



# Landfill gas capture and power generation in Dong Thanh, Vietnam

## Project Design Document

Draft  
February 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
- Annex 4: Monitoring plan

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

Landfill gas capture and power generation in Dong Thanh, Vietnam

**A.2. Description of the project activity:**

The project activity is recovery of landfill gas (“LFG”) emitted from Dong Thanh landfill and production of electric power using the recovered LFG with a view to reducing the emission of greenhouse gases. The power produced will be supplied to the local power grid. Excess LFG which may not be used for power generation shall be combusted in flare stacks.

Given the concentration of 7 percent of Vietnam’s total population in Ho Chi Minh City (HCMC), accounting for approximately 0.6 percent of the country’s total land area, the city is growing at the fastest pace in the country as the center of economic growth. In HCMC, both industrial and non-industrial waste is collected and disposed of without segregation. Furthermore, solid waste is disposed of primarily in sanitary landfills due to economic and technological limitations in Vietnam. Thus, for the present, open-dumping landfills are deemed the most suitable method of waste disposal in HCMC.

In HCMC, approximately 6,000 tons of waste per day is disposed of in the following three landfill sites: Dong Thanh, (Hoc Mon district), Go Cat ( Binh Chanh District ) and Phuoc Hiep ( Cu Chi District ) . Dong Thanh landfill treated HCMC’s solid waste during the period from 1990 to 2002 and was closed down in 2002, and today only treats construction and demolition waste.

The project will generate electric power using methane in the recovered LFG by installing both LFG recovery facilities and gas-engine power generators. The electric power thus generated will be supplied to the local power grid and serve as substitutes for electric power generated by fossil fuel. Collection of LFG and power generation using the LFG from waste material accumulated during the period from 2001 to 2002 will translate into a reduction of GHG totaling approximately 204,565 tons of CO<sub>2</sub> equivalent (tCO<sub>2</sub>-e) in 10 years.

HCMC is currently providing measures to combat malodorous substances in LFG as part of its management of landfills. Even so, the measures are limited merely to spraying deodorants and enzymes and are far from adequate because of cost limitations. Given these circumstances, the city is looking forward to resolving unpleasant odors by collecting and combusting LFG in flare stacks and gas-engines. However, given the huge budget used for waste disposal along with the rapidly swelling urban population, it is difficult to cover the costs of LFG recovery by the municipal budget alone. Thus, HCMC welcomes and takes a positive stance toward overseas investment such as CDM for the environmental improvement of landfills. Judging from the foregoing perspective, the project activity matches the needs of HCMC. In addition to the reduction of greenhouse gases, HCMC would also benefit from the implementation of the project in ways such as those listed below and hence contribute to the sustainable development of Vietnam.

→ Environmental benefits

- LFG recovery will also enable the simultaneous collection of leachate. Thus, the reduction of the volume of toxic substances in drainage will lead to the improvement of water quality and contribute to the well-being of residents living in the vicinity.

**CDM – Executive Board**

- LFG recovery will alleviate unpleasant odors.
  - The project will mitigate the risks of spontaneous combustion and explosions in the site.
  - The reduction of LFG emissions will alleviate the health risks of people (more than 20,000) scavenging for valuable resources in the landfills. **While the project is implemented**, a careful
- Economic and social benefits
- The project will lead to the increase of job opportunities related to the management, operation and maintenance of facilities to be built at Dong Thanh landfill.
  - The project will stimulate demand for lube oil and associated materials and thereby contribute to the economy.
  - The project will contribute to the supply of electric power in HCMC which is facing a power shortage.
- Technological transfer
- Technologies such as methane recovery, flare combustion and power generation using LFG are virtually nonexistent in landfills in Vietnam today. The training of local operators in the course of the project will contribute to a transfer of technology such as operation and management technology and facility maintenance technology to the Dong Thanh landfill. The transfer of advanced waste disposal technology will contribute not only to the lift of local level of technology in the vicinity of Dong Thanh landfill but also to the spread of such technologies to other parts of Vietnam.

**A.3. Project participants:**

Entity	Role	Description of Role
City Environmental Company : CITENCO	Project Operator	Public service company in charge of collection and transport of municipal waste in HCMC, and operation of landfills (HCMC provides related cost).
Nippon Mining Research & Technology Co.,Ltd.	Project Developer	Think Tank belonging to Nippon Mining Research & Technology Group Businesses: F/S of projects, Financial planning, Equipment procurement, Training and technical guidance to operators, Negotiations with government, Verification

For details on above-mentioned institutions, see 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):**

The Socialist Republic of Vietnam



## CDM – Executive Board

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

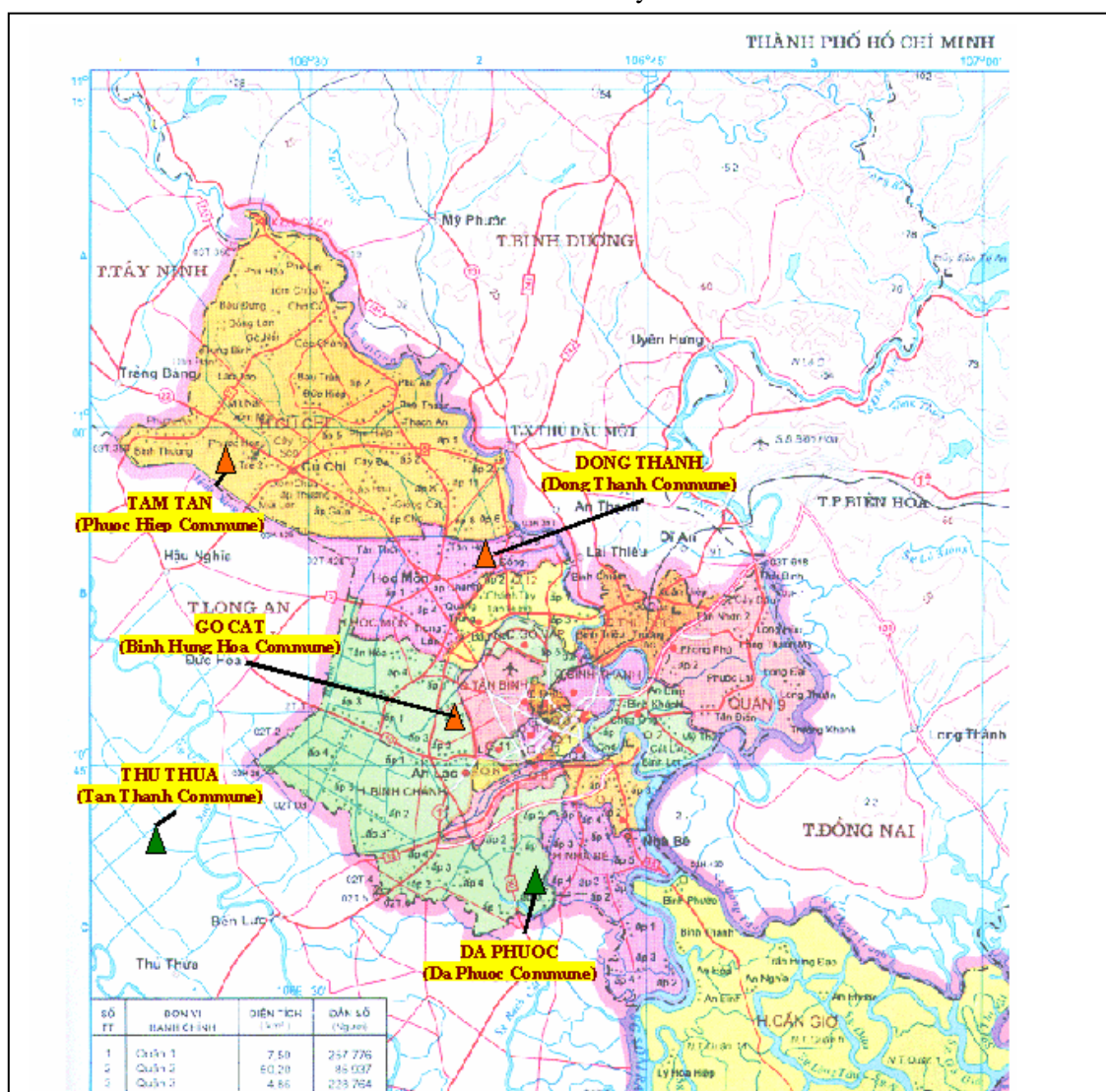
HCMC (Ho Chi Minh City )

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

Dong Thanh, Hoc Mon district

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

HCMC, formally known as Saigon, is the largest city prospering as a heartland of the Mekong Delta, the largest port, and the commercial and industrial center of Vietnam. Dong Thanh landfill is located in Hoc Mon district, 9km north of the center of HCMC.

**【Landfills in the vicinity of HCMC】**



## CDM – Executive Board

The entrance of Dong Thanh landfill is located in the south of the landfill, and residential area approaches the vicinity. The Rach Tra River flows on the north side of the landfill, and agricultural area extends to the east and the west around the landfill.

The landfill with capacity of 10.8 million tons, had been used as a landfill disposal site in HCMC from 1990 to 2002.

Since the waste management technology not developed enough in Vietnam in 90's, wastes were only dumped to landfills. Dong Thanh landfill is an open dump without bottom liners, leachate and LFG collection system, which caused the pollution of atmosphere, soil and water quality. The landfill has been closed for municipal solid waste since the end of 2002 and currently accepted 1,600 tons of demolition waste per day. Therefore, the unpleasant odor problem was lightened. However, since the landfill is not covered, LFG remains discharging into the atmosphere.

Outline of Dong Thanh landfill is as follows:

Total capacity : 833million tons

Area : 45.34 ha

Compartment 1 : Area; 20.88 ha, height 32 m

Compartment 2 : Area; 11.48 ha, height 13.8 m

Compartment 3 : Area; 6.58 ha, height 11.5 m

Leachate pond : Area; 6.4 ha

Drainage : Area; 1.55 ha

Internal roads : Area; 2.96 ha

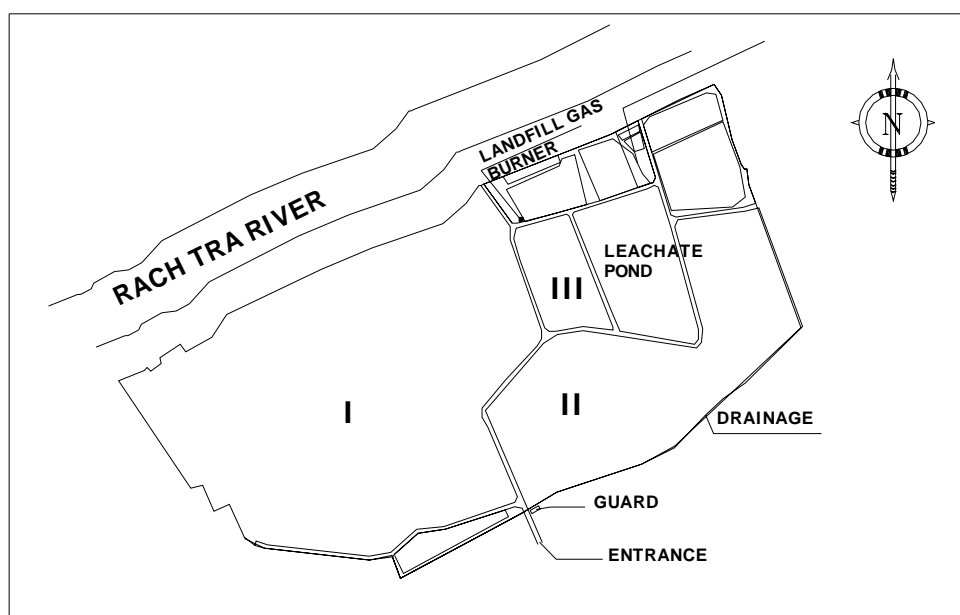
Sedimentary shape: below ground level; 10-12 m

: above ground level; 20-30 m

: municipal solid waste layer 2m thick and soil layer 0.5-0.7m thick are alternately piled up.

Waste composition: 55.3% or more is organic materials; domestic and market garbage, wood, leaves etc.  
the others; plastic, demolition wastes etc.

## 【 Sketch of Dong Thang landfill 】



This

at or font.

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

Waste management – Energy recovery

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

The system employed by the project is comprised of the following three parts.

LFG collection and pre-treatment unit

Gas-engine power generator that generates electricity utilizing LFG, and power supply unit that supplies electricity to the grid

Extra gas combustion equipment

**LFG collection and pretreatment unit**

LFG is pumped with the wells laid in the landfill, collected in the collection pipes, and supplied to the gas-engine power generator by gas collection blower after moisture in LFG is removed with the dehydration machine.

- Vertical well

is adopted considering the following conditions: completion of waste landfilling, waste composition, landfill structure, management condition, weather condition, etc.

Vertical well is easy to collect LFG and to increase the number, furthermore problem of condensate hardly arise. Twenty eight wells are installed, and a block valve is attached to each of them.

- Collecting pipe

is used for collecting LFG from each system

- Sealed pot

is used for taking drain out, and for preventing air from coming into gas pipes

- Gas collection blower

is used for pulling out gas from wells. Treatment capability is 670m<sup>3</sup>/h.

- Siloxane eliminator

is used for reducing density of siloxane which is mixed into municipal waste.

**Gas-engine power generator and power supply unit**

Gas-engine power generator is operated with LFG supplied by LFG collection and pretreatment unit. The electricity (380 v) generated from gas-engine generator is fed into the grid through low pressure electric power distribution board. The electricity used for operating facilities in the site is distributed from the low pressure electric power distribution board. Moreover, an enclosure for sound proof and an exhaust gas silencer for noise elimination are attached to the power generators (For details, see F).

- Two gas-engines:

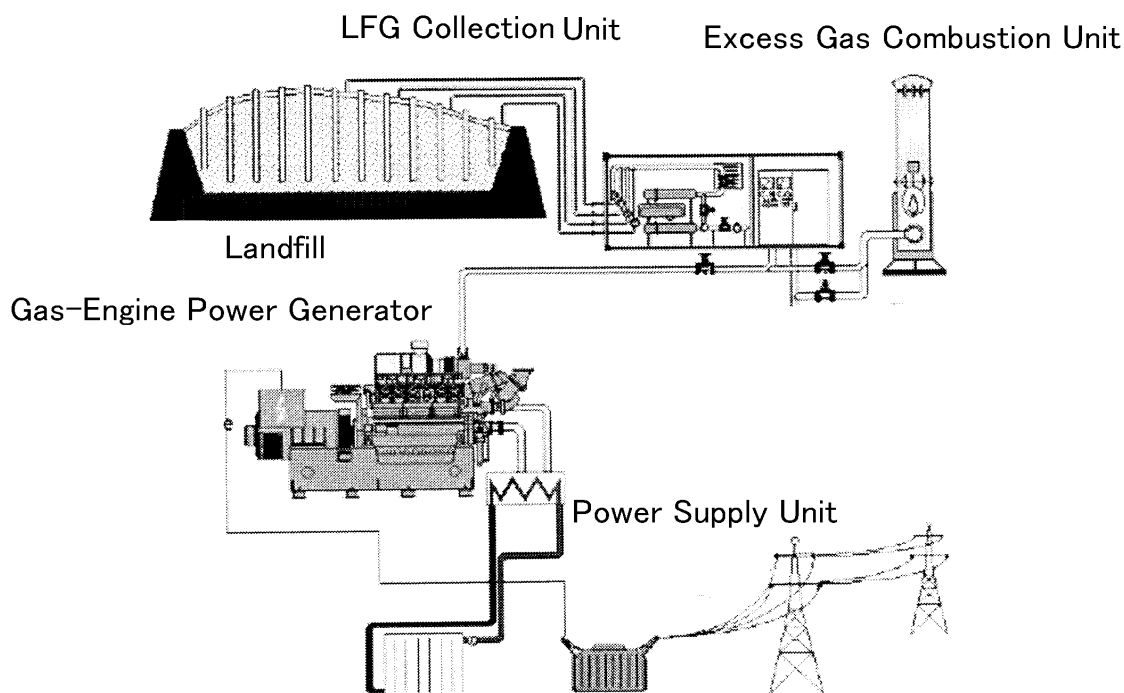
with 200kWe in power capacity and with 30% in power efficiency are used.

**Extra gas combustion equipment**

Extra gas is combusted in flare stacks when gas-engine power generators are turned off for maintenance and LFG is emitted more than used in the power generator. When flare is extinguished or gas-engine is stopped, the leak of gas is prevented by stopping operation of blowers pumping LFG.

Above-mentioned systems are designed in order that the impact to the environment by use, installation and operation should secure the safety of the surroundings, and should not at least aggravate them (For details, see F).

【LFG collection/combustion system】



**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:**

At the moment, there are no legal regulations in Vietnam requiring the recovery of methane gas emitted from waste disposal landfills. Furthermore, it is unlikely that such regulations will be stipulated any time soon. In addition, given the economic/investment/technological barriers in the host country/region, there is very little incentive on the part of waste disposal companies to invest in LFG recovery and power generation technologies. In view of such circumstances of the host country/region, the baseline scenario in the absence of the project activity is that the LFG generated from Dong Thanh landfill will continue to be emitted into the atmosphere (refer to B2 for barrier analysis).

Therefore, the recovery of methane and its use for electric power generation by the implementation of the project will lead to the additional reduction of greenhouse gases.

Given the premise that the LFG left un-recovered in the absence of the project would have been emitted into the atmosphere, it follows that the total amount of LFG emission reductions are the sum of (1) the total amount of LFG collected by the project and (2) the amount of CO<sub>2</sub> associated with using substituted



**CDM – Executive Board**

electricity which would have been emitted in the course of generating the electric power in the absence of the project.

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

It is estimated that the total amount of emission reductions of GHG during 10 years of crediting period (2007-2016) by this project will be 204,565t CO<sub>2</sub>e (for details, see E).

Total CO <sub>2</sub> Emission Reductions		
Year	Total CO <sub>2</sub> emission reductions	Accumulated total CO <sub>2</sub> emission reductions
	ER <sub>y</sub>	-
	tCO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> e
2007	35,802	35,802
2008	31,010	66,812
2009	26,894	93,706
2010	23,342	117,048
2011	20,298	137,346
2012	17,645	154,991
2013	15,330	170,321
2014	13,166	183,487
2015	11,312	194,798
2016	9,767	204,565
Total	204,565	

**A.4.5. Public funding of the project activity:**

No public funding will be involved at the moment.

**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”**

As indicated in ACM0001, this methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as

- a) The captured gas is flared; or
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources; or
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources. In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”.

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

In the project, LFG is collected and used for generating electricity to feed into the local grid, and the excess LFG is to be flared.

Since the project agrees with above-mentioned condition c) in the point of claiming the amount of reduction credit for displacing or avoiding energy generation from other sources, the ACM0001 methodology is applicable.

Choosing the referred baseline methodology means the choice of the baseline approach defined in Art. 48(b) of the CDM M&P.

At the moment, there are no laws and regulations in Vietnam or HCMC requiring waste landfill treatment companies to collect or flare LFG emitted from landfills. In consideration of financial, investment and technological barriers under the foregoing circumstances, to remain discharging of all the LFG into the atmosphere is the most economic attractive course of action for them. Hence, the application of the baseline approach would be appropriate for the project (refer to B.2. for barrier analysis).

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

The application of the baseline methodology to this project according to the following procedures leads to the identification of baseline scenario as well as the establishment of additionality.

**Step 0: Preliminary screening based on the starting date of the project activity**

- (a) CITENCO, project operator in Dong Thanh landfill, and Nippon Mining Research & Technology Co., Ltd, project developer, exchanged MoU (Memorandum of Understanding) on implementing landfill gas capture and power generation project in Dong Thanh landfill in February 2005 (A letter related the MoU is attached to PDD). The installation of the LFG collection facilities and the power generators actually will start in the mid-2006, and the credit acquisition period is scheduled to start in April 2007.



- (b) For CITENCO, the facts that the project would facilitate the introduction of new technology of LFG recovery and power generation and that registration as a CDM project would lead to the acquisition of CER, served as a major incentive for its decision to launch the project. For Nippon Mining Research & Technology Co., the project developer, the proposed CDM project served as a major incentive to develop in that the project fulfils the requirement of IRR when CER revenues are expected.

### **Step1: Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulation**

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

Consider the following three scenarios as alternatives to the proposed project.

##### **Scenario 1**

Continuation of the current situation (no project activity or other alternatives undertaken); in this alternative, Dong Thanh landfill keeps the current practice of discharging LFG to the atmosphere without any treatment.

##### **Scenario 2**

Collection and flare combustion of the LFG.

##### **Scenario 3**

Collection and use of LFG to generate electric power and supply it to the local grid. Excess LFG is flared.

#### ***Sub-step 1b. Enforcement of applicable laws and regulations:***

At present, there are no laws and regulations on LFG collection and use in Vietnam. There are no stipulations in “Circular letter No.1/2001/TTLT/BKHCHMT-BXD signed on Jan.18<sup>th</sup>, 2001” requiring landfill operators to collect LFGs.

According to “The Study On METHANE GAS RECOVERY FROM LANDFILL IN VIETNAM, December 2004”, by Solid Management Division, HCMC Dept. of Natural Resources and Environment, the cost for waste treatment is so large that LFG collection is not covered by a city budget. Consequently, laws and regulations requiring LFG collection are hardly expected to be introduced in the near future. Viewed in this light, all the scenarios can be realized at the moment.

### **Step 2. Investment analysis**

Determine whether the proposed project activity is economically or financially less attractive than the other alternatives without the revenue from the sale of certified emission reductions (CERs). To conduct the investment analysis, use the following sub-steps:

Calculate Internal Rate of Return(IRR) of each scenario provisionally as follows.



## CDM – Executive Board

The costs for maintenance and operation are as follows.

(M¥)

year	Maintenance costs	Labor charges	Lube oil expense	Power line fee	Land rent	costs for LFG	Total
2007	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	1.52	10.376
2008	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	1.32	10.176
2009	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	1.13	9.986
2010	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	0.97	9.826
2011	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	0.84	9.696
2012	2.72	3.70	0.10	2.13	0.10	0.72	9.466
2013	2.60	3.70	0.09	1.96	0.10	0.62	9.066
2014	2.23	3.70	0.08	1.68	0.10	0.53	8.316
2015	1.92	3.70	0.06	1.44	0.10	0.46	7.676
2016	1.66	3.70	0.06	1.25	0.10	0.40	7.166
Total	25.28	36.96	0.89	19.11	1.00	8.51	91.75

- Revenue from selling electric power

(a) Charge for selling power

In this project, power produced from LFG (the power used in the site is excluded) will be sold to Ho Chi Minh Power Company. According to a directive by Government Price Committee, rates for selling power is classified as follows. The voltage of this project is within a range up to 6kV.

Rates for selling electric power

Range	Rates (VND/kWh)	Rates (¥/kWh)
<b>Up to 6kV</b>	<b>1,122</b>	<b>8.228</b>
6kV and more and less than 22kV	1,045	7.663
22kV and more and less than 110kV	979	7.179
110kV and more	913	6.695

Source: 46/1999/QĐ-BVGCP(15/6/1999)(including VAT) , Government Price Committee



## CDM – Executive Board

## (b) Revenue from selling electric power

The amount of selling electric power and revenue from selling electric power are as follows.  
(exchange rate: 1US\$=110 ¥=15,000VND)

Revenue from selling power during project period (M ¥ /y)

year	Amount of selling power (kWh/y)	Revenue from selling power
2007	2,663,270	21.91
2008	2,663,270	21.91
2009	2,663,270	21.91
2010	2,663,270	21.91
2011	2,663,270	21.91
2012	2,556,739	21.04
2013	2,447,249	20.14
2014	2,101,024	17.29
2015	1,805,105	14.85
2016	1,559,493	12.83
Total	23,785,963	195.71

## • The others (costs for taxes, depreciation)

## (a) taxes

The corporation tax is 32%.

(Source: ASEAN-JAPAN CENTRE)

## (b) Value added tax

Value added tax is 10%. (VAT is included in selling electric power rates)

(Source : ASEAN-JAPAN CENTRE)

## (c) Depreciation

Depreciation of facility equipments is 10%. Depreciation of tangible assets is calculated by fixed instalment method.

Calculation of IRRs based on above-mentioned information leads to the conclusion that the IRR of scenario 2 is uncountable and the IRR of scenario 3 becomes 4.4%.

In the case of scenario 2, IRR can not be calculated because there is no revenue from selling power.

On these grounds IRRs of both scenario 2 and 3 are low and investment can be hardly expected without CER revenues.

As a result of investment analysis, since both scenario 2 and 3 are less economic attractive, they can not be said to be baseline scenario from a viewpoint of economy.

**Step 3. Barrier analysis*****Sub-step 3a. Identify barriers that would prevent the implementation of type of the proposed project activity:***

Establish that there are barriers that would prevent the implementation of the type of proposed project activity from being carried out if the project activity was not registered as a CDM activity. Such barriers may include, among others:

- Economic barriers

The most common method of solid waste disposal in HCMC is sanitary landfilling due to economic and technological limitations (Solid Waste Management Division “The Study on METHANE GAS RECOVERY FROM LANDFILL IN VIETNAM”).

In HCMC, approximately 6,000 tons of waste per day is treated in the following three landfill sites: Dong Thanh, Go Cat and Phuoc Hiep. Of these three sites, Dong Thanh has treated waste material since 1990. In accordance with conventional landfill design at the time, Dong Thanh landfill is an unsanitary landfill with neither water-resistance layer nor leachate collection/treatment system. Dong Thanh landfill was half closed down in 2002 because of problems such as unpleasant odors. Since then, demolition waste has been dumped. As a result, the odor problem has been alleviated.

The alleviation of unpleasant odors due to the emission of LFG is a high-priority issue according to the aforementioned report by the Solid Waste Management Division. However, given the high costs of waste disposal along with HCMC’s rapid demographic growth, it is impossible to build LFG collection facilities with a city budget. Considering the massive initial investment necessary for the installation of LFG gas recovery facilities and electric power generation facilities at waste disposal landfills, it would be difficult from a financial perspective for HCMC to build LFG recovery facilities at Dong Thanh landfill which has been already half closed and resolved to a large degree its odor problem.

- Investment barriers other than economic and financial barriers in Step 2 above

GDP per capita of Vietnam falls far below that of the ASEAN 4 nations, and the country’s legal system is still underdeveloped. The Country Risk Survey conducted by a Japanese company named Rating and Investment Information, Inc. in July 2004 revealed a low assessment of Vietnam, underscoring that the risks regarding investment toward Vietnam are still high (countries are evaluated in terms of items such as political & social stability, economic stability and growth potential, stability of foreign relations and interest payment capacity, debt repayment and the risks of unrecoverable investments). Judging from the foregoing, the chances are slim that the project would attract overseas investment.

Comparison by major economic index: Vietnam and the other ASEAN four countries

	Vietnam	Thailand	Indonesia	Philippines	Malaysia
Nominal GDP (US\$ 100 million)	390.5	1431.7	2432.9	804.3	1037.4
GDP per capita(US\$)	454.2	2230.0	953.5	978.0	4128.0
Debt-service ratio (US\$ 100 million)	125.78	517.83	808.55	573.95	98.12
Reserve foreign currency (US\$ 100 million)	62.24	410.77	349.62	134.57	342.22

(Source: JETRO-FILE, JETRO, Sep. 2004)



- Barriers stemming from technological and conventional practice

In Vietnam, the conventional method for waste disposal is to dump the waste in landfills. This is due to the fact that the costs necessary for waste incineration is approximately ten times that of landfilling. Furthermore, given the virtual absence of facilities and technology for LFG recovery, flare combustion, and power generation, there is a serious lack of specialists trained to operate and manage such equipment. Therefore, it would be extremely difficult for local waste disposal companies in HCMC to resort to costly LFG recovery methods and to generate electric power using LFG because of financial and technological shortcomings.

Above mentioned barrier analysis leads to the conclusion that scenario 2 and 3 can not be baseline scenario which will be realized if the project doesn't become CDM project.

***Sub-step 3 b. Show that the identified barriers would not prevent the implementation of at least one of the alternatives (except the proposed project activity):***

Most often in Vietnam, LFGs emitted from waste disposal sites are released into the atmosphere because (1) landfilling is the most common method of waste disposal, and (2) the lack of legal regulations requiring the recovery of LFG. Of the 91 landfill sites in Vietnam, there are virtually no facilities engaging in the recovery of LFG.

Therefore, while both Scenario 2 and 3 are impracticable because of the above-mentioned barriers, there are no barriers toward Scenario 1.

#### **STEP4 Common practice analysis**

The above generic additionality tests shall be complemented with an analysis of the extent to which the proposed project type (e.g. technology or practice) has already diffused in the relevant sector and region. This test is a credibility check to complement analysis (Step 2) or barrier analysis (Step 3).

***Sub-step 4a. Analyze other activities similar to the proposed project activity:***

There are virtually no landfill sites employing the LFG recovery technology and the power generation technology using LFG. While there is an LFG recovery/electric power generation project scheduled in Haiphong, the project is yet to reach its operational stage because of unresolved disputes on environmental issues such as odor with neighboring residents.

#### **STEP5. Impact of CDM registration**

The result of calculating IRR of scenario 3 (project scenario) considering revenue obtained by selling CER by GHG emission reduction is as follows.

A close look at these data will reveal that registration of project as CDM generate CER, lower economic and financial barriers, and enable the project to be implemented.

Credit \$/ton	3	5	7.5	10
Scenario 3 (%)	3.58	8.38	19.97	19.35

**CDM – Executive Board**

In this estimation, costs for obtaining CO<sub>2</sub> credit (costs for validation, registration, monitoring etc.) shown in the table below are taken into consideration, but the credit payment etc. to project participants from Vietnam are not.

## Necessary Costs for registration (included in initial cost)

Costs	(assumed)cost (US\$)
Cost for validation by DOE	30,000
Cost for registration	10,000

## Costs for obtaining credit (included in running costs)

Costs	(assumed) cost (US\$/y)
Cost for verification and certification (Three times during the project period)	25,000

**Identification of baseline scenario**

Scenario 1 ,2 and 3 are listed as baseline scenario (to the project scenario). Investment and barrier analyses are made (in step 2 and 3) after confirming all the scenarios can be realized under the laws and regulations of Vietnam today in Step1. The result leads to the conclusion that scenario 2 and 3 can not be the baseline scenario, while scenario 1 ( BAU) can be the baseline scenario. Furthermore, as shown in step 5, scenario 3, the project scenario can be said to be additional, because it will only be realized when registered as CDM project accompanied by the revenue from CER.





**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 action**

The proposed project can be said to be additional if emissions of GHG are reduced below those that would have occurred in the absence of the project.

In the project activity, since part of the LFG from Dong Thanh landfill will be collected to be used for power generation, the amount of LFG which would have been emitted into the atmosphere in the absence of the project, will be reduced.

Supply of the generated electric power using LFG to the local grid would substitute part of power supply based on fossil fuel, which leads to CO<sub>2</sub> emission reductions associated with the generation of substituted power.

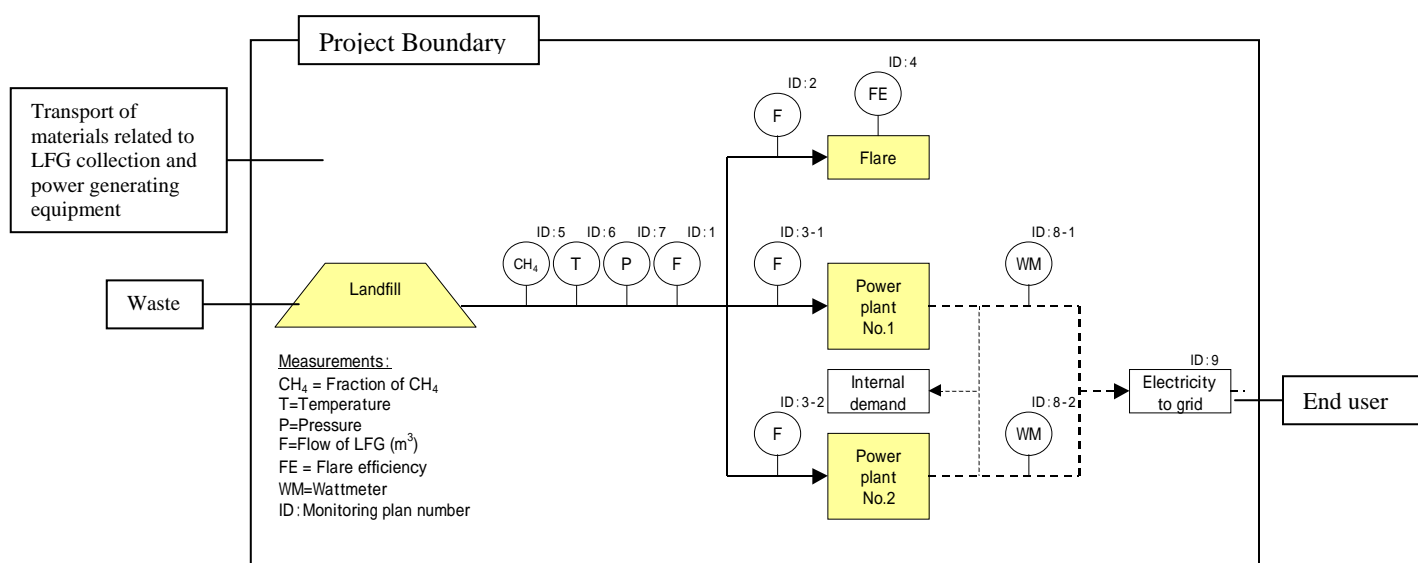
The LFG not used for power generation will be combusted in flare stacks to be emitted into the air as CO<sub>2</sub>, whose GWP is smaller than that of CH<sub>4</sub>. The CO<sub>2</sub> emissions by combustion of LFG in power generators and flare stacks is treated as carbon neutral (Refer to B4).

Since in HCMC, Vietnam, a general way of waste treatment is landfilling, which is common practise, the LFG would not be collected and not be combusted to generate electricity in the absence of the project.

Therefore, collection and combustion of LFG for producing energy leads to the reduction of GHG emission.

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

The range of project boundary is from the point where LFG is collected for generating electricity (flare for part of LFG) to the point where electric power produced is supplied to the local grid. The flow chart of the system boundary is shown as follows (The circles in the chart stand for monitoring items and points. The ID numbers used in this figure correspond to those in Table D.2.2.1.).





## CDM – Executive Board

Emission sources of LFG in baseline and project scenarios are shown in the following table.

Emission sources of LFG in and out of the boundary

		In the Boundary	Outside of the Boundary
Baseline Scenario	Major emissions	LFG emission from the landfill	-
	Negligible small	CO <sub>2</sub> from the local grid associated with power consumption in the site	CO <sub>2</sub> associated with waste transportation to the site
Project Scenario	Major emissions	LFG not collected from the landfill  CO <sub>2</sub> associated with operating LFG collection system and power generators (collecting blower and the other power consumption) assumed to be 5% of total power generation * 1	-
	Negligible small	CO <sub>2</sub> associated with LFG combustion in power generators *2  CO <sub>2</sub> associated with LFG combustion in flare stacks *2  CO <sub>2</sub> associated with use of pilot burner in flare stacks *3  CO <sub>2</sub> associated with the other power consumption in the site *4	CO <sub>2</sub> associated with waste transportation to the site excluded *5  CO <sub>2</sub> associated with transport of materials related to LFG collection and power generating equipment to the site *6

\* 1 CO<sub>2</sub> emissions associated with LFG collection and operation of power generation in the site. There are CO<sub>2</sub> emissions associated with electricity consumption in the site such as LFG collection and operation of gas collection blower to supply gas to gas-engine electric generator. In the project, power consumption in the site is expected 5% of the total amount of power generation. Since the rated power of blower is 6.5kW, power consumption in the site will not exceed 20kW. The electric power consumed in the site will be supplied from the local grid when power generators start to operate and stop operating, but not supplied continuously.

\* 2 CO<sub>2</sub> emissions associated with combustion in power generators and flare stacks. When LFG is combusted in the electric power generators and flare stacks, the LFG is converted into CO<sub>2</sub> to be emitted into the air. Thus, CH<sub>4</sub> is converted into CO<sub>2</sub>, whose GWP is smaller than that of CH<sub>4</sub>, and the difference of GWP between them agrees with the amount of CO<sub>2</sub> emission reductions. The amount of CO<sub>2</sub> emissions, however, is disregarded as carbon neutral since LFG emitted from the landfill is derived from organic matter.

\* 3 CO<sub>2</sub> emissions by using pilot burner in flare stacks. Considering conditions shown below, 93 t- CO<sub>2</sub>/y is approximately 0.26% of the amount of CO<sub>2</sub> emissions in the first year of the project ( 35,802 t- CO<sub>2</sub>/y ), and it is negligible small.

- An amount of use of pilot gas (LPG): 1.69 m<sup>3</sup>/h
- Operation time: 8,712 h/y
- Annual amount of use of LPG: 14,742 m<sup>3</sup>/y



## CDM – Executive Board

- Heat value of LPG:  $24,000 \text{ kcal/m}^3 = 100 \text{ MJ/m}^3$
- Annual heat value: 1,481 GJ/y
- CO<sub>2</sub> intensity in LPG: 0.062751 t-CO<sub>2</sub>/GJ
- CO<sub>2</sub> emissions from LPG: 93 t-CO<sub>2</sub>/y

\* 4 CO<sub>2</sub> emissions associated with the other power consumption in the site

Since the quantity is the same as that for the baseline scenario, it is disregarded.

\* 5 CO<sub>2</sub> emissions associated with transport of wastes to the site

Since there is no difference between baseline scenario and project, it can be excluded.

\* 6 CO<sub>2</sub> emissions associated with transportation of LFG collection facilities, power generators, and materials (Japan Vietnam Dong Thanh landfill).

CO<sub>2</sub> is considered to be emitted associated with transportation (Japan Vietnam Dong Thanh landfill), carrying in the site, and arrangement of equipment and materials. The CO<sub>2</sub> emissions associated with construction works are also considered. Since the amount of annual CO<sub>2</sub> emissions, however, from those sources are estimated to be 2t- CO<sub>2</sub>/y or less, they can be disregarded.

Materials such as LPG and lube oil used for LFG collection facilities and power generators are carried in the site by trucks during project activities. Since the amount of CO<sub>2</sub> emissions associated with the transportation is 0.1 t-CO<sub>2</sub>/y or less, it can be disregarded.

It follows from what has been considered that no leakage is arisen in the project, because the amount of CO<sub>2</sub> emissions from \* 5 and \* 6 out of the boundary is excluded or small enough to be neglected.

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

For various data necessary for calculation of the amount of emissions in the baseline, refer to Annex 3.

Date of completion of the baseline study: 18 February 2005

Name of entity determining the baseline: Nippon Mining Research & Technology Co.,Ltd.

**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:**

&gt;&gt;

February 2005

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

&gt;&gt;

10 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:**

&gt;&gt;

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

&gt;&gt;

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

&gt;&gt;

April 2007

**C.2.2.2. Length:**

&gt;&gt;

10 years ( 2007-2016 )

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

&gt;&gt;

ACM0001 Approved Consolidated Monitoring Methodology

## Reference

1. CDM EB approved consolidated monitoring methodology ACM0001 “Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities”
2. CDM EB approved PDD NM0010-rev: Durban-landfill-gas-to-electricity project

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

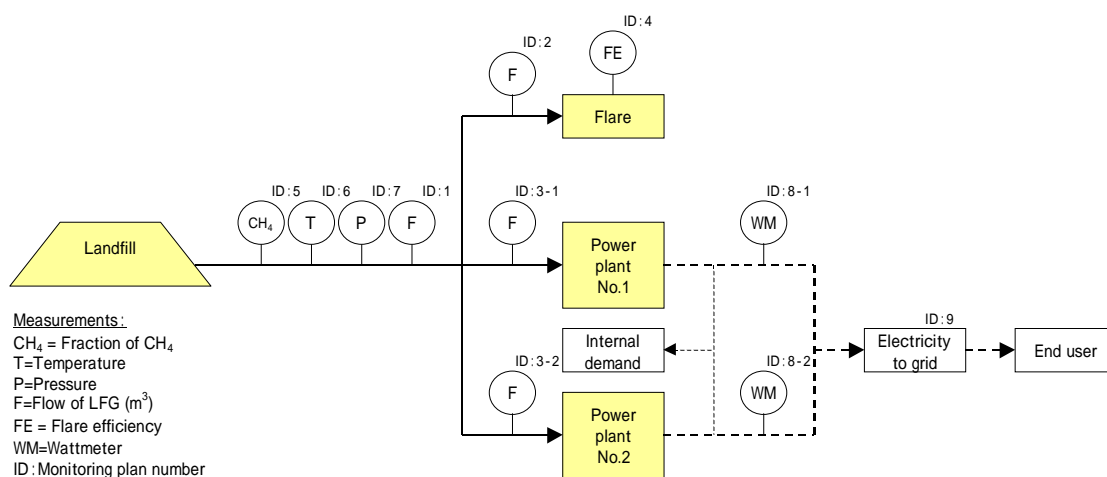
&gt;&gt;

The baseline methodology applied to this project is ACM0001 “Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”.

According to ACM0001, the approved baseline methodology ACM0001 (“Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”) shall be used in conjunction with the approved monitoring methodology ACM0001 (“Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities”).

Since the project fulfils applicability conditions of ACM0001, this methodology is applicable to the project activity( In this project, however, thermal energy is not recovered to use, the reference of thermal energy in ACM0001 is not applied).

The monitoring methodology is based on direct measurement of the amount of landfill gas captured and destroyed at the flared platform and the electricity generating units to determine the quantities as shown in Figure below (the circles in the Figure stand for monitoring items and points).



**D.2. 1. Option 1: Monitoring of the emissions in the project scenario and the baseline scenario****D.2.1.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:**

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

**D.2.1.2. Description of formulae used to estimate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub> equ.)**

&gt;&gt;

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

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

**D.2.1.4. Description of formulae used to estimate baseline emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub> equ.)**

&gt;

**D. 2.2. Option 2: Direct monitoring of emission reductions from the project activity (values should be consistent with those in section E).****D.2.2.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:**

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)	Data variable	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 <sub>total, y</sub>	Total amount of landfill gas captured	m <sup>3</sup>	m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
2. LFG <sub>flare, y</sub>	Amount of landfill gas flared	m <sup>3</sup>	m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
3. LFG <sub>electricity, y</sub>	Amount of landfill gas combusted in power plant	m <sup>3</sup>	m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
4. FE	Flare/combustion efficiency, determined by the operation hours (1) and the methane content in the exhaust gas (2)	%	m/c	(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)
5. W <sub>CH<sub>4</sub>, y</sub>	Methane fraction in the landfill gas	m <sup>3</sup>	m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Preferably measured by continuous gas quality analyser.
6. T	Temperature of the landfill gas		m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane D <sub>CH<sub>4</sub></sub> .

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



7. p	Pressure of the landfill gas	Pa	m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane $D_{CH_4}$ .
8. WM	Total amount of electricity and/or other energy carriers used in the project for gas pumping	MW h	m	continuously	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Required to determine CO <sub>2</sub> emissions from use of electricity or other energy carriers to operate the project activity
9.*	CO <sub>2</sub> emission factor of the electricity and/or other energy carriers in ID 8.	tCO <sub>2</sub> / MW h	c	annually	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Required to determine CO <sub>2</sub> emissions from use of electricity or other energy carriers to operate the project activity
10.	Regulatory requirements relating to landfill gas projects	Test	n/a	annually	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Required for any changes to the adjustment factor (AF) or directly MD <sub>reg, y</sub>

\*Note: this can be calculated using the consolidated methodologies for grid-connected electricity generation from renewable sources (ACM0002).

**D.2.2.2. Description of formulae used to calculate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub> equ.):**

>>

**D.2.3. Treatment of leakage in the monitoring plan**

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

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

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



**D.2.3.2. Description of formulae used to estimate leakage (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub> equ.)**

&gt;&gt;

There are no leakage effects arisen from the project activity.

**D.2.4. Description of formulae used to estimate emission reductions for the project activity (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub> equ.)**

&gt;&gt;

**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. - 4 LFG <sub>y</sub>	Low	QA/QC procedures are planned. Flow meters should be subject to a regular maintenance (once per year*) and testing regime to ensure accuracy.
5. FE	Medium	QA/QC procedures are planned. Regular maintenance should ensure optimal operation of flares. Flare efficiency should be checked quarterly, with monthly checks if the efficiency shows significant deviations from previous values.
6. W <sub>CH<sub>4</sub>,y</sub>	Low	QA/QC procedures are planned. The gas analyser should be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.

( \* ) The regular maintenance period for gas-engine power generators is established to be 20 days per year. Gas collection blower is additionally maintained to gas-engine power generators. During the maintenance period, LFG will not be captured. Two more days are assumed to be used for maintenance of them during operation.

*Miscellaneous Parameters***Factor Used for Converting Methane to Carbon Dioxide Equivalents<sup>1</sup>**

Factor used ( tCO <sub>2</sub> e/CH <sub>4</sub> )	Period Applicable	Source
21	1996-present	Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

<sup>1</sup> This table is updated as reporting guidelines are modified.

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

**Conversion Factors<sup>1</sup>**

	Factor	Unit	Period Applicable	Description/Source
Methane Density	0.0006354 (at 35 °C)	tones CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	Default	This amount is calculated based on the data of specific gravity of the methane (0 °C and 1013 bar) remarked in “ACM0001 Approved consolidated baseline/monitoring methodology”.

**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**

&gt;&gt;

Project operators are assumed to monitor emission reduction by monitoring the following items.

For detail concrete monitoring system and monitoring plan, see ANNEX 4.

	Monitoring items
Flow meter	Check on the total amount of LFG flow
Flow meter	Check on the total amount of LFG flared flow
Flow meter	Check on the total amount of gas combusted in power generators
Portable gas analyzer	Check on the methane content in flaring (four times a year, monthly in case of instability)
Thermometer	Check on the combustion temperature in flare stack
Continuous gas analyzer	Check on the methane content in LFG
Thermometer	Check on the LFG temperature
Pressure gauge	Check on the LFG Pressure
Integrating wattmeter	Check on the total amount of electricity produced

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

&gt;&gt;

Koichi Kato, Consulting Division 1 , Nippon Mining Research & Technology Co.,Ltd.

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

The major GHG emission sources of Dong Thanh landfill is “LFG discharge from the landfill” as referred in B4.

The GHG emission sources of the project activity are

1. The LFG discharge not collected from the landfill
2. The CO<sub>2</sub> emissions associated with LFG collection and operation of power generators

The calculation method is as follows.

1. (The amount of LFG emission in baseline scenario – The amount of LFG collected in the project) \* Average methane fraction \* methane density \* GWP<sub>CH<sub>4</sub></sub>
2. The power consumed for LFG collection and power generator operation \* CO<sub>2</sub> emission factor in power generation of EVN (Electricity of Vietnam).

**E.2. Estimated leakage:**

>>

There are no leakage effects arisen from the project activity (refer to B4).

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

Since there are no leakage effects, the project activity emissions are “The discharge of LFG not collected from the landfill” and “The CO<sub>2</sub> emissions associated with LFG collection and operation of power generator” (for calculation method, refer to E1).

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

The major GHG emission in the baseline scenario is “LFG emission from the landfill”.  
The formula is as follows.

$$Q = LoR(e^{-kc} - e^{-kt})$$

Q = methane generated in current year (m<sup>3</sup>/yr)

Lo = Methane generation potential (m<sup>3</sup>/tonne/yr)

R = Average annual waste acceptance rate (tonne of refuse)

k = Methane generation rate constant (1/yr)

c = Time since/to landfill closure (yr)

t = Time since landfill opened (yr)

First Order Decay (FOD) model of “Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories Reference Manual” (Chapter 6: Waste) is used for calculation of LFG emission from the landfill. This approach has been used extensively to model landfill gas generation rate curve for individual landfills.

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

&gt;&gt;

According to ACM0001 (Approved consolidated baseline methodology), the emission reductions of GHG in the project are calculated as follows.

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 combusted during the year ( $MD_{project,y}$ ) and the amount of methane that would have been combusted during the year in the absence of the project activity ( $MD_{reg,y}$ ), times the approved Global Warming Potential value for methane ( $GWP_{CH_4}$ ), plus the net quantity of electricity displaced during the year ( $EG_y$ ) multiplied by the  $CO_2$  emissions intensity of the electricity displaced ( $CEF_{electricity}$ ).

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

$$(tCO_2) \quad (tCH_4) \quad (tCO_2e/tCH_4) (MWh)(tCO_2e/MWh)$$

#### 1. Calculation of the amount of $CO_2$ emission reductions achieved by recovery and combustion/flaring of LFG

The amount of methane recovery in the absence of the project activity is derived by the following formula.

$$MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF$$

Although the amount of methane recovery may be determined if there are regulations identifying  $MD_{reg,y}$ . However, the value of  $MD_{reg,y}$  may not be calculated because of the absence of such regulations regarding LFG recovery in Vietnam. In such event, the Adjustment Factor (AF) is adopted. AF is defined as follows.

AF: Adjustment Factor

Although the default AF is set forth as 0.20 in EB14, such notation is not provided in EB15. Given the high value of AF (0.20) and the disparity in conditions of landfills, the adjustment factor may be changed according to the regional conditions of the project site. As yet, there are no regulations concerning the management and control of LFG emitted from waste landfills in Vietnam. Ordinarily, methane generated from landfills is emitted into the atmosphere. Vietnam's urban waste (excluding medical waste) is disposed of in landfills due to the costs of disposal. Furthermore, the current circumstances will most likely persist for the foreseeable future. Thus, the adjustment factor (AF) as of the date of the project shall be zero (0) given the absence of relevant laws and regulations and matters and conditions which should be taken into consideration in the project.

The forecast regarding the emission reduction achieved by the project, the  $MD_{reg,y}$  may differ from the actual result. Thus,  $MD_{project,y}$  shall be ascertained by monitoring the actual amount of methane recovered/flared after the commencement of the project activity.

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

$$MD_{flared,y} = LFG_{flared,y} * W_{CH_4,y} * D_{CH_4}$$

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * W_{CH_4,y} * D_{CH_4}$$



MD flared<sub>y</sub>: quantity of methane destroyed by flaring

LFG flared<sub>y</sub>: quantity of LFG flared (during the year) ( m<sup>3</sup> ) ( 1 )

W<sub>CH<sub>4</sub>,y</sub>: the average methane fraction of the LFG ( m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/ m<sup>3</sup>LFG ) : 0.5 ( 2 )

FE: flare efficiency : 0.97 ( 3 )

D<sub>CH<sub>4</sub></sub>: methane density ( tCH<sub>4</sub>/ m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub> ) : 0.0006354 ( 4 )

GWP<sub>CH<sub>4</sub></sub>: global warming potential value of methane ( tCO<sub>2</sub>e/tCH<sub>4</sub> ) : 21

MD electricity<sub>y</sub>: quantity of methane destroyed by generation of electricity

LFG electricity<sub>y</sub>: quantity of LFG fed into power generator ( m<sup>3</sup> ) ( 5 )

The coefficients in the project activity shall be set forth/calculated as follows:

1 ) Quantity of methane destroyed by flaring

Year	Quantity of LFG flared	Quantity of methane flared	Net quantity of methane destroyed by flaring	Quantity of methane destroyed by flaring
	LFG <sub>flared,y</sub>	LFG <sub>flared,y</sub> *W <sub>CH<sub>4</sub>,y</sub>	LFG <sub>flared,y</sub> *W <sub>CH<sub>4</sub>,y</sub> *FE	MD <sub>flared,y</sub>
	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	tCH <sub>4</sub>
2007	3,181,788	1,590,894	1,543,167	981
2008	2,441,268	1,220,634	1,184,015	752
2009	1,805,292	902,646	875,567	556
2010	1,256,436	628,218	609,371	387
2011	785,988	392,994	381,204	242
2012	470,189	235,094	228,042	145
2013	209,808	104,904	101,757	65
2014	180,198	90,099	87,396	56
2015	154,818	77,409	75,087	48
2016	133,668	66,834	64,829	41
Total	10,619,453	5,309,726	5,150,435	3,273

2 ) W<sub>CH<sub>4</sub>,y</sub> : fraction of methane in LFG measured periodically: 0.5 is adopted (from Chapter 5 Waste of “IPCC Good Practice Guideline and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories”).

3 ) FE : flare efficiency( the fraction of the methane destroyed)  
flare efficiency adopted in AM0010 : 0.97 as default value

As a result of the following combustion test by burner makers, a flare efficiency (FE) of 0.97 is considered to be appropriate.

- 1.Combustion efficiency of Ground flare is 99.5%
- 2.Combustion efficiency of flare stack is 98.0%

4 ) D<sub>CH<sub>4</sub></sub> : Methane density: 0.0006354 tCH<sub>4</sub>/m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub> ( See Annex3 )



## 5 ) Quantity of methane destroyed by gas-engine power generator

Year	Quantity of LFG fed into power generator	Quantity of methane destroyed by generation of electricity	Quantity of methane destroyed by generation of electricity
	$LFG_{electricity,y}$	$LFG_{electricity,y} * W_{CH_4,y}$	$MD_{electricity,y}$
	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	tCH <sub>4</sub>
2007	2,123,820	1,061,910	675
2008	2,123,820	1,061,910	675
2009	2,123,820	1,061,910	675
2010	2,123,820	1,061,910	675
2011	2,123,820	1,061,910	675
2012	2,038,867	1,019,434	648
2013	1,950,768	975,384	620
2014	1,675,458	837,729	532
2015	1,439,478	719,739	457
2016	1,242,828	621,414	395
	18,966,499	9,483,250	6,026

GHG emission reduction, taking into account of Adjustment Factor, by power generation and flaring is represented in the following table.

Amount of CO<sub>2</sub> emission reductions by power generation and flare

Year	Amount of methane destroyed by the project activity	Adjustment Factor	Amount of methane that would have been destroyed/combusted in the absence of the project activity	GWP of methane	Amount of CO <sub>2</sub> emission reductions by power generation and flare
	$MD_{project,y}$	AF	$MD_{reg,y}$	$GWP_{CH_4}$	$(MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4}$
	tCH <sub>4</sub>	%	tCH <sub>4</sub>	tCO <sub>2</sub> e/tCH <sub>4</sub>	tCO <sub>2</sub> e
2007	1,655	0	0	21	34,761
2008	1,427	0	0	21	29,968
2009	1,231	0	0	21	25,853
2010	1,062	0	0	21	22,301
2011	917	0	0	21	19,256
2012	793	0	0	21	16,646
2013	684	0	0	21	14,373
2014	588	0	0	21	12,344
2015	505	0	0	21	10,606
2016	436	0	0	21	9,157
Total	9,298		0		195,263



2. Calculation of the amount of CO<sub>2</sub> emission reductions achieved by the power selling to the grid (EG<sub>y</sub> \* CEF electricity,y).

The operation method and power generation capacity necessary for the foregoing calculation are as follows:

The two power generators will be operated with partial load according to the amount of LFG emission. They shall be operated continuously through a year, and electricity produced by them is calculated considering the following design conditions.

Calculation of electricity produced

Items	Design conditions
Operation period	2007 ~ 2016 ( 10 years )
Operation time of the power generators	8,280 h/y (Maintenance period : 20 days)
Operation allowance rate	10% to rated operation of engine
Occurrence rate of unexpected troubles	5% to rated operation of engine
Produced power	80.8% to annual rated operation

Calculate the amount of selling power to the grid considering the following conditions besides the above conditions.

Calculation of the amount of selling power to the grid

Items	Design conditions
Electricity consumed in the site (Use for LFG collection unit (gas blower, etc.))	5% to produced power
Transmission loss (Excluding electricity consumed in the site)	1% to produced power
Rate of selling power	76% to annual rated operation

Various coefficients used for the project shall be set forth and calculated as follows.

EG<sub>y</sub> ( the net quantity of electricity displaced ) (The amount of selling power) ( MWh ) : 6



## ( 6 ) Amount of power generation and selling power to the power grid

Year	The amount of annual power generation (kWh/y)	The amount of annual selling electricity to the power grid (kWh/y)
2007	2,831,760	2,663,270
2008	2,831,760	2,663,270
2009	2,831,760	2,663,270
2010	2,831,760	2,663,270
2011	2,831,760	2,663,270
2012	2,718,490	2,556,739
2013	2,602,073	2,447,249
2014	2,233,944	2,101,024
2015	1,919,304	1,805,105
2016	1,658,153	1,559,493
Total in project	25,290,763	23,785,963

$CEF_{\text{electricity},y}$  : CO<sub>2</sub> emission factor of the electricity displaced ( 7 )

Electricity of Vietnam (EVN) is the state-owned corporation that assumes the overall control of electricity in Vietnam. The Ho Chi Minh Power Company under the EVN exercises control over electricity in the project area. Vietnam's CO<sub>2</sub> emission factor is not an officially computed default recognized by the government of Vietnam. Thus, the default values shall be determined on the basis of the EVN's Annual Report given EVN's exercise of overall control over Vietnam's electric power.

Portfolio of power generation under EVN and CO<sub>2</sub> emission factor

Source of electric power	Fuel	Total amount of power generation	Ratio	Weighted average
		GWh/y	%	CEF kg CO <sub>2</sub> /kWh
Hydropower	-	18,198	50.8	0.000
Coal-fired thermal power	Coal	4,881	13.6	0.140
Oil-fired thermal power(FO)	Heavy oil	1,019	2.8	0.024
Gas turbine(Gas)	Dry gas	7,127	19.9	0.123
Gas turbine(DO)	Light oil	2,376	6.6	0.054
Diesel	Light oil	92	0.3	0.002
IPP	Light oil	2,109	5.9	0.048
Total		35,801	100	0.391

Source ) EVN Annual Report 2002





The CO<sub>2</sub> emission reductions by displacing electricity of power grid is shown in the following table.

CO<sub>2</sub> emission reduction achieved by displacing electricity of power grid

Year	Amount of annual selling electricity to power grid	CO <sub>2</sub> emission factor of the electricity displaced	CO <sub>2</sub> emission reductions achieved by displacing electricity of power grid
	EG <sub>y</sub>	CEF <sub>electricity,y</sub>	EG <sub>y</sub> *CEF <sub>electricity,y</sub>
	kWh	kgCO <sub>2</sub> /kWh	tCO <sub>2</sub> e
2007	2,663,270	0.391	1,042
2008	2,663,270	0.391	1,042
2009	2,663,270	0.391	1,042
2010	2,663,270	0.391	1,042
2011	2,663,270	0.391	1,042
2012	2,556,739	0.391	1,000
2013	2,447,249	0.391	957
2014	2,101,024	0.391	822
2015	1,805,105	0.391	706
2016	1,559,493	0.391	610
Total	23,785,963		9,302

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

>>

Accumulated amount of GHG emission reductions (CO<sub>2</sub> equivalent) achieved by the project are as follows:

Total CO<sub>2</sub> emission reductions

Year	Total CO <sub>2</sub> emission reductions	Accumulation of CO <sub>2</sub> emission reductions
	ER <sub>y</sub>	-
	tCO <sub>2</sub> e	tCO <sub>2</sub> e
2007	35,802	35,802
2008	31,010	66,812
2009	26,894	93,706
2010	23,342	117,048
2011	20,298	137,346
2012	17,645	154,991
2013	15,330	170,321
2014	13,166	183,487
2015	11,312	194,798
2016	9,767	204,565
Total	204,565	

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

&gt;&gt;

As a general rule in Vietnam, new development and investment projects require procedures for the assessment of environmental impacts. However, in order to stimulate overseas investment, the government of Vietnam provides rules and regulations to ease and simplify the procedures pursuant to the circular regarding the environmental impacts assessment (Circular No. 490/1998/TT-BKHCNMT).

The foregoing provisions classify investment projects into Category I and II depending upon their impacts on the environment. Projects falling within the purview of Category I – requiring the preparation and review of an environmental impact assessment – are defined as “all projects having the potential to exert a widespread impact on the environment or possessing the capability of creating accidents and projects which have the potential to serve as obstacles to environmental management or may serve as non-stationary pollution source”.

Projects falling under Category II – projects that do not have much impact on the environment – only require a simple registration and screening regarding the guarantee of environmental standards.

Judging from the project outline, the project activity falls under Category II. In the forthcoming stage, project proponents shall conduct a research on the environmental impacts of the project activity and file a simple registration on guarantee of environmental standards.

The present conditions on drainage and noise are as follows.

**-drainage**

The industrial drainage standard in Vietnam is applied to leachate in landfills. The water area for drainage is classified into three types as follows, and type of B is applied to the project.

A: drainage to water area for daily life water source.

B: drainage to water area used for water transportation, irrigation, fishery, swimming.

C: drainage to water area where is especially permitted to be drained.

**-noise**

In Vietnam, the noise at boundary between project site and outside (residential area) is controlled by noise regulation standard (TCVN5949-1995). In the project, Category No4 of the standard for industrial area in compact settlement is applied. In the case of Dong Thanh landfill, the entrance on the boundary is the nearest to the residential area. Regarding the project, the site for power generators is away from the boundary by more than 100m. Consequently, the noise at the entrance is greatly eliminated to be no problem (the noise of a point away from the power generator by 60m is under 50dB(A)).

The environmental impact assessment is to be implemented.

Various data are also scheduled to be monitored during the operation period so as to comply with the environmental standards in the host country.



**F.2. If environmental impacts are considered significant by the project participants or the host Party, please provide conclusions and all references to support documentation of an environmental impact assessment undertaken in accordance with the procedures as required by the host Party:**

&gt;&gt;

As mentioned above, the influence of the project on the environment is minor; drain, odor, etc., on the contrary, are even expected to be improved by implementing this project.

**SECTION G. Stakeholders' comments**

&gt;&gt;

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

The comments on the project by stakeholders were taken when project proponents visited HCMC in October 2004. The project proponents asked Dr. Nguyen Trung Viet, Director of Dept. of Natural Resources and Environment of HCMC and concurrently professor of Van Lang University, to take comments from the residents neighboring landfill.

**G.2. Summary of the comments received:**

The comments of residents, local government, People's Committee, HCMC Dept. of Natural Resources and Environment (DONRE) of Van Lang University are as follows.

**(1) Comment of the residents neighboring Landfill**

Residents in these areas strictly monitor any action inside landfills, especially in Dong Thanh landfill, which was poorly equipped. The residents do not pay attention on what is the meaning of CDM projects. They just simply thought that if any environmental incident or polluted environment phenomenon occurs in the neighboring areas, they will strongly protest the activities inside landfill and ask for environmental improvement and compensation.

**(2) Comment of the local government**

Lower local authorities (ward level) strictly execute and enthusiastically support CDM projects if this project is approved by higher authority level.

For higher local authorities (district level), most of them do not like the landfill located in their competence territories. However, investments for improving environmental safety or preventing risk of environmental incidents for existing landfills such as CDM projects are welcomed. They promised that they will assist and support investors in implementing process through guiding local residents to strictly execute legislations and regulations relating these projects.

**(3) Comment of the HCMC government**

People's Committee of HCMC encouraged foreign investment in environment projects, especially CDM projects. The budget of HCMC is limited, so it is mainly paid for urgent demands such as safely disposal.



They will direct Functional Departments (Department of Planning and Investment -DOPI, Department of Finance-DOF, Department of Construction-DOP, Department of Science and Technology-DOST, Department of Natural Resources and Environment-DONRE...) on guiding and assisting implementation of CDM projects.

**(4) Comment of Environmental management Agency (Natural Resources and Environment Department)**

According to “Strategy of Environment Management of HCMC until 2010”, DONRE considers that the proposed CDM project conforms to development orientation of solid waste management. Advanced technology for solid waste management such as waste-to-energy is not priority solution in short-list of projects using local government budget in the time being. DONRE encourages CDM-investment into this field and promises to assist and guide implementation of the project, desires to carry out the program of CDM as soon as possible.

**(5) Comment of Van Lang University**

Van Lang University especially staffs of Department of Environmental Technology and Management have researched on landfills for years, so they respect CDM program. Developing this program not only brings good chance to improve waste treatment conditions in HCMC city but also helps them access to new technology. Dong Thanh landfill emitted offensive smell ten years ago, but it is much better now. In latest investigation they drill 9 holes and methane fired on flare could be clearly observed, so Dong Thanh landfill should be a significant objective in CDM project.

<b>G.3. Report on how due account was taken of any comments received:</b>
---

>>

There are no dissenting opinions and complaints against the project, at the moment. On the contrary, the project is welcomed and support measures are considered by HCMC because it contributes to the improvement of the environment.

The local residents strongly reject the activity in landfills and claim environmental improvement and compensation, once environmental accidents or harmful environmental phenomena may happen.

This makes project proponents monitor and take heed to the project in order that the project may not aggravate the surroundings.

Annex 1**CONTACT INFORMATION ON PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY**

Organization:	HCMC Environmental Company
Street/P.O.Box:	42 –44 Vo Thi Sau St.
Building:	
City:	Tan Dinh Ward, Dist.1
State/Region:	
Postfix/ZIP:	
Country:	Vietnam
Telephone:	8296687-8291975
FAX:	84-8-8296680
E-Mail:	
URL:	
Represented by:	
Title:	Vice Director
Salutation:	Hieu
Last Name:	Trong
First Name:	Bui
Department:	
Mobile:	0918039322
Direct FAX:	84-8-8296680
Direct tel:	8296687-8291975
Personal E-Mail:	bthieu@hcm.vnn.vn

Organization:	Nippon Mining Research & Technology Co.,Ltd.
Street/P.O.Box:	3 - 17 - 35
Building:	
City:	Niizo-minami Toda city
State/Region:	Saitama Prefecture
Postfix/ZIP:	335 - 8502
Country:	Japan
Telephone:	81 - 48 - 430 - 2511
FAX:	81 - 48 - 430 - 3811
E-Mail:	
URL:	<a href="http://www.shinnikko-tr.co.jp/">http://www.shinnikko-tr.co.jp/</a>
Represented by:	
Title:	General Manager Ph.D. in Engineering
Salutation:	Overseas Project Department
Last Name:	Kato
First Name:	Koichi
Department:	
Mobile:	
Direct FAX:	81 - 48 - 430 - 3811
Direct tel:	81 - 48 - 430 - 2810
Personal E-Mail:	<a href="mailto:kato@shinnikko-tr.co.jp">kato@shinnikko-tr.co.jp</a>



Annex 2

**INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING**

No public funding will be involved.

Annex 3**BASELINE INFORMATION**

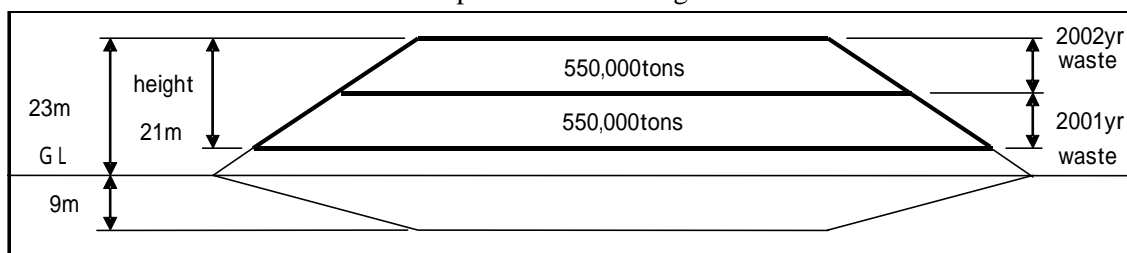
Information and data necessary for identification of baseline are remarked below.

In this project, the project site was decided to be compartment-1 among compartment-1, -2, and -3 of Dong Thanh landfill in consideration of the following points

- (1) Compartment-2 and -3 are filled with wastes dumped in the past (demolition waste has been dumped after half-closed)
- (2) The part of 9m below the ground level of compartment-1 (32m high), is also filled with the wastes dumped in the past and has possibility of containing much moisture (density of the waste is  $1.4\text{t/m}^3$ ). A management situation (waste composition) at that time is uncertain. The part of 23m above the ground level is filled with comparatively new wastes.
- (3) Compartment-2 and -3 have not enough height, which makes them less suitable for LFG extraction. Approximately 20m is said to be appropriate for installation of vertical well.

The project site is set to be the part above the ground level of compartment-1 (see the figure below). Below is a series of tables and diagrams illustrating: the outline, the waste composition, condition of calculating the amount of LFG emissions, and calculation results of LFG emissions and LFG collection.

Sketch of compartment-1 in Dong Thanh landfill



**Specification of compartment-1**

- capacity : approximately  $1,843,000 \text{ m}^3$
- waste density :  $0.6\text{t/m}^3$
- amount of waste : 550,000tons(2001), 550,000tons(2002), 1,100,000tons(total)

**Waste composition**

Category	Ingredients	Quantities(%)	Category	Ingredients	Quantities(%)
Conbus-tibles	Paper	1.18	Inconbus-tibles	Metal	0.595
	Food	55.3		Nonferrous metal	-
	Textile	5.78		Glass	0.865
	Garden waste ( wood, straw )	2.67		Gravel, Porcelain	-
	Leather, Rubber	2.32		Batteries	0.82
	Plastic	1.21		Shell	1.125
	Nylon	20.73		animal bone	1.695
	Polystyrene foam	0.48		Construction waste	4.23
				Others	-
				Total	100

**Condition for calculating the amount of LFG produced**

Item	Code	Unit	Input value
Average annual waste acceptance rate	R	t/year	550,000
Methane generation rate constant* <sup>1</sup>	k	/year	0.15
Methane generation potential* <sup>2</sup>	Lo	m <sup>3</sup> /t	99
Initiation year of landfilling of the waste	-	year	2001
End year of landfilling of the waste	-	year	2002
Methane density in LFG* <sup>3</sup>	F	%	50
Collection efficiency* <sup>4</sup>	-	%	50
LFG accuracy* <sup>5</sup>	-	%	- 20

**\*1 Calculation of k value**

Methane generation rate constant (k) is decided based on the environment in the vicinity of landfill.

k value rises as humidity in the landfill rises. The default value of IPCC is within a range between 0.005 and 0.4. A methane generation constant (k) depends on the speed of the degradation of wastes, and the half - life shown in the next expression is a factor.

$$k = \ln(2)/t_{1/2}$$

$t_{1/2}$  : time(year) of half-life of an amount of gas emission





According to a research data by HCMC, half-life of wastes is said to be 4 or 5 years. Therefore, 4.5 year, average value of 4 year and 5 year, is set as half-life of wastes, and  $k=0.15$  is adopted.

\* 2 Calculation result of methane generation potential ( $L_0$ )

$$L_0 = [MCF * DOC * DOC_F * F * 16/12]$$

$$= 1.0 * 0.122744 * 0.77 * 0.5 * 16/12 = 0.0630 \text{ (Gg CH}_4 \text{ / Gg waste)}$$

Determination of methane content (tons  $\text{CH}_4$  /  $\text{m}^3 \text{CH}_4$ )

Temperature correction: 35 (representation of inside temperature of gas)

$$= 0.0007168(0 \text{ , standard pressure } 101.325\text{kPa}) * 273.15/(273.15+35)$$

$$= 0.0006354 \text{ (tons CH}_4 \text{ / m}^3 \text{CH}_4)$$

$$L_0 = 0.0630/0.0006354 = 99 \text{ (m}^3 \text{CH}_4 \text{ / Mg waste)}$$

\* 3 Determination of rate of methane content (F) in LFG

In general, LFG is composed of  $\text{CH}_4$  (about 50%) and  $\text{CO}_2$  (about 50%). According to IPCC, default value is 0.5, changeable range is between 0.4 and 0.6 because of various factors in waste component (carbohydrate and cellulose, etc.). Methane content in LFG of this project is 54%. However, since suction in this analysis is natural suction, considering compulsive suction (infiltration of air), 0.5 as default value of IPCC is adopted conservatively.

\* 4 Collection efficiency

Loss of LFG by infiltration of air associated with the LFG collection, and outflow of polluted leakage are considered to have influence on LFG collection. The research conducted by HCMC, however, reveals that outflow of polluted leakage has hardly influence on LFG collection. Considering these points, collection efficiency of this project is calculated as follows.

$$\text{Collection efficiency of landfill(\%)} = \text{efficiency of collection well(\%)} * \text{collection efficiency of landfill(\%)}$$

$$= 0.7 * 0.7 = 0.49 = 49\%$$

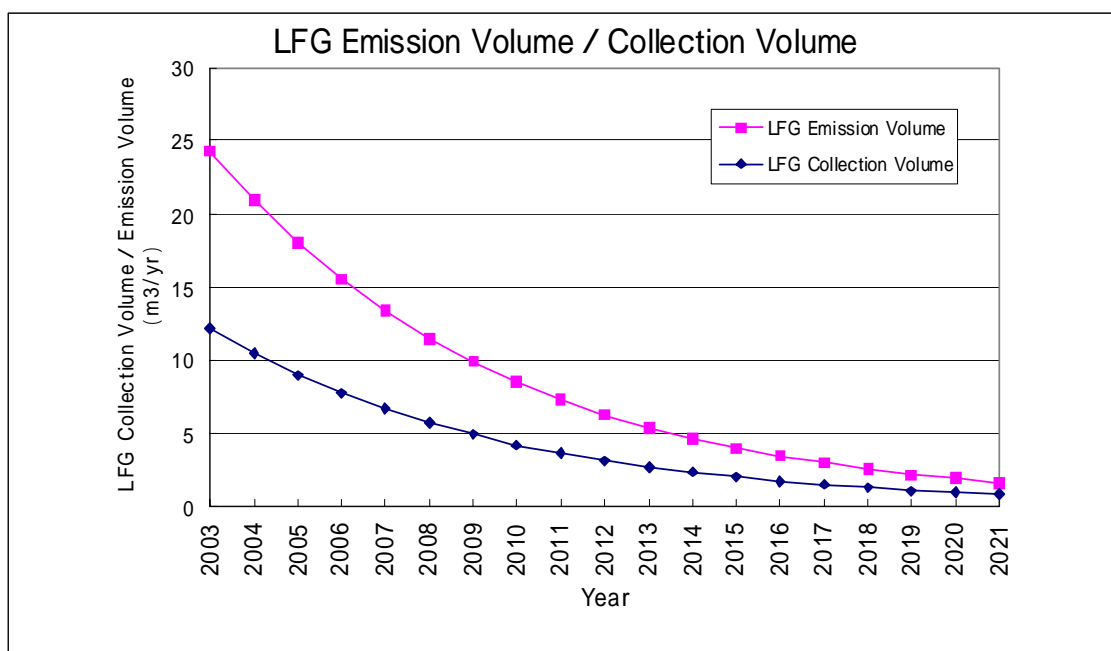
$$= 0.75 * 0.7 = 0.525 = 52.5\%$$

Considering above results and loss of LFG by infiltration of air associated with LFG collection, 50% is adopted as conservative collection efficiency of the whole landfill.



### \* 5 LFG accuracy

An amount of generation of LFG is influenced by various factors such as moisture content, quality of the wastes, presence of oxygen, air temperature, microbial stratum, compression rate, etc.. Additionally, condition changes of landfills and seasonal variation are necessary to be taken into account. Considering these factors totally, LFG accuracy is assumed to be minus 20%.



Annex 4

## MONITORING PLAN

**< Operation, maintenance and management system >**

The operation, maintenance and management of the project facilities shall be manned by a 9-man team.

The project facilities shall be monitored on a 24-hour basis (4 watches, 3 shifts).

Manpower necessary for operation, maintenance and management

Position classification	Personnel needed
Plant Head	1
Operators	8
Total	9

The plant facilities shall be monitored in accordance with the Monitoring Manual set for the below.

**< Monitoring Manual >****1. Purpose**

The purpose of the Monitoring Manual set forth herein is to gauge and record the relevant indicators regarding activity in the course of implementation of projects under the Clean Development Mechanism (CDM) of the Kyoto Protocol in order to accurately assess the volume of greenhouse gases reduced by the project. Furthermore, the stable operation of the LFG recovery facilities and the accuracy of the measuring devices to gauge the volume of LFG recovered shall be maintained by adhering to the Monitoring Manual.

**2. Application**

The Monitoring Manual shall apply to the monitoring plan regarding LFG recovery and power generation at the Dong Thanh landfill in Vietnam. In the event that there are discrepancies between the Monitoring Manual and the manual used at the Dong Thanh landfill, the Monitoring Manual shall have precedence over the Dong Thanh manual.



### 3. Usage

The Monitoring Manual shall be used by persons engaged in LFG recovery and power generation operations at Dong Thanh landfill. The data monitored in accordance with the Monitoring Manual shall be collected and recorded on a periodic basis. The data thus recorded shall be compiled in a spreadsheet to calculate the volume of greenhouse gases reduced. Furthermore, persons engaged in the operations of the facility shall implement proper monitoring activities, to be used for personnel training to maintain the performance of the facilities.

### 4. Equipment to be monitored : The equipment to be monitored is composed of the following units.

- ( 1 ) Gas recovery and pretreatment unit
- ( 2 ) Drain recovery facility
- ( 3 ) Gas-engine and power generator
- ( 4 ) Excess gas incinerator
- ( 5 ) Power supply unit(connection to the grid)

### 5. Equipment check : Equipment will be checked to secure reliability by the following methods according to each purpose.

- (1) regular check : In accordance with check list, data is recorded and equipment shall be checked whether there is something wrong with or not every day at regular time.
- (2) periodic check : Equipment shall be checked in the scheduled period (refer to Table3).
- (3) open check : Equipment shall be checked once a year on a scheduled closed day.

Details about checks are provided in equipment inspection manual.

### 6. Recording : according to the monitoring plan, the related data shall be collected, recorded, and analysed in accordance with the following steps as shown in Figure 1.

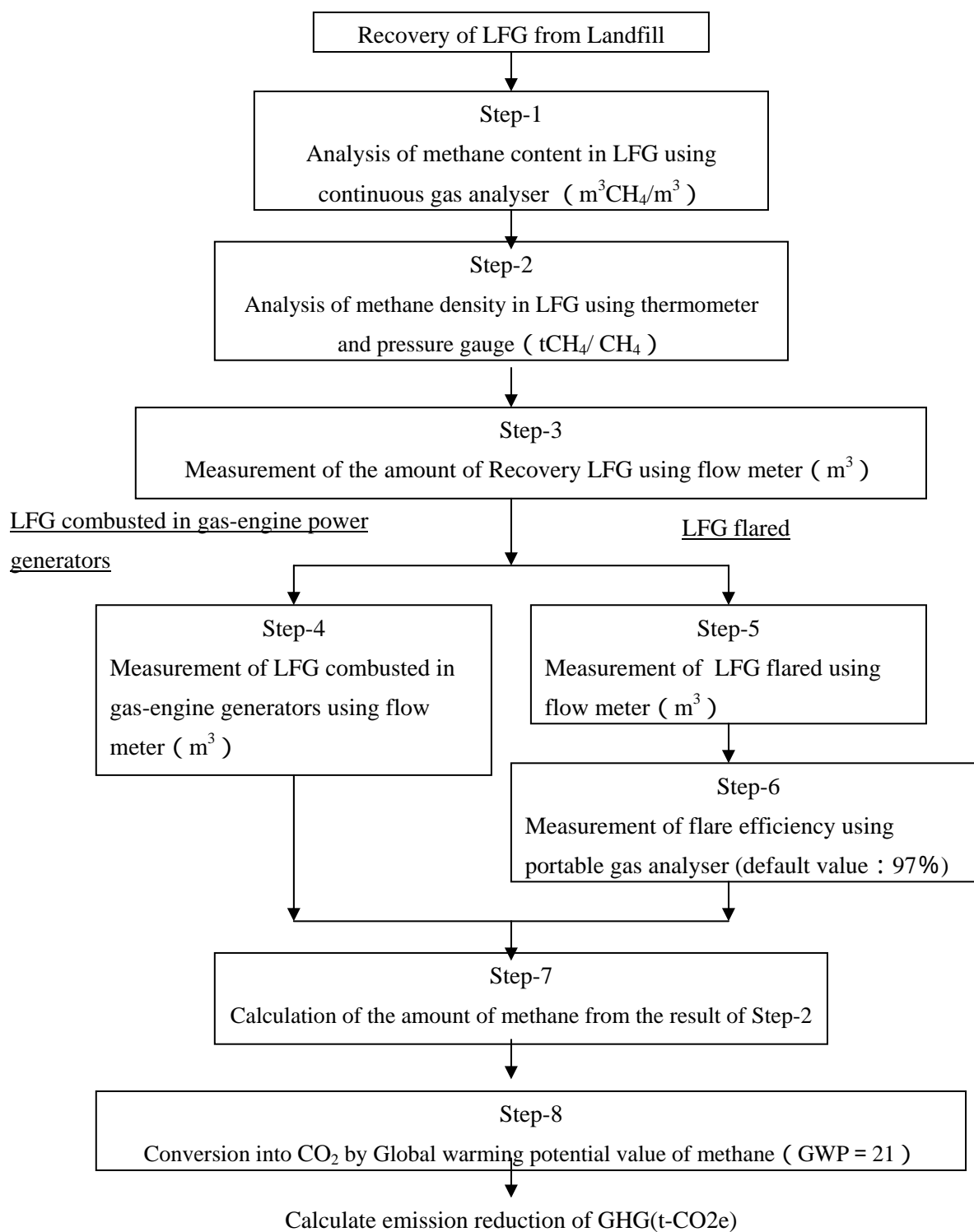


Figure 1 Key step of calculation method



## 7. Analysis:

Step 1: Samples shall be collected on a periodic basis (4 times a year) for the purpose of laboratory analysis in order to ascertain the accuracy of measuring devices.

Step 2 : The temperature and pressure of LFG shall be gauged for the calculation of methane density. ( $0.0007168 \text{ tCH}_4/\text{m}^3 \text{ CH}_4$  @  $0^\circ$ , standard pressure 101.325kPa)

Step 3-5 : The total volume of LFG recovered, the LFG combusted by gas-engine and LFG flared shall be gauged and recorded by a flowmeter. The total LFG used in electric power generation and flare incineration shall be checked against the total volume of LFG recovered.

Step 6 : The time and temperature of flare incineration shall be monitored by a thermometer in order to ascertain the proper running of the facilities. The methane content of the gas emission shall be ascertained four times a year by gauging and recording the methane fraction by a portable gas analyzer. In the event incineration conditions are unstable, the gauging and recording procedures shall be conducted on a monthly basis.

Step 7 : The methane content shall be calculated by multiplying the volume of LFG by the methane fraction derived from the analysis results.

Step 8 : For conversion into  $\text{t-CO}_2\text{e}$ , the methane volume in Step-7 shall be multiplied by the Global Warming Potential (GWP) value of methane (GWP value = 21).

## 8. The $\text{CO}_2$ emission factor of the $\text{CO}_2$ supplied to the power grid

The electric power supplied to the power grid (the total volume of electric power generated minus the volume of electric power used within the facilities) shall be gauged, recorded and shall be registered in a spreadsheet every month (the volume of electric power shall be recorded every month). The average operating margin emission factor shall be calculated on the basis of the Annual Report of Electricity of Vietnam (EVN), the state-owned corporation assuming overall control over electricity in Vietnam and shall calculate the volume of LFG emissions reduced as a result of the supply of electric power to the power grid by the project activity.

## 9. Inspection of facilities and registration of data

(1) Gas recovery and pretreatment unit



The twenty eight LFG recovery wells and the collection pipes installed in the unit shall be inspected twice a day in order to ascertain any leaks or vibrations. In the event a leak is discovered, emergency measures to stop the leak shall be taken forthwith. The oxygen concentration shall be gauged by measuring sampling devices at the inlet of each recovery well using a portable oxygen meter. In the event the percentage rise of the oxygen concentration of a well is less than 3%, the block valve of such well shall be closed. In the event the percentage rise of the concentration is 3% or more, the operations shall be suspended for repair in accordance with the operation manual. In the case vibrations are found, a supporting device shall be attached.

The gas collection blower shall be inspected twice per shift for any noise, vibration and heat. The colour and volume of lube oils shall be inspected and replenished in the event of a shortage. Lube oils shall be replaced if they are cloudy. Simultaneously with the inspection, the volume of LFG extraction, temperature, pressure, oxygen concentration and methane fraction of the gas collection blower shall be gauged and recorded. When the indicator is not shaking slightly, there may be some sort of trouble with respect to the indicator. In such a case, the indicator shall be inspected and replaced if found to be defective. In the event the level of the hydro-extractor at the entrance is rising, the hydro-extractor shall be drained so as to block the entry of air. Furthermore, the hydro-extractor shall be checked so as to ascertain that the drainage functions are working properly.

The difference in pressure and temperature of the entrance and exit of the siloxane eliminator shall be inspected twice per shift. To maintain the performance of the siloxane eliminator, the special activated carbon for the elimination of siloxane shall be replaced on a periodic basis. However, the operations may be continued by using a bypass during the replacement.

## (2) Drain wells and pipes

Drain wells and pipes installed within the facilities shall be inspected twice a day to check for any leaks and vibrations. In the event a leak is discovered, emergency measures to stop the leak shall be taken forthwith. When the leak cannot be stopped, the drain pipe shall be suspended so as to repair the leakage. In the case vibrations are found, a supporting device shall be attached.

## (3) Gas-engine and electric power generator

The gas-engine and electric power generator shall be inspected twice per shift for any noise, vibration and heat. The colour and volume of lube oils shall be inspected and replenished in



the case of a shortage. Lube oils shall be replaced if they are cloudy. Simultaneously with the inspection, the volume, temperature and pressure of LFG by gas-engine extraction and the power voltage, electric current and wattage of the electric power generator shall be gauged and recorded. When the indicator is not shaking slightly, the absence of shaking may indicate some sort of trouble with respect to the indicator. In such an event, the indicator shall be inspected and replaced if found to be defective.

#### (4) Excess gas combustion unit

The flare shall be inspected twice per shift for any noise, vibration and heat. The pilot burner shall be checked for the volume of fuel usage. If the volume of gas is above the prescribed level, the volume shall be adjusted using the adjustment valve. Simultaneously with the inspection, the volume of LFG flared and the temperature of the flare shall be gauged. In the case the indicator is not shaking slightly, there may be some sort of trouble with respect to the indicator. In such an event, the indicator shall be inspected and replaced if found to be defective.

The excess gas combustion unit shall be inspected on a periodic basis (four times a year) using a portable gas analyser in order to gauge the combustion efficiency of the flare. In the event there is a wild fluctuation of the data, the frequency of the inspection shall be upgraded to once a month. The analysis device shall be maintained and inspected on a periodic basis in accordance with the handling manual.

#### (5) Power supply unit (connection to the grid)

The power supply unit (low-pressure switchboard, breaker and power line) shall be directly inspected twice a day for any noise, vibration and heat. In the event that there are any disorder, the unit shall be inspected by electric engineers and shall be repaired if necessary upon suspension of power generation.

Simultaneously with the inspection, the volume of electric power used by the power generator and other LFG recovery facilities shall be gauged.

#### (6) Recording of data

The data necessary to calculate the amount of GHG reduced shall be transmitted electronically to a computer and preserved therein. The volume of GHG reduced shall be calculated on the basis of such data using a program incorporating a formula to calculate the amount of GHG emissions. The volume of GHG reduced by the supply of power to the grid





shall be calculated by using the CO<sub>2</sub> emission factor of the grid derived on the basis of the EVN's annual report.

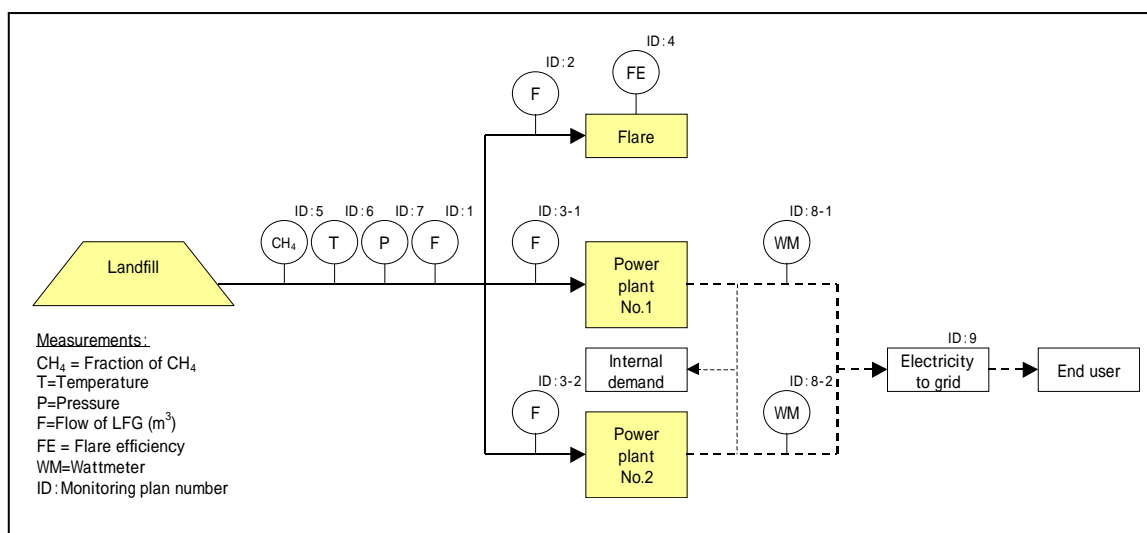


Figure 2 Monitoring Plan

#### (7) Emission Reduction of GHG

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

$ER_y$  : GHG emission reduction achieved by the project activity during a given year (tCO<sub>2</sub>e)

$GWP_{CH_4}$  : the approved Global Warming Potential value for methane (tCO<sub>2</sub>e/tCH<sub>4</sub>)

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

$CEF_{electricity,y}$  : CO<sub>2</sub> emission intensity of the electricity displaced (tCO<sub>2</sub>e/MWh)

$$MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF$$

$MD_{reg,y}$  : amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year in the absence of the project activity (tCH<sub>4</sub>)

$AF$  : Adjustment Factor (rate)

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

$MD_{project,y}$  : amount of methane actually destroyed/combusted by the project activity during the year (tCH<sub>4</sub>)



$$MD_{\text{flared},y} = LFG_{\text{flared},y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} * FE$$

$MD_{\text{flared},y}$  : quantity of methane destroyed by flaring( $tCH_4$ )

$LFG_{\text{flared},y}$  : quantity of LFG flared during the year( $m^3$ )

$w_{CH_4,y}$  : average methane fraction of the LFG as measured during the year ( $m^3$   $CH_4 / m^3$  LFG)

$D_{CH_4}$  : methane density( $tCH_4 / m^3$   $CH_4$ )

$FE$  : flare efficiency(fraction of methane destroyed)

$$MD_{\text{electricity},y} = LFG_{\text{electricity},y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4}$$

$MD_{\text{electricity},y}$  : quantity of methane destroyed for the generation of electricity( $tCH_4$ )

$LFG_{\text{electricity},y}$  : quantity of LFG fed into the boiler( $m^3$ )

The amount of emission reductions is calculated using the following set values and measured values based on the formula for the amount of GHG emission by source.

Table 1 Coefficients necessary for calculation of GHG emissions

Coefficients	Unit	Adopted value
$GWP_{CH_4}$ : the approved Global Warming Potential value for methane	$tCO_2e/tCH_4$	21
$EG_y$ : net quantity of electricity displaced during the year (quantity of selling electricity)	MWh	Measurement value
$CEF_{\text{electricity},y}$ : $CO_2$ emission intensity of the electricity displaced	$tCO_2e/MWh$	Annual Report of local power company
AF : Adjustment Factor	-	0
$LFG_{\text{flared},y}$ : quantity of LFG flared during the year	$m^3$	Measurement value
$w_{CH_4,y}$ : average methane fraction of the LFG as measured during the year	-	Measurement value
$D_{CH_4}$ : methane density	$tCH_4/m^3$ $CH_4$	0.0006354
$FE$ : flare efficiency(fraction of methane destroyed)	-	Analysis value
$LFG_{\text{electricity},y}$ : quantity of LFG fed into the boiler	$m^3$	Measurement value

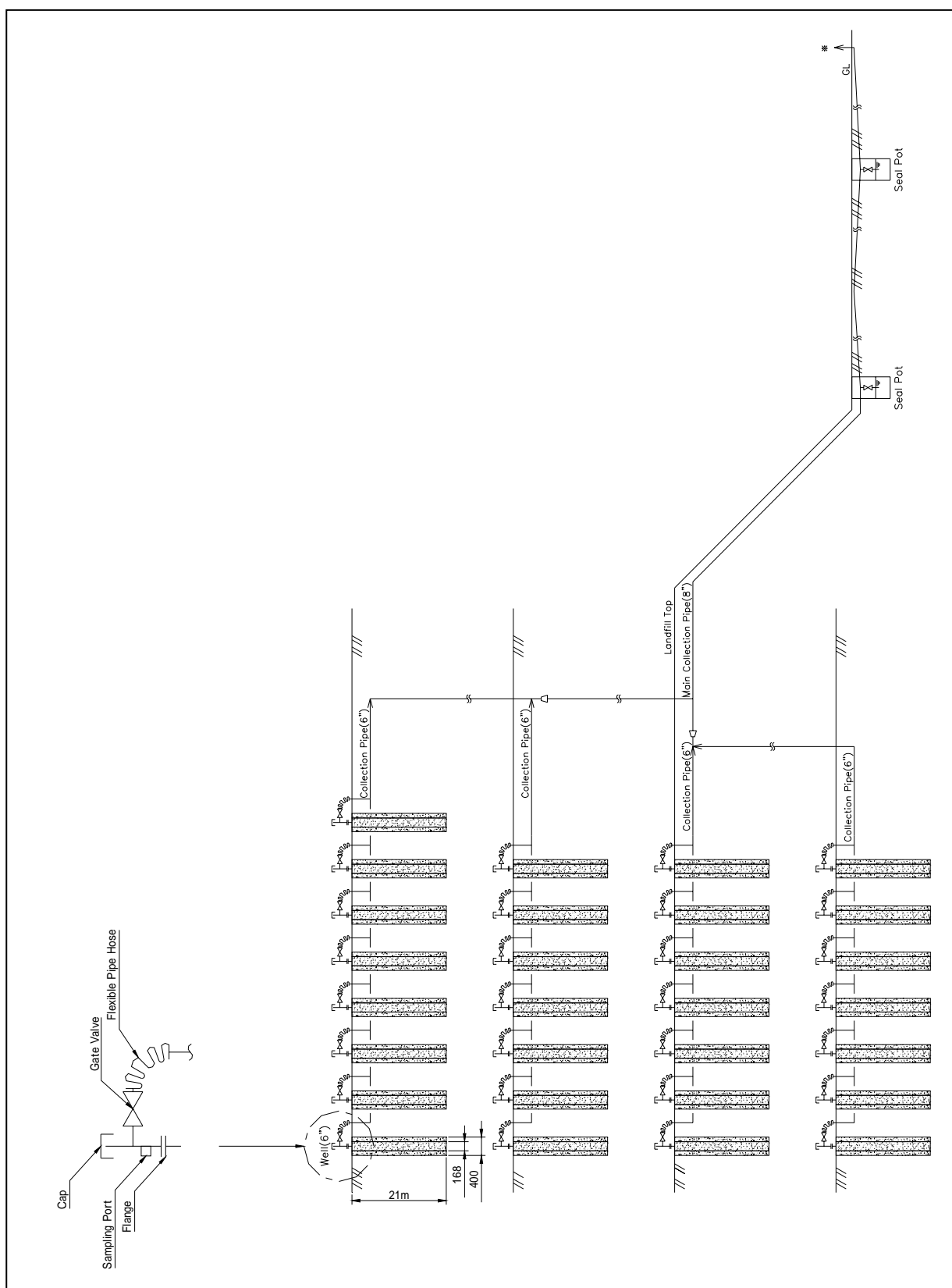


Figure 3 LFG collecting pipe

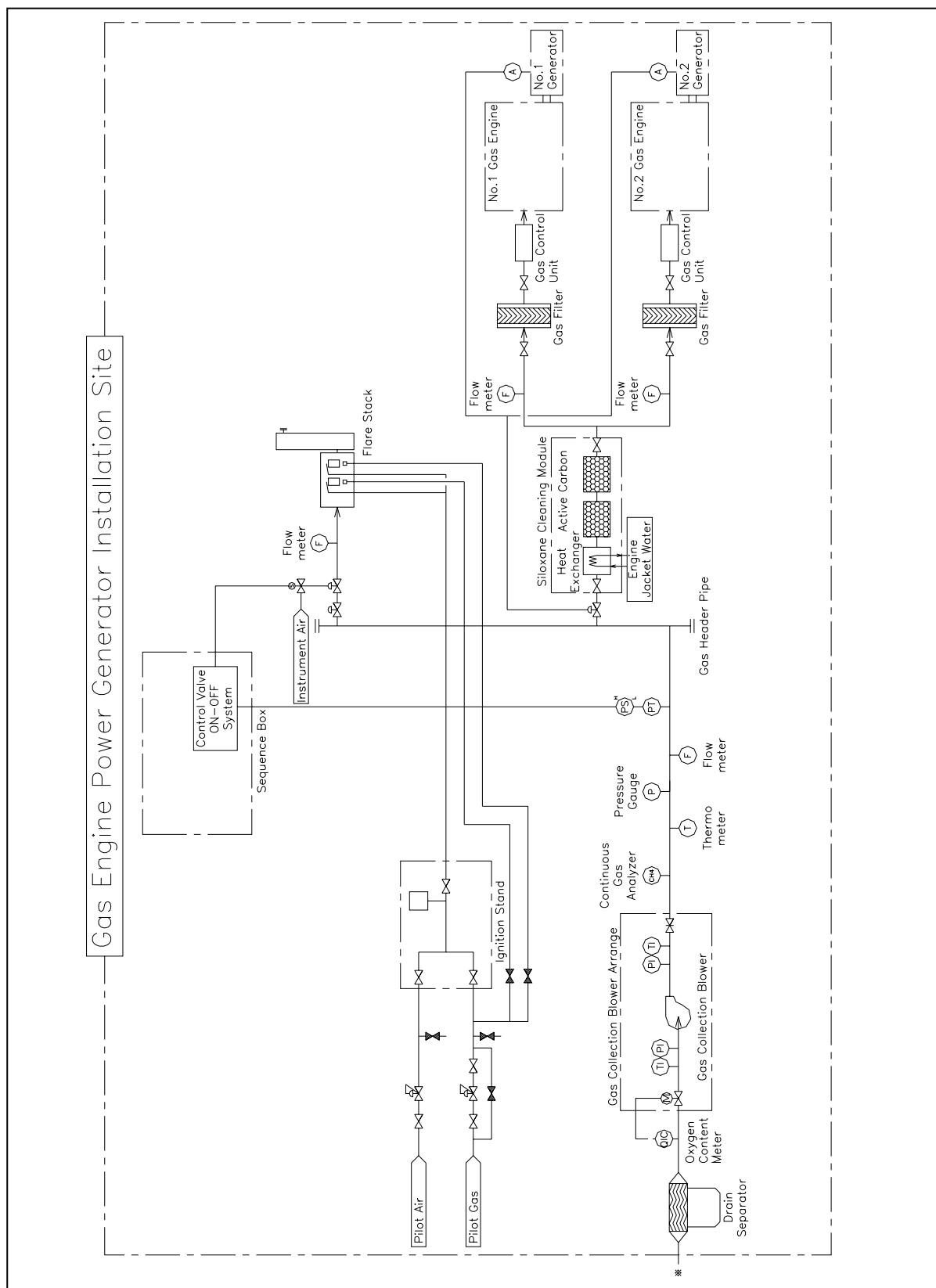


Figure 4 LFG collection and pre-treatment unit



Table 2 Monitoring plan

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)	Data variable	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 <sub>total, y</sub>	Total amount of landfill gas captured	m <sup>3</sup>	m	continuously / periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
2. LFG <sub>flare, y</sub>	Amount of landfill gas flared	m <sup>3</sup>	m	continuously / periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
3. LFG <sub>electricity, y</sub>	Amount of landfill gas combusted in power plant	m <sup>3</sup>	m	continuously / periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
4. FE	Flare/combustion efficiency, determined by the operation hours (1) and the methane content in the exhaust gas (2)	%	m/c	(1) continuously (2) quarterly, monthly if unstable	n/a	electronic	During the crediting period and two years after	(3) Periodic measurement of methane content of flare exhaust gas. (4) Continuous measurement of operation time of flare (e.g. with temperature)
5. W <sub>CH<sub>4</sub>, y</sub>	Methane fraction in the landfill gas	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / m <sup>3</sup> LFG	m	continuously / periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Preferably measured by continuous gas quality analyser.
6. T	Temperature of the landfill gas		m	continuously / periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane D <sub>CH<sub>4</sub></sub> .



7. p	Pressure of the landfill gas	Pa	m	continuously / periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane $D_{CH_4}$ .
8. WM	Total amount of electricity and/or other energy carriers used in the project for gas pumping	MWh	m	continuously	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Required to determine CO <sub>2</sub> emissions from use of electricity or other energy carriers to operate the project activity
9.*	CO <sub>2</sub> emission intensity of the electricity and/or other energy carriers in ID 8.	tCO <sub>2</sub> /MWh	c	annually	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Required to determine CO <sub>2</sub> emissions from use of electricity or other energy carriers to operate the project activity
10.	Regulatory requirements relating to landfill gas projects	Test	n/a	annually	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Required for any changes to the adjustment factor (AF) or directly MD <sub>reg, y</sub>



Table3 Gas engine power generator main equipment maintenance &amp; monitoring schedule

	Maintenance item	Operation time						
		Every day	Every 1,500hr	Every 3,000hr	Every 6,000hr	Every 12,000hr	Every 24,000hr	Every 48,000hr
engine body	• Watching check of noise, abnormality, and oil leakage							
	• Sparking plug check and exchange							
	• gas control valve check							
	• control unit check							
	• cylinder cover open maintenance							
	• main parts open maintenance and exchange							
	• overhaul and bearings Exchange							
power generator and boards	• Watching check of noise, abnormality, and oil leakage							
	• Periodic maintenance							
	• Insulation check							
	• Protection device operation check							
Gas capture and pretreatment unit	• collection piping Externals check							
	• leakage check							
	• seal pot level check							
	• check and Repair							
Oxygen Meter	• Oxygen content check							
	• check and Repair							
Demistor	• drain exhaust function check							
	• check and Repair							
Gas filter	• Differential pressure Check							
	• Filter change							
Gas collection	• operation pressure and temperature check							



Blower	• noise and vibration check							
	• check and Repair							
Shiroxane Remover	• Watching check of noise, abnormality, and water leakage							
	• gas Temperature check							
	• Watching check of noise, abnormality, and oil leakage							
	• Activated carbon change							
	• Chiller unit maintenance and repair							
other Unit	• Watching check of noise, abnormality, and oil leakage							
	• Recycle pump and fan check							
	• heat exchangers Check and cleaning							
	Monitoring Items							
flow mater	Check on the total amount of LFG flow							
flow mater	Check on the total amount of LFG flared flow							
flow mater	Check on the total amount of gas combusted in power generators							
Portable gas analyzer	Check on the methane content in flaring (four times a year, monthly in case of instability)							
Thermometer	Check on the combustion temperature in flare stack							
Continuous gas analyzer	Check on the methane content in LFG							
Thermometer	Check on the LFG temperature							
Pressure gauge	Check on the LFG Pressure							
integrating wattmeter	Check on the total amount of electricity produced							





ベトナム国ドンタン廃棄物埋立処分場における  
ランドフィルガス回収および発電事業  
( Landfill gas capture and power generation  
in  
Dong Thanh, Viet Nam )

Project Design Document

Draft  
February 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
- Annex 4: Monitoring plan

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

ベトナム国ドンタン廃棄物埋立処分場におけるランドフィルガス回収および発電事業

**A.2. Description of the project activity:**

本プロジェクトは、温室効果ガスの排出量を削減することを目的として、ベトナム国ホーチミン市のドンタン廃棄物埋立処分場から発生する LFG（主成分はメタンと二酸化炭素）の一部を回収し、LFG 中のメタンを燃料にガスエンジン発電機で発電を行い、電力を地元の電力グリッドに供給するものである。なお、発電に利用できない余剰の LFG はフレアスタックで燃焼する。

ベトナム全土の約 0.6% を占めるホーチミン市には人口の約 7% が集中しており、同市はベトナム経済の中心地として最も高い成長率を示している。同市では、有害廃棄物も含め、産業廃棄物と一般廃棄物が分別されることなく一緒に収集・処理されている。また、それらの都市固形廃棄物は、ベトナムにおける経済的、技術的な制約から、主にサニタリーランドフィル（衛生埋立処分場）で処理されている。つまり現時点では、埋立用の土地が確保できる限り、埋立処理が同市にとり廃棄物処理の最も適した方法となっている。

ホーチミン市ではこれまで、1 日に約 6,000 t の廃棄物が、ドンタン（ホックモン地区）、ゴウキャット（ピンチャン地区）、フックヒップ（クーチャー地区）という 3 つの埋立地に運搬され、処理されてきた。ドンタン廃棄物埋立処分場では 1990 年から 2002 年まで同市の都市固形廃棄物を受け入れてきたが、2002 年に閉鎖され、今では建設廃材だけを受け入れている。本プロジェクトにおいては、LFG 回収設備とガスエンジン使用の発電設備が設置され、回収された LFG 中のメタンを燃料に発電する。発電された電力は地元の電力グリッドに供給され、グリッドで化石燃料によって発電されていた電力の一部を代替する。2001 年から 2002 年に集積した廃棄物から発生する LFG を回収・発電利用することにより、10 年間で合計約 20 万 4,565 トンの CO<sub>2</sub> が削減されることになる。

ホーチミン市は、現在、廃棄物埋立処分場管理の一環として、LFG 中に含まれる悪臭物質対策を実施しているが、コストの問題から消臭剤や酵素の散布にとどまり、十分に対応できているとは言えない。そのため、LFG を回収してフレアやガスエンジンで燃焼することにより、悪臭問題を解消したいと考えている。しかし、人口増加とともに廃棄物の処分に多額の予算を費やさざるを得ず、市独自の予算で LFG 回収まで手当てすることは困難な状況となっている。そこで同市は埋立処分場の環境改善に資する CDM のような海外からの投資を歓迎し、積極的に支援している。このような観点から、本プロジェクトは同市のニーズにも合致していると言える。

さらに、本プロジェクトを実施することにより、ホーチミン市では温室効果ガスの排出削減が見込まれる他に、以下のような恩恵が受けられることとなり、ベトナムの持続可能な発展に貢献することが期待される。



## CDM – Executive Board

## 環境的恩恵

- ・ LFG 回収の際、浸出水も同時に回収することになる。したがって、排水中に有害物質が取り込まれる量も減るため、水質改善が見込まれ、周辺住民の健康増進に貢献する。
- ・ LFG 回収により臭気の問題をより軽減することができる。
- ・ 埋立処分場周辺の自然発火や爆発の危険性を削減できる。
- ・ 地表からの LFG 発生量が低減するため、埋立処分場で有価物を漁るスカベンジャーと呼ばれる人々（2万人超）の健康被害のリスクが減少する。プロジェクト実施時は、スカベンジャーが敷地内に進入しないように監視が強化される。

## 経済・社会的恩恵

- ・ プロジェクト・サイトであるドンタン廃棄物埋立処分場に導入される施設の管理運営、メンテナンス等に関係した雇用増加が見込まれる。
- ・ プロジェクト実施により、潤滑油や副資材等の需要が発生し、経済面で寄与する。
- ・ 電力需給が逼迫している同市における電力供給に貢献する。

## 技術移転効果

- ・ 現在、ベトナムの廃棄物埋立処分場では、メタン回収技術、フレア燃焼、および LFG を利用した発電技術はほとんど導入されていない。本プロジェクトの実施にあたって現地関係者に施されるオペレーター教育を通して、それらの運転・管理技術、設備保全技術等が本プロジェクトのサイトであるドンタン廃棄物埋立処分場に移転される。高度な廃棄物処理技術の移転は、ドンタン廃棄物埋立処分場が所在する地域の技術力の底上げにつながるだけでなく、将来的にベトナムの他の地域にも当該技術が普及する効果も見込まれる。

**A.3. Project participants:**

機関名	役割	具体的な役割
ホーチミン市環境会社 ( City Environmental Company : CITENCO )	プロジェクト実施者	ホーチミン市における家庭ゴミの回収、運搬および廃棄物埋立処分場の運営を行う公的機関（関連費用はすべて市が提供）
新日鉱テクノロジーサーチ株式会社（Nippon Mining Research & Technology Co.,Ltd. ）	プロジェクト開発者	新日鉱グループのシンクタンク（日本人） プロジェクトに関する F/S、資金計画、機器調達、運転保守要員の訓練・技術指導、政府交渉、事業検証など

上記各機関の連絡先等の詳細は、ANNEX 1 をご参照されたい。

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



## CDM – Executive Board

ベトナム国

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

ホーチミン市

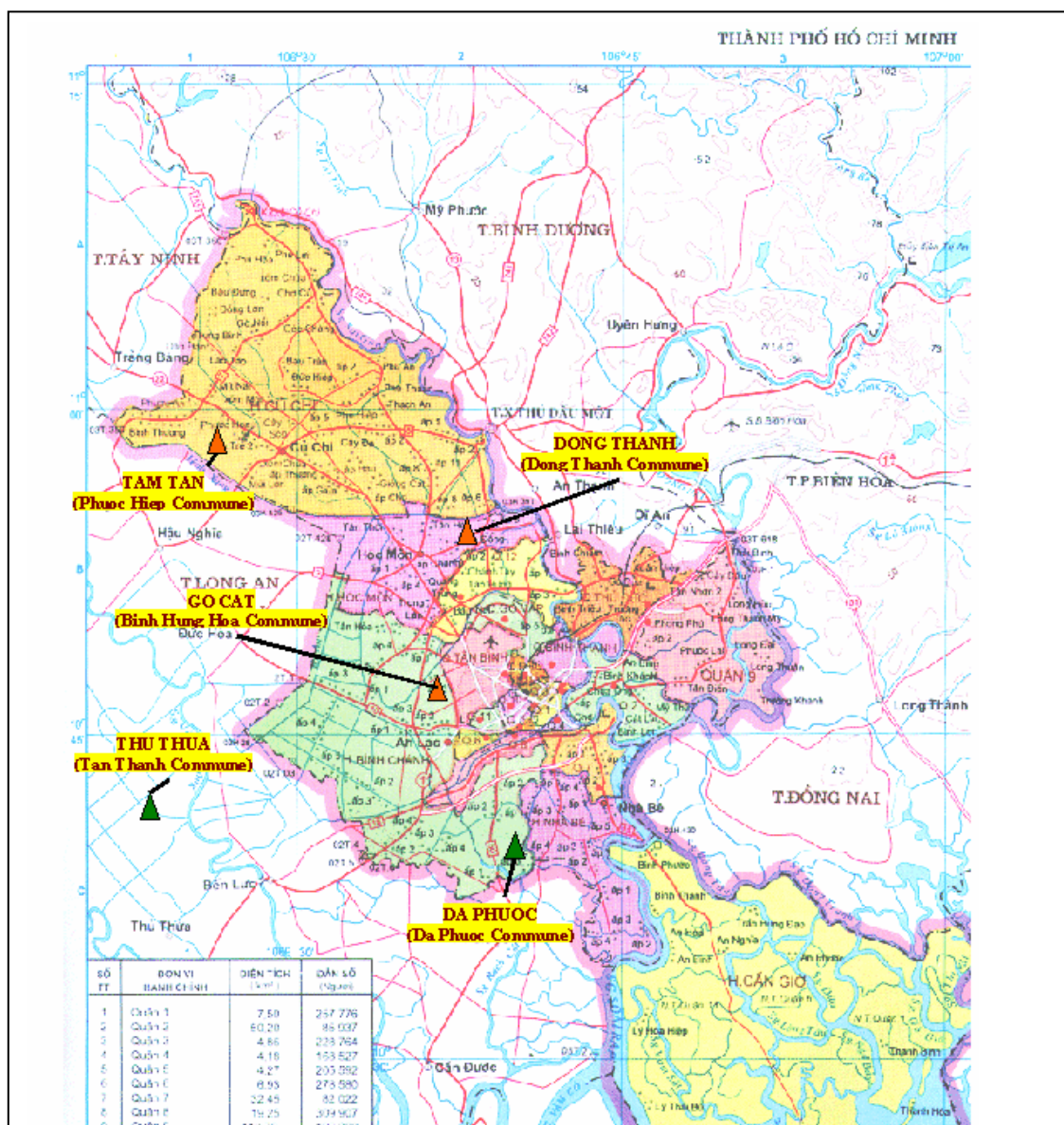
A.4.1.3. City/Town/Community etc:

ホックモン地区、ドンタン

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

サイゴンという名で知られているホーチミン市は、メコンデルタの中心地として栄えるベトナム最大の都市で、最も大きな港湾を備え、商業、工業の中心地となっている。ドンタン廃棄物埋立処分場は、ホーチミン市の中心から北に9kmのところの位置するホックモン地区に位置している。

【ホーチミン市周辺の廃棄物処分場】



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

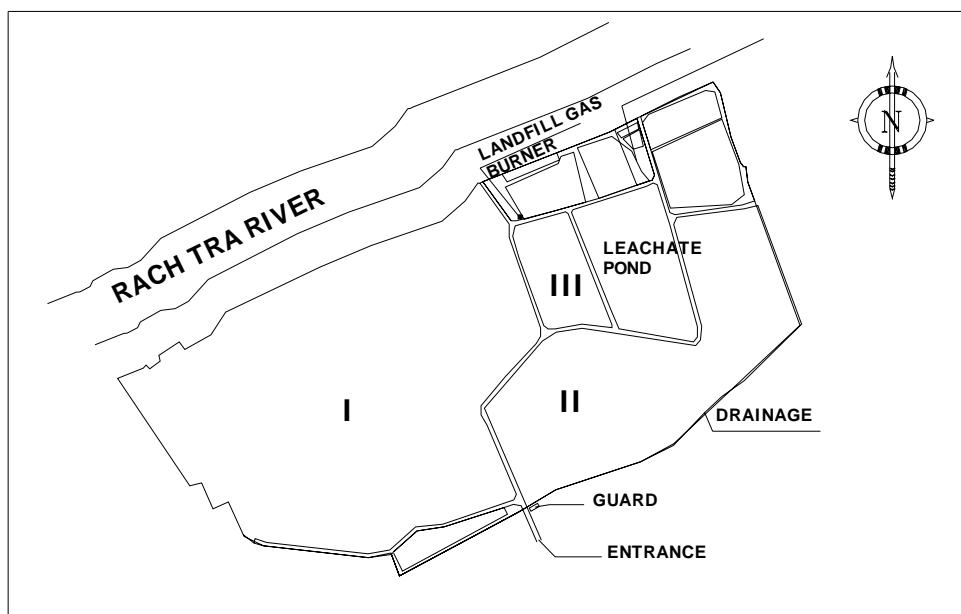


ドンタン廃棄物埋立処分場の入り口は南側に位置し、付近まで民家が接近している。処分場の北にはラクテュラ川が流れており、東西には田園地帯が広がっている。同埋立処分場は 1,080 万 t の容量があり、1990 年から 2002 年までホーチミン市の廃棄物埋立処分場として利用されてきた。90 年代のベトナムでは、廃棄物処理技術は十分開発されておらず、廃棄物は埋立処分場に投棄されるだけであった。同埋立処分場は防水層をもたず、浸出水回収処理システムやガス回収システムは不完備であるうえ、覆土なしのオープンダンピングとなっている。その結果、大気、土壌、水質汚染が起こっていた。同埋立処分場は既に 2002 年に都市固形廃棄物の受け入れは終了しており、現在では 1,600 t / 日の建設廃材のみを受け入れている。そのため、悪臭の問題は少なくなっている。しかしながら、埋立地上部にはカバーがされておらず、LFG が大気放出されたままになっている。

ドンタン廃棄物集積場の概要は下記の通りである。

- ・ 堆積量 : 廃棄物投入実績は約 833 万トン
- ・ 面積 : 45.34 ヘクタール
  - ・ コンパートメント 1 : 20.88ha、高さ 32m
  - ・ コンパートメント 2 : 11.48ha、高さ 13.8m
  - ・ コンパートメント 3 : 6.58 ha、高さ 11.5m
  - ・ 排水処理池 : 6.4ha
  - ・ 排水溝 : 1.55ha
  - ・ 内部道路 : 2.96ha
- ・ 堆積形状 : グランドレベルより下 10 ~ 12m  
グランドレベルより上 20 ~ 30m  
MSW を 2 m 積み、土を 0.5 ~ 0.7m 積むサンドイッチ型
- ・ 廃棄物の内訳 : 55.3% 以上が有機物
  - 有機物 : 家庭からの生ゴミ、市場からの生ゴミ、木の枝・葉
  - その他 : プラスティック、建設用廃材等

【ドンタン埋立処分場の全景】



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

廃棄物管理 - エネルギー回収

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

本プロジェクトにおける設備の構成は、LFGを回収、前処理を行うガス回収・前処理設備、LFGを利用して発電を行うガスエンジン発電設備、発生した電気を既設電力網に供給する電力供給設備、余剰ガスを燃焼させる余剰ガス燃焼設備により構成される。それぞれの設備の概要は以下の通りである。

**ガス回収・前処理設備**

LFGは埋立処分場に埋設する井戸により回収され、収集管で集められ、脱水器で水分を除去したのちガス回収ブロウによりガスエンジン発電設備に供給される。

- ・垂直井戸：廃棄物埋立が完了していることのほか、廃棄物組成、埋立地の構造、管理状況、気象条件等を考慮して採用。垂直井戸はLFG回収が容易であり、井戸の増設が容易で、凝縮水の問題も発生しない。合計28本の井戸を設置し、個別に遮断弁をつける。
- ・収集管：系統毎のガスを回収するために使用する。
- ・シールボット：ガス管中のドレンを排出し、エアーが入らないようにするために使用する。
- ・ガス回収ブロウ：井戸よりガスを引き抜くために使用。最大処理量は670 m<sup>3</sup>/h。
- ・シロキサン除去設備：ドンタン埋立処分場では都市廃棄物として混入が考えられるシリコン化合物の濃度を低減するために使用する。

**発電設備および電力供給設備**

ガス回収・前処理設備より供給されたLFGでガスエンジン発電設備を運転し、発電する。ガスエンジン発電設備で発電した電気(380V)は、低压配電盤を介し、既設送電線設備に接続する。なお、プラント設備内で消費する所内電力は低压配電盤より分岐して使用する。ガスエンジン発電設備については防音用のエンクロージャを設け、騒音対策を行うと共に、エンジン排ガスに関しても、排ガスサイレンサを設置し、騒音対策を行うものとする。

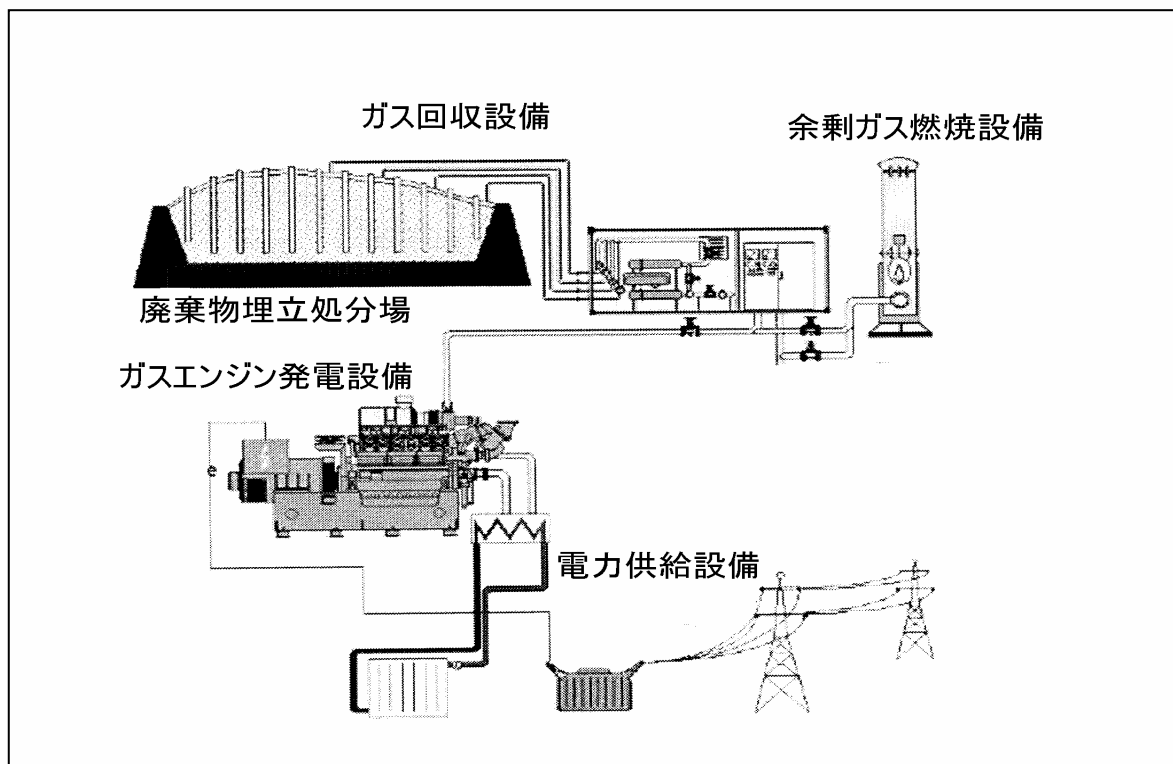
- ・ガスエンジン：発電容量200kWe、発電効率30%のガスエンジン2台を使用する。

**余剰ガス燃焼設備**

ガスエンジン発電設備がメンテナンスで停止している場合やガスエンジン発電設備での燃料消費量以上のLFG発生量がある場合、余剰LFGはフレアスタックにより燃焼される。また、フレアが消えた場合またはガスエンジンが停止した場合はLFGを吸引しているブロワーを停止することにより、外部への生ガスの漏れを防止することができる。

上記の設備は、その設置および運転に伴う環境への影響が、周辺環境の安全を確保し、少なくとも悪化させないように設計される（詳細はFを参照）。

【LFG 回収・発電システムの図】



**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:**

ベトナムでは、現在、廃棄物埋立処分場等から発生するメタンガスを回収することを義務付ける法律・規制などは導入されておらず、そのような法規制に近い将来導入される可能性も低い。さらに、ホスト国・地域には経済・投資・技術面のバリアが存在するため、廃棄物処理会社のLFG回収および発電技術への投資インセンティブは極めて低い。このようなホスト国・地域の状況を考慮すると、提案されているプロジェクトが実施されない場合のベースラインシナリオは、現状通りドンタン廃棄物埋立処分場から発生するLFGが大気に放出されたままの状態となる。（詳細はB2を参照。）

したがって、本プロジェクトの実施により、メタンガスが回収され発電に用いられることは、ベースラインシナリオに対して追加的に温室効果ガスの排出量が削減されることにつながる。プロジェクトによる排出削減総量は、もし本プロジェクト実施により回収されなければLFGは大気中に放出されていたであろうという考え方に基づいて、本プロジェクトにより回収されるLFGの全量、および回収したメタンガスを燃料とした発電電力は、従来地元の電力グリッドで発電していた電力量の一部を代替することから、その被代替分の電力を発電する時に排出されていたであろうCO<sub>2</sub>を加えた量になる。



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

下表の通り、本プロジェクトにより、クレジット獲得期間である 2007 年～2016 年の 10 年間で合計約 20 万 4,565 トンのCO<sub>2</sub>が削減されることになる（詳しくはE.参照）。

CO <sub>2</sub> 排出量合計		
年	削減されるCO <sub>2</sub> 排出量 合計	削減されるCO <sub>2</sub> 排出量の 累積量
	ER <sub>y</sub>	-
	tCO <sub>2</sub> 相当	tCO <sub>2</sub> 相当
2007	35,802	35,802
2008	31,010	66,812
2009	26,894	93,706
2010	23,342	117,048
2011	20,298	137,346
2012	17,645	154,991
2013	15,330	170,321
2014	13,166	183,487
2015	11,312	194,798
2016	9,767	204,565
合計	204,565	

**A.4.5. Public funding of the project activity:**

現時点では、本プロジェクトに公的資金が投入される予定はない。

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

ACM0001 「ランドフィルガスに関する統合方法論」

ACM0001 は、LFG の一部または全部が大気中に放出されている廃棄物埋立処分場において（ベースラインシナリオ）、下記の事業が実施される場合に適用できる。

- a) 回収されたガスがフレア燃焼される、
- b) 回収されたガスが、エネルギー（電力、熱）を生み出すために使われる。ただし、他の電源を代替する分の削減量に関してはプロジェクトの削減量としてカウントしない、
- c) 回収されたガスが、エネルギー（電力、熱）を生み出すために使われ、他の電源を代替する分の削減量もプロジェクトの削減量としてカウントするもの。（この場合、代替される電力/熱のベースライン方法論は、ACM0002 の”Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”が適用される。）

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

本プロジェクトは、ドンタン廃棄物埋立処分場において LFG を回収して、LFG 中のメタンを用いて発電した電力を地元の電力グリッドに売電する、また余剰の LFG についてはフレア燃焼するプロジェクトである。電力グリッドへの売電分の削減クレジットも請求することから、上記 c) の条件と合致するため、ACM0001 方法論が適用可能となる。

上記統合方法論の適用により、CDM-M&P の 48(b) に定義されているベースラインアプローチを採択することとなる。

現在ベトナムあるいはホーチミン市では、廃棄物埋立処理事業者に対して LFG の回収あるいはフレアを義務付ける法規制はない。そのような状況下で、現地の経済・投資・技術面のバリアを考慮すると、プロジェクトの対象となる埋立処分場において、発生するすべての LFG を大気中に放出したままの状態を継続することが最も経済的であることから当該アプローチの適用が妥当である（バリア分析については B.2. 参照）。

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

当該ベースライン方法論を、下記の手順で本プロジェクトに適用することによって、プロジェクトの追加性を立証するとともに、ベースラインシナリオを同定する。

**ステップ 0: プロジェクトの開始日についてのスクリーニング**

- (a) プロジェクトが 2000 年 1 月 1 日より後で、かつ 2005 年 12 月 31 日までに開始されたかどうかを示す証拠を提示する。

ドンタン廃棄物埋立処分場の運営事業者 CITENCO と、プロジェクト開発者である新日鉱テクノロジーは、2005 年 2 月、当該廃棄物埋立処分場から放出されている LFG を回収し、LFG に含まれるメタンを利用した発電プロジェクトを実施することに関する覚書を締結した。（レターは添付の通り）。

実際に回収施設・発電設備の設置が始まるのは 2006 年半ばで、クレジット獲得期間は 2007 年からを予定している。

- (b) プロジェクトが CDM であるということが、プロジェクト実施のインセンティブになったという証拠を提示する。

CITENCO にとって、本プロジェクト実施により LFG 回収・発電にかかる新技術を導入することが可能となるとともに、CDM プロジェクトとして登録することにより温室効果ガスの排出削減クレジット（CER）を獲得できることが、事業実施を決断するうえで大きな要素となった。特に、プロジェクト開発者である新日鉱テクノロジーにとり、CER の売却益を考慮することにより初めて、プロジェクト開発の意思決定を行う目安となる IRR をクリアしたという意味で、プロジェクトが CDM であることが実施のインセンティブになったと言える。

**STEP 1. 現在の法規制に適合したシナリオの確認**

下記の Sub-step を通して、現実性および信頼性のあるベースラインシナリオを定義づける：

**Sub-step 1a プロジェクトに対する代替シナリオの決定**

提案されているプロジェクトに対する代替案として下記の3つのシナリオを考える。

シナリオ1：現況がそのまま継続され（Continuation of current business as usual (BAU)）、埋立地においてLFGは回収されずに大気中に放出されたままの状態。

シナリオ2：LFGを回収し、フレア燃焼する。

シナリオ3：LFGを回収・発電し、発電電力を地元の電力グリッドに供給する。また、余剰のメタンについてはフレア燃焼させる（CDMなしのプロジェクトシナリオ）

**Sub-step 1b. 法規制適合性の確認**

現在のところ、ベトナム国およびホーチミン市において、LFG回収・利用に関する法規制は存在しない。（廃棄物埋立処分場の用地選定、建設、運営に関する規制「Circular letter No.1/2001/TTLT/BKHCNMT-BXD signed on Jan.18<sup>th</sup>, 2001」には、廃棄物埋立処分場の運営事業者にLFG回収等を義務付ける規定はない。）

また、ホーチミン市の天然資源環境部・固形廃棄物管理部門の報告書（Solid Waste Management Division “The Study On METHANE GAS RECOVERY FROM LANDFILL IN VIETNAM “添付予定）によると、廃棄物の処分に要する費用が膨大で、LFGの回収に充当する予算がないことから、近い将来、LFGの回収を義務付けるような規制が導入される見込みもない。従って、シナリオのすべてが現段階では起こり得ると言える。

**Step 2. 上記各種シナリオの投資分析：LFG回収・利用の経済性の分析**

（提案されているプロジェクト活動がCERクレジットの売却収入がなければ、他のシナリオに比較して経済的・財政的に魅力的でないことを確認する）

シナリオ1：非回収、LFG放出（BAU）

シナリオ2：回収＋フレア処理

シナリオ3：回収＋フレア処理＋発電（電力グリッドへ売電）（プロジェクトシナリオ）

以下に各シナリオにおけるIRRを試算する。

プロジェクト期間のオペレーション、メンテナンス等の費用は下記のとおり。

（百万円）

年	保全費	労務費	潤滑油費	送電線代	借地代	LFG費	合計
2007	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	1.52	10.376
2008	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	1.32	10.176
2009	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	1.13	9.986
2010	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	0.97	9.826
2011	2.83	3.70	0.10	2.13	0.10	0.84	9.696
2012	2.72	3.70	0.10	2.13	0.10	0.72	9.466
2013	2.60	3.70	0.09	1.96	0.10	0.62	9.066
2014	2.23	3.70	0.08	1.68	0.10	0.53	8.316
2015	1.92	3.70	0.06	1.44	0.10	0.46	7.676
2016	1.66	3.70	0.06	1.25	0.10	0.40	7.166
合計	25.28	36.96	0.89	19.11	1.00	8.51	91.75



## CDM – Executive Board

## ・電力による収入

## (a) 売電料金

本プロジェクトでは、所内電力および送電線ロスを除いた売電量を系統の配電会社(Ho Chi Minh Power Company)に売電する予定である。その売電料金は調査の結果、以下に分類されている。本プロジェクトの電圧は6kVまでが対象となる。

売電料金

対象	価格 (VND/kWh)	価格( ¥ /kWh)
6kV まで	1,122	8.228
6kV 以上 22kV まで	1,045	7.663
22kV 以上 110kV まで	979	7.179
110kV 以上	913	6.695

出典) 政府価格委員会決定 46/1999/QĐ-BVGCP(15/6/1999)(VAT 込み)  
ベトナム政府価格委員会

## (b) 電力収入

本プロジェクトの売電量と売電収入を以下に示す。

(為替レート: 1US\$=110 ¥ =15,000VND)

プロジェクト期間の電力収入(M ¥ /y)

年	年間売電量 (kWh/y)	電力収入
2007	2,663,270	21.91
2008	2,663,270	21.91
2009	2,663,270	21.91
2010	2,663,270	21.91
2011	2,663,270	21.91
2012	2,556,739	21.04
2013	2,447,249	20.14
2014	2,101,024	17.29
2015	1,805,105	14.85
2016	1,559,493	12.83
プロジェクト期間合計	23,785,963	195.71

## ・その他(税金、減価償却等)

## (a) 税金

法人税率は 32% である。

出典) ASEAN-JAPAN CENTRE

## (b) 付加価値税

付加価値税は 10% とする(売電料金には 10% VAT 含む)。

出典) ASEAN-JAPAN CENTRE

## (c) 減価償却

設備機器の減価償却は 10% とする。また、有形資産の減価償却は定額法である。



以上の情報を踏まえてIRRを算出した結果、シナリオ2は算定不能、シナリオ3は-4.4%となった<sup>1</sup>。

シナリオ2の場合、売電収入がないため、IRR値が算出されない。

この結果から、シナリオ2、3ともにCERクレジットの売却益がない場合、IRRが低く、投資は見込めないことが示された。

投資分析の結果、経済性という観点からは、シナリオ2、3のいずれも経済的魅力を欠いており、ベースラインシナリオにはなり得ないと言えよう。

### STEP 3 バリア分析

**Sub-step 3a. 提案されているプロジェクトと同種のプロジェクトの実施を妨げるバリアの特定**  
提案されているものと同種のプロジェクトが、CDMとして登録されなければ、実施が妨げられるようなバリアがあることを立証する。そのようなバリアとして以下のものが考えられる：

#### ・経済的バリア

ホーチミン市においては、経済的、技術的限界から都市固形廃棄物の最も一般的な処理方法はサニタリー・ランドフィリング（衛生埋立て）であり、これが現状のホーチミン市における最も適した方法となっている。（Solid Waste Management Division “The Study On METHANE GAS RECOVERY FROM LANDFILL IN VIETNAM”）

ホーチミン市では1日6000tの廃棄物が、ドンタン、ゴーキャット、フックヒップという3つの埋立処分場で埋立て処理されている。このうちドンタン埋立処分場は、1990年より廃棄物を受け入れており、当時の廃棄物埋立処分場の建設慣行に従い、防水層や浸出水回収処理システムのないアンサニタリー・ランドフィルとなっている。同埋立処分場は、悪臭等の問題から2002年に閉鎖しており、その後は建設廃材が埋め立てられている。そのため現在は臭気の問題は少なくなっている。

前述のホーチミン市固形廃棄物管理部門の報告書によると、LFG放出による悪臭対策は最重要の課題となっているが、人口増加が著しいホーチミン市は増加する廃棄物の処分に多額の予算を費やしており、LFGの回収設備の設置は独自の予算では不可能としている。廃棄物埋立処分場へのLFGガス回収施設および発電施設の設置には多大な初期投資が必要であることから、既に半分閉鎖され、悪臭の問題もほぼ解決しているドンタン廃棄物埋立処分場にホーチミン市がLFG回収施設を独自に設置することは経済的観点から困難であると考えられる。

#### ・経済性（economical/financial）以外の投資バリア

ベトナムの一人あたりGDPは、ASEAN4か国と比べて著しく低く、法制度も十分整備されているとは言えない。実際、格付け投資情報センターが04年7月に行った「カントリーリスク調査」でもベトナムの評価は低く、同国への投資リスクは依然高い（評価項目は、政治・社会の安定度、経済の安定性と成長のポテンシャル、対外関係の安定性と利払い能力、債務返済、投資の回収が不能になるようなリスクの程度等。）そうしたことから、本プロジェクトに海外からの投融資が実施されることは難しいと考えられる。

---

<sup>1</sup> 詳細なIRR算出データは、バリデータ - に提供する資料に含む。



## ベトナムと ASEAN 4 カ国主要経済指数の比較

	ベトナム	タイ	インドネシア	フィリピン	マレーシア
名目 GDP 総額(億 US\$)	390.5	1431.7	2432.9	804.3	1037.4
一人当たり GDP ) (US\$)	454.2	2230.0	953.5	978.0	4128.0
対外債務残高(億 US\$)	125.78	517.83	808.55	573.95	98.12
外貨準備高(億 US\$)	62.24	410.77	349.62	134.57	342.22

出典：JETRO, 2004 年 9 月 24 日海外情報ファイル

### ・技術的・慣習的バリア

ベトナムでは、廃棄物は埋立処分することが一般的となっている。それは、廃棄物を焼却処理する場合には、埋立処分に比べて 10 倍程度の費用がかかるからである。また、埋立処分場において、LFG 回収、フレア燃焼、および回収されたメタンによる発電技術の利用はほとんどないため、それらの設備を運転・管理できる訓練された技術員も皆無に近い。したがって、ホーチミン市の廃棄物埋立処分事業者が、敢えてコストのかかる LFG 回収処理を行ったり、LFG を利用した発電設備を導入することは、資金面・技術面の制約から極めて困難である。

以上のバリア分析から、シナリオ 2 および 3 は、当該事業が CDM プロジェクトとならない場合に実現するベースラインシナリオにはなり得ない。

**Sub-step 3b. 提示されたバリアがシナリオの少なくとも一つについてはその実施を妨げないことを示す(提案されているプロジェクトを除く)。**

ベトナムでは廃棄物処理方法としては埋立が一般的な技術であり、LFG の回収を義務付ける規制のないことから、処分場から発生する LFG はそのまま大気中に放出されることがコモンプラクティスとなっている。実際、ベトナムにある 91 か所の埋立処分場のなかで、LFG 回収を行っているところはほぼ皆無である。

従って、シナリオ 2 および 3 は上記バリアのために実施が不可能であるが、現在のコモンプラクティスでもあるシナリオ 1 は上記のいかなるバリアによっても妨げられない。

### STEP 4 コモンプラクティス(慣習)分析

提案されているプロジェクトと同種のプロジェクトが関係セクターや地域においてすでに普及しているかどうかを分析することによって、ステップ 1～3 のプロジェクトの追加性を立証する理論を補足する。下記ステップを通して、既存のコモンプラクティスを確認し、検討する。

#### Sub-step 4a. 提案されたプロジェクトと類似した他のプロジェクト分析

LFG 回収技術およびメタンガスを利用した発電技術を導入している埋立処分場はベトナム国内にはほとんど例がない。ハイフォン市で計画されている LFG 回収・発電事業はあるものの、周辺住民との環境問題に関する抗争が解決されておらず、実施段階に入っていない。

**STEP5. CDM 登録による効果**

ここでは、CDM としての承認、登録から派生する恩恵およびインセンティブが、いかにプロジェクト実施者側の経済的、財政的障害を緩和し、プロジェクトの実施を可能にしているかを述べる。

プロジェクトシナリオであるシナリオ 3 について、CO<sub>2</sub> 削減によって得られる CER クレジットの売却益を考慮した IRR を算出した結果が、下記のとおりである。このデータから分かるとおり、プロジェクトが CDM として登録されることにより CER が発生し、プロジェクト実施の経済的、金融的ハードルを低くし、プロジェクトの実施が可能となっている。

クレジット \$/トン	3	5	7.5	10
シナリオ 3 ( % )	3.58	8.38	13.97	19.35

上記試算では、プロジェクト実施のため、その他経費として CO<sub>2</sub> クレジット獲得のために費用 (プロジェクトの登録、モニタリング等)を見込んでいる。なお、ベトナムのプロジェクト参加者側へのクレジット支払い等を考慮に入れていない。

## CDM に必要な(想定)費用

費用の種類	(想定)費用 (US\$)
指定運営組織(DOE)への有効化審査(Validation)に必要な費用	30,000
登録(Registration)に必要な費用	10,000

## クレジット獲得に必要な経費(ランニングコストに見込む)

費用の種類	(想定)費用 (US\$/y)
検証(Verification)&認証(Certification)費用 (プロジェクト期間: 3 回を想定)	25,000

**ベースラインシナリオの同定**

プロジェクトシナリオに対するベースラインシナリオとして、上記シナリオ 1 ~ 3 をリストアップした。STEP 1 ですべてのシナリオが現在のベトナムの法制度のもとで起こり得ることを確認したうえで、投資分析およびバリア分析 (STEP 2、3) を行った。その結果、事業の経済性やホスト国の状況に鑑みて、シナリオ 2、3 はベースラインシナリオになり得ず、シナリオ 1 の現状維持の状態がベースラインシナリオとなる。また、STEP 5 で示したように、本プロジェクトであるシナリオ 3 は、CDM プロジェクトとして登録されることによって、つまり CER の売却益があって初めて実現化するという意味で、追加的であると言える。



**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 action:**

提案された CDM プロジェクトが実施された場合の排出量が、プロジェクトが実施されない（つまりベースラインシナリオの）場合に、排出されていたであろう温室効果ガスの量よりも少なければ、本 CDM プロジェクトは追加性があると言うことができる。

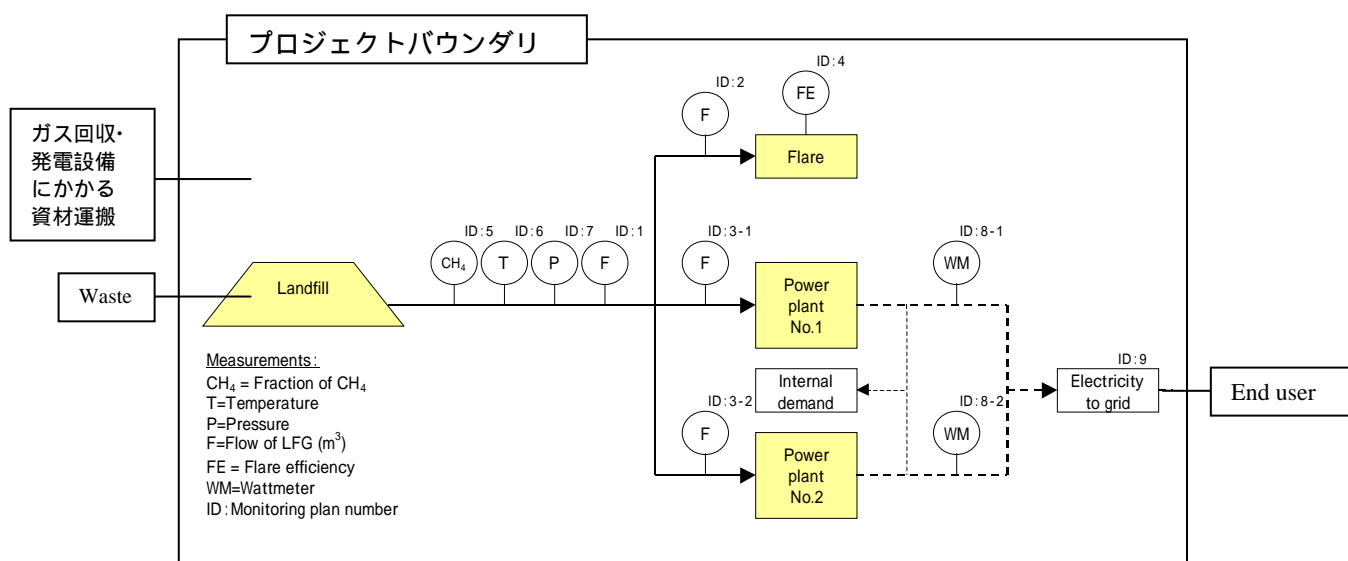
本プロジェクト活動においては、ドンタン廃棄物埋立処分場の LFG が一部回収され、発電に利用されることによって、プロジェクトがなければ大気放出されていた LFG の排出量が減る。また、回収された LFG 中のメタンを燃料として発電し、電力を地元の電力グリッドに供給することにより、化石燃料をエネルギー源とした電力を一部代替することになるため、被代替電力の発電に伴う CO<sub>2</sub> 排出量を削減することとなる。発電に利用しなかった LFG は、フレアスタックで燃焼することによって温暖化係数のより低い CO<sub>2</sub> として大気へ放出される（発電およびフレアでのメタン燃焼により排出される CO<sub>2</sub> はカーボンニュートラル。B4.参照）

ベトナム国ホーチミン市においては、廃棄物処理の一般的な方法は埋め立て処理であり、これがコモンプラクティスである。従って、本プロジェクトが実施されなければ、LFG は回収され、発電するために燃焼されることもない。

以上のことから、LFG が回収され、発電施設およびフレアスタックにおいて燃焼されることは、明らかに温室効果ガス排出量の削減につながる。

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

プロジェクト・バウンダリーは、埋立処分場で LFG が回収・発電（一部フレア燃焼）され、発電電力が電力グリッドに供給される部分までをその範囲とする。下図にシステムバウンダリーを示す（図中の 印がモニタリング項目およびポイント）。







下表は、ベースラインシナリオとプロジェクトシナリオのそれぞれの場合の排出源の一覧である。

【プロジェクトバウンダリー内外の排出源】

		バウンダリー内	バウンダリー外
ベースライン シナリオ	主要排出量	・ 埋立処分場からの LFG 放出 <CH <sub>4</sub> >	
	無視できる排出量	・ 所内電力消費に伴う グリッドからの排出 <CO <sub>2</sub> >	・ サイトへの廃棄物輸 送にともなう排出
プロジェクト シナリオ	主要排出量	・ 埋立処分場から回収 されない分の LFG 放 出 <CH <sub>4</sub> > ・ LFG 回収・発電設備 稼動に伴う排出（回 収プロワその他電力 消費）<CO <sub>2</sub> > 発電量 の約 5% * 1	
	無視できる排出量	・ 発電施設での LFG 燃 焼に伴う排出<CO <sub>2</sub> > * 2 ・ LFG のフレア燃焼に 伴う排出<CO <sub>2</sub> > * 2 ・ フレアでのパイロットバ ー使用に伴う排出 <CO <sub>2</sub> > * 3 ・ その他の所内電力消 費に伴うグリッドか らのCO <sub>2</sub> 排出量 * 4	・ サイトへの廃棄物輸 送にともなう排出 対象外 * 5 ・ サイトへの LFG 回 収・発電施設にかか る資材運搬に伴う排 出<CO <sub>2</sub> > * 6

\* 1 サイトでのLFG回収・発電設備の稼動に伴うCO<sub>2</sub>排出量

LFG を回収し、ガスエンジン発電設備に送り込むためのガス回収プロワ等の所内電力消費に伴う CO<sub>2</sub> 排出量がある。本プロジェクトでは所内電力消費量を発電量の 5%と見込んでいる。プロワの定格電力は 6.5kW であり、本プロジェクトでの所内消費電力が 20kW 以上必要となることはない。また、この電力については発電機の運転開始、停止時に一時的にグリッド側から供給を受けることはあるが、連続して供給を受けることはない。

\* 2 発電施設およびフレア燃焼に伴う CO<sub>2</sub> 排出

LFG は発電施設およびフレアでの燃焼によりメタンは CO<sub>2</sub> に変換され排出される。メタンは燃焼された時点で温暖化係数の小さな CO<sub>2</sub> に変換されその差の分は削減されたこととなるが、もともと有機物に由来するものであるため変換された CO<sub>2</sub> の排出分はカーボンニュートラルとして考え、無視するものとする。



## CDM – Executive Board

\* 3 フレアスタックのパイロットバーナー使用によるCO<sub>2</sub>排出量

以下の諸条件を考慮した結果、93 t-CO<sub>2</sub>/y という値は、本プロジェクトにおいて削減される初年度の CO<sub>2</sub> 排出量 (35,802 t-CO<sub>2</sub>/y) の約 0.26% であり、軽微な排出量であるため、無視できる値と考えられる。

- ・パイロットガス (LPG) 使用量 : 1.69 m<sup>3</sup>/h
- ・運転時間 : 8,712 h/y
- ・年間使用量 : 14,742 m<sup>3</sup>/y
- ・LPG発熱量 : 24,000 kcal/m<sup>3</sup> = 100 MJ/m<sup>3</sup>
- ・年間熱量 : 1,481 GJ/y
- ・LPGのCO<sub>2</sub>原単位 : 0.062751 t-CO<sub>2</sub>/GJ
- ・LPGのCO<sub>2</sub>排出量 : 93 t-CO<sub>2</sub>/y

\* 4 サイトでのその他の所内電力消費に伴うグリッドからのCO<sub>2</sub>排出量

この値はベースラインシナリオと共通のため、無視するものとする。

\* 5 サイトへの廃棄物輸送に伴うCO<sub>2</sub>排出量

この値はベースラインシナリオと共通であり、かつ、本プロジェクトで回収する LFG は、過去に投入された廃棄物から発生するものであるため、プロジェクト開始後の「サイトへの廃棄物輸送に伴って排出される CO<sub>2</sub>」は、対象外とする。

\* 6 サイトへのLFG回収・発電施設 / 資材運搬に伴うCO<sub>2</sub>排出量

本プロジェクトの CO<sub>2</sub> 発生源として、機器・資材の輸送 (日本 ベトナム サイト)、搬入、据付、土地整備等の輸送手段および重機使用などが考えられる。また、工事の際の使用電力による CO<sub>2</sub> 排出量も考慮するものとする。結果として、これらによる概算年間 CO<sub>2</sub> 排出量は 2 t-CO<sub>2</sub>/y 以下に抑えられており本プロジェクトでは軽微な排出量であるため、無視できる値と考えられる。

また、プロジェクト期間中の資材搬入として、LFG 回収設備・発電設備で使用するパイロットガス (LPG) および潤滑油等の資材運搬が挙げられる。これらはホーチミン市よりトラックで輸送することになるが、この際の年間 CO<sub>2</sub> 排出量は 0.1 t-CO<sub>2</sub>/y 以下であり、本プロジェクトでは軽微な排出量であるため、無視できる値と考えられる。

以上の考察から、バウンダリー外の \* 5 および \* 6 の排出量は算定対象外あるいは無視できる大きさであるため、本プロジェクトによるリークageは発生しないものとする。

**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:**

ベースライン排出量算定にあたり必要となる各種データは、Annex3 を参照。

ベースライン作成の日付	2005 年 2 月
作成機関名	新日鉱テクノロジーサーチ

**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:**

&gt;&gt;

2005 年 2 月

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

&gt;&gt;

10 年

**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:**

&gt;&gt;

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

&gt;&gt;

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

&gt;&gt;

2007 年 4 月

**C.2.2.2. Length:**

&gt;&gt;

10 年 ( 2007 年 ~ 2016 年 )

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

&gt;&gt;

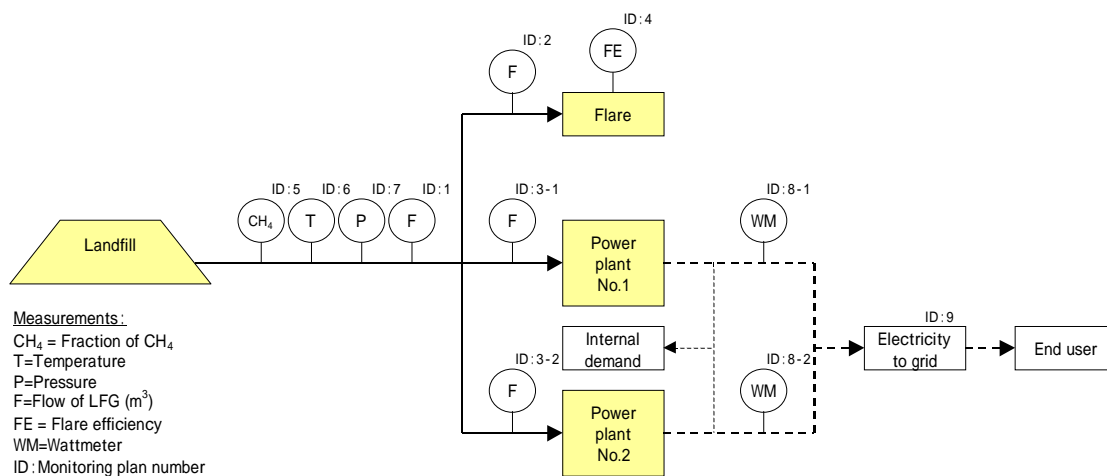
ACM0001 Approved Consolidated Monitoring Methodology(LFG プロジェクト活動の統合化モニタリング方法論)

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

&gt;&gt;

本プロジェクトは UNFCCC の CDM 理事会によって承認、登録されている ACM0001 Approved Consolidated Baseline Methodology(LFG プロジェクト活動の統合化ベースライン方法論)を採用している。したがってモニタリング計画に関しても、「ACM0001 : LFG プロジェクト活動の統合化モニタリング方法論」を適用することが妥当である。ただし、本プロジェクトでは熱エネルギーの利用は発生しないため、熱エネルギーの利用の部分は含まない。

本プロジェクトのモニタリング計画（モニタリング項目設定およびデータ収集の手法等）を以下に示す。図中の 印はモニタリング項目およびポイントを示している。



**D.2. 1. Option 1: Monitoring of the emissions in the project scenario and the baseline scenario****D.2.1.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:**

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

**D.2.1.2. Description of formulae used to estimate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub>****equ.)**

&gt;&gt;

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

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

**D.2.1.4. Description of formulae used to estimate baseline emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub> equ.)**

&gt;&gt;

**D.2.2. Option 2: Direct monitoring of emission reductions from the project activity (values should be consistent with those in section E).****D.2.2.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:**

ID 番号	データ種類	データ 単位	計測(m) 計算(c) 推定(e)	記録頻度	モニターさ れる データの比 率	データの記 録の保存方 法 (電子/印刷 物)	記録文書の保存期間	コメント
1. LFG <sub>total,y</sub>	LFG 収集全量	m <sup>3</sup>	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期間内お よびその後 2 年間	流量計により計測 データは月毎、年毎に集計
2. LFG <sub>flare,y</sub>	フレア LFG 量	m <sup>3</sup>	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期間内お よびその後 2 年間	流量計により計測 データは月毎、年毎に集計
3. LFG <sub>electricity,y</sub>	発電プラントで燃焼 される LFG 量	m <sup>3</sup>	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期間内お よびその後 2 年間	流量計により計測 データは月毎、年毎に集計
4. FE	稼働時間(1)と排ガ スのメタン含有量 (2)で決定したフレ ア/燃焼効率	%	計測(m) /計算(c)	(1)連続的 (2)年 4 回 毎月不安定で ある場合	n/a	電子	クレジット期間内お よびその後 2 年間	(1)フレア排ガスのメタン含有量の定期的な計測 (2)フレア (例えば温度で) の稼働時間の連続計測
5. W <sub>CH4,y</sub>	LFG 中の メタン率	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> / m <sup>3</sup> LFG	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期間内お よびその後 2 年間	できるだけ連続ガス分析器により計測
6. T	LFG 温度		計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期間内お よびその後 2 年間	メタンの密度(D <sub>CH4</sub> )を決定する為に計測
7. P	LFG 圧力	Pa	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期間内お よびその後 2 年間	メタンの密度(D <sub>CH4</sub> )を決定する為に計測
8. WM	発電量	MWh	計測(m)	連続的	100%	電子	クレジット期間内お よびその後 2 年間	プロジェクト活動を行なうため、発電の使用からの CO <sub>2</sub> 排出を決定するために必要となる値
9.	ID8 内の 発電 CO <sub>2</sub> 排出係数	t-CO <sub>2</sub> / MWh	計算(c)	年 1 回	100%	電子	クレジット期間内お よびその後 2 年間	プロジェクト活動を行なうため発電の使用からの CO <sub>2</sub> 排出を決定するために必要となる値

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



10.	LFG プロジェクトに関連する規制	調査	n/a	年 1 回	100%	電子	クレジット期間内およびその後 2 年間	規制の変更に伴い、調整係数 (AF) あるいは $MD_{reg}$ (プロジェクト活動がない場合の破壊 / 燃焼されるメタン量) を変更する必要性が生じるかを検討する
-----	-------------------	----	-----	-------	------	----	---------------------	--

\*Note: グリッド接続再生可能エネルギー発電案件の統合方法論 AM0002 を利用して算出する。

**D.2.2.2. Description of formulae used to calculate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub> equ.):**

>>

**D.2.3. Treatment of leakage in the monitoring plan**

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

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

**D.2.3.2. Description of formulae used to estimate leakage (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub> equ.)**

.

>>

本プロジェクトにより、リーケージは発生しない。



**D.2.4. Description of formulae used to estimate emission reductions for the project activity (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO<sub>2</sub> equ.)**

>>

**D.3. Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for data monitored**

ID 番号	データの不確実性 (高・中・低)	どのような QA/QC 手順が計画されているかについての概要説明
1.-3. LFG <sub>y</sub>	低	積算流量計は精度を保証するための定期メンテナンス (年 1 回*)、テスト体制がとられる。
4. FE	中	定期メンテナンス (年 1 回) を行うことにより、フレアの最適運転が保証される。フレア効率 は年 4 回チェックされ、もし効率が前回の値から相当な乖離を示すなら、毎月チェックされる。
5. W <sub>CH4,y</sub>	低	ガス分析器は精度を保証するための定期メンテナンス (年 1 回)、テスト体制がとられる。

(\*) ガスエンジン発電設備 1 台の定期メンテナンスは年間 20 日間と設定されている。ガス回収ブロワのメンテナンスもガスエンジン発電機のメンテナンスと合わせて実施する。この期間は LFG の吸引は行わないものとする。また定期メンテナンスの 20 日間以外に、運転中に 2 日間メンテナンスが行われることが想定されている。

*Miscellaneous Parameters*

**Factor Used for Converting Methane to Carbon Dioxide Equivalents<sup>1</sup>**

使用係数 (tCO <sub>2</sub> e/CH <sub>4</sub> )	適応可能期間	出典
21	1996-現在	Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

<sup>1</sup> This table is updated as reporting guidelines are modified.

**Conversion Factors<sup>1</sup>**

	係数	単位	適応可能期間	説明および出典
メタン比重	0.0006354	tones CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	デフォルト	統合方法論に示してある 0 の場合のメタン比重のデータを基に、35 におけるメタン比重を算出したもの。

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**

>>

プロジェクト実施者は、プロジェクトの運営にあたり、下記の項目をモニタリングして、排出削減量およびリーケージをモニターする。具体的なモニタリングシステムやモニタリングプランは、ANNEX4 に詳述する。

	モニタリング項目
流量計	・ LFG 流量全量の確認
流量計	・ フレア LFG 流量の確認
流量計	・ 発電 LFG 流量の確認
ポータブルガス分析器	・ フレアでのメタン含有量の確認 ( 年 4 回、不安定な場合は毎月 )
温度計	・ フレアスタックの燃焼温度の確認
連続ガス分析器	・ LFG のメタンガス濃度の確認
温度計	・ LFG 温度の確認
圧力計	・ LFG 圧力の確認
積算電力計	・ 電力量の確認

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

>>

新日鉱テクノリサーチ（株式会社） コンサルティング 1 部 加藤 恒一

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

本プロジェクトの対象であるドンタン埋立処分場における主要な GHG 排出源は、B4.の通り「埋立処分場からの LFG 放出」である。

また、プロジェクト実施時の GHG 排出源は、

- 1 . 埋立処分場から回収されない分の LFG 放出
  - 2 . LFG 回収・発電設備稼働に伴う CO2 排出
- となる。

それぞれの GHG 排出量（CO2 換算）の算定方法は下記のとおりとなる。

- 1 . （ベースラインシナリオにおける LFG 放出量 - プロジェクトで回収した LFG 量）× LFG の平均メタン含有量 × メタン密度 × メタンの地球温暖化係数
- 2 . LFG 回収・発電設備稼働のために消費する電力量 × ベトナム電力公社（ENV）の発電電力の CO2 排出係数

**E.2. Estimated leakage:**

>>

本プロジェクトによるリーケージは発生しない（B4. 参照）。

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

>>

リーケージが存在しないため、プロジェクト排出量は「埋立処分場から回収されない分の LFG 放出」と、「LFG 回収・発電設備稼働に伴う CO2 排出」の和となる（算定方法は E1 参照）。

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

>>

ベースラインシナリオにおける主な GHG 排出量は、「埋立処分場からの LFG 放出」である。その排出量の算定式は下記のとおりである。

$$Q = L_0 R (e^{-kc} - e^{-kt})$$

Q = 当該年に発生するメタン量（m<sup>3</sup> / 年）

L<sub>0</sub> = メタン発生ポテンシャル（m<sup>3</sup> / Mg 廃棄物）

R = 運用（active life）期間中の平均年間廃棄物受入割合（Mg / 年）

k = メタン発生割合定数（/ 年）

c = 処分場が閉鎖されてからの時間（年）

t = 処分場が廃棄物受入を開始してからの時間（年）

上記算定式は、Intergovernmental Panel on Climate Change（IPCC）による“Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories” Reference Manual: Chapter 6: Waste の First Order



Decay Model (FOD モデル) を適用したものである。このモデルは、個々の埋立処分場における LFG 発生率を導くために広く利用されてきた。

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

>>

統合方法論ACM0001に従って、本プロジェクトの排出削減量は、下記の通り算出する。

プロジェクト実施により達成される温室効果ガスの排出削減量 ( $ER_y$ ) は、下式のとおり、プロジェクト実施時のメタン回収量 ( $MD_{project,y}$ ) と、プロジェクトがない場合 (ベースライン・シナリオ) のメタン回収量 ( $MD_{reg,y}$ ) の差に、メタンガスの温暖化係数 ( $GWP_{CH_4}$ ) を乗じたものに、ネットのグリッド代替発電量 ( $EG_y$ ) にグリッドのCO2 排出係数 ( $CEF_{electricity}$ ) をかけたものを加算することによって求められる。

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

$$(\text{tCO}_2) \quad (\text{tCH}_4) \quad (\text{tCO}_2\text{e/tCH}_4) \quad (\text{MWh})(\text{tCO}_2\text{e/MWh})$$

1. 回収 LFG のフレアおよび発電機における燃焼に伴う CO2 削減量を考える。

プロジェクトがない場合のメタン回収量は、下式によって求められる。

$$MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF$$

$MD_{reg,y}$  を特定する規制等がある場合は、具体的な数値から量を特定できるが、ベトナムには LFG 回収に関する規制がないため、 $MD_{reg,y}$  の値が特定されない。その場合、Adjustment Factor(AF)が用いられる。AFは下記の通りとする。

AF: 調整係数

EB14 で提出された案では AF: 調整係数のデフォルトは 0.20 としていたが、EB15 に提出された案には記載されていない。AF: 調整係数 0.20 が高い数値であること、埋立処分場の条件により異なることが言われており、実施されるプロジェクトの地域事情により変更は可能とされている。ベトナムでは廃棄物埋立処分場から発生する LFG に関する管理上の規制は存在せず、一般的には埋立処分場から発生するメタンガスは大気中へ放出されている。また、ベトナムの都市廃棄物は処理費用の問題から、医療用の廃棄物を除いて全て廃棄物集積場に埋立処分しており、当分の間この状況は続くものと考えられる。この結果、プロジェクト実施時点での新しい法規制や現法規制の施行のようなプロジェクト特有の考慮事項はないため、AF: 調整係数は 0 を採用する。

事前にプロジェクト実施後の排出削減量を予測する場合、 $MD_{reg,y}$  等が実際と異なる事態が生じることが予想される。そのため、 $MD_{project,y}$  はプロジェクトが開始した後に実際のメタン回収量を測定・フレアされる量をモニターすることで事後に確定することとする。

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

$$MD_{flared,y} = LFG_{flared,y} * W_{CH_4,y} * D_{CH_4}$$

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * W_{CH_4,y} * D_{CH_4}$$



$MD_{\text{flared},y}$  : フレアによって破壊されるメタンの量

$LFG_{\text{flared},y}$  : フレアされる埋立てガスの量 ( $m^3$ ) ( 1 参照 )

$W_{CH_4,y}$  : 測定される埋立てガスの平均メタン含有量 ( $m^3CH_4 / m^3LFG$ ) : 0.5 ( 2 )

$FE$  : フレア燃焼効率(破壊されるメタンの割合) : 0.97 ( 3 )

$D_{CH_4}$  : メタン密度 ( $tCH_4 / m^3CH_4$ ) : 0.0006354 ( 4 )

$GWP_{CH_4}$  : 承認されている第 1 約束期間のメタンの地球温暖化係数 ( $tCO_2e/tCH_4$ ) : 21

$MD_{\text{electricity},y}$  : 発電により破壊されるメタンの量

$LFG_{\text{electricity},y}$  : 発電機に投入される埋立てガスの量 ( $m^3$ ) ( 5 )

本プロジェクトにおける各種係数は以下のように設定、あるいは算出 ( 予測 ) する。

#### 1) フレアされたメタンの燃焼量

年	フレア LFG量	フレア燃焼 メタン量	正味フレア燃焼 メタン量	フレア燃焼 メタン重量
	$LFG_{\text{flared},y}$	$LFG_{\text{flared},y} * W_{CH_4,y}$	$LFG_{\text{flared},y} * W_{CH_4,y} * FE$	$MD_{\text{flared},y}$
	$m^3$	$m^3$	$m^3$	$tCH_4$
2007	3,181,788	1,590,894	1,543,167	981
2008	2,441,268	1,220,634	1,184,015	752
2009	1,805,292	902,646	875,567	556
2010	1,256,436	628,218	609,371	387
2011	785,988	392,994	381,204	242
2012	470,189	235,094	228,042	145
2013	209,808	104,904	101,757	65
2014	180,198	90,099	87,396	56
2015	154,818	77,409	75,087	48
2016	133,668	66,834	64,829	41
合計	10,619,453	5,309,726	5,150,435	3,273

2)  $W_{CH_4,y}$  : 定期的に計測される、LFG中のメタン量 : 0.5 を採用

3)  $FE$  : フレア燃焼効率(破壊されるメタンの割合)

AM0010 のフレア燃焼効率 : 0.97(デフォルト値)を採用

バーナーメーカーによる LNG 燃焼テスト時の燃焼効率の計測結果は下記のとおりであるため、0.97は妥当と思料。

1. グランドフレアでのメタンの燃焼効率は約99.5%程度

2. フレアスタックでのメタンの燃焼効率は約98.0%程度

4)  $D_{CH_4}$  : メタンの密度 : 0.0006354  $tCH_4 / m^3CH_4$  ( ANNEX3 参照 )



## 5) ガスエンジン発電設備におけるメタンの燃焼量

年	発電利用 LFG量	発電利用 メタン量	発電利用 メタン重量
	LFG <sub>electricity,y</sub>	LFG <sub>electricity,y</sub> * W <sub>CH<sub>4</sub>,y</sub>	MD <sub>electricity,y</sub>
	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	tCH <sub>4</sub>
2007	2,123,820	1,061,910	675
2008	2,123,820	1,061,910	675
2009	2,123,820	1,061,910	675
2010	2,123,820	1,061,910	675
2011	2,123,820	1,061,910	675
2012	2,038,867	1,019,434	648
2013	1,950,768	975,384	620
2014	1,675,458	837,729	532
2015	1,439,478	719,739	457
2016	1,242,828	621,414	395
合計	18,966,499	9,483,250	6,026

調整係数を考慮した、発電、フレアにより削減されるCO<sub>2</sub>排出量を以下に示す。

発電、フレアにより削減されるCO<sub>2</sub>排出量

年	プロジェクト活動 によって破壊され る メタンの量	調整係数 Adjustment Factor	プロジェクト活動 がない場合の破壊 / 燃焼されるメタン 量	メタンの地球 温暖化係数	発電、フレアに より削減される CO <sub>2</sub> 排出量
	MD <sub>project,y</sub>	AF	MD <sub>reg,y</sub>	GWP <sub>CH<sub>4</sub></sub>	(MD <sub>project,y</sub> - MD <sub>reg,y</sub> ) * GWP <sub>CH<sub>4</sub></sub>
	tCH <sub>4</sub>	%	tCH <sub>4</sub>	tCO <sub>2</sub> e / tCH <sub>4</sub>	tCO <sub>2</sub> 相当
2007	1,655	0	0	21	34,761
2008	1,427	0	0	21	29,968
2009	1,231	0	0	21	25,853
2010	1,062	0	0	21	22,301
2011	917	0	0	21	19,256
2012	793	0	0	21	16,646
2013	684	0	0	21	14,373
2014	588	0	0	21	12,344
2015	505	0	0	21	10,606
2016	436	0	0	21	9,157
合計	9,298		0		195,263



2. グリッドへの売電に伴うCO<sub>2</sub>削減量 ( $EG_y * CEF_{electricity,y}$ ) を求める。その際の計算に必要なとなる運転方法および発電能力については、以下の通りである。

ガスエンジン発電設備 2 台は、LFG の発生量に合わせて部分負荷運転とする。基本的に年間連続運転とする。ただし、年間連続運転の際、以下の項目を考慮するものとして、発電量を算出する。

発電量の算出

項目	設計条件	採用値	単位
プロジェクト期間	2007 年 ~ 2016 年	10	years
発電機稼動時間	メンテナンス期間：20 日	8,280	h/y
運転余裕率	エンジン定格運転に対し	10	%
不慮のトラブル率	エンジン定格運転に対し	5	%
発電量割合	年間定格運転に対し	80.8	%

上記の項目に加え、下記項目を考慮し、売電量を算出する。

売電量の算出

項目	設計条件	採用値	単位
プラント所内電力	LFG 回収設備への使用 (ガス回収ブロウ他)	5	%
送電線ロス	プラント所内電力を除いた分に対し	1	%
売電量割合	年間定格運転に対し	76	%

本プロジェクトにおける各種係数は以下のように設定し、算出する。

$EG_y$  (年間正味発電量(売電量) (MWh)) : 6

(6) プロジェクト期間の発電量および売電量

年	年間発電量 (kWh/y)	年間売電量 (kWh/y)
2007	2,831,760	2,663,270
2008	2,831,760	2,663,270
2009	2,831,760	2,663,270
2010	2,831,760	2,663,270
2011	2,831,760	2,663,270
2012	2,718,490	2,556,739
2013	2,602,073	2,447,249
2014	2,233,944	2,101,024
2015	1,919,304	1,805,105
2016	1,658,153	1,559,493
プロジェクト期間合計	25,290,763	23,785,963



CEF<sub>electricity,y</sub> : 変換される発電のCO<sub>2</sub>排出係数 ( 7 )

ベトナムの電力を統括しているのはEVN(ベトナム国営電力公社)である。また、本プロジェクトの地域の電力を管轄しているのがEVN傘下である配電会社(Ho Chi Minh Power Company)である。ベトナムにおけるCO<sub>2</sub>排出係数は、ベトナム国により認められているデフォルト値が、公式に算定されていないので、ここではベトナムの電力を統括しているEVNが毎年発行しているAnnual Reportをベースに算定し、デフォルト値を決定する。

EVNにおける発電量割合および発電CO<sub>2</sub>排出係数

供給源	使用燃料	総発電量	割合	加重平均 CEF
		GWh/y	%	kgCO <sub>2</sub> /kWh
水力発電	-	18,198	50.8	0.000
石炭火力発電	石炭	4,881	13.6	0.140
石油火力発電	重油	1,019	2.8	0.024
ガスタービン発電 (Gas)	ドライガス	7,127	19.9	0.123
ガスタービン発電 (DO)	軽油	2,376	6.6	0.054
ディーゼル発電	軽油	92	0.3	0.002
独立発電事業者	軽油	2,109	5.9	0.048
合計		35,801	100	0.391

出典 ) EVN Annual Report 2002

系統電源の代替により削減されるCO<sub>2</sub>排出量を以下に示す。

系統電源の代替により削減されるCO<sub>2</sub>排出量

年	年間売電量	系統電源の 炭素排出係数	系統電源の代替により 削減されるCO <sub>2</sub> 排出量
	EG <sub>y</sub>	CEF <sub>electricity,y</sub>	EG <sub>y</sub> * CEF <sub>electricity,y</sub>
	kWh	kgCO <sub>2</sub> /kWh	tCO <sub>2</sub> 相当
2007	2,663,270	0.391	1,042
2008	2,663,270	0.391	1,042
2009	2,663,270	0.391	1,042
2010	2,663,270	0.391	1,042
2011	2,663,270	0.391	1,042
2012	2,556,739	0.391	1,000
2013	2,447,249	0.391	957
2014	2,101,024	0.391	822
2015	1,805,105	0.391	706
2016	1,559,493	0.391	610
合計	23,785,963		9,302

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

&gt;&gt;

本プロジェクトにおける削減されるCO<sub>2</sub>排出量の累積量を以下に示す。

CO <sub>2</sub> 排出量合計		
年	削減されるCO <sub>2</sub> 排出量 合計	削減されるCO <sub>2</sub> 排出量の 累積量
	ER <sub>y</sub>	-
	tCO <sub>2</sub> 相当	tCO <sub>2</sub> 相当
2007	35,802	35,802
2008	31,010	66,812
2009	26,894	93,706
2010	23,342	117,048
2011	20,298	137,346
2012	17,645	154,991
2013	15,330	170,321
2014	13,166	183,487
2015	11,312	194,798
2016	9,767	204,565
合計	204,565	

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

&gt;&gt;

ベトナムでは、新規の開発プロジェクトや投資プロジェクトの実施にあたり、基本的に環境影響評価に関する手続きが必要となる。ただ、ベトナム政府は、海外からの投資の奨励を目的として、「環境影響評価の審査等についての回状（Circular No.490/1998/TT-BKHCMNT）」に基づき、より手続きを簡素化した緩和規定を設けている。

この規定では、投資事業を環境影響の大きさによりカテゴリーⅠとカテゴリーⅡに分けている。環境影響評価報告書の作成とレビューが求められるカテゴリーⅠに属するプロジェクトは、「環境に対して潜在的に広範囲にわたり影響を及ぼしたり、事故を起こす可能性のあるプロジェクトのすべて、およびその他環境管理を妨げるものや非固定汚染源となり得るものを含む。」とされている。

他方、環境影響の少ないカテゴリーⅡのプロジェクトについては簡易な環境基準保証登録を提出して審査を受ければよいことになっている。





本プロジェクトは、事業概要からカテゴリーIIに該当するものと判断される。今後、現地調査で得られる各種のデータから、本プロジェクトが環境に与える影響を調査し、簡易な「環境基準保証登録」を提出する予定である。

< 排水および臭気の現状 >

- 排水

埋立地の浸出水については、産業排水基準の規制（（TCVN5945-1995）（mg/L））が適用される。排水対象水域は下記のとおり分類されており、本プロジェクトの場合は、B 類型が適用される。

A 類型：生活用水源として利用される水域に排水する場合

B 類型：水運、灌漑、水産、水浴に利用される水域に排水する場合

C 類型：行政から特に許可された水域に排水する場合

- 臭気

ベトナムでの敷地境界における騒音は騒音基準（TCVN5949-1995）により管理されている。本プロジェクトの場合、No.4 の人口密集地域にある工場地域の基準が適用される。ドンタン廃棄物埋立処分場の場合は、全体図に示すように、処分場出入口（ENTRANCE）が最も近い敷地境界となる。本プロジェクトの発電設備設置場所はその敷地境界から約 100m 以上離れており、その結果、敷地境界での騒音は大幅に減衰されているため、問題とならないといえる（発電所設置場所より約 60m 地点で 50 dB(A)以下となる）。

本プロジェクトの環境影響評価はこれから実施される予定である。

また、プロジェクト実施者は、ホスト国の環境基準を継続的に遵守できるようにプロジェクト実施期間にわたり、各種データをモニタリングする予定である。

**F.2. If environmental impacts are considered significant by the project participants or the host Party, please provide conclusions and all references to support documentation of an environmental impact assessment undertaken in accordance with the procedures as required by the host Party:**

>>

本プロジェクトが環境に与える影響は軽微であり、むしろ排水、臭気等に関してはプロジェクトを実施することにより改善されることが見込まれる。

**SECTION G. Stakeholders' comments**

>>

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

>>

各ステークホルダーからの本プロジェクトに対するコメントは、2004 年 10 月に、プロジェクト実施者がベトナム・ホーチミン市訪問時に一部聴取するとともに、地域住民等のコメントは、ホーチミン市の天然資源環境部の部長兼、バンラン大学の教授でもある Dr. Nguyen Trung Viet に調査依頼した。

**G.2. Summary of the comments received:**

本プロジェクトに対する地域住民、地方行政、ホーチミン市、天然資源環境部、Van Lang 大学等の具体的なコメントは下記の通りである。



( 1 ) 埋立処分場の地域住民からのコメント

プロジェクトのサイト付近の住民は、特にドンタン廃棄物処分場のように、環境保全設備等が整っていない廃棄物埋立処分場について、そこで行われる活動を厳しく監視している。実際、地域住民は CDM プロジェクトとはどのようなものかについてはほとんど関心を持っていないが、処分場付近で環境事故や環境になんらかの有害な影響を与える現象が起きれば、埋立処分場内で行われている活動に対して強力に反対し、環境改善と補償を求めるとしている。

( 2 ) 地方行政のコメント

地方行政は CDM プロジェクトが行政のトップにより承認されたものであれば、必ず実施する。地域行政は管轄区域内に埋立処分場を設置しながらないが、CDM プロジェクトのように埋立処分場の環境改善や環境事故の危険を回避するための投資は歓迎する。

また、地域住民がこれらのプロジェクトに関連した法律や規則を履行するよう指導することにより投資家をサポートする。

( 3 ) ホーチミン市人民委員会のコメント

ホーチミン市人民委員会は海外からの環境プロジェクト、特に CDM プロジェクトへの投資を支援している。ホーチミン市の予算は限られているため、そのほとんどは安全な廃棄物処理といった緊急性の高い要求を満たすのに使われている。このため人民委員会では、この分野の CDM 投資を促進するために関連官庁（企画投資部-DOPI、金融部-DOF、建設部-DOC、科学技術部-DOST、天然資源・環境部-DONRE ほか）による CDM 支援措置等の調整・指導を行っている。

( 4 ) 天然資源・環境部（DONRE）のコメント

「2010 年へ向けたホーチミン市の環境管理戦略」によると、DONRE は本 CDM プロジェクトは都市廃棄物処理を発展させるものと位置づけている。現在の地方政府では、廃棄物からエネルギーを取り出す（廃棄物を発電に利用する）といった高度な都市廃棄物管理の技術は、予算を割り当てる優先項目リストには入っていない。天然資源・環境部は CDM の投資が廃棄物管理の分野に振り向けられるようプロジェクトを支援し、早期に CDM プログラムが実施されることを望んでいる。

( 5 ) Van Lang 大学のコメント

Van Lang 大学の特に環境技術管理部門のスタッフは、数年にわたり廃棄物の埋立処分場の調査を行ってきており、CDM プログラムに高い関心を持っている。この CDM プログラムを推進することは、ホーチミン市の廃棄物処理の状況を改善するだけでなく新しい技術を導入する機会となる。

ドンタン廃棄物埋立処分場は、10 年前は悪臭を発していたが現在、その状況は改善している。最近の調査で、処分場に掘られた 9 箇所の穴から回収したメタンガスがフレア燃焼できることも確認されていることから、ドンタン処分場は CDM プロジェクトの対象サイトとして相応しいと考えられる。

<b>G.3. Report on how due account was taken of any comments received:</b>
---

>>

本プロジェクトに対して、特段の反対意見、クレーム等は現時点では出されていない。むしろ、地域の環境問題を改善するものとして歓迎され、地域当局からの支援措置も検討されている。



ただ、地域住民は、付近で環境事故や有害な環境現象が起これば埋立処分場内の活動を強力に拒絶し、環境改善と補償を要求するとしていることから、プロジェクト実施にあたり、プロジェクトの環境影響を常にモニタリングし、住民に何らかの被害が及ばないように留意していく計画である。

Annex 1**CONTACT INFORMATION ON PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY**

Organization:	Ho Chi Minh City Environmental Company
Street/P.O.Box:	42 –44 Vo Thi Sau St.
Building:	
City:	Tan Dinh Ward, Dist.1
State/Region:	
Postfix/ZIP:	
Country:	ベトナム
Telephone:	8296687-8291975
FAX:	84-8-8296680
E-Mail:	
URL:	
Represented by:	
Title:	Vice Director
Salutation:	Hieu
Last Name:	Trong
First Name:	Bui
Department:	
Mobile:	0918039322
Direct FAX:	84-8-8296680
Direct tel:	8296687-8291975
Personal E-Mail:	bthieu@hcm.vnn.vn

Organization:	新日鉱テクノリサーチ
Street/P.O.Box:	3 - 17 - 35
Building:	
City:	戸田市新曽南
State/Region:	埼玉県
Postfix/ZIP:	335 - 8502
Country:	日本
Telephone:	81 - 48 - 430 - 2511
FAX:	81 - 48 - 430 - 3811
E-Mail:	
URL:	<a href="http://www.shinnikko-tr.co.jp/">http://www.shinnikko-tr.co.jp/</a>
Represented by:	
Title:	コンサルティング担当部長 工学博士
Salutation:	
Last Name:	加藤
First Name:	恒一
Department:	調査 1 部
Mobile:	
Direct FAX:	81 - 48 - 430 - 3811



Direct tel:	81 - 48 - 430 - 2810
Personal E-Mail:	<a href="mailto:kato@shinnikko-tr.co.jp">kato@shinnikko-tr.co.jp</a>



Annex 2

**INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING**

本プロジェクトに公的資金が投入される予定はない。

Annex 3**BASELINE INFORMATION**

ベースラインの同定に必要な情報、データを下記に示す。

本プロジェクトにおいては、ドンタン埋立処分場の区画-1,2,3のうち、以下の点を考慮し、対象エリアを区画-1に決定した。

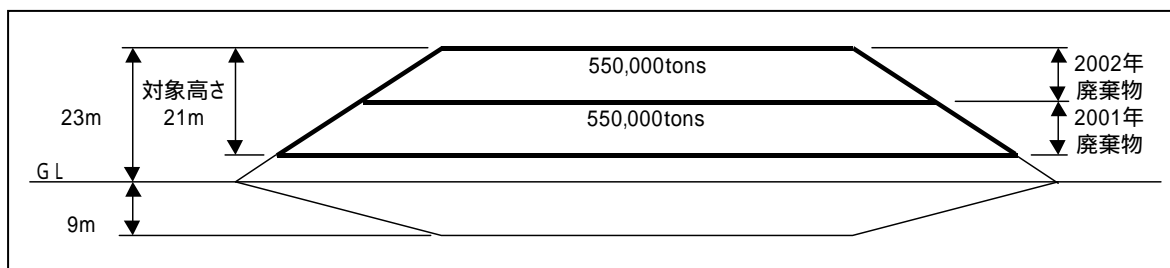
区画-2,3は旧年度に投入した廃棄物である(その後建設廃材は投入されている)。

区画-1は高さ32mのうち、GL-9mの部分は旧年度に投入した廃棄物であり、水分を多量に含んでいる可能性がある(廃棄物密度: 1.4t/m<sup>3</sup>)。またその当時の管理状況(廃棄物組成)が不明である。GL+23mの部分は比較的新しい廃棄物が投入されている。

回収井戸(垂直配管)が設置できるのは、20m程度と言われている。

上記の結果より、本プロジェクトでは対象埋立地を区画-1内のGL以上を対象とし、(下図参照)その概要、廃棄物組成、LFG発生量算定条件、LFG発生量/回収量算定結果を下記に示す。

ドンタン埋立処分場 区画-1の概要図



区画-1の仕様

- ・体積 : 約 1,843,000m<sup>3</sup>
- ・廃棄物密度 : 0.6t/m<sup>3</sup>
- ・廃棄物投入量 : 550,000tons(2001年), 550,000tons(2002年), 1,100,000tons(合計)



## 廃棄物組成

分類	項目	重量比(%)	分類	項目	重量比(%)
可燃物	紙	1.18	不燃 化物	鉄	0.595
	食物	55.3		非鉄	-
	布	5.78		ガラス	0.865
	植物（木、わら）	2.67		砂利、陶器	-
	革、ゴム	2.32		バッテリー	0.82
	プラスチック	1.21		貝殻	1.125
	ナイロン	20.73		獣骨	1.695
	発砲スチロール	0.48		建設廃材	4.23
				その他	-
				計	100

## LFG 発生量算定条件

項目	記号	単位	入力値
年間廃棄物投入量	R	t/年	550,000
メタン生成定数 <sup>*1</sup>	k	/年	0.15
メタン発生ポテンシャル <sup>*2</sup>	Lo	m <sup>3</sup> /t	99
対象とする廃棄物の 埋立開始年	-	年	2001
対象とする廃棄物の 埋立終了年	-	年	2002
LFG中のメタンの割合 <sup>*3</sup>	F	%	50
回収効率 <sup>*4</sup>	-	%	50
LFG精度 <sup>*5</sup>	-	%	- 20

## \*1 k 値の算定

メタン生成定数(k)は処分場が位置する場所周辺の環境に基づいて決定される。処分場で湿度が高いと k 値は高くなる。IPCC のデフォルト値は 0.005 ~ 0.4 の範囲である。メタン生成定数(k)は廃棄物の分解の速度に依存しており、次式に示す半減期が因子である。

$$k = \ln(2)/t_{1/2}$$

$t_{1/2}$  : ガス発生量半減期の時間(年)

ホーチミン市役所による調査データでは、廃棄物の分解速度(半減期)は 4 ~ 5 年と言われている、よってこの結果の平均値として半減期を  $t_{1/2} = 4.5$  年と設定し、 $k = 0.15$  を採用する。



\*2 メタン発生ポテンシャル( $L_0$ 値)の算定結果

$$L_0 = [MCF \times DOC \times DOC_F \times F \times 16/12]$$

$$= 1.0 \times 0.122744 \times 0.77 \times 0.5 \times 16/12 = 0.0630 \text{ (Gg CH}_4 \text{ / Gg 廃棄物)}$$

メタン密度(tons CH<sub>4</sub> / m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>)の決定

・温度補正: 35 (ガス内部温度を代表)

$$= 0.0007168(0 \text{ 、標準圧力 } 101.325\text{kPa}) \times 273.15/(273.15+35)$$

$$= 0.0006354 \text{ (tons CH}_4 \text{ / m}^3 \text{ CH}_4)$$

$$L_0 = 0.0630/0.0006354 = 99 \text{ (m}^3 \text{ CH}_4 \text{ / Mg 廃棄物)}$$

## \*3 LFG 中のメタンの割合(F)の決定

一般的なLFGの成分は、CH<sub>4</sub>とCO<sub>2</sub>がそれぞれ約 50%である。IPCCによるとデフォルト値は 0.5 であるが、ゴミ組成における様々な要因(炭水化物やセルロース等)により、変動幅は 0.4 ~ 0.6 となる。本プロジェクトでのLFG組成におけるメタン濃度の結果は 54.5%である。しかし今回の分析での吸引は自然吸引であり、ガス回収時の強制吸引時(空気の侵入)を考慮し、保守的に IPCCのデフォルト値である 0.5 を採用する。

## \*4 回収効率

LFG の回収に影響するものとして、ガスの回収に伴った空気の侵入による損失、浸出汚水による流出等が考えられるが、浸出汚水による流出はほとんど影響がないとホーチミン市役所との協議の結果明らかとなった。これらの点を考慮して本プロジェクトの回収効率は以下に決定する。

$$\text{埋立地全体の回収効率(\%)} = \text{回収井戸効率(\%)} \times \text{埋立地の回収効率(\%)}$$

$$= 0.7 \times 0.7 = 0.49 = 49\%$$

$$= 0.75 \times 0.7 = 0.525 = 52.5\%$$

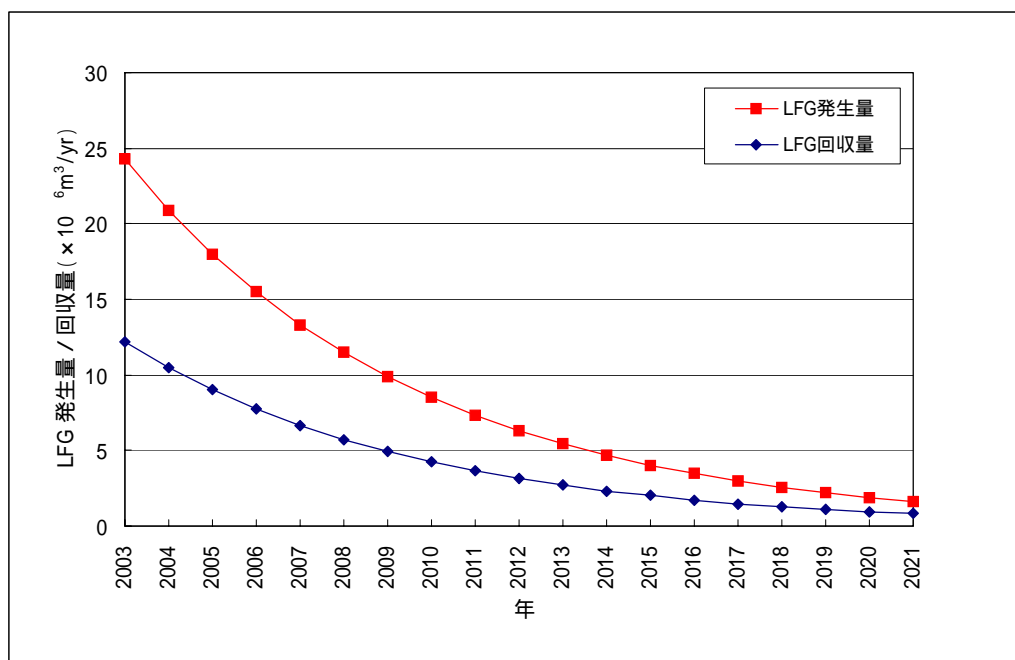
よって、回収井戸効率の平均をとるものとし、またガスの回収に伴った空気の侵入による損失を考慮し、保守的な値を採用することにより、埋立地全体の回収効率は 50%とする。

## \*5 LFG 精度

LFG の発生量は、様々な要因により左右される。主なものとして水分含有量、廃棄物の材質、酸素有無、外気温度、微生物層、圧縮度合い等が挙げられる。その他、埋立地の状況変化や季節変動なども考慮する必要がある。よって、これらを総合的に考慮し、LFG 精度として、- 20% とする。



## 区画- 1 の LFG 発生量 / 回収量算定結果



Annex 4**MONITORING PLAN****運転・保守・管理体制**

運転および保守、管理を行うための要員計画は下記のように 9 名とする。

監視体制は日常の運転状況や保守内容、不具合等を記録するために 24 時間(4 直 3 交替)とする。

**運転・保守・管理の所要人員**

職 位	要 員
Plant Head	1
Operator	8
合 計	9

具体的には下記のモニタリングマニュアルに沿ってモニタリングを行う。

<モニタリングマニュアル>

**1.目的：**

本モニタリングマニュアルは京都議定書のクリーン開発メカニズム（CDM）によるプロジェクトの実施に当り、活動に関係する指標を計測、記録することによって、本プロジェクトによる温室効果ガスの削減量を正確に把握することを目的とする。また、本モニタリングマニュアルによって LFG 回収設備の安定操業と LFG の回収量及び発電量を計測する計器の精度を確保する。

**2.適用：**

このマニュアルは、ベトナム国ドンタン廃棄物埋立処分場における LFG 回収及び発電事業のモニタリング計画に適用する。本マニュアルとドンタン廃棄物埋立処分場のマニュアルに相異がある場合は本マニュアルを優先するものとする。

**3.使用：**

このモニタリングマニュアルは、ドンタン廃棄物埋立処分場における LFG 回収及び発電設備の操業に関わる者が使用する。このマニュアルにより、モニタリングされたデータは定期的に収集・記録される。この記録は集計表にまとめられ、温室効果



ガスの削減量が算出される。また、設備の操業に関わる者が適切なモニタリングを実施し、その性能を維持するための教育訓練に使用される。

4.対象設備：モニタリング計画の対象となる LFG 回収設備は以下の設備から構成される。

- (1) ガス回収・前処理設備
- (2) 排水回収設備
- (3) ガスエンジン及び発電機
- (4) 余剰ガス燃焼設備
- (5) 電力供給設備（グリッドへの接続まで）

5.設備点検：設備点検は目的に合わせて以下の方法で行い、設備の信頼性を確保する。

- (1) 日常点検：毎日定時に点検リストに従ってデータの記録、異常の有無について点検を行う。
  - (2) 定期点検：定められた期間内に設備の点検を行う。（表 3 参照）
  - (3) 開放点検：設備の計画停止（1 回 / 1 年）に合わせて点検を行う。
- 点検の詳細については設備点検マニュアルに定める。

6.記録：データはモニタリング計画に従い、図表 1 の流れに沿って収集・記録、解析される。

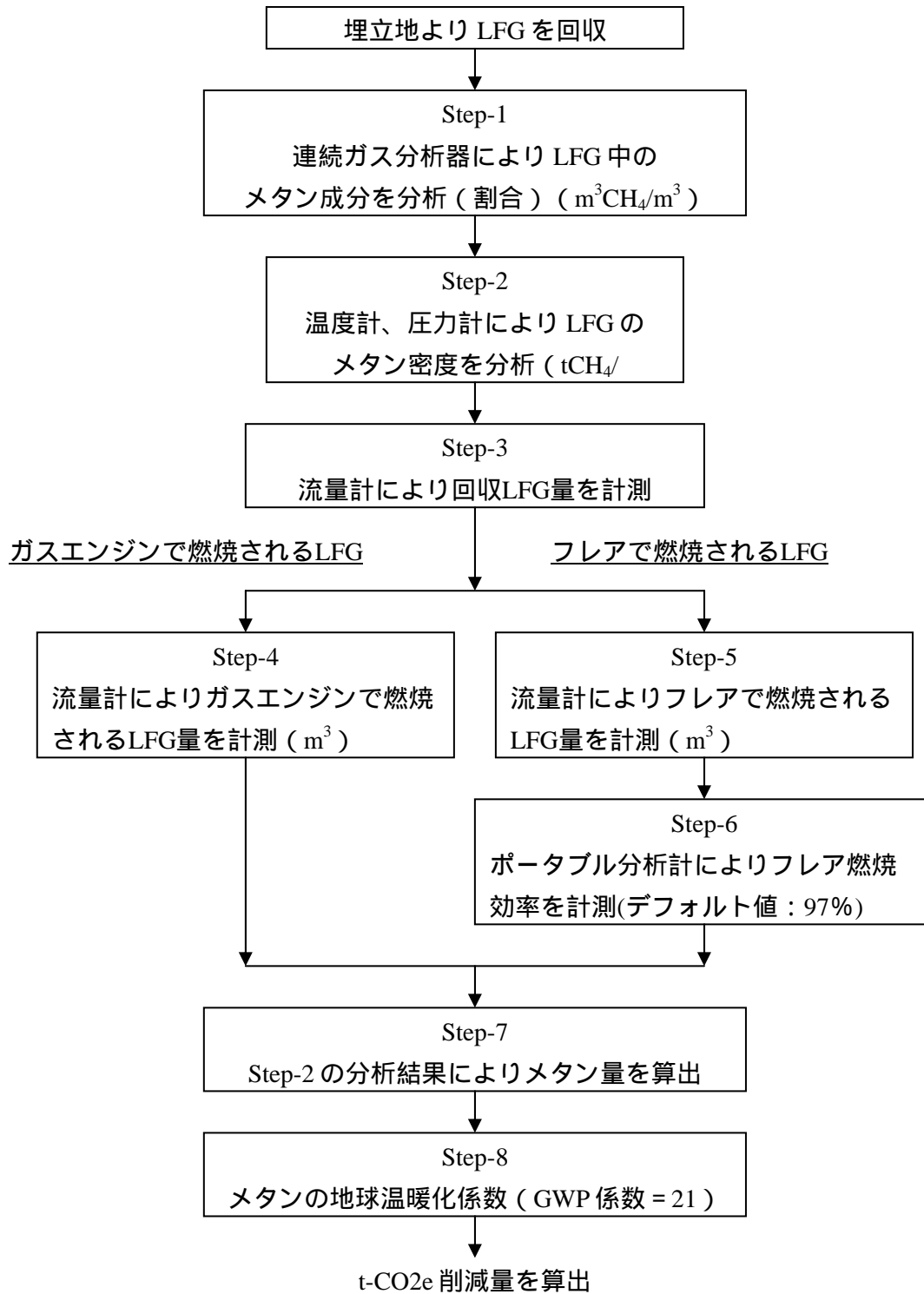


図1 主要計算方法のキーステップ



## 7.分析：

## Step1：

分析計の精度確認のため定期的（年4回）に試料を採取し、ラボ分析を行う。

## Step2：

メタン密度を算出するための、LFGの温度、圧力を計測する。

（ $0.0007168 \text{ tCH}_4 / \text{m}^3 \text{CH}_4$  0、標準圧力 101.325kPa）

## Step3-5：

回収LFGの全量、ガスエンジンで燃焼されるLFG、フレアで燃焼されるLFGを流量計により計測・記録する。発電とフレアに使用されるLFGの合計を回収LFG量の全量と比較し逸脱した値でないことを確認する。

## Step6：

フレアは温度計による燃焼状態を確認すると共に、正常に稼働していることを示す稼働時間として、計測・記録を行う。また、排ガス中のメタン含有量は年4回ポータブル分析計によりメタン濃度を計測・記録する。燃焼状態が不安定な場合には毎月計測、記録を行う。

## Step7：

Step-2の分析結果からメタン濃度を求め、LFG量を掛けることによりメタン量を算出する。

## Step8：

メタンの地球温暖化係数（GWP係数 = 21）を Step-7のメタン量に掛けることにより t-CO<sub>2</sub>e に変換する。

8.グリッドに供給された電力のCO<sub>2</sub>排出係数

総発電量に対して、所内電力で使用される電力量を除いた、グリッドに供給される電力を電力計により計測及び記録を行い、毎月集計表に記録する（毎月の電力量が記録される）。グリッドの全電源平均はベトナムの電力全体を統括している EVN（ベトナム国営電力公社）の Annual Report をベースに算定を行い、本プロジェクト活動によりグリッドに供給した電力量による排出削減量を算定する。

## 9.設備点検及びデータの記録

## (1) ガス回収・前処理設備

所内に設置したLFG回収井戸28本及び収集管について2回/日見回り、配管の漏れ、振動の有無を確認する。漏れを発見した場合は直ちに洩止の応急措置を行う。ポータブルの酸素計で各回収井戸入口のサンプリングにより酸素濃度を測定し、酸素濃度が上昇（3%未満）している井戸は入口の遮断弁を閉止する。3%以上上昇している場合は運転マニュアルに従って、運転を停止し補修する。振動がある場合は



サポートを取付ける。LFG 回収井戸の周りは雨水の浸入を防止するため土砂で固めるかシートを張る。

ガス回収ブロワの異音、振動、熱持ちの有無を 2 回/直点検する。潤滑油の色、量を点検し、不足していれば補充する。潤滑油に濁りがあれば交換する。点検に合わせてブロワの吸引 LFG 量、温度、圧力、酸素濃度、メタンガス濃度を計器から読取り記録する。指示計に僅かな揺れがない場合は計器に何らかのトラブルがある場合があるため点検し、不良品は交換する。入口の脱水器のレベルが上昇したら、空気が入らないよう排水する。また、ドレン排出機能が正常に行われていることを確認する。

シロキサン除去装置の入口・出口の差圧、温度差を 2 回/直点検する。性能を維持するためにシロキサンを除去する特殊活性炭は一定期間毎に交換する。ただし、交換期間中もバイパスを使用することにより、運転は継続可能である。

#### (2) 排水井戸及び導管

所内に設置した排水井戸及び収集管について 2 回/日見回り、配管の漏れ、振動の有無を確認する。漏れを発見した場合は直ちに洩止の応急措置を行う。漏れが止まらない場合は排水ポンプを停止して漏れ部を修理する。振動がある場合はサポートを取付ける。

#### (3) ガスエンジン及び発電機

ガスエンジン及び発電機の異音、振動、熱持ちの有無を 2 回/直点検する。潤滑油の色、量を目視点検し、定期的に補充する。点検に合わせてガスエンジン吸引 LFG 量、温度、圧力、発電機の電圧、電流、発電量を計器から読取り記録する。指示計に僅かな揺れがない場合は計器に何らかのトラブルがある場合があるため点検し、不良品は交換する。

#### (4) 余剰ガス燃焼設備

フレアの異音、振動、熱持ちの有無を 2 回/直点検する。パイロットバーナーの燃料使用量を確認し、規定以上のガス量であれば調節弁で調整する。点検に合わせてフレアで燃焼する LFG 量、フレア内の温度を測定する。指示計に僅かな揺れがない場合は計器に何らかのトラブルがある場合があるため点検し、不良品は交換する。

フレアの燃焼効率を測定するため、定期的（4 回/年）にポータブル分析計で測定する。データにバラツキが大きい場合は 1 回/月に頻度を上げ測定する。分析計は取扱い説明書に従って定期的に保守点検する。

#### (5) 電力供給設備（グリッドへの接続まで）

電力供給設備（低圧配電盤、遮断器、送電線）の異音、振動、熱持ちの有無を 2 回/直点検する。異常があれば電気技術者の点検を受け必要であれば発電を停止して補修を行う。

点検に合わせて発電機、その他 LFG 回収設備で使用する電力量を測定する。

### (7) データの記録

GHG の削減量の計算に必要なデータは電子的にコンピュータに送られ保存される。これらのデータをもとに、GHG 排出量算定式が組込まれたプログラムにより、GHG 削減量が求められる。発電によるグリッドにおける GHG の削減量は電力会社から年次報告を入手して系統電源の炭酸ガス排出係数を求めて計算する。

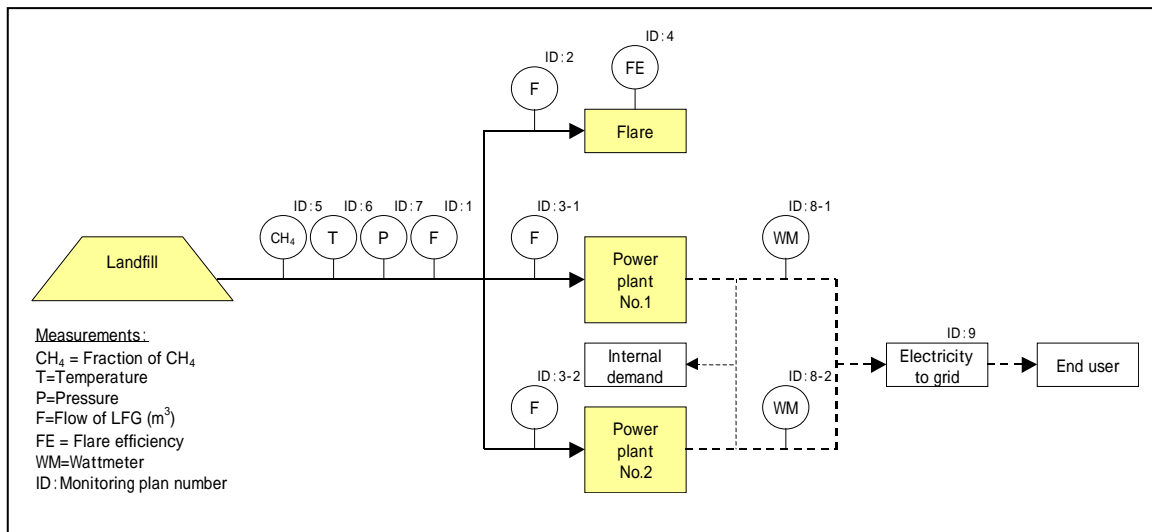


図2 モニタリング計画図

### (8) GHG の削減量

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

$ER_y$  : CO<sub>2</sub>換算で表されるGHG 排出削減量(tCO<sub>2</sub>e)

$GWP_{CH_4}$  : 承認されている第1約束期間のメタンの地球温暖化係数  
(tCO<sub>2</sub>e/tCH<sub>4</sub>)

$EG_y$  : 年間正味発電量(MWh)

$CEF_{electricity,y}$  : 変換される発電のCO<sub>2</sub>排出係数(tCO<sub>2</sub>e/MWh)

$$MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF$$

$MD_{reg,y}$  : プロジェクト活動がない場合の破壊 / 燃焼されるメタン量(tCH<sub>4</sub>)

$AF$  : 調整係数(割合)

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

$MD_{project,y}$  : プロジェクト活動によって破壊されるメタン量(tCH<sub>4</sub>)





$$MD_{\text{flared},y} = LFG_{\text{flared},y} * W_{CH_4,y} * D_{CH_4} * FE$$

$MD_{\text{flared},y}$  : フレアリングによる実際のメタン燃焼量( $tCH_4$ )

$LFG_{\text{flared},y}$  : 燃焼される処分場ガス量( $m^3$ )

$W_{CH_4,y}$  : 定期的に計測される、処分場ガス中のメタン量(割合)

$D_{CH_4}$  : メタンの密度( $tCH_4/m^3CH_4$ )

$FE$  : フレア燃焼効率(破壊されるメタンの割合)

$$MD_{\text{electricity},y} = LFG_{\text{electricity},y} * W_{CH_4,y} * D_{CH_4}$$

$MD_{\text{electricity},y}$  : 発電に利用されるメタン量( $tCH_4$ )

$LFG_{\text{electricity},y}$  : 発電によって破壊されるメタン量( $m^3$ )

発生源別 GHG 排出量の計算式を基に、以下の設定値及び測定値から算出する。

表 1 GHG 排出量の計算に使用する設定値及び測定値

各種係数	単位	採用値
$GWP_{CH_4}$ : 承認されている第 1 約束期間のメタンの地球温暖化係数	$tCO_2e/tCH_4$	21
$EG_y$ : 年間正味発電量(売電量)	MWh	測定値
$CEF_{\text{electricity},y}$ : 変換される発電の $CO_2$ 排出係数	$tCO_2e/MWh$	電力会社の 年次報告
AF : 調整係数	-	0
$LFG_{\text{flared},y}$ : 燃焼される処分場ガス量	$m^3$	測定値
$W_{CH_4,y}$ : 定期的に計測される、処分場ガス中のメタン量	-	測定値
$D_{CH_4}$ : メタンの密度	$tCH_4/m^3CH_4$	0.0006354
FE : フレア燃焼効率(破壊されるメタンの割合)	-	分析値
$LFG_{\text{electricity},y}$ : 発電によって破壊されるメタン量	$m^3$	測定値

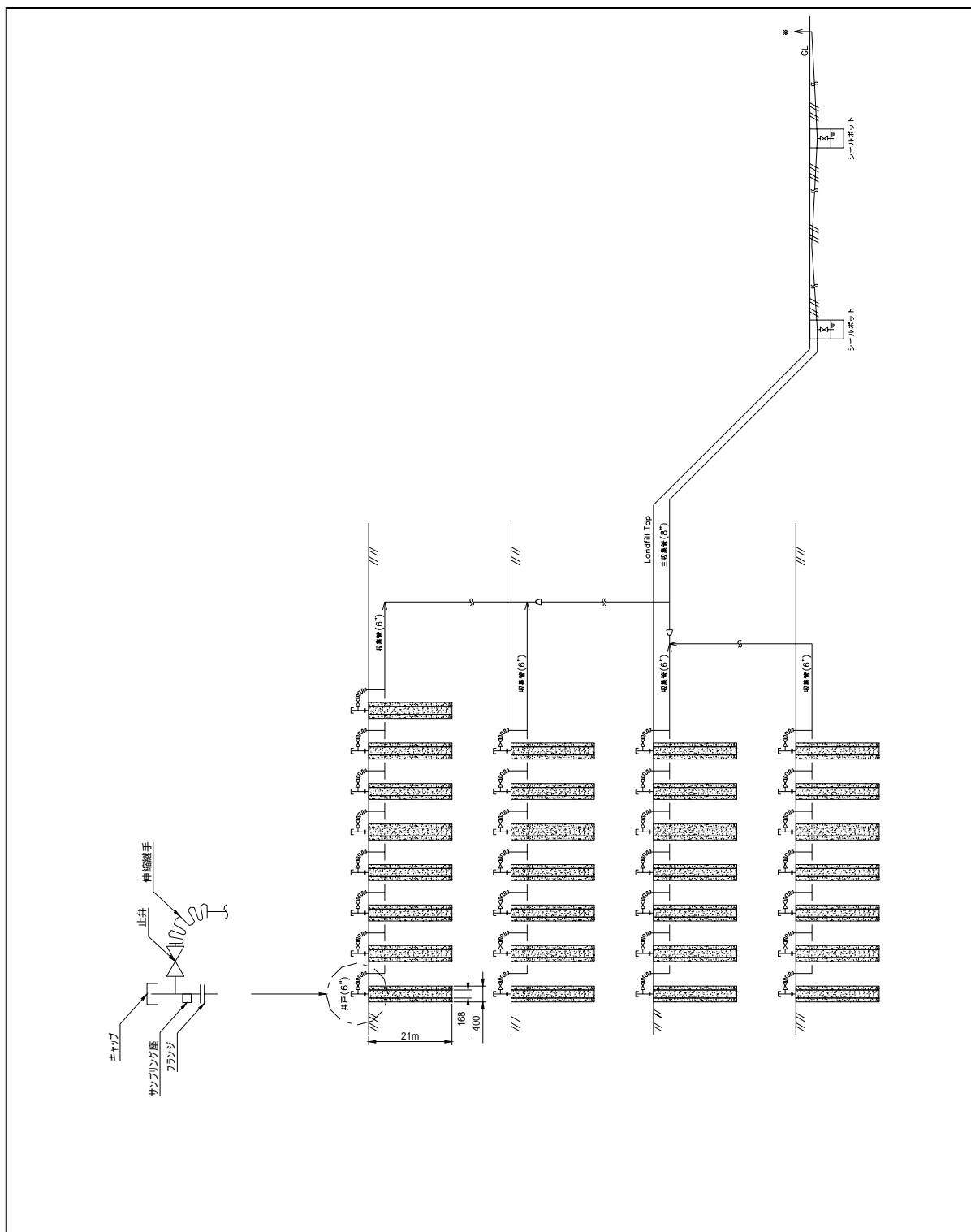


図 3 LFG 回収及び収集管系統図

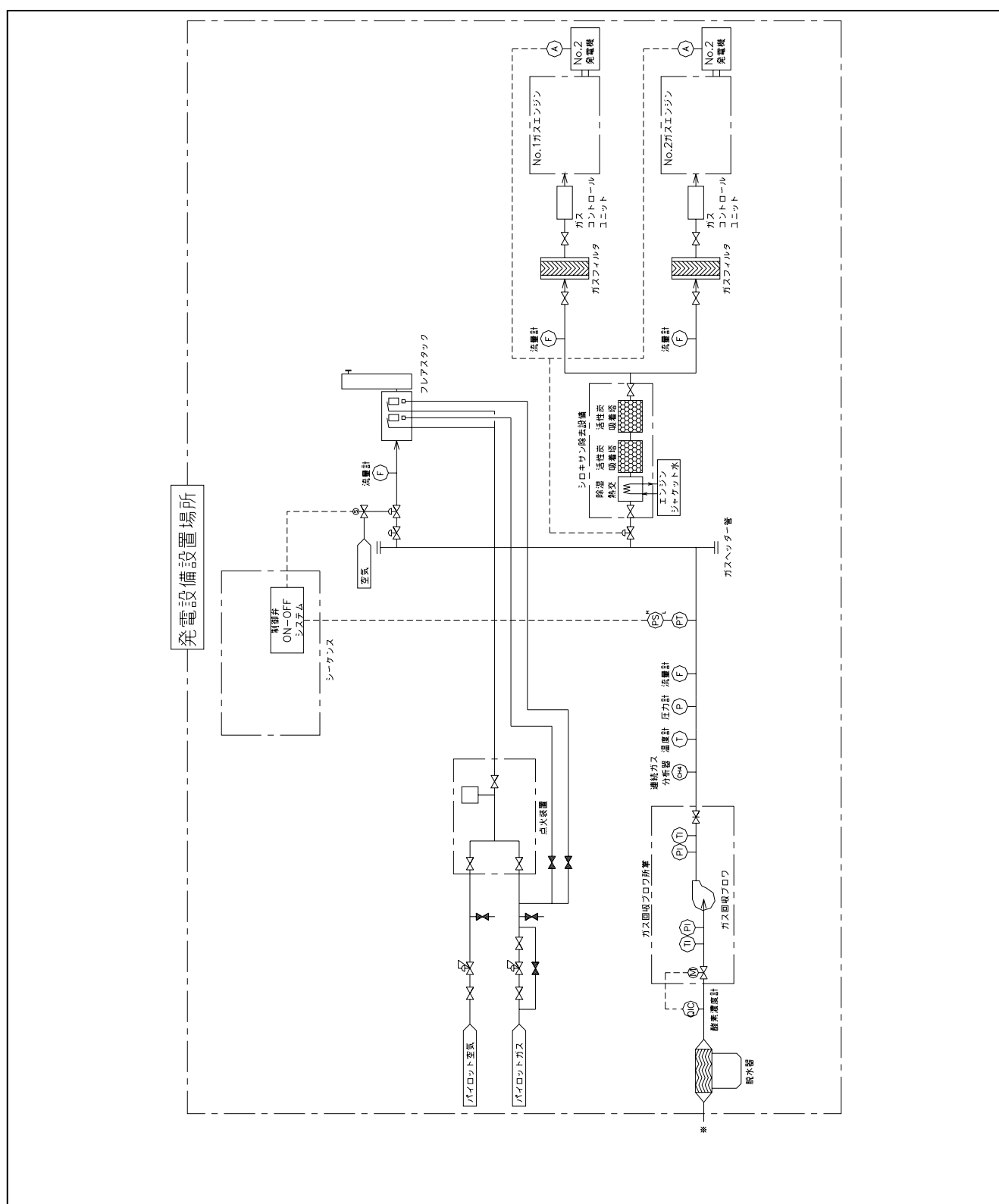


図4 ガス回収・前処理設備系統図



表 2 モニタリング計画

ID 番号	データ種類	データ 単位	計測(m) 計算(c) 推定(e)	記録頻度	モニター されるデ ータの比 率	データの記録の保 存方法(電子/印刷 物)	記録文書の 保存期間	コメント
1. LFG <sub>total,y</sub>	LFG 収集全量	m <sup>3</sup>	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期 間及び 2 年間	流量計により計測 データは月毎、年毎に集計
2. LFG <sub>flare,y</sub>	フレア LFG 量	m <sup>3</sup>	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期 間及び 2 年間	流量計により計測 データは月毎、年毎に集計
3. LFG <sub>electric ity,y</sub>	発電プラント で燃焼される LFG 量	m <sup>3</sup>	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期 間及び 2 年間	流量計により計測 データは月毎、年毎に集計
4. FE	稼働時間(1) と排ガスのメ タン含有量 (2)で決定し たフレア/燃 焼効率	%	計測(m) /計算(c)	(1)連続的 (2)年 4 回 毎月不安 定である 場合	n/a	電子	クレジット期 間及び 2 年間	(1)フレア排ガスのメタン 含有量の定期的な計測 (2)フレア(例えば温度 で)の稼働時間の連続計測
5. W <sub>CH4,y</sub>	LFG 中の メタン率	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> LFG	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期 間及び 2 年間	できるだけ連続ガス分析器 により計測
6. T	LFG 温度		計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期 間及び 2 年間	メタンの密度(D <sub>CH4</sub> )を決定 する為に計測
7. P	LFG 圧力	Pa	計測(m)	連続的/ 定期的	100%	電子	クレジット期 間及び 2 年間	メタンの密度(D <sub>CH4</sub> )を決定 する為に計測
8. WM	発電量	MWh	計測(m)	連続的	100%	電子	クレジット期 間及び 2 年間	プロジェクト活動を行なう ため、発電の使用からの CO2 排出を決定する為に要 求



9.	ID8 内の 発電 CO2 排出 係数	t-CO <sub>2</sub> / MWh	計算(c)	年 1 回	100%	電子	クレジット期 間及び 2 年間	プロジェクト活動を行なう ため発電量から CO2 排出量 を換算する為に要求
10.	LFG プロジェ クトに関連す る要求規制	検査	n/a	年 1 回	100%	電子	クレジット期 間及び 2 年間	調整係数(AF)あるいは MD <sub>reg</sub> (プロジェクト活動が ない場合の破壊 / 燃焼され るメタン量)に対するいか なる変更について要求



表3 ガスエンジン発電設備主要機器メンテナンススケジュール

	メンテナンス項目	運 転 時 間						
		毎日	1,500 時 毎	3,000 時 毎	6,000 時 毎	12,000 時 毎	24,000 時 毎	48,000 時 毎
エンジン 本体	・異音・異常・油漏れ等目視点検							
	・点火プラグ点検、交換							
	・ガス制御弁類点検							
	・制御装置点検							
	・シリンダカバー開放点検							
	・主要部品開放点検、交換							
	・オーバーホール・軸受類交換							
発電機・ 盤類	・異音・異常・油漏れ等目視点検							
	・定期点検							
	・絶縁チェック							
	・保護装置作動確認							
ガス回 収・前処 理設備	・収集配管の外観確認							
	・リークなどの確認							
	・シールポットの液面確認							
	・点検・補修							
酸素濃度 計	・酸素濃度の確認							
	・点検・補修							
脱水器	・ドレン排出機能の確認							
	・点検・補修							
ガスフィ ルター	・差圧確認							
	・フィルタ交換							



	メンテナンス項目	運 転 時 間						
		毎日	1,500 時 毎	3,000 時 毎	6,000 時 毎	12,000 時 毎	24,000 時 毎	48,000 時 毎
ガス回収ブ ロウ	・ 運転圧力、温度の確認							
	・ 異常音、振動の確認							
	・ 点検の補修							
シロキサン 除去設備	・ 異音・異常・水もれ等目視点検							
	・ ガスの温度確認							
	・ 差圧確認							
	・ 活性炭の交換							
	・ チラーユニット整備・補修							
その他補機 類	・ 異音・異常・水もれ等目視点検							
	・ 循環ポンプ・ファン点検							
	・ 熱交換器類点検、清掃							
	モニタリング項目							
流量計	・ LFG 流量全量の確認							
流量計	・ フレア LFG 流量の確認							
流量計	・ 発電 LFG 流量の確認							
ポータブル ガス分析器	・ フレアでのメタン含有量の確認 ( 年 4 回、不安定な場合は毎月 )							
温度計	・ フレアスタックの燃焼温度の確認							
連続ガス分 析器	・ メタンガス濃度の確認							
温度計	・ LFG 温度の確認							
圧力計	・ LFG 圧力の確認							
積算電力計	・ 電力量の確認							