

平成16年度CDM / JI事業調査

中国南京市浦口ごみ埋立処分場メタンガス回収発電事業調査

報告書

平成17年3月4日

中部電力株式会社

目 次

第1章 プロジェクト実施に係る基本情報

1.1 政治・経済・社会状況	1
1.1.1 国土・気候.....	1
1.1.2 人口・民族・宗教	2
1.1.3 政治情勢.....	4
1.1.4 経済状況.....	7
1.2 エネルギー事情.....	10
1.2.1 経済成長とエネルギー需給	10
1.2.2 電力セクターの体制	10
1.2.3 電力自由化へ向けた改革.....	13
1.2.4 電力需給と供給計画.....	15
1.2.5 華東電網会社の電力供給事情	16
1.2.6 南京供电公司の電力供給事情	17
1.3 一般廃棄物処理およびLFG利用の現状.....	19
1.3.1 中国での一般廃棄物の処理状況.....	19
1.3.2 ランドフィルガス回収利用と廃棄物資源の増加傾向分析	20
1.3.3 生活ごみの構成	21
1.3.4 中国におけるランドフィルガスの発生状況.....	22
1.3.5 中国におけるランドフィルガス回収利用の問題とバリア	23
1.3.6 ランドフィルガス回収利用のための国家行動計画と実施状況	25
1.3.7 南京市での一般廃棄物の処理状況.....	33
1.3.8 南京市における LFG 回収プロジェクト	33
1.4 プロジェクトに関わるエネルギー関連政策	34
1.4.1 生活ごみ埋立場ガスの管理強化に関する通知.....	34
1.4.2 再生可能エネルギー等に対する買電優遇策.....	35
1.4.3 環境政策および環境基準	36
1.5 CDMへの取り組み状況.....	41
1.5.1 国内制度と承認体制.....	41
1.5.2 運営管理暫定方法の制定	42
1.5.3 CDM申請書への記載事項	43
1.6 外国資本投資に対する施策と電力分野への導入状況	44
1.6.1 外国資本投資に対する施策	44
1.6.2 電力分野への外資導入状況	45

第2章 プロジェクトの内容

2.1	目的および意義	47
2.2	事業概要	48
2.3	プロジェクト実施主体	48
2.4	プロジェクトへの関心度	49
2.5	プロジェクト実施体制	49
2.6	プロジェクト期間	50
2.7	プロジェクトスケジュール	50
2.8	技術的説明	50
2.8.1	省エネ(又は代エネ)効果の技術的説明	50
2.8.2	温室効果ガス排出削減技術の説明	50
2.9	南京浦口ごみ埋立処分場の概要	51
2.9.1	基本情報	51
2.9.2	南京浦口ごみ埋立処分場の埋立状況と将来計画	52
2.9.3	メタンガス発生状況、ガス分析結果	52
2.10	プラント設計	57
2.10.1	メタンガス回収技術	57
2.10.2	ガスエンジン発電設備	58
2.10.3	フレアリング設備	59
2.11	資金計画	61
2.12	収支計画	62
2.12.1	収支計画を行うにあたっての前提条件	62
2.12.2	プロジェクトの支出	64
2.12.3	プロジェクトの収入	65
2.12.4	内部収益率 (IRR) 正味現在価値 (NPV)	68
2.12.5	LFG 収集率に対する感度分析	70

第3章 プロジェクト設計書 (概要版)

3.1	ベースライン方法論の適用	71
3.1.1	プロジェクト活動に適用されたベースライン方法論タイトルと出典	71
3.1.2	統合化方法論を本プロジェクト活動に適用できる理由	71
3.1.3	プロジェクト実施により達成されるGHG排出削減プロセスの説明	72
3.1.4	プロジェクト領域	75
3.2	プロジェクト実施期間/クレジット獲得期間	77

3.2.1	プロジェクト実施期間.....	77
3.2.2	クレジット獲得期間	77
3.3	モニタリング方法論の適用と計画	78
3.3.1	プロジェクト活動に適用されたモニタリング方法論タイトルと出典	78
3.3.2	統合化方法論を本プロジェクト活動に適用できる理由.....	78
3.3.3	排出削減量算定のためのモニター対象データ（オプション2：プロジェクト活動から排出削減量を直接モニタリング）	78
3.3.4	排出削減量算定式	80
3.4	G H G排出削減量の計算	82
3.5	環境影響評価	85
3.6	ステークホルダー・コメント	87

添付資料1 キャッシュフロー計算書

添付資料2 Project Design Document

参考文献

第1章 プロジェクト実施に係わる 基本情報

1.1 政治・経済・社会状況

1.1.1 国土・気候

中国（中華人民共和國：Zhonghua.renmin.gongheguo・People's Republic of China）はアジア大陸の東部、太平洋の西岸に位置し、ロシアとカナダに次いで世界第3位の国土を有している。国土面積は、地球の陸地面積の6.4%にあたる約960万km²（日本の約26倍）、国境線延長は22,800km、海岸線は18,000kmに及ぶ。国土の33%を山地が占め、そのほかにも砂漠や高原が広がっており、耕地面積は11%程度である。

中国の気候は、寒帯、温帯、亜熱帯、熱帯の4気候帯に分かれ、東部は温暖で雨の多い海洋性気候であり、西（内陸）に向かうにつれて乾燥が激しくなり、1日の気温差が激しい大陸性気候へと変化する。東南沿岸部には毎夏台風が上陸し、華北では2月末から3月始めにかけて黄砂が吹く。



図1-1 中華人民共和國全土

1 . 1 . 2 人口・民族・宗教

(1) 人口

2003 年末時点で 12 億 9,227 万人、世界人口の約 20%を占め、人口総数は世界一である。人口密度は 132 人 / km²で世界第 14 位である。

(2) 民族

中国は、漢族、満族、モンゴル族、回族、チベット族、ウイグル族など 56 の民族からなる多民族国家である。漢族は総人口の約 94%を占め、あとの 55 の民族は少数民族である。少数民族のうち、人口が 100 万人を越える民族が 18 民族、10 万人以上 100 万人以下の民族が 17 民族あり、残りの 22 民族の人口は数千人から数万人程度である。これら少数民族の自治地区は東北、西南の内陸・国境周縁部など全国の 65%を占めている。漢民族は全国の各地域に分布し、主として黄河、長江、珠江と三大流域と松遼平原に集中している。民族間には言語、文化の面でも大きな差異があり、政治・経済の往来と文化交流が幅広く繰り広げられ、相互依存、共同発展の民族関係が形成されている。

(3) 宗教

中国は儒教、仏教、道教のほかに、ラマ教、イスラム教、キリスト教など様々な宗教が存在する国である。そのうち、仏教、道教、イスラム教が中国でかなり広範囲に伝播しているが、一般的には宗教の市民生活への浸透度は低い。文革終了後、現行新憲法(1982 年制定)で宗教信仰の自由が保障され、宗教活動が復活した。基本的には中国政府は宗教を禁止も奨励もしていない。宗教活動が政治威力化を生むものではない限り、特に制限が加えられることはない。

表 1-1 中国の基礎情報

建 国	1949 年 10 月 1 日
首 都	北京 (Beijing)
人 口	12 億 9,227 万人 (2003 年末)
面 積	約 960 万km ² (地球の陸地面積の 6.4% , 日本の約 26 倍)
民 族	漢民族 : 約 94% , その他に少数民族 : 55 民族
言 語	中国語
宗 教	儒教 , 道教 , 仏教 , イスラム教 , キリシト教など
教 育 制 度	小学校 : 「小学」 , 初級中学・高等中学 : 「中学」 , 高校・大学・大学院 : 「大学」
執 政 党	中国共産党
国家指導者	胡錦涛・国家主席 , 温家宝・国務院総理 (首相)
立 法 権	全国人民代表大会 (略称 : 全人代 , 日本の国会に相当)
行 政 権	国務院 (日本の内閣に相当)
司 法 権	最高人民法院 (日本の最高裁判所に相当)
行 政 区 画	23 省 , 5 自治区 , 4 直轄市 , 2 特別行政区

1.1.3 政治情勢

(1) 政治体制

中国の政治は、共産党による一党支配であり、共産党が国家を指導する体制となっている。また、マスコミ、社会、文化活動においても「党の指導」が貫かれており、共産党の方針が反映されている。

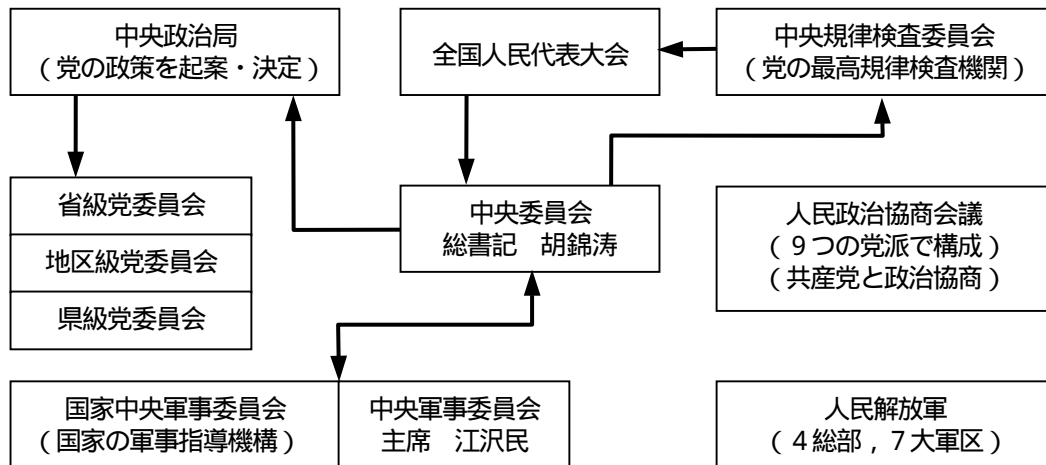


図1-2 党機関の組織図

中国の中央国家機構は主として、全国人民代表大会、国家主席、国務院、中央軍事委員会、最高人民法院、最高人民検察院の六方面からなっている。国家主席、国務院、中央軍事委員会、最高人民法院、最高人民検察院の五大機関はいずれも全国人民代表大会（全人代）によって選出され、全人代とその常務委員会に対して責任を負う。

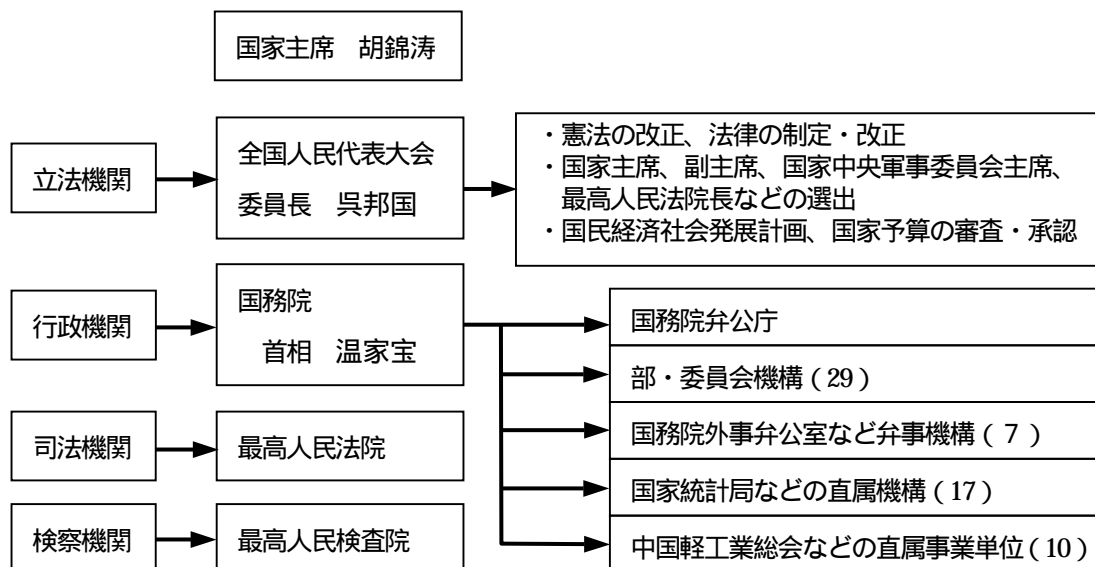


図1-3 国家機関の組織図

全国人民代表大会（日本の国会に相当）は立法権を行使する最高の国家権力機構である。現在第十期目で、2003年3月に第一回会議を開催し全人代常務委員会の委員長に呉邦国が選出された。

全人代の主な職権は、憲法の改正・監督、法律の制定・改正、国家主席・副主席の人選、國務院総理の人選、国家中央軍事委員会主席の人選、最高人民法院長、最高人民検察院長の人選、国民経済社会発展計画の審査・承認、国家予算の審査・承認などがある。

国家主席は国家のトップに相当し、中華人民共和国を対外的に代表する資格を持つ。正式名は「中華人民共和国主席」である。国家主席は、全人代により選出され、任期は5年である。職務は、法律の公布、國務院の総理・副総理・國務委員・各部部长・各委员会主任の任免、勳章や荣誉称号の授与、特赦令の公布、戒嚴令の公布、戦争状態の宣言と動員令の公布などがある。現在の国家主席が胡錦濤（Hu Jintao、2000年3月15日より）であり、国家副主席が曾慶紅（Zeng Qinghong、2000年3月15日より）である。

國務院（日本の内閣に相当）は、国家権力の最高執行機関である。すなわち、最高行政機関として、中央政府に相当する。全国人民代表大会に対して責任を負うとともにその活動を報告する。國務院の主要な職権は、憲法・法律・法令に基づいて行政措置を規定し、決議、命令を発布すること、全国人民代表大会とその常務委員会に基づいて議案を提出すること、

各部、各委員会、その他の所属機関の活動を統一的に指導すること、国民経済計画と国家予算を編成し、執行すること、国家利益を保護し、社会秩序を維持、一般国民の権利を保障すること、省・自治区・直轄市・自治州・県・市・自治県の区画制定を承認すること、

省・自治区・直轄市内の一部地区の戒嚴を決定すること、法律の規定に基づいて行政委員の任免を行うことである。現在の総理（首相）が温家宝（Wen Jiabao、2003年3月15日より）である。

中央軍事委員会は、中国軍の最高統帥機構である。委員は中央委員全体会議で選出される。中央軍事委員会主席は全国人民代表大会で選出され、全人代と全人代常務委員会に対して責任を負う。委員には通常、全軍の統制をする軍長老、四総部の長（総参謀長、総政治部主任、総後勤部部长、総装備部長）と国防部長らが就任する。

最高人民法院（日本の最高裁に相当）は、国家の最高司法機関であり、裁判権を行使する。

最高人民検察院は、国家の法律監督機関であり、犯罪事実を審査・告発し、起訴する。また、法規違反を調査・捜査し立証する。

(2) 行政区画

中国の行政区は次のように分けられる。全国は省、自治区、直轄市に分かれ、各省、自治区は自治州・県・自治県・市に分かれる。さらに県・自治県は郷・民族郷・鎮に分かれる。自治区、自治州、自治県はいずれも民族自治区で、国は必要に応じて特別行政区を設置することもある。



図1-4 行政区画

現在、全国には北京、上海、天津、重慶の四つの直轄市、河北、山西、陝西、遼寧、吉林、黒龍江、江蘇、浙江、安徽、福建、江西、山東、河南、湖北、湖南、広東、海南、四川、貴州、雲南、甘肅、青海、台湾の23の省および内蒙古、広西チワン族、チベット、寧夏回族、新疆ウイグルの五つの自治区がある。1997年7月1日に香港特別行政区が、1999年12月20日に澳門特別行政区が正式に成立した。

1. 1. 4 経済状況

(1) 50 年間の発展

中国経済は、1949 年の中華人民共和国建国以来、50 年以上の歴史を持つ。1950 年代は解放後の経済復興と発展に邁進し、1960 年代は「大躍進」と自然災害により後退に転じ、経済調整の後に回復を果たした。1966 年から 1976 年にわたる「文化大革命」の 10 年間に、中国経済は、経済停滞、混乱の時期を経験したが、1979 年を起点として、改革開放の旗を掲げ、中国経済は急速に発展する「高度成長期」に入った。

1953～1978 年の 25 年間を広義の毛沢東時代としてとらえると、その GDP 成長率は年平均 6.1%であった。これに対して 78～97 年の鄧小平時代は 9.8%であった。後者は前者と比べて、約 6 割大きい経済成長を達成したといえる。人口の増加率は毛沢東時代が 2.0%、鄧小平時代が 1.3%であることから、GDP 成長率から人口増加率を差し引いて得られる一人当たりの GDP 成長率は、毛沢東時代が 3.9%、鄧小平時代が 8.5%である。鄧小平時代は、毛沢東時代と比べて一人当たりの GDP が 2 倍以上に拡大したことがわかる。

二つの時代の成長率格差がどのような要素によって説明されるかについては、いくつかの解釈があるが、最も際立った特徴の一つとして、体制改革が挙げられる。毛沢東時代の経済建設は計画経済体制のもとで行われたが、鄧小平時代のそれは脱計画経済体制、すなわち「市場経済への移行過程」において行われた。

20 数年にわたる改革開放と発展を経て、中国経済には次のような 3 つの大きな変化が現れたことが指摘される。

- 生産力の水準が大きく向上し、商品が不足するといった状況が基本的になくなり、市場の需給関係に変化が現れた。
- 社会主義市場経済体制が一応整い、市場体制が資源の配置において基盤的役割をますます発揮するようになり、経済発展の体制環境に大きな変化が現れた。
- 全面的な対外開放の基本的枠組みが形成され、開放型経済が急速に発展し、対外経済関係に大きな変化が発生した。中国経済の対外貿易依存度は 40%近くに達し、外国企業による投資は多方面の産業分野に及び、30 万社に及ぶ外資系企業が国際市場における競争を、相当程度中国国内に持ち込んだ。

ここで言う社会主義市場経済体制の基本的枠組みとは、次の 8 分野を指す。

- 企業経営メカニズムの転換と現代企業制度の確立
- 全国統一の開放された市場体系の確立
- 政府機能の転換と健全なマクロ経済コントロール体系の確立
- 合理的な個人収入分配制度と社会保障制度の確立
- 社会主義市場経済に適応した農業経済体制の確立
- 対外開放地域・分野の更なる拡大

- 科学技術体制・教育体制改革の促進
- 法律制度確立の強化

(2) 経済指標

2003 年の中国経済は、9.1%の成長を記録し「第 10 次 5 ヶ年計画」の目標を達成した。

表 1 - 2 に 2003 年の経済指標を示す。

表 1-2 2003 年の経済指標

主要産業	農業、エネルギー産業、鉄鋼、繊維、食品			
GDP	約 11 兆 6,694 億元（9.1%増）			
	産業	GDP 額	前年比	全体比
	第 1 次産業	1 兆 7,247 億元	2.5%	%
	第 2 次産業	6 兆 1,778 億元	12.5%	%
	第 3 次産業	3 兆 7,669 億元	6.7%	%
一人当たり GDP	1,090 ドル（日本は 32,605 ドル）			
経済成長率	9.3%（GDP 対前年比）			
物価上昇率	1.2%（消費者物価）			
失業率	4.3%（都市部登録失業率）			
貿易総額	項目	2003 年実績		
	輸出	4,384 億ドル		
	輸入	4,128 億ドル		
主要貿易品目	項目	2003 年実績		
	輸出	繊維・同製品、機械電気製品、石油・同製品、繊維原料		
	輸入	工業用機械、自動車、通信機器		
主要貿易相手国・地域	輸出	米国、香港、日本、EU		
	輸入	日本、EU、米国、韓国		
通貨	人民元			
為替レート	1 人民元約 12.59 円（2004.12）			

(3) 第 10 次 5 ヶ年計画

2001 年 3 月に、2005 年までを対象期間とした「国民経済と社会発展の第 10 次 5 ヶ年計画要綱」が報告・採択された。この計画は、今後 5 年間の中国の国民経済と社会発展のあり方について、成長、構造調整、改革・開放、科学技術の発展、国民の生活水準の向上、経済と社会の協調的発展などを主題に課題を述べ、それぞれについて達成目標を掲げている。

第 10 次 5 ヶ年計画の主要な項目は以下のとおりである。

- GDP 倍増計画 (2010 年 GDP を 2000 年の 2 倍へ) = 年 7 % 成長を目指す
- 農業生産の強化
- 産業構造調整の推進
- 第 3 次産業の振興
- 情報化社会の推進

この他に、「西部大開発」計画 (中西部の 12 省・自治区・直轄市が対象) の下で、内陸部のインフラ整備を中心とした開発推進、環境保全の強化、が重点分野として取り上げられている。

(4) WTO (世界貿易機関) 加盟後の動向

2001 年 11 月のカタルドでの WTO 閣僚会議において、中国の WTO (世界貿易機関) への加盟が、申請から 16 年の歳月を経て承認された。中国の WTO 加盟は国際社会でのプレゼンスの確立を意味し、2008 年北京オリンピックの招致成功、上海での APEC 首脳会議、万博開催とならんで、2001 年の中国外交の結実をなすものである。

WTO 加盟により、中国経済は開放・透明性が増すことで、市場経済への移行が進み、外国とのビジネスが促進されることは、中国にとってはもとより、景気後退に直面している世界経済にとっても意義あるものといえる。一方、中国が加盟条件としての諸約束事である知的所有権保護、認証制度の改善、ローカルコンテンツ (国産化) 義務の撤廃などを、いかに徹底的に遵守するかが加盟後の課題である。

1.2 エネルギー事情

1.2.1 経済成長とエネルギー需給

中国経済は1997年のタイバーツ下落に始まるアジア金融危機により1998年、1999年頃に一時的に成長が鈍化したものの、2001年12月のWTO加盟による貿易の促進、外国資本の流入により近年は8~9%台の経済成長を遂げており、「世界の工場」として東アジアの巨大経済圏の牽引車になった。

2003年のGDPについては新型肺炎の影響を受けて第2四半期の成長率は6.7%に落ち込んだものの、第3四半期に9.6%に回復し、通年では11兆6,694億元、実質成長率9.1%に達し、成長率は1997年以来の最高水準となった。

工業生産の伸びは顕著であり、2003年は前年比約17%の増加となっており、中でも、2003年1~11月の自動車生産量は405.3万台、うち乗用車生産量は180.6万台に上り、それぞれ前年同期比33%、81%増加した。また、鉄鋼生産量は2億トンを超え、中国は世界で初めて2億トンを越える生産大国となった。

今後も経済成長の高い伸びに伴い、国内のエネルギー需要が急増することが予想される。

このような認識のもと、中国はエネルギー分野において、開発と省エネルギーの両立を推進しているところである。エネルギー開発では電力を中心に、石炭をベースとしたうえで、石油と天然ガスの開発に注力し、原子力発電や新エネルギー・再生可能エネルギーを積極的に発展させる計画である。

省エネルギーでは、エネルギー利用率の向上、環境保全に力を入れている。特に石炭資源の高効率開発利用を図るとともに、積極的に天然ガス、水力発電など優良エネルギーと風力等再生可能エネルギーの生産を拡大して、これらのエネルギー総量に占める割合を高める計画である。政府は2004年7月に、2020年までに総発電容量の20%に相当する1億2,100万kWの再生可能エネルギーを導入する計画を掲げた。

1.2.2 電力セクターの体制

中国の電力管理体制は1980年代半ばまでは、政府の電力関係部局（能源部・電力工業部等）による一元管理体制を取ってきた。しかし、80年代後半から行政と企業の分離（政企分離）に向けた組織改革を段階的に進め、1997年に国家電力公司を設立、1998年7月には政策立案、許認可等を担当する国家経済貿易委員会を設立した。1998年に電力工業部を廃止することで、中央における行政と企業の分離が完成した。

地方でも、華北・東北・華東・華中・西北の5大電力網（合計で全国の発電設備容量および発電電力量の3分の2程度を占めていた）に電業管理局、各省単位も電力工業局という行政管理組織が存在し、電力網集团公司・省電力公司与並存していたが、2001年末まで

にすべての電業管理局および大半の電力工業局が廃止された。

2002 年から始まった改革は、電力網と発電所の経営分離および事業独占の打破を目的として行われた。数年にわたり検討が進められてきた国家電力会社の改革法案が 2002 年 4 月に成立し、国家電力会社は、送電網管理会社の国家電網会社と発電会社に分離された。

これにより、国の電力網管理は、南方五省（広東・広西・貴州・雲南・海南）を管轄とする中国南方電網有限公司とその他の地域を管轄する国家電網会社に二分された。国家電網会社の下には、地域毎の管理会社として 5 つの電網会社（華北電網会社・東北電網会社・華東電網会社・華中電網会社・西北電網会社）が設置されている。

発電部門では、これまで国家電力会社およびその系列会社で所有していた発電資産（約 1 億 5,000 万 kW）を移転して、5 つの全国的な発電会社（中国華能集团公司・中国大唐集团公司・中国華電集团公司・中国国電集团公司・中国投資電力集团公司）が設立された他、各地方政府などが運営していた発電所や、外資・民間企業が出資する発電所が独立発電会社として存在している。また、電力部門の管理監督を公的に行う機関として、国家電力管理監督委員会が設立されている。

2003 年末に、政企分離、発・送電分離の国家レベルでの体制改革は完了し、その後、逐次地方レベルでの改革が進められていると同時に、電力市場自由化へ向けての改革が行われており、2004 年 3 月から東北地域において卸電力取引市場の試験運用が開始され、また 2004 年 5 月から華東地域においても卸電力取引の模擬試験が実施されている。

体制改革に並行して、懸案であった電気事業関連法規の整備は都度進められており、1996 年 4 月に電気事業を律する基本法規である「中華人民共和國電力法」が施行、これを受けて同年 9 月には事業者と需要家の権利・義務を定めた「電力の供給および使用条例」が施行されるなど、様々な細則が相次いで制定されている。

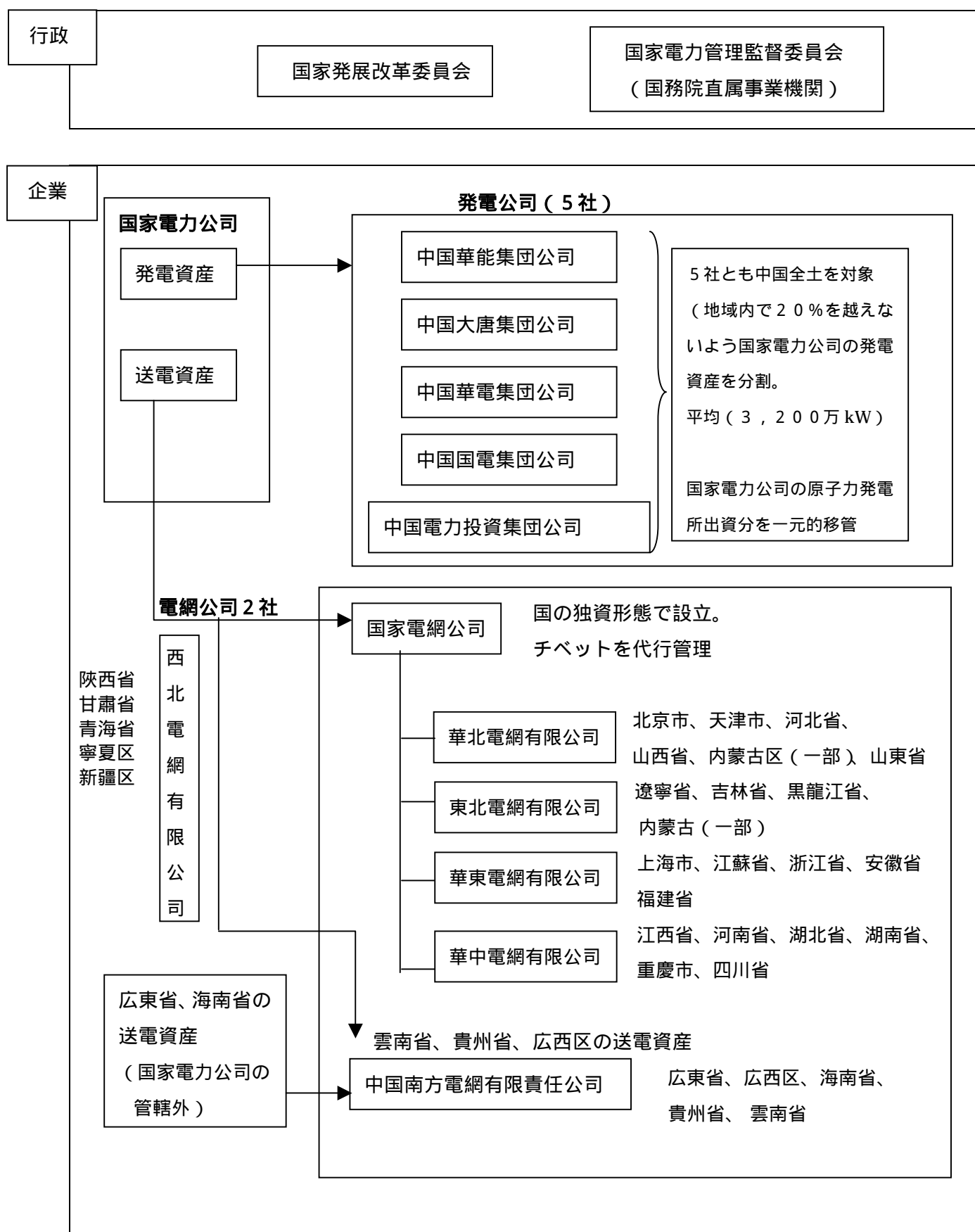


図 1-5 中国における新電力組織体制

1 . 2 . 3 電力自由化へ向けた改革

(1) 最新の動向

2003 年 9 月に発表された電力発展に関する原則では、電力網連系の加速化、電源の積極開発、電力市場監督管理体系の構築、「電力法」の改正などに取り組む方針を打ち出している。このうち「電力法」の改正では、電力投資、電力市場体系、電気料金メカニズム、直接供給（託送）などの項目が見直されることになっており、2004 年の年内に公布されとの報道もある。この改正により、中国電力市場が整備されるとともに、特に発電市場では競争が一段と激しさを増す。この他、国家電力監督管理委員会が起草する「電力監督管理条例」の枠組みが完成しており、「電力法」の改正と同時に公布される可能性があるとも言われている。

中国政府は電力改革のために、プール市場を導入する計画であり、5 大発電会社を含むすべての発電会社は、プール市場での競争を求められることとなる。この市場化の動向は、発電事業者にとって大きなビジネスチャンスとなる反面、市場競争力のない発電会社は淘汰される。また、プール市場の導入とともに、従来結ばれていた長期 PPA は保証なしで破棄されるとも伝えられており、電力市場が今後どのように形成されていくか、注目していく必要がある。一方、市場での競争原理が正常に機能するには、市場規模に対して適正な供給力が最低限必要であり、電力不足の状況ではプール市場の形成は先送りされる可能性が高いという見方もある。

(2) 電力プール市場化の見通し

1999 年 10 月から（山東省、上海市、浙江省）、2000 年 4 月から（遼寧省、吉林省、黒龍江省）合わせて 6 省市のモデル地域において、省市レベルの卸売取引市場の試験が開始された。その後、2002 年に国家電力監督管理委員会より 3 区域（華東・東北・四川/重慶）をモデル地域とした区域レベルの卸電力取引市場の試行計画が発表されている。

東北電力網（2004 年 1 月）に引き続き、華東電力網（2004 年 4 月）、さらに、南方区域と華中区域、西北および華北区域についても 2005 年中にそれぞれテストが計画されていることから、数年後には 6 大電網区域（5 大区域電力網および南方電力網）で卸電力取引市場が初期段階として構築される見通しである。

卸電力取引市場のテストは、当面、卸電力料金がメインであるが、国家電力監督管理委員会は 2004 年 3 月に＜電力需要家の発電企業からの直接電力購入テストに関する暫定施行弁法＞を制定し今後、大口需要家への直接供給にも範囲を広げる計画になっているようである。

華東区域電力市場では、卸電力取引市場モデルとして 4 つの案（自由参加型、協調運用型、新規発電量限定型、一定シェア競争型）が検討されており、将来的には大口需要家への直接供給も実施する計画である。

(3) 電力料金改革の枠組み

現行の電力料金

中国の電力料金は、長期にわたり国家による価格決定方式が採用されてきた。電力網への卸売料金は発電所ごとに決められ、平均は約 0.28RMB/kWh (2001 年単価) である。卸売料金には地域的な格差があり、広東、華東が高く華北、東北、華中が平均的で西北が安い価格となっている。需要家への小売料金は省ごとに決められ、全国平均では約 0.40RMB/kWh (2001 年単価) である。小売料金にも地域的な格差があり、広東が飛び抜けて高く、続いて上海市、浙江省、江蘇省など東部海岸地域が高く、甘肅省、貴州省などが安い価格となっており、経済格差の影響が小売料金にも表れている。

国家發展改革委員会は、2001 年に「電力料金の管理問題に関する通知」を發布し電力網への卸売料金の決定方法を明らかにした。小売料金については、大口需要家に対しては基本料金と従量料金からなる 2 部制を採用し、一般需要家には従量料金制を採用している。送配電料金は明らかにされていないが、一般に 0.1 ~ 0.15RMB/kWh (小売料金の概ね 30 ~ 40%) が適当とされており、現行の電力料金では送配電料金が十分に加算されていないといわれている。

電力料金改革案

電力料金の制度改革の枠組みは、「電力料金改革案」(2003 年 7 月に国務院が採択) および「電力発・送配料金分離実施弁法」により規定されており、料金改革の短期目標と長期目標が設定されている。

< 短期目標 >

- ・卸電力料金と送配電料金の分離
- ・地域卸電力取引市場の導入による卸電力料金制度
- ・送配電系統の発展を考慮した送配電料金制度
- ・小売電力料金と卸電力料金の連動による大口需要家への直接供給の実現

< 長期目標 >

- ・卸電力料金・送電料金・配電料金・小売電力料金の分離
- ・卸電力料金と小売電力料金の市場化 (送・配電料金は政府が設定)
- ・電力小売の全面自由化

電力料金改革については、国家發展・改革委員会、国家電力監督管理委員会、電力企業などが参加して、将来の料金制度についてモデル地域で試行している段階である。

発電部門の卸電力料金は、競争市場に価格決定を委ねると発電会社の設備投資意欲が下がることから、全面プール市場化までの過度的な料金体系として卸電力 2 部料金制 (料金体系を「容量料金」と「従量料金」に分け、容量料金は設備投資等建設にかかるコストを反映、従量料金は発電所運営コスト (燃料等) を反映したもの) を導入し、状況を見極めていくこととされている。

1.2.4 電力需給と供給計画

2004 年末時点の、中国の発電設備容量は 4 億 4,070 万 kW で、前年比 12.6%の増となっているのに対し、2004 年の年間発電電力量、消費電力量は、それぞれ 2 兆 1,870 億 kWh（前年比 14.8%増）、2 兆 1,735 億 kWh（前年比 14.9%増）となっており、発電設備容量の増加量を上回るペースで電力量が伸びている。現時点で中国の発電設備容量および発電電力量は、米国に次いで世界第 2 位であるが、1 人当たりの年間消費電力量は、日本の 1/8、米国の 1/13 のレベルであり、中国国民の生活レベルの向上に伴い、今後も確実に増えるものと考えられる。消費電力量はここ数年間で実質 GDP 成長率を上回る 9%～15%の伸びを示しており、電力供給が追いつかず、地域によっては大規模な電力制限が行われている。2004 年夏季は 24 の省、直轄市、自治区で電力制限があり、2003 年夏季の 18 省、直轄市、自治区での制限に対し電力逼迫の程度が拡大している。

発電電力量の電源別（2004 年実績）では、火力発電が 1 億 1,870 万 kWh、水力発電が 3 億 280 万 kWh、原子力発電が 501 億 kWh であり、電源構成が火力発電（主に石炭）に偏っている。

また、2004 年の消費電力量 2 兆 1,735 億 kWh（前年比 14.9%増）のうち、第一次産業が前年比 2.7%増、第二次産業が 16.4%増、第三次産業が 15.2%増であり、また、生活用の増加率は 8.2%であった。

表 1-3 2003 年 / 2004 年中国電力主要統計指標

	2004 年	2003 年	前年比（%）
発電設備容量（万 kW）	44,070	38,450	+12.6
水力	10,826（25%）	9,217（24%）	+14.1
火力	32,490（74%）	28,564（74%）	+12.1
原子力	684（1.6%）	619（1.6%）	+10.6
発電電力量（億 kWh）	21,870	19,080	+14.8
水力	3,280（15%）	2,830（15%）	+16.6
火力	18,073（83%）	15,800（83%）	+14.5
原子力	501（1%）	437（2%）	+14.1
消費電力量（億 kWh）	21,735	18,910	+14.9

近年の電力逼迫状況に対応するため、国家発展改革委員会は 2003 年の初めに第 10 次 5 ヶ年計画（2001 年～2005 年）の期間における電源開発目標を加速することを決定し、その結果 2003 年の建設着工は 2,991 万 kW、稼働設備は 2,900 万 kW となった。2004 年には、4,000 万 kW の建設開始許可、3,700 万 kW 以上の運転開始を予定し、2006 年には電力需給逼迫の緩和を目指すこととしている。

また、最近、国家电网公司是第 11 次 5 ヶ年計画（2006 年～2010 年）および長期電源

開発計画を以下のとおり発表した。

- ・ 2006 年～2010 年の間の新規電源開発は約 2 億 kW を計画。
- ・ 西電東送による送電量は 2005 年の 3,070 万 kW から 2010 年には 6,400 万 kW に倍増する。
- ・ 今後 3 年間に設備増強の一方、低効率の中小発電設備を 1,800 万 kW 廃止するため、2005 年時点の発電設備容量は約 4 億 8,000 万 kW となる。さらに、2010 年には 6 億 5,000 万 kW に達する。そのうち水力発電設備容量は 1 億 5,800 万 kW であり、総発電設備容量の 24%となる。今後 15 年間は毎年 2,000 万 kW 程度の設備が運転を開始する計画である。
- ・ 2011 年～2020 年の長期計画では、発電設備容量の年平均増加量は約 3,000 万 kW であり、2020 年時点の発電設備容量は約 9 億 5,100 万 kW に達し、その内訳は水力発電 2 億 3000 万 kW、石炭火力発電 6 億 500 万 kW、原子力発電 3,600 万 kW、天然ガス発電 6,000 万 kW、新エネルギー発電 2,000 万 kW となる。

この国家电网公司の計画に関して、注目すべき点は以下の通りである。

第一に、この計画の策定の背景となる第 10 次 5 ヶ年計画（2001～2005 年）では発電設備容量の増加量は 8,000 万 kW であり、2005 年の発電設備容量は 3 億 9,000 万 kW になるとしていたが、2004 年末の時点で既に発電設備容量は 4 億 4,000 万 kW に達し、且つ全土で深刻な電力不足状況が生じた。その対策として、中央政府は急遽第 10 次 5 ヶ年計画を修正して、2003 年から 2005 年までの間に年平均 3,000 万 kW 以上の開発計画を作成した。

第二に、石炭火力発電設備容量に関して、その拡大による国内炭の供給能力が懸念され、また大気環境汚染の深刻化問題も指摘される。

最後に、長期計画（2011～2020 年）によると、原子力発電設備容量は 2003 年稼働中の 260 万 kW から約 12 倍を超え、3,000 万 kW に達し、天然ガス発電設備容量は 320 万 kW から約 18 倍増え、6,000 万 kW に達する。

1 . 2 . 5 華東電網公司の電力供給事情

華東電網公司は、中国の 5 大区域電網公司の一つで、中国の沿岸部の江蘇省、安徽省、浙江省、福建省及び上海市の 4 省 1 市を供給区域としている。今回の F/S サイトである南京市（江蘇省）はこの供給エリア内に位置する。華東地区は全国において最も経済発展が著しい地区であり、区域面積は全国の 5%、GDP は全国の 30%である。

4 省 1 市を跨ぐ系統は 500kV 電力網で形成され、省内の電力輸送は 220kV を主としている。他電力網との連系に関しては、2 回線 ±500kV の直流送電線で華中電網の乞嵐尉発電所と連系し、また 2001 年には 500kV 交流線路により福建電網との系統連系を行っ

た。また、華中電網の三峡発電所に 15 回線の 500kV 交流送電線路を建設することにより隣接の電力網を含めた、大規模な系統構成が行われ「西電東送」が積極的に進められている。さらに、2010 年までに 500kV 直流送電線により華北電網との系統連系を実現する計画である。各省・市電力網内には、220kV 電力網が形成され、配電網の補強を経て末端需要家への送電能力も徐々に増強されている。華東電網における行政村の通電率は 100% に達している。

2003 年末、華東地区の総発電設備容量は 7,949 万 kW、電力使用量は 4,530 億 kWh、最大出力 7,090 万 kW である。急速な経済発展に伴い電力需要量は年平均 14.5%増加している。

華東 3 省 1 市（福建省を除く）は、燃油や水も石炭も不足しており、中国国内において 1 次エネルギーの非常に乏しい地域である。水力の開発率は既に 56%にもなり、継続的に開発できる資源は少なく且つ難しい。石炭資源も少なく調査により明らかにされた保有埋蔵量は、浙江省にある石炭埋蔵量が僅かで、全国の埋蔵量の 3%のみである。従って華東電網の主力である火力発電は、地域外から大量の石炭輸入が必要となる。

華東地域は経済発展が著しい地域であり、上海市と隣接する省も含めて電力確保ができず、電力制限も行われている状況である。系統も上海市を中心として系統構成されているが、大容量電力輸送である 500kV 線路が少なく、未だ 220kV 線路が主力となっている。

1.2.6 南京供电公司の電力供給事情

今回の FS サイトである南京市のある江蘇省は 13 の地域に分けることができ、省電力会社の下に 13 の供电公司がある。省都である南京市の電力供給は、南京供电公司が担当している。南京供电公司是、本プロジェクトの事業実施主体にとって電力購入契約（PPA）の締結交渉相手となる。

南京供电公司是、10 の県クラス供电公司を管轄しているほか、関連会社がお客さま設備の設置、メンテナンス、ソフト開発、コンピュータ販売などの事業も行っている。

管轄エリア面積は 6,597km²、管轄エリア内人口は 600 万人 105 万戸、従業員数は本社・支店・関連会社合わせて 4,107 人、電力設備については、110kV以下の設備を保有する他、華東電網が保有する管轄エリア内の 500kV、220kV設備の運転・管理も実施している。

販売電力量の推移を見ると、前年比 6～13%程度の割合で増加している。2001 年には 117.5 億 kWh に達しており、江蘇省の中では、蘇州、無錫に次ぐ量である。最大電力についても、前年比 10%程度の割合で伸びており、2001 年には 258 万 kW に達している。

供給信頼度については、1998 年からの電力網改革により、供給信頼度は大きく改善されている。また、南京市は緑が多いため、地中化や電線の絶縁化を積極的に導入し、事故の減少を図っている。2001 年の供給信頼度は 99.936%（お客さま 1 戸当たり年間停電時間約 3 時間 15 分）で、110kV～10kV までの線路損失率は 3.6%である。

南京供电公司はランドフィルメタン回収発電会社との PPA 契約に対しては、ごみ処理場周辺の環境改善になること、また再生可能エネルギーの利用を奨励する国家政策と合致することから、協力的な姿勢である。中国では長期の PPA を締結することはできないが、契約更新については問題ないと予想される。また、買電価格についても今回の訪問では 0.4RMB/kWh (5 ~ 6 円/kWh) 程度の提示があり、大型火力電源の買電価格の 0.27RMB/kWh に比べると優遇されている。

1.3 一般廃棄物処理およびLFG利用の現状

1.3.1 中国での一般廃棄物の処理状況

中国経済の急速な発展は、先進諸国と同様に環境汚染、環境破壊という深刻な問題を引き起こしている。特に、生活ごみ、廃棄物処理問題は大きな問題になっている。2004 年都市部における生活ごみの発生量は年間 1.3 億トンに達しており、年平均約 8～10%の速度で増加しており、全世界の生活ごみの 1/4 以上を占めている。中国における廃棄物の衛生処理方法は、衛生埋め立てとコスト削減が主流であり総処理量の 95%以上を占め、焼却処理がなされている生活ごみはごく僅かにすぎない。

生活ごみの収集・運搬は市の環境衛生局の責任で行われている。各都市の中で道路が整備されている町や地区では、ゴミ専用コンテナを設置し、専用車でゴミを搬出している。しかし、道路が整備されていない裏町や裏道ではゴミの搬出・運搬が不便なためゴミが散乱している。

中国における生活ごみの回収は、一般に次に示すいずれかの段階を経る。

1. 貯留 排出：発生源により一時保管し、定期的に排出する。
2. 収集 輸送 処理：排出されたゴミをさまざまな形で収集、運搬し処理を行う。

貯留したゴミの排出についてみると、中国の都市住宅にあっては古い住宅にはほとんど重力ダストシュートはなく、貯留ごみは住民が規定の時間に、臨時ゴミ収集場所へ搬送する。新基準の集合住宅には、階段の間に重力ダストシュートが設けられており、ゴミは住民が投入日からピットに投入し、その後環境清掃員によって定期的に収集される。このような排出方法をとっているため、排出されたゴミは、中国の場合ほとんどが混合ゴミとなっており、分別回収は行われていない。また、都市ゴミは市当局によって収集系統を通して収集され、ゴミ中継場に搬送される。そして、一部は加工処理（破碎、圧縮）が行われ、資源が回収される。そして、転送または運搬によって再利用されるか堆肥原料として使用され、原料にできないものを最終処分に転送する。すなわち埋立てを行うのが現状である。

中国環境保護局はこのような国家レベルでの生活ごみ、廃棄物処理問題を解決すべく、UNDP（United Nations Development Program：国連開発プログラム）と GEF（Global Environment Facility：地球環境ファシリティ）の援助を受けてランドフィルメタンガス有効利用の可能性を調査した。（2001 年 China Promoting Methane Recovery and Utilization from Mixed Municipal Refuse Landfill Site）

本調査では中国における主要 10 都市（北京、天津、上海、瀋陽、大連、杭州、深圳、広州、馬鞍山、鞍山）におけるごみ処理状況および LFG プロジェクト可能性についての調査である。以下の各項では、その最終報告書に基づいて中国における現状を記載する。

1.3.2 ランドフィルガス回収利用と廃棄物資源の増加傾向分析

(1) 廃棄物資源の有効活用のポテンシャル

中国における生活ごみの量は1日、1人あたり0.66kg～2.62kgの量である。中国南方地域のいくつかの都市は急速に発展しており、廃棄物の構成や排出量は工業国に近い。例えば、深圳はアメリカのバークリーを上回り、1日、1人あたりの生活ごみの量は2.62kgに達しており、その生活ごみの構成もまた大きく変化し、有機物割合は全体量の60～90%を占めている。また、生活ごみのカロリー値は1,850kJ/kg-6,413kJ/kgを有している。中国環境保護局が調査した10都市では、生活ごみのカロリー値は4,000kJ/kgに達している。これは比較的高い値であるため中国における生活ごみ資源の有効活用のポテンシャルは大きいと言える。

生活ごみの排出量に影響を与える大きな要因は以下のとおりである。

都市人口

10都市における調査結果によると生活ごみの排出量は1日、1人あたり1kgを超過する。都市規模は年々大きくなり、農業に従事しない人口は、近年20年間の都市数の増加や都市化の進捗のため急速に増加している。都市規模の増大や都市化の加速に伴い、1985年から1995年までの間、生活ごみの増加割合は約8～10%増加した。1996年以降は増加率は2～3%減少したものの、人口の増加や農村から都市への人口流入により、今後も廃棄物の排出量は年々増加すると予想される。

居住者の生活と消費水準：

生活と消費水準の変化は、生活ごみの排出量に影響を与えるばかりか、その構成にも影響を与えている。近年20年の間、国民の生活レベルは年々向上し、1986年から2000年までの間、国民の総収入は約5倍にまで増加している。それと同時に、可燃性物質と有機物の割合が一般的に増加する傾向にあり、生活ごみの構成も変化している。

調査の結果、生活ごみの非有機物の割合が減少すると、有機物である分解性廃棄物や再利用可能廃棄物が増加することが分かっている。事実、1996年の再利用可能廃棄物（有機物）は1985年に比較して3.8倍に増加、また分解性廃棄物の割合は52%にまで増加する一方、石炭灰や土のような非有機物の割合は39%にまで減少している。

生活燃料の構成：

生活ごみの構成に影響を与える重要な要因は生活燃料の構成である。石炭は中国における主要な燃料であり、一次燃料の 75%が石炭である。石炭は工業において広く使われているばかりか、ほとんどの家庭でも調理や暖房用の主要な燃料として使われている。それ故、生活ごみには石炭の燃焼灰が多く存在しており、それが原因で廃棄物中の有機物量が少ないものも存在する。しかし近年、セントラルヒーティングや燃料転換（ガス化）の広がりが、生活燃料の消費構成に大きな変化をもたらし、廃棄物構成の変化をも引き起こしている。

石炭が主要な燃料である地域から排出される廃棄物中における非有機物の割合は、ガスが主要な燃料である地域からのものより明らかに高く、これとは反対に、ガスが主要な燃料である地域から排出される有機物と再生可能廃棄物の割合は、石炭が主要な燃料である地域からのものより明らかに高い。また、一般的に石炭が主要な燃料として用いられている地域の生活水準は、ガスが用いられている地域よりも低い。

このように生活ごみに含まれる石炭の燃焼灰が減少しているため、厨房からの廃棄物が主な構成要素となっている。それ故廃棄物中の水分の割合が増加している。

表 1-4 中国におけるランドフィルガス資源の予想

年	生活ごみの排出量（百万トン）	増加の割合（％）
2000	118	-
2005	133	2.33(2001-2005)
2010	152	2.82(2006-2010)
2015	179	3.28(2011-2015)

1.3.3 生活ごみの構成

中国における廃棄物の構成は他の発展途上国におけるものと類似しており、現代的な地域と田舎の地域から排出される廃棄物は全く異なっている。

生活ごみの投棄は十分に管理されてはいないものの、廃棄物が埋立処分場に持ち込まれる前に、鉄、プラスチックや紙などの再生可能な廃棄物は分別される。

中国における生活ごみは、有機物（野菜や食料品のような厨芥）が大部分を占めており、そのため水分の割合が高い。次のグラフは、中国の調査対象である 10 都市における生活ごみ中の有機物と非有機物の比較である。平均的な有機物の割合は 60%～90%である。

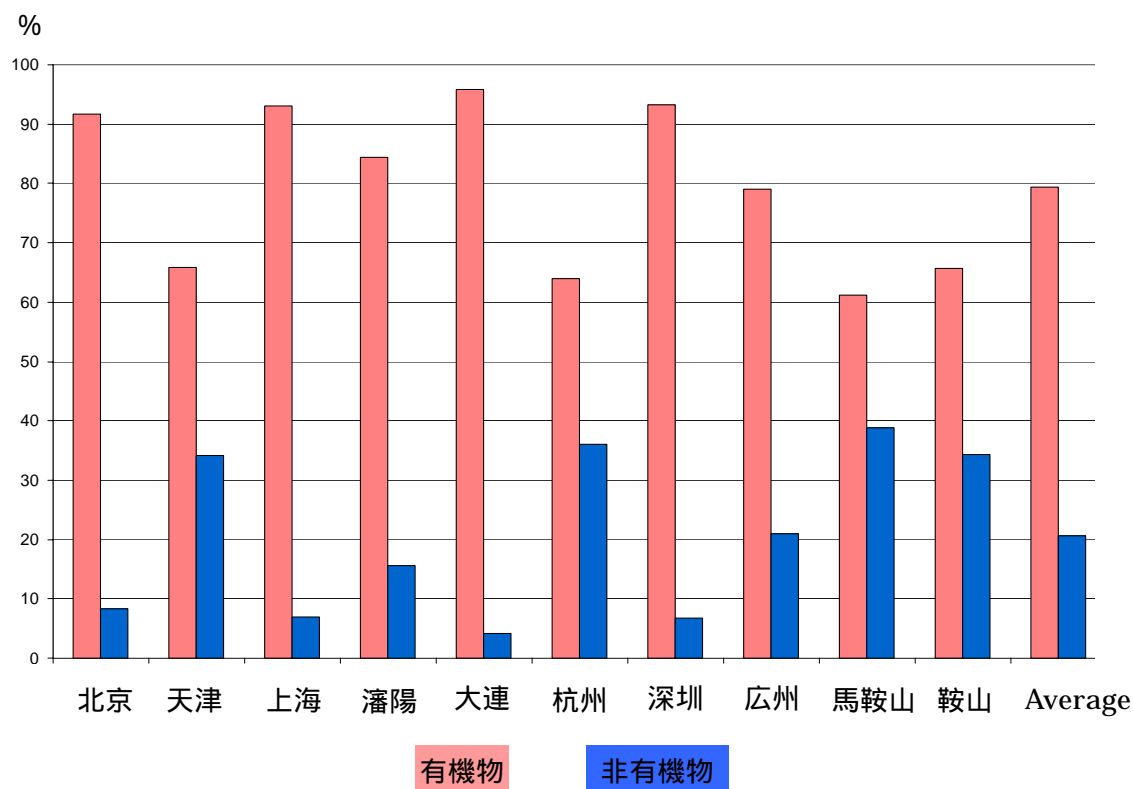


図 1-6 調査 10 都市の生活ごみの構成

1.3.4 中国におけるランドフィルガスの発生状況

専門家によると、生活ごみの排出量の予想は、2005 年には 1 億 3,300 万トンに到達する。有機物の割合は 79%、非有機物の割合は 21%を占め、生活ごみにおける湿度の割合は 57%となり、生活ごみの密度は 340kg/m³となる。もし、すべての生活ごみが衛生埋立処分場で投棄されたならば、ランドフィルガス発生量は 0.064m³/kg ~ 0.44m³/kgとなり、総量として 60 ~ 408 億m³が発生すると予想される。

ランドフィルガスの標準的なカロリー値は 7,450 ~ 22,350kJ/m³の範囲であり、天然ガスで最も低いカロリー値 37,300kJ/m³より低い。

算出されたランドフィルガスの最低カロリー値は 7,450kJ/m³であり、中国におけるランドフィルガスの発生量（ポテンシャル）は、天然ガス 12 ~ 83 億Nm³に相当する量である。

現在、中国における生活ごみは、ランドフィルガスを回収して利用することが考慮されることなく、昔からの方式（開放式の埋立処分場は無秩序に廃棄）で処理されている。

幾つかの新しく作られた衛生埋立処分場を除いて、ほとんど全てのランドフィルサイトはガス回収システムを備えていなく、ランドフィルガス(主にメタン)は大気へ放出され

ている。

中国においては一般的にランドフィルサイトの過去からの埋立状況に関する詳細データが保存されていないため、発生するランドフィルガス量を推定することは難しい。1995年に世界銀行、UNDP および国家環境保護管理 (NEPA) が共同で実施した「中国における温室効果ガスの管理における問題」研究調査、米国エネルギー省 (DOE) の支援で国家科学技術委員会 (SSTC) が実施した「中国における温室効果ガスの研究」では、1990年時点の中国全土のランドフィルガス排出量は0.79～2.5万トン程度であると推定されている。

1980年代以前は、中国ではほとんどの廃棄物はオープンダンプにより投棄され、衛生処分場で処理されていたものはごく僅かであった。そのため、ランドフィルガスが資源として使われることはなかった。1980年代以降、都市規模の増大、市民生活レベルの向上、燃料構成の変化に伴い、混合廃棄物における非有機物は減少する。その一方で、国はランドフィル廃棄物のための標準や基準を制定した。そのため、廃棄物の投棄方法はオープンダンプから衛生処分方式に変わった。その後、南京、深圳、杭州のような幾つかの都市で10箇所以上の衛生ランドフィルが建設されたが、1997年に浙江省杭州市において、中国ではじめてのランドフィルガス回収利用システムが建設されるまでは、ランドフィルガスを回収利用するための設備は導入されることはなかった。

1.3.5 中国におけるランドフィルガス回収利用の問題とバリア

近年、中国における衛生処分場の数は安定的に増加しているが、管理技術のレベルは低いため、ランドフィルから発生するガスのほとんどは管理されることなく、深刻な環境汚染の原因となっている。ランドフィルガスが原因による爆発事故が上海、北京、重慶、及び、岳陽のような都市で発生している。このような状況から政府は、衛生処分場およびオープンダンプ式処分場から発生するランドフィルガス管理の改善を極めて緊急な課題と認識し、回収および利用に積極的に推進する方針をたてた。

現在、UNDP、GEF の支援を受けてランドフィルガス回収利用のための3つの実証プロジェクト（モデル）が鞍山、馬鞍山、そして南京において実施されている。これらの実証プロジェクトをとおり、中国におけるランドフィルガス回収利用システムの問題点と投資事業に対する障壁（バリア）が以下のように明らかになった。

（1）技術的バリア

ランドフィルからのガスの発生の過程はとても複雑である。プロジェクトへの投資家には長期間に亘るランドフィルガスの詳細な推定が必要となるが、その計算には埋め立てたごみの詳細データ、気象条件等が必要であり正確な予測は困難である。次の図は典型的なランドフィルガス発生の推移である。最大発生量とピーク発生後の発生量低下速度の予測がキーポイントである。また、効率良くランドフィルガスを回収するために、

ガス回収システムの設計や収集方式を調査研究することも重要な課題である。

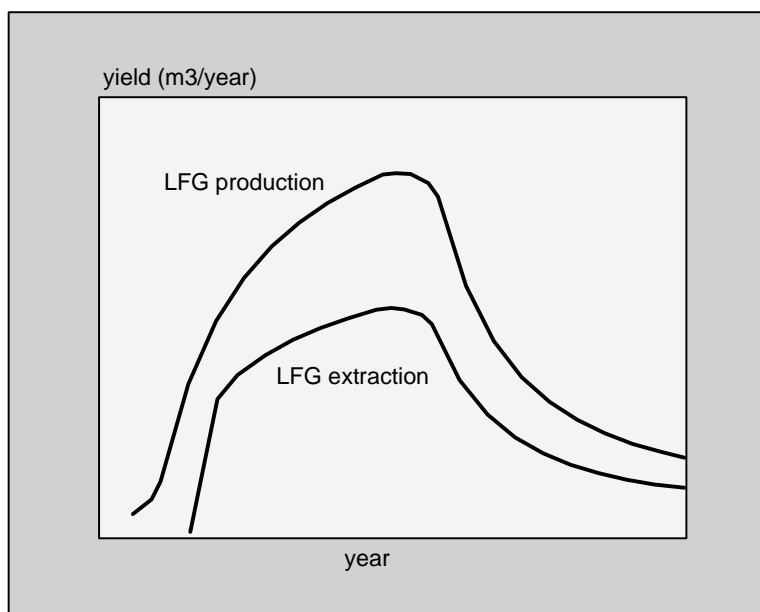


図 1-7 典型的なランドフィルガス発生の変遷

(2) 制度面のバリア

中国にはランドフィルガス回収利用に関わる専門的な組織が存在しないため、国や地方レベルでの基準やランドフィルガス回収利用促進のための計画が立案されていない。また、政府関係機関や一般住民に対して、ランドフィルガスが直接大気へ放出されることへの危険についての情報が伝わらないためその認識が薄い。

(3) 政策のバリア

中国政府はランドフィルガス回収利用に適合する再生可能エネルギーや環境保護の分野における幾つかの政策を立案したにも関わらず、先に記載したとおりそれを推進・指導する専門的な組織が整備されていないため、実効性を伴っていない。

(4) 組織体制と実施のバリア

中国政府は廃棄物管理に関する経験・知識が欠如しているため、ランドフィルガス回収利用プロジェクト開発に関わる問題が棚上げにされている。また民間企業にもランドフィル設備を管理する技術者はいなく、またその技術を保有する海外企業とのネットワークがないため、適格な協力パートナーを見つける能力を所有していない。

1.3.6 ランドフィルガス回収利用のための国家行動計画と実施状況

先に述べたバリアにより、実効力を持ったものにはなっていないものの、国家行動計画を定め、一部先駆的な取組みも実施されつつある。

(1) 行動計画の目標

以下の表は、専門家グループが推定した生活ごみの量とランドフィルサイト数を示している。2010年から2015年の間の目標値は、ランドフィルガス回収利用システムを備えた現代的な衛生処分場が240～300箇所建設されることとなっている。

表 1-5 廃棄物とランドフィルガス回収の予想

年	廃棄物量 (Mt/y)	ランドフィル で投棄された量 (Mt/y)	サイト数	サイト数 (ガス回収シス テム付き)	エネルギー 回収 (PJ/y)
2005	133	9	30	30	10
2010	152	80	240	240	100
2015	179	100	300	300	120
2020	216	120	360	360	120

(2) 行動計画の内容

行動計画の目標を実現するため、ランドフィルガス回収利用の問題点と投資バリアの改善・克服するため、以下のとおり行動計画を策定し重点的に取り組むこととした。その内容は国際的に成功した事例や、地元地域の成功した経験をも網羅したものとなっている。

法律と規制の整備：

ランドフィルガス回収利用のための法律と規制の目的は、国家標準の衛生処分場の建設を促進させることである。一般的に、ほとんどのランドフィルシステムは古くから存在するランドフィルを基本にして建設されており、それがランドフィルのガス回収を困難にしているばかりか、特に地下水汚染や空気汚染に代表される環境汚染をも引き起こしている。それ故、国家行動計画は以下の項目に注意を払うべきである。

- (1) ランドフィルのシステム設計、建設、及び、保守のため、環境汚染管理システム、ランドフィルガス回収システムで構成される標準システムを策定すること。
- (2) 国家基準に基づき設計、建設、保守されるすべての新しいランドフィルを対象とする政府の規制を整備すること。

- (3)電力会社がランドフィルシステムから生産される電力、ガス、その他のエネルギーを購入することを義務づけるような国家制度を整備すること。
- (4)民間企業が自らランドフィルシステムやランドフィルガス回収利用システムを所有できるような法律を制定すること。

法律と規制の履行：

政府による法律や規制が整備される一方、そのような制度を実施に移す強制力のある法律が制定されるべきである。強制力を持たせる手段は以下のとおりである。

- (1)国家環境保護局(SEPA: State Environmental Protection Administration) 或いは政府当局が新しいランドフィルサイトのために基準や規制を改定する。(現時点では制定されていない。)
- (2) SEPA や政府当局は、新しいランドフィルガス回収利用システムの検査を実施する。
- (3)回収されたランドフィルガスは電力燃料、ボイラー燃料、或いは他のエネルギーの目的として用いられ、直接的にガスを放出することは許されない。

ランドフィルガス回収利用のための経済的インセンティブの促進：

経済的インセンティブは、企業がランドフィルガス回収システムに対して投資することを促す主要な原動力となる。主なインセンティブは以下のとおりである。

(1)価格インセンティブ：

電力会社はランドフィルガス、ランドフィルガス利用した電力、或いは他の再生可能エネルギーを優遇的な価格で購入することが義務付けられ、それらの電力価格は同じ地域における風力発電の価格よりも安いものであってはならない。そしてランドフィルガスの価格は同じ地域の天然ガスの価格よりも安いものであってはならない。

(2)課税インセンティブ：

ランドフィルガス回収利用のビジネスは、3 年間の所得税免除期間が得られるようにすべきである。

(3)免税インセンティブ：

ランドフィルガス回収利用が目的であるハイテク技術を有する設備の輸入にあたっては、免税とすべきである。

(4)投資インセンティブ：

ランドフィルの建設やガス回収利用システムプロジェクトは、二国間の貸し付けなど世界銀行の優先順位を得る。

(5)設備生産インセンティブ：

企業に対して、減税や他の経済インセンティブにより、バイオガス発電、バイオガス精製のようなランドフィルガス回収利用に関係する設備の生産活動を促す。

教育：

法律と制度が制定された後、政府のスタッフ、設計、保守管理会社の教育とトレーニングプログラムが開始される。それらの活動内容は以下のとおりである。

- (1) ランドフィルに関する調査会が開催され、それには SEPA、建設省、市、電力会社などからの上級スタッフが構成員となる。
- (2) 新しい国家基準に基づくランドフィル設計を実施する設計機関を教育するためのトレーニングプログラムを促進させる。
- (3) ランドフィルの設計、建設、保守業務を管理するための地元スタッフを教育する。

情報の普及と技術トレーニング：

情報の普及と技術トレーニングはランドフィルガス回収利用を促進させるための重要な活動である。主な活動内容は以下のとおりである。

- (1) 地域の政府関係者や企業を教育するための情報普及を目的としたワークショップ、セミナー、或いは会議を実施すること。
- (2) 国家、国際間の技術情報を交換するために、ランドフィルガス回収利用のための技術、設備の展示会を計画すること。
- (3) 民間や電力会社が、ランドフィルガスにより生み出された電気、自動車燃料、熱を地元の居住者が購入するように促し、ランドフィルガス回収利用キャンペーンへの参加を促進すること。
- (4) 鞍山やその他地域におけるランドフィルガス回収利用のための情報普及センターを創設すること。

組織の強化とバリアを除去するための活動：

組織の強化は国家行動計画の基礎となるものである。国家行動計画の実施のため、組織の強化のための以下に示す活動は、バリアの除去のために実行されるべきである。

- (1) SEPA などの政府関係機関や電力会社からの上級スタッフから構成される指導的役割を果たす機関、或いは統合化された部門を創設すること。
- (2) 国家行動計画の実施のために、指導的役割を果たす機関の下にプログラム実施事務局を創設すること。
- (3) 発電、熱、或いはガス供給などのエネルギー供給会社が、ランドフィルガスを回収利用できるようにするための取り決めに策定すること。

プロジェクトディベロッパーへの支援：

南京の成功した事例から学んだことは、ランドフィルガス回収利用が目的であるプロジェクトディベロッパーをサポートし奨励する活動を実施することである。その主な活動は以下のとおりである。

- (1) 政府が廃棄物の投棄に関わる民間企業と契約することを承認する。
- (2) セミナーを通してプロジェクト投資に関する情報を公表し、企業に公平なる競争の機会を与える。
- (3) 市場競争が可能なエネルギー供給会社を創設する。
- (4) 政府が市場を監視するための基準や規制を策定する。

金融協定：

金融協定は、国家行動計画を実行するためには有効な方策である。その方策は以下のとおりである。

- (1) 固形廃棄物管理のための政府財政予算の充当
- (2) 相互国間の無償援助、或いは政府開発援助のサポート
- (3) 地球環境ファシリティ（GEF:Global Environment Facility）の助成金融資
- (4) 世界銀行の融資
- (5) 市中銀行融資
- (6) 個人投資

概算では、国家行動計画に要する費用の総額はそれほど高額ではない。GEF、ODA 融資のような国際的支援複数の融資は、国家行動計画のような実施に対して助けになる。また、CDM スキームを利用した民間の投資は政府財政予算を縮小させるため大きく期待される。事実、至近に制定された CDM 暫定管理弁法の中で、ランドフィルメタンガス回収利用案件は重点事業の 1 つと位置づけられている。

（３）商業化のための初期段階

ランドフィルガス回収利用の最初の実証プロジェクトが鞍山、馬鞍山、南京にて実施され、電力供給、住宅向けの熱供給、車両用燃料供給の各種試験が実施された。

国際的援助からも 600 万ドルの支援を受け、そのうち 530 万ドルが技術的実証に使われ、そして残りの 70 万ドルは制度上の構造、及び、政策の改善に使われている。主な用途は以下のとおりである。

- ・ 国際的基準に従った衛生処分場の建設
- ・ 生活燃料、車両用燃料のためのランドフィルガス回収利用実証試験の実施
- ・ ランドフィル回収利用のための技術者訓練施設の建設
- ・ ランドフィルサイトの運用管理、建設、設計のための標準的な仕様書の作成
- ・ 国際的な経験に従った実証プロジェクトの実施、廃棄物管理の枠組み策定

(4) 商業化のための中間段階

10～20 の都市がランドフィルガス回収利用の大規模な実証のために選定され、20～30 箇所もの実証的衛生処分場がこれらの都市に建設され、政府に対して十分なデータと事例を提供することになった。GEF から約 1,500 万ドルの支援の他、国際的支援や融資から約 3,000 万ドルの支援は、5 年間の間に古いランドフィルを新しいものに変え、ランドフィルガス回収利用システムを備えた現代的な衛生処分場建設のために選定された都市を支援するために必要とされる。

一方、ランドフィルガス回収利用の商業化のための国家開発計画や関連した計画が立案された。それが大規模な商業化開発のための技術の基礎を作り出すことになる。主な内容は以下のとおりである。

- ・ 20～30 箇所の古いランドフィルを刷新し、ランドフィルガス回収利用システムを保有しないサイトを、ランドフィルガス回収利用システムを備えた現代的衛生処分場にする。
- ・ ランドフィルガス回収利用の商業化実現のため、仕様書に従ってランドフィル回収利用設備を備えた現代的衛生処分場を建設する。

(5) 商業化の段階

この段階での国際的な支援は、主にランドフィルガス回収利用を商業化するためのキャパシティビルディングである。以下に廃棄物管理に関して先進的である浙江省の例を紹介する。

浙江省のごみ発電産業は先進的で全国の先頭に立っている。1998 年 8 月に運転を開始した杭州天子嶺ごみ気化発電所は、埋め立てられたごみの発酵により発生したメタンガスで発電する方式を採用し、この技術を導入した中国で最初のごみ気化発電所である。

当発電所を所有する杭州中桂環境技術有限公司は米国フォイシン社（恵明社）との合作で設立され、現在はフランス ONYX 社の 100%外資会社である。なお、100%外資会社であるが、埋立地などは杭州が提供しているため、発電収益の 5%が中国側に土地の使用料として支払われている。

発電設備容量は、970kW が 2 基で合計 1,940kW である。燃料にメタンガスを使用し、レシプロエンジンを使って発電し、10kV で連系されている。発電電力量は、所内用を除いて年間で 1,550 万 kWh 程度である。発電所の運用に関しては、メタン：空気 = 11：1 の比率で圧縮している。排気ガスの温度は 550～650 度である。時間当たりのガスの消費量は、1,350m³ である。毎日フル運転の状態であるが、年間を通じてガスが不足する事態は発生していない。また、余剰ガスは揮発させている。これまで 5 年間順調に発電しており、将来的には増設の可能性がある。問題があると言えば、弁が摩耗し易いことであり、8,000 時間程度で取り替えている。原因は、潤滑油に問題があるとのことである。

メタンガスを発生させるごみの埋立地は、発電所から車で 5 分程度の所にある。山間部

に大型変電所を建設する場合の敷地造成工事の現場を連想させる景色である。ごみ埋め立て地には 1 日 1,000 トンのごみが運搬されてくる。燃料としてのガスは、埋設されている直径 300mm のパイプにより採取され、発電所へ供給されている。埋立地からのガスのガスとしての成分は、55 ～ 60% である。また、地下水汚染防止のために遮水シートを使用している。現在の埋め立て地は 10 年使用しており、空き容量はあと 2 年である。埋め立てるごみ自体については、従来は分別していなが、今後は分別が必要であるとの認識である。

電力買電価格は 0.53RMB/ kWh とかなり優遇された価格である。また当事業は、環境保護プロジェクトであるため、料金には政府から補助金が充てられている。

表 1-6 行動計画のキーポイント(1/2)

問題	主なバリア	バリアを克服するための活動	活動実施のための関連機関
ランドフィルガス回収	調整、及び、管理機構の欠如	調整部門の設立	関連する政府部門
	強い施策、及び、廃棄物の無害処理のための法律、及び、規制の欠如	1. 廃棄物の無害処理の州法、及び、規制を制定する 2. 廃棄物の無害処理の地域法、及び、規制を制定する	1. SPEA、及び、MOC 2. 市の（地元）環境保護局、または、地元の建設部門
	ランドフィルサイトの建設の基準、及び、規制がない	関連する基準、及び、規制の創設	MOC/SPEA
	現代的なランドフィルサイトを建設するための資金不足	1. 政府投入資金の増加 2. 利用者料金 3. 州の開発銀行（SDB）からの融資 4. 二国間の資金 5. 商業金融	1. 中央、地元財政 2. 市の居住者、及び、他の顧客 3. SDPC、及び、SDB 4. 財務省、MOFETC 5. WB、ADB、地元の商業銀行等。
	プロジェクトの成功例の欠如	実証プロジェクト	鞍山、馬鞍山、南京、及び、他 10 都市
	現代的なランドフィルサイトのための O&M 経験の欠如	1. 実証プロジェクトを実行する 2. 訓練資料を編集する 3. 訓練センターを造る 4. 関連したトレーニングを体系化する	1. GEF、地方政府、及び、企業 2. 国際的専門家・国の専門家 3. 鞍山市の政府等。 4. SEPA、MOC、及び、関連する機関
	ランドフィルガスの直接的な放出が害であることの認識の不足	1. 様々なメディアによる宣伝 2. 他の国、及び、他の都市への視察旅行 3. パンフレットの配布	1. テレビ、及び、新聞 2. SEPA、MOC 3. 訓練センター、及び、他の教育の機関
	ランドフィルサイトの運転のための特別な設備の不足	特別な設備の研究開発	企業、研究所、MOST 等。
	ランドフィルガス発生計算技術がない	中国の条件に基づいたソフトウェア、及び、モデルを開発する	

行動計画のキーポイント(2/2)

問題	主なバリア	バリアを克服するための活動	活動実施のための関連機関
電力発生のためのランドフィルガス回収利用	電力価格の魅力的な政策の欠如	風力発電価格の規則を参考にし、ランドフィルガスの電力価格を決定する	SDPC、SETC、及び、価格設定をする地元部門
	標準の電力購買契約 (PPA)がない	標準の PPA を作り上げる	GEF、南京、電力会社等。
	電力会社との困難な交渉	1. 再生可能エネルギーの電力グリッド接続の方針を採用する 2. RPS 3. 環境に優しい電力価格	1. そのような方針は、既に今存在しており、電力会社によって実行されるべきである 2. 世界銀行のプロジェクトは、今実証試験をしている。 3. 上記に同じ
	ランドフィルガス発生量計算技術の欠如	ランドフィルガス発生量、最適な電力容量の算定に適応するモデルの開発	GEF、研究所、MOST 等。
	小規模発電のプロジェクト開発者の欠如	1. 小規模発電プロジェクト開発者を奨励する 2. 小規模発電システムを奨励する 3. 小規模発電プロジェクトの標準的な手続きを定量化する	1. 財務省、SDPC、SETC 2. SETC、SPC 3. GEF 企業、SPC
代替エネルギー(車両燃料、生活燃料等)のためのランドフィルガス利用	ランドフィルガスの精製技術の欠如	精製技術を開発する	GEF、企業、大部分等。
	小規模であるため価値が小さい	1. ランドフィル規模を大きくする。幾つかの都市と共同でランドフィルを建設する 2. 代替エネルギーの小規模顧客を探す 3. ランドフィルガスのための有利な価格政策	1. 相対的に多数の人口密度を持つ中国の東方、南方の都市が適当。 2. 地元の環境保護局 3. 価格設定をする地元部門

1.3.7 南京市での一般廃棄物の処理状況

南京市の人口は560万人で、市は3箇所の埋立処分場を所有しており、今回のF/Sサイトはその1つである。当サイトである南京浦口ごみ埋立処分場は1995年から埋立てを開始し、現在1日1,000トンの回収がある。現時点でのごみの貯蔵量は200万トンである。市は家庭用ごみ回収費用として、1家庭あたり毎月5RMB（約65円）を徴収している。

南京市のごみ処理方法はいまだ伝統的な埋立て方法で、2～3mのごみ層と30cm覆土を交互に繰り返し（サンドイッチ方式）埋め立てる。よって、ごみ運搬車のごみ処理場にごみを搬送した後の作業員の労力は非常に大きい。

一般にごみ処理方法には、埋立て・焼却・堆肥・総合利用の4種類があるが、埋立て処分場は投資規模が小さく運営コストも低いことから、南京市では埋立て方式での処理を行っている。しかし、埋立ては地下水汚染や悪臭、爆発事故等の環境への悪影響が懸念されている。従って、埋立て処分場から出るメタンガスを回収し、燃料として再利用し発電をするLFG回収プロジェクトに注目するなど環境改善に力を注いでいる。将来的には、2005年に焼却処理を試験的に実施し、2007年末には非埋立方式のごみ処理事業を提唱する計画もある。また、江蘇省はごみ発電を第10次5ヶ年計画の重点課題の一つとしている。従来の石炭、石油火力発電の依存率を改め、ごみ発電を推奨すると同時に天然ガス、原子力、風力、バイオマス、発電所を増設する計画である。今後数年で省内に10数箇所のごみ発電所を建設するとしている。ここで言うごみ発電とは、ごみメタン発電とごみ焼却発電のことである。

1.3.8 南京市におけるLFG回収プロジェクト

南京市が所有する3箇所のごみ埋立処分場の1つで最大規模である、水校ごみ埋立処分場は、南京市東南部に位置し、南京市で発生するごみの2/5を処理している。このごみ埋立処分場では、ランドフィルガスを回収し発電利用する事業を外国企業（オーストラリア）の支援を得て既に行っている。投資総額は330万米ドルで2001年8月に施工し、当初は40本のガス抜き井戸を保有していた。2002年5月に1.26MWのガスエンジン発電機1基を運行開始した。以降、埋立処分場に搬送されるごみ量が増加し1日1,700トンのごみが搬送され、発電機2基を稼働させるのに十分なガス発生量となった。それを受けて、2004年4月、発電設備を増設し、ガス抜き井戸を50本に増やし、2基の発電機を稼働させることにより、発電出力は2,500kWに達し、1日の発電電力量は5.6万～6万kWhとなっている。発電した電気は、華東電網に0.527RMB/kWhで売電している。今後も埋立てが続くことから2005年にはさらに1,000kWクラスの高圧ガスエンジンを2基増設し、発電量は現在の2倍になるといふ。将来的には5,200kW以上の発電設備容量まで増設する計画である。

1.4 プロジェクトに関わるエネルギー関連政策

1.4.1 生活ごみ埋立場ガスの管理強化に関する通知

中国では、急速な経済発展に伴い都市ごみ、産業廃棄物処理問題が大きな社会問題となっている。そのような背景から、中国政府は 2002 年 12 月、「生活ごみ埋立場ガスの管理強化に関する通知」を発表した。本通知は、埋立場ガスの安全管理を確実に遂行するためのもので以下の項目を制定した。

- 一、各省・自治区・直轄市は、住民に対する責任感を持ち埋立場の安全管理に臨むべきであり、有効な措置を講じてガス爆発事故を防止し、国家と国民の生命財産の安全を確保すること。
- 二、各省・自治区・直轄市の建設行政主管部門は、国務院の定めた安全生産に関する文書および国の埋立場ガスに関する標準・規範に基づき、各市のごみ埋立場と一時収集場に対して全面的な検査を行うこと。また、問題点が見つかった場合は一定期間内に整備し事故の芽を摘むこと。
- 三、埋立場ガスは、主にメタンと二酸化炭素からなる。そのうち、メタンガスは温室ガスであり、空気中で一定の濃度に達すると爆発する可能性がある。これまで埋立場ガスに対する監視体制をとっていない埋立場、または爆発防止・消火設備の整っていない埋立場については、国の業界基準である「都市生活ごみを衛生的に埋め立てる技術規範」(BJJ17-2001)の関連条文規定に従って、相応の技術改造をし、関連設備・装置を増設するべきである。
- 四、条件の整った旧埋立場については、パイプの敷設やガスの排出、点火等の技術改造をするべきである。また、ガス回収利用が可能な埋立場においては、ガス回収系統の建設に基づき、ガスの総合利用も強化すべきである。
- 五、各省市は、投資誘致の措置を講じて、多次元投資体制の設立により、埋立場ガスの整備を強化すべきである。建設部は、すでに杭州の天子嶺、広州の太田山、深圳の五龍坑、西安の江村溝等における埋立場をモデル地点に選び、埋立場から発生するガスの整備および利用の産業化方法を探究すること。

各省・自治区・直轄市の建設行政主管部門は、2003 年 2 月末までに各地区の検査・整備状況を当部の建設司に報告することとなっている。しかしながら、現時点では上記の通知に法的な拘束力はなく、遵守しているサイトはほとんどないというのが現状である。

1.4.2 再生可能エネルギー等に対する買電優遇策

中国には風力や太陽エネルギーを初めとした再生可能なエネルギー資源が豊富にあり、それぞれの地点に適したエネルギーによる発電計画が進められている。これらの開発計画の支援策として、2002年、中央政府と地方政府が、新エネルギーと再生可能エネルギーに関する経済的奨励政策を打ち出した。

(1) 経済奨励政策について

経済的奨励政策

主に関税減免、付加価値税優遇、所得税減免政策がある。関税の免減については、近年来、中国は関税に対して何度も調整を行い、関税を23%にまで下げてきた。しかし、再生可能エネルギー設備に対する輸入関税優遇に関する統一した規定はない。実際の課税過程では、風力発電設備と太陽光設備に対しての税金を、風力発電部品3%、風力発電ユニット6%、太陽光設備12%のように、一段と低くした。

付加価値税優遇については、中国における当面の付加価値税の統一税率は17%であり、再生エネルギー製品に対して、ほとんど通常と同じ17%の税率で徴収している。しかし、メタンガス発電に対する付加価値税は3%、小水力発電の付加価値税は6%と優遇策がとられている。

所得税減免については、当面、中国の企業所得税の税率は33%であり、地方により徴収が行われる。一部の地方政府、例えば内蒙古、新疆、甘肅、青海、広東などの省・区は優遇政策を制定し、風力発電と太陽光発電に対する所得税率を15%にまで低減した。

価格優遇政策

主に、再生エネルギーによる発電に対して高い電力価格の導入を保証する優遇政策である。風力発電に対して「元利払いプラス合理的利潤」という優遇電力価格政策を導入している。しかも、風力による系統連系の電力価格が系統の平均電力価格より高い部分は、系統全体で共同負担するように規定された。そして、その適用範囲をすべての新エネルギー・再生可能エネルギー発電プロジェクトに拡大した。再生可能エネルギーの非電氣的利用に対しても、一部の地方政府は定価措置を制定した。例えば、上海では、メタンガスを民用炊事燃料とする利用に対して、1.2RMB/m³という比較的高い販売価格を制定した。四川・広東などでは住民により建設されたメタンガス発生タンクに対してガス価格上の優遇を与えている。

現在政府は、「新エネルギー利用促進法」の草案作成に取り組んでいる。同法案は、2005年3月の次期全国人民代表大会での承認、2006年春の実施に向け、第三者機関によるチェックを受けるなど準備が進められている。法案は、新エネルギー発電について種別卸電気料金制度を導入することを規定した。種別卸電気料金とは、風力、太陽光、小規模水力及びバイオマス発電等につき、技術とコストレベルの差異に基づいて異なる卸電気料金を実

施することである。同法案は、また、国が新エネルギーの系統への卸売りを奨励・支持する。送電網企業（系統運営企業）は供給エリア内の許可または届出を経た新エネルギー発電電力量を全量購入しなければならない。国は、新エネルギーの発展に専用資金を設け、新エネルギー開発に低金利貸付を提供し、再生可能エネルギー産業発展指導目録を取り入れた案件に対して、税収面での優遇措置を講じるなどを規定した。

（２）外国会社によるごみ発電への投資を奨励する優遇政策

中国では、ごみ発電への投資に対して特別な優遇政策がある。例えば、税収の面で、「即時徴収、即時戻し税」の付加価値税政策を実行している。融資の面では、銀行により優先的に手配された建設貸付を獲得できる。それに、国家から 2%の財政割引利子が提供される。また、各地方政府もそれぞれに相応な優遇政策を打ち出している。例えば、優遇的な電力販売価格を形成することなどである。関係専門家の話によれば、中国では、都市ごみ処理の有料化制度を全面的に実行し始めておりこれにより、ごみ発電回収事業に対して投資者が将来にわたる安定した収益の獲得がより確実となる。

ドイツ、アメリカ、日本、オーストラリア、スペインなどの国の企業は、この事業分野に興味を示し、投資・技術協力を行っているところも見られる。

１．４．３ 環境政策および環境基準

（１）環境問題の現状

中国においては、四害という言葉があり、これは、大気汚染、森林破壊、産業廃棄物および都市騒音を指す。この四害のうち、中国で最も重要視されているのが大気汚染である。中国における一次エネルギー消費量の約 70%は石炭で賄われており、石炭が最大の汚染源となっている。なお、住民生活に起因する排出量も無視できず、SO₂及び煤塵はそれぞれ工業による排出量の約 1/4 にも及ぶ。中国は世界最大の石炭生産国であると同時に石炭消費国でもあり、石炭は中国の経済発展に不可欠なエネルギー資源となっている。しかし、その一方で、石炭による大気汚染は、中国の持続的な経済発展にとって深刻かつ重大な問題であり、例えば、SO₂による酸性雨の問題では、酸性雨地域の面積が中国全土の 30%にも及び、中国は世界三大酸性雨区の一つになっている。環境保護庁の研究結果によると、SO₂の環境問題が中国経済に及ぼす損失は 2010 年には 2 兆RMB余りに達すると推定されている。また、石炭等化石燃料の燃焼で発生するCO₂についても、中国の排出量は世界的な気候変動に大きく影響を及ぼしていると言われており、中国の石炭燃焼による環境汚染は、中国の国内のみならず、周辺国を初めとする国際社会からも注目を浴びている。

また、電力分野においても、中国の総発電設備容量は 4 億 4,070 万 kW（2004 年末）、発電電力量は 2 億 1,735 万 kW（2004 年末）であり、これらはともに世界第 2 位の規模である。このうち火力設備は 3 億 2,490 万 kW で中国全体の約 74%を占めている。また、長期

電源開発計画（2011 年～2020 年）では、2020 年の総発電設備容量を 9 億 5,100 万 kW、火力設備を 6 億 500 万 kW（全体の約 64%）と想定しており、西部大開発による石炭火力発電所の建設推進等により石炭消費量も増加することから「中国における主要エネルギー資源は石炭であり、火力発電の主力ユニットは石炭燃焼である。」という状況は、今後も継続されることから、中国の環境問題を根本的に解決するには、電力分野の環境対策が最重要課題である。

（２）環境政策の基本方針

中国における環境政策は、1973 年に開催された第 1 回全国環境保護会議が大きな転換点となり、それまでの省エネルギーとリサイクルに頼った環境対策から、環境汚染防止のための環境政策の必要性が認識されるようになった。しかし、環境汚染防止のための施策の実施は、文化大革命による政治的混乱が収束する 1978 年以降となった。1978 年 3 月に改正された憲法では、「国家が公害を防止する」との規定が盛り込まれ、1982 年の憲法改正では、環境関連の規定が追加された。

中国の環境政策における基本方針は、主に国務院に設置されている環境行政部門において協議されたのちに、国務院全体の合意が得られた方針や具体的な施策を「国務院決定」の形で公布されてきた。

1994 年の環境問題に関する 21 世紀アジェンダでは、従来からの原則である経済建設と環境保護の協調発展原則を堅持することが明記されている。中国政府にとっては、経済制度の改革を進めるうえで、経済成長を維持することは政権安定のための最優先課題であり、環境政策においても、環境保護を経済発展と調和させることが強く意識されている。

（３）環境法の体系

中国における環境法の体系は、憲法を頂点として、基本法である環境保護法、大気汚染など個別の領域を扱う環境単行法、環境関連法令として、国務院が制定する環境行政法規、国務院の環境行政部門が制定する環境部門規章、地方人民代表大会が制定する環境地方性法規、さらに地方人民政府が制定する環境地方性行政規章があり、これら法令は、下図に示す階層構造によって構成されている。

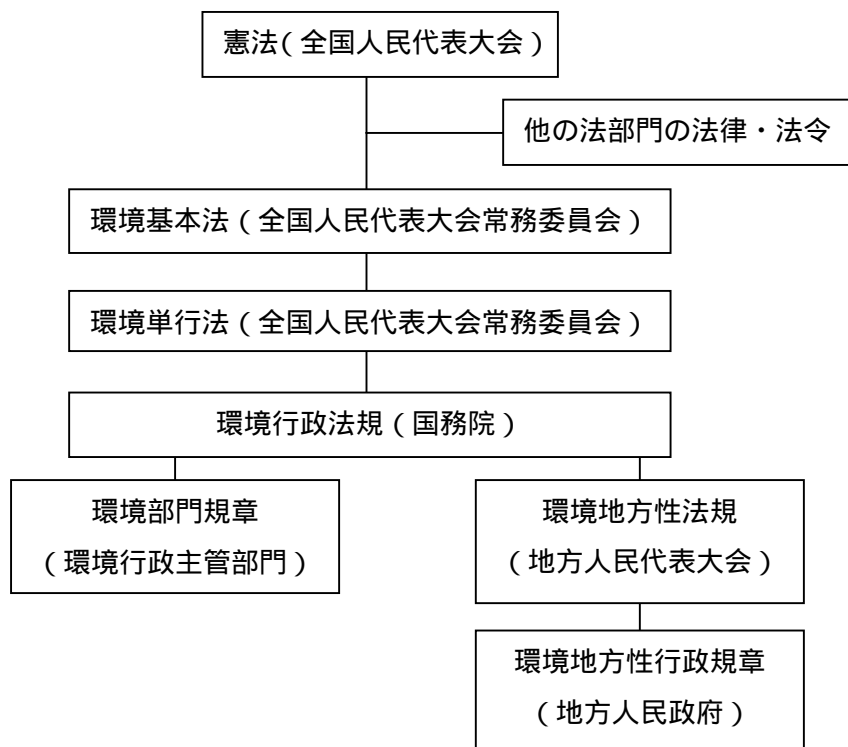


図 1-7 中国環境法の階層構造（出典：環境ハンドブック）

中国政府は、環境関係の法整備にも力を注いでおり、2001 年 9 月に「大気汚染防止法」を施行するとともに、2002 年 10 月の第 9 期全国人民代表大会（全人代）の常務委員会第 30 回会議では、「環境影響評価法」に関する決定がなされた。環境影響評価は 2003 年 9 月 1 日から施行される予定であり、同法により環境汚染・環境破壊の解決と環境保護のレベルアップが図られるものと期待されている。

（４）環境基準について

中国における環境基準は、大気・水質等について国家が定めた全国統一基準である国家環境品質基準に加え、各省・市・県・郷の自治体が必要に応じてより厳しい基準を設定することが認められている。大気質についての国家基準を表 1-7 に示す。

表 1-7 大気環境品質基準（抜粋）

汚染物質	測定単位	濃度規制値 (mg/Nm ³)		
		一級基準	二級基準	三級基準
二酸化硫黄 (SO ₂)	年 平 均	0.02	0.06	0.10
	日 平 均	0.05	0.15	0.25
	時間平均	0.15	0.50	0.70
総浮遊粒子状物質 (TSP)	年 平 均	0.08	0.20	0.30
	日 平 均	0.12	0.30	0.50
人体侵入可能粒子 (PM10)	年 平 均	0.04	0.10	0.15
	日 平 均	0.05	0.15	0.25
窒素酸化物 (NO _x)	年 平 均	0.05	0.05	0.10
	日 平 均	0.10	0.10	0.15
	時間平均	0.15	0.15	0.30
二酸化窒素 (NO ₂)	年 平 均	0.04	0.04	0.08
	日 平 均	0.08	0.08	0.12
	時間平均	0.12	0.12	0.24

基準を下回った企業等については、罰則金等の制裁措置がかけられ、全国統一基準での罰則金に加え、自治体独自の追加規則を上乗せしたものが請求される。その他の制裁措置としては、操業停止などの処置がある。

基準の遵守を徹底するため、国家環境保護総局を頂点として、各自治体の環境保護局が、「環境監理隊」を編成し、法執行現場の監督および検査、汚染排出金の徴収、環境汚染事故への対応・調査などの取り締まりを行っている。

取り締まりによって得られた徴収金は、各自治体の環境担当部署に集められ、その 80% が環境重点対策資金として、民間企業の環境機器導入に対して融資される。残りの 15% が環境保護の宣伝・教育費用、5% が環境保護計画の策定費用として利用される。

徴収金制度（排污費制度）は、汚染物質を排出するものに対して、排出される汚染物質の濃度と量に応じて一定の経済的負担を課すもので、汚染物質の排出削減を促すことを目的とした制度である。排污費は、本来、排出基準を遵守しない汚染源に対して課せられてきたが、1984 年より、汚水の排出については、排出基準に関わらず排污費が徴収されるようになった。また、2000 年 4 月の大気汚染防治法改正により、大気汚染物質についても、排出基準に関わらず、すべての汚染源が排污費の徴収対象となった。

排污費制度については、汚染処理費用よりも排污費のほうが高いため、企業の汚染処理を促す経済的インセンティブとして十分に機能していない、徴収された排污費の使用目的が、汚染者への補助金と環境行政費用に偏っている、等の問題点が指摘されており、新たな取り組みとして、SO_x 排出権取引システムなど、市場原理を用いて削減を促進する手段の導

入が試みられている。

環境対策の重点分野としては、第 10 次 5 ヶ年計画において、工業汚染、都市汚染、農村汚染、海洋汚染、生態系汚染、および核安全と放射能汚染の分野が取り上げられ、それぞれ 2005 年までの削減目標が設定されている。この目標に応じて、各種の規制強化策が実施されることとなる。

1.5 CDMへの取り組み状況

1.5.1 国内制度と承認体制

中国は経済発展を進めた結果、エネルギー消費量が増大し、エネルギーの輸入増加および都市における環境汚染問題の深刻化という2つの問題が顕在化してきている。環境との調和を図りながら中国経済を順調に発展させるために、環境に関わる基準を厳しくするとともに、省エネルギーを最優先課題としている。

地球温暖化問題に対しては、1992年6月に国連気候変動枠組条約批准、2002年8月30日には京都議定書に批准した。当初、途上国としての立場からCDMへの取り組みはあまり積極的なものではなかったが、国連気候変動枠組条約の中でのCDMスキーム構築が進展するにつれ、その姿勢は積極的なものへと転じてきたと言える。事実、国内におけるCDMの許可条件、担当機関、実施手法を示した「CDM運営管理暫定方法」を制定・公表し、2004年6月30日に施行した。（暫定方法の要点を1.5.2に記述）

また政府は承認体制を整備する目的で、国家发展改革委員会を中国のCDM国家主管機構に指定し、その下を3つのランクに分けハイレベルな委員会として「国家気候変動対策協調小組」、CDMプロジェクト活動の指導的組織として「国家CDMプロジェクト審査理事会」、CDMプロジェクトの実務的な組織として「国家CDM管理センター」を設置した。以下にその承認体制を示す。

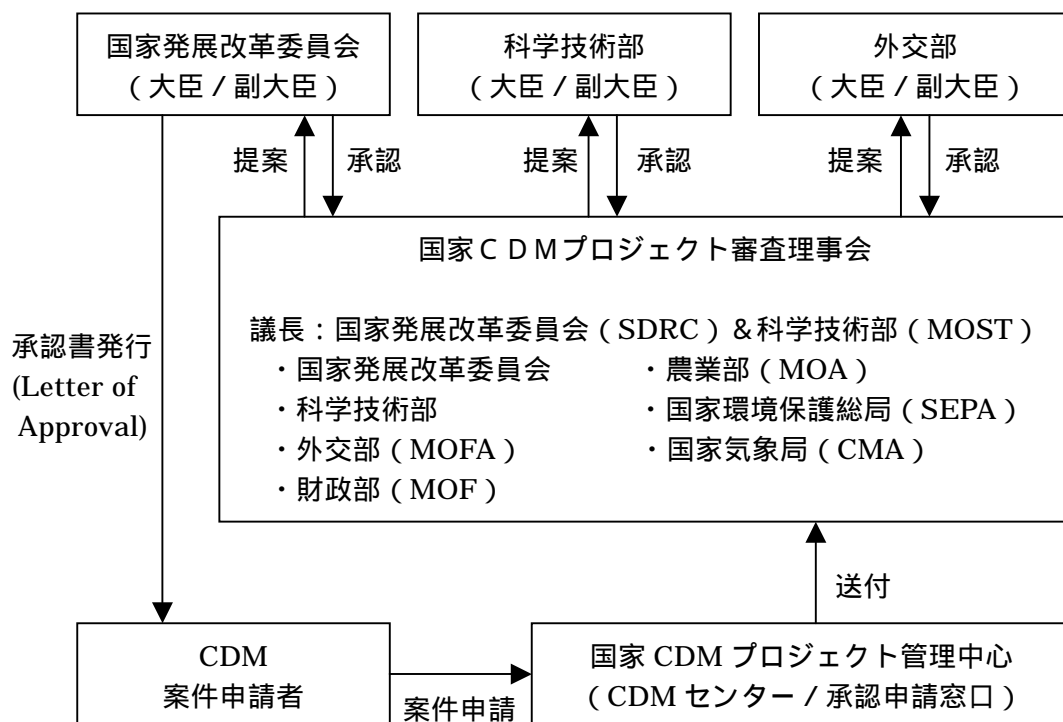


図 1-8 CDM 承認体制

1.5.2 運営管理暫定方法の制定

国内における CDM の許可条件、担当機関、実施手法を示した「CDM 運営管理暫定方法（2004 年 6 月 30 日制定）」の要点は以下の通りである。なお、「暫定」が付与されている理由は、今回のものは法令・条例の位置づけではなく日本では通達に相当し、中国ではこのような場合に一般に「暫定」が付与されることが多く、今回が特殊というわけではない。従って、今後 CDM の実績を積んで内容が見直される可能性はあり得る。

CDM は、中国の権益を確保するものとして位置づけられている（第一条）

CDM の重点分野は次の通りである。（第四条）

- ・エネルギー効率の向上
- ・新エネルギー・再生可能エネルギーの開発・利用
- ・ランドフィルメタン・コールドベッドメタンの回収利用

CDM 実施にあたっては、気候変動枠組条約、京都議定書の規定以外の義務を中国に負担させない。（第八条）

中国国内の中国企業、中国資本の株式企業（中国資本が過半を占め、コントロール化にある）が CDM を実施できる。（第十一条）

CDM には ODA を用いることはできない。（第九条）

プロジェクト審査理事会の主機関は、国家発展改革委員会と科学技術部であり、副機関は外交部である。（十五条）

CER 移転による収益は、中国政府と実施企業の所有とする。配分比率は中国政府が決定する。（第二十四条）

この方法の大きな特徴は、CDM が中国の権益を保持するものと第一条でうたわれていることである。それを受けて第二十四条では、CDM 実施による収益は中国政府と実施企業の所有とし、その配分比率は中国政府が決定するとしている。すなわち出資企業に入る販売益は少なくなるので、実施企業としては販売価格を上げようというインセンティブが働くことになる。

中国はエネルギー消費の大きさから言っても CDM の物理的ポテンシャルは大きく、中国における CDM の実施状況は世界全体の CDM 市場にとっても大変重要であると考えられる。想定されるポイントは以下のとおり。

- ・世界の CER、ERU 市場の均衡状態へ、中国の CER は価格面、数量面でどの程度の影響を与え得るのか。
- ・中国の戦略に他のホスト国はどう対応するのか。クレジットを安価に供給し、中国でのプロジェクトで発生した CER に対して価格競争力を持たせ、自国のシェアを増加させるのか。あるいは中国の戦略と同様に自国の権益を保持する戦略に転換するのか。

1.5.3 CDM申請書への記載事項

中国政府への CDM 案件行政許可申請表は、DNA である国家発展改革委員会のウェブサイト (<http://cdm.ccchina.gov.cn/>) よりダウンロード可能である。記載すべき情報は以下のとおりである。なお、実際の申請にあたっては本申請書に PDD を添付する必要がある。

(1) 案件参加者に関する基本情報

- ・ 案件の実施主体（中国企業が必ず入るべき）
- ・ 実施主体の連絡先（中国企業が必ずはいるべき）
- ・ プロジェクト参加者の特徴および出資（株）構成（中国企業が必ずはいるべき）
- ・ 外国協力者（CER を引き受ける企業）

(2) CDM 案件に関する基本情報

- ・ 概要（事業種別、進捗状況、EIA 状況）
- ・ 案件のタイプ（CDM プロジェクトの事業種別）
- ・ 運転開始時期
- ・ 適用したベースライン方法論
- ・ 温室効果ガス排出削減量
- ・ 温室効果ガス削減量の計上期間

(3) 中国の持続可能な発展への寄与（経済効果、環境効果、雇用への貢献、教育および貧困対策などの貢献）

(4) CDM 案件の排出削減量（カーボンクレジット）の譲渡について

- ・ 譲渡協議書（契約書）を締結済みか
- ・ 排出削減量（カーボンクレジット）譲渡に関する情報（価格、量、期間）
- ・ 排出削減量（カーボンクレジット）を購入する資金源

(5) その他付属文書

- ・ 事業実施主体（中国企業）の営業ライセンス（コピー） 15 部
- ・ 審査に資するその他の資料、例えば排出削減量に関する取引協議書または意向書
等 15 部

(6) 申請者誓約（法人代表署名）

1.6 外国資本投資に対する施策と電力分野への導入状況

1.6.1 外国資本投資に対する施策

1990年代から討議されてきた投資管理体制の改革案は、長年の準備を経て、2003年7月「国務院の投資体制改革に関する決定」の形で公布・実施された。この「決定」により、中国の投資体制は、これまでの政府主導型から企業自主化型に転換され、投資案件の審査認可手続きが大幅に簡略化され、外国投資家の切実な利益に関連する現行の外商投資企業審査認可制度も同時に自由度が拡大された。

この改革は、政府の投資決定の民主化における大きな進歩だと評価されている。旧投資体制の下では、政府が投資の決定権を持ち、2億RMB（約2,500万米ドル）以上の投資案件である場合、すべて中央政府の投資主管部門の審査認可を経なければならないことになっていた。政府は投資案件につき、市場の見通し、経済効果、資金源、採用される技術など企業自身が考えるべきことまで関与し、企業の投資リスク、借入金の返済能力などまで面倒を見ていた。このような許認可体制は、本来企業が持つべき投資決定権を取り上げてしまい、市場競争を著しく制約していた。

今回の「決定」の主旨は、企業の投資自主権を徹底させ、政府の投資機能を合理的に画定することによって、投資決定の民主化水準を向上させ、投資と融資ルートが多様化を図っていくこととした。「決定」による大きな改革と言えば、現行のプロジェクトの資金源、出資者、内容を問わず一律に投資規模によって該当政府部門の審査認可を経なければならない体制に変え、政府の資金を利用しない投資案件であれば、毎年政府が公表する「政府可投資案件目録」に記載される認可を必要とする投資案件を除き、企業は届け出のみで投資を実施することができるようにしたことである。外商投資案件については、省レベルの政府の認可権限が拡大され、「外商投資産業指導目録」に規定された奨励類と許可類案件の認可限度額は3千万米ドルから1億米ドルに、制限類案件の認可限度額は3千万米ドルから5千万米ドルに引き上げられ、地方で投資する外国企業にとって配慮された内容となった。また、奨励分野に投資する場合、政府が規定した企業所得税（2免3減：会社設立後2年間の企業所得税が全額免除、その後3年間の企業所得税が半額免除という外資優遇策。西部地区では更に減税期間が3年間延長される。）関税、営業税の免税などを含める各種優遇政策を受けることができる。

一方、地方政府のなかには、地元にもっと多くの外資を導入するため、中央政府より更に優遇した外資導入政策を出しているところもある。例えば、企業所得税減免期間の延長、土地利用使用権の払い下げ金の免除（中国では、土地は国が所有権を持っている。企業が取得できるのは土地の使用権である。）不動産税の免除、設備の加速減価償却などがある。

外資導入の地方政策については、1999年11月、政府は、経済的に立ち遅れている内

陸部の西部地域を、今後 30 年かけて、全国平均水準に高めることを目標とした。この方針に基づいて、外資導入政策面においても、「引き続き東部地域で資金、技術密集型産業及び輸出型産業を発展させるとともに、積極的に有力な措置を採り、外資を中西部地域に誘致する。」こととし、中西部地域に力を傾注するように見直された。当面、中西部地域への外国投資を奨励する政策として、主に以下のものが挙げられる。

中西部地域の許可分野と規制分野の外商投資プロジェクトに対する規制を緩め、その内、「中西部地域外商投資優位産業目録」(2000 年 6 月 16 日公布)に取り入れられた産業とプロジェクトに、上に、紹介した奨励分野外商投資プロジェクトに与える優遇政策を受けさせる。

中西部地域の外資導入を支援するために、当該地域への国内資金による貸付を増やすとともに、外国政府からの貸付及び国際金融組織からの低金利貸付を主に当該地域の重要インフラと環境保全プロジェクトに利用する。

中西部地域に設立される奨励分野の外商投資企業に対して、現行税収優遇期間満了後更に 3 年間、企業所得税を 15%に減ずる。

東部地域の外商投資企業が中西部地域に再投資する場合、外資の割合が 25%を超える物を外商投資企業と見なし該当の待遇を享受することができる。

沿海部の外商投資企業が中西部地域で外商投資企業と内資企業の運営管理を請け負うことを許可する。

中西部各省、自治区、直轄市が地元の省都又は自治区、直轄市政府の所在都市で、すでにできあがった開発区から一つ選んで、国家クラスの経済技術開発区にすることを許可する。

国は一部の農業、水利、交通、エネルギー、原材料及び環境保全プロジェクトを中西部地域で優先的に建設することを通じて、外資を誘致する。同時に、当該プロジェクトを支援するため、資金面や関連措置による支援を行う。

1.6.2 電力分野への外資導入状況

電力産業の分野への外資導入は 1979 年から始まり、外国の資金、先進国の設備、技術および管理等を導入することにより、中国の電力生産、建設および管理等のレベルアップが実現された。また、電力産業分野における外資導入活動自身も中国全体の投資環境の改善に伴い、徐々に規範化、法制化の軌道に乗った。国家発展改革委員会と商務部は 2004 年 12 月初めに、「外商投資産業指導目録(2004 年改正)」を公布し、2005 年 1 月 1 日より施行すると発表した。電力設備と技術分野の奨励される種目は、60 万 kW およびそれ以上の超臨界ユニット、大型ガスタービンユニット、10 万 kW 及びそれ以上のガス複合発電設備、石炭ガス化複合発電(IGCC)、増圧循環流動床(PFBC)、60 万 kW 及びそれ以上の大型空冷ユニット、30 万 kW 大型循環流動床(CFB)ボイラー

(合弁、合作) 15 万 kW 及びそれ以上の大型貫流型ユニット(合弁、合作) 60 万 kW 及びそれ以上の原子力発電ユニット(合弁、合作) 500kV 及びそれ以上の超高压直流送電変電設備の製造(合弁、合作) 火力発電所の脱硫技術及びその設備の製造が含まれる。発電所の建設と運営に関する奨励種目には、単機容量 30 万 kW 及びそれ以上の火力発電、石炭クリーン燃焼技術による発電、コージェネ発電、天然ガス発電、水力発電所、原子力発電(中国側が株式を支配) 新エネ発電所(太陽光、風力、磁気、地熱、潮汐、バイオマス発電等を含む)の建設と運営が含まれる。禁止される分野は従来通り、電力網の建設と運営となっている。電力投資案件の審査認可においても、地方政府と企業に与える自由度が拡大された。従来は、電力企業はユニットごとにプロジェクト提案書、F/S および着工の各段階につき、それぞれ国家発展と改革委員会の審査認可を得なければならない状態であった。2004 年度認可案件目録によれば、主要河川で建設する水力と総発電設備容量 25 万 kW 以上の水力、揚水、火力、総発電設備容量 5 万 kW 以上の風力、石炭コージェネレーションおよび原子力発電所のみ国家発展と改革委員会の認可が必要、そのうち、総発電設備容量 100 万 kW 以上の水力、揚水、原子力および 120 万 kW 以上の火力は国务院の認可を経なければならないことになっている。このような変化から、中央政府が火力発電に対し、これまでの 12 万 5 千 kW 以上のもののみ認可を必要とする方針を変え、大小を問わず一律に中央政府で認可すると厳しくしたところもうかがえる。

今後、電力投資についても規制緩和が進展すると思われるが、電力プール市場の導入状況を注視する必要がある。現在のところ、長期 PPA、オフテイク契約、収益率保証などは打ち切れ、また遺失利益保証についても全く検討されていないと伝えられている。大部分の外資優遇策がなくなり、現在は 2 免 3 減の優遇しか期待できず、今後も状況は変わらないと予想される。したがって、従来以上にプロジェクト固有の採算性が重視されることとなり、ファンダメンタルズの的確な検証が、当該プロジェクトの成否を大きく左右する。また、公的信用補完が期待できない以上、それに依存したノン・リコース型のプロジェクト・ファイナンスよりは、事業者自らが最終的な返済義務を負うフル・リコース型の資金手当てが必要になってきた。一方で、豊富な資金量を背景に中国国内銀行のプレゼンスが大きく向上し、電力分野のファイナンス面でも、外資系金融機関を凌駕するようになってきたのが現状である。なお、プロジェクトの収益率は、F/S 段階で中国政府にチェックされ、適正収益率は、8~10%程度まで低下している。

第2章 プロジェクトの内容

2.1 目的および意義

本プロジェクトは、江蘇省の省都であり、長江南岸に市域をひろげる中国でも有数の大都市である南京市（図 2-1）におけるごみ埋立処分場から排出されるランドフィルガス（以下、「LFG」という。）の中で、主に地球温暖化係数が二酸化炭素の 21 倍と高いメタンガスを回収利用することを目的とした発電事業であり、地球温暖化防止に貢献するものである。



図 2-1 中国全土とプロジェクトサイト

現状、中国のごみ埋立処分場の大部分は全く管理されておらず、このような埋立場から発生するメタンガスを主成分とする LFG は、地球温暖化に重大な影響を与えるばかりでなく、ごみ埋立処分場から発生する LFG による悪臭により近隣地域に影響を与え、かつ火災発生の危険性の要因となるなど、地球環境を悪化させる原因となっている。

また、通常、LFG の組成はメタンガスと炭酸ガスから成り立っており、ごく微量ながら硫黄系や窒素系の悪臭物質、化学物質などが含まれている。これらのガスについて何の対策も講じず、放置させておくと、ごみ埋立処分場の外の土壌へ有害物質が染み出すことにより、近隣の植物を枯らすなど土壌汚染の原因にもなりうる。

本事業はこのような地球温暖化に重大な影響を与え、地球環境を悪化させ、更には近隣の住人の生活環境に重大な悪影響を引き起こす原因となっている LFG を回収し、発電システムの燃料源として有効利用することで地球規模および地球環境の改善を図ることと、本プロジェクトが存在する近隣地域に環境的、かつ経済的に利益をもたらす持続的な経済発展に貢献することを目的としている。

2.2 事業概要

南京浦口ごみ埋立処分場は、南京市が所有している3ヶ所あるごみ埋立処分場の内の1つである。本プロジェクトでは、ごみ埋立処分場から排出されるLFGを回収し、それをエネルギー源として有効利用して電力を発生させるためのLFG回収システムとガスエンジン発電システムの設置、そして余剰分のLFGもしくは発電システムが停止時にLFGを燃焼させるためのフレアリングシステムの設置を計画している。

南京浦口ごみ埋立処分場に設置するLFG回収システムの構成は、LFGを発電用の燃料として回収するための、合計40本の垂直ガス回収井戸と、これらの井戸からガスエンジン発電システムにLFGを供給するための配管やブロワ等から構成される。

垂直ガス回収井戸は、ごみ埋立処分場の土壌内部で生成されるLFGを、LFG自身の圧力によって上方へ流れてくるものを回収できる機能を有している。

このLFG回収システムを通じて収集されたガス量の内、ガスエンジンで使用燃焼されるガス量を除いたその余剰分さらにはガスエンジンを停止した際のLFGは、フレアリングシステムで燃焼し、メタンガスを二酸化炭素へ変換することにより、温室効果ガス排出量の削減を実現する。

また、ガスエンジン発電機(出力1,030kW)を最大6機導入し電力グリッドへ電力を供給することで、地域経済への持続的発展に貢献する。

2.3 プロジェクト実施主体

現在、プロジェクトサイトである南京市浦口ごみ埋立処分場の運営管理(ごみ回収、埋立処理、排水処理)は全て南京市が実施している。

本プロジェクト実施主体である南京綠色資源再生工程有限公司は、国家の施策に沿ってごみ埋立処分場の環境整備およびエネルギーの有効利用の観点から、1999年にランドフィルメタンガス回収利用事業化検討の目的で、南京市を初めとする公的機関、プライベート企業双方の出資により設立された企業で、従業員は12名である。

南京綠色資源再生工程有限公司はランドフィルメタンガス回収利用事業の目的で同サイトおよびLFGを有利な条件で使用することに對して、南京市政府より許可されている。LFG利用に関する事業とごみの回収、埋立てに関する事業の両事業に共通している排水処理と覆土については、南京市および南京綠色資源再生工程有限公司で費用を負担する計画である。南京市政府が本プロジェクトの事業化に非常に積極的に協力する理由は、本プロジェクトが環境改善につながるプロジェクトであり国家の方針にも合致しているためである。本プロジェクトは投資額が少なく、かつ南京綠色資源再生工程有限公司の親会社である南京衛元舟実業有限公司が本プロジェクトを保証しており、資金調達面からも銀行からの支援が十分に期待できる。

2.4 プロジェクトへの関心度

本プロジェクトは温室効果ガスであるメタンガスの削減の他にも、以下の観点からホスト国への持続可能な発展に貢献するプロジェクトである。

プロジェクトが実施される地域での雇用拡大

慢性的な電力不足の解消への貢献

クリーンで効率的な技術の拡大と化石燃料資源の節約

LFG を燃料とした中国では新技術のプロジェクトであり、この技術は中国全土への普及が期待される。

廃棄物の放置を防止し自然エネルギーを最大限に利用する。

以上の理由から、現地の事業主体側は本プロジェクトの実現に対して非常に関心が高い。また、市政府、電力会社、銀行など地元企業の関心も高くその支援も十分に期待できる。

2.5 プロジェクト実施体制

本プロジェクトの実施体制を以下に記す。

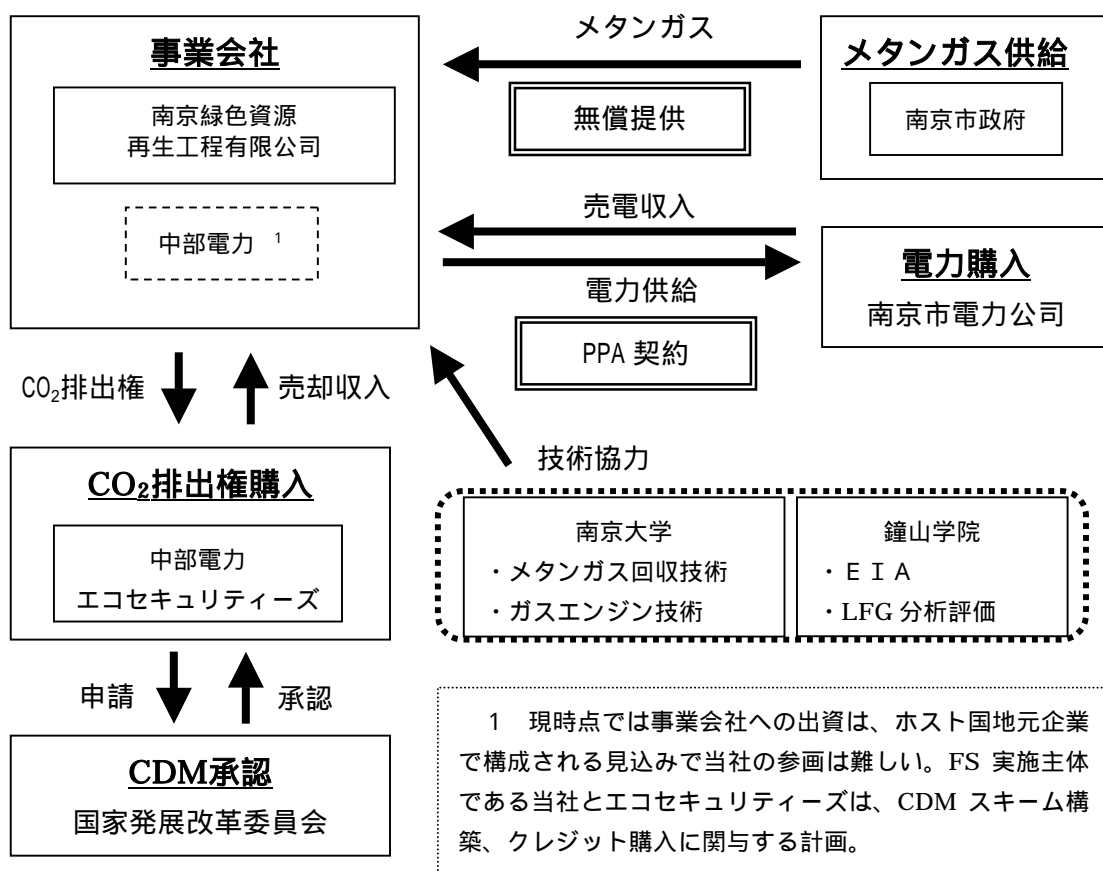


図 2-2 プロジェクト実施体制

2.6 プロジェクト期間

プロジェクト開始：2005 年 2 月 1 日（建設着工予定）

プロジェクト実施期間：20 年間以上

2.7 プロジェクトスケジュール

	埋立 開始年	埋立 完了年	プロジェクト 開始	プロジェクト 終了
エリア	1995 年	2004 年	2005 年 (2 月 1 日)	-
エリア	2004 年	2014 年	-	2025 年

2.8 技術的説明

2.8.1 省エネ(又は代エネ)効果の技術的説明

本プロジェクトで対象としているごみ埋立処分場から排出されるメタンガスは、必然的に大気中に放出されるものである。

放出されたメタンガスは空気と混合し一定濃度に希釈され、そのガスは爆発する恐れがあることから、本プロジェクトで対象としているごみ埋立処分場では、保安確保のためガス抜き井戸の設置を行い、メタンガス回収に向けた準備をしている。

本プロジェクトでは、大気中に放出されているメタンガスを回収し、設置するガスエンジン発電機への燃料とすることを目的としており、大気中に排出される温室効果ガスを削減することが可能となる。

また、発電した電力は電力グリッドへ供給するため、効率が悪く GHG 排出量が多い化石燃料による発電量の焚き減らしにも貢献することができる。

2.8.2 温室効果ガス排出削減技術の説明

本プロジェクトは、大気中に放出されているメタンガスを回収し、発電用燃料として利用することを目的としている。メタンガスは、炭酸ガスの 21 倍の温室効果を有することから、メタンガスを燃焼利用することで、温室効果ガス量を削減することが可能となる。加えて、現在、石炭火力発電により供給している電力をメタンガス発電に置き換えることで、単位エネルギーあたりの炭素排出量が削減（炭素排出原単位が石炭：25.8

[t-C/TJ] から、天然ガス（メタンガス）：15.3 [t-C/TJ] に改善）され、発電に伴い発生するCO₂を削減することが可能となる。

よって、大気放出されているメタンガスを発電用燃料として利用したときの温室効果削減効果は、以下のとおりである。

削減効果 = A（メタンガス回収量に基づくCO₂発生量）+ B（等価発電電力量に基づく年間CO₂発生量）- C（メタンガス燃焼に基づくCO₂発生量）

A：メタンガス回収量に基づくCO₂発生量

発電利用される回収メタンガスのCO₂換算値（メタンガスはCO₂の21倍の温室効果を有す。）

B：等価発電電力量に基づくCO₂発生量

回収メタンガスを発電利用する前に、他の燃料利用の発電によって発生させていたCO₂発生量

C：メタンガス燃焼に基づくCO₂発生量

回収メタンガスを発電・フレア利用する際、燃焼によって発生するCO₂発生量（実際には廃棄物利用発電はカーボンフリーのためメタンのみカウントされる）

2.9 南京浦口ごみ埋立処分場の概要

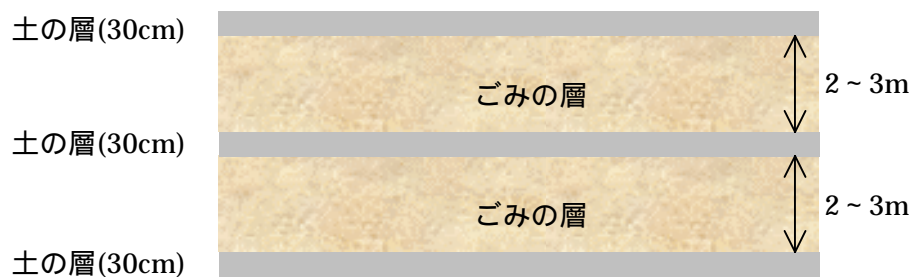
2.9.1 基本情報

南京浦口ごみ埋立処分場は南京市郊外（北西約10km）に位置し、1日約700トン（年間25.5万トン）の廃棄物を受け入れている。ごみ埋立処分場は2つのエリアを有している。1995年以降ごみの埋立てを開始したエリアは、面積60,000m²を有しており、既に埋立てが完了し、500mmの厚さで覆土済みである。もう一つのエリアの面積は180,000m²であり、エリアの約3倍の広さを有している。これらのエリア、のサイトには排水貯水槽と排水処理施設が設置済みである。

LFG発生量およびLFG中のメタン濃度に大きな影響を与える埋立ごみ中に含まれる有機物成分は、現地調査の結果平均的に50%以上であることがわかった。

ごみ埋立方式は2～3mの深さでごみを埋立てた後、厚さ30cmの土で覆うことを繰り返すサンドイッチ方式である。

図 2-3 ごみの重ね方（模式図）



2 . 9 . 2 南京浦口ごみ埋立処分場の埋立状況と将来計画

現在、ごみはエリア に年間 25.5 万トン程度埋め立てており、約 10 年後に埋立を完了する予定である。ごみ埋立可能総量は、既に埋立てが完了しているエリアの 200 万トン、現在、埋立中であるエリア の 300 万トンを合計して最大 500 万トンまで埋立が可能である。

表 2-1 南京浦口ごみ埋立処分場の埋立て状況

	ごみ埋立 可能総量	年間ごみ 受入量(万 ton)	埋立 開始年	埋立 完了年	埋立状況
エリア	200 万ト	25.5 万	1995 年	2004 年	埋立完了
エリア	300 万ト		2004 年	2014 年	300 万ト ÷ 25.5 万ト = 約 10 年
合計	500 万ト	-	-	-	-

2 . 9 . 3 メタンガス発生状況、ガス分析結果

南京綠色資源再生工程有限公司は、南京大学のサポートを得て 2 年前からメタンガスを回収、さらには簡易のフレア設備を設置し事業化へ向けての LFG 分析調査を実施しており、ガス成分、発生量予想等のデータを蓄積している。ガス分析の結果から、ガス濃度としてメタン濃度は 55 ~ 60%、二酸化炭素濃度は 30 ~ 35% のデータが得られている。この数値はガスエンジンを運転するために必要となる濃度 50% を上回っており必要十分である。

メタンガスは埋立てられた廃棄物から嫌氣的に分解が進行することによる結果、生成される。メタン排出量の算定にあたっては、US EPA で示されている手法を用いること

とする。この手法は廃棄物が埋立処分場へ埋立てられた時間経過に伴うメタン排出量を算出する方法である。

LFG 排出量の算出にあたっては、式 1 に示すとおり、First Order Decay 式 US EPA manual "Turning a Liability into an Asset: A Landfill Gas to Energy Handbook for Landfill Owners and Operators"(December 1994) を用いる。

First Order Decay 式を（式 1）に記す。

$$(式 1) \quad LFG = R \cdot L_0 (e^{-kc} - e^{-kt}) \cdot (1 / w)$$

表 2-2 First Order Decay 式に必要な各パラメータの説明

	パラメータ	パラメータの説明
ごみの埋立て状況に関係	LFG	各年におけるランドフィルガスの発生総量 (N m ³ /y)
	R	サイト受入期間中における各年のごみの受入量 (ton/y)
	t	ランドフィルが埋立を開始してからの時間 (years)
	c	ランドフィルが埋立を終了してからの時間 (years)
ごみの構成に関係	L ₀	潜在的メタンガス発生量 (Methane generation potential) (N m ³ /ton tonは廃棄物量)
	k	メタンガス発生率 (Methane generation rate) (1/y)
	C	メタンガス収集効率 (%)
	w	LFG に含まれるメタンガス濃度 (%)

LFG の算定にあたり、EPA では下表 2-3 のとおり推奨値を提示している

表 2-3 First Order Decay モデルパラメータの推奨値

パラメータ	推奨値		
	湿潤気候	中湿潤気候	乾燥気候
L_0 (m ³ /ton)	140 - 180		
k (1/yr)	0.1 - 0.35	0.05 - 0.15	0.02 - 0.10

本プロジェクトのメタンガス発生量の算定で用いるパラメータの選定について説明する。

潜在的メタンガス発生量 L_0 (m³/ton)は、ごみに含まれる有機物成分量に左右される。本プロジェクトサイトでは有機物成分が 50%以上という高い値が想定され、 L_0 (m³/ton)は US EPAのデフォルト値 L_0 (m³/ton)である 140 ~ 180(m³/ton) の範囲の中間値以上であると想定できるが、値の選定には不確実性があることから、本プロジェクトでは若干保守的に見積もり中間値 160(m³/ton)を採用することとした。潜在的メタンガス発生量 L_0 の値が大きければ、定性的に潜在的メタンガス発生量が大きくなる。

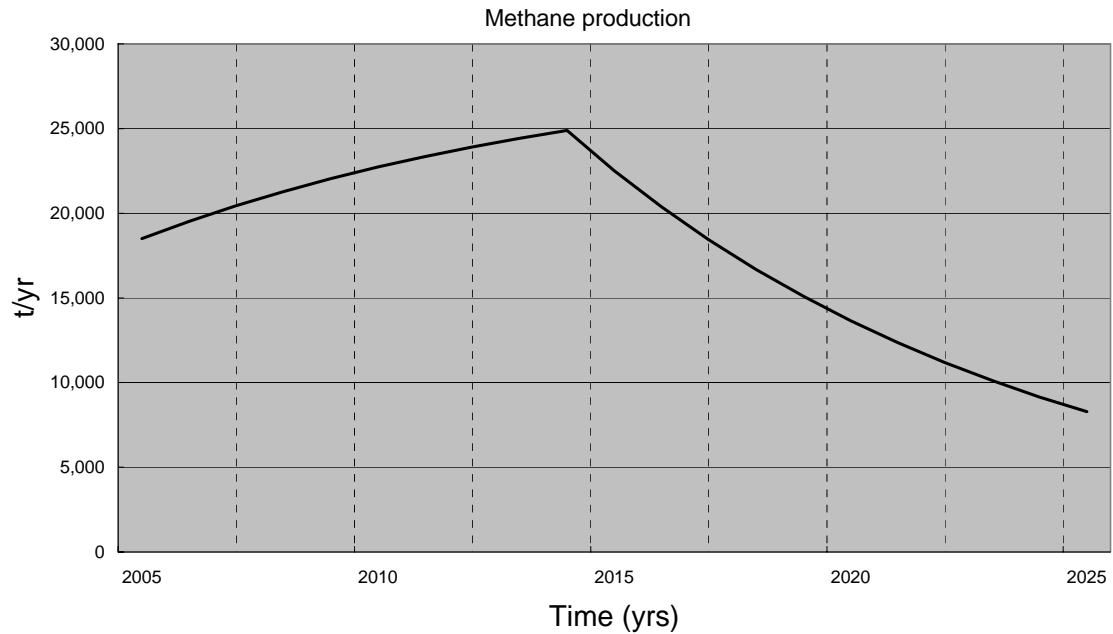
また、メタンガス発生率 k (1/yr)値は、サイト周辺の気候条件により左右される。すなわち湿度が高い地域ではメタン発酵の進行が早く k 値は大きくなる。南京は亜熱帯湿潤気候に属し、かつ年間を通じて四季が明瞭で温和な気候であることから、US EPA の湿潤気候におけるデフォルト値 0.1 ~ 0.35(1/yr)の範囲の中間値 0.225(1/yr)と想定できるが、値の選定には不確実性があることから、若干保守的に見積り 0.1(1/yr)を選定した。

下表 (2-4) に本プロジェクトのメタンガス算出に用いたパラメータを纏めた。

表 2-4 本プロジェクトのメタンガス算出に用いるパラメータ

パラメータ	数値
潜在的メタンガス発生量： L_0 (m ³ /ton)	160
メタンガス発生率： k (1/y)	0.1
メタンガス収集効率： C (%)	55
サイト受入期間中における各年のごみの受入量 (ton/y)	255,500

これらのパラメータを用いた First Order Decay モデルによるメタンガス発生量の予測結果を以下に記す。



メタンガス発生量の推移

メタンガス発生量の推移グラフから分かるように、プロジェクトを開始する 2005 年から 2015 年にかけてメタンガス発生量は増加する。2015 年にメタンガス発生量はピークを迎え、この年を境にガス量は減少していく。

このように、メタンガスの発生は各年一定でなく、また発生量を確実に予想することが難しいため、プロジェクトの実施の際には これら発生するメタンガスを余すところ無く有効に利用すること 余剰な設備投資を如何に防止することが収益性を高める上で重要な課題となる。

表 2-5 本プロジェクトのメタンガス発生量

年	メタンガス量	メタンガス量
	(単位 m^3 /年)	(単位 t /年)
2005	25,800,363	18,494
2006	27,229,249,249	19,518
2007	28,522,159	20,445
2008	29,692,032	21,283
2009	30,750,577	22,042
2010	31,708,388	22,729
2011	32,575,051	23,350
2012	33,359,240	23,912
2013	34,068,804	24,421
2014	34,710,844	24,881
2015	31,407,671	22,513
2016	28,418,836	20,371
2017	25,714,426	18,432
2018	23,267,375	16,678
2019	21,053,191	15,091
2020	19,049,715	13,655
2021	17,236,895	12,355
2022	15,596,588	11,180
2023	14,112,376	10,116
2024	12,769,406	9,153
2025	11,554,236	8,282

メタンガス比重を $0.0007168\text{kg}/\text{m}^3$ として計算

2.10 プラント設計

2.10.1 メタンガス回収技術

ごみ埋立処分場内で発生する LFG を収集し、排除するために垂直ガス抽出井戸が設置されている。垂直ガス抽出井戸は、ごみ埋立敷地内のどこかに LFG が噴出して火災を起こしたり、ごみ埋立処理場の内部に滞留して爆発を起こしたりしないように、井戸どうしの干渉を考慮して設置する。一般的にごみの埋立が完了後（最上部まで埋立完了）設置する。本事業における垂直ガス抽出井戸の諸元は表 2-6 のとおりである。

表 2-6 垂直ガス抽出井戸の仕様

項 目	仕 様
本数	エリア 40（本）
径	90～110(mm)
長さ	21(m)
材質	ポリエチレン製

垂直ガス抽出井戸の長所は、LFG 発生状況や埋立地の状況に応じて井戸の増設が容易である点にある。下図に垂直ガス抽出井戸のモデル図を示す。

Figure 3-1 Typical Landfill Gas Extraction Well

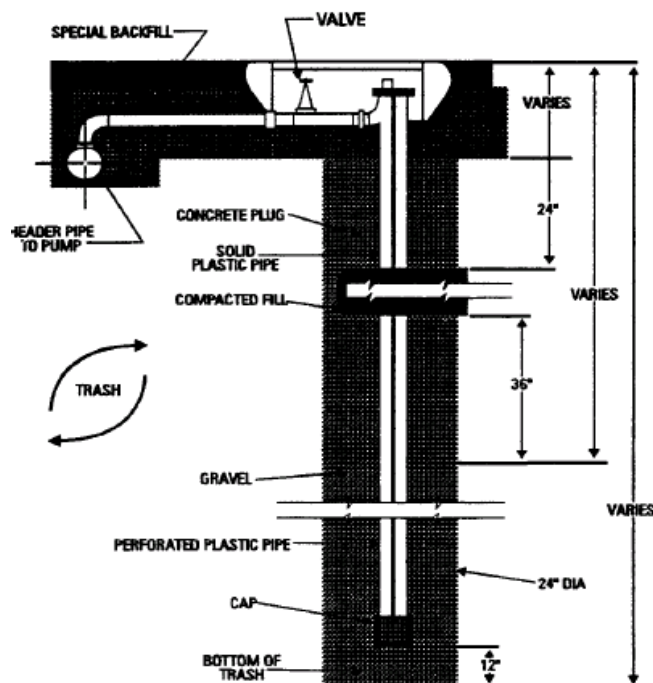


図 2-4 垂直ガス抽出井戸を用いたメタン回収技術（例）

出典：US EPA manual "Turning a Liability into an Asset: A Landfill Gas to Energy Handbook for Landfill Owners and Operators"(December 1994)

2.10.2 ガスエンジン発電設備

(1) 発電設備の基本構成

世界的に知名度が高く、信頼性が高い標準的なキャタピラー製のガスエンジン発電機を採用することで、取り替えのための部品調達などの保守管理が容易になる。

発電設備は、ごみ埋立処分場に隣接して建設される予定であり、南京市供电局の電力系統と連携することで発電した電力を供給する計画である。

設置される発電設備は、吸気システム、ガスエンジン本体、発電機などがパッケージ化しているシステムとする。

表 2-7 発電設備主要データ

項 目	技術データ
製造メーカー	キャタピラー社製
型式	G3516LE
発電機台数	最大 6 ユニット
発電端出力	1,030kW / ユニット
力率	80%
回転数	1,500rpm
周波数	50Hz
電圧	発電機出口 400V (主要変圧器で 10kV まで昇圧して送電線に接続)

ガスエンジン発電機の燃料となるメタンガスは、南京浦口ごみ埋立処分場サイトからメタンガス回収システムにより回収される。回収されるメタンガスはある程度煤塵や湿分を保有しているため、吸気システムにより煤塵や水分等の除去を実施した後、ガスエンジン発電機へ送られる。



図 2-5 ガスエンジン G3516LE イメージ

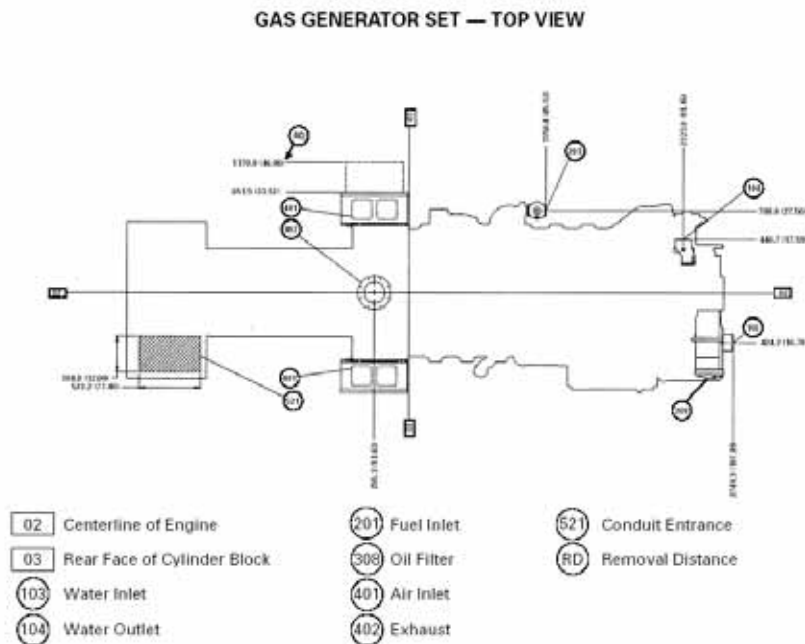


図 2-6 ガスエンジン G3516LE 真上より

(2) 付属システムの概要

ガスエンジン発電システムその他、主に下記の付属システムを設置予定である。

表 2-8 付属システム概要

付属システム	機 能
吸気システム	ガスを吸気し、フィルターにより煤塵や水分等を除去する。
潤滑油システム	エンジン駆動のための潤滑油を供給するシステムである。
冷却システム	ラジエーターにより冷却水および潤滑油を冷却する。

2 . 1 0 . 3 フレアリング設備

南京浦口ごみ埋立処分場から回収された LFG は発電機で消費され、その余剰分はフレアリング設備により燃焼される。また、ガスエンジン発電システムが定期点検等で停止した場合でも回収した LFG の大半を燃焼できる規模の設計設備容量とする。本プロジェクトでのフレアリング設備仕様は下表のとおり。

表 2-9 フレア設備仕様

項 目	技術データ
フレア容量	2,000(m ³ /h)
メタンガス燃焼効率	97(%)
フレア台数	2(台)

ガスエンジン発電機設置予定地についてはランドフィルの近隣に位置する。



ガスエンジン発電設備設置予定地（ごみ埋立処分場から臨む）

また、ガスエンジン発電機設置後のプラント設備の標準的なイメージ図は以下のとおりである。



プラント設備完成予想図

2.1.1 資金計画

本プロジェクトでは、初期投資に必要となる発電プラント建設費用等は、現時点で事業実施主体である南京綠色資源再生工程有限公司を中心とした現地の企業からの出資と地元銀行からの融資で調達される見込みである。これは本プロジェクトが国家施策に沿った環境改善プロジェクトであること、またカーボンクレジットによる追加的な収益が見込めることから中国企業の関心が高いためであると思われる。従って FS 実施主体である中部電力、エコセキュリティーズには出資としての参画を見送り、CDM スキーム構築、カーボンクレジット購入で参画する計画である。

今回の市中銀行（華夏銀行）への調査結果から、このような CDM プロジェクト（電力事業）で銀行からの融資を受ける場合、その前提条件として以下の項目が重要な審査材料となることがわかった。

本プロジェクトが国家施策に準じており、国家に対し永続的な発展に貢献できること。

慢性的な電力不足の解消に貢献できるプロジェクトであること。

プロジェクトリスクが明確であること。

電力購入契約の締結が確実で、安定的な売電収入が見込めること。

本プロジェクトにおいては、上記条件をいずれも満たしていることから、銀行からの資金調達可能性も十分であると想定できる。

現地調査の結果から、本プロジェクトに要するプラント設備建設のための概算費用は以下のとおりである。

為替レート：13 円 / RMB

建設費の内訳	費 用	
	(RMB)	(日本円)
ランドフィルガス回収システム建設費	101 万 RMB	1,313 万円
ガスエンジン（6 台：建屋含む）建設費用	3,000 万 RMB	39,000 万円
フレア設備（2 台）建設費用	248 万 RMB	3,224 万円
その他 井戸建設費用等	84 万 RMB	1,092 万円
合 計	3,433 万 RMB	44,629 万円

2.1.2 収支計画

2.1.2.1 収支計画を行うにあたっての前提条件

表 2-10 収支計画の前提条件

項 目	内 容
1. 為 替 レ ー ト	1US\$ = 110JPY、1RMB = 13JPY
2. 物価上昇率	操業開始後の物価上昇率は考慮しない。
3. 分 析 期 間	ガスエンジンの耐用年数を考慮して、2005 年 4 月運転開始から 25 年間とした。
4. 減 価 償 却	残存簿価 10%、機械設備は 10 年。 償却方法については定額法であり残存価格をゼロとした。
5. 税 制	企業所得税率 33%（中央政府 30%、地方政府 3%）
	付加価値税（17%）を想定した。
6. 資 本 金	現在、ランドフィルを運営している南京緑色資源再生工程有限公司が本プロジェクトの実施主体と想定し、会社設立のための資本金は考慮しないこととした。
7. 資 金 調 達	プロジェクト実施に必要となるプラント設備への初期投資資金については、南京緑色資源再生工程有限公司をはじめとする地元企業からの出資と市中銀行からの融資で調達するものとした。
8. 固 定 資 産 費 用	ガスエンジン(建屋含む)は、1 台 6,500 万円(500 万 RMB) これを 6 台設置することから合計 3.9 億円とした。
	フレア設備は 1 台 1,620 万円 (125 万 RMB) これを 2 台設置することから、3,240 万円とした。
	コンティンジェンシーは上記費用の 10%とした。(輸入手数料 3%等含む。) またランドフィルの管理業務は南京市が実施しているため、用地取得の費用は見込まないものとする。

項 目	内 容
9 . CDM トランザクション費用 (初年度費用)	現地聞き取り調査の結果より、ホスト国承認費用、ベースライン設定・有効化審査・登録費用として、660 万円 (51 万 RMB) とした。
10 . 運 営 費 用	本プロジェクトの運営のために必要となる従業員の労務費および材料費 (OM 費) については、現地聞き取り調査結果より、0.2RMB/kWh とした。 初年度の OM 費はメーカー側から保証されており、運転 2 年目以降について OM 委託契約をメーカー側と締結するものとした。
	CDM 検証・認証費用は 220 万円 / 年とした。
	会社維持費 (コンティンジェンシー) を売上高 10% とした。
11 . 発電電力販売収入	発電電力量は、発電機 1 台あたりの出力 1,030kW であり、かつ、発電ロス分として 5% を考慮した。 また、発電機の運転時間は 7,884 時間 / 年 (利用率 90%) とした。
	ランドフィル発電電力販売単価は、現地聞き取り調査結果より、0.40 RMB/kWh とした。
12 . CO ₂ クレジット 販売収入	販売単価は、クレジット販売なし、2\$、4.5\$、10\$ / t-CO ₂ の 4 ケースで経済分析した。

2.12.2 プロジェクトの支出

プロジェクト支出費用は、大きく分けて初期投資費用および運営費用からなる。

表 2-11 初期投資費用の内訳

項 目	内 訳
固定資産費用	ガスエンジン購入費用、貯蔵タンクおよびガスエンジン建屋の土木建築費用、ガス導管布設およびガスエンジン据付費用
CDM トランザクション費用	ホスト国承認費用、ベースライン設定・有効化審査・登録費用
コンティンジェンシー (不確定な費用)	輸入手数料(港務費、商品検査費、税関管理費等)、土地使用料など不確定な費用。 本プロジェクトでは初期投資費用の 10%とした。

表 2-12 運営費用の内訳

項 目	内 訳
設備メンテナンス費用	ガスエンジン運転のための保守・点検費用。
燃料費	メタンガスは南京市より無償提供。
人件費などの直接経費	運営会社社員の人件費、医療保険、失業保険、年金などの福利費用。
CDM 検証・認証費用	定期的な検証、認証に必要な費用。
コンティンジェンシー (不確定な費用)	教育費用、事務・生活用具購入費など、会社維持に必要な不確定な費用。 本プロジェクトでは初期投資費用の 10%とした。

表 2-13 初期投資費用と運営費用

	初期投資費用	運営費用
プロジェクト費用	446 百万円	1,301 万円 / 年間 (発電機 6 台稼動の場合)

2.12.3 プロジェクトの収入

本プロジェクトにおける収入には、メタンガスを燃料とした発電による電力販売収入とCO₂クレジットの販売による収入がある。

(1) 電力販売による収入

発電による電力売電収入においては、電力グリッドへ接続するための電力会社との電力購入契約(PPA)と電力販売単価の設定が必要不可欠な要素となる。

本プロジェクトでは、南京電力公司からの聞き取り調査により、電力購入契約(PPA)を締結した場合におけるランドフィルメタン回収利用プロジェクトの電力販売単価(予想)は、以下のとおりである。

表 2-14 販売電力単価

発電種類	電力売電単価
再生可能エネルギー発電 (ランドフィルメタン回収利用含む)	0.40 RMB/kWh
(参考) 大型火力発電所	0.27 RMB/kWh

以上のことから、大型火力発電所の引き取り価格と比較してみると、本プロジェクトのような再生可能エネルギー発電の電力買電単価は優遇されていることがわかる。現地聞き取り調査の結果、優遇されている理由は以下のとおりである。

本プロジェクトが政府の方針に沿っていること。

本プロジェクトが環境改善プロジェクトであること。

本プロジェクトが新技術である再生可能エネルギー発電であること。

中国では、契約期間は毎年更新が原則であり、長期の電力購入契約は一般的でない。それは国家が小売価格を管理し毎年見直しを行い、それに伴い卸売り電力価格も変動するためである。それでも本プロジェクトに関しては上記のとおり有利な条件が揃っているため契約の更新に関しては問題ないと考えられる(南京電力会社のコメント)。

(2) CO₂クレジットの販売による収入

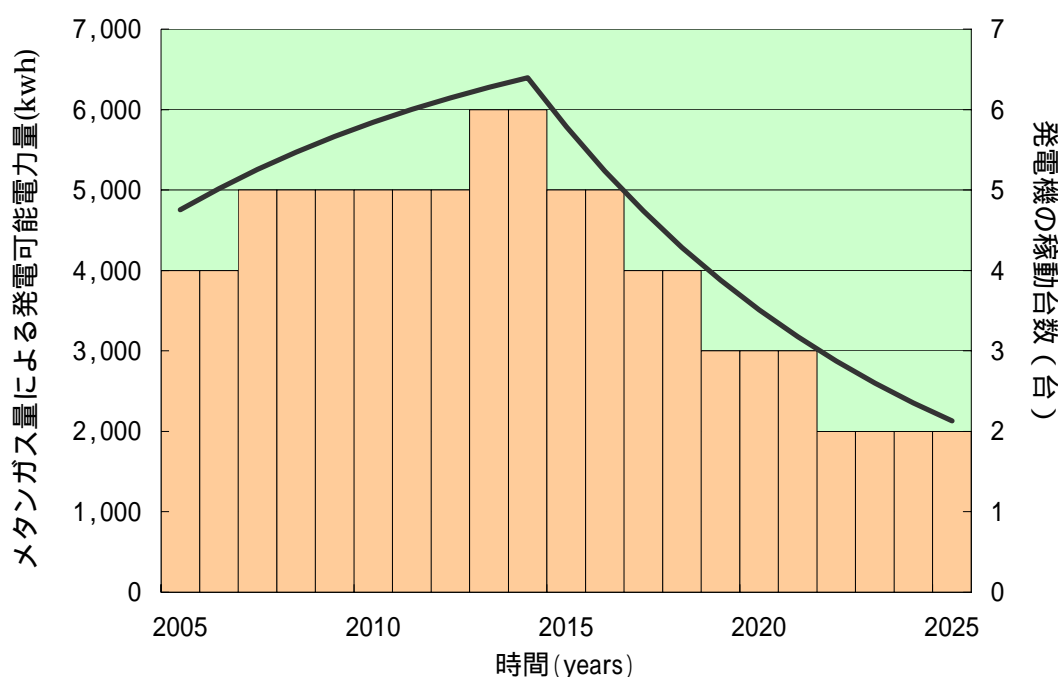
CO₂クレジットの販売による収入におけるCO₂クレジット価格は4.5\$/t-CO₂と想定した。本プロジェクトにカーボンファイナンスを導入することにより、本プロジェクトにおける収入は増加することとなる。この場合、プロジェクト期間を20年以上とした場合、第二約束期間の枠組みのリスクが現時点で存在する以上は、クレジット獲得のリスクが伴うことを考慮すると、20年以上に亘りクレジットを獲得することを想定することは現実的でない

と考えられる。よって、本プロジェクトのクレジット獲得期間を 2005 年から 11 年間と仮定することとした。

(3) 発電機の設置・撤去計画

前述した「 2 . 9 . 3 メタンガス発生状況、ガス分析結果」における長期的なランドフィルから回収されるメタンガス量から発電可能な電力量を算出し、この電力量に基づき本プロジェクトで設置されるガスエンジン発電機の設置・撤去計画を立案した。

その計画は下のグラフのとおりである。



メタンガス量による発電可能電力量と発電機の稼働計画

このグラフからも分かるように、メタンガスの発生量は毎年一定でなく予測することが大変難しいため、プロジェクトの実施の際にはこれら発生するメタンガスを効率的に余すところ無く有効に利用するか、また逆に余剰設備を設置しないことが高い収益を確保するうえで重要な課題となる。

この課題に対処すべく本プロジェクトでは回収可能なメタンガス発生量を最大限に利用するために、ガスエンジン発電機をメタンガス回収量によって稼働台数を増減させて運転することを計画しており、これが本プロジェクトの最大の特徴である。2005 年～2025 年のプロジェクト期間で最大 6 台の発電機 (1,030kW/機) が稼働することになる。この結果、売電とCO₂クレジット売却による収益が向上し、本プロジェクトの魅力が増すこととなる。

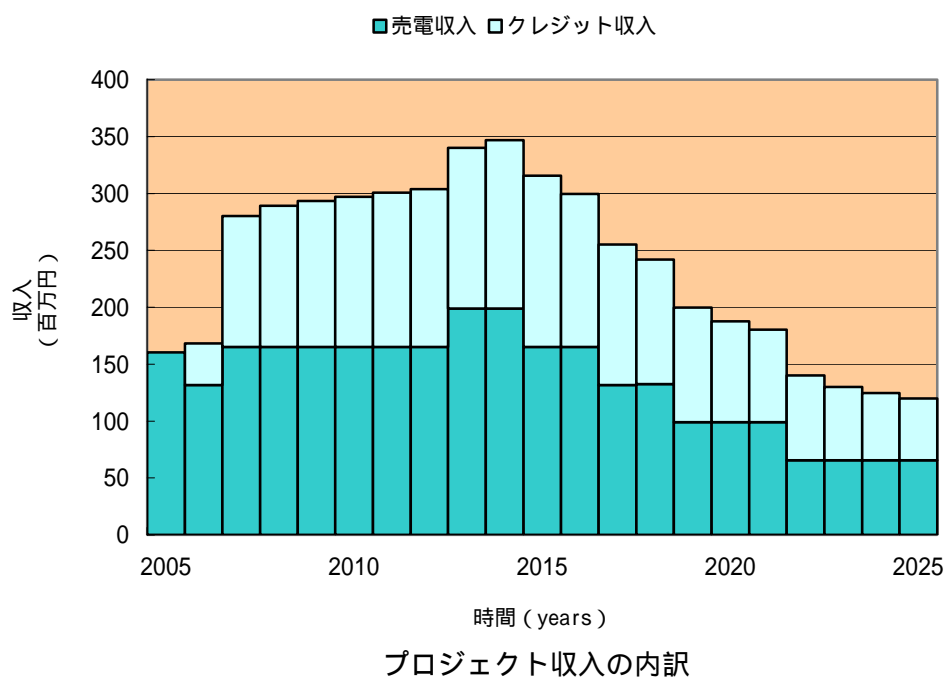
(4) プロジェクト収入額

プロジェクト期間におけるプロジェクトによる収入額合計について、クレジット販売単価を下表 2-15 のとおり 3 パターンで見積もったケースとクレジットなしのケースを纏めた。

表 2-15 プロジェクト収入 (プロジェクト期間 21 年間の場合)

項目	クレジットなし	2\$ / t-CO ₂	4.5\$ / t-CO ₂	10\$ / t-CO ₂
売 電 収 入	28 億円 (買電単価 : 0.40RMB/kWh、ガスエンジン稼働率 : 90%)			
CO ₂ クレジット販売収入	-	10 億円	22 億円	49 億円
プロジェクト収入	28 億円	38 億円	50 億円	77 億円

本プロジェクトにおける売電収入とCO₂クレジットの販売収入の内訳と推移を以下にグラフで表示した。



売電とCO₂クレジットの販売による収入の毎年の構成比率は若干、売電による収入分が大きいことが分かるがほぼ同じ割合である。このことから、どちらか一方の収入源に頼るのではなく、本プロジェクトでは両方の収入源ともに必要不可欠であることがわかる。

2.12.4 内部収益率（IRR）、正味現在価値（NPV）

本プロジェクトの支出と収入の前提条件をもとに、内部収益率（IRR:Internal Rate of Return）、正味現在価値（NPV:Net Present Value）を計算し、プロジェクト収益性の評価を実施した。

IRRを求めることで、それは要求される収益率よりも高いかどうか、また、NPVを求めることで、プロジェクトに投資をした場合にどれほどの価値を創造できるのかをみることができ、それは、投資家が投資の可否を判断するという意思決定に用いる重要なツールである。

ここでいう要求される収益率とは、投資プロジェクトに対して投資家が要求する最低水準の収益率であることを意味する。投資家は、あるプロジェクトへ投資をする時に、資本市場で利用可能な投資機会と最低限同等の収益率を生むことを要求する。

ここでは、プロジェクトのIRRとNPVを求めるに際し、下表のとおりクレジット単価を変動させた各々のケースを用いて求めることとした。

これはクレジット単価がカーボンマーケットの動向による影響を受けることで変動する可能性を含んでいるためであり、この単価が変動することで本プロジェクトの収入も影響を受けることで財務状況が変化するため、個々のケースにおけるIRR、NPVも求めておく必要があるためである。NPVを求める際の要求収益率は12%とした。

表 2-16 プロジェクトの内部収益率(IRR)と正味現在価値(NPV)（CO₂クレジット単価を変動）

CO ₂ 単価 評価項目	クレジットなし	2 \$/t-CO ₂	4.5 \$/t-CO ₂	10 \$/t-CO ₂
IRR(%)	- 1%	13%	26%	51%
NPV（万円）	- 13,806 万円	658 万円	19,960 万円	62,4220 万円
投資回収年数	11 年	6 年	4 年	3 年

算定の結果、クレジットなしのケースでは、IRRとNPVが共にマイナスとなり、投資を実施しない方が良い結果となる。一方、クレジット有りのケースをみると、クレジット価格が2\$/t-CO₂のケースではIRRが13%となり、要求収益率12%に近い結果となる。さらにクレジット価格が4.5\$/t-CO₂まで上昇したケースでは、IRRが26%、NPVも約2億円となることから、プロジェクトへの投資魅力が増す結果となる。

次に、クレジット単価の変動を考慮したIRR、NPV分析の他、電力売電価格も変動させた個々のケースについてIRR、NPVを求めた。これは今後将来に亘り中国政府の再生可能エネルギーへの政策の見直し等への影響を考慮するためである。

表 2-17 プロジェクトの内部収益率(IRR) (CO₂クレジット価格、売電単価を変動)

CO ₂ 単価 発電単価	クレジットなし	2 \$/t-CO ₂	4.5\$/t-CO ₂	10 \$/t-CO ₂
10% (0.44RMB/kWh)	5%	17%	31%	56%
5% (0.42RMB/kWh)	2%	15%	28%	54%
ベース (0.4RMB/kWh)	- 1%	13%	26%	51%
5% (0.38RMB/kWh)	- 4%	10%	24%	49%
10% (0.36RMB/kWh)	- 10%	8%	22%	47%

表 2-18 プロジェクトの正味現在価値(NPV) (CO₂クレジット価格、売電単価を変動)

CO ₂ 単価 売電単価	クレジットなし	2 \$/t-CO ₂	4.5\$/t-CO ₂	10 \$/t-CO ₂
10% (0.44RMB/kWh)	- 8,166 万円	6,297 万円	25,599 万円	68,061 万円
5% (0.42RMB/kWh)	- 10,986 万円	3,477 万円	22,779 万円	65,241 万円
ベース (0.4RMB/kWh)	- 13,806 万円	658 万円	19,960 万円	62,4220 万円
5% (0.38RMB/kWh)	- 17,139 万円	-2,161 万円	17,139 万円	59,602 万円
10% (0.36RMB/kWh)	- 21,454 万円	-4,981 万円	14,319 万円	56,782 万円

以上の結果から、本プロジェクトにおいては発電単価 10%増まで変動するケースの場合でも、クレジットなしのケースではIRR、NPVともにマイナスであり、投資に値しないプロジェクトとなる。また、クレジット単価が 2 \$/t-CO₂のケースにおいても、売電単価がベースとなる 0.4RMB/kWhより安ければ、IRRは必要収益率 12%を下回り、NPVもマイナスとなる結果となる。これらのことから、本プロジェクトが投資に値するための最低条件は以下のとおりと考えられる。

クレジット販売による収入が見込め、クレジット価格が 2 \$/t-CO₂以上であること。
売電単価が 0.4RMB/kWh 以上であること。

2.12.5 LFG 収集率に対する感度分析

本プロジェクトにおける収入源は、ごみ埋立処分場から発生するメタンガスを回収し、これを発電エネルギーとして利用することで、電力ならびにCO₂削減量分クレジットを販売することである。そのため、発電用の燃料となるLFG（メタンガス）の排出量が安定的に確保できるかが最大の課題である。

メタンガス排出量は、廃棄物の搬入量、内容物、搬入からの期間およびサイトの気象条件等によって左右されるため、発生量を正確に予測することは至難の技である。よって、LFG 収集率に関するリスクがキャッシュフローに与える影響する定量的に分析する必要がある。下表 2-19 に感度分析を実施した結果を示す。

表 2-19 LFG 収集率を変化させた場合の IRR

パターン	LFG 収集率 C(%)	発電機 稼働台数 (台)	フレア 稼働台数 (台)	IRR(%) クレジットあり (価格 4.5\$/t-CO ₂)
(ベース)	55%	6	2	26%
	45%	5	2	25%
	35%	3	1	25%
	25%	2	1	20%

本プロジェクトではガス収集率 55%、IRR が 26%ベースとして評価すると、ガス収集率が 25%と低くなれば、IRR が 20%となる結果となるものの、依然、投資に値するプロジェクトであると言えるが、プロジェクトへの魅力度を高めるためには、LFG を効率良く収集することが必要不可欠であり、このことがプロジェクトの重要な要素となる。

第3章 プロジェクト設計書（概要版）

プロジェクト設計書の構成

プロジェクト設計書は、以下に示す A ～ G のセクションで構成される。

- A . General description of project activity (プロジェクト概要)
- B . Application of baseline methodology (ベースライン方法論の適用)
- C . Duration of the project activity/Crediting period (プロジェクト/クレジット期間)
- D . Application of a monitoring methodology and plan (モニタリング方法論の適用と
計画)
- E . Estimation of GHG emissions by sources (温室効果ガス削減量の算定)
- F . Environmental impacts (環境影響評価)
- G . Stakeholders' comments (ステークホルダー・コメント)

A (プロジェクト概要) については前章までに記載済みであるため、本章では B , C , D , E , F、G について説明する。

3.1 ベースライン方法論の適用

3.1.1 プロジェクト活動に適用されたベースライン方法論タイトルと出典

今回使用したベースライン方法論は、ACM0001「LFG プロジェクト活動の統合化方法論」である。本方法論は、これまでに CDM 理事会によって承認された LFG プロジェクトに関わる 4 件の新しい方法論（表 3-1）を統合化し、第 15 回 CDM 理事会（2004 年 9 月 1 日～3 日：ドイツ・ボン）にて承認されたものである。

表 3-1 統合化方法論のベースとなった CDM 理事会で承認された LFG プロジェクト

登録番号	事業名	事業国
NM0004	Salvador da Bahia Landfill Gas Project	ブラジル
NM0005	Nova Gerar Landfill Gas to Energy Project	ブラジル
NM0010	Durban Landfill Gas to Electricity Project	南アフリカ共和国
NM0021	CERUPT Methodology for Landfill Gas Recovery: Onyx Landfill Gas Recovery Project	ブラジル

3.1.2 統合化方法論を本プロジェクト活動に適用できる理由

本方法論はごみ埋め立て処分場からのメタンガス回収利用事業活動に対して適用できる。ベースラインシナリオは、メタンを含む LFG は部分的もしくは全量が大気へ放出される。一方、プロジェクト活動は以下の 3 つのシナリオが考えられる。

- a) 回収されたメタンガスは燃焼される。
- b) 回収されたメタンガスは、エネルギー（電気、熱）を生成するために使用される。ただし、このプロジェクト活動により他のエネルギー源を代替もしくは削減することに伴う排出削減効果はシナリオに含めない。
- c) 回収されたメタンガスは、エネルギー（電気、熱）を生成するために使用される。このプロジェクト活動により他のエネルギー源を代替もしくは削減することに伴う排出削減効果をシナリオに含める。

本プロジェクトは、回収メタンガスを発電もしくは燃焼の用途に使用し、さらに発電した電力をグリッド送電することで他のエネルギー源代替による排出削減効果を獲得することを目的としており、上記の a) と c) に該当することから、統合化方法論を適用することは可能であると考えられる。

また本プロジェクトでは発電機出力 6MW を計画しているため、発電した電力をグリッド送電し他のエネルギー源を代替することに伴う排出削減量の算定は、発電出力 15MW 以下の「小規模発電 CDM に対して適用できる方法論（Type 1.D.）」を適用した。電力グリッド

代替の排出係数としてグリッド全体平均排出係数を使用しているが、その計算に使用したプロジェクトサイトが位置する華東電力網のデータは、2002 年中国年間統計 (2002 China Year Book) を使用した。また各種燃料に対する発熱量、炭素排出係数および炭素酸化比率係数については、IPCC ガイドライン(1996 revised) よりデフォルト値を使用した。

3.1.3 プロジェクト実施により達成される GHG 排出削減プロセスの説明

プロジェクト実施した場合の GHG の人為的排出量が CDM プロジェクト未実施の場合 (ベースラインシナリオ) の排出量より少なく、CDM がなければ人為的排出量削減が実現されない場合、CDM プロジェクトは追加性があるという。本プロジェクトにおける追加性について、統合化方法論に基づき以下の手順で証明した。

ステップ 1 現行の法規制の下で考えられるベースラインシナリオ候補の特定

候補 1 ランドフィル運営事業者は、サイトから発生する LFG を回収もせず燃焼もさせない現行の廃棄物処理事業を継続する。この場合、回収 LFG を使用した発電事業は行われずホスト国の電力システムへ与える影響は一切ない。

候補 2 ランドフィル運営事業者は、LFG 回収設備、高効率 LFG 燃焼装置および LFG 発電設備の投資を行う。その設備の運転によりメタンを回収利用による温室効果ガス削減と同時に、電力グリッドに接続する他の発電設備を焚き減らす効果がある。(本プロジェクトシナリオ)

ホスト国では、ランドフィルメタン回収に関する法規制はあるものの現状ではそれを遵守するサイトは存在せず実施的には効力がないため、上記のいずれのベースライン候補も法規制を満足している。

ステップ 2 投資分析による追加性の証明

ここでは追加性を証明するために投資分析による方法論を使用する。もし考えられるベースライン候補がプロジェクトシナリオと同等規模の投資を伴わない事業活動であれば、次に示す分析オプションが使用でき、本プロジェクトではこのオプションを適用することができる。

現行のランドフィルガスを回収もせず燃焼もさせない事業継続 (ベースライン) に反して、この LFG プロジェクト開発の可能性は、当該プロジェクト IRR とホスト国での投資活

動に適用される融資利率とのベンチマークによって評価される。ここでの融資利率とは、ホスト国の市中銀行利率もしくは国債利率を示しそれぞれ 2.79%、3.64%である。プロジェクト IRR をそれらの数値と比較し同等もしくは低い条件であれば、このプロジェクトは実現可能性が低いと考えられる。

下表 3-2 は本プロジェクト活動の財務分析結果を示す。カーボンクレジット収入を見込まないプロジェクト IRR は、- 1.0%であり、ホスト国の市中金利(2.79%)や国債利率(3.64%)よりも低い値である。すなわちカーボンクレジットを見込まない場合の LFG プロジェクトは投資家にとっての魅力はなく実現性が低い。

表 3-2 プロジェクトの財務分析結果

	カーボンクレジット込み (4.5\$/t-CO ₂)	カーボンクレジットなし
Net Present Value (US\$)	1,814,486	- 1,255,160
IRR (%)	26.0	- 1.0
Discount Rate (%)	12.0	12.0

電力グリッドへの売電収入およびプロジェクト資本（初期投資）は財務分析に与える影響ファクターの中で最も変動する可能性の高い項目で、これら 2 つのパラメータに対する感度分析を実施することでより精度の高い財務分析を実施し、カーボンクレジットを見込まない事業の実現性の低さを証明した。感度分析を実施したいずれのパラメータについても、プロジェクト IRR が改善する方向に 10%の感度を与えて IRR および NPV を算出した。結果は下表 3-3 のとおりであるが、結果は依然として IRR は低くカーボンクレジットを見込まない場合は投資事業としては魅力がないことが明らかであった。

表 3-3 感度分析結果

	IRR (%)	NPV (US\$)
Original	- 0.82	- 1,255,160
Increase in project revenue	1.65	- 626,139
Reduction in project costs	1.32	- 609,016

（注）NPV 計算において Discount Rate は 12%を使用。

ステップ 3 CDM事業化による影響

本プロジェクトでは、ベースラインシナリオにおいて発生すると考えられる LFG の量を IPCC ガイドライン（1996 Revised）に記載された想定方法の 1 つで米国環境保護局（US EPA）の First Order Decay Model を使って推定し、その後プロジェクトを実施しなかった場合に想定されるメタン処理量を差し引いて算出した。このプロジェクトを実施しなかつ

った場合の処理量の算定には、本プロジェクトの開始時に規制要件によって義務づけられるガス回収システムの有効性（Adjustment Factor:有効化調整係数）の考え方をを用いた。本件では、LFG 回収義務の強制適用の可能性もありうることから AF には 5%を使用した。また正確な AF 値を算定するため法規制をモニタリング項目に入れることとした。このようにして算定したベースライン排出量を基に、メタン回収設備、ガスエンジン発電設備さらにはフレア設備の基本設計を行い、本プロジェクトで獲得できる排出削減量（カーボンクレジット）の事前（ex-ante）見積もりを実施した。

ステップ 2 で記載したとおりプロジェクトは CDM による追加的な金融支援なしでは進捗しないと考えられる。もしプロジェクト実施者が本プロジェクトから獲得できるカーボンクレジットを 4.50\$/t-CO₂で売却することで追加的な収入が得られれば、表 3-2 に示すとおり IRR を大幅に向上させ、このプロジェクトの投資価値を高める十分な収益性を確保できる。

さらに、本プロジェクトのベースラインおよびプロジェクトシナリオをより決定的とするために、次ステップにおいてその他に考えられる追加性およびリーケージを評価する。

ステップ 4 ホスト国での LFG の扱い

ホスト国では現状 LFG プロジェクトの実施に対して各種の障壁がある。ランドフィルサイトの大半は大都市郊外に位置し、川、谷および湿地地帯等の地形を利用している。無秩序な廃棄が周辺環境および人体への健康に対して深刻な影響を与えている。人口の増加に伴い、ホスト国政府は廃棄物管理の改善の必要性を強く認識し始め、2000 年までに 60%を衛生的に管理された埋め立て処分場へ転換する目標を設定した。しかし、ホスト国ではランドフィルサイトにおけるメタン回収を義務づける強制力のある法は依然存在しないため、約 300 ヶ所のごみ埋め立て処分場の大半は、依然として資本不足や技術不足が原因で国際的な建設基準および環境基準を満足していないのが現状である。現在ホスト国では 2 ヶ所のサイトにおいて LFG 回収を目的とした設備が設置されているが、それらはいずれも完全な民間資金投資ではなく開発支援資金を活用したモデルプロジェクトである。またその他大気放出メタンの自然発火を防止し安全性向上を目的として部分的に LFG を回収する設備を設置したサイトはいくつか存在するが、排水処理設備の不備によるドレンレベル上昇によりメタン回収が効率よく行われていない状況が多く見られる。

以上のステップ 1 ～ 4 の分析結果から、本プロジェクトのベースラインシナリオは以下のとおり定義した。

本プロジェクトサイトのごみ埋め立て処分場では、当面 LFG は回収利用されることなく大気中に無制限に放出されつづける。ただし、現状ではその確率がそれほど高くないものの、将来のある時点において LFG の回収と処理が法令によって義務づけられる可能性も僅

かにあるため法令の整備状況をモニタリング項目として継続監視する必要がある。

ステップ5 電力グリッドのCO₂排出係数の算定

3.1.2で記載したとおり、発電した電力をグリッド送電することで他のエネルギー源を代替することに伴う排出削減量は、発電出力が15MW以下の小規模発電CDMに対して適用できる方法論（Type 1.D.）を使用して算定した。具体的には、メタンガス利用による発電電力量（MWh）に以下に示す2つのオプションa）またはb）の手順で算定した電力グリッド排出係数（t-CO₂/MWh）を掛ける。

a）適切なオペレーティングマージンとビルドマージンの平均

(i) 適切なオペレーティングマージンとは、水力、地熱、風力、低コストバイオマス、原子力および太陽光を除き電力グリッドに接続する全ての電源の平均排出係数を指す。

(ii) ビルドマージンとは至近に建設されたプラントで、全電源の中で新規電源の20%もしくは至近に建設された5つの電源、いずれか発電電力量の大きい方の電源の平均排出係数を指す。

b）全電源の平均

プロジェクトサイトが位置する華東電力網の総発電設備容量は、2003年末で79,486MWで、本プロジェクトにて計画しているガスエンジン発電設備容量（最大）6,000kWは、電力グリッド全体の0.0037%を占めるにすぎない。すなわちガスエンジン発電設備容量は、ホスト国の電源開発計画の影響を無視できるレベルの小さい規模であると考えられる。また、ホスト国ではビルドマージンの算定に必要な電源開発に関するデータの入手は困難であること、電力グリッドデータの開示も制限されガスエンジン発電設備設置による代替電源の特定は困難であることから、本プロジェクトでは電力グリッド排出係数としてオプションb）を使用することとした。

3.1.4 プロジェクト領域

プロジェクト領域は、下図で示すとおりベースライン排出量の算定への影響を考慮すべきLFGを回収利用するプロジェクトサイトおよび発電した電力で他電源を代替する電力グリッドと定義した。

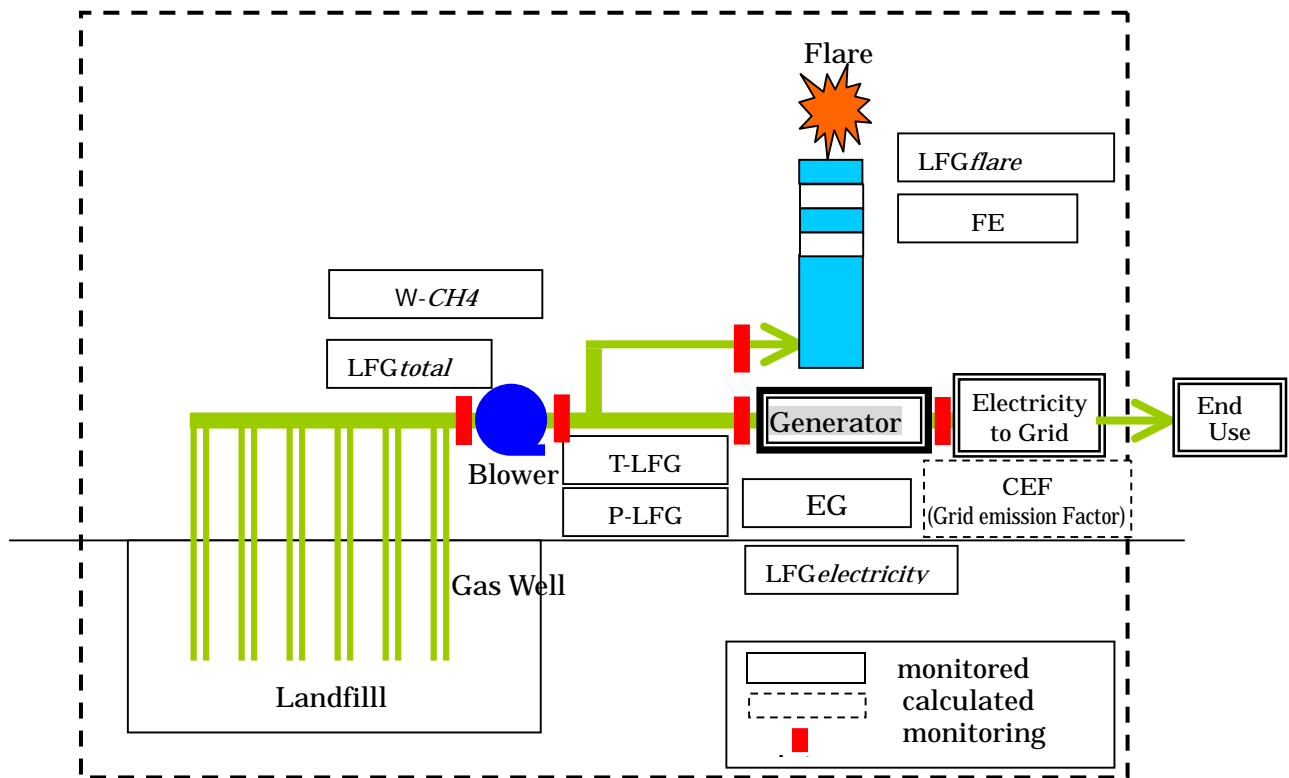


図 3-1 プロジェクト領域

ベースラインおよびプロジェクト活動に関わる温室効果ガスの排出源および種類について下表 3-4 にとりまとめた。

表 3-4 本プロジェクトで取り扱う GHG 排出源と種類

	排出源	種類	排出削減量計算への適用
ベースライン・シナリオ	LFG 回収（発電用途）	CH ₄	Yes
	LFG 回収（燃焼用途）	CH ₄	Yes
	電力グリッド代替	CO ₂ N ₂ O	Yes No（無視できるほど少ない/含めないことが保守的）
プロジェクト・シナリオ	LFG 燃焼（ガスエンジン発電機）	CO ₂	No（LFG はカーボンフリー）
		CH ₄	Yes
		N ₂ O	No（無視できるほど少ない）
	LFG 燃焼（フレアスタック）	CO ₂	No（LFG はカーボンフリー）
		CH ₄	Yes
		N ₂ O	No（無視できるほど少ない）
	メタン回収利用設備建設に伴う排出（建材輸送/建設機器）	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	No（無視できるほど少ない）

3.2 プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間

3.2.1 プロジェクト実施期間

プロジェクト開始：2005 年 2 月 1 日（建設着工）

プロジェクト実施期間：20 年間以上

3.2.2 クレジット獲得期間

クレジット獲得開始：2005 年 9 月 1 日（予定）

クレジット獲得期間：7 年間（初期）、21 年間（最大）

3.3 モニタリング方法論の適用と計画

3.3.1 プロジェクト活動に適用されたモニタリング方法論タイトルと出典

今回使用したモニタリング方法論は、ACM0001「LFG プロジェクト活動の統合化方法論」である。本方法論は、これまでに CDM 理事会によって承認された LFG プロジェクトに関わる 4 件の新しい方法論（表 3-1）を統合化したものであり、第 15 回 CDM 理事会（2004 年 9 月 1 日～3 日：ドイツ・ボン）にて承認された。

3.3.2 統合化方法論を本プロジェクト活動に適用できる理由

本方法論はごみ埋め立て処分場からのメタンガス回収事業活動に対して適用できる。詳細な説明は 3.1.2 のベースライン方法論への適用理由と同様である。

LFG 回収利用プロジェクトの特性は、大気に放出されずに回収・利用した排出削減量を直接測定できることである。そのため本プロジェクトで実現される排出削減量を算定するためには、ベースラインとプロジェクトの排出量を比較する必要はない。言い換えれば、ベースライン排出に関する情報に頼る必要がなくなり、ベースラインシナリオの排出量が不明のままでプロジェクトの排出削減量が算定できる。従って推定されたベースラインシナリオを用いて排出削減量を算定する手法と比較して正確であると言える。そのためには発電設備で燃焼されるメタン量とフレア設備で燃焼されるメタン量の精度の高いモニタリングが最も重要であると言える。

3.3.3 排出削減量算定のためのモニター対象データ（オプション 2：プロジェクト活動から排出削減量を直接モニタリング）

PDD のセクション D.2 で記載した本プロジェクトでモニターすべき項目について、以下のとおり所定の表に必要事項をとりまとめた。（表 3-5）

表 3-5 本プロジェクトでモニターする項目

ID 番号	データ変数	データソース	単位	測定値(m) 計算値(c) 推定値(e)	記録 頻度	モニターする データの割合	データ 保存方法	データ 保存期間	備考
1. LFG total,y	発電 / 燃焼用途の ランドフィルガス量合計	プラント 運転者	m ³	測定値	連続	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	流量計で測定。データは 月間 / 年間で集計
2. LFG flared,y	燃焼用途の ランドフィルガス量	プラント 運転者	m ³	測定値	連続	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	流量計で測定。データは 月間 / 年間で集計
3. FE	フルア/燃焼効率 (運 転時間と 排ガス中 メタン濃度 で算定)	プラント 運転者	%	計算値(は測定値)	連続 四半 期 (月)	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	連続的に運転測定 定期的に排ガス中 メタン成分比率測定
4. W _{CH4,y}	LFG 中のメタン成分	プラント 運転者	m ³ -CH ₄ / m ³ -LFG	測定値	連続	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	連続式ガス分析装置
5. T	LFG 温度	プラント 運転者	Celsius	測定値	連続	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	メタンガス比重 (D _{CH4}) 算 定基礎データ
6. P	LFG 圧力	プラント 運転者	Pa	測定値	連続	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	メタンガス比重 (D _{CH4}) 算 定基礎データ
7.	LFG プロジェクトに関 わる法規制	関係省庁/ 行政機関	テキスト	-	クレジット 期間毎	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	有効化調整係数 (AF) の見直し
8. LFG electricity,y	発電用途の ランドフィルガス量	プラント運転 者 / 電力 会社	m ³	測定値	連続	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	流量計で測定。データは 月間 / 年間で集計
9. EG _y	電力グリッド に供給さ れる電力量	プラント運転 者 / 電力 会社	MWh	測定値	連続 / 月間記 録	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	電力会社からの買電 領収書で二重チェック
10. CEF	電力グリッド のCO ₂ 排 出係数	電力会社	t-CO ₂ /MWh	計算値	毎年	100%	電子データ	クレジット獲得 期間+2 年間	電力代替に伴う排出 削減量算定に使用

3.3.4 排出削減量算定式

本プロジェクト実施に伴い実現される排出削減量は、大気への放出を回避し回収利用（ガスエンジン発電用途＋フレア設備での燃焼用途）されたメタン量と電力代替された系統電源電力量をベースに考えることができ、算定式は以下のとおり。

$$\begin{aligned}
 \text{排出削減量} &= \text{プロジェクトで回収} \times \text{メタン地球} - \text{プロジェクトがなか} \times \text{メタン地球} \\
 &\quad \text{利用されたメタン} \quad \text{温暖化係数} \quad \text{った場合に回収} \quad \text{温暖化係数} \\
 &\quad \text{利用されたメタン} \\
 \frac{ER_y}{(t\text{-CO}_2)} &= \frac{MD_{\text{project},y}}{(t\text{-CH}_4)} \times \frac{GWP_{CH_4}}{(21)} - \frac{MD_{\text{reg},y}}{(t\text{-CH}_4)} \times \frac{GWP_{CH_4}}{(21)} \\
 &+ \frac{LFG}{\text{発電電力量}} \times \frac{\text{電力グリッド}}{\text{排出係数}} \\
 &\quad \frac{EG_y}{(MWh)} \times \frac{CEF_{\text{electricity},y}}{(t\text{-CO}_2/MWh)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{プロジェクトで} &= \text{発電用途} \times \text{LFG 中} \times \text{メタン} \times \text{フレア} \\
 \text{回収利用さ} &\quad \text{LFG} \quad \text{メタン濃度} \quad \text{比重} \quad \text{効率} \\
 \text{れたメタン} & \\
 \frac{MD_{\text{project},y}}{(t\text{-CH}_4)} &= \frac{LFG_{\text{electricity},y}}{(m^3)} \times \frac{W_{CH_4,y}}{(\%)} \times \frac{\text{Density}}{(t/m^3)} \times \frac{FE}{(\%)} \\
 &+ \frac{\text{燃焼用途}}{\text{LFG}} \times \frac{\text{LFG 中}}{\text{メタン濃度}} \times \frac{\text{メタン}}{\text{比重}} \times \frac{\text{フレア}}{\text{効率}} \\
 &\quad \frac{LFG_{\text{flared},y}}{(m^3)} \times \frac{W_{CH_4,y}}{(\%)} \times \frac{\text{Density}}{(t/m^3)} \times \frac{FE}{(\%)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{プロジェクトがなか} &= \text{プロジェクトで} \times \text{Adjustment} \\
 \text{った場合に回収} &\quad \text{回収利用さ} \quad \text{Factor:有効} \\
 \text{利用されたメタン} &\quad \text{れたメタン} \quad \text{化調整係数} \\
 \frac{MD_{\text{reg},y}}{(t\text{-CH}_4)} &= \frac{LFG_{\text{flared},y}}{(t\text{-CH}_4)} \times \frac{AF}{(\%)}
 \end{aligned}$$

3.3.5 モニター対象データの品質管理（QC）および品質保証（QA）

本プロジェクトでモニターするデータ（表 3-6）それぞれに対して、品質管理（QC）および品質保証（QA）の維持・管理方法の手順等を記載する。

表 3-6 モニター対象データの品質管理（QC）および品質保証（QA）

データ	データの 不確実性	計画されている QC/QA の説明 QC/QA 不要な場合の理由説明
1. LFG _{total,y}	Low	流量計の標準レベルのメンテナンスと精度の確認テスト実施
2. LFG _{flared,y}	Low	流量計の標準レベルのメンテナンスと精度の確認テスト実施
3. FE	Medium	最適な燃焼実現のための標準レベルメンテナンス、四半期に一度燃焼効率測定し前回値より著しく変動している場合は毎月測定
4. W _{CH4,y}	Low	ガス分析装置の標準レベルのメンテナンスと精度の確認テスト実施
5. T	Low	温度計の標準レベルのメンテナンスと精度の確認テスト実施
6. P	Low	圧力計の標準レベルのメンテナンスと精度の確認テスト実施
8. LFG _{electricity,y}	Low	流量計の標準レベルのメンテナンスと精度の確認テスト実施
9. EG _y	Low	このデータは排出削減量の算定に使用。プラント側と買電会社の双方でモニタするため高いレベルで QC/QA が保証される。

3.4 G H G 排出削減量の計算

本プロジェクト実施に伴い実現される排出削減量は、大気への放出を回避し回収利用（ガスエンジン発電用途＋フレア設備での燃焼用途）されたメタン量と電力代替された系統電源電力量をベースに考えることができ、3.3.4で記載した算定式に基づく事前（ex-ante）計算の結果（2006年を事例として記載）は以下のとおり。

$$\begin{aligned} \text{排出削減量} &= \text{プロジェクトで回収} \times \text{メタン地球} - \text{プロジェクトがなか} \times \text{メタン地球} \\ &\quad \text{利用されたメタン} \quad \text{温暖化係数} \quad \text{った場合に回収} \quad \text{温暖化係数} \\ &\quad \text{利用されたメタン} \\ \text{ER}_y &\quad \text{MD}_{\text{project},y} \quad \text{GWP}_{\text{CH}_4} \quad \text{MD}_{\text{reg},y} \quad \text{GWP}_{\text{CH}_4} \\ (\text{t-CO}_2) &\quad (\text{t-CH}_4) \quad (21) \quad (\text{t-CH}_4) \quad (21) \end{aligned}$$

$$+ \frac{\text{LFG 発電電力量}}{\text{EG}_y (\text{MWh})} \times \frac{\text{電力グリッド}^{\circ} \text{排出係数}}{\text{CEF}^{\text{Electricity},y} (\text{t-CO}_2/\text{MWh})}$$

$$\begin{aligned} \text{プロジェクトで} &= \text{発電用途} \times \text{LFG 中} \times \text{メタン} \times \text{フレア} \\ \text{回収利用さ} &\quad \text{LFG} \quad \text{メタン濃度} \quad \text{比重} \quad \text{効率} \\ \text{れたメタン} &\quad \text{MD}_{\text{project},y} \quad \text{LFG}_{\text{electricity},y} \quad \text{W}_{\text{CH}_4,y} \quad \text{Density} \quad \text{FE} \\ (\text{t-CH}_4) &\quad (\text{m}^3) \quad (\%) \quad (\text{t/m}^3) \quad (\%) \end{aligned}$$

$$+ \frac{\text{燃焼用途}}{\text{LFG}_{\text{flared},y} (\text{m}^3)} \times \frac{\text{LFG 中}}{\text{W}_{\text{CH}_4,y} (\%)} \times \frac{\text{メタン}}{\text{Density} (\text{t/m}^3)} \times \frac{\text{フレア}}{\text{FE} (\%)}$$

$$= \frac{\text{パイプラインメタン}}{\text{BE}_y (\text{t-CH}_4)} - \frac{\text{プロジェクト}}{\text{PE}_y (\text{t-CH}_4)}$$

$$= \frac{\text{LFG 発生}}{\text{LFG}_{\text{total},y} (\text{m}^3)} \times \frac{\text{LFG 中}}{\text{W}_{\text{CH}_4,y} (\%)} \times \frac{\text{メタン}}{\text{Density} (\text{t/m}^3)}$$

$$- \frac{\text{LFG 発生}}{\text{LFG}_{\text{total},y} (\text{m}^3)} \times \frac{\text{LFG 中}}{\text{W}_{\text{CH}_4,y} (\%)} \times \frac{\text{メタン}}{\text{Density} (\text{t/m}^3)} \times (1 - \text{フレア効率} \times \text{メタン回収率}) \quad (\%)$$

$$= 54,458,498 \times 50\% \times 0.7168$$

$$\begin{aligned}
& \text{(m}^3\text{)} \quad \text{(\%)} \quad \text{(t-CH}_4\text{/km}^3\text{)} \\
& - \frac{54,458,498}{\text{(m}^3\text{)}} \times \frac{50\%}{\text{(\%)}} \times \frac{0.7168}{\text{(t-CH}_4\text{/km}^3\text{)}} \times (1 - 0.97 \times 0.55) \\
& \quad \text{(\%)} \\
& = \frac{10,413}{\text{(t-CH}_4\text{)}}
\end{aligned}$$

プロジェクトがなか = LFG 発生量 x LFG 中 x Adjustment x メタン
 った場合に回収 メタン濃度 Factor:有効 メタン
 利用されたメタン 化調整係数 比重

$$\begin{aligned}
& \text{MD}_{\text{reg},y} \quad \text{LFG}_{\text{total},y} \quad \text{W}_{\text{CH}_4,y} \quad \text{AF} \quad \text{Density} \\
& \text{(t-CH}_4\text{)} \quad \text{(m}^3\text{)} \quad \text{(\%)} \quad \text{(\%)} \quad \text{(t-CH}_4\text{)} \\
& = \frac{54,458,498}{\text{(m}^3\text{)}} \times \frac{50}{\text{(\%)}} \times \frac{5}{\text{(\%)}} \times \frac{0.7168}{\text{(t-CH}_4\text{/km}^3\text{)}} \\
& = \frac{976}{\text{(t-CH}_4\text{)}}
\end{aligned}$$

プロジェクトサイトのある華東電力網の平均グリッド排出係数 (t-CO₂/MWh) は、2002 China Year Book より抜粋した下表 3-7,3-8 のデータをもとに算定した。当該グリッド内の電源開発計画の情報公開は制約されており、クレジット獲得期間内の平均グリッド排出係数の想定が困難であることから、PDD の事前 (ex-ante) 計算ではここで算定した平均排出係数を使用して将来の排出削減量を計算した。ただし平均排出係数はモニタリングの対象とし毎年リバイスされるデータをもとに数値の見直し (事後計算: ex-post) を行うこととした。

表 3-7 華東電力網における発電電力量と燃料消費量 (2002 年)

	発電電力量 GWh/yr	燃料消費量		
		石炭	石油	天然ガス
		x 10 ⁴ ton/yr	x 10 ⁴ ton/yr	x 10 ⁴ m ³ /yr
上海市	61,648	2,401.00	54.63	737,756
江蘇省	116,876	5,362.27	14.71	83,336
浙江省	88,921	2,923.60	121.87	101,962
安徽省	47,060	2,059.94	3.42	86,579
福建省	53,308	1,336.49	12.60	0
合 計	367,813	14,083.30	207.23	1,009,633

表 3-8 燃料種別のデフォルト値と CO₂ 排出量 (2002 年)

燃料種	発熱量	炭素 排出係数	炭素酸化 比率係数	比重	CO ₂ 排出量
	TJ/x10 ³ ton	t-C/TJ	%	kg/m ³	tCO ₂ /yr
石炭	29.3	25.8	98.0	-	382,550,931
石油	40.19	21.1	99.0	-	6,379,104
天然ガス	52.3	15.3	99.5	0.67	19,748,130
合 計	-	-	-	-	408,678,799

平均グリッド排出係数 (t-CO ₂ /MWh)	1.11
-------------------------------------	------

本プロジェクトにおける電力グリッド代替による排出削減量は以下のとおり。

$$\begin{array}{ccccccc}
 \text{LFG} & \times & \text{電力グリッド} & = & 30,625 & \times & 1.11 & = & 34,024 \\
 \text{発電電力量} & & \text{排出係数} & & & & & & \\
 \text{EG}_y & & \text{CEF}^{\text{electricity},y} & & & & & & \\
 (\text{MWh}) & & (\text{t-CO}_2/\text{MWh}) & & (\text{MWh}) & & (\text{t-CO}_2/\text{MWh}) & & (\text{t-CO}_2)
 \end{array}$$

以上から 2006 年における排出削減量は以下のとおり。

$$\text{排出削減量 (t-CO}_2/\text{yr)} = (10,413 - 976) \times 21 + 34,024 = 232,199 \text{ (t-CO}_2/\text{yr)}$$

同様の手順で初期プロジェクト期間の排出削減量の算定結果は下表 3-9 のとおり。

表 3-9 排出削減量の算定結果

年	LFG 回収 (発電/燃焼) による排出削減量 (t-CO ₂ /yr)	電力グリッド代替 に伴う排出削減量 (t-CO ₂ /yr)	排出削減量 (t-CO ₂ /yr)
2005	187,776	34,024	221,800
2006	198,175	34,024	232,199
2007	207,585	42,690	250,275
2008	216,099	42,690	258,789
2009	223,804	42,690	266,494
2010	230,775	42,690	273,465
2011	237,082	42,690	279,772
合計	1,501,296	281,500	1,782,796

3.5 環境影響評価

ホスト国では、人口増加にともなう有機廃棄物処理量が増大し、ごみ埋め立て処分場からのメタン排出が地球温暖化問題の観点から大きな問題の1つとなっている。建設省は、1989年に固形廃棄物処理場における技術管理基準を策定し処理場の環境改善をはかろうとしたが実効性を伴っていないのが現状である。大半のごみ埋め立て処分場にはごみをあさる人がおりもちろん排水処理設備やメタンガス回収設備は設置されていない。このようなホスト国の現状から、純粋な投資事業として、温室効果ガスの1つであるメタンを回収しガスエンジン発電用燃料として有効活用する本プロジェクトは、実証プロジェクトの1つとして位置づけられる。また発電した電力を電力グリッドへ送電することにより、他の化石燃料を使用した発電設備を焚き減らしその結果として地球温暖化ガスの削減に貢献することが可能となる。このように本プロジェクトはごみ埋め立て処分場の管理基準の改善と地球環境や地域の持続可能な発展に寄与することができる。

大気放出されているLFGの主要成分であるメタンガスは無色無臭である。従って地球環境の観点からメタンガスが与える影響は、そのガスの特性として持つ温暖化効果の問題である。またLFG直ぐに大気放散されるものの、高い濃度が蓄積された環境下では窒息もしくは中毒の悪影響もある。LFGはメタンガス以外にも150種を超える成分を含み、それらは悪臭やオゾン層破壊、また水銀やダイオキシン等の重金属であり、大気放散されることでサイト周辺環境や地球環境を悪化させる要因となる。本プロジェクト活動のような適正な運営管理によって、LFGは回収・燃焼され環境悪化を防止することが可能となる。

一方でLFG発電はその発電設備のタイプにもよるが窒素酸化物を排出し、広範囲な拡散を招く恐れがある。ところが、今回選定したガスエンジン発電設備の標準の窒素酸化物排出量は基準値1.58t/yr以下と微量であり問題とはならない。また同様にLFG発電は、有機物や水銀・ダイオキシン等の重金属の拡散を招くが、LFGを回収せず大気へ放出し続けることに比較すれば環境や人体への影響は遙かに小さい。

本プロジェクトでは、LFGは回収され発電用に使用されるため、ランドフィルの運営管理を改善し更には持続可能な発展に寄与することができる。ここでランドフィルでの持続可能な発展とは、有機ごみのメタン発酵を加速させ一世代の発電機の寿命内(30～50年間)で発生メタンガスと汚水を処理完結させることを意味している。

ランドフィルサイトからの地上水や表面水はサイトから発生する汚水によって汚染される可能性がある。従って汚水は適正に処理されないと深刻な水質汚染を引き起こす恐れがある。また管理されていないランドフィルサイトは、より多くのは汚染水の発生または広範囲の拡散を招く恐れがある。ランドフィルサイトを適正に管理することによりこれらの想定される悪影響を軽減することにつながる。もちろんガスエンジン発電機の設置により、追加的な悪影響が一切ないわけではなく、冷却水の排水に伴う汚染も考えられるが実際にその影響はごく僅かであり、周辺地域の湖や河川への影響はほとんどないと考えられる。

その他に本ランドフィルメタン回収発電事業にて想定される環境影響要因である以下の項目について評価を実施し問題ないことを確認した。

a) 騒音問題 - ガスエンジンは運転によって発生する騒音を軽減するために建屋内に設置されるものの、多少のレベルの増加が予想される。しかしながら、本プロジェクトで設置予定のガスエンジンによる振動予想値（設計値）は低レベルであり、中国の環境ガイドラインの規制値を遵守できると考えられる。

b) 景観問題 - メタンガス回収システムはランドフィルサイトにおいて景観への影響力を増大する。しかしながらその影響は最低限であり大きな問題とはならないと考えられる。

3.6 ステークホルダー・コメント

ホスト国の環境保護行政局が定める建設プロジェクトに対する環境影響評価に対する規制では、全ての建設プロジェクトは環境影響評価の一部として地元関係者からの意見を集約しプロジェクトに対する同意を得る必要があるとされている。この場合の地元関係者は以下を対象としている。

地元市政府と地元行政局
省および市政府の環境局
環境専門家
国政レベルの代表者・議員
サイト周辺地域住民の代表者

実際に行われた地元関係者へのプロジェクト計画の説明およびその際の意見集約結果は以下のとおり。

本プロジェクトは南京市の景観に悪影響を与えることはない。
本プロジェクトは南京市の廃棄物の有効利用に貢献する。
本プロジェクトは国家の産業政策を満足し、地域環境を改善する。
本プロジェクトは地域経済の持続可能な発展に貢献する。

また、プロジェクトに対する意識調査を、サイト周辺の住民を対象として実施した結果は以下のとおりであり、プロジェクトに対する反対意見はほとんど見られない。

地元経済への影響：良い（75%） 大変良い（22%）
経済発展に対する主要な問題：天然資源の不足（61%） 輸送（18%）
環境への主要な問題事項：排水汚染（85%） 大気汚染（19%）
プロジェクトの必要性：大変必要（77%） 必要（22%）
周辺環境の発展に対するプロジェクトの影響：大変良い（27%） 良い（73%）
環境保護に対するプロジェクトの貢献：貢献する（89%）
周辺環境の改善に対するプロジェクトの影響：改善する（80%） 大幅に改善（9%）

参考文献

- ・平成 14 年度 中国配電事業に関する調査報告書
： 社団法人海外電力調査会（平成 15 年 3 月）
- ・「中国の電力事情」
： 社団法人海外電力調査会（平成 15 年 4 月）
- ・平成 15 年度開発途上国民活事業環境整備支援事「中華人民共和国電力セクター開発支援」
 - 中国電力タスクフォース - 報告書
： 経済産業省（委託先：社団法人海外電力調査会）（平成 16 年 3 月）
- ・平成 15 年度 中国・沿海地域における電力系統・需給運用に関する調査報告書
： 社団法人海外電力調査会（平成 16 年 3 月）
- ・平成 15 年度 中国における電力技術動向調査報告書
： 財団法人エネルギー総合工学研究所、社団法人海外電力調査会（平成 16 年 3 月）
- ・国別環境情報整備調査報告書（中国）
： 国際協力機構 企画・評価部（平成 14 年 2 月）
- ・中国年鑑 2004
： 中国研究所
- ・China Promoting Methane Recovery and Utilization from Mixed Municipal Refuse Landfill Site : State Environmental Protection Administration (December 2001)
- ・US EPA manual "Turning a Liability into an Asset: A Landfill Gas to Energy Handbook for Landfill Owners and Operators" : United States Environmental Protection Agency (December 1994)

参考ホームページ

- ・中国能源網：<http://www.china5e.com>
- ・中国環境網：<http://www.ep.net.cn>
- ・CNO China Net Online：<http://www1.newweb.ne.jp/wb/cno/>
- ・United States Environmental Protection Agency：<http://www.epa.gov/>
- ・UNFCCC：<http://unfccc.int/2860.php>
- ・財団法人地球環境センター：<http://www.unep.or.jp/gec/index-j.html>

添付資料 1 キャッシュフロー計算書

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)

45%

Price of carbon (\$/tCO2)

4.5

Efficiency with (P&ID/MtCO)

0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
i) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
ii) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	15,947,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	0	12,135	
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)

45%

Price of carbon (US/CO2)

4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)

0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)

45%

Price of carbon (US/CO2)

4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)

0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	15,947,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)

45%

Price of carbon (US\$/tCO2)

4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)

0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US\$/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%) 45% Price of carbon (US\$/CO2) 4.5 Electricity tariff (RMB/MWh) 0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US\$/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)45%

Price of carbon (US/CO2)4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)45%

Price of carbon (US/CO2)4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	15,947,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)

45%

Price of carbon (US\$/tCO2)

4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)

0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US\$/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	15,947,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)45%

Price of carbon (US\$/tCO2)4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US\$/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)45%

Price of carbon (US/CO2)4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	15,947,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	0	12,135	
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)

45%

Price of carbon (US\$/tCO2)

4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)

0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US\$/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)

45%

Price of carbon (US\$/tCO2)

4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)

0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US\$/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)45%

Price of carbon (US\$/tCO2)4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US\$/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	0	12,135	
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)45%

Price of carbon (US/CO2)4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	15,947,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	0	12,135	
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)

45%

Price of carbon (US\$/tCO2)

4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)

0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US\$/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)45%

Price of carbon (US/CO2)4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,039,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)45%

Price of carbon (US/CO2)4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	15,947,313	16,323,216	16,583,428
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	1,824,169	2,157,427	2,154,155	1,841,015	1,527,875	1,214,735	901,595	588,455	829,335	536,598	209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

Financial analysis: Nanjing Pukou Landfill

Proportion of methane collected (%)

45%

Price of carbon (US\$/tCO2)

4.5

Electricity tariff (RMB/MWh)

0.4

Only figures in green cells are changeable. Preferably, use data entry sheet for making changes

PROJECT CASH FLOW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REVENUE																						
I) Electricity generation																						
Rate of increase and evolution of tariff	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62	\$47.62
Net annual power output (MWh)	23,017	23,017	30,817	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	30,625	38,425	30,625	30,817	23,017	23,017	23,017	15,216	15,216	15,216	15,216	7,416	7,416	
Gross electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,467,469	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,458,326	\$1,829,764	\$1,458,326	\$1,467,469	\$1,096,030	\$1,096,030	\$1,096,030	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$724,591	\$353,153	\$353,153	\$0
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAT	0	-196,189	-262,677	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-261,040	-327,528	-261,040	-262,677	-196,189	-196,189	-196,189	-129,702	-129,702	-129,702	-129,702	-63,214	-63,214	0
Net electricity revenue (US)	\$1,096,030	\$899,841	\$1,204,792	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,197,286	\$1,502,237	\$1,197,286	\$1,204,792	\$899,841	\$899,841	\$899,841	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$594,890	\$289,939	\$289,939	\$0
II) Carbon sales																						
Projected emission reductions (tCO2/yr)	175,676	183,989	200,177	206,770	212,928	218,501	223,543	228,105	232,233	244,635	216,751	199,576	175,176	160,939	148,057	127,735	117,188	107,645	99,010	82,531	75,461	60,825
Price of carbon (US\$/tCO2)																						
Gross carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
Royalty payments to municipality	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net carbon revenue (US)	\$0	\$263,513	\$827,949	\$900,796	\$930,464	\$958,177	\$983,253	\$1,005,943	\$1,026,473	\$1,045,050	\$1,100,856	\$975,380	\$898,090	\$788,290	\$724,225	\$666,256	\$574,807	\$527,346	\$484,402	\$445,545	\$371,388	\$339,574
TOTAL REVENUE (US)	\$1,096,030	\$1,163,354	\$2,032,741	\$2,098,081	\$2,127,749	\$2,155,462	\$2,180,538	\$2,203,228	\$2,223,759	\$2,547,287	\$2,298,142	\$2,180,172	\$1,797,931	\$1,688,131	\$1,624,066	\$1,261,146	\$1,169,697	\$1,122,236	\$1,079,292	\$735,483	\$661,326	\$339,574
COSTS & INVESTMENT																						
a) Investment																						
Pre-operational Costs	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas collection system:	120,000	0	0	120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flares	148,500	0	0	148,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricity plant																						
Capacity (MW), and year of start	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	0
Generating units (\$)	1,785,714	0	595,238	0	0	0	0	0	0	595,238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divestment	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
SubTotal : Total investment	2,154,214	0	595,238	268,500	0	0	0	0	0	595,238	0	0	-119,048	0	0	-119,048	0	0	0	-119,048	0	-119,048
b) Operational costs																						
Gas Plant, capital repayments (\$/yr, 10 yr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Plant - Operating Costs (\$/year)	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Carbon Offset Monitoring and verification	60,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Electricity Plant - Operating Costs (\$/MWh)	547,796	547,796	733,441	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	728,871	914,516	728,871	733,441	547,796	547,796	547,796	362,151	362,151	362,151	362,151	176,506	176,506	0
Insurance engines and flares	0	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
SubTotal : Total investment	667,796	630,766	816,411	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	811,841	997,486	811,841	816,411	630,766	630,766	630,766	445,121	445,121	445,121	445,121	259,476	259,476	82,970
Contingencies	282,201	63,077	141,165	108,034	81,184	81,184	81,184	81,184	81,184	159,272	81,184	81,641	51,172	63,077	63,077	32,607	44,512	44,512	44,512	14,043	25,948	-3,608
TOTAL CASHFLOW OUT	3,104,211	693,842	1,552,814	1,188,375	893,025	893,025	893,025	893,025	893,025	1,751,997	893,025	898,052	562,890	693,842	693,842	358,681	489,633	489,633	489,633	154,471	285,423	-39,685
Depreciation	0	215,421	215,421	274,945	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	301,795	361,319	145,898	145,898	86,374	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	59,524	0	0
Gross profit before tax	146,033	254,090	859,744	903,260	932,928	960,642	985,718	1,008,408	1,028,938	1,088,733	1,043,797	1,136,222	970,096	907,915	870,700	723,894	620,540	573,079	530,135	402,441	375,903	260,212
Cummulative (for carryforward tax)	146,033	400,123	1,259,867	2,163,128	3,096,056	4,056,698	5,042,416	6,050,824	7,079,762	8,168,494	9,212,292	10,348,514	11,318,610	12,226,524	13,097,224	13,821,118	14,441,658	15,014,738	15,544,873	16,033,216	16,583,428	
Income tax	0	72,266	125,775	425,573	447,114	461,800	475,518	487,930	499,162	509,324	538,923	516,680	562,430	480,197	449,418	430,996	358,328	307,167	283,674	262,417	199,208	186,072
PROJECT CASH FLOW (with Carbon)	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Net project cashflow	-2,008,181	397,225	354,153	484,132	787,610	800,637	811,995	822,273	831,572	285,965	866,194	765,440	672,611	514,091	480,806	471,469	321,736	325,436	305,985	318,595	176,695	193,187
Cummulative	-2,008,181	-1,610,956	-1,256,803	-772,671	14,939	815,576	1,627,572	2,449,844	3,281,416	3,567,381	4,433,575	5,199,015	5,871,626	6,385,717	6,866,523	7,337,992	7,659,729	7,985,164	8,291,149	8,609,744	8,786,439	8,979,627
Without carbon scenario																						
Gross profit before tax	206,033	10,577	51,795	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	22,465	63,683	-37,059	180,842	92,005	139,624	166,474	77,638	65,733	65,733	65,733	-23,104	24,515	-59,362
Cummulative (for carryforward tax)	206,033	216,610	268,405	290,870	313,334	335,799	358,264	380,729	403,194	466,877	429,818	610,660	702,665	842,290	1,008,764	1,086,402	1,152,135	1,217,868	1,283,601	1,260,497	1,285,012	1,225,650
Income tax	0	101,986	5,236	25,638	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	11,120	31,523	0	89,517	45,543	69,114	82,405	38,431	32,538	32,538	32,538	0	12,135
Net profit	308,020	-15,812	-77,433	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	-33,585	95,206	-37,059	270,359	-137,548	-208,739	-248,879	-116,068	-98,271	-98,271	-98,271	-23,104	36,650
Without-carbon cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Net project cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550
Cummulative	-1,948,181	-1,824,169	-2,157,427	-2,154,155	-1,841,015	-1,527,875	-1,214,735	-901,595	-588,455	-829,335	-536,598	-209,858	57,576	238,031	394,915	568,720	655,546	748,265	840,983	963,913	988,428	1,035,979
Energy Net cashflow	-1,948,181	124,012	-333,258	3,272	313,140	313,140	313,140	313,140	313,140	-240,880	292,737	326,740	267,434	180,456	156,884	173,804	86,826	92,719	92,719	122,930	24,515	47,550

10 year analysis

EnerG results	+ carbon	no carbon
Present Value	1,276,303	-1,151,742
IRR	25.36%	-4.59%
Discount rate	12%	
Present Value of carbon sold (10 years)	4,259,435	

添付資料 2 Project Design Document



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

Nanjing Tianjingwa Landfill Gas to Electricity Project in China

**Presented by EcoSecurities Ltd
and
Chubu Electric Power Company Inc.**

January 2005



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. Estimation 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

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

Nanjing Tianjingwa Landfill Gas to Electricity Project

A.2. Description of the project activity:**A.2.1 Purpose of Project activity**

The Nanjing Tianjingwa Landfill Gas to Electricity Project (hereafter, the Project) developed by Nanjing Green Waste Recovery Engineering Co., Ltd (hereafter referred to as the Project Developer) is a landfill gas collection and utilization project in the Pukou District, Nanjing City, China (hereafter referred to as the Host Country). The project will have an electricity component with maximum installed capacity reaching 6MW.

Tianjingwa Landfill is one of the three landfills in Nanjing City. It receives an average of 1,000 tonnes of waste per day and 95% is domestic waste from Pukou, Liuhe and Xiaguan Districts. The current size of the area used for landfill waste is 58,300 m³ and will expand to 240,000 m³ in subsequent phases. In order to reduce environmental pollution and hidden danger caused by uncontrolled landfill gas, in 2003, the Project Developer was granted a 20-year concessional license by Municipal Waste Administrative Office to collect and utilize the landfill gas. The licence can be renewed if the landfill gas can still be utilized after 20 years. The Project Developer is a Chinese funded limited company with 53% of shares controlled by Wei Yunahoz Industry Limited. Its core business is urban waste treatment, waste treatment machinery and equipment, production and sales of environmental protection equipment.

The objective of the project is to collect and utilize the landfill gas of this landfill. This will involve investing in a gas collection system, leachate drainage system, flaring equipment and a modular electricity generation plant. The generators will combust the methane in the landfill gas to produce electricity for export to the grid. Excess landfill gas, and all gas collected during periods when electricity is not produced, will be flared. The Project Developer draws on the rich experience of some European countries in landfill gas projects and works closely with Nanjing University in project technology design and operation. The generator will be procured from Caterpillar and auxiliary equipment will be sourced from domestic market. Nanjing Power Company has approved the electricity generated by the Project to be connected to the grid.

The main social and environmental impacts of this project will be a positive effect on health and amenity in the local area. Contaminated leachate and surface run-off from landfills can affect down-gradient ground and surface water quality consequently affecting the local environment. The uncontrolled release of landfill gas can also impact negatively on the health of the local environment and the local population and lead to risks of explosions in the local surroundings. By managing this landfill properly the environmental health risks and the potential for explosions is greatly reduced. Economic benefits include the project acting as a clean technology demonstration project, encouraging less dependency on grid-supplied electricity and better management of landfills throughout the Host Country, which could be replicated across the region.

The project is helping the Host Country fulfil its goals of promoting sustainable development. Specifically, the project:



- Increases employment opportunities in the area where the project is located;
- Diversifies the sources of electricity generation;
- Uses clean and efficient technologies, and conserves natural resources;
- Acts as a clean technology demonstration project, encouraging development of modern and more efficient cogeneration of electricity and thermal energy using biomass fuel throughout the Country;
- Optimises the use of natural resources, avoid uncontrolled waste management.

A.3. Project participants:

- Project Developer: Nanjing Green Waste Recovery Engineering Co., Ltd
- Annex 1 Participant and Carbon Advisor: EcoSecurities Ltd, Chubu Electric Power Company Inc.
- Local Carbon Advisor: Chinese Renewable Energy Industries Association

Further contact information of project participants is provided in Annex 1.

A.4. Technical description of the project activity:**A.4.1. Location of the project activity:****A.4.1.1. Host Party(ies):**

China (the "Host Country")

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

Jiangsu Province

A.4.1.3. City/Town/Community etc

North Gate Street, Huangyao Village, Pukou District, Taishan Town, Nanjing City

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

The project site is 18km northwest from Nanjing city center. The transportation is very convenient. It can be reached by bus or car from Nanjing City Center through City West Main Road and Nanjing Yangtze River Bridge. To the north is the east end of Lao Mountain of Jiangpu Country and to the south is 1.5 km from East Gate Village. This hilly area belongs to the north subtropical monsoon climate zone with annual even precipitation of 1,106 mm and maximum average humidity of 81 percent.

Below is a map showing the location of the project site:



附图 1: 厂区地理位置、水系及监测点布点示意图 (比例 1:95000)

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

According to Annex of the Kyoto Protocol, this project fits in Sectoral Category 13, Waste Handling and Disposal

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

Landfill gas collection system:

State-of-the-art gas collection technology is adopted. This includes:

- Landfill cells coated with the clay layers
- Water residues channelled and treated in a wastewater treatment plant;
- Vertical wells used to extract gas with function of separating gas with water;
- Optimal well spacing for maximum gas collection whilst minimizing costs;
- Gas pipe designed to prevent air and reduce the risks of explosion
- Condensate extraction and storage systems designed at strategic low points throughout the gas system

All efforts will be made to minimize problems in condensate management.

Energy generation technology:



As and when the project secures a power purchase agreement sufficient to enable the generation of electricity, a modular reciprocating engine facility will be installed. Small modular reciprocating engine generator units make it possible to adapt the equipment to the site-specific gas volumes. Due to the assessment of site specification and machine specification, G3516LE (1,100kW-class) manufactured by Caterpillar, will be adopted in the project.

Methane gas flaring system:

Gas flaring system for common use will be installed at the landfill site. The capacity will be determined based on the result of the estimated flaring gas volume. It will be equipped with safety system, for example prevention of back fire, and also monitoring system of gas flow rate, temperature and pressure.

These technologies are shown at the Figure in B.4.

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:

This project is based on two complementary activities, as follows:

- The collection and flaring of combustion of landfill gas, thus converting its methane content into CO₂ reducing its greenhouse gas effect; and,
- The generation and supply of electricity to the regional grid, thus displacing a certain amount of fossil fuels used for electricity generation.

The baseline scenario is defined as the most likely future scenario in the absence of the proposed CDM project activity. Establishing this future scenario requires an analysis and comparison of possible future scenario using a comparison methodology that is justified for the project circumstances. Based on this analysis (see section B below), the baseline scenario is the continued uncontrolled release of landfill gas to the atmosphere, similarly to most landfills in the Host Country.

Given that the results of the financial analysis conducted clearly show that implementation of this type of project is not the economically most attractive course of action and therefore this kind of project is not part of the baseline scenario, it is concluded that the Project is additional.

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

This project is expected to avoid 265,032 t-CO₂e of emissions per year, 1,855,221 t-CO₂e during the first crediting 7 years and 4,757,622 t-CO₂e during 21 years.

Refer to section E for further details on the quantification of GHG emission reductions associated with the project.

A.4.5. Public funding of the project activity:

The project will not receive any public funding from Parties included in Annex I of the UNFCCC.



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

ACM0001 "Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities"

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

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial 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".

Given that the project is landfill project activity that the captured gas is used to produce electricity or flared and emission reductions are claimed for displacing energy generation from other sources, which activity is equal to the above mentioned option c), the consolidated baseline methodology (ACM0001) was considered to be the most appropriate for this project.

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

This methodology will be applied using Option c) of the Consolidated Methodology, where the gas captured is used of electricity generation and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources. The amount of credits for these sources will be calculated using the Methodology for Small Scale Electricity Type 1.D., as the generation component of the project is smaller than 15MW installed capacity. The data used for the calculation of the weighted average emissions of East China Grid is shown in Annex 3 of this document. The main source of data is China Electric Power Yearbook¹. The defaults used for the calculation of calorific values for fuel types and fuel oxidization, came from the IPCC GHG Gas Inventory Reference Manual².

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 determination of project scenario additionality is done using the CDM consolidated tool for demonstration of additionality, which follows the following steps:

Step 0. Preliminary screening of projects started after 1 January 2000 and prior to 31 December 2005

¹ China Electric Press, 2002

² IPCC, 1996



The project is only expected to start operation after submission of the PDD to the Host Country. In any case, as it will be demonstrated in the following steps, CDM revenue has been considered from the early stages of development of the project, and it is integral part of the financial package of the project.

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

Sub-step 1a. Define alternatives to the project activity:

Alternative 1: The landfill operator could continue the current business as usual practice of not collecting and flaring landfill gas from the waste management operations. In this case, no power would be generated at the sites and the Host Country power system would remain unaffected.

Alternative 2: The landfill operator would invest in a landfill gas collection system of high effectiveness, as well as a high efficiency flaring system and in LFG power generation equipment (the proposed project activity). The operation would reduce the generation of power for other grid-connected sources.

Sub-step 1b. Compliance with applicable laws and regulations:

Both the alternatives comply with the laws and regulatory requirements in the project location.

Step 2. Investment Analysis

Sub-step 2a: Determine appropriate analysis method

According to the methodology for determination of additionality, if the alternative to the CDM project activity does not include investments of comparable scale to the project, then Option III mentioned below must be used.

This will be applied for this project.

Sub-step 2b: Option III - Application of benchmark analysis

The likelihood of development of this project, as opposed to the continuation of current activities (i.e., no collection and combustion of landfill gas) will be determined by comparing its IRR with the benchmark of interest rate available to a local investor, i.e., those provided by local banks or government bonds in the Host Country, which are 2.79% and 3.64%, respectively.

Sub-step 2c: Comparison of financial indicators

The table below shows the financial analysis for the project activity. As shown, the project IRR (without carbon credit) is -1.0%, lower than the interest rate provided by local banks or government bonds in the Host country.

Table: Financial results of the project (Alternative 2) with and without carbon finance. NPV uses 12% discount rate.

	With carbon credit sale	Without carbon credit sale
--	-------------------------	----------------------------



Net Present Value (US\$)	1,814,486	-1,255,160
IRR (%)	26.0	-1.0
Discount Rate (%)	12.0	12.0

Summary of results of project analysis/Details made available to validations

Sub-step 2d: Sensitivity analysis

A sensitivity analysis was conducted by altering the following parameters:

- Increase in project revenue (price of electricity sold to the grid);
- Reduction in project capital (CAPEX) and running costs (Operational and Maintenance costs).

Those parameters were selected as being the most likely to fluctuate over time. Financial analyses were performed altering each of these parameters by 10%, and assessing what the impact on the project IRR would be (see Table below). As it can be seen, the project IRR remains lower than its alternative even in the case where these parameters change in favour of the project.

Scenario	IRR (%)	NPV (US\$) (optional)
Original	-0.82	-1,255,160
Increase in project revenue	1.65	-626,139
Reduction in project costs	1.32	-609,016

Note: NPV uses 10% discount rate

Step 4. Impact of CDM registration

As shown in Step 2 above, the project is unlikely to move forward without the additional financial support of the CDM. If the developer were able to sell emission reduction credits from the project activity at an assumed price of US\$ 4.50 dollars per tonne of CO₂e, the additional revenue generated by carbon sales would be sufficient to make the project go ahead (see Table in Step 2c above).

In order to determine the baseline scenario and also project scenario additionality, the steps provided below are applied to the project. An assessment of additionality and leakage are also contained.

Step 5. Common Practice Analysis

To date there has been limited development of landfill gas projects in the Host Country. Most of the waste sites are open pits located on the urban fringes, in stream, river valleys or wetlands. This uncontrolled dumping has seriously polluted the environment and affected the health of the surrounding population. With the growing population, the Host Country has recognized the need to improve its waste management and has set a goal of disposing of 60 percent of municipal refuse in sanitary landfills by 2000. At present, there are about 300 landfills in the Host Country, but most of them do not meet international construction or environmental standards due to the lack of investment and technology. The municipal refuse is disposed using the technology of traditional landfill, without consideration of recovery and utilization of landfill gas³.

³ Source: Energy Research Institute, State Development Planning Commission, 2001, China: Promoting Methane Recovery and Utilization from Mixed Municipal Refuse Landfill Site



Current Host Country legislation does not require that landfills collect and dispose of landfill gases. So far, only 2 of them have been designed to collect and utilize (or even flare) the full amount of gas generated. Both of them were demonstration projects funded with development assistance resources. In the few case where gases are collected, this is done for safety reasons (to avoid explosions), and it is often the case that the amounts effectively collected are very low, due to high levels of leachate (which is often not drained or treated, as well) blocking the drainage pipes.

Step 6. Determine the appropriate CO₂ emission factor for electricity supplied to the grid

According to Simplified Baseline Methodology - Small Scale Electricity Type 1.D, the baseline for grid electricity replacement is the kWh produced by the renewable generating unit multiplied by an emission coefficient (measured in kg-CO₂e/kWh) calculated in a transparent and conservative manner as:

a) The average of the "approximate operating margin" and the "build margin", where:

- (i) The "approximate operating margin" is the weighted average emissions factor (in kg-CO₂e/kWh) of all generating sources serving the system, excluding hydro, geothermal, wind, low-cost biomass, nuclear and solar generation.
- (ii) The "build margin" is the weighted average emissions factor (in kg-CO₂e/kWh) of recent capacity additions to the system, which capacity additions are defined as the greater (in MWh) of most recent 20% of existing plants or the 5 most recent plants.

OR

b) The weighted average emissions factor (in kg-CO₂e/kWh) of the current generation mix.

The grid connected generating capacity of East China Grid in Host country is totally 79,486 MW in 2003 and the generating capacity of the project (3,000kW) occupies 0.0037 % of it. Namely the installation of gas engine generator is small enough to neglect the effect of Power Development Plan in the Host country. It is considered that build margin may not be included in grid margin. The lack of grid data makes it difficult to identify the energy sources, which displace the landfill methane gas generation. Therefore the second option b) weighted average emission factor of East China Grid in Host country was adopted in the project. The grid data is shown in Annex 3 of this document. The main source of data is from 2002 China Year Book.

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

For the baseline determination, the project boundary is the site of the project activity where the gas will be captured and destroyed.

For the determination of baseline emissions of the electricity generation component of the project, the project boundary will account for the CO₂ emissions from electricity generation in fossil fuel power stations operating in the Project grid system, which will be displaced by the Project activity.

The spatial extent of the project boundary is defined as the project site and the plants connected to the grid system to which the project will be connected.

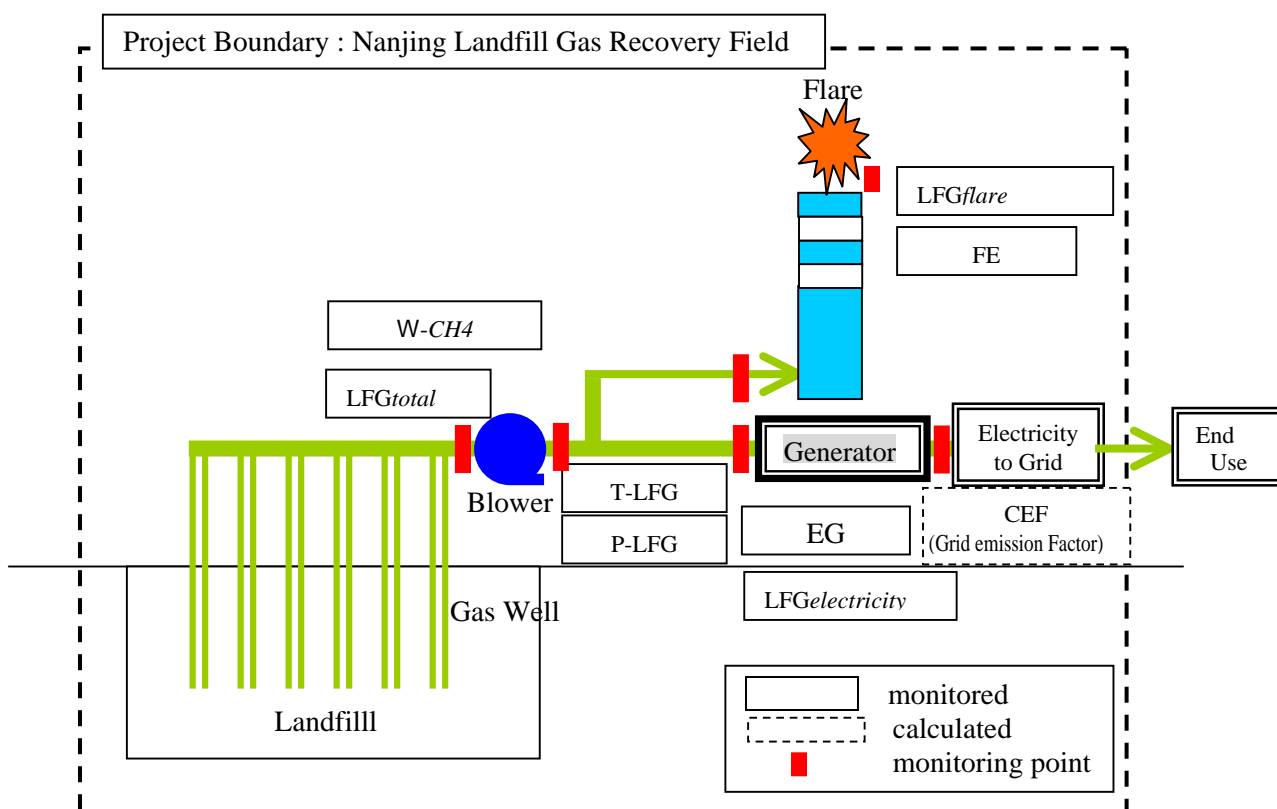


Figure : The project boundary

Gases and sources related to the baseline and project activities are as given in the table below.

	Source	Gas	Included in emission calculation? (Justification if not included)
Baseline	Landfill methane collecting (For generation use)	CH ₄	Yes
	Landfill methane collecting (For flaring use)	CH ₄	Yes
	Grid electricity generation	CO ₂	Yes
		N ₂ O	No. It is negligible small. Excluding is conservative.
Project	Landfill methane gas fuelled electricity generation	CO ₂	No. Landfill gas is carbon free gas.
		CH ₄	No. It is negligible small.
		N ₂ O	No. It is negligible small.
	Landfill methane gas flaring	CO ₂	No. Landfill gas is carbon free gas.
		CH ₄	Yes
		N ₂ O	No. It is negligible small.
	Emissions during plant construction (transportation of materials and construction machine)	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	No. It is negligible small.

**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:**

The baseline study was concluded in December 2004. The entities determining the baseline and participating in the project as the Carbon Advisors are EcoSecurities Ltd., UK and Chubu Electric Power Company Inc., Japan, listed in Annex I of this document.

EcoSecurities Ltd.
Oxford, UK
Tel: +44-1865-202635
E-mail: pedro@ecosecurities.com

Chubu Electric Power Co., Inc.
Nagoya, Japan
Tel: +81-52-973-2125
E-mail: Yoneyama.Keiichi@chuden.co.jp

**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:**

01/01/2005

The starting date of the project activity is here defined as the date on which the methane collecting system will commence operation.

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

More than 20 years

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:**

01/01/2005

The starting date of the crediting period is defined as the first day of operation of the methane gas collecting system. Should the commissioning of the plant be delayed, the starting date will also be delayed accordingly.

C.2.1.2. Length of the first crediting period:

Seven (7) years (Maximum 21 years)

C.2.2. Fixed crediting period:**C.2.2.1. Starting date:**

Not applicable

C.2.2.2. Length:

Not applicable

**SECTION D. Application of a monitoring methodology and plan****D.1. Name and reference of approved monitoring methodology applied to the project activity:**

ACM0001 "Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities"

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

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial 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".

Given that the project is a landfill project activity that the captured gas is used to produce electricity or flared and emission reductions are claimed for displacing energy generation from other sources, the proposed project activity meets all the applicability requirements requested for this methodology.

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

Not applicable

In the project, the amount of GHG emission reduction is calculated by direct monitoring. Therefore Option 2 is adopted.

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

Not applicable

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

Not applicable

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

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



--	--	--	--	--	--	--	--	--

Not applicable

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

Not applicable

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

The GHG emission reduction achieved by the project activity is the amount of methane actually combusted multiplied by the approved GWP value for methane, plus the quantity of electricity displaced multiplied by the grid average emission factor. Therefore, Option 2, direct monitoring, is adopted.

D.2.2.1. 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 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)	For how long is archived data kept?	Comment
1. LFG _{total,y}	Total amount of landfill gas captured	Project operator	m ³	Measured	Continuously	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
2. LFG _{flared,y}	Amount of landfill gas flared	Project operator	m ³	Measured	Continuously	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.



3. FE	Flare/combustion efficiency, determined by the operation hours (1) and the methane content in the exhaust gas (2)	Project operator	%	Measured/ Calculated	(1) Continuously (2) Quarterly, monthly if unstable	n/a	Electronic	During the crediting period and two years after	(1) Periodic measurement of methane content of flare exhaust gas (2) Continuous measurement of operation time of flare (e.g. with temperature)
4. W _{CH₄,y}	Methane fraction in the landfill gas	Project operator	m ³ -CH ₄ / m ³ -LFG	Measured	Continuously/ periodically	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured by continuous gas quality analyser.
5. T	Temperature of the landfill gas	Project operator	Celsius	Measured	Continuously/ periodically	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane D _{CH₄}
6. P	Pressure of the landfill gas	Project operator	Pa	Measured	Continuously/ periodically	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane D _{CH₄}
7.	Regulatory requirements relating to landfill gas project	Ministry or Municipality	Text	n/a	At the beginning of each crediting period	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Required for any changes to the adjustment factor (AF) or directly MDreg,y
8. LFG _{electricity,y}	Amount of landfill gas combusted in power plant	Project operator	m ³	Measured	Continuously/ periodically	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured by continuous flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
9. EGy	Electricity supplied to the grid	Project operator, Electric power company	MWh	Measured	Continuously measured and monthly recording	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Double checked with receipts of electricity sales to electric power company
10. CEF	CO ₂ emission factor of electricity grid	Electric Power Company	t CO ₂ /MWh	Calculated	Annually	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Required to determine CO ₂ emissions from use of electricity or other energy carries to operate the project activity



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

There is the only one item of emission associated with the gas flaring component of the project activity.

It is supposed that methane organization is included slightly in the exhaust gas, which is emitted without being burned in the flaring equipment and which intensity depends on the flaring efficiency. The formula of project emissions calculation is shown below.

$$\text{Project emissions}_y (\text{t-CH}_4) = \text{LFG}_{\text{flared},y} (\text{m}^3) \times W_{\text{CH}_4,y} (\%) \times \text{Density} (\text{t/m}^3) \times (1-\text{FE}/100) \times \text{GWP}_{\text{CH}_4}$$

Where:

GWP_{CH₄}: approved Global Warming Potential value for methane (21 t-CO₂e/t-CH₄)

But, this project emission for the project activity is calculated directly from the formulae described in D.2.4.

D.2.3. Treatment of leakage in the monitoring plan

No leakage effects have to be accounted for under this methodology.

D.2.3.1. If applicable, please describe the data and information that will be collected in order to monitor <u>leakage</u> effects of the <u>project activity</u>								
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

Not applicable.

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

Not applicable.

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.)

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) \times GWP_{CH_4} + EG_y \times CEF_{electricity,y} + ET_y \times CEF_{thermal,y}$$

$$= ((LFG_{electricity,y} (m^3) \times W_{CH_4,y} (\%) \times Density (t/m^3) + LFG_{flared,y} (m^3) \times W_{CH_4,y} (\%) \times Density (t/m^3) \times FE/100) - (MD_{project,y} \times AF)) \times GWP_{CH_4}$$

$$+ EG_y \times CEF_{electricity,y} + ET_y \times CEF_{thermal,y}$$

Where:

ER_y : greenhouse gas emission reduction achieved by the project activity during a given year "y" (t-CO_{2e}).

$MD_{project,y}$: amount of methane actually destroyed/combusted during the year "y" (tCH₄).

$$= LFG_{electricity,y} (m^3) \times W_{CH_4,y} (\%) \times Density (t/m^3) + LFG_{flared,y} (m^3) \times W_{CH_4,y} (\%) \times Density (t/m^3) \times FE/100$$

$MD_{reg,y}$: amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year "y" in the absence of the project activity (t-CH₄)

$$= MD_{project,y} \times AF$$

AF: Adjustment Factor (%) 5% AF is considered in this project as the result of site review. This value is justified based on an estimation of the amount of LFG that would have been flared in the absence of the project according to the effectiveness of the gas collection systems imposed by regulatory requirements at the time of inception of the project.

GWP_{CH_4} : approved Global Warming Potential value for methane (21 t-CO_{2e}/t-CH₄)

EG_y : net quantity of electricity displaced during the year "y" (MWh)

$CEF_{electricity,y}$: CO₂ emissions intensity of the electricity displaced during year "y" (t-CO_{2e}/MWh)

ET_y : quantity of thermal energy displaced during the year "y" (TJ)

$CEF_{thermal,y}$: CO₂ emissions intensity of the thermal energy displaced during year "y" (t-CO_{2e}/TJ)

As the project will not include a thermal energy component, this factor will be excluded from the overall equation.

The $CEF_{electricity,y}$ for the grid will be calculated according to the equations for small scale electricity project (Type 1.D9), as shown below.

The carbon emissions factor ($CEF_{electricity,y}$) is using the weighted average emissions of the current generation mix.

$CEF_{electricity,y}$ is calculated using the following equation, it is calculated ex post each year:

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



$$CEF_{\text{electricity},y} \text{ (t-CO}_2\text{/MWh)} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$$

Where:

$F_{i,j,y}$ is the amount of fuel i (in GJ) consumed by power sources j in year y ;

j is the power sources delivering electricity to the grid

$COEF_{i,j,y}$ is the carbon coefficient of fuel i (t-CO₂/GJ);

$GEN_{j,y}$ is the electricity (MWh) delivered to the grid by source j

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. LFG _{total,y}	Low	Flow meters will be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
2. LFG _{flared,y}	Low	Flow meters will be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
3. FE	Medium	Regular maintenance will ensure optimal operation of flares. Flare efficiency will be checked quarterly, with monthly checks if the efficiency shows significant deviations from previous values.
4. W _{CH4,y}	Low	The gas analyser will be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
5. T	Low	Temperature meter will be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
6. P	Low	Pressure meter will be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
8. LFG _{electricity,y}	Low	Flow meters will be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
9. EG _y	Low	This data will be directly used for calculation of emission reductions. These data is the one most accurately measure, as this is measured both by the operator as well as by the grid company that will acquire the electricity generated by the project. To guarantee QC/QA, it will be double checked by receipts of electricity sales.

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

**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**

The project monitoring will be conducted by Mr. Pu Shigui, General Manager of Green Waste Recovery Engineering Co., Ltd. The proven and qualified monitoring equipment including flow meter and gas analyser will be installed in place. Mr. Pu will be responsible for accuracy and frequency of the measurements. Data recording and control system will be set up. Receipts of electricity sales will be obtained.

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

The monitoring study was concluded in December 2004.

The entities determining the monitoring and participating in the project as the Carbon Advisors are EcoSecurities Ltd., UK and Chubu Electric Power Company Inc., listed in Annex I of this document.

EcoSecurities Ltd.
Oxford, UK
Tel: +44-1865-202635
E-mail: pedro@ecosecurities.com

Chubu Electric Power Co., Inc.
Nagoya, Japan
Tel: +81-52-973-2125
E-mail: Yoneyama.Keiichi@chuden.co.jp

**SECTION E. Estimation of GHG emissions by sources****E.1. Estimate of GHG emissions by sources:**

There are no emissions associated with the gas flaring and generation components of the project.

E.2. Estimated leakage:

No leakage needs to be accounted for by this methodology.

E.3. The sum of E.1 and E.2 representing the project activity emissions:

The sum of E.1 and E.2 is equal to 0 per year.

E.4. Estimated anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the baseline:

Not applicable. Because the project monitors directly and calculates ERs.

E.5. Difference between E.4 and E.3 representing the emission reductions of the project activity:

The greenhouse gas emission reduction achieved by the project activity during a given year "y" (ER_y) is the difference between the amount of methane actually destroyed/combusted during the year ($MD_{project,y}$) and the amount of methane that would have been destroyed /combusted during the year in the absence of the project activity ($MD_{reg,y}$), times the approved

The consolidated methodology for landfill projects uses an equation for calculating the amount of methane destroyed in the project scenario, as opposed to the amount of methane emitted in this scenario. We will use the convention established in the consolidated methodology and use this section to describe the amount of methane destroyed in the project scenario. The equation is, as follows:

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

Where:

$MD_{project,y}$: amount of methane actually destroyed/combusted during the year "y" (tCH_4).

$MD_{flared,y}$: quantity of landfill gas flared during the year "y" (tCH_4).

$MD_{electricity,y}$: quantity of methane destroyed by generation of electricity during the year "y" (tCH_4).

$MD_{thermal,y}$: quantity of methane destroyed by generation of thermal energy (excluded, as no thermal energy will be used).

The amount of landfill gas generated by the landfill was estimated using the USEPA First Order Decay Model, using Lo and k values appropriate for the Host Country, and assuming that only 50% of the landfill gas generated is collected by the gas collection system (average for landfills in developing countries). In any case, as this projection is merely for illustrational purposes only, the precision of these values are not so important (i.e. the actual emissions reductions will be monitored directly). But, to enable the calculations for this section, it was assumed that all gas would be sent to the flare, as this is the most conservative assumption.



The table below shows the emissions reductions that would have taken place in the project scenario ($MD_{project,y}$), using the equation described above.

	Per year (average)	7 years	21 years
LFG _{total} (m ³ LFG)	32,415,086	226,905,600	581,457,163
W _{CH₄} (%)	50	50	50
D _{CH₄} (t CH ₄ /m ³ CH ₄)	0.0007168	0.0007168	0.0007168
FE (%)	97	97	97
MD _{project} (t CH ₄)	11,269	78,883	202,142

The consolidated methodology for landfill projects uses an equation for calculating the amount of methane destroyed in the baseline scenario, as opposed to the amount of methane emitted in this scenario. We will use the convention established in the consolidated methodology and use this section to describe the amount of methane destroyed in the baseline scenario. The equation is, as follows:

$$MD_{reg,y} = MD_{project,y} \times AF$$

Where:

MD_{reg,y}: amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year "y" in the absence of the project activity (t-CH₄)

MD_{project,y}: amount of methane actually destroyed/combusted during the year "y" (t-CH₄)

AF = Adjustment Factor (%)

The methane destroyed by the project was estimated using the USEPA First Order Decay Model⁴, using Lo and k values appropriate for the Host Country and assuming that only 50% of the landfill gas generated is collected by the gas collection system (average for landfills in developing countries). In any case, as this projection is merely for illustrational purposes only, the precision of these values are not so important (i.e., the actual emissions reductions will be monitored directly).

The AF value used for this project is 5%. This value is justified based on an estimation of the amount of LFG that would have been flared in the absence of the project according to the effectiveness of the gas collection systems imposed by regulatory requirements at the time of inception of the project (the 'Adjustment Factor').

The estimation of the Adjustment Factor for this project was based on the regulatory requirements imposed on the landfill operator at the time they signed a contractual agreement with the local waste management company to operate the landfill. In essence, the landfill operator is not required to flare any amount of the gas that it currently emits. Currently, the site has wells for safety and gas analysis purposes only. The company has already a small flare, as a pilot for the gas collection project that will be implemented with carbon finance. For this reason, the Adjustment Factor for the project was fixed at 5%, in order to provide a large enough conservative margin to what could have been flared in the baseline scenario.

The table below shows the emissions reductions that would have taken place in the baseline scenario (MD_{reg}), using the equations described above.

	Per year (average)	7 years	21 years
--	--------------------	---------	----------

⁴ On this model, see US EPA manual "Turning a Liability into an Asset: A Landfill Gas to Energy Handbook for Landfill Owners and Operators" (December 1994)



MD _{project} (tCH ₄)	11,269	78,883	202,142
AF (%)	5 %	5 %	5 %
MD _{reg} (tCH ₄)	563	3,944	10,107

The greenhouse gas emission reduction achieved by the project activity during a given year "y" (ER_y) is the difference between the amount of methane actually destroyed/combusted during the year (MD_{project,y}) and the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year in the absence of the project activity (MD_{reg,y}), times the approved Global Warming Potential value for methane (GWP_{CH₄}), plus the net quantity of electricity displaced (EG_y x CEF_{electricity,y}). The formula is shown below.

$$ER_y (t-CO_2e) = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) \times GWP_{CH_4,y} + EG_y \times CEF_{electricity,y}$$

Where:

MD_{reg,y}: amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year "y" in the absence of the project activity (t-CH₄)

MD_{project,y}: amount of methane actually destroyed/combusted during the year "y" (t-CH₄)

CEF_{electricity,y}: CO₂ emissions intensity of the electricity displaced during year "y" (t-CO_{2e}/MWh)

GWP_{CH₄}: approved Global Warming Potential value for methane (21 t-CO_{2e}/t-CH₄)

EG_y: net quantity of electricity displaced during the year "y" (MWh)

The weighted average emissions factor (in kg-CO_{2e}/kWh) of the current generation mix is adopted in the project, and it is calculated with using the grid data in Host country is shown in Annex 3 of this document. The formula is shown below and the estimated result is 0.47t-CO₂/MWh.

$$CEF_{electricity,y} (t-CO_2/MWh) = \frac{\sum_{ij} F_{i,j,y} \times COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$$

Where:

F_{i,j,y} is the amount of fuel i (in GJ) consumed by power sources j in year y;

j is the power sources delivering electricity to the grid;

COEF_{i,j,y} is the carbon coefficient of fuel i (t-CO₂/GJ);

GEN_{j,y} is the electricity (MWh) delivered to the grid by source j.

	Per year (average)	7 years	21 years
MD _{project} x GWP _{CH₄} (tCO ₂)	236,649	1,656,543	4,244,982
MD _{reg} x GWP _{CH₄} (tCO ₂)	11,823	82,824	212,247
Electricity emissions reduction (tCO ₂)	40,214	281,500	724,881
Emission reduction generated by the project activity (ER, t-CO _{2e} /year)	265,032	1,855,221	4,757,622

E.6. Table providing values obtained when applying formulae above:

Total emission reductions (ER_y) is calculated with summing MD_{flared,y} (t-CO_{2e}), MD_{electricity,y} (t-CO_{2e}) and EG_y x CEF_{electricity,y} (t-CO_{2e}). The table below shows the total emission reductions during the first crediting period.

Year	(MD _{project} - MD _{reg}) x GWP _{CH₄} (t-CO _{2e})	EG _y x CEF _{electricity,y} (t-CO _{2e})	Total Emission Reduction (t-CO _{2e})
------	---	---	---



2006	187,776	34,024	221,800
2007	198,175	34,024	232,199
2008	207,585	42,690	250,275
2009	216,099	42,690	258,789
2010	223,804	42,690	266,494
2011	230,775	42,690	273,465
2012	237,082	42,690	279,772
Total	1,501,296	281,500	1,782,796

**SECTION F. Environmental impacts****F.1. Documentation on the analysis of the environmental impacts, including transboundary impacts:**

With the increasing of population and the organic content of the waste, methane emissions from landfills have become one of the fastest growing sectoral sources of greenhouse gases in The Host Country. The Federal Ministry of Construction developed a comprehensive technical municipal solid waste landfill standard in 1989. However, in general the standards were not followed. Most of the landfills have scavengers on-site, have no leachate collection system, have infrequent or no cover system, have limited or no compaction, have no gas control system, and have no waste screening systems in place⁵. As one of the demonstration projects, Nanjing Tianjingwa Landfill project will collect the landfill gas and use this potent greenhouse gas directly as fuel to generate electricity. Also, as the Project will provide the electricity to the grid, it will displace the electricity generated from other fossil fuels and avoid the emissions that would otherwise be generated by those power plants. It will provide an opportunity to promote best practices to improve landfill management standards, and contribute towards global and local sustainable development.

By collecting and combusting landfill gas, the Project will reduce both global and local environmental effects of uncontrolled releases. The major components of landfill gas, methane and carbon dioxide, are colorless and odorless. The main global environmental concern over these compounds is the fact that they are greenhouse gases. Although the majority of landfill gas emissions are quickly diluted in the atmosphere, in confined spaces there is a risk of asphyxiation and/or toxic effects if landfill gas is present at high concentrations. Landfill gas also contains over 150 trace components that can cause other local and global environmental effects such as odor nuisances, stratospheric ozone layer depletion, and ground level ozone creation. Through appropriate management of the site, landfill gas will be captured and combusted, removing the risks of toxic effects on the local community and local environment.

Landfill gas electricity generators can also produce nitrogen oxides emissions that vary widely from one site to another, depending on the type of generator and the extent to which steps have been taken to minimize such emissions. The standard set for the Project is no more than 1.58 t/yr NO₂ emission. Combustion of landfill gas can also result in the release of organic compounds and trace amounts of toxic materials, including mercury and dioxins, although such releases are at levels significantly lower than if the landfill gas is flared. These emissions are also viewed as significantly less harmful than the continued uncontrolled release of landfill gas.

Where methane is used for electricity generation, operational practices at the landfill are improved thus contributing to sustainable development. Specifically for landfills, sustainable means accelerating waste stabilization such that the landfill processes can be said to be largely complete within one generation (30-50 years). This ensures that both leachate and methane are more carefully managed and controlled, and the degradation processes are accelerated.

Groundwater and surface water can be contaminated by untreated leachate from landfill sites. Leachate may cause serious water pollution if not properly managed. Surface water run-off from a landfill site can also cause unacceptable sediment loads in receiving waters, while uncontrolled surface water run-on can lead to excessive generation of leachate and migration of contaminated waters off-site. With the Project

⁵ Source: Environmental Resource Management 2004, China Waste Management Working Paper



site providing appropriate management on the site, these potential problems should be avoided. Also there are few water impacts associated with landfill gas electricity generation plants. Unlike other power plants that rely upon water for cooling, landfill gas power plants are usually very small, and therefore pollution discharges into local lakes or streams are typically quite small.

Other potential hazards and amenity impacts minimized by appropriate management of the Project site include the risks of fire or explosions, landfill gas migration, dust, odor, pest, vermin, unsightliness and litter, each of which may occur on-site or off-site.

The following aspects of the operation of the landfill gas to energy project have also been addressed:

- Noise - There will be some increase in noise from the site associated with energy recovery, although the engines will be housed to reduce noise emissions. The impacts are likely to be marginal given the noise typically associated with operations at the landfills. The Project will acquire the generator of low noise level in compliance with the standards set forth in the Chinese environmental guidelines GB12348-90 II.
- Visual amenity - Placement of energy recovery facilities at the landfill site will increase the visual presence of the site, however the impacts are expected to be marginal given the visual intrusion currently associated with the waste disposal operations.

F.2. If environmental impacts are considered significant by 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:

Not applicable.

**SECTION G. Stakeholders' comments****G.1. Brief description how comments by local stakeholders have been invited and compiled:**

According to the national regulations on environmental management for constructing projects, from National Environmental Protection Administration of The Host Country, any construction projects must consult with local stakeholders for their comments and suggestions, as part of Environmental Impact Assessment procedure. In this case, the following local stakeholders were invited for stakeholders' consultation seminar:

- Local Municipality and City Appearance Bureau;
- Environment agencies from the State and Local Authorities;
- Environmental experts;
- Representatives of Chinese National Congress;
- Representatives of residents in the surrounding area of the site.

Local stakeholders were invited to raise their concerns and provide comments on the project during the seminar. In addition, survey questionnaires were sent to 50 residents in Huangyao Village, East Gate Road and Taishan Town.

G.2. Summary of the comments received:

The Summary of the comments received from the seminar includes:

- The Project construction has no effect on city appearance;
- The Project contributes to waste recovery and utilization in Nanjing City;
- The Project complies with national industry policy and improves the local environment;
- The Project promotes the local economy and sustainable development.

The results of the questionnaires include:

- The local economy state: good (75%) and very good (22%)
- The main problem of economic development: lack of natural resource (61%) and transportation (18%)
- The main problem of local environment: Water pollution (85%) and dust pollution (19%)
- The necessity of the Project: very necessary (77%) and necessary (22%)
- The Project's impact on utilization and development of the local environment: very good (27%) and good (73%)
- The Project's contribution to environmental protection: yes (89%)
- The Project's impact on improvement of the local environment: will improve (80%) and improve greatly (9%)

The Summary of the comments received from the questionnaires includes:

- The Project contributes to local environmental protection;
- The Project contributes to waste recovery and utilization in Nanjing City;
- The Project promotes the local economy and sustainable development;
- The Project contributes to improvement of local environment.



G.3. Report on how due account was taken of any comments received:

All comments received in the context of environment impact assessment process have been incorporated into the executive project. The documentation is available to the public on request.

Annex 1**CONTACT INFORMATION ON PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY****Project sponsor:**

Organization:	Nanjing Green Waste Recovery Engineering Co., Ltd
Street/P.O.Box:	Xikang Road
Building:	No. 33
City:	Nanjing
State/Region:	Jiangsu Province
Postfix/ZIP:	210024
Country:	China
Telephone:	+86 (25) 5860 5544
FAX:	+86 (25) 5860 5544
E-Mail:	Shigui_pu@hotmail.com
URL:	-
Represented by:	-
Title:	General Manager
Salutation:	Mr.
Last Name:	Pu
Middle Name:	-
First Name:	Shigui
Department:	-
Mobile:	-
Direct FAX:	+86 (25) 5860 5544
Direct tel:	-
Personal E-Mail:	Shigui_Pu@hotmail.com

Project Annex 1 sponsor and Carbon Advisor:

Organization:	Eco Securities Group Ltd.
Street/P.O.Box:	21 Beaumont
Building:	-
City:	Oxford
State/Region:	-
Postfix/ZIP:	-
Country:	United Kingdom
Telephone:	+44 (1865) 202 635
FAX:	+44 (1865) 251 438
E-Mail:	uk@ecosecurities.com
URL:	www.ecosecurities.com
Represented by:	
Title:	Director
Salutation:	Dr.
Last Name:	Moura Costa
Middle Name:	
First Name:	Pedro
Department:	International Business



Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	+44 (1865) 202 635
Personal E-Mail:	pedro@ecosecurities.com

Organization:	Chubu Electric Power Co., Inc.
Street/P.O.Box:	1 Higashi-shincho, Higashi-ku
Building:	-
City:	Nagoya
State/Region:	Aichi Prefecture
Postfix/ZIP:	461-8680
Country:	Japan
Telephone:	+81 52 973 2125
FAX:	+81 52 973 3147
E-Mail:	Yoneyama.Keiichi@chuden.co.jp
URL:	www.chuden.co.jp
Represented by:	
Title:	Manager of Consulting & Cooperation Group
Salutation:	Mr.
Last Name:	Yoneyama
Middle Name:	
First Name:	Keiichi
Department:	International Business
Mobile:	
Direct FAX:	+81 52 973 3147
Direct tel:	+81 52 973-2125
Personal E-Mail:	Yoneyama.Keiichi@chuden.co.jp

Local Carbon Advisor:

Organization:	Chinese Renewable Energy Industries Association
Street/P.O.Box:	A4 Che Gong Zhunag Dajie, Xi
Building:	No. A2106 Wuhua Plaza
City:	Beijing
State/Region:	-
Postfix/ZIP:	100044
Country:	China
Telephone:	+86 10 6800 2615
FAX:	+86 10 6800 2674
E-Mail:	lijf@public.bta.net.cn
URL:	www.creai.net
Represented by:	
Title:	Secretary-General
Salutation:	Mr.
Last Name:	Li
Middle Name:	
First Name:	Junfeng
Department:	



Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	+86 10 6800 2615
Personal E-Mail:	lijf@public.bta.net.cn



Annex 2

INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING

This project will not receive any public funding.



Annex 3**BASELINE INFORMATION**

Table: Data used for weighted average emissions factor calculation for the electricity component of the project.

East China Grid
FY 2002⁶

Fuel type	Generated Power GWh/yr	Fuel Consumptions (for TPP more than 600kw)		
		Coal x 10000 ton/yr	Oil x 10000 ton/yr	Natural Gas x 10000 m3/yr
East China Electric Power Grid (Total)	367,813.00	14,083.30	207.23	1,009,633.00
Shanghai City	61,648.00	2,401.00	54.63	737,756.00
Jiangsu Province	116,876.00	5,362.27	14.71	83,336.00
Zhejiang Province	88,921.00	2,923.60	121.87	101,962.00
Anhui Province	47,060.00	2,059.94	3.42	86,579.00
Fujian Province	53,308.00	1,336.49	12.60	0.00

	Heat value	C-emission factor	Fraction of C-oxide	Specific Gravity	CO2 Emissions
	TJ/x1000ton	t-C/TJ		kg/m3	t-CO2/yr
Natural Gas	52.3	15.3	0.995	0.67	19,748,130
Heavy Oil	40.19	21.1	0.990	-	6,379,104
Coal	29.3	25.8	0.980	-	382,550,931
Total					408,678,165

⁶ 2003 China Year Book has not been published yet and 2002 data is the most recent data available from official source.

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



Average Grid Emission Factor (t-CO ₂ /MWh)	1.11
---	------



Annex 4

MONITORING PLAN



参考文献

- ・平成 14 年度 中国配電事業に関する調査報告書
： 社団法人海外電力調査会（平成 15 年 3 月）
- ・「中国の電力事情」
： 社団法人海外電力調査会（平成 15 年 4 月）
- ・平成 15 年度開発途上国民活事業環境整備支援事「中華人民共和国電力セクター開発支援」
 - 中国電力タスクフォース - 報告書
： 経済産業省（委託先：社団法人海外電力調査会）（平成 16 年 3 月）
- ・平成 15 年度 中国・沿海地域における電力系統・需給運用に関する調査報告書
： 社団法人海外電力調査会（平成 16 年 3 月）
- ・平成 15 年度 中国における電力技術動向調査報告書
： 財団法人エネルギー総合工学研究所、社団法人海外電力調査会（平成 16 年 3 月）
- ・国別環境情報整備調査報告書（中国）
： 国際協力機構 企画・評価部（平成 14 年 2 月）
- ・中国年鑑 2004
： 中国研究所
- ・China Promoting Methane Recovery and Utilization from Mixed Municipal Refuse Landfill Site : State Environmental Protection Administration (December 2001)
- ・US EPA manual "Turning a Liability into an Asset: A Landfill Gas to Energy Handbook for Landfill Owners and Operators" : United States Environmental Protection Agency (December 1994)

参考ホームページ

- ・中国能源網：<http://www.china5e.com>
- ・中国環境網：<http://www.ep.net.cn>
- ・CNO China Net Online：<http://www1.newweb.ne.jp/wb/cno/>
- ・United States Environmental Protection Agency：<http://www.epa.gov/>
- ・UNFCCC：<http://unfccc.int/2860.php>
- ・財団法人地球環境センター：<http://www.unep.or.jp/gec/index-j.html>