

平成16年度CDM / JI事業調査

ウクライナ・ルガンスク市埋立処分場メタンガス利用調査

報告書

平成17年3月

清水建設株式会社

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 16 年度事業として受託した CDM / JI 事業調査「ウクライナ・ルガンスク市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温室効果ガス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、ウクライナ議会は 2004 年 2 月に京都議定書を批准している。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、ウクライナ国ルガンスク市において、埋立処分場から発生するメタンガス（CH₄）を回収することにより、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 JI 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。

目次

まえがき

| | |
|-----------------------------------|----|
| 第1章 プロジェクト基本事項 | 1 |
| 1.1 ウクライナの基本情報 | 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 | 9 |
| 1.1.6 財政、対外債務 | 9 |
| 1.1.7 主要産業概況 | 9 |
| 1.1.7.1 農業 | 10 |
| 1.1.7.2 エネルギー | 11 |
| 1.1.7.3 工業 | 11 |
| 1.1.8 直接投資 | 12 |
| 1.2 ウクライナのエネルギー事情 | 12 |
| 1.2.1 エネルギー資源 | 12 |
| 1.2.1.1 石炭 | 12 |
| 1.2.1.2 石油 | 12 |
| 1.2.1.3 天然ガス | 12 |
| 1.2.2 電力 | 13 |
| 1.2.2.1 現在の電力グリッドの状況 | 13 |
| 1.2.2.2 ルガンスクにおける現在の電力会社の状況 | 15 |
| 1.2.2.3 電力料金（買電、売電） | 16 |
| 1.2.2.4 発電プラントと電力グリッドとの系統連系の可能性 | 16 |
| 1.2.2.5 グリッドの GHG 排出係数 | 17 |
| 1.2.3 地域暖房 | 17 |
| 1.2.3.1 現在の地域暖房の状況 | 17 |
| 1.2.3.2 熱発生施設 | 19 |
| 1.2.3.3 地域導管 | 20 |
| 1.2.3.4 ルガンスクにおける現在の地域暖房会社の状況 | 21 |
| 1.2.3.5 熱料金（売熱、買熱） | 21 |
| 1.2.3.6 発電プラントと地域導管ネットワークとの接続の可能性 | 21 |

| | |
|-----------------------------------|-----------|
| 1.2.3.7 地域暖房の GHG 排出係数..... | 21 |
| 1.3 ウクライナの JI に関する政策..... | 22 |
| 1.3.1 京都議定書の批准とウクライナにおける関連組織..... | 22 |
| 1.3.2 ウクライナにおける JI に必要な手順..... | 26 |
| 1.3.3 ウクライナの JI ニーズ..... | 28 |
| 1.4 ルガンスクの概況..... | 29 |
| 1.4.1 ルガンスクの歴史と概況..... | 29 |
| 1.4.2 ルガンスクの気象..... | 32 |
| | |
| 第 2 章 プロジェクト計画..... | 33 |
| 2.1 プロジェクト計画概要..... | 33 |
| 2.1.1 プロジェクト実施サイトの現状..... | 33 |
| 2.1.2 プロジェクト計画概要..... | 36 |
| 2.1.3 対象とする温室効果ガス..... | 37 |
| 2.2 プロジェクト実施サイトの運営会社の現状..... | 38 |
| 2.3 プロジェクト計画の具体化..... | 38 |
| 2.3.1 システム構成..... | 38 |
| 2.3.2 ガス回収設備計画..... | 40 |
| 2.3.3 ガス処理設備計画..... | 42 |
| 2.3.4 ガス貯留設備計画..... | 42 |
| 2.3.5 発電設備計画..... | 43 |
| 2.3.6 送電設備計画..... | 44 |
| 2.3.7 フレア設備計画..... | 44 |
| 2.3.8 所内エネルギー消費..... | 44 |
| 2.3.9 クレジット期間..... | 45 |
| 2.3.10 システム運転方法..... | 45 |
| 2.4 プロジェクトコストの検討..... | 46 |
| 2.4.1 イニシャルコストの検討..... | 46 |
| 2.4.2 ランニングコストの検討..... | 46 |
| 2.5 プロジェクト実施体制..... | 47 |
| 2.5.1 プロジェクト参加者の概要..... | 47 |
| 2.5.2 プロジェクト実施組織の概要..... | 47 |
| 2.5.3 日本側の役割..... | 48 |
| 2.5.4 ウクライナ側の役割..... | 48 |
| 2.5.5 クレジットの取得方法、分配方法..... | 49 |
| 2.6 プロジェクト実施に当たっての課題、リスク..... | 49 |

| | |
|---------------------------------|-----------|
| 2.7 資金計画 | 50 |
| 2.8 プロジェクト実施スケジュール | 51 |
| 第3章 ベースラインの設定 | 52 |
| 3.1 ベースライン方法論の検討 | 52 |
| 3.2 ベースラインシナリオの検討と追加性の検証..... | 55 |
| 3.3 リークージとプロジェクト境界の検討 | 62 |
| 3.4 ベースライン排出量の試算 | 64 |
| 3.5 プロジェクト排出量の試算 | 67 |
| 第4章 モニタリング計画 | 69 |
| 4.1 モニタリング方法論の検討 | 69 |
| 4.2 モニタリング項目の検討 | 71 |
| 4.3 モニタリング結果から排出削減量を計算する式..... | 78 |
| 4.4 モニタリングにおける品質管理 / 保証 | 80 |
| 第5章 プロジェクト効果 | 83 |
| 5.1 省エネ効果 | 83 |
| 5.1.1 省エネ効果が発生する技術的根拠 | 83 |
| 5.1.2 省エネ効果 | 83 |
| 5.2 温室効果ガス削減効果 | 84 |
| 5.2.1 温室効果ガス削減効果が発生する技術的根拠..... | 84 |
| 5.2.2 温室効果ガス削減効果 | 84 |
| 5.3 普及効果 | 85 |
| 5.4 その他の効果 | 86 |
| 第6章 環境への影響 | 87 |
| 6.1 適用を受ける法律等 | 87 |
| 6.2 環境影響分析 | 87 |
| 第7章 他への影響 | 89 |
| 7.1 経済面に及ぼす影響 | 89 |
| 7.2 社会面に及ぼす影響 | 89 |
| 7.3 持続的発展への貢献 | 89 |

| | |
|-----------------------------|----|
| 第 8 章 利害関係者のコメント | 90 |
| 8.1 誰が利害関係者となりえるかについて | 90 |
| 8.2 利害関係者のコメントの収集方法 | 90 |
| 8.3 受け取った利害関係者のコメントの要約..... | 90 |
| | |
| 第 9 章 収益性 | 92 |
| 9.1 前提条件 | 92 |
| 9.2 投資回収年数 | 93 |
| 9.3 内部収益率 | 93 |
| 9.4 内部収益率の感度分析 | 94 |
| 9.5 温室効果ガス排出削減コスト | 95 |
| | |
| むすび | 96 |

添付資料

| |
|---------------------------|
| 資料-1 現状の処分場平面図 |
| 資料-2 現状の処分場断面図 |
| 資料-3 プロジェクト計画系統図 |
| 資料-4 プロジェクト計画平面図 |
| 資料-5 排出削減量計算結果 |
| 資料-6 キャッシュフロー計算結果 |
| 資料-7 PDD、PDD 概要（日本語） |
| 資料-8 DOE による仮適格性決定の概要と経緯 |
| 資料-9 DOE による仮適格性決定結果報告書 |
| 資料-10 略語一覧 |
| 資料-11 引用文献、参考文献、参考 URL 一覧 |
| 資料-12 図表一覧 |

第 1 章

プロジェクト基本事項

第1章 ウクライナの基本事項

1.1 ウクライナの基本情報

1.1.1 国土、自然、人口

ウクライナ国は旧ソ連の中で最も西に位置し、ロシア、ベラルーシ、ポーランド、スロバキア、ハンガリー、ルーマニア、モルドバといった諸国と国境を接し、南部は黒海に面する国である。国名のウクライナは「辺境の地」を意味するウクライナ語の「クライ」に由来する。ウクライナは国土は北緯 49 度、東経 32 度に位置し、面積は 60 万 3,700km²で、我が国の約 1.6 倍の広さを持ち、欧州ではロシアに次いで大きい国土を有している。

ウクライナのほぼ全域は平野で構成され、国土の平均標高は 300m 以下である。山脈は国土の最西端にあるカルパチア山脈とクリミア半島南部のクリミア山脈がある。最高峰はカルパチア山脈中のゴベルラ山で、標高は 2,061m である。

主要河川は、国土の中央部を流れるドニエプル川、西部にはユジヌイ・ブーフ川とドニエストル川、東部には北ドネツ川、そして南部にはドナウ川があり、北ドネツ川を除いて、主要河川のいずれもが南の黒海に注いでいる。この他、西部のポーランドとの国境をながれるブーフ川は北流し、ビスワ川と合流した後、バルト海に流れ込んでいる。



図 1.1-1 ウクライナ国位置図

国土のほとんどは穏やかな大陸性気候である。一部、クリミア半島は地中海性気候となっている。平均気温は夏で 17～25、冬で -8～2 であり、黒海沿岸は冬には凍結する。年降水量は最も多いカルパチ地方で 1,500mm 以上に達するものの、地中海性気候である黒海沿岸部は雨量が最も少なく、300mm 以下である。

国土の約 3 分の 2 を占める中央部・南部地方の平野の殆どは、肥沃なチェルノーゼム(黒土)に覆われ、豊かな穀倉地帯を形成している。植生の生態系では、北部には森林地帯、その南に森林・ステップ地帯、ステップ地帯と、黒海に近づくに従ってより乾燥度が強くなっていく。しかし、国土の大部分を占めていた森林地帯の多くが、現在では耕作地へと姿を変えている。

2002 年におけるウクライナの人口は約 4,800 万人程度であり、旧ソ連の中ではロシアに次いで 2 番目に多い。しかし、年人口増加率はマイナスに転じ、人口が減少している。人口減少の主な理由はウクライナからの移住である。

人種構成は、ウクライナ人が人口の 73% を占め、次いでロシア人が 22%、その他が 4% となっており、この中にはベラルーシ人、モルドバ人、ハンガリー人、ブルガリア人、ポーランド人、タタール人等が存在する。そして、ユダヤ人が人口の約 1% を形成している。

表 1.1-1 人口統計

| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
|-------------------|------|------|------|------|------|
| 総人口(百万人) | 49.9 | 49.5 | 49.1 | 48.7 | 48.4 |
| 年人口増加率(%) | -0.8 | -0.8 | -0.8 | -0.8 | -0.7 |
| 推定寿命(歳) | 68.2 | 68.2 | .. | 68.2 | .. |
| 出生率(女性一人当たり) | 1.2 | 1.2 | .. | 1.2 | .. |
| 乳児死亡率(千人当たり) | .. | 17 | .. | 16 | .. |
| 5歳以下乳幼児死亡率(千人当たり) | .. | 21 | .. | 20 | .. |
| 都市人口(%) | .. | 67.9 | 68 | .. | .. |
| 識字者率(15歳以上の%) | 99.6 | 99.6 | 99.6 | 99.6 | .. |

出所：世界銀行

人口の分布では首都のキエフが最も多く、260 万人、次いでハリコフが 145 万人、ドニエプロペトロフスクが 120 万人と続いている。

公用語は、東スラブ語族のひとつであるウクライナ語だが、ロシア語も広く使われている。宗教はウクライナ正教会の信徒が多いが、西部にはウクライナ・カトリック教徒があり、その他、プロテスタント、イスラム教徒、ユダヤ教徒が存在する。

識字率は高く、人口の 98% 程度が識字者である。平均寿命は 68 歳程度と高くなっている。労働人口の面で言えば、約 2,300 万人程度が労働人口であり、その構成割合は第一次産業が 24%、第二次産業が 32%、そして第三次産業が 44% といった割合になっている。このように第二次及び第三次産業に従事している人口が多く、それを反映して都市人口は約 70% 近くを占めている。

1.1.2 政治

ウクライナは1990年7月16日に共和国主権宣言を行い、1991年8月24日独立宣言、国名を現在の「ウクライナ」と変更し、同年12月1日に独立に関する国民投票を行い、投票参加者の90%以上の支持を得て独立に至った。旧ソ連の中で非常に重要な構成国であったこのウクライナの独立が旧ソ連崩壊の契機となった。この国民投票と同時に大統領選出の選挙が行われ、前ウクライナ人民共和国連邦の議長であったクラフチュク氏が5年の任期で選出された。

クラフチュク大統領はロシアからの完全な独立を目指したが、その代償として、経済停滞がもたらされ、徐々にクラフチュク氏は人気を失っていった。1994年には前大統領であるクチマ氏がクラフチュク大統領をやぶって当選した。クチマ氏はウクライナの自立を目指しながらもよりロシア的な国家建設を唱え当選した。しかし、保守的でよりロシア寄りな国民の信任を得て選出されたにも係わらず、当選後には改革的な手法を実践した。1999年10月の選挙で再選された後もIMF等国際金融機関との協調路線による経済改革を続行し、省庁統廃合をはじめとする行政改革にも本格的に取り組んだ。

1996年6月、クチマ大統領下でウクライナ初の独自憲法が最高会議で採択され、発効した。この憲法によって国家元首である大統領の任期は5年とされ、併せて一院制の議会が定められ、三権分立が確立された民主主義共和国として現在に至っている。

首相は大統領が任命し、議会の承認を受けて内閣が発足する。一院制のウクライナ最高会議は450名の議員からなり、法律の制定、条約の批准、予算の承認等を行っている。議会は1991年に旧ソ連から独立した後、1991年12月に総選挙が実施され、1994年3月にはじめて自由な総選挙が行われた。議員の任期は4年で、第2回目の総選挙は1998年、第2回目の総選挙は、2002年3月に行われた。

1999年12月には改革派のユシチェンコ元中央銀行総裁が首相に就任し、2000年1月には、従来から保守傾向の強かった議会内に大統領の多数派が結成されるとともに改革派のプリュシ新議長が就任した。2000年4月には、大統領の権限強化を問う国民投票が行われ、国民の大多数が大統領の提案を支持した。

しかし、2000年11月、反体制ジャーナリストの殺害にクチマ大統領が関与しているとの疑惑が浮上し、政局は混迷し、野党勢力による大統領退陣要求が高まる中、内政状況は流動化した。4月26日には国会が内閣不信任を可決し、ユシチェンコ内閣が総辞職し、5月にキナフ新内閣が発足した。

2002年3月の総選挙の結果、新大統領派の「統一ウクライナのために」とユシチェンコ前首相率いる「我らのウクライナ」が二大勢力となり、共産党は第3勢力に後退した。

2004年10月、クチマ大統領の任期満了に伴う大統領選挙の投票が行われた。選挙には、共産党党首らを含む24人が立候補したが、事実上は、クチマ大統領の後継者で親ロシア派の最有力候補ヤヌコビッチ首相と野党指導者で新欧米派のユシチェンコ元首相の一騎打ち

となった。

選挙は、欧州への統合推進や民主化を掲げ、ポーランド等の文化的影響が強い西部で圧倒的支持を受けるユシチェンコ元首相に対し、ロシア語公用語化等を公約するヤヌコビッチ首相はロシア系住民が多い東部や南部で支持を集め、選挙は国土を二分する様相となった。

10月31日に選挙の投票が行われ、ヤヌコビッチ首相が得票率40%で首位を確保したが、当選に必要な過半数に及ばず、ユシチェンコ元首相（得票率第2位）との決戦投票の実施が決定した。この選挙において、両陣営は相互に選挙違反を非難し合い、この後、両陣営の対立が深まった。

11月21日に決選投票が行われ、中央選挙管理委員会は、24日に与党ヤヌコビッチ首相の当選を正式発表した。これに対し、ユシチェンコ元首相率いる野党は選挙おける与党側の大規模な不正を主張し、25日、反政府の拠点となる救国委員会を発足させた。この委員会は、自衛軍の創設を発表する等事実上の暫定政府となり、二重権力状態が生じた。同25日、ウクライナ最高裁は野党側からの選挙不正の訴えを審理するため、大統領選の結果公表の差し止めを命じた。27日、ウクライナ国会は、大規模不正のため選挙を無効とする決議と決選投票のやり直しを求める決議を採択した。

12月1日、ウクライナ国会は、野党側から再提出された内閣不信任決議案を賛成多数で可決した。3日、ウクライナ最高裁は決選投票において大規模な不正や誤りがあったとする野党側の訴えを認めた。大統領選やり直し選挙は、5日に開始され、26日にやり直し決選投票が実施された。その結果、野党ユシチェンコ元首相が当選を確実にした。27日、ヤヌコビッチ陣営は、最高裁に選挙結果の無効を提訴したが、全て棄却された。

11月、12月の選挙戦の混乱期間中は、野党側支持者により、政府庁舎を封鎖する等の大規模なデモが継続して行われた。

2005年1月23日には、民主化推進や欧州連合（EU）加盟を公約に掲げるユシチェンコ元首相が大統領に就任した。今後、旧ソ連圏で親欧米・民主化志向の政府の活動が開始される見通しである。

1.1.3 外交

ウクライナは歴史的にロシアとの関係が深く、その国際関係はロシアとの関係抜きでは成立し得ない。ウクライナの独立が旧ソ連の崩壊へと繋がったように、ウクライナには常に、ロシアからの影響力を排除し、国家の自立を遂げようという力も働いている。また、独立後のウクライナが抱える内政問題の多くはロシアとの関係に起因し、特にロシア系住民が多数を占めるクリミアをめぐる政治的緊張が高まった。

もともとクリミアは、ロシアとのウクライナ間の統合300周年記念を迎えるにあたり、フルシチョフからの贈り物として1954年にウクライナへ譲られたという経緯があり、クリミア地方にはロシア人が多数居住している。

ウクライナの独立直後、クリミアではウクライナからの独立をもとめるロシア主導の運動が起った。ロシア人は様々な政治団体を設立し、独立運動を繰り広げ、クリミアをウクライナの州から自治共和国に格上げすることに成功し、独立を宣言した。しかし、ウクライナ政府は1992年5月にこの宣言は無効とし、1992年7月にはウクライナ議会は、クリミアはウクライナの統治下に属するという決議を行い、ロシアを支持する団体とウクライナ政府間で問題が先鋭化した。また、同年、ロシア議회가1954年のウクライナへのクリミア移譲を無効とする決議を採択したため、ウクライナとロシア間の外交問題へと発展した。

1994年1月にクリミアで行われた選挙で、独立派のユーリー・メシコフがクリミア大統領に当選すると、クリミアとウクライナ中央政府の対立がより先鋭化した。95年にはクリミア側はクリミア独立、ロシアとの再統合をめざして住民投票を強行しようとし、中央政府側はクリミアの大統領解任、議会の解散を指令し、緊張が続いた。

また、ウクライナ東部のドネツク、ルガンスクでもウクライナからの分離主義的運動が活発化した。ロシア系住民が多数を占めるこの両地方においても、1994年3月にロシア語を公用語にする住民投票が可決され、独立国家共同体（CIS）への加盟が主張された。

ウクライナの独立後、ウクライナとロシアはクリミア半島のセバストポリ港を基地とする黒海艦隊の帰属をめぐるでも対立した。1995年までは共同管轄とし、その後分割することで1992年にいったん合意に達したが、その後も緊張は続いた。

しかし、その後、黒海艦隊の件では、同艦隊を分割して、ロシア黒海艦隊とウクライナ海軍を創設、ロシア黒海艦隊が引き続きセバストポリ港を使用することで、1995年6月に両国は合意に至った。また、クラフチュク大統領はウクライナに存在する核兵器をロシアに移送することにも合意し、徐々に両国間の融和が図られていった。

独立後、7年を経てはじめて、1998年にウクライナ大統領がロシアを訪問し、懸案事項の解決の端緒が切られた形となった。大統領の訪口後、1999年3月に両国間の包括的な友好協力条約（1997年5月署名）がロシア上院にて批准され、ウクライナの領土保全、国境不可侵が確認された。また、ロシアが同条約の発行条件としていた黒海艦隊分割に関する協定も、1999年3月にウクライナ最高会議で批准され、独立以来の両国の懸案が解決された。

経済関係においても同様で、ウクライナは天然資源に恵まれているとは言え、エネルギーの大部分をロシアからの輸入に依存し、経済的にロシアとの深い繋がりを有している。一方で、ウクライナはロシアに対し多額のエネルギー債務を抱えており、債務問題の解決が両国の懸案となっていることも事実である。

この切っても切れないロシアとの関係がありながらも、ウクライナは「欧州への統合」を掲げ、EU加盟を目指している。そして、ウクライナはロシアが主導権を握る独立国家共同体（CIS）が超国家的な国際機構となることに反対し、CIS安全保障条約、関税同盟には加入していない。しかし、現実的には欧米とロシアの間の均衡を模索する路線をとらざるを得ない状況にあると言える。

上述の1998年のウクライナ大統領の訪口で1998年から2007年の国家間経済協定が調印された。また、1998年のロシア経済危機はウクライナ経済にも大きな影響を与えたが、近年ロシア経済の回復はウクライナ経済にも好影響を与えている。

西側諸国との関係では、西側諸国はウクライナの経済改革、非核化、原発安全性の向上等を支援するための援助を実施している。核兵器については、旧ソ連から残された核兵器の移送・解体を西側が支援し、1996年6月には全ての核弾頭の移送・解体が終了した。

欧州への統合を進める目的で、1994年2月、ウクライナは北大西洋条約機構（NATO）と東欧諸国等との間に安全保障面での協力拡大をめざした「平和のためのパートナーシップ」に加盟することを決定した。また、1995年11月には欧州評議会（EC）に加盟し、1998年には「EU・ウクライナ・パートナーシップ憲章」に署名した。その後もNATOとの関係強化にも積極的であり、1997年7月NATO・ウクライナ憲章を締結した。2002年5月にはNATOへの加盟意思、2005年1月にはEUへの加盟意思を表明し、積極的に西側との関係強化に乗り出している。

1.1.4 経済概況

ウクライナは、旧ソ連の中では、ロシアに次いで最も発達した経済を保持していた。その肥沃で平坦な国土は高い農業生産を可能にし、旧ソ連の「穀倉」と呼ばれていた。食肉、乳製品、穀物、野菜といった農産物では旧ソ連全体の約4分の1以上を生産していた。そして現在でもなお、ウクライナは、豊かな農地、発達した工業の基盤、多くの熟練した労働力、そして高い教育水準を保持する農・工業国として知られており、農業と工業を合わせるとその生産高は国の総生産の40%以上を占めている。

工業従事者は労働人口の4分の1以上にのぼる。工業は、豊富な鉱物資源を基盤とし、とくにドネツ炭田の石炭とクリボイログの鉄鉱石は豊かな埋蔵量で知られる。しかしながら、独立以後の経済は停滞を余儀なくされ、遅々として改善が進まなかった。

独立後、前クチマ大統領は、首相時代の1992年11月に暫定通貨「カルボバネツ」を導入し、ルーブル圏からの離脱を図るとともに、経済改革の推進に意欲を見せた。しかし、旧ソ連の崩壊に伴う市場の喪失で、独立後のウクライナ経済は大幅な生産下落に見舞われ、カルボバネツは瞬く間にその価値を失った。また、独立後、ウクライナは民族主義の高まりを背景に、CIS統合とは距離を置き、ロシアと対等の大国としての地位を目指したため、旧ソ連から引き継いだ核兵器を保有した。これが国際的な支援を受ける障害となったが、1994年1月にウクライナが自国の保有する核兵器の全廃に関してロシアおよび米国と合意してから国際的な支援がようやく動き出すに至った。同年7月のナポリ・サミットでは先進7カ国が40億ドルに上るウクライナ支援を決定し、経済の危機的状況は一旦、回避することができた。

表 1.1-2 経済諸指標

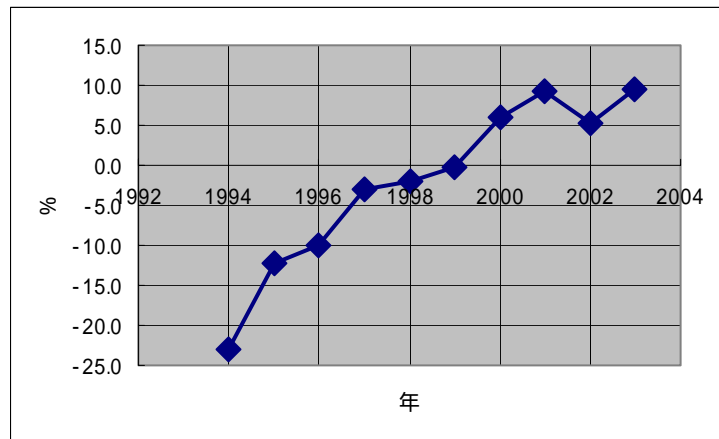
| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
|------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| GNI, Atlas method (US\$) | 37.9 billion | 34.3 billion | 35.4 billion | 38.2 billion | 46.7 billion |
| 一人当 GNI, Atlas method (US\$) | 760 | 690 | 720 | 780 | 970 |
| GDP (US\$) | 31.6 billion | 31.3 billion | 38.0 billion | 42.4 billion | 49.5 billion |
| GDP 年成長率 (%) | -0.2 | 5.9 | 9.2 | 5.2 | 9.4 |
| 年インフレ率, GDP deflator (%) | 27.4 | 23.1 | 10.0 | 5.1 | 6.9 |
| 農業付加価値 (対 GDP 比: %) | 14.3 | 17.1 | 16.4 | 15.3 | 14.1 |
| 工業付加価値 (対 GDP 比: %) | 38.5 | 36.3 | 34.7 | 38.2 | 40.3 |
| サービス業, 他付加価値 (対 GDP 比: %) | 47.2 | 46.6 | 48.9 | 46.5 | 45.6 |
| 物とサービスの輸出 (対 GDP 比: %) | 53.7 | 62.5 | 55.5 | 55.1 | 53.0 |
| 物とサービスの輸入 (対 GDP 比: %) | 48.3 | 58.0 | 53.8 | 50.7 | 48.3 |
| 総資本構成 (対 GDP 比: %) | 17.5 | 20.3 | 21.8 | 18.7 | 19.3 |
| 海外直接投資 (US\$) | 496.0 million | 595.0 million | 792.0 million | 693.0 million | .. |
| 対外債務残高 (US\$) | .. | 11.5 billion | .. | .. | .. |
| 割賦償還金額 (対輸出比率: %) | .. | 18.6 | .. | .. | .. |
| 短期対外債務 (US\$) | .. | 447.1 million | .. | .. | .. |
| 一人当援助受領額 | 11.4 | 10.9 | 10.6 | 9.9 | .. |

出所: 世界銀行

表 1.1-3 経済諸指標の対前年比率 (%)

| | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
|------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|-------|
| GDP | -22.9 | -12.2 | -10.0 | -3.0 | -1.9 | -0.2 | 5.9 | 9.2 | 5.2 | 9.4 |
| 工業生産 | -27.3 | -12.0 | -5.1 | 0.3 | -1.0 | 4.3 | 13.2 | 14.2 | 7.0 | 15.8 |
| 農業生産 | -16.5 | -3.6 | -9.5 | -1.9 | -9.8 | -6.9 | 9.8 | 10.2 | 1.2 | -10.2 |
| 投資 | -22.5 | -28.5 | -22.0 | -8.8 | 6.1 | 0.4 | 14.4 | 20.8 | 8.9 | 31.3 |

出所: ウクライナ政府



出所: ウクライナ政府

図 1.1-2 GDP の推移

ウクライナの GDP は図 1.1-2 にあるように、1994 年の前年同期比 22.9% のマイナス成長をボトムにして、1995 年にプラス成長になっているものの、1999 年までの大半がマイナス成長であった。一説には 1997 年には 1989 年レベルの 40% にまで下落したとも言われている。下落の主因は旧ソ連の崩壊による産業連関の喪失、1992 年にロシア・ガイダール首相によるショック療法に端を発したハイパー・インフレーションとその後の財政、金融引き締め策による企業の財務内容の急激な悪化が挙げられる。この背景には老朽化した生産設備の更新投資が行われなかったことによる製品の陳腐化と競争力の低下、貿易の自由化による、国外からの製品輸入の増加が国産製品の市場喪失につながったこと、そして、ロシア経済の混乱に基づく対口輸出の減少等がある。

1996 年 9 月からは、暫定通貨カルボバネツに代わり、新通貨「グリブナ」が導入された。グリブナの導入は、クチマ大統領就任以降の IMF 主導によるインフレ抑制政策の成果の現れである。工業生産においても、独立以降、一貫して下げる傾向にあったが、グリブナ導入以降、そのテンポは緩やかなものとなっていった。しかし、1998 年 8 月のロシア経済危機の影響はウクライナ経済に深刻な影響を及ぼした。グリブナの引き下げ、前年に好調であった粗鋼や鋼材の生産は、ロシアの鉄鋼需要の減退、主要市場であったアジア市場での需要低迷、米国によるアンチ・ダンピング提訴の増加等による輸出減の影響を受け、軒並み減少した。

しかし、2000 年におけるウクライナ経済は今までに見られない回復傾向を示すに至った。ウクライナの経済が徐々に回復基調になっていった背景には、ロシア経済の回復が深く影響しており、ウクライナのロシアに対する依存の高さを証明することにもなった。同年での回復はあらゆる部門で見られたが、鉄鋼業における生産が顕著で、その市場はロシアである。一方で、消費財の輸入代替も進めてきたことが産業基盤の裾野の拡大をもたらしている。また、1998～1999 年には、グリブナ切り下げで製品の競争力が高まった。さらにユシチェンコ前内閣が賃金・年金の未払解消に取り組んだ結果、国民の購買力が高まり、その効果もあって 2000 年に軽工業、食品工業の生産は 3～4 割も伸びている。

しかし、この回復基調によって、ウクライナの経済が強化されたという見方を取ることはできない。鉦工業生産に占める鉄鋼業のシェアが年々高まって 2000 年にはほぼ 3 割に達し、昔ながらの重厚長大型の産業が基幹産業であることに変わりなく、外資導入による新規産業が育成され、サービス部門での産業の高度化が図られたという状況にはない。また、こういった新たな産業を支える設備投資も十分に行われていない。

ウクライナの経済状況の改善には市場経済の一層の改革を進めることが必要で、これを進めるためにも外資の活力が不可欠となっている。マクロ経済の安定化と共に、一層の規制緩和と企業の民営化が重要となっている。

諸経済指標を概観すると、2000 年までの間、国家経済規模が縮小傾向にあったものの、2000 年以降、やや回復基調にあると見られている。これは上述のように、ロシアにおける

経済回復が大きな影響力をもってウクライナに波及したことが最たる要因である。また、2000年を境としてインフレ率も下がっており、経済は安定してきている。一方対外債務残高は上昇基調にあり、経済発展が財政状況の改善に結びつくという段階には達していない。

1.1.5 通貨政策

独立直後からのインフレの高進や生産の低下に対処するため、クチマ大統領はIMF等国際金融機関と協調路線をとって経済改革に着手。マクロ面では一定の改善が見られていた。安定化を背景に、1996年9月には新通貨「グリブナ」を導入。しかし、その後の民営化や産業リストラ等のミクロ面の改革の遅れ、賃金、年金の未払い等改革に伴う新しい問題が発生し、経済改革は遅れている。1998年には、国際金融市場の低迷の煽りを大きく受け、膨大な対外債務の償還に伴う外貨準備高の減少等の問題も深刻化した。また、エネルギー債務を中心とする国際収支の悪化という問題もある。西側諸国は協調してウクライナの財政・経済改革を支援する姿勢を示している。

1.1.6 財政・対外債務

IMFは、1998年9月に22億ドルに上る拡大信用供与措置¹（Extended Fund Facility（EFF））を承認した。そして、1999年7月にはその措置は26億ドルにまで上昇した。しかし、1999年9月以降その措置は凍結されている。これは、大統領選挙時に政府が支出を増やし、構造調整政策の進展が阻害されたことによっている。

1.1.7 主要産業概況

ウクライナの経済改革はいちじるしく遅れをとったが、1993年1月から食料、交通、その他サービス業における価格の規制緩和がはじまった。政府は、一部で企業の民営化を始めたが、官僚の抵抗が強く、思うように進展せず、生産低下が続いて、国内経済は急激なインフレに悩まされた。経済立て直しのためには旧ソ連との協力が必要であるとの認識から、1993年9月、独立国家共同体（CIS）の経済同盟に参加した。1994年に大統領となったクチマは、8,000社にのぼる国営企業の民営化、農業改革、補助金の削減、減税等の経済政策を実施した。また、チェルノブイリ原発の閉鎖を条件にEU（欧州連合）との貿易協定にも調印した。そして1996年9月、暫定通貨カルボバネツにかわる新通貨グリブナがようやく導入され、その結果、インフレ率も低下し、経済再建の明るい材料となった。

¹ SBA（Stand By Arrangement：短期的な国際収支困難に対して、IMFが実施する最も一般的な融資制度の名称）に比べ、長期的な構造改革を必要とする国際収支困難に対してIMFが実施する融資制度の名称。

1.1.7.1 農業

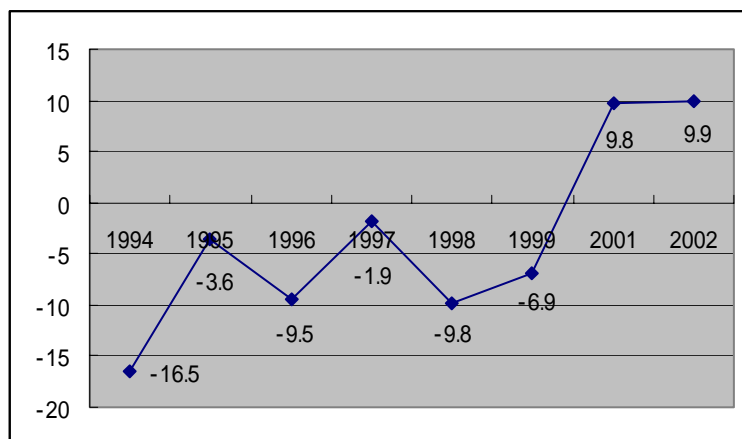
ウクライナの農業はその肥沃で平坦な土地を利用し、GDPの約30%を占める一大産業である。小麦、ビートを中心として多くの農作物を輸出しているが、独立後、その生産高は急激に下落した。下表は独立以前の1986年から1990年の生産高平均を100として、その生産高の推移をみたものであるが、1996年時点でジャガイモが唯一1986年から1990年の水準を回復したものの、その他農産物の生産高はこの基準年を大きく下回っている。

生産高がプラスに転じたのは2000年以降である。この基調が続くかは海外のマーケット、特にウクライナにとって新規に開拓したマーケットに頼っている所が大きい。

表 1.1-4 農生産指数

| | 1994 | 1995 | 1996 |
|-------|------|------|-------|
| 穀物 | 74.8 | 71.5 | 51.8 |
| ジャガイモ | 89.6 | 82 | 102.5 |
| 甜菜 | 64.2 | 67.6 | 52.5 |
| 野菜 | 69 | 78.9 | 68.1 |
| 果物 | 45.9 | 69.8 | 71.8 |
| 亜麻 | 44.5 | 43.6 | 16.4 |
| 食肉 | 62.1 | 53.2 | 49 |
| 牛乳 | 75.4 | 71.8 | 65.8 |
| 卵 | 59 | 54.6 | 50.9 |
| 羊毛 | 64.8 | 46.7 | 31.2 |

出所：ウクライナ統計局（1986年から1990年=100）



出所：ウクライナ政府

図 1.1-3 農生産高の推移

現在、ブラジルはウクライナの穀物（小麦、大麦、トウモロコシ）の輸出相手国として大きな市場となってきた。また、EU 諸国、特にスペインはウクライナの穀物の輸出先となってきた。ウクライナ政府は穀物の輸出を重要な輸出品として育成する方針

を打ち出しており、港湾の改修を始めとして法的な支援策も打ち出している。さらに、新たな市場を確保するため、日本、韓国、北アフリカ諸国、地中海諸国等にその輸出先を求めて積極的に働きかけている。2000年以降の成長はこういった新規の市場での成果がそのままウクライナの生産高の推移に反映されている。

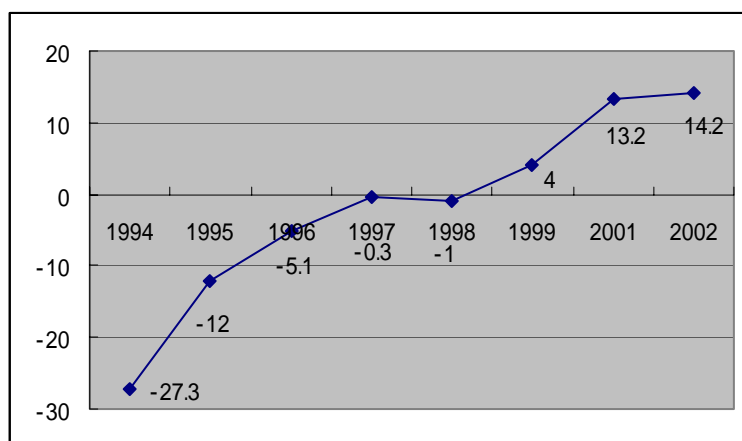
1.1.7.2 エネルギー

エネルギーは、主に石炭と原子力発電でまかなっているが、石油と天然ガスは旧ソ連の他の共和国からの輸入に依存している。その内90%以上の天然ガスと石油をロシアから輸入している。このエネルギーの外国依存と債務の増大は、自国の経済成長を阻むほどの対外債務を生んでおり、この負債を利用してロシア等他の諸国が、ウクライナの政策に干渉する問題をもたらしている。

1990年代初期にはエネルギー生産量が極端に不足したため、安全性に問題のある原子力発電に頼らざるを得ない状況であった。しかし、1994年ウクライナとアメリカは、チェルノブイリ原発の閉鎖で合意に達し、チェルノブイリ原発は西側諸国の援助の下に2000年に運転を中止した。

1.1.7.3 工業

独立後の工業部門の生産はGDPの下落と歩調を合わせるように、独立後、急激な減少に見舞われ、1999年に至るまでマイナス成長を続けてきた。



出所：ウクライナ政府

図 1.1-4 工業生産高の推移

1.1.8 直接投資

ウクライナは直接投資を奨励する政策をとっており、議会は海外直接投資法を制定し、外国人（企業）がウクライナ企業や資産を購入できウクライナ国内であげた収益を本国に送還できる環境を整え、また、仮に将来、外国人（企業）の資産が国有化された場合、その賠償が受けられる制度を発足させた。しかし、その法律と制度は複雑で大規模な投資を妨げているとも言われている。

1.2 ウクライナのエネルギー事情

1.2.1 エネルギー資源

1.2.1.1 石炭

ウクライナは豊富な石炭資源に恵まれており、1990年時点における生産量は旧ソ連全体の25%を占めていた。

石炭はコークス用原料炭の比率が大きく、製鉄所用に利用され、国内東部にあるドネツク炭田はウクライナで最大の石炭生産地であり、現在でもウクライナの全石炭生産量の約68%はこの炭田より産出されている。

1997年では、年間90百万トンの生産目標に対して71百万トンと産出量が下回り、利益が見込めるのは270箇所の炭鉱の内76箇所のみであり、生産量を増やすための生産設備の近代化が求められている。

1.2.1.2 石油

石油の生産ピークは1972年の1,550万トンであったが、以後減産をたどり、現在ではロシアからの輸入に頼っている。

さらに、国内の新規油田の探査や掘削活動も資金難のために行われていない。

1.2.1.3 天然ガス

天然ガスの生産は、1950年代に開始され、1975年に690億 m^3 でピークを迎えてからは減産が続いており、現在ではロシア（輸入量の75%）、トルクメニスタン（同15%）、ウズベキスタン（同10%）からの輸入に頼り、火力発電所の需要を賄っている。しかし、各国とも低価格で供給してきたガス料金を徐々に国際価格、もしくはそれ以上に値上げしたため、ガス料金の支払いが困難になっている。

ロシアとは、パイプラインのウクライナ国内通過料金とガス料金とのバーター取引を行っているが、通過料金としてウクライナが抜き取るガスが多すぎる等の問題がある。2000

年時点の債務は、ロシアに対して約 20 億ドル、トルクメニスタンに対して約 3 億ドルとなっているが、この債務問題については政治的合意がなされ、引き続き供給を受けている。

1.2.2 電力

1.2.2.1 現在の電力グリッドの状況

ウクライナの 51,766MW の発電容量、180TWh の発電電力量は、中欧及び東欧、旧ソ連諸国の中では、第 2 位の規模であり、これは世界的に見ても、発電容量で 12 位、発電電力量では 16 位の規模である。この国の電力機構は、イギリスのプールモデルに倣い、1995 年に、発電部門、送電部門、配電部門に分割され、政府は全体の規制を行う立場になった。しかしながら、分割されたとは言え、政府は、これらの会社の株主として、電力セクターに多大なる影響力を残している。

ウクライナでは電力が余剰であり、電力を輸出している。電力輸出量は、2003 年には 2002 年に比べ、36% 増の 5TWh に達し（これは、国内の発電量の 2.9% に相当する。）これらは主に、ハンガリー（62%）、モルドバ（17%）へ輸出された。残りは、ポーランドや、スロバキアに輸出された。2004 年は、電力の輸出を管轄する国の会社 UkrInterEnergO は、この輸出量をさらに増加させ、5.5TWh にしようと計画している。ウクライナの発電施設の稼働率は 38% にもなる。

発電産業は、以下のように分割されている。4 つの火力発電会社、2 つの水力発電会社、原子力発電会社 Energoatom、垂直統合会社 Kievenergo、その他たくさんの熱電併給所（そのうちのいくつかは、Oblenergos（配電会社）により運営されている。）

配電システムは、小さい発電施設を持っている 27 個の Oblenergos（配電会社）を含む多数の会社により運営されている。高圧送電グリッド（220kV かそれ以上）は、UkrenergO により運営されている。電力卸売市場である Energomarket は、UkrenergO の一部である。およそ 300 の配電会社が存在し、末端の需要家に電力を供給している。

ウクライナの発電電力量は、消費電力量とともに増加を続けてきた。1990 年代に急激に減少したものの、2001 年からはウクライナの経済成長の拡大に伴って回復を開始した。2003 年の末端の需要家の消費電力量は、128TWh である（前年度に比べて 3.4% の増加）。

UkrenergO の高圧送電線（220kV かそれ以上）は、延長 22,513km に及び、ウクライナの全州を網羅している。送電線は、より低圧のグリッドである Oblenergo のグリッドに接続され、末端の需要家まで電気を送っている。高圧、低圧のすべてのグリッドの延長は、100 万 km を超える。

高圧送電線（220kV クラス）の送電ロス、2.95～3.05% である。中圧、低圧のグリッドでは、配電された電力の 19.5%（31TWh）が失われている。この損失のうち 75% はいわゆる技術的な損失である。即ち、Oblenergos では、資金不足のために、十分に設備のメンテナンスができておらず、いつまでも時代遅れの設備を使用しているためである。また、需

要家の構造的な問題もある。即ち、高圧の需要家よりも低圧の需要家の比率が高いという構造的な問題である（変圧ロスが生じている。）。残りのロスは、電力量を計測する計器がないために、正確な計測ができていないという問題と、盗電である。2001年にはこのロスは19.9%であったので、2003年のロス19.5%はわずかに減っている。しかし、この数値はウクライナにおける1993年の11%よりはかなり大きく、ヨーロッパの国々の値よりもかなり大きい。

ウクライナは全国の発電容量は大きいが、小規模な発電事業者にも、参入のチャンスがあるようにと、追加的な市場、すなわち地域ごとに電力市場が存在している。ウクライナの南部、南東部、Carpathian 地域は、電力不足が増大しており。例えば、再生可能エネルギーによる発電などが注目されている。現在の規制によると、エネルギー市場と送配電会社は、これらの再生可能エネルギーを買うことを義務付けられている（風力の売電価格は既に決定しており、小水力については検討中である。バイオ燃料についてはまだ検討が行われていない。）

2002年3月15日の、ウクライナのエネルギー会社の分割について表1.2-1に示す。

表 1.2-1 ウクライナのエネルギー会社の分割

| 会社 | 法廷資本のうち国が保有する資産 (%) | | | 法廷資本のうち民間が保有する資産 (%) |
|-----------------------|---------------------|-------------|--------------|----------------------|
| | 合計 | 入札により売られる割合 | 株交換により売られる割合 | |
| 配電会社 | | | | |
| Cherkasyoblenergo | 70.00 | 70.00 | - | 30.00 |
| Chernigivoblenergo | 25.00 | - | 25.00 | 75.00 |
| Chernivtsioblenergo | 70.00 | 70.00 | - | 30.00 |
| Dniproblenergo | 75.00 | 75.00 | - | 25.00 |
| Donetskoblenergo | 65.00 | 65.00 | - | 35.00 |
| Kharkivoblenergo | 65.00 | 65.00 | - | 35.00 |
| Khersonoblenergo | 0.00 | - | - | 100.00 |
| Khmelnyskoblenenergo | 70.00 | 70.00 | - | 30.00 |
| Kirovogradoblenergo | 0.00 | - | - | 100.00 |
| Krymenergo | 70.00 | 70.00 | - | 30.00 |
| Kyivenergo | 62.74 | 50.00 | - | 37.26 |
| Kyivoblenergo | 0.00 | - | - | 100.00 |
| Luganskoblenergo | 60.00 | 60.00 | - | 40.00 |
| Lvivoblenergo | 26.98 | - | 26.98 | 73.02 |
| Mykolaivoblenergo | 70.00 | 70.00 | - | 30.00 |
| Odesaoblenergo | 25.00 | - | 25.00 | 75.00 |
| Poltavaoblenergo | 25.44 | - | 25.44 | 74.56 |
| Prikarpattiaoblenergo | 25.00 | - | 25.00 | 75.00 |
| Rivneoblenergo | 0.00 | - | - | 100.00 |
| Sevastopolenergo | 0.00 | - | - | 100.00 |
| Sumyoblenergo | 25.00 | - | 25.00 | 75.00 |
| Ternopiloblenergo | 51.00 | 51.00 | - | 49.00 |
| Vinnysiaoblenergo | 75.00 | 75.00 | - | 25.00 |
| Volynoblenergo | 75.00 | 75.00 | - | 25.00 |
| Zakarpattiaoblenergo | 75.00 | 75.00 | - | 25.00 |
| Zaporizhiaoblenergo | 75.00 | 75.00 | - | 25.00 |
| Zhytomyroblenergo | 0.00 | - | - | 100.00 |
| 発電会社 | | | | |
| Centrenergo | 78.29 | 26.00 | 2.29 | 21.71 |
| Dniproenergo | 76.04 | 26.00 | 0.04 | 23.96 |
| Donbasenergo | 85.77 | 35.00 | 0.77 | 14.23 |
| Zakhidenergo | 70.11 | 29.76 | - | 29.89 |

1.2.2.2 ルガンスクにおける現在の電力会社の状況

ルガンスク地方には以下の発電所がある。

Lisichanskaya 発電所

Severodonetskaya 発電所

Shterovskaya 発電所

上記の発電所はすべて Donbassenergo の所有である。2002 年におけるこれらの発電所の発電量は、4,116GWh である。発電は、主として石炭火力とガス火力である。

2002 年、(株式が公開されている株式会社) Lugansk Energy Union (Luganskoe energrticheskoe ob'edinenie) が民営化された。この会社は、48,000km の送配電線を持ち、300 箇所の 0.4kV ~ 110kV のサブステーションを保有しており、ルガンスク州の需要家に電力を供給している。

1.2.2.3 電力料金(買電、売電)

コージェネを含む IPP に対する電力買い取り価格は様々である。2004 年の平均値を以下に示す。

発電コスト 10.6 ~ 12.1 Euro/MWh (70.0 ~ 79.9 UAH/MWh)

市場での買い取り価格 13.6 ~ 18.2 Euro/MWh (89.8 ~ 120.1 UAH/MWh)

2004 年 9 月 ~ 10 月の市場における電力買い取り価格は、118 ~ 136 UAH/MWh の範囲で、平均は 126.72 UAH/MWh であった。

2004 年 9 月現在における末端の需要家の電力料金は、表 1.2-2 に示す通りである。

表 1.2-2 ルガンスクの電力料金 (2004 年 9 月現在)

| 消費者タイプ | 1 category | 2 category |
|-----------------------------|------------|------------|
| 電力料金 (VAT=20%を含む) (UAH/kWh) | 0.1882 | 0.2278 |
| 送電料金 (UAH/kWh) | 0.0118 | 0.0278 |

6.60 UAH = 1 Euro

1.2.2.4 発電プラントと電力グリッドとの系統連系の可能性

電力グリッドとの系統連系の可能性については、配電会社との交渉が必要である。当該地域の配電会社である Lugansk Energy Union 社は、プロトス社に対し、系統連系のための技術基準を申請するように求めた。申請に際しては、プロジェクト参加者は、申請フォーマットに則して発電容量や、プロジェクトの詳細について述べるとともに、各質問事項に答えなければならない。

一方、ウクライナの規制によると、すべての電力事業者は、発電と配電のライセンスを得る必要がある。このライセンスを得るためには、ウクライナ国家電力規制委員会 (National Commission of Power Regulation of Ukraine) への申請が必要である。

Lugansk Energy Union の技術取締役の予測によれば、0.5MW 程度の発電機を系統に接続するのは、何ら技術上の問題はないだろうとのことである。

1.2.2.5 グリッドの GHG 排出係数

2005 年～2012 年までの、JI プロジェクトに対する、電力の排出係数については、IPCC の出版物や、それを基にまとめられた「JI プロジェクトの PDD 運用ガイドライン 第 1 巻 一般論 バージョン 2.3 (オランダ経済省 2004 年 5 月 Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects, Volume 1: General guidelines, Version 2.3, Ministry of Economic Affairs of the Netherlands May 2004)」から引用したものを以下に示す。

表 1.2-3 ウクライナ JI プロジェクトにおける電力の排出係数

| year | t-CO ₂ /MWh |
|------|------------------------|
| 2000 | 0.815 |
| 2001 | 0.800 |
| 2002 | 0.785 |
| 2003 | 0.770 |
| 2004 | 0.755 |
| 2005 | 0.740 |
| 2006 | 0.725 |
| 2007 | 0.710 |
| 2008 | 0.695 |
| 2009 | 0.680 |
| 2010 | 0.666 |
| 2011 | 0.651 |
| 2012 | 0.636 |

1.2.3 地域暖房

1.2.3.1 現在の地域暖房の状況

現在、ウクライナの人口の約 2/3 が地域暖房による熱の供給を受けている。ウクライナには、60 万棟の集合住宅があり、うち 7 万棟は多層で 5 階建て以上である。5 階建て以上の高層の集合住宅だけで、国全体の熱需要の約 40%を消費している。ウクライナにおける地域暖房は、石炭換算で年間 8.1 百万トンの燃料を消費しており、内訳は、7.7 百万トンがガス、0.3 百万トンが石油、0.1 百万トンが石炭となっている。このため、ウクライナ政府は地域暖房の効率化の方策を検討している。この目標が達成されれば、省エネルギーとなり、GHG の排出も削減される。

ウクライナでは建物の断熱の基準が低いので、西側諸国の同等の気象条件のビルに比べて、1.5~2.0 倍もの熱を消費していると見られている。断熱が貧弱であるので、30~50%もの熱が失われているのである。ウクライナ中のビルの断熱を改善すれば、石炭換算で 2.4 百万トンのエネルギーが節約できるのではと見積もられている。

ウクライナの熱需要は年間 $3.070 \times 10^5 \text{GWh}$ ($1,105 \times 10^6 \text{GJ}$) であり、内訳は、住宅及び商業部門 58.3%、産業部門 40.2%、農業部門 1.5%である。表 1.2-4 に、地域暖房による熱の製造及び消費に関するデータを示す。

表 1.2-4 熱の製造及び消費

| 地域暖房部門(2003年) | toe | GJ | MWh |
|-----------------|--------|---------------|-------------|
| 燃料消費量 | 7,840 | 328,245,120 | 91,179,200 |
| 製造した熱 | 5,995 | 251,000,000 | 69,722,222 |
| 購入した熱 | 2,197 | 92,000,000 | 25,555,556 |
| 供給した熱 | 8,192 | 343,000,000 | 95,277,778 |
| ロス | 1,172 | 49,049,000 | 13,624,722 |
| 最終的に消費された熱 | 7,021 | 293,951,000 | 81,653,056 |
| 地域暖房を含むボイラープラント | | | |
| | toe | GJ | MWh |
| 製造した熱 | 20,612 | 863,000,000 | 239,722,222 |
| 自己消費した熱 | 955 | 40,000,000 | 11,111,111 |
| 供給した熱 | 19,657 | 823,000,000 | 228,611,111 |
| ロス | 3,368 | 141,000,000 | 39,166,667 |
| 最終的に消費された熱 | 16,289 | 682,000,000 | 189,444,444 |
| コージェネプラント | | | |
| | toe | GJ | MWh |
| 製造した熱(2000年) | 7,118 | 298,000,000 | 82,777,778 |
| 省が保有している分 | 2,508 | 105,000,000 | 29,166,667 |
| 自己消費した熱 | 406 | 17,000,000 | 4,722,222 |
| 供給した熱 | 6,712 | 281,000,000 | 78,055,556 |
| ロス | 1,003 | 42,000,000 | 11,666,667 |
| 最終的に消費された熱 | 5,708 | 239,000,000 | 66,388,889 |
| 集中暖房合計 | | | |
| | toe | GJ | MWh |
| 製造した熱 | 27,730 | 1,161,000,000 | 322,500,000 |
| 自己消費した熱 | 1,361 | 57,000,000 | 15,833,333 |
| 供給した熱 | 26,369 | 1,104,000,000 | 306,666,667 |
| ロス | 4,371 | 183,000,000 | 50,833,333 |
| 最終的に消費された熱 | 21,998 | 921,000,000 | 255,833,333 |

表 1.2-5 に、各部門（住宅、公共、産業）ごとの地域暖房の詳細データを示す。

表 1.2-5 地域暖房（2001 年）

| 項目 | 供給された | 消費された | | | |
|----------------|---------|---------|--------|--------|--------|
| | 熱 | 熱 | 住宅 | 公共 | 産業 |
| | GWh | GWh | GWh | GWh | GWh |
| 需要家グループ別集計 | 133,636 | 122,202 | 68,916 | 28,951 | 24,335 |
| 都市部 | 125,337 | 115,851 | 67,890 | 25,683 | 22,278 |
| 田舎部 | 8,300 | 6,351 | 1,026 | 3,268 | 2,056 |
| 事業者別集計 | 133,637 | 122,201 | 68,915 | 28,951 | 24,335 |
| 自治体による供給 | 49,841 | 49,002 | 33,066 | 14,256 | 1,680 |
| 燃料エネルギー省による供給 | 31,052 | 25,945 | 18,367 | 4,329 | 3,249 |
| 他の事業者による供給 | 52,744 | 47,255 | 17,483 | 10,366 | 19,406 |
| 住宅、公共部門に供給された熱 | | 97,866 | | | |
| 産業部門に供給された熱 | | 24,335 | | | |

集合住宅のうち 87.7% は集中暖房の恩恵を受けている。これら集合住宅では、わずかに 4～5% しか、制御システムを設けていない。この数値は、産業部門では 35～50% である。年々各階で温水流量計を設置する需要家が増えている。通常こういったメーターは 5～6 年でもとが取れるとも言われている。しかしながら、大抵の場合、配管が縦方向に各階を貫通する形で設置されているために、流量計を設置することは、技術的に難しいことが多い。

今後も地域暖房は、都市において重要な位置を占めると予測されている。一方で 2001 年から 2010 年にかけて、ビル数は 40% 増えると予測されている。地域暖房はほとんどのビルに熱を供給しているが、地域暖房の商業化や競争の拡大によって、これまでのような地域暖房が今後も維持されるという予測を疑う声も聞かれる。

1.2.3.2 熱発生施設

商業地域暖房の部門では、6,702 のボイラープラントがあり、23,349 基のボイラーが運転している（独立した地方のボイラーをのぞく）。これらのうち、4,837 基のボイラーは既に 20 年以上運転している。8,934 基（38%）のボイラーは効率が 82% 未満である。全体として、これらボイラーは危機的な状態にあると言える。

表 1.2-6 熱のみを発生するボイラー

| 項目 | 単位 | |
|-----------------|----|--------|
| 地方自治体部門 | 数 | |
| ボイラープラント | 数 | 14,100 |
| ボイラー | 数 | 35,000 |
| 地域暖房 | 数 | |
| ボイラープラント | 数 | 6,702 |
| ボイラー | 数 | 23,349 |
| 20年以上経つもの | 数 | 4,837 |
| 効率が70%以下のもの | 数 | 8,934 |
| 地方のボイラー | 数 | 7,398 |
| 29年以上経つボイラープラント | 数 | 8,460 |

2003年、地方自治体の事業による地域暖房は、7.84百万toe相当のエネルギーを消費し、251PJの熱を発生させた。ボイラーの全負荷相当運転時間を1,000時間と想定すると、ピーク負荷は、およそ900GWになる。加えて、92PJの熱が、燃料エネルギー省の管轄する施設から購入された。燃料の消費率は、発生した熱に対して、26.7～30kg_{oe}/GJである。これは、熱効率として、75～85%に相当し、平均では、76.5%である。

地方のボイラーも数に入れると、地方自治体のエネルギー事業部門(communal energetic sector)が保有するボイラープラントの数は、14,100箇所になる。これらの容量は、0.1MW～100MWまで様々であり、10,800基のボイラーは3MW未満である。合計すると、35,000基の蒸気及び温水ボイラーがあり、その容量は、0.05MW～100MWである。60%のボイラープラントが29年以上運転をしており、38%のボイラーが、時代遅れの制御とバーナーを備えており、効率が60～70%しかない。ボイラープラントは、年間 682×10^6 GJの熱を末端の需要家に供給しており、これは熱需要全体の61.7%に相当する。地域暖房及び地方のボイラーを含めて、すべてのボイラープラントが供給する熱は、 863×10^6 GJに達し、このうち4.4%は、自己消費にされた。 823×10^6 GJが供給され、 682×10^6 GJが末端で消費された。即ち、地域暖房ネットワークの熱口率は、17.3%になると試算される。

主な燃料は、天然ガス(52～58%)、液体燃料(12～15%)、石炭(27～36%)である。ほとんどのボイラープラントが、現在の環境規制を満足していない。

1.2.3.3 地域導管

地域導管(地域暖房ネットワーク)の総延長は、24,300kmあり(シングル配管のものと、行き還りの2本の配管のものがある)²、うち3,500km(口径125mm~1,400mm)は、燃料エネルギー省の所有であり、20,800km(口径50mm~800mm)は、地方自治体の所有である。熱媒は温水であり、設計温度は95~150である。熱口スは、様々であり、5~40%、平均で14.3%である。地方自治体の地域導管のうち14%(約3,000km)は、大変状態が悪く、34.7%(7,700km)は、通常の使用年限(償却期間等)を越えて使用されている。100kmあたり、年間で70箇所もの損傷が報告され、この損傷の数も年率4%の割合で増加している。地域導管の熱口スは、30%にものぼり、これは0.7 Mtoe/yrに相当する³。磨耗している配管は70%にも及ぶが、実際に交換されている配管は、必要な量の55%程度である。

表 1.2-7 地域暖房ネットワーク

| 項目 | 単位 | |
|-------------|----|--------|
| 総延長 | km | 24,300 |
| 国の保有分 | km | 3,500 |
| 地方自治体の保有分 | km | 20,800 |
| 技術状況 | | |
| 大変悪い | km | 3,000 |
| 悪いが使用年限オーバー | km | 7,700 |

しかしながら、状況は都市によって異なる。Crimea、Lvivoblast州、Khmelnitsky州では、30~60%もの地域導管が大変悪い状態にあるか、使用年限を越えて使用されている。一方、Dnepropetrovsk州、Kiev州、Lugansk州、Odessa州、Kharkov州の地方自治体の事業者では、そのような導管は、30%以下である。

地域導管のネットワークはかなり広範囲にわたり設置され、配管の断熱の状況は悪い。全く断熱が施されていない箇所すらある。ロックウールを断熱材として使用し、その外装にラバロイドを使用している。断熱材にピッチを使用することもある。地下水位が高かったり、地下水流が激しい場合は、ロックウールが濡れてしまい、配管の下部に水がたまってしまう。そうすると、断熱効果は失われ、トレンチ内の配管の断熱材は数シーズンも濡れたままとなってしまふ。トレンチには、熱口スを計測する計器があるわけでもなく、漏水の検知器があるわけでもなく、断熱の状態を検知することもできない。多くのトレンチ

² ウクライナでは、1次ネットワーク、2次ネットワークというような、分け方をしていない。なぜなら、ネットワークの所有者が同一だからである。

³ 熱口スに関しては、出典によっては違った値である。上記データは、「ウクライナの地方自治体のエネルギーにおける国家改善、近代化、開発プログラム(State Program for reformation, modernization and development of communal energy of Ukraine)2003年ドラフト」からの引用である。40%もの高いレベルの熱口スは、「商業」ロスと呼ばれている。技術口スは、20~22%未満である。14.3%という数字は、加重平均である。地域導管全体での口スは30%程度にもなるかもしれない。

は都市の中心部にあるため、インフラを改善する大きな投資をして、地上から検査をしない限り、近づくことすらできない。

最近 6～8 年で、導管をプレ断熱配管に更新したところがある。また、ポリウレタンフォームでできた外装で配管を覆ったところもある。これらの場合、古い断熱材は、近代的なものに取り替えられたのである。これらには、ウクライナの製品と外国製品の両方が採用されている。しかし、断熱が近代化され、改善された地域導管は 1～5%程度であり、全体の悪い状況は何ら変わっていない。

1.2.3.4 ルガンスクにおける現在の地域暖房会社の状況

ルガンスクの 3 つの地域暖房会社は、以下に示す通りである。

Teplokommunenergo：市所有の地域暖房会社、ルガンスクの大部分の熱供給を担当する。

Luganskteplokommunenergo：州所有の地域暖房会社。5 つの市と村の熱供給を担当する。

Teploobespecheniye：国所有の地域暖房会社。

1.2.3.5 熱料金（売熱、買熱）

ルガンスクの熱料金は、1 シーズンあたり、1 m²あたり、1.46UAH である。熱量あたりの熱料金では、工場で、142.52 UAH/Gcal、住宅で 60.89 UAH/Gcal となっている。ちなみに一般的な熱製造コストは、71.53 UAH/Gcal と見積もられている。

1.2.3.6 発電プラントと地域導管ネットワークとの接続の可能性

コージェネプラントと地域導管ネットワークとの接続の可能性は低い。なぜなら、処分場は、地域導管ネットワークから大変離れているからである。（最も近い Aleksandrovsk の町まで 4km もあり、熱ロスと搬送動力を考えると現実的ではない。）

1.2.3.7 地域暖房の GHG 排出係数

地域暖房の GHG 排出係数は、燃料に何を使っているかによって変わる。ルガンスクでは、主に天然ガス、石炭、重油を使用している。

以下の排出係数は、「JI プロジェクトの PDD 運用ガイドライン 第 1 巻 一般論 パーシヨン 2.3 (オランダ経済省 2004 年 5 月 Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects, Volume 1: General guidelines, Version 2.3, Ministry of Economic Affairs of the Netherlands May 2004)」から引用した。

これらの排出係数は、IPCC の出版物から引用されたもので、1TJ (10¹² J) あたりの燃料の使用で、発生する CO₂ の量を示したものである。これらの数字は、プロジェクトの排出

量や、排出削減量を計算するための、独自のデータがない場合に使用されるべきものである。ここで、1kton/TJ = 3,600 g/kWh である。

表 1.2-8 地域暖房に使用される各種燃料の排出係数

| 燃料の種類 | kton CO ₂ /TJ |
|---------------|--------------------------|
| ウクライナで典型的な瀝青炭 | 0.0946 |
| 残油 (mazut) | 0.0774 |
| 天然ガス | 0.0551 |

1.3 ウクライナの JI に関する政策

2004 年 2 月、ウクライナ議会 (Verkhovna Rada) は、1999 年にウクライナが署名した京都議定書を批准した。ウクライナの GHG 排出の基準年は、1990 年であり、2004 年のウクライナの GHG 排出量は、 711×10^6 t-CO₂であった。

1999 年までは、IEA の統計によれば、GHG の排出量は、 379×10^6 t-CO₂であった (1990 年に比べて 53%)。2001 年以降は、GHG の排出量が増加しているが、現在のレベルは 1990 年のレベルをはるかに下回っている。

ウクライナは京都議定書上の Annex B 国であり、1990 年のレベルより排出量を削減しなければならないという義務は負っていない。現在このように低い排出量の水準であるので、ウクライナは、京都議定書の導入によって、その柔軟性措置、即ち共同実施 (JI) と、そしてもし可能なら、排出権取引 (ET) を利用して、多大なる便益を得ることができよう。

しかしながら、ウクライナでは、JI クライテリア、JI プロジェクト承認手続きといった基本的な事項は、正式には決まっていない。環境保護省 (Ministry of Environmental Protection) が DNA になることが、省庁間の調整でほぼ固まっているが、正式な決定には至っていない。当初、2004 年末までには決定される予定であったが、政変の影響で遅れているものである。

但し、環境保護省では、JI プロジェクトの承認申請は随時受け付けるとしている。その承認申請手続きは、環境保護省が作成したドラフトに基づいて行われることになる。具体的には、第一ステップとして、PIN を提出し LOE (Letter of Endorsement) が発行され、第二ステップとして、PDD を提出して LOA (Letter of Approval) が発行されるという手続になる。

JI クライテリアが決まっていない現段階では、推進しようとする JI プロジェクトが承認を得られる可能性があるかどうかは、事前に環境保護省との打合をして確認しておく必要がある。

JI クライテリア、JI プロジェクト承認手続きといった基本的な事項は、2005 年中には正式決定される見通しである。

1.3.1 京都議定書の批准とウクライナにおける関連組織

ウクライナ政府は、1998年、UNFCCC(国連気候変動に関する枠組条約(UN Framework Convention on Climate Change))の気候変動事務局(Climate Change Secretariat)に対して、「国家報告書(First National Communication)と最初のGHG国家インベントリー(National Inventory)」を提出した。現在のところ、条約事務局へは、1つのGHGインベントリーしか提出されていない。このインベントリーでは、ウクライナの基準年である1990年における、すべての経済活動の部門(産業、農業、公共事業)の燃料消費に関するデータと、GHGの排出の構成に関するデータが記載されている。

この国家インベントリーのデータの出所は、以下の通りである。

「ウクライナ年間統計報告書(Annual Statistic Report of the Ukraine)」

「データに見るウクライナ」

経済省のデータ

燃料エネルギー省のデータ

ウクライナのカス、石油会社(National Oil and Gas Company)のデータ

「燃料の利用と貯蔵に関する報告書(Report on the Fuel Use and Storage)」

その他

1999年4月14日、ウクライナの閣議決定No.583により、気候変動に関する省庁間横断委員会(Inter-Ministerial Commission on Climate Change(IMCCC))が発足し、現在まで、ウクライナにおける京都議定書実行プロセスに関わっている。この委員会には、各省庁から15人の委員が参加している。

加えて、ウクライナ政府は、ここ数年で、膨大な量の気候変動に関する文書を作成した。これらは、経済発展の総論および各論・個別の戦略を決めるにあたって利用された。また、同時に将来のGHGの排出見通しについても言及した。

これらの文書には以下のものがある。

ウクライナ経済の再構築プログラム(The Program for the Restructuring of the Ukrainian Economy) 1995年

国家エネルギープログラム(The National Energy Program) 1996年

エネルギー保全に関する国家複合プログラム(The Complex State Program for energy Conservation) 1996年

先進的エネルギー、再生可能エネルギー、小水力エネルギー、熱エネルギー等のエンジニアリングの開発への国家支援に関わるプログラム(The program of state support for the development of non-traditional and renewable energy and small hydro- and heat-power engineering) 1997年

経済部門の発展に関わる国家プログラム(National Programs of the Development of

Sectors of the Economy) 1993 年 ~ 1997 年

国家経済の発展に関わる短期プログラム (Short-term Programs of Development of the National Economy (毎年更新)

現在、ウクライナの GHG 排出の予測に使用される公式の文書は、エネルギー保全に関する国家複合プログラム (The Complex State Program for energy Conservation) である。このプログラムは、経済省、ウクライナエネルギー保全国家委員会 (Ukrainian State Committee for Energy Conservation)、国立科学アカデミー (the National Academy of Sciences) が作成した。このプログラムは、1998 年 ~ 1999 年間の変化を反映して、2000 年に更新された。

GHG 年間排出量台帳 (Annual cadastres of anthropogenic emissions)、GHG 年間インベントリ、その他の気候変動に関する報告書は、まだ毎年定期的に発行されるまでには至っていない。2004 年春、TACIS のプロジェクトが開始され、これらの文書を作成する支援や、組織と手順の開発に対する支援が始まった。

ウクライナでは、以下の組織が、京都議定書の実行に関与している。

環境保護省 (Ministry of Environmental Protection)、環境保護省は、気候変動に関する枠組条約に関することを含め、気候に関するすべての事項について第一義的な責任をもつ。気候変動に関しては主たるコーディネーターになるし、JI についてもコーディネーターになることが見込まれている。メンバーは非常に経験豊かであり、既にウクライナに承認されている AIJ や JI プロジェクトに関して、熟知している。

経済省 (The Ministry of Economics)

財務省 (The Ministry of Finance)

燃料エネルギー省 (The Ministry of Fuel and Energy)

産業政策省 (The Ministry of Industrial Policy)

農業政策省 (The Ministry of Agricultural Policy)

運輸省 (The Ministry of Transport)

法務省 (The Ministry of Justice)

ウクライナ行政サービス委員会 (Goszhilkommunkhoz (State Committee of Ukraine of the Municipal Service))

ウクライナ委員会 (Derzhkomzem (State Committee of Ukraine of the Land Resources))

エネルギー保全国家委員会 (The State Committee on Energy Conservation)

国家森林委員会 (The State Committee of Forestry)

クリミア自治共和国閣僚会議 (The Council of Ministers of the Autonomous Republic of Crimea)

Kiev および Sevastopol の地方行政局、都市行政局 (Regional Administrations and the City Administrations of Kiev and Sevastopol)

ウクライナ国立科学アカデミー（The National Academy of Sciences of the Ukraine）

環境保護省は、京都議定書を批准する過程において各省庁が実施しなければならない京都議定書のレビューのために、いかにして京都議定書を実行するか的手段を記載した計画書を作成した。この文書には、マクロ経済の予測、産業の開発計画、気候変動プログラムを司る組織の編成計画、気候変動に関する国家行動計画、National Communications、GHG 国家インベントリー、その他の UNFCCC が要求する事項でウクライナの議定書遵守を保証する手段、等が含まれている。

1.3.2 ウクライナにおける JI に必要な手順

JIとしての承認を得るまでに必要な手順の現段階での素案（ドラフト）は以下に示す通りである。

- 1) JIプロジェクトは、COP（Conferences of Parties）の要求事項に沿って設計しなければならない。初期の段階に事前の承認（Letter of Endorsement）を得ることと、PDDが完成してから得る正式な承認（Project Proposal）とが想定されている。
- 2) プロジェクトを実施したい者は、要求事項に従って、そのプロジェクトがなぜJIになりえるのかを述べた文書（PIN等）を、紙面と電子データにて、JI事務局に提出しなければならない。
- 3) 事務局は提出された文書をウクライナおよび国際的な要求事項に合致しているかという観点からチェックし、肯定的な内容であると判断すれば、事務局のディレクターが承認（Letter of Endorsement）書にサインをする。事務局側から何らかの反対意見が出た場合、その文書は、事務局のコメントとともに、申請者に差し戻される。
- 4) プロジェクトを実施したい者は、承認（Letter of Endorsement）書を得た上で、要求事項に従って、そのJIプロジェクト（PDD等）を開発する。必要な事項は以下の通りである。

ベースラインの検討

排出削減単位の試算

プロジェクト実施にあたってのモニタリング計画

環境影響評価

資金計画

- 5) プロジェクトを実施したい者は、承認（Letter of Approval）書を得るために、プロジェクト設計書（PDD等）を、バリデーター（validator）の報告書とともに、事務局に

提出し、JIの要求事項に合致しているかの審査を受ける。

- 6) 事務局は、非政府の専門家グループによる組織を立ち上げる。専門家グループは、このプロジェクトが、JIとしての要求事項に合致しているか、それぞれの専門家の専門分野における見解を踏まえ、判断する。
- 7) 専門家グループの意見に従い、事務局は承認のための報告書を作成し、プロジェクト設計書とともに、JI実施運営委員会（Stirring Committee on JI Execution）に提出し、その審査を受ける。
- 8) JI実施運営委員会は審査し、決定を下す。JI実施運営委員会が却下した場合、事務局は理由をつけて申請者宛てのレターを作成する。JI実施運営委員会が承認した場合、事務局はディレクターがサインした承認書（Letter of Approval）を用意し、申請者宛てに送付する。
- 9) 事務局はそのJIプロジェクトを登録し、ERUやGHGの吸収量を記録する手はずを整える。
- 10) プロジェクトを実施したい者は、指定された用紙を使用して、投資国の該当組織と、ERUあるいは、GHGの吸収ユニットの購入合意書を作成し署名すること。この合意書には、ERUの数量と価格を記載すること。その合意書のコピーは、事務局に提出すること。
- 11) プロジェクトを実施したい者は、GHGの排出量のモニタリングを実施し、定められた方法により排出量の評価を更新すること。
- 12) プロジェクトを実施したい者は、ERUやGHG吸収ユニットの量を、指定された方法で信任された、あるいは該当組織により信任された、独立した第三者に検証（verify）してもらうこと。
- 13) 検証の報告書は、事務局に提出し、審査と登録を受けること。
- 14) ERUについては、検証の報告書が登録された後の、2008年～2012年の第一約束期間内に、ウクライナの排出量割り当てアカウントあるいはGHG吸収量アカウントから、関連国のアカウントに移転される。
- 15) JIプロジェクトの情報は、守秘義務を考慮した上で、インターネット上に公開される。

1.3.3 ウクライナのJI ニーズ

ウクライナは一人あたりのエネルギー消費量が多いこともあり、省エネルギーへの意識が高く、コージェネレーションやバイオマスエネルギー利用が注目されている。しかしながら、現在ウクライナ政府内には、どのようなJIプロジェクトを承認するかといったクラ

イテリアは正式には存在せず、開発の段階である。

一方、ウクライナ国内、あるいはルガンスク市において、処分場から発生する LFG の収集を義務付ける法律は、現在のところ存在しない。また、ウクライナ政府・環境保護省（Ministry of Environmental Protection）によれば、ウクライナ政府は近い将来新規の処分場には LFG の収集を義務付けたいとしてその検討を開始しているが、このプロジェクトのような既存の処分場に対しては将来そのような規制を創設する構想はない。

そのような背景から、省エネルギーと環境保全及びプロジェクト実施のための資金調達が可能である本 II プロジェクトに関するルガンスク市、プロトス社等の期待は高い。

本プロジェクトは小規模ながらも、今後の他の施設への波及効果が期待でき、また環境面でも法規に合致して運営されているプロトス社の埋立処分場に適用することで、モデルプロジェクトとしての効果もあると考えられている。

埋立処分場から排出される LFG については、各地で引火やそれに伴う悪臭等が報告されており、対策の必要性が認識されている。また、廃棄物の焼却施設は故障等により稼働率が低くなりつつあり、今後埋立処分の比率が高まることが予想されるため、埋立処分場の安全性の確保と環境保全は、ますます重要なテーマとなる。従って、本プロジェクトのような LFG の有効利用についてのニーズは継続するものと考えられる。

1.4 ルガンスクの概況

1.4.1 ルガンスクの歴史と概況

ルガンスクの歴史

考古学によれば、最初にこの地域が建立されたのは、10 万年前のことである。紀元前 3 ~ 1 世紀にこの地域を支配したのは、イランの言葉を話す一族であるサルマニアン人（Sarmathian）であった。その後、サルマニアン人とブルガリア人の子孫であり、トルコの言葉を話すアラン人（Alanian）がこの地に定住した。9 世紀から 13 世紀にかけて、他のトルコの言葉を話す遊牧民（Pechenegs、Turks、Polovians）が、Seversky Donets 盆地に定住した。13 世紀の前半には、タタール - モンゴル人（Tatar-Mongols）がこれらの土地を征服し、200 年以上にわたって支配しつづけた。

15 世紀の終わり頃、ロシア人とウクライナ人はこの地域を植民地化しようとした。彼らは Seversky Donets 川や他の川沿いに監視所を多く建設した。17 世紀になると、たくさんの人が入植し、彼らが多くの新しい町を作った。それらの中には、Byelolutsk、Novopskov、Svatovo がある。

18 世紀、19 世紀になると、ロシアの地主達は、この地の土地を手に入れた。18 世紀の前半になると、この地に鉄鉱石や石炭、その他の無機原料が発見され、採掘が始まった。18 世紀の終わり、ロシアは黒海における多くの戦闘に勝利し、黒海へのアクセスが容易に

なり、同時にアゾフ海の豊かな天然資源を活用する機会を得た。黒海へのアクセスとクリミアへの接続により、南側の国境の防備を固める必要性が唱えられた。古いトルコの要塞や、新しい要塞がこの目的のために使用された。要塞と海軍は大砲を必要としていた。しかし、ウラルの工業地帯はここからは遠すぎたため、政府は、黒海海岸の近くに、国営の工場を建設することを決めた。ルガンスク鋳物工場の第一の創始者は、黒海海軍司令官の Nikolay Semenovitch Mordvinov であり、第二の創始者は、女王の Ekaterina である。彼女は 1795 年に、ルガン川のほとりに工場を建設する勅命に署名した。こうして、1795 年には、Luganka 川の土手に、鉄の鋳物工場の建設が開始された。これがルガンスク市の始まりである。ルガンスクの工場は、ロシアの黒海艦隊のために大砲を作ったのである。ルガンスクの鋳物工場で作られた大砲と砲弾により、ロシアは、1812 年の戦争と、1853 年～1856 年のクリミア戦争にて、国土を守ることができたのだ。

産業の発達によって、他のウクライナやロシアの黒土地帯から多数の小作農が流入して行った。1830 年代には、200 以上の民家があり、それらに沿って、最も貧しい層が住まう宿舎が軒を連ねていた。それらの労働者はロシア人、ウクライナ人、ポーランド人、ベラルーシ人、タタール人、ユダヤ人であり、それぞれ独自の国民性、伝統、習慣を重んじていたが、それらの人々は次第に融合し、ルガンスク地方独特の趣を呈するようになった。1861 年の農奴制度の廃止がルガンスクの産業の発達に拍車をかけた。新たな集落、工場、鉄道が建設された。最も大規模だったのは、大砲工場を改造して作られた薬きょう工場であり、他に Gartman の蒸気機関車工場もあった。

1882 年、商人や紳士達がこの都市の経済的な位置付けを考えた上で懇願した結果、ルガンスクはこの地方の中心的都市としての地位を築くことになった。1883 年の春、選挙によって、市長 Nikolay Petrovitch Kholodilin が選出され、市役所は、Kazanskaya 通りにある市の一番立派な建物の中に設置された。人口が増加するにつれ、学校も増設された。市内にはいくつかの民間の体育館があり、公共の体育館も 2 つあり、学校、小学校もあった。ルガンスクの産業の発展とともに、市内にはいくつかの銀行も出現した。最も大きい銀行は、Kazanskaya 通りにある Azov-Don 銀行である。

1898 年には既に 30 を超える事業者が存在しており、同時にそれ以上の小さな町工場がたくさんあった。1900 年に蒸気機関車の工場が開設されたが、それは後にロシアの最も大規模な工場となった。

1903 年にはルガンスク市の市章が定められた。ルガンスク市民の生活は実に多様で、娯楽にも富んでいた。市内には、図書館、映画館、サーカス、公園、クラブがあった。

こうして、20 世紀の始めには、ルガンスク市は大規模な産業都市としての性格を強固なものとした。

ルガンスクには様々な地域の教会が、10 箇所以上あった。「Kazanskaya Preobrazhenskaya」「Trinity」「Assumption」「Petropavlovskaya」「Nikolayevsky」等の大聖堂、カトリック教会、ユダヤ教会、祈祷所等があった。大変残念なことに、これらの建物はすべて、貴重な建築

的な価値があったにもかかわらず、1930年代に破壊されてしまった。Petropavlovskaya 教会のみが大きな損傷を負ったものの、唯一破壊から免れた。

現在のルガンスク市は、ウクライナで最も経済的にも、科学技術上でも、文化的にも大きな都市の一つである。

ルガンスクの概況

ルガンスク州（ウクライナ語では「ルハンスク（Luhansk）州」と言う）はウクライナの東に位置し、南北に 270km、東西に 170km で、州の周囲の長さは 700km であり、面積は 26,700km² である。この州は、北緯 47 度 49 分～50 度 05 分、東経 37 度 52 分～40 度 12 分の範囲にある。1938 年 6 月 3 日に創立され、18 の地域、37 の都市、109 の小さい町からなる。北と東と南でロシアの 3 つの地域、Belgorod、Voronezh、Rostov に接している。西と南は自国の Donetsk 州に接し、北西は Kharkiv 州に接している。

Seversky Donets 川とその支流の Don 川は、ロシアの大河川であり、この州を南北の 2 つに分けている。北部は、Donets 低地から中央高地に至る丘陵地帯となっている。南部は Donets 稜線からなり、うねるような平地であり、標高は 200～250m で、川や渓谷により切り裂かれている。この地域の一部には石炭、天然ガス、石灰石、泥灰、粘土等が豊富である。水源は非常に限られており、主な Donets 川の支流としては、右岸の Luhan と Velyka Kamianka、左岸の Kras-na、Borova、Aidar、Derkul がある。大地の 81% はチェルノーゼム土（黒土）で覆われており、森林は 8.6% しかない。渓谷で優勢な樹木は、オーク、アッシュ、かえで、西洋梨、林檎であり、低地ではハンの木、ポプラ、柳である。元々草原だった植物は、ほとんどが耕地に変わっているが、それらは、唯一、川岸や自然保護区には残されている。

気候は大陸性であり、夏は高温で乾燥しており、冬は低温で雪があまり降らない。1 月の平均気温は -7 であり、7 月の平均気温は 22 である。年間の降雨量は、北部では 400～450mm であり、Donets 稜線では 550mm 程度である。

ルガンスク州は地理的には極めて好都合な場所にある。北部は主に農業地帯であり、南部は有名な工業地帯である。農業が発達しているし、近隣の経済も発達している。ルガンスク州のアドバンテージを挙げると以下のようなものがある。まずモスクワとは鉄道で直接つながっており、その距離は 1,011km（546 マイル）であり、他に、キエフ（Kiev）、シンフェローポリ（Simferopol）、オデッサ（Odessa）、リヴィウ（Lviv）やその他のウクライナ、ロシアの各都市にも通じている。また、ドニプロ（Dnipro）、ロシアの黒土遅滞、北部コーカサスのような、重要な素材産業の都市に近いこともアドバンテージとして挙げられる。さらに、ロシアの大規模な産業の中心地である Kharkiv、Rostov に近いこともアドバンテージである。Volgograd～Kharkiv 間の鉄道、Volgograd～Kharkiv 間的高速道路、Moscow～Rostov 間的高速道路、Stavropol（北コーカサス）～Orenburg（シベリア）間のガスパイプライン、Volga 地域～北コーカサス間の石油パイプライン等の幹線がロシアとウクライ

ナを結んでおり、世界中の市場とのつながりを維持しているのである。

ルガンスク市は、Luhan 川と Vilkhivka 川の合流点に位置し、ルガンスク州の州都である。キエフからは 813km の距離がある。この都市は、旧ソ連時代は急速に発展し、1938 年、新しい州の中心になった。人口は 46.8 万人である。

ルガンスク市はウクライナ州の大規模な産業拠点のひとつである。発達した交通事情、市場と素材産地の両方に近いこと、人口密度が高いこと等によって、ルガンスク市は他のウクライナの都市に比べて、経済発展をなしえる素地を得てきたのである。

最も重要な業種は、機械組み立てと、金属工業である。ディーゼルエンジンの組み立てコンソーシアム、石炭機械組み立てプラント、自動車組み立てプラント、クランクシャフト工場、内燃機関工場、鋼管圧延工場等がある。繊維、靴、ニット着、衣類等の軽工業もある。食品工業では、肉、乳製品、菓子工場がある。ブロック、タイル、鉄筋コンクリート等の建材工場もある。これらの産業に必要なエネルギーは、ルガンスク発電所から供給されている。

ルガンスク市は研究所や教育機関でも有名である。約 40 の研究機関があり、石炭濃縮研究所、産業経済研究所の支部がある。教育機関では、農業大学、医科大学、教育大学、東ウクライナ大学の 4 つの高等教育機関があり、12 の専門科中等教育機関、21 の職業学校がある。ウクライナで最初の体育館は 1991 年に開設された。

ルガンスク市は、公園、庭園、記念公園等があり、美しいところである。この都市の文化的な施設としては、3 つの劇場（ウクライナの音楽と演劇、ロシアの演劇、操り人形）、サーカス、地域学術博物館、美術館がある。

また、ルガンスクはたくさんの著名人の出身地でもある。生きたロシア語の辞典を執筆し、ロシアの有名な詩人である Alexander Pushkin とも親しかった Vladimir Dahl は、1801 年 11 月 22 日にルガンスクで生まれている。

1.4.2 ルガンスクの気象

ルガンスク地方の気候は穏やかであり、大陸性である。夏は暑く、夏の終わり頃は乾燥する。秋は良く晴れ、暖かく、乾燥している。冬は東風と南東の風が吹き、寒い。春は良く晴れ、暖かく、良く霧が出る。

ルガンスク地方における各月の降雨量と気温を表 1.2-8 に示す。年間降雨量は、480mm であり、月間降雨量の最大値は 60mm（6 月）最小値は 28mm（1 月）である。また、年平均気温は 8.5 であり、月平均気温の最高値は 21.7（7 月）最低値は -5.9（1 月）である。

湿度については、午後 1 時の月平均湿度が、7 月において 39% であり、1 月において 81% である。

表 1.2-9 ルガンスク地方における各月の降雨量と気温

| 月 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 合計 |
|------------------|------|------|-----|------|------|------|------|------|------|-----|-----|------|-----|
| 各月の降雨量 (mm) | 28 | 25 | 30 | 40 | 50 | 60 | 55 | 45 | 35 | 38 | 38 | 36 | 480 |
| 各月の気温 () | -5.9 | -4.8 | 0.8 | 10.0 | 16.3 | 19.9 | 21.7 | 20.6 | 15.0 | 7.9 | 2.4 | -2.2 | 8.5 |

第 2 章

プロジェクト計画

第2章 プロジェクト計画

2.1 プロジェクト計画概要

2.1.1 プロジェクト実施サイトの現状

本プロジェクトの実施サイトである廃棄物埋立処分場はルガンスク市の近くに位置している（市からの平均距離は23～25km）。ルガンスクの街は、この地域の中心地であり、約50万人の人口を擁しており、キエフからは約830kmの位置である。この処分場は1978年に運用を開始した。処分場の容量は、約200万トンである。1981年～2003年の間の年間平均受入廃棄物量は、約6.0～7.5万トンである。処分場の運用開始年から閉鎖年までの各年の廃棄物受入量を表2.1-1と図2.1-1に示す。概して、廃棄物の量は、1992年～2000年を除いて増加する傾向にある。この廃棄物量の減少は、旧ソ連崩壊後の経済停滞によるものと考えられる。データは1979年～2003年分までが実際のデータであり、2004年～2007年までは、毎年1.5%の割合で、廃棄物量が増加すると想定している。そして、処分場は2007年末に運用を停止すると予測されている。現在までに搬入された廃棄物の量は約201.3万トンであり、この値は、処分場の容量とほぼ符合する。

表 2.1-1 ルガンスク埋立処分場における各年の廃棄物受入量

| year | ton | year | ton |
|------|--------|------|-------|
| 1979 | 44,000 | 1992 | 74866 |
| 1980 | 55,132 | 1993 | 73744 |
| 1981 | 61,666 | 1994 | 71478 |
| 1982 | 63,888 | 1995 | 69564 |
| 1983 | 67,166 | 1996 | 69388 |
| 1984 | 70,576 | 1997 | 68772 |
| 1985 | 71,588 | 1998 | 68310 |
| 1986 | 72,226 | 1999 | 66286 |
| 1987 | 72,710 | 2000 | 59400 |
| 1988 | 73,568 | 2001 | 63404 |
| 1989 | 73,744 | 2002 | 71037 |
| 1990 | 74,162 | 2003 | 74052 |
| 1991 | 74,690 | 2004 | 75163 |

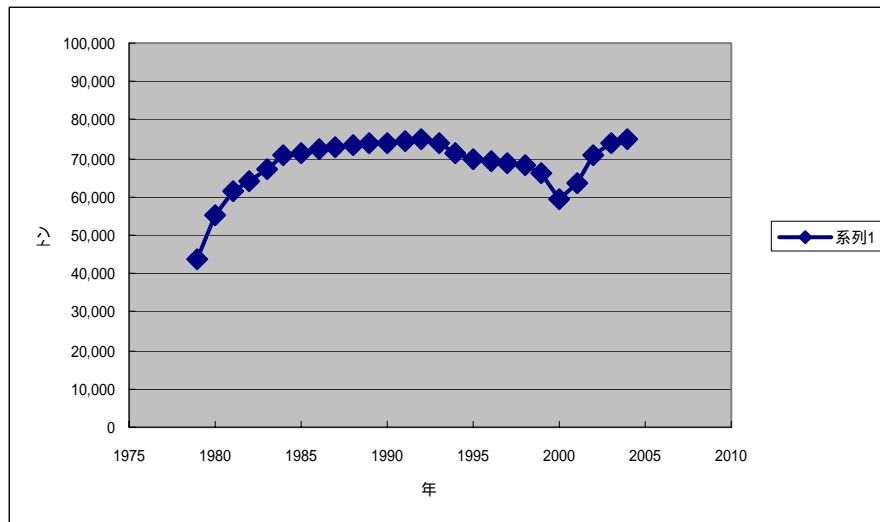


図 2.1-1 ルガンスク廃棄物処分場における各年の廃棄物受入量

また、現在既に、処分場の拡張が準備されている。新しい処分場の建設は、現在運用中の処分場の近くで始まっている。この建設工事は、2007 年末に終了し、その後、現在運用中の処分場の運用を停止する見通しである。現在運用中の処分場と新しい処分場の位置関係が近いことにより、現在運用中の処分場と新しい処分場から同時に LFG を回収できる可能性がある。この場合、それぞれの LFG は、回収、発電のために、合流地点まで搬送されることになる。

処分場の運営会社であるプロトス社によると、廃棄物の組成は表 2.1-2 に示す通りである。

表 2.1-2 ルガンスク埋立処分場における廃棄物の組成と水分データ

| 廃棄物の分類 | 重量割合 | 水分量 |
|------------|-------|------|
| | % | % |
| 食品 | 40.5 | 60.0 |
| 紙、ダンボール | 25.5 | 30.0 |
| 木材 | 2.9 | 28.1 |
| 鉄、非鉄金属 | 0.8 | 0.0 |
| 繊維 | 4.7 | 32.2 |
| 骨 | 1.6 | 5.6 |
| ガラス | 5.0 | 0.0 |
| 皮、ゴム | 1.8 | 20.0 |
| 石 | 1.7 | 16.7 |
| プラスチック | 1.1 | 0.0 |
| その他 | 9.4 | 33.4 |
| 15mm 未満のもの | 5.0 | 29.0 |
| 合計 | 100.0 | 39.6 |

現状の処分場の平面図を図 2.1-2 に、断面図を図 2.1-3 に示す。処分場の面積は約 8.4 ヘクタールである。長手方向に約 550m、北側の幅は約 75m、南側の幅は約 175m となっている。北側の深さは約 20m、南側の深さは、谷がある関係で、約 30～35m である。

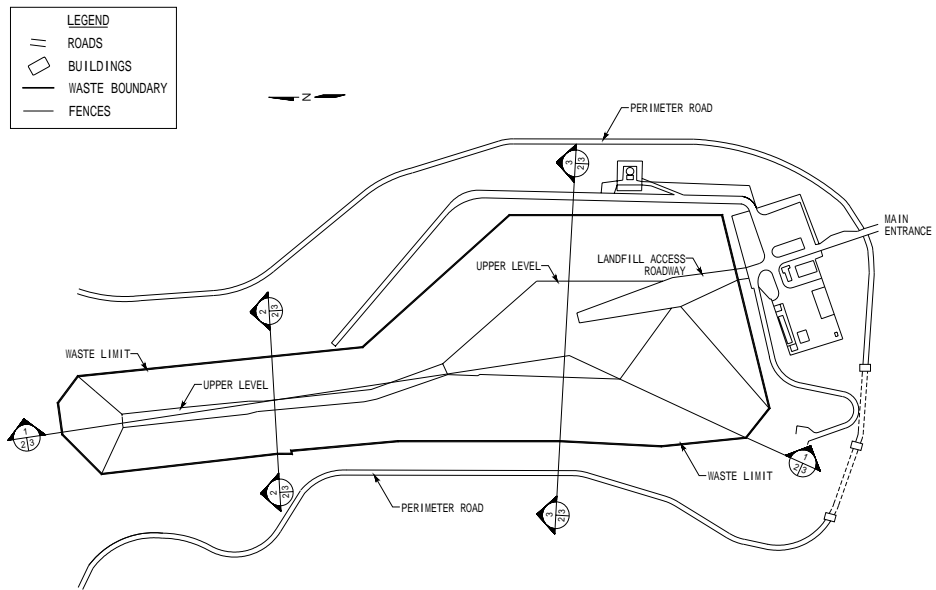


図 2.1-2 現状の処分場配置図

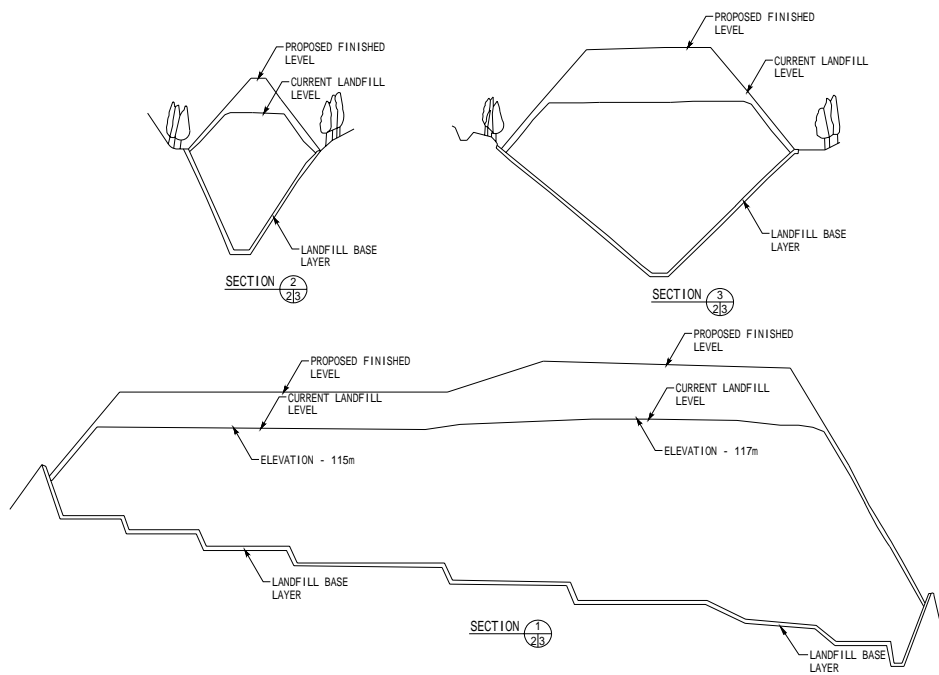


図 2.1-3 現状の処分場断面図

処分場の現状を写真 2.1-1、写真 2.1-2 に示す。



写真 2.1-1 処分場の現状 (1)



写真 2.1-2 処分場の現状 (2)

2.1.2 プロジェクト計画概要

廃棄物埋立処分場では、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、埋立処分場にガス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系統に接続して売電する。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、市内に電気を供給している発電所の使用燃料が削減され、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 2.1-4 に、LFG 収集システムの概要を示す。

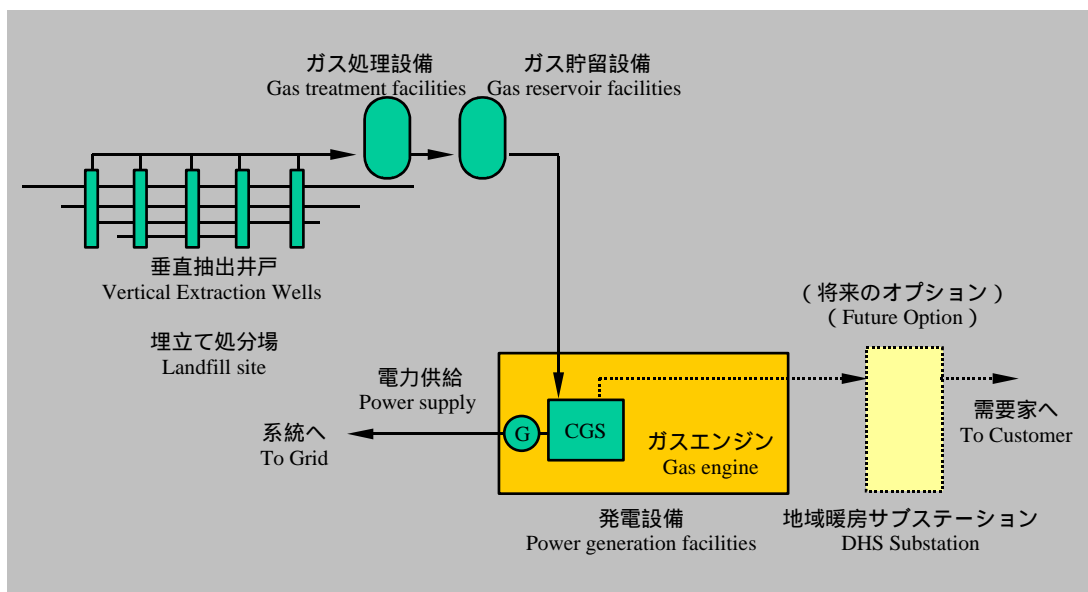


図 2.1-4 LFG 収集システム

2.1.3 対象とする温室効果ガス

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 / フレア処理、すなわち燃焼による CO₂ の排出。
- 3) 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。

尚、上記の 2) に関しては、IPCC のガイドライン(Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE) によれば、通常、廃棄物埋立処分場で発生する LFG を燃焼させて CO₂ に変換する場合は、その廃棄物がバイオマス由来であれば、発生する CO₂ は排出量としてはカウントしないことになっている。ルガンスク処分場に持ち込まれる廃棄物の組成は表 2.1-2 の通りであり、ルガンスク市で発生する廃棄物のほぼ全量がこの処分場に持ち込まれている現状を考えれば、発生する LFG はバイオマス由来であると考えられ、それを否定する証拠もない。従って、2) による排出量は 0 である。

2.2 プロジェクト実施サイトの運営会社の現状

プロトス社 (Protos) は株式が公開されていない民間の株式会社 (Closed Joint Stock Company) であり、ルガンスクから処分場までの一般廃棄物の回収、輸送、処分場での処分に責任を持つ。商業ベースで事業を行っている会社であり、従業員は 81 人、売上は年間 334,000US\$ である。

この会社は、事業番号「N 032801」として、1945 年に設立された。1989 年 7 月 1 日、この会社は、事業番号「KTP 032801」のリース会社 KTP になり、1994 年 8 月 11 日に現在のプロトス社となった。

プロトス社の機構は以下の通りである。管理部、(ルガンスクの 4 つの管理地区に応じた) 4 つの営業部、修理部、補助部、ルガンスク処分場維持部である。そして、特殊車両の車庫、修理工場、潤滑油格納庫、管理建物、等を備えている。

プロトス社は、ルガンスクの廃棄物の収集、利用に関して、最も大きな影響力を持っている。

2.3 プロジェクト計画の具体化

2.3.1 システム構成

本プロジェクトのシステムは、大きく分けて以下の3つの技術に分けられる。

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、ブロアー設備、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、ウクライナにあるような既存の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。

上記各技術の構成設備計画の詳細は次節以降に示す通りである。全体のプロジェクト計画の系統図は図2.3-1に、プロジェクト計画の平面図は図2.3-2に示す通りである。

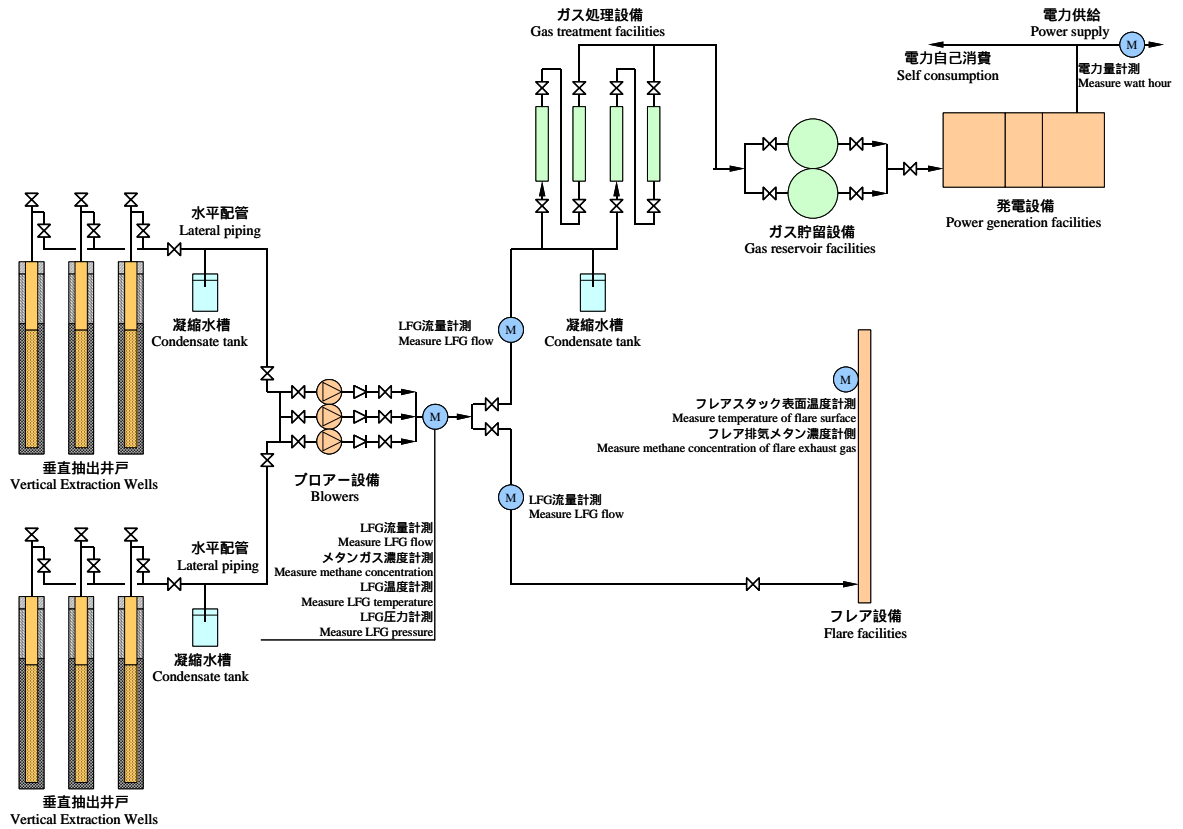


図 2.3-1 プロジェクト計画系統図

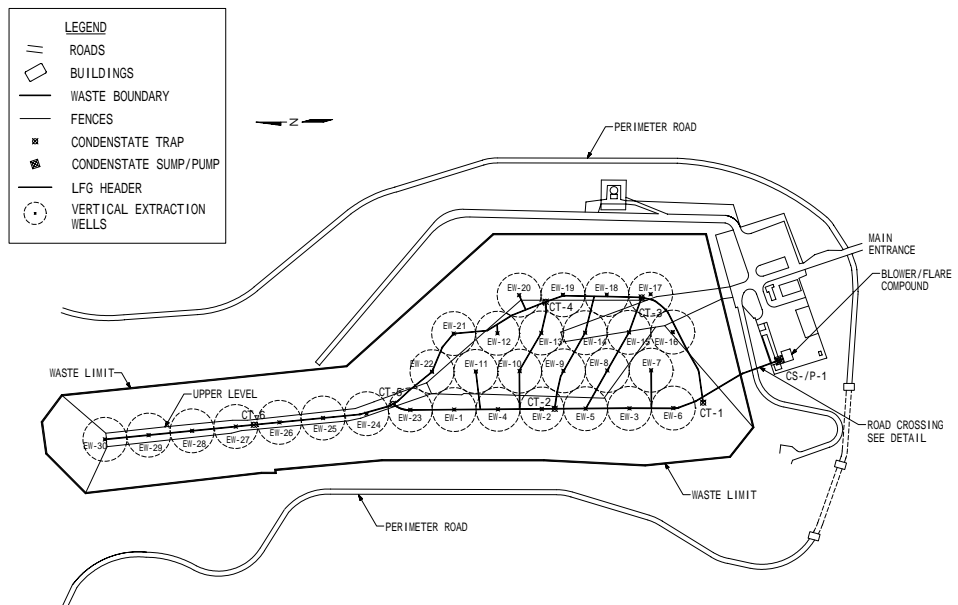


図 2.3-2 プロジェクト計画平面図

尚、ウクライナでは、現在でも旧ソ連時代に建設された低効率なコンベショナル蒸気タービンが火力発電所で使用されており、資金不足のために、十分なメンテナンスができず、運転効率の下落が見られる。また、廃棄物処分場に LFG の収集システムがウクライナ独自の技術・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 の技術はウクライナ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り、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、この技術のウクライナ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、ウクライナにおいて、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。

2.3.2 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、浸出水 (leachate) 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、人間が入って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。

ブロアー設備

ブロアー設備では、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、ブロアー設備は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 (約 1,100m³/h) 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。

2.3.3 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設計段階で行う予定である。

2.3.4 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 分程度で 400m³ 程度とする。

2.3.5 発電設備計画 (power generation facilities)

ガスエンジン発電機は 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したり、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、500kW の発電機を 1 基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、ブローア等所内で消費され、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。

表 2.3-1 にガスエンジン発電機的主要仕様を示す。

表 2.3-1 ガスエンジン発電機的主要仕様

| 項目 | 数値 |
|-----------|---|
| 発電容量 | 500kW |
| 電圧 | 400V |
| 周波数 | 50Hz |
| 使用燃料 | LFG (メタンガス含有率50%) |
| 燃料の発熱量想定値 | 17.92MJ/Nm ³ (4,280kcal/Nm ³) |
| 発電効率 | 39.20% |
| 定格メタン消費量 | 128Nm ³ /h |
| 定格LFG消費量 | 256Nm ³ /h |
| 基数 | 1 |

2.3.6 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。これら設備の設置には、系統の運用者（配電会社であるルガンスクエネルゴ社（Closed Joint Stock Company “Luganskenergo”（Lugansk Regional Power Distribution Company）））の許可が必要であり、事前に必要な設備、接続する系統のサブステーション場所等を確認する必要がある。また、発電事業を開始するためには政府の許可を得る必要がある。これらの許可取得は、プロジェクトの実施設計を行う際に、実施される予定である。尚、サブステーションは処分場の近くにあり、500kW 程度の発電機を系統に接続するための技術的な問題は何らないとのコメントを既に配電会社より得ている。

2.3.7 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 2.3-2 にフレア設備の主な仕様を示す。

表 2.3-2 フレア設備の主な仕様

| 項目 | 数値 |
|---------------|--|
| 処理LFG量範囲 | 190 ~ 1,100Nm 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) |
| 基数 | 1 |

2.3.8 所内エネルギー消費

本プロジェクトにおいては、ガス回収のためのブロー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。

2.3.9 クレジット期間

プロジェクト開始日

このプロジェクトでは、実際に運用を開始できるまでの建設期間を1年見込んでおり、プロジェクト開始日は、2007年1月1日である。

プロジェクトの運用を開始する日

プロジェクトの建設工事が終わり、プロジェクトの運用を開始することによって、GHG排出削減が発生する。従って、プロジェクト活動によって得られる最初の排出削減の日は、プロジェクトの建設工事が終わり、プロジェクトの運用を開始する日であり、2008年1月1日である。

クレジット期間

このプロジェクトはIIプロジェクトであるが、ウクライナ政府はクレジット期間に関する方針決定(更新制度等)をいまだに行っていない。しかしウクライナ政府・環境保護省

は、「第一約束期間以後を含めたクレジット期間の設定は、ウクライナ政府とプロジェクト参加者の間の話し合いと契約により、柔軟に対応する。」との見解を示している。これを踏まえ、このプロジェクトでは、2008年から更新なしの15年間のクレジット期間を設定する。

2.3.10 システム運転方法

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、3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2.3-3に示す通りである。

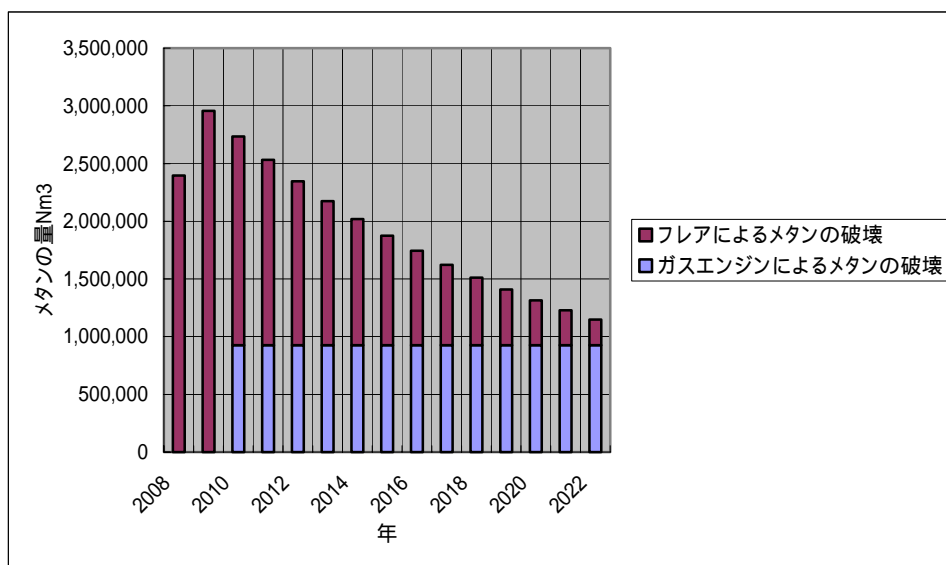


図 2.3-3 回収したメタンガスの使用用途

2.4 プロジェクトコストの検討

2.4.1 イニシャルコストの検討

イニシャルコストは、プロジェクト管理、処分場のカバー（気密シート敷設）、LFGの収集及び利用システム（GEG）の4つに分類して表2.4-1に示す。このプロジェクトでは、埋立処分場に0.5MWのガスエンジン発電機を1基設置する計画である。

表 2.4-1 イニシャルコストの内訳

| 項目 | EURO |
|------------------|-----------|
| プロジェクト管理 | 250,000 |
| 処分場カバー | 100,000 |
| LFG収集システム(GEG除く) | 500,000 |
| GEG | 360,000 |
| 予備費 | 70,000 |
| 建設費合計 | 1,280,000 |

ガスエンジンの価格は、欧州のメーカーJ社からの見積をベースにしており、J社のガスエンジンを1基想定している。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。

2.4.2 ランニングコストの検討

ランニングコストは、表 2.4-2 に示す通りである。人件費（3名分）及び維持管理費、その他、モニタリング費、OEによる検証費を見込んでいる。

表 2.4-2 ランニングコストの内訳

| 項目 | EURO |
|---------|--------|
| 賃金 | 6,000 |
| メンテ費 | 54,000 |
| モニタリング費 | 14,000 |
| 検証費 | 10,000 |
| 日本側管理費 | 10,000 |
| 合計 | 94,000 |

2.5 プロジェクト実施体制

2.5.1 プロジェクト参加者の概要

プロジェクト参加者の概要は以下に示す通りである。

清水建設株式会社 (Shimizu Corporation): プロジェクトの実現を目指す日本法人。総合建設・エンジニアリング会社。PDD (Project Design Document) を作成する。本プロジェクトに出資を行い、見返りに ERU を獲得する予定。

中国電力株式会社 (The Chugoku Electric Power Co., Inc.): プロジェクトの実現を目指す日本法人。電力会社。本プロジェクトに出資を行い、見返りに ERU を獲得する予定。

プロトス社 (Close Joint Stock Company "Protos"): プロジェクトの実現を目指すウクライナの法人。ルガンスク市の一般廃棄物の回収、輸送、ルガンスク埋立処分場での処分、処分場の運営に責任を持つ、株式が公開されていない民間の株式会社。プロジェクトサイト運営者であり、ルガンスク市役所、日本側とプロジェクトを共同で実施する。

ルガンスク市役所 (Lugansk Municipality): ルガンスク埋立処分場を保有する自治体。プロジェクトサイト保有者であり、プロトス社、日本側とプロジェクトを共同で実施する。

2.5.2 プロジェクト実施組織の概要

日本側プロジェクト参加者は、このプロジェクトを実施するために、SPC (Special Purpose Company) を設立する。SPC は、日本側プロジェクト参加者の出資により設立され、このプロジェクトの初期投資 (建設工事の発注) から、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、ERU の管理、外注・委託契約、人事、報告等) のすべてに責任を持つ。一方、ウクライナ側プロジェクト参加者は、SPC の業務のうち、一部を受託し、当該業務を遂行する。具体的には、モニタリングと報告、機器の運転・保守、経理業務、土地の提供、水の提供、SPC の許認可の取得支援等を行う。

2.5.3 日本側の役割

日本側の参加者の主な役割は、プロジェクトの組成 (資金面も含めて) である。

本プロジェクトは、日本企業を中心とする民間企業による、民間プロジェクトとして検討を行っている。従って、資金面については日本企業側が中心となって負担するのが妥当と考えられる。

資金の調達方法としては、公的金融機関 (JBIC 等) や民間金融機関 (市中銀行) からの融資、または投資家等からの投資による方法を組み合わせることが考えられ、比較的、初期所要資金の規模が小さい本プロジェクトでは、一定の事業性が期待できれば、資金調達が可能であるとする。

一方、設備機器については、日本企業によるエンジニアリングの下での海外製品調達等が考えられる。例えば、ガスエンジンは、現地でのメンテナンスを考慮し、欧州から調達する方法が考えられる。但し、一部の設備機器については、ウクライナの技術水準からすれば技術的には難しいものではないことから、現地調達を前提とした。

日本側が負担するサービスとしては、ガスエンジンの設置および試運転から初期運転段階 / 現地運転員の訓練段階における技術者の派遣がある。これにより、ウクライナにおいて LFG を用いたガスエンジンの運用が可能となる。また定期点検については、主要部品の

供給のみを日本側から行い、実際のメンテナンスはウクライナ側に委ねることで、ランニングコストの低減を図るものとした。

2.5.4 ウクライナ側の役割

ウクライナ側の参加者の主な役割は、プロジェクトの運用である。

前述の通り、資金面について主な負担は日本側であるが、ウクライナ側の参加者の負担の可能性もある。ウクライナ国内では投資環境が整っておらず、省エネプロジェクトへの金融機関からの資金調達は極めて難しいのが現状であるが、本プロジェクトは環境保全に貢献することから、州政府による環境保全事業の補助を受けられる可能性はある。例えば、本プロジェクトのうち、発電事業をウクライナ側の資金負担で実施してもらう可能性がある。但し、いずれのケースでも金額的な限界があり、主たる負担は日本側であることには変わりはない。

設備機器については、発電システムの補機類、および現地の据付工事については、全面的にウクライナ国内にて調達、実施することとした。

ウクライナ側が負担するサービスとしては、プラントの運転および保守管理がある。プラントの運転については、それ程複雑なシステムではないため、比較的容易に行えるが、保守管理については、保守管理の行える人材の育成、定期点検を実施できる工場の確保と人材の育成、補修部品の調達ルートの確保等が必要となり容易ではない。しかし、工業国であるウクライナでは、技術者のレベルは高いため、これらのサービスの負担能力はあると考える。

2.5.5 クレジットの取得方法、分配方法

本プロジェクトにおける炭素クレジットの取得方法は、初期投資型を想定した。

本プロジェクトは比較的小規模なプロジェクトであり、炭素クレジット相当額が出資金として入った場合、プロジェクトの資金計画上は非常に有利になり、プロジェクトの実現性が高まると考える。一方炭素クレジットの取得側から考えた場合、Pay on Delivery 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が、プロジェクト組成による炭素クレジットの取得を確実にするためには、初期投資型のような積極的な方法を選択することもありうると考える。

但し、長期間にわたっての炭素クレジット獲得を初期投資型とすることは、クレジット取得側のリスクが高まるため、例えば、プロジェクト開始当初から5年間分のクレジットについて初期投資型とし、以降のクレジットについては、Pay on Delivery 型にする等の配慮を検討する必要であろう。

2.6 プロジェクト実施に当たっての課題、リスク

本プロジェクトは、クレジットが獲得できる 2008 年 1 月稼働へ向けて準備を進める予定である。FS 終了後は、LOE の獲得、LOA の獲得、正式な適格性決定（DOE のサイトビジットを含めて）等を行っていく。

本プロジェクトの課題・リスクを以下に列挙する。

課題

ガスエンジンの排熱については、本プロジェクトでは、近傍に熱需要が全くないため、有効な利用方法が確定しておらず、検討課題のひとつとなっている。

リスク

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、所定のクレジットを生み出すことは確実であり、JI 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、注力していく必要がある。

ウクライナのプロジェクト承認に関するリスク

ウクライナ国においては具体的に正式承認されたプロジェクトはまだなく、その承認の手続きや判断基準などについて不透明な部分も多い。これらのリスクに対処するには、複数の関係者、あるいはさまざまな立場の関係者からの情報収集が必要不可欠である。ただし 2005 年初頭に発足した新政権は EU 加盟を目指しており、EU 諸国の影響を受けて、JI への取り組みが今後急速に進展する可能性がある。これらについても、これまで築いてきた人脈を活用して、情報収集を行っていききたい。

ランドフィルガス発生量に関するリスク

寒冷地であるウクライナにおける、ランドフィルガスの発生予測については、IPCC の式に対して独自の定数を使用する必要がある。この点については現地にて収集しているデータを精査し、わが国企業として信頼できる予測量を算定した。しかし、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。そこで、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。

パートナーに関するリスク

本プロジェクトにおけるカウンターパートにはルガンスク市を想定しているが、ウクライナ国内法の規制により、地方自治体が SPC に参画することは認められていない。どのような形で現地サイドのパートナーを選択するかが、今後の事業化に向けての課題である。

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。当社は旧ソ連諸国における工事経験があり、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できる。

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、系統の配電会社に販売する予定であるが、売電単価は市場価格となるので、変動する可能性がある。今後の長期的見通しとしては、電力需要の増大による価格の上昇が考えられ、プロジェクト実施側としては安全サイドと考えているが、短期的には単価が下がることも否定できない。安全を見て、低めの単価でプロジェクトの計画を立てておくことで対応する。

以上に本プロジェクトの実現化に向けた課題/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課題/リスクと考えており、FS 終了後は早期の実現化に向けて、ウクライナ政府への PIN 及び PDD の提出を始めとする、具体的な活動を開始する予定である。

2.7 資金計画

本プロジェクトの実施体制としては、既に述べた通り、日本側（あるいはウクライナ側も含めた双方の関連企業）の出資による特別事業目的会社（SPC）の設立を想定している。

事業の初期投資額は、約 128 万 EURO で、全額を日本企業による出資とするか、日本企業による出資を初期投資額に対して 10%程度、ルガンスク市（あるいはプロトス社）による出資を 10%程度と想定するか、今後の交渉・検討課題となろう。

ここで、プロジェクト開始当初から 5 年間（第一約束期間の 2008 年～2012 年）の温室効果ガス削減量は、二酸化炭素換算で 2.01×10^5 t-CO₂（表 5.2-1 温室効果ガス排出削減量参照）である。

初期投資額約 128 万 EURO を第一約束期間の二酸化炭素クレジットで賄うためには、CO₂ クレジットの価格が約 6.4EURO/t-CO₂ 以上であれば良い。2008 年時点において可能性のある価格として 5.0～7.0EURO/t-CO₂ とすると、CO₂ クレジット（初期投資型）による資金調達は、100～140 万 EURO が見込めることから、市中銀行等からの資金調達は必要ない可能性もある。

本プロジェクトの資金調達としては、出資金 = CO₂ クレジット（初期投資型）で大半を賄うことができると予想されるが、他には補助金、融資等による資金調達の方法もありえる。

2.8 プロジェクト実施スケジュール

以下におおよそのプロジェクト実施スケジュールを示す。

| | |
|------------------|---------------------------|
| 2005 年 | プロジェクト承認（日本政府・ウクライナ政府）の獲得 |
| 2006 年 | SPC の設立、実施設計 |
| 2007 年 1 月 1 日 | LFG 回収設備の建設開始 |
| 2008 年 1 月 1 日 | クレジット期間の開始（LFG 回収設備の運用開始） |
| 2009 年 6 月 1 日 | GEG の建設開始 |
| 2010 年 1 月 1 日 | GEG の運用開始 |
| 2022 年 12 月 31 日 | クレジット期間の終了、プロジェクトの終了 |

第 3 章

ベースラインの設定

第3章 ベースラインの設定

3.1 ベースライン方法論の検討

現在、LFG プロジェクトで、CDM 理事会で承認済みの、温室効果ガス排出量のベースラインを決定するための方法論（ベースライン方法論）の一覧は、表 3.1-1 に示す通りである。これまでに LFG プロジェクトに対しては数多くのベースライン方法論が提案されてきている。中でも、ACM0001（方法論名称「LFG プロジェクト活動における統合化ベースライン方法論」）は、それより以前に承認された方法論を統合した最新の方法論である。

本プロジェクトにおいては、既存発電所の代替による CO₂ クレジットを要求するため、表 3.1-1 に示した方法論のうち AM0010、ACM0001 が適用検討対象となるが、AM0010 の内容は、ACM0001 に含まれているため、ACM0001 を適用するのが適当と判断した。

尚、表 3.1-1 に示した方法論のうち、AM0002、AM0012 以外のいずれの方法論も、ベースライン方法論とモニタリング方法論がペアで使用されなければならない。

表 3.1-1 LFG プロジェクト承認済ベースライン・モニタリング方法論一覧表

| 申請番号 承認番号 承認時期 | Sectoral Scope | プロジェクト名称 | ホスト国 | 方法論適用条件 |
|----------------------------|---|---|-------|--|
| NM0004 AM0002 2003/9 | 13 (Waste handling and disposal) | SALVADOR DA BAHIA LANDFILL GAS PROJECT | ブラジル | ベースライン方法論の適用条件 処分場の設計、建設、運営、メンテ、モニタリングに関し、契約が存在すること。 契約が競争入札によって落札されること。 契約により収集すべき LFG の容積が定められ、フレア処理されること。 収集すべき LFG の容積は、過去 5 年間で、同じような社会、経済、環境、技術状況での運用中の処分場で上位 20% の成績を基に決められること。 発電は行わないこと。 モニタリング方法論の適用条件 契約に基づき、LFG を収集し、フレア処理するプロジェクト。 |
| NM0005 AM0003 2004/1 | 13 (Waste handling and disposal) | Nova Gerar Landfill Gas to Energy Project | ブラジル | LFG をフレア処理するか、発電を行うこと。 発電による CER はクレームしないこと。 ありえるシナリオがプロジェクトケースと現状維持以外に考えられない場合。 |
| NM0010 AM0010 2004/7 | 1 & 13 (Energy industries (renewable - / non-renewable sources) & Waste handling and disposal) | Durban, South Africa Landfill Gas to Electricity | 南アフリカ | 大気中のメタン濃度は規制対象ではあるものの、LFG を収集することは法律では義務付けられていない場合。 発電を行うが、その発電設備の CO ₂ 排出係数は、システムの排出係数よりも小さいこと。 発電容量は 15MW を超えないこと。 ありえるシナリオがプロジェクトケースと現状維持以外に考えられない場合。 |

| 申請番号 承認番号 承認時期 | Sectoral Scope | プロジェクト 名称 | ホスト国 | 方法論適用条件 |
|----------------------------|--|---|------|---|
| NM0021 AM0011 2004/7 | 13 (Waste handling and disposal) | Onyx Landfill Gas Recovery project – Trémembé - Brazil | ブラジル | ベースラインは LFG の大気への放出であること。 LFG に関する法規制がないこと。 収集されたガスは、浸出水の蒸発のために使用されるか、オンサイトユース用の発電として使用されるか、フレア処理されること。 発電による CER はクレームしないこと。 |
| NM0032 AM0012 2004/8 | 13 (Waste handling and disposal) | Municipal Solid Waste Treatment cum Energy Generation Project, Lucknow, India” | インド | ホスト国がインドであること。 環境規制があるにもかかわらず（それには従わずに LFG を回収しない）現状維持をベースラインとすること。 法令では LFG 50%回収を義務付けているが、それを守っていないのが現状である。従って、調査により、法令以上の LFG 回収率があたりまえになったら、クレジットの獲得はできなくなるものとする。 ベースラインのレベルを推測するのに FOD モデルが使用できるような情報が全くない場合、IPCC の計算方法（Equation1）を使用する。 発電や肥料製造によるクレジットは要求しないものの、それらによる収入を考慮して追加性を証明できること。 （上記のうち は、モニタリング方法論の適用条件には入っていない。） |
| - ACM0001 2004/9 | 1 & 13 (Energy industries (renewable - / non-renewable sources) & Waste handling and disposal) | Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities | - | この方法論は、LFG 捕捉プロジェクトに適用できる。 LFG のすべてか一部を大気に解放しているというベースラインを採用し、プロジェクト活動は以下のもののいずれかを指す。 (a) 捕捉された LFG はフレア処理される。 (b) 捕捉された LFG は電力は熱等のエネルギーとして使用される。しかしながら、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減はクレームしない。 (c) 捕捉された LFG は電力は熱等のエネルギーとして使用される。そして、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減をクレームする。この場合、クレームする部分に関しては、「グリッドに接続される再生可能エネルギー利用発電プロジェクトの統合化方法論 Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources」を使用するか、発電容量が 15MW を下回り、かつ／あるいは、置換される熱エネルギーの量が（年間）54TJ を下回るならば、小規模 CDM の方法論が使用可能である。 |

ACM0001 の適用条件は以下に示す通りである。

「この方法論は、LFG の捕捉プロジェクト活動に適用できる。LFG のすべてか一部を大気に解放しているというベースラインを採用し、プロジェクト活動は以下のもののいずれかを指す。

- (a) 捕捉された LFG はフレア処理される。
- (b) 捕捉された LFG は電力は熱等のエネルギーとして使用される。しかしながら、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減はクレームしない。
- (c) 捕捉された LFG は電力は熱等のエネルギーとして使用される。そして、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減をクレームする。この場合、クレームする部分に関しては、新たな方法論を提案するか、既に承認済みの方法論を使用しなければならない。既に承認済みの方法論とは、以下を含む。

グリッドに接続される再生可能エネルギー利用発電プロジェクトの 統合化ベースライン方法論

Consolidated baseline methodology

for grid-connected electricity generation from renewable sources

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan2.pdf>

あるいは、発電容量が 15MW を下回り、かつ／あるいは、置換される熱エネルギーの量が年間 54TJ (15GWh) を下回るならば、

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 CDM PROJECT ACTIVITY CATEGORIES

<http://cdm.unfccc.int/pac/howto/SmallScalePA/ssclistmeth.pdf>

が使用可能である。

(以下原文 「 This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources; or
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources.

In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”. If capacity of electricity generated is less than

15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54 TJ (15GWh), small-scale methodologies can be used.」)

一方、本プロジェクトは以下の通りである。

現在、ルガンスク埋立処分場においては、LFG の収集が行われていない。

このプロジェクトは、既存のルガンスク埋立処分場において、LFG の収集を行い、それに含まれる可燃性のメタンガスを燃焼させて、GEG の運転を行うものである。

このプロジェクトで設置する GEG は、既存の電力送配電グリッドに接続され、GEG で発電された電力を電力送配電グリッドに逆送するものである。

現在、ウクライナ、ルガンスク市においては、廃棄物埋立処分場に対し、LFG の収集を義務付ける法律上の規制がなく、その計画もない。

ウクライナ、ルガンスク市においては、廃棄物埋立処分場における LFG の収集を行うだけの技術的知見、人材が不足している。

ウクライナ、ルガンスク市においては、オンサイト型の GEG の導入を行うだけの技術的知見、人材が不足している。

このプロジェクトで設置した GEG が既存の発電システム（グリッドの発電所）の代替となりえる。

発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用（火力発電所における化石燃料の使用に相当）を避けたことによる排出削減をクレームする。

このプロジェクトで設置する予定の発電機容量は、500kW（0.5MW）である。

ゆえに、このプロジェクトは、「LFG プロジェクト活動における統合化ベースライン方法論」（以下「統合化ベースライン方法論」と称する）の適用条件である（c）に該当する。一方、発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減のクレームに関しては、上記を踏まえつつ、ウクライナ政府との交渉により決定した数値を採用するものとする。

3.2 ベースラインシナリオの検討と追加性の検証

ベースラインシナリオの検討

ベースラインシナリオは、ベースライン方法論である ACM0001 に示される方法に従い、決定する。

ACM0001 では、「ベースラインは、大気中に解放されている LFG であるが、このベースライン方法論では、法規制や契約の要求、安全上の理由、臭いの問題により LFG を補足 / 破壊することを考慮する。」としている。

従って、本プロジェクトにおいては、上記をベースラインとする。この選択の正当性に

については後述する。

ACM0001 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、ベースラインの排出量を計測するわけではない。

ACM0001 では排出削減量については、ベースライン排出量からプロジェクト排出量を差し引くのではなく、以下の式 (1)に従い、直接排出削減量を算出する。また、プロジェクトで回収できるメタンの量の予測においては、以下の式 (6)に従う。

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

ここで、

ER_y : GHG 排出削減量

$MD_{\text{project},y}$: プロジェクトによって実際に破壊 / 燃焼されたメタンの量

$MD_{\text{reg},y}$: プロジェクトがなかった場合に、破壊 / 燃焼されたはずのメタンの量

GWP_{CH_4} : メタンの温暖化係数

EG_y : 発電により代替された系統の電力量

$CEF_{\text{electricit},y}$: 代替された電力の CO_2 排出強度

ET_y : 代替された熱のエネルギー量

$CEF_{\text{thermal},y}$: 代替された熱エネルギーの CO_2 排出強度

ここで、このプロジェクトでは、熱の利用を行わないので、(1)式は(1')のように整理される。

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

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

ここで、

AF : 調整係数

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

ここで、

$MD_{\text{flared},y}$: 実際にフレア処理されるメタンの量

$MD_{\text{electricity},y}$: 実際に発電に供されるメタンの量

$MD_{\text{thermal},y}$: 実際に熱エネルギーに転換されるメタンの量

ここで、このプロジェクトでは、熱の利用を行わないので、(3)式は(3')のように整理され

る。

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

$$(4) \quad MD_{\text{flared},y} = LFG_{\text{flared},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4} * FE$$

ここで、

$LFG_{\text{flared},y}$: フレアされる LFG の体積

$w_{\text{CH}_4,y}$: LFG 中のメタンガスの含有率

D_{CH_4} : 標準状態におけるメタンガスの比重

FE : フレア効率

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

ここで、

$LFG_{\text{electricity},y}$: 発電に使用される LFG の体積

本プロジェクトにおいては、事前 (ex-ante) に $MD_{\text{project},y}$ を予測する。以下にその数式を示す。

$$(6) \quad MD_{\text{project},y} = EqC * Q_{y,x}$$

(注 : 上式は、x について積算をするものである)

ここで、

$Q_{y,x}$: 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)

x : 廃棄物の搬入があった年 (y)

R_x : x 年に搬入された廃棄物量 (Mg/y)

y : 現在の年 (y)

EqC : メタンガス収集効率 (-)

処分場から発生するメタンガス発生量の算出方法については「3.4 ベースライン排出量の試算に示す通りである。

以下に、ベースラインを決定するのに鍵となる、各種パラメーターについて述べる。

GWP_{CH4} (メタンの温暖化係数 Global Warming Potential)

気候変動に関する政府間パネル (IPCC) 第 2 次評価報告書 (1995) (IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995) に記載のデフォルト値を使用する。

EG_y (発電により代替された系統の電力量 net quantity of electricity displaced)

GEG によって発電されて、グリッドに供給される電力量である。この電力量は、このプロジェクトによって発電され、グリッドに供給される正味の電力量でなければならない、すなわち GEG の発電電力量（いわゆる発電端電力量）そのものではない。従って、LFG 収集システム（プロアー等）、GEG の補機等の自己消費分は差し引かれなければならない。さらに、発電機が点検や故障のために停止する場合は、グリッドから電力を購入してしのがねばならない。つまり、グリッドに供給される正味の電力量は、売電電力から買電電力を差し引いたものになる。ここでは、LFG 収集システム（プロアー等）、GEG の補機等の自己消費分は、発電電力量のうちの一定の割合を占めると想定する。モニタリングでは、グリッドへの売電電力と買電電力を直接計測する。

CEF_{electricity,y} (系統の排出係数 CO₂ emissions intensity of the electricity displaced)

グリッドの排出係数である。ウクライナにおけるグリッドの排出係数は、

Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects Volume 1:
General guidelines Version 2.3 Ministry of Economic Affairs of the Netherlands May 2004

P42 Table B1

により決定する。これは、オランダが東欧諸国で JI プロジェクトを実施する際のガイドラインを示したものであり、Table B1 には、ウクライナを含めた東欧諸国の排出係数が示されている。ウクライナ政府・環境保護省は、「どのような排出係数を使用するか明確な基準がウクライナ政府にない現在では、ウクライナ政府とプロジェクト参加者との間の話し合いと契約により、このオランダのガイドラインにある排出係数を採用することを認めても良い。」と言明しているため、この数値を採用するものである。

AF (調整係数 adjustment factor)

AF は、ベースラインシナリオで回収されているはずの LFG の量と、プロジェクトで回収される LFG の量の比である。現在のウクライナには、処分場に LFG を収集することを義務付ける法律はない。また、ウクライナ政府では将来そのような法規制を導入する予定もない。従って、PDD では、AF の値は 0 となる。但し、モニタリングにより、AF の値が変化するか確認をするものとする。

LFG_{flared,y} (フレア処理される LFG の量 quantity of landfill gas flared)

フレア処理される LFG の量は、モニタリングにて計測される。PDD では、回収された LFG のうち、発電にまわされない LFG がフレア処理されるものとしている。

$w_{CH_4,y}$ (LFG 中のメタンガスの含有率 average methane fraction of the landfill gas)

LFG 中のメタンガスの含有率は、モニタリングにて計測される。PDD では、予想される含有率を使用する。

D_{CH_4} (標準状態におけるメタンガスの比重 methane density at standard temperature and pressure)

メタンガスの比重 (単位: t/m^3) である。LFG の流量は、LFG の温度と圧力を計測することにより、標準状態 (standard temperature and pressure = 0 °C、1,013 bar) に補正される。PDD では、気体の体積をすべて標準状態で記載し、メタンガスの比重は、統合化ベースライン方法論巻末に記載の値とする。

FE (フレア効率 flare efficiency)

フレア効率は、フレアの稼働時間 (フレアスタックの表面温度により、稼働の有無を計測)、フレア排気ガスのメタンガス濃度を計測することにより、決定される。PDD では、フレア設備のスペックに基づき、一定の経験値を設定するものとする。

$LFG_{electricity,y}$ (発電に供される LFG の量 quantity of landfill gas fed into electricity generator)

発電に供される LFG の量は、モニタリングにて計測される。PDD では、回収された LFG のうち、GEG が消費する定格ガス量を、GEG の点検予定時期を除いて、定常的に消費するものと想定する。

x (廃棄物の搬入があった年 the year of waste input)

ルガンスク埋立処分場が運用開始された 1978 年に遡って設定し、First Order Decay Model 式を適用する。

y (現在の年 current year)

ルガンスク埋立処分場が運用開始された 1978 年に遡って、設定し、First Order Decay Model 式を適用する。

EqC (メタンガス収集効率 landfill gas collection efficiency)

メタンガス収集効率は、システムの性能により決定されるものである。PDD では、システムのスペックに基づき、一定の経験値を設定するものとする。

R_x (x 年に搬入された廃棄物量 amount of waste disposed in year x)

このプロジェクトでは、LFG の発生量を予測する手法としては、上記のように First Order Decay Model を使用している。つまり、最も鍵となるのは、廃棄物の処分量 (R_x) である。

従って、過去、現在、未来にわたって、処分場に持ち込まれた、持ち込まれている、持ち込まれるだろう廃棄物の量の実績、予測値が必要である。本プロジェクトでは、過去、現在の処分量のデータは定かであるが、未来の処分量については推定する必要がある。本プロジェクトでは、未来の廃棄物の量は、2004年以降は、前年比1.5%ずつ増加するものとして決定した。

k (メタンガス発生率 methane generation rate)

現地専門家の意見により決定した。

L₀ (潜在的メタンガス発生量 methane generation potential)

現地専門家の意見により決定した。

追加性の検証

一方、本プロジェクトがベースラインに対して追加的であることの証明も、ACM0001に示される方法に従い、決定する。

ACM0001では、「追加性の証明方法は「追加性の証明のための統合化ツール (Consolidated tools for demonstration of additionality)」によること。」としている。

従って、本プロジェクトにおいては、追加性の証明のための統合化ツールを用い、以下のステップ0～ステップ5に示す通り、ベースラインシナリオの決定(本プロジェクトシナリオの追加性の検証)を行う。

尚、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、JIプロジェクトなので、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、ルガンスク埋立処分場において、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態のことを言い、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、ルガンスク埋立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、ルガンスク埋立処分場から発生する LFG を回収し、LFG 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 はいずれもウクライナの法制度に適合している。

ステップ 2 投資分析（Investment Analysis）

II プロジェクトを表すシナリオ 3 は、ERU 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 3 を採用する。

ここでベンチマークには、ウクライナの長期国債の利回りを採用する。この理由は、日本の民間企業がウクライナでのプロジェクトに投資判断をする場合、最低でもそのプロジェクトの利回りがウクライナの長期国債の利回りを越えていなければ、企業はそのプロジェクトへの投資を魅力的と感じず、国債を買った方がよいと判断するであろうからである。

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、ERU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。従って、ベンチマークである国債利回りと比較できるような、IRRの計算値が得られない。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、ERU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。従って、ベンチマークである国債利回りと比較できるような、IRRの計算値が得られることになる。IRRの計算の結果、IRR(税引後)は、費用が収益を上回るため、マイナスとなった。一方、ベンチマークである国債の利回りは、2004年3月8日現在で、7.65%である。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、感度分析結果は、「第9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(ウクライナで行われ、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.」))は、A.4.4に述べた通り、複数存在する。しかし、それらのプロジェクトはいずれもJIプロジェクトであり、このプロジェクトの追加性に疑問を投げかけるものにはならない。

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

先に実施したシナリオ3の投資分析に、ERUの経済的価値を導入する。ERU = 5EURO/t-CO₂で、IRR(税引後)が0.77%、ERU = 10EURO/t-CO₂で、IRR(税引後)が21.23%となり、国債の利回りに比べて、投資家を魅了できるレベルとなる。計算の前提条件と計算結果は「第9章 収益性」に示す。

以上の分析で、シナリオ2とシナリオ3はベースラインシナリオとはなりえないことがわかり、シナリオ3はJ1プロジェクトとなりえることがわかった。すなわち、ベースラインシナリオは、シナリオ1であることが決定された。

3.3 リークージとプロジェクト境界の検討

リークージ

UNFCCC のガイダンス「GUIDELINES FOR COMPLETING THE PROJECT DESIGN DOCUMENT (CDM-PDD)」によれば、リークージとは、「GHG 排出源からの人為的な排出量の正味の変化量のことであり、しかも、プロジェクト境界の外で発生し、測定可能なもので、プロジェクト活動にその原因を帰することが妥当なもの。」である。

(以下原文「Leakage is defined as the net change of anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases (GHG) which occurs outside the project boundary, and which is measurable and attributable to the CDM project activity.」)

一方、統合化ベースライン方法論によれば、この方法論にはリークージはないとされている。

以上により、このプロジェクトにはリークージはない。

プロジェクト境界

UNFCCC のガイダンス「GUIDELINES FOR COMPLETING THE PROJECT DESIGN DOCUMENT (CDM-PDD)」によれば、プロジェクト境界とは、「プロジェクト参加者の管理下であって、顕著であり、プロジェクト活動にその原因を帰することが合理的であると言える、GHG 排出源からの人為的な排出を包含するもの。」である。

(以下原文「The project boundary shall encompass all anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases (GHG) under the control of the project participants that are significant and reasonably attributable to the CDM project activity.」)

一方、統合化ベースライン方法論によれば、プロジェクト境界には、ガスの収集と破壊/利用のプロセスが含まれるとある。また、プロジェクトを実施するために必要な各種エネルギーについては、プロジェクトの排出としてカウントし、かつモニタリングすることとある。ここで、このプロジェクトでは、プロジェクトを実施するために必要なエネルギーは、GEG の発電電力の一定割合に相当すると想定し、これら必要エネルギーを差し引いた、正味のグリッドへの売電量をモニタリングすることにしている。

以上をまとめたのが下記、図 3.3-1 である。

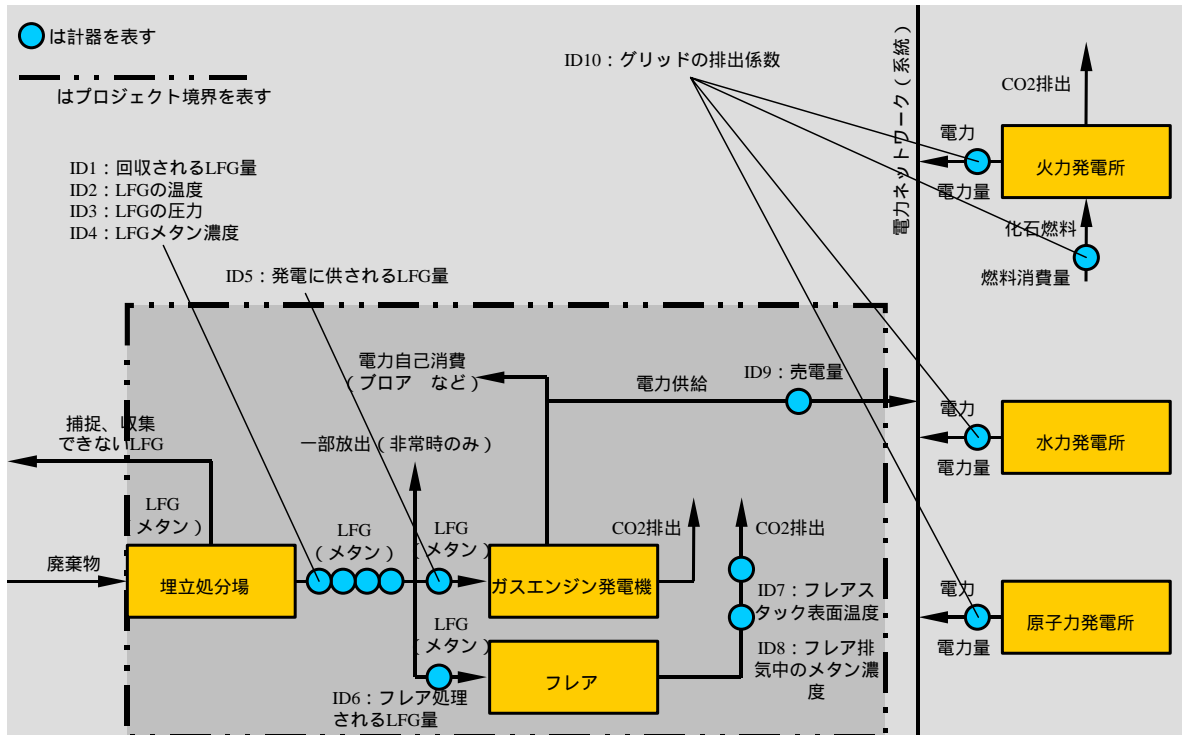


図 3.3-1 プロジェクト境界 Flow chart of project boundaries (鎖線の範囲が境界を表すし、青丸部分が計器で ID 番号は「表 4.2-1 モニタリング項目」に示す番号に対応する)

3.4 ベースライン排出量の試算

このプロジェクトでは、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、ベースラインの排出量を計測するわけではない。ACM0001 においても、排出削減量の計算式のみ示されており、ベースライン排出量の計算式は示されていない。但し、ベースライン排出量の試算は、処分場から発生するメタンガス発生量から法規制により回収されるはずのメタンガスの量を減算し、プロジェクトの発電により代替される系統の既存の排出量を加算することにより可能である。ベースラインの排出量の計算式は以下に示す通りである。尚、この式は ACM0001 に示されている排出削減量の計算式に基づいている。

$$E_{\text{baseline},y} = \text{GWP}_{\text{CH}_4} * (Q_{y,x} - \text{MD}_{\text{reg},y}) + \text{EG}_y * \text{CEF}_{\text{electricity},y}$$

ここで、

$E_{\text{baseline},y}$: y 年におけるベースライン排出量(t-CO₂)

GWP_{CH_4} : メタンの温暖化指数

$Q_{y,x}$: 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 (Nm³/y)

$\text{MD}_{\text{reg},y}$: 法規制により回収されるはずのメタンガスの量(t-CH₄)

EG_y : 発電により代替される系統の電力量(MWh)

$\text{CEF}_{\text{electricity},y}$: 系統の排出係数(t-CO₂/MWh)

x : 廃棄物の搬入があった年 (y)

処分場から発生するメタンガス発生量 ($Q_{y,x}$) を算出する手段として、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。以下にその数式を示す。

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

ここで、

R_x : x 年に搬入された廃棄物量 (Mg/y)

y : 現在の年 (y)

L_0 : 潜在的メタンガス発生量 (methane generation potential) (Nm³/Mg Mg は廃棄物量)

k : メタンガス発生率 (methane generation rate) (1/y)

メタン発生ポテンシャル (L_0) の値は、廃棄物の組成、処分場がある場所の気候によって左右される。また、メタンガス発生率 (k) の値は、廃棄物に含まれる水分、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。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発生量 ($Q_{y,x}$) をより正確に算出するために、ウクライナの現地専門家の指導の下、廃棄物の種類を 4 つ (カテゴリー ~ カテゴリー) に区分し、それぞれの区分に対して別々の L_0 及び k の値を設定してメタンガス発生量 ($Q_{y,x}$) を算出した。各区分 $Q_{y,x}$ を算出するための廃棄物量の割合、 L_0 、k の値は、表 3.4-1 に、 R_x は、3.4-2 に示す通りである。

表 3.4-1 各種パラメーター

| 項目 | 単位 | 数値 | 出展、根拠 |
|-----------------------------------|-------------------|----------------------|--|
| カテゴリーIの廃棄物量割合 | % | 40.50 | ルガンスクにおける実際の廃棄物組成データを基に、ウクライナのLFGの専門家によって計算された値 |
| カテゴリーIIの廃棄物量割合 | % | 13.63 | |
| カテゴリーIIIの廃棄物量割合 | % | 29.68 | |
| カテゴリーIVの廃棄物量割合 | % | 16.20 | |
| カテゴリーIのk | 1/y | 0.116 | ウクライナのLFGの専門家によって想定された値 |
| カテゴリーIIのk | 1/y | 0.076 | |
| カテゴリーIIIのk | 1/y | 0.046 | |
| カテゴリーIVのk | 1/y | - | |
| カテゴリーIのL ₀ | Nm3-CH4/ t -waste | 74.40 | ルガンスクにおける実際の廃棄物組成データを基に、ウクライナのLFGの専門家によって計算された値 |
| カテゴリーIIのL ₀ | Nm3-CH4/ t -waste | 128.80 | |
| カテゴリーIIIのL ₀ | Nm3-CH4/ t -waste | 128.30 | |
| カテゴリーIVのL ₀ | Nm3-CH4/ t -waste | 0 | |
| メタンガスの低位発熱量 | kcal/Nm3 | 8,560 | 社団法人火力原子力発電技術協会 (Thermal and Nuclear Power Engineering Society)、通商産業省 (Ministry of International Trade and Industry) 資源エネルギー庁 (Agency for Natural Resources and Energy) 監修「火力原子力発電必携」1991、P158 |
| 導入するガスエンジンの合計容量 | kW | 500 | プロジェクト実施者による計画値 |
| 導入するガスエンジンの発電効率 | % | 39.20 | 欧州のメーカー社の仕様値 |
| 導入するガスエンジンの発電自己消費率 | - | 0.10 | プロジェクト実施者による計画値 |
| 導入するガスエンジンの発電稼働日数 | 日/年 | 335 | プロジェクト実施者による計画値 |
| メタンの比重D _{CH4} | t/Nm3 | 0.00071680 | UNFCCC CDM EB Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities |
| メタンの温暖化指数GWP _{CH4} | - | 21.0 | IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995 |
| 売電単価 | UAH/kWh | 0.1000 | 発電事業者が配電会社に販売した電力単価の実績値に基づく |
| 為替レート | UAH/EURO | 6.77 | 銀行での実際のレート |
| LFG中に含まれるメタンの体積割合w _{CH4} | - | 0.50 | ウクライナのLFGの専門家によって想定された値 |
| LFG収集効率EqC | - | 初年:0.500 以降:0.668 | ウクライナのLFGの専門家によって想定された値。0.668 = 地表面のカバー率90%×井戸・配管の効率75%×稼働率99%。一方、初年度の0.500は、スタートアップ時における損失等を見込んでいる保守的な推定値である。 |
| フレア効率FE | - | 0.995 | 欧州のメーカー社の仕様値 |
| 調整係数AF | - | 0.00 | ウクライナ政府・環境保護省の見解に基づく |
| 発電排出係数CEF _{electricity} | t-CO2/MWh | 0.815 ~ 0.486 | Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects Volume 1: General guidelines Version 2.3 Ministry of Economic Affairs of the Netherlands May 2004 (上記ガイダンスの主旨を踏襲し、保守性を確保するため、1999年以前の数値は2000年の数値と同一とし、2013年以降の数値は2011年と2012年の数値の外挿により設定した。) |
| ベンチマークとしてのウクライナの長期国債利回り | % | 7.65 | 2004年3月8日現在の実績 |
| クレジット期間 | - | 2008年~2022年の15年間 | ウクライナ政府・環境保護省の見解に基づく |
| 利益税税率 | % | 25 | ウクライナ政府 |
| 減価償却率 | % | 6.75 | ウクライナ政府 |
| イニシャルコスト総額 | EURO | 1,280,000 | プロジェクト実施者による計画値 |
| ランニングコスト | EURO/年 | 94,000 | プロジェクト実施者による計画値 |

表 3.4-2 Rx 実績値、予想値

| year | ton | year | ton |
|------|--------|------|--------|
| 1979 | 44,000 | 2002 | 71,037 |
| 1980 | 55,132 | 2003 | 74,052 |
| 1981 | 61,666 | 2004 | 75,163 |
| 1982 | 63,888 | 2005 | 76,290 |
| 1983 | 67,166 | 2006 | 77,435 |
| 1984 | 70,576 | 2007 | 78,596 |
| 1985 | 71,588 | 2008 | 0 |
| 1986 | 72,226 | 2009 | 0 |
| 1987 | 72,710 | 2010 | 0 |
| 1988 | 73,568 | 2011 | 0 |
| 1989 | 73,744 | 2012 | 0 |
| 1990 | 74,162 | 2013 | 0 |
| 1991 | 74,690 | 2014 | 0 |
| 1992 | 74,866 | 2015 | 0 |
| 1993 | 73,744 | 2016 | 0 |
| 1994 | 71,478 | 2017 | 0 |
| 1995 | 69,564 | 2018 | 0 |
| 1996 | 69,388 | 2019 | 0 |
| 1997 | 68,772 | 2020 | 0 |
| 1998 | 68,310 | 2021 | 0 |
| 1999 | 66,286 | 2022 | 0 |

前述したように、現在のウクライナには、処分場に LFG を収集することを義務付ける法律はなく、また、ウクライナ政府では将来そのような法規制を導入する予定もないため、回収されるはずのメタンガスの量 ($MD_{reg,y}$) については、本プロジェクトにおいては、存在しないものとした。

メタンの温暖化指数 (GWP_{CH_4}) は、IPCC の推奨値である 21.0 とした。

発電により代替される系統の電力量 (EG_y) は、「5.1-2 省エネ効果」に示す通りである。また、系統の排出係数 ($CEF_{electricity,y}$) 値は、表 3.4-3 に示す通りである。出典は、「Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects, Volume 1: General guidelines, Version 2.3, Ministry of Economic Affairs of the Netherlands May 2004」である。ここで、上記ガイダンスの主旨を踏襲し、保守性を確保するため、1999 年以前の数値は 2000 年の数値と同一とし、2013 年以降の数値は 2011 年と 2012 年の数値の外挿により設定した。

表 3.4-3 系統の排出係数

| year | t-CO2/MWh | year | t-CO2/MWh |
|------|-----------|------|-----------|
| 1979 | 0.815 | 2002 | 0.785 |
| 1980 | 0.815 | 2003 | 0.770 |
| 1981 | 0.815 | 2004 | 0.755 |
| 1982 | 0.815 | 2005 | 0.740 |
| 1983 | 0.815 | 2006 | 0.725 |
| 1984 | 0.815 | 2007 | 0.710 |
| 1985 | 0.815 | 2008 | 0.695 |
| 1986 | 0.815 | 2009 | 0.680 |
| 1987 | 0.815 | 2010 | 0.666 |
| 1988 | 0.815 | 2011 | 0.651 |
| 1989 | 0.815 | 2012 | 0.636 |
| 1990 | 0.815 | 2013 | 0.621 |
| 1991 | 0.815 | 2014 | 0.606 |
| 1994 | 0.815 | 2015 | 0.591 |
| 1995 | 0.815 | 2016 | 0.576 |
| 1996 | 0.815 | 2017 | 0.561 |
| 1997 | 0.815 | 2018 | 0.546 |
| 1998 | 0.815 | 2019 | 0.531 |
| 1999 | 0.815 | 2020 | 0.516 |
| 2000 | 0.815 | 2021 | 0.501 |
| 2001 | 0.815 | 2022 | 0.486 |

上記前提条件に基づくプロジェクト期間のベースライン排出量計算結果は、表 3.4-4 に示す通りである。(尚、1979～2006年までのベースライン排出量については、「資料-5 ガス発生量の予測結果とキャッシュフロー」 参照。)

表 3.4-4 ベースライン排出量計算結果

| 年 | ベースライン排出量 |
|-------------|-----------|
| 年 | t-CO2 |
| 2008 | 7.21E+04 |
| 2009 | 6.66E+04 |
| 2010 | 6.40E+04 |
| 2011 | 5.94E+04 |
| 2012 | 5.51E+04 |
| 2013 | 5.12E+04 |
| 2014 | 4.77E+04 |
| 2015 | 4.44E+04 |
| 2016 | 4.14E+04 |
| 2017 | 3.86E+04 |
| 2018 | 3.60E+04 |
| 2019 | 3.37E+04 |
| 2020 | 3.15E+04 |
| 2021 | 2.95E+04 |
| 2022 | 2.76E+04 |
| 2008～2022合計 | 6.99E+05 |

3.5 プロジェクト排出量の試算

このプロジェクトでは、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。ACM0001においても、排出削減量の計算式のみ示されており、プロジェクト排出量の計算式は示されていない。但し、プロジェクト排出量の試算は、処分場から発生するメタンガス発生量のうちプロジェクトで回収できないメタンガスの量であり、以下の式からプロジェクトにより回収されるメタンガスの量を減算することにより可能である。プロジェクト排出量の計算式は以下に示す通りである。尚、この式は ACM0001 に示されている排出削減量の計算式に基づいている。

$$E_{\text{project},y} = (1 - \text{EqC}) * \text{GWP}_{\text{CH}_4} * Q_{y,x}$$

ここで、

$E_{\text{project},y}$: y 年におけるプロジェクト排出量(t-CO₂)

EqC : メタンガス収集効率

GWP_{CH₄} : メタンの温暖化指数

$Q_{y,x}$: 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 (Nm³/y)

処分場から発生するメタンガス発生量(Q_{y,x})を算出する手段及び算出に必要なパラメーターについては、「3.4 ベースライン排出量の試算」に示した通りである。

メタンガス収集効率(EqC)は、表 3.4-1 に示す通りである。

上記前提条件に基づくプロジェクト排出量計算結果は、表 3.5-1 に示す通りである。(尚、1979～2006年までのベースライン排出量については、「資料-5 ガス発生量の予測結果とキャッシュフロー」参照。)

表 3.5-1 プロジェクト排出量計算結果

| 年 | プロジェクト排出量 |
|-------------|-------------------|
| 年 | t-CO ₂ |
| 2008 | 3.62E+04 |
| 2009 | 2.23E+04 |
| 2010 | 2.06E+04 |
| 2011 | 1.91E+04 |
| 2012 | 1.76E+04 |
| 2013 | 1.64E+04 |
| 2014 | 1.52E+04 |
| 2015 | 1.41E+04 |
| 2016 | 1.31E+04 |
| 2017 | 1.22E+04 |
| 2018 | 1.14E+04 |
| 2019 | 1.06E+04 |
| 2020 | 9.87E+03 |
| 2021 | 9.21E+03 |
| 2022 | 8.60E+03 |
| 2008～2022合計 | 2.36E+05 |

第 4 章

モニタリング計画

第4章 モニタリング計画

4.1 モニタリング方法論の検討

「3.1 ベースライン方法論の検討」で既に述べた通り、本プロジェクトにおいては、ベースライン方法論として ACM0001 を用いる。また、このベースライン方法論はモニタリング方法論とペアで用いなければならない。従って、ACM0001 を本プロジェクトのモニタリング方法論として用いる。

ACM0001 の適用条件は以下に示す通りである。

「この方法論は、LFG の捕捉プロジェクト活動に適用できる。LFG のすべてか一部を大気に解放しているというベースラインを採用し、プロジェクト活動は以下のもののいずれかを指す。

- (a) 捕捉された LFG はフレア処理される。
- (b) 捕捉された LFG は電力は熱等のエネルギーとして使用される。しかしながら、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減はクレームしない。
- (c) 捕捉された LFG は電力は熱等のエネルギーとして使用される。そして、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減をクレームする。この場合、クレームする部分に関しては、新たな方法論を提案するか、既に承認済みの方法論を使用しなければならない。既に承認済みの方法論とは、以下を含む。

グリッドに接続される再生可能エネルギー利用発電プロジェクトの
統合化ベースライン方法論

Consolidated baseline methodology

for grid-connected electricity generation from renewable sources

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan2.pdf>

あるいは、発電容量が 15MW を下回り、かつ／あるいは、置換される熱エネルギーの量が年間 54TJ (15GWh) を下回るならば、

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 CDM PROJECT ACTIVITY CATEGORIES

が使用可能である。

(以下原文「This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources; or
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources.

In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”. If capacity of electricity generated is less than 15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54 TJ (15GWh), small-scale methodologies can be used.」)

一方、本プロジェクトは以下の通りである。

現在、ルガンスク埋立処分場においては、LFG の収集が行われていない。

このプロジェクトは、既存のルガンスク埋立処分場において、LFG の収集を行い、それに含まれる可燃性のメタンガスを燃焼させて、GEG の運転を行うものである。

このプロジェクトで設置する GEG は、既存の電力送配電グリッドに接続され、GEG で発電された電力を電力送配電グリッドに逆送するものである。

現在、ウクライナ、ルガンスク市においては、廃棄物埋立処分場に対し、LFG の収集を義務付ける法律上の規制がなく、その計画もない。

ウクライナ、ルガンスク市においては、廃棄物埋立処分場における LFG の収集を行うだけの技術的知見、人材が不足している。

ウクライナ、ルガンスク市においては、オンサイト型の GEG の導入を行うだけの技術的知見、人材が不足している。

このプロジェクトで設置した GEG が既存の発電システム（グリッドの発電所）の代替となりえる。

発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用（火力発電所における化石燃料の使用に相当）を避けたことによる排出削減をクレームする。

このプロジェクトで設置する予定の発電機容量は、500kW（0.5MW）である。

ゆえに、このプロジェクトは、「LFG プロジェクト活動における統合化モニタリング方法論」(以下「統合化モニタリング方法論」と称する)の適用条件である(c)に該当する。一方、発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減のクレームに関しては、上記を踏まえつつ、ウクライナ政府との交渉により決定した数値を採用するものとする。

4.2 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はACM0001に基づき表4.2-1に示す通り決定した。、モニタリング計画図は図4.2-1に示す通りである。

表 4.2-1 モニタリング項目

| 番号 | データ変数 | データの 出所 | データの 単位 | 計測 (m) 計算 (c) 試算 (e) | 記録の 頻度 | モニター できる データの 割合 | データを どのよう に保管す るか(電子 データ/ 紙面) | コメント |
|----|---|-------------------|----------------|----------------------------|-------------------------------------|---------------------------|--|---|
| 1 | LFG _{total} 回収される LFG 量 | 流量計 Flow meter | m ³ | m | 連続的に 計測し、記 録を1ヶ 月に1回 とる | 100% | e | |
| 2 | T LFG の温度 | 温度計 | K | m | 1ヶ月に1 回 | 100% | e | メタンガスの 密度 D _{CH₄} を決 定するのに使 用する。 |
| 3 | P LFG の圧力 | 圧力計 | Pa | m | 1ヶ月に1 回 | 100% | e | メタンガスの 密度 D _{CH₄} を決 定するのに使 用する。 |
| 4 | W _{CH₄} LFG のメタ ン濃度 | メタン濃 度計 | % | m | 1ヶ月に1 回 | 100% | e | |
| 5 | LFG _{electricity} 発電に供さ れる LFG 量 | 流量計 Flow meter | m ³ | m | 連続的に 計測し、記 録を1ヶ 月に1回 とる | 100% | e | |
| 6 | LFG _{flared} フレア処理 される LFG 量 | 流量計 | m ³ | m | 連続的に 計測し、記 録を1ヶ 月に1回 とる | 100% | e | |
| 7 | T _f フレアスタ ック表面温 度 | 温度計 | Degree C | m | 連続的 | 100% | e | フレアの稼働 率 FE を決定す るのに使用す る。 |

| 番号 | データ変数 | データの 出所 | データの 単位 | 計測 (m) 計算 (c) 試算 (e) | 記録の 頻度 | モニター できる データの 割合 | データを どのよう に保管す るか(電子 データ/ 紙面) | コメント |
|----|--------------------------------------|-----------------------------------|------------|----------------------------|-------------------------------------|---------------------------|--|---|
| 8 | wf_{CH_4} フレア排気 中のメタン 濃度 | メタン濃 度計 | % | m | 3ヶ月に1 回、不安定 なら毎月 | 100% | e | フレアの稼働 率 FE を決定す るのに使用す る。 |
| 9 | EG 売電量 | 電力量計 | kWh | m | 連続的に 計測し、記 録を1ヶ月 に1回と る | 100% | e | |
| 10 | $CEF_{electricity}$ グリッドの 排出係数 | ウクライ ナ政府よ りデータ を受領す る | - | c | 1年に1回 定期的に | 100% | e | |
| 11 | AF 調整係数 | ウクライ ナ政府に ヒアリン グする | - | n/a | 1年に1回 定期的に | 100% | e | |
| 12 | FE フレア効率 | Tf wf_{CH_4} | % | m and c | 3ヶ月に1 回、不安定 なら毎月 | 100% | e | Tf と wf_{CH_4} によ り、計算にてFE を決定する。 |

注：データはクレジット期間中とその後2年間は保存する。

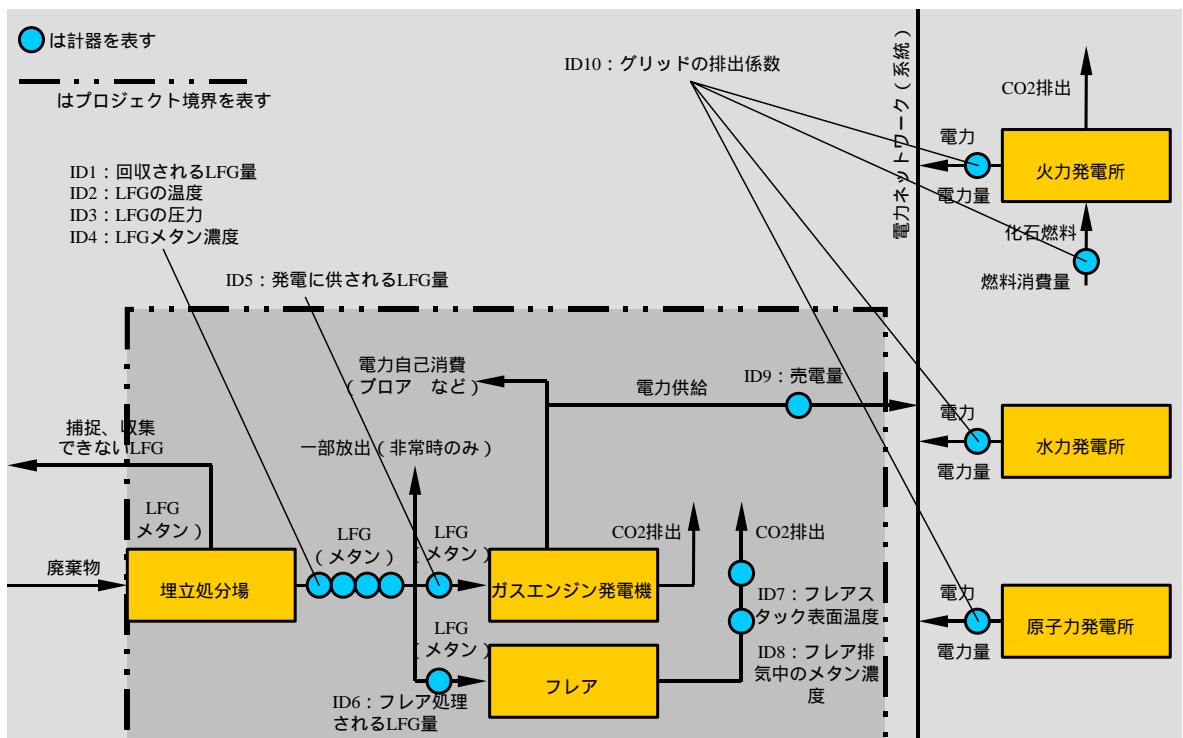


図 4.2-1 モニタリング計画図

(青丸部分が計器で ID 番号はモニタリング計画に対応し、鎖線の範囲はプロジェクト境界を表す)

注: このモニタリング計画で計測される電力量は、GEG から発生する電力量から、GEG や LFG 収集システムで使用する電力量(すなわちシステムの自己消費分)を差し引いたものであり、売電量と買電量の差で求める。

モニタリング方法論に基づき、以下に各モニタリング項目のモニタリング計画を示す。

- ID1 LFG_{total} LFG 流量
- ID5 LFG_{electricity} LFG 流量 (発電機向け)
- ID6 LFG_{flared,} LFG 流量 (フレア向け)
- ID2 T LFG 温度
- ID3 P LFG 圧力

流量計には様々な形式のものがあるが、ここで測定しようとしているのは、気体の体積流量であり、瞬時流量と積算流量である。気体の体積流量の瞬時値は、差圧流量計(オリフィス等)、面積流量計(フロート等)、超音波式流量計、渦式流量計で測定が可能である。ここで要求される流量計の性能は、価格が比較的安くて(即ち広く普及しているもので)

も正確で、流量に多少の変動があっても精度が大幅に下がることがないもの、堅牢なもの、保守に手間のかからないものである。この要求に合致するものは渦式である。流量計には以下に説明するように、演算器への出力が可能なものでなければならない。

渦式流量計では、瞬時流量を測定するが、それはその圧力、温度における流量であり、標準状態における流量ではない。そこで、圧力、温度を流量と同時に測定し、標準状態の流量に補正し、常に同じ尺度で体積を評価する必要がある。このため、圧力計と温度計が必要であり、標準状態に補正するための演算器が必要となる。

圧力計には、液柱式圧力計、重錘式圧力計、弾性式圧力計がある。圧力計に必要とされる性能は、価格が比較的安くて（即ち広く普及しているもので）も正確で、圧力に多少の変動があっても精度が大幅に下がることがないもの、堅牢なもの、保守に手間のかからないもの、演算器への出力が可能なもの（発信器付）である。この要求に合致するものは弾性式圧力計である。

温度計には実に様々なものがあり、熱電対、抵抗式、サーミスタ式、放射式、ガラス管式、充満式、バイメタル式、水晶発振式、蛍光式、光ファイバー分布式、磁器式等がある。温度計に必要とされる性能は、価格が比較的安くて（即ち広く普及しているもので）も正確で、温度に多少の変動があっても精度が大幅に下がることがないもの、堅牢なもの、保守に手間のかからないもの、演算器への出力が可能なもの（端子付）である。この要求に合致するものは抵抗式である。

以上の流量計、圧力計、温度計、演算器を配線で接続し、流量の計測が可能となる。演算器は瞬時流量を表示するとともに、積算流量も表示できるものとする。

渦式流量計の特徴としては、流量計本体に可動部分がなく、流量計の精度が経年変化により悪くなる恐れがほとんどないことが挙げられる。但し、渦を発生させる「渦発生体」に異物がからまないように管理することは必要不可欠である。従って、流量計本体の校正を定期的に行う必然性はなく、むしろ、異物の有無の確認や、流量計本体付属の発振器端子部と演算器端子部間の入出力信号伝送が、正確に行われているかの確認が主体となる。これには、発振器への模擬信号入力による、発振器からの出力信号の正確性、演算器への模擬信号入力による、演算器側の流量表示の正確性を確認・調整することにより、校正が行える。

圧力計は、ダイヤフラムを使用した圧力発振器を使用するため、ダイヤフラムの劣化により、圧力計測が不正確になる恐れがある。このため、可搬型のポンプを使用することに

より、圧力が既知の流体を用意し、圧力計を校正することが必要である。また、圧力発振器端子部と演算器端子部間の入出力信号伝送が、正確に行われているかの確認が必要となるが、これには、演算器への模擬信号入力による、演算器側の圧力表示の正確性を確認・調整することにより、校正が行える。

温度計は、白金等の抵抗体を使用した感温部を使用するため、抵抗体の劣化により、温度計測が不正確になる恐れがある。このため、恒温槽と基準温度計を使用することにより、温度が既知の流体を用意し、温度計を校正することが必要である。また、温度計端子部と演算器端子部間の入出力信号伝送が、正確に行われているかの確認が必要となるが、これには、演算器への模擬信号入力による、演算器側の温度表示の正確性を確認・調整することにより、校正が行える。

流量は、連続的に計測され、演算器により自動的に積算される。知りたいのは瞬時流量ではなく、積算流量であるので、頻繁に目測して記録をとる必要はない。原則として、最低でも1週間に1回は、表示に異常がないかを確認し、1ヶ月に1回は記録をとるものとする。

ID4 w_{CH_4} LFG 中のメタン濃度

ガス中のメタンガスの体積濃度を計測する方法は、ガスクロマトグラフによる分析、固体センサー濃度計、光学センサー濃度計、水素炎イオン化式濃度計等がある。ここで要求される濃度計の性能は、価格が比較的安くて（即ち広く普及しているもので）も正確で、濃度に多少の変動があっても精度が大幅に下がることがないもの、堅牢なもの、保守に手間がかからないものである。濃度の変動は、せいぜい0~70%のオーダーであり、ppmのオーダーではない。また、手軽に測定ができ、校正に手間がかからないものが望まれる。この要求に合致するものは光学センサー濃度計であり、このうちの赤外線式が適当である。

赤外線式メタンガス濃度計は、校正が容易である。濃度が既知の基準メタンガスガスボンベと、ゼロ校正用のメタンガス濃度ゼロのボンベを用意すれば、この基準ガスにより校正を行うことが可能である。すなわち、ボンベを持ち込める場所なら、赤外線式メタンガス濃度計はどこでも校正することが可能である。

赤外線式メタンガス濃度計は、酸素濃度も計測できるものが望ましい。モニタリングとは直接関係ないが、LFG中の酸素濃度が異常に上昇すれば、爆発の危険性があるので、システムを停止させることが必要となるからである。

LFG中のメタン濃度は、LFGの流量の記録時期と合わせて、原則として、最低でも1週

間に1回は、表示に異常がないかを確認し、1ヶ月に1回は記録をとるものとする。

ID7 Tf フレア表面温度

LFG 流量計測における温度計測と原則は同じであるが、ここで使用する温度計は抵抗式よりも熱電対が望ましい。フレアの表面温度は数百度になるので、高温に強い熱電対の方が適切である。

フレア表面温度は記録計（ペンレコーダーあるいはデータロガー）により記録する。即ち、連続的に自動記録を行う。LFG の流量の記録時期と合わせて、原則として、最低でも最低でも1週間に1回は、記録に異常がないかを確認し、1ヶ月に1回は記録を回収する。

ID8 wf_{CH4} フレア排気ガス中のメタン濃度

ID4（LFG 中のメタン濃度）に同じで、赤外線式メタンガス濃度計により対応可能である。但し、ここで測定しようとしているフレア排気ガス中のメタン濃度は、フレア効率を99%、空気比を1.0とすると、せいぜい0.1%（1,000ppm）であり、測定が必要とされる濃度はこれ以下が主体となる。例えば、現実的な値として、フレア効率を99.5%、空気比を1.2とすると、フレア排気ガス中のメタン濃度は0.03%（300ppm）である。従って、ID4（LFG 中のメタン濃度）と同じレンジでは測定ができないので、注意を要する。

一方、モニタリング方法論によれば、フレア排気ガス中のメタン濃度のモニタリング頻度は、LFG 中のメタン濃度のモニタリング頻度に比べて非常に少なく済む。赤外線式メタンガス濃度計は、常時使用をし続けることが計測値の安定化に資し、頻繁に起動停止を行うと寿命に影響する。このため、フレア排気ガス中のメタン濃度の計測のように、計測頻度が低い場合は、あまり適切な計器とは言えず、計測頻度が低くても、計器は常時起動させておくことが望まれ、必要以上に経費がかかる結果になる。そこで、モニタリングに必要な経費を節約する意味で、赤外線式メタンガス濃度計を購入せず、都度ガスクロマトグラフによる分析を実施することも可能である。但し、ホスト国であるウクライナのルガンスク市で、ガスクロマトグラフによる分析を実施できる機関・業者があることが条件である。

本プロジェクトでは、赤外線式メタンガス濃度計、ガスクロマトグラフによる分析のいずれの選択肢も選択可能とする。

フレア排気ガス中のメタン濃度は、1ヶ月に1回は記録をとるものとする。（赤外線式メタンガス濃度計を採用する場合は、LFG の流量の記録時期と合わせて、原則として、最低でも1週間に1回は、表示に異常がないかを確認する。）

ID9 EG 電力量

電力量計は、II プロジェクトとしてのモニタリングとして使用する以外に、売電、買電に使用するものである。このため、電力送配電グリッドの所有者が要求あるいは支給するものを設置することになり、電力送配電グリッドの所有者が要求あるいは実施する校正を行うことになる。

電力量は、連続的に計測され、自動的に積算される。知りたいのは瞬時電力ではなく、積算電力量であるので、頻繁に目測して記録をとる必要はない。LFG の流量の記録時期と合わせて、原則として、最低でも 1 週間に 1 回は、表示に異常がないかを確認し、1 ヶ月に 1 回は記録をとるものとする。

ID10 CEF_{electricity} グリッドの排出係数

ウクライナ政府より、1 年に 1 回、必要なデータを受領し、計算するものとする。

ID11 AF ベースラインシナリオで回収されているはずの LFG の量と、プロジェクトで回収される LFG の量の比

ウクライナ政府より、1 年に 1 回、必要な情報を受領するものとする。

ID12 FE フレア効率

フレア効率 FE は、「ID7 Tf フレア表面温度」と「ID8 wf_{CH4} フレア排気ガス中のメタン濃度」「ID4 w_{CH4} LFG 中のメタン濃度」により計算にて求める。

まず、「ID7 Tf フレア表面温度」にてフレアの稼働率 FTf が計算される。通常フレアが運転していれば、フレア表面温度は大きく変化することはないが、火炎が失火すると、急激に温度が降下する。この現象をとらまえて、フレアが稼働しているのか、失火してしまったのかを判断することができる。すなわち、フレアの稼働率 FTf は、フレアが稼働している時間の割合である。

次に、フレア排気ガス中のメタン濃度と LFG 中のメタン濃度により、フレアによる破壊効率 Fwf が求められる。以上により、

フレアの稼働率 FTf = フレアが稼働している時間
÷ (フレアが稼働している時間 + フレアが失火している時間)

フレアによる破壊効率 Fwf = (LFG 中のメタン濃度 - フレア排気ガス中のメタン濃度)

÷ LFG 中のメタン濃度

フレア効率 FE = フレアの稼働率 FTf × フレアによる破壊効率 Fwf

フレア効率 FE は、最低でも 1 ヶ月に 1 回は得られるデータを基にして、同頻度で計算する。

尚、上記に記載したの校正作業は、いずれも、国際的な校正基準が存在しないために、計器メーカーの基準に基づくものである。

モニタリングデータは、方法論に基づき、各年のデータとして集計される。1 ヶ月毎のデータがある場合は、各月毎に集計し、それらを合計することで、1 年分のデータが得られる。

4.3 モニタリング結果から排出削減量を計算する式

この方法論では、「3.2 ベースラインシナリオの検討と追加性の検証」で述べた通り、ACM0001 に示される式を変形した以下の(1')式を使用する。

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

説明：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、プロジェクトにおいて回収されたメタンガスの量 ($MD_{\text{project},y}$) から法規制により回収されるはずのメタンガスの量 ($MD_{\text{reg},y}$) を差し引き、メタンガスの温暖化係数 (GWP_{CH_4}) を掛け合わせている。これは、「2.1.3 対象とする温室効果ガス」に示した「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」に相当する。第 2 項は、グリッドに供給できた正味の電力量 ($EG_y = \text{ID}9$) とグリッドの排出係数 ($CEF_{\text{electricity},y} = \text{ID}10$) の積であり、これは、「2.1.3 対象とする温室効果ガス」に示した「2) GEG 運転 / フレア処理、すなわち燃焼による CO_2 の排出」に相当する。

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

説明：法規制により回収されるはずのメタンガスの量 ($MD_{\text{reg},y}$) は、プロジェクトにおいて回収されたメタンガスの量 ($MD_{\text{project},y}$) と、法規制により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 ($AF = \text{ID}11$) との積である。

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

説明：プロジェクトにおいて回収されるメタンガスの量（ $MD_{\text{project},y}$ ）は、フレア処理されるメタンガスの量（ $MD_{\text{flared},y}$ ）と発電に供されるメタンガスの量（ $MD_{\text{electricity},y}$ ）との和である。

$$(4) \quad MD_{\text{flared},y} = LFG_{\text{flared},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4} * FE$$

説明：フレア処理されるメタンガスの量（ $MD_{\text{flared},y}$ ）は、フレア処理に供される LFG の流量（ $LFG_{\text{flared},y} = ID6$ ）、フレア処理に供される LFG に含まれるメタンガスの割合（ $w_{\text{CH}_4,y} = ID4$ ）、フレア処理に供されるメタンガスの比重（ D_{CH_4} ）、フレア効率（ $FE = ID12$ ）の積である。

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

説明：発電に供されるメタンガスの量（ $MD_{\text{electricity},y}$ ）は、発電に供される LFG の流量（ $LFG_{\text{electricity},y} = ID5$ ）、発電に供される LFG に含まれるメタンガスの割合（ $w_{\text{CH}_4,y} = ID4$ ）、発電に供されるメタンガスの比重（ D_{CH_4} ）の積である。

$$(7) \quad FE = FTf * Fwf$$

説明：フレア効率（ FE ）は、フレアの稼働率（ FTf ）とフレアによる破壊効率（ Fwf ）により計算される。

$$(8) \quad FTf = f(Tf)$$

説明：フレアの稼働率（ FTf ）は、フレアの表面温度（ Tf ）を連続的に測定し、フレアが失火したか、していないかを判断し、決定するものとする。詳細はモニタリング計画による。

$$(9) \quad Fwf = (w_{\text{CH}_4,y} - wf_{\text{CH}_4,y}) / w_{\text{CH}_4,y}$$

説明：フレアによる破壊効率（ Fwf ）は、フレア出口のメタンガス濃度（ $wf_{\text{CH}_4,y} = ID8$ ）とフレア入口のメタンガス濃度（ $w_{\text{CH}_4,y} = ID4$ ）により計算される。

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

説明：メタンガスの比重（ D_{CH_4} ）は、標準状態（101.3kPa、 $0 = 273.15\text{K}$ ）のメタンガス

の比重 0.0007168t/Nm³ (この数値の出典は統合化モニタリング方法論による) と、実際の温度 (T = ID2)、圧力 (P = ID3) により補正される。

以上により、ベースラインの排出量を計算する式は、

$$(11) \text{ベースラインの排出量} = \text{発生する LFG によるメタン排出量} - \text{規制によるメタン回収量} + \text{既存火力発電所からの CO}_2 \text{ 排出量}$$
$$= ((\text{LFG}_{\text{flared,y}} + \text{LFG}_{\text{electricity,y}}) / \text{EqC} * \text{W}_{\text{CH}_4,y} * \text{D}_{\text{CH}_4} - \text{MD}_{\text{reg,y}}) * \text{GWP}_{\text{CH}_4} + \text{EG}_y * \text{CEF}_{\text{electricity,y}}$$

プロジェクトの排出量を計算する式は、

$$(12) \text{プロジェクトの排出量} = \text{発生する LFG によるメタン排出量} - \text{発生する LFG のうち回収できる分} + \text{フレアから排出される分}$$
$$= ((\text{LFG}_{\text{flared,y}} + \text{LFG}_{\text{electricity,y}}) / \text{EqC} - (\text{LFG}_{\text{flared,y}} + \text{LFG}_{\text{electricity,y}}) * \text{FE}) * \text{W}_{\text{CH}_4,y} * \text{D}_{\text{CH}_4} * \text{GWP}_{\text{CH}_4}$$

4.4 モニタリングにおける品質管理/保証

日本側プロジェクト参加者は、このプロジェクトを実施するために、SPC (Special Purpose Company) を設立する。SPC は、日本側プロジェクト参加者の出資により設立され、このプロジェクトの初期投資 (建設工事の発注) から、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、ERU の管理、外注・委託契約、人事、報告等) のすべてに責任を持つ。一方、ウクライナ側プロジェクト参加者は、SPC の業務のうち、一部を受託し、当該業務を遂行する。具体的には、モニタリングと報告、機器の運転・保守、経理業務、土地の提供、水の提供、SPC の許認可の取得支援等を行う。

このプロジェクトでは、以下の方法により、品質管理、品質保証を行う。尚、ここで、「管理者」とは、SPC の社員を指す。また、「運用者」とは、SPC からの委託により、モニタリングを行うウクライナ側プロジェクト参加者 (プロトス社の係員、あるいはプロトス社から再委託を受けた請負業者の社員) を指す。

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、各種判断基準等が記載され、適切なフォーマットにまとめられている。

運用者は、上記手順書通りに作業が可能のように、定期的な訓練や、教育を受ける機会を保証されている。

運用者は、手順書に従い、日々の業務を行い、その結果を管理者に報告する。

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処を実施する。

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。

管理者は、手順書に従い、定期的に現場を巡回し、適切な時期に現場を訪問し、運用者の業務が適切に行われているか監査をする。監査の結果、問題があれば適切な時期に適切な対処を実施する。

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。

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。

表 4.4-1 に、モニタリング項目ごとの品質管理、品質保証についてまとめを示す。

表 4.4-1 各モニタリング項目の品質管理、品質保証

| 番号 | 変数 | データの不確実性のレベル (高/中/低) | これらデータに対して計画されている品質保証、品質管理の手法についての説明、あるいはそういった手順が必要ないと言える理由 |
|----|--------------------------------------|-------------------------|---|
| 1 | LFG_{total} 回収される LFG 量 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 2 | T LFG の温度 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 3 | P LFG の圧力 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 4 | w_{CH_4} LFG のメタン濃度 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 5 | $LFG_{electricity}$ 発電に供される LFG 量 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 6 | LFG_{flared} フレア処理される LFG 量 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 7 | T_f フレアスタック表面温度 | 中 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。原則 3 ヶ月に 1 回モニタリングを計画しているが、モニタリング結果が不安定な場合は、1 ヶ月に 1 回モニタリングする。 |
| 8 | wf_{CH_4} フレア排気中のメタン濃度 | 中 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。原則 3 ヶ月に 1 回モニタリングを計画しているが、モニタリング結果が不安定な場合は、1 ヶ月に 1 回モニタリングする。 |
| 9 | EG 売電量 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 10 | $CEF_{electricity}$ グリッドの排出係数 | 低 | データはウクライナ政府から提供される。 |
| 11 | AF 調整係数 | 低 | データはウクライナ政府から提供される。 |
| 12 | FE フレア効率 | 中 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。原則 3 ヶ月に 1 回モニタリングを計画しているが、モニタリング結果が不安定な場合は、1 ヶ月に 1 回モニタリングする。 |

第 5 章

プロジェクト効果

第5章 プロジェクト効果

5.1 省エネ効果

5.1.1 省エネ効果が発生する技術的根拠

本プロジェクトでは、埋立処分場から発生する LFG を回収し、それを燃料としたガスエンジン発電設備を稼働させることにより、発電を行って電力系統に送電する。この場合、系統の発電所の稼働が発電設備の発電電力量の分だけ低減でき、発電所において必要となる投入エネルギーを削減することができる。

尚、LFG は再生可能エネルギーであり、化石燃料の代替エネルギーであることから、LFG を燃料とする発電設備における入力エネルギーは、投入エネルギーとしてカウントされない。

5.1.2 省エネ効果

プロジェクトケースにおいては、500 kW のガスエンジンによって年間約 8,040 時間発電を行い、所内で消費される電力（自己消費電力）を除いた発電電力を系統に送電する。すなわちベースラインにおけるエネルギー消費量は、この電力量を発電所において発電するためのエネルギー消費量である。

尚、自己消費電力の割合は、発電電力量の 10% と設定した。

| | | |
|--------|---|---|
| 発電電力量 | : | $500 \text{ kW} \times 8,040 \text{ h} = 4,020 \text{ MWh}$ |
| 自己消費電力 | : | $4,020 \text{ MWh} \times 0.1 = 402 \text{ MWh}$ |
| 送電電力量 | : | $4,020 \text{ MWh} - 402 \text{ MWh} = 3,618 \text{ MWh}$ |

ウクライナの発電所における単位発電量あたりのエネルギー消費量は、全電源平均では、13.68 GJ/MWh（出典：「NEDO（独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構）、清水建設株式会社 「共同実施推進基礎調査 ウクライナ国における埋立処分場メタンガス有効利用調査」2004年3月」である。一方、プロジェクトケースにおいては、この電力量はガスエンジンによって供給され、燃料のメタンガスは再生可能エネルギーであり、化石燃料の代替エネルギーのため投入エネルギーとしてカウントされない。従って、上記送電電力量の全てが発電所の消費エネルギーを削減する。従って本プロジェクトによる省エネルギー効果は、

$$3,618 \text{ MWh} \times 13.68 \text{ GJ/MWh} = 49,494 \text{ GJ/年}$$

と試算される。

5.2 温室効果ガス削減効果

5.2.1 温室効果ガス排出削減効果が発生する技術的根拠

本プロジェクトでは、埋立処分場から発生する LFG を回収し、それを燃料としたガスエンジン発電設備を稼働させることにより発電を行い、また余剰の LFG についてはフレアによる燃焼 / 破壊処理を行う。

LFG は二酸化炭素の 21 倍の温室効果があるメタンガスが主成分であるため、LFG をガスエンジン及びフレアスタックにおいて燃焼させ、二酸化炭素として排出することで、大きな温室効果ガス排出削減効果がある。

また、系統の発電所における発電量が、発電設備における発電電力量の分だけ削減され、そのため発電所における二酸化炭素の排出量が削減される。

尚、LFG を発電設備やフレアスタックで燃焼させることにより、排出ガスとして二酸化炭素が発生するが、メタンガスの燃焼に伴う二酸化炭素発生量については、バイオマス由来の二酸化炭素であるため、排出量としてはカウントしない。

5.2.2 温室効果ガス削減効果

ベースラインにおける温室効果ガスの排出量は、LFG の放出によるメタンガスの排出量と、プロジェクトケースにおけるガスエンジンの発電電力分に相当する発電所における二酸化炭素の排出量である。

本プロジェクトにおいては、「3.2 ベースラインシナリオの検討と追加性の検証」において既に説明した通り、回収できるメタンの量を、以下の式(6)を用いて予測する。

$$(6) \quad MD_{\text{project},y} = \text{EqC} * Q_{y,x}$$

(注：上式は、x について積算をするものである)

ここで、

$Q_{y,x}$: 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)

x: 廃棄物の搬入があった年 (y)

R_x : x 年に搬入された廃棄物量 (Mg/y)

y: 現在の年 (y)

EqC: メタンガス収集効率 (-)

処分場から発生するメタンガス発生量 ($Q_{y,x}$) を算出する手段及び算出に必要なパラメー

ターについては、「3.4 ベースライン排出量の試算」に既に示した通りである。

また、メタンガス収集効率 (EqC) は、「3.5 プロジェクト排出量の試算」に既に示した通りである。

表 5.2-1 に、プロジェクト期間におけるベースライン、プロジェクトケースの温室効果ガス排出量 (二酸化炭素換算値) と、排出削減量の計算結果を示す。クレジット期間 (2008 年 ~ 2017 年) における排出削減量は、 3.55×10^5 t-CO₂ になると試算された。(尚、1979 ~ 2006 年までのベースライン排出量については、「資料-5 ガス発生量の予測結果とキャッシュフロー」参照。)

表 5.2-1 温室効果ガスの排出削減量計算結果

| 年 | 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-CO2 | t-CO2 | t-CO2 |
| 2008 | 7.21E+04 | 3.62E+04 | 3.59E+04 |
| 2009 | 6.66E+04 | 2.23E+04 | 4.43E+04 |
| 2010 | 6.40E+04 | 2.06E+04 | 4.34E+04 |
| 2011 | 5.94E+04 | 1.91E+04 | 4.03E+04 |
| 2012 | 5.51E+04 | 1.76E+04 | 3.75E+04 |
| 2013 | 5.12E+04 | 1.64E+04 | 3.49E+04 |
| 2014 | 4.77E+04 | 1.52E+04 | 3.25E+04 |
| 2015 | 4.44E+04 | 1.41E+04 | 3.03E+04 |
| 2016 | 4.14E+04 | 1.31E+04 | 2.83E+04 |
| 2017 | 3.86E+04 | 1.22E+04 | 2.64E+04 |
| 2018 | 3.60E+04 | 1.14E+04 | 2.47E+04 |
| 2019 | 3.37E+04 | 1.06E+04 | 2.31E+04 |
| 2020 | 3.15E+04 | 9.87E+03 | 2.16E+04 |
| 2021 | 2.95E+04 | 9.21E+03 | 2.03E+04 |
| 2022 | 2.76E+04 | 8.60E+03 | 1.90E+04 |
| 2008 ~ 2022合計 | 6.99E+05 | 2.36E+05 | 4.63E+05 |

5.3 普及効果

同種プロジェクトとして、埋立処分場から発生する LFG を収集し、ガスエンジンとフレアによって燃焼処理し、一部発電によって電力エネルギーを得ることによって、発電所の投入エネルギーも減少させるプロジェクトの普及可能性を考える。

ウクライナには、都市廃棄物の埋立処分場が、約 650 箇所存在するが、このうち環境面への配慮がなされていて LFG の収集・利用に適しており、規模も大きいものは 90 箇所である。この 90 箇所については、収集・利用システムを導入すればすぐにでもシステムの運用が行えると考えられる。尚、それら処分場から発生している LFG は 400×10^6 m³/年と推定されている。これは本プロジェクトのクレジット期間における平均 LFG 回収量 (3.87×10^6 m³/年) の約 103 倍に相当する。

ウクライナにおいては、経済発展とともに廃棄物処理の問題はクローズアップされてき

ているが、国土の地理的な要因（埋立処分場の立地が容易であること）と、技術的な要因（廃棄物焼却施設の維持管理に関するノウハウ・資金が不十分であること）から焼却処理への急激な移行は考えにくく、今後も埋立処分が中心で処理が継続されると考えられる。従って、今後も LFG の発生は増え続けると考えられるため、実際にはさらに大きな普及効果が期待できるものと考えられる。

本プロジェクトにより導入する対象技術としては、バイオガスを燃料としたガスエンジンによる発電が挙げられる。ウクライナは農業国の一面もあり、農業廃棄物等のバイオマス利用等に、バイオガスエンジンの利用用途は広いものとする。

同種のプロジェクトの普及可能性として、比較的项目化に適したランドフィルサイトだけでも、本プロジェクトの約 103 倍の規模があることは先に述べたが、仮にこのうち 1/3 程度に普及したと仮定して、その効果を試算する。

1) 省エネ効果

省エネ効果は、以下の通り試算される。

$$49,494 \text{ GJ/年} \times 103 \div 3 = 1.70 \times 10^6 \text{ GJ/年}$$

本プロジェクトスキームでの省エネルギー効果は、ガスエンジンによる発電分に限られるため、大幅な省エネルギー効果とはならない。

2) 温室効果ガス排出削減効果

温室効果ガス排出削減効果は、本プロジェクトの 2008 年～2022 年の平均値（ $3.08 \times 10^4 \text{ t-CO}_2/\text{年}$ ）を基準にすると、以下の通り試算される。

$$3.08 \times 10^4 \text{ t-CO}_2/\text{年} \times 103 \div 3 = 1.06 \times 10^6 \text{ t-CO}_2/\text{年}$$

これは、我が国の地球温暖化対策推進大綱に示された海外との取引による対策量である 0.2 億トンに対して、約 5% に相当する。

本プロジェクトにおける初期投資額は約 128 万 EURO 程度であり、50 倍の資金を要するとしても 6,400 万 EURO 程度となり、比較的少ない初期投資額で、大きな温室効果ガス排出削減が得られることが、このことから明らかである。

5.4 その他の効果

本プロジェクトではこれまで大気中に放出されてきた LFG を収集して利用するため、臭気や有害ガス等の削減の面で、埋立処分場周辺や、周辺住民に対する環境改善の効果が期待できる。

第 6 章

環境影響分析

第6章 環境影響分析

6.1 適用を受ける法律等

環境の保護は、ウクライナ政府にとって、公式に優先度の高い施策と位置付けられている。1991年6月、「環境保護に関する法律（Law on the protection of the environment）」が可決された。1998年～2001年の間には、たくさんの規制、決定、その他の政府、省レベルの活動が行われ、それらは要約すると以下ようになる。

市の生活ごみに関しては、「市の生活ごみに関する法律（Ukrainian law on ‘On Municipal Waste’）」（1998年3月5日）が適用される。

「大気保護法（Ukrainian law ‘On Protection of Ambient Air’）」（2001年6月21日）では、大気の質の保全と改善、人間活動の生命に係る環境の安全、有害物質が環境に与える影響の防止、気候に影響を与える活動の規制、を管轄している。

「液体燃料、ガス燃料への代替法（Law of Ukraine ‘On Alternative Liquid and Gas Fuels’）」（2000年1月14日）では、ウクライナにおける優先度の高い開発の1つとしての、燃料代替の活用について管轄している。

「大統領命令：バイオ燃料の開発に関する方策（President’s Decree ‘On measures concerning development of biofuel’）」（2003年9月26日）では、ウクライナにおける優先度の高い開発の1つとしての、バイオ燃料（バイオディーゼル、バイオガス）の活用について管轄している。

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。従って、環境に対する否定的な影響は何も考えられない。つまり、提案されているこのプロジェクトは、ウクライナの経済、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。LFGは、「液体燃料、ガス燃料への代替法」のN 1391-XIV of 01/14/2000では、代替燃料であると位置付けられており、LFGを利用するプラントの設置については、行政サイドの支援が間違いなく得られるのである。

6.2 環境影響分析

このプロジェクトは、

処分場の悪臭防止という環境改善効果

LFG の回収による大気中への汚染物質排出削減という環境改善効果
処分場の火災事故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

等、環境に対して好影響をもたらし、上記、ウクライナの環境保護に対する政策に合致する。また、プロジェクトの実施により雇用も創出される。つまり、提案されているこのプロジェクトは、ウクライナの経済、社会、環境の各分野において、好影響を与えるものである。但し、以下の各項目に関しては、若干の影響が懸念されるので、各々記載した対策を行うことにより、影響を最小限にとどめる。

騒音、振動：LFG 回収用のブローア、GEG を設置することにより、騒音、振動が発生する。しかし、これらの設備は、処分場近隣の住宅地からは十分に離れており、何ら問題にならない。但し、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。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。

GEG 排気ガスによる大気汚染：GEG の運転により、排気ガスに含まれる SOX、NOX が大気を汚染する可能性がある。しかし、これらの設備は、処分場近隣の住宅地からは十分に離れており、何ら問題にならない。これに対しては、適切な、LFG の脱硫処理設備、原動機側 NOX 低減技術を設置・採用することにより解決する。

フレア設備の設置による火災の危険性：フレア設備を設置することにより、メタンガスが人為的に回収され、途中の配管経路や、フレア設備付近で、火災が発生する危険性が高まる恐れがある。これに対しては、LFG 配管内の酸素濃度の測定・監視及び酸素濃度上昇時のシステム停止、フレア設備のバーナー燃焼制御による火災の安定化により解決する。

以上に述べたように、環境影響分析の結果により、このプロジェクトによる環境への顕著な影響は皆無である。従って、プロジェクト参加者側は環境影響評価を実施する必要はないと考える。

第 7 章

他への影響

第7章 他への影響

7.1 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、運転員の雇用がある他、維持管理等に周辺企業との取引も増え、地域経済の活性化に繋がる。

7.2 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。

7.3 持続的発展への貢献

ウクライナにおいては、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の面が挙げられる。ウクライナ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向上にも寄与することができる。

第 8 章

利害関係者のコメント

第8章 利害関係者のコメント

8.1 誰が利害関係者となりえるかについて

想定される利害関係者は以下に示す通りである。

プロトス社 (Closed Joint Stock Company "Protos")、この会社は、ルガンスクの固形廃棄物の収集、運搬、処分場への処分に責任を持つ。

ルガンスク市役所 (Lugansk City Municipality)、本プロジェクトのカウンターパートであり、行政サイドにおける推進役。

ルガンスクエネルゴ社 (Closed Joint Stock Company "Luganskenergo" (Lugansk Regional Power Distribution Company))、ウクライナにおける電力供給大手。この会社はルガンスク地方においては、独占企業である。プロトス社が系統連系をするにあたっては、この会社に系統連系のための申請をする必要がある。

8.2 利害関係者のコメントの収集方法

利害関係者のコメントの収集方法としては、利害関係者にこのプロジェクトに関するコメントを記載したレターを送付するように要求する方法がある。また、別の方法としては、地方のマスメディアの記者による利害関係者へのインタビューや、地方新聞に掲載された記事による方法がある。

8.3 受け取った利害関係者のコメントの要約

受け取った利害関係者のコメントの要約は以下に示す通りである。

プロトス社 (Closed Joint Stock Company "Protos")

President of Protos

Mr. Aratoliv Belik

埋立処分場よりメタンガスを回収し発電を行う事業は有望と考えている。処分場内に試験井を掘り、ガス性状を分析した結果、ガスエンジンによる発電に適した濃度のガスを抽出できることが確認できた。しかしながら、現状の経済情勢ではプロトス社、ルガンスク市のウクライナサイドでは本プロジェクトに投資する資力は無い。共同実施案件として日本からの出資が得られ、共同で事業を進められることを歓迎する。

ルガンスク市役所 (Lugansk City Municipality)

Head of Environment Department of Lugansk City Municipality

Mr. Dleg Berejnoi

ルガンスク市は旧ソ連体制下では軍需産業にて栄えていた。しかし、その軍需工場は旧ソ連崩壊後市場競争力を失い、閉鎖を余儀なくされた。その後は、新たな工場誘致は思うように進んでいない。この状況下で、市は、本件のような環境改善に役立つばかりでなく、外国投資を呼び込むプロジェクトを歓迎するとともに、カウンターパートとして積極的に関わって行きたい。本プロジェクトがきっかけとなり工場等の誘致が活発となることを期待したい。

ルガンスク市役所 (Lugansk City Municipality)

Lugansk City Council, Deputy Mayor

Cherkasov Andrey

このプロジェクトには大変興味がある。市は喜んで協力する。

ルガンスクエネルギー社 (Closed Joint Stock Company “Luganskenergo” (Lugansk Regional Power Distribution Company))

Director of the technical department of Luganskenergo

Mr. Yaroslav Protsak

ルガンスク地域の電力供給は、現状の火力発電所の稼働率は50%程度であり、余力がある。従って、新規の発電設備からの供給は拒否してきた。但し、本件のようなバイオマス利用発電は環境政策上においても重要であり、新規の発電を受け入れる。

第 9 章

收益性

第9章 収益性

9.1 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 9.1-1 に示す通り設定した。

前述の通り、イニシャルコストは 1,280,000 EURO であり、ランニングコストは 94,000EURO である。

税金については、利益税を考慮する。利益税は事業利益に対する課税で、ウクライナの法規制によると、税率は 25% である。本プロジェクトは埋立処分場の LFG の回収プロジェクトであり、公共性が高いことから利益税が免除になる可能性もあるが、民間プロジェクトであることから、考慮することとした。他に環境税として、汚染物質の排出量に対する課金制度があり、例えば NOX 排出量 1 トンあたり、53UAH が課金されるが、本プロジェクトでは排出量のごくわずかであるため、ここでは考慮しないこととした。

減価償却については、設備機器の減価償却は、ウクライナのルールに従い、6.75%の償却率で算出することとした。

電力料金は、実際の取引実績を考慮に入れ、安全サイドの数字として 0.1000UAH/kWh と設定した。この価格は、発電事業者が配電会社へ電力を販売する場合の価格である。

試算に用いる為替レート（EURO UAH）は、1EURO=6.77UAH 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～2022 年までの 16 年間（クレジット期間は 2008 年～2022 年までの 15 年間）とする。

表 9.1-1 前提条件

| 項目 | 値 | 単位 |
|----------|-----------|----------|
| イニシャルコスト | 1,280,000 | EURO |
| ランニングコスト | 94,000 | EURO/年 |
| 利益税率 | 25 | % |
| 減価償却率 | 6.75 | % |
| 電力料金 | 0.1000 | UAH/kWh |
| 為替レート | 6.77 | UAH/EURO |

9.2 投資回収年数

投資回収年数については、CO₂ クレジットなしの場合、およびクレジット価格として 2 EURO/t-CO₂、5 EURO/t-CO₂、7 EURO/t-CO₂、10 EURO/t-CO₂ の 4 種類のクレジットあり

の場合について、累積事業収支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、

$$n \text{ 年目の累積事業収支} = - \text{初期費用} + n(\text{n 年の事業収入} + \text{n 年の CO}_2 \text{ クレジット} - \text{n 年のランニングコスト} - (\text{n 年の利益税}))$$

n：プロジェクト開始からの年数

で算出する。

尚、() 内は税引き後の値を示す（利益税については税引き後算出時に考慮する）。

表 9.2-1 各条件における投資回収年数

| CO ₂ クレジットの有無 | | 投資回収年数 ()内は税引き後の値を示す。 |
|----------------------------|----------------------------|---------------------------|
| CO ₂ クレジットなしの場合 | 0 EURO /t-CO ₂ | 回収できない |
| CO ₂ クレジットありの場合 | 2 EURO /t-CO ₂ | 回収できない |
| | 5 EURO /t-CO ₂ | 12 年 (14 年) |
| | 7 EURO /t-CO ₂ | 7 年 (8 年) |
| | 10 EURO /t-CO ₂ | 5 年 (6 年) |

9.3 内部収益率 (IRR)

内部収益率 (IRR) については、CO₂ クレジットなしの場合、およびクレジット価格として 2 EURO/t-CO₂、5 EURO/t-CO₂、7 EURO/t-CO₂、10 EURO/t-CO₂ の 4 種類かつ IRR 算出期間として、2 通り（プロジェクト開始からクレジット期間終了までの期間、プロジェクトの実施期間）の、合計 6 通りの CO₂ クレジット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、投資の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) の計算値を以下に示す。() 内は税引き後の値を示す。

表 9.3-1 各条件における内部収益率（IRR）

| CO ₂ クレジットの有無 | | IRR ()内は税引き後の値を示す。 |
|----------------------------|----------------------------|------------------------|
| CO ₂ クレジットなしの場合 | 0 EURO /t-CO ₂ | マイナス（マイナス） |
| CO ₂ クレジットありの場合 | 2 EURO /t-CO ₂ | マイナス（マイナス） |
| | 5 EURO /t-CO ₂ | 3.73%（0.77%） |
| | 7EURO /t-CO ₂ | 13.25%（9.60%） |
| | 10 EURO /t-CO ₂ | 26.13%（21.23%） |

以上に示した通り、CO₂クレジットなしの場合、プロジェクトIRRはマイナスであるのに対し、CO₂クレジット価格が5EURO/t-CO₂のケースでは、0.77%（税引後）、CO₂クレジット価格が10EURO/t-CO₂のケースでは、21.23%（税引後）が期待できるため、カントリーリスクを考慮しても民間プロジェクトとして実施できる可能性が高まる。その結果、資金調達の面からも、投資もしくは融資を受けられる可能性が高いと考えられる。

9.4 内部収益率の感度分析

内部収益率（IRR）の計算において、CO₂クレジットなしの場合に計算要素をそれぞれ -10% ~ +10%まで5%ずつ5段階に変化させて計算を行った場合（売電単価については今後上昇する可能性が高いことから±0% ~ +100%とした）の結果は、表 9.4-1 に示す通りである。結果に示す通り、CO₂クレジットなしの場合には、どの要素を変動させた場合にもIRRはマイナスとなり、資金調達が困難であることが示された。

表 9.4-1 感度分析結果

変動させる要素：建設費

| | 基準 | | | | |
|------|-------|------|------|------|-------|
| 変動割合 | - 10% | - 5% | ±0% | + 5% | + 10% |
| IRR | 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 | 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 | ±0% | + 25% | + 50% | + 75% | + 100% |
| IRR | 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 | マイナス | マイナス | マイナス | マイナス | マイナス |

9.5 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、EURO 換算では、1,280,000EURO である。一方、本プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量はクレジット期間（2008年～2022年）内の合計で、 4.63×10^5 t-CO₂ である。

クレジット期間内の温室効果ガス排出削減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 9.5-1 に示す通りである。

表 9.5-1 CO₂ 削減コスト

| 項目 | 温室効果ガス排出削減コスト |
|---|--------------------|
| 温室効果ガス削減量 (t-CO ₂) | 4.63×10^5 |
| コスト (EURO) | 1,280,000 |
| CO ₂ 削減コスト (EURO/t-CO ₂) | 2.76 |

結 び

結 び

ウクライナでは大気質の保全と改善、人間活動の生命に係る環境の安全、有害物質が環境に与える影響の防止、気候に影響を与える活動の規制を定めた「大気保護法(Ukrainian law ‘On Protection of Ambient Air’)」が2001年6月に制定された。また、2000年1月には、「液体燃料、ガス燃料への代替法(Law of Ukraine ‘On Alternative Liquid and Gas Fuels’)」が制定され、この中でLFGは代替燃料であると位置付けられた。そして、2003年9月には「大統領命令：バイオ燃料の開発に関する方策(President’s Decree ‘On measures concerning development of biofuel’)」において、バイオ燃料(バイオディーゼル、バイオガス)の活用がウクライナにおける優先度の高い開発の1つとして位置付けられた。

ウクライナは2004年2月に京都議定書を批准し、国内体制を整えつつある状況であり、JIプロジェクトについては、日本のプロジェクトのみならず、既にオランダやオーストリア等のプロジェクトが前向きに検討されている。

本FS調査は、このような状況の中、ルガンスク市の廃棄物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を置き換えることにより、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。

本プロジェクトのカウンターパートであるルガンスク市、プロトス社は、環境改善、資金調達の実施可能性等の点から本JI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0.5MWのガスエンジン発電機を設置し、2008年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JI事業として関係機関の承認を得て、炭素排出市場の価格が7EURO/t-CO₂となる状況であれば、事業実施可能性があると結論を得た。

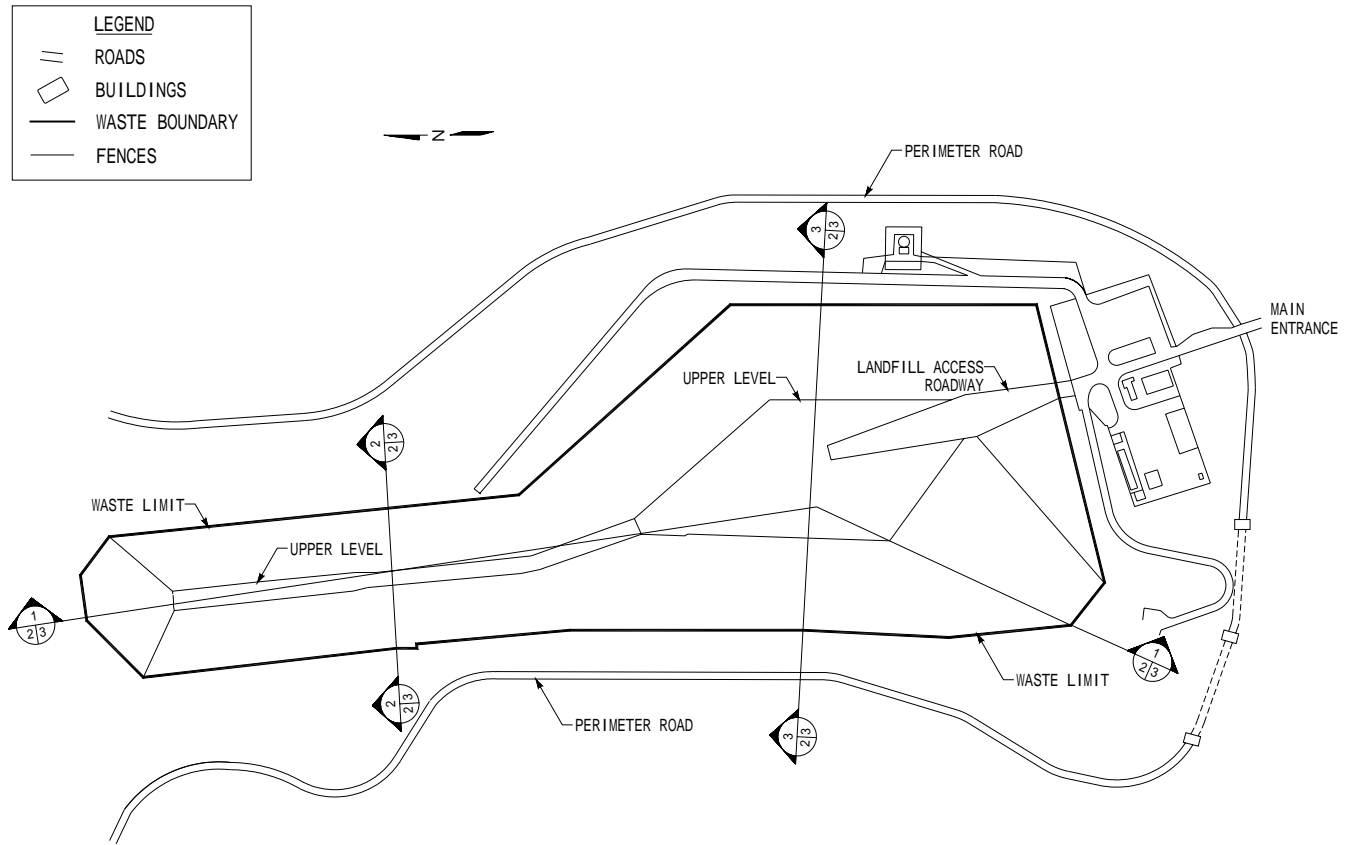
しかしながら、本プロジェクトにおいてはLFG発生量の予測不確実性、プロジェクト期間の設定等のリスクの存在が明らかとなり、それらリスクへの対応が必要である。

ウクライナは、2005年に政権が交代し、社会、経済の変化が予測されるが、当社は、ウクライナの持続的発展に寄与できるよう、今後のウクライナの政治、経済の動向を見守りつつ、本プロジェクトの事業化に向け多取組みを進めていく予定である。

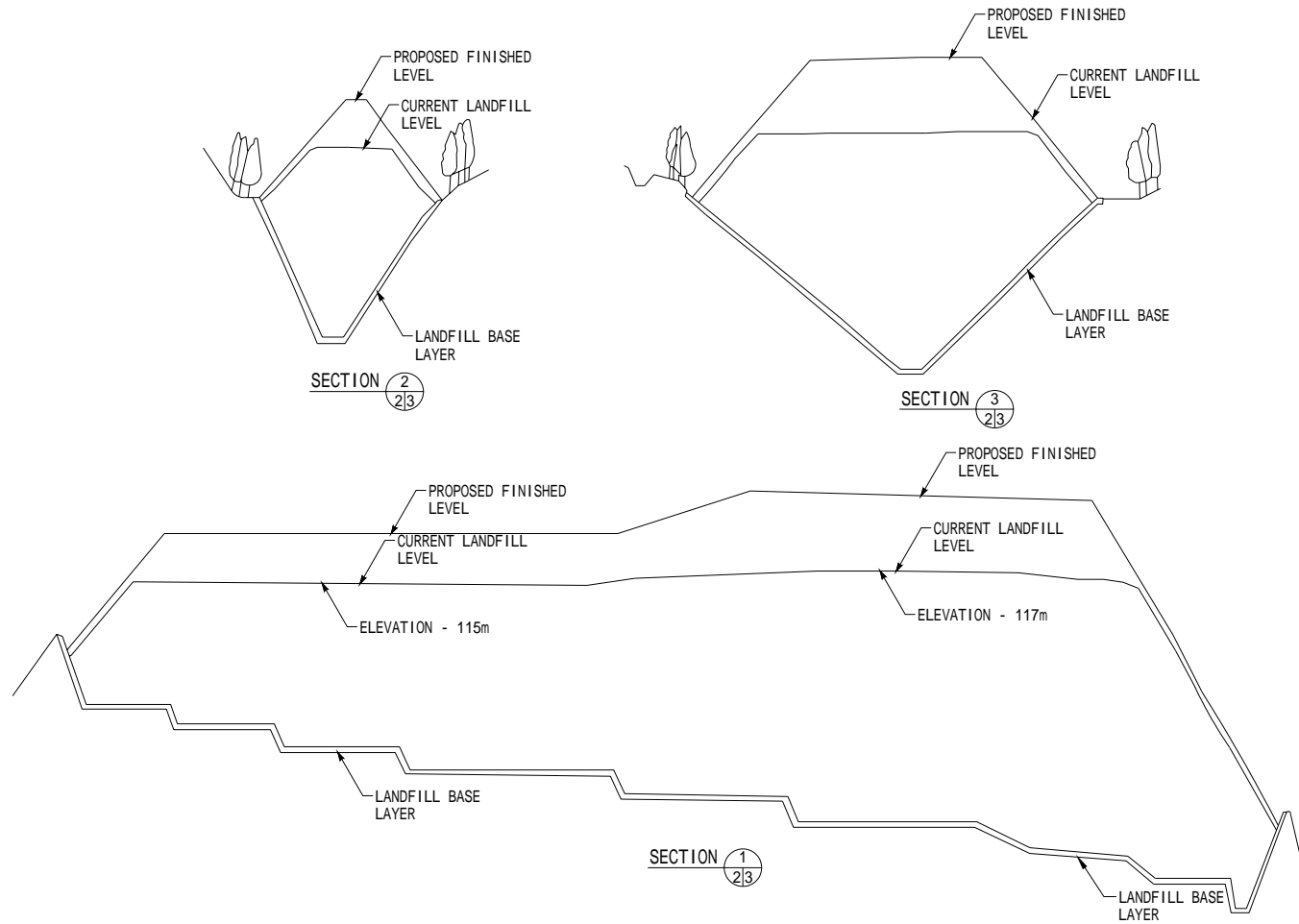
添 付 資 料

- 資料-1 現状の処分場平面図
- 資料-2 現状の処分場断面図
- 資料-3 プロジェクト計画系統図
- 資料-4 プロジェクト計画平面図
- 資料-5 排出削減量計算結果
- 資料-6 キャッシュフロー計算結果
- 資料-7 PDD、PDD 概要（日本語）
- 資料-8 DOE による仮適格性決定の概要と経緯
- 資料-9 DOE による仮適格性決定結果報告書
- 資料-10 略語一覧
- 資料-11 引用文献、参考文献、参考 URL 一覧
- 資料-12 図表一覧

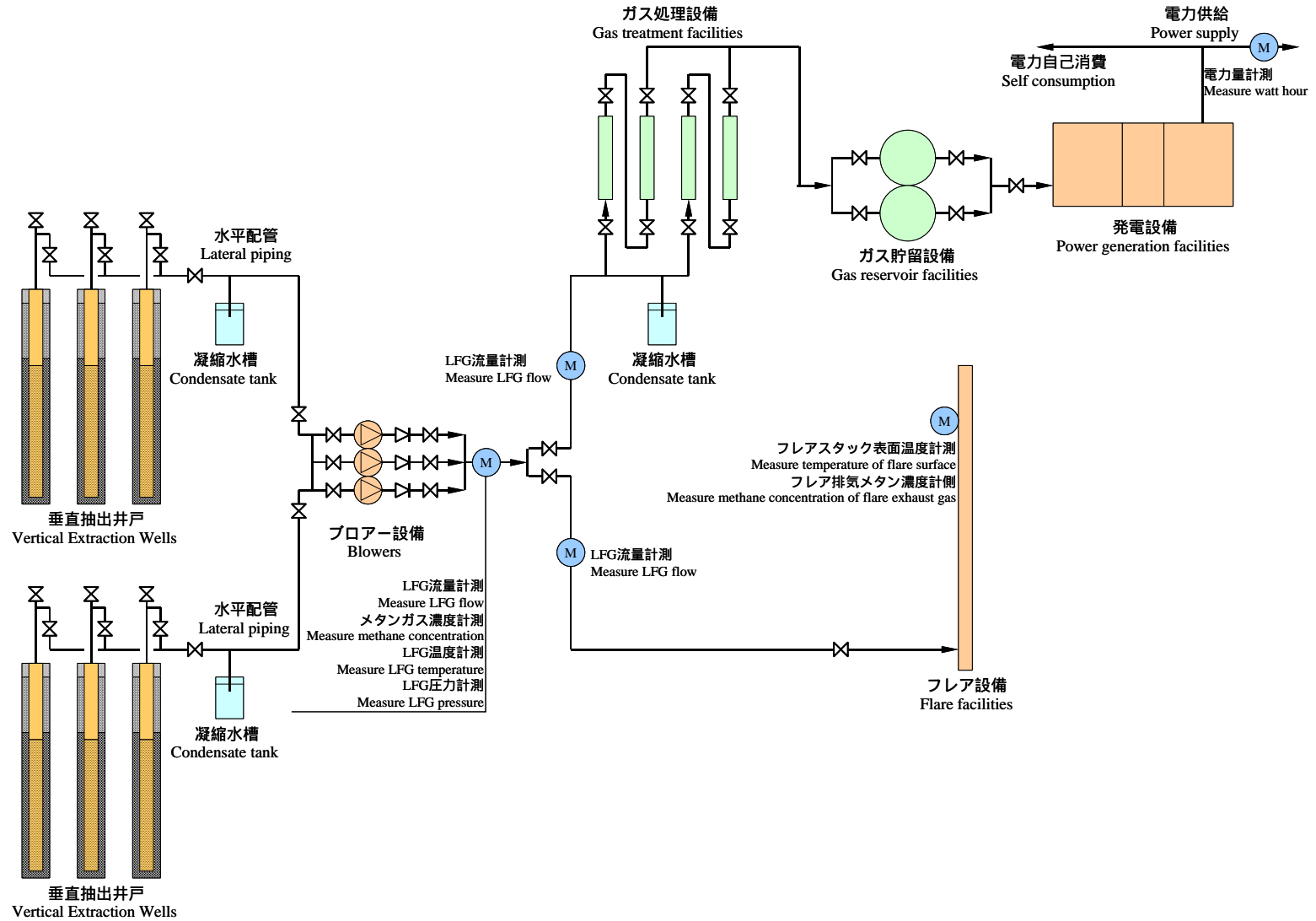
資料-1 現状の処分場平面図



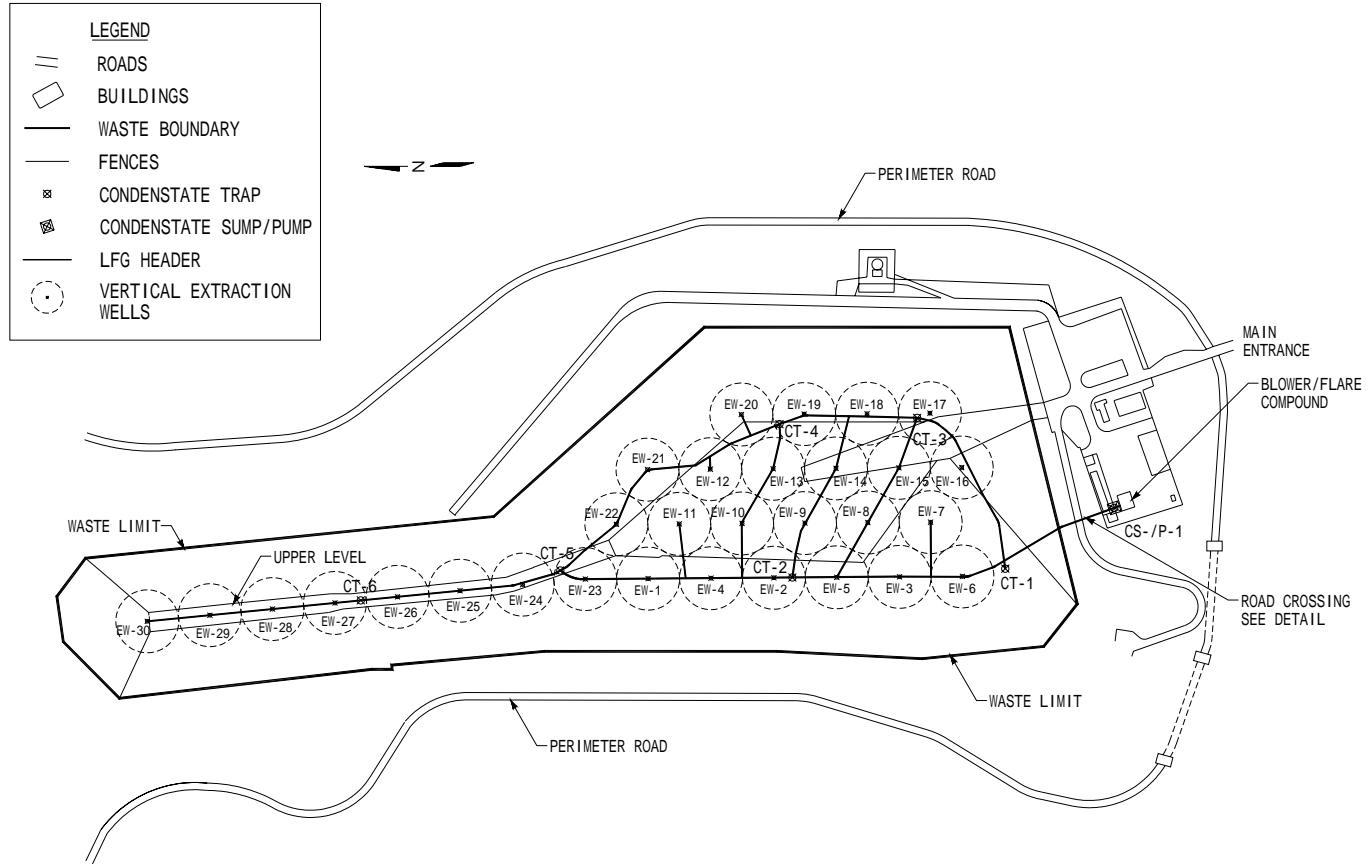
資料-2 現状の処分場断面図



資料-3 プロジェクト計画系統図



資料-4 プロジェクト計画平面図



資料-5 排出削減量計算結果

| 年 | この処分場に持ち込まれる廃棄物量R _s | カテゴリーIの廃棄物量 | カテゴリーIIの廃棄物量 | カテゴリーIIIの廃棄物量 | カテゴリーIVの廃棄物量 | | |
|-----------------|--------------------------------|-------------|--------------|---------------|--------------|--|--|
| 年 | トン/年 | トン/年 | トン/年 | トン/年 | トン/年 | | |
| 1979 | 44,000 | 17,820 | 5,997 | 13,059 | 7,128 | | |
| 1980 | 55,132 | 22,328 | 7,514 | 16,363 | 8,931 | | |
| 1981 | 61,666 | 24,975 | 8,405 | 18,302 | 9,990 | | |
| 1982 | 63,888 | 25,875 | 8,708 | 18,962 | 10,350 | | |
| 1983 | 67,166 | 27,202 | 9,155 | 19,935 | 10,881 | | |
| 1984 | 70,576 | 28,583 | 9,620 | 20,947 | 11,433 | | |
| 1985 | 71,588 | 28,993 | 9,757 | 21,247 | 11,597 | | |
| 1986 | 72,226 | 29,252 | 9,844 | 21,437 | 11,701 | | |
| 1987 | 72,710 | 29,448 | 9,910 | 21,580 | 11,779 | | |
| 1988 | 73,568 | 29,795 | 10,027 | 21,835 | 11,918 | | |
| 1989 | 73,744 | 29,866 | 10,051 | 21,887 | 11,947 | | |
| 1990 | 74,162 | 30,036 | 10,108 | 22,011 | 12,014 | | |
| 1991 | 74,690 | 30,249 | 10,180 | 22,168 | 12,100 | | |
| 1992 | 74,866 | 30,321 | 10,204 | 22,220 | 12,128 | | |
| 1993 | 73,744 | 29,866 | 10,051 | 21,887 | 11,947 | | |
| 1994 | 71,478 | 28,949 | 9,742 | 21,215 | 11,579 | | |
| 1995 | 69,564 | 28,173 | 9,482 | 20,647 | 11,269 | | |
| 1996 | 69,388 | 28,102 | 9,458 | 20,594 | 11,241 | | |
| 1997 | 68,772 | 27,853 | 9,374 | 20,412 | 11,141 | | |
| 1998 | 68,310 | 27,666 | 9,311 | 20,274 | 11,066 | | |
| 1999 | 66,286 | 26,846 | 9,035 | 19,674 | 10,738 | | |
| 2000 | 59,400 | 24,057 | 8,096 | 17,630 | 9,623 | | |
| 2001 | 63,404 | 25,679 | 8,642 | 18,818 | 10,271 | | |
| 2002 | 71,037 | 28,770 | 9,682 | 21,084 | 11,508 | | |
| 2003 | 74,052 | 29,991 | 10,093 | 21,979 | 11,996 | | |
| 2004 | 75,163 | 30,441 | 10,245 | 22,308 | 12,176 | | |
| 2005 | 76,290 | 30,898 | 10,398 | 22,643 | 12,359 | | |
| 2006 | 77,435 | 31,361 | 10,554 | 22,983 | 12,544 | | |
| 2007 | 78,596 | 31,831 | 10,713 | 23,327 | 12,733 | | |
| 2008 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2009 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2010 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2011 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2012 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2013 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2014 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2015 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2016 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2018 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2019 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2020 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2021 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2008～2022 合計 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |

| 年 | カテゴリ-I のLFG発生量 | カテゴリ-II のLFG発生量 | カテゴリ- IIIのLFG発生 量 | カテゴリ- IVのLFG発生 量 | LFG発生量合 計値 | LFG回収率 EqC | 回収できた LFG量 |
|-----------------|-------------------|--------------------|-------------------------|------------------------|---------------|---------------|---------------|
| 年 | Nm3/年 | Nm3/年 | Nm3/年 | Nm3/年 | Nm3/年 | - | Nm3/年 |
| 1979 | 2.90E+05 | 1.13E+05 | 1.51E+05 | 0.00E+00 | 5.54E+05 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1980 | 6.23E+05 | 2.46E+05 | 3.33E+05 | 0.00E+00 | 1.20E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1981 | 9.61E+05 | 3.87E+05 | 5.29E+05 | 0.00E+00 | 1.88E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1982 | 1.28E+06 | 5.23E+05 | 7.24E+05 | 0.00E+00 | 2.52E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1983 | 1.58E+06 | 6.57E+05 | 9.21E+05 | 0.00E+00 | 3.16E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1984 | 1.87E+06 | 7.90E+05 | 1.12E+06 | 0.00E+00 | 3.79E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1985 | 2.14E+06 | 9.16E+05 | 1.32E+06 | 0.00E+00 | 4.37E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1986 | 2.38E+06 | 1.03E+06 | 1.50E+06 | 0.00E+00 | 4.92E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1987 | 2.60E+06 | 1.15E+06 | 1.69E+06 | 0.00E+00 | 5.43E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1988 | 2.80E+06 | 1.25E+06 | 1.86E+06 | 0.00E+00 | 5.92E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1989 | 2.98E+06 | 1.35E+06 | 2.03E+06 | 0.00E+00 | 6.36E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1990 | 3.15E+06 | 1.44E+06 | 2.19E+06 | 0.00E+00 | 6.78E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1991 | 3.29E+06 | 1.53E+06 | 2.35E+06 | 0.00E+00 | 7.17E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1992 | 3.43E+06 | 1.61E+06 | 2.50E+06 | 0.00E+00 | 7.54E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1993 | 3.54E+06 | 1.68E+06 | 2.64E+06 | 0.00E+00 | 7.86E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1994 | 3.62E+06 | 1.74E+06 | 2.77E+06 | 0.00E+00 | 8.13E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1995 | 3.69E+06 | 1.79E+06 | 2.88E+06 | 0.00E+00 | 8.36E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1996 | 3.74E+06 | 1.84E+06 | 2.99E+06 | 0.00E+00 | 8.57E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1997 | 3.78E+06 | 1.88E+06 | 3.09E+06 | 0.00E+00 | 8.76E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1998 | 3.82E+06 | 1.92E+06 | 3.18E+06 | 0.00E+00 | 8.92E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1999 | 3.84E+06 | 1.95E+06 | 3.27E+06 | 0.00E+00 | 9.06E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2000 | 3.81E+06 | 1.96E+06 | 3.33E+06 | 0.00E+00 | 9.10E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2001 | 3.81E+06 | 1.98E+06 | 3.39E+06 | 0.00E+00 | 9.18E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2002 | 3.86E+06 | 2.02E+06 | 3.48E+06 | 0.00E+00 | 9.36E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2003 | 3.93E+06 | 2.06E+06 | 3.58E+06 | 0.00E+00 | 9.57E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2004 | 3.99E+06 | 2.10E+06 | 3.68E+06 | 0.00E+00 | 9.77E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2005 | 4.06E+06 | 2.14E+06 | 3.77E+06 | 0.00E+00 | 9.98E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2006 | 4.13E+06 | 2.19E+06 | 3.87E+06 | 0.00E+00 | 1.02E+07 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2007 | 4.19E+06 | 2.23E+06 | 3.96E+06 | 0.00E+00 | 1.04E+07 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2008 | 3.73E+06 | 2.06E+06 | 3.79E+06 | 0.00E+00 | 9.58E+06 | 0.500 | 4.79E+06 |
| 2009 | 3.33E+06 | 1.91E+06 | 3.62E+06 | 0.00E+00 | 8.85E+06 | 0.668 | 5.91E+06 |
| 2010 | 2.96E+06 | 1.77E+06 | 3.45E+06 | 0.00E+00 | 8.19E+06 | 0.668 | 5.47E+06 |
| 2011 | 2.64E+06 | 1.64E+06 | 3.30E+06 | 0.00E+00 | 7.58E+06 | 0.668 | 5.06E+06 |
| 2012 | 2.35E+06 | 1.52E+06 | 3.15E+06 | 0.00E+00 | 7.02E+06 | 0.668 | 4.69E+06 |
| 2013 | 2.09E+06 | 1.41E+06 | 3.01E+06 | 0.00E+00 | 6.51E+06 | 0.668 | 4.35E+06 |
| 2014 | 1.86E+06 | 1.31E+06 | 2.87E+06 | 0.00E+00 | 6.04E+06 | 0.668 | 4.04E+06 |
| 2015 | 1.66E+06 | 1.21E+06 | 2.74E+06 | 0.00E+00 | 5.61E+06 | 0.668 | 3.75E+06 |
| 2016 | 1.48E+06 | 1.12E+06 | 2.62E+06 | 0.00E+00 | 5.22E+06 | 0.668 | 3.49E+06 |
| 2017 | 1.31E+06 | 1.04E+06 | 2.50E+06 | 0.00E+00 | 4.86E+06 | 0.668 | 3.25E+06 |
| 2018 | 1.17E+06 | 9.66E+05 | 2.39E+06 | 0.00E+00 | 4.53E+06 | 0.668 | 3.02E+06 |
| 2019 | 1.04E+06 | 8.95E+05 | 2.28E+06 | 0.00E+00 | 4.22E+06 | 0.668 | 2.82E+06 |
| 2020 | 9.28E+05 | 8.29E+05 | 2.18E+06 | 0.00E+00 | 3.94E+06 | 0.668 | 2.63E+06 |
| 2021 | 8.27E+05 | 7.69E+05 | 2.08E+06 | 0.00E+00 | 3.68E+06 | 0.668 | 2.46E+06 |
| 2022 | 7.36E+05 | 7.12E+05 | 1.99E+06 | 0.00E+00 | 3.44E+06 | 0.668 | 2.30E+06 |
| 2008~2022 合計 | 2.81E+07 | 1.92E+07 | 4.20E+07 | 0.00E+00 | 8.93E+07 | 9.852 | 5.80E+07 |

| 年 | ER | MD _{project} | MD _{reg} | GWP _{CH4} | EG | CEF _{electricity} | AF |
|-------------------|----------|-----------------------|-------------------|--------------------|----------|----------------------------|------|
| 年 | t-CO2 | t-CH4 | t-CH4 | t-CO2/t-CH4 | MWh | t-CO2/MWh | - |
| 1979 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1980 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1981 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1982 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1983 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1984 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1985 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1986 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1987 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1988 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1989 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1990 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1991 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1992 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1993 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1994 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1995 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1996 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1997 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1998 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1999 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 2000 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 2001 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.800 | 0.00 |
| 2002 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.785 | 0.00 |
| 2003 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.770 | 0.00 |
| 2004 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.755 | 0.00 |
| 2005 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.740 | 0.00 |
| 2006 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.725 | 0.00 |
| 2007 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.710 | 0.00 |
| 2008 | 3.59E+04 | 1.71E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.695 | 0.00 |
| 2009 | 4.43E+04 | 2.11E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.680 | 0.00 |
| 2010 | 4.34E+04 | 1.95E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.666 | 0.00 |
| 2011 | 4.03E+04 | 1.81E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.651 | 0.00 |
| 2012 | 3.75E+04 | 1.68E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.636 | 0.00 |
| 2013 | 3.49E+04 | 1.55E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.621 | 0.00 |
| 2014 | 3.25E+04 | 1.44E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.606 | 0.00 |
| 2015 | 3.03E+04 | 1.34E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.591 | 0.00 |
| 2016 | 2.83E+04 | 1.25E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.576 | 0.00 |
| 2017 | 2.64E+04 | 1.16E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.561 | 0.00 |
| 2018 | 2.47E+04 | 1.08E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.546 | 0.00 |
| 2019 | 2.31E+04 | 1.01E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.531 | 0.00 |
| 2020 | 2.16E+04 | 9.41E+02 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.516 | 0.00 |
| 2021 | 2.03E+04 | 8.79E+02 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.501 | 0.00 |
| 2022 | 1.90E+04 | 8.22E+02 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.486 | 0.00 |
| 2008 ~ 2022 合計 | 4.63E+05 | 2.07E+04 | 0.00E+00 | - | 4.70E+04 | - | - |

| 年 | MD _{flared} | MD _{electricity} | LFG _{flared} | w _{CH4} | D _{CH4} | FE | LFG _{electricity} |
|-------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------|------------------|------------------|-------|----------------------------|
| 年 | t-CH4 | t-CH4 | Nm3 | - | t /Nm3 | - | Nm3 |
| 1979 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1980 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1981 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1982 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1983 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1984 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1985 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1986 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1987 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1988 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1989 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1990 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1991 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1992 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1993 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1994 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1995 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1996 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1997 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1998 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1999 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2000 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2001 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2002 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2003 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2004 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2005 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2006 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2007 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2008 | 1.71E+03 | 0.00E+00 | 4.79E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2009 | 2.11E+03 | 0.00E+00 | 5.91E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2010 | 1.29E+03 | 6.65E+02 | 3.61E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2011 | 1.14E+03 | 6.65E+02 | 3.21E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2012 | 1.01E+03 | 6.65E+02 | 2.84E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2013 | 8.90E+02 | 6.65E+02 | 2.49E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2014 | 7.78E+02 | 6.65E+02 | 2.18E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2015 | 6.76E+02 | 6.65E+02 | 1.90E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2016 | 5.82E+02 | 6.65E+02 | 1.63E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2017 | 4.96E+02 | 6.65E+02 | 1.39E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2018 | 4.17E+02 | 6.65E+02 | 1.17E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2019 | 3.44E+02 | 6.65E+02 | 9.64E+05 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2020 | 2.77E+02 | 6.65E+02 | 7.76E+05 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2021 | 2.15E+02 | 6.65E+02 | 6.02E+05 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2022 | 1.57E+02 | 6.65E+02 | 4.41E+05 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2008 ~ 2022 合計 | 1.21E+04 | 8.64E+03 | 3.39E+07 | - | - | - | 2.41E+07 |

| 年 | ベースライン ン排出量 | プロジェクト ト排出量 | | | | | |
|-------------------|----------------|----------------|--|--|--|--|--|
| 年 | t-CO2 | t-CO2 | | | | | |
| 1979 | 4.17E+03 | 4.17E+03 | | | | | |
| 1980 | 9.04E+03 | 9.04E+03 | | | | | |
| 1981 | 1.41E+04 | 1.41E+04 | | | | | |
| 1982 | 1.90E+04 | 1.90E+04 | | | | | |
| 1983 | 2.38E+04 | 2.38E+04 | | | | | |
| 1984 | 2.85E+04 | 2.85E+04 | | | | | |
| 1985 | 3.29E+04 | 3.29E+04 | | | | | |
| 1986 | 3.70E+04 | 3.70E+04 | | | | | |
| 1987 | 4.09E+04 | 4.09E+04 | | | | | |
| 1988 | 4.45E+04 | 4.45E+04 | | | | | |
| 1989 | 4.79E+04 | 4.79E+04 | | | | | |
| 1990 | 5.10E+04 | 5.10E+04 | | | | | |
| 1991 | 5.40E+04 | 5.40E+04 | | | | | |
| 1992 | 5.67E+04 | 5.67E+04 | | | | | |
| 1993 | 5.92E+04 | 5.92E+04 | | | | | |
| 1994 | 6.12E+04 | 6.12E+04 | | | | | |
| 1995 | 6.29E+04 | 6.29E+04 | | | | | |
| 1996 | 6.45E+04 | 6.45E+04 | | | | | |
| 1997 | 6.59E+04 | 6.59E+04 | | | | | |
| 1998 | 6.72E+04 | 6.72E+04 | | | | | |
| 1999 | 6.82E+04 | 6.82E+04 | | | | | |
| 2000 | 6.85E+04 | 6.85E+04 | | | | | |
| 2001 | 6.91E+04 | 6.91E+04 | | | | | |
| 2002 | 7.05E+04 | 7.05E+04 | | | | | |
| 2003 | 7.20E+04 | 7.20E+04 | | | | | |
| 2004 | 7.36E+04 | 7.36E+04 | | | | | |
| 2005 | 7.51E+04 | 7.51E+04 | | | | | |
| 2006 | 7.66E+04 | 7.66E+04 | | | | | |
| 2007 | 7.82E+04 | 7.82E+04 | | | | | |
| 2008 | 7.21E+04 | 3.62E+04 | | | | | |
| 2009 | 6.66E+04 | 2.23E+04 | | | | | |
| 2010 | 6.40E+04 | 2.06E+04 | | | | | |
| 2011 | 5.94E+04 | 1.91E+04 | | | | | |
| 2012 | 5.51E+04 | 1.76E+04 | | | | | |
| 2013 | 5.12E+04 | 1.64E+04 | | | | | |
| 2014 | 4.77E+04 | 1.52E+04 | | | | | |
| 2015 | 4.44E+04 | 1.41E+04 | | | | | |
| 2016 | 4.14E+04 | 1.31E+04 | | | | | |
| 2017 | 3.86E+04 | 1.22E+04 | | | | | |
| 2018 | 3.60E+04 | 1.14E+04 | | | | | |
| 2019 | 3.37E+04 | 1.06E+04 | | | | | |
| 2020 | 3.15E+04 | 9.87E+03 | | | | | |
| 2021 | 2.95E+04 | 9.21E+03 | | | | | |
| 2022 | 2.76E+04 | 8.60E+03 | | | | | |
| 2008 ~ 2022 合計 | 6.99E+05 | 2.36E+05 | | | | | |

資料-6 キャッシュフロー計算結果

注：ERUの単価は5EURO/t-CO₂としている。

| 年 | 発電機発電量 (自己消費分削減済) | 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ERU獲得量 | 系統の発電排出係数(系統のベースライン) | 発電によるERU獲得量 | ERU獲得量合計 |
|-----------------|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------------|-------------------|-------------------|
| 年 | MWh | t-CO ₂ | t-CO ₂ | t-CO ₂ | t-CO ₂ /MWh | t-CO ₂ | t-CO ₂ |
| 1979 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1980 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1981 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1982 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1983 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1984 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1985 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1986 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1987 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1988 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1989 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1990 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1991 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1992 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1993 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1994 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1995 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1996 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1997 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1998 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 1999 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 2000 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 2001 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.800 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 2002 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.785 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 2003 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.770 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 2004 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.755 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 2005 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.740 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 2006 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.725 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 2007 | 0 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.710 | 0.00E+00 | 0.00E+00 |
| 2008 | 0 | 3.59E+04 | 0.00E+00 | 3.59E+04 | 0.695 | 0.00E+00 | 3.59E+04 |
| 2009 | 0 | 4.43E+04 | 0.00E+00 | 4.43E+04 | 0.680 | 0.00E+00 | 4.43E+04 |
| 2010 | 3,618 | 2.71E+04 | 1.40E+04 | 4.10E+04 | 0.666 | 2.41E+03 | 4.34E+04 |
| 2011 | 3,618 | 2.40E+04 | 1.40E+04 | 3.80E+04 | 0.651 | 2.36E+03 | 4.03E+04 |
| 2012 | 3,618 | 2.12E+04 | 1.40E+04 | 3.52E+04 | 0.636 | 2.30E+03 | 3.75E+04 |
| 2013 | 3,618 | 1.87E+04 | 1.40E+04 | 3.26E+04 | 0.621 | 2.25E+03 | 3.49E+04 |
| 2014 | 3,618 | 1.63E+04 | 1.40E+04 | 3.03E+04 | 0.606 | 2.19E+03 | 3.25E+04 |
| 2015 | 3,618 | 1.42E+04 | 1.40E+04 | 2.82E+04 | 0.591 | 2.14E+03 | 3.03E+04 |
| 2016 | 3,618 | 1.22E+04 | 1.40E+04 | 2.62E+04 | 0.576 | 2.08E+03 | 2.83E+04 |
| 2017 | 3,618 | 1.04E+04 | 1.40E+04 | 2.44E+04 | 0.561 | 2.03E+03 | 2.64E+04 |
| 2018 | 3,618 | 8.75E+03 | 1.40E+04 | 2.27E+04 | 0.546 | 1.98E+03 | 2.47E+04 |
| 2019 | 3,618 | 7.22E+03 | 1.40E+04 | 2.12E+04 | 0.531 | 1.92E+03 | 2.31E+04 |
| 2020 | 3,618 | 5.81E+03 | 1.40E+04 | 1.98E+04 | 0.516 | 1.87E+03 | 2.16E+04 |
| 2021 | 3,618 | 4.51E+03 | 1.40E+04 | 1.85E+04 | 0.501 | 1.81E+03 | 2.03E+04 |
| 2022 | 3,618 | 3.30E+03 | 1.40E+04 | 1.73E+04 | 0.486 | 1.76E+03 | 1.90E+04 |
| 2008～2022 合計 | 47,034 | 2.54E+05 | 1.81E+05 | 4.35E+05 | - | 2.71E+04 | 4.63E+05 |

| 年 | 売電収入 | ERU収入 | 収入合計 | 建設費（初期投資費） | 維持管理費 | 支出合計 | |
|-----------------|----------|----------|----------|------------|----------|----------|--|
| 年 | EURO | EURO | EURO | EURO | EURO | EURO | |
| 1979 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1980 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1981 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1982 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1983 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1984 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1985 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1986 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1987 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1988 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1989 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1990 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1991 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1992 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1993 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1994 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1995 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1996 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1997 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1998 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 1999 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 2000 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 2001 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 2002 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 2003 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 2004 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 2005 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 2006 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | |
| 2007 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 9.20E+05 | 0.00E+00 | 9.20E+05 | |
| 2008 | 0.00E+00 | 1.79E+05 | 1.79E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2009 | 0.00E+00 | 2.21E+05 | 2.21E+05 | 3.60E+05 | 9.40E+04 | 4.54E+05 | |
| 2010 | 5.34E+04 | 2.17E+05 | 2.71E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2011 | 5.34E+04 | 2.02E+05 | 2.55E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2012 | 5.34E+04 | 1.87E+05 | 2.41E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2013 | 5.34E+04 | 1.74E+05 | 2.28E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2014 | 5.34E+04 | 1.62E+05 | 2.16E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2015 | 5.34E+04 | 1.51E+05 | 2.05E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2016 | 5.34E+04 | 1.41E+05 | 1.95E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2017 | 5.34E+04 | 1.32E+05 | 1.85E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2018 | 5.34E+04 | 1.23E+05 | 1.77E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2019 | 5.34E+04 | 1.15E+05 | 1.69E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2020 | 5.34E+04 | 1.08E+05 | 1.62E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2021 | 5.34E+04 | 1.01E+05 | 1.55E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2022 | 5.34E+04 | 9.51E+04 | 1.49E+05 | 0.00E+00 | 9.40E+04 | 9.40E+04 | |
| 2008～2022 合計 | 6.95E+05 | 2.31E+06 | 3.01E+06 | 3.60E+05 | 1.41E+06 | 1.77E+06 | |

| 年 | 減価償却費 | 利益税 | キャッシュ フロー（税 引前） | キャッシュ フロー（税 引後） | | | |
|-----------------|-----------|----------|-----------------------|-----------------------|--|--|--|
| 年 | EURO | EURO | EURO | EURO | | | |
| 1979 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1980 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1981 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1982 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1983 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1984 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1985 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1986 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1987 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1988 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1989 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1990 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1991 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1992 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1993 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1994 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1995 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1996 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1997 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1998 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 1999 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 2000 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 2001 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 2002 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 2003 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 2004 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 2005 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 2006 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | | | |
| 2007 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | -9.20E+05 | -9.20E+05 | | | |
| 2008 | 2.24E+05 | 0.00E+00 | 8.54E+04 | 8.54E+04 | | | |
| 2009 | 1.70E+05 | 0.00E+00 | -2.33E+05 | -2.33E+05 | | | |
| 2010 | 1.28E+05 | 1.21E+04 | 1.77E+05 | 1.65E+05 | | | |
| 2011 | 9.70E+04 | 1.60E+04 | 1.61E+05 | 1.45E+05 | | | |
| 2012 | 7.33E+04 | 1.84E+04 | 1.47E+05 | 1.29E+05 | | | |
| 2013 | 5.55E+04 | 1.96E+04 | 1.34E+05 | 1.14E+05 | | | |
| 2014 | 4.19E+04 | 2.00E+04 | 1.22E+05 | 1.02E+05 | | | |
| 2015 | 3.17E+04 | 1.98E+04 | 1.11E+05 | 9.11E+04 | | | |
| 2016 | 2.40E+04 | 1.92E+04 | 1.01E+05 | 8.16E+04 | | | |
| 2017 | 1.81E+04 | 1.83E+04 | 9.15E+04 | 7.31E+04 | | | |
| 2018 | 1.37E+04 | 1.73E+04 | 8.29E+04 | 6.56E+04 | | | |
| 2019 | 1.04E+04 | 1.61E+04 | 7.49E+04 | 5.88E+04 | | | |
| 2020 | 7.84E+03 | 1.49E+04 | 6.76E+04 | 5.27E+04 | | | |
| 2021 | -1.64E+05 | 5.61E+04 | 6.08E+04 | 4.69E+03 | | | |
| 2022 | 5.37E+03 | 1.23E+04 | 5.45E+04 | 4.22E+04 | | | |
| 2008～2022 合計 | 7.37E+05 | 2.60E+05 | - | - | | | |

資料-7 PDD、PDD 概要（日本語）



VER.2



Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine

Project Design Document

10th February 2005

Shimizu Corporation



SHMZ
SHIMIZU CORPORATION



**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM-PDD)
Version 02 - in effect as of: 1 July 2004**

CONTENTS

- A. General description of project activity
- B. Application of a baseline methodology
- C. Duration of the project activity / Crediting period
- D. Application of a monitoring methodology and plan
- E. Estimations of GHG emissions by sources
- F. Environmental impacts
- G. Stakeholders' comments

Annexes

- Annex 1: Contact information on participants in the project activity
- Annex 2: Information regarding public funding
- Annex 3: Baseline information
- Annex 4: Monitoring plan

**SECTION A. General description of project activity****A.1 Title of the project activity:**

Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine

A.2. Description of the project activity:

Shimizu Corporation, a general construction and engineering firm based in Tokyo, the capital of Japan, was founded in 1804. Shimizu Corporation's business spans a wide range of activities including construction of buildings and plants, construction of tunnels, dams, bridges and roads, real estate, design and consulting, etc.

Since 2002, Shimizu Corporation, working in cooperation with the Government of Ukraine and a number of regional cities, has conducted a feasibility study (FS) into a number of joint implementation (JI) projects. One of these, the project in hand, proposes to collect landfill gas (LFG) from Lugansk landfill site in Lugansk, and to burn methane, a combustible greenhouse gas (GHG) contained in LFG, in a gas engine generator (GEG) with a view to generating electricity.

The project crediting period is 15 years, and the aggregate reduction of emissions during this period is estimated as 4.63×10^5 ton-CO₂.

In addition to realizing reduced emissions of GHG, in Lugansk City, it is anticipated the project will contribute to the appropriate running of the landfill site and will have various environmental benefits around the site including mitigation of odor, beautification and reduction of fire risk, etc. The project also has the potential to stimulate similar JI undertakings not only in Ukraine, but also in other former Soviet states.

A.3. Project participants:

- >> Shimizu Corporation: a Japanese general construction and engineering firm seeking to actualize the project. It will prepare the Project Design Document (PDD), finance the project and, in return, acquire ERU.
- >> The Chugoku Electric Power Co., Inc.: a Japanese electric power company seeking to actualize the project. It will finance the project and, in return, acquire ERU.
- >> Closed Joint Stock Company 'Protos': a Ukrainian corporation seeking to actualize the project. This closed joint stock private sector company is responsible for collecting and transporting general solid



waste in Lugansk, disposing of it in Lugansk landfill site and managing the said site. As the project site operator, it will jointly implement the project with Lugansk Municipality and the Japan side.

>> Lugansk Municipality: the local municipality that owns Lugansk landfill site. As the owner of the project site, it will jointly implement the project with Protos and the Japan side.

A.4. Technical description of the project activity:

A.4.1. Location of the project activity:

>>

A.4.1.1. Host Party(ies):

Host country:

Ukraine

ERU recipient:

Japan

A.4.1.2. Region/State/Province etc.:

Lugansk Region

A.4.1.3. City/Town/Community etc.:

Lugansk City

Figure 1 indicates the location of Ukraine and Lugansk city.



Figure 1 Location of Ukraine and Lugansk City

A.4.1.4. Detail of physical location, including information allowing the unique identification of this project activity (maximum one page):

Lugansk landfill site, situated approximately 25 km outside of Lugansk city, started operating in 1978.

Figure 2 shows a map of the site. The site covers an area of 8.4 ha, stretching approximately 550 m lengthways, 75 m across on the north side and 175 m across on the south side, and 20 m deep on the north side and 30~35 m deep on the south side.

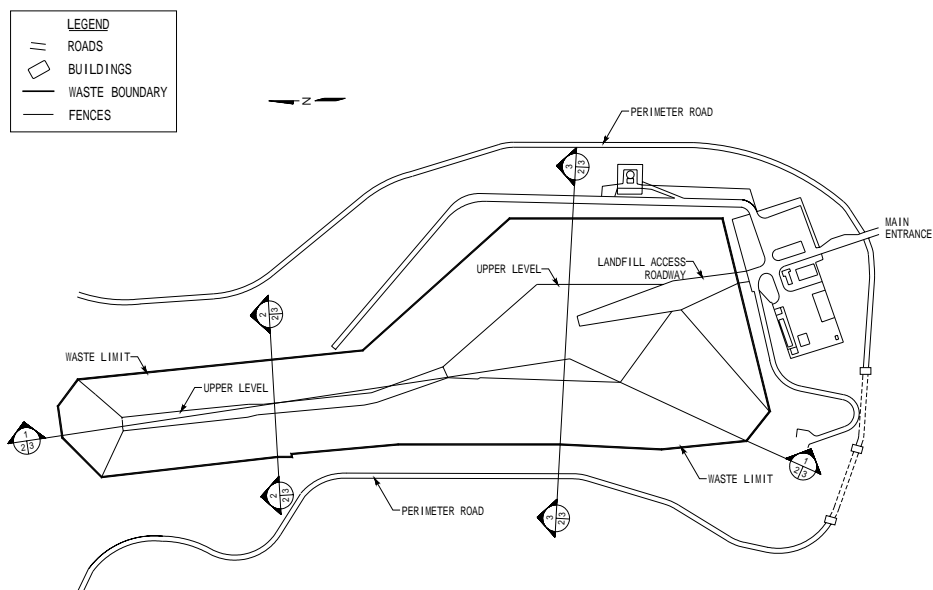


Figure 2 Map of the Lugansk Landfill Site

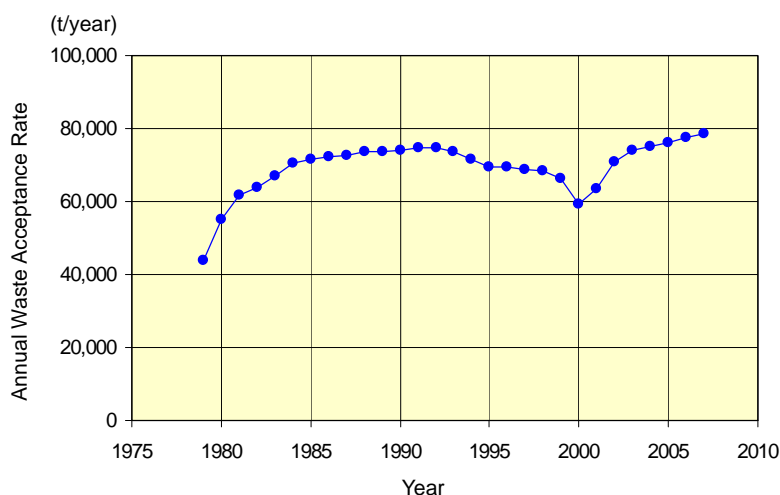
The site has a capacity of approximately 2,000,000 tons and accepted on average between 60,000~75,000 tons of solid waste per year between 1981 and 2003. The following table shows the annual waste acceptance rate of the site from the start of operation through to its scheduled year of closure. Generally speaking, the amount of incoming waste has been increasing except for the period between 1992~2000. It is thought the decline during this period was caused by the economic slowdown that followed the collapse of the former Soviet Union. Data are based on actual figures for the period from 1979 to 2003, while it is assumed that the amount of incoming waste will increase by 1.5% per year between 2004~2007. It is forecast the disposal site will cease operation at the end of 2007. So far the site has accepted 2,013,000 tons of waste, which almost corresponds to the site capacity.



Table 1 Annual waste acceptance rate at Lugansk MSW landfill

| Year | Annual Incoming waste | Aggregate | Year | Annual Incoming waste | Aggregate |
|------|-----------------------|----------------------|-------------------|-----------------------|----------------------|
| - | Tons/year | 10 ³ tons | - | Tons/year | 10 ³ tons |
| 1978 | 44,000 | 44.0 | 1994 | 71,478 | 1,164.8 |
| 1979 | 55,132 | 99.1 | 1995 | 69,564 | 1,234.2 |
| 1980 | 61,666 | 160.8 | 1996 | 69,388 | 1,302.9 |
| 1981 | 63,888 | 224.7 | 1997 | 68,772 | 1,371.2 |
| 1982 | 67,166 | 291.9 | 1998 | 68,310 | 1,437.5 |
| 1983 | 70,576 | 362.4 | 1999 | 66,286 | 1,496.9 |
| 1984 | 71,588 | 434.0 | 2000 | 59,400 | 1,560.3 |
| 1985 | 72,226 | 506.2 | 2001 | 63,404 | 1,631.4 |
| 1986 | 72,710 | 579.0 | 2002 | 71,037 | 1,705.4 |
| 1987 | 73,568 | 652.5 | 2003 | 74,052 | 1,780.6 |
| 1988 | 73,744 | 726.3 | 2004 ¹ | 75,163 | 1,856.9 |
| 1989 | 74,162 | 800.4 | 2005 | 76,290 | 1,934.3 |
| 1990 | 74,690 | 875.1 | 2006 | 77,435 | 2,012.9 |
| 1991 | 74,866 | 950.0 | 2007 | 78,596 | 2,012.9 |
| 1992 | 73,744 | 1,023.7 | 2008 | 0 | 2,012.9 |
| 1993 | 71,478 | 1,095.2 | 2009 | 0 | 2,012.9 |

Source: Protos Co.



Source: Protos Co.

Figure 3 Annual waste acceptance rate at Lugansk MSW landfill

¹ Amounts of incoming waste from 2004 to 2005 are forecast values based on the assumption of a 1.5% increase per year.



As for the composition of waste, Protos – the site operator – has reported the following contents.

Table 2 Waste composition and moisture content at Lugansk MSW landfill

| Waste Classification | Weight Ratio | Moisture Content |
|--------------------------|--------------|------------------|
| | % | % |
| Foodstuffs | 40.5 | 60.0 |
| Paper, cardboard | 25.5 | 30.0 |
| Wood | 2.9 | 28.1 |
| Iron, non-ferrous metals | 0.8 | 0.0 |
| Fibers | 4.7 | 32.2 |
| Bones | 1.6 | 5.6 |
| Glass | 5.0 | 0.0 |
| Leather, rubber | 1.8 | 20.0 |
| Stones | 1.7 | 16.7 |
| Plastics | 1.1 | 0.0 |
| Others | 9.4 | 33.4 |
| Objects less than 15mm | 5.0 | 29.0 |
| Total | 100.0 | 39.6 |

Source: Protos Co.

The site operator, Protos, is a closed stock private company. It is responsible for collecting, transporting and disposing of general waste in Lugansk city (population approximately 500,000) and has a work force of 81 employees. Protos is composed of an administration department, four sales, repair and auxiliary departments according to four control districts in Lugansk, and Lugansk landfill site maintenance department, and it possesses garages and repair workshops for special vehicles, oil stores and management buildings, etc. Protos is the most influential company regarding the collection and utilization of solid waste in Lugansk.

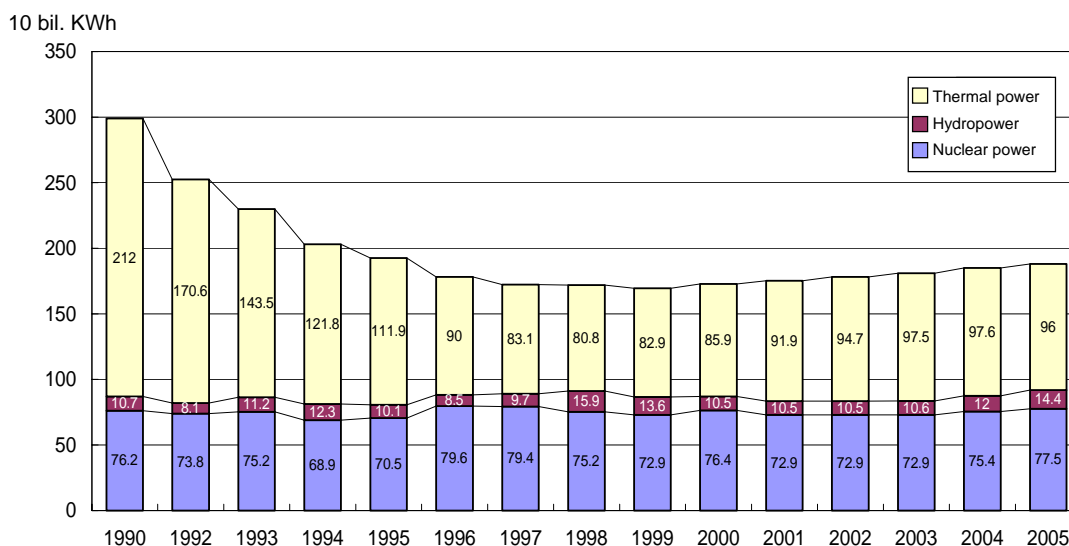
Currently, LFG from the landfill site is indiscriminately discharged into the atmosphere and conditions remain poor in terms of the local environment. That is to say, the LFG emits odor when it is in low concentrations and carries risk of explosion or ignition when it is highly concentrated. Furthermore, since the main constituent of LFG is methane gas, which has a global warming potential (GWP) of 21, this has an adverse impact on the environment.

There is currently no legislation requiring the collection of LFG from landfill sites in Lugansk or indeed Ukraine. The Ministry of Environmental Protection has started to investigate the compulsory collection of LFG at landfill sites in the near future, however, it has no plans to introduce such regulations to existing disposal sites such as the one in the project. Incidentally, there is no legislation requiring collection of LFG from existing landfill sites in the neighboring Russian Federation, Republic of Armenia or Republic



of Uzbekistan.

Meanwhile, concerning the method of demand adjustment in the power generation system in Ukraine, as is shown in the following graph, nuclear and hydropower plants are operated as the base supply, and thermal power plants are operated to handle adjustments in generated power.



Source: UKRAINE POWER INDUSTRY

Figure 4 Movements in Composition of the Power Mix in Ukraine

In future, Ukraine plans to shut down its old nuclear power plants and replace them with new nuclear facilities. It also intends to switch to cleaner gas and petroleum as fuel for thermal power plants, although it relies almost completely on imports from Russia and other countries for these resources. In other words, thermal power plants are costly for Ukraine and it wants to cut back on their operation as much as possible. Therefore, it is expected that thermal power plants will continue to be marginal power sources for Ukraine in the future.

Under these circumstances, the project proposes to collect landfill gas (LFG) from Lugansk landfill site in Lugansk, and to burn methane, a combustible greenhouse gas (GHG) contained in LFG, in a GEG with a view to generating electricity.

The generated electricity will be sold to the grid, thereby having a positive effect on the revenue structure of the project.



It is anticipated that the installed GEG capacity will be 0.5 MW, however, the installed GEG capacity will be reviewed upon confirming the amount of LFG generated after installation of the LFG collection equipment, and there is a possibility that the GEG will not be installed if the amount of LFG is insufficient or extremely unstable.

Preparations are currently underway with a view to expanding the landfill site. Construction of a new landfill site has started close to the existing site, and these works are scheduled to finish at the end of 2007, after which operation of the existing site will be stopped. Since the existing site and new site are located close to each other, there is a possibility that LFG can be simultaneously collected from both sites. In this case, LFG from both sites will be carried to the same collection point for collection and utilization in power generation.

A.4.2. Category(ies) of project activity:

Fugitive gas capture and alternative / renewable energy

Out of the 15 Sectoral Scopes, this corresponds to 13 (Waste handling and disposal) and 1 (Energy industries (renewable - / non-renewable sources)).

A.4.3. Technology to be employed by the project activity:

>> LFG collection system technology

This is composed of gas collecting facilities, vertical extraction wells, lateral piping, blowers, airtight sheet, gas treatment facilities and gas reservoir facilities. The gas collecting facilities are a high-efficiency system that can be expected to give an LFG collection efficiency of 60% or more.

The vertical extraction wells will be installed in the ground of the landfill disposal site in order to collect LFG generated from the site. It is planned to adopt a standard well diameter of 100 mm. Polyvinyl chloride pipes of 100 mm diameter will be used as casing pipes, and slit holes will be inserted at set intervals.

The lateral piping will serve to carry LFG collected by the vertical extraction wells to equipment in later processes (blowers). It is planned to use resin pipe (high-density polyethylene (HDPE) pipe, etc.) for the lateral piping.

The blowers will serve to impart vacuum pressure into the system (vertical extraction wells and lateral piping), thereby making it easier to collect LFG and imparting energy to the LFG so that it can be conveyed over long distances. For the blowers, it is planned to secure the necessary flow rate for the system, vacuum pressure of 800 mmAq on the primary side (vertical extraction wells and lateral piping) and positive pressure of approximately 100 kPa on the secondary side (gas treatment facilities, gas



reservoir facilities, and power generating facilities).

The airtight sheet will serve to prevent air from infiltrating underground from the surface of the landfill site, thereby ensuring that LFG is not diluted by air. The sheet must be robust, resistant to degradation caused by ultraviolet light and also watertight and airtight. It is planned to adopt a polyvinyl or nonwoven fabric sheet. In order to prevent air from infiltrating through connection points, it is also planned to weld joints and so on together.

>> Small-scale GEG technology utilizing bio gas

The GEG system is composed of a gas engine, generator, control panel, system inter-connection line and instrumentation that allow stable operation using even sparse methane gas such as LFG. The gas engine will have generating efficiency of 30~40%, equivalent to or better than the conventional types of steam turbine that currently exist in Ukraine. In addition, high-level technology will be needed to stably operate the gas engine using sparse gas fuel such as LFG. The following table indicates the main specifications of the GEG planned in the project.

Table 3 Main specifications of the GEG

| Item | Value |
|---------------------------------|--|
| Generating capacity | 500kW |
| Voltage | 400V |
| Frequency | 50Hz |
| Used fuel | LFG (Methane gas content 50%) |
| Projected heating value of fuel | 17.92MJ/Nm ³ (4,280kcal/Nm ³) |
| Generating efficiency | 39.20% |
| Rated methane consumption | 128Nm ³ /h |
| Rated LFG consumption | 256Nm ³ /h |
| Number of units | 1 |

Source: J Co.

Low-efficiency conventional steam turbines that were constructed during the Soviet era are still used in Ukraine today, and decline in operating efficiency can be seen due to fund shortages and lack of maintenance. Moreover, Ukraine has no experience of introducing LFG collection systems to waste disposal sites using its own technology and funding. In other words, Ukraine has no experience whatsoever of independently implementing the abovementioned LFG collection system and GEG technology. Having said that, these technologies have been commonly applied in Japan and other advanced countries and have a proved record of improving landfill site environments (mitigating odor and averting risk of fire caused by methane gas in LFG) and realizing effective energy use. Therefore, when introducing such technologies to Ukraine, it will be necessary to provide appropriate training and education opportunities. Moreover, since these technologies have reached a fairly advanced stage of

maturation in recent years, there is little likelihood they will be superseded by superior technology during the project period.

Figure 5 shows a schematic view of the LFG collection system.

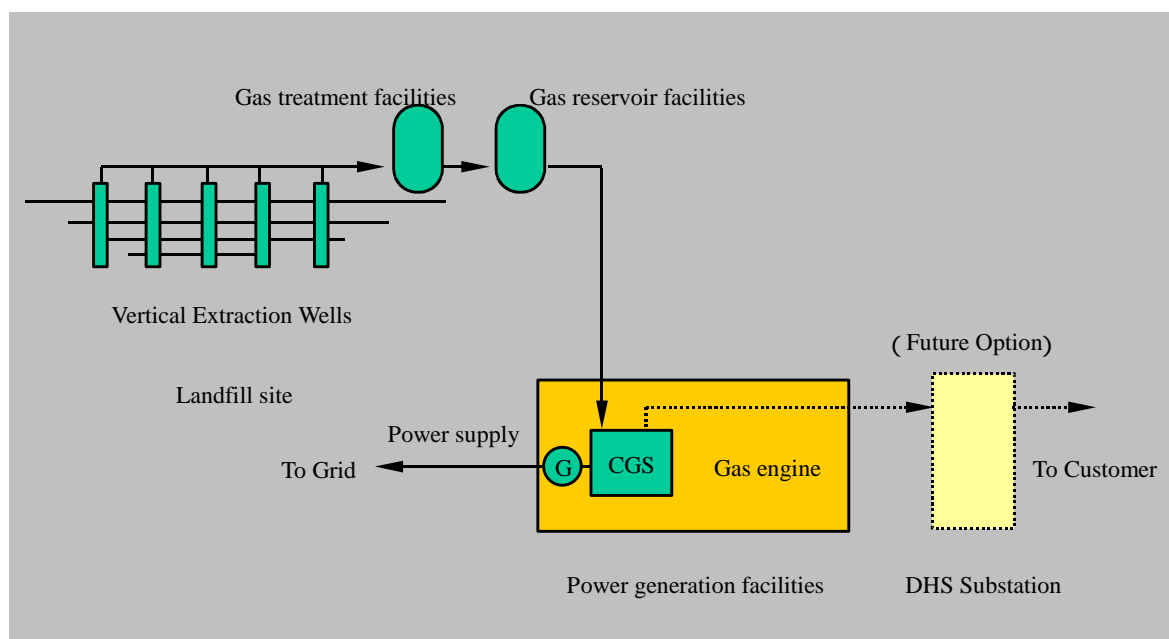


Figure 5 Landfill gas collection system schematic

A.4.4. Brief explanation of how the anthropogenic emissions of anthropogenic greenhouse gas (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed CDM project activity, including why the emission reductions would not occur in the absence of the proposed project activity, taking into account national and/or sectoral policies and circumstances:

To reaffirm the information described so far, current conditions in the host country Ukraine and the target city Lugansk can be summarized as follows:

- >> In Lugansk, almost all solid waste is carried into Lugansk landfill site for landfill disposal.
- >> Lugansk landfill site does not have the means to manage, control or collect LFG due to lack of funds and insufficient technology.
- >> Legislation requiring the compulsory collection of LFG from landfill sites does not exist either in Ukraine or Lugansk City.
- >> In Ukraine, deteriorated and low-efficiency thermal power plants are operated as an important source of energy.

It is under these circumstances that the project proposes to collect LFG from Lugansk landfill site in



Lugansk, Ukraine, and to burn methane, a combustible GHG contained in LFG, in a GEG with a view to generating electricity and supplying it to the grid.

The baseline for the project, judging from the project economic analysis, is the scenario of business as usual (BAU). In other words, BAU refers to the case where LFG on the landfill site is allowed to escape into the atmosphere without implementing any LFG management, collection or utilization, nor establishing a GEG. Accordingly, without the project, there will be no reduction of GHG emissions at all. Detailed explanation concerning why the BAU is the baseline for the project is given in Section B (Application of a baseline methodology).

On the other hand, project implementation will lead to additional reductions in GHG emissions for the following reasons:

Phase A: capture of methane gas (GHG) via LFG collection, and destruction of this methane gas through combustion, i.e. GEG operation and flaring;

Phase B: emissions of CO₂ through combustion, i.e. GEG operation and flaring;

Phase C: reduction of CO₂ emissions through GEG operation as a substitute for existing thermal power plants.

Moreover, concerning Phase B above, according to Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual CHAPTER 6 WASTE, in cases of generating CO₂ by combusting LFG from landfill sites, the resulting CO₂ is not counted as emissions if the solid waste is based on biomass. The composition of solid waste carried into Lugansk landfill site is as indicated in Table 2, and considering that almost all the waste generated in Lugansk is brought into this site, the generated LFG is deemed to be derived from biomass, and there is no evidence to think otherwise. Accordingly, emissions in this phase will be zero.

The project crediting period is 15 years, and the aggregate reduction of emissions during this period is estimated as 4.63×10^5 ton-CO₂.

In addition to realizing environmental improvement of landfill sites in Ukraine, the project will benefit the ageing energy systems of Ukraine and contribute to sustainable development.

- >> Environmental improvement effect via landfill site odor prevention
- >> Environmental improvement effect through prevention of landfill site fires
- >> Substitution of deteriorated power generation systems
- >> Effective utilization of energy
- >> Upgrading of human resources through introduction of new technology



>> Employment creation through project actualization (construction, operation)

The Government of Ukraine currently does not possess criteria for determining what kind of JI projects should be approved, and it is currently working on developing such criteria. However, the Ukrainian Ministry of Environmental Protection is already aware of the project and is expected to become the DNA for the Ukraine Government side. At the same time, the Ministry of Environment Protection is welcoming to the project and has expressed a desire to approve it as a JI undertaking.

A.4.4.1. Estimated amount of emission reductions over the chosen crediting period:

The project crediting period is 15 years, and the aggregate reduction of emissions during this period is estimated as 4.63×10^5 ton-CO₂.

A.4.5. Public funding of the project activity:

There is no Official Development Assistance in this project, and it places no financial obligation on Japan.

SECTION B. Application of a baseline methodology

B.1. Title and reference of the approved baseline methodology applied to the project activity:

Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities will be applied in the project. This can be found at the following address:

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan1.pdf>

B.1.1. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

Conditions of applicability regarding the consolidated baseline methodology for landfill gas project activities are given as follows.

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources; or
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions



are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources. In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the following:

Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable Sources”

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan2.pdf>

Alternatively, if the capacity of electricity generated is less than 15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54 TJ (15GWh), the following can be used:

Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small-scale CDM Project Activity Categories

<http://cdm.unfccc.int/pac/howto/SmallScalePA/ssclistmeth.pdf>

Meanwhile, conditions in the project are as follows:

- <1> Currently, LFG collection is not carried out on Lugansk landfill site.
- <2> The project proposes to collect LFG on the existing Lugansk landfill disposal site, to combust combustible methane gas contained in that, and to operate a GEG.
- <3> The project GEG will be connected to the existing power distribution network so that power generated in the GEG can be transmitted back to the network (grid).
- <4> There is no legislation requiring collection of LFG on landfill disposal sites in Lugansk, Ukraine, and no such legislation is planned.
- <5> Lugansk does not possess the technical know-how or human resources to implement LFG collection on the landfill disposal site.
- <6> Lugansk does not possess the technical know-how or human resources to introduce an on-site GEG.
- <7> The project GEG can take the place of existing power generation systems (grid power plants).
- <8> Emission reductions are claimed through the fact that generating and supplying power to the grid will avert utilization of other energy sources (use of fossil fuels in thermal power plants).
- <9> The generator planned for installation in the project has a capacity of 500 kW (0.5 MW).

Accordingly, the project falls under applicability condition (c) of the consolidated baseline methodology for landfill gas project activities (hereinafter called the consolidated baseline methodology). Meanwhile, regarding claims for emission reductions resulting from averting use of other energy sources by generating and supplying power to the grid, the figure that is determined in negotiations with the Ukraine Government shall be adopted.

**B.2. Description of how the methodology is applied in the context of the project activity:**

First, the following paragraphs describe how the consolidated baseline methodology is applied to the project. Next, the process for determining the baseline scenario is explained. And finally, the parameters that are key to determining the baseline are given. Moreover, explanation of the consolidated baseline methodology is not repeated here.

B.2.1 Description of how the consolidated baseline methodology for LFG project activities is applied to the project

The following formulae are used in this methodology:

$$(1) ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y}$$

Here, since there is no utilization of heat in the project, formula (1) is rearranged to (1').

$$(1') ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

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

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

Here, since there is no utilization of heat in the project, formula (3) is rearranged to (3').

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

$$(4) MD_{flared,y} = LFG_{flared,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} * FE$$

$$(5) MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4}$$

In this PDD, because of the need to state Section E, $MD_{project,y}$ is forecast ex-ante (assuming $FE = 1$ for the sake of convenience). Here, the First Order Decay Model (Equation 3) indicated in the Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories: Reference Manual CHAPTER 6 WASTE is used in its developed forms (Equations 4 and 5). The equation is indicated below.

$$(6) MD_{project,y} = EqC * \textit{Sum} Q_{y,x} = EqC * \textit{Sum} (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)})$$

(Note: the above equation is for integrating x).



Where:

$Q_{y,x}$: amount of methane gas currently (year y) generated as a result of waste (R_x) carried into the site in year x

x : the year of waste input

R_x : amount of waste (Mg/y) carried into the site in year x

y : current year (y)

L_0 : methane generation potential (Nm^3/Mg , Mg is the amount of waste)

k : methane generation rate (l/y)

EqC : methane gas collection rate (-)

B.2.2 Process for determining the baseline

The baseline scenario is determined according to:

Tool for the demonstration and assessment of additionality

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/016/eb16repan1.pdf>

Moreover, explanation of the contents of the tool for the demonstration and assessment of additionality (hereinafter called the additionality assessment tool) is not repeated here.

B.2.2.0 Step 0 (Preliminary screening based on the starting date of the project activity)

Since the project is a JI undertaking, there are no plans for it to commence before December 31, 2005. Therefore, this step can be skipped.

B.2.2.1 Step 1 (Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations)

B.2.2.1.1 Sub-step 1.a (Define alternatives to the project activity)

Here, the following scenarios are possible candidates.

Scenario 1: Maintenance of status quo. This scenario assumes that LFG is emitted into the atmosphere without conducting any management, collection or utilization at all on Lugansk landfill site, and that no GEG is established.

Scenario 2: LFG recovery project. This scenario assumes that LFG from Lugansk landfill site is recovered and combusted by flaring in the interests of the environment and safety.



Scenario 3: This project. This scenario assumes that LFG is recovered from Lugansk landfill site and that methane, which is a GHG contained in the landfill gas, is combusted in a GEG with a view to generating and supplying electricity.

B.2.2.1.2 Sub-step 1.b(Enforcement with applicable laws and regulations)

All the above scenarios are in compliance with legal systems in Ukraine.

B.2.2.2 Step 2 (Investment Analysis)

Scenario 3, which represents the JI project, entails related revenue (revenue from the sale of power) in addition to ERU. Therefore, Option I (Apply simple cost analysis) cannot be applied; this means that either Option II (Apply investment comparison analysis) or Option III (Apply benchmark analysis) is adopted. Here, Option III is adopted.

As the benchmark here, interest on long-term government bonds in Ukraine is adopted. Concerning the reason why, in the event where a Japanese private sector company makes an investment decision concerning a project in Ukraine, unless returns on the project at least exceed the interest rate of long-term government bonds in Ukraine, the company will not feel any appeal in the project investment and will probably decide it is better to purchase government bonds.

First, analysis of Scenario 2 is implemented. Here, in accordance with the additionality assessment tool, income from ERU is not taken into account. In Scenario 2, investment takes place, but corresponding returns cannot be anticipated. Therefore, it is not possible to obtain an IRR value that can compare with the benchmark interest rate of government bonds. Since no return corresponding to the original investment can be expected, this scenario cannot be considered as the baseline scenario.

Next, analysis of Scenario 3 is implemented. Here, in accordance with the additionality assessment tool, income from ERU is not taken into account. In Scenario 3, investment takes place, and corresponding returns (income from power sales) can be anticipated. Therefore, it is possible to obtain an IRR value that can compare with the benchmark interest rate of government bonds. IRR calculation (after tax) shows that cost exceeded returns, i.e. a minus figure. Meanwhile, the benchmark interest rate on government bonds is 7.65% as of March 8, 2004. Accordingly, it is demonstrated that Scenario 3 is not the baseline scenario. Furthermore, in accordance with the additionality assessment tool, a sensitivity analysis of Scenario 3 is implemented. In this analysis, The main parameters that can influence the calculation result of IRR (cost or amount of generated LFG) are tried to be changed. As a result of this analysis, whatever the parameters are, the IRR remained minus. Therefore, it is demonstrated more strongly that Scenario 3 is not the



baseline scenario. The calculation preconditions, results of calculation and results of sensitivity analysis are shown in Annex 3 (Baseline Information).

B.2.2.3 Step 3 (Barrier Analysis)

Since Step 2 was implemented, Step 3 can be skipped.

B.2.2.4 Step 4 (Common Practice Analysis)

There are numerous projects that are similar to this one (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.). They are LFG collection project in Odessa, Chuguev, Kharkiv Dergachi, Donetsk Larino, Kiev. However, all of these are JI undertakings and do not cast any doubts on the additionality of this project.

B.2.2.5 Step 5 (Impact of JI Registration)

The economic value of ERU is introduced to the investment analysis just implemented in Scenario 3. IRR (after tax) is 0.77% when ERU = 5 Euro/t-CO₂, and 21.23% when ERU = 10 Euro/t-CO₂, and this level is appealing to investors when compared to the interest rate on government bonds. The calculation preconditions, results of calculation and results of sensitivity analysis are shown in Annex 3 (Baseline Information).

To sum up, the above analysis shows that Scenario 2 and Scenario 3 cannot be the baseline, but that Scenario 1 can. Accordingly, Scenario 1 is determined as the baseline scenario.

B.2.3 Key parameters to determining the baseline

The various parameters that are key to determining the baseline are indicated below.

GWP_{CH4} (global warming potential of methane)

Use the default value stated in the Inter-Governmental Panel on Climate Change (IPCC) Second Assessment Report: Climate Change 1995.

EG_y (net quantity of electricity displaced)

This is the quantity of electricity generated and supplied to the grid by the GEG. This must be the net quantity of electricity generated and supplied in the project, i.e. not the quantity actually generated (the so-called generating end electricity) by the GEG. Accordingly, electricity consumed in the LFG collection system (blowers, etc.) and GEG auxiliary unit, etc. must be deducted. Furthermore, in cases where the generator is stopped for inspections or due to breakdown, electricity must be purchased from the grid as



backup. Accordingly, the net quantity of electricity supplied to the grid is obtained by deducting purchased power from sold power. Here, it is assumed that power consumed by the LFG collection system (blowers, etc.) and GEG auxiliary unit, etc. is a set ratio of generated electricity. In monitoring, quantities of electricity sold to and purchased from the grid are directly measured.

$CEF_{\text{electricity},y}$ (CO₂ emissions intensity of the electricity displaced)

This is the grid emission factor. In Ukraine, this is determined according to the following:

Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects Volume 1: General guidelines Version 2.3 Ministry of Economic Affairs of the Netherlands May 2004, P42 Table B1

This shows guidelines used by the Netherlands when implementing JI projects in Eastern European countries, and Table B1 gives emission factors in Eastern European countries including Ukraine. Since the Ukrainian Ministry of Environmental Protection has stated that, 'In the current situation where the Government of Ukraine has no clear criteria for determining what kind of emission factors to use, based on negotiations and contracts between the Ukraine Government and project participants, it is permissible to adopt the emissions factor contained in these guidelines by the Netherlands,' this value shall be adopted here.

AF (adjustment factor)

The AF represents the ratio of the quantity of LFG that is supposed to be collected in the baseline scenario with the quantity of LFG that is collected in the project. As has already been mentioned, Ukraine currently has no legislation requiring landfill sites to collect LFG, and it has no plans to introduce such legislation in the future. Accordingly, in the PDD, the AF will be zero. However, monitoring will be implemented to check for any changes to the AF.

$LFG_{\text{flared},y}$ (quantity of landfill gas flared)

The quantity of LFG flared will be measured in monitoring. In the PDD, it is assumed that collected LFG not used in power generation will be flared.

$w_{\text{CH}_4,y}$ (average methane fraction of the landfill gas)

The methane content of LFG will be measured in monitoring. In the PDD, the forecast methane fraction is used.

D_{CH_4} (methane density at standard temperature and pressure)

This is the specific gravity of methane gas (unit: t/m³). The LFG flow rate is corrected to the standard state (standard temperature and pressure = 0 °C, 1,013 bar) upon measuring the LFG temperature and



pressure. In the PDD, the volume of gases is always given in the standard state, and the density of methane is the value given at the end of the consolidated baseline methodology.

FE (flare efficiency)

The flare efficiency is determined upon measuring the flare operating time (measuring operation based on temperature of the flare stack) and methane concentration of the flare exhaust gas. In the PDD, a uniform empirical value is set based on the flare equipment specifications.

$LFG_{\text{electricity},y}$ (quantity of landfill gas fed into electricity generator)

The quantity of LFG used in power generation is measured in monitoring. In the PDD, it is assumed that the GEG will consume a constant share of the collected LFG except during periods of scheduled inspections.

x (the year of waste input)

The First Order Decay Model is applied upon tracing back to the year of commissioning of Lugansk landfill site in 1978.

y (current year)

The First Order Decay Model is applied upon tracing back to the year of commissioning of Lugansk landfill site in 1978.

EqC (landfill gas collection efficiency)

The methane gas collection efficiency is determined by the system performance. In the PDD, a uniform empirical value is set based on the system specifications.

R_x (amount of waste disposed in year x)

In the project, the abovementioned First Decay Model is used as the technique for predicting the generated amount of LFG. This means that the key parameter is the disposed amount of waste (R_x). Accordingly, it is necessary to have past and forecast values concerning the amount of waste that has been carried, is being carried, and will be carried into the site in the past, present and future. In the project, there is sure data concerning past and present disposal quantities, however, it will be necessary to estimate future quantities. Here, it is assumed that the amount of waste will increase by 1.5% per year from 2004 onwards.



k (methane generation rate)

This was determined based on the opinions of local experts.

L_0 (methane generation potential)

This was determined based on the opinions of local experts.

Specific values for the above parameters are shown in Annex 3 (Baseline Information).

B.2.4 Leakage

In the UNFCCC Clean Development Mechanism Guidelines for Completing the Project Design Document (CDM-PDD), leakage is defined as ‘the net change of anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases (GHG) which occurs outside the project boundary, and which is measurable and attributable to the CDM project activity.’

On the other hand, the consolidated baseline methodology does not take leakage into account.

Therefore, there is no leakage in the project.

B.3. Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity:

The aforementioned methodology and calculated project IRR (not including acquired ERU) have concluded that the project is economically unattractive and is thus not the baseline scenario, i.e. that the BAU scenario is the only plausible baseline.

Moreover, because the examination estimates that the project will realize aggregate emission reductions of 4.63×10^5 ton-CO₂ over 15 years, the project can be said to be additional.

B.4. Description of how the definition of the project boundary related to the baseline methodology selected is applied to the project activity:

The project boundary is defined as follows according to the UNFCCC Clean Development Mechanism Guidelines for Completing the Project Design Document (CDM-PDD): “The project boundary shall encompass all anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases (GHG) under the control of the project participants that are significant and reasonably attributable to the CDM project activity.”

Meanwhile, according to the consolidated baseline methodology, the project boundaries include the processes of gas collection and destruction/utilization. Moreover, concerning the various types of energy

required to implement the project, these will be counted and monitored as project emissions. Here it is assumed that the energy required to implement the project corresponds to a uniform ratio of GEG generated electricity, and it is proposed to monitor the net quantity of electricity sold to the grid upon deducting this energy requirement.

The contents described above are summarized into the following schematic drawing.

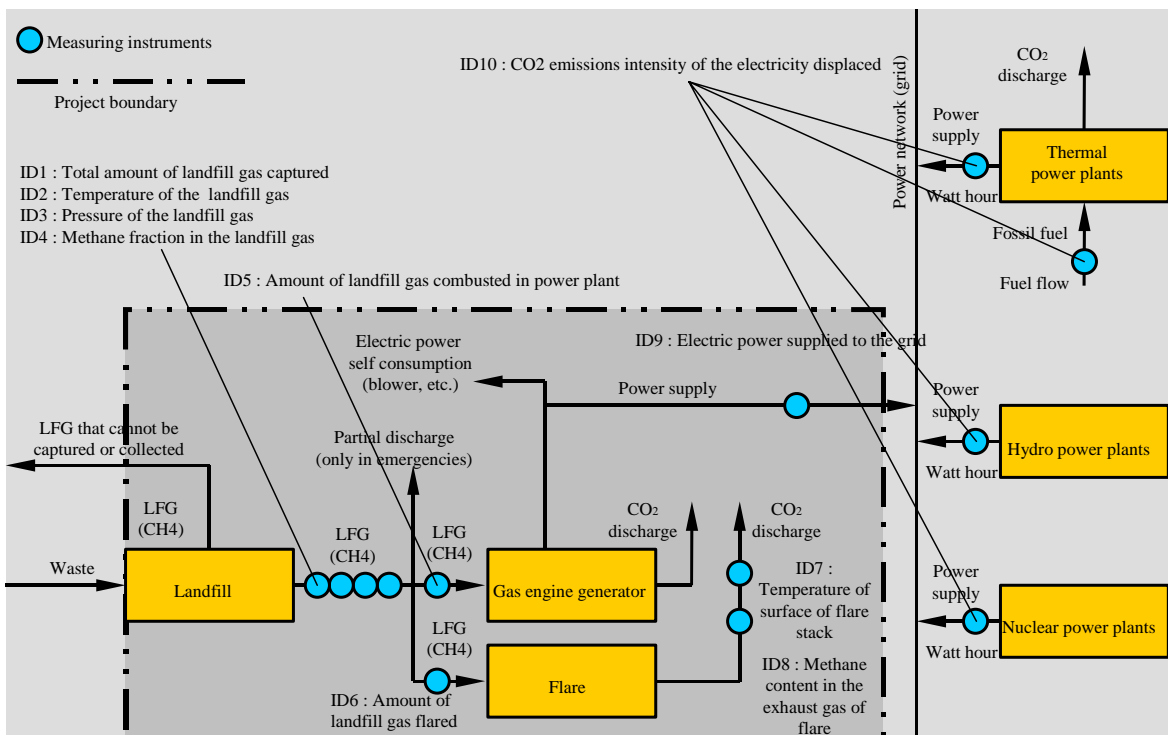


Figure 6 Flowchart of project boundaries
(Broken lines indicate the project boundaries; blue circles show monitoring instruments; and ID numbers correspond to the monitoring plan)

B.5. Details of baseline information, including the date of completion of the baseline study and the name of person (s)/entity (ies) determining the baseline:

November 1, 2004
 General Manager : Hiroyuki Kurita,
 Engineer :Akira Yashio, and
 Engineer : Arumu Take
 Shimizu Corporation
 New Energy Department, Energy Solution Division
 SEAVANS SOUTH, 1-2-3
 Shibaura, Minato-ku, Tokyo 105-8007



03-5441-0137 (inside Japan)

+81-3-5441-0137 (from overseas)

(Japanese HP) <http://www.shimz.co.jp/>

(English HP) <http://www.shimz.co.jp/english/index.html>

SECTION C. Duration of the project activity / Crediting period

C.1 Duration of the project activity:

C.1.1. Starting date of the project activity:

According to the UNFCCC Clean Development Mechanism Guidelines for Completing the Project Design Document (CDM-PDD): “The starting date of a CDM project activity is the date at which the implementation or construction or real action of a project activity begins.”

In this project, a construction period of 1 year is expected before actual operation begins, so the project start date is set as January 1, 2007.

C.1.2. Expected operational lifetime of the project activity:

The expected operational lifetime of the project is set at 15 years in consideration of the service life of equipment.

C.2 Choice of the crediting period and related information:

~~C.2.1. Renewable crediting period~~

~~C.2.1.1. Starting date of the first crediting period:~~

~~C.2.1.2. Length of the first crediting period:~~

C.2.2. Fixed crediting period:

C.2.2.1. Starting date:

According to the UNFCCC Clean Development Mechanism Guidelines for Completing the Project Design Document (CDM-PDD): “The crediting period for a CDM project activity is the period for which reductions from the baseline are verified and certified by a designated operational entity for the purpose of issuance of certified emission reductions (CERs). Project participants shall choose the starting date of a



crediting period to be after the date the first emission reductions are generated by the CDM project activity. A crediting period shall not extend beyond the operational lifetime of the project activity.”

GHG emission reductions will be generated with completion of the project construction works and start of project operation. Accordingly, the date of the first emission reductions achieved by the project will be the day on which project construction works are finished and project operation is started, i.e. January 1, 2008.

| | |
|-----------------|---|
| January 1, 2007 | Start of construction of the LFG collection system |
| January 1, 2008 | Start of the crediting period (start of operation of the LFG collection system) |
| June 1, 2009 | Start of construction of the GEG |
| January 1, 2010 | Start of operation of the GEG |

C.2.2.2. Length:

The project is a JI Undertaking; however, the Government of Ukraine has not yet made a decision regarding the crediting period. Having said that, the Ukrainian Ministry of Environmental Protection has stated that it will flexibly deal with the crediting period including time beyond the initial promised period in its negotiations and contract with project participants. In view of this, a crediting period of 15 years without renewal will be set from 2008 in the project.

SECTION D. Application of a monitoring methodology and plan

D.1. Name and reference of approved monitoring methodology applied to the project activity:

Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities will be applied in the project. This can be found at the following address:

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan1.pdf>

D.2 Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

Conditions of applicability regarding the consolidated baseline methodology for landfill gas project activities are given as follows.

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or



- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources; or
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources. In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the following:

Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable Sources”

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan2.pdf>

Alternatively, if the capacity of electricity generated is less than 15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54 TJ (15GWh), the following can be used:

Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small-scale CDM Project Activity Categories

<http://cdm.unfccc.int/pac/howto/SmallScalePA/ssclistmeth.pdf>

Meanwhile, conditions in the project are as follows:

- <1> Currently, LFG collection is not carried out on Lugansk landfill site.
- <2> The project proposes to collect LFG on the existing Lugansk landfill disposal site, to combust combustible methane gas contained in that, and to operate a GEG.
- <3> The project GEG will be connected to the existing power distribution network so that power generated in the GEG can be transmitted back to the network (grid).
- <4> There is no legislation requiring collection of LFG on landfill disposal sites in Lugansk, Ukraine, and no such legislation is planned.
- <5> Lugansk does not possess the technical know-how or human resources to implement LFG collection on the landfill disposal site.
- <6> Lugansk does not possess the technical know-how or human resources to introduce an on-site GEG.
- <7> The project GEG can take the place of existing power generation systems (grid power plants).
- <8> Emission reductions are claimed through the fact that generating and supplying power to the grid will avert utilization of other energy sources (use of fossil fuels in thermal power plants).
- <9> The generator planned for installation in the project has a capacity of 500 kW (0.5 MW).

Accordingly, the project falls under applicability condition (c) of the consolidated baseline methodology for landfill gas project activities (hereinafter called the consolidated baseline methodology). Meanwhile,



regarding claims for emission reductions resulting from averting use of other energy sources by generating and supplying power to the grid, the figure that is determined in negotiations with the Government of Ukraine shall be adopted.



In the Project, Option 2 is adopted. Accordingly, D.2.1 is skipped.

~~D.2.1. Option 1: Monitoring of the emissions in the project scenario and the baseline scenario~~

| D.2.1.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived: | | | | | | | | |
|---|--------------------------|---------------------------|----------------------|--|--------------------------------|---|--|--------------------|
| ID number (Please use numbers to ease cross referencing to D.3) | Data variable | Source of data | Data unit | Measured (m), calculated (c) or estimated (e) | Recording frequency | Proportion of data to be monitored | How will the data be archived? (electronic/paper) | Comment |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

~~D.2.1.2. Description of formulae used to estimate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂-equ.)~~

⇒



~~D.2.1.3. Relevant data necessary for determining the baseline of anthropogenic emissions by sources of GHGs within the project boundary and how such data will be collected and archived.~~

| ID number (Please use numbers to ease cross referencing to table D.3) | Data variable | Source of data | Data unit | Measured (m), calculated (c), estimated (e) | Recording frequency | Proportion of data to be monitored | How will the data be archived? (electronic/paper) | Comment |
|--|--------------------------|---------------------------|----------------------|--|--------------------------------|---|--|--------------------|
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

~~D.2.1.4. Description of formulae used to estimate baseline emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂-equ.)~~



**D. 2.2. Option 2: Direct monitoring of emission reductions from the project activity (values should be consistent with those in section E).**

| D.2.2.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the <u>project activity</u>, and how this data will be archived: | | | | | | | | |
|--|--|------------------------|-----------|--|---|------------------------------------|--|---|
| ID number <i>(Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)</i> | Data variable | Source of data | Data unit | Measured (m), calculated (c), estimated (e), | Recording frequency | Proportion of data to be monitored | How will the data be archived? (electronic/paper) | Comment |
| 1 | LFG_{total} Total amount of landfill gas captured | Flow meter | m^3 | m | Measured continuously and recorded once a month | 100% | e | |
| 2 | T Temperature of the landfill gas | Thermo meter | K | m | Once a month | 100% | e | Measured to determine the density of methane D_{CH_4} |
| 3 | P Pressure of the landfill gas | Pressure gauge | Pa | m | Once a month | 100% | e | Measured to determine the density of methane D_{CH_4} |
| 4 | w_{CH_4} Methane fraction in the landfill gas | Methane fraction meter | % | m | Once a month | 100% | e | |
| 5 | $LFG_{electricity}$ Amount of landfill gas combusted in power plant | Flow meter | m^3 | m | Measured continuously and recorded once a month | 100% | e | |
| 6 | LFG_{flared} Amount of landfill gas flared | Flow meter | m^3 | m | Measured continuously and recorded once a month | 100% | e | |
| 7 | T_f Temperature of surface of flare stack | Thermo meter | Degree C | m | Continuously | 100% | e | Measured to determine operation hours of flare and flare /combustion efficiency |

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.



| | | | | | | | | |
|----|---|--|-----|----------------|---|------|----------|---|
| 8 | wf_{CH_4} Methane content in the exhaust gas of flare | Methane fraction meter | % | <i>m</i> | Quarterly, monthly if unstable | 100% | <i>e</i> | Measured to determine flare /combustion efficiency |
| 9 | <i>EG</i> Electric power supplied to the grid | Watt hour meter | kWh | <i>m</i> | Measured continuously and recorded once a month | 100% | <i>e</i> | Measure electric energy which self-consumption .is already deducted. In order to measure net sold electric energy, both watt hour meter for sold electric energy and bought electric energy should be installed and calculate net sold electric energy by the differential of them. |
| 10 | $CEF_{electricity}$ CO ₂ emissions intensity of the electricity displaced | Data received from the Government of Ukraine | - | <i>c</i> | Once a year, on regular basis | 100% | <i>e</i> | |
| 11 | <i>AF</i> Adjustment factor | Data received from the Government of Ukraine | - | <i>n/a</i> | Once a year, on regular basis | 100% | <i>e</i> | |
| 12 | <i>FE</i> Flare efficiency | <i>Tf</i> wf_{CH_4} | % | <i>m and c</i> | Quarterly, monthly if unstable | 100% | <i>e</i> | Determine FE upon calculating <i>Tf</i> and wf_{CH_4} |

Note: Data will be stored for the crediting period and two years after that.



D.2.2.2. Description of formulae used to calculate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)

In this methodology, the following formulae that were stated in Section B are used.

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

Commentary: This formula enables project emissions reductions to be directly calculated. In the first term, the amount of methane gas that should be collected under the law ($MD_{\text{reg},y}$) is subtracted from the amount of methane gas collected in the project ($MD_{\text{project},y}$), and the remainder is multiplied by the global warming potential of methane gas (GWP_{CH_4}). This corresponds to Phase A that was described in Section A. The second term shows the product of the net quantity of electricity supplied to the grid ($EG_y = \text{ID9}$) and the emission factor of the grid ($CEF_{\text{electricit},y} = \text{ID10}$), and this corresponds to Phase C in Section A.

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

Commentary: The amount of methane gas that should be collected under the law ($MD_{\text{reg},y}$) is the product of the amount of methane gas collected in the project ($MD_{\text{project},y}$) and the ratio ($AF = \text{ID11}$) of the amount of methane gas that should be collected under the law and the amount of methane gas collected in the project.

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

Commentary: The amount of methane gas collected in the project ($MD_{\text{project},y}$) is the sum of the amount of flared methane gas ($MD_{\text{project},y}$) and the amount of methane gas that is used in power generation ($MD_{\text{electricity},y}$).

$$(4) \quad MD_{\text{flared},y} = LFG_{\text{flared},y} * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4} * FE$$

Commentary: The amount of flared methane gas ($MD_{\text{project},y}$) is the product of the flow rate of LFG used in flaring ($LFG_{\text{flared},y} = \text{ID6}$), the ratio of methane gas contained in the LFG used in flaring ($w_{\text{CH}_4,y} = \text{ID4}$), the density of methane gas used in flaring (D_{CH_4}), and the flare efficiency ($FE = \text{ID12}$).

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

Commentary: The amount of methane gas that is used in power generation ($MD_{\text{electricity},y}$) is the product of



the flow rate of LFG used in power generation ($LFG_{\text{electricity},y} = ID5$), the ratio of methane gas contained in the LFG used in power generation ($w_{CH_4,y} = ID4$) and the density of methane gas used in power generation (D_{CH_4}).

$$(7) FE = FTf * Fwf$$

Commentary: Flare efficiency (FE) is calculated from the flare operating rate (FTf) and the flare destruction efficiency (Fwf).

$$(8) FTf = f(Tf)$$

Commentary: The flare operating rate (FTf) is determined by continuously measuring the flare surface temperature to see if the flare flame has extinguished or not.

$$(9) Fwf = (w_{CH_4,y} - wf_{CH_4,y}) / w_{CH_4,y}$$

Commentary: The flare destruction efficiency (Fwf) is calculated from the concentration of methane gas at the flare outlet ($wf_{CH_4,y} = ID8$) and the concentration of methane gas at the flare inlet ($w_{CH_4,y} = ID4$).

$$(10) D_{CH_4} = 0.0007168 * (P/101.3) * (273.15/T)$$

Commentary: The density of methane gas (D_{CH_4}) is the density of methane gas (0.0007168t/Nm³, from the consolidated monitoring methodology) in the standard state (101.3kPa, $T = 273.15K$), corrected according to the actual temperature ($T = ID2$) and pressure ($P = ID3$).

To sum up, the formula for calculating baseline emissions will be as follows:

$$(11) \text{Baseline emissions} = \text{methane emissions from the generated LFG} \times \text{amount of methane gas collected according to law} + \text{CO}_2 \text{ emissions from existing power plants} \\ = (LFG_{\text{flared},y} + LFG_{\text{electricity},y}) / EqC * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} - MD_{\text{reg},y} * GWP_{CH_4} + EG_y * CEF_{\text{electricity},y}$$

The formula for calculating project emissions is as follows:

$$(12) \text{Project emissions} = \text{methane emissions from the generated LFG} \times \text{the portion of generated LFG that can be collected} + \text{the portion emitted from flaring}$$

$$= ((LFG_{\text{flared},y} + LFG_{\text{electricity},y}) / EqC - (LFG_{\text{flared},y} + LFG_{\text{electricity},y}) + LFG_{\text{flared},y} * (1 - FE)) * w_{CH4,y} * D_{CH4} * GWP_{CH4}$$

The following flow chart summarizes the above monitoring plan in schematic form.

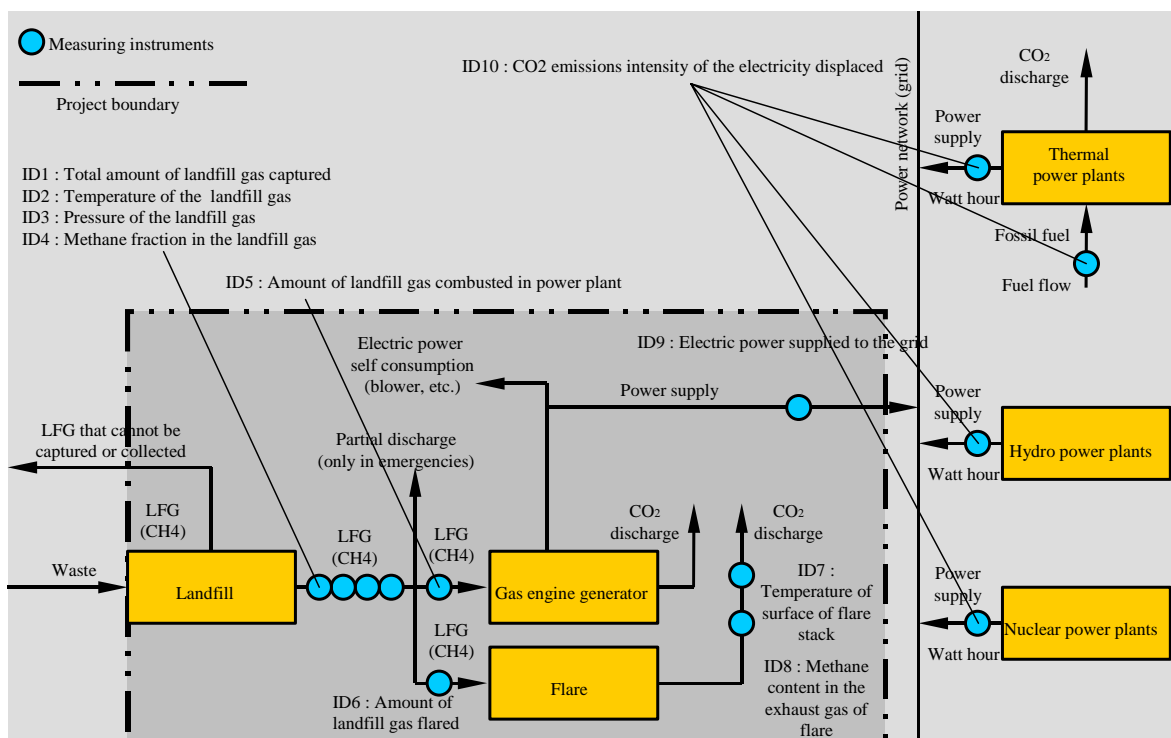


Figure 7 Flowchart of monitoring plan
(Blue circles show monitoring instruments; and ID numbers correspond to the monitoring plan, broken lines indicate the project boundaries;)

Note: The electric energy measured in this monitoring plan is obtained by deducting power used in the GEG and LFG collection system (i.e. portions consumed by the system) from the electric energy generated by the GEG; i.e. it is the difference between the amount of sold energy and purchased energy.



As was mentioned in Section B, there is no leakage in the project. Therefore, D.2.3 is skipped.

| D.2.3. Treatment of leakage in the monitoring plan | | | | | | | | |
|--|--------------------------|---------------------------|----------------------|--|--------------------------------|---|---|--------------------|
| D.2.3.1. If applicable, please describe the data and information that will be collected in order to monitor leakage effects of the project activity | | | | | | | | |
| ID number (Please use numbers to ease cross referencing to table D.3) | Data variable | Source of data | Data unit | Measured (m), calculated (c) or estimated (e) | Recording frequency | Proportion of data to be monitored | How will the data be archived? (electronic/ paper) | Comment |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

~~D.2.3.2. Description of formulae used to estimate leakage (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)~~

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.

**D.2.4. Description of formulae used to estimate emission reductions for the project activity (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)**

In this methodology, the following formulae that were stated in Section B are used:

$$(1') ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

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

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

$$(4) MD_{flared,y} = LFG_{flared,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} * FE$$

$$(5) MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4}$$

$$(8) FE = FTf * Fwf$$

$$(9) FTf = f(Tf)$$

$$(10) Fwf = (w_{CH4,y} - wf_{CH4,y}) / w_{CH4,y}$$

$$(11) D_{CH4} = 0.0007168 * (P/101.3) * (273.15/T)$$



| D.3. Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for data monitored | | |
|--|--|---|
| Data (Indicate table and ID number e.g. 3.-1.; 3.2.) | Uncertainty level of data (High/Medium/Low) | Explain QA/QC procedures planned for these data, or why such procedures are not necessary. |
| 1 | Low | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. |
| 2 | Low | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. |
| 3 | Low | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. |
| 4 | Low | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. |
| 5 | Low | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. |
| 6 | Low | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. |
| 7 | Medium | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. As a rule, monitoring is planned once every three months; however, in cases where monitoring results are unstable, this is implemented once every month. |
| 8 | Medium | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. As a rule, monitoring is planned once every three months; however, in cases where monitoring results are unstable, this is implemented once every month. |
| 9 | Low | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. |
| 10 | Low | Data is provided by the Government of Ukraine. |
| 11 | Low | Data is provided by the Government of Ukraine. |
| 12 | Medium | Measuring instruments are regularly tested to ensure accuracy. As a rule, monitoring is planned once every three months; however, in cases where monitoring results are unstable, this is implemented once every month. |



D.4 Please describe the operational and management structure that the project operator will implement in order to monitor emission reductions and any leakage effects, generated by the project activity.

Project participants on the Japan side will form a special purpose company (SPC) in order to implement the project. The SPC, financed by the project participants on the Japan side, will be responsible for all project affairs from the initial investment (ordering of construction works) through to project operation (monitoring, equipment operation and maintenance, accounting work, ERU control, subcontracting and consignment, personnel affairs, reporting, etc.). Meanwhile, the project participants on the Ukraine side will contract and execute part of the SPC work. In specific terms, they will undertake monitoring and reporting, equipment operation and maintenance, accounting work, land provision, water supply and support for acquiring SPC permission, etc.

In the project, quality control and quality assurance will be carried out by the following methods. Incidentally, 'management' here refers to employees of the SPC. Also, 'operating personnel' refers to project participants on the Ukraine side (Protos employees or employees of subcontractors hired by Protos) who implement monitoring under contract from the SPC.

- >> The project implementing organization will consist of operating personnel and management.
- >> Management will prepare written procedures for operating facilities.
- >> Written procedures, containing daily work contents, periodic maintenance methods and judgment criteria, etc., will be compiled according to appropriate formats.
- >> Operating personnel will be assured regular opportunities to receive training and education, in order to enable them to carry out work according to the above procedures.
- >> Operating personnel will implement work according to the above procedures and will report results to management.
- >> Management will check reports from operating personnel and determine there are no problems according to the procedures. If problems are found in such checks, management will implement the appropriate countermeasures with appropriate timing.
- >> Management will everyday file and store reports from operating personnel according to the procedures.
- >> Management will regularly patrol and visit work areas to audit that work is being appropriately implemented by operating personnel according to the procedures. If problems are found in such audits, management will implement appropriate countermeasures with appropriate timing.
- >> In the event of accidents (including the unforeseen release of GHG), management will ascertain the causes, implement and instruct countermeasures to the operating personnel.
- >> In the event of emergencies (including the unforeseen release of GHG), the operating personnel will



take emergency steps and implement countermeasures according to the instructions given by management.

- >> Measuring instruments will be periodically and appropriately calibrated according to the procedures. Calibration timing and methods will be in accordance with the monitoring plan.
- >> Measured data will be disclosed and open to public comment. Received comments and the steps taken in response to them will also be disclosed.
- >> Measured data will also be subject to audit by government agencies in the host country.

D.5 Name of person/entity determining the monitoring methodology

General Manager : Hiroyuki Kurita,

Engineer : Akira Yashio, and

Engineer : Arumu Take

Shimizu Corporation

New Energy Department, Energy Solution Division

SEAVANS SOUTH, 1-2-3

Shibaura, Minato-ku, Tokyo 105-8007

03-5441-0137 (inside Japan)

+81-3-5441-0137 (from overseas)

(Japanese HP) <http://www.shimz.co.jp/>

(English HP) <http://www.shimz.co.jp/english/index.html>

SECTION E. Estimation of GHG emissions by sources

E.1. Estimate of GHG emissions by sources:

In the project, since it is planned to adopt monitoring methodology that measures emission reductions in the case of project implementation, there will be no measurement of project emissions. Having said that, project emissions can be estimated by using the following formulae.

$$(12) \text{ Project emissions} = (\text{LFG}_{\text{flared},y} + \text{LFG}_{\text{electricity},y}) / \text{EqC} - (\text{LFG}_{\text{flared},y} + \text{LFG}_{\text{electricity},y}) + \text{LFG}_{\text{flared},y} * (1 - \text{FE}) * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4} * \text{GWP}_{\text{CH}_4}$$

$$(4') \text{ LFG}_{\text{flared},y} = \text{MD}_{\text{flared},y} / (w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4} * \text{FE})$$

$$(5') \text{ LFG}_{\text{electricity},y} = \text{MD}_{\text{electricity},y} / (w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4})$$

$$(3'') \text{ MD}_{\text{flared},y} = \text{MD}_{\text{project},y} - \text{MD}_{\text{electricity},y}$$

$$(6) \text{ MD}_{\text{project},y} = \text{EqC} * \text{Sum } Q_{y,x} = \text{EqC} * \text{Sum } (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)})$$



$$(13) MD_{\text{electricity},y} = \text{generator capacity (kw)} * \text{conversion factor(860kcal/h/kW)} / \text{generating efficiency (-)} \\ / \text{methane gas lower heating value (kcal/Nm}^3) * \text{operating days (days/year)} * 24 \text{ (hours/day)} * D_{\text{CH}_4} \\ \text{(t/Nm}^3)$$

Calculation criteria settings and the results of calculation are indicated in Annex 3 (BASELINE INFORMATION). It should be noted, however, that these figures are estimate values and not actual emissions.

E.2. Estimated leakage:

There is no leakage in the project.

E.3. The sum of E.1 and E.2 representing the project activity emissions:

Same as stated in E.1.

E.4. Estimated anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the baseline:

In the project, since it is planned to adopt monitoring methodology that measures emission reductions in the case of project implementation, there will be no measurement of project emissions. Having said that, project emissions can be estimated by using the following formulae.

$$(11) \text{Baseline emissions} = ((LFG_{\text{flared},y} + LFG_{\text{electricity},y}) / EqC * w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4} - MD_{\text{reg},y}) * GWP_{\text{CH}_4} + EG_y * \\ CEF_{\text{electricity},y}$$

$$(4') LFG_{\text{flared},y} = MD_{\text{flared},y} / (w_{\text{CH}_4,y} * D_{\text{CH}_4} * FE)$$

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

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

$$(6) MD_{\text{project},y} = EqC * \textit{Sum} Q_{y,x} = EqC * \textit{Sum} (k * R_x * L_0 * e^{-k(y-x)})$$

$$(13) MD_{\text{electricity},y} = \text{generator capacity (kw)} * 860 \text{ (kcal/h/kW)} / \text{generating efficiency (-)} / \text{lower heating} \\ \text{value of methane gas (kcal/Nm}^3) * \text{operating days (days/year)} * 24 \text{ (hours/day)} * D_{\text{CH}_4} \text{ (t/Nm}^3)$$

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

Calculation criteria settings and the results of calculation are indicated in Annex 3 (BASELINE INFORMATION). It should be noted, however, that these figures are estimate values and not actual emissions.

**E.5. Difference between E.4 and E.3 representing the emission reductions of the project activity:**

Calculation criteria settings and the results of calculation are indicated in Annex 3 (BASELINE INFORMATION). It should be noted, however, that these figures are estimate values and not actual emission reductions. Actual emission reductions are directly measured in the monitoring.

E.6. Table providing values obtained when applying formulae above:

The results of calculation are indicated in Annex 3 (BASELINE INFORMATION). As a result of examination, it was estimated that the project will realize aggregate emission reductions of $4.63 \cdot 10^5$ ton-CO₂ over 15 years. It should be noted, however, that these figures are estimate values and not the actual amounts of emissions and emission reductions. Actual emission reductions are directly measured in the monitoring.

SECTION F. Environmental impacts**F.1. Documentation on the analysis of the environmental impacts, including transboundary impacts:**

The following paragraphs describe the results of environmental impact analysis.

The Government of Ukraine officially regards environmental protection as a high priority policy. It passed the Law on the Protection of the Environment in June 1991, and followed this up with numerous regulations, decisions and other government and regional level activities between 1998 and 2001. Major events during this period were as follows.

- >> The Ukrainian Law on Protection of Ambient Air (June 21, 2001) covers the conservation and improvement of air quality, environmental safety pertaining to the life of human activities, prevention of environmental impacts by hazardous substances, and regulation of activities that have an impact on the environment.
- >> The Law of Ukraine on Alternative Liquid and Gas Fuels (February 14, 2000) deals with fuel substitution activities, which are a high priority area of development in Ukraine. Within this, LFG is regarded as an alternative fuel.
- >> The President's Decree on Measures Concerning Development of Biofuel (September 26, 2003) deals with utilization of biofuels (bio-diesel, biogas), which are regarded as a high priority area of development in Ukraine.

Meanwhile, since the project intends to collect LFG that is currently released into the atmosphere, it has the following beneficial impacts on the environment and complies with environmental protection policies



by the Government of Ukraine.

- >> Environmental improvement effect via landfill site odor prevention
- >> Environmental improvement effect via reduction of pollutant emissions into the atmosphere through collection of LFG
- >> Environmental improvement effect through prevention of landfill site fires
- >> Substitution of deteriorated power generation systems

Furthermore, project implementation will lead to employment creation, i.e. it will have a positive impact on the socioeconomy of Ukraine, too. However, concern also exists over the following impacts, so the measures described will need to be taken in order to minimize their impact.

- >> Noise and vibration: Installation of the blowers for LFG collection and the GEG will create noise and vibration. However, since these facilities will be located sufficiently apart from houses around the landfill site, there shouldn't be any problems. Rather, the only problem will be that concerning the working environment (impact on hearing, etc.) for operators on the site. This can be resolved by installing appropriate soundproof covers and vibration-proof frames.
- >> Air pollution resulting from GEG exhaust gases: It is possible that operation of the GEG will lead to pollution of the atmosphere by SO_x and NO_x contained in the exhaust gases. However, since these facilities will be located sufficiently apart from houses around the landfill site, they shouldn't pose any problems. Having said that, it will be necessary to install appropriate LFG desulfurization equipment and NO_x reduction technology (on the generating machinery side) to avert any pollution.
- >> Risk of fire from installation of flaring equipment: Installation of flaring equipment and the artificial collection of methane gas may increase the risk of fires occurring along pipe routes and around the flaring equipment. This can be resolved by measuring and monitoring oxygen concentration inside LFG collection pipes, stopping the system when the oxygen concentration becomes too high, and stabilizing flame by means of burner combustion control of the flare equipment.

F.2. If environmental impacts are considered significant by the project participants or the host Party, please provide conclusions and all references to support documentation of an environmental impact assessment undertaken in accordance with the procedures as required by the host Party:

As has already been described, environmental impact analysis shows that the project will have no major impact on the environment. Accordingly, it is not considered necessary for the project participants to implement an environmental impact assessment.

**SECTION G. Stakeholders' comments**

>>

G.1. Brief description how comments by local stakeholders have been invited and compiled:

Stakeholders in the project are as follows.

- >> Closed Joint Stock Company 'Protos': a Ukrainian corporation seeking to actualize the project. This closed private sector company is responsible for collecting and transporting general solid waste in Lugansk, disposing of it in Lugansk landfill site and managing the landfill site. As the project site operator, it will jointly implement the project with Lugansk Municipality and the Japan side.
- >> Lugansk Municipality: the local municipality that owns Lugansk landfill site. As the owner of the project site, it will jointly implement the project with Protos and the Japan side.
- >> Closed Joint Stock Company "Luganskenergo" (Lugansk Regional Power Distribution Company): the power distribution company in Lugansk. This is a monopoly corporation in the Lugansk region. When Protos connects to the grid, it will need to apply to this company for the necessary technical conditions.

Comments by the stakeholders concerning the project were collected in hearings.

G.2. Summary of the comments received:

>> (Closed Joint Stock Company "Protos")

President of Protos

Mr. Aratoliv Belik

He believes the project to collect methane gas from the landfill site and utilize it in power generation is promising. Upon digging test wells in the landfill site and analyzing the gas properties, it was confirmed that gas of a concentration suited to power generation in a gas engine can be extracted. However, in the existing economic climate, neither Protos nor Lugansk City Municipality have the financial capacity to invest in the project. They would welcome implementation of the project as a joint implementation undertaking with financing provided by the Japan side.

>> Lugansk City Municipality

Head of Environment Department of Lugansk City Municipality

Mr. Dleg Berejnoi



Lugansk previously prospered around the armament industry under the former Soviet system. However, armament factories lost their competitiveness and were forced to close down following collapse of the Soviet Union. Since then, the city has not been so successful in attracting new industries. In these circumstances, the city would welcome a project like the one in hand that contributes to environmental improvement and attracts overseas investment and wants to actively participate as a counterpart. The city hopes that the project will prove to be a turning point in attracting more factories, etc.

>> Lugansk City Municipality

Lugansk City Council, Deputy Mayor

Cherkasov Andrey

The project is most interesting and the city would be delighted to cooperate with it.

>> Closed Joint Stock Company “Luganskenergo” (Lugansk Regional Power Distribution Company)

Director of the technical department of Luganskenergo

Mr. Yaroslav Protsak

Concerning power supply in the Lugansk region, existing thermal power plants are operating at around 50% and still have room to spare. Accordingly, the company has refused to accept supply from new power sources. However, since power generation utilizing biomass like in the project is also important in terms of environmental policy, the company would be willing to accept it as a new power source.

G.3. Report on how due account was taken of any comments received:

With respect to the comments received from the stakeholders, the project participants will issue replies as necessary and take steps to ensure that stakeholders incur no damages.

Annex 1**CONTACT INFORMATION ON PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY***Project Participant 1*

| | |
|------------------|--|
| Organization: | Shimizu Corporation |
| Street/P.O.Box: | 1-2-3, Shibaura |
| Building: | SEAVANS SOUTH |
| City: | Minato-ku |
| State/Region: | Tokyo |
| Postfix/ZIP: | 105-8007 |
| Country: | Japan |
| Telephone: | 81-3-5441-1111 03-5441-1111 |
| FAX: | – |
| E-Mail: | – |
| URL: | http://www.shimz.co.jp/english/index.html http://www.shimz.co.jp/ |
| Represented by: | Tetsuya Nomura |
| Title: | General Manager |
| Salutation: | Mr. |
| Last Name: | Kurita |
| Middle Name: | – |
| First Name: | Hiroyuki |
| Department: | New Energy Department |
| Mobile: | – |
| Direct FAX: | +81-3-5441-0311 03-5441-0311 |
| Direct tel: | +81-3-5441-0137 03-5441-0137 |
| Personal E-Mail: | kurita@shimz.co.jp |

*Project Participant 2*

| | |
|------------------|--|
| Organization: | The Chugoku Electric Power Co., Inc. |
| Street/P.O.Box: | 4-33 Komachi, Naka-ku |
| Building: | – |
| City: | Hiroshima-shi |
| State/Region: | Hiroshima |
| Postfix/ZIP: | 730-8701 |
| Country: | Japan |
| Telephone: | +81-82-241-0211 082-241-0211 |
| FAX: | – |
| E-Mail: | – |
| URL: | http://www.energia.co.jp/energiae/index.html http://www.energia.co.jp/ |
| Represented by: | Shigeo Shirakura |
| Title: | Manager |
| Salutation: | Mr. |
| Last Name: | Takeyama |
| Middle Name: | – |
| First Name: | Takayoshi |
| Department: | Energia Business Development Dept. |
| Mobile: | – |
| Direct FAX: | +81-82-523-6422 082-523-6422 |
| Direct tel: | +81-82-523-6424 082-523-6424 |
| Personal E-Mail: | – |

*Project Participant 3*

| | |
|------------------|--|
| Organization: | Close Joint Stock Company "Protos" |
| Street/P.O.Box: | 96, Lomonosov str. |
| Building: | – |
| City: | Lugansk |
| State/Region: | Lugansk |
| Postfix/ZIP: | 91016 |
| Country: | Ukraine |
| Telephone: | – |
| FAX: | – |
| E-Mail: | – |
| URL: | – |
| Represented by: | – |
| Title: | Director |
| Salutation: | Mr. |
| Last Name: | Belik |
| Middle Name: | – |
| First Name: | Anatoliy Konstantinovich |
| Department: | – |
| Mobile: | – |
| Direct FAX: | +380-642-490-988 |
| Direct tel: | +380-642-490-988, 490-941 |
| Personal E-Mail: | protos@gts.lg.ua |

*Project Participant 4*

| | |
|------------------|--|
| Organization: | Lugansk municipality |
| Street/P.O.Box: | 14, Kozhybinskogo |
| Building: | – |
| City: | Lugansk |
| State/Region: | Lugansk |
| Postfix/ZIP: | 91000 |
| Country: | Ukraine |
| Telephone: | – |
| FAX: | – |
| E-Mail: | – |
| URL: | – |
| Represented by: | – |
| Title: | Head of environmental department |
| Salutation: | Mr. |
| Last Name: | Berezhnoy |
| Middle Name: | – |
| First Name: | Oleg Nikolaevich |
| Department: | – |
| Mobile: | – |
| Direct FAX: | – |
| Direct tel: | +380-642-58-19-60, 58-16-60 |
| Personal E-Mail: | city@lep.lg.ua |



Annex 2

INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING

There is no Official Development Assistance in this project, and it places no financial obligation on Japan.

Annex 3**BASELINE INFORMATION**

Table 1 shows the preconditions for calculating baseline emissions, Table 2 shows the annual waste acceptance rate at Lugansk landfill site, Table 3 shows the calculation result of emission reduction, and Table 4 shows the results of sensitivity analysis.

Moreover, in the project, waste will be classified into four categories under guidance from the Ukrainian LFG experts. Upon setting the L0 and k values for each category, generated quantities of LFG were computed and totaled to give the total generated amount of LFG.



>> Preconditions

Table 1 Preconditions and parameters for calculation of IRR and emissions

| Item | Unit | Value | Source, Basis |
|---|---|---------------------------------------|--|
| Ratio of Category I waste | % | 40.50 | Values calculated by Ukrainian LFG experts based on actual waste composition data from Lugansk |
| Ratio of Category II waste | % | 13.63 | |
| Ratio of Category III waste | % | 29.68 | |
| Ratio of Category IV waste | % | 16.20 | |
| k of Category I | 1/y | 0.116 | Values estimated by Ukrainian LFG experts |
| k of Category II | 1/y | 0.076 | |
| k of Category III | 1/y | 0.046 | |
| k of Category IV | 1/y | - | |
| L0 of Category I | Nm ³ -CH ₄ / t -waste | 74.40 | Values calculated by Ukrainian LFG experts based on actual waste composition data from Lugansk |
| L0 of Category II | Nm ³ -CH ₄ / t -waste | 128.80 | |
| L0 of Category III | Nm ³ -CH ₄ / t -waste | 128.30 | |
| L0 of Category IV | Nm ³ -CH ₄ / t -waste | 0 | |
| Lower heating value of methane gas | kcal/Nm ³ | 8,560 | Thermal and Nuclear Generation Handbook, 1991 (supervised by the Thermal and Nuclear Power Engineering Society, Ministry of International Trade and Industry, Agency for Natural Resources and Energy), p158, |
| Total capacity of new gas engine | kW | 500 | Planned values by the project participants |
| Generating efficiency of new gas engine | % | 39.20 | Specifications of the European maker J Co. |
| Consumption by the new gas engine in generation | - | 0.10 | Planned value by the project participants |
| Generating days of new gas engine | Days/year | 335 | Planned value by the project participants |
| Specific gravity of methane D _{CH₄} | t/Nm ³ | 0.00071680 | UNFCCC CDM EB Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities |
| Global warming potential of methane GWP _{CH₄} | - | 21.0 | IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995 |
| Unit rate of power sales | UAH/kWh | 0.1000 | Based on actual unit prices of electricity sold by generators to distribution companies |
| Exchange rate | UAH/EURO | 6.77 | Actual rate in banks |
| Volumetric ratio of methane in LFG w _{CH₄} | - | 0.50 | Values estimated by Ukrainian LFG experts |
| LFG collection efficiency EqC | - | First year :0.500 Following :0.668 | Values estimated by Ukrainian LFG experts. 0.668 = ground coverage rate 90% x well and pipe efficiency 75% x operating rate 99%. Meanwhile, 0.500 in the first year is a conservative estimate including anticipated loss in the startup period. |
| Flare efficiency FE | - | 0.995 | Specifications of the European maker Z Co. |
| Adjustment factor AF | - | 0.00 | Based on the viewpoint of the Ukrainian Ministry of Environmental Protection |
| Generating emission factor CEF _{electricity} | t-CO ₂ /MWh | 0.815 ~ 0.486 | Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects Volume 1: General guidelines Version 2.3 Ministry of Economic Affairs of the Netherlands May 2004 (To be on the conservative side in line with the above guidance purport, values from 1999 and before were made the same as those from 2000, and values from 2013 onwards were extrapolated from values for 2011 and 2012. |
| Interest on long-term Ukrainian government bonds as the benchmark | % | 7.65 | Actual values s of March 8, 2004 |
| Crediting period | - | 15 years from 2008 ~ 2022 | Based on the viewpoint of the Ukrainian Ministry of Environmental Protection |
| Profit tax rate | % | 25 | Ukrainian Government |
| Depreciation rate | % | 6.75 | Ukrainian Government |
| Total initial cost | EURO | 1,280,000 | Planned value by the project participants |
| Running cost | EURO/年 | 94,000 | Planned value by the project participants |



>>x: year in which waste was carried into the site, and Rx: amount of waste carried in year x (t/y)

Table 2 Annual waste acceptance rate at Lugansk MSW landfill

| Year (x) | Annual Incoming waste (Rx) | Aggregate | Year (x) | Annual Incoming waste (Rx) | Aggregate |
|----------|----------------------------|----------------------|-------------------|----------------------------|----------------------|
| - | Tons/year | 10 ³ tons | - | Tons/year | 10 ³ tons |
| 1978 | 44,000 | 44.0 | 1994 | 71,478 | 1,164.8 |
| 1979 | 55,132 | 99.1 | 1995 | 69,564 | 1,234.2 |
| 1980 | 61,666 | 160.8 | 1996 | 69,388 | 1,302.9 |
| 1981 | 63,888 | 224.7 | 1997 | 68,772 | 1,371.2 |
| 1982 | 67,166 | 291.9 | 1998 | 68,310 | 1,437.5 |
| 1983 | 70,576 | 362.4 | 1999 | 66,286 | 1,496.9 |
| 1984 | 71,588 | 434.0 | 2000 | 59,400 | 1,560.3 |
| 1985 | 72,226 | 506.2 | 2001 | 63,404 | 1,631.4 |
| 1986 | 72,710 | 579.0 | 2002 | 71,037 | 1,705.4 |
| 1987 | 73,568 | 652.5 | 2003 | 74,052 | 1,780.6 |
| 1988 | 73,744 | 726.3 | 2004 ² | 75,163 | 1,856.9 |
| 1989 | 74,162 | 800.4 | 2005 | 76,290 | 1,934.3 |
| 1990 | 74,690 | 875.1 | 2006 | 77,435 | 2,012.9 |
| 1991 | 74,866 | 950.0 | 2007 | 78,596 | 2,012.9 |
| 1992 | 73,744 | 1,023.7 | 2008 | 0 | 2,012.9 |

Source: Protos

² Forecast values of the waste acceptance rate from 2004 to 2005 are based on an assumed annual increase of 1.5%.



>> Calculation result of emission reduction

Table 3 Calculation result of emission reduction

| Year | Amount of waste coming into the site R _x | Amount of Category I waste | Amount of Category II waste | Amount of Category III waste | Amount of Category IV waste | | |
|-----------------|---|----------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|--|--|
| Year | Tons/year | Tons/year | Tons/year | Tons/year | Tons/year | | |
| 1979 | 44,000 | 17,820 | 5,997 | 13,059 | 7,128 | | |
| 1980 | 55,132 | 22,328 | 7,514 | 16,363 | 8,931 | | |
| 1981 | 61,666 | 24,975 | 8,405 | 18,302 | 9,990 | | |
| 1982 | 63,888 | 25,875 | 8,708 | 18,962 | 10,350 | | |
| 1983 | 67,166 | 27,202 | 9,155 | 19,935 | 10,881 | | |
| 1984 | 70,576 | 28,583 | 9,620 | 20,947 | 11,433 | | |
| 1985 | 71,588 | 28,993 | 9,757 | 21,247 | 11,597 | | |
| 1986 | 72,226 | 29,252 | 9,844 | 21,437 | 11,701 | | |
| 1987 | 72,710 | 29,448 | 9,910 | 21,580 | 11,779 | | |
| 1988 | 73,568 | 29,795 | 10,027 | 21,835 | 11,918 | | |
| 1989 | 73,744 | 29,866 | 10,051 | 21,887 | 11,947 | | |
| 1990 | 74,162 | 30,036 | 10,108 | 22,011 | 12,014 | | |
| 1991 | 74,690 | 30,249 | 10,180 | 22,168 | 12,100 | | |
| 1992 | 74,866 | 30,321 | 10,204 | 22,220 | 12,128 | | |
| 1993 | 73,744 | 29,866 | 10,051 | 21,887 | 11,947 | | |
| 1994 | 71,478 | 28,949 | 9,742 | 21,215 | 11,579 | | |
| 1995 | 69,564 | 28,173 | 9,482 | 20,647 | 11,269 | | |
| 1996 | 69,388 | 28,102 | 9,458 | 20,594 | 11,241 | | |
| 1997 | 68,772 | 27,853 | 9,374 | 20,412 | 11,141 | | |
| 1998 | 68,310 | 27,666 | 9,311 | 20,274 | 11,066 | | |
| 1999 | 66,286 | 26,846 | 9,035 | 19,674 | 10,738 | | |
| 2000 | 59,400 | 24,057 | 8,096 | 17,630 | 9,623 | | |
| 2001 | 63,404 | 25,679 | 8,642 | 18,818 | 10,271 | | |
| 2002 | 71,037 | 28,770 | 9,682 | 21,084 | 11,508 | | |
| 2003 | 74,052 | 29,991 | 10,093 | 21,979 | 11,996 | | |
| 2004 | 75,163 | 30,441 | 10,245 | 22,308 | 12,176 | | |
| 2005 | 76,290 | 30,898 | 10,398 | 22,643 | 12,359 | | |
| 2006 | 77,435 | 31,361 | 10,554 | 22,983 | 12,544 | | |
| 2007 | 78,596 | 31,831 | 10,713 | 23,327 | 12,733 | | |
| 2008 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2009 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2010 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2011 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2012 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2013 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2014 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2015 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2016 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2018 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2019 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2020 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2021 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 2008~2022 total | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |



| Year | Generated amount of Category I LFG | Generated amount of Category II LFG | Generated amount of Category III LFG | Generated amount of Category IV LFG | Total generated LFG | LFG collection rate EqC | Collected LFG |
|-----------------|------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
| Year | Nm ³ /year | Nm ³ /year | Nm ³ /year | Nm ³ /year | Nm ³ /year | - | Nm ³ /year |
| 1979 | 2.90E+05 | 1.13E+05 | 1.51E+05 | 0.00E+00 | 5.54E+05 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1980 | 6.23E+05 | 2.46E+05 | 3.33E+05 | 0.00E+00 | 1.20E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1981 | 9.61E+05 | 3.87E+05 | 5.29E+05 | 0.00E+00 | 1.88E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1982 | 1.28E+06 | 5.23E+05 | 7.24E+05 | 0.00E+00 | 2.52E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1983 | 1.58E+06 | 6.57E+05 | 9.21E+05 | 0.00E+00 | 3.16E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1984 | 1.87E+06 | 7.90E+05 | 1.12E+06 | 0.00E+00 | 3.79E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1985 | 2.14E+06 | 9.16E+05 | 1.32E+06 | 0.00E+00 | 4.37E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1986 | 2.38E+06 | 1.03E+06 | 1.50E+06 | 0.00E+00 | 4.92E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1987 | 2.60E+06 | 1.15E+06 | 1.69E+06 | 0.00E+00 | 5.43E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1988 | 2.80E+06 | 1.25E+06 | 1.86E+06 | 0.00E+00 | 5.92E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1989 | 2.98E+06 | 1.35E+06 | 2.03E+06 | 0.00E+00 | 6.36E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1990 | 3.15E+06 | 1.44E+06 | 2.19E+06 | 0.00E+00 | 6.78E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1991 | 3.29E+06 | 1.53E+06 | 2.35E+06 | 0.00E+00 | 7.17E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1992 | 3.43E+06 | 1.61E+06 | 2.50E+06 | 0.00E+00 | 7.54E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1993 | 3.54E+06 | 1.68E+06 | 2.64E+06 | 0.00E+00 | 7.86E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1994 | 3.62E+06 | 1.74E+06 | 2.77E+06 | 0.00E+00 | 8.13E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1995 | 3.69E+06 | 1.79E+06 | 2.88E+06 | 0.00E+00 | 8.36E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1996 | 3.74E+06 | 1.84E+06 | 2.99E+06 | 0.00E+00 | 8.57E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1997 | 3.78E+06 | 1.88E+06 | 3.09E+06 | 0.00E+00 | 8.76E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1998 | 3.82E+06 | 1.92E+06 | 3.18E+06 | 0.00E+00 | 8.92E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 1999 | 3.84E+06 | 1.95E+06 | 3.27E+06 | 0.00E+00 | 9.06E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2000 | 3.81E+06 | 1.96E+06 | 3.33E+06 | 0.00E+00 | 9.10E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2001 | 3.81E+06 | 1.98E+06 | 3.39E+06 | 0.00E+00 | 9.18E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2002 | 3.86E+06 | 2.02E+06 | 3.48E+06 | 0.00E+00 | 9.36E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2003 | 3.93E+06 | 2.06E+06 | 3.58E+06 | 0.00E+00 | 9.57E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2004 | 3.99E+06 | 2.10E+06 | 3.68E+06 | 0.00E+00 | 9.77E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2005 | 4.06E+06 | 2.14E+06 | 3.77E+06 | 0.00E+00 | 9.98E+06 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2006 | 4.13E+06 | 2.19E+06 | 3.87E+06 | 0.00E+00 | 1.02E+07 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2007 | 4.19E+06 | 2.23E+06 | 3.96E+06 | 0.00E+00 | 1.04E+07 | 0.000 | 0.00E+00 |
| 2008 | 3.73E+06 | 2.06E+06 | 3.79E+06 | 0.00E+00 | 9.58E+06 | 0.500 | 4.79E+06 |
| 2009 | 3.33E+06 | 1.91E+06 | 3.62E+06 | 0.00E+00 | 8.85E+06 | 0.668 | 5.91E+06 |
| 2010 | 2.96E+06 | 1.77E+06 | 3.45E+06 | 0.00E+00 | 8.19E+06 | 0.668 | 5.47E+06 |
| 2011 | 2.64E+06 | 1.64E+06 | 3.30E+06 | 0.00E+00 | 7.58E+06 | 0.668 | 5.06E+06 |
| 2012 | 2.35E+06 | 1.52E+06 | 3.15E+06 | 0.00E+00 | 7.02E+06 | 0.668 | 4.69E+06 |
| 2013 | 2.09E+06 | 1.41E+06 | 3.01E+06 | 0.00E+00 | 6.51E+06 | 0.668 | 4.35E+06 |
| 2014 | 1.86E+06 | 1.31E+06 | 2.87E+06 | 0.00E+00 | 6.04E+06 | 0.668 | 4.04E+06 |
| 2015 | 1.66E+06 | 1.21E+06 | 2.74E+06 | 0.00E+00 | 5.61E+06 | 0.668 | 3.75E+06 |
| 2016 | 1.48E+06 | 1.12E+06 | 2.62E+06 | 0.00E+00 | 5.22E+06 | 0.668 | 3.49E+06 |
| 2017 | 1.31E+06 | 1.04E+06 | 2.50E+06 | 0.00E+00 | 4.86E+06 | 0.668 | 3.25E+06 |
| 2018 | 1.17E+06 | 9.66E+05 | 2.39E+06 | 0.00E+00 | 4.53E+06 | 0.668 | 3.02E+06 |
| 2019 | 1.04E+06 | 8.95E+05 | 2.28E+06 | 0.00E+00 | 4.22E+06 | 0.668 | 2.82E+06 |
| 2020 | 9.28E+05 | 8.29E+05 | 2.18E+06 | 0.00E+00 | 3.94E+06 | 0.668 | 2.63E+06 |
| 2021 | 8.27E+05 | 7.69E+05 | 2.08E+06 | 0.00E+00 | 3.68E+06 | 0.668 | 2.46E+06 |
| 2022 | 7.36E+05 | 7.12E+05 | 1.99E+06 | 0.00E+00 | 3.44E+06 | 0.668 | 2.30E+06 |
| 2008~2022 total | 2.81E+07 | 1.92E+07 | 4.20E+07 | 0.00E+00 | 8.93E+07 | 9.852 | 5.80E+07 |



| Year | ER | MD _{project} | MD _{reg} | GWP _{CH4} | EG | CEF _{electricity} | AF |
|--------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|--------------------------------------|----------|----------------------------|------|
| Year | t-CO ₂ | t-CH ₄ | t-CH ₄ | t-CO ₂ /t-CH ₄ | MWh | t-CO ₂ /MWh | - |
| 1979 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1980 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1981 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1982 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1983 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1984 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1985 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1986 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1987 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1988 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1989 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1990 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1991 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1992 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1993 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1994 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1995 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1996 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1997 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1998 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 1999 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 2000 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.815 | 0.00 |
| 2001 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.800 | 0.00 |
| 2002 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.785 | 0.00 |
| 2003 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.770 | 0.00 |
| 2004 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.755 | 0.00 |
| 2005 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.740 | 0.00 |
| 2006 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.725 | 0.00 |
| 2007 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.710 | 0.00 |
| 2008 | 3.59E+04 | 1.71E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.695 | 0.00 |
| 2009 | 4.43E+04 | 2.11E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 0.00E+00 | 0.680 | 0.00 |
| 2010 | 4.34E+04 | 1.95E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.666 | 0.00 |
| 2011 | 4.03E+04 | 1.81E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.651 | 0.00 |
| 2012 | 3.75E+04 | 1.68E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.636 | 0.00 |
| 2013 | 3.49E+04 | 1.55E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.621 | 0.00 |
| 2014 | 3.25E+04 | 1.44E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.606 | 0.00 |
| 2015 | 3.03E+04 | 1.34E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.591 | 0.00 |
| 2016 | 2.83E+04 | 1.25E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.576 | 0.00 |
| 2017 | 2.64E+04 | 1.16E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.561 | 0.00 |
| 2018 | 2.47E+04 | 1.08E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.546 | 0.00 |
| 2019 | 2.31E+04 | 1.01E+03 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.531 | 0.00 |
| 2020 | 2.16E+04 | 9.41E+02 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.516 | 0.00 |
| 2021 | 2.03E+04 | 8.79E+02 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.501 | 0.00 |
| 2022 | 1.90E+04 | 8.22E+02 | 0.00E+00 | 21.0 | 3.62E+03 | 0.486 | 0.00 |
| 2008~2022 total | 4.63E+05 | 2.07E+04 | 0.00E+00 | - | 4.70E+04 | - | - |



| Year | MD _{flared} | MD _{electricity} | LFG _{flared} | W _{CH4} | D _{CH4} | FE | LFG _{electricity} |
|--------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------|------------------|--------------------|-------|----------------------------|
| Year | t-CH ₄ | t-CH ₄ | Nm ³ | - | t /Nm ³ | - | Nm ³ |
| 1979 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1980 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1981 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1982 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1983 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1984 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1985 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1986 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1987 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1988 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1989 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1990 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1991 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1992 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1993 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1994 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1995 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1996 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1997 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1998 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 1999 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2000 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2001 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2002 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2003 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2004 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2005 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2006 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2007 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.00E+00 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2008 | 1.71E+03 | 0.00E+00 | 4.79E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2009 | 2.11E+03 | 0.00E+00 | 5.91E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 0.00E+00 |
| 2010 | 1.29E+03 | 6.65E+02 | 3.61E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2011 | 1.14E+03 | 6.65E+02 | 3.21E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2012 | 1.01E+03 | 6.65E+02 | 2.84E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2013 | 8.90E+02 | 6.65E+02 | 2.49E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2014 | 7.78E+02 | 6.65E+02 | 2.18E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2015 | 6.76E+02 | 6.65E+02 | 1.90E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2016 | 5.82E+02 | 6.65E+02 | 1.63E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2017 | 4.96E+02 | 6.65E+02 | 1.39E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2018 | 4.17E+02 | 6.65E+02 | 1.17E+06 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2019 | 3.44E+02 | 6.65E+02 | 9.64E+05 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2020 | 2.77E+02 | 6.65E+02 | 7.76E+05 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2021 | 2.15E+02 | 6.65E+02 | 6.02E+05 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2022 | 1.57E+02 | 6.65E+02 | 4.41E+05 | 0.50 | 0.0007168 | 0.995 | 1.85E+06 |
| 2008~2022 total | 1.21E+04 | 8.64E+03 | 3.39E+07 | - | - | - | 2.41E+07 |



| Year | Baseline emissions | Project emissions | | | | |
|-----------------|--------------------|-------------------|--|--|--|--|
| Year | t-CO ₂ | t-CO ₂ | | | | |
| 1979 | 4.17E+03 | 4.17E+03 | | | | |
| 1980 | 9.04E+03 | 9.04E+03 | | | | |
| 1981 | 1.41E+04 | 1.41E+04 | | | | |
| 1982 | 1.90E+04 | 1.90E+04 | | | | |
| 1983 | 2.38E+04 | 2.38E+04 | | | | |
| 1984 | 2.85E+04 | 2.85E+04 | | | | |
| 1985 | 3.29E+04 | 3.29E+04 | | | | |
| 1986 | 3.70E+04 | 3.70E+04 | | | | |
| 1987 | 4.09E+04 | 4.09E+04 | | | | |
| 1988 | 4.45E+04 | 4.45E+04 | | | | |
| 1989 | 4.79E+04 | 4.79E+04 | | | | |
| 1990 | 5.10E+04 | 5.10E+04 | | | | |
| 1991 | 5.40E+04 | 5.40E+04 | | | | |
| 1992 | 5.67E+04 | 5.67E+04 | | | | |
| 1993 | 5.92E+04 | 5.92E+04 | | | | |
| 1994 | 6.12E+04 | 6.12E+04 | | | | |
| 1995 | 6.29E+04 | 6.29E+04 | | | | |
| 1996 | 6.45E+04 | 6.45E+04 | | | | |
| 1997 | 6.59E+04 | 6.59E+04 | | | | |
| 1998 | 6.72E+04 | 6.72E+04 | | | | |
| 1999 | 6.82E+04 | 6.82E+04 | | | | |
| 2000 | 6.85E+04 | 6.85E+04 | | | | |
| 2001 | 6.91E+04 | 6.91E+04 | | | | |
| 2002 | 7.05E+04 | 7.05E+04 | | | | |
| 2003 | 7.20E+04 | 7.20E+04 | | | | |
| 2004 | 7.36E+04 | 7.36E+04 | | | | |
| 2005 | 7.51E+04 | 7.51E+04 | | | | |
| 2006 | 7.66E+04 | 7.66E+04 | | | | |
| 2007 | 7.82E+04 | 7.82E+04 | | | | |
| 2008 | 7.21E+04 | 3.62E+04 | | | | |
| 2009 | 6.66E+04 | 2.23E+04 | | | | |
| 2010 | 6.40E+04 | 2.06E+04 | | | | |
| 2011 | 5.94E+04 | 1.91E+04 | | | | |
| 2012 | 5.51E+04 | 1.76E+04 | | | | |
| 2013 | 5.12E+04 | 1.64E+04 | | | | |
| 2014 | 4.77E+04 | 1.52E+04 | | | | |
| 2015 | 4.44E+04 | 1.41E+04 | | | | |
| 2016 | 4.14E+04 | 1.31E+04 | | | | |
| 2017 | 3.86E+04 | 1.22E+04 | | | | |
| 2018 | 3.60E+04 | 1.14E+04 | | | | |
| 2019 | 3.37E+04 | 1.06E+04 | | | | |
| 2020 | 3.15E+04 | 9.87E+03 | | | | |
| 2021 | 2.95E+04 | 9.21E+03 | | | | |
| 2022 | 2.76E+04 | 8.60E+03 | | | | |
| 2008~2022 total | 6.99E+05 | 2.36E+05 | | | | |



>> Result of sensitivity analysis

The following sensitivity analysis findings indicate that project cost exceeds returns, i.e. that IRR is negative, when there are no ERU, irrespective of how conditions are changed. In other words, it is shown that the project is not the baseline scenario.

Table 4 Result of sensitivity analysis

Variable parameter: Construction cost

| | Standard | | | | |
|-----------|----------|-------|-------|-------|-------|
| Variation | -10% | -5% | ±0% | +5% | +10% |
| IRR | Minus | Minus | Minus | Minus | Minus |

Variable parameter: Running cost

| | Standard | | | | |
|-----------|----------|-------|-------|-------|-------|
| Variation | -10% | -5% | ±0% | +5% | +10% |
| IRR | Minus | Minus | Minus | Minus | Minus |

Variable parameter: Unit price of sold power

| | Standard | | | | |
|-----------|----------|-------|-------|-------|-------|
| Variation | ±0% | +25% | +50% | +75% | +100% |
| IRR | Minus | Minus | Minus | Minus | Minus |

Variable parameter: Generated LFG

| | Standard | | | | |
|-----------|----------|-------|-------|-------|-------|
| Variation | -20% | -10% | ±0% | +10% | +20% |
| IRR | Minus | Minus | Minus | Minus | Minus |

Annex 4**MONITORING PLAN**

Based on the monitoring methodology, the monitoring plan for the following items is demonstrated.

| | | |
|--------|----------------------------|----------------------------------|
| >> ID1 | LFG _{total} | LFG flow rate |
| >> ID5 | LFG _{electricity} | LFG flow rate (to the generator) |
| >> ID6 | LFG _{flared,} | LFG flow rate (to flaring) |
| >> ID2 | T | LFG temperature |
| >> ID3 | P | LFG pressure |

There are various types of flow rate, however, the one targeted here is the volumetric flow rate of gas, measured as the instantaneous flow rate and the aggregate flow rate. The instantaneous volumetric flow rate of gas can be measured using a differential flowmeter (orifice, etc.), a variable area flowmeter (float, etc.), a supersonic type flowmeter, or a vortex flowmeter. The performance characteristics required of the flowmeter to be used here are relatively low price (meaning a widely available type), accuracy, little impact on precision even if there is some variation in flow rate, durability, and low-maintenance. The vortex type flowmeter fulfills these requirements. As is explained below, it is also necessary for the flowmeter to be capable outputting to a computer.

The vortex flowmeter measures the instantaneous flow rate at that pressure and temperature, i.e. not flow rate in the standard state. It is necessary to measure pressure and temperature together with the flow rate, correct the flow rate to the standard state and always evaluate volume using the same measure.

Different types of pressure gage are the liquid column manometer, the weighted type manometer, and the elastic manometer. The performance characteristics required of the pressure gage to be used here are relatively low price (meaning a widely available type), accuracy, little impact on precision even if there is some variation in pressure, durability, and low-maintenance. It is also necessary for the pressure gage to be capable of outputting to a computer (to be fitted with a transmitter). The elastic manometer fulfills these requirements.

Thermometers are available in a wide range of types; for example, thermocouples, resistance thermometers, thermistor type thermometers, radial thermometers, glass tube thermometers, filled thermometers, bimetal thermometers, quartz crystal oscillation thermometers, fluorescent thermometers,



optical fiber distributed thermometers, porcelain thermometers, and so on. The performance characteristics required of the thermometer to be used here are relatively low price (meaning a widely available type), accuracy, little impact on precision even if there is some variation in temperature, durability, and low-maintenance. It is also necessary for the thermometer to be capable of outputting to a computer (to be fitted with a with terminal). The resistance thermometer fulfills these requirements.

It is possible to measure flow rate by connecting the above flowmeter, pressure gage, thermometer and computer by cables. The computer shall be capable of displaying instantaneous flow as well as the aggregate flow.

A feature of the vortex type flowmeter is that its precision level is hardly affected by deterioration over time because the gage body has hardly any moving parts. However, it is absolutely necessary to make sure that no foreign objects get caught in the vortex generator. Accordingly, rather than implementing regular calibration of the flowmeter body, it is mainly necessary to check for foreign objects and make sure that input/output signals are correctly transmitted between the oscillator terminal on the flowmeter and the computer terminal. Therefore, calibration is carried out by inputting mock signals to the oscillator to check and adjust the accuracy of output signals from the oscillator, and inputting mock signals to the computer to check and adjust the accuracy of flow display on the computer side.

There is a risk the pressure gage will lose its accuracy because of degradation to the diaphragm. Therefore, it is necessary to use a portable pump and liquid of known pressure in order to carry out calibration. It is also necessary to confirm that input/output signals are being correctly transmitted between the pressure oscillator terminal and computer terminal; this is done by inputting mock signals to the computer to check and adjust the accuracy of pressure display on the computer side.

There is a risk the thermometer will lose its accuracy because of degradation to the resistive element (mercury, etc.) in the temperature sensing part. Therefore, it is necessary to use a thermostat, standard thermometer and liquid of known temperature in order to perform calibration. It is also necessary to confirm that input/output signals are being correctly transmitted between the thermometer terminal and computer terminal; this is done by inputting mock signals to the computer to check and adjust the accuracy of pressure display on the computer side.

Flow rate is consecutively measured and automatically summated by computer. Since it is necessary to know the accumulated flow rate rather than the instantaneous flow, it is not necessary to take and record frequent visual measurements. As a rule, the display shall be checked at least once per week for any



abnormality, and records shall be taken once per month.

>> ID4 w_{CH_4} Methane concentration in LFG

Methods for measuring the volumetric concentration of methane gas in LFG include gas chromatograph analysis, the fixed sensor gas analyzer, the optic sensor gas analyzer, and the hydrogen flame ionization gas analyzer, etc. The performance characteristics required of the gas analyzer to be used here are relatively low price (meaning a widely available type), accuracy, little impact on precision even if there is some variation in concentration, durability, and low-maintenance. Fluctuations in concentration should be in the order of 0~70% and not in the order of ppm. An analyzer that enables simple measurement and requires little maintenance is also required. The optical sensor gas analyzer fulfills these requirements, and an infrared type is most appropriate.

The infrared methane gas analyzer entails simple calibration. This can be performed by preparing a standard methane gas tank of known concentration and a tank of methane gas of zero concentration for zero calibration. In other words, providing that tanks can be carried in, it is possible to calibrate the infrared methane gas analyzer anywhere.

It is desirable that the infrared methane gas analyzer also be able to measure oxygen concentration. Although not directly linked to the monitoring, if there is an abnormal rise in the oxygen concentration of LFG, there is risk of explosion; therefore, it is necessary to stop the system.

Concerning checking of methane concentration in LFG, as a rule, the display shall be checked at least once per week for any abnormality and records shall be taken once per month to coincide with checking and recording of the LFG flow rate.

>> ID7 T_f Flare surface temperature

This is basically the same as temperature measurement in LFG flow rate measurement; however, here it is more desirable to use a thermocouple rather than a resistance thermometer. Since the flare surface temperature reaches hundreds of degrees, a thermocouple that is resistant to high temperatures is appropriate.

The flare surface temperature is recorded by a recording instrument (pen recorder or data logger). In other words, consecutive automatic recording is performed. As a rule, the display shall be checked at least once



per week for any abnormality and records shall be taken once per month to coincide with checking and recording of the LFG flow rate.

>> ID8 wf_{CH_4} Methane concentration in flare exhaust gas

As in the case of ID4 (methane concentration in LFG), the infrared methane gas analyzer can be used. However, assuming flare efficiency of 99% and an air ratio of 1.0, the methane concentration of flare exhaust gas here is no more than 0.1% (1,000 ppm), and the concentration requiring measurement will mainly be less than this. For example, as realistic values, assuming a flaring efficiency of 99.5% and air ratio of 1.2, the methane concentration of flare exhaust gas will be 0.03% (300 ppm). Accordingly, since this cannot be measured in the same range as in ID4 (methane concentration in LFG), care is required.

Meanwhile, according to the monitoring methodology, monitoring of methane concentration in flare exhaust gas is far less frequent than monitoring of methane concentration in LFG. Constantly using infrared methane gas analyzers helps stabilize measurements, whereas frequently stopping and starting measurements reduces equipment life. Accordingly, in cases of infrequent measurement as in the case of methane concentration in flare exhaust gas, the infrared methane gas analyzer may not be an appropriate instrument, since it would be costly to keep the instrument permanently activated. In order to reduce the cost of monitoring, rather than purchasing an infrared methane gas analyzer, it is possible to implement analysis using a gas chromatograph as required. However, this is conditional on there being agencies or firms capable of implementing gas chromatograph analysis in Lugansk.

In the project, it is possible to select from either the infrared methane gas analyzer or analysis by the gas chromatograph.

The methane concentration of flare exhaust gas shall be recorded once per month. (If the infrared methane gas analyzer is adopted, as a rule, the display shall be checked at least once per week for any abnormality to coincide with checking and recording of the LFG flow rate.

>> ID9 EG Electric energy

The wattmeter is used for monitoring required in the JI project and also for power sale and purchase. Accordingly, wattmeters will be installed as required or provided by the electricity grid owner, and these will be calibrated as required.



Electric energy is consecutively measured and automatically summated. Since it is necessary to know the accumulated electric energy rather than the instantaneous electric energy, it is not necessary to take and record frequent visual measurements. As a rule, the display shall be checked at least once per week for any abnormality, and records shall be taken once per month to coincide with checking and recording of the LFG flow rate.

>> ID10 $CE_{\text{electricity}}$ Grid emission factor

The Government of Ukraine requires that the necessary data be received and calculated once per year.

>> ID11 AF Ratio of the amount of LFG that should be collected in the baseline scenario compared to the amount of LFG actually collected in the project

The Government of Ukraine requires that the necessary data be received once per year.

>> ID12 FE Flare efficiency

Flare efficiency is obtained from ID7 (T_f : Flare surface temperature), ID8 (w_{CH_4} : methane concentration in flare exhaust gas) and ID4 (W_{CH_4} : methane concentration in LFG).

First, the flare operating rate FT_f is calculated from ID7 (T_f : Flare surface temperature). If the flare is normally operating, there should be no major change in the flare surface temperature; however, temperature will drop suddenly if the flame goes out. From this phenomenon, it is possible to determine whether or not the flame has gone out. In other words, the flare operating rate FT_f shows the ratio of time the flare is operating.

Next, flare destruction efficiency Fw_f is obtained from the methane concentration in flare exhaust gas and methane concentration in LFG. Therefore:

Flare operating rate $FT_f = \text{flare operating time} / (\text{flare operating time} + \text{flare flameout time})$

Flare destruction rate $Fw_f = (\text{methane concentration in LFG} - \text{methane concentration in flare exhaust gas}) / \text{Methane concentration in LFG}$

Flare efficiency $FE = \text{Flare operating rate } FT_f \times \text{flare}$



Flare efficiency FE is calculated at least once per month based on data obtained at the same frequency.

Moreover, since no international calibration standards exist for the above calibration work, maker standards shall be followed.

>> Based on the methodology, monitoring data shall be summated as annual data. In cases of monthly data, monthly amounts shall be totaled in order to give the annual data.

End





VER.2



ウクライナ国ルガンスク埋立処分場メタンガス回収・発電プロジェクト
Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine

プロジェクト設計書(概要版)
Project Design Document (Summary)

2005年2月10日

10th February 2005

清水建設株式会社

Shimizu Corporation



SHMZ
SHIMIZU CORPORATION

**SECTION A. プロジェクト活動に関する概説****A.1 プロジェクト活動の名称：**

>>ウクライナ国ルガンスク埋立処分場メタンガス回収・発電プロジェクト

A.2. プロジェクト活動の説明：

>>清水建設は、ウクライナ政府、いくつかの地方都市などと協力して、2002年から、ウクライナにおいて数種類の共同実施（JI）プロジェクトの実現可能性調査（FS）を行ってきた。このプロジェクトは、その中の1つであり、ウクライナのルガンスク市の廃棄物埋立処分場「ルガンスク埋立処分場」から発生するランドフィルガス（LFG）を回収し、ランドフィルガスの中に含まれる温室効果ガス（GHG）である可燃性のメタンガスを、ガスエンジン発電機（GEG）で燃焼して、発電に使用しようとするものである。

プロジェクトのクレジット期間は15年であり、排出削減量は15年間の累積で 4.63×10^5 ton-CO₂ になると試算された。

このプロジェクトにより、GHGの排出削減が達成されるだけでなく、ルガンスク市においては、処分場の管理が適正に行われ、悪臭発生の抑制、美化、火災の危険性の低下など様々な環境上の効果が期待される。同時に、このようなJIプロジェクトが、ウクライナ国内はもとより、他の旧ソ連の国でも普及する起爆剤になる可能性がある。

A.3. プロジェクト参加者：

>> **清水建設株式会社**：プロジェクトの実現を目指す日本法人。総合建設・エンジニアリング会社。PDDを作成する。本プロジェクトに出資を行い、見返りにERUを獲得する予定。

中国電力株式会社：プロジェクトの実現を目指す日本法人。電力会社。本プロジェクトに出資を行い、見返りにERUを獲得する予定。

プロトス社：プロジェクトの実現を目指すウクライナの法人。ルガンスク市の一般廃棄物の回収、輸送、ルガンスク埋立処分場での処分、処分場の運営に責任を持つ、株式が公開されていない民間の株式会社。プロジェクトサイト運営者であり、ルガンスク市役所、日本側とプロジェクトを共同で実施する。

ルガンスク市役所：ルガンスク埋立処分場を保有する自治体。プロジェクトサイト保有者であり、プロトス社、日本側とプロジェクトを共同で実施する。

A.4. プロジェクト活動の技術的な説明：**A.4.1. プロジェクト活動の場所：**

>>

A.4.1.1. ホスト国：

>>ホスト国：ウクライナ

A.4.1.2. 地域、州、地方、等：

>>ルガンスク州

A.4.1.3. 都市、町、共同体、等：

>>ルガンスク市

A.4.1.4. 場所の詳細、このプロジェクト活動に特有の情報を含む：

>>ルガンスク埋立処分場は、ルガンスク市の近く郊外約25kmに位置しており、1978年に運用を開始した。処分場の面積は8.4ヘクタールである。長手方向に約550m、北側の幅は75m、南側の幅は175mであり、北側の深さは20m、南側の深さは30～35mである。



処分場の容量は、約 200 万トンであり、1981 年～2003 年の間の年間平均受入廃棄物量は、6.0～7.5 万トンである。処分場の運用開始年から閉鎖年までの各年の廃棄物受入量を以下の表に示す。概して、廃棄物の量は、1992 年～2000 年を除いて増加する傾向にある。1992 年～2000 年の廃棄物量の減少は、旧ソ連崩壊後の経済停滞によるものと考えられる。データは 1979 年～2003 年分までが実際のデータであり、2004 年～2007 年までは、毎年 1.5%の割合で、廃棄物量が増加すると想定している。そして、処分場は 2007 年末に運用を停止すると予測されている。現在までに搬入された廃棄物の量は 201.3 万トンであり、この値は、処分場の容量とほぼ一致する。

表-1 ルガンスク埋立処分場における各年の廃棄物受入量

| 年 | 年間廃棄物受入量 | 累積 | 年 | 年間廃棄物受入量 | 累積 |
|------|----------|--------------------|-------------------|----------|--------------------|
| - | トン/年 | 10 ³ トン | - | トン/年 | 10 ³ トン |
| 1978 | 44,000 | 44.0 | 1994 | 71,478 | 1,164.8 |
| 1979 | 55,132 | 99.1 | 1995 | 69,564 | 1,234.2 |
| 1980 | 61,666 | 160.8 | 1996 | 69,388 | 1,302.9 |
| 1981 | 63,888 | 224.7 | 1997 | 68,772 | 1,371.2 |
| 1982 | 67,166 | 291.9 | 1998 | 68,310 | 1,437.5 |
| 1983 | 70,576 | 362.4 | 1999 | 66,286 | 1,496.9 |
| 1984 | 71,588 | 434.0 | 2000 | 59,400 | 1,560.3 |
| 1985 | 72,226 | 506.2 | 2001 | 63,404 | 1,631.4 |
| 1986 | 72,710 | 579.0 | 2002 | 71,037 | 1,705.4 |
| 1987 | 73,568 | 652.5 | 2003 | 74,052 | 1,780.6 |
| 1988 | 73,744 | 726.3 | 2004 ¹ | 75,163 | 1,856.9 |
| 1989 | 74,162 | 800.4 | 2005 | 76,290 | 1,934.3 |
| 1990 | 74,690 | 875.1 | 2006 | 77,435 | 2,012.9 |
| 1991 | 74,866 | 950.0 | 2007 | 78,596 | 2,012.9 |
| 1992 | 73,744 | 1,023.7 | 2008 | 0 | 2,012.9 |
| 1993 | 71,478 | 1,095.2 | 2009 | 0 | 2,012.9 |

処分場を運営するプロトス社は株式が公開されていない民間の株式会社であり、ルガンスク市（人口約 50 万人）の一般廃棄物の回収、輸送、処分に責任を持ち、これを事業にしている会社であり、従業員は 81 人である。プロトス社は、管理部、ルガンスクの 4 つの管理地区に応じた 4 つの営業部、修理部、補助部、ルガンスク埋立処分場維持部で構成されており、特殊車両の車庫、修理工場、潤滑油格納庫、管理建物、等を備えている。プロトス社は、ルガンスクの廃棄物の収集、利用に関して、最も大きな影響力を持つ会社である。

現在、処分場からは LFG が放出し放題になっており、地域環境に好ましくない状況が続いている。LFG は低濃度であると悪臭を発生し、高濃度になると爆発や発火の危険があるためである。しかも、LFG には地球温暖化係数（GWP）が 21 であるメタンガスが主成分として含まれており、地球環境にも悪影響を与えている。

ウクライナ国内、あるいはルガンスク市において、処分場から発生する LFG の収集を義務付ける法律は、現在のところ存在しない。また、ウクライナ政府・環境保護省によれば、ウクライナ政府は近い将来新規の処分場には LFG の収集を義務付けたいとしてその検討を開始しているが、このプロジェクトのような既存の処分場に対しては将来そのような規制を創設する構想はない。また、既存

¹ 2004 年から 2005 年までの廃棄物受入量の予測値は毎年 1.5%の増加に基づいている。

の処分場に対して LFG の収集を義務付ける法律・規制は、近隣の旧ソ連諸国であるロシア連邦、アルメニア共和国、ウズベキスタン共和国でも存在しない。

一方、ウクライナの発電システムの需要調整は、下図のように、原子力発電所、水力発電所をベースで運転し、火力発電所で発電量の調整を行うという運用のされ方をしている。

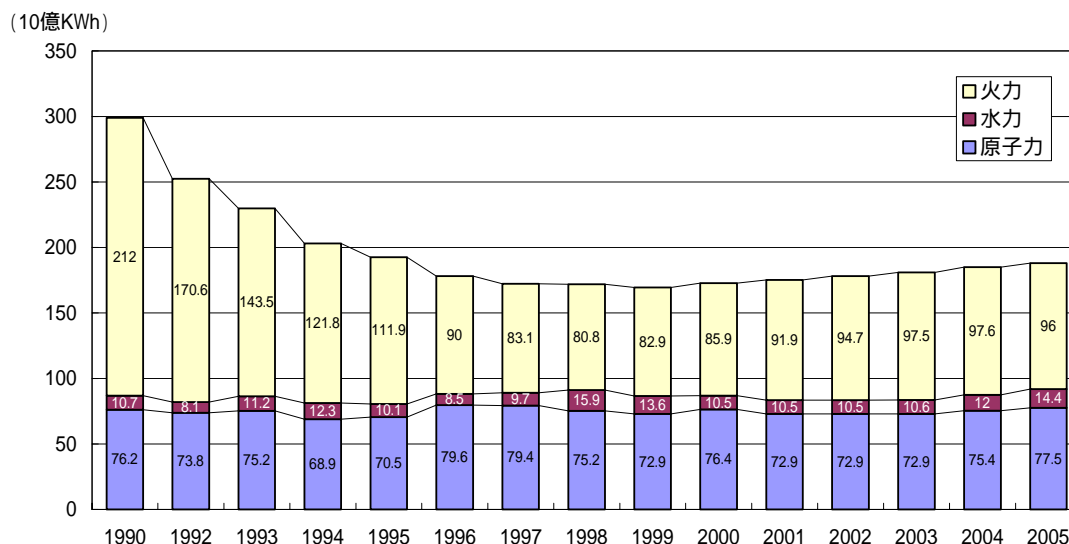


図-1 ウクライナにおける電源別発電電力量構成の推移

ウクライナでは、今後、古い原子力発電所は閉鎖され、これに代わる新しい原子力発電所の稼働を予定している。また、火力発電所の燃料は、よりクリーンなガスや石油に変わっていく見込みであるが、これらはほとんどがロシア等外国からの輸入に頼っている。即ち、ウクライナにとっては、コストのかかる火力発電所はなるべく稼働させたくない電源となっている。このため、今後もウクライナでは、マージナルな電源は火力発電所でありつづけることが見込まれている。

このような状況の下、本プロジェクトでは、ウクライナの都市ルガンスク市のルガンスク埋立処分場から発生する LFG を回収し、その中に含まれる 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である。

発電された電力はグリッドに販売され、このプロジェクトの収益構造にプラスの効果をもたらす。尚、設置する GEG の容量は 0.5MW を想定しているが、LFG 回収設備を設置した後で発生する LFG の量を確認し、その量に応じて GEG の設置容量を再検討した上で決めるものとし、LFG の量が十分でない場合や極めて不安定な場合は GEG を設置しないこともありえる。

A.4.2. プロジェクト活動の分類：

>>放出されるガスの捕捉、及び代替/再生可能エネルギー（「15 Sectoral Scope」のうちの、13 と 1 に相当。）

A.4.3. プロジェクト活動に採用される技術：

>> LFG 収集システム技術

ガス回収設備（垂直抽出井戸、水平配管、ブローア設備、気密シート）、ガス処理設備、ガス貯留設備で構成される。ガス回収設備は、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。



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。井戸の口径は、標準で 100mm とする予定である。井戸のケーシング管には口径 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予定である。

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。水平配管には、樹脂管（高密度ポリエチレン配管、等）を使用する予定である。**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 LFG にエネルギーを与える役割を果たす。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）の負圧約 - 800mmAq、2 次側（ガス処理設備、ガス貯留設備、発電設備側）の正圧約 100kPa を確保する予定である。

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 が空気で薄まってしまわないようにする役割を果たす。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。材質は塩ビシートか不織布を採用する予定である。各シートの接続部分からの空気の侵入を防ぐためにも、接続部分は溶着などの方法で施工する予定である。

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、計器類で構成される。ガスエンジンは発電効率が 30 ~ 40% もあり、ウクライナにあるような既存の蒸気タービンに匹敵するかそれ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。

ウクライナでは、現在でも旧ソ連時代に建設された低効率なコンベショナル蒸気タービンが火力発電所で使用されており、資金不足のために、十分なメンテナンスができず、運転効率の下落が見られる。また、廃棄物処分場に LFG の収集システムがウクライナ独自の技術・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 の技術はウクライナ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り、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、この技術のウクライナ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、ウクライナにおいて、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。

以下の図-2 に、LFG 収集システムの概要を示す。

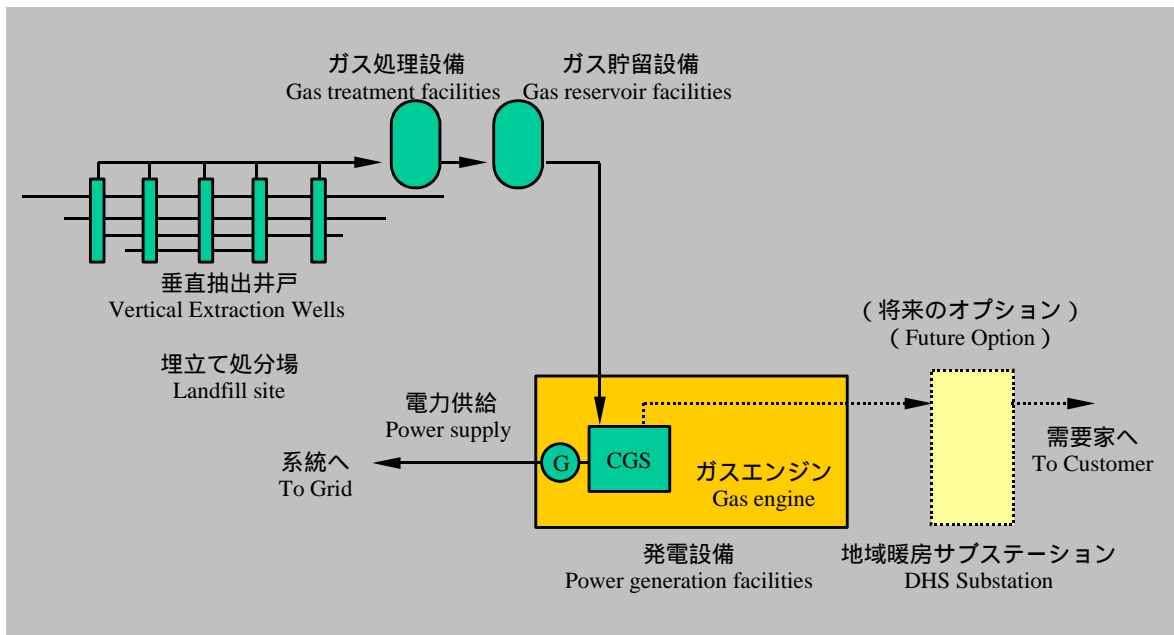


図-2 LFG 収集システム

A.4.4. 提案されている CDM プロジェクトにより、なぜ人為的な GHG 排出源からの GHG の排出が削減されるのかについての簡単な説明、そのホスト国 / セクターの現況を考慮した上で、プロジェクト活動がなければ、なぜ排出削減が起こらないのかについての簡単な説明も含む：

>>既に述べてきたように、ホスト国ウクライナとルガンスク市の状況は以下のようにまとめられる。

ルガンスク市では、廃棄物をルガンスク埋立処分場に持ち込み処分している。

ルガンスク埋立処分場では、資金難、技術不足のために、発生する LFG を管理、抑制、収集する手立てがない。

ウクライナ、ルガンスク市では、埋立処分場に対して、LFG の収集を義務付ける法律はない。

ウクライナでは、老朽化した低効率な火力発電所が重要なエネルギー源として運用されている。このような状況の下、本プロジェクトでは、ウクライナ、ルガンスク市のルガンスク埋立処分場から発生する LFG を回収し、LFG 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である。発電された電力はグリッドへ供給される。このプロジェクトのベースラインとなるのは、プロジェクトの経済分析から、「現状維持」である。すなわち、現状維持とは、埋立処分場において、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 の設置も行わないことを言う。従って、プロジェクトがなければ、何ら GHG の排出は削減されない。尚、なぜ現状維持がこのプロジェクトのベースラインになるのかについての詳細は、「SECTION B.」による。一方、プロジェクトが実施されると、以下の理由で追加的な GHG の排出削減が生じる。

(フェーズ A) 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。

(フェーズ B) GEG 運転 / フレア処理、すなわち燃焼による CO₂ の排出。

(フェーズ C) GEG 運転による既存火力発電所の代替が CO₂ 排出を削減。

尚、上記の (フェーズ B) に関しては、IPCC のガイドラインによれば、通常、廃棄物埋立処分場で発生する LFG を燃焼させて CO₂ に変換する場合は、その廃棄物がバイオマス由来であれば、発生す



る CO₂ は排出量としてはカウントしないことになっている。ルガンスク処分場に持ち込まれる廃棄物の組成は表-2 の通りであり、ルガンスク市で発生する廃棄物のほぼ全量がこの処分場に持ち込まれている現状を考えれば、発生する LFG はバイオマス由来であると考えられ、それを否定する証拠もない。従って、このフェーズによる排出量は 0 である。

プロジェクトのクレジット期間は 15 年であり、排出削減量は 15 年間の累積で 4.63×10^5 ton-CO₂ になると試算された。

このプロジェクトは、以下のように、ウクライナの処分場の環境改善をすると同時に、ウクライナ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

処分場の火災事故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向上効果

プロジェクト実現（建設、運用）による雇用の創出効果

現在、ウクライナ政府内には、どのような JI プロジェクトを承認するかといったクライテリアは正式には存在せず、開発の段階である。しかしながら、このプロジェクトは、既にウクライナ政府・環境保護省には認知されている。環境保護省はウクライナ政府の DNA になることが見込まれており、同時に、環境保護省はこのプロジェクトを肯定的に考えており、このプロジェクトを JI として承認する意向を示している。

A.4.4.1. 設定したクレジット期間での、排出削減量の試算結果：

>>プロジェクトのクレジット期間は 15 年であり、排出削減量は 15 年間の累積で 4.63×10^5 ton-CO₂ になると試算された。

A.4.5. プロジェクト活動における公的資金源：

>>この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、組み込まれていない。

SECTION B. ベースライン方法論の適用

B.1. このプロジェクト活動に適用できる、承認済みのベースライン方法論の名称と出典：

>>このプロジェクトには、

LFG プロジェクト活動における統合化ベースライン方法論

を適用する。出典は

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan1.pdf>

である。

B.1.1. このプロジェクトになぜそのベースライン方法論が適用できるのかについての根拠

>> LFG プロジェクト活動における統合化ベースライン方法論には、その適用条件として以下が述べられている。

「この方法論は、ランドフィルガス (LFG) の捕捉プロジェクト活動に適用できる。LFG のすべてか一部を大気に解放しているというベースラインを採用し、プロジェクト活動は以下のもののいずれかを指す。

(a) 捕捉された LFG はフレア処理される。

(b) 捕捉された LFG は電力は熱などのエネルギーとして使用される。しかしながら、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減はクレームしない。

(c) 捕捉された LFG は電力は熱などのエネルギーとして使用される。そして、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減をクレームする。この場合、クレームする部分に



関しては、新たな方法論を提案するか、既に承認済みの方法論を使用しなければならない。既に承認済みの方法論とは、以下を含む。

グリッドに接続される再生可能エネルギー利用発電プロジェクトの統合化ベースライン方法論

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan2.pdf>

あるいは、発電容量が 15MW を下回り、かつ / あるいは、置換される熱エネルギーの量が年間 54TJ (15GWh) を下回るならば、

小規模 CDM の簡易ベースライン / モニタリング方法論

<http://cdm.unfccc.int/pac/howto/SmallScalePA/ssclistmeth.pdf>

が使用可能である。

一方、このプロジェクトは以下の通りである。

現在、ルガンスク埋立処分場においては、LFG の収集が行われていない。

このプロジェクトは、既存のルガンスク埋立処分場において、LFG の収集を行い、それに含まれる可燃性のメタンガスを燃焼させて、GEG の運転を行うものである。

このプロジェクトで設置する GEG は、既存の電力送配電グリッドに接続され、GEG で発電された電力を電力送配電グリッドに逆送するものである。

現在、ウクライナ、ルガンスク市においては、廃棄物埋立処分場に対し、LFG の収集を義務付ける法律上の規制がなく、その計画もない。

ウクライナ、ルガンスク市においては、廃棄物埋立処分場における LFG の収集を行うだけの技術的知見、人材が不足している。

ウクライナ、ルガンスク市においては、オンサイト型の GEG の導入を行うだけの技術的知見、人材が不足している。

このプロジェクトで設置した GEG が既存の発電システム (グリッドの発電所) の代替となりえる。

発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用 (火力発電所における化石燃料の使用に相当) を避けたことによる排出削減をクレームする。

このプロジェクトで設置する予定の発電機容量は、500kW (0.5MW) である。

ゆえに、このプロジェクトは、「LFG プロジェクト活動における統合化ベースライン方法論」(以下「統合化ベースライン方法論」と称する) の適用条件である (c) に該当する。一方、発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減のクレームに関しては、上記を踏まえつつ、ウクライナ政府との交渉により決定した数値を採用するものとする。

B.2. このプロジェクト活動にどのようにそのベースライン方法論を適用するのかについての説明。

>>以下に、まず、LFG プロジェクト活動における統合化ベースライン方法論をどのようにこのプロジェクトに適用するかを述べる。次に、どのようにしてベースラインシナリオを決定するのかのプロセスを説明する。最後にベースラインを決定するのに鍵となる、各種パラメーターを記載する。尚、ここでは、統合化ベースライン方法論に記載の説明を繰り返すことはしない。

B.2.1 LFG プロジェクト活動における統合化ベースライン方法論をどのようにこのプロジェクトに適用するかについて

この方法論では以下の式を使用する。

$$(1) \text{ER}_y = (\text{MD}_{\text{project},y} - \text{MD}_{\text{reg},y}) * \text{GWPCH}_4 + \text{EG}_y * \text{CE}_{\text{Electricity},y} + \text{ET}_y * \text{CE}_{\text{Thermal},y}$$

ここで、このプロジェクトでは、熱の利用を行わないので、(1)式は(1')のように整理される。

$$(1') \text{ER}_y = (\text{MD}_{\text{project},y} - \text{MD}_{\text{reg},y}) * \text{GWPCH}_4 + \text{EG}_y * \text{CE}_{\text{Electricity},y}$$

$$(2) \text{MD}_{\text{reg},y} = \text{MD}_{\text{project},y} * \text{AF}$$

$$(3) \text{MD}_{\text{project},y} = \text{MD}_{\text{flared},y} + \text{M}_{\text{Electricity},y} + \text{M}_{\text{Thermal},y}$$

ここで、このプロジェクトでは、熱の利用を行わないので、(3)式は(3')のように整理される。

$$(3') \text{MD}_{\text{project},y} = \text{MD}_{\text{flared},y} + \text{M}_{\text{Electricity},y}$$

$$(4) \text{MD}_{\text{flared},y} = \text{LFG}_{\text{flared},y} * \text{wCH}_4,y * \text{DCH}_4 * \text{FE}$$

**(5) $MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH4,y} * DCH4$**

この PDD では、セクション E を記述する必要性から、事前 (ex-ante) に (便宜上 $FE=1$ として) $MD_{project,y}$ を予測する。ここでは、その手段として、IPCC のガイドラインに示された First Order Decay Model (ガイドラインの中の式-3 に相当) の発展形 (ガイドラインの中の式-4 と式-5 を使用する。以下にその数式を示す。

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

(注：上式は、x について積算をするものである)

ここで、

$Q_{y,x}$: 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)

x : 廃棄物の搬入があった年 (y)

R_x : x 年に搬入された廃棄物量 (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 は廃棄物量)

k : メタンガス発生率 ($1/y$)

EqC : メタンガス収集効率 (-)

B.2.2 ベースラインシナリオを決定するプロセスについて

ベースラインシナリオは、

追加性の証明・評価のためのツール

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/016/eb16repan1.pdf>

に従い決定する。尚、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。

B.2.2.0 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

このプロジェクトは、JI プロジェクトなので、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。

B.2.2.1 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**B.2.2.1.1 サブステップ 1a プロジェクト活動の候補を挙げる**

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、ルガンスク埋立処分場において、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、ルガンスク埋立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、ルガンスク埋立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。

B.2.2.1.2 サブステップ 1b 法制度への適合性

上記シナリオ 1~3 はいずれもウクライナの法制度に適合している。

B.2.2.2 ステップ 2 投資分析

JI プロジェクトを表すシナリオ 3 は、ERU 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)」は採用できず、「選択肢 2 : 投資比較分析 (Option II)」もしくは「選択肢 3 : ベンチマーク分析 (Option III)」を採用することになる。ここでは、選択肢 3 を採用する。

ここでベンチマークには、ウクライナの長期国債の利回りを採用する。この理由は、日本の民間企業がウクライナでのプロジェクトに投資判断をする場合、最低でもそのプロジェクトの利回りがウクライナの長期国債の利回りを越えていなければ、企業はそのプロジェクトへの投資をする魅力を全く感じないし、国債を買った方がよいと判断するだろうからである。



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、ERU 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。従って、ベンチマークである国債利回りと比較できるような、IRR の計算値が得られない。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、ERU 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。従って、ベンチマークである国債利回りと比較できるような、IRR の計算値が得られることになる。IRR の計算の結果、IRR（税引後）は、費用が収益を上回るため、マイナスとなった。一方、ベンチマークである国債の利回りは、2004 年 3 月 8 日現在で、7.65%である。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、感度分析結果は、付属書類 3（Annex 3）に示す。

B.2.2.3 ステップ 3 バリア分析

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。

B.2.2.4 ステップ 4 通常行われている実践、に関する分析

このプロジェクトに似たプロジェクト（ウクライナで行われ、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）は、複数存在する。しかし、それらのプロジェクトはいずれも JI プロジェクトであり、このプロジェクトの追加性に疑問を投げかけるものにはならない。

B.2.2.5 ステップ 5 JI 登録の影響

先に実施したシナリオ 3 の投資分析に、ERU の経済的価値を導入する。ERU = 5EURO/t-CO₂ で、IRR（税引後）が 0.77%、ERU = 10EURO/t-CO₂ で、IRR（税引後）が 21.23%となり、国債の利回りに比べて、投資家を魅了できるレベルとなる。計算の前提条件と計算結果、感度分析結果は、付属書類 3（Annex 3）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、シナリオ 3 は JI プロジェクトとなりえることがわかった。すなわち、ベースラインシナリオは、シナリオ 1 であることが決定された。

B.2.3 ベースラインを決定するのに鍵となる、各種パラメーターについて

以下に、ベースラインを決定するのに鍵となる、各種パラメーターについて述べる。

GWPC_{H4}(メタンの温暖化係数)

気候変動に関する政府間パネル（IPCC）第 2 次評価報告書（1995）に記載のデフォルト値を使用する。

EG_y(発電により代替された系統の電力量)

GEG によって発電されて、グリッドに供給される電力量である。この電力量は、このプロジェクトによって発電され、グリッドに供給される正味の電力量でなければならない。すなわち GEG の発電電力量（いわゆる発電端電力量）そのものではない。従って、LFG 収集システム（プロアー等）、GEG の補機などの自己消費分は差し引かれなければならない。さらに、発電機が点検や故障のために停止する場合は、グリッドから電力を購入してしのがねばならない。つまり、グリッドに供給される正味の電力量は、売電電力から買電電力を差し引いたものになる。ここでは、LFG 収集システム（プロアー等）、GEG の補機などの自己消費分は、発電電力量のうちの一定の割合を占めると想定する。モニタリングでは、グリッドへの売電電力と買電電力を直接計測する。

CE_{Electricity,y}(系統の排出係数 CO₂)

グリッドの排出係数である。ウクライナにおけるグリッドの排出係数は、

Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects Volume 1:

General guidelines Version 2.3 Ministry of Economic Affairs of the Netherlands May 2004, P42 Table B1

により決定する。これは、オランダが東欧諸国で JI プロジェクトを実施する際のガイドラインを示したものであり、Table B1 には、ウクライナを含めた東欧諸国の排出係数が示されている。ウクラ



イナ政府・環境保護省は、「どのような排出係数を使用するか明確な基準がウクライナ政府にない現在では、ウクライナ政府とプロジェクト参加者との間の話し合いと契約により、このオランダのガイドラインにある排出係数を採用することを認めても良い。」と言明しているため、この数値を採用するものである。

AF(調整係数)

AF は、ベースラインシナリオで回収されているはずの LFG の量と、プロジェクトで回収される LFG の量の比である。既に述べたように、現在のウクライナには、処分場に LFG を収集することを義務付ける法律はない。また、ウクライナ政府では将来そのような法規制を導入する予定もない。従って、PDD では、AF の値は 0 となる。但し、モニタリングにより、AF の値が変化するか確認をするものとする。

LFGflared,y(フレア処理される LFG の量)

フレア処理される LFG の量は、モニタリングにて計測される。PDD では、回収された LFG のうち、発電にまわされない LFG がフレア処理されるものとしている。

wCH₄,y(LFG 中のメタンガスの含有率)

LFG 中のメタンガスの含有率は、モニタリングにて計測される。PDD では、予想される含有率を使用する。

DCH₄(標準状態におけるメタンガスの比重)

メタンガスの比重 (単位: t/m³) である。LFG の流量は、LFG の温度と圧力を計測することにより、標準状態 (0、1,013 bar) に補正される。PDD では、気体の体積をすべて標準状態で記載し、メタンガスの比重は、統合化ベースライン方法論巻末に記載の値とする。

FE(フレア効率)

フレア効率は、フレアの稼働時間 (フレアスタックの表面温度により、稼働の有無を計測)、フレア排気ガスのメタンガス濃度を計測することにより、決定される。PDD では、フレア設備のスペックに基づき、一定の経験値を設定するものとする。

LFGelectricity,y(発電に供される LFG の)

発電に供される LFG の量は、モニタリングにて計測される。PDD では、回収された LFG のうち、GEG が消費する定格ガス量を、GEG の点検予定時期を除いて、定常的に消費するものと想定する。

x(廃棄物の搬入があった年)

ルガンスク埋立処分場が運用開始された 1978 年に遡って設定し、First Order Decay Model 式を適用する。

y(現在の年)

ルガンスク埋立処分場が運用開始された 1978 年に遡って、設定し、First Order Decay Model 式を適用する。

EqC(メタンガス収集効率)

メタンガス収集効率は、システムの性能により決定されるものである。PDD では、システムのスペックに基づき、一定の経験値を設定するものとする。

R_x(x 年に搬入された廃棄物量)

このプロジェクトでは、LFG の発生量を予測する手法としては、上記のように First Order Decay Model を使用している。つまり、最も鍵となるのは、廃棄物の処分量 (R_x) である。従って、過去、現在、未来にわたって、処分場に持ち込まれた、持ち込まれている、持ち込まれるだろうごみの量の実績、予測値が必要である。本プロジェクトでは、過去、現在の処分量のデータは定かであるが、未来の処分量については推定する必要がある。ここでは、未来の廃棄物の量は、2004 年以降は、前年比 1.5% ずつ増加するものとして決定した。

k(メタンガス発生率)

現地専門家の意見により決定した。

L₀(潜在的メタンガス発生量)



現地専門家の意見により決定した。

以上の各種パラメーターの具体的な値は、付属書類 3 (Annex 3) に示す。

B.2.4 リークージ

UNFCCC のガイダンス「GUIDELINES FOR COMPLETING THE PROJECT DESIGN DOCUMENT」によれば、リークージとは、「GHG 排出源からの人為的な排出量の正味の変化量のことであり、しかも、プロジェクト境界の外で発生し、測定可能なもので、プロジェクト活動にその原因を帰することが妥当なもの。」である。

一方、統合化ベースライン方法論によれば、この方法論にはリークージはないとされている。

以上により、このプロジェクトにはリークージはない。

B.3. このプロジェクト活動がなければ、なぜ排出源からの GHG の排出削減が起こらないのかについての説明：

>>既に述べてきた方法論や、計算されたプロジェクトの IRR (ERU の獲得を考慮しないもの) によって、プロジェクトは経済的に魅力的でないためにベースラインではないこと、すなわち、ベースラインは現状維持のみであるということが結論付けられた。

また、検討の結果、プロジェクトでは、排出削減量が 15 年間の累積で 4.63×10^5 ton-CO₂ 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。

B.4. 選択されたベースライン方法論に関連して、プロジェクト境界の定義をこのプロジェクト活動にどのように適用するかについての説明：

>> UNFCCC のガイダンス「GUIDELINES FOR COMPLETING THE PROJECT DESIGN DOCUMENT」によれば、プロジェクト境界とは、「プロジェクト参加者の管理下において、顕著であり、プロジェクト活動にその原因を帰することが合理的であると言える、GHG 排出源からの人為的な排出を包含するもの。」である。

一方、統合化ベースライン方法論によれば、プロジェクト境界には、ガスの収集と破壊 / 利用のプロセスが含まれるとある。また、プロジェクトを実施するために必要な各種エネルギーについては、プロジェクトの排出としてカウントし、かつモニタリングすることとある。ここで、このプロジェクトでは、プロジェクトを実施するために必要なエネルギーは、GEG の発電電力の一定割合に相当すると想定し、これら必要エネルギーを差し引いた、正味のグリッドへの売電量をモニタリングすることにしている。

以上をまとめたのが以下の図である。

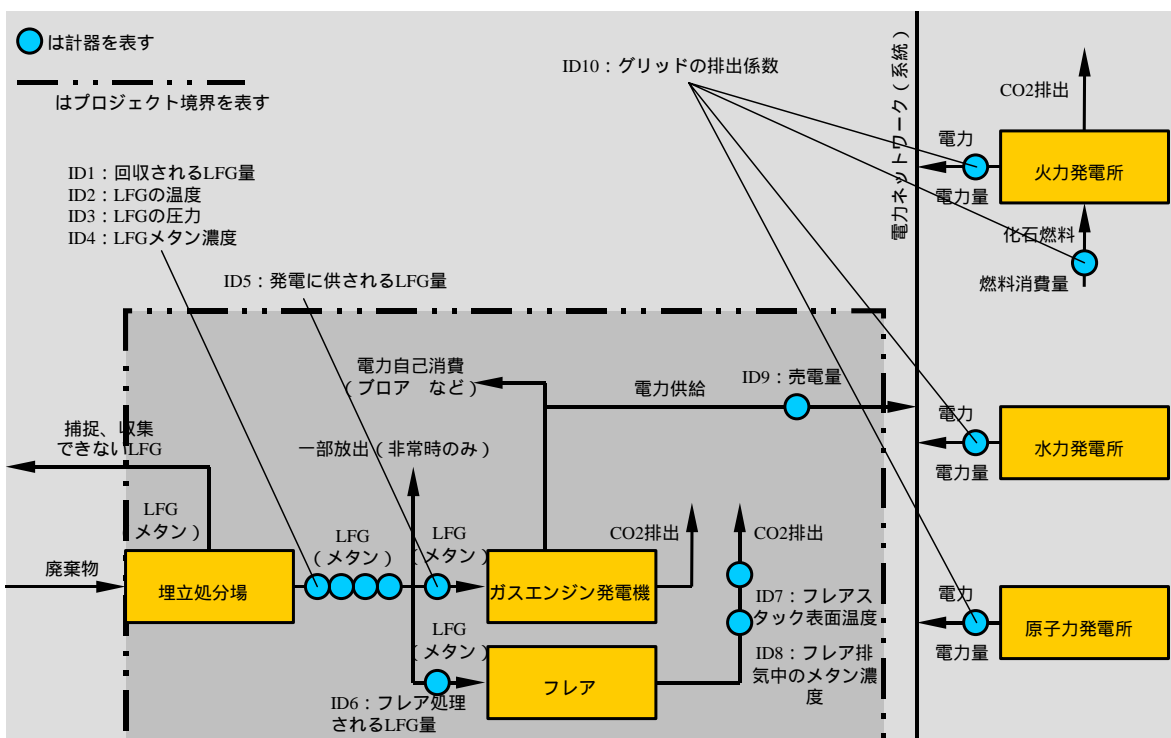


図-3 プロジェクト境界

(青丸部分が計器で ID 番号はモニタリング計画に対応し、鎖線の範囲はプロジェクト境界を表す)

注: このモニタリング計画で計測される電力量は、GEG から発生する電力量から、GEG や LFG 収集システムで使用する電力量 (すなわちシステムの自己消費分) を差し引いたものであり、売電量と買電量の差で求めること。

SECTION C. プロジェクト活動の期間 / クレジット期間

C.1 プロジェクト活動の期間:

C.1.1. プロジェクト活動の開始日:

>> UNFCCC のガイダンス「GUIDELINES FOR COMPLETING THE PROJECT DESIGN DOCUMENT」によれば、プロジェクト活動の開始日とは、「プロジェクトの実行、建設、実際の行為が始まる日のことである。」

このプロジェクトでは、実際に運用が開始できるまでの建設期間を 1 年見込んでおり、プロジェクト開始日は、2007 年 1 月 1 日である。

C.1.2. プロジェクト活動の期待される運用可能寿命:

>>このプロジェクトでは、機器の耐用年数を考慮し、15 年としている。

C.2 クレジット期間の選択とその関連情報:

C.2.2. 更新なしのクレジット期間:

C.2.2.1. 開始日:

>> UNFCCC のガイダンス「GUIDELINES FOR COMPLETING THE PROJECT DESIGN DOCUMENT」によれば、クレジット期間とは、「CER の発行を目的として、DOE がベースラインからの排出削減量を検証、認証する期間のことである。プロジェクト参加者は、CDM プロジェクト



によって発生する排出削減が起こる最初の日以降をクレジット期間の初日に行うことができる。クレジット期間はプロジェクト活動の運転可能な寿命を超えて設定することはできない。」
プロジェクトの建設工事が終わり、プロジェクトの運用を開始することによって、GHG 排出削減が発生する。従って、プロジェクト活動によって得られる最初の排出削減の日は、プロジェクトの建設工事が終わり、プロジェクトの運用を開始する日であり、2008年1月1日である。以下におおよそのスケジュールを示す。

| | |
|-----------|----------------------------|
| 2007年1月1日 | LFG 回収設備の建設開始 |
| 2008年1月1日 | クレジット期間の開始 (LFG 回収設備の運用開始) |
| 2009年6月1日 | GEG の建設開始 |
| 2010年1月1日 | GEG の運用開始 |

C.2.2.2. 長さ：

>>このプロジェクトは II プロジェクトであるが、ウクライナ政府はクレジット期間に関する方針決定（更新制度など）をいまだに行っていない。しかしウクライナ政府・環境保護省は、「第一約束期間以後を含めたクレジット期間の設定は、ウクライナ政府とプロジェクト参加者の間の話し合いと契約により、柔軟に対応する。」との見解を示している。これを踏まえ、このプロジェクトでは、2008年から更新なしの15年間のクレジット期間を設定する。

SECTION D. モニタリング方法論と計画の適用

D.1. このプロジェクト活動に適用できる、承認済みのモニタリング方法論の名称と出典：

>> このプロジェクトには、

LFG プロジェクト活動における統合化モニタリング方法論

を適用する。出典は

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan1.pdf>

である。

D.2. このプロジェクトになぜそのモニタリング方法論が適用できるのかについての根拠：

>> LFG プロジェクト活動における統合化モニタリング方法論には、その適用条件として以下が述べられている。

「この方法論は、ランドフィルガス (LFG) の捕捉プロジェクト活動に適用できる。LFG のすべてか一部を大気に解放しているというベースラインを採用し、プロジェクト活動は以下のもののいずれかを指す。

(a) 捕捉された LFG はフレア処理される。

(b) 捕捉された LFG は電力は熱などのエネルギーとして使用される。しかしながら、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減はクレームしない。

(c) 捕捉された LFG は電力は熱などのエネルギーとして使用される。そして、給電したり、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減をクレームする。この場合、クレームする部分に関しては、新たな方法論を提案するか、既に承認済みの方法論を使用しなければならない。既に承認済みの方法論とは、以下を含む。

グリッドに接続される再生可能エネルギー利用発電プロジェクトの統合化ベースライン方法論

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan2.pdf>

あるいは、発電容量が 15MW を下回り、かつ / あるいは、置換される熱エネルギーの量が年間 54TJ (15GWh) を下回るならば、

小規模 CDM の簡易ベースライン / モニタリング方法論

<http://cdm.unfccc.int/pac/howto/SmallScalePA/ssclistmeth.pdf>

が使用可能である。

一方、このプロジェクトは以下の通りである。



現在、ルガンスク埋立処分場においては、LFGの収集が行われていない。

このプロジェクトは、既存のルガンスク埋立処分場において、LFGの収集を行い、それに含まれる可燃性のメタンガスを燃焼させて、GEGの運転を行うものである。

このプロジェクトで設置するGEGは、既存の電力送配電グリッドに接続され、GEGで発電された電力を電力送配電グリッドに逆送するものである。

現在、ウクライナ、ルガンスク市においては、廃棄物埋立て処分場に対し、LFGの収集を義務付ける法律上の規制がなく、その計画もない。

ウクライナ、ルガンスク市においては、廃棄物埋立て処分場におけるLFGの収集を行うだけの技術的知見、人材が不足している。

ウクライナ、ルガンスク市においては、オンサイト型のGEGの導入を行うだけの技術的知見、人材が不足している。

このプロジェクトで設置したGEGが既存の発電システム（系統の発電所）の代替となりえる。

発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用（火力発電所における化石燃料の使用に相当）を避けたことによる排出削減をクレームする。

このプロジェクトで設置する予定の発電機容量は、500kW（0.5MW）である。

ゆえに、このプロジェクトは、「LFGプロジェクト活動における統合化モニタリング方法論」（以下「統合化モニタリング方法論」と称する）の適用条件である（c）に該当する。一方、発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減のクレームに関しては、上記を踏まえつつ、ウクライナ政府との交渉により決定した数値を採用するものとする。



このプロジェクトでは、Option 2 を採用する。このため、D.2.1 はスキップする。

D. 2.2. 選択 2：プロジェクト活動による排出削減量を直接モニタリングする（数値類がセクション E の数値類と一致していること）

D.2.2.1. プロジェクト活動による排出量をモニタリングするために収集されるべきデータ、そのデータの保管方法：

| ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3) | Data variable | Source of data | Data unit | Measured (m), calculated (c), estimated (e), | Recording frequency | Proportion of data to be monitored | How will the data be archived? (electronic/paper) | Comment |
|--|--------------------------------------|----------------|-----------|--|-------------------------|------------------------------------|---|----------------------------------|
| 1 | LFG_{total} 回収される LFG 量 | 流量計 | m^3 | m | 連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる | 100% | e | |
| 2 | T LFG の温度 | 温度計 | K | m | 1 ヶ月に 1 回 | 100% | e | メタンガスの密度 D_{CH_4} を決定するのに使用する。 |
| 3 | P LFG の圧力 | 圧力計 | Pa | m | 1 ヶ月に 1 回 | 100% | e | メタンガスの密度 D_{CH_4} を決定するのに使用する。 |
| 4 | w_{CH_4} LFG のメタン濃度 | メタン濃度計 | % | m | 1 ヶ月に 1 回 | 100% | e | |
| 5 | $LFG_{electricity}$ 発電に供される LFG 量 | 流量計 | m^3 | m | 連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる | 100% | e | |
| 6 | LFG_{flared} フレア処理される LFG 量 | 流量計 | m^3 | m | 連続的に計測し、記録を 1 ヶ月に 1 回とる | 100% | e | |
| 7 | T_f フレアスタック表面温度 | 温度計 | Degree C | m | 連続的 | 100% | e | フレアの稼働率 FE を決定するのに使用する。 |
| 8 | w_{fCH_4} フレア排気中のメタン濃度 | メタン濃度計 | % | m | 3 ヶ月に 1 回、不安定なら毎月 | 100% | e | フレアの稼働率 FE を決定するのに使用する。 |



| | | | | | | | | |
|----|-----------------------------|-------------------|-----|---------|---------------------|------|---|--|
| 9 | EG 売電量 | 電力量計 | kWh | m | 連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる | 100% | e | 電力の自己消費分を予め差し引いた電力量を計量すること。 売電量を計量するために、電力量計は売電用と買電用の2つを具備させ、差し引きで正味の売電量を求めること。 |
| 10 | CEFelectricity グリッドの排出係数 | ウクライナ政府よりデータを受領する | - | c | 1年に1回定期的に | 100% | e | |
| 11 | AF 調整係数 | ウクライナ政府にヒアリングする | - | n/a | 1年に1回定期的に | 100% | e | |
| 12 | FE フレア効率 | Tf wfCH4 | % | m and c | 3ヶ月に1回、不安定なら毎月 | 100% | e | Tf と wfCH4 により、計算にてFEを決定する。 |

注：データはクレジット期間中とその後2年間は保存する。

D.2.2.2. プロジェクトの排出量を試算する式の説明（ガスごとに、排出源ごとに、式、アルゴリズムを示し、CO₂等量で表示する）：

>>この方法論では、セクション B で述べた以下の式を使用する。

$$(1') \text{ERy} = (\text{MDproject,y} - \text{MDreg,y}) * \text{GWPC}_{\text{CH}_4} + \text{EGy} * \text{CEFelectricit,y}$$

$$(2) \text{MDreg,y} = \text{MDproject,y} * \text{AF}$$

$$(3') \text{MDproject,y} = \text{MDflared,y} + \text{MDelectricity,y}$$

$$(4) \text{MDflared,y} = \text{LFGflared,y} * \text{w}_{\text{CH}_4,\text{y}} * \text{DCH}_4 * \text{FE}$$

$$(5) \text{MDelectricity,y} = \text{LFGelectricity,y} * \text{w}_{\text{CH}_4,\text{y}} * \text{DCH}_4$$

$$(7) \text{FE} = \text{FTf} * \text{Fwf}$$

$$(8) \text{FTf} = \text{f}(\text{Tf})$$

$$(9) \text{Fwf} = (\text{w}_{\text{CH}_4,\text{y}} - \text{wf}_{\text{CH}_4,\text{y}}) / \text{w}_{\text{CH}_4,\text{y}}$$

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

以上により、ベースラインの排出量を計算する式は、

$$(11) \text{ベースラインの排出量} = \text{発生する LFG によるメタン排出量} - \text{規制によるメタン回収量} + \text{既存火力発電所からの CO}_2 \text{ 排出量}$$

$$= (\text{LFGflared,y} + \text{LFGelectricity,y}) / \text{EqC} * \text{w}_{\text{CH}_4,\text{y}} * \text{DCH}_4 - \text{MDreg,y}) * \text{GWPC}_{\text{CH}_4} + \text{EGy} * \text{CEFelectricit,y}$$

プロジェクトの排出量を計算する式は、

$$(12) \text{プロジェクトの排出量} = \text{発生する LFG によるメタン排出量} - \text{発生する LFG のうち回収できる分} + \text{フレアから排出される分}$$

$$= (\text{LFGflared,y} + \text{LFGelectricity,y}) / \text{EqC} - (\text{LFGflared,y} + \text{LFGelectricity,y}) + \text{LFGflared,y} * (1 - \text{FE}) * \text{w}_{\text{CH}_4,\text{y}} * \text{DCH}_4 * \text{GWPC}_{\text{CH}_4}$$



既にセクションBで述べたように、このプロジェクトにはリーケージがない。従って、D.2.3はスキップする。

D.2.4. プロジェクト活動による排出削減量を試算する式の説明（ガスごとに、排出源ごとに、式、アルゴリズムを示し、CO₂等量で表示する）

>>この方法論では、セクションBで述べた以下の式を使用する。

$$(1') \text{ER}_y = (\text{MD}_{\text{project},y} - \text{MD}_{\text{reg},y}) * \text{GWPCH}_4 + \text{EG}_y * \text{CE}_{\text{Electricity},y}$$

$$(2) \text{MD}_{\text{reg},y} = \text{MD}_{\text{project},y} * \text{AF}$$

$$(3') \text{MD}_{\text{project},y} = \text{MD}_{\text{flared},y} + \text{M}_{\text{Electricity},y}$$

$$(4) \text{MD}_{\text{flared},y} = \text{LFG}_{\text{flared},y} * \text{wCH}_4,y * \text{DCH}_4 * \text{FE}$$

$$(5) \text{M}_{\text{Electricity},y} = \text{LFG}_{\text{Electricity},y} * \text{wCH}_4,y * \text{DCH}_4$$

$$(8) \text{FE} = \text{FTf} * \text{Fwf}$$

$$(9) \text{FTf} = f(\text{Tf})$$

$$(10) \text{Fwf} = (\text{wCH}_4,y - \text{wfCH}_4,y) / \text{wCH}_4,y$$

$$(11) \text{DCH}_4 = 0.0007168 * (\text{P}/101.3) * (273.15/\text{T})$$

D.3. モニターされたデータの取り扱いに適用される品質管理、品質保証の手順

| Data (Indicate table and ID number e.g. 3.-1.; 3.2.) | Uncertainty level of data (High/Medium/Low) | Explain QA/QC procedures planned for these data, or why such procedures are not necessary. |
|---|--|--|
| 1 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 2 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 3 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 4 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 5 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 6 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 7 | 中 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。原則3ヶ月に1回モニタリングを計画しているが、モニタリング結果が不安定な場合は、1ヶ月に1回モニタリングする。 |
| 8 | 中 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。原則3ヶ月に1回モニタリングを計画しているが、モニタリング結果が不安定な場合は、1ヶ月に1回モニタリングする。 |
| 9 | 低 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。 |
| 10 | 低 | データはアルメニア政府から提供される。 |
| 11 | 低 | データはアルメニア政府から提供される。 |
| 12 | 中 | 計器は定期的に試験され、正確性を確保する。原則3ヶ月に1回モニタリングを計画しているが、モニタリング結果が不安定な場合は、1ヶ月に1回モニタリングする。 |



D.4 プロジェクト活動による排出削減量とリーケージをモニタリングするために、プロジェクト運営者が設立する運営/管理機構に関する説明

>>日本側プロジェクト参加者は、このプロジェクトを実施するために、SPC (Special Purpose Company) を設立する。SPC は、日本側プロジェクト参加者の出資により設立され、このプロジェクトの初期投資 (建設工事の発注) から、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、ERU の管理、外注・委託契約、人事、報告等) のすべてに責任を持つ。一方、ウクライナ側プロジェクト参加者は、SPC の業務のうち、一部を受託し、当該業務を遂行する。具体的には、モニタリングと報告、機器の運転・保守、経理業務、土地の提供、水の提供、SPC の許認可の取得支援などを行う。

このプロジェクトでは、以下の方法により、品質管理、品質保証を行う。尚、ここで、「管理者」とは、SPC の社員を指す。また、「運用者」とは、SPC からの委託により、モニタリングを行うウクライナ側プロジェクト参加者 (プロトス社の係員、あるいはプロトス社から再委託を受けた請負業者の社員) を指す。

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。

運用者は、上記手順書通りに作業が可能のように、定期的な訓練や、教育を受ける機会を保証されている。

運用者は、手順書に従い、日々の業務を行い、その結果を管理者に報告する。

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。

管理者は、手順書に従い、定期的に現場を巡回し、適切な時期に現場を訪問し、運用者の業務が適切に行われているか監査をする。監査の結果、問題があれば適切な時期に適切な対応を実施する。

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。

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。

**SECTION E. 排出源別の GHG 排出量の試算****E.1. 排出源別の GHG 排出量の試算：**

>>このプロジェクトでは、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、プロジェクトの排出量を計測するわけではない。但し、プロジェクトの排出量の試算は、以下の式で計算できる。

$$(12) \text{プロジェクトの排出量} = (\text{LFGflared,y} + \text{LFGelectricity,y}) / \text{EqC} - (\text{LFGflared,y} + \text{LFGelectricity,y}) + \text{LFGflared,y} * (1 - \text{FE}) * \text{wCH4,y} * \text{DCH4} * \text{GWPCCH4}$$

$$(4') \text{LFGflared,y} = \text{MDflared,y} / (\text{wCH4,y} * \text{DCH4} * \text{FE})$$

$$(5') \text{LFGelectricity,y} = \text{MDelectricity,y} / (\text{wCH4,y} * \text{DCH4})$$

$$(3'') \text{MDflared,y} = \text{MDproject,y} - \text{MDelectricity,y}$$

$$(6) \text{MDproject,y} = \text{EqC} * \text{Qy,x} = \text{EqC} * (k * \text{Rx} * \text{L0} * e^{-k(y-x)})$$

$$(13) \text{MDelectricity,y} = \text{発電機容量(kw)} * \text{換算係数(860kcal/h/kW)} / \text{発電効率(-)} / \text{メタンガスの低位発熱量(kcal/Nm3)} * \text{稼働日数(日/年)} * 24(\text{時間/日}) * \text{DCH4(t/Nm3)}$$

以上の計算条件、計算結果は、付属書類 3 (Annex 3) に示す。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。

E.2. リークエージの試算：

>>このプロジェクトにはリークエージがない。

E.3. プロジェクト活動による排出量を表す上記 E.1.と E.2.の合計：

>>E.1.に同じ。

E.4. ベースラインにおける GHG 排出源からの人為的な排出量の試算：

>>このプロジェクトでは、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、ベースラインの排出量を計測するわけではない。但し、ベースラインの排出量の試算は、以下の式で計算できる。

$$(11) \text{ベースラインの排出量} = (\text{LFGflared,y} + \text{LFGelectricity,y}) / \text{EqC} * \text{wCH4,y} * \text{DCH4} - \text{MDreg,y}) * \text{GWPCCH4} + \text{EGy} * \text{CEFelectricity,y}$$

$$(4') \text{LFGflared,y} = \text{MDflared,y} / (\text{wCH4,y} * \text{DCH4} * \text{FE})$$

$$(5') \text{LFGelectricity,y} = \text{MDelectricity,y} / (\text{wCH4,y} * \text{DCH4})$$

$$(3'') \text{MDflared,y} = \text{MDproject,y} - \text{MDelectricity,y}$$

$$(6) \text{MDproject,y} = \text{EqC} * \text{Qy,x} = \text{EqC} * (k * \text{Rx} * \text{L0} * e^{-k(y-x)})$$

$$(13) \text{MDelectricity,y} = \text{発電機容量(kw)} * 860(\text{kcal/h/kW}) / \text{発電効率(-)} / \text{メタンガスの低位発熱量(kcal/Nm3)} * \text{稼働日数(日/年)} * 24(\text{時間/日}) * \text{DCH4(t/Nm3)}$$

$$(2) \text{MDreg,y} = \text{MDproject,y} * \text{AF}$$

以上の計算条件、計算結果は、付属書類 3 (Annex 3) に示す。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。

E.5. プロジェクト活動による排出削減量を表す E.4.と E.3.の差：

>>計算結果は、付属書類 3 (Annex 3) に示す。但し、これは試算であり、実際の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て直接計測される。

E.6. 上記式を適用した結果、得られた数値を記載した一覧表：

>>計算結果は、付属書類 3 (Annex 3) に示す。検討の結果、プロジェクトでは、排出削減量が 15 年間の累積で 4.63×10^5 ton-CO₂ になると試算された。但し、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て直接計測される。

**SECTION F. 環境に対する影響****F.1. 環境影響分析に関する文書、境界を越える影響に関しても含む**

>>このプロジェクトは、現在放出し放題になっている LFG を回収するものであるので、

処分場の悪臭防止という環境改善効果

LFG の回収による大気中への汚染物質排出削減という環境改善効果

処分場の火災事故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

など、環境に対して好影響をもたらすものであり、上記、ウクライナの環境保護に対する政策に合致する。また、プロジェクトの実施により雇用も創出される。つまり、提案されているこのプロジェクトは、ウクライナの社会経済的分野においても、好影響を与えるものである。但し、以下の各項目に関しては、若干の影響が懸念されるので、各々記載した対策を行うことにより、影響を最小限にとどめる。

騒音、振動：LFG 回収用のブローア、GEG を設置することにより、騒音、振動が発生する。しかし、これらの設備は、処分場近隣の住宅地からは十分に離れており、何ら問題にならないだろう。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。

GEG 排気ガスによる大気汚染：GEG の運転により、排気ガスに含まれる SOX、NOX が大気を汚染する可能性がある。しかし、これらの設備は、処分場近隣の住宅地からは十分に離れており、何ら問題にならないだろう。ただ、これに対しては、適切な、LFG の脱硫処理設備、原動機側 NOX 低減技術を設置・採用することにより解決する。

フレア設備の設置による火災の危険性：フレア設備を設置することにより、メタンガスが人為的に回収され、途中の配管経路や、フレア設備付近で、火災が発生する危険性が高まる恐れがある。これに対しては、LFG 配管内の酸素濃度の測定・監視及び酸素濃度上昇時のシステム停止、フレア設備のバーナー燃焼制御による火災の安定化により解決する。

F.2. もし、プロジェクト参加者、あるいはホスト国が実施した環境影響分析の結果、環境影響が顕著であると考えられるなら、そのホスト国の規定に従って実施された環境影響評価書の結論と、参照先を記載すること：

>>既に述べたように、環境影響分析の結果により、このプロジェクトによる環境への顕著な影響は皆無である。従って、我々プロジェクト参加者側は環境影響評価を実施する必要はないと考える。

End



資料-8 DOEによる仮適格性決定の概要と経緯

OEの選定

OEは、日本国内に営業拠点を持ち、CDMの有効化審査及びJIの適格性決定に実績がある者を選ぶ必要がある。また、当該プロジェクトの分野(Sectoral Scopes = 1と13)において、CDM理事会から信任を受けているOEを選定することが望ましいと考えた。そこで、DNV社をOEとして採用することに決定した。

仮適格性決定のスコープ

DOEによる仮適格性決定のスコープは以下の通りである。

- A. General Description of Project Activity
 - A.1. Project Boundaries
 - A.2. Technology to be employed
 - A.3. Compliance with host country requirements
 - B. Project Baseline
 - B.1. Baseline Methodology
 - B.2. Baseline Determination
 - C. Duration of the Project/ Crediting Period
 - D. Monitoring Plan
 - D.1. Monitoring Methodology
 - D.2. Monitoring of Project Emissions
 - D.3. Monitoring of Leakage
 - D.4. Monitoring of Baseline Emissions
 - E. Calculation of GHG Emissions by Source
 - E.1. Predicted Project GHG Emissions
 - E.2. Leakage Effect Emissions
 - E.3. Baseline Emissions
 - E.4. Emission Reductions
- Determination Opinion and Determination Report

仮適格性決定のスケジュール

仮適格性決定のスケジュールは概ね以下の通りである。

- ・2005年1月7日 PDDの初版をDNVに提出
- ・2005年1月21日 清水建設へのインタビュー実施
- ・2005年2月10日 PDDの第2版をDNVに提出
- ・2005年2月17日 最終報告書をDNVから受領

OE とのやりとりの経過

DNV とのやり取りでは、2005 年 1 月 21 日に実施した当社へのインタビューがある。この中で、DNV は、1 つの CAR と 10 個の CL を指摘した。これらの指摘事項は、PDD の第 2 版に反映され、2 月 17 日付の最終報告書では指摘事項はなくなり、本プロジェクトは「In the view of the determination team, “ Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine ” is likely to meet the UNFCCC criteria for JI project activities.」「Emission reductions attributable to the project are hence additional.」「The project is likely to achieve the estimated amount of emission reductions.」（いずれも、DNV 作成の PRELIMINARY DETERMINATION REPORT の 5 DETERMINATION OPINION より引用）との結論が示された。

資料-9 DOEによる仮適格性決定結果報告書



PRELIMINARY DETERMINATION REPORT

DETERMINATION OF LUGANSK
LANDFILL GAS CAPTURE AND
POWER GENERATION PROJECT IN
UKRAINE

REPORT No. 2005-0263

REVISION No. 01

DET NORSKE VERITAS



PRELIMINARY DETERMINATION REPORT

| | |
|--|--|
| Date of first issue: 2005-02-17 | Project No.: 28624552 |
| Approved by: Einar Telnes Technical Director | Organisational unit: DNV Certification, International Climate Change Services |
| Client: Shimizu Corporation | Client ref.: Mr. Hiroyuki Kurita, General Manager, New Energy Dept, Energy Solution Div., Shimizu Corporation |

DET NORSKE VERITAS AS

DNV Certification

Veritasveien 1,
1322 HØVIK, Norway
Tel: +47 67 57 99 00
Fax: +47 67 57 99 11
http://www.dnv.com
Org. No: NO 945 748 931 MVA

Summary:

Shimizu Corporation has commissioned DNV Certification to conduct a determination of the proposed JI project, "Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine" intended for:

- Recovering landfill methane gas from Lugansk Landfill which is currently released to the atmosphere
- Utilizing the methane gas as a fuel for a gas-engine driven generator and flaring the excess methane gas
- Supplying the generated electricity to the national grid of Ukraine to displace electricity produced by plants using fuels with a relatively high carbon emission coefficient.

The determination was performed as a desk review of the documents presented by Shimizu Corporation. Interviews with Shimizu Corporation and the Chugoku Electric Power Co., Inc. were also carried out to clarify some issues. However, interviews with the project stakeholders in the Ukraine have not been carried out. This report summarises the preliminary findings of the determination of the project, performed on the basis of UNFCCC criteria, referring to Kyoto Protocol criteria and the JI rules and modalities as agreed in the Marrakech Accords.

The project is likely to mitigate GHG emissions by recovering and utilizing methane gas and supplying the generated electricity to the national grid of the Ukraine. Hence, the project will result in reduction of GHG emissions that are real, measurable and constitute a long-term benefit.

Several issues related to the participation requirements of JI remain unresolved, and compliance with the host country specific JI requirements are not assessed because they are not yet established. In addition, as this is the preliminary determination of a limited scope, the remaining area need to be further assessed for project approval.

| | | | | |
|---|-------------------------------|------------------------|--|------------------------------|
| Report No.: 2005-0263 | Subject Group: Environment | Indexing terms | Key words Climate Change Kyoto Protocol Determination Joint Implementation | Service Area Verification |
| Report title: Determination of Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine | | | | Market Sector |
| Work carried out by: Akira Sekine, DNV Japan Tsuyoshi Nakao, DNV Japan | | | | Process Industry |
| Work verified by: Susanne Haefeli | | | | |
| Date of this revision: 2005-02-17 | Rev. No.: 01 | Number of pages: 11 | | |

- No distribution without permission from the client or responsible organisational unit
- free distribution within DNV after 3 years
- Strictly confidential
- Unrestricted distribution

© 2002 Det Norske Veritas AS

All rights reserved. This publication or parts thereof may not be reproduced or transmitted in any form or by any means, including photocopying or recording, without the prior written consent of Det Norske Veritas AS.



| <i>Table of Content</i> | | <i>Page</i> |
|-------------------------|--|-------------|
| 1 | INTRODUCTION | 1 |
| 1.1 | Objective | 1 |
| 1.2 | Scope | 1 |
| 1.3 | GHG Project Description | 2 |
| 2 | METHODOLOGY | 3 |
| 2.1 | Review of Documents | 5 |
| 2.2 | Follow-up Interviews | 5 |
| 2.3 | Resolution of Clarification and Corrective Action Requests | 5 |
| 3 | DETERMINATION FINDINGS | 6 |
| 3.1 | Project design | 6 |
| 3.2 | Baseline | 7 |
| 3.3 | Monitoring Plan | 8 |
| 3.4 | Calculation of GHG Emissions | 8 |
| 3.5 | Environmental Impacts | 8 |
| 4 | COMMENTS BY PARTIES, STAKEHOLDERS AND NGOS | 9 |
| 5 | DETERMINATION OPINION | 10 |
| 6 | REFERENCES..... | 11 |
| | Table 1 Mandatory Requirements for Joint Implementation (JI) Project Activities..... | 13 |
| | Table 2 Requirements Checklist | 17 |
| | Table 3 Resolution of Corrective Action and Clarification Requests..... | 1 |
| | Appendix A JI Determination Protocol | |



Abbreviations

| | |
|------------------|--|
| CAR | Corrective Action Request |
| CEF | Carbon Emission Factor |
| CH ₄ | Methane |
| CL | Clarification request |
| CO ₂ | Carbon dioxide |
| CO _{2e} | Carbon dioxide equivalent |
| DNV | Det Norske Veritas |
| EIA | Environmental Impact Assessment |
| ERU(s) | Emission Reduction Unit(s) |
| GHG | Greenhouse gas(es) |
| IPCC | Intergovernmental Panel on Climate Change |
| JI | Joint Implementation |
| MP | Monitoring Plan |
| MVP | Monitoring and Verification Plan |
| N ₂ O | Nitrous oxide |
| NGO | Non-governmental Organisation |
| PDD | Project Design Document |
| UNFCCC | United Nations Framework Convention for Climate Change |
| GWP | Global Warming Potential |

1 INTRODUCTION

Shimizu Corporation (hereafter called “Shimizu”) has commissioned DNV Certification (hereafter called “DNV”) to conduct a JI determination of their “Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine” (hereafter called “the project”) intended for:

- Recovering methane gas which is currently released to the atmosphere
- Burning the recovered methane at four gas-engines/generators and at a flare stack
- Supplying the generated electricity to the national grid of the Ukraine in order to displace grid electricity with a relatively higher CEF.

The determination was performed as a desk review of the documents presented by Shimizu. Interviews with Shimizu and the Chugoku Electric Power Co., Inc. were also carried out to clarify the raised issues. This report summarises the preliminary findings of the determination of the project, performed on the basis of UNFCCC criteria referring to Kyoto Protocol criteria and the JI modalities as agreed in the Marrakech Accords.

The determination team consists of the following personnel;

| | | |
|---------------------|--------------------------|--------------------------|
| Mr. Akira Sekine | DNV Certification Japan | Team leader, GHG auditor |
| Mr. Tsuyoshi Nakao | DNV Certification Japan | GHG auditor |
| Mrs Susanne Haefeli | DNV Certification Norway | Internal verifier |

1.1 Objective

The purpose of the determination is to have an independent third party assessing the project design. In particular, the project’s baseline, the monitoring plan, and the project’s compliance with relevant UNFCCC and host Party criteria for Joint Implementation (JI) projects are validated in order to confirm that the project design as documented is sound and meets the identified criteria.

In the absence of specific verification procedures for JI projects hosted by the Ukraine, the determination was carried out in accordance with the verification procedures under the Article 6 supervisory committee (JI track II) described in the JI modalities and procedures, i.e. the Guidelines for the implementation of Article 6 of the Kyoto Protocol (Decision 16/CP. 7).

Determination is a requirement for JI projects following the verification procedures under the Article 6 supervisory committee and it is seen as necessary to provide assurance to stakeholders of the quality of the project and its intended generation of the emission reduction units (ERUs).

1.2 Scope

The determination scope is defined as an independent and objective review of the Project Design Document (PDD) and other relevant documents, such as the Baseline Study (BLS) and the Monitoring Plan (MP). The information contained in those documents is reviewed against the Kyoto Protocol requirements for JI projects, the guidelines for the implementation of Article 6 of the Kyoto Protocol (Decision 16/CP.7) as agreed in the Marrakech Accords, in particular the verification procedures under the Article 6 supervisory committee, and associated interpretations. DNV Certification has, based on the recommendations in the Validation and Verification Manual, employed a risk-based approach in the determination process, focusing on the identification of significant risks for project implementation and the generation of ERUs.

This preliminary determination does not cover the following areas of a project determination:

- Environmental Impact Assessment and its monitoring

- Project management and planning

The determination is not meant to provide any consulting towards Shimizu and other project participants. However, stated requests for clarifications and/or corrective actions may provide input for improvement of the project design.

1.3 GHG Project Description

Shimizu Corporation (Shimizu) is one of the largest construction and engineering companies in Japan. Shimizu will construct a landfill gas recovery system and a gas-engine generator system at the Lugansk landfill site in the Ukraine as a JI project in cooperation with Lugansk Municipality, The Chugoku Electric Power Co., Inc. and “Protos” a Lugansk landfill operator. The project aims at reducing GHG emission by means of;

- Recovering methane gas from the landfill site
- Burning a part of the gas at a gas-engine connected to a power generator of 500 kw in capacity
- Burning the excess gas at a flare stack
- Supplying the generated electricity to the national grid of the Ukraine and thus displacing some grid electricity with a higher carbon emission factor.

The methane recovery system will commence the operation on 1 January 2008, and is expected to reduce GHG emissions by 35 900 – 44 300 tCO₂e annually and 201 400 tCO₂e totally during 2008-2012.

2 METHODOLOGY

The determination consists of the following three phases:

- I a desk review of the project design documentation
- II follow-up interviews with Shimizu
- III the resolution of outstanding issues and the issuance of the draft determination report and opinion.

This preliminary determination report summarises the findings from the desk review of the project design documentation submitted by Shimizu (phase 1), follow-up interviews with Shimizu (phase 2) and the resolution of outstanding issues (phase 3).

In order to ensure transparency, a determination protocol was customised for the project, according to the Validation and Verification Manual. The protocol shows, in a transparent manner, criteria (requirements), means of verification and the results from validating the identified criteria. The determination protocol serves the following purposes:

- It organises, details and clarifies the requirements a JI project is expected to meet;
- It ensures a transparent determination process in that DNV documents how a particular requirement has been validated and the result of the determination.

The determination protocol consists of three tables. The different columns in these tables are described in Figure 1.

The completed determination protocol is enclosed in Appendix A to this report.

| Determination Protocol Table 1: Mandatory Requirements for Joint Implementation (JI) Project Activities | | | |
|--|--|---|---|
| Requirement | Reference | Conclusion | Cross reference |
| <i>The requirements the project must meet.</i> | <i>Gives reference to COP decision where the requirement is found.</i> | <i>This is either acceptable based on evidence provided (OK), a Corrective Action Request (CAR) of risk or non-compliance with stated requirements or a request for Clarification (CL) where further clarifications are needed.</i> | <i>Used to refer to the relevant checklist questions in Table 2 to show how the specific requirement is validated. This is to ensure a transparent determination process.</i> |

| Determination Protocol Table 2: Requirement Checklist | | | | |
|---|--|---|---|---|
| Checklist Question | Reference | Means of verification (MoV) | Comment | Draft and/or Final Conclusion |
| <i>The various requirements in Table 1 are linked to checklist questions the project shall meet. The checklist is organised in six different sections. Each section is then further sub-divided. The lowest level constitutes a checklist question.</i> | <i>Gives reference to documents where the answer to the checklist question or item is found.</i> | <i>Explains how conformance with the checklist question is investigated. Examples of means of verification are document review (DR) or interview (I).</i> | <i>The section is used to elaborate and discuss the checklist question and/or the conformance to the question. It is further used to explain the conclusions reached.</i> | <i>This is either acceptable based on evidence provided (OK), or a Corrective Action Request (CAR) due to non-compliance with the checklist question (See below). A request for Clarification (CL) is used when the independent entity has identified a need for further clarification. N/A means not applicable.</i> |

| Determination Protocol Table 3: Resolution of Corrective Action Requests and Requests for Clarification | | | |
|---|---|---|--|
| Draft report clarifications and corrective action requests | Ref. to checklist question in table 2 | Summary of project owner response | Determination conclusion |
| <i>If the conclusions from the draft determination are either a Corrective Action Request or a Clarification Request, these should be listed in this section.</i> | <i>Reference to the checklist question number in Table 2 where the Corrective Action Request or Clarification Request is explained.</i> | <i>The responses given by the project proponent or other project participants during the communications with the independent entity should be summarised in this section.</i> | <i>This section should summarise the independent entity's responses and final conclusions. The conclusions should also be included in Table 2, under "Final Conclusion".</i> |

Figure 1 Determination protocol tables

2.1 Review of Documents

The Project Design Documents submitted by Shimizu and additional background documents related to the project design and baseline were reviewed;

- Project design document "Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine" (7 January 2005) /1/
- Project design document "Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine" (21 February 2005) /2/

2.2 Follow-up Interviews

On 2005-01-21, a member of the determination team from DNV Certification performed interviews with representatives of Shimizu and The Chugoku Electric Power Cp. Inc. to confirm selected information and to resolve issues identified in the document review. The main topics of the interviews are summarised in Table 1

Table 1 Interview topics

| Interviewed organisation | Interview topics |
|---|--|
| New Energy Dept., Energy Solution Div., Shimizu Corporation | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Legislative requirement of Ukraine for JI and waste management ➤ Project technology ➤ Ex ante calculation of baseline emissions ➤ Crediting period ➤ Monitoring of imported electricity ➤ Values used in calculations |
| Energia Business Development Dept., Energia Business Div., The Chugoku Electric Power Co., Inc. | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Same as above |

2.3 Resolution of Clarification and Corrective Action Requests

The objective of this phase of the determination was to resolve requests for corrective actions and clarification and any other outstanding issues which needed to be clarified for DNV Certification's positive conclusion on the project design. Most of the Corrective Action Request and Clarification Requests identified by DNV Certification were resolved through communications between Shimizu and DNV Certification. To guarantee the transparency of the determination process, the concerns raised and responses given are summarised in chapter 3 below and documented in more detail in the determination protocol in Appendix A.

Since modifications to the project design were necessary to resolve DNV Certification's concerns, Shimizu decided to resubmit project documentation on 2005-02-21. After reviewing the revised and resubmitted project documentation, DNV Certification issued the preliminary determination report and opinion.

3 DETERMINATION FINDINGS

In the following sections the findings of the determination are stated. The determination findings for each determination subject are presented as follows:

- 1) The finding from the desk review of the original project design documents and the findings from the follow-up interview are summarised. A more detailed record of these findings can be found in the Determination Protocol in Appendix A.
- 2) Where DNV Certification has identified issues that need clarification or that represented a risk to the fulfilment of the project objectives, a Clarification or Corrective Action Request, respectively have been issued. The Clarification and Corrective Action Requests are stated, where applicable, in the following sections and are further documented in the Determination Protocol in Appendix A. The determination of the Project resulted in six (4) Corrective Action Requests and ten (11) Clarification Requests.
- 3) Where Clarification or Corrective Action Requests have been issued, the exchanges between Shimizu and DNV Certification to resolve these Clarification or Corrective Action Requests are summarised.
- 4) The draft conclusions for determination subject are presented.

The final determination findings relate to the project design as documented and described in the project documentation to be revised and resubmitted.

3.1 Project design

Lugansk Landfill is located 25 km from the centre of Lugansk City and it receives an average of 60 000 to 75 000 tonnes of waste annually. The total capacity of the landfill site is approximately 2 000 000 tonnes and 90% is already filled and its remaining life is considered to be three years. The landfill is owned by the municipality of Lugansk and is operated by Protos.

In the project, the landfill will be covered with UV resistant sheet in order to improve the gas collection efficiency. Approximately 30 to 40% of the recovered gas will be utilized as gas-engine fuel and the rest of it will be burnt at a newly constructed flare stack. A gas-engine driven generator of 500kw in capacity will be installed by the end of 2007 and the generated electricity will be supplied to the national grid of Ukraine. The grid electricity power source is depending on the low efficient thermal power plants and nuclear power plants, the carbon emission factor of the grid is estimated to be 0.666 to 0.636 kg-CO₂/kWh during 2008to 2012 according to the ERUPT guideline.

It is anticipated that the installed GEG capacity will be 0.5 MW, however, the installed GEG capacity will be reviewed upon confirming the amount of LFG generated after installation of the LFG collection equipment, and there is a possibility that the GEG will not be installed if the amount of LFG is insufficient or extremely unstable.

The project has not been approved so far. However the project is already notified by the Ministry of Environmental Protection and the Ministry of Ukraine, which is about it. Hence, the project is expected to be approved as a JI project.

An operational lifetime of the project is supposed to be more than fifteen (15) years and the project participants will claim ERU from 2008 to 2012 (five years). From 2013 to 2022, emission reductions are expected to be transferred as AAU.

3.2 Baseline

The project selected ACM0001, “Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities” for CDM and Type I.D, “Renewable electricity generation for a grid” for small-scale CDM. Landfill methane gas which is otherwise released to the atmosphere, is utilized as power generation fuel and the generated power will displace the grid electricity of which 46% of electricity is generated by fossil fuel firing power plants. Thus CH₄ and CO₂ emissions are expected to be reduced accordingly.

For the landfill gas recovery, the captured gas is flared and is used to produce electricity, and emission reductions are claimed for displacing energy generation from other sources.

The baseline ACM0001 selected is applicable in conjunction with “Tool for the demonstration and assessment additionality” and applied as follows;

(Step 1, Identification of alternatives to the project activity)

Three alternatives are defined for the landfill gas recovery, 1) continuing current practice which doesn't recover landfill gas, 2) investing for landfill gas recovery and flaring system (the project scenario), and 3) investing in a landfill gas recovery and utilization system with high efficiency. As there is no regulatory requirement to prohibit any of the three alternatives in Ukraine, alternates 1), 2) and 3) proceed to Step 2.

(Step 2, Investment analysis)

As there is no financial or economic benefit generated, “Option I. Simple cost analysis” is selected. Alternate 1) is “continuation of the current situation” and free from investment, thus it is economically more attractive than alternate 2). Besides, as an economical benefit due to revenue from electricity sales is expected, the project developer selected “Option III. Benchmark analysis” and defined the long-term government bonds rate in Ukraine (7.65% as of 8 March 2004) as a benchmark for alternate 3). As a result of step 2, a negative IRR is obtained for alternate 3), thus it can not be considered as financially attractive. Four variable parameters, investment, operation cost, electricity sales price and expected amount of methane to be recovered are discussed in Sub-step 2d (Sensitivity analysis) and the conclusion demonstrates that the project activity is unlikely to be financially attractive.

(Step 3, Barrier analysis)

Step 3 is kipped.

(Step 4, Common practice analysis)

In Ukraine, there are five landfill gas recovery and utilization projects similar to the project however all of them are JI projects and can be excluded in this analysis.

(Step 5, Impact of project registration)

If the project is approved and registered as a JI project, ERU revenue will be generated. The project IRR will be improved to 0.77% and 21.23% in case ERU price is 5 and 10EUR/t-CO₂ respectively. The economic hurdles demonstrated in step 2 will be alleviated.

The process described to demonstrate additionality is deemed reasonable.

Besides for the power generation, total capacity of the gas-engine driven generator implemented by the project is 0.5 MW and therefore doesn't exceed the eligibility threshold of 15 MW for Type I.D projects and the selection of the baseline methodology is appropriate. The barrier due to prevailing practices in Ukraine presented is deemed reasonable for the "power generation" component.

Due to the above reasons, the project activity is not likely to represent a baseline scenario, and emission reductions attributable to the project are hence likely to be additional to any that would occur in the absence of the project activity.

During the crediting period of five years, 201 400 t-CO₂ equivalent GHG are expected to be reduced. However, as already said, this amount will need to be revised in case the generator will not be installed.

3.3 Monitoring Plan

The methodologies for estimating baseline and project GHG emissions are sufficiently described in the PDD and deemed appropriate. Similar to the baseline methodologies selected, the monitoring plan is in line with the monitoring methodologies, CDM-ACM0001 and SSC-Type I.D /7/ and /8/.

All indicators of importance for controlling and reporting of project performance are incorporated in the applied monitoring methodology. The project emission indicators specified in the PDD are possible to monitor/measure technically.

For ex-post baseline determination, necessary data are defined in the monitoring plan. Monitoring uncertainties are well addressed, e.g. periodic measurement of flaring efficiency.

Leakage effects are not necessary to monitor according to the selected monitoring methodologies.

The frequency, responsibility and authority for registration, monitoring, measurement and reporting activities are defined. However the details are out of scope for the preliminary determination and need to be further assessed.

3.4 Calculation of GHG Emissions

The project boundaries are defined in the PDD appropriately according to the selected methodologies for CDM ACM0001 and SSC-CDM Type I.D. All relevant emissions are properly accounted for including non-CO₂ GHG.

All formulae, factors and default values used are in line with the selected CDM and SSC-CDM methodologies and described in a transparent manner.

The assumptions made for estimating GHG emission reduction are based on the actual investigation of the landfill site conducted recently.

3.5 Environmental Impacts

Out of scope of the preliminary determination. This will be assessed once the project goes through the whole determination process.

4 COMMENTS BY PARTIES, STAKEHOLDERS AND NGOS

According to the modalities for the determination of JI projects, the validator shall make publicly available the project design document and receive, within 30 days, comments from Parties, stakeholders and UNFCCC accredited observers and make them publicly available.

As this is the preliminary stage of the determination, the PDD is not published on DNV website for comments by parties, stakeholders and NGOs.

5 DETERMINATION OPINION

DNV Certification has performed a preliminary determination of the “Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine”. The determination was performed on the basis of UNFCCC criteria and host country criteria, as well as criteria given to provide for consistent project operations, monitoring and reporting.

In the view of the determination team, “Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine” is likely to meet the UNFCCC criteria for JI project activities.

By recovering the landfill gas, the project results in reduction of CH₄ release to the atmosphere. Also, by displacing CO₂ intense electricity of the national grid in Ukraine, the project results in even more reductions of CO₂ emissions. Those are real, measurable and give long-term benefits to the mitigation of climate change.

An analysis based on the “Tool for demonstration and assessment of additionality” for a LFG recovery component and “technological barrier” and the “barrier due to prevailing practice” for a power generation component demonstrate that the proposed project activity is not a likely baseline scenario. Emission reductions attributable to the project are hence additional to any that would occur in the absence of the project activity. Given that the project is implemented as designed, the project is likely to achieve the estimated amount of emission reductions.

As there is no specific JI requirement in Ukraine, the project may be re-assessed according to the requirement to be established.

As this is the preliminary determination, the description of environmental impact and the procedures for monitoring and reporting are not assessed. They should hence be developed and assessed prior to project implementation.

In addition, DNV Certification needs to receive from the project participant written approval from the JI focal points of Ukraine and Japan, prior to the issuance of the final determination report.

This determination is based on the information made available to DNV Certification at this stage of the determination of the project. DNV Certification can not be held liable by any party for decisions made or not made based on these initial findings. All information provided and identified as confidential will be kept confidential by DNV Certification.

6 REFERENCES

Category 1 Documents:

List documents provided by the Project Participants that relate directly to the GHG components of the project, (i.e. the Project Design Document and written approval of voluntary participation from the national focal point). These have been used as direct sources of evidence for the determination conclusions, and are usually further checked through interviews with key personnel.

- /1/ PDD, “Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine”, 2005-01-17
- /2/ PDD, “Lugansk Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Ukraine (REV. 02)”, 2005-02-10
- /3/ Approval letter of the Ukrainian Focal Point, not yet received
- /4/ Approval letter of the Japanese Focal Point, not yet received

Category 2 Documents:

Background documents related to the design and/or methodologies employed in the design or other reference documents. Where applicable, Category 2 documents have been used to check project assumptions and confirm the validity of information given in the Category 1 documents and in follow-up interviews.

- /5/ Statistics for baseline determination, “Baseline information” prepared by Shimizu Corp.
- /6/ INCLUDE EXACT REFERENCE FOR THE VVM
- /7/ REFER TO THE ACM0001
- /8/ REFER TO THE SMALL-SCALE METHODOLOGY 1.D

Persons interviewed:

Persons interviewed during the determination, or persons contributed with other information that are not included in the documents listed above.

- /3/ Hiroyuki Kurita (Mr.), General Manager, New Energy Dept., Energy Solution Div., Shimizu Corp.
- /4/ Arumu Take (Mr.), Engineer, New Energy Dept., Energy Solution Div., Shimizu Corp.
- /5/ Takayoshi Takeyama (Mr.), Manager, Energia Business Development Dept., Energia Business Div., The Chugoku Electric Power Co., Inc.
- /69/ Hideo Yata (Mr.), Energia Business Development Dept., Energia Business Div., The Chugoku Electric Power Co., Inc.
- /7/ Kaori Takagi (Ms.), Energia Business Development Dept., Energia Business Div., The Chugoku Electric Power Co., Inc.
- /8/ Shigeru Nanmara (Mr.), Thermal Power Business Planning Sect., Power Generation Div., The Chugoku Electric Power Co., Inc.

APPENDIX A

JI DETERMINATION PROTOCOL

Table 1 Mandatory Requirements for Joint Implementation (JI) Project Activities

| REQUIREMENT | REFERENCE | CONCLUSION | Cross Reference / Comment |
|---|--------------------------------|--------------|--|
| 1. The project shall have the approval of the Parties involved | Kyoto Protocol Article 6.1 (a) | CAR 1 | Neither the sponsor nor the host Parties have yet approved the project. |
| 2. Emission reductions, or an enhancement of removal by sinks, shall be additional to any that would otherwise occur | Kyoto Protocol Article 6.1 (b) | CL5 | Table 2, Section B.2 The expected amount of the emission reduction needs to be re-validated. |
| 3. The sponsor Party shall not acquire emission reduction units if it is not in compliance with its obligations under Articles 5 & 7 | Kyoto Protocol Article 6.1 (c) | OK | Japan submitted the latest national GHG inventory report on September 26, 2003 |
| 4. The acquisition of emission reduction units shall be supplemental to domestic actions for the purpose of meeting commitments under Article 3 | Kyoto Protocol Article 6.1 (d) | OK | Japan has implemented GHG emission reduction measures according to the National Master Plan for Climate Change, published in March, 2002. JI/CDM |

| REQUIREMENT | REFERENCE | CONCLUSION | Cross Reference / Comment |
|---|---|------------|---|
| | | | activities are defined as supplemental measures accounting for 1.6% of total GHG emission as of 1990, and 6.0% of the targeted Japanese GHG emission reduction. |
| 5. Parties participating in JI shall designate national focal points for approving JI projects and have in place national guidelines and procedures for the approval of JI projects | Guidelines for the implementation of Art. 6 §20 | CAR 1 | The Government of Ukraine has not yet designated a national focal point. The ministry of Environmental Protection is the most prospective organization. |
| 6. Parties participating in JI shall be a Party to the Kyoto Protocol | Guidelines for the implementation of Art. 6 §21a/24 | OK | Ukraine is a Party to the Kyoto Protocol and ratified it on 12 April 2004. Japan is a Party to the Kyoto Protocol and ratified it on 4 June 2002. |

| REQUIREMENT | REFERENCE | CONCLUSION | Cross Reference / Comment |
|---|--|----------------|---|
| 7. The participating Parties' assigned amount shall have been calculated and recorded | Guidelines for the implementation of Art. 6 §21b/24 | OK | Third National Communication of Japan was submitted on 31 May 2002. First National Communication of Ukraine was submitted in 1998. |
| 8. The sponsor Party shall have in place a national system for estimating GHG emissions and a national registry and has submitted annually its most recent inventory in accordance with Kyoto Protocol Article 5 and 7 | Guidelines for the implementation of Art. 6 §21c,d,e,f | CAR 2 | Japan is developing a national registry but this is not yet in place. |
| 9. The host Party shall have in place a national registry in accordance with Article 5 of the Kyoto Protocol | Guidelines for the implementation of Art. 6 §21d/24 | CAR 2 | Ukraine has not in place a national registry. |
| 10. Project participants shall submit to the independent entity a project design document that contains all information needed for the determination | Guidelines for the implementation of Art. 6 §31 | CL 1 | JI requirements of Ukraine have not been defined. |
| 11. The project design document shall be made publicly available and Parties, stakeholders and UNFCCC accredited observers shall be invited to, within 30 days, provide comments | Guidelines for the implementation of Art. 6 §32 | CAR 3 | Not yet made publicly available. |
| 12. Documentation on the analysis of the environmental impacts of the project activity, including transboundary impacts, in accordance with procedures as determined by the host Party shall be submitted, and, if those impacts are considered significant by the project participants or the Host Party, an | Guidelines for the implementation of Art. 6 §33d | -Out of scope- | Table 2, Section F |

| REQUIREMENT | REFERENCE | CONCLUSION | Cross Reference / Comment |
|--|---|------------|---------------------------|
| environmental impact assessment in accordance with procedures as required by the Host Party shall be carried out | | | |
| 13. The baseline for a JI project shall be the scenario that reasonably represents the GHG emissions or removal by sources that would occur in absence of the proposed project | Guidelines for the implementation of Art. 6, Appendix B | OK | Table 2, Section B.2 |
| 14. A baseline shall be established on a project-specific basis, in a transparent manner and taking into account relevant national and/or sectoral policies and circumstances | Guidelines for the implementation of Art. 6, Appendix B | OK | Table 2, Section B.2 |
| 15. The baseline methodology shall exclude to earn EURs for decreases in activity levels outside the project activity or due to force majeure | Guidelines for the implementation of Art. 6, Appendix B | OK | Table 2, Section B.2 |
| 16. The project shall have an appropriate monitoring plan | Guidelines for the implementation of Art. 6 §33c | OK | Table 2, Section D |

Table 2 Requirements Checklist

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|--|------|------|---|--------------|--------------|
| A. General Description of Project Activity The project design is assessed. | | | | | |
| A.1. Project Boundaries Project boundaries are the limits and borders defining the GHG emission reduction project. | | | | | |
| A.1.1. Are the project's spatial (geographical) boundaries clearly defined? | /1/ | DR | The project's spatial boundaries are same as its system boundaries and described in the PDD, A.4.1.4 and B.4. | - | OK |
| A.1.2. Are the project's system (components and facilities used to mitigate GHGs) boundaries clearly defined? | /1/ | DR | The project system boundaries don't cover the site where the LFG is captured. <i>Refer to Table 3</i> | CAR 4 | OK |
| A.2. Technology to be employed Validation of project technology focuses on the project engineering, choice of technology and competence/ maintenance needs. The validator should ensure that environmentally safe and sound technology and know-how is used. | | | | | |
| A.2.1. Does the project design engineering reflect current good practices? | /1/ | DR | The project design engineering of components and facilities employed seem to reflect current good practices. However, | CL 2 | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|---|------|------|---|--------------|--------------|
| | | | <p>some issues are not clearly documented in the PDD as follows;</p> <ul style="list-style-type: none"> - The technology to be employed to improve LFG collection efficiency, e.g. surface material of landfill site - Type of gas engine generation system to be employed <p><i>Refer to Table 3</i></p> | | |
| A.2.2. Does the project use state of the art technology or would the technology result in a significantly better performance than any commonly used technologies in the host country? | /1/ | DR | There's no Ukrainian legislative requirement to control landfill gasses for the time being. Thus, landfill gas management technology has not so far been common in the host country, except for planned JI projects. | - | OK |
| A.2.3. Is the project technology likely to be substituted by other or more efficient technologies within the project period? | /1/ | DR | The project technology is not supposed to be substituted by more efficient technologies within the project period. | - | OK |
| A.2.4. Does the project require extensive initial training and maintenance efforts in order to work as presumed during the project period? | /1/ | DR | As the current landfill site operator, PROTOS, is to be commissioned as a project operator, it needs extensive training for LFG gas collection and power generation operation. | - | OK |
| A.2.5. Does the project make provisions for meeting training and maintenance needs? | /1/ | DR | A special purpose company (SPC) is to be established by the project participants on the Japanese side. This will be responsible for | - | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|--|------|------|---|----------------|--------------|
| | | | landfill operation and maintenance, including GHG monitoring and reporting. The SPC is also responsible to provide operators with necessary training. | | |
| A.3. Compliance with host country requirements <i>The project's contribution to sustainable development is assessed.</i> | | | | | |
| A.3.1. Is the project in line with relevant legislation and plans in the host country? | /1/ | DR | The status of the legislative requirements of Ukraine relevant to solid waste management is not clearly documented in the PDD. <i>Refer to Table 3</i> | CL3 | OK |
| A.3.2. Is the project in line with host-country specific JI requirements? | /1/ | DR | Compliance with the host-country specific JI requirement is not discussed in the PDD. <i>Refer to Table 3</i> | CL4 | CL |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|--|------|------|---|----------------|--------------|
| B. Project Baseline The validation of the project baseline establishes whether the selected baseline methodology is appropriate and whether the selected baseline represents a likely baseline scenario. | | | | | |
| B.1. Baseline Methodology It is assessed whether the project applies an appropriate baseline methodology. | | | | | |
| B.1.1. Is the discussion and selection of the baseline methodology transparent? | /1/ | DR | This is a typical landfill related project, and an approved baseline methodology for the CDM, ACM0001 including the “Tool for demonstration and assessment of additionality” is selected for LFG capture. CDM small-scale methodology type 1.D. Simplified Baseline Methodology is used as an approach for the power generation component. Both methodology selections are transparently documented in the PDD and deemed appropriate for the project case. | - | OK |
| B.1.2. Does the baseline methodology specify data sources and assumptions? | /1/ | DR | Data source and assumption used for ex-ante calculation of the baseline emissions are not clearly documented in the PDD, e.g. generation efficiency, methane collection | CL5 | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|---|------|------|---|----------------|--------------|
| | | | efficiency. <i>Refer to Table 3</i> | | |
| B.1.3. Does the baseline methodology sufficiently describe the underlying rationale for the algorithm/formulae used to determine baseline emissions (e.g. marginal vs. average, etc.) | /1/ | DR | -ditto- | CL5 | OK |
| B.1.4. Does the baseline methodology specify types of variables used (e.g. fuels used, fuel consumption rates, etc)? | /1/ | DR | -ditto- | CL5 | OK |
| B.1.5. Does the baseline methodology specify the spatial level of data (local, regional, national)? | /1/ | DR | -ditto- | CL5 | OK |
| B.2. Baseline Determination The choice of baseline will be validated with focus on whether the baseline is a likely scenario, whether the project itself is not a likely baseline scenario, and whether the baseline is complete and transparent. | | | | | |
| B.2.1. Is the application of the methodology and the discussion and determination of the chosen baseline transparent? | /1/ | DR | It's transparently documented in the PDD, B.1-2. | - | OK |
| B.2.2. Has the baseline been determined using conservative assumptions where possible? | /1/ | DR | Ex ante calculation of the baseline emission is not clearly documented in the PDD, e.g. generation efficiency, methane collection efficiency. (Same as B.1.2.) | CL5 | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|---|------|------|---|----------------|--------------|
| | | | <i>Refer to Table 3</i> | | |
| B.2.3. Has the baseline been established on a project-specific basis? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | CL5 | OK |
| B.2.4. Does the baseline scenario sufficiently take into account relevant national and/or sectoral policies, macro-economic trends and political aspirations? | /1/ | DR | The baseline scenario does not take sufficiently into account the national policies of Ukraine that are relevant to the landfill and power sector. <i>Refer to Table 3</i> | CL6 | OK |
| B.2.5. Is the baseline determination compatible with the available data? | /1/ | DR | The sources of the data used are not clearly defined in the PDD, e.g. grid average CEF. <i>Refer to Table 3</i> | CL7 | OK |
| B.2.6. Does the selected baseline represent a likely scenario in the absence of the project? | /1/ | DR | The baseline selection is documented transparently using the “Tool for the demonstration and assessment of additionality” as described for CDM projects. | - | OK |
| B.2.7. Is it demonstrated that the project activity itself is not a likely baseline scenario (e.g. through (a) a flow-chart or series of questions that lead to a narrowing of potential baseline options, (b) a qualitative or quantitative assessment of different potential options and an indication of why the non-project option is more likely, (c) a qualitative or quantitative assessment of one or more barriers facing the proposed project | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | - | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|--|------|------|--|----------------|--------------|
| activity or (d) an indication that the project type is not common practice in the proposed area of implementation, and not required by a Party's legislation/regulations)? | | | | | |
| B.2.8. Have the major risks to the baseline been identified? | /1/ | DR | It is not identified how the baseline will be monitored "ex-post" according to CDM-ACM0001. | - | OK |
| B.2.9. Is all literature and sources clearly referenced? | /1/ | DR | The sources of the data used are not clearly defined in the PDD, e.g. grid average CEF. (Same as B.2.5.) <i>Refer to Table 3</i> | CL7 | OK |
| C. Duration of the Project/ Crediting Period It is assessed whether the temporary boundaries of the project are clearly defined. | | | | | |
| C.1.1. Are the project's starting date and operational lifetime clearly defined and reasonable? | /1/ | DR | From the view point of facility/equipment lifetime, the operating period defined as 2008-2017 seems reasonable. | | OK |
| C.1.2. Is the project's crediting time clearly defined? | /1/ | DR | The crediting period is from 1 January 2008 – 31 December 2012. | | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|--|------|------|---|-----------------|--------------|
| D. Monitoring Plan The monitoring plan review aims to establish whether all relevant project aspects deemed necessary to monitor and report reliable emission reductions are properly addressed. | | | | | |
| D.1. Monitoring Methodology It is assessed whether the project applies an appropriate baseline methodology. | | | | | |
| D.1.1. Does the monitoring methodology reflect good monitoring and reporting practices? | /1/ | DR | The monitoring methodology reflects the practice in CDM methodologies AMC0001 and SSC Type 1.D. correctly. | - | OK |
| D.1.2. Is the selected monitoring methodology supported by the monitored and recorded data? | /1/ | DR | All of the data defined are available for monitoring. | - | OK |
| D.1.3. Are the monitoring provisions in the monitoring methodology consistent with the project boundaries in the baseline study? | /1/ | DR | Although identified in the PDD, B.2.3., both imported and exported electricity are to be monitored, but imported electricity is omitted in the table, D.2.2.1. <i>Refer to Table 3</i> | CL-8 | OK |
| D.1.4. Have any needs for monitoring outside the project boundaries been evaluated and if so, included as applicable? | /1/ | DR | The power grid data to be used for CEF determination are defined in the PDD, D.2.2.1. (Grid weighted average CEF) | - | OK |
| D.1.5. Does the monitoring methodology allow for conservative, transparent, accurate and | /1/ | DR | Yes. | - | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|---|------|------|--|-----------------|--------------|
| complete calculation of the ex post GHG emissions? | | | | | |
| D.1.6. Is the monitoring methodology clear and user friendly? | /1/ | DR | Yes. | - | OK |
| D.1.7. Does the methodology mitigate possible monitoring errors or uncertainties addressed? | /1/ | DR | The type and QC/QA procedure are clearly identified in the PDD, Annex 4. | - | OK |
| D.2. Monitoring of Project Emissions It is established whether the monitoring plan provides for reliable and complete project emission data over time. | | | | | |
| D.2.1. Does the monitoring plan provide for the collection and archiving of all relevant data necessary for estimation or measuring the greenhouse gas emissions within the project boundary during the crediting period? | /1/ | DR | Although identified in the PDD, B.2.3., both imported and exported electricity are to be monitored, but imported electricity is omitted in the table, D.2.2.1.. (Same as D.1.3.) <i>Refer to Table 3</i> | CL-8 | OK |
| D.2.2. Are the choices of project GHG indicators reasonable? | /1/ | DR | Yes. | - | OK |
| D.2.3. Will it be possible to monitor / measure the specified project GHG indicators? | /1/ | DR | The type and QC/QA procedure are clearly identified in the PDD, Annex 4, and it is possible to measure defined GHG indicators. | - | OK |
| D.2.4. Will the indicators enable comparison of project data and performance over time? | /1/ | DR | The measurement equipment defined is technically robust and commonly used in the industry. | - | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|---|------|------|--|--------------|--------------|
| D.3. Monitoring of Leakage It is assessed whether the monitoring plan provides for reliable and complete leakage data over time. | | | | | |
| D.3.1. Does the monitoring plan provide for the collection and archiving of all relevant data necessary for determining leakage? | /1/ | DR | No leakage effects need to be accounted under the methodologies applied. | - | OK |
| D.3.2. Have relevant indicators for GHG leakage been included? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | - | OK |
| D.3.3. Does the monitoring plan provide for the collection and archiving of all relevant data necessary for determining leakage? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | - | OK |
| D.3.4. Will it be possible to monitor the specified GHG leakage indicators? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | - | OK |
| D.4. Monitoring of Baseline Emissions It is established whether the monitoring plan provides for reliable and complete project emission data over time. | | | | | |
| D.4.1. Does the monitoring plan provide for the collection and archiving of all relevant data necessary for determining the baseline emissions during the crediting period? | /1/ | DR | Archives of necessary data are clearly defined in the PDD and are appropriate. | - | OK |
| D.4.2. Is the choice of baseline indicators, in particular for baseline emissions, reasonable? | /1/ | DR | Yes. | - | OK |
| D.4.3. Will it be possible to monitor the specified baseline indicators? | /1/ | DR | The measurement equipment defined is technically robust and commonly used in the | - | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|---|------|------|-----------------------|--------------|--------------|
| | | | industry. | | |
| D.5. Monitoring of Environmental Impacts It is checked that choices of indicators are reasonable and complete to monitor sustainable performance over time. | | | | | |
| D.5.1. Does the monitoring plan provide for the collection and archiving of relevant data on environmental impacts? | | | <i>-Out of scope-</i> | | |
| D.5.2. Will it be possible to monitor the specified environmental impact indicators? | | | <i>-Out of scope-</i> | | |
| D.6. Project Management Planning It is checked that project implementation is properly prepared for and that critical arrangements are addressed. | | | | | |
| D.6.1. Is the authority and responsibility of project management clearly described? | /1/ | DR | <i>-Out of scope-</i> | | |
| D.6.2. Is the authority and responsibility for registration, monitoring, measurement and reporting clearly described? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | | |
| D.6.3. Are procedures identified for training of monitoring personnel? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | | |
| D.6.4. Are procedures identified for emergency preparedness where emergencies can result in unintended emissions? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | | |
| D.6.5. Are procedures identified for calibration of monitoring equipment? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | | |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|--|------|------|----------|--------------|--------------|
| D.6.6. Are procedures identified for maintenance of monitoring equipment and installations? | /1/ | DR | -ditto- | | |
| D.6.7. Are procedures identified for monitoring, measurements and reporting? | /1/ | DR | -ditto- | | |
| D.6.8. Are procedures identified for day-to-day records handling (including what records to keep, storage area of records and how to process performance documentation)? | /1/ | DR | -ditto- | | |
| D.6.9. Are procedures identified for dealing with possible monitoring data adjustments and uncertainties? | /1/ | DR | -ditto- | | |
| D.6.10. Are procedures identified for internal audits of GHG project compliance with operational requirements where applicable? | /1/ | DR | -ditto- | | |
| D.6.11. Are procedures identified for project performance reviews? | /1/ | DR | -ditto- | | |
| D.6.12. Are procedures identified for corrective actions? | /1/ | DR | -ditto- | | |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|---|------|------|---|----------------|--------------|
| E. Calculation of GHG Emissions by Source It is assessed whether all material GHG emission sources are addressed and how sensitivities and data uncertainties have been addressed to arrive at conservative estimates of projected emission reductions. | | | | | |
| E.1.Predicted Project GHG Emissions The validation of predicted project GHG emissions focuses on transparency and completeness of calculations. | | | | | |
| E.1.1. Are all aspects related to direct and indirect GHG emissions captured in the project design? | /1/ | DR | The formulae used to calculate the project emissions is not in line with the formulae in the PDD, B.2.1. <i>Refer to Table 3</i> | CL9 | OK |
| E.1.2. Are the GHG calculations documented in a complete and transparent manner? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | CL9 | OK |
| E.1.3. Have conservative assumptions been used to calculate project GHG emissions? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | CL9 | OK |
| E.1.4. Are uncertainties in the GHG emissions estimates properly addressed in the documentation? | /1/ | DR | Combustion efficiency of flaring is properly addressed. | - | OK |
| E.1.5. Have all relevant greenhouse gases and source categories listed in Kyoto Protocol Annex A been evaluated? | /1/ | DR | Unburned methane released from the flare stack will be measured and evaluated periodically. | - | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|---|------|------|---|-----------------|--------------|
| E.2. Leakage Effect Emissions It is assessed whether there leakage effects, i.e. change of emissions which occurs outside the project boundary and which are measurable and attributable to the project, have been properly assessed. | | | | | |
| E.2.1. Are potential leakage effects beyond the chosen project boundaries properly identified? | /1/ | DR | No leakage effects need to be accounted under the methodologies applied. | - | OK |
| E.2.2. Have these leakage effects been properly accounted for in calculations? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | - | OK |
| E.2.3. Does the methodology for calculating leakage comply with existing good practice? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | - | OK |
| E.2.4. Are the calculations documented in a complete and transparent manner? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | - | OK |
| E.2.5. Have conservative assumptions been used when calculating leakage? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | - | OK |
| E.2.6. Are uncertainties in the leakage estimates properly addressed? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | - | OK |
| E.3. Baseline Emissions The validation of predicted baseline GHG emissions focuses on transparency and completeness of calculations. | | | | | |
| E.3.1. Have the most relevant and likely operational characteristics and baseline indicators been chosen as reference for baseline emissions? | /1/ | DR | The “Adjustment Factor” (AF) described in the PDD, B.2.1 is not considered in the formulae in the PDD, E.4. | CL10 | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|--|------|------|---|------------------|--------------|
| | | | <i>Refer to Table 3</i> | | |
| E.3.2. Are the baseline boundaries clearly defined and do they sufficiently cover sources and sinks for baseline emissions? | /1/ | DR | The project system boundaries don't cover the site where the LFG is captured. <i>Refer to Table 3</i> | CAR 4 | OK |
| E.3.3. Are the GHG calculations documented in a complete and transparent manner? | /1/ | DR | The "Adjustment Factor" (AF) described in the PDD, B.2.1 is not considered in the formulae in the PDD, E.4. (Same as E.3.1.) <i>Refer to Table 3</i> | CL-10 | OK |
| E.3.4. Have conservative assumptions been used when calculating baseline emissions? | /1/ | DR | Data sources and assumptions used for ex-ante calculation of the baseline emission are not clearly documented in the PDD, e.g. generation efficiency, methane collection efficiency. (Same as B.1.2.) <i>Refer to Table 3</i> | CL-5 | OK |
| E.3.5. Are uncertainties in the GHG emission estimates properly addressed in the documentation? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | CL-5 | OK |
| E.3.6. Have the project baseline(s) and the project emissions been determined using the same appropriate methodology and conservative assumptions? | /1/ | DR | <i>-ditto-</i> | CL-5 | OK |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview

| CHECKLIST QUESTION | Ref. | MoV* | COMMENTS | Draft Concl. | Final Concl. |
|--|------|------|----------------|--------------|--------------|
| E.4.Emission Reductions Validation of baseline GHG emissions will focus on methodology transparency and completeness in emission estimations. | | | | | |
| E.4.1. Will the project result in fewer GHG emissions than the baseline scenario? | /1/ | DR | Yes. | - | OK |
| F. Environmental Impacts Documentation on the analysis of the environmental impacts will be assessed, and if deemed significant, an EIA should be provided to the validator. | | | | | |
| F.1.1. Has an analysis of the environmental impacts of the project activity been sufficiently described? | | | -Out of scope- | | |
| F.1.2. Are there any Host Party requirements for an Environmental Impact Assessment (EIA), and if yes, is an EIA approved? | | | -Out of scope- | | |
| F.1.3. Will the project create any adverse environmental effects? | | | -Out of scope- | | |
| F.1.4. Are transboundary environmental impacts considered in the analysis? | | | -Out of scope- | | |
| F.1.5. Have identified environmental impacts been addressed in the project design? | | | -Out of scope- | | |
| F.1.6. Does the project comply with environmental legislation in the host country? | | | -Out of scope- | | |

* MoV = Means of Verification, DR= Document Review, I= Interview



PRELIMINARY DETERMINATION REPORT

Table 3 Resolution of Corrective Action and Clarification Requests

| Draft report clarifications and corrective action requests | Ref. to Table 2 | Summary of project owner response | Determination conclusion |
|---|-----------------|--|---|
| CAR 1 Neither the sponsor nor the host Parties have yet approved the project. | Table 1 | | |
| CAR 2 Japan is developing a national registry but this is not yet in place. Ukraine has not in place a national registry. | Table 1 | | |
| CAR 3 The PDD has not yet been made publicly available. | Table 1 | | |
| CAR 4: The project system boundaries don't cover the site where the LFG is captured. | A.1.2. | The PDD will be updated reflecting the comment of DNV. | OK Fig. 6 of B.4 in the revised PDD /2/ describes the project boundary properly. |
| CL 1 JI requirements of Ukraine have not been defined. | Table 1 | | |



PRELIMINARY DETERMINATION REPORT

| Draft report clarifications and corrective action requests | Ref. to Table 2 | Summary of project owner response | Determination conclusion |
|--|-----------------|--|--|
| <p>CL 2</p> <p>The project design engineering of components and facilities employed seem to reflect current good practices. However some issues are not clearly documented in the PDD:</p> <ul style="list-style-type: none"> - The technology to be employed to improve LFG collection efficiency, e.g. surface material of landfill site - Type of gas engine generation system to be employed | A.2.1. | The PDD will be updated reflecting the comment of DNV. | <p>OK</p> <p>The gas collection facilities, surface material of the landfill site and gas recovery operation are described in the revised PDD /2/, A.4.3 and deemed appropriately for efficient gas recovery.</p> <p>The gas engine generation system to be employed is defined in the revised PDD, A.4.3.</p> |
| <p>CL 3</p> <p>The status of the legislative requirements of Ukraine relevant to solid waste management is not clearly documented in the PDD.</p> | A.3.1. | The PDD will be updated reflecting the comment of DNV. | <p>OK</p> <p>There is no legislative requirement of Ukraine relevant to solid waste management and such requirements are not expected to be established during the crediting period.</p> <p>It is described in the revised PDD /2/, A.4.3 and B.2.2.</p> |
| <p>CL 4</p> <p>Compliance with the host-country specific JI requirements is not discussed in the PDD</p> | A.3.2. | The PDD will be updated reflecting the comment of DNV. | <p>CL 11</p> <p>Ukraine does not have a specific JI requirement however the Ministry of Environmental Protection is a</p> |



PRELIMINARY DETERMINATION REPORT

| Draft report clarifications and corrective action requests | Ref. to Table 2 | Summary of project owner response | Determination conclusion |
|---|--|---|---|
| | | | <p>prospective candidate to be the future JI focal point of Ukraine and is supportive of the project.</p> <p>This needs to be verified prior to the issuance of the final determination report.</p> |
| <p>CL-5</p> <p>The source and assumption used for ex-ante calculation of the baseline emission are not clearly documented in the PDD, e.g. generation efficiency, methane collection efficiency.</p> | <p>B.1.2.-1.5., B.2.2., 2.3., E.3.4.-3.6</p> | <p>The PDD will be updated reflecting the comment of DNV.</p> | <p>OK</p> <p>Data sources and assumptions used for ex-ante calculations are clearly explained in Annex 3.</p> |
| <p>CL-6</p> <p>The baseline scenario does not take sufficiently into account the national policies of Ukraine that are relevant to the landfill as well as power sector trends.</p> | <p>B.2.4.</p> | <p>The PDD will be updated reflecting the comment of DNV.</p> | <p>OK</p> <p>They are clearly described in the PDD, A.4.1.4.</p> |
| <p>CL-7</p> <p>The sources of the data used are not clearly defined in the PDD, e.g. grid average CEF.</p> | <p>B.2.5., 2.9.</p> | <p>The PDD will be updated reflecting the comment of DNV.</p> | <p>OK</p> <p>The grid average CEF used is based on “Operational Guidelines for Project Design Document of Joint Implementation Projects Vol 1: General</p> |



PRELIMINARY DETERMINATION REPORT

| Draft report clarifications and corrective action requests | Ref. to Table 2 | Summary of project owner response | Determination conclusion |
|---|-----------------|--|--|
| | | | Guidelines Version 2.3, Ministry of Economic Affairs of the Netherlands (May 2994). |
| <p>CL8</p> <p>Although both imported and exported electricity are to be monitored in the PDD, B.2.3., imported electricity is omitted in the monitoring plan, PDD, D.2.2.1.</p> | D.1.3., 2.1. | The PDD will be updated reflecting the comment of DNV. | <p>OK</p> <p>The monitoring plan is revised to measure the net exported electricity which is obtained by subtracting imported electricity from exported electricity /2/.</p> |
| <p>CL9</p> <p>The formulae used to calculate the project emission is not in line with the formulae in the PDD, B.2.1.</p> | E.1.1.-1.3. | The PDD will be updated reflecting the comment of DNV. | <p>OK</p> <p>It is revised to be in line with the PDD /2/, Section B.</p> |
| <p>CL10</p> <p>The “Adjustment Factor” (AF) described in the PDD, B.2.1 is not considered in the formulae in the PDD, E.4.</p> | E.3.1., 3.3. | The PDD will be updated reflecting the comment of DNV. | <p>OK</p> <p>The PDD is corrected /2/.</p> |
| <p>CL 11</p> <p>Compliance with the host-country specific JI requirements is not discussed in the PDD and needs to be verified prior to the issuance of the final determination report i.e. as soon</p> | Table 3 | | |



PRELIMINARY DETERMINATION REPORT

| Draft report clarifications and corrective action requests | Ref. to Table 2 | Summary of project owner response | Determination conclusion |
|--|-----------------|-----------------------------------|--------------------------|
| as the Ukraine has a established a Focal Point. | | | |

- o0o -

資料-10 略語一覧

| | | |
|-----------------|--|----------------|
| AIJ | Activities Implemented Jointly | 共同実施活動 |
| BAU | business as usual | ビジネスアズユージュアル |
| 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 |
| CGS | cogeneration system | コージェネレーション |
| 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 |
| 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 |
| DNV | Det Norske Veritas | デット・ノルスケ・ベリタス社 |
| DOE | designated operational entity | 指定運営組織 |
| EC | European Community | 欧州共同体 |
| ERU | emission reduction unit | ERU |
| ERUPT | Emission Reduction Units Purchase Tender | ERUPT |
| 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 |
| GNP | gross national product | 国民総生産 |
| GWP | global warming potential | 地球温暖化係数 |
| 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 |
| 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 |
| 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 |
| 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 |
| NATO | North Atlantic Treaty Organisation | 北大西洋条約機構 |
| NMOC | non-methane organic compounds | 非メタン有機化合物 |
| 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 |
| PIN | project idea note | PIN |
| PDD | project design document | プロジェクト設計書 |
| SD | sustainable development | 持続的発展 |
| SPC | Special Purpose Company | 特定目的会社 |
| SSCDM | small scale CDM | 小規模 CDM |
| TACIS | Technical Assistance to CIS | TACIS |
| UAH | | ウクライナ・グリブナ |
| 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 |

資料-11 引用文献、参考文献、参考 URL 一覧

NEDO(独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構)、清水建設株式会社 「共同実施推進基礎調査 ウクライナ国における埋立処分場メタンガス有効利用調査」2004年3月

GEC(財団法人 地球環境センター)、清水建設株式会社「CDM/JI 事業調査 大連経済技術開発区下水汚泥等有機廃棄物のメタン発酵・バイオガス利用事業調査」2004年3月

GEC(財団法人 地球環境センター)「CDM/JI 事業調査 事業実施マニュアル」2004年3月

清水建設株式会社 「エレバン市ヌバラシェン埋立処分場メタンガス回収・発電プロジェクト Nubarashen Landfill Gas Capture and Power Generation Project in Yerevan PDD」2004年12月

LFG 統合化方法論

UNFCCC 「Approved consolidated baseline methodology ACM0001 “Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”」

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan1.pdf>

再生可能エネルギー統合化方法論

UNFCCC 「Approved consolidated baseline methodology ACM0002 “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”」

<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/015/eb15repan2.pdf>

小規模 CDM 方法論

UNFCCC 「Appendix B1 of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities INDICATIVE SIMPLIFIED BASELINE AND MONITORING METHODOLOGIES FOR SELECTED SMALL-SCALE CDM PROJECT ACTIVITY CATEGORIES」

<http://cdm.unfccc.int/Projects/pac/ssclistmeth.pdf>

PDD ガイドライン

UNFCCC 「CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM GUIDELINES FOR COMPLETING THE PROJECT DESIGN DOCUMENT (CDM-PDD), THE PROPOSED NEW

METHODOLOGY: BASELINE (CDM-NMB) AND THE PROPOSED NEW METHODOLOGY:
MONITORING (CDM-NMM) 」

http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents/Guidel_Pdd/English/Guidelines_CDMPDD_NMB_NMM.pdf

First Order Decay Model

気候変動に関する政府間パネル (IPCC) 「 Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual (Volume 3) CHAPTER 6 WASTE 」

<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6.htm>

メタンガスの GWP

気候変動に関する政府間パネル(IPCC)第 2 次評価報告書(1995)(IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995)

系統の排出係数

JI プロジェクトの PDD 運用ガイドライン 第 1 巻 一般論 バージョン 2.3 (オランダ経済省 2004 年 5 月 Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects, Volume 1: General guidelines, Version 2.3, Ministry of Economic Affairs of the Netherlands May 2004)

メタンの低位発熱量

社団法人火力原子力発電技術協会 (Thermal and Nuclear Power Engineering Society) 通商産業省 (Ministry of International Trade and Industry) 資源エネルギー庁 (Agency for Natural Resources and Energy) 監修 「火力原子力発電必携」 1991、P158

外務省 各国・地域情勢

<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/ukraine/index.html>

<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/ukraine/data.html>

ウクライナの政治状況

毎日新聞、共同通信、産経新聞、日本経済新聞、時事通信、ロイター、読売新聞の各記事

ルガンスクの一般情報

「 History of Lugansk 」 <http://www.datingrose.com/lugansk.htm>

「 Luhansk 」 <http://www.tourintel.ru/online/gettowndescription.asp?id=90>

「 Luhansk Reference Book 」 <http://luhansk.obzor.com.ua/>

- 「 Population of Luhansk 」 <http://luhansk.obzor.com.ua/population.shtml>
- 「 Geographical position of Luhansk 」 <http://luhansk.obzor.com.ua/geography.shtml>
- 「 Business and Economic 」 <http://luhansk.obzor.com.ua/business.shtml>
- 「 History of Lugansk. 」 http://www.lugansk.ua/index_english.html
- 「 Lugansk 」 <http://www.firstdream.com/travellugansk/travellug.shtml>

資料-12 図表一覧

(第1章)

| | | |
|---------|----------------------------------|----|
| 図 1.1-1 | ウクライナ国位置図 | 1 |
| 図 1.1-2 | GDP の推移 | 7 |
| 図 1.1-3 | 農生産高の推移 | 10 |
| 図 1.1-4 | 工業生産高の推移 | 11 |
| 表 1.1-1 | 人口統計 | 2 |
| 表 1.1-2 | 経済諸指標 | 7 |
| 表 1.1-3 | 経済諸指標の対前年比率 | 7 |
| 表 1.1-4 | 農生産指数 | 10 |
| 表 1.2-1 | ウクライナのエネルギー会社の分割計画 | 15 |
| 表 1.2-2 | ルガンスクの電力料金 (2004 年 9 月現在) | 16 |
| 表 1.2-3 | ウクライナ II プロジェクトにおける電力の排出係数 | 17 |
| 表 1.2-4 | 熱の製造及び消費 | 18 |
| 表 1.2-5 | 地域暖房 (2001 年) | 18 |
| 表 1.2-6 | 熱のみを発生するボイラー | 19 |
| 表 1.2-7 | 地域暖房ネットワーク | 20 |
| 表 1.2-8 | 地域暖房に使用される各種燃料の排出係数 | 22 |
| 表 1.2-9 | ルガンスク地方における各月の降雨量と気温 | 32 |

(第2章)

| | | |
|---------|--------------------------------|----|
| 図 2.1-1 | ルガンスク廃棄物処分場における各年の廃棄物受入量 | 34 |
| 図 2.1-2 | 現状の処分場配置図 | 35 |
| 図 2.1-3 | 現状の処分場断面図 | 35 |
| 図 2.1-4 | LFG 収集システム | 37 |
| 図 2.3-1 | プロジェクト計画系統図 | 39 |
| 図 2.3-2 | プロジェクト計画平面図 | 40 |
| 図 2.3-3 | 回収したメタンガスの使用用途 | 45 |
| 表 2.1-1 | ルガンスク埋立処分場における各年の廃棄物受入量 | 33 |
| 表 2.1-2 | ルガンスク埋立処分場に廃棄物の組成と水分データ | 34 |
| 表 2.3-1 | ガスエンジン発電機的主要仕様 | 43 |
| 表 2.3-2 | フレア設備の主要仕様 | 44 |
| 表 2.4-1 | イニシャルコストの内訳 | 46 |

| | | |
|-----------|--|----|
| 表 2.4-2 | ランニングコストの内訳 | 47 |
| 写真 2.1-1 | 処分場の現状 (1) | 36 |
| 写真 2.1-2 | 処分場の現状 (2) | 36 |
| (第3章) | | |
| 図 3.3-1 | プロジェクト境界 | 63 |
| 表 3.1-1 | LFG プロジェクト承認済ベースライン・モニタリング方法論一覧表 | 52 |
| 表 3.4-1 | 各種パラメーター | 65 |
| 表 3.4-2 | Rx 実績値、予想値 | 66 |
| 表 3.4-3 | システムの排出係数 | 67 |
| 表 3.4-4 | ベースライン排出量計算結果 | 67 |
| 表 3.5-1 | プロジェクト排出量計算結果 | 68 |
| (第4章) | | |
| 図 4.2-1 | モニタリング計画図 | 73 |
| 表 4.2-1 | モニタリング項目 | 71 |
| 表 4.4-1 | 各モニタリング項目の品質管理、品質保証 | 82 |
| (第5章) | | |
| 表 5.2-1 | 温室効果ガスの排出削減量計算結果 | 85 |
| (第9章) | | |
| 表 9.1-1 | 前提条件 | 92 |
| 表 9.2-1 | 各条件における投資回収年数 | 93 |
| 表 9.3-1 | 各条件における内部収益率 (IRR) | 94 |
| 表 9.4-1 | 感度分析結果 | 95 |
| 表 9.5-1 | CO ₂ 削減コスト | 95 |