 400/132kV	2019
Xenel	50	Near Tafila area	After Maan 400/132kV	2019
Hecate	45	Near Ishtafina		2019
Mass	100			2019
Total	614			

Solar

Developer	Size (MW)	Site location - Connection	Status	Expected Year of Operation
Shamsuna	9.8	Aqaba 132/33 kV Thermal S/S	PPA Signed	2016
Scatec	10	Maan 132/33 kV Substation	PPA Signed	2016
Jordan Solar One	20	HOSHA Area - Al Hasan Industrial 132/33 kV SS	PPA Signed	2016
Bright Power	10	Maan Development Area- MDA Substation	PPA Signed	2016
Catalyst Private Equity	21		PPA Signed	2016
CEC	10		PPA Signed	2016
EJRE	20		PPA Signed	2016
Ennera	10		PPA Signed	2016
Martifer	10		PPA Signed	2016
Greenland	10		PPA Signed	2016
Shams Ma'an	52.5		PPA Signed	2016
SunEdison	20.5		PPA Signed	2016
PV Qwera	75		Qwera Area - Qwera S/S (DESI – Qwera OHTL)	EPC Contract Project.
Hareon Swiss	50			2018
Fotowatio, FRV	51			2018
Sun Rise	50			2018
Saudi oger	50			2018
Masdar	200			2018
PV Round 3	400			2019
Total	1,080			

出典：NEPCO 受領データを基に JICA 調査団作成

(2) 買い取り制度

IPP が発電した再生可能エネルギーを、NEPCO が買い取る制度が導入されている。日本とは異なり、上限価格を超えないよう、発電事業者と NEPCO でプロジェクトごとに買い取り価格を決定している。表 5.3-4 に再生可能エネルギー買い取り料金（上限価格）を示す。太陽光発電は 2015 年時点で 120 Fils/kWh と設定されているが、2017 年から半額以下の 50Fils/kWh の設定となっている。一方の風力発電は 2015 年から 2020 年以降まで 10 Fils/kWh しか下がらない契約になっている。

表 5.3-4 再生可能エネルギー買い取り料金（上限価格）

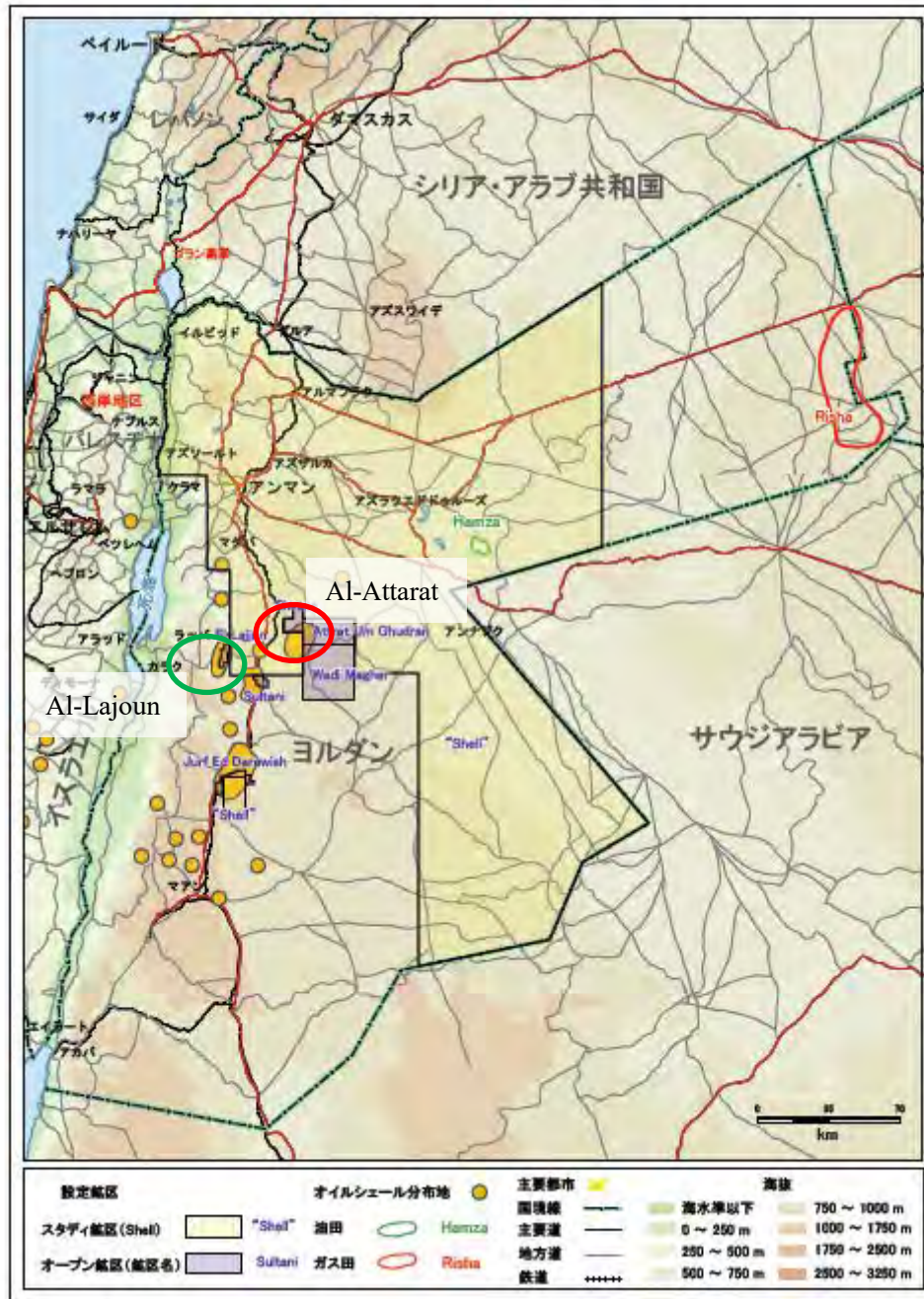
Type	Feed-in Tariff (Wind)		Feed-in Tariff (Solar)	
	[Fils/KWh]	[USD/MWh]	[Fils/KWh]	[USD/MWh]
2015	84.4	119.0	120.0	169.3
2016	85.0	119.9	120.0	169.3
2017	82.5	116.4	50.0	70.5
2018	80.0	112.8	50.0	70.5
2019-2034	75.0	105.8	50.0	70.5

出典：NEPCO 受領データを基に JICA 調査団作成

5.3.5 オイルシェール

国内で、マーン地区からヤムルーク川の範囲に約 40 億 ton のオイルシェールが埋蔵されていると推定されている。このオイルシェールを用いた直接燃焼方式の発電所建設プロジェクトが、Al-Attarat と Al-Lajoun で計画されている。

オイルシェールの直接燃焼による発電技術は、エストニア国内では 1924 年から採用されており、現在ではエストニア国内の電源容量の約 80%を占めており、既存の技術である。



出典：JOGMEC ウェブサイト

図 5.3-1 オイルシェール分布図

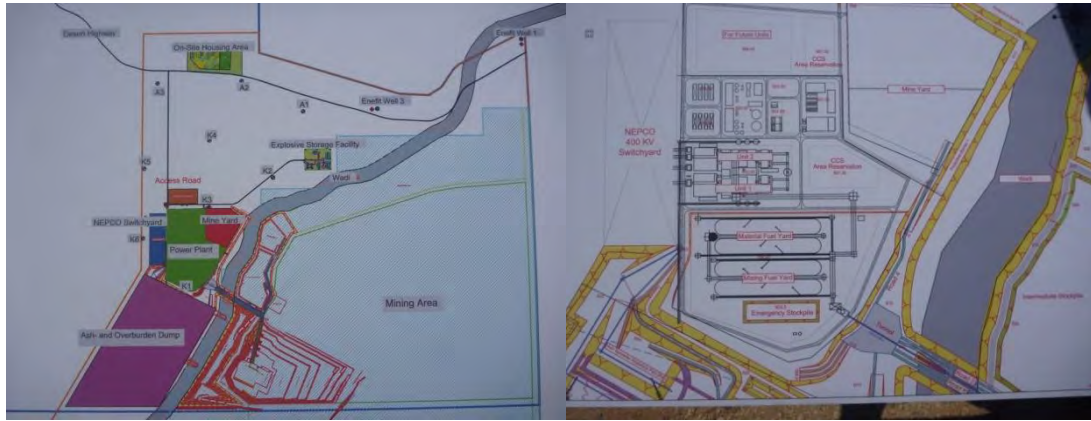
(1) Al-Attarat

Attarat Power Company(APCO)が運営する。本事案は PPA が調印されており、着工間近であるといわれている。表 5.3-5 および図 5.3-2 に聞き取り調査および現地調査の結果を記す。

表 5.3-5 Al-Attarat 発電計画

項目	内容
事業会社(コンソーシアム) Attarat Power Company(APCO)	Gungdong YUDEAN (45%) 中国民間企業 YTL(45%) マレーシア民間企業 Enefit(10%) エストニア国営企業
場所	Attarat Um Ghudran
EPC	Guangdong Power (China) Boiler : Alstom, ST/Gen: Siemens
発電出力	275MW (Gross) × 2units
発熱量、灰分、硫黄分	約 3.5MJ/kg (LHV)、約 65%、約 2.4%
主なスケジュール	2012年 地質・水質調査(ボーリング)完了 2013年 環境影響調査完了 2016年 ファイナンシャルクローズ/現場着工(予定) 2019年末 商用運開(予定)
発電設備	将来 2 基の増設を計画 CFB (Circulation Fluidized Bed Boiler, 循環流動層ボイラ) Carbon captured and storage (CCS) 予定地の確保 オイルシェール：貯蔵日数：10 日間分+非常用 4 日間分
既存送電線(400kV)までの距離	約 50km (変電所を含め、NEPCO)
採掘方法	オープン採掘
水源	井戸水および雨水(冬期の降雨により河川は雨水で満たされるが、夏期には枯れ川(ワジ)となる。)から取水。 井戸水は、地下 420m と 1080m に取水可能な層があり、水質を考慮して 420m 層の水はプラント用、1080m オイルシェール採掘用として計画。
地形	地形はやや起伏のある土漠地帯。
PPA	COD より 26.5 年 (オプションで 40 年まで延長可)

出典：現地聞き取り結果より JICA 調査団作成



サイトレイアウト

プラントレイアウト



水質ボーリング調査地点



オイルシェールボーリング調査地点



オイルシェール

撮影：JICA 調査団

図 5.3-2 Al-Attarat 開発状況

(2) Al-Lajoun

ラジヨウン地域で計画されているプロジェクトは、2013年に Jordan Industry and Trade Ministry とプロジェクトの MOU を調印し、現在 PPA 等の調整中である。

表 5.3-6 Al-Lajoun 発電計画

項目	内容
事業会社(コンソーシアム)	Emirate Al-Hamed future (アラブ首長国連邦) 有限公司中国北方分公司 (HTG、中国) 山東電力建設第三工程公司 (SEPCOIII、中国)
場所	Al-Lajoun
発電出力	540MW 程度
主なスケジュール	2013年 Jordan Industry and Trade Ministry とプロジェクトの MOU を調印

出典：GENERATION EXPANSION PLAN (2014-2020)、HTGWebpage および現地聞き取り結果より JICA 調査団作成

5.3.6 原子力発電

ヨルダン原子力委員会 (Jordan Atomic Energy Commission) はロシアが提案した原子力技術を受け入れ、ロシアの会社 (ROSATOM) により開発準備が進められている。2015年3月にヨルダンとロシア両政府が建設に関する包括協定に合意した。建設候補地はヨルダン北部アムラであり、2016年に工事を開始、2023年に第1号機 (1,000MW 級)、続いて2025年に第2号機 (1,000MW 級) を運転開始する計画である。現状の課題としては、開発規模は系統の容量に比べ大きいことのみではなく、建設・運営体制にも検討の余地が多い。しかし、ヨルダンの主要な産出物であるリン鉱石とともに、ウランが副産物として産出可能であるため、国を挙げて開発を推し進めている。

5.3.7 燃料調達計画

(1) 重油 (HFO)

ヨルダンにおいて HFO は後述する Diesel とともにすべて輸入している。その中でも HFO については、硫黄分が 3.5% および 1.0% の二種類を調達している。これらは今後も電力需要の拡大に伴い、引き続き燃料供給が予定されている。

(2) ディーゼルオイル (Diesel)

HFO と同様にすべて輸入にて国内需要を賄っている。港では貯蔵用タンクの増設が行われている。市況により価格は左右されるが国内需要に応じて調達する体制である。

(3) 天然ガス (NG)

過去にはエジプトよりパイプラインを通じて天然ガスを輸入していたが、現在はパイプラインを通じた輸入は行われていないものの、今後は表 5.3-7 に示す各国より天然ガスを輸入する計画である。なお、エジプトについては既存の契約が残っており、再開予定を記したものである。

表 5.3-7 NG 調達計画

輸入元	供給量（想定） [mmsfcd]	供給開始年（予定）
地中海近隣国 a	200~250	2021
地中海近隣国 b	175	2021
エジプト	250	2018

出典：現地聞き取り結果より JICA 調査団作成

(4) 液化天然ガス（LNG）

パイプラインにより輸入する天然ガスに代わる新たなエネルギー源として浮体式 LNG 貯蔵気化設備（FSRU）を用いた LNG 受入基地をアカバ湾に設置し、近接する既存のアラブガスパイプラインと接続することによって、ヨルダン国内のパイプライン網を活用し、天然ガスを供給できるようになった。本基地の運用開始は 2015 年 7 月からであり、5 年間+5 年延長可の契約を取り交わしている。また、既存のパイプラインを活用し 2017 年までの 2 年間にわたりエジプト向けに送ガスする契約をエジプト-ヨルダン政府間で取り交わしている。

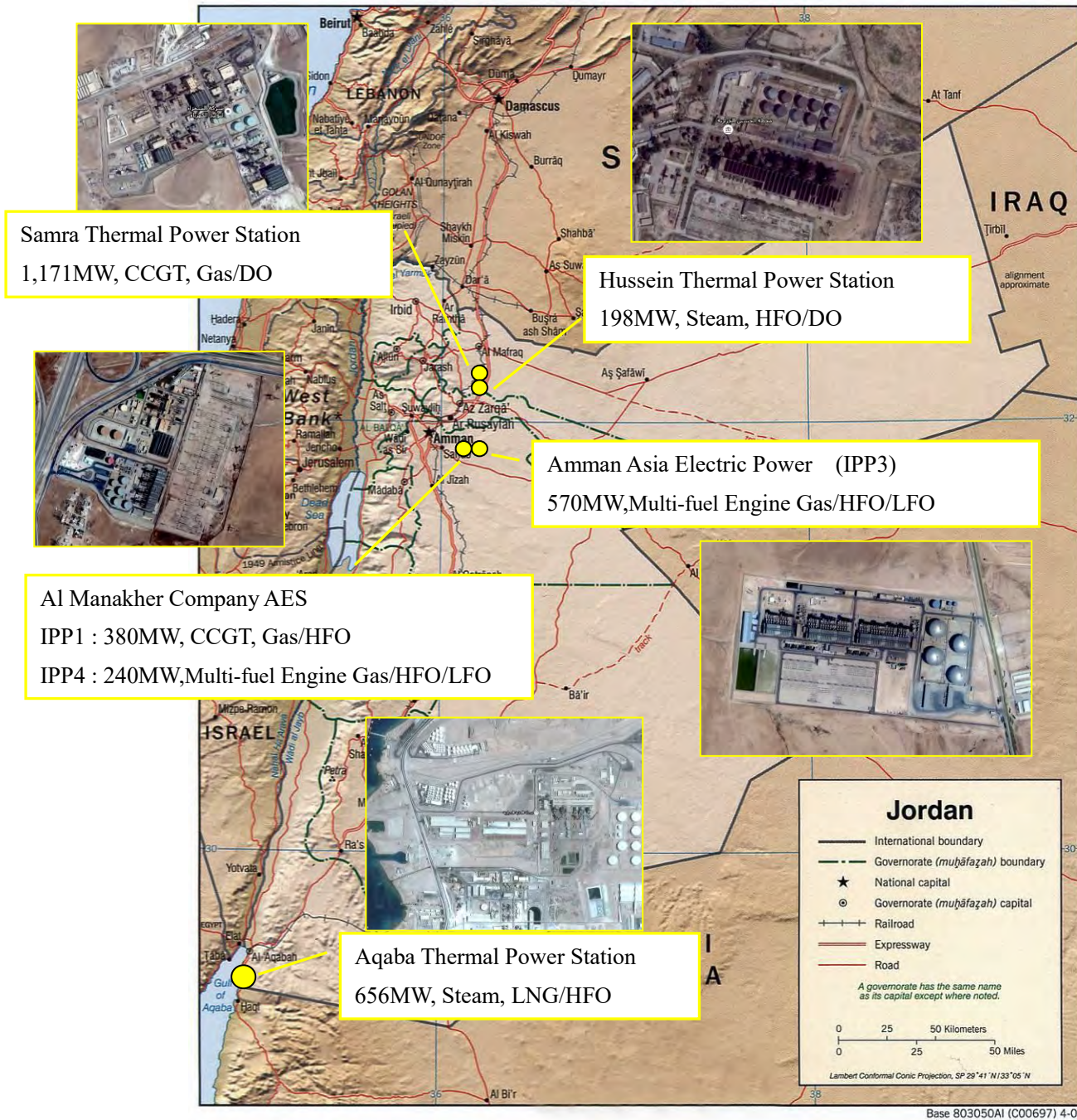
今後の LNG の調達契約は、前述した NG の新規調達契約の進捗により流動的ではあるものの、燃料調達の多様性の観点から少なくとも 2034 年までは調達することを検討している。

5.4 開発候補地点

5.4.1 既設発電設備の改善

(1) 設備概要

経年火力にあたる Hussein Thermal Power Station (CEGCO) , 中堅火力にあたる Aqaba Thermal Power Station (CEGCO)、最新鋭火力にあたる Samra Thermal Power Station (SEPCO) および各独立電気事業者 (Independent Power Producer (IPP))について現地調査を実施した。調査先の概要を図 5.4-1、表 5.4-1 および表 5.4-2 に記す。



出典：CEGCOWeb ページ、GoogleEarth および現地聞き取り結果を基に JICA 調査団作成

図 5.4-1 発電所調査実施箇所

表 5.4-1 発電設備概要 (CEGCO,SEPCO)

Company	Central Electricity Generating Company		Samra Electric Power Company
Site	Hussein thermal power plant	Aqaba Thermal Power Plant	Samra
COD	Unit4,5:1980 Unit7:1984	Unit1,2:1985 Unit:3,4,5:1995	2005,2006,2007,2208,2010,2011,2013,2015
Type	Steam	Steam	CCGT
Capacity	33MWx3units (all : Decommission) 66MWx4units (1unit : Decommission)	130MWx5units	GT1,2,3,4:100MW GT5,6:142.5MW GT7:146MW ST1,2:100MW ST3:140MW
Fuel	HFO/DO	Gas/HFO/DO	Gas/DO
Vender (Boiler)	Kawasaki Heavy Industries	Unit1,2:MHPS Unit:3,4,5:ABB	Kawasaki Heavy Industries
Vender (Turbine)	Fuji	Unit1,2:Franco tosi Unit:3,4,5:ABB	GT1,2,3,4:GE ST1,2:Fuji GT5,6:Alstom ST3:Doosan
Generation (2014)	982,061 MWh	4,126,425 MWh	4,521,000 MWh
Thermal efficiency (2014)	25.73%	34.25%	Phase1:43.9%(CCGT) Phase2:43.2%(CCGT) Phase3:28.6%(SCGT) Phase4:27.3%(SCGT)
Forced outage (2014)	3.79%	3.20%	2.3%
Planned outage (2014)	3.06%	6.11%	4.1%

出典：CEGCO ウェブサイトおよび現地聞き取り結果を基に JICA 調査団作成

表 5.4-2 発電設備概要 (IPP)

	Independent Power Producer		
	Al Manakher Company AES (IPP1)	Amman Asia Electric power (IPP3)	Al Manakher Company AES (IPP4)
COD	2009	2014	2014
System	CCGT	Multi-fuel Engine	Multi-fuel Engine
Capacity	380MW	15MWx38units	15MWx16units
Fuel	Gas/HFO	Gas/HFO/LFO	Gas/HFO/LFO
Vender	GT:Ansaldo, ST:Fuji	Wartsila	Wartsila

出典：現地聞き取り結果を基に JICA 調査団作成

(2) 調査概要

調査団は、設備面および運用面の観点から既設発電設備のコストダウンに関する調査を実施した。特に、設備面としては、設備改善、点検治具の開発について、運用面としては、性能管理、点検管理、運転方法、トラブル管理の改善の観点に重点をおき、各発電所で聞き取り調査を実施した。

(i) Hussein Thermal Power Station (HTPS)

国内で経年火力として運開後 25 年経過している HTPS の調査を実施した。2015 年時点で、7 ユニット中 4 ユニットが廃止されており、2015 年末に残りの 3 ユニットも廃止が予定されている。長年にわたる本発電所での運転ノウハウを CEGCO 内へ共有することを目的とし、現地調査を行った。

表 5.4-3 HTPS 調査結果

調査対象項目		聞き取りおよび現地踏査結果
運用面	トラブル管理	設備トラブル等が発生した場合、ツリーボーンダイアグラム等を用いて原因究明を行う。それらの結果は、OJT 等で情報共有が図られるのみで、所内や他発電所へ水平展開する体制は確立されていない。
	点検管理	ST および Boiler の定期点検(本格)は 4 年に 1 度。1 年に 1 度簡易点検を実施。 GT 定期点検は、メーカー提示のインターバルで実施。
		CEGCO は各発電所に補修担当者を配置している。まれに定検支援のため、他の発電所に派遣される。
		GT 以外の部品を補修・製造する作業場が本発電所内に設置されており、各発電所に供給される。 GT 部品は、アンマン市内のメンテナンスショップから各発電所に供給される。

出典：JICA 調査団作成



中央制御室



タービン建屋内



発電設備外観(Unit No.7)

撮影：JICA 調査団

図 5.4-2 Hussein Thermal Power Station

(ii) Aqaba Thermal Power Station(ATPS)

ヨルダン国内で中堅火力にあたる Aqaba Thermal Power Station (ATPS) の調査を実施した。ATPS は、CEGCO 最大の火力発電所であり、ヨルダン国内では Samra に次ぐ出力規模を誇り、2015 年時点でも高稼働機として運用されている。2019 年に 1, 2 号機の廃止を、2030 年に 3,4,5 号機の廃止を予定しており、設備改善も視野に入れて調査を実施した。

表 5.4-4 ATPS 調査結果

調査対象項目		聞き取りおよび現地踏査結果
設備面	設備改善	放水口に冷却水の流れを利用した小水力発電所を設置している（1, 2 号機 2.4MW, 3~5 号機 3.6MW）（図参照）。別途、非常用の放水路も設置している。
		2003 年に HFO 専焼から天然ガスも焚けるように設備変更。
		1, 2 号機の制御装置は更新済み（図参照）
運用面	点検管理	多種の分析室（化学分析室：水、油、ガスの分析、機械分析室：NDT、振動分析、厚さ計測機）や、モータ巻き替え作業場を設置。 補修作業のためのバルブのアイソレには、LOT システム（Lock out take）で管理。（図参照）
	トラブル管理	CCR は、4 ユニット同部屋に設置されているが、ユニット間違い防止等の対策はされていない。

出典：JICA 調査団作成



中央制御室（1, 2号機）



放水路小水力発電設備(Phase2)



発電設備外観

撮影：JICA 調査団

図 5.4-3 Aqaba Thermal Power Station

(iii) Samra Electric Power Company (SEPCO)

ヨルダン国内で最新・最大の火力発電所にあたる Samra Electric Power Company (SEPCO) の調査を実施した。Samra は、コンバインドサイクルガスタービン発電所であり、現在も高稼働機として運用されている。Phase4 として GT No.7 のコンバインド化のため、2018 年に ST : 75MW を建設予定である。

表 5.4-5 SEPCO 調査結果

調査対象項目		聞き取りおよび現地踏査結果
運用面	性能管理	メーカーが性能管理等を一括して実施しており、社内で性能管理する技術を身に着ける機会がない。
設備面	設備改善	CCGT であるため、発電出力は外気温度の影響を受ける。ヨルダンは、夏場には 35 度を超えるため、出力低下を問題視している。

出典：JICA 調査団



中央制御室



発電設備外観 (UnitNo.1,No,2)



発電設備外観 (UnitNo.7)

撮影：JICA 調査団

図 5.4-4 Samra Power Station

(iv) Amman Asia Electric Power (IPP3)

2014年に運開した Multi-fuel Engine (ガス、重油、軽油) の発電所である。エンジン式のため高速で起動できること、またユニット数が多いことから、ピーク運用として稼働している。

表 5.4-6 IPP3 調査結果

調査対象項目		聞き取りおよび現地踏査結果
設備面	設備改善	1MW 単位で出力調整可能であり、今後導入される再生可能エネルギーの出力変動を吸収するには最適な発電所である
		タンクローリーは、一度に HFO で 20 台、LFO で 6 台給油可能な設備となっている。
運用面	点検管理	現地に立ち入る前に、入講者教育があり、安全にも最前を尽くしている。

出典：JICA 調査団



中央制御室



発電設備建屋



発電設備外観

撮影：JICA 調査団

図 5.4-5 IPP3

(v) Al Manakher Company AES (IPP1,4)

2009年に運開したヨルダン初のIPPおよびガスタービンコンバインド発電所(IPP1)と2014年に運開したMulti-fuel Engine 発電所(IPP4)である。IPP1はベース運用、IPP4はピーク運用として稼働している。

表 5.4-7 IPP1・4 調査結果

調査対象項目		聞き取りおよび現地踏査結果
設備面	設備改善	IPP1は、運転中にガスおよび油の燃料切替えが可能な設備。発電出力を50%に絞り、5分程度で燃料を切替可能。
		IPP1は、吸気冷却を設置しており、夏場の出力低下を抑えている。
運用面	点検管理	現地に立ち入る前に、入講者教育があり、安全にも最前を尽くしている。

出典：JICA 調査団



中央制御室



発電設備外観(IPP1)



発電設備 (IPP4)

撮影：JICA 調査団


図 5.4-6 IPP1 および IPP4

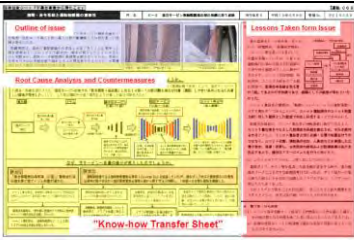
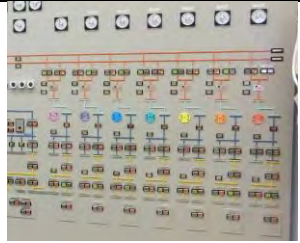
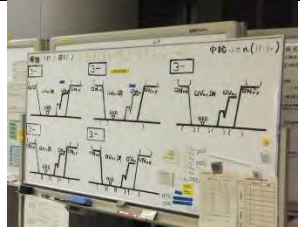

(3) 調査結果のまとめ

現地調査より、SEGCO、CEGCO および各 IPP は、コスト削減の意識が高いことを確認できた。各発電所の現況を確認し、協議のうえ取りまとめた短期的なコスト削減対策案を表にまとめた。

表 5.4-8 コスト削減対策案

		コスト削減方法	内 容		
設備 面	設備改善	設備の追設および改造を実施し、熱効率および出力の改善を図り、保守運転費用を削減する。			
		復水器洗浄装置	復水器真空の維持および導管の損傷防止を図ることで、保守運転費用を削減する。		
		吸気冷却	夏場の GT の吸気温度を下げることで、GT 出力・効率低下を防止し、運転費用を削減する。 (1%前後の効率改善が見込める)		
		HEPA フィルター	圧縮機洗浄の回数削減または圧縮機の効率低下を抑制し、保守運転費用を削減する。		
		ST 機への GT 追設	GT を追設することで、出力の増強および効率向上を図り、運転費用を削減する。		
	点検治具	点検治具を使用により、点検期間を短縮化し、保守費用を削減する。			
		作業機器			人員および時間の短縮化を図り、保守費用を削減する。
			ボルト磨き機 (例)	ボルト焼き付き防止剤塗布機 (例)	
	点検架台			点検架台を用いることで、安全かつ効率的な点検および修理が可能となり、定検工期の削減、保守費用を削減する。	
		静翼点検架台 (例)	燃料ノズル点検架台 (例)		

	点検治具	回転体電動架台	 <p>回転体電動架台</p>	<p>人員の削減および安全かつ効率的な点検および修理が可能となり、定検工期の削減、保守費用を削減する。</p>
運用面	運転方法	運転方法を最適化することにより、保守運転費用を削減する。		
		最低出力	最低出力を下げることにより、起動停止にともなう燃料費を削減する。	
		復水器真空値管理	真空値を設計点に維持し、低真空および高真空による効率の悪化を防ぎ、運転費用を削減する。	
		GT 圧縮機洗浄	洗浄のインターバルを最適化し、効率を改善し、保守運転費用を削減する	
		GTIGV 開度	IGV の全開の設定をさらに大きくすることで、出力増強を図り、無駄な新設をなくす。	
	性能管理	性能を管理することにより、性能悪化を把握・改善をすることで保守運転費用を削減する。		
		集中性能管理	他発電所との比較や人員の削減により、運転費用を削減する。	
		異常兆候処理装置	異常兆候を事前に把握することにより、機器の損傷等を低減し、保守費用を削減する。	
	保守管理	点検にインターバル長期化を図ることにより、保守運転費用を削減する。		
		インターバル管理	点検記録を分析し、点検インターバルを長期化することで、保守費用を削減する。	
		余寿命診断	メーカー推奨値から延命化することにより、保守費用を削減する。	

	トラブル管理	<p>トラブルを削減することにより、設備の稼働率を高め、設備の保全を図ることにより保守運転費用を削減する。</p>	 <p>ノウハウシート (例)</p>	<p>トラブルが発生したら原因究明を実施し、ノウハウシート等のデータベースを作成することで、運転手順や機器設計に反映できる体制を確立し、トラブルの再発を防止することで、保守運転費用を削減する。</p>
<p>ユニット識別表示</p>		 <p>制御室操作盤 (例)</p>	<p>人為的なトラブルにより設備損傷を防ぐために、ユニットを色で視覚的に識別できる表示とし、保守費用を削減する。</p>	
<p>ユニット無線、ホワイトボード</p>		 <p>ホワイトボード (例)</p>	 <p>ユニット無線 (例)</p>	<p>ユニット無線やホワイトボードで情報を運転員と保守員の間で共有化することにより、トラブルを防ぎ、設備の稼働率を高め、設備の保全を図ることにより保守運転費用を削減する。</p>

出典：JICA 調査団

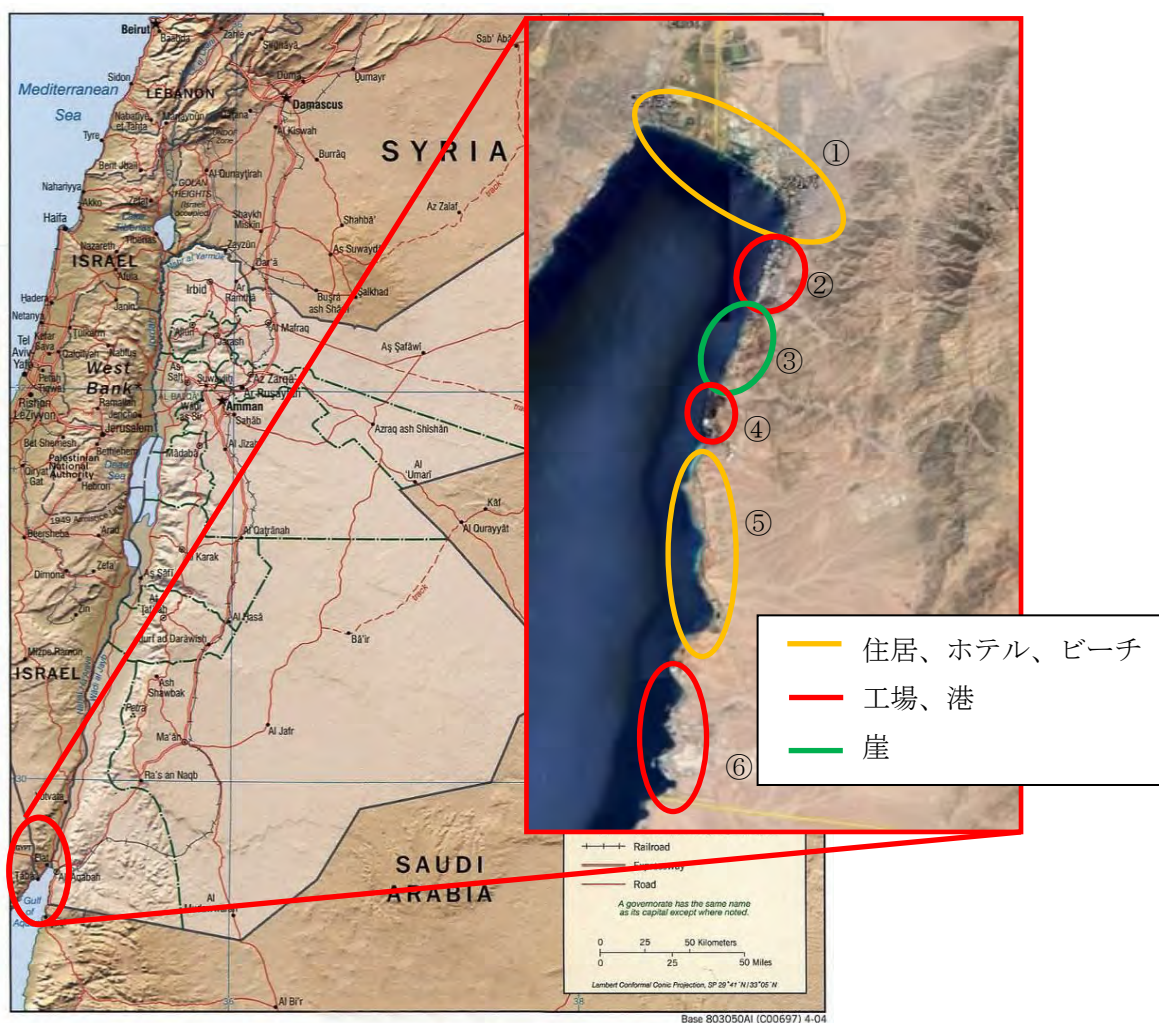
5.4.2 電源多様化に関する基礎検討

(1) 新規石炭火力発電所

新規石炭火力発電所の候補地点の調査を実施した。

(i) 地点選定

ヨルダンには石炭資源を有していないため、輸入炭による発電所の運営を考慮する必要がある。主な石炭供給国としてインドネシア、オーストラリア、南アフリカ共和国等があげられる。これらからヨルダンに石炭を輸入するためには、長距離かつ多量な輸送となるため、大型石炭船による輸送が望ましい。石炭荷揚げ後の送炭設備・運搬費用を安価にするためには荷揚げ地点近郊に発電所を計画する必要があるため、ヨルダン唯一の外海の港湾を有するアカバ近郊で地点調査を実施した。



出典：GoogleEarth をもとに JICA 調査団作成

図 5.4-7 新規開発候補地点概略地図

(ii) 調査概要

(a) 石炭火力発電所建設候補地点としての条件

石炭火力発電所には、発電設備、水処理設備、変電設備等だけではなく、石炭荷揚げ設備、貯炭設備、灰処理設備、灰捨て地等の用地が必要となる。また発電所の効率や建設費用のスケールメリットを考慮すると、ある程度大規模の発電所の建設が望まれ、油やガス焚きの火力発電所より広大な用地が必要となる。用地のみでなく以下にあげる条件を、経済性に優れた石炭火力発電所を建設には満たす必要がある。

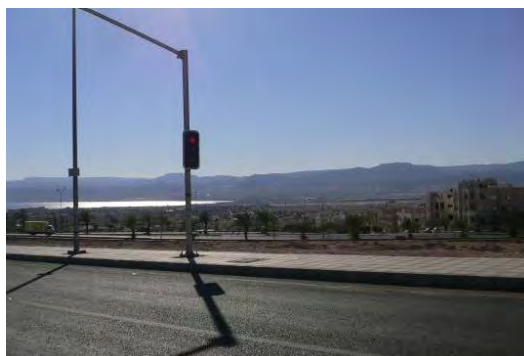
- ✓ 石炭荷揚げ設備での大型石炭船の入港を考慮し、水深 15m 程度の栈橋が確保できる地点
- ✓ 復水器を海水冷却方式とすると、ポンプ動力等の観点より標高が低い地点
- ✓ 大容量の送電線を敷設する必要があるため、既設の変電設備の近郊の地点
- ✓ 発電所の建設工事にも対応可能である既存のアクセス道路がある地点
- ✓ 環境性を配慮し、住居や観光地から離れた地点

(b) アカバ近郊の状況

アカバの海岸線には、工場や港（図 5.4-7 地点②，④，⑥）、居住区、ホテル・ビーチ地帯、（図 5.4-7：地点①、⑤）があり、それ以外の箇所は道路より東側は高さ約 100m の崖（図 5.4-7：地点③）となっている。



工業地帯（図 5.4-7：地点⑥）



居住区（図 5.4-7：地点①）



崖地帯（図 5.4-7：地点③）



ビーチ（図 5.4-7：地点⑤）

撮影：JICA 調査団

図 5.4-8 アカバ海岸線状況

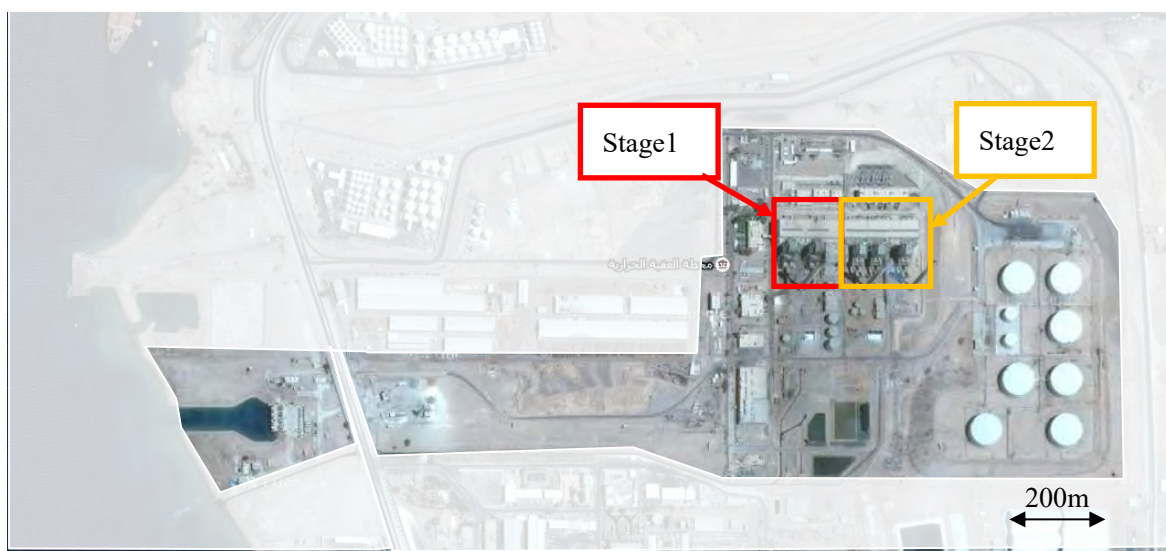
上記状況と(a)の条件を考慮すると、新規で用地を確保するのではなく、既設 ATPS をスクラップアンドビルドすることが最も実現性が高いと考えた。

(c) ATPS に関する状況

図 5.4-9 に ATPS の敷地を示す。ATPS の敷地面積は 52.1ha であり、建物据え付け面積は、3.27ha である（変電所、変電所監理室および燃料油タンクは、NEPCO 所有）。

現状の NEPCO の電源計画では、2019 年に 1,2 号機（Stage1）の廃止が計画されているが、3,4,5 号機（Stage2）の廃止時期は確定していない。

石炭火力発電所を建設するには、石炭の発熱量や貯炭日数、灰捨て地の容量によっても異なるが、1000MW 級で約 170ha*ほど（緑化地帯も含む）必要と考えられるため、用地の増設検討が必要である。



出典：GoogleEarth をもとに JICA 調査団作成

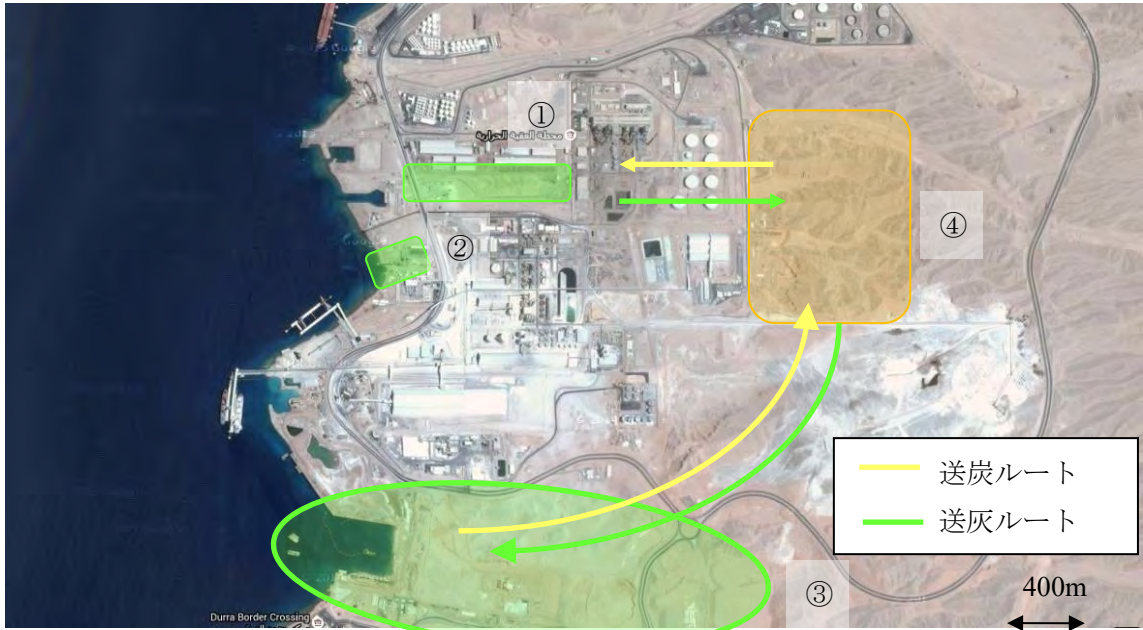
図 5.4-9 既設 ATPS 敷地図（図 5.4-7：地点⑥拡大図）

(d) Aqaba Development Corporation (ADC) との調整・依頼状況

ATPS の現場踏査の結果を受け、ATPS 近郊の土地の使用状況を ADC との協議に確認した。協議結果を以下に記す。

- ・ 既設発電所近隣の新港を石炭荷揚げに利用できるか検討したが、ADC へ土地利用など確認した結果、新港の用途が他産業向けに決定しており、石炭荷揚げに使用できないことが判明した。（図 5.4-10：地点③）。
- ・ 貯炭場・灰捨て場等を立地箇所として、既設発電所東側は敷地拡張の可能性がある（図 5.4-10：地点④）。
- ・ 既設発電所周辺には操業を停止した倉庫、操業中工場が存在するが、ADC へのヒアリング結果から所有者の同意を得る見込みがなく利用することができない。（図 5.4-10：地点①）。

- ADC より海岸線に近い他地点の可能性も示されたが、発電所敷地造成の標高が高く、経済性が低い (図 5.4-11)。



出典：GoogleEarth をもとに JICA 調査団作成

全体図 (図 5.4-7：地点⑥拡大図)



木材工場 (全体図：地点①)



所有者確認地点 (全体図：地点②)



開発予定地 (全体図：地点③)

撮影：JICA 調査団

図 5.4-10 サウジアラビア国境付近



出典：ADC 作成資料

図 5.4-11 石炭火力候補地点（ADC 推奨、図 5.4-7：地点④）

(iii) 石炭火力発電計画案

(a) 石炭火力発電所の想定規模

ADC から受領した土地利用データや聞き取り調査および現場調査の結果より、(ii)項で示したように、既設の ATPS 敷地内の開発が適切であると考えた。そこで、2019 年に運転終了となる ATPS の unit1,2 をリプレースし、600MW 規模の石炭火力を建設するべく超々臨界（Ultra Super Critical : USC）と超臨界（Super Critical : SC）の 2 案について検討した。

表 5.4-9 石炭火力発電方式の比較

	Single unit (600MW)	Multiple units (2x300MW)
Type of boiler	USC (Ultra Super Critical)	SC (Super Critical)
Thermal Efficiency (HHV)	41% Improved 6% from SC efficiency ⇒lower fuel consumption	35%
Construction cost	2,100 USD/kW 10% higher than SC construction cost	1,900 USD/kW
Fuel cost	83% of SC type unit due to high thermal efficiency	100% (Baseline)
Total Generation cost (Coal price: 55 USD/t)	54.4 USD/MWh	53.2 USD/MWh
CO ₂ Emission	830g/kWh	950g/kWh

USC は SC に比べ、建設コストは高いが発電効率も高い。石炭価格を\$55/t とすると両者の発電コストはほぼ同じとなる。ただし、二酸化炭素排出量で USC の方が 1 割以上少ない。

(b)石炭火力発電所想定立地案

前項で想定した USC および SC 発電設備について、立地案をそれぞれ図 5.4-12 および図 5.4-13 に示す。

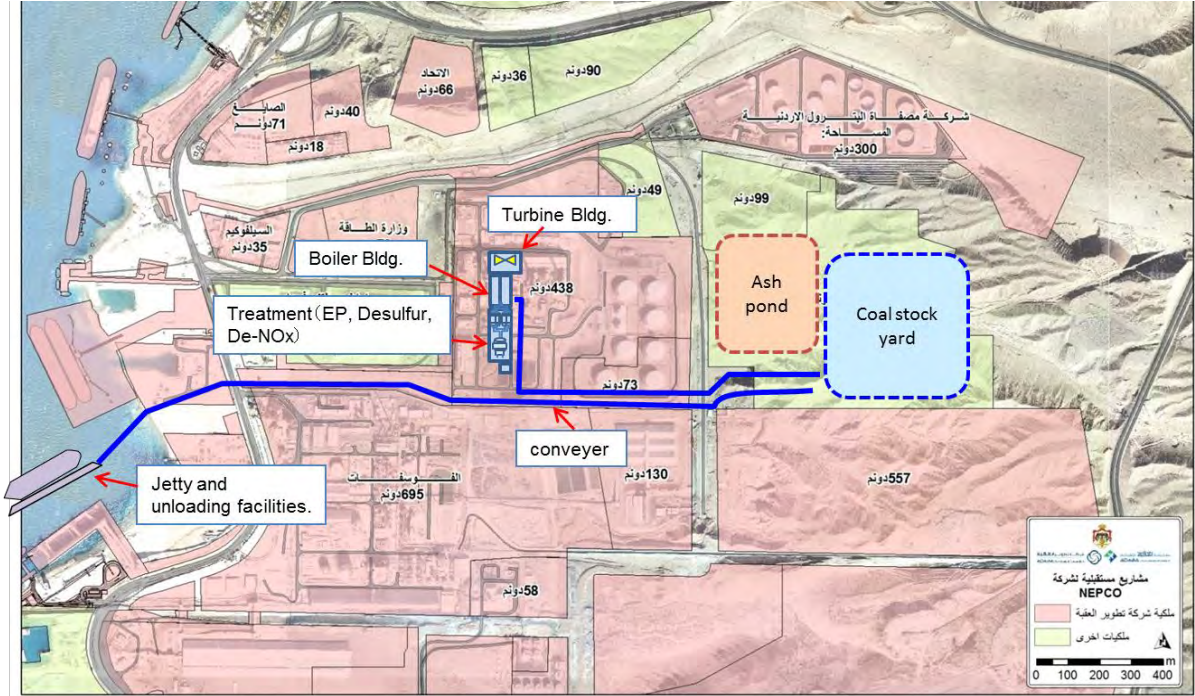


図 5.4-12 USC 石炭火力立地案

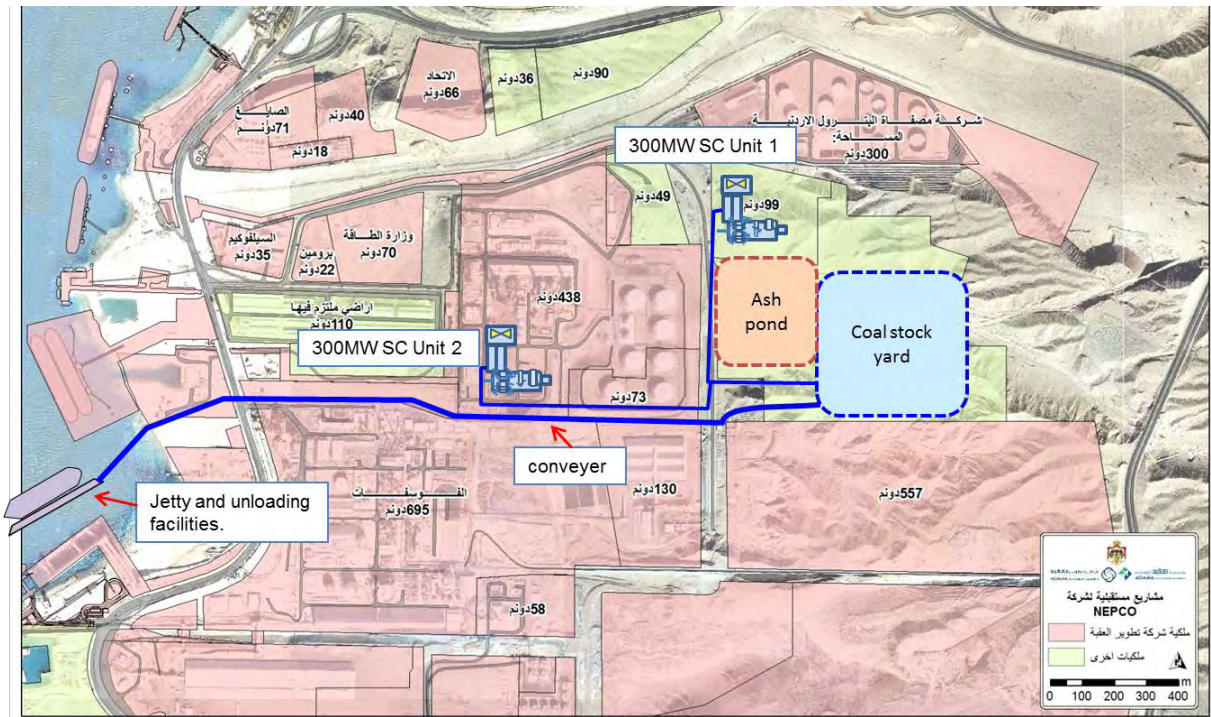


図 5.4-13 SC 石炭火力立地案

SCは既設発電所を運転したままで新設できる見込みがある。また、USCについても貯炭場・灰捨地の配置によってはSCと同様に既設発電所のリプレースではなく新設の可能性もあるが、詳細な配置については別途F/Sで検討すべきものとする。しかしながら、(a)項で示したように、2種類のボイラ形式を比較すると、二酸化炭素の排出量についてはUSCの方がSCよりも優れており、COP21パリ協定等の温室効果ガス排出抑制の観点から、石炭火力の新設では、SCよりもUSCの方が望ましいと考える。

(iv) 石炭火力設置による温排水の影響について

アカバ火力発電所が所在するアカバ湾は世界でも有数の生物多様性に富んだ領域として知られている。アカバ湾での環境規制は、ヨルダン国内の規制よりも厳しい特別な規制がかけられている。また、生物多様性に富んだ環境を活用し、ダイビングなどマリンスポーツをはじめとした観光に力を入れており、石炭火力発電所の開発においてこのような環境への配慮が重要である。そこで、(iii)で検討した既設発電所のunit1,2に関してUSC石炭火力へのリプレースの場合の温排水の拡散状況が、発電所北側に位置するダイビングスポットに対しての影響を確認することを目的にシミュレーションを実施した。

(a) 現地温排水に関する規制について

アカバ湾の温排水は、混合域における水温により規制される。アカバ湾の環境基準としてAqaba Special Economic Zone Authority (ASEZA)が制定した基準があり、「放出地点から100m離れた場所の水温と環境水温との差が3℃以内であること」とされている。サンゴ礁は水温上昇値が2℃を超えると白化を生じるといわれているが、ASEZAが現地の第三者機関Marine Science Stationに委託して定期的に行っている海洋生物の生態調査において、アカバ湾のサンゴ礁へ特段の悪影響は報告されていない。

(b) シミュレーション条件

温排水シミュレーションは、(一財)電力中央研究所が開発した温排水拡散簡易予測プログラムver1.3を使用した。本プログラムでは水中放水方式の簡易シミュレーションも可能である。予測条件は以下の表5.4-10のように設定した。

表 5.4-10 温排水シミュレーションの予測条件一覧

項目		計算に用いた数値	備考
放水条件	アカバ 火力発電所	現状放水量 1,2号 10.6m ³ /s 3~5号 13.0m ³ /s	1,2号 : 沖合水中方式 (パイプ式) φ2,000×1本 (設置水深20m) ※1 3~5号 : 沖合水中方式 (パイプ式) φ2,600×1本 (設置水深9m) ※1
		現状取放水温度差 1,2号 10.0℃ 3~5号 10.0℃	
		将来放水量 新設 28.5m ³ /s 3~5号 13.0m ³ /s	新設 : 沖合水中方式 (パイプ式) φ2,000×3本 ※2 (設置水深20m) 3~5号 : 沖合水中方式 (パイプ式) φ2,600×1本 (設置水深9m) ※1
		将来取放水温度差 新設 10.0℃ 3~5号 10.0℃	
環境水温(℃)		23.98	現地聞き取り結果より設定
温水層の厚さ(m)		5	閉鎖性海域を考慮した設定 ※1
流況		M2分潮流	文献調査結果より設定
拡散係数(cm ² /s)		海域全体 : Kx=Ky=1×10 ⁴	拡散係数簡易設定法により設定
気象条件	気温(℃)	24.5	現地聞き取り結果より設定
	風速(m/s)	4.5	現地聞き取り結果より設定
熱交換係数(J/(cm ² ・s・℃))		8.3×10 ⁻³	気象条件より算定
計算領域		計算範囲 : 10km×15km 計算格子の大きさ : 50m	推定される温排水拡散範囲より設定

※1 推定値を示す。

※2 新設の放水口位置は既設1, 2号放水口位置とし、新設の放水口出口流速が既設と同程度以下となるような本数を設定した。

(c) シミュレーション結果

温排水シミュレーションの結果は以下の通り。

- ・温排水による水温上昇値はASEZA基準の3℃以内を満たしている。
- ・ダイビングスポットのあるリゾート地(斜線部)の沖合部約500mまで温排水拡散予測範囲が存在するものの、水深の比較的浅い沿岸部までは到達していない。

本シミュレーションでは、既設発電所の温排水シミュレーションと海域水温モニタリング結果を使った現況の再現性の確認を行っていない。

また、放水設備の構造形式や放水流量により温排水拡散予測範囲は変化するため、新設放水口の詳細な設備検討を行う必要がある。

以上のような状況で実施した温排水シミュレーションではあるものの、シミュレーション結果からリゾート地の沿岸部に生息するサンゴ礁への温排水の影響は小さいと考えられる。今後、発電所周辺海域を含めたサンゴ礁の分布を把握し、より詳細な温排水影響について検討する必要があると考える。

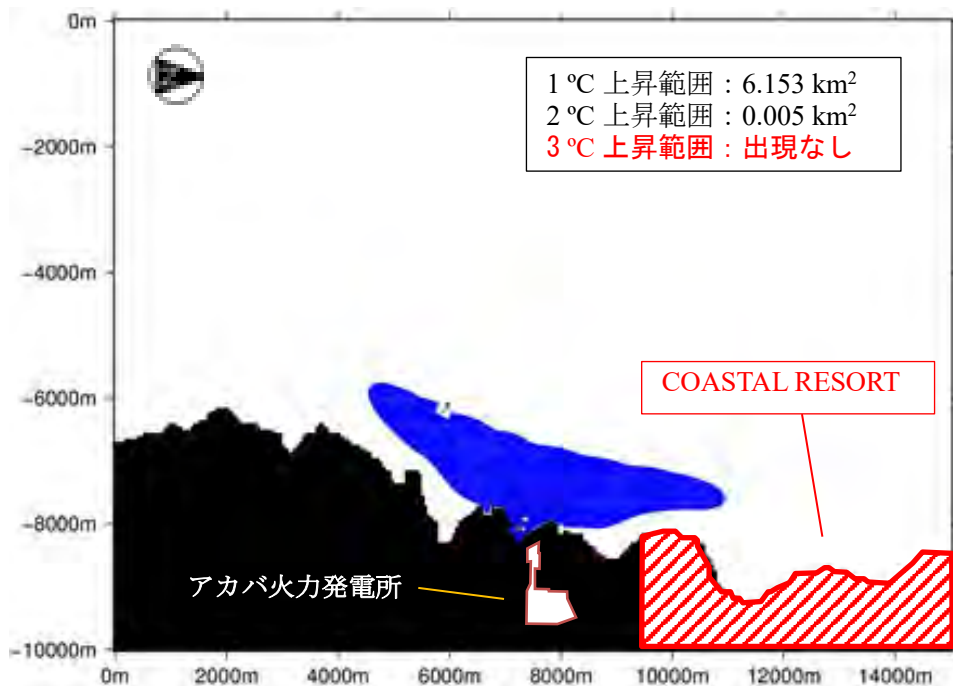


図 5.4-14 温排水拡散予測範囲（計画）

(v) 今後の方針

(iii), (iv)項で示したように、アカバ地区に石炭火力を設置することは可能である。しかしながら発電設備の規模に関する検討および経済的な可能性評価のためには、詳細レイアウト検討など別途 FS レベルの調査が必要である。

(2) 揚水発電

ヨルダンにおける揚水式水力発電開発について現地調査および机上検討を行った。

(i) 検討対象

国土全体にわたり年間降雨量が少ないことから、ヨルダンでは年間を通じて一定の流量が期待できる河川が限られており、そのためこれまで大規模な水力発電設備の開発は行われていない。一方で、国内における水資源の確保と管理の重要性から一部河川においては貯水池の建設がなされている。

このような同国の水資源賦存の特徴から、本調査では、海岸地域における海水揚水発電設備を対象として開発候補地点の検討を行った。

(ii) 地点選定

海水揚水発電設備は、海洋を下部貯水池とすることにより海水を陸上に設置する上部貯水池に汲み上げ、上部貯水池水位と海面との落差を利用して発電する設備である。

そのため、ヨルダンにおいて唯一海岸線を有する地域であるアカバ地域を候補地点と選定し、現地調査および机上検討を行った。

(iii) 調査概要

候補地点としての条件

海水揚水発電の候補地点としては、海岸線が存在するだけでなく、海岸線からできる限り近い地点に発電に十分な比高が確保できる高標高地があることが条件となる。また、海岸線には放水口の設置地点となるため、放水口設備建設に支障がない海岸線地点があることが条件となる。

これら地形条件に加え、水圧鉄管、発電所、および水圧鉄管等の設備を地中に構築することとなるため、これら構造部構築に適した地質条件を有することも重要となる。

アカバ地域海岸線の状況

アカバ地区の海岸線の殆どは住居、商業施設、観光施設（ビーチ含む）、港湾、工場、道路などとして利用されている状況であり、前述の候補地点としての条件を満足する地点は著しく限定される。

アカバ地区の海岸線について現地調査を行った結果、前述の候補地点としての条件を満足する地点は、アカバ市街中止部から南に約4kmの地点の約1.5km海岸線区域のみであることが確認された。図 5.4-12 および図 5.4-13 に当該地点の位置図および地点概況図を示す。

現地調査を行った結果、図 5.4-13 に示すとおり、調査地点には海岸線に沿って道路（片側2車線、中央分離帯有）が設置されている。調査地点北端の海岸線は埋立地となっており、道路建設で発生したと思われる掘削土で埋立が行われている。調査地点南端の海岸線には船舶係留のための栈橋が設置されており、調査実施時において船舶の係留が確認された。海岸線近く東側に山岳地が存在し、その尾根の高さから、図 5.4-13 に示す2つの区域が開発候補地点として考えられる。



出典：GoogleEarth をもとに JICA 調査団作成

図 5.4-15 アカバ地区海水揚水開発候補地点位置図



2 km

图 5.4-16 アカバ地区海水揚水開発候補地点概況図

出典：GoogleEarth をもとに JICA 調査団作成

開発候補区域の現地調査結果

図 5.4-13 に示す 2 つの開発候補区域についての現地調査結果を以下に記述する。

項目	調査区域 1	調査区域 2
山岳地	<ul style="list-style-type: none"> ・ 海岸沿道路のすぐ東から崖地形 ・ 高標高部は海拔 120～140m 程度 ・ 比較的広い範囲で高標高部が存在 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 海岸沿道路のすぐ東から崖地形 ・ 高い標高部は海拔 50～70m 程度 ・ 高標高部の範囲は狭い
海岸線	<ul style="list-style-type: none"> ・ 海岸沿道路の海側（西側）に埋立地が存在し、比較的広い区域での土地利用が可能と思われる 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 海岸沿道路の海側（西側）に利用できる区域は無い。

図 5.4-17 に開発候補区域の状況を示す。



撮影： JICA 調査団

図 5.4-17 開発候補区域 1 の状況

開発候補区域に関する考察

(開発候補区域)

以下を理由として、アカバ地区で有望な開発地点として期待できる区域は存在しないと考えられる。

- ・ 調査区域において、海面に対して最も大きな標高差を得ることができ、より大きな規模の開発が期待できるのが北側の開発区域1であるが、標高差は約120~140m程度と十分ではない。
- ・ 高標高の区域が広くなく、大きな貯水量を持った上部貯水池構築が期待できない
- ・ 候補地点の地形は上池の開発に不向きである

(開発規模)

アカバ地区における開発候補地点で得られる標高差は約120~140mである。この標高差では、大落差の開発は期待できない。

また、上部貯水池の貯水容量は設置する高標高地でどれだけの平坦な敷地を確保できるかにも依存するが、周囲に十分な土地を確保できる箇所はなく、大規模な土地開発が必要となる。

開発規模は最大でも100MW程度となると考えられるが、上池の開発に費用が掛かり設置できる規模に対し投資が見合わない。

5.4.3 その他電源別開発地点候補

ヨルダン全土における電力消費地帯を5つのサイト；北部地域、中部地域（アンマン近辺）、東部地域（Resha 他）、南部地域（Ma'an 他）および南端部地域（Aqaba 他）に分類し、各電源における開発候補地点の検討を行った。

(1)ガス火力

基本的には gas-pipeline 近傍を候補地点とした。2030年までの候補地（優先度順）として、以下が挙げられる。

- 1)Rehab（2016年の既設発電機を廃止後、リプレースする）
- 2)Hassan Industry（北部地域）
- 3)QAIA 変電所近傍（中央地域；Amman South 変電所南東）

2030年以降の開発候補地として、既設発電ユニットの廃止後に設置する方針とした。具体的には Samra Phase 1 & 2, IPP 1 & 2 が対象として挙げられる。東部の Risha 発電所は2016年で計4ユニットが廃止になるが、送電線容量の制約があるため、新設は行わない方針である。

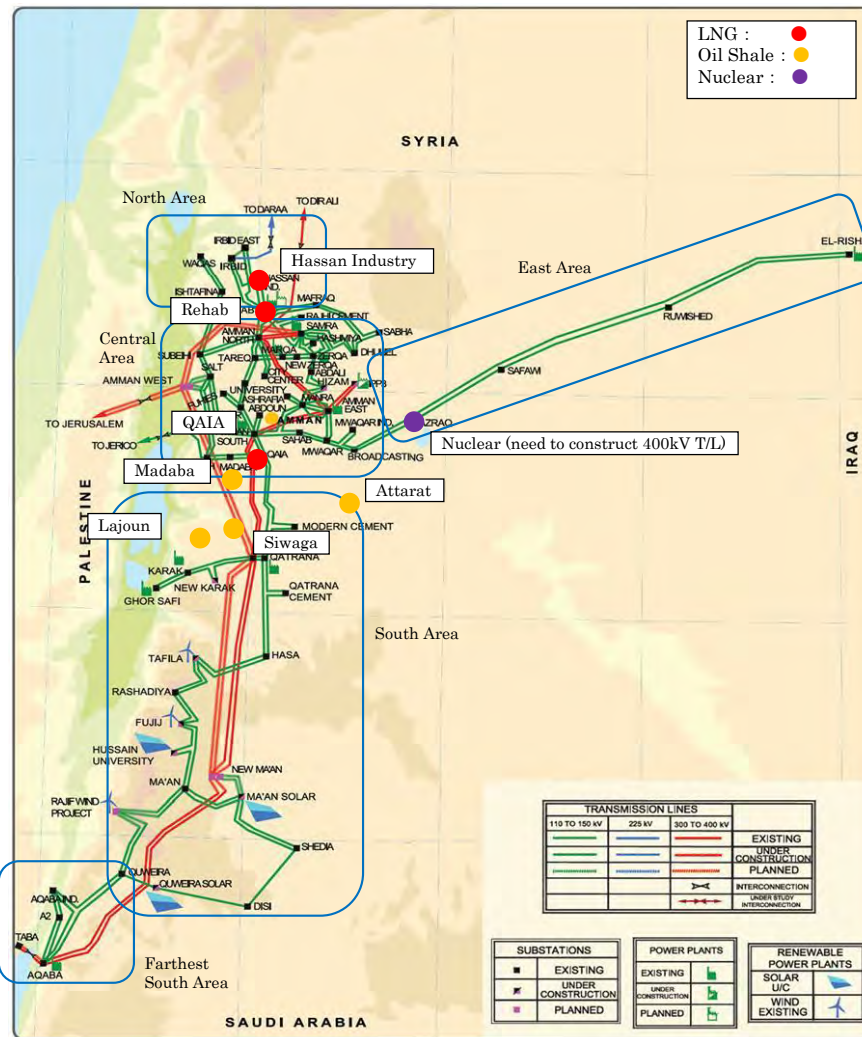
(2)オイルシェール

2020年運開予定である Attarat や第二候補となる Lajoun の他、Siwaga（南部地域；Qatrana 変電所北西）や Madaba（中央地域；Amman South 変電所南西）が開発候補地点として挙げられる。現時点でプロジェクトは立ち上がっておらず、またオイルシェールの発掘場所によって成分が異なるものの、それぞれ600~900MWの発電ポテンシャルが見込まれている。

(3)原子力発電

アンマン東部の Azraq 変電所近傍での建設を検討しており、発電所建設に伴い400kVの送電線

新設が行われる予定である。図 5.4-18 に、ガス火力、オイルシェールおよび原子力発電の開発候補地点を示す。

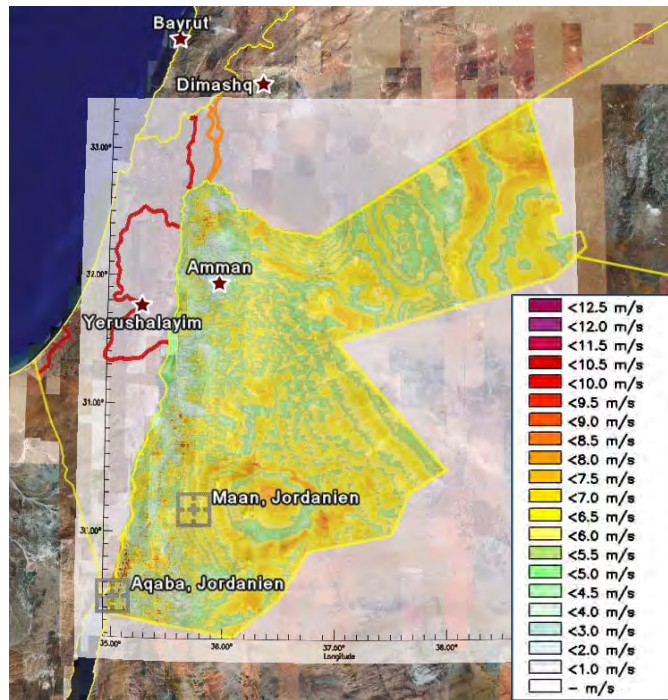


出典：NEPCO 受領データを基に JICA 調査団作成

図 5.4-18 開発候補地点（ガス火力、オイルシェール、原子力）

(4)風力発電

図 5.4-19 に、2006 年以前におけるヨルダン全域の風速データ（年平均）を示す。マーン地区周辺をはじめとして、適正基準と言われている 6m/s を超えた地域が多く存在していることが分かる。表 5.3-3 に示すようヨルダン南部で主に開発が行われているが、ワカスなど北部地域も開発候補として挙げられている。

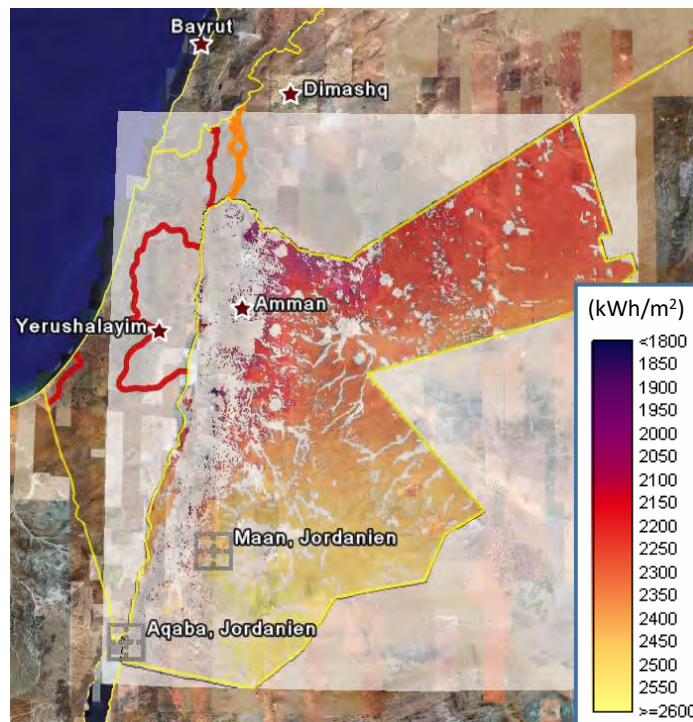


出典：MEMR; Wind and Solar Measurement and Data Collection Task 2

図 5.4-19 ヨルダン全域の年平均風速データ (2006 年以前)

(5)太陽光発電

図 5.4-20 に、2006 年以前におけるヨルダン全域の日射量 (平均年間合計) データを示す。特にヨルダン南部の日射量が多く、主にヨルダン南部のマーン地域で開発が行われている。



出典：MEMR; Wind and Solar Measurement and Data Collection Task 2

図 5.4-20 ヨルダン全域の年平均日射量データ (2006 年以前)

5.5 再生可能エネルギー

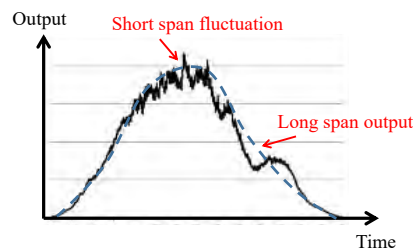
ヨルダンでは前述の通り日射量や風況に恵まれており、2016年から2019年にかけて大容量の太陽光発電および風力発電を開発する計画が立てられている。しかしながら、これらの発電出力はリアルタイムの天候状態に左右されるため、出力を厳密に予測すること、また火力発電のように燃料の投入加減によって出力を調整することができない。

安定した電力を需要家に供給するためには電力系統の周波数や電圧を極力一定の値に保つ必要があるものの、出力が不安定な再生可能エネルギーが系統に大容量接続された場合、系統全体が不安定になる、すなわち周波数が許容値から大幅に逸脱することで停電が発生する恐れがある。また、再生可能エネルギーの出力変動を補うために、他の発電機による出力調整能力の確保が必要不可欠となる。

本項では、再生可能エネルギーを考慮に入れたヨルダンの系統状態を電氣的な観点から把握するとともに、安定した系統を維持するために必要な調整力について説明する。

5.5.1 長周期的観点における検討

再生可能エネルギー導入にあたり、図 5.5-1 のモデルに示すような長周期的観点からみた出力カーブと、数十分単位で変動する短周期的観点からみた対策が必要不可欠である。長周期的観点での検討は、再生可能エネルギーの出力カーブを考慮に入れた、日々の発電機体制を決定するために必要である。特に太陽光発電は発電出力カーブが明確であり、太陽光発電の導入量が大きいほど、日々の受給運用に与える影響は大きい。

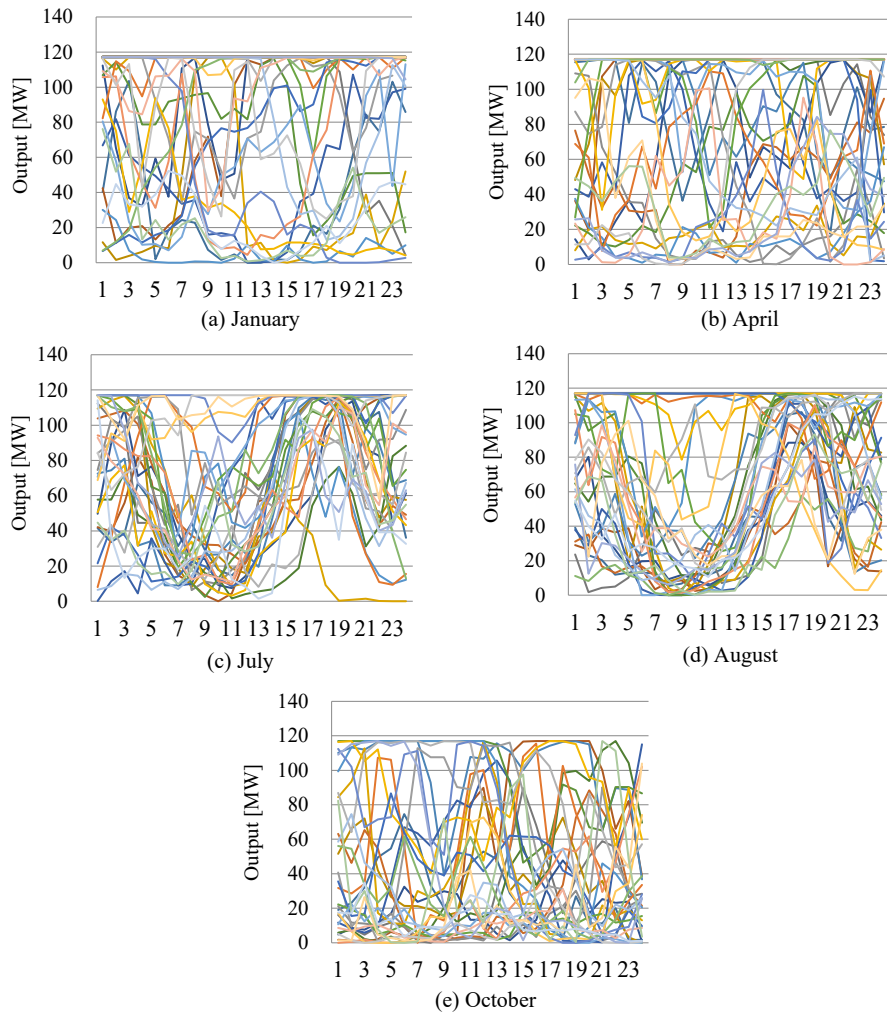


出典：JICA 調査団

図 5.5-1 太陽光発電出力例

(1) 風速状況

図 5.5-2 に 2002 年のタフィラ地区における風速データを一般的なパワーカーブを介して電力に変換したときの出力データを示す。縦軸の値は 2015 年に運開された Tafila の風力発電プロジェクトの設備容量 117MW としている。季節ごとで風況が変化するため、1月・4月・7月・10月および、今後年間のピーク需要が発生すると考えられる 8 月において、各日の記録を記載した。これより、7 月および 8 月は夕方および深夜帯に規則的な風が発生することが確認できる。また 1 月は定格出力以上の風速を記録した日が多く、逆に 10 月は風速が低いことが分かる。とはいえ、夏季以外は風速のばらつきが多く、風力発電を行った際は出力変動が激しくなること、また出力想定が困難であることが予想される。

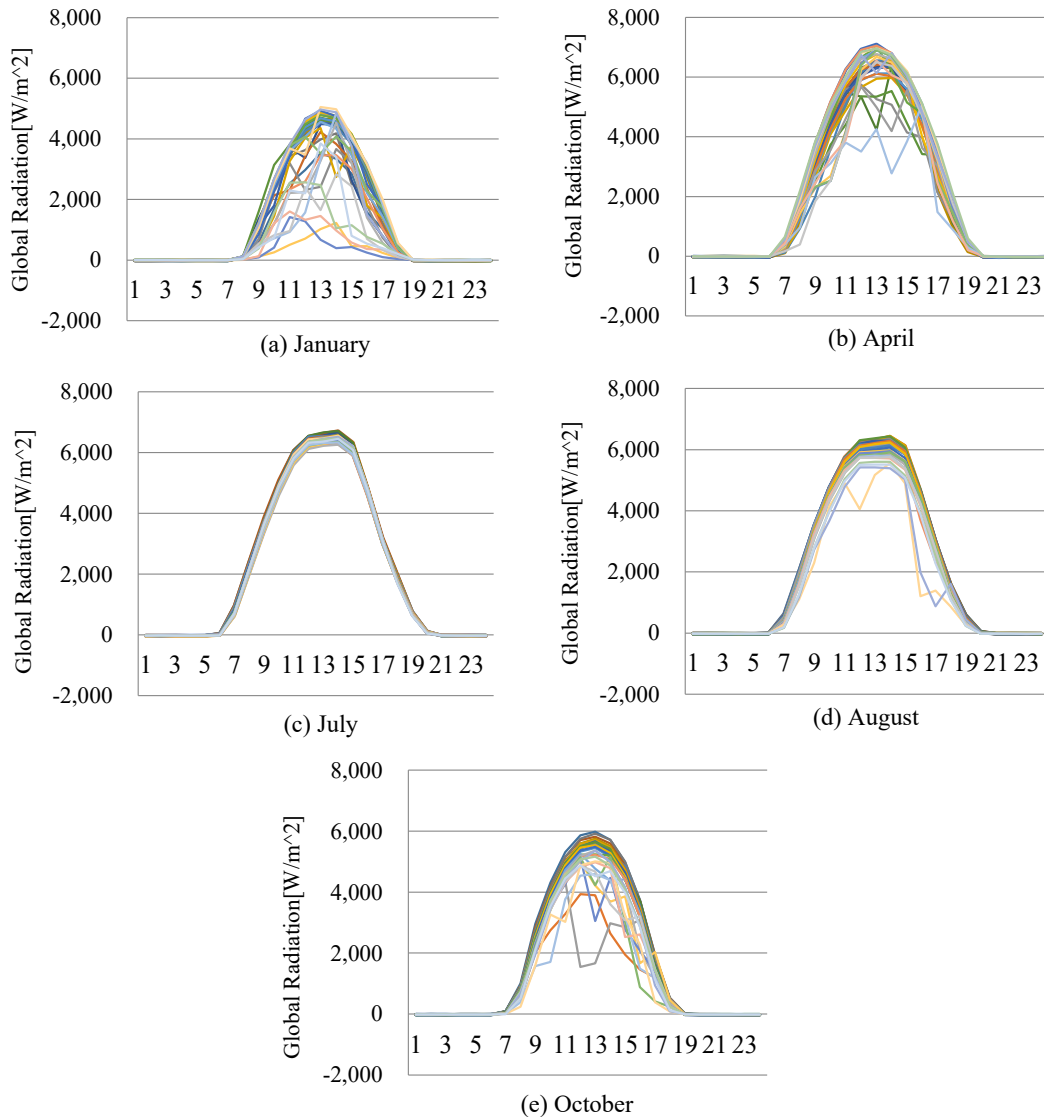


出典：JICA 調査団

図 5.5-2 タフィラ地区における風速データ（パワーカーブ変換後）

(2) 日射量状況

図 5.5-3 に 2008 年のマーン地区における日射量データを示す。風速データと同様に、季節ごとに日射量に変化するため、1 月・4 月・7 月・10 月および、今後年間のピーク需要が発生すると考えられる 8 月において、各日の記録を記載した。季節ごとに多少の変化はあるものの、風速データより明確な特性が確認できる。特に夏季はばらつきが少なく、日射量が多く、照射時間も他の季節より長いことが分かる。

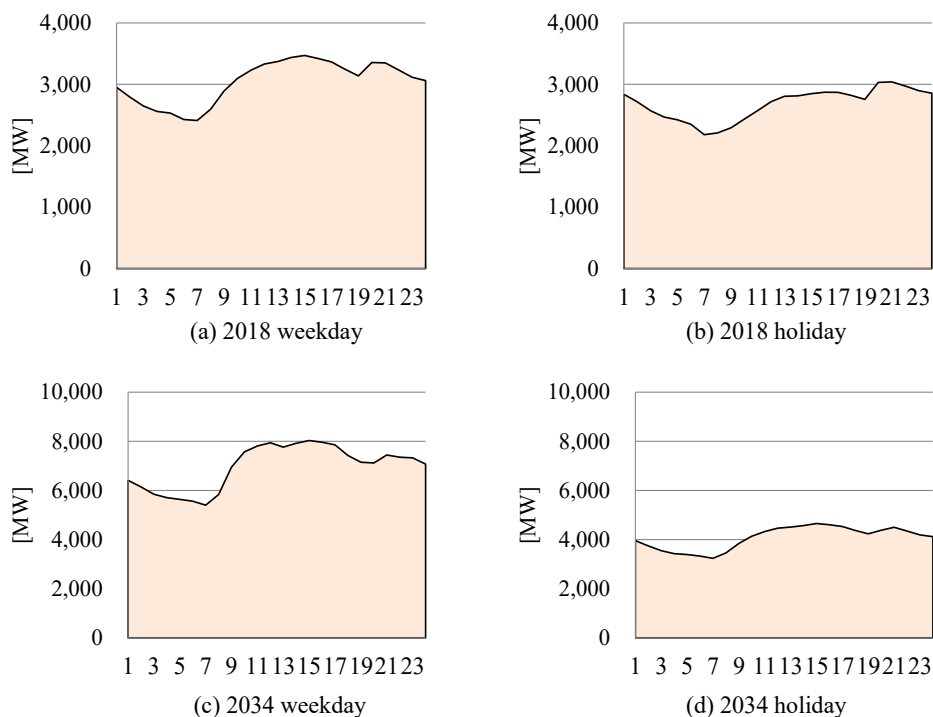


出典：JICA 調査団

図 5.5-3 マーン地区における日射量データ

(3) 日負荷曲線モデル

長周期的な観点で受給運用における再生可能エネルギーの影響を評価するためには、日負荷曲線のモデル作成が必要不可欠である。本項では、近年に再生可能エネルギーの大量導入が予定されている2018年と、2034年の平日および休日における再生可能エネルギー導入評価を行うため、それぞれの日負荷曲線モデルを作成した。2018年は平日・休日ともに2014年の日負荷曲線を基に作成した。2034年の平日は現在に比べ商業・工業需要が伸びていることが想定され、近隣で先進しているトルコの日負荷曲線を基に作成した。休日は商工業需要が伸びないため、2018年および2034年ともに、2014年休日の日負荷曲線を基に作成した。例として図5.5-4に2018年および2034年の平日・休日における日負荷曲線モデル（8月）を示す。

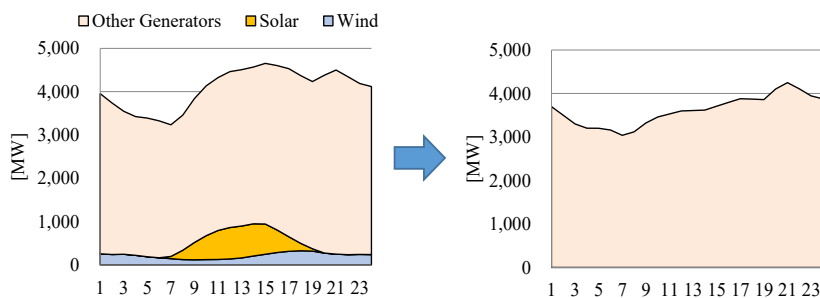


出典：JICA 調査団

図 5.5-4 日負荷曲線モデル（8月）

(4) 再生可能エネルギー導入に伴う受給運転の影響評価

これらのデータを用いて、2018年および2034年の各季節における再生可能エネルギーの導入影響評価を行った。具体的には、図 5.5-5 に示すよう風力および太陽光発電分が含まれた日負荷曲線から再生可能エネルギー分を差し引き、火力等ほかの発電機で供給を必要とする部分に対する評価を行った。また、風力および太陽光発電カーブは月ごとに毎日のデータを平均したものを用了。導入設備容量は、2020年までは現時点で計画しているプロジェクト通りとし、それ以降は、風力と太陽光の割合を 1:3 としながら年間ピークデマンドの 20%を維持するという仮定で解析を行った。

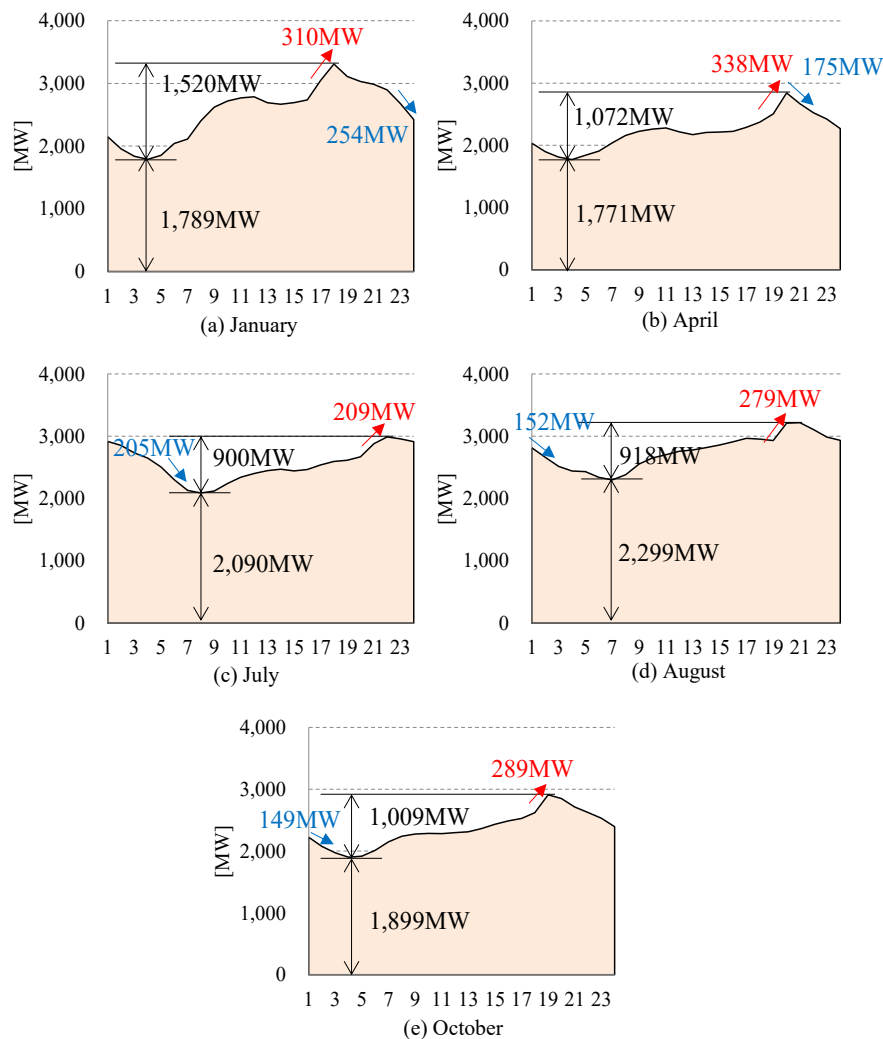


出典：JICA 調査団

図 5.5-5 検討モデル

例として、図 5.5-6 に 2018 年の平日における、日負荷曲線から再生可能エネルギー発電分を差し引いた、その他の発電機によって供給される分を示す。赤色の矢印は一日の中で一番調整量が多くなる上昇分を、青色は下降分を示している。また、二つの黒い数字は、下側が最低出力必要

量を、上側が最高出力と最低出力との差を示している。これより、一日で一番出力変化量が多い時間帯は、上昇分が点灯による需要、下降分が深夜帯となっていることが分かる。夏季は点灯開始時間が遅く、太陽光発電の出力低下時間と一致しないため、火力機等による短時間出力調整量は他の季節より少ない。夏季以外の季節は、点灯需要の増加と太陽光発電が出力低下するタイミングが一致するため、調整量が多く必要となる。また冬季の最低出力および最高出力差が1,500MW程度となり、他の季節より多く必要となる理由は、暖房需要が多い一方で太陽光発電量が少ないためであることが考えられる。



出典：JICA 調査団

図 5.5-6 再生可能エネルギー発電分を差し引いた日負荷曲線（2018年、平日）

上記のような特性を踏まえ、2018年の休日とおよび2034年の平休日においても、2018年平日と同様な方法で再生可能エネルギー発電分を差し引いた日負荷曲線の検討を行った。表 5.5-1 に検討結果を示す。これより、すべてのケースにおいて火力発電機の運転量が最大になるのは点灯が発生する時間帯である一方、火力発電機の運転量が一番小さいのは早朝であり、太陽光発電量が少ない時間帯であることが確認できる。また、2034年の平日は一時間あたりの最大調整量が2018年に比べて多く必要であることが分かるが、この急激な需要の変化は朝の立ち上げ需要であ

るため、太陽光発電は火力発電機による朝の出力調整量を軽減する方向にはたらく。しかしながら、2018年の平休日および2034年の休日（いずれも夏季を除く）の一時間あたりにおける最大調整量は、点灯による需要の増加に反して太陽光発電出力が低下するため、より多くの出力調整が必要となることが分かる。

経済的な観点から、発電機出力は一日を通して一定であることが望ましく、日中の出力高低差を低減するためにはバッテリーの設置や需要の平坦化が必要となる。また、本検討で用いた月ごとの風力発電および太陽光発電カーブモデルは、図 5.5-2 および図 5.5-3 で掲載した毎日の風速および日射量データを平均化して作成している。そのため、特に出力変動の激しい風力発電が受給運用に与える影響評価を別途行う必要があり、そのためには、地域の異なる複数の地点から測定したデータを用いるなど、より詳細な検討が必要となる。

表 5.5-1 再生可能エネルギー発電分を差し引いた日負荷曲線解析結果

(a) Weekday, 2018

	Maximum		Minimum		Difference	Up		Down	
	Capacity	Time	Capacity	Time		Capacity	Time	Capacity	Time
	(MW)	(hour)	(MW)	(hour)		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)
January	3,309	18	1,789	4	1,520	310	16-17	254	23-24
April	2,843	20	1,771	4	1,072	338	19-20	175	20-21
July	2,989	22	2,090	8	899	209	20-21	205	5-6
August	3,217	21	2,299	7	918	279	19-20	152	1-2
October	2,909	19	1,899	4	1,010	289	18-19	149	1-2

(b) Friday, 2018

	Maximum		Minimum		Difference	Up		Down	
	Capacity	Time	Capacity	Time		Capacity	Time	Capacity	Time
	(MW)	(hour)	(MW)	(hour)		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)
January	2,929	18	1,746	4	1,183	308	16-17	208	23-24
April	2,521	20	1,660	8	861	389	19-20	147	1-2
July	2,852	22	1,749	10	1,103	217	20-21	240	5-6
August	2,908	21	1,954	9	954	337	19-20	195	6-7
October	2,609	20	1,803	7	806	264	18-19	145	1-2

(c) Weekday, 2034

	Maximum		Minimum		Difference	Up		Down	
	Capacity	Time	Capacity	Time		Capacity	Time	Capacity	Time
	(MW)	(hour)	(MW)	(hour)		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)
January	7,049	18	4,761	6	2,288	736	8-9	336	1-2
April	6,455	21	4,577	7	1,878	606	8-9	350	23-24
July	6,766	23	4,893	7	1,873	666	8-9	313	1-2
August	7,228	21	5,220	7	2,008	919	8-9	304	2-3
October	6,680	19	4,830	5	1,850	531	8-9	425	12-13

(d) Friday, 2034

	Maximum		Minimum		Difference	Up		Down	
	Capacity	Time	Capacity	Time		Capacity	Time	Capacity	Time
	(MW)	(hour)	(MW)	(hour)		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)
January	4,529	18	2,766	4	1,763	461	17-18	325	23-24
April	3,880	20	2,560	8	1,320	585	19-20	227	1-2
July	3,545	22	2,043	11	1,502	285	20-21	251	5-6
August	4,286	21	3,055	7	1,231	242	19-20	199	2-3
October	3,864	20	2,671	9	1,193	340	18-19	214	1-2

出典：JICA 調査団

5.5.2 短周期的観点における検討

例えば一時的に雲が太陽光パネルの上を通過した時など、再生可能エネルギーは短時間での出力変化も発生する。特にヨルダンでは開発候補地点が集中しているため、同じタイミングで出力変化する、すなわち系統周波数が大きく変動する懸念があり、これを補うための調整力確保が必要不可欠となる。

(1) 系統周波数特性定数の算出

短周期的な観点でみた再生可能エネルギーの影響について評価を行うにあたり、ヨルダン系統の特性を評価する必要がある。本調査では下記に示す数式を用いて、系統の周波数特性定数 K を計算した。 K の算出に必要な系統故障実績データは、NEPCO の National Control Center (NCC) から収集した。 K は系統の安定性を示しており、周波数が 1Hz 下がった時の電源脱落率を示している。また、 K が大きいほど、電源脱落率に対する周波数変動量が少ないことになる。

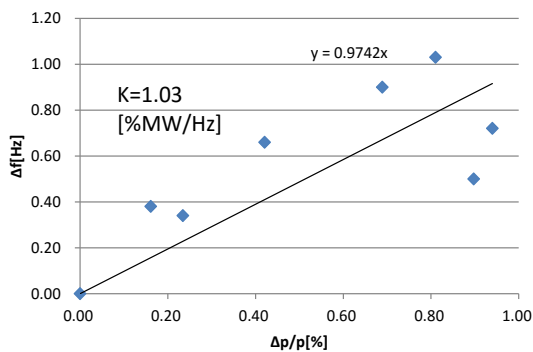
$$K = \frac{\Delta p/p}{\Delta f} [\%MW / Hz]$$

Δp : Unit capacity of tripped generator [MW]

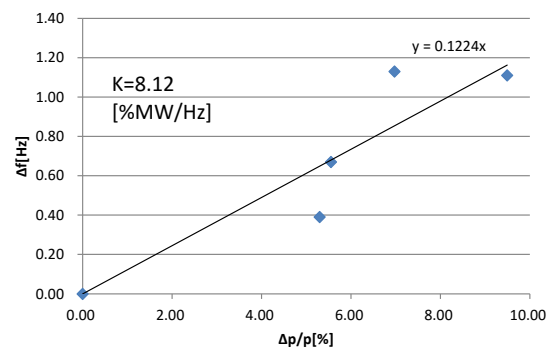
p : System capacity [MW]

Δf : maximum frequency drop at outage [MW]

図 5.5-7 にヨルダンの系統周波数特性定数解析結果を示す。(a)はヨルダンとエジプトが系統連系している時の故障データを用いており、(b)はヨルダンが単独系統（連系線の現場作業等によりエジプト系統と切り離されている）状態で系統故障が発生した時のデータを用いている。これより、エジプトと系統連系している状態での特性定数は 1.03[%MW/Hz]となり、ヨルダン単独系統においては 8.12[%MW/Hz]となった。ちなみに、エジプトの系統容量は実績データが確認できなかったため、技術担当者との協議の上、故障発生時におけるヨルダン系統容量の 10 倍とした。



(a) Connected with Egypt System



(b) Disconnected with Egypt System

出典：JICA 調査団

図 5.5-7 系統周波数特性定数解析結果

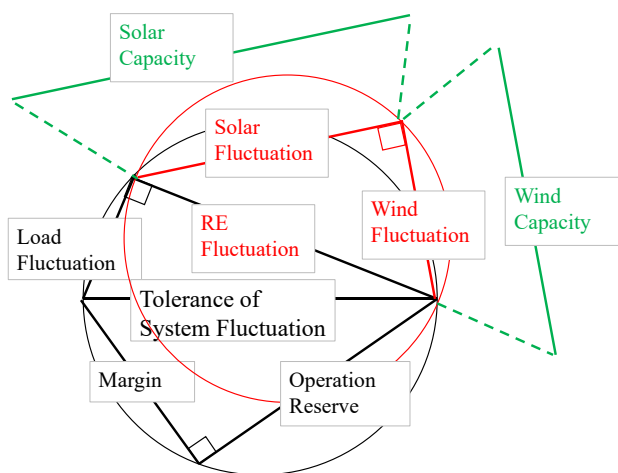
これを用いることで、許容周波数変動内に収めるための再生可能エネルギー出力変動の上限値を算出することができるだけでなく、火力発電機など新設単機ユニットの系統接続許容量を計算することができる。

しかしながら、特性定数 K は発電機特性と負荷特性に分類され、季節や時間帯によって値が異なることが考えられる。また、より正確な値を計算するためには系統の慣性や負荷遮断の有無を考慮に入れた厳密な検討が必要であるものの、今回は入手できた故障データの数が少なかったため、簡易的な計算を行うのみとした。今後より正確な数値を算出するためには、日々の系統運用において故障時のデータをより詳細に記録しておくことが望ましい。

(2) 評価手法

再生可能エネルギーの短周期的な影響評価方法として、代数的手法を用いた。これは図 5.5-8 に示すように、受給運用上で周波数変動の要因となる需要変動および再生可能エネルギー出力変動と、これを補う火力機等の発電機の調整能力（Operating Reserve）および許容周波数変動余裕の関係を用いた簡略的な手法である。また変動周期として、日本での評価手法と同様に 10 分単位での再生可能エネルギー出力変動分に対する評価を行った。

解析に必要なデータとして、需要データおよび再生可能エネルギー出力データは NEPCO から入手した。周波数許容変動幅は第一段負荷遮断リレーが動作する 49.1Hz まで到達しないよう猶予を持って系統運用を行う必要があり、0.3Hz とした。また、再生可能エネルギー導入設備容量は、2020 年までは現時点で計画しているプロジェクト通りとし、それ以降は、風力と太陽光の割合を 1:3 としながら年間ピークデマンドの 20%を維持する容量と仮定し、これらの変動を吸収するために必要となる Operating Reserve を求めた。



出典：JICA 調査団

図 5.5-8 代数的手法

(3) 解析結果

表 5.5-2 に解析結果を示す。これより、2019 年までに再生可能エネルギーが計画通り 1,684MW 導入された場合、230MW 程度の Operating Reserve が必要になり、2034 年時点では約 300MW の Operating Reserve が必要となる。これは、10 分間で 300MW 程度の再生可能エネルギー出力変動が発生する可能性があることを意味しており、バッテリーまたはその他発電機による待機運転が必要となる。

表 5.5-2 代数的手法を用いた短周期変動解析結果

[MW]

Year	Peak Demand	Wind cumulative	Solar cumulative	RE total	Operating Reserve
2015	3,300	117		117	75
2016	3,493	197	204	401	92
2017	3,633	197	279	476	100
2018	3,801	369	680	1,049	159
2019	3,981	614	1,080	1,694	236
2020	4,164	614	1,080	1,694	237
2021	4,358	614	1,080	1,694	239
2022	4,563	614	1,080	1,694	241
2023	4,773	614	1,080	1,694	243
2024	4,999	614	1,080	1,694	245
2025	5,239	614	1,080	1,694	247
2026	5,487	614	1,080	1,694	250
2027	5,751	614	1,080	1,694	252
2028	6,030	614	1,080	1,694	255
2029	6,323	614	1,080	1,694	259
2030	6,633	614	1,080	1,694	262
2031	6,957	614	1,080	1,694	266
2032	7,299	614	1,095	1,709	272
2033	7,654	614	1,148	1,762	283
2034	8,032	614	1,205	1,819	294

出典：JICA 調査団

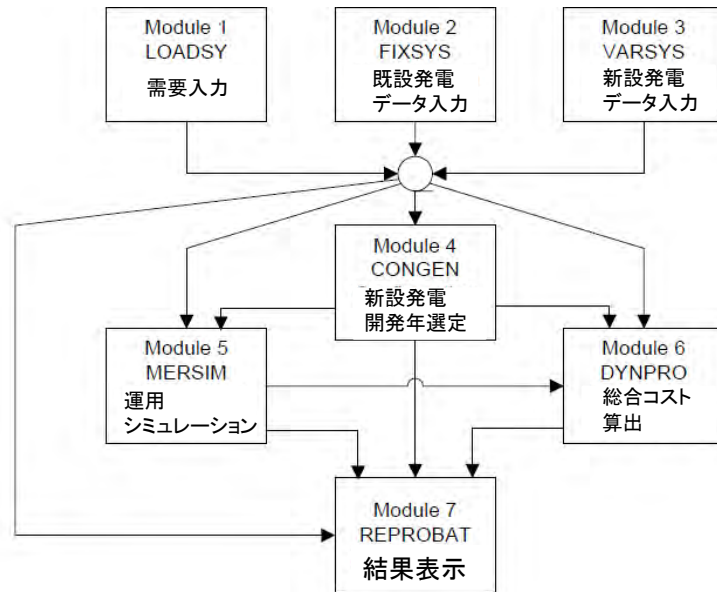
5.6 電源開発シミュレーション

5.6.1 WASP-IV について

本調査における電源開発計画策定にあたっては、電源開発シミュレーションツールである WASP-IV を用いた。本項では、WASP シミュレーション手法とその特徴について記述する。

(1) 概要

WASP-IV は最小費用による発電設備拡張シミュレーションツールであり、図 5.6-1 に示す 7 つの演算モジュールにより構成される。WASP-IV は燃料供給量、汚染物質排出量等の制約条件を付加する機能を有しており、また、再生可能エネルギー設備および輸入電力量を発電ユニットとして模擬することで、簡易な連系送電線を含めたシミュレーションの実施が可能である。



出典：Energy Institute “Hrvoje Požar” を基にJICA調査団作成

図 5.6-1 WASP-IV 解析フロー

(2) 目的関数

WASP-IVにおけるシミュレーションでは、信頼度制約下での「費用最小化」が行われ、そのための目的関数が設定される。目的関数となる費用としては、資本費、燃料費、O&M 費に加え、供給されなかったエネルギーに相当するコスト (Un-served Energy Cost) が考慮される。また、資本費の減価償却については、耐用年数の残存期間に応じた残存価値 (Salvage Value) を目的関数に組み込むことにより考慮される。

$$B_j = \sum_{t=1}^T (I_{j,t} - S_{j,t} + F_{j,t} + L_{j,t} + M_{j,t} + O_{j,t})$$

$t = \text{time}, t = 1, \dots, T$	(期間 : $t=1, \dots, T$)
$I_{j,t} = \text{Capital costs}$	(資本費)
$S_{j,t} = \text{Salvage value}$	(残存価値)
$F_{j,t} = \text{Fuel costs}$	(燃料費)
$L_{j,t} = \text{Fuel inventory costs}$	(燃料管理費)
$M_{j,t} = \text{O\&M costs}$	(運転維持費)
$O_{j,t} = \text{Un-served energy costs}$	(供給されなかったエネルギーに相当するコスト)

(3) 電力需要

モジュール1 (LOADSY) にて設定を行う。

WASP-IV の内部では電力需要は時系列的な負荷曲線ではなく、負荷持続曲線 (Load Duration Curve) として表現される。この負荷持続曲線と需要想定から得られる毎年の最大需要を用いることにより内部的に需要特性が表現される。なお、詳細な需要特性を模擬するために、年あたり最大12 期に分割し、それらに負荷持続曲線と最大需要を設定することができる。

(4) 発電機運転特性

モジュール2,3 (FIXSYS, VARSYS) にて設定を行う。

WASP-IV では、水力、火力および原子力など多くの発電種別に対応できる。火力発電設備については、熱消費率、発熱量、O&M 費（固定費および可変費）などの費用特性や、故障停止率、瞬動予備率、補修による運転停止日数などの出力の期待値に関する特性を考慮することで発電ユニット毎の運転特性を模擬することができる。一方、水力発電設備については、期別の出水変動率、平均出力、可能発電電力量を考慮することにより、確率的な出力特性を模擬できる。また、これらデータの設定により、自流式、貯水池式などの発電タイプに応じた運転パターンを模擬することが可能である。

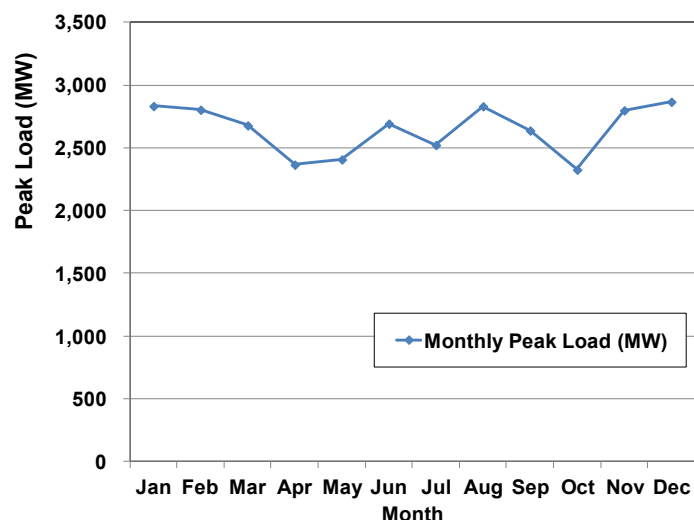
(5) 最適化計算

モジュール4,5,6 (CONGEN, MERSIM, DYNPRO) にて設定・演算を行う。

上記電力需要特性と発電ユニットの運転特性から既設および新設発電ユニットの可変費を算出し、低コストの発電ユニットから運転することで実際の運転に近い状況をシミュレーションすることができる。さらに、新設発電機の資本費を加味して前述の目的関数を最小化することにより、検討期間における最小費用となる電源開発パターンが自動的に計算される。

5.6.2 電力需要

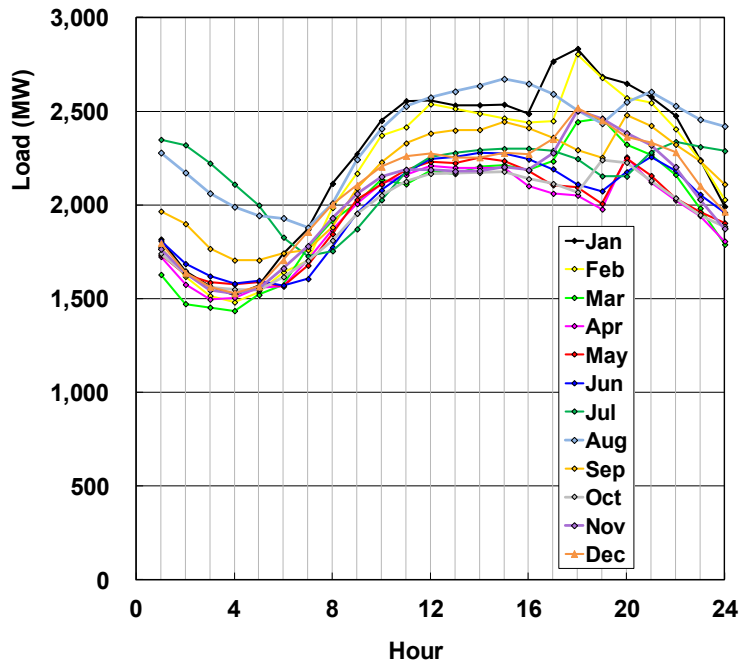
図 5.6-2 に 2014 年における月別最大電力を示す。年間通して大きな変動はないものの、エアコン（冷房または暖房）の使用が多い夏季や冬季に電力需要が多く、逆に春季および秋季は電力需要が少ないことがわかる。



出典：JICA 調査団

図 5.6-2 月別最大電力（2014 年）

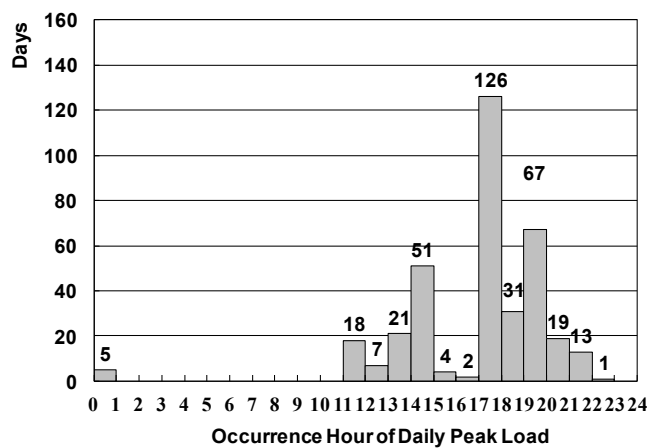
図 5.6-3 に 2014 年における各月の典型的な日負荷曲線を示す。大まかなカーブは年間を通して変わらないが、夏季は深夜帯でもエアコンが使用されていること、また冬季は点灯需要とエアコン需要が重なって 18 時頃にピークを発生させていることが読み取れる。



出典：JICA 調査団

図 5.6-3 月別日負荷曲線（2014 年）

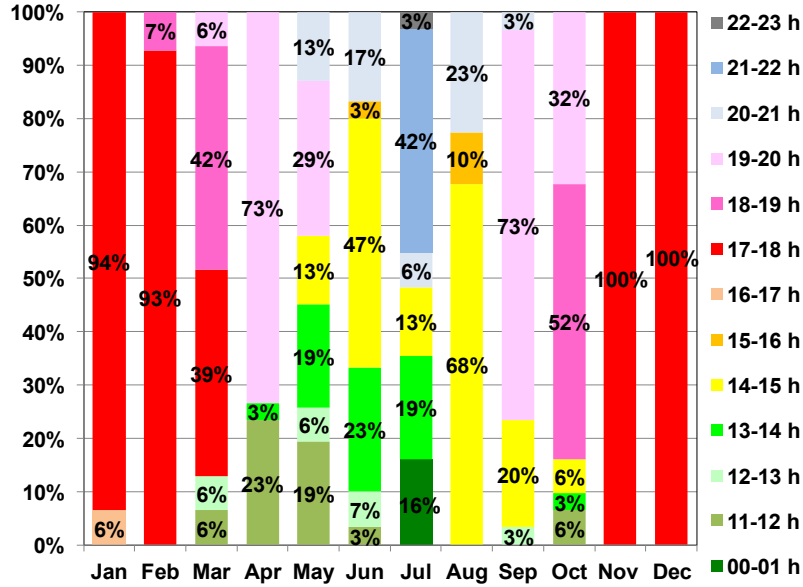
図 5.6-4 に 2014 年における最大電力発生時間分布を示す。一年の約 2/3 が 17 時～20 時でピークを発生させていることが分かる。これは、点灯需要または冬季のエアコン需要によるものと考えられる。また 15 時にピーク発生が多いのは、夏季のエアコン需要によるものと考えられる。



出典：JICA 調査団

図 5.6-4 最大電力発生時間分布（2014 年）

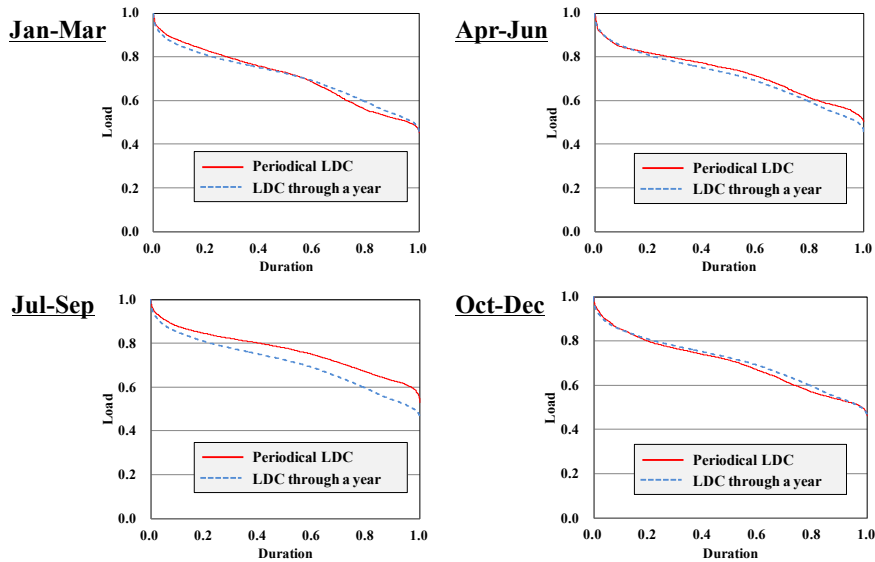
図 5.6-5 に 2014 年における月ごとの最大電力発生時間割合を示す。冬季は点灯需要と暖房需要が重なる夕方に、夏季は日中の冷房需要が発生する真昼に、春季と秋季は点灯需要が発生する夕方以降に最大需要が発生していると考えられる。



出典：JICA 調査団

図 5.6-5 月ごとの最大電力発生時間割合 (2014年)

図 5.6-6 に 2014 年における 3 カ月ごとの規格化負荷持続曲線を示す。6 月～8 月の夏季が年間平均より需要が平坦化しているのは、エアコン需要により日中にピークが発生しやすいこと、また深夜や早朝においてもエアコン需要により、他の季節より重負荷であるためと考えられる。



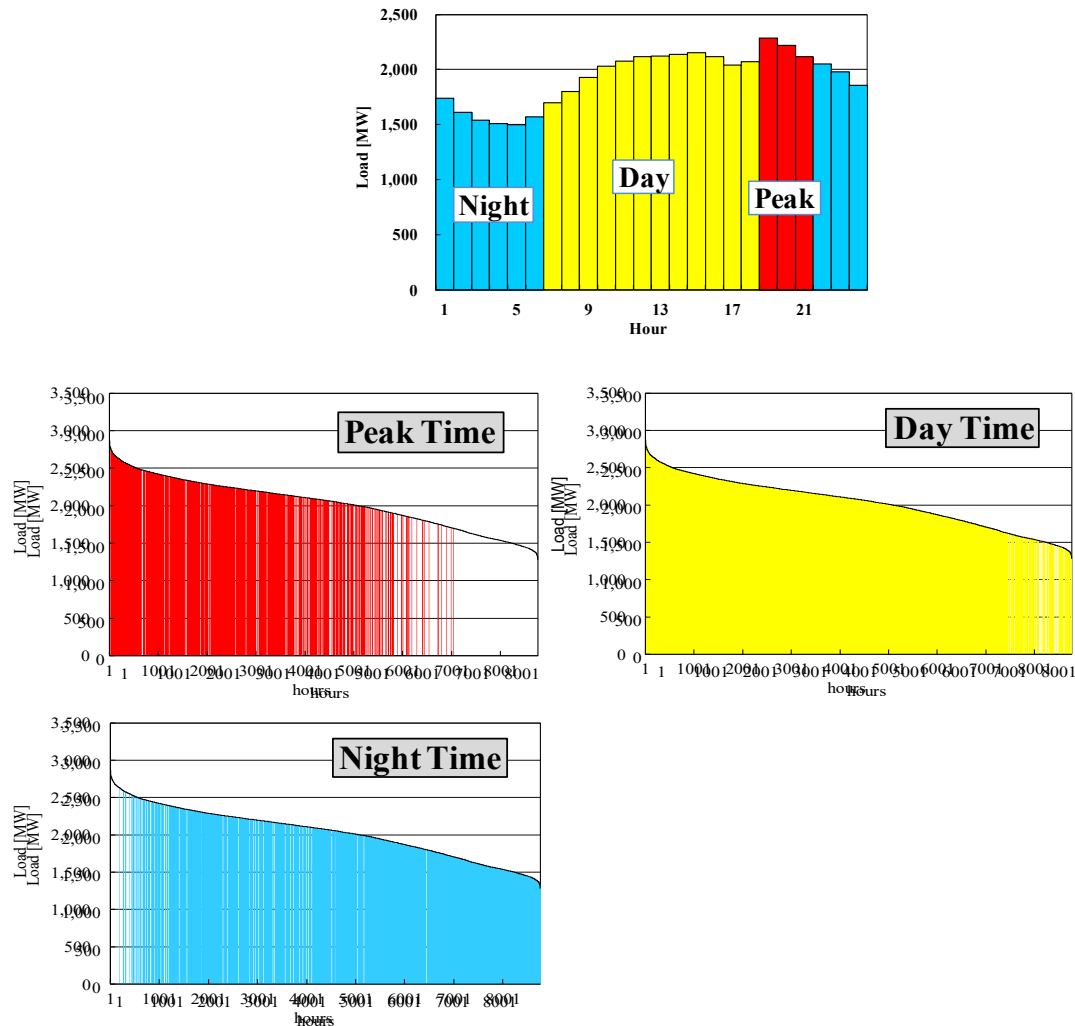
出典：JICA 調査団

図 5.6-6 負荷持続曲線 (規格化：2014年)

図 5.6-7 に 2014 年における各時間帯の需要分布を示す。ピークの発生しやすい 18 時～21 時を赤色、日中を黄色、夜間を青色とし、2014 年の負荷持続曲線における、それぞれの発生分布を色分けして表示した。

これより、17 時～20 時帯は曲線の高負荷側に、日中は曲線ほぼ全体に、また夜間は低需要側に

集中していることが分かる。また、各時間帯における発生需要は負荷持続曲線の上でも明瞭に表されており、これは現実における時系列の発生需要パターンが負荷持続曲線上でも十分に模擬されていることを意味している。



出典：JICA 調査団

図 5.6-7 電力需要分布(2014 年)

5.6.3 既設発電設備データ

表 5.6-1 および表 5.6-2 に WASP-IV で設定するヨルダン既設発電設備データを示す。出力は送電端表示であり、NEPCO から受領したデータを基に作成した。また風力発電設備は、前述の 5.3.3 に記述したように現時点で 2019 年まで計画が行われており、解析ソフトの仕様上、既設発電設備として出力を分割して設定した（後述）。太陽光発電設備に関しては、本項目または新設発電設備データとして設定せず、負荷持続曲線から差し引くこととする（後述）。

表 5.6-1 WASP 発電設備データ (FIXSYS その1)

No.	Plant Name	Fuel Type	No. of Unit (2015)	Min. operating level in each year (MW)	Max. generating capacity in each year (MW)	Heat rate at min. operating level (kcal/kWh)	Heat rate at max. operating level (kcal/kWh)	Avg. incremental heat rate (kcal/kWh)	Forced outage rate (%)	Scheduled maintenance days per year (day)	Maintenance class size (MW)	Domestic fuel cost at 2015 (c/M-kcal)	Foreign fuel cost at 2015 (c/M-kcal)	Fixed O&M cost at 2015 (\$/kW-month)	Variable O&M cost at 2015 (\$/MWh)
1	ATPS	3 LNG	5	55	121	2,795	2,755	2,722	3	30	121	0	3,334	0.0	0.7
2	HTPS	0 HFO	3	28	48	3,385	3,346	3,291	5	30	48	0	3,881	0.0	0.4
3	Risha	2 NG	5	6	25	4,607	4,256	4,145	5	15	25	800	0	0.0	1.2
4	RehabGT	3 LNG	2	6	26	4,607	4,251	4,145	5	15	26	0	3,334	0.0	3.1
5	RehabCC	3 LNG	1	180	260	2,503	2,438	2,290	2	30	260	0	3,334	0.0	3.1
6	Amman South	3 LNG	1	6	26	4,607	4,251	4,145	5	15	26	0	3,334	0.0	3.0
7	SAMRA1	3 LNG	1	180	270	2,520	2,448	2,303	2	30	270	0	3,334	1.0	0.2
8	SAMRA2	3 LNG	1	180	270	2,520	2,448	2,303	2	30	270	0	3,334	1.0	0.2
9	SAMRA3	3 LNG	1	200	400	2,520	2,411	2,303	2	30	400	0	3,334	1.0	3.0
10	SAMRAGT7	3 LNG	1	130	145	3,564	3,527	3,207	5	15	145	0	3,334	0.6	0.2
11	SAMRA4	3 LNG	0	160	220	2,520	2,461	2,303	2	30	220	0	3,334	0.6	0.2
12	IPP1	3 LNG	1	270	360	2,424	2,370	2,206	2	30	360	0	3,334	2.7	0.1
13	IPP2	3 LNG	1	270	360	2,340	2,287	2,130	2	30	360	0	3,334	2.6	0.4
14	IPP3	3 LNG	38	15.46	15.46	2,195	2,195	1,978	5	15	15	0	3,334	3.5	10.0
15	IPP4	3 LNG	16	15.46	15.46	2,037	2,037	1,990	5	15	15	0	3,334	2.1	10.0
16	ACWA	3 LNG	0	315	485	1,845	1,845	1,845	4	30	485	0	3,334	0.2	0.8
17	Attarat	6 OilS	0	180	235	2,687	2,525	1,996	5	35	235	457	0	28.9	0.0
18	WJT	7 Wind	0	1.65	1.65	3,000	3,000	3,000	62	0	0.0	0	0	0.0	119.9
19	WKHU	7 Wind	0	4.00	4.00	3,000	3,000	3,000	75	0	0.0	0	0	0.0	112.8
20	WFuj	7 Wind	0	1.65	1.65	3,000	3,000	3,000	70	0	0.0	0	0	0.0	112.8
21	WGWR	7 Wind	0	1.05	1.05	3,000	3,000	3,000	63	0	0.0	0	0	0.0	112.8
22	WKOS	7 Wind	0	2.50	2.50	3,000	3,000	3,000	61	0	0.0	0	0	0.0	112.8
23	WXen	7 Wind	0	1.65	1.65	3,000	3,000	3,000	64	0	0.0	0	0	0.0	112.8
24	WHec	7 Wind	0	1.60	1.60	3,000	3,000	3,000	75	0	0.0	0	0	0.0	112.8
25	WMas	7 Wind	0	5.00	5.00	3,000	3,000	3,000	75	0	0.0	0	0	0.0	105.8

出典：JICA 調査団

表 5.6-2 WASP 発電設備データ (FIXSYS その 2)

Thermal Plant Name	No. of Unit (2015)	Increment No. of Unit																			
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ATPS	5						-2													-3	
HTPS	3		-3																		
Risha	5		-1	-3																-1	
RehabGT	2				-1		-1														
RehabCC	1												-1								
Amman South	1			-1																	
SAMRA1	1																				-1
SAMRA2	1																				
SAMRA3	1																				
SAMRAGT7	1				-1																
SAMRA4	0				1																
IPP1	1																				
IPP2	1																				
IPP3	38																				
IPP4	16																				
ACWA	0				1																
Attarat	0					2															
WJT	0	76																			
WKHU	0		20																		
WFuj	0				54																
WGWR	0				82																
WKOS	0					20															
WXen	0					30															
WHec	0					28															
WMas	0					20															

出典：JICA 調査団

5.6.4 新設候補発電設備データ

表 5.6-3 に WASP-IV で設定する新設候補発電設備データを示す。オイルシェールや原子力発電のみでなく、ガスタービンやコンバインドサイクル等の火力発電も開発検討対象となっている。また、原子力発電は所与の条件として設定しており、本プロジェクトは導入年度の最適化や設備容量等に関する評価を行っていない。

表 5.6-3 新設発電設備データ (VARSYS)

No.	Plant Name	Fuel Type		Installed Capacity (MW)	Plant Use Ratio (%)	Sent Out		Construction Cost (USD/kW)	Plant Life (Year)	Construction Period (year)
						Min. Ope. Cap. (MW)	Max. Ope. Cap. (MW)			
1	G15o	1	DO	150	3.0	73	146	550	25	1.5
2	G15g	3	LNG	150	3.0	73	146	550	25	1.5
3	CC45	3	LNG	450	4.0	216	432	800	25	2.5
4	S30g	3	LNG	300	4.0	202	288	1,300	30	3.0
5	OSH	6	OilS	300	7.7	249	277	4,700	30	4.0
6	NPP	4	Nuc	1000	6.0	799	940	6,000	60	5.0
7	COAL	5	Coal	600	8.0	469	552	2,100	30	4.0

No.	Plant Name	Heat rate at Max. Ope. Cap (kcal/kWh)	Heat rate at Min. Ope. Cap (kcal/kWh)	Heat Rate Ave. Incre. (kCal/kWh)	Forced outage rate (%)	Scheduled maintenance days per year (day)	Maintenance class size (MW)	Domestic fuel cost at 2015 (c/M-kcal)	Foreign fuel cost at 2015 (c/M-kcal)	Fixed O&M cost at 2015 (\$/kW-month)	Variable O&M cost at 2015 (\$/MWh)
1	G15o	2,606	2,912	2,300	3.0	15	146	0	6,546	0.5	3.0
2	G15g	2,606	2,912	2,300	3.0	15	146	0	3,334	0.5	3.0
3	CC45	1,792	2,233	1,350	3.0	30	432	0	3,334	0.4	2.4
4	S30g	2,293	2,355	2,150	4.0	30	288	0	3,334	0.6	2.2
5	OSH	2,619	2,688	1,996	5.0	30	277	441	0	28.9	0.0
6	NPP	2,690	2,690	2,690	1.5	21	940	0	484	5.6	4.5
7	COAL	2,263	2,312	2,150	5.0	35	552	0	1,336	0.6	2.3

出典：JICA 調査団

5.6.5 燃料価格シナリオ

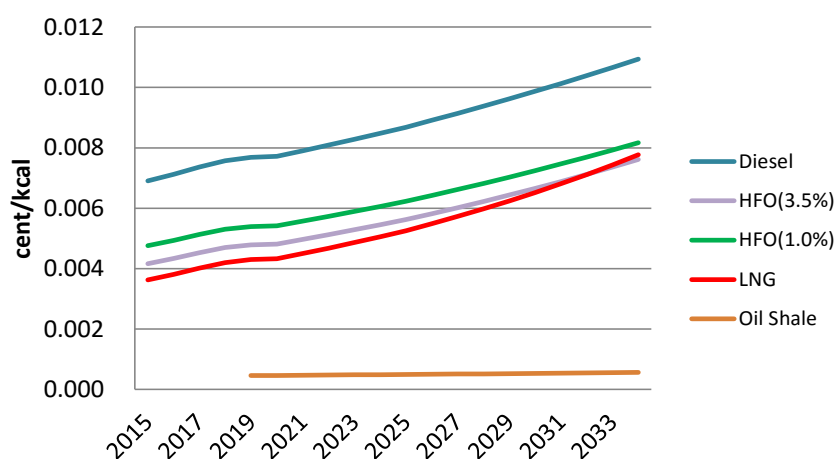
NEPCO では現状におけるヨルダンの不安定な燃料供給体制を鑑み、多様な一次エネルギーを燃料とした電力供給計画を行っている。本項では、NEPCO および関係箇所から聞き取り調査を行い、表 5.6-4 に示す燃料調達シナリオを作成した。過去エジプトからガスパイプラインを經由して供給されていた NG は現在供給停止されており、信頼度の観点から今後の供給も行われぬものと仮定した。一方で、イスラエルおよびパレスチナの燃料供給は現状の NEPCO の動向より、2021 年より計 500[MMscfd]の供給が実施されるものとし、FSRU による LNG 調達は、オプション契約を含む 2025 年までの 10 年間契約を行い、以降も引き続き契約を行う想定とした。残るオイルシェール、原子力発電および石炭火力発電に関しては、現時点で発電設備が存在しておらず、オイルシェールおよび原子力発電に関しては NEPCO による運開計画年を設定し、また石炭発電に関しては現状から想定される運用開始年を設定した。

表 5.6-4 燃料調達シナリオ

Fuel	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'34
Diesel Oil					Unlimited							
Heavy Fuel Oil					Unlimited							
NG from Egypt					Not Dependable							
NG from Mediterranean							Uncertain					
LNG from FSRU	500MMSCFD(until 2025) and additional cap.(on and after 2026)											
Oil Shale					Unlimited							
Nuclear									Available for 2,000MW			

出典：JICA 調査団

また、Diesel、HFO、LNG および Oil Shale において 2034 年までの燃料価格シナリオを設定した。図 5.6-8 に、価格単位を cent/kcal に統一した各燃料想定価格を示す。これより、Diesel が高額である一方で、オイルシェールが一番安く将来的にも増加が少ないことが分かる。

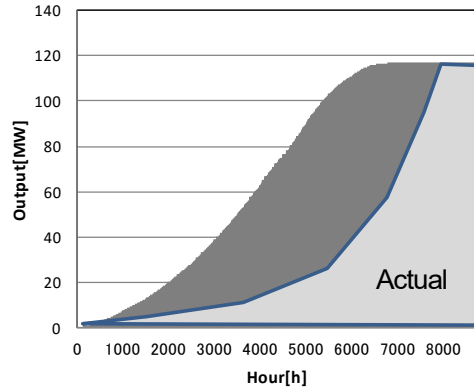
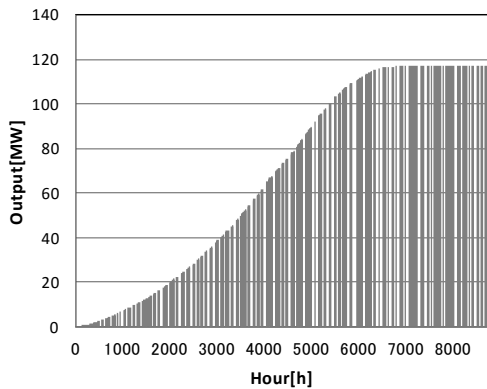


出典：JICA 調査団

図 5.6-8 燃料価格シナリオ

5.6.6 再生可能エネルギーの WASP-IV 模擬

電源開発計画において、将来急増することが予想される再生可能エネルギーの模擬は必要不可欠である。特にヨルダンには自然環境に恵まれており、前述したように 2019 年までに 1,684MW もの再生可能エネルギーが導入される計画がある。しかしながら、太陽光発電や風力発電といった発電機は図 5.6-9 に示すよう出力変動による間欠性があるため、これを考慮に入れた電力量の想定が重要となる。



出典：JICA 調査団

図 5.6-9 再生可能エネルギーの間欠性

(1) WASP-IV における模擬手法

本項において、再生可能エネルギーを WASP-IV にて模擬するために、3通りの手法を考案した。以下に各手法を説明する。

(i) 火力発電機として模擬

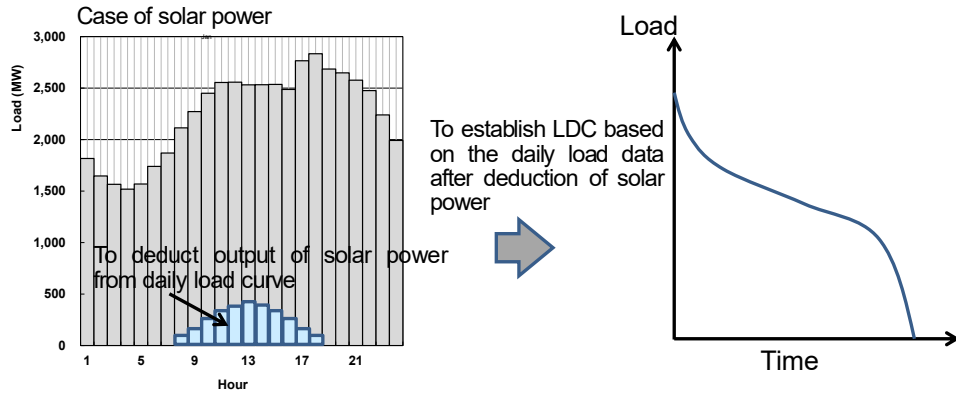
従来の火力発電設備と同様の設定を行う。間欠性は故障率（Forced Outage Rate）にて設定することで、現実の運用に一番近い、偶発的な出力低下の模擬が可能となる。一方で、発電設備の出力は解析対象期間全体を通して、基本的には最低出力と最大出力の2つしか設定できず、月ごとの最大出力が異なる発電設備の出力設定を行うことが困難となる。

(ii) 水力発電機として模擬

各期間の自然エネルギー量（今回では流入水量をそれぞれ風量および日射量と想定）を設定できるため、一定期間内における合計発生電力量を模擬することが容易である。しかしながら、各発電設備に対して、最大電力または最小電力の2種類しか設定することができない。かつ、これら発電設備はすべての発電機が最低出力として運転するという状況（各々地域の異なる場所に設定されたすべての発電機が同時に最低出力として運転するという、現実的には起こりにくい状況）を模擬してしまう。故に各時間の需要に対して、現実とは異なる発電機のメリットオーダーを決定してしまう恐れがある。

(iii) 負荷持続曲線から予め差し引く

需要設定項目にて、設定した負荷持続曲線から予め再生可能エネルギー発電分を差し引く手法である。イメージを図 5.6-10 に示す。日々の出力パターンが年間通して一定な発電機に対して有効な手法であるものの、より現実に即した模擬を行うためには、一時間ごとの需要データから一つずつ差し引く必要があり、手間が増大する。



出典：JICA 調査団

図 5.6-10 負荷持続曲線からの差し引きイメージ

表 5.6-5 に各手法の特徴をまとめたものを示す。

表 5.6-5 各手法の特徴

Item	Method (1) "As thermal unit"	Method (2) "As hydro unit"	Method (3) "Modification of LDC"
Capacity factor	Good (can be adjusted)	Good (can be adjusted)	Good (can be adjusted)
Simulation of intermittent	Good	Fair	Poor
LOLP calc.	Good	Poor	Poor
Monthly fluctuation in MW and GWh	Poor	Good	Good
Hour of generation in a day	Poor	Poor	Good
Complexity of calc.	No problem	No problem	More complex

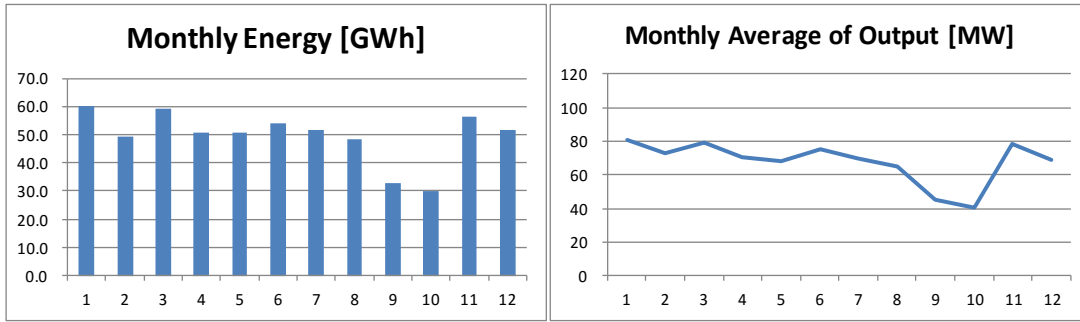
出典：JICA 調査団

(2) 各発電模擬手法検討

ヨルダンにおける風力発電および太陽光発電に関して、前述のどの手法で模擬すれば適切であるかの検討を行った。具体的には、ヨルダンで 2002 年に取得された、タフィラ地区における風量データおよび、2006 年および 2007 年に取得されたマーン地区における日射量データの解析を行った。

(i) 風力発電

タフィラにて取得された風量データに対し、最大合計出力 117MW の風力発電を想定して解析を行った。図 5.6-11 にデータ解析結果を示す。月ごとの電力量は 9 月および 10 月を除いてほぼ一定の値となり、月ごとの平均出力にも同様の傾向が見られた。

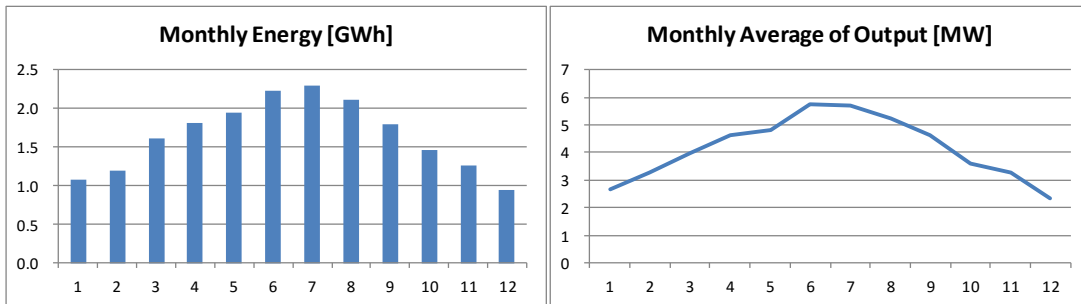


出典：JICA 調査団

図 5.6-11 風力データ解析結果（タフィラ地区：2002年1月～12月）

(ii) 太陽光発電

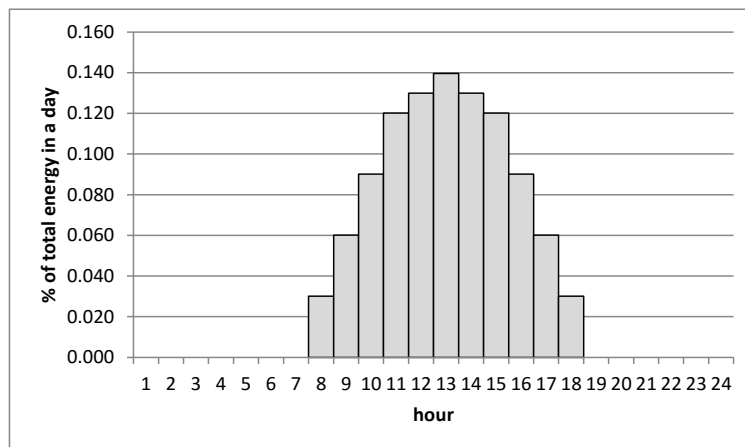
マーンにて取得された日射量データを基に、合計最大出力 10MW の太陽光発電を想定して解析を行った。図 5.6-12 にデータ解析結果を示す。月ごとの電力量は7月をピークとして山なりのカーブを描いており、月ごとの平均出力にも同様の傾向が見られた。



出典：JICA 調査団

図 5.6-12 太陽光データ解析結果（マーン地区：2006年12月～2007年11月）

また、太陽光発電は、一日における発電カーブがほぼ一定であり、安定した出力を記録することが知られている。図 5.6-13 に、太陽光発電出力モデル例を示す。



出典：JICA 調査団

図 5.6-13 太陽光発電出力モデル例

以上の結果より、表 5.6-6 に示すように各発電設備の模擬手法を決定した。年間通して月ごとの出力がほぼ一定である風力発電においては手法 1 を、日々の出力が安定しており、定型的なカーブを描くことが可能な太陽光発電においては手法 3 を用いることとした。なお、風力の年間稼働率は、各プロジェクトデータを用いるとともに、2018 年以降に対しては 2018 年までのプロジェクトデータの平均値として、33.4%を用いた。太陽光においては、一律 21%として検討を行った。

表 5.6-6 再生可能エネルギーの WASP-IV 模擬手法

発電設備	手法	特徴
風力発電	1：火力発電機として模擬	月ごとの出力変動が小さい
太陽光発電	3：負荷持続曲線から予め差し引く	日々の出力カーブが安定している

5.6.7 オイルシェールおよび原子力開発シナリオ

(1) 設定シナリオ

将来大容量の電源導入を検討している NEPCO にとって、コストを抑えた効率的な電源開発計画が重要である。本項目では、将来的な開発が見込まれているオイルシェールおよび原子力発電に対して、表 5.6-7 に示すよう 6 パターンの電源開発シナリオを作成した。そして、それぞれのシナリオにおける、火力機や再生可能エネルギーを含めた新規候補発電設備の開発計画について、WASP を用いたシミュレーションを行った。なお、再生可能エネルギー導入量は、ピークデマンドの 20%を維持し、風力発電と太陽光発電の比率を 1:3 という仮定の下で設定した。

表 5.6-7 オイルシェールおよび原子力発電開発シナリオ

Scenario	Nuclear Development	Oil Shale Development	Renewable Development	Natural Gas Supply
Nuclear on schedule 1	1 st Unit: 2023 2 nd Unit: 2025	committed project only	committed and future project	Re-gasified gas from LNG at Aqaba 500 MSCFD until 2025 additional after 2025
Nuclear on schedule 2		unlimited		
Nuclear 5years behind schedule 1	1 st Unit: 2028 2 nd Unit: 2030	committed project only		
Nuclear 5years behind schedule 2		unlimited		
Nuclear 10years behind schedule 1	1 st Unit: 2033 2 nd Unit: 2035	committed project only		
Nuclear 10years behind schedule 2		unlimited		

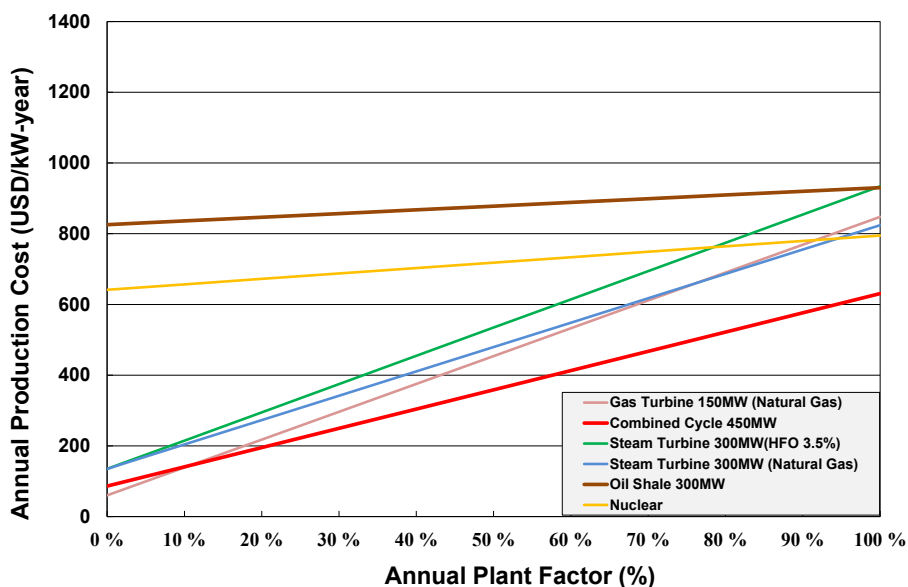
出典：JICA 調査団

(2) スクリーニング曲線

シミュレーションツールを用いた電源開発計画策定に先立ち、スクリーニング曲線による予備的検討を実施した。この検討により、将来における各候補電源についての開発・運転コストおよび想定された需要に対する各候補電源の開発規模の目安など、電源開発計画を策定するにあつ

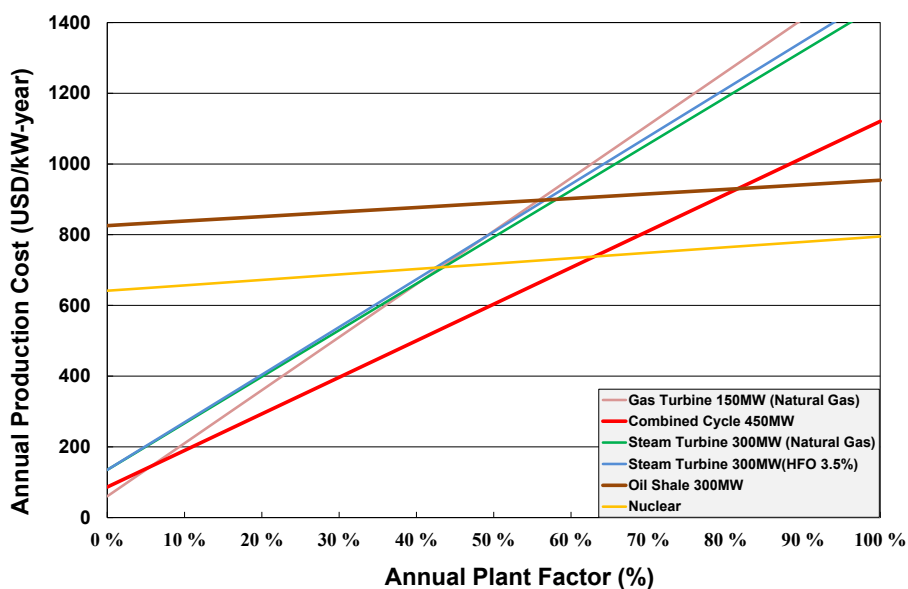
での基礎的な情報を得ることができる。

図 5.6-14 および図 5.6-15 に 2015 年、2034 年における新設候補発電機のスクリーニング曲線を示す。これより、2015 年は LNG のコンバインドサイクルが一番低燃費で運転することが可能であるが、2034 年は高効率であれば原子力発電が一番低燃費となることが分かる。また 2034 年におけるオイルシェールは、LNG コンバインドサイクルより低コストとなることが読み取れる。



出典： JICA 調査団

図 5.6-14 新設候補発電機のスクリーニング曲線（2015 年）



出典： JICA 調査団

図 5.6-15 新設候補発電機のスクリーニング曲線（2034 年）

(3) 解析結果

表 5.6-8 に原子力遅延なしシナリオでの WASP 解析結果を示す。灰色はすでに契約が commitment しているプロジェクトを、黄色はシミュレーションの前提条件として設定する数値を、緑色は WASP による最小コスト計算による電源開発結果を表している。これより、総合開発量は 8,000MW 程度であり、コンバインドサイクルとオイルシェールのみが選定される結果となった。また、スクリーニング曲線の結果通り、2025 年までは LNG の方がオイルシェールよりも発電コストが安いこと、以降はオイルシェールの方が安くなることが分かる。また、再生可能エネルギーは 2019 年時点でピークデマンドの 42%程度を占めているため、ピークデマンドの 20%を下回る 2032 年以降に開発するよう設定した。

表 5.6-8 電源開発シナリオ（原子力導入遅延なし）

[Unit: MW]

Scenario		Nuclear on schedule 1							Nuclear on schedule 2						
Oil Shale		only committed Project							no limit						
Year	Peak Demand (MW)	GT (Gas)	ST (Gas)	CCGT (Gas)	Oil Shale	Wind	Solar	NPP	GT (Gas)	ST (Gas)	CCGT (Gas)	Oil Shale	Wind	Solar	NPP
2015	3,300					117	0						117	0	
2016	3,493					80	204						80	204	
2017	3,633					0	75						0	75	
2018	3,801			705		172	401				705		172	401	
2019	3,981					245	400						245	400	
2020	4,164			450	470	0	0				450	470	0	0	
2021	4,358			450		0	0				450		0	0	
2022	4,563					0	0						0	0	
2023	4,773					0	0	1,000					0	0	1,000
2024	4,999					0	0						0	0	
2025	5,239					0	0	1,000					0	0	1,000
2026	5,487					0	0						0	0	
2027	5,751					0	0						0	0	
2028	6,030					0	0					300	0	0	
2029	6,323			450		0	0					300	0	0	
2030	6,633					0	0					300	0	0	
2031	6,957			450		0	0					300	0	0	
2032	7,299			450		0	15					300	0	15	
2033	7,654			450		0	53					300	0	53	
2034	8,032			450		0	57					300	0	57	
Developed Capacity(MW)		0	0	3,855	470	614	1,205	2,000	0	0	1,605	2,570	614	1,205	2,000
		8,144							7,994						

出典：JICA 調査団

表 5.6-9 に原子力 5 年遅れシナリオでの WASP 解析結果を示す。オイルシェールがコンバインドサイクルよりも発電コストが低くなるタイミングに原子力発電が開発され、オイルシェールの開発はそれ以降になるため、結果してオイルシェールの開発ユニット数は原子力遅延なしのシナリオよりも少なくなる。

表 5.6-9 電源開発シナリオ（原子力導入 5 年遅れ）

[Unit: MW]

Scenario		Nuclear 5 years behind schedule 1							Nuclear 5 years behind schedule 2						
Oil Shale		only committed Project							no limit						
Year	Peak Demand [MW]	GT (Gas)	ST (Gas)	CCGT (Gas)	Oil Shale	Wind	Solar	NPP	GT (Gas)	ST (Gas)	CCGT (Gas)	Oil Shale	Wind	Solar	NPP
2015	3,300					117	0						117	0	
2016	3,493					80	204						80	204	
2017	3,633					0	75						0	75	
2018	3,801			705		172	401				705		172	401	
2019	3,981					245	400						245	400	
2020	4,164			450	470	0	0				450	470	0	0	
2021	4,358			450		0	0				450		0	0	
2022	4,563			450		0	0				450		0	0	
2023	4,773			450		0	0				450		0	0	
2024	4,999			450		0	0				450		0	0	
2025	5,239					0	0						0	0	
2026	5,487					0	0						0	0	
2027	5,751					0	0						0	0	
2028	6,030					0	0	1,000					0	0	1,000
2029	6,323					0	0						0	0	
2030	6,633					0	0	1,000					0	0	1,000
2031	6,957					0	0						0	0	
2032	7,299					0	15					300	0	15	
2033	7,654			450		0	53					300	0	53	
2034	8,032			450		0	57					300	0	57	
Developed Capacity(MW)		0	0	3,855	470	614	1,205	2,000	0	0	2,955	1,370	614	1,205	2,000
		8,144							8,144						

出典：JICA 調査団

表 5.6-10 に原子力 10 年遅れシナリオでの WASP 解析結果を示す。原子力は 2033 年に 1 台開発されるのみであり、相当分のコンバインドサイクルおよびオイルシェールの開発が必要になる。

また Nuclear 10 years behind schedule 1 の方が、総合開発設備容量が小さくなる理由は、コンバインドサイクルを一台導入するよりも、供給支障によるペナルティを加味した方が、総合発電コストが低くなるためである。

表 5.6-10 電源開発シナリオ（原子力導入 10 年遅れ）

[Unit: MW]

Scenario		Nuclear 10 years behind schedule 1							Nuclear 10 years behind schedule 2						
Oil Shale		only committed Project							no limit						
Year	Peak Demand [MW]	GT (Gas)	ST (Gas)	CCGT (Gas)	Oil Shale	Wind	Solar	NPP	GT (Gas)	ST (Gas)	CCGT (Gas)	Oil Shale	Wind	Solar	NPP
2015	3,300					117	0						117	0	
2016	3,493					80	204						80	204	
2017	3,633					0	75						0	75	
2018	3,801			705		172	401				705		172	401	
2019	3,981					245	400						245	400	
2020	4,164			450	470	0	0				450	470	0	0	
2021	4,358			450		0	0				450		0	0	
2022	4,563			450		0	0				450		0	0	
2023	4,773			450		0	0				450		0	0	
2024	4,999			450		0	0				450		0	0	
2025	5,239			450		0	0						0	0	
2026	5,487					0	0					300	0	0	
2027	5,751					0	0					300	0	0	
2028	6,030			450		0	0					300	0	0	
2029	6,323					0	0					300	0	0	
2030	6,633			450		0	0					300	0	0	
2031	6,957					0	0					300	0	0	
2032	7,299			450		0	15					300	0	15	
2033	7,654					0	53	1,000					0	53	1,000
2034	8,032					0	57					300	0	57	
Developed Capacity(MW)		0	0	4,755	470	614	1,205	1,000	0	0	2,955	2,870	614	1,205	1,000
		8,044							8,644						

出典：JICA 調査団

表 5.6-11 に各開発シナリオにおける総合発電コスト(object function)を示す。2026 年以降にオイルシェールを導入することで、総合発電コストが低くなることが分かった。また、原子力の開発が遅れるほど、総合発電コストが高くなるという結果になった。これは、少なくとも 2023 年以降において原子力発電の方がコンバインドサイクルよりも低コストであることを示しており、原子力導入が遅れば遅れるほど、よりコストの高い発電機運転が必要となるためである。

表 5.6-11 総合発電コスト比較

Scenario	Nuclear Delay	Oil Shale Development	Total Generation Cost (accumulated)
Nuclear on schedule 1	-	Committed project only	30,785 MUSD
Nuclear on schedule 2	-	Unlimited	30,670 MUSD
Nuclear 5years behind schedule 1	5 years	Committed project only	31,135 MUSD
Nuclear 5years behind schedule 2	5 years	Unlimited	31,077 MUSD
Nuclear 10years behind schedule 1	10 years	Committed project only	31,889 MUSD
Nuclear 10years behind schedule 2	10 years	Unlimited	31,661 MUSD

出典：JICA 調査団

5.7 最適電源開発計画

5.4 では、将来的な開発が見込まれているオイルシェールおよび原子力発電の導入を想定し、各シナリオにおける最小発電コストを目的とした電源開発計画を立案した。しかしながら、石油価格変動の影響を抑えるなど、より安定した電力供給を行うためには、発電コストのみならず、政策（電源の多様化、国内資源の活用、環境社会配慮など）や技術成熟度、投資環境にも配慮し、総合的な評価を行う必要がある。

5.7.1 各電源の特徴

コストのみに依らない最適な電源開発計画を行うにあたり、各電源の特徴を整理する必要がある。表 5.7-1 に、ヨルダンで開発候補となる各電源の特徴を示す。なお、原子力発電は所与の条件として扱うため、本検討では評価を行わないこととする。

表 5.7-1 各電源の特徴

Power Source	Cost			Use of Domestic Energy	Environment	Maturity of Technology	Investment Environment
	Capital	Operation, Maintenance and Fuel	Total				
LNG	Med.	High	Med.	Poor	Good	High	Fair
Oil Shale	High	Low	Med.	Good	Fair	Low	Fair
Renewable Energy (Wind & Solar)	High	Low	High	Good	Good	High	Fair
Nuclear	(High)	(Low)	(Med.)	(Poor)	-	(High)	(Poor)
Coal	High	Low	Low	Poor	Fair	High	Fair

出典：JICA 調査団

LNG

- ・世界中で運用されており、技術的に確立している。
- ・運用実績も多く、環境影響評価手法も確立している。
- ・石油の値段に左右されるため、燃料価格変動も大きい。よって、LNG に大きく依存した電源開発は、外的要因に大きく影響を受けることになる。

オイルシェール

- ・国内資源であり、燃料価格は低い。
- ・単位発電量あたりの CO₂ 排出量がガス火力よりも多く、また使用済みのオイルシェールは硫黄分が含まれているため、石炭のようにセメント等への再利用が難しい。
- ・オイルシェールを直接燃焼する発電システムは世界的に例が少なく、ヨルダンは運転実績がない。そのため、運用コストや採掘に関わる環境面での影響を評価することが難しい。従って、まずは 2020 年にヨルダンで初めて運転される Attarat プロジェクトの実績から、今後のオイルシェール発電の開発を見極めることが望ましい。

再生可能エネルギー

- ・国内資源であり、自然エネルギーを用いるため燃料は必要としない。

- ・ 買い取り価格は将来低くなる計画である。
- ・ 環境低負荷であり、CO₂その他ガスの排出がない。
- ・ 出力は天候に左右されるため、リアルタイムでの出力予測が難しく、かつ出力変動が大きい。
また、この出力変動分を補うための調整力が必要となる。よって、系統容量や火力発電機等の設備状況によっては導入可能量が限定される。

石炭

- ・ 燃料費が LNG に比べて安価である。
- ・ 世界中で運用されており、技術的に確立されている。
- ・ 運用実績も多く、環境影響評価手法も確立している。
- ・ 単位発電量あたりの CO₂ 排出量がガス火力よりも多い。
- ・ 貯炭場や運搬用のコンベアなど、運用に必要な設備が多く、広大な土地と水を要する。開発候補であるアカバでの設備容量は最大でも 600MW に制限される。

5.7.2 電源開発シナリオ作成

5.7.1 で記載した各電源種別の特徴を考慮に入れ、表 5.7-2 に示すよう、最小コストのみに依らない電源開発シナリオの候補を立案した。なお、すべてのシナリオにおいて、原子力発電は予定通り 2023 年・2025 年に運用開始、5 年遅れおよび 10 年遅れのケースで、WASP を用いた電源開発計画を作成した。

表 5.7-2 電源開発シナリオ候補

シナリオ	特徴	2020 年～2034 年の電源開発
1. 技術成熟	発電技術が成熟している、コンバインドサイクル主体で開発を行う。	コンバインド：WASP による最適化計算を実施 オイルシェール：Attarat Project のみ 再生可能エネルギー：ピークデマンドの 20%を維持 石炭火力：導入なし
2. 国内資源活用	国内資源であるオイルシェール発電を多めに導入する。	コンバインド：WASP による最適化計算を実施 オイルシェール：Attarat Project (470MW)に加え、300MW×4 台を導入。開発年度は Attarat Project の評価を行った後とし、2024 年以降とする 再生可能エネルギー：ピークデマンドの 20%を維持 石炭火力：導入なし
3. 電源の多様化 1	コンバインドサイクルおよびオイルシェールをバランスよく導入する。	コンバインド：WASP による最適化計算を実施 オイルシェール：Attarat Project (470MW)に加え、300MW×2 台を導入。開発年度は Attarat Project の評価を行った後とし、2024 年以降とする 再生可能エネルギー：ピークデマンドの 20%を維持 石炭火力：導入なし
4. 電源の多様化 2	電源の多様化 1 シナリオに対し、石炭火力を追加する。	コンバインド：WASP による最適化計算を実施 オイルシェール：Attarat Project (470MW)に加え、300MW×2 台を導入。開発年度は Attarat Project の評価を行った後とし、2024 年以降とする 再生可能エネルギー：ピークデマンドの 20%を維持 石炭火力：600MW×1 台を導入

出典：JICA 調査団

5.7.3 各シナリオのWASP解析結果

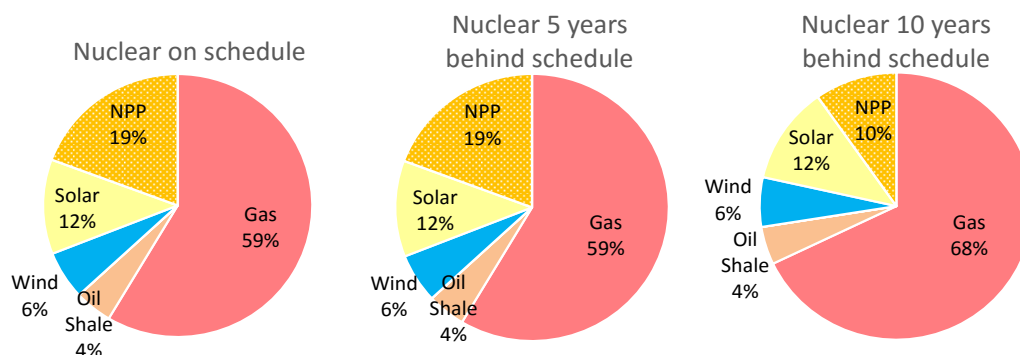
表 5.7-3 にシナリオ 1（技術成熟）の電源開発計画を示す。灰色はすでに契約が commitment しているプロジェクトを、黄色はシミュレーションの前提条件として設定する数値を、緑色は WASP による最小コスト計算による電源開発結果を、また橙色は再生可能エネルギーの出力変動を補うために必要となる調整力を表している。原子力遅延なし、原子力 5 年遅れのケースではコンバインドサイクルの開発台数が同じであり、原子力 10 年遅れのケースでは、原子力開発台数が前述のケースより少ないため、2 台分コンバインドサイクルを多く開発する必要がある。

表 5.7-3 電源開発計画（シナリオ 1：技術成熟）

Case			Nuclear on schedule						Nuclear 5years behind schedule						Nuclear 10years behind schedule					
Year	Peak Demand [MW]	Operating Reserve [MW]	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP
2015	3,300	75				117	0					117	0					117	0	
2016	3,493	92				80	204					80	204					80	204	
2017	3,633	100				0	75					0	75					0	75	
2018	3,801	159	705			172	401		705			172	401		705			172	401	
2019	3,981	236				245	400					245	400					245	400	
2020	4,164	237	450	470		0	0		450	470		0	0		450	470		0	0	
2021	4,358	239	450			0	0		450			0	0		450			0	0	
2022	4,563	241				0	0		450			0	0		450			0	0	
2023	4,773	243				0	0	1,000	450			0	0		450			0	0	
2024	4,999	245				0	0		450			0	0		450			0	0	
2025	5,239	247				0	0	1,000				0	0		450			0	0	
2026	5,487	250				0	0					0	0					0	0	
2027	5,751	252				0	0					0	0					0	0	
2028	6,030	255				0	0					0	0	1,000	450			0	0	
2029	6,323	259	450			0	0					0	0					0	0	
2030	6,633	262				0	0					0	0	1,000	450			0	0	
2031	6,957	266	450			0	0					0	0					0	0	
2032	7,299	272	450			0	15					0	15		450			0	15	
2033	7,654	283	450			0	53		450			0	53					0	53	1,000
2034	8,032	294	450			0	57		450			0	57					0	57	1,000
Developed Capacity(MW)			3,855	470	0	614	1,205	2,000	3,855	470	0	614	1,205	2,000	4,755	470	0	614	1,205	1,000
			8,144						8,144						8,044					

出典：JICA 調査団

図 5.7-1 に 2034 年における各電源の設備比率を示す。原子力遅延なしおよび 5 年遅れケースではガス火力が 59%と過半を占め、原子力 10 年遅れケースでは約 70%を占める結果となった。なお、本解析に示すガス火力とは、2015 年から稼働しており、かつ 2034 年でも稼働する計画となっている SAMRA や IPP1~4 も含めている。



出典：JICA 調査団

図 5.7-1 各電源の設備比率（シナリオ 1：技術成熟）

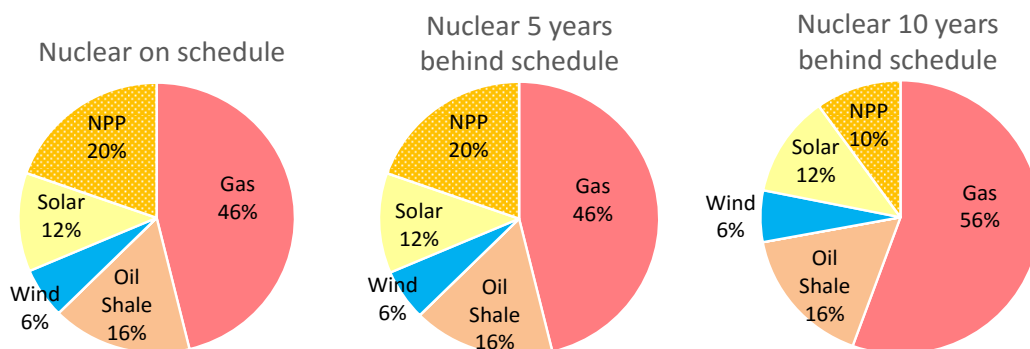
表 5.7-4 表 5.7-5 にシナリオ 2（国内資源活用）の電源開発計画を示す。オイルシェールが多く開発されるため、すべての原子力開発ケースにおいて、コンバインドサイクルの開発量はシナリオ 1 よりも 3 台少なくなる。ちなみに、オイルシェールは、原子力遅延なしケースでは、2023 年と 2025 年に原子力が開発され過剰供給になるため、WASP 解析を行い最小コストとなった 2030 年から導入することとした。

表 5.7-4 電源開発計画（シナリオ 2：国内資源活用）

Case			Nuclear on schedule						Nuclear 5years behind schedule						Nuclear 10years behind schedule					
Year	Peak Demand [MW]	Operating Reserve [MW]	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP
2015	3,300	75				117	0					117	0					117	0	
2016	3,493	92				80	204					80	204					80	204	
2017	3,633	100				0	75					0	75					0	75	
2018	3,801	159	705			172	401		705			172	401		705			172	401	
2019	3,981	236				245	400					245	400					245	400	
2020	4,164	237	450	470		0	0		450	470		0	0		450	470		0	0	
2021	4,358	239	450			0	0		450			0	0		450			0	0	
2022	4,563	241				0	0		450			0	0		450			0	0	
2023	4,773	243				0	0	1,000	450			0	0		450			0	0	
2024	4,999	245				0	0					0	0					0	0	
2025	5,239	247				0	0	1,000				0	0					0	0	
2026	5,487	250				0	0					0	0					0	0	
2027	5,751	252				0	0					0	0					0	0	
2028	6,030	255				0	0					0	0	1,000				0	0	
2029	6,323	259	450			0	0					0	0		450			0	0	
2030	6,633	262		300		0	0					0	0	1,000				0	0	
2031	6,957	266		300		0	0					0	0		450			0	0	
2032	7,299	272		300		0	15					0	15					0	15	
2033	7,654	283		300		0	53					0	53					0	53	1,000
2034	8,032	294	450			0	57					0	57					0	57	
Developed Capacity(MW)			2,505	1,670	0	614	1,205	2,000	2,505	1,670	0	614	1,205	2,000	3,405	1,670	0	614	1,205	1,000
			7,994						7,994						7,894					

出典：JICA 調査団

図 5.7-2 に 2034 年における各電源の設備比率を示す。オイルシェールはすべてのケースにおいて 16%を占めており、その分ガス火力がシナリオ 1 の結果より少ない、50%程度となっている。



出典：JICA 調査団

図 5.7-2 各電源の設備比率（シナリオ 2：国内資源活用）

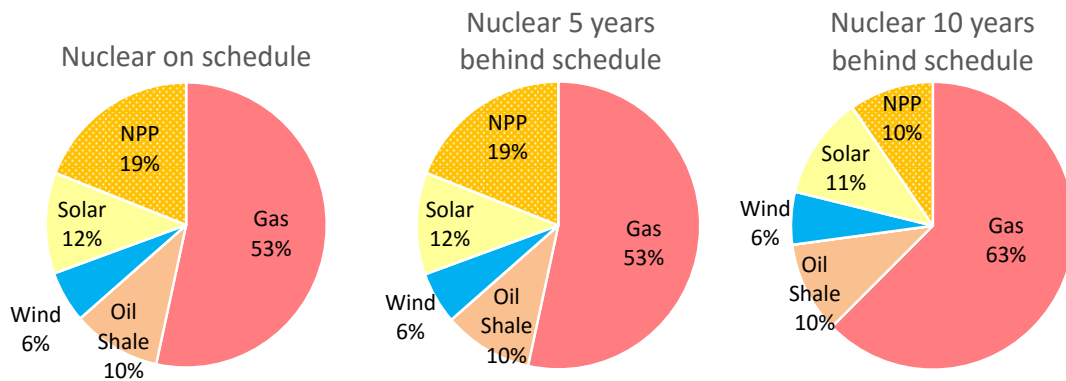
表 5.7-5 にシナリオ 3（電源の多様化 1）の電源開発計画を示す。コンバインドサイクルの開発台数はシナリオ 1 とシナリオ 2 の中間程度に収まっている。

表 5.7-5 電源開発計画（シナリオ 3：電源の多様化 1）

Case			Nuclear on schedule						Nuclear 5years behind schedule						Nuclear 10years behind schedule						
Year	Peak Demand [MW]	Operating Reserve [MW]	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	
2015	3,300	75				117	0											117	0		
2016	3,493	92				80	204											80	204		
2017	3,633	100				0	75											0	75		
2018	3,801	159	705			172	401		705			172	401		705			172	401		
2019	3,981	236				245	400					245	400					245	400		
2020	4,164	237	450	470		0	0		450	470		0	0		450	470		0	0		
2021	4,358	239	450			0	0		450			0	0		450			0	0		
2022	4,563	241				0	0		450			0	0		450			0	0		
2023	4,773	243				0	0	1,000	450			0	0		450			0	0		
2024	4,999	245				0	0			300		0	0			300		0	0		
2025	5,239	247				0	0	1,000		300		0	0			300		0	0		
2026	5,487	250				0	0					0	0		450			0	0		
2027	5,751	252				0	0					0	0					0	0		
2028	6,030	255				0	0					0	0	1,000				0	0		
2029	6,323	259	450			0	0					0	0		450			0	0		
2030	6,633	262	450			0	0					0	0	1,000				0	0		
2031	6,957	266		300		0	0					0	0		450			0	0		
2032	7,299	272		300		0	15					0	15		450			0	15		
2033	7,654	283	450			0	53		450			0	53					0	53	1,000	
2034	8,032	294	450			0	57		450			0	57					0	57		
Developed Capacity(MW)			3,405	1,070	0	614	1,205	2,000	3,405	1,070	0	614	1,205	2,000	4,305	1,070	0	614	1,205	1,000	
			8,294						8,294						8,194						

出典：JICA 調査団

図 5.7-3 に 2034 年における各電源の設備比率を示す。オイルシェールの割合は、シナリオ 2 より少ないものの、10%を占めている。



出典：JICA 調査団

図 5.7-3 各電源の設備比率（シナリオ 3：電源の多様化 1）

表 5.7-6 にシナリオ 4（電源の多様化 2）の電源開発計画を示す。これより、2023 年および 2025 年に 2 台の原子力が開発されるにも関わらず、石炭火力は 2024 年という早期に開発する結果となった。理由は、これらの発電機は他の火力機に比べて燃料費が安く、ベース運転として選択されること、また 2023 年のベース需要は休日も含めて 2000MW を超えることから、2022 年までベースを担っていたコンバインドサイクルがミドルにシフトし、燃料費が抑えられるためである。

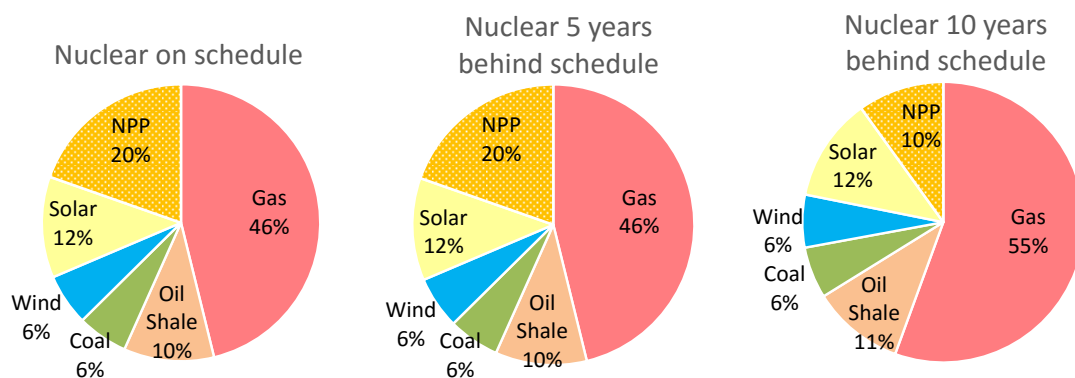
また、石炭火力の導入により、シナリオ 3 に比べてコンバインドサイクルの開発台数が 2 台少なくなった。

表 5.7-6 電源開発計画（シナリオ 4：電源の多様化 2）

Case			Nuclear on schedule						Nuclear 5years behind schedule						Nuclear 10years behind schedule					
Year	Peak Demand [MW]	Operating Reserve [MW]	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP
2015	3,300	75				117	0					117	0					117	0	
2016	3,493	92				80	204					80	204					80	204	
2017	3,633	100				0	75					0	75					0	75	
2018	3,801	159	705			172	401		705			172	401		705			172	401	
2019	3,981	236				245	400					245	400					245	400	
2020	4,164	237	450	470		0	0		450	470		0	0		450	470		0	0	
2021	4,358	239	450			0	0		450			0	0		450			0	0	
2022	4,563	241				0	0		450			0	0		450			0	0	
2023	4,773	243				0	0	1,000			600	0	0				600	0	0	
2024	4,999	245			600	0	0			300		0	0			300		0	0	
2025	5,239	247				0	0	1,000		300		0	0			300		0	0	
2026	5,487	250				0	0					0	0					0	0	
2027	5,751	252				0	0					0	0					450	0	0
2028	6,030	255				0	0					0	0	1,000				0	0	
2029	6,323	259				0	0					0	0					0	0	
2030	6,633	262				0	0					0	0	1,000				450	0	0
2031	6,957	266		300		0	0					0	0					450	0	0
2032	7,299	272		300		0	15					0	15					0	15	
2033	7,654	283	450			0	53					0	53					0	53	1,000
2034	8,032	294	450			0	57		450			0	57					0	57	
Developed Capacity(MW)			2,505	1,070	600	614	1,205	2,000	2,505	1,070	600	614	1,205	2,000	3,405	1,070	600	614	1,205	1,000
			7,994						7,994						7,894					

出典：JICA 調査団

図 5.7-4 に 2034 年における各電源の設備比率を示す。石炭火力が開発されるため、原子力遅延なしおよび 5 年遅れケースでは、コンバインドサイクルの設備比率が 50%を下回る結果となった。



出典：JICA 調査団

図 5.7-4 各電源の設備比率（シナリオ 4：電源の多様化 2）

表 5.7-7 に、各シナリオにおける 2015 年から 2034 年までの総合発電コスト（2015 年実質価格、Operating Reserve コストを除く）を示す。これより、電源の多様化 2 シナリオが一番低コストとなった。これは、燃料コストの低い石炭火力が導入されたためと考えることができる。またすべてのケースにおいて、原子力開発が遅れるほど総合発電コストが高くなるという結果になった。

表 5.7-7 総合発電コスト（2015 年実質価格）

[unit: million USD]

Scenario	Nuclear on schedule	Nuclear 5years behind schedule	Nuclear 10years behind schedule
1. Maturity of Technology	30,785	31,135	31,889
2. Use of Domestic Fuel	30,670	31,202	31,837
3. Energy Mix 1	30,736	31,175	31,908
4. Energy Mix 2	29,330	29,474	30,070

出典：JICA 調査団

表 5.7-8 に、各シナリオにおける 2015 年から 2034 年までに発生する建設コスト（名目価格）の総和を示す。これより、技術成熟シナリオの建設コストが一番低く、電源の多様化 2 シナリオが低くなった。

表 5.7-8 建設コスト（名目価格）

[unit: million USD]

Scenario	Nuclear on schedule	Nuclear 5years behind schedule	Nuclear 10years behind schedule
1. Maturity of Technology	15,930	15,930	10,650
2. Use of Domestic Fuel	20,490	20,490	15,210
3. Energy Mix 1	18,390	18,390	13,110
4. Energy Mix 2	17,670	17,670	12,390

出典：JICA 調査団

上記までの結果を踏まえ、以下の理由により、電源の多様化2シナリオが推奨シナリオといえる。

- ・石油価格の変動に対する影響を小さく抑えることができる。
- ・2015年から2034年までの総合発電コストが一番低い。
- ・技術成熟シナリオに次いで、投資が行われやすいことが想定される。

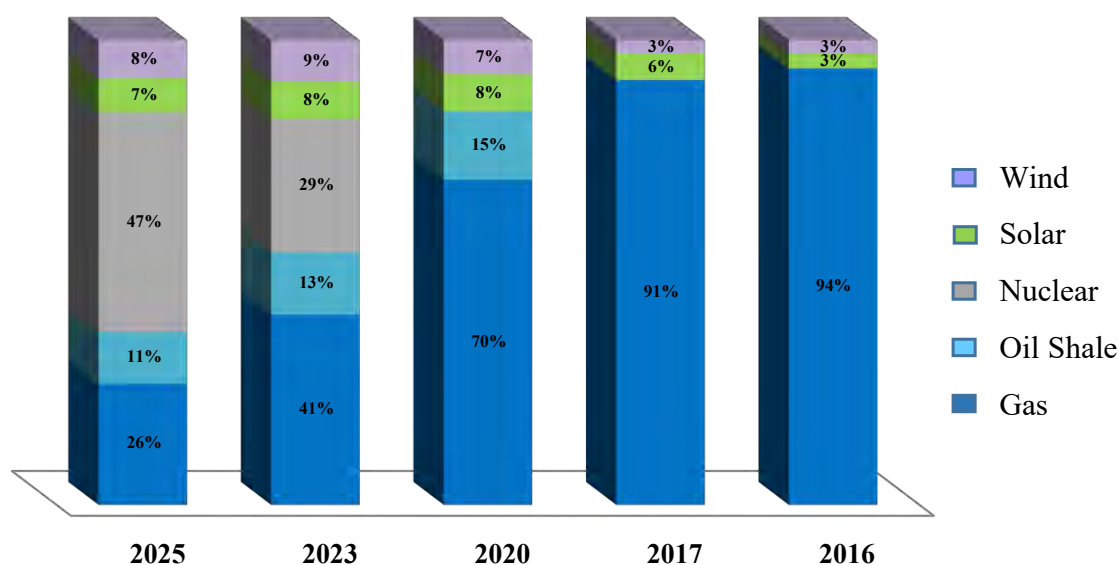
また、2020年に運転予定である Attarat オイルシェールプロジェクトの実績内容によっては、国内資源活用シナリオも有効であると考えられる。

5.7.4 再生可能エネルギー導入シナリオ

(1) 導入量が異なるシナリオの電源開発比較検討

5.7.3 までの検討結果を基に、電源の多様化2シナリオを今後ヨルダンで推奨すべき電源開発シナリオとした。一方で、Energy Sector Strategy では再生可能エネルギー導入目標として、年間総発生電力量の15%を目標としている。図 5.7-5 に、ヨルダン政府で作成した Energy Sector Strategy for the period 2015 – 2025 にて記載された電源開発計画を示す。

本項では電源の多様化2シナリオをベースにして、表 5.7-9 に示すように再生可能エネルギー導入量をピークデマンドの20%とするケースと、年間発生電力量の15%とするケースにおける電源開発計画の比較を行った。



出典：MERC “Energy Sector Strategy for the period 2015-2025”

図 5.7-5 Energy Sector Strategy in Jordan における 2025 年までの電源構成比率

表 5.7-9 電源の多様化シナリオ

シナリオ	特徴	2020年～2034年の電源開発
4-1. 電源の多様化2-1	電源の多様化2シナリオに対し、再生可能エネルギー導入量をピークデマンドの20%とする。(解析結果は5.7.3に記載)	コンバインド：WASPによる最適化計算を実施 オイルシェール：Attarat Project (470MW)に加え、300MW×2台を導入。開発年度はAttarat Projectの評価を行った後とし、2024年以降とする。 再生可能エネルギー：ピークデマンドの20%を維持 石炭火力：600MW×1台を導入
4-2. 電源の多様化2-2	電源の多様化2シナリオに対し、再生可能エネルギー導入量を年間発電量の15%とする。	コンバインド：WASPによる最適化計算を実施 オイルシェール：Attarat Project (470MW)に加え、300MW×2台を導入。開発年度はAttarat Projectの評価を行った後とし、2024年以降とする。 再生可能エネルギー：年間発電量の15%を維持 石炭火力：600MW×1台を導入

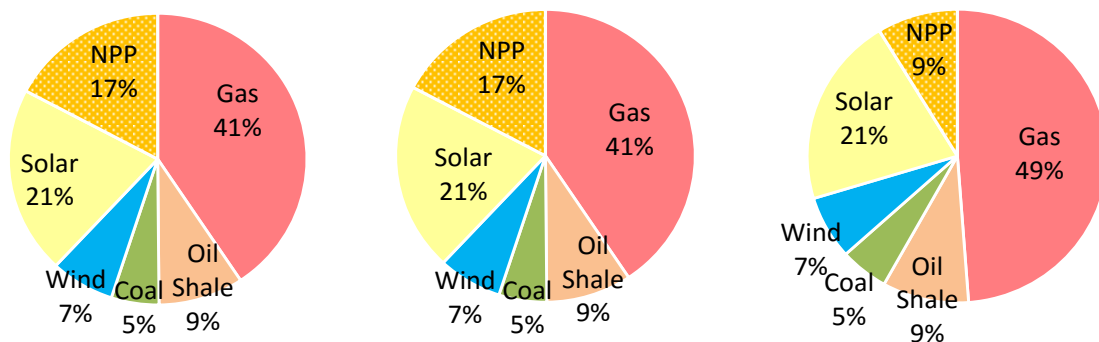
表 5.7-10 にシナリオ4-2（電源の多様化2-2）の電源開発計画を示す。再生可能エネルギーの導入量がシナリオ4-1に比べて多く、ピークデマンドの40%程度を維持する結果となった。また、その分 Operating Reserve も多くなり、2034年では470MW程度必要となった。また、コンバインドサイクルの開発台数はシナリオ4-1と同じ結果になった。これは、再生可能エネルギーの発電効率が低いため、再生可能エネルギー増加分だけでは供給力が不足していることが考えられる。

表 5.7-10 電源開発計画（シナリオ4-2：電源の多様化2-2）

Case		Nuclear on schedule							Nuclear 5years behind schedule						Nuclear 10years behind schedule					
Year	Peak Demand [MW]	Operating Reserve [MW]	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP	CCGT (Gas)	Oil Shale	Coal	Wind	Solar	NPP
2015	3,300	75				117	0					117	0					117	0	
2016	3,493	92				80	204					80	204					80	204	
2017	3,633	100				0	75					0	75					0	75	
2018	3,801	164	705			172	401		705			172	401		705			172	401	
2019	3,981	236				245	400					245	400					245	400	
2020	4,164	237	450	470		0	0		450	470		0	0		450	470		0	0	
2021	4,358	245	450			0	49		450			0	49		450			0	49	
2022	4,563	258				0	82					0	82		450			0	82	
2023	4,773	270				0	84	1,000			600	0	84				600	0	84	
2024	4,999	284			600	0	90			300		0	90			300		0	90	
2025	5,239	300				0	96	1,000		300		0	96			300		0	96	
2026	5,487	315				0	99					0	99					0	99	
2027	5,751	332				0	106					0	106		450			0	106	
2028	6,030	350				0	111					0	111	1,000				0	111	
2029	6,323	368				18	99					18	99					18	99	
2030	6,633	386				31	93					31	93	1,000	450			31	93	
2031	6,957	405		300		32	97					32	97		450			32	97	
2032	7,299	425		300		34	103					34	103					34	103	
2033	7,654	446	450			35	106		450			35	106					35	106	1,000
2034	8,032	468	450			38	113		450			38	113					38	113	
Developed Capacity(MW)			2,505	1,070	600	803	2,409	2,000	2,505	1,070	600	803	2,409	2,000	3,405	1,070	600	803	2,409	1,000
			9,388						9,388						9,288					

出典：JICA 調査団

図 5.7-6 に 2034 年における各電源の設備比率を示す。シナリオ 1～4－1 に比べて、再生可能エネルギーの設備比率が 28%を占めており、原子力遅延なしおよび 5 年遅れケースでは、コンバインドサイクルの設備比率が 40%程度に収まる結果となった。



出典：JICA 調査団

図 5.7-6 各電源の設備比率 (シナリオ 4-2 : 電源の多様化 2-2)

表 5.7-11 に、各シナリオにおける 2015 年から 2034 年までの総合発電コスト (2015 年実質価格、Operating Reserve コスト除く) を示す。これより電源の多様化 2-2 シナリオの方が、総合発電コストが低くなる結果になった。これは、再生可能エネルギーが多く導入されることにより、相対的にランニングコストの高いガス火力の稼働量が減少したためと考えられる。

しかしながら、表 5.7-11 のコストはバッテリー等による Operating Reserve に要するコストを含めておらず、実際の発電コストは表 5.7-11 の結果よりも高くなることが想定される。

表 5.7-11 総合発電コスト (2015 年実質価格)

Scenario	[unit: million USD]		
	Nuclear on schedule	Nuclear 5years behind schedule	Nuclear 10years behind schedule
4-1. Energy Mix 2-1	29,330	29,474	30,070
4-2. Energy Mix 2-2	29,140	29,233	29,792

出典：JICA 調査団

表 5.7-12 にバッテリーコストを含めた総合発電コストを示す。バッテリーは、現在の開発状況から短周期対策用として期待されているレドックスフロー電池 (開発コスト 1,500USD/kW) を想定した。これより、両シナリオの総合発電コストは大きな差がない結果となった。しかしながら、電力系統接続用のバッテリー開発は再生可能エネルギーの普及に伴い近年始まったばかりであり、今後のバッテリー設備価格は不確定な要素が多い。このため本検討では将来のバッテリー設備価格は変わらないという前提で検討を行っている。

表 5.7-12 バッテリーを含めた総合発電コスト（2015 年実質価格）

[unit: million USD]

Scenario	Nuclear on schedule	Nuclear 5years behind schedule	Nuclear 10years behind schedule
4-1. Energy Mix 2-1	29,906	30,050	30,646
4-2. Energy Mix 2-2	30,015	30,108	30,667

出典：JICA 調査団

(2) ヨルダン電力系統における再生可能エネルギーの特徴

前述の通り、ヨルダンは再生可能エネルギーの発電環境が世界的に優れており、表 5.7-13 に示すよう、発電効率は風力・太陽光ともに、日本に比べて非常に高い。しかしながら、開発候補地点はヨルダン南部に集中しているため、それぞれの発電設備は同一の天候の下で稼働することが考えられる。つまり、気象変動時に各発電出力が一斉に変動する可能性があることを意味しており、系統に与える影響が大きくなることが懸念される。

また、ヨルダン単独の設備容量は 2015 年時点で 3,800MW 程度であり、2016 年以降に開発される大容量の再生可能エネルギーが出力変動した場合、系統周波数の変動が大きくなる恐れがある。またこれを補うための調整力は、現時点ではバッテリー等の導入予定はなく、出力調整能力の高いコンバインドサイクルで賄うことが現実的であると考えられる。

表 5.7-13 ヨルダンと日本における再生可能エネルギー導入環境

	Jordan	Japan
Annual Capacity Factor	Solar: 21% Wind: over 33%	Solar: 13% Wind: 20%
Geological Distribution	Concentrated	Scattered
Timing of each RE output fluctuation	The same time (to be expected)	Not the same time
System Capacity (2015)	About 3,800 MW (without Egypt)	Over 100,000 MW (60Hz area)
Fluctuation of system frequency by RE output	Large (to be expected)	Small
Existing Generator for Operating Reserve	CCGT	Pumped Storage Hydro Power Conventional Hydro Power

出典：JICA 調査団

(3) 推奨シナリオ

以上の検討の結果、電源の多様化 2-1 シナリオをベースに電源開発を行うことが望ましい。しかしながら、別章の環境影響評価での記載の通り、電源の多様化 3 シナリオは CO₂ 排出量が少なく、環境に与える影響をより小さくすることが可能である。よって、2016 年以降に大容量開発される再生可能エネルギーの発電実績を評価した上で、電源の多様化 2-2 シナリオを検討することがより好ましい電源開発計画である。

第6章 系統計画

6.1 NEPCO 系統の現状

6.1.1 NEPCO 系統の概要

NEPCO 電力系統は、図 6.1-1 に示すように、主に 400kV および 132kV で構成され、北はシリア、南はエジプトと国際連系している。シリアとの国際連系線の一部に 230kV が用いられているが、現状のシリア情勢により系統は切り離されている。NEPCO と配電会社との境界は、BSP と呼ばれる 132kV/33kV 変電所であり、配電系統では、33kV および 11kV が用いられている。

需要は、ヨルダン北部の首都アンマンに集中している。主な系統は、アンマン周辺の発電所からの電力を供給する系統とヨルダン南部のアカバ周辺の発電所およびエジプトとの国際連系線からアンマン周辺までを結ぶ南北の系統である。

2014 年時点における NEPCO 系統の送電線亘長および変電設備容量をそれぞれ表 6.1-1 および表 6.1-2 に示す。変電所の総容量は、11,905MVA、送電線亘長は、400kV が 924km、132kV が 3,579km となっている。

送電線の標準的な線種を表 6.1-3 に示す。400kV 送電線については ACSR/ACS560mm²(2)、132kV 送電線については、ACSR (Zebra) が標準的に採用されている。また、送電線の回線数については、2 回線が標準となっている。変圧器の標準的な容量は表 6.1-4 のとおりである。

NEPCO では 132kV 系統での短絡容量増加が問題となっており、一部の系統で、短絡容量を下げるためループ運用から放射状系統の運用に変更している。

表 6.1-1 送電線亘長 (km-Circuit) (2014 年)

400kV	230kV	132kV		66kV	合計
		Overhead Line	Underground Cable		
924	17	3,482	97	17	4,537

出典：NEPCO Annual report (2014)

表 6.1-2 変電所容量 (MVA) (2014 年)

400/132/33kV	230/33kV	132/33kV	132/6kV	132/11kV	合計
3,760	100	7,865	155	25	11,905

出典：NEPCO Annual report (2014)

表 6.1-3 送電線の標準的な線種

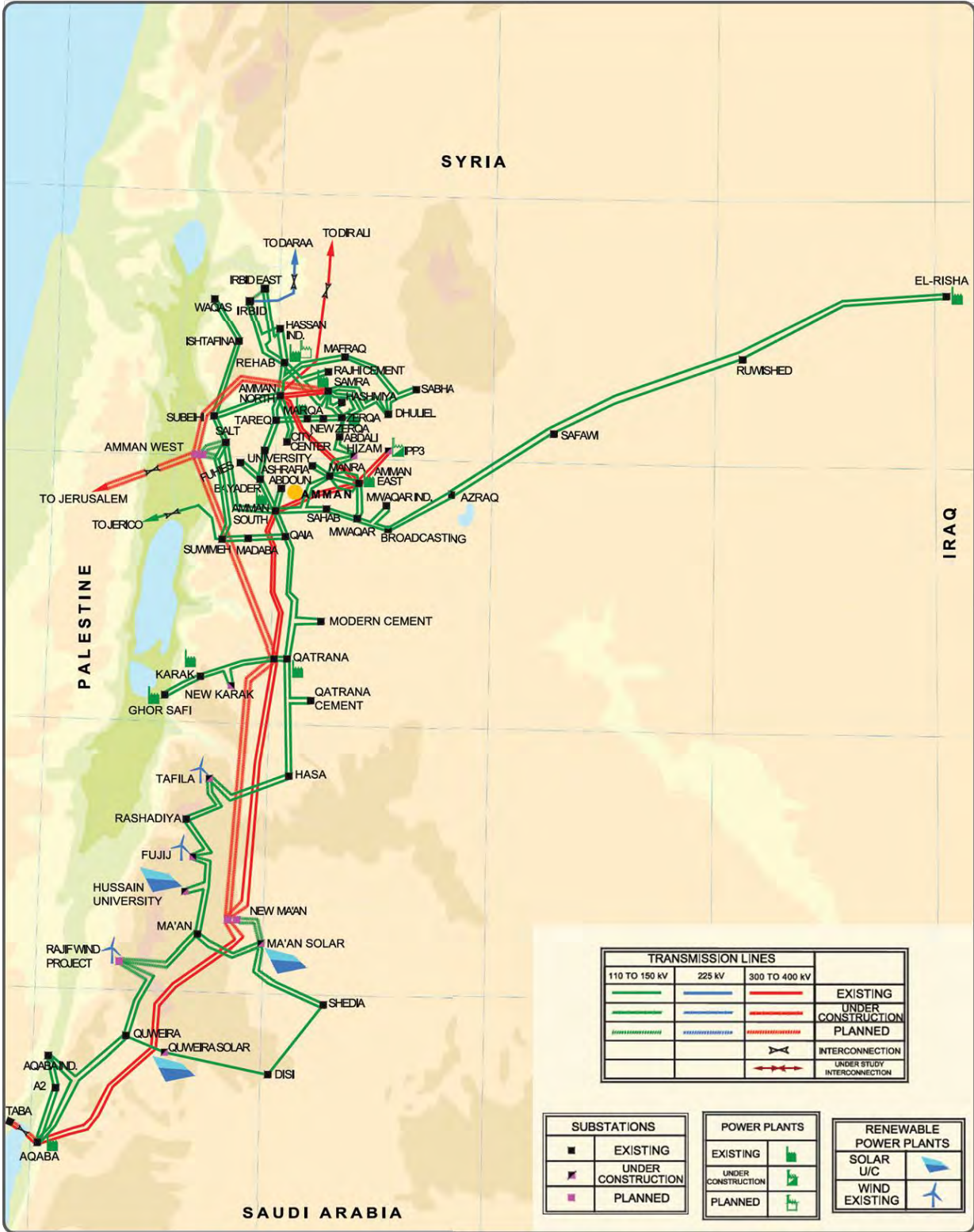
電圧	電線種類	サイズ
400kV	ACSR/ACS	560mm ² (3)
400kV	ACSR/ACS	560mm ² (2)
132kV	ACSR (Zebra)	480mm ²

出典：NEPCO Annual report (2014)

表 6.1-4 変電所の標準容量 (MVA)

電圧	容量(MVA)
400/132kV	400, 240
132/33kV	80, 63, 45, 40, 30

出典：NEPCO Annual report (2014)



出典：NEPCO Annual Report (2014)

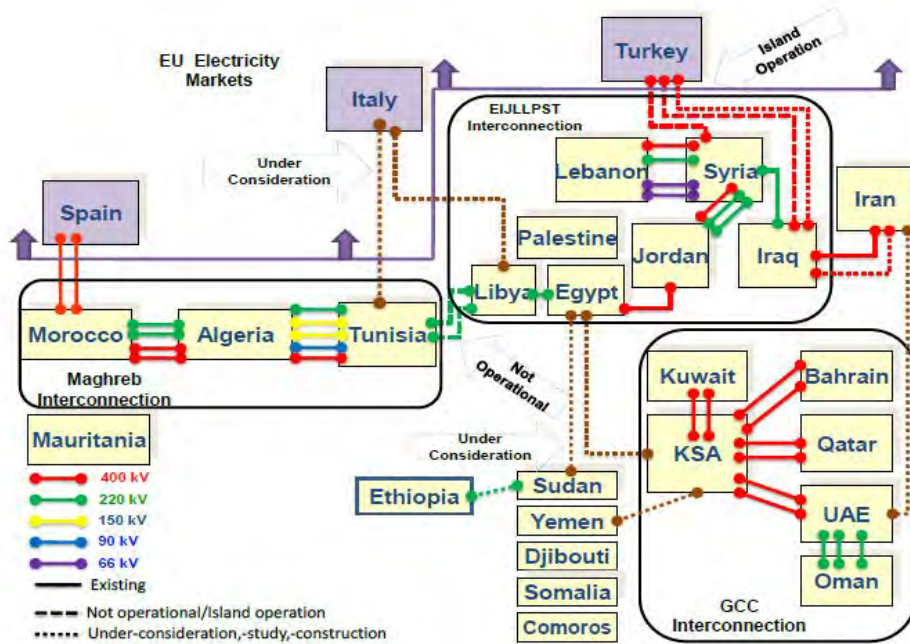
図 6.1-1 NEPCO 系統図

6.1.2 国際連系

ヨルダンと周辺国との国際連系は、8カ国系統連系プロジェクトとして進められている。図 6.1-2 に周辺国を含めた系統連系図を示す。8カ国は、エジプト、イラク、ヨルダン、レバノン、リビア、パレスチナ、シリア、トルコであり、そのうち、リビア、エジプト、ヨルダン、シリアの4カ国は現時点で系統連系している。

ヨルダンとエジプト間は、アカバ湾において400kVの海底ケーブル接続しており、送電容量は550MWである。ヨルダンとシリア間は、400kVおよび230kVの架空送電線で接続しており、送電容量は800MWである。

将来的には、サウジアラビアあるいはパレスチナと400kVで系統連系する計画があるが、具体的な年次は定まっていない。



出典：The World Bank, Pan-Arab Interconnection and Development of Arab Power Market

図 6.1-2 中東・北アフリカ地域の系統連系

6.1.3 供給信頼度

表 6.1-5 に、2014年のヨルダンにおける需要家当たりの停電時間および停電回数を示す。

表 6.1-5 需要家当たりの停電時間および停電回数（2014年）

需要家当たりの停電時間 (SAIDI)	需要家当たりの停電回数 (SAIFI)
27.8 (分/年)	40 (回/年)

出典：NEPCO Annual Report(2014)

6.1.4 送電ロス

表 6.1-6 に2014年のヨルダンにおける送電ロスを示す。1.81%と十分低い数値となっている。

表 6.1-6 NEPCO 系統の送電ロス(2014 年)

送電ロス	ロス率
321(GWh)	1.81%

出典：NEPCO Annual Report(2014)

6.1.5 送電線における異常事例とその対策

これまでの現地調査で収集した送電線に関する異常事例と NEPCO が行っている対策、およびそれらに対して、現地調査で紹介した日本の取組み・技術を表 6.1-7 に記す。

表 6.1-7 送電線における異常事例と日本での取組・技術

NEPCO の異常事例	NEPCO の対策	日本での取組・技術
Ma'an 地区送電線の雪害 (スリートジャンプによる線路停止、電線への充着雪による電線切断、鉄塔倒壊)	<ul style="list-style-type: none"> ・電線へ難着雪化対策の実施 <ul style="list-style-type: none"> - アルミ製スノーレスリングの取付 ・鉄塔建替え <ul style="list-style-type: none"> - 径間長の短径間化 (400~500m→200~300m) - 着雪重量の考慮 (着雪厚 2 インチ) 	<ul style="list-style-type: none"> ・耐雪強化設計 (送電線の設計段階で着雪による荷重を見込む) ・電線への着雪を減らす技術、着雪時に電線同士の距離を保つ技術 -スノーレスリング、SL 電線、ダンパーの採用 - LC 線材 (融雪線材) - 難着雪テープの採用 - 相間スペーサの採用
碍子汚損による地絡故障	<ul style="list-style-type: none"> ・がいし洗浄 ・ポリマー碍子装置への変更 	<ul style="list-style-type: none"> ・長幹エアロ碍子の採用

6.2 BSP 計画

6.2.1 BSP 計画の現状と課題

(1) BSP 設備と稼働率

BSP は、NEPCO の 132kV 系統から配電会社あるいは大規模需要家へ電力を供給する変電所である。現状の BSP の概要を表 6.2-1 に示す。ヨルダン全体で現状 52 箇所¹の BSP が存在する。

2015 年 1 月平日における最大需要に対する BSP の稼働率を表 6.2-2 に示す。また稼働率の分布を図 6.2-1 に示す。全般的にみると BSP の平均稼働率は 41%となっており稼働率は低い状況となっている。ただし BSP によっては、稼働率が 80%を超える箇所がある一方、稼働率が 20%未満の BSP も数多く存在するなど BSP の稼働率にばらつきがある。BSP が最適に配置されていない可能性がある。

¹ Abdali, Amman South, QAIA, Zerqa, AQTH の BSP は同一変電所内に新しく変圧器を設置し、NEW BSP として別の変電所として扱っているが、BSP 箇所数としては、それぞれ 1 箇所としてカウントした。

表 6.2-1 BSP 設備の概要

	BSP Name	Capacity of Transformers				Installed capacity
		[MVA]				
MIDDLE	ABDALI	40	40			80
	ABDALI NEW	80	80			160
	ABDOON	80	80	80		240
	AMMAN S	45	45	45		135
	AMMAN S NEW	80	80			160
	ASHRFIA	63	63			126
	BAYADER	80	80	80		240
	CITY CENTER	80	80	80		240
	DHULEIL	80	80			160
	FUHEIS	25	25	25		75
	HASHMYA	63	63			126
	MADABA STH	80	80	80		240
	MANARAH	80	80	80		240
	MARQA	45	63	80		188
	MWQAR	80	80			160
	MWQAR IND	80	80			160
	QAIA	45	45			90
	QAIA NEW	80	80			160
	QAIA Manaseer	45				45
	SAHAB	63	63	63		189
	SALT	80	80	80		240
	SUBEIHI	63	63	63		189
	TAREQ	80	80	80		240
	UNIVERSITY	80	80	80		240
	ZERQA	30	30	30	40	130
	ZERQA TR5	63				63
NORTH	HASAN IND	80	80			160
	IRBID	80	60	63		203
	IRBID EAST	80	80			160
	ISHTAFINA	40	45	80		165
	MAFRAQ	80	80	80	80	320
	RAJIHI CEMENT	63	63			126
	REHAB	40	40			80
	SABHA	40	40			80
	WAQAS	63	63			126

	BSP Name	Capacity of Transformers				Installed capacity
		[MVA]				
EAST & SOUTH	AQ A2	40	40	63	63	206
	AQ IND	80	80			160
	AQTH & NEW	63	63	80	80	286
	AQTH NEW	80	80			160
	AZRAQ	25	25			50
	BROADCAST	40	40			80
	DESI	63	63			126
	EL HASA	25	25			50
	GHORSAFI	40	40	40	40	200
	KARAK	16	16	25		57
	KARAK SOUTH	80	80			160
	MAAN	16	16	16	45	138
	MODERN CEMENT	40	40			80
	QATRANA	10	10	16		36
	QATRANA CEMENT	45	45			90
	QUWEIRA	16	45			61
	RASHADIA	16	40	40		96
	RESHA	13	13			25
	RWESHID	10				10
	SAFAWI	10				10
SHEDIA	40	40			80	
SWEIMEH	80	80	80		240	
		Total				8,137

表 6.2-2 BSP 稼働率 (2015 年 1 月平日最大需要)

	BSP Name	Capacity of Transformers					Installed capacity [MVA]	N-1 Capacity [MVA]	Recorded Peak Demand	
		[MVA]							2015 (Jan.4th)	
									[MVA]	[%]
MIDDLE	ABDALI	40	40				80	40	53	66%
	ABDALI NEW	80	80				160	80	111	70%
	ABDOON	80	80	80			240	160	109	45%
	AMMAN S	45	45	45			135	90	94	69%
	AMMAN S NEW	80	80				160	80	145	90%
	ASHRFIA	63	63				126	63	98	77%
	BAYADER	80	80	80			240	160	165	69%
	CITY CENTER	80	80	80			240	160	106	44%
	DHULEIL	80	80				160	80	59	37%
	FUHEIS	25	25	25			75	50	0	0%
	HASHMYA	63	63				126	63	28	23%
	MADABA STH	80	80	80			240	160	86	36%
	MANARAH	80	80	80			240	160	51	21%
	MARQA	45	63	80			188	108	172	91%
	MWQAR	80	80				160	80	0	0%
	MWQAR IND	80	80				160	80	44	27%
	QAIA	45	45				90	45	12	13%
	QAIA NEW	80	80				160	80	83	52%
	QAIA Manaseer	45					45	0	0	0%
	SAHAB	63	63	63			189	126	136	72%
	SALT	80	80	80			240	160	131	55%
	SUBEIHI	63	63	63			189	126	103	54%
	TAREQ	80	80	80			240	160	102	42%
	UNIVERSITY	80	80	80			240	160	141	59%
ZERQA	30	30	30	40		130	90	93	72%	
ZERQA TR5	63					63	0	24	38%	
NORTH	HASAN IND	80	80				160	60	51	32%
	IRBID	80	60	63			203	123	133	66%
	IRBID EAST	80	80				160	80	61	38%
	ISHTAFINA	40	45	80			165	85	60	36%
	MAFRAQ	80	80	80	80		320	240	56	17%
	RAJIHI CEMENT	63	63				126	63	13	10%
	REHAB	40	40				80	40	60	75%
	SABHA	40	40				80	40	25	31%
WAQAS	63	63				126	63	76	60%	
EAST & SOUTH	AQ A2	40	40	63	63		206	143	35	17%
	AQ IND	80	80				160	80	20	13%
	AQTH & NEW	63	63	80	80		286	206	26	9%
	AQTH NEW	80	80				160	80	0	0%
	AZRAQ	25	25				50	25	8	17%
	BROADCAST	40	40				80	40	0	0%
	DESI	63	63				126	63	29	23%
	EL_HASA	25	25				50	25	21	42%
	GHORSAFI	40	40	40	40	40	200	160	52	26%
	KARAK	16	16	25			57	32	43	76%
	KARAK SOUTH	80	80				160	80	27	17%
	MAAN	16	16	16	45	45	138	93	62	45%
	MODERN CEMENT	40	40				80	40	27	34%
	QATRANA	10	10	16			36	20	18	50%
	QATRANA CEMENT	45	45				90	45	4	5%
	QUWEIRA	16	45				61	16	15	25%
	RASHADIA	16	40	40			96	56	29	31%
	RESHA	13	13				25	13	0	0%
RWESHID	10					10	0	4	41%	
SAFAWI	10					10	0	3	32%	
SHEDIA	40	40				80	40	3	4%	
SWEIMEH	80	80	80			240	160	52	22%	
									Average	41%

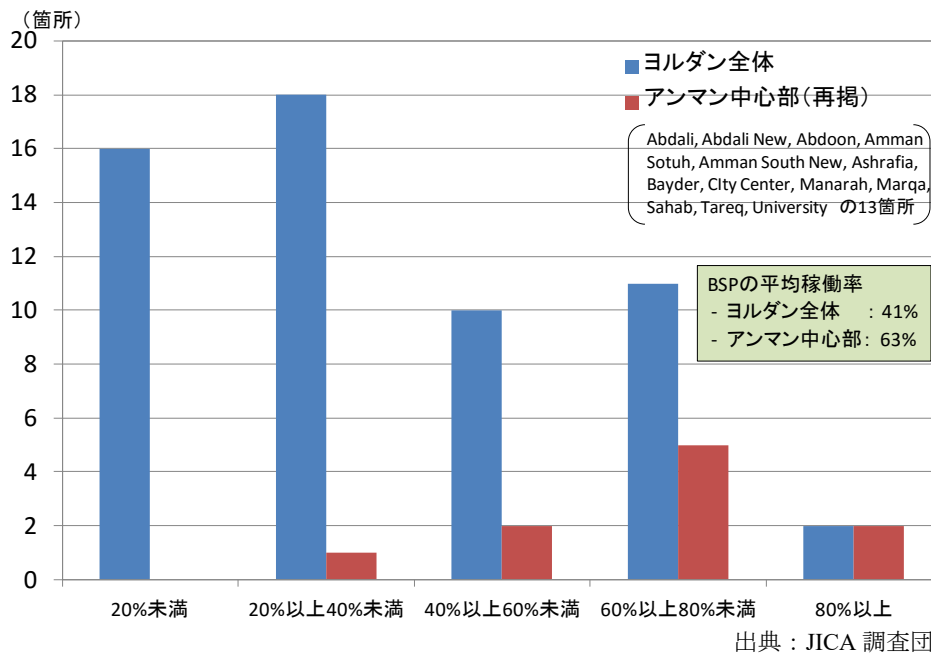


図 6.2-1 BSP 稼働率分布 (2015 年 1 月平日最大需要)

(2) BSP 建設計画の現状と課題

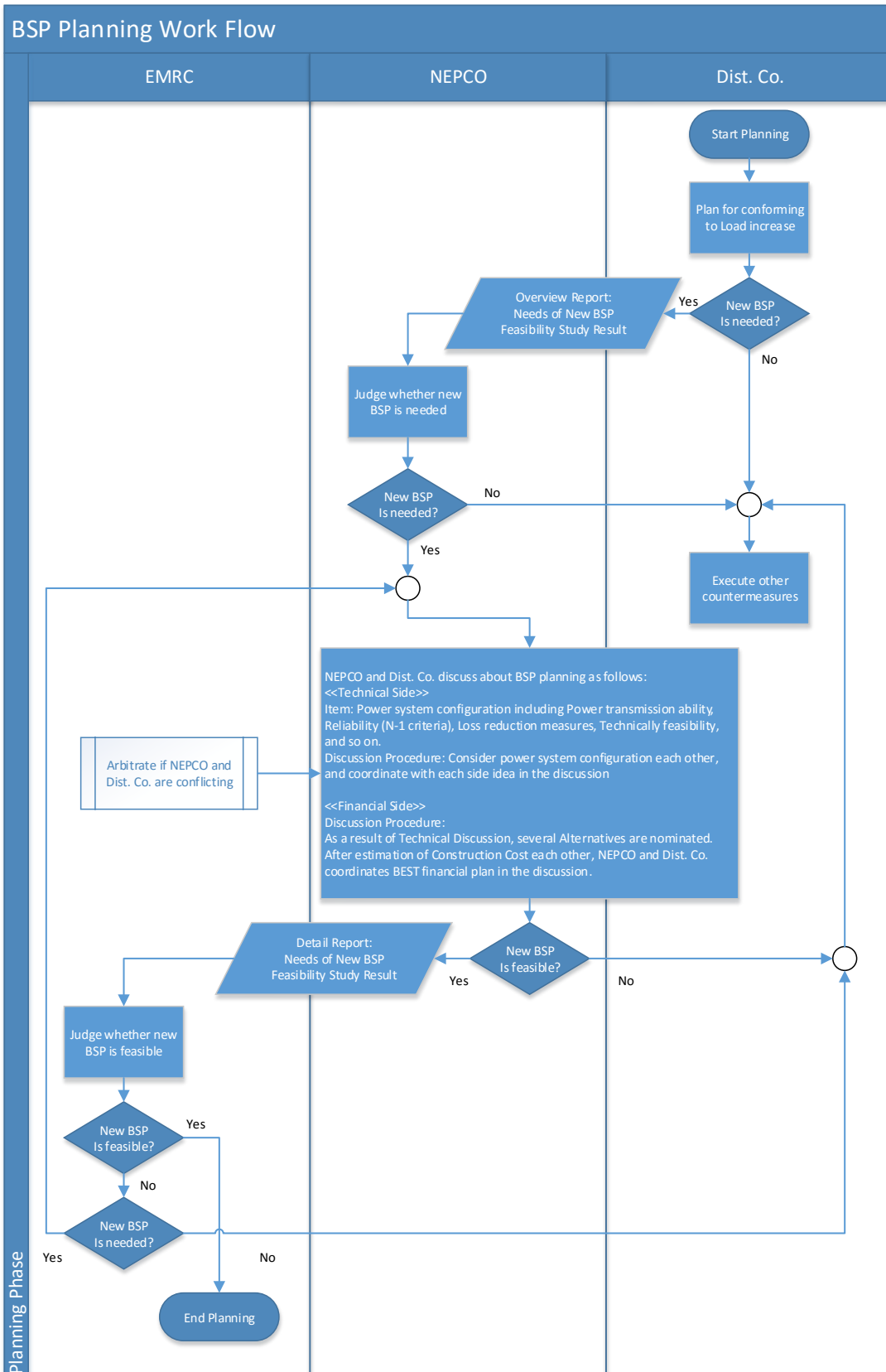
図 6.2-2 に BSP の建設を実施する前の計画段階におけるワークフローを示す。主要フローは以下のとおりである。

- 配電会社は、各地域の負荷の情報を収集し、BSP・配電網の建設の必要性を確認する
- 配電会社が BSP の建設を必要と判断したら、NEPCO に建設の申請を行う
- NEPCO は配電会社から負荷の詳細と、必要とする BSP の仕様などの情報を収集する
- NEPCO は申請された BSP 仕様を詳細にレビューし、必要に応じ配電会社と協議する
- NEPCO および配電会社は複数の建設候補地を対象として BSP 建設に関わる積算を行う
- NEPCO および配電会社は、複数の建設候補地の中から電力供給能力や積算結果等に基づき、最適な建設予定地を協議の上選定する
- NEPCO は EMRC に詳細設計結果の報告および BSP 建設の申請を行う
- EMRC は受領した BSP 建設申請をレビューし、問題なければ BSP 建設命令を行う
- NEPCO および配電会社はそれぞれの分掌範囲の建設工事を実施する

最終的な決定権者は EMRC であるが、NEPCO が提出した建設計画に対して可否判定をするフローとなっているため、複数の代替案の中から候補地を決定するプロセスは NEPCO が最終段となっている。

また、BSP の建設費については、現状では全て NEPCO が負担する形となっている。最終決定権と建設コスト負担の双方を NEPCO が保持していることから、電力供給能力を確保した上で建設コストを最小化するような方向に動きやすい。建設コストには、BSP および送電線の機材費、双方の建設工事人件費、および土地収用費が含まれるが、送電線建設費および土地収用費が建設候補地の位置に依存する。これら 2 アイテムの費用を抑えるべく、需要地から遠く、送電線距離も短い、既設送電線の近傍となるケースが多い。

一方、BSP の建設地が遠くなるほど、BSP 二次側母線より下流に責任を持つ配電会社側で、配電線建設費および配電ロスが増大する。直近では Karak South 変電所の事例が顕著である。



出典：JICA 調査団

図 6.2-2 BSP 建設計画ワークフロー

また、もともと配電会社から提供された負荷情報で、想定需要が実需要より大きく、NEPCO 側が過剰投資してしまう事例：QAIA 変電所(稼働率は約 13[%]), Manarah 変電所(稼働率は約 21[%]) 等も存在する。

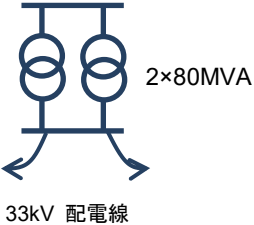
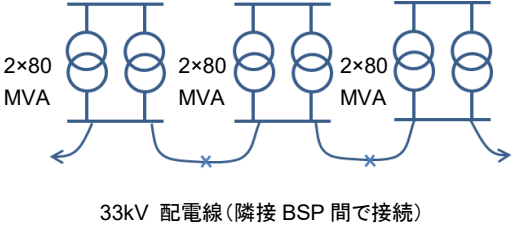
以上より、現状では技術的観点・経済的観点の双方で、最適な BSP 計画が実施されているとは言い難く、電力セクターマスタープランにおいて重要視されている課題：BSP の最適配置計画を満足することは困難である。

6.2.2 BSP 計画手法

NEPCO では、BSP の計画基準として、N-1 基準を採用している。つまり、変圧器 1 台故障時の変圧器容量に基づき BSP 計画を策定している。例えば、変圧器台数が 2 台の箇所では、基準となる変電所容量は変圧器 1 台分となり、常時の変電所の変圧器容量の 50%までしか潮流を流せないこととなる。

本調査では、日本の電力会社などで採用されている変電所のグループ化を考慮した BSP 計画策定を行う。本手法では、配電線が連系している複数の BSP を考慮した計画を策定する手法であり、配電系統の系統切替により BSP 稼働率の均一化を図ることが可能となる。また変圧器故障時に短時間での配電線での隣接 BSP への負荷切り替えを許容することにより、BSP の稼働率を高めることができる。NEPCO の従来手法との比較を表 6.2-3 に示す。また BSP 計画のフローを表 6.2-4 に示す。

表 6.2-3 BSP 計画手法の比較

項目	NEPCO の従来手法	BSP グループ化手法
構成	 <p>2×80MVA 33kV 配電線</p>	 <p>2×80 MVA 2×80 MVA 2×80 MVA 33kV 配電線(隣接 BSP 間で接続)</p>
BSP 稼働率 限度	90%	BSP グループ限度稼働率 90%を原則*1
変圧器故障時 の BSP 容量	変圧器 1 台故障時の変圧器容量 (図中の変圧器構成の場合は、80MVA)	変圧器 1 台故障時の変圧器容量および 隣接 BSP への配電線負荷切り替え量 (各 BSP に対して 80MVA に加えて配電線負荷切替量)

*1：BSP グループ内の稼働率は 33kV 配電系統切り替えにより均一化する。配電系統切替にもコストがかかるため、配電系統切替の回数は最小限とする。

表 6.2-4 BSP 計画フロー

検討ステップ	内容
検討の前提条件となるデータ入手	<ul style="list-style-type: none"> ・ BSP 毎の電力需要想定結果および BSP 間の配電線の連系力データを入手する。
①BSP のグループ化	<ul style="list-style-type: none"> ・ 配電線の連系力および BSP の位置関係から、いくつかの BSP をグループ化する。 ・ 配電線の連系力がない箇所は、グループ化は考慮しない。
②BSP 稼働率限度の評価	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原則として、BSP グループ全体の稼働率が 90%以上となる場合に BSP 新增設などの対策を検討する。 ・ ある一か所の BSP の稼働率が 90%を超過した際は、配電側の系統切り替えにより周囲の BSP に負荷を移行し、グループ内での BSP 稼働率の均平化を図る。 ・ なお配電側での系統切り替え量の上限値は、現状の配電線連系力により決定するが、複数回の配電側での系統切り替えが発生する場合は、BSP 新增設などの対策を検討する。
③変圧器故障時の評価	<ul style="list-style-type: none"> ・ 変圧器故障時において、短時間での配電系統の切り替えにより、変電所の N-1 容量以内となるか確認する。 ・ 変圧器故障時に変電所の N-1 容量を確保できない場合は、事前に配電側の系統切り替えにより周囲の BSP に負荷を移行することとする。 ・ なお②と同様、配電側での系統切り替え量の上限値は、現状の配電線連系力により決定するが、複数回の配電側での系統切り替えが発生する場合は、BSP 新增設などの対策を検討する。
④対策案の検討	<ul style="list-style-type: none"> ・ BSP の限度稼働率を超過する、もしくは変圧器故障時の N-1 対応をとることができない場合に BSP 新增設などの対策を検討する。 ・ なお BSP 新增設の検討にあたっては、配電側のみでの対策工事も検討し、BSP 新增設とのコスト比較を行った上で対策案を策定する。

6.2.3 BSP 設置計画

BSP 設置計画で使用する BSP 毎の需要想定は、4 章電力需要想定で今後策定していくため、ここでは、NEPCO の需要予測値（伸び率：5.9%/年）を暫定的に使用し検討する。

(1) BSP 間の配電負荷切替量と BSP グループ化

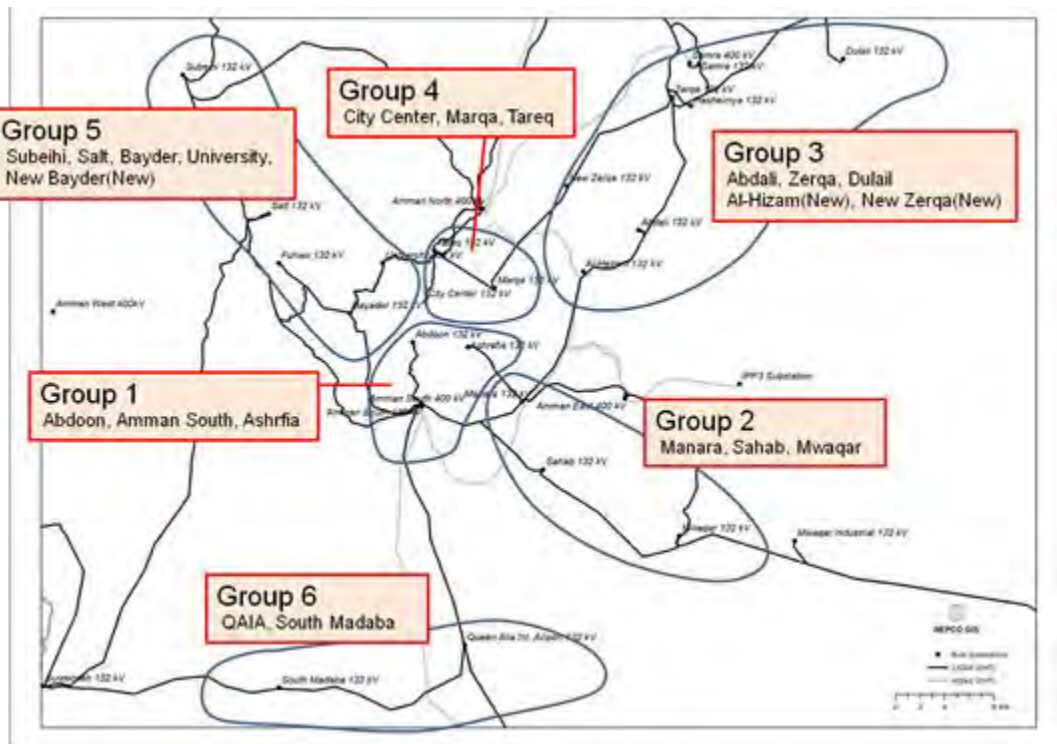
BSP 間の負荷切り替え量について、各配電会社（JEPCO、EDCO および IDECO）から入手したデータを表 6.2-5～表 6.2-7 に示す。またその配電負荷切替量および配電連系状況を踏まえ、BSP のグループ分けを行った。その結果を図 6.2-3～図 6.2-5 に示す。

表 6.2-5 配電負荷切り替え量（JEPCO）

No.	Name of BSP	Maximum Demand(MW)	Load Transfer Destination	Transferred Load Percentage
1	Abdali	45	Abdali Ext.	40%
2	Abdoon	160	Bayader	30%
			Tareq	
			City Center	
			Ashrafyeh	
3	Madaba	50	Q.A.Airport	70%
4	Amman South	92.5	Amman South Ext.	45%
			Manara	
			Q.A.Airport	
5	Amman South Ext.	115	Ashrafyeh	55%
			Abdon	
			Manara	
			Amman South	
6	Q.A.Airport	98	Amman South Ext.	25%
			Madaba	
7	Tareq	107	Marka	75%
			University	
			City Center	
8	Alhussain/ Zarqa	94	Abdali Ext.	20%
			Abdali	
9	Alhussain/ Zarqa Ext.	27	Alhussain /Zarqa	100%
10	Abdali Ext.	103	Marka	10%
11	Manara	49	Amman South	100%
			Abdali Ext.	
			Sahab	
12	Mwaqar Industrial	38.5	Sahab	65%
13	Subayhi	8	Salt	65%
14	Dlayl	42	Alhussain Zarqa Ext.	55%
15	Sahab	50	Mwaqar Industrial	50%
			Q.A.Airport	
			Amman South Ext.	
16	City Center	124	Abdon	90%

			University	
			Ashrafyeh	
			Tareq	
			Marka	
17	University	142	Tareq	60%
			Bayader	
			Salt	
18	Marka	150	Abdali Ext.	33%
			Ashrafyeh	
			City Center	
19	Ashrafyeh	95	Manara	54%
			City Center	
20	Bayader	220	University	36%
			Amman South Ext.	
			Abdon	
			Tareq	
			Salt	
21	Salt	118	Subayhi	25%

出典：JEPCO



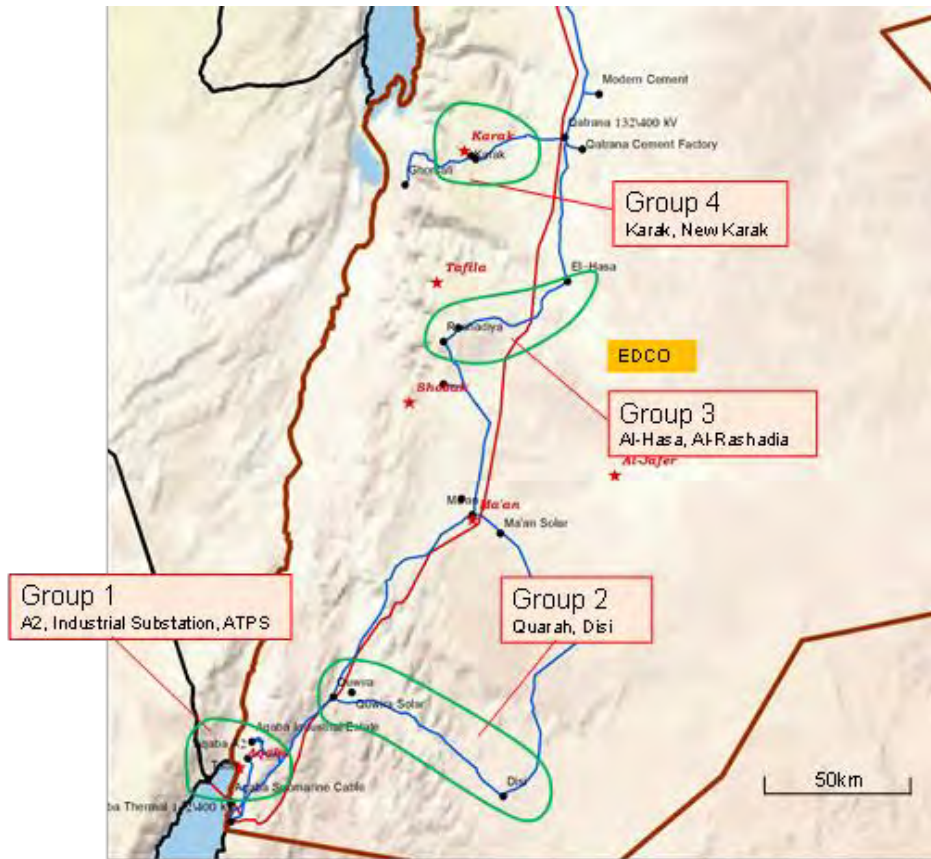
出典：JICA 調査団

図 6.2-3 JEPCO の BSP グループ化

表 6.2-6 配電負荷切り替え量 (EDCO)

No.	Name of BSP	Maximum Demand(MW)	Load Transfer Destination	Transferred Load (MW)
1	AQ A2	59.58	AQ IND	25
			ATPS	
2	AQ IND	27.08	AQ A2	15
3	ATPS	27.27	AQ A2	10
4	Quweira	14.55	AQ A2	6
			Desi	
5	Desi	29.67	Quweira	6
6	El-Hasa	18.87	Al-Rashadia	5
7	Rashadia	24.83	Al-Hasa	5
8	Karak	37.42	Karak South	10
9	Karak South	25.32	Karak	10
10	Subeihi	83.30	Sweimeh	6
			Ishtafina	
11	Sweimeh	67.20	Subeihi	3
12	Ishtafina	60.00	Subeihi	3
			Waqas	
13	Waqas	28.72	Subeihi	3
14	Qatrana	16.12		
15	Ghorsafi	24.58		
16	Ma'an	43.56		
17	Azraq	13.87		
18	Sawafi	0.95		
19	Rweshid	2.87		
20	Resha	3.24		

出典：EDCO



a) 南部



b) 北西部

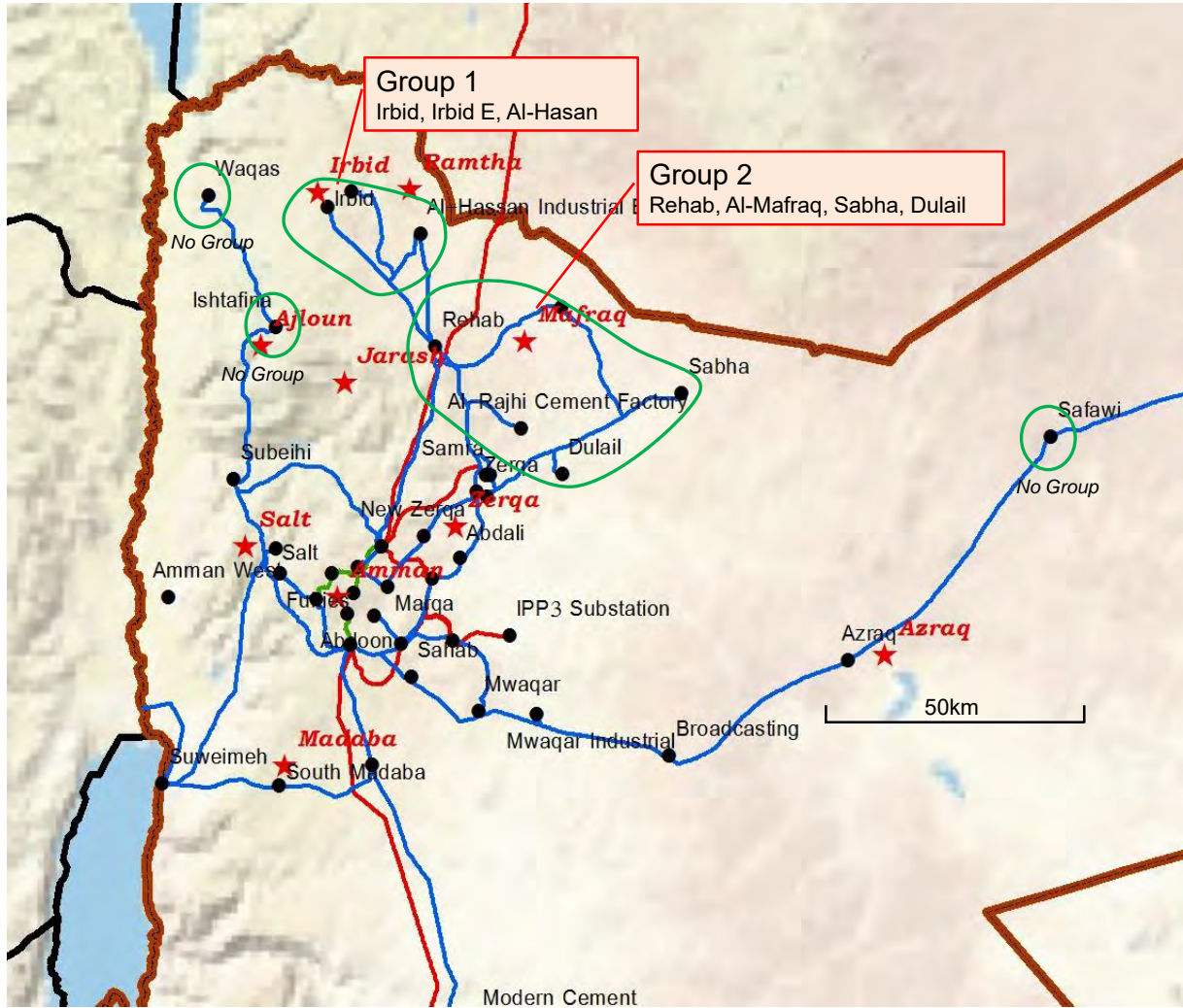
出典：JICA 調査団

図 6.2-4 EDCO の BSP グループ化

表 6.2-7 配電負荷切り替え量 (IDECO)

No.	Name of BSP	Maximum Demand(MW)	Load Transfer Destination	Transferred Load (kVA)
1	Irbid	117.8	Waqas	57.6
			Irbid East	
			Ishtafina	
			Rehab	
2	Irbid East	81.51	Waqas	22.25
			Irbid	
			Al-Hasan	
3	Al-Hasan	53.56	Irbid East	24.6
			Al-Mafraq	
			Rehab	
4	Waqas	37.72	Ishtafina	25.1
			Irbid	
			Irbid East	
5	Ishtafina	45.15	Rehab	14
			Irbid	
			Waqas	
6	Rehab	45.15	Ishtafina	34.3
			Irbid	
			Al-Hasan	
			Al-Mafraq	
7	Al-Mafraq	56.99	Rehab	48.2
			Al-Hasan	
			Sabha	
			Al-Dhuleil	
8	Sabha	68.42	Al-Dhuleil	25.9
			Al-Mafraq	
			Al-Sawafi	
9	Al-Dhuleil	20.98	Sabha	15.5
			Al-Mafraq	
10	Al-Sawafi	5.72	Sabha	2.6

出典：IDECO



出典：JICA 調査団

図 6.2-5 IDECO の BSP グループ化

(2) 建設単価

BSP のコスト算出で使用する建設単価を表 6.2-8 に示す。

表 6.2-8 建設単価

BSP Unit Cost (Materials and Labor cost)

	Land	Civil	Bays	Transformers	Total (Thousand USD)
New BSP (GIS, Amman) 3-80MVA	6,808	2,458	1,130	1,907	12,303
New BSP (GIS, Amman) 2-80MVA	6,808	2,458	1,130	1,271	11,667
New BSP (AIS)3-80MVA	2723	2,458	328	1,907	7,415
New BSP (AIS)2-80MVA	2723	2,458	328	1,271	6,780
Addition of transformer (Amman)	2723	885	328	636	4,571
Addition of transformer (AIS)	1362	885	328	636	3,210
Addition of transformer (No land cost)	0	443	328	636	1,406

Transmission Line Unit Cost (Materials and Labor cost)

	per km (Tousand USD)
132kV 400mm ACSR Overhead Double Circuit	300
132kV 1000mm Cu XLPE Cable Double	2,000

Distribution Unit Cost (Materials and Labor cost)

	per km (Tousand USD)
33kV 150mm ACSR Overhead	22
33kV 500mm AL XLPE Cable	96

出典：電力マスタープラン（2008年、ERC）および NEPCO 情報に基づき調査団作成

(3) 検討結果

i) BSP 対策箇所の洗い出し

各配電会社の BSP 毎の解析を 2016 年～2034 年まで実施した。その解析結果を付属資料に示す。解析の結果から対策が必要となる BSP を表 6.2-9 に示す。2020 年までの計画では、今回提案する BSP 手法では、NEPCO の既存計画に加えて、新たな対策は不要となる。

表 6.2-9 対策が必要となる BSP

年度	JEPCO	EDCO	IDECO
2016～2019	対策不要	対策不要	対策不要
2020	University, Salt, New Bayader, QAIA New	Karak	対策不要
2021	対策不要	対策不要	対策不要
2022	Amman South, Abdoon	Ishtafina	Irbid East, Irbid, Hassan Ind.
2023	Muwaqar, City Center, Tareq, Marqa	対策不要	対策不要
2024	対策不要	対策不要	Ishtafina

2025	Abdali New, Abdali, Hizam	Azraq	対策不要
2026～2034	BSP Group 1～6	BSP Group 5	BSP Group 1,2

ii) BSP の代案検討

対策が必要となる BSP に対して、BSP の新增設および配電線対策を考慮し代案比較を行った。その検討結果を表 6.2-10～表 6.2-18 に示す。

表 6.2-10 JEPSCO の BSP 代案比較結果（グループ 1）

Cost Comparison of BSP Expansion and Distribution reinforcement in Group 1 in JEPSCO Supply Area

- Purpose of the study

Amman South and Abdoon BSP operating rate exceeds 90% in the year of 2022

Discount rate 10%

Unit: Thousand USD

Main Countermeasures	Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
	New BSP		Expansion in the existing BSPs		Reinforcement of Distribution lines	
Year	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost
2022	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	13,803 330	Reinforcement of Transformers at Amman S BSP (45MVA × 3→80MVA × 3) Reinforcement of Transformers at Ashrafia BSP (63MVA × 2→80MVA × 2) New Distribution line (20km)	7,415 6,780 440	New distribution lines between Abdoon and Bayader (33kV line 10km, 2cct) Amman S and Manarah (33kV line 10km) Distribution loss	2,880 1,301
2023					New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	12,848
2024			Addition of Transformers at Amman S BSP (+80MVA) New Distribution line (10km)	3,960		
2025						
2026						
2027						
2028	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	7,978	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	7,978		
2029						
2030						
2031					New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	5,994
	Present Value	22,110	—	26,573	—	23,023
Evaluation	○		×		△	

出典:JICA 調査団

表 6.2-11 JEPSCO の BSP 代案比較結果（グループ 2）

Cost Comparison of BSP Expansion and Distribution reinforcement in Group 2 in JEPSCO Supply Area

- Purpose of the study

Muwaqar BSP is not observed N-1 standard in the year of 2023

Discount rate 10%

Unit: Thousand USD

Main Countermeasures	Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
	New BSP		Expansion in the existing BSPs		Reinforcement of Distribution lines	
	Year	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost	Countermeasures
2023	New BSP construction (80MVA×2)	8,280	Addition of Transformers at Mwqar BSP (+80MVA)	4,571	New distribution lines between Sahab and Muwqar (33kV line 20km)	440
	New Transmission line (5km)				Distribution loss	
	New Distribution line (15km)	330	New Distribution line (10km)	220		
2024					Distribution loss	158
2025					New BSP construction (80MVA × 2)	7,116
2026					New Transmission line (5km)	
2027					New Distribution line (15km)	
2028						
2029						
2030			New BSP construction (80MVA × 2)	4,418		
			New Transmission line (5km)			
			New Distribution line (15km)			
2031						
2032	New BSP construction (80MVA × 2)	3,651			New BSP construction (80MVA × 2)	3,651
	New Transmission line (5km)				New Transmission line (5km)	
	New Distribution line (15km)				New Distribution line (15km)	
	Present Value	12,261	—	9,210	—	11,538
Evaluation	×		○		△	

出典:JICA 調査団

表 6.2-12 JEPSCO の BSP 代案比較結果（グループ3）

Cost Comparison of BSP Expansion and Distribution reinforcement in Group 3 in JEPSCO Supply Area

- Purpose of the study

Abdali New BSP operating rate exceeds 90% in the year of 2025

Discount rate 10%

Abdali and Hizam BSP is not observe N-1 criteria in the year of 2025

Unit: Thousand USD

Main Countermeasures	Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
	New BSP		Expansion in the existing BSPs		Reinforcement of Distribution lines	
	Year	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost	Countermeasures
2025	New BSP construction (80MVA×2) New Transmission line (5km)	8,280	Addition of Transformers at Abdali New BSP (+80MVA)	4,571	New distribution lines between Hizam, Abdali, Zerqa and New Zerqa (33kV line 40km)	880
	New Distribution line (15km)				New Distribution line (10km)	
2026					Distribution loss	1,260
2027					Distribution loss	1,146
2028					Distribution loss	1,042
2029					Distribution loss	947
2030					New BSP construction (80MVA×2) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	5,346
2031						
2032			New BSP construction (80MVA×2) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	4,418		
2033	New BSP construction (80MVA×2) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	4,017				
2034						
Present Value		12,626	—	9,210	—	12,007
Evaluation	△		○		×	

出典:JICA 調査団

表 6.2-13 JEPCO の BSP 代案比較結果（グループ4）

Cost Comparison of BSP Expansion and Distribution reinforcement in Group 4 in JEPCO Supply Area

- Purpose of the study

City center and Tareq BSP operating rate exceeds 90% in the year of 2023

Discount rate 10%

Marqa BSP is not observe N-1 in the year of 2023

Unit: Thousand USD

Main Countermeasures	Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
	New BSP		Expansion in the existing BSPs		Reinforcement of Distribution lines	
	Year	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost	Countermeasures
2023	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km)	13,803	Reinforcement of Transformers at Marqa BSP (45→80MVA, 63→80MVA)	11,428	New distribution lines between City Center and Ashrafia (33kV line 10km) Tareq and University (33kV line 10km)	1,920
	New Distribution line (15km)					
2024			New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	12,848	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	12,848
2025						
2026						
2027						
2028						
2029	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	7,978				
2030			New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	7,252	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	7,252
2031						
2032						
Present Value		22,110	—	31,748	—	22,215
Evaluation	○		△		△	

出典:JICA 調査団

表 6.2-14 JEPSCO の BSP 代案比較結果（グループ5）

Cost Comparison of BSP Expansion and Distribution reinforcement in Group 5 in JEPSCO Supply Area

- Purpose of the study

University BSP operating rate exceeds 90% in the year of 2020

Discount rate 10%

Salt BSP and New Bayder are not observed N-1 standard in the year of 2020

Unit: Thousand USD

Main Countermeasures	Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
	New BSP		Expansion in the existing BSPs		Reinforcement of Distribution lines	
	Year	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost	Countermeasures
2020	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km)	13,803	Addition of Transformers at New Bayder BSP (+80MVA)	1,406	New distribution lines between Salt and Subeihi (33kV line 20km) University and Tareq(33kV line 10km)	1,400
	New Distribution line (15km)					
2021					New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	12,848
2022			New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	11,680		
2023						
2024			Reinforcement of Transformers at Subeihi BSP (63MVA × 3→80MVA × 3)	3,601		
2025	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	8,775				
2026					New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	7,978
2027			New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	7,252		
2028						
2029	New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	5,994			New BSP construction (80MVA×3) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	5,994
	Present Value	28,902	—	24,159	—	29,716
Evaluation	△		○		×	

出典:JICA 調査団

表 6.2-15 JEPSCO の BSP 代案比較結果（グループ6）

Cost Comparison of BSP Expansion and Distribution reinforcement in Group 6 in JEPSCO Supply Area

- Purpose of the study

QAIA New BSP is not observe N-1 in the year of 2020

Discount rate 10%
Unit: Thousand USD

Main Countermeasures	Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
	New BSP		Expansion in the existing BSPs		Reinforcement of Distribution lines	
Year	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost
2020	New BSP construction (80MVA×2) New Transmission line (5km)	8,280	Addition of Transformers at QAIA New BSP (+80MVA) New Distribution line (10km)	3,210 220	New distribution lines between QAIA New and MadabaS (33kV line 20km)	440
	New Distribution line (15km)	330				
2021					Distribution loss	49
2022					Distribution loss	45
2023					New BSP construction (80MVA×2) New Transmission line (5km) New Distribution line (15km)	6,469
2024						
2025			Addition of Transformers at QAIA BSP (+80MVA) New Distribution line (10km)	1,009		
2026						
2027						
2028						
2029						
	Present Value	8,610	—	4,440	—	7,057
Evaluation	x		○		△	

出典:JICA 調査団

表 6.2-16 EDCO の BSP 代案比較結果（グループ4）

Cost Comparison of BSP Expansion and Distribution reinforcement in Group 4 in EDCO Supply Area

- Purpose of the study

Karak BSP do not observe N-1 criteria in the year of 2020

Discount rate 10%

Unit: Thousand USD

Main Countermeasure	Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
	New BSP		Expansion in the existing BSPs		Reinforcement of distribution lines	
	Year	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost	Countermeasures
2020	New BSP construction (63MVA×2) New Transmission line (5km)	8,280	Reinforcement of Transformers at Karak BSP (16MVA × 2, 25MVA→63MVA × 2, 25MVA×1)	3,514	New distribution lines between Karak and Karak S (33kV line 5km)	110
	New Distribution line (15km)					
2021					Distribution loss	39
2022					Distribution loss	36
2023					Distribution loss	33
2024					Distribution loss	30
2025					New BSP construction (63MVA×2) New Transmission line (5km)	5,141
					New Distribution line (15km)	205
2026						
2027						
2028						
2029						
Present Value		8,610	—	3,734	—	5,637
Evaluation	×		○		△	

出典:JICA 調査団

表 6.2-17 EDCO の BSP 代案比較結果（グループ5）

Cost Comparison of BSP Expansion and Distribution reinforcement in Group 5 in EDCO Supply Area

- Purpose of the study

Ishtafina BSP does not observe N-1 criteria in the year of 2022

Discount rate 10%

Unit: Thousand USD

Main Countermeasures	Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
	New BSP		Expansion in the existing BSPs		Reinforcement of distribution lines	
Year	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost
2022	New BSP construction (63MVA×2)	2,812	Reinforcement of Transformers at Ishtafina BSP (40,45,63MVA→63MVA×2, 45MVA×1)	1,757	New distribution lines between Ishtafina and Waqas (30km)	660
	New Distribution line (80km)	1,760				
2023					New distribution lines between Subeihi and Ishtafina (30km) Subeihi and Suweimeh (50km)	1,600
2024					New BSP construction (63MVA×2)	2,324
2025			Reinforcement of Transformers at Ishtafina BSP (63MVA × 2, 45MVA × 1→63MVA×3)	1,320		
2026						
2027						
2028						
2029						
2030						
2031						
	Present Value	4,572	—	4,729	—	5,092
Evaluation	○		△		×	

出典:JICA 調査団

表 6.2-18 IDECO の BSP 代案比較結果（グループ 1）

Cost Comparison of BSP Expansion and Distribution reinforcement in Group 1 in IDECO Supply Area

- Purpose of the study

Irbid BSP operating rate exceeds 90% in the year of 2022

Irbid East and Hassan Ind. BSP do not observe N-1 criteria in the year of 2022.

Discount rate 10%

Unit: Thousand USD

Main Countermeasures	Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
	New BSP		Expansion in the existing BSPs		Reinforcement of Distribution lines	
Year	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost	Countermeasures	Cost
2022	New BSP construction (80MVA×2) New Transmission line (5km)	8,280	Addition of transformer in Irbid East BSP (+80MVA)	3,210	New distribution lines between Irbid E and Al-Hasan (33kV line 20km,2cct)	3,840
	New Distribution line (15km)		330		New Distribution line (10km)	
					Distribution loss	215
2023					Distribution loss	196
2024					Distribution loss	178
2025			Addition of transformer in Hassan Ind. BSP (+80MVA) New Distribution line (10km)	2,577	Addition of transformer in Irbid East BSP(+80MVA) Addition of transformer in Hassan Ind BSP(+80MVA) Distribution line(20km)	5,154
2026						
2027						
2028						
2029						
2030						
2031	Addition of 80MVA transformer at New BSP	596	Reinforcement of Transformers at Irbid BSP (80,60,63MVA→80MVA×3) Distribution line(10km)	1,584	Reinforcement of Transformers at Irbid BSP (80,60,63MVA→80MVA×3) Distribution line(10km)	1,584
	Present Value	9,206	-	7,591	-	11,608
Evaluation	△		○		×	

出典:JICA 調査団

下表に各配電会社の BSP 代案比較の検討結果の一覧を示す。

表 6.2-19 BSP 代案比較検討結果

単位: 千 US ドル

Company		JEPKO						EDCO		IDECO
Group		Group1	Group2	Group3	Group4	Group5	Group6	Group4	Group5	Group6
1	New BSP	22,110	12,261	12,626	22,110	28,902	8,610	8,610	4,572	9,026
2	Existing BSP Expansion	26,573	9,210	9,210	31,748	20,558	4,440	3,734	4,729	7,591
3	Distribution lines Reinforcement	23,023	11,538	12,007	22,215	29,716	7,057	5,637	5,092	11,608
Selected		1	2	2	1	2	2	2	1	2

出典:JICA 調査団

iii) BSP 計画

以上の解析結果を踏まえた 2034 年までの BSP 計画案を表 6.2-20 に示す。なお従来の NEPCO の計画手法との比較も示している。NEPCO の計画手法による解析結果を付属資料に示す。

2019 年までの計画では、今回の提案する手法では、NEPCO の既存計画に加えて、新たな対策は不要となる。それに対して、NEPCO の従来計画手法では、2019 年までに 12 か所の BSP で計 1,043MVA の変圧器容量を追加する必要がある。

2034 年までの計画では、NEPCO の従来手法で算定した 6,013MVA の変圧器追加容量に対して、調査団の提案する手法では、約 30%減の 4,437MVA の変圧器の追加となる（約 30%のコスト削減に相当）。配電会社ごとの詳細計画案を付属資料に示す。また 6.3 系統計画で必要となる BSP 毎の需要想定結果を付属資料に示す。

表 6.2-20 BSP 計画案

単位：MVA

Year	BSP Grouping Methodology	NEPCO Practitice	NEPCO Committed/Ongoing Projects
2016	-	Amman South New (+80), Karak(+80), Rehab(+80)	Hizam (New), New Bayader (New)
2017	-	QAIA New (+80), Qatrana(+80),	Salt (Add Transformer)
2018	-	Amman South (+105), New Bayader(+80), Subeihi(+80)	New Zerqa (New), Tafila (New)
2019	-	Ashrafia (+80), Muwaqar (+80), JEPSCO: New BSP (+240), Irbid (+37)	
2020	New Bayader (+80), QAIA New (+80), Karak (+94)	JEPSCO: New BSP (+240), Ashrafia (+34), Subeihi (+17)	
2021	-	-	
2022	JEPSCO: New BSP (+480), DECO: New BSP (+240), Irbid East (+80)	EDCO: New BSP (+126). Irbid East (+80)	
2023	JEPSCO: New BSP (+240), Muwaqar (+80)	JEPSCO: New BSP (+240), Dulail (+80), Quweira(+47)	
2024	Subeihi (+80), Ishtafina (+23)	Abdoon(+80), Zarqa (+100), QAIA (+80), JEPSCO: New BSP (+240), Ishtafina (+23)	
2025	Abdali New (+80), QAIA (+80), Azraq (+63), Hassan Ind. (+80)	Azraq (+63), Hassan Ind (+80), Rehab (+40)	
2026	-	+240	
2027	JEPSCO G5 (+240)	+80	
2028	JEPSCO G1 (+240)	+560	
2029	JEPSCO G4 (+240)	+320	
2030	JEPSCO G2 (+240) JEPSCO G5 (+240)	+480	
2031	JEPSCO G6 (+160) IDECO G1 (+160)	+400	
2032	JEPSCO G3 (+240)	+160	
2033	JEPSCO G1 (+240) JEPSCO G5 (+240)	+560	

	IDECO G2 (+160)		
2034	JEPKO G4 (+240) EDCO G5 (+160)	+560	
Total	+4,437	+6,013	

出典：JICA 調査団

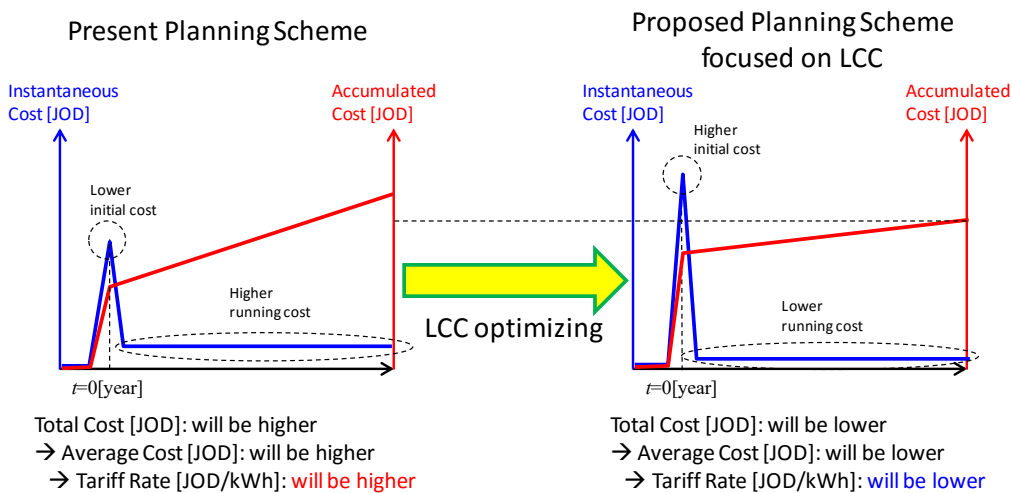
6.2.4 BSP 最適配置計画

BSP の位置によって双方で発生する経済的損失が変わり、それがトレードオフの関係にあるため、現状の BSP 計画スキームでは、BSP の最適配置計画が難しいことが分かった。以下に解決手段とケーススタディの結果を示す。

(1) BSP 最適配置計画手法

(i) 解決手段とその選定理由

最適化目標を、ライフサイクルコスト(Life Cycle Cost, 以下 LCC と省略)と定義する。ライフサイクルコストとは、対象設備の計画フェーズから設計・製造/建設・運用保守、そして廃棄/交換に至るまでの全てのコストアイテムの和である。そのため、現在 NEPCO が着目しているアイテム：建設費も、配電会社が注目しているアイテム：運転保守費用についても平等にフォローすることが可能となる。また LCC を最適化すれば、長期的に見れば関連する電力セクター全体からの損失コストは低減する方向に向かうため、電力生成に関わる原価が低減し、結果として電気料金の低減にもつながる可能性のある解決手段である。LCC 最適化のイメージを図 6.2-6 に示す。



出典：JICA 調査団

図 6.2-6 LCC 最適化のイメージ

LCC を定義するためには、

- システム範囲
- システムライフサイクル

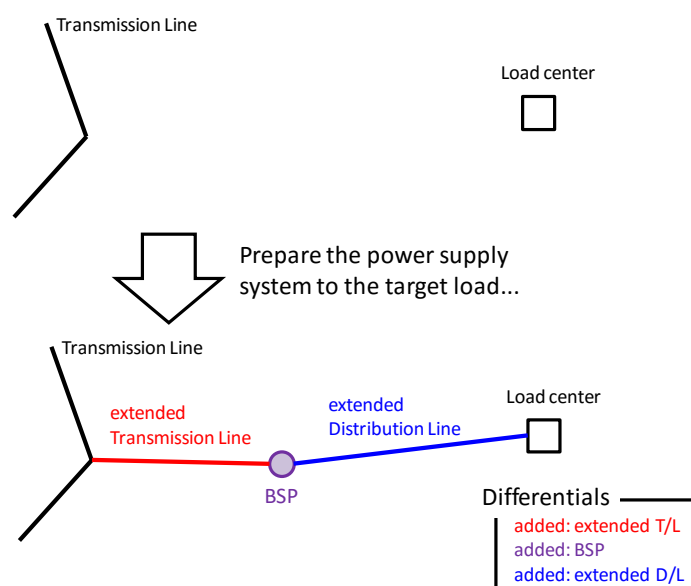
を定義する必要がある。以下でこれらを定義し、最適化対象とする LCC を定義する。

(ii) BSP 最適配置計画に用いるシステム範囲

新たな負荷が建設された場合、一般的には、図 6.2-7 に示す通り

- 既設送電線から新設負荷に向けて送電線を延長する、また必要に応じ既設送電線を増強する
- 送電線の先端に変電所を建設する
- 変電所から新設負荷へ配電線を延長する

という3種の設備投資を要する。したがって、BSP 設置計画にて検討するシステム範囲は、延長・増強送電線、BSP、ならびに延長配電線とする。新設負荷エリア内の配電線については、BSP の位置に依存せず同額の設備投資を要することから、検討は不要である。



出典：JICA 調査団

図 6.2-7 新設負荷に対する設備投資

(iii) BSP 最適配置計画にて検討するシステムライフサイクル

多くのシステムは、設備計画や設計からライフサイクルが始まり、建設工事を経て、耐用年数まで運転保守がなされ、廃棄または交換にてライフサイクルを終える。今回検討するシステム範囲も同様のライフサイクルをたどる。

BSP 最適配置計画は、複数の BSP 建設候補地の中からシステム全体の LCC を最小化する BSP 設置位置を選定するためのものである。その理由は、既設送電線の仕様（ルートと電圧）や新設負荷(位置と容量)は所与の条件であり、瑣末な要素を除けば LCC の変動要素は送電線距離、配電線距離、および土地収用費を含む BSP 建設費、すなわち BSP 設置位置のみに依存するためである。

今回検討するシステム範囲の LCC 費目を表 6.2-3 に示す。位置依存性が認められ、かつ金額が十分大きいアイテムのみを用いる。金額が十分小さい計画・設計費用および送配電線の保守費用は省略する。

表 6.2-21 BSP 最適配置計画にて検討するライフサイクルアイテム

フェーズ	費目	要否	注記
計画・設計	人件費	不要	十分小さい
建設	BSP 建設費	必要	位置依存性あり
	送電線延長・増設工事費用	必要	位置依存性あり
	配電線延長工事費用	必要	位置依存性あり
運転保守	送電線の送電ロス	必要	位置依存性あり
	配電線の配電ロス	必要	位置依存性あり
	送配電ロスに伴う余分な燃料調達費	必要	位置依存性あり
	BSP 保守費	不要	十分小さい
	送電線保守費	不要	位置依存性あるが少額
	配電線保守費	不要	位置依存性あるが少額
建て替え	BSP 建て替え	不要	次ライフサイクル
	送電線張り替え	不要	次ライフサイクル
	配電線張り替え	不要	次ライフサイクル

出典：JICA 調査団

(iv) BSP 最適配置計画に用いる LCC

表 6.2-3 にピックアップした全てのアイテムを足し合わせたものを LCC とし、これを最適化対象として取り扱う。したがって、LCC を以下の通りに定義する。

$$\begin{aligned}
 LCC(L_{D/L}, L_{T/L}, \mathbf{L}_{T/L}, \mathbf{I}, T, \rho_E) \\
 = C_{\text{TEX}}(L_{T/L}, \mathbf{L}_{T/L}) + C_{\text{DEX}}(L_{D/L}) + C_{D/L}(L_{D/L}, T, \rho_E) + C_{T/L}(L_{D/L}, L_{T/L}, \mathbf{L}_{T/L}, \mathbf{I}, T, \rho_E) \\
 + I_{\text{BSP}}(L_{D/L}, L_{T/L})
 \end{aligned}$$

ただし

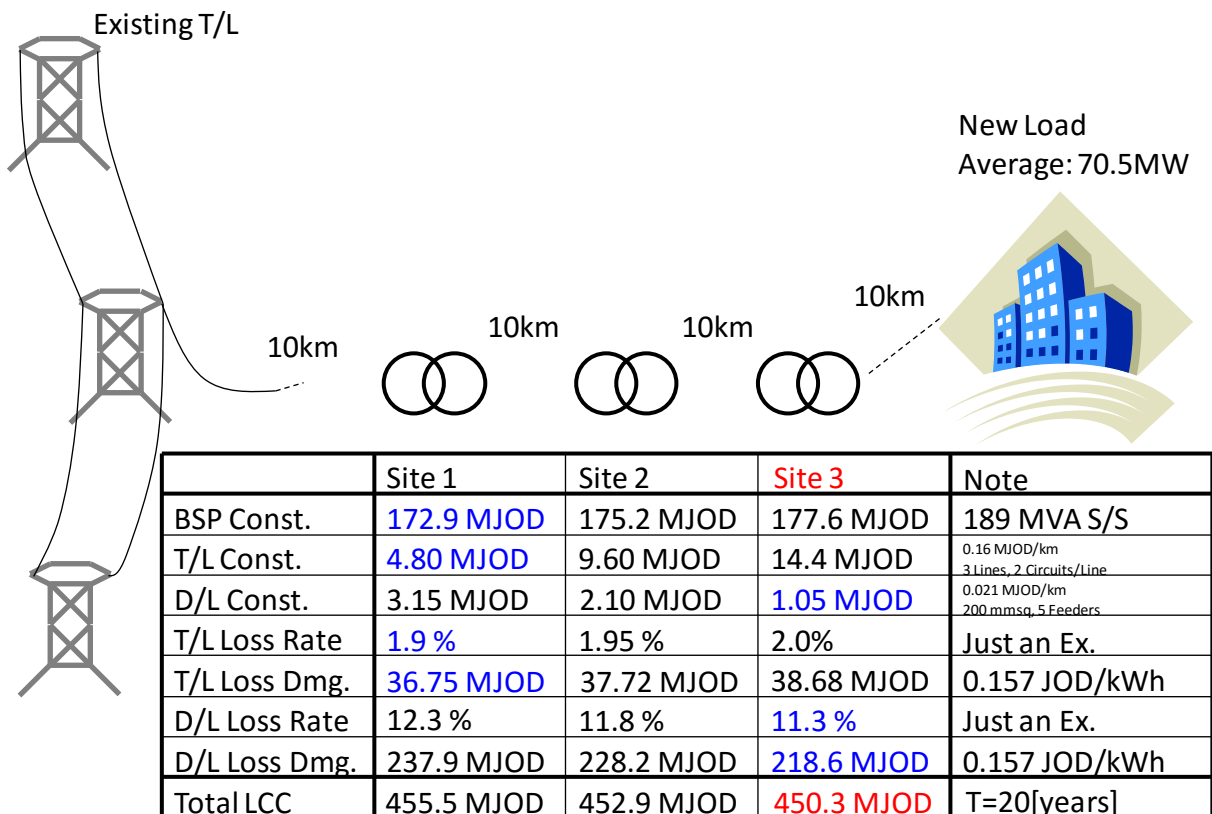
- $LCC(L_{D/L}, L_{T/L}, \mathbf{L}_{T/L}, \mathbf{I}, T, \rho_E)$: 最適化対象 LCC [JOD]
- $C_{\text{TEX}}(L_{T/L}, \mathbf{L}_{T/L})$: 送電線延長/増強工事費用 [JOD]
- $C_{\text{DEX}}(L_{D/L})$: 配電線延長工事費用 [JOD]
- $C_{D/L}(L_{D/L}, T, \rho_E)$: 配電ロスに伴う経済損失 [JOD]
- $C_{T/L}(L_{D/L}, L_{T/L}, \mathbf{L}_{T/L}, \mathbf{I}, T, \rho_E)$: 送電ロスに伴う経済損失 [JOD]
- $I_{\text{BSP}}(L_{D/L}, L_{T/L})$: 土地収用費を含む BSP 建設費用 [JOD]
- $L_{D/L}$: 配電線延長距離 [km]
- $L_{T/L}$: 送電線延長距離 [km]
- $\mathbf{L}_{T/L} = [L_{T/L}^1 \ \cdots \ L_{T/L}^M]^T$: 各増強対象既設送電線距離 [km]
- $\mathbf{I} = [I_1 \ \cdots \ I_M]^T$: 各既設送電線の負荷増設前の定常電流 [A]
- T : LCC 評価期間 [year]

➤ ρ_E : 電力生成原価 [JOD/kWh]

LCC を決定する変数は上記のように 6 種存在するが、これらを設計自由度別に分類すると

- BSP の位置に陽に依存する変数 : $L_{D/L}$, $L_{T/L}$
- 負荷中心の位置が決まれば、検討の余地なく確定する変数 : $L_{T/L}$
- 所与の条件 : I, T, ρ_E

となる。したがって、BSP の設置位置のみが LCC の変動要素としてみなされる。BSP を建設できる場所は、種々の制約条件により複数の候補地に絞られる。図 6.2-8 のように、各々の候補地の LCC を計算し、最小となる候補地を選定する。また、候補地が広いエリアで自由に選定できる場合(道路沿線で、長距離にわたって障害物が存在しない場合は)、LCC を評価関数とする最適化計算により最適位置を特定する。



Refer to NEPCO Annual Report 2014

出典 : NEPCO Annual Report 2014 等

図 6.2-8 LCC を用いた建設候補地の選定例

(2) Subeihi 変電所における試算結果

(1)にて検討した BSP 最適配置計画の効果を検討すべく、EDCO²管内の Subeihi 変電所におけるケースについて、全 5 個所の候補地に関する送配電ロスおよび LCC の試算を行う。

Subeihi 変電所の基礎データは表 6.2-22 の通りである。また、候補地は図 6.2-9 および表 6.2-23 に示す通りである。候補地としては、平坦であることと、支障物がないことを条件に選定した。

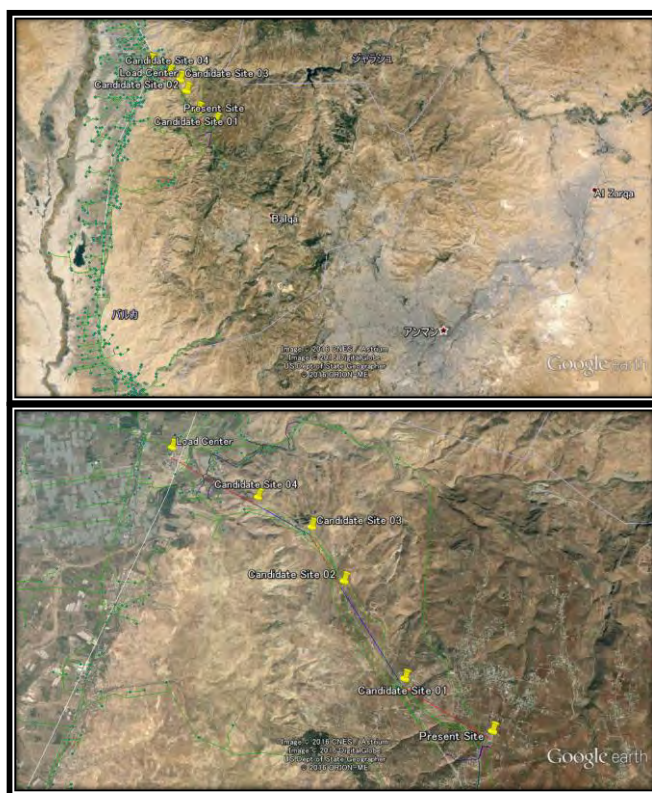
² 7.1.4 参照

また、検討モデルは図 6.2-10 の通り集中負荷として単純化している。

表 6.2-22 Subeihi 変電所基礎データ

アイテム	値 [単位]
位置	北緯 32°8'9.83" 東経 35°42'10.61"
容量	189[MVA] (63[MVA]×3[units])
定格電圧	1次：132[kV] 2次：33[kV]
ピーク需要(FY2013)	81.0[MW] (変電所 2次側送り出し)
132kV 連系先変電所	Ishtahina 変電所 Amman North 変電所 Salt 変電所
主要なフィーダ	水セクター：4フィーダ JEPKO 一般用途：3フィーダ EDCO 一般用途：2フィーダ 加速器：1フィーダ KARAMA ダム：1フィーダ

出典：NEPCO, EDCO



Bird's Eye Viewing of Subeihi S/S Candidates

Enlarged Viewing of Subeihi S/S Candidates

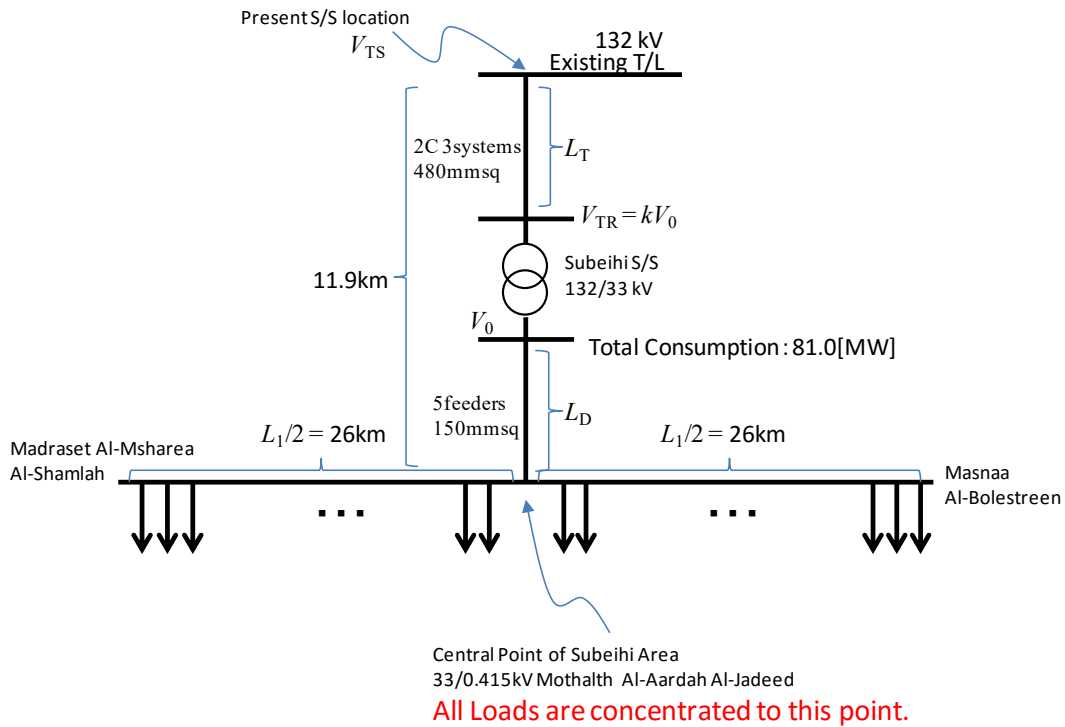
出典：JICA 調査団

図 6.2-9 Subeihi 変電所候補地一覧

表 6.2-23 Subeihi 変電所候補地詳細

候補地名	詳細
Site 0 (現在地)	北緯 32°8'9.83" 東経 35°42'10.61" 需要中心までの距離 : 11.9[km]
Site 1	北緯 32°8'43.73" 東経 35°41'2.54" 需要中心までの距離 : 9.28[km]
Site 2	北緯 32°9'48.62" 東経 35°40'15.15" 需要中心までの距離 : 6.35[km]
Site 3	北緯 32°10'27.11" 東経 35°39'48.59" 需要中心までの距離 : 4.64[km]
Site 4	北緯 32°10'50.82" 東経 35°39'2.33" 需要中心までの距離 : 2.87[km]
[参考] 需要中心	北緯 32°11'30.03" 東経 35°37'45.35"

出典 : JICA 調査団



出典 : JICA 調査団

図 6.2-10 Subeihi 変電所送配電ロス検討モデル

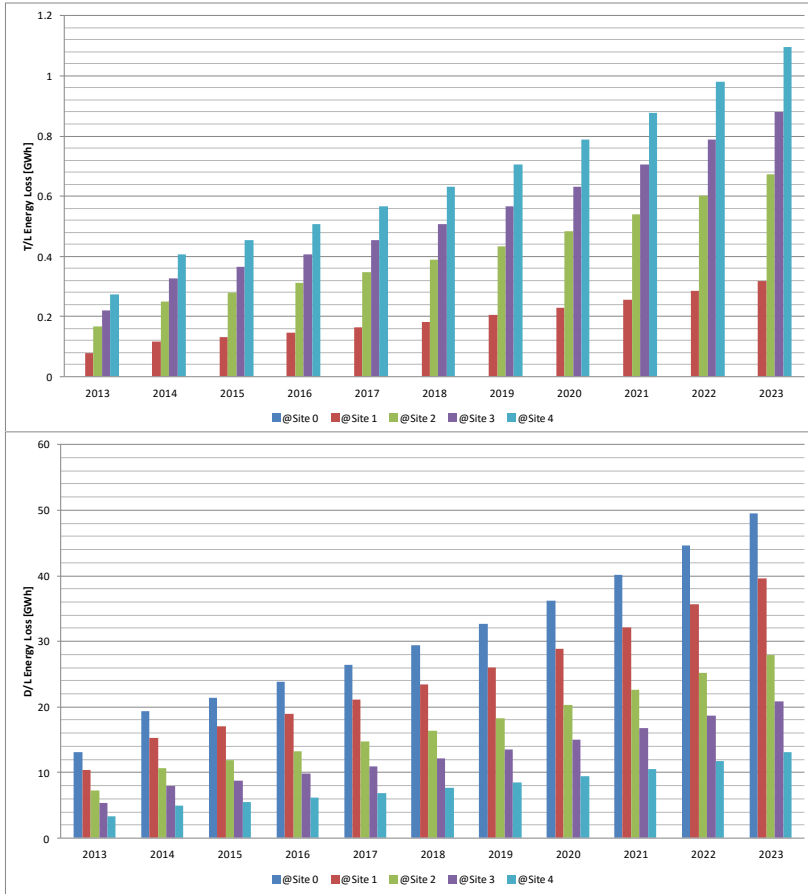
送配電ロスおよびLCCの計算は、図 6.2-10 および以下の前提条件のもと実施する。

表 6.2-24 送配電ロスおよびLCCの計算条件

アイテム	数値	単位	参照 / 記事
ピーク需要	81.0	MW	第4章 変電所2次側送り出し電力
需要伸長率	5.65	%	第4章に基づき概算
負荷率	0.70	-	第4章
損失係数	0.553	-	・負荷率 ・ $\alpha=0.3$ より計算
1年間あたりの時間	8,766	h	1年当たり365.25日として計算
力率	0.88	-	EMRC 0.88以下でペナルティ料金が発生するため、少なくとも0.88は満たしているを見なした
検討期間	2023	FY	FY2024でピーク需要が変電所容量を超えるため、FY2023までの検討しか意味がない
2013年電力原価	0.1453	JOD/kWh	NEPCO Annual Report
2014年電力原価	0.1566	JOD/kWh	NEPCO Annual Report
2015以降の電力原価	0.1444	JOD/kWh	NEPCO Annual Report FY2011~FY2014の平均値
BSP機材費	16.1	kJOD/MVA	NEPCO Master Plan
BSP土地収用費 (最安値)	2.72	MJOD	NEPCO Master Plan Site 0を想定
BSP土地収用費 (最高値)	6.81	MJOD	NEPCO Master Plan Site 4を想定 各々の候補地の土地代は、最安値・最高値を位置で線形補間して求めた

出典：JICA調査団

以上を勘案し送配電ロスを計算した結果、送電ロスおよび配電ロスは図 6.2-11、合計の送配電ロスは図 6.2-12 に示す通りとなった。送配電ロスという観点からは、明らかに需要地に近い箇所まで送電線を延長することが有効であると言える。電力需要は10年間で2倍となるが、どの候補地においても送配電ロス合計値はおよそ4倍となることから、この点からもBSP建設の際はヨルダン国における需要急増を考慮して、最適な配置計画をすることが重要と言える。

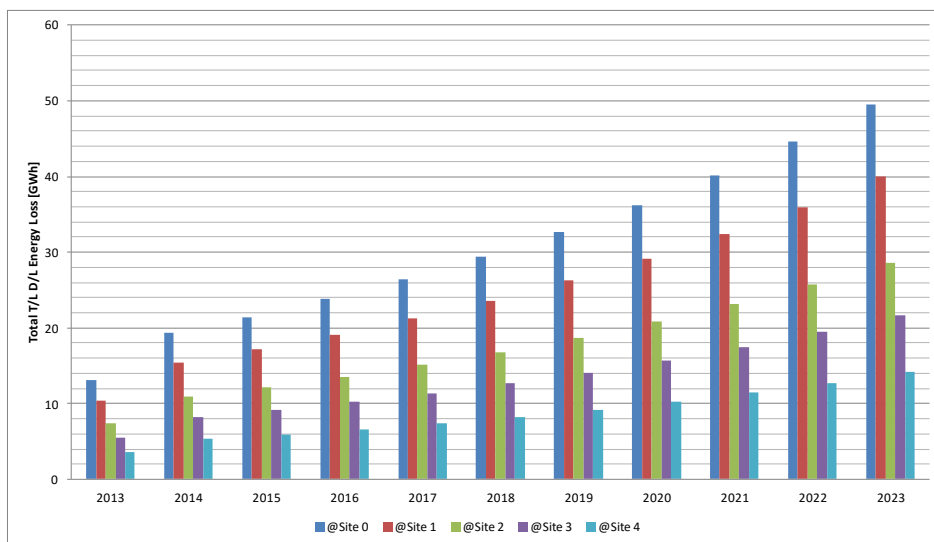


Transmission Line
Energy Loss
Max.: around 1.0GWh
(@ Site 4)

MV Distribution Line
Energy Loss
Max.: around 50GWh
(@ Site 0)

出典：JICA 調査団

図 6.2-11 各候補地における送配電ロスの推移

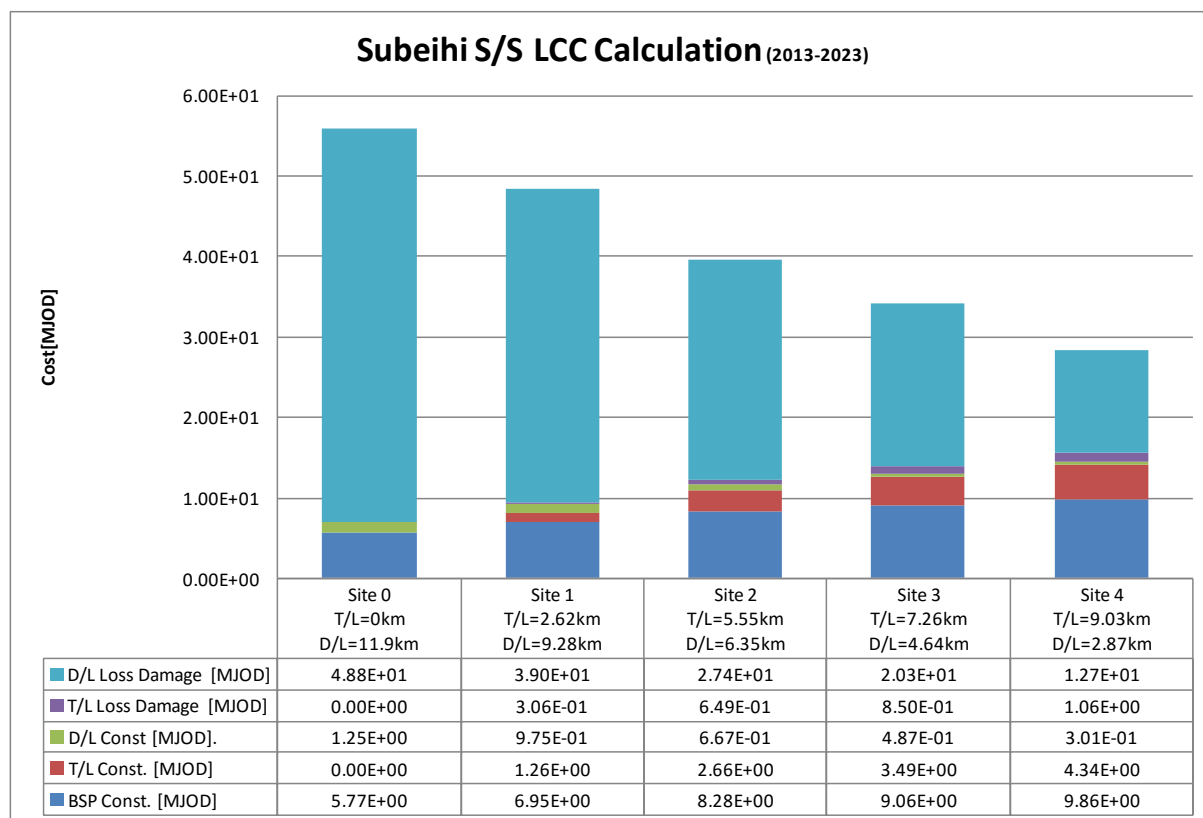


Total T/L & D/L Energy Loss
Site 0 Energy Loss is around 3.5 times of Site 4 one.

出典：JICA 調査団

図 6.2-12 各候補地における送配電ロス合計値

次に、各候補地における LCC を比較する。図 6.2-13 に各候補地の LCC を示す。図 6.2-13 から、LCC の支配要因は配電ロスであることが読み取れる。したがって、Subeihi 変電所のケースにおいては、配電ロス最小化を考えた BSP 配置が電力セクター全体にとって望ましいことが分かった。



出典：JICA 調査団

図 6.2-13 各候補地における LCC の比較

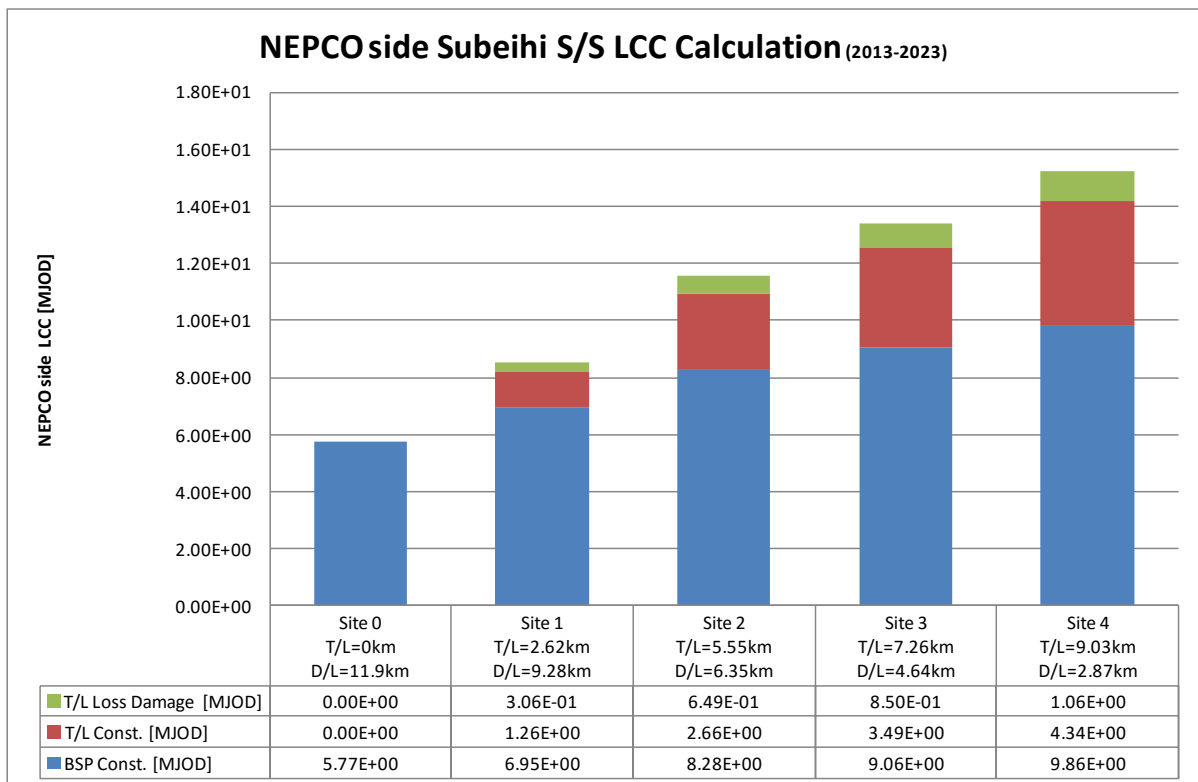
しかし、図 6.2-13 から、以下 2 点の課題も読み取れることが分かる。

- Site 4 のケースから、配電ロスの観点から最適配置とすると、配電ロスと送電線建設費+BSP 建設費が大凡同等となる。これは、負荷が十分に低い地区では、支配構造が逆転しうることを示している。
- 配電ロス最適化を第 1 目標に据えると、NEPCO 側の支出が一方的に増加するため、不公平である。

前者においては、十分な需要想定と厳密な LCC 計算に基づいて最適配置を検討すれば解決できる。このようなケースにおいては、配電ロス最適解と電力セクター全体の最適解が異なることに十分に注意する必要があることを示している。

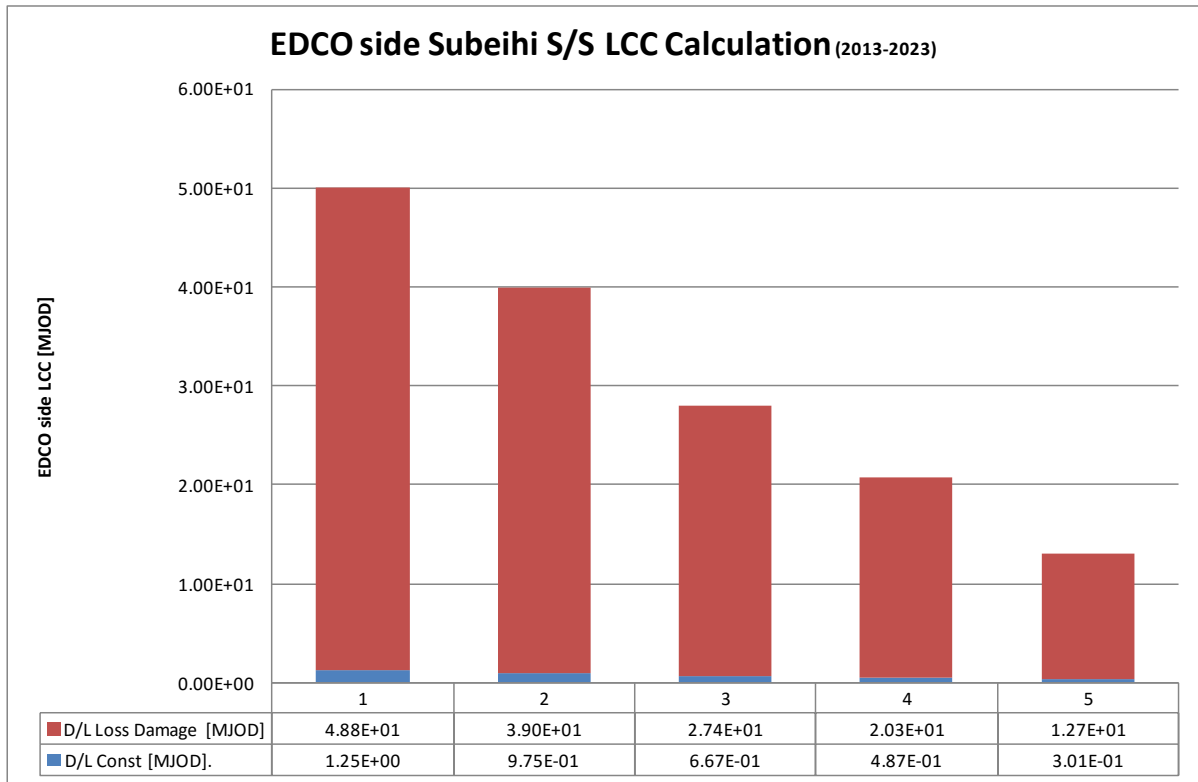
後者について、詳細に観察する。NEPCO の LCC の推移を図 6.2-14 に、EDCO (配電会社) の LCC の推移を図 6.2-15 に示す。Subeihi 変電所のケースにおいては、電力セクター全体の経済合理性を追求することで NEPCO 側の支出が現在スキームの 2 倍以上となる一方、配電会社についてはおよそ 75%減となり、Site 4 に至っては LCC の上下関係が逆転する。電力セクター全体の経

済合理性を追求する必要があることは、NEPCO・配電会社双方が共通認識として共有しているものの、個々の財務事情によりその実現が難しいケースが十分にあり得ることを示している。



出典：JICA 調査団

図 6.2-14 NEPCO 側の LCC 推移



出典：JICA 調査団

図 6.2-15 EDCO（配電会社）側の LCC の推移

(3) BSP 建設費負担案

(2)の后者の問題の解決策について検討する。

現在の BSP 建設費は、全て NEPCO の負担である。(2)の例から、現在の建設費負担のスキームで BSP 最適配置計画に基づく建設計画を行うと、現在と比較して表 6.2-25 となり、NEPCO 側の負担が一方的に増えるため、NEPCO としては受け入れ難いものになると予想される。

表 6.2-25 提案の最適配置計画を実行した場合のコストインパクト(例)

Item	Present (Site 0 may be selected)		Proposed (Site 4 will be selected)		Present-Proposed	
	NEPCO [MJOD]	Dist. Co. [MJOD]	NEPCO [MJOD]	Dist. Co. [MJOD]	NEPCO [MJOD]	Dist. Co. [MJOD]
BSP Const.	5.77	0	9.86	0	▲4.09	0
T/L Const.	0	0	4.34	0	▲4.34	0
D/L Const.	0	1.25	0	0.301	0	0.949
T/L Loss	0	0	1.06	0	▲1.06	0
D/L Loss	0	48.8	0	12.7	0	36.1
Total	5.77	50.1	15.1	13.0	▲9.48	37.0

出典：JICA 調査団

これは、経済的に大きいインパクトのある配電ロスを低減させる方向に動くこと、つまりより需要地に近い場所に BSP が設置されることによって、NEPCO の負担アイテム

- BSP 建設費：土地収用費が上昇 → コストアップ
- 送電線建設費：既設送電線から BSP までの距離が長くなる → コストアップ
- 送電ロス：送電線が長くなり送電抵抗が増える → コストアップ

の全てが増加傾向を示すためである。

また、配電会社側の負担アイテム

- 配電ロス：配電線が短くなり配電線抵抗が減る → コストダウン
- 配電線建設費：新設負荷から BSP までの距離が短くなる → コストダウン

の全てが減少傾向を示す。したがって、現在の建設費負担の原則に基づいて最適配置計画を実施すると、コスト条件面で不平等となるため、双方の合意の下に電力セクター全体での最適化を図ることが難しくなる。この困難を解決するためには、配電会社側からも一部の費用をより多く支出し、双方が平等なコスト条件に近づくことが望ましい。以下に BSP 建設費の費用分担方法案を 5 案示す。場合によって、望ましい手法が異なることもありうるため、5 案を並行して検討し、最適な分担案を双方協議の上で決定する手順を提案する。

(v) 案 1：BSP を最適位置にシフトして増減した収支を合わせる

表 6.2-25 のケースにて検討する。現在の費用負担の原則によると、最適化を行った場合は

- NEPCO：9.48[MJOD]の赤字
- 配電会社：37.0[MJOD]の黒字
- 電力セクター内合計：27.6[MJOD]の黒字

となる。個別に見ると赤字のケースや黒字のケースがあるが、電力セクター全体で見れば黒字となっている。この黒字が双方一致すれば、配電会社側としては取り分が少なくなるものの、現在と比べ利益を得ることができ、NEPCO は赤字から黒字に転換するため、双方の合意をとりやすくなると思われる。

電力セクター全体の黒字が 27.6[MJOD]のため、これを 2 分割して

- NEPCO：13.8[MJOD]の黒字
- 配電会社：13.8[MJOD]の黒字
- 電力セクター内合計：27.6[MJOD]の黒字

となるように、BSP の建設費を調整する。すなわち、

- 配電会社側の BSP 建設費負担： $37.0[\text{MJOD}] - 13.8[\text{MJOD}] = 23.2[\text{MJOD}] \rightarrow 9.86[\text{MJOD}]$
- NEPCO 側の BSP 建設費負担： $9.86[\text{MJOD}] - 9.86[\text{MJOD}] = 0.0[\text{MJOD}]$

とする。この場合では完全に両者の収支を等しくすることは出来ていないが、

- NEPCO：▲9.48[MJOD] → 0.380[MJOD]：黒字化
- 配電会社：37.0[MJOD] → 27.1[MJOD]：黒字キープ

となり、不公平感が改善される。NEPCO としては BSP 建設費の負担が無くなり、なおかつ配電会社側が BSP 建設費全額を負担したとしても Site 0 と比べ 23.0[MJOD]の利益が得られる。

(vi) 案 2 : BSP を最適位置にシフトして増加したコストのみを配電会社が負担する

表 6.2-25 のケースでは、BSP 位置最適化を行った結果、コスト増成分が全て NEPCO 側に偏り、BSP 建設費だけで 4.09[MJOD]分の負担増となることが分かった。この増分(4.09[JOD])を配電会社が BSP 建設費として負担することを案 2 とする。

(vii) 案 3 : BSP を最適位置にシフトして増加したコストを折半する

表 6.2-25 のケースでは NEPCO 側が BSP 建設費のみで 4.09[MJOD]の赤字となるが、この赤字分の半分 2.04[MJOD]だけを配電会社側の BSP 建設費負担分(20.7[%])とするのが第 3 案である。最適化に伴うコスト増加分を折半するため、収支上では平等ではないものの、損失を半々で分け合うため、ある程度の平等性は確保できる。

(viii)案 4 : 両者の LCC を等しくする

案 1～案 3 は、従来スキームから変化した収支、またはその一部のみをピックアップしたが、本案では LCC 全体で評価し、双方が等しい LCC となるように調整する。

- 両者の LCC の差分 : 2.21[MJOD]
- LCC が高い側(NEPCO)のコスト調整 : -1.10[MJOD]
- LCC が低い側(配電会社)のコスト調整 : +1.10[MJOD]
- NEPCO 側の BSP 建設費負担分 : 9.86[MJOD] - 1.10[MJOD] = 8.75 [MJOD] (88.8[%])
- 配電会社側の BSP 建設費負担分 : 1.10[MJOD] (11.2[%])
- 訂正後の NEPCO 側 LCC : 14.1[MJOD]
- 訂正後の配電会社側 LCC : 14.1[MJOD]

本案が長期的視点で最も公平な分担案であるが、個々の事情も勘案し、案 2・案 3 もまた並行して考慮すべきである。

(ix) 案 5 : 点数付けによる負担割合の決定

案 1～案 4 でも合意に達しなかった場合は、

- 電力セクターとしての BSP 建設の必要性 (N)
 - BSP 建設によって配電会社が得られる利益の性質 (B)
- の双方を点数化し、その差分をもって負担率を決める方法を提案する。

表 6.2-26 BSP 建設の必要性の点数定義(案)

No.	Properties	Point (N)
1	The new loads can be supplied Power from near existing BSP, and the BSP doesn't have to be reinforced to conforming to future demand.	1
2	The BSP has enough capacity now, but the capacity will be short in the future.	2
3	Now new BSP shall be installed to recover Power supply ability immediately.	3

出典 : JICA 調査団

表 6.2-27 配電会社の利益の性質の点数定義(案)

No.	Properties	Point (B)
1	To supply to new area.	1
2	BSP shall be installed, but enough Dist. Co. side benefit will be assured.	2
3	No need to install new BSP	3

出典：JICA 調査団

これらの差分を指標とする。

$$\text{Index_BSP} = N - B$$

Index_BSP は-2 から+2 の値をとりえる。Index_BSP が高い程、電力セクターとしての設置義務が大きく、低い程不要である。そのため、例えば以下のように BSP 建設費分担率を決める方法が考えられる。各々の場合の分割率や、表 6.2-27、表 6.2-28 の点数の定義も、必要に応じ都度見直すことを推奨する。

表 6.2-28 案 4 の場合の BSP 建設費分割率(案)

Index_BSP	Priority as Electricity Sector	Share Rate	
		Dist. Co.	NEPCO
+2	Highest Priority	0 %	100 %
+1	Higher Priority	5 %	95 %
±0	Normal Priority	10 %	90 %
-1	Lower Priority	30 %	70 %
-2	Lowest Priority	50 %	50 %

出典：JICA 調査団

6.3 系統計画

6.3.1 NEPCO の系統計画

NEPCO では、2018 年頃までに再生可能エネルギー発電、オイルシェール発電が計画されており、その系統接続に向けた送変電プロジェクトが進められている。NEPCO における 2018 年までの系統計画を表 6.3-1 に示す。送電系統における主なプロジェクトとして、EIB により、アンマンから南部に向けたグリーンコリドールプロジェクトが進められており、400kV 基幹系統 2 ルート化が図られる予定である。

NEPCO の系統計画は、2008 年電力マスタープランで、変電所計画、送電系統計画および国際連系線計画について、潮流解析や短絡容量解析、安定度解析など系統計画で実施すべき技術検討を行っているが、至近ではマスタープランとしては策定されていない。

表 6.3-1 2018 年までの NEPCO の系統計画

Project	Year	Point of Connection	Line Length	Line type
Amman West Grid Connection	2016			
Samra-Amman West 400 kV OHL (70 Km)		Double circuits	70km	400 kV OHTL Triple
Qatraneh-Amman West 400 kV OHL (130Km)		Double circuit	130km	400 kV OHTL Triple
Amman West Substation 132kV connection with Swemeh 132 kV OHL		Double circuit	35km	132 kV OHTL
Amman West Substation 132kV connection with Salt		Double circuit	15km	132 kV Superheated 1.5
Amman West Substation		2 transformers 400MVA. 11= CB 132kV 9= CB 400kV 4 Ractors	-	-
Project	Year	Details		Region
BSPs (Substations) Expansion	2016			
Safawi Substation Expansion 132 kV (external)		Adding one 10MVA transformer		Mafraq
Rweshid Substation Expansion 132 kV (external)		Adding one 10MVA transformer		Mafraq
Waqas Substation Expansion 132 kV (external)		Adding one 63MVA transformer		Ajloun
Salt Substation Expansion		Adding one 80MVA transformer		Balqa'a
New Zarqa Substation	2017	3= transformers 132/33kV with capacity 80MVA each 9 = 132kV CB 6= Reactors 23 = 33kV CB		Zarqa
Project	Year	Point of Connection	Line Length	Line type
Oil Shale connection	2017			
400 kV Switching Station for Oil Shale Project connection allajoun		Double circuit in-out To Qatrana 400/132kV substation	10km	400kV OHTL
Oil Shale Project connection Attarat		With Amman east	106km	400kV OHTL
		With Amman south	92km	400kV OHTL

Project	Year	Point of Connection	Line Length	Line type	
ACWA Project connection	2017	Existing HTPS 132/33KV	-	-	
132 kV Switching Station for ACWA Project connection		Open	12km		
Samra- HTPS		Reconductering double circuits	6.35km	132 kV superheated 1.5	
Samra –HTPS					
Project	Year	Point of Connection	Line Length	Line type	
Replacement of Conductors for Samra-Rajhi-Rehab OHLs	2018	Samra-rehab	28.7km	132 kV superheated 1.5	
		Samra-rajihi	24km		
		RAJHI-REHAB(1)	24km		
		DELENOVA Wind Project Connection		Double circuit from ishtafina S/S	12km
Project	Year	Point of Connection	Line Length	Line type	
Green Corridor Project	2018				
Hasa-Tafila Reconductering		Double circuits	40km	132 kV superheated 1.5	
Hasa-Qatrana Reconductering		Single circuit	43.925km	132 kV superheated 1.5	
Hasa-Qatrana Cement Reconductering		Single circuit	47.6km	132 kV superheated 1.5	
Qatrana- Qatrana Cement Reconductering		Single circuit	7.3km	132 kV superheated 1.5	
Replacement of Conductors for Fujaij-Ma'an 132 kV OHLs		Double circuits	50km	132 kV superheated 1.5	
Double Circuit OHLs for Ma'an – (in-Out joint) – New Ma'an		Double circuits	3km	132 kV superheated 1.5	
QAIA Substation Expansion (Green Corridor Project)		Double circuit QAIA-Qatrana	60km	132 kV OHTL	
Green corridor connected wind farms					
King Hussain Wind Project Connection		2018	Single line open in Fujaij-Ma'an 132kV	5km	132 kV OHTL
Rajif Wind Farm	In/out Qwera-Ma'an 48 km from qwera			132 kV OHTL	
Tafila Wind Substation	In/Out Hasa – RASHADIA 7 km From HASA				
KOSPO Wind Project Connection	3.5 km Double circuit from tafila WF		3.5km	132 kV OHTL	
XENEL Wind Project Connection	3.5 km Double circuit from kospo 7km from tafila WF		7km	132 kV OHTL	
400kV Grid Reinforcement					
Qatraneh 400kV Line	2016	Qatrana- New Ma'an	150km	400 kV OHTL	
QAIA Substation Expansion (Green Corridor Project)		Adding two CB 132kV	Amman		
Qatraneh Substation Expansion(Green Corridor Project)		Adding two CB 132kV	Karak		
Qatraneh 400 kV Substation Expansion (connection with Ma'an 400 kV) Green Corridor Project)	2018	Adding two of (one and half CB) each 400kV	Karak		
Ma'an 400/132/33 kV Substation (Green Corridor Project)		2018 Two Transformers 400MVA	Ma'an		

出典：NEPCO

6.3.2 NEPCO の系統の現状と課題

NEPCO から現状系統の PSS/E データを入手し、表 6.3-1 に示す系統計画を NEPCO とともに PSS/E データに反映し、2018 年断面での系統解析を行った。2018 年断面でのアンマン周辺の 132kV 系統の系統上の課題を図 6.3-1 および表 6.3-2 に示す。Amman North 変電所から市内中心部への 132kV 送電線の稼働率が高く、N-1 故障時に送電線の設備容量を超過するなど、信頼度が低下している箇所がある。また、短絡容量の増加により、しゃ断器の故障除去能力を超過している箇所があり、Amman 南変電所や Zarqa(HTPS)変電所などで母線を分割し、系統容量を小さくしている。

表 6.3-3 に N-1 故障時の過負荷送電線への対策内容および費用、対策後の系統の状況を示す。また、検討時の発電機の出力は、表 6.3-4 に示す運転状態とした。なお、送電線の建設コストは、NEPCO より入手した表 6.3-5 の値を採用した。Zarqa 回りの過負荷送電線に対しては、NEPCO で採用が予定されている増容量電線を採用することとした。Qatrana の故障電流がしゃ断機の定格容量 (31.5kV) を超過しており、Amman 南変電所と同様に変電所の母線を分割して系統容量を抑えるなどの対策が必要である。

今後は、オイルシェール、原子力発電、再生可能エネルギーなどの電源が系統に入ることとなるため、将来的にはしゃ断器の取替などの対策が必要となる。

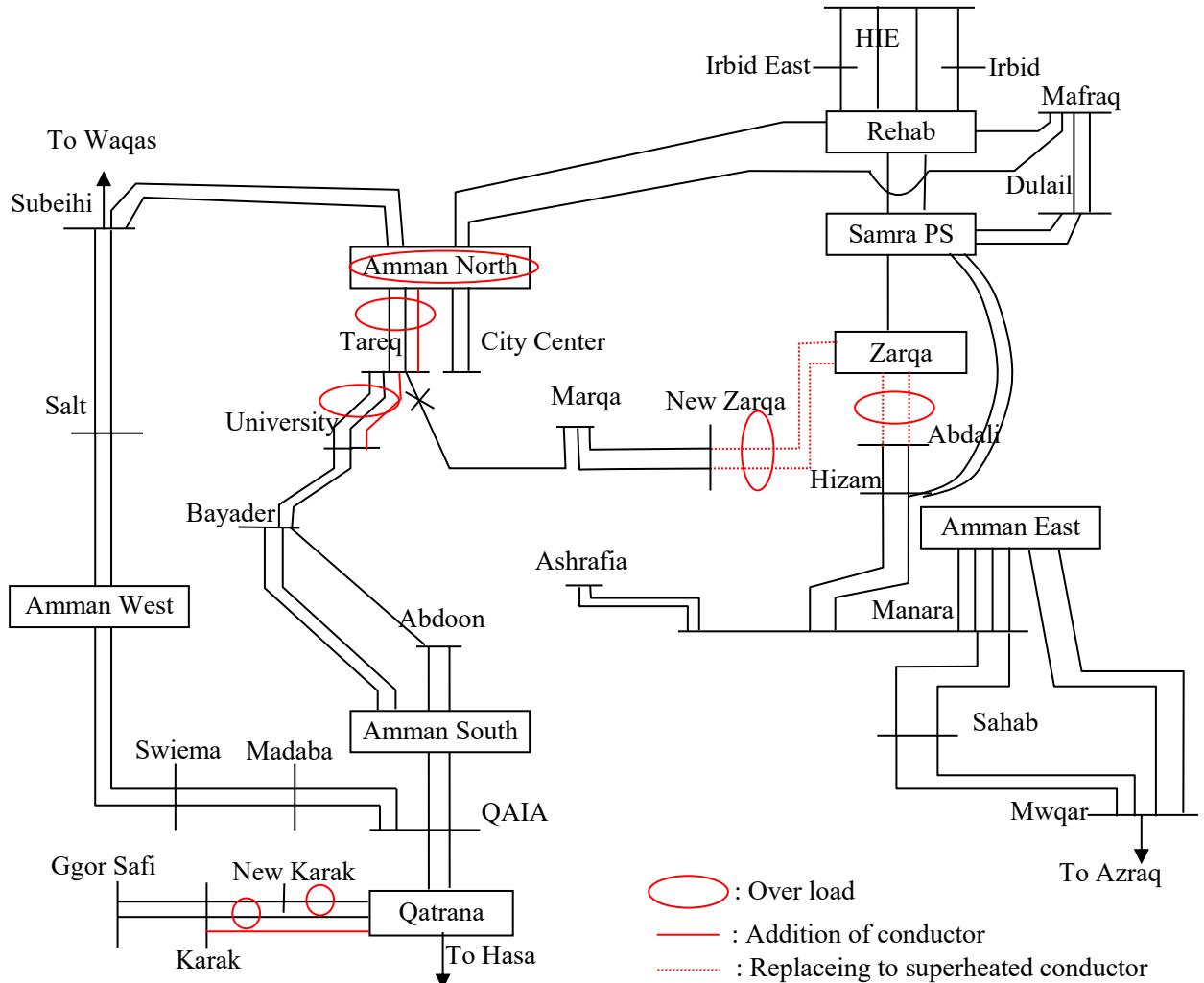


図 6.3-1 アンマン周辺の 132kV 系統図 (2018 年)

出典：JICA 調査団

表 6.3-2 2018 年での系統の問題点

High loading 132kV transmission line	HTPS to Abdali 111% (N-1) HTPS to Zarqa New 107% (N-1) Qatrana to Karak 113% (N-1) Qatrana to South Karak 109% (N-1) Amman North to Tareq 111% (N-1) Tareq to Univ 110% (N-1)
Operating rate of the main 400kV Substations	Amman North 108% (N-1)
Voltage	Irbid 0.94pu (N-1) South Karak 0.91pu (N-1) Karak 0.93pu (N-1) Ghorsafi 0.91pu (N-1)
Line to ground fault	HTPS 26.1kA Qatrana 32.1kA Tareq 29.3kA Amman South 27.3kA

表 6.3-3 2018 年での系統の対策案とその後の状況

Measures and cost	
Reinforcement for High loading 132kV transmission line	Replacing to Superheated conductor -HTPS to Abdali (12.77km*450kUSD=5,746.5kUSD) -HTPS to Zarqa New(11.0km*450kUSD=4,950kUSD) Addition of conductor -Qatrana to Karak (31.0km*150kUSD=4,650kUSD) -Amman North to Tareq (5.8km*150kUSD=870kUSD) -Tareq to Univ (5.8km*1,300kUSD=7,540kUSD) Total 23,756.5 kUSD
The situation after measures	
Operating rate of the main 400kV substations	Amman North 109% (N-1)
Voltage	Irbid 0.94pu (N-1) Marka 0.94pu (N-1)
Line to ground Fault	HTPS 18.6kA Qatrana 32.1kA Tareq 30.4kA Amman South 27.1kA

出典：JICA 調査団

表 6.3-5 Unit Costs Used for Analysis and Costing of Developments

Item	Unit	Cost US\$(000s)
Location		
Land cost – Amman new site	1	6,808
Land cost – Amman extension	1	2,723
Land cost – Other new site	1	2,723
Land cost – Other extension	1	1,362
Bays		
400kV Bay AIS	1	1,340
132kV Bay GIS	1	1,058
132kV Bay AIS	1	257
33kV Bay	1	71
Transformaer		
400MVA 400/132kV Transformer	1	4,230
240MVA 400/132kV Transformer	1	2,820
110MVA 132/33kV Transformer	1	1,734
80MVA 132/33kV Transformer	1	6,345
63MVA 132/33kV Transformer	1	4,583
45MVA 132/33kV Transformer	1	409
16MVA 132/33kV Transformer	1	353
10MVA 132/33kV Transformer	1	317
Overhead lines		
400kV 3 x 560mm ACSR/ACS OHL	DC km	423
400kV 2 x 560mm ACSR/ACS OHL	DC km	395
132kV 2 x 400mm ACSR OHL	DC km	300
132kV 1 x 400mm AAAC OHL	DC km	254
132kV 1 x 400mm ACSR OHL	DC km	250
132kV 1 x 400mm ACSR OHL	SC km	150
132kV 1 x 240mm ACSR OHL	SC km	100
132kV Drake ACSS HTLS	DC km	450
132kV ACSS 450 or 425/55mm HTLS (Conductor and Replacement)	SC km	113
Underground cables		
132kV 1 x 1000mm Cu XLPE Cable double	DC km	2,000
132kV 1 x 1000mm Cu XLPE Cable	DCkm	1,692
132kV 1 x 1000mm Cu XLPE Cable	SC km	1,300
132kV 1 x 500mm Cu XLPE Cable	SC km	1,021
33kV 500mm Al XLPE Cable	SC km	96
Compensation equipment		
33kV Capacitor Bank – 4 x 10MVAR	1	600
33kV Capacitor Bank – 1 x 20MVAR	1	71
33kV Capacitor Bank – 4 x 7.5MVAR	1	550
11kV Capacitor Bank – 12MVAR	1	87

出典: NEPCO

6.3.3 個別電源開発に対する系統対策

1) オイルシェール発電

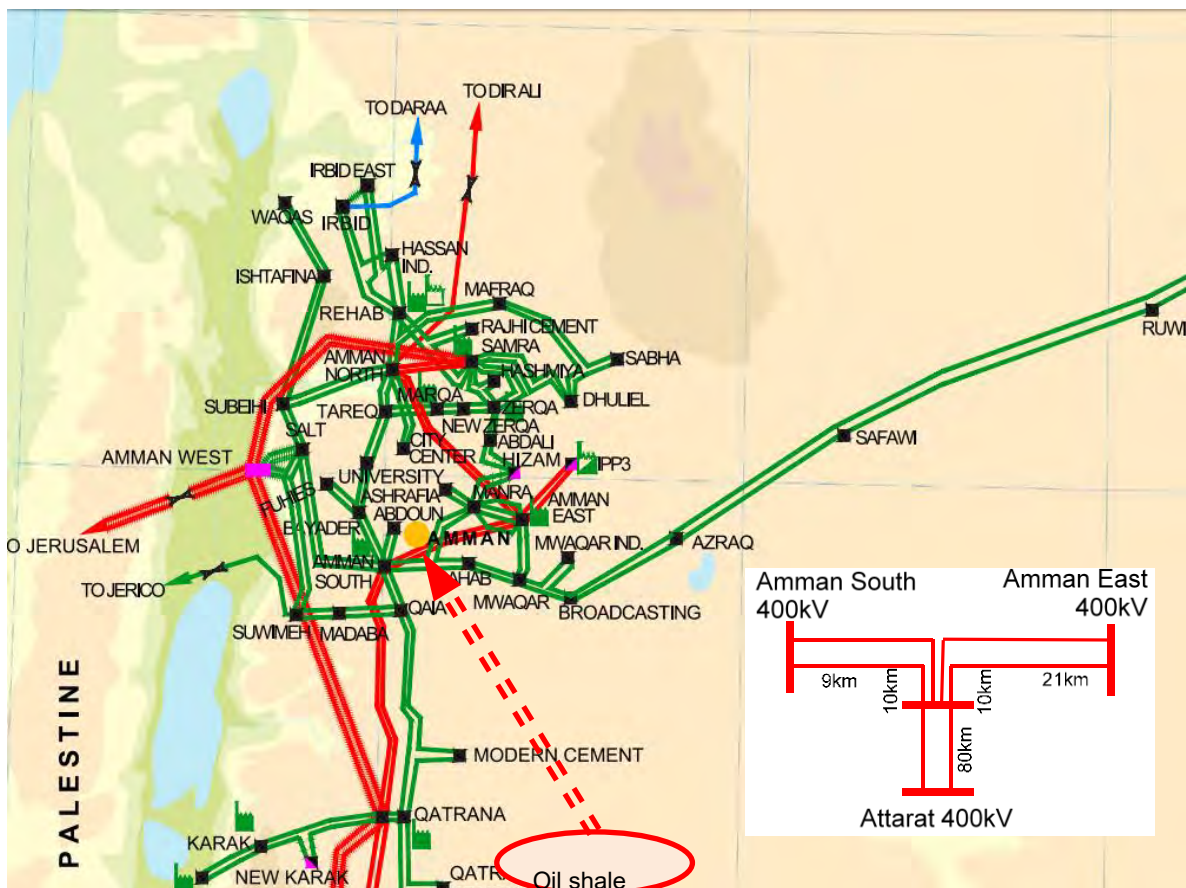
2019年に導入が予定されている Attarat のオイルシェール発電の系統接続対策について比較検討を行った。検討は、PSS/E を用い、潮流計算および N-1 検討を行った。

接続シナリオは、NEPCO が検討中の 400kV Amman South T/L and Amman East T/L へ接続する案および 132kV QAIA Substation へ接続する案に加えて、400kV New Qatrana Substation へ接続する案の 3 案について建設コスト、変電所および送電線の過負荷状態、系統の電圧低下状態、故障電流について検討した。400kV New Qatrana Substation へ接続する案は、今後予定されている原子力発電の電源線として活用することも考慮し検討案に入れている。

それぞれの検討結果と比較は、下記のとおりである。なお、送電線および変電所の建設コストは、NEPCO より入手した表 6.3-5 の値を採用した。

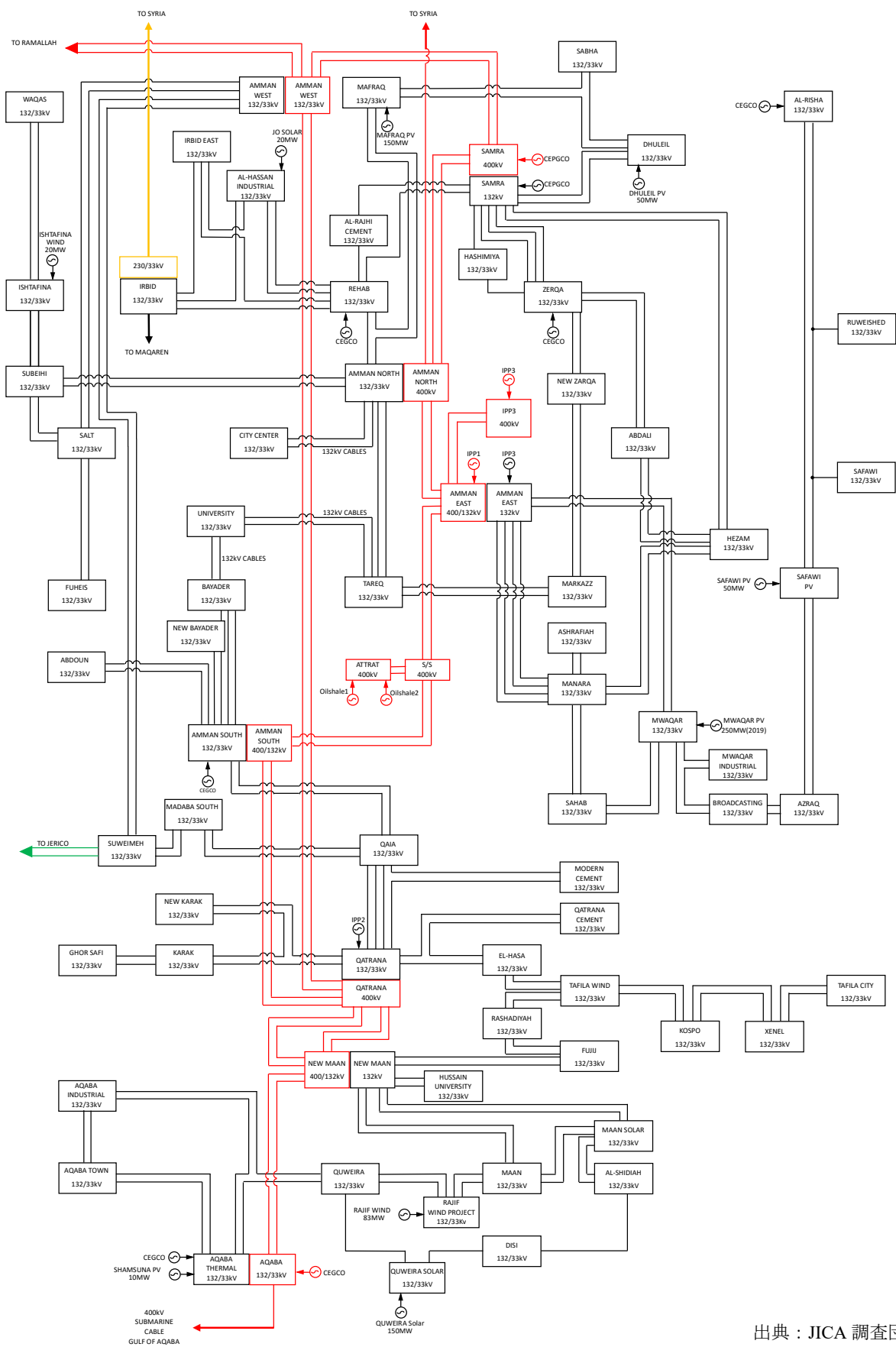
(i) オイルシェール接続案 1

NEPCO にて検討中のオイルシェール接続案として、400kV Amman South T/L and Amman East T/L に接続するシナリオについて検討した。図 6.3-2 に、オイルシェール発電所と系統の位置関係を示す。また、接続後の系統図を図 6.3-3 に示す。表 6.3-6 に送電線および変電所の過負荷状態、故障電流の解析結果およびオイルシェール接続に係る工事費、オイルシェール接続に伴い必要となる系統の増強費用を示す。この接続案では、132kV 送電線や 400kV Aqaba-New Ma'an 送電線、Amman South 変電所で増強が必要となる。



出典：JICA 調査団

図 6.3-2 オイルシェール接続案 1(400kV Amman South T/L and Amman East T/L)



出典：JICA 調査団

図 6.3-3 オイルシェール接続案 1 系統図

表 6.3-6 オイルシェール接続案1 解析結果

Item	From		To	
132kV transmission line loading in N-1 state	Amman South	-	Bayader	147%
	Bayader	-	University	122%
	Rehab	-	Samra	115%
400kV transmission line loading in N-1 state	Aqaba	-	New Ma'an	111%
400kV substation loading in N-1 state	Amman South			183%
Single line to ground fault current	Tareq			18.7kA
	Amman South main			17.0kA
	Amman South reserve			25.9kA
	Qatrana main			24.9kA
	Qatrana reserve			12.9kA
Cost	Construction cost			47,540kUSD
	Related reinforcement cost			70,293kUSD
	Total			117,833kUSD

出典：JICA 調査団

(ii) オイルシェール接続案 2

NEPCOにて検討中のオイルシェール接続案として、132kV QAIA Substation に接続するシナリオについて検討した。図 6.3-4 にオイルシェール発電所と系統の位置関係を示す。また、接続後の系統図を図 6.3-5 に示す。この接続案ではアンマン North の過負荷解消対策として、Amman South 変電所での 132kV 系統の接続変更を検討する。このつなぎ変えに伴う対策を含めた対策工事の解析結果を表 6.3-7 に示す。表 6.3-7 では、送電線および変電所の過負荷状態、故障電流の解析結果およびオイルシェール接続に係る工事費、オイルシェール接続に伴い必要となる系統の増強費用を示す。

この接続方式では、Amman North 変電所の過負荷解消となる対策を実施することができるが、400kV-132kV 変電所を新設する必要があるが、オイルシェール接続 3 案の中で、コストが最小となっている。

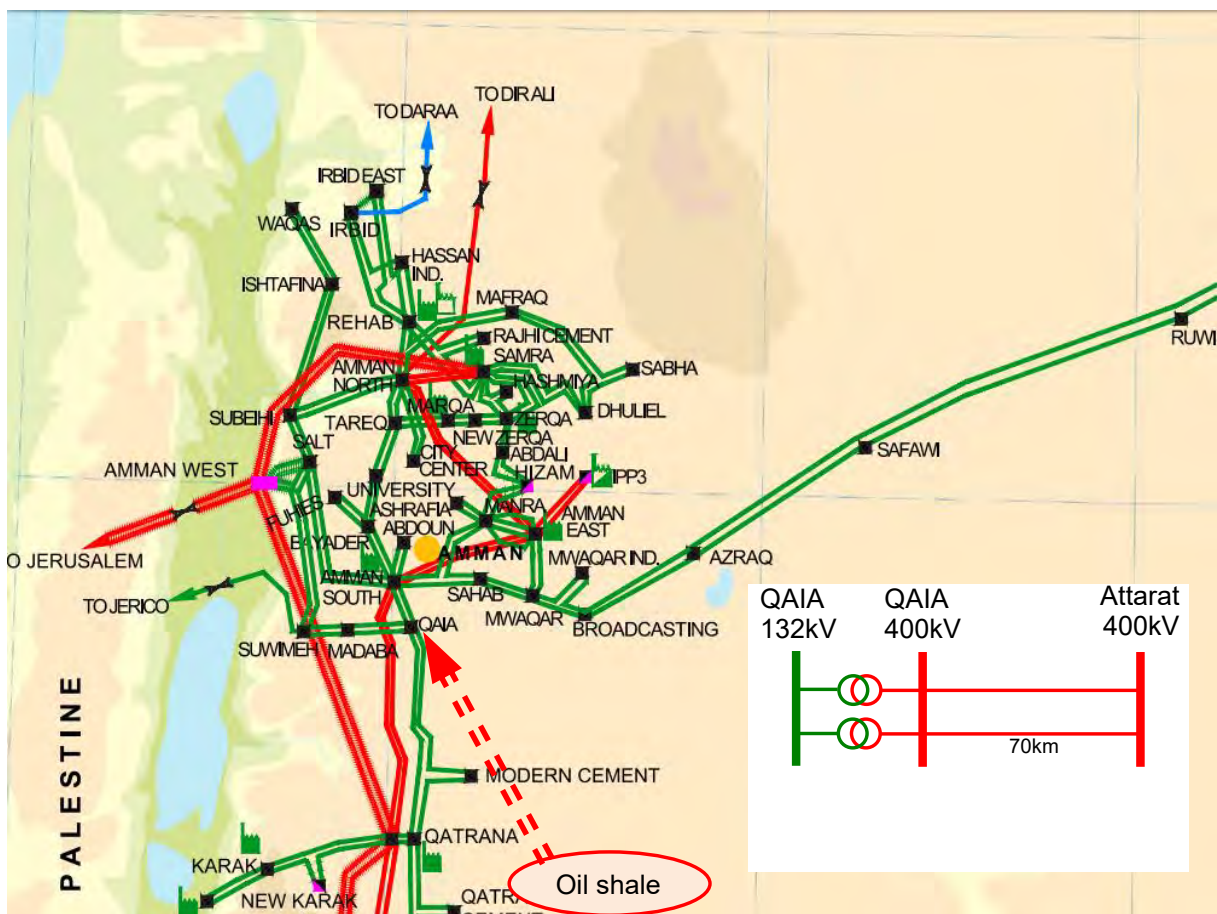


図 6.3-4 オイルシェール接続案 2(132kV QAIA Substation)

出典：JICA 調査団

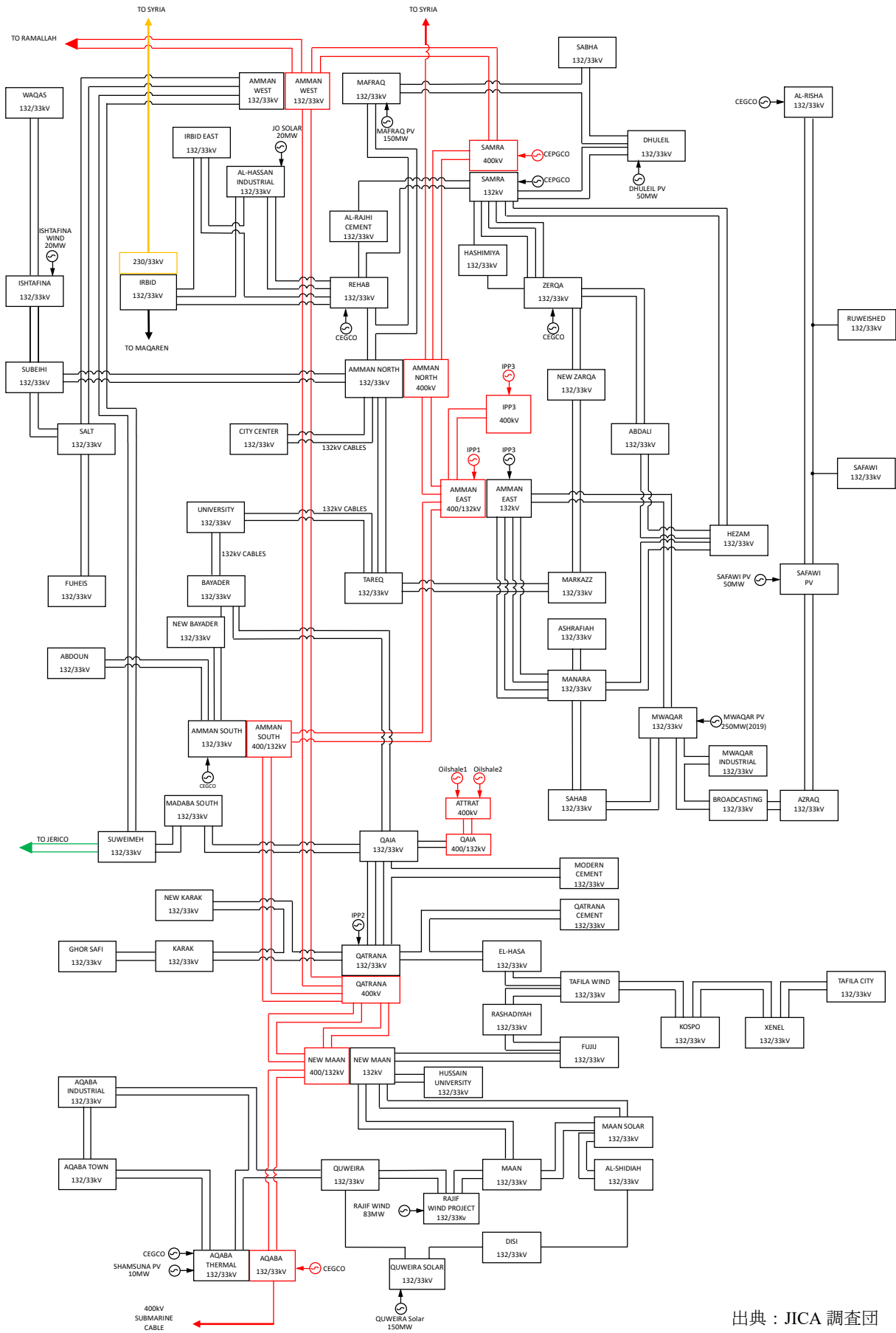


図 6.3-5 オイルシェール接続案 2 系統図

出典：JICA 調査団

表 6.3-7 オイルシェール接続案2 解析結果

Item	From		To	
132kV transmission line loading in N-1 state	Amman South	-	Bayader	-
	Bayader	-	University	-
	Rehab	-	Samra	107%
400kV transmission line loading in N-1 state	Aqaba	-	New Ma'an	-
400kV substation loading in N-1 state	Amman South			-
Single line to ground fault current	Tareq			27.9kA
	Amman South main			25.2kA
	Amman South reserve			25.2kA
	Qatrana main			25.2kA
	Qatrana reserve			12.0kA
Cost	Construction cost			40,152kUSD
	Related reinforcement cost			55,200kUSD
	Total			95,352kUSD

出典：JICA 調査団

(iii) オイルシェール接続案 3

調査団からのオイルシェール接続案として、400kV New Qatrana Substation に接続するシナリオについて検討した。図 6.3-6 に、オイルシェール発電所と系統の位置関係を示す。また、接続後の系統図を図 6.3-7 に示す。表 6.3-8 に送電線および変電所の過負荷状態、故障電流の解析結果およびオイルシェール接続に係る工事費、オイルシェール接続に伴い必要となる系統の増強費用を示す。

この接続案では、132kV 送電線や 400kV Aqaba-New Ma'an 送電線、Amman South 変電所で増強が必要となり、オイルシェール接続 3 案の中で、コストが最大となっている。

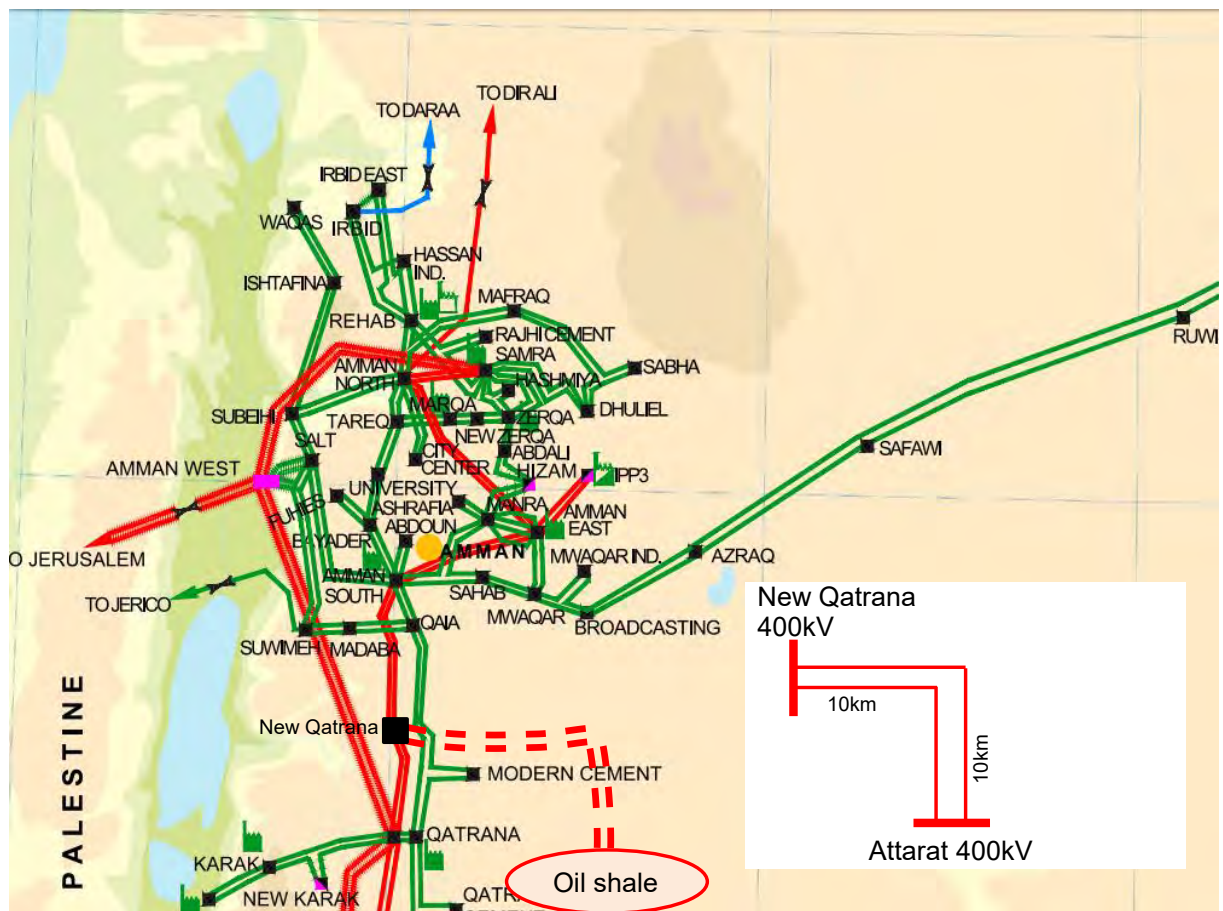


図 6.3-6 オイルシェール接続案 3(400kV New Qatrana Substation)

出典：JICA 調査団

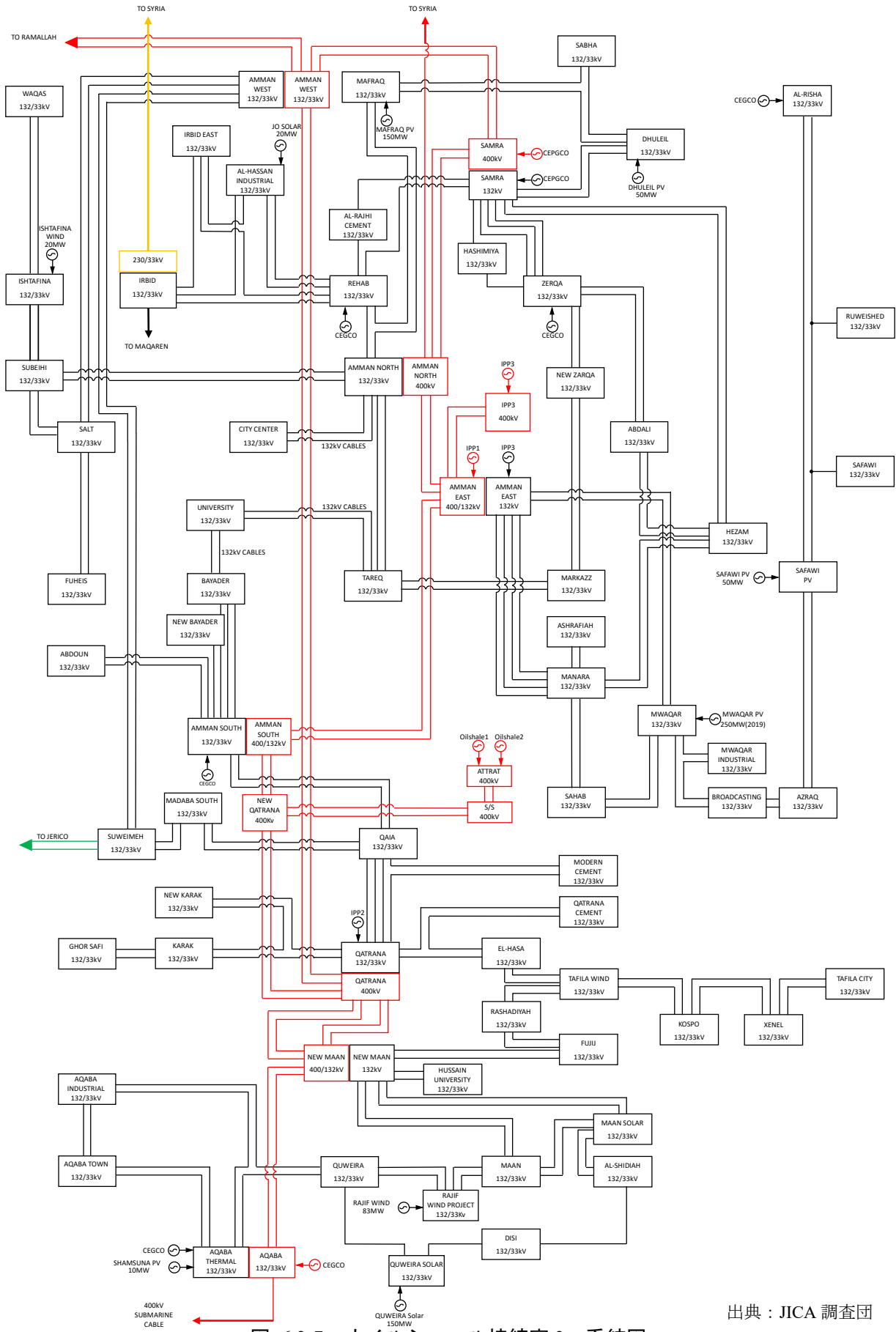


図 6.3-7 オイルシェール接続案 3 系統図

出典：JICA 調査団

表 6.3-8 オイルシェール接続案3 解析結果

Item	From		To	
132kV transmission line loading in N-1 state	Amman South	-	Bayader	119%
	Bayader	-	University	127%
	Rehab	-	Samra	102%
400kV transmission line loading in N-1 state	Aqaba	-	New Ma'an	108%
400kV substation loading in N-1 state	Amman South			135%
Single line to ground fault current	Tareq			16.3kA
	Amman South main			21.7kA
	Amman South reserve			21.8kA
	Qatrana main			24.6kA
	Qatrana reserve			12.1kA
Cost	Construction cost			19,223k USD
	Related reinforcement cost			99,128k USD
	Total			118,351k USD

出典：JICA 調査団

2) 原子力発電接続検討

2023年および2025年に導入が決まっているAzraq地区の原子力発電の系統接続案4通りについて、2019年導入予定のオイルシェール発電の接続案4通りの組み合わせを含め検討した。表6.3-7に原子力発電の系統接続とオイルシェールの系統接続パターンを示す。検討は、PSS/Eを用い、潮流計算、N-1検討、故障電流、原子力発電接続送電線故障時の過渡解析、原子力発電接続送電線ルート断(N-2)時の潮流計算を行った。

なお、送電線および変電所の建設コストは、NEPCOより入手した表6.3-5の値を採用した。

- ✓ 接続案 1: 400kV New HIE Substation and 400kV Amman East Substation
- ✓ 接続案 2: 400kV New HIE Substation and 400kV New Qatrana Substation
- ✓ 接続案 3: 400kV New HIE Substation and 400kV Samra Substation
- ✓ 接続案 4: 400kV New HIE Substation and 400kV New QAIA Substation

表 6.3-9 原子力発電接続送電線とオイルシェール発電接続送電線の組み合わせ

Study Scenarios	Nuclear power generation	Oil-shale power generation
1-1	Plan 1: 400kV New HIE Substation and 400kV Amman East Substation	Plan 1: 400kV Amman South and Amman East T/L
1-2		Plan 2: 132kV QAIA Substation
1-3		Plan 3: 400kV New Qatrana Substation
2-1	Plan2: 400kV New HIE Substation and 400kV New Qatrana Substation	Plan 1: 400kV Amman South and Amman East T/L
2-2		Plan 2: 132kV QAIA Substation
2-3		Plan3: 400kV New Qatrana Substation
3-1	Plan3: 400kV New HIE Substation and 400kV Samra Substation	Plan 1: 400kV Amman South and Amman East T/L
3-2		Plan 2: 132kV QAIA Substation
3-3		Plan3: 400kV New Qatrana Substation
4	Plan 4: 400kV New HIE Substation and 400kV New QAIA Substation	Plan 4: 400kV New QAIA Substation

出典：JICA 調査団

(i) 原子力発電接続案 1 とオイルシェール発電接続案の組み合わせ

図 6.3-8 に、原子力発電所と系統の位置関係を示す。また、原子力発電接続案 1 およびオイルシェール発電接続案 1 の系統図を図 6.3-9 に示す。表 6.3-10 に原子力発電接続案 1 および各オイルシェール発電接続案の送電線および変電所の過負荷状態、故障電流の解析結果およびオイルシェール接続に係る工事費、オイルシェール接続に伴い必要となる系統の増強費用を示す。原子力発電の接続先となる Amman East 変電所は、発電所や送電線が密集しており、大規模電源となる原子力発電の接続先としては望ましくない。

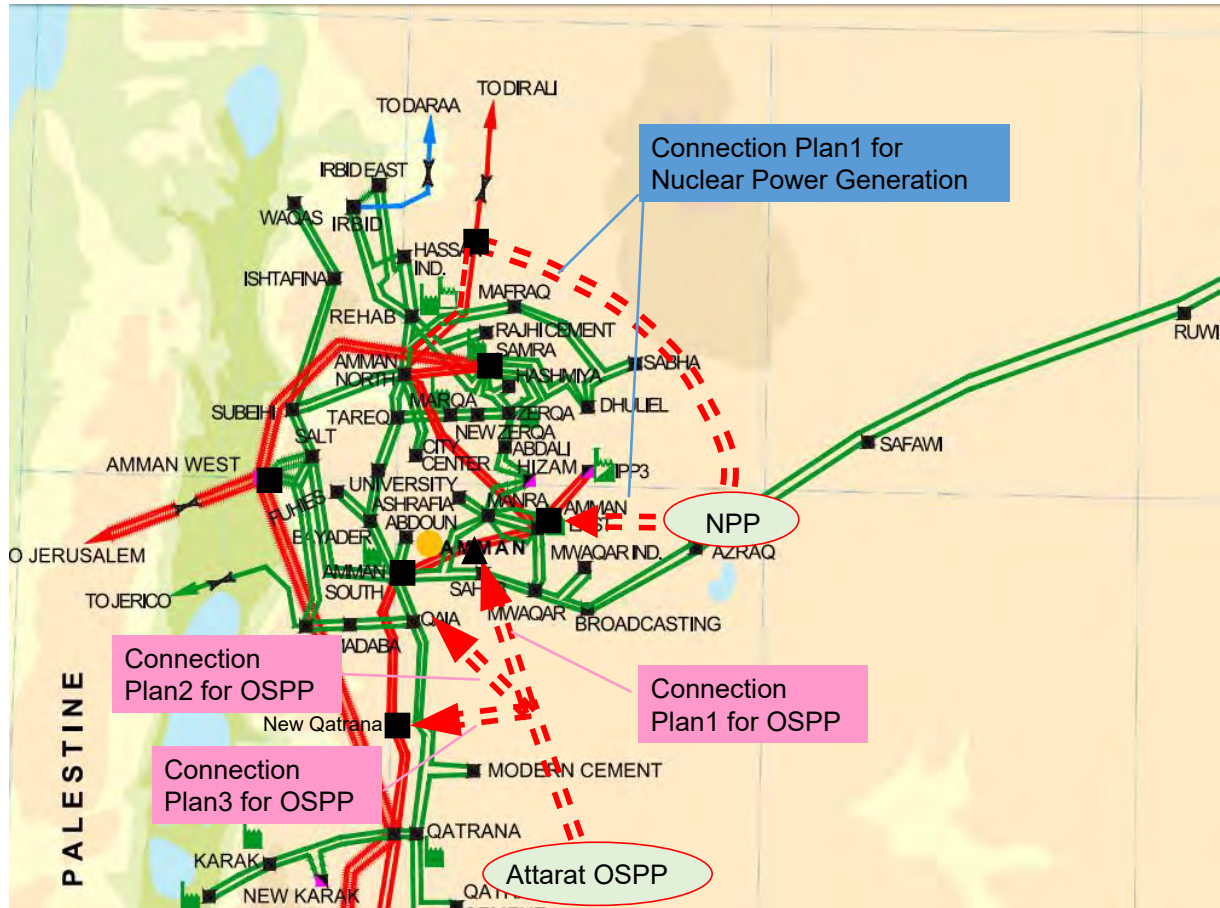
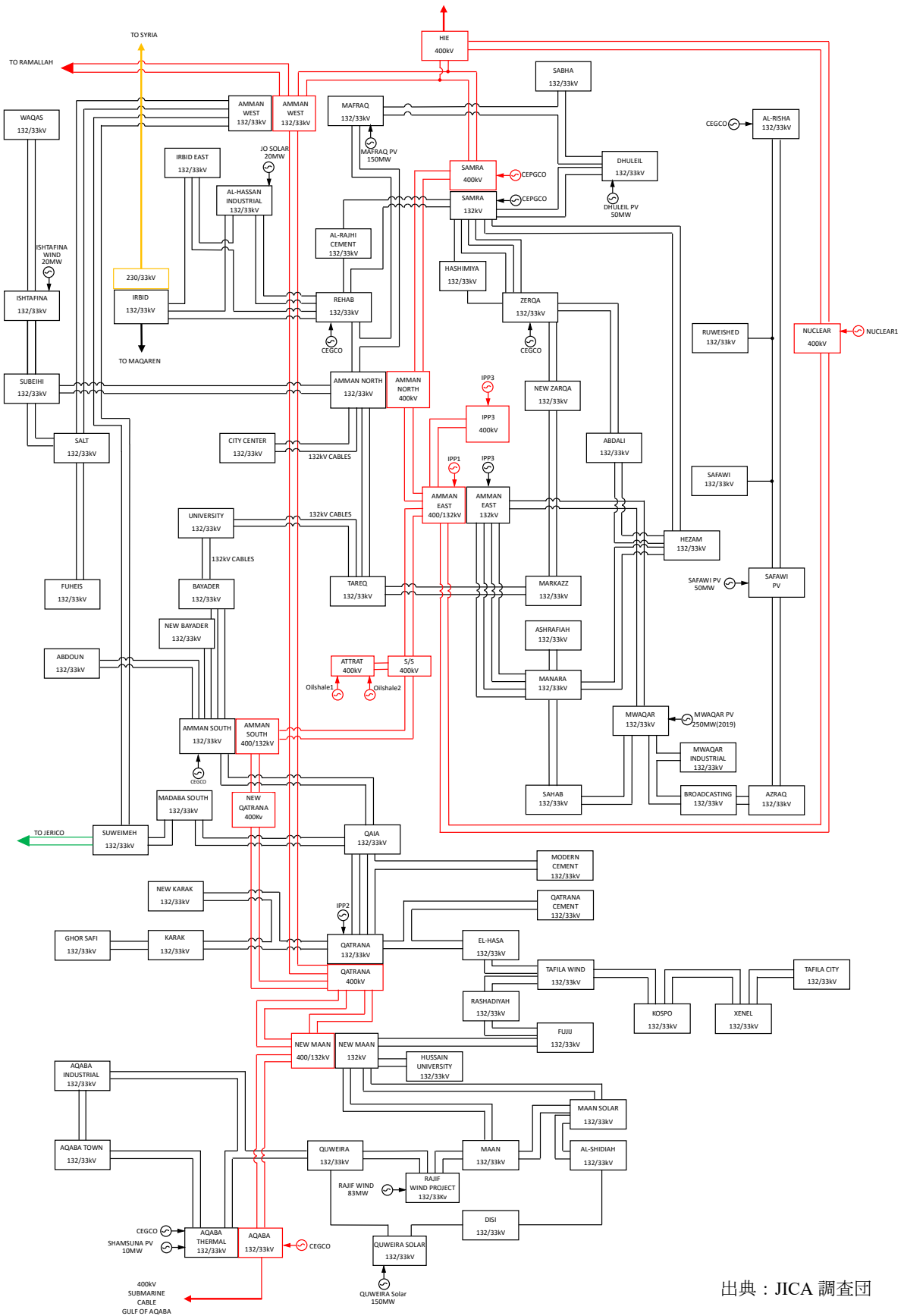


図 6.3-8 原子力発電接続案 1

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6.3-9 原子力発電接続案 1 およびオイルシェール発電接続案 1 システム図

表 6.3-10 原子力発電接続案 1 の解析結果

Item	From		To	Study scenarios			
					1-1	1-2	1-3
				NPP	HIE, Amman East		
				OSPP	AMS-AME	QAIA	New Qatrana
132kV transmission line loading in N-1 state	Hizam	-	Manara		103%	107%	102%
	Hizam	-	Abdali		159%	189%	189%
	Hizam	-	Samra		124%	127%	126%
	Bayader	-	Amman South		151%	150%	152%
	Marqa	-	Zarqa		140%	140%	140%
	HTPS	-	Zarqa		119%	119%	119%
	HIE	-	Hassan		-	-	-
	Manara	-	Amman South		116%	116%	116%
	Amman South	-	QAIA		-	-	-
	QAIA	-	Madaba		-	108%	-
400kV transmission line loading in N-1 state	Samra	-	Amman North		-	-	-
400kV substation loading in N-1 state	Amman South				146%	-	143%
	Amman East				102%	102%	102%
	Amman North				106%	103%	105%
	Amman West				-	-	-
Single line to ground fault current							
Amman South main					23.9kA	24.8kA	23.6kA
Amman South reserve					24.1kA	23.9kA	24.0kA
Tareq					20.9kA	20.8kA	20.9kA
Qatrana main					23.9kA	24.7kA	23.9kA
Qatrana reserve					13.4kA	13.4kA	13.5kA
Amman East					30.9kA	30.5kA	30.7kA
HTPS					18.5kA	18.5kA	18.5kA
Cost [1,000USD]	Construction cost for nuclear				98,369	98,369	98,369
	Related reinforcement cost				29,589	28,589	29,589
	Sub total				127,958	126,889	127,958
	Oilshale T/L cost				117,833	95,352	118,351
	Total				245,791	222,241	246,309

出典：JICA 調査団

(ii) 原子力発電接続案2とオイルシェール発電接続案の組み合わせ

図 6.3-10 に、原子力発電所と系統の位置関係を示す。また、原子力発電接続案1およびオイルシェール発電接続案1の系統図を図 6.3-11 に示す。表 6.3-11 に原子力発電接続案1および各オイルシェール発電接続案の送電線および変電所の過負荷状態、故障電流の解析結果およびオイルシェール発電接続に係る工事費、オイルシェール発電との接続に伴い必要となる系統の増強費用を示す。この接続案では、Amman East 変電所や Samra 変電所への原子力発電接続と違い、新しい候補地である New Qatrana への接続案であるため、運用上のリスクも小さく、また、New Qatrana 変電所用の用地取得が新規であるため、確保しやすいと思われる。これらの理由から、先方との協議の結果、原子力発電の接続案2~4のうち、案2について、2025年以降の検討を進めることとした。また、オイルシェール発電の接続案は、案1とした。

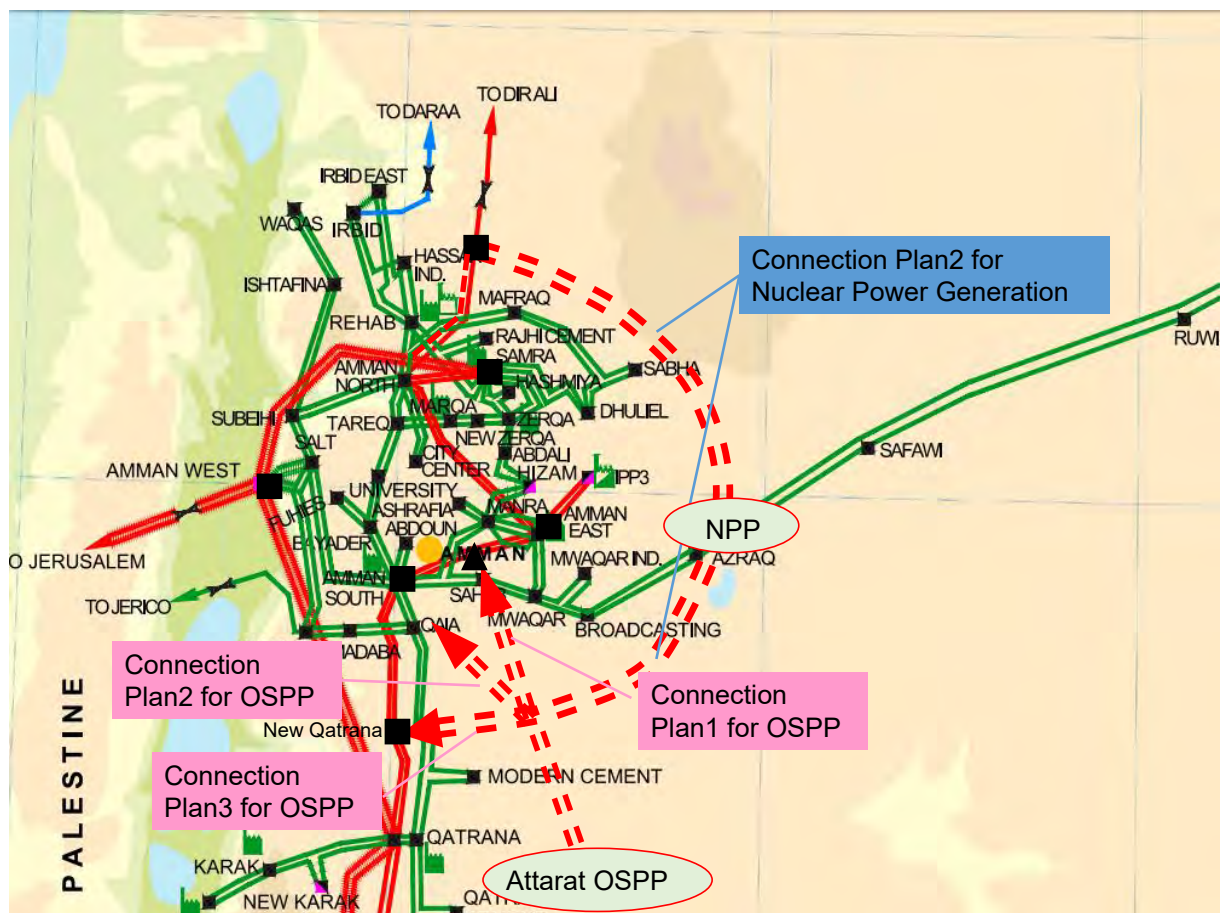
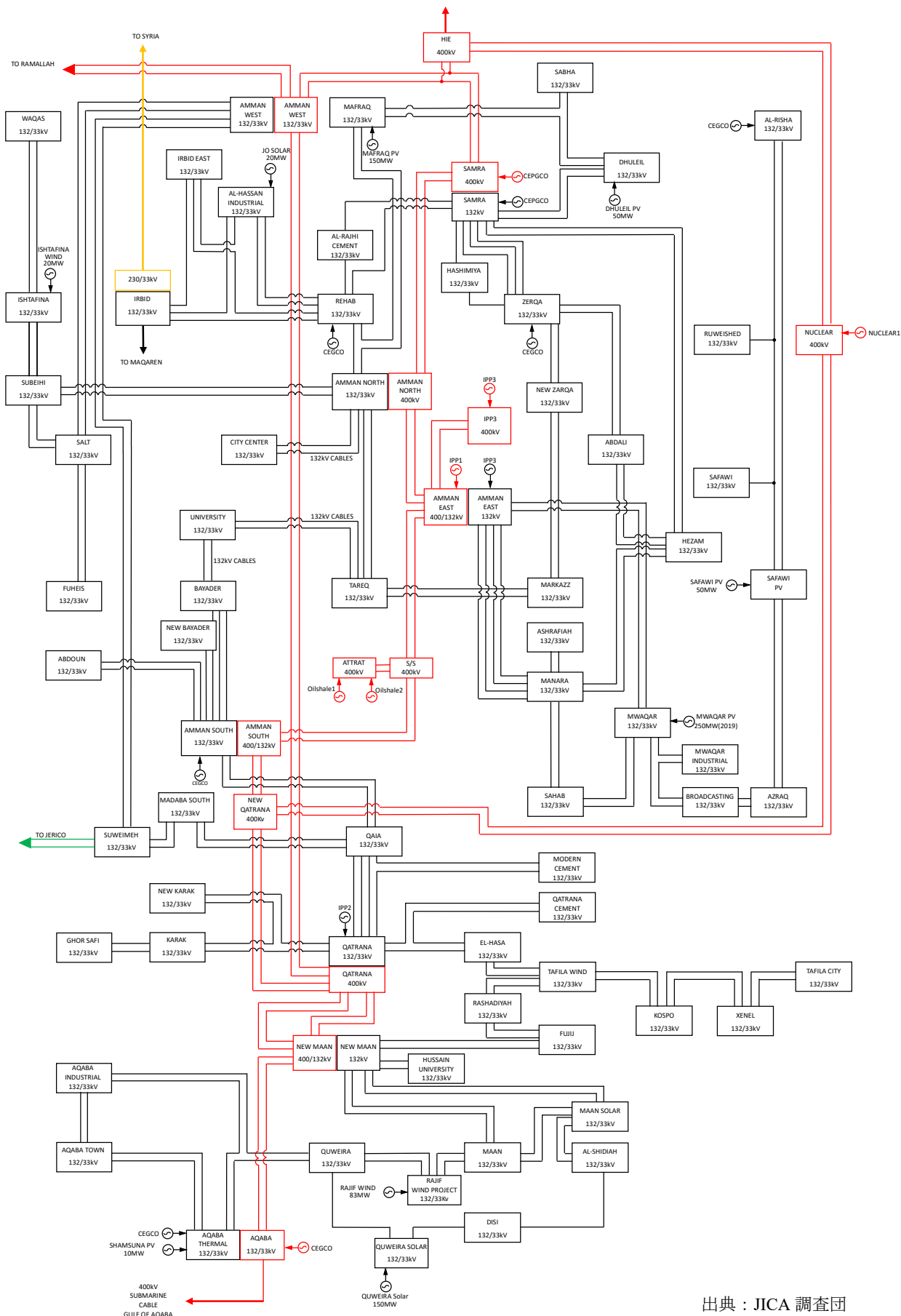


図 6.3-10 原子力発電接続案2

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6.3-11 原子力発電接続案 2 およびオイルシェール発電接続案 1 系統図

表 6.3-11 原子力発電接続案 2 の解析結果

Item	From		To	Study scenarios			
					2-1	2-2	2-3
				NPP	Amman East		
				OSPP	AMS-AME	QAIA	New Qatrana
132kV transmission line loading in N-1 state	Hizam	-	Manara		-	-	-
	Hizam	-	Abdali		189%	189%	189%
	Hizam	-	Samra		131%	137%	137%
	Bayader	-	Amman South		151%	151%	153%
	Marqa	-	Zarqa		140%	140%	140%
	HTPS	-	Zarqa		119%	119%	119%
	HIE	-	Hassan		-	-	102%
	Manara	-	Amman South		116%	117%	117%
	Amman South	-	QAIA		-	103%	-
	QAIA	-	Madaba		-	109%	-
400kV transmission line loading in N-1 state	Samra	-	Amman North		-	-	-
400kV substation loading in N-1 state	Amman South				140%	-	138%
	Amman East				-	-	-
	Amman North				-	-	-
	Amman West				-	-	101%
Single line to ground fault current							
Amman South main					23.7kA	24.6kA	23.4kA
Amman South reserve					23.6kA	23.3kA	23.4kA
Tareq					20.7kA	20.6kA	20.6kA
Qatrana main					24.1kA	25.0kA	24.1kA
Qatrana reserve					13.6kA	13.6kA	13.6kA
Amman East					29.8kA	29.3kA	29.5kA
HTPS					18.5kA	18.5kA	18.5kA
Cost [1,000USD]	Construction cost for nuclear				117,780	117,780	113,550
	Related reinforcement cost				19,314	21,339	30,294
	Sub total				137,094	139,119	143,844
	Oilshale T/L cost				117,833	95,352	118,351
	Total				254,927	234,471	262,195

出典：JICA 調査団

(iii) 原子力発電接続案 3 とオイルシェール発電接続案の組み合わせ

図 6.3-12 に、原子力発電所と系統の位置関係を示す。また、原子力発電接続案 1 およびオイルシェール発電接続案 1 の系統図を図 6.3-13 に示す。表 6.3-12 に原子力発電接続案 1 および各オイルシェール発電接続案の送電線および変電所の過負荷状態、故障電流の解析結果およびオイルシェール発電との接続に係る工事費、オイルシェール発電との接続に伴い必要となる系統の増強費用を示す。この接続案の原子力発電接続コストおよびそれに伴う増強工事と案 2 の New Qatrana 接続案のコストは、大差ない。

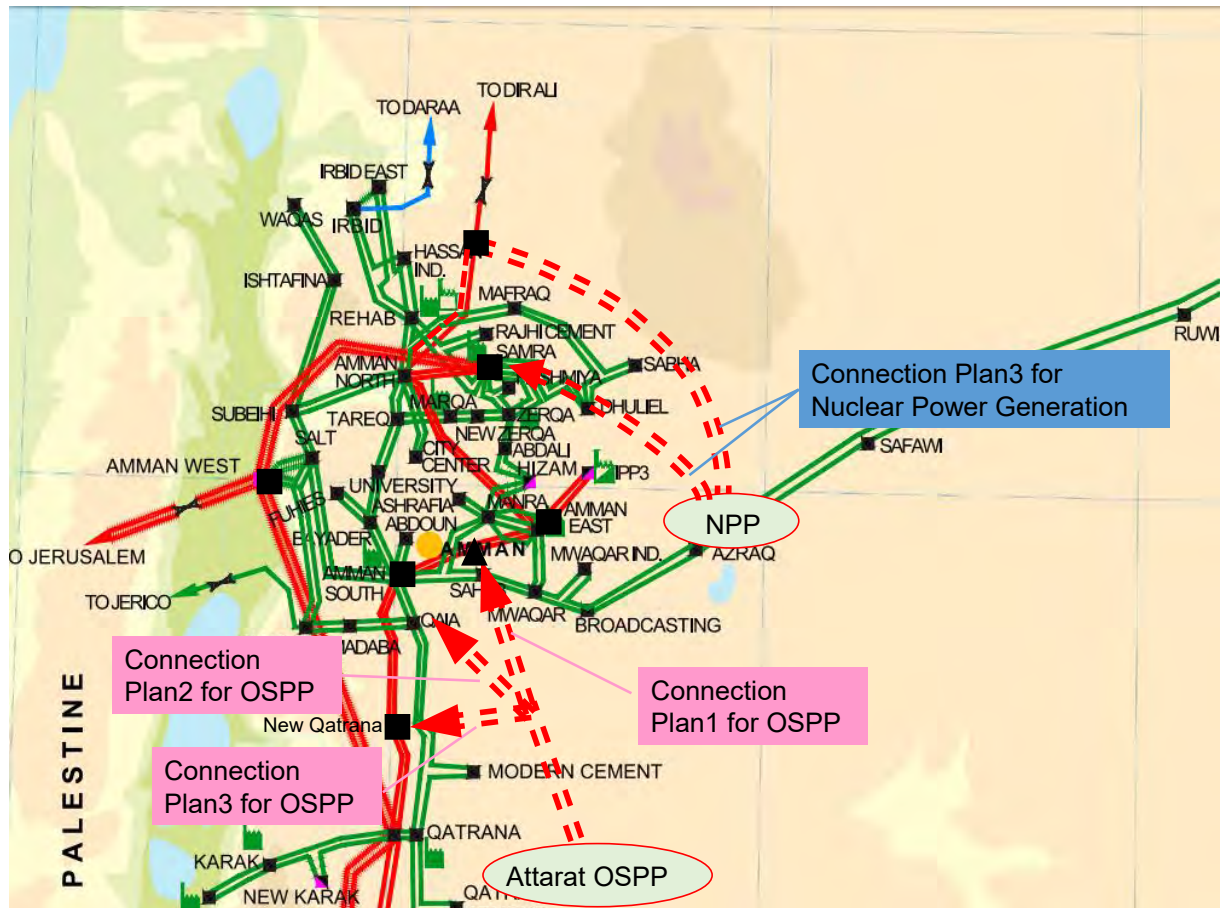
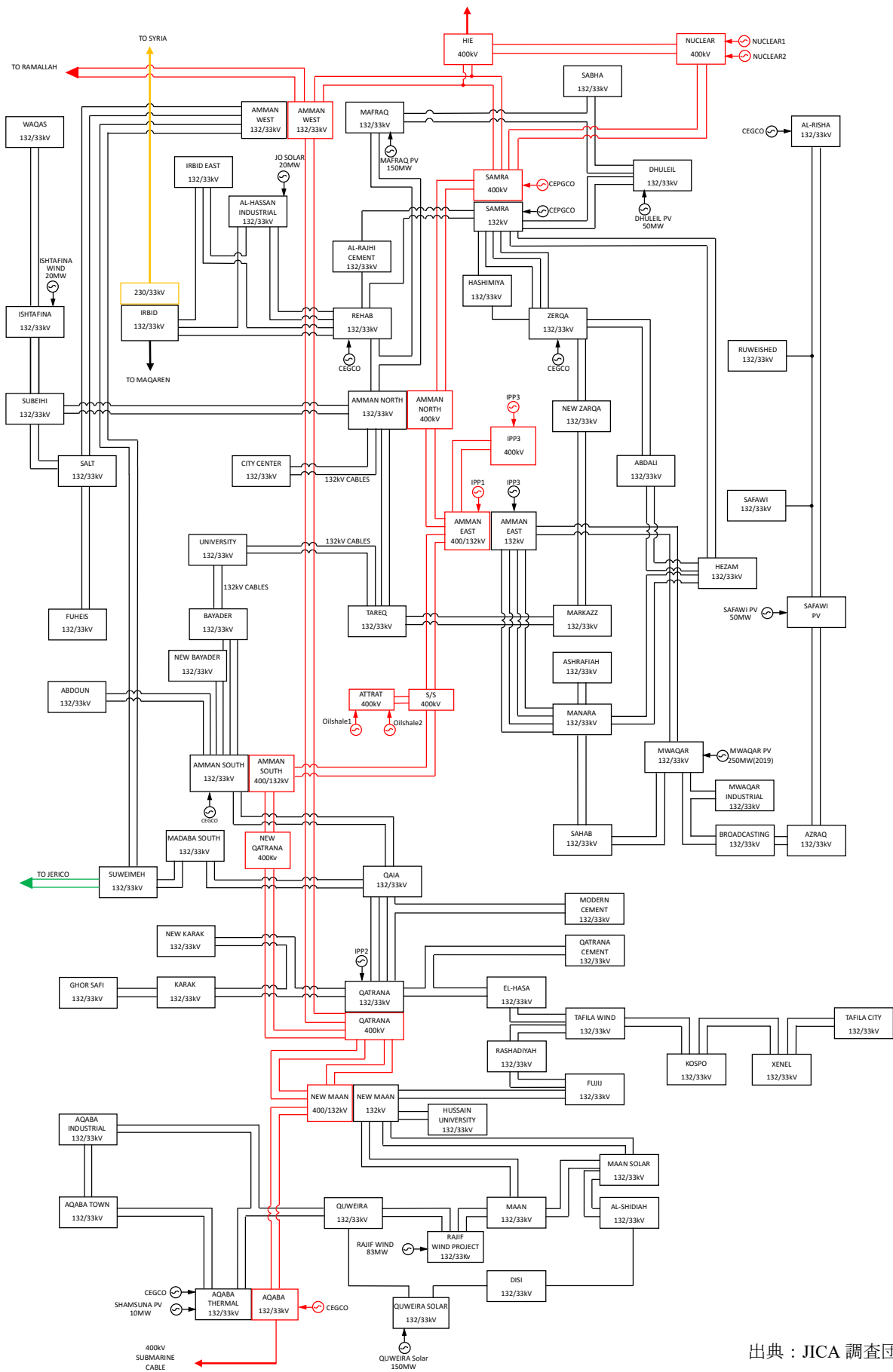


図 6.3-12 原子力発電接続案 3

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6.3-13 原子力発電接続案 3 およびオイルシェール発電接続案 1 系統図

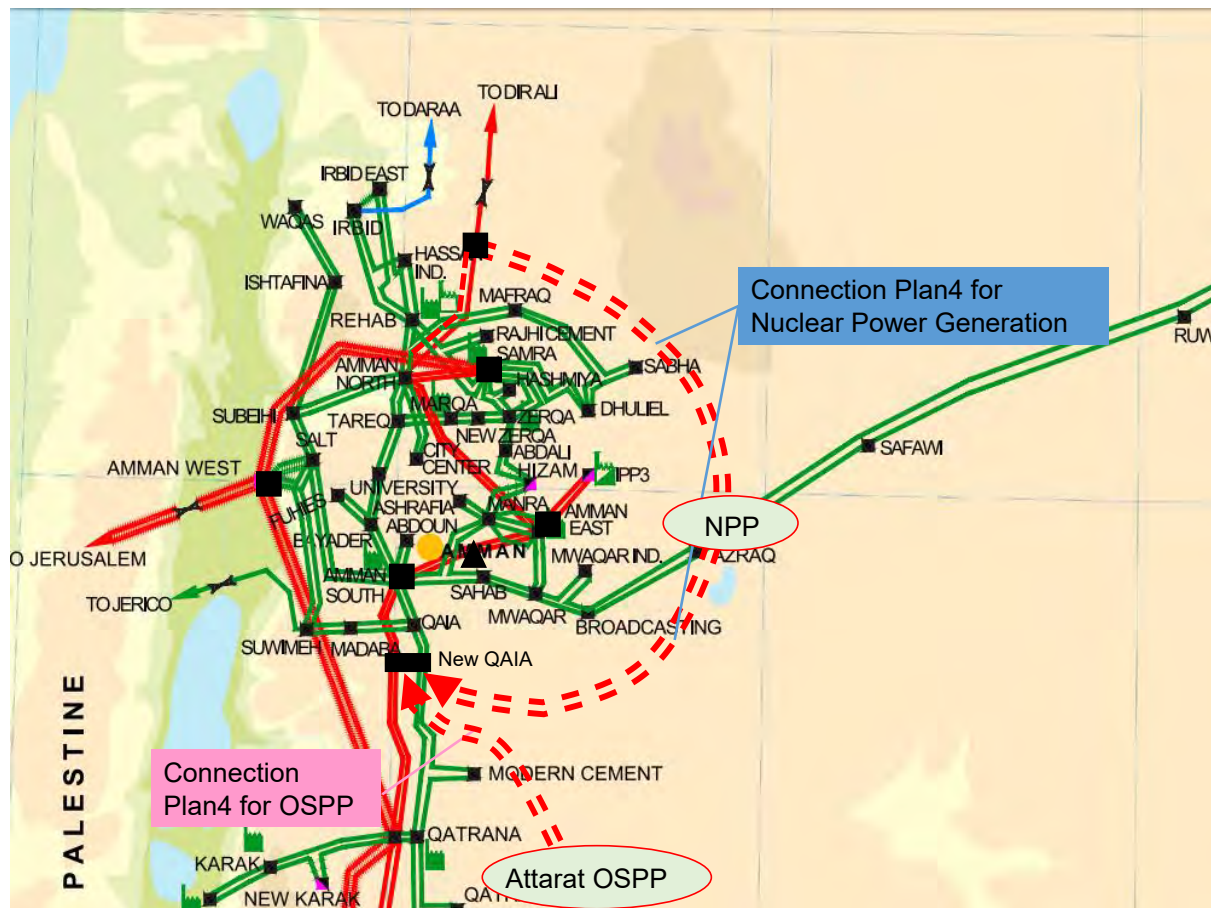
表 6.3-12 原子力発電接続案 3 の解析結果

Item	From		To	Study scenarios			
					3-1	3-2	3-3
				NPP	Amman East		
				OSPP	AMS-AME	QAIA	New Qatrana
132kV transmission line loading in N-1 state	Hizam	-	Manara		-	-	-
	Hizam	-	Abdali		189%	189%	189%
	Hizam	-	Samra		142%	145%	144%
	Bayader	-	Amman South		152%	152%	153%
	Marqa	-	Zarqa		140%	140%	140%
	HTPS	-	Zarqa		119%	119%	119%
	HIE	-	Hassan		102%	102%	102%
	Manara	-	Amman South		117%	117%	117%
	Amman South	-	QAIA		-	103%	-
	QAIA	-	Madaba		-	-	-
400kV transmission line loading in N-1 state	Samra	-	Amman North		110%	1115	110%
400kV substation loading in N-1 state	Amman South				142%	-	138%
	Amman East				-	-	-
	Amman North				103%	-	-
	Amman West				-	-	-
Single line to ground fault current							
Amman South main					24.1kA	25.0kA	23.9kA
Amman South reserve					24.4kA	24.1kA	24.2kA
Tareq					22.0kA	21.9kA	21.9kA
Qatrana main					24.3kA	25.3kA	24.4kA
Qatrana reserve					13.5kA	13.4kA	13.5kA
Amman East					30.8kA	30.4kA	30.7kA
HTPS					18.8kA	18.8kA	18.8kA
Cost [1,000USD]	Construction cost for nuclear				102,599	102,599	102,599
	Related reinforcement cost				41,354	35,989	37,124
	Sub total				143,953	138,588	139,723
	Oilshale T/L cost				117,833	95,352	118,351
	Total				261,786	233,939	258,074

出典：JICA 調査団

(iv) 原子力発電接続案 4 とオイルシェール発電接続案の組み合わせ

図 6.3-14 に、原子力発電所と系統の位置関係を示す。また、原子力発電およびオイルシェール発電接続案 4 の系統図を図 6.3-15 に示す。表 6.3-13 に原子力発電接続案 1 および各オイルシェール発電接続案の送電線および変電所の過負荷状態、故障電流の解析結果およびオイルシェール発電との接続に係る工事費、オイルシェール発電との接続に伴い必要となる系統の増強費用を示す。



出典：JICA 調査団

図 6.3-14 原子力接続案 4

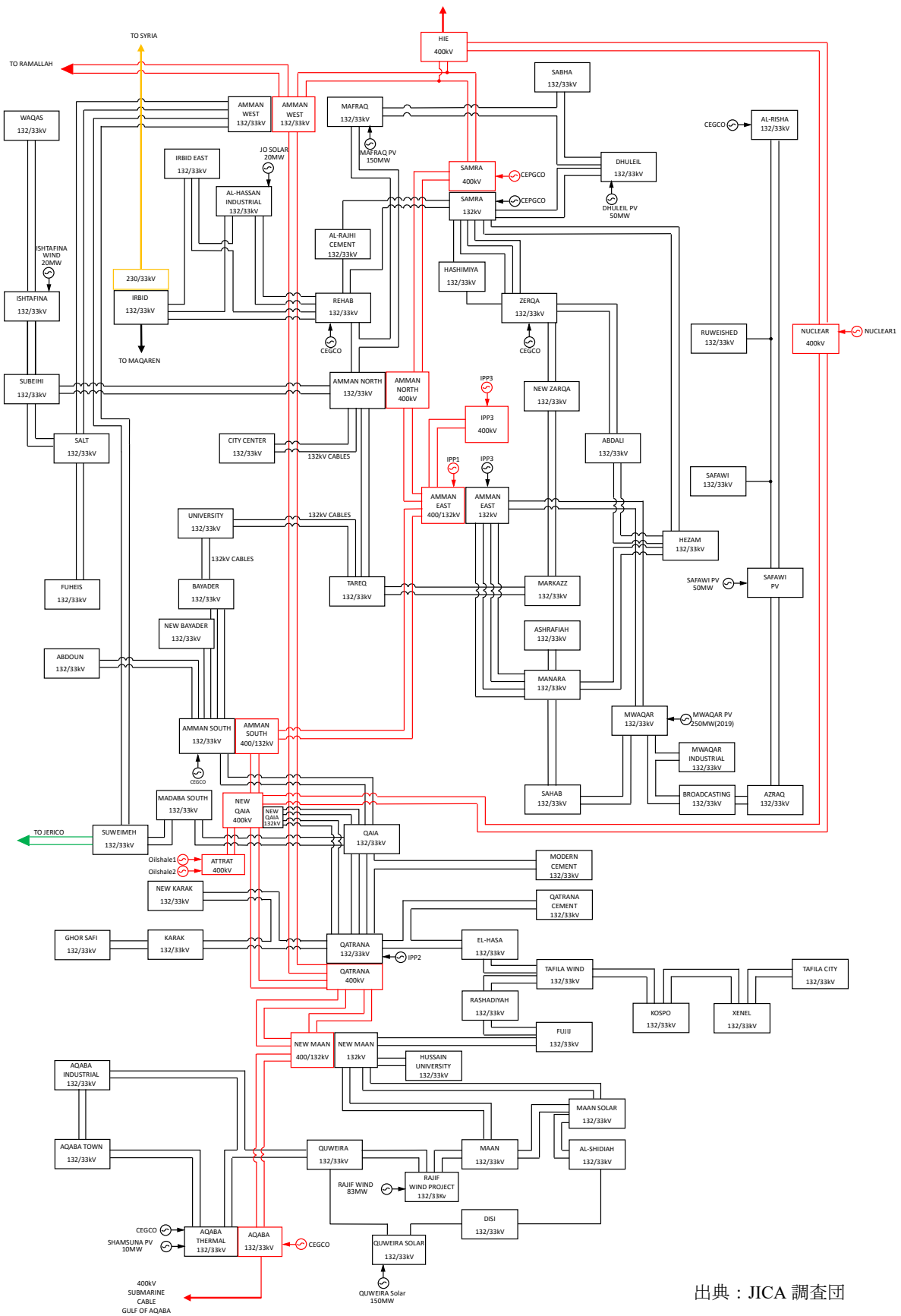


図 6.3-15 原子力発電およびオイルシェール発電接続案 4 系統図

表 6.3-13 原子力発電接続案 4 の解析結果

Item	From		To	Study scenarios
				4
132kV transmission line loading in N-1 state	Hizam	-	Manara	-
	Hizam	-	Abdali	196%
	Hizam	-	Samra	141%
	Bayader	-	Amman South	105%
	Marqa	-	Zarqa	141%
	HTPS	-	Zarqa	120%
	HIE	-	Hassan	108%
	Manara	-	Amman South	127%
	Amman South	-	QAIA	-
	QAIA	-	Madaba	101%
400kV transmission line loading in N-1 state	Samra	-	Amman North	-
400kV substation loading in N-1 state	Amman South			100%
	Amman East			-
	Amman North			102%
	Amman West			-
Single line to ground fault current				
Amman South main				28.2kA
Amman South reserve				16.5kA
Tareq				26.9kA
Qatrana main				26.4kA
Qatrana reserve				14.3kA
Amman East				31.9kA
HTPS				39.3kA
Cost [1,000USD]	Construction cost for nuclear			102,599
	Related reinforcement cost			33,456
	Sub total			136,054
	Oilshale T/L cost			82,944
	Total			218,997

出典：JICA 調査団

3) 原子力発電接続線故障時の過渡解析

原子力発電接続線を HIE 変電所および New Qatrana へ接続する案で、各送電線に故障を発生させた場合の過渡解析を、PSS/E を用いて実施した。解析は、2025 年の系統で春・秋の夜間の需要が低い状態を想定し、3,300MW（夏季ピークの 55%）とした。図 6.3-16 に解析に用いた系統構成の状態および故障点を示す。

また、図 6.3-17 および図 6.3-18 に原子力接続送電線に故障が発生した際の原子力発電機の位相を示す。故障は、1 秒後に原子力発電所側の原子力接続送電線端部で発生し、0.06 秒継続することとする。その後、送電線がトリップし、故障が除去される。解析の結果、発電機の位相は、およそ 10 秒後には、収束した。これより、2,000MW の原子力発電所の過渡的な安定性が確認できた。

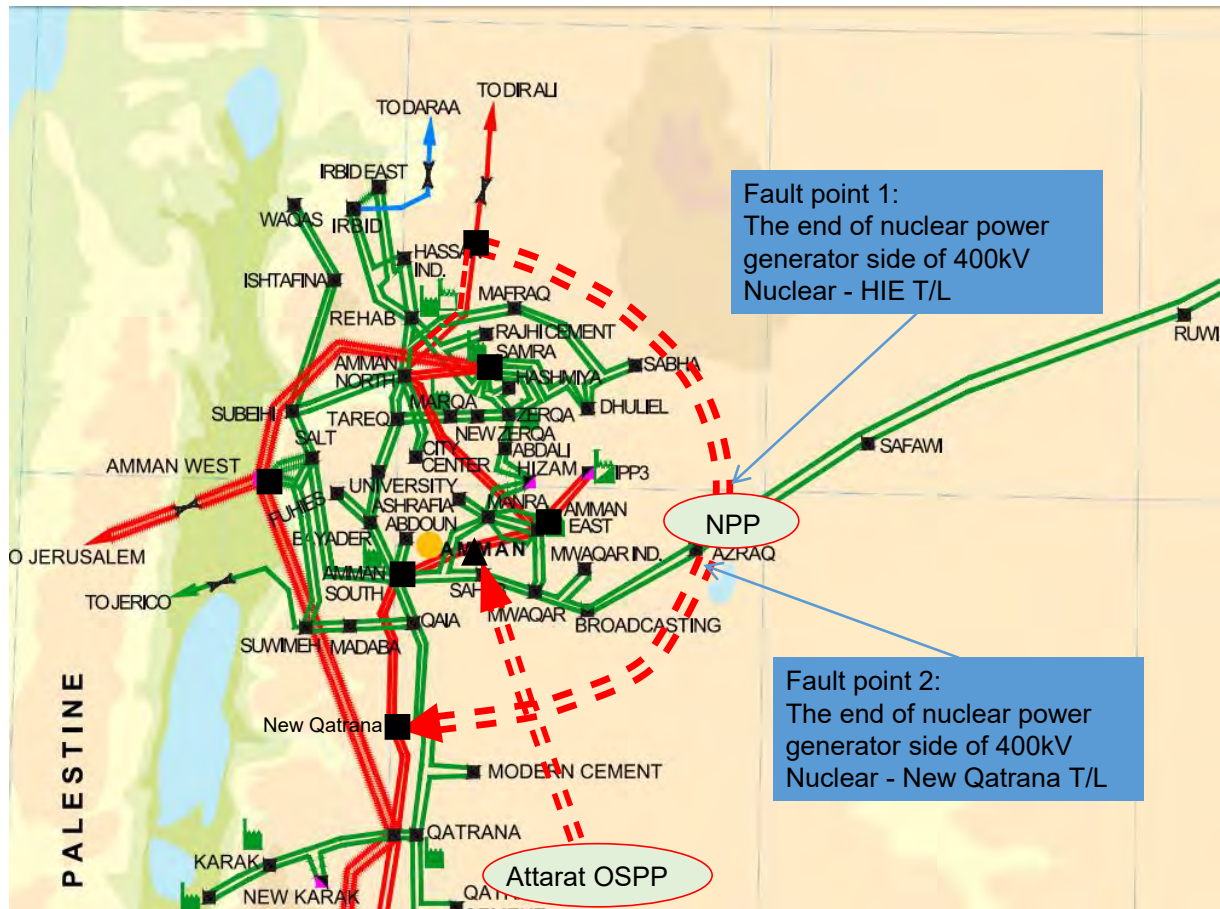
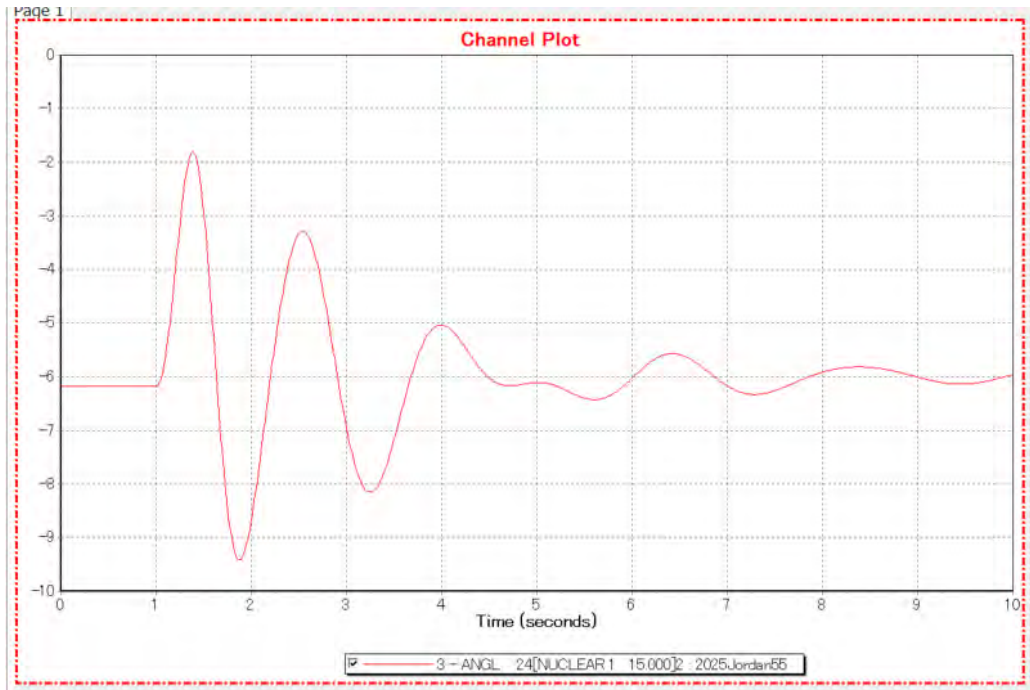


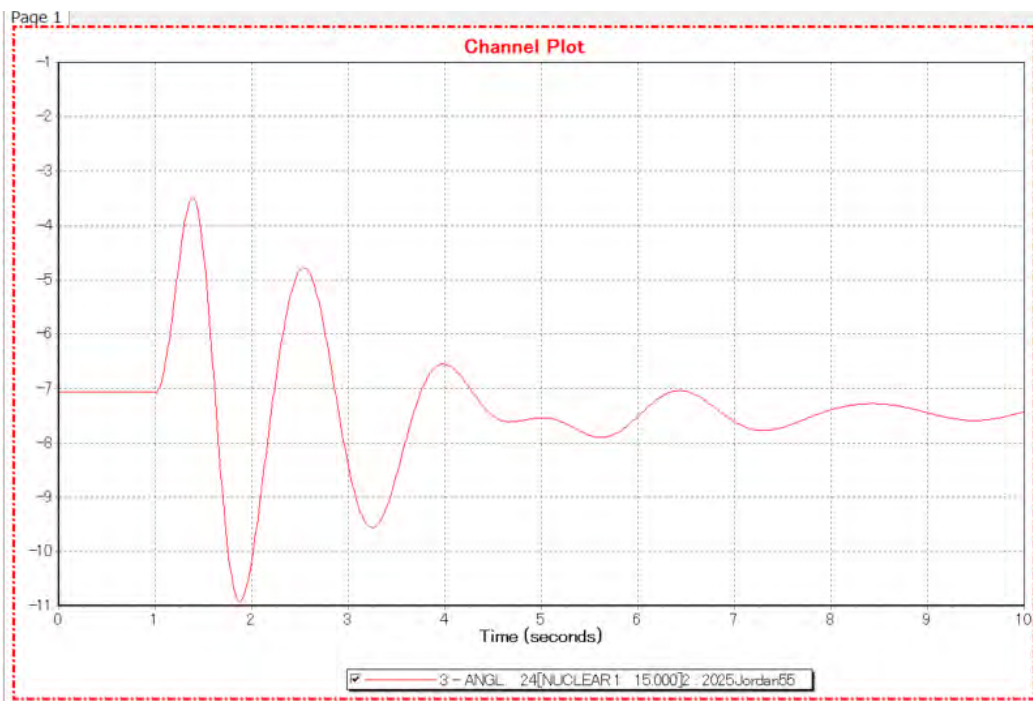
図 6.3-16 原子力発電所の過渡解析で用いた故障点および系統構成

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6.3-17 Nuclear-HIE 送電線に故障を発生させた場合の原子力発電の発電機位相



出典：JICA 調査団

図 6.3-18 Nuclear-New Qatrana 送電線に故障を発生させた場合の原子力発電の発電機位相

4) 原子力発電接続線 N-2 故障時の潮流解析

原子力接続線の N-2 解析を各オイルシェール接続案を考慮して、PSS/E を用いて行った。解析は、各シナリオの原子力接続線 2 系統のうち 1 系統が 2 回線故障（ルート断）した場合を想定し、送電線の過負荷の有無および 400kV 送電線の潮流の値と向きを確認した。表 6.3-14～表 6.3-17 に原子力発電接続各案の解析結果を示す。解析結果より、原子力発電接続送電線 N-2 状態での 400kV 送電線の潮流の値は、送電線の熱容量（1,000*2MW または 1,247MW*2）以下であり、400kV の各変電所の電圧低下も問題はないことが確認できた。

表 6.3-14 原子力発電接続案 1 における原子力接続送電線 N-2 の解析結果

	Study scenario					
	1-1	1-2	1-3	1-1	1-2	1-3
NPP	HIE-Amman East(Amman East 2cct trip)			HIE-Amman East(Amman East 2cct trip)		
OSPP	AMS-AME	QAIA	New Qatrana	AMS-AME	QAIA	New Qatrana
400kV Current Flow	AMS←AME 334MW	AMS←AME 412MW	AMS←AME 390MW	AMS←AME 614MW	AMS←AME 834MW	AMS←AME 814MW
	AME←AMN 470MW	AME←AMN 534MW	AME←AMN 512MW	AME→AMN 984MW	AME→AMN 934MW	AME→AMN 954MW
	AMN←Samra 846MW	AMN←Samra 932MW	AMN←Samra 924MW	AMN→Samra 454MW	AMN→Samra 420MW	AMN→Samra 426MW
	Samra←HIE 914MW	Samra←HIE 960MW	Samra←HIE 952MW	Samra→HIE 426MW	Samra→HIE 392MW	Samra→HIE 400MW
	HIE→AMW 574MW	HIE→AMW 528MW	HIE→AMW 530MW	HIE→AMW 182MW	HIE→AMW 148MW	HIE→AMW 150MW
Over loading T/L	Hizam-Samra (base 109%)	-	-	-	-	-

出典：JICA 調査団

表 6.3-15 原子力発電接続案 2 における原子力接続送電線 N-2 の解析結果

	Study scenario					
	2-1	2-2	2-3	2-1	2-2	2-3
NPP	HIE-New Qatrana(New Qatrana 2cct trip)			HIE-New Qatrana(HIE 2cct trip)		
OSPP	AMS-AME	QAIA	New Qatrana	AMS-AME	QAIA	New Qatrana
400kV Current Flow	AMS←AME 334MW	AMS←AME 412MW	AMS←AME 390MW	AMS→AME 416MW	AMS→AME 710MW	AMS→AME 732MW
	AME←AMN 470MW	AME←AMN 534MW	AME←AMN 512MW	AME→AMN 662MW	AME→AMN 558MW	AME→AMN 578MW
	AMN←Samra 886MW	AMN←Samra 930MW	AMN←Samra 924MW	AMN→Samra 170MW	AMN→Samra 90MW	AMN→Samra 98MW
	Samra←HIE 914MW	Samra←HIE 960MW	Samra←HIE 952MW	Samra→HIE 144MW	Samra→HIE 64MW	Samra→HIE 70MW
	HIE→AMW 574MW	HIE→AMW 528MW	HIE→AMW 530MW	HIE→AMW 114MW	HIE←AMW 196MW	HIE→AMW 194MW
Over loading T/L	Hizam-Samra (base 101%)	-	-	-	-	-

出典：JICA 調査団

表 6.3-16 原子力発電接続案 3 における原子力接続送電線 N-2 の解析結果

	Study scenario					
	3-1	3-2	3-3	3-1	3-2	3-3
NPP	HIE-Samra(Samra 2cct trip)			HIE-Samra(HIE 2cct trip)		
OSPP	AMS-AME	QAIA	New Qatrana	AMS-AME	QAIA	New Qatrana
400kV Current Flow	AMS←AME 334MW	AMS←AME 412MW	AMS←AME 390MW	AMS←AME 430MW	AMS←AME 556MW	AMS←AME 536MW
	AME←AMN 470MW	AME←AMN 534MW	AME←AMN 512MW	AME←AMN 666MW	AME←AMN 726MW	AME←AMN 706MW
	AMN←Samra 886MW	AMN←Samra 930MW	AMN←Samra 924MW	AMN←Samra 1184MW	AMN←Samra 1226MW	AMN←Samra 1218MW
	Samra←HIE 914MW	Samra←HIE 960MW	Samra←AMW 952MW	Samra→AMW 766MW	Samra→AMW 724MW	Samra→AMW 730MW
	HIE→AMW 574MW	HIE→AMW 528MW	HIE→AMW 530MW	HIE→AMW 448MW	HIE→AMW 406MW	HIE→AMW 410MW
Over loading T/L	Hizam-Samra (base 102%)	-	-	-	-	-

出典：JICA 調査団

表 6.3-17 原子力発電接続案 4 における原子力接続送電線 N-2 の解析結果

	Study scenario	
	4	
NPP	HIE - New QAIA(HIE 2cct trip)	HIE - New QAIA(N QAIA 2cct trip)
OSPP	New QAIA	New QAIA
400kV Current Flow	AMS→AME 782MW	AMS←AME 415MW
	AME→AMN 627MW	AME←AMN 540MW
	AMN→Samra 153MW	AMN←Samra 941MW
	Samra→HIE 126MW	Samra←HIE 968MW
	HIE←AMW 133MW	HIE→AMW 510MW
	AMS ← N QAIA 1558MW	AMS ← N QAIA 311MW
Over loading T/L	Bayader-AMN South (Base 108%)	Bayader-AMN South (Base 110%) Hizam-Samra (Base 109%)

出典：JICA 調査団

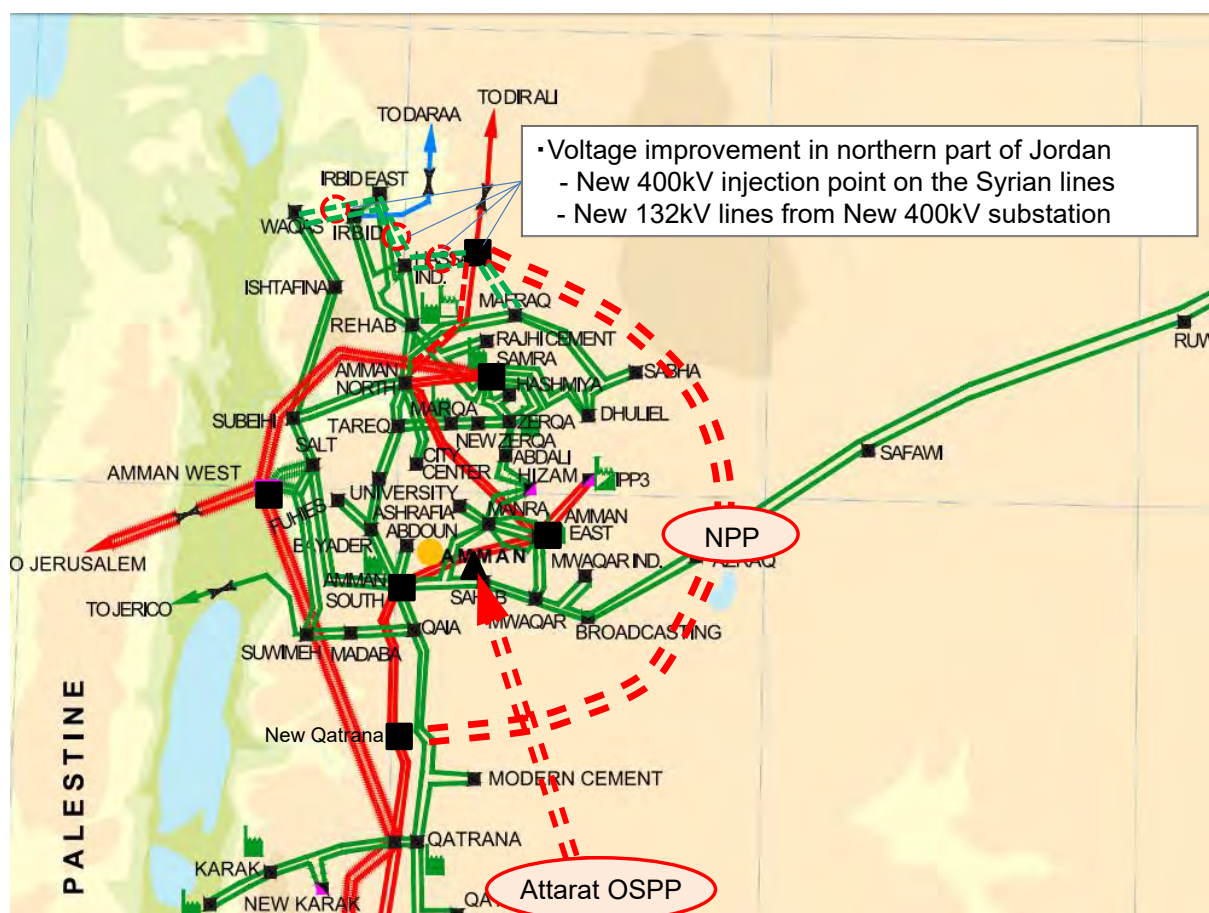
6.3.4 2025、2030、2034 年における系統計画

1) 2025 年の系統計画

(i)原子力発電を予定通り導入したケース

図 6.3-19 に原子力発電が予定通りに導入した 2025 年の系統構成を示す。具体的な対策を下記に示す。

- ✓ 新規コンバインドガスタービン発電所を Rehab 変電所へ接続する。また、400kV 変電所をヨルダン北部に新設する。
- ✓ ヨルダン北部地域の電圧低下対策として、HIE 変電所から Mafraq、Hassan industrial、Irbid East、Irbid、Waqas へ 132kV 送電線を接続する。
- ✓ 原子力発電所設置に伴い、400kV のループ状基幹送電線を設置する。
- ✓ 132kV の Hizam-Abdali、Hizam-Samra、Bayader-Amman South 送電線の信頼度向上のため、耐熱増容量電線を採用する。



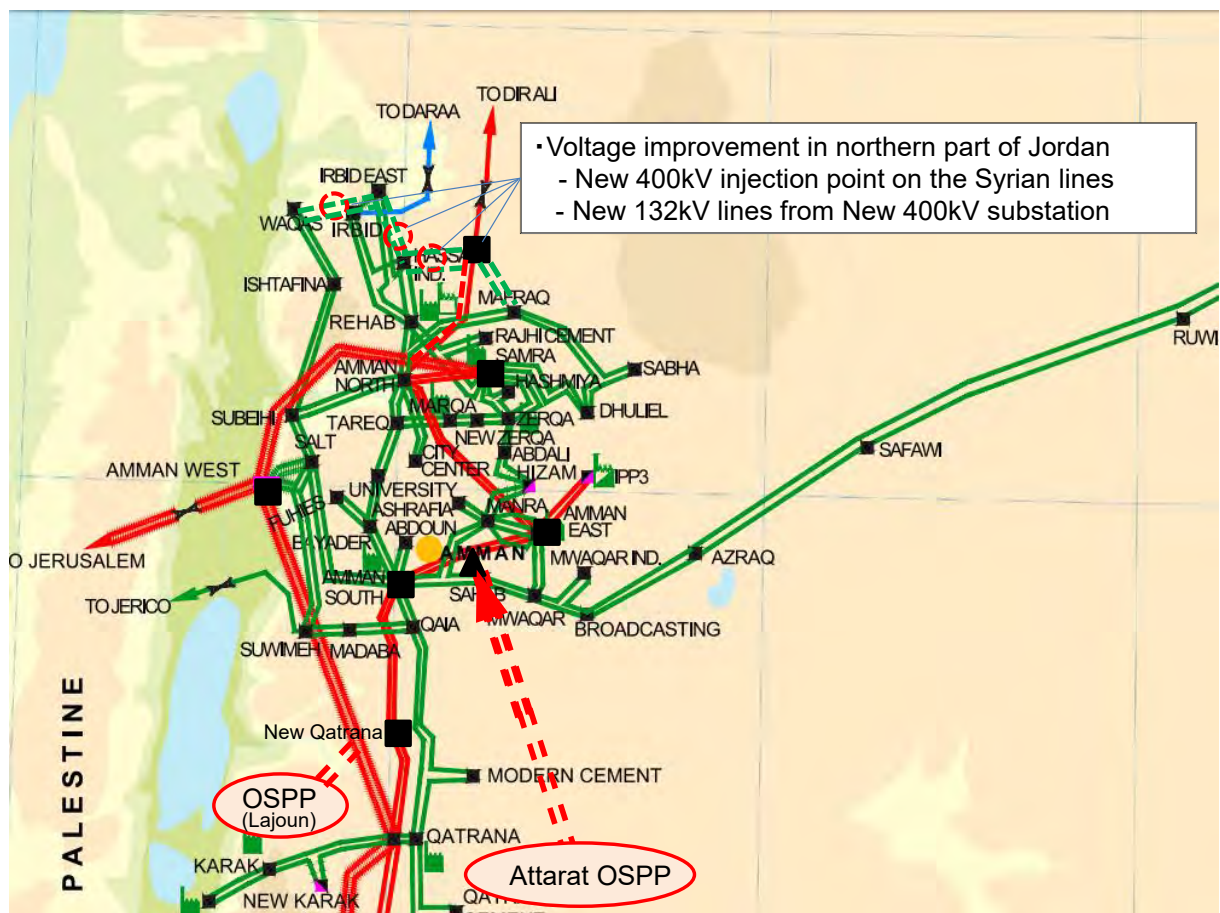
出典：JICA 調査団

図 6.3-19 2025 年の原子力発電所が予定通り導入されたケースでの系統構成

(ii) 原子力発電導入が遅れたケース

図 6.3-20 に原子力発電導入が遅れたケースの 2025 年の系統構成を示す。具体的な対策を下記に示す。

- ✓ 新規コンバインドガスタービン発電所を Rehab 変電所へ接続する。また、400kV 変電所をヨルダン北部に新設する。
- ✓ ヨルダン北部地域の電圧低下対策として、HIE 変電所から Mafraq、Hassan industrial、Irbid East、Irbid、Waqas へ 132kV 送電線を接続する。
- ✓ アカバ地区への石炭火力発電所の導入
- ✓ Lajoun 地区へのオイルシェール発電導入



出典：JICA 調査団

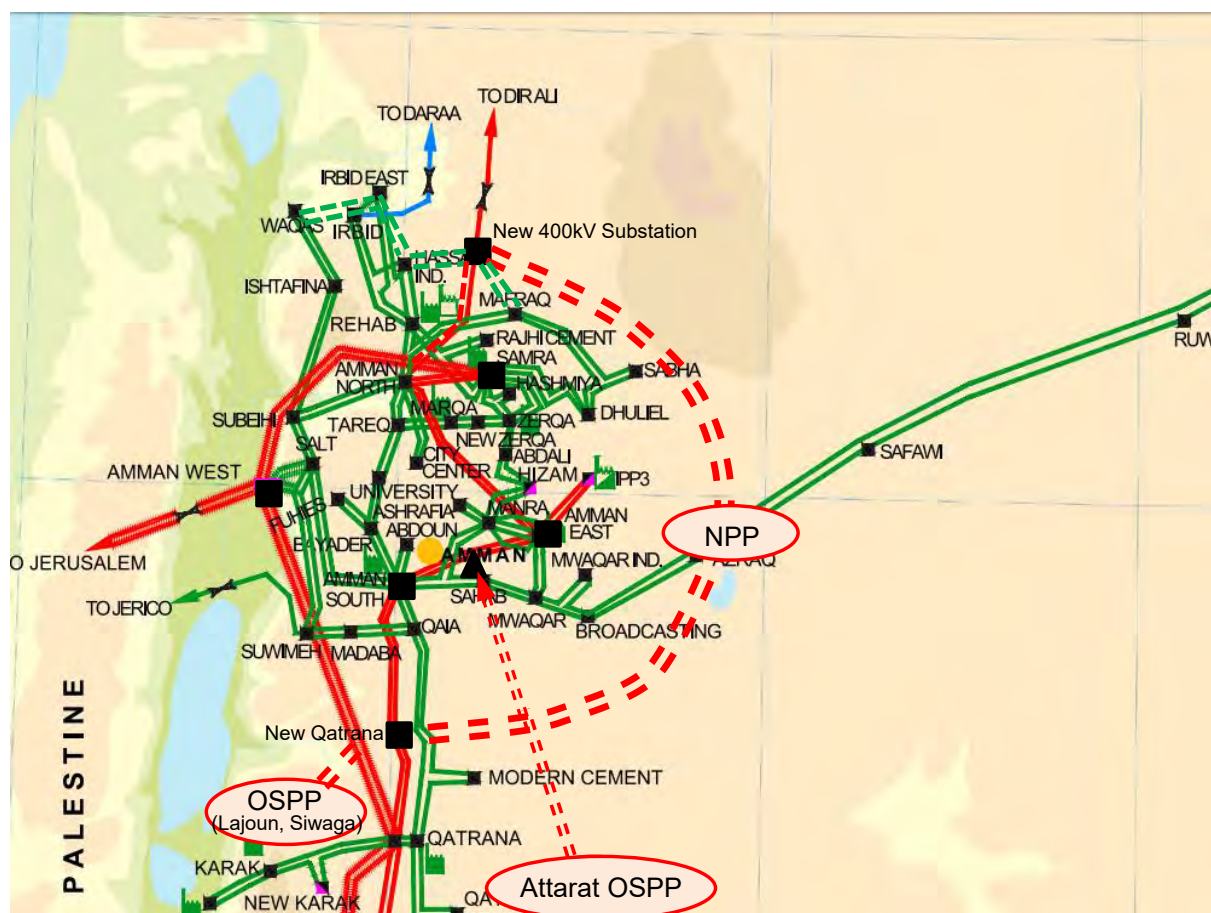
図 6.3-20 2025 年の原子力発電所導入が遅れたケースでの系統構成

2) 2030年の系統計画

(i)原子力発電を予定通り導入したケース

図 6.3-21 に原子力発電が予定通りに導入した 2030 年の系統構成を示す。具体的な対策を下記に示す。

- ✓ 新規コンバインドガスタービン発電所を Rehab 変電所へ接続する。また、400kV 変電所をヨルダン北部および Hassan industrial に新設する。
- ✓ アカバ地区への石炭火力発電所の導入
- ✓ Lajoun 地区へのオイルシェール発電導入
- ✓ Amman East, Amman West, Amman North and Amman South 変電所における 400/132kV 変圧器の増設



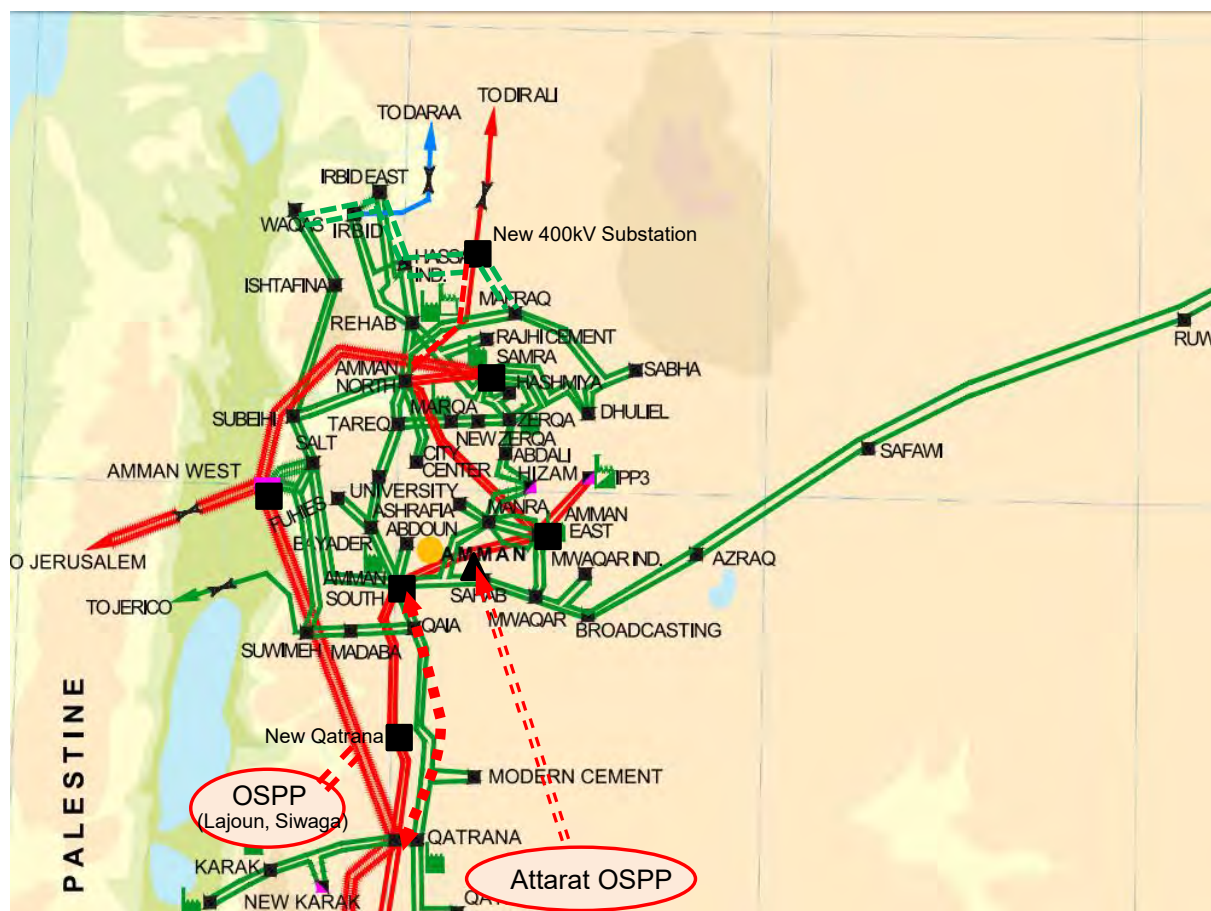
出典：JICA 調査団

図 6.3-21 2030年の原子力発電所が予定通り導入されたケースでの系統構成

(ii) 原子力発電導入が遅れたケース

図 6.3-22 に原子力発電導入が遅れたケースの 2030 年の系統構成を示す。具体的な対策を下記に示す。

- ✓ 需要増加に対応するため、Lajoun と Siwaga 地区のオイルシェール発電を導入する。
- ✓ 400kV Amman South-Qatrana 送電線の増強
- ✓ Amman West、Karak、Sabha、ATPS へ新規コンバインドガス火力発電所の導入。



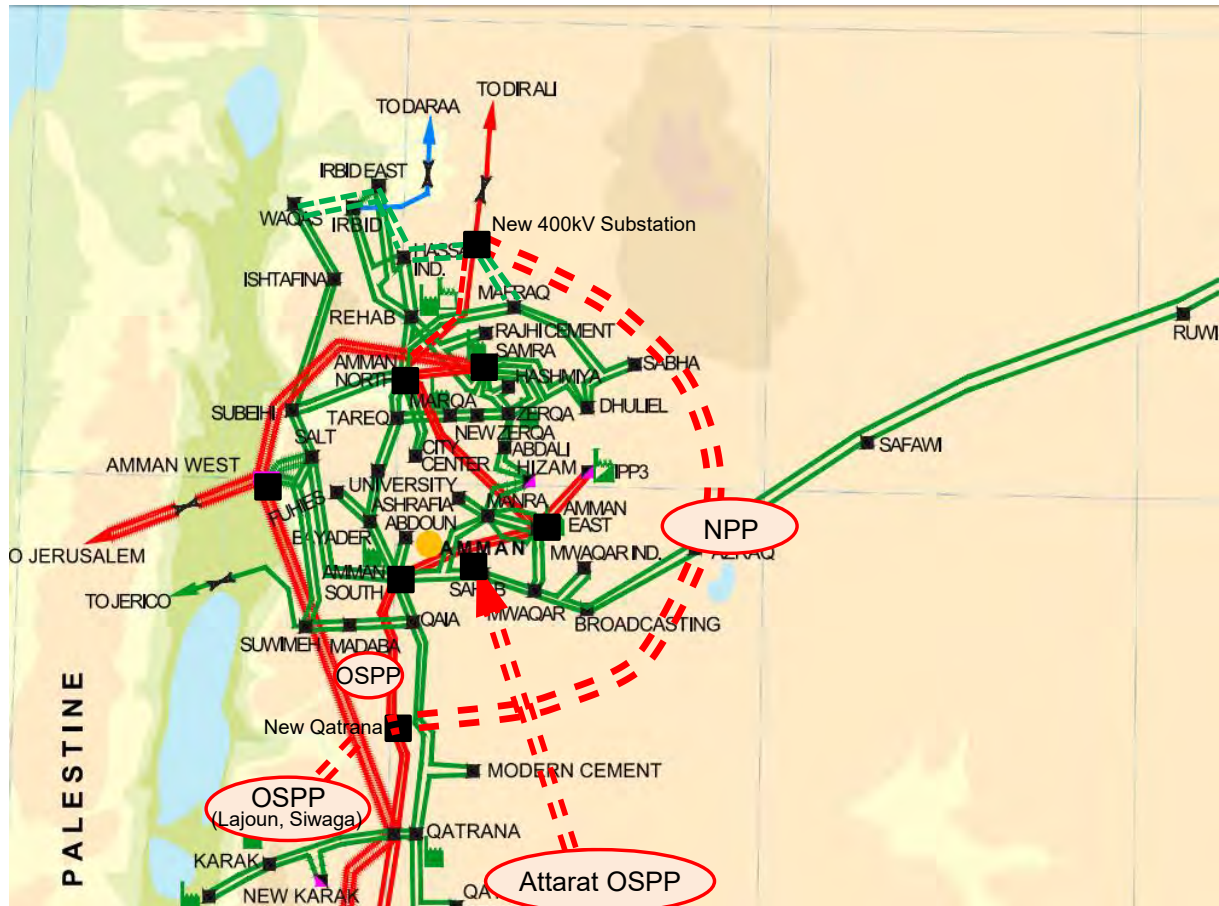
出典：JICA 調査団

図 6.3-22 2030 年の原子力発電所導入が遅れたケースでの系統構成

3) 2034年の系統計画

図 6.3-23 に 2034 年の系統構成を示す。具体的な対策を下記に示す。

- ✓ Amman West、Karak、Sabha、ATPS 変電所へコンバインドガス火力発電所を導入
- ✓ Amman South 変電所と Amman East 変電所間に新しい変電所を導入
- ✓ Aqaba、Qatrana、新 400kV 変電所 (HIE) への 400/132kV 変圧器の増設



出典：JICA 調査団

図 6.3-23 2034 年の系統構成

4) 2034年までの系統計画投資費用

表 6.3-18 に 2034 年までの BSP および系統計画の投資コストを示す。BSP と系統の総投資コストは、10 億ドルと算定している。

表 6.3-18 2034 年までの系統計画投資費用

Year	BSP plans	Transmission plans	
		Nuclear on schedule	Nuclear behind schedule
2016 – 2020	53 (including NEPCO committed project cost: 45 million USD)	436 (including NEPCO committed project cost: 322 million USD)	
2021 – 2025	70	231	117
2026 – 2034	136	94	226
Total	259	761	779

出典：JICA 調査団

5) 再生可能エネルギー導入量増加に伴う系統の影響評価

ここでは、2034年の系統において主にヨルダン南部で再生可能エネルギーの導入量が増加した場合の系統に与える影響を送電線の熱容量の面から検討した。検討時の需要は、春のピークデマンド（夏季の60%ピークデマンドに相当）としている。表 6.3-19 に潮流の状況（N-0）および故障時（N-1）の解析結果および N-1 検討結果を受けて系統増強に必要なコストを示す。検討は、2016年までに NEPCO で承認済みの再生可能エネルギー導入量 1,248MW から将来的に導入が検討されている 3,120MW まで導入量を増加させた場合の状況を確認している。解析結果から、再生可能エネルギーの導入量が 3,000MW を超える状況では、400kV New Ma'an 変電所、400kV Qatrana-New Qatrana 送電線で N-1 状況において過負荷となってしまうため、増強が必要となる。

表 6.3-19 2034年までの系統計画投資費用

Load	Peak demand	60% peak demand			
Renewable	1,248MW	1,248MW	1,872MW	2,496MW	3,120MW
Current flow(N-0)					
400kV ATP-New Ma'an	731MW (24%)	881MW (26%)	938MW (28%)	990MW (30%)	1,046MW (34%)
400kV New Ma'an-Qatrana	717MW (25%)	1,018MW (32%)	1,257MW (39%)	1,488MW (47%)	1,720MW (57%)
400kV Qatrana-NewQatrana	455MW (26%)	457MW (25%)	597MW (33%)	732MW (42%)	883MW (54%)
400kV Qatrana-Amman West	180MW (13%)	247MW (10%)	363MW (14%)	475MW (19%)	573MW (23%)
400kV New Qatrana- Amman South	1,335MW (36%)	1,250MW (32%)	1,339MW (35%)	1,404MW (37%)	1,460MW (39%)
132kV QAIA-Amman South	149MW (42%)	72MW (31%)	50MW (24%)	31MW (15%)	11MW (6%)
132kV QAIA-Madba	196MW (62%)	137MW (35%)	147MW (37%)	234MW (40%)	164MW (42%)
Reinforcement T/L, S/S (N-1 state)	400kV Qat S/S 400kV AMN S/S 400kV AMW S/S 400kV ATP S/S 400kV HIE S/S			400kV New Ma'an S/S Reinforcement cost 4,230kUSD	400KV Qat-New Qat T/L 132kV Qat-Qat Cem, EL Hasa-Qat Cem, Qat-EL Hasa Reinforcement cost 48,743kUSD

出典：JICA 調査団

6.3.5 再生可能エネルギー大量導入時の系統安定化対策

電源開発計画では再生可能エネルギーの大量導入に関し、供給予備力確保の観点から一定量の電池導入を検討した。また、系統計画では、将来の再生可能エネルギー大量導入により、基幹送電線に拡充が将来必要になると結論づけた。ここでは、系統計画における運用面からの捕捉的提案として、電池を用いたアンシラリーサービスについて検討した。

1) アンシラリーサービス

NEPCOにおけるアンシラリーサービスの定義とは、自動発電制御、無効電力制御、運用予備力、周波数制御、電圧制御、全停復旧容量を含む電力系統を安定に運用するためのサービス要件とされている。

NEPCO Transmission Grid Codeによれば、アンシラリーサービスは以下のように定義づけられている

系統連系発電機は、TSO (Transmission System Operator)との契約に基づくアンシラリーサービスとして、以下の要件を満足する必要がある。

- (a) 接続契約³に基づく運転容量に応じた瞬動予備力（容量）
- (b) 接続契約に基づく負荷周波数制御 (LFC) や需給調整自動出力制御 (AGC) のための制御容量
- (c) 接続契約に基づく連系点電圧の適正な制御

しかし、これまでの調査において上記アンシラリーサービスに指定された発電機、特に将来のREを含めた系統におけるきめ細やかな運用に資する上記制御実績は確認できなかった。

2) ヨルダンにおけるRE大量導入に備えたアンシラリーの提案

ヨルダンでは、発電事業者との接続契約にて当該契約発電機（群）でのアンシラリー要件を取り決められ、連系後はTSOからの給電指令に基づきアンシラリーサービスを提供する⁴。

既に導入済み、或いは太陽光発電事業者との契約が決定している現状、電池を包含した発電事業の契約を新たに締結することは困難であるため、新たにアンシラリー電源としての電源（電池）導入を検討することが得策といえる。NEPCOは、シングルバイヤーであるため、各再生可能エネルギー発電事業者から提供される発電予測に基づき、バッテリー発電事業者との充放電計画を策定することで特定送電線を通る潮流の抑制や送電線利用率の均平化、ピークカット運用を可能にすることができる。

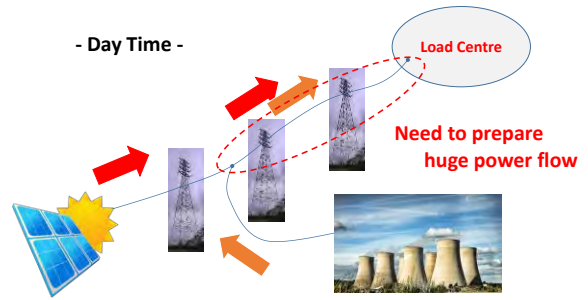
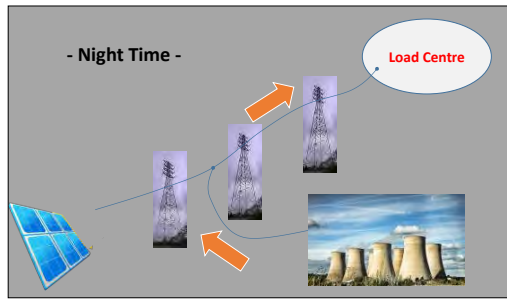
ただし、本検討を行うためには現状では以下のような不確定要素が多い。

- ・再生可能エネルギー出力捕捉率
- ・再生可能エネルギー発電所近隣系統における発電機新設と運転体制
- ・ピーク需要捕捉率

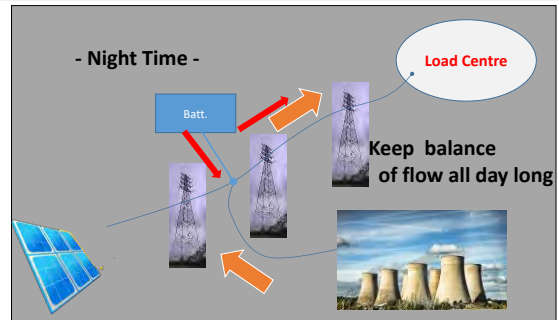
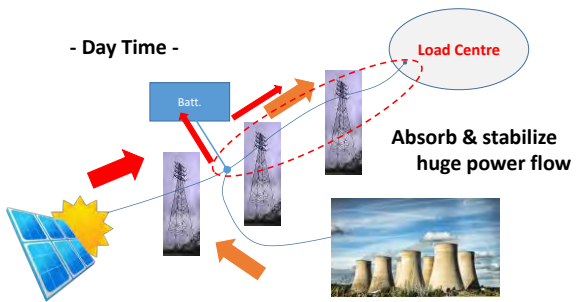
³ 接続契約：発電事業者(風力除)とNEPCO(流通サービス提供者・TSO)間によるグリッド接続に関する各要件をまとめた契約

⁴ NEPCO Transmission Grid Code (2010)

<Current Planning>



<Advanced Planning>



よって、これらの要件の角度を高め、短期的な系統計画断面にて電池発電所の位置の特定、電池容量の確定を行う必要がある。

