

平成 18 年度 CDM / JI 事業調査

ヨルダン・アンマン埋立処分場
メタンガス利用調査

報告書

平成 19 年 3 月

清水建設株式会社

目次

まえがき

調査実施体制

第1章 プロジェクト基本事項

1.1 ヨルダンの基本情報	1
1.1.1 国土、自然、人口	1
1.1.2 政治	3
1.1.3 外交	4
1.1.4 経済	6
1.1.5 通貨政策	8
1.1.6 財政、対外債務	8
1.1.7 産業	9
1.2 ヨルダンのエネルギー事情	13
1.2.1 エネルギー資源	13
1.2.2 電力	20
1.3 ヨルダンの廃棄物処分場事情	26
1.3.1 廃棄物処理の現状	26
1.3.2 埋立処分場の状況	26
1.4 ヨルダンの CDM に関する政策	27
1.5 アンマン市の概況	29

第2章 プロジェクト計画

2.1 プロジェクトの概要	30
2.1.1 プロジェクトの目的	30
2.1.2 プロジェクト計画の概要	30
2.2 プロジェクトの持続可能な開発への貢献	31
2.3 プロジェクト参加者の概要	32
2.4 プロジェクト実施サイト	32
2.4.1 対象施設の現状	32
2.4.2 ランドフィルガス発生量の想定	36
2.5 システム構成	40
2.5.1 ランドフィルガス利用設備全体概要	40

2.5.2	ガス収集・供給設備	41
2.5.3	ガスエンジン発電機	43
2.5.4	その他の設備	44
2.5.5	運転方法	45
2.6	本プロジェクトの領域	47
2.7	プロジェクトコストの検討	48
2.7.1	イニシャルコストの検討	48
2.7.2	ランニングコストの検討	48
2.8	プロジェクトの実施計画	49
2.8.1	プロジェクトの実施体制	49
2.8.2	クレジットの取得方法	50
2.8.3	プロジェクトの資金計画	50
2.8.4	プロジェクトのリスク	50
2.9	プロジェクトの実施スケジュール	52
第3章	ベースラインの設定	53
3.1	ベースライン及びモニタリング方法論の適用	53
3.2	プロジェクトバウンダリーの検討	54
3.3	ベースラインシナリオの設定および追加性の証明	55
3.4	リーケージの検討	58
3.5	排出削減量の事前計算	58
3.5.1	排出削減量の計算方法	58
3.5.2	プロジェクト排出量の試算	60
3.5.3	ベースライン排出量の試算	61
3.5.4	リーケージの試算	61
3.5.5	排出削減量の試算	61
第4章	モニタリング計画	63
4.1	モニタリング項目の検討	63
4.2	モニタリング計画	67
4.3	モニタリング結果から排出削減量を計算する式	69
第5章	環境への影響とその他の間接影響	71
5.1	環境への影響	71
5.1.1	環境影響評価の実施方法	71
5.1.2	環境影響評価結果	71

5.1.3	プロジェクト参加者の結論	74
5.1.4	ホスト国政府の結論	74
5.2	その他の間接影響	76
5.2.1	経済面に及ぼす影響	76
5.2.2	社会面に及ぼす影響	76
5.2.3	持続的発展への貢献	76
第6章	利害関係者のコメント	77
6.1	利害関係者のコメントの収集方法	77
6.2	受け取った利害関係者のコメントの要約	77
第7章	収益性	79
7.1	前提条件	79
7.2	投資回収年数	79
7.3	内部収益率	80
7.4	内部収益率の感度分析	80
7.5	温室効果ガス排出削減コスト	82
第8章	試掘結果	83
8.1	試掘の実施	83
8.2	試掘結果	86
むすび	88
添付資料	91
資料1	プロジェクト計画系統図	91
資料2	排出削減量計算結果	92
資料3	キャッシュフロー計算結果	95
資料4	略語一覧	97

まえがき

本報告書は、財団法人地球環境センター（Global Environment Centre Foundation：GEC）から清水建設株式会社（Shimizu Corporation）が平成 18 年度事業として受託した CDM / JI 事業調査「ヨルダン・アンマン埋立処分場メタンガス利用調査」の結果をとりまとめたものである。

1997 年 12 月京都において国連気候変動枠組み条約（The United Nations Framework Convention on Climate Change（UNFCCC））第 3 回締約国会議（COP3:The 3rd Session of the Conference of the Parties to UNFCCC）が開催された。この会議では、二酸化炭素（CO₂）をはじめとする温室効果ガス（GHG：Green House Gas）による地球温暖化を防止するため、先進国では「2008 年から 2012 年」（第一約束期間（Commitment Period））の平均の排出量を、1990 年レベルよりも少なくとも 5%削減することを目標とした「京都議定書（Kyoto Protocol）」が採択され、我が国の削減目標は 6%となった。

京都議定書では目標達成方法に柔軟性を与える措置として、国際間の具体的なプロジェクトの実施を通じて GHG 削減量を分かち合う先進国間の「共同実施（JI：Joint Implementation）」、先進国と途上国とが協力して行う「クリーン開発メカニズム（CDM：Clean Development Mechanism）」、そして、排出量を市場取引する「排出量取引（ET：Emissions Trading）」が決定された。我が国としてもこれらの制度を積極的に活用して目標を達成していくこととなっている。

我が国の京都議定書の国会承認は 2002 年 7 月に行われた。一方、ヨルダンは 2003 年 1 月に京都議定書に加盟している。2004 年 11 月にはロシア連邦が京都議定書を批准し、この結果、2005 年 2 月 16 日に京都議定書が発効している。

本調査は、ヨルダン・ハシェミット王国アンマン市において、埋立処分場から発生するメタンガスを削減することにより、地球温暖化係数（GWP：Global Warming Potential）の高いメタンガスの大気への拡散を削減すると同時に、一部のメタンガスを発電に有効利用するプロジェクトについての FS（Feasibility Study）を行い、将来の CDM プロジェクトに結びつけることを目的として実施したものである。

埋立処分場からのメタンガス回収・利用プロジェクトには統合化方法論が適用でき、新方法論の審査・承認のようにプロジェクト実施者が管理不可能な要素がないために、2008 年からの第一約束期間に向けた、確実かつ速やかなプロジェクトの実現のためにきわめて有利である。

一方、LFG プロジェクトの形成においては、フロン破壊や N₂O 破壊のプロジェクトとは

異なり、

- ・ホスト国の気候条件
- ・埋立処分場の形状
- ・生活習慣による廃棄物組成
- ・廃棄物収集システム

などの影響要因が多く、調査段階での詳細な検討が不可欠である。この詳細な調査に基づき、プロジェクトの効果、事業性をつかむ事ができる。

また、一口にLFGプロジェクトといっても、ホスト国によって捉え方は様々であり、ホスト国政府内の関係省庁やカウンターパートとなる地方自治体とのプロジェクト実現化に向けた意見調整は容易ではなく、各国によるプロジェクト獲得競争が激化する中で、プロジェクト開発段階での最大のテーマである。ホスト国側としても、日本政府の補助によるFS調査はプロジェクトの実現化への期待が高く、本調査も高く評価されている。

本調査では、これまで知見のなかった中東地域における埋立処分場からのガス回収プロジェクトについて検討し、埋立処分方法の特色、乾燥地域におけるLFGの発生状況などについて把握することができた。重ねて、これまでプロジェクト開発の進んでいない中東地域における動向の把握と日本政府の施策のアピールを行うことができ、周辺国からも関心が寄せられている。中東地域はこれまで、温室効果ガス排出削減に消極的な態度を取ってきたが、外国投資の呼び込みの観点から、積極的な態度を示す国も出始めている。今後、本プロジェクトを早急に実現化し、我が国としての実績を確実にするとともに、中東地域におけるプロジェクト開発を継続し、我が国の目標達成に繋げてゆく事が必要と考える。

調査実施体制

本報告書は、財団法人地球環境センター（Global Environment Centre Foundation：GEC）から清水建設株式会社（Shimizu Corporation）が平成18年度事業として受託したCDM/JI事業調査「ヨルダン・アンマン埋立処分場メタンガス利用調査」の結果をとりまとめたものである。調査は以下の体制で実施した。

(1) 社内体制

本調査は、排出権プロジェクト推進部を中心にして実施するが、社内のその他の部門の支援・連携も得て実施する。主な役割分担は以下の通りである。

- ・ 排出権プロジェクト推進部：全体取りまとめ、現地調査の計画、実施、システム設計、ベースライン方法論検討、モニタリング方法論検討、環境影響検討
- ・ アンマン営業所：現地調査案内、打合せ手配、サブコン調整、工事費見積、等
- ・ 投資開発本部：収益性検討、資金計画、プロジェクト実施体制検討
- ・ 技術研究所：ベースライン方法論検討、モニタリング方法論検討、環境影響検討
- ・ 国際業務室：基本情報の収集、利害関係者のコメントの収集

(2) 日本側調査協力機関と役割

- ・ 株式会社ポリテック・エイディディ：基本情報および環境影響評価

(3) カウンターパート等ホスト国側の協力機関と役割

- ・ アンマン市役所（公衆衛生局）：調査受入機関、現地情報・データの提供
- ・ EL Concorde（現地コンサルタント会社）：現地情報収集

第 1 章 プロジェクト基本事項

1.1 ヨルダンの基本情報

1.1.1 国土、自然、人口

ヨルダン・ハシェミット王国は 92,300 平方 km (あるいは 89,260 平方 km) の国土を持つ中東の国家で、ヨーロッパ、アフリカ及びアジアの間に位置している。

ヨルダンは地中海から東に約 80km 離れており、北緯 29～33 度、東経 34～39 度に位置し、首都のアンマン市は緯度 41.42 度、経度 44.47 度に位置している。

北はシリア、北東はイラク、南東はサウジアラビア、西はイスラエル及びパレスティナ暫定自治区 (ヨルダン川西岸地区) に接している。

ヨルダンの西側の国境は、アフリカから続く地溝帯の谷となっており、地表で最も低い地点である死海 (標高マイナス約 400m) にヨルダン川が流れ込む。この谷の北部では年間約 300mm の降雨があり農業が盛んに行われているが、農耕に適しているのは国土面積の 6 % にすぎない。

地溝帯東側は山地帯で、標高約 1,200～1,500m である。この地域の北部は年間 600mm、南部は 100～300mm の降雨がある。この地域には首都アンマンなど主要都市が立地し、全人口の 90% が居住している。

さらに東側には岩石砂漠であるバディア平原となっている。国土の 80% を占めており、年間降水量は 50mm である。

南部のアカバ港は、ヨルダン唯一の紅海との接点である。

首都アンマンは標高約 900～1,100m の丘と谷を含む起伏に富む都市である。

ヨルダン川の谷からアンマンが位置する高地の西部までの気候は地中海性気候で、夏に相当する乾季 (5～10 月) と秋・冬・春に相当する雨季 (11～4 月) にはっきりと分かれる。乾季は最高気温が 40 を超えることもあるが、湿度は低い。

アンマンの最高気温の月平均が最も高いのは 7, 8 月で 32 程度、最低気温の月間の平均が最も低いのは 1 月で 4 程度である。年間降水量は 190mm 程度で、ほとんどが冬季に降る。



出典：The University of Texas at Austin Perry-Castañeda Library Map Collection
(<http://www.lib.utexas.edu/maps/jordan.html>)

図 1.1-1 ヨルダン位置図 (矢印はアンマン市の位置)

2005年におけるヨルダンの人口は約535万人で、毎年2%以上増加している。(表1.1-1参照)。推定平均寿命は70歳を超えており、年々伸びている。また女性一人あたりの合計特殊出生率も3人を超えており、今後も人口の自然増が続くと予想される。

主な都市の人口は、首都のアンマン市が最も多く約104万人(2004)、次いでアンマン北東の工業都市ザルカ市が約40万人(2004)、シリア国境に近いイルビド市が約25万人(2004)である。気候の厳しさから、人口は都市に集中している。

公用語はアラビア語で、英語も使われている。

宗教はイスラム教徒が93%を占めるが、キリスト教徒等も7%を占める。

また、初等教育就学率は高く、97%程度である。

住民のほとんどはアラブ人である。少数民族に、チェルケス人とアルメニア人がいるが、それぞれ人口の1%以下にすぎない。遊牧民と半遊牧民は全人口の5%を占めている。

表 1.1-1 人口統計

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
総人口(百万人)	4.8	4.9	5.0	5.1	5.3	5.4
年人口増加率(%)	2.0	2.6	2.5	2.6	2.7	2.6
推定平均寿命(歳)	70.6	..	71.3	71.5	71.8	..
合計特殊出生率(女性一人当たり)	3.8	..	3.5	3.4	3.4	..
初等教育就学率(%) ^{注)}	97.8	..	94.0	96.6	96.7	..

出典：世界銀行 HP, WDI Data Query

1.1.2 政治

ヨルダンは、7世紀よりイスラム諸王朝の支配を受け、16世紀からはオスマントルコの支配下に入った。1919年英の委任統治領となった後、1923年トランス・ヨルダン王国が建国された。その後、第2次大戦後の1946年にトランス・ヨルダン王国として独立、1950年にヨルダン・ハシェミット王国と改称した。

政治体制は立憲(世襲)君主制で、元首は国王がつとめる。現在は1999年に即位したアブドゥラー・ビン・フセイン(Abdullah II bin Al-Hussein)国王のもとに、上院55名、下院110名の二院制による国会と、首相(マルーフ・アル・バヒート(H.E. Dr. Marouf Al Bakhet))が選出されている。

内政的な課題は、人口の約7割以上を占めるといわれるパレスティナ系住民を体制内に取り込み国内の不安定要因を除去することと、安定的な経済発展の達成を図る点である。

1.1.3 外交

外交の基本方針は、アラブ・イスラム諸国との協調と同時に、アメリカ合衆国なども含め全方位等距離外交の推進を基調としている点で、アラブ諸国の中では特異的である。イスラエルとの和平プロセスに前向きであり、1994年10月イスラエルとの平和条約に署名し、11月外交関係を樹立した。これは、アラブ諸国ではエジプトに次いで2番目である。

1975年、イスラエルからの自国防衛を目的として、ヨルダンはシリアとの友好関係を確立した。また80年にはじまったイラン・イラク戦争ではいち早くイラクを支持し、ヨルダン領内でのイラク向けの物資通過をみとめるなどして、地域政治におけるバランスのよさをしめした。88年7月、イスラエル占領下のヨルダン川西岸地区のパレスティナ人に対して、フセイン国王は統治を放棄した。その後の89年11月におこなわれた初の総選挙で、イスラム原理主義者が下院80議席のうち34議席を確保した。

イラクが1990年8月にクウェートに侵攻したあと、イラクと友好関係にあったヨルダンは調停にのりだしたが、失敗した。イラクに対する世界的な経済制裁は、関係が深かったヨルダン経済に大きな損失をもたらした。さらにペルシア湾岸地域からの大量の難民流入があり、国の失業率は30%に増加し、ヨルダン・ディナールの価値下落は深刻な経済問題となった。また、湾岸戦争中、ヨルダンは明らかにイラク寄りの姿勢をとったため、アメリカやサウジアラビアなどほかのアラブ諸国との関係を悪化させた。

その後、ヨルダンとパレスティナの合同代表団が1991年10月にはじまった包括的中東和平交渉にのぞんだ。国内問題では、91年、フセイン国王が政党活動の禁止を撤廃し、複数政党制選挙に道を開いた。93年には、56年以来最初の下院選挙がおこなわれ、保守的な宗教政党にかわってパレスティナ暫定自治推進派が過半数を獲得し、女性議員も初当選した。

1994年7月、フセイン国王はイスラエルの首相ラビンと46年間にわたる両国間の戦争状態に終止符をうつための平和協定「ワシントン宣言」に調印した。これにより、ヨルダンは対米債務の解消を実現することができた。10月には、ヨルダンの首相マジヤリとラビンは、イスラエル・ヨルダン平和条約に調印した。条約は、長年にわたってあらそってきた土地と水利権のほかに、外交関係の完全な正常化と観光旅行、輸送、環境保護、貿易、経済の開発などの相互の関係の地域協力をうたっている。また、イスラエルがエルサレムでのイスラム聖地に関するヨルダンの「歴史的役割」をみとめる一方で、ヨルダンは反イスラエル同盟に参加したり、国土をそのような目的のために使用したりしないことに同意した。さらに11月にはイスラエルとの国境を開放、95年には観光協定や関税の相互引き下げを図る貿易協定に調印するなど、イスラエルとの関係改善が進んだ。一方、中東和平進展をうけて95年10月には地域経済の開発を目的に中東・北アフリカ経済サミットが首都アンマンで開催された。96年8月にはフセインがサウジアラ

ピアを訪問、湾岸戦争以来悪化していた両国関係の修復へと動き出した。

1999年2月、フセイン国王が死去し、長男がアブドラ2世として後をついだ。アブドラ2世は新首相を任命し、停滞しているヨルダン経済の立て直しのために、王宮内に経済担当部局を新設して若手を起用するとともに、IMF(国際通貨基金)の援助をとりつけた。

5月にアメリカを訪問したのを皮切りに、イタリア、フランスなどを訪問、11~12月にはシンガポール、日本、韓国、中国などを歴訪して、対外債務返済の繰り延べなどの経済援助の要請、中東和平についての意見交換などを行った。

一方、父王の路線を継承して中東和平の仲介役を務めることを鮮明にし、関係が悪化していたシリア、クウェートとの協議を手始めに、エジプト、パレスティナ自治政府、イスラエル、レバノン、リビアなどの首脳と矢つぎばやに会談し、アメリカのクリントン大統領との橋渡し役をつとめた。ヨルダンはそれまで中東和平に反対するイスラム原理主義組織ハマスを支援してきたが、政策を変更して国内のハマスの事務所を閉鎖し、指導的メンバーを国外に退去させて、和平仲介役としての立場をアピールした。

ヨルダンと日本は、1954年に国交を樹立した。その後、皇室・王室間の伝統的友好関係を含め、極めて良好な関係を維持している。

経済的側面では、ヨルダンにとって、日本は第8位の輸入先で、第15位の輸出先である(2005年)。対日貿易の品目は、日本から機械機器、輸送機械を輸入し、日本へ燐鉱石、カリ肥料を輸出している。2004年の貿易額は、日本からの輸入が2.7億米ドル、日本への輸出が1,680万米ドルの輸入超過である。2004年時点で、日本からの直接投資案件は3件である。

また、日本は、地域の平和と安定や和平プロセスにおけるヨルダンの重要性等に鑑み、これまで同国に対して積極的な経済支援を実施してきている。従来、技術協力、無償資金協力、円借款と、各種形態により援助を実施しており、これまでの二国間援助累計額は、中東地域ではエジプトに次いで第2位の被援助国である。

2004年度までの援助の累計額は以下のとおりである。

- (1) 有償資金協力 2,044.25 億円(交換公文ベース)
- (2) 無償資金協力 511.72 億円(交換公文ベース)
- (3) 技術協力 236.43 億円(JICA 経費ベース)

ヨルダンの電力セクターに対する支援としては、配電網電力損失低減計画のフィージビリティ調査が、1999年から2000年の間に、国際協力事業団(調査受託:東京電力(株)、東電設計(株))により行われている。

1.1.4 経済

ヨルダン是非産油国であり、めぼしい外貨獲得手段のない脆弱な経済構造をもつため、恒常的な国際収支の赤字が続いている。この結果、対外累積債務は 100 億 8,616 万ドル（2004 年）に上る。アブドゥラー国王は、経済改革への取り組みを重視し、2000 年 4 月には WTO に加盟、同年 10 月には、米国との間で自由貿易協定（FTA）に署名する等、外資導入と自由貿易の促進を積極的に行っている。

他方、2000 年 9 月以来のイスラエル・パレスティナ間の衝突及び 2001 年 9 月の米国における同時多発テロ事件の影響を受け、ヨルダンの基幹産業である観光業やパレスティナ自治区との貿易が伸び悩み、更にイラクに対する武力行使によってヨルダン経済は大きな打撃を被った。

表 1.1-2 経済諸指標

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GNI, Atlas method (US\$: billion)	8.6	9.1	9.5	10.3	11.9	13.5
一人当り GNI, Atlas method (US\$)	1,810.0	1,860.0	1,900.0	2,010.0	2,260.0	2,500.0
GDP (US\$: billion)	8.5	9.0	9.6	10.2	11.5	12.9
GDP 年成長率 (%)	4.2	5.3	5.7	4.1	7.7	7.2
年インフレ率, GDP deflator (%)	-0.4	0.8	0.8	2.1	5.3	4.2
第一次産業 (対 GDP 比 : %)	2.3	2.3	2.6	2.8	2.8	2.2
第二次産業 (対 GDP 比 : %)	25.5	25.8	27.2	27.1	28.9	28.9
第三次産業 (対 GDP 比 : %)	27.9	..	31.2	35.0	39.3	..
輸出 (対 GDP 比 : %)	41.8	42.1	44.8	45.4	47.6	50.5
輸入 (対 GDP 比 : %)	68.5	67.2	65.9	67.4	79.7	84.4
総資本構成 (対 GDP 比 : %)	21.6	21.9	22.1	24.4	29.3	29.3
海外直接投資 (US\$: billion)	801.0	120.0	64.0	424.0	620.3	..
対外債務残高 (US\$: billion)	6.2	6.6	7.0	7.2	7.2	..
割賦償還金額 (対輸出比率 : %)	12.6	10.6	8.5	15.9	8.2	..

出典：世界銀行 HP, WDI Data Query(4.)

ヨルダンにとりイラクは最大の援助国であり、貿易相手国であった。ヨルダンは、対イラク武力行使前まで必要とする原油の全量をイラクに依存、その半量は無償、残り半量を優遇価格で調達し、国内販売価格との差額である年間約 5 億ドルを国庫収入としていた。しかし、イラク戦争後、石油供給の中断によりヨルダン経済は大きな影響を受けた。

現在、原油調達は、アラブ首長国連邦、サウジアラビア等から優遇条件により行われている。しかし、大幅な国庫収入減を余儀なくされただけでなく、最近の石油価格高騰

の影響を受け、ヨルダン政府の補助金等を通じた国内燃料価格政策が大きな財政上の負担となっている。

一方、対イラク貿易は戦争後徐々に回復し、2004年の対イラク輸出は5億678万米ドルと見込まれ、戦前の水準を回復している（2002年：4億4,040万米ドル）。

なお、2005年7月、サウジアラビアは、ヨルダンに供与していた石油の無償提供に替えて現在の石油の国際価格高騰に起因するヨルダンの負担軽減を支援する一つの方策として、1億6900万米ドルの財政支援を行う旨決定している。

水資源の開発可能性（国民一人当たりの水資源貯存量）が世界で二番目に低いヨルダンでは、都市人口の急増に伴う飲料水や農業用水の確保が恒常的な課題である。

また、人口増加率と若年層の人口割合が高いことから雇用の確保も重要課題の一つである。失業問題に加え、貧困問題も深刻であり、特に地方の生活水準及び生産性の向上が課題となっている。首都圏では生活基盤が優先的に整備されてきたが、南部3県（マーン、カラク、タフィーラ）をはじめとする地方では社会資本の整備が遅れている。

そこで、2003年12月には、2004年から2006年までの新社会開発計画を発表したが、巨額の公的債務、海外からの無償資金援助への依存等国家財政における構造的な問題に加え、最近の原油価格高騰の影響を受け、ヨルダンの補助金等を通じた国内燃料価格政策が大きな財政負担となっている。こうした状況に対して、増税、新税の導入、石油関連製品の値上げ等により国民に負担を求め、財源確保に係る努力を行っているが、依然として高い水準で推移する失業率（14.8%（2005年））を前に、国民の更なる負担増は政治的・社会的にも難しい決断となっている。

2005年3月に公表された国際通貨基金（IMF）によるヨルダン経済概観によれば、2004年のヨルダン経済は、国内需要の増大、イラク関連貿易の回復、慎重なマクロ経済政策の継続等により、インフレが適切な水準で抑えられている（3.4%（2004年））一方、高い経済成長（実質経済成長率は6%を超えるものと見込まれている）を達成した。

他方で、ヨルダン経済は巨額の公的債務、海外からの無償資金援助への依存、為替レート変動に対し、脆弱な構造等、深刻な課題に直面している。

また、最近の原油価格高騰により、ヨルダン政府の補助金等を通じた国内燃料価格政策が財政赤字の急激な拡大につながる恐れもある。

IMFによれば、構造改革を通じた財政赤字の継続的削減及び民営化の着実な実施による高い経済成長の維持、税制改革による政府収入の増加、公平性の確保、所得再配分、投資支出の合理化等を図ることが諸課題克服の鍵であると指摘している。

1.1.5 通貨政策

1950 年以來、ヨルダン・ディナールを通貨としている。1 ディナールは 1000 フィルス。
現在、通貨発行銀行は 64 年創立のヨルダン中央銀行である。

2006 年 12 月 28 日時点でのレートは 1US ドル = 0.709 ディナールである。

表 1.1-3 為替レートの変動状況

通貨	2001	2002	2003	2004	2005
米ドル(US\$1)	0.709	0.709	0.709	0.709	0.709

出典：CIA World Fact Book, Jordan
<https://www.cia.gov/cia/publications/factbook/print/jo.html>

1.1.6 財政、対外債務

日本は、ヨルダンとの良好な二国間関係に加え、同国が中東和平の当事国であり、その政治、経済の安定が中東地域全体の安定に直結していること、また、同国が中東和平プロセスに積極的に貢献していること、民主化及び構造経済改革を着実に実施していること等に鑑み、ヨルダンを重点支援国としている。

ヨルダン政府の最大の課題は、対外債務である。1992 年には対外債務が GDP 比 150% に相当し、債務返済比率が 20% に届くような危機的状態であったが、日本の債務繰延、ノンプロジェクト無償資金協力による一連の救済措置の成果により収束しつつある。

2005 年のヨルダンの対外債務は 85.3 億ドルと推計される。また、国際支援額は 5 億ドルと推計される。

対外債務における対日債務残高は 2,054.98 億円 (ODA : 1,699.96 億円、非 ODA : 355.02 億円) に上っており、1989 年の第 1 次から 2003 年 6 月の第 6 次の措置までヨルダンの対外債務の約 34% を日本が占めており、日本はヨルダンの最大の債権国の一つである。

表 1.1-4 対外債務 (単位：百万 US ドル)

貿易収支	\$-1.613 billion (2005 est.)
輸出額	\$4.226 billion f.o.b. (2005 est.)
輸出品目	clothing, phosphates, fertilizers, potash, vegetables, manufactures, pharmaceuticals
輸出相手先	US 29.4%, Iraq 15.6%, India 8.8%, Saudi Arabia 5.9% (2005)
輸入額	\$8.681 billion f.o.b. (2005 est.)
輸入品目	crude oil, textile fabrics, machinery, transport equipment, manufactured goods
輸入相手先	Saudi Arabia 20.9%, China 8%, Germany 7.1%, US 6.2%, South Korea 4.1% (2005)
外貨保有額	\$5.463 billion (2005 est.)
対外債務	\$8.528 billion (2005 est.)
国際援助額	ODA, \$500 million (2004 est.)

出典：CIA World Fact Book, Jordan
<https://www.cia.gov/cia/publications/factbook/print/jo.html>

1.1.7 産業

2003年の分野別従業者構成比をみると、多い順に商業、行政・国防、製造業、教育、運輸・倉庫・通信業となっている。(表 1.1-5 参照)。

また、2005年の分野別 GDP をみると、多い順に、製造業、金融・不動産・ビジネスサービス業、行政サービス、交通・運輸・倉庫・通信業となっている。

表 1.1-5 15 歳以上の従業者構成比 2003 年 (%)

産業	%
農林水産業	3.55
鉱業	1.26
製造業	12.37
電気・ガス・水道業	1.66
建設業	6.37
商業	17.81
ホテル・外食産業	2.45
運輸・倉庫・通信業	9.98
金融仲介業	1.76
不動産業	3.53
行政・国防	16.62
教育	11.65
医療・社会福祉	4.67
その他コミュニティ活動	5.61
その他	0.67
合計	100.0

(Ministry of Environment, Environmental Profile of Jordan 2006. p.8)

表 1.1-6 産業分野別の GDP 額 (JD Million)

Industrial Origin of Gross Domestic Product at Current Prices

	2001	2002	2003	2004(1)	2005(1)
農業、狩猟、林業、漁業 Agriculture, Hunting, forestry and fishing	124.3	148.9	178.3	195.4	215.9
鉱業 Mining and Quarrying	176.4	188.7	192.1	192.5	219.9
製造業 Manufacturing	861.2	987.7	1,082.6	1,330.0	1,547.2
電力業、水道業 Electricity and Water	140.6	156.6	161.2	181.9	198.3
建設業 Construction	231.0	251.7	268.3	333.1	368.4
商業、飲食業、ホテル業 Trade, Restaurants, and Hotels	618.6	635.0	652.7	734.3	825.1
交通・運輸業、倉庫業、通信業 Transport, Storage and Communications	907.2	934.9	1,015.6	1,180.1	1,295.5
金融業、保険業、不動産業、サービス業 Finance, Insurance, Real Estate and Business Services	1,135.6	1,235.7	1,311.2	1,384.9	1,498.5
社会サービス等 Social and Personal Services	250.8	283.5	301.3	331.6	358.3
公務 Producers of Government Services	1,077.1	1,135.5	1,250.7	1,326.3	1,426.1
家事サービス (非営利) Producers of Private Non-Profit Services for Households	58.2	63.0	64.8	66.7	69.4
家事 Domestic Household Services	11.5	12.5	13.9	14.6	15.1
Less: Imputed Bank Service Charge	-123.0	-199.8	-205.3	-210.7	-219.6
GDP at Basic Prices	5,469.5	5,833.9	6,287.4	7,060.7	7,818.1
Net Taxes on Products	893.8	944.6	916.2	1,103.2	1,300.0
GDP at Market Prices	6,363.3	6,778.5	7,203.6	8,164.0	9,118.1
海外からの送金 Net Factor Income from Abroad	132.8	79.8	83.9	137.7	216.1
GNP at Market Prices	6,496.1	6,858.3	7,287.5	8,301.7	9,334.2

(1): 暫定値

出典: Central Bank of Jordan Annual Report 2005 p.71

1.1.7.1 農業

ヨルダンでは、農業従事者および林漁業従事者の割合が、1965 から 1993 年までの間に 37%から 6%に減少した。

国土のうち農耕に適した土地はおよそ 6%で、さらに灌漑農地は 0.8%(2003 年推計)にすぎない。

小麦(生産量 3 万 t(2005 年))と大麦(3 万 t)が主な穀物収穫物だが、国内需要にも満たない。その他柑橘(かんきつ)類、オリーブ、アーモンド、イチジク、ブドウ、アンズなどの果物や、キュウリ、トマトなどの野菜が近隣諸国に輸出されている。しかし、収穫高の多い年でも、食料輸入が食料の輸出を上回る。

また、1967 年以前は、ヨルダン全体の穀物の 20~25%、果物の 70%、野菜産物の 40%をヨルダン川西岸地区で生産していたが、現在はこの地区がヨルダンから分離されパレスティナ暫定自治区となっている。

畜産は伝統的に盛んで、ヒツジ(飼育数 167 万頭(2005 年))、牛(7 万頭)、ヤギ(44 万頭)、家禽(2501 万羽)が飼育されている。

表1.1-7 主要な農業生産品 (単位: t)

	2001	2002	2003(1)	2004(1)
穀物等 Field Crops, of which:				
小麦 Wheat	19.3	43.8	42.5	13.2
大麦 Barley	17.3	56.8	25.8	21.0
タバコ Tobacco	1.3	4.3	0.0	0.3
レンズ豆 Lentils	1.9	1.7	0.5	0.6
トウモロコシ、ソルガム Maize & Sorghum	10.6	13.8	11.3	19.2
クローバー Clover	57.3	230.6	115.6	296.2
野菜 Vegetables, of which:				
トマト Tomatoes	310.2	359.8	415.9	449.5
ナス Eggplant	36.7	59.4	51.2	82.9
キュウリ Cucumbers	78.1	120.3	102.3	102.4
カリフラワー、キャベツ Cauliflowers and Cabbages	30.0	88.2	64.7	121.4
メロン Melons	85.8	108.3	131.9	107.9
ジャガイモ Potatoes	101.3	105.3	122.4	165.3
ズッキーニ Zucchini	57.5	47.7	60.0	55.6
果物等 Fruitfull Trees, of which:				
オリーブ Olives	65.7	180.9	118.0	160.7
ブドウ Grapes	58.0	34.8	28.1	32.4
かんきつ類 Citrus Fruits	136.6	124.2	147.2	127.8
バナナ Bananas	24.3	47.4	21.4	37.1
リンゴ Apple	37.1	39.2	41.8	42.4
モモ Peach	8.1	14.0	8.7	13.1

出典: Central Bank of Jordan Annual Report 2005 p.73

1.1.7.2 エネルギー

ヨルダンにはエネルギー資源がほとんどなく、国内消費向けの石油及び天然ガスの大部分は2003年以前はイラクから、以降はサウジアラビアからの輸入に全面的に依存している。エネルギー問題が外交に与える影響の軽減を目指して、水力、風力、バイオガスなどの再生可能エネルギー開発が進められている。

エネルギーに関しては次節に詳説する。

1.1.7.3 鉱工業

鉱産物にはリン鉱石(産出量200万t(2004年推計))、塩化カリウムがある。

ヨルダン川西岸地区がパレスティナ暫定自治区として分離された結果、ヨルダンは鉱業生産の5分の1を失った。それ以来、政府は補助金と保護関税の実施などで国内産業の発展を奨励してきた。1990年代初めには石油製品、セメント、紡績、石鹼などの工業があり、国内の労働者の25%(1993年)が就業している。

表 1.1-8 主な工業製品

品目	生産量 t	統計年
オリーブ油	30,000	03
牛肉	4,700	04
羊肉	5,500	04
家禽肉	120,000	04
チーズ	2,813	04
羊皮	60,000	04
山羊皮	18,000	04
ビール	500,000 リットル	04
紙巻タバコ	41 億本	04
紙類	55,000	03
硫酸	1,000	01
リン酸	590,000	02
窒素肥料	130,000	02/03
リン酸肥料	300,000	02/03
カリ肥料	1,170,000	02/03
ガソリン	640,000	01
軽油	1,000,000	01
重油	1,380,000	01
セメント	3,560,000	02
テレビ	18,000 台	01

出典：データブック オブ・ザ・ワールド 2006 年版、
(株)二宮書店 p.243

表 1.1-9 1999 年を 100 とした場合の工業分野別成長率

	Weight	2001	2002	2003	2004 ⁽¹⁾	2005 ⁽¹⁾
Mining, Quarrying, and Manufacturing :	93.552	120.1	127.6	116.2	130.1	143.5
Mining and Quarrying:	11.027	104.0	111.6	109.3	105.1	103.8
Extraction of Petroleum & Natural Gas	0.357	100.4	99.8	112.4	114.6	94.3
Quarrying of Stone	0.393	137.6	66.9	66.1	94.2	108.4
Phosphate	5.414	97.2	118.2	112.5	103.5	106.1
Potash	4.863	109.1	108.7	109.0	107.2	101.7
Manufacturing:	82.525	122.3	129.8	117.1	133.4	148.8
Food Products and Beverages	15.396	138.8	139.0	113.2	130.8	155.1
Tobacco Products	2.401	193.6	170.7	186.4	208.0	243.4
Wearing Apparel and Textiles	2.770	87.0	103.3	100.7	113.2	107.6
Footwear and Leather	0.636	152.0	131.8	128.2	146.6	60.9
Furniture	2.024	98.3	91.9	95.9	108.7	131.7
Wood and Cork Except Furniture	0.404	226.1	1388.2	44.7	69.7	31.4
Paper and its Products	2.859	110.5	107.7	97.0	122.3	137.5
Fertilizers	10.665	102.8	97.3	89.7	105.3	106.4
Basic Chemicals Except Fertilizers	0.535	103.1	102.7	132.5	121.3	103.6
Paints	1.066	117.6	134.7	140.5	186.3	220.0
Pharmaceuticals	4.436	132.8	118.5	123.1	134.7	163.2
Detergents and Soap	2.571	76.0	100.0	72.9	90.9	83.9
Refined Petroleum Products	14.713	110.2	111.3	113.1	120.9	129.2
Rubber and Plastic Products	2.694	151.9	184.3	143.4	147.5	180.5
Cement and Lime	3.309	115.4	129.9	128.3	142.4	146.8
Iron and Steel	2.914	127.1	106.2	114.0	127.5	160.9
Publishing and Printing	1.804	134.5	92.3	80.9	92.5	107.2
Manufacture of Articles of Concrete & Cement	2.253	165.2	220.9	218.1	257.9	317.5
Cutting Shaping and Finishing of Stone	0.915	88.6	84.4	102.7	98.3	113.9
Machinery and Equipment	1.250	91.4	129.3	155.6	189.0	205.9
Medical Equipment	0.210	96.1	131.6	103.8	70.0	57.8
Electrical Machinery and Apparatus	1.285	115.6	123.3	125.3	177.4	217.4
Basic Precious and Non-Ferrous Metals	0.647	110.9	125.3	146.7	143.1	118.4
Machinery and Equipment	2.682	157.4	141.9	137.3	164.4	182.7
Radio and T.V and Communication Equipment	0.652	99.9	124.7	210.5	309.2	380.8
Motors Vehicles Trailers	0.595	166.9	220.6	225.3	229.8	245.4
Other	0.839	78.2	93.0	77.6	79.9	84.0
Electricity, Gas, Steam and Hot Water Supply	6.448	107.5	113.6	112.5	127.3	136.9
General Index	1000.000	119.3	126.7	116.0	129.9	143.1

出典：Central Bank of Jordan Annual Report 2005 p.74

表 1.1-10 主要工業分野の生産量

	Unit	2001	2002	2003	2004	2005(1)
鉱業 Mining and Quarrying:						
りん鉱 Phosphate	1000 Ton	5,878.1	7,107.2	6,762.3	6,222.9	6,374.7
塩化カリウム Potash	1000 Ton	1,962.6	1,956.2	1,961.1	1,929.0	1,829.1
製造業 Manufacturing:						
肥料 Fertilizers	1000 Ton	670.5	695.3	634.0	779.1	790.3
酸類 Chemical Acids	1000 Ton	1,407.5	1,649.1	1,499.3	1,650.6	1,613.6
クリンカー Clinker	1000 Ton	2,896.4	3,222.1	3,170.1	3,401.3	3,374.7
セメント Cement	1000 Ton	3,173.3	3,557.5	3,514.9	3,907.6	4,045.9
石油製品 Petroleum Products	1000 Ton	3,596.8	3,627.2	3,694.6	3,946.5	4,213.7
電力 Electricity	Mill.K.W.H.	7,365.7	7,864.9	7,721.4	8,708.9	9,359.3

出典：Central Bank of Jordan Annual Report 2005 (5. p.75)

1.2 ヨルダンのエネルギー事情

1.2.1 エネルギー資源

化石燃料

ヨルダンは2003年のアメリカによるイラク侵攻以前は、輸入原油をイラクに依存していたが、侵攻によりパイプラインの稼働が停止したため、トラック輸送による輸入が行われた。その後も石油輸入は国際情勢の変化に左右されていたが、現在では国内消費向けの原油のほぼ全量をサウジアラビアからの輸入に依存している。

石油精製施設は、国内に1箇所、ザルカ市にあり、90,400bbl/dayの生産能力を持っている。

将来的なエネルギー自給率の向上を目指して、現在国内資源の開発調査が行われており、現在でも若干の原油及び天然ガスが東北部などで生産され、国内エネルギー消費の約4%に相当している。さらに、オイルシェールの埋蔵量は大きく、平均して10%の原油成分を含むオイルシェールが約40億トンであると予想されている。これまでに、アンマン市の南西のラジュン地区で試掘が行われている。

また、天然ガスは2,300億立方フィートの埋蔵量があり、イラク国境近くのリーシャ Risha に天然ガス田を開発している。現在の生産量は約3,500万立方フィート/日で、隣接するリーシャ発電所に送られ、国内消費電力の10%をまかなっている。ヨルダンは2003年から、エジプトからの天然ガス輸入を30年契約に基づき開始した。エジプトからのパイプライン建設は2001年に開始し、これまでにアカバまでの区間が完成して、2004年にはアカバ火力発電所の燃料を石油から天然ガスに転換している。

表 1.2-1 エネルギー資源生産動向

石油	40 bbl/day	(2004 推計.)
天然ガス	390 million cu m	(2003 推計)

出典：CIA World Fact Book, Jordan
<https://www.cia.gov/cia/publications/factbook/print/jo.html>

表 1.2-2 エネルギー資源輸入状況 (単位：千トン)

Year	Crude oil	Fuel oil	Liquefied gas	Diesel	Gasoline	Jet Fuel
2001	3875	647	138	182	-	-
2002	3926	785	155	230	25	-
2003	4023	570	171	292	40	5.5
2004	4244	100	179	543	135	1.1
2005	4602	19	178	785	93	1

出典：Ministry of Energy and Mineral Resources Annual Report 2005 p.27

再生可能エネルギー資源

ヨルダンにおける水資源開発は、水資源灌漑省(MWI)内のヨルダン渓谷庁(JVA、ヨルダン渓谷を担当)と水資源庁(WA、その他の地域を担当)が行っている。これらの機関が建設する貯水ダムは、灌漑用水、飲料水、及び水力発電など、多目的に使用されている。

ヨルダンでは消費電力の 0.6%は、ザルカ川を利用したキング・ターラル・ダム(King Talal Dam)における水力発電でまかなっている。また、2004 年から、シリア国境を流れるヤルムーク(Yarmouk)川の Maqaren 地点に、Wihdeh ダムをシリアと共同で建設を開始した。2004 年 2 月 10 日の Jordan Times によれば、発電所の建設は 2005 年に終了する計画となっている。この発電所の発電電力量の 30%をヨルダンが引き取ることで合意されている。

この他にも死海低地までの高低差を利用した水力発電の可能性が検討されているが、具体化は進んでいない。

ヨルダンの廃棄物起源のバイオガス開発は、1994 年のフィージビリティ・スタディから始まっている。ヨルダンの廃棄物に占める有機物量はおよそ 60%で、一人当たり廃棄物排出量は郊外部で 0.35kg、都市部で 0.95kg である。

アンマン市と UN Global Environmental Facility の出資による、動物糞やオリーブの皮などから発生するメタンガスを利用するパイロット・バイオガス・プロジェクト 1,200kW が、アンマン市の廃棄物埋立地(Rusaifa Waste Field)に 2000 年 6 月から運営されている。当施設は Bio-Gas Company によって運営されており、廃棄物からの温室効果ガ

ス排出量の削減目標は1万トンである。2005年の発電量は5,142MWhであった。(表1.2-3参照)

Rusaifaプロジェクトは2005年から拡張されており、2006年初旬には、メタンガス使用量750万立方メートル/年、発電量28GWh/年となることを目指している。

表 1.2-3 Rusaifa バイオガスプロジェクトの発電状況

	2001	2002	2003	2004	2005
発電量 MWh	4,862	5,376	6,000	5,993	5,142

出典：Ministry of Energy and Mineral Resources Annual Report 2005, p.24

Bio-Gas Company は、Ministry of Planning and International Cooperation と世界銀行から、CDM プロジェクトとして、Rusaifa と Ghabawi の廃棄物処分場において事業を拡張・展開するよう提案を受けている。世界銀行は Rusaifa プロジェクトの拡張(6MW)と Ghabawi プロジェクトの整備(7MW)に U.S.\$100 万ドルの貸付を行い、CDR の半量を自らが購入、残り半量の世界市場における販売を支援することを検討している。

ヨルダンの風力発電事業は1987年から開始されており、これまでに3カ所に発電機が設置されている。(表1.2-4参照) 今後は、1999年に公表された Wind Map of Jordan (ヨルダン風力地図)に基づいて、南部の Shoubak と Aqaba、北部の Hofa の、計3カ所に、各2.5~3.0万kWのウィンドファームを建設し、送電系統に連系することが計画されている。

表 1.2-4 ヨルダンの風力発電施設

設置年	設置場所	発電容量
1987	Jurf El-Darawish 村 (送電系統外)	20kW x 2基
1988	Ibrahemiya	320kW
1997	Hofa (イルビット市近郊)	225kW x 5基

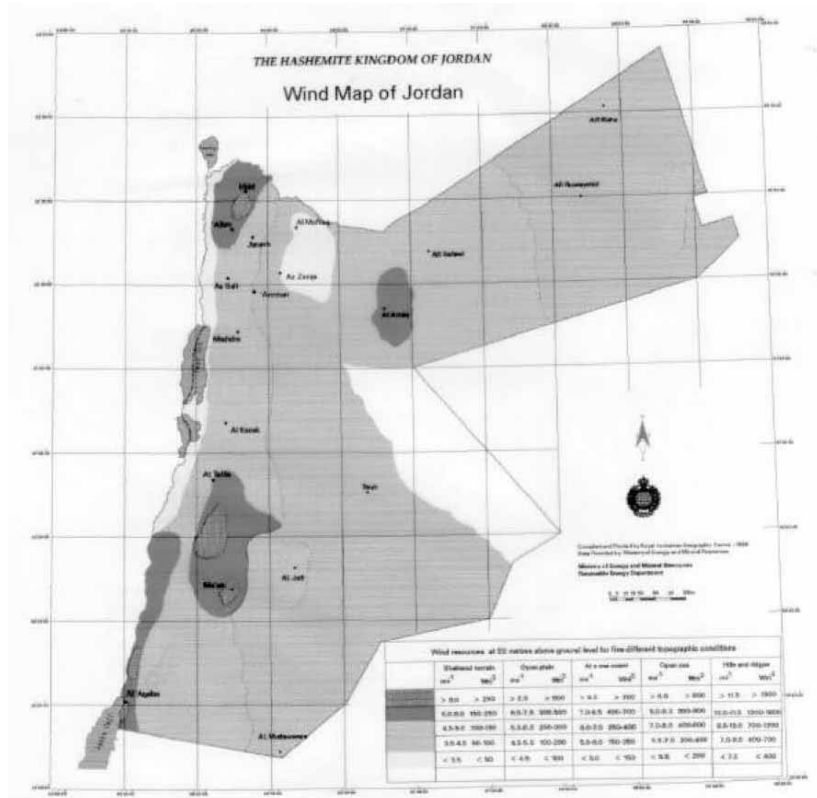
出典：「海外諸国の電気事業 第2編 2005年版」海外電力調査会

太陽光発電は、主に遠隔地のかんがい用ポンプの稼働や観光施設の照明用電力の供給、塩水の淡水化施設などに用いられているが、全国的な送電系統には接続されていない。

地熱開発はヨルダン川渓谷の東部とマダバ市の東の高地の2箇所ですヒートポンプの開発が試みられている。

Jordan's Energy Master Plan(策定年不明)では、2015年までにエネルギー使用量の3%を再生可能資源を起源とするエネルギーに転換することを目指している。1983年には王

室の支援を受けて National Energy Research Centre が設立されて、各種の研究を行っている。



出典：Wind Energy in Jordan - Use and Perspectives, Ziad J. Sabra; Ministry of Energy & Mineral Resources, DEWI Magazin Nr. 15, August 1999
http://www.dewi.de/dewi_neu/deutsch/themen/magazin/15/11.pdf

図 1.2-1 ヨルダンの風力マップ

エネルギー消費量

ヨルダンのエネルギー消費量は大きく増加しており、その増加分の大きな部分を天然ガス消費の拡大でまかなっている。

分野別に見ると交通・運輸のエネルギー消費が最も大きく、製造業と家庭の使用量はほぼ同じレベルである。

表 1.2-5 資源別エネルギー消費量の推移（単位：千 TOE）

Year	Type of primary energy					Total
	Crude oil & oil production	Natural gas	Renewable energy	Imported electricity	Exported electricity	
2001	4803	206	76	65	-	5150
2002	4954	188	79	78	-	5299
2003	5030.7	432	77	234	0.6	5774
2004	5012.4	1194.9	82	199	0.7	6489
2005	5325	1382.3	82	237	1.2	7028

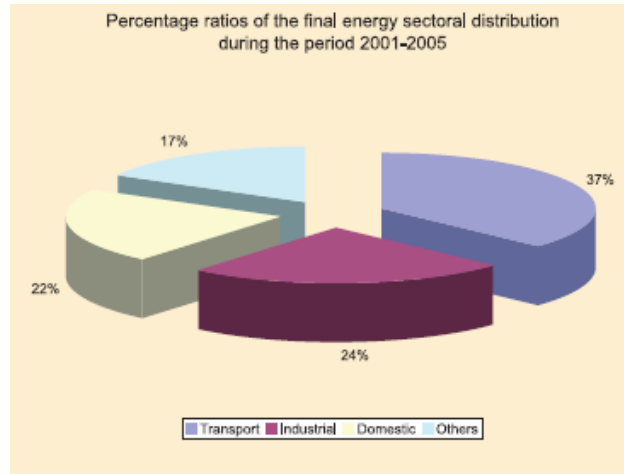
出典：Ministry of Energy and Mineral Resources Annual Report 2005 p.28

表 1.2-6 分野別エネルギー消費量の推移 (単位: 千 TOE)

Year	Sector				Total
	Transport	Industry	Household	Others*	
2001	1411	826	849	606	3692
2002	1435	846	868	662	3811
2003	1495	878	945	722	4040
2004	1693	1034	1007	792	4526
2005	1779	1159	1060	804	4802

*This includes the trade and agricultural sector along with street lights.

出典: Ministry of Energy and Mineral Resources Annual Report 2005 p.28



出典: Ministry of Energy and Mineral Resources Annual Report 2005 p.29

図 1.2-2 分野別エネルギー消費の構成比

表 1.2-7 2004 年のヨルダンのエネルギーバランス

in thousand tonnes of oil equivalent (ktoe) on a net calorific value basis

供給及び消費	石炭	原油	石油	天然ガス	原子力	水力	地熱、太陽光	可燃物、再生資源、廃棄物	電力	熱	合計
生産	0	1	0	217	0	5	67	3	0	0	292
輸入	0	4333	989	979	0	0	0	1	68	0	6369
輸出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
International Marine Bunkers**	0	0	-35	0	0	0	0	0	0	0	-35
Stock Changes	0	-67	-40	0	0	0	0	0	0	0	-108
上記計 TPES	0	4267	913	1196	0	5	67	3	68	0	6519
輸送損失 Transfers	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
統計誤差 Statistical Differences	0	0	-12	0	0	0	0	0	1	0	-11
発電所	0	0	-1042	-1196	0	-5	0	0	771	0	-1472
コージェネレーションプラント CHP(combined heat and power) Plants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
熱供給プラント Heat Plants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス供給施設 Gas Works	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
製油所 Petroleum Refineries	0	-4267	3990	0	0	0	0	0	0	0	-276
石炭精製所 Coal Transformation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
液化施設 Liquefaction Plants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
その他施設 Other Transformation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
自家使用	0	0	-202	0	0	0	0	0	-58	0	-260
送電損失	0	0	0	0	0	0	0	0	-101	0	-101
上記計 TFC	0	0	3648	0	0	0	67	3	680	0	4398
製造業	0	0	821	0	0	0	0	0	198	0	1019
交通・運輸	0	0	1667	0	0	0	0	0	0	0	1667
その他産業	0	0	1050	0	0	0	67	3	482	0	1602
住宅	0	0	708	0	0	0	63	3	236	0	1010
商業・サービス	0	0	215	0	0	0	4	0	138	0	357
農林業	0	0	0	0	0	0	0	0	108	0	108
漁業	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
その他	0	0	126	0	0	0	0	1	0	0	127
エネルギー外の使用	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	110
- うち石油化学産業用	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

出典：International Energy Agency HP, Statistics by Country Jordan
http://www.iea.org/Textbase/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=JO

1.2.2 電力

1.2.2.1 発電部門

発電資源

ヨルダンの発電電力量は、その 99.4%が石油及び天然ガスの化石燃料に依存している。その他 0.6%が水力発電によっている。

電力に関わる組織・体制

ヨルダンでは、エネルギー・鉱物資源省の下に電機分野管理委員会（Electricity Sector Regulatory Commission (ESRC)）があり、電力料金の設定、送電コストの設定、電力関連企業の免許発行、それら企業の監督を行っている。

ヨルダンの発電・送電事業は、国営企業 National Electric Power Co (NEPCO) 一社によって行われてきたが、政府による主要産業の民営化と、財務・経済状況、効率や生産の改善の一環として、1999 年に NEPCO から発電事業と送電事業が分離された。

その結果、現在、ヨルダンには以下の電気事業者が存在する。以下のほかにも、カリ・セメント等の鉱物資源会社などが自家用の発電設備を保有している。

表 1.2-8 ヨルダンの電力関連企業

CEGCO	Central Electric Generation Co.	国営。 発電設備の大部分を保有している。
NEPCO	National Electric Power Co.	CEGCO の電力を販売している。 www.nepco.com.jo
EDCO	Electricity Distribution Co.	1999 年に NEPCO から分離して設立。 株式の 75%を政府が、25%を NEPCO が保有。 NEPCO から電力を購入し、以下の 2 社のカバーエリア以外の国土を担当する配電会社。
JEPCO	Jordanian Electric Power Co.	1947 年に株式会社として設立。 首都アンマンと周辺を供給エリアとする。 NEPCO から全体の約 57%の電力を購入する配電会社。
IDECO	Irbid District Electricity Co.	1961 年に株式会社として設立。 北部の都市イルビットと周辺を供給エリアとする。 発電設備を保有している。 NEPCO から全体の約 9 %の電力を購入し配電事業も行う。 www.ideco.com.jo

出典：エネルギー・鉱物資源省 HP
http://www.memr.gov.jo/electricity_sector.htm

主要発電企業である CEGCO の 1998 年度の発電電力量は 6,300GWh であり、前年に比べ 6.7%増加している。

燃料については、従来重油が主に用いられていたが、近年では天然ガスに転換が進められている。フセイン火力発電所は砂漠地帯に立地しており、冷却水が十分得られないことから、空気ファンによる冷却方式が採用されている。

発電施設

ヨルダンの主要な発電所の発電設備容量を表 1.2-9 に示す。

表 1.2-9 ヨルダンの主要な発電所の発電設備容量（1998 年度末）

会社	名称		蒸気	ガス		ディーゼル	風力	水力
				ディーゼル	天然ガス			
CEGCO	フセイン火力発電所	Hussein Thermal Power Station	(363)	(32)	240 2005 年に 転換			
	アカバ火力発電所	Aqaba Thermal Power Station	(650)	(3)	(不明) 2004 年に 転換			5 冷却水の 水流を利用
	リーシャ発電所	Risha Power Station			120			
	マルカ発電所	Marka Power Station		72		30		
	カラク発電所	Karak Power Station		18		4.5		
	アカバ中央発電所	Aqaba Central Power Station				22		
	アンマン・サウス・ガスタービン発電所	Amman south Gas Turbine Power Station		(60)	60 2005 年に 転換			
	リハブ発電所	Rehab Power Station		(60)	360 2005 年に 転換			
	サムラ発電所	Samra Plant			100 2005 年か ら稼動			
	キング・ターラル・ダム	King Talal Dam						5
	ハウファ風力						0.3	
	風力エネルギー						1.1	
	その他		85			45.5		
IDECO						6		
市町村他						8.5		
民間企業			85			31		

出典：黒字 ジョルダン国配電網電力損失低減計画フィージビリティ調査ファイナルレポート、2000 年 12 月、国際協力事業団、NEPCO p.III-1, 6

赤字 Environmental Profile of Jordan 2006, Ministry of Environment, p.50

1.2.2.2 発電部門の環境上の側面

ヨルダンの火力発電所からの二酸化炭素排出量は、2003年に約16Mt-CO₂と推計されている。そのうち石油の燃焼に伴う発生量が95%を占めている。

表 1.2-10 火力発電所からの二酸化炭素排出量

年	2000	2001	2001	2002	2002	2003
情報源	U.S. DOE (2005)	U.S. DOE (2005)	IEA (2004)	U.S. DOE (2005)	IEA (2005)	U.S. DOE (2005)
排出量 Mt-CO ₂	15.48	15.19	6.91	15.88	15.03	16.28
石油 %	96.30	96.30	-	96.20	-	95.30
天然ガス %	3.70	3.70	-	3.80	-	4.70
注	-	-	-	-	-	(推定値)

出典：IAEA Energy and Environment Data Reference Bank (EEDRB) Hashemite Kingdom of Jordan
<http://www.iaea.org/inis/aws/eedrb/data/JO-enem.html>

1.2.2.3 送配電部門

ヨルダン国内で採用されている送電電圧は、400kV と 132kV で構成されている。

400kV の送電電圧は、アカバ火力発電所とアンマン・サウス発電所をつなぎ、さらに南でエジプトと、北でシリアと連系されている。

国際連系系統についてみると、ヨルダン - エジプト間の連系は 1998 年に行われ、北側のシリアとの連系は 1999 年度に完成した。

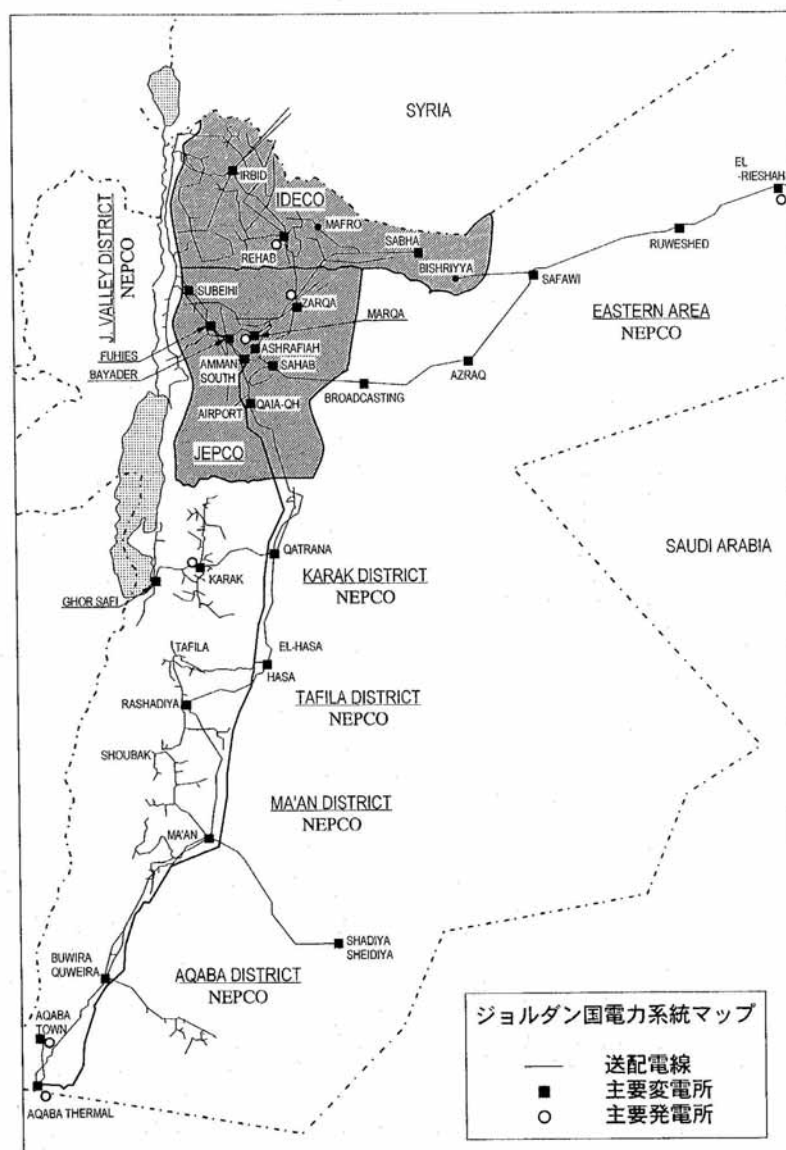
また、シリアとの間に 230kV と 66kV の連系線があったが、前者は現在使用されておらず、後者は一部が地域供給用の 33kV 配電線として流用されている。

1998 年度末の NEPCO の送電設備量は以下のとおりである。(6.. データ古い)

表 1.2-11 2002 年の送電設備 (回線延長、単位:km)

送電電圧	66 kV	132 kV	230 kV	400kV	合計
回線延長	17	2,211	17	809	3,054

出典：「海外諸国の電気事業 第2編 2005年版」海外電力調査会



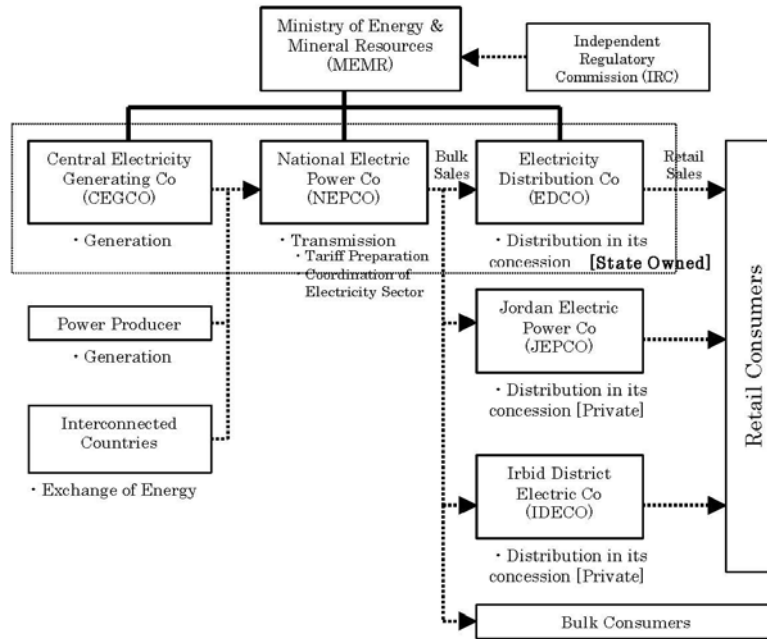
出典：ヨルダン国配電網電力損失低減計画フェーズビリティ調査予備調査報告書、1999年、国際協力事業団

図 1.2-3 ヨルダン国内の電力系統マップ

1.2.2.4 ヨルダンの電力産業の構造

規制機関としては、エネルギー・天然資源省（MEMR）と国家規制委員会（NRC）がある。中央発電会社（CEGCO）が発電した電力や輸入した電力、あるいは水資源灌漑省（MWI）と自家発電から購入した電力を、また、電力公社（NEPCO：送電部門や系統部門を担当）が配電会社（EDCO）、ヨルダン電力会社（JEPKO）及び特殊法人イルビット地域電力会社（IEDCO）に卸売りするとともに、大口需要家に直接売電している。

発電部門は、原則として公営であるが、自由化が検討されており2006年頃民間事業者の参入が見込まれている。



出典：ジョルダン国配電網電力損失低減計画フィージビリティ調査ファイナルレポート、2000年12月、国際協力事業団、NEPCO p.III-2

図 1.2-4 電力セクターの構造

1.2.2.5 電力料金とその徴収状況

電力料金は、徐々に値上げされており、1990年、1993年、1996年、2002年と改定が行われている。料金改定は、NEPCOの卸売り・直接売電料金、配電会社の電気料金（一般需要家向けの電気料金）が同時に改定される。

2002年現在の料金は、表 1.2-12 及び表 1.2-13 に示すとおりである。

表 1.2-12 NEPCO の卸売り・直接売電料金（2002年改定価格）

項目	適用		価格（単位：JD）
配電会社への卸売り料金	固定料金		2.4/kW/月
	従量料金	昼間（7～23時）	0.0314/kWh
		夜間（23～7時）	0.0214/kWh
大口需要家への直接売電料金	固定料金		2.4/kW/月
	販売会社	昼間（7～23時）	0.0480/kWh
		夜間（23～7時）	0.0335/kWh

出典：海外諸国の電気事業（海外電力調査会、2005年）

表 1.2-13 配電会社の電気料金（従量料金）(2002 年改定価格)

項目		適用	料金価格（単位： JD/kWh）
家庭用		160kWh 未満	0.031
		161 ~ 300 kWh 未満	0.055
		301 ~ 500 kWh 未満	0.064
		501 kWh 以上	0.080
商業用		-	0.062
工業用	小規模	-	0.038
	中規模	昼間（7 ~ 23 時）	0.035
		夜間（23 ~ 7 時）	0.025
農業用			0.026
給水ポンプ用			0.038
ホテル用			0.060
放送局用			0.060
街路灯			0.025

注) 上記以外に固定料金として、家庭用で 1.0JD/月、中規模工業用で 3.05JD/kW、その他の用途で 1.25JD/月が付与される。

出典：海外諸国の電気事業（海外電力調査会、2005 年）

1.3 ヨルダンの廃棄物処分場事情

1.3.1 廃棄物処理の現状

ヨルダンでは廃棄物の処理は主に埋立処分場への埋立で行われてきた。一部には焼却処分場もあるが、依然としてランドフィルへの依存は高い。ヨルダンでは、リサイクルシステムの必要性を強調し、計画を立てているが、十分な実行にいたっていない。

1.3.2 埋立処分場の状況

ヨルダン国内には、認可、無認可のランドフィルサイトが百以上あると考えられ、それらの多くはすでに許容量を超えていると考えられている。これらの処分場からは、有害物質を含んだ水が地下水に混入し、その汚染が懸念されている。水資源に苦慮しているヨルダンでは、この問題は切実な問題である。また、焼却処分場については排気ガスの有毒性が指摘されている。

ヨルダンの首都アンマン市及び近県では、人口の増加に伴い、廃棄物の排出量は2,400t/日(2003年)から2010年には、3,500t/日へと増加すると予想されている。アンマン市郊外ルセイファ地区にある埋め立て処分場は、1978年に利用が開始され、当時は周辺に住宅地は存在していなかったが、湾岸戦争時に多くのヨルダン人が引き上げてきたため、住宅地が広がるようになってきた。また、周辺はパレスティナ難民キャンプが存在する他、低所得層が多い地区であり、低く抑えられた生活水準から治安上の問題が発生することもある。この処分場周辺は、悪臭がひどく、地下水の汚染やゴミの飛散等の環境問題が発生し、受入許容量も少なくなったことから、2003年に閉鎖された。このため、アンマン市では、東方約20kmのガバウィ地区に新たに最終処分場の建設を行い、2003年4月からは既に完成している一部の処分場が稼働を開始しており、市内収集、中継処理、最終処分という一連の廃棄物管理に関しては、廃棄物管理マスタープランに基づき改革が計画されている。

1.4 ヨルダンの CDM に関する政策

ヨルダンの CDM 参加資格

ヨルダンは、1998 年 1 月に UNFCCC に加盟し、2004 年 11 月に京都議定書を批准した。DNA は、環境・自然計画省（Ministry of Environment）が担当している。” First National Communication”を 1997 年に提出済みである。

表 1.4-1 ヨルダンの CDM 参加資格

要件	適合状況
京都議定書の批准国であるか。	1993 年 11 月 12 日に UNFCCC に批准した。 2003 年 1 月 17 日に京都議定書に加盟した。
DNA を登録しているか。	環境省 Ministry of Environment

出典：UNFCCC ホームページ

ヨルダンにおける CDM プロジェクトの受入基準

ヨルダンにおける CDM プロジェクトの受入基準としては、特別な基準はない。

ヨルダン国内法に違反していないこと、その他一般の事業と同じく、国内法に基づき必要な申請、手続きが行われていれば実施可能であるとしている。また、承認にかかる検討では、持続的な開発であることが重要視される。

ヨルダンでは CDM プロジェクトを推進する動きが高まっており、この 1 年のうちに世界銀行などからの借入れを背景にしたユニラテラル形式でのプロジェクト参加者の公募が頻繁に行われるようになった。その条件としては、

1. 登録、準備含めすべての費用を参加者が負担すること
2. CER については部分ではなく全量買い上げとすること
3. 支払いは、US ドルがユーロとすること
4. 類似プロジェクトでの成功経験者であること

などが明示されており、本プロジェクトにおいても類似の条件が提示される可能性はある。

また、ルサイファ埋立処分場において本プロジェクトと同様のメタンガス回収 CDM プロジェクトの準備が進められているが、2006 年 10 月にスウェーデンがプロジェクト参加者に選定されている。

ヨルダンにおける CDM 承認プロセス

ヨルダンにおける承認プロセスとしては、政策案では、2 段階の CDM の承認プロセスが提案されている。第 1 段階、第 2 段階ともに、DNA 事務局を通じて政府横断組織である CDM 中央委員会がその決定に大きく関与する。なお、第 1 段階の前に、カウンターパートであるアンマン市へのプロポーザルが必要とされている。

第 1 段階では、DNA 事務局は、PIN の検討を行い、提案されたプロジェクトの実現可能性に関する提言を準備する。第 2 段階では、持続性評価基準に対応したプロジェクト査定、利害関係者コンサルタントの手助け、CDM 理事会へのプロジェクト提出とプロジェクト参加者への最終決定の連絡を行う。

CDM プロジェクト承認の持続性評価基準は、持続可能な開発の観点からプロジェクトの貢献度を評価することである。なお、ヨルダンで CDM プロジェクトが行われたという実績はまだないが、本プロジェクトのほか、ルサイファにおけるメタンガス回収プロジェクト、サマラ発電所における効率化、アクバ火力発電所における燃料代替のプロジェクトが進められている。

1.5 アンマン市の概況

アンマン (عمان ‘Ammān; アンマーン) は、ヨルダンの首都。人口はおよそ 120 万人でヨルダンの全人口の 4 分の 1 ほどにも及び、ヨルダンの政治、経済の中心都市となっている。近代的なビルが立ち並ぶ近代都市であり、多くの国際機関が事務所を構える中東の要所でもある。イラク西部と陸路で直結しており、2003 年のイラク戦争前後に、イラクへの陸路の中継点として注目を集めた。また、アンマンはヨルダン北西の丘の多い地域に位置しており、街は 19 以上の丘の上に建設されている。

アンマンは新石器時代以来の定住地といわれ、古代エジプトの統治下でアンモンという都市が建設されたと伝えられる。古代よりアッシリア帝国、ペルシア帝国、マケドニア王国、エジプトのヘレニズム王朝と支配者が替わり、紀元前 1 世紀にはローマの統治下に入った。ローマ帝国のもとでキリスト教が流入し、司教座が置かれた。その後、天災や戦災が重なり、一度は都市としての機能を消失する。

近代に入り、1887 年、ロシア帝国の弾圧を逃れて北カフカスからオスマン帝国領のシリア地方に亡命してきたチェルケス人が、かつての都市の廃墟の近傍に住み始め、1900 年オスマン帝国がダマスカスからメディナまでの鉄道を建設したことにより、周囲や沿線の物資の集散地として新たな都市機能を発揮した。アンマンはヨルダン川東岸地域の中心地域となり、1921 年にイギリスによってアンマンに自治政府が置かれた。1946 年にトランス・ヨルダンが王国として独立すると、アンマンはその首都となったが、イスラエル独立の混乱から、パレスティナ人の難民が流入したことで人口は急速に増加した。

アンマンは、近代的な都市である一面のほかに、古代からの歴史ある地として、多くの観光資源を抱えている。これらの観光資源の多くは、地元住民には「バラド (Balad)」の名で知られる旧市街にある。また、さまざまな宗教の影響を強く受けてきたアンマンは、中東最大規模のモスクがある街でもある。

なお、アメリカによるイラクへの攻撃が開始されてから、アンマン市でもその余波とみられる事件がおきている。2005 年 11 月 9 日にはヨルダン出身のザルカーウィー率いる「イラク聖戦アル・カイダ」がラディソン SAS、グランド・ハイヤット、デイズ・インという 3 つのホテルで自爆テロを実施し、多くのヨルダン人を含む 60 人が死亡、100 人以上が負傷する事件となった。また、2006 年 9 月 4 日には、観光名所であるローマ円形劇場において、外国人団体旅行者がヨルダン人により銃撃を受け、英国人 1 人が死亡、英国人 2 人、オランダ人 1 人、ニュージーランド人 1 人、オーストラリア人 1 人及びヨルダン人警官 1 人の計 6 人が負傷する事件が発生している。

第2章 プロジェクト計画

2.1 プロジェクトの概要

2.1.1 プロジェクトの目的

本プロジェクトは、ヨルダンのアンマン市の Ghabawi 埋立処分場から排出されるメタンガスを主成分としたランドフィルガス (LFG) を燃料とした発電及びガス燃焼を CDM プロジェクトとして実施するものである。本プロジェクトによって、埋立処分場周辺の環境改善、さらに代替エネルギーとしてのメタン利用による温室効果ガス排出削減と化石燃料消費の削減 (省エネルギー) を図ることを目的としている。

2.1.2 プロジェクト計画の概要

埋立処分場では、有機物の分解によってメタンガスを含む LFG が発生している。メタンガスは温室効果が二酸化炭素の 21 倍と高いため、メタンガスの大気中への自然放散を防止することによって、温室効果ガス排出削減に大きく貢献することができる。

本プロジェクトでは、埋立処分場に LFG 収集のための収集パイプを敷設し、ガスの収集・処理を行ってから、ガスエンジン (GEG) を用いて発電を行う。発電電力は地域の配電グリッドに接続する。また、ガスエンジンで利用できない LFG は、フレアスタックによって燃焼 / 破壊処理する。

このシステムによる発電により、接続する電力グリッド内の発電所の燃料使用量が削減され、省エネルギー及び温室効果ガス排出削減が期待される。また、ガスエンジンで利用できない LFG についてもフレアスタックによる燃焼 / 破壊処理によってメタンを二酸化炭素に変換することができるため、省エネルギーには直接つながらないものの温室効果ガス排出削減の効果がある。

以下の図 2.1-1 に、LFG 収集システムの一例について概要を示す。

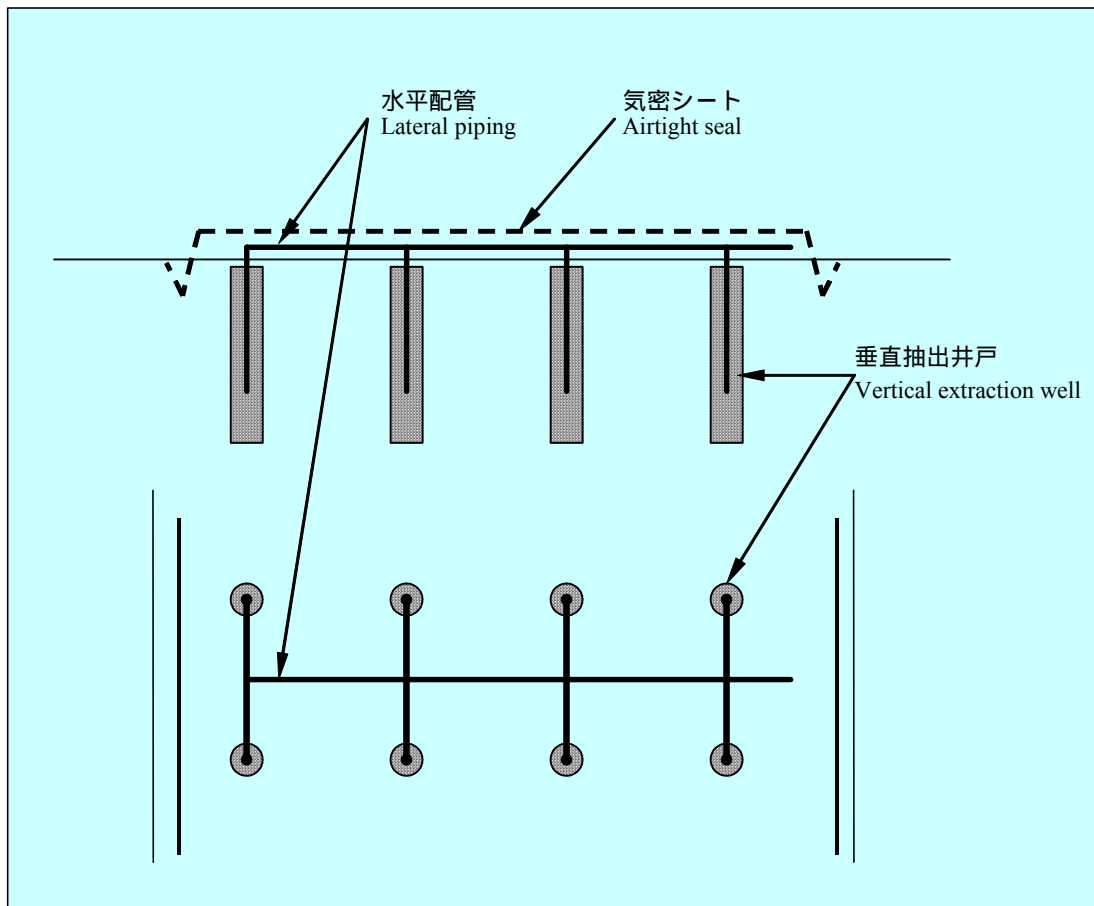


図 2.1-1 LFG 収集システム

2.2 プロジェクトの持続可能な開発への貢献

本プロジェクトが実施されると、以下の理由で追加的な温室効果ガスの排出削減が生じる。

- 1) LFG の収集による GHG であるメタンガスの捕捉、GEG 運転 / フレア処理 (flaring) すなわち燃焼によるメタンガスの破壊。
- 2) GEG 運転による既存火力発電所の代替が CO₂ 排出を削減。

従って、本プロジェクトにおいて対象とする温室効果ガスは、メタンガス及び二酸化炭素 (CO₂) である。

また、このプロジェクトは以下のようにアンマン市の埋立処分場の環境改善をすると同時に、ヨルダンの老朽化したエネルギーシステムを助け、持続可能な発展に寄与するものである。

- ・ 処分場の悪臭防止という環境改善効果
- ・ 老朽化した発電システムの代替効果
- ・ エネルギーの有効利用効果

- ・ 新技術導入による人的資源の育成効果
- ・ プロジェクト実現（建設、運用）による雇用の創出効果

2.3 プロジェクト参加者の概要

プロジェクトの参加者として、以下の組織が挙げられ、その主な役割は次の通りである。

- ・ 清水建設株式会社 : プロジェクトの計画・立案・PDD作成、プロジェクトの推進、
出資
- ・ アンマン市（公衆衛生局）
: プロジェクト実施サイトの提供、プロジェクトに関する各種
許認可取得支援

2.4 プロジェクト実施サイト

2.4.1 対象施設の現状

本プロジェクトの実施サイトである Ghabawi 埋立処分場は、アンマン市の中心部から東に約 25km、岩砂漠の真ん中に位置し、周辺に居住区はない。処分場全体の敷地面積は約 200ha であり、運用開始年は 2003 年、閉鎖予定は 2027 年である。

本プロジェクトを実施するサイトは、この埋立て処分場内の一部”cell-1”と呼ばれるエリアである（図 2.4-2 参照）。このプロジェクト対象地の面積は約 11ha であり、計画上の最大埋立深さは約 12m である。2003 年に運用が開始され、2007 年まで搬入される予定である。なお、”cell-1”の閉鎖後は、”cell-2”以降が順次使用される計画である。

アンマン市からの固形廃棄物受入累積量は年間 3,360,000m³ であり、管理型処分場として計画的な埋立て処分が実施されている。

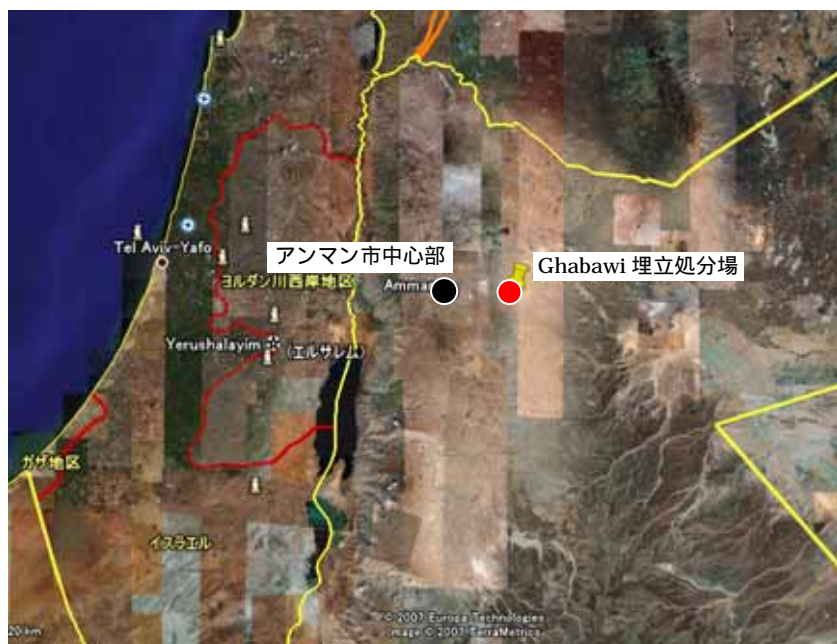


図 2.4-1 Ghabawi 埋立処分場の位置

表 2.4-1 対象施設の現状

項目	Ghabawi 埋立処分場
処分場敷地面積	約 200ha
埋立て面積（計画）	約 145ha
プロジェクト対象面積	約 11ha
最大埋立深さ	約 12m
運用開始年	2003 年
閉鎖予定年	2027 年
固形廃棄物受入量	3,360,000 m ³ /年
市中心部からの距離	約 25km
処分場の所有者	Amman 市



図 2.4-2 Ghabawi 埋立処分場の平面図（赤い部分がプロジェクト対象地）



写真 2.4-1 Ghabawi 埋立処分場の現状



写真 2.4-2 Ghabawi 埋立処分場の現状

2.4.2 ランドフィルガス発生量の想定

固形廃棄物の埋立量

アンマン市の Ghabawi 埋立処分場は管理型処分場であり、本プロジェクトの対象地である” cell-1” に 2003 年（年度の途中から開始）から 2007 年までに搬入される固形廃棄物の量は、年間 3,360,000m³（重量にすると 840,000 t）で、計画では 2007 年までに合計で 15,150,000 m³ 搬入される。現在、計画通りに埋立てが進められている。

運搬体積から重量換算した後の、固形廃棄物の量は表 2.4-2 に示すとおりである。

表 2.4-2 固形廃棄物埋立量の実績と予測

年 x	処分量 R _x	累積量
	トン/年	トン
2002	0	0
2003	420,000	420,000
2004	840,000	1,260,000
2005	840,000	2,100,000
2006	840,000	2,940,000
2007	840,000	3,780,000
2008	0	3,780,000

固形廃棄物の組成

本プロジェクトにおいては、処分場から発生するメタンガス量をより正確に算出するため、過去の搬入された廃棄物の組成を調査しており、その結果は表 2.4-3 に示すとおりである。

表 2.4-3 固形廃棄物の組成

Waste category	Mass portion %	Component code
食糧残渣	53.0	C
紙、ダンボール	17.0	A
木材	0.0	D
鉄、非鉄金属	8.0	-
布	0.0	A
骨	0.0	B
ガラス	5.0	-
皮、ゴム	0.0	B
石	0.0	-
プラスチック	12.0	-
その他	5.0	C
15mm 未満の細かいごみ	0.0	B
合計	100.0	

注：廃棄物の種別は IPCC のガイドラインの種別を示す。

メタンガス発生量の予測式

処分場から発生するメタンガス発生量 ($Q_{y,x}$) を試算する手段として、IPCC のガイドライン (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE) に示された First Order Decay Model (ガイドラインの中の式-3 (EQUATION 3) に相当) の発展形 (ガイドラインの中の式-4 と式-5 (EQUATION 4 & EQUATION 5) に相当) を使用する。なお、IPCC のインベントリーガイドライン 2006 が公開されているが、本プロジェクトにおいては、LFG の回収・利用量に基づき、温室効果ガス排出削減量をプロジェクト実施時に直接計測する計画であり、現時点ではあくまでも排出削減量の予測のための計算であるので、これまでの計算手法を用いることとする。以下にその数式を示す。

$$Q_{y,x} = k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}$$

$Q_{y,x}$	x 年に搬入された廃棄物 (R_x) によって、現在 (y 年) 発生するメタンガス発生量 (Nm^3/y)
k	メタンガス発生率 (1/y)
R_x	x 年に搬入された固形廃棄物量 (Mg/y)
y	現在の年 (y)
L_0	潜在的メタンガス発生量 (Nm^3/Mg Mg は固形廃棄物量)

メタン発生ポテンシャル (L_0) の値は、固形廃棄物の組成、処分場がある場所の気候等によって左右される。また、メタンガス発生率 (k) の値は、固形廃棄物に含まれる水分、固形廃棄物に含まれる有機物量、セルロースとヘミセルロース、pH、温度等の関数である。

L_0 は、表 2.4-3 の組成から、IPCC のガイドライン (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE) の式-1 と式-3 を用いて、以下のとおり推定した。

$$L_0 = MCF \times DOC \times DOC_F \times F \times 16 \div 12 \div D_{CH_4}$$

MCF	メタン補正係数 (管理型であればデフォルト値は 1.0)
DOC	分解可能な有機性炭素の割合
DOC_F	DOC が分解される割合
$F (=w_{CH_4})$	LFG に含まれるメタンの割合 (デフォルト値は 0.5)

また、

$$\text{DOC}=0.4 \times (\text{A})+0.17 \times (\text{B})+0.15 \times (\text{C})+0.30 \times (\text{D})$$

(A)	固形廃棄物のうち、紙および布の占める割合（％）
(B)	固形廃棄物のうち、庭園の廃棄物、公園の廃棄物、そのほか腐りやすいもので食品ではない有機物の占める割合（％）
(C)	固形廃棄物のうち、食品の占める割合（％）
(D)	固形廃棄物のうち、木材及びわらの占める割合（％）

表 2.4-3 の組成に従いそれぞれの値を計算すると、

$$(\text{A})=17.0, (\text{B})=0.0, (\text{C})=58.0, (\text{D})=0.0$$

となり、

$$\text{DOC}=0.155$$

となる。

DOC_F は、IPCC では 0.77 を使用することを推奨している。しかし、近年の研究では、0.77 の値は固形廃棄物に含まれるリグニンを事前に計算から除外している場合にのみ使用でき、リグニンが除去できない場合には、0.5～0.6 の値が妥当との説があるため、

$$\text{DOC}_F=0.55$$

と設定した。

以上より、

$$L_0=0.155 \times 0.55 \times 0.5 \times 16 \div 12 \div 0.7168 \times 1000=79.29\text{m}^3/\text{Mg}$$

IPCC のガイドラインで L₀ の一般的な値としている 100m³/Mg から 200m³/Mg よりも若干低めであるが、この値をそのまま用いることとした。

k は LFG の発生量に大きな影響を与える因子であり、廃棄物の種類や気候（温度、湿度、降雨量など）に影響を受けるものである。下記文献の調査により、これら数値を決定するものとした。

文献 「McBean, Rovers & Farquhar 1995 "Solid Waste Landfill Engineering And Design, Englewood Cliffs, New Jersey : Prentice Hall PTR"」

文献 「NEDO&テクノコンサルタンツ株式会社 サマルカンド市における埋立てガスを利用したごみ発電システムの研究 2000 P4-9、P4-15」

以上の文献により、アンマン市の廃棄物の種類、気候を勘案した結果、k = 0.075 を採

用するのが適当と判断した。

メタンガス発生量の試算結果

上記の条件を勘案して、埋立処分場から発生するメタンガスの発生量を試算する。試算条件は表 2.4-4 に、メタンガス発生量及び収集量の試算結果は図 2.4-3 に示すとおりである。

表 2.4-4 試算条件の一覧

項目	単位	数値
メタンガス発生率(k)	l/年	0.075
潜在的メタンガス発生量 (L ₀)	m ³ /ton	79.29
埋立開始年	-	2003
埋立終了年(予定)	-	2007
発生ガス収集率	%	60
発生ガスのメタン割合	%	50

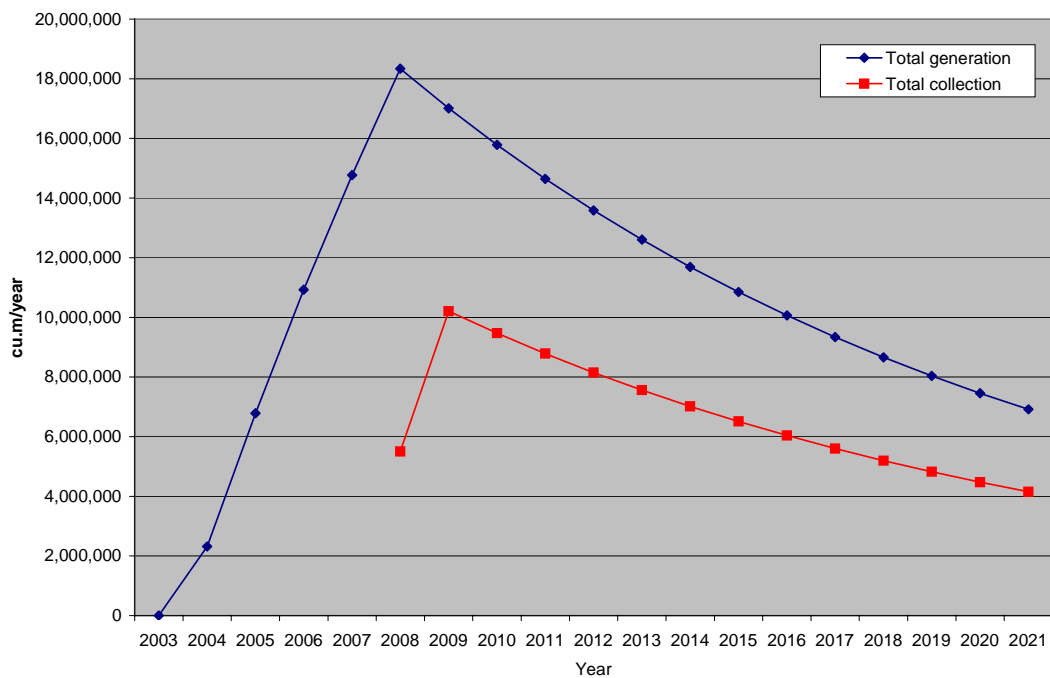


図 2.4-3 メタンガス発生量及び収集量の試算結果

なお、2008 年は収集システムの稼働期間を 6 ヶ月間としたため、収集量が少なくなっている。

2.5 システム構成

2.5.1 ランドフィルガス利用設備全体概要

本プロジェクトにおける、全体のプロジェクト計画の系統図は、図 2.5-1 に示す通りである。本プロジェクトのシステムは大きく分けて以下の 3 つの技術から構成されている。

LFG 収集システム技術

垂直抽出井戸、水平配管、気密シート、ガスホルダー、計器類、ブローア設備、ガス処理設備、ガス貯留設備等で構成される。LFG 収集効率が 60%以上を期待できる高効率なシステムである。

バイオガス利用小型 GEG 技術

LFG のような希薄なメタンガスでも安定した運転が可能なガスエンジン、発電機、制御盤、系統連系線（送電設備）、計器類で構成される。ガスエンジンは発電効率が 30～40%であり、ヨルダンの既存の旧式蒸気タービンをしのぐ効率である。加えて、LFG のような希薄なガス燃料でも安定して運転できるガスエンジンには高度な技術が必要である。

フレア技術

フレア設備において、ガスエンジン発電機で破壊しきれない LFG を燃焼により破壊する。LFG を安定的に燃焼、破壊するために、閉鎖型のフレア設備を使用する。

尚、ヨルダンでは、埋立処分場に LFG の収集システムがヨルダン独自の技術・資金で導入された実績はない。すなわち、上記の LFG 収集システム、GEG の技術はヨルダン独自では全く実践されていないが、日本を始めとする先進国で多くの適用実績がある。また、環境に対しては、処分場の環境改善（LFG に含まれるメタンによる悪臭、火災の危険からの解放）、エネルギーの有効利用という効果がある。従って、この技術のヨルダンへの適用のためには、適切な訓練や、教育を受ける機会が与えられる必要がある。また、この技術は、ここ数年でかなり成熟してきており、ヨルダンにおいて、プロジェクト期間内に、他のより優れた技術にとって代わられる可能性は低い。

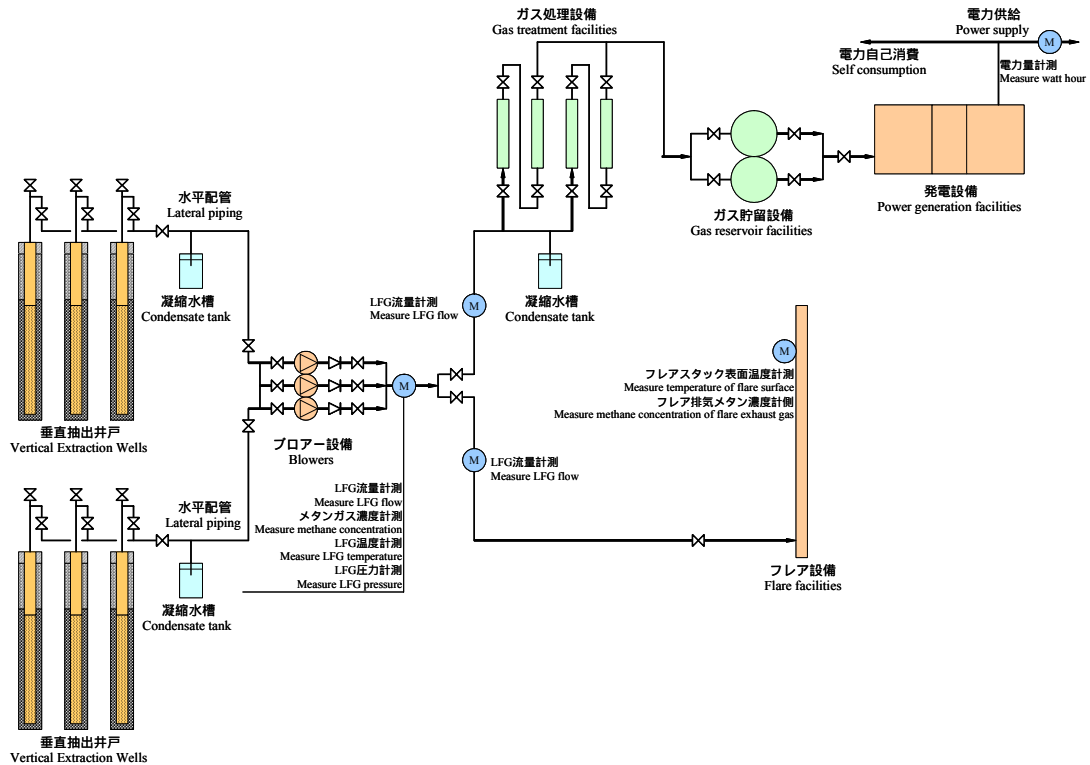


図 2.5-1 全体システム系統図

2.5.2 ガス収集・供給設備

ガス回収設備計画 (gas collecting facilities)

LFG を回収する設備は「垂直抽出井戸 (Vertical Extraction Wells)」と「水平配管 (lateral piping)」、「ブローア設備 (Blowers)」、「気密シート (air tight seat)」から構成される。垂直抽出井戸は、埋立処分場の地中に設置し、埋立処分場から発生する LFG を回収する役割を果たす。一方、水平配管は垂直抽出井戸からの回収された LFG を、後段の設備 (ブローア設備) にまで搬送する役割を果たす。ブローア設備は、系内 (垂直抽出井戸と水平配管) に負圧を与え、LFG を回収しやすくするとともに、LFG を遠方にまで搬送させることができるようにする役割を果たす。気密シートは埋立地表面からの地中への空気の侵入を防ぎ、LFG に空気が混入しないようにする役割を果たす。

垂直抽出井戸

垂直抽出井戸の設置計画で重要になるのは、井戸の配置と深さである。井戸の配置は、井戸内の負圧度、井戸周辺の固形廃棄物の埋立度合等によって、井戸の影響範囲を決めた上で、決定する必要がある。井戸の深さは、埋立深さによって決定する。埋立深さを H とすると、井戸の深さは、およそ $2/3H \sim 3/4H$ である。但し、地下水の影響を受ける場所、深さには井戸を設置することができないので、事前のボーリング調査が重要となる。

ボーリング調査はプロジェクトの実施設計前に実施する予定である。

一方、井戸の口径は、標準で 100mm とする。井戸のケーシング管 (casing pipe) には口径 100mm の樹脂管 (塩ビ管等) を使用し、一定の間隔でスリット穴を設けるものとする。スリット穴はケーシング管の底からケーシング管長さの $2/3 \sim 3/4$ の範囲に設けるものとする。また、ケーシング管の底は閉止する。

井戸は 100mm のケーシング管を埋設するため、施工性、使用できる重機等を見極め、最低でも口径 450mm のボーリング穴を施工する。ボーリング穴とケーシング管の間には、通気性の良い砂利 (gravel) を充填するが、ケーシング管のスリット穴のない部分には、土壌 (soil) を充填する。ケーシング管の地面に近い部分のボーリング穴とケーシング管の間には、通気を遮断するためにベントナイト (bentonite) を充填する。

井戸の最頂部は、人間が点検できるようにマンホールを設ける。マンホール内には、LFG の量と組成を計測するためのサンプリング用のコック (sampling valve)、井戸の使用 / 不使用を選択できる止め弁 (stop valve) を設ける。

水平配管

水平配管には、樹脂管 (高密度ポリエチレン配管 (High Density Polyethylene (HDPE) pipe) 等) を使用する。配管には所定の負圧に耐えられる強度が必要である。最小口径は 100mm とし、最大流速を決めて設計する。設計流量は、最大流量から多少の余裕を見込むものとする。水平配管では、LFG に含まれる水蒸気が凝縮して、LFG の流れを阻害する可能性があるため、所定の勾配を確保するものとする。回収された凝縮水はドレン設備、トラップを介して系外に排出される。

ブローア設備

ブローア設備では、システムに必要な流量と 1 次側 (垂直抽出井戸と水平配管側) の所定の負圧、2 次側 (ガス処理設備、ガス貯留設備、発電設備側) の所定の正圧を確保するものとする。発生 LFG の量は、年々変化することが予想されるし、設備の点検のために、システムは常に最大の流量で運転できるとも限らない。そこで、ブローア設備は 2~4 台に分割し、個別に運転が可能ないように配管し、弁類を設置する。設計流量は、最大流量から多少の余裕を見込むものとする。

気密シート

埋立処分場全体を覆うシートを井戸設置後に敷設する。シートは高強度のもので、紫外線によって劣化しにくく、水密性、気密性を確保しなければならない。一般には塩ビシートか不織布が使用される。各シートの接続部分からの空気の侵入を防ぐためにも、接続部分は溶着等の方法で施工する。

ガス処理設備計画(gas treatment facilities)

LFG には、様々なガス成分が含まれる。このうち、システム、特に発電設備にとって有害なものを除去するガス処理設備が必要となる。ガス処理設備は、必要に応じ、水分、シロキサン、硫化水素、微粒子等を除去できる設備が必要である。

水分は、それ自体が鋼でできた配管や設備を腐食させたり、配管を閉塞させたりする可能性がある。また、LFG に含まれる硫化水素を反応して硫酸となり、さらに大きな障害をシステムにもたらす。水分は脱水器、トラップ等により除去する。

シロキサンは、メチル基(-CH₃)等の有機基を持つケイ素と酸素が交互に結合したポリマーの総称である。シロキサンはガスエンジンの燃焼室内で燃焼すると、粉末または結晶状のシリカに酸化してガスエンジン内に残留する。一般に、このシリカ残渣物は、ガスエンジン摺動面へ研磨剤として作用して部品の早期劣化を起こしたり、スパークプラグへ堆積して燃焼を不安定にしたり、排ガス浄化触媒を閉塞し浄化機能を早期低下させる等問題を引き起こす。従って、LFG に含まれるシロキサンの除去は重要である。シロキサンは、シロキサン除去装置で除去する。

硫化水素は、腐食性があるので、所定の濃度以上になると除去する必要がある。硫化水素は脱硫装置で除去する。

以上の各除去装置は、LFG の性状を詳しく分析してから、その必要性の有無も含めて計画を行う必要がある。LFG の性状の詳細な分析は、プロジェクトの実施段階で行う予定である。

ガス貯留設備計画(gas reservoir facilities)

LFG の発生量は必ずしも一定であるとは限らないが、LFG を利用するガスエンジン発電機側・フレア設備側は、一定のガス入力を期待する。また、ブローア設備、ガスエンジン発電機、フレア設備等のシステムの部分的な停止(点検による停止、緊急停止等)により、ガスの需給関係が崩れることもありえる。そこで、これらのアンバランスを吸収する目的で、バッファ的な役割のガス貯留設備、すなわちガスホルダーを設置する。ガスホルダーの容量は、システムの需要側の最大消費量(定格消費量)の約 20~30 分程度とする。

2.5.3 ガスエンジン発電機

ガスエンジン発電機(GEG)はLFGに含まれる温室効果ガスであるメタンガスを燃焼させ、CO₂にまで破壊させるという重要な役割がある。加えて、電力が得られるので、得られた電力を所内で使用する他、系統に売電することも可能となる。

発電設備の容量は、発電出力が安定的に確保でき、なおかつ投資効果が高まるように設定する。即ち、プロジェクト期間中における回収可能ガス量の変動に対し、定格の発

電が可能となるように設定するものとする。現在の予測では、1,800kW の容量の発電機を設置できる見込みである。このガスエンジン発電機からの発電電力の一部は、フロア一等所内で消費され、余剰分が系統に売電される予定である。

ガスエンジン発電機の容量は、実際に LFG の回収を始め、その量を把握した上で再度検討し、決定するものとする。LFG の発生量が想定よりもかなり少ない場合、あるいはかなり不安定な場合は、発電機を設置せず、フレア処理だけでメタンガスを破壊処理することも考慮する。

なお、本プロジェクトにおいては、ガス回収のためのフロア設備等プロジェクトのシステム機器の運転に伴い所内で消費されるエネルギーをガスエンジン発電機の発電電力により賄う予定である。所内エネルギー消費量の割合は、ガスエンジン発電機による発電量の 10% と想定している。

表 2.5-1 にガスエンジン発電機的主要仕様を示す。

表 2.5-1 ガスエンジン発電機的主要仕様

項目	単位	
機器容量	kW	1,800
同上	HP	2,414
年間稼働時間	時間/年	8,040
NO _x 排出量	t/h 基	0.002
LHV 基準の発電効率	%	35.0
定格メタンガス消費量	Nm ³ /h	517
同上	Nm ³ /y	4,526,195
電力自己消費率	%	10.0

2.5.4 その他の設備

送電設備計画(power transmission facilities)

送電設備は、ガスエンジン発電機から得られた電力を系統に送電するための設備である。また、ガスエンジン発電機が点検等で停止中は、系統から電力を買うための設備でもある。送電設備は、売電電力量計、買電電力量計、保護装置、制御装置、及びこれらを格納する盤類等で構成される。

本プロジェクトでは、サイトから 12km の距離にある「JEPCO (Jordan Electric Power Co.)」のサブステーションに接続する計画になっている。サブステーションには、既存の送電線 (11kV、500kVA = 0.5MW) があるが、本プロジェクトの機器容量は 1,800kW (1.8MW) であり、既存の送電線を使用することはできないため、新たに送電線を引く必要がある。

これら設備の設置には、配電会社のグリッド接続に関する技術的な条件を遵守する必要があり、これらの許可は、プロジェクトの実施設計を行う際に取得する予定である。

フレア設備計画 (flare facilities)

フレア設備は、ガスエンジン発電機に対して余剰の LFG (メタンガス) を破壊する目的で設置する。また、ガスエンジン発電機が点検や緊急停止で使用できない場合には、発生する LFG (メタンガス) の全量をフレア設備で破壊する。

表 2.5-2 にフレア設備の主な仕様を示す。

表 2.5-2 フレア設備の主な仕様

項目	仕様
処理 LFG 量範囲	170 ~ 970Nm ³ /h
LFG 中のメタンガス含有率	50%
メタンガス破壊効率	99.5%以上
その他安全機構	逆火防止バーナー (anti-flashback burner) 液除去機構 (liquid removal)

2.5.5 運転方法

ガスエンジンの運転方法としては、年間連続運転とする。但し、メンテナンス等による停止を考慮し、年間の運転時間は約 8,040 時間 (年間 335 日) とする。

運転については、特別な発停作業等もないため、技術を持ったオペレーターは必要無いが、5 名分の人員を見込むこととする。

ガスエンジンの停止時、及びガスエンジンで使い切れないメタンガスについては、全量をフレアスタックにて破壊処理する。発電に供されるメタンガスの量とフレア処理されるメタンガスの量の見込みは図 2.5-2 に示す通りである。

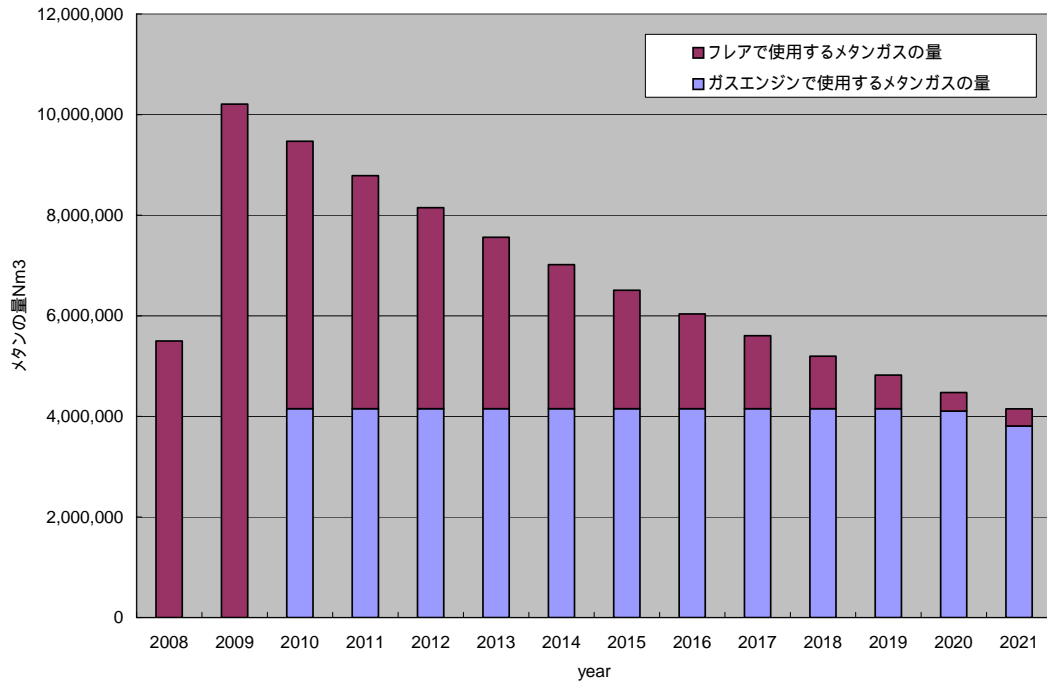


図 2.5-2 回収したメタンガスの使用用途

2.6 本プロジェクトの領域

本プロジェクトの地理的な舞台は、アンマン市の埋立処分場である。この処分場に搬入される固形廃棄物の量、この処分場で発生する LFG（メタンガス）の量は、プロジェクトの管理が及ぶものであり、本プロジェクトの境界に含まれる。

この LFG は GEG やフレア処理設備により燃焼される。GEG やフレア処理設備によって燃焼されるランドフィルガスは最終的には二酸化炭素に変換されて大気中に排出される。この二酸化炭素排出もプロジェクトの管理が及ぶものであり、本プロジェクトの境界に含まれる。

一方、発電設備による発電電力は接続する既存の電力グリッドに還元され、系統の発電所の発電電力の代替となり、発電所内の燃料消費量の削減につながる。この結果、系統の発電所では温室効果ガスの排出が削減される。しかし、系統の発電所は、プロジェクトの管理が及ばないものである。従って、プロジェクトの境界内には含まれない。

以上より設定する本プロジェクトの領域は、図 2.6-1 に示す通りである。

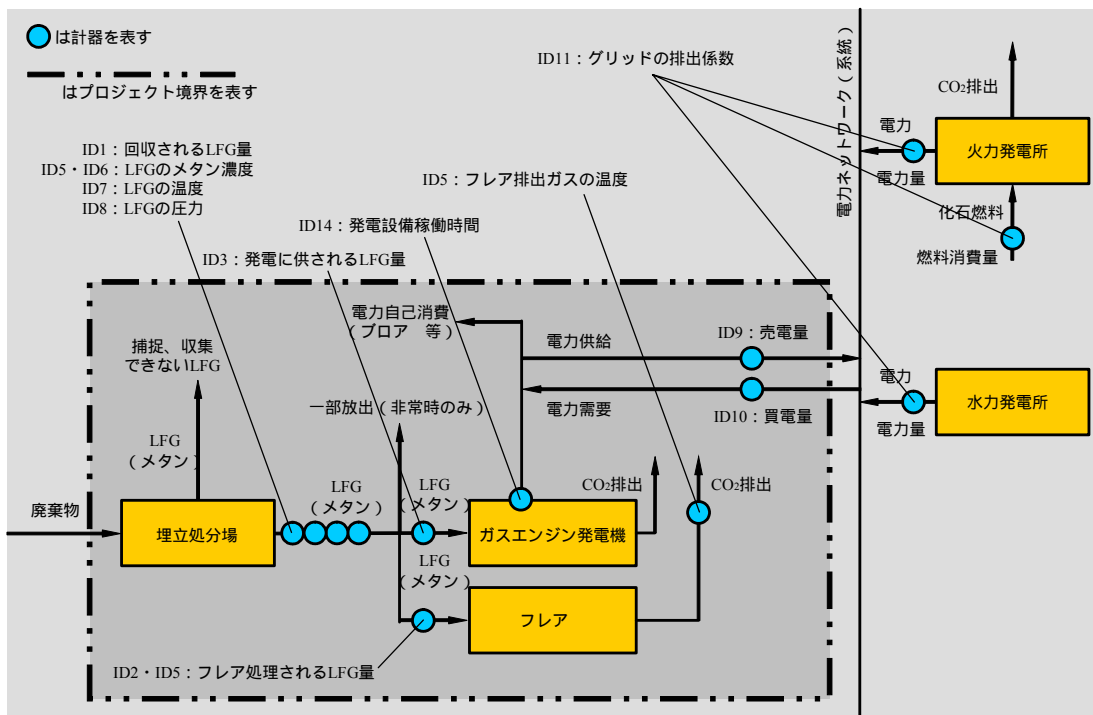


図 2.6-1 プロジェクトの領域

2.7 プロジェクトコストの検討

2.7.1 イニシャルコストの検討

イニシャルコストは、ガスエンジン発電機（GEG）とLFGの収集システムの建設費と国連登録費用に分類できる。試算結果を表2.7-1に示す。このプロジェクトでは、埋立処分場に1,800kWのガスエンジン発電機を設置する計画である。ガスエンジンの価格は、欧州メーカーからの見積りをベースにしている。ガスエンジンは高価なので、このプロジェクトの経済性に大きな影響を与えるが、バイオガス発電に対する納入実績の多い信頼性のある機種を選定する必要がある。

表 2.7-1 イニシャルコストの内訳

設備名称	費用（千 JD）	費用（千 US\$）
ガスエンジン発電機	1,778	2,511
ガス収集システム	3,304	4,666
国連登録費用	35	49
合計	5,117	7,226

2.7.2 ランニングコストの検討

ランニングコストは、表2.7-2に示すとおりである。人件費等運転費、機器保守費、検証費を見込んでいる。

表 2.7-2 ランニングコストの内訳

項目	費用（千 JD/年）	費用（千 US\$/年）
運転費	29	41
機器保守費（3年目以降）	167	236
検証費	14	20
合計	210	297

この他、7年目に国連再登録費用30千JD（42千US\$）を見込んでいる。

2.8 プロジェクトの実施計画

2.8.1 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトの実施体制を図 2.8-1 に示す。

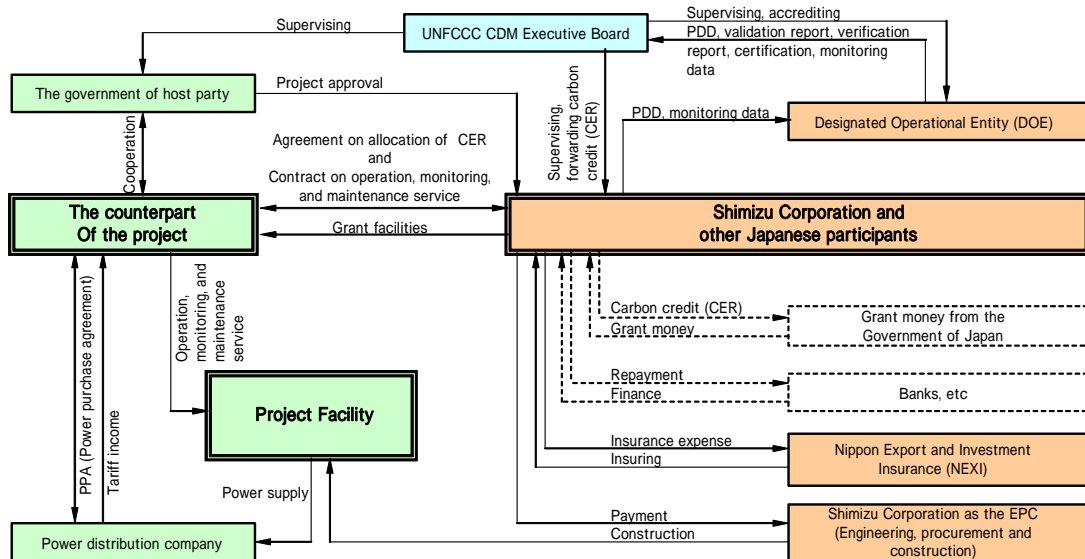


図 2.8-1 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトでは、日本側のプロジェクト参加者がプロジェクトの初期投資（建設工事の発注）を行うが、それ以外のプロジェクトの運営（モニタリング、機器の運転・保守、経理業務、CER の管理、外注・委託契約、人事、報告等）はすべてアンマン市が責任を持つ。

日本側の役割と負担する範囲

日本側の参加者の主な役割は、プロジェクトの組成（資金面を含む）実施計画、技術移転である。

なお、資金調達の方法としては、投資家（参加企業）からの投資による方法と、政府機関等による補助金、公的金融機関や民間金融機関からの融資による方法を組み合わせることが考えられる。

ヨルダン側の役割と負担する範囲

このプロジェクトの実質的な運営主体はアンマン市である。同市は、プロジェクトの運営（モニタリング、機器の運転・保守、経理業務、CER の管理、外注・委託契約、人事、報告等）のすべてに責任を持つ。

設備機器については、この用途のガスエンジンが国内で生産されていないことから、いずれにせよヨルダン国外から調達する必要がある。

また、設備機器および補機類の現地据え付け工事については、現地のサブコンに外注する形にて実施する予定である。

2.8.2 クレジットの取得方法

本プロジェクトでは、炭素クレジット取得側から考えた場合ペイオンデリバリー型の方がプロジェクトリスクを回避できるメリットはある。ただし、初期段階での資金不足を解消するために、炭素クレジットの相当額の一部を先払いすることが必要となる。これにより、プロジェクトの資金計画が非常に有利になると考える。

また、本プロジェクトの場合、プロジェクトの早期実現を考慮すると全額直接投資(投資金の調達方法は特に問わない)によるプロジェクト実施が有効と考えた。

2.8.3 プロジェクトの資金計画

資金計画・資金調達の見通し

本プロジェクトでは、日本側のプロジェクト参加者がプロジェクトの初期投資(建設工事の発注)を行う。

本プロジェクトにおいては、CERの経済的価値の有無によってその事業性に大きな差を生じる。CERの経済的価値がない場合には、資金調達以前にプロジェクトの事業性自体が低く、実現は難しい。一方、CERの経済的価値を考慮した場合、プロジェクト期間を14年、CERの買取価格を8US\$/tCO₂とすると、IRR(税引後)は11.15%であり、十分採算が確保できる事業であると考えられる。清水建設以外の日本側参加者については今後募ることとなるが、出資に応ずる企業は少なからず存在すると考えている。

公的資金に関する情報

本プロジェクトの資金源はODAの流用ではなく、日本国の資金的義務とは分離され、公的資金は組み込まれていない。

2.8.4 プロジェクトのリスク

本プロジェクトのリスクを以下に列挙する。京都議定書の発効が現実のものとなった今日においては、想定通りにLFGが発生し、回収・利用されれば、所定のCERを生み出すことは確実であり、CDMプロジェクトとして十分実施する価値があると判断される。しかし、以下のようなリスクも残されており、今後プロジェクトの実施に当たって、

注意していく必要がある。

ヨルダンのプロジェクト承認に関するリスク

ヨルダンの CDM 承認基準は、すでに整備済みであり手続き上のリスクは少ない。ただし、政府内の政治的な介入がある可能性がある。

固形廃棄物量に関するリスク

前述した通り、本プロジェクトサイトでは、埋立が計画通り進められており、質、量ともに大きなリスクはない。しかし、計画通り 2007 年までに運搬を終えたか、最終的な確認が必要である。

LFG 収集設備導入に関するリスク

このプロジェクトは、対象とする”cell-1”の埋め立てが終了した段階で、LFG の収集設備を導入するものである。従って、設備導入に関するリスクは低いが、隣接する cell では引き続き埋め立てが行われているため、設備導入の方法の詳細については、今後アンマン市と協議して具体的にしていく必要がある。

プロジェクトの範囲に関するリスク

このプロジェクトの範囲は、LFG の収集設備の設置と、発電設備の設置が挙げられるが、現地サイドには、これに加えてリッチェットの処分施設の提供への期待が大きい。日本側としては、当該施設の提供は、CER の獲得に何ら貢献しないので、消極的にならざるを得ない状況である。今後、アンマン市と協議していく中で、解決を図らなければならない。

ランドフィルガス発生量に関するリスク

ランドフィルガスの発生予測については、IPCC の FOD モデル式を用いているが、予測量の確からしさについては、事前の評価が極めて難しい。先行しているプロジェクトにおける CER の実績と PDD 段階におけるパラメーターの設定を評価し、事業リスクの軽減を図りたい。また、投資金額の大きい発電設備の容量を、実際に LFG 回収システムを稼働させてから決定するものとし、事業実施時におけるリスク軽減を図ることにした。

工事に関するリスク

本プロジェクトは、初期コストが比較的小さいものの、土木工事的な要素が多く、コストオーバーランや工期遅延といった、完工リスクがある。清水建設はヨルダンに常駐の営業所を持ち、信用ある現地会社との関係構築によってこれらのリスクを回避する。

売電単価変動に関するリスク

本プロジェクトで発電した電力は、自己消費分を除いて、アンマン市の既存グリッドに供給する予定であるが、現在の売電単価が今後変更される可能性がないとは言えない。ただ、今後の長期的見通しとしては、電力需要の増大、燃料価格の上昇による電力価格の上昇が考えられ、プロジェクトとしては安全サイドである。

以上に本プロジェクトの実現化に向けたリスクを列挙したが、これらは今後の検討の中で克服できるリスクと考えており、FS 終了後は早期の実現化に向けて、バリデーションの実施、両国政府承認の取得等、具体的な活動を開始する予定である。

2.9 プロジェクトの実施スケジュール

現時点において計画している実施スケジュールを表 2.9-1 に示す。

2007 年度上期に CDM 理事会への登録を目指し、手続きを進めていく予定である。2007 年下期には運営会社の設立および詳細設計を行い、2008 年 1 月から建設工事を開始し、2008 年 7 月より事業をスタートさせる予定である。プロジェクトの実施期間は 14 年を予定している。

表 2.9-1 プロジェクトの実施スケジュール

業務項目	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年		2021 年
FS の実施	●————●							
PDD 作成		● 3 月						
DOE の決定 バリデーション		●————● 5 月 - 6 月						
両国政府承認		● 7 月						
国連承認		● 9 月						
運営会社設立及び 詳細設計の開始		● 9 月						
建設工事の開始		● 1 月						
クレジット期間 の開始			● 7 月				クレジット期間 14 年	▶

第3章 ベースラインの設定

3.1 ベースライン及びモニタリング方法論の適用

本プロジェクトには、「統合化ベースライン方法論 ACM0001/ Version5 ランドフィルガスプロジェクト活動のための統合化ベースライン方法論 (Revision to the approved consolidated baseline methodology ACM0001/ Version5 “Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”)」及び「統合化モニタリング方法論 ACM0001/ Version5 ランドフィルガスプロジェクト活動のための統合化モニタリング方法論 (Revision to the approved consolidated monitoring methodology ACM0001/ Version5 “Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities”)」を適用する。

ACM0001 の適用条件は以下に示すとおりである。

「本方法論は、ベースラインシナリオではガスの一部あるいは全量が大気中に放出され、以下の条件を満たす、LFG 回収プロジェクトに適用可能である。」

- a) 回収されたガスがフレア処理される。
- b) 回収されたガスがエネルギー利用 (e.g. 発電 / 熱エネルギー) されるが、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対して、クレジットの獲得を求めない。
- c) 回収されたガスがエネルギー利用 (e.g. 発電 / 熱エネルギー) され、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対して、クレジット獲得を求める。この場合、代替された電源・熱エネルギー源のベースライン方法論を新たに提示するか、あるいは、ACM0002 “グリッド接続の再生可能エネルギープロジェクトの統合方法論” を含む、承認方法論を適用するべきである。発電容量が 15MW 以下、及び / 又は、代替される熱エネルギーが 54TJ (15GWh) 以下の場合は、小規模 CDM の方法論の対象となる。

一方、本プロジェクトは以下のとおりである。

現在、アンマン市の処分場においては、LFG の収集が行われておらず、LFG の全てを大気に放出している。(ベースライン)

既存のアンマン市の処分場において LFG の収集を行い、回収した LFG はフレア処理される。

回収した LFG は発電のエネルギー源として使用される。そして、他のエネルギー源の代替又は回避による排出削減量をクレームする。

ゆえに、本プロジェクトは、ACM0001 の適用条件である(a)、(c)に該当し、この方法

論が適用できる。

ACM0001 では、“追加性の証明ツール (Tool for the demonstration and assessment of additionality (version 02))” 及び “メタンを含むフレアガスからのプロジェクト排出量の決定ツール (Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane)” を参照することとしている。

発電した電力を供給して得られる削減量の算定に関しては、「小規模 CDM の簡易ベースライン / モニタリング方法論 (INDICATIVE SIMPLIFIED BASELINE AND MONITORING METHODOLOGIES FOR SELECTED SMALL-SCALE CMD PROJECT ACTIVITY CATEGORIES TYPE I-RENEWABLE ENERGY PROJECTS-I.D./Version10 ‘Grid connected renewable electricity generation’)」を適用する。

3.2 プロジェクトバウンダリーの検討

ACM0001 によれば、プロジェクトバウンダリーはガスが捕集、破壊 / 利用されるプロジェクト活動のサイト内であり、プロジェクトバウンダリーにはガスの捕集と破壊 / 利用のプロセスが含まれる。また、捕集メタン以外の燃料の燃焼による CO₂ 排出量もプロジェクト排出量としてカウントし、プロジェクト活動の実施に必要な電力量も測定・モニタリングすることとある。

本プロジェクトのプロジェクトバウンダリーに含まれる発生源とガスを表 3.2-1 に示す。

表 3.2-1 プロジェクトバウンダリーに含まれる発生源とガス

	Source	Gas	Included ?	Justification/Explanation
Baseline ベースライン	the atmospheric release of the gas from LFG site ランドフィルサイトからの大気放出	CH ₄	Yes	-
	プロジェクトが接続する電力グリッドに供給する発電行為	CO ₂	Yes	-
Project Activity プロジェクト活動	the atmospheric release of the gas from LFG site ランドフィルサイトからの大気放出	CH ₄	Yes	-
	プロジェクトが消費する電力	CO ₂	Yes	-
	The combustion of fuel for transport of generated heat 熱の輸送による燃料消費	CO ₂	No	not transport the heat

3.3 ベースラインシナリオの設定および追加性の証明

ACM0001 では、「プロジェクト活動の追加性は、UNFCCC CDM の Web サイトで得られる CDM 理事会で合意された最新バージョンの“追加性の証明と評価のためのツール”を用いて証明・評価する」こととある。

ベースラインシナリオの設定および追加性の証明は、「追加性の証明・評価のためのツール (Version02) Tool for the demonstration and assessment of additionality (version 02)」に従い行う。なお、ここでは、追加性の証明・評価のためのツール (以下「追加性証明ツール」と称する) に記載の説明を繰り返すことはしない。

ステップ 0 プロジェクト活動の開始日による予備的なスクリーニング (Preliminary screening based on the starting date of the project activity)

このプロジェクトは、2005 年 12 月 31 日までに開始される予定はない。従って、このステップはスキップできる。

ステップ 1 法規制に適合 (法規制と一貫性がある) したプロジェクト活動の候補をいくつか挙げる (Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations)

サブステップ 1a プロジェクト活動の候補を挙げる (Define alternatives to the project activity)

ここでは、以下のシナリオの候補を挙げる。

シナリオ 1: 現状維持。すなわち、アンマン市の処分場において、LFG の発生を全く管理せず、LFG の収集・利用もせず、LFG の大気への拡散を放置している状況のことを言い、同時に GEG の設置も行わないもの。

シナリオ 2: LFG の回収プロジェクト。すなわち、アンマン市の処分場から発生する LFG を回収し、環境と安全のためにフレア燃焼させようとするもの。

シナリオ 3: このプロジェクト。すなわち、アンマン市の処分場から発生する LFG を回収し、ランドフィルガスの中に含まれる GHG である可燃性のメタンガスを、GEG で燃

焼して、発電に使用しようとするもの。

サブステップ 1b 法制度への適合性 (Enforcement with applicable laws and regulations)

上記シナリオ 1～3 に関係のある現在の法律、規則、ガイドラインは、以下に示すとおりである。

National Energy Efficiency Strategy

Jordan's Energy Master Plan

General Electricity Law for the year 2002

Environmental protection law - 2002, 12

- ・ 水質保護に係る規則
- ・ 大気質保護に係る規則
- ・ 都市廃棄物の管理に係る規則
- ・ 環境アセスメントに係る規則

これらを検討した結果、上記シナリオ 1～3 はいずれもヨルダンの法制度に適合している。

ステップ 2 投資分析 (Investment Analysis)

サブステップ 2a 適切な分析方法の決定 (Determine appropriate analysis method)

CDM プロジェクトを表すシナリオ 3 は、CER 以外の関連収入 (売電収入) がある。従って、「選択肢 1：単純なコスト分析 (Option I. Apply simple cost analysis)」は採用できず、「選択肢 2：投資比較分析 (Option II. Apply investment comparison analysis)」もしくは「選択肢 3：ベンチマーク分析 (Option III. Apply benchmark analysis)」を採用することになる。ここでは、選択肢 2 を採用する。

サブステップ 2b 選択肢 2：投資比較分析 (Option II. Apply investment comparison analysis)

IRR の計算方法は、Project IRR と Equity IRR の 2 通りがあるが、ここでは、このプロジェクトの資金調達の方法がまだ決まっていないことから、Project IRR にて計算を行うものとする。

サブステップ 2c 財務指標の計算と比較 (Calculation and comparison of financial indicators)

まず、シナリオ 2 の分析を行う。ここでは、追加性証明ツールに従い、CER の収入は考慮しない。シナリオ 2 では、投資はあるが、それに見合うリターンが期待できない。これは、投資に見合うリターンが期待できないので、ベースラインシナリオとしてはありえないということを意味する。

次に、シナリオ 3 の分析を行う。ここでは、追加性証明ツールに従い、CER の収入は考慮しない。シナリオ 3 では、投資はあるが、それに見合うリターン（売電収入）が期待できるかどうかが問題となる。IRR の計算の結果、IRR（税引後）は、マイナスとなった。従って、シナリオ 3 は投資に値しないということが明らかになった。

以上により、シナリオ 3 はベースラインシナリオではないことが証明された。計算の前提条件と計算結果は、「第 7 章 収益性」に示す。

サブステップ 2d 感度分析 (Sensitivity analysis)

建設費、ランニングコスト、売電単価、発生する LFG の量、コストの上昇率をパラメーターとして感度分析を行う。建設費、ランニングコスト、売電単価、コストの上昇率は - 10% ~ + 10%、発生する LFG の量は - 20% ~ + 20% の変動幅とする。感度分析の結果、すべての場合において IRR はマイナスとなり、周辺条件が変わってもサブステップ 2c での予測結果に変わりがないことが示された。感度分析の詳細は、「第 7 章 収益性」に示す。

ステップ 3 バリア分析 (Barrier Analysis)

ステップ 2 を実施したので、ステップ 3 はスキップできる。

ステップ 4 通常行われている実践、に関する分析 (Common Practice Analysis)

このプロジェクトに似たプロジェクト（ヨルダンで行われ、同じ技術を採用し、同じ規模で、規制環境、投資環境、技術状況が比較可能なもの（以下追加性証明ツールの原文「in the same country/region and/or rely on a broadly similar technology, are of a similar scale, and take place in a comparable environment with respect to regulatory framework, investment

climate, access to technology, access to financing, etc.」)) が、過去、現在、未来に、ヨルダンで行なわれた、行われている、行われようとしている、という事実はない。

ステップ5 CDM登録の影響 (Impact of CDM Registration)

先に実施したシナリオ3の投資分析に、CERの経済的価値を導入する。CER=8US\$/tCO₂で、IRR(税引後)が11.15%となり、投資の対象となり得るレベルとなる。計算の前提条件と計算結果、感度分析結果は、「第7章 収益性」に示す。

以上の分析で、シナリオ2とシナリオ3はベースラインとはなりえないことがわかり、ベースラインシナリオは、シナリオ1であることがわかった。また、シナリオ3がベースラインとはなり得ず、プロジェクトでは、排出削減量が14年間の累積で1,460,439 tCO₂になると試算されていることから、このプロジェクトは追加的であると言える。

3.4 リークージの検討

ACM0001によれば、この方法論にはリークージはないとされている。また、小規模CDMの簡易ベースライン/モニタリング方法論では、もし発電設備が他のプロジェクトから輸送される場合や、既存の設備を他のプロジェクトへ輸送したりする場合は、リークージとして考慮することとなっている。しかし、本プロジェクトは新設の設備を当該プロジェクトサイトに建設するものであり、この条件には該当しない。

以上により、本プロジェクトにはリークージはない。

3.5 排出削減量の事前計算

3.5.1 排出削減量の計算方法

排出削減量はACM0001に基づき、以下の式で評価する。

$$(1) \quad ER_y = (MD_{\text{project},y} - MD_{\text{reg},y}) * GWP_{\text{CH}_4} + EL_y * CEF_{\text{electricity},y} - ET_y * CEF_{\text{thermal},y}$$

ER _y	排出削減量 (tCO ₂ e)
MD _{project,y}	破壊 / 燃焼されるメタンの量 (tCH ₄)
MD _{reg,y}	プロジェクトが行われない間に破壊 / 燃焼されるメタンの量 (tCH ₄)
GWP _{CH₄}	メタンの温暖化係数 (21) (tCO ₂ e/tCH ₄)

EL _y	年間純電力輸出量 (MWh)
CEF _{electricity,y}	代替電力の CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ e/MWh)
ET _y	プロジェクト活動によるサイト内のエネルギー需要を満たすために消費される化石燃料の純増減量 (プロジェクトとベースラインの化石燃料消費量の差) (TJ)
CEF _{thermal,y}	熱エネルギー / 機械エネルギーを供給するのに用いられる燃料の CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ e/TJ)

本プロジェクトでは熱の利用を行わないため、(1)式は(1')式のように整理される。

$$(1') \quad ER_y = (MD_{\text{project},y} - MD_{\text{reg},y}) * GWP_{\text{CH}_4} + EL_y * CEF_{\text{electricity},y}$$

ここで、各項は以下のように定義される。

$$(1a) \quad EL_y = EL_{\text{EX,LFG}} - EL_{\text{IMP}}$$

EL _{EX,LFG}	ランドフィルガスを利用して発電した、年間純電力輸出量 (MWh)
EL _{IMP}	プロジェクト活動による需要を満たすための電力輸入増減量(プロジェクト電力輸入量 EL _{IMP,P} - ベースライン電力輸入量 EL _{IMP,B}) (MWh)

$$(2) \quad MD_{\text{reg},y} = MD_{\text{project},y} * AF$$

AF	法規制などにより強制的に回収されるはずのメタンガスの量とプロジェクトにおいて回収されたメタンガスの量の比、調整係数
----	---

$$(3) \quad MD_{\text{project},y} = MD_{\text{flared},y} + MD_{\text{electricity},y} + MD_{\text{thermal},y}$$

MD _{flared,y}	フレアで破壊されるメタンの量 (tCH ₄)
MD _{electricity,y}	発電によって破壊されるメタンの量 (tCH ₄)
MD _{thermal,y}	熱エネルギーの生成によって破壊されるメタンの量 (tCH ₄)

本プロジェクトでは、熱の利用を行わないため、(3)式は(3')式のように整理される。

$$(3') \quad MD_{\text{project},y} = MD_{\text{flared},y} + MD_{\text{electricity},y}$$

ここで、MD_{flared,y} と MD_{electricity,y} は、以下の(4)、(5)式で計算できる。

$$(4) \quad MD_{\text{flared},y} = (LFG_{\text{flare},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}) - (PE_{\text{flare},y} / GWP_{\text{CH}_4})$$

LFG _{flare,y}	1年間にフレアに供されるランドフィルガスの量 (m ³)
w _{CH₄,y}	ランドフィルガス中のメタンの割合 (m ³ CH ₄ /m ³ LFG)
D _{CH₄}	メタン密度 (tCH ₄ /m ³ CH ₄)
PE _{flare,y}	フレアからのプロジェクト排出量 (tCO ₂ e)

$$(5) \quad MD_{\text{electricity},y} = LFG_{\text{electricity},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}$$

LFG _{electricity,y}	発電機に供されるランドフィルガスの量 (m ³)
------------------------------	--------------------------------------

3.5.2 プロジェクト排出量の試算

本プロジェクトでは、プロジェクトを行った場合の排出削減量を直接計測するモニタリング計画を行っているので、プロジェクト排出量を計測するわけではない。但し、プロジェクト排出量の試算は、プロジェクトバウンダリー内で発生しているメタン量からプロジェクトにより破壊したメタンの量を差し引いたものにプロジェクトで使用した電力からの排出量を加えることにより求めることができる。

プロジェクトバウンダリー内で発生しているメタンガスの量 $M_{\text{landfill},y}$ (tCH₄) は、「2.4.2 ランドフィルガス発生量の想定」に示したとおり、First Order Decay Model により以下のように推定できる。

$$(6) \quad M_{\text{landfill},y} = D_{\text{CH}_4} * \sum Q_{y,x} \\ = D_{\text{CH}_4} * \sum (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)})$$

プロジェクト排出量 MPE_y (tCH₄) は、(6)式の発生量からプロジェクトで破壊したメタンを差し引いたものにプロジェクトで使用した電力からの排出量を加えることにより求められる。

$$(7) \quad MPE_y = M_{\text{landfill},y} - MD_{\text{project},y} + EL_{\text{IMP}} * CEF_{\text{electricity},y} / GWP_{\text{CH}_4} \\ = D_{\text{CH}_4} * \sum (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) - (MD_{\text{flared},y} + MD_{\text{electricity},y}) \\ + EL_{\text{IMP},P} * CEF_{\text{electricity},y} / GWP_{\text{CH}_4}$$

以上により、プロジェクト排出量 PE_y (tCO₂e) は、以下の式で求められる。

$$(8) \quad PE_y = GWP_{\text{CH}_4} * (D_{\text{CH}_4} * \sum (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) - (MD_{\text{flared},y} + MD_{\text{electricity},y}) \\ + EL_{\text{IMP},P} * CEF_{\text{electricity},y})$$

以上の計算結果は、表 3.5-1 に示すとおりである。但し、これは試算であり、実際の排出量ではないことに注意すべきである。

3.5.3 ベースライン排出量の試算

本プロジェクトでは、プロジェクトを行った場合の排出削減量を直接計測するモニタリング計画を行っているため、ベースライン排出量を計測するわけではない。但し、ベースライン排出量の試算は、(6)式のベースラインにおけるメタン排出量とプロジェクトにおける発電電力の電力グリッドへの給電による排出削減の和として計算できる。

$$(9) \quad BE_y = GWP_{CH_4} * (M_{landfill,y} - MD_{reg,y}) + EL_y * CEF_{electricity,y}$$

$$= GWP_{CH_4} * (D_{CH_4} * \sum(k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)}) - MD_{reg,y}) + EL_y * CEF_{electricity,y}$$

以上の計算結果は、表 3.5-1 に示すとおりである。但し、これは試算であり、実際の排出量ではないことに注意すべきである。

3.5.4 リークエージの試算

「3.4 リークエージの検討」に示したとおり、本プロジェクトにはリークエージはない。

3.5.5 排出削減量の試算

本プロジェクトによる排出削減量の試算は表 3.5-1 に示すとおりである。なお、これは試算であり、実際の排出量、排出削減量ではないことに注意すべきである。実際の排出削減量はモニタリングにより直接計測される。

表 3.5-1 排出量及び排出削減量の試算結果

年	プロジェクト 排出量	ベースライン 排出量	リークエージ	排出削減量
	t-CO ₂ e	t-CO ₂ e	t-CO ₂ e	t-CO ₂ e
2008	201,521	276,057	0	74,535
2009	117,811	256,110	0	138,299
2010	103,045	247,633	0	144,589
2011	95,147	230,465	0	135,318
2012	87,820	214,537	0	126,717
2013	81,023	199,760	0	118,737
2014	74,717	186,051	0	111,334
2015	68,866	173,332	0	104,466
2016	63,438	161,532	0	98,094
2017	58,403	150,585	0	92,183

2018	53,731	140,429	0	86,698
2019	49,397	131,007	0	81,610
2020	45,448	122,149	0	76,701
2021	42,164	113,323	0	71,159
合計	1,142,530	2,602,969	0	1,460,439

第4章 モニタリング計画

4.1 モニタリング項目の検討

本プロジェクトにおけるモニタリング項目を ACM0001 に基づいて決定した。以下にモニタリング項目を示す。なお、ACM0001 におけるモニタリング項目の ID ナンバーを「その他」に併記した。本プロジェクトはボイラーの使用並びにメタンガスを利用した熱供給は行わないことから、ACM0001 におけるモニタリング項目のうち、ID4、ID12、ID15 については省略した。

なお、本プロジェクトにおいては、フレア設備の効率として、方法論に示されている閉鎖型フレア設備のデフォルト値である 0.9 を用いることとした。

Data / Parameter:	$LFG_{total,y}$
Data unit:	m^3
Description:	回収される LFG 量
Source of data to be used:	流量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後 2 年
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ID ナンバー：1 $LFG_{total,y} = LFG_{flared,y} + LFG_{electricity,y}$ となることで、流量計データの確からしさを検証する。

Data / Parameter:	$LFG_{flare,y}$
Data unit:	m^3
Description:	フレアに供される LFG 量
Source of data to be used:	流量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後 2 年
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ID ナンバー：2

Data / Parameter:	LFG _{electricity,y}
Data unit:	m ³
Description:	発電機に供される LFG 量
Source of data to be used:	流量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後 2 年
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ID ナンバー：3

Data / Parameter:	PE _{flare,y}																																
Data unit:	tCO ₂ e																																
Description:	フレアからのプロジェクト排出量 (1)フレア排気ガスの温度 T _{flare} (2)フレアに供される LFG 量 (1 時間値) LFG _{flare,h} (3)LFG 中のメタンの割合 (1 時間値) w _{CH4,h} (4)フレア効率 η _{flare,h}																																
Source of data to be used:	(1)N 型熱伝対 (2)流量計 (3)ガス分析装置 (4)デフォルト値 0.9 サイトにて計測 / 計測データよりの計算値																																
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	<table border="1"> <thead> <tr> <th>年</th> <th>PE_{flare,y}</th> <th>年</th> <th>PE_{flare,y}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2008</td> <td>8,282</td> <td>2015</td> <td>3,545</td> </tr> <tr> <td>2009</td> <td>15,367</td> <td>2016</td> <td>2,837</td> </tr> <tr> <td>2010</td> <td>8,003</td> <td>2017</td> <td>2,180</td> </tr> <tr> <td>2011</td> <td>6,973</td> <td>2018</td> <td>1,571</td> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>6,017</td> <td>2019</td> <td>1,005</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>5,131</td> <td>2020</td> <td>553</td> </tr> <tr> <td>2014</td> <td>4,308</td> <td>2021</td> <td>514</td> </tr> </tbody> </table>	年	PE _{flare,y}	年	PE _{flare,y}	2008	8,282	2015	3,545	2009	15,367	2016	2,837	2010	8,003	2017	2,180	2011	6,973	2018	1,571	2012	6,017	2019	1,005	2013	5,131	2020	553	2014	4,308	2021	514
年	PE _{flare,y}	年	PE _{flare,y}																														
2008	8,282	2015	3,545																														
2009	15,367	2016	2,837																														
2010	8,003	2017	2,180																														
2011	6,973	2018	1,571																														
2012	6,017	2019	1,005																														
2013	5,131	2020	553																														
2014	4,308	2021	514																														
Description of measurement methods and procedures to be applied:	(1)連続的に計測する。 (2)連続的に測定し、1 時間毎に平均をとる。 (3)連続的に測定し、1 時間毎に平均をとる。 (4)T _{flare} が時間 h に 40 分以上 500°C 以上であり、メーカーの運転条件を連続的に満たしていることを確認する。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後 2 年																																
QA/QC procedures to be applied:	(1)熱伝対は毎年取り替えるか校正する。 (2)流量計はメーカーの推奨に従って定期的に校正する。 (3)分析器はメーカーの推奨に従って定期的に校正する。ゼロチェック及び標準値のチェックは標準ガスとの比較で行																																

	う。
Any comment:	(1)フレア排気ガスの温度が 500°C 以上の場合、かなりの量のガスが燃焼していて、フレアが稼動中であることを示す。温度が過度に高い (700°C 以上) 場合、フレアのオペレーション上の問題発生、または、容量の過不足の可能性を示す。 (2)(3)RG の流量と RG 中の CH ₄ の濃度割合は同じ基準 (無水ベースまたは湿量基準) で測定する。 ID ナンバー : 5

Data / Parameter:	W _{CH₄,v}
Data unit:	m ³ CH ₄ /m ³ LFG
Description:	LFG 中のメタンの割合
Source of data to be used:	メタン濃度計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	0.5
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。 湿量基準で測定する。
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ガス品質分析器によって連続測定することとする。 ID ナンバー : 6

Data / Parameter:	T
Data unit:	K
Description:	LFG の温度
Source of data to be used:	温度計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる。
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	ID ナンバー : 7

Data / Parameter:	P
Data unit:	Pa
Description:	LFG の圧力
Source of data to be used:	圧力計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission	-

reductions in section B.5	
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	メタンガスの密度 D_{CH_4} を決定するのに使用する。 温度と圧力を同時に測定できる流量計を使用する。 LFG の体積は m^3 とする。 ID ナンバー : 8

Data / Parameter:	$EL_{EX,LFG}$
Data unit:	MWh
Description:	プロジェクトバウンダリー外に輸出される電力量
Source of data to be used:	電力量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	13,025MWh (2010~2019年) 12,874MWh (2020年) 11,944MWh (2021年)
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	LFG からの発電による排出削減量を見積もるのに必要である。 ID ナンバー : 9

Data / Parameter:	EL_{IMP}
Data unit:	MWh
Description:	プロジェクトに必要な輸入電力量
Source of data to be used:	電力量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。
QA/QC procedures to be applied:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
Any comment:	プロジェクト活動を行うための電力または他のエネルギー装置の使用による排出削減量を決定するのに必要である。 ID ナンバー : 10

Data / Parameter:	$CEF_{electricity,y}$
Data unit:	tCO_2/MWh
Description:	グリッドの排出係数
Source of data to be used:	ヨルダン・DNA よりデータを受領する。

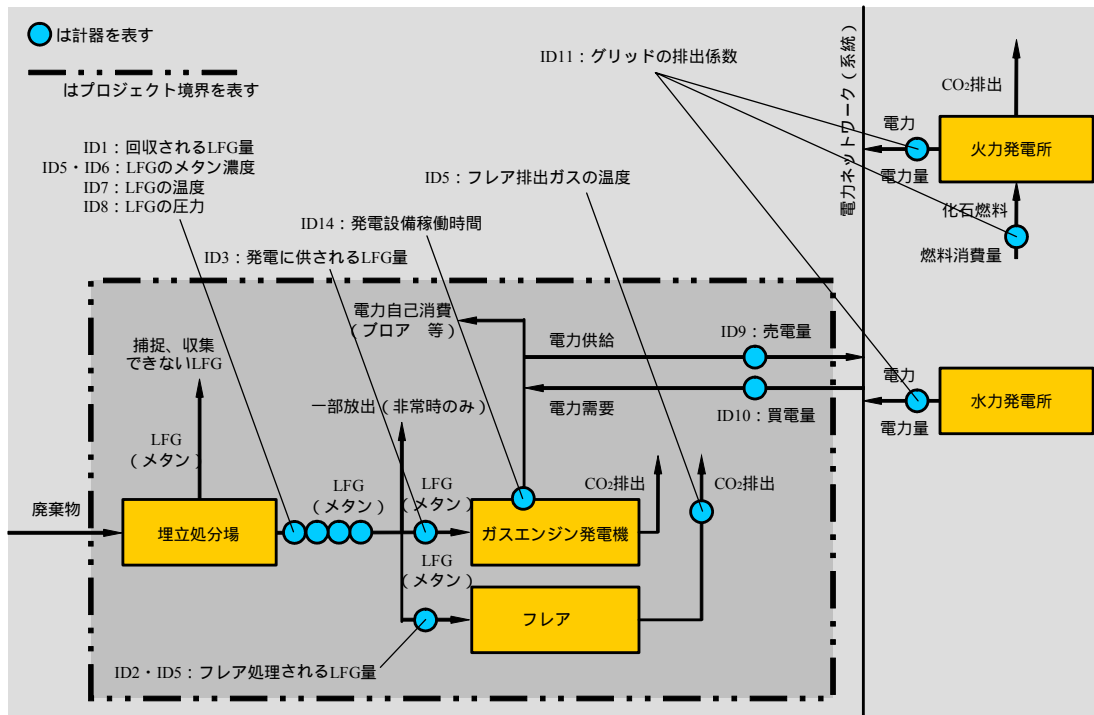
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	0.77
Description of measurement methods and procedures to be applied:	1年に1回定期的にデータを受領する。 AMS-I.D.に基づき計算する。
QA/QC procedures to be applied:	-
Any comment:	ID ナンバー : 11

Data / Parameter:	ランドフィルガスプロジェクトに関する法規制
Data unit:	Test
Description:	クレジット期間の更新時に、調整係数 AF や $MD_{reg,y}$ を見直すのに使用する。
Source of data to be used:	ヨルダン政府より情報を受領する。
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	0.000
Description of measurement methods and procedures to be applied:	1年に1回定期的に情報を受領する。
QA/QC procedures to be applied:	-
Any comment:	ID ナンバー : 13

Data / Parameter:	発電設備稼働時間
Data unit:	Hours
Description:	メタンの破壊が、発電設備の稼働しているときに発電に使われることで行われていることを裏付ける。
Source of data to be used:	電力量計 サイトにて計測
Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	-
Description of measurement methods and procedures to be applied:	1年に1回定期的に
QA/QC procedures to be applied:	-
Any comment:	累積電力量から、発電設備の稼働時間を推定し、実測したメタンガスの破壊量との不整合がないかを確認する。 ID ナンバー : 14

4.2 モニタリング計画

本プロジェクトにおけるモニタリング計画は、図 4.2-1 に示すとおりである。



ID 番号はモニタリング項目に対応する。
 このモニタリング計画で計測される売電量 (ID9) は発電電力量からシステムの自己消費量を差し引いたものである。

図 4.2-1 モニタリング計画図

本プロジェクトでは、日本側のプロジェクト参加者がプロジェクトの初期投資（建設工事の発注）を行うが、それ以外のプロジェクトの運営（モニタリング、機器の運転・保守、経理業務、CER の管理、外注・委託契約、人事、報告等）はすべてアンマン市が責任を持つ。

本プロジェクトでは、以下の方法により、品質管理、品質保証を行う。

プロジェクト実施組織は、運用者と管理者で構成される。

管理者は、施設運用のための手順書を作成する。

手順書には、日々の業務内容や、定期的なメンテナンス方法、各種判断基準などが記載され、適切なフォーマットにまとめられている。

管理者は、手順書に従い、運用者の報告をチェックし、内容に問題がないか判断し、チェックの結果、問題があれば適切な時期に適切な対応を実施する。

管理者は、手順書に従い、運用者の報告を日々ファイルし、保存する。

事故時（予期しない GHG の放出を含む）は、管理者が原因を究明し、対策を運用者に指示し、実施する。

緊急時（予期しない GHG の放出を含む）は、運用者が応急措置を講じるとともに、管理者の指示に従い、対策を実施する。

計器類は、手順に従い、定期的に適正に校正する。校正の時期、方法は、モニタリング計画に従うものとする。

これらのモニタリングの手順は、それぞれのサイト毎に実施する。

計測されたデータ類は、公開され、パブリックコメントを受け付けるものとする。

受け付けたパブリックコメントとそれに対する対応もあわせて公開される。

計測されたデータ類は、ホスト国の政府機関によっても監査を受けるものとする。

4.3 モニタリング結果から排出削減量を計算する式

モニタリングの結果から、本プロジェクトの排出削減量は以下の方法で計算される。

$$(1') \quad ER_y = (MD_{\text{project},y} - MD_{\text{reg},y}) * GWP_{\text{CH}_4} + EL_y * CEF_{\text{electricity},y}$$

説明： ER_y は、このプロジェクトでの 1 年間の GHG の排出削減量である。この式により、このプロジェクトの排出削減量が直接計算可能となる。第 1 項は、1 年間に破壊 / 燃焼されたメタンガスの量 ($MD_{\text{project},y}$) からプロジェクトが行われない場合に 1 年間に破壊 / 燃焼されるはずのメタンガスの量 ($MD_{\text{reg},y}$) を差し引き、メタンの温暖化係数 (GWP_{CH_4}) を掛け合わせている。第 2 項は、プロジェクト境界外に輸出される電力量 ($EL_{\text{EX,LFG}} = ID9$) からプロジェクト活動に必要な輸入電力量 ($EL_{\text{IMP}} = ID10$) を差し引き、グリッドの排出係数 ($CEF_{\text{electricity},y} = ID11$) を掛け合わせている。

$$(2) \quad MD_{\text{reg},y} = MD_{\text{project},y} * AF$$

説明：プロジェクトが行われない場合に 1 年間に破壊 / 燃焼されるはずのメタンガスの量 ($MD_{\text{reg},y}$) は、1 年間に破壊 / 燃焼されたメタンガスの量 ($MD_{\text{project},y}$) と、調整計数 (AF) との積である。

$$(3') \quad MD_{\text{project},y} = MD_{\text{flared},y} + MD_{\text{electricity},y}$$

説明：1 年間に破壊 / 燃焼されたメタンガスの量 ($MD_{\text{project},y}$) は、フレアで破壊されたメタンの量と発電によって破壊されたメタンの量との和である。

$$(4) \quad MD_{\text{flared},y} = (LFG_{\text{flare},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}) - (PE_{\text{flare},y} / GWP_{\text{CH}_4})$$

説明：フレアで破壊されたメタンの量 ($MD_{\text{flared},y}$) は、フレアに供される LFG の量 ($LFG_{\text{flare},y} = ID2$)、LFG 中のメタンの割合 ($w_{\text{CH}_4,y} = ID6$)、メタン密度 (D_{CH_4}) の積とフレアから

のプロジェクト排出量 ($PE_{\text{flare},y} = \text{ID5}$) のメタン換算量との差である。

$$(5) \quad MD_{\text{electricity},y} = LFG_{\text{electricity},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4}$$

説明：発電に供されるメタンガスの量 ($MD_{\text{electricity},y}$) は、発電機に供される LFG の量 ($LFG_{\text{electricity},y} = \text{ID3}$)、LFG 中のメタンの割合 ($w_{\text{CH}_4,y} = \text{ID6}$)、メタン密度 (D_{CH_4}) の積である。

$$(10) \quad D_{\text{CH}_4} = 0.0007168 * (P/101.3) * (273.15/T)$$

説明：メタンガスの比重 (D_{CH_4}) は、標準状態 (101.3kPa, $0 = 273.15\text{K}$) のメタン密度 0.0007168t/Nm^3 (この数値の出典は ACM0001 による) と、LFG の温度 ($T = \text{ID7}$)、LFG の圧力 ($P = \text{ID8}$) により補正される。

$$(11) \quad PE_{\text{flare},y} = \sum_{(h=1\sim 8760)} LFG_{\text{flare},h} * w_{\text{CH}_4,h} * D_{\text{CH}_4} * (1 - \eta_{\text{flare},h}) * GWP_{\text{CH}_4}$$

説明：フレアからのプロジェクト排出量 ($PE_{\text{flare},y}$) は、各時間 h のフレアに供される LFG 量 ($LFG_{\text{flare},h} = \text{ID5}$) と LFG 中のメタン割合 ($w_{\text{CH}_4,h}$) とメタン密度 (D_{CH_4}) の積をフレア効率 ($\eta_{\text{flare},h} = \text{ID5}$) で補正して得られるフレアで破壊されずに排出されるメタン量とメタンの地球温暖化係数 (GWP_{CH_4}) を掛け合わせた各時間 h の排出量の年間の総和である。

第5章 環境への影響とその他の間接影響

5.1 環境への影響

5.1.1 環境影響評価の実施方法

ヨルダンでは2002年12月「環境保護に関する法律 (Environmental protection law)」が制定され、その後、この法律に基づく以下のような複数の規則が制定されている。

- ・ 自然保護に係る規則
- ・ 緊急時における汚染からの環境保全に係る規則
- ・ 水質保護に係る規則
- ・ 大気質保護に係る規則
- ・ 海域及び沿岸環境保護に係る規則
- ・ 自然な蓄えと公園に係る規則
- ・ 有害で危険な物質の管理、輸送、および取り扱いに係る規則
- ・ 都市廃棄物の管理に係る規則
- ・ 環境アセスメントに係る規則
- ・ 土壌保護に係る規則
- ・ 罰金等に係る規則

ヨルダンにおける環境影響評価は、上記のうち「環境アセスメントにかかる規則」に基づいて実施されることになる。

しかし、このプロジェクトは、エネルギーシステムにおける発電用燃料使用量の削減をもたらし、その結果、大気中への汚染物質排出を削減するという、肯定的な環境改善をもたらすと同時に雇用をも創出する。したがって、本プロジェクトにおいて環境に対する否定的な影響はなく、さらに、ヨルダンの経済、社会、環境にいずれの分野においても、政策の優先順位、戦略と合致するものである。

5.1.2 環境影響評価結果

本プロジェクトで想定される環境影響

本プロジェクトに係る、環境影響について簡易的に行った影響評価の結果は、表 5.1-1 に示すとおりである。

表 5.1-1 本プロジェクトで想定される環境影響の一覧

指標	通常予測される埋立処分場による 重大な環境への影響	LFGの利用による影響
ヒト	<ul style="list-style-type: none"> 健康と安全性 有害性 居住環境の快適性 	埋立処分場からの積極的なLFGの収集により、管理下に置かれていないガス移動のリスクが低減する。その結果、現地作業員に対する、猛毒性物質の燃焼生成物の爆発または汚染のリスクが低減する。LFGを収集すると、H ₂ Sなどの毒性化合物の遊離を相当なレベルまで抑えられる。
植物	<ul style="list-style-type: none"> 開発またはサイトの排水による消滅から、回復の機会。 	LFGの収集により、周辺で栽培されるオリーブなどへの大気質経由での影響は低減する。
生物	<ul style="list-style-type: none"> 既存の地上および水中生物への影響 ペストや病原媒介としての鳥類、げっ歯類、昆虫 腐食動物の誘引 表面水の汚染による間接的影響 貯蔵農産物への危険性 	より適切化された廃棄物処分方法により、捕食や食物を探す野犬等を減らし、病原媒介を低減できる。
土壌と地質	<ul style="list-style-type: none"> 汚染物質の上方移動による覆土のための土壌の劣化 	LFGの収集による環境悪化はなく、かえって適切化された廃棄物処分方法により、土壌の劣化は低減できる。
水	<ul style="list-style-type: none"> 管理されていない表面流水による汚染 浸出水による地下水の汚染 汚染した地下水の移動 	LFGの収集による悪化はなく、かえって適切化された廃棄物処分方法により、表面流水や地下水の汚染は低減できる。
空気	<ul style="list-style-type: none"> 火災および爆発の危険を伴うメタンの発生 異臭 粉塵 装置/交通の騒音 	GHG排出量の削減。 プラントから10m離れた場所に位置する(騒音絶縁コンテナ内の) ガスエンジン、ガス発電機、冷却システム、フレアスタックなどの騒音レベルは75 dB(A) (100m離れた場合は55 dB(A))。埋立処分場の境界で騒音レベルを超える場合、ガスエンジン複合体周囲に土壌を堆積して、簡単な防音手段を施すことができる。また、視覚的に不快な影響も軽減できる。ガスエンジンからの排出量は、通常 NO _x < 500 mg/m ³ 、CO < 650 mg/m ³ 。
気候	<ul style="list-style-type: none"> 臭いの拡散 雨水の浸透 可燃ガスの拡散 	抽出井戸を設置すると、臭いと可燃ガスの拡散を減らし、雨水の浸透も減らすことができる。
景観	<p>次の要因による視覚的影響と特徴の変化</p> <ul style="list-style-type: none"> 周辺フェンス、堤防、標識 通用道路、エントランス 露出した廃棄物、風で散乱したごみ 火の粉、煙、火災 現地の構造 	LFG利用プラントで視野に入るものとして、複数のスチールコンテナ (20または30フィートコンテナ) があり、一部のコンテナには排気ガスが (通常は地上5~10m)、一部にはフレアが (通常は5~10mの高さ) に貯蔵されている。しかし、廃棄物処分作業に伴う現在の視覚的な妨害から見て、これらのコンテナによる影響はわずかなものと予測される。また、埋立処分場は遠隔地域に立地し、埋立処分場は周辺の居住地からは見えない。

ガスエンジンの稼働による大気への影響

主要成分であるメタンと二酸化炭素以外に、LFGには非メタン有機化合物 (NMOC) である揮発性有機化合物 (VOC) トレース濃度と、EPAから危険性のある大気汚染物質 (HAP) と見なされている複数の化合物が含まれる。VOCはLFGのNMOC総濃度の39%を占め、NMOC濃度は595 ppmv (米EPAのAP-42) となる。このため、(エンジン発電機、タービン、ユーティリティフレア、その他の燃焼装置などでの) LFGの回収と燃焼の過程で、埋立処分場からのメタン、VOC、HAPの排出が減少する。LFGの回収と燃焼

により、LFG 回収効率により NMOC を 2~4 倍減らすことができる。フレアおよび往復エンジンの HAP と VOC の減少効率は、AP-42 のデータを引用できる。

同じデータソースによると、LFG の通常の炭素酸化物の含有量は 141 ppmv、窒素酸化物は 0 ppmv である。ただし、燃焼プロセスの結果、埋立処分場の窒素酸化物 (NO_x)、一酸化炭素 (CO)、粒子状物質 (PM) などの、基準となる大気汚染物質の排出量は増加する。

エンジンとフレアの LFG 燃焼による通常の CO および NO_x 排出量を次に示す。

表 5.1-2 本プロジェクトで想定される大気汚染物質の排出量

	単位	エンジン	フレア
CO 排出量	mg/m ³	600	50
NO _x 排出量	mg/m ³	500	150
有機化合物排出量	mg/m ³	150	10

また、エンジンメーカー (Jenbacher) では、LFG での処理の場合、J208 GS エンジンからの NO_x 排出量を 500 mg/Nm³ 未満と保証している。これは、CO と NO_x の年間総排出量が、利用された LFG800 万 m³ に対して 4.0 t 以内に抑えられることを意味する。

エンジンの大きさが小さいため、発生する NO_x と CO は、両汚染物質の最大許容濃度をはるかに下回る。

メタンと炭素酸化物はいずれも温室効果ガス (GHG) と認められているが、LFG 中の炭素酸化物は、一般には GHG と見なされず、バイオジェニック (天然の炭化循環に組み入れられている) と見なされている。LFG 中のメタンは GHG と見られているが、その回収および燃焼により、正味 GHG は減少する。

LFG 回収および利用システムの設置により予測される環境への影響は、以下のとおりである。

現在の処分場が環境に与えている影響

現在の処分場は、以下のように環境に悪い影響を与えている。

- ・ 臭い：処分場からは、悪臭を伴ったガスが常時発生しており、周辺環境、処分場で働く人の健康に悪影響を与えている。
- ・ 地球温暖化：処分場では、発生する LFG を処理していないので、LFG に含まれるメタンガスが地球温暖化に悪影響を与えている。

また、処分場以外の場所では、老朽化した非効率な発電所が運用されており、温室効果ガス、その他の有害な排気ガス (NO_x 等) が大気環境に排出されている。

プロジェクトが環境に与え得る影響

本プロジェクトでは、以下のような環境への好影響がある。

- ・ 臭い：プロジェクト実施により、処分場では LFG の回収が行われ、処分場表面には、被覆用気密シートが敷設される。メタンを含む LFG はフレア、GEG にて燃烧される。この結果、臭いの発生は大幅に軽減される。
- ・ 地球温暖化：上記と同様に、プロジェクト実施により、温室効果ガスであるメタンガスの大気への放出は大幅に軽減される。
- ・ 老朽化した発電システムの代替：プロジェクトで設置する予定の GEG は、先進国の基準と技術を採用したものであり、ヨルダンにある既存の GEG よりも効率が高く、温室効果ガスの排出量が少なく、排気ガスもよりクリーンである。

プロジェクトが環境に与え得る悪影響

本プロジェクトが、大気環境、水環境、土壌環境のそれぞれに与え得る環境影響と、その対策を以下に記載する。

- ・ 大気環境：本プロジェクトでは、GEG という内燃機関の発電機を使用するので、排気ガスが発生する。従って、大気環境への影響が発生する可能性がある。しかし、先進国の基準と技術を採用した適切な LFG の脱硫処理設備、原動機側 NOX 低減技術を採用し、適切な高さの煙突を設置することにより、この可能性を排除できる。
- ・ 水環境：本プロジェクトによる、水環境の汚染を悪化させる影響は発生しない。
- ・ 土壌環境：本プロジェクトでは、土壌環境を汚染するような排水の浸透、土壌の排出がないので、土壌環境への影響が発生する可能性はない。
- ・ 騒音、振動：本プロジェクトでは、LFG 回収用のプロアー、GEG を設置することにより、騒音、振動が発生する。しかし、処分場は居住地からは十分に離れており問題にならない。むしろ、処分場で働くオペレーターの労働環境上の問題（聴覚等への影響）が発生する恐れがあるのみである。これに対しては、適切な、防音カバー、防振架台を設置することにより解決する。

5.1.3 プロジェクト参加者の結論

以上により、我々プロジェクト参加者は、このプロジェクトでは、「CDM の手順 (Modalities and procedures for a clean development mechanism)」37 (c) に記載があるような環境への顕著な悪影響はないと考えている。

5.1.4 ホスト国政府の結論

ホスト国政府は、このプロジェクトでは、「CDM の手順(Modalities and procedures for a clean development mechanism)」37 (c) に記載があるような環境への顕著な悪影響はないと考えており、環境影響評価の手続きは不要であるとの見解を示している。

5.2 その他の間接影響

5.2.1 経済面に及ぼす影響

プロジェクトの建設段階において、労働集約的な工事が発生するため、雇用の創出効果がある。また、運用段階において、運転員の追加の雇用がある他、維持管理等のために、周辺企業との取引も増え、地域経済の活性化に繋がる。

5.2.2 社会面に及ぼす影響

社会的には、廃棄物を資源として捉える意識が浸透することによって、リユース、リサイクル等、環境負荷の少ない社会の構築につながってゆくことも期待できる。

5.2.3 持続的発展への貢献

ヨルダンにおいては、バイオマスエネルギーの利用については、一部の発電を除き、ほとんど実施されておらず、化石燃料によるエネルギー利用が大半を占めているが、本プロジェクトのようなバイオガスの利用が普及することによって、農業系廃棄物や、木質バイオマスのエネルギー利用といった面の、意識改革と技術開発が進み、同国の省エネルギーの推進に寄与する可能性がある。

さらに、エネルギーセキュリティーの面が挙げられる。ヨルダン全体として省エネルギーを推進することは、エネルギー資源の有効活用とセキュリティーの向上のために必要不可欠であり、また分散型電源技術の普及によって、エネルギー源の二重化が可能となり、都市のセキュリティー向上にも寄与することができる。

第6章 利害関係者のコメント

6.1 利害関係者のコメントの収集方法

ヨルダンの CDM プロジェクトにおいては、利害関係者のコメント収集は義務となっている。また、PDD の要件にも含まれている。ただし、誰が利害関係者になりえるかについて特段の取り決めはない。

ここでは、現在想定できる利害関係者として下記の者をあげ、そのコメントを記載する。

1. Amman City Municipancy - アンマン市役所。埋立処分場のオーナー。
2. 埋立処分場運営会社 - アンマン市の埋立処分場における都市固形廃棄物 (MSW) の収集、搬送、配置を担当する会社。
3. エネルギー省 - エネルギー省の発電所を管理する担当部局。

6.2 受け取った利害関係者のコメントの要約

1. Amman City Municipancy のコメント

アンマン市では、本 CDM プロジェクトの推進を大いに期待している。

本プロジェクトは、現在、自由に放出しているランドフィルガスを回収し、その破壊を通して温室効果ガスによる地球温暖化への影響を低減できる。また、本プロジェクトでは回収したメタンの一部を、GEG による発電の燃料に使用するため、自国内で確保できる石油資源の少ないヨルダンでは、本プロジェクトのような代替エネルギーの活用が、エネルギー政策上に大いに期待されている。

アンマン市は、ヨルダン政府ほかの関係部局と連携をとり、本プロジェクトの推進を大いに支援する用意がある。

2. 埋立処分場運営会社のコメント

わが社は、アンマン市の意向を受けて、本 CDM プロジェクトの推進に協力する用意がある。本プロジェクトによって、現在進めている処分場の管理がより適正化されることで、現地作業員の労働環境がよくなることも期待している。わが社は、現在、アンマン市の意向を受けて、処分場の適正管理に努めているが、本プロジェクトは技術的にも経済的にも、その推進を支援するものと期待している。

3. エネルギー省のコメント

エネルギー省では、ヨルダン政府の方針に基づき、国内で実施される CDM プロジェクトの推進を支援する用意がある。

本プロジェクトでは、回収したメタンの一部を用いて、GEG により発電する計画がある。ヨルダンでは、代替エネルギーの活用が、エネルギー政策の方針のひとつであり、本プロジェクトはその方針にも合致する。

なお、プロジェクトの実施にあたっては地域の給配電会社等と十分な協議を行うとともに、ほかの環境への影響に十分配慮の上進めるよう望む。

第7章 収益性

7.1 前提条件

本プロジェクトにおいては、収益性を投資回収年数及び内部収益率(IRR)で評価する。評価にあたり必要となる前提条件は表 7.1-1 に示す通り設定した。

前述の通り、イニシャルコストは 7,226 千 US\$ (5,117 千 JD) である。また、ランニングコストは年間 297 千 US\$ (210 千 JD) である。

税金については、企業利潤税を考慮する。ヨルダンの法規制によると、税率は経常利益に対して 25% である。

減価償却については、設備機器の減価償却は 90% の償却率で算出することとした。

電力料金は、JEPSCO の電力グリッドへの接続を想定しているため、JEPSCO の買取価格である 4.370 US\$cent/kWh (0.0309 JD/kWh) と設定した。

試算に用いる為替レートは、1 US\$=0.708 JD、1 US\$=122.55 円とする。

最後に、プロジェクト実施スケジュールについては、2008 年 7 月より運転開始と想定しており、プロジェクトの実施期間は、建設期間を含め、2007 年～2021 年までの 15 年間(クレジット期間は 2008 年～2021 年までの 14 年間)とする。

表 7.1-1 収益性検討の前提条件

項目		数値
イニシャルコスト(千 US\$)		7,226
ランニングコスト(千 US\$/年)		297
企業利潤税率(%)		25
減価償却率(%)		90
電力料金(US\$cent/kWh)		4.370
為替レート	JD/US\$	0.708
	円/US\$	122.55

7.2 投資回収年数

投資回収年数については、CER の経済的価値なしの場合、および CER 価格として 2 US\$/tCO₂、4 US\$/tCO₂、8 US\$/tCO₂、12 US\$/tCO₂ の 4 種類の CER の経済的価値ありの場合について、累積事業収支(税引後)が黒字転換するプロジェクト開始(建設開始)からの年数を算定する。

累積事業収支の算定に当たっては、n をプロジェクト開始からの年数とすると、

$$n \text{ 年目の累積事業収支} = - \text{初期費用} + n (\text{n 年の事業収入} + \text{n 年の CER の経済的価値} - \text{n 年のランニングコスト} - (\text{n 年の企業利潤税}))$$

で算出する。

表 7.2-1 各条件における投資回収年数

CER の経済的価値の有無		投資回収年数
CER の経済的価値なしの場合	0 US\$/tCO ₂	回収できない
CER の経済的価値ありの場合	2 US\$/tCO ₂	回収できない
	4 US\$/tCO ₂	回収できない
	8 US\$/tCO ₂	9 年
	12 US\$/tCO ₂	6 年

7.3 内部収益率

内部収益率 (IRR) については、CER の経済的価値なしの場合、および CER 価格として 2 US\$/tCO₂、4 US\$/tCO₂、8 US\$/tCO₂、12 US\$/tCO₂ の 4 種類の CER の経済的価値ありの場合について、比較検討する。

ここでの内部収益率 (IRR) によるプロジェクト収益性の評価は、投資的的確性を判断するための指標として算出するものであるため、金利および借入金返済を考慮しないプロジェクト IRR の値を用いるものとする。各条件における内部収益率 (IRR、税引後) の計算値を以下に示す。

表 7.3-1 各条件における内部収益率 (IRR)

CER の経済的価値の有無		IRR
CER の経済的価値なしの場合	0 US\$/tCO ₂	マイナス
CER の経済的価値ありの場合	2 US\$/tCO ₂	0.09
	4 US\$/tCO ₂	4.31
	8 US\$/tCO ₂	11.15
	12 US\$/tCO ₂	17.11

CER の経済的価値なしの場合におけるプロジェクト IRR はマイナスであるが、CER の経済的価値が 8 US\$/tCO₂ のケースでは 11.15% となり、投資の対象となり得るレベルとなる。

7.4 内部収益率の感度分析

内部収益率 (IRR) の計算において、CER の経済的価値なし、及び CER の経済的価値が 8 US\$/tCO₂ の場合に、計算要素を 5 段階に変化させて計算を行った場合の感度分析の結果は、表 7.4-1 に示す通りである。

CER の経済的価値なしの場合には、どの要素を変動させても IRR はマイナスであるが、

CER の経済的価値が 8 US\$/tCO₂ と想定すると、IRR は 8.56 ~ 13.35% の間で移動し、十分投資の対象となり得ることが示された。

表 7.4-1(1) 感度分析結果 (CER に経済的価値がない場合)

変動させる要素：イニシャルコスト

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス

変動させる要素：ランニングコスト

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス

変動させる要素：売電単価

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス

変動させる要素：発生する LFG の量

	基準				
変動割合	- 20%	- 10%	±0%	+ 10%	+ 20%
IRR (税引後)	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス	マイナス

表 7.4-1(2) 感度分析結果 (CER の経済的価値が 8 US\$/tCO₂ の場合)

変動させる要素：イニシャルコスト

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	12.90	11.99	11.15	10.36	9.62

変動させる要素：ランニングコスト

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	11.22	11.19	11.15	11.12	11.08

変動させる要素：売電単価

	基準				
変動割合	- 10%	- 5%	±0%	+ 5%	+ 10%
IRR (税引後)	10.38	10.77	11.15	11.52	11.89

変動させる要素：発生する LFG の量

	基準				
変動割合	- 20%	- 10%	±0%	+ 10%	+ 20%
IRR (税引後)	8.56	9.91	11.15	12.27	13.35

7.5 温室効果ガス排出削減コスト

本プロジェクトにおけるイニシャルコストは既に述べたように、7,226 千 US\$である。一方、本プロジェクトにおけるクレジット期間 (2008 年 ~ 2021 年) の温室効果ガス排出削減量の合計は、1,460,439tCO₂である。

温室効果ガス排出削減コストは、クレジット期間 (2008 年 ~ 2021 年) の CO₂ 排出量をイニシャルコストで割ることにより、温室効果ガス排出削減コストを算出した。結果は表 7.5-1 に示す通りである。

表 7.5-1 CO₂ 削減コスト

項目	数値
温室効果ガス削減量 (tCO ₂)	1,460,439
コスト (千 US\$)	7,226
CO ₂ 削減コスト (US\$/tCO ₂)	約 4.9

第 8 章 試掘結果

8.1 試掘の実施

埋立処分場からのランドフィルガスの排出状況を把握するために試掘を行った。

試掘は図 8.1-1 に示す 28 地点で行い、試掘時の様子は写真 8.1-1 及び写真 8.1-2 に示すとおりである。

Ghabawi 埋立処分場は管理型処分場であり、搬入された廃棄物は重機によって均された後、すぐに覆土され、それが何層にも重ねられた層状構造になっている。斜面は階段構造になっているため、斜面の下部は古い廃棄物が、斜面の上部は比較的新しい廃棄物と考えることができる。今回の試掘でも、これらを意識して地点選定を行った。

ランドフィルガスの測定は、各地点で形成した孔を通じて、プロワーつきのガス分析機器で吸引し、その成分分析を行った。

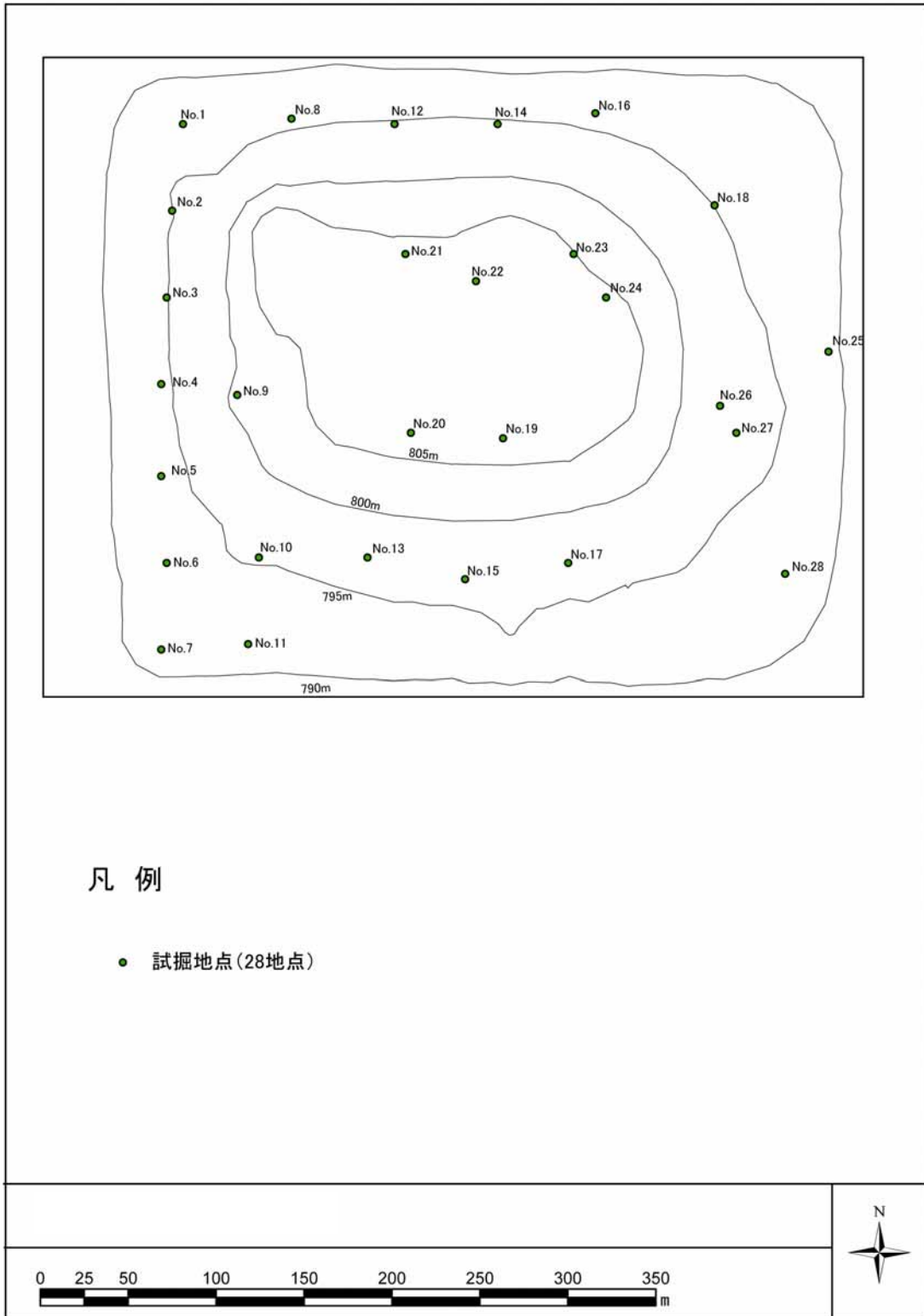


図 8.1-1 ランドフィルガス試掘地点



写真 8.1-1 試掘作業風景



写真 8.1-2 試掘作業風景

8.2 試掘結果

試掘結果は表 8.2-1 及び図 8.2-1 に示すとおりである。

ランドフィルガス中のメタンガス濃度 (vol%) は総じて高く、最大で 72% であった。

表 8.2-1 試掘におけるランドフィルガス成分

No.	CO ₂ (%)	CH ₄ (%)	O ₂ (%)	CO(ppm)	H ₂ S(ppm)
1	58	35	0	884	61
2	40	39	0	608	48
3	27	23.5	68	56	20
4	35	60	0.2	323	87
5	33	65	0	840	129
6	27	72	0.5	96	u.l.
7	34	61	0.5	78	45
8	56	40	0	u.l.	145
9	22	14	11.5	48	7
10	56	41	0	u.l.	210
11	35	60	0	-	59
12	35	65	0	400	362
13	32	66	0	173	44
14	29	70	0	1710	105
15	32	63	0.1	-	35
16	30	70	0	1610	42
17	35	60	0.7	154	14
18	24	26	7.1	-	5
19	60	5.5	0	-	230
20	25	0.4	2.6	-	27
21	54	13	0	-	136
22	60	4.5	0	-	212
23	0	0.3	20	-	0
24	35	5.1	4.4	-	23
25	22	6.8	1.3	-	8
26	11.6	3.4	13.3	-	5
27	34	56	0.8	-	60
28	24.5	12.6	1.9	-	13

注) 表中の略号は以下のとおり

u.l. : センサーの測定限界を超えた (upper limit)

- : 当該物質のセンサーが異常を示したため測定せず

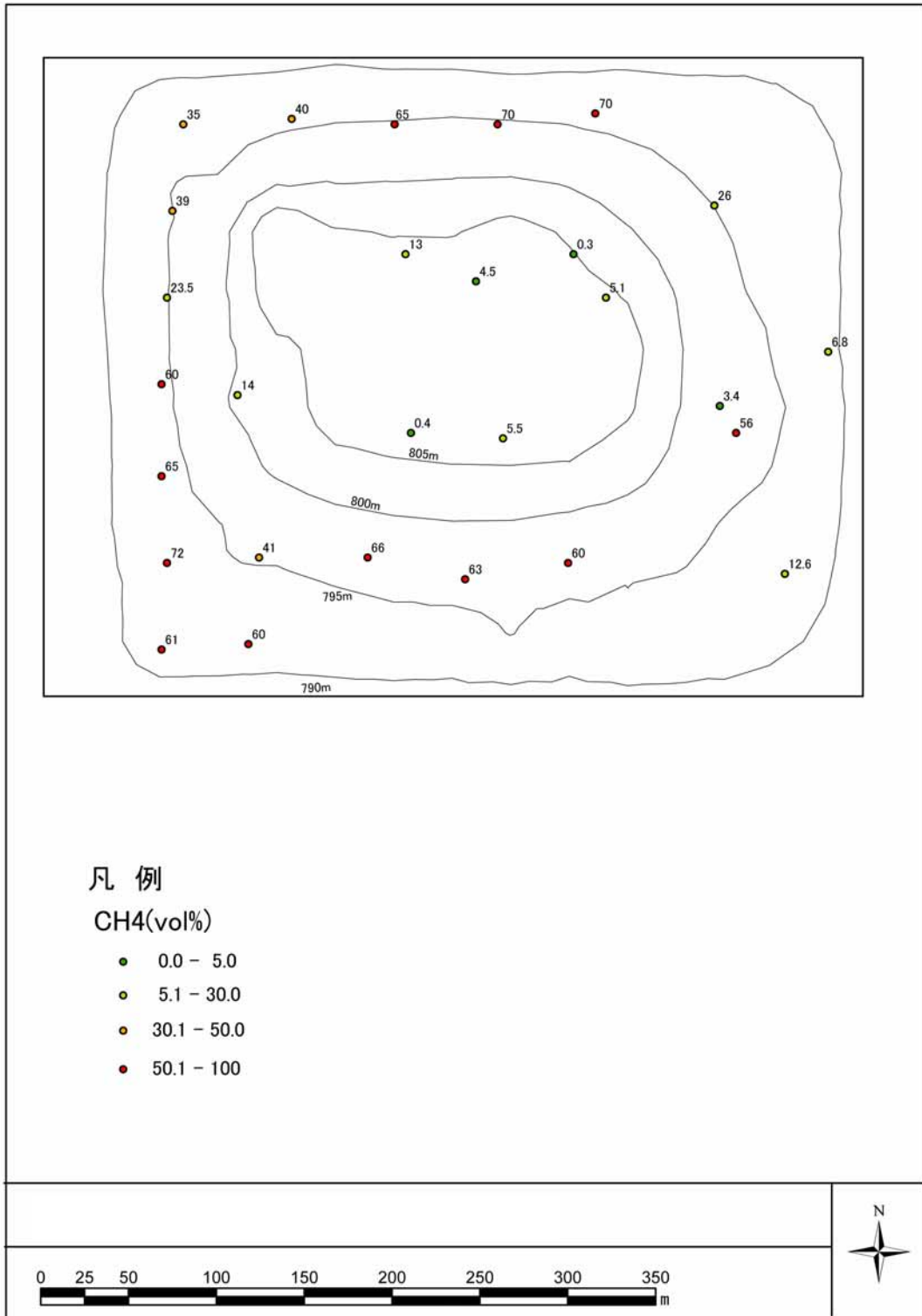


図 8.2-1 ランドフィルガスの試掘結果 (メタンガス濃度)

むすび

本 FS 調査は、アンマン市の埋立処分場から発生する LFG を回収し、ガスエンジンを用いて発電利用することにより、メタンの大気中への排出を削減し、さらに発生した電力が系統の発電所からの電力と置き換わることにより、発電所での CO₂ 排出量を削減するプロジェクトについて検討したものである。

現在、ヨルダン政府は CDM プロジェクト承認手続きの手順等の CDM プロジェクト承認に対する体制を既に完成させており、本プロジェクトが同国における承認プロジェクトとなる可能性は高い。

本プロジェクトのカウンターパートであるアンマン市は、環境改善、海外投資の積極的受け入れ等の点から本 CDM プロジェクトの実施に好意的であり、本 FS 調査においても多大な協力を得ることができた。

本プロジェクトでは、採算性等の観点から 1,800kW (1.8MW) のガスエンジン発電機を設置し、2008 年下期よりクレジットの獲得を目指す計画を想定し、その結果、本事業が CDM 事業として関係機関の承認を得て、炭素排出権市場の価格が 8US\$/tCO₂ 以上となる状況であれば、事業実施可能であるとの結論を得た。

しかしながら、本プロジェクトにおいては固形廃棄物搬入量予測値の不確実性、LFG 発生量の予測不確実性、プロジェクト期間の設定等のリスクの存在もあることから、プロジェクトを進めるにあたっては、それらリスクを慎重に見極めることが必要である。

埋立処分場からのメタンガス回収・利用プロジェクトには統合化方法論が適用でき、新方法論の審査・承認のようにプロジェクト実施者が管理不可能な要素がないために、2008 年からの第一約束期間に向けた、確実かつ速やかなプロジェクトの実現のためにきわめて有利である。

一方、LFG プロジェクトの形成においては、フロン破壊や N₂O 破壊のプロジェクトとは異なり、

- ・ホスト国の気候条件
- ・埋立処分場の形状
- ・生活習慣による廃棄物組成
- ・廃棄物収集システム

などの影響要因が多く、調査段階での詳細な検討が不可欠である。この詳細な調査に基づき、プロジェクトの効果、事業性をつかむ事ができる。

また、一口に LFG プロジェクトといっても、ホスト国によって捉え方は様々であり、ホスト国政府内の関係省庁やカウンターパートとなる地方自治体とのプロジェクト実現化に向けた意見調整は容易ではなく、各国によるプロジェクト獲得競争が激化する中で、プロジェクト開発段階での最大のテーマである。ホスト国側としても、日本政府の補助

による FS 調査はプロジェクトの実現化への期待が高く、本調査も高く評価されている。

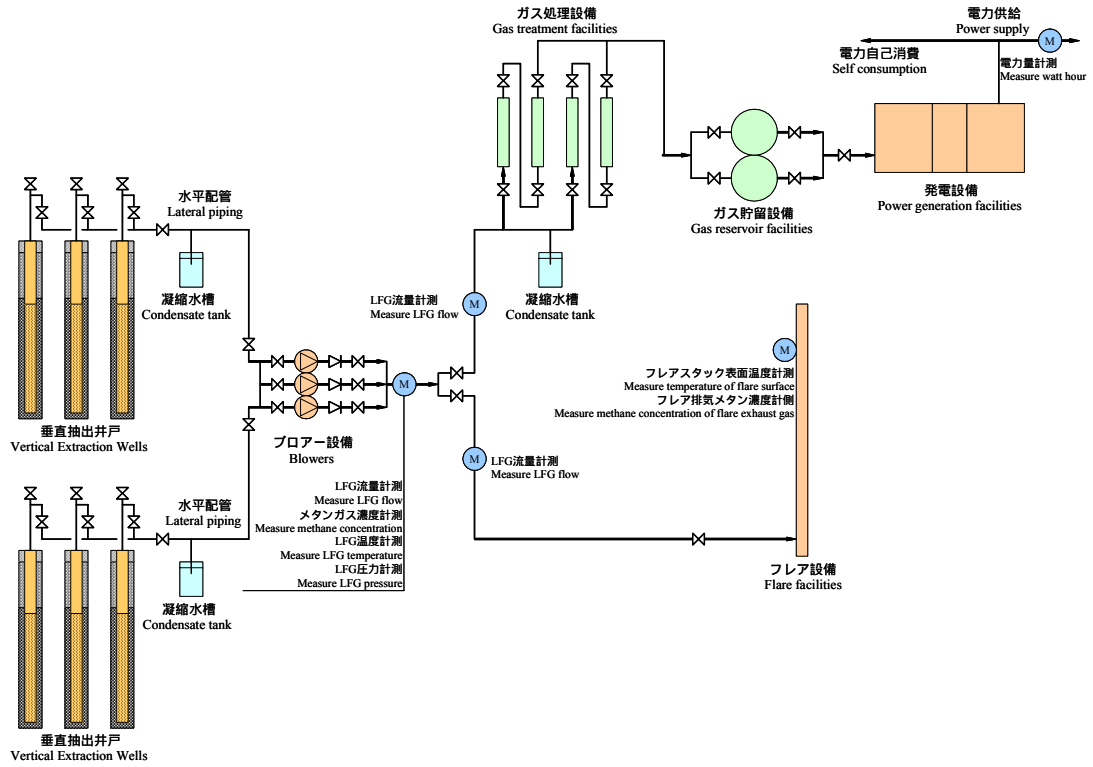
本調査では、これまで知見のなかった中東地域における埋立処分場からのガス回収プロジェクトについて検討し、埋立処分方法の特色、乾燥地域における LFG の発生状況などについて把握することができた。重ねて、これまでプロジェクト開発の進んでいない中東地域における動向の把握と日本政府の施策のアピールを行うことができ、周辺国からも関心が寄せられている。中東地域はこれまで、温室効果ガス排出削減に消極的な態度を取ってきたが、外国投資の呼び込みの観点から、積極的な態度を示す国も出始めている。今後、本プロジェクトを早急に変現化し、我が国としての実績を確実にするとともに、中東地域におけるプロジェクト開発を継続し、我が国の目標達成に繋げてゆく事が必要と考える。

当社は、今後のヨルダンの政治、経済の動向を見守りつつ、本プロジェクトの速やかな事業変現化を推進してゆく予定である。

添付資料

- 資料1 プロジェクト計画系統図
- 資料2 排出削減量計算結果
- 資料3 キャッシュフロー計算結果
- 資料4 略語一覧

資料1 プロジェクト計画系統図



資料 2(1) 排出削減量計算結果

年	処分場に持ち込まれる廃棄物の量 R_x	LFG発生量	LFG回収率	回収できたLFG量	ER	MD _{project}	MD _{reg}
年	t	Nm ³	-	Nm ³	tCO ₂	tCH ₄	tCH ₄
1990	0	-	0.6	-	0	0	0
1991	0	-	0.6	-	0	0	0
1992	0	-	0.6	-	0	0	0
1993	0	-	0.6	-	0	0	0
1994	0	-	0.6	-	0	0	0
1995	0	-	0.6	-	0	0	0
1996	0	-	0.6	-	0	0	0
1997	0	-	0.6	-	0	0	0
1998	0	-	0.6	-	0	0	0
1999	0	-	0.6	-	0	0	0
2000	0	-	0.6	-	0	0	0
2001	0	-	0.6	-	0	0	0
2002	0	-	0.6	-	0	0	0
2003	420,000	-	0.6	-	0	0	0
2004	840,000	4,634,187	0.6	-	0	0	0
2005	840,000	13,567,712	0.6	-	0	0	0
2006	840,000	21,855,731	0.6	-	0	0	0
2007	840,000	29,544,887	0.6	-	0	0	0
2008	0	36,678,452	0.6	11,003,535	74,535	3,549	0
2009	0	34,028,195	0.6	20,416,917	138,299	6,586	0
2010	0	31,569,436	0.6	18,941,662	144,589	6,408	0
2011	0	29,288,338	0.6	17,573,003	135,318	5,966	0
2012	0	27,172,065	0.6	16,303,239	126,717	5,557	0
2013	0	25,208,707	0.6	15,125,224	118,737	5,177	0
2014	0	23,387,213	0.6	14,032,328	111,334	4,824	0
2015	0	21,697,335	0.6	13,018,401	104,466	4,497	0
2016	0	20,129,561	0.6	12,077,737	98,094	4,194	0
2017	0	18,675,069	0.6	11,205,041	92,183	3,912	0
2018	0	17,325,674	0.6	10,395,404	86,698	3,651	0
2019	0	16,073,781	0.6	9,644,269	81,610	3,409	0
2020	0	14,912,346	0.6	8,947,407	76,701	3,180	0
2021	0	13,834,831	0.6	8,300,899	71,159	2,951	0
合計	3,780,000	399,583,521		186,985,066	1,460,439	63,859	0

資料 2(2) 排出削減量計算結果

年	GWP _{CH4}	EL	CEF _{electricity}	AF	MD _{flared}	MD _{electricity}	LFG _{flare}
年	tCO ₂ /tCH ₄	MWh	tCO ₂ /tCH ₄	-	tCH ₄	tCH ₄	Nm ³
1990	21	0	0	0	0	0	0
1991	21	0	0	0	0	0	0
1992	21	0	0	0	0	0	0
1993	21	0	0	0	0	0	0
1994	21	0	0	0	0	0	0
1995	21	0	0	0	0	0	0
1996	21	0	0	0	0	0	0
1997	21	0	0	0	0	0	0
1998	21	0	0	0	0	0	0
1999	21	0	0	0	0	0	0
2000	21	0	0	0	0	0	0
2001	21	0	0	0	0	0	0
2002	21	0	0	0	0	0	0
2003	21	0	0	0	0	0	0
2004	21	0	0	0	0	0	0
2005	21	0	0	0	0	0	0
2006	21	0	0	0	0	0	0
2007	21	0	0	0	0	0	0
2008	21	0	0.7700	0	3,549	0	11,003,535
2009	21	0	0.7700	0	6,586	0	20,416,917
2010	21	13,025	0.7700	0	3,430	2,978	10,633,304
2011	21	13,025	0.7700	0	2,988	2,978	9,264,645
2012	21	13,025	0.7700	0	2,579	2,978	7,994,881
2013	21	13,025	0.7700	0	2,199	2,978	6,816,866
2014	21	13,025	0.7700	0	1,846	2,978	5,723,970
2015	21	13,025	0.7700	0	1,519	2,978	4,710,043
2016	21	13,025	0.7700	0	1,216	2,978	4,710,043
2017	21	13,025	0.7700	0	934	2,978	2,896,684
2018	21	13,025	0.7700	0	673	2,978	2,087,046
2019	21	13,025	0.7700	0	431	2,978	1,335,911
2020	21	12,874	0.7700	0	237	2,943	735,403
2021	21	11,944	0.7700	0	220	2,731	682,266
合計		155,065			28,408	35,451	89,011,515

資料 2(3) 排出削減量計算結果

年	W _{CH4}	D _{CH4}	FE	LFG _{electricity}	ベースライン 排出量	プロジェクト 排出量	排出削減量
年	-	t/Nm ³	-	Nm ³	tCO ₂	tCO ₂	tCO ₂
1990	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1991	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1992	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1993	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1994	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1995	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1996	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1997	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1998	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
1999	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2000	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2001	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2002	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2003	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2004	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2005	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2006	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2007	0.5	0.0007168	0	0	-	-	-
2008	0.5	0.0007168	0.9	0	276,057	201,521	74,535
2009	0.5	0.0007168	0.9	0	256,110	117,811	138,299
2010	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	247,633	103,045	144,589
2011	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	230,465	95,147	135,318
2012	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	214,537	87,820	126,717
2013	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	199,760	81,023	118,737
2014	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	186,051	74,717	111,334
2015	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	173,332	68,866	104,466
2016	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	161,532	63,438	98,094
2017	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	150,585	58,403	92,183
2018	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	140,429	53,731	86,698
2019	0.5	0.0007168	0.9	8,308,358	131,007	49,397	81,610
2020	0.5	0.0007168	0.9	8,212,004	122,149	45,448	76,701
2021	0.5	0.0007168	0.9	7,618,633	113,323	42,164	71,159
合計				98,914,215	2,602,969	1,142,530	1,460,439

資料3(1) キャッシュフロー計算結果

年	発電量 (自家消費分 削減済)	フレアによる メタン破壊 処理量	発電による メタン破壊 処理量	メタン回収 による CER獲得量	発電による CER獲得量	CER獲得量 合計	売電収入	CER収入
年	MWh	tCH ₄	tCH ₄	tCO ₂	tCO ₂	tCO ₂	千JD	千JD
1990	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	3,549	0	74,535	0	74,535	0	422
2009	0	6,586	0	138,299	0	138,299	0	783
2010	13,025	3,430	2,978	134,559	10,029	144,589	436	819
2011	13,025	2,988	2,978	125,289	10,029	135,318	453	766
2012	13,025	2,579	2,978	116,687	10,029	126,717	471	718
2013	13,025	2,199	2,978	108,708	10,029	118,737	490	673
2014	13,025	1,846	2,978	101,305	10,029	111,334	510	631
2015	13,025	1,519	2,978	94,437	10,029	104,466	530	592
2016	13,025	1,216	2,978	88,065	10,029	98,094	552	556
2017	13,025	934	2,978	82,153	10,029	92,183	574	522
2018	13,025	673	2,978	76,669	10,029	86,698	597	491
2019	13,025	431	2,978	71,581	10,029	81,610	620	462
2020	12,874	237	2,943	66,788	9,913	76,701	638	434
2021	11,944	220	2,731	61,962	9,197	71,159	615	403
合計	155,065	28,408	35,451	1,341,039	119,400	1,460,439	6,486	8,272

資料3(2) キャッシュフロー計算結果

年	収入合計	イニシャル コスト	ランニング コスト	支出合計	減価償却費	諸税	キャッシュ フロー (税引前)	キャッシュ フロー (税引後)
年	千JD	千JD	千JD	千JD	千JD	千JD	千JD	千JD
1990	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	5,117	0	5,117	0	0	-5,117	-5,117
2008	422	0	29	29	307	0	393	393
2009	783	0	30	30	307	3	754	751
2010	1,255	0	212	212	307	88	1,043	955
2011	1,220	0	220	220	307	90	999	909
2012	1,189	0	229	229	307	93	960	867
2013	1,163	0	238	238	307	97	924	828
2014	1,140	0	278	278	307	94	863	768
2015	1,122	0	258	258	307	107	864	757
2016	1,107	0	268	268	307	114	839	725
2017	1,096	0	279	279	307	121	817	696
2018	1,088	0	290	290	307	123	798	675
2019	1,083	0	302	302	307	119	781	663
2020	1,072	0	311	311	307	114	762	648
2021	1,018	0	303	303	307	102	715	613
合計	14,758	5,117	3,246	8,363	4,298	1,264	6,395	5,131

資料4 略語一覧

AAU	assigned amount unit	初期割当量
AIJ	activities implemented jointly	共同実施活動
AP	acreditation pannel	信任パネル
AT	acreditation team	信任チーム
BAU	business as usual	ビジネスアズユージュアル
BOD	biochemical oxygen demand	生物化学的酸素要求量
CDM	clean development mechanism	クリーン開発メカニズム
CDM EB	CDM executive board	CDM 理事会
CER	certified emission reduction	CER
CERUPT	certified emission reduction purchase tender	CERUPT (セラプト)
CGS	cogeneration system	コージェネレーションシステム
CH ₄	methane	メタン
CHP	combined heat and power	熱電併給
CIS	commonwealth of independent states	独立国家共同体
CO ₂	carbon dioxide	二酸化炭素
COD	chemical oxygen demand	化学的酸素要求量
COP	conference of the parties	締結国会合
DHS	district heating system	地域暖房
DNA	designated national authority	指定国家機関
DOC	degradable organic carbon	分解可能な有機物の割合
DOCF	fraction DOC dissimilated	分解される DOC の割合
DOE	designated operational entity	指定運営組織
EC	European community	欧州共同体
EF	emission factor	排出係数
EPC	engineering, purchasing and construction	EPC
ERU	emission reduction unit	ERU
ERUPT	emission reduction units purchase tender	ERUPT (エラプト)
ET	emissions trading	排出権取引
EU	European Union	欧州連合
FS	feasibility study	実現可能性調査
GDP	gross domestic product	国内総生産

GEG	gas engine generator	ガスエンジン発電機
GHG	greenhouse gas	温室効果ガス
GIS	green investment scheme	GIS
GNP	gross national product	国民総生産
GWP	global warming potential	地球温暖化係数
HFC	hydro fluoro carbon	ハイドロフルオロカーボン
HHV	higher heating value	高位発熱量
HoB	heat only boiler	暖房用ボイラー
HP	home page	ホームページ
HPP	hydro power plant	水力発電所
IE	independent entity	独立機関
IMF	international monetary fund	国際通貨基金
IPCC	intergovernmental panel on climate change	気候変動に関する政府間パネル
IPP	independent power producer	独立系発電事業者
IRR	internal rate of return	内部収益率
JD	Jordan dollar	ヨルダンドル
JI	joint implementation	共同実施
KP	Kyoto protocol	京都議定書
LFG	landfill gas	ランドフィルガス
LHV	lower heating value	低位発熱量
LOA	letter of approval	(正式)承認書
LOE	letter of endorsement	(事前)承認書
LOI	letter of interest	関心表明書
MA	Marrakesh accord	マラケシュ合意
MCF	methane collection factor	メタン回収率
MOP	meeting of the parties	締結国会合
MOU	memorandum of understanding	覚書
MP	methodology panel	方法論パネル
MSW	municipal solid waste	一般固形廃棄物
N ₂ O	nitrous oxide	一酸化二窒素
NATO	North Atlantic treaty organisation	北大西洋条約機構
NMB	new methodology baseline	新しいベースライン方法論
NMM	new methodology monitoring	新しいモニタリング方法論
NMOC	non-methane organic compounds	非メタン有機化合物

NPP	nuclear power plant	原子力発電所
NPV	net present value	正味現在価値
ODA	official development assistance	政府開発援助
PBP	pay back period	回数年数
PCF	prototype carbon fund	プロトタイプ炭素基金
PIN	project idea note	PIN
PDD	project design document	プロジェクト設計書
PFC	per fluoro carbon	ハイドロフルオロカーボン
PPA	power purchase agreement	電力購買契約
RDS	raw dry solid	乾燥生固形物量
RMU	removal unit	吸収源活動による吸収量
SD	sustainable development	持続的発展
SF ₆	sulfur hexafluoride	六フッ化硫黄
SPC	special purpose company	特定目的会社
SSCDM	small scale CDM	小規模 CDM
TACIS	technical assistance to CIS	TACIS
TOC	total organized carbon	全有機性炭素
TPP	thermal poer plant	火力発電所
UNFCCC	United Nations framework convention on climate change	国連気候変動に関する枠組条約
URL	uniform resource locator	URL